



Consiglio Nazionale delle Ricerche  
Mezzogiorno



# Rischi ambientali connessi all'utilizzo della risorsa geotermica cause e buone pratiche per la loro minimizzazione

## Atlante Geotermico per il Mezzogiorno

### In breve

Il progetto è dedicato all'identificazione di aree del Mezzogiorno d'Italia potenzialmente adatte all'utilizzo dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica da risorse idrotermali (convenzionali) e non convenzionali, quali sistemi geotermici ingegnerizzati (EGS - Engineered Geothermal Systems), magmatici, supercritici, geopressurizzati e risorse co-prodotte.

Nell'Atlante viene calcolata la favorevolezza (dal termine inglese "favourability"), volta ad indicare quanto il territorio considerato sia favorevole ad ospitare la risorsa geotermica, sulla base delle informazioni e dati a disposizione.

I parametri geochimici, molto importanti per la valutazione della favorevolezza geotermica, sono stati raccolti ed inseriti nella banca dati geotermica italiana, e sono stati elaborati in modo da fornire livelli informativi utili al calcolo della favorevolezza. In questo rapporto sono descritte le attività di raccolta dei dati geochimici, di organizzazione ed analisi dei dati e come sono state prodotte le carte tematiche utilizzate nell'ambito del Progetto.

# Atlante Geotermico per il Mezzogiorno

Rischi ambientali connessi all'utilizzo  
della risorsa geotermica  
cause e buone pratiche per la loro minimizzazione



Consiglio Nazionale delle Ricerche  
Mezzogiorno



## Autori

**Giamberini M.S.<sup>1</sup>, Donato A.<sup>1</sup>, Manzella A.<sup>1</sup>, Pellizzone A.<sup>4</sup>,  
Scrocca D.<sup>3</sup>, Bruno D.E.<sup>2</sup>, Nardini I.<sup>1</sup>, Botteghi S.<sup>2</sup>, Uricchio V.F. <sup>2</sup>**

**<sup>1</sup> CNR - Istituto di Geoscienze e Georisorse (CNR-IGG)**

**<sup>2</sup> CNR - Istituto di Ricerca sulle Acque (CNR-IRSA)**

**<sup>3</sup> CNR - Istituto di Geologia Ambientale e Geoingegneria (CNR-IGAG)**

**<sup>4</sup> CNR - Istituto per la Dinamica dei Processi Ambientali (CNR-IDPA)**

## Coordinamento Scientifico

## Progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno

**Adele Manzella (CNR-IGG)**

### **Atlante Geotermico del Mezzogiorno è un Progetto del CNR per il Mezzogiorno**

Progetto editoriale e grafico,  
revisione testi, impaginazione:  
Adele Manzella

Prima edizione: Giugno 2016

ISBN: 9788879580304

Edizioni CNR - IGG Area della Ricerca di Pisa

Nel caso di riproduzione anche parziale, di immagini, testi e contenuti della presente opera si raccomanda esplicita citazione in questa forma:

Giamberini M.S., Donato A., Manzella A., Pellizzone A., Scrocca D., Bruno D.E., Nardini I., Botteghi S., Uricchio V.F. (2016). *Rischi ambientali connessi all'utilizzo della risorsa geotermica: cause e buone pratiche per la loro minimizzazione*. In: Adele Manzella (Ed.) Progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno, CNR per il Mezzogiorno, CNR-IGG. ISBN: 9788879580304



## SOMMARIO

Premessa	5
1. Introduzione	7
1.1. BIBLIOGRAFIA	9
2. Le risorse e tecnologie geotermiche: definizioni e terminologia adottata	11
2.1. I sistemi geotermici	11
2.2. Tecnologie di esplorazione	13
2.3. Tecnologie di accesso al sottosuolo	13
2.4. Tecnologie per la distribuzione del fluido	14
2.5. Tecnologie di produzione geotermoelettrica	15
2.6. BIBLIOGRAFIA	17
3. Le emissioni in atmosfera	18
3.1. Le principali caratteristiche	18
Anidride Carbonica	20
Acido Solfidrico	21
Metano	23
Ammoniaca	23
Arsenico	24
Mercurio	24
Acido Borico	25
PM – Particulate Matter	26
Ossidi di Zolfo e Ossidi di Azoto	26
3.2. Qualità dell'aria nelle aree geotermiche	27
Qualità dell'aria delle aree geotermiche toscane	28
3.3. Buone pratiche per la minimizzazione	30
Gli impianti di abbattimento	30
Abbattimento dell'Acido Solfidrico	30
Le tecnologie di abbattimento H <sub>2</sub> S e Hg degli impianti italiani: AMIS	31
L'abbattimento dell'aerosol: Demister	32
Le concentrazioni ammissibili in atmosfera e la rete di monitoraggio della qualità dell'aria	32
3.4. La normativa	34
Emissioni in atmosfera	34
Qualità dell'aria	36
3.5. BIBLIOGRAFIA	37
4. Il rumore	39
4.1. Le principali criticità	39

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



4.2. Buone pratiche per la minimizzazione	42
Abbattimento del rumore alla fonte	42
Abbattimento con barriere isolanti fonoassorbenti	43
4.3. La normativa	44
4.4. BIBLIOGRAFIA	47
5. La subsidenza	49
5.1. Le principali criticità	49
5.2. Tecniche di misura delle deformazioni del suolo in aree geotermiche	49
5.2. Subsidenza nei campi geotermici	51
5.3. Buone pratiche per la minimizzazione	53
5.4. La normativa	56
5.5. BIBLIOGRAFIA	57
6. Le acque superficiali e sotterranee	61
6.1. Le acque sotterranee	61
6.2. Consumo di acqua negli impianti geotermici	61
6.3. Rischio di contaminazione delle acque superficiali	63
6.4. Interferenza delle acque di reiniezione sulle caratteristiche del serbatoio	66
6.5. Buone pratiche per la minimizzazione	67
6.6. La normativa	69
Classificazione dei corpi idrici	69
Risparmio idrico	70
Scarichi idrici	70
Reiniezione	70
Autorizzazione alla ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche	71
6.7. BIBLIOGRAFIA	71
7. Sismicità indotta	73
7.1. Cause e fenomeni	73
7.2. Buone pratiche per la minimizzazione	78
7.3. La normativa	82
7.4. BIBLIOGRAFIA	83
8. Il paesaggio	87
8.1. Le principali criticità	87
8.2. Buone pratiche per la minimizzazione	89
8.3. La normativa	94
8.4. BIBLIOGRAFIA	96
9. Rifiuti	97
9.1. Rifiuti prodotti nella costruzione e gestione di un impianto geotermoelettrico	97
9.2. Buone pratiche per la minimizzazione	98
9.3. La normativa	99
Il sistema elettronico di tracciabilità dei rifiuti "SISTRI"	101
La bonifica di siti contaminati	101



9.4 BIBLIOGRAFIA	103
10. Analisi dei potenziali rischi ambientali collegati alle piccole utilizzazioni locali	104
10.1. Buone pratiche per la minimizzazione	107
10.2. La normativa	107
10.3. BIBLIOGRAFIA	109
11. Gli aspetti ambientali e gli effetti sulla società	111
11.1. Le principali criticità	111
Il public engagement	113
11.2. Buone pratiche	115
La letteratura	115
Il Progetto Atlante e il caso studio di Viterbo	118
Le tendenze normative a livello comunitario	120
11.3. BIBLIOGRAFIA	124

### Indice tabelle

Tabella 2.1: Breve descrizione dei sistemi geotermici non convenzionali.....	12
Tabella 3.1: Emissioni di CO2 da vari tipi di impianti di produzione energia.....	21
Tabella 3.2: Fattori di emissione di inquinanti tipici emessi dagli impianti geotermoelettrici – massimi e minimi in Italia.....	26
Tabella 3.3: Fattori di emissione per inquinanti tipici emessi da centrali termoelettriche e confronto con i valori tipici di emissione da impianti geotermoelettrici.....	27
Tabella 3.4: Principali tecnologie in uso per l'abbattimento dell'acido solfidrico nelle emissioni in atmosfera.....	31
Tabella 3.5: Parametri e limiti di concentrazione per: acido solfidrico, arsenico, vapori di mercurio, boro, ammoniaca e antimonio.....	33
Tabella 3.6: Normativa nazionale e regionale (Regione Toscana) che regola le emissioni in atmosfera delle centrali geotermiche.....	34
Tabella 3.7: Valori di emissione minimi e massimi per affluenti gassosi umidi, ai sensi del D. Lgs. 152/2006.....	35
Tabella 3.8.a: Valori di emissione in flusso di massa.....	36
Tabella 3.8.b: Requisiti di esercizio.....	36
Tabella 4.1: Livelli di rumore che caratterizzano le fasi di perforazione e testing dei pozzi.....	41
Tabella 4.2: Valori di immissione nell'ambiente di sorgenti di rumore.....	42
Tabella 4.3: Valori limite previsti per la rumorosità ambientale (espressi in dB(A)) in funzione delle classi di destinazione d'uso del suolo e del periodo di riferimento diurno e notturno.....	46
Tabella 4.4: Adempimenti previsti in funzione del livello di esposizione dei lavoratori.....	47
Tabella 5.1: Dati di subsidenza in alcuni dei campi geotermici produttivi.....	53
Tabella 6.1: Volumi d'acqua giornalieri utilizzati in tre diversi impianti geotermici.....	62

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Tabella 6.2: Dati di produzione e di iniezione per diverse tipologie di centrali geotermiche in California e stima delle relative perdite per il raffreddamento degli impianti e dell'acqua di reintegro. ....	62
Tabella 6.3: Contaminanti per le acque potabili presenti in fluidi geotermici americani. ....	65
Tabella 7.1: Livelli di attivazione previsti in base alla valutazione del quadro complessivo dei parametri monitorati, descrizione sintetica delle azioni da intraprendere.....	81
Tabella 7.2: Intervalli o valori indicativi dei parametri di monitoraggio rilevati nel dominio interno di rilevazione (DI) da utilizzare come riferimento per la definizione delle soglie per le attività di reiniezione di fluidi.....	81
Tabella 8.1: Estensione areale di diverse tipologie di centrali utilizzate per la produzione di energia elettrica. ....	88
Tabella 8.2: Superfici occupate durante le diverse fasi di sviluppo di un campo geotermico. ....	90
Tabella 9.1: Stima dei quantitativi di rifiuti prodotti per pozzo di perforazione. ....	98
Tabella 11.1: Dimensioni, tecniche e approcci orientativi e fattori che possono influenzare l'implementazione dell'RRI. ....	123



## PREMESSA

Questo volume è il secondo di una serie di rapporti tecnici prodotti nell'ambito del progetto "Atlante Geotermico del Mezzogiorno d'Italia", uno dei sei progetti che compongono il Programma "CNR per il Mezzogiorno".

Il progetto nasce dalla constatazione che lo studio, l'analisi e l'utilizzo del potenziale geotermico dei territori, anche alla luce delle recenti innovazioni tecnologiche, si stanno lentamente diffondendo a livello nazionale e regionale, nell'ambito di un'ampia e diversificata strategia di valorizzazione del potenziale energetico. Un elemento importante di tale strategia è la localizzazione delle risorse geotermiche per la produzione di energia geotermoelettrica, considerando sia le risorse idrotermali, cosiddette *convenzionali*, utilizzabili con metodologie disponibili, sia quelle da utilizzarsi con tecnologie *non convenzionali*.

Molti paesi si sono già attrezzati con mappe e atlanti delle risorse geotermiche e hanno basato parte dei loro piani energetici per i prossimi decenni anche sulla geotermia. L'Italia, che non si è ancora attivata in tale direzione, trova proprio nelle regioni del Mezzogiorno la principale sede di risorse geotermiche non convenzionali legate a zone vulcaniche. Per tali motivazioni la disponibilità in tempi brevi di un Atlante aggiornato delle risorse geotermiche assume carattere strategico, anche ai fini della rivisitazione dei Piani energetici, in vista del perseguimento degli obiettivi dell'Europa 2020 che sancisce i traguardi "20/20/20" in materia di clima/energia prevedendo una riduzione del 30 % delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Tale strategia si è ampliata e fatta ancora più ambiziosa nel recente passato in occasione del COP21.

Una difficoltà evidente nell'avvio dei progetti geotermici è anche il lungo tempo necessario a recuperare dati di sottosuolo e informazioni tecnico-economiche, regolatorie e autorizzative. Per quanto i dati pubblici siano numerosi, grazie all'esteso studio effettuato in progetti di geoscienze e georisorse e alla solerzia del Ministero dello Sviluppo Economico nel fornire dati di pozzi petroliferi liberalizzati, le informazioni appaiono di non immediata gestione, frammentate e a volte inefficaci.

Tutto questo genera da una parte una disinformazione che rallenta o annichilisce il lancio di progetti geotermici, dall'altro una diffidenza per l'utilizzo di una risorsa poco nota, con l'inevitabile rilancio di informazioni parzialmente o del tutto scorrette che moltiplica le difficoltà.

Il progetto "Atlante Geotermico del Mezzogiorno d'Italia" rappresenta un primo livello di sistematizzazione di dati geotermici per le Regioni del Mezzogiorno, e ha permesso sia l'aggiornamento delle informazioni disponibili relative a sistemi idrotermali, sia l'identificazione di risorse di nuova concezione, ovvero i sistemi geotermici stimolati (EGS), i sistemi geopressurizzati e coprodotti, i sistemi magmatici, i sistemi geotermici con fluidi supercritici e a salamoia calda. Per ciascun tipo di risorsa sono state prodotte mappe volte ad indicare quanto il territorio considerato sia favorevole e predisposto a contenere nel sottosuolo la risorsa considerata, sulla base delle informazioni e dei dati a disposizione.

Nell'ambito del progetto, che copre 9 delle 20 regioni d'Italia, è stata messa a punto una procedura già consolidata e discussa in ambito internazionale basata

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



sull'indice di "Favorevolezza". La metodologia consiste nella classificazione a livello regionale attraverso un indice di Favorevolezza (dal termine anglosassone *Favourability*), secondo cui laddove è individuata la co-presenza di diversi indicatori classificati idonei al potenziale utilizzo della specifica risorsa, l'area in esame è segnalata come favorevole allo sviluppo previa esecuzione di ulteriori indagini di dettaglio. Per informazioni su questo tema, si rimanda il lettore agli altri volumi di questa collana, disponibili in rete tramite il sito web del progetto, per approfondimenti su [Classificazione, metodologia e cartografia della favorevolezza geotermica](#) e sui [Dati e le valutazioni geochemiche](#).

Questo volume è dedicato agli aspetti ambientali della geotermia, e presentata una panoramica e analisi dei dati disponibili in letteratura, le buone pratiche adottate e la normativa italiana di riferimento.

Le informazioni raccolte e le mappe prodotte sono state organizzate nella Banca Nazionale Dati Geotermici. Il sito web del progetto <http://atlante.igg.cnr.it> fornisce l'accesso alla piattaforma web per l'interrogazione dei dati organizzati e un portale webGIS per la consultazione delle mappe prodotte. Il sito inoltre fornisce ulteriori informazioni sulle attività svolte e i prodotti ottenuti.



## 1. INTRODUZIONE

La produzione di energia da fonti geotermiche, intrapresa, per la prima volta al mondo, in Italia nel 1913 grazie alla realizzazione di un impianto da 250 kW a Larderello in Toscana, ha dato il via allo sviluppo di una nuova attività industriale. Da allora, la produzione di energia geotermica è cresciuta rapidamente in Italia, interrompendosi solo nel 1944 per eventi che si verificarono durante la seconda guerra mondiale (Manzella e Ungarelli, 2011 e riferimenti). Dopo il periodo bellico, la produzione di energia elettrica da geotermia in Italia è cresciuta progressivamente fino ad arrivare ai giorni nostri con una capacità installata di quasi 1 GW elettrico e una produzione di 5,5 TWh. Il caso italiano di produzione industriale di energia elettrica da fluidi endogeni è stato, quindi, il primo esempio al mondo, poi seguito in numerose altre parti zone che oggi, in totale, producono 73,5 TWh (Bertani, 2015).

Nel corso dell'ultimo secolo, mentre si affermava il progresso energetico, aumentava anche la consapevolezza di dover dare una maggiore attenzione agli impatti ambientali correlati. Pur orientando sempre di più le scelte verso l'uso delle risorse rinnovabili, quali la geotermia, che quindi "si rinnovano" mentre sono utilizzate per produrre energia, è necessario progettare o ridimensionare impianti già esistenti in modo da massimizzare il flusso energetico in entrata e in uscita, avendo cura al contempo di minimizzare il rischio di impatto sull'ambiente circostante.

Se il complesso equilibrio dinamico ambientale rimane indisturbato, nonostante le tecnologie impiegate, il sistema può essere definito *sostenibile*. La scienza della sostenibilità sta delineando, a poco a poco, il suo paradigma scientifico integrando aspetti ambientali, economici e sociali in una prospettiva di innovativa relazione tra uomo e sistemi naturali, economici, sociali ed istituzionali nei quali egli vive (**figura 1**). Ma al di là del paradigma scientifico, inteso come "una costellazione di conclusioni, concetti, valori, tecniche condivise da una comunità scientifica, e usate dalla comunità per definire problemi e soluzioni lecite" (Kuhn, 1962), la scienza della sostenibilità richiede di definire anche un nuovo paradigma sociale, inteso come "una costellazione di concetti, valori, percezioni e comportamenti condivisi da una comunità, che dà forma ad una visione particolare della realtà come base del modo in cui la comunità si organizza" (Capra, 1996).

Lo sviluppo di un progetto geotermico è strettamente legato al concetto di *sviluppo sostenibile*. La definizione, oggi ampiamente condivisa, è la seguente: "Lo sviluppo sostenibile, lungi dall'essere una definitiva condizione di armonia, è piuttosto un processo di cambiamento tale per cui l'utilizzo delle risorse, la direzione degli investimenti, l'orientamento dello sviluppo tecnologico e i cambiamenti istituzionali siano resi coerenti con i bisogni futuri oltre che con gli attuali" (Commissione mondiale sull'ambiente e lo sviluppo, 1987).

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE

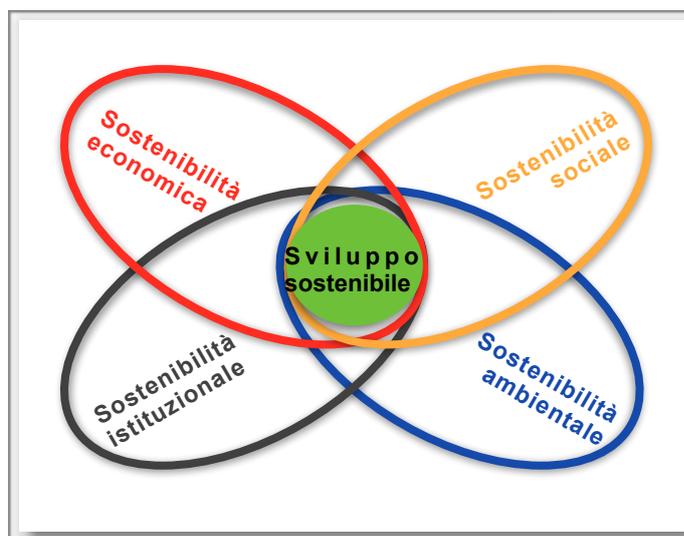


Figura 1 - Le quattro componenti della sostenibilità

Uno degli strumenti fondamentali per l'attuazione dello sviluppo sostenibile è la VIA – Valutazione di Impatto Ambientale, dove per impatto ambientale si intende l'insieme degli effetti diretti o indiretti, positivi o negativi, permanenti o temporanei, singoli e cumulativi indotti sull'ambiente.

Ad ogni fase di sviluppo di un progetto geotermico (figura 2) possono corrispondere degli effetti ambientali.

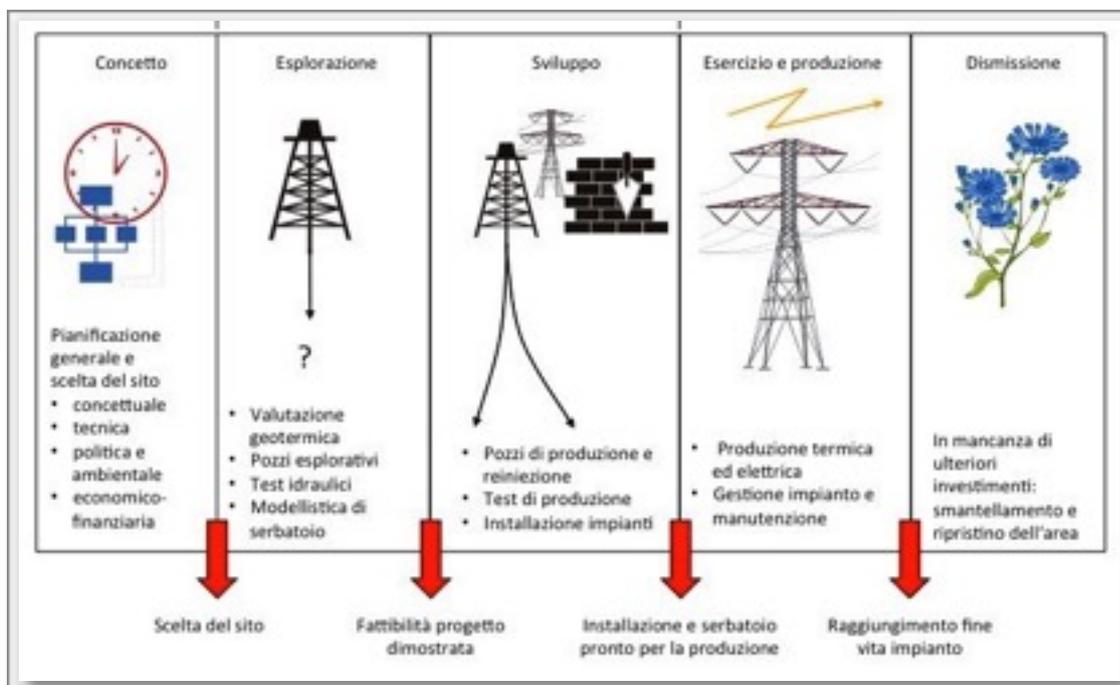


Figura 2 – Fasi principali di un progetto geotermico



Gli effetti ambientali possono essere schematicamente raggruppati nelle seguenti categorie principali:

- disturbi di superficie (paesaggio, flora e fauna);
- effetti fisici (sismicità indotta, subsidenza, riduzione di manifestazioni naturali, effetti visivi);
- rumore (delle apparecchiature durante la perforazione, costruzione e gestione dell'impianto);
- inquinamento termico (rilascio di vapore, reiniezione dei fluidi);
- inquinamento chimico (emissioni gassose in atmosfera, reiniezione dei fluidi, smaltimento dei rifiuti liquidi e solidi).

La maggior parte degli effetti identificati può essere minimizzata attraverso l'applicazione di misure di mitigazione e monitoraggio, e con procedure corrette di gestione ambientale.

La geotermia ha un vantaggio e nello stesso tempo uno svantaggio rispetto ad altre fonti rinnovabili di recente sviluppo tecnologico: è utilizzata da secoli. Il suo impatto sull'ambiente è quindi ben noto, ed essendo avvenuto anche in epoche nelle quali la consapevolezza ambientale era inesistente, abbiamo già visto gli effetti peggiori che può causare. Ora abbiamo un'eredità gravosa ma nello stesso tempo preziosissima, che permette di contrapporre alle cause dell'impatto le soluzioni da adottare e l'efficacia comprovata di alcune tecnologie. Inoltre, un ulteriore vantaggio della geotermia rispetto ai combustibili fossili e al nucleare è che il suo utilizzo ha un ciclo molto breve, geograficamente molto limitato, e non richiede trattamenti e processi di trasformazioni intermedi.

Questo volume prevede l'approfondimento della conoscenza dei principali rischi ambientali connessi alla realizzazione di impianti geotermici, allo scopo di orientare pratiche investigative, costruttive e gestionali, funzionali alla minimizzazione dei potenziali impatti. Dopo la disamina degli aspetti ambientali e tecnologici, e in una visione olistica del sistema sostenibile, saranno descritti anche gli aspetti sociali associati all'utilizzo dell'energia e della geotermia in particolare. Gli aspetti sociali sono, infatti, strettamente connessi agli aspetti tecnologici e ambientali.

La revisione e descrizione qui proposta si riferisce in buona parte all'utilizzo delle risorse di alta temperatura per la produzione di energia elettrica, che rappresentano l'obiettivo specifico del progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno per il quale questo volume è stato concepito. Per completezza, verrà fatto un breve cenno anche alle criticità ambientali di impianti geotermici per la climatizzazione, utilizzando risorse geotermiche superficiali associate a pompe di calore, con tecnologie anch'esse in linea con la lotta ai cambiamenti climatici, che impone la riduzione delle emissioni di gas serra e l'intervento in termini di adattamento per affrontarne gli inevitabili impatti.

### 1.1. BIBLIOGRAFIA

Bertani R. (2015) Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report. *Proceedings World Geothermal Conference 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Capra F. (1996) *The web of life*. *Doubleday-Anchor Book*, New York.

Commissione mondiale sull'ambiente e lo sviluppo (1987) *Our Common Future: Report of the World Commission on Environment and Development*. *WCED*, Switzerland.

Kuhn T. (1962) *The Structure of Scientific Revolution*. *University of Chicago Press*, Chicago.

Manzella A. e Ungarelli C. (2011) *La geotermia*. *Edizioni Il Mulino*. Pag. 127, ISBN 978-88-15-14972-5



## 2. LE RISORSE E TECNOLOGIE GEOTERMICHE: DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA ADOTTATA

Prima di entrare nel merito degli aspetti ambientali della geotermia, è utile fornire una breve descrizione delle risorse geotermiche e delle principali tecnologie di utilizzo, in quanto alcuni aspetti ambientali sono riferiti a queste in modo particolare e la loro comprensione non può prescindere dalla comprensione della struttura delle risorse geotermiche e del funzionamento degli impianti di produzione dell'energia.

Le tecnologie geotermiche utilizzano l'energia termica del sottosuolo per produrre calore utile a climatizzare gli ambienti e a processi agricoli e industriali, o per produrre elettricità.

Si distinguono due principali ambiti tecnologici in geotermia: 1) le tecnologie per la produzione di energia elettrica e quelle per l'uso diretto del calore che utilizzano fluidi caldi (superiori alla temperatura ambiente) provenienti da falde sotterranee o immessi artificialmente, riscaldati per contatto con rocce a profondità variabili da pochi metri a diversi chilometri di profondità (*Deep Geothermal*); 2) le tecnologie a pompe di calore geotermiche (GSHP, Ground-Source Heat Pump) che sfruttano la relativa stabilità termica del sottosuolo entro i 200 m di profondità (usualmente tra 30 e 100 m) per climatizzare gli ambienti (*Shallow Geothermal*).

Per una descrizione più completa delle diverse risorse geotermiche e della classificazione si rimanda il lettore al terzo volume prodotto nell'ambito del progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno, dedicato alla [Classificazione, metodologia e cartografia della favorevolezza geotermica](#). Per approfondimenti sugli aspetti tecnologici si rimanda a **Manzella e Ungarelli (2011)** e al volume edito nell'ambito del progetto VIGOR (**Abate et al., 2014**), che fornisce anche numerosi riferimenti bibliografici ed è disponibile online in formato [pdf](#) e [epub](#).

### 2.1. I sistemi geotermici

L'energia geotermoelettrica, cioè l'energia elettrica fornita da risorse geotermiche, è in grandissima parte prodotta da sistemi idrotermali. Questi sistemi sono costituiti da acqua (da qui il nome) che viene riscaldata al contatto con rocce calde del sottosuolo, contenuta in volumi di roccia permeabile per porosità e/o fratturazione detti serbatoi geotermici. L'acqua è di origine meteorica, eventualmente arricchita da fluidi profondi, e viene fornita al sistema tramite aree di assorbimento affioranti che fungono da zone di ricarica e garantiscono il carico idrostatico. L'acqua meteorica si arricchisce di elementi chimici per effetto delle interazioni acqua-roccia durante la circolazione idraulica. Il sistema è denominato a **vapore dominante** quando il fluido geotermico nel serbatoio è allo stato di vapore saturo o surriscaldato e **ad acqua dominante** quando il fluido è prevalentemente costituito da acqua in fase liquida con una percentuale di vapore.

I sistemi idrotermali sono denominati **convenzionali**, in quanto le tecnologie di produzione sono essenzialmente consolidate e mature. Per contro, vengono denominate **non convenzionali** le risorse sotterranee che forniscono calore e permettono la produzione di energia elettrica tramite tecnologie non del tutto

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



mature, ad uno stadio più o meno avanzato di sviluppo e innovazione. Le risorse non convenzionali sono brevemente descritte nella **Tabella 2.1**. Per dettagli si rimanda al Volume 3 dedicato alla [Classificazione, metodologia e cartografia della favorevolezza geotermica](#).

<b>EGS</b>	Volumi di roccia con temperatura sufficientemente alta ma permeabilità nulla (denominati HDR) o troppo bassa perché risulti economico produrre direttamente energia elettrica, e nei quali si interviene artificialmente ad aumentare la permeabilità e far circolare acqua proveniente dalla superficie
<b>Sistemi a fluidi supercritici</b>	Serbatoi idrotermali contenenti fluidi a temperature e pressioni così elevate da risultare allo stato supercritico. I fluidi hanno perciò densità energetica molto alta, e fornirebbero, a parità di volume, un'energia molto più elevata di quella di un fluido sotto il punto critico. Non sono stati mai raggiunti e dimostrati con sicurezza e sono in fase di ricerca in Italia, Islanda, Giappone e Nuova Zelanda, laddove corpi magmatici parzialmente fusi sono particolarmente superficiali
<b>Sistemi magmatici</b>	Volumi di roccia incassanti corpi magmatici a relativamente bassa profondità con temperature dai 600°C ai 1400°C, dalle quali estrarre energia. Per poter sfruttare questi sistemi è necessario prima risolvere i complessi problemi tecnici relativi al loro utilizzo
<b>Sistemi a salamoia calda</b>	Sistemi idrotermali inizialmente aperti ma poi diventati chiusi per sigillamento ( <i>self-sealing</i> ) causato da deposizione di minerali secondari o per variate condizioni idrogeologiche al contorno. In questi, l'acqua originale ha subito un lungo processo di concentrazione salina per effetto della elevata temperatura, raggiungendo i tenori di una vera e propria <i>salamoia</i> con TDS (total dissolved salt) totale >> 10 g/l
<b>Sistemi geopressurizzati</b>	Serbatoi idrotermali in bacini sedimentari con pressioni di strato superiori a quella idrostatica, fluidi geotermici (generalmente <i>salamoie</i> ) a temperature elevate (gradiente geotermico generalmente normale o debolmente anomalo) e con un contenuto di idrocarburi gassosi (principalmente metano) in soluzione tale da aumentare considerevolmente la quantità di energia producibile
<b>Sistemi co-prodotti</b>	Serbatoi di idrocarburi gassosi e liquidi contenenti sufficienti quantità di acqua idrotermale da permettere la cogenerazione di energia elettrica dal calore geotermico e dagli idrocarburi

*Tabella 2.1: Breve descrizione dei sistemi geotermici non convenzionali.*

Un criterio spesso utilizzato per classificare sistemi idrotermali è basato sull'*entalpia*, un parametro che misura la quantità di energia termica presente nel fluido e che dipende dalla temperatura e dalla pressione. Le risorse geotermiche sono classificate in termini di sistemi a bassa, media e alta entalpia secondo il contenuto energetico dei fluidi e dei loro possibili modi di utilizzo. Anche se la normativa italiana adotta questa classificazione, in questo volume tale denominazione non viene utilizzata in quanto considerata molto confusa, soprattutto



per il termine di “bassa entalpia”. A seconda del settore di applicazione, infatti, con bassa entalpia ci si riferisce sia a risorse idrotermali con temperature inferiori a 90 °C utilizzabili per l’uso diretto del calore ma non per la produzione di energia elettrica, sia alle tecnologie di geoscambio termico per la climatizzazione di ambienti con pompe di calore geotermiche.

Abbiamo già indicato che i progetti geotermici si svolgono in fasi successive (**figura 2**), a ciascuna delle quali corrispondono particolari tecnologie di sviluppo e produzione e alle quali possono corrispondere degli effetti ambientali. Sintetizziamo qui le tecnologie che caratterizzano in particolare la geotermia, con particolare riferimento agli aspetti che potranno essere richiamati nei capitoli successivi. Per approfondimenti si veda **Abate et al, 2014**.

## 2.2. Tecnologie di esplorazione

Le prime fasi di un progetto geotermico riguardano l’investigazione e esplorazione del sottosuolo, mediante tecnologie di indagine geologica, idrogeologica, geochimica e geofisica che non descriveremo in quanto non specifiche alla geotermia, bensì condivise con tutti i settori che necessitano di esplorare il sottosuolo (ad es., geotecnico, minerario, idrocarburi, CCS, NWD). Delle diverse tecnologie di investigazione, comunque, solo due sono potenziali sorgenti di impatto ambientale, e quindi da organizzare con cautela: i metodi di sismica attiva, che richiedono la generazione di onde sismiche per la valutazione delle caratteristiche geomeccaniche del sottosuolo, e i pozzetti di gradiente destinati alla misura del gradiente di temperatura e al calcolo del flusso di calore conduttivo nel sottosuolo.

La fase esplorativa si conclude con la perforazione dei pozzi esplorativi alla profondità stimata di serbatoio, per verificare direttamente le condizioni chimico-fisiche del sottosuolo. I pozzi esplorativi possono essere perforati già con le stesse caratteristiche di quelli di produzione, descritti in seguito, oppure (*slim hole*) con diametri relativamente piccoli in modo da costare meno ma con lo svantaggio di non poter essere utilizzati per estrarre o reiniettare il fluido qualora il sistema risultasse produttivo. Solitamente gli *slim holes* utilizzano una tecnologia di perforazione a carotaggio continuo per il recupero di campioni di roccia e fluido profondo.

Superata positivamente la fase di esplorazione, il progetto geotermico prosegue usando tecnologie molto specifiche nel settore, che possiamo schematicamente suddividere in 3 grandi categorie: 1) le tecnologie utilizzate per accedere al sottosuolo, che si riferiscono alla perforazione e gestione di pozzi; 2) quelle per la distribuzione del fluido in superficie, che si riferiscono alla costruzione e manutenzione dei vapordotti e in generale dei tubi coibentati che collegano i pozzi alle centrali di produzione; 3) le tecnologie di produzione.

## 2.3. Tecnologie di accesso al sottosuolo

Per accedere alle risorse ed estrarre il calore dal sottosuolo tramite l’acqua, occorre perforare pozzi di profondità compresa tra qualche centinaio di metri a diversi chilometri. I pozzi sono verticali o inclinati, e vengono perforati mediante



degli scalpelli, utensili che frantumano la roccia a fondo pozzo sia per rotazione che con il peso. Gli scalpelli sono manovrati da aste cave che vengono messe in rotazione dalla superficie. Durante la perforazione viene inserito nel foro un rivestimento cilindrico di acciaio che sostiene la roccia durante l'approfondimento, ed evita anche la messa in comunicazione di falde diverse, diminuendo drasticamente i rischi d'inquinamento delle falde. Man mano che viene posato, il rivestimento viene cementato pompando malta cementizia composta da cemento ed acqua nell'intercapedine tra il rivestimento e la formazione rocciosa. Nelle perforazioni profonde si procede in modo telescopico: dopo aver perforato il primo tratto il rivestimento viene calato in pozzo per evitare collassamenti delle pareti; a questo punto si procede con la perforazione di un foro a fondo pozzo di diametro più piccolo, si riveste e così via.

Durante la perforazione si immettono in pozzo dei fluidi che servono a ridurre l'attrito durante la rotazione dello scalpello, a raffreddare lo scalpello e a riportare in superficie i detriti di roccia frantumate. I fluidi di perforazione adottati sono aria, acqua, misti aria acqua e (solo in caso di acquiferi in pressione) fanghi bentonitici. Durante la perforazione è necessario monitorare attentamente la conduzione di qualsiasi operazione, soprattutto per evitare l'insorgere di "blow-out", cioè la fuoriuscita incontrollata di fluidi di strato (acqua, gas, fluidi endogeni) dalla testa pozzo. Le perforazioni geotermiche prevedono per definizione l'adozione di dispositivi tecnici per chiudere il pozzo in casi di *blow-out*.

Per immettere acqua nel sottosuolo si utilizzano i pozzi di iniezione (se l'acqua non è di origine geotermica) o di reiniezione, dei quali si parlerà nel Paragrafo 2.5., che vengono perforati con le stesse tecniche di quelli di produzione.

La perforazione dei pozzi richiede che venga costruita una piazzola per manovrare la torre di perforazione e gestire le operazioni. Durante la perforazione occorre provvedere alla gestione del materiale estratto dal pozzo, che comprende i detriti derivanti dalla frantumazione della roccia (cuttings) e i fanghi di circolazione, e dell'attrezzatura di perforazione.

#### **2.4. Tecnologie per la distribuzione del fluido**

Completata la parte di perforazione, occorre procedere con l'allacciamento della testa dei pozzi (*boccapozzo*) con gli impianti di produzione. Per le centrali elettriche convenzionali (si veda sezione successiva) l'unica porzione di fluido utile è il vapore. Il fluido geotermico è immesso allora in un *separator*, che separa la fase fluida del fluido geotermico 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. Il fluido geotermico viene inviato alla centrale mediante dei *vapordotti* e *bifasedotti*, tubi d'acciaio inossidabile, coibentati con materiale isolante per ridurre al massimo la dispersione di calore. Gli effetti di dilatazione termica, vengono compensati facendo percorrere ai tubi delle traiettorie a zig-zag e curvilinee, riducendo al minimo i tratti rettilinei.



## 2.5. Tecnologie di produzione geotermoelettrica

La produzione di elettricità da impianti geotermici consiste nella conversione del calore di fluidi a temperatura compresa tra 100°C e 350°C in energia elettrica attraverso l'utilizzo di turbogeneratori. L'energia elettrica è prodotta in impianti a vapore oppure a ciclo binario, secondo le caratteristiche delle risorse geotermiche disponibili. In entrambi i casi, un fluido in fase vapore fornisce la forza necessaria per muovere le palettature di una *turbina* facendola ruotare, quindi generando energia meccanica che viene poi trasformata in energia elettrica da un generatore.

Gli *impianti* che utilizzano il *vapore* geotermico richiedono fluidi con una temperatura elevata, usualmente superiore a 180°C. Tanto più elevato è il contenuto in vapore del fluido che arriva alla superficie, tanto maggiore è il rendimento energetico e quindi la qualità del fluido intercettato. Gli impianti che utilizzano risorse con temperature molto elevate e pressioni tali che la fase dominante in serbatoio è vapore, sono basati su turbine a vapore a *condensazione (figura 3)* o a *contropressione (figura 4)*. 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 (sono utilizzati solo nei test iniziali o in zone remote). Negli impianti che utilizzano fluidi da serbatoi 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 (figura 5)*; 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 (figura 6)*. La convenienza dell'applicazione di un sistema rispetto all'altro dipende dalle condizioni termodinamiche della sorgente geotermica.

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 tramite *pozzi di reiniezione*. Il calore prelevato al *condensatore* dall'acqua di raffreddamento viene ceduto all'ambiente esterno di solito mediante una *torre di raffreddamento*. Le torri di raffreddamento evaporative sfruttano il calore latente di evaporazione dell'acqua per scambiare calore tra il fluido e l'aria che passa nella torre di raffreddamento. Questo tipo di torre emette in atmosfera vapore e gocce d'acqua di varie dimensioni (*drift*) che vengono trascinate all'esterno dal flusso d'aria e che contengono, con concentrazione diversa, tutte le impurità contenute nell'acqua di raffreddamento. Altre componenti dell'impianto sono l'*eiettore* (sistema di estrazione degli incondensabili dal condensatore), i *generatori* di corrente, i *compressori* dei gas incondensabili, i *sistemi di abbattimento* delle emissioni, pozzi, tubi pompe e *scambiatori di calore*.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE

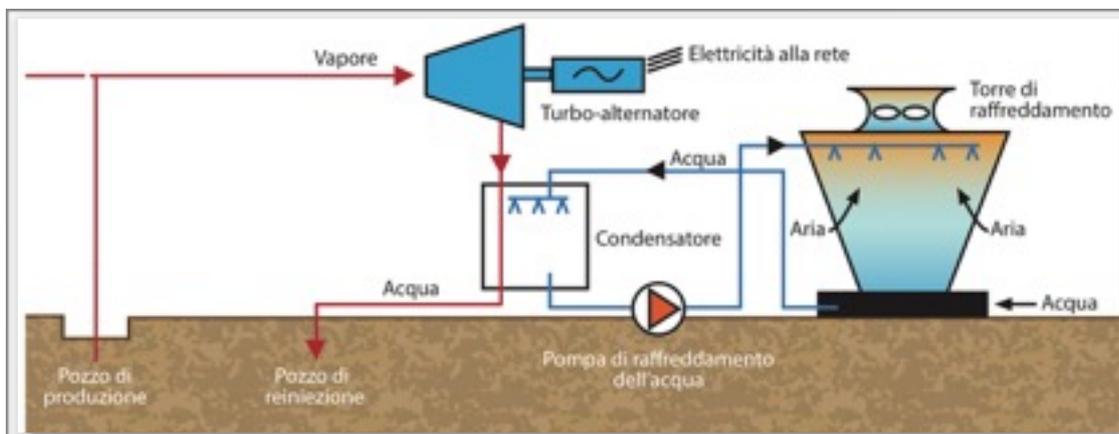


Figura 3 - Schema di impianto a condensazione

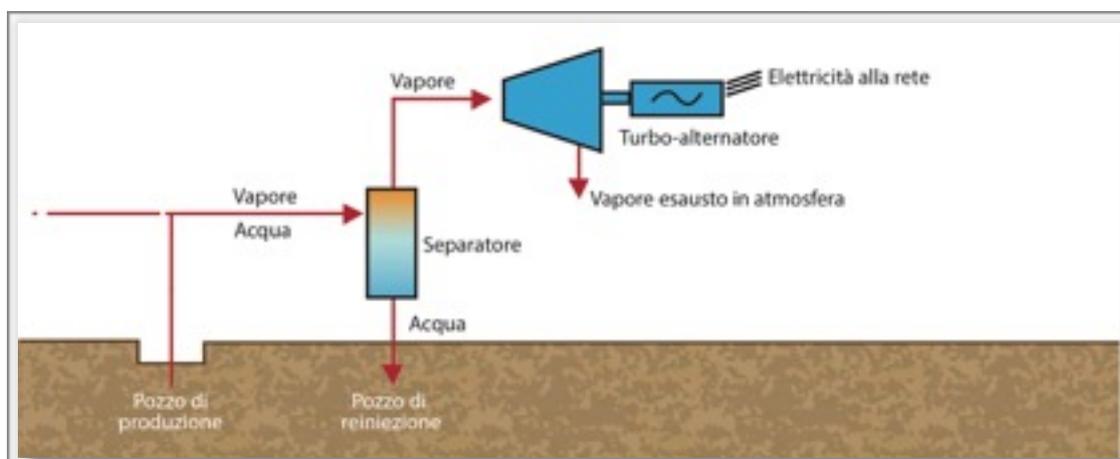


Figura 4 - Schema di impianto a contropressione

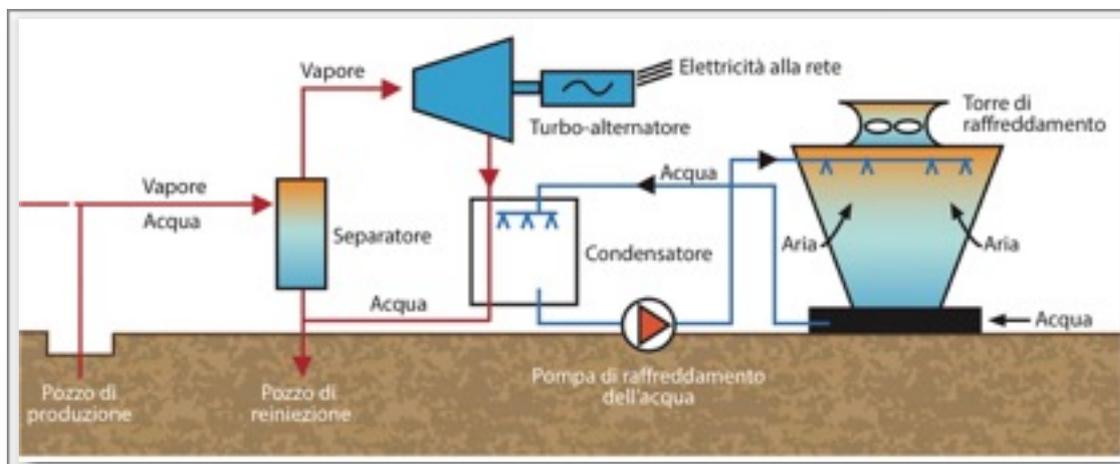


Figura 5 - Schema di impianto con ciclo di flash

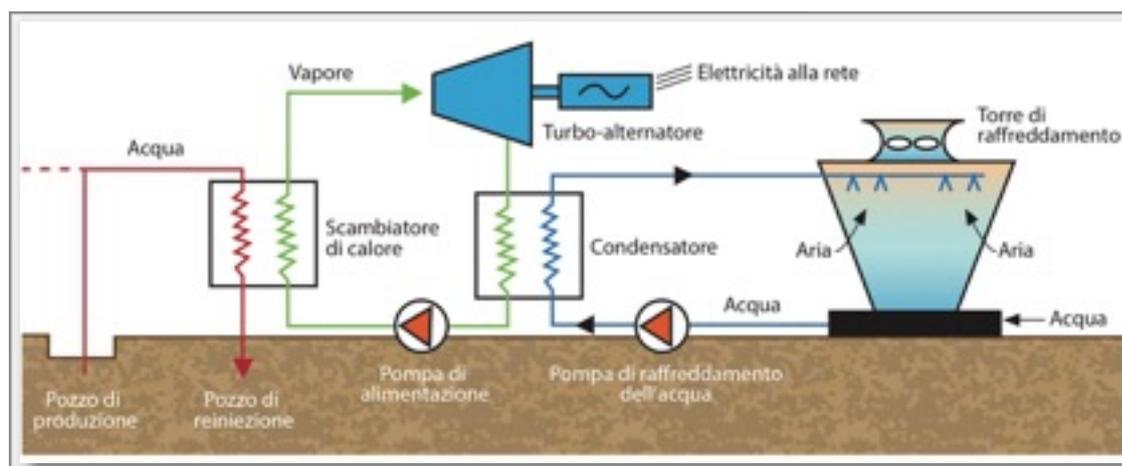


Figura 6 - Schema di impianto a ciclo binario

## 2.6. BIBLIOGRAFIA

- Abate S., Botteghi S., Caiozzi F., Desiderio G., Di Bella G., Donato A., Lombardo G., Manzella A., Santilano A., Sapienza A. (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*, Edizioni CNR - IGG Area della Ricerca di Pisa, pp.154., ISBN: 9788879580120. Disponibile su: <http://www.vigor-geotermia.it/images/download/volumi/VIGOR-Sviluppo-geotermico-regioni-convergenza.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Manzella A., Ungarelli C. (2011). La geotermia. *Edizioni Il Mulino*. Pag. 127, ISBN 978-88-15-14972-5



### 3. LE EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 3.1. Le principali caratteristiche

I fluidi (vapore o acqua calda) dei sistemi geotermici ad alta temperatura contengono una frazione gassosa (tipicamente intorno al 2-10% in peso, molto variabile nei diversi serbatoi geotermici) non condensabile, composta solitamente da CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub>, e tracce di altri gas e sostanze chimiche disciolte, come ad esempio Hg, As, B, Rd. Questi ultimi possono essere emessi in atmosfera come aerosol (*drift*) proveniente dalle torri di raffreddamento depositarsi al suolo o essere dilavati dalle piogge e possono avere effetti negativi su acque e suoli. Solitamente, comunque, queste sostanze sono già rilasciate naturalmente nell'ambiente nelle aree vulcaniche.

CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, Hg e H<sub>2</sub>S, poco solubili in acqua, sono i costituenti principali della frazione incondensabile rilasciata in atmosfera. La CO<sub>2</sub> rappresenta circa il 95% del gas incondensabile; l'H<sub>2</sub>S è il secondo componente maggiore (1-2%). L'ammoniaca e l'acido borico, molto solubili in acqua, restano invece prevalentemente nella fase acquosa, ma possono essere trasportati nelle emissioni come gas (in proporzioni variabili in funzione del pH) o perché presenti nelle gocce di aerosol trascinate in aria dai moti convettivi all'interno delle torri di raffreddamento (*drift*). Insieme ai gas incondensabili possono essere emesse anche tracce di arsenico e radon. Il vapor d'acqua non condensabile è circa lo 0,5-2% (Di Pippo, 2012).

Le emissioni in atmosfera sono quindi prevalentemente generate dai gas incondensabili presenti nel fluido, emessi a valle del compressore delle turbine e dalle torri di raffreddamento, e dal *drift* disperso dalle torri, che adsorbe inquinanti idrosolubili sotto forma di sali disciolti.

Le emissioni sono inferiori rispetto a quelle generate dalla produzione di energia da fonti combustibili. Si stima che in media la CO<sub>2</sub> emessa può scendere fino al 5-10% rispetto a quella prodotta da impianti alimentati da combustibili fossili. Non essendo la produzione di energia geotermica basata su processi di combustione, non vengono emessi direttamente NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e particolato primario. L'SO<sub>2</sub> è l'1% di quello emesso da centrali tradizionali, e l'NO<sub>x</sub> meno dell'1% (GEA, 2013). H<sub>2</sub>S e NH<sub>3</sub> non sono stabili chimicamente in atmosfera e possono ossidarsi (SO<sub>2</sub>), formare particolato secondario ((NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) ed essere dilavati dalle piogge.

Le concentrazioni dei gas contaminanti nel vapore geotermico variano molto a seconda delle caratteristiche del serbatoio: qualità e quantità delle emissioni dipendono quindi dalle caratteristiche geologiche del sistema geotermico, dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica e dal numero e potenza degli impianti. In particolare, gli impianti che emettono sostanze gassose in atmosfera sono quelli a vapore secco e *flash*, mentre gli impianti a ciclo binario non presentano emissioni di gas non condensabili, in quanto il fluido geotermico non entra in contatto con l'atmosfera. Solo nel caso di malfunzionamento, questi possono eventualmente dare emissioni fuggitive del fluido di scambio, ad esempio nel caso di uso di isopentano, volatile e con un potenziale di riscaldamento globale (*Global*

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



*Warming Potential, GWP*) di 11 (Bayer et al., 2013). Il grado di dispersione dei contaminanti gassosi intorno a una centrale geotermoelettrica dipende dalle condizioni climatiche, dall'orografia, dalle caratteristiche del punto di emissione (in particolare dall'altezza dal suolo) e dalle proprietà chimico-fisiche del contaminante.

Di seguito sono descritte brevemente le caratteristiche dei principali inquinanti e vengono riportati, sinteticamente, i dati di emissione disponibili in letteratura. Nel leggere questi dati, è necessario tenere presente che esprimere i valori medi di emissione dagli impianti geotermici è complicato dal fatto che non esiste una metodologia standardizzata e condivisa per il reporting dei dati, né tantomeno un sistema di raccolta in un unico data base. Gli impianti utilizzano serbatoi geotermici con caratteristiche geochimiche, e adottano tecnologie, di tipo diverso, e quindi i valori di emissione di singoli impianti possono discostarsi notevolmente dai valori medi disponibili in letteratura.

Oltretutto, nella stima dei quantitativi di sostanze emesse, al fine di condurre valutazioni corrette degli impatti ambientali, è necessario tenere presente che le emissioni nelle aree geotermiche derivano sia dagli impianti che dalle manifestazioni naturali, ovvero le emissioni naturali dal suolo rappresentate da sorgenti termali, fumarole, geysers, putizze ed emissioni gassose diffuse. La presenza di impianti diminuisce l'entità delle manifestazioni naturali, e sarebbe corretto quantificare le emissioni come differenza tra le emissioni derivanti dagli impianti e quelle che si avrebbero naturalmente senza la loro presenza. La stima delle emissioni naturali è però complicata dal fatto che per gli impianti installati nel passato, a volte da decine di anni, non esiste un'adeguata "baseline", cioè una valutazione delle emissioni naturali in condizioni indisturbate. La qualità e quantità delle emissioni naturali variano moltissimo da sito a sito e quindi non è possibile stimare le emissioni naturali in un sito sulla base delle emissioni occorrenti in altri.

Emissioni in atmosfera avvengono per tempi limitati ma in quantità significative durante le fasi di perforazione dei pozzi, così come durante alcune fasi di manutenzione (scarico e degassamento). Possono anche esserci limitati effetti sul microclima dovuti al rilascio di vapore e calore dai grandi impianti (Bayer et al., 2013).

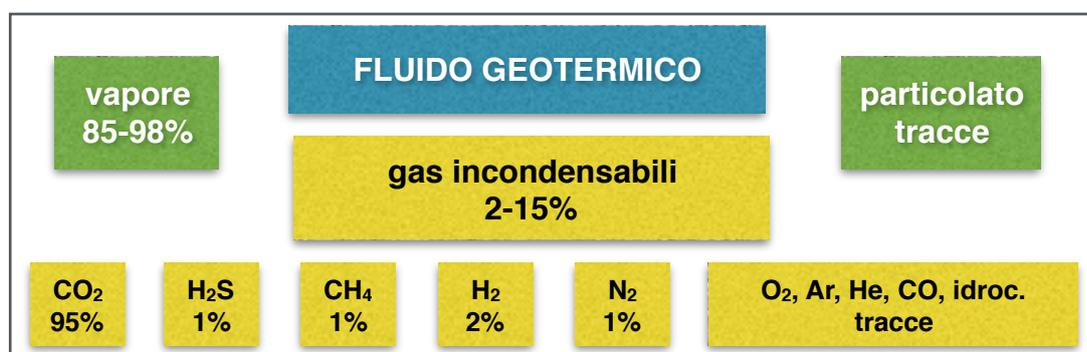


Figura 7 - Composizione tipo di un fluido geotermico di Larderello



### **Anidride Carbonica**

La principale sostanza emessa dagli impianti geotermici è la CO<sub>2</sub>, un gas non condensabile proveniente dal sottosuolo, ed emesso, come già detto, in quantitativi minori rispetto a quelli derivanti da un impianto a combustibile fossile a parità di energia prodotta.

In **Tabella 3.1** sono riportati alcuni dati relativi alle emissioni di CO<sub>2</sub> emessa in impianti geotermici a confronto con quella emessa da altri impianti di produzione di energia, raccolti e pubblicati in articoli scientifici e rapporti ufficiali. *L'International Geothermal Association* (IGA) pubblica intervalli di fattori di emissione in funzione della potenza erogata (**Bertani & Thain, 2002**). Seppur non siano recenti, l'analisi di questi dati è utile per illustrare come le emissioni da impianti geotermici presentino valori anche molto diversi tra loro: solo un piccolo numero di impianti (3% della potenza erogata) emette più di 500 kg/MWhe di CO<sub>2</sub>, mentre il 63% della produzione di energia geotermoelettrica si attesta su valori di emissione di CO<sub>2</sub> inferiori ai 100 kg/MWhe, con una media pesata di 122 kg/MWhe.

Le stime di valori medi di emissione riferite agli USA riportate dal rapporto della *Geothermal Energy Association* (GEA) americana indicano che gli impianti che emettono quantitativi più significativi di CO<sub>2</sub> sono gli impianti *flash*, mentre gli impianti binari di nuova generazione sono praticamente esenti da emissioni gassose in quanto il fluido viene usato nel circuito scambiatore di calore e poi totalmente reiniettato senza alcun contatto con l'atmosfera (**GEA, 2012**). Nella media, gli impianti geotermici in California producono circa il 10% della CO<sub>2</sub> emessa da impianti a combustibile fossile.

In Italia, i dati Enel riportano valori di emissione di CO<sub>2</sub> intorno ai 300 kg/MWhe, quindi più elevati rispetto alla media mondiale (**Enel, 2013**). Valori dello stesso ordine di grandezza (350 – 375 kg/MWhe) sono stati stimati dalla composizione media del vapore dei fluidi geotermici utilizzati negli impianti italiani (circa 50 g di CO<sub>2</sub> per kg di vapore) e dai dati di consumo di vapore per kWhe prodotto (6,5-7 kg di vapore per kWhe) (**UGI, 2011**). Questa differenza rispetto ai valori medi riportati in **Tabella 3.1** è imputabile alla diversa composizione delle rocce serbatoio italiane, rispetto a quella molto più comune di rocce vulcaniche ricche in silicati e povere in carbonati. Nel rapporto della **Regione Toscana (2010)** viene riportato un fattore di emissione per le due aree geotermiche toscane compreso tra 183,5 e 531,5 kg/MWhe. **Bravi e Basosi (2014)** hanno analizzato le emissioni di gas incondensabili da quattro centrali geotermiche della zona del Monte Amiata, riferite al periodo 2002-2009 (PC3, PC4, PC5 e BG3), e indicano una media pesata pari a 497 kg di CO<sub>2</sub> per MWhe.

Sia il rapporto **GEA (2012)** che **GEOELEC (2013b)** sostengono che sarebbe corretto calcolare le emissioni antropogeniche di CO<sub>2</sub> da impianti geotermici sottraendovi i quantitativi di CO<sub>2</sub> che verrebbero comunque emessi naturalmente dal suolo. In molte aree, tra cui Larderello, le emissioni naturali erano evidenti prima della costruzione degli impianti, e sono praticamente scomparse, o comunque diminuite drasticamente, con il loro avvio. A Larderello è stato calcolato che le emissioni di CO<sub>2</sub> dalle centrali equivalgono la mancata emissione naturale, e che quindi

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



l'esistenza delle centrali non introduce ulteriore CO<sub>2</sub> nell'ambiente (**Bertani & Thain, 2002**). GEA riporta che in Islanda le emissioni naturali di CO<sub>2</sub> dal suolo superano le emissioni derivate dagli impianti (**GEA, 2012**).

**Bertani & Thain (2002)** e **Bloomfield et al. (2003)** sostengono che l'emissione naturale di CO<sub>2</sub> dalle aree geotermiche è probabilmente superiore a quello delle emissioni rilasciate in atmosfera dagli impianti presenti nella stessa area. Inoltre, **Bertani e Thain (2002)** hanno concluso che le emissioni di CO<sub>2</sub> rilasciate dagli impianti geotermici sono bilanciate da una riduzione del rilascio naturale di CO<sub>2</sub> dai campi geotermici.

<i>Tipo di impianto</i>	<i>CO<sub>2</sub> kg /MWhe</i>	<i>Fonte dei dati</i>
Carbone – California	1.012,05	GEA, 2012
Carbone	994	GEOELEC, 2013a
Olio combustibile – Europa	758	GEOELEC, 2013a
Gas naturale – California	510,75	GEA, 2012
Gas naturale- Europa	550	GEOELEC, 2013a
Media pesata impianti geotermici nel mondo	122	IGA, 2002
Impianti geotermici italiani - stima	350 - 375	UGI, 2011
Impianti geotermici italiani nel 2013	309	Enel, 2013
Flash steam – Toscana	324	GEOELEC, 2013a
Media pesata di 4 impianti geotermici – Monte Amiata	497	Bravi and Basosi, 2014 (dati 2002-2009)
Flash steam - Hellisheidi – Islanda	22	GEOELEC, 2013a
Flash steam – California	178,65	GEA, 2012
Media pesata impianti geotermici California, 2013	81	GEA, 2012
Vapore secco - the Geysers (USA)	40	GEOELEC, 2013a
Vapore secco – California	27	GEA, 2012
Ciclo binario	0	GEA, 2012, GEOELEC, 2013a

*Tabella 3.1: Emissioni di CO<sub>2</sub> da vari tipi di impianti di produzione energia.*

### **Acido Solfidrico**

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



L'acido solfidrico,  $H_2S$ , è, dopo la  $CO_2$ , il gas incondensabile più abbondante rilasciato a valle del condensatore di un impianto geotermico. Si forma in ambienti anaerobici e non è stabile in presenza di ossigeno. Si ritrova nelle emissioni vulcaniche, nelle manifestazioni idrotermali e nei fluidi geotermici, e laddove avvengono fenomeni di decomposizione anaerobica di sostanza organica in presenza di batteri solfato riduttori (anaerobi). Il suo odore caratteristico di uova marce viene percepito a concentrazioni molto basse e fino a circa  $70 \mu g/m^3$ . La soglia olfattiva non è determinata univocamente in letteratura, ma è comunemente accettato il valore proposto dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS, WHO in inglese) di  $7 \mu g/m^3$  come valore a cui l'odore viene percepito nettamente (**WHO, 2000**). A concentrazioni elevate l' $H_2S$  desensibilizza i nervi olfattivi e non può essere rilevato dal suo odore; inoltre è neurotossico, con effetti anche mortali, a concentrazioni superiori ai  $750 \mu g/m^3$ . **WHO (2000)** indica una soglia di  $150 \mu g/m^3$  come concentrazione media giornaliera e  $7 \mu g/m^3$  come concentrazione di breve periodo (30 minuti). Episodi acuti di forti concentrazioni possono presentarsi durante la fase di perforazione, rendendo necessario adottare appropriate precauzioni per i lavoratori (**Glassley, 2011**).

L'emissione di acido solfidrico è senz'altro quella su cui si concentrano maggiormente gli interventi di abbattimento, in quanto l'odore condiziona la qualità della vita della popolazione circostante. L' $H_2S$  in atmosfera partecipa alla formazione del particolato secondario, viene in parte dilavato dalle piogge e in parte ossidato a  $SO_2$ , formando quindi  $H_2SO_3$  (acido solforoso) che viene dilavato a sua volta. I quantitativi di  $SO_2$  prodotti sono comunque assolutamente trascurabili rispetto a quelli prodotti da una tradizionale centrale elettrica ad olio combustibile.

In Toscana, dove si trovano tutti gli impianti italiani attualmente in esercizio, l'acido solfidrico è presente nel fluido geotermico. In entrambe le aree geotermiche, Amiata e Larderello, sono presenti inoltre molte manifestazioni naturali (manifestazioni idrotermali o emissioni di gas endogeno dal suolo), con emissione di acido solfidrico. Il campo geotermico amiatino presenta i fattori di emissione più alti, ma le emissioni totali sono più abbondanti a Larderello a causa del maggior numero di impianti, e quindi di sorgenti emmissive. I fattori di emissione dell'acido solfidrico sono compresi tra 1,1 e 3,2 kg/MWhe (**Regione Toscana, 2010**) e sono in diminuzione grazie alle nuove installazioni degli impianti di abbattimento (AMIS, cfr. Paragrafo 3.3). Per gli anni 2002-2009, **Bravi e Basosi (2014)** riportano una media pesata di acido solfidrico pari a 3,24 kg/MWhe (media di quattro impianti dislocati nell'area amiatina), con valori che variano tra un minimo di 0,4 ed un massimo di 11,4 kg/MWhe. La media risulta essere così elevata sia causa delle caratteristiche proprie del fluido geotermico della zona del Monte Amiata sia a causa del fatto che la centrale PC4 è stata dotata di impianto di abbattimento AMIS soltanto alla fine del 2008. **Bloomfield et al. (2003)** stimano come media ponderata, per le centrali geotermiche degli USA, un fattore di emissione in atmosfera di  $H_2S$  pari a 0,085g/kWh, laddove i sistemi di abbattimento riducono la frazione emessa.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Le emissioni dagli impianti italiani rispettano ampiamente i valori della normativa nazionale, che dovrà essere aggiornata rispetto ai recenti miglioramenti delle tecnologie di abbattimento. Con il rinnovo delle autorizzazioni, e quindi dal 2016 in avanti, verranno applicati i valori limite più restrittivi previsti dalla normativa regionale.

### **Metano**

Il metano è un gas ad effetto serra presente in atmosfera in concentrazioni molto basse. La valutazione delle emissioni naturali di metano in atmosfera è importante sia per comprendere il suo contributo alla formazione di ozono troposferico sia per il suo rilevante potenziale di riscaldamento globale (*Global Warming Potential, GWP*), ben 21 volte superiore a quello della CO<sub>2</sub>.

Le concentrazioni di metano presenti nelle manifestazioni geotermiche e vulcaniche variano da alcuni ppmv (parti per milione di volume) ad alcune unità percentuali. Esso è prodotto sia da reazioni inorganiche (tipo Fischer-Tropsch), che da degassamento magmatico e/o decomposizione termica della materia organica nei sedimenti della crosta (**Etiopie et al. 2007**). Tale gas, prodotto naturalmente a seguito delle reazioni sopracitate, può essere emesso spontaneamente dal terreno (come emissione puntuale o più spesso in forma diffusa) anche in assenza di un utilizzo non industriale del fluido geotermico. Per le centrali italiane viene riportato un fattore di emissione di metano variabile tra 1,3 e 6,0 kg/MWhe (**Regione Toscana, 2010**). **Bravi e Basosi (2014)** riportano per gli impianti amiatini (anni 2002-2009, periodo in cui era ancora attiva una centrale a scarico libero) valori di metano compresi tra 2,31 e 17 kg/MWhe.

I valori riportati per la Nuova Zelanda (0,85 kg/MWhe secondo **Bayer et al, 2013**), e per le centrali geotermiche degli USA (0,75 kg/MWhe secondo **Bloomfield et al., 2003**) sono paragonabili.

### **Ammoniaca**

Le emissioni di ammoniaca sono generalmente basse negli impianti geotermici. L'ammoniaca forma l'idrossido di ammonio con il vapore d'acqua, che, con le anidridi, forma sali come il solfato o il nitrato di ammonio, che danno origine al particolato secondario. Una volta assorbita dalle piante e dal suolo entra a far parte del ciclo biologico dell'azoto. Se ossidata da parte di batteri può acidificare suoli e acque. Le fonti di emissione di ammoniaca più abbondanti sono, infatti, l'agricoltura e l'allevamento.

Negli impianti toscani, i fattori di emissione di ammoniaca variano da un minimo di 0,6 kg/MWhe a 5,4 kg/MWhe, considerando le due forme chimiche emesse (disciolta + gassosa) (**Regione Toscana, 2010**). I dati negli anni 2002-2009 degli impianti amiatini studiati da **Bravi e Basosi (2014)** indicano valori compresi tra un minimo di 0,0859 ed un massimo di 28,9 kg/MWhe di ammoniaca emessa. L'impianto Bagnore 4, recentemente costruito nell'area amiatina, è equipaggiato con un impianto abbattimento dell'ammoniaca che si aggiunge a quello AMIS.



**Bloomfield et al. (2003)** riportano un fattore di emissione medio per gli impianti USA pari a 0,06 kg/MWhe.

### **Arsenico**

L'arsenico, elemento estremamente tossico e cancerogeno, in natura è molto mobile, e può essere trovato in molti composti chimici, sia organici che inorganici, e in diversi stati di ossidazione, a causa della sua elevata reattività. L'arsenico è contenuto naturalmente nella crosta terrestre e può essere emesso in atmosfera durante le eruzioni vulcaniche. Anche se l'arsenico è comune nei sistemi vulcanici, la maggior parte degli impianti geotermici non emettono arsenico. Quando l'arsenico è presente in un sistema geotermico, finisce principalmente in forma solida nei fanghi associati alla produzione (**Kagel et al., 2007**) o comunque resta solubilizzato nella fase acquosa che viene reiniettata; piccole quantità possono essere emesse in atmosfera tramite il *drift*. A causa dell'elevata variabilità della sua presenza nelle rocce, le concentrazioni di arsenico e il suo potenziale inquinante devono essere valutati attentamente e specificatamente pozzo per pozzo (**Fowler, 1983**). Tracce di arsenico sono presenti nei vapori di alcuni impianti (The Geysers, Cerro Prieto, Ohaaki). In Toscana, i fattori di emissione di arsenico variano da 0,0137 a 0,11 g/MWhe, considerando complessivamente sia le emissioni in fase vapore, sia in forma di sali disciolti contenuti nel drift (**Regione Toscana, 2010**). **Bravi e Basosi (2014)** hanno calcolato, per quattro centrali nella zona del Monte Amiata e per il periodo 2002-2009, valori di arsenico compresi tra 0,0174 e 0,097 g/MWhe.

### **Mercurio**

Il mercurio è un metallo, l'unico allo stato liquido a temperature ambiente. Si trova in natura sotto forma di minerale (cinabro) spesso associato a piccole quantità allo stato nativo (metallico). Essendo molto volatile, i vapori di mercurio possono essere trasportati in atmosfera. Viene trasformato in metilmercurio, molto tossico, negli organismi viventi, dove si accumula ed entra nella catena alimentare per arrivare fino agli esseri umani. Vi sono molte sorgenti naturali di mercurio, ma anche le attività estrattive contribuiscono al suo rilascio in atmosfera, nelle acque e nei suoli. Le emissioni da impianti di combustione del carbone (in cui il mercurio è spesso incluso) e dei rifiuti sono una sorgente importante di mercurio aerodisperso. Il mercurio è presente anche in alcuni fluidi geotermici, in particolare nei fluidi estratti da zone minerarie, come The Geysers negli Stati Uniti o in Toscana, in particolare nella zona dell'Amiata.

L'abbattimento e il monitoraggio del mercurio, laddove presente, è molto importante per la tutela degli ecosistemi e della salute dei residenti.

Il mercurio può essere emesso sia come vapore nei fluidi incondensabili sia come sale disciolto nel *drift*, con diversi meccanismi di trasporto e deposizione al suolo. Il *drift* tende a ricadere al suolo nelle vicinanze degli impianti, mentre i vapori di mercurio possono essere trasportati anche a diversi chilometri di distanza ed essere adsorbiti nel particolato fine (PM10) e quindi inalati.

Le emissioni dagli impianti non sono rilevanti quantitativamente, ma in aree come l'Amiata insistono su territori già compromessi dalla precedente attività di estrazione

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



mineraria; inoltre, trattandosi di un inquinante persistente, è necessario evitare il bioaccumulo nel lungo periodo.

L'emissione complessiva di mercurio (ovvero la somma della forma gassosa e salina) negli impianti delle due aree geotermiche toscane varia da circa 0,18 a 1,1 g/MWhe (**Regione Toscana, 2010**). Relativamente agli impianti amiatini, per gli anni 2002-2009 vengono riportati valori di emissione compresi 0,063 e 3,42 g/MWhe, con una media pesata di 0,72 g/MWhe (va sottolineato che uno dei quattro impianti oggetto dello studio non è stato dotato di impianto di abbattimento AMIS fino al 2008) (**Bravi e Basosi, 2014**). Attualmente tali valori sono in diminuzione grazie all'aumento del numero di impianti AMIS installati e ai protocolli di manutenzione degli stessi richiesti dalla normativa regionale (**Regione Toscana, 2010**).

Il mercurio viene abbattuto nel gas incondensabile all'uscita del compressore tramite assorbimento su carboni attivi, con un'efficienza superiore al 90%. In Italia Enel usa questa tecnologia all'interno dell'impianto AMIS che abbatte sia il mercurio che l'acido solfidrico (cfr. Paragrafo 3.3 per dettagli su impianti AMIS).

### **Acido Borico**

Il Boro, elemento presente nelle acque sorgive degli ambienti vulcanici, non esiste in natura nella sua forma elementare, ma si trova come sale minerale (borato) nei depositi evaporitici degli ambienti lacustri di origine vulcanica. Il boro è tossico solo se ingerito, mentre, ad esempio, quando è presente nel suolo, a basse concentrazioni, diventa addirittura indispensabile per la normale crescita delle piante. In prossimità degli impianti geotermici, l'acido borico viene emesso in atmosfera perché contenuto nell'aerosol emesso dalle torri di raffreddamento (*drift*). Quando questo è combinato con l'ammoniaca, sulle parti dell'impianto esposte al vapore geotermico spesso si possono osservare depositi di sale dal colore biancastro (borato di ammonio). Il fattore di emissione nelle centrali italiane è compreso tra 5,2 e 55 g/MWhe (**Regione Toscana, 2010**). Nei quattro impianti amiatini, nel periodo di riferimento 2002-2009, sono stati misurati valori compresi tra un minimo di 2,26 ed un massimo di 50,7 g/MWhe (**Bravi e Basosi, 2014**).

I valori emissivi fin qui descritti si riferiscono principalmente a misure condotte in Italia. In **Tabella 3.2** sono riportati i valori massimi e minimi riportati da fonti pubbliche italiane e il confronto con casi di altri paesi.



<i>Inquinante</i>	<i>fattore di emissione minimo (g/MWhe), Italia</i>	<i>fattore di emissione massimo (g/MWhe), Italia</i>	<i>fattore di emissione medio (g/MWhe) in altri paesi</i>
<b>Emissioni gassose in atmosfera (dal 2007)</b>			
As	0,011 (1)	0,029 (1)	
Hg	0,18 (1) 0,06 (2)	1,1 (1) 0,8 (2)	
NH <sub>3</sub>	570 (1)	5.300 (1)	
H <sub>2</sub> S	1.100 (1) 300 (2)	3.200 (1) 12.000 (2 <sup>ndo</sup> valore più alto: 3.200) (2)	85 - USA (a) 6.960 - Islanda (b)
CH <sub>4</sub>	0,0013 (1)	0,006 (1)	0,75 – USA (a) 0,85 – Nuova Zelanda (b)
<b>Sali disciolti nel drift</b>			
As	0,0027 (1)	0,081 (1)	
Hg	7 x 10 <sup>-5</sup> (1)	8 x 10 <sup>-4</sup> (1)	
NH <sub>3</sub>	21 (1)	100 (1)	60 (a)
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	5,2 (1)	55 (1)	
<b>totale drift</b>	<b>20,2 litri/MWhe (1)</b>	<b>44,3 litri/MWhe (1)</b>	

Fonte: (1) Regione Toscana (2010); (2) ARPAT, 2013) – e in USA, Islanda e Nuova Zelanda (a) Bloomfield (2003); (b) Bayer et al, 2013

**Tabella 3.2: Fattori di emissione di inquinanti tipici emessi dagli impianti geotermoelettrici – massimi e minimi in Italia.**

### **PM – Particulate Matter**

PM (*Particulate Matter*) è il termine generico con il quale si definisce una miscela di particelle solide e liquide (particolato) che si trovano in sospensione nell'aria. I gas emessi dagli impianti geotermici possono dare origine a particolato secondario, che si forma principalmente per reazione tra ossidi di azoto, ossidi di zolfo e ammoniaca. Il particolato primario, che deriva essenzialmente da processi di combustione (naturali ed antropici, incluso il traffico), di erosione del suolo e di dispersione eolica di pollini e sabbie, non viene emesso in impianti geotermici.

### **Ossidi di Zolfo e Ossidi di Azoto**

Il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) si forma per combustione dello zolfo e di composti solforati ed è uno dei maggiori responsabili del fenomeno delle piogge acide, che causano effetti negativi sulle piante, sui suoli e sulle strutture metalliche; è irritante per occhi e mucose e, a concentrazioni elevate, provoca problemi respiratori. Solitamente si ritrova nei prodotti di combustione del carbone e degli oli combustibili e rappresenta uno dei principali inquinanti da produzione di energia elettrica da fonti

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



combustibili fossili “tradizionali” e da traffico veicolare. Tra le specie gassose dello zolfo emesse dalle centrali geotermiche è il costituente minore. Essa può derivare dall'ossidazione naturale in atmosfera dell'acido solfidrico. Negli impianti di The Geysers viene emesso dall'impianto di abbattimento dell'acido solfidrico, basato sulla combustione (Di Pippo, 2012). Kagel et al. (2007) riportano valori di emissione pari a 0,159 g/kWh per impianti *flash* e sistemi geotermici a liquido dominante, e di 0,000098 g/kWh per il sistema a vapore dominante di The Geysers.

Gli ossidi di azoto, genericamente indicati come NO<sub>x</sub> (miscela di NO, N<sub>2</sub>O e NO<sub>2</sub>), irritanti per le vie aeree, si formano per ossidazione dell'azoto atmosferico nei processi di combustione. Non sono quindi presenti nelle emissioni delle centrali geotermiche, a differenza delle centrali di combustione tradizionali. Sono precursori dello smog fotochimico e delle piogge acide, e sono irritanti per le vie aeree. Tuttavia possono essere generati nei sistemi di abbattimento, quali quelli per l'ossidazione dell'H<sub>2</sub>S. Per esempio, Kagel et al. (2007) fornisce per il campo di The Geysers un valore di 4,58 10<sup>-4</sup> kg/MWhe derivante dal processo di combustione in alcune centrali dotate di impianto di abbattimento.

Nella **Tabella 3.3** sono riportati i fattori di emissione medi degli impianti geotermici negli USA disponibili in letteratura per il PM, SO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>O (Di Pippo, 2012 (a) e GEA, 2013 (b)).

Tipo impianto	SO <sub>2</sub> kg/MWhe	NO <sub>x</sub> kg/MWhe	PM kg/MWhe
Carbone (a)	4,71	1,955	1,01
Carbone (b)	8,50	0,017	0,33
Olio combustibile (a)	5,44	1,814	NA
Gas naturale (a)	0,1	1,343	0,06
Gas naturale (b)	0,0019	0,0077	0,054
Flash-steam (a)	0,159	0	0
Flash steam (b)	0,16	0	NA
Vapore secco (b)	9,07E-05	0	NA
Vapore secco - The Geysers (a)	0,000098	0,00046	Trascurabile
Ciclo binario (a,b)	0	0	0

Fonte: (a) = Di Pippo, 2012; (b) = GEA, 2013. Dati riferiti agli impianti USA

**Tabella 3.3:** Fattori di emissione per inquinanti tipici emessi da centrali termoelettriche e confronto con i valori tipici di emissione da impianti geotermoelettrici.

### 3.2. Qualità dell'aria nelle aree geotermiche

I campi geotermici sono aree di estensione molto variabile. Spesso sullo stesso campo geotermico insistono più centrali che vanno a coprire aree ampie diverse decine o anche centinaia di chilometri quadrati, come per esempio nei campi

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



geotermici toscani (Larderello, Amiata), americani (The Geysers) o islandesi. In questi casi, l'influenza dei campi geotermici sulla qualità dell'aria riguarda aree vaste che devono essere adeguatamente monitorate, in particolare se si tratta di aree antropizzate o di elevato pregio naturalistico. A tal proposito, ai gestori degli impianti viene richiesto di installare una rete di monitoraggio della qualità dell'aria.

La qualità dell'aria nelle aree geotermiche (vulcaniche o meno) è molto variabile e dipende, oltre che dall'eventuale presenza di emissioni da centrali geotermoelettriche, anche dalle manifestazioni naturali presenti. Queste ultime costituiscono i valori di fondo (in inglese *baseline*) della qualità dell'aria, che è opportuno misurare e valutare nella fase di studio d'impatto ambientale. Infine, anche il regime meteorologico e la conformazione orografica del terreno, che influenzano la capacità di dispersione degli inquinanti, contribuiscono a definire la qualità dell'aria risultante.

Fare una valutazione dei contributi alla qualità dell'aria distinguendo le emissioni naturali da quelle antropiche è teoricamente possibile ma complesso; uno studio accurato dovrebbe comprendere approfondite campagne di misura delle condizioni meteorologiche, delle emissioni naturali diffuse dal suolo e dagli impianti e l'uso di modelli di calcolo meteorologici e di dispersione sofisticati.

### **Qualità dell'aria delle aree geotermiche toscane**

Gli impianti geotermoelettrici italiani sono concentrati in Toscana e distribuiti in due aree (l'area del Monte Amiata, in provincia di Grosseto, e l'area cosiddetta "tradizionale", a cavallo tra le province di Pisa, Siena e Grosseto, a sua volta suddivisibile in "sub aree" più circostanziate (Larderello, Radicondoli-Chiusdino, Lago).

La rete di monitoraggio della qualità dell'aria comprende una centralina fissa (Pomaranche) appartenente alla rete regionale, e attrezzata per il monitoraggio di H<sub>2</sub>S, O<sub>3</sub>, NO<sub>2</sub> e PM<sub>10</sub>, due laboratori mobili di ARPAT, e 18 centraline del gestore (Enel Green Power) (ARPAT, 2015). I parametri monitorati sono principalmente H<sub>2</sub>S e Hg.

Per l'H<sub>2</sub>S è richiesto il rispetto dei valori soglia indicati dalla WHO nelle linee guida per i valori di qualità dell'aria per l'Europa (WHO, 2000) riguardo alla media su 24 ore (150 µg/m<sup>3</sup>), 14 giorni (100 µg/m<sup>3</sup>) e 90 giorni (20 µg/m<sup>3</sup>).

ARPAT controlla e convalida annualmente i dati delle centraline Enel e pubblica i risultati del monitoraggio (ARPAT, 2015). I grafici nelle **figure 8 e 9** mostrano una generale tendenza alla diminuzione della concentrazione in atmosfera, e il rispetto dei valori di riferimento (LR) indicati da WHO (20 µg/m<sup>3</sup> su 90 giorni). Il miglioramento è evidente soprattutto nelle zone, come Larderello e Amiata senese, dove, negli anni precedenti, erano state rilevate concentrazioni elevate. L'area dell'Amiata grossetano dimostra valori più bassi rispetto a tutte le altre aree geotermiche.

RISCHI AMBIENTALI CONNESSI  
ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA  
CAUSE E BUONE PRATICHE

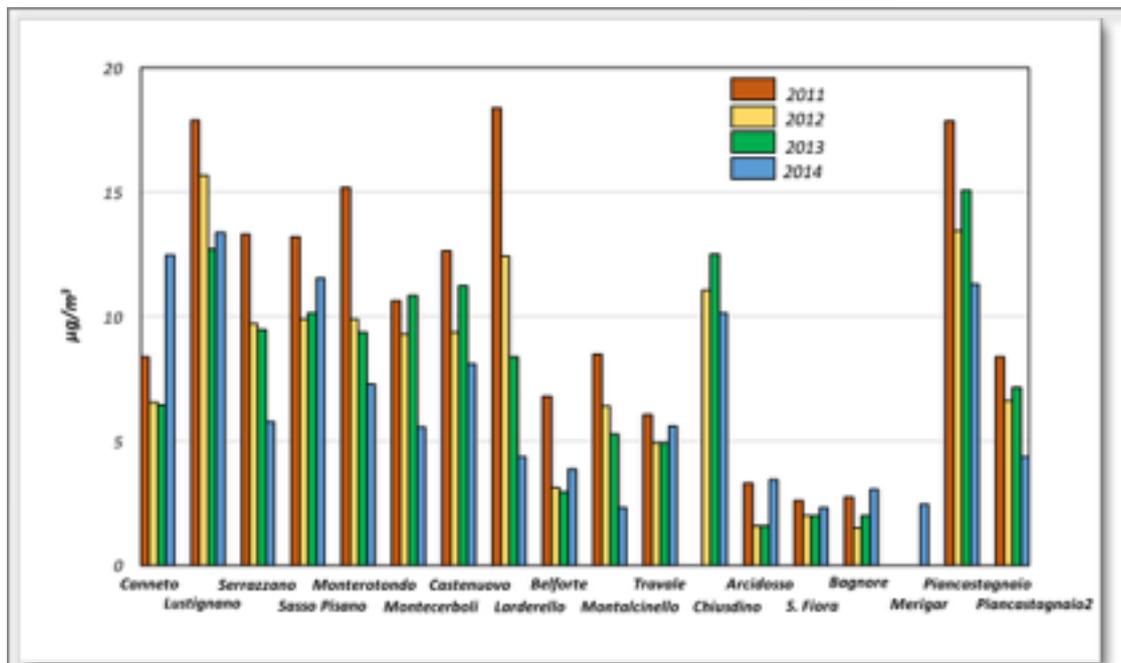


Figura 8 - Media mobile H<sub>2</sub>S in aria, calcolata su 90 giorni (LR=20 µg/m<sup>3</sup>). Max mensili (2014) e annuali (2011, 2012, 2013, 2014) (dati ARPAT, 2015)

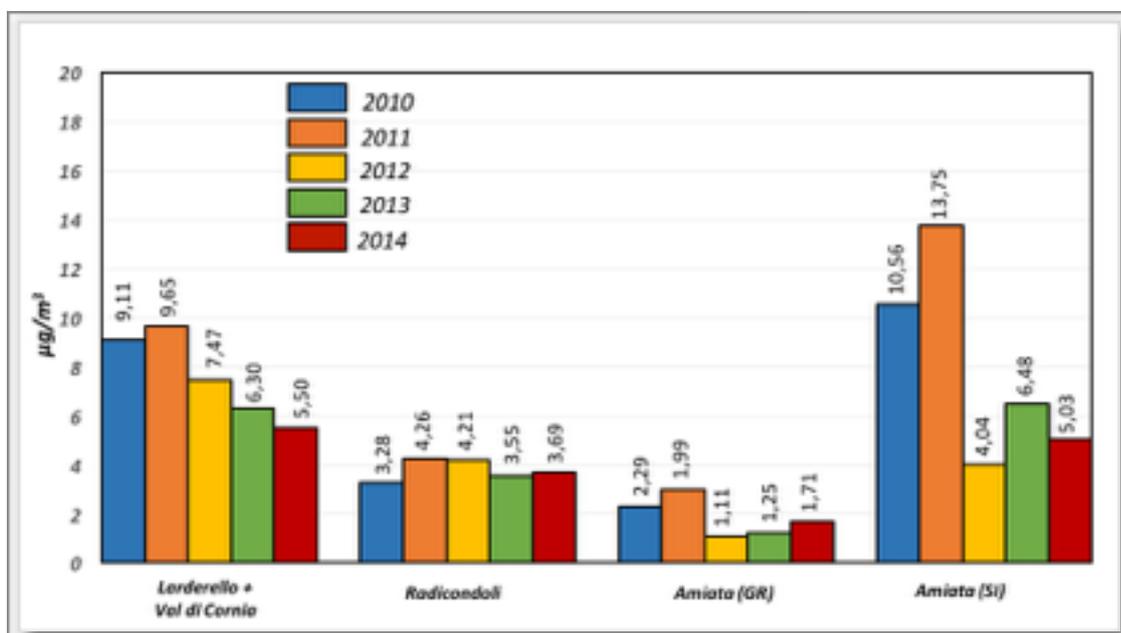


Figura 9 - Concentrazione media in aria di H<sub>2</sub>S, dato medio per area di produzione (dati ARPAT, 2015)



### 3.3. Buone pratiche per la minimizzazione

#### ***Gli impianti di abbattimento***

Quando le emissioni in atmosfera contengono inquinanti il cui impatto ambientale non può essere considerato trascurabile, devono essere installati appropriati impianti di abbattimento. La scelta della migliore tecnologia da utilizzare dipende dal tipo, dalle dimensioni e dal tempo di vita stimato dell'impianto e dalla concentrazione di inquinanti nel fluido. Solo gli impianti a vapore secco e *flash* producono emissioni in atmosfera significative. In questi impianti, i gas non condensabili, contenenti principalmente CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S e mercurio, vengono separati nel condensatore a valle delle turbine e scaricati direttamente in atmosfera, oppure, se contengono inquinanti in concentrazioni non accettabili, vengono trattati in un impianto di abbattimento.

Ad oggi, i sistemi di cattura e sequestro (o stoccaggio) di CO<sub>2</sub> (CCS) hanno ancora pochissime applicazioni a livello industriale e non sono state applicate agli impianti di produzione di energia geotermica. Sono in studio impianti EGS che utilizzino CO<sub>2</sub> supercritica come fluido di lavoro, che potrebbe essere iniettata in sistemi geotermici esauriti, i quali funzionerebbero quindi di fatto da siti per il sequestro della CO<sub>2</sub>. La fattibilità tecnica ed economica di questi sistemi deve però ancora essere dimostrata (GEA, 2012).

Le tecnologie di abbattimento dei gas incondensabili in uso, quindi, riguardano essenzialmente acido solfidrico e mercurio, che sono comunque i due inquinanti di maggiore interesse. Le più utilizzate sono brevemente descritte di seguito.

Anche gli interventi di tipo gestionale, come una corretta manutenzione periodica, oltre all'adozione di un piano di monitoraggio, sono strumenti efficaci per tenere sotto controllo le emissioni in atmosfera e rientrano a pieno titolo tra le "migliori tecnologie applicabili" previste dall'Unione Europea (vedi ad es., Direttiva 96/61/CE, nota anche come direttiva IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control* ovvero Prevenzione e Riduzione Integrate dell'Inquinamento)) e prescritte nelle autorizzazioni.

#### ***Abbattimento dell'Acido Solfidrico***

Esistono varie tecnologie per l'abbattimento dell'acido solfidrico, sia a monte (*upstream*) che a valle (*downstream*) della turbina, ampiamente riviste e descritte nel recente articolo di Rodriguez et al. (2014), a cui si fa riferimento per una dettagliata descrizione dei campi di applicazione, dei vantaggi e degli svantaggi.

Tutti gli impianti di abbattimento producono un refluo che, nella maggior parte dei casi, è un rifiuto, a meno che questo non possa essere aggiunto ai fluidi da reiniettare. Solo nel caso in cui venga prodotto zolfo di elevata qualità, questo può essere venduto all'industria chimica.

Le principali tecnologie in uso si possono classificare come riportato in ***Tabella 3.4.***

RISCHI AMBIENTALI CONNESSI  
ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA  
CAUSE E BUONE PRATICHE



<b>Punto di abbattimento</b>	<b>Tipo di fluido trattato</b>	<b>Principio chimico/fisico</b>	<b>Tipo di CGTE a cui si applica</b>	<b>Note</b>
<b>Upstream - a valle del separatore – prima della turbina</b>	Vapore	Ossidazione a S elementare con CuSO <sub>4</sub>	Impianti di grandi dimensioni flash steam	Alta % di rimozione Alti costi di impianto e operativi
<b>Upstream - a valle del separatore – prima della turbina</b>	Vapore	Lavaggi (Scrubber) con NaOH	Impianti di piccole dimensioni e con tempo di vita limitato	Bassi costi di impianto, alti costi operativi
<b>Downstream – all'uscita del condensatore</b>	Gas non condensabili (NCG)	Ossidazione catalitica a S o a SO <sub>2</sub> (vari metodi)	Varie tipologie, tra cui impianti a vapore secco (AMIS e Stretford)	AMIS: applicato negli impianti italiani. Stretford: applicato a The Geysers (USA)
<b>Downstream – all'uscita del condensatore</b>	Condensato (H <sub>2</sub> S rimane principalmente nell'acqua di condensazione e non viene emesso in atmosfera come NCG)	Scrubbing con vapore	Impianti con vapore in eccesso a bassa concentrazione di NH <sub>3</sub>	
<b>Downstream – all'uscita del condensatore</b>	Condensato e gas (sistemi ibridi)	Ossidazione a solfati nella torre di raffreddamento (BIOX)	Impianti flash con ripartizione di H <sub>2</sub> S tra NCG e condensato	Costi di impianto e operativi contenuti Efficienza di abbattimento inferiore agli altri metodi
<b>Downstream – all'uscita del condensatore</b>	Condensato e gas (sistemi ibridi)	Incenerimento + scrubbing	Impianti di grandi dimensioni	Costi operativi e di impianto non giustificati per impianti di piccola taglia

Tabella 3.4: Principali tecnologie in uso per l'abbattimento dell'acido solfidrico nelle emissioni in atmosfera.

**Le tecnologie di abbattimento H<sub>2</sub>S e Hg degli impianti italiani: AMIS**

Gli impianti AMIS (Abbattimento del Mercurio e dell' Idrogeno Solforato), installati nelle centrali italiane, trattano il flusso di gas incondensabile a valle della turbina e del condensatore, e sono costituiti dalle seguenti sezioni:

- abbattimento del mercurio: il flusso di gas viene fatto passare su di un letto di ceramica poroso, attivato con selenio o su carboni attivi.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- abbattimento dell'acido solfidrico: ossidazione catalitica a SO<sub>2</sub> seguita da uno scrubbing umido con una soluzione alcalina (solitamente fluido geotermico da reiniettare, contenente NH<sub>3</sub> o addizionato con NaOH).

L'abbattimento del mercurio nel gas incondensabile si attesta intorno al 93-94%, mentre quello dell'H<sub>2</sub>S è intorno al 98-99%.

Poiché gli impianti AMIS trattano esclusivamente il gas incondensabile, e non il *drift*, l'efficienza totale dell'abbattimento delle emissioni della centrale è minore e si attesta sui seguenti valori: acido solfidrico: 82–85%; mercurio: 50–60% (**Regione Toscana, 2010**).

### **L'abbattimento dell'aerosol: Demister**

Per ridurre le emissioni di aerosol, e degli inquinanti solubili che vi sono contenuti, si possono installare i *demister*, abbattitori inerziali che riducono le gocce di condensa trascinate dalla corrente dell'aeriforme, e quindi, di conseguenza, il flusso di massa delle sostanze disciolte nel condensato (mercurio e acido solfidrico residui ma anche arsenico e boro, se presenti nel fluido geotermico).

In Italia, la Regione Toscana, al fine di migliorare il quadro emissivo e la compatibilità ambientale degli impianti geotermoelettrici, prevede di attuare le seguenti azioni per diminuire il rilascio di inquinanti in atmosfera:

- definire nuovi valori di emissione delle centrali coerenti con le innovazioni tecnologiche;
- dotare tutti gli impianti di AMIS e di *demister*;
- applicare sistemi di controllo delle emissioni (in continuo) e potenziare quelli esistenti per la qualità dell'aria;
- svolgere ricerca e sperimentazione per l'introduzione di nuove tecnologie di abbattimento per le altre sostanze inquinanti (**Regione Toscana, 2010**).

Secondo quanto dichiarato da Enel GreenPower (<https://www.enel.it/it-it/media-investor-comunicati-regione/Pagine/amiata-geotermia-un-2015-a-tutta-energia-e-ambiente-impianti-amis-in-ogni-centrale.aspx>) già nel 2015 tutte le centrali geotermiche della Toscana sono state dotate di impianti di abbattimento AMIS, favorendo la diminuzione delle emissioni e il miglioramento della qualità dell'aria.

### **Le concentrazioni ammissibili in atmosfera e la rete di monitoraggio della qualità dell'aria**

Per gli inquinanti tipici emessi dagli impianti geotermici, la normativa europea ed italiana stabiliscono valori limite di qualità dell'aria solo per il mercurio e l'arsenico; stabiliscono invece valori limite di emissione degli impianti, come flusso di massa o come combinazione di flusso di massa e concentrazione.

In mancanza di standard normativi, è buona prassi applicare almeno i valori guida stabiliti da organismi internazionali (ad es. WHO) o comunque autorevoli in materia (ad es. ACGIH, *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*). ARPAT verifica il rispetto dei valori guida nella valutazione della qualità dell'aria rilevata dalla rete di monitoraggio Enel riportati in **Tabella 3.5** (ARPAT, 2015).

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Viene quindi richiesto, nelle autorizzazioni all'esercizio, di installare un'adeguata rete di monitoraggio in prossimità delle centrali geotermiche, in particolare nei pressi di recettori sensibili come centri abitati e luoghi di particolare pregio naturalistico.

Nel progettare la rete di monitoraggio, è necessario tenere in considerazione i seguenti elementi:

- Delimitazione dell'estensione dell'area di monitoraggio;
- Scelta e localizzazione dei recettori sensibili;
- Analisi dei venti dominanti;
- Scelta della frequenza di acquisizione dati e della tecnica di monitoraggio;
- Eventuale integrazione di tecniche di campionamento attivo e di monitoraggio passivo;
- Raccolta, analisi e validazione dei dati.

<b>Parametro</b>	<b>Concentrazione</b>	<b>Riferimento individuato</b>
<b>Iidrogeno solforato (H<sub>2</sub>S)</b>	150 µg/m <sup>3</sup> media 24 ore	(1)
	100 µg/m <sup>3</sup> > 1 – 14 giorni (valore medio sul periodo)	(2)
	20 µg/m <sup>3</sup>	(2)
<b>Arsenico (As)</b>	6 ng/m <sup>3</sup> media annuale	Il valore indicato costituisce il valore obiettivo della Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2004/107/CE del 18/12/2004 e del Decreto Legislativo 152 del 3/8/2007, di recepimento della suddetta normativa
<b>Mercurio (Hg)</b>	0,2 µg/m <sup>3</sup>	(3) Fonte aggiornata a dicembre 2007. Valore aggiornato al 2001.
<b>Boro (B)</b>	20 µg/m <sup>3</sup> media 24 ore	Adottando un valore di confidenza pari a 100 rispetto al valore 2 mg/m <sup>3</sup> riferito al TLV-TWA di (4) (borati inorganici)
	10 µg/m <sup>3</sup> > 1 – 14 giorni (valore medio sul periodo)	(3) Fonte lista aggiornata a dicembre 2007.
<b>Ammoniaca (NH<sub>3</sub>)</b>	170 µg/m <sup>3</sup> media 24 ore	Adottando un valore di confidenza pari a 100 rispetto al valore 17 mg/m <sup>3</sup> riferito al TLV-TWA di (4) (ammoniaca)
	70 µg/m <sup>3</sup> > 1 – 14 giorni (valore medio sul periodo)	(3) Il valore per ammoniaca è aggiornato al 2004
<b>Antimonio (Sb)</b>	5 µg/m <sup>3</sup> media 24 ore	Adottando un valore di confidenza pari a 100 rispetto al valore 0,5mg/m <sup>3</sup> riferito al TLV-TWA di (4) (antimonio)

TLV-TWA = Time Weighted Average.

Fonte: (1) WHO, 2000; (2) WHO – IPCS; (3) MRL Minimal Risk Level (ATSDR); (4) ACGIH, 2006.

*Tabella 3.5: Parametri e limiti di concentrazione per: acido solfidrico, arsenico, vapori di mercurio, boro, ammoniaca e antimonio.*

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



In Italia, la Regione Toscana ha richiesto l'installazione di 18 stazioni di monitoraggio, ripartite tra le aree di Larderello-Val di Cornia, Radicondoli e Amiata, per il monitoraggio dell'H<sub>2</sub>S. I valori rilevati sono controllati annualmente da ARPAT e confrontati con i valori guida di riferimento internazionali (**ARPAT, 2015**).

Negli USA, i diversi produttori di energia di The Geysers (14 impianti, per la più grande installazione di impianti di produzione di energia geotermoelettrica del mondo come energia prodotta) aderiscono ad un programma di monitoraggio condiviso (GAMP – *Geysers Air Monitoring Program*) ormai dal 1983, che registra dati meteorologici e di concentrazione dell'H<sub>2</sub>S e di altri inquinanti. Sono installate tre stazioni per la misura dei dati meteo e di H<sub>2</sub>S, e due stazioni per la misura di PM<sub>10</sub>, As, Hg, S, e V. L'adozione di un piano di monitoraggio della qualità dell'aria è richiesta dalle autorizzazioni all'esercizio degli impianti.

### 3.4. La normativa

La normativa italiana incentiva la riduzione delle emissioni in atmosfera grazie al D. Lgs. 22/2010, che promuove la ricerca e lo sviluppo di tecnologie per annullare le emissioni di processo. In attesa di nuove e dimostrate tecnologie, comunque, le amministrazioni devono regolamentare i livelli ammissibili di emissioni.

Al momento l'unica normativa specifica per gli impianti geotermici è quella della Regione Toscana, sul cui territorio ricadono tutti gli impianti in esercizio.

	<b>Normativa nazionale</b>		<b>Normativa regionale</b>	
<b>Normativa applicabile</b>	D. Lgs. 152/06	fissa i limiti di emissioni in atmosfera e le procedure per richiedere l'autorizzazione alle emissioni	DGRT 344/2010	fissa prescrizioni per gli impianti sia come valori di emissione che come tecnologie da adottare per il loro contenimento (attualmente applicabile solo agli impianti costruiti dopo il 2006).
<b>Normativa di riferimento</b>	D. Lgs. 152/2007	fissa i criteri per la qualità dell'aria di (tra gli altri) mercurio e arsenico	Legge regionale Regione Toscana 9/2010	norme per la tutela della qualità dell'aria ambiente.

*Tabella 3.6: Normativa nazionale e regionale (Regione Toscana) che regola le emissioni in atmosfera delle centrali geotermiche.*

### **Emissioni in atmosfera**

In Italia, gli impianti e le attività che producono emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti sono soggetti al D. Lgs. 152 del 3 aprile 2006 Parte V (prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività) e successive modifiche e integrazioni.

Attualmente i valori limite di emissione ed altre prescrizioni relative agli impianti per la coltivazione dei fluidi geotermici sono indicati nell'allegato I, Parte IV, Sezione

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



2, della Parte Quinta del D. Lgs n. 152/06 che, nella parte 3 (impianti che utilizzano fluidi geotermici), recita:

*Gli effluenti gassosi negli impianti che utilizzano i fluidi geotermici di cui all'articolo 1 della legge 9 dicembre 1986, n. 896, devono essere dispersi mediante torri refrigeranti e camini di caratteristiche adatte. Per ciascuno dei due tipi di emissione, i valori di emissione minimi e massimi, di seguito riportati, sono riferiti agli effluenti gassosi umidi ed intesi come media oraria su base mensile<sup>1</sup>:*

<b>Parametro</b>	<b>Valore limite</b>
<b>Iidrogeno solforato (H<sub>2</sub>S)</b>	70-100 mg/Nm <sup>3</sup> per un flusso di massa uguale o superiore a 170 kg/h
<b>Arsenico (As) (come sali disciolti nell'acqua di trascinamento)</b>	1 – 1,5 mg/Nm <sup>3</sup> per un flusso di massa uguale o superiore a 5 g/h
<b>Mercurio (Hg) (come sali disciolti nell'acqua di trascinamento)</b>	0,2 – 0,4 mg/Nm <sup>3</sup> per un flusso di massa uguale o superiore a 1 g/h

Fonte: Regione Toscana (2010)

*Tabella 3.7: Valori di emissione minimi e massimi per affluenti gassosi umidi, ai sensi del D. Lgs. 152/2006.*

I valori limite di emissione sono espressi sia come **flusso di massa** (massima quantità emessa nell'unità di tempo, tipicamente g/h) che come **concentrazione** (massima quantità presente nell'unità di volume, tipicamente g/m<sup>3</sup>). Se il flusso di massa misurato è inferiore alla soglia di rilevanza, non è applicabile il limite di concentrazione; se invece il flusso di massa è uguale o superiore a tale soglia, il limite di concentrazione è applicabile.

Inoltre, la Regione Toscana, in forza delle competenze attribuite dal D. Lgs. 351/99 e dal D. Lgs 155/2010, mediante il "Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria" (DGR. 44/2008), ha disciplinato la materia con la DGR n. 344/2010. La Delibera definisce specifiche prescrizioni per le nuove centrali (da impartire in fase di VIA) e per il rinnovo delle autorizzazioni, prevedendo limiti alle emissioni, sia come valore assoluto sia come efficienza di abbattimento, congrui con il quadro emissivo delle centrali e con lo stato attuale delle tecnologie. Queste prescrizioni si applicano, attualmente, solo agli impianti costruiti dopo il 2006. I valori limite e i requisiti minimi di esercizio degli impianti di abbattimento (AMIS) sono riportati nelle sottostanti **Tabella 3.8 a) e b)** (Tabella 4.1 e Tabella 4.2 dell'Allegato A al DGR 344/2010) (ARPAT 2013).

<sup>1</sup> Per tutti gli inquinanti, i valori emissivi sono espressi come **media oraria su base mensile, che** presuppone lo svolgimento di misurazioni in continuo, tecnicamente non possibile ; per cui, i controlli sono fatti in modo puntuale e nelle condizioni di esercizio più gravose rappresentative dei massimi livelli emissivi in condizioni di normale funzionamento. Altra criticità della normativa nazionale è dovuta al fatto che il valore limite è riferito alla sola componente disciolta nella condensa trascinata in emissione dalla torre di raffreddamento, che corrisponde indicativamente all'1% della concentrazione totale dell'inquinante (sale disciolto + forma gassosa) (ARPAT, 2013).

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Descrizione	H <sub>2</sub> S kg/h	Hg g/h	SO <sub>2</sub> g/h
Uscita impianto AMIS	3 (*)	2	200
Uscita dalla centrale a tiraggio naturale fino a 20 MW	10	4	
Uscita dalla centrale a tiraggio naturale > 20 MW	10	8	
Uscita dalla centrale a tiraggio indotto fino a 20 MW	30	10	
Uscita dalla centrale a tiraggio indotto tra 20 e 60 MW	80	15	
Uscita dalla centrale a tiraggio indotto > 60 MW	100	20	

(\*) In caso di superamento di tale valore, il limite si considera comunque rispettato se la percentuale di abbattimento dell'impianto AMIS per H<sub>2</sub>S è maggiore del 97%.

*Tabella 3.8.a: Valori di emissione in flusso di massa.*

Descrizione	Requisito minimo %
Per le centrali: ore di non funzionamento 12 x 100 / 8760	< 5%
Per gli impianti AMIS: ore di funzionamento AMIS x 100 / ore di funzionamento centrale	≥ 90%

*Tabella 3.8.b: Requisiti di esercizio.*

### Qualità dell'aria

Il contenuto di arsenico e di mercurio nell'ambiente non sono regolamentati dalla normativa europea sulla qualità dell'aria (Direttiva 96/62/CE del Consiglio), ma dal D. Lgs. 152/2007, che recepisce la direttiva 2004/107/CE e che regola la presenza nell'aria di alcune sostanze inquinanti (arsenico, cadmio, mercurio, nichel e idrocarburi policiclici aromatici). Il D. Lgs. 152/07 individua i cosiddetti "valori obiettivo" di concentrazione nell'aria ambiente, i metodi e criteri per la valutazione delle concentrazioni, i metodi e criteri per la valutazione della deposizione, le modalità di trasmissione delle informazioni al *Ministero dell'ambiente* e ad ISPRA e le modalità di informazione al pubblico.

L'articolo 4 del decreto prevede inoltre che le regioni, nel caso in cui non dispongano di dati di concentrazioni degli inquinanti riferiti ad un quinquennio e relativi all'intero territorio regionale, effettuino una "valutazione preliminare" della qualità dell'aria ambiente. Successivamente le regioni devono provvedere ad

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



effettuare la valutazione della qualità dell'aria ambiente nei modi previsti dal D. Lgs. n. 152/07.

In mancanza di riferimenti normativi, a livello nazionale ed internazionale, è necessario attenersi ai valori guida indicati dalla OMS-WHO.

### 3.5. BIBLIOGRAFIA

- ACGIH, American Conference of Governmental Industrial Hygienists (2006) Guide to Occupational Exposure Values, 2006. Disponibile su: <https://www.acgih.org/forms/store/ProductFormPublic/guide-to-occupational-exposure-values-2006> (ultimo accesso giugno 2016)
- ARPAT (2013) Centrali geotermiche: la normativa di riferimento per i controlli ARPAT. *Notiziario ARPAT* n. 150 del 19 Luglio 2013. Disponibile su: <http://www.arpat.toscana.it/notizie/arpatnews/2013/150-13/150-13-centrali-geotermiche-la-normativa-di-riferimento-per-i-controlli-arpat> (ultimo accesso giugno 2016)
- ARPAT (2015) Concentrazioni di idrogeno solforato nelle aree geotermiche toscane. Validazione dati ENEL e monitoraggi ARPAT. Report anno 2014. Disponibile su: <http://www.arpat.toscana.it/documentazione/report/report-geotermia/verifiche-autocontrollo-enel/concentrazione-h2s-nelle-aree-geotermiche-validazione-dati-enel-2014> (ultimo accesso giugno 2016)
- ATSDR (Agency for Toxic Substances and Disease Registry) MRLs *Minimal Risk Level* – Livelli guida significativi per la salute elaborati dall'Agenzia governativa USA, in analogia ai valori soglia EPA, per effetti non cancerogeni delle sostanze chimiche nell'ambiente a uso della stessa ATSDR per valutare i siti contaminati. Disponibile su: <http://www.atsdr.cdc.gov/> (ultimo accesso giugno 2016)
- Bayer P., Rybach L., Blum P., Brauchler R. (2013) Review on life cycle environmental effects of geothermal power generation. *Renewable & Sustainable Energy Review*, 26, 446-463.
- Bertani R. e Thain I. (2002) Geothermal power generating plant CO<sub>2</sub> emission survey. *IGA News* 49, 1–3.
- Bloomfield K., Moore J.N., Neilson Jr. R.M. (2003) Geothermal energy reduces greenhouse gases. *Geothermal Resour. Coun. Bull.*, 77-79.
- Bravi M., Basosi R. (2014) Environmental impact of electricity from selected geothermal power plants in Italy. *Journal of Cleaner Production*, 66, 301-308.
- Di Pippo R. (2012) Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. *Third edition, 2012, Elsevier*.
- Enel (2013) ENEL, Rapporto ambientale 2013. Disponibile su: [https://www.enel.com/it-it/Documents/FinancialReports/report2013/Enel\\_Rapporto\\_Ambientale\\_2013.pdf](https://www.enel.com/it-it/Documents/FinancialReports/report2013/Enel_Rapporto_Ambientale_2013.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)
- Etiopie G., Fridriksson T., Italiano F., Winiwarter W., Theloke J. (2007) Natural emissions of methane from geothermal and volcanic sources in Europe. *Journal of Volcanology and Gethermal Research*, 165, pp. 76-86.
- Fowler B. A. (1983) Biological effects of Arsenic (a cura di). *Elsevier*.
- GEA, Geothermal Energy Association (2012) Geothermal Energy and Greenhouse Gas Emissions. Disponibile su: [http://geo-energy.org/reports/GeothermalGreenhouseEmissionsNov2012GEA\\_web.pdf](http://geo-energy.org/reports/GeothermalGreenhouseEmissionsNov2012GEA_web.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)
- GEA, Geothermal Energy Association (2013) B. Matek, Promoting Geothermal Energy: Air Emissions Comparison and Externality Analysis. Disponibile su: <http://geo-energy.org/>

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



[events/Air%20Emissions%20Comparison%20and%20Externality%20Analysis\\_Publication.pdf](#) (ultimo accesso giugno 2016)

GEOELEC Mannvit (2013a). Environmental studies on geothermal power, *GEOELEC Project D4.2*. 17 pag. Disponibile su <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2014/03/D-4.2-GEOELEC-report-on-environment.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)

GEOELEC Shutz F., Huenges E., Spalek A., Bruhn D., Pérez P., de Gregorio M. (2013b) Geothermal Electricity: Potential for CO<sub>2</sub> Mitigation. *GEOELEC Project D4.6*. 17 pag. Disponibile su: <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2014/02/D4.6.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)

Glassley W. E. (2011) *Geothermal Energy: Renewable Energy and the Environment*, CRC press.

Kagel A., Bates A. e Gawell K. (2007) *A Guide to Geothermal Energy and the Environment. Geothermal Energy Association*. Pennsylvania Avenue SE, Washington, pp. 86.

Regione Toscana (2010) Criteri direttivi per il contenimento delle emissioni in atmosfera delle centrali geotermoelettriche. Prescrizioni da utilizzare nei procedimenti regionali di VIA e di concessione/autorizzazione ex L. 896/1986 e L.R. 39/2006, pp.88 (Allegato A alla DGRT n. 344/2010).

Rodríguez E., Harvey W.S., Ásbjörnsson E.J. (2014) Review of H<sub>2</sub>S Abatement Methods in Geothermal Plants. *Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University*, Stanford, California, February 24-26, 2014

UGI Buonasorte G., Cataldi R., Franci T., Grassi W., Manzella A., Meccheri M., Passaleva G. (2011) Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030. *Il calore della Terra. UGI – Unione Geotermica Italiana. Eds. Pacini*, pp. 108.

WHO (2000) World Health Organisation, Air quality guidelines for Europe, seconda edizione del Regional Office for Europe di Copenhagen. Disponibile su [http://www.euro.who.int/data/assets/pdf\\_file/0005/74732/E71922.pdf](http://www.euro.who.int/data/assets/pdf_file/0005/74732/E71922.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)

WHO – IPCS, WHO International Programme on Chemical Safety. Disponibile su <http://www.who.int/ipcs/methods/harmonization/en/> (ultimo accesso giugno 2016)



## 4. IL RUMORE

### 4.1. Le principali criticità

L'inquinamento acustico è uno dei problemi ambientali più rilevanti per chi vive in ambiente urbano o in prossimità di attività industriali, e impatta fortemente anche sulla fauna che vive in prossimità di attività rumorose. Le sorgenti di rumore si distinguono in puntiformi (impianti e attività industriali, tra cui anche gli impianti geotermici) e lineari (traffico veicolare, ferroviario e aeroportuale).

Spesso gli impianti industriali vengono definiti sorgenti puntiformi perché, anche se le sorgenti emmissive sono collocate in parti diverse dell'impianto, sono di piccole dimensioni rispetto all'ambiente nel quale il rumore si propaga. La propagazione per queste sorgenti avviene sotto forma di onde sferiche e l'intensità è inversamente proporzionale al quadrato della distanza fra sorgente e ricevitore.

Vengono definite sorgenti lineari (categoria in cui vengono incluse strade, ferrovie, aeroporti ecc.) quelle composte da un grande numero di sorgenti puntiformi vicine, tali che le loro emissioni possono essere considerate come emanate in forma continua su un tratto lineare.

Il rumore si diffonde sia nell'aria che nei materiali con una velocità di propagazione diversa a seconda del materiale attraversato. La percezione del rumore non è lineare, per cui, per esprimere i livelli di emissione sonora e di rumore, si utilizzano scale logaritmiche. Il decibel è il logaritmo tra la pressione sonora ( $P$ ) e una pressione di riferimento ( $PA$ ) moltiplicato per dieci,  $dB=10\log (P/PA)$ . Al fine di valutarne l'impatto ambientale, nella misura del rumore si usa la cosiddetta scala di ponderazione ( $A$ ), che tiene conto solo delle frequenze udibili agli esseri umani.

I rischi per la salute che derivano dall'esposizione al rumore sono molti, e spaziano dal fastidio, ai disturbi psichici veri e propri fino ai danni fisici al sistema uditivo. Oltre i 60 dB(A) il rumore inizia ad essere percepito con fastidio da parte dell'essere umano, mentre la soglia del dolore si trova intorno ai 120 dB(A), valore che viene raggiunto durante lo scarico dei pozzi (Kristmannsdóttir e Ármannsson, 2003), ma si tratta di soglie indicative, perché ogni persona ha una percezione soggettiva del rumore e in letteratura si trovano dati leggermente diversi tra loro.

Negli impianti geotermici le emissioni sonore sono presenti in tutte le fasi di vita dell'impianto: esplorazione, costruzione e produzione. Il rumore generato da un impianto geotermico durante la fase di esercizio non è tale, come intensità e durata, da produrre danni fisici o psichici permanenti, ma può produrre disturbi ai residenti nelle vicinanze degli impianti, ai turisti, ed agli animali che vivono a ridosso dell'area geotermica. La normativa italiana prevede dei limiti di immissione acustica diversi in funzione della destinazione d'uso del territorio e del periodo del giorno (diurno o notturno), determinati sulla base di criteri che assicurano la protezione della salute umana e la qualità della vita di chi vive nei pressi di sorgenti sonore. Gli impianti devono essere quindi progettati in modo da rispettare tali limiti (cfr. Paragrafo 4.3 sulla normativa).

La fase di esplorazione è la più rumorosa, ma si tratta di emissioni limitate a un periodo breve di tempo (alcuni mesi, con emissioni intermittenti). In questa fase, il

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



rumore viene generato dal traffico veicolare, dai macchinari per la movimentazione terra, dai gruppi elettrogeni, dalle betoniere e soprattutto dalla perforazione e dallo scarico (test) dei pozzi. La perforazione in alcune fasi può essere continua, anche di notte (**Subramaniam, 2012**).

Lo scarico dei pozzi può essere sporadicamente necessario anche nella fase di produzione dell'energia, durante i lavori di manutenzione straordinaria o di rinnovo dei pozzi. Ad esempio, nel caso in cui sia necessario eseguire interventi di manutenzione sulle turbine, per evitare danni alle teste di pozzo, l'estrazione del fluido non viene fermata e questo viene deviato in uno scarico di emergenza, che deve essere dotato di silenziatori che riducono la velocità del vapore (**Di Pippo, 2012**). Anche le vibrazioni, prodotte sia in fase di perforazione che di esercizio di un impianto, possono generare emissioni sonore.

Il rumore associato alla fase di costruzione dell'impianto è principalmente causato dai camion, dalle ruspe, dalle betoniere, dalle livellatrici e dalle gru impiegate per la costruzione delle strade di accesso, del piazzale, della centrale e delle tubazioni. L'inquinamento acustico relativo alla fase di costruzione costituisce, così, come per la fase esplorativa, un disturbo temporaneo, che termina con il completamento della centrale e delle attrezzature annesse. Generalmente il livello di rumore in questa fase non eccede gli 80 dB(A) (**GEOELEC, 2013**).

Durante la fase di produzione di energia, vari componenti generano rumore, tra cui: trasformatori, generatori, torri di raffreddamento, condensatori, motori, pompe ad acqua e aria, turbina, ventilatori, tubazioni, incluse le parti dell'impianto di reiniezione, ecc. In particolare, il rumore più significativo deriva dal trasformatore, dalle torri di raffreddamento e dalla turbina. Le torri di raffreddamento, che sono alte anche alcune decine di metri, hanno dei ventilatori nella parte sommitale e quindi possono essere la sorgente dominante di rumore per l'area circostante. I condensatori ad aria, costituiti da molte celle separate, ognuna dotata di un ventilatore, sono di solito più rumorosi dei condensatori raffreddati ad acqua (**Di Pippo, 2012**). In linea generale, il livello di rumore prodotto dalle attrezzature che compongono una centrale a ciclo binario è più alto rispetto a quello di una centrale di tipo *flash* e varia tra gli 85 e i 90 dB(A) (**GEOELEC, 2013**).

L'area di esposizione al rumore è essenzialmente circolare nell'intorno dell'impianto. L'intensità del rumore generato dipende dalla potenza installata degli impianti e dalle proprietà acustiche dell'impianto e del territorio. A seconda del tipo di impianto, il rumore emesso da queste sorgenti può essere stazionario o fluttuante, alternando punte di maggiore intensità.

L'abbattimento del rumore con la distanza dall'impianto (valori di immissione sonora al recettore vs. valori di emissione alla sorgente) dipende dalle caratteristiche fonoassorbenti dell'ambiente. Questo permette l'adozione di misure di mitigazione, descritte nel successivo Paragrafo 4.2.

Nella **Tabella 4.1** sono riportati i valori di emissione delle più comuni sorgenti di rumore nelle varie fasi di vita degli impianti (le tecnologie, i macchinari e gli

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



accorgimenti per la mitigazione, e quindi l'entità delle emissioni, possono variare a seconda del tipo e delle dimensioni dell'impianto).

<b>Sorgente</b>	<b>Livello di emissione</b>	<b>Riferimento bibliografico</b>
Perforazione ad aria	120 dB(A)	Hunt, 2001; GEOELEC, 2013
Perforazione ad aria (con silenziatore)	80 dB(A)	Hunt, 2001; GEOELEC, 2013
Perforazione a fango	80 dB(A)	Hunt, 2001; GEOELEC, 2013
Perforazione a fango (con silenziatore)	55 dB(A)	GEOELEC, 2013
Vertical discharge (spurgo pozzo)	Fino a 120 dB(A)	Hunt, 2001; GEOELEC, 2013
Well testing con silenziatore (prove in pozzo)	70-110 dB(A)	Hunt, 2001; GEOELEC, 2013
Well bleeding (pulizia del pozzo)	85 dB(A)	Hunt, 2001
Well bleeding con silenziatore (pulizia del pozzo)	65 dB(A)	Hunt, 2001
Movimentazione mezzi pesanti	85 dB(A)	Hunt, 2001
	90 dB(A)	Manvit, 2013
Movimentazione mezzi pesanti (con silenziatore)	65 dB(A)	Hunt, 2001
Condensazione del vapore	86 dB(A)	Sozzani, 2013
Turbine	85 dB(A)	Sozzani, 2013
Pompe di iniezione fluidi	90 dB(A)	Sozzani, 2013

La potenza sonora riportata è la massima potenza sonora emessa prevista per il macchinario, e non corrisponde alla potenza sonora percepita al recettore, che dipende da altri fattori tra cui la distanza dalle sorgenti e da come sorgenti diverse si sovrappongono tra di loro (in modo non lineare).

*Tabella 4.1: Livelli di rumore che caratterizzano le fasi di perforazione e testing dei pozzi.*

Dalla **Tabella 4.1** si evince che i valori massimi di emissione sonora durante la fase di esercizio non superano i 90 Db(A). Secondo **Kristmannsdóttir e Ármannsson (2003)** il rumore generato dallo scarico dei pozzi può occasionalmente superare i 120 dB. Studi di impatto ambientale e misure effettuate ai recettori in Italia hanno dimostrato che i valori di immissione sonora ai recettori si aggirano intorno ai 50–60 dB(A) e sono quindi ampiamente al di sotto dei valori previsti dalla normativa italiana ed europea.

Il disturbo associato alle fasi di perforazione e testing è limitato nel tempo e ha una durata compresa tra 2 e 6 mesi per i sistemi geotermici ad alta entalpia e di circa 2 mesi per i sistemi a media entalpia (qualche giorno all'anno viene impiegato

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



per la manutenzione dei pozzi) (GEOELEC, 2013). L'impatto totale comunque dipenderà dal numero di pozzi da perforare e testare.

Nella **Tabella 4.2** sono riportati alcuni valori di immissione nell'ambiente di sorgenti di rumore comuni, comparate con i livelli di immissione relativi a impianti di produzione di energia geotermoelettrica.

<b>Sorgente</b>	<b>Valori di immissione</b>
Velivolo (30 m)	120-130 dB(A)
Impianto di perforazione ad aria (8 m)- 25 kg/s di vapore in entrata, senza silenziatore)	114 dB(A)
Autostrada o metropolitana (6 m)	90 dB(A)
Impianto di perforazione ad aria (8 m)- 25 kg/s di vapore in entrata, con silenziatore)	84 dB(A)
Martello pneumatico (15 m)	80 dB(A)
Pozzo geotermico a vapore, con scarico verticale aperto (900 m)	71-83 dB(A)
Aspirapolvere (3 m)	70 dB(A)
Impianto di perforazione ad aria (75 m)- 25 kg/s di vapore in entrata, con silenziatore)	65 dB(A)
Discussione (0,3 m)	65 dB(A)
Ufficio	50 dB(A)
Zona residenziale durante la notte	40 dB(A)

Fonte: Di Pippo (2012)

*Tabella 4.2: Valori di immissione nell'ambiente di sorgenti di rumore.*

### 4.2. Buone pratiche per la minimizzazione

Gli accorgimenti per ridurre l'inquinamento acustico generato dagli impianti di produzione geotermoelettrici a medio-alta entalpia sono:

- L'adozione di impianti a basse emissioni sonore, di tecnologie per l'abbattimento delle emissioni alla fonte e di procedure operative che diminuiscano le emissioni;
- L'installazione di infrastrutture adsorbenti e accorgimenti architettonici;
- La pianificazione territoriale e la normativa.

Le fasi di sviluppo di un impianto geotermico che generano più emissioni sonore sono la perforazione dei pozzi e le operazioni di scarico del vapore durante i test di produzione e la manutenzione. Durante queste attività, così come durante la normale operatività dell'impianto, è necessario adottare tutte le misure possibili per la riduzione delle emissioni sonore e del rumore ai recettori.

#### **Abbattimento del rumore alla fonte**



Per ridurre le emissioni di rumore alla sorgente si usano dei silenziatori, che riducono la velocità del fluido e quindi il rumore che questo genera. I silenziatori vengono applicati in diverse parti dell'impianto, dove c'è un flusso di fluido geotermico la cui pressione e velocità devono o possono essere ridotte, e in particolare, oltre che alle teste di pozzo, vengono applicati nel *flashing* (diminuzione della pressione, che genera il vapore che viene inviato in turbina) degli impianti a media entalpia (Thorolfsson, 2010), nelle operazioni di scarico dei pozzi (nei test di pozzo, prima dell'entrata in funzione dell'impianto) e durante la manutenzione dell'impianto, quando sia necessario deviare il fluido.

I silenziatori sono molto efficaci nel ridurre le emissioni sonore, poiché il rumore generato da un fluido in movimento è proporzionale all'ottava potenza della sua velocità (Di Pippo, 2012).

I silenziatori sono essenzialmente di due tipi: "ad assorbimento" e "a scatola". Il silenziatore a scatola è più conveniente di quello ad assorbimento, perché richiede una manutenzione più semplice ed è ben adattabile nei diversi contesti senza limiti di spazio (Lazalde-Crantree, 1985).

I silenziatori più comuni sono i cosiddetti *rock muffler* (letteralmente: marmitte di roccia), i silenziatori a ciclone e i silenziatori cilindrici. Una volta che l'impianto è operativo, un silenziatore può mantenere le emissioni sotto il limite di 65 dB(A) fissato dalla US Geological Survey (Kristmannsdóttir e Ármannsson, 2003).

In risposta agli elevati livelli di rumore registrati all'avvio dell'impianto di Stillwater in Nevada, il team Enel Green Power ha lavorato alla progettazione di Dissipatori di Energia Acustica (*Acoustical Energy Dissipators*) per ridurre significativamente la rumorosità connessa al flusso di scarico della turbina, senza compromettere le prestazioni della turbina e di resa dell'impianto. Tale scelta ha portato non solo ad un miglioramento tecnico ma ha anche aiutato l'azienda a rispondere alle preoccupazioni nate nella comunità in conseguenza degli elevati rumori (GEA, 2014).

#### **Abbattimento con barriere isolanti fonoassorbenti**

Apparecchiature rumorose ma di dimensioni relativamente contenute possono essere isolate con delle barriere assorbenti: è il caso delle turbine, delle pompe di alimentazione dei fluidi e dei ventilatori per il raffreddamento dei condensatori. Queste barriere, che rivestono completamente l'apparecchiatura, riescono ad abbattere il rumore emesso da pompe e turbine di circa 15 dB(A), portando il livello di emissione sonora sotto gli 85 dB(A) (Sozzani, 2013).

L'installazione di protezioni passive e/o di barriere, rivestimenti o asfalti fonoassorbenti sugli edifici, sulle strade e nell'ambiente esterno consente una notevole diminuzione del rumore ambientale. Soprattutto in prossimità di aree residenziali o attività industriali e commerciali, le barriere fonoassorbenti possono essere necessarie sia nella fase di perforazione (barriere temporanee) che nella fase di esercizio (barriere permanenti). Tali barriere differiscono per struttura e tipologia a seconda del contesto, in modo da adattarsi alle caratteristiche della sorgente e alle richieste di sicurezza.



Le barriere permanenti possono essere artificiali o naturali (es. alberi e siepi). Anche per la sala di controllo della centrale, in cui è richiesta la presenza costante del personale dedicato alla sorveglianza del corretto funzionamento dell'impianto, è necessario ricorrere a pareti interne fonoassorbenti. L'edificio della turbina, progettato per ospitare basse temperature, è in genere ben isolato acusticamente e termicamente, ed è anch'esso dotato di pareti assorbenti interne.

Poiché il personale è soggetto ad elevati livelli di rumore, il datore di lavoro dovrà valutarne l'esposizione e tenerne conto nella definizione degli orari di lavoro (Kagel et al., 2007). I lavoratori direttamente impegnati nelle attività di perforazione o prossimi all'area dovranno inoltre indossare idonei dispositivi di protezione individuali. Stessi accorgimenti dovranno essere intrapresi dai lavoratori impegnati nella fase di costruzione dell'impianto.

#### 4.3. La normativa

Il principio di tutela dalle emissioni sonore è espresso nell'art. 844 del Codice Civile, che stabilisce il divieto di immissioni nell'ambiente che superino il livello di tollerabilità. La normativa sulle emissioni sonore regola questo principio stabilendo i limiti quantitativi di emissione e di immissione per quel che riguarda specificatamente la protezione da rumore.

La normativa di riferimento per l'inquinamento acustico è rappresentata da:

- Il DPCM 1 marzo 1991 - *Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno* (tale testo di legge viene riproposto essendo attualmente richiamato sia dalla legge quadro che dal successivo decreto in materia di limiti, in particolare resta in vigore l'art. 6 che disciplina i limiti transitori di accettabilità del rumore);
- La Legge del 26 ottobre 1995 n.447 - *Legge quadro sull'inquinamento acustico*;
- Il DMA dell'11 dicembre 1996 - *Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo*;
- Il DDPCM del 14 novembre 1997 - *Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*;
- Il DPCM del 5 dicembre 1997 - *Determinazione dei requisiti acustici passivi degli edifici*;
- Il Decreto Ministeriale del 16 marzo 1998 - *Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico*;
- Il D. Lgs del 4 settembre 2002 n. 262 - *Attuazione della direttiva 2000/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto* (GU n. 273 del 21/11/02 - Suppl. Ord. n. 214);
- La Circolare del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 6 settembre 2004 - *Interpretazione in materia di inquinamento acustico: criterio differenziale e applicabilità dei valori limite differenziali*;

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Il Decreto Legislativo del 19 agosto 2005 n.194 - *Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale*;
- Il DL 9 aprile 2008, n. 81 - *Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro*.

La Legge 447/1995 definisce i principi fondamentali in materia di tutela dall'inquinamento acustico delle abitazioni e dell'ambiente esterno. All'art. 2, la legge definisce l'inquinamento acustico, come: *“l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno tale da provocare fastidio o disturbo al riposo ed alle attività umane, pericolo per la salute umana, deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo o dell'ambiente esterno o tale da interferire con le legittime fruizioni degli ambienti stessi”*. Inoltre definisce i concetti di: “valori limite di emissione”, quale il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente, misurato in prossimità della sorgente stessa; “valori limite di immissione” quale il valore massimo di rumore che può essere emesso da una o più sorgenti, misurato in prossimità dei ricettori; “valori di attenzione” quale il valore di rumore che segnala un potenziale rischio per la salute dell'uomo e dell'ambiente; ed infine “valori di qualità” quale i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili.

La legge quadro 447/95 fissa nel “criterio dell'accettabilità” il principale riferimento normativo di base per la valutazione dell'inquinamento acustico ambientale stabilendo:

1. I principi fondamentali con riferimento alla protezione dal rumore degli individui e dell'ambiente esterno;
2. I livelli di competenza dello Stato, delle Regioni, delle Provincie e degli Enti Locali in materia di regolamentazione, pianificazione e controllo del rumore.

A questa legge sono collegati una serie di decreti attuativi e leggi regionali che consentono di completarne l'applicazione.

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente dell'11 dicembre 1996, all'art. 3, sancisce i criteri per l'applicazione del criterio differenziale. Per criterio differenziale s'intende, a norma dell'art. 2 della Legge 447/1995: *la differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il rumore residuo*. Tale decreto esonera gli impianti a ciclo produttivo continuo già esistenti dal rispetto del limite d'immissione differenziale solo se rispettano i limiti di immissione assoluti, mentre, per i nuovi impianti a ciclo produttivo continuo (realizzati dopo l'entrata in vigore del sopracitato decreto), impone il rispetto del criterio differenziale.

Il DPCM del 14 novembre 1997, alle tabelle A, B, C, D allegate al decreto e riportate in **Tabella 4.3**, individua una suddivisione dei territori comunali in sei classi acustiche in funzione della destinazione d'uso prevalente del territorio, e per ciascuna classe fissa i valori limite di immissione, emissione e qualità, a loro volta distinti in limiti diurni (6.00 – 22.00) e notturni (22.00 – 6.00).

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



<b>Classificazione del territorio comunale</b>		<b>Limiti di emissione</b>		<b>Limiti di immissione</b>		<b>Valori di qualità</b>	
<b>Classe</b>	<b>Denominazione</b>	<b>Diurno</b>	<b>Notturmo</b>	<b>Diurno</b>	<b>Notturmo</b>	<b>Diurno</b>	<b>Notturmo</b>
I	Aree particolarmente protette	45	35	50	40	47	37
II	Aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45	52	42
III	Aree di tipo misto	55	45	60	50	57	47
IV	Aree di intensa attività umana	60	50	65	55	62	52
V	Aree prevalentemente industriali	65	55	70	60	67	57
VI	Aree esclusivamente industriali	65	65	70	70	70	70

*Tabella 4.3: Valori limite previsti per la rumorosità ambientale (espressi in dB(A)) in funzione delle classi di destinazione d'uso del suolo e del periodo di riferimento diurno e notturno.*

La Legge 447/1995, all'art. 7, stabilisce che, qualora i livelli di rumorosità ambientale superino i suddetti valori limite d'immissione e/o di emissione, i comuni debbano provvedere all'adozione di piani di risanamento acustico.

IL DPCM del 5 dicembre 1997 stabilisce i requisiti acustici passivi dei componenti degli edifici e delle relative sorgenti sonore interne e degli impianti tecnologici, al fine di ridurre l'esposizione umana al rumore ed i metodi di calcolo e di misura delle grandezze di riferimento utilizzate.

Sono introdotti anche limiti massimi di rumorosità per gli impianti a funzionamento sia continuo che discontinuo.

Il DM del 16 marzo 1998, in attuazione della Legge 447/1995, stabilisce le tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento da rumore. Esso stabilisce le caratteristiche che devono possedere le strumentazioni di misura, individua i criteri e le modalità di esecuzione delle misure e di presentazione dei risultati ottenuti.

Il D. Lgs. 262/2002 disciplina i valori di emissione acustica, le procedure di valutazione della conformità, la documentazione tecnica e la rilevazione dei dati sull'emissione sonora relativi alle macchine ed alle attrezzature destinate all'impiego all'aperto, al fine di tutelare sia la salute ed il benessere delle persone che l'ambiente.

Il D. Lgs. 194/2005, al fine di evitare o ridurre gli effetti nocivi dell'esposizione al rumore ambientale, definisce le competenze e le procedure per:

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Elaborare la mappatura acustica e acustica strategica (mappe finalizzate alla determinazione dell'esposizione globale al rumore in una certa zona a causa di varie sorgenti di rumore (art. 3);
- Definire piani di azione volti ad evitare e minimizzare il rumore ambientale (art.4);
- Informare e favorire il coinvolgimento del pubblico sul rumore e sugli effetti che esso provoca (art.8).

Infine il *Testo Unico sulla Sicurezza* (D. Lgs. 81/2008) stabilisce quali sono gli adempimenti richiesti al datore di lavoro ed ai lavoratori in funzione del livello di esposizione cui sono sottoposti. Di seguito in **Tabella 4.4** il riepilogo dei principali adempimenti richiesti.

<b>Livello di esposizione</b>	<b>Adempimento previsto</b>
<b>80 dB(A) e 135 dB(C)* Valore inferiore di azione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Obbligo di formazione ed informazione per i lavoratori</li> <li>- Controllo sanitario</li> <li>- Obbligo di fornire i mezzi di protezione</li> </ul>
<b>85 dB(A) e 137 dB(C)* Valore superiore di azione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Obbligo di usare i D.P.I</li> <li>- Sorveglianza sanitaria ogni 2 anni</li> <li>- Segnaletica</li> </ul>
<b>87 dB(A) e 140 dB(C)* Valore limite di esposizione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Misure adeguate per ridurre l'esposizione</li> <li>- Individuare le cause dell'esposizione eccessiva</li> <li>- Modifica delle misure di protezione</li> </ul>

\* I valori limite di esposizione e i valori di azione sono fissati in relazione al livello di esposizione giornaliera al rumore e alla pressione acustica di picco.

*Tabella 4.4: Adempimenti previsti in funzione del livello di esposizione dei lavoratori.*

#### 4.4. BIBLIOGRAFIA

- Di Pippo R. (2012) *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. Third edition, 2012, Elsevier.*
- Hunt T.M. (2001) Five lectures on environmental effects of geothermal utilization. Report 2000, Number 1. Lectures on environmental studies given in September 2000. *United Nations University, Geothermal Training Programme.* Reykjavík, Iceland, Published in June 2001, ISBN - 9979-68-070-9. pp 1-120.
- GEA, Geothermal Energy Association (2014) *Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy* (Washington, DC: April 2014), pp. 61. Disponibile su: <http://geo-energy.org/reports/Geo101-Binder1.pdf> (ultimo accesso: giugno 2016)
- GEOELEC - Mannvit (2013). Environmental studies on geothermal power, *GEOELEC Project D4.2.* 17 pag. Disponibile su: <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2014/03/D-4.2-GEOELEC-report-on-environment.pdf> (ultimo accesso: giugno 2016)
- Kagel A., Bates A. e Gawell K. (2007) *A Guide to Geothermal Energy and the Environment. Geothermal Energy Association.* Pennsylvania Avenue SE, Washington, pp. 86.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Kristmannsdóttir H., Ármannsson H. (2003) Environmental aspects of geothermal energy utilization. *Geothermics* 32 (4-6): 451-461.
- Lazalde-Crabtre H. (1985) Design of steam silencers for geothermal applications. *Geothermics* 14 (2-3): 335-341.
- Sozzani S. (2013) Studio di Impatto Ambientale dell'impianto pilota geotermico di Castel San Giorgio, allegato A – Valutazione previsionale di impatto acustico. Disponibile su: [www.va.minambiente.it/File/Documento/142460](http://www.va.minambiente.it/File/Documento/142460) (ultimo accesso giugno 2016)
- Subramaniam B. (2012) Gas Expanded Liquids for Sustainable Catalysis. Ed. Robert A. Meyers, *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Springer Science +Business Media, LLC: 3933-4818. DOI 10.1007/978-1-4419-0851-3.
- Thorolfsson G. (2010) Silencers for Flashing Geothermal Brine, Thirty Years of Experimenting. *Proceedings World Geothermal Congress 2010* Bali, Indonesia, 25-29 April 2010



## 5. LA SUBSIDENZA

### 5.1. Le principali criticità

La subsidenza, è un fenomeno di abbassamento verticale della superficie terrestre che può essere causato da processi naturali, quali movimenti tettonici ed eruzioni vulcaniche, o indotto da attività antropiche come l'estrazione di fluidi dal sottosuolo (p.e. acqua, gas, olio) e attività mineraria. L'estrazione di fluidi dal sottosuolo è una delle cause di subsidenza antropogenica più comune, come l'estrazione di fluidi geotermici per la produzione di energia elettrica.

La produzione geotermoelettrica comporta, soprattutto nei campi ad acqua, l'estrazione di grandi volumi di fluido. L'estrazione del fluido induce una variazione del campo di stress nel serbatoio con conseguente deformazione della formazione rocciosa (contrazione poro-elastica e termo-elastica). Tale deformazione può propagarsi in superficie generando così movimenti verticali e/o orizzontali del suolo. Nella deformazione possono essere coinvolte, in funzione del loro spessore e delle loro proprietà meccaniche, anche le rocce sovrastanti al serbatoio.

Fenomeni di subsidenza occorrono in molte parti del mondo (**Gambolati et al., 2006**) e causano danni estremamente onerosi. In aree geotermiche questi fenomeni possono causare danni non solo agli impianti ed alle infrastrutture (condotte, tubazioni, rivestimento pozzi) ma alle abitazioni, se presenti nelle vicinanze del campo.

In letteratura, casi di subsidenza indotti dalla coltivazione di campi geotermici sono ben documentati in diverse aree geotermiche del mondo. Sebbene l'estensione areale e l'evoluzione temporale di questi fenomeni sia influenzata dalle caratteristiche geologiche locali, dal tipo di campo geotermico e dalla sua gestione, in generale, le zone in subsidenza mostrano una buona correlazione con le aree di maggior utilizzazione.

### 5.2. Tecniche di misura delle deformazioni del suolo in aree geotermiche

Le tecniche tradizionalmente utilizzate sono le livellazioni geometriche di precisione e le reti di stazioni di ricevitori GPS. Dagli anni '90 del secolo scorso, con la diffusione dei sensori radar montati sui satelliti di osservazione della terra, si sono sviluppate nuove tecniche di indagine, come l'interferometria radar ad apertura sintetica (InSAR).

Le diverse tecniche differiscono per i tempi di esecuzione delle misure, i costi, le risoluzioni e la precisione non sempre paragonabili. Ne diamo qui una rapida descrizione.

I metodi storicamente impiegati per la misura della subsidenza nei campi geotermici sono rappresentati principalmente da **livellazioni geometriche** con reti di misura periodiche e/o permanenti (**Hatton, 1970; Garcia, 1979; Lofgren, 1981; Dini & Rossi, 1990; Lira & Arellano, 1997; Mosso & Segall, 1999; Ciulli et al., 2005; Hamling et al., 2015**). Questa tecnica permette di misurare con estrema precisione, in funzione della strumentazione utilizzata (livelli di alta precisione hanno una precisione < 1 mm), il dislivello tra due punti. Nel tempo gli strumenti di misura sono cambiati

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



notevolmente permettendo anche di ridurre i tempi di misura. Ciò nonostante, la tempistica rimane sempre uno degli svantaggi di questa tecnica, insieme alla risoluzione spaziale. In Italia è presente una rete di livellazione nazionale di alta precisione realizzata fra il 1950 e il 1971, costituita, al momento della sua istituzione da circa 13000 capisaldi. La rete è attualmente in fase di revisione grazie ad un importante progetto di completa rimisura delle linee esistenti e contemporanea istituzione di nuove linee di raffittimento che porteranno ad un complessivo di oltre 20000 capisaldi (<http://www.igmi.org/>; servizio geodetico). A questa rete si collegano altre reti di livellazione appartenenti al Catasto, Enti locali ed Istituti di ricerca. In molte aree Italiane soggette a deformazioni del suolo sono state realizzate reti locali sia a livello regionale sia comunale, finalizzate al monitoraggio di fenomeni di subsidenza. Inoltre, reti di livellazione di alta precisione vengono create ex novo per progetti specifici, come il monitoraggio della subsidenza in aree geotermiche, dove è previsto un monitoraggio a scala locale.

Insieme alle livellazioni geometriche, le misure GPS rientrano nei metodi tradizionalmente utilizzati per la misura delle deformazioni del terreno in molti contesti geologici tra i quali le aree geotermiche (Mosso & Segall, 1997; Keiding et al., 2010; Floyd et al., 2013; Heimlich et al., 2015). Questo metodo rispetto alle livellazioni permette di operare anche di notte o in condizioni meteorologiche sfavorevoli, sempre che sia garantita la “visibilità dei satelliti”, e non necessita di intervisibilità tra i punti di misura. Questa tecnica è stata spesso impiegata insieme alle livellazioni geometriche. Sul territorio italiano sono presenti reti di stazioni permanenti GPS finalizzate alla definizione di sistemi di riferimento globale, studi di carattere geofisico (deformazioni crostali, geodinamica) o rilievi topo-cartografici. La Rete Dinamica Nazionale (RDN) <http://host154-194-static-207-37-business.telecomitalia.it/rdn/> è la nuova rete geodetica italiana inserita nel sistema di riferimento geodetico ETRS89 (European Terrestrial Reference System 89), il sistema europeo di riferimento terrestre utilizzato come standard di riferimento in tutta Europa. Oltre a questa rete, in Italia sono presenti, seppur con minor omogeneità territoriale, reti di stazioni permanenti GPS, implementate da enti di ricerca e università, e da enti pubblici o istituzioni private. Tra queste reti si ricordano la rete Geodaf (Geodetic Data Archiving Facility), gestita dall’Agenzia Spaziale Italiana (ASI, [geodaf.mt.asi.it](http://geodaf.mt.asi.it)); RING (Rete Integrata Nazionale GPS), gestita dall’Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV, [ring.gm.ingv.it](http://ring.gm.ingv.it)) e GAIN, gestita dall’Università di Trieste (<http://www.alps-gps.units.it/gain-network.php>).

La **tecnica InSAR** è stata largamente utilizzata negli ultimi decenni per la mappatura e il monitoraggio delle deformazioni della superficie terrestre connesse ad attività sismica, vulcanica, all’instabilità di versanti, allo sfruttamento di acquiferi e campi petroliferi ed a fenomeni di subsidenza in genere (Gabriel et al., 1989; Massonet & Feigl, 1998; Bamler & Hartl, 1998). Molteplici sono le applicazioni per l’esplorazione, il monitoraggio delle deformazioni di campi geotermici in coltivazione, così come, a Svartsengi, in Islanda (Vadon & Sigmundsson, 1997), a East Mesa, nel sud della California (Massonet et al., 1997), a Coso, in California (Fialko & Simons, 2000; Vasco et al., 2002); a Brady e San Emidio, in Nevada (Oppliger et al., 2004,



Falorni, 2011; Ali et al., 2014, 2015, 2016), nel campo geotermico di Cerro Prieto, in Mexico (Carnec & Fabriol, 1999; Sarychikhina et al., 2011), nei campi geotermici nella zona vulcanica del Taupo (Chang et al., 2005; Hole et al., 2007), e a The Geysers (Vasco et al., 2013).

A livello nazionale è stato elaborato (in attuazione dell'art. 27 della legge 179 del 31 luglio 2002), il Piano Straordinario di Telerilevamento Ambientale (PST-A), per la verifica e il monitoraggio delle aree ad elevato rischio idrogeologico. Tale Piano è frutto di un Accordo di Programma tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), la Presidenza del Consiglio dei Ministri e il Ministero della Difesa (MD) d'intesa con le Regioni e le Province Autonome. I dati, acquisiti tramite l'utilizzo di sistemi di telerilevamento da piattaforma satellitare (utilizzando satelliti dell'Agenzia Spaziale Europea (ESA), con interferometria radar, e aerea, con tecnica Laser-scanning LiDAR, sono catalogati nella Banca Dati del Geoportale Nazionale (GN) <http://www.pcn.minambiente.it/GN/index.php?lan=it>.

Nell'ambito di tale Piano sono stati elaborati progetti cartografici come il Progetto *Persistent Scatterers Interferometry* (PSI), che ha portato all'implementazione di una banca dati rappresentativa del territorio nazionale contenente misure di deformazione superficiale mappate mediante interferometria SAR. I dati sono stati ottenuti processando immagini ERS1/2 ed ENVISAT, acquisite tra il 1992 e il 2008 dall'ESA, tramite la tecnica multi-interferogramma genericamente definita come *Persistent Scatterers Interferometry* (PSI). Il DataBase dei PSI è consultabile sul Portale Cartografico del MATTM – “Difesa del suolo”, dove viene aggiornato e configurato in modo che i dati siano accessibili agli utenti via web attraverso i servizi WMS (Web Map Server) e WFS (Web Feature Service).

A livello regionale sono stati finanziati progetti di ricerca e sviluppo tecnologico, finalizzati al controllo del territorio (con particolare riferimento ai fenomeni geologico-ambientali) come il Progetto DIANA (finanziato dalla Regione Toscana), e il Progetto TELLUS (elaborato nell'ambito del Progetto Operativo Difesa del Suolo – PON – ATAS, finanziato dal Quadro Comunitario di Sostegno dell'Unione Europea).

## 5.2. Subsidenza nei campi geotermici

Il caso più famoso è quello di Wairakei, un campo geotermico ad acqua dominante, situato nella zona vulcanica di Taupo (TVZ), un sistema di rift continentale attivo (Sepulveda, 2014) nel Nord della Nuova Zelanda. A Wairakei, a seguito di 50 anni di coltivazione dei fluidi geotermici per la produzione di energia elettrica si è registrato un abbassamento del suolo pari a 15 m (Allis et al., 2009). In questo campo, la distribuzione spaziale della subsidenza non ha subito variazioni mentre i tassi di subsidenza sono cambiati notevolmente nel tempo, grazie anche alla reiniezione di fluidi. Dal 1970 al 1990 i tassi di deformazione annui si sono ridotti da 480 mm/a a 220 mm/a (Allis, 2000). L'effetto più eclatante della subsidenza è stato la formazione di un lago, oggi divenuto habitat ideale per numerose specie di uccelli (Allis et al., 2009). I maggiori effetti sono stati limitati alle aree circostanti la zona in subsidenza e i principali danni sono stati riportati alle infrastrutture del

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



campo stesso (condotte, tubazioni, rivestimento pozzi, ecc.) poiché la zona intorno al campo è scarsamente abitata.

A Cerro Prieto, un campo ad alta temperatura, ad acqua dominante, situato nella parte settentrionale del Messico, in una regione caratterizzata da elevati livelli di deformazione tettonica e recente vulcanismo, fenomeni di subsidenza sono documentati sin dall'inizio della produzione del campo (1973). La produzione ha influenzato la deformazione superficiale del suolo accelerando processi locali già indotti da fenomeni naturali, con conseguenti danni alle infrastrutture e alle zone agricole (**Glowacka et al., 2010**). Nel periodo 1977-1997 tassi massimi di 120 mm/a sono stati registrati attraverso livellazioni di precisione (**Glowacka et al., 1999, 2005**). Tali tassi di deformazione sono stati in seguito confermati mediante l'utilizzo dell'Interferometria DInSAR (*Differential Synthetic Aperture Radar Interferometry*), per periodi che vanno dal 1993 al 2006 (**Carnec & Fabriol, 1999; Hanssen, 2001; Sarychikhina et al., 2011**).

A The Geysers, il campo geotermico a vapore dominante più grande al mondo, situato nel Nord della California in un contesto tettonico caratterizzato da forti stress regionali (**Oppenheimer, 1986**), fenomeni di subsidenza indotti dalla coltivazione di fluidi geotermici sono documentati sin dagli anni '70. In quest'area geotermica il monitoraggio delle deformazioni del suolo è stato eseguito utilizzando varie tecniche di monitoraggio, dalle livellazioni geometriche alla più recente interferometria (**Mossop & Segall, 1997, 1999; Vasco et.al., 2013**). La subsidenza a The Geysers non è variata molto nel tempo. I tassi annui di deformazione sono rimasti quasi inalterati dal 1973 al 1999, con tassi massimi compresi tra 47 mm/a e 50mm/a (**Mossop & Segall, 1997; Vasco, 2013**).

Larderello e Travale-Radicondoli sono due campi geotermici a vapore dominante, situati nella parte interna dell'Appennino settentrionale, nel sud della Toscana. Le caratteristiche geologiche di questi campi sono il risultato di processi dinamici legati all'orogenesi alpina e appenninica (**Romagnoli et al., 2010**).

A Larderello rilievi accurati sono stati effettuati a partire dal 1922-23 per volontà del principe Piero Ginori Conti, ad opera dell'Istituto Geografico Militare (IGM). Livellazioni geometriche di precisione, lungo la direttrice Pomarance - Larderello - Castelnuovo Val di Cecina, eseguite nel periodo 1923-1986, rivelarono una subsidenza con tassi medi di 26 mm/a (**Dini & Rossi, 1990**). Misure sistematiche eseguite dopo il 1986 evidenziarono una diminuzione dei tassi di subsidenza, che scesero a 12 mm/a tra il 1986 e il 1993 (**Dini, 1995**).

Recentemente, **Rosi & Agostini (2013)**, attraverso la tecnica PSInSAR hanno mappato fenomeni di subsidenza nell'area del bacino del fiume Cornia. L'analisi dei dati ha confermato che l'area geotermica di Larderello è soggetta a subsidenza. In particolare le zone più subsidenti sono risultate Sasso Pisano, con tassi di deformazione di 35 mm/a, e l'area intorno all'abitato di Larderello, con velocità di deformazione pari a 25 mm/a.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Nell'area di Travale-Radicondoli il monitoraggio delle deformazioni verticali del suolo iniziò contemporaneamente allo sfruttamento industriale dell'area (primi anni '70 del secolo scorso), attraverso misure geodetiche di livellazione. Nel campo geotermico di Travale-Radicondoli, in 30 anni di esplorazione (1973-2003) sono stati misurati tassi massimi di deformazione annua di 23 mm/a, progressivamente diminuiti sino a 10 mm/a (Ciulli et.al., 2005).

Recentemente, Botteghi (2015), attraverso la tecnica dei diffusori permanenti o *Permanent Scatterers* (PSInSA), ha evidenziato tassi di subsidenza annua nelle aree di Larderello e Travale-Radicondoli rispettivamente di 29 mm/a e 15 mm/a, per il periodo 1993-2010.

<b>Campo Geotermico</b>	<b>Paese</b>	<b>Periodo di indagine</b>	<b>Tassi max (mm/a)</b>	<b>Riferimento bibliografico</b>
Wairakei	Nuova Zelanda	1955-1998	480	Allis, 2000
Cerro Prieto	Messico	1994-1997	120	Glowacka et al., 2000
The Geysers	USA	1977-1996	47-50	Massop e Segall, 1997
Larderello	Italia	1923-1986	26	Dini e Rossi, 1990
		1986-1993	12	Dini et al., 1995
		1993-2010	29	Botteghi et al., 2015
Travale	Italia	1973-2003	23	Ciulli et al., 2005
		1992-2010	15	Botteghi et al., 2015

Fonte: Hunt et al. (2002) e modifiche

*Tabella 5.1: Dati di subsidenza in alcuni dei campi geotermici produttivi.*

### 5.3. Buone pratiche per la minimizzazione

Le principali azioni necessarie per la mitigazione e la riduzione degli effetti della subsidenza nei campi geotermici sono essenzialmente tre: previsione, controllo e monitoraggio.

La modellistica di serbatoio è uno strumento efficace per la stima della potenzialità e della sostenibilità di un sistema geotermico (Axelsson, 2010; O'Sullivan et al., 2001). Attraverso la modellistica è possibile fare una previsione a lungo termine sul potenziale geotermico e sull'evoluzione del sistema in produzione, valutando così le migliori strategie di gestione e sviluppo, sia tecnologico sia ambientale, anche in termini di subsidenza attesa.

Modelli di simulazione numerica utilizzati per la previsione di fenomeni di subsidenza sono stati ampiamente testati in Nuova Zelanda (Lawless et al., 2003; O'Sullivan et al., 2009), dove si hanno fenomeni di subsidenza più eclatanti, come nel caso del sistema geotermico di Wairakei-Tauhara (Burnell et al., 2016; White et al., 2005). Simulazioni numeriche più o meno complesse sono state condotte anche in



vari campi geotermici nel mondo, come a The Geyser, Cerro Prieto e Coso (Sarychikhina et al., 2011).

La subsidenza nei campi geotermici è un fenomeno complesso che dipende dalle interazioni tra processi di trasferimento di massa ed energia e dalle proprietà del serbatoio (come la permeabilità e la porosità) nonché dalle caratteristiche meccaniche delle rocce (Koros et al., 2014). La comprensione di questi fenomeni deformativi non può, quindi, prescindere da un'analisi del sistema nel suo complesso. I vari processi possono essere valutati in modo congiunto attraverso modelli che simulano sia il trasferimento di massa ed energia sia la meccanica delle rocce, oppure attraverso modelli separati.

La modellazione numerica sta avendo un ruolo sempre più importante nella pianificazione e nella gestione degli sviluppi della geotermia, nonostante molti degli strumenti di simulazione utilizzati oggi abbiano origini negli anni '80 (Burnell et al., 2012). Questo porta ad un crescente interesse nella comunità scientifica nello sviluppo di nuovi modelli di simulazione capaci di modellare tutti quei fenomeni che si innescano all'interno dei serbatoi geotermici.

La scelta del metodo di simulazione dipende dalle caratteristiche del serbatoio e dalle sue condizioni al contorno, ma anche dalla quantità e qualità dei dati disponibili tali da migliorare l'accuratezza dei modelli di previsione. Infatti, grazie alla disponibilità di dati storici relativi a più di 50 anni di produzione, molti modelli sono stati testati nel campo geotermico di Wairakei.

Recentemente, l'*International Partnership for Geothermal Technology* (IPGT) ha istituito un gruppo di lavoro internazionale per la ricerca e lo sviluppo di software avanzati per la modellistica di serbatoi geotermici. L'obiettivo è quello di sviluppare, entro il 2020, un codice di simulazione numerica capace di descrivere le complesse interazioni tra i processi termici, idrici, meccanici e chimici. Il codice è stato pensato per la previsione della capacità di produzione, a breve e lungo termine, di serbatoi idrotermali e per i sistemi EGS, ma potrà contribuire anche al miglioramento della modellistica in genere. In **figura 10**, è riportato lo schema proposto dal gruppo di lavoro. Maggiori informazioni sono disponibili all'URL [http://internationalgeothermal.org/Working\\_Groups/Modeling.html](http://internationalgeothermal.org/Working_Groups/Modeling.html).

Un'analisi sui modelli e sui principali software utilizzati per lo studio della subsidenza nei campi geotermici può essere trovata in diverse pubblicazioni scientifiche (Pritchett et al., 1976; Lippmann et al., 1977; Miller et al., 1980; Herd et al., 1985; Bodvarsson et al. 1994; Lawless et al., 2003; Yeh et al., 2007; O'Sullivan et al., 2010; Asadollahfardi et al., 2014; Koros et al., 2015).

Una delle tecniche per il controllo e la mitigazione della subsidenza è la reiniezione di fluidi nel sottosuolo, che in molti casi consente di compensare il deficit di massa e la diminuzione di pressione indotta dall'estrazione dei fluidi, riducendo così la subsidenza nel campo. Questa tecnica, che viene praticata in molti campi geotermici del mondo (Stefansson, 1997) e sta diventando parte integrante di tutti i progetti di utilizzo geotermico moderni, sostenibili ed ecocompatibili (Axelsson, 2008),

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



offre molteplici vantaggi: il ripristino della pressione nel serbatoio, la sostenibilità della risorsa e la mitigazione dei fenomeni di subsidenza (Diaz et al., 2016).

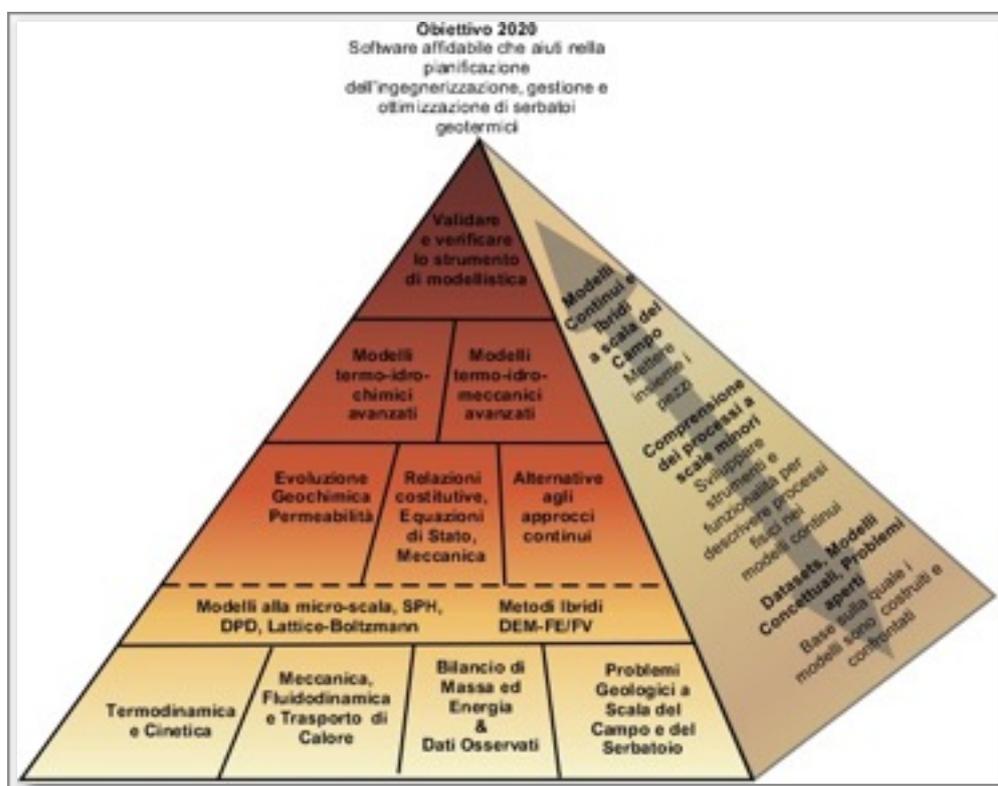


Figura 10 - Rappresentazione grafica della vision dell'IPGT per lo sviluppo di strumenti di modeling geotermico. SPH: Smooth Particle Hydrodynamics; DPD: Dissipative Particle Dynamics; DEM: Discrete Element Model; FE: Finite Element; FV: Finite Volume

La strategia e/o la progettazione delle operazioni di reiniezione sono fortemente condizionate dalle caratteristiche del serbatoio. Un'analisi sulle strategie e sugli effetti della reiniezione nei vari campi geotermici nel mondo viene sintetizzata in due review: Kaya, 2011 e Diaz, 2016.

Applicazioni per il controllo dei fenomeni di subsidenza sono state effettuate con successo nei campi geotermici di Heber (Kagel et al., 2007), East Mesa e Brady Hot Springs in USA; a Takigami in Giappone e a Wairakei-Tauhara in Nuova Zelanda (Diaz et al., 2016).

Attraverso il monitoraggio della subsidenza è invece possibile mappare con continuità l'evoluzione spaziale e temporale delle deformazioni superficiali, valutando così le variazioni rispetto alle previsioni iniziali e avviare interventi di mitigazione.



#### 5.4. La normativa

La prima Legge che ha introdotto tra le sue finalità il contenimento dei fenomeni di subsidenza del suolo è la Legge 183/1989 recante “Norme per il riassetto organizzativo e funzionale del suolo”.

Ad oggi il riferimento normativo in materia di difesa del suolo è il D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. alla parte terza, che ha ripreso i contenuti della precedente Legge. Tale decreto, alla sezione I, disciplina gli obiettivi che si propone di raggiungere in materia di tutela e risanamento del suolo e del sottosuolo, di risanamento idrogeologico del territorio tramite la prevenzione dei fenomeni di dissesto, di messa in sicurezza delle situazioni a rischio e alla lotta alla desertificazione.

All'articolo 54 viene fornita la nozione di difesa del suolo, riferita come *“il complesso delle azioni ed attività riferibili alla tutela e salvaguardia del territorio, dei fiumi, dei canali e collettori, degli specchi lacuali, delle lagune, della fascia costiera, delle acque sotterranee, nonché del territorio a questi connessi, aventi le finalità di ridurre il rischio idraulico, stabilizzare i fenomeni di dissesto geologico, ottimizzare l'uso e la gestione del patrimonio idrico, valorizzare le caratteristiche ambientali e paesaggistiche collegate”*.

Secondo gli articoli 65 e 66 del D. Lgs. 152/2006, il piano di bacino distrettuale rappresenta lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico attraverso il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo ed alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato.

Il suddetto piano è sottoposto a valutazione ambientale strategica statale e le sue disposizioni sono vincolanti per le amministrazioni regionali, gli enti pubblici e i soggetti privati. In particolare, i piani e programmi di sviluppo socio-economico e di assetto ed uso del territorio devono essere coordinati e non contrastanti con il Piano di bacino approvato. Le autorizzazioni allo sfruttamento delle risorse del sottosuolo devono garantire il rispetto degli obiettivi di tutela del piano.

Tra le finalità del piano di bacino figurano: l'indicazione delle zone da sottoporre a vincoli e prescrizioni in funzione delle condizioni idrogeologiche, ai fini della conservazione del suolo, della tutela dell'ambiente e della prevenzione contro presumibili effetti dannosi di interventi antropici e le misure per contrastare i fenomeni di subsidenza e di desertificazione, anche mediante programmi ed interventi utili a garantire maggiore disponibilità della risorsa idrica ed il riuso della stessa.

A norma dell'art. 55, le Amministrazioni dello Stato, le istituzioni e gli enti pubblici, anche economici, che raccolgono dati nel settore della difesa del suolo sono obbligate a trasmettere tali informazioni alla regione territorialmente interessata ed al Servizio geologico d'Italia.

Ad oggi, anche se il riferimento principale in materia di subsidenza e difesa del suolo a livello nazionale rimane il D. Lgs. 152/2006, negli ultimi anni, in risposta ad eventi naturali ed antropici particolarmente significativi, sono state emanate altre



norme nazionali e regionali in materia di pericolosità e di rischio geologico, geomorfologico e idraulico.

A titolo di esempio si riporta un'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 9 novembre del 2006 n.3550 "Interventi urgenti di protezione civile diretti a fronteggiare l'emergenza determinatasi in relazione ai fenomeni di subsidenza in atto nel territorio dei comuni Guidonia Montecelio e Tivoli" e un ordine del giorno del Consiglio Regionale della Regione Lazio del 2007 approvato in riferimento al fenomeno di subsidenza rilevato nei territori comunali di Guidonia, Villalba e Bagni di Tivoli, che attribuisce la causa "agli abbassamenti del livello di falda a causa del pompaggio delle cave e dal pompaggio del sistema sorgentizio Regine-Colonnelle per l'approvvigionamento delle piscine delle terme...; dal 2001, oltre all'edificio scolastico, circa 140 abitazioni risultano ad oggi lesionate più o meno gravemente...".

## 5.5. BIBLIOGRAFIA

- Ali S.T., Davatzes N.C., Drakos P.S., Feig K.L., Foxall W., Kreemer C.W., Mellors R.J., Wang H.F. e Zemach E. (2014) InSAR measurements and numerical models of deformation at Brady Hot Springs geothermal field (Nevada), 1997-2013. *Proceedings, Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 24-26, 2014. SGP-TR-202.*
- Ali S.T., Davatzes N.C., Feig K.L., Wang H.F., Foxall W., Mellors R.J., Akerley J., Zemach E., Spielman P. (2015) Deformation at Brady Hot Springs geothermal field measured by time series analysis of InSAR Data. *Proceedings, Fourtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 26-28, 2015. SGP-TR-204*
- Ali S.T., Akerley J., Baluyut E.C., Cardiff M., Davatzes N.C., Feigl K.L., Foxall W., Fratta D., Mellors R.J., Spielman P., Wang H.F., Zemach E. (2016) Time-series analysis of surface deformation at Brady Hot Springs geothermal field (Nevada) using interferometric synthetic aperture radar. *Geothermics* 61, 114–120.
- Allis R. (2000) Review of subsidence at Wairakei field, New Zealand. *Geothermics*, 29, 455-478.
- Allis R., Bromley C., Currie S., (2009) Update on subsidence at the Wairakei–Tauhara geothermal system, New Zealand. *Geothermics* 38 (2009) 169–180.
- Asadollahfardi G., Ghanbari A., Esmaily P., Hosseini S.A.A. (2014) Application of the Cylindrical Model to Predict Subsidence at Ngatamariki Geothermal Plant, New Zealand. *Journal of Engineering Geology*, 8, No.1, Spring.
- Axelsson G. (2008) Importance of geothermal reinjection. Presented at the workshop for decision makers on direct heating use of geothermal resources in Asia, in Tianjin, China, 11-18 may, 2008.
- Axelsson G. (2010) Sustainable geothermal utilization – Case histories; definitions; research issues and modelling. *Geothermics* 39 (2010) 283–291.
- Bamler R. & Hartl P. (1998) Inverse Problems pp. R1–R54
- Bodvarsson G., Lippmann M., Pruess K. (1994) Modeling of Geothermal Systems. *Geothermal Resources Council Bulletin* April 1994.
- Botteghi S., Montanari D., Del Ventisette C., Moretti S. (2015) Persistent Scatterer Interferometry (PSI) to detect surface deformation in the Larderello-Travale geothermal

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- area (Tuscany, Italy). *Rendiconti Online della Società Geologica Italiana*, Supplemento n. 2 al Vol. 35.
- Burnell J., Clearwater E., Croucher A., Kissling W., O'Sullivan J., O'Sullivan M., Yeh A. (2012) Future directions in geothermal modelling. *New Zealand Geothermal Workshop 2012 Proceedings*, 19 - 21 November 2012. Auckland, New Zealand
- Burnell J., Campen B.V., Kortright N., Lawless J., McLeod J., Luketina K., Robson B. (2016) Sustainability of TVZ geothermal systems: The regulatory perspective. *Geothermics* 59 (2016) 225–235.
- Carnec C. e Fabriol H. (1999) Monitoring and modeling land subsidence at the Cerro Prieto geothermal field, Baja California, Mexico, using SAR interferometry. *Geophysical Research Letters* 26, 9, 1211 – 1214.
- Chang H.C., Ge L., Rizos C., (2005) InSAR and mathematical modelling for measuring surface deformation due to geothermal water extraction in New Zealand. *International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, vol. 3., pp. 1587.
- Ciulli B., Dini I., Palmieri F., Rossi A., (2005) Interpreting Ground Deformation and Microgravity Changes in the Travale-Radicondoli Geothermal Field (Italy). *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Diaz A.R., Kaya E., Zarrouk S.J. (2016) Reinjection in geothermal fields - A worldwide review update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53(2016) 105–162.
- Dini I., Rossi A. (1990) Monitoring ground changes in the Larderello Geothermal Region, Tuscany. Italy. *Geothermal Resources Council Transactions*, 14, Part. II, August 1990.
- Dini I., Marson I., Palmieri F., Rossi, A. (1995) Reinjection monitoring in the Larderello geothermal field using microgravity and topographic measurements. *Proceedings World Geothermal Congress 1995* Florence, 18-31 may 1995, vol. 3 pp. 1851 - 1854.
- Falorni G., Morgan J., Eneva M. (2011) Advanced InSAR Techniques for Geothermal Exploration and Production. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 35.
- Fialko Y., Simons M. (2000) Deformation and seismicity in the Coso geothermal area, Inyo County, California: observations and modeling using satellite radar interferometry. *Journal of Geophysical Research* 105 (B9), 21781–21794.
- Floyd M.A. e Funning G.J. (2013) Continuation of Survey GPS Measurements and Installation of Continuous GPS Sites at The Geysers, California, for Geothermal Deformation Monitoring. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 37.
- Gabriel A.K., Goldstein R.M. & Zebker H.A. (1989) Mapping small elevation changes over large areas: Differential radar interferometry. *Journal of Geophysical Research*, 94 (B7), 9183-9191.
- Gambolati G., Ferronato M. & Teatini P. (2006) Reservoir compaction and land subsidence, *Revue Européenne de Génie Civil*, 10:6-7, 731-762.
- Garcia J.R. (1979) First order leveling surveys at Cerro Prieto. *Geothermics*, Vol 8, pp 273-274.
- Glowacka E., González J., Fabriol H. (1999) Recent Vertical Deformation in Mexicali Valley and its Relationship with Tectonics, Seismicity, and the Exploitation of the Cerro Prieto Geothermal Field, Mexico. *Pure and Applied Geophysics*, 156, 591–614.
- Glowacka E., Sarychikhina O., Nava F.A. (2005) Subsidence and Stress Change in the Cerro Prieto Geothermal Field, B. C., Mexico. *Pure and Applied Geophysics* 162, 2095–2110.
- Glowacka E., Sarychikhina O., Suárez F., Nava F.A., Farfan F., Diaz de Cossio Batani, G., Garcia Arthur M.A. (2010) Anthropogenic Subsidence in the Mexicali Valley, B.C., Mexico, Caused by the Fluid Extraction in the Cerro Prieto Geothermal Field, and the Role of Faults. *Proceedings World Geothermal Congress 2010* Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Hamling I., Hreinsdóttir S., Fournier N. (2015) The ups and downs of the TVZ: geodetic observations of deformation around the Taupo Volcanic Zone, New Zealand. *J. Geophys. Res.* 120, 4667–4679, <http://dx.doi.org/10.1002/2015JB012125>.
- Hanssen R. F., (2001) Radar Interferometry, *Kluwer Academic Publisher*, Netherlands.
- Hatton W. (1970) Ground Subsidence of a Geothermal Field During Exploitation. *Geothermics*, Special issue 2, U. N. Symposium on the Development and Utilization of Geothermal Resources, Pisa 1970. Vol. 2, Part 2.
- Heimlich C., Gourmelen N., Masson F., Schmittbuhl J., Kim S., Azzola J. (2015) Uplift around the geothermal power plant of Landau (Germany) as observed by InSAR monitoring. *Geothermal Energy* 2015 3:2. DOI: 10.1186/s40517-014-0024-y.
- Herd M.A. (1985) Mathematical modelling of subsidence above geothermal reservoirs, M.E. Thesis, *University of Auckland*, New Zealand.
- Hole J.K., Bromley C.J., Stevens N.F., Wadge G. (2007) Subsidence in the geothermal fields of the Taupo Volcanic Zone, New Zealand from 1996 to 2005 measured by InSAR. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 166 (2007) 125–146.
- Kagel A., Bates A., Gawell K. (2007) A Guide to Geothermal Energy and the Environment. *Geothermal Energy Association*. Pennsylvania Avenue SE, Washington, pp. 86.
- Kaya E., Zarrouk S.J., O'Sullivan M.J. (2011) Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 47–68.
- Keiding M., Hooper A., Árnadóttir T., Jónsson S., Decriem J. (2010) Natural and man-made deformation around geothermal fields on the Reykjanes peninsula, SW Iceland. *Proceedings 'Fringe 2009 Workshop'*, Frascati, Italy, 30 November – 4 December 2009 (ESA SP-677, March 2010).
- Koros W., O'Sullivan M., Pogacnik J., O'Sullivan J., Ryan G. (2014) Coupled one-dimensional subsidence modelling using elasticplastic rheology. *Proceedings 36th New Zealand Geothermal Workshop* 24 – 26. November 2014 Auckland, New Zealand.
- Koros W., O'Sullivan M., Ryan G. (2015) Comparison of Coupled One-Dimensional Subsidence Models. *Proceedings World Geothermal Congress 2015* Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
- Lawless J., Okada W., Terzaghi S., White P., Gilbert C. (2003) Two dimensional subsidence modelling at Wairakei-Tauhara, New Zealand. *International Geothermal Conference*, Reykjavík, Sept. 2003.
- Lippmann M.J., Narasimhan T.N., Witherspoon P.A. (1977) Modeling subsidence due to geothermal fluid production. *American Society of Civil Engineers Fall Convention and Exhibit*, San Francisco, CA, Oct. 17-21, 1977.
- Lira H., Arellano J.F. (1997) Resultados de nivelación de precisión realizada en 1997, en el campo geotérmico de Cerro Prieto, *Informe Técnico RE07/97*, CFE.
- Lofgren B.E. (1981) Monitoring crustal deformation in The Geysers-Clear Lake region. In *Research in the Geysers-Clear Lake Geothermal Area, Northern California*. *United States Government Printing Office*, Washington, p. 139-148.
- Massonnet D., Holzer T., Vadon H. (1997) Land subsidence caused by the East Mesa geothermal field, California, observed by SAR interferometry. *Geophysical Research Letters* 24 (8), 901–904.
- Massonnet D. e Feigl K.L. (1998) Radar interferometry and its application to changes in the Earth's surface. *Reviews of Geophysics*, 36, 441-500.
- Miller I., Dershowitz W., Jones K., Myer L., Roman K., Schauer M. (1980) Simulation of Geothermal subsidence. Golder Associates, Inc. *Consulting Mining and Geotechnical Engineers Kirkland* (Seattle), Washington 98033.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Mossop A. e Segall P. (1997) Subsidence at The Geysers geothermal field, California from a comparison of GPS and leveling Surveys. *Geophysical Research Letters*, 24, No. 14, Pages 1839-1842, July 15, 1997.
- Mossop A. e Segall P. (1999) Volume strain within The Geysers geothermal field. *Journal of Geophysical Research*, 104, no. B12, pages 29,113-29,131.
- Oppenheimer D.H. (1986) Extensional tectonics at the Geysers geothermal area, California. *Journal of Geophysical Research*, 91, 11463–11476.
- Oppliger G., Coolbaugh M., Foxall, W. (2004) Imaging Structure with Fluid Fluxes at the Bradys Geothermal Field with Satellite Interferometric Radar (InSAR): New Insights into Reservoir Extent and Structural Controls. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 28, August 29 - September 1, 2004.
- O'Sullivan M.J., Pruess K., Lippmann M.J. (2001) State of the art of geothermal reservoir simulation. *Geothermics* 30, 395–429.
- O'Sullivan M.J., Warren A.Y., Mannington I. (2009) A history of numerical modelling of the Wairakei geothermal field. *Geothermics* 38, 155–168.
- O'Sullivan M.J. (2010) Geothermal Fluid Dynamics. *17th Australasian Fluid Mechanics Conference* Auckland, New Zealand. 5-9 December 2010.
- Pritchett J.W., Garg S.K., Brownell D.H. (1976) Numerical simulation of production and subsidence at Wairakei, New Zealand. *Proceedings Stanford Geothermal Workshop*, pp. 310-324.
- Romagnoli P., Arias A., Barelli A., Cei M., Casini M. (2010) An updated numerical model of the Larderello–Travale geothermal system, Italy. *Geothermics* 39, 292–313
- Rosi A., Agostini A. (2013) Subsidence analysis in the Cornia river basin (Southern Tuscany, Italy) by using PSInSAR technique. *Rendiconti Online della Società Geologica Italiana*, Vol. 24, pp. 276-278.
- Sarychikhina O., Glowacka E., Mellors R., Vidal F.S. (2011) Land subsidence in the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, from 1994 to 2005. An integrated analysis of DInSAR, leveling and geological data. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 204 (2011) 76–90.
- Sepulveda F.R., Siega C., Bixley P.F., Mannington W.I., Milloy S.F., Soengkono S., Andrews J. (2014) Wairakei Geothermal Field Boundary: Insights from Recent Geophysics and Reservoir Information. *Proceedings, Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* Stanford University, Stanford, California, February 24-26, 2014.
- Stefansson V. (1997) Geothermal reinjection experience. *Geothermics*, 26, 99-130.
- Vadon H. e F. Sigmundsson (1997) Crustal deformation from 1992 to 1995 at the Mid-Atlantic Ridge, southwest Iceland, mapped by Satellite Radar Interferometry. *Science*, 275, 193-197.
- Vasco D.W., Wicks C., Karasaki K., Marques O. (2002) Geodetic imaging: reservoir monitoring using satellite interferometry. *Geophysical Journal International*, 149, 555–571.
- Vasco D.W., Rutqvist J., Ferretti A., Rucci A., Bellotti F., Dobson P., Oldenburg C., Garcia J., Walters M., Hartline C. (2013) Monitoring deformation at the Geysers Geothermal Field, California using C-band and X-band interferometric synthetic aperture radar. *Geophysical Research Letters*, 40, 2567–2572.
- White P.J., Lawless J.V., Terzaghi S., Okada W. (2005) Advances in Subsidence Modelling of Exploited Geothermal Fields. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*. Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
- Yeh A. e O'Sullivan M. J. (2007) Modelling subsidence in geothermal fields. *Proceedings 29th NZ Geothermal Workshop*.



## 6. LE ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE

### 6.1. Le acque sotterranee

La risorsa idrica costituisce un bene comune, un patrimonio ambientale, sociale, culturale e turistico che, coerentemente con le Dichiarazioni di Johannesburg e Kyoto, deve essere tutelato e salvaguardato, quantitativamente e qualitativamente. Le risorse idriche devono, pertanto essere protette. In alcuni casi, laddove le risorse geotermiche si trovano nei pressi di aree di elevato valore ambientale, le risorse idriche (insieme al paesaggio e agli ecosistemi) devono essere preservate con particolare attenzione. Questi vincoli sono importanti in paesi come il Giappone, dove la maggior parte delle risorse geotermiche note si trova all'interno, o in prossimità, di parchi nazionali, o l'Indonesia, dove circa il 70% delle risorse geotermiche conosciute ricadono in aree con foreste protette (IGA, 2013).

L'impatto sulla risorsa idrica attribuito alla coltivazione dei fluidi geotermici comprende effetti sia sulla qualità che sulla quantità delle acque disponibili. Se, in parte, individuare i possibili effetti dell'attività geotermica sulla qualità delle acque superficiali risulta difficile, ancor più impegnativo è determinare gli effetti dell'attività geotermica sugli acquiferi profondi (Benelli et al., 2008). Infatti, le interazioni sui corpi idrici superficiali in prossimità delle aree geotermiche sono attribuibili sia alla circolazione naturale dei fluidi geotermici ivi presenti, che possono dar luogo anche a manifestazioni naturali (putizze, mineralizzazioni, ecc.), sia alla coltivazione della risorsa.

### 6.2. Consumo di acqua negli impianti geotermici

Tutti i tipi di impianti geotermoelettrici utilizzano l'acqua per produrre energia. Oltre al fluido prelevato dal serbatoio geotermico per la produzione di energia elettrica, l'acqua viene utilizzata sia nella fase di costruzione che per il raffreddamento dell'impianto.

È noto che, seppure il fluido viene reiniettato nelle formazioni di provenienza, il livello della tavola d'acqua tende ad abbassarsi (Tester, 2006; Lee, 2004), perché un certo quantitativo di acqua viene perso per evaporazione durante il "flashing" prima dell'ingresso in turbina (negli impianti a liquido dominante) e nelle torri di raffreddamento. Alcuni impianti necessitano della depurazione del fluido prima della reiniezione (a causa dell'introduzione di additivi, i cosiddetti *antiscaling* o *antifouling* utilizzati per prevenire incrostazioni), pratica che comporta piccole perdite di acqua.

I maggiori consumi si hanno durante la fase di scavo dei pozzi e nelle torri di raffreddamento. Durante le perforazioni, l'acqua viene impiegata per formare il fango di perforazione ed il cemento utilizzato per stabilizzare le pareti dei pozzi. L'acqua estratta dal serbatoio durante lo scavo e le prove di pozzo viene temporaneamente stoccata in vasche impermeabilizzate per essere poi reiniettata successivamente, ma parte di questa acqua viene persa per evaporazione.

Anche i fanghi di perforazione vengono riciclati per minimizzare il consumo di acqua, di bentonite e di additivi, e diventa necessario reintegrare l'acqua del fango durante il ricircolo, per supplire alle perdite. I quantitativi di fango utilizzati sono, per

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



ciascun pozzo, pari a circa 5 volumi di fango per 1 volume di vuoto creato, e i volumi di acqua sono 1 volume di acqua per ogni volume di fango (Clark et al., 2011).

L'uso di acqua per il cemento (pozzi, condotte e impianto) è limitato alla sola fase di costruzione. L'acqua è circa il 10% del peso del cemento, e si stima che 1 km di condotte in cemento determinino un consumo di acqua pari a circa 10-15 m<sup>3</sup>.

Le torri di raffreddamento ad acqua utilizzano, quando è possibile, il vapore condensato, quindi il consumo di acqua da altre fonti è limitato al minimo, ma è comunque necessario reintegrare l'acqua che si perde per evaporazione e per dispersione del *drift*. Stime su diversi impianti negli USA riportano perdite in un intervallo compreso tra il 4% e il 6,4% di fluido. I quantitativi di fluido geotermico necessari per la produzione di energia e la stima delle perdite per il raffreddamento degli impianti geotermici e per altri sistemi di produzione di energia, sono stati raccolti da Clark et al. (2011) e riportati nelle **Tabelle 6.1** e **6.2** e in **figura 11**. Il raffreddamento ad acqua, tramite le torri di raffreddamento, viene utilizzato principalmente negli impianti *flash* o a vapore secco, dove è disponibile il vapore di condensa e non è necessario attingere da altre fonti.

<b>Tipo di impianto</b>	<b>m<sup>3</sup> fluido/giorno</b>	<b>m<sup>3</sup> fluido/giorno/MWe</b>
<b>EGS, 50 MW</b>	82.033,6	1.638,905
<b>Binario, 10 MW</b>	23.075,8	2.308,85
<b>Flash, 50 MW</b>	88.203,8	1.763,81

Fonte: Clark et al. (2011)

**Tabella 6.1: Volumi d'acqua giornalieri utilizzati in tre diversi impianti geotermici.**

<b>Sito</b>	<b>Tipo di impianto</b>	<b>Produzione</b>	<b>Iniezione</b>	<b>Reintegro</b>	<b>Perdite</b>
<b>Casa Diablo</b>	Binario	54.195,7	52.920,1	829	2.104,7
<b>East Mesa</b>	Binario	174.473,4	167.307,6	772,2	8.509,6
<b>Heber</b>	Binario	133.950,6	125.395,5	83,3	8.638,3
<b>Coso</b>	Multi-stage flash	95.373,4	49.638,1	22,7	45.758,1
<b>Salton Sea</b>	Multi-stage flash	202.069,1	165.286,2	56,8	36.521,6

Fonte: CDOGGR (2010)

**Tabella 6.2: Dati di produzione e di iniezione per diverse tipologie di centrali geotermiche in California e stima delle relative perdite per il raffreddamento degli impianti e dell'acqua di reintegro.**

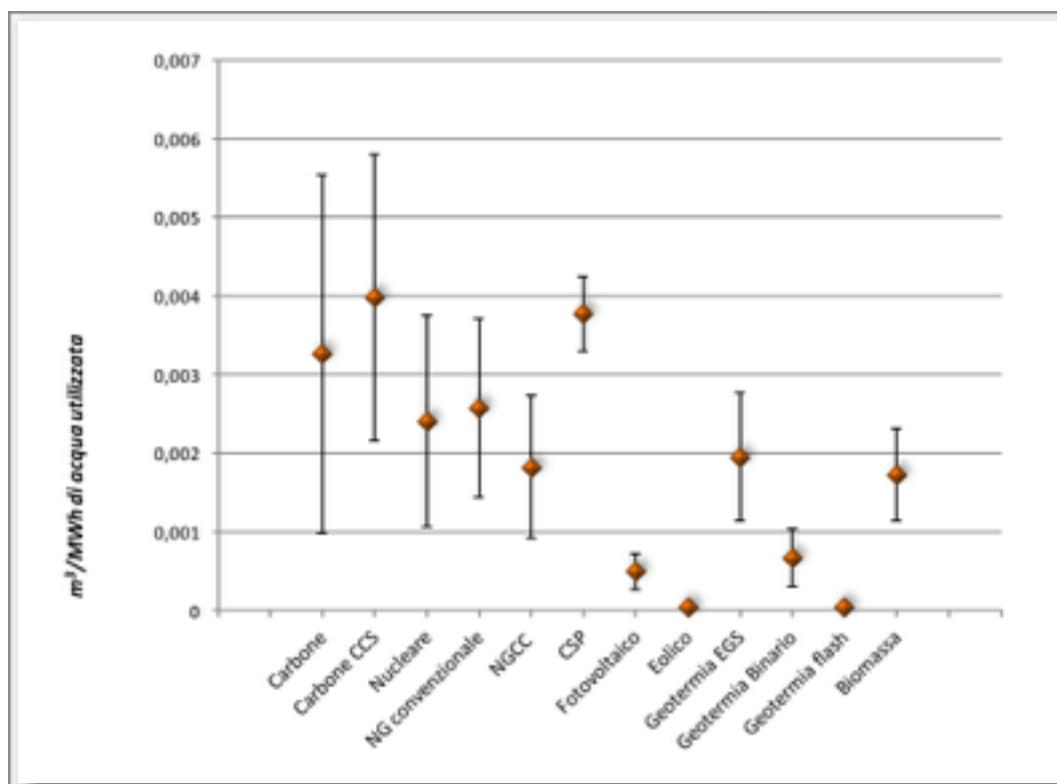


Figura 11 – Consumi di acqua per diverse tipologie di impianto di produzione di energia elettrica (da Clark et al, 2011). CCS: sequestro del carbonio; NG: gas naturale; NGCC: gas naturale a ciclo combinato; CSP: celle solari a concentrazione; EGS: Enhanced Geothermal Systems

Le tecnologie di raffreddamento utilizzate per gli impianti geotermici sono le stesse utilizzate per gli impianti convenzionali alimentate da combustibili fossili e da energia nucleare, per cui i consumi sono simili, con valori medi che si aggirano intorno ai 0,0011 m<sup>3</sup>/MWh.

### 6.3. Rischio di contaminazione delle acque superficiali

I serbatoi ad alta temperatura (oltre 230° C) producono fluidi geotermici contenenti un'ampia gamma di ioni disciolti, tra i quali Na, K, Ca, B, Li, As, F, Mg, Si, Rb, Sb, Sr, cloruri, bicarbonati e solfati. A seconda delle concentrazioni di queste sostanze, che, comunque, non sono presenti in tutti i fluidi geotermici, le acque superficiali e sotterranee potrebbero essere seriamente compromesse, se i fluidi non vengono correttamente reiniettati nel serbatoio di provenienza o se c'è dispersione a causa di incidenti. Inoltre, le stesse sostanze contenute nel *drift* proveniente dalle torri di raffreddamento, una volta depositate al suolo nei pressi dell'impianto, possono essere dilavate e contaminare, oltre al suolo, acque e sedimenti.

La perforazione dei pozzi per attingere ad acque sotterranee, a qualsiasi profondità e di qualsiasi volume, può causare interferenze, inclusa la

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



contaminazione dei suoli, degli acquiferi e delle acque superficiali. Nel caso della geotermia, le potenziali interferenze a cui si può andare incontro sono: a) la diminuzione della quantità di acqua presente all'interno del serbatoio geotermico e l'alterazione del suo equilibrio termodinamico, e b) la possibile contaminazione indotta dalla perforazione del pozzo (messa in comunicazione di falde diverse, difetti di cementazione, uso di additivi, ecc.).

La contaminazione nel corso della perforazione può essere causata dai seguenti fattori:

- Incidenti durante le fasi di scavo, quali innanzitutto il *blow out* dei pozzi, o piccole ma continue perdite nelle condotte, nei rivestimenti dei pozzi e in altre parti dell'impianto da dove i liquidi (fluido geotermico, o anche, per esempio, oli minerali lubrificanti, prodotti chimici usati nell'impianto) possono fuoriuscire;
- Rilasci accidentali sul suolo e nelle acque del fango bentonitico e del fluido geotermico collocati nelle vasche di stoccaggio temporaneo prima della reiniezione;
- Insufficiente impermeabilizzazione della porzione più alta della perforazione, che può causare la veicolazione nella falda e nelle acque superficiali di eventuali inquinanti presenti nel fluido estratto.

Se la sonda incontra formazioni altamente permeabili e il fluido si disperde in queste, è possibile utilizzare sostanze come carbonato di calcio per isolare il pozzo e colmare i vuoti e/o fratture. In tali situazioni, qualora questi agenti chimici dovessero essere rilasciati per errore nei corsi d'acqua, la vita del relativo ecosistema subirebbe gravi conseguenze e le acque sotterranee sarebbero soggette ad una immediata contaminazione (**Subramaniam, 2012**).

Nella **Tabella 6.3** sono riportati alcuni dati sulla composizione e sul tipo di fluidi geotermici e le relative sostanze che possono contaminare le acque ed i suoli quali l'arsenico, il mercurio, i cloruri, i solfati ed altri metalli pesanti. **Clark et al. (2011)** hanno calcolato la frazione di fluidi geotermici che rispettano gli standard sulle acque potabili americane per diversi parametri. Si evince che solo il 10% rispetta i valori limite per arsenico e antimonio, e il 30% per mercurio. Gli autori individuano quindi in questi metalli, molto tossici, il maggior potenziale contaminante in caso di dispersione di fluidi geotermici in acque utilizzate per il consumo umano.

In aree geotermiche, comunque, le acque superficiali e i primi livelli acquiferi possono contenere naturalmente significative alterazioni a causa della presenza di soffioni, putizze, mineralizzazioni, che compongono le formazioni geologiche del campo (**Benelli et. al, 2008**).



*Fluidi di alta temperatura*

*Fluidi di media temperatura*

Contaminanti principali							
Costituenti	Limite (mg/L)	Media (mg/L)	Mediana (mg/L)	Frazione che rispetta i valori limite	Media (mg/L)	Mediana (mg/L)	Frazione che rispetta i valori limite
Antimonio	0,006	0,734	0,4	0,1	0,228	0,141	0,04
Arsenico	0,01	2,19	0,49	0,19	0,716	0,04	0,33
Bario	2	173	4,3	0,48	3,36	0,1	0,94
Berillio	0,004	0,013	0,002	0,56	0,018	0,002	0,64
Cadmio	0,005	1,63	0,035	0,29	0,008	0,005	0,43
Cromo	0,1	1,033	0,03	0,55	0,012	0,006	1
Rame	1,3	6,27	0,3	0,56	0,045	0,01	1
Fluoruri	4	4,13	2,5	0,75	4,98	2,39	0,59
Mercurio	0,002	0,192	0,005	0,29	0,005	0,0004	0,85
Nitrato	10	4,71	0,2	0,86	8,54	6,2	0,64
Selenio	0,05	0,79	0,055	0,5	0,015	0,001	0,88
Contaminanti secondari							
Alluminio	0,2	73,2	1	0,28	13,9	0,223	0,4
Cloruri	250	13.259	166	0,66	2.419	477	0,36
Ferro	0,3	509	0,225	0,54	3,81	0,03	0,87
Manganese	0,05	467	0,05	0,48	6,59	0,02	0,74
Argento	0,1	0,974	0,06	0,5	0,027	0,02	0,98
Solfati	250	156	108	0,91	173	72	0,88
Zinco	5	250	0,073	0,64	0,228	0,021	1
TDS	500	81.077	2.500	0,22	8.226	1.135	0,16
pH	6,5-8,5	6,51	6,4	0,42	7,63	7,5	0,66

Fonte: Clark et al. (2011)

*Tabella 6.3: Contaminanti per le acque potabili presenti in fluidi geotermici americani.*

A titolo di esempio riportiamo le conclusioni di uno studio richiesto all'Università degli Studi di Siena dalla Regione Toscana, finalizzato all'individuazione dei rischi di inquinamento nell'area geotermica del Monte Amiata (**Università degli Studi di Siena, 2008**). I dati ottenuti dalla comparazione geochimica tra fluidi geotermici ed acque di falda dell'acquifero idropotabile escludono l'interferenza tra gli stessi; inoltre la storia metallogenica del Monte Amiata giustifica le concentrazioni di arsenico misurate



nella falda acquifera, e anche le concentrazioni di antimonio, arsenico, boro, mercurio e zolfo misurate nei campioni di suolo e nelle acque fluviali all'intorno delle aree geotermiche ricadono nell'intervallo di variabilità naturale che definisce il fondo geochimico locale dell'elemento considerato. La presenza di questi stessi elementi è controllata dalla natura litologica del substrato roccioso. Solo nei suoli intorno alle centrali, le emissioni aerodisperse hanno determinato un locale incremento di antimonio e mercurio che comunque risulta essere limitato e localmente circoscritto. Infine i livelli di questi elementi misurati nei campioni di acqua fluviale sono comparabili con quelli presenti in acque non contaminate.

Inoltre, studi effettuati da ARPAT, che sin dal 2002 si occupa della completa gestione del monitoraggio chimico-fisico di pozzi e sorgenti dell'area geotermica amiatina, hanno evidenziato che negli ultimi due anni (2013 - 2014) le concentrazioni di boro e arsenico sono diminuite (ARPAT, 2013). L'ente ipotizza una stretta connessione tra aumento delle concentrazioni di arsenico nelle acque e periodi di deficit idrico, così come ben evidenziato negli anni 2004-2005, 2008, 2012 conseguenti a tre precedenti minimi pluviometrici negli anni 2003, 2007 e 2011.

#### **6.4. Interferenza delle acque di reiniezione sulle caratteristiche del serbatoio**

La pratica della reiniezione consiste nel reintrodurre i fluidi geotermici, dopo la loro estrazione e utilizzo per la produzione di energia, nel livello acquifero da cui sono stati prelevati. I pozzi di reiniezione sono generalmente situati a valle, e a una certa distanza dai pozzi di produzione per ridurre le possibilità che il fluido reiniettato possa entrare di nuovo in circolazione ed essere estratto, riducendo la temperatura dei fluidi inviati alla produzione di energia. Anche quando tutto il fluido esausto viene reiniettato, si può comunque verificare una perdita di massa, a causa dell'evaporazione del fluido e dello scarico dei gas non condensabili in atmosfera.

Un'importante conseguenza della perdita di massa è spesso la formazione di due fasi (vapore+acqua) nella parte superiore del serbatoio, in prossimità dei pozzi di produzione. Se l'impovertimento del serbatoio continua nel tempo, le dimensioni di quest'area aumentano, mentre le pressioni diminuiscono. A Wairakei (Nuova Zelanda), per esempio, le pressioni della fase liquida sono diminuite di circa 0,3 MPa durante le fasi di scarico associate ai sondaggi, e di 2 MPa durante i primi 10 anni di produzione (prima che iniziasse la reiniezione del fluido in serbatoio). Per effetto della diminuzione di pressione nel serbatoio, a seguito di un calo della massa, si possono verificare delle variazioni significative del livello dell'acqua delle falde superficiali. Per esempio a Wairakei, in conseguenza di questa drastica variazione di pressione, è stato registrato un abbassamento del livello di falda di 30 m (Subramaniam, 2012).

In alcuni importanti sistemi a liquido dominante sono state registrate variazioni di temperatura del fluido geotermico in seguito alla diminuzione del quantitativo di fluido disponibile e corrispondente riduzione di pressione. Se avviene la formazione di una fase distinta di vapore, e questo si espande e risale, la sua temperatura diminuisce, anche perché risalendo incontra il terreno sovrastante, che è più freddo, e cede calore (diminuendo quindi ulteriormente la sua pressione). Tutto questo



causa una diminuzione della temperatura del fluido che arriva all'impianto, e quindi l'efficienza della produzione di energia elettrica.

Sia durante la fase di realizzazione che durante quella di produzione di importanti campi geotermici si sono verificati variazioni di questa natura (**Subramaniam, 2012**):

- A Wairakei (Nuova Zelanda ), quasi tutte le caratteristiche termiche del campo di Waiora e le manifestazioni geotermiche di Geysir (caratterizzato da più di 20 geysir) sono scomparse o variate in modo significativo.
- A Ohaaki (Nuova Zelanda) il livello e la temperatura dell'acqua della polla geotermica sono diminuiti subito dopo le perforazioni ed il testing dei pozzi . Per ristabilire le condizioni fisiche iniziali sono state scaricate al suo interno le acque reflue calde provenienti dall'impianto.
- A Tongonan (Filippine) la portata delle sorgenti calde è diminuita appena la produzione ha avuto inizio.
- A Larderello (Italia) l'attività naturale originale, caratterizzata da numerosi getti di vapore e gas, è oggi in gran parte scomparsa.
- A The Geysers (USA) è stato registrato un calo nella portata delle sorgenti calde da quando è iniziato l'utilizzo della risorsa.

#### 6.5. Buone pratiche per la minimizzazione

L'acqua è un bene assolutamente necessario per la vita degli ecosistemi, per il sostentamento delle popolazioni (come acqua potabile e per l'agricoltura) e per le attività industriali, tra le quali la produzione di energia. Essendo una risorsa limitata, spesso più parti sono in conflitto per il suo utilizzo, e lo saranno sempre di più in futuro, e quindi la sua disponibilità, sia qualitativa che quantitativa, deve essere garantita attraverso una accurata pianificazione, una gestione responsabile e una regolamentazione efficace.

In riferimento alla geotermia, le azioni da intraprendere riguardano:

- La conservazione delle caratteristiche del serbatoio geotermico, in particolare della quantità di risorsa disponibile;
- La protezione della qualità delle acque superficiali, con questo intendendo anche gli acquiferi più superficiali destinati ad altri usi o che possono alimentare corsi d'acqua.

La reiniezione, ormai praticata nella maggior parte degli impianti, è la condizione necessaria per garantire la conservazione della risorsa. Oltre che a evitare la depauperazione della risorsa, contiene anche il fenomeno della subsidenza (Cfr. Capitolo 5). Tale pratica non è comunque sufficiente: la reiniezione molto spesso non è totale, a causa delle perdite di acqua e di gas non condensabili, e avviene comunque a valle, e quindi diminuisce, ma non blocca del tutto, la caduta di pressione e di temperatura del serbatoio. Sono necessari quindi un'accurata progettazione della reiniezione, che faccia uso anche di modelli predittivi sull'evoluzione del serbatoio, ed il monitoraggio del serbatoio in modo da intervenire con azioni correttive (ad es. diminuendo temporaneamente il prelievo). In alcuni casi, di cui il più noto è quello di The Geysers (USA), oltre alla reiniezione del fluido

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



geotermico viene iniettata in serbatoio altra acqua disponibile in superficie (di solito fluidi reflui opportunamente trattati). In questi casi il rischio di contaminazione delle falde aumenta, e la pianificazione, il monitoraggio e il controllo sono di fondamentale importanza.

La contaminazione delle acque più superficiali può essere evitata con un'accurata progettazione e realizzazione dei pozzi e delle tubazioni, con l'esecuzione di corrette procedure operative e l'adozione di appropriate misure di sicurezza e di emergenza in caso di incidenti, con uno stretto controllo di qualità, con un piano di monitoraggio efficace.

La progettazione delle misure di sicurezza dell'impianto dovrebbe prevedere la simulazione di eventi incidentali (*blow out* dei pozzi e perdite dovute all'inefficienza delle impermeabilizzazioni o a rotture). Se il riempimento del foro è eseguito a norma, l'originario livello di permeabilità del terreno viene ripristinato una volta completata l'impermeabilizzazione delle pareti del pozzo. In questo caso la comunicazione tra le falde è ridotta alla sola fase di costruzione del pozzo.

Nei sistemi multifalda è necessario utilizzare tecniche che impediscano il contatto tra le varie falde, come un'impermeabilizzazione costituita da miscele bentonitiche e polimeri organici (fluidi ad alta densità che esercitano pressione idrostatica sulle pareti di scavo), e l'uso di camiciatura di rivestimento (*casing*). Anche i fanghi di perforazione contengono additivi; la maggior parte di questi non sono pericolosi (polimeri surfattanti e stabilizzanti, bentonite, soda, lignite, resine), ma alcuni additivi di appesantimento dei fanghi bentonitici contengono tracce di metalli pesanti, ad es. bario. Nello smaltimento del fango la parte acquosa, separata da quella solida, deve essere depurata prima di essere immessa nelle acque superficiali.

Nella cementazione, il materiale ideale deve essere non solubile, non contaminante, con una conduttività termica simile a quella del terreno circostante, leggermente espansivo, impermeabile, pompabile e non soggetto a fratturazioni.

Per evitare la contaminazione del suolo e delle falde superficiali, inoltre, è necessario evitare sversamenti accidentali del fluido geotermico stoccato temporaneamente durante lo scavo dei pozzi, di perdite dalle tubazioni, di rifiuti e sostanze chimiche nell'area dell'impianto. Questo può essere fatto minimizzando gli spostamenti dei rifiuti, stoccandoli in luoghi impermeabilizzati e dedicati, e predisponendo il trattamento in appositi impianti. È necessario inoltre ridurre le aree interessate dalle operazioni di perforazione e impermeabilizzare in cantiere e le aree dedicate allo stoccaggio provvisorio dei reflui, per assicurare la miglior protezione alle falde acquifere presenti e tutelare il delicato equilibrio ambientale. Riguardo alla gestione dei rifiuti, le norme di buona pratica sono descritte anche nel Capitolo 9.

La reiniezione dei fluidi geotermici è utile per diversi motivi (Axelsson, 2012):

- Per smaltire le acque reflue in uscita dalle centrali elettriche, le quali spesso contengono sostanze chimiche dannose per l'ambiente e il cui sversamento potrebbe causare inquinamento termico;
- Per integrare la ricarica naturale dei sistemi geotermici, che spesso è limitata;

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Per contrastare o ridurre il declino della pressione a causa dell'estrazione di massa;
- Per migliorare l'estrazione termica dalle rocce serbatoio;
- Per compensare cedimenti in superficie causati dal declino della pressione indotto dalla produzione;
- Per migliorare o rivitalizzare le manifestazioni superficiali come le sorgenti termali e le fumarole.

A Larderello vengono reiniettati 234 t/h di condensati e 270 t/h di acqua di reintegro. Tale pratica ha avuto effetti particolarmente positivi sul serbatoio superficiale determinando un significativo aumento della portata del vapore ed un incremento della pressione del serbatoio. Inoltre poiché il vapore secondario reiniettato non contiene gas, il contenuto medio di gas nel fluido prodotto è diminuito, garantendo un miglioramento delle prestazioni dell'impianto (Cappetti et al., 1995; Kaya et al., 2011).

A Tongonan, nelle Filippine, la reiniezione è cominciata nel 1983 con l'inizio della produzione di energia elettrica. La quantità di acqua reiniettata pari a 2850 t/h ha determinato un incremento dell'entalpia come conseguenza dell'incremento della produzione che è passata da 1800 kJ/kg a 2700 kJ/kg (Kaya et al., 2011).

### 6.6. La normativa

La normativa di riferimento per la tutela delle acque dall'inquinamento è il D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii alla parte terza, sezione II ("Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche"- "Norme in materia ambientale"). Tale sezione pone l'obiettivo di garantire l'uso sostenibile delle risorse idriche e quindi fissa le modalità per il monitoraggio, la classificazione dello stato di qualità, gli obiettivi di miglioramento e l'utilizzo, disciplinando anche le modalità per la concessione delle autorizzazioni agli scarichi in fognaia, in acque sotterranee e superficiali.

Rivolta alla tutela delle acque superficiali, sotterranee e marine, mira principalmente a: perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili; mantenere la capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate; garantire una fornitura sufficiente di acque superficiali e sotterranee di buona qualità per un utilizzo idrico sostenibile, equilibrato ed equo; ridurre in modo significativo l'inquinamento delle acque sotterranee.

#### **Classificazione dei corpi idrici**

La normativa italiana trova il suo principale riferimento nella Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che definisce le modalità di monitoraggio e classificazione dello stato di qualità delle acque.

Le autorità competenti per l'elaborazione e l'attuazione dei programmi per la conoscenza e la verifica dello stato qualitativo e quantitativo delle acque superficiali e sotterranee all'interno di ciascun bacino idrografico sono le Regioni, a norma dell'art. 120 del D. Lgs. 152/2006. Attraverso i piani di tutela, di cui all'art. 121, le



autorità garantiscono il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla parte terza del D. Lgs. 152/2006 e le misure necessarie a garantire la tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico.

Per quanto riguarda il rilevamento dello stato qualitativo dei corpi idrici sotterranei, il D. Lgs. 152/1999 riporta i parametri di base e i parametri addizionali relativi ad inquinanti specifici individuati in funzione dell'uso del suolo, delle attività presenti sul territorio, della vulnerabilità della risorsa e della tutela degli ecosistemi connessi e delle caratteristiche ambientali.

Per quanto riguarda la classificazione quantitativa dei corpi idrici sotterranei, i parametri ed i relativi valori numerici di riferimento sono definiti dalle Regioni utilizzando gli indicatori generali elaborati sulla base del monitoraggio secondo i criteri che verranno indicati dall'ISPRA, in base alle caratteristiche dell'acquifero (tipologia, permeabilità) e del relativo utilizzo (tendenza piezometrica o delle portate, prelievi per vari usi). Lo stato quantitativo del corpo idrico viene definito sulla base del livello di alterazione (misurata o prevista) rispetto alla condizione di equilibrio, che si ha (per definizione) quando le estrazioni o le alterazioni della velocità naturale di ravvenamento sono sostenibili per lungo periodo (almeno 10 anni).

#### **Risparmio idrico**

L'art. 98 del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. disciplina il risparmio idrico attraverso l'adozione di misure necessarie all'eliminazione degli sprechi ed alla riduzione dei consumi, e volte ad incrementare il riciclo ed il riutilizzo delle acque, anche attraverso l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili.

#### **Scarichi idrici**

Gli scarichi idrici sono disciplinati dal Capo III, titolo III della parte III del D. Lgs. 152/06 (artt. 100-108), che stabilisce che tutti gli scarichi devono essere autorizzati. Un impianto geotermico può essere dotato di scarichi in fognatura (ad es. di acque civili) e di scarichi nel sottosuolo. Da quando viene praticata la reiniezione dei fluidi geotermici, non vi sono scarichi in acque superficiali.

#### **Reiniezione**

L'art.104 stabilisce che gli scarichi delle acque prelevate per scopi geotermici sono sottoposti al giudizio dell'autorità competente, che, a seguito d'indagine preventiva, ne può autorizzare la reimmissione all'interno della stessa falda di provenienza, in deroga al generale divieto di scarico diretto delle acque nel sottosuolo. Lo stesso articolo stabilisce che la reimmissione delle acque sotterranee nella stessa falda di provenienza può essere autorizzata, inoltre, previo trattamento, ai fini della bonifica (articolo modificato da Decreto-Legge 21 giugno 2013, n. 69 convertito con modificazioni dalla L. 9 agosto 2013, n. 98).

La reiniezione dei fluidi geotermici è disciplinata in particolare dal DPR 395/1991 "Regolamento di attuazione della Legge 9 dicembre 1986, n. 896, recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche" e dal D. Lgs. 11 febbraio 2010, n.22 "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99".

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



All'articolo 64, il DPR 395/91 stabilisce che la domanda di autorizzazione alla reiniezione dei fluidi nel sottosuolo deve essere corredata da una relazione tecnica e dal programma dei controlli da eseguire ai fini della tutela dell'ambiente e delle risorse minerali. In particolare, la relazione deve contenere informazioni dettagliate sulla portata, pressione, composizione e caratteristiche fisiche dei fluidi geotermici, sulle caratteristiche del corpo idrico in cui il fluido viene reiniettato, sulle caratteristiche tecniche dell'impianto di reiniezione, la sua conduzione e i controlli che si prevedono e sui vincoli esistenti sulle aree interessate.

Il programma dei controlli deve indicare la frequenza dei controlli sulla pressione di reiniezione, e deve monitorare le caratteristiche delle acque di reiniezione, lo stato dei pozzi, l'equilibrio idrodinamico del bacino di smaltimento e le eventuali interferenze con falde esterne al campo e con punti d'acqua superficiali, nonché l'attività sismica e gli eventuali movimenti del suolo.

### **Autorizzazione alla ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche**

Il riferimento normativo nazionale per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche effettuate nel territorio dello Stato, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana è D. Lgs. 22/2010. Ai sensi dell'art.1 del D. Lgs. 22/2010 sopracitato, le risorse geotermiche sono risorse minerarie ed in particolare, quelle di interesse nazionale sono patrimonio indisponibile dello Stato mentre quelle di interesse locale sono patrimonio indisponibile regionale.

La concessione per la coltivazione delle risorse geotermiche riconosciute di interesse nazionale o locale è rilasciata dall'autorità competente, con provvedimento che comprende l'approvazione del programma di lavoro e del progetto geotermico, a seguito dell'esito positivo di un procedimento unico, cui partecipano, in relazione alle specificità dei lavori e dei siti, le amministrazioni interessate alla procedura di valutazione di impatto ambientale. La concessione di coltivazione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico e delle competenze comunale, costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico.

Le autorità competenti per le funzioni amministrative, ai fini del rilascio del permesso di ricerca e delle concessioni di coltivazione, comprese le funzioni di vigilanza riguardanti le risorse geotermiche d'interesse nazionale e locale sono le Regioni o gli enti da esse delegati, nel cui territorio sono rinvenute o il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nel caso di risorse geotermiche rinvenute nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana.

### **6.7. BIBLIOGRAFIA**

ARPAT (2013) "Centrali geotermiche: la normativa di riferimento per i controlli ARPAT", notiziario ARPAT n. 150 del 19 Luglio 2013. Disponibile su <http://www.arpad.toscana.it/notizie/arpadnews/2013/150-13/150-13-centrali-geotermiche-la-normativa-di-riferimento-per-i-controlli-arpad> (ultimo accesso giugno 2016)

ARPAT (2015) Concentrazioni di idrogeno solforato nelle aree geotermiche toscane. Validazione dati ENEL e monitoraggi ARPAT. Report anno 2014. Disponibile su <http://www.arpad.toscana.it/documentazione/report/report-geotermia/verifiche-autocontrollo->

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



[enel/concentrazione-h2s-nelle-aree-geotermiche-validazione-dati-enel-2014](#) (ultimo accesso giugno 2016)

- Axelsson G. (2012) Role and management of geothermal reinjection. Proceedings of "Short Course on Geothermal Development and Geothermal Wells", organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador, March 11-17, 2012.
- Benelli M., Benelli M., Franci T. (2008) La risorsa geotermica per usi elettrici in Italia: Energia, Ambiente e Accettabilità Sociale. *Amici della Terra*, Firenze, pp. 66. Disponibile su: [http://www.unionegeotermica.it/pdf/Libro\\_Geotermia\\_bassa.pdf](http://www.unionegeotermica.it/pdf/Libro_Geotermia_bassa.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)
- Cappetti G., Parisi L., Ridolfi A., Stefani G. (1995) Fifteen years of reinjection in the Larderello-Valle Secolo area: Analysis of the production data. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florence, Italy, 1997–2000.
- Clark C.E., Harto C.B., Sullivan J.L., Wang M.Q. (2010) Water Use in the Development and Operation of Geothermal Power Plants. *Argonne National Laboratory Report*. Disponibile su: [http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal\\_water\\_use\\_draft.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_water_use_draft.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)
- IGA, International Geothermal Association (2013) Geothermal exploration best practices: a guide to resource data collection, analysis, and presentation for geothermal projects. *IGA Service GmbH*, Germany, pp. 74.
- Kaya E., Zarrouk S.J., O'Sullivan M.J. (2011) Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 47–68.
- Subramaniam B. (2012) Gas Expanded Liquids for Sustainable Catalysis. Ed. Robert A. Meyers, *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Springer Science +Business Media, LLC: 3933-4818. DOI 10.1007/978-1-4419-0851-3.
- Tester J.W. (2006) (a cura di) The future of geothermal energy, *MIT and Idaho National Laboratory Report*, ISBN: 0-615-13438-6. Disponibile su: <https://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Università degli Studi di Siena (2008) Studio geostrutturale, idrogeologico e geochimico ambientale dell'aria Amiata. Siena, 10 Ottobre 2008. Disponibile su [http://www.distrettoenergieinnovabili.it/der/s/geotermia-news/atti-bandi-delibere-e-documenti/studi-e-statistiche/amiata-universita-di-siena/Studio\\_UniSI\\_Amiata.pdf](http://www.distrettoenergieinnovabili.it/der/s/geotermia-news/atti-bandi-delibere-e-documenti/studi-e-statistiche/amiata-universita-di-siena/Studio_UniSI_Amiata.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)

## 7. SISMICITÀ INDOTTA

### 7.1. Cause e fenomeni

L'estrazione e la reiniezione di fluidi possono indurre variazioni nel campo di stress nel sottosuolo come risultato di effetti poro- e termo-elastici o di disequilibri isostatici, che possono indurre o innescare eventi sismici (**figura 12**). Inoltre, l'iniezione di fluidi nel sottosuolo può generare un aumento della pressione di poro e, di conseguenza, una riduzione dello sforzo normale effettivo sui piani di faglia che possono quindi venirsi a trovare in uno stato critico e muoversi sismicamente.

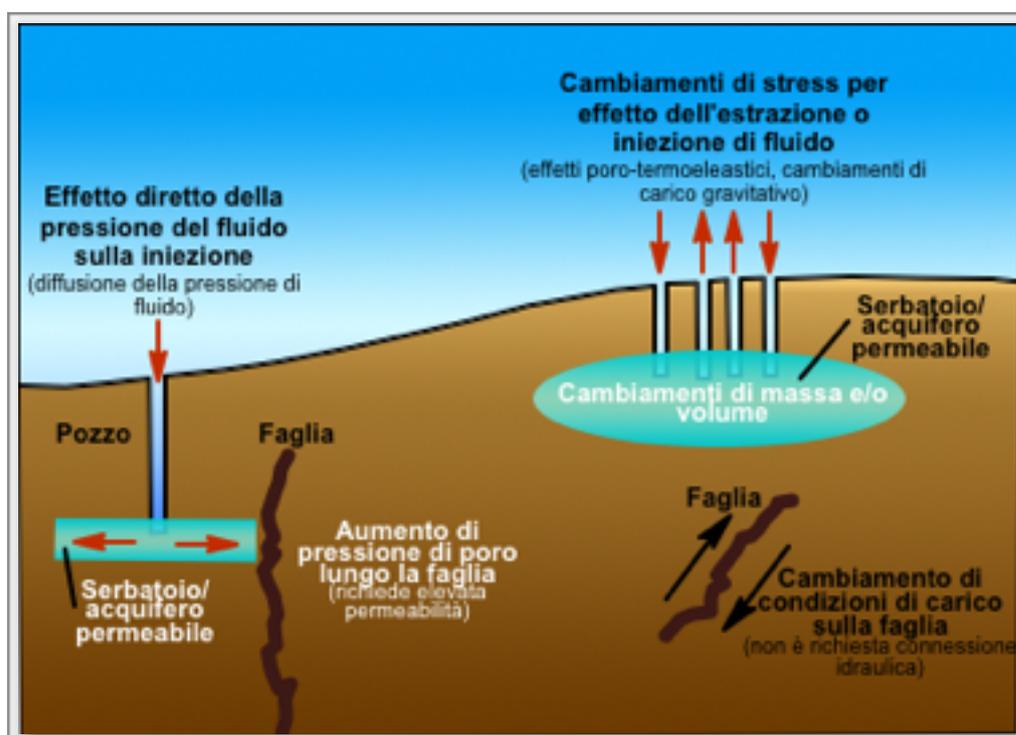


Figura 12 - Diagramma schematico che illustra i meccanismi, associati ad attività antropiche che prevedono l'estrazione o la reiniezione di fluidi nel sottosuolo, capaci di generare eventi sismici indotti/innescati (da Ellsworth, 2013)

Un'approfondita analisi delle caratteristiche dei principali processi responsabili dello sviluppo di sismicità indotta e/o innescata può essere trovata in diverse pubblicazioni scientifiche (ad es., Grasso, 1992; Davis & Frohlich, 1993; Guha, 2000; McGarr et al, 2002; Majer et al., 2007; Suckale, 2009; Evans et al., 2012; National Research Council, 2013; Ellsworth, 2013; Grünthal, 2014; McGarr, 2014; Astiz et al., 2014; Zang et al., 2014).

In accordo con le definizioni proposte da McGarr et al. (2002) è possibile distinguere i seguenti diversi tipi di sismicità:

- Sismicità Indotta (*Induced Seismicity*): le attività antropiche sono responsabili della gran parte delle variazioni del campo di stress che genera la sismicità;

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Sismicità Innescata (*Triggered Seismicity*): le attività antropiche sono responsabili solo di una minima frazione delle variazioni del campo di stress che genera la sismicità, mentre il ruolo principale è svolto dal campo di stress pre-esistente dovuto alla tettonica.

Seguendo tale definizione, si può dire che le attività antropiche sono difficilmente in grado di “indurre” grandi e disastrosi eventi sismici ma possono invece “innescarli”. È anche opportuno tenere presente che, poiché lo strato crostale sismogenetico è in uno stato prossimo a rottura quasi ovunque (Zoback, 2007), gli stress naturali di origine tettonica giocano comunque un ruolo importante nel caso di eventi indotti o innescati da attività antropiche. Inoltre, in determinate condizioni, i terremoti possono essere innescati anche da perturbazioni prodotte da varie cause naturali, quali il trasferimento di stress da terremoti avvenuti in aree contigue (l'evento del 29 maggio 2012 in Emilia ne è un esempio, secondo Ganas et al., 2012). Le oggettive difficoltà nell'operare la distinzione tra eventi indotti e innescati ha portato diversi autori ad utilizzare in molti casi il termine “sismicità indotta” per ambedue le tipologie sopradescritte. Anche in questo capitolo verrà utilizzata questa terminologia comune, consci però della indeterminatezza del termine, risolvibile solamente laddove il contributo antropico al campo tettonico di stress è noto.

Nell'analisi delle possibili relazioni tra attività finalizzate alla valorizzazione di risorse geotermiche e lo sviluppo di fenomeni sismici *indotti* è opportuno distinguere le diverse tipologie di sistemi geotermici idrotermali, a vapore dominante o ad acqua dominante. Una ulteriore distinzione va poi effettuata tra le tecnologie per la produzione da sistemi idrotermali e le specifiche attività di stimolazione idraulica previste nello sviluppo dei sistemi EGS (*Enhanced o Engineered Geothermal System*).

Cento anni di produzione geotermoelettrica in numerose aree del mondo dimostrano che le attività geotermiche sono associate allo sviluppo di eventi sismici indotti di solito di piccola magnitudo 2 essendo in grandissima parte minore di 2, e nella quasi totalità minore di 3,5, con alcune eccezioni, come nel caso del campo geotermico a vapore di The Geysers (USA), con magnitudo  $M_L$  4,6, o nel progetto EGS di Berlin (El Salvador), con magnitudo  $M_L$  4,4 (Evans et al., 2012). Malgrado l'intensità dei terremoti sia di piccola entità sismologicamente parlando, soprattutto in aree densamente popolate gli eventi determinati da progetti geotermici, ad esempio per teleriscaldamento per i quali è necessaria la vicinanza a centri abitati, hanno creato allarme e danni: l'esempio più famoso è quello del progetto EGS di Basilea, che nel 2006 provocò un terremoto di magnitudo  $M_L$  3,4 e numerosi sciami sismici, determinando paura e danni significativi. Occorrerebbe quindi distinguere tra intensità fisica dei terremoti, che segue la classificazione sismologica, e percezione soggettiva delle popolazioni interessate dall'evento.

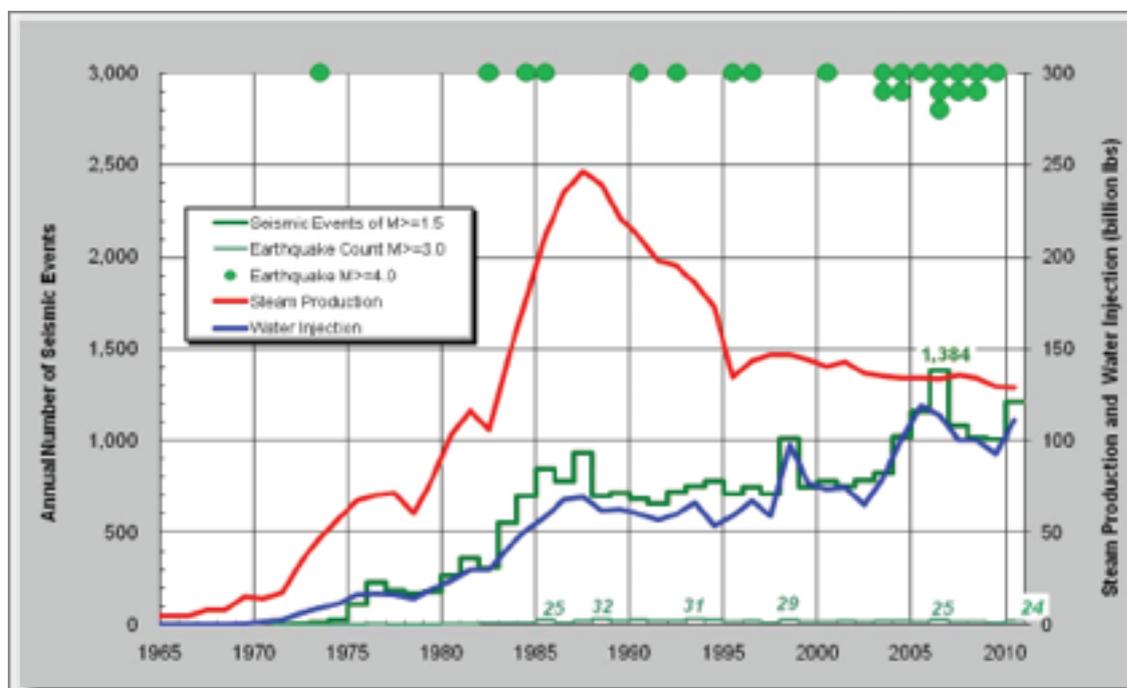
---

<sup>2</sup> In questo capitolo il termine magnitudo può riferirsi sia a Magnitudo Richter o Magnitudo Locale ( $M_L$ ) che a Magnitudo Momento ( $M_W$ ), che hanno valori spesso simili in eventi sismici di relativamente bassa intensità quali quelli qui discussi. In alcuni casi non si distingue la magnitudo in quanto non sono disponibili riferimenti specifici in letteratura, ma presumibilmente la magnitudo si riferisce a  $M_L$ .

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Nel caso di sistemi idrotermali a vapore dominante, l'esempio più importante è quello di The Geysers (California), per il quale gli esperti concordano nell'attribuire la genesi della sismicità *indotta* alle attività connesse con la produzione del campo (**figura 13**).



*Figura 13 – Quantità di acqua iniettata, produzione di valore e numero di eventi sismici registrati a The Geysers (USA) (da National Research Council, 2013). Linea continua verde scuro: numero di eventi con magnitudo pari o superiori a 1.5; linea continua verde chiaro in basso: numero di eventi con magnitudo pari o superiori a 3; cerchi verde in alto: eventi con magnitudo pari o superiori a 4; produzione di vapore (linea continua rossa) e acqua iniettata (linea continua blu) in miliardi di libbre.*

In questa regione, dal 1980, in ogni decennio sono stati registrati due o tre eventi con magnitudo maggiore di  $M_L$  4,0, e una media di circa 18 eventi all'anno con magnitudo maggiore di  $M_L$  3,0. Il più grande terremoto individuato in quest'area ha una magnitudo pari a  $M_L$  4,6. Inoltre, nel 1969 a Santa Rosa (California), a 40 miglia dal sito geotermico, è stato registrato un terremoto di magnitudo 5,7. Considerate le bassissime pressioni di reiniezione nel serbatoio di The Geysers, la sismicità *indotta* è attribuita al raffreddamento delle rocce molto calde che costituiscono il serbatoio geotermico causato dall'iniezione di acqua a bassa temperatura e alla loro conseguente contrazione termica che attiva le discontinuità meccaniche presenti (**National Research Council, 2013**). Altri fattori chiamati in causa da **Bromley e Majer (2012)** sono la variazione di pressione di poro e il declino volumetrico, determinati dalla notevole riduzione di pressione del fluido nel serbatoio in circa trenta anni di produzione. L'USGS, pur monitorando la regione, non considera l'attività sismica del sito di The Geysers come un problema significativo rispetto agli eventi sismici naturali di magnitudo maggiore registrati nella regione, pertanto non concentra gli sforzi di monitoraggio in maniera specifica nell'area. L'operatore che gestisce la

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



maggior parte degli impianti in quest'area, controlla, invece, la sismicità di questo sito in maniera più approfondita (Kagel et al. 2007). A Larderello, in Italia (Toscana), che rappresenta il secondo sistema a vapore dominante al mondo per produzione elettrica, le attività di esercizio hanno iniziato la reiniezione del fluido molto prima di The Geysers. Poiché la pressione di fluido in serbatoio ha mostrato solo una piccola riduzione, probabilmente la variazione volumetrica e di pressione di poro sono molto inferiori che a The Geysers, mentre gli effetti di contrazione termica sono probabilmente paragonabili. Ciononostante, i livelli di sismicità noti nell'area non mostrano nulla di paragonabile a quanto osservato a The Geysers.

La produzione elettrica da sistemi geotermici ad acqua dominante si realizza di solito con un bilanciamento tra la quantità di fluidi prodotti e reiniettati che sono anche caratterizzati da una minore differenza di temperatura. Di conseguenza, se le pressioni di reiniezione a fondo pozzo sono minori di quelle necessarie per causare l'idrofratturazione della roccia, vengono sostanzialmente meno i presupposti per lo sviluppo di eventi sismici indotti (ad es., National Research Council, 2013). In tali condizioni, infatti, non sono di solito riscontrati eventi sismici rilevanti associati alle operazioni, o la sismicità riscontrata è comunque di bassa magnitudo. In Europa (Evans et al., 2012; Grünthal, 2014), gli eventi sismici più rilevanti in campi geotermici ad acqua dominante sono stati riscontrati nei progetti tedeschi di Unterhaching e Landau, con magnitudo rispettivamente pari a  $M_w$  2,4 e  $M_w$  2,7 ( $M_L$  2,6).

Diverso è invece il caso dei sistemi EGS. Infatti, nella realizzazione di un progetto EGS, la fratturazione intenzionale delle rocce-serbatoio avviene pompando acqua ad alta pressione, con le classiche tecnologie di fratturazione idraulica. Nella letteratura scientifica sono descritti diversi siti in cui le attività di stimolazione idraulica previste per lo sviluppo di sistemi EGS hanno causato eventi sismici di magnitudo anche maggiore di 3 (ad es.,  $M_L$  4,4 a Berlin in El Salvador,  $M_L$  3,4 e  $M_w$  3,2 a Basilea in Svizzera; Zang et al., 2014). In alcuni casi, però, anche rilevanti iniezioni di fluidi hanno generato una sismicità molto modesta e di bassissima magnitudo come ad esempio nel caso della stimolazione idraulica a Groß-Schönebeck in Germania con 13.000 m<sup>3</sup> di acqua in cui i pochi eventi registrati mostravano magnitudo negativa ( $-1,8 \leq M \leq -1,0$ ; Kwiatek et al., 2010).

In **figura 14** sono illustrate le relazioni di scala tra terremoti e faglie con evidenziati alcuni tipici eventi sismici associati ad attività geotermiche ed alcuni significativi terremoti naturali. In generale, l'aumento di rischio sismico causato dal possibile sviluppo di fenomeni sismici *indotti* in progetti geotermici è determinato dall'aumento della pericolosità. In sintesi, i tre aspetti che modificano il fattore pericolosità sono (Mucciarelli, 2013):

- 1) deviazione della sismicità dal modello assunto per le stime standard;
- 2) accelerazioni elevate causate dalla ridotta profondità degli ipocentri;
- 3) anticipo dell'occorrenza di scosse naturali.

Una caratteristica comune agli eventi sismici associati alle operazioni di produzione geotermoelettrica è la localizzazione degli eventi nei volumi di roccia interessati da attività di intensa iniezione ed estrazione di fluidi. Questo presuppone

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



una profondità ipocentrale piuttosto bassa, quindi un aumento di pericolosità (il secondo aspetto appena elencato).

PGV [cm/s]	0.01-0.02	0.03-0.09	0.07-23	0.2-0.6	0.5-1.6	1.3-4.4	3.5-11.6	9-31	25-82	66-219	176-564	> 412
PGA [cm/s <sup>2</sup> ]	0.2-1.2	0.6-3.0	1.5-7.3	4-18	9-43	21-105	51-258	126-630	310-1540	750-3540	1830-9170	> 4470
EMS Intensity	I not felt	II scarcely felt	III weakly felt	IV largely observed	V strongly felt, hair cracks	VI slight damages	VII damaging	VIII heavy damages	IX destructive	X very destructive	XI devastating	XII complete devastating
Depth [km]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
D [cm]	0.2 - 0.6	0.6 - 1.9	1.9 - 5.9	5.9 - 18.6	18.6 - 59	59 - 184	184 - 583	> 583				
L [km]	0.01 - 0.04	0.04 - 0.16	0.16 - 0.64	0.64 - 2.6	2.6 - 10	10 - 40	40 - 160	> 160				
Energy	1	*32	*1000	*32,000	*1,000,000	*32,000,000	*1,000,000,000	*32,000,000,000				

Figura 14 – Relazioni di scala tra terremoti e faglie (da Zang et al., 2014). In figura sono anche mostrati alcuni significativi eventi sismici associati ad attività geotermiche (stelle verdi) e terremoti naturali (stelle rosse). PGV: velocità di picco al suolo; PGA: accelerazione di picco al suolo; EMS: European Macroseismic Scale; D: rigetto della faglia; L: lunghezza della faglia

Per l'Italia in letteratura sono riportati alcuni casi d'iniezione di fluidi nel sottosuolo collegati ad attività geotermiche (Evans et al., 2012; Di Bucci et al., 2014). Gli studi più documentati si riferiscono alle stimolazioni idrauliche eseguite, tra la fine degli anni '70 e i primi anni '80 del secolo scorso, per verificare la possibilità di migliorare la permeabilità delle diverse formazioni geologiche presenti nei campi geotermici dell'alto Lazio (Latera, Torre Alfina e Cesano). Altri eventi già citati si riferiscono alle aree geotermiche toscane attualmente in esercizio.

L'iniezione dei fluidi in Italia è eseguita predisponendo apposite reti di monitoraggio sismico (tuttora attive nei campi geotermici in produzione) per analizzare e controllare l'occorrenza di eventi sismici. I dati raccolti in concomitanza degli specifici esperimenti di iniezione di fluidi documentano chiari esempi di eventi *indotti*, generalmente organizzati in sequenze di magnitudo da negativa a circa 2, con singoli eventi che raggiungono magnitudo 2 a Cesano, 2,9 a Latera e 3 a Torre Alfina (ad es., Batini et al., 1980b; Cameli et al., 1983; Carabelli et al., 1984; Batini et al., 1990; Moia et al., 1993; Evans et al., 2012). In tali esperimenti, l'attivazione e l'intensità della sismicità *indotta* sono correlabili con le pressioni d'iniezione e con i volumi iniettati.

Nei campi geotermici toscani i dati disponibili mostrano l'occorrenza di eventi *indotti* di bassa magnitudo correlati ai processi di reiniezione dei fluidi (Batini et al., 1980a; Batini et al., 1985; Batini et al., 1990; Moia et al., 1993), mentre il livello della sismicità naturale di fondo rende ancora dibattuta l'interpretazione degli eventi maggiori (ad es., i terremoti rilevati nella zona del monte Amiata di magnitudo  $M_L$  3,5 nel 1983 e magnitudo  $M_L$  3,9 -  $M_w$  4,5 nel 2000), considerati in alcune analisi



naturali e in altre *indotti* (Mucciarelli et al., 2001; Evans et al., 2012; Mazzoldi et al., 2015).

Le aree geotermiche della Toscana (Larderello-Travale e Monte Amiata) e del Lazio settentrionale (ad es., Latera e Torre Alfina con l'esclusione di Cesano) sono infatti anche caratterizzate da una diffusa sismicità naturale di fondo come documentato dai cataloghi sismologici CPTI11 (Rovida et al., 2011), CSI 1.1 (Castello et al., 2006) e Iside (ISIDe Working Group INGV, 2015) e in diverse pubblicazioni (ad es., Batini et al., 1980a; 1980b; Batini et al., 1990; Moia et al., 1993). A titolo di esempio nel catalogo CPTI11 sono riportati eventi storici che hanno raggiunto in Toscana occidentale nel 1414 intensità massima MCS 8-9 ( $M_w$  5,61), al Monte Amiata nel 1919 intensità massima MCS 8 ( $M_w$  5,32) ed a Latera nel 1982 intensità massima MCS 6 ( $M_w$  4,72).

## 7.2. Buone pratiche per la minimizzazione

Le potenziali conseguenze negative di attività antropiche che prevedano l'estrazione e/o la reiniezione di fluidi dal sottosuolo, quali ad esempio la sismicità *indotta* o fenomeni di subsidenza, possono essere controllate e mitigate utilizzando i moderni metodi geoscientifici. L'insieme delle conoscenze geologiche, geofisiche e geochimiche acquisite durante la fase esplorativa permettono di solito di avere una efficace conoscenza delle caratteristiche del serbatoio geotermico già prima dell'inizio delle attività e di valutarne con una buona affidabilità il comportamento previsto durante la fase di esercizio dell'impianto. Inoltre, lo sviluppo e la messa in produzione del campo geotermico sono effettuati dopo aver messo in posto appositi sistemi di monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e della pressioni di poro nel serbatoio.

Le caratteristiche fondamentali dei processi fisici responsabili dello sviluppo di eventi sismici *indotti* sono stati oggetto di numerose pubblicazioni scientifiche (ad es., Grasso, 1992; Guha, 2000; McGarr et al, 2002; Majer et al., 2007; Suckale, 2009; Evans et al., 2012; National Research Council, 2013; Davies et al, 2013; Ellswort, 2013; Grünthal, 2014; McGarr, 2014; Astiz et al., 2014 e relativi riferimenti) e di progetti di ricerca nazionali ed internazionali (ad es., GEISER Project <http://www.geiser-fp7.fr>).

L'analisi dei casi noti ha permesso di derivare una serie di indicazioni operative che possono consentire efficaci azioni di controllo e mitigazione del rischio sismico (ad es., Zoback, 2012; National Research Council, 2013; Zang et al., 2014).

In generale le "Buone Pratiche" internazionali prevedono studi dei siti oggetto delle attività antropiche per caratterizzarne l'assetto geologico-strutturale, identificare la presenza di faglie e definirne il contesto sismotettonico. Tali pratiche prevedono la realizzazione di reti di monitoraggio e l'applicazione dei cosiddetti sistemi a semaforo per gestire l'eventuale insorgenza di eventi sismici riducendo o anche sospendendo completamente le attività antropiche.

Inoltre, quando un sistema geotermico è situato vicino a una zona densamente popolata, si rende necessaria, oltre al costante monitoraggio, un'attività di comunicazione trasparente con le comunità locali (National Renewable Energy

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Laboratory-NREL, 2012) con la diffusione e divulgazione dei dati raccolti anche in appositi siti web.

Ad esempio, come risultato di un progetto (*figura 15*) per la reiniezione dei fluidi nel sito di The Geysers, è stato istituito un comitato di sorveglianza sismica (SMAC), per gestire un forum aperto a tutte le parti interessate, nonostante il progetto EIR avesse stabilito che l'impianto geotermico non avrebbe indotto un aumento dell'attività sismica. In questo sito, i dati di USGS e di Calpine sono stati messi a disposizione del pubblico e utilizzati per scopi di ricerca (Kagel et al., 2007).

Nei Paesi Bassi, paese in cui sono stati chiaramente individuati casi di sismicità indotta associati ad attività antropiche, si trova esplicita menzione del rischio potenziale, con una valutazione indipendente della magnitudo massima inducibile e la piena accettazione della responsabilità legale e materiale per qualsiasi danno dovesse verificarsi ([http://www.bergermeergasstorage.com/bergermeer\\_gasstorage\\_project/Safety\\_and\\_theEnvironment/](http://www.bergermeergasstorage.com/bergermeer_gasstorage_project/Safety_and_theEnvironment/)).

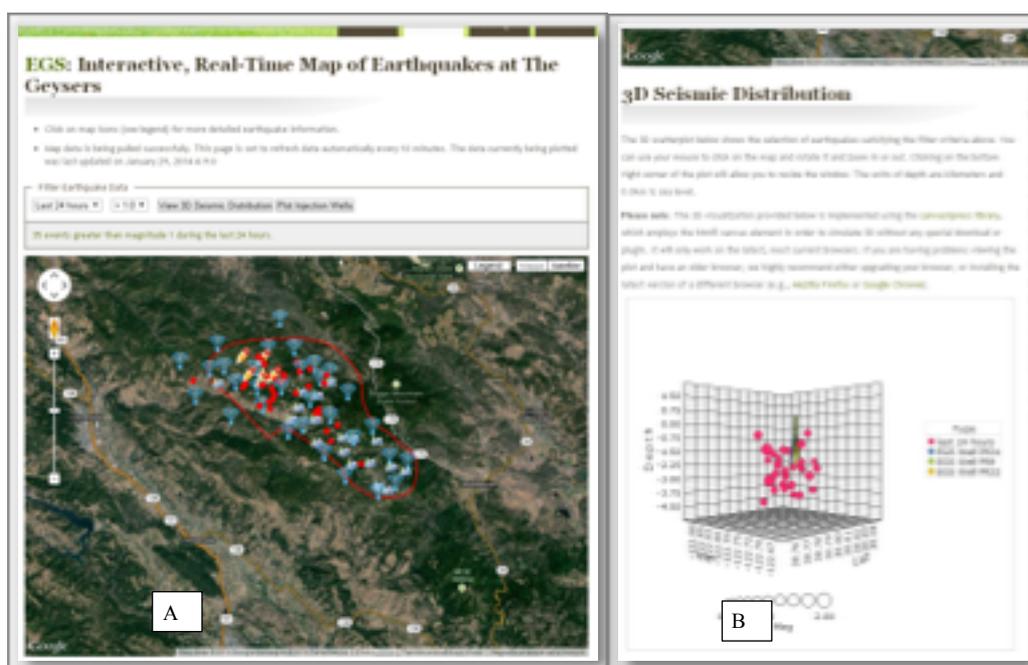


Figura 15 - Mappa interattiva degli eventi sismici che si verificano in tempo reale nel sito di The Geysers (A) e distribuzione dei terremoti in 3D (B) ([http://esd.lbl.gov/research/projects/induced\\_seismicity/egs/geysers.html](http://esd.lbl.gov/research/projects/induced_seismicity/egs/geysers.html))

In ogni caso, è opportuno ricordare che le conoscenze scientifiche e le metodologie di analisi oggi disponibili non consentono di determinare sempre con certezza il carattere naturale, indotto o innescato di un evento sismico (ad es., Davis & Frohlich, 1993; Dahm et al., 2015 e relativi riferimenti).

Nel caso di progetti EGS la stimolazione idraulica, l'iniezione e la circolazione forzata determinano una evidente variazione dello stato fisico del serbatoio, che potenzialmente può causare eventi sismici. Diventa quindi fondamentale predire i

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



cambiamenti di sismicità *indotti* dalle operazioni geotermiche. Le attività internazionali in questo settore (in Italia non ci sono progetti EGS) descrivono metodologie di previsione statistiche, fisico-chimiche o ibride (si veda Gaucher et al., 2016 per una recente revisione di questo argomento). I progressi della ricerca scientifica in questo settore potranno fornire un beneficio anche a quei progetti geotermici che, pur non essendo EGS, rilevano un aumento di sismicità per effetto dell'estrazione e iniezione di fluidi nel sottosuolo.

Le Buone Pratiche internazionali sono state recepite in Italia nel documento "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche" (**Gruppo di Lavoro CIRM, 2014**) in relazione, in particolare, ad operazioni di estrazione/stoccaggio di idrocarburi e di reiniezione di fluidi nel sottosuolo (acque di strato). Lo stesso gruppo di lavoro ritiene che tali linee guida, opportunamente adattate, potrebbero essere utilizzate anche nel caso delle diverse tipologie di impianti geotermici.

Le linee guida sopracitate prevedono in primo luogo che il titolare di una concessione di risorse minerarie debba rendere disponibili una serie di informazioni utili per arrivare ad una dettagliata caratterizzazione geologica, strutturale e sismotettonica dell'area tra cui: sezioni e carte geologiche, dati geofisici di sottosuolo (sismica a riflessione, geoelettrica, magnetotellurica, ecc.), posizione delle faglie attive eventualmente presenti, informazioni sulle proprietà petrofisiche delle rocce serbatoio (ad es., porosità primaria e secondaria), modello stratigrafico-strutturale 3D. I dati raccolti sono utilizzati per simulare la migrazione dei fluidi nell'intorno del serbatoio ed elaborare il modello geomeccanico, permettendo quindi di stimare l'estensione e l'entità delle perturbazioni prodotte dalle azioni di estrazione e reiniezione dei fluidi (ad es., le variazioni del campo di pressione e temperatura) e la loro variazione nel tempo durante la fase di esercizio dell'impianto. Inoltre, tali simulazioni consentono una valutazione quantitativa dei possibili effetti quali, ad esempio, la compattazione e subsidenza o l'entità dei fenomeni sismici indotti attesi. L'insieme di tali conoscenze rappresenta anche la base per un'opportuna progettazione delle reti di monitoraggio.

Inoltre, il Gruppo di Lavoro CIRM (2014) raccomanda di ridurre al minimo il potenziale impatto delle attività estrattive che comportano la reiniezione dei fluidi mettendo in atto le seguenti precauzioni che sono evidentemente da prendere in considerazione anche per le attività geotermiche:

1. preservare il carico naturale originale, mantenendo il bilancio di fluidi estratti e reiniettati il più vicino possibile allo zero;
2. mantenere la pressione di reiniezione il più possibile vicina a quella originale naturale, comunque da valutare in base ai test di iniettività.

Le Linee Guida proposte dal **Gruppo di Lavoro CIRM (2014)** prevedono, infine, un sistema a semaforo (**Tabella 7.1**). Il sistema decisionale proposto opera con quattro diversi livelli successivi di attivazione e descrive le azioni da intraprendere in base alle variazioni dei parametri monitorati rappresentati da:

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- variazione del numero e della frequenza degli eventi sismici, la loro magnitudo e distribuzione spaziale,
- valori di picco di accelerazione e di velocità del moto del suolo,
- la variazione dei ratei di deformazione del suolo,
- la variazione delle pressioni di poro.

<b>Livello di attivazione</b>	<b>Stato corrispondente</b>	<b>Azioni</b>
0	Ordinarietà	La SPM fornisce i dati acquisiti e le elaborazioni effettuate in ordinario al Concessionario, all'UNMIG e alla Regione
1	Attenzione	
2	Riduzione delle attività	
3	Sospensione delle attività	

Fonte: Gruppo di Lavoro CIRM (2014). SPM: Struttura Preposta al Monitoraggio; UNMIG: Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico

*Tabella 7.1: Livelli di attivazione previsti in base alla valutazione del quadro complessivo dei parametri monitorati, descrizione sintetica delle azioni da intraprendere.*

Il sistema a semaforo elaborato specifica i valori di soglia di alcuni dei parametri monitorati che giustificano il passaggio da un determinato livello di attivazione solo per le attività di reiniezione di fluidi (**Tabella 7.2**).

La definizione dei valori di soglia per le altre tipologie di attività analizzate dal gruppo di lavoro viene lasciata alla cosiddetta Struttura Preposta al Monitoraggio (SPM), organo tecnico del Ministero dello Sviluppo Economico, in considerazione delle specificità geologiche e del contesto sismotettonico dell'area interessata dalle attività.

<b>Livello di attivazione</b>	<b>Semaforo</b>	<b><math>M_{max}</math></b>	<b>PGA (% g)</b>	<b>PGV (cm/s<sup>2</sup>)</b>
0	<b>Verde</b>	$M_{max} \leq 1,5$	-	-
1	<b>Giallo</b>	$M_{verde} \leq M_{max} \leq 2,2$	0,5	0,4
2	<b>Arancio</b>	$M_{giallo} \leq M_{max} \leq 3,0$	2,4	1,9
3	<b>Rosso</b>	$M_{arancio} < M_{max}$	6,7	5,8

Fonte: Gruppo di Lavoro CIRM (2014).  $M_{max}$ , magnitudo massima; PGA, accelerazione di picco al suolo; PGV, velocità di picco al suolo

*Tabella 7.2: Intervalli o valori indicativi dei parametri di monitoraggio rilevati nel dominio interno di rilevazione (DI) da utilizzare come riferimento per la definizione delle soglie per le attività di reiniezione di fluidi.*



### 7.3. La normativa

La normativa antisismica italiana si è molto evoluta nel corso degli anni.

Il Regio Decreto del 18 aprile 1909 n.193, emanato a seguito dei due terremoti distruttivi di Reggio Calabria e Messina del 1908, fu il primo riferimento normativo che individuò le zone sismiche sul territorio nazionale. La lista dei comuni sismici consisteva, originariamente, solo dei comuni della Sicilia e della Calabria gravemente danneggiati dal terremoto, e fu poi aggiornata con i nuovi comuni danneggiati a seguito degli eventi sismici verificatosi sul territorio nazionale.

La legge del 2 febbraio 1974 n. 64 ha stabilito il quadro di riferimento per le modalità di classificazione sismica del territorio nazionale, oltre che di redazione delle norme tecniche.

Successivamente con l'aggiornamento delle conoscenze realizzate all'indomani del terremoto verificatosi nel 1976 in Friuli Venezia Giulia e in Irpinia del 1980, consolidate durante il Progetto finalizzato "Geodinamica" del CNR, si sono concretizzate le basi per la classificazione sismica, che ha portato all'introduzione di una serie di decreti del Ministero dei Lavori Pubblici che hanno costituito, pertanto, la classificazione sismica italiana fino all'emanazione dell'ordinanza n. 3274 del 20 marzo 2003 e del successivo DM 14 settembre 2005.

L'ordinanza 3274/2003 ha introdotto come importante novità, rispetto alla precedente normativa, la suddivisione del territorio nazionale in 4 classi caratterizzate da pericolosità sismica decrescente.

Attraverso la sopracitata ordinanza, lo Stato ha provveduto a fissare i criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche, dando mandato alle regioni per l'individuazione delle stesse. Successivamente, al fine di risolvere le questioni attinenti alla ripartizione delle competenze tra il Dipartimento della Protezione Civile e il Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti in materia di normativa antisismica, è stato emanato il Decreto Legge del 28 maggio 2004, n. 136.

Il 23 ottobre 2005, è entrato, poi, in vigore il DM 14 settembre 2005, determinando la piena operatività della nuova classificazione sismica e comportando la necessità dell'applicazione dell'art. 104 del T.U. in materia edilizia, n. 380 del 2001, relativo alle "Costruzioni in corso in zone sismiche di nuova classificazione". In attuazione di tale decreto è stato emanato il DM del 14 settembre 2005 con il quale sono state approvate le Norme tecniche per le costruzioni, finalizzato alla progettazione ed all'esecuzione delle costruzioni, nonché all'omogeneizzazione e alla razionalizzazione delle suddette norme.

Tra le più recenti ed importanti norme nazionali va citato inoltre il D.M. del 14 gennaio 2008 "Approvazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni", che rappresenta ad oggi il principale riferimento legislativo in materia.

Un'ulteriore tappa degna di nota nel percorso evolutivo della normativa sismica è la Legge del 24 giugno 2009, relativa agli interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici dell'aprile 2009 in Abruzzo, che si menziona in quanto, all'art. 11, istituisce un fondo per la prevenzione del rischio sismico utilizzabile nei Comuni italiani con maggiore pericolosità sismica.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



All'evoluzione e agli approfondimenti regolatori descritti nelle leggi sopra riportate non hanno fatto seguito e non si sono concretizzate misure volte alla valutazione della sismicità indotta relativa all'attività antropica.

Soltanto recentemente, l'11 dicembre 2012, con decreto del Dott. Gabrielli, Capo del Dipartimento della Protezione Civile della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stata istituita una commissione nominata ICHESE (*International Commission on Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia Region*) incaricata di valutare le possibili relazioni tra le attività di esplorazione per idrocarburi e l'aumento dell'attività sismica nell'area colpita dal terremoto dell'Emilia-Romagna del mese di maggio 2012.

La Commissione ICHESE nell'ambito dei suoi lavori ha anche valutato la possibilità che le operazioni effettuate nel campo geotermico di Casaglia, presso Ferrara, potessero aver influenzato l'attività sismica del 2012 in Emilia. Nelle conclusioni del suo rapporto (**ICHESE, 2014**) la Commissione ICHESE ribadisce che per un insieme di ragioni (per le quali si può consultare il testo integrale) "...è molto improbabile che le operazioni effettuate nel campo geotermico di Casaglia possano avere influenzato l'attività sismica del 2012".

A seguito degli esiti del lavoro della commissione ICHESE, il 27 febbraio 2014 il Ministero dello Sviluppo Economico ha istituito, nell'ambito della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (CIRM), un gruppo di lavoro per la definizione di indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche. Il 24 novembre 2014 il gruppo di lavoro ha consegnato all'Amministrazione il rapporto finale che sintetizza lo stato dell'arte delle conoscenze attualmente disponibili. Tali Linee Guida, prevedono una fase di sperimentazione su campi pilota tra cui il campo geotermico di Casaglia, con cui è in parte alimentata la rete di teleriscaldamento di Ferrara.

### 7.4. BIBLIOGRAFIA

- Astiz L., Dieterich J.H., Frohlich C., Hager B.H., Juanes R., Shaw J.H. (2014) On the potential for induced seismicity at the Cavone oilfield: analysis of geological and geophysical data, and geomechanical modeling. Report for the Laboratorio di Monitoraggio Cavone, 139 pp. Disponibile su: <http://labcavone.it/documenti/32/allegatrapporto-studiogiacimento.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Batini F., Bufe C., Cameli G.M., Console R., Fiordelisi A. (1980a) Seismic monitoring in Italian geothermal areas I: seismic activity in the Larderello-Travale region. In: *Proceedings Second DOE-ENEL Workshop on Cooperative Research in Geothermal Energy*, Report LBL-11555, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley, CA, USA, October 20-22, pp. 20-47.
- Batini F., Cameli G.M., Carabelli E., Fiordelisi A. (1980b) Seismic monitoring in Italian geothermal areas II: seismic activity in the geothermal fields during exploitation. In: *Proceedings of Second DOE-ENEL Workshop on Cooperative Research in Geothermal Energy*, Report LBL-11555, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley, CA, USA, October 20-22, pp. 48-85.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Batini F., Console R., Luongo G. (1985) Seismological study of Larderello-Travale geothermal area. *Geothermics*, 14, 255-272.
- Batini F., Fiordelisi A., Moia F. (1990) Main features of the seismicity in the Monte Amiata and Latera geothermal areas (Italy). In: *XXII General Assembly European Seismological Commission*, Barcelona, Spain, September 17–22, pp. 649–654.
- Bromley C.J e Maker E.L (2012) Geothermal induced seismicity - risks and rewards. *New Zealand Geothermal Workshop 2012 Proceedings*, 19 - 21 November 2012 Auckland, New Zealand.
- Cameli G.M, Carabelli E., Fiordelisi A., Graziano F. (1983) Survey of local seismic activity during production and reinjection of geothermal fluids in Cesano and Latera areas. In: *Proceedings of European Geothermal Update*, 3rd International Seminar on the Results of EC Geothermal Energy research, European Community, Munich, Germany, November 29–December 1, pp. 232–240.
- Carabelli E., Moia F., Fiordelisi A. (1984) Seismic monitoring during geothermal wells stimulation as contribution to the individuation of prevailing fracturation trends. In: Presented at *Seminar on Utilization of Geothermal Energy for Electric Power Production and Space Heating*, Florence, Italy, May 14–17, pp. 1–31.
- Castello B., Selvaggi G., Chiarabba C., Amato A. (2006), CSI Catalogo della sismicità italiana 1981–2002, versione 1.1. Centro Naz. Terremoti, INGV. Disponibile su: <http://csi.rm.ingv.it> (ultimo accesso giugno 2016)
- Dahm T., Cesca S., Hainzl S., Braun T., Krüger F. (2015) Discrimination between induced, triggered, and natural earthquakes close to hydrocarbon reservoirs: A probabilistic approach based on the modeling of depletion-induced stress changes and seismological source parameters. *Journal Geophysical Research, Solid Earth*, 120, 2491–2509, doi: 10.1002/2014JB011778.
- Davis S.D., Frohlich C. (1993) Did (or will) fluid injection cause earthquakes? Criteria for a rational assessment. *Seismological Research Letters*, 64, 207–224.
- Davies R., Foulger G., Bindley A., Styles P. (2013) Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology*, 45, 171-185.
- Di Bucci D., Dolce M., Panei L., D'Ambrogi C., Ferri F., Vittori E., Improta L., Scrocca D., Stabile T.A., Donda F., Mucciarelli M. (2014) Rapporto sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta/innescata in Italia. 74 pp. Disponibile su [http://www.isprambiente.gov.it/files/notizie-ispra/notizia-2014/rapporto-sismicita-indotta-innescata-in-italia/Rapporto\\_sismicita\\_indotta\\_innescata\\_in\\_italia.pdf](http://www.isprambiente.gov.it/files/notizie-ispra/notizia-2014/rapporto-sismicita-indotta-innescata-in-italia/Rapporto_sismicita_indotta_innescata_in_italia.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)
- Ellsworth W L. (2013) Injection-Induced Earthquakes. *Science* 341, 1225942, doi: 10.1126/science.1225942.
- Evans K.F., Zappone A., Kraft T., Deichmann N., Moia F. (2012) A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO<sub>2</sub> reservoirs in Europe. *Geothermics* 41, 30–54.
- Ganas A., Roumelioti Z., Chousianitis K. (2012) Static stress transfer from the May 20, 2012, M 6.1 Emilia-Romagna (northern Italy) earthquake using a co-seismic slip distribution model. *Annals of Geophysics*, 55, 4.
- Grasso, J. (1992) Mechanics of seismic instability induced by the recovery of hydrocarbons, *Pure Appl. Geophys.*, 139, 507–543.
- Grünthal G. (2014) Induced seismicity related to geothermal projects versus natural tectonic earthquakes and other types of induced seismic events in Central Europe. *Geothermics* 52, 22-55. <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.09.009>
- Gruppo di Lavoro CIRM, 2014. Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche,

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



38 pp. Disponibile su: [http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/upload/85\\_238.pdf](http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/upload/85_238.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)

Guha S.K. (2000) *Induced Earthquakes*. Kluwer Academic Publishers, 314 pages.

ICHESE, International Commission on Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia-Romagna region (2014) *Report on the Hydrocarbon Exploration and Seismicity in Emilia Region*, 213 pp. Disponibile su: [http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/agenda/upload/45\\_175.pdf](http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/agenda/upload/45_175.pdf) (ultimo accesso giugno 2016)

ISIDE Working Group (2016), Italian seismological instrumental and parametric database, version 1.0, doi: 10.13127/ISIDE. Disponibile su: <http://iside.rm.ingv.it> (ultimo accesso giugno 2016)

Kagel A., Bates A., Gawell K. (2007) *A Guide to Geothermal Energy and the Environment*. Geothermal Energy Association. Pennsylvania Avenue SE, Washington, pp. 86.

Kwiatak G., Bohnhoff M., Dresen G., Schulze A., Schulte T., Zimmermann G., Huenges E. (2010) Microseismicity induced during fluid-injection: A case study from the geothermal site at Groß Schönebeck, North German Basin. *Acta Geophysica*, 58(6), 995-1020.

Majer E.L., Baria R., Stark M., Oates S., Bommer J., Smith B., Asanuma H. (2007) Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. *Geothermics* 36, 185–222.

Mazzoldi A., Borgia A., Ripepe M., Marchetti E., Ulivieri G., Della Schiava M., Allocca C. (2015) Faults strengthening and seismicity induced by geothermal exploitation on a spreading volcano, Mt. Amiata, Italia. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 301, 159-168.

McGarr A. (2014) Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection, *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 119, 1008–1019.

McGarr A., Simpson D., Seeber L. (2002) Case histories of induced and triggered seismicity. In: *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology*, vol. 81A, edited by W. W. Lee et al., pp. 647–661, Acad. Press, San Diego, Calif.

Moia F., Angeloni P., Cameli G.M., Zaninetti A. (1993) Monitoring induced seismicity around geothermal fields and reservoirs. In: Presented at *First Egyptian Conference on Earthquake Engineering*, Hurgada – Egypt, 1993, pp. 1–10.

Mucciarelli M. (2013) Induced seismicity and related risk in Italy. *Ing. Sismica*, 30, 118-122.

Maccarelli M., Gallipoli M., Fiaschi A., Pratesi G. (2001) Osservazioni su danneggiamento nella zona del Monte Amiata a seguito dell'evento del 1 Aprile 2000. *X Congresso Nazionale "L'Ingegneria Sismica in Italia"*, Potenza-Matera 9–13 Settembre 2001.

National Renewable Energy Laboratory-NREL, 2012

National Research Council (NRC) 2013, *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*, 225 p., National Academies Press, Washington, D. C. Disponibile su: <http://dels.nas.edu/Report/Induced-Seismicity-Potential-Energy-Technologies/13355> (ultimo accesso giugno 2016)

Rovida A., Camassi R., Gasperini P., Stucchi M. (Eds.) (2011) CPTI11, la versione 2011 del Catalogo Parametrico dei Terremoti Italiani. Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, Milano, Bologna. doi:10.6092/INGV.IT-CPTI11. Disponibile su: <http://emidius.mi.ingv.it/CPTI11/> (ultimo accesso giugno 2016)

Suckale J. (2009) Induced seismicity in hydrocarbon fields, *Advances in Geophysics*, 51, 55–106.

Zang A., Oye V., Jousset P., Deichmann N., Gritto R., McGarr A., Majer E., Bruhn D., 2014. Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs – An overview. *Geothermics* 52, 6–21. <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.06.005>.

Zoback M.D. (2007) *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 448 pp.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Zoback M.D. (2012) Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. *Earth*, 57(4), 38. Disponibile su: <http://www.earthmagazine.org/article/managing-seismic-risk-posed-wastewater-disposal> (ultimo accesso giugno 2016)



## 8. IL PAESAGGIO

### 8.1. Le principali criticità

La coltivazione di un campo geotermico comporta inevitabilmente la presenza di strutture e componenti che determinano un'alterazione del paesaggio. L'impatto è molto variabile nelle tre fasi che caratterizzano un ciclo geotermico (fase di esplorazione superficiale e profonda, fase di costruzione degli impianti e fase di produzione). In linea di massima il territorio è perturbato per un periodo circoscritto e con effetti molto limitati nella fase di esplorazione superficiale e profonda e con effetti duraturi ma mitigabili nella fase di costruzione ed esercizio dell'impianto.

Nella fase di esplorazione, la maggior parte dell'impatto è dovuta alla rimozione della vegetazione, alla preparazione delle aree che accoglieranno le attrezzature (sbancamenti, movimenti terra), alla realizzazione e/o all'adeguamento delle strade di accesso, alla presenza fisica delle attrezzature di cantiere e dei mezzi in movimento.

Le aree allestite per il posizionamento dell'impianto di perforazione prevedono di solito la creazione di un piazzale in cemento e la realizzazione di due vasche interrato per il contenimento dei fluidi e dei fanghi di perforazione, con una superficie occupata di circa 12.000 m<sup>2</sup>. Tali opere, strettamente connesse all'attività di perforazione, successivamente alla realizzazione del/dei pozzo/pozzi, verranno smantellate e parte dell'area precedentemente occupata verrà ripristinata.

L'impatto visivo più significativo in fase di esercizio è determinato dalla presenza dei vapordotti, dei bifasedotti, degli acquedotti, degli elettrodotti e della centrale geotermoelettrica stessa. Le linee dei vapordotti, che consentono il trasporto del fluido geotermico dal pozzo alla centrale, costituite da tubazioni in acciaio del diametro compreso tra 150-800 mm, mantenute rialzate rispetto al terreno attraverso appositi sostegni, possono essere visibili anche a notevoli distanze. L'altezza da terra, variabile tra i 50 cm e i 5 m, viene calcolata al fine di ridurre al minimo l'impatto e garantire un'adeguata accessibilità per la necessaria manutenzione. I bifasedotti, con diametro tra 200 e 250 mm, anch'essi ben visibili in quanto collocati fuori terra, sono disposti parallelamente ai vapordotti. Gli acquedotti invece, caratterizzati da tubazioni in vetroresina di diametro compreso tra 100 e 200 mm, possono essere mantenuti sul terreno o interrati (la soluzione di interrare tali tubazioni è di più largo impiego, a meno di zone caratterizzate da smottamenti che ne possono compromettere la tenuta).

La centrale raggiunge un'altezza massima di 18 m con le torri di raffreddamento. Queste grandi torri hanno in genere un impatto ambientale abbastanza importante dal punto di vista estetico, anche se di gran lunga minore dell'impatto di una lunga ciminiera di una centrale termoelettrica a combustibili fossili. L'impatto esteriore determinato da uno stabilimento geotermico è sicuramente rilevante, dato che esso si presenta come un groviglio di tubazioni antiestetiche, ma del tutto analogo a quello arrecato da altri siti industriali.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Le dimensioni degli impianti geotermici sono comunque più contenute (proporzionalmente alla potenza sviluppata), rispetto alle centrali a gas e a combustibili fossili in generale.

L'estensione areale di un impianto geotermico, incluso il campo pozzi, le aree di accesso e tutte le costruzioni connesse dipendono:

- 1) dalle proprietà del serbatoio geotermico;
- 2) dalla potenza della centrale;
- 3) dal tipo di sistema di conversione dell'energia;
- 4) dal tipo di sistema di raffreddamento;
- 5) dalla disposizione dei pozzi e dei sistemi di tubazioni;
- 6) dalle esigenze di impianti di sviluppo ausiliari.

Tali parametri devono essere caratterizzati e tenuti in considerazione ai fini di un corretto inserimento dell'impianto nel paesaggio circostante ma anche della funzionalità che esso deve avere.

Nella **Tabella 8.1** si riporta l'estensione di un impianto geotermico di tipo *flash* e di tipo binario noti, comparata con quella di altre tipologie, quali: a carbone, nucleare, idroelettrica, solare termica, solare fotovoltaica ed infine eolica. A titolo di esempio una centrale di tipo *flash* o binario occupa una superficie (per MW) che rappresenta circa il 5% di una centrale solare termica e il 2% di una solare fotovoltaica ubicata negli Stati Uniti (Di Pippo, 2012).

<b>Tipologia di centrale</b>	<b>Estensione areale (m<sup>2</sup>/MW)</b>
110 MW centrale geotermica di tipo flash (incluso pozzi)	1.260
20 MW centrale geotermica di tipo binario (escluso pozzi)	1.415
49 MW centrale geotermica FCRC, Flash-Crystallizer/ Reactor-Clarifier (escluso pozzi)	2.290
2.258 MW centrale a carbone (incluso area mineraria)	40.000
670 MW centrale nucleare (solo centrale)	10.000
95 MW centrale idroelettrica (solo serbatoio)	1.200.000
47 MW centrale solare termica (Mojave Desert, CA)	28.000
10 MW centrale solare fotovoltaica (Southwestern U.S.)	66.000
25 MW centrale eolica (10 x 2,5 MW)	16.000

Fonte: Di Pippo (2012)

**Tabella 8.1: Estensione areale di diverse tipologie di centrali utilizzate per la produzione di energia elettrica.**



Come è possibile notare in **Tabella 8.1**, una centrale geotermica che utilizza fluidi ipersalini (salamoie, *brine* in inglese) occupa una maggiore superficie, rispetto ad una tradizionale centrale di tipo *flash* o binario. Si tratta circa del 75% in più di superficie, a causa della presenza degli impianti di trattamento chimico delle salamoie.

Gran parte del suolo occupato viene recuperato dopo le fasi di esplorazione, perforazione e costruzione dell'impianto, per cui a lungo termine la porzione di terra occupata diventa molto più bassa. In **Tabella 8.2** si riporta in dettaglio l'uso del suolo durante le diverse fasi di sviluppo di un campo geotermico, assumendo impianti con dimensioni comprese tra 30 MW e 50 MW (da **GEA, 2014**).

## 8.2. Buone pratiche per la minimizzazione

Prima di realizzare un impianto geotermico è richiesto uno studio ambientale per "individuare" i potenziali impatti sul paesaggio e le misure di mitigazione da attuare.

Una dettagliata pianificazione del sito, un'attenta progettazione delle strutture, un'accurata selezione dei materiali, l'adozione di programmi di rivegetazione rappresentano degli aspetti chiave di cruciale importanza nella riduzione dell'impatto visivo degli impianti.

Come già indicato nel paragrafo precedente, l'impatto visivo è principalmente imputabile alla presenza dell'impianto e della rete di condotte (vapordotti, acquedotti, bifasedotti ed elettrodotti) ad esso annessi. Al fine di minimizzare l'impatto generato dalla realizzazione di un impianto geotermico, è buona norma evitare di ubicare tali strutture in aree a vocazione turistica, di particolare bellezza naturale e soggette a vincolo paesaggistico, nonché evitare zone soggette a possibili fenomeni di instabilità. Prediligere aree con presenza di alberi ad alto fusto che ne consentano di mitigare l'impatto visivo.

Laddove l'area ricada in zone aperte e prive di vegetazione ad alto fusto, può essere utile ricorrere ad interventi di rimboschimento con specie vegetali di tipo autoctono, a completamento di quelle già esistenti, in modo da ripristinare l'ambiente circostante.

Ricorrere alla possibilità di concentrare più perforazioni in una stessa postazione consente di minimizzare non soltanto il numero di queste ultime e i tempi di occupazione del territorio, ma anche l'impegno del suolo. Inoltre, per ridurre l'impatto visivo determinato dalle teste pozzo, è consigliabile racchiudere ogni pozzo all'interno di una piccola costruzione che abbia un design tale da inserirsi nell'ambiente circostante. Questa pratica è largamente adottata per esempio in Islanda, dove questa costruzione assolve ad una triplice funzione: nasconde efficacemente la testa pozzo e le attrezzature ad essa associate, riduce la manutenzione e garantisce sicurezza (**GEOELEC, 2013**).



<i>Fase di sviluppo</i>	<i>Superficie occupata</i>
<b>Esplorazione</b>	<b>2-7 acri (8094-28328 m<sup>2</sup>)</b>
• Mappatura geologica	trascurabile
• Prospezione geochimica	30 piedi quadrati (2,8 m <sup>2</sup> ) <sup>(1)</sup>
• Prospezione gravimetrica e magnetica	trascurabile
• Prospezione sismica	trascurabile
• Prospezione di resistività elettrica	trascurabile
• Misure di bassa temperatura	trascurabile
• Costruzione strade di accesso	1-6 acri (4.047-24.281 m <sup>2</sup> )
• Pozzi di gradiente di temperatura	1 acro (4047 m <sup>2</sup> ) <sup>(2)</sup>
<b>Drilling e Utilizzo</b>	<b>51-350 acri (206390-1416000 m<sup>2</sup>)</b>
• Perforazione e sviluppo campo pozzi	5-50 acri (20.234-20.2343 m <sup>2</sup> ) <sup>(3)</sup>
• Miglioramento/costruzione strade	4-32 acri (16.187-129.499 m <sup>2</sup> ) <sup>(4)</sup>
• Costruzione centrale	15-25 acri (60.703- 101.171 m <sup>2</sup> ) <sup>(5)</sup>
• Installazione apparecchiature campo pozzi comprese condotte	5-20 acri (20.234-80.937 m <sup>2</sup> ) <sup>(6)</sup>
• Installazione linee di trasmissione	24-270 acri (97.125-1.093.000 m <sup>2</sup> ) <sup>(7)</sup>
• Interventi, riparazioni e manutenzione pozzi	Trascurabile <sup>(8)</sup>
<b>Totale</b>	<b>53-367 acri (214.483-1.485.000 m<sup>2</sup>)</b>

<sup>(1)</sup> Calcolato assumendo 10 campioni di gas di suolo, ad una distanza di 0,28 m<sup>2</sup> l'uno dall'altro;

<sup>(2)</sup> Calcolato assumendo una distanza di 202-101.171 m<sup>2</sup> per pozzo e un totale di 6 pozzi. La stima è una distanza media rappresentativa di tutti i pozzi. Alcuni pozzi occupano un'area ridotta (per es. 0,3 x 0,3 m) altri invece richiedono più grandi impianti di perforazione e piazzali (per es. 46 x 46 m).

<sup>(3)</sup> Le dimensioni del piazzale di perforazione variano a seconda delle condizioni specifiche del sito. I piazzali hanno un'estensione che va da 2.833 m<sup>2</sup> fino a 20.234 m<sup>2</sup>. Generalmente una centrale da 30 a 50 MW richiede da 5 a 10 piazzali di perforazione per perforare da 10 a 25 pozzi di produzione e 5 piazzali per 10 pozzi di reiniezione.

<sup>(4)</sup> Da 1.600 a 14.500 m; si assumono circa 400 m di strada per pozzo. Si stima una distanza di 9 m per una superficie stradale di 6 m.

<sup>(5)</sup> Una centrale da 30 MW occupa approssimativamente una superficie di 60.703 m<sup>2</sup>; una centrale da 50 MW occupa approssimativamente una superficie di 101.171 m<sup>2</sup>.

<sup>(6)</sup> Le condotte ricoprono circa ¼ o meno della superficie indicata.

<sup>(7)</sup> Lunghezza da 8.047 a 80.467 m.

Fonte: GEA (2014)

*Tabella 8.2: Superfici occupate durante le diverse fasi di sviluppo di un campo geotermico.*



*Figura 16 - Esempio di costruzione che racchiude il pozzo a Hellisheidi, in Islanda (da GEOELEC, 2013)*

Per quanto riguarda l'andamento delle condotte, bisogna prediligere un andamento lineare limitando le cosiddette deviazioni ad omega e, laddove possibile, disporle in strettissima vicinanza l'una all'altra, preferire l'interramento delle stesse o, disporle ad una certa altezza dal terreno in modo da consentire il libero passaggio degli animali che vivono nell'area circostante al campo. Nell'individuazione del percorso da seguire per le condotte è necessario limitare quanto più possibile gli attraversamenti di strade e seguire l'andamento morfologico del terreno, evitando modifiche di strade e morfologie che prevedono sbancamenti o tagli eccessivi della vegetazione. Per minimizzare l'impatto visivo determinato dalle condotte si può inoltre ricorrere alla colorazione delle tubazioni (generalmente d'acciaio rivestite in alluminio) con tonalità del terreno (verde e marrone).

Per le linee elettriche è bene ricorrere sempre all'interramento, eccetto nelle zone boscate, dove è preferibile il cavo aereo per limitare il disboscamento.

L'ausilio di centrali a ciclo binario ha dei vantaggi non indifferenti, in quanto consente non soltanto di ridurre le profondità dei pozzi per il reperimento della fonte geotermica (poiché per il funzionamento sono necessarie temperature inferiori rispetto alle centrali geotermiche convenzionali, grazie all'utilizzo del fluido organico nel ciclo produttivo) ma soprattutto per l'impatto visivo più limitato grazie alle sue dimensioni nel complesso ridotte e all'altezza delle torri di raffreddamento più contenuta.

Per ridurre al minimo l'impatto visivo determinato dagli impianti bisogna valutare e coniugare le necessità produttive (in termini di necessità di collegamento dei pozzi produttivi alle centrali, delle centrali ai pozzi di reiniezione e delle centrali alle cabine elettriche) con le esigenze ambientali e paesaggistiche delle diverse aree

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



interessate dalla presenza degli impianti (idrogeologiche, vegetazionali, faunistiche, storico-archeologiche, ecc.), e al tempo tutelare le realtà economiche già radicate sul territorio, con particolare riferimento a quelle agricole, zootecniche e di tipo turistico. Un corretto studio d'inserimento delle infrastrutture geotermiche nell'ambiente ospitante il campo, un'analisi dei rischi connessi all'attività di coltivazione dei fluidi geotermici e l'individuazione di un'adeguata scelta progettuale-urbanistica da intraprendere per conciliare gli impianti con il paesaggio influisce anche sulla percezione che la popolazione locale ha nei confronti dell'attività produttiva. Basti pensare al diverso atteggiamento rivolto dalla popolazione che risiede nei pressi delle centrali di Larderello e dell'Amiata verso l'utilizzo della risorsa geotermica.

A Larderello, primo sito al mondo nel quale è stata utilizzata l'energia geotermica, questa fonte di energia viene percepita positivamente dalla popolazione in termini di opportunità di sviluppo economico. Oltretutto, la geotermia, per questa comunità, è diventata un vero e proprio elemento di connotazione storico-culturale: le torri di raffreddamento, i vapordotti e lo stesso museo della geotermia (fondato alla fine degli anni cinquanta) sono dei veri e propri simboli di riconoscimento.

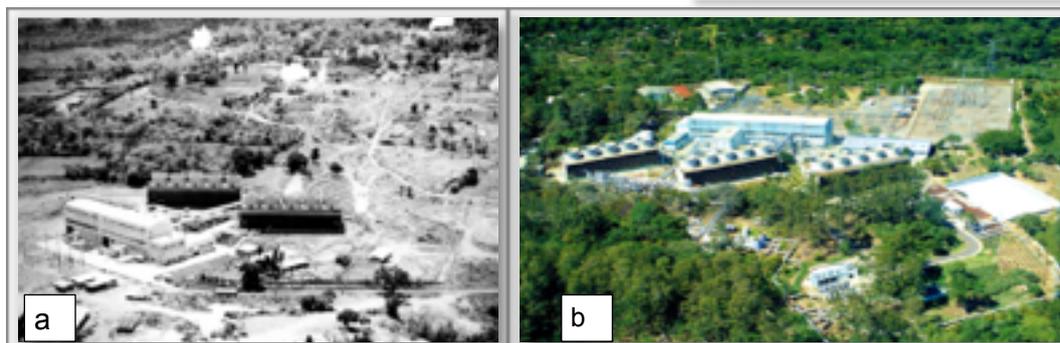
Parecchio differente è la percezione che la popolazione amiatina ha della geotermia. In quest'area c'è una forte ostilità, in quanto la coltivazione geotermica sarebbe responsabile di compromettere la qualità dell'ambiente. Tra le cause di questo atteggiamento c'è certamente una motivazione ambientale connessa alla presenza degli impianti dismessi della passata attività mineraria, particolarmente impattanti dal punto di vista visivo. La sensibilità dell'uomo nei confronti delle problematiche ambientali è molto più recente rispetto alla realizzazione e alla stessa chiusura di questi impianti.

Una gestione lungimirante può condurre in alcuni casi anche ad un sostanziale risanamento ambientale di aree insalubri, come nel caso di Larderello. Infatti, non viene mai ricordato che quest'area era caratterizzata da condizioni avverse per gli esseri viventi soprattutto a causa degli elevatissimi tenori in boro e ammonio, nelle acque superficiali e sotterranee, e dei bassissimi valori di pH dovuti all'ossidazione ad acido solforico dell'idrogeno solforato (Dall'Aglio e Ferrara, 1986).

Questa situazione era il risultato del trasporto verso la superficie, con conseguente accumulo, di tali composti tossici da parte delle manifestazioni naturali. Il contesto ambientale attuale è completamente trasformato perché quest'area è oggi pienamente fruibile.

Un esempio di corretto ripristino ambientale è visibile nelle **figure 17a,b** le quali mostrano l'impianto geotermico di Ahuachapán in El Salvador subito dopo la costruzione (a), intorno al 1977 e dopo il programma di rivegetazione (b) nel 2005.

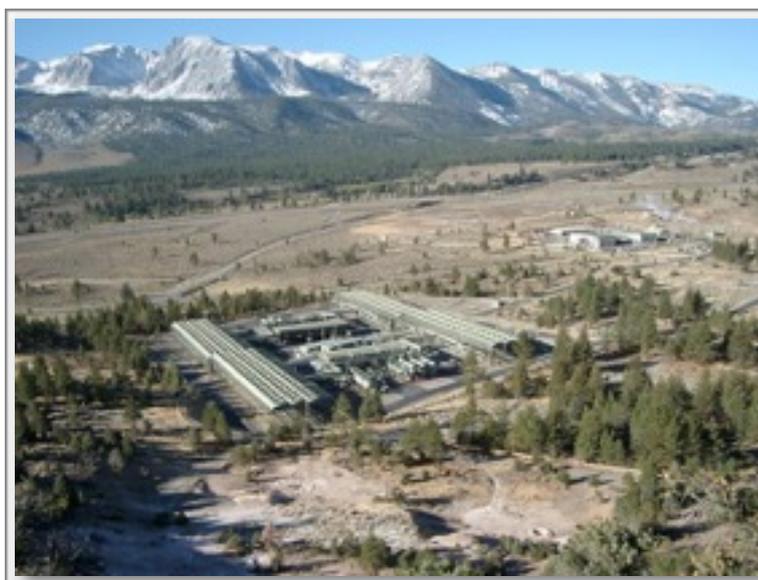
## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



*Figura 17 - Ahuachapan: a) impianto geotermico nel 1977 (Di Pippo, 1978) e b) dopo la rivegetazione nel 2005 (<http://www.lageo.com.sv>)*

Un esempio di impatto positivo sul turismo è il sito di Blue Lagoon (Islanda), laghetto geotermico caratterizzato da temperature intorno a 37°C, con pH 7,5 e salinità del 2,5% (Pétursdóttir & Kristjánsson, 1996). Realizzato nel 1976, esso è un bacino artificiale alimentato dalla produzione di acqua del vicino impianto geotermico di Svartsengi, oggi rappresenta una grande attrattiva per i numerosi centri di benessere sorti tra colate laviche e spiagge nere.

Un altro esempio degno di nota è il complesso geotermico di Mammoth che sorge sul versante orientale delle montagne del Sierra in California. Tale impianto è stato progettato per integrarsi totalmente con il paesaggio circostante. A riprova della riuscita progettuale vi è il fatto che tantissima gente che ha visitato il lago Mammoth per svolgere attività sportive e ricreative non ha notato la presenza degli stessi impianti (GEA, 2014).



*Figura 18 - Centrale geotermica a ciclo binario di Mammoth-Pacific perfettamente inserita nel contesto ambientale circostante (da GEA, 2014)*

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



In Italia, la realizzazione di musei scientifici, laboratori e centri di informazione potrebbe potenziare le vocazioni turistiche di molte aree geotermiche. Concretizzando queste iniziative, oltre a registrare miglioramenti ambientali, come nei casi ricordati, si otterrebbe una notevole ricaduta occupazionale locale.

### 8.3. La normativa

La tutela del paesaggio è sancita nei principi fondamentali della Costituzione della Repubblica Italiana, all'articolo 9 che recita: "La Repubblica tutela il paesaggio e il patrimonio storico e artistico della Nazione".

L'applicazione in pratica dei principi costituzionali ha avuto inizio con le leggi istitutive del Ministero per i Beni Culturali e Ambientali (1975) e del Ministero dell'Ambiente (1986). La normativa sulla tutela dei beni culturali e ambientali, che tutela anche il paesaggio, è stata profondamente rivista con il D. Lgs. 42 del 22 gennaio 2004, che abroga e sostituisce il precedente "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali" D. Lgs. del 29 ottobre 1999 n. 490.

Tale Codice, suddiviso in cinque parti, alla parte terza "Beni Paesaggistici" definisce i principi e la disciplina di tutela del paesaggio.

A norma dell'art. 134 si definiscono beni paesaggistici:

a) gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico (le cose immobili che hanno caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali; le ville, i giardini e i parchi; i complessi di cose immobili avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici; le bellezze panoramiche e i belvedere, accessibili al pubblico);

b) le aree tutelate per legge (i parchi e le riserve nazionali o regionali; i territori coperti da foreste e da boschi; le zone di interesse archeologico; i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici; etc.)

c) gli ulteriori immobili ed aree di notevole interesse pubblico e sottoposte ai piani di tutela paesaggistici.

Al fine di salvaguardare e gestire il territorio in ragione del differente valore paesaggistico che esso ha, le regioni elaborano i piani paesaggistici. Per piano paesaggistico s'intende un piano urbanistico-territoriale che riconosce aspetti e caratteri peculiari e definisce le prescrizioni volte ad assicurare:

- la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici sottoposti a tutela, tenuto conto anche delle tipologie architettoniche, delle tecniche e dei materiali costruttivi, nonché delle esigenze di ripristino dei valori paesaggistici;
- la riqualificazione delle aree compromesse o degradate;
- la salvaguardia delle caratteristiche paesaggistiche degli altri ambiti territoriali, assicurando, al contempo, il minor consumo del territorio;
- l'individuazione delle linee di sviluppo urbanistico ed edilizio, in funzione della loro compatibilità con i diversi valori paesaggistici riconosciuti e tutelati, con

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



particolare attenzione alla salvaguardia dei paesaggi rurali e dei siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO.

A livello nazionale, come stabilito dall'art. 4 del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., la valutazione ambientale di piani, programmi e progetti ha lo scopo di garantire che le attività antropiche siano compatibili con le condizioni per uno sviluppo sostenibile, nel rispetto delle capacità rigenerative degli ecosistemi delle risorse, della salvaguardia della biodiversità e di un'equa distribuzione dei vantaggi connessi all'attività economica. Essa individua, descrive e valuta per ciascun caso, gli impatti diretti e indiretti che un progetto può avere: sull'uomo, sulla flora, sulla fauna, sul suolo, sull'acqua, nell'aria e sul clima, sui beni materiali, sul patrimonio culturale e, infine, sull'interazione tra questi fattori.

Ai sensi del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii, allegato IV comma 2 lettera b), le attività di ricerca su terraferma delle sostanze minerali di miniera citate nel Regio Decreto n.1443/1927, comprese le risorse geotermiche, e le relative attività minerarie sono soggette a "Verifica di Assoggettabilità a VIA". Tale procedura è finalizzata ad accertare se un'opera debba o meno essere assoggettata alla procedura di VIA di competenza della Regione. Il procedimento si conclude entro 90 giorni dall'avvio della pubblicazione dell'avviso (o 120 giorni qualora vengano richieste delle integrazioni). Tale procedimento si può concludere con l'esclusione dell'opera dalla procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale (qualora il progetto non abbia impatti positivi e significativi sull'ambiente), con l'esclusione dell'opera dalla VIA ma con prescrizioni (qualora il progetto necessiti di prescrizioni fissate in sede di istruttoria dall'Autorità competente) o con la sottomissione alla procedura di VIA (qualora il progetto abbia impatti negativi e significativi sull'ambiente).

Inoltre, ai sensi del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. ii., allegato III lettera u), le attività di coltivazione sulla terraferma delle sostanze minerali di miniera di cui all'articolo 2, comma 2 del R.D. 29 luglio 1927, n.1443, sono soggette a "Valutazione d'Impatto Ambientale" di competenza della Regione.

La procedura di valutazione d'impatto ambientale, comunemente detta VIA, ha lo scopo di individuare, descrivere e valutare, in via preventiva alla realizzazione delle opere, gli effetti di determinati progetti sull'ambiente. Essa quindi non può essere considerata uno strumento finalizzato a verificare il rispetto di standard o ad imporre nuovi vincoli, oltre a quelli già operanti, ma come un processo che garantisca che la realizzazione di nuove opere o la modifica di quelle esistenti sia compatibile con lo stato delle componenti ambientali. Il procedimento si conclude con una delibera della Giunta Regionale relativa alla compatibilità ambientale delle opere in oggetto.

L'autorità competente è la pubblica amministrazione con compiti di tutela, protezione e valorizzazione ambientale individuata secondo le disposizioni delle leggi regionali.

È importante sottolineare che lo studio d'impatto ambientale deve contenere informazioni riguardanti:

- le caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- le caratteristiche dei processi produttivi, con l'indicazione, per esempio, della natura e delle quantità dei materiali impiegati;
- la valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti (inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, ecc) risultanti dall'attività del progetto proposto;
- la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili;
- la descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale;
- la descrizione dei probabili impatti rilevanti (diretti ed eventualmente indiretti, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi) del progetto proposto sull'ambiente e soprattutto la descrizione delle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante del progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, alla fauna e alla flora, al suolo, all'acqua, all'aria, ai fattori climatici, ai beni materiali, compreso il patrimonio architettonico e archeologico, nonché il patrimonio agroalimentare, al paesaggio e all'interazione tra questi vari fattori.

### 8.4. BIBLIOGRAFIA

- Dall'Aglio M. e Ferrara G.C. (1986) L'impatto ambientale dell'energia geotermica. *Acqua ed Aria* 10, 1091-1101.
- Di Pippo R. (1978) The Geothermal Power Station at Ahuachapan, El Salvador. *Geothermal Energy Magazine* 6, 11-22.
- Di Pippo R. (2012) Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. *Third edition, 2012, Elsevier*.
- GEA, Geothermal Energy Association (2014) Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy (Washington, DC: April 2014), pp. 61. Disponibile su <http://geo-energy.org/reports/Geo101-Binder1.pdf> (ultimo accesso: maggio 2016)
- GEOELEC Mannvit (2013). Environmental studies on geothermal power, *Geoelec Project D4.2*. 17 pag. Disponibile su <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2014/03/D-4.2-GEOELEC-report-on-environment.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Pétursdóttir S. K., Kristjánsson J. K. (1996) The relationship between physical and chemical conditions and low microbial diversity in the Blue Lagoon geothermal lake in Iceland. *FEMS Microbiology Ecology* Volume 19, Issue 1: 39–45



## 9. RIFIUTI

### 9.1. Rifiuti prodotti nella costruzione e gestione di un impianto geotermoelettrico

Come per ogni altro impianto industriale, anche gli impianti geotermoelettrici producono rifiuti speciali (derivanti dalla costruzione e dalla gestione dell'impianto) e rifiuti assimilabili agli urbani (derivanti dalla presenza di personale).

In questo capitolo sono descritti in particolare i rifiuti peculiari della fase di costruzione dei pozzi e produzione di energia elettrica da geotermia. Gli altri rifiuti, speciali e assimilabili agli urbani, sono simili a quelli di qualsiasi attività industriale che comporta la costruzione, la gestione e l'eventuale dismissione di un impianto e la presenza di persone.

I rifiuti da impianti geotermici più importanti, per tipologia e quantità, vengono prodotti durante la realizzazione dei pozzi. In questa fase, infatti, si producono materiali di risulta, sia fluidi (fanghi di perforazione esausti, acque provenienti dalla disidratazione dei fanghi, eventualmente salamoia del fluido geotermico) che solidi (detriti, terre e rocce di scavo, rifiuti speciali di diverso tipo).

Di norma, i rifiuti solidi prodotti in cantiere vengono stoccati separatamente in appositi cassoni. I fluidi di perforazione vengono raccolti in bacini di contenimento impermeabilizzati, da dove vengono inviati al riutilizzo, fino a che è possibile, e successivamente al trattamento (separazione dei detriti e disidratazione del fango) e allo smaltimento.

I fanghi di perforazione sono costituiti da una miscela tixotropica di acqua e argille (bentonite), additivi come solfato di bario (barite) e polimeri sintetici. I fanghi svolgono più funzioni: sono lubrificanti, servono per contenere le pareti del pozzo durante lo scavo e per trasportare i detriti dello scavo alla superficie. Le miscele formate da acqua e sola bentonite raggiungono valori di densità di circa 1.1 t/m<sup>3</sup> (Passalacqua, 2000). Gli additivi polimerici vengono aggiunti per migliorare il controllo della viscosità, la stabilità delle pareti del foro, la velocità di perforazione, il raffreddamento e la lubrificazione dell'apparecchiatura.

I polielettroliti anionici (ad esempio, acrilati, polifosfati, lignosolfonati), sono spesso utilizzati come fluidificanti durante lo scavo per ridurre la viscosità del fluido di perforazione. L'eventuale salamoia che si estrae durante la perforazione del pozzo contiene sia sali che silice, in quantità e composizione variabile a seconda della tipologia di fluido geotermico. La salamoia può essere reiniettata successivamente, oppure disidratata (come per i fanghi) e smaltita in discarica.

Gli altri rifiuti di cantiere che vengono prodotti durante la perforazione sono: imballaggi, materiali gommosi, legname, oli lubrificanti esausti, filtri e materiali contaminati da oli lubrificanti e modesti quantitativi di rifiuti assimilabili agli urbani dovuti alla presenza di persone in cantiere.

La costruzione dell'impianto e l'urbanizzazione delle aree accessorie dà origine inoltre a terre e rocce da scavo provenienti da sbancamenti e rimodellazioni.

Nella fase di esercizio dell'impianto i rifiuti prodotti sono essenzialmente imballaggi, oli lubrificanti esausti, prodotti chimici (in particolare provenienti dagli

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



impianti di abbattimento emissioni o trattamento acque, se presenti), parti di macchinari obsoleti (essenzialmente costituiti da rottami ferrosi e plastica), rifiuti assimilabili agli urbani.

Nella **Tabella 9.1** sono riportate delle stime di quantitativi di rifiuti prodotti per pozzo di perforazione, tratte da uno studio di impatto ambientale di un impianto pilota in Italia (Corsi, 2013). Queste stime possono variare a seconda delle caratteristiche e della profondità del pozzo.

<b>Rifiuto</b>	<b>Quantitativo (t)</b>
Fanghi di perforazione, senza reiniezione	310
Fanghi di perforazione, incluso pozzo di reiniezione	600 - 650
Imballaggi	0,5
Materiali in gomma	1,5
Legname	0,4
Oli esausti	0,15
Filtri e materiali contaminati con oli	0,15

Fonte: Corsi (2013)

*Tabella 9.1: Stima dei quantitativi di rifiuti prodotti per pozzo di perforazione.*

### 9.2. Buone pratiche per la minimizzazione

Le tecniche di riduzione della quantità di rifiuti da impianti geotermici riguardano in particolare il trattamento e smaltimento dei fanghi di perforazione, che sono costituiti essenzialmente da miscele di acqua, bentonite, additivi e detriti risultanti dallo scavo. I fanghi devono essere opportunamente convogliati, prima, in vasche di sedimentazione impermeabilizzate, per separare i detriti grossolani, poi in vagli vibranti e/o filtropresse. Vengono quindi reimmessi nel flusso continuo di circolazione dopo aver eventualmente corretto e adeguato il dosaggio di bentonite. Una volta che il fango non è più riutilizzabile, viene trattato e smaltito: dopo la separazione dei detriti più grossolani, il fango viene disidratato in una filtropressa. Le acque vengono inviate a impianti di depurazione, mentre la fase solida viene solitamente smaltita in discarica.

Gli additivi utilizzati come agenti reologici, come ad esempio i polimeri organici derivati da cellulosa e poliacrilamidi, oltre a non essere tossici, infiammabili e corrosivi, sono biodegradabili e, soprattutto, possono essere distrutti aggiungendo alla miscela un ossidante (acqua ossigenata, solfato allume, acido acetico nella misura di 3,4 l/m<sup>3</sup>) (Passalacqua, 2000). I fanghi che contengono questo tipo di additivi quindi possono essere smaltiti come rifiuti non pericolosi.

La composizione di alcuni fluidi geotermici richiede una particolare attenzione per la gestione sottoprodotti solidi in esso contenuti. È interessante notare che questi

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



sottoprodotti solidi spesso contengono minerali preziosi che possono essere recuperati e riciclati per altri usi industriali.

Per esempio, la salamoia geotermica estratta a Salton Sea nel sud della California contiene sali corrosivi e metalli pesanti in quantitativi tali da richiedere lo smaltimento come rifiuti pericolosi. Per rimuovere i metalli pesanti, gli impianti disidratano il fluido refluo. I sali vengono cristallizzati e rimossi. La porzione solida restante è principalmente costituita da silice, che viene rimossa ed utilizzata in diversi processi industriali. Minerali e metalli preziosi vengono inoltre recuperati dal sistema di trattamento dell'acido solfidrico a The Geysers, USA. Un sistema converte il solfuro di idrogeno in zolfo elementare, che viene riciclato per essere utilizzato come materia prima nella produzione di acido solforico (NREL, 2004).

Gli altri rifiuti (inerti, legno, metalli, cartoni, plastica ecc.) vengono posti in adeguati contenitori e/o cassonetti segregati e identificati. I rifiuti pericolosi (es. oli e batterie) devono essere stoccati in appositi contenitori etichettati e con bacino di contenimento.

Il gestore dell'impianto, nel momento in cui decide di avviare al recupero e/o smaltimento i rifiuti giacenti in deposito temporaneo presso il cantiere, deve:

- Individuare un trasportatore autorizzato, quindi iscritto all'Albo Gestori Ambientali, nella categoria adeguata;
- Individuare un impianto autorizzato a svolgere operazioni di recupero e/o smaltimento;
- Ottemperare alle prescrizioni normative (cfr. Paragrafo 9.3).

Il laboratorio Argonne degli USA, in collaborazione con diversi partner industriali, ha sviluppato un "Drilling Waste Management Information System", che suggerisce tecniche e metodologie per minimizzare i quantitativi di rifiuti prodotti nei cantieri. Gli utilizzatori possono 1) conoscere le norme standard, 2) risalire ai regolamenti in atto da rispettare, 3) selezionare le migliori strategie per lo smaltimento (<http://web.ead.anl.gov/dwm/>).

### 9.3. La normativa

La gestione dei rifiuti costituisce attività di pubblico interesse ed è disciplinata dalla parte quarta del D. Lgs.152/2006 e ss.mm.ii. (Norme in materia ambientale – Parte Quarta "Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati"), che ha il fine di assicurare un'elevata protezione dell'ambiente e controlli efficaci, tenendo conto delle specificità dei rifiuti pericolosi, e di preservare le risorse naturali.

La gestione dei rifiuti è effettuata conformemente ai principi di precauzione, prevenzione, proporzionalità, responsabilizzazione e cooperazione di tutti i soggetti coinvolti nei processi da cui questi si generano, nel rispetto delle norme comunitarie e nazionali e del principio comunitario di "chi inquina paga". Ai sensi dell'art. 183 comma 1 lettera a) si intende rifiuto "qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o abbia l'obbligo di disfarsi".

A seconda della loro origine i rifiuti vengono distinti in rifiuti urbani e rifiuti speciali.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



I rifiuti da attività industriali sono rifiuti speciali, e possono essere classificati in speciali non pericolosi (anche assimilabili agli urbani) e speciali pericolosi.

Ai sensi dell'art.184 comma 5 del suddetto decreto, sono considerati pericolosi sin dall'origine quei rifiuti speciali e quei rifiuti urbani non domestici indicati espressamente come tali con apposito asterisco nel Catalogo Europeo dei Rifiuti (CER).

Ai sensi dell' art. 192, è vietato l'abbandono e il deposito incontrollati di rifiuti sia sul suolo che nel sottosuolo. Inoltre è vietato mescolare categorie di rifiuti differenti, quali quelli pericolosi con quelli non pericolosi, come disciplinato dall'art. 187 del medesimo decreto. A norma dell'art. 188, gli oneri relativi allo smaltimento dei rifiuti sono a carico di colui che li produce o li detiene.

I rifiuti, durante il trasporto dalla zona di produzione a quella di smaltimento, devono essere accompagnati da un apposito formulario nel quale devono essere riportate le seguenti informazioni: nome ed indirizzo del produttore e del detentore; origine, tipologia e quantità di rifiuto; impianto al quale è destinato; data e percorso; nome ed indirizzo del destinatario.

I rifiuti pericolosi devono essere appositamente imballati ed etichettati. Con l'entrata in vigore del sistema SISTRI (vedi di seguito), per i rifiuti pericolosi il formulario cartaceo è sostituito dalla registrazione elettronica.

È possibile riutilizzare o smaltire in cantiere i rifiuti prodotti, ma in questo caso il cantiere deve essere autorizzato come impianto di trattamento rifiuti (in procedura semplificata o meno) per le operazioni di recupero o di smaltimento previste dalla normativa (art. 215 del D. Lgs.152/2006).

Il deposito temporaneo (D. Lgs.152/2006 - art. 183 - comma 1 - lettera b) dei rifiuti è consentito in un'area all'interno del luogo di produzione, dove possono essere raggruppati prima dell'avvio a smaltimento o a recupero.

Il deposito temporaneo non necessita di alcuna autorizzazione. I rifiuti di un deposito temporaneo devono essere avviati a smaltimento/recupero con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalla volumetria in deposito, oppure, ogni qual volta si raggiunga il volume di 20 m<sup>3</sup> di rifiuti non pericolosi, o di 10 m<sup>3</sup> di rifiuti pericolosi. In ogni caso i rifiuti non possono rimanere in deposito per più di un anno. Qualora non venissero rispettate le condizioni di cui sopra, il deposito temporaneo diventerebbe un deposito preliminare o di messa in riserva cioè un sito di stoccaggio ai sensi della lettera a), comma 1, art.183 del D.Lgs.152/2006 che necessiterebbe delle autorizzazioni e garanzie economiche di cui agli articoli 208 o 214 e 216. Nel deposito temporaneo non deve avvenire miscelazione di rifiuti diversi, in particolare di rifiuti pericolosi e rifiuti non pericolosi.

Durante la perforazione dei pozzi e la costruzione degli impianti si producono rocce e terre da scavo, che è possibile riutilizzare o smaltire secondo una normativa complessa che è stata più volte rivista negli ultimi anni. Ad oggi le modalità di gestione sono definite nella Legge n. 98 del 9 agosto 2013 (conversione in legge del decreto legge 21 giugno 2013 n. 69), negli articoli 41 comma 2 e 41 bis.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



L'articolo 41 comma 2 prevede l'applicazione del DM 10 agosto 2012, n. 161 (regolamento sull'utilizzo delle rocce e terre da scavo) solo alle terre e rocce da scavo che provengono da opere soggette a valutazione d'impatto ambientale o ad autorizzazione integrata ambientale.

Per gli impianti geotermici, quindi, il regolamento è applicabile solo nel caso in cui la costruzione dell'impianto sia sottoposta a VIA.

L'articolo 41 bis regolamenta tutte le altre casistiche, ossia i cantieri inferiori a 6.000 m<sup>3</sup> e tutte le casistiche che non ricadono nel DM 10 agosto 2012, n. 161. L'art. 42 bis regolamenta i casi di esclusione delle rocce e terre da scavo dal regime di controllo dei rifiuti (art. 184 bis del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.), rendendo possibile l'esclusione se il produttore dimostra:

a) che è certa la destinazione all'utilizzo direttamente presso uno o più siti o cicli produttivi determinati;

b) che, in caso di destinazione a recuperi, ripristini, rimodellamenti, riempimenti ambientali o altri utilizzi sul suolo, non sono superati i valori delle concentrazioni soglia di contaminazione di cui alle colonne A e B della tabella 1 dell'allegato 5 alla parte quarta del D. Lgs. n. 152 del 2006 (relativa alle bonifiche dei siti contaminati, descritta di seguito), con riferimento alle caratteristiche delle matrici ambientali e alla destinazione d'uso urbanistica del sito di destinazione, e che i materiali non costituiscono fonte di contaminazione diretta o indiretta per le acque sotterranee, fatti salvi i valori di fondo naturale.

### ***Il sistema elettronico di tracciabilità dei rifiuti "SISTRi"***

Tutti i produttori di rifiuti speciali pericolosi sono tenuti ad aderire al SISTRi - Sistema informatizzato di controllo della gestione dei rifiuti - voluto dal Ministero dell'Ambiente per monitorare i rifiuti pericolosi tramite la loro tracciabilità.

Il sistema per la tracciabilità dei rifiuti, istituito e disciplinato dal DM 17 dicembre 2009 e in seguito modificato con altri quattro decreti, è entrato in vigore definitivamente il 3 marzo 2014 con il DM del 20.03.2013. Il SISTRi ha come obiettivo la sostituzione graduale dell'attuale sistema di registrazione cartaceo, costituito da formulari per il trasporto, registro di carico e scarico e dichiarazione annuale della produzione di rifiuti tramite MUD, il modello unico di dichiarazione ambientale presentato annualmente dai soggetti produttori di rifiuti pericolosi (ma anche da discariche, imprese e trasportatori) alla Camera di Commercio di pertinenza.

In tale dichiarazione i rifiuti vengono raggruppati per tipologia (tramite codici CER), per produttore e per provenienza. Il D. Lgs. 205/2010 ha eliminato l'obbligo di trasmissione del MUD per le imprese, in quanto obbligate ad aderire al Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTRi), fino alla sua piena operatività (tuttora prorogata).

### ***La bonifica di siti contaminati***

Il titolo V alla Parte Quarta del D. Lgs. 152/2006 sulla gestione dei rifiuti riguarda anche gli interventi di bonifica e di ripristino ambientale di siti contaminati, e definisce procedure, criteri e modalità per lo svolgimento delle operazioni

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



necessarie ad eliminare la sorgente d'inquinamento e a ridurre le concentrazioni di sostanze inquinanti, in armonia con i principi e le norme comunitarie. Gli interventi sui siti contaminati sono regolati dalle Regioni con appositi piani da esse predisposti, fatta eccezione per i siti di interesse nazionale, la cui competenza è attribuita al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentito il Ministero delle Attività Produttive.

Il titolo V della parte quarta del D. Lgs.152/2006 definisce i concetti di “*concentrazioni soglia di contaminazione (CSC)*” quali i livelli di contaminazione delle matrici ambientali che possiedono valori al di sopra dei quali è necessaria la caratterizzazione del sito e un'analisi di rischio, come individuati nell'Allegato 5 alla parte quarta del decreto, e di “*concentrazioni soglia di rischio (CSR)*” quali i livelli di contaminazione delle matrici ambientali, da determinare con l'applicazione della procedura di analisi di rischio, il cui superamento richiede la messa in sicurezza e la bonifica del sito. Inoltre il suddetto decreto definisce il concetto di “*sito contaminato*” quale un sito nel quale i valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR), determinati con l'applicazione della procedura di analisi di rischio, risultano superati.

Al verificarsi di un evento che possa determinare una contaminazione del sito, il responsabile dell'inquinamento deve effettuare un'indagine preliminare. Qualora il livello delle concentrazioni soglia di contaminazione (CSC) non sia stato superato, il responsabile provvederà al ripristino della zona contaminata, dandone notizia, con apposita autocertificazione, al comune ed alla provincia competenti per territorio entro quarantotto ore dalla comunicazione. Qualora l'indagine preliminare accerti l'avvenuto superamento delle concentrazioni soglia di contaminazione (CSC) anche per un solo parametro, il responsabile dell'inquinamento ne darà immediata comunicazione al comune ed alle province competenti per territorio con la descrizione delle misure di prevenzione e di messa in sicurezza di emergenza adottate, volte a garantire un'adeguata sicurezza sanitaria ed ambientale e ad impedire un'ulteriore propagazione dei contaminanti. I progetti di messa in sicurezza operativa prevedono l'adozione di piani di monitoraggio che assicurano l'efficacia delle misure adottate per contenere l'inquinamento ed indicano se al termine dell'attività sarà necessario ricorrere ad un intervento di bonifica o un intervento di messa in sicurezza permanente.

La bonifica di un sito inquinato è finalizzata ad eliminare l'inquinamento delle matrici ambientali o a ricondurre le concentrazioni soglia delle sostanze inquinanti in suolo, sottosuolo, acque superficiali e acque sotterranee, materiali ad un livello uguale o inferiore ai valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR).

Nel caso di caratterizzazione, bonifica, messa in sicurezza e ripristino ambientale di siti con attività in esercizio, la Regione, fatto salvo l'obbligo di garantire la tutela della salute pubblica e dell'ambiente, in sede di approvazione del progetto assicura che i suddetti interventi siano articolati in modo tale da non intralciare la prosecuzione dell'attività.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



### 9.4 BIBLIOGRAFIA

- Corsi R., Barberi F., Bottai A., Sozzumi S. (2013) Impianto pilota geotermico di Castel S. Giorgio (TR): studio d'impatto ambientale. Disponibile su: <http://www.va.minambiente.it/it/Oggetti/Documentazione/1373/1855?Testo=&RaggruppamentoID=142#form-cercaDocumentazione> (ultimo accesso giugno 2016)
- NREL (2004) Buried Treasure of Environmental, Economic, and Employment Benefits. Report produced for DOE. Disponibile su: <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/35939.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Passalacqua R. (2000) L'impiego di miscele bentonitiche nelle opere di perforazione e di scavo dei terreni. *Materiali e Tecnologie Innovative dell'Ingegneria Civile*. Università degli Studi di Genova DISEG – Dipartimento di Ingegneria Strutturale e Geotecnica. Ciclo di Seminari Tecnico-Didattici / Marzo-Maggio 2000.
- Subramaniam B. (2012) Gas Expanded Liquids for Sustainable Catalysis. *Ed. Robert A. Meyers, Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Springer Science +Business Media, LLC: 3933-4818. DOI 10.1007/978-1-4419-0851-3.



## 10. ANALISI DEI POTENZIALI RISCHI AMBIENTALI COLLEGATI ALLE PICCOLE UTILIZZAZIONI LOCALI

Si è deciso di presentare qui anche un breve e sintetico capitolo dedicato agli aspetti ambientali di impianti geotermici per piccole utilizzazioni locali. Questo ambito tecnologico è stato trattato più ampiamente in volumi prodotti nell'ambito del progetto VIGOR (**Botteghi et al., 2014; Abate et al., 2014**).

L'utilizzo delle geosonde e delle pompe di calore per i piccoli utilizzi entro i 200 m (climatizzazione degli ambienti e utilizzi diretti del calore per attività produttive) beneficia della stabilità termica del sottosuolo rispetto alle variazioni stagionali di temperatura dell'aria. La temperatura del sottosuolo alle profondità di riferimento, infatti, presenta valori relativamente stabili al di sotto di qualche metro di profondità, e, salvo casi eccezionali, valori paragonabili alla temperatura media dell'aria.

Questi sistemi, che si stanno sviluppando e perfezionando sempre più, sono una soluzione sostenibile da un punto di vista ambientale, ed efficiente da un punto di vista energetico.

Nonostante i benefici dei sistemi geotermici a bassa entalpia, tuttavia non possono essere trascurati i potenziali rischi legati sia ad errori progettuali che realizzativi, a volte causa di danni ambientali.

I rischi collegati alla produzione di energia termica dipendono dai possibili impatti sulla matrice suolo/falda in seguito alla realizzazione degli impianti. In linea di massima, i rischi ambientali derivanti da questi utilizzi del calore sono di entità proporzionale ad una scala locale, quindi, ben più ridotti rispetto a quelli di impianti per produzione di energia elettrica (**Rybach, 2003**).

Nel complesso, i rischi ambientali in sistemi di geosonde collegate a pompe di calore (GSHP, *Ground Source Heat Pump*) dipendono:

- a) dalla tipologia di impianto
  - a circuito chiuso;
  - a circuito aperto
- b) dal tipo di sistema
  - acqua-acqua;
  - acqua-aria;
- c) dallo sviluppo dell'impianto:
  - orizzontale,
  - verticale

In merito agli impatti dovuti alle emissioni in atmosfera, i sistemi geotermici utilizzati per le piccole utilizzazioni non producono inquinanti gassosi. Inoltre, è anche provata una funzione "regolatrice" di tali sistemi che, in alcuni contesti, riducono fortemente la produzione di emissione di sostanze clima-alteranti in atmosfera, in quanto permettono di consumare meno energia primaria rispetto ai sistemi di riscaldamento convenzionali (**Wood et al., 2010**) e riducono le emissioni di

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



CO<sub>2</sub> continuativamente quando sono utilizzate anche per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria (Viesmann, 2009).

Il rumore dovuto alla realizzazione di impianti per climatizzazione e utilizzi diretti per alcune attività produttive, riguarda soprattutto la fase dello scavo. I livelli tipici, elencati in ordine d'intensità, sono associati alle seguenti condizioni (Hunt, 2001):

- scavo, 120 dBA (85 dBA con idoneo smorzamento);
- scarico dei pozzi dopo la perforazione, per rimuovere i detriti, fino a 120 dBA;
- test di pompaggio, 70-110 dBA (se sono usati silenziatori);
- utilizzo di macchinari pesanti per il movimento della terra in fase di costruzione, fino a 90 dBA;
- “*well bleeding*”, 85 dBA (65 dBA se viene utilizzato un silenziatore per la roccia);
- utilizzo fanghi di perforazione, 80 dBA.

Per minimizzare il disturbo causato dal rumore prodotto da una pompa di calore è necessario: (a) scegliere una pompa di calore silenziosa, senza componenti “tonali o impulsive”; (b) realizzare la pompa di calore rispettando la tipologia di sito (in alcune circostanze può anche essere necessario utilizzare contenitori e/o silenziatori per ridurre i livelli sonori prodotti).

Utilizzando queste misure di prevenzione, non dovrebbero essere oltrepassati i limiti di rumore per l'utilizzo delle pompe di calore domestiche che si attestano ad un massimo del livello sonoro pari a 45 dB (all'esterno) e a 31 dB all'interno (Boyce, 1984).

Per limitare l'inquinamento acustico, si cita l'approccio del British Standard 4142 che non è basato tanto sull'individuazione di un livello sonoro assoluto, ma piuttosto sulla differenza tra il livello sonoro prodotto dalla sorgente di rumore e il livello sonoro di fondo. Una differenza pari a 5 dB si può ritenere trascurabile, ma se la differenza è di 10 dB, le condizioni sono tali da esporre denuncia (Boyce, 1984).

Fenomeni di subsidenza e sismicità indotta sono potenzialmente determinati da prelievo di fluidi dal sottosuolo, nei casi dei sistemi aperti. Il rischio legato a tali aspetti può essere mitigato reiniettando il liquido estratto nel serbatoio stesso dopo l'uso (Lund, 2012). In alcuni casi sono state riscontrate deformazioni del suolo come conseguenza del prelievo di acqua. La subsidenza è accentuata nelle formazioni molto comprimibili, nella parte superiore dell'acquifero superficiale, che è drenata e compattata dopo la diminuzione della pressione di poro (Bayer et al., 2013). Le sonde geotermiche (soprattutto nel caso di sviluppo orizzontale) rappresentano le situazioni meno critiche per il rischio legato ai sismi. Infatti, queste sonde vengono alloggiare in scavi o perforazioni che assicurano una certa stabilità delle condizioni ambientali comportando bassa o nulla necessità di manutenzione ed una durata pluridecennale delle sonde stesse (Chieco, 2011).

Gli impatti sulle acque si potrebbero verificare durante la realizzazione e la successiva attività dei pozzi entro i 200 m di profondità. Infatti, durante la fase di

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



scavo, all'interno dell'asta viene pompato del fango bentonitico che, risalendo in superficie a pressione, evita il cedimento delle pareti del pozzo fungendo anche da lubrificante per la testa dell'asta e consentendo, quindi, di riportare in superficie i detriti di risulta. La conduttività idraulica della bentonite e di altre argille può essere modificata da alcuni dei fluidi utilizzati come antigelo: soluzioni di sali come il cloruro di calcio e soluzioni di cloruro di magnesio oppure liquidi organici (es. Etanolo, Eptano) che possono aumentare la conduttività idraulica della bentonite di circa tre ordini di grandezza (**Anandarajah, 2003**).

Nei climi più rigidi, il fluido anticongelante ideale deve essere: non infiammabile, stabile, economico, compatibile con gli altri componenti del sistema, non corrosivo, non tossico, non inquinante; deve presentare buone proprietà di scambio termico, bassa viscosità. Inoltre, per evitare il rischio di contaminazione da fluidi termovettori è necessario assicurare il punto di congelamento intorno a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Nei paesi più freddi è utilizzato il glicole propilenico perché atossico e biodegradabile, mentre di prassi in Italia si utilizza come fluido per il geoscambio semplicemente l'acqua. In questi casi, è però necessario eseguire periodici controlli del circuito in quanto potrebbero verificarsi perdite importanti e continuate del glicole creando condizioni anaerobiche con probabile degrado della qualità delle acque sotterranee.

Nei sistemi a circuito chiuso l'unico pericolo per l'ambiente potrebbe essere la dispersione del fluido termovettore attraverso rotture nelle sonde.

Nei sistemi aperti sono molto più probabili alterazioni chimiche legate a: 1) variazioni RedOx dell'acqua nel passaggio attraverso la pompa di calore; 2) fenomeni di lisciviazione di oli, solventi e metalli presenti in superficie.

In casi particolari, in cui sia prevista l'installazione di impianti a monte di aree umide alimentate da acque di falda, l'analisi delle perturbazioni termiche indotte dall'impianto e la loro variazione nel tempo deve essere oggetto di studi molto accurati in quanto variazioni termiche, anche limitate, possono avere conseguenze notevoli sugli ecosistemi impattati. Questi ultimi casi, come altri in cui sono presenti condizioni limitative/ostative, andrebbero disciplinati nell'ambito di un quadro legislativo complessivo, specifico per le realizzazioni di impianti geotermici, che preveda anche appositi indirizzi tecnici e regolamentari in corrispondenza di zone di protezione delle acque sotterranee e superficiali. Dal punto di vista della sostenibilità ambientale, gli impatti legati alla realizzazione di un impianto geotermico vanno verificati anche nel lungo periodo, affinché si possa raggiungere un equilibrio termodinamico attraverso l'assestamento della temperatura del terreno su un valore accettabile e quanto più possibile simile a quello del sottosuolo indisturbato (**Chieco, 2011**).

Per quanto riguarda la stabilità a lungo termine della temperatura delle acque, sarebbe auspicabile che il sistema a pompa di calore venisse utilizzato sia durante la stagione invernale per il riscaldamento che in quella estiva per il raffrescamento degli ambienti. In questo modo le perturbazioni termiche dell'acqua utilizzata, pompata di nuovo nel serbatoio sotterraneo con una temperatura minore durante la stagione fredda e una temperatura già alta nella stagione calda, sarebbero parzialmente neutralizzate nell'arco dell'anno (**Ungemach et al., 2007**). Una gestione



efficiente dell'impianto, al fine di evitare l'eccessivo sfruttamento della risorsa (soprattutto se più utenti utilizzano la stessa risorsa), permetterebbe al sistema di raggiungere un equilibrio che può essere mantenuto a lungo termine, senza deterioramento delle prestazioni di climatizzazione (Axelsson et al., 2004). A questo proposito, allo scopo di simulare sistemi realistici, sono, solitamente, utilizzati software commerciali che studiano l'andamento della temperatura in una piccola area nei dintorni dei pozzi con l'obiettivo di valutare il coefficiente di massima performance per le condizioni sia di raffrescamento, che di riscaldamento (Sciacovelli et al., 2014).

Tra le possibili strategie per la tutela degli acquiferi è necessario eseguire controlli adeguati su: prove di tenuta delle sonde, precauzioni nei cantieri, utilizzo di fluidi non inquinati, adeguata impermeabilizzazione e divieto di eseguire sonde geotermiche verticali che attraversino la base dell'acquifero superficiale, soprattutto nelle aree con forte contaminazione della falda superficiale.

Gli impatti visivi legati alle trasformazioni del paesaggio in seguito alla realizzazione di impianti geotermici GSHP sono minimi e relativi solo alla fase di esecuzione dello scavo o perforazione per inserire le geosonde. Un possibile danno per il paesaggio potrebbe essere legato alla quantità totale dei rifiuti solidi, in seguito alla realizzazione dell'impianto. Considerando però la ridotta scala di utilizzo, questi quantitativi, considerati generalmente piccoli e non di forte interesse ambientale, possono essere contraddistinti come segue (Bayer et al., 2013):

- Rifiuti di perforazione quali ritagli, residui di cemento, fanghi di perforazione;
- Deposizione chimica in tubi e vasi;
- Materiale di scarto, derivante dai sistemi di trattamento;
- Rifiuti generici.

### 10.1. Buone pratiche per la minimizzazione

La disponibilità della risorsa non è infinita e presenta dei limiti imposti dal rispetto di vincoli ambientali. È necessario, infatti, non superare la soglia di rinnovabilità della risorsa geotermica, estraendo calore più velocemente di quanto non se ne ricostituiscano naturalmente mediante il flusso di calore geotermico. Questa precauzione garantisce sia la protezione e la sostenibilità della risorsa, che l'efficienza degli impianti stessi (Martelli e Tinti, 2012). Altri aspetti di buone pratiche sono stati trattati in precedenza, e riguardano le corrette attività di perforazione e scavo per evitare interferenza con le falde, il reintegro della massa re-iniettando il fluido prelevato nel sottosuolo in sistemi a circuito aperto, la corretta gestione dei rifiuti e il controllo del rumore durante gli scavi.

### 10.2. La normativa

A scala mondiale, gli standard elaborati dall'ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning System) costituiscono uno dei riferimenti principali per il settore della climatizzazione ad uso civile.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



In Italia, gli aspetti normativi ed autorizzativi riguardanti gli impianti di climatizzazione geotermica sono ancora in fase evolutiva.

Il D. Lgs. 22/2010 "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n.99" all'articolo 10 distingue due tipologie di piccole utilizzazioni locali, quali:

- quelle che consentono la realizzazione di impianti di potenza inferiore a 2 MW termici, ottenute mediante l'esecuzione di pozzi di profondità sino a 400 metri per ricerca, estrazione ed utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde anche per l'eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla;
- quelle effettuate tramite l'installazione di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo, senza effettuare il prelievo e la reimmissione nello stesso di acque calde o fluidi geotermici.

Secondo quanto disposto dallo stesso decreto, le Autorità competenti per le funzioni amministrative e di vigilanza, riguardanti le piccole utilizzazioni sia di tipo a) che di tipo b) sono le Regioni o gli enti da esse delegati.

Le autorizzazioni all'utilizzo delle piccole utilizzazioni di tipo a) sono concesse dalle Regioni territorialmente competenti con le modalità previste dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici di cui al Regio Decreto 11 dicembre 1933 n. 1775.

Le piccole utilizzazioni di tipo b) sono sottoposte al rispetto della specifica disciplina emanata dalla Regione competente, con previsione di adozione di procedure semplificate.

Il successivo D. Lgs. 28/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", stabilisce specifiche procedure autorizzative, con tempistica accelerata ed adempimenti semplificati, per i casi di realizzazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili in sostituzione di altri impianti energetici, anche alimentati da fonti rinnovabili. In particolare tale decreto individua tre tipologie di procedura amministrativa da seguire: l'autorizzazione unica, la procedura abilitativa semplificata e la comunicazione relativa alle attività di edilizia libera. L'articolo 7, comma 4 del D. Lgs. 28/2011 stabiliva che con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previa intesa con la Conferenza unificata, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sarebbero state stabilite le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ovvero sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici, ed individuati i casi in cui si applica la procedura abilitativa semplificata. Purtroppo ad oggi tali prescrizioni non sono state ancora definite.

Per quanto riguarda l'utilizzo delle acque sotterranee, la perforazione di pozzi e le indagini geofisiche i principali riferimenti normativi sono il R.D. 11 dicembre 1933 n. 1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici" e la legge 4 Agosto 1984 n. 464 "Norme per agevolare l'acquisizione da parte del

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



Servizio Geologico della direzione generale delle miniere del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di elementi di conoscenza relativi alla struttura geologica e geofisica del sottosuolo nazionale". Quest'ultima all'articolo 1 stabilisce che qualora la perforazione si spinga oltre i 30 m dal piano campagna, il richiedente debba fornire le necessarie comunicazioni al Servizio Geologico d'Italia – Dipartimento Difesa del Suolo (ISPRA). Entro trenta giorni dalla data d'inizio delle indagini il proponente deve comunicare la localizzazione delle indagini e degli studi da eseguire ed entro trenta giorni dalla fine dei lavori deve fornire una relazione dettagliata sui risultati geologici e geofisici.

Si ricorda inoltre, che a norma dell'articolo 10, comma 7 del D. Lgs. 22/2010 gli impianti geotermici di potenza inferiore a 1 MW e le utilizzazioni tramite sonde geotermiche sono escluse dalle procedure regionali di verifica di assoggettabilità ambientale.

In assenza di un riferimento normativo nazionale alcune Regioni e Province hanno provveduto alla propria regolamentazione in materia di piccole utilizzazioni locali, tra le quali si possono citare:

- Regione Lombardia e Province di: Milano, Bergamo, Como, Lecco, Brescia, Pavia, Mantova, Sondrio, Varese;
- Regione Piemonte e Province di: Verbano-Cusio-Ossola, Biella;
- Regione Toscana;
- Regione Trentino Alto Adige;
- Regione Veneto e Province di Vicenza e Treviso.

### 10.3. BIBLIOGRAFIA

- Abate S., Botteghi S., Caiozzi F., Desiderio G., Di Bella G., Donato A., Lombardo G., Manzella A., Santilano A., Sapienza A. (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*, Edizioni CNR - IGG Area della Ricerca di Pisa, pp.154, ISBN: 9788879580120. Disponibile su: <http://www.vigor-geotermia.it/images/download/volumi/VIGOR-Sviluppo-geotermico-regioni-convergenza.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)
- Anandarajah (2003) Mechanism controlling permeability changes in clays due to changes in pore fluids. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 129(2), 163-172.
- Axelsson G., Stefansson V., Bjornsson G. (2004) Sustainable utilization of geothermal resources for 100–300 years. *29th Workshop on geothermal reservoir engineering*, Stanford, CA.
- Bayer P., Rybach L., Blum P., Brauchler R. (2013) Review on life cycle environmental effects of geothermal power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 446–463.
- 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,

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



ISBN: 9788879580106. Disponibile su: <http://www.vigor-geotermia.it/images/download/volumi/VIGOR-prime-indicazioni-climatizzazione.pdf> (ultimo accesso giugno 2016)

- Boyce P. R. (1984) The Application of Noise Criteria to Domestic Air-To-Water Heat Pumps. *Applied Acoustics*, 17, 1-19.
- Chieco M. (2011) Geotermia a bassa entalpia: cenni introduttivi e iniziative in Puglia. *Report 2011. Regione Puglia*, pp 1-38.
- Hunt T.M. (2001) Five lectures on environmental effects of geothermal utilization. Report 2000, Number 1. Lectures on environmental studies given in September 2000. *United Nations University, Geothermal Training Programme*. Reykjavík, Iceland, Published in June 2001, ISBN - 9979-68-070-9. pp 1-120.
- Lund J.W. (2012) Direct Heat Utilization of Geothermal Energy. *Comprehensive Renewable Energy*, 7, 171,188
- Rybach L. (2003) Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics*, 32 (4-6), 463-470.
- Sciacovelli A., Guelpa E., Verda V. (2014) Multi-scale modeling of the environmental impact and energy performance of open-loop groundwater heat pumps in urban areas. *Applied Thermal Engineering*, 71, 780-789.



## 11. GLI ASPETTI AMBIENTALI E GLI EFFETTI SULLA SOCIETÀ

In un volume dedicato agli impatti della geotermia, non poteva mancare un capitolo che descrivesse gli effetti che la coltivazione di questa risorsa può avere sulla società. Scienza, tecnologia e società hanno infatti un rapporto di reciproca influenza e oggi sappiamo che per garantire alle prossime generazioni un futuro sicuro, sostenibile e a basso consumo di idrocarburi, dobbiamo modificare sia le tecnologie che utilizziamo, sia il nostro comportamento e la società in cui viviamo. Per questa ragione, oggi più che mai, occuparsi di ricerca e di innovazione significa anche considerare, comprendere e coinvolgere il contesto sociale in cui scienza e tecnologia si inseriscono (**Macnaghten et al., 2015**). Tuttavia - anche se è sempre più diffusa la consapevolezza che le scelte, le preferenze e i comportamenti individuali hanno un ruolo importante tanto quanto lo sviluppo di nuove tecnologie nel determinare la domanda e la capacità di rifornimento di energia - le scienze sociali e le scienze umanistiche hanno un ruolo ancora decisamente marginale negli studi che riguardano l'energia (**Sovacool, 2014**).

### 11.1. Le principali criticità

Molti studi STS (Science and Technology Studies) evidenziano che la questione energetica è un tema caratterizzato da un'elevata complessità, con effetti che rifuggono i confini politici e amministrativi dei territori, basti pensare all'inquinamento dell'aria o ai cambiamenti climatici. In questo senso, quando la società riflette sullo sviluppo di nuove tecnologie e sull'eventuale insediamento di nuovi impianti, le considerazioni riconducibili all'universo etico-valoriale su scala globale (si pensi ad esempio all'ecologismo) vanno a mescolarsi e a confondersi con le considerazioni riconducibili al livello locale (gli effetti che le nuove tecnologie possono produrre sul territorio e sulle comunità che lo abitano). E non solo di considerazioni tecnico-scientifiche si tratta, ma anche di questioni politiche, filosofiche e sociali. Quando si parla di ricerca e innovazione, infatti, e per l'energia è indubbiamente così, il "cosa" (il prodotto, in questo caso la tecnologia geotermica) pesa tanto quanto il "come" (il processo) e il "perché" (l'obiettivo) nel determinare la risposta della società. Questa tripartizione, ben descritta da Stilgoe et al. (2013) attraverso lo schema product-process-purposes, evidenzia chiaramente come la questione energetica vada affrontata attraverso l'adozione di un approccio interdisciplinare perché scienza e tecnologia "sorvolano" i tradizionali confini accademici tra discipline, così come quelli normativi o politici (**Callon et al., 2009**).

Come per molte tecnologie, anche per le rinnovabili, l'attitudine dei vari attori sociali coinvolti nel processo di innovazione è stata indagata, descritta e valutata attraverso il concetto di accettabilità sociale, definito in letteratura attraverso tre principali componenti: (1) *l'accettabilità socio-politica*, che descrive a un livello più generale l'attitudine della società rispetto all'adozione di una tecnologia; (2) *l'accettabilità di mercato*, che riguarda più strettamente i consumatori e gli investitori, così come complessivamente la preparazione del mercato all'innovazione, in tutti i suoi passaggi (dallo sviluppo della tecnologia alla produzione dei diversi componenti, al consumatore finale); (3) *l'accettabilità di comunità*, connessa ai

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



comportamenti, ai desideri e alle preoccupazioni delle popolazioni toccate direttamente dall'innovazione e condizionata da fattori come la partecipazione dei cittadini alla gestione del territorio, la distribuzione dei costi e dei benefici legati all'installazione di nuove tecnologie, la percezione del rischio o l'informazione (Wüstenhagen et al., 2007).

L'alto grado di supporto per le rinnovabili da parte dell'opinione pubblica registrato negli scorsi decenni<sup>3</sup> ha fatto sì che l'accettabilità sociale di queste tecnologie e sia stata fino ad oggi perlopiù esclusa dai programmi di ricerca. Entrate nell'immaginario collettivo come fonti energetiche "pulite", e quindi associate a uno sviluppo sostenibile, le rinnovabili, e in particolare il fotovoltaico e l'eolico, sono state a lungo considerate "immuni" dall'eventuale opposizione del pubblico. Tuttavia, in parallelo a una loro maggiore diffusione, anche gli episodi di conflitto sociale ad esse connessi sono sensibilmente aumentati (Pellizzoni, 2011). Sempre più spesso l'installazione di nuovi impianti energetici è stata e continua ad essere all'origine di controversie che solitamente hanno a che fare non solo con la gestione del territorio, ma anche con la distribuzione di costi e benefici e con la democraticità dei processi decisionali adottati. Per questa ragione, contrariamente a quanto avvenuto in passato, l'accettabilità sociale è oggi considerata uno dei fattori chiave (e potenzialmente il principale fattore limitante) per il successo dell'innovazione legata alle energie rinnovabili.

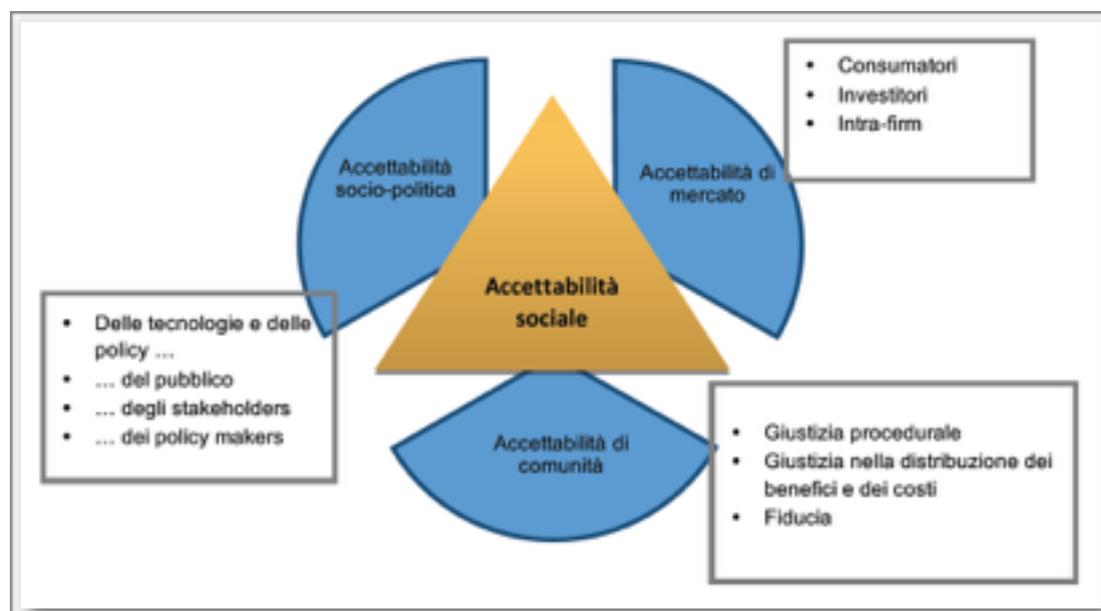


Figura 19 - Il triangolo dell'accettabilità sociale delle energie rinnovabili (da Wüstenhagen et al., 2007)

Benché giovane, anche lo studio del rapporto tra scienza e società ha avuto un'importante evoluzione nell'ultimo decennio. Nata e cresciuta in Gran Bretagna a

<sup>3</sup> L'Eurobarometro è un sondaggio della Commissione Europea che indaga regolarmente l'opinione pubblica dei paesi UE su diverse tematiche tra cui quelle legate allo sviluppo di nuove tecnologie.



partire dagli anni '80, la disciplina del Public Understanding of Science, ha fatto un passo particolarmente significativo passando da un modello di studio e di intervento noto come (1) *deficit model* a un modello basato sul concetto di (2) *public engagement* (Bauer, 2004). Il primo assegna al pubblico il ruolo di passivo ricevente dell'informazione e motiva l'eventuale opposizione a nuove tecnologie o all'installazione di nuovi impianti attraverso la mancanza di conoscenza e/o l'assenza di una corretta informazione, mentre il secondo attribuisce a tutti gli attori sociali un ruolo attivo e partecipa all'interno del processo di innovazione.

### **Il public engagement**

Secondo questo modello, quindi, tutti gli *stakeholder* (pubblico, ricercatori, imprenditori, politici, attivisti, investitori) devono essere coinvolti nella co-produzione di sapere e innovazione: la conoscenza e gli argomenti necessari a prendere delle decisioni, quindi, non possono e non devono essere calate secondo un meccanismo top-down dagli esperti (ricercatori, decisori politici) ai cittadini, ma deve al contrario essere co-costruita attraverso l'intervento di tutti gli attori sociali. Questo per diverse ragioni:

(1) Se da un lato è probabile che molti tra il pubblico abbiano opinioni piuttosto formate su questioni con cui non hanno mai avuto a che fare prima, dall'altro è altrettanto probabile che non siano del tutto impreparati a fare delle valutazioni o a porre delle domande che arricchiscano il dibattito e, quindi, l'innovazione stessa (Kronberger et al., 2001). Questo assunto è ancora più vero dal momento che l'andamento dell'opinione pubblica, così come le scelte dei decisori politici, non poggia unicamente su conoscenze di tipo tecnico-scientifico, a cui, comunque, i saperi distribuiti sul territorio possono e devono contribuire. Al contrario, il supporto o l'opposizione nei confronti di nuove tecnologie sono fortemente ancorate ai bisogni, ai valori e alle esperienze di chi è coinvolto nel processo di innovazione.

(2) La letteratura sullo sviluppo delle energie rinnovabili dimostra che la chiave per il successo nell'installazione di nuovi impianti è il coinvolgimento delle comunità locali nei processi decisionali (Wolsink, 2012). La partecipazione dei cittadini è infatti garanzia del fatto che (a) tra i vari attori sociali coinvolti nel processo di innovazione (cittadini, decisori, politici, sviluppatori, associazioni) si instauri un rapporto di reciproca fiducia, condizione indispensabile per assicurare la collaborazione e l'accettabilità e che (b) le nuove tecnologie che vanno ad insediarsi nei territori siano coerenti con le identità locali.

(3) La partecipazione in questo senso permette la democratizzazione del processo innovativo, rende più robuste le decisioni e al contempo consente di rafforzare le basi su cui poggia l'installazione di nuove tecnologie attraverso la condivisione di quella che oggi gli studiosi chiamano "intelligenza collettiva". In altre parole, possiamo dire che attraverso il *public engagement* il sapere diffuso nella società viene intercettato e messo al servizio dell'innovazione e della società stesse. La novità per chi si occupa di scienza e società è tanto (a) concettuale quanto (b) metodologica (Pidgeon et al., 2014) e porta al passaggio da una comunicazione

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



unidirezionale del sapere - dagli esperti ai non esperti - a un approccio dialogico alla discussione sull'innovazione.

Proprio perché il contesto culturale, sociale ed economico e le esperienze di ciascun territorio giocano un ruolo chiave nel determinare l'immaginario collettivo e la desiderabilità sociale di ogni singola tecnologia, alcuni ricercatori hanno sviluppato il concetto di *place attachment* (Devine-Wright, 2011a,b; Devine-Wright & Howes, 2010; Brown & Perkins., 1992), proposto in alternativa alle teorie *Nimby*, fortemente criticate da diverse scuole accademiche (Wolsink, 2000), sia per la non veridicità dell'ipotesi di prossimità, alla base del *Nimbysmo* (secondo cui all'aumentare della vicinanza di un impianto o di un'infrastruttura, aumenterebbe anche il livello di opposizione ad essa), sia per la tendenza di questa teoria a considerare le ragioni del dissenso negativamente, riconducendole a espressione di interessi personali evocati a discapito della collettività ed escludendole a priori dal processo di innovazione. Il concetto di *place attachment*, al contrario cerca di integrare le esperienze locali all'interno di questo processo e considera l'accettabilità di una nuova tecnologia o il supporto per nuovi impianti strettamente legato alle esperienze delle singole comunità: quanto più l'innovazione proposta sarà conforme alle tradizioni e alla cultura di un territorio, quanto più essa sarà percepita come desiderabile e viceversa.

Tuttavia, oltre al contesto territoriale, sono anche altri i fattori che contribuiscono a determinare l'accettabilità di una tecnologia. Secondo alcuni recentissimi studi sull'accettabilità sociale delle energie rinnovabili (Batel et al., 2015), di fondamentale importanza, oltre allo studio delle attitudini delle collettività a vari livelli, è l'analisi degli atteggiamenti e dei comportamenti individuali. Per meglio capire quali sono le risposte del pubblico alle energie rinnovabili è necessario analizzare non solo "come" queste tecnologie vengono rappresentate collettivamente, ma anche come questo processo è modellato dalle singole individualità. L'accettabilità (Upham et al., 2015) è infatti stata anche definita come la risposta positiva o favorevole (incluso in questo concetto l'attitudine, l'intenzione, il comportamento e, se appropriato, l'uso) da parte dei membri di una determinata unità sociale, all'eventuale introduzione o installazione in situ di una nuova tecnologia.

Secondo la Teoria della Rappresentazione Sociale (Batel et al., 2015), la riconduzione di ciò che non è familiare nel campo del familiare avviene attraverso due processi: l'*ancoraggio*, tramite il quale le nuove tecnologie possono essere assimilate al sistema di categorie dell'individuo e l'*oggettivazione*, che consente a ciò che è sconosciuto di essere rappresentato mentalmente assumendo sembianze fisiche. Secondo questa teoria le rappresentazioni sociali sono multidimensionali (culturali, istituzionali, relazionali e individuali) e proprio per questa multidimensionalità (1) sono sensibili al contesto spazio-temporale in cui si formano e (2) sono spesso il risultato di significati contraddittori tra loro, non solo all'interno della stessa cultura, società e gruppo, ma anche dello stesso individuo. Non a caso, alcuni studiosi (Upham et al. 2015) hanno proposto di suddividere l'accettabilità sociale su tre livelli: quello generale, di policy o nazionale (macro); quello locale, di



un agglomerato urbano o un'altra entità territoriale definita (meso); e quello individuale, familiare o di gruppo (micro).

Nel settore dell'energia, la necessità di una partecipazione attiva da parte dei cittadini diventa particolarmente indispensabile. La società contemporanea, infatti, basata su un sistema energetico perlopiù centralizzato e alimentato dai combustibili fossili, ha bisogno, per poter modificare le proprie fondamenta e orientarle alle rinnovabili, di rompere con quello che alcuni studiosi hanno denominato *carbon lock-in system* (Lehman et al., 2012), un sistema costruito e imperniato sugli idrocarburi, fortemente centralizzato e così cristallizzato nel tempo. In altre parole: per consentire un reale e diffuso sviluppo delle rinnovabili, è necessario ripensare la società dei combustibili fossili, a partire dalla rete elettrica e dal ruolo dei consumatori che, nel caso delle rinnovabili, assumono, almeno in parte, il ruolo di *prosumers*, ovvero di produttori e, al contempo, consumatori di energia distribuita. In un certo senso, possiamo dire che dal punto di vista dell'accettabilità, la distinzione più importante tra le varie tecnologie geotermiche è quella che distingue la coltivazione centralizzata da quella distribuita.

Questa ultima considerazione, aggiunta alle precedenti, evidenzia come la geotermia, per la sua varietà e per le sue caratteristiche intrinseche di fonte rinnovabile, rappresenti un laboratorio particolarmente interessante dal punto di vista dell'accettabilità sociale e della partecipazione pubblica. Mentre (1) la produzione di energia elettrica a partire da grandi centrali geotermiche desta particolare attenzione soprattutto per quanto riguarda i conflitti ambientali, la gestione del territorio e la localizzazione degli impianti, (2) l'installazione di pompe destinate a singoli edifici apre un'importante occasione di riflessione sullo sviluppo delle *smart grids*, sul ruolo dei *prosumers* e sugli operatori della rete. Entrambe le tipologie di coltivazione dell'energia geotermica sollevano criticità (dal dibattito sull'induzione sismica delle perforazioni nel primo caso, alla garanzia della privacy dei *prosumers* nel secondo) estremamente attuali e inedite, che richiedono un approfondimento accurato e in grado di tenere in considerazione i punti di vista di tutti gli attori sociali coinvolti.

## 11.2. Buone pratiche

### La letteratura

Gli studi di accettabilità sociale legati alla geotermia, così come le esperienze di *public engagement* nel settore, sono ancora pochi, anche se tanto la letteratura quanto le nuove policy legate all'innovazione sembrano essere in una fase molto fertile e in considerevole ampliamento. I principali metodi normalmente utilizzati per indagare il rapporto tra geotermia e società sono sia quantitativi (questionari), sia qualitativi (principalmente focus group e analisi delle narrazioni mediatiche di questa tecnologia), sia misti. A livello europeo alcuni casi studio relativi all'accettabilità di impianti già presenti sul territorio sono stati condotti in Germania (Leucht, 2011), in Grecia (Polyzou et al., 2010), in Svizzera (Stauffer et al., 2015) e in Francia (Lagache et al., 2013). A livello globale le comunità scientifiche che maggiormente hanno

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



riservato attenzione al tema sono quella giapponese (Kubota, 2015), quelle neozelandese e quella australiana (Carr-Cornish et al., 2012), queste ultime portando avanti studi sull'accettabilità della geotermia in alcune comunità specifiche già da prima dell'installazione degli impianti (*upstream engagement*). Di seguito riporteremo una rapida sintesi di quanto emerso fino ad ora in letteratura.

Uno degli elementi comuni evidenziati dagli studi condotti sull'accettabilità sociale della geotermia è l'assenza di una conoscenza diffusa di questa risorsa. Nonostante gli ultimi anni abbiano visto una importante crescita della geotermia sia nel senso degli investimenti, sia nel senso dello sviluppo tecnologico, a questo maggiore interesse non è corrisposta una maggiore conoscenza della risorsa. E questo vale per tutti gli stakeholder, dai cittadini agli amministratori, dagli imprenditori al legislatore.

L'Italia, che con i suoi impianti rappresenta circa il 50% della capacità europea installata da fonte geotermica, è certamente uno dei Paesi in Europa dove il contrasto tra le potenzialità delle risorse presenti sul territorio e la conoscenza delle stesse è più evidente. Sono molte le ragioni per cui l'Italia potrebbe essere a buon diritto considerata un Paese "geotermico". Prima al mondo, nel 1904 a Larderello, a sfruttare il calore terrestre per produrre energia elettrica, l'Italia si colloca oggi al quinto posto a livello globale per potenza geotermica installata e, secondo l'European Geothermal Energy Council, potrebbe entro il 2020 arrivare a soddisfare il 4,2% della domanda energetica nazionale grazie alla geotermia. Tuttavia, mentre la Toscana soddisfa circa il 25% della propria domanda da fonti geotermiche, ancora molto poco è stato indagato sulle risposte della società a questo tipo di fonte alternativa. Il dato non è indifferente, soprattutto se si pensa che l'energia geotermica tocca questioni come la tutela dell'acqua e le trivellazioni che, nell'aprile 2016, sono state al centro del dibattito referendario sulle concessioni per i pozzi petroliferi.

In Europa, come in altri Paesi del mondo, sulla base degli studi condotti fino ad oggi, possiamo dire che, complessivamente, la maggior parte della popolazione, non è a conoscenza delle possibili applicazioni della tecnologia geotermica, neppure in quelle zone dove per le caratteristiche geologiche del territorio, il calore terrestre potrebbe essere ampiamente sfruttato. Tuttavia, l'Eurobarometro del 2010 sul *Carbone Capture and Storage (CCS)*, mostra che il livello di conoscenza delle tecnologie geotermiche varia significativamente a seconda dei Paesi considerati. In Finlandia il 94% della popolazione dichiara di essere a conoscenza delle potenzialità dell'energia geotermica. Seguono la Germania (78%) e la Francia (69% in Francia). Decisamente più basso il livello di conoscenza in Italia (25%) e in Bulgaria (17%). Questa variabilità è stata registrata anche tra comunità all'interno degli stessi Paesi: nelle isole greche di Milos e Nisiros (Polyzou & Stamataki, 2010) il livello di conoscenza varia ad esempio anche a seconda dell'età degli intervistati.

Secondo uno studio condotto in Giappone (Kubota, 2015), anche la percezione dei rischi e dei benefici da parte dei vari stakeholder può variare all'interno dello stesso Paese. Nell'arcipelago nipponico i governi locali, ad esempio, hanno diverse posizioni rispetto alla geotermia, anche a seconda delle tecnologie prese in

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



considerazione: gli impianti su piccola scala sono percepiti più positivamente di quelli su larga scala. Anche le ragioni alla base delle preoccupazioni dei cittadini rispetto allo sviluppo della geotermia mostrano un'elevata variabilità a seconda della comunità locale interpellata: secondo alcuni studi la principale preoccupazione è legata alla contaminazione dell'acqua in Australia (Carr-Cornish, 2012; Dowd, 2011) ed in Italia Centrale (Pellizzone et al., 2016), alla sismicità indotta in Sud Italia (Pellizzone et al., 2015) e all'inquinamento dell'aria in Grecia (Polyzou & Stamatakis, 2010).

Ma non sono solo le preoccupazioni ad essere legate alle identità locali. Esse possono infatti svolgere anche la funzione di motore dell'innovazione. In Sicilia, e in particolare nella zona di Termini Imerese, l'alto livello di disoccupazione derivante dall'abbandono di un'enorme area industriale da parte della FIAT, rende la geotermia particolarmente attraente per i cittadini. La possibilità che si creino nuovi posti di lavoro e l'eventuale sviluppo industriale in una zona già costruita e al momento abbandonata è percepito molto positivamente. La richiesta, però, è che i benefici siano distribuiti equamente e vadano a vantaggio degli abitanti della zona, dall'aumento dell'occupazione alla riduzione delle bollette.

Accanto ai rischi e benefici, soprattutto in assenza di informazione e conoscenza, la fiducia nei decisori politici è un fattore fondamentale per l'accettabilità sociale. Secondo i casi studio presenti in letteratura, la sfiducia nei decisori e negli sviluppatori della tecnologia può essere la principale causa di opposizione alle rinnovabili. Al contrario, invece, sempre in Italia, la fiducia negli scienziati e nei ricercatori ci suggerisce che la costruzione di un dialogo tra esperti e non esperti potrebbe e dovrebbe essere incoraggiata. Se da un lato il pubblico appare abbastanza sfiduciato nei confronti della classe politica e guarda con interesse alla partecipazione diretta dei cittadini, dall'altro non si sente abbastanza informato e chiede maggiori elementi per poter esprimere opinioni, elaborare posizioni fondate e prendere decisioni (Pellizzone et al., 2016). L'informazione e la partecipazione attiva dei cittadini sono descritte come elementi essenziali anche nello studio portato avanti in Grecia (Polyzou & Stamatakis, 2010).

Rispetto all'informazione e al ruolo che la partecipazione dei vari attori sociali ricopre nel determinare l'accettabilità, in Australia Dowd et al., (2011) hanno sperimentato un workshop finalizzato al *public engagement* in cui è stata fornita al pubblico l'opportunità di interagire con alcuni esperti. I risultati hanno evidenziato un generale supporto per la tecnologia, un livello basso di conoscenza della geotermia e alcune preoccupazioni rispetto alla sismicità indotta e al consumo di acqua. Secondo un altro studio, condotto sempre in Australia (Carr-Cornish & Romanach, 2012), la geotermia è percepita positivamente nella lotta al cambiamento climatico e allo sviluppo di una società più sostenibile, mentre i rischi maggiori percepiti sono legati alla fattibilità economica, le incertezze tecnologiche (entrambi tipici delle tecnologie emergenti), il rischio di sismicità indotta e il potenziale inquinamento dell'acqua.

Come abbiamo visto la percezione delle tecnologie geotermiche non varia solo a seconda del contesto geografico considerato. Un altro fattore importante nello

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



scolpire il livello di attenzione e gli immaginari legati alla geotermia è la variabile *tempo*. Uno studio condotto in Svizzera (Stauffacher et al., 2015), ad esempio, ha analizzato l'andamento dell'attenzione mediatica per la geotermia tra il 1997 e il 2013, identificando alcuni principali picchi: quelli in corrispondenza di eventi sismici potenzialmente collegati a nuovi impianti geotermici e quelli legati ad eventi "esterni", non direttamente inerenti al tema geotermico, come l'incidente di Fukushima. Questo risultato dimostra che il dibattito sulla geotermia è fortemente influenzato anche dal dibattito su altre tecnologie. Questa considerazione trova conferma anche in Italia, dove la discussione sul tema delle trivellazioni è stata posta al centro in seguito al terremoto del 2012 in Emilia Romagna e al rapporto della Commissione ICHESE. Il tema delle perforazioni è al momento molto discusso anche nel Regno Unito, soprattutto nella sua declinazione legata al *fracking* e allo *shale gas*.

Secondo quanto descritto precedentemente, sono tre i punti principali che emergono dalla letteratura sull'accettabilità sociale della geotermia. (1) La percezione pubblica della geotermia varia sensibilmente nel tempo e nello spazio. (2) Così come accade per altre tecnologie emergenti, in cui la conoscenza è per definizione non ancora diffusa e formata, anche per la geotermia la fiducia nei decisori deve essere considerata un "sostituto della conoscenza". (3) Anche gli studi sull'accettabilità sociale di altre tecnologie possono darci informazioni importanti per la comprensione dell'accettabilità della geotermia e suggerirci nuove *policy* per incoraggiare la partecipazione pubblica.

### **Il Progetto Atlante e il caso studio di Viterbo**

Partendo quindi dall'idea che i significati associati a una nuova tecnologia e le valutazioni conclusive del pubblico rispetto all'opportunità dell'innovazione non sono unicamente basati su informazioni tecniche - ma anche sui bisogni, valori ed esperienze - il CNR ha deciso di portare avanti, accanto alle indagini di tipo geologico, una serie di casi studio per indagare l'accettabilità sociale della geotermia in Italia e per iniziare a sperimentare delle attività di *public engagement* nell'ambito della coltivazione geotermica.

Uno dei casi studio ha preso forma all'interno del Progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno e ha riguardato l'area della provincia di Viterbo. La metodologia adottata, composta sia di una parte quantitativa tramite *questionario*, sia di una parte qualitativa, tramite *focus group*, ha consentito da un lato di raggiungere un numero importante di persone (il questionario è stato somministrato a 400 intervistati) e dall'altro di indagare più in profondità le narrazioni e le rappresentazioni diffuse tra la popolazione locale, nonché il modo di interagire dei partecipanti (nei 4 focus group, di 8 persone ciascuno, i partecipanti hanno avuto la possibilità di confrontarsi, sulla base di una traccia fornita da un facilitatore, per un'ora e mezza circa). L'adozione di un *metodo misto* (quantitativo e qualitativo) si è rivelata particolarmente efficace e ha consentito di costruire un quadro dell'accettabilità sociale della geotermia nella Provincia di Viterbo.

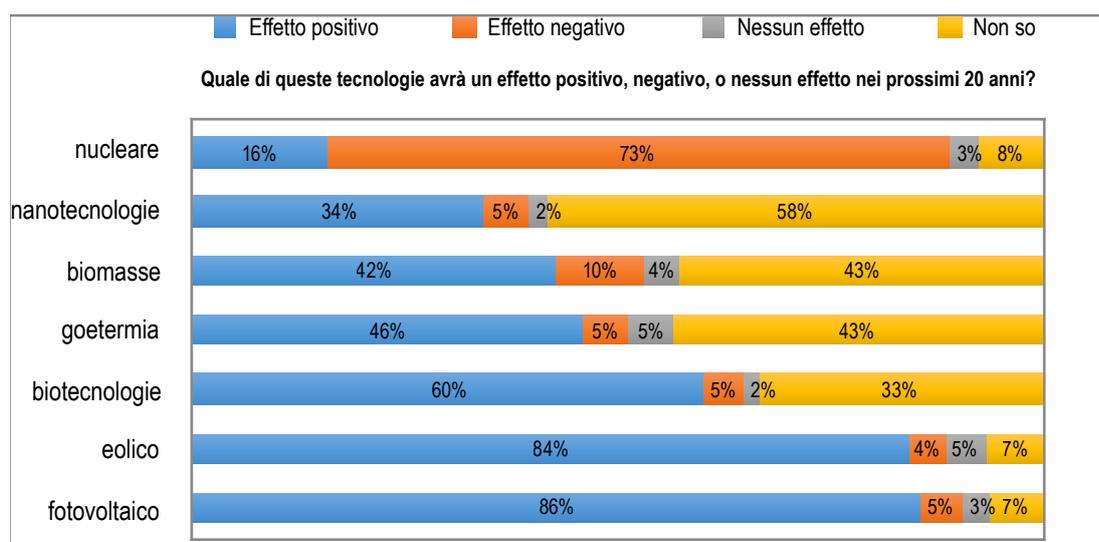
I risultati hanno confermato molte delle evidenze descritte nel paragrafo precedente, ma hanno anche messo in luce alcune peculiarità legate al territorio e

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



alle esperienze locali. Prima di tutto, in una complessiva percezione di urgenza della questione energetica, la geotermia è guardata con interesse e allo stesso tempo con molta incertezza. Se da un lato l'eventuale sviluppo di questa tecnologia è associato alle fonti rinnovabili e quindi all'indipendenza dai combustibili fossili, all'autonomia dalle importazioni da altri Paesi e a un minore impatto sull'ambiente, dall'altro la mancanza di conoscenze su questa tecnologia apre numerosi interrogativi.

Come illustrato in **figura 20**, l'energia solare (86%) e l'energia eolica (84%) sono guardate con ottimismo dalla maggioranza degli intervistati, sostanzialmente il contrario di quanto avviene per il nucleare, che è percepito in modo pessimistico dal 73% dei partecipanti. In questa scala che descrive l'ottimismo dei cittadini rispetto ad alcune tecnologie, la geotermia si colloca a metà strada, con il 46% degli intervistati che crede avrà un impatto positivo sulla nostra vita nei prossimi 20 anni, il 6% che pensa avrà un impatto negativo e il 5% che pensa non avrà alcun effetto. Il dato interessante di questa domanda è però soprattutto legato al 44% di persone che, rispetto alla geotermia, non sanno cosa rispondere, evidenziando un livello di incertezza che è superato solo da quello per le nanotecnologie (59%).



*Figura 20 - Ottimismo nei confronti di una serie di tecnologie per i prossimi 20 anni (da Pellizzone et al, 2016)*

Questo risultato è coerente con quanto emerso nei focus group, dove, a fronte di un generale consenso rispetto allo sfruttamento del calore terrestre, è stata espressa la necessità di avere più informazioni, tanto rispetto ai rischi, quanto ai benefici. Tra i possibili impatti della geotermia, ad essere più spesso citato durante le discussioni dei focus group è stato il rischio di contaminazione delle acque. Su questo argomento in particolare, ma anche sul rischio sismico legato alle trivellazioni, i partecipanti hanno chiesto chiarimenti e informazioni. Le acque del viterbese, infatti, per ragioni idrogeologiche, registrano da sempre un'elevata concentrazione di arsenico, un fattore questo che ha portato le comunità locali a

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



sviluppare una particolare sensibilità al tema della qualità dell'acqua. Questo argomento, inoltre, è stato particolarmente presente nella discussione che si è sviluppata tra i partecipanti ambientalisti.

Ma non sono i temi di natura tecnica a preoccupare i cittadini. Un comune senso di sfiducia nei confronti della classe dirigente e la diffusa preoccupazione che il bene comune sia trascurato a favore di interessi particolari ha infatti accompagnato tutti e quattro i focus group. La narrazione dei "beni comuni", in questo caso identificati nello sviluppo di tecnologie "amiche" dell'ambiente, tra cui la maggior parte dei partecipanti ha collocato la geotermia (con un favore maggiore per gli usi diretti), è associata al tema dell'interesse pubblico, degli interventi strategici a lungo termine e a un'informazione diffusa che consenta una partecipazione consapevole dei cittadini alle scelte che riguardano la gestione del territorio.

Altre grandi protagoniste del caso studio sono state infine la mancanza di informazione, la sfiducia nei media e l'inadeguatezza delle fonti, fatta eccezione per le università e i centri di ricerca pubblici, da cui i cittadini vorrebbero essere informati direttamente. A fronte di un dibattito molto vivace e di una percezione della partecipazione come di un'occasione importante per esprimere la propria opinione, i cittadini interpellati hanno a gran voce richiesto delle massicce campagne di comunicazione. L'informazione, che, hanno sottolineato, non deve essere di parte, è stata quindi individuata come prerequisito imprescindibile per un coinvolgimento cosciente e democratico della popolazione locale che vada in direzione del *public engagement* e inneschi un processo di assunzione di responsabilità collettiva, necessaria - oggi più che mai - affinché l'innovazione sia in grado di rispondere ai bisogni della società.

### **Le tendenze normative a livello comunitario**

La necessità di "allineare" il processo di ricerca e innovazione ai bisogni della società attraverso il processo di partecipazione è una convinzione sempre più diffusa anche a livello internazionale e in particolare a livello comunitario. Un esempio spesso citato a dimostrazione di questa necessità è la storia degli OGM e dei finanziamenti pubblici stanziati a livello europeo per la ricerca nell'ambito delle cosiddette *green biotechnologies*. A fronte di un grande investimento economico concertato a livello comunitario, la società ha risposto con diffidenza agli OGM, certamente non identificati come una priorità dalla maggior parte dei cittadini europei. I fattori tradizionalmente presi in considerazione dai decisori per valutare l'opportunità del processo di innovazione - come ad esempio la risposta del mercato o la valutazione del rischio - si sono rivelati insufficienti. La società, infatti, elabora le proprie risposte definitive in modo positivo sulla base della compatibilità dell'innovazione con le proprie necessità, i propri valori e le proprie esperienze.

È anche a partire da narrazioni come quella degli OGM che la Comunità Europea ha avviato una profonda riflessione sul rapporto tra scienza, innovazione e società che, pur senza sfociare nella definizione di norme specifiche, ha portato alla nascita del concetto di *Responsible Research and Innovation* (RRI). Diversi sono gli intellettuali (scienziati, ricercatori, policy makers) che si sono dedicati a questo tema

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



e negli ultimi anni si è assistita a una vera e propria proliferazione delle definizioni di RRI e degli studi ad essa connessi.

Secondo **von Schomberg (2011)** l'RRI è “un processo trasparente e interattivo attraverso cui gli attori sociali e gli innovatori diventano mutualmente responsabili gli uni verso gli altri con uno sguardo (etico) all'accettabilità, alla sostenibilità e alla desiderabilità sociale del processo di innovazione e dei suoi prodotti commerciabili (così da permettere un'appropriata introduzione nella nostra società dei progressi scientifici e tecnologici)”. L'obiettivo è quello di aprire la scienza a una più ampia gamma di input (**Stirling, 2008**) e di creare nuovi spazi di dibattito pubblico.

Il concetto di RRI richiede il superamento di molte di quelle barriere che oggi sono alla base della *governance* dell'innovazione e della costruzione di sapere nelle accademie, come i confini tra discipline o i confini tra esperti e non esperti. Poiché la scienza e l'innovazione sono intrinsecamente il risultato di uno sforzo collettivo nel tempo e nello spazio, esse sono considerate il risultato di un lavoro collettivo di “coproduzione” (**Jasanoff, 2004, Mitcham, 2003**). Da questo e dalla reciproca influenza tra scienza e società deriva l'idea di co-responsabilità. Secondo **Stiloge et al. (2013)**, “Innovazione Responsabile significa avere cura del futuro attraverso una gestione collettiva della scienza e dell'innovazione nel presente”. Ma che cosa significa essere responsabili quando si parla di ricerca e di innovazione? Gli esperti del settore hanno descritto questo concetto scomponendolo in quattro dimensioni: l'anticipazione (*anticipation*), la riflessività (*reflexivity*), l'inclusione (*inclusion*) e la reattività (*responsiveness*).

L'anticipazione consiste, per quanto possibile, nella previsione del rischio, intesa sia come definizione ciò che può succedere, sia come prevenzione attraverso la costruzione di un sistema resiliente. Ma non è tutto: anticipazione è anche individuazione dei bisogni della società e sguardo a un futuro desiderabile. Per andare in questa direzione, gli studiosi hanno invocato la necessità di un coinvolgimento del pubblico “a monte” (*upstream public engagement*), che deve avvenire cioè fin dai primi step del processo di innovazione. L'obiettivo è quello di garantire che la società abbia la possibilità di esprimersi in tutte le fasi della ricerca, a partire quindi proprio dalla definizione dei bisogni.

La riflessività dei vari attori dell'innovazione e delle istituzioni ha a che fare con una riflessione sul ruolo del ricercatore all'interno del processo scientifico e tecnologico. Quello che questa dimensione dell'RRI chiede esplicitamente agli scienziati è di espandere le proprie responsabilità oltre il loro ruolo tradizionale, mettendo in discussione la comune concezione secondo cui la scienza è neutra e non ha a che fare con la morale.

L'inclusione, già descritta precedentemente attraverso il concetto di *public engagement*, consiste nell'apertura di spazi di dialogo pubblico. La proceduralizzazione di questo dialogo ha incontrato alcune resistenze, tuttavia alcuni criteri condivisi per definirne la qualità sono comunque stati sviluppati. In particolare **Callon et al. (2009)** hanno descritto: l'intensità, cioè quanto precocemente

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



rispetto al processo di innovazione il pubblico viene interpellato; l'apertura, cioè quanto il gruppo che viene consultato è eterogeneo e rappresentativo della società; e la qualità, cioè la profondità e la continuità della discussione.

La reattività, infine, è traducibile nella capacità di adattarsi, cambiare forma o direzione in risposta ai cambiamenti dei bisogni e/o dei valori dei vari stakeholder, oppure in risposta alle nuove conoscenze messe in campo dalla ricerca. I sistemi di innovazione devono quindi essere in grado di rispondere a questa esigenza e avere dei meccanismi che consentano di operare delle correzioni e degli aggiustamenti in corso d'opera, garantendo così la migliore corrispondenza possibile, anche nel tempo, tra scienza, tecnologia e bisogni della società (Pellizzoni, 2011). *“La diversità è certamente una caratteristica importante dei sistemi d'innovazione produttivi, resilienti, duttili e, quindi, reattivi”* (Stilgoe et al., 2013).

La traduzione di questa linea di pensiero nella pratica è ancora in fase di sperimentazione e sviluppo, ma l'investimento della Comunità Europea nella penetrazione tra scienza e società è evidente, a partire dai finanziamenti alla ricerca destinati all'indagine del rapporto tra scienza e società. Le tecniche, gli approcci e i possibili fattori che possono determinare l'adozione di un processo orientato all'RRI sono molteplici - dai *focus group* alla costruzione di una collaborazione multidisciplinare, dai *deliberative polling* alle *consensus conference* - e sono descritti in **Tabella 11.1** (Stilgoe et al., 2013).

Per concludere, è opinione sempre più diffusa tra gli esperti che sia arrivato il momento di riformare la ricerca sull'energia, che dovrebbe essere intenzionalmente, sistematicamente e istituzionalmente più orientata alla risoluzione di problemi, interdisciplinare, socialmente inclusiva ed eterogenea, senza che questo significhi rinunciare alla specializzazione disciplinare, su cui pure è necessario investire (Sovacool et al., 2014). Ma, per chiudere con le parole del matematico Norbert Weiner *“il cambiamento arriva soprattutto dall'inesplorato mondo che si estende tra le discipline”*.



<b>Dimensione</b>	<b>Tecniche e approcci orientativi</b>	<b>Fattori che influenzano l'implementazione</b>
<b>Anticipazione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Previsione</li> <li>Accertamento tecnologico</li> <li>Valutazione delle tecnologie emergenti</li> <li>Scenari</li> <li>Valutazione di visione</li> <li>Tecniche di alfabetizzazione sociale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coinvolgimento degli immaginari presenti</li> <li>Partecipazione anziché previsione</li> <li>Plausibilità</li> <li>Investimenti nella costruzione di scenari</li> <li>Autonomia scientifica e riluttanza all'anticipazione</li> </ul>
<b>Riflessività</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Collaborazione e training multidisciplinari</li> <li>Includere scienziati sociali ed esperti di etica nei laboratori</li> <li>Valutazione etica e tecnologica</li> <li>Codici di condotta</li> <li>Moratorie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ripensare la divisione morale del lavoro</li> <li>Estendere o ridefinire le responsabilità</li> <li>Capacità riflessiva tra scienziati e istituzioni</li> <li>Connessioni tra pratiche di ricerca e governance</li> </ul>
<b>Inclusione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consensus conference</li> <li>Giurie e panel di cittadini</li> <li>Focus groups</li> <li>Science shops</li> <li>Mappature deliberative</li> <li>Deliberative polling</li> <li>Adesione laica di organismi esperti</li> <li>User-centred design</li> <li>Open innovation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Messa in discussione della legittimità degli esercizi deliberativi</li> <li>Necessità di chiarezza rispetto agli obiettivi e alle motivazioni del dialogo</li> <li>Attività deliberative sui presupposti di contesto</li> <li>Capacità di considerare gli squilibri di potere</li> <li>Capacità di indagare le componenti etiche e sociali associate alla nuova scienza e alla nuova tecnologia</li> <li>Qualità del dialogo come esercizio di apprendimento</li> </ul>
<b>Reattività</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costituzione di grandi sfide e di programmi di ricerca tematici</li> <li>Regolamentazione</li> <li>Standard</li> <li>Open access e altri meccanismi di trasparenza</li> <li>Management di nicchia</li> <li>Design sensibile ai valori</li> <li>Moratorie</li> <li>Stage-gate</li> <li>Regimi di proprietà intellettuale alternativi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Policy strategiche e roadmap tecnologiche</li> <li>Cultura di policy della scienza</li> <li>Dibattito sulle policy vigenti</li> <li>Culture istituzionali</li> <li>Leadership istituzionali</li> <li>Apertura e trasparenza</li> <li>Regimi e proprietà intellettuali</li> <li>Standard tecnologici</li> </ul>

Fonte: Stilgoe et al. (2013)

*Tabella 11.1: Dimensioni, tecniche e approcci orientativi e fattori che possono influenzare l'implementazione dell'RRI.*



### 11.3. BIBLIOGRAFIA

- Batel S., Devine-Wright P. (2015) Towards a better understanding of people's responses to renewable energy technologies: Insights from Social Representations Theory. *Public Understanding of Science*, 24, 311-125.
- Bauer M. (2014) A word from the Editor on the special issue on 'Public engagement'. *Public Understanding of science* 23, 3.
- Brown B., Perkins D.D. (1992) Disruptions to place attachment. In: *Altman, I., Low, S. (Eds.), Place attachment*. New York: Plenum, 279-304.
- Callon M., Lascoumes P., Barthe, Y. (2009) *Acting in an Uncertain World: An Essay on Technical Democracy*. Cambridge, MA: MIT Press.
- Carr-Cornish S., Romanach L. (2012) Exploring community views toward geothermal energy technology in Australia. CSIRO, Pullenvale, Australia. Disponibile su <https://publications.csiro.au/rpr/download?pid=csiro:EP129117&dsid=DS5> (ultimo accesso giugno 2016)
- Devine-Wright P., Howes Y. (2010) Disruption to place attachment and the protection of restorative environments: A wind energy case study. *Journal of Environmental Psychology* 30, 271-280.
- Devine-Wright P. (2011a) Place attachment and public acceptance of renewable energy: A tidal energy case study. *Journal of Environmental Psychology* 31, 336-343.
- Devine-Wright P. (2011b) *Renewable Energy and the Public: From Nimby to Participation*. London, UK: Earthscan.
- Dowd M., Boughen N., Ashworth P., Carr-Cornish S. (2011) Geothermal technology in Australia: Investigating social acceptance. *Energy Policy* 39, 6301-6307.
- Jasanoff S. (2004) The idiom of co-production. In *States of knowledge: The co-production of science and social order*, ed. S. Jasanoff, 1-12. London, Sage.
- Kronberger N., Dahinden U., Allansdottir A., Seger N., Pfenning U., Gaskell G., Allum N., Rusanen T., Montali L., Wagner W., Cheveigné S., Diego C., Mortensen A. (2001) "The train departed without us" – Public perception of biotechnology in ten European countries. *Symposium on Bioethics, Biotechnology and the Public: le notizie di Politeia*, XVII, 63, 6-106.
- Kubota H. (2015) Social acceptance of geothermal power generation in Japan. *Proceedings World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
- Lagache L., Genter A., Baumgaertner J., Cuenot N., Koelbel T., Texier P., Villadangos G. (2013) How is evaluated acceptability of an EGS project in Europe: the Soultz-Kutzenhausen geothermal project? *Proceedings of the European Geothermal Congress*, 3-7th June, Pisa, Italy.
- Lehmann P., Creutzig F., Ehlers M. H., Friedrichsen N., Heuson C., Hirth L., Pietzcker R. (2012) Carbon Lock-Out: Advancing Renewable Energy Policy in Europe. *Energies* 5, 323-354.
- Leucht M., Kölbl T., Laborgne P., Khomenko N. (2010) The Role of Societal Acceptance in Renewable Energy Innovations' Breakthrough in the Case of Deep Geothermal Technology. *Proceedings World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Macnaghten P., Davies S., Kearnes M. (2015) Understanding Public Responses to Emerging Technologies: A Narrative Approach. *Journal of Environmental Policy and Planning*, <http://dx.doi.org/10.1080/1523908X.2015.1053110>
- Mitcham C. (2003) Co-responsibility for research integrity. *Science and Engineering Ethics* 9, 273-290.
- Pellizzoni L. (2011) *Conflitti ambientali, Ed. Il Mulino*.

## RISCHI AMBIENTALI CONNESSI ALL'UTILIZZO DELLA GEOTERMIA CAUSE E BUONE PRATICHE



- Pellizzone A., Allansdottir A., De Franco R., Manzella A., Muttoni G. (2015) Exploring public engagement with geothermal energy in southern Italy: a case study. *Energy Policy* 85, 1-11.
- Pellizzone A., Allansdottir A., De Franco R., Manzella A., Muttoni G. (2016, under submission) Geothermal energy and the public: A case study on deliberative citizen's engagement in central Italy.
- Pidgeon N., Demski C., Butler C., Parkhill K., Spence A. (2014) Creating a national citizen engagement process for energy policy. *Proceedings of the National Academy of Science of the United States of America* 111,13606-13613.
- Polyzou O., Stamataki S. (2010) Geothermal Energy and Local Societies - A NIMBY Syndrome Contradiction? *World Geothermal Congress*, 25-29 April, Bali, Indonesia.
- Sovacool B.K. (2014) Diversity: Energy studies need social science. *Nature*, 511, 529-530.
- Stauffacher M., Muggli N., Scolobig A., Moser C. (2015) Framing deep geothermal energy in mass media: the case of Switzerland. *Technological Forecasting & Social Change* 98, 60-70.
- Stilgoe J., Owen R., Macnaghten P. (2013) Developing a framework for responsible innovation. *Research Policy*, 42, 1568-1580.
- Stirling A. (2008) "Opening up" and "closing down": power, participation, and pluralism in the social appraisal of technology. *Science Technology & Human Values* 33, 262-294.
- Upham P., Oltra C., Boso A. (2015) Social acceptance of energy technologies, infrastructures and applications: towards a general cross-paradigmatic analytical framework, *Energy Research and Social Science* 8, 100-112.
- Von Schomberg R. (2011) Prospects for technology assessment in a framework of responsible research and innovation. In: Dusseldorp M., Beecroft R. (Eds), *Technikfolgen Abschätzen Lehren: Bildungspotenziale Transdisziplinärer. Vs Verlag Methoden*, Wiesbaden.
- Wolsink M. (2000) Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support. *Renewable Energy*, 21, 49-64.
- Wolsink M. (2012) The research agenda on social acceptance of distributed generation in smart grids: Renewable as common pool resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 822-835.
- Wüstenhagen R., Wolsink M., Bürer M. J. (2007) Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept, *Energy Policy* 35, p. 2683-2691.

# Atlante Geotermico per il Mezzogiorno

Rischi ambientali connessi all'utilizzo  
della risorsa geotermica  
cause e buone pratiche per la loro minimizzazione



Consiglio Nazionale delle Ricerche  
Mezzogiorno

