

S. Abate  
S. Botteghi  
F. Caiozzi  
G. Desiderio  
G. Di Bella  
A. Donato  
G. Lombardo  
A. Manzella  
A. Santilano  
A. Sapienza

# VIGOR: APPLICAZIONI GEOTERMICHE PER UNO SVILUPPO SOSTENIBILE PRODUZIONE DI CALORE ED ENERGIA ELETTRICA

VIGOR - VALUTAZIONE DEL POTENZIALE GEOTERMICO REGIONI DELLA CONVERGENZA

Edizioni CNR – IGG Area della Ricerca di Pisa

**VIGOR**

Applicazioni geotermiche per uno sviluppo sostenibile.

Produzione di calore ed energia elettrica

**VIGOR: Applicazioni geotermiche per uno sviluppo sostenibile.  
Produzione di calore ed energia elettrica**

A cura di:

Adele Manzella, Serena Botteghi, Federica Caiozzi, Assunta Donato, Alessandro Santilano (CNR-IGG)  
Guido Di Bella, Alessio Sapienza (CNR-ITAE)  
Giuseppe Lombardo, Giovanni Desiderio, Salvatore Abate (CNR-IPCF)

Con il contributo di:

Ing. Carlo Piemonte (SINTEA), Sergio Chiesa (CNR-IDPA)  
e Antonio Galgaro (Università di Padova e CNR-IGG)

Progetto editoriale e grafico,  
revisione testi, impaginazione:  
Alle Bonicalzi e Nicola Maria Lanni  
studio allegropanico — [www.allegropanico.com](http://www.allegropanico.com)

Ricerca iconografica:  
CNR

Illustrazioni:

Elisa Bertini, Lorenzo Gori, Nicola Maria Lanni e Adele Manzella

Fotografie:

Serena Botteghi, Giuseppe Lombardo, Adele Manzella, Mark Johnson

Prima edizione: settembre 2014

ISBN: 9788879580120

Edizioni CNR – IGG Area della Ricerca di Pisa

Nel caso di riproduzione, anche parziale, di immagini, testi e/o contenuti della presente opera si raccomanda esplicita citazione in questa forma:  
S. Abate, S. Botteghi, F. Caiozzi, G. Desiderio, G Di Bella, A. Donato, G. Lombardo, A. Manzella, A. Santilano, A. Sapienza (2014). *VIGOR: Applicazioni geotermiche per uno sviluppo sostenibile. Produzione di calore ed energia elettrica*. Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza, POI *Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013*, CNR-IGG, ISBN: 9788879580120.

*L'editore è a disposizione degli aventi diritto con i quali non gli è stato possibile comunicare, nonché per eventuali involontarie omissioni o inesattezze nella citazione delle fonti dei brani riprodotti nel presente volume.*



Consiglio Nazionale  
delle Ricerche



Ministero  
dello Sviluppo Economico



Programma Operativo Interregionale  
ENERGIE RINNOVABILI E  
RISPARMIO ENERGETICO  
2007 - 2013

Una scelta illuminata



Ministero  
dello Sviluppo Economico



UNIONE EUROPEA  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



QSN  
2007-2013  
QUADRO STRATEGICO NAZIONALE



Valutazione del potenziale geotermico delle Regioni della Convergenza

[www.vigor-geotermia.it](http://www.vigor-geotermia.it)

Progetto VIGOR, Intesa Operativa tra MiSE-DGENRE e CNR-DTA  
POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013

pagina lasciata intenzionalmente vuota

# Sommario

Premessa.....	9
Introduzione.....	13
<b>1. La climatizzazione geotermica con pompe di calore.....</b>	<b>17</b>
1.1 Pompe di calore geotermiche e impianti per il riscaldamento e/o raffrescamento domestico di piccole e medie utenze.....	17
1.2 Tipologia di impianti con pompa di calore geotermica.....	20
1.2.1 Impianti a circuito o ciclo aperto.....	22
1.2.2 Impianti a circuito o ciclo chiuso.....	24
1.3 L'efficienza delle pompe di calore geotermiche.....	28
1.4 Nuove soluzioni tecnologiche.....	30
1.4.1 Nuove tecnologie per le pompe di calore.....	30
1.4.2 Integrazioni di pompe geotermiche e altre fonti rinnovabili.....	32
1.4.3 Sistemi di stoccaggio dell'energia termica.....	33
1.5 Vantaggi e incentivi delle pompe di calore geotermiche.....	33
1.6 Considerazioni ambientali.....	36
1.7 Fasi progettuali di un impianto a pompa di calore geotermica.....	38
<b>2. Uso diretto del calore geotermico.....</b>	<b>41</b>
2.1 Usi termali.....	43
2.2 Usi agricoli e zootecnici.....	45
2.2.1 Serricoltura.....	47
2.2.2 Acquacoltura.....	50
2.3 Usi industriali.....	52
2.3.1 Disidratazione.....	53
2.3.2 Pastorizzazione del latte.....	55
2.3.3 Digestione anaerobica di fanghi da acque reflue.....	56
2.3.4 Desalinizzazione.....	57
2.4 Aspetti economici e impianti ibridi.....	58
<b>3. Il teleriscaldamento geotermico.....</b>	<b>61</b>
3.1 Caratteristiche principali di un impianto geotermico.....	62
3.2 Esempi di impianti di teleriscaldamento geotermico.....	64

3.2.1	<i>Impianto di Ferrara</i> .....	65
3.2.2	<i>Gli impianti toscani</i> .....	66
3.2.3	<i>L'impianto di Bagno di Romagna</i> .....	67
3.2.4	<i>Gli impianti di Milano</i> .....	68
3.3	Considerazioni ambientali.....	69
3.4	Vantaggi e incentivi relativi al teleriscaldamento.....	71
3.5	Fasi progettuali di un impianto di teleriscaldamento geotermico.....	74
<b>4.</b>	<b>La produzione di energia elettrica</b> .....	<b>81</b>
4.1	Impianti geotermici per la produzione elettrica.....	83
4.1.1	<i>Impianti a vapore dominante a condensazione</i> .....	85
4.1.2	<i>Impianti a vapore dominante a contropressione</i> .....	86
4.1.3	<i>Impianti ad acqua dominante con ciclo a flash di vapore</i> .....	87
4.1.4	<i>Impianti ad acqua dominante con ciclo binario</i> .....	88
4.1.5	<i>Impianti a ciclo combinato</i> .....	89
4.2	Sistemi e componenti presenti negli impianti.....	90
4.2.1	<i>Componenti principali di una centrale geotermoelettrica</i> .....	91
4.2.2	<i>Ulteriori componenti dell'impianto</i> .....	94
4.3	La produzione geotermoelettrica.....	97
4.4	Aspetti economici e di mercato degli impianti geotermoelettrici.....	98
4.4.1	<i>Tariffe e incentivi</i> .....	102
4.5	Impianti ibridi per la produzione di energia elettrica.....	104
<b>5.</b>	<b>Combinazioni impiantistiche e casi tipo</b> .....	<b>107</b>
5.1	Impianti di cogenerazione.....	107
5.2	Usi in cascata.....	109
5.3	I vari usi della risorsa geotermica: i casi tipo indagati.....	110
<b>Appendice:</b>	<b>I casi tipo</b> .....	<b>113</b>
	Il Caseificio Podere Paterno. Monterotondo (GR), Italia.....	115
	Impianto di Unterhaching, Baviera, Germania.....	125
	Impianto di Heerlen, Limburgo, Paesi Bassi.....	133
	La Cantina Regalia de Ollauri. La Rioja, Spagna.....	143
<b>Bibliografia</b> .....		<b>153</b>

La geotermia è scienza, tecnologia ed energia.

È la scienza che indaga le fonti di calore endogeno della Terra; è la tecnologia (impiantistica e disciplinare) che permette di accedere a tali risorse e coltivarle; è l'energia che ne scaturisce, utilizzabile sia come calore – direttamente – sia per la produzione di energia elettrica.

La geotermia è utile, difficile e... bella.

È una disciplina utile, perché dall'indagine geotermica e dagli impianti deriva un approvvigionamento energetico efficiente e indipendente sia dalle forniture estere sia dalle fluttuazioni del prezzo del petrolio. È una sfida difficile: si esige competenza e perizia per attingere a una fonte di energia praticamente ubiqua, ma custodita; locale e disponibile sempre, rinnovabile e, dunque, sostenibile: un'energia bella!

La geotermia è una branca del sapere e una pratica tecnologica poco compresa, perché poco nota, ancora scarsamente organizzata e, spesso, poco incentivata. Serve dunque informazione, che è raccolta di dati, divulgazione, formazione. Grazie a una sapienza (oggi lo chiamano *know-how*) e a un'esperienza uniche nel settore, messe in campo dal Consiglio Nazionale delle Ricerche, in accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico, la geotermia oggi è anche VIGOR. Un progetto quadriennale che ha permesso di calcolare il potenziale geotermico di alcune Regioni del sud Italia e integrarlo in mappe significative del territorio, di progettare il possibile utilizzo tramite impianti tecnologicamente ed economicamente realizzabili, dipanandone l'iter autorizzativo e indagandone il grado di accettabilità sociale per; infine, condividere tutto ciò (tramite opere e carte stampate e via web), affinché un'esperienza (inter)regionale diventi patrimonio condiviso.

Da qui in poi, la geotermia è progetto e investimento. Ed è futuro: il nostro.

*Adele Manzella*

Coordinatrice scientifica del progetto



pagina lasciata intenzionalmente vuota

**F**in dai tempi antichi, l'uomo ha trovato nelle grotte un rifugio tanto al rigore degli inverni quanto al clima torrido delle estati, così come ha scavato cantine ove conservare cibi e vini; contemporaneamente, se presente in loco, ha tratto giovamento dal tepore delle acque termali. Fin dall'antichità, allora, l'uomo si è avvalso dei benefici derivati dal calore della Terra, senza ancora sapere esattamente di cosa si trattasse e di come funzionasse esattamente. Oggi disponiamo di molte più informazioni al riguardo e la geotermia è a tutti gli effetti una scienza, oltre che una fonte d'energia e una tecnica per produrre benessere.

Ancora oggi l'idea di acqua termale richiama soprattutto alla mente il benessere psicofisico garantito dagli usi curativi e dalla balneologia. E tuttavia, se si pensa che in Italia il 30% del consumo totale di energia riguarda proprio usi termici a temperature medio-basse (35-50 °C), non è difficile immaginare di poter estendere l'uso diretto del calore presente nelle acque geotermiche a ben altre e numerose applicazioni. Tra queste, ad esempio, diverse fasi di produzione degli alimenti tra cui alcune lavorazioni di formaggi e insaccati, ma anche di vini e altre bevande; la coltivazione in serra di frutta e verdura; nonché l'allevamento di pesci (acquacoltura), o l'utilizzo del calore per riscaldare pavimentazioni ghiacciate o

per il trattamento di acque reflue. Sono numerose le applicazioni sia nel settore agricolo sia in quello industriale. Soprattutto, l'impiego di tali acque – o anche solo della differenza di temperatura tra l'ambiente domestico e il sottosuolo – per riscaldare e raffrescare ambienti rientra perfettamente nei meccanismi virtuosi del risparmio energetico, migliorando anche l'efficienza della produzione di energia del Paese.

L'utilizzo diretto efficiente dell'energia termica del sottosuolo, tuttavia, ha un limite intrinseco: è spesso circoscritto localmente. Per evitare consistenti perdite di calore, infatti, il suo impiego è limitato a un raggio di pochi chilometri dalla fonte. A meno che l'acqua termale non sia molto abbondante e a temperature elevate: a tali condizioni, infatti, diventa possibile realizzare impianti di teleriscaldamento, in grado di trasportare l'energia senza perdere efficienza e di offrire così un servizio centralizzato di fornitura di energia termica 'pulita' ai centri urbani circostanti. Inoltre il calore dei fluidi può essere anche convertito in energia elettrica mediante turbogeneratori.

L'Italia vanta un primato storico: è stata il primo Paese al mondo a produrre energia elettrica da fonte geotermica più di un secolo fa, e ancora oggi è tra i primi produttori nel panorama mondiale e al primo posto in Europa.

I benefici della geotermia sono sotto gli occhi di tutti. Produrre energia elettrica, scaldare locali o acqua per diversi processi con acqua riscaldata dalla Terra invece che dalla combustione di gas metano comporta anzitutto un risparmio diretto sulla bolletta del gas oltre che contribuire alla diminuzione delle emissioni di biossido di carbonio e degli altri gas responsabili dell'effetto serra: non solo un impegno virtuoso, mirato al rispetto delle condizioni ambientali future, ma anche un dovere attuale, assunto come vincolo esplicito a partire dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto del 1997.

VIGOR significa *Valutazione del potenziale Geotermico delle regioni della convergenza* ed è frutto dell'Intesa Operativa tra il Ministero per lo Sviluppo Economico, Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le energie Rinnovabili e l'Efficienza energetica (MiSE DGENRE, attuale DG MEREEN) e il Consiglio Nazionale delle Ricerche, Dipartimento Terra e Ambiente (CNR DTA, l'attuale Dipartimento di scienze del sistema Terra e tecnologie per l'Ambiente). In generale, è un progetto volto alla promozione di interventi innovativi riguardanti l'impiego dell'energia geotermica, a partire dalle cosiddette 'Regioni della Convergenza' (denominate anche 'Obiettivo Convergenza'): Calabria, Campania, Puglia e Sicilia.

Su indicazione europea, VIGOR si concentra su tali Regioni ma si iscrive a pieno titolo nel più ampio Piano Operativo Interregionale (POI) *Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013*, che prevede l'incremento del consumo energetico proveniente da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica, uniti alla promozione di opportunità di sviluppo locale.

In particolare, scopo di quest'opera è illustrare anzitutto gli utilizzi diretti del calore geotermico proveniente da risorse superficiali, per la climatizzazione di ambienti e per numerosi processi industriali e agricoli. Ma si affrontano anche i temi dei grandi impianti e dell'esplorazione di risorse medio-profonde per la produzione di energia elettrica, il teleriscaldamento e per la cogenerazione (generazione di energia elettrica e di calore), per approdare, infine, alla trattazione degli impianti combinati, ibridi. In particolare si illustra la strategia adottata dai cosiddetti 'impianti a cascata' in uno stesso sito, in grado di utilizzare al meglio il calore del fluido, grazie alla naturale progressiva riduzione della temperatura dopo ogni utilizzo.

Si rimanda invece all'opera VIGOR: *Prime indicazioni tecnico-prescrittive in materia d'impianti di climatizzazione geotermica* (2012), per approfondire gli aspetti esplorativi e normativi di progetti di climatizzazione geotermica. ■

pagina lasciata intenzionalmente vuota

**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

**B**enché le applicazioni possibili siano molte e anche molto diverse tra loro, come vedremo, ogni ipotesi di utilizzo del calore del terreno e di acque sotterranee prevede uno schema analogo: ogni progetto geotermico, infatti, parte dalla valutazione della risorsa, della richiesta d'energia e della tipologia di utenza, per arrivare alla pianificazione dei processi d'uso, fino alla progettazione degli impianti atti allo scopo.

Come evidenziato in figura 1, derivata dal classico diagramma di Lindal, le risorse geotermiche sono adatte a molti tipi di impiego, soprattutto per usi diretti del calore. Il limite inferiore è tipicamente di 20 °C, oltrepassato solo in casi particolari (ad esempio in Paesi molto freddi) o con l'uso delle pompe di calore per incrementare la temperatura del fluido utilizzato.

Per la produzione di energia elettrica da geotermia, invece, si richiedono temperature medio-alte (>100 °C).

Di fatto, non è difficile immaginare una figura ancora più ricca di indicazioni d'uso: diversi impianti industriali già esistenti, che utilizzano processi termici, possono – in alcuni casi – essere modificati e adattati per l'utilizzo del calore proveniente dai fluidi geotermici. Inoltre, la varietà d'uso e le diverse temperature richieste suggeriscono anche l'ulteriore possibilità di ottimizzazione degli impianti e di incremento dell'efficienza energetica, grazie a progetti a cascata o combinati. Anche perché, il principale fattore limitante di utilizzo della risorsa geotermica, cioè la temperatura dei fluidi richiesta dalle varie applicazioni, è oggi parzialmente superabile grazie ai notevoli progressi tecnologici legati alle pompe di calore.

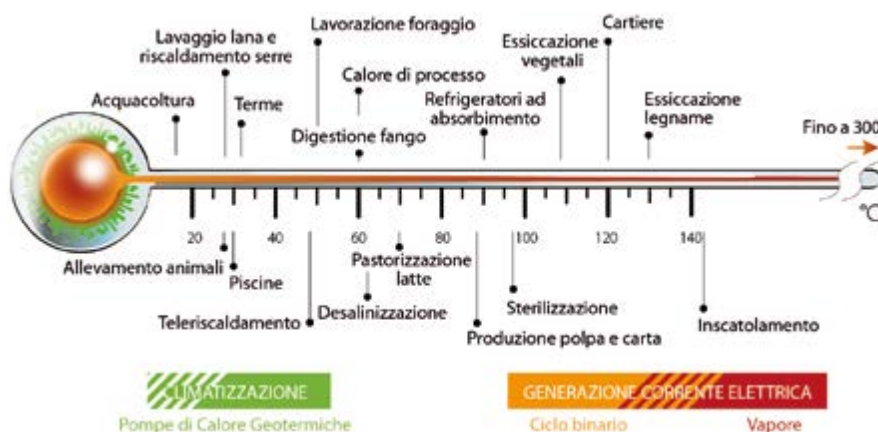


Figura 1. Diagramma degli usi del calore geotermico (da Lindal, 1973).

Come si accennava, le caratteristiche della risorsa geotermica individuata in una prima fase di esplorazione sono alla base della pianificazione di un progetto di utilizzo della risorsa stessa, in grado di ottimizzarne la resa in relazione alla richiesta energetica del territorio. Una programmazione oculata richiede una corretta conoscenza delle numerose possibilità d'impianto per l'uso del calore. Programmazione che, comunque, va coniugata con un'attenta valutazione economica, che tenga conto delle opportunità offerte dagli usi in cascata del calore e dall'efficienza energetica di molti processi, nel breve, medio e lungo termine.

Il moltiplicarsi delle applicazioni legate all'introduzione dell'energia geotermica in diversi settori inoltre ha ampie possibilità di aprire nuovi mercati. Attualmente molti impianti (tra cui quelli descritti nelle pagine che seguono) utilizzano acqua a temperatura superiore al necessario, perché facilmente ottenuta con caldaie a gas. La riconversione degli impianti per funzionare a temperature vicine all'effettiva necessità richiede componenti e prodotti ancora inesistenti o di nicchia, quindi molto costosi. Tuttavia, ciò che oggi non è ancora economicamente vantaggioso potrebbe diventarlo nel lungo termine, proprio grazie a un uso diffuso di sistemi geotermici e di impianti sempre più efficienti.

Lo scopo del lavoro di VIGOR esposto in questa sede, oltre alla divulgazione delle metodologie e tecnologie oggi utilizzate in campo geotermico, è quello di dimostrare come sia possibile valorizzare il tessuto economico e produttivo delle Regioni della Convergenza proprio utilizzando in modo opportuno e consapevole il calore prelevato dal sottosuolo. L'ambizione è innescare, possibilmente, una serie di nuovi processi e promuovere innovative realtà produttive in grado di rilanciare l'economia di tali aree del Sud Italia e non solo.

Nell'organizzare il materiale si è seguita la distinzione già operata dalla Direttiva Europea 2009/28/CE che individua tre principali categorie di utilizzo della risorsa geotermica: gli usi diretti del calore da risorse superficiali (principalmente attuabili tramite pompe di calore); gli usi diretti del calore da risorse profonde; e la produzione di energia elettrica.

In particolare, nel **capitolo 1** viene descritta la tecnologia delle pompe di calore e la climatizzazione di ambienti mediante l'utilizzo di risorse geotermiche molto superficiali, un tipo di applicazione con caratteristiche tecnologiche estendibili anche ad altri usi diretti del calore.

Il **capitolo 2** affronta invece i settori produttivi e imprenditoriali di utilizzo

del calore geotermico che, a seconda delle condizioni termiche e idriche del sottosuolo, può riguardare gli usi: termali; agricoli e zootecnici; e industriali. Nel **capitolo 3** vengono descritti gli impianti di teleriscaldamento/teleclimatizzazione e nel **capitolo 4** quelli di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di risorse geotermiche profonde. Infine, nel **capitolo 5**, vengono trattate le combinazioni in

cascata di impianti geotermici e la produzione di elettricità e calore tramite impianti di cogenerazione. In **appendice**, infine, vengono descritte nel dettaglio le caratteristiche di quattro progetti geotermici europei indagati direttamente durante il primo anno di attività di VIGOR: ottimi esempi e buone pratiche che possono fungere da ispirazione per nuovi progetti di applicazioni geotermiche. ■



**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

L'impiego della geotermia per usi termici in Europa riguarda soprattutto le pompe di calore, che coprono il 68% della potenza termica installata (Antics *et al.*, 2013). La tecnologia non è nuova, anzi, si basa sullo stesso principio di funzionamento del comunissimo frigorifero, noto da molti decenni e utilizzato in svariati contesti. Abbinata alla geotermia da parecchi anni (Svezia, Svizzera e Stati Uniti la utilizzano ampiamente sin dagli anni '80 dello scorso secolo), la tecnologia delle pompe di calore geotermiche sta vivendo un momento di grande sviluppo, sia tecnologico che applicativo. L'uso più comune riguarda la climatizzazione, ossia il riscaldamento e il raffrescamento di ambienti di piccola e media taglia; ma la tecnologia si presta anche ad altre applicazioni e usi diretti del calore (descritti nel capitolo 2), nonché al teleriscaldamento/ teleraffrescamento per un'utenza di grande taglia (capitolo 3).

A partire dal funzionamento di una pompa di calore geotermica, in questo capitolo saranno analizzate le diverse tipologie di soluzioni impiantistiche oggi disponibili, riprendendo concetti in parte già descritti in *VIGOR: Prime indicazioni tecnico-prescrittive in materia d'impianti di climatizzazione geotermica* (2012), cui si rimanda per l'approfondimento degli aspetti esplorativi.

## 1.1 Pompe di calore geotermiche e impianti per il riscaldamento e/o raffrescamento domestico di piccole e medie utenze

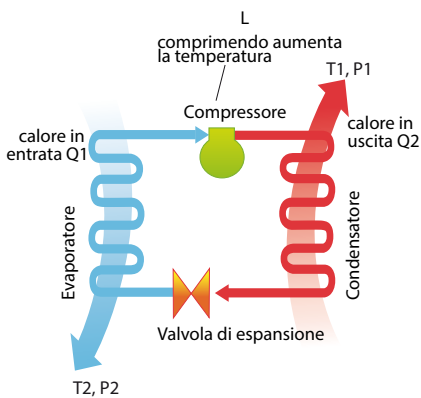
Per riscaldare o raffrescare un ambiente occorre trasferire calore. A questo scopo, possiamo utilizzare l'energia termica accumulata nella parte più superficiale del sottosuolo (a profondità inferiori a 200-250 m, generalmente tra 50 e 100 m). In alcune aree la temperatura del terreno è elevata e i fluidi superficiali caldi possono essere utilizzati direttamente per riscaldare gli ambienti. Ma quando questo non avviene, ed è la maggior parte dei casi, l'energia termica del sottosuolo rimane comunque utilizzabile, a patto di impiegare dispositivi in grado di trasferire il calore da una sorgente a bassa temperatura a un'altra, a temperatura più alta: che è esattamente ciò che fa una pompa di calore. Tramite questi dispositivi, di fatto, è possibile utilizzare il terreno come se fosse un immenso serbatoio termico: già a profondità appena superiori a 20 m, infatti, la sua temperatura è poco o per nulla influenzata dalle variazioni climatiche stagionali, risultando perciò costante durante tutto l'anno. Questa caratteristica particolare del terreno consente all'impianto di recuperare dal (o smaltire nel) sottosuolo il calore necessario per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici, la produzione di

acqua calda sanitaria e per la produzione di caldo e/o freddo utile in processi industriali.

In natura, il calore fluisce da una sorgente a temperatura maggiore verso una a temperatura minore; per il secondo principio della termodinamica, è possibile trasferire calore da un corpo a temperatura più bassa a uno a temperatura più elevata, a patto però di fornire al sistema lavoro o calore dall'esterno.

Il termine 'pompa' deriva dall'idraulica e richiama il dispositivo in grado di far fluire l'acqua verso l'alto: analogamente, infatti, la **pompa di calore** è un'installazione che, operando con continuità, preleva energia termica da una sorgente a temperatura più bassa e la rende disponibile per l'utilizzo esterno a una temperatura mediamente superiore, facendo fluire il calore in senso opposto alla sua tendenza naturale.

Figura 2. Principio di funzionamento di una pompa di calore.



La pompa di calore utilizza usualmente una fonte di energia elettrica per eseguire un lavoro meccanico e sfrutta la proprietà fisica dei fluidi di assorbire o cedere calore (rispettivamente quando vaporizzano o condensano). Quando si parla di riscaldamento termodinamico attraverso una pompa di calore ci si riferisce quindi all'operazione di innalzamento del livello termico dell'energia disponibile sotto forma di calore: operazione indispensabile quando si vuole che l'energia termica sia resa utilizzabile a temperatura superiore a quella dell'ambiente naturale esterno.

La pompa di calore in sé è costituita da un circuito chiuso percorso da uno speciale fluido termovettore che, a seconda delle condizioni di temperatura e di pressione in cui si trova, assume lo stato liquido o di vapore. I fluidi termovettori di norma impiegati sono liquidi refrigeranti (con basso punto di ebollizione, detti anche frigorigeni) non inquinanti per l'ambiente, come l'R407C: una miscela che, non contenendo cloro, presenta un potenziale di effetto serra inferiore all'ormai bandito freon R22.

I componenti principali del circuito chiuso della pompa di calore (schematizzati in figura 2), sono:

- un **evaporatore**, cioè uno scambiatore di calore a piastre in acciaio inox

che, assorbendo il calore ( $Q_1$ ) dalla sorgente fredda fa evaporare il fluido refrigerante alla temperatura  $T_2$  e pressione  $P_2$ ;

- un **compressore** che, utilizzando l'energia elettrica che fornisce il lavoro ( $L$ ), aspira e comprime il fluido allo stato di gas elevandone temperatura ( $T_1$ ) e pressione ( $P_1$ );
- un **condensatore**, cioè un secondo scambiatore di calore la cui funzione è quella di riportare il fluido da vapore a liquido, fornendo il calore ( $Q_2=Q_1+L$ ) alla sorgente calda (impianto di riscaldamento);
- una **valvola di espansione** che, riducendo la pressione del fluido a  $P_2$ , riporta la temperatura a  $T_2$  e il fluido allo stato iniziale, chiudendo il ciclo.

L'insieme di queste trasformazioni costituisce il **ciclo termodinamico della pompa di calore**: utilizzando l'energia (elettrica) del compressore, il fluido frigorifero assorbe, nell'evaporatore, il calore dalla fonte esterna a disposizione e, tramite il condensatore, lo cede all'ambiente da riscaldare.

Nel caso specifico di pompe di calore geotermiche (**GSHP**, *Ground-Source Heat Pump*), la sorgente fredda è costituita dal terreno (*ground*) e/o dai fluidi in esso contenuti, mentre la sorgente calda è l'impianto di climatizzazione.

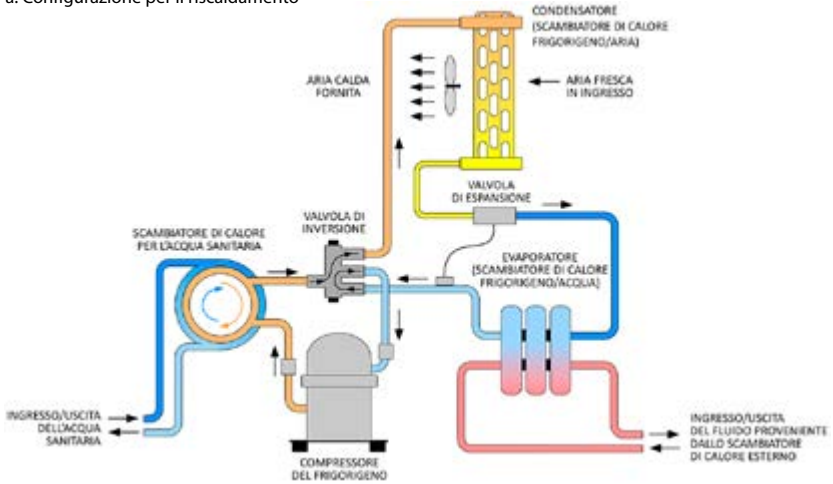
Oltre ai componenti principali della pompa di calore in senso stretto, appena visti, il sistema GSHP prevede anche uno **scambiatore di calore esterno**, attraverso cui il calore viene assorbito dal (o ceduto al) terreno o massa d'acqua.

Se l'impianto è reversibile, invertendo semplicemente il ciclo termodinamico la pompa di calore serve per la climatizzazione estiva, poiché utilizza il terreno per raffreddare l'abitazione. Anche qui, il trasferimento di calore non avviene in modo spontaneo e richiede invece l'introduzione di una certa quantità di lavoro nel ciclo (che equivale all'energia elettrica assorbita dal compressore). Il cambiamento dell'effetto della pompa è ottenuto tramite un'apposita valvola che inverte il flusso del fluido refrigerante tra i due scambiatori di calore, in modo che quello che opera come evaporatore in fase di riscaldamento operi come condensatore in fase di raffrescamento, e viceversa. In configurazione di raffreddamento, lo scambiatore di calore esterno cede calore al terreno o a una massa d'acqua.

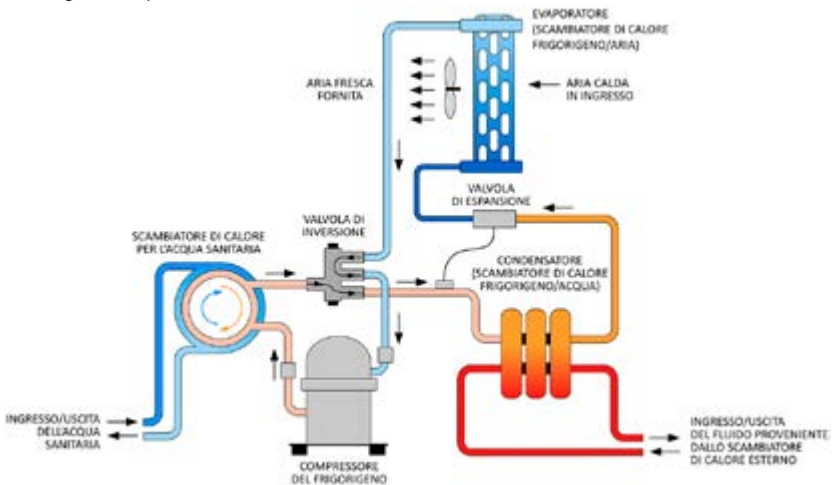
Il duplice funzionamento di una pompa di calore è descritto in figura 3. I due schemi in configurazione di riscaldamento (**a**) e di raffrescamento (**b**) sono uguali, ma il fluido refrigerante scorre in direzione opposta, e condensatore ed evaporatore invertono le loro funzioni.

Figura 3. Schemi di pompe di calore in configurazione: (a) di riscaldamento; e (b) di raffreddamento. In basso a destra, c'è l'ingresso dell'acqua proveniente da uno scambiatore di calore esterno; in alto a destra, lo scambiatore (condensatore o evaporatore), con ventilatore, immette aria calda o fresca nell'ambiente da climatizzare. Entrambi gli schemi prevedono uno scambiatore di calore per la produzione di acqua calda sanitaria, visibile sul lato sinistro.

a. Configurazione per il riscaldamento



b. Configurazione per il raffreddamento



## 1.2 Tipologia di impianti con pompa di calore geotermica

Gli impianti con pompe di calore geotermiche sono sostanzialmente di due tipi (Fig. 4), denominati rispettivamente 'aperto' o 'chiuso' a seconda che vi sia o meno prelievo d'acqua, sia essa di falda

o superficiale (laghi, fiumi, mari).

Nei **sistemi aperti** l'acqua di falda viene pompata in superficie da **pozzi** opportunamente realizzati, che la portano a contatto con la serpentina dell'evaporatore (fase di riscaldamento) inserita nella pompa di calore.

Nei **sistemi chiusi**, invece, il fluido di circolazione (da non confondere con il fluido della pompa di calore, che circola in un altro circuito) non ha alcun contatto con l'ambiente circostante, perché fluisce in un sistema di tubature calate nel terreno a profondità variabili, in funzione della configurazione finale. Nelle **sonde geotermiche** o **sonde di geoscambio** (così, generalmente, si indicano gli apparati di scambio termico utilizzati nei sistemi chiusi) il trasferimento del calore dal terreno al fluido di circolazione avviene lungo la superficie interna della tubazione.

Un'altra terminologia, utilizzata soprattutto dai produttori e quindi anche dagli installatori, classifica i sistemi dotati di pompe di calore sia in funzione della sorgente energetica utilizzata sia del tipo di impianto interno utilizzato. Si parla perciò di:

- **sistemi terra/acqua**, cioè con scambio termico nel terreno (circuito chiuso) e impianti di riscaldamento ad acqua (scambiatori a irraggiamento, i comuni radiatori o termosifoni, nei quali circola acqua ad alta temperatura, o i più recenti sistemi a pannelli radianti ad acqua da pavimento);
- **sistemi acqua/acqua**, cioè con prelievo di acqua (circuito aperto) accoppiato a radiatori/termosifoni o sistemi radianti ad acqua;

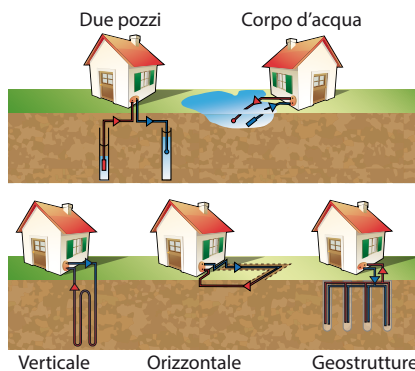


Figura 4. Schema di alcuni impianti geotermici, suddivisi in quelli a ciclo aperto (sopra) e quelli a ciclo chiuso (sotto).

- **sistemi terra/aria**, cioè circuiti chiusi accoppiati a sistemi distributivi del calore a bassa temperatura (ventilconvettori o sistemi radianti a soffitto o pavimento);
- **sistemi acqua/aria**, circuiti aperti e sistemi distributivi del calore a bassa temperatura;
- **sistemi aria/aria** e **aria/acqua**, i comuni climatizzatori, che utilizzano l'aria esterna (ambiente) come sorgente, abbinati a ventilconvettori o sistemi radianti.

La scelta del sistema di scambio più opportuno, il pozzo dei sistemi aperti o le sonde di geoscambio in sistemi chiusi, deve essere operata sulla base di numerosi fattori, tra cui i più importanti sono:

- l'assetto geologico e idrogeologico dell'area interessata dall'installazione;
- l'estensione superficiale dell'area coinvolta (le sonde geotermiche orizzontali, ad esempio, hanno bisogno di ampie superfici);

- la prossimità di grossi bacini idrici, fiumi, miniere abbandonate o altre cavità contenenti acqua.

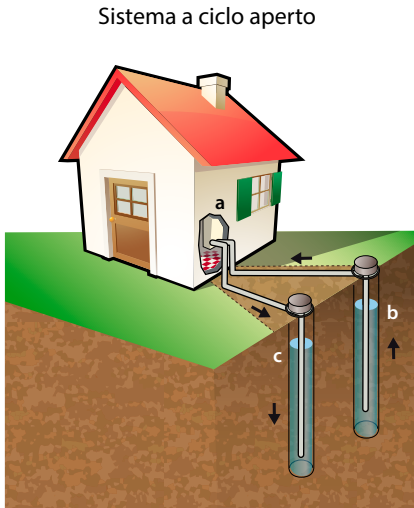
### 1.2.1 Impianti a circuito o ciclo aperto

I sistemi di scambio geotermico cosiddetti aperti estraggono direttamente acqua da una falda o da un corpo d'acqua superficiale (lago, fiume ecc.) da cui viene prelevato o ceduto calore tramite uno scambiatore.

I sistemi di scambio aperti (in figura 5) si compongono abitualmente di:

- uno **scambiatore di calore**, installato nell'abitazione (a)
- un **pozzo di prelievo** (b)
- un **pozzo di re-immissione** (c) delle acque precedentemente prelevate

Figura 5. Schema di un sistema di scambio aperto dotato di : (a) scambiatore di calore; (b) pozzo di prelievo e (c) pozzo di re-immissione dei fluidi.



Con le dovute accortezze e rispettando la normativa vigente, soprattutto in materia ambientale, la restituzione del fluido geotermico può essere fatta anche scaricando l'acqua in superficie oppure re-introducendola in falda utilizzando lo stesso pozzo di prelievo.

Più in dettaglio, l'**utilizzo e lo smaltimento dell'acqua di falda** possono seguire distinte strategie.

- Estrazione dell'acqua di falda e **smaltimento in superficie**: attualmente, rappresenta la situazione più difficilmente percorribile dato il suo elevato impatto ambientale.
- Estrazione dell'acqua di falda e successiva **re-immissione in pozzo**: in questo caso viene alterato lo stato termico dell'acqua di falda; inoltre, questa modalità d'impiego può comportare sensibili variazioni della temperatura del terreno in prossimità del pozzo di restituzione, un inconveniente che può ridurre le prestazioni del sistema per l'interazione con il pozzo di prelievo.
- Estrazione dell'acqua di falda e successiva **re-immissione in pozzo con bilancio termico**: questa opzione, ottimale e sostenibile, chiede che il sistema di scambio sia progettato e impiegato senza alterare le condizioni termiche della falda, oppure facendolo in maniera reversibile.

Tale equilibrio sostenibile può essere attuato compensando il calore prelevato in inverno con la re-immissione di calore durante l'estate.

Per ciò che riguarda i **pozzi di prelievo dei fluidi**, di solito si compongono di:

- alloggiamenti per le pompe in superficie (necessari quando la pressione dell'acqua di falda non è sufficiente per l'erogazione naturale del fluido in superficie);
- rivestimenti chiusi e fenestrati del pozzo.

Per la realizzazione dei **pozzi di re-immissione** si adottano le stesse tecniche utilizzate nella realizzazione dei pozzi di prelievo. Il più delle volte, per legge, la falda nella quale effettuare la re-immissione deve essere la stessa da cui l'acqua è stata pompata; mentre, nei rari casi in cui sia permessa la re-immissione in un'altra falda, è comunque possibile farlo solo quando la falda ha una qualità dell'acqua uguale o inferiore a quella dell'acqua re-immessa. A tutela dell'ambiente, la realizzazione dei pozzi di re-immissione è maggiormente vincolata ed esige sempre l'adozione di precauzioni maggiori rispetto a quelle adottate nella realizzazione dei pozzi di prelievo, soprattutto per quanto riguarda la pulizia del foro e la cementazione.

In generale, i principali **svantaggi** dei pozzi geotermici riguardano il fatto che:

- richiedono condizioni idrogeologiche particolari;
- richiedono una progettazione complessa per evitare di raffreddare il terreno re-immettendo il fluido in maniera non corretta;
- sono onerosi da mantenere e richiedono un monitoraggio costante;
- hanno costi d'esercizio rilevanti (soprattutto legati al funzionamento della pompa di circolazione);
- la normativa e l'iter autorizzativo che li riguardano sono complessi e, a volte, proibitivi.

Per contro, principali **vantaggi** offerti sono i seguenti:

- impiegano un fluido naturale;
- possono essere utilizzati anche senza pompe di calore, quando l'acqua estratta è già alla temperatura richiesta dall'uso;
- il calore estratto per pozzo è superiore al calore estraibile da una sonda in uguali condizioni; quindi, a parità di fabbisogno termico, occorrono meno perforazioni;
- richiedendo meno pozzi, hanno costi di installazione minori rispetto ai sistemi a circuito chiuso;
- l'acqua estratta può essere successivamente utilizzata per impieghi idropotabili, qualora utile;



- la qualità dell'acqua non è determinante, quindi possono essere impiegate anche risorse idriche di scarsa qualità.

### 1.2.2 Impianti a circuito o ciclo chiuso

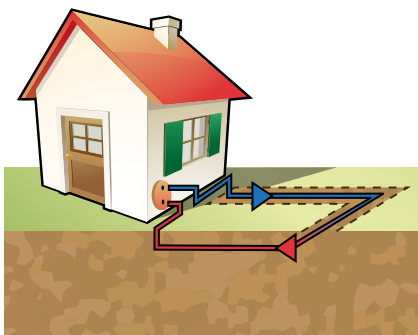
Come già accennato, negli impianti a ciclo chiuso (**GCHP**, *Ground-coupled Heat Pump*) lo scambio termico con il terreno è realizzato tramite le cosiddette sonde geotermiche, che sono di diversi tipi, essenzialmente suddivisibili in tre categorie: sonde orizzontali, sonde verticali e geostrutture.

#### Caratteristiche delle sonde geotermiche orizzontali

Nella maggioranza dei casi, le sonde orizzontali sono composte da un circuito di tipo chiuso (in figura 6) che occupa un'ampia superficie orizzontale (per l'appunto): una caratteristica che, in molti casi, rappresenta un forte vincolo e, a volte, un impedimento alla realizzazione.

Il circuito chiuso (andata/ritorno) delle sonde geotermiche orizzontali

Figura 6.  
Rappresentazione schematica di un impianto a sonde orizzontali a sviluppo lineare.



consiste di tubi posizionati in sbanca-menti o trincee scavate in superficie (generalmente a 1,2-2 m di profondità) in cui scorre un fluido termovettore che trasferisce il calore dal o al terreno. Caratteristiche principali di questo tipo di sonde sono:

- essere realizzate solitamente in polietilene ad alta densità (PEAD) o reticolato (PE-X);
- prevedere tubazioni installate su un letto di sabbia e coperte con uno strato della stessa di almeno 20 cm;
- essere installate a una profondità di circa 1,2-2 m;
- utilizzare il flusso termico proveniente dalla superficie (radiazione solare, pioggia ecc.), giacché a tali profondità il flusso di calore geotermico è praticamente trascurabile;
- richiedere una superficie di terreno (quella sotto cui si trovano i circuiti degli scambiatori) libera da costruzioni e non riparata dalla pioggia;
- occupare di solito una superficie che varia tra il 120 e il 150% rispetto alla superficie dell'edificio da climatizzare (sono perciò necessari superfici estese, non sempre disponibili).

Un campo di sonde orizzontali può avere configurazioni diverse, in funzione della disposizione delle tubazioni, del numero di tubi e della connessione idraulica (in serie o in parallelo).

A seconda dei casi, tali configurazioni saranno dette:

- a sviluppo lineare, con tubi singoli o a coppie multiple (in figura 6);
- a spirale (in figura 7);
- a serpentina.

L'installazione di sonde a serpentina richiede una maggiore superficie di posa, mentre l'installazione di scambiatori a sviluppo lineare (monotubo, 2/4 tubi posati verticalmente oppure orizzontalmente) o a spirale richiede sezioni di sbancamento minori (simili a trincee) e superfici di posa inferiore.

### Caratteristiche delle sonde geotermiche verticali

Le sonde geotermiche verticali (**BHE**, *Borehole Heat Exchanger*) prevedono perforazioni verticali costituite da un circuito chiuso (andata/ritorno) di tubi in cui scorre un fluido termovettore che trasferisce il calore dal o al terreno (Fig. 8).

Lo spazio tra i tubi viene riempito e cementato con del materiale denominato *grout*.

Lo scambio termico con le sonde verticali beneficia della stabilità termica del sottosuolo (10-16 °C tra i 100 e i 200 m), garantendo prestazioni più elevate di quelle ottenibili con le pompe di calore ad aria, tradizionalmente utilizzate nell'ambito della climatizzazione edilizia.



Figura 7. Sonde geotermiche orizzontali a spirale durante la fase di posa.

Le sonde geotermiche verticali vengono attualmente prodotte utilizzando polietilene (solitamente PE 100 oppure PE-X in applicazioni ad alta temperatura). Il diametro di ogni singolo tubo può variare tra 32 e 40 mm; mentre la profondità della sonda tipicamente oscilla tra i 50 e i 350 m, in relazione alle condizioni geologiche e al tipo di impianto.

Vista in sezione (Fig. 9), la geometria della sonda geotermica può avere due principali configurazioni, vale a dire 'a U' oppure 'coassiale' (o concentrica).

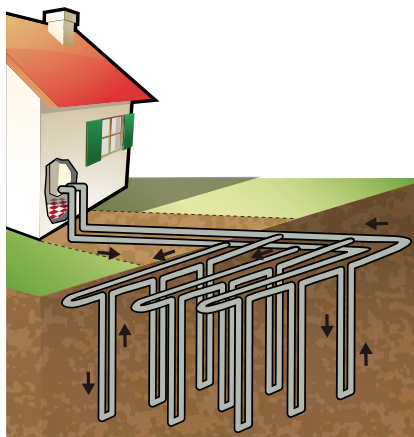


Figura 8. Schema di un sistema a ciclo chiuso con sonde verticali.

- La **configurazione cosiddetta a U** prevede tubi affiancati. A prescindere dal numero di tubi (uno o due), il fluido scende e risale in superficie percorrendo un circuito, appunto, a U. Tali sonde vengono progressivamente calate per gravità nel foro: un'operazione che viene facilitata installando alla testa della sonda una massa (mostrata a destra in figura 9).
- La **configurazione con tubi coassiali** o concentrici (alcuni esempi, semplice o complesso, sono rappresentati sotto), prevedeva originariamente

che queste sonde venissero installate giuntando e calando successivi segmenti, di lunghezza standard, fino a fondo foro; i più recenti prototipi, invece, vengono installati seguendo una procedura analoga a quella adottata nel caso dei tubi a U. In questo caso, tuttavia, l'operazione d'inserimento deve essere fatta due volte: in una prima fase viene calato nel foro il tubo con il diametro maggiore (di mandata) e, solo in seguito, quello con il diametro inferiore (di ritorno), calato nel tubo già presente.

Figura 9.  
In alto a sinistra: sonde geotermiche viste in sezione per alcune tra le più diffuse tipologie.

In basso a sinistra: distribuzione delle temperature nel caso di una configurazione a singola U e a doppia U.

Destra: esempio di massa collocata alla testa della sonda calata per la collocazione in pozzo.

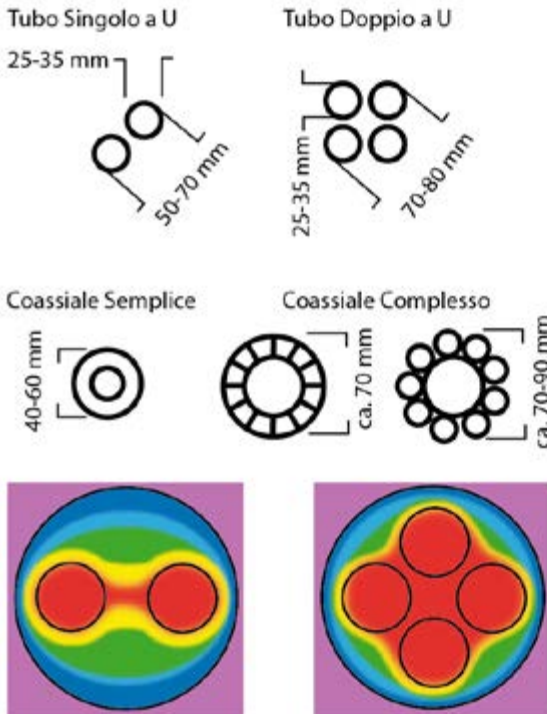


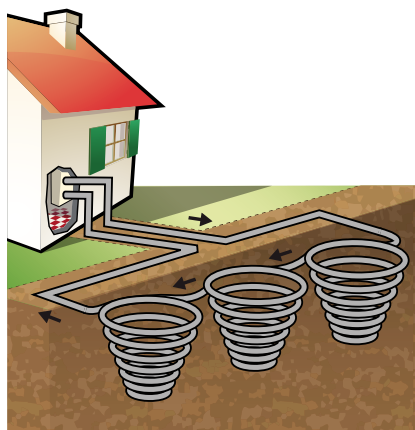
Figura 10.  
Impianto  
geotermico  
a canestri.

La soluzione con tubi singoli a U è stata introdotta in Svezia, mentre i tubi a doppia U si sono diffusi soprattutto in Svizzera. Nel tempo, i tubi a doppia U sono diventati uno standard su scala europea, soprattutto grazie alla loro facilità ed economicità di produzione e alle relativamente semplici procedure di installazione.

Una valida alternativa alle sonde geotermiche verticali è rappresentata dai **canestri geotermici** (Fig. 10): una soluzione innovativa per la climatizzazione degli ambienti, costituita da un tubo in polietilene di circa 50 m avvolto a spirale, nel quale circola il fluido termovettore, posato in scavi profondi 2,5-4 metri. La sommità dei canestri si trova a circa 1,5 m di profondità. Per la climatizzazione di una tipica casa unifamiliare, in genere, sono necessari due o tre gruppi di tre canestri geotermici ciascuno (Società Svizzera per la Geotermia, 2014).

In generale, i principali **svantaggi** delle sonde geotermiche, siano esse orizzontali o verticali, sono determinati da:

- costo elevato di investimento (la capacità termica è più bassa dei pozzi di prelievo d'acqua, quindi occorre installare più sonde per soddisfare il medesimo fabbisogno termico dell'utenza);
- richiedono spazio (per le sonde



orizzontali in particolare);

- funzionano solo associate a pompe di calore.

I principali **vantaggi** risiedono nella:

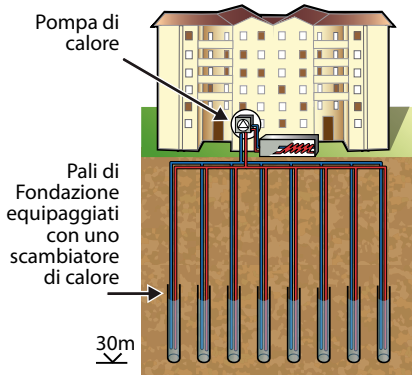
- indipendenza dalle condizioni idrogeologiche (non richiedono che venga intercettata alcuna falda);
- semplicità delle pratiche autorizzative.

### Altre tipologie di sistemi di scambio termico:

#### le geostrutture energetiche

Nel corso degli ultimi anni, alle tipologie di sonde geotermiche più convenzionali, si sono aggiunte tipologie alternative di scambiatori geotermici, spesso ottimizzate – ciascuna – per particolari impieghi. Una classe di sistemi di scambio geotermico che si è affermata nel corso dell'ultimo decennio è quella che si integra con le geostrutture.

Figura 11.  
Esempio di  
geostruttura  
energetica.



Le geostrutture sono opere sotterranee realizzate in situazioni dove è necessario aumentare la capacità portante del terreno (ad esempio pali, pareti, solette, o fondazioni a pozzo); nella maggioranza dei casi le geostrutture non superano i 40 m di profondità. Queste strutture vengono equipaggiate con degli scambiatori di calore durante la loro installazione.

In figura 11, lo schema di una geostruttura in cui è stato integrato un sistema di scambio termico collegato a una pompa di calore.

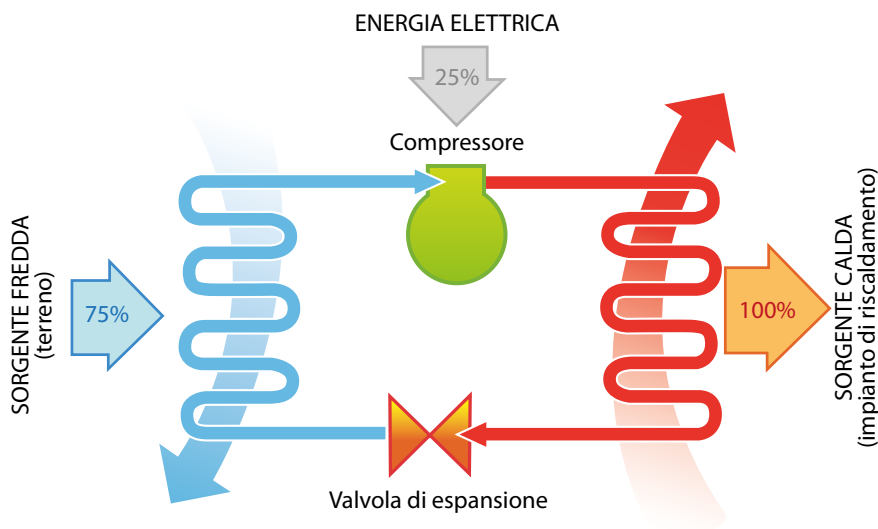
### 1.3 L'efficienza delle pompe di calore geotermiche

La pompa di calore offre il grande vantaggio di fornire energia in modo efficiente: infatti, per produrre il 100% dell'energia per il riscaldamento è necessario consumarne solo il 25% (elettricità), mentre il restante 75% viene ricavato dal terreno.

L'**efficienza** delle pompe di calore geotermiche è data dal rapporto tra l'energia termica fornita dal sistema e l'energia elettrica (primaria) necessaria al suo funzionamento. Occorre distinguere l'efficienza della pompa di calore (determinata esclusivamente dalla tecnologia della pompa stessa) da quella dell'impianto con pompa di calore. I fattori che contribuiscono a determinare l'**efficienza di un impianto** a pompa di calore geotermica (inteso come l'insieme della pompa di calore e del sistema di scambio) sono l'**efficienza della pompa di calore** stessa e le **caratteristiche geologiche e idrogeologiche** della porzione di sottosuolo a più diretto contatto con il sistema di scambio.

Consideriamo una pompa di calore geotermica che fornisce calore a un edificio/appartamento, come illustrato dalla figura 2 a pag. 18: l'effetto totale di riscaldamento  $Q_2$  corrisponderà alla somma della quantità di energia (calore) prelevata dall'ambiente  $Q_1$  e dell'energia elettrica  $L$  richiesta per alimentare la pompa di calore. L'efficienza della pompa di calore si potrà quindi esprimere nei termini del rapporto tra l'energia termica generata e l'energia elettrica necessaria per il funzionamento del sistema. Per determinare il rendimento effettivo, nel calcolo di

Figura 12. Schema impiantistico di una pompa di calore geotermica.



L'è necessario tener conto, oltre che dell'energia elettrica consumata dal compressore, anche di quella utilizzata da tutti gli altri organi accessori (ventilatore, pompe ecc.).

Il **rendimento** ( $r$ ) è comunemente denominato **COP** (*Coefficient of Performance*) in configurazione di riscaldamento, ed è dato dal rapporto:

$$r = Q_2 / L = Q_2 / (Q_2 - Q_1)$$

In fase di raffreddamento, invece, si parla comunemente di **EER** (*Energy Efficiency Ratio*), dato dal rapporto:

$$r = Q_1 / L = Q_1 / (Q_2 - Q_1)$$

Nel caso di pompe di calore reversibili,

utilizzate per la climatizzazione, cioè il riscaldamento invernale e il raffreddamento estivo, si utilizza il coefficiente **SPF** (*Seasonal Performance Factor*) ossia l'efficienza media stagionale, inteso come valor medio dei rendimenti (COP ed EER), nelle due fasi della climatizzazione.

Il COP (o SPF nel caso di impianti reversibili) è influenzato in modo significativo dalle temperature di esercizio o, più precisamente, dalla differenza di temperatura tra la sorgente calda e quella fredda; quando questa differenza è piccola il COP risulta elevato, il che significa minor energia necessaria alla pompa di calore e, quindi, maggior risparmio energetico.

I valori di COP e di SPF delle pompe di calore geotermico sono molto più

elevati di quelli delle pompe di calore aria/aria e aria/acqua, e ciò per via della stabilità della temperatura del sottosuolo e del fatto che la temperatura del fluido è vicina a quella di comfort dell'interno dell'edificio (si veda la figura 13). Per un sistema costituito da uno scambiatore di calore con il terreno (circuito chiuso) e pannelli radianti (sistemi terra/aria) COP e SPF possono raggiungere valori compresi tra 4,2 e 5,0. Nel caso in cui la pompa di calore sia accoppiata a un pozzo per il prelievo di acque sotterranee (circuito aperto), i valori tipici del COP aumentano fino a essere compresi tra 5,0 e 6,5. Questi valori si riferiscono alle sole pompe di calore e non all'intero impianto geotermico, il cui COP risulta inferiore.

## 1.4 Nuove soluzioni tecnologiche

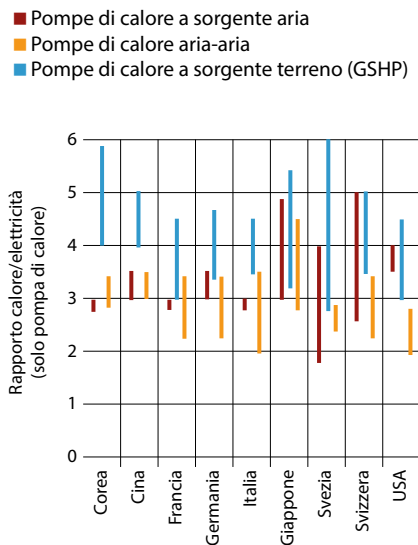
### 1.4.1 Nuove tecnologie per le pompe di calore

Come si è detto le pompe di calore consumano energia elettrica, necessaria alla pompa per farne funzionare il compressore.

Di recente, però, si stanno affacciando sul mercato nuovi sistemi a pompa di calore che, direttamente alimentati da energia termica, non richiedono energia elettrica per comprimere il gas. Il funzionamento di questi nuovi sistemi è simile a quello tradizionale per ciò che riguarda il processo di evaporazione e condensazione del liquido; mentre differisce principalmente per la sostituzione del compressore meccanico con un processo termico che consiste nell'assorbimento o nell'adsorbimento del vapore prodotto durante il ciclo termodinamico. In questi casi, la potenza consumata serve solo per far circolare il fluido. La temperatura richiesta per i processi di assorbimento/adsorbimento varia tra gli 80 e i 150 °C e dipende essenzialmente dalla miscela di fluido interna e dalla configurazione utilizzata.

Il **ciclo ad assorbimento** differisce da quello a compressione per il processo seguito dal refrigerante, che passa dalla fase a bassa pressione a quella ad alta pressione di vapore grazie a una compressione termochimica, solitamente

Figura 13. Efficienza rappresentativa (esclusivamente delle pompe di calore) di installazioni con diverse tipologie di pompe di calore in alcuni Paesi selezionati (IEA, 2012).



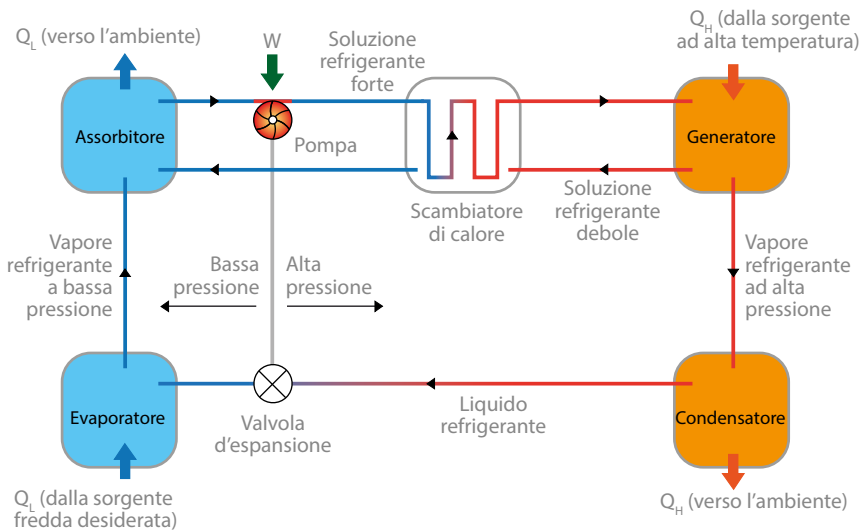


Figura 14. Schema di pompa di calore ad adsorbimento.

realizzata con una miscela di due componenti (uno è l'assorbente, l'altro è il refrigerante). I fluidi maggiormente utilizzati sono acqua-bromuro di litio per le applicazioni fino a 0 °C e acqua-ammoniaca per la produzione di freddo a temperatura inferiore a 0 °C. Nel primo caso l'acqua funziona da refrigerante mentre il bromuro di litio è l'assorbente; nel ciclo ad ammoniaca, invece, è quest'ultima a costituire il refrigerante, mentre l'acqua è la componente che funziona da assorbente.

Anche le **pompe di calore e i refrigeratori ad adsorbimento** rappresentano un'importante alternativa ai tradizionali sistemi a compressione. Il funzionamento di questi sistemi alimentati da energia termica è basato sulla capacità di alcuni solidi porosi (ad

esempio zeoliti, gel di silice ecc.) di assorbire reversibilmente vapori non dannosi per l'ambiente (come quello acqueo). I sistemi gas-solido, oltre ad avere un minore impatto ambientale, utilizzano il calore quale sorgente energetica e, quindi, rappresentano un'alternativa all'utilizzo delle fonti energetiche primarie.

I campi applicativi di questo nuovo tipo di pompa di calore sono ovviamente quelli del riscaldamento e del raffrescamento degli edifici, ma anche la climatizzazione degli autoveicoli (che può avvenire utilizzando il calore di scarto dei motori a combustione interna), oppure la produzione di freddo tramite cascami termici di impianti cogenerativi (si parla allora di 'trigenerazione', di cui al capitolo 5).



Questi nuovi tipi di pompe potrebbero rappresentare una reale soluzione alternativa alle pompe di calore oggi in commercio, ed essere direttamente alimentate dalla risorsa geotermica per raffrescare gli ambienti o per altri usi diretti del calore (capitolo 2).

#### 1.4.2 Integrazioni di pompe geotermiche e altre fonti rinnovabili

Negli ultimi anni si sta assistendo all'impiego combinato di pompe di calore geotermiche e di altre sorgenti di energia rinnovabile. Nella maggioranza dei casi, la combinazione di queste tecnologie ha avuto le seguenti finalità:

- ridurre la quantità di energia elettrica prodotta da fonti fossili richiesta dal funzionamento della pompa di calore;
- aumentare la temperatura del fluido circolante (e, quindi, ridurre la potenza termica prelevata dal terreno) e/o ricaricare il terreno durante i periodi di minor carico.

È evidente che il **primo obiettivo** richiede l'impiego di tecnologie capaci di generare energia elettrica (ad esempio il solare fotovoltaico o il minieolico), mentre nel secondo caso sono sufficienti tecnologie capaci di fornire calore (come il solare termico e il solare termodinamico). Tuttavia l'integrazione dei pannelli fotovoltaici o dei sistemi minieolici con una pompa di calore può

risultare alquanto limitata poiché l'energia elettrica prodotta dai sottosistemi dipende fortemente dalle condizioni meteo-ambientali, mentre la richiesta di calore dell'abitazione è costante durante l'intero arco della giornata. L'autonomia energetica e, quindi, la totale rinnovabilità della pompa di calore integrata con questi sistemi risulta perciò difficile; probabilmente, questo ostacolo potrà essere superato solo quando saranno introdotti sistemi di accumulo dell'energia più efficienti rispetto a quelli già disponibili.

Per ciò che riguarda il **secondo obiettivo**, l'utilizzo combinato di altre fonti d'energia, quali il solare termico e il solare termodinamico, porta con sé il vantaggio di aumentare l'efficienza del sistema e la sua sostenibilità. In questi sistemi l'integrazione tra le diverse tecnologie è più complessa e richiede un'attenta analisi. Allo stesso tempo, però, l'utilizzo di collettori solari è molto flessibile e può essere integrato in diversi modi, ad esempio:

- per la produzione di acqua calda sanitaria nei periodi estivi (riducendo l'impiego della pompa e, quindi, l'utilizzo di energia elettrica, in estate);
- per accumulare il calore nel sottosuolo durante i periodi in cui non c'è richiesta di acqua calda e ridurre il rischio di congelamento delle tubazioni;
- per aumentare la temperatura dell'evaporatore.

### 1.4.3 Sistemi di stoccaggio dell'energia termica

Oggi il sottosuolo può essere utilizzato come un serbatoio per lo stoccaggio del calore o del freddo, tramite una tecnologia che si sta diffondendo soprattutto nei Paesi dove si utilizzano molto i sistemi basati su pompe di calore geotermiche.

Si tratta dei sistemi cosiddetti **UTES** (*Underground Thermal Energy Storage*, letteralmente ‘Stoccaggio dell’Energia Termica nel Sottosuolo’), in grado di realizzare lo stoccaggio stagionale di caldo o freddo. Di fatto, è possibile stoccare – e quindi utilizzare in un momento successivo – sia il calore derivante da sorgenti rinnovabili (sole, energia geotermica ecc.) sia quello prodotto come scarto di altri processi (cioè calore prodotto da combustibili fossili e residuo rispetto all’uso primario). E lo stesso vale per il freddo ambientale, che può essere stoccato per essere utilizzato a scopo di raffrescamento solo successivamente.

Principalmente utilizzata nel caso di grosse installazioni, ove il rapporto tra il volume interessato dallo stoccaggio e la superficie di contatto tra tale volume e il terreno circostante è molto alto, la tecnologia UTES si distingue in:

- **sistemi chiusi**, BTES (*Borehole Thermal Energy Storage*): ove il calore viene stoccato direttamente nel terreno, pompando in una sonda (*borehole*)

geotermica un fluido caldo (di solito acqua);

- **sistemi aperti**, ATES (*Aquifer Thermal Energy Storage*) detti anche ‘a doppietto’: ove l’acqua viene estratta attraverso pozzi in falda (*aquifer*) e re-immessa nella stessa falda o in una differente (come mostrato in Fig. 15).

Nel caso in cui le potenze in gioco siano superiori a 100 kW, i sistemi ATES risultano più vantaggiosi rispetto a sistemi di stoccaggio basati sull’impiego di sonde geotermiche BTES.

### 1.5 Vantaggi e incentivi delle pompe di calore geotermiche

Anche nel settore degli impianti a pompa di calore geotermica, l’innovazione tecnologica comporta vantaggi molteplici:

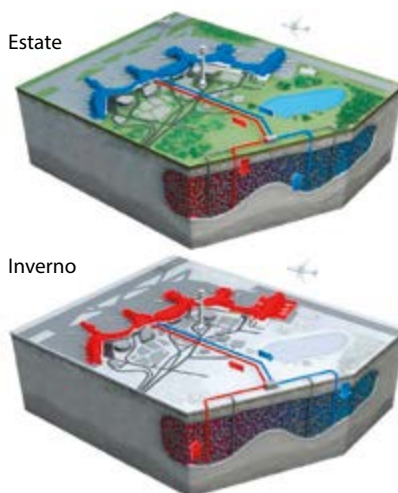


Figura 15. Flussi stagionali di un sistema di stoccaggio del calore ATES, cioè aperto.

economici, impiantistici (relativi alla semplicità d'uso) e ambientali.

Le potenzialità e l'elevata compatibilità ambientale di un sistema geotermico a pompa di calore sono ormai chiaramente riconosciute da molti Paesi (soprattutto freddi), e associazioni di categoria. Ad esempio, la Divisione per l'Energia Elettrica e le Energie Rinnovabili del Canada sostiene che «non esiste sistema di riscaldamento e condizionamento in grado di ridurre le emissioni di gas serra e il conseguente impatto sul riscaldamento globale così efficace come le pompe di calore geotermiche».

Come precedentemente accennato, il consumo di energia elettrica di una pompa di calore geotermica risulta molto basso (e può anche essere soddisfatto autonomamente, ad esempio con un impianto fotovoltaico), i costi di gestione sono bassissimi e gli interventi di manutenzione limitati.

Per questo, nell'ottica generale di favorire l'efficienza energetica, sono stati introdotti diversi incentivi per l'uso di impianti con pompe di calore geotermiche. Di seguito i principali.

- **Incentivi** previsti dal nuovo Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012, il cosiddetto 'Conto termico'.
- **Titoli di Efficienza Energetica** (TEE), noti come 'Certificati Bianchi'.
- **Agevolazioni fiscali** per il risparmio energetico.

Il **Conto termico** stabilisce che possono avvalersi degli incentivi gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza, come la «sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando energia aerotermica, geotermica o idrotermica» (GSE, Gestore Servizi Energetici, 2014). Gli incentivi sono erogati dal GSE a seguito di opportuna domanda da parte del beneficiario, sia esso un soggetto privato o un'Ammministrazione pubblica, sulla base della tecnologia impiegata.

I **Certificati bianchi** prevedono, tra l'altro, di premiare gli «interventi per la riduzione di energia elettrica per il condizionamento e la climatizzazione ambienti, la climatizzazione ambienti e i recuperi di calore di edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili; e l'installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali» (Gestore Servizi Energetici, 2014).

Per quanto riguarda le **agevolazioni fiscali**, la Legge di Stabilità 2014 (L. 147/2013) ha prorogato al 31 dicembre 2014 la possibilità di usufruire della maggiore detrazione Irpef (50%), con il limite massimo di spesa di 96000 euro per unità immobiliare, oltre a stabilire

una detrazione del 40% per le spese che saranno sostenute nel 2015, in caso di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia. Dal 1° gennaio 2016 la detrazione tornerà alla misura ordinaria del 36% e con il limite di 48000 euro per unità immobiliare (Agenzia delle entrate, 2014).

Inoltre, il Decreto Direttoriale n. 468 del 19 maggio 2011 specifica alcune condizioni per accedere a un **Fondo** che destina circa 40 milioni di euro per la realizzazione di **progetti di impianti prototipali e innovativi** che utilizzino fonti di energia rinnovabili o che ottimizzino l'efficienza energetica. In particolare, è previsto il finanziamento di impianti che utilizzino il calore derivante da fonti geotermiche a bassa entalpia, incluse le pompe di calore, nell'edilizia sia pubblica sia privata.

Si tenga poi presente che, per il principio del **natural cooling** ("raffrescamento naturale"), i sistemi geotermici possono anche essere utilizzati per il raffrescamento passivo degli edifici, trasferendo spontaneamente il calore dall'edificio verso il terreno che, in estate, presenta una temperatura inferiore a quella ambientale. Il **natural cooling** risulta essere un metodo per il raffrescamento particolarmente vantaggioso, da un punto di

vista sia energetico sia economico: non necessitando di pompa di calore, la sola energia consumata è quella necessaria affinché una semplice pompa di circolazione possa movimentare il fluido prelevato dal sottosuolo nel circuito degli scambiatori. Tale funzione può essere attivata nei sistemi con pompe di calore a circuito aperto aggiungendo qualche componente (scambiatore, valvola a tre vie e pompa di circolazione).

Dal momento che le pompe di calore consumano meno energia primaria rispetto agli altri sistemi tradizionali di riscaldamento, riescono a ridurre le emissioni di gas che danneggiano l'ambiente, quali l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), l'anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) e gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>). D'altro canto, se consideriamo il caso di pompe alimentate elettricamente, il loro impatto ambientale dipende molto da come l'elettricità è prodotta: per esempio, le pompe di calore azionate da energia idroelettrica o energie rinnovabili riducono le emissioni in modo più significativo rispetto a casi in cui l'elettricità sia generata da centrali elettriche a gas, o alimentate a carbone.

In definitiva i **vantaggi** offerti da questa tecnologia sono molteplici e possono essere così riassunti:

- bassi costi d'esercizio;
- semplicità;

- modesta richiesta di manutenzione;
- basso impatto ambientale;
- basso consumo elettrico (nullo se accoppiato ad altri sistemi di energia rinnovabile, tipo pannelli fotovoltaici);
- elevato tempo di vita (circa 20 anni);
- possibilità di accedere a finanziamenti e incentivi per la realizzazione dell'impianto.

### 1.6 Considerazioni ambientali

Pur offrendo indubbi vantaggi dal punto di vista energetico, nonché una riduzione emissiva benefica per l'ambiente, **se installati senza le dovute cautele** i sistemi geotermici a pompa di calore potrebbero danneggiare l'integrità qualitativa delle falde idriche sotterranee, sia nella fase di messa in opera sia in quella di esercizio. I sistemi maggiormente esposti a questo tipo di problematica sono quelli a **sonde geotermiche verticali** e **quelli ad acqua di falda** (inclusi i sistemi di stoccaggio di calore UTES).

Le **sonde geotermiche orizzontali**, invece, presentano un impatto ambientale molto contenuto, tant'è che non ci sono in letteratura casi d'inquinamento o impatto significativo prodotti da questi sistemi di geoscambio.

I rischi specifici connessi all'installazione di **sonde geotermiche verticali** sono (si veda anche la tabella 1):

- cortocircuitazione tra falde sovrapposte **durante la perforazione**, con rischio di contaminazione di una falda con l'altra;
- cortocircuitazione tra falde sovrapposte **durante la fase di esercizio**, qualora la sigillatura del foro non venga eseguita correttamente;
- rilascio del **fluido di circolazione** della sonda, in caso di rottura accidentale;
- **effetto barriera** sul deflusso naturale delle acque del sottosuolo, nel caso dei campi sonde più grandi.

Rischi che, tuttavia, sono ben noti al progettista il quale, proprio durante la fase di progettazione e installazione, deve prevenirli e, di conseguenza, adottare le precauzioni più idonee.

A titolo di esempio, in tabella 1 si elencano i principali rischi e le relative azioni di contenimento.

I sistemi con **prelievo di acqua di falda** probabilmente sono quelli con i maggiori impatti potenziali da un punto di vista ambientale. Infatti, oltre ai rischi già esposti per i sistemi a ciclo chiuso con sonde verticali, intervengono qui quelli connessi all'eventuale re-immissione in falda dell'acqua prelevata:

- **cortocircuitazione tra falde** sovrapposte, se non si è proceduto ad adeguata cementazione dei tratti di

Tabella 1. Principali rischi connessi alla perforazione con sonde verticali, e relative azioni di contenimento ipotizzabili già in fase di progettazione.

RISCHIO	AZIONE PREVENTIVA
Perforazione in un sito contaminato, con possibile inquinamento dell'acquifero durante o dopo la foratura.	Installazione di un rivestimento superficiale in acciaio ben cementato e comprendente tutta la zona di possibile contaminazione superficiale.
Connessione di due falde indipendenti, con possibile inquinamento di una falda da parte dell'altra.	Installazione di un rivestimento nell'acquifero superiore che, nel caso, può essere estratto in fase di <i>grouting</i> con materiale isolante.
Intercettazione di falde in pressione, con fuoriuscita dell'acqua di falda.	Uso del rivestimento fino alla falda artesiane e adeguata cementazione nei terreni sovrastanti.

pozzo in corrispondenza dei livelli più permeabili;

- **variazioni significative nell'attività biologica e microbiologica** delle acque sotterranee, indotte dalla variazione di temperatura dell'acqua di re-immissione;
- **variazioni quali-quantitative** delle specie chimiche disciolte, determinate dalla variazione termica;
- **alterazioni dinamiche delle falde** acquifere, specie a fronte di prelievi non accompagnati da re-immissione nella medesima falda;
- **subsidenza del sottosuolo** dovuta al prelievo di acqua in falda ed eventuale risalita a piano campagna dell'acqua di re-immissione.

Non a caso, un elemento che dovrebbe sempre essere chiaramente specificato già nelle fasi di progettazione di un impianto con pozzo geotermico,

nonché nelle successive fasi di presentazione della domanda di autorizzazione, riguarda proprio lo smaltimento dell'acqua emunta dalla falda.

Di fatto, le principali modalità sono:

- re-immissione nella falda (probabilmente la soluzione che implica il minor impatto, anche se è comunque necessario adottare particolare cautela rispetto alla procedura di re-immissione stessa);
- scarico nella rete fognaria;
- scarico in un corso d'acqua superficiale;
- re-immissione in un altro acquifero;
- re-immissione nella parte superficiale del pozzo di pompaggio.

Tornando invece alle sonde geotermiche dei sistemi a ciclo chiuso, un altro aspetto ambientale che non si può trascurare è la **tossicità dei fluidi termovettori** utilizzati per lo scambio termico.

Il più delle volte, infatti, non si utilizza solamente acqua come fluido di scambio termico tra il terreno e l'impianto di climatizzazione dell'utente, poiché è più conveniente dimensionare il sistema in modo tale che la temperatura in uscita della pompa di calore sia di poco inferiore agli 0 °C. Per evitare fenomeni di congelamento, si usano allora soluzioni anticongelanti, tra cui metanolo, etanolo, glicole etilenico, glicole propilenico, alcol etilico, glicole polietilenico, cloruro di sodio, cloruro di potassio, cloruro di calcio e acetato di potassio.

Il **glicole etilenico** è la soluzione maggiormente diffusa in Europa e presenta un certo grado di tossicità; mentre negli Stati Uniti si utilizzano soprattutto il **metanolo e l'etanolo**, sebbene questi anticongelanti presentino problemi di infiammabilità e maggiore tossicità. L'**acetato di potassio** è non tossico e non infiammabile, ma può essere soggetto a perdite e a problemi di corrosione; il **glicole propilenico**, invece, non è tossico (è utilizzato anche nell'industria alimentare) e non presenta altre criticità.

Per quanto riguarda, infine, l'installazione diffusa di pozzi e sonde geotermiche richiede che vengano definite e rispettate modalità tecnico-costruttive corrette, onde evitare ripercussioni sulla risorsa idrica

sotterranea. Fino a oggi, la limitata diffusione di questa modalità di utilizzo della risorsa geotermica in Italia ha comportato una carenza normativa che, tuttavia, andrà colmata. La necessità di una normativa unitaria in questo settore deriva dalla necessità di tutelare con criteri omogenei un bene preziosissimo qual è l'acqua, senza compromettere lo sviluppo di una modalità di impiego dell'energia per larga parte rinnovabile.

Per un approfondimento su questo tema si veda *VIGOR:Prime indicazioni tecnico-prescrittive in materia di impianti di climatizzazione geotermica*, elaborato sempre nell'ambito del Progetto VIGOR ([www.vigor-geotermia.it](http://www.vigor-geotermia.it)).

## 1.7 Fasi progettuali di un impianto a pompa di calore geotermica

La realizzazione di un impianto a pompa di calore per il riscaldamento/raffrescamento prevede diverse fasi progettuali:

- l'**individuazione e la valutazione della risorsa geotermica**: che riguarda la presenza o meno di falde acquifere, le condizioni geologiche nel sottosuolo e la temperatura media del terreno a profondità compresa tra 80 e 200 m;
- la **stima della domanda termica e di acqua calda sanitaria**: in base al Decreto Legislativo 311/2006 in vigore dal 2 febbraio 2007 e relative

linee guida nazionali (Decreto Ministeriale del 26 giugno 2009) per la Certificazione Energetica degli Edifici, si valuta in modo coerente il grado di efficienza energetica dell'immobile che si vuole riscaldare e/o raffreddare e il fabbisogno energetico (riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda per uso sanitario);

- la **scelta della tipologia d'impianto** e il suo **dimensionamento**: durante questa attività il progettista valuta la caratteristica e il numero di pompe di calore, la tipologia di geo-scambiatori da utilizzare e la possibilità di prevedere sistemi termici di backup, e realizza il dimensionamento dell'impianto;

- la **valutazione ambientale ed economica**: in base ai risultati ottenuti dalle fasi precedenti, si simula il funzionamento dell'impianto per valutarne l'impatto ambientale e analizzare il flusso di cassa derivante dal suo esercizio. La valutazione dell'andamento del flusso di cassa nel tempo permette di determinare gli indici economici di convenienza dell'investimento, anche considerando gli eventuali incentivi per l'utilizzo della pompa di calore per gli impianti domestici.

Per una trattazione più dettagliata delle fasi progettuali, che sono simili per le diverse applicazioni geotermiche, si veda il capitolo 3. ■

Il progetto VIGOR fornisce esempi concreti di studi di fattibilità per impianti con pompa di calore geotermica per la climatizzazione di ambienti: si vedano i rapporti di fattibilità delle aree di Bari (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Puglia. Studi di fattibilità a Bari e Santa Cesarea Terme*) e di Rende (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Calabria. Studi di fattibilità a Lamezia-Terme Caronte e Rende*), oppure tramite il sito web del progetto <http://www.vigor-geotermia.it> alla pagina >prodotti.



**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

L'uso geotermico diretto (quindi non per la produzione di energia elettrica) più diffuso **in Europa**, quanto a potenza termica installata, è rappresentato dalla **climatizzazione di ambienti con pompe di calore** (68%) e dai sistemi di **tele-riscaldamento** (15%). La potenza rimanente riguarda la **balneologia** – e altri usi affini: piscine, acquacoltura, scioglimento ghiaccio – (11%) e gli **impieghi industriali e agricoli** (6%). Nel 2012 la produzione di energia geotermica per usi diretti è stata di circa 53662 GWh/a (gigawatt ore per anno), con una potenza termica installata pari a circa 24306 MW<sub>t</sub> (megawatt termici).

Il primato spetta alla **Svezia**, con i suoi 4600 MW<sub>t</sub> di potenza termica installata e una produzione di 15200 GWh/a di energia geotermica; seguita dalla **Germania** con 3200 MW<sub>t</sub> e 4200 GWh/a; e, quindi, dalla **Francia** con 1850 MW<sub>t</sub> e 2775 GWh/a (Antics *et al.*, 2013). L'**Italia**, al sesto posto su scala europea, ha una potenza installata di 1278 MW<sub>t</sub> e 2840 GWh/a di calore geotermico impiegato per usi diretti (Antics *et al.*, 2013). Un aumento notevole rispetto a soli 5 anni, quando la potenza installata risultava di appena 650 MW<sub>t</sub> dei quali solo 215 MW<sub>t</sub> forniti dalle pompe di calore (Grassi *et al.*, 2013). Questo incremento degli usi diretti dell'energia geotermica è dovuto soprattutto

alla diffusione dei sistemi di teleriscaldamento e all'impiego delle pompe di calore geotermiche per il riscaldamento e/o il raffrescamento di ambienti.

Non essendo disponibili dati ufficiali sulle singole applicazioni dirette del calore geotermico in Italia aggiornati al 2012, i valori di riferimento attuali sono quelli relativi alla fine del 2010 (Tab. 2). Tuttavia, i valori riportati, per quanto formalizzati dalle diverse fonti, non sono del tutto indicativi. Il completo censimento della produzione termica, infatti, è ancora piuttosto carente, e il calcolo della produzione termica non è ancora stato standardizzato per i diversi usi e nei vari Paesi europei. Un problema a cui nuove normative stanno tentando di dare risposta per gli anni a venire, e che deriva dall'ancora poco diffuso e spesso individuale uso diretto della geotermia, soprattutto per risorse superficiali.

Applicazione	Potenza Installata (MW)	Potenza Installata (%)
Pompe di calore	500	39,1
Balneologia e altri usi	400	31,3
Impieghi industriali e agricoli	298	23,3
Tele-riscaldamento	81	6,3

Tabella 2. Usi diretti di energia geotermica in Italia (Antics *et al.*, 2013).

Come già accennato per la climatizzazione (cap. 1), le tecniche per l'uso diretto del calore proveniente da una risorsa geotermica superficiale consistono essenzialmente nel trasferire il calore geotermico, tramite uno o più scambiatori e/o pompe di calore, all'acqua circolante in radiatori, termoconvettori e pannelli radianti, utili per attivare il processo produttivo interessato; alla fine del processo, l'acqua geotermica è poi re-immessa in profondità.

I principali settori interessati agli utilizzi diretti di tale risorsa, sono quelli:

- termale;
- agricolo e zootecnico;
- industriale;
- civile.

Quello **termale** è uno degli usi diretti più antichi del calore geotermico, diffuso in tutto il mondo. Il Giappone, la Cina, la Turchia, l'Italia sono alcuni dei principali Paesi conosciuti per la loro cultura termale storica, che ha origini assai remote: praticamente tutti popoli antichi, dai Fenici agli Etruschi, dai Greci ai Romani, utilizzavano le acque calde per scopi ricreativi e curativi. In Egitto e nel Medio Oriente l'uso delle sorgenti calde era spesso associato ai riti religiosi; nell'antica Grecia alle acque termali veniva attribuito un significato sovranaturale e la presenza delle

divinità giustificava i poteri terapeutici e le proprietà delle acque termali.

Oggi il termalismo ha acquistato un significato più ampio, legato soprattutto alla crescente domanda di benessere da parte dell'uomo. L'andare alle terme diventa momento di relax e di svago, non necessariamente legato ad aspetti medici o religiosi, ma comunque legato al benessere, alla salute e all'equilibrio tra corpo e mente (perché «lo star bene sarà comunione e connessione dell'anima e di salute» Aristotele, *Categorie*).

In **campo agricolo e zootecnico**, invece, la risorsa geotermica viene utilizzata principalmente per:

- il riscaldamento delle serre, di fatto il più comune sistema di impiego dell'energia geotermica in agricoltura, valido per la coltivazione di verdure e fiori, fuori stagione o in climi diversi da quelli originari;
- la coltivazioni a cielo aperto, cioè l'irrigazione e/o il riscaldamento del terreno: il controllo della temperatura consente di prevenire i danni derivanti dalle basse temperature ambientali, di estendere la stagione di coltivazione, di aumentare la crescita delle piante e incrementarne la produzione, e di sterilizzare il terreno;
- l'allevamento, poiché le condizioni sanitarie degli animali migliorano a temperatura controllata; i fluidi caldi,

inoltre, possono essere utilizzati per pulire, sterilizzare e deumidificare gli ambienti e per trattare i rifiuti;

- l'acquacoltura (allevamento controllato di forme di vita acquatiche), poiché controllando la temperatura dell'acqua si può sia aumentare la produzione sia, in qualche caso, raddoppiare il ciclo riproduttivo di specie autoctone, nonché allevarne di esotiche.

Per quanto riguarda gli **usi industriali**, esistono molteplici applicazioni, soprattutto nei processi a caldo quali evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione, lavaggio, decongelamento ed estrazione di sostanze chimiche. Esempi specifici di usi diretti dell'energia geotermica nel settore industriale sono: la pastorizzazione del latte, il controllo della stagionatura e la produzione di prodotti alimentari (formaggi, salumi, vino), la disidratazione di prodotti agricoli, il recupero di sostanze chimiche e della CO<sub>2</sub>, l'essiccamento della diatomite e la produzione di borati e acido bórico.

Infine, tra gli **usi civili** (in atto in alcuni Paesi ma non in Italia), ci sono lo scioglimento del ghiaccio e lo sbrinamento delle strade.

Ma vediamo tutte queste ipotesi più nel dettaglio.

## 2.1 Usi termali

L'Italia possiede un'industria balneologica particolarmente fiorente che, ereditata l'antichissima tradizione ampiamente diffusa dai Romani più di 2000 anni fa nelle ampie zone di loro dominio, ci colloca tra i primi Paesi nel mondo (dopo Cina, Giappone, Turchia, e Brasile, secondo i dati 2010).

In **Italia** sono presenti 350 aziende termali, distribuite in 149 località. Le Regioni che vantano il maggior numero di centri termali (Tab. 3), sono il Veneto, la Campania e la Toscana (Cataldi e Conti, 2013), che costituiscono più del 50% del totale in Italia.

Per utilizzare i fluidi geotermici a scopo termale è importante l'accertamento di alcuni parametri, determinanti ai fini industriali: la costanza nel tempo della portata e le caratteristiche chimico-fisiche e biologiche del fluido stesso.

Le possibilità d'impiego in questo settore sono molteplici, spesso attuabili contemporaneamente, a seconda delle indicazioni terapeutiche (ad esempio balneofangoterapia, idropinoterapia, tecniche inalatorie, irrigazioni ecc..). Un altro impiego dell'acqua termale deriva poi dal suo imbottigliamento.

Le cure termali hanno sempre avuto una grande diffusione in Italia, ma di recente la riduzione della copertura sanitaria nazionale e l'interesse sempre più concentrato sull'utilizzo di altre forme di

**Tabella 3.**  
Centri termali  
italiani,  
suddivisi per  
regioni.

Regione	Comune	T acque
Basilicata	Latronico	22 °C
Calabria	Antonimina Terme Terme di Caronte Galatro Terme Terme Luigiane Terme Sibarine	36 °C 39 °C 37 °C 42-47 °C 26 °C
Campania	Agnano Castellammare di Stabia Contursi Terme Ischia Pozzuoli San Teodoro Stufe di Nerone Torre Annunziata	62-70 °C 30 °C 50 °C 40-100 °C 58 °C 28 °C 72-74 °C 15-30 °C
Emilia-Romagna	Bagno di Romagna	45 °C
Lazio	Castelforte–Suio Stigliano Palombara Sabina Terme dei Papi Tivoli	>63 °C >56 °C 24 °C 40-58 °C 23 °C
Liguria	Pigna	28-32 °C
Lombardia	Bagni di Masino Bormio Sirmione San Pellegrino Salice	38 °C 38-41 °C 69 °C 26 °C 20 °C
Marche	Acquasanta Terme	38 °C
Piemonte	Acqui Terme Valdieri Vinadio	45-73 °C 50-70 °C 40-75 °C
Puglia	Santa Cesarea Terme	30 °C
Sardegna	Benetutti Casteldoria Fordongianis Sàrdara	43 °C 75 °C 60 °C 50-68 °C
Sicilia	Acqua Pia Acireale Alì Terme Calatafimi–Segesta Castellammare–Terme Segestane Castroreale–Vigliatore San Calogero–Lipari Sciaccia Sclafani Bagni Termini Imerese Vulcano	40 °C 22 °C 40-46 °C 51 °C 47 °C 26-36 °C 60 °C 56 °C 30 °C 43 °C 40-100 °C

Regione	Comune	Tacque
Toscana	Bagni Galleraie	29 °C
	Bagni di Lucca	40-54 °C
	Bagnolo	43 °C
	Bagno Vignoni	51 °C
	Casciana	36 °C
	Chianciano	33 °C
	Equi	27 °C
	Gambassi	34 °C
	Monsummano	24-35 °C
	Montecatini Terme	24-34 °C
	Petriolo	43 °C
	Rapolano	40 °C
	San Casciano	43 °C
	San Filippo	52 °C
	San Giuliano Terme	38-41 °C
	Sarteano	24 °C
	Saturnia	38 °C
Suvereto-Venturina	>45 °C	
Terme di Pitigliano	34 °C	
Terme di Sorano	34 °C	
Trentino-Alto Adige	Merano	33 °C
	Terme Comano	27 °C
Veneto	Abano*	60-80 °C
	Battaglia*, Galzignano*, Montegrotto*, Teolo*	(media 75 °C)
	Bibione	52 °C
	Caldiero-Terme Giunone	27 °C
	Colà-Lazise	35-40 °C

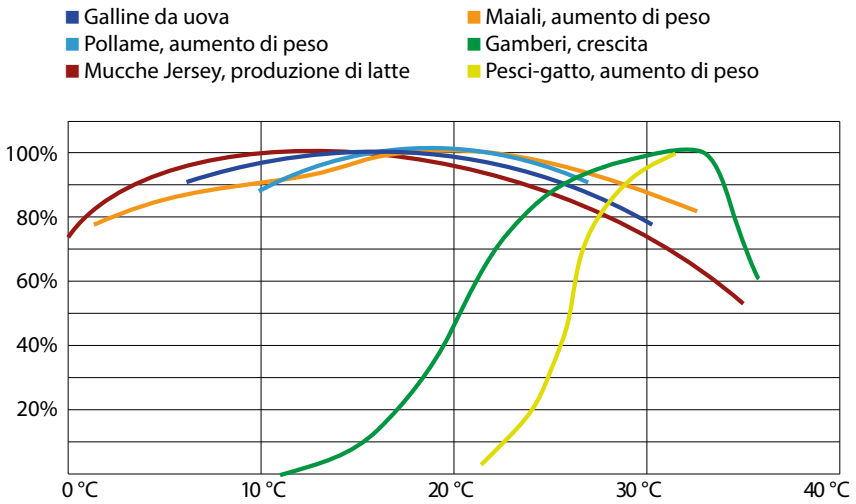
cura (massaggi, diete, attività fisica) sta apportando notevoli variazioni al settore, creando anche una certa confusione terminologica. Un ‘centro termale’ oggi, ad esempio, non necessariamente corrisponde a un luogo ove si utilizzi acqua termale in senso geotermico; inoltre, il settore non è sempre stato capace di aggiornarsi rispetto a mode e tendenze continuando a garantire l’efficacia terapeutica che le acque idrotermali hanno dimostrato di avere per molti secoli. Ciò nonostante, la balneologia termale continua a rappresentare un importantissimo

settore di applicazione geotermica, nonché un fenomeno economico importante per i territori interessati, anche nell’ottica di promuovere forme ‘nuove’ di turismo.

## 2.2 Usi agricoli e zootecnici

L’utilizzo delle risorse geotermiche in ambito agricolo e zootecnico riguarda il controllo della temperatura di crescita delle piante (coltivazioni a cielo aperto e riscaldamento di serre), il trattamento di prodotti agricoli (disidratazione, essiccamento) e l’allevamento controllato di

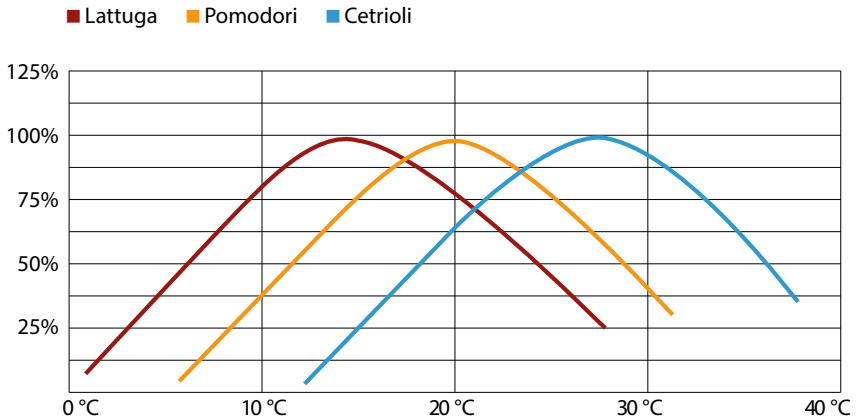
Figura 16. Allevamento. Incremento produttivo e livelli di temperatura.



animali. Sono molte le specie animali e vegetali che possono migliorare in qualità e quantità se cresciute in ambienti a temperatura controllata (figure 16 e 17). I Paesi che utilizzano acque geotermiche in campo agricolo e zootecnico, soprattutto per il riscaldamento delle serre e per l'acquacoltura, sono circa una quarantina (Lund *et al.*, 2010).

Nelle **coltivazioni a cielo aperto** l'acqua geotermica può essere usata, in assenza di elementi chimici dannosi per le piante, per irrigare e/o riscaldare il terreno mediante circolazione di acqua calda in condutture interrato. In tal modo, si controlla la temperatura del terreno, il che consente di prevenire i danni derivanti dalle basse temperature

Figura 17. Orticoltura. Incremento produttivo e livelli di temperatura.



ambientali, di estendere la stagione di coltivazione, di aumentare la crescita delle piante e di sterilizzare il terreno, incrementandone la produttività. In molti casi, poi, le acque geotermiche possono essere convenientemente utilizzate combinando in cascata l'**allevamento di animali** con il riscaldamento di serre. Come già detto, infatti, l'allevamento a temperatura controllata migliora le condizioni sanitarie degli animali; inoltre, i fluidi caldi possono essere utilizzati per pulire, sterilizzare e deumidificare gli ambienti e per trattare i rifiuti.

### 2.2.1 Serricoltura

L'utilizzo più comune dell'energia geotermica in agricoltura, adottato su larga scala in molti Paesi, è il riscaldamento di serre. Una serra non riscaldata, pur

garantendo una quantità di luce utile allo sviluppo di piante (tramite i materiali trasparenti che la costituiscono), non può sempre garantire anche il calore necessario (la radiazione solare, infatti, non è sempre sufficiente). Può essere allora utile fornire una sorgente di calore aggiuntiva, quale quella geotermica, da regolare in funzione del clima locale, delle necessità di ciascuna pianta e del tipo di serra.

In generale, la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione o in climi diversi da quelli originari può avvalersi di una vasta gamma di tecnologie in grado di assicurare il mantenimento di una temperatura di sviluppo specifica e controllata per ciascuna pianta e, quindi, di controllarne la crescita (ottimizzazione della produzione e/o dello sviluppo).

Figura 18. Bilancio termico giornaliero di una serra.

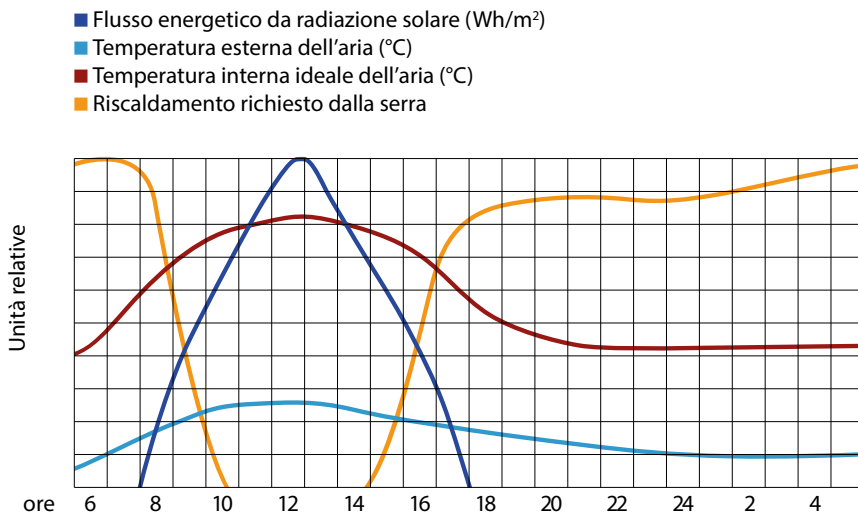
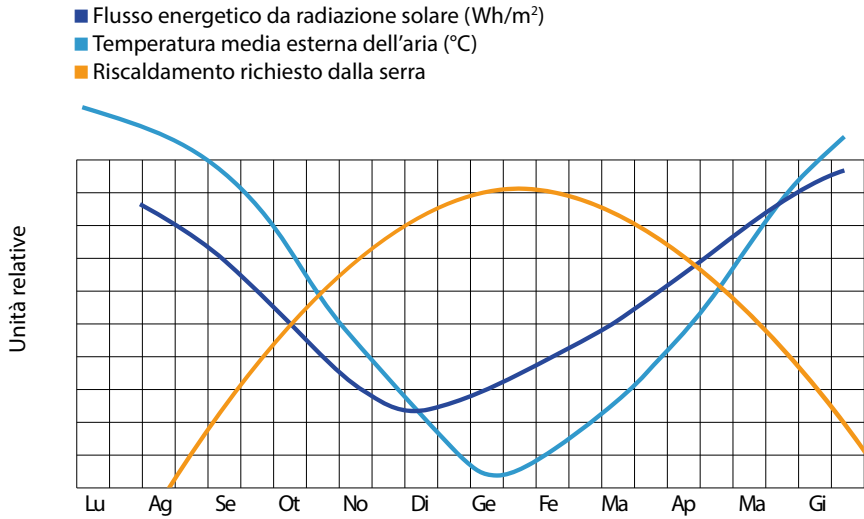




Figura 19.  
Bilancio termico annuale di una serra.



Alcune tipologie di riscaldamento (figura 20) sono basate sulla **convezione naturale**, altre sul **riscaldamento del terreno** o sul **riscaldamento forzato**; tutte permettono di ottimizzare diversi parametri significativi, quali la temperatura di sviluppo di ciascuna pianta, la quantità di luce, la concentrazione di CO<sub>2</sub>, l'umidità di terreno e aria, il movimento dell'aria.

In tutto ciò, l'impiego dell'energia geotermica può ridurre significativamente i costi operativi degli impianti che, in alcuni casi, incidono anche del 35% sul costo dei prodotti (verdure, fiori, piante da appartamento, piantine da sviluppo). Di solito, quando i fluidi idrotermali sono naturalmente fluenti in superficie (falde artesiane), il sistema geotermico è di bassa manutenzione. Maggiori oneri derivano invece dagli impianti

geotermici legati all'uso di pompe per l'estrazione del fluido. In questi casi, infatti, occorre dimensionare bene l'impianto rispetto alla rinnovabilità della risorsa, per evitare il sovrasfruttamento del serbatoio. Il che, a volte, può voler dire estrarre una massa d'acqua limitata, ripristinabile dalla naturale ricarica del circuito idrotermale; oppure pianificare anche la re-immissione del fluido in serbatoio. Un'altro problema relativamente comune è il danneggiamento delle pompe in caso di presenza di sabbia nel fluido (arginabile con opportuni accorgimenti: inserendo dei filtri ed evitando accensioni troppo repentine della pompa, ad esempio). Un altro problema è la corrosione, qualora il fluido geotermico sia ricco di elementi aggressivi (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, Cl e H<sub>2</sub>S), risolvibile utilizzando materiali particolari, o con interventi

di de-aerazione, separazione o neutralizzazione di componenti aggressivi, nonché utilizzo di scambiatori (invece dell'uso diretto del fluido geotermico). Un disequilibrio chimico, inoltre, può provocare l'instaurarsi di deposizione e incrostazione nelle tubazioni, e va perciò accuratamente evitato con dispositivi di controllo della pressione. Naturalmente tutti questi casi comportano un costo superiore dell'impianto, motivo per cui richiedono un'accurata pianificazione per la gestione e la manutenzione del sistema oltre che esigere, naturalmente, un'accurata investigazione della risorsa.

Tra i possibili impatti ambientali dei sistemi geotermici per le serre, i principali sono legati al **rischio di inquinamento chimico e termico**. Il primo dipende dalla composizione chimica dei fluidi; il secondo è determinato dalla dispersione di fluidi ancora caldi nell'ambiente dopo l'utilizzo in serra. Entrambi possono essere evitati grazie a una opportuna pianificazione della gestione del sistema. Ad esempio, una maniera efficace ed energeticamente efficiente di utilizzare la risorsa geotermica qualora fosse a temperatura più elevata di quella utile alla serra è l'inserimento di un altro impianto, che preveda l'utilizzo della risorsa alla temperatura della risorsa e poi, in cascata, l'uso delle acque reflue (meno calde) per la serra.

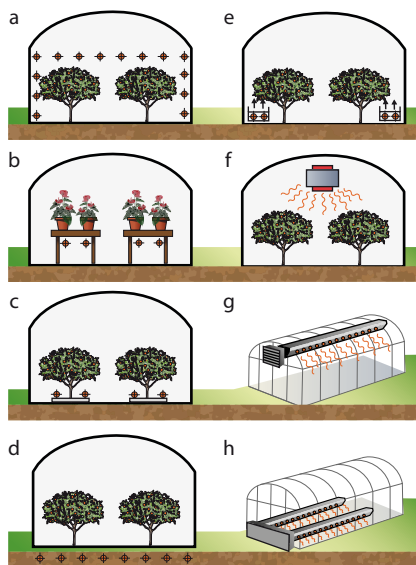


Figura 20. Sistemi di riscaldamento delle serre geotermiche.

A convezione naturale: (a) tubi sospesi; (b) pancali riscaldati; (c) tubi posizionati in basso.

Riscaldamento del terreno (d).

Ad aria forzata: (e) convettori laterali; (f) ventilatori sospesi; (g) convettori posizionati in alto; (h) convettori posizionati in basso.

Le serre geotermiche del Kenya, ad esempio, collocate in zone limitrofe alla produzione geotermoelettrica, sono particolarmente famose per la produzione di tulipani esportati in tutto il mondo. L'**Italia**, dal canto suo, si colloca tra i Paesi leader mondiali (con Turchia, Ungheria, Russia e Cina): le serre geotermiche sono numerose nell'area geotermica toscana, in Veneto (nella zona dei Colli Euganei) e a Rodigo (MN). Degne di nota sono la serra di Piancastagnaio (SI), nella zona geotermica toscana del **Monte Amiata**, che utilizza i fluidi a 100 °C in uscita dal vicino impianto geotermoelettrico, e quella di Pantani, presso **Civitavecchia** (Roma): con le loro superfici coperte (rispettivamente di 23 e 18 ettari), tra le serre geotermiche più grandi del mondo.

Tabella 4.  
intervalli di  
temperatura  
e tempi più  
appropriati  
per  
l'allevamento  
di alcune  
specie ittiche.

Specie	Estremi tollerabili (°C)	Crescita ottimale (°C)	Tempo di crescita per raggiungere dimensioni di mercato (mesi)
Ostriche	0-36	24-26	24
Aragoste	0-31	22-24	24
Gamberetti	10-40	24-30	6-8
Salmoni	4-25	15	6-12
Anguille	0-36	26-30	12-24
Trote	0-32	17	6-8

### 2.2.2 Acquacoltura

In seguito all'aumento della richiesta di prodotti ittici, l'acquacoltura, cioè l'allevamento controllato di forme di vita acquatiche, si è notevolmente diffusa di recente, in tutto il mondo. La temperatura delle acque in cui vivono le specie acquatiche è un parametro molto importante per il controllo della loro crescita. In particolare, mantenendo artificialmente costante la temperatura ottimale di crescita, si può aumentare la produzione e, in qualche caso, raddoppiare il ciclo riproduttivo delle specie allevate, anche nel caso di quelle esotiche.

Per far fronte alla naturale perdita di calore dalle vasche o laghetti di allevamento, è anzitutto necessario definire a quale temperatura si voglia mantenere l'acqua. Inoltre va considerato il tempo necessario perché le specie allevate raggiungano le dimensioni di mercato (si veda, ad esempio, la tabella 4, che indica intervalli di temperatura e tempi più appropriati per alcune specie).

Per progettare l'impianto andranno anzitutto verificate le condizioni atmosferiche, per stabilire se è possibile un allevamento all'aria aperta, o se bisogna strutturarli al coperto. In questi impianti, infatti, occorre verificare lo scambio di calore con l'ambiente circostante il corpo d'acqua, che è regolato da quattro meccanismi (in ordine d'importanza): l'**evaporazione alla superficie** (intesa come perdita di calore per effetto dell'evaporazione), la **convezione** (dovuta all'aria fresca che passa sulla superficie dell'acqua), la **radiazione** (che dipende dalla differenza di temperatura tra l'acqua e l'aria) e la **conduzione** (associata allo scambio termico con le pareti della vasca o lago). L'evaporazione, soprattutto, dipende dalla scelta di coprire o meno le vasche, sebbene lo scambio di calore sia molto influenzato anche dalla velocità del vento e dalla differenza di temperatura tra acqua e aria sovrastante e, quindi, dalla copertura stessa.

Quasi sempre utilizzati indirettamente, cioè mediante uno scambiatore di calore, i sistemi geotermici sono molto prestanti nel regolare la temperatura dell'acqua di allevamento.

Un importante riferimento per l'acquacoltura geotermica in Italia, è rappresentato dall'**area di Orbetello (GR)**, con la presenza di tre aziende principali (Cosa, Il Vigneto e Ittima) e di un impianto lungo la costa tirrenica all'interno della laguna, dove sono già presenti anche altri allevamenti convenzionali. Circa 45 pozzi profondi meno di 100 m prelevano acqua generalmente salata (fino a 36 g/l) a una temperatura media di 21 °C dall'interno di calcari mesozoici carsificati. La portata totale degli impianti è di 7200 m<sup>3</sup>/h.

Nel dettaglio, le specie allevate sono spigole, orate, muggini e anguille. La produzione ittica totale è di circa 900 tonnellate all'anno con circa 60 persone impiegate. L'utilizzo di acqua calda geotermica accorcia notevolmente il periodo di crescita delle specie, facendo così aumentare notevolmente il reddito annuo. Rispetto ai metodi convenzionali di riscaldamento, un ulteriore vantaggio dell'uso della risorsa geotermica è il risparmio economico che deriva dal mancato utilizzo di risorse primarie allo scopo. Basti pensare che, nella laguna adiacente, l'utilizzo di mezzi convenzionali per il riscaldamento dell'acqua

(che ha una temperatura media annua di 15 °C) comporta il consumo energetico di circa 17000 TEP/anno che, a differenza della risorsa geotermica, incidono anche sull'inquinamento ambientale (aumento di CO<sub>2</sub>).

Anche sulle **coste pugliesi** alcune grandi aziende di acquacoltura utilizzano acqua geotermica, per un ammontare di energia dell'ordine di 16000 TEP/anno. Due impianti, situati a San Nicandro Garganico nei pressi di Foggia, utilizzano quasi 1500 m<sup>3</sup>/h di acqua salata a 25 °C proveniente da diversi pozzi poco profondi: costruita nel 1985, l'azienda agricola Agroittica produce oggi 500 t/a di branzino, dentici (80% del totale) e anguille (20%); Euroquality Lab s.a.s., invece, alleva specie ornamentali. A nord di Brindisi, Panittica Pugliese è proprietaria di un grande vivaio che utilizza 4900 m<sup>3</sup>/h di acqua salata a 19 °C, pompata da diversi pozzi che raggiungono 250 m di profondità. Alla periferia sud di Brindisi, Ittica Sud alleva spigole e orate in un impianto che utilizza circa 400 m<sup>3</sup>/h di acqua salata a una temperatura di 25 °C, da pozzi che raggiungono i 200 m di profondità. La produzione è di 200 t/anno.

Nel resto del mondo tra i più importanti impianti di acquacoltura riscaldati da risorse geotermiche si ricordano:

- **Wairakei** (Nuova Zelanda) – Gamberi d'acqua dolce (*Macrobrachium*

- rosenbergii*) vengono allevati a 24 °C per produrne circa 16 t/a. L'acqua per gli stagni deve le proprie caratteristiche a due 'fonti': uno scambiatore di calore a piastre (55 °C) alimentato dalle acque reflue provenienti dalla centrale geotermica Wairakei e acqua del fiume Waikato (10 °C);
- **Hagerman**, (Idaho, USA) – pesce gatto e tilapia (nativo del continente africano) sono allevati in vasche con acqua a 32 °C proveniente da otto pozzi geotermici, a circa 300 m di profondità;
  - **Klamath Falls** (Oregon, USA) – più di 100 diverse varietà di pesci tropicali pregiati di acqua dolce sono allevati in vasche riscaldate a 27 °C con acqua geotermica proveniente da un pozzo profondo 50 metri;
  - **Turčianske Teplice** (Slovacchia) – anguille pescate e poi allevate in vasche circolari riscaldate a 25 °C con acqua geotermica proveniente da un pozzo profondo 220 m;
  - **Reykjavík** (Islanda) – l'energia geotermica utilizzata per l'acquacoltura in Islanda è stimata in 1600 TJ/anno; il salmone rappresenta circa il 70% della produzione, ma anche la trota e il salmerino artico sono in aumento; esperimenti con l'halibut e il merluzzo sono inoltre promettenti.
  - **Mios e Le-Teich** (Francia) – coltura geotermica di storioni per la

produzione di caviale; se normalmente sono necessari 7-9 anni prima che uno storione produca caviale, con l'energia geotermica sono sufficienti 6-7 anni.

### 2.3 Usi industriali

Dei numerosi potenziali utilizzi industriali del calore geotermico illustrati nel diagramma di Lindal (Fig. 1 a pag. 13), non sono molti quelli già messi in pratica. Di fatto, usi industriali di questa fonte energetica sono attestati solo in 14 Paesi (Lund *et al.*, 2010) e riguardano per lo più processi agroindustriali (pastorizzazione del latte, essiccamento di vegetali, produzione e trattamento di alimenti come patate surgelate, formaggi, vino), recupero di sostanze chimiche e di CO<sub>2</sub>, produzione di borati e acido borico, trattamento della cellulosa e della carta.

La potenza totale installata per l'attuazione di questi processi ammonta a circa 533 MW<sub>e</sub>, con un'energia termica utilizzata di 11746 TJ/a.

Uno dei primi grandi impianti geotermici industriali attestati (Diciannovesimo secolo) è italiano: si tratta di Larderello, in Toscana, dove il calore geotermico veniva impiegato nei processi a caldo per il trattamento di minerali borici. Oggi, nella stessa zona geotermica, sono operative diverse industrie casarie che utilizzano calore geotermico per la pastorizzazione del latte e la produzione di formaggio (in Appendice, a pag. 115).

Nel mondo, gli utilizzi industriali dell'energia geotermica attualmente più significativi sono l'essiccamento della diatomite a **Námafjall (Islanda)** e il trattamento della carta e cellulosa a **Kawerau (Nuova Zelanda)**. In USA vi sono altri esempi importanti di utilizzo della risorsa geotermica che comprendono sia il recupero di minerali utili per l'industria (zinc e oro) sia i processi di digestione anaerobica di fanghi derivati da depurazione. È da menzionare inoltre l'utilizzo del calore geotermico per la pastorizzazione del latte, che avviene ormai da più di 50 anni presso la Medo-Bel Creamery di **Klamath Falls (Oregon)**. Inoltre, sempre in USA, si è assistito a un primo tentativo di utilizzo del calore geotermico per la produzione di combustibili ad alcol: l'applicazione, però, non ha destato l'interesse industriale che ci si aspettava, poiché troppo costosa e, quindi, poco redditizia economicamente. Tuttavia oggi, con l'aumento del costo dei carburanti fossili, si potrebbe riaccendere un interesse anche economico per la loro produzione.

Un ultimo ma non meno importante impiego industriale del calore geotermico riguarda i processi di dissalazione dell'acqua di mare.

Di seguito vediamo brevemente alcuni processi e buone pratiche che potrebbero essere implementate anche nelle

Regioni della Convergenza italiane (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia), promuovendo sia il pieno utilizzo di una risorsa disponibile (quella geotermica) sia la peculiarità del tessuto produttivo proprio di queste Regioni.

### **2.3.1 Disidratazione**

La disidratazione (o essiccamento) della frutta, delle verdure o delle carni di alcune specie animali è una delle più antiche forme di conservazione del cibo conosciute dall'uomo. Il processo consiste nel rimuovere lentamente il contenuto di acqua presente negli alimenti, finché l'umidità contenuta nel prodotto sia inferiore al 20%. Il metodo più utilizzato nelle zone che si affacciano sul Mediterraneo è anche quello più antico, che si avvale del calore dei raggi del sole.

Tuttavia, su scala industriale, esistono anche diversi processi di disidratazione, che differiscono a seconda del tipo di cibo e delle caratteristiche che deve avere il prodotto finale. In particolare, oltre all'essiccamento tramite radiazione solare, i metodi più utilizzati sono la disidratazione atmosferica, l'essiccamento freddo, l'essiccamento tramite microonde e quello che utilizza fenomeni di osmosi. Sebbene lo scopo principale dell'essiccamento sia 'nobile' (conservare il cibo), è però importante considerare il costo finale del prodotto che sarà direttamente dipendente dal

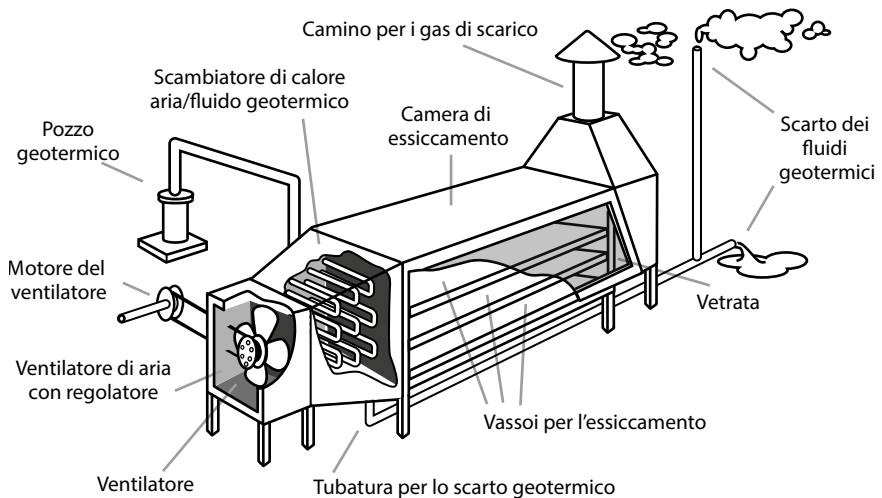
costo energetico del processo di essiccamento utilizzato. Da questo punto di vista, il calore geotermico rappresenta una valida alternativa energetica per il riscaldamento dell'aria utilizzata nel processo di essiccamento. Non a caso, l'applicazione industriale che utilizza maggiormente la risorsa geotermica a bassa entalpia è proprio l'essiccamento di prodotti agricoli. Tutti gli impianti sono costituiti principalmente da un sistema che forza l'aria fresca/riciclata attraverso uno scambiatore di calore, ad aria o ad acqua, in cui circola il fluido geotermico che le cede il calore. L'aria, che può così raggiungere temperature tra i 40 e i 100 °C, a seconda del cibo e del metodo utilizzato per l'essiccamento, attraversa i piani su cui il materiale grezzo viene deposto per essere disidratato (Fig. 21). L'unica energia elettrica

utilizzata in questo tipo di impianto è quella che serve a mantenere in funzione le ventole e le pompe presenti all'interno dell'impianto. Tra i prodotti sottoposti a questo trattamento: verdure (cipolle, aglio), frutta (mele, mango, pere, banane, ananas), germogli (alfalfa), alghe, cereali, legno ecc.

Il principale **vantaggio** dell'uso del calore geotermico, oltre all'eliminazione di combustibili fossili e del rischio connesso all'utilizzo di materiali combustibili, è la mancanza di contaminazione o decolorazione dei prodotti grazie alla mancanza di prodotti di combustione.

I più grandi e importanti impianti per l'essiccamento dei prodotti agricoli sono stati installati in Islanda, USA e in Nuova Zelanda, già a partire dagli anni Sessanta e Settanta del secolo scorso.

Figura 21. Rappresentazione di un impianto industriale di essiccamento (Sumotarto, 2007).



### 2.3.2 Pastorizzazione del latte

La statunitense Medo-Bel Company utilizza il calore geotermico all'interno del processo di pastorizzazione del latte da circa 60 anni. Il calore utilizzato proviene da un pozzo profondo 233 m, che preleva un fluido a 87 °C con una portata di 6,5 l/s. L'impianto utilizzato dall'azienda è rappresentato schematicamente in figura 22. Il latte freddo (portata 0,8 l/s) viene anzitutto preriscaldato, tramite un primo scambiatore, grazie al calore ceduto dal latte già omogeneizzato (al termine di questo stesso processo). Il latte in entrata arriva così a una temperatura di 71 °C, che viene poi ulteriormente innalzata a 78 °C grazie al calore trasferito dal fluido geotermico a un secondo scambiatore; se la temperatura del latte da pastorizzare presenta una temperatura inferiore a

74 °C, il sistema di pastorizzazione lo re-invia sul secondo scambiatore, che scalda il latte a temperatura uguale o superiore a 74 °C. A questo punto il latte, propriamente pastorizzato, è inviato all'omogeneizzatore; quindi pompato verso il primo scambiatore di calore ove viene raffreddato fino a una temperatura di 12 °C dal latte freddo in ingresso e, infine, tramite un terzo scambiatore in cui scorre acqua fredda, raggiunge una temperatura media di 3 °C. Infine, è inscatolato per essere venduto.

Il processo appena descritto è ormai diventato uno standard per la società americana. In pratica riesce a pastorizzare circa 225000 kg di latte al mese, mantenendo costi operativi annuali trascurabili e risparmiando circa 2000 € al mese nel consumo di energia, rispetto a soluzioni convenzionali.

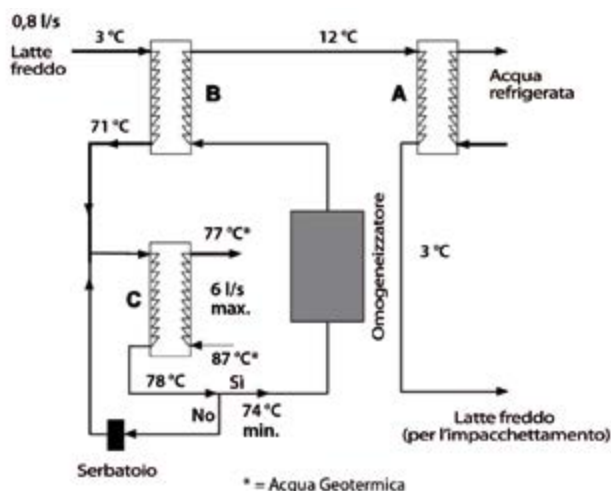


Figura 22. Schematizzazione dell'impianto in uso presso la Medo-Bel Company per il processo di pastorizzazione del latte (Lund, 2003).



Nel caso della Medo-Bel Company, inoltre, la risorsa geotermica viene utilizzata anche per riscaldare l'edificio.

Anche in Italia si comincia a guardare a questo tipo di utilizzi, come testimonia uno dei casi tipo indagati da VIGOR (pagg. 115-123). Si tratta del caseificio **Podere Paterno di Monterotondo Marittimo** (GR), nella zona geotermica di Larderello, che produce formaggio pecorino e altri prodotti caseari utilizzando l'energia geotermica come fonte primaria di calore di processo.

### 2.3.3 Digestione anaerobica di fanghi da acque reflue

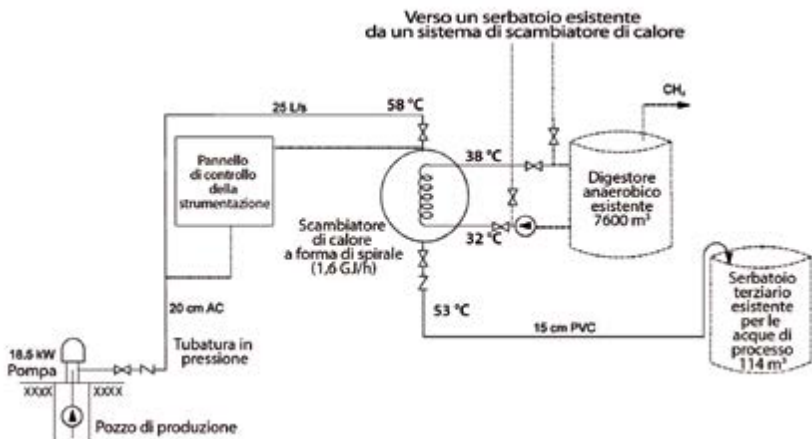
Un importante impianto di digestione anaerobica di fanghi derivati dal trattamento di acque reflue è quello della città di **San Bernardino in California** (USA), illustrato in Fig. 23, che utilizza il calore proveniente da un

fluido geotermico a 58 °C. In dettaglio, i fanghi derivati da processi di trattamento di acque reflue vengono inviati nel serbatoio/digestore. La tecnica della digestione utilizza il processo biologico di alcuni microrganismi viventi anaerobici per trattare i rifiuti organici. Il processo necessita di calore per avviarsi e decomporre il materiale organico in fanghi digeriti e gas metano (CH<sub>4</sub>); quest'ultimo viene quindi inviato in serbatoi cui attingere per alimentare motori a gas.

Il processo di utilizzo del calore geotermico è molto semplice: tramite uno scambiatore, il fluido geotermico trasferisce il proprio calore al fluido organico, facendogli raggiungere la temperatura di 38 °C utile per la digestione.

L'impianto è in funzione da oltre 25 anni: producendo l'energia di processo da fonte geotermica consente alla città un risparmio di oltre 40000 € annui.

Figura 23. Rappresentazione schematica dell'impianto californiano per il trattamento di acque reflue (Lund, 2003).



### 2.3.4 Desalinizzazione

Un utilizzo industriale molto valido della risorsa geotermica a bassa entalpia riguarda la desalinizzazione dell'acqua di mare. L'Organizzazione Mondiale della Sanità (WHO, *World Health Organization*) ha stimato che l'umanità necessita di almeno 1000 m<sup>3</sup>/anno di acqua dolce pro capite, per assicurare a ciascun individuo un corretto sviluppo e benessere. Se consideriamo che solo il 2,5 % dell'acqua presente sulla Terra è dolce, mentre il 97,5% è salata, si comprende che riuscire a depurare l'acqua salata del mare attraverso risorse energetiche rinnovabili e a basso costo possa veramente assicurare un futuro migliore alle popolazioni in via di sviluppo e non solo.

Il calore proveniente da risorse geotermiche aventi temperature comprese tra 60 e 100 °C può giocare un ruolo importante all'interno dei processi di desalinizzazione dell'acqua di mare per la produzione di acqua dolce, sia per il consumo umano, sia per l'irrigazione e per usi industriali.

Allo stato attuale della tecnica, esistono diversi metodi per ottenere la dissalazione dell'acqua, ma solo due trovano oggi applicazione industriale: i **processi evaporativi** e i **processi a membrana a osmosi**. Entrambi i processi comportano sempre un pre-trattamento e un post-trattamento chimico dell'acqua, in modo tale da evitare problemi di incrostazione, corrosione, schiuma, crescita batterica ecc.

Sebbene entrambe le tecniche presentino pro e contro, il metodo più efficace per la dissalazione dell'acqua salata tramite fonte geotermica è quello di tipo evaporativo.

In particolare, quello più adatto prevede l'utilizzo di un impianto cosiddetto a **MED** (*Multi Effect Distillation*): alimentato da calore (a temperature di circa 70 °C), esso innesca un processo multiplo di evaporazione dell'acqua racchiusa all'interno di serbatoi a bassissima pressione, chiusi ermeticamente e collegati in cascata.

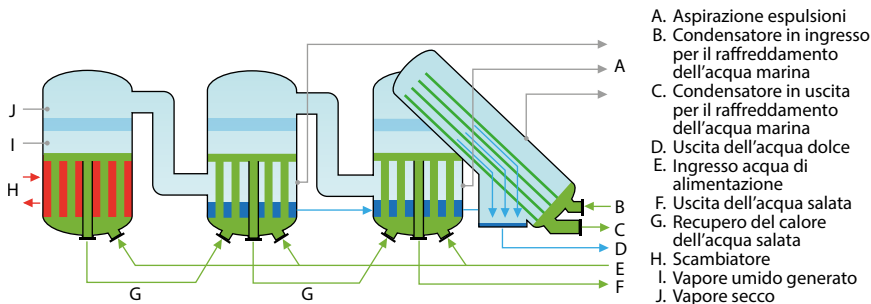


Figura 24. Schema di funzionamento dell'impianto di desalinizzazione MED di Kimolos.

Questa tipologia di impianto è molto efficiente energeticamente, poiché l'acqua dei serbatoi successivi inizia a bollire grazie al calore rilasciato dal vapore condensato nei serbatoi precedenti. Nella figura 24 è riportato lo schema di funzionamento dell'impianto di questo tipo realizzato a Kimolos in Grecia (EGEC, European Geothermal Energy Council, 2007).

#### 2.4 Aspetti economici e impianti ibridi

Quando si decide se adottare la risorsa geotermica per una applicazione diretta del calore, il criterio imperante è quello economico, ossia la competitività rispetto all'adozione di altri sistemi di riscaldamento.

È indubbio che l'utilizzo di impianti a fonti fossili sia al momento molto più facile da progettare e installare (e, dunque, più economico, a breve termine).

Tuttavia, l'economicità dell'uso diretto geotermico va analizzata accuratamente caso per caso, in quanto il costo finale di un'installazione dipende da numerosi fattori quali il costo dell'investimento, le condizioni di credito, i costi di gestione e manutenzione, la presenza di tassi agevolati o di incentivi, i prezzi delle fonti energetiche alternative (ad esempio, il trasporto di risorse fossili come il gasolio in zone remote),

l'efficienza dell'impianto, il tempo di utilizzo, le caratteristiche della risorsa geotermica, ecc.

Di solito i fattori che fanno propendere per la scelta di adottare la geotermia per soddisfare una richiesta di calore sono:

- la disponibilità della risorsa (vicinanza rispetto alla richiesta energetica);
- le caratteristiche della risorsa (temperatura e portata del fluido, profondità da raggiungere con i pozzi, il chimismo del fluido);
- le tradizioni economiche del territorio (orticole, industriali ecc);
- il mercato potenziale (utenza, richiesta, distanza ecc.).

In genere, **vantaggi** reali nell'uso delle risorse geotermiche sono sensibili se l'energia termica disponibile è utilizzata per un lungo periodo di tempo nell'anno.

In molti casi, di fatto, risulta più economico utilizzare la risorsa geotermica come **carico di base** e soddisfare invece le eventuali richieste di picco con qualche altra forma di energia, fossile o rinnovabile, che richieda un investimento impiantistico minore.

La distribuzione ottimale del carico, definita mediante un'analisi accurata della richiesta energetica, può essere cioè distribuita su diverse fonti energetiche a coprire il fabbisogno totale.

Gli **impianti ibridi** per la produzione del calore che ne risultano sono

opere ambiziose, che comportano una progettazione specializzata, non sempre facilmente disponibile.

Ancor più ambiziosa, ma certamente ancora più realisticamente efficiente, è l'adozione di impianti ibridi associati a molteplici e vari utilizzatori di calore,

ciascuno con fattori di utilizzo diversi (per durata, fabbisogno energetico, temperatura, portata del fluido ecc), posti in cascata. Per una trattazione più ampia di questi temi, comunque, si vedano rispettivamente i capitoli 4 (impianti ibridi) e 5 (usi in cascata). ■

Il progetto VIGOR fornisce esempi concreti di studi di fattibilità per impianti d'uso diretto del calore geotermico: si vedano i rapporti di fattibilità delle aree di Santa Cesarea Terme (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Puglia. Studi di fattibilità a Bari e Santa Cesarea Terme*), Lamezia-Terme Caronte (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Calabria. Studi di fattibilità a Lamezia-Terme Caronte e Rende*) e Termini Imerese (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Sicilia. Studi di fattibilità a Termini Imerese e Mazara del Vallo*) o tramite il sito web del progetto <http://www.vigor-geotermia.it> alla pagina >prodotti.

**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

Il teleriscaldamento prevede un sistema in cui il calore prodotto da un impianto centralizzato venga distribuito alle utenze finali attraverso una rete di distribuzione. Alimentata da fonti rinnovabili, questa tipologia di impianto è una soluzione rispettosa dell'ambiente, sicura, economica e alternativa per la produzione di acqua igienico-sanitaria e per il riscaldamento di ambienti, ma anche per l'utilizzo del calore in attività terziarie, commerciali e industriali.

Da un punto di vista generale, un sistema di teleriscaldamento (in Fig. 25 un impianto geotermico) è composto da:

- una **centrale termica**, che produce il calore;
- una **rete di trasporto e distribuzione**, costituita da speciali condotte sotterranee;
- un **insieme di sottocentrali**, situate nei singoli edifici da servire, dove sono installati gli scambiatori di

calore che permettono lo scambio di energia termica tra l'acqua della rete di teleriscaldamento (circuiti primario) e l'acqua del circuito del cliente (circuiti secondario), senza che vi sia miscelazione tra i due fluidi.

La **centrale termica** riscalda l'acqua, che viene distribuita ai diversi edifici attraverso la rete di condotte. Giunta al singolo scambiatore di ogni edificio, l'acqua della rete trasferisce all'acqua dell'impianto di distribuzione interna dell'edificio il calore necessario per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria. Alla fine di tale processo, l'acqua ormai raffreddata ritorna in centrale per essere nuovamente riscaldata.

L'**impianto di distribuzione interno agli edifici** allacciati alla rete resta inalterato; semplicemente lo scambiatore di calore sostituisce la caldaia convenzionale.



Figura 25. Schema di un impianto geotermico per la teleclimatizzazione.

Nel caso in cui allo scambiatore siano allacciate più **utenze**, presso ciascuna di esse sarà preventivamente installata un'apposita apparecchiatura che consente di gestire autonomamente le temperature dei rispettivi locali e di registrare i relativi consumi.

L'affidabilità di tale servizio è elevatissima, applicabile a intere aree urbane, e fa del teleriscaldamento in generale (e di quello geotermico, in particolare) un vero e proprio servizio pubblico, come l'acquedotto o la rete elettrica cittadina. Tuttavia, perché abbia efficacia, è necessario individuare un'utenza concentrata in un'area ben definita (come un quartiere, un'area commerciale o industriale), oppure un insieme di utenze pubbliche prossime tra loro (prevalentemente scuole o impianti sportivi), o loro combinazioni. La dicitura inglese (*district heating*, letteralmente 'riscaldamento distrettuale') richiama proprio la caratteristica circoscritta di tale tipo di riscaldamento. Non è invece consigliabile una rete di teleriscaldamento che colleghi utenze isolate e sparse, lontane tra loro: le perdite di calore sarebbero troppo elevate e i costi per l'installazione e la manutenzione inutilmente alti.

### 3.1 Caratteristiche principali di un impianto geotermico

Per diversi decenni, la costruzione di un sistema di teleriscaldamento geotermico

(**GDH**, *Geothermal District Heating*) ha presupposto l'esistenza di falde d'acqua sotterranee con temperature indicativamente superiori ai 50-60 °C, intercettabili tramite pozzi e utilizzate poi per la produzione di calore.

Da alcuni anni, invece, è diventato possibile ed economico progettare anche **sistemi di teleriscaldamento dotati di pompe di calore**, poiché:

- i trend di crescita dei costi di produzione dell'energia elettrica sono inferiori rispetto a quelli osservati per i combustibili fossili;
- è possibile produrre acqua a temperature fino a 90 °C;
- è possibile attingere da falde superficiali a temperatura più bassa (<40 °C) limitando i costi di perforazione, riducendo il rischio di dover gestire acque chimicamente aggressive e riducendo il rischio geologico.

Le pompe di calore impiegate negli impianti di teleriscaldamento geotermico hanno una potenza diversa rispetto a quelle utilizzate per la climatizzazione di edifici singoli (diversi MW<sub>t</sub> rispetto alla taglia di pochi kW<sub>t</sub> degli impianti singoli).

Le pompe di calore possono essere a uno o più stadi; generalmente ogni stadio permette un salto termico di circa 40 °C tra la temperatura dell'evaporatore e quella del condensatore.

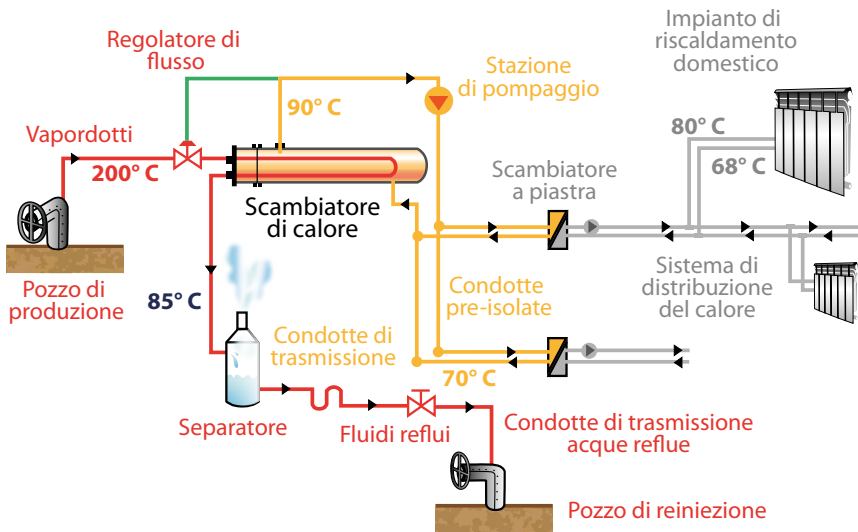


Figura 26. Schema di un impianto di teleriscaldamento geotermico.

Un sistema di teleriscaldamento geotermico (visto in Fig. 25 e ulteriormente schematizzato in Fig. 26) si compone di:

- un **acquifero** (cioè un deposito termico) con acque di termalità media (deposito superficiale o profondo) o bassa (deposito di solito superficiale);
- un **sistema per il trasferimento in superficie del fluido** (ad esempio uno o più pozzi con una lunghezza dipendente dalle condizioni geologiche e geofisiche locali): il sistema più comune comprende almeno due pozzi (doppietto), uno di prelievo e uno di restituzione, con profondità che spesso oscillano tra i 1000 e i 3500 m;
- un **impianto per il trattamento del calore** prelevato dal sottosuolo; attualmente a questo scopo vengono impiegate spesso delle pompe di calore

con una potenza dell'ordine di qualche MW);

- un **sistema di distribuzione** della risorsa termica prodotta che, tra l'altro, ricopre una parte consistente dei costi di realizzazione di un sistema di teleriscaldamento, anche geotermico.

Nello schema semplificato di un impianto di teleriscaldamento geotermico (Fig. 26), si riconoscono in particolare tre distinti circuiti: quello di produzione del calore (in rosso), quello di distribuzione dell'energia termica (giallo) e il circuito di utilizzo dell'energia stessa (grigio).

Detto ciò, va detto che nelle fasi di progettazione di un impianto GDH esistono alcuni aspetti tecnici di rilevante importanza che devono essere attentamente valutati.



Un primo aspetto riguarda il carico termico al quale il sistema deve far fronte; tale carico ha fluttuazioni di natura sia giornaliera sia stagionale (ad esempio, fluttuazioni legate a periodi di freddo intenso). Per contro, il calore prelevato dal sottosuolo è praticamente costante rispetto alle variazioni di carico ipotizzabili, a meno di un elevato sovradimensionamento dell'impianto (che però può limitarne la convenienza economica) o della predisposizione di opportuni sistemi di compensazione (ad esempio, serbatoi termici oppure pompe di calore). Un secondo aspetto che va considerato per progettare e ottimizzare il sistema, riguarda la distanza tra la risorsa e l'utenza finale. È infatti evidente che ridotte lunghezze della rete di distribuzione riducono l'entità della dispersione, nonché i costi per il pompaggio del fluido.

### 3.2 Esempi di impianti di teleriscaldamento geotermico

In **Europa** i Paesi che vantano il maggior numero di impianti di teleriscaldamento geotermico sono la Francia, l'Islanda (che per prima ha applicato questa tecnologia) e la Germania. Le installazioni di maggiori dimensioni sono quelle di Reykjavík e Parigi.

Nel corso dell'ultimo decennio, l'utilizzo di sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia si è notevolmente

ampliato, tanto che nel 2012 il 48% della potenza termica installata e impiegata per l'uso diretto del calore geotermico riguardava impianti di teleriscaldamento. Su oltre 5000 sistemi di teleriscaldamento europei, 237 sono alimentati da fonte geotermica (197 in EU-28) e ricoprono circa il 10% del mercato del riscaldamento, con una capacità termica totale di oltre 4,3 GW e una produzione di circa 12883 GWh (EGEC, 2013).

Nel 2012, in **Italia** erano in esercizio 148 reti di teleriscaldamento distribuite in 109 città situate nelle Regioni centro-settentrionali, per un totale di 3161 km di lunghezza (AIRU, 2013).

Sistemi di teleriscaldamento geotermico con fluidi di media e alta termalità sono già stati sviluppati a Ferrara, nell'area geotermica toscana (nelle aree di Larderello e del Monte Amiata), a Bagno di Romagna, e nuovi progetti sono stati proposti in Veneto e in Emilia Romagna. Nelle aree termali di Abano Terme, Ischia, Montecatini Terme e Saturnia l'utilizzo predominante delle acque calde geotermiche è proprio il riscaldamento locale di stabilimenti e piscine tramite mini-impianti di distribuzione.

Acque di falda di bassa termalità sono utilizzati, invece, in veri e propri circuiti di teleriscaldamento in Lombardia.

Ma vediamo una breve descrizione dei principali impianti citati.

### 3.2.1 Impianto di Ferrara

La risorsa geotermica di Ferrara fu scoperta durante l'esplorazione petrolifera della Pianura Padana negli anni Sessanta dello scorso secolo, quando, in località Casaglia, fu rinvenuto un serbatoio di acqua calda (circa 100 °C) a una profondità di circa 2 km. Nel 1981, su iniziativa del Comune di Ferrara, nasce il *Progetto Geotermia di Ferrara*, volto all'utilizzare la risorsa geotermica per il teleriscaldamento (TRL). L'iniziale impianto TRL era costituito da 3 pozzi, 2 di prelievo e 1 di re-immissione dei fluidi.

Sin dall'inizio del progetto, fu vagliata l'ipotesi di integrare il sistema TRL con l'impianto di termodistruzione dei rifiuti solidi urbani (RSU), presente nelle vicinanze della centrale. Soltanto nel 1989 fu realizzato il **sistema energetico integrato** (Fig. 27) che utilizza la fonte geotermica e la fonte termica di recupero dal termovalorizzatore.

Per far fronte alle richieste termiche di punta e alle esigenze di bilanciamento idraulico, il sistema fu dotato di una centrale termica a gas metano.

Più in dettaglio, il sistema integrato si compone di:

- una **centrale di pompaggio**, in cui confluiscono i tre vettori di energia sorgente (geotermia, calore di recupero da RSU e gas metano), che invia l'acqua calda verso l'utenza cittadina (fino a 2500 m<sup>3</sup>/h);
- quattro **serbatoi da accumulo**, di 1000 m<sup>3</sup> situati presso la centrale (due per l'acqua calda e due per l'acqua fredda) utilizzati sia per il compenso energetico sia come volume di espansione;
- una **centrale termica** che utilizza gas metano, ubicata circa a metà del percorso presso l'Arcispedale S. Anna;
- la **rete di distribuzione** del teleriscaldamento, sviluppata

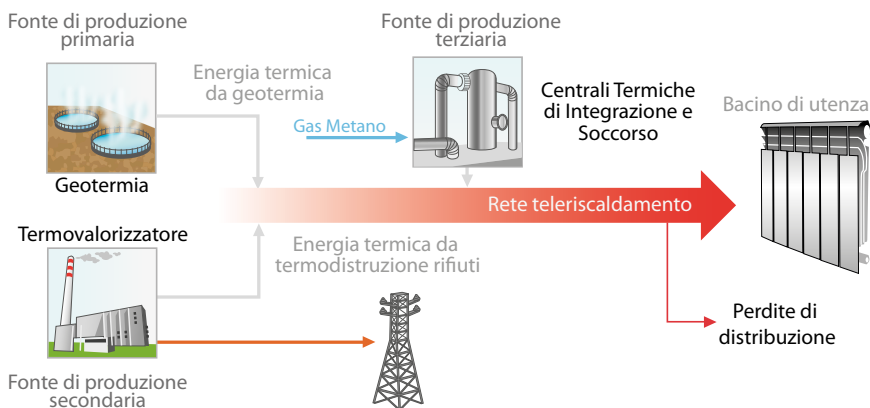


Figura 27. Schema del sistema di teleriscaldamento integrato della città di Ferrara.

prevalentemente ad albero ed estesa per gran parte nell'area urbana della città con quasi 400 sottostazioni dotate di scambiatori posti nei singoli edifici.

Con una portata d'acqua pari a circa  $400 \text{ m}^3/\text{h}$  e una potenza di circa  $14 \text{ MW}_e$ , la **fonte geotermica** contribuisce in modo significativo alla potenza totale che può essere erogata dalla rete di teleriscaldamento.

Complessivamente la rete di teleriscaldamento descritta possiede le seguenti caratteristiche principali:

- portata complessiva:  $400 \text{ m}^3/\text{h}$
- temperatura fluido geotermico:  $100\text{-}105 \text{ }^\circ\text{C}$
- temperatura del fluido teleriscaldamento in mandata:  $90\text{-}95 \text{ }^\circ\text{C}$
- temperatura del fluido di teleriscaldamento in ritorno:  $60\text{-}65 \text{ }^\circ\text{C}$
- disponibilità di utilizzo: continua
- lunghezza della rete di distribuzione (doppio tubo):  $50 \text{ km c.a.}$
- sottostazioni di utenza: 381
- potenza termica nominale di punta:  $74 \text{ MW}_t \text{ c.a.}$
- energia termica fornita:  $74 \text{ GWh}$
- rendimento della distribuzione:  $85\text{-}90\%$
- emissioni di  $\text{CO}_2$  risparmiate grazie all'impiego di energia geotermica:  $15000 \text{ tonnellate all'anno}$
- petrolio risparmiato con geotermia:  $6600 \text{ tonnellate all'anno.}$

Grazie al progetto *Polo Energie Rinnovabili* in fase di predisposizione, la rete di teleriscaldamento si espanderà verso est, grazie a due nuovi pozzi di prelievo geotermici più uno di re-immissione, che potranno sviluppare una potenza di  $14 \text{ MW}_e$ , permettendo così il passaggio dagli attuali 22000 ai 37500 appartamenti equivalenti serviti, ossia circa il 40% degli alloggi della città emiliana. Si prevede, inoltre, di produrre energia elettrica, con una potenza netta di  $250 \text{ kW}_e$ , durante i mesi in cui il sistema di teleriscaldamento non sarà attivo. Si stima che il nuovo sistema integrato possa produrre complessivamente  $289 \text{ GWh}$  termici, dei quali il 91% da fonte rinnovabile e di recupero ( $56,4\%$  dalla geotermia, il  $34,3\%$  dal termovalorizzatore, lo  $0,3\%$  dal solare termico e il 9% dal metano).

### 3.2.2 Gli impianti toscani

In Toscana esistono numerosi impianti di teleriscaldamento geotermico, per la maggior parte sviluppati a valle degli impianti geotermici per la produzione di energia elettrica. Le reti di teleriscaldamento sono alimentate dal vapore o fluido bifase diretto alle centrali geotermoelettriche, oppure dal vapore 'esausto' in uscita dalle stesse. Recentemente si sta cercando, però, di utilizzare soprattutto il vapore considerato non produttivo in modo da non ridurre la risorsa destinata

alla produzione elettrica. L'impianto di teleriscaldamento con le maggiori dimensioni è quello di Pomarance (PI), un Comune situato in prossimità dell'impianto geotermico per la produzione di energia elettrica di Larderello.

Anche altri impianti di teleriscaldamento sono stati installati nella medesima area geotermica in località limitrofe a Pomarance (Larderello, Lustignano, Montecerboli, San Dalmazio, Serrazano), a Castelnuovo Val di Cecina (PI) e località limitrofe (Sasso, Montecastelli), a Monterotondo Marittimo (GR), e a Monteverdi Marittimo (PI) dove, nell'aprile 2013 è stata inaugurata la prima parte della rete che verrà completata a fine 2014. Nuovi impianti sono previsti a Chiusdino (SI), Radicondoli (SI) e Montieri (GR). Nell'area geotermica del Monte Amiata è operativo l'impianto di Santa Fiora (GR).

In particolare, l'**impianto di Montieri**, esempio virtuoso di teleriscaldamento geotermico, è uno dei tre siti pilota del progetto *Geothermal Communities*, co-finanziato dalla Commissione europea all'interno del settimo programma quadro di ricerca (FP7), che promuove le migliori tecnologie di utilizzo dell'energia geotermica integrata con altre fonti rinnovabili.

Al 2010, nelle due aree geotermiche di Larderello e Monte Amiata erano installati 53 MW<sub>t</sub> di potenza termica (Bertani,

2013), con cui vengono teleriscaldate 4870 utenze con un risparmio annuo di 12131 TEP di combustibile e circa 38000 tonnellate di emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli impianti sono alimentati al 100% da calore geotermico.

Negli ultimi anni – con una certa variabilità in funzione delle condizioni meteorologiche e, quindi, del fabbisogno di calore – l'energia termica totale annua prodotta con impianti di teleriscaldamento geotermico è stata di circa 100 GWh.

### 3.2.3 L'impianto di Bagno di Romagna

La località termale di Bagno di Romagna (FC) impiega risorse idrotermali con una temperatura di circa 40 °C, individuate all'interno di arenarie fratturate di età miocenica ubicate a profondità relativamente contenute dal piano campagna. Il sistema di teleriscaldamento e generazione di energia elettrica di proprietà del Comune è operativo dalla fine degli anni Ottanta dello scorso secolo. Attualmente fornisce calore a 360 utenze per una volumetria totale di circa 275000 m<sup>3</sup>.

L'impianto (Studio TI, 2005) è costituito da:

- un sistema a pompa di calore geotermica (1,62 MW<sub>t</sub>), che utilizza acqua di falda a 40 °C attraverso un pozzo di prelievo (portata di 90 m<sup>3</sup>/h) a una profondità fino a circa 50 m);

- una centrale a gas metano, costituita da 2 motori, per la produzione combinata di calore ed energia elettrica, e una potenza complessiva rispettivamente di 0,6 MW<sub>e</sub> e 1,02 MW<sub>t</sub>;
- un impianto di integrazione ed emergenza a gas metano, costituito da 3 caldaie per un totale di 5,10 MW<sub>t</sub>.

Il Comune di Bagno di Romagna ha previsto il potenziamento del sistema di teleriscaldamento e cogenerazione, attraverso l'integrazione di una centrale termica a biomassa. L'intervento si è reso necessario per far fronte alle richieste dell'utenza, scegliendo di ottimizzare l'utilizzo di risorse energetiche rinnovabili.

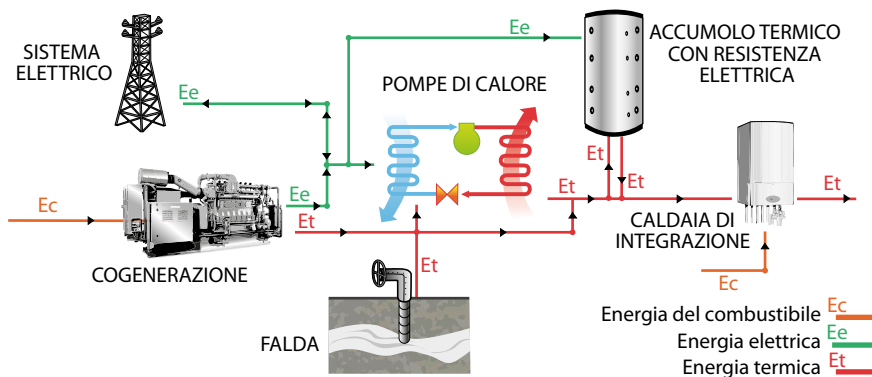
### 3.2.4 Gli impianti di Milano

Le reti di teleriscaldamento nella Provincia di Milano si sviluppano per un totale di circa 140 km nei Comuni di Milano, Sesto San Giovanni, Novate Milanese e Cassano d'Adda.

Il gestore del servizio è la A2A, un'azienda di servizi di pubblica utilità che opera nel territorio dai primi anni Novanta dello scorso secolo, quando l'energia primaria utilizzata per la produzione di calore era principalmente gas naturale e calore di recupero da rifiuti solidi urbani (RSU).

Volendo ottimizzare l'uso del potenziale termico contenuto nelle acque sotterranee della città, abbondanti anche se a bassa termalità, e con l'obiettivo di ampliare il servizio di teleriscaldamento, la A2A ha iniziato a impiegare sistemi a pompe di calore geotermiche di potenza elevata (15 MW<sub>t</sub>) abbinate all'alimentazione a metano (cogenerazione). Le prime applicazioni sono state realizzate a Canavese e Famagosta, entrate in funzione nel 2010 e 2011. La produzione termica nel 2012 (Spadoni *et al.*, 2013) è stata, rispettivamente, di circa 15 MWh (16% rispetto alla produzione totale combinata) e di 42 MWh (27%).

Figura 28. Schema dell'impianto a pompa di calore per il teleriscaldamento della centrale di Canavese (MI).



A titolo d'esempio, l'impianto di Canavese (Fig. 28) è costituito da:

- una centrale di cogenerazione;
- una pompa di calore che, oltre all'acqua pompata dalla falda, utilizza parte dell'energia elettrica proveniente dalla cogenerazione;
- un sistema di accumulo termico;
- un sistema di caldaie di integrazione.

La pompa di calore ha una potenza termica di 15 MW<sub>t</sub> e produce acqua calda per il teleriscaldamento a una temperatura di 90 °C.

### 3.3 Considerazioni ambientali

A livello nazionale, i consumi complessivi di energia nei settori residenziale e terziario costituiscono circa il 26% del totale (ENEA, 2010), e la loro razionalizzazione, anche tramite maggior utilizzo del teleriscaldamento, costituisce un passo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi strategici che il nostro Paese si è prefissato in termini di riduzione del consumo di fonti fossili.

La direttiva europea 2009/28/CE prevede che entro il 2020 l'Italia debba coprire il 17% dei consumi lordi nazionali con energia prodotta da fonti rinnovabili.

Questo è solo uno dei tre obiettivi da raggiungere per soddisfare il target della strategia Europa 2020, nota come Pacchetto Clima, sintetizzata nella formula

**20% / 20% / 20%, entro il 2020:**

- 20% di **riduzione dei consumi**, che si dovrà ottenere utilizzando tecnologie ad alta efficienza energetica, già esistenti ma ulteriormente migliorabili;
- 20% di **riduzione delle emissioni** (misurate in CO<sub>2</sub> equivalenti), che è strettamente collegata alla riduzione della quantità di energia primaria utilizzata;
- 20% di utilizzo di energia proveniente da **fonti alternative rinnovabili**.

L'obiettivo energetico è stato oramai raggiunto in Italia, e con il recente Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) si pone obiettivi ancora più ambiziosi per il 2020. Infatti, in linea con la linea di condotta (*policy*) europea, tra le priorità di azione la SEN individua l'efficienza energetica, promuovendo, tra l'altro, lo sviluppo delle rinnovabili termiche.

Il teleriscaldamento geotermico si inserisce perfettamente in questo scenario, poiché consente di utilizzare tutte le fonti energetiche disponibili, integrandole efficacemente. Lo abbiamo visto: nella centrale di un tale sistema è possibile abbinare al fluido geotermico altre fonti energetiche, derivanti dal recupero di calore di vari processi industriali, da inceneritori di rifiuti, da biomasse o da combustibili poco inquinanti (metano).

Inoltre è possibile utilizzare l'input energetico della risorsa geotermica per la cogenerazione di energia elettrica e termica (si veda il capitolo 5). Il teleriscaldamento, quindi, permette di ridurre i consumi e utilizzare al meglio il combustibile: un solo impianto, a elevato rendimento, sostituisce un gran numero di singole caldaie, relativamente poco efficienti dal punto di vista energetico e ad alto impatto ambientale.

In un impianto ben progettato, le emissioni della centrale di teleriscaldamento (totalmente o parzialmente geotermico) hanno un impatto nettamente inferiore rispetto a quelle prodotte dalle singole case nella città: anzitutto perché il combustibile è meno emissivo, ma non solo.

Nel caso di centrali di teleriscaldamento, il Decreto Legislativo (D.Lgs.) 152/2006 e ss.mm.ii. (*successive modifiche e integrazioni*) richiede l'adozione obbligatoria di apparecchiature di controllo e monitoraggio continuo della composizione dei fumi; e il Decreto del Presidente della Repubblica (D.P.R.) 412/1993 e ss.mm.ii. impone l'analisi dei fumi e del rendimento ogni sei mesi. Il D.Lgs. 192/2005 e ss.mm.ii., invece, prevede che gli impianti condominiali centralizzati siano soggetti a verifica mediamente ogni anno, mentre quelli autonomi solo ogni due o addirittura quattro anni. Il controllo globale di un

sistema risulta molto più frequente e, quindi, più efficace e permette di intervenire e risolvere rapidamente in caso di emissioni impreviste.

Inoltre, una singola fonte di emissioni è più efficacemente monitorabile dal personale interno e dalle agenzie preposte come, ad esempio, l'Agenzia Regionale Prevenzione e Ambiente (ARPA) dell'Emilia Romagna o quella della Regione Toscana.

Infine, nei sistemi di teleriscaldamento alimentati con centrale geotermica o a cogenerazione, la contemporanea produzione di energia elettrica in prossimità dei centri di utilizzo influisce positivamente sul sistema di trasporto e di distribuzione dell'energia, diminuendo la necessità di costruire nuovi elettrodotti ad alta o altissima tensione, particolarmente impattanti sull'ambiente.

Per dare un'idea più concreta del vantaggio ambientale offerto dal teleriscaldamento rispetto al riscaldamento con impianti autonomi, si vedano i risultati di uno studio condotto per la procedura di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) effettuata per un impianto realizzato nel Comune di Cesena (FC). Le immagini (Fig. 29), ottenute con un modello di simulazione, permettono di comparare la concentrazione delle emissioni in atmosfera nel caso di impianti autonomi (a sinistra) o di un unico sistema di teleriscaldamento

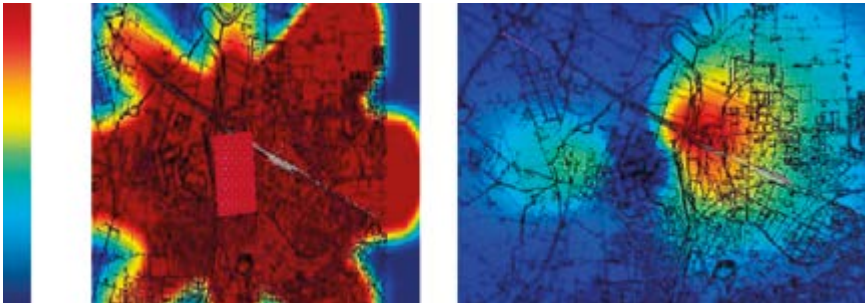


Figura 29. Visualizzazione dell'impatto ambientale del riscaldamento urbano: inquinamento dell'aria determinato da impianti autonomi (a sinistra) e da un unico impianto di teleriscaldamento a cogenerazione (a destra).

con centrale a cogenerazione (a destra). Nel primo caso, le emissioni di inquinanti si allargano su tutta l'area abitata e sono caratterizzate da valori elevati (colore rosso intenso). L'impianto di cogenerazione, invece, presenta un'emissione concentrata nei pressi della centrale, per altro di entità decisamente inferiore a quella delle cosiddette 'caldaie', dovuta all'altezza del camino e alla migliore efficienza dei sistemi filtranti.

### 3.4 Vantaggi e incentivi relativi al teleriscaldamento

I vantaggi che un sistema di teleriscaldamento può offrire rispetto alle forme tradizionali di produzione di energia termica possono essere distinti in:

- **benefici collettivi:** risparmio energetico e benefici ambientali;
- **benefici individuali:** vantaggi economici, semplicità d'uso per gli utenti.

Per l'utente finale, un servizio di teleriscaldamento è semplice da utilizzare, sicuro ed economico. La semplicità d'uso

e la sicurezza sono garantite dal fatto che si distribuisce solo acqua calda, per cui non è più necessario installare presso l'abitazione o il condominio la centrale termica e tutte le infrastrutture connesse al suo funzionamento (canne fumarie, locali appositi, scarichi di sicurezza o cisterne).

Venendo meno la centrale termica presso l'utenza, vengono eliminati anche i rischi di esplosione e intossicazione da fumi: eventi che, purtroppo, continuano a ripetersi soprattutto durante i periodi invernali, dal momento che non sempre vengono osservate le prescrizioni di legge sulle verifiche di sicurezza e di efficienza energetica delle caldaie ed è impossibile effettuare controlli a tappeto su un numero così elevato di impianti.

Inoltre, un sistema di teleriscaldamento consente all'utente finale di abbattere i costi relativi alla manutenzione e sostituzione degli impianti periferici; le apparecchiature della sotto-centrale, infatti, sono semplici e gli oneri di manutenzione minimi.



L'utente paga perciò solo il calore già pronto all'uso e lo paga a consumo effettuato, a una tariffa normalmente inferiore a quella del calore prodotto tramite combustione in una caldaia individuale alimentata a gas naturale.

Dal punto di vista della gestione energetica, non si può non considerare che gli impianti autonomi hanno indotto gli utenti a ridurre gli sprechi, dal momento che si paga solo quello che realmente si consuma. Proprio per questo, tutti i moderni impianti di teleriscaldamento prevedono sistemi di contabilizzazione per ogni singolo alloggio, abbinati a sistemi di controllo dei tempi di funzionamento e delle temperature. In questo modo l'impianto di teleriscaldamento può essere gestito – in termini di temperature, periodi di funzionamento e consumi – esattamente come un impianto autonomo, assicurando però rendimenti energetici globali superiori e maggiore sicurezza.

Una maggiore diffusione del teleriscaldamento geotermico, garantirebbe perciò all'utente:

- maggiore convenienza rispetto ad altre fonti energetiche;
- maggiore convenienza rispetto a chi utilizza caldaie autonome: l'assenza della caldaia e la mancata necessità di canna fumaria si traducono in minori costi di gestione e manutenzione della centrale termica, e nell'assenza di

costi per la sostituzione di caldaia e bruciatore;

- abbattimento dei costi per la manutenzione e il controllo periodico obbligatorio della caldaia e del bruciatore, inclusa la pulizia e la verifica dei condotti dei fumi previste dal D.P.R. 412/1993 e ss.mm.ii. per gli impianti di riscaldamento tradizionali, a metano e a gasolio;
- risparmio dello spazio solitamente dedicato al locale caldaia negli edifici di nuova costruzione;
- realizzazione e/o riconversione di alcune superfici calpestabili del tetto degli edifici, grazie all'eliminazione delle canne fumarie;
- eliminazione della necessità del cosiddetto 'terzo responsabile' per le attività direttamente connesse a caldaia e bruciatore.

L'ostacolo principale alla diffusione dei sistemi di teleriscaldamento non è perciò di certo legato agli aspetti tecnologici – che sono semplici e collaudati – o ambientali, bensì ad aspetti culturali, finanziari, e normativi.

Da un **punto di vista culturale**, il teleriscaldamento in generale è piuttosto sconosciuto ed è spesso confuso con i vecchi sistemi centralizzati di riscaldamento, poco apprezzati a causa della mancanza di una contabilizzazione separata dell'effettivo utilizzo del calore.

Inoltre, negli ultimi decenni, la promozione del riscaldamento autonomo attuato dal mercato immobiliare rende difficile sensibilizzare gli utenti rispetto a forme di riscaldamento che si discostino dalla cosiddetta ‘caldaietta singola’.

Da un **punto di vista finanziario** l'unico vero ostacolo è rappresentato dai costi iniziali per la realizzazione della rete di distribuzione, che garantiscono un ritorno economico dell'investimento solo nel medio-lungo periodo. Pertanto, il teleriscaldamento non sempre riesce a essere considerato vantaggioso dagli investitori privati.

Nell'ambito di iniziative di carattere immobiliare, le Amministrazioni locali hanno la possibilità di farsi promotrici della realizzazione di sistema distribuiti del calore, coadiuvando gli operatori privati. Il loro coinvolgimento, però, non ha ancora un percorso metodologico istuzionalizzato e, perciò, dipende dalla sensibilità della singola Amministrazione e dalla capacità dei suoi *decision maker* di dialogare con il mondo imprenditoriale.

Da un **punto di vista normativo**, la legislazione civile non obbliga i cittadini residenti in edifici già esistenti a collegarsi al servizio, anche se esso arriva davanti alla loro utenza. Rimane alla sola convenienza economica il compito di attirare la quantità indispensabile di utenza per la progettazione e la convenienza dell'impianto.

Un sostanziale contributo è atteso dai decreti di attuazione della Direttiva Europea 2012/27/EU sull'efficienza energetica, che favorisce la realizzazione di impianti di cogenerazione, teleriscaldamento e teleraffrescamento. In Italia, tale direttiva è stata recepita molto recentemente, con l'emanazione, il 4 luglio 2014, del D.Lgs. n. 102 che, entrato in vigore il 19 luglio 2014, disciplina le misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica rispetto all'obiettivo nazionale di risparmio energetico. Lo stesso decreto detta anche norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superarne le carenze stesse che limitano l'efficienza nella fornitura e negli utilizzi finali dell'energia.

L'art.15 del D.Lgs. 102/2014 istituisce, presso il Ministero dello sviluppo economico, il «Fondo nazionale per l'efficienza energetica», per il sostegno degli interventi di efficienza energetica e la realizzazione di interventi atti alla riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi, compresa la realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento. Il decreto prevede l'accesso alle garanzie del fondo anche per gli interventi di realizzazione e ampliamento di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, avviati tra la data di entrata in vigore

del D.Lgs. 28/2011 (29 marzo 2011), e quella di entrata in vigore del Decreto Legislativo 102/2014.

Un sostegno economico per la produzione combinata di energia elettrica e calore è fornito dai **Titoli di Efficienza Energetica (TEE)** detti anche **Certificati Bianchi**, di cui abbiamo già avuto modo di parlare.

### 3.5 Fasi progettuali di un impianto di teleriscaldamento geotermico

Nella realizzazione di un progetto d'impianto di teleriscaldamento geotermico intervengono numerosi aspetti tecnici e normativi che richiedono una gestione da parte di professionisti con diverse competenze.

Sinteticamente, le fasi progettuali interessano l'analisi di tre componenti principali:

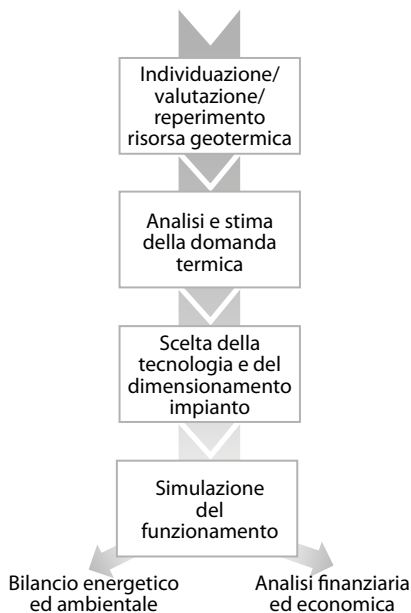
- il sistema geotermico;
- le caratteristiche dell'utenza;
- la tecnologia di impianto per la produzione e la distribuzione energetica.

Le competenze richieste sono di natura termotecnica, ingegneristica e geologica. In particolare la progettazione di un impianto di teleriscaldamento geotermico prevede inizialmente l'individuazione e la valutazione delle potenzialità della risorsa energetica da utilizzare per soddisfare le esigenze termiche dell'utenza.

La valutazione della risorsa geotermica è il primo passo dello studio di fattibilità vero e proprio, articolato in più fasi tra loro interagenti (come esemplificato nella schema in figura 30).

Come vedremo in dettaglio, la fase principale dello studio è rappresentata: **(a)** dall'individuazione/valutazione/reperimento della risorsa geotermica, per poi procedere a **(b)** l'analisi e stima della domanda termica, il cui fine è quello di stimare la domanda termica teleriscaldabile. In base a questo parametro, si prosegue con il **(c)** definire la scelta tecnologia e il dimensionamento dell'impianto, fase che consiste anzitutto nella localizzazione della centrale, nel

Figura 30. Sequenza delle fasi progettuali richieste per la realizzazione di un impianto TLR geotermico.



dimensionamento del tracciato della rete e, quindi, sfocia nella scelta tecnologica e nel dimensionamento di cui sopra. In base ai risultati ottenuti dalle fasi precedenti si **(d)** simula il funzionamento della centrale per ottenere **(e)** il bilancio energetico ambientale e **(f)** l'analisi economica e finanziaria.

Vediamo dunque ciascuna di queste fasi in dettaglio.

### **(a) Individuazione, valutazione e reperimento della risorsa geotermica**

È la fase propedeutica alla realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento. In particolare, le attività che si rendono necessarie si possono distinguere in:

- **esplorazione geotermica:** è la fase in cui si individuano le caratteristiche fisiche della risorsa (geometria, profondità, temperatura, permeabilità del serbatoio geotermico ecc.) e si caratterizza l'energia termica producibile (temperatura e portata del fluido estraibile con un pozzo). In questa fase vengono studiate le capacità di scambio termico sia dei terreni e delle rocce alle profondità di interesse sia dei cosiddetti vettori (acqua e/o vapore, che costituiscono il fluido geotermico) in grado di trasportare il calore in superficie e di distribuirlo in profondità, all'interno del serbatoio geotermico stesso.

Vengono anche studiate le caratteristiche del sottosuolo in funzione della re-immissione del fluido in falda;

- **sviluppo (perforazione):** in questa fase si procede alla perforazione di pozzi in numero sufficiente a portare in superficie quantità di fluido adeguate all'utilizzo del calore. In fase di perforazione è necessario adottare misure precauzionali adeguate, per prevenire eventuali fuoriuscite incontrollate di fluidi e gas, danni alle falde d'acqua incontrate durante la perforazione e/o cedimenti delle pareti del pozzo che comportino danni strutturali nel sottosuolo.

Le stime fatte durante l'esplorazione geotermica vengono confermate o modificate in funzione dei risultati della perforazione. Quindi segue la fase di:

- **valutazione/monitoraggio della risorsa:** prima della messa in opera degli impianti è necessario valutare nel suo complesso la risorsa (completando i test idraulici nei pozzi via via perforati) e monitorare lo stato del sottosuolo e dell'ambiente superficiale, per verificare eventuali impatti ambientali e, nel caso, intervenire progettando adeguatamente la gestione del fluido (estrazione, uso e re-immissione);
- **gestione:** è l'utilizzo effettivo della risorsa, in base alle sue caratteristiche termiche e alla portata del fluido.

## (b) Analisi e stima della domanda termica

Per progettare e dimensionare l'impianto occorre stimare nel modo più preciso possibile la domanda termica globale dell'area considerata e la domanda termica teleriscaldabile.

Individuata l'area, il primo passo è la raccolta dei **dati relativi agli edifici**:

- età, tipologia edilizia, volumetria e destinazione d'uso (residenziale, terziario ecc.);
- numero di impianti di riscaldamento esistenti, suddivisi per tipologia (centralizzato o autonomo) e combustibile;
- consumi di combustibile per almeno i tre anni precedenti;
- regime di proprietà.

Quindi dovrà essere stimata la **domanda termica dell'utenza** che avverrà attraverso due modalità distinte:

- desunta in base ai dati di consumo di combustibile;
- ricostruita in base alle caratteristiche dell'edificio (rapporto superficie disperdente/volume, tipo di isolamento, area superfici vetrate ecc.), alla tipologia d'uso e alle condizioni climatiche della località (gradi giorno), agli standard normativi (classe energetica dell'edificio).

Le utenze particolari, quali ospedali, grandi edifici pubblici, centri sportivi,

centri commerciali, o industrie che richiedano calore di processo, necessitano di uno studio specifico più approfondito. Sono frequenti i casi in cui le reti di teleriscaldamento vengono in una prima fase asservite a impianti sportivi pubblici (in particolare le piscine, che hanno un carico termico esteso anche oltre la stagione del riscaldamento) per essere solo in seguito e gradualmente estese ad aree residenziali di nuova espansione o già costruite.

A questo punto si procede alla **stima della penetrazione** del teleriscaldamento, scorporando la domanda termica in base alle seguenti caratteristiche dell'utenza:

- regime proprietario (privato o pubblico: in quest'ultimo caso l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento discende da decisioni amministrative concertate);
- età degli impianti esistenti (maggiori possibilità di allacciamento per gli impianti che dovranno comunque essere sostituiti perché stanno raggiungendo la fine della loro vita utile);
- tipologia di impianto (maggiori possibilità di allacciamento per gli impianti centralizzati);
- combustibile utilizzato.

Essendo questa la fase più importante per la valutazione del progetto, occorre

procedere con un approccio per scenari, definendone uno principale e almeno altri due (situazione minima/massima).

I risultati di questa analisi sono:

- il fabbisogno termico totale della rete;
- le potenze termiche massime (picco) richieste dalle utenze particolari.

### (c) Scelta della tecnologia e dimensionamento dell'impianto

La fase successiva prevede la localizzazione della centrale di produzione, una scelta che deve essere effettuata basandosi sul raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- minimizzazione dell'impatto ambientale (emissioni, rumore) per gli abitanti;
- minimizzazione del percorso medio del calore trasportato mediante il fluido termovettore dalla centrale alle utenze, il che significa sia la minimizzazione delle perdite di carico termiche sia la riduzione dei costi; oltre ad aspetti prettamente geometrici, questa fase prevede valutazioni logistiche importanti (proprietà, importanza delle strade, facilità di manutenzione futura ecc.);
- minimizzazione dei costi di approvvigionamento dell'input energetico.

Si passa quindi a dimensionare la rete.

Il **tracciato dalla rete** si suddivide in:

- rete primaria (la dorsale, posata su suolo pubblico sotto la sede stradale);

- rete secondaria (allacciamenti alle singole utenze e tratti correnti in proprietà private).

I diversi scenari di acquisizione dell'utenza, definiti in fase di stima della domanda termica teleriscaldabile, si ripercuotono sull'estensione della rete secondaria (ad esempio, l'offerta di condizioni agevolate per l'allacciamento può far crescere la rete secondaria).

Il corretto dimensionamento della rete primaria (diametro delle tubazioni) è molto importante perché incide in maniera significativa sul costo totale dell'impianto.

In generale, il **dimensionamento della rete** dipende dai seguenti parametri:

- la potenza termica, derivante dal dimensionamento dei carichi termici esistenti e dalle previsioni di espansione;
- la differenza di temperatura tra mandata e ritorno del fluido termovettore (che può essere acqua calda, acqua surriscaldata, vapore, liquidi diatermici).

Un parametro fondamentale per il dimensionamento delle tubazioni è la **portata di fluido termovettore**.

Nel caso più comune, in cui il fluido sia acqua calda, la sua velocità di percorrenza della rete di teleriscaldamento

viene scelta nell'intervallo 1-2,5 m/s (velocità troppo basse implicherebbero l'adozione di tubazioni di grosso diametro, con conseguente aumento delle dispersioni termiche, mentre velocità troppo alte producono maggiori perdite di carico). La velocità scelta come primo tentativo, di solito, è la più bassa possibile (1 m/s), per un diametro commerciale della tubazione che si avvicini per difetto a quello calcolato: in questo modo, la velocità effettiva nella tubazione sarà sicuramente contenuta nell'intervallo stabilito. Impostando come costante la velocità del fluido termovettore, la sezione dei tubi decresce man mano che la portata si distribuisce lungo i rami della rete, dai tronchi principali alle diramazioni sempre più periferiche. Si rende poi necessaria la posa di sistemi di compensazione delle dilatazioni termiche, che aumentano all'aumentare della temperatura. Tutte le variabili indicate influiscono sul diametro delle tubazioni (una maggiore potenza o una minor differenza di temperatura comportano una maggior portata e, quindi, richiedono un maggior diametro), il che si ripercuote sui **costi del sistema**. Infatti, i costi di impianto aumentano all'aumentare del diametro delle tubazioni, mentre i costi di esercizio aumentano all'aumentare delle perdite di carico e cioè, a parità di portata termica, al diminuire del diametro delle tubazioni.

Grazie ai moderni tubi preisolati, le perdite di calore lungo la rete sono estremamente ridotte, pari tipicamente al 3% della potenza trasportata dalla rete (0,1 °C al chilometro, se la differenza di temperatura tra mandata e ritorno è di 15 °C in una rete da 5 km).

Per quanto riguarda invece la costruzione della rete secondaria, si può prevedere un orizzonte temporale anche più lungo, sincronizzato con i piani di acquisizione delle utenze.

Per scegliere la tipologia impiantistica, occorre tener presente che le tecnologie disponibili per la centrale sono svariate. La tipologia più adatta, e per questo anche la più diffusa, prevede l'integrazione del sistema di generazione geotermica (con scambiatore diretto del calore eventualmente associato a pompa di calore) a caldaie a gas o altra fonte rinnovabile (RSU, centrale a biomasse), che servono per riserva e come integrazione della domanda di calore.

La scelta della tecnologia da adottare si basa su alcune considerazioni:

- la taglia del sistema di tele-riscaldamento;
- il livello di temperatura richiesto nella distribuzione del calore e dei suoi picchi;
- il livello di dimensionamento che si vuole attribuire alla caldaia di integrazione.

Una volta effettuata la scelta tecnologica, si passa al dimensionamento dei componenti della centrale e all'eventuale suddivisione dei moduli scelti in più unità. Un sistema modulare consente, infatti, di dilazionare nel tempo gli investimenti, suddivisi in base agli allacciamenti effettivi, e migliora la capacità di adattamento alle variazioni del carico.

#### (d) Simulazione del funzionamento

A questo punto, definiti tutti gli input necessari, si passa alla simulazione del funzionamento del sistema ipotizzato, attraverso l'utilizzo di un software specifico o di modelli predisposti su fogli di calcolo.

La simulazione del funzionamento per un anno tipo produce i seguenti output:

- consumi di combustibile;
- elettricità ceduta alla rete;
- calore prodotto (da cogenerazione e da integrazione);
- calore erogato alle utenze;
- emissioni.

#### (e) Bilancio energetico e ambientale

Il bilancio energetico e ambientale viene redatto per quantificare il risparmio energetico ottenibile e le emissioni evitate con il sistema di teleriscaldamento, rispetto alla produzione decentralizzata convenzionale.

Anche se non è sempre facile effettuare queste valutazioni in termini quantitativi esatti, il primo passo è quello di studiare (in termini di consumo di combustibili e di emissioni prodotte) i sistemi convenzionali che si vanno a sostituire. Quindi, si confrontano i risultati con quelli ottenuti dalla simulazione del funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento.

#### (f) Analisi finanziaria ed economica

L'analisi finanziaria ed economica conclude lo studio di fattibilità ed è una fase di verifica decisiva ai fini dell'effettiva realizzazione del progetto.

Le principali voci di **costo** per un sistema di teleriscaldamento sono:

- i costi per l'approvvigionamento e la gestione del fluido geotermico (perforazione e messa in opera dei pozzi di estrazione e re-immissione; sistemi di monitoraggio) e per lo scambiatore di calore;
- la rete di distribuzione;
- la centrale di produzione;
- la manutenzione e la gestione della centrale;
- la manutenzione e la gestione della rete di trasmissione del calore.

I **ricavi** dell'iniziativa sono rappresentati dalla vendita di calore (e di elettricità nel caso di generazione abbinata a produzione di energia elettrica).



Le tariffe del teleriscaldamento praticate agli utenti finali sono solitamente composte da una quota fissa annuale, calcolata in base alla potenza impegnata, e da una quota variabile, legata al consumo, aggiornata trimestralmente in base ai costi di gestione. Le tariffe sono calcolate in modo da generare una convenienza economica per l'utenza rispetto

ai sistemi convenzionali.

Una volta quantificati i costi e i ricavi, si calcola il **flusso di cassa** anno per anno come differenza tra i ricavi e la somma delle uscite (costi di esercizio e spese in conto capitale).

L'andamento del flusso di cassa nel tempo determina gli indici economici di convenienza dell'investimento. ■

Il progetto VIGOR fornisce esempi concreti di studi di fattibilità anche per impianti di teleriscaldamenti: si vedano i rapporti di fattibilità delle aree di Mondragone (*VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Campania. Studi di fattibilità a Guardia Lombardi e Mondragone*) e Mazara del Vallo (*VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Sicilia. Studi di fattibilità a Termini Imerese e Mazara del Vallo*), o tramite il sito del progetto <http://www.vigor-geotermia.it> alla pagina >prodotti.

L'utilizzo della risorsa geotermica come mezzo per generare elettricità esordisce nei primi anni del Novecento in Toscana, nella zona di Larderello. Per circa mezzo secolo, più precisamente fino al 1955, l'Italia è stato l'unico Paese al mondo a utilizzare il calore geotermico per usi 'indiretti', cioè per la produzione di energia elettrica.

Con la produzione geotermoelettrica, cioè la generazione di energia elettrica da fluidi geotermici, i proprietari dell'epoca riuscirono a mantenere un vero e proprio sistema di produzione industriale intorno alla risorsa che, fino a quel momento, veniva utilizzata unicamente nelle sue manifestazioni naturali, per estrarne elementi chimici (boro). Dopo la Seconda guerra mondiale, visti i risultati raggiunti dall'esperienza italiana, altri Paesi decisero di esplorare le possibilità produttive della risorsa, avviando programmi di generazione elettrica da fluidi geotermici negli Stati Uniti a

The Geysers (California), in Zaire presso i Monti Mitumba e in Nuova Zelanda a Wairakei, senza però che si traducessero in attività di rilievo industriale. È solo nel decennio successivo e, in particolare, alla fine degli anni '60 che lo sviluppo della produzione geotermoelettrica si allarga a una più vasta platea di Paesi, fino a interessare, ai giorni nostri, Nazioni appartenenti ai cinque Continenti.

Limitandoci al caso italiano, e in particolare al periodo post-bellico (durante la guerra gli impianti furono distrutti e la produzione subì un arresto totale) la produzione di energia geotermoelettrica negli ultimi 70 anni è costantemente aumentata, grazie all'espansione dell'area di utilizzo e all'approfondimento dei pozzi e dei volumi di serbatoio geotermico utilizzati.

Gli anni '60 videro profondi cambiamenti nel panorama geotermico italiano: non solo fu scoperta e cominciò a produrre un'area diversa da Larderello (la zona del Monte Amiata, sempre in

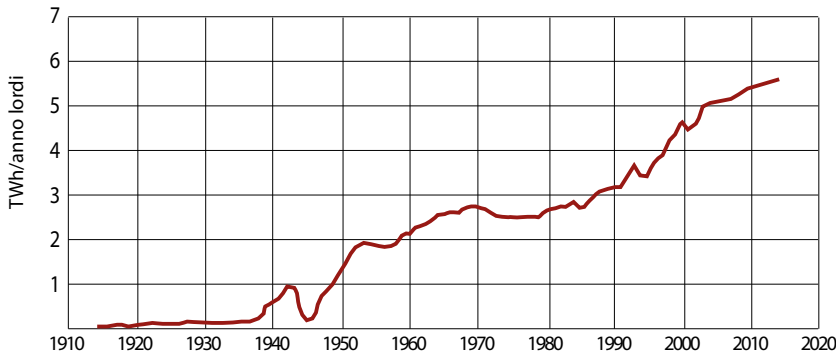


Figura 31. Andamento della produzione di energia elettrica da fonte geotermica in Italia.

Toscana, e distante solo 100 km dall'area di Larderello), ma si compie il processo di nazionalizzazione del settore dell'energia elettrica: l'azienda di stato ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) subentra infatti alla Larderello S.p.A nelle attività di produzione, ricerca e sviluppo del settore geotermoelettrico.

Gli anni Settanta, in seguito anche alla crisi petrolifera del 1973, vedono un incremento delle attività di ricerca, prospezione e coltivazione dei fluidi geotermici per usi indiretti a livello mondiale, mentre in Italia assistiamo invece a una pausa nelle attività di ricerca e di sviluppo del parco geotermoelettrico. La circostanza può essere imputabile sia a variabili di tipo tecnico, come il decadimento di alcuni pozzi del campo geotermico di Larderello dovuto al prolungato sfruttamento di alcune zone, sia a un limitato aumento degli impianti tra il 1963 e il 1975, conforme alla politica industriale dell'ENEL di quel periodo, che sembrava mancasse di un adeguato programma di sviluppo del settore. Infatti, nei bilanci pubblicati in quel periodo dall'ENEL era prevista l'assenza di incremento della produzione geotermoelettrica almeno fino al 1990, prospettiva messa in discussione da stime dello stesso ufficio studi ENEL alla fine degli anni '70.

Il prospettato scenario di stasi del settore, infatti, fu presto smentito.

La produzione geotermoelettrica e l'impegno dell'ENEL nell'utilizzo della risorsa geotermica riacquistano impulso dopo lo shock petrolifero alla fine degli anni '70, con un programma volto a incrementare la produzione di fluido, attraverso una campagna di esplorazione profonda e con l'adozione della procedura di re-iniezione dei fluidi nel campo di Larderello. Entrambe le strategie ebbero un grande successo: le esplorazioni a profondità intorno ai 3-4 km permisero di individuare la presenza di serbatoi profondi e molto produttivi, mentre la re-iniezione contribuì a incrementare la produzione, arrestando il declino produttivo dell'area di Larderello e inaugurando l'era di costante crescita della produzione del fluido cui assistiamo da 40 anni a questa parte.

Negli anni '80 ENEL comincia a utilizzare il campo geotermico di Travale, limitrofo a quello di Larderello, e continua la sua espansione, anche rinnovando gli impianti con tecnologie produttive più efficienti, in grado di incrementarne la produzione. Sul finire del decennio l'ENEL vara il *Programma 2000* con l'obiettivo di raggiungere per la fine del secolo una produzione di 5 TWh (terawatt, cioè  $10^{12}$  watt, all'ora). I dati disponibili circa l'ultimo decennio del Novecento confermano lo sviluppo del programma, con una crescita della potenza installata di oltre il 20%.

Oggi la produzione italiana di elettricità da fonte geotermica, con 875 MW<sub>e</sub> installati e 5,6 TWh di produzione elettrica lorda, rappresenta il 10% della produzione mondiale (l'Italia è la quinta produttrice al mondo, dopo California, Filippine, Indonesia e Messico), e copre l'1,3% del fabbisogno energetico nazionale e il 25% del fabbisogno della Toscana.

Negli anni '80 il Governo italiano promosse un'importante campagna di valutazione geotermica in Italia, che portò a scoprire le notevoli potenzialità geotermiche del Lazio, della Campania e della Sicilia (queste ultime nelle aree vulcaniche) ma, a parte una circoscritta (oggi conclusa) esperienza in Lazio, la produzione geotermoelettrica è rimasta legata solo alle straordinarie risorse toscane. Tuttavia, nuovi progetti geotermici sono stati proposti in Italia negli ultimi anni in numerose aree e da diversi operatori, anche stranieri, e sono in attesa di poter partire. Le recenti valutazioni del potenziale geotermico, sia a scala europea (frutto del progetto GEOELEC) sia a scala regionale (il progetto VIGOR, che indaga le Regioni della Convergenza), mostrano che sono molte le zone in Italia potenzialmente interessanti per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica sia con le attuali tecnologie e, ancor più, con nuove tecnologie, già in fase di sviluppo.

Tralasciando qui la trattazione di risorse e tecnologie geotermiche non convenzionali (trattate in altre sedi, ad esempio il progetto Atlante Geotermico delle Regioni del Mezzogiorno d'Italia, sempre curato dal CNR), vediamo invece più in dettaglio come sia possibile utilizzare l'energia geotermica, trasformandola in energia meccanica, prima, e in energia elettrica, poi.

#### 4.1 Impianti geotermici per la produzione elettrica

La produzione di elettricità da impianti geotermici consiste nella conversione del calore proveniente da fluidi geotermici, a temperatura tra 85 e 350 °C, in energia elettrica attraverso l'utilizzo di turbogeneratori. In questi impianti, un fluido in fase vapore fornisce la forza necessaria per muovere le palettature di una turbina, facendola ruotare e, quindi, generando energia meccanica che viene poi trasformata in energia elettrica da un generatore.

Poiché **il vapore è la fase del fluido utile per la produzione elettrica**, è possibile utilizzare il fluido geotermico solo quando questo abbia una temperatura sufficientemente elevata per essere esso stesso in fase vapore, oppure per essere in grado di far vaporizzare un fluido secondario basso-bollente (che bolle cioè a temperatura minore di quella di ebollizione dell'acqua).

Infatti, le tecnologie oggi disponibili permettono di produrre elettricità o utilizzando direttamente il vapore dei fluidi geotermici o inviando in turbina un fluido secondario, scaldato dal fluido geotermico.

Per poter ottimizzare l'uso dei fluidi geotermici, che in natura sono estremamente variabili, sono state sviluppate diverse tecnologie. Per un loro efficiente utilizzo industriale, allora, i cicli geotermoelettrici richiedono una configurazione di impianto differente da quella di sistemi alimentati da fonti fossili. Il vapore geotermico, infatti, arriva in superficie con temperature e pressioni variabili nel tempo e, soprattutto, nello spazio. A parte la variabilità delle proprietà termodinamiche, che sono comunque nettamente inferiori rispetto a quelle tipiche dei sistemi di generazione termoelettrica, occorre considerare che il vapore geotermico contiene gas e impurezze che hanno un impatto sul sistema di generazione elettrica. Dopo la fase iniziale di estrazione del fluido dal pozzo, in cui le concentrazioni di gas sono molto più elevate, la composizione del fluido geotermico a regime spesso contiene diverse unità in % di gas incondensabili, che devono essere opportunamente estratti durante la fase di condensazione. Tali gas, pur essendo essenzialmente costituiti di anidride carbonica, possono contenere

anche idrogeno solforato, che costituisce un problema sia di tipo ambientale (legato alla sua emissione nell'atmosfera) sia di tipo tecnologico (in quanto rende il vapore notevolmente aggressivo nei confronti delle parti meccaniche con cui viene a contatto).

A seconda delle caratteristiche termodinamiche del fluido geotermico nel **serbatoio**, i sistemi idrotermali si distinguono in due principali categorie, che richiedono impianti di produzione diversi.

Quando il sistema geotermico è in grandissima parte allo stato vapore nel serbatoio, il sistema viene detto '**a vapore dominante**'. Tali sistemi, molto rari in natura, sono i più produttivi e hanno un rendimento molto elevato, in quanto tutto il fluido estratto e portato in superficie è in fase vapore. I sistemi a vapore dominante sono sempre a temperatura elevata, superiore a 225 °C. Quando invece le condizioni di temperatura e pressione del fluido del serbatoio sono tali che il fluido sia solo parzialmente o minimamente allo stato vapore, il sistema si dice '**a liquido o acqua dominante**'. Questi sistemi si distinguono ulteriormente in base all'intervallo di temperatura: **sistemi ad acqua calda** comunemente utilizzati per gli usi diretti del calore (30-100 °C) oppure **sistemi per la produzione di energia elettrica** (temperature >100 °C).

A seconda delle condizioni di temperatura e pressione, questi sistemi possono erogare in superficie acqua calda oppure miscele di acqua e vapore.

Gli impianti progettati per utilizzare i due tipi di risorsa differiscono notevolmente tra loro, per quanto riguarda sia la configurazione del processo sia le prestazioni termodinamiche. Gli **impianti a vapore dominante** hanno un ciclo termodinamico abbastanza semplice, basato su una turbina a vapore senza rigenerazione, che può essere a condensazione o a contropressione. Nel primo caso, il vapore in uscita dalla turbina subisce una fase di condensazione; mentre nel secondo caso, il vapore viene scaricato direttamente in atmosfera.

Attualmente gli impianti geotermici impiegano di solito un **ciclo a condensazione**, che consente sia di re-immettere il fluido geotermico (migliorando perciò la resa del pozzo) sia di controllare le emissioni di gas inquinanti all'atmosfera.

I **sistemi a contropressione** si utilizzano, eventualmente, nella fase preliminare di produzione (impianti pilota).

Per poter alimentare un ciclo termodinamico (e, quindi, produrre energia elettrica) con **impianti ad acqua dominante**, invece, bisogna produrre vapore a partire dall'acqua pressurizzata. Un'operazione che può essere realizzata essenzialmente in due modi.

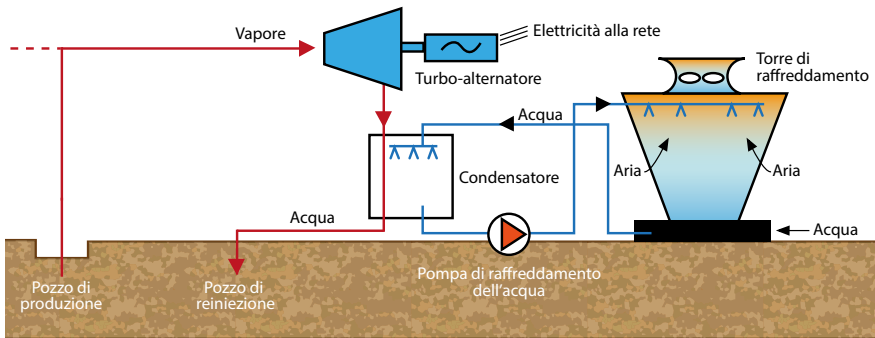
Il primo consiste nel depressurizzare l'acqua producendo vapore, mediante un cosiddetto '**processo di flash**'; il secondo consiste invece nel trasferire il calore dell'acqua a un fluido a bassa temperatura di ebollizione, che evolve in un ciclo chiuso a condensazione; in questo caso si parla di **ciclo binario**.

La convenienza dell'applicazione di un sistema rispetto all'altro dipende dalle condizioni termodinamiche della sorgente geotermica. In particolare, per pressioni elevate risulta più conveniente il ciclo a flash, mentre per pressioni più basse può essere più idoneo il ciclo binario che ha, inoltre, una maggiore compatibilità ambientale, in quanto il fluido geotermico è perfettamente confinato e non può perciò rilasciare nell'ambiente eventuali sostanze inquinanti in esso disciolte. In generale, nel caso di sistemi ad acqua dominante la complessità impiantistica è molto maggiore e le prestazioni nettamente inferiori. Ma vediamo i dettagli.

#### **4.1.1 Impianti a vapore dominante a condensazione**

Un impianto a vapore dominante a condensazione è costituito da un semplice ciclo termico a condensazione (ciclo di Rankine) senza rigenerazione, in grado di massimizzare la potenza estraibile dal vapore. Un tipico schema di questo impianto è riportato in figura 32.

Figura 32. Schema di un impianto a vapore dominante a condensazione.



Il vapore estratto dal pozzo passa attraverso un separatore centrifugo che abbate le particelle solide in esso contenute, quindi entra in una turbina dove si espande fino alla pressione (bassa) del condensatore.

Il volume in uscita dalla turbina viene condensato per evitare l'extra lavoro (e costo) necessario a pompare il fluido a bassa pressione dal condensatore, se questo non venisse convertito alla fase liquida.

L'acqua prodotta dalla condensazione viene quindi re-immessa nel sottosuolo.

Il calore prelevato al condensatore dall'acqua di raffreddamento viene ceduto all'ambiente esterno di solito mediante una torre di raffreddamento.

La massima capacità ottenibile con questi sistemi dipende dalla pressione del fluido e comunque non supera i 120 MW<sub>e</sub>.

La media degli impianti a condensazione al mondo è di circa 45 MW<sub>e</sub>.

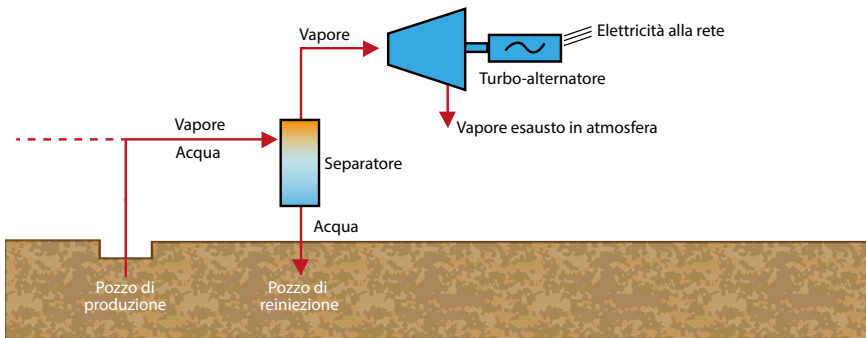
#### 4.1.2 Impianti a vapore dominante a contropressione

Concettualmente un impianto di questo tipo (Fig. 33) è il più semplice: il vapore (eventualmente previa separazione della fase liquida) viene inviato direttamente in turbina e da questa scaricato a pressione ambiente in atmosfera.

Questi sistemi utilizzano il doppio del vapore rispetto ai sistemi a condensazione appena descritti: sono quindi uno spreco in termini di efficienza, e richiedono più pozzi a parità di produzione; hanno però il vantaggio di avere costi di installazione contenuti, mancando l'intera sezione di condensazione e raffreddamento. Inoltre, la quota alla quale vengono installati ha un effetto sulla generazione elettrica ottenuta per unità di pressione e massa di fluido: a quote elevate (quindi a pressione atmosferica minore), il vapore può espandersi maggiormente e la produzione aumenta.

Di solito vengono utilizzati per realizzare impianti pilota, impianti di

Figura 33. Schema di un impianto a vapore dominante a contropressione.



stand-by, piccole riserve da pozzi isolati e per la generazione da pozzi di collaudo durante lo sviluppo del campo geotermico. In alcuni casi, sempre più rari considerate le implicazioni ambientali, sono utilizzati per fluidi geotermici con percentuale di incondensabili superiore al 10÷15% in peso del vapore.

La taglia di questi sistemi è di pochi MW<sub>e</sub> di potenza.

#### 4.1.3 Impianti ad acqua dominante con ciclo a flash di vapore

In questo tipo di impianto (Fig. 34) la produzione del vapore viene realizzata

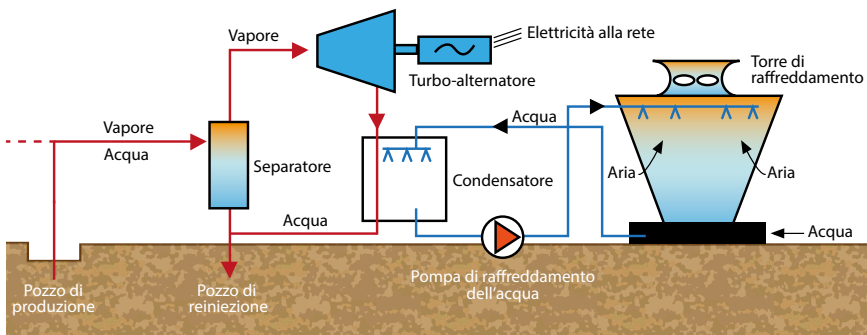
riducendo la pressione dell'acqua, attraverso il processo cosiddetto di flash.

L'acqua pressurizzata proveniente dal pozzo geotermico viene sottoposta a un processo di laminazione che la trasforma in una miscela bifase, il cui titolo è tanto maggiore quanto più elevata è la riduzione di pressione.

Dalla miscela viene estratto vapore saturo in un separatore di vapore, che viene utilizzato in un ciclo di Rankine per produrre potenza meccanica e, quindi, elettricità.

L'acqua separata viene quindi reimmessa nel pozzo geotermico.

Figura 34. Schema di un impianto ad acqua dominante con ciclo di flash.





Un'altra possibilità è quella di utilizzare l'acqua separata per produrre ulteriore vapore mediante un secondo processo di flash; il vapore prodotto viene quindi introdotto in turbina a un livello intermedio di pressione. Un impianto di questo tipo, è detto **a doppio flash**.

La taglia media di una unità di produzione con sistema a flash è di 30 MW<sub>e</sub>.

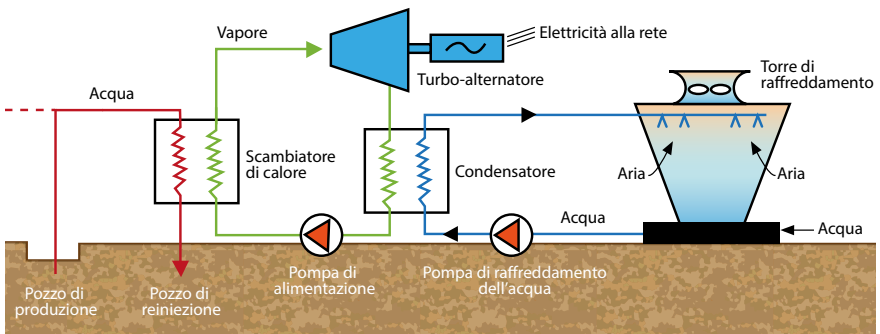
#### 4.1.4 Impianti ad acqua dominante con ciclo binario

Un ciclo binario si basa sull'impiego di un fluido con temperatura di saturazione notevolmente inferiore a quella dell'acqua a parità di pressione. Attraverso lo scambio termico con l'acqua è quindi possibile vaporizzare questo fluido che viene a sua volta utilizzato in un ciclo di Rankine a vapore saturo, oppure a vapore surriscaldato (detto anche ciclo di Hirn). Questa soluzione, rispetto a quella dell'impianto a flash, è particolarmente adatta nel caso di fluidi geotermici a pressione e temperatura piuttosto bassa.

Infatti, per produrre un'adeguata portata di vapore si riduce ulteriormente e in maniera significativa la pressione del fluido, fattore che, in un impianto ad acqua come quello a flash ridurrebbe la potenza specifica della turbina a valori troppo bassi. Invece in un ciclo binario è sempre possibile adottare un fluido di lavoro diverso dall'acqua, scelto con idonee caratteristiche di pressione e temperatura. Selezionato il fluido di lavoro è possibile produrre energia già a 85 °C (per economia, però, meglio > 110° C).

L'acqua geotermica, tramite uno scambiatore, cede calore al fluido di lavoro, portandolo alle condizioni di saturazione. Il fluido viene quindi fatto evaporare e successivamente surriscaldato fino alla temperatura di ingresso della turbina. Il fluido di lavoro si espande in turbina producendo energia elettrica mediante un alternatore e, quindi, viene condensato in un condensatore che, a differenza dei precedenti impianti, trattandosi di un ciclo chiuso,

Figura 35. Schema di un impianto ad acqua dominante con ciclo binario.



deve necessariamente essere un condensatore a superficie.

I sistemi a ciclo binario presentano una maggiore complessità impiantistica rispetto a quelli descritti precedentemente, hanno prestazioni inferiori e permettono di produrre pochi MW<sub>e</sub> per ciascuna unità di produzione.

Tuttavia, presentano alcuni aspetti interessanti. Anzitutto si prestano all'utilizzo di fonti geotermiche a bassa temperatura e consentono una rigenerazione totale del pozzo geotermico. Inoltre un ciclo di questo tipo è ovviamente più pulito dei precedenti, in quanto si evitano emissioni di gas incondensabili dal condensatore.

Il fluido di lavoro, con basso punto di ebollizione, può essere un fluido organico come il propano, l'isobutano, il freon (sono i cosiddetti cicli ORC, *Organic Rankine Cycle*) o un misto di acqua e ammoniaca (cicli Kalina). Questi fluidi sono instabili a temperature superiori a 170 °C. Oltre tale temperatura è possibile utilizzare impianti binari ad acqua come fluido di lavoro, qualora non sia possibile utilizzare gli impianti a flash che risultano, comunque, più efficienti. Gli impianti binari offrono, infatti, il vantaggio di non disperdere il fluido geotermico, che viene totalmente recuperato a valle dello scambiatore di calore e re-immesso nel sottosuolo. Tutti gli impianti a vapore invece disperdono

nell'ambiente vapore acqueo e gas incondensabili (se presenti). In particolare possono contenere la CO<sub>2</sub>, naturalmente presente nel sottosuolo ed estratta insieme ai fluidi geotermici.

Qualora questa dispersione risultasse intollerabile per questioni ambientali e restrizioni normative è possibile adottare un ciclo binario, e l'unica limitazione rimane il costo dell'impianto rispetto alla produzione elettrica, che risulta molto superiore rispetto a un impianto che utilizza direttamente il vapore geotermico.

#### **4.1.5 Impianti a ciclo combinato**

Sono impianti in cui un impianto flash viene combinato con un sistema binario che utilizza l'acqua (e il suo calore) in uscita dal condensatore dell'impianto flash, massimizzando il rendimento del sistema. L'acqua in uscita dai sistemi a condensazione, infatti, ha una temperatura spesso ancora sufficientemente elevata da poter essere utilizzata con sistemi binari.

I cicli combinati permettono di massimizzare il rendimento dell'impianto, ma possono risultare eccessivamente costosi rispetto alla produzione attesa o, a volte, inattuabili per questioni pratiche. Ad esempio, l'aumento piuttosto consistente di componenti dell'impianto richiesti dall'inserimento di un ciclo binario (rispetto al solo impianto flash) comporta la necessità di molto spazio

aggiuntivo e può rendere impraticabile la combinazione, soprattutto nel caso di impianti a flash già funzionanti. Per nuovi impianti, che possono essere progettati sin da subito con gli accorgimenti necessari e la tecnologia più efficace, invece, l'impianto combinato diventa un'ipotesi molto interessante, che viene oramai sempre valutata attentamente.

#### 4.2 Sistemi e componenti presenti negli impianti

Per quanto riguarda la tipologia dei componenti presenti, la configurazione base di un impianto geotermico è simile a quella delle centrali a combustibili fossili. Tuttavia esistono differenze che vanno sottolineate.

Anzitutto non è presente la caldaia, già disponibile naturalmente: il giacimento geotermico, infatti, altro non è che una caldaia naturale che trasferisce il calore endogeno all'acqua presente, trasformandola in vapore o in acqua calda pressurizzata. L'impianto geotermico è quindi essenzialmente costituito solo da un **turboalternatore**, da un **condensatore** e, di solito, da un **sistema di rimozione del calore** (quando l'impianto non è, addirittura, a scarico libero).

Tuttavia questi componenti, apparentemente convenzionali, presentano alcune particolarità legate alla specificità delle condizioni di applicazione.

Una prima specificità è legata alle **condizioni termodinamiche del sistema geotermico** che, essendo piuttosto basse (di solito vapore in condizioni di saturazione), richiedono l'impiego di macchine che operano quasi integralmente in regime bifase; inoltre, le impurità contenute nel fluido di lavoro richiedono particolari attenzioni per ciò che riguarda sia il progetto fluidodinamico sia la scelta dei materiali.

Una seconda specificità riguarda il **sistema di condensazione del vapore**. Infatti, poiché in questo caso il condensato non deve essere riciclato nell'impianto (come invece nelle centrali fossili), si tende ad adottare condensatori a miscela, che eliminano anche i problemi di incrostazioni e corrosione del fluido geotermico (che, nel caso di condensatore a superficie, intaccherebbero le superfici di scambio).

Inoltre, poiché il vapore geotermico contiene una certa quantità di gas incondensabili, è necessario prevedere un adeguato sistema di estrazione, che può essere realizzato sia mediante un compressore di aspirazione per gli incondensabili sia attraverso un eiettore.

Una terza specificità, infine, riguarda il **sistema di rimozione del calore al condensatore**. Come visto, infatti, il rendimento termodinamico di un impianto geotermico è decisamente più basso di quello di un impianto a vapore

convenzionale: questo significa che, a parità di potenza elettrica prodotta, la quota di calore da dissipare in atmosfera è maggiore, motivo per cui la progettazione del sistema di dispersione del calore in atmosfera dovrà essere effettuata con particolare cura.

#### **4.2.1 Componenti principali di una centrale geotermoelettrica**

La **turbina** è il componente meccanico che consente la trasformazione dell'energia potenziale del vapore (pressione) in energia meccanica. Poiché il fluido geotermico non è costituito solamente da acqua, per garantire loro una lunga durata, si usano solitamente turbine 'ad azione' realizzate completamente in acciaio inossidabile.

La turbina è costituita essenzialmente da una parte mobile e da una fissa.

La parte mobile è la **girante**, formata dal rotore a cui sono attaccate le pale; le pale sono gli elementi più sollecitati di una turbina (forza centrifuga, azione del fluido, fenomeni di fatica e di risonanza) e il loro profilo deve garantire un ben preciso percorso al flusso del fluido. La parte fissa (statore) è il **guscio** che racchiude tutti gli organi interni della turbina.

La turbina è costituita da diversi stadi. Nello **stadio ad azione** l'espansione avviene tutta nello statore, così da consentire la parzializzazione della portata.

Nello **stadio a reazione** l'espansione è parzializzata tra statore e rotore. Questo stadio ha un miglior rendimento di quello ad azione ma la riduzione di portata può essere fatta solo laminando, il che determina un peggioramento di prestazioni ai carichi parziali.

Le turbine utilizzate in geotermia sono perciò, di solito, del tipo ad azione.

Nel **condensatore**, collegato all'uscita della turbina, il vapore viene condensato da una pioggia di acqua fredda proveniente dalla torre di raffreddamento, descritta in seguito. Il suo dimensionamento è determinato dalla relazione tra le temperature di ingresso e uscita dell'acqua di raffreddamento, la temperatura di condensazione, il coefficiente globale di scambio termico e la superficie di scambio. Il condensatore a miscela, in cui l'acqua condensatrice, polverizzata in minute goccioline, realizza una superficie di scambio molto elevata, la temperatura di condensazione diventa paragonabile a quella dell'acqua condensatrice. In un normale impianto termoelettrico, un condensatore a superficie presenta svantaggi, in quanto il condensato non può essere rimesso in ciclo, a meno che la purezza dell'acqua condensatrice sia la stessa del vapore. Inoltre è richiesto un notevole consumo di energia per estrarre dal condensatore, insieme al condensato, anche l'acqua condensatrice, la cui

portata è circa 50 volte quella del condensato. Sugli impianti geotermici non gravano questi svantaggi, perché l'acqua non viene recuperata nel ciclo termico ma viene re-immessa nel pozzo geotermico, per incrementare la produzione di vapore. Grazie al condensatore, il fluido geotermico raffreddato non viene immesso nell'ambiente e può essere raccolto e convogliato verso i pozzi di re-immissione.

La **torre di raffreddamento** è il componente dell'impianto atto alla rimozione del calore dal condensatore e alla sua dispersione in atmosfera. Il fluido geotermico in uscita dalla turbina non entra in contatto con il fluido che circola nella torre di raffreddamento: lo scambio è solo termico. Quindi, il vapore acqueo in uscita dalla torre di raffreddamento non è altro che la parte evaporata del fluido 'pulito' della torre. Le torri di raffreddamento possono lavorare a umido a tiraggio naturale o forzato, oppure a secco.

Nelle **torri di raffreddamento a umido** il calore viene sottratto solo in parte dall'aria e in prevalenza per evaporazione dell'acqua (80%). Nelle torri a umido **a tiraggio naturale** il moto dell'aria che deve attraversare la torre non è indotto da nessun tipo di ventilazione artificiale, bensì sfrutta lo stesso fenomeno di evaporazione e la diversa densità della miscela d'aria umida.

Al contrario, nelle torri **a tiraggio forzato** la movimentazione dell'aria è affidata ad apposite macchine operatrici alimentate da potenza elettrica, sottratta alla produzione dell'impianto. Nel primo caso si ha quindi un rendimento netto dell'impianto più elevato, nel secondo caso però, a fronte di una riduzione nell'efficienza si hanno dimensioni della torre decisamente più contenute.

Diverso è invece il funzionamento delle **torri a secco**: in questo caso, il flusso di calore dal condensatore è disperso in atmosfera utilizzando come fluido termovettore solo aria secca: il consumo di acqua è quindi nullo, ma è notevole il consumo degli ausiliari necessari alla movimentazione dell'aria, a causa dell'elevata portata da elaborare. Inoltre, anche i costi legati alle superfici dello scambiatore acqua-aria, necessario per realizzare lo scambio termico, sono notevoli, a causa dei bassi coefficienti di scambio convettivo lato aria. Nel raffreddamento con torre a secco, la **refrigerazione** può avvenire in maniera **diretta** (in pratica, condensatore e torre coincidono, e sono costituiti da uno scambiatore liquido-aria) o **indiretta** (con circuito intermedio).

In ogni caso, la potenza elettrica assorbita da un sistema di movimentazione dell'aria deve essere sottratta, nel computo del rendimento, dalla potenza generata dall'espansione in turbina;

è quindi fondamentale, per il calcolo della potenza assorbita, conoscere la portata d'aria da elaborare e, per torri a umido, la portata d'acqua di reintegro. Si dovrà poi avere cura di progettare le apparecchiature in modo da minimizzarne le perdite di carico (caduta di pressione), che inevitabilmente occorrono nell'attraversamento delle stesse.

Poiché la torre di raffreddamento asporta il calore dell'acqua prevalentemente per l'effetto di evaporazione indotto dall'aria, che si trova in condizioni di umidità al di sotto di quelle di saturazione, la sua efficienza viene molto penalizzata da condizioni di elevata umidità dell'aria.

Se presenti, i gas incondensabili sono estratti dal condensatore. La loro eliminazione avviene tramite aspirazione mediante un compressore, che opera tra la pressione del condensatore e quella atmosferica, azionato dall'albero meccanico della turbina. Nel **compressore per gli incondensabili** la compressione viene frazionata in due stadi inter-refrigerati sui quali si ripartisce equamente il rapporto di compressione. L'**eiettore** è un sistema di estrazione degli incondensabili dal condensatore che, a differenza del compressore, non ha bisogno di energia elettrica come input, ma di una determinata portata di vapore, da sottrarre al flusso da espandere in turbina. In pratica, l'eiettore è

un condotto convergente-divergente che sfrutta l'entalpia di un fluido motore (il vapore) per creare una depressione e richiamare il fluido da aspirare (gli incondensabili, appunto).

Nel caso in cui il fluido geotermico contenga elementi molto inquinanti, ad esempio idrogeno solforato, mercurio e arsenico, essi possono essere separati mediante **sistemi di abbattimento**, e, quindi, re-immessi nel sottosuolo insieme al fluido geotermico raffreddato oppure smaltiti opportunamente.

I sistemi di abbattimento e di separazione dei gas incondensabili sono costosi e incidono parecchio sul costo di investimento globale. Essi vengono utilizzati quando la qualità del fluido geotermico lo richiede se, al contempo, la produzione elettrica è sufficientemente elevata da compensare il costo del trattamento.

Detto ciò, la centrale di produzione elettrica comprende altre componenti importanti.

Lo **scambiatore di calore**, utilizzato in sistemi a ciclo binario, permette di trasferire il calore del fluido geotermico al fluido di lavoro che viene poi vaporizzato e inviato in turbina. In qualche caso viene utilizzato anche in impianti di tipo flash, quando la composizione chimico-fisica del fluido geotermico è tale da non permettere di inviarlo direttamente in turbina. Lo scambiatore, naturalmente, si inserisce solo quando

strettamente necessario: sia perché ha un costo elevato sia perché il suo utilizzo comporta una riduzione delle proprietà termodinamiche del fluido. Uno degli svantaggi nell'uso di idrocarburi e refrigeranti come fluidi di lavoro è che hanno scarse capacità di scambio termico. Altri problemi sono determinati dalle incrostazioni prodotte dalla depressurizzazione del fluido geotermico quando circola nello scambiatore e dall'aggressione chimica del fluido sulle piastre di scambio. Sono stati sperimentati sistemi di scambio termico tramite contatto diretto dei fluidi, utilizzando fluidi con diverso punto di ebollizione; tuttavia tali sistemi, pur riducendo alcuni problemi, non sono ancora ottimizzati al punto da essere commerciali. Il **generatore di corrente** (o alternatore) trasforma l'energia meccanica di rotazione della turbina in energia elettrica; gli alternatori di tipo sincrono usualmente utilizzati forniscono direttamente corrente alternata (AC) trifase. L'alternatore presente nei gruppi unificati ENEL fornisce corrente elettrica alla tensione di 6 kV.

Tramite il **trasformatore** la tensione della corrente in uscita dall'alternatore viene innalzata al livello della tensione della linea (che può essere a media o alta tensione, ad esempio 132 kV); di fatto, il trasporto della corrente elettrica avviene ad alta tensione per ridurre le perdite per effetto Joule lungo la linea.

I **quadri di controllo** permettono di monitorare il corretto funzionamento dell'impianto: in particolare le sue parti elettriche, meccaniche e idrauliche (quali la pressione nelle tubazioni, l'azionamento delle valvole, le temperature dei vari fluidi). Per quanto riguarda la parte elettrica, tra i morsetti del generatore e la linea elettrica si installano dei dispositivi che, controllando il funzionamento della macchina, la proteggono, la mettono in parallelo con la rete o la staccano dalla stessa in caso di guasto. Per il controllo sono utilizzati apparati più o meno sofisticati che misurano la tensione, l'intensità e la frequenza della corrente in ognuna delle tre fasi, l'energia prodotta dal generatore e altri parametri.

#### **4.2.2 Ulteriori componenti dell'impianto**

Per utilizzare l'energia geotermica e trasformarla in energia elettrica si deve opportunamente 'estrarre' il fluido geotermico (acqua o vapore) dal sottosuolo e incanalarlo in superficie.

Per raggiungere le profondità del serbatoio, rinvenire il fluido e canalizzarlo in superficie o riportarlo nel sottosuolo si utilizzano i cosiddetti **pozzi geotermici**.

Questi si distinguono in **pozzi di estrazione o produzione**, quando permettono di portare in superficie il fluido profondo, e **pozzi di**

**re-immissione** o **re-iniezione**, quando riportano il fluido geotermico raffreddato in profondità, dopo l'utilizzo del calore. Qualora per ripristinare la massa di fluido del serbatoio vengano immessi nel sottosuolo fluidi non geotermici (per insufficienza o indisponibilità di quello geotermico) i pozzi si chiamano **di iniezione**. Questi ultimi si sono resi necessari in alcuni campi geotermici dai quali era stato estratto troppo fluido geotermico senza re-iniezione (ad esempio, a The Geysers in California o in alcuni pozzi della Nuova Zelanda).

In generale, i pozzi hanno una profondità che varia tra i 60 e i 5000 m, ma nella gran parte dei sistemi geotermici per produzione di energia elettrica hanno una profondità variabile tra 1 e 3 km. Anche se di recente si stanno sperimentando nuove tecniche, la perforazione dei pozzi geotermici è di solito effettuata **a rotazione** con frese o triconi, o **a rotopercolazione** usando un martello a fondo foro. La perforazione è molto specialistica perché, alle normali competenze necessarie per la perforazione di pozzi profondi (ad esempio per gli idrocarburi) e per acqua (come per usi idropotabili), occorre avere esperienza di sia di gestione di fluidi potenzialmente aggressivi, ad alta pressione e ad alta temperatura, sia di trivellazione in rocce anche molto dure (metamorfiche, granitiche), poco fratturate e con permeabilità

molto variabile nello spazio. I pozzi geotermici, inoltre, vengono perforati diversamente rispetto a quelli utilizzati per estrarre idrocarburi, in quanto il tipo di roccia è spesso diverso ma, soprattutto, perché la pressione dei fluidi geotermici è minore e, perciò il diametro dei pozzi è solitamente superiore. Inoltre, i pozzi geotermici vengono perforati con poca deviazione rispetto alla verticale, malgrado esistano tecniche di perforazione che permettono di indirizzare il pozzo in ogni direzione. Nei pozzi geotermici, però, il fluido di perforazione è di solito poco denso (per evitare di intasare le preziose fratture da cui proviene la risorsa) e la roccia frantumata durante la perforazione è pesante; la verticalità del pozzo permette di riportare in superficie il materiale (fluido e roccia) più facilmente durante la perforazione ed evitare intasamenti e incrostazioni che l'inevitabile perdita di pressione di pozzi molto deviati comporta.

I pozzi sono collegati a tubazioni in acciaio: **vapordotti** che trasportano il fluido caldo all'edificio della centrale geotermoelettrica; e **acquedotti** che trasportano i fluidi freddi in uscita dalla centrale per la re-immissione nel sottosuolo. Le tubazioni hanno sezione circolare e sono realizzate in lamiera di acciaio inox che garantisce loro una lunga durata, anche considerando il fatto che i fluidi geotermici sono spesso



aggressivi, in quanto costituiti da acqua (sotto forma di vapore o liquido) con in sospensione altre sostanze. I tubi sono opportunamente coibentati e rivestiti di lamiera d'alluminio, spesso verniciata in verde o mimetica in modo da confondersi con il paesaggio. I tubi non vengono interrati, sia per facilitarne la manutenzione (abbastanza frequente, dati gli elementi chimici di cui si compone il fluido) sia per agevolarne la dilatazione termica determinata dalle variazioni di temperatura. Dilatazione termica che viene anche compensata riducendo al minimo i tratti rettilinei e facendo percorrere ai tubi delle traiettorie a zig-zag e curvilinee.

Se il fluido geotermico che arriva in superficie è bifase, viene immesso in un **separatore** che, appunto, ne separa la fase fluida dal vapore e dai gas che vanno invece alla centrale geotermica; nei campi geotermici 'a vapore secco', nei quali tutto il fluido arriva in fase vapore, il separatore non è necessario. I separatori possono essere posizionati in testa ai pozzi (boccapozzi), nelle centrali elettriche o in posizione satellite: la scelta del luogo dipende da varie considerazioni logistiche (distanze, raggruppamenti di pozzi, quote ecc.) e termodinamiche (pressioni e temperature dei fluidi). Il separatore si posiziona, normalmente, a quota più bassa dei boccapozzi, per facilitare il naturale fluire del fluido.

Spesso è necessario utilizzare anche dei separatori di umidità, per separare la condensa nei tubi prima che il vapore entri in turbina.

Un altro elemento importante degli impianti geotermici sono le **pompe**, che vengono utilizzate sia per estrarre i fluidi geotermici in superficie sia per riportare i fluidi ricondensati nel sottosuolo. Operando il processo inverso delle turbine, le pompe consentono di trasformare l'energia con cui sono azionate in energia potenziale idraulica, sollevando il fluido a un livello superiore rispetto a quello di alimentazione (quando la sua pressione naturale non è sufficiente per un'erogazione spontanea alla testa del pozzo). Questo tipo di pompe, per quanto consumino più energia, hanno il vantaggio di fornire un flusso costante a pressione opportuna, e di mantenere il fluido allo stato liquido, evitando processi indesiderati di flash. In questo modo tutti i gas incondensabili rimangono nella fase liquida e si riduce la precipitazione chimica e i depositi (un rischio molto frequente durante l'evaporazione). Nei pozzi di prelievo le pompe utilizzate sono usualmente sommerse, cioè installate direttamente nel pozzo. Nei pozzi di re-immissione le pompe utilizzano l'energia con cui sono azionate per vincere la resistenza della roccia all'immissione del fluido alla velocità necessaria, per quanto di solito gran parte di questo

lavoro venga svolto dalla forza di gravità. Le pompe nei pozzi di estrazione, utilizzate in sistemi geotermici con fluidi a bassa pressione ma con temperatura superiore a 110 °C, sono probabilmente tra i componenti più delicati dell'intero impianto, anche perché prodotti, al momento, di un mercato di nicchia (sono ancora poche le pompe capaci di resistere alla temperature e condizioni aggressive dei pozzi geotermici).

### 4.3 La produzione geotermoelettrica

Le diverse tipologie di impianto descritte hanno produzioni e taglia (intesa come dimensionamento, capacità) molto diverse, come evidenziato in tabella 5, qui sotto (fonte, progetto GEOELEC 2013b).

Gli impianti di taglia più elevata (poche unità site in Indonesia e Nuova Zelanda), arrivano a 110-130 MW<sub>e</sub>.

In totale, al **mondo** gli impianti geotermici hanno una capacità installata di circa 11 GW<sub>e</sub>, dei quali 1,7 in **Europa**, e una produzione di circa 70 TWh/a (terawatt-ora all'anno), dei quali 11 in **Europa**.

La produzione elettrica da fonte geotermica è aumentata progressivamente nel tempo (in Italia, in Europa e nel mondo) e non solo nelle aree caratterizzate da temperature elevate nel sottosuolo. Grazie allo sviluppo tecnologico dei sistemi binari, i progetti geotermici che riguardano le risorse di media temperatura sono sempre più numerosi. I 68 impianti attualmente in produzione in sei Paesi **europei** (Italia, Islanda, Turchia, Portogallo, Francia, Germania e Austria) dovrebbero essere presto affiancati da altrettanti nuovi impianti, oggi in via di sviluppo, che sono previsti entrare in funzione entro il 2017 (progetto GEOELEC, 2013a).

La **produzione italiana** si concentra nella Toscana meridionale, in due zone: quella di Larderello/Travale, a vapore dominante e con una capacità installata di 795 MW<sub>e</sub>, e l'area del Monte Amiata con 80 MW<sub>e</sub> di potenza installata che produce da un sistema ad acqua dominante. Una nuova centrale in costruzione nella zona dell'Amiata innalzerà la capacità installata dell'area a 120 MW<sub>e</sub>.

Tipo di impianto	Capacità installata totale (MW)	Taglia media impianto (MW)
Vapore a condensazione	2862	45
Vapore a contropressione	147	2
Flash a condensazione	6904	30
Binario	1303	5

Tabella 5. Potenza totale e taglia delle diverse tipologie d'impianto installate nel mondo.

Nelle aree geotermiche toscane si contano 308 pozzi di produzione, 69 pozzi di re-immissione del fluido in profondità e 107 pozzi di riserva o controllo del campo. Del totale, 96 pozzi hanno profondità superiore a 3 km. La lunghezza totale dei vapordotti è di 207 km, e quella degli acquedotti per la re-immissione è di 298 km. Le 34 centrali italiane di produzione geotermoelettrica hanno per lo più una taglia standard da 20 MW<sub>e</sub>, con alcune eccezioni: 3 centrali, più vecchie, da 15 MW<sub>e</sub>, 4 centrali da 60 MW<sub>e</sub> e 3 nel range 20-40 MW<sub>e</sub> (Bertani, 2013).

Le fasi di un progetto di costruzione e gestione di un impianto geotermico per la produzione di energia elettrica sono analoghe a quanto già descritto per gli impianti di teleriscaldamento (vedi Fig. 30), salvo per l'analisi delle caratteristiche dell'utenza. Anche qui, invece, le competenze richieste sono altamente specialistiche.

Le fasi progettuali sono sinteticamente costituite da:

- individuazione, valutazione e reperimento della risorsa geotermica;
- scelta della tecnologia e progettazione dell'impianto;
- analisi dell'allacciamento alla rete elettrica;
- simulazione del funzionamento;
- bilancio energetico e ambientale;
- analisi finanziaria ed economica.

In caso di valutazione positiva del progetto, si procede alla costruzione dell'impianto e di tutte le opere accessorie (allacciamenti, strade), nonché alla gestione e manutenzione dei componenti già descritti.

#### **4.4 Aspetti economici e di mercato degli impianti geotermoelettrici**

Rispetto a impianti che utilizzano altre fonti energetiche, quelli geotermoelettrici richiedono un grande investimento iniziale.

La valutazione a priori dei costi di produzione dell'energia elettrica è quindi particolarmente importante.

Solo associando a ogni attività sperimentale e/o impianto tecnologico una voce di costo permette all'investitore, da una parte, di decidere a priori se l'impianto è economicamente redditizio; dall'altra, di utilizzare le informazioni tecnico-economiche stesse come guida per minimizzare i costi relativi a rischi tecnici che potrebbero insorgere durante le fasi di realizzazione dell'impianto.

Tuttavia, decidere se e quale tipologia di impianto di generazione elettrica costruire dipende non sempre e non solo dal costo dell'impianto stesso, bensì anche dalla sua opportunità (legata, ad esempio, la presenza di una risorsa geotermica utile), nonché dalla richiesta energetica effettiva del territorio o della Regione interessata.

Prima di fornire indicazioni economiche per gli impianti di produzione geotermoelettrica, vediamo il significato dei parametri economici più comuni.

La costruzione di impianti di generazione elettrica comporta una serie di costi fissi e costi variabili, il cui rapporto è esso stesso molto variabile a seconda dei diversi tipi di fonte energetica.

I **costi fissi** sono quelli non influenzati dalla quantità di produzione elettrica, lo sono ad esempio i costi di investimento iniziali.

I **costi variabili**, invece, sono quelli che dipendono dalla quantità di energia elettrica prodotta, come ad esempio il costo del combustibile per la generazione da carbone o gas metano.

Si indica invece con il nome di **costo evitato** il beneficio o risparmio ottenuto utilizzando un certo tipo di impianto. Questo parametro equivale ai costi della fonte energetica fossile (e altri costi variabili) che si risparmiano nel generare la quantità di energia (attesa o prodotta) da un impianto geotermico.

Un parametro di riferimento utile e spesso utilizzato per le fonti energetiche è il cosiddetto ‘**fattore di carico**’ (indicato con il termine inglese *Capacity Factor*, CF, a volte detto *Load Factor*), che rappresenta la quantità di energia effettivamente generata da un impianto rispetto alla massima energia generabile.

Indipendentemente dalla fonte energetica, il CF degli impianti di generazione elettrica si riduce nel tempo a causa dell’inevitabile degrado dell’impianto nel corso del suo ciclo di vita.

Il costo della generazione elettrica si rappresenta come costo globale della generazione rispetto all’energia prodotta (in Wh). Quando è calcolato per tutto il ciclo di vita dell’impianto, viene denominato **LCOE** (*Levelized Cost of Energy*); se invece si riferisce alla produzione elettrica in un periodo di tempo calcolato a partire dall’avvio dell’impianto, si indica come **costo unitario di generazione** (€/Wh). Il costo unitario aumenta nel tempo, in quanto si riduce il CF.

La produzione geotermica è caratterizzata da costi fissi molto elevati (costi di investimento), e costi variabili molto bassi in quanto la gestione e manutenzione ordinaria (costi di esercizio) di un impianto geotermico è molto economica e il costo della fonte energetica è praticamente nulla (solo il contributo finanziario fornito al territorio di riferimento, di solito una percentuale del ricavo).

Schematicamente, il **costo totale** di costruzione di una centrale dipende da quattro fattori:

- la **produzione del fluido** (esplorazione del sito, perforazione dei pozzi e analisi dati in pozzo), spesso indicato come ‘attività minerarie’, sebbene in

- geotermia la massa che si estrae venga re-immessa nel sottosuolo; tale fattore incide del 45-50 % sul costo totale;
- **trasporto del fluido**, con vapordotti e acquedotti, che incide del 5-10 % sul costo totale;
  - **costruzione dell'impianto di generazione elettrica**, che incide del 25-30 % sul costo totale;
  - **costi vari e accessori** (progettazione, reportistica, autorizzativa e di valutazione dell'impatto ambientale, generali, di gestione, di manutenzione, di compensazione ambientale, imprevisti, assicurazioni e canoni), che incide del 15-20 % sul costo totale.

I **costi di investimento** dei progetti geotermoelettrici dipendono dalla profondità dei pozzi necessari a reperire la risorsa, dalla temperatura e dalle caratteristiche chimiche dei fluidi geotermici, nonché dalla portata dei fluidi. Voci di costo indicative, riferite alle diverse fasi

dell'attività per un impianto di produzione geotermoelettrica di 20 MW<sub>e</sub>, sono sintetizzate in Tab. 6 (fonte, progetto GEOELEC 2013b).

I **costi di esercizio** di un impianto geotermico sono essenzialmente costituiti dai costi di gestione (usualmente poche unità percentuali del costo totale) e dai costi di manutenzione. Questi ultimi possono essere molto variabili e dipendono dalle condizioni fisico-chimiche del fluido e idrogeologiche del sito. Problemi di incrostazioni, sia nelle tubature superficiale sia in pozzo o, ancora peggio, nel sottosuolo nelle fratture produttive, oppure costi di gestione di emissioni particolarmente critiche possono determinare un aumento anche sensibile dei costi di manutenzione. Inoltre, poiché i singoli componenti vanno a usurarsi con il tempo, questi costi aumentano con l'aumentare degli anni di vita dell'impianto stesso.

Tabella 6.  
Voci di costo indicative delle diverse fasi dell'attività di un impianto di 20 MW<sub>e</sub> per la produzione geotermica di elettricità.

Fase progetto geotermico	Costo indicativo di una centrale da 20 MW <sub>e</sub> (in milioni di €)
Identificazione del sito ed esplorazione superficiale	1-2
Perforazione esplorativa	20-30
Perforazione pozzi di prelievo e re-immissione	30
Sviluppo del campo	50-60
Costruzione dell'impianto	30-60
<b>TOTALE</b>	<b>80-120</b>

Tabella 7. Costi di investimento e produzione per alcuni recenti progetti geotermici (le caselle vuote indicano, nel Paese, l'assenza di impianti recenti con quel tipo di tecnologia).

Progetti recenti	Costi investimento in milioni di €/MW <sub>e</sub>		Costi produzione energia in €/kWh	
	Flash	Binario	Flash	Binario
USA	2,7	3,1	0,055	0,060
Indonesia, Nuova Zelanda, Filippine	2,3		0,044	
Europa		4,5-6,5		0,095-0,104
Cile	3,6		0,072	
Turchia	2,75		0,066	

In tabella 7 sono riportati i costi di investimento e di produzione di alcuni recenti progetti geotermici, ottenuti assumendo:

- un costo operativo di 0,011-0,020 €/kWh;
- un tasso di sconto per l'investimento dell'8% in 20 anni;
- un CF relativo ai diversi Paesi considerati (90% per USA, Portogallo e Germania; 80% per Islanda e media mondiale; 70% per Italia, Turchia e media europea).

La fonte è la medesima, vale a dire il progetto GEOELEC, 2013 (b).

La producibilità energetica (energia elettrica prodotta) di un impianto geotermoelettrico è molto superiore rispetto a quella delle altre fonti rinnovabili, che sono fortemente influenzate dalle condizioni metereologiche (sole, vento, acqua) a differenza del fluido geotermico che non presenta fluttuazioni temporali;

l'impianto geotermoelettrico, infatti, lavora quasi sempre a regime, producendo energia elettrica in modo costante.

Il CF geotermico è superiore a 70% e, per gli impianti più recenti, può superare il 90% (contro un CF quasi sempre inferiore a 35% delle altre fonti rinnovabili).

I valori di LCOE sono di conseguenza paragonabili e, spesso, perfino superiori a quelli di altre fonti rinnovabili.

Le attività di realizzazione di un impianto geotermoelettrico sono, però, molto interdipendenti e sequenziale tra loro al punto tale che non è possibile realizzarle in maniera parallela, minimizzando così il **rischio di un insuccesso**.

Tutto ciò si ripercuote pesantemente sul **costo di investimento iniziale** dell'impianto geotermoelettrico che, se confrontato con il costo di realizzazione di altri impianti a energia rinnovabile, è decisamente molto elevato.

#### 4.4.1 Tariffe e incentivi

Esiste una vasta gamma di meccanismi di politica pubblica a sostegno dello sviluppo dell'energia geotermica, che vanno dai sostegni agli investimenti (contributi in conto capitale, esenzioni o detrazioni fiscali per l'acquisto di beni), ai sostegni operativi (incentivi, certificati verdi, schemi di gare d'appalto e riduzioni fiscali per la produzione di energia elettrica). Uno strumento molto utilizzato è il *feed-in-system*, un meccanismo attraverso il quale, per un certo numero di anni (contratto a lungo termine), viene riconosciuta una tariffa per tutta l'energia prodotta e immessa in rete.

Dal 2002, l'**Italia** ha utilizzato lo strumento dei Certificati Verdi e dal 2007 il regime con tariffa di *feed-in*.

Il sistema dei **Certificati Verdi** si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE (Gestore Servizi Energetici) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato **IAFR (Impianto Alimentato Da Fonti Rinnovabili)**, entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 (ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. 28/2011), in numero

variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e/o rifacimento). Ciascun certificato attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile.

Un altro meccanismo di incentivazione alternativo ai Certificati Verdi è la tariffa onnicomprensiva utilizzata per molti anni in geotermia, che è stata sostituita dalle **nuove tariffe per l'energia elettrica**: il D.M. 6 luglio 2012 in vigore dal gennaio 2013 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi previsti dal decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Il decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il D.M. 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei Certificati Verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Il decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli

incentivi. Il decreto prevede inoltre due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto: una **tariffa incentivante onnicomprensiva** per gli impianti di potenza fino a 1 MW<sub>e</sub>; e un **incentivo** per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa onnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi

a cui ha diritto l'impianto – e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto).

L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo resta nella disponibilità del produttore.

Il D.M. 6 luglio 2012 individua, per gli impianti entrati in esercizio dal 2013, il valore delle tariffe incentivanti base per ciascuna classe di potenza e i premi (riassunti in tabella 8).

**Tabella 8.**  
Incentivi e premi, secondo il D.M. del 6 luglio 2013.

<b>Tariffa incentivante</b>	
Capacità inferiore a 1 MW <sub>e</sub>	135 €/MWh
Capacità da 1 MW <sub>e</sub> a 20 MW <sub>e</sub>	99 €/MWh
Capacità superiore a 20 MW <sub>e</sub>	85 €/MWh
<b>Premi</b>	
Per i primi 10 MW realizzati ed entrati in esercizio su nuove aree	30 €/MWh
Totale re-iniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e comunque con emissioni nulle	30 €/MWh
Impianti geotermoelettrici ad alta entalpia in grado di abbattere almeno il 95% del livello di idrogeno solforato e di mercurio presente nel fluido in ingresso nell'impianto di produzione.	15 €/MWh
<b>Premi per impianti geotermici innovativi ('Impianti Pilota') non cumulabili con i precedenti</b>	
Impianti che utilizzano un fluido con concentrazione minima di gas pari a 1,5% in peso sul fluido geotermico totale e una temperatura massima di 151 °C	200 €/MWh
Impianti che utilizzano un fluido con concentrazione minima di gas pari a 1,5% in peso sul fluido geotermico totale e temperatura compresa tra 151 e 235 °C	entro 200 €/MWh secondo una relazione che dipende dalla temperatura del fluido



Il nuovo regime di incentivi e tariffe non agevola lo sviluppo geotermico, sia per la riduzione della tariffa (che da 250 €cent per MWh prodotto, è oggi ridotta a 90 €cent per MWh prodotto) sia soprattutto perché mancano strumenti di agevolazione che tengano conto delle peculiarità della geotermia rispetto ad altre fonti di energia rinnovabile.

Di fatto, a livello europeo si stanno, invece, discutendo eventuali strumenti di sostegno specifici, da attuare a livello comunitario che, da un lato, aiutino ad affrontare il rischio geologico di insuccesso e, dall'altro, riconoscano non solo il valore materiale dell'energia immessa in rete ma anche quello della programmabilità della produzione tipica della geotermia e, quindi, il suo contributo al carico di base.

Contemporaneamente la ricerca tecnologica si va sviluppando soprattutto verso la massimizzare della produzione di energia elettrica e della contemporanea riduzione dei costi di perforazione e dei rischi di insuccesso nel reperimento del fluido e del calore geotermico.

#### 4.5 Impianti ibridi per la produzione di energia elettrica

Tornando agli impianti, si dicono 'ibridi' quegli impianti nei quali la produzione di energia si basa su **più di una fonte energetica**, sia essa fossile o rinnovabile.

Di fatto, però, negli ultimi anni, la ricerca si sta concentrando per lo più nello studio di impianti ibridi che prevedono l'utilizzo di diverse fonti energetiche rinnovabili, combinate fra loro.

Il più delle volte, infatti, la quantità di energia termica disponibile tramite una sola fonte rinnovabile non è sufficiente a soddisfare completamente le esigenze dell'utenza; oppure si dà il caso che possa essere ottimizzata da una combinazione di tecnologie.

In generale ogni fonte rinnovabile termica (sole, biomassa e geotermia) può fornire calore, in modo efficiente, solo fino a una certa temperatura, dipendente sia dalle caratteristiche intrinseche della fonte stessa sia da fattori tecnologici. Un impianto ibrido che utilizzi in modo combinato diverse forme di energia rinnovabili termiche, invece, può superare i limiti intrinseci delle singole fonti rinnovabili. Non a caso, negli ultimi anni, la ricerca si sta concentrando soprattutto sullo studio di impianti ibridi che prevedano l'utilizzo sia della fonte geotermica sia, ad esempio, di sistemi solari a concentrazione.

L'opportunità di utilizzare contemporaneamente queste due fonti energetiche rinnovabili termiche permette di rendere tecnicamente efficiente l'utilizzo di fluidi geotermici a bassa/media entalpia per la cogenerazione di energia elettrica

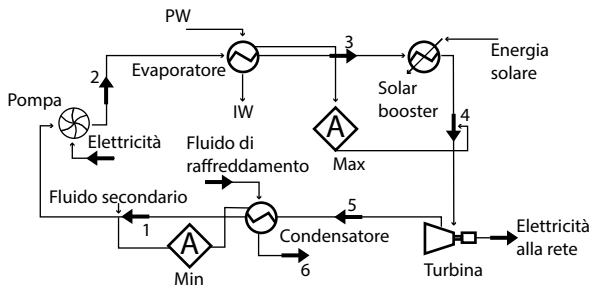
e termica tramite cicli organici ORC (*Organic Rankine Cycle*) o cicli binari.

Le due tecnologie a concentrazione solare (CSP, *Concentrated Solar Power*) maggiormente utilizzate per riscaldare direttamente il fluido (sia esso geotermico oppure il fluido termovettore utilizzato all'interno dei cicli ORC o binario dell'impianto ibrido) sono costituite o da specchi parabolici lineari (*parabolic trough*) oppure da sistemi parabolici biassiali (*parabolic dish*).

A parità di area occupata, i **sistemi parabolici** presentano una maggiore efficienza di concentrazione e, quindi, una maggiore efficienza di conversione rispetto a tutte le altre tecnologie a concentrazione solare. Inoltre, essendo sistemi modulari, sono anche facilmente scalabili.

In particolare due sono le tipologie di **accoppiamento geotermico/solare** a oggi proposte: diretto e indiretto, esemplificate in Fig. 36 (Zhou *et al.*, 2011).

Diretto



Indiretto

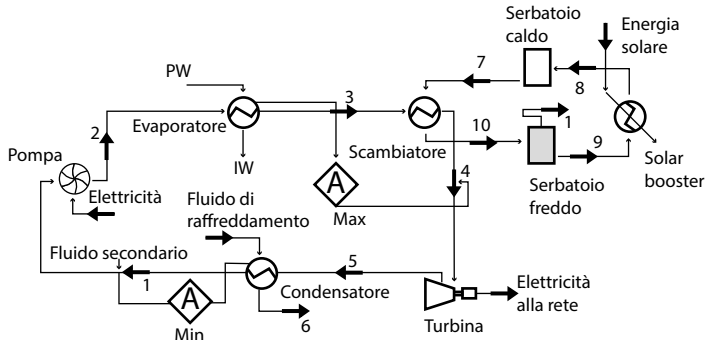


Figura 36. Tipologie diverse di accoppiamento geotermico-solare.

Nonostante le due diverse metodologie presentino un'efficienza termica di picco simile, la configurazione indiretta presenta una maggiore versatilità di utilizzo del calore immagazzinato: infatti riesce a distribuire in modo più efficiente l'energia immagazzinata dalla concentrazione solare, durante i periodi

di minore insolazione.

Tra l'altro, un altro vantaggio nell'utilizzo di un impianto ibrido, rispetto a un impianto solo geotermico, è la possibilità di re-iniettare il fluido geotermico utilizzato a una temperatura maggiore, in modo tale da minimizzare lo stress termico del serbatoio. ■

**Il progetto VIGOR fornisce esempi concreti di studi di fattibilità anche per un impianto ibrido di produzione di energia elettrica: si veda il rapporto di fattibilità dell'area di Guardia Lombardi (in *VIGOR: Sviluppo geotermico nella Regione Campania. Studi di fattibilità a Guardia Lombardi e Mondragone*), o tramite il sito web del progetto <http://www.vigor-geotermia.it> alla pagina >prodotti.**

**F**in qui abbiamo trattato i temi del teleriscaldamento, degli impianti elettrici, fino a giungere a quelli ibridi (capitolo 4). Vediamo ora come e perché un sistema combinato di impianti per la produzione di energia sia elettrica sia termica abbia senso (e soprattutto valore), dal punto di vista economico e dell'ottimizzazione tecnologico-produttiva.

In particolare, affinché il teleriscaldamento sviluppi pienamente i suoi vantaggi energetici, è necessario utilizzare un sistema combinato, che produca contemporaneamente sia elettricità sia calore. Tale produzione combinata di elettricità e calore prende il nome di **cogenerazione**, e si dice 'cogenerativo' un impianto o sistema che applichi tale criterio. I sistemi di teleriscaldamento che utilizzano centrali a cogenerazione consentono il raggiungimento di una maggior efficienza energetica globale. Con questa tecnologia, infatti, la centrale è in grado di produrre energia elettrica e recuperare contemporaneamente l'energia termica che si sprigiona durante il processo termodinamico (energia che nelle centrali elettriche convenzionali viene invece dispersa in atmosfera come scarto). Perciò, a parità di energia utile prodotta, la cogenerazione di energia elettrica e termica massimizza l'impiego delle risorse immesse, con conseguente minor consumo di combustibile.

La figura 37 mostra come, per ottenere la stessa quantità di energia utile finale (35 unità di energia elettrica e 50 di calore) sia necessaria una quantità di energia primaria ben diversa a seconda dell'impianto: quasi 150 unità, nel caso di produzione separata (con rendimento elettrico medio delle centrali termoelettriche pari al 38% e rendimento medio di generazione di calore con una caldaia pari al 90%); solo 100 unità nel caso di cogenerazione (con rendimento totale 85%).

In **Italia** gli impianti a produzione combinata sono alimentati o da un ciclo a vapore geotermico (in Toscana), oppure con motori a combustione interna o con turbine a gas a ciclo combinato (negli altri impianti).

Inoltre, una possibile ulteriore linea di sviluppo di un impianto di teleriscaldamento a cogenerazione è costituita dalla possibilità di fornire anche un servizio di raffrescamento estivo. Un sistema di questo tipo, che produce contemporaneamente elettricità e calore in inverno, ed elettricità e freddo in estate, viene detto **sistema a trigenerazione**.

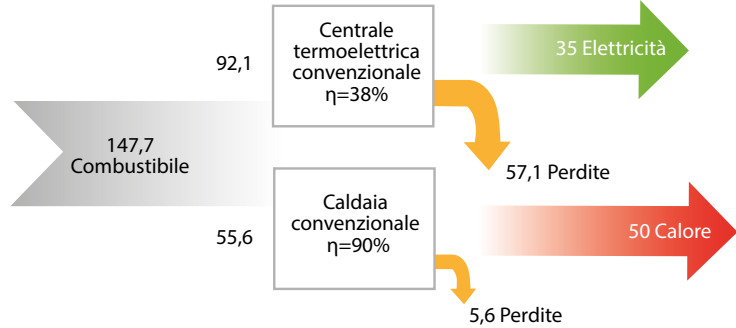
### 5.1 Impianti di cogenerazione

Gli impianti di cogenerazione godono di alcuni benefici **normativi**, giacché la legislazione fiscale consente di utilizzare l'accisa industriale (più bassa) anziché quella civile (art. 26 Testo Unico Accise).

Figura 37. Confronto tra un sistema di produzione di energia convenzionale e un sistema di cogenerazione.

### SISTEMA CONVENZIONALE DI PRODUZIONE SEPARATA

Rendimento elettrico netto medio centrale termoelettrica convenzionale 38%  
 Rendimento termico caldaia 90%  
 Rendimento globale  $(35+50)/147,7=57,5\%$



### SISTEMA DI COGENERAZIONE

Rendimento globale  $(35+50)/100=85\%$



Un nuovo regime di sostegno economico per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), cioè la produzione combinata di energia elettrica e calore, è fornito dal Decreto Ministeriale del 5 settembre 2011, in attuazione dell'articolo 30 della Legge 99/2009.

Il sostegno si basa sul sistema dei **Titoli di Efficienza Energetica (TEE o Certificati Bianchi)**, menzionati a pag. 34), titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti che incrementano l'efficienza energetica.

I TEE sono riconosciuti per un periodo di 10 anni per gli impianti di cogenerazione e di 15 anni se gli impianti di cogenerazione sono abbinati a reti di teleriscaldamento. Il nuovo regime può realmente promuovere un ulteriore sviluppo di questa tecnologia, non solo conseguendo nuovi obiettivi in termini di risparmio energetico ma, tramite l'abbattimento diretto del costo dell'energia, ottenendo anche significative ricadute positive sui settori industriali che consumano energia termica ed elettrica prodotta nel proprio ciclo di lavorazione.

## 5.2 Usi in cascata

Come già accennato, non è raro che diverse applicazioni geotermiche nei settori industriali e/o agricoli richiedano temperature dei fluidi differenti per avviare i processi produttivi: tale varietà e diversificazione può essere messa a frutto nella realizzazione di sistemi a cascata, che aumentano così il fattore di utilizzo della risorsa geotermica.

Infatti, in un sistema dove diversi impianti siano collegati in serie alla stessa risorsa (un esempio in Fig. 38), ciascun impianto può utilizzare il calore residuo dell'acqua scaricata dall'impianto precedente.

In **Italia**, un sistema a cascata è stato realizzato a Rodigo (MN) dove l'acqua erogata da un pozzo a 59 °C viene anzitutto utilizzata per riscaldare un impianto serra, per poi, scaricata dalle serre a 38 °C, alimentare un impianto per acquacoltura.

Un esempio emblematico di ciò che si può fare tramite sistemi in cascata è dato dall'**Islanda**: tra le aree tettonicamente più attive del mondo, ricca di vulcani (oltre 200, di cui almeno 30 attivi in tempi storici) e di sorgenti calde (più di 600 con temperature >20 °C), ove le risorse geotermiche sono usate sia direttamente sia per generare elettricità.

La peculiarità energetico-climatica dell'Islanda è dovuta al naturale equilibrio tra l'acqua calda in profondità e

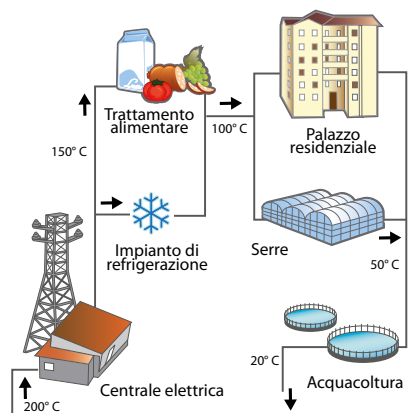


Figura 38. Schema di un sistema a cascata. Il fluido geotermico, inizialmente a 200 °C, viene re-iniettato nel sottosuolo a 20 °C solo dopo essere stato utilizzato in impianti a temperatura decrescente.

l'atmosfera glaciale esterna.

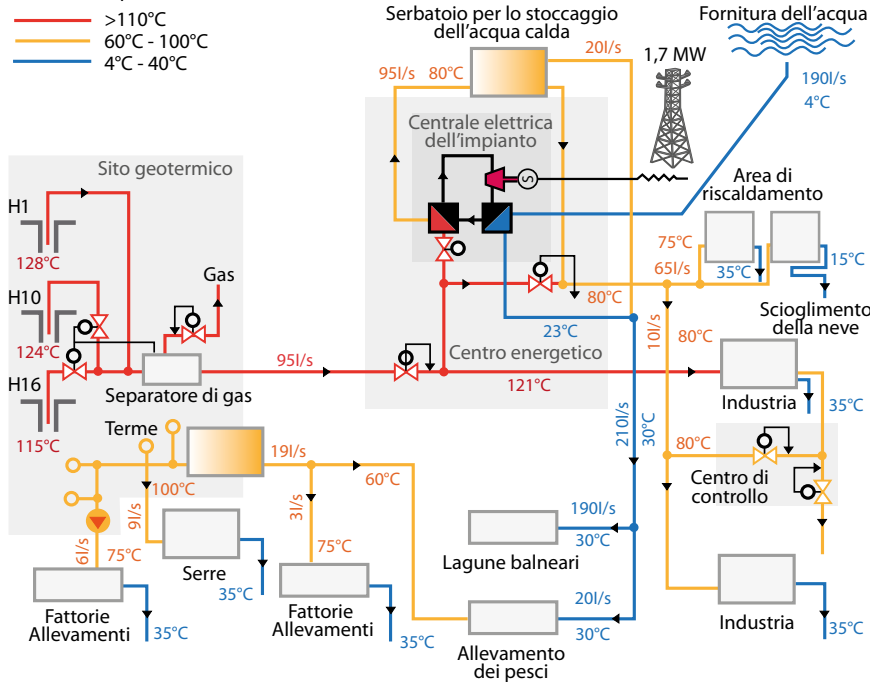
L'impianto geotermico di Húsavík, alimentato dai tre pozzi geotermici del sito di Hveravellir (temperatura media dell'acqua 120 °C; portata 95 l/s), riesce a produrre, tramite un ciclo Kalina, una potenza elettrica di circa 1,7 MW; con l'acqua in uscita, poi, alimenta altri processi termici (industriali, di teleriscaldamento, acquacoltura e balneologia). In particolare, il sistema a cascata islandese (Fig. 39) prevede nell'ordine:

- un impianto per la produzione di prodotti farmaceutici: 80-120 °C;
- un impianto per riscaldamento delle serre: 100 °C, con portate di 19 l/s;
- un impianto di acquacoltura per l'allevamento di salmoni e trote: 80 °C, con portate di 6 l/s;
- un impianto di essiccazione del legname e del pesce: 80 °C;
- un impianto di teleriscaldamento cittadino: 75 °C, con portate di 65 l/s.

Figura 39. Schema dell'impianto geotermico a cascata di Húsavík.

Flusso e temperatura a richiesta massima

- >110°C
- 60°C - 100°C
- 4°C - 40°C



Date le molteplici soluzioni adottabili, è chiaro che l'utilizzo a cascata dell'energia geotermica può davvero rappresentare la chiave di volta per il rilancio economico di qualunque Paese, comprese le aree italiane interessate dal progetto VIGOR.

### 5.3 I vari usi della risorsa geotermica: i casi tipo indagati

Un utilizzo molto particolare della risorsa geotermica è rappresentato dal recupero del calore dell'**acqua di drenaggio delle gallerie stradali** e da altri cunicoli. Le gallerie, si sa, necessitano spesso di opere di captazione e

canalizzazione dell'acqua che circola nei volumi circostanti, in modo da asciugare la roccia e mantenere in sicurezza l'opera. L'acqua di drenaggio, a seconda dello spessore della copertura rocciosa della galleria, può raggiungere una temperatura tra i 20 e i 40 °C e, normalmente, viene re-immessa nei corsi d'acqua. Questa risorsa geotermica potrebbe invece essere utilizzata per coprire il fabbisogno energetico di attività produttive o di abitazioni posizionate nei pressi delle gallerie stesse. Come già accade in Svizzera.

Con più di 700 tunnel ferroviari

e stradali, la **Confederazione elvetica** possiede una delle maggiori densità riguardo a questo genere di opere. Le portate estratte dalle gallerie vanno dai 360 ai 18000 litri al minuto, mentre le temperature si situano tra i 12 e 24 °C. Con questi due parametri si calcola il potenziale geotermico di ogni galleria, cioè la potenza energetica che ciascuna potrebbe fornire. In particolare, da uno studio effettuato su 15 gallerie svizzere, è risultato che la potenza termica fornita ammonterebbe a circa 30 MW<sub>t</sub>, che equivale al fabbisogno per il riscaldamento di circa 4000 utenze domestiche e che potrebbe anche essere utilizzata per riscaldare le carreggiate ghiacciate.

Un impiego analogo riguarda le acque di vecchie miniere in disuso, spesso caratterizzate da temperature interessanti. Un esempio di questo tipo di utilizzo è il progetto di **Heerlen**, in Olanda, analizzato in dettaglio come caso emblematico nel corso delle attività di VIGOR. A Heerlen l'acqua di miniera, mediante l'utilizzo di pompe di calore, fornisce l'energia necessaria a una rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento, con una capacità complessiva di picco di 700 kW termici. L'intero impianto riesce a fornire una potenza di picco 2,7 MW<sub>t</sub> ed è in grado di coprire fino all'80% della domanda di riscaldamento annuale (il restante 20% è coperto da caldaie a gas a condensazione). Per dettagli, si

veda l'Appendice, alle pagg. 133-142.

Una diversa applicazione geotermica molto interessante riguarda il processo di vinificazione e la climatizzazione delle cantine annesse, ottenuto tramite un sistema a pompa di calore associata a sonde geotermiche. È ciò che accade nella **Cantina Regalia de Ollauri**, in Spagna, analizzata direttamente dal progetto VIGOR (pagg. 143-150), che utilizza un sistema di vinificazione articolato in più fasi, caratterizzate da diverse temperature di processo, gestite da un sofisticato impianto geotermico.

Infine, sempre tra le indagini dirette svolte nel primo anno di attività del progetto VIGOR, c'è il caso di **Unterhaching** (pagg. 125-132): un centro residenziale satellite sviluppatosi nella periferia sudovest di Monaco di Baviera, in Germania. Qui si produce energia elettrica con un impianto di tipo Kalina e si trasferisce poi calore a un impianto di teleriscaldamento, modulando la produzione di energia elettrica e termica in funzione della richiesta dell'utenza domestica (in inverno si privilegia la richiesta di calore mentre in estate, quando la richiesta di calore domestico si limita all'acqua calda sanitaria, si produce più energia elettrica).

Vediamo allora le descrizioni dettagliate e i parametri di riferimento di questi casi e del caseificio **Podere Paterno**, già citato anche a pag. 56. ■



**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

## **Appendice: I casi tipo**

**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

## Il Caseificio Podere Paterno Monterotondo (GR), Italia

**I**l Podere Paterno (sotto) è uno dei caseifici che nell'area geotermica di Larderello utilizzano il fluido geotermico per i processi di produzione del formaggio pecorino e derivati.

L'energia termica necessaria per il processo di pastorizzazione del latte, per la lavorazione del formaggio pecorino, per la produzione della ricotta, per l'umidificazione e il riscaldamento della 'camera calda' e per la climatizzazione della stanza di stagionatura è ottenuta tramite acqua calda riscaldata per scambio termico con vapore geotermico. L'impianto è stato realizzato con l'aiuto di ENEL, Coldiretti e Legambiente.

Il Podere Paterno è una piccola azienda, a conduzione familiare, che impiega i tre proprietari e quattro

dipendenti per le attività del caseificio e per l'allevamento delle pecore. Completamente ristrutturato, è stato allacciato alla centrale geotermoelettrica presente in zona per utilizzare il calore geotermico nel processo produttivo; inoltre si è dotato di un campo di pannelli fotovoltaici che erogano all'anno 11000 KWh dei 15000 KWh di energia elettrica necessaria per l'attività produttiva. In questo modo l'azienda ha raggiunto un notevole grado di autosufficienza energetica, senza incorrere in costi molto elevati per gli impianti. Grazie alla disponibilità dimostrata dall'operatore geotermico, alla consulenza sull'impianto fornita da Coldiretti, al mutuo a costo agevolato ottenuto tramite Legambiente e al beneficio degli incentivi sulle



**Figura 1.** Veduta del Podere Paterno: sulla sinistra l'edificio per la produzione e la vendita del formaggio; sulla destra il podere vero e proprio con, sul tetto e quasi completamente nascosti alla vista, i pannelli fotovoltaici che producono il 74% del fabbisogno elettrico dell'impianto di produzione.

rinnovabili, è stato possibile risparmiare circa 20000 €/anno negli ultimi 5 anni.

L'impianto interno è un normale impianto per la produzione del formaggio ed era preesistente al progetto geotermico. Prima dell'allacciamento alla fonte geotermica, il calore era fornito esclusivamente da una caldaia a gas standard che adesso, con il nuovo impianto geotermico, funziona solo da riserva energetica: inserita in parallelo all'impianto, la caldaia fornisce il calore solo durante i periodi di manutenzione dell'impianto geotermoelettrico.

Il formaggio è prodotto usando il latte intero pastorizzato prodotto dalle pecore che pascolano nelle terre del podere.

Il latte viene raccolto ogni giorno e mantenuto a temperatura di 4 °C.

La produzione del formaggio viene effettuata tre giorni alla settimana.

La prima fase di lavorazione consiste

nel riscaldamento del latte da 4 °C a 30-40 °C per una durata di circa 1 ora.

Il latte viene quindi pastorizzato, mantenendolo a una temperatura di 60-65 °C per 30-40 minuti (pastorizzazione bassa) oppure a 70 °C per 10-15 secondi (pastorizzazione alta): in questo modo si uccidono i batteri che comprometterebbero la qualità dei formaggi.

Il latte viene quindi addizionato, prima con fermenti lattici selezionati (colture batteriche specifiche per il tipo di formaggio che si intende produrre) e poi con il caglio o presame (un prodotto enzimatico grezzo ottenuto dall'abomaso o quarto di stomaco dei ruminanti lattanti). Il caglio viene aggiunto al latte a una temperatura di 30-37 °C, rispettivamente per formaggi a pasta molle o a pasta dura. L'attività enzimatica comporta la coagulazione del latte e la formazione di un gel solido (coagulo) il

Figura 2.  
Pecore  
al pascolo  
nelle terre  
del podere.



quale, con appositi strumenti, viene sminuzzato in piccoli pezzi che consentono l'espulsione o 'spurgo' del siero.

Per facilitare lo spurgo, la cagliata viene fatta riposare in ambiente caldo: nel caso del pecorino viene posta nella cosiddetta 'camera calda' (30-35 °C) per circa 5 ore.

Durante questa fase di riposo, le colture batteriche producono acido lattico; l'aumento dell'acidità che accompagna il riscaldamento della cagliata favorisce l'espulsione del siero.

Per completare lo spurgo, la cagliata viene rotta producendo porzioni di dimensioni diverse a seconda del formaggio che si intende produrre: porzioni minori per formaggi a pasta dura e stagionati; grani grossi per formaggi molli.

Per produrre formaggi a pasta dura la cagliata viene quindi riscaldata a una temperatura superiore ai 38 °C, normalmente in due fasi generalmente denominate 'prima' e 'seconda cottura'. La prima cottura consiste nel portare la temperatura intorno ai 37-38 °C, interrompendo per controllare il livello di acidità, e quindi proseguendo fino al raggiungimento della temperatura desiderata. La seconda cottura consiste nel portare la temperatura a 38-48 °C (formaggi semicotti), o fino a 58 °C (formaggi cotti), per tempi che variano da 10-20 minuti fino a un'ora e mezza.

Il riscaldamento della cagliata può

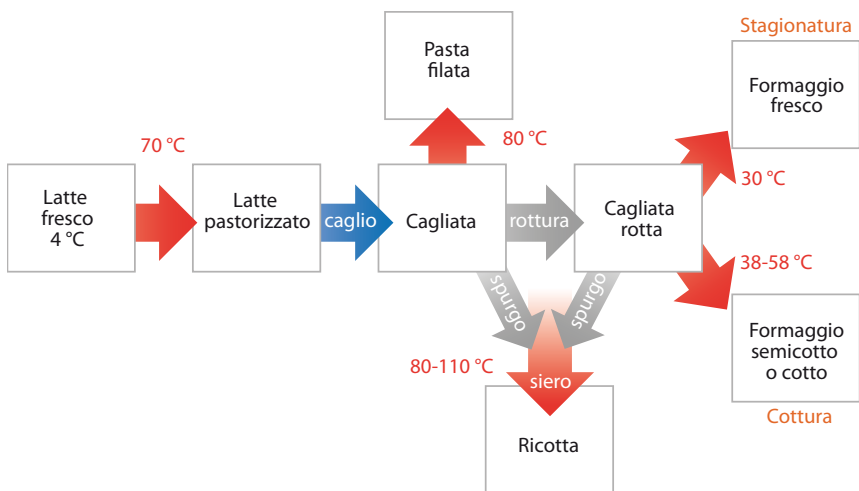
avvenire in diversi modi e con diverse temperature, in funzione del tipo di formaggio che si intende produrre:

- solo tramite vapore immesso nella vasca o nel suo rivestimento esterno;
- tramite vapore immesso nel rivestimento esterno della vasca e l'aggiunta di acqua calda al miscuglio cagliata/siero;
- solo tramite l'aggiunta di acqua calda al miscuglio cagliata/siero.

Attenzione: per formaggi a pasta filata, come mozzarella e scamorza, a questo punto la massa cagliata viene lasciata maturare nel siero caldo acidificato a 80 °C per alcune ore. In questo modo il coagulo acquista plasticità (tende a filare) e può essere 'stirato' e 'mozzato' in porzioni di peso e forma differenti. Non è invece il caso della produzione di formaggio pecorino. Per i formaggi a pasta dura, la cagliata viene estratta dal siero e messa in forma in stampi di metallo, di legno o di plastica, che conferiscono al futuro formaggio la forma voluta. Tali stampi vengono bucherellati per consentire lo spurgo del latticello, facilitato anche da una leggera pressatura.

Per la preparazione di formaggi freschi a pasta molle si può procedere con un periodo di stufatura in locali caldumidi per tempi variabili, così da favorire la formazione di acido lattico. A Podere Paterno questa fase si esegue in

Figura 3. Schema di produzione del formaggio: in rosso, le fasi che richiedono calore.



camera calda (30-35 °C) per una durata di circa 5 ore. I formaggi a pasta dura vengono invece lasciati a riposo ed è l'aumento di acidità a favorire lo spurgo.

Alcuni formaggi vengono quindi salati sulla superficie esterna: la salagione ha

il compito di proteggere il formaggio dagli agenti microbici, sia in maniera diretta sia favorendo la formazione della crosta (grazie alla sua azione disidratante). Talvolta il sale viene sostituito o accompagnato da spezie o altri aromi

Figura 4. Impianto esterno con tubature di invio (fredda, tubo in basso) e ritorno (calda, tubo in alto orizzontale, con misuratore di temperatura) dell'acqua potabile.



Figura 5. (a destra): valvola per il controllo del flusso di acqua calda.



naturali (ad esempio vinaccia); mentre, nella produzione di alcuni tipi di formaggio (ma non il pecorino), la salatura può avvenire per immersione in una speciale salamoia.

Tutti i trattamenti eseguiti durante la lavorazione della cagliata, compresa l'azione della pressatura, determinano le caratteristiche del formaggio; durante la fase di maturazione, invece, il formaggio sviluppa il proprio aroma.

Per la maturazione il formaggio viene immesso in stanze adatte alla sua stagionatura, con temperature, grado di umidità e durata di permanenza diverse a seconda del tipo di formaggio che si intende produrre. Per i formaggi freschi e molli la maturazione dura qualche giorno; per i formaggi a pasta dura un tempo variabile da qualche settimana a qualche mese.

Con il siero del latte estratto durante la spurgatura della cagliata, invece, si produce la ricotta.



**Figura 6.**  
Scambiatore  
di calore del  
pastorizzatore.

Il siero viene portato a temperature di almeno 75-80 °C e, quindi, letteralmente ri-cotto. Nel caso del Podere Paterno il siero viene portato a temperatura di 110-120 °C in tempi molto rapidi, per poi lasciarlo raffreddare gradualmente.

Come è dunque ormai chiaro, i vari processi di preparazione e di produzione dei differenti prodotti caseari (schematizzati in Fig. 3), prevedono temperature



**Figure 7 e 8.**  
Zona di  
lavoro per la  
preparazione  
dei formaggi.



diverse e specifiche: nel Podere, il calore necessario per le varie fasi della lavorazione è di natura geotermica.

Invece di riscaldare l'acqua con una caldaia a metano, come accadeva in passato, l'azienda casearia utilizza oggi il calore fornito dalla vicina centrale geotermoelettrica di San Martino, posta a una distanza di 1,5 km.

Il vapore geotermico della centrale, con temperature di oltre 200 °C, innalza la temperatura dell'acqua proveniente dall'acquedotto aziendale, tramite uno scambiatore di calore.

In particolare, regolando opportunamente la portata di mandata e di ritorno dell'acqua dall'acquedotto (tramite i dispositivi in Fig. 4), si riesce a controllarne la temperatura e a differenziarla a seconda dei processi di lavorazione.

Figura 9.  
Logo della  
Comunità del  
Cibo a Energia  
Rinnovabile  
di cui fa parte  
il Podere  
Paterno.



L'acqua calda che arriva dalla centrale geotermoelettrica è quindi inviata al preesistente impianto standard di lavorazione, bypassando l'esistente caldaia a metano relegata a riserva in casi di emergenza.

L'acqua calda circola negli scambiatori di calore per la pastorizzazione del latte, e nei mastelli per la preparazione e la cottura del formaggio (Fig. 6).

La conversione della fonte di riscaldamento primaria dal gas-metano al calore geotermico ha permesso all'azienda un risparmio stimato di circa 100000 € (20000 all'anno, per gli ultimi 5 anni, cioè da quando è stato messo in funzione il nuovo impianto). Il calore geotermico, infatti, costa molto poco all'azienda che può usufruire anche degli incentivi stanziati per le energie rinnovabili.

L'ENEL, che ha messo a disposizione lo scambiatore posizionato nella sua centrale, calcola il flusso di vapore inviato allo scambiatore stesso e fattura al consumatore l'equivalente di quanto avrebbe guadagnato se quel vapore avesse prodotto energia elettrica. Questa cifra (circa 25 € per MWh termico) viene coperta completamente dall'incentivo del credito di imposta per l'allacciamento a reti di teleriscaldamento (Legge finanziaria 2009, cioè L. 22/12/2008 n. 203, art. 2): di fatto quindi, sull'intera fattura, l'azienda paga solo l'IVA (che non può essere dedotta).

Ora il Podere vorrebbe estendere e ottimizzare l'impianto, ad esempio riutilizzando l'acqua in uscita dallo scambiatore di calore della pastorizzazione del latte (che attualmente viene invece buttata via) in uno dei processi che richiedono temperature meno elevate (come il riscaldamento e l'umidificazione della camera calda). Sebbene le tecnologie siano già mature, la maggiore difficoltà nella realizzazione di un tale progetto consiste nel fatto che deve essere studiato appositamente, senza cioè che vi sia la certezza dell'efficacia dell'intervento.

Un'altra miglioria che si potrebbe attuare riguarda l'ottimizzazione delle temperature realmente necessarie durante i diversi processi produttivi e, quindi, il dimensionamento effettivo dell'impianto. Al momento, infatti, l'impianto è ancora dimensionato per far circolare acqua con temperature più elevate di quanto effettivamente utili (ad esempio, per produrre ricotta):

la sua sostituzione con un impianto energeticamente più efficiente comporterebbe un ulteriore abbattimento dei costi di produzione. Tuttavia, un impianto di questo genere sarebbe, per adesso, troppo costoso perché andrebbe costruito su misura rispetto alle necessità effettive dell'azienda. In futuro, tuttavia, si auspica che un maggiore sviluppo delle applicazioni dirette dell'energia geotermica possa permettere un abbattimento dei costi realizzativi, grazie a una maggiore economia di scala.

Per inciso, Podere Paterno partecipa alla *Comunità del Cibo a Energia Rinnovabile*, costituita a livello mondiale e voluta da *Slow Food* e dalla *Fondazione Slow Food per la Biodiversità* allo scopo, dichiarato da uno dei titolari del Podere stesso, di utilizzare «materie prime genuine e un processo produttivo innovativo che utilizza le buone pratiche delle energie rinnovabili, dando nuove opportunità economiche e favorendo il risparmio energetico e il rispetto dell'ambiente». ■

## DENOMINAZIONE E CONTATTI

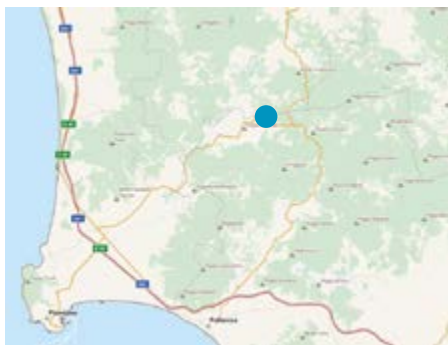
AZIENDA AGRICOLA  
TANDA GIUSEPPE E MARIO S.S.A.

Mario Tanda  
cell: 333 9617571  
e-mail: mtanda@inwind.it  
web: <http://www.poderepaterno.com/>

## COLLOCAZIONE GEOGRAFICA DEL SITO

Località

Pod. Muriglioni, 32  
58025 Monterotondo Marittimo (GR) - Italia



## TIPOLOGIA DI UTILIZZO

Processo di produzione di formaggio pecorino e ricotta

## INFORMAZIONI GENERALI

Numero di perforazioni

Nessuno, l'impianto si collega direttamente al vaporedotto ENEL nella centrale di San Martino

Tipo di produzione

Termica

## TIPOLOGIA IMPIANTO

## Specifiche tecniche dell'impianto per usi di processo

Tipologia di processo

Pastorizzazione latte, lavorazione formaggio e ricotta

Tipo di fluido riscaldante adottato

Acqua

Temperature di mandata/ritorno  
del fluido di scambio

150 °C in entrata (adattabile), 30 °C in uscita

Portata di mandata/ritorno del fluido di scambio

Regolabile secondo necessità

Potenza termica

480 kW

Energia termica consumata

415 MWh

Note:

Portata di fluido geotermico utilizzata: 210 t/anno; CO<sub>2</sub> evitata: 110 tonnellate/anno

## ASPETTI ECONOMICI E LEGALI

E1. Costo degli scavi	Nessuno
E2. Costo apparati tecnologici	Nessuno, gli scambiatori sono già forniti
E3. Costi per realizzazione opere murarie	Poche centinaia di euro
E4. Costi per il collegamento impianto con rete di riscaldamento/raffrescamento esistente	7000 €
E5. Costo di progetto	2000 €
E6. Costi addizionali	IVA della bolletta fornitura calore (di 10000 € c.a.)
Costo totale investimento impianto (E1+...+E6)	9000 € (impianto geotermico)
Costo di manutenzione	n.d.
Numero di ore/giorni in cui l'impianto rimane fermo per manutenzione	0 all'anno
Giorni di utilizzo impianto in un anno	365 all'anno
Numero medio di ore di funzionamento dell'impianto	2 al giorno
Risparmio energetico medio	Non noto in termini di potenza 20000 €/anno in termini economici
Metodo utilizzato per il finanziamento dell'impianto	Mutuo agevolato per le spese di ristrutturazione dell'intero podere
Forme di incentivazione utilizzate	Incentivi per fonti energetiche rinnovabili pari a 25,80 € per MWh termico
Forme di incentivazione auspicabili	Non sono richiesti particolari incentivi finanziari, bensì la disponibilità di tecnici competenti in grado di modificare/progettare l'impianto
Ostacoli tecnici o normativi che andrebbero risolti per migliorare l'uso di energia geotermica	L'unico ostacolo è quello della mancanza di un mercato di componenti impiantistiche standard per uso di acque a temperatura media
Forma giuridica adottata per la realizzazione, messa in esercizio e gestione dell'impianto	Iniziativa privata

### Note:

*La parte più costosa e delicata dell'impianto è quella dello scambiatore di calore con il fluido geotermico.*

*In questo caso lo scambiatore è stato fornito direttamente da ENEL ed è stato curato da tecnici specializzati.*

## ALTRE FONTI RINNOVABILI

Impianto solare fotovoltaico per la produzione di energia elettrica (risponde al 74% del fabbisogno).

## RITORNO D'IMMAGINE

L'energia geotermica e l'uso di altre fonti rinnovabili hanno permesso l'ingresso dell'azienda tra quelle della *Comunità del Cibo a Energia Rinnovabile*, aziende considerate virtuose e inserite in numerosi circuiti turistici.

**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

## Baviera, Germania Impianto di Unterhaching

Il Comune di Unterhaching è un centro residenziale satellite, sviluppatosi nella periferia sudovest di Monaco di Baviera. Ubicato in uno dei settori geologici della Germania meglio caratterizzati dal punto di vista geotermico, è stato scelto per la realizzazione di un innovativo impianto di cogenerazione, cioè di produzione combinata di energia elettrica (utilizzando, per la prima volta in Europa, la tecnologia a ciclo binario Kalina) e di energia termica per il riscaldamento delle abitazioni, il tutto a partire da un fluido geotermico estratto a temperatura di circa 120 °C.

Unterhaching si trova all'interno del bacino molassico tedesco che, riempito da depositi fluviali legati allo

smantellamento della catena alpina in forte sollevamento, è un tipico bacino di avampaese.

Tale bacino si estende per oltre 700 km tra est e ovest e 250 km tra nord e sud e ospita otto acquiferi sovrapposti; di questi, il più importante dal punto di vista geotermico è quello ospitato negli strati del malm (una formazione calcarea carsificata, molto permeabile, risalente al Giurassico Superiore). Gli strati del malm contenenti acqua calda si approfondiscono da nord verso sud; per effetto del gradiente geotermico, all'aumentare della profondità aumenta anche la temperatura del fluido ospitato nelle fratture della roccia (figura 1).

Già dal 1995, Unterhaching aveva

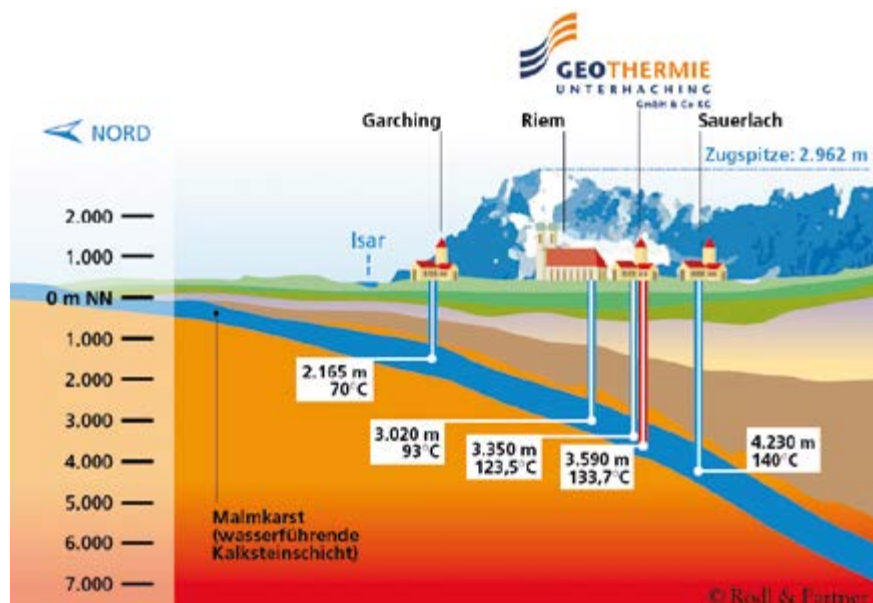


Figura 1. Sezione schematica dell'acquifero geotermico del bacino molassico tedesco su cui sorge Unterhaching (Rödl & Partner, 2006).

iniziato a maturare l'idea di rendersi energeticamente autosufficiente utilizzando la risorsa geotermica del suo sottosuolo, nota grazie a ritrovamenti di acqua calda in pozzi perforati per la ricerca di idrocarburi.

Il progetto iniziò con uno studio geologico e con la realizzazione di un atlante geotermico. Dai risultati ottenuti in questo progetto preliminare fu avviato, nel 2001, uno studio di fattibilità completo che portò alla formulazione di un progetto d'impianto che aveva come obiettivo finale la fornitura di energia elettrica e termica ad almeno il 50% della comunità. Al momento l'impianto di teleriscaldamento fornisce riscaldamento già al 25% della comunità ed è in continua espansione (si prevede un

raddoppio della potenza attuale entro il 2020).

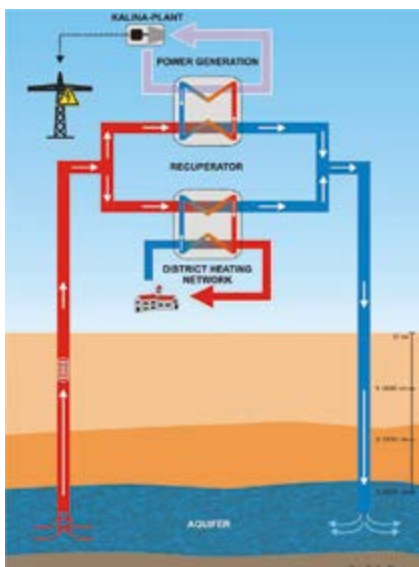
Recentemente, dati sia gli incoraggianti risultati ottenuti dall'impianto sia l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili, anche i Comuni vicini a Unterhaching hanno avviato degli studi di fattibilità tecnica ed economica di analoghi impianti di cogenerazione di energia.

Le soluzioni gestionali già adottate per il progetto di Unterhaching, quali assicurazioni sul rischio geologico, contratti di perforazione e tariffe al consumatore finale, costituiscono un ottimo esempio e un punto di riferimento concreto per i nuovi progetti tedeschi.

L'impianto geotermico di Unterhaching dispone di due pozzi con profondità maggiore di 3000 m e distanti tra loro circa 3,5 km (Fig. 2). Il fluido geotermico caldo è prelevato dal pozzo di produzione e viene inviato, parallelamente, su due circuiti indipendenti in cui sono alloggiati due scambiatori di calore con funzionalità diverse. Il primo scambiatore trasferisce il calore del fluido geotermico al circuito di teleriscaldamento cittadino, mentre il secondo scambiatore serve per alimentare direttamente il circuito Kalina che produce energia elettrica.

Data la peculiare 'duplicità' dell'impianto, è possibile modulare la produzione di energia elettrica e termica

Figura 2. Dallo schema dell'impianto di cogenerazione è evidente la sua struttura 'duplice' (Rödl & Partner, 2006).



in funzione della richiesta dell'utenza domestica: in inverno si privilegia la produzione di calore; in estate, invece, la produzione di energia elettrica.

Il fluido geotermico estratto presenta una temperatura media di 120 °C con una portata media di 150 l/s, una salinità di 600-1000 mg/l (principalmente carbonato di idrogeno) e anche gas disciolti (ad esempio metano e azoto). Per evitare precipitazioni chimiche e prevenire l'ingresso di ossigeno all'interno dell'acquifero, il circuito di estrazione dell'acqua è sempre sotto pressione tramite azoto. Inoltre, per ovviare a potenziali problemi di corrosione, i tubi di distribuzione del fluido sono realizzati in plastica rinforzata con fibra di vetro.

Se utilizzato a massimo regime, l'impianto ha una capacità annuale per l'estrazione di circa 4,7 miliardi di litri di acqua calda. Poiché questa ingente mole d'acqua mette a dura prova le usuali pompe per l'estrazione, che non sono progettate per lavorare con fluidi ad alta temperatura e corrosivi, sono ora in fase di test nuove pompe che permetteranno di estrarre portate maggiori e, quindi, di aumentare la potenza termica ed elettrica prodotta dall'impianto.

Un'altra peculiarità dell'impianto di Unterhaching risiede nel fatto di poter generare elettricità da una risorsa geotermica a bassa temperatura. Questo processo produttivo è possibile grazie



Figura 3.  
Bocca del  
pozzo di  
produzione.

all'utilizzo di un sistema binario di tipo Kalina. Il calore prelevato dall'acqua che emerge dal terreno a 120 °C, è trasferito, tramite uno scambiatore di calore, a un sistema di circolazione chiuso in cui è presente una miscela di acqua e ammoniaca. Il punto di ebollizione dell'ammoniaca è di -33,7 °C e la miscela utilizzata evapora a circa 50 °C. Il vapore di questo fluido secondario che assorbe il calore del fluido geotermico permette di muovere la turbina per la produzione di energia elettrica in un ampio intervallo di temperature.

Con questo processo si può generare energia elettrica partendo da temperature relativamente basse, ottenendo

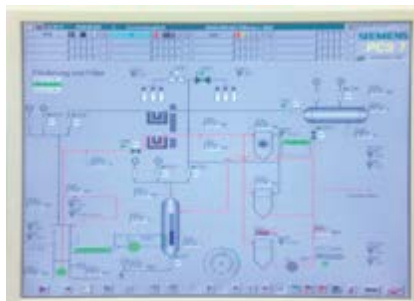


Figura 4.  
Sistema di  
telecontrollo  
dell'impianto.



Figura 5.  
centralina di  
trasferimento  
del calore.



Figura 6.  
(A destra)  
tracciato della  
rete di tele-  
riscaldamento.



efficienze dell'ordine del 10-13%.

Il progetto originario prevedeva una produzione di energia elettrica maggiore rispetto a quella di energia termica. Tuttavia, l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili ha comportato una revisione dell'ipotesi iniziale del Comune che ha deciso di adottare una soluzione economicamente più vantaggiosa per i cittadini: estrarre maggiore calore termico per la produzione di acqua calda sanitaria e utilizzare solo l'eccesso di calore per la produzione di energia elettrica.

In un modo o nell'altro, rimane il fatto che la risorsa geotermica ha assunto un ruolo principale per la fornitura di energia a Unterhaching.

In generale, il sistema di produzione di energia è gestito da un sistema di

controllo e distribuzione automatico (in figura 4) che, a secondo delle esigenze delle utenze collegate alla rete di teleriscaldamento, determina quando e come attivare quali processi energetici.

Con l'impianto di teleriscaldamento gli utenti non hanno più bisogno di installare caldaie nelle abitazioni, giacché esse sono state sostituite da centraline di trasferimento del calore (fino a 200 kW) tipo quella visibile qui sopra. Non occorre quindi consumare energia elettrica o gas.

In particolare, l'impianto preleva dal pozzo di produzione circa 38 MW di potenza termica con portata di 150 l/s, producendo attualmente 47 GWh all'anno di energia termica, con una potenza termica massima di 34,4 MW e una potenza elettrica installata di 3,4 MW.

L'intero sistema di teleriscaldamento, lungo circa 38 km (il tracciato è visibile in figura 6), fornisce acqua calda sanitaria a oltre 3000 abitazioni, con un consumo di 47 GWh di energia termica; l'energia elettrica prodotta è di circa 21 GWh e la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> è di 35000 tonnellate all'anno circa.

Per gestire le richieste energetiche di picco, l'impianto è dotato di un sistema

ausiliario di produzione di energia termica che, collegato in parallelo all'impianto geotermico principale, utilizza gas naturale oppure olio combustibile per produrre circa 47 MW di potenza termica totali.

Il riscaldamento urbano è entrato in funzione nel 2007.

Il gruppo geotermoelettrico installato in seguito è stato inaugurato a fine maggio 2009. ■

CASO TIPO: UNTERHACHING

NAZIONE: GERMANIA

## DENOMINAZIONE E CONTATTI

GEOTERMIE UNTERHACHING  
GMBH & CO KG

Daniela Huber  
tel: 089/66 598 26-14; fax: 089/66 598 26-22  
e-mail: d.huber@geothermie-unterhaching.de  
web: <http://www.geothermie-unterhaching.de>

## COLLOCAZIONE GEOGRAFICA DEL SITO

Località

Bahnhofsweg 8  
82008 Unterhaching – Germany



## TIPOLOGIA DI UTILIZZO

Teleriscaldamento e produzione di energia elettrica

## INFORMAZIONI GENERALI

Numero di perforazioni	2
Profondità perforazioni	3446 m (prelievo); 3864 m (re-iniezione)
Temperatura media in profondità	122 °C (mandata); 133 °C (ritorno)
Tipo di produzione	Cogenerazione (elettrica e termica)

### Informazioni sugli acquiferi

Presenza falda	3350-3580 m
Numero di pozzi per prelievo/re-iniezione dell'acqua di falda	1 per prelievo, 1 per re-iniezione
Portata	150 l/s

### Informazioni sulla produzione elettrica

Stato di sviluppo dell'impianto	In funzione
Numero di pozzi di prelievo/re-iniezione utilizzati per la produzione di energia elettrica	1 per prelievo e 1 per re-iniezione
Inizio produttività impianto	ottobre 2007 per la produzione di calore; giugno 2009 per la produzione di energia elettrica

## TIPOLOGIA IMPIANTO

### Specifiche tecniche impianto di riscaldamento/raffrescamento

#### Funzionamento riscaldamento

##### Impianto con prelievo/re-iniezione acqua di falda

Presenza scambiatore di calore diretto	Sì
Temperatura di scambio	122 °C
Portata del fluido	150 l/s
Dettagli di re-iniezione fluidi	Portata 150l/s a 3864 m
Tipologia di riscaldamento	Ad acqua
Caldaia per integrazione del calore	1 a gas e olio combustibile, connessa in parallelo

#### Funzionamento raffrescamento

In progettazione

#### Rendimento

Potenza elettrica compressore	n.d.
Potenza termica	34,4 MW
Energia termica prodotta	47 GWh all'anno

### Specifiche tecniche impianto per produzione di elettricità

Tecnologia utilizzata per la produzione di energia elettrica	Ciclo Kalina
Temperature di mandata/ritorno del fluido di scambio	Mandata: 122 °C; ritorno: 133 °C
Portata di mandata/ritorno del fluido di scambio	Mandata e ritorno: 150 l/s
Potenza elettrica lorda	3,4 MW all'anno
Potenza elettrica netta prodotta (data dalla differenza tra la potenza elettrica lorda e la potenza elettrica necessaria per far funzionare l'impianto)	1,5 MW all'anno
Energia elettrica prodotta	21 GWh all'anno
Efficienza elettrica dell'impianto	10-13%
CO <sub>2</sub> non immessa in atmosfera	35000 tonnellate

## ASPETTI ECONOMICI E LEGALI

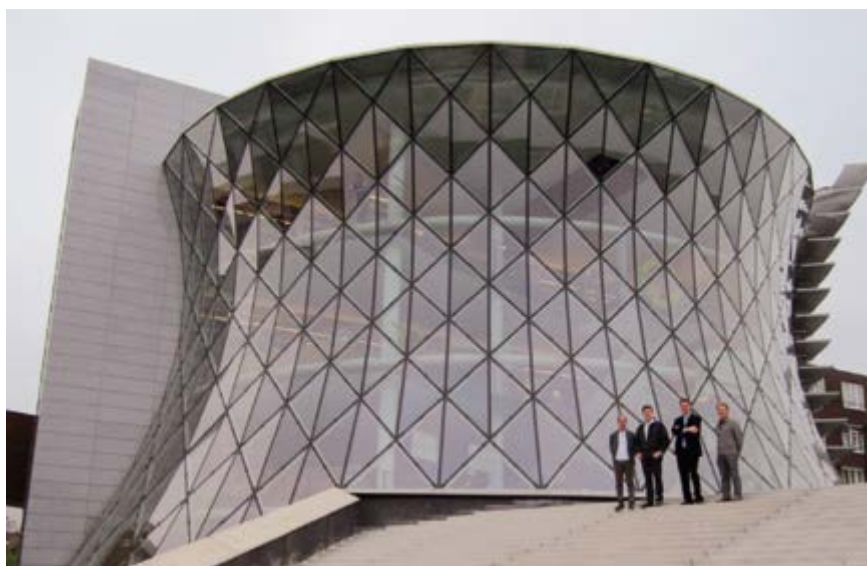
E1. Costo degli scavi	20 M€ c.a.
E2. Costo apparati tecnologici	15 M€ c.a.
E3. Costi per realizzazione opere murarie	20 M€ c.a.
E4. Costo della rete di teleriscaldamento	40 M€
Costo totale investimento impianto (E1+...+E4)	95 M€
Costo di manutenzione	Ancora non si sa con precisione, ma la sostituzione della pompa di estrazione costa 200 k€ c.a.
Funzionamento medio dell'impianto	24 h al giorno
Metodo utilizzato per il finanziamento dell'impianto	Il Comune di Unterhaching ha investito circa 8 M€. Altri tipi di finanziamento sono stati: 1,2 M€ per la promozione di un impianto pilota; 1,475 M€ per la realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento attraverso un programma di energia rinnovabile; un sussidio di 4,8 M€ per l'uso del sistema Kalina; un prestito speciale ( <i>loan</i> ) di 22 M€ per il progetto pilota.
Forme di incentivazione utilizzate	<i>Fee in tariff</i> (15 €cent/KWh)
Forma giuridica adottata per la realizzazione, messa in esercizio e gestione dell'impianto	Fondazione Geotermica di Unterhaching GmbH & Co KG come pianificazione e compagnia operativa dal 2002 (di proprietà al 100% del Comune di Unterhaching).

**N**egli ultimi dieci anni in Europa sono state intraprese numerose iniziative volte allo sviluppo di progetti internazionali per l'utilizzo delle risorse geotermiche a bassa temperatura delle miniere di carbone abbandonate e allagate. Uno dei più riusciti è senza dubbio il progetto *Minewater* realizzato a Heerlen, una cittadina nella Provincia di Limburgo nell'Olanda meridionale. Il progetto rientra nel più ampio Remining-Lowex che, finanziato dalla Comunità europea nell'ambito del sesto programma quadro, promuove il recupero di aree minerarie all'interno di comunità sostenibili da un punto di vista energetico, secondo i principi cosiddetti *low energy*. L'obiettivo del progetto era duplice: dimostrare il potenziale

energetico delle miniere abbandonate della città, utilizzando le acque contenute nei rami sotterranei del sistema minerario per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici; nonché avviare una riqualificazione socio-economica della cittadina di Heerlen ormai in forte degrado dopo la chiusura dell'ultima miniera di carbone, risalente ormai agli anni '70 del Novecento.

Il progetto *Minewater* ha preso avvio nel 2005, coinvolgendo sette partner europei inclusi Comuni, istituti di ricerca e associazioni edilizie e ricevendo un forte sostegno finanziario da parte dell'Unione europea; nell'ottobre 2008, ha così inaugurato quello che risulta essere il primo impianto al mondo di teleriscaldamento/teleraffrescamento a pompe di calore

**Figura 1.** La cittadina di Heerlen ha saputo riconvertire un'area prima dedicata alle attività di miniera (carbone) e poi semi-abbandonata. La parola chiave? Geotermia.

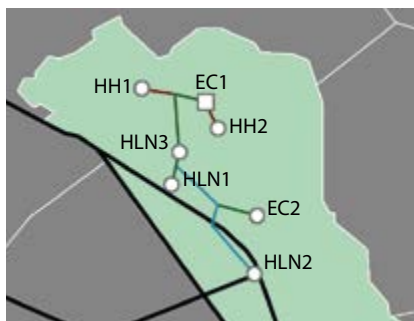




(pozzi HLN1 HLN2 in figura 3) è presente acqua a temperatura di 18 °C; il pozzo profondo 400 m (pozzo HLN3) è utilizzato per la re-immissione dell'acqua di ritorno, dopo il suo utilizzo per il riscaldamento invernale o il raffreddamento estivo.

Lo sviluppo di Stadspark Oranje Nassau, tra l'altro, ha un significato strategico per il recupero sociale ed economico di Heerlen: fornisce infatti l'occasione per migliorarne l'immagine, per sviluppare nuove opportunità economiche e per valorizzare e stimolare quelle esistenti. Per quest'area è prevista la realizzazione di circa 100000 m<sup>2</sup> di nuovi edifici (uffici, negozi, residenze, scuole e un albergo), mentre è già stata completata la ristrutturazione di un grande e importante edificio, sede centrale dell'Istituto Nazionale di Statistica (in figura 4).

L'acqua estratta dalla miniera è trasportata alle stazioni locali di energia (stazioni di potenza sviluppate da Weller Energie BV) tramite la rete primaria di distribuzione (figura 6). All'interno delle stazioni locali avviene lo scambio del calore tra la rete primaria (pozzi di estrazione/stazioni locali di energia) e la rete secondaria (stazioni locali di energia/edifici), che fornisce il riscaldamento/raffreddamento alle diverse utenze collegate. In particolare la rete secondaria fornisce riscaldamento a bassa



**Figura 3.** Schema dell'ubicazione dei pozzi e della rete primaria di distribuzione: HH1 e HH2 sono i pozzi che prelevano acqua calda; HLN1 e HLN2 i pozzi che prelevano acqua fredda; HLN3 il pozzo di re-iniezione.



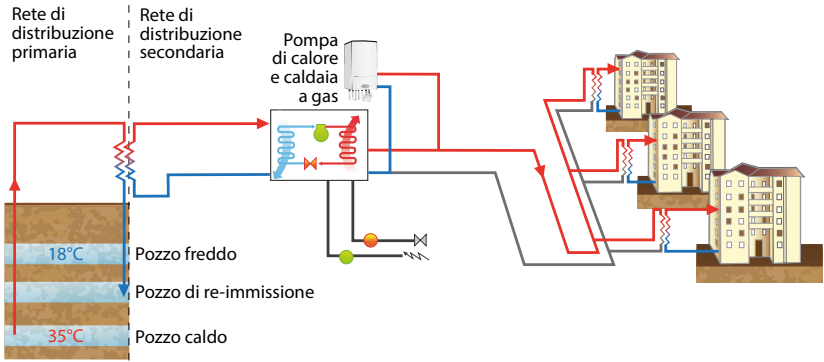
**Figura 4.** Interno dell'Istituto Nazionale di Statistica olandese, si noti come l'architettura richiami esplicitamente il tema minerario con un 'pozzo' al centro dell'edificio e il continuo riferimento grafico ai livelli di carbone sui pannelli di vetro alle pareti.



**Figura 5.** Scambiatore di calore primario realizzato in titanio.



Figura 7a. Schema di impianto per il trasporto dell'acqua calda.



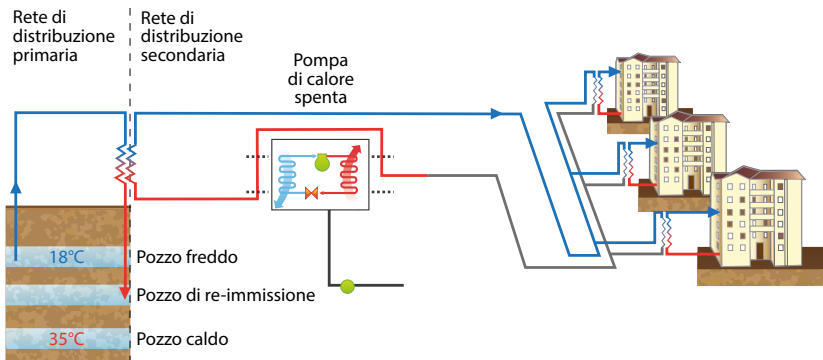
temperatura (35-40 °C) e raffreddamento ad alta temperatura (16-18 °C), nonché il ritorno combinato dei fluidi in uscita dagli impianti a una temperatura intermedia (20-25 °C), convogliato al pozzo di re-immissione. Essendo molto corrosiva, l'acqua delle miniere è trasportata attraverso tubazioni in PVC mentre gli scambiatori di calore, presenti nella rete primaria e secondaria, sono realizzati in titanio (in figura 5).

Nella duplice figura 7, sono rappresentate le modalità utilizzate per il riscaldamento (a) e il raffreddamento (b)

delle utenze collegate alla rete secondaria. Durante la stagione invernale, l'acqua calda circolante all'interno della rete primaria trasferisce il calore, tramite lo scambiatore primario, all'acqua circolante sulla rete secondaria, incrementandone così la temperatura.

A seconda delle esigenze termiche delle utenze collegate alla rete secondaria, la stazione di energia locale può azionare le pompe di calore per incrementare ulteriormente la temperatura dell'acqua che serve per riscaldare le abitazioni.

Figura 7b. Schema di impianto per il trasporto dell'acqua fredda.



Allo stesso modo, durante l'estate l'acqua fredda prelevata dal pozzo della miniera serve per raffreddare direttamente, tramite lo scambiatore di calore primario, l'acqua circolante all'interno della rete secondaria. In questo caso si utilizza anche la tecnica del *natural cooling* grazie alla quale, per raffreddare gli appartamenti, risulta sufficiente la temperatura del fluido proveniente dalla miniera, senza che sia necessario utilizzare alcuna energia aggiuntiva.

Inoltre durante tutto l'anno, l'acqua calda domestica a uso sanitario è preriscaldata dallo scambiatore di calore secondario, presente all'interno delle utenze, e innalzata alla temperatura di 65-70 °C tramite una caldaia alimentata a gas naturale. Inizialmente, all'interno delle stazioni locali, era previsto l'uso di sistemi di cogenerazione a biomassa per fornire elettricità alle pompe di calore geotermiche e aumentare così la temperatura dell'acqua per le utenze domestiche; una soluzione poi accantonata.

Il surplus di calore non utilizzato dagli edifici è immagazzinato in serbatoi di acqua (Fig. 8) per essere utilizzato in momenti successivi.

Gli impianti finali, installati negli edifici, sono costituiti da varie tipologie di pannelli radianti sia a pavimento sia a parete, in modo da ottimizzare al massimo il comfort termico e l'efficienza



Figura 8. Serbatoio in cui viene immagazzinata l'acqua calda in uscita dalla pompa di calore, per essere poi utilizzata quando richiesto dalle utenze.

energetica del sistema, che viene controllato da un'unità di *Intelligent Energy Management* che comprende un sistema di telelettura del consumo energetico delle portate verso i singoli utenti finali.

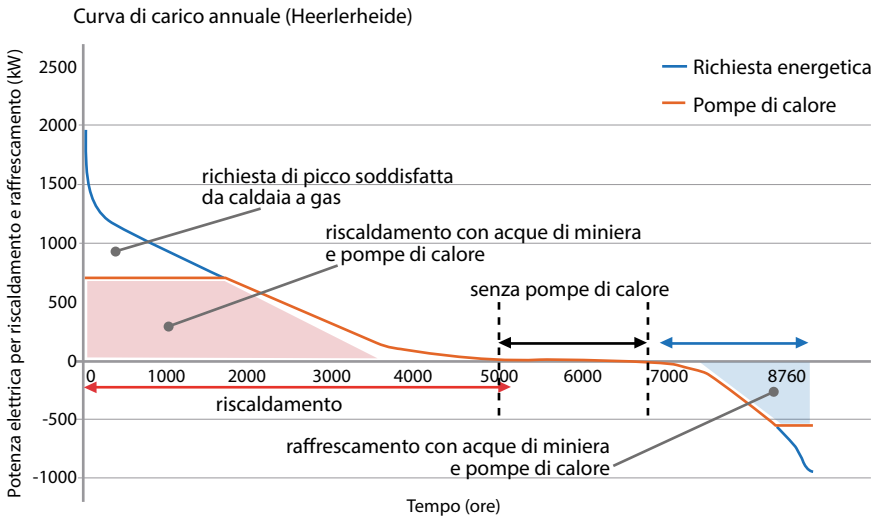
Il punto di forza del sistema energetico sviluppato a Heerlen è che si basa su un approccio integrato che riesce a ottenere una totale ottimizzazione della risorsa geotermica locale grazie alla combinazione di risorse energetiche aggiuntive.

Un approccio, questo, che si basa su tre concetti fondamentali:

- limitare la richiesta di energia;
- massimizzare la condivisione delle sorgenti rinnovabili;
- massimizzare l'efficienza dell'uso di combustibili fossili per far fronte alle richieste di picco di energia.

Il picco della richiesta di riscaldamento è di circa 2,2 MW, mentre il picco

Figura 9. Fabbisogno energetico normalizzato.



massimo della richiesta di raffreddamento è di circa 1 MW.

Le quattro pompe di calore delle centrali di energia di Heerlerheide hanno una capacità complessiva di picco di 700 kW<sub>t</sub> e sono in grado di assolvere fino all'80% della richiesta di riscaldamento annuale: il restante 20% è fornito da caldaie a gas a condensazione.

L'intero impianto riesce a fornire una potenza di picco di 2,7 MW.

Inoltre, poiché la temperatura dell'acqua in uscita della miniera è piuttosto elevata, è sufficiente che le pompe di calore forniscano solo un piccolo incremento di temperatura per il riscaldamento. In questo modo, le pompe di calore lavorano a un regime ottimale, presentando un elevato COP (Coefficiente Di Prestazione) che si aggira intorno a 5,6 e che può anche crescere, in caso di regimi ancor più favorevoli.

La curva in figura 9 è quella di carico per la domanda di caldo/freddo durante l'anno per Heerlerheide (l'ascissa esprime le ore di funzionamento dell'impianto cumulate in un anno). Si noti che l'impianto funziona per 2000 ore/anno circa, senza che ci sia alcuna domanda di caldo o di freddo da parte dell'utenza: questo significa che, in tal caso, l'acqua

Figura 10. Lo slogan del progetto: dal nero (dell'energia da fonte fossile) al verde (delle rinnovabili).



estratta dai pozzi non necessita di essere riscaldata o raffreddata ulteriormente rispetto alla temperatura di estrazione.

Il progetto pilota di Heerlen ha avuto un notevole impatto mediatico poiché ha dimostrato che è possibile riconvertire un

tessuto industriale altamente inquinante, come quello delle miniere di carbone, in un progetto innovativo che utilizzi una risorsa rinnovabile (l'energia geotermica) come volano di crescita dell'economia locale (Fig. 10). ■

## DENOMINAZIONE E CONTATTI:

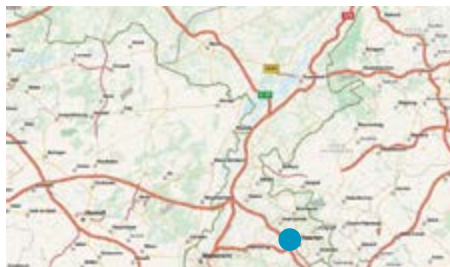
MINEWATER  
HEERLEN

Peter Op't Veld (Remining-Lowex coordinator)  
fax: 0031 (0)43 3476347  
e-mail: P.OpTVeld@chri.nl  
web: <http://www.remining-lowex.org>

## COLLOCAZIONE GEOGRAFICA DEL SITO:

Località

Heerlen (Limburgo), Paesi Bassi



## TIPOLOGIA DI UTILIZZO

Climatizzazione di ambienti

## INFORMAZIONI GENERALI

Numero di perforazioni	5
Profondità perforazioni	da 200 m a 825 m
Temperatura media annua aria	10 °C
Temperatura media in profondità	35 °C (a 825 m); 16-18 °C (a 200 m); 25 °C (a 400 m)
Tipo di produzione	Termica

## Informazioni sugli acquiferi

Presenza falda	250-825 m
Numero di pozzi per prelievo/re-iniezione dell'acqua di falda	2 pozzi di prelievo (acqua calda a 35-40 °C) 2 pozzi di prelievo (acqua fredda a 15-18 °C) 1 pozzo di ritorno (acqua di ritorno a 20-25 °C)
Materiale tubi pozzi di prelievo/re-iniezione acqua di falda	PVC ad alta densità con ricopertura protettiva per acque di miniera

## Informazioni su pompe di calore

Tipologia pompe di calore	Acqua-acqua. Costruttore: ClimaVeneta; modello: NECS-WH 0512
Numero di pompe di calore	4
Caldaia per integrazione del calore	Sì, connessa in serie per fornire acqua calda sanitaria

## TIPOLOGIA IMPIANTO

### Specifiche tecniche impianto di riscaldamento/raffrescamento

#### Funzionamento riscaldamento

##### Impianto con prelievo/re-iniezione acqua di falda

Presenza scambiatore di calore diretto	Sì
Tipo di scambiatore	A piastre di titanio
Temperature di scambio	25 -30 °C
Portata del fluido	80-100 m <sup>3</sup> /h
Dettagli di re-iniezione fluidi	È necessario l'utilizzo di pompe
Tipologia di riscaldamento	Pannelli radianti

##### Impianto con pompe di calore

Refrigerante utilizzato	Acqua
-------------------------	-------

##### *Evaporatore*

Portata fluido circolante	80-100 m <sup>3</sup> /h
Temperatura in/out evaporatore	25 -30 °C

##### *Condensatore*

Portata fluido circolante	80-100 m <sup>3</sup> /h
Temperatura in/out condensatore	40 -45 °C

#### Funzionamento raffrescamento

##### Impianto con prelievo/re-iniezione acqua di falda

Presenza scambiatore di calore diretto	Sì
Tipo di scambiatore	A piastre di titanio
Temperature di scambio	16 -18 °C
Portata del fluido	80 -100 m <sup>3</sup> /h
Dettagli di re-iniezione fluidi	È necessario l'utilizzo di pompe
Tipologia di raffrescamento	Pannelli radianti

##### Impianto con pompe di calore

##### *Evaporatore*

Portata fluido circolante	80 -100 m <sup>3</sup> /h
Temperatura in/out evaporatore	16 -18 °C

##### *Condensatore*

Portata fluido circolante	80 -100 m <sup>3</sup> /h
Temperatura in/out condensatore	7 -10 °C

### Rendimento

Potenza termica	2,2 MW
Potenza frigorifera	1 MW
Energia termica	0,55 GWh
Energia frigorifera	0,97 GWh
COP	5,6

### ASPETTI ECONOMICI/LEGALI

Costo degli scavi	3 M€ ca.
Costo totale investimento impianto	15,7 M€ (di cui il 48% finanziato dalla UE)
Costo di manutenzione	850 k€
Tempo in cui l'impianto rimane fermo per manutenzione	Da contratto, massimo due settimane all'anno (ma se non ci sono problemi, la manutenzione si limita all'inversione del circuito caldo con quello freddo, cioè a un paio d'ore all'anno)
Utilizzo impianto	365 giorni all'anno, salvo la manutenzione
Numero medio di ore di funzionamento dell'impianto	24h al giorno
Modalità finanziamento dell'impianto	FP6 EC Interreg IIIB, UKR program of Dutch Ministry of Economic Affairs
Forma giuridica adottata per la realizzazione, messa in esercizio e gestione dell'impianto	Le operazione di estrazione del fluido e il circuito primario sono di proprietà del Comune di Heerlen che li gestisce. Il circuito secondario e i collegamenti alle utenze sono di proprietà della società privata Weller Energy BV che li gestisce.

### ALTRE FONTI RINNOVABILI

Da progetto, per far fronte ai picchi di richiesta di energia termica e per la produzione combinata di energia elettrica per l'alimentazione delle pompe di calore, era previsto l'utilizzo di altre forme di energia rinnovabile, quale biomassa o radiazione solare.

Attualmente però i picchi di richiesta di energia termica sono soddisfatti dalla combustione di gas naturale.

### RITORNO D'IMMAGINE

Il progetto pilota ha avuto un notevole impatto mediatico: si è dimostrato che è possibile riconvertire un tessuto industriale altamente inquinante, come quello delle miniere di carbone, in un progetto innovativo che utilizzi la risorsa geotermica come volano di crescita per l'economia locale.

La Cantina Regalia de Ollauri (sotto) è la prima azienda vinicola al mondo a utilizzare l'energia geotermica per la produzione del vino. L'energia termica per il processo di vinificazione e per la climatizzazione degli ambienti viene ottenuta tramite un impianto a sonde di geoscambio, costituito da una pompa di calore accoppiata a sonde geotermiche verticali.

Il progetto, nato nel 2009 da una collaborazione tra i proprietari della cantina e Sapje-Enerterra (in figura 7 a pag. 146 la locandina), è stato in parte supportato economicamente sia dall'Agenzia per lo Sviluppo Economico de La Rioja (ADER) sia dal Centro per lo Sviluppo della Tecnologia Industriale (CDTI) del Ministero della scienza e dell'innovazione spagnolo.

La cantina è stata progettata secondo

i nuovi canoni di edilizia eco-sostenibile, utilizzando sia le risorse naturali presenti sul territorio sia quelle materiali a basso impatto ambientale. La cantina, parzialmente interrata in cima a una collina (ben visibile in Fig. 2), è contraddistinta da un innovativo design che non solo le conferisce un aspetto armonioso ma è anche pratico: infatti, gran parte del processo di vinificazione sfrutta il principio di gravità per trasportare l'uva dal piazzale esterno fino in cantina. L'uva, prelevata direttamente dal piazzale da moderne tramogge, è spinta per gravità nei vari processi che vanno dal suo conferimento all'impianto, al riempimento delle *barrique* per l'invecchiamento, fino all'imbottigliamento. Tale procedimento permette all'azienda di minimizzare i costi energetici fin da subito, abbattendo quindi anche l'emissione di CO<sub>2</sub>.



Figura 1. Veduta aerea della Cantina Regalia de Ollauri, situata nella Regione vinicola de La Rioja in Spagna.



Figura 2.  
Particolare  
dell'edificio, in  
primo piano  
un filare di viti.



Gran parte dell'impianto è costruito all'interno della collina, il che garantisce un isolamento termico ottimale e consente di giovare di un naturale 'effetto cantina' per mantenere costante la temperatura dell'uva.

L'impianto geotermico viene utilizzato nel processo di vinificazione (fasi di macerazione e fermentazione) e fornisce calore e raffrescamento alla cantina, attraverso pannelli radianti a pavimento, fan coil, unità di trattamento dell'aria e acqua calda sanitaria.

Nel sottosuolo, l'impianto prevede cinque sonde geotermiche a circuito chiuso (indicate con **a** in figura 3 qui

sotto) che raggiungono la profondità di 100 metri. D'inverno, attraversando il sottosuolo, il fluido di circolazione porta in superficie il calore; mentre d'estate al contrario, si raffredda, consentendo il riequilibrio termico del sottosuolo necessario per poter poi riutilizzare la risorsa la stagione successiva, praticamente inalterata (come illustrato sotto).

Le sonde verticali sono connesse a una pompa di calore all'interno dell'edificio (indicata con **b**, sempre in figura 3).

Il fluido che circola all'interno delle sonde geotermiche viene quindi convogliato nella pompa di calore (figura 4a) che consente il trasferimento di calore da una sorgente 'fredda' a una più calda, permettendo di fornire o sottrarre calore a un ambiente, con un ridotto 'salto termico' e, quindi, un minor consumo di energia elettrica. L'acqua in uscita dalla pompa di calore consente quindi di riscaldare o raffreddare gli ambienti e le installazioni attraverso i relativi impianti.

Quello che però rende veramente unico questo impianto è il fatto che

Figura 3.  
Funzionamento  
dell'impianto  
geotermico  
spagnolo  
a seconda  
della stagione  
(estate a sinistra,  
inverno a destra).  
Si notino:  
(a) le sonde  
geotermiche,  
(b) la pompa di  
calore, (c) i tini,  
(d) la stanza per  
l'invecchiamento.





Figura 4. (a) Pompa di calore e (b) collettori collegati alle cinque sonde geotermiche.

l'energia geotermica viene utilizzata anche e soprattutto nelle fasi di vinificazione vera e propria, per produrre o sottrarre calore di processo. Il fluido in uscita dalla pompa di calore viene, infatti, forzato a circolare in una doppia camicia che avvolge i tini (figura 5) per riscaldare o raffreddare il sistema portandolo alla temperatura richiesta nelle varie fasi del processo.

Tra l'altro, la Cantina Regalia de Ollauri utilizza un sistema di vinificazione unico in Spagna, articolato in più fasi di elaborazione caratterizzate da differenti temperature, ciascuna delle quali viene alimentata da energia geotermica.

Dopo la fase di conferimento dell'uva alla cantina che, come anticipato, utilizza in gran parte la forza di gravità e durante la quale viene selezionata la materia prima, si passa alla fase di diraspapigiatura dalla quale si ottengono il mosto (parte liquida contenente prevalentemente acqua e zuccheri, più altre sostanze azotate, minerali, tanniche

nonché acidi organici) e le vinacce (l'insieme delle parti solide quali polpa, semi o vinaccioli e buccia). Il mosto e le vinacce vengono poi inseriti in tini metallici per la successiva fase di criomacerazione: per una perfetta riuscita del processo, i tini vengono precedentemente raffreddati. Questo innovativo sistema di macerazione prevede ripetute follature: un'operazione eseguita tramite l'azione di pistoni associati a piastre trasversali che rompono e fanno immergere ripetutamente nel mosto il cappello di vinacce.

Per il raffreddamento si utilizza una 'brina' di ghiaccio secco, dapprima



Figura 5. I tini: le frecce verdi indicano le doppie camicie di refrigerazione/riscaldamento utilizzate per il controllo della temperatura.

**Figura 6.**  
Versum:  
bottiglie e  
slogan posto  
sull'etichetta  
(la fonte  
dell'energia  
provviene  
dall'interno  
della terra).



immessa nei tini vuoti per raffreddarli e poi, nuovamente introdotta nei tini in più stadi durante l'arrivo del mosto con vinacce. Quando il tino è pieno e omogeneizzato, viene mantenuto a una temperatura inferiore ai 10 °C grazie al lavoro della pompa di calore associata alle sonde geotermiche. Il controllo della temperatura richiesta nei tini viene ottenuto mediante la circolazione nelle doppie camicie di refrigerazione/ riscaldamento (in figura 5) del fluido in uscita dalla pompa di calore, che può

essere immesso a un temperatura variabile tra i -5 e 40 °C.

Come accennato, durante la fase di macerazione viene eseguita ripetutamente la procedura di *pissage* (o 'follatura') che serve ad aumentare il contatto delle bucce con il mosto per consentire la massima estrazione di sostanze utili, come antociani e tannini, nelle successive fasi di fermentazione. Durante le prime fasi del processo viene inoltre attivato un sistema di moderata ossigenazione. La combinazione di *pissage* e criomacerazione fa sì che il freddo si mantenga uniforme in tutta la massa all'interno dei tini. Dopo la fase di macerazione a freddo (della durata di 72 ore), la temperatura nelle camicie viene portata a circa 18 °C per consentire l'attivazione del lievito nell'impianto. Con l'inizio della fermentazione la temperatura nei tini arriverà intorno ai 25 °C; regolando la temperatura del fluido circolante nella doppia camicia si controlla che la temperatura non superi mai i 30 °C. Una volta realizzata la fermentazione alcolica, l'immersione del cappello di vinacce fa sì che il vino acquisti corpo e complessità con l'estrazione di antociani e tannini; quindi si passa alla spremitura per separare il mosto dalle vinacce e, a seconda del tipo di vino che verrà prodotto, si versa il mosto in differenti contenitori nei quali avverrà la fermentazione malolattica: vasche di

**Figura 7.**  
La locandina  
Sapje-  
Enerterra che  
promuove  
l'utilizzo  
di energia  
geotermica  
per la  
produzione  
di vino.



acciaio inossidabile, tini di rovere francese, botti nuove di rovere francese o americano o, ancora, vasche di cemento.

Terminata la fermentazione c'è l'invecchiamento del vino, che si realizza in *barrique* di rovere, per finire con l'assemblaggio degli aromi in bottiglia. Per la buona riuscita del prodotto, anche in questa fase il controllo della temperatura degli ambienti è di fatto fondamentale.

Per celebrare il proprio innovativo sistema di produzione geotermica del vino, Regalà de Ollauri ha dato vita a *Versum* (figura 6), dal latino 'vertere' cioè girare, cambiare (innovare!): il primo vino al mondo prodotto con energia geotermica e con un sistema di controllo

e gestione che riduce a zero le emissioni di CO<sub>2</sub>. *Versum* è fatto con uva di varietà Tempranillo, affinato per 10 mesi in *barrique* di rovere francese e imbottigliato senza stabilizzazione a freddo e senza chiarificazione.

Oltre al risparmio in bolletta (fino all'80%), uno dei principali vantaggi dell'utilizzo dell'energia geotermica per la vinificazione è che, nonostante la crisi, essendo Regalà de Ollauri la prima ditta al mondo ad aver intrapreso questa strada, si propone a pochi anni dalla sua nascita come leader del settore, guadagnando molto in termini di ritorno di immagine e promuovendo la commercializzazione dei propri prodotti. ■

## DENOMINAZIONE E CONTATTI

BODEGAS REGALÍA DE OLLAURI

Manuel García Ortega (General Manager)  
 tel: 941 338 373  
 e-mail: info@bodegasregalia.es  
 web: http://www.bodegasregalia.es

## COLLOCAZIONE GEOGRAFICA DEL SITO

Località

La Rioja, Spagna



## TIPOLOGIA DI UTILIZZO

Processo di vinificazione e climatizzazione di ambienti

## INFORMAZIONI GENERALI

Numero di perforazioni

5

Profondità perforazioni

150 m

Stratigrafia perforazioni

Conoscenza preventiva del terreno,  
no indagine geotecnica

Conducibilità termica media

2,39 W/m-K

Temperatura media annua aria

13,5 °C

Temperatura media in profondità

16,5 °C

Tipo di produzione

Termica

## Informazioni su sonde geotermiche

Tipo di sonde geotermiche utilizzate

Doppia sonda

Diametro dei tubi delle sonde geotermiche

32 mm

Materiale dei tubi delle sonde geotermiche

PE 100 (polietilene ad alta densità)

## Informazioni su pompe di calore

Tipologia di pompe di calore

Pompa di calore condensata ad acqua  
marca RHOSS – modello THHEI 280

Numero di pompe di calore

1

Caldaia per integrazione del calore

No

## TIPOLOGIA IMPIANTO

### Specifiche tecniche impianto riscaldamento/raffrescamento

#### Funzionamento riscaldamento

Refrigerante utilizzato R407C

#### Evaporatore

Potenza termica sottratta a sorgente geotermica 67,93 kW

Fluido circolante Acqua glicolata 20%

Temperatura in/out evaporatore 5-10 °C

#### Condensatore

Potenza termica ceduta a rete di riscaldamento 86,6 kW

Fluido circolante Acqua

Temperatura in/out condensatore 40-45 °C

#### Funzionamento raffrescamento

#### Evaporatore

Potenza termica ceduta a rete di raffrescamento 76,5 kW

Fluido circolante Acqua

Temperatura in/out evaporatore 7°-12 °C

#### Condensatore

Potenza termica ceduta a rete di riscaldamento 90,77 kW

Fluido circolante Acqua glicolata 20%

Temperatura in/out condensatore 30-35 °C

#### Rendimento

Potenza elettrica compressore 19,24 kW

Potenza termica 86,6 kW

Potenza frigorifera 76,5 kW

COP 4,5

#### Note:

L'impianto geotermico consente di ridurre di 787,62 kg l'emissione in atmosfera di CO<sub>2</sub> per anno.

## Specifiche tecniche impianto per usi di processo

### Rendimento

Tipologia processo	Processo di vinificazione uve
Potenza termica	86,6 kW
Potenza frigorifera	76,5 kW
COP	4,5

Note:

La stessa pompa di calore viene utilizzata per il processo di vinificazione e il riscaldamento/raffrescamento dei locali.

### ASPETTI ECONOMICI E LEGALI

Costo totale investimento	185000 € (impianto geotermico)
Tempo in cui l'impianto rimane fermo per manutenzione	0 giorni all'anno
Tempo di utilizzo impianto	7 mesi all'anno
Risparmio energetico medio	81638 kWh all'anno
Metodo utilizzato per il finanziamento dell'impianto	Il progetto è stato finanziato in parte dall'Agenzia per lo Sviluppo Economico de La Rioja (ADER) e in parte dal Centro per lo Sviluppo della Tecnologia Industriale (CDTI) del Ministero della scienza e dell'innovazione
Forma giuridica adottata per la realizzazione, messa in esercizio e gestione dell'impianto	Iniziativa privata

### ALTRE FONTI RINNOVABILI

L'azienda sta valutando di installare un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

### RITORNO D'IMMAGINE

L'impiego dell'energia geotermica ha contribuito a un incremento di visibilità sia per la cantina Regalia de Ollauri (favorendo la commercializzazione dei suoi prodotti) sia per la società Enerterra (favorendo nuove opportunità di lavoro).

pagina lasciata intenzionalmente vuota



**pagina lasciata intenzionalmente vuota**

- Agenzia delle Entrate (2014). *Ristrutturazioni Edilizie: le agevolazioni fiscali*. Aggiornamento maggio 2014.
- AIRU (2013). *Il Riscaldamento Urbano*. Annuario, anno XXVIII, n.53, dicembre 2013.
- Antics M., Bertani R., Sanner B., (2013). *Summary of EGC 2013. Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013.
- Atlante geotermico delle Regioni del Mezzogiorno d'Italia. CNR  
<http://atlante.igg.cnr.it>
- Bertani R., (2013). *Geothermal Energy Use, Country Update for Italy*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013.
- Botteghi S., Chiesa S., Destro E., Di Sipio E., Galgaro A., Manzella A., e Montanari D. (2012). *VIGOR: Prime indicazioni tecnico-prescrittive in materia di impianti di climatizzazione geotermica*. Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza, *POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013*, CNR – IGG. <http://www.vigor-geotermia.it> >prodotti
- Cataldi R. e Conti P. (2013). *Energy balance of the Italian hydrothermal spa system*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013.
- EGEC (2013). *Market Report 2013/2014*. Dicembre 2013<sup>3</sup>.
- EGEC (2007). Geothermal desalination, <http://egec.info/wp-content/uploads/2011/03/Brochure-DESALINATION1.pdf>
- ENEA (2010). *Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010. I dati*.  
<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-2009-2010>
- GEOELEC (2013a). *Toward more electricity generation in Europe*.  
<http://www.geoelec.eu>

GEOELEC (2013b). *Training course on geothermal electricity*.

<http://www.geoelec.eu>

Gestore Servizi Energetici (2014). *Pompe di calore*. <http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/guide/Caldoeffreddo/Pompedicalore/Pages/default.aspx> (consultato in agosto 2014)

Grassi W., Cataldi R., Conti P. (2013). *Country report on geothermal direct uses in Italy 2005-2010*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013.

IEA, (2012). *Energy Technology Perspective 2012*. OECD/IEA, Paris.

Lund J.W., (2003). *Examples of industrial uses of geothermal energy in the United States*. International Geothermal Conference, Reykjavik, Sept. 2003 Session 8.

Lund J.W., Freeston D.H., Boyd T.L. (2010). *Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review*. Proceedings of the World Geothermal Congress 2010.

Rödl & Partner (2006). *Geothermal Energy Pilot Project Unterhaching*. Germany, Strasbourg, 15 September 2006.

Società Svizzera per la Geotermia (2014). *I canestri geotermici*. [http://geothermie.ch/index.php?p=keyfacts\\_collectors#top](http://geothermie.ch/index.php?p=keyfacts_collectors#top) (consultato in agosto 2014)

Spadoni L., Della Pona L., Magon M. (2013). *Geothermal Heat Pump for A2A District Heating Service in Milan (Italy)*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013.

Studio TI (2005). *Teleriscaldamento di Bagno di Romagna*. <http://www.studioti.com/it/teleriscaldamento-di-bagno-di-romagna~91~4.html> (consultato in agosto 2014)

Sumotarto U., (2007). *Design of a geothermal energy dryer for beans and grains drying in Kamojang geothermal field, Indonesia*. Agency for the Assessment and Application of Technology-BPPT, Indonesia. GHC Bulletin, March 2007.

VIGOR (2014). *VIGOR: Sviluppo geotermico nelle Regioni della Convergenza. Studi di fattibilità*. 4 voll. <http://www.vigor-geotermia.it >prodotti>

Zhou C., Doroodchi E., Munro I., Moghtaderi B., (2011). *A feasibility study on hybrid solar-geothermal power generation*. Proceedings of the New Zealand Geothermal Congress 2011.



Valutazione del potenziale geotermico delle Regioni della Convergenza  
[www.vigor-geotermia.it](http://www.vigor-geotermia.it)

AUTORITÀ DI GESTIONE



Direzione generale  
per il mercato elettrico,  
le rinnovabili e l'efficienza  
energetica, il nucleare

ORGANISMI INTERMEDI



Direzione generale  
per gli incentivi  
alle imprese



REGIONI DELLA CONVERGENZA



ISBN 978-88-7958-012-0



9 788879 580120