

Eros Bacci

# **ENERGIA GEOTERMICA**

**Impieghi,  
implicazioni ambientali,  
minimizzazione dell'impatto**



**ARPAT**

Ricerche e formazione  
9



Eros Bacci

# ENERGIA GEOTERMICA

Impieghi, implicazioni ambientali,  
minimizzazione d'impatto

**ARPAT**

Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Toscana



## Ricerche e formazione

9

### L'autore

Eros Bacci, docente di Ecotossicologia presso  
l'Università degli Studi di Siena.

Il presente studio è stato condotto per conto dell'Agenzia regionale  
per la protezione ambientale della Toscana - ARPAT.

© ARPAT, 1998

### *Coordinamento editoriale:*

Pietro Bertoli, ARPAT, settore tecnico CEDIF  
(Comunicazione, Educazione, Documentazione,  
Informazione, Formazione)

Via Baracca, 9 - 50127 Firenze

Tel. 055-3206355/62/63/64

Fax 055-3206367

E mail: cedoc@fi.nettuno.it

### *Realizzazione editoriale:*

Litografia I.P. - Firenze - Tel. 055/578661

### *Progetto grafico della copertina:*

Gianni Sinni - CDC graphics

Stampato su carta ecologica

## Premessa

Il Protocollo d'intesa fra il Presidente della Giunta Regionale Vannino Chiti ed il Presidente dell'ENEL Chicco Testa firmato nel gennaio 1997, ha consentito di superare il lungo periodo di "moratoria" e ha posto le basi per attenuare la conflittualità nei rapporti tra istituzioni toscane e ENEL sulle modalità di migliore utilizzazione della risorsa geotermica.

La Regione, già un anno prima, aveva affidato all'ARPAT un doppio incarico. Il primo consiste nella valutazione dello studio interdisciplinare di compatibilità ambientale predisposto da ENEL con il supporto delle Università di Pisa e di Siena; il secondo per sviluppare studi di impatto ambientale nell'area geotermica con priorità per la zona Amiatina.

A questo riguardo l'Assessore all'Ambiente della Regione, Claudio Del Lungo, ha messo a disposizione tutte le risorse finanziarie affinché l'Agenzia sviluppasse con i propri operatori e tecnici del Dipartimento di Siena nella zona Amiatina, lo studio di impatto ambientale sulle matrici: acqua, aria, suolo, alimenti, compreso lo smaltimento dei rifiuti, il rumore ecc., con altri incarichi a professionisti e professori universitari è stato valutato l'impatto paesaggistico-culturale, l'impatto sanitario, affrontato il biomonitoraggio ad ampio spettro con tecniche innovative oltre la ricognizione, a livello mondiale, delle tecnologie di sfruttamento ai fini termoelettrici della risorsa geotermica.

Nel corso del 1997, dunque, l'Agenzia ha iniziato tutte le indagini previste nel programma di studio dell'impatto ambientale e, per quanto riguarda la ricognizione delle diverse tecnologie di utilizzazione ai fini energetici della risorsa geotermica, ha affidato l'incarico al prof. Eros Bacci, docente di Ecotossicologia all'Università di Siena. Il prof. Bacci ha concluso il suo lavoro, consegnando una preziosa documentazione che, insieme al rigore scientifico, confortato da una puntuale ricognizione della bibliografia a livello mondiale, ha il pregio di illustrare problematiche tecniche complesse, usando un linguaggio rigoroso, ma accessibile ad

un largo pubblico permettendo, così, di conoscere quanto in materia di sfruttamento della risorsa geotermica con fini energetici è stato fatto e si fa attualmente a livello planetario.

Il lavoro di Bacci ha inoltre il pregio di illustrare le nuove tecnologie che diversi paesi stanno adottando per mitigare l'impatto ambientale che la risorsa geotermica determina, sia nella fase della ricerca che in quella dello sfruttamento.

A questo riguardo la trattazione mette in evidenza e approfondisce la specificità delle diverse risorse, le conseguenti, possibili, modificazioni nei confronti delle matrici ambientali e dei sistemi naturali, le diverse caratteristiche chimico-fisiche dei fluidi geotermici e la necessità di indirizzare interventi mirati alla mitigazione dell'impatto ambientale.

Questa pubblicazione di Bacci, che l'Agenzia ringrazia per l'impegno profuso, merita quindi di avere un'ampia diffusione non solo a livello istituzionale, ma anche nel mondo scientifico interessato a queste problematiche, nell'ambito delle Associazioni ambientaliste e, soprattutto, tra le comunità locali più direttamente interessate, affinché il dibattito intorno alla modalità di sfruttamento termoelettrico della risorsa geotermica possa essere confortato da una solida e scientifica conoscenza delle problematiche e delle implicazioni ambientali.

Alessandro Lippi  
Direttore generale dell'ARPAT

## Presentazione

La generazione di energia, di qualunque forma di energia, produce sempre un impatto sul sistema naturale e contiene in sé elementi di rischio per la vita e la salute umana. Le fonti rinnovabili (solare, vento, biomasse, maree e geotermia) sono, nel complesso, meno inquinanti dei combustibili fossili, ma non si può affermare che esse non abbiano alcun impatto ambientale. Anche l'energia del sole, che ci appare assolutamente "pulita", al momento del suo utilizzo interferisce con l'ambiente. Si pensi alle celle fotovoltaiche, per esempio, che convertono l'energia solare in corrente elettrica: esse sono costruite anche con materiali tossici che rappresentano un rischio durante la fabbricazione ed al momento dello smaltimento, al termine del loro servizio.

La geotermia è una fonte parzialmente rinnovabile, anch'essa produce un impatto sul sistema naturale e presenta qualche problema in più rispetto all'energia solare; il suo uso, tuttavia, è pienamente controllabile e le tecnologie per minimizzare i possibili danni sono, in gran parte, disponibili e già applicate in molti casi. Lo dimostra questo denso studio di Eros Bacci che analizza in profondità l'impatto ambientale conseguente all'uso dell'energia geotermica, particolarmente nella generazione di energia geotermoelettrica. Si avverte nello studio la preoccupazione dell'autore, biologo di lunga esperienza con i problemi generati dalla contaminazione ambientale, di non trascurare alcun aspetto del possibile impatto sull'uomo e sui sistemi naturali dovuto all'estrazione dal sottosuolo dei fluidi geotermici. E' evidente qui il suo sforzo di porre l'argomento nella giusta prospettiva scientifica, sfrondandolo dell'approccio emotivo che così spesso avviluppa le questioni ambientali. Al tempo stesso però Bacci cerca anche di trovare una risposta e di offrire una soluzione per minimizzare l'effetto ambientale dello sfruttamento della risorsa geotermica e qui egli offre al lettore un'analisi eccezionalmente ampia, su base mondiale, dell'approccio al problema.

Il presente studio offre un notevole contributo alla conoscenza di una fonte di energia, quella geotermica, di cui il nostro Paese è ricco e che tuttora, anche per malintesi conflitti ambientali, è poco utilizzata. Sarà un'utile lettura per chi si occupa di energia, ma soprattutto per coloro che istituzionalmente sono preposti ad esprimere la valutazione di impatto ambientale di progetti di sviluppo nel settore energetico.

Enrico Barbier  
Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche  
del Consiglio Nazionale delle Ricerche, Pisa

## Prefazione

L'uomo preistorico doveva difendersi dalle "forze della Natura", che si presentava amica ed ostile, generosa e terribile, incontaminata e imprevedibile, meravigliosa e sconosciuta. L'uomo tecnologico deve difendersi da se stesso, essendo cresciuto di numero e d'importanza sino al punto di poter modificare la composizione chimica dell'aria e dell'acqua, anche su scala globale. L'uomo tecnologico è però anche riuscito a raddoppiare la durata della vita, migliorandone per molti aspetti la qualità, affrancandosi dalla fatica, grazie all'introduzione di nuove macchine ed alla disponibilità di energia, in abbondanza. E qui nasce il dilemma: fino a che punto si può sfruttare una risorsa senza arrecare danno al sistema naturale, e all'uomo che di esso fa parte? Rispondere a domande come questa è sempre una sfida, quasi mai semplice per la complessità dei processi e dei sistemi naturali coinvolti. In questo scritto si è cercato di affrontare uno dei temi più dibattuti, e particolarmente sentito in Toscana: quello dell'impatto delle attività di sfruttamento della geotermia. Questo deriva, per la quasi totalità, dagli impianti per la produzione di energia elettrica. Occorre valutarne i vantaggi e gli svantaggi, indicando possibili soluzioni a problemi esistenti, anche alla luce di esperienze in corso in Paesi tecnologicamente avanzati. Il lavoro, sebbene di taglio quasi divulgativo, è stato condotto con metodo scientifico, cercando supporto nella letteratura specialistica, alla quale si rimanda per eventuali approfondimenti. Gli argomenti più complessi sono stati semplificati con l'intento di renderli accessibili anche ai non esperti, cercando tuttavia di non perderne il rigore originale.

Il contenuto si articola in 15 capitoli, oltre la bibliografia ed una appendice per la conversione delle unità di misura. Con i primi 9 si presentano i sistemi geotermici e gli approcci per lo sfruttamento del calore della Terra, mentre i capitoli che seguono trattano delle implicazioni ambientali, con particolare riferimento alla produzione di energia elettrica. Vengono identificate le modificazioni a carico dei sistemi naturali ed i principali conta-



minanti chimici e fisici, individuate le condizioni di caso peggiore e tracciate le linee generali per una minimizzazione d'impatto.

Come si potrà vedere, il punto di osservazione è la Toscana, mentre il mondo è lo sfondo della trattazione che, pertanto, dilata il particolare locale. Questo senza trascurare (almeno nell'intento) le esperienze straniere, ed in particolare quelle californiane, dove si sono cercati i termini di paragone per lo sviluppo dei diversi argomenti.

Un doveroso ringraziamento alla Regione, ed in particolare all'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Toscana (ARPAT) ed al suo Direttore Generale, Dr. Alessandro Lippi, per l'opportunità concessa. Ho il dovere di ringraziare anche l'ENEL SpA, Direzione Produzione e Trasmissione, nelle persone del Dr. Ing. Aldo Baldacci e del Dr. Ing. Fabio Sabatelli per aver consentito l'accesso agli impianti e per aver fornito la documentazione richiesta, con estrema sollecitudine e con il massimo spirito di collaborazione. Un ringraziamento particolare al Gruppo di Lavoro per la Geotermia della Regione Toscana, coordinato dal Dr. Lario Agati e composto dai dottori R. Nottoli, S. Rossi, G. Benedettini, S. Giannerini, G. Cellesi, A. Severi, L. Valli ed al dottor F. Perini ed all'ingegner D. D'Amico del Servizio Energia della Regione Toscana per la collaborazione e gli indirizzi forniti per giungere alla prima stesura. Devo, infine, ricordare il prezioso aiuto del dottor Enrico Barbier, ricercatore dell'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche di Pisa (Consiglio Nazionale delle Ricerche), editor della rivista *Geothermics* e già vice-presidente della *International Geothermal Association*, per aver reso disponibile materiale bibliografico di fondamentale importanza e per aver suggerito quelle modifiche ed integrazioni che hanno permesso di giungere alla stesura finale di questo scritto.

Eros Bacci

## Immagini riprodotte su autorizzazione

Si ringrazia la rivista internazionale *Geothermics*, pubblicata da Elsevier Science Ltd (Oxford, UK) per conto dell'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche di Pisa (Consiglio Nazionale delle Ricerche), per aver concesso la riproduzione delle Figure 2.3; 3.2; 4.2; 8.1; 10.4-6; e 10.11. Le Figure 5.1; 5.3; 5.4; 6.2-4; 7.1; 10.3; 10.7-10; 10.15; 10.17-22 sono state riprodotte per gentile concessione ENEL SpA. La *International Geothermal Association* ha autorizzato la riproduzione delle immagini di cui alle Figure 5.5; 5.6; 9.2; 10.2; 10.16 e 13.1. La Figura 4.1. è stata riprodotta su autorizzazione del detentore del copyright, Springer-Verlag GmbH & Co. KG, Heidelberg (Germania). Hoepli Editore (Milano) ha permesso la riproduzione della Figura 10.14. La Figura 3.8 è stata tratta dall'*Handbook of Geothermal Energy* (Fig. 1-5), a cura di Edwards, Chilingar, Rieke e Fertl; copyright © della Gulf Publishing Company, Houston, Texas (tutti i diritti riservati). La Figura 6.1 è stata realizzata per cortese concessione della Biblioteca Comunale di Siena. La Figura 5.2, infine, è stata riprodotta per gentile concessione del Monte dei Paschi di Siena (Siena).





# Indice

	pag.
Premessa.....	5
Presentazione.....	7
Prefazione.....	9
1. Introduzione.....	17
2. Il calore della Terra .....	21
3. I sistemi geotermici.....	27
Sistemi idrotermali.....	27
Sistemi geopressurizzati.....	30
Sistemi geotermici a secco.....	31
L'esplorazione e lo sfruttamento .....	34
L'energia dell'acqua e del vapor d'acqua.....	39
4. Cenni di chimica dei fluidi geotermici .....	45
Acqua.....	45
Acqua: comportamento delle specie più comuni.....	47
Gas.....	53
Geotermometri a gas .....	57
Isotopi, geotermometria e caratterizzazione dei fluidi.....	58
Deposizione di solidi negli impianti geotermici.....	61
Incrostazioni da carbonati.....	61
Incrostazioni di silice .....	62
Solfuri ed ossidi metallici.....	63
L'acido cloridrico .....	63
5. Sistemi geotermici della Toscana meridionale e del Lazio settentrionale.....	65
6. Energia geotermica: breve storia degli impieghi .....	73
Larderello .....	78
7. Impianti geotermoelettrici in Toscana: stato attuale.....	85
8. Impieghi diretti in Italia.....	97
9. Uno sguardo al mondo.....	101
Impieghi diretti.....	101
Produzione di elettricità .....	118
10. Implicazioni ambientali .....	135
Subsidenza, reiniezione, contenimento della corrosione e delle incrostazioni .....	139
Controllo delle incrostazioni .....	143
Controllo della corrosione .....	153

Agenti biologici e corrosione .....	155
Sismicità.....	159
Perforazioni e contaminazione ambientale .....	162
Rumore.....	163
Modificazioni del paesaggio.....	165
Il problema delle emissioni degli impianti geotermoelettrici .....	166
Geotermia ed alternative: alcuni confronti .....	175
Modelli di trasporto e dispersione.....	181
11. Studi sulla contaminazione dell'ambiente intorno alle centrali .....	195
Ricerche condotte in Italia ed all'estero.....	195
Sistemi acquatici.....	195
Aria .....	197
Suolo, vegetazione, microorganismi.....	201
Identificazione dei principali contaminanti ambientali .....	212
12. Valutazione d'impatto delle installazioni geotermoelettriche toscano.....	215
Sfruttamento dell'energia geotermica e cause di morte .....	215
La normativa di settore.....	218
a) Estera.....	218
b) Italiana.....	222
Norme e criteri di tutela ambientale; valutazione dello stato attuale .....	225
Idrogeno solforato.....	227
Boro .....	232
Arsenico .....	235
Antimonio.....	239
Mercurio .....	241
Radon ( $^{222}\text{Rn}$ ) .....	248
Rumore .....	253
Identificazione delle necessità di intervento per limitare l'impatto ambientale .....	254
13. Metodi di abbattimento dello $\text{H}_2\text{S}$ .....	259
14. Altri accorgimenti per il contenimento della contaminazione ambientale.....	271
15. Conclusioni .....	275
Bibliografia.....	279
Appendice .....	301

*We are able to breathe, drink, and eat in comfort  
because millions of organisms and hundreds of processes  
are operating in a coordinated manner  
out there in the environment*

(Noi possiamo respirare, bere e mangiare senza problemi  
perché milioni di organismi e centinaia di processi  
operano in maniera coordinata  
là fuori, nell'ambiente naturale)

E. P. ODUM (1989)



## 1. Introduzione

La frase che si sceglie all'inizio di uno scritto serve a trasmettere lo spirito con il quale ci si pone al lavoro. Nel caso in questione si vuole procedere nel massimo rispetto per la Natura, di cui facciamo parte, senza oltraggio alla tecnologia che ci sostiene: un equilibrio non facile e, per certi aspetti, fuori moda, in un tempo in cui gli eccessi dominano, in ogni campo. Non vi sono semplici risposte ai problemi ambientali, né si può pretendere di giungere ad un livello di certezza scientifica assoluta, essendo la scienza, per definizione, affetta da errore. La scienza è infatti il mondo del probabile, non quello della certezza (più adatto alla fede), e procede per tentativi ed errori, per teorie e smentite. E in fatto di fenomeni naturali, sappiamo ancora poco su come essi procedano spontaneamente e sul modo di come l'azione dell'uomo ne alteri il divenire. Tuttavia, nonostante la limitatezza delle conoscenze, alcune acquisizioni degli ultimi decenni hanno permesso apprezzabili progressi che non possono non tradursi in criteri scientifici da mettere a disposizione di chi ha l'autorità ed il dovere di prendere delle decisioni strategicamente importanti. L'approccio che si seguirà nella trattazione sarà quello "ecotossicologico" che consiste, essenzialmente, nell'individuare le sorgenti di contaminazione, caratterizzarle, quantificare i livelli di esposizione a sostanze pericolose di singole specie di organismi viventi e del sistema naturale nel suo complesso, valutare gli impatti, individuare criteri di minimizzazione d'impatto, quando possibile (Bacci, 1994). Prima di entrare nello specifico è opportuno dare alcune indicazioni generali in tema di Ecotossicologia, nuova disciplina ambientale, nata nel 1969, per iniziativa di Truhaut (cfr. Truhaut, 1975) che dirigeva il Centro di Ricerche Tossicologiche della Facoltà di Scienze Farmaceutiche e Biologiche dell'Università "*René Descartes*" di Parigi. Secondo Truhaut, l'ecotossicologia avrebbe dovuto essere una branca della tossicologia, derivante dall'incontro dell'ecologia con la tossicologia classica. Durante gli anni '70 ed '80 l'ecotossicologia è andata acquisendo contorni sempre più definiti, anche per distinguersi dalla tossicologia ambientale che, nonostante la vicinanza semantica, proprio in quello stesso periodo stava assumendo una nuova connotazione (era stata ridotta allo studio degli effetti dannosi degli inquinanti sulla salute umana, quando non addirittura ai soli effetti, sempre sull'uomo, di esposizioni a sostanze tossiche nell'ambiente di lavoro). Se per la tossicologia ambientale vale la definizio-

ne di branca della tossicologia avente per oggetto lo studio degli *effetti* degli inquinanti sui sistemi naturali, per l'ecotossicologia si tende ad individuare un ruolo meno ristretto, centrando l'obiettivo dello studio transdisciplinare *del destino e degli effetti* dei contaminanti nei *sistemi naturali*. È essenziale ricordare che si deve operare con metodo scientifico, ovvero non limitandosi all'*osservazione* ed alla *descrizione* dei fenomeni, ma elaborando anche *previsioni*. L'inclusione della "previsione" in ecotossicologia è essenziale per elevare il rango della disciplina a livello di "Scienza" (Peters, 1991). Il destino dei contaminanti nell'ambiente è campo della Chimica ambientale. Pertanto l'ecotossicologia deve essere una disciplina trasversale, che si avvale, in maniera integrata, della chimica ambientale, della tossicologia e dell'ecologia.

La prima, la chimica ambientale, per studiare il movimento, il trasporto e le trasformazioni delle sostanze chimiche nell'ambiente, con approcci che non si limitino a prendere in considerazione separatamente i diversi comparti (come l'aria, l'acqua, gli organismi, i suoli ed i sedimenti), ma cerchino di avere una visione di sistema, tendenzialmente previsionale.

La seconda, la tossicologia ambientale, fornisce gli strumenti per la valutazione del danno non solo a livello di singoli organismi e di specie, ma anche su sistemi biologici complessi (come le comunità, ovvero le associazioni di specie e popolazioni diverse), mentre la terza, l'ecologia, deve indicare quali sono i processi chiave che caratterizzano i diversi sistemi e le relazioni che intercorrono tra gli organismi ed il supporto non vivente che li ospita.

Il tutto al fine di produrre dei *criteri scientifici* per stabilire fino a che punto certe modificazioni del sistema, come l'immissione in esso di nutrienti o di sostanze tossiche, siano inefficaci o siano efficaci in maniera accettabile. Il criterio ecotossicologico dovrà essere combinato con altre valutazioni di tipo tecnologico, economico, sociale .... da parte degli organi di Governo, al fine di produrre una regolamentazione adeguata (i limiti di legge, *standards* per gli anglosassoni) che, spesso, non può che essere frutto di mediazione di diversi interessi ed obiettivi. Questa regolamentazione sarà il punto di riferimento per tutti i cittadini e, in particolare, per gli operatori degli organi di controllo. Uno schema sintetico di questi concetti è riportato in Figura 1.1.

Fare i conti con l'inquinamento ambientale è un'operazione alla quale, almeno per un po' di tempo, ci dovremo abituare: sul nostro Pianeta oggi non disponiamo, in media, che di circa 10 ha a testa, mare incluso, ovvero



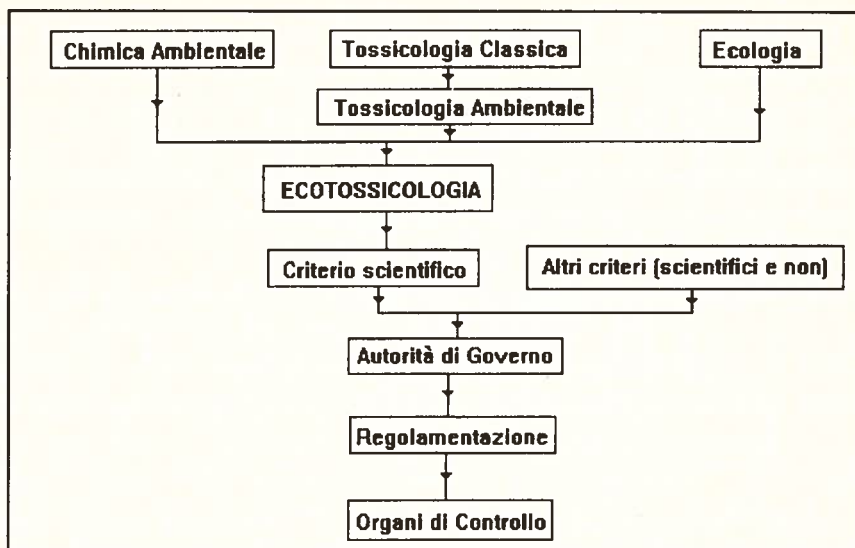


Figura 1.1. - Strumenti per affrontare i problemi derivanti dalla contaminazione e dall'inquinamento ambientale (da Vighi e Bacci, 1998).

non più di un ettaro di “buona” terra.... ma ne occorrono almeno 5 per le nostre necessità. E, ammesso che si riesca in tempi brevi ad arrestare la crescita della popolazione umana, è da attendersi che il probabile sviluppo economico dei Paesi terzi porti ad un aumento della pressione dell'uomo sul sistema.

Anche in Toscana, presa a modello in molte parti del mondo per il tradizionale equilibrio nello sfruttamento delle risorse naturali, cominciano a farsi sentire problemi che solo 25 anni fa sembravano appartenere al mondo della fantascienza: Firenze oggi, come Tokyo allora, ha i suoi bollettini meteo accoppiati alla previsione dei livelli di contaminazione dell'aria del centro urbano, sistemi di misura in tempo reale per gli ossidi d'azoto, di carbonio e per l'ozono, e provvede a regolamentare l'accesso in città ai veicoli a motore, quando necessario. Dalla passata esperienza si può ricavarne una regola empirica: i problemi relativi alla qualità dell'ambiente tendono a peggiorare. Il verso spontaneo del processo non è quasi mai a favore di un recupero, tendendo piuttosto ad un peggioramento che procede in maniera esponenziale: un tratto di costa leggermente compromesso dopo pochi anni lo sarà ancora di più e dopo meno anni potrà essere in stato di avanzato degrado. A meno che non si intervenga decisamente



ed efficacemente per rimuoverne le cause. Anche l'impiego delle risorse geotermiche non è privo di risvolti ambientali, forse per la modesta attenzione ad essi rivolta per molto tempo. Solo negli ultimi decenni si è avuta una inversione di tendenza che ha portato a notevoli progressi scientifici e tecnologici che hanno permesso di introdurre nuove tecnologie in grado di sfruttare in maniera più efficiente e diversificata il calore della terra, contenendo l'impatto sul sistema naturale.

Lo sfruttamento dell'energia geotermica per l'estrazione dell'acido borico è nato in Toscana, nei dintorni del castello di Montecerboli (*Mons Cerberi*: il monte del diavolo), in provincia di Pisa, nella prima metà dell'800, ad opera di Francesco Larderel che per questo si guadagnò il titolo di Conte di Montecerboli da parte del Granduca di Toscana, e cambiò il cognome in "De Larderel". La fabbrica di acido borico ed il villaggio circostante presero il nome di Larderello. La produzione di energia elettrica è cominciata agli inizi del '900 (luglio 1904), ad opera di Piero Ginori Conti, che a Larderello ebbe l'idea di far girare una dinamo con l'energia di un "soffione" di vapore naturale. Da allora, di strada ne è stata percorsa molta, e l'interesse verso la geotermia è andato, specie negli ultimi decenni, aumentando sia nei Paesi in via di sviluppo che in quelli a tecnologia avanzata. La ragione di fondo è da ricercarsi nel fatto che la risorsa in questione è potenzialmente rinnovabile, a differenza di quanto accade con i combustibili fossili (petrolio, carbone, metano) e che, in fondo, si tratta di una fonte di energia relativamente "pulita", e certamente, a parità di potenza, di impatto minore sull'ambiente rispetto alle fonti convenzionali (si pensi alle emissioni di una centrale termoelettrica a carbone). Curiosamente, proprio dalla combinazione *quasi rinnovabile-pulita* che, almeno in prima approssimazione, ben si addice all'energia geotermica (Manahan, 1993) nascono preoccupazioni, in quanto i siti idonei allo sfruttamento della risorsa non sono sparsi per tutta la superficie della Terra, in maniera omogenea, ma si trovano in aree particolari dal punto di vista geologico. Nel caso che l'intensità dello sfruttamento andasse oltre certi limiti, si potrebbero avere effetti non accettabili sul sistema naturale, ma anche sulle attività umane e sul territorio. Lo scopo di questa trattazione sarà quello di dare un contributo alla individuazione di questi "limiti", ancora non ben definiti affinché la collettività possa trarre i benefici che il calore della Terra offre, senza che le popolazioni dei siti "minerari" (nel senso di miniere di calore) ne debbano ricevere un danno.

## 2. Il calore della Terra

Il primo Principio della Termodinamica afferma che l'energia non può essere creata o distrutta, ma solo convertita da una forma all'altra. Un tempo si riteneva che il calore terrestre non fosse altro che il residuo di uno stato primordiale del pianeta, in cui questo si presentava completamente fuso. Se questo è vero per il mantello (lo strato più esterno di circa 3000 km di spessore) ed il nucleo, dove si superano i 6000°C, con densità di 11 g/cm<sup>3</sup>, è più probabile che la *crosta terrestre* (lo strato superficiale del pianeta, di 35 km di spessore, in media, in corrispondenza dei continenti e 5 km sotto gli oceani) abbia una propria sorgente di energia. Questa deriva, essenzialmente, dal decadimento di isotopi radioattivi, come l'uranio, il torio ed il potassio (<sup>238</sup>U, <sup>235</sup>U, <sup>232</sup>Th, <sup>40</sup>K), che sono particolarmente abbondanti proprio nella crosta terrestre e che hanno *periodi di dimezzamento* dell'ordine di 10<sup>8</sup>-10<sup>10</sup> anni. Nei primi 5 km di crosta si calcola che vi sia una quantità enorme di energia termica che si trova, però, in forma estremamente dispersa e, pertanto, scarsamente fruibile. Infatti, il *flusso di calore* che ne deriva è, in media, assai contenuto: 0,05 W/m<sup>2</sup>.

Al fine di afferrare il significato di questo valore si può prendere come paragone il flusso di energia sulla superficie terrestre derivante dall'irraggiamento solare. L'irraggiamento solare diretto e diffuso, alle medie latitudini, in assenza di nubi o polverosità in eccesso, al livello del mare, può arrivare, nel mezzo del giorno, ad una *potenza* dell'ordine di 1 kW, con un'efficienza del 73% rispetto al massimo possibile. Questo massimo corrisponde alla cosiddetta *costante solare*, che esprime la densità di flusso radiante (potenza/unità di superficie) ed è pari a 1368 W/m<sup>2</sup> (Nobel, 1991). Assumendo che mediamente nell'arco di dieci ore la potenza sia di 0,5 kW, su una superficie di soli 100 metri quadrati arriva, in un solo giorno, l'*energia* di 500 kWh. In Toscana, che ben si adatta ai valori medi nazionali, la disponibilità giornaliera di energia solare, al suolo, varia da un minimo di 1,5 in inverno ad un massimo di 5,1-5,5 kWh/m<sup>2</sup>. Nel nord Europa, in inverno, il flusso medio di calore da irraggiamento solare, al suolo, è comunque dell'ordine di 50 W/m<sup>2</sup>, ovvero ben tre ordini di grandezza oltre quello di origine terrestre. Il calore della terra che giunge in superficie non è, tuttavia, distribuito in maniera omogenea, anche perché la crosta terrestre non è uniforme per spessore e caratteristiche litologiche. Infatti esiste una prima grande differenza tra crosta continentale ed

oceanica, alla quale si è accennato sopra: la crosta in corrispondenza dei continenti è non solo molto più spessa di quella sotto gli oceani, ma costituita da rocce diverse, i graniti (rocce ricche di silice), al contrario della crosta oceanica, povera in silice, e ricca invece di ferro e magnesio. Al confine tra il mantello superiore e la crosta vi è la discontinuità di Mohorovich ("Moho"), in corrispondenza della quale le rocce cambiano composizione e le onde sismiche cambiano di velocità. Sotto le masse continentali la Moho si abbassa, dunque, per l'immersione delle masse di crosta continentale, più spesse, nel mantello. La crosta "galleggia" sul mantello per la sua minore densità ( $2,7-3 \text{ g/cm}^3$ , contro i  $3,3 \text{ g/cm}^3$  del mantello superiore). Sotto gli oceani le masse d'acqua, meno dense delle rocce e più omogeneamente distribuite, hanno bisogno di un spinta minore. Anche l'età delle rocce è diversa: estremamente variabile nei continenti (sino a 4 miliardi di anni), più bassa in corrispondenza degli oceani (meno di 200 milioni di anni). Gli strati sono molto più regolari sotto gli oceani. Sul fondo degli oceani, però, si snoda un sistema di *dorsali* sommerse, per circa 84.000 km. Più che di vere e proprie montagne, si tratta di inarcamenti della crosta oceanica, per una larghezza dell'ordine di mille chilometri ed oltre, e per elevazioni dal fondo di 2-3000 m, che in qualche punto possono dare origine ad arcipelaghi (come le Azzorre) o grandi isole (Islanda). Una vera e propria "cicatrice" che dall'Artico attraversa tutto l'Atlantico, il Pacifico meridionale, sfiorando le coste occidentali del nord America o continuando tra l'Australia e l'Antartide, sino all'oceano Indiano, con rami secondari, come quello che attraversa il Mar Rosso. In corrispondenza delle dorsali oceaniche, la crosta terrestre è in continua espansione, mentre le "zolle" o "placche" continentali sono in continuo movimento, spinte da correnti convettive che si generano all'interno del mantello. I continenti, ed una parte dei fondali oceanici, vanno alla deriva e, scontrandosi con zolle di crosta oceanica, la fanno sprofondare nel mantello, provocandone la fusione. La teoria della "tettonica a placche" può essere di aiuto nel comprendere la localizzazione dei sistemi geotermici: la crosta terrestre è suddivisa in 7 grandi placche o zolle (oltre a numerose minori) che galleggiano e scivolano sopra un supporto viscoso e denso (l'astenosfera) a velocità relative dell'ordine di 1-10 cm all'anno. Nel caso di zolle in allontanamento (come la nordamericana e la euroasiatica), nella zona di discontinuità tra le due, si ha la formazione di nuova crosta terrestre attraverso la fuoriuscita di magma (dorsale medio-atlantica).

Quando le zolle si avvicinano, invece, se si tratta di collisione tra zolla continentale e zolla oceanica, una scivola sopra l'altra, spingendola sempre più a fondo, come avviene di fronte alle coste del Cile, dove la zolla di Nazca scivola sotto la placca continentale sudamericana. L'angolo con il quale una placca si infila sotto un'altra è, all'inizio, poco marcato, accrescendosi man mano che la placca sprofonda. Qui si manifestano terremoti, i cui *ipocentri* si dispongono su piani inclinati. L'area di sprofondamento di una zolla è piuttosto turbolenta: la fusione della crosta sprofondata nell'astenosfera può dare origine ad archi di vulcani con lava molto viscosa, che porta ad attività poco frequenti ma molto distruttive, mentre, nella zona retrostante l'arco, si hanno processi di distensione. Nell'impatto tra una zolla continentale ed una oceanica si possono avere imponenti fenomeni di corrugamento della crosta terrestre, sino a dare origine a catene montuose come quella delle Ande. Questi fenomeni possono essere ancora più importanti nel caso di collisione tra due placche continentali (più spesse), come quella indo-australiana e la euroasiatica, che hanno originato la catena dell'Himalaia. Nella Figura 2.1 sono rappresentati i sistemi geotermici più importanti del mondo, situati al confine tra due placche (o zolle), ovvero dove discontinuità della crosta terrestre favoriscono l'affioramento di magma. Ai margini delle placche si trova la maggior parte dei vulcani attivi, ma vi sono anche altri centri di attività all'interno delle placche che possono trovarsi in mezzo agli oceani (Canarie, Réunion, Hawaii) o in mezzo ad aree continentali (Africa orientale, Europa, nord America), in corrispondenza di fessurazioni della crosta terrestre, dove vi sono risalite di magma direttamente dal mantello. Sull'origine di queste fessurazioni le opinioni degli esperti sono ancora divergenti. Nel caso delle Hawaii, è probabile che queste derivino da regioni a diversa temperatura presenti nel mantello inferiore, che originano moti convettivi (seppure di qualche cm/a), in grado di sollevare colonne di materiale più caldo dalla base del mantello (*pennacchi*), del diametro anche di 100 km, che si avvicinerebbero alla superficie producendo sia fenomeni di vulcanismo, che anomalie termiche.

I punti caldi di superficie (*hot spots*) sarebbero fissi rispetto alle placche in deriva, facendo sì che i vulcani, nel tempo, divengano delle file di vulcani, allineati, con i più vecchi ormai estinti situati all'estremità opposta a quella dei più recenti, ancora collocati sui pennacchi. Comunque sia, un elemento appare abbastanza evidente: i vulcani, una volta terminato il ci-





Figura 2.1.- Mosaico di placche che costituiscono la litosfera ed ubicazione dei principali sistemi geotermici (da Bowen, 1989).

clo attivo, lasciano il campo a fenomeni secondari dove non si ha più fuoriuscita di lava incandescente, ma si manifesta ancora la vicinanza di una anomalia termica sotto forma di getti d'acqua bollente (*geyser*, dal verbo islandese *gjose*, produrre eruzioni), sorgenti calde, putizze, salinelle, soffioni. Tra i fenomeni idrotermali i *geyser* (qualche centinaio, in tutto il mondo) rappresentano quello più spettacolare: da un serbatoio di acqua bollente, ad intervalli regolari vengono emessi, con la violenza di un'esplosione, getti d'acqua e di vapore alti anche decine di metri. L'acqua, allo stato di vapore, occupa oltre 1500 volte il volume che ha allo stato liquido e questo le permette di "esplodere" quando il passaggio in fase di vapore avviene rapidamente. Di *geyser* in Islanda, che è attraversata dalla dorsale medio-atlantica, ve ne sono una quarantina attivi. Dando uno sguardo all'Italia (Figura 2.2) si vede come i pennacchi ancora attivi siano nel meridione, mentre nel centro-nord vi sia la scia dei vulcani estinti, via via più vecchi.

Le aree geotermiche e le sorgenti termali si trovano in corrispondenza della traccia dei vulcani (Minissale, 1991; Figura 2.3).

Vi è, pertanto, un filo sottile che unisce i vulcani ai fenomeni idrotermali: i primi sono prodotti da un'effusione di magma, i secondi sono



Figura 2.2.- Vulcani italiani. Da Minissale (1991).



Figura 2.3.- Principali sorgenti termali in Italia (da Cataldi *et al.*, 1995).

ciò che resta quando il magma non arriva più in superficie, dove riesce ad inviare solo dei "messaggi" mediati da un altro fluido che diviene un trasportatore di calore, anche se questo non esclude che fenomeni vulcanici secondari si possano manifestare in prossimità di vulcani in attività. In Italia, le aree geotermiche di maggior interesse (più calde), come Larderello ed il Monte Amiata, prendono origine da anomalie di carattere locale prodotte da intrusioni magmatiche recenti (qualche milione di anni) e da residui di attività vulcaniche (Monte Amiata).

### 3. I sistemi geotermici

Sono delle aree della Terra dove vi è un accumulo di energia termica, dovuto a delle intrusioni magmatiche o ad un avvicinamento verso la superficie del mantello terrestre, in quantità ed a profondità tali da renderne possibile lo sfruttamento (si parla anche di *miniere di calore*). In queste il *gradiente geotermico*, ovvero l'aumento di temperatura che si osserva procedendo verso l'interno della crosta terrestre che è, normalmente, intorno ai 3 °C/100 m, aumenta e produce aree di anomalia geotermica. Di norma le aree termicamente anomale sono molto più estese di quelle coltivabili (*campi geotermici*), in quanto occorrono anche altri requisiti e quindi tecnologie diverse per lo sfruttamento.

Mentre in passato per sistemi geotermici si intendevano solo quelli idrotermali, di recente si è convenuto che qualunque risorsa sotterranea dalla quale si possa estrarre calore sia un sistema geotermico. Una classificazione oggi largamente accettata è la seguente (Barbier e Santoprete, 1993):

- *Sistemi idrotermali*
- *Sistemi geopressurizzati*
- *Rocce calde secche*

A questi si posso aggiungere i *sistemi magmatici*, che per il momento sono solo oggetto di ricerca. I magmi, rocce ancora allo stato fuso o in via di consolidamento, costituiscono una risorsa di enorme potenzialità, tuttavia le difficoltà da superare per renderne possibile lo sfruttamento diretto sono ancora molte e richiedono uno sforzo di ricerca per riuscire a localizzare i corpi magmatici, sviluppare tecniche di perforazione adeguate, predisporre materiali idonei a resistere alle alte temperature ed alla aggressività degli ambienti magmatici, introdurre nuove tecnologie di estrazione del calore per renderne economicamente conveniente lo sfruttamento (Barbier, 1997b). Anche le rocce calde secche ed i sistemi geopressurizzati non sono normalmente impiegati per scopi energetici, come avviene con i sistemi idrotermali.

#### ***Sistemi idrotermali***

Costituiscono il caso più frequente, che si può manifestare in diverse forme a seconda della temperatura del fluido e delle sue caratteristiche chi-



miche (concentrazione di sali, acidità, presenza di gas). Sono caratterizzati da alta porosità ed alta permeabilità, dove la sorgente di calore è una intrusione magmatica (Figura 3.1).

I sistemi idrotermali sono ancora gli unici ad essere utilizzati sia nella produzione di energia elettrica, sia negli impieghi diretti. Si distinguono in due gruppi a seconda che i serbatoi siano *ad acqua dominante* o *a vapore dominante*.

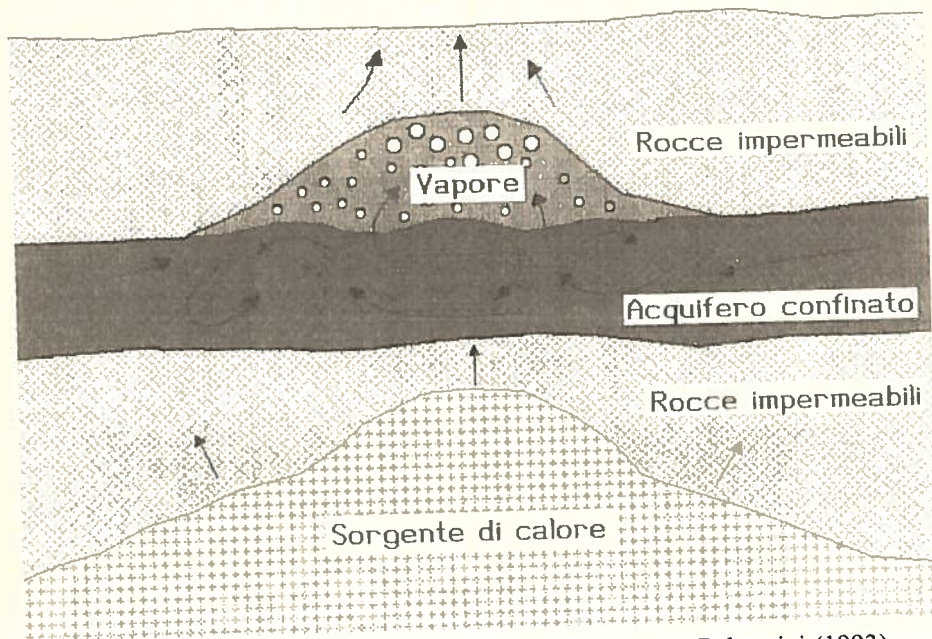


Figura 3.1. - Schema generale di un sistema idrotermale. Da Palmerini (1993).

### **Serbatoi ad acqua dominante**

I serbatoi ad acqua dominante producono fluidi costituiti da acqua in fase liquida oppure miscele di acqua e vapore. Il rapporto acqua/vapore dipende dalle condizioni termodinamiche della trasformazione a cui il fluido va incontro. Nel serbatoio è presente acqua a temperatura e pressione elevate. Possono essere suddivisi in due tipi (Barbier e Santoprete, 1993):

- Sistemi ad acqua calda;
- Sistemi a vapore umido

### *Sistemi ad acqua calda*

Sono quelli a temperatura più bassa, dove l'acqua che raggiunge la su-

perficie ha temperature tra 30 e 100°C, anche se in profondità si hanno temperature superiori, tuttavia sempre inferiori a quella di ebollizione alla pressione alla quale l'acqua viene a trovarsi. I serbatoi non presentano una copertura con rocce impermeabili, impedendo che il sistema raggiunga pressioni superiori a quella idrostatica. Dato il modesto contenuto energetico, i sistemi ad acqua calda sono più adatti per impieghi diretti, che non per la produzione di energia elettrica.

### *Sistemi a vapore umido*

Il serbatoio, in questo caso, presenta una copertura con rocce impermeabili che ostacolano il flusso verso la superficie, mettendo il sistema in pressione. Quando un pozzo raggiunge serbatoi di questo tipo, l'acqua sale verso la superficie, incontrando pressioni sempre più basse. Alla rapida caduta di pressione non corrisponde una altrettanto rapida caduta di temperatura, sino a quando la tensione di vapore del liquido raggiunge il valore della pressione sovrastante, producendone l'ebollizione (*flash*). In superficie arriva una miscela di acqua e vapore. Sorgenti bollenti e geyser sono manifestazioni tipiche di questi sistemi, che sono molto comuni: famosi quelli della Imperial Valley, in California e di Wairakei e Ohaki-Broadlands in Nuova Zelanda; sino al 1973 Wairakei era l'unico di questo tipo ad essere sfruttato nella produzione di energia elettrica. Anche il sistema dell'Amiata (Piancastagnaio) rientra in questa categoria, pur con alcune caratteristiche specifiche (pressioni di 20-40 atm, più bassa temperatura, circa 150°C, e più alta componente di gas). A Bagnore è stato osservato che i fluidi tendono a passare dal vapore secco al vapore frammisto con acqua allo stato liquido.

### **Serbatoi a vapore dominante**

Sono simili ai precedenti ed hanno una copertura del serbatoio con rocce impermeabili. Acqua e vapore coesistono, ma il vapore è la fase continua e prevalente e genera la pressione a livello del serbatoio che, pertanto, si mantiene costante con la profondità. I sistemi di questo tipo vengono anche chiamati *a vapore secco o surriscaldato*. In questi il vapore è sempre la componente principale, arrivando anche a superare il 98% della massa del fluido. Essendo il vapore (e non l'acqua allo stato liquido, o la componente dei gas incondensabili) la fase con valore energetico più elevato, i campi a vapore surriscaldato rappresentano la risorsa più ricer-

cata per la produzione di energia elettrica. Al mondo ne sono stati individuati solo quattro: Larderello in Italia, The Geysers in California, Matsukawa in Giappone e Kawah Kamojang in Indonesia. La temperatura del serbatoio è molto elevata (200-400°C). Il vapore, attraversando strati di rocce calde, si surriscalda (sino ad oltre 50°C), arrivando a pressioni a boccapozzo di 5-10 bar e temperature anche di oltre 250°C. Larderello, ad esempio, è caratterizzato da temperature iniziali intorno ai 240°C nel serbatoio, situato a 350 metri ed oltre di profondità; le temperature sono uniformi e correlate al massimo di entalpia del vapore saturo (670 cal/g a 236°C); la pressione si mantiene al di sotto di quella idrostatica, le acque sono acide con pH intorno a 2, anche se può avvenire una neutralizzazione da parte dell'ammoniaca. I solfati sono alti ed i cloruri bassi. La composizione, la temperatura e la pressione del vapore prodotto a Larderello è riportata in Tabella 3.1.

Tabella 3.1.- Composizione, temperatura e pressione del vapore di Larderello (Andreussi *et al.*, 1994).

Vapore acqueo	92-98 % (in peso)
Contenuto di gas (principalmente CO <sub>2</sub> )	1,5-7% (in peso)
Idrogeno solforato	300-1.000 mg/kg
Ammoniaca	30-800 mg/kg
Acido borico	150-500 mg/kg
Cloruri	1-40 mg/kg
Silice	tracce
Sodio	tracce
pH del vapore condensato	5,5-8,1
Pressione	Temperatura 160-250°C 1,9-12 bar

In tutti questi sistemi sia il calore che la massa sono trasportati dalla convezione di acqua liquida o in fase di vapore, attraverso strati di rocce porose e permeabili. In questo si differenziano dalle rocce calde secche (*hot dry rocks*) prima di un eventuale sfruttamento e dai sistemi geopressurizzati, nei quali il meccanismo di trasferimento del calore è la conduzione. I sistemi convettivi spesso producono fenomeni di superficie che ne permettono l'individuazione quali fumarole, sorgenti termali, lagoni bollenti.

### ***Serbatoi geopressurizzati***

Si trovano in bacini sedimentari, dove la sedimentazione è stata rela-

tivamente rapida, senza espulsione dei fluidi interstiziali che si possono trovare a profondità fino a 4-6 km. La pressione del sistema è maggiore di quella idrostatica e può avvicinarsi al valore di quella litostatica (peso delle rocce sovrastanti). In alcuni casi si può arrivare a pressioni di oltre 100 MPa (1000 atm). Il sistema è isolato da strati a bassa conducibilità termica e scarsa permeabilità. Può essere presente del gas naturale (prevalentemente metano). Le aree interessate da questo tipo di fenomeni possono essere anche molto estese. Nel Texas e nella Luisiana sono stati individuati importanti serbatoi geopressurizzati, spesso in corrispondenza di giacimenti di gas e di petrolio (Fridleifsson e Freeston, 1994). Ricerche avviate di recente in questi stati nordamericani hanno portato alla perforazione di tre pozzi di 4800, 5000 e 6500 m di profondità dove, a fondo pozzo, si sono trovate pressioni tra 690 e 1300 atm e temperature di 150-180°C (Barbier, 1994). La necessità di spingersi sempre più in profondità per la ricerca di nuovi giacimenti di idrocarburi ha portato, negli ultimi venti anni, alla scoperta di bacini sedimentari con serbatoi geopressurizzati in tutti i continenti. L'elemento che ne limita lo sfruttamento per la produzione di energia elettrica consiste nella scarsa capacità di mantenere costanti le portate del fluido, se non regolando questa su valori troppo bassi per essere economicamente convenienti (Barbier e Santoprete, 1993).

### ***Sistemi geotermici a secco (hot dry rocks, HDR)***

Le rocce calde (200-400° C) possono trovarsi in sistemi a bassa permeabilità, nei quali si è intruso un corpo magmatico, ovvero nel corpo magmatico stesso, in fase di raffreddamento avanzato. Possono essere “coltivate” solo se si immette acqua dopo aver creato artificialmente idonei serbatoi nel sottosuolo o dopo averli stimolati o “costruiti” fessurando artificialmente le rocce, pompando acqua a pressione (molto elevata) dentro la roccia calda. La ricerca per lo sfruttamento di queste risorse è iniziata in tempi relativamente recenti (anni '70). Uno schema per lo sfruttamento di un campo geotermico a secco è dato nella Figura 3.2. Sistemi di questo tipo sono stati studiati a Fenton Hill, sul lato occidentale della Valles Caldera nelle montagne Jemez (Nuovo Messico settentrionale), in una zona tettonicamente attiva, in Cornovaglia (Regno Unito) ed in Giappone (Barbier, 1997b).



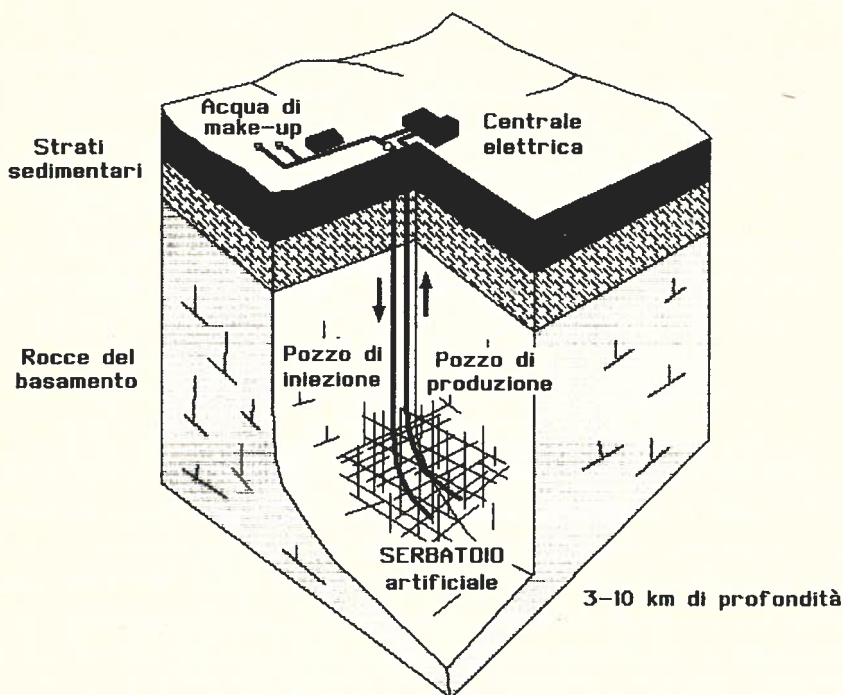


Figura 3.2.- Schema di impianto e di circolazione di fluidi per la generazione di energia elettrica in rocce calde e secche (da Grigsby *et al.*, 1989).

Le ricerche si sono articolate in due fasi, la prima delle quali è terminata nel 1980 dopo aver raggiunto uno strato fessurato a 2500 m di profondità ed una temperatura della roccia di poco inferiore ai 200°C. La seconda fase è terminata nel 1989, dopo aver raggiunto un serbatoio di calore a 4 km di profondità con la roccia a 327°C (Grigsby *et al.*, 1989). Acqua fredda di origine superficiale veniva pompata in pressione entro pozzi di iniezione, essa stimolava deboli fessurazioni nelle rocce granitiche calde, ampliandole e così poteva avvenire il processo di scambio di calore e quindi l'acqua, divenuta un vero e proprio fluido geotermico, veniva recuperata attraverso i pozzi di produzione. Dopo che l'energia del fluido artificiale è stata utilizzata, se possibile per produrre elettricità, i condensati in uscita vengono reimmessi nel serbatoio. Mentre nei sistemi idrotermali naturali la persistenza del fluido nel serbatoio è elevata e favorisce il costituirsi di condizioni di equilibrio, nei sistemi HDR il fluido immesso artificialmente è continuamente rinnovato, con tempi di permanenza nel serbatoio assai brevi che non si prestano alla realizzazione di condizioni

di equilibrio negli scambi tra la roccia ed il fluido in transito. Il calore della parte superiore della crosta terrestre, quando raggiunge valori anomali, diviene il motore di questi fenomeni. Il trasferimento di energia termica dalle rocce calde avviene per conduzione, poi però è la convezione che rende possibile lo sfruttamento dell'energia geotermica, mediante l'intrusione di acque superficiali sino alle profondità dove si trovano le rocce calde, attraverso strati porosi. Il fluido, una volta riscaldato, abbassa la sua densità e risale per galleggiamento su quello più freddo (e più denso) dando luogo a moti convettivi verso l'alto, compensati da nuovo arrivo di acque di ricarica. Spesso vi sono rocce fessurate che favoriscono il trasporto di massa ed energia tra un livello e l'altro.

La geometria delle fratture che formano il serbatoio geotermico artificiale è uno degli aspetti che ha fatto lavorare molto i modellisti dei sistemi geotermici. Le rocce fessurate sono state trattate come un *mezzo continuo con permeabilità anisotropa* (non omogenea, variabile nello spazio) con la difficoltà di non giungere a descrivere accuratamente gli scambi tra il fluido nei pori e quello nelle fratture (Gray *et al.*, 1976). Un'alternativa è stata quella di considerare la roccia fessurata come un *mezzo poroso con permeabilità variabile nello spazio* (ovvero anisotropa) con la maggior parte della permeabilità dell'acquifero derivante dalle fratture e trascurando la permeabilità della matrice o associata ai pori. Da tempo negli Stati Uniti si è pensato di fessurare le rocce di sistemi HDR mediante l'introduzione di cariche esplosive, in profondità. È stato proposto, a questo scopo, anche l'impiego di esplosivi nucleari, caratterizzati da una grande efficienza nel produrre fratture (Burnham e Stewart, 1973). L'obiettivo sarebbe quello di realizzare un serbatoio artificiale come quello in Figura 3.2. Al di là di ogni considerazione sull'impiego di quegli esplosivi, oggi non proponibili per motivi di sicurezza (i prodotti radioattivi sarebbero trasportati in superficie dal fluido geotermico) e per gli accordi internazionali sulla moratoria nucleare, è interessante osservare come sistemi del tipo di cui alla Figura 3.2, una volta realizzati ed attivati con l'immissione di un fluido non "indigeno", potrebbero mettere a disposizione considerevoli quantità di energia rinnovabile. Lo sfruttamento dei sistemi a rocce secche continua ad essere un campo di ricerca promettente: Watanabe e Takahashi (1995) hanno applicato la teoria matematica dei frattali per sviluppare un modello per la coltivazione di un campo di rocce calde secche, arrivando alla conclusione che, per essere convenientemente sfruttati, questi de-

vono essere alimentati da flussi d'acqua adeguati, circolanti attraverso strati di rocce con alta densità di fratture. A Soultz-sous-Forêts, poco a nord di Strasburgo (Francia) dal 1987 è stato avviato un progetto per lo sfruttamento di un sistema HDR con contributo finanziario dell'Unione Europea e con il sostegno diretto di Francia, Germania e Inghilterra. L'area di lavoro si trova nel margine occidentale del graben del Reno, in corrispondenza di un vecchio giacimento di petrolio, ormai fuori produzione, quasi al centro di una vasta anomalia termica delle dimensioni di  $150 \times 20 \text{ km}^2$  che si estende a cavallo del confine franco-tedesco. La geologia del sottosuolo è stata caratterizzata dagli studi per le ricerche e lo sfruttamento delle riserve petrolifere della zona. A 2000 m di profondità è stata individuata una strato fessurato con una temperatura di  $140^\circ\text{C}$ . Perforazioni sino a 3500 m hanno permesso di localizzare importanti riserve di calore ed avviare un programma di iniezioni di acqua per verificarne la possibilità di sfruttamento (Jupe *et al.*, 1995).

### ***L'esplorazione e lo sfruttamento***

La ricerca del calore della terra e del vettore (l'acqua) capace di portarlo sino alla superficie sono l'oggetto dell'esplorazione geotermica, che procede attraverso la successione di operazioni distinte (Sommaruga e Verdiani, 1995):

- Studio delle condizioni termiche del sottosuolo;
- Localizzazione, nel sottosuolo, di rocce porose e permeabili, idonee a costituire un serbatoio di fluidi riscaldati;
- Perforazione di uno o più pozzi per l'estrazione dei fluidi.

La perforazione del pozzo è l'ultimo atto al quale si dà il via solo dopo che le indagini di superficie hanno indicato l'esistenza di una risorsa sfruttabile. I costi di perforazione sono molto elevati ed arrivano ad eguagliare quelli dell'installazione di una centrale geotermoelettrica (un solo pozzo di 3.500 metri costa attorno ai 6 miliardi di lire): è quindi necessario contenere al massimo il rischio di non raggiungere una risorsa adeguatamente importante. L'esplorazione di superficie procede attraverso una serie di rilevamenti (geologico, vulcanologico, idrogeologico, geochimico) che hanno per obiettivo la caratterizzazione delle rocce e della successione degli strati, fornendo indicazioni sulla struttura del sottosuolo e sulla even-

tuale presenza di camere magmatiche in grado di riscaldare le acque sotterranee. Con il rilevamento idrogeologico si studiano le acque sotterranee, individuando le rocce che le contengono (dette *acquiferi*, o *rocce serbatoio*), allo scopo di valutare le modalità di ricarica (con acque meteoriche e/o acque marine), la quantità ed il tipo di fluidi e le caratteristiche fisiche degli acquiferi, come la porosità, lo spessore e la permeabilità. Spessore e permeabilità dell'acquifero, insieme alla pressione del serbatoio, permettono di ricavare la *trasmissività* del serbatoio e di qui, se vi è una temperatura adeguata, la possibilità di produzione di energia (Sommaruga e Verdiani, 1995). Il rilevamento geochimico fornisce una caratterizzazione di acque, vapori e gas allo scopo di individuare sistemi e campi geotermici ad elevata temperatura. Nel caso che le ricerche di superficie diano indicazioni positive, la fase esplorativa viene conclusa con la perforazione di un pozzo di piccolo diametro (*slim hole*) che ha lo scopo di mettere alla prova le ipotesi costruite sulla base delle indicazioni di superficie. Le tecniche di perforazione sono mutate dalla ricerca petrolifera, con alcune modifiche ed adattamenti dovuti alla presenza di fluidi ad alta temperatura. La maggior parte dei pozzi geotermici attuali raggiunge profondità comprese tra i 600 ed i 3000 metri. Si considera accessibile un serbatoio localizzato a 3000-3500 m, grazie all'impiego di *sonde a rotazione*. Queste hanno sostituito le *sonde a percussione*, impiegate nel passato, che avevano una capacità di penetrazione limitata ai 300 m. Prima di iniziare le operazioni di perforazione, è necessario preparare una piattaforma in calcestruzzo contenente la *cantina del pozzo* (Figura 3.3), nella quale alloggiare le valvole di testa pozzo. La torre di perforazione (*derrick*) sostiene ed orienta l'asta rotante, che lavora immersa nel fango di perforazione; questo viene recuperato alla superficie e, dopo setacciatura su un vaglio vibrante, raffreddato e reimpresso in circolo.

La funzione principale del fango, che è in pressione, consiste nel raffreddamento dello scalpello, nell'estrarre dal fondo pozzo i detriti di perforazione e, in terreni soffici, nel sostenere le pareti del pozzo. A testa pozzo vi è un sistema di sicurezza in grado di bloccare fuoriuscite improvvise di vapore (*blow-out preventer*). La sonda è azionata da un motore (diesel o elettrico), che serve a far ruotare lo scalpello e le aste che lo sostengono ("batteria"). Lo stesso motore aziona un argano che serve sia per sollevare la batteria (cioè l'insieme delle aste di perforazione), sia per sollevare e posizionare le tubazioni di rivestimento del pozzo (*ca-*



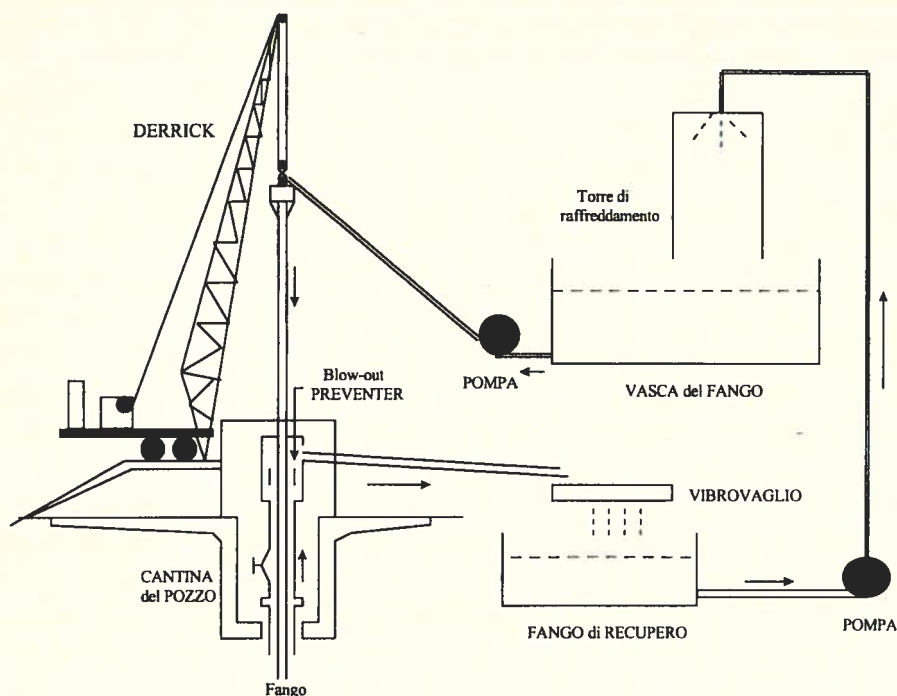


Figura 3.3.- Schema di impianto di perforazione a scalpello rotante.

sing). Questi sono tubi di acciaio, che vengono ancorati alle pareti del pozzo, con cemento preparato in funzione del tipo di roccia incontrata e della temperatura di lavoro. L'insieme del casing e del cemento di ancoraggio deve fornire alla perforazione una solida protezione allo scopo di evitare perdite di fluido geotermico, in modo da non contaminare acque sotterranee di falde superficiali. I tubi di rivestimento hanno diametro decrescente man mano che ci si spinge in profondità; la successione delle sezioni, a tenuta di vapore, viene scelta in funzione della portata. La parte della tubazione fessurata per permettere l'entrata nel pozzo di vapore o acqua calda viene chiamata *liner*. I materiali sono a norma delle indicazioni dell'*American Petroleum Institute* (API). La struttura di un pozzo geotermico è riportata, schematicamente, nella Figura 3.4. La parte superiore d'ancoraggio del pozzo è collocata nella cantina, dove si possono trovare più casing. Il raggruppamento di più pozzi nella stessa cantina permette di ridurre l'area occupata per le captazioni e favorisce il contenimento delle emissioni. In talune situazioni si effettuano, a fianco di una perforazione diretta, trivellazioni deviate che raggiungono il serbatoio in punti diversi.

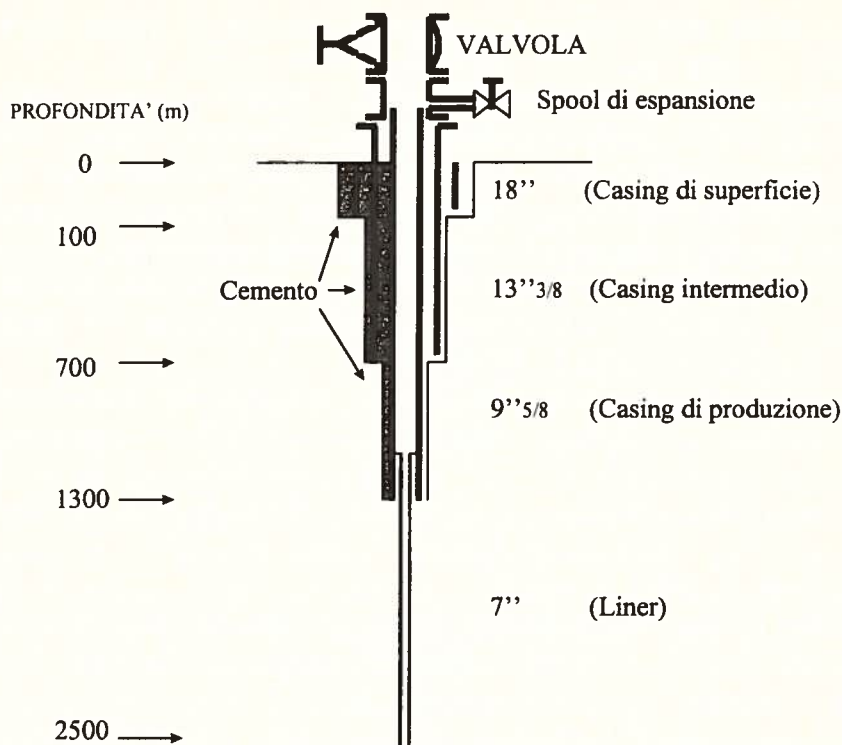


Figura 3.4.- Schema di pozzo. I numeri a destra indicano la sezione (diametro esterno) dei tubi del casing e del liner, in pollici (1 pollice = 2,54 cm), adatti a flussi di vapore dell'ordine di 50-80 t/h. Da Armstead, con modifiche (1983).

La parte terminale del pozzo, il *liner*, è fessurata, in modo da impedire il trascinarsi in superficie di grossi frammenti di roccia provenienti dal serbatoio, che potrebbero creare delle cavità di notevoli dimensioni, in grado di ridurre la pressione del fluido e la velocità di uscita dal pozzo. Il trasporto di solidi (sabbia e frammenti di roccia più grandi), inoltre, può dare problemi di erosione delle linee che, con l'impiego di *liner* fessurati, vengono efficacemente contrastati.

Eventuali problemi di corrosione per la presenza di acidi (HCl) vengono contrastati con l'iniezione, direttamente nel pozzo, di piccole quantità di soda caustica. Nei casi più gravi, viene aggiunto un ulteriore tubo d'acciaio all'interno del pozzo (*tubing*), come avviene nello sfruttamento dei giacimenti petroliferi, per evitare il contatto diretto fluido-casing.

Nei pozzi si possono avere problemi di incrostazione da carbonati ed anche da silice, sino a comprometterne la funzionalità. Questi fenomeni

vengono normalmente risolti con opportuni interventi di manutenzione, dopo che le caratteristiche chimico-fisiche dei fluidi sono note.

In genere, le operazioni di trivellazione sono piuttosto rapide e permettono di raggiungere, salvo complicazioni, la profondità di 2000 m in circa 2 mesi. Anche i tempi di prova del pozzo sono rapidi (1-2 settimane). Durante i giorni di prova, vengono effettuate una serie di misure per valutare la qualità del fluido erogato e la sua potenzialità di impiego per la produzione di energia elettrica. I parametri presi in considerazione sono la pressione e la temperatura a testa pozzo, la portata di acqua e/o vapore, l'entalpia del fluido e il titolo del fluido.

Il materiale di risulta delle perforazioni è, in media, dell'ordine di 0,5 m<sup>3</sup>/m. Questo viene raccolto in vasche di decantazione da dove, dopo inertizzazione con leganti cementizi, passa ad un trattamento per la riduzione del contenuto in acqua (filtro-pressa) per poi essere smaltito in idonea discarica.

A Larderello si effettuano perforazioni a secco (ad aria) almeno per attraversare gli acquiferi di superficie. All'Amiata si perfora ad acqua con una tecnica del tipo di quella sopra illustrata, usando un fango, la bentonite (un tipo di argilla), al 6% in acqua. Particolare attenzione viene devoluta ad evitare che l'acqua impiegata per preparare il fango sia di buona qualità e non contenga sostanze contaminanti tali da trasformare detriti di roccia risultanti dalle perforazioni (*cuttings*) da rifiuti speciali, come di norma vengono classificati, in rifiuti pericolosi.

Anche i pozzi, col tempo, perdono vigore ed invecchiano. Da studi condotti sia su campi a vapore secco (Larderello, The Geysers) o a liquido dominante (Wairakei, Monte Amiata) è stato osservato che nei primi 2-3 anni di attività la quantità di vapore prodotto si riduce del 7-8% all'anno, per poi declinare con un tasso annuale del 12%. Si considera normale, nei primi 10 anni di attività, un declino del 10-12% all'anno, che porta il pozzo, in questo intervallo di tempo, a circa il 30% della portata iniziale. Fatto questo che fa mettere il pozzo fuori produzione, reimpiegandolo, eventualmente, come pozzo di reiniezione dei condensati nel serbatoio. La reiniezione di condensati nel serbatoio è una pratica ormai consolidata che permette di rallentare il processo di invecchiamento dei pozzi in produzione, trovando allo stesso tempo una idonea collocazione a dei reflui che potrebbero produrre fenomeni di contaminazione ambientale.

## *L'energia dell'acqua e del vapor d'acqua*

Il calore è una forma di energia (*energia termica*) che si può misurare con la *caloria* (unità di misura superata, ma ancora usata frequentemente nel settore). Una caloria (cal) è la quantità di energia necessaria per far innalzare di 1°C (da 14,5 a 15,5) la massa di un grammo di acqua pura alla pressione di una atmosfera ( $1,013 \times 10^5$  Pa). In prima approssimazione, per portare da 0 a 100°C un grammo di acqua occorrono 100 cal e con 100 kcal si ottiene lo stesso risultato con 1 kg di acqua. Si può pertanto affermare che la massa di 1 kg di acqua a 100°C contiene una energia termica paria a 100 kcal; in unità del *Sistema Internazionale* (SI): 1 cal = 4,186 J; 100 kcal = 418,6 kJ). L'*entalpia* indica la quantità di energia termica contenuta nell'unità di massa. Ecco allora che 100 kcal/kg, equivalenti a 418,6 kJ/kg corrispondono all'entalpia di 1 kg di acqua a 100°C. Parte di questa energia assorbita dall'acqua per elevare il suo livello termico può essere restituita ed, eventualmente, trasformata in altre forme di energia.

L'entalpia dell'acqua dipende, oltre che dalla temperatura, anche dallo stato fisico in cui essa si trova. I valori riferiti allo stato liquido ed allo stato di vapore saturo sono riportati nella Figura 3.5. Il riferimento agli stati di

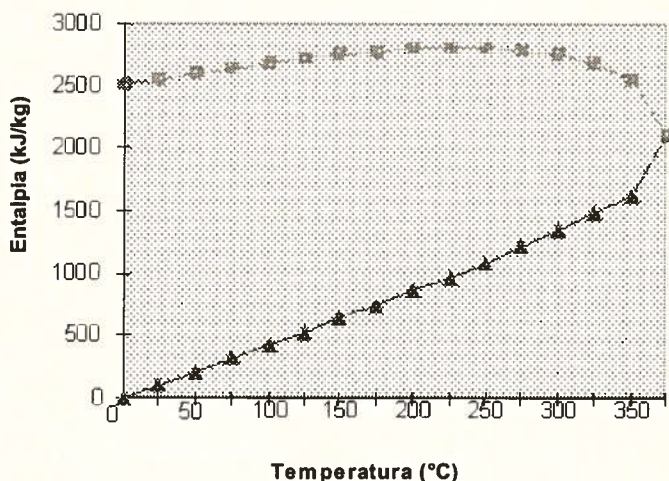


Figura 3.5.- Variazione dell'entalpia dell'acqua liquida (triangoli) ed in fase di vapore (quadrati) in funzione della temperatura. Si noti la convergenza in corrispondenza del punto critico (374°C, alla pressione di 225 kg/cm<sup>2</sup>). Da Gudmundsson e Thráinsson (1989) e Trabattoni e Moschella (1974).



aggregazione della materia suggerisce di richiamare alcuni concetti fondamentali che stanno alla base dello sfruttamento dell'energia geotermica.

Nella Figura 3.6 è illustrato uno schema di diagramma delle fasi dell'acqua, valido per tutte le sostanze, che mostra le relazioni tra pressione, volume e temperatura. Tutte le sostanze possono esistere come solidi (se aggregate in cristalli), liquidi e gas. Inoltre tra il liquido ed il gas esiste la condizione di *vapore saturo umido* che può dar luogo a condensazione, e di *vapore surriscaldato*, che non condensa se non si modificano la temperatura e la pressione in maniera adeguata. La linea di confine tra i due individua la condizione di *vapore saturo secco*. Vi è poi il *fluido supercritico*, nel quale si realizza una condizione di coesistenza delle tre fasi: liquido, vapore e gas. Per l'acqua pura, si raggiunge il punto critico alla pressione di 218 atmosfere (221 bar) ed alla temperatura di 374°C. I fluidi geotermici contengono concentrazioni saline anche piuttosto elevate, che portano ad un aumento del punto critico del fluido medesimo. Ad esempio già con 35 g/L di NaCl in soluzione, il punto critico si raggiunge alla temperatura di 415°C ed alla pressione di 320 bar; con 200 g/L di NaCl la

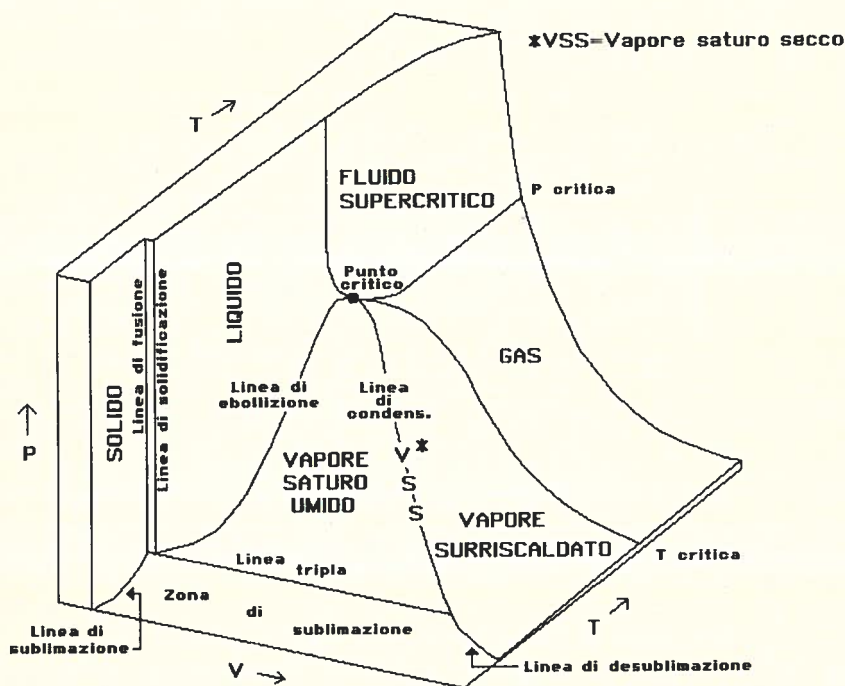


Figura 3.6.- Diagramma delle fasi dell'acqua. Da Dejak *et al.* (1996).

temperatura e la pressione critica salgono, nell'ordine, a 600°C e 925 bar (Sommaruga e Verdiani, 1995).

L'acqua raccoglie in sé molte delle caratteristiche del fluido ideale per trasferire energia termica. Queste sono:

- inerzia chimica e stabilità al calore;
- alta capacità di conduzione termica;
- elevato calore di condensazione (ovvero quello che si sviluppa durante il passaggio vapore-liquido);
- avere una volatilità contenuta;
- non essere pericoloso (non esplosivo né tossico);
- avere costi accessibili.

Una versione semplificata del diagramma tridimensionale delle fasi può mettere in evidenza come in trasformazioni a temperatura costante, durante la fase di condensazione del vapore saturo umido, si possa produrre *lavoro*. La Figura 3.7 illustra una versione generalizzata del diagramma di Andrews, dove si individuano 5 zone relative alla fase liquida, al vapore saturo umido e surriscaldato, al gas ed al fluido supercritico.

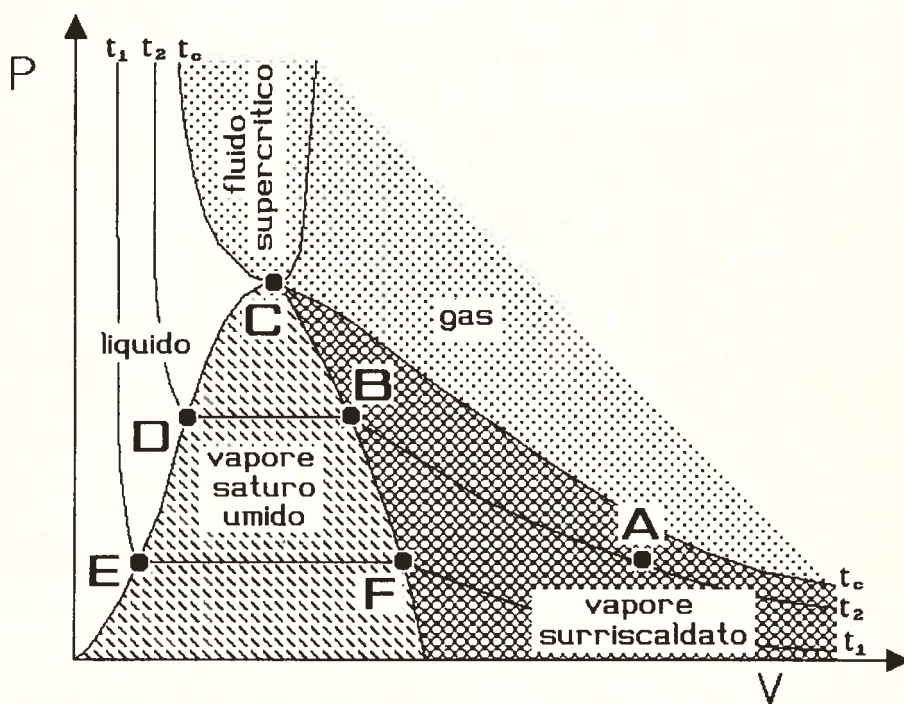


Figura 3.7.- Diagramma di Andrews generalizzato.



42

La Figura 3.8 mostra il variare della pressione in funzione dell'entalpia a diverse temperature per l'acqua pura.

La parte racchiusa nella campana indica la presenza di acqua liquida e vapore, in miscela. È interessante osservare come, fissata una temperatura ed una pressione, l'entalpia, ovvero la quantità di calore, aumenti con l'aumentare della frazione di vapore. Questo perché quando l'acqua arriva, in determinate condizioni di pressione, all'ebollizione, diviene *satura di calore*, ovvero la somministrazione ulteriore di energia al sistema non si traduce in aumento di temperatura dell'acqua, ma viene impiegato dall'acqua liquida per passare allo stato di vapore assorbendo quello che si chiama *calore latente di evaporazione*, o *entalpia di evaporazione*. Questo viene restituito nel processo inverso (*condensazione*), quando l'acqua in fase di vapore ritorna allo stato liquido. Nella zona delle due fasi (liquida e vapore), pertanto, stabilite temperatura e pressione, l'energia dell'acqua cresce al crescere della componente in fase di vapore: è il vapore che, condensandosi, può liberare l'energia in eccesso rispetto alla fase liquida. Questa, almeno in parte, potrà essere impiegata per compiere del lavoro.

La qualità, o titolo, del vapore,  $X$ , intesa come misura della quantità di energia contenuta per unità di massa, potrà essere ricavata tramite la relazione (Chilingar *et al.*, 1982):

$$X = (h_{fg} - h_f) / (h_g - h_f)$$

con  $h_{fg}$  che indica l'entalpia della miscela liquido/vapore,  $h_f$  l'entalpia del liquido saturo in equilibrio con il vapore e  $h_g$  l'entalpia del vapore saturo in equilibrio con il liquido ( $h_g - h_f =$  calore latente di evaporazione). Quando il valore di  $X$  diminuisce (qualità del vapore decrescente), significa che la componente in fase di vapore decresce e con questa decresce il contenuto termico.

Nei sistemi geotermici l'energia accumulata nel serbatoio viene trasmessa in superficie dall'acqua che la rende accessibile per eventuali trasformazioni, come avviene negli scambiatori di calore o negli impianti geotermoelettrici. La possibilità di effettivo sfruttamento dipende dal numero di pozzi da perforare, dalla massa di fluido che se ne può trarre, dalla pressione a testa pozzo, dalla composizione del fluido e dall'entalpia del medesimo. Il rendimento del processo adottato sarà quello che determinerà la quantità di energia effettivamente prodotta, ma la materia prima rimane l'entalpia del fluido di partenza. Prima di chiudere questa sezione è forse

opportuno procedere ad un confronto tra il potere calorifico (ovvero l'entalpia, o contenuto termico) dell'acqua e quello di altre fonti energetiche (Tabella 3.2).

Tabella 3.2.- Quantità di energia termica contenuta in diversi materiali (Chiras, 1985).

Sostanza	Entalpia	
	kcal/kg	kJ/kg
Acqua liquida a 100°C	100	419
Acqua liquida a 200°C	203	850
Vapor d'acqua a 200°C *	667	2.790
Torba	950	3.977
Legna verde	2.500	10.465
Carbon fossile	7.000	29.300
Etanolo	7.000	29.300
Petrolio greggio	10.000	41.860
Benzine	10.500	43.953
Gas di petrolio liquefatto (GPL)	11.000	46.045
Gas naturale (essenzialmente CH <sub>4</sub> )	13.000	54.418
Idrogeno	30.000	125.580

\* Alla pressione di 16 kg/cm<sup>2</sup>.

Unità correnti per la misura della quantità di calore sono anche la tonnellata equivalente di petrolio (*tep*) e la tonnellata equivalente di carbone (*tec*) corrispondenti, nell'ordine a 10.000.000 e 7.000.000 kcal (Sommaruga e Verdiani, 1995). A fronte di un contenuto termico relativamente modesto, il vapor d'acqua surriscaldato presenta il vantaggio della possibilità di reiterazione dei processi di estrazione di calore.

## 4. Cenni di chimica dei fluidi geotermici

Un sistema geotermico necessita di una sorgente di calore e di un fluido che sia in grado di trasferire il calore dalle profondità della terra alla superficie. Al fine di comprendere il comportamento dei fluidi geotermici è essenziale tracciare almeno le linee fondamentali della chimica dell'acqua e dei gas che essi contengono (Nicholson, 1993).

### *Acqua*

Nonostante che tra un fluido ed un altro esistano anche notevoli differenze, una base comune è costituita da una serie di sostanze che, seppure in proporzioni variabili, sono presenti un po' in ogni acqua. Queste sono le seguenti:

- Anioni:  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{F}^-$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{I}^-$ .
- Cationi:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Li}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Rb}^+$ ,  $\text{Cs}^+$ ,  $\text{Mn}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ .
- Sostanze neutre:  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{NH}_3$ , As, B, gas nobili.

L'acqua che si ritrova nei fluidi geotermici è vicina alla neutralità, spesso con  $\text{Cl}^-$  come anione dominante. In alcuni casi dominano i solfati o i bicarbonati. Così, le correnti classificazioni si basano sull'anione prevalente.

### **Acque a cloruri**

Hanno concentrazioni di cloruri sino a 10 g/L, con punte, eccezionali, che possono raggiungere i 100 g/L (come a Salton Sea, CA). In queste i principali cationi sono  $\text{Na}^+$  e  $\text{K}^+$ , ed anche alti valori di silicio e boro. La reazione è leggermente acida o alcalina. I gas disciolti sono  $\text{CO}_2$  e, a livelli molto più contenuti,  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CH}_4$ .

### **Acque a solfati**

Sono acide, e derivano da fluidi superficiali formati dalla condensazione di gas geotermici con acque sotterranee ben ossigenate. Possono dissolvere le rocce e formare crateri e cave, come è avvenuto in alcuni campi di vapore della Nuova Zelanda. L'origine dei solfati è, prevalentemente, dall'ossidazione dell'idrogeno solforato che si condensa. Questa reazione porta il pH ad un valore minimo di 2,8. Se si scende al di sotto di questo valore significa che vi sono altri contributi acidi ( $\text{HCl}$ ,  $\text{HF}$ ) derivanti dall'intrusione di gas magmatici.

### **Acque a bicarbonati**

Si trovano in corrispondenza di fluidi ricchi di  $\text{CO}_2$ , o possono essere associate a modeste concentrazioni di solfati. Generalmente sono assai povere di cloruri.

### **Acque a solfati e cloruri**

Possono avere varia origine, come quando strati contenenti zolfo nativo sono attraversati da fluidi ricchi di cloruri o quando si hanno condensazioni di gas vulcanici dentro acque meteoriche, in prossimità della superficie. Il pH varia tra 2 e 5, con cloruri e solfati in proporzioni quasi uguali.

### **Acque a cloruri diluiti**

Fluidi ricchi di cloruri, anche di origine marina, vengono diluiti da acque di falda o acque a bicarbonati durante processi di scorrimento orizzontale. Il pH è tra 6 e 8, con il cloruro come ione dominante e il bicarbonato presente in proporzioni variabili.

Nella tabella che segue (Tabella 4.1) sono riportati alcuni esempi.

Quando i fluidi muovono verso la superficie si può avere ebollizione dovuta alla riduzione della pressione idrostatica. Per flussi elevati, il processo di raffreddamento si può considerare adiabatico (ovvero senza scambi di calore). Il passaggio delle specie gassose e di acqua in fase di vapore cambia la chimica delle acque che restano in fase liquida.

Il passaggio di  $\text{CO}_2$  in fase di vapore comporta un innalzamento del pH, e quindi una caduta della solubilità dei carbonati (calcite) ed un aumento di quella dei silicati.

### ***Acqua: comportamento delle specie più comuni***

L'acqua dei fluidi geotermici è ricca di sostanze disciolte presenti sia in forma neutra sia in forma ionica. Di seguito si cercherà di dare una immagine, seppur sintetica e semplificata, rappresentativa delle specie più comuni e del loro comportamento.

#### **a) Sostanze neutre**

##### ***Silice ( $\text{SiO}_2$ )***

Con il termine silice, che significa l'ossido  $\text{SiO}_2$ , si indica il silicio sciolto in acqua che, in realtà, è presente in questo mezzo in forma idrata

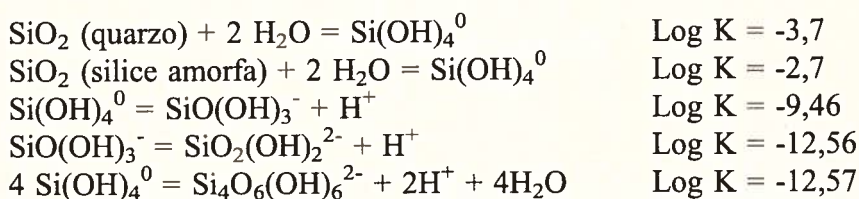


Tabella 4.1.- Chimica delle acque di alcuni sistemi geotermici (Nicholson, 1993; Hurtado *et al.*, 1989). Concentrazioni in mg/L. Il pH è riferito alla temperatura di 25°C.

Tipo acqua	T, °C	pH	Na	K	Mg	Ca	B	SiO <sub>2</sub>	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Cl
<b>Località</b>											
<i>Cloruri</i>											
Wairakei	99	8,0	1070	102	0,4	26	22	294	26	76	1770
Ohaaki	95	7,1	860	82	0,1	2,5	32	338	100	679	1060
Cerro Prieto	89	7,6	8090	1860	4,6	450	20	1140	31	65	15130
<i>Solfati</i>											
Yellowstone	70	2,2	27	24	1	2,6	1,5	364	482	<1	6
Waiotapu	99	2,2	32	6,6	0,8	4,0	2	308	338	<1	6
Ngawha	72	2,7	28	3,0	2,4	6,0	22	18	344	<1	37
<i>Bicarbonati</i>											
Kizildere	99	7,8	1172	117	1,2	6	25,6	268	778	2502	112
Ohaaki	—	7,4	435	39	90	180	1,2	180	15	2284	28
Ohaaki	—	8,0	140	24	1,7	6,6	0,7	380	8	390	40
Ngawha	58	7,4	131	10	37,2	94	12	128	48	704	67
<i>Solfati-cloruri</i>											
Rotokawa	65	2,4	990	102	11	11	45	340	520	144	1433
Tatun*	161	2,0	146	58	53	205	46	419	3165	—	1620
<i>Cloruri dil+bic.</i>											
Rotokawa	85	7,4	270	22	1,4	23	11	144	72	226	309
Mokai	—	6,3	245	13	1,2	9,4	3	130	8	155	274

\*Condensati di gas vulcanici

$\text{H}_4\text{SiO}_4^0$ , o  $\text{Si}(\text{OH})_4^0$ . La silice presente nelle acque naturali deriva dalla solubilizzazione di minerali a base di silicati, regolata dai seguenti equilibri (a 25°C; Bodek *et al.*, 1988):



dove K indica la costante di equilibrio. Nelle acque naturali con  $\text{pH} < 9$  la

forma più probabile della silice è l'acido silicico monomero,  $\text{Si(OH)}_4^0$ . Con valori di  $\text{pH} > 10$  la concentrazione della silice in soluzione aumenta fortemente. I livelli di silice nelle acque naturali variano, di norma, tra 1 e 30 mg/L. Le concentrazioni nei fluidi geotermici sono dell'ordine di 100 mg/L. La solubilità in acqua varia, oltre che con la temperatura, con la forma di silice ed è massima per la silice amorfa e minima per il quarzo che è invece silice cristallina. Per quanto riguarda l'effetto della temperatura su queste due forme si rimanda alla Figura 4.1.

Durante il trasferimento dei fluidi dal serbatoio alla superficie possono avvenire cambiamenti di temperatura e pressione in grado di favorire fenomeni di deposizione della silice. Una perdita di vapore porta ad un aumen-

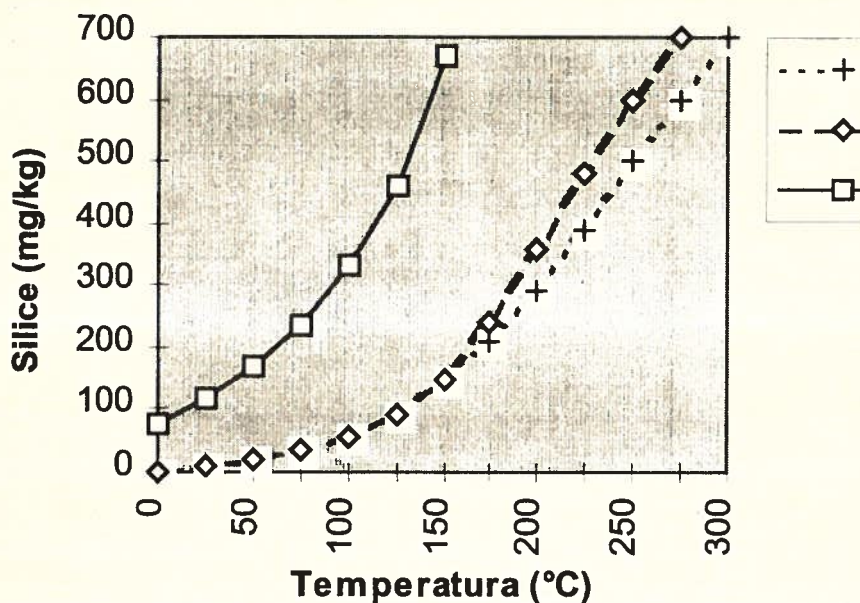


Figura 4.1.- Solubilità della silice amorfa (serie 3) e del quarzo senza (serie 1) e con fughe di vapore (serie 2) dal fluido in funzione della temperatura. Da Nicholson (1993).

to della solubilità della silice che, nonostante la riduzione di massa del fluido, può permanere in soluzione.

Se si assume che durante l'ascesa non vi sia stata deposizione, alla sorgente bollente (100°C) l'acqua si potrà trovare facilmente sovrassatura, anche per la forma amorfa, specie se la temperatura del serbatoio supera i 210°C. La presenza di spessi depositi in corrispondenza di sorgenti bollenti o molto calde (80-100°C) indica che il serbatoio è ad oltre 200°C. Le relazioni tra contenuto di silice, tipo di minerale e temperatura del serbatoio sono state impiegate come geotermometri, che sono modelli per il calcolo della temperatura del serbatoio (Tabella 4.2).

Tabella 4.2.- Equazioni geotermometriche basate sul tipo e sulla concentrazione della silice (Fournier, 1981; Nicholson, 1993).  $\text{SiO}_2$  = concentrazione della silice nel fluido, in mg/kg20;  $t < 250^\circ\text{C}$  (oltre questa temperatura la silice si dissolve e precipita troppo rapidamente e i valori in superficie possono non essere simili a quelli profondi).

Tipo di minerale	Equazione geotermometrica
<i>Quarzo</i> , senza perdita di vapore	$t^\circ\text{C} = [1309/(5,19 - \text{Log SiO}_2)] - 273$
<i>Quarzo</i> , massima perdita di vapore a 100°C	$t^\circ\text{C} = [1522/(5,75 - \text{Log SiO}_2)] - 273$
<i>Calcedonio</i>	$t^\circ\text{C} = [1032/(4,69 - \text{Log SiO}_2)] - 273$
$\alpha$ - <i>Cristobalite</i>	$t^\circ\text{C} = [1000/(4,78 - \text{Log SiO}_2)] - 273$
$\beta$ - <i>Cristobalite</i>	$t^\circ\text{C} = [781/(4,51 - \text{Log SiO}_2)] - 273$
<i>Silice amorfa</i>	$t^\circ\text{C} = [731/(4,52 - \text{Log SiO}_2)] - 273$

### *Boro*

Le concentrazioni nelle acque geotermiche sono dell'ordine di 10-50 mg/kg, con punte sino a 1000 mg/kg, dove le acque sono associate a rocce sedimentarie ricche di materiali di origine organica.

Il coefficiente di ripartizione del boro tra la fase di vapore e la fase liquida, in unità di (massa/massa)/(massa/massa),  $K_D$ , varia in funzione del rapporto tra la densità del liquido,  $d_L$  e la densità del vapore,  $d_V$  come segue (Glover, 1988):

$$\text{Log } K_D = -0,947 \text{ Log } (d_L/d_V) + 0,0547 [\text{Log } (d_L/d_V)]^2$$

Al variare della temperatura, varia il valore del rapporto tra le densità del liquido e del vapore. La relazione è valida tra 100°C e la temperatura critica dell'acqua (374°C). A 100°C la concentrazione in fase liquida è circa 300 volte quella in fase di vapore. Glover (1988) ha anche suggerito una forma semplificata della precedente relazione che permette di calcola-

re a temperature tra 150 e 320°C il coefficiente di ripartizione  $C_{\text{VAPORE}} / C_{\text{LIQUIDO}}$ ,  $K_D$ , dell'acido borico:

$$\text{Log } K_D = (t^\circ\text{C} - 456) / 149,5$$

Ad esempio, a 150°C,  $\text{Log } K_D = 306 / 149,5 = -2,05$  ovvero,  $C_{\text{VAPORE}} / C_{\text{LIQUIDO}} = 1/112$ , mentre a 200°C,  $C_{\text{VAPORE}} / C_{\text{LIQUIDO}} = 1/52$  e a 250°C  $C_{\text{VAPORE}} / C_{\text{LIQUIDO}} = 1/24$ .

Il fatto che il boro preferisca sempre più la fase liquida man mano che il fluido si raffredda, provoca un progressivo arricchimento in acido borico della fase medesima. Così, se ad esempio a 100°C si ha la condensazione dell'1% del vapore formatosi in un serbatoio a 300°C, nella fase liquida si avrà un arricchimento di boro per un fattore di circa 7.

Tra 0 e 100°C, la solubilità dell'acido borico in acqua aumenta rapidamente con la temperatura: dal 2,5% (in peso della soluzione) a 0°C, si passa a 4,7% a 20°C ed a 27,5% a 100°C (Bodek *et al.*, 1988).

### *Ammoniaca*

Si trova sia nella forma neutra ( $\text{NH}_3$ ) che, in soluzione, come ione ammonio ( $\text{NH}_4^+$ ). È, seppur comune, uno dei costituenti minori dei fluidi geotermici. In fluidi profondi, in associazione con strati sedimentari, può arrivare a concentrazioni più elevate della norma.

### *Arsenico*

Nel serbatoio è sotto forma di As(III) e come tale può ritrovarsi nelle acque delle sorgenti idrotermali. Dopo l'ossidazione dei solfuri, compare la forma As(V) che però rimane una componente minore rispetto all'altra. In soluzione si trovano le forme corrispondenti: acido arsenioso ( $\text{H}_3\text{AsO}_3$ ) ed acido arsenico ( $\text{H}_3\text{AsO}_4$ ). Può dar luogo a composti volatili, come l'arsina ( $\text{AsH}_3$ ) in grado di raggiungere l'aria insieme ai gas incondensabili.

### *Gas nobili*

I gas nobili (argon, Ar; elio, He; krypton, Kr; neon, Ne; xenon, Xe) sono, prevalentemente, di origine atmosferica e possono venire impiegati come traccianti di acque meteoriche negli studi sulla velocità e le modalità di ricarica di serbatoi geotermici. Elio ed argon, possono avere anche una origine radiogenica: il primo è della famiglia dell'uranio e del torio, mentre il decadimento del  $^{40}\text{K}$  produce  $^{40}\text{Ar}$ . Anche il radon, Rn, è un gas no-

bile, il più pesante. A differenza dei precedenti è radioattivo e presenta diversi isotopi. Quello più “stabile” è il  $^{222}\text{Rn}$ , con una semivita di 3,8 giorni. Fa parte della serie  $^{238}\text{U}$ - $^{206}\text{Pb}$  e, dopo emissione di particelle  $\alpha$ , decade a polonio-218.

## b) Cationi

I più importanti sono il sodio ( $\text{Na}^+$ ) ed il potassio ( $\text{K}^+$ ). Nei fluidi geotermici, il sodio può raggiungere concentrazioni superiori a 1000 mg/kg, mentre il potassio si mantiene, di norma, un ordine di grandezza al di sotto. Il rapporto Na/K viene impiegato per stimare la temperatura del fluido nel serbatoio (geotermometro Na/K), sulla base della dipendenza dalla temperatura degli equilibri che si stabiliscono tra i minerali di contatto ed i fluidi geotermici (Tabella 4.3).

Tabella 4.3.- Equazioni geotermometriche basate sul rapporto Na/K (concentrazioni in mg/kg;  $t > 120^\circ\text{C}$ ).

Fonte	Equazione
Fournier (1979)	$t^\circ\text{C} = 1217 / [\text{Log} (\text{Na/K}) + 1,483] - 273$
Giggenbach (1988)	$t^\circ\text{C} = 1390 / [\text{Log} (\text{Na/K}) + 1,750] - 273$

Alti valori del rapporto Na/K possono indicare flussi laterali del fluido o processi di cessione in vicinanza della superficie, mentre bassi valori possono indicare acque che affiorano rapidamente, come avviene nelle aree in cui gli strati di roccia superficiali sono abbastanza permeabili.

Il calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) viene rilasciato dalle rocce carbonatiche (calcite:  $\text{CaCO}_3$ ; anidrite:  $\text{CaSO}_4$ ; fluorite:  $\text{CaF}_2$ ), in funzione della disponibilità di  $\text{CO}_2$ , della salinità, dell'acidità, della temperatura. Quest'ultima tende a ridurre i livelli di calcio, che crescono all'aumentare della  $\text{CO}_2$ , dell'acidità e della salinità. Nei fluidi ad alta temperatura le concentrazioni di  $\text{Ca}^{2+}$  sono dell'ordine dei 50 mg/kg.

Relativamente abbondante è il litio ( $\text{Li}^+$ ), che raggiunge livelli di 20 mg/kg, mentre rubidio e cesio ( $\text{Rb}^+$ ,  $\text{Cs}^+$ ) si trovano in concentrazioni intorno ad 1-2 mg/kg.

Anche i rapporti Na/Li, Na/Ca e K/Ca sono stati impiegati in relazioni geotermometriche (D'Amore *et al.*, 1994).

Lo ione magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) è nei fluidi geotermici molto meno abbon-



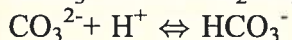
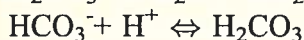
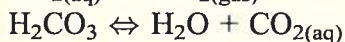
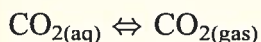
dante che nelle acque di superficie o sotterranee. Nei fluidi ad alta temperatura se ne possono misurare 0,01-0,1 mg/kg.

Lo ione alluminio ( $\text{Al}^{3+}$ ) è relativamente abbondante nelle acque acide dove può raggiungere e superare i 100 mg/kg, mentre a livello del serbatoio raramente supera 1 mg/kg. Nelle acque a cloruri è presente in concentrazioni assai contenute ( $< 0,02$  mg/kg).

Il ferro ed il manganese sono presenti in tracce nei fluidi geotermici.

### c) Anioni

Tra gli anioni, un ruolo primario è esercitato dallo ione bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ). La pressione parziale della  $\text{CO}_2$  nel fluido determina, insieme al pH, lo spostamento degli equilibri di cui alle reazioni che seguono:



La perdita di anidride carbonica con l'ebollizione porta ad un innalzamento del pH per uno spostamento degli equilibri verso destra, "consumando" protoni. Lo ione carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) domina solo per valori di pH molto alcalini ( $>10$ ), l'acido carbonico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) domina per pH acidi ( $<3,8$ ), mentre con valori di pH tra 6 e 10 lo ione bicarbonato è la specie chimica dominante. Maggiore è l'interazione tra il fluido geotermico e le rocce di contatto, e maggiore è il tenore in ione bicarbonato che, pertanto, può indicare la lunghezza del percorso tra il punto di affioramento ed il serbatoio.

Lo ione cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) può variare molto in abbondanza, a seconda del tipo di fluido, rimanendo, tuttavia, l'elemento più conservativo: spesso basse concentrazioni di cloruri indicano diluizione con acque di superficie, mentre linee di isoconcentrazione per  $\text{Cl}^-$  possono essere impiegate per individuare l'area di affioramento di un campo di vapore.

Lo ione solfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) è generalmente basso a livello del serbatoio ed aumenta verso la superficie, prodotto dall'ossidazione dell'idrogeno solforato. È contenuto primariamente nei sedimenti evaporitici ed, in misura minore, in alcuni minerali presenti in rocce ignee. Il gesso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) e l'anidrite ( $\text{CaSO}_4$ ) rappresentano i minerali a solfati più importanti. Nell'acqua di mare il solfato è lo ione più abbondante, dopo il cloruro.

Lo ione bromuro ( $\text{Br}^-$ ), di solito presente in tracce nei fluidi, diviene importante nel caso che vi sia intrusione di acque marine.

## Gas

Alle alte temperature, l'acqua può presentarsi sotto forma di vapore secco per il crescere della tensione di vapore con la temperatura. Riducendo la temperatura o aumentando la pressione, l'acqua può condensare, mentre altre componenti del fluido non sono altrettanto semplicemente separabili in fase liquida. Queste costituiscono i cosiddetti "incondensabili". Nella frazione non condensabile sono presenti, in varie proporzioni,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  e componenti minori (come  $\text{COS}$  e  $\text{CS}_2$ ; Favier-Pierret e Le Guern, 1983; Chiodini *et al.*, 1991). Tradizionalmente, la caratterizzazione dei fluidi negli studi esplorativi avveniva per mezzo delle analisi delle acque, relegando la composizione dei gas in seconda linea. In seguito si è data maggiore importanza all'analisi dei gas che è ormai divenuta essenziale anche ai fini della valutazione dello stato del serbatoio geotermico. Tipico è l'approccio della misura del rapporto molare  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  (Giggenbach, 1981) e, di recente, si è rivolta l'attenzione anche ai componenti minori. Nella Tabella 4.4 sono riportati i dati analitici riferiti al fluido di alcuni pozzi del campo di vapore di Larderello, quando venne messa in evidenza per la prima volta la presenza di solfuro di carbonile ( $\text{COS}$ ) derivante dalla reazione di  $\text{CO}$  e  $\text{CO}_2$  con  $\text{H}_2\text{S}$ .

Tabella 4.4.- Componenti in fase di vapore o gassosa presenti nel fluido di dodici pozzi del campo di Larderello (Chiodini *et al.*, 1991). D.S. = deviazione standard; range = intervallo di variazione.

	Concentrazione, in $\mu\text{mol/mol}$						
	$\text{H}_2\text{O}$	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2$	$\text{H}_2\text{S}$	$\text{C H}_4$	$\text{CO}$	$\text{COS}$
Media	950190	46560	1055	650	590	0,45	0,034
D.S.	64180	62060	610	365	700	0,57	0,037
Range	801400-995400	3330-191000	325-2150	310-1390	12-2540	0,05-1,81	0,005-0,100

Solo in questi ultimi decenni si è riconosciuto anche ai gas un ruolo fondamentale ai fini della caratterizzazione dei campi di vapore. La ripartizione delle specie gassose tra la fase di vapore e quella liquida è uno degli aspetti fondamentali del comportamento di queste componenti nei fluidi geotermici. In condizioni di equilibrio la distribuzione tra le due fasi

è governata dal valore del coefficiente,  $B_{GAS} = C_V / C_L$ , con  $C_V$  e  $C_L$  che indicano  $n_{GAS}/n_{H_2O}$  in fase di vapore e liquida, rispettivamente. Quando le concentrazioni delle specie gassose sono sufficientemente basse le concentrazioni,  $C$ , possono essere espresse, anziché come rapporti molari ( $n_{GAS}/n_{H_2O}$ ), come frazioni molari  $X_{GAS}$ :

$X_{GAS} = n_{GAS} / (n_{H_2O} + \sum n_i)$  con  $\sum n_i$  che indica la somma delle moli di tutte le specie gassose presenti in soluzione. Nei sistemi a bassa concentrazione di gas  $\sum n_i \ll n_{H_2O}$  il che permette di scrivere che  $X_{GAS} = n_{GAS} / n_{H_2O}$  ovvero:

$$B_{GAS} = X_{GAS, \text{ VAPORE}} / X_{GAS, \text{ LIQUIDO}}$$

ovvero il coefficiente di ripartizione, per basse concentrazioni di gas, è uguale al rapporto tra le *frazioni molari* in fase gassosa e in fase liquida. Il valore di  $B_{GAS}$  varia con la temperatura secondo una relazione riconducibile alla forma:

$$\text{Log } B_{GAS} = a + bT$$

dove  $T$  è la temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) ed  $a$  e  $b$  due parametri empirici. In Tabella 4.5 sono indicati i valori dei coefficienti  $a$  e  $b$  per le principali specie gassose presenti nei fluidi geotermici secondo Giggenbach (1980).

Tabella 4.5.- Valori dei parametri  $a$  e  $b$  della relazione  $\text{Log } B_{GAS} = a + bT$  per il calcolo del coefficiente di ripartizione di una specie gassosa,  $B_{GAS}$ , tra la fase di vapore ed il liquido di un fluido geotermico per l'intervallo di temperatura compreso tra 100 e 340 $^{\circ}\text{C}$  (da Giggenbach, 1980).

Specie chimica	$a$	$b$
$\text{NH}_3$	1,4113	-0,00292
$\text{H}_2\text{S}$	4,0547	-0,00981
$\text{CO}_2$	4,7593	-0,01092
$\text{CH}_4$	6,0783	-0,01383
$\text{H}_2$	6,2283	-0,01403
$\text{N}_2$	6,4426	-0,01416

Relazioni distinte, sempre del tipo  $\text{Log } B_{GAS} = a + bT$  per diversi intervalli di temperatura, sono state proposte da Saracco e D'Amore (1989; Tabella 4.6).

Al crescere della temperatura, sino ai 340 $^{\circ}\text{C}$ , in prossimità del punto critico dell'acqua, si osserva una progressiva diminuzione della ripartizione nella fase di vapore a vantaggio di quella liquida. Questa è la ragione

per la quale i fluidi quando si raffreddano tendono a perdere gas, perdita che può essere ancora più forte quando la caduta di temperatura si accoppia ad una caduta di pressione.

Tabella 4.6.- Valore dei parametri  $a$  e  $b$  secondo Saracco e D'Amore (1989) per il calcolo del coefficiente di ripartizione di massa vapore/liquido dei principali componenti gassosi, a diverse temperature.

GAS	$a$	$b$	Intervallo di temperatura (°C)
CO <sub>2</sub>	5,035833	-0,013292	20-99
	4,895136	-0,011754	100-149
	4,769526	-0,010961	150-320
	5,393368	-0,012947	321-350
	13,173940	-0,035211	351-374
H <sub>2</sub> S	4,600467	-0,014363	20-99
	4,377379	-0,012025	100-149
	4,044170	-0,009798	150-330
	7,988000	-0,021330	331-350
H <sub>2</sub>	6,868929	-0,021121	20-99
	6,432524	-0,016323	100-149
	5,968130	-0,013301	150-320
	8,422500	-0,021050	321-350
	16,315200	-0,043542	351-374
CH <sub>4</sub>	6,597095	-0,017338	20-99
	6,399970	-0,015902	100-149
	6,080947	-0,013875	150-340
	12,649167	-0,033150	341-359
	16,859010	-0,045012	360-374
CO	6,688962	-0,017588	20-99
	6,449000	-0,014850	100-140
	6,286525	-0,013729	141-320
	6,831643	-0,015464	321-350
	21,930700	-0,058616	351-374

Un'alternativa, per esprimere la ripartizione dei gas tra la fase di vapore e quella liquida è l'approccio della Legge di Henry: la costante di Henry  $H$ , è per definizione:

$$H = P/X$$

con  $P$  che indica la pressione parziale del gas in fase gassosa e  $X$  la frazione molare, del medesimo, però in fase liquida.

La ripartizione è temperatura dipendente e il variare di H con la temperatura è stato studiato da Nehring e D'Amore (1984). La Tabella 4.7 mostra le correlazioni ad alta temperatura (T) per i principali componenti gassosi.

Tabella 4.7.- Costante della Legge di Henry per le specie gassose più comuni nei fluidi geotermici: dipendenza dalla temperatura (°C) in acqua pura (da Nehring e D'Amore, 1984).

Log $H_{CO_2}$	= 5,31328 - 0,00306T	$\triangleright 200^\circ\text{C}$
Log $H_{H_2}$	= 7,34835 - 0,00563T	$\triangleright 150^\circ\text{C}$
Log $H_{CH_4}$	= 7,35698 - 0,00590T	$\triangleright 150^\circ\text{C}$
Log $H_{H_2S}$	= 4,00871 - 0,001142T	$\triangleright 150^\circ\text{C}$
Log $H_{N_2}$	= 7,56180 - 0,00567T	$\triangleright 150^\circ\text{C}$
Log $H_{NH_3}$	= - 0,21173 + 0,00488T	$\triangleright 150^\circ\text{C}$

La presenza di soluti nell'acqua riduce la solubilità dei gas, aumentando di conseguenza il valore di H (le variazioni sono dell'ordine del 10%, per  $CO_2$  a temperature sui  $150\text{-}200^\circ\text{C}$ , per una concentrazione di NaCl 1 M).

Durante la migrazione dei fluidi verso la superficie, la pressione si riduce e permette la separazione della fase di vapore da quella liquida (il fluido bolle). Questo comporta che il vapore che si scarica, ad esempio, nelle fumarole, non ha la stessa composizione del fluido che lo produce, dove la solubilità dei gas, per le maggiori pressioni e temperature, è diversa. *Sia la distanza dalla sorgente, che la durata delle emissioni possono influenzare, pertanto, la composizione dei gas presenti nel vapore.*

In accordo con Nicholson (1993) si possono distinguere due estremi nei processi di separazione del vapore: a stadio singolo o continuo. Nel primo governano gli equilibri tra le fasi, nel secondo si può arrivare all'estrazione totale delle sostanze più volatili. Nei sistemi a singolo stadio è importante osservare come anche una separazione di solo il 3% del vapore porta ad un abbattimento della maggior parte delle forme più volatili, come  $N_2$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ . Per  $H_2S$  si perdono quantità minori, pur sempre importanti, mentre le specie più affini alla fase liquida, come l'ammoniaca ( $NH_3$ ), non ne risentono molto. Se vi sarà un processo di ebollizione successivo, nella formazione del vapore si potrà osservare una ulteriore caduta della componente gassosa. Nel caso di separazioni in continuo, i gas vengono rimossi man mano che si formano, portandone il contenuto nel fluido vicino a zero anche con separazioni del vapore solo del 5%.



La composizione dei gas ed il rapporto gas/vapor d'acqua possono fornire utili indicazioni sulla direzione dei flussi del fluido e sulla distanza del punto di affioramento dal serbatoio. È anche estremamente utile conoscere le tendenze di medio e lungo termine: nello stesso luogo, emanazioni giovani possono essere diverse da emanazioni più datate (Nicholson, 1993). L'esperienza ha portato alla formulazione di alcune semplici regole pratiche, come le seguenti:

- fumarole con alta frazione gassosa e bassi valori dei rapporti  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2/\text{NH}_3$  e  $\text{CO}_2/\text{H}_2$  stanno ad indicare che il vapore viene da un serbatoio molto vicino e possono essere, se non vi sono controindicazioni, il posto adatto per una perforazione;
- basse concentrazioni di gas ed alti valori dei rapporti  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2/\text{NH}_3$  e  $\text{CO}_2/\text{H}_2$  stanno ad indicare che il vapore viene da un serbatoio lontano.

Quando il fluido arriva all'ebollizione, il 2-5% di vapore che si forma contiene la maggior parte dei gas (prima disciolti nella fase liquida). Se vi sono più cicli, il fluido viene progressivamente sempre più "sgassato".

Anche l'elio, di origine endogena, può essere utile allo scopo di valutare il tempo di ricambio del fluido in un serbatoio profondo: il rapporto  $\text{He}/\text{Ar}$  è, in atmosfera, tipicamente pari a  $5,7 \times 10^{-4}$ , mentre nei fluidi geotermici lo stesso rapporto è diversi ordini di grandezza al di sopra di questo valore e tanto più grande quando più lungo è il tempo di ricambio del fluido nel serbatoio. Quando i valori del rapporto  $\text{He}/\text{Ar}$  arrivano a 1/10, questo potrebbe indicare la presenza di intrusioni magmatiche.

### ***Geotermometri a gas***

Si tratta di modelli per il calcolo della temperatura del serbatoio a partire dalla conoscenza dei rapporti gas/vapore (nei sistemi a vapore dominante) o vapore/acqua (in quelli a liquido dominante). Questi rapporti, però, non sono sempre facili da ricavare, se non in corrispondenza della testa di un pozzo di perforazione. Per superare questi ostacoli D'Amore e Panichi (1980) hanno introdotto un originale approccio (empirico) basato solo sulla conoscenza dei livelli di  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2$  e  $\text{CH}_4$  nelle emissioni naturali:

$$t(C) = \frac{24775}{\alpha + \beta + 36,05} - 273$$

dove  $\alpha = 2 \text{ Log } [\text{CH}_4]/[\text{CO}_2] - 6 \text{ Log } [\text{H}_2]/[\text{CO}_2] - 3 \text{ Log } [\text{H}_2\text{S}]/[\text{CO}_2]$   
con le concentrazioni di gas espresse in % in volume

e

$$\beta = -7 \text{ Log } P_{\text{CO}_2}$$

Nonostante che il geotermometro a gas di D'Amore e Panichi sia stato criticato per alcune forzature presenti nelle assunzioni che lo sorreggono, in determinate condizioni può fornire valide indicazioni (Tabella 4.8).

Tabella 4.8.- Il geotermometro a gas (GGT) di D'Amore e Panichi (1980): previsioni da modello e misure dirette.

Località	Concentrazione dei gas (% vol)	$\alpha$	$\beta$	T GGT, °C	T misurata, °C
The Geysers	$\text{CO}_2 \leq 75$	4,2	7	240	247
Larderello	$\text{CO}_2 \leq 75$ ; $\text{CH}_4 \leq 2\text{H}_2$ ; $\text{H}_2\text{S} \leq 2\text{H}_2$	11,2	0	251	250
Broadlands	$\text{CO}_2 \leq 75$ ; $\text{CH}_4 \leq 2\text{H}_2$ ; $\text{H}_2\text{S} \leq 2\text{H}_2$	17,0	-7	265	275

Più recentemente D'Amore e collaboratori (1987) hanno introdotto un nuovo approccio basato sulla misura dei livelli di CO in aggiunta a quelli di  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2$  e  $\text{CH}_4$ .

### *Isotopi, geotermometria e caratterizzazione dei fluidi*

La relazione tra la temperatura delle rocce del serbatoio e l'abbondanza di alcune specie chimiche derivanti da processi di decadimento radioattivo è alla base degli approcci geotermometrici basati su rapporti isotopici come  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  e  $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ . L'attendibilità delle previsioni con questi indicatori si basa sull'ipotesi del mantenimento, durante il percorso, degli equilibri che si stabiliscono a livello del serbatoio. Un approccio classico è quello introdotto da Lloyd (1968), basato sullo scambio di ossigeno-16 ( $^{16}\text{O}$ ) ed ossigeno-18 ( $^{18}\text{O}$ ) tra lo ione solfato e l'acqua. Nelle condizioni di pH della maggior parte delle acque naturali, la velocità di scambio isotopico tra l'ossigeno e lo ione solfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ , dominante rispetto al bisolfato,  $\text{HSO}_4^-$ ) è piuttosto bassa, così che l'equilibrio raggiunto nel serbatoio geotermico non sarà significativamente alterato du-

rante il movimento del fluido verso la superficie, anche quando questo sia piuttosto lento.

Un elemento di disturbo è dovuto al fatto che la ripartizione  $^{16}\text{O}$ - $^{18}\text{O}$  tra la fase liquida e la fase di vapore è temperatura-dipendente e, a parità di condizioni di partenza, si avranno diverse composizioni isotopiche in funzione di come avviene la condensazione. Così può accadere che il geotermometro solfato-acqua,  $\delta^{18}\text{O}(\text{SO}_4^{2-} - \text{H}_2\text{O})$ , non fornisca stime accurate della temperatura del serbatoio. Ma quando questa è nota per altre vie, una composizione isotopica dell'acqua e dei solfati diversa dal valore atteso può indicare che vi è stato un mescolamento di acque superficiali con quelle profonde. Infatti, la composizione isotopica delle acque geotermiche è diversa da quella delle acque dei corpi idrici di superficie: alle basse temperature si ha il frazionamento di  $^{18}\text{O}$  e deuterio (D, o  $^2\text{H}$ ) nelle fasi condensate e le nubi, originatesi dall'evaporazione dell'acqua oceanica in regioni tropicali, attraverso le precipitazioni, perdono progressivamente gli isotopi stabili più pesanti nel loro movimento verso i poli o nell'attraversamento di masse continentali e di massicci montuosi. Prendendo come riferimento l'acqua media oceanica (*standard mean ocean water*, SMOW), Craig (1961) ha ricavato la *meteoric water line*, con la quale si caratterizza un'acqua meteorica sulla base dello scarto di deuterio e di  $^{18}\text{O}$ , secondo la relazione:

$$\delta D = 8 \delta^{18}\text{O} + 10$$

dove  $\delta D$  è lo scarto del deuterio per mille (‰) e  $\delta^{18}\text{O}$  lo scarto dell'ossigeno-18 (‰), rispetto alla SMOW. La composizione isotopica dell'acqua scaricata dai pozzi geotermici diviene un prezioso indizio per individuarne l'origine. Deuterio ed ossigeno-18, in combinazione divengono dei traccianti che, note le caratteristiche di partenza del fluido, possono aiutare a comprenderne le origini. Quando, in un determinato luogo, la concentrazione di D in molte acque geotermiche ricche di  $^{18}\text{O}$  è molto vicina a quella delle acque sotterranee, questo indica l'origine meteorica delle acque geotermiche. Può accadere che queste ultime siano arricchite in  $^{18}\text{O}$  come conseguenza di interazioni ad alta temperatura tra le rocce e l'acqua, in profondità, a livello del serbatoio.

In alcuni casi si può avere anche un arricchimento in deuterio, meno suscettibile agli scambi roccia/acqua, essendo il contenuto in idrogeno del-

le rocce assai minore di quello di ossigeno. Confrontando la composizione isotopica delle acque meteoriche con quella dei fluidi geotermici di un determinato luogo si possono ricavarne informazioni sull'entità del mescolamento in corso tra le acque magmatiche (più "pesanti") e quelle meteoriche o, comunque, più di superficie (più "leggere"; D'Amore e Bolognesi, 1994). Un'applicazione di questi concetti è data in Figura 4.2 per Larderello.

Si noti come, nello stesso campo di vapore, si abbiano diverse composizioni isotopiche che, probabilmente, corrispondono a diversi gradi di miscelamento delle acque magmatiche con le acque di superficie.

La produzione di vapore a Larderello è dell'ordine di  $26 \times 10^6$  t/a, mentre l'infiltrazione di acque di superficie è stata calcolata in  $11 \times 10^6$  t/a, ovvero poco meno della metà del vapore prodotto (Petrucci *et al.*, 1994). Il resto della ricarica è di origine profonda ed, almeno in parte, magmatica.

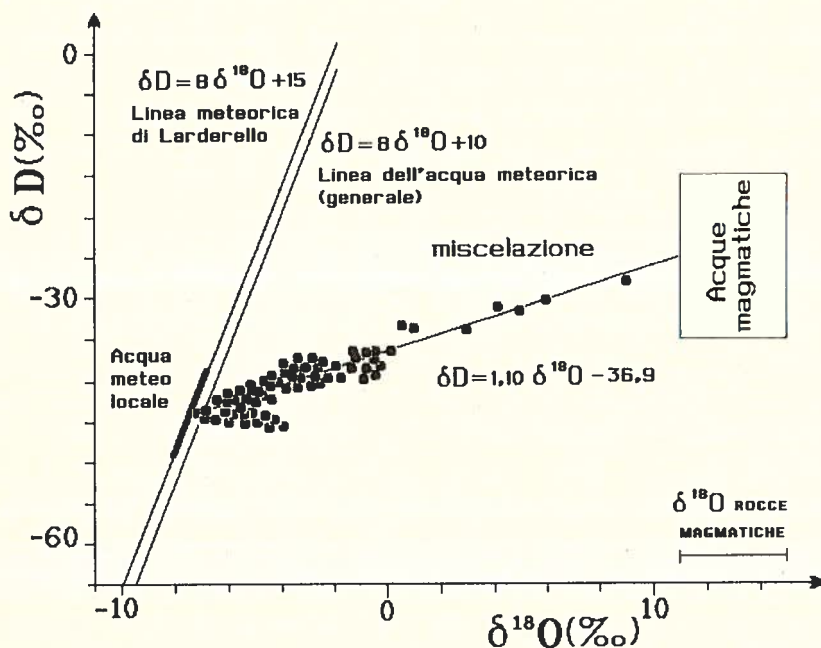


Figura 4.2.- Composizione isotopica del fluido di alcuni pozzi di Larderello per il periodo 1979-83, non ancora influenzati da ritorni da reiniezione (da D'Amore e Bolognesi, 1994).

## ***Deposizione di solidi negli impianti geotermici***

L'utilizzazione del calore geotermico richiede la perforazione di pozzi, la realizzazione di macchine come gli scambiatori di calore o le turbine, e sistemi per l'eliminazione o il recupero dei fluidi esauriti, come le vasche di raccolta ed i pozzi di reiniezione. Ad ogni stadio dei processi di sfruttamento, il fluido naturale che aveva raggiunto condizioni di equilibrio termico e chimico con la roccia del serbatoio subisce variazioni di temperatura e/o pressione che possono portare alcune specie chimiche oltre il livello di saturazione. Il raffreddamento abbassa la solubilità della silice, dei solfuri e degli ossidi metallici sino a farli precipitare, mentre la riduzione di pressione porta l'acqua all'ebollizione e favorisce il passaggio in aria dei gas in essa disciolti. L'ebollizione riduce il volume del solvente liquido e ne abbassa ulteriormente la temperatura, combinando un aumento della concentrazione delle specie in soluzione con una riduzione di solubilità (ad eccezione della calcite, per la quale la solubilità aumenta al diminuire della temperatura). La perdita di specie gassose come  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  influenza il pH e, di conseguenza, la solubilità di carbonati e solfuri (Thomas e Gudmundsson, 1989).

### **Incrostazioni da carbonati**

La deposizione di carbonato di calcio rappresenta uno dei principali problemi nelle aree geotermiche a media ed alta temperatura (100-250°C). Anche con fluidi a bassa temperatura (<100°C) possono manifestarsi fenomeni importanti di incrostazione da carbonati quando vi siano perdite di anidride carbonica o forti infiltrazioni saline. Le forme più comuni di incrostazione sono la calcite e l'aragonite. La calcite è la forma di carbonato di gran lunga più frequente nei depositi e nelle incrostazioni dei pozzi geotermici. La velocità di deposizione varia da un campo geotermico all'altro e, nello stesso campo, da un pozzo all'altro. Nello stesso pozzo può variare nel tempo. In alcuni casi è così forte da impedire lo sfruttamento della risorsa, tuttavia, di norma viene combattuta con metodi meccanici (rimozione delle incrostazioni) o chimici (aggiunta di inibitori, o trattamento con acidi). Studi sulle incrostazioni dei pozzi hanno rivelato come esse si formino a partire dal livello di prima ebollizione dell'acqua, dove la supersaturazione raggiunge il massimo. Quando la prima ebollizione avviene nell'acquifero, questa non produce importanti fenomeni di in-



crostazione, essendo il volume delle fessurazioni ben più ampio di quello del tubo di un pozzo geotermico. La calcite viene impiegata anche come indicatore di zone dove avviene l'ebollizione del fluido. In alcuni serbatoi a temperatura molto elevata la calcite, come altri minerali di calcio, non sono presenti: a Salton Sea (California) scompare a temperature superiori ai 310°C, mentre in alcuni campi islandesi diviene insignificante già a 270°C (Arnórsson, 1989). La calcite è largamente diffusa nelle rocce alterate che costituiscono il serbatoio dei sistemi geotermici e, secondo alcune stime, ne rappresenta circa l'1%, in volume. In generale l'acqua del serbatoio è molto vicina alla saturazione per la calcite; condizioni di sottosaturazione possono verificarsi in carenza di CO<sub>2</sub> come avviene nei sistemi ad alta temperatura, sopra ricordati. La solubilità dei carbonati in acqua aumenta all'aumentare della pressione parziale della CO<sub>2</sub>: l'ebollizione porta ad una forte riduzione della pressione parziale dell'anidride carbonica che passa in fase di vapore, specie se ciò accade a temperature tra 160 e 180°C, dove la CO<sub>2</sub> presenta il minimo di solubilità in acqua. Una successiva ebollizione, a temperatura più bassa, seguita da raffreddamento dell'acqua porterà a fenomeni di supersaturazione molto meno importanti: la perdita di CO<sub>2</sub> sarà assai minore e la solubilità della calcite cresce con l'abbassarsi della temperatura.

### **Incrostazioni di silice**

Sono presenti in tutti i sistemi *liquid-dominated* ad alta entalpia (ovvero ad alta temperatura, oltre i 200°C). I meccanismi di deposizione sono complessi e, a differenza della calcite che precipita poco dopo aver raggiunto un livello di sovrasaturazione, la silice può precipitare anche dopo alcune ore. Diversi fattori quali l'acidità del mezzo, la concentrazione di elementi in tracce, la forza ionica del fluido, possono influenzare la carica della silice polimerica in soluzione e quindi la velocità di precipitazione (Thomas e Gudmundsson, 1989). L'alluminio può regolare la velocità di polimerizzazione, con effetto ritardante sulla deposizione a pH basso o accelerante (a pH alto). Il fatto che la deposizione di incrostazioni di silice sia ritardata rispetto al momento in cui il sistema va in sovrasaturazione fa sì che, a differenza di quanto avviene con le incrostazioni da calcite, quelle di silice non sono localizzate in punti precisi degli impianti, bensì si trovano un po' dappertutto, dai pozzi di produzione sino a quelli di reiniezione: ecco allora che, ad esempio, Hurtado e collaboratori (1989) si sono occupati del

problema della rimozione della silice proprio dai pozzi di reiniezione di Cerro Prieto (Messico), dove il sistema è del tipo *liquid-dominated* ad alta temperatura ( $>350^{\circ}\text{C}$ ), e contiene un'acqua a cloruri originata da una miscela di acqua di mare e acqua del fiume Colorado, con oltre 1 g/L di  $\text{SiO}_2$ . Le incrostazioni di silice sono inerti alla maggior parte delle sostanze chimiche e resistenti alla rimozione con mezzi meccanici. I migliori metodi di trattamento, pertanto, devono basarsi sulla prevenzione agendo sui fattori che ne controllano la deposizione. In alcuni casi si è arrivati ad evitare la separazione del vapore a temperature inferiori a quelle che producono deposizione di silice; in altri si sono acidificate le salamoie. In altri casi ancora si è cercato di accelerare il processo di deposizione, separando la silice in apposite vasche d'invecchiamento della salamoia, con aggiunta di flocculanti, per poi ottenere un liquido reiniettabile senza ulteriori problemi di intasamento delle condotte e dei pozzi (Thomas e Gudmundsson, 1989).

### **Solfuri ed ossidi metallici**

Incrostazioni miste di ossidi e solfuri metallici sono state rinvenute in ogni tipo di campo geotermico, da quelli a bassa a quelli ad alta entalpia. Il ferro liberato dai processi di corrosione reagisce rapidamente con i solfuri contenuti nel fluido geotermico, accelerando la produzione di incrostazioni di solfuro di ferro ed, in misura minore, di altri solfuri metallici. Variazioni di pressione del fluido, con conseguenti alterazioni di pH, causano più o meno forti deposizioni di solfuri ed ossidi metallici (ferro, rame, zinco). Il ferro, raro nei fluidi geotermici, deriva per lo più dalla corrosione delle strutture metalliche con le quali questi vengono in contatto (interno di tubazioni e condotte, pale di turbine, ecc.), come avviene nei campi a vapore dominante sostenuti da salamoie ricche di cloruri. Il vapore secco di Larderello rientra in questo tipo: qui si hanno concentrazioni di acido cloridrico, in fase gassosa, in grado di attaccare le parti metalliche delle strutture, non appena si ha la condensazione del vapore. La neutralizzazione dell'acido cloridrico è una operazione che permette di contrastare efficacemente sia i processi di corrosione che quelli di deposizione del ferro.

### **L'acido cloridrico**

Sin dagli anni '50 era nota la presenza di  $\text{HCl}$  nei gas vulcanici ad alta temperatura ( $>400^{\circ}\text{C}$ ) e nelle sorgenti termali acide associate a vulcani, ma

solo in tempi più recenti si è posta l'attenzione a questa componente dei fluidi geotermici, soprattutto per la comparsa di problemi di corrosione sulle turbine di centrali geotermoelettriche (Truesdell *et al.*, 1989). In qualche caso si era arrivati ad abbandonare lo sfruttamento di campi di vapore per l'eccessiva corrosione a livello delle pareti dei pozzi di produzione. Anche a Larderello si erano osservati severi problemi di corrosione che, prima della metà di questo secolo, avevano portato all'adozione di sistemi di produzione di elettricità che evitassero il contatto diretto tra le pale della turbina ed il vapore geotermico; l'avvio delle pratiche di reiniezione, fortunatamente, ha portato negli anni più recenti, ad un progressivo calo del tenore di HCl nel vapore. A The Geysers i livelli maggiori di HCl si trovavano in corrispondenza delle risorser a temperatura più elevata. L'acido cloridrico è un gas (punto di ebollizione:  $-85^{\circ}\text{C}$ ), che si scioglie in acqua a 0,4 mol/mol, quasi 4 volte più dell' $\text{H}_2\text{S}$  (0,11 mol/mol), per la sua forte dissociazione in  $\text{H}^+$  e  $\text{Cl}^-$ . Allo stato di vapore, l'HCl non è aggressivo (non è dissociato), mentre in presenza anche di una sola goccia di acqua allo stato liquido vi si scioglie producendo un mezzo fortemente acido. Nei gas vulcanici, l'acido cloridrico rappresenta sino all'1% della componente gassosa totale e si forma nel magma per reazione di  $\text{NaCl}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  e  $\text{SiO}_2$  (Truesdell *et al.*, 1989). Una volta in fase di vapore, l'HCl tenderà a passare in fase liquida se incontrerà, durante il suo cammino, liquidi in cui si scioglie meglio che non in quello da cui è originato: durante il cammino dal serbatoio alla testa di pozzo, il vapore trova liquidi a pH più alto, più bassa temperatura e più bassa salinità che lo attrarranno progressivamente sempre più verso la fase liquida. Nei sistemi a vapore (d'acqua) saturo è improbabile che l'acido cloridrico riesca ad arrivare in superficie, mentre in quelli a vapore surriscaldato (secco, quindi), l'assenza di condensazioni lungo il percorso serbatoio-bocca pozzo rende assai probabile che l'acido in questione giunga in contatto con le apparecchiature di superficie provocando, se in quantità sufficienti, fenomeni di corrosione.

Da questa breve rassegna si possono già individuare alcuni dei problemi da affrontare per poter sfruttare le risorse geotermiche. L'esperienza acquisita, soprattutto nel settore della produzione di energia elettrica, ha permesso di introdurre numerose innovazioni nel settore, talvolta con tecnologie d'avanguardia, e con i necessari adattamenti alle diverse realtà.

## 5. Sistemi geotermici della Toscana e del Lazio settentrionale

In Toscana e nell'alto Lazio sono stati localizzati sistemi geotermici molto importanti, anche per la storia dello sfruttamento di questo tipo di risorse (Figura 5.1). La Toscana meridionale, in particolare, oltre ad essere ricca di acquiferi termali abbastanza superficiali, a basso contenuto energetico (adatti pertanto solo ad impieghi diretti in agricoltura e nell'industria, o nel riscaldamento di abitazioni), presenta sistemi ad elevata entalpia come quelli di Larderello, Travale-Radicondoli e del Monte Amiata. Questi sono collocati in aree dove la piovosità e l'*eccedenza idrica* favoriscono la ricarica dei serbatoi. I fluidi geotermici sono contenuti nelle formazioni evaporitiche e carbonatiche del Mesozoico (Serie Toscana) altamente permeabili, ricoperte da formazioni impermeabili eocenico-giurassiche e neogeniche (Barazzuoli e Salleolini, 1993).

Nella Figura 5.2 è rappresentato un dato importante al fine di una va-

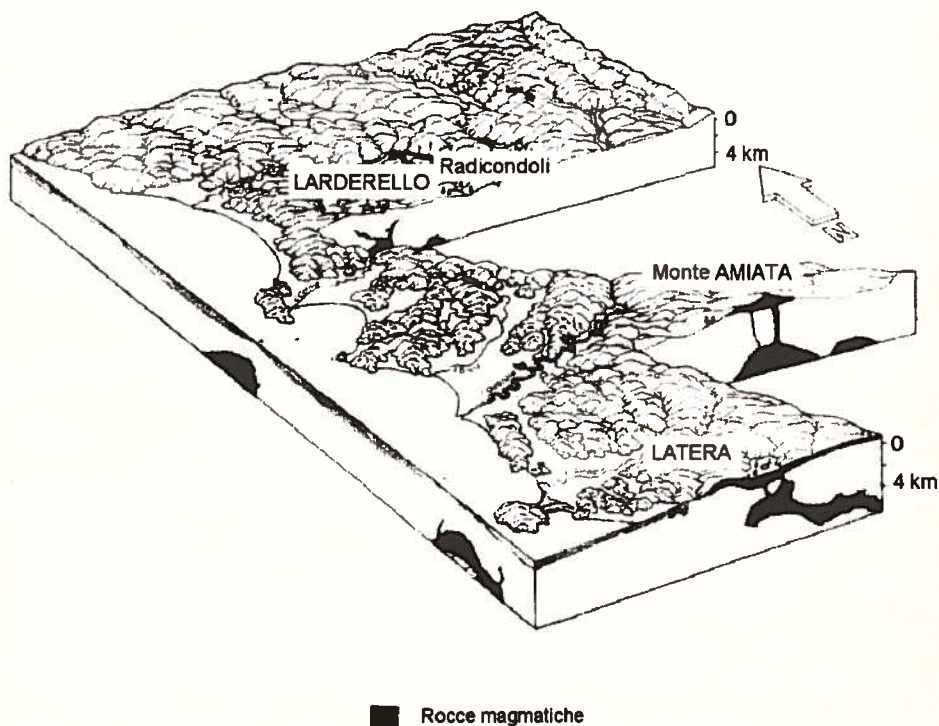
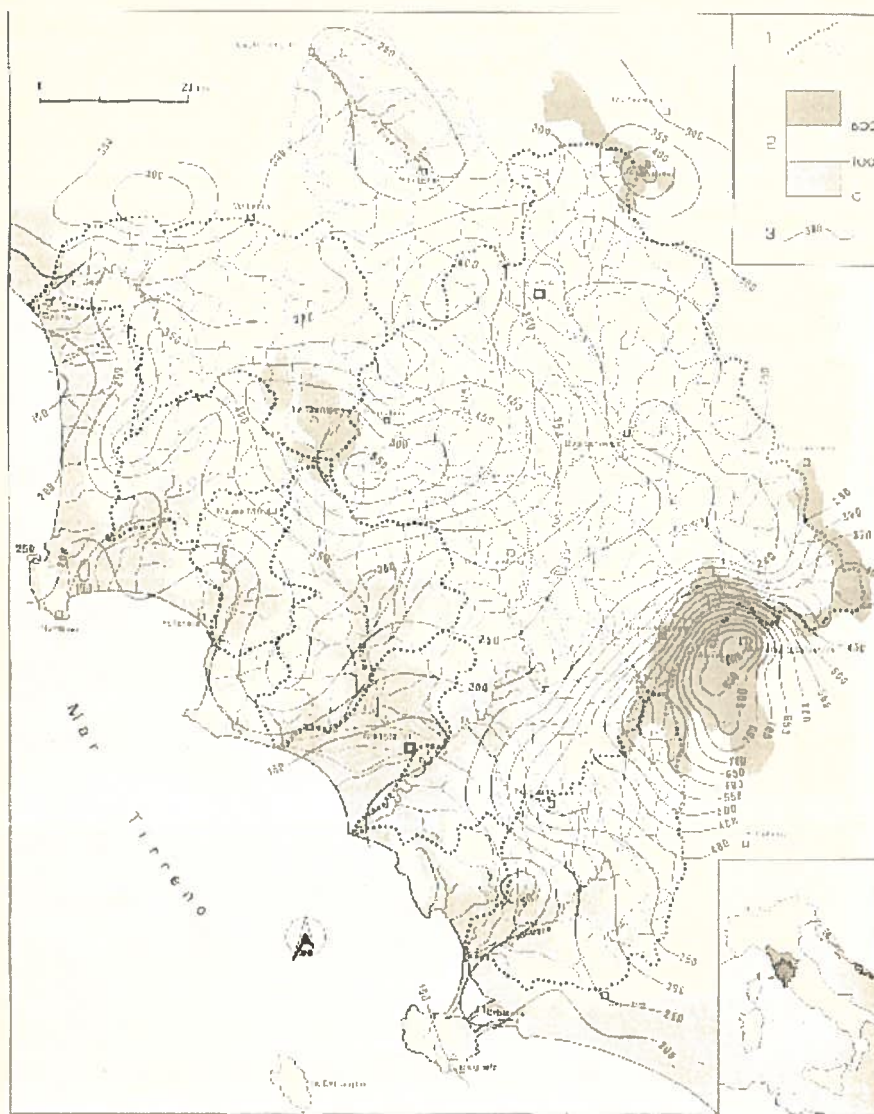


Figura 5.1.- Schema geomorfologico dei sistemi geotermici della Toscana meridionale e del Lazio settentrionale. Da ENEL (1995).



lutazione delle potenzialità di rinnovamento della risorsa geotermica in condizioni naturali: l'eccedenza idrica (o precipitazione efficace) in Toscana meridionale.

Come si vede sull'Amiata si hanno valori anche superiori ai 900 mm/a



1) spartiacque morfologico

2) fasce altimetriche (va cri in m s.l.m.)

3) isolinee (mm)

Figura 5.2.- Carta dell'eccedenza idrica (media annua) della Toscana meridionale (da Barazzuoli e Salleolini, 1993).



e comunque intorno ai 300-350 mm/a anche a Larderello e nel territorio di Radicondoli.

Lo sfruttamento delle risorse geotermiche comporta perdite d'acqua che, seppure minimizzate mediante tecniche di reiniezione dei condensati, richiedono efficaci sistemi di ricarica. Le condizioni climatiche e pluviometriche dei siti in discussione appaiono, pertanto, più che favorevoli allo sfruttamento.

L'elemento essenziale per l'individuazione di un sistema geotermico rimane la sua temperatura e come questa varia con la profondità. La valutazione dello stato termico del sottosuolo, cioè la misura del gradiente geotermico o meglio ancora del flusso di calore terrestre alla superficie, si fa con pozzi di piccola profondità ( $< 300$  m) e piccolo diametro (circa 10 cm), per contenerne i costi. Si procede quindi alla misura della temperatura a diverse profondità e della conducibilità termica (Ct) delle rocce attraversate, sino ad ottenere il *flusso di calore* (F) con la relazione:

$$F = Ct \, dT/dZ$$

dove  $dT/dZ$  indica il gradiente termico. Il flusso di calore a Larderello ed al monte Amiata supera i  $300 \text{ mW/m}^2$  (Mongelli, 1981). Le temperature della parte più alta del serbatoio (*tetto del serbatoio*) possono essere ricavate, mediante diversi modelli, a partire dal flusso di calore. La distribuzione delle temperature può anche essere ricavata anche attraverso l'uso di geotermometri. Le figure che seguono mostrano la distribuzione delle temperature in testa al serbatoio (intorno ai 1000 m di profondità) ed alla profondità di 2000 m riferite al sistema di Larderello, con Travale-Radicondoli (Figure 5.3 e 5.4). L'affioramento di strati permeabili, facilita la ricarica e produce, in superficie, un abbassamento di temperatura in grado di deformare gli andamenti delle isoterme (Figura 5.3), che divengono invece più regolari a maggiore profondità (Figura 5.4). Questo fatto indica come, in realtà, i due campi di vapore appartengono ad uno stesso sistema, che estende su di una superficie di circa  $400 \text{ km}^2$  (Gianelli *et al.*, 1997).

Diverso è il caso dell'area geotermica amiatina, situata nella parte sud-orientale della Toscana dove si trova un edificio vulcanico del Quaternario, con intrusioni di granito sino a 7 km. Si tratta di una struttura geologica composta da Unità Liguri e della Falda Toscana e da un substrato metamorfico. La struttura si estende da N verso S ed è limitata ad W ed

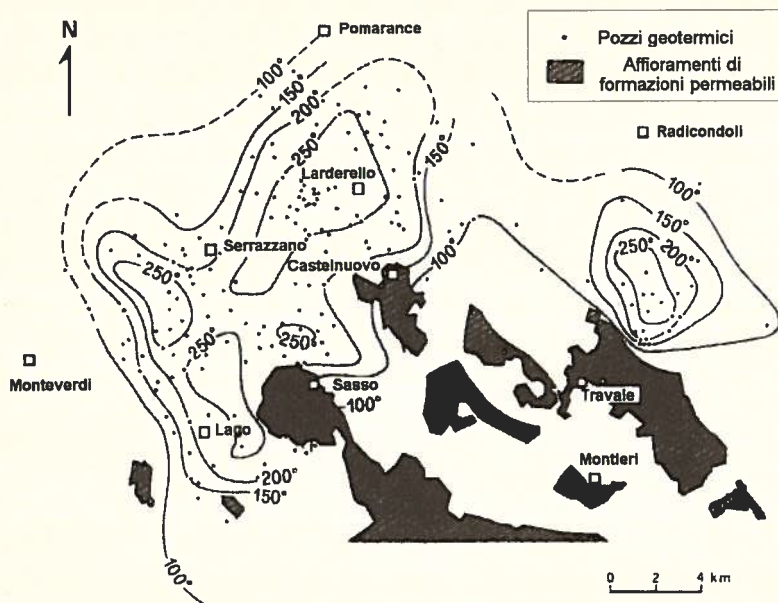


Figura 5.3.- Sistemi di Larderello e Travale-Radicondoli: distribuzione delle temperature (°C) a livello del tetto del serbatoio geotermico. Da ENEL (1995).

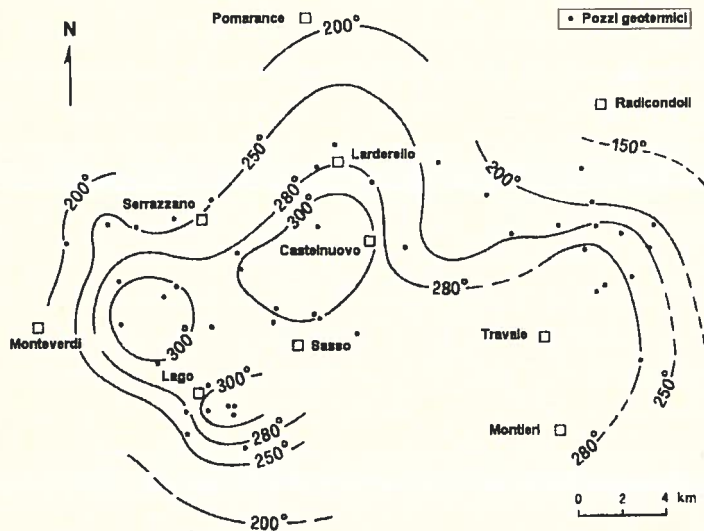


Figura 5.4.- Sistemi di Larderello e Travale-Radicondoli: distribuzione delle temperature (°C) alla profondità di 2000 m. Da ENEL (1995).

E da bacini del Neogene. I campi di vapore di Bagnore, Poggio Nibbio e Piancastagnaio si trovano nel versante meridionale dell'Amiata. Il serbatoio ha il tetto tra i 400 ed i 1000 m di profondità, in formazioni della Falda Toscana, con temperature di 160 °C a Bagnore e Poggio Nibbio e 220 °C a Piancastagnaio. A Piancastagnaio, scendendo verso i 2500-3500 m, si trova un secondo serbatoio, separato dal primo da rocce scarsamente permeabili (Figura 5.5). Tutti e due sono del tipo *liquid-dominated*. Il serbatoio profondo arriva a temperature di 300-360°C e pressioni che sono in equilibrio con il serbatoio superiore, nonostante che tra i due, come si diceva sopra, vi sia uno strato di rocce impermeabili dello spessore di 800-1000 m (Bertini *et al.*, 1995). Il serbatoio profondo è cloro-alcalino, con elevato tenore in ammonio ed acido borico. Poggia su di uno strato metamorfico impermeabile che raggiunge i 450° alla profondità di 4000 m.

A Bagnore è stato individuato uno strato ben fessurato tra i 1700 ed i

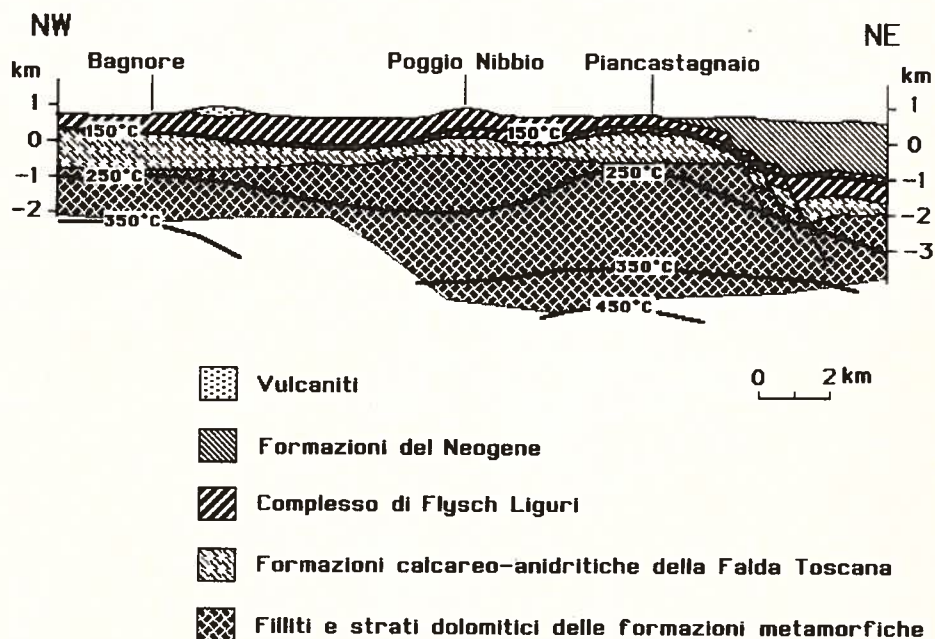


Figura 5.5.- Sezione geologica dei campi di vapore del monte Amiata. Da Bertini *et al.* (1995).

2400 m sotto il livello del mare con temperature di 300-330°C ed una pressione massima di 19 MPa (Bertini *et al.*, 1995), sufficienti per uno sfruttamento commerciale. A Poggio Nibbio un pozzo esplorativo che arriva alla profondità di oltre 3200 m ha rivelato l'esistenza di temperature più basse e scarsa permeabilità che ne rendono poco conveniente lo sfruttamento. I dati delle esplorazioni in profondità, insieme ad alcuni approcci teorici basati sulla gravimetria e su profili di riflessione sismica hanno permesso di localizzare, alla profondità di circa 7000 m, una intrusione granitica a 750-800°C che interessa un'area notevolmente più vasta di quella che era stata ipotizzata agli inizi delle ricerche nella zona amiatina.

Nell'alto Lazio, nella zona dei monti Volsini, sono stati localizzati i campi di vapore di Torre Alfina e Latera in corrispondenza di forti anomalie nel flusso di calore terrestre (Figura 5.6).

Come si vede si arriva a valori notevolmente superiori al fondo (50

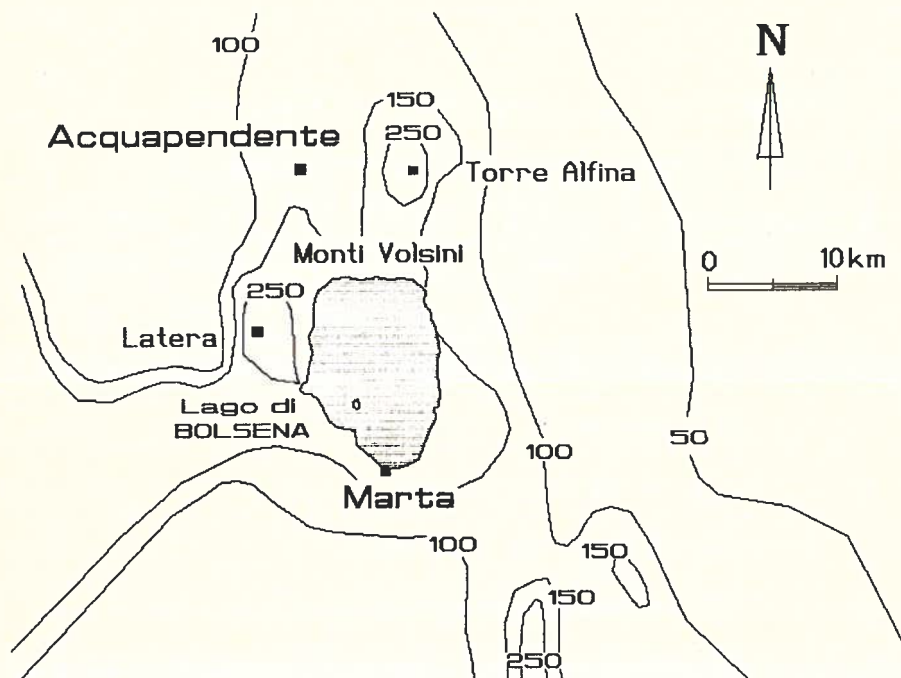


Figura 5.6.- Mappa della densità del flusso di calore (mW/m<sup>2</sup>) nel Lazio settentrionale. Da Buonasorte *et al.* (1995).

mW/m<sup>2</sup>), specie nei pressi di Torre Alfina e Latera, dove sono stati individuati due campi di vapore distinti. A Torre Alfina pozzi sperimentali sono in grado di produrre circa 400 t/h di vapore, da un serbatoio superficiale (200 m sotto il livello del mare) dove il fluido è un'acqua salata (6 g/L), satura di gas (1-2% in peso) costituito per lo più da anidride carbonica, con tracce di idrogeno solforato, alla temperatura di 130-140°C ed una pressione di circa 5 MPa (Buonasorte *et al.*, 1995). A Latera il fluido è costituito da acqua pressurizzata (è un sistema *liquid-dominated*), con circa 10 g/L di salinità, 3,5% in peso di gas di cui l'1% (in volume) di H<sub>2</sub>S e temperature tra 190 e 230°C. La pressione in testa al serbatoio arriva a 10 MPa (100 bar). È in fase avanzata di realizzazione una centrale geotermoelettrica da 40 MW che inizierà l'attività entro il 1998.





## 6. Energia geotermica: breve storia degli impieghi

L'uomo conosce l'energia geotermica sin dalla più lontana antichità. Cataldi e Chiellini (1995) riferiscono del ritrovamento, in un insediamento del Neolitico, a Çatal Hüyük, in Anatolia, risalente al 6200 a.C., di una parete dipinta con un paesaggio sul cui sfondo è rappresentata una eruzione vulcanica. L'abbondanza di dettagli dimostra come l'uomo del Neolitico inferiore fosse già in grado di osservare questo tipo di fenomeni naturali e, con tutta probabilità, doveva essere già venuto in contatto con manifestazioni vulcaniche secondarie. Probabilmente il vissuto collettivo dei nostri antenati aveva già permesso di distinguere i fenomeni più violenti e pericolosi, come le eruzioni vulcaniche ed i terremoti, da quelli meno terrificanti, come le fumarole o le sorgenti calde, sviluppando anche qualche rudimentale tecnica di sfruttamento. La fertilità dei suoli vulcanici e la disponibilità di acque calde deve aver favorito l'insediamento umano, al termine del periodo nomade.

Le civiltà antiche di tutto il mondo hanno fatto uso, in vario modo, di risorse geotermiche: in Cina da oltre 2000 anni è noto l'impiego di sorgenti termali per l'irrigazione dei campi e per usi domestici, come il lavaggio degli indumenti e la cottura dei cibi. Durante la dinastia Ming un famoso medico del tempo, Li Shi-zhen introdusse l'impiego delle acque termali per la cura di alcune patologie assai diffuse (Wang, 1995). La medicina tradizionale cinese ha cercato di spiegare il successo di certe acque termali contro alcune malattie: le malattie da raffreddamento, come i dolori artritici, i reumatismi possono essere efficacemente trattate con il caldo. Questo non è indicato, invece, per le malattie che innalzano la temperatura corporea, come la febbre tifoide o la febbre gialla. Per le malattie della pelle sono ottime le acque sulfuree, essendo lo zolfo il principio attivo d'elezione nel trattamento delle affezioni cutanee nella medicina tradizionale. Da tempi più lontani (Dinastia Han, 206 a.C.-220) era conosciuta l'estrazione di sale da salamoie termali, specie in località dell'interno dove gli scambi con il mare erano difficili. La città di Zihong, nella provincia di Suchuan, divenne, in quel periodo, la capitale del sale grazie allo sfruttamento di questa risorsa geotermica. Non a caso alcuni importanti insediamenti umani sono sorti in prossimità di sorgenti termali, come le città di Fuzhou e Zhangshou. Quest'ultima è ancora oggi il centro più importante per l'impiego diretto della risorsa geotermica (terme, piscicoltura, essiccamento di alimenti) che sostiene una fiorente economia.

Anche il Giappone, paese di vulcani, ha una lunga storia sull'uso della geotermia, soprattutto per i bagni caldi e per gli usi terapeutici. In tutto il Paese sono presenti reperti archeologici che dimostrano l'uso delle sorgenti termali, sin dalla preistoria. Sekioka (1995) riferisce di pietre disposte in forma circolare in prossimità di una sorgente calda, che veniva impiegata dall'uomo già circa 6000 anni fa. Allo stesso periodo risalgono le rovine di un bagno termale, scavate in vicinanza del lago Suwa, nella prefettura di Nagano.

In nuova Zelanda i Maori, che avevano grande rispetto per la Natura, consideravano la risorsa geotermica tra i beni da conservare e trasmettere alle future generazioni (*taonga*). I Maori chiamavano *puia*, *ngawha* e *waia-riki* rispettivamente i geyser, i laghi bollenti e le sorgenti calde. Le denominazioni indigene sono rimaste in uso in diverse località: la sorgente di Tiger Bath si trova nella località termale di Ngawha. La cottura dei cibi, in canestri immersi nelle acque bollenti era una pratica ricorrente. Usavano bagnarsi in acque sulfuree per curare le malattie della pelle e bevevano acque termali (ricche di bicarbonato), riscontrate efficaci contro i dolori di stomaco. Ogni tipo di acqua aveva un suo campo d'azione, così che erano state individuate, per ogni affezione, le sorgenti più adatte (Severne, 1995).

Anche nell'America precolombiana si faceva uso della geotermia. Un recente scritto di Arriaga e Cataldi (1995) tratta delle esperienze degli antichi popoli dell'America centrale, che hanno avuto uno sviluppo indipendente sia dalle civiltà dell'estremo oriente che da quelle europee. Sviluppo tutt'altro che trascurabile se si considera che questi popoli sapevano prevedere la posizione dei corpi celesti con sorprendente accuratezza ed erano in grado di realizzare opere architettoniche di notevole complessità. Una peculiarità delle civiltà dell'America centrale è che, mentre quelle mediterranee si sono sviluppate in prossimità di grandi fiumi (Nilo, il Tigri e l'Eufrate, il Tevere), qui il centro di attrazione erano i siti vulcanici. E pare che già da oltre 3000 anni, con l'inizio dell'agricoltura, non solo si usasse bagnarsi nelle terme, sia a scopo ricreativo che curativo, ma che venissero impiegate le pietre roventi di siti geotermici per cucinare i cibi mediante contatto diretto. Le cotture "al vapore" sono iniziate più tardi, verso la metà del I millennio a.C. con l'introduzione e la diffusione del vasellame. Questa pratica è ancora in uso tra i nativi della zona geotermica di Ixtlán de los Hervores, in Messico (Arriaga e Cataldi, 1995). E la diffusione del nome *Atotonilco*, che nel linguaggio dei nativi significa "luogo delle acque bollenti", per almeno 25 villaggi in Messico può contribuire a

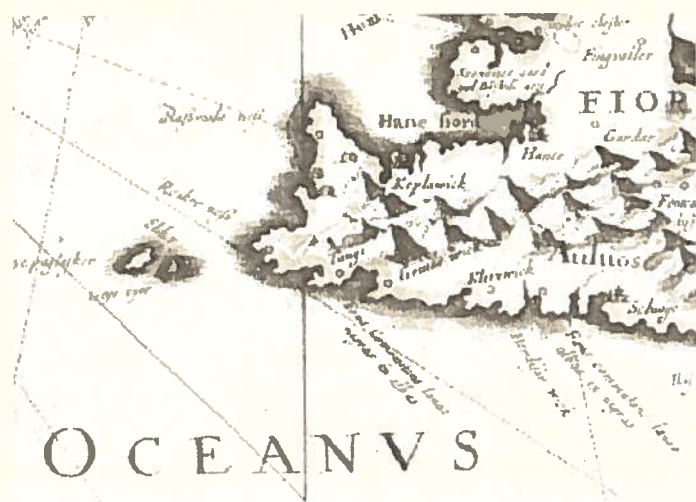
dare un'idea della profonda relazione tra l'uomo ed il calore della terra in quelle parti del mondo.

Ma come ha scritto Fridleifsson (1995), i *geyser* devono essere stati una vera sorpresa per i primi colonizzatori dell'Islanda, verso il IX secolo a.C., tanto che nomi di origine "geotermica" si ritrovano nella radice del nome di molte località. *Reyk* (fumo), *laug* (acqua termale) e *hver* (acqua bollente): Reykjavík, la capitale, porta un nome che significa "la baia dei vapori". In Islanda si contano oltre 250 aree geotermiche con più di 600 sorgenti calde. La maggior parte si trovano nelle pianure della parte sud-occidentale e della parte nord-orientale dell'isola. Uno degli usi più antichi delle acque termali è stato la lavatura degli indumenti anche se, in qualche caso, poteva verificarsi qualche problema, come rilevava già Joris Carolus nel 1630 con la sua mappa dell'Islanda, dove due sorgenti della costa sud-occidentale del paese sono indicate con il nome "*fons commutants lanas albas in nigras*" e, non poteva mancare, "*fons commutants lanas nigras in albas*" (Líndal, 1992; Figura 6.1).

Il sito storicamente forse più famoso, recentemente restaurato, è Snorra-laug (la sorgente bollente di Snorri) a Reykholt, dove si trova una vasca circolare del diametro di quasi 4 m per circa 1 m di profondità, costruita con blocchi di silice. La particolarità consiste nel fatto che l'acqua calda giunge alla vasca attraverso una condotta sotterranea, in pietra, lunga più di 100 m, da una sorgente che alimenta anche una condotta di vapore, che pare venisse utilizzata anche per il riscaldamento di una fattoria. Tutto questo già nel XII-XIII secolo. Ed è probabile che le condotte di vapore e d'acqua fossero di "scuola italiana", giunte sin lassù attraverso i pellegrini che si recavano a Roma, a seguito dell'adozione del cristianesimo come religione ufficiale, avvenuta intorno all'anno 1000 (Fridleifsson, 1995). Anche se in Islanda abbondano da sempre le risorse idrotermali e la temperatura media annua è attorno ai 4°C, occorrerà, tuttavia arrivare al 1909 per vedere un sistema di riscaldamento domestico moderno basato sullo sfruttamento della geotermia. In questo campo il primato spetta alla Francia, dove a Chaudes Aigues (acque calde) nel XIV secolo venne realizzato il primo sistema di teleriscaldamento; in Islanda un sistema municipale per il riscaldamento delle abitazioni è stato realizzato solo nel 1930 (Fridleifsson e Freeston, 1994). Un impiego originale dei geysers, in Islanda, era quello per le previsioni meteorologiche: la gente che viveva presso il Grande Geysir, a circa 100 km da Reykjavík, nell'interno, riusciva a prevedere



A detailed historical map of Iceland, titled "TABULA ISLANDIAE Antiquae Georgici Caroli Hedra." The map is oriented with North at the top, indicated by a compass rose. The island is depicted with various geographical features, including mountains, rivers, and coastal settlements. A decorative cartouche in the lower-left corner contains the title and the name "Angustina". The map is labeled with "OCEANVS" and "NIS" at the bottom. The map is a reproduction of a historical document, likely a map from the 17th or 18th century.



76



repentine, della pressione atmosferica, è oggi facile fornire una spiegazione per tali fenomeni, che per molti secoli hanno contribuito a circondare di mistero i geyser. In Islanda, verso la metà del '700, si avviò la produzione di sale a partire dall'acqua di mare, impiegando l'energia di sorgenti calde. La produzione ebbe un notevole successo commerciale (salatura di pesce e carne), arrivando a dare circa 50 t/a, per terminare nel 1793 per una sorta di errore di processo: l'acqua di mare veniva messa in vasche di piombo che in parte veniva ceduto al sale che poi conferiva un colore scuro al pesce salato. Anche se non sono noti casi di intossicazione da piombo, non è escluso che vi sia stato qualche problema di saturnismo.

Ritornando al Mediterraneo, è probabile che le risorse geotermiche, incluso minerali evaporitici come l'alabastro, il gesso o il cloruro di sodio, depositi idrotermali (allume, borati, ossidi di ferro, caolino, zolfo, travertino...), unite alla ricchezza e la diversità di giacimenti minerari abbiano favorito lo sviluppo dell'Etruria e della civiltà etrusca. Le decorazioni dei vasi etruschi erano realizzate con smalti preparati anche con l'acido borico estratto in quella parte del territorio di Velatri (l'odierna Volterra) dove sorgerà Larderello. Gli scambi commerciali con i Greci ed i Fenici, sempre più frequenti, e già attivi verso la fine dell'età del Bronzo (XII-IX secolo a.C.), contribuirono alla crescita della civiltà etrusca, dove molti dei centri maggiori, come Populonia, Saturnia, Bolsena, Tarquinia, Cerveteri e Volterra sono situati in prossimità di aree geotermiche. L'aver saputo sfruttare le risorse naturali è una delle chiavi del successo della civiltà etrusca ed è condivisibile l'idea che questo popolo abbia saputo dare un impulso decisivo e ricco di innovazioni nello sfruttamento della geotermia (Cataldi e Chiellini, 1995; Burgassi, 1987). Anche se tra i popoli del Mediterraneo era da tempo diffusa l'abitudine di bagnarsi in acque termali, come diffuso era anche l'uso dei bagni di vapore (in caverne), è con i Romani che si inizia la costruzione di veri e propri bagni pubblici, prima nella capitale e poi in tutto l'impero, anche in aree non anomale dal punto di vista geotermico. A Roma, le prime grandi terme furono costruite da Agrippa, nel Campo Marzio (25 a.C.). Altri imperatori, come Nerone, Tito, Traiano, Diocleziano, Costantino ne seguirono l'esempio. Le terme romane fornivano tre distinti servizi: il bagno di vapore (bagno turco), il bagno in acqua molto calda, ed il bagno in acqua calda (nell'ordine *lconicum*, *calidarium* e *tepidarium*); vi era, poi il *frigidarium*, per chi desiderasse bagnarsi in acque a temperatura ambiente e a volte si finiva con una

piscina scoperta (*natatio*), come nelle famose terme di Caracalla, costruite nel II secolo d.C., ed ancora funzionanti nell'anno 537, quando gli Ostrogoti le resero inutilizzabili, tagliando gli acquedotti e distruggendo gli edifici. Le terme di Caracalla occupavano una superficie di 10.000 m<sup>2</sup>, ed erano in grado di accogliere più di 1500 persone. Alle terme si andava nel primo pomeriggio, sino all'ora di cena, non solo per lavarsi, ma anche per scambiare opinioni, concludere affari. Un solo problema: il calore delle terme di Roma non era di origine geotermica, ma doveva essere prodotto con fuoco di legna! Si trattava di terme "artificiali", essendo localizzate fuori dai siti termali naturali dei quali, tuttavia, influenzarono l'architettura.

## **Larderello**

È probabile che già nel Paleolitico l'uomo avesse iniziato ad avvicinarsi alle manifestazioni di Montecerboli e Monterotondo. Certo è che gli Etruschi, presenti in Toscana sin dal 1500 a.C., hanno lasciato numerose tracce dell'impiego delle acque e dei fanghi della zona sia a scopi terapeutici sia per la realizzazione di vasellame. Tracce di borati sono state rinvenute negli smalti delle terrecotte. I famosi *vasa sigillata* del museo di Arezzo, risalenti al I secolo a.C., sono ricoperti con una miscela di ossidi di ferro e sali dell'acido borico, questi ultimi reperibili, all'epoca, probabilmente solo vicino a Monterotondo (Burgassi, 1987). È probabile che già in epoca etrusca si facesse commercio delle acque e dei fanghi termali a scopo terapeutico o magico. È certo, invece, che durante la dominazione romana, vi fossero due importanti centri termali, uno nell'entroterra dell'attuale Piombino, in prossimità di Populonia, già esistente all'epoca, ed un altro verso *Mons Cerberi* (Montecerboli), nel dominio di Volterra. Questi luoghi erano tanto rinomati da essere riportati con grande risalto nelle carte "geografiche" dell'antichità (*itineraria picta*), come la carta del Mondo di Agrippa (*Orbis pictus*) e gli itinerari imperiali dell'inizio dell'era cristiana. La più completa testimonianza della cartografia romana giunta sino a noi è la *Tabula Peutingeriana*, copia medievale del X o XI secolo di un originale prodotto tra il 250 ed il 270 d.C., conservata nella Biblioteca nazionale di Vienna (Palagiano *et al.*, 1984). Questa fu ritrovata nel 1507 da Konrad Celtes, bibliotecario dell'Imperatore Massimiliano I, che la affidò allo studioso Konrad Peutinger (1465-1547), che ne curò la riproduzione,

terminata nel 1598, diversi anni dopo la morte del curatore. Nella *Tabula Peutingeriana*, un rotolo di quasi sette metri per 34 cm, è rappresentato il mondo conosciuto in epoca imperiale (dalle foci del Gange all'Europa, ovviamente senza le Americhe) i simboli delle terme sono più grandi di quelli che indicano le città (escluso Roma) e vi si possono ancora leggere i nomi delle stazioni termali di Populonia e Volterra (*Aquae Populoniae*, *Aquae Volaterrae*; Figura 6.2).

Alle attività termali, si sono andate, con il crescere delle conoscenze, sempre più affiancando quelle estrattive: zolfo, solfato di ferro, nitro volterrano (*nitrum nativum*) ed allume che, per la loro importanza, furono oggetto di numerose dispute per tutto il Medio Evo. Famosa la guerra tra Firenze e Volterra (1472) con la quale i fiorentini riuscirono ad accaparrarsi il controllo delle sostanze prodotte in quel di Montecerboli e Monterotondo, ed in particolare dell'allume (solfato di alluminio e potassio), impiegato nella concia delle pelli e nella produzione del cuoio.

Per arrivare ad un approccio scientifico dello studio dei soffioni, dei lagoni (stagni bollenti) e di altri simili fenomeni, si deve arrivare al Rinascimento, quando Giorgio Agricola, fondatore della moderna mineralogia,



Figura 6.2.- Porzione della *Tabula Peutingeriana* dove sono indicate le terme di Populonia e di Volterra (nel rettangolo). Da ENEL (1995).



pubblicò nel 1546 l'opera *De natura eorum quae effluent ex terra* (cfr. Burgassi *et al.*, 1995) nella quale descrivono le caratteristiche dei siti e dei fluidi geotermici, con approccio comparativo. Di lì a pochi anni (1571) venne stampata, a Venezia, l'opera *De Thermis*, del naturalista Andrea Bacci, con la quale si sosteneva l'esistenza di un fuoco sotterraneo quale causa delle manifestazioni di superficie, dando avvio all'idrologia termale moderna. Sempre nel XVI secolo si ebbe la prima menzione di quel *nitrum nativum*, che altro non era che l'acido borico. Nel secolo successivo comparvero le prime mappe dell'area dove oggi sorge Larderello, mentre il famoso medico G. Falloppio si occupava delle proprietà terapeutiche delle acque termali. Nel 1717 comparve uno studio sui depositi minerali associati alle emanazioni di Larderello, ad opera di M. Mercati, studioso di mineralogia, con il quale si dà una dettagliata descrizione del *nitrum nativum*, tale da permettere di identificarlo con l'acido borico.

Si deve all'opera di U.F. Hoefer, direttore generale delle farmacie del Granduca di Toscana, l'aver determinato, per via analitica, l'acido borico nei lagoni dei dintorni di Montecerboli, mettendo a punto, allo stesso tempo, un metodo di separazione e purificazione per quello che, già allora, era un importante sostanza chimica. L'acido borico era stato prodotto nel 1702 da W. Homberg a partire dal borace ( $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$ ), trattandolo con acido solforico. Trovava largo impiego nelle applicazioni farmaceutiche dell'epoca, dove veniva impiegato come sedativo (con il nome di *Sale sedativo di Homberg*). La possibilità di uno sfruttamento commerciale dei lagoni spinse il governo toscano ad approfondire le conoscenze sia per comprendere meglio la natura dei fenomeni geotermici, sia per mettere a punto tecniche di trivellazione che favorissero le attività estrattive. Il famoso chimico, fisiologo e studioso di anatomia Paolo Mascagni venne coinvolto in quella avventura: sua fu l'idea di sfruttare il calore della terra, anziché un fuoco di legna, per far evaporare l'acqua dalle salamoie ricche di boro, che prese forma in diversi progetti di caldaie da porre, addirittura, direttamente all'interno dei lagoni bollenti (Mascagni, 1779). Come riferiscono Burgassi e colleghi (1995), le idee di Mascagni non dettero avvio, nell'immediato, ad alcuna attività concreta. Si deve arrivare al cambio di secolo per vedere all'opera G. Guerrazzi che riuscì a perfezionare le caldaie di Mascagni, mediante una serie di esperimenti sul campo con i quali, inoltre, mise a punto un nuovo sistema per la produzione di borace a partire dall'acido borico (Guerrazzi, 1818).

I primi tentativi per uno sfruttamento commerciale delle idee di Mascagni

e di Guerrazzi, ad opera di quel Francesco Larderel (1789-1858), un imprenditore francese che si era stabilito in Toscana, si consumarono tra il 1818 ed i dieci anni successivi, durante i quali vennero avviate le attività nei pressi di Montecerboli, di Castelnuovo Val di Cecina ed in altre località vicine, ma con scarsi risultati economici. Questo era in parte dovuto al fatto che, in questi primi tentativi di decollo industriale, per eliminare l'acqua e separare il boro si impiegavano dei contenitori metallici che venivano riscaldati con fuoco a legna. L'uso accelerato di questa risorsa portò rapidamente a fenomeni di disboscamento delle aree più vicine ai lagoni, contribuendo al prodursi di una profonda crisi economica. La crisi presto portò allo scioglimento di quella società (Chemin-Prat-La Motte-Larderel) che aveva avviato le attività di sfruttamento a livello industriale. Francesco Larderel, che non aveva intenzione di rinunciare a quell'avventura, rilevò la società e, nel 1827, arrivò a costruire i famosi *lagoni coperti*, nei quali l'evaporazione dell'acqua, arricchita di acido borico, non avveniva per riscaldamento della salamoia con fuoco a legna, ma impiegando il vapore dei soffioni. I lagoni, coperti da una cupola di mattoni, altro non erano che separatori in bassa pressione accoppiati con uno scambiatore di calore (Figura 6.3).

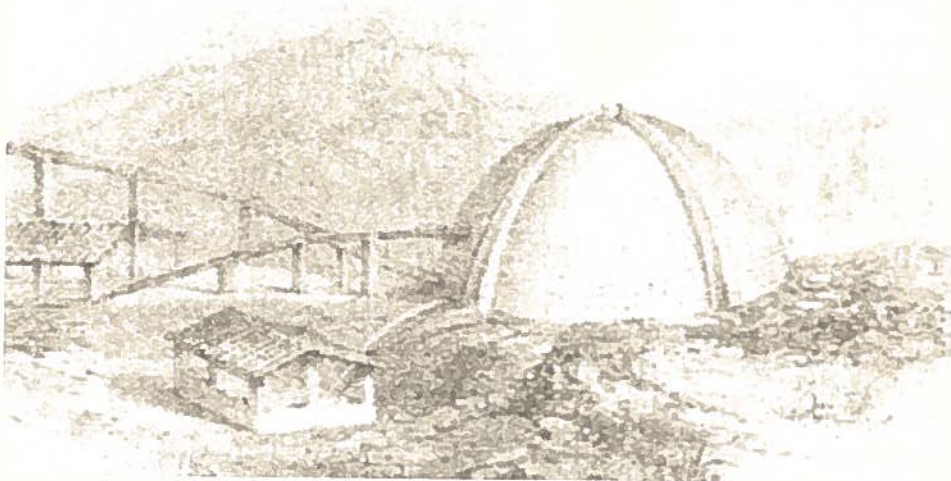


Figura 6.3.- Un lagone coperto (per cortese concessione ENEL SpA).



Nel 1832, Larderel impiega un sistema rudimentale di trivellazione per aumentare la produzione di acque ricche di boro e salamoia. Nel 1842 vengono messe in funzione le *caldaie adriane* (un antenato degli attuali scambiatori di calore in controcorrente), progettate da Adriano de Larderel, figlio di Francesco, al quale due anni prima il Granduca di Toscana Leopoldo II aveva conferito il titolo di "Conte di Montecerboli", cambiando il cognome in "de Larderel", e nel 1846, sempre il Granduca chiama Larderello la fabbrica di Montecerboli, come ulteriore riconoscimento a de Larderel per i successi ottenuti nella produzione dell'acido borico. Già nel 1848, a Larderello, si riscaldavano le abitazioni con fluidi geotermici.

Pochi anni dopo si arrivò a sostituire le pompe azionate dall'acqua corrente o a trazione animale che venivano impiegate per sollevare le acque ricche di boro, con pompe meccaniche azionate dal vapore. Nel 1870, però, iniziò anche il declino dell'industria del boro, per la scoperta di grandi depositi di borace nella Valle della Morte, in California, che squilibrarono domanda ed offerta, con il risultato di un drastico crollo dei prezzi di mercato. Poteva essere l'inizio di un inarrestabile declino, come è accaduto in molti altri casi dove risorse minerarie, un tempo asse portante dell'economia di diversi Comuni, sono entrate in una fase di crisi senza apparente via d'uscita. Ma non è stato così: a Larderello non vi era solo il boro, vi era una miniera di calore che di lì a pochi decenni avrebbe dato i suoi frutti. Nel luglio del 1904 il Principe Piero Ginori Conti (1865-1939), manager della società F. de Larderel riuscì ad accendere 5 lampade con l'elettricità prodotta da una dinamo azionata dall'energia geotermica: il vapore, previamente separato dalle impurezze contenute nell'acqua trascinata, raggiungeva una macchina a stantuffo da circa 0,5 kW che azionava la dinamo (Figura 6.4).

E fu un'idea certamente illuminante, tanto che, l'anno successivo, venne installata una macchina da 30 kW azionata da un vapore a 0,35 MPa (3,5 bar) che rimase in servizio per un decennio.

Già nel 1908 gli impianti industriali di Larderello e la città erano illuminati, per la prima volta al mondo, con l'energia geotermoelettrica prodotta da due unità da 20 kW. Nel 1913 la potenza installata saliva a 250 kW, ed era sufficiente per l'elettrificazione dei centri vicini: era stata realizzata la prima vera centrale geotermoelettrica (Larderello 1). Nel 1917 entrarono in rete due gruppi da 2,5 MW netti ciascuno, con tanto di gruppo di riserva per far fronte ai guasti ed alle operazioni di manutenzione.



Figura 6.4.- Il Principe Piero Ginori Conti e gli inizi dello sfruttamento della geotermia per la produzione di energia elettrica a Larderello (per cortese concessione ENEL SpA).

Prima della distruzione degli impianti, avvenuta verso la fine della seconda Guerra Mondiale, la potenza installata a Larderello e dintorni era arrivata a 136,8 MW, per una produzione annuale di 900 milioni di kWh (ENEL, 1993). Risultato tutt'altro che trascurabile anche in termini di quantità di elettricità prodotta, in relazione ai consumi dell'epoca, che aveva permesso di fare di Larderello il luogo dove, per la prima volta, si affrontava il tema della produzione di elettricità da vapore naturale ed era la prova che una prima serie di problemi tecnici erano stati superati introducendo, ad esempio, scambiatori di calore che impedissero il contatto diretto tra la turbina ed il fluido geotermico. Come si vedrà in seguito, l'esempio toscano, anche se non immediatamente, ha poi avuto gran seguito in tutto il mondo, al punto che oggi si ritiene che lo sfruttamento della risorsa geotermica possa essere una delle più promettenti per il futuro della produzione di elettricità. Viene da chiedersi, da profani, se abbia senso compiere tanti sforzi per realizzare un nucleare pulito (a fusione, per intendersi), quando la centrale c'è già: occorre solo sviluppare una tecnologia

adeguata per l'accesso alla risorsa e saperne contenere i reflui entro limiti accettabili. Per quanto riguarda l'industria chimica di Larderello, questa ha avuto sorti alterne in questo secolo. Sino a quando erano in uso le centrali elettriche della prima generazione, che evitavano il contatto diretto vapore-turbina per problemi di scarsa resistenza dei materiali allora impiegati alla corrosione, si avevano condizioni favorevoli all'industria dell'acido borico. Soluzioni concentrate di  $\text{H}_3\text{BO}_3$  venivano prodotte in notevole quantità dai separatori installati sulle linee del vapore delle turbine a ciclo secondario, ed anche notevoli quantità di bicarbonato di ammonio ( $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ ) e di zolfo venivano recuperate e messe in commercio.

L'acido borico, oltre che come tale, veniva preparato anche sotto forma di borace ( $3\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ ). Verso la metà del secolo vi furono due importanti novità: la caduta di tenore in acido borico dei fluidi e l'introduzione di nuovi acciai resistenti alla corrosione. Questi ultimi rendevano possibile l'impiego di turbine direttamente sul vapore, senza la necessità di un ciclo secondario. A fronte di una maggiore efficienza nella produzione di elettricità, si perdeva la disponibilità di soluzioni boriche concentrate. E questo accadeva in un momento in cui la domanda interna ed internazionale di acido borico e dei suoi derivati era in rapida crescita. Così, a Larderello, vennero adottate nuove strategie che portarono alle seguenti trasformazioni (Allegrini *et al.*, 1992):

- tutti gli impianti per la produzione di energia elettrica vennero modificati introducendo il ciclo diretto;
- la produzione del bicarbonato d'ammonio e di zolfo venne soppressa;
- la produzione di derivati del boro venne ripresa impiegando il minerale *colemanite* (un borato di calcio,  $2\text{CaO} \cdot 3\text{B}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ), importato dalla Turchia.

A partire dagli anni '60, il fluido geotermico cessò di essere materia prima per la produzione di sostanze chimiche e venne impiegato solo per la produzione di elettricità e per fornire l'energia termica dei processi di essiccamento, riscaldamento e concentrazione dei prodotti del boro ricavati dalla colemanite d'importazione. La produzione annuale di acido borico all'inizio degli anni '90 era dell'ordine delle 50.000 tonnellate, di cui oltre l'80% destinate all'esportazione. Il borace veniva prodotto ad un ritmo di circa 12.000 t/a (Allegrini *et al.*, 1992).

## 7. Impianti geotermoelettrici in Toscana: stato attuale

Nell'ultimo dopoguerra venne avviata la ricostruzione degli impianti geotermoelettrici di Larderello. L'impiego di nuovi materiali, resistenti alla corrosione, aveva permesso di installare turbine a ciclo diretto (a contatto con il fluido geotermico). Sino al 1955, l'Italia è l'unico paese al mondo che sfrutta fluidi geotermici per la produzione di energia elettrica. Alla fine degli anni '50 la potenza installata arrivava a 300 MW, per una produzione annua di oltre 2 miliardi di kWh. Inizia in quel periodo la ricerca di nuovi campi di vapore nell'area Amiata, dove vengono perforati pozzi a Bagno di San Giuliano ed a Piancastagnaio.

Le ricerche continuano anche in aree ritenute marginali rispetto a Larderello dove, con l'esplosione di un soffione (il Travale 22), perforato nel gennaio 1972, si riaccesero le speranze di rilancio delle attività di sfruttamento in quella zona, con l'installazione (nel 1980) di una prima centrale da 15 MW alimentata da questo solo pozzo. Altre perforazioni sempre a Travale, permisero di portare la potenza installata a 30 MW. Nella prima

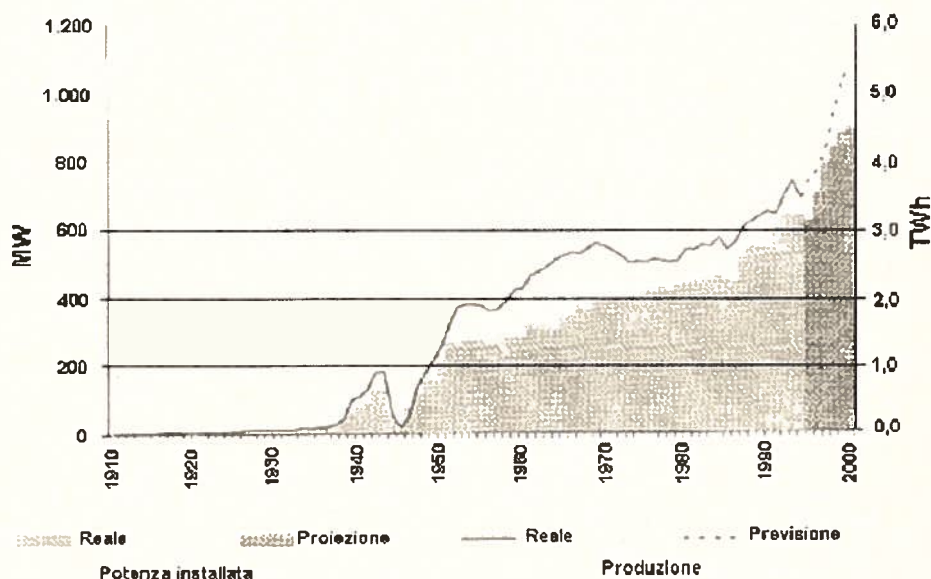


Figura 7.1.- Potenza installata ed energia elettrica prodotta annualmente in Toscana. Da ENEL (1995). La caduta di potenza e produzione del 1944 è dovuta alle distruzioni della Seconda Guerra Mondiale. Le previsioni per il 1997 sono state rispettate.



metà degli anni '80 a Larderello si inizia ad osservare un progressivo calo di pressione del vapore dei soffioni, per il probabile loro eccessivo sfruttamento. Il problema è stato efficacemente affrontato con la reiniezione dei condensati e riorganizzando le aree di sfruttamento in funzione della velocità di ricarica.

Nel 1988 l'ENEL lancia il Programma 2000, recentemente aggiornato (Programma Geotermia 1997-2002; ENEL, 1997<sub>b</sub>) allo scopo di arrivare a produrre oltre 5 miliardi di kWh (5 TWh). Nella Figura 7.1 è riassunto l'andamento della crescita della potenza installata, assieme all'energia elettrica effettivamente prodotta.

La potenza installata attuale è di oltre 740 MW, con una produzione effettiva di oltre 3,8 TWh/a (3,8 miliardi di kWh/a) di energia elettrica, pari a circa l'1,6 % dell'intera produzione nazionale (229 miliardi di kWh nel 1995). Nella Tabella 7.1 sono elencati gli impianti attualmente in funzione e quelli in disarmo, le unità di cui sono o erano composti, la potenza installata per impianto, il comune sul territorio del quale è collocato ed il totale per ogni area.



Tabella 7.1.- Impianti Geotermoelettrici in Italia (ENEL, 1995; con aggiornamento ed integrazioni). Situazione al gennaio 1997.

Centrale e anno di entrata in produzione / Area	Comune, Provincia	No. Di unità	Potenza per unità, MW	Totale potenza nominale, MW	Potenza efficiente netta, MW
Larderello 3 (1950)	Pomarance (PI)	3	24		
		1	26		
				98	0
Valle del Secolo (1991-92)	Pomarance (PI)	2	60	120	108
Gabbro (1969)	Pomarance (PI)	1	15	15	14,40
Castelnuovo Val di Cecina (1946-48)	Castelnuovo V.C. (PI)	2	11	22	9,25
Farinello (1995)	Pomarance (PI)	1	60	60	42,50
<b>Totale area Larderello</b>		<b>10</b>		<b>315</b>	<b>174,15</b>
Lago (1960-64)	Monterotondo (GR)	1	6,5		
		1	12,5		
		1	14,5		
				33,5	14,15
Cornia 1 (1987)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	20	20	14,10
Cornia 2 (1994)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	20	20	14,10
San Martino (1985-88)	Monterotondo (GR)	2	20	40	34,20
Molinetto 2 (1982)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	8	8	6,65
La Leccia (1983)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	8	8	7,65
Lagoni Rossi 3 (1981)	Pomarance (PI)	1	8	8	6,15
Monterotondo (1958)	Monterotondo (GR)	1	12,5	12,5	12,00
Sasso Pisano (1958)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	12,5		
		1	3,2		
				15,7	0
Nuova Sasso (1996)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	20	20	14,10
Serrazzano (1957-75)	Pomarance (PI)	2	12,5		
		1	15		
				40	25,20
Le Prata (1996)	Castelnuovo V.C. (PI)	1	20	20	14,10
<b>Totale area Val di Cornia</b>		<b>18</b>		<b>245,7</b>	<b>162,4</b>
Pianacce (1987)	Radicondoli (SI)	1	20	20	16,1
Rancia 1 (1986)	Radicondoli (SI)	1	20	20	16,1
Rancia 2 (1988)	Radicondoli (SI)	1	20	20	16,1
Radicondoli (1979)	Radicondoli (SI)	2	15	30	28,5
<b>Totale area Radicondoli</b>		<b>5</b>		<b>90</b>	<b>76,8</b>
Bagnore 2 (1962)	Santa Fiora (GR)	1	3,5	3,5	0
Piancastagnaio 2 (1969)	Piancastagnaio (SI)	1	8	8	5,9
Bellavista (1987)	Piancastagnaio (SI)	1	20	20	16,1
Piancastagnaio 3 (1990)	Piancastagnaio (SI)	1	20	20	16,1
Piancastagnaio 4 (1991)	Piancastagnaio (SI)	1	20	20	16,1
Piancastagnaio 5 (1996)	Piancastagnaio (SI)	1	20	20	16,1
<b>Totale area Amiata</b>		<b>6</b>		<b>91,5</b>	<b>70,3</b>
<b>Totale generale: 27 centrali</b>		<b>39</b>		<b>742,2</b>	<b>483,65</b>

Oltre a quanto elencato in Tabella 7.1, vi sono le due centrali Monteverdi 1 e Monteverdi 2 che, dopo aver terminato il periodo di prova, sono entrate in produzione nell'estate 1997, con un gruppo unificato da 20 MW ciascuna. La dislocazione delle centrali è indicata nella Figura 7.2.

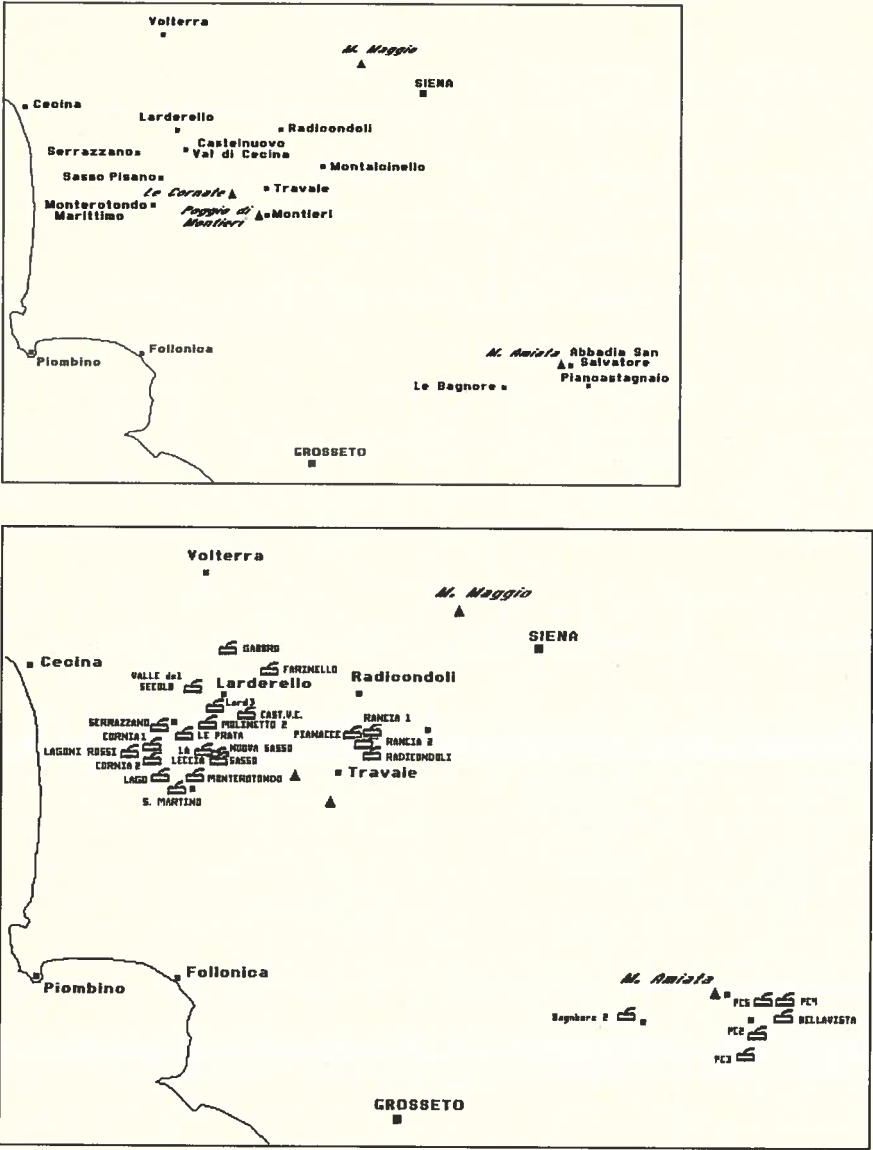


Figura 7.2.- Dislocazione delle centrali geotermoelettriche in Toscana.

La strategia di sviluppo più recente ha portato l'ENEL all'adozione di unità standard da 20 MW, piuttosto versatili ed in grado di funzionare con soli 3-5 pozzi, riducendo sia i tempi che intercorrono tra la trivellazione e l'impiego del vapore, sia la lunghezza dei vapordotti per convogliare il fluido al punto di utilizzazione. Inoltre, il range di pressione utilizzabile in questo tipo di impianti è piuttosto ampio e, per la loro modularità, possono adattarsi anche a substrati irregolari. Nella Tabella 7.2 ne sono riasunte le principali caratteristiche tecniche. Sistemi automatici e di controllo a distanza contribuiscono a rendere più competitivi i sistemi attuali, rispetto a quelli più tradizionali.

Tabella 7.2.- Caratteristiche principali delle centrali ENEL da 20 MW (ENEL, 1995).

---

**Turbina**

Portata	15-30 kg/s
Contenuto di gas	2-12% in peso
Pressione del vapore	0,5-2 MPa (5-20 bar)
Vapore all'ammissione	saturo o surriscaldato
Massima temperatura del vapore	280°C
Pressione scarico turbina	0,008-0,1 MPa (0,08-1 bar)
Temperatura acqua di raffreddamento	25°C
Flusso acqua di raffreddamento	0,67-1,33 m <sup>3</sup> /s
Potenza asse turbina ( <i>shaft power</i> )	6,6-20,4 MW

**Alternatore**

Tensione	6 kV
Potenza	20MVA

**Compressore estrattore**

Portata incondensabili	0,42-3, 75 kg/s
Potenza assorbita	250-1500 kW
Pressione aspirazione compressore	0,007 MPa

**Pompa circolazione**

Portata	0,83-1,67 m <sup>3</sup> /s
Prevalenza	22 m
Potenza assorbita	400 kW
Tensione	6 kV

---

Ai fini della produzione di elettricità, il vapore è la materia prima. Pertanto, nei campi a vapore secco questo potrà essere avviato direttamente alla turbina, dopo aver risolto i possibili problemi generati dalla presenza

di sostanze aggressive con centrali che, nel tipo più semplice, sono costituite da un gruppo turbina-alternatore, con scarico libero in atmosfera (Figura 7.3). Si può dotare la centrale di un sistema di condensazione, a valle della turbina, con estrattore dei gas incondensabili, unito ad un circuito di raffreddamento con relativa torre, come avviene nei campi a vapore umido. In questi ultimi i tipi di cicli impiegati nella produzione di elettricità con i fluidi geotermici a vapore umido (*liquid-dominated*) sono tre (Shulman, 1995):

- ⇒ flash singolo, senza condensazione (*single flash, non-condensing*)
- ⇒ flash singolo, con condensazione (*single flash, condensing*)
- ⇒ doppio flash, con condensazione (*dual flash, condensing*)

Il “flash”, ovvero l’ebollizione, viene prodotta nel *separator*, dove il fluido geotermico si divide in vapore e componente liquida. Il vapore viene inviato alla turbina, mentre la salamoia viene reiniettata. I sistemi a flash singolo, senza condensazione, sono i più semplici. Il vapore ed i gas di scarico vengono rilasciati in aria (scarico libero in atmosfera: *backpressure*) attraverso un camino con silenziatore, dopo aver compiuto il lavoro nella turbina (Figura 7.3). Tra il separatore e la turbina vi può essere un *demister*, ovvero un *lavaggio vapore*, in grado di eliminare le gocce d’acqua dal vapore.

L’estrazione di calore, in questo tipo di impianti, non è certamente ottimizzata, tuttavia presentano il vantaggio di una rapida installazione a costi relativamente contenuti. In presenza di un’elevata componente (10-15 % in peso), nel fluido geotermico, di gas incondensabili possono rappre-

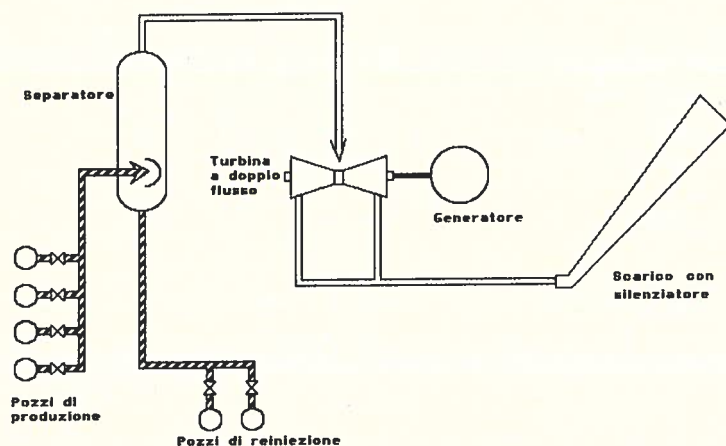


Figura 7.3.- Schema di impianto a flash singolo, senza condensazione.

sentare la soluzione ottimale (Shulman, 1995). Se si complicano un po' di più le cose, aggiungendo un condensatore si ottiene la centrale a flash singolo, con condensazione (Figura 7.4).

L'aggiunta del condensatore porta a più che raddoppiare la potenza dell'impianto, a parità di consumo di vapore, aumentandone anche la complessità e i costi. L'aumento di efficienza è dovuto al fatto che il vapore viene fatto espandere nella turbina dalla depressione del condensatore, mantenuto poco al di sotto di 0,1 bar. Nel condensatore il vapore viene liquefatto con una pioggia di acqua fredda, nebulizzata. L'acqua del condensatore viene quindi inviata alla torre di raffreddamento. Spesso, in questo tipo di impianti, vi è un sistema di estrazione a doppio stadio per la rimozione dei gas incondensabili dal condensatore, costituito da tubi Venturi che impiegano la pressione del vapore per produrre vuoto in grado di estrarre i gas dal condensatore. Il getto in uscita dagli eiettori viene a sua volta condensato a livello dell'*inter-* e dell'*aftercondenser* (Figura 7.4). La componente gassosa può essere sottoposta all'abbattimento dell' $H_2S$ , con uno dei diversi sistemi disponibili, per poi essere avviata alla torre di raf-

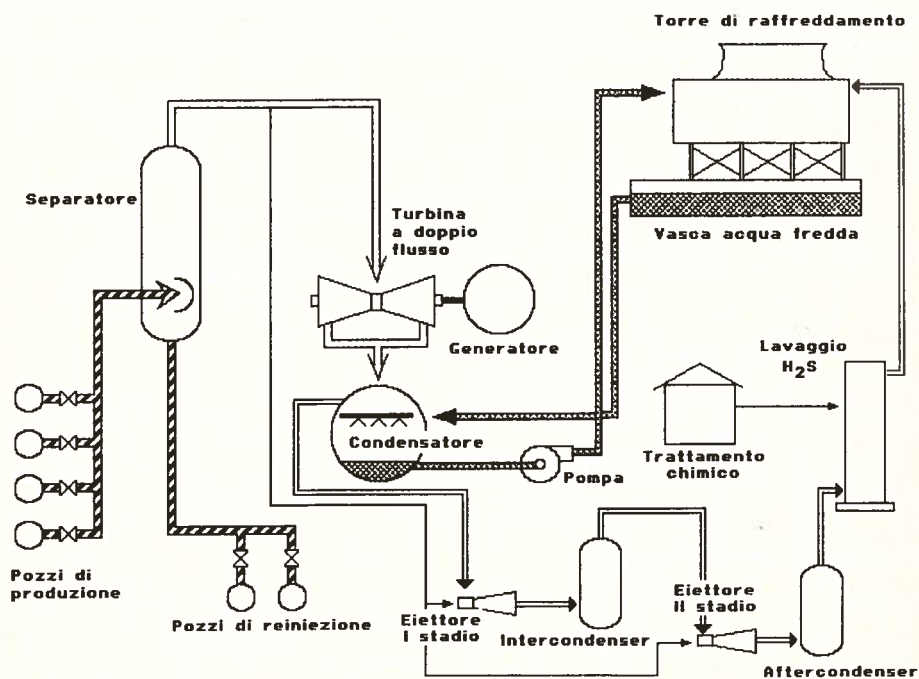


Figura 7.4.- Impianto a flash singolo, con condensazione.



freddamento per la dispersione in aria. In alternativa agli eiettori, possono essere montati uno o più compressori centrifughi, azionati da motori elettrici o dall'energia delle turbine. I costi di installazione e di esercizio dei sistemi di estrazione dei gas vengono recuperati attraverso una riduzione dei consumi di vapore, a parità di energia prodotta. La scelta dipende dall'ammontare della componente gassosa. Nei sistemi liquid-dominated dove sono in funzione impianti di questo tipo, come a Wairakei (Nuova Zelanda) vengono usati indifferentemente eiettori o compressori. A The Geysers, con una percentuale (in peso) di gas incondensabili attorno allo 0,5%, si preferiscono gli eiettori, mentre negli impianti toscani, con gli incondensabili di norma oltre al 5%, è più vantaggioso l'impiego di compressori.

Un passo verso una migliore utilizzazione dell'energia, da un punto di vista termodinamico, è costituito dagli impianti a doppio flash (Figura 7.7).

Nel ciclo a doppio flash la salamoia in uscita dal primo separatore (ad alta pressione, in genere 5-7 bar) viene immessa in un secondo separatore che lavora a pressione più bassa (2 bar), comunque superiore a quella atmosferica. In questo modo viene generato nuovo vapore che può essere avviato ad un'altra turbina, con un incremento dell'energia prodotta di oltre il 50%. Impianti di questo tipo sono in funzione a Tiwi, nelle Filippine

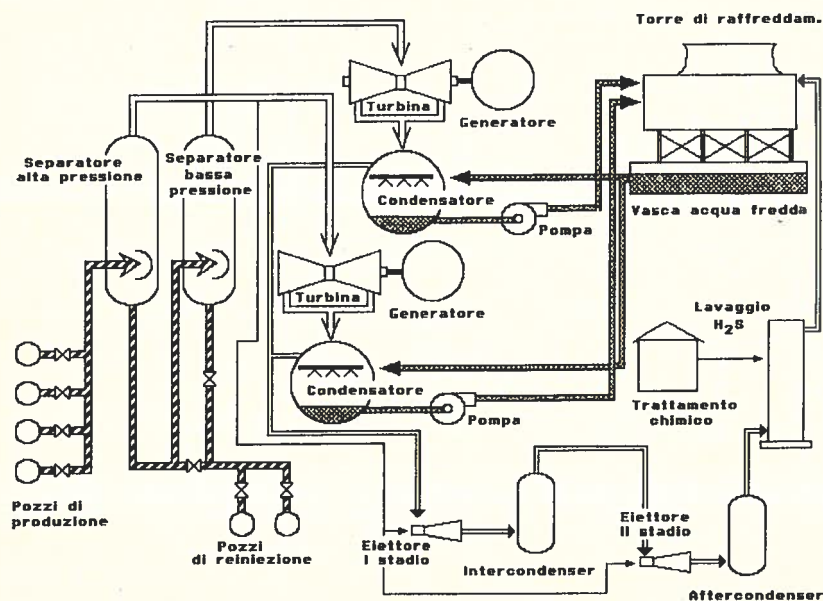


Figura 7.7.- Centrale a doppio flash.

ed a Mori, in Giappone. Soluzioni basate su riduzioni di pressione al di sotto di quella atmosferica non sono facilmente percorribili sino a quando non si potranno meglio controllare i problemi prodotti dalle incrostazioni.

Centrali standard modulari garantiscono rendimenti accettabili, che pure rimangono piuttosto contenuti: con un fluido in ingresso alla pressione di 6,5 bar, surriscaldato a 200°C, con una pressione di scarico di 0,1 bar, contenuto di gas non condensabili 1,5% in peso e temperatura dell'aria (bulbo umido) di 20°C, occorrono circa 20.000 kJ per dare 1 kWh. Essendo 3.600 kJ = 1 kWh, questo corrisponde ad una efficienza del 18%. In queste condizioni, la potenza di 1 MW può essere sviluppata con circa 7,5 t/h di vapore (Lazzeri *et al.*, 1995).

In passato si consideravano sfruttabili fluidi con temperature di almeno 177°C, essendo questa la temperatura minima per la produzione di vapore. Di recente, tuttavia, si è posta l'attenzione anche su risorse a temperatura inferiore: sino a 130°C è possibile produrre elettricità con cicli a flash (Shulman, 1995). Il miglior rendimento, in teoria, può essere ottenuto con impianti a *ciclo binario* (Rankine) in cui il fluido geotermico riscalda, per mezzo di uno scambiatore di calore, un fluido a basso punto di ebollizione (freon, isobutano, cloruro di etile) che, in certe condizioni può rimanere ipercritico nell'intervallo di temperatura e pressione di lavoro ed alimentare le turbine. Con questi sistemi a ciclo binario è possibile produrre energia elettrica a partire da fluidi a bassa entalpia, come l'acqua a temperatura inferiore ai 100°C, fatto che comporta la necessità di grandi quantità di acqua (anche 400 kg/kWh ; Barbier, 1994).

A parità delle altre condizioni (sia di impianto, sia derivanti dalle caratteristiche del fluido) un fluido più freddo, e quindi con minor contenuto calorico, dovrà essere fatto affluire con maggiore velocità per sviluppare la stessa potenza (Tabella 7.3).

Tabella 7.3.- Temperatura e flusso di fluido geotermico necessari per sviluppare la potenza di 1 MW (Shulman, 1995; Lazzeri *et al.*, 1995).

Temperatura del fluido, °C	Flusso in arrivo, t/h	Potenza sviluppata, MW <sub>e</sub>
190	7,5	1
170	98	1
150	138	1
130	233	1

I valori di cui alla tabella precedente sono da prendere come indicativi in quanto la potenza sviluppata non dipende solo dalla temperatura del fluido in ingresso. Alti rendimenti sono stati ottenuti con impianti binari a ciclo Kalina (Kalina *et al.*, 1995), dove il fluido di lavoro nello scambiatore di calore è costituito da una miscela ammoniac/acqua, con circa l'80-90% di ammoniaca, dove il vapore di quest'ultima aziona una turbina collegata ad un alternatore. Interessanti le applicazioni di questo ciclo in impianti ibridi, dove il secondo separatore viene sostituito con uno scambiatore di calore, evitando i problemi di deposizione della silice che si possono produrre a seguito dell'arricchimento di questa nella fase liquida a seguito dell'estrazione del vapore.

Come si è visto sopra, per generare 1 kWh di energia elettrica occorrono, in un moderno impianto termoelettrico a combustibile circa 2.200 kcal (pari a 0,314 kg di carbone). Nelle centrali geotermoelettriche i rendimenti netti sono inferiori, come già accennato sopra, variando tra il 12 ed il 18%. I flussi di vapore saranno pertanto superiori a quelli di combustibile tradizionale, anche perché il contenuto energetico del vapore geotermico è inferiore. Ed è tanto più basso quanto più freddo è il fluido di partenza, portando sistemi con buoni rendimenti a richiedere flussi importanti di fluido, come avviene negli impianti a ciclo binario a bassa temperatura (<130°C). Una serie di valori tipici del fabbisogno dei diversi tipi di impianti è riportato nella Tabella 7.4.

Tabella 7.4.- Esempio di consumo di fluido in diversi tipi di impianti geotermoelettrici per produrre 1 kWh (Sommaruga e Verdiani, 1995).

<i>Fluido</i>	<i>Tipo di centrale</i>	<i>Consumo, kg/kWh</i>
Vapore secco	Condensazione	6-9
Vapore secco	Scarico libero	12-15
Miscela acqua/vapore	Singolo flash	40-80
Miscela acqua/vapore	Doppio flash	30-60
Miscela acqua/vapore	Ciclo binario	80-300

Nonostante il rendimento sia contenuto ed il potere calorico dei fluidi geotermici relativamente limitato, i costi di generazione della geotermia rimangono molto competitivi (Barbier, 1997a). Un quadro, al 1989, per gli USA è riportato nella Figura 7.8. Più in generale, i costi di produzione possono variare tra 3 e 12 centesimi di dollaro statunitense per kWh, con

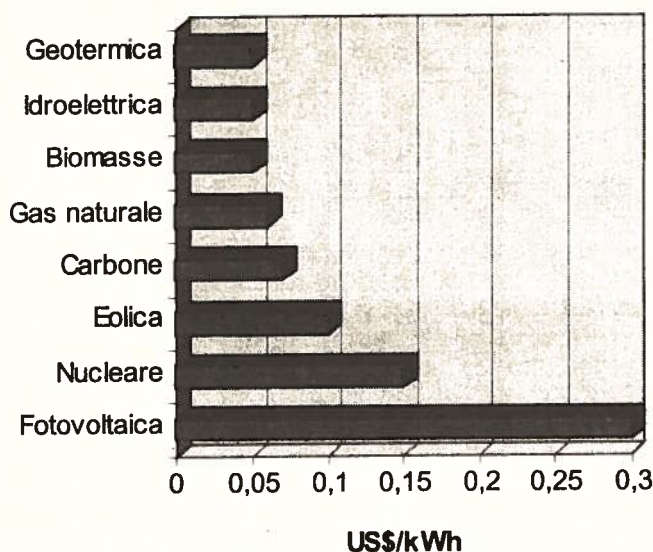
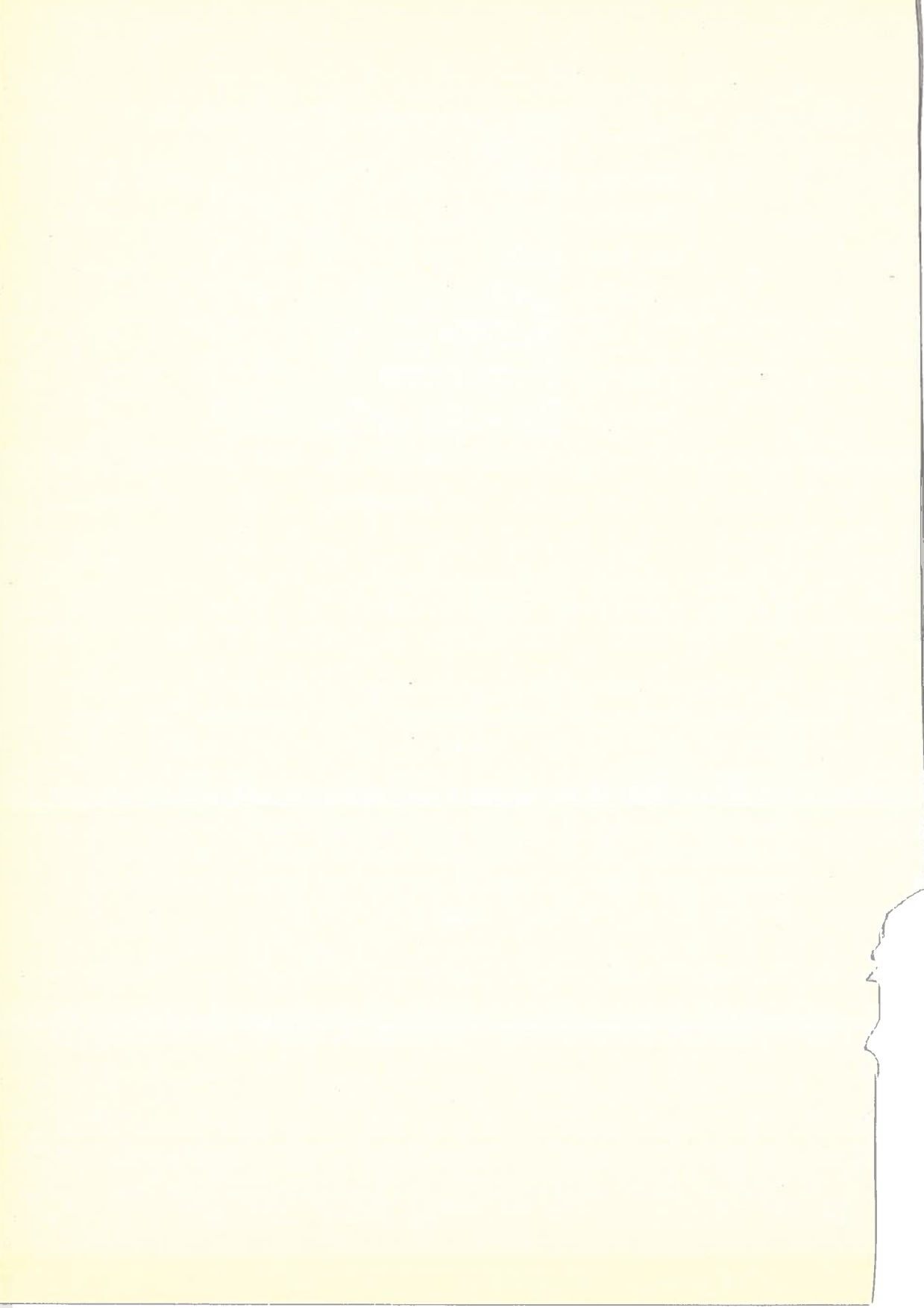


Figura 7.8.- Costi di produzione dell'energia elettrica con le diverse tecnologie negli Stati Uniti d'America (Miller, 1994; Barbier, 1997).

valori medi che si mantengono comunque entro livelli competitivi rispetto alle fonti di energia tradizionali (Barbier, 1997*a,b*). Questo, unito alla quasi rinnovabilità della risorsa, ne fa una delle strategie più promettenti per il prossimo futuro.

Una volta che l'energia termica è stata trasformata in elettricità, questa può venire trasportata a distanza, tramite gli elettrodotti con dispersioni assai minori di quelle che si hanno nel trasporto del calore. La scarsa trasportabilità dei fluidi geotermici ne limita gli usi diretti alle installazioni che si trovino in vicinanza dei luoghi di produzione.





## 8. Impieghi diretti in Italia

Oltre alla produzione di elettricità, i fluidi geotermici possono dare luogo ad applicazioni dirette, a seconda delle loro caratteristiche. La temperatura è un elemento cruciale che, se per la produzione di energia elettrica deve superare i 150°C (o almeno i 130 negli impianti dell'ultima generazione), rende tuttavia possibili applicazioni dirette anche al di sotto dei 70°C. Líndal (1973) presentò una prima divisione degli impieghi in base alla temperatura del fluido, recentemente riadattata da Fridleifsson e Freeston (1994; Figura 8.1).

In Italia l'uso diretto di energia geotermica è di circa 3600 TJ/a, con un picco di potenza di circa 340 MW<sub>t</sub>, nel gennaio 1998. Nella Tabella 8.1 sono riportati i valori della potenza installata al 1995, con l'uso di energia per settore (Allegrini *et al.*, 1995).

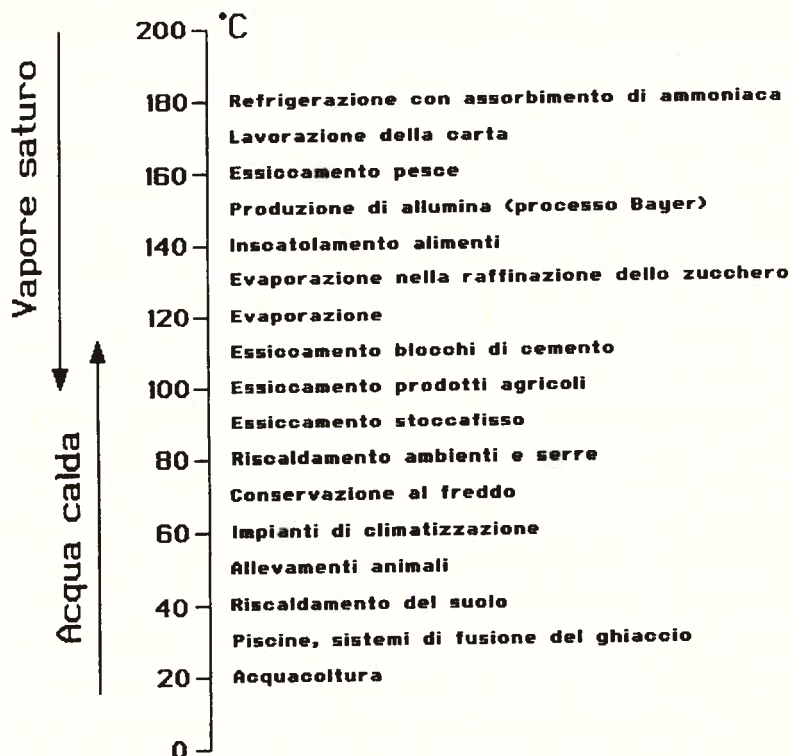


Figura 8.1.- Diagramma di Líndal relativo alle temperature ottimali per le applicazioni dirette dei fluidi geotermici (da Fridleifsson e Freeston, 1994).

Tabella 8.1.- Impieghi diretti dell'energia geotermica in Italia (da Allegrini *et al.*, 1995).

	Potenza termica installata (MW <sub>t</sub> )	Impieghi (TJ/a)
<i>Riscaldamento</i>	44	579
<i>Terme</i>	187	2076
<i>Serre</i>	64	695
<i>Acquacoltura</i>	3	41
<i>Industria</i>	11	238
<i>Totale</i>	309	3629

Le terme, il settore più tradizionale, rappresentano ancora oggi l'impiego più importante, anche perché gli investimenti per il potenziamento degli impieghi diretti della risorsa in discussione sono ancora piuttosto modesti (circa 20 miliardi di lire per il periodo 1985-1994, contro i 18 del quinquennio 1980-84). Tuttavia, dopo il 1990, si è fatto qualche passo avanti.

In Toscana gli usi diretti sono tutt'altro che trascurabili essendo stati, nel 1994, pari a 1100 TJ/a, di cui 2/3 impiegati in colture di serra. La prima applicazione al riscaldamento degli edifici (*teleriscaldamento*) è stata, in epoca moderna, nel 1904 a Larderello dove uffici, stabilimenti industriali e botteghe artigiane venivano riscaldati impiegando i fluidi geotermici, per una potenza di circa 18 MW<sub>t</sub> (Burgassi *et al.*, 1995). Nel 1958 anche una piccola serra prese a funzionare a Castelnuovo Val di Cecina con un impianto da 0,9 MW<sub>t</sub> ed un'altra, più grande, venne avviata nel 1960 a Lago Boracifero. Un centro di studio e consulenza è stato aperto a Castelnuovo Val di Cecina allo scopo di promuovere l'impiego di fluidi a bassa entalpia. In seguito anche Castelnuovo Val di Cecina, Monterotondo Marittimo hanno attivato sistemi di riscaldamento simili, come pure alcune serre sono climatizzate con l'energia geotermica. La più grande serra riscaldata con questi sistemi è quella che si trova a sud di Piancastagnaio, in località Casa del Corto, dove ben 230.000 m<sup>2</sup> sono mantenuti in temperatura, anche in inverno, grazie al vapore di scarico della centrale Piancastagnaio 2. Il vapore è condensato a 90°C, cede il calore all'acqua di un circuito chiuso e, attraverso questa, viene trasportato per circa 4 km alla serra dove si coltivano, su scala industriale, piante ornamentali (Barichello, 1987). La potenza impegnata è di quasi 35 MW<sub>t</sub>, con un impiego di energia di oltre 400 TJ per anno.

Nel 1993, a Castelnuovo Val di Cecina, è stato avviato un impianto di piscicoltura sperimentale, con una superficie coperta di  $1800 \text{ m}^2$ , dove la temperatura dell'acqua è mantenuta a  $25 \pm 1^\circ\text{C}$  con scambiatori di calore alimentati con un fluido geotermico a circa  $105^\circ\text{C}$ , in grado di reggere un carico di 290 kW, fornendo un'energia di 3,3 TJ per anno (Berdondini *et al.*, 1995).

Al contrario di quanto avviene per la produzione di elettricità, gli impieghi diretti hanno cominciato a muovere i primi passi anche in altre regioni italiane. Nel corso di ricerche petrolifere condotte dall'AGIP venne individuata, nel 1955, un'importante anomalia termica nelle vicinanze di Ferrara: il pozzo Casaglia 1 non trovò idrocarburi ma accertò la presenza di un importante acquifero tra i 1000 ed i 2000 m di profondità, con acqua salata (65 g/L), a circa  $100^\circ\text{C}$ . La crisi petrolifera degli anni '70 indusse a sfruttare questa risorsa per realizzare un progetto di teleriscaldamento urbano. Questo è entrato in esercizio nel 1990 e all'inizio del 1995 serviva una volumetria di  $2.200.000 \text{ m}^3$  (circa 8.000 alloggi di dimensione media), con una potenza impiegata di oltre 8 MW<sub>t</sub>, sostituendo l'impiego di 5.530 tep/a (Sommaruga e Verdiani, 1995).

A Rodigo, vicino Mantova, un pozzo fornisce circa  $40 \text{ m}^3/\text{h}$  di acqua a  $59^\circ\text{C}$ , alla pressione di 0,3 Mpa (30 bar). Con questa risorsa, relativamente modesta, è stata avviata una attività produttiva con una cooperativa agricola locale che consta di serre per  $5300 \text{ m}^2$  di superficie coperta, essiccatoi per foraggi e cereali ed un impianto di acquacoltura (Facchini *et al.*, 1993). Dal 1992 a Vicenza è in funzione un sistema di condizionamento alimentato da un fluido a bassa entalpia situato a circa 2000 m di profondità. Si tratta di acqua a  $67^\circ\text{C}$ , con basso tenore salino ( $<0,5 \text{ g/L}$ ) e basso contenuto in  $\text{H}_2\text{S}$  ( $<1 \text{ g/L}$ ). La temperatura è sufficiente a fornire acqua calda ( $50^\circ\text{C}$ ), ma non basta per il riscaldamento ( $80\text{-}90^\circ\text{C}$ ), pertanto si è resa necessaria l'installazione di pompe di calore che, in estate, vengono impiegate per produrre acqua fredda per il condizionamento (Leoni, 1995).



## 9. Uno sguardo al mondo

Uno sguardo alla situazione mondiale lo si può dare attraverso la relazione di Freeston (1995) presentata in occasione del Congresso Mondiale sulla Geotermia, tenutosi a Firenze nel maggio 1995, apparsa, aggiornata, anche sulla rivista *Geothermics* l'anno successivo (Freeston, 1996).

### *Impieghi diretti*

Alla fine del 1994 il totale della potenza termica installata nel mondo per usi diretti era di oltre 8200 MW termici ( $MW_t$ ), con un impiego di 36.000 kg/s di fluido ed un impiego di energia pari a 105.500 TJ/a. Pur con le dovute cautele, per l'approssimazione e le assunzioni che sostengono i calcoli, questi numeri danno un'idea dell'importanza, crescente in tutto il mondo, di questo tipo di fonte energetica. Gli impieghi sono distribuiti come indicato nella Figura 9.1.

Come si vede, il riscaldamento di ambienti (che include la produzione di acqua calda) rappresenta il settore più importante, impegnando, da solo, ben il 34% dell'intera risorsa. La voce "terme", che si riferisce impianti termali o a piscine riscaldate con energia geotermica, segue con il 14%. Settori im-

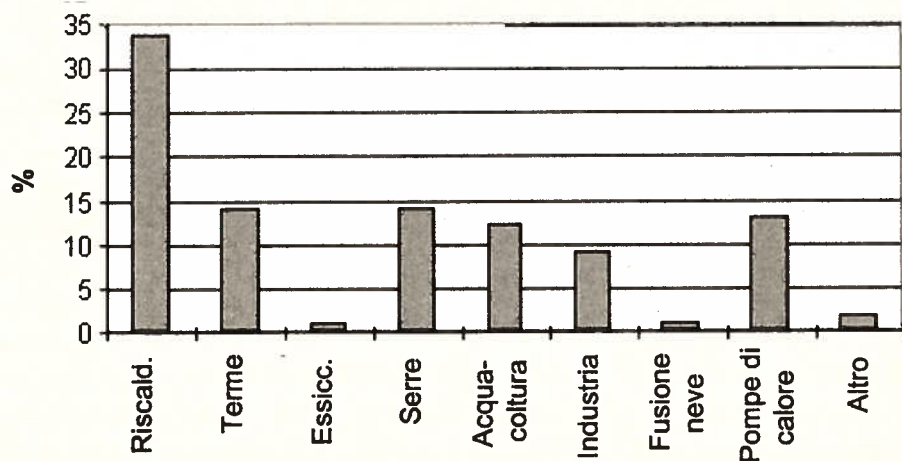


Figura 9.1.- Impieghi diretti del calore: distribuzione globale (da Freeston, 1996).



portanti sono anche le serre e l'acquacoltura (14 e 12%, rispettivamente). Il 13% viene impiegato in pompe di calore, soprattutto in Svizzera e negli Stati Uniti. Gli impieghi industriali sono ancora modesti, ma si è solo agli inizi.

### Svizzera

Negli anni '90 vi è stata una svolta decisiva nei confronti delle risorse endogene: le banche svizzere hanno iniziato a finanziare, all'estero, progetti per l'installazione di centrali geotermoelettriche sia in Paesi in via di sviluppo (Filippine), che negli Stati Uniti (Hawaii, California). In patria, data la scarsità di risorse, lo sfruttamento si è diretto, con decisione, verso la realizzazione di sistemi di scambio termico da impiegare nel riscaldamento di abitazioni o altro, basati su una geotermia di superficie, secondo l'approccio dei *borehole heat exchangers* (BHE). Con trivellazioni di superficie si intendono fori di 15-400 m, tipicamente 50-150 m. Una o più perforazioni servono a far circolare un fluido (acqua) nel sottosuolo, sottraendone il calore che, con *pompe di calore* permette di riscaldare un appartamento o un condominio di varia dimensione. I sistemi possono essere sia a circuito chiuso che aperto. Pur essendo ad impatto trascurabile anche i sistemi aperti, quelli chiusi sono di gran lunga i più diffusi (Tabella 9.1).

Tabella 9.1.- Energia prodotta dai sistemi BHE (*borehole heat exchangers*) in Svizzera al dicembre 1994 (Rybach e Hopkirk, 1994).

Circuito	No. Installazioni	Temperatura sorgente, °C	Pompe di calore, MW/h	Energia usata, TJ/a
Chiuso	6000	11	98	775
Aperto	132	15	4,1	25

La maggior parte degli impieghi si riferiscono a sistemi a circuito chiuso. Gli impieghi diretti, ovvero quelli *senza* uno scambiatore di calore, utilizzati quasi esclusivamente nel riscaldamento di ambienti come quelli di Oberwald e Riehen (30 e 20 TJ/a di energia usata) sono assai più limitati dei BHE, totalizzando quasi 55 TJ/a.

Il totale dell'energia geotermica impiegata in Svizzera è oggi pertanto intorno a 875 TJ/a. A scopo comparativo può essere utile ricordare che, solo per il riscaldamento di ambienti e di acqua, la Svizzera impiega oggi circa 350 PJ/a (pari a 350.000 TJ/a). Queste cifre mostrano quali possano essere le prospettive di sviluppo per il prossimo futuro. Ed è su queste che si basano gli sforzi di ricerca e gli impegni finanziari degli ultimi anni.

### *Francia*

L'esperienza francese nell'uso diretto della risorsa geotermica si è sviluppata soprattutto negli ultimi 30 anni, a seguito della crisi energetica degli anni '70, portando alla realizzazione di circa 200.000 appartamenti riscaldati con la geotermia, di cui 54 nel bacino di Parigi. Il riscaldamento urbano geotermico impiega complessivamente, una potenza di oltre 330 MW<sub>t</sub> che consente consumi di energia superiori a 3000 TJ/a. Una particolarità francese che ha facilitato la diffusione dell'impiego di queste risorse è stata l'introduzione di un'assicurazione che oltre a coprire la fase di perforazione, garantisce 15 anni di disponibilità della risorsa. La discesa del prezzo del petrolio verificatasi verso la metà degli anni '80 ed alcuni problemi relativi alla manutenzione degli impianti, prodotti da fenomeni di corrosione e deterioramento, ha messo in difficoltà la geotermia francese per alcuni anni. Le tendenze attuali, tuttavia, sono favorevoli ad una rapida ripresa. Una delle vie più interessanti pare sia quella del reimpiego dei pozzi di giacimenti di petrolio e gas esauriti.

### *Germania*

In Germania, al 1995, vi era una potenza installata di 323 MW<sub>t</sub>, di cui 39 MW<sub>t</sub> in installazioni di potenza superiore a 100 kW ed il rimanente sparso sul territorio nazionale. Si tratta, per lo più, di pompe di calore impiegate nella climatizzazione di ambienti (Clauser, 1997).

### *Regno Unito*

Gli usi diretti non sono che agli inizi e, per il momento, non sono al centro dell'attenzione del governo inglese.

### *Islanda*

L'Islanda con i suoi 370 GJ/a *pro capite*, presenta uno dei consumi unitari di energia più alti del mondo. La geotermia nel suo complesso (soprattutto mediante usi diretti) fornisce ben il 44% del totale che, con un 16% prodotta dalle centrali idroelettriche fa sì che le fonti rinnovabili battano le tradizionali petrolio (38%) e carbone (2%). Se si osservano i dati relativi alla sola produzione di elettricità, il peso della geotermia si riduce "solo" al 5,5 %, con 265 GWh prodotte nel 1994, su un totale di 4800 GWh. Di queste, ben il 94,4% viene dalle centrali idroelettriche e solo lo 0,1% dai combustibili fossili (Ragnarsson, 1995). Venendo agli

impieghi diretti, già prima dell'ultima crisi petrolifera, circa il 50% del fabbisogno per il riscaldamento domestico era fornito dalla geotermia ed oggi ben l'85% delle abitazioni sono riscaldate con questo sistema, il 12% impiega energia elettrica e solo il 2% combustibili fossili (Ragnarsson, 1995). Considerate le condizioni climatiche dell'Islanda, il riscaldamento è una delle necessità primarie, per tutta la durata dell'anno (per un totale di oltre 16000 TJ/a). Sono in servizio 27 servizi distrettuali di riscaldamento, il più grande dei quali è quello della capitale, Reykjavík che serve, oggi, 145.000 persone (99,7% del totale, inclusa la cintura urbana). La condotta è lunga 1120 km, trasporta 57 milioni di m<sup>3</sup>/a da 56 pozzi, con una temperatura, all'utilizzatore, di 75°C (potenza installata: 640 MW<sub>t</sub>). Un impiego caratteristico dei climi freddi è quello per la fusione della neve (*snow melting*): l'acqua del riscaldamento in uscita dalle abitazioni ha ancora una temperatura piuttosto elevata (circa 35°C) che viene impiegata, attraverso speciali condotte, per rimuovere la neve da marciapiedi e parcheggi nelle aree urbane. Ad oggi, ben 350.000 m<sup>2</sup> sono attrezzati per questo tipo di operazioni, il 70% dei quali si trovano nella capitale, dove si è potuto misurarne il costo energetico: dalle 250 alle 375 kWh/m<sup>2</sup> per anno, per un totale attorno ai 380 TJ/a, partendo da un sistema in grado di erogare 180 W/m<sup>2</sup>.

Il "calore della Terra" viene impiegato efficacemente anche in attività industriali: ad esempio un impianto per la produzione di diatomite (terra di diatomee) è in funzione, da 30 anni, in prossimità del lago Myvatn, dove i depositi degli scheletri silicei di queste alghe monocellulari sono prelevati dal fondo del lago, puliti, essiccati, calcinati, macinati, divisi per granulometria, impacchettati e messi in commercio (olio, acqua, prodotti farmaceutici, vino, birra, carburanti per aerei vengono spesso passati su filtri di diatomite). La particolarità dell'impianto consiste nel fatto che la fase di essiccamento del materiale (fangoso) in arrivo all'impianto viene effettuata con un evaporatore rotante, sotto vuoto, riscaldato con fluidi geotermici a 170°C, provenienti dal vicino campo di vapore di Bjarnarflag (Sigurdsson, 1992).

Sino al 1994 è stato attivo per 11 anni (oltre i 4 di sperimentazione) un impianto per la produzione di sale per usi domestici e per la conservazione industriale del pesce nell'area geotermica di Reykjanes, situata nella parte sud-occidentale dell'Islanda. La produzione di sale arrivava ad 8000 t/a e, nel 1986, venne aggiunto un impianto per la produzione di CO<sub>2</sub>, con una potenzialità di 1500 t/a. La composizione del fluido geotermico è simile a

quella dell'acqua di mare, che alimenta il campo di vapore, con qualche differenza dovuta a processi di scambio ionico tra le acque marine di ricarica e la roccia di contatto (le salamoie sono basse in solfati e magnesio, ma risultano arricchite di potassio e di calcio; Tabella 9.2).

Tabella 9.2.- Composizione chimica dei fluidi geotermici di Reykjanes e dell'acqua di mare (da Kristjánsson, 1992). Concentrazioni in mg/kg.

Componente	Pozzo 8	Pozzo 9	Acqua di mare
SiO <sub>2</sub>	572	584	6
Na <sup>+</sup>	9.849	9.120	10.470
K <sup>+</sup>	1.402	1.387	380
Ca <sup>2+</sup>	1.593	1.475	398
Mg <sup>2+</sup>	1,2	0,9	1.250
CO <sub>2</sub> , totale	1.193	1.842	100
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	23,4	17,8	2.630
H <sub>2</sub> S, totale	26,1	58,1	-
Cl <sup>-</sup>	19.183	17.634	18.800
F <sup>-</sup>	0,16	0,15	1,26
Solidi totali	33.160	30.270	33.900

Durante il processo di produzione del sale, questo veniva impoverito di sodio ed arricchito in potassio e magnesio, ottenendo un prodotto di alta qualità.

Un riassunto degli impieghi diretti in Islanda è dato in Tabella 9.3.

Tabella 9.3.- Usi diretti della geotermia in Islanda (da Ragnarsson, 1995).

	Potenza termica installata MW <sub>t</sub>	Impiego di energia TJ/a
Riscaldamento	1150	16300
Terme	60	1000
Serre	45	830
Acquacoltura	25	630
Processi industriali	105	2000
Fusione neve	55	380
Pompe di calore	3	18
Totale	1443	21158

L'esperienza delle serre è iniziata nel lontano 1920, sulla base dell'impiego tradizionale dei suoli particolarmente caldi per colture fuori stagione. Oggi vi sono 175.000 m<sup>2</sup> di serre e 105.000 m<sup>2</sup> di suolo artificialmente



riscaldato, mediante condotte interrato, per la produzione di piante ornamentali e verdure pregiate. Gli anni '80 hanno visto crescere rapidamente gli impianti di piscicoltura, a terra, soprattutto per la produzione di salmòni. Non tutti hanno avuto successo e oggi ne restano in funzione solo 75 dei 120 avviati una decina di anni fa.

### *Austria*

Il quadro degli impieghi, nei diversi Paesi, è ancora assai vario e disperso, per le diverse storie, esigenze ed anche culture che hanno operato nelle distinte realtà. In Austria, ad esempio, l'uso della risorsa geotermica è in forte ritardo, anche se negli ultimi tempi si sono accesi notevoli interessi, specie per l'impiego termale. Alla fine del 1993 la potenza installata era di 19,3 MW<sub>t</sub> (Freeston, 1995), con l'avvio di sistemi per il riscaldamento dei locali e delle strutture dei siti di balneazione.

### *Belgio*

Il relativamente basso prezzo del petrolio di questi ultimi anni non ha favorito lo sviluppo dello sfruttamento della geotermia in quel Paese. È stato comunque condotto a termine il rilevamento delle potenzialità del sottosuolo da questo punto di vista, insieme alla caratterizzazione dei principali acquiferi, in vista di un loro possibile sfruttamento. Tuttavia, ad oggi, un solo impianto è in funzione, nel sud del Paese, che serve a riscaldare una scuola, una piscina, un complesso sportivo ed uno residenziale, una serra ed, infine, i fanghi di risulta di un depuratore di liquami cloacali. Il tutto per una potenza installata di 3,89 MW<sub>t</sub>, con un uso di energia di 107 TJ/a (Freeston, 1995).

### *Polonia*

Se si eccettuano le terme, in uso sin dal secolo XI, solo all'inizio degli anni '80 la Polonia si è avvicinata alla geotermia per ragioni di deficit energetico. Le ricerche hanno dato buoni risultati, rilevando l'esistenza di importanti riserve. Gli impieghi attuali sono ancora limitati: un impianto di climatizzazione è stato realizzato a Pyrzyce con una potenza di 40 MW<sub>t</sub>, pari a 2/3 del totale della potenza installata nel Paese. Sempre a Pyrzyce è stata messa in funzione una pompa di calore da 18 MW<sub>t</sub> (Freeston, 1995), mentre gli altri usi (circa 5 MW<sub>t</sub>, in tutto) sono ancora praticamente a livello sperimentale.



## Olanda

Le abbondanti riserve di gas naturale hanno permesso di risolvere, sino ad oggi, con relativa facilità i problemi di approvvigionamento energetico. Stime recenti sostengono che le riserve siano sufficienti a far fronte alle necessità per alcuni decenni. Anche le serre, che in Olanda coprono una superficie di circa 10.000 ha, sono riscaldate con gas naturale come lo sono praticamente tutti gli impianti di riscaldamento per le abitazioni, gli edifici pubblici, gli insediamenti produttivi (Walter, 1995). Il solo vero impulso verso lo sfruttamento della geotermia si ebbe nel 1974, un anno dopo la prima seria crisi energetica, che si tradusse in attività solo nel 1979, quando terminava il primo progetto di ricerca europeo sull'energia geotermica. Il piano di ricerca nazionale olandese (1979-1984) ha permesso di rilevare sia gli acquiferi profondi adatti allo sfruttamento dell'energia geotermica che quelli più superficiali idonei alla messa in opera di pompe e di accumulatori di calore. Da quei primi risultati è emerso come almeno 1/3 del territorio olandese abbia buone potenzialità di sfruttamento per le risorse profonde che per il momento restano dove sono. La linea di sfruttamento *soft* scelta è stata quella dell'impiego di pompe di calore azionate da motori a gas per riscaldare acqua ed ambienti. Il risparmio di energia è stato, però, inferiore al previsto (20-25 contro 55-60%). I guasti invece sono stati di gran lunga superiori alle aspettative, anche per la scarsa esperienza degli operatori e degli impiantisti. Così dei 45 MW<sub>t</sub> installati all'inizio, oggi non ne restano che 2-3 ancora in funzione (Walter, 1995). La caduta dei prezzi del petrolio, nel 1986, non ha certo facilitato la ricerca di fonti di energia alternative. Ma dal 1990 è successo qualcosa di nuovo: una svolta verso una diversificazione delle fonti, con priorità per le risorse rinnovabili dettata da esigenze di ecocompatibilità, più che da ragioni puramente di tipo economico. Il governo olandese si è dato come obiettivo, per il 2010, di arrivare all'introduzione di 150 PJ/a di energia da fonti rinnovabili (il 5% dei consumi su base 1990). Il piano prevede l'impiego dell'energia eolica, solare (termica e fotovoltaica), idroelettrica, recupero dalle biomasse ed anche della geotermia, seppur come componente minore (Tabella 9.4)

Tabella 9.4.- Piano di produzione di energia da fonti rinnovabili per il 2010 del governo Olandese (Walter, 1995).

Energia	PJ/a
Eolica	33
Solare: fotovoltaica	2
Solare: termica	5
Geotermica	5
Idroelettrica	5
Biomasse	100
TOTALE	150

L'anno in corso, pertanto, vedrà il rilancio delle attività di ricerca e l'avvio dello sfruttamento della geotermia anche nei Paesi Bassi.

### *Svezia*

L'impiego principale, sebbene ancora molto modesto, è quello per il riscaldamento, avviato nel 1986. Un'area geotermica a bassa temperatura è stata localizzata nell'estremo Sud del Paese, nella provincia di Scania, dove ad una profondità di 500-800 m si trovano acque a 20-25°C (Alm e Bjelm, 1995) con le quali funziona un impianto con pompa di calore da 47 MW<sub>t</sub>, situato alla periferia di Lund. L'energia prodotta è di 960 TJ/a.

### *Slovenia*

La collocazione del Paese, tra le zolle tettoniche Euroasiatica ed Africana, fa sì che nella parte orientale si concentri una notevole riserva di energia geotermica. L'impiego della risorsa in 21 diverse località era, nel 1994, pari ad oltre 760 TJ, differenziata come indicato nella Tabella 9.5.

L'uso principale è ancora quello legato alle terme, ma si cominciano a muovere anche i settori del riscaldamento domestico e delle serre. Nella prima metà degli anni '80 sono state avviate una serie di ricerche per acquisire informazioni di base come la temperatura delle rocce ed il relativo gradiente, la conducibilità termica e la concentrazione di elementi radioattivi. Gli studi delle temperature in profondità hanno individuato aree dove gradiente geotermico può arrivare anche a 70°C/km.

Tabella 9.5.- Impieghi diretti della geotermia in Slovenia (Rajver *et al.*, 1995).

	Potenza installata, MW <sub>t</sub>	Imp ieghi, TJ/a
Riscaldamento	9,4	205
Terme	17,4	384
Serre	5,3	72
Processi industriali	0,6	13
Condizionatori	1,4	25
Pompe di calore	2,9	64
TOTALE	37,0	763

### Croazia

È situata su due bacini sedimentari, quello dei Dinarici ad occidente e quello di Pannonia ad oriente, assai diversi per le caratteristiche geotermiche: il flusso di calore del primo è assai modesto (29 mW/m<sup>2</sup>), mentre la parte croata del bacino di Pannonia presenta un flusso di 76 mW/m<sup>2</sup>, dovuto ad un differente spessore della crosta terrestre, minore nella parte orientale. Nonostante le notevoli potenzialità, gli impieghi attuali sono sulla base di 15 MW<sub>t</sub> di potenza installata. È difficile prevedere gli sviluppi degli impieghi, essendo i siti potenziali di utilizzo (agglomerati urbani, insediamenti industriali) oggi forniti di altre fonti di energia (gasdotti, ad esempio) e piuttosto lontani dai campi geotermici.

### Bulgaria

Vi sono circa 1000 sorgenti termali che, sino al 1980, venivano quasi esclusivamente sfruttate per trattamenti terapeutici e centri di vacanza. Una sola eccezione: negli anni '60 era stata avviata un'attività per la produzione di biomasse da microalghe per impieghi farmaceutici, cosmetici e zootecnici. Gli impianti sono ancora attivi, anche se la produzione è limitata al periodo aprile-ottobre (Bojadgieva *et al.*, 1995). Negli anni '80 sono aumentati gli stabilimenti termali e sono stati realizzati impianti di riscaldamento (ambienti ed acqua) e di climatizzazione in diversi complessi turistici e sportivi. Anche l'impiego in agricoltura è cresciuto, portando il complesso della potenza installata ad oltre 130 MW<sub>t</sub> (Tabella 9.6).

\*Tabella 9.6.- Impieghi diretti della geotermia in Bulgaria (Bojadgieva *et al.*, 1995).

	Potenza installata, MW <sub>t</sub>	Imp ieghi, TJ/a
Riscaldamento	51,0	221,4
Terme	15,0	98,4
Serre	31,0	165,4
Processi industriali	16,0	74,6
Condizionatori	6,8	56,5
Pompe di calore	13,3	162,0
TOTALE	133,1	778,3

### *Russia*

Alla fine del 1991 l'URSS si è divisa in diverse repubbliche e il sistema energetico precedente questo evento è stato suddiviso. La Russia si è trovata così senza alcune importanti risorse energetiche e senza impianti di produzione di energia di rilevanza strategica. Gli usi diretti sono per il momento i più diffusi, con una potenza installata di 210 MW<sub>t</sub>, per un energia di 8180 TJ/a: serre per 340.000 m<sup>2</sup> e sei città, per un totale di 220.000 abitanti impiegano, oggi, la geotermia per il riscaldamento. Gli impianti termali in funzione sono circa 150. Gli impieghi nell'industria e nell'acquacoltura sono ancora modesti (Freeston, 1995) e le prospettive future sono legate allo sviluppo economico del Paese.

### *Grecia*

La ricerca è stata avviata nel 1970 ed ha dato rapidamente buoni risultati, permettendo di localizzare aree geotermiche a bassa ed elevata entalpia. Lo sfruttamento è ancora modesto, tuttavia 65 ha di serre sono oggi riscaldati con questi mezzi e vi sono 38 impianti termali in funzione, oltre ad una grande impianto di riscaldamento a Nea Kessani (Tracia, Grecia settentrionale), alimentato da un acquifero principale con temperature di 75-80°C situato alla profondità di 300-400 m.

### *Turchia*

Da oltre trenta anni hanno preso avvio le ricerche sulla geotermia, individuando 140 campi geotermici con temperature a testa pozzo superiori ai 40°C. La potenza installata è di circa 160 MW<sub>t</sub> e gli impieghi prevalenti sono per il riscaldamento di ambienti e di serre (Mertoglu e Basarir, 1995).

Uno dei primi impianti è stato quello dell'Università di Dokuz Eylül, dove il campus della facoltà di medicina e l'ospedale ( $30.000 \text{ m}^2$ ) sono riscaldati sin dal 1983 con un impianto geotermico. Importante è anche il complesso di Gönen (nel Balıkesir) che dal 1987 riscalda 1500 appartamenti, un albergo con 600 camere, 56 concerie artigianali ed una piccola serra con una potenza di  $16,2 \text{ MW}_t$ . Tra l'altro, anche due moschee, a Haymana, sono riscaldate con acque a bassa entalpia ( $43^\circ\text{C}$ ), con un apparato avviato nel 1988 e completato l'anno successivo (Mertoglu e Basarir, 1995).

### *Israele*

Gli impieghi sono ancora contenuti ( $1200 \text{ TJ/a}$ ) con poco più del 10% dedicato alle colture in serra ed il rimanente diviso in parti uguali tra l'acquacoltura (allevamento di pesci e crostacei) e l'uso tradizionale per le attività termali. Nella prima metà degli anni '80 sono state condotte una serie di ricerche allo scopo di valutare le potenzialità del Paese. Queste hanno permesso di ricavare, oltre ai valori del gradiente geotermico, una carta delle temperature del sottosuolo a diverse profondità per passi di 250 m, sino alla profondità di 3000 m. L'area più promettente è risultata la regione del Kinneret (Mar di Galilea), nel nord del Paese, dove il gradiente geotermico arriva a  $4,5^\circ\text{C}/100\text{m}$  (Levitte e Olshina, 1985).

### *Cina*

Come si è riferito in una sezione precedente, l'impiego tradizionale, in Cina, risale a tempi molto antichi, specie per i bagni, l'agricoltura e le terapie termali. Con l'ultima crisi petrolifera degli anni '70, tuttavia, si è visto il Paese impegnato in ricerche per lo sfruttamento in chiave moderna di questa importante risorsa, anche per la produzione di energia elettrica (Wang *et al.*, 1995). Gli impieghi diretti sono largamente diffusi. Nel 1994 la potenza installata era di oltre  $2000 \text{ MW}_t$ , per una produzione di oltre  $5500 \text{ GWh}$  termici, corrispondenti a poco meno di  $20000 \text{ TJ/a}$ . La collocazione nella parte sud-orientale della placca euroasiatica fa sì che essa risenta sia della placca del Pacifico sia di quella indo-australiana che hanno prodotto due cinture geotermiche, quella himalaiana e quella detta dell'anello di fuoco del Pacifico, a cui appartiene anche Taiwan. Il Tibet meridionale, nella cintura himalaiana, presenta flussi di calore notevolmente alti:  $80\text{-}100 \text{ mW/m}^2$ , con punte oltre  $300 \text{ mW/m}^2$  (Wang *et al.*, 1995). Anche a Taiwan il flusso termico si mantiene quasi sempre al di



sopra di  $80 \text{ mW/m}^2$ , come accade nelle altre aree geotermiche. Gli studi condotti hanno consentito di individuare i principali siti geotermici ed i possibili tipi di sfruttamento. Il riscaldamento domestico viene effettuato su oltre 15.000 abitazioni del nord del Paese, dove gli inverni sono particolarmente freddi. Un progetto è in corso per il riscaldamento di una parte della capitale. Le serre sono un buon utilizzatore di questa risorsa, con oltre 100 ha situati in corrispondenza dei siti termicamente anomali. Anche l'acquacoltura risulta essere un settore dove gli impieghi della geotermia sono in espansione.

### *India*

Lo sfruttamento della risorsa è agli inizi, nonostante che nel nord del Paese vi siano risorse di primaria importanza come quelle di Puga e di Manikaran. Le condizioni climatiche ed i problemi di sviluppo che l'India non ha ancora potuto avviare a soluzione, non ultimo il fatto che si tratta di una nazione di 900 milioni di persone, non hanno favorito le ricerche in questo settore.

### *Giappone*

Con i suoi 83 vulcani attivi (su un totale di oltre 200), pari al 10% del totale su base globale, su una superficie che è solo lo 0,27% di quella della Terra, il Giappone è uno dei siti più ricchi di fenomeni geotermici. Tuttavia l'antico uso delle sorgenti calde per i bagni ed il relax ha rappresentato un ostacolo per lo sviluppo di altre applicazioni (sia dirette, che indirette), per il timore che queste potessero compromettere l'uso tradizionale, con tutti gli interessi economici che da questo dipendono. Inoltre lo sviluppo di attività come quella della produzione di energia elettrica potrebbero compromettere la qualità del paesaggio giapponese. Una sintesi degli impieghi è data in Tabella 9.7.

Tabella 9.7.- Impieghi diretti della geotermia in Giappone (Sekioka e Toya, 1995).

	Potenza installata, MW <sub>t</sub>	Impieghi, TJ/a
Riscaldamento	181	4614
Terme	12	233
Essiccamento per l'agricoltura	<1	—
Serre	52	773
Acquacoltura e zootecnia	35	865
Processi industriali	2	19
Fusione neve	28	283
Condizionatori	3	44
Pompe di calore	1	18
TOTALE	314	6849

A differenza di altri Paesi a tecnologia avanzata, in Giappone non pare vi sia interesse per le pompe di calore, essendone state impiantate solo due, di piccole dimensioni.

### *Australia*

Gli usi diretti principali sono ancora rivolti alle attività ricreative e termali. Da tempo è nota la potenzialità della parte orientale dell'Australia per lo sfruttamento della geotermia, e sono state effettuate alcune trivellazioni dedicate, essenzialmente agli impieghi tradizionali, con le sole eccezioni degli impianti di Portland e Quilpie, situati nella parte sud-orientale (il primo) e centro-orientale (il secondo) del Paese (Burns *et al.*, 1995). Dal 1956 la città di Portland è rifornita di acqua potabile da un acquifero profondo 1400 m, con acqua tra 56 e 59°C, di buona qualità e potabile, dopo l'eliminazione dell'idrogeno solforato. Sino al 1983, l'acqua veniva passata in torri di raffreddamento, a ventilazione forzata, per renderla più adatta agli usi domestici. Solo nel 1983 si è pensato di recuperarne il calore, impiegandolo per riscaldare edifici pubblici ed impianti sportivi. Di seguito la rete di riscaldamento è stata estesa per servire una superficie coperta di quasi 19.000 m<sup>2</sup>.

L'acqua ritorna al pozzo di alimentazione dopo aver perso solo 3°C dai 59 di partenza e viene quindi inviata alla torre di raffreddamento per l'eliminazione dell'idrogeno solforato ed essere, infine, immessa in rete per la distribuzione idropotabile. La buona qualità dell'acqua (ione cloruro: 140-190 mg/L; ione bicarbonato: 330-465 mg/L; sodio: 200-250 mg/L;

solidi disciolti totali: 640-780 mg/L; durezza totale: 30-110 mg/L come  $\text{CaCO}_3$ ) ha evitato problemi di corrosione o di incrostazioni delle condotte e degli impianti di distribuzione, anche per la cura nella scelta di materiali. Il risparmio è dell'ordine dei 200.000 US\$/a.

Altri impieghi diretti sono, ad oggi, comunque, assai limitati, e si riducono alla fornitura di acqua calda per una cartiera a Traalgon (Victoria orientale); successivi tentativi, recenti, sono per il momento abortiti. Interessante, anche se non ancora in sfruttamento, la scoperta di *hot dry rocks* nel *Cooper basin*, dove è in progetto un impianto pilota per la produzione di energia elettrica.

### *Nuova Zelanda*

Gli impieghi diretti sono ancora assai limitati, essendo l'indirizzo prevalente ancora rivolto alla produzione elettrica. Negli anni '50, comunque venne realizzata la prima applicazione, su scala industriale, del calore di un fluido geotermico in una cartiera di Kawerau. Sempre a Kawerau due centrali elettriche da 5,9 MW<sub>e</sub> complessivi funzionano con acqua a 170°C che alimenta anche gli impianti di una fabbrica per l'essiccamento del legno, con una potenza di 3,2 MW<sub>t</sub> fornendo 100.000 m<sup>3</sup>/a di prodotto (Freeston, 1995). Essendo gli impianti in funzione per 24 h al giorno, per 340 d/a, il fattore di carico è superiore a 0,9. Un impianto simile funziona anche ad Ohaaki.

### *Canada*

Prima del 1973, il potenziale geotermico del paese era sconosciuto. La crisi del petrolio costrinse le autorità di governo a cercare fonti alternative, anche per la produzione di energia elettrica, lanciando un apposito programma (*Geothermal Energy Programme* 1976-1986). La conoscenza acquisita della struttura geologica del Canada aveva indirizzato le ricerche verso il complesso vulcanico recente *Meager Mountain* (British Columbia) e nella Piattaforma occidentale. In particolare nella formazione Meager Mountain venivano localizzati campi geotermici di notevole potenza, adatti anche per la produzione di elettricità (Jessop *et al.* 1991). Il calo dei prezzi del petrolio dopo il 1986 ha portato ad un raffreddamento degli interessi, con la conseguenza che lo sfruttamento di questa risorsa rimane ancora oggi estremamente modesto. La disponibilità di energie alternative a basso costo non ha favorito la ricerca in questa direzione. Negli ultimi

anni sono stati tagliati i fondi governativi per la ricerca, mentre le compagnie private non hanno ancora imboccato la strada della geotermia, considerata un investimento a rischio a causa del basso livello di conoscenza di base sviluppato sull'argomento. Solo un piccolo numero di progetti è arrivato a compimento. Interessante è quello di Springhill, nella Nuova Scozia, dove una miniera di carbone abbandonata a seguito di un disastro accaduto nel 1958, è stata allagata per fornire energia, con una pompa di calore, per alcune lavorazioni industriali. Un sistema di pompe di calore è stato installato all'Università di Carleton (Ottawa, Ontario) dove acqua a 9,5°C proveniente da locali formazioni sedimentarie viene portata 60-65°C per riscaldare tutti gli edifici, con un risparmio annuo di oltre 500 milioni di lire. Alcuni "incidenti di percorso", come quello di Summerland (British Columbia), dove la profondità della risorsa ne ha reso, per il momento, antieconomico lo sfruttamento, hanno contribuito a ritardare lo sviluppo delle ricerca geotermica e delle sue applicazioni dirette (Freeston, 1995).

#### USA

Negli Stati Uniti la situazione è più dinamica, ed il settore è relativamente sviluppato, presentandosi attualmente in lenta espansione (Tabella 9.8).

Tabella 9.8.- Impieghi diretti della geotermia negli USA (Lienau *et al.*, 1995).

	Potenza installata, MW <sub>t</sub>	Impieghi, TJ/a
Riscaldamento	169	1388
Terme	71	1606
Essiccamento per l'agricoltura	20	299
Serre	81	709
Acquacoltura e zootecnia	64	1360
Processi industriali	24	332
Fusione neve	<1	3
Condizionatori	<1	5
Pompe di calore	1444	8188
TOTALE	1874	13890

Negli Stati Uniti, anche se con un certo ritardo, la geotermia ha comunque fornito spunti per soluzioni innovative in diversi campi, molte delle



quali sono ancora allo stato sperimentale. Una di queste è l'impiego diretto di fluidi geotermici nei processi di *heap leaching*, ovvero *lisciviazione in cumulo*, con cianuri, per l'estrazione dell'oro dal minerale aurifero. A Vale, nello stato dell'Oregon, già da oltre 10 anni vengono prodotti funghi in ambienti climatizzati con la geotermia. In particolare, il raffreddamento dei reparti di scelta, confezionamento e conservazione viene effettuato con impianto da 703 kWt di potenza, funzionante con una miscela refrigerante bromuro di litio-acqua. Nel Nevada vengono essiccate le cipolle, senza rischi di incendio, senza decolorazioni del prodotto e con notevole contenimento dei costi, grazie alla disponibilità di fluidi geotermici (Culver, 1992).

Le pompe di calore hanno ricevuto maggiore attenzione, in questi ultimi anni (Figura 9.2), specie negli stati del sud e dell'ovest, dove risorse a bassa ed a moderata temperatura (20-150°C) sono largamente diffuse sul territorio. Un accurato inventario delle risorse geotermiche è già stato messo a punto ed aggiornato di recente. Sono anche stati individuati 150 nuovi siti dove si ritiene conveniente avviare attività di sfruttamento diretto. Il successo delle pompe di calore è dovuto al notevole risparmio di energia non rinnovabile che permettono sia per il riscaldamento invernale che per il condizionamento estivo. È stato osservato come un'abitazione tipo ridurrà il picco di richiesta invernale di 5kW e di 1 kW quello estivo. Su un sistema di 200.000 abitazioni fornite di pompa di calore, questo comporterà il risparmio di una nuova centrale termoelettrica da 1000 MW, con tutte le emissioni di anidride carbonica, di ossidi di azoto e zolfo, di metalli pesanti, ecc. ad essa associate.

A costi attuali, il sovrapprezzo di un impianto di climatizzazione con pompa di calore (attorno ai 2000 US\$), viene recuperato in meno di 5 anni (Lienau *et al.*, 1995). Inoltre, alcune compagnie produttrici di energia elettrica, arrivano a rimborsare sino a 1000 US\$ per le spese di installazione delle pompa di calore. È evidente che il potenziale d'impiego della risorsa geotermica negli Stati Uniti è assai elevato, anche se risulta ancora compresso per la grande disponibilità di fonti di energia a basso costo. L'attenzione ai problemi di conservazione ambientale, tuttavia, unita alla possibilità di ridurre le spese di riscaldamento e climatizzazione, fa prevedere un notevole sviluppo delle pompe di calore, nel prossimo futuro.

La rassegna potrebbe continuare, ma senza grandi novità in quanto in Africa, America Centrale e Sud America la geotermia degli usi diretti è,



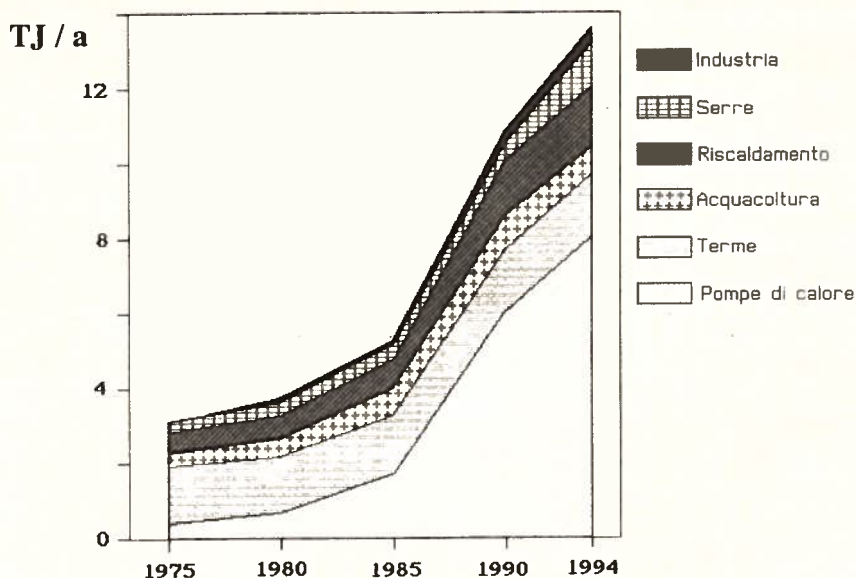


Figura 9.2.- Andamento degli usi diretti dell'energia geotermica negli USA (Lienau *et al.*, 1995).

praticamente, senza storia, se si escludono gli impieghi tradizionali delle acque termali di cui si è parlato nell'apposita sezione.

Come si può rilevare da quanto sopra riferito, in linea generale l'approccio alla geotermia, in chiave moderna, è ancora in una fase iniziale: la disponibilità, a buon mercato, di fonti energetiche, magari non rinnovabili, ma apparentemente più accessibili (Miller, 1994), ne ha ritardato il cammino proprio nei Paesi tecnologicamente più avanzati. Laddove la disponibilità di risorse economiche è maggiore, l'alternativa non è stata, almeno sino ad oggi, sufficientemente interessante. Nei Paesi in via di sviluppo, essendo la geotermia qualcosa di difficilmente esportabile (o asportabile!), gli ostacoli derivano dalla mancanza di mezzi e tecnologie per avviarne lo sfruttamento che, in certe condizioni, potrebbe contribuire a migliorare le condizioni di vita delle popolazioni.

## *Produzione di elettricità*

In occasione del Congresso Mondiale sulla Geotermia che si è tenuto a Firenze nel maggio 1995, Hutterer (1995) ha presentato una interessante sintesi sullo stato dell'arte, nel mondo. I dati aggiornati al gennaio 1995, con il raffronto 1990 e la proiezione al 2000, sono riassunti nella Tabella 9.9.

Tabella 9.9.- Potenza installata (MW<sub>e</sub>) in centrali geotermoelettriche nel mondo (Hutterer, 1995; con modifiche). In ordine decrescente su base 1995.

Paese	1990	1995	2000
USA	2775	2817	3395
Filippine	891	1227	2152
Messico	329	728	753
Italia	545	642	900
Giappone	215	414	600
Indonesia	145	310	1080
Nuova Zelanda	283	305	440
El Salvador	95	105	175
Costa Rica	0	60	170
Islanda	45	49	—
Kenya	45	35	—
Nicaragua	35	35	—
Cina	19	29	81
Turchia	21	21	125
Russia	11	11	110
Portogallo (Azzorre)	3	8	14
Francia (La Guadalupa)	4	4	—
Grecia	2	2	—
Argentina	0,7	0,7	—
Tailandia	0,3	0,3	—
Australia	0	0,2	—
TOTALI	5835	6791,2	10.014

Il quadro che risulta dalla tabella che precede è notevolmente diverso da quanto risulta dagli impieghi diretti. È importante rilevare la tendenza degli ultimi anni che vede, in un decennio, quasi il raddoppio della potenza installata, che, tuttavia, si mantiene in quota fortemente minoritaria rispetto alle altre fonti energetiche impiegate nella produzione di elettricità. La classifica su base 1995, inoltre, permette di individuare in quali Paesi lo

sfruttamento sia più spinto, fatto questo che può fornire un criterio di selezione ai fini di un approfondimento degli aspetti relativi ai problemi di impatto ambientale. Di seguito si cercherà di descrivere, seppure in sintesi, i sistemi di produzione in atto in quei Paesi che hanno una potenza installata superiore ai 20 MW<sub>e</sub>.

## USA

Sebbene partiti molto dopo le esperienze pionieristiche italiane, gli Stati Uniti d'America, dopo un avvio in sordina (nel 1960 la potenza installata era di soli 11 MW), hanno dato grande impulso allo sfruttamento geotermoelettrico come mostrato nella Figura 9.3. La crescita maggiore è stata durante tutto il decennio tra il 1979 ed il 1989. La California è lo stato dove si è osservata la maggiore crescita, seguito, a distanza, dal Nevada. Al 1994, il peso degli impianti californiani era pari al 91,1% del totale e quelli del Nevada fornivano il 6,9% (Di Pippo, 1995).

Il contributo della geotermia alla produzione di elettricità è arrivato allo 0,31% del totale nel 1990, per poi attestarsi sullo 0,25%, su base federale. Le località della California e del Nevada dove sono installati gli impianti sono indicate nella Figura 9.4. Gli impianti di The Geysers, in California, poco più di 100 km N di San Francisco, sono quelli dove, dal 1960, è stata installata, complessivamente la potenza maggiore: ben 1989 MW. Con il tempo, però, le portate di vapore di questa zona sono andate diminuendo costantemente tanto che, nel 1991, la potenza disponibile si era ridotta a

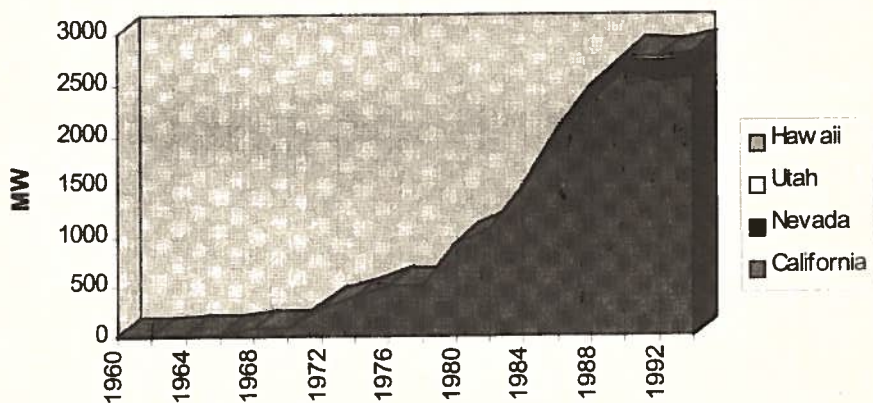


Figura 9.3.- Potenza installata in centrali geotermoelettriche negli USA (Di Pippo, 1995).

1326 MW, nel 1992 a 1221 e nel 1993 a 1193 MW (Di Pippo, 1995). Anche il prezzo pagato dalle società che impiegano il vapore per produrre l'elettricità ha subito diverse oscillazioni nel tempo. Nel 1960 il prezzo pagato dalla compagnia più importante operante a The Geysers (la *Pacific Gas & Electric Company*) era di 2 US\$ per MWh, ma le crisi petrolifere del 1973 e del 1979 hanno causato aumenti di prezzo che, verso la metà degli anni '80 era di quasi 40 US\$/MWh. Dopo il 1987 il prezzo ha oscillato attorno ai 15-22 dollari per MWh .

Verso la fine degli anni ottanta vi è stata una notevole espansione alla Imperial Valley (che comprende gli insediamenti geotermoelettrici di East Mesa, Heber e Salton Sea, Figura 9.4), portando la potenza installata in quelle località ad oltre 402 MW, con ben 92 "unità" costituite, ciascuna da una turbina accoppiata ad un generatore. A Casa Diablo vi sono tre piccoli impianti da 7, 10 e 10 MW, mentre a Honey Lake Valley si superano di poco i 30 MW. A Coso vi sono tre impianti (9 unità) per un totale di 240 MW. Altri 240 MW sono in programma per il 2000. Alle Hawaii vi è solo una centrale da 25 MW, ma altre due (una uguale ed una da 30 MW) sono in programma. Nel Nevada la potenza attuale è di poco inferior-

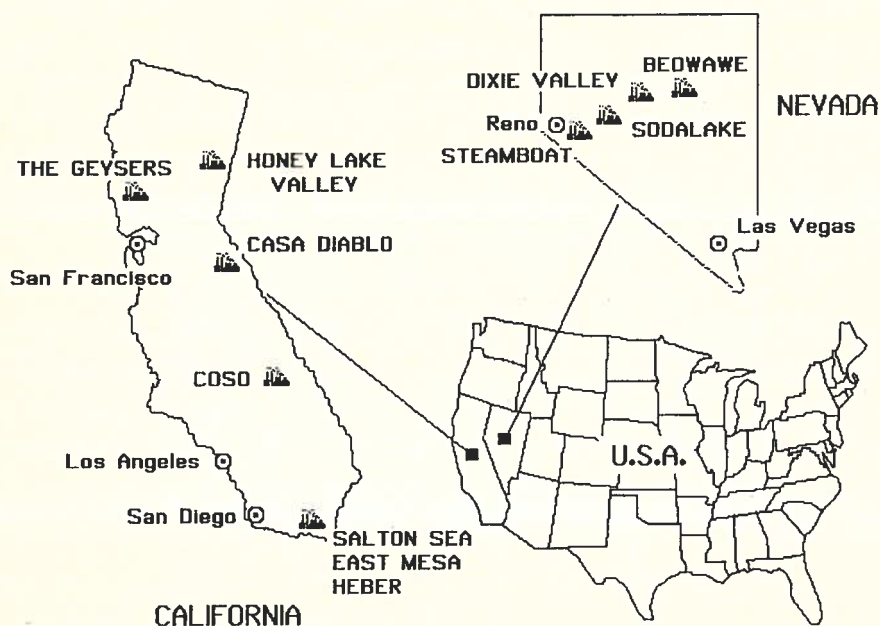


Figura 9.4.- California e Nevada: ubicazione degli impianti geotermoelettrici.

re ai 200 MW, su 10 centrali (50 unità), ed altrettante, per una potenza di 205 MW sono in programma. Nello Utah vi è una centrale da 20 MW, avviata nel 1984 che, con altre tre piccole, arriva a 31 MW. Progetti in Alaska, Nuovo Messico ed Oregon per 75 MW sono in corso di realizzazione. Una sintesi dei piani di sviluppo statunitensi per l'anno 2000 è data in Tabella 9.10.

Tabella 9.10.- Piani di sviluppo della produzione elettrica con la geotermia negli USA, divisi per stato (potenze installate in MW; da Di Pippo, 1995).

Anno	California	Nevada	Hawaii	Oregon	Utah	Alaska	N. Messico	Totale
1994	2 565	196	25	0	31	0	0	2817
piano	242	205	55	60	0	15	1	578
2000	2 807	401	80	60	31	15	1	3395

I valori di cui alla tabella che precede sono, tuttavia, piuttosto ottimistici, in quanto non tengono conto della differenza che esiste tra potenza installata e capacità reale di produrre energia elettrica. A questo, si devono aggiungere le perdite di potenza dovute alle cadute di produzione verificatesi a The Geysers. Secondo recenti stime, per l'anno 2000 la potenza reale degli impianti USA dovrebbe essere di poco superiore a 2200 MW.

### *Filippine*

L'arcipelago delle Filippine deriva dalla collisione di due distinte placche, quella del Pacifico e quella del mar della Cina meridionale, dove due zone di subduzione opposte hanno prodotto una linea di discontinuità (Faglia delle Filippine) che si estende da nord-ovest a sud-est attraversando le isole di Luzon, Leyte e Mindanao, con una serie di vulcani pliocenici e del Quaternario (Sussman *et al.*, 1993). Molti sistemi geotermici sono in corrispondenza di vulcani estinti e due si trovano associati a vulcani attivi (Cagua e Pinatubo). Si tratta di sistemi ad alta temperatura ( $>240^{\circ}\text{C}$ ) che hanno permesso alle Filippine di divenire il secondo produttore mondiale di energia elettrica con impianti geotermici, nonostante che abbiano avviato l'attività solo 30 anni fa (nel 1967), quando, a Tiwi (isola di Luzon), vennero accese alcune lampadine con un piccolo generatore mosso dal vapore di un pozzo sperimentale (Sussman *et al.*, 1993). La produzione di elettricità iniziò nel 1977, a Tongonan, con un impianto da 3 MW, a cui seguirono, due anni dopo, due centrali da 110 MW ciascuna a Tiwi ed a Makiling-Banahaw (Mak-Ban o Bulalo). Nel 1980 la potenza installata



a Tiwi e Mak-Ban venne raddoppiata, ed un impianto da 4,5 MW venne installato a Palimpinon. Vennero quindi scoperti altri campi di vapore, come quello di Bacon-Manito (Bac-Man) e messi in attività altri impianti.

Nel 1997 la potenza installata era già importante (oltre 1440 MW<sub>e</sub>), specie se si tiene conto delle dimensioni del Paese. Il campo geotermico del monte Bulalo (Mak-Ban), nell'isola di Luzon, 70 km SE di Manila, ha circa 90 pozzi in produzione su di una superficie di 7 km<sup>2</sup> ed è stato scoperto nel 1972. Nel 1991 il fluido veniva estratto con una portata di 1250 kg/s e circa il 60% veniva reiniettato nel serbatoio (San Andrés e Pedersen, 1993). Il campo di Tiwi è del tipo *liquid-dominated* ed è stato il primo al mondo, di questa categoria, a superare i 160 MW di potenza (Gambill e Beraquit, 1993). Un altro sito importante è Tongonan, sull'isola di Leyte, sempre di tipo *liquid-dominated*, dove un impianto da 3 unità da 37,5 MW<sub>e</sub> ciascuna è in funzione sin dal giugno 1983 e sono in corso progetti per oltre 500 MW, che vanno ben oltre il fabbisogno locale, permettendo l'esportazione di elettricità nelle vicine isole di Luzon e Cebu (Sarmiento *et al.*, 1993). Anche l'isola di Negros, nella parte meridionale ha importanti risorse, come il sistema geotermico di Palinpinon, messo in produzione nel 1985.

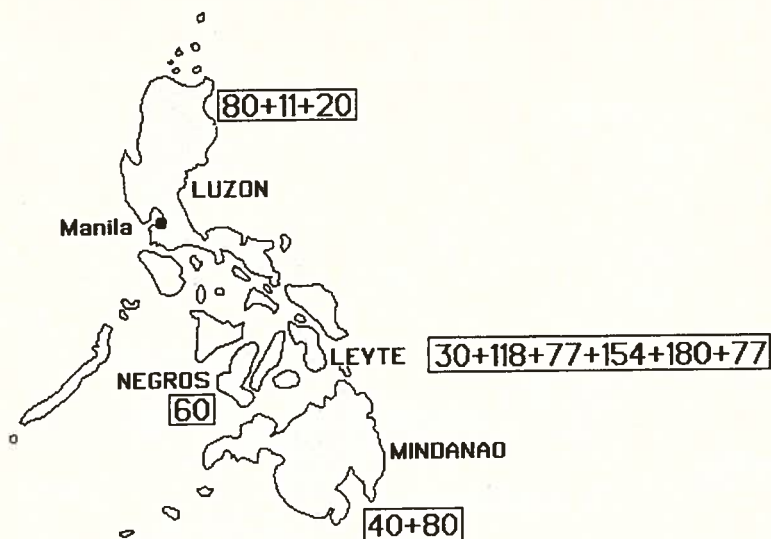
I razionamenti di elettricità verificatisi all'inizio degli anni '90 nella capitale e l'aver concesso a compagnie private contratti del tipo *Build-Operate-Transfer* (BOT) hanno contribuito ad un rilancio dello sfruttamento di questa risorsa al punto che nuovi impianti geotermoelettrici sono in fase più o meno avanzata di costruzione a Luzon ed in altre isole dell'arcipelago (Leyte, Negros, Mindanao; Figura 9.5).

Huttrer (1995) ha ricordato come questa notevole espansione, in tempi piuttosto brevi, non sia stata esente da problemi, alcuni dei quali sono stati risolti solo in parte. Tra questi sono da mettere in evidenza:

- la corrosione causata dall'acidità di alcuni fluidi geotermici;
- le incrostazioni di silice o di calcite nei pozzi di perforazione;
- il dover rimediare agli errori dovuti alla collocazione dei pozzi di reiniezione, rispetto a quelli di produzione.

Il tutto per mantenere alti ed economicamente convenienti i livelli di produzione. Inoltre, sono stati affrontati i problemi di mitigazione dell'impatto ambientale degli impianti, tra cui:

- la drastica riduzione delle emissioni liquide nei corpi idrici di superficie;
- la riduzione delle emissioni gassose dovute ad una alta componente, nei fluidi, di gas non condensabili.



### Arcipelago delle Filippine

Figura 9.5.- Impianti in fase di realizzazione nelle Filippine (i numeri indicato la potenza, in MWe, per ciascuna nuova centrale elettrica).

Nel campo di geotermico di Bulalo, in particolare, è stato sperimentato con successo il sistema di abbattimento dell' $H_2S$  con il metodo della *bio-cide-assisted oxidation* (BIOX; Gallup, 1994). Tutto ciò fa delle Filippine un interessante punto di riferimento, sia per gli aspetti tecnici riguardanti le operazioni di perforazione di nuovi pozzi, sia per la progettazione delle macchine, sia per l'ottimizzazione della resa degli impianti ed anche per la messa in opera di alcune soluzioni particolarmente interessanti come il recupero della silice dalle salamoie esauste. La ricchezza di risorse delle Filippine è stata l'occasione che ha attivato un notevole sforzo di cooperazione internazionale che ha coinvolto l'Italia insieme agli Stati Uniti d'America, al Giappone, l'Islanda, la Nuova Zelanda con il supporto di agenzie delle Nazioni Unite.

### Messico

Nel 1954 venne trivellato il primo pozzo a Pathé (Hidalgo), dove nel 1959 iniziò la produzione di elettricità con una piccola centrale da 3,5 MW (Suárez *et al.*, 1995). Per la produzione su grande scala si dovrà at-



Figura 9.6.- Aree geotermiche dove sono installati o sono in fase di realizzazione impianti per la produzione di energia elettrica in Messico.

tendere l'aprile del 1973 quando, a Cerro Prieto, nella Baja California, venne avviata una unità da 37,5 MW<sub>e</sub> (Lippman *et al.*, 1991). Cerro Prieto resta ancora oggi il campo più importante del Paese. Con il rapido sviluppo di questi ultimi venti anni, la geotermia produce oggi, annualmente, circa 5800 GWh su un totale di 127.000 (qualcosa più del 4,5%), con oltre 750 MW<sub>e</sub> di potenza installata. Il rimanente proviene, per la maggior parte, dai combustibili fossili (70,5%), dalle centrali idroelettriche (21%) e dal nucleare (4%). Tutti gli impianti geotermoelettrici sono in funzione. La localizzazione delle aree in sfruttamento (Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros e La Primavera) è indicata nella Figura 9.6.

Nella Tabella 9.11 sono indicati gli impianti in servizio al dicembre 1994. A questi vanno aggiunti sviluppi per quasi 180 MW a Cerro Prieto, 150 a Los Azufres (Michoacán), 43 a Los Humeros (Puebla) e 50 a La Primavera, con i programmi di sviluppo sino a tutto il 1999.

Tabella 9.11.- Impianti geotermoelettrici in Messico, in funzione al dicembre 1994 (Quijano-León e Gutiérrez Negrin, 1995).

Campo geot.	Centrale e Unità		Anno di avvio	Potenza installata MW <sub>e</sub>	Produzione GWh/a
Cerro Prieto	CPI	U-1	1973	37,5	287
		U-2	1971	37,5	317
		U-3	1979	37,5	270
		U-4	1979	37,5	318
		U-5	1982	30	177
	CP-II	U-1	1986	110	958
		U-2	1987	110	879
	CP-III	U-1	1986	110	869
		U-2	1987	110	947
Los Azufres		U-1	1982	5	41
		U-2	1982	5	44
		U-3	1982	5	41
		U-4	1982	5	44
		U-5	1982	5	43
		U-6	1986	5	43
		U-7	1988	50	280
		U-8	1989	5	43
		U-9	1990	5	43
		U-10	1992	5	18
		U-11	1993	1,5	2
		U-12	1993	1,5	1
Los Humeros		U-1	1990	5	42
		U-2	1990	5	37
		U-3	1991	5	41
		U-4	1991	5	33
		U-5	1992	5	41
		U-6	1994	5	-
		U-7	1993	5	18

Nonostante le difficoltà economiche che il paese sta attraversando, gli investimenti per lo sfruttamento di questa risorsa non hanno subito rallentamenti.

### Giappone

Pur avendo una storia piuttosto lunga, iniziata nel 1925 a Beppu (Isola di Kyushu), a livello sperimentale, il Giappone ha proceduto con molta lentezza in materia di sfruttamento della geotermia per produrre energia elettrica. Si deve attendere sino al 1966 per vedere la messa in produzione della centrale di Matsukawa (23 MW<sub>e</sub>) a cui seguì, l'anno successivo, l'avvio della centrale di Otake (da 13 MW<sub>e</sub>; Hanano *et al.*, 1991; Yamaguchi *et al.*, 1995). Non vi furono novità sino al 1974, anno in cui le applicazioni

in questione ripartirono con un nuovo, decisivo impulso. La prima crisi petrolifera del 1973 fu l'evento della svolta, che portò una forte accelerazione della ricerca di nuove risorse, che hanno permesso di avere, al gennaio 1998, oltre 520 MW di potenza installata complessiva. Interessante sottolineare che, mentre per l'anno 2000 sono in programma altri 70 MW, per il 2010 il Giappone ha progetti sino a ben 2800 MW. Inoltre, già verso la fine degli anni '70 il Giappone aveva installato impianti di tutti i tipi, dal vapore secco al ciclo binario e aveva avviato importanti ricerche in direzione dello sfruttamento dei sistemi a secco (HDR) ed addirittura del magma (Di Pippo, 1980). Questo allo scopo di mantenere, a livello tecnologico, una posizione di primaria importanza che permettesse al Paese di esportare tecnologia (cosa che è avvenuta, ed è tuttora in corso, come in molti altri campi). Nonostante tutto, comunque, la produzione di energia elettrica con la geotermia, pur avendo un certo rilievo su scala locale, non arriva allo 0,2% del totale (60,5% da combustibili fossili; 11,5% idroelettrica; 27,8% nucleare). Le aree in sfruttamento si trovano nell'isola di Hokkaido, nella regione del Tohoku (nella parte settentrionale dell'isola

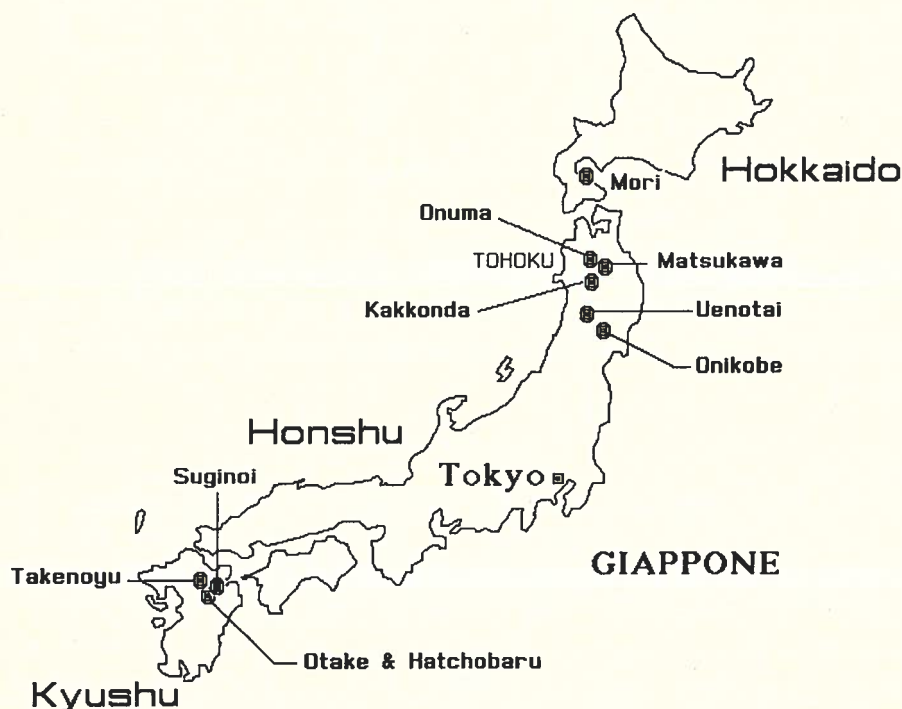


Figura 9.7.- Aree in produzione in Giappone.



di Honshu, la maggiore dell'arcipelago giapponese) e nell'isola di Kyushu (Figura 9.7).

Maggiori dettagli sugli impianti giapponesi in funzione alla fine del 1994 sono riportati in Tabella 9.12. A questi vanno aggiunte le tre centrali installate nella regione del Tohoku, da 30, 50 e 65 MW e le altre tre di Kyushu (30, 30 e 25 MW) divenute operative tra il 1995 ed il 96.

Tabella 9.12.- Centrali geotermoelettriche giapponesi, al dicembre 1994 (Yamaguchi *et al.*, 1995).

Ubicazione	Nome della centrale	Anno di avvio	Potenza installata MW	Energia prodotta GWh/a
Hokkaido	Mori	1982	50	176
Tohoku	Matsukawa	1966	23	165
	Onuma	1974	10	70
	Onikobe	1975	25	93
	Kakkonda	1978	50	375
	Uenotai	1994	27	42
Kyushu	Ota ke	1967	13	100
	Hatchobaru	1977	55	328
	Hatchobaru	1990	55	363
	Suginoi	1981	3	10
	Takenoyu	1991	0,2	0

L'impianto di Takenoyu, come quello da 0,1 MW del Kirishima International Hotel (non riportato in tabella) sono praticamente dei gruppi elettrogeni, con i quali utenti di piccole dimensioni provvedono al proprio fabbisogno. Con la centrale di Uenotai, avviata nel 1994, sono stati affrontati anche i problemi della minimizzazione d'impatto sul paesaggio, a cui i giapponesi tengono molto. A questo scopo, tra l'altro, sono state introdotte torri di raffreddamento più basse, aumentando il numero delle celle ed impiegando circolazione d'aria forzata, in analogia a quanto adottato anche nelle centrali elettriche toscane.

### *Indonesia*

Sebbene oggi la potenza installata sia, in Indonesia, ancora contenuta (seppur non trascurabile: 310 MW) il piano di sviluppo per il quinquennio 1994-99 prevede di superare 1000 MW. In Indonesia si trova il campo di Kawah Kamojang, uno dei quattro al mondo a vapore secco (come Larde-

rello). Le politiche del governo attuale prevedono che al gestore pubblico si possano affiancare anche compagnie private, alle quali vengono offerti particolari incentivi al fine di favorire l'afflusso di capitali e di tecnologie necessarie allo sviluppo della geotermia.

### *Nuova Zelanda*

Gli impianti sono situati nella parte centrale dell'Isola del Nord, a NE del lago Taupo (Figura 9.8). La centrale di Wairakei, avviata nel 1958 e completata nel 1963, dispone di 9 unità (6x11,2 e 3x30 MW), per una potenza complessiva di 157 MW ed una produzione annua di oltre 1300 GWh; a circa 10 km da Wairakei è stata avviata una centrale da 18 MW, nel campo di Rotokawa. Altre 4 unità compongono la centrale di Ohaaki (Reporoa), realizzata nel 1989, con una potenza di 114 MW (2x11,2 e 2x46 MW) ed una produzione di 919 GWh/a. Gli impianti di Kawerau sono di piccole dimensioni, per un totale di 16 MW ed una produzione di 100 GWh/a.

Negli ultimi anni non vi è stato sviluppo della geotermia per la produzione di energia elettrica a causa della profonda ristrutturazione dell'indu-

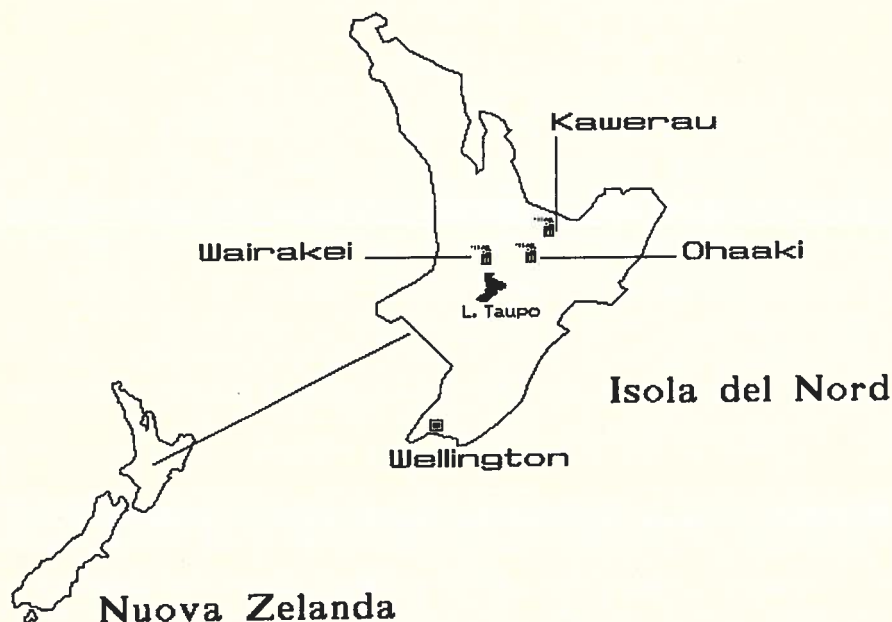


Figura 9.8.- Campi geotermici nell'Isola del Nord (Nuova Zelanda).

stria elettrica nazionale ed anche per il basso costo dell'energia, che non offre, ancora, particolari attrattive per gli investitori. A ciò si aggiunga che a Wairakei la produzione di vapore è calata ad un ritmo del 4% all'anno per la riduzione di temperatura del fluido. Anche la pratica della reiniezione è stata potenziata e si attendono effetti positivi. A Ohaaki le cose non sono andate meglio e l'impianto rischia la chiusura anticipata (prevista per il 1999) a causa della diminuzione di pressione del vapore, a meno che non si riescano a sfruttare risorse più profonde dove sono state trovate alte temperature (270-310°C; Huttner, 1995).

### *El Salvador*

Nonostante l'avvio dell'esplorazione geotermica fosse iniziato negli anni '60, solo nel 1975 il primo impianto inizia a produrre elettricità, a Ahuachapán (nella parte occidentale del Paese, verso il confine con il Guatemala), a 5 anni dall'avvio dei lavori di costruzione (Dickson e Faneli, 1993). Si tratta di una centrale da 30 MW<sub>e</sub> del tipo "single flash". Nel 1976 la potenza viene raddoppiata con un impianto simile, e nel 1980 entra in servizio una centrale a doppio flash da 35 MW<sub>e</sub>, portando la potenza installata a Ahuachapán a 95 MW<sub>e</sub>. Nessuna di queste unità è fornita di sistemi di reiniezione del fluido esausto. Solo negli ultimi si è posto il pro-

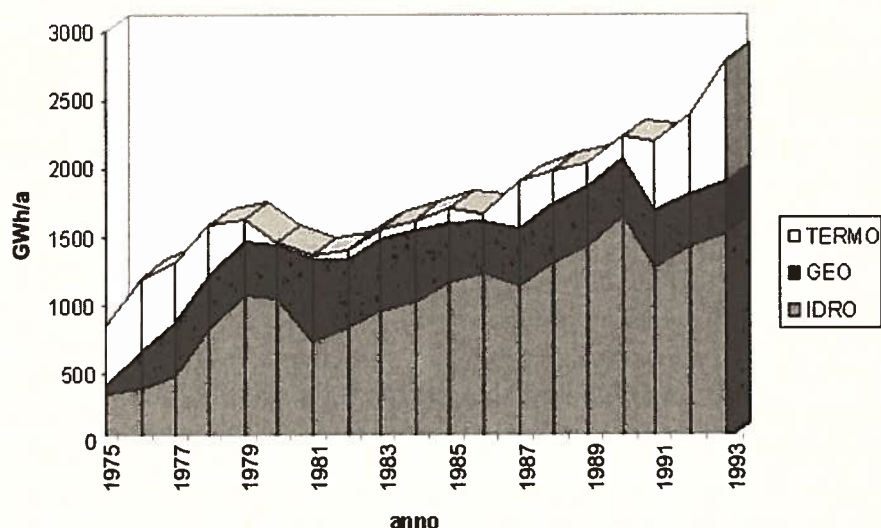


Figura 9.9.- Ruolo della geotermia nella produzione di energia elettrica a El Salvador (Campos, 1995).

blema della reiniezione, a causa della caduta di pressione del vapore che ha causato una riduzione dell'ordine del 30-50% della produttività della centrale di Ahuachapán (Ripperda *et al.*, 1991). Nel 1992 due unità da 5 MW<sub>e</sub> ciascuna sono state messe in produzione nel campo di vapore di Berlin (nella provincia di Usulután; Hutter, 1995). Dato il livello dei consumi elettrici di El Salvador, la geotermia ha pur sempre rappresentato una componente importante tra i mezzi di produzione di energia elettrica (Figura 9.9).

In situazioni come quella di El Salvador, le fonti rinnovabili di energia potrebbero arrivare a soddisfare l'intero fabbisogno, riscattando il Paese dalla dipendenza dal petrolio.

### *Costa Rica*

La prima centrale è stata messa in produzione nel marzo 1994, dopo 10 anni di ricerche e trivellazioni, nel campo di vapore di Miravalles, nel NW del Paese (Hutter, 1995). Si tratta di una unità da 55 MW, in grado di produrre oltre 400 GWh/a, alla quale se ne è aggiunta, sempre nel 1994, un'altra da 5 MW per 37 GWh/a. Altre 2 unità da 55 MW sono in programma per il biennio 1997/98. I consumi di elettricità sono modesti e la geotermia permette di far fronte a circa il 25% delle necessità. Il contributo maggiore proviene dalle centrali idroelettriche, mentre quelle a combustibili fossili sono relegate ad un ruolo secondario (attorno al 10% del fabbisogno).

### *Islanda*

Gli impieghi della geotermia, in Islanda, sono essenzialmente di tipo "diretto", anche perché questo è uno dei rari casi dove l'offerta di energia elettrica supera la domanda, anche per la grande disponibilità di acqua e di centrali idroelettriche. I siti di produzione sono tre: Björnafla, Krafla e Svartsengi. La centrale più vecchia, quella di Björnafla è entrata in esercizio nel 1969 ed è ancora in produzione con una unità da 3 MW<sub>e</sub>. A Krafla, dal 1977, funziona un impianto da 30 MW che è sopravvissuto a nove eruzioni vulcaniche ed a numerosi terremoti, oltre che agli attacchi della corrosione e delle incrostazioni causate dall'infiltrazione di emanazioni vulcaniche nel campo di vapore (Hutter, 1995). Nonostante tutto questo, l'impianto viene arrestato per circa 4 mesi all'anno, quando l'offerta di energia elettrica supera la domanda. A Svartsengi vi sono alcune turbi-

ne di piccola potenza, per un totale di 16 MW. Oltre a quanto sopra, vi è una installazione da 500 kW presso le saline di Reykjanes, che serve al fabbisogno di quella attività industriale. È importante sottolineare che comunque una potenza installata di quasi 50 MW non è cosa da poco per una nazione di poco più di 220.000 abitanti.

### *Kenya*

Nel 1981 venne messa in servizio la prima unità da 15 MW presso la centrale di Olkaria, a cui ne seguirono, nel 1982 e 1985, altre due di uguale potenza, portando la potenza installata a 45 MW (Huttrer, 1995). Attualmente la potenza effettiva si è ridotta, complessivamente a 31 MW, probabilmente per problemi di manutenzione e controllo, e forse anche organizzativi e finanziari, dovuti all'avvio di riforme che stentano a decollare. La fase di transizione, avviata in questi anni, non sembra ancora giunta a compimento, cosicché anche i progetti di sviluppo del settore ne hanno risentito.

### *Altri*

Nelle altre nazioni, la geotermia per la produzione di energia elettrica è ancora assai poco utilizzata o a livello di ricerca. In Nicaragua vi è un solo impianto in funzione, avviato con una potenza di 35 MW, successivamente portata a 70 MW, nel campo di Momotombo che, comunque riesce a dare un contributo importante alle necessità del Paese (Dickson e Faneli, 1993). In Cina, la sola regione autonoma del Tibet, ha una potenzialità di installazione di almeno 1000 MW<sub>e</sub>, mentre nella regione di Tatun, a Taiwan ve ne sono almeno altri 100. La centrale più importante della Cina è a Yangbajing (Tibet), dove vi sono 9 piccole unità in grado, oggi, di sviluppare una potenza di oltre 30 MW<sub>e</sub> effettivi, alimentate da fluidi di bassa profondità (circa 200 m), a 140-160°C (Huttrer, 1995, 1996). La centrale di Yangbajing riesce a far fronte a circa la metà del fabbisogno della città di Lhasa, capitale dello Xizang, sulla catena dell'Himalaya. In Turchia, nei pressi di Kizildere nel 1984 è entrata in servizio una centrale da 20 MW, dopo 16 anni dall'avvio dell'esplorazione e quasi 10 dal primo impianto pilota; altri campi di notevole potenza sono già stati individuati ed il loro sfruttamento è in programma. In Russia l'unica centrale in funzione è quella di Pauzhetskaya, situata nell'estremità meridionale della penisola della Kamchatka, avviata nel 1967 con un impianto a ciclo



binario da 0,5 MW, che consta oggi di tre unità (due da 2,5 ed una da 6 MW; Kononov, 1992). Il Portogallo ha mosso i primi passi alle Azzorre, dove, dal 1980 è in funzione, al campo di vapore di Pico Vermelho, nell'Isola di Saõ Miguel una centrale da 3 MW azionata da un sistema a flash singolo a scarico libero. Durante i primi dieci anni di attività la produzione di elettricità è stata modesta e variabile per problemi di incrostazione dei pozzi. Negli ultimi anni, tuttavia, la produzione è divenuta più regolare, tanto da incoraggiare l'installazione (nel marzo 1994) di due unità da 2,5 MW in una nuova centrale (*Central Geotérmica da Ribeira Grande*), mentre sono in programma altri tre gruppi da 2,2 MW, da realizzare entro il 1998. In questo modo la geotermia sarà in grado di far fronte a poco meno della metà del fabbisogno di energia elettrica dell'Isola di Saõ Miguel (Ponte, 1997). La Francia ha, per il momento, un solo impianto da 4 MW alla Guadalupe, nel campo di vapore La Bouillante (Dickson e Fanelli, 1993). In Grecia, sull'isola di Milo (Cicladi), nel 1986 è stato messo in funzione un impianto pilota da 2 MW azionato da un fluido a 225°C e 25 bar (Christanis e Seymour, 1995); la piccola centrale è stata chiusa nel 1988 per i fastidi che arrecava ai residenti (Huttrer, 1996), dovuti soprattutto alle emissioni di idrogeno solforato. In Argentina è stato attivato nel 1988, a Copahue, nella provincia di Neuquén, vicino al confine con il Cile, un impianto pilota da 670 kW (Dickson e Fanelli, 1993). Il campo geotermico si trova sulle Ande, ad una altitudine di 2000m, in prossimità dell'omonimo vulcano dove tre pozzi della profondità di 1000-1400 m hanno raggiunto uno strato di rocce vulcaniche molto fessurate contenenti un sistema del tipo *liquid-dominated* a 230°C. La centrale è a ciclo binario ed impiega un fluido di lavoro a base di isopentano ed è alimentata da 6,7 t/h di vapore saturo a 171°C, con l'8% di gas non condensabili (Huttrer, 1996).

Nonostante che, sulla scena mondiale, l'energia elettrica prodotta con la geotermia sia prossima allo 0,4% del totale (Barbier, 1997a), la tendenza di medio-lungo periodo sembrerebbe favorevole e dà ampio spazio ad uno sviluppo delle applicazioni, se non altro perché i combustibili fossili saranno sempre meno disponibili alle condizioni ed ai prezzi attuali. Si è visto come le crisi petrolifere siano state efficaci nel rilanciare lo sfruttamento di fonti di energia alternative. Inoltre, nei Paesi in via di sviluppo, dove i consumi sono ancora contenuti, il contributo di questa risorsa energetica può essere importante. Se si scende su scala locale, si può facilmente rilevare

come la risorsa in questione possa essere un fattore di sviluppo economico tutt'altro che trascurabile.

La geotermia non vuole dire solo produzione di energia elettrica: gli usi plurimi, le pompe di calore, lo sfruttamento dei sistemi a bassa temperatura sono strumenti che, nel prossimo futuro troveranno sempre maggiore spazio, in un mondo che non può che andare verso l'impiego di risorse rinnovabili con impatto minimo sul sistema naturale. In diversi Paesi tecnologicamente avanzati, come gli Stati Uniti d'America, la Svizzera, la Svezia, l'Islanda, il calore della Terra viene sfruttato con molta attenzione anche alle ricadute ambientali. Le pompe di calore sono apparse quasi all'improvviso quando un paio di anni fa la comunità "geotermica" internazionale si è accorta che ce ne erano almeno 300.000 già installate, nel mondo (per i 2/3 in USA), con acronimi che non riportavano la parola geotermia o suoi derivati. Sono così nate le sigle BHE, *borehole heat exchanger*, DHE, *downhole heat exchanger*, GSHP, *ground source heat pump*, CLGSHP, *closed loop ground source heat pump*, che indicano sistemi dove un fluido (acqua) trasporta calore, con un circuito chiuso, dal sottosuolo ad una pompa di calore collocata in un edificio, o viceversa. La pompa di calore potrà, a seconda delle necessità, riscaldare o raffreddare gli ambienti e riscaldare l'acqua dei servizi a costi di costruzione contenuti, di esercizio minimi e con impatto ambientale trascurabile (Curtis, 1995). È interessante osservare come questi sistemi, nati per risolvere problemi di grande rilevanza, siano originati da approcci transdisciplinari che non trovano collocazione all'interno dei confini che separano le professioni tradizionali. Nei sistemi CLGSHP la sorgente di calore può derivare dal sole e/o dalla terra, in diverse proporzioni a seconda della collocazione geografica, delle condizioni climatiche e del substrato geologico. Il calore solare può venire immagazzinato in depositi d'acqua appositamente costruiti, collocati a bassa profondità rispetto al piano di campagna, caratterizzati da uno sviluppo orizzontale. A sviluppo verticale sono invece i sistemi più propriamente basati sulla geotermia. I sistemi CLGSHP sono a circuito chiuso, pertanto senza interferenza con le risorse di acqua sotterranea; inoltre non necessitano, come avviene nel caso dei condizionatori d'aria tradizionali, di ventole esterne, eliminando problemi estetici e rumore. La geotermia, pertanto, è in grado di fornire soluzioni a problemi reali, nel rispetto della Natura. Più contrastata è la questione della ecocompatibilità delle centrali geotermoelettriche che, a seconda della loro collocazio-

ne, ha suscitato reazioni di tipo diverso che vanno dalla più assoluta indifferenza nel caso di installazioni in aree desertiche di scarso pregio naturale, sino al contenzioso più o meno forzato quando le emissioni possono alterare la natura di luoghi con destinazione residenziale, agricola o turistica, producendo conflitto di interessi. L'entrata in vigore di norme restrittive per le emissioni sin dal 1970, in California, ha promosso una serie di studi e ricerche che hanno introdotto innovazioni in grado di ridurre l'impatto delle centrali geotermoelettriche a costi accessibili. Anche se non esiste una soluzione adatta a tutte le circostanze per le diversità del fluido e del modo di sfruttarlo, una maggiore attenzione alle ricadute ambientali porta sempre ad una minore pressione sul sistema naturale. Alla base del successo, in questo campo, vi è l'instaurarsi di una intesa tra l'ente gestore della risorsa, gli organi di controllo governativi, gli amministratori degli enti locali interessati e le popolazioni dell'area geotermica che, dopo aver individuato la natura dei problemi, ne avvii la soluzione. Le sezioni che seguono cercheranno di dare un contributo alla individuazione dei problemi a livello delle centrali toscane, indicandone la natura e l'importanza, nonché le priorità di intervento.

## 10. Implicazioni ambientali

Gli impieghi diretti della geotermia anche se non presentano particolari problemi di contaminazione ambientale, trattandosi di sistemi a circuito chiuso, hanno tuttavia in comune con le applicazioni per la produzione di elettricità tutta la serie di possibili impatti legati alle attività di ricerca ed estrazione dei fluidi ed alla modificazione del paesaggio. Le implicazioni ambientali maggiori sono quelle derivanti dalle installazioni geotermoelettriche: i fluidi non sono composti solo da acqua calda e vapore, ma vi sono anche gas e sostanze disciolte in acqua che possono produrre danni agli impianti ed al sistema naturale, quando rilasciate senza alcuna precauzione. Così anche la geotermia, pur ritenuta una fonte di energia relativamente pulita, ha i suoi problemi per la rinnovabilità, legata in parte a tecniche di reimmissione dei fluidi esauriti negli acquiferi (anche con l'aggiunta di sostanze chimiche per far fronte ai problemi di corrosione o alle incrostazioni) ed i suoi problemi di "pulizia", nel senso che può promuovere la mobilitazione di sostanze più o meno pericolose. Inoltre si possono produrre fenomeni di abbassamento del suolo (subsidenza) ed un aumento della sismicità naturale dei campi geotermici. Le operazioni di perforazione dei pozzi, oltre al funzionamento delle centrali elettriche, possono contribuire alla dispersione di contaminanti nell'ambiente. Vi sono infine gli aspetti che riguardano la contaminazione da rumore e quelli relativi alle modificazioni del paesaggio.

Naturalmente tutti questi elementi potranno avere un peso diverso, a seconda delle proprietà geofisiche e geochimiche del sito, dell'intensità dello sfruttamento e degli strumenti di mitigazione messi in atto. Sin dall'inizio degli anni '70, gli aspetti ambientali iniziarono ad essere presi in considerazione, pur rimanendo prioritari quelli legati alla produzione di energia: così Finney (1973), trattando della centrale di The Geysers, dice che con l'entrata in servizio dell'unità numero 4, la quantità di effluente cominciava ad essere troppa per poter venire "adeguatamente" diluita dal torrente che attraversa quell'area (che i pionieri, al momento della scoperta, avevano battezzato *Big Sulfur Creek*). Tuttavia, gli studi intrapresi in quegli anni per minimizzare l'inquinamento del corso d'acqua avevano portato a concludere che i costi di depurazione sarebbero stati troppo alti, al punto di non rendere più conveniente la produzione di elettricità. Venne allora scelta la via della reiniezione che, oltre ai problemi di inqui-



namento, poteva risolvere anche quelli dell'impoverimento del campo di vapore.

Negli anni recenti l'impatto sul sistema naturale si è notevolmente ridotto sia per la diversa sensibilità nei riguardi dell'ambiente, ma anche per le nuove tecnologie nate al seguito di normative più esigenti. Queste ultime sono entrate in forza non solo per il rispetto della Natura, ma anche per evitare o contenere il contenzioso derivante da interessi contrastanti: nel caso dei Geysers, questi si trovano in prossimità di importanti coltivazioni (essenzialmente vigneti, dove si producono gli ormai famosi vini californiani) e di siti di interesse turistico, molto frequentati. A volte il campo di vapore è in una zona di scarso interesse naturale e lontana da luoghi frequentati dall'uomo: in questo caso le problematiche ambientali divengono più semplici. Cerro Prieto, ad esempio, si trova in una zona desertica del Messico settentrionale: ancora oggi i reflui liquidi e gassosi vengono scaricati senza molte precauzioni.

I primi problemi derivanti dalle emissioni di impianti geotermoelettrici si ebbero nel 1970 a The Geysers, in California, a seguito dell'adozione di standard per la qualità dell'aria che fissavano in 0,03 ppm in volume la concentrazione massima di  $H_2S$ . In questo modo si misero fuori norma praticamente tutti gli impianti allora in funzione, dando però avvio alla messa a punto di mezzi di contenimento che, nel tempo, si sono rivelati efficaci (Pasqualetti, 1980). L'attenzione alle implicazioni ambientali delle installazioni geotermoelettriche inizia nella prima metà degli anni settanta, come testimonia l'apposita sessione del Secondo Congresso delle Nazioni Unite sullo Sviluppo e l'Impiego delle Risorse Geotermiche, tenutosi a San Francisco nel maggio 1975. In quella occasione emergono alcuni problemi derivanti dalla deposizione di sali su terreni agrari e sugli edifici verificatisi a Cerro Prieto o il contenzioso con alcuni abitanti dell'area circostante la centrale di Wairakei per la deposizione di incrostazioni di silice sui finestrini delle automobili, con conseguente opacizzazione dei vetri. Di un paio di anni prima è il lavoro di Weissberg e Zobel (1973) che si occuparono della contaminazione da mercurio del fiume Waikato e dei laghi Rotorua e Rotomahana (Nuova Zelanda). Qui i livelli di mercurio nei sedimenti e nel tessuto muscolare di trote superavano, nell'ordine, 1 mg/kg secco ed 1,5 mg/kg fresco. Nelle trote il mercurio risultava essere per la quasi totalità in forma metilata. Le cause venivano individuate nel rilascio, in acqua, di mercurio da parte di un impianto cloro-soda con metodo



a catodo scorrevole di mercurio (circa 400 kg/a), in funzione da circa 20 anni, e nelle emissioni di impianti geotermoelettrici. Nell'estate del 1973, a The Geysers, vengono rilevati danni alla vegetazione (querce, conifere e, più evidenti, sul *big leaf maple*, *Acer macrophyllum*) dovuti al boro del *drift* delle torri di raffreddamento (Pasqualetti, 1980). Nel 1975 compaiono i primi studi organici sulla contaminazione prodotta dagli impianti geotermoelettrici (Axtmann, 1975a,b). Vengono presi in esame i 5 impianti più grandi del mondo, osservando come vi fosse nel fluido una componente di gas incondensabili variabile che veniva rilasciata in aria, con abbattimento dell' $\text{H}_2\text{S}$  solo a The Geysers. I sistemi di raffreddamento delle 9 unità che costituivano la centrale neozelandese di Wairakei (potenza complessiva: 157 MW) erano alimentati dall'emissario del lago Taupo, il fiume Waikato, che raccoglieva anche tutti gli effluenti liquidi prima di gettarsi nel mare della Tasmania, con un percorso di circa 300 km. I possibili maggiori inquinanti contenuti nelle emissioni liquide e gassose venivano identificati, all'epoca, in As, Hg,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  e silice. Livelli medi di As attorno a 0,04 mg/L venivano calcolati per l'acqua del fiume Waikato, a valle degli impianti, con punte, misurate in condizioni di caso peggiore, di 0,07 mg/L. Anche per il mercurio, dai livelli di fondo di 0,12 mg/kg misurati in trote del lago Taupo (a monte della centrale elettrica), si passava, a valle, a 0,53 mg/kg in trote di circa 1,3 kg di peso. La silice, a causa dai fenomeni di sovrasaturazione che si verificano nei fluidi geotermici (saturi di silice) quando vengono raffreddati, precipitava in forma amorfa nelle acque di scarico che raggiungevano direttamente il fiume. Ma i problemi riguardavano più la pervietà delle condotte che non la qualità dell'ambiente fluviale. Per le emissioni in aria, si sollevava il problema dell' $\text{H}_2\text{S}$ , per il quale l'uomo è dotato di un ottimo rivelatore: la soglia olfattiva è intorno a 0,002 ppm in volume. Anche nei sistemi a liquido dominante, alle normali temperature a cui questi si trovano, l' $\text{H}_2\text{S}$  era in grado di distribuirsi per la maggior parte in fase di vapore dove raggiungeva le 30 ppm. Ai condensatori la maggior parte dell' $\text{H}_2\text{S}$  (circa 4/5) ritornava nell'acqua (di raffreddamento) e raggiungeva il fiume, mentre il 20% rimanente lasciava gli impianti con i gas in uscita, dove raggiungeva la concentrazione di 5000 ppm. I gas venivano diluiti a livello delle torri di raffreddamento, disperdendo l' $\text{H}_2\text{S}$  al punto che all'epoca non si rilevavano particolari effetti negativi né disturbi alle popolazioni residenti nelle immediate vicinanze degli impianti. Anche per quanto riguarda l'idroge-

no solforato, rilasciato nel fiume, i dati riportati in quel primo studio sono, almeno in parte, contraddittori: i livelli attesi nel fiume, in assenza di processi di trasformazione chimica e di scambio con l'aria, dovevano essere in grado di produrre danni alla fauna ittica, mentre di questi non vi era traccia nelle trote, notoriamente molto sensibili all'attacco dei tossici (Bacci e Marchetti, 1993). Le emissioni di  $\text{CO}_2$  in atmosfera venivano confrontate con un impianto convenzionale a carbone: 1 kg di carbone locale dava 2,7 kg di  $\text{CO}_2$  che, con una resa del 35%, diviene 2.900 kg/(d MW), quasi 60 volte la quantità emessa da Wairakei. Alcuni dei motivi di preoccupazione di Axtmann (1975a) sono stati, col tempo e, probabilmente grazie anche al suo lavoro, superati. Sempre tra i primi studi sull'impatto delle installazioni geotermiche è da ricordare quello di Siegel e Siegel (1975) che misurarono elevati livelli di mercurio nell'aria in corrispondenza di campi geotermici in Islanda ed alle Hawaii. Il mercurio, in questi luoghi, arrivava a superare i  $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , pari a circa tre ordini di grandezza i valori del fondo naturale. Di lì a poco seguì lo studio di Robertson *et al.* (1977) con il quale le emissioni di mercurio delle centrali geotermoelettriche di Cerro Prieto e dei Geysers venivano comparate con quelle delle centrali a combustibile, concludendo che le emissioni erano equivalenti, a parità di potenza, a quelle di centrali a carbone.

In Italia l'attenzione alle implicazioni ambientali dello sfruttamento della geotermia è iniziata in anni relativamente recenti, essendo gli studi precedenti finalizzati ad altri scopi. Non avevano probabilmente finalità di tutela ambientale le ricerche che, nel 1914, Madame Curie portò a termine sulla radioattività dei fluidi di Larderello (cfr. D'Amore, 1975). Nel secondo dopoguerra vennero effettuati ripetuti rilevamenti sui livelli di radon nell'area di Larderello e nella primavera del 1976 è stato concluso uno studio su 193 pozzi dislocati su un'area di circa  $200 \text{ km}^2$ , che è apparso sul volume di *Geothermics* dell'anno precedente, probabilmente per un ritardo nella stampa del giornale scientifico (D'Amore, 1975). Questi studi avevano per obiettivo quello di ricavare informazioni sullo stato dell'area geotermica nell'ottica di un suo più spinto sfruttamento e non i livelli di radioattività ambientale. Il fatto che fossero molto frequenti livelli di radon di 50-200 nCi/kg di fluido (5-15 nCi/L di gas), promosse un'indagine ambientale nell'area di Larderello che venne condotta tra l'ottobre 1978 ed il novembre 1979. La ricerca nasceva da una collaborazione tra l'ENEL e il Dipartimento per l'Energia statunitense (US-DOE). Da que-

sto studio emergeva come la somma delle emissioni derivanti dagli impianti geotermici e dalle emissioni del suolo era simile ai valori misurati nelle aree residenziali del New Jersey e di New York (George *et al.*, 1980).

Sin qui la storia. Negli anni più recenti le ricerche sull'impatto ambientale delle attività connesse con lo sfruttamento della geotermia sono state meglio articolate ed hanno portato a risultati che, sebbene ancora parziali e frammentari, possono comunque fornire indicazioni utili alla individuazione dei punti di maggior attrito.

### ***Subsidenza, reiniezione e contenimento della corrosione e delle incrostazioni***

L'estrazione di fluidi dal sottosuolo può dare luogo a fenomeni di subsidenza (ovvero di abbassamento del suolo), più o meno marcati a seconda dell'intensità degli squilibri che si sono prodotti. Così come lo sfruttamento di una falda d'acqua in eccesso rispetto alla velocità di ricarica, o l'estrazione di gas o di petrolio da un giacimento può portare ad un abbassamento del suolo, anche lo sfruttamento di risorse geotermiche può generare questo tipo di fenomeni. Di solito l'evento è più marcato nei campi a liquido dominante, dove viene prodotta molta acqua e poco vapore. La subsidenza è stata osservata sin dalla seconda metà degli anni '50 a Wairakei: in assenza quasi totale di reiniezione del fluido, si misurava un abbassamento consistente in corrispondenza della regione circostante l'area di sfruttamento. Nel periodo che va dal 1958, anno in cui inizia l'attività della centrale geotermoelettrica, al 1984 è stato calcolato che la massa di fluido prelevato ammontasse a 1350 milioni di tonnellate corrispondenti, alla temperatura di 250°C, ad un volume di 1,7 km<sup>3</sup>. Questo ha provocato cambiamenti sostanziali nella circolazione delle acque e negli equilibri di pressione del sottosuolo, al punto che su una regione di circa 20 km<sup>2</sup> circostante la zona dei pozzi principali si osservava uno sprofondamento medio di circa 50 cm. La velocità di subsidenza varia da un luogo ad un altro con punte di ben 40 cm all'anno, ed è stata attribuita ad un consolidamento irreversibile delle brecce di pomice dello strato superficiale dell'acquifero (Bibby e Hurst 1990). Intorno alla centrale di Ohaaki, sempre in Nuova Zelanda, prima che si adottasse la pratica della reiniezione, si è manifestato un marcato fenomeno di subsidenza in pros-

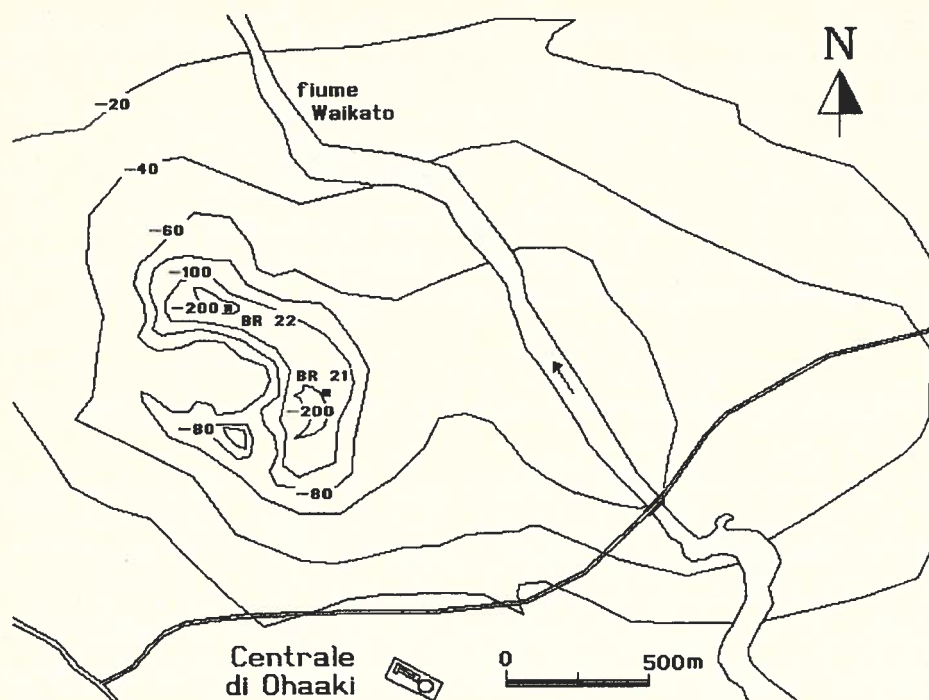


Figura 10.1.- Profili della velocità di subsidenza (mm/a) nelle vicinanze della centrale di Ohaaki (Nuova Zelanda). BR21 e 22: pozzi di estrazione (Clotworthy *et al.*, 1995; Pirrit e Dunstall, 1995).

similità della centrale, con punte di 200 mm/a (Clotworthy *et al.*, 1995; Figura 10.1).

A The Geysers, in California, si è osservato lo stesso fenomeno, che però risultava più contenuto (14 cm tra il 1973 ed il 1977; Bowen, 1989), anche per la scarsa compressibilità delle rocce del serbatoio.

Gli studi avviati all'inizio degli anni '70 nell'area di Travale-Radicondoli hanno rilevato come tra il 1973 ed il 1991 (Di Filippo *et al.*, 1995) si sia avuto un abbassamento del piano di campagna sino ad oltre 40 cm, in corrispondenza del centro della zona più produttiva Figura 10.2. Il fenomeno è stato più rapido nei primi anni di attività, divenendo poi via via meno marcato (max: 2 cm/a; Beinat *et al.*, 1995), per il raggiungimento di una condizione di deficit di massa abbastanza modesto: attraverso misure di microgravità risultava che solo il 3% dei fluidi estratti dai pozzi nel periodo 1979-91 non veniva reintegrato.

Questa situazione di stato quasi-stazionario può essere spiegata con la



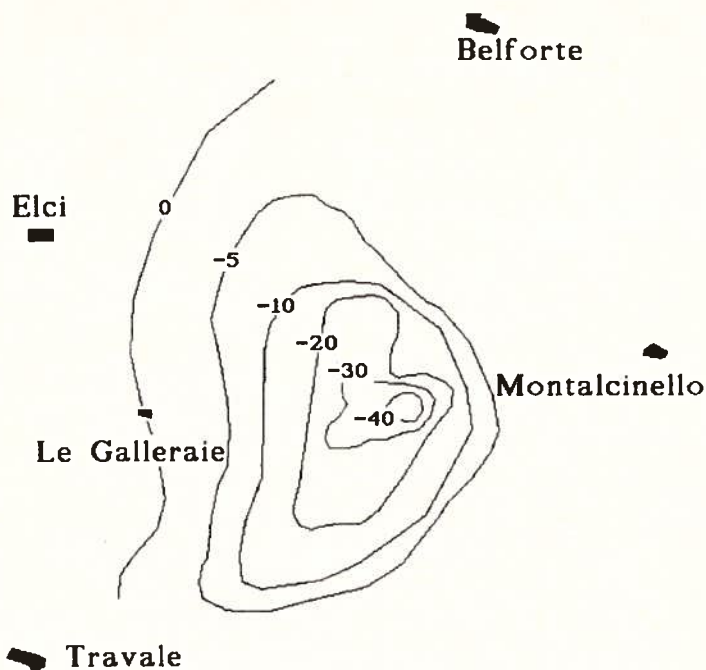


Figura 10.2.- Subsidenza nel campo di vapore di Travale-Radicondoli per il periodo 1973-1991 (da Di Filippo *et al.*, 1995).

possibilità di ricarica da acquiferi profondi di dimensione regionale (Beinat *et al.*, 1995).

A Larderello rilievi accurati furono effettuati già nel 1922-23 per volontà del principe Piero Ginori Conti, ad opera dell'Istituto Geografico Militare. Solo nel 1985 è stato, tuttavia, messo in attività un moderno sistema di monitoraggio. La Figura 10.3 mostra un interessante confronto tra il profilo del livello del piano di campagna nel 1923 e nel 1986. Come si vede, in corrispondenza del centro dell'area, per qualche chilometro il suolo si è abbassato per più di un metro. Le precauzioni di oggi, consistenti nel contenimento dello sfruttamento dei campi di vapore e nella pratica della reiniezione, hanno tuttavia ridotto il fenomeno in maniera significativa: nelle vecchie zone di sfruttamento si ha una buona stabilità, mentre in quelle di più recente attivazione il fenomeno si manifesta con velocità inferiori al centimetro per anno.

Un monitoraggio della subsidenza allo scopo di verificare gli effetti della reiniezione lungo le direttrici Castelnuovo Val di Cecina-Larderello-Po-



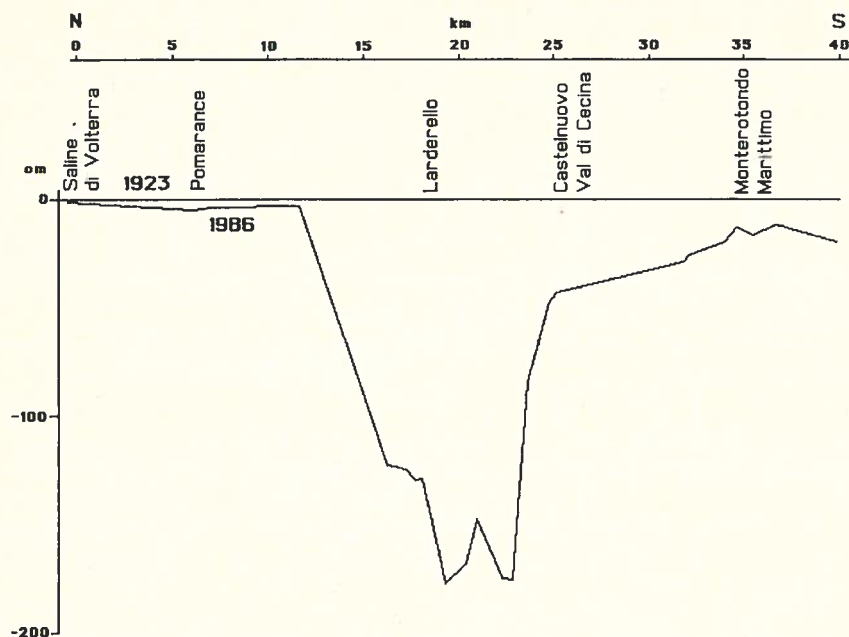


Figura 10.3.- Subsidenza nell'area di Larderello tra il 1923 ed il 1986 (ENEL, 1995).

marance è stato avviato nel 1986 (Dini *et al.*, 1995). Dopo 7 anni di osservazione si è potuto verificare come nell'area di Larderello si fosse verificato un abbassamento di 0-2 cm, che arrivavano sino ad un massimo di 8,5 cm nelle zone marginali, di più recente sfruttamento. Larderello, grazie anche alle operazioni di reiniezione, risulta ormai abbastanza stabile, mentre a Castelnuovo Val di Cecina la subsidenza permane ancora apprezzabile (circa 1 cm/a, nel caso peggiore; Dini *et al.*, 1995). Secondo Celati *et al.* (1991), lo sfruttamento del campo di vapore, a Larderello, avrebbe influito positivamente sulle velocità di ricarica ad opera di acque superficiali che appaiono contribuire, in maniera tutt'altro che marginale, alla ricostituzione del vapore nel serbatoio. La presenza di trizio a più di 5 km dalla zona di ricarica indica una rapida circolazione dell'acqua di ricarica ed un contatto con le rocce del serbatoio molto limitato. L'ordine di grandezza della portata di ricarica naturale, a Larderello, è di 1000 t/h. Fenomeni di subsidenza sono stati misurati anche in Islanda, nelle vicinanze di Svartsengi (Armannsson e Kristmannsdóttir, 1992), dove il prelievo di fluidi è stato, per anni, superiore alla ricarica del sistema (Figura 10.4).

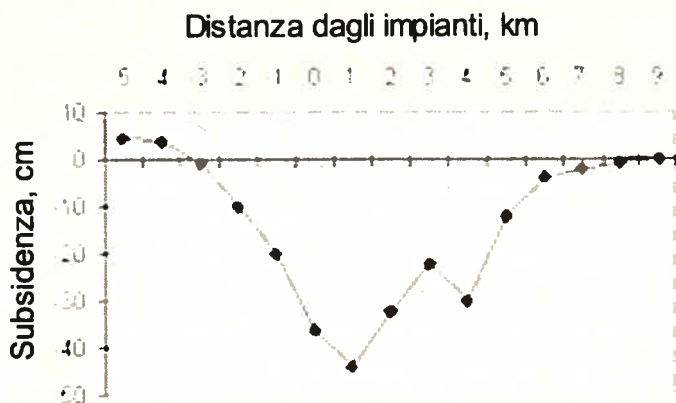


Figura 10.4.- Subsidenza nei dintorni del campo geotermico di Svartsengi, Islanda. Da Armannsson e Kristmannsdóttir (1992).

La mitigazione dei fenomeni di subsidenza è correntemente praticata in tutto il mondo attraverso la reiniezione del fluido utilizzato nel serbatoio. E questo, soprattutto, per la necessità di mantenere bilanciati gli apporti idrici con i prelievi sul campo di vapore, pena la perdita di pressione e di portata. L'esperienza ha insegnato ad evitare di reiniettare fluidi con alta percentuale di gas, o peggio i gas: questi, ritornando in circolo più rapidamente dell'acqua, possono far aumentare la componente gassosa dei fluidi estratti, compromettendo il campo di vapore. Al contrario, reiniettare acqua, come è accaduto a Larderello, può portare ad una riduzione della componente gassosa, migliorando la risorsa geotermica dal punto di vista energetico e riducendone il potenziale inquinante. La conservazione della pressione nel serbatoio geotermico, e il superamento dei problemi di abbassamento del suolo possono essere, quindi, ottenuti con la reiniezione dei fluidi, dopo lo sfruttamento. Inoltre lo sfruttamento di campi di vapore ad alta temperatura non è limitato dalle riserve di calore, ma da quelle di fluido e, di conseguenza, la reiniezione può rappresentare uno strumento efficace per aumentarne l'efficienza.

### Controllo delle incrostazioni

La reimmissione dei condensati nel serbatoio geotermico porta a fare i conti con i problemi di incrostazione, particolarmente da silice, che può arrivare ad otturare i pozzi di reiniezione. Indirettamente, anche se tipiche dei pozzi di produzione, sono interessanti anche le tecniche per combattere

le incrostazioni da carbonati allo scopo di valutare il grado di alterazione della natura del condensato.

Pieri e collaboratori (1989) si sono da tempo occupati di trovare una soluzione per le incrostazioni di calcite che si formano, per lo più, all'interno dei pozzi di produzione e a livello dei separatori in sistemi *liquid-dominated* (come quello di Latera). La precipitazione del carbonato di calcio, essenzialmente sotto forma di calcite, come già discusso in precedenza, è il risultato del rilascio di  $\text{CO}_2$ . I problemi si riscontrano, pertanto, laddove la salamoia bolle, risalendo il pozzo di produzione, dove si ha una caduta di pressione del sistema. Dopo aver scartato l'aggiunta di acidi per i problemi di corrosione che genera e per le quantità notevoli da aggiungere per superare il potere tampone della salamoia (con i relativi costi, tutt'altro che trascurabili), e l'aggiunta di  $\text{CO}_2$  all'interno dei pozzi di produzione, che sposta il problema delle incrostazioni a livello delle attrezzature di superficie, Pieri e colleghi (1989) si sono orientati sull'aggiunta di inibitori all'interno dei pozzi di produzione. Con 5-10 mg/kg di Dequest 2066 della Monsanto o di prodotti equivalenti (Sequion 40 Na 32 della Bozzetto), a base di polimeri organici di sintesi e fosfonati, veniva raggiunto lo scopo.

Per evitare i problemi di incrostazione dovuti alla deposizione di silice amorfa una delle tecniche più diffuse consiste nella reiniezione di fluidi ancora caldi (evitando così di arrivare alla precipitazione). Negli impianti di Wairakei, Ohaaki e Kawerau (Nuova Zelanda), ad esempio, le temperature dell'acqua reiniettata è, nell'ordine, pari a 135, 155 e 172°C (Harper *et al.*, 1992). È evidente che, così operando, si disperde una notevole quantità di energia che potrebbe essere meglio sfruttata su sistemi a cascata, comprendenti usi plurimi ed impieghi diretti del calore. D'altra parte le deposizioni di silice nelle condotte, nei canali, nelle pompe, nei pozzi di reiniezione e nelle formazioni del serbatoio rappresentano un evento da contenere al massimo, pena proibitivi costi di gestione e la rinnovabilità stessa del sistema.

Cappetti *et al.* (1995) hanno risolto un problema di deposizione di solfuro di antimonio ( $\text{Sb}_2\text{S}_3$ ) al pozzo PC-26 che alimenta la centrale di Piancastagnaio-2 dal 1980. Non appena entrato in funzione, si verificarono gravi problemi di incrostazione, particolarmente a livello del separatore in pressione, che invia il vapore alla centrale elettrica. Le incrostazioni consistevano, principalmente, in silice amorfa e solfuro di antimonio. Il

Pozzo PC-26 è stato il primo tentativo di raggiungere il serbatoio profondo dell'Amiata, dove il serbatoio superficiale era già in sfruttamento sin dal 1962. Raggiunge una profondità di 2800 m dove si trova uno strato fessurato con una fase liquida a 20 MPa di pressione e 330°C, con un contenuto, stimato, di 700 mg/kg di silice e 50 mg/kg di antimonio. Dopo la separazione a pressione e quella a pressione atmosferica, la salamoia, a pH 7,7 ed alcalinità di 6,1 meq/L presenta la composizione di cui alla Tabella 10.1.

Tabella 10.1.- Composizione della salamoia del pozzo PC-26, dopo il separatore atmosferico (da Cappetti *et al.*, 1995).

Componente	Concentrazione, mg/L
Na <sup>+</sup>	446
K <sup>+</sup>	109
Cl <sup>-</sup>	731
H <sub>2</sub> S	5
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	3570
As	19
NH <sub>4</sub>	71
SiO <sub>2</sub>	1140
Sb <sup>3+</sup>	17

Il pozzo produce 15 kg/s di fluido, con il 10% di componente liquida, in quanto il *flash* avviene già nel serbatoio naturale. I problemi di incrostazioni dure e nere erano originati dalla precipitazione del solfuro di antimonio che forniva i nuclei di condensazione per gli aggregati di silice. Il pozzo, ogni 8-10 mesi, veniva messo in manutenzione per circa una settimana a causa dell'occlusione dei condotti del vapore che, in parte, dovevano essere sostituiti. Siccome nella zona erano in programma altre perforazioni profonde, la soluzione di questi problemi diveniva essenziale per poter dare avvio al programma di sviluppo per l'area di Piancastagnaio. Dopo una serie di esperimenti in laboratorio Cappetti e collaboratori (1995) hanno risolto il problema con l'aggiunta di additivi organici (Nadar 4094 e Degussa 1389) comunemente impiegati nel trattamento anti-incrostazione delle acque di processo, a concentrazioni di 125-150 mg/L dell'uno o dell'altro additivo a testa pozzo. Fortunatamente gli altri pozzi profondi realizzati successivamente hanno una composizione chimica leggermente diversa e non hanno dato i problemi del PC-26. Su questi non vengono aggiunti, pertanto, gli additivi organici di cui sopra.

La reiniezione integrale di tutti i reflui liquidi, adottata da tempo in tutti gli impianti toscani, dettata da esigenze di conservazione della pressione nei serbatoi del vapore, presenta il vantaggio, non trascurabile, di ridurre il problema delle emissioni a quelle gassose. Dopo i primi tentativi di reiniezione allo scopo di migliorare l'efficienza dell'estrazione del calore, iniziati nel gennaio 1979 alla Valle del Secolo con flussi di 10-50 L/s, venne verificato come la maggior parte del liquido venisse recuperato come vapore. La frazione di acqua di reiniezione recuperata veniva calcolata sulla base delle differenze osservate nella composizione dei gas non condensabili e nella differenza della composizione isotopica tra il fluido naturale, misurata prima dell'avvio delle operazioni di reiniezione, ed il fluido misto contenente parte dell'acqua reiniettata. L'acqua di reiniezione, essendo un condensato di vapore, praticamente non contiene gas ed è arricchita in  $^{18}\text{O}$  e in deuterio, a seguito del processo di "stripping" che avviene a livello delle torri di raffreddamento (Cappetti *et al.*, 1995; Tabella 10.2)

Tabella 10.2.- Traccianti impiegati alla Valle del Secolo (Larderello) per il monitoraggio del ritorno di acqua di reiniezione (Cappetti *et al.*, 1995);  $\delta\text{D}$  è lo scarto del deuterio per mille (‰) e  $\delta^{18}\text{O}$  lo scarto dell'ossigeno-18 (‰), rispetto alla *standard mean ocean water* (SMOW; Craig, 1961).

Tracciante	Vapore originale	Acqua iniettata
Gas	2-10% in peso	$\sim 0$
$\delta^{18}\text{O}$	-1 $\div$ -3	+3 $\div$ +5
$\delta\text{D}$	-40 $\div$ -42	+3 $\div$ +6

Le differenze di concentrazione delle sostanze di cui alla tabella che precede hanno permesso di impiegarle come traccianti, sino ad arrivare a misurare quanta dell'acqua reiniettata riemergesse come vapore. Dagli studi effettuati alla Valle del Secolo tra il 1979 ed il 1994 risultava che, in media, oltre 2/3 del reiniettato si ritrovavano nel vapore dei pozzi in produzione. Inoltre, il contenuto di gas del fluido di lavoro risultava dimezzato, migliorando la qualità delle emissioni in aria, mentre la pressione del serbatoio risultava aumentata, come anche la portata del vapore. Queste esperienze facevano sì che la strategia di sfruttamento cambiasse da quella tipica dei sistemi idrotermali a quella da *Hot Dry Rock*, dove l'iniezione di acqua è necessaria per estrarre il calore (Cappetti *et al.*, 1995).

Tuttavia, sebbene la reiniezione dei condensati possa apparire come una



soluzione perfetta, vi possono essere alcune complicazioni. Ad esempio, una delle sezioni di reiniezione di Piancastagnaio ha una salamoia a pH 8,2, alla temperatura di 90°C, con una portata di 60 m<sup>3</sup>/h ed una concentrazione di silice di circa 900 mg/kg. Tali livelli di silice danno luogo ad incrostazioni che possono compromettere la possibilità di sfruttamento in tempi troppo rapidi perché questa sia economicamente conveniente. Pertanto i precipitati di silice devono essere controllati e ridotti al minimo. La concentrazione della silice a livello del serbatoio è controllata dalla solubilità del quarzo e dalla dipendenza di questa dalla temperatura. Durante le operazioni di sfruttamento del vapore è, comunque, praticamente inevitabile che si formino dei precipitati: oltre alle incrostazioni di cui sopra, si hanno i fanghi che si originano, soprattutto, nelle vasche di stoccaggio del condensato (si raffredda e produce precipitati). Si tratta di fanghi che, su una matrice di silice ed ossidi di ferro, possono contenere elementi tossici in tracce in quantità anche importanti. Un esempio della composizione di fanghi ed incrostazioni del campo di Bulalo, nelle Filippine è dato in Tabella 10.3.

Tabella 10.3.- Composizione delle incrostazioni e dei fanghi ("residui" geotermici) del campo di Bulalo (Filippine; Peralta *et al.*, 1995).

Sostanza	Incrostazioni %	Fanghi	Sostanza	Incrostazioni mg/kg	Fanghi
SiO <sub>2</sub>	56,40	63,30	Cl	560	9370
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,45	7,54	Co	10	10
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	23,80	5,22	Ni	546	165
CaO	1,06	2,64	Cu	512	155
Na <sub>2</sub> O	0,62	2,01	Zn	336	665
K <sub>2</sub> O	0,70	1,18	As	1150	764
MgO	0,54	1,21	Rb	65	87
TiO <sub>2</sub>	0,11	0,34	Sr	56	194
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,04	0,10	Pb	482	50
MnO	0,12	0,08	Zr	94	56
Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,01	0,01	Sb	85	141
S	9,73	0,98	Ba	166	2800
PC*, 950°C	13,10	15,00	Hg	0,005	2,68

\* Perdita per calcinazione.

L'elevato tenore in ferro, soprattutto nelle incrostazioni, è dovuto al rilascio di prodotti della corrosione dalle pareti interne delle condotte del

vapore. L'arsenico, il cromo ed il piombo sono presenti in forme poco mobili in acqua (la componente lisciviabile era  $<5\%$ ; Peralta *et al.*, 1995), tuttavia l'alto contenuto in zolfo ne evidenzia la possibilità di produrre condizioni acide (per acido solforico), in grado di rimuovere anche sostanze scarsamente solubili in acqua, qualora tali residui vengano esposti alle intemperie ed al contatto con l'ossigeno atmosferico.

De Pasquale *et al.* (1995) hanno recentemente passato in rassegna le tecniche più comunemente impiegate nel controllo della deposizione di silice: nella progettazione di centrali geotermoelettriche, la metodica più diffusa per evitare deposizione di silice nelle linee di reiniezione consiste nel regolare la pressione del separatore sufficientemente alta in modo che la temperatura della salamoia si mantenga al di sopra di quella di saturazione della silice amorfa. In questo modo però, se da un lato si possono evitare i problemi delle incrostazioni, si ha come contropartita la riduzione di efficienza del processo di sfruttamento dell'energia termica ed una minore produzione di vapore. Un'alternativa potrebbe essere quella di produrre un abbassamento di pH della salamoia mediante l'aggiunta di un acido forte (es.  $\text{HCl} \rightarrow \text{pH}=5$ ), che però comporta rischi di contaminazione, insieme a problemi aggiuntivi di corrosione, che si aggiungono a costi non indifferenti.

In caso di dover intervenire su condensati a basso o medio tenore in silice, è possibile ricorrere alla diluizione con fluidi secondari a basso tenore di silice, come i condensati delle turbine, avendo cura di evitare cadute di temperatura tali da riportare la silice oltre saturazione. Questa procedura, tuttavia, non è adatta per salamoie ad alta concentrazione di silice per i volumi di fluido da reiniettare che si verrebbero a produrre. Yanagase *et al.* (1970) hanno introdotto, da tempo, il metodo della "stagionatura" in vasca (*aging tank*). Un metodo applicato con successo nei campi di vapore della Imperial Valley (in California) è quello di promuovere la formazione di precipitati di silice nella salamoia con l'aggiunta su questa di particelle di silicati di ferro riciclati e chiarificare il tutto (per sedimentazione<sup>20</sup>). In questo modo si evitano le incrostazioni di silice ma si producono notevoli quantità di rifiuti solidi, con qualche problema di smaltimento.

A Bacon-Manito (Bac-Man), nelle Filippine, l'entrata in vigore di norme restrittive per gli scarichi nei corpi idrici di superficie ha costretto ad andare verso la reiniezione con acqua molto ricca di silice e con gravi problemi di incrostazione delle condotte. Solis e collaboratori (1995), lavoran-

do sulle cinetiche di polimerizzazione e precipitazione della silice ne hanno pilotato la deposizione, dirigendola verso quei siti dove fosse possibile una rimozione con mezzi semplici e poco costosi. Il sistema consta di due vasche di decantazione, una in prossimità dei pozzi in produzione, la seconda vicino al pozzo di reiniezione, dove si dovrà provvedere a rimuovere periodicamente la silice precipitata. Le vasche di decantazione vengono dimensionate in modo che il tempo di residenza dell'acqua sia di almeno 2,5 h.

Interessante la soluzione proposta da De Pasquale *et al.* (1995) per Piancastagnaio: si tratta, anche qui, di un sistema a liquido dominante, con basso tenore di componenti volatili nella fase di vapore ed alta salinità nella fase liquida. Durante il ciclo di sfruttamento, il vapore a livello del primo separatore bolle liberando  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , con conseguente innalzamento del pH della salamoia che si abbassa di temperatura ( $190^\circ\text{C}$ ), producendo sovrasaturazione da silice. Dopo il primo flash c'è un secondo separatore a  $100^\circ\text{C}$  a pressione atmosferica e la salamoia va nelle tubature che portano al pozzo di reiniezione. Ogni 3-4 mesi occorre intervenire con una pulizia meccanica delle linee per evitare che si occludano. Quando questo accade, le incrostazioni sono così dure da impedirne qualsiasi tentativo di rimozione. De Pasquale e collaboratori hanno osservato però che il regime del flusso della salamoia può avere un'importante influenza nella velocità di deposizione della silice: in assenza di flusso le salamoie di Piancastagnaio, dove la concentrazione della silice è oltre saturazione, non danno luogo a deposizioni importanti. Quando la salamoia scorre nelle condotte, invece, si ha forte deposizione anche senza alcuna variazione di temperatura o di acidità. In altre parole, la velocità del fluido diventa uno dei fattori principali nel controllo dei processi di deposizione.

Vitolo e Cialdella (1994, 1995) hanno proposto un metodo per l'abbattimento della silice nelle salamoie di reiniezione degli impianti di Piancastagnaio basato sull'aggiunta idrossido di calcio,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  e cloruro di calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), con e senza aggiustamenti del pH con soda caustica ( $\text{NaOH}$ ). Pur trattandosi dello stesso campo di vapore, pozzi diversi presentano fluidi con caratteristiche diverse (Tabella 10.4).

Tabella 10.4.- Composizione chimica, pH e conducibilità elettrica di salamoie provenienti da tre pozzi di Piancastagnaio (da Vitolo e Cialdella, 1995).

Sostanza, mg/kg	Pozzo PC-33	Pozzo PC-34	Pozzo PC-35
Ca <sup>2+</sup>	128	17	1
Mg <sup>2+</sup>	<0,5	<0,5	0,019
Na <sup>+</sup>	1980	1680	1070
K <sup>+</sup>	560	430	101
Cl <sup>-</sup>	4130	3500	1160
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	26	3	5,6
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	41900	9080	3920
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	440	100	123
SiO <sub>2</sub>	700	1040	820
Li <sup>+</sup>	22	27	11
Rb <sup>+</sup>	2	2	0,3
Cs <sup>+</sup>	0,7	1,2	0,7
Sr <sup>2+</sup>	2,4	0,6	0,2
Br <sup>-</sup>	8	9	2
I <sup>-</sup>	4,1	3,6	1,4
As tot.	114	34	3,4
Al tot.	0,3	1	1
Fe tot.	1,6	<0,05	0,01
Sb tot.	10	34	11
Hg tot.	—*	—*	<0,001
pH	6,01	7,32	8,53
Conducibilità, µS/cm	8000	7210	5060

\* Viene riportato l'intervallo di variazione riferito ad una serie di misure riferite ai pozzi dell'area: <0,001-0,002.

Il fluido, giunto in superficie, viene scomposto nella componente di vapore, che viene impiegata per la produzione di energia elettrica, ed in quella liquida (la salamoia, 100°C, pressione atmosferica) che viene reiniettata.

I tre pozzi di cui alla tabella precedente sono abbastanza rappresentativi della variabilità dei fluidi amiatini. E la diversa composizione chimica influenza, insieme alla temperatura, l'efficacia dei trattamenti con i diversi agenti coagulanti della silice. L'aggiunta di CaCl<sub>2</sub>, che porta ad un aumento di acidità della salamoia, si è dimostrata più efficace con pH alto (PC-35) ed a temperatura ambiente (20°C). L'aggiunta di Ca(OH)<sub>2</sub>, che porta ad un abbassamento dell'acidità, si è dimostrato efficace in tutti e tre i casi, sia a temperatura ambiente che a 90°C, già con dosaggi inferiori al g/L nei fluidi dei due pozzi a pH più elevato. Per PC-33 il dosaggio diviene efficace sui 2 g/L, necessari a portare il pH vicino alla neutralità. Nello stesso studio si rileva come la velocità di sedimentazione degli aggregati



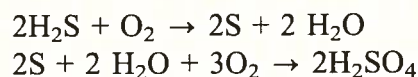
di particelle di silice collegate da ponti di ioni calcio sia, quasi sempre, favorita dalle alte temperature (Tabella 10.5).

Tabella 10.5.- Velocità iniziale di sedimentazione della silice (Vitolo e Cialdella, 1995).

Temperatura, °C	Coagulante	Velocità di sedimentazione, cm/min		
		PC-33	PC-34	PC-35
20	Ca(OH) <sub>2</sub>	1,65	1,24	1,22
	CaCl <sub>2</sub>	—	3,97	0,91
90	Ca(OH) <sub>2</sub>	4,33	4,33	4,11
	CaCl <sub>2</sub>	3,97	3,97	4,04

L'azione della temperatura si manifesta con una riduzione della viscosità della salamoia, che rende più veloce la sedimentazione degli aggregati.

Le incrostazioni non solo danneggiano gli impianti in produzione, ma possono anche compromettere la funzionalità dei pozzi di reiniezione e richiedono, pertanto, costosi interventi di manutenzione. Anche se ancora a livello sperimentale, l'approccio di Hirowatari (1996) per combattere le incrostazioni appare assai promettente: anziché impiegare aggiunte di acido, si abbassa il pH della salamoia per mezzo di acido solforico prodotto ossidando l'idrogeno solforato degli incondensabili, ottenendo così anche l'abbattimento dell'H<sub>2</sub>S. Gli esperimenti sono stati condotti alle centrali di Otake e Hatchobaru, in Giappone, partendo da un fluido con lo 0,1-0,6% di gas non condensabili, composti per il 90-95% in volume da CO<sub>2</sub> e per l'1-2% da H<sub>2</sub>S. All'uscita dai condensatori i gas, per il trascinamento di aria a livello della turbina cambiano di composizione che, in volume, risulta come segue: 30-50% aria, 50-70% CO<sub>2</sub> e 1-2% H<sub>2</sub>S. Hirowatari (1996) ha messo a punto un bioreattore nel quale a batteri solfo-ossidanti (*Thiobacillus thioparus*), raccolti nei depositi di una vasca di aerazione della centrale di Hatchobaru e acclimatati e coltivati su un letto di carbone attivo, veniva affidato il compito di operare le trasformazioni:



Il letto a carbone attivo veniva mantenuto umido con l'aggiunta di acqua dall'esterno. I principali fattori che influenzano il funzionamento del sistema sono stati identificati nella temperatura di lavoro del reattore, nel rapporto CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> nel gas in ingresso e nel flusso del medesimo, quan-



tificato come “*space velocity*”, dimensionalmente una frequenza che esprime quanti volumi di gas attraversano un volume di reattore nell’unità di tempo. Tra 20 e 30°C il sistema funziona con pari efficacia. Il rapporto  $\text{CO}_2/\text{O}_2$  è invece una variabile critica: con elevati livelli di  $\text{CO}_2$  l’idrogeno solforato non si ossida completamente ad acido solforico, l’abbattimento è molto modesto e si formano notevoli quantità di zolfo colloidale. Il sistema funziona quando, diluendo il gas in ingresso con aria (circa 1:4, in volume), si porta il rapporto  $\text{CO}_2/\text{O}_2$  entro l’intervallo 0,84-0,24: in queste condizioni l’abbattimento dell’ $\text{H}_2\text{S}$  supera il 90%. Per quanto riguarda il flusso di  $\text{H}_2\text{S}$  in entrata, questo influenza l’efficienza di abbattimento in maniera importante. L’efficienza diminuisce con l’aumentare della *space velocity* (SV): per  $\text{SV} = 5$  l/h l’abbattimento di  $\text{H}_2\text{S}$  è vicino al 98%, per  $\text{SV} = 10$  l/h l’efficienza scende al 90%, ed al 70% con  $\text{SV} = 20$  l/h. Il sistema produce salamoie acide per acido solforico, efficaci nel combattere i problemi connessi con le incrostazioni. Per quanto riguarda l’applicazione alla mitigazioni delle emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$  in aria non sembra molto adatto, a meno che non si attrezzino dei reattori di grande volume, dei quali non si conoscono ancora i problemi di funzionamento ed i costi di gestione. Infatti per avere un’efficienza del 90% occorre che il volume del reattore sia pari alla metà del volume di gas (non diluito) rilasciato in un’ora, assumendo una diluizione 1/5 con aria per aggiustare il rapporto  $\text{CO}_2/\text{O}_2$  al di sotto dell’unità.

A Salton Sea (California) si è tentato di risolvere il problema delle incrostazioni da silicato ferrico nelle salamoie risultanti dall’impiego di fluidi ipersalini, ad alta temperatura (230-330°C, con un contenuto di solidi totali in soluzione del 15-30% in peso). Si tratta di deposizioni nere o marrone scuro, vetrose, simili all’ossidiana, aventi una composizione variabile, del tipo  $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot x\text{H}_2\text{O}$  (Gallup, 1993). Incrostazioni di silicati di ferro sono state descritte anche in altri campi di vapore (Cerro Prieto, in Messico; Reykjanes, in Islanda; Otake, in Giappone). La particolarità della salamoia di Salton Sea consiste nel fatto che, nonostante il pH acido (5,5) ed il valore negativo del *potenziale redox* ( $E_h \cong -200$  mV), essa deriva da uno dei fluidi geotermici più ossidati, tanto che in esso coesistono  $\text{H}_2\text{S}$  ed  $\text{SO}_4^{2-}$ , ferro bivalente e trivalente. Sebbene nella salamoia la forma bivalente del ferro sia prevalente, nelle incrostazioni che si formano ad alta temperatura (175-220°C) domina il ferro trivalente ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ). Il problema,

secondo Gallup (1993) può essere risolto con l'aggiunta, alla salamoia, di piccole quantità di HCl, in grado di ridurre il pH di 0,3 unità, insieme all'aggiunta di un agente riducente (formato di sodio, HCOONa) che, oltre a frenare la formazione di incrostazioni, permette di contenere la corrosione (dovuta anche all'aggiunta dell'acido) entro limiti accettabili.

### **Controllo della corrosione**

Uno dei problemi tipici dei sistemi a vapore dominante è la corrosione delle pale delle turbine dovuta alla presenza di acido cloridrico nel vapore surriscaldato che si libera quando avviene la transizione vapore surriscaldato-vapore saturo. In assenza di acqua allo stato liquido, il vapore di HCl resta in forma indissociata e, quindi, non aggressiva, ma non appena si forma una goccia d'acqua le cose cambiano in maniera drastica. Nei sistemi a liquido dominante, la presenza di ioni sodio in quantità pressoché equivalenti, impedisce la formazione di ioni cloruro, aggressivi. I fenomeni di corrosione di cui sopra sono molto simili a quelli che si manifestano quando gli effluenti in fase di vapore emessi dalle centrali termoelettriche a combustibile raggiungono il punto di condensazione (Andreussi *et al.*, 1994). I gas acidi contenuti negli effluenti (ossidi di zolfo e di azoto, acido cloridrico) condensano prima del vapor d'acqua, cosicché, non appena si arriva al punto di condensazione dell'acqua si producono, nelle prime goccioline, condizioni estremamente acide. Andreussi e collaboratori, nel lavoro citato sopra, hanno proposto un modello per il calcolo della composizione della prima goccia che si forma per condensazione del vapore surriscaldato sia in condizioni isobariche (senza variazioni di pressione) che in condizioni adiabatiche (raffreddamento per espansione, senza scambio di calore). Un'applicazione al fluido del pozzo Lumiera (Lardello) è riportata nella Tabella 10.6.

Tabella 10.6.- Pozzo Lumiera (Larderello): caratteristiche del vapore surriscaldato e della prima goccia di condensato in condizioni isobariche ed adiabatiche (Andreussi *et al.*, 1994). Concentrazioni espresse in mg/kg.

Proprietà	Fluido geotermico	Prima goccia (trasformazione isobarica)	Prima goccia (trasformazione adiabatica)
Pressione (bar)	11	11	3,5
T (°C)	240	184	139,5
$\theta_b$ (°C)*		1,16	2,67
pH	5,4	3,76	3,85
Solidi disciolti		46.100	127.000
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , come CO <sub>2</sub>	17.000	30,2	9,87
H <sub>2</sub> S	450	2,53	0,93
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	476	41.800	112.000
HCl	21	0,88	1,34
NH <sub>3</sub>	39	5,21	3,86
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		0,0290	0,0319
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		1,05 x 10 <sup>-8</sup>	3,97 x 10 <sup>-8</sup>
HS <sup>-</sup>		0,00187	0,00188
S <sup>2-</sup>		6,14 x 10 <sup>-12</sup>	1,69 x 10 <sup>-12</sup>
H <sub>2</sub> BO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		0,35	1,47
B <sub>2</sub> (OH) <sub>7</sub> <sup>-</sup>		2,14	25,8
B <sub>3</sub> (OH) <sub>10</sub> <sup>-</sup>		3,56	230
B <sub>4</sub> (OH) <sub>14</sub> <sup>2-</sup>		4,7 x 10 <sup>-5</sup>	0,017
Cl <sup>-</sup>		2810	9880
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		1430	5050

\* Elevazione del punto di ebollizione.

Come si vede, è teoricamente possibile una caduta del pH di quasi due unità in tutte e due i casi, con elevati valori della concentrazione di soluti che possono superare il livello di saturazione e dare luogo a fenomeni di incrostazione nelle turbine. L'analisi teorica dei fenomeni mette in evidenza come all'abbassarsi del punto di condensazione dell'acqua aumenti la concentrazione di soluti nella prima goccia. Pertanto, data la composizione chimica del fluido, più è bassa la pressione iniziale del vapore e maggiore sarà il rischio di corrosione e di incrostazione a livello delle turbine.

Quando il vapore contiene più di 20 mg/kg di HCl, diviene necessario intervenire per evitare severi problemi di corrosione a livello delle turbine (*pitting corrosion*). Sistemi di abbattimento sono stati adottati con successo a The Geysers e a Larderello, in alcuni campi di vapore della Val di

Cornia. A Larderello questi si basano su una neutralizzazione con soda caustica, immessa direttamente nel vapore, prima che questo giunga alla turbina: ad esempio, alle centrali Cornia 1 e Cornia 2 il vapore in ingresso a 230°C, 7 bar assoluti (6 bar) e 2-3% di gas incondensabili, contiene circa 20 mg/kg di HCl. La portata è 110 t/h. Il vapore viene lavato con 5-10 t/h di acqua (di condensazione) addizionata di soda caustica (1 g NaOH/L), ottenendo l'abbattimento di oltre il 95% dell'acido cloridrico che scende al di sotto del mg/kg di fluido ammesso alla turbina. Il pH del fluido si porta verso 8-8,5 e non si verifica più alcun problema di corrosione. Viene prestata molta attenzione a contenere al minimo la quantità di acqua impiegata nel lavaggio del vapore e del gas in quanto questa operazione comporta una caduta di temperatura della miscela e, quindi, una perdita di entalpia. Questo significa, in pratica, che si produce circa il 5% in meno dell'energia estraibile senza lavaggio, a parità di altre condizioni. A The Geysers il sistema adottato è analogo a quello di Larderello, con la differenza che i processi di lavaggio del vapore avvengono dopo raffreddamento sino al livello di saturazione, impiegando condensati deossigenati, prima dell'iniezione di soda caustica (Paglianti *et al.*, 1996).

### **Agenti biologici e corrosione**

I circuiti chiusi dei sistemi di raffreddamento ad acqua rappresentano un ambiente favorevole allo sviluppo di microorganismi che possono ridurre l'efficienza degli impianti con fenomeni di incrostazione o intasamento (*fouling*) e, soprattutto, corrosione. In particolare, possono manifestarsi problemi di corrosione da parte di batteri autotrofi aerobi che traggono energia dall'ossidazione di sostanze presenti nel fluido geotermico (ammoniaca e idrogeno solforato, in particolare). Questo richiede trattamenti con biocidi che, tuttavia, non sempre riescono a raggiungere concentrazioni efficaci in tutte le parti dell'impianto, specie nelle torri di raffreddamento a circolazione naturale dove, oltre alle componenti metalliche, anche quelle in cemento armato vengono attaccate. Il fosforo, scarso nei fluidi geotermici, potrebbe essere un fattore limitante la crescita batterica nei sistemi di raffreddamento, come avviene quando l'acqua di *make-up* è di origine geotermica. In molti impianti, tuttavia, l'acqua di *make-up* viene presa da un corpo idrico di superficie (fiume, lago; Figura 10.5), dove il fosforo può essere abbondante.



L'aggiunta di acque ricche di fosfati può avere effetti importanti sullo sviluppo dei microorganismi. Questi si possono raggruppare in:

- Solfobatteri;
- Azotobatteri;
- Produttori di biofilm.

I primi sono in grado di trarre energia necessaria (alla produzione di carboidrati partendo da  $\text{CO}_2$  ed  $\text{H}_2\text{O}$ ) dallo zolfo presente nei solfuri, producendo acido solforico, anche in quelle parti degli impianti raggiunte dai gas (e quindi dall' $\text{H}_2\text{S}$ ), ma non dai biocidi eventualmente applicati. Gli azotobatteri sono, per lo più, nitrificanti, ovvero in grado di produrre, partendo dallo ione ammonio ( $\text{NH}_4^+$ ), azoto nitroso ( $\text{NO}_2^-$ , specie appartenenti al genere *Nitrosomonas*:  $\text{NH}_4^+ \rightarrow \text{NH}_2\text{OH} \rightarrow \text{NO}_2^-$ ) da cui specie del genere *Nitrobacter* ricavano azoto nitrico ( $\text{NO}_3^-$ ). In ambiente basico ( $\text{pH} > 8,5$ ), l'ossidazione dei nitriti procede più lentamente di quella dell'ammoniaca. In genere i batteri nitrificanti prediligono condizioni vicine alla neutralità. L'abbassamento del pH in corrispondenza delle superfici di manufatti in cemento può favorire l'insediamento di solfobatteri e l'inizio di un'azione disgregatrice.

In condizioni particolari, alghe filamentose e batteri dei generi *Pseudomonas* e *Aerobacter* possono arrivare ad ostruire gli ugelli a livello delle torri di raffreddamento o i circuiti degli scambiatori di calore. Il biofilm

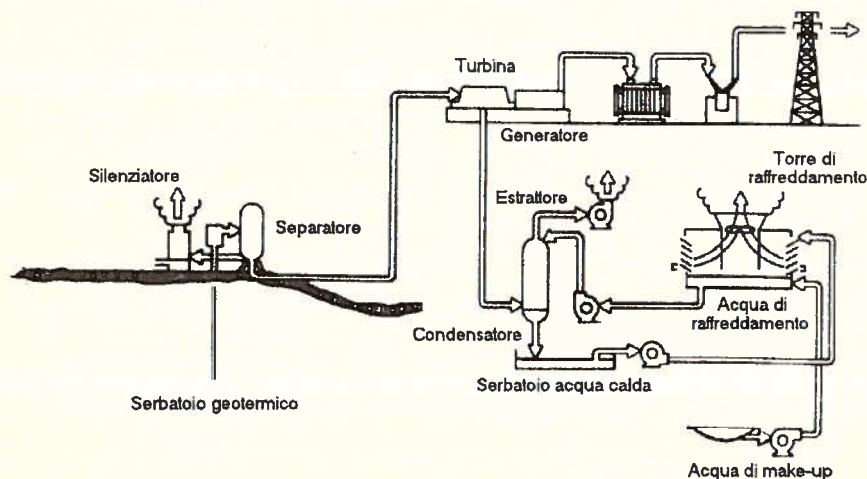


Figura 10.5.- Schema di impianto geotermoelettrico con acque di *make-up* da corpo idrico di superficie (da Gazo, 1990).



di mucopolisaccaridi costruito da questi organismi può arrivare ad essere una efficace barriera con l'ambiente esterno, al punto di permettere accumulo di particelle di zolfo e batteri solfoossidanti, sino a produrre significativi abbassamenti di pH.

Di qui la necessità di impiego di biocidi. Questi possono essere di due tipi:

- ossidanti
- non ossidanti

I biocidi ossidanti, per lo più a base di cloro attivo, sotto forma di ipocloriti di calcio o di sodio, o di ozono sono efficaci ma possono favorire il passaggio del solfuro di idrogeno a zolfo elementare, in concorrenza con l'azione svolta dall'ossigeno presente in aria. I non ossidanti devono essere scelti caso per caso, in modo che siano in grado di mantenersi efficaci nelle condizioni di lavoro (presenza di  $H_2S$ , ammoniaca, condizioni acide o basiche) e, soprattutto, devono essere tarati per eliminare gli organismi sessili, che sono quelli che producono, direttamente od indirettamente, la corrosione. Uno degli aspetti da tenere nel dovuto conto è la possibilità del biocida di penetrare all'interno del biofilm, dove si generano le condizioni per la corrosione.

Nella centrale neozelandese di Ohaaki il controllo delle popolazioni batteriche viene effettuato mediante l'applicazione continua di battericidi organici (isotiazoloni) a cui si aggiungono trattamenti saltuari di forte intensità con una miscela di glutaraldeide e metilen-*bis*-tiocianato (Bacon *et al.*, 1995). Negli impianti gestiti dalla società nazionale per la produzione di energia elettrica delle Filippine viene impiegata la soda caustica per combattere la corrosione. Buoni risultati, a livello sperimentale, sono stati ottenuti anche con la calce, accoppiata all'ipoclorito di calcio, negli impianti di Leyte, Negros, Mak-Ban e Tiwi (Gazo, 1990).

La reiniezione, dettata più da esigenze di mantenere il livello dell'acqua, e quindi la pressione, nel serbatoio geotermico, può essere comunque una soluzione efficace per i problemi di contaminazione ed è da tempo una pratica diffusa. Seguendo le esperienze italiane a Larderello, nel campo di vapore di Matsukawa (*vapour-dominated*), in Giappone, esperimenti di reiniezione venivano effettuati già nel 1988, dove era in funzione la centrale da 23 MW<sub>e</sub> avviata nel 1966 (Hanano *et al.*, 1991). I risultati ottenuti indicavano la possibilità di attivare circuiti artificiali estremamente efficienti nel processo di estrazioni di calore.

In California, sin dal 1969, a seguito dell'entrata in vigore di regolamentazioni per il contenimento dell'impatto sui sistemi naturali, i condensati prodotti ai Geysers venivano reiniettati. La caduta di pressione del campo di vapore ha fatto sì che la pratica della reiniezione venisse adottata non solo per quel 20-30% di condensato da smaltire, ma si cercasse di fare massa con l'aggiunta di acque di superficie (dal Big Sulphur Creek) arrivando ad ipotizzare, per il prossimo futuro, anche l'impiego delle acque cloacali della città di Clear Lake, dopo trattamento (Goyal, 1995). Non sempre la reiniezione significa recupero di pressione nel serbatoio. Altri fattori come la distribuzione delle fratture, la permeabilità e la tipologia della roccia, la temperatura e la pressione del serbatoio, possono influire in maniera determinante sul risultato, anche quando non si intriettano problemi di incrostazione. Nonostante ciò, anche se è difficile che possa sempre dare importanti e durevoli aumenti di pressione, tuttavia spesso la reiniezione può efficacemente rallentare il declino dei pozzi in produzione (Figura 10.6).

La reiniezione può portare i seguenti benefici:

- evitare effetti indesiderati sull'ambiente dovuti a sostanze tossiche presenti nei condensati a livelli efficaci;

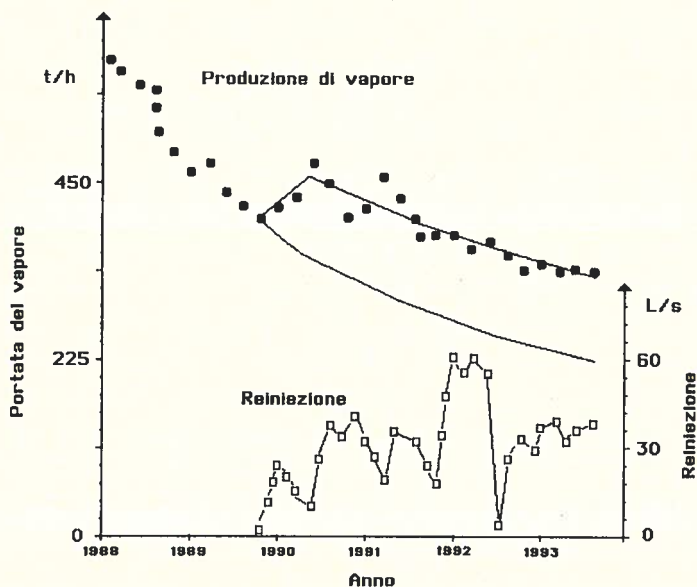


Figura 10.6.- Effetto di un pozzo di reiniezione su quelli in produzione all'Unità 13, nella parte sud-orientale di The Geysers (da Goyal, 1995).

- sostenere la pressione a livello del serbatoio geotermico;
- migliorare lo sfruttamento della risorsa energetica delle rocce del serbatoio;
- evitare fenomeni di subsidenza.

Ad oggi le strategie di reiniezione possono fare conto sulle esperienze degli ultimi venti anni che possono servire come base per evitare effetti indesiderati. La pratica corrente di convertire pozzi non più adatti alla produzione in pozzi di reiniezione non è sempre la migliore e si è sempre più convinti della necessità di una pianificazione della reiniezione già nella fase iniziale di sfruttamento di un campo di vapore.

Le acque di processo, e particolarmente quelle derivanti da campi del tipo *liquid-dominated*, possono essere recuperate anche a scopo potabile. I condensati delle turbine, opportunamente trattati, possono costituire una buona risorsa idropotabile; allo scopo, si ricorre alla distillazione. Il sistema *multiple-effect* è quello che dà i migliori risultati, sia per la dissalazione delle acque marine a scopo potabile, sia per il recupero di acque di buona qualità da salamoie geotermiche. Un impianto a 25 “effetti” rende circa 20 volte a parità di calore assorbito dal primo stadio. In alternativa: il processo *multi-stage flash*, una serie di camere dove ciascuna è ad una pressione più bassa della precedente. Una parte della salamoia viene fatta bollire in ogni camera, e il vapore prodotto viene raccolto per condensazione. Gli impianti di dissalazione dell’acqua di mare sono per la maggior parte di questo tipo, mentre la mancanza di acqua fredda in quantità e temperatura opportuna favoriscono il *multiple-effect* per gli impianti di dissalazione di salamoie geotermali.

## ***Sismicità***

È noto che l'estrazione e la reiniezione di fluidi geotermici può influenzare la sismicità naturale (Swanberg, 1976). A The Geysers, la reiniezione di fluidi iniziò nel 1969 come via di smaltimento dei condensati di vapore, essendo in quell'anno entrata in vigore una normativa che stabiliva gli standard di accettabilità per gli scarichi in corpi idrici di superficie (Barker *et al.*, 1995). Venne in seguito compreso che la reiniezione poteva rappresentare un modo per mantenere buoni livelli di produzione del vapore e, verso la metà degli anni '70, le quantità di condensati rei-

sa intensità, la quale non aumentava all'aumentare della quantità di fluidi reiniettati (Batini *et al.*, 1985). Anche l'area del Monte Amiata ha dato indicazioni simili: la rete di rilevamento installata nel 1982 ha segnalato ben 2000 sismi, con ipocentro a profondità inferiori ai 10 km ed intensità, in genere, inferiore a *magnitudo* 2. L'intensità massima è stata di *magnitudo* 3,5 che corrisponde al IV-V grado della scala Mercalli-Cancani-Sieberg (MCS; ENEL, 1995).

Le esperienze sino ad oggi condotte indicano come la sismicità prodotta dallo sfruttamento delle risorse geotermiche e dalla reiniezione dei condensati sia rilevabile solo a livello strumentale.

### ***Perforazioni e contaminazione ambientale***

La localizzazione di un campo geotermico richiede un complesso di operazioni che va dall'*esplorazione superficiale*, all'*esplorazione in profondità* a cui segue una fase di *prova del pozzo* che può, o meno, concludersi, dopo una fase di *sviluppo*, in una fase di *produzione*. Se l'esplorazione superficiale, che consiste in studi geologici, geofisici e geochimici, con in particolare, misure di gradiente termico e flusso di calore tramite la perforazione di pozzetti, l'esplorazione profonda, avente per obiettivo l'accertamento dell'esistenza di una risorsa sfruttabile, comporta la perforazione di pozzi esplorativi che porta alla superficie notevoli quantità di materiali. Queste sono dell'ordine di 0,3-1 m<sup>3</sup> per metro lineare di perforazione a seconda del trattamento e a seconda della loro classificazione, necessitano di opportune pratiche di smaltimento. In genere, si tratta di rifiuti speciali che, dopo disidratazione, nel caso di perforazioni ad acqua e bentonite, vengono smaltiti in discariche per rifiuti speciali.

Le opere realizzate per evitare perdite di fluido nel sottosuolo, consistenti nel *casing* e nel suo ancoraggio al foro assolvono, di regola in maniera soddisfacente, al compito di evitare dispersioni di fluidi, durante la coltivazione, e di condensati. Quando i pozzi sono impiegati per la reiniezione il *casing* ed il suo ancoraggio impediscono ai condensati di infiltrarsi negli acquiferi più superficiali (rispetto al serbatoio), evitandone l'inquinamento.

Se nel passato anche le operazioni di perforazione potevano rappresentare un'importante sorgente di contaminazione ambientale, le procedure



attuali, alle quali si è fatto riferimento nell'apposita sezione, sono tali che non hanno perdite di materiali nell'area circostante le sonde. Queste sono, inoltre, costruite in modo che anche le piccole quantità di condensato che possono raggiungere il suolo in corrispondenza di valvole sulla linea vapore, vengono raccolte, insieme alle acque meteoriche ed immesse nei circuiti di reiniezione.

## ***Rumore***

Nei Paesi tecnologicamente avanzati il problema della contaminazione da rumore è andato aggravandosi, portando una frazione sempre maggiore della popolazione ad esposizioni, nelle ore diurne, superiori a 65 dB(A), ovvero 65 dB di pressione sonora nella gamma di frequenze percepibili dall'orecchio umano. Gli impianti geotermici per la produzione di elettricità possono produrre rumore già a livello delle installazioni di boccapozzo o lungo i vapordotti dove sono collocati scaricatori di condensa e valvole di sicurezza delle tubazioni in pressione. Sono sicuramente rumorosi le turbine, i generatori, ed anche le torri di refrigerazione che, in certe condizioni, possono divenire sorgenti importanti di rumore. Le torri di raffreddamento sono, in genere, costituite da un sistema a pioggia (calda, verso il basso) che attraversa una corrente d'aria, a temperatura ambiente, attratta verso l'alto da ventilatori o per tiraggio naturale. L'aria raffredda il liquido che, dopo questa operazione, passerà nei condensatori come refrigerante. A differenza delle turbine e dei generatori, facilmente schermabili, le torri di raffreddamento non lo sono, dovendo operare lo scambio di calore in ambienti il meno confinati possibile (Licitra, 1994). Una serie di studi sul campo Travale-Radicondoli sono stati condotti nel 1993, con l'esame delle tre centrali da 20 MW ed una da 30 MW, due pozzi di estrazione ed alcuni punti di vapordotti (Licitra, 1994). Il caso forse più interessante era quello del pozzo Travale-8, appena perforato, con una valvola che produceva un getto ad alta pressione in grado di produrre oltre 115 dB(A) a qualche metro dalla sorgente, che si potevano ridurre a 65 dB(A) a circa 100 m, in assenza di vento. La centrale Rancia-2 presentava un massimo di oltre 70 dB(A) al perimetro dell'installazione, che scendeva a 55 dB(A) a 100 m dalla torre di raffreddamento. Le Pianacce, simile per costruzione alla precedente, aveva in più, nelle vicinanze (fuori del suo



perimetro) uno sfiato di vaporedotto in grado di deformare le curve di isolivello sonoro del sito che a 100 m dagli impianti era già sui 45-55 dB(A), salvo che nella direzione della valvola di sfiato. Alla centrale Radicondoli (30 MW) è vicino il pozzo Radicondoli-5 che, quando il vapore non viene convogliato alla centrale, diviene il punto più rumoroso, con oltre 80 dB(A), che scendono a circa 70 in condizioni di normale esercizio.

Oggi tutti i pozzi in produzione sono dotati di silenziatore e, praticamente, non emettono alcun rumore. Nelle moderne centrali di tipo unificato da 20 MW, come PC-4 e PC-5, a Piancastagnaio, il rumore "forte", oltre 80 dB(A), prodotto dai compressori e dalle turbine, è confinato entro speciali locali, insonorizzati, ai quali si può accedere solo con cuffie di protezione. Nella vecchia centrale PC-2, sempre a Piancastagnaio, il locale dei quadri di controllo è schermato dal resto dell'edificio in modo da abbattere il rumore prodotto da una turbina da 8 MW. Dall'esterno delle installazioni munite di torre di raffreddamento l'unico rumore importante è quello dello scroscio dei getti d'acqua all'interno delle torri. Negli impianti toscani l'esposizione dei lavoratori è oggi fortemente limitata dai sistemi di comando a distanza che permettono di controllarne il funzionamento dalla centrale operativa di Larderello, riducendo gli interventi sull'impianto allo stretto necessario.

A titolo di confronto, si possono ricordare i risultati di alcune recenti ricerche condotte nella città di Vicenza (Zambrini, 1997) e nella provincia di Savona (Lenzi e Gobbi, 1997). A Vicenza, nelle ore di punta, il Leq (*livello sonoro equivalente*) supera i 70 dB(A) in circa un terzo dell'area urbana. Le misure in provincia di Savona davano un valore medio di 63 dB(A), con 1/3 dei valori oltre i 70 dB(A).

La normativa nazionale in materia di controllo delle emissioni sonore è regolata dal DPCM del 1 marzo 1991, pubblicato nella G.U. n. 57 dell'8 marzo 1991 che stabilisce i massimi di esposizione negli ambienti abitativi (interni ed esterni), per tutto il territorio nazionale. I massimi sono suddivisi per classi di destinazione d'uso del territorio e si distingue, nell'arco delle 24 ore, un periodo diurno, dalle 6 alle 22 ed un periodo notturno, dalle 22 alle 6. L'unità di misura è il *livello sonoro equivalente* (Leq), espresso in dB(A). La legge quadro sull'inquinamento acustico, L. 447 del 26 ottobre 1995 adotta in via transitoria quanto stabilito dalla norma precedente, rinviando a decreti ministeriali da emanare una armonizzazione con la normativa europea. A livello della Regione Toscana, sede di tutti gli impianti geotermoelettrici

oggi in funzione nel nostro Paese, una deliberazione della Giunta (n. 488 del 25 gennaio 1993) detta linee guida alle Amministrazioni Comunali perché provvedano alla suddivisione del territorio di competenza in classi di destinazione d'uso secondo quanto stabilito dalla normativa nazionale. Un elemento di fondamentale importanza, già presente nel citato DPCM del 1991, è il concetto di limite differenziale, che indica che la differenza tra il rumore prodotto da una data sorgente ed il rumore residuo (di fondo) non deve superare 5 dB(A) di giorno e 3 dB(A) di notte. All'interno delle abitazioni, con le finestre chiuse, infine, vengono indicati in 60 dB(A) di giorno e 45 dB(A) di notte i limite massimi di pressione sonora. Si consideri che nelle abitazioni, a finestre chiuse, vi dovrebbe essere un abbattimento del rumore pari a circa 15-20 dB(A). Questi valori limite, applicabili alle installazioni permanenti, come le centrali geotermoelettriche, tuttavia non sono applicabili ai cantieri temporanei, come le postazioni per la perforazione di pozzi di ricerca o di coltivazione della geotermia.

### ***Modificazioni del paesaggio***

Lo sfruttamento della geotermia per la produzione di elettricità può portare all'esaurimento di sorgenti termali. È questa la ragione per la quale un Paese ricco di risorse di questo tipo, come il Giappone, ma ancorato ai bagni termali da una lunga tradizione, ha sviluppato in misura contenuta l'uso delle sue risorse in questa direzione, pur avendo avuto una storia piuttosto lunga, iniziata su scala sperimentale nel 1925 a Beppu (Isola di Kyushu). L'altra ragione, di ordine meno culturale, è da ricercarsi nella reperibilità, almeno sino alla prima metà degli anni settanta, di combustibili fossili in abbondanza ed a buon mercato. Infatti fu la prima crisi petrolifera del 1973 che determinò una svolta nelle politiche energetiche di quel Paese, che portò un forte accelerazione della ricerca di nuove risorse, che hanno permesso di avere, oggi, oltre 500 MW di potenza installata complessiva.

In previsione di una crescita dello sfruttamento della risorsa in questione sarà importante, anche da noi, tenere nella dovuta considerazione questo tipo di fenomeni. All'Amiata, da tempo, vi sono località termali di notevole pregio (Bagno Vignoni, Bagni S. Filippo) che potrebbero risentire di un eccessivo sfruttamento della risorsa geotermica. La pratica della

reiniezione, probabilmente, insieme allo spostamento dello sfruttamento verso il serbatoio profondo potranno evitare effetti non desiderati.

Le centrali geotermoelettriche richiedono la perforazione di pozzi, per ognuno dei quali occorre disturbare, temporaneamente, una superficie di circa 2 ha, che si riducono a qualche centinaio di metri quadrati ad operazioni ultimate. I pozzi da coltivazione, come quelli per la reiniezione sono, in genere, perforati avendo cura di evitare la compromissione di acque sotterranee sfruttabili per usi potabili o irrigui. Una centrale da 20 MW viene alimentata da 3-4 pozzi, che richiedono la realizzazione di vapordotti e di acquedotti di reiniezione, che possono essere più o meno integrati nel sistema naturale. L'uso di linee del vapore sospese non costituisce un ostacolo al transito degli animali selvatici o del bestiame da pascolo, ma spesso le rende molto appariscenti; in Toscana i vapordotti sono realizzati con tubi d'acciaio del diametro di 150-800 mm, coibentati e rivestiti con un lamierino d'alluminio che può essere verniciato con colori che lo rendano meno appariscente. Gli acquedotti per la reiniezione dei condensati e delle acque di raccolta dai piazzali dei pozzi e delle centrali sono costituiti da tubazioni di vetroresina 100-200 mm di diametro. I tracciati cercano di seguire opere già realizzate per altri scopi e di adattarsi al terreno, talvolta con l'uso di schermature o di sottopassi per gli attraversamenti stradali. L'interramento totale è incompatibile con le operazioni di manutenzione dei vapordotti, mentre di norma vengono interrati gli acquedotti.

### ***Il problema delle emissioni degli impianti geotermoelettrici***

Le emissioni degli impianti geotermoelettrici sono, oggi, riconducibili alla componente in fase di vapore rilasciata in atmosfera attraverso le torri di raffreddamento, essendo i condensati regolarmente reiniettati in profondità ed i fanghi e le incrostazioni raccolti e smaltiti in idonee discariche. La frazione aerodispersa è composta, per la maggior parte, dai gas incondensabili presenti nel fluido. La proporzione di gas incondensabili varia anche tra pozzi dello stesso campo, e la differenza si fa più evidente quando si mettono a confronto campi diversi (Tabella 10.7).

Tabella 10.7.- Contenuto in gas incondensabili nei principali campi di vapore del mondo, espresso come % in peso rispetto al fluido totale (da Armstead, 1983; Bowen, 1989; con modifiche).

Campo di vapore	Gas incondensabili (% in peso)
Wairakei	0,3-0,5
The Geysers	0,6-1,0
Matsukawa	~ 1,1
Cerro Prieto	~ 1,2
Rotokawa	2
Larderello	4-5
Kizildere	11-15
Monte Amiata	5-16*

\*Nel caso della vecchia centrale PC-2, la componente di gas incondensabili arriva al 40% in peso del fluido in arrivo.

L'anidride carbonica è sempre il maggior componente di gas incondensabili seguita, a distanza, dall'idrogeno solforato e dal metano che si contendono il secondo posto. Il resto è rappresentato da azoto, idrogeno, ammoniaca, acido borico, gas rari ed elementi in tracce in forme volatili (Hg, As, Sb). Le portate di fluido in ingresso e le concentrazioni di idrogeno solforato, acido borico arsenico e mercurio alle centrali di Radicondoli sono indicate nella Tabella 10.8. Al fine di comprendere il significato delle emissioni aeriformi e l'importanza delle componenti minori, questo tipo di informazioni rimane ancora troppo parziale.

Tabella 10.8.- Portata e concentrazione di alcuni componenti dei fluidi in arrivo alle centrali in servizio nel campo di vapore di Radicondoli (Bussotti *et al.*, 1997). La potenza installata è 20MW per le prime tre e 30 MW per la centrale di Radicondoli.

	<i>Pianacce</i>	<i>Rancia 1</i>	<i>Rancia 2</i>	<i>Radicondoli</i>
Carico, t/h	108	96	108	206
H <sub>2</sub> S, mg/kg	450	210	210	430
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> , mg/kg	307	204	204	132
As, mg/kg	3,8	0,36	0,1	0,1
Hg, mg/kg	0,035	0,1	0,01	0,01

Occorrono accurate stime di bilancio di massa che possono essere effettuate solo attraverso indagini mirate. Nell'area amiatina un importante studio interdisciplinare è stato portato a termine nel settembre 1996 (ENEL,





Figura 10.8.- Le centrali di Piancastagnaio PC-4 e PC-5.

1996), allo scopo di valutare gli effetti sul sistema naturale dovuti alle emissioni delle quattro centrali di Piancastagnaio, in regolare esercizio per tutta la durata dei rilievi (la quinta, PC-5 è stata avviata successivamente all'affidamento degli incarichi per lo studio in questione). La fotografia in Figura 10.8 mostra le centrali PC-4 e PC-5.

La prima centrale ad entrare in servizio è stata Piancastagnaio 2 (PC-2), nel 1968, alimentata da pozzi di bassa profondità che raggiungono il serbatoio più superficiale del sistema amiatino ( $\sim 800$  m). La potenza installata era, inizialmente, di 15 MW, ridotta ad 8 alla fine degli anni '80. Il fluido è ricco di gas incondensabili, probabilmente uno dei più ricchi del mondo (circa 40% in peso del fluido a bocca pozzo). Da oltre 10 anni una parte del vapore di scarico della turbina viene condensata a pressione atmosferica ed inviata ad un grande impianto di floricoltura in serra, sito in località Casa del Corto. Le altre centrali, Bellavista, Piancastagnaio 3 (PC-3), Piancastagnaio 4 (PC-4), e Piancastagnaio 5 (PC-5) sono entrate in funzione in anni più vicini (nell'ordine 1987, 1990, 1991 e 1995). Sono del nuovo tipo unificato, con una potenza di 20 MW, e sono alimentate dal serbatoio più profondo ( $\sim 3000$  m), dove la componente degli incondensabili è minore. Il vapore viene condensato e reiniettato.



Lo studio, come accennato sopra, non include l'ultima centrale posta in esercizio (PC-5). Viene fornita una caratterizzazione meteoclimatica della zona che, mediante la raccolta di serie di dati storici relativi all'area amiatina (periodo 1987-94) e l'analisi delle carte isobariche sinottiche a 850 hPa (corrispondenti a circa 1500 m di altitudine) delle ore 12, hanno permesso di ricavare l'andamento termico, la piovosità, la frequenza dei vari *tipi di tempo* nelle diverse stagioni e le rose dei venti, globale e per *categoria di stabilità atmosferica* (vedi di seguito). In corrispondenza della centrale PC-2 la temperatura annuale media è di 12,7°C, con media delle minime di 4,7 e media delle massime di 21,4°C (ENEL, 1996). Il regime pluviometrico, all'Amiata, si presenta con un regolare aumento delle precipitazioni con la quota. Ad Abbadia S. Salvatore si hanno precipitazioni in circa 100 giorni all'anno per un totale di circa 1400 mm di pioggia. Oltre il 50% delle precipitazioni si manifesta nel periodo novembre-marzo. L'alta pressione (*tipo di tempo* 5) è presente nella zona con una frequenza di quasi il 17%, su base annuale, con punte estive che arrivano al 30%. La circolazione locale associata alle condizioni di alta pressione nella zona di Piancastagnaio-Abbadia S. Salvatore è a regime di brezza, governata di giorno da correnti ascensionali (da SE, classe di stabilità A) che, durante la notte, si invertono (da NW). Quando il barometro scende, i venti dominanti sono del I e III quadrante (da NE e da W-SW).

Lo studio commissionato dall'ENEL prosegue con una interessante indagine sulle emissioni delle prime 4 centrali di Piancastagnaio, dalle quali emergono le differenze non solo tra il serbatoio superiore (PC-2) e quello profondo, ma anche a livello dello stesso serbatoio geotermico. Nella Tabella 10.9 sono riportati i dati relativi alle emissioni totali dei principali contaminanti da parte delle suddette centrali.

Tabella 10.9.- Emissioni dei principali contaminanti dalle prime 4 centrali di Piancastagnaio (da ENEL, 1996). Per PC-2 sono date le condizioni estreme di esercizio: 60 e 110 t/h di fluido, rispettivamente, *senza* e *con* assorbimento di calore da parte delle serre di Casa del Corto.

Sostanza	Emissione	Centrale geotermoelettrica				
		Bellavista	PC-3	PC-4	PC-2 Assorbimento di calore	
					Nulla	Max
H <sub>2</sub> S	kg/h	185	107	145	95	136
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	kg/h	0,6	1,5	0,9	2	0,2
Hg	g/h	36	65	35	39	124
As	g/h	2	5	6	<1,5	—
Sb	g/h	<0,6	<0,7	<0,9	<0,8	—

Per PC-2 la condizione di esercizio senza assorbimento di calore porta ad un minor consumo di fluido geotermico ed a proporzionalmente minori emissioni delle sostanze meno affini alla fase acquosa (come H<sub>2</sub>S e Hg). L'uso con assorbimento di calore comporta che il sistema, anziché operare a scarico libero, debba recuperare parte del vapore con un condensatore, provocando in questo modo un abbattimento delle specie più idrofile (es. H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>) che, dopo aver ceduto parte del calore, verranno convogliate ai pozzi di reiniezione. Pur diverse tra di loro, le sorgenti di contaminazione rimangono in un ambito abbastanza ben raggruppato, differenziandosi per non più di un fattore 2-3.

La centrale PC-2, quando lavora in assenza di assorbimento di calore da parte delle serre per la floricoltura e con bassa potenza elettrica (meno di 3 MW), ha flussi di fluido in ingresso di circa 60 t/h che escono per la quasi totalità dal camino (dal condensatore ne passa solo poco più del 2%), essendo la composizione (massa/massa) ~60% di vapore e ~40% gas. Quando lavora in assenza di assorbimento di calore con circa 7 MW di potenza il flusso di fluido in arrivo è di circa 110 t/h, sempre 60% vapore e 40% gas, le uscite dal camino e dal condensatore cambiano d'importanza relativa, essendo il primo responsabile del 60% delle emissioni ed il secondo del 40. In questa centrale (a scarico libero), lo scarico in atmosfera avviene essenzialmente dal camino (Figura 10.9).

Diverso è il funzionamento delle centrali di tipo unificato da 20 MW (Figura 10.10).

Queste centrali hanno flussi in ingresso dell'ordine delle 150 t/h di flui-

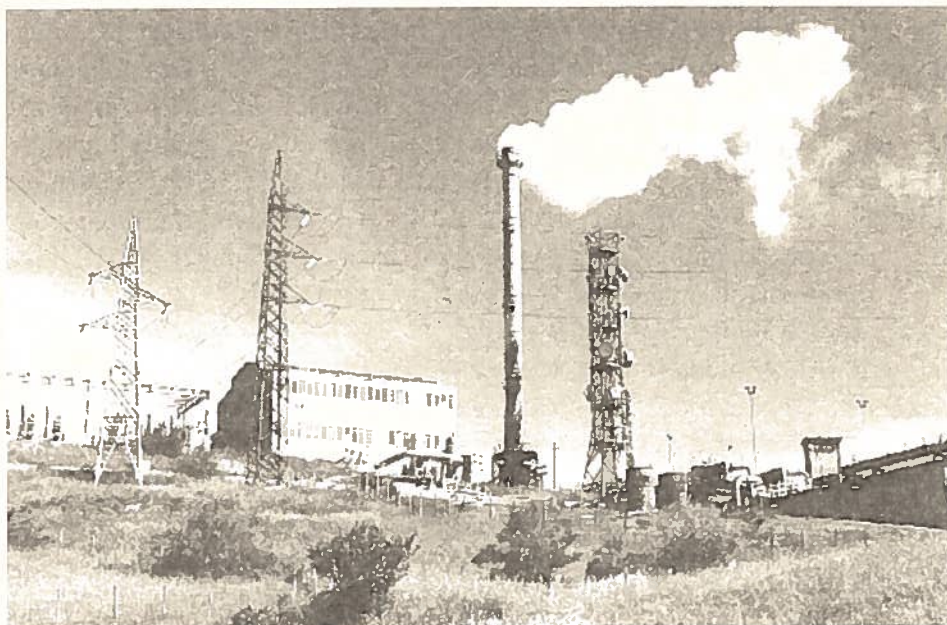


Figura 10.9.- La centrale PC-2.

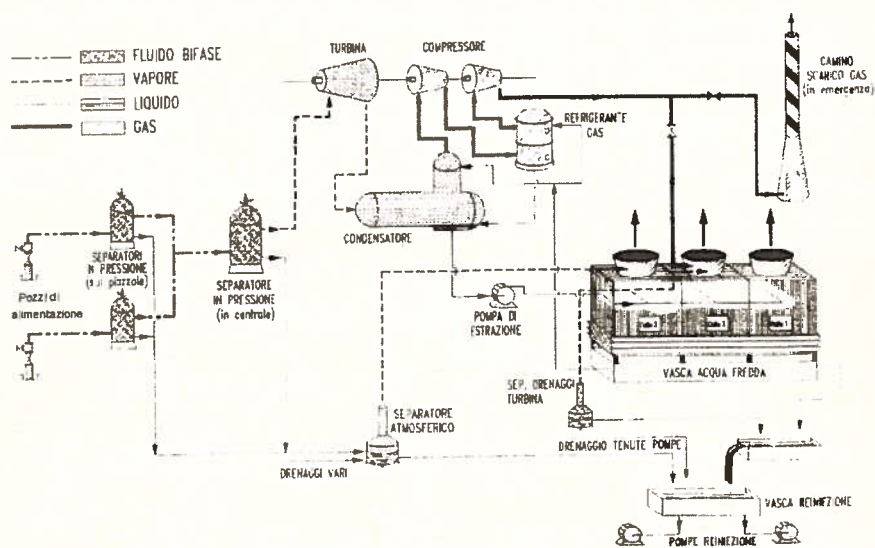


Figura 10.10.- Schema di centrale di tipo unificato da 20 MW (ENEL, 1996).

do, che ha una composizione diversa da quello in arrivo sulla PC-2, essendo di origine più profonda. All'unità PC-4 è stata rilevata componente di vapore pari al 95% (in massa) del totale, mentre i gas sono solo il 5% (ENEL, 1996). A Bellavista il vapore pesava per il 91%, mentre i gas ammontavano complessivamente al 9%. Alla centrale PC-3 la componente gassosa arrivava a superare il 15%. Lo scarico del compressore e della torre di raffreddamento sono i punti più ricchi di composti che tendono a ripartirsi nella fase gassosa ( $H_2S$ , Hg). La quota di  $H_2S$  che viene avviata ai pozzi di reiniezione è inferiore al 5%. La principale sorgente di  $H_2S$  consiste nella frazione incondensabile che sfugge dal condensatore e viene scaricata, tramite il compressore, nella torre di raffreddamento. Anche il mercurio, l'arsenico e l'antimonio seguono lo stesso percorso, essendo presenti nel fluido in forme che tendono a ripartirsi in fase gassosa. Una parte dell'acido borico riesce a raggiungere l'aria, specie a livello del separatore a pressione atmosferica dove la temperatura di lavoro è di  $\sim 98^\circ C$ , nonostante che a questa temperatura l'acido borico si ripartisca preferenzialmente nella fase liquida (Glover, 1988). Al fine di avere una immagine più completa che possa aiutare a caratterizzare i due fluidi, superficiale e profondo, del campo geotermico amiatino può essere utile dare i valori di dettaglio delle analisi sulle componenti gassose e condensate del fluido grezzo in ingresso alla turbina alle centrali di Bellavista, PC-3 e PC-4 (alimentate dal campo di profondità) ed alla PC-2 (alimentata dal campo superiore; Tabelle 10.10-3).

Tabella 10.10.- Componenti principali del fluido in ingresso alla turbina della centrale di Bellavista. Alla condensa, il rapporto gas/vapore (peso/peso) nel fluido in arrivo è pari a 0,09 (ovvero 9% in peso è gas ed il 91% è vapore; ENEL, 1996). Concentrazione di As nel gas secco: 0,05-0,5  $mg/Nm^3$ .

<i>Caratteristiche del condensato</i>					
Concentrazione, mg/L					
pH	$H_2S$	$H_3BO_3$	Hg	As	Sb
6,4-7,6	130-360	720	0,035	0,05-0,35	0,02-0,05

<i>Caratteristiche del gas secco, % vol/vol (salvo il mercurio espresso in <math>mg/Nm^3</math>)</i>						
Hg, $mg/Nm^3$	$CO_2$	$CH_4$	$H_2S$	$H_2$	$N_2$	$O_2+Ar$
2,1-6,8	94	2,4	1,9-2,2	1	0,3-0,5	0,03-0,13
<i>Caratteristiche del gas secco, % massa/massa</i>						
Massa molare media:	$CO_2$	$CH_4$	$H_2S$	$H_2$	$N_2$	$O_2+Ar$
42,6 g/mol	97	0,9	1,5-1,8	0,05	0,2-0,3	0,02-0,10



L'oscillazione del pH mostra come, nel vapore in arrivo alla stessa centrale, esistano variazioni di composizione. L'anidride carbonica è la specie dominante nella componente gassosa seguita, a distanza da metano ed acido solfidrico.

Tabella 10.11.- Componenti principali del fluido in ingresso alla turbina della centrale PC-3. Alla condensa, il rapporto gas/vapore (peso/peso) nel fluido in arrivo è pari a 0,16. Da ENEL (1996), con modifiche.

<i>Caratteristiche del condensato</i>						
Concentrazione, mg/L						
pH	H <sub>2</sub> S	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	Hg	As	Sb	
8,4	390	200	0,25	0,17	0,11	

<i>Caratteristiche del gas secco, % vol/vol (salvo il mercurio espresso in mg/Nm<sup>3</sup>)</i>						
Hg, mg/Nm <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
3,5-8,5	96,5	1,95	0,87	0,37	0,31	0,01
Massa molare media: 43,17 g/mol	<i>Caratteristiche del gas secco, % massa/massa</i>					
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
	98,4	0,72	0,69	0,02	0,20	0,01

Qui i valori appaiono più costanti che nel caso precedente, probabilmente perché si riferiscono alla stessa data di campionamento (ENEL, 1996).

Tabella 10.12.- Componenti principali del fluido in ingresso alla turbina della centrale PC-4. Alla condensa, il rapporto gas/vapore (peso/peso) nel fluido in arrivo è pari a 0,05. Da ENEL (1996), con modifiche.

<i>Caratteristiche del condensato</i>						
Concentrazione, mg/L						
pH	H <sub>2</sub> S	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	Hg	As	Sb	
6,7-7,4	525	200	0,03-0,06	0,25-0,32	0,002-0,009	

<i>Caratteristiche del gas secco, % vol/vol (salvo il mercurio espresso in mg/Nm<sup>3</sup>)</i>						
Hg, mg/Nm <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
4,6-10,2	94	1,5	2,5	1,2	0,2-1,2	0,01-0,25
Massa molare media: 42,6 g/mol	<i>Caratteristiche del gas secco, % massa/massa</i>					
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
	97	0,6	2,0	0,06	0,1-0,8	0,01-0,19



Gli intervalli di variazione, quando riportati in tabella, indicano l'escursione delle misure sperimentali che, nel caso di cui alla tabella che precede, si riferiscono a campionamenti effettuati in tre giorni distinti, nell'arco di circa 2 settimane (18-30 ottobre 1995).

Tabella 10.13.- Componenti principali del fluido in ingresso alla turbina della centrale PC-2 (ENEL, 1996). Alla condensa, il rapporto gas/vapore (peso/peso) nel fluido in arrivo è pari a 0,4 (il 40% in peso è gas). Da ENEL (1996), con modifiche. Concentrazione di As nel gas secco: <0,04-0,14 mg/Nm<sup>3</sup>20; Sb20nel gas secco: <0,04-0,05 mg/Nm<sup>3</sup>20.

A : FUNZIONAMENTO SENZA ASSORBIMENTO DI CALORE

<i>Caratteristiche del condensato</i>						
Concentrazione, mg/L						
pH	H <sub>2</sub> S	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	Hg	As	Sb	
6,55	22	226	0,052	0,01-0,08	0,02-0,05	

<i>Caratteristiche del gas secco, % vol/vol (salvo il mercurio espresso in mg/Nm<sup>3</sup>)</i>						
Hg, mg/Nm <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
2,8-6,8	95	3,0	0,48	0,4	1,3	0,02
<i>Caratteristiche del gas secco, % massa/massa</i>						
Massa molare media: 42,7 g/mol	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
	97,5	1,1	0,38	0,02	0,85	0,015

B : FUNZIONAMENTO CON ASSORBIMENTO DI CALORE

<i>Caratteristiche del condensato</i>						
Concentrazione, mg/L						
pH	H <sub>2</sub> S	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	Hg			
6,62	31	577	0,07			

<i>Caratteristiche del gas secco, % vol/vol (salvo il mercurio espresso in mg/Nm<sup>3</sup>)</i>						
Hg, mg/Nm <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
2,4-9,7	95	3,4	0,46	0,34	1,2	0,02
<i>Caratteristiche del gas secco, % massa/massa</i>						
Massa molare media: 42,7 g/mol	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> +Ar
	97,5	1,3	0,37	0,02	0,8	0,015

Il fluido del serbatoio superiore (tabella precedente) presenta valori di azoto, ossigeno ed argon più elevati di quelli del serbatoio profondo. Anche nel serbatoio superiore nella componente gassosa, l'anidride carbonica è il componente principale, seguita dal metano ( $\text{CH}_4$ ) e dall'idrogeno solforato.

Mentre il condensato viene avviato alla reiniezione, senza produrre particolari problemi di contaminazione, i gas che arrivano alle torri di raffreddamento dal compressore della turbina, si mescolano al vapore che arriva dal separatore atmosferico e da quello dei drenaggi della turbina e vengono rilasciati in aria. Il collegamento diretto turbina-camino è in funzione solo alla PC-2 in assenza di assorbimento di calore per altri usi o, nelle centrali di tipo unificato, solo per i casi di emergenza (Figura 10.10).

Per quanto riguarda il *drift*, ovvero quella parte di liquido trascinato in aria a livello delle torri di raffreddamento, negli impianti di recente costruzione viene richiesto di contenere il *drift* entro lo 0,002% del totale in circolazione. Ad esempio, con  $6000 \text{ m}^3/\text{h}$  nel circuito di raffreddamento in torre, si ha un trascinamento di  $12 \text{ L/h}$ , dei quali la maggior parte ricade all'interno dei piazzali della centrale da dove, quando piove, raggiunge la canalizzazione che porta ai circuiti della reiniezione.

### ***Geotermia ed alternative: alcuni confronti***

Se la reiniezione, in linea di principio, può risolvere i problemi delle emissioni in acqua, rimangono i gas che vengono rilasciati in atmosfera. L'idrogeno solforato è la componente che ha attratto maggiore attenzione, per il suo sgradevole odore anche a basse concentrazioni, tanto che negli USA la rimozione è divenuta obbligatoria: la norma in vigore nello stato della California stabilisce una concentrazione massima di 30 ppb. L'anidride carbonica ed il metano sono importanti come *gas di serra*, ovvero come componenti che possono contribuire ad un anomalo riscaldamento del pianeta conosciuto come *effetto serra* che, nonostante fosse già stato preconizzato verso la fine del secolo scorso da Arrhenius (1896), solo negli anni '90 ha ricevuto l'attenzione che merita (Rodhe *et al.*, 1997). L'uso di combustibili fossili (fonte di energia non rinnovabile) per i diversi impieghi (mezzi di locomozione, riscaldamento di ambienti e di acqua, produzione di elettricità) ha prodotto, su scala globale, modificazioni del ciclo del carbonio che hanno portato ad un progressivo

innalzamento dei livelli di CO<sub>2</sub>, che potranno portare a variazioni climatiche la cui portata è ancora oggi ignota (Helmann, 1997). Diviene interessante, pertanto, osservare la differenza di emissione di anidride carbonica tra le centrali geotermiche e quelle a gas o a carbone delle Nuova Zelanda (Tabella 10.14).

Tabella 10.14.- Emissioni di CO<sub>2</sub> nelle centrali elettriche neozelandesi (Thain, 1992).

Centrale	Tipo	CO <sub>2</sub> , g/kWh
Wairakei	Geotermica	70
Ohaaki	Geotermica	260
New Plymouth	Gas Naturale	580
Huntly	Carbone	950

Più in generale, si possono osservare le emissioni di CO<sub>2</sub> e di zolfo per diversi tipi di centrale, nel mondo (Tabella 10.15; Armannsson e Kristmannsdóttir, 1992).

Tabella 10.15.- Emissioni di anidride carbonica e di zolfo in diversi tipi di centrali elettriche (da Armannsson e Kristmannsdóttir, 1992).

Tipo di centrale		CO <sub>2</sub> , g/kWh	S, g/kWh
Combustibile	Carbone	1000	11
	Olio	850	11
	Gas	550	0,005
Geotermica	Vapore	100-400	6-7*
	<i>Hot dry rock</i>	11	0
Solare	Fotovoltaica	0	0
Idroelettrica		0	0
Nucleare		<1	0

\* Larderello e centrali amiatine. Valori leggermente inferiori si hanno in altri sistemi geotermici: Cerro Prieto (1984): 4,5; The Geysers (1974), senza trattamento: 2,3; con trattamento (1984): 0,2; Wairakei (1975): 0,5 g di S/kWh (Weres, 1988).

I metodi di abbattimento dell'idrogeno solforato possono essere estremamente efficaci, sino a ridurre le emissioni di oltre il 95%. In questo caso e nel caso di fluidi a basso tenore di zolfo, la geotermia presenta emissioni di zolfo notevolmente più contenute dei sistemi a carbone o ad olio combustibile, seppure superiori a quelle delle centrali a gas.

Per quanto riguarda l'anidride carbonica, le emissioni della geotermia, sia naturali che artificiali, non sono che una componente minore, almeno su scala globale. A titolo di esempio si possono prendere i dati dell'Islanda, riferiti al 1989 (Tabella 10.16). Per le emissioni di anidride carbonica, la geotermia in Islanda non rappresenta una fonte importante. In Italia, dove la produzione annua *pro-capite* di CO<sub>2</sub> è praticamente uguale a quella dell'Islanda (6,96 contro 7,00 t/abitante; World Resources Institute, 1994), le emissioni di CO<sub>2</sub> complessive dovute alla produzione di elettricità con la geotermia sono superiori a quelli islandesi. Tuttavia i fluidi sono, come nel caso di Larderello, competitivi con quelli tradizionali in materia di emissione di anidride carbonica.

Tabella 10.16.- Emissioni di CO<sub>2</sub> in Islanda dalla diverse fonti (anno 1989; Armannsson e Kristmannsdóttir, 1992).

Fonte	Tipo di attività		CO <sub>2</sub> , t/a	CO <sub>2</sub> , %
Combustibili fossili	Produzione	Cemento	127.233	4,6
		Alluminio	174.900	6,4
		Ferro	281.600	10,2
		Altre	250.433	9,1
		<b>Totale</b>	<b>834.166</b>	<b>30,3</b>
	Trasporti	Navigazione	784.667	28,5
		Su gomma	545.233	19,8
		Aviazione	214.133	7,8
		<b>Totale</b>	<b>1.544.033</b>	<b>56,1</b>
	Usi domestici ed altro	Riscaldamento	77.000	2,8
		Centrali elettriche	3.667	0,1
		Altri impieghi	145.200	5,3
		<b>Totale</b>	<b>225.867</b>	<b>8,2</b>
	<b>Totale</b>		<b>2.604.065</b>	<b>94,6</b>
Geotermia	Emissioni naturali		93.790	3,4
	Produzione	Sale, diatomite	4.100	0,2
	Usi domestici ed altro	Energia	49.707	1,8
	<b>Totale</b>		<b>147.597</b>	<b>5,4</b>
<b>TOTALE</b>			<b>2.751.662</b>	<b>100,0</b>

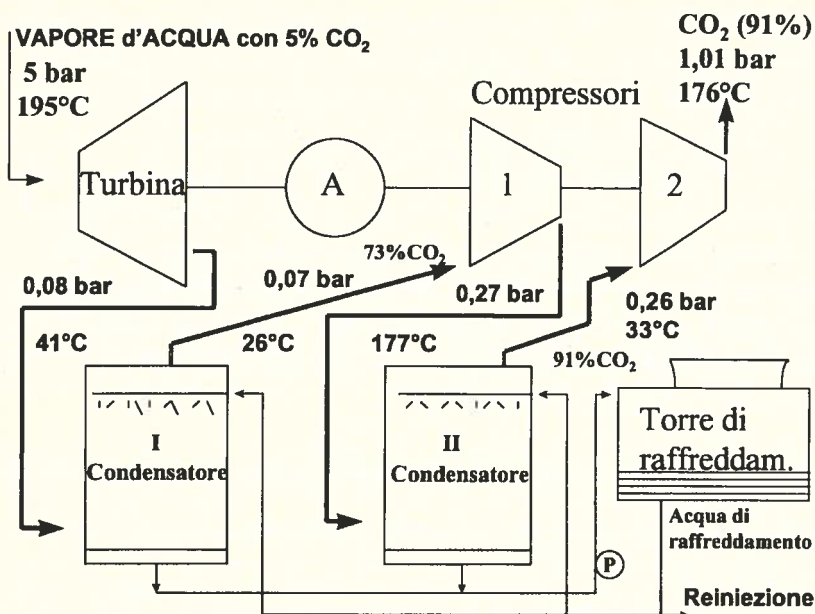


Figura 10.11.- Schema di unità da 60 MW installata a Larderello (da Bettagli e Biddini, 1996). A= alternatore; 1 e 2: compressori. Si noti che in ingresso vi è il vapore d'acqua con una piccola componente di anidride carbonica, mentre in uscita questa supera il 90% della miscela, per il rimanente costituita prevalentemente da vapore d'acqua.

Pertanto, dal punto di vista di tali emissioni, la geotermia non rappresenta un problema ambientale rilevante (Tabella 10.17). I casi anomali, come quello del campo superficiale dell'Amiata che alimenta la vecchia centrale PC-2, non fanno testo su base nazionale ed appartengono ormai al passato.

Tabella 10.17.- Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia, al 1991. (WRI,1994).

Processo	Velocità di emissione, t/a	%
Combustione di solidi	50.527.000	12,58
Combustione di liquidi	234.478.000	58,37
Combustione di gas	97.576.000	24,29
Manifattura cemento	19.931.000	4,96
Produzione di elettricità con la geotermia*	1.000.000	0,25

\*Sulla base di una produzione effettiva di energia elettrica di 3 TWh, con una emissione di 333g di CO<sub>2</sub> per ogni kWh.



Uno schema di funzionamento di una centrale da 60 MW del tipo di quelle in servizio a Larderello è riportato nella Figura 10.11.

Lo schema è tratto dal lavoro di Bettagli e Bidini (1996) che aveva per obiettivo una complessa analisi delle variazioni di *exergia* (ovvero di quella parte di energia termica effettivamente trasformabile in altre forme di energia) allo scopo di dimostrare come le perdite di rendimento delle centrali geotermoelettriche siano collocate non tanto a livello dei vapor-dotti, quanto sulle centrali e, particolarmente, in corrispondenza della turbina, del primo condensatore e della torre di raffreddamento. Nel medesimo lavoro si danno una serie di caratteristiche termodinamiche del vapore e della  $\text{CO}_2$ , che sono, in parte, impiegate nella figura che precede allo scopo di rendere più accessibile il reale funzionamento di queste macchine anche ai non esperti del settore. In presenza di vapore surriscaldato non necessita, come già ricordato sopra, il separatore essendo la materia prima, il vapore, già separato dalla componente liquida (il *flash* è avvenuto nel serbatoio o nel percorso di risalita del fluido). In realtà, un separatore viene installato ugualmente, allo scopo di separare le particelle solide eventualmente trascinate dal vapore; inoltre vi sono, a Larderello, dei sistemi di lavaggio del vapore, a monte della turbina, per prevenire i fenomeni di corrosione. I medesimi sistemi di lavaggio del vapore, in origine, servivano per recuperare l'acido borico. Sulla turbina arriva vapore con una minore componente di  $\text{CO}_2$ , mentre in uscita, come nelle centrali a combustibile, esce in prevalenza  $\text{CO}_2$ . La depressione a livello del I condensatore (meno di 1/10 di quella atmosferica) ha lo scopo di ottimizzare il rendimento. Per effetto della condensazione, si produce una miscela di vapor d'acqua saturo di  $\text{CO}_2$  (oltre il 70%) che esce dall'alto del I condensatore, richiamata dal compressore 1, mentre una prima parte di vapore condensato esce dal basso e viene avviato alla torre di raffreddamento. Il compressore 1 avvia la miscela al II condensatore, regolato ad una pressione più alta del I dove i gas incondensabili vengono estratti dal compressore 2, prima del loro rilascio in atmosfera. Il flusso di vapore in ingresso alla centrale da 60 MW è, tipicamente, 400 t/h di vapore a 5 bar, 195°C, con 5% di  $\text{CO}_2$  (frazione molare 0,05) a cui corrispondono, in uscita 22 t/h di miscela  $\text{CO}_2$ -vapor d'acqua, composta da 20 t di anidride carbonica e 2 t di acqua in fase di vapore. Questo significa che per ogni 1 MW<sub>e</sub> in queste condizioni occorrono 6,7 t/h di vapore e si producono 0,333 t/h di anidride carbonica. In pratica 1 kWh di energia

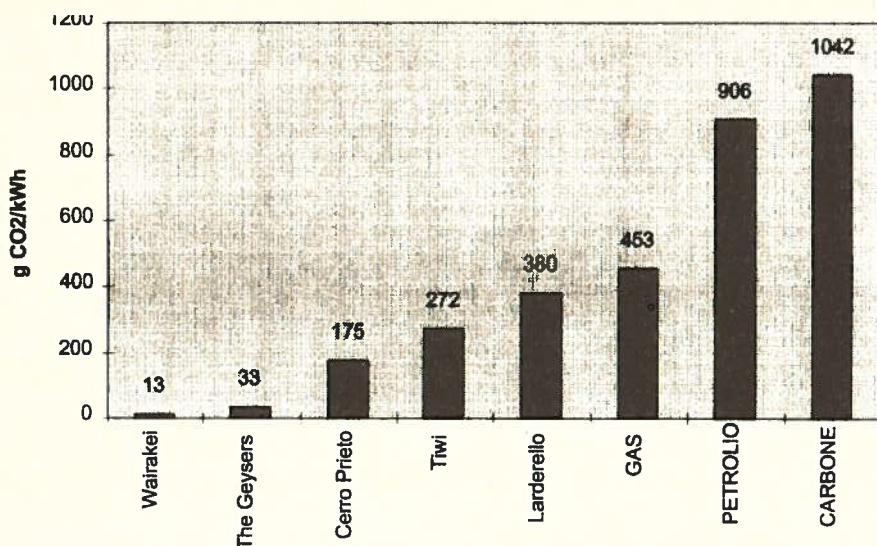
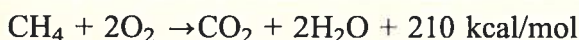


Figura 10.12. - Emissioni di anidride carbonica dalle centrali geotermoelettriche e da quelle a combustibili fossili (Barbier e Santoprete, 1993; Barbier, 1994; con modifiche).

elettrica viene prodotto con 6,7 kg di vapore e scarica in aria 333 g di CO<sub>2</sub>. Centrali di questo tipo, dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub>, hanno minore impatto sull'ambiente di quelle a combustibile. Se prendiamo una centrale a gas naturale (in prevalenza metano) con contenuto energetico 13.000 kcal/kg ed assumiamo un rendimento netto del sistema pari al 39%, siccome 1 kWh corrisponde a 859,8 kcal, occorrerà una massa di gas in grado di sviluppare 2200 kcal. Questa corrisponde a circa 170 g di metano. Quando il metano brucia in presenza di ossigeno in eccesso si ha la reazione (Baum e Scaife, 1975):



che, partendo da 10,5 mol di metano sviluppa 10,5 mol, ovvero 462 g, di CO<sub>2</sub>. Nel caso di omologhi con numero di atomi di carbonio maggiore (C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>), più è lunga la catena dell'alcane, maggiore è l'energia che si sviluppa. In prima approssimazione per ogni atomo di carbonio in più si aggiungono 150 kcal di energia alla molecola, il che aumenta la produzione di anidride carbonica per unità di massa di combustibile.

Larderello, per le emissioni di anidride carbonica, non rappresenta la condizione migliore per la geotermia, anzi a livello globale, le emissioni di CO<sub>2</sub> di Larderello sono tra le peggiori del mondo. Nonostante questo, rimangono fortemente al di sotto delle alternative con combustibili fossili.

li. Un quadro sintetico delle emissioni, rappresentativo della situazione mondiale attuale, è riportato nella Figura 10.12.

Se si considerano le emissioni di metano da parte degli impianti geotermoelettrici, occorre ricordare che, come "gas di serra", ha un potenziale di intrappolamento del calore terrestre pari a 25 volte quello dell'anidride carbonica ed è stimato contribuire per il 18% al riscaldamento globale, contro il 55% dell'anidride carbonica (Miller, 1994). Tuttavia, gli apporti della geotermia comparati con le altre sorgenti, naturali e derivanti dalle attività umane, ne fanno una componente trascurabile nei processi di riscaldamento della Terra. Le cose non vanno altrettanto bene se si prende in esame un altro composto presente nelle emissioni delle centrali geotermoelettriche: l'idrogeno solforato ( $H_2S$ ). Le velocità di rilascio, che variano da campo a campo, da pozzo a pozzo e, nello stesso pozzo, col tempo, sono comprese tra 0,5 e 7 g/kWh prodotta (Barbier e Santoprete, 1993). Nel caso peggiore, si mantengono comunque al di sotto di quelle degli impianti a petrolio o carbone, che sono dell'ordine di 10 g/kWh (Barbier, 1997a).

Inoltre l'idrogeno solforato, per il suo caratteristico odore, è percepibile anche a livello di tracce tossicologicamente insignificanti, ma sempre in grado di arrecare disturbo alle popolazioni esposte e generare contenziosi: non a caso l'esigenza di una normativa per il contenimento delle emissioni di  $H_2S$  in aria nasceva a The Geysers, dove l'emissione di questo gas era dell'ordine di 2 g/kWh prodotta, prima dell'adozione dei sistemi di abbattimento (Pasqualetti, 1980).

Vi sono poi una serie di componenti minori per quantità, ma non per importanza come l'acido borico, composti di arsenico ed antimonio, il mercurio ed il radon che, per la loro attività biologica, possono produrre fenomeni di contaminazione ambientale qualora non si adottino adeguate precauzioni. Come si vedrà nelle pagine che seguono, gli impianti attuali offrono garanzie molto superiori a quelle delle installazioni più datate.

### ***Modelli di trasporto e dispersione***

I modelli, specie quando non sono eccessivamente complessi, possono essere un valido strumento per la descrizione, l'interpretazione e la previsione degli eventi e nella formulazione di valutazioni relative al destino di un contaminante, dopo il suo rilascio nell'ambiente. Nei modelli di tra-

sporto e dispersione in aria sono richiesti, come dati in ingresso minimali, dati meteorologici e velocità di immissione della sostanza in esame. Di questa occorre, in ogni caso, avere un quadro generale delle proprietà fisico-chimiche. Inoltre, dati addizionali relativi alla conformazione del suolo ed alla orografia possono essere importanti. Ovviamente i modelli che tentano di valutare il comportamento di una sostanza a livello dell'intero pianeta saranno più complessi di quelli che si prefiggono di simulare il comportamento di una sostanza in prossimità della sorgente. I cosiddetti "box models" (van de Meent *et al.*, 1995), sono tra i più semplici: in questi si assume che il contaminante sia distribuito in maniera omogenea all'interno del comparto, secondo l'approccio idraulico del reattore continuamente rimescolato (Mackay, 1991). Anche questi possono divenire complessi quando, anziché condizioni di equilibrio o, almeno, di stato stazionario, si hanno condizioni di non equilibrio, variabili nel tempo. Essendo però i modelli, per definizione, "falsi" e comunque "falsificabili" (nel senso che sono una rappresentazione della realtà parziale e, sicuramente, migliorabile), la difficoltà nel loro uso consiste nel trovare un buon equilibrio tra complessità e accuratezza. Questo è possibile solo se si ha chiaro lo scopo del modello. Nel caso che questo consista nel simulare la dispersione atmosferica di un gas emesso da una ciminiera, vi sono due diversi approcci numerici possibili:

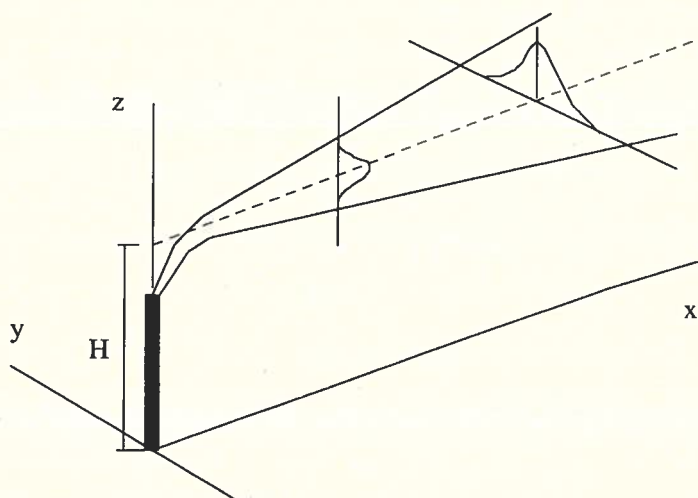


Figura 10.13.- Distribuzioni orizzontale e verticale di un contaminante secondo il modello *Gaussian plume*.



- Euleriano;
- Lagrangiano.

Con il primo il sistema di riferimento è fisso e le concentrazioni o le deposizioni sono calcolate per i diversi siti, collocati su una griglia a maglie regolari. Con il secondo si simulano i processi che avvengono in una particella di volume d'aria, man mano che questa si muove. I modelli lagrangiani sono o del tipo *source-oriented* o del tipo *receptor-oriented* (van de Meent *et al.*, 1995), a seconda che la parcella d'aria parta da una sorgente di contaminazione (primo tipo) o transiti sopra la sorgente, caricandosi dei contaminanti (*receptor-oriented*), prima di iniziare il percorso che si intende simulare. Nel tipo *source-oriented* la parcella d'aria alla sorgente viene detta anche "puff".

Un modello lagrangiano classico è il *Gaussian plume model*, con il quale si può simulare la dispersione a breve-media distanza (massimo 30 km) da una sorgente. Se si assume che la turbolenza dell'aria sia un processo casuale, la concentrazione media di una sostanza rilasciata da una sorgente puntiforme presenterà una *distribuzione normale* (nel senso della curva di Gauss) sulle due dimensioni che individuano il piano perpendicolare alla direzione del vento (Figura 10.13).

La concentrazione della specie contaminante in un determinato punto a valle della sorgente  $C_{x,y,z}$  sarà:

$$C_{x,y,z} = Q / (\pi u \sigma_y \sigma_z) \exp(-1/2 \cdot y^2 / \sigma_y^2) \exp[-1/2 \cdot (z-H)^2 / \sigma_z^2]$$

dove

$Q$  = velocità di immissione (kg/s)

$u$  = velocità del vento (m/s)

$H$  = altezza effettiva della sorgente (ciminiera + pennacchio, m)

$\sigma_y$  = coefficiente di dispersione orizzontale (m)

$\sigma_z$  = coefficiente di dispersione verticale (m)

Il valore dei coefficienti  $\sigma_y$  e  $\sigma_z$  varia in funzione della distanza (o del tempo di viaggio, *travel time*) e della stabilità atmosferica. L'approccio corrente nel correlare questi coefficienti alle variabili meteorologiche è quello che si basa sulle classi di stabilità di Pasquill (Tabella 10.18).



Tabella 10.18.- Categorie di stabilità proposte da Pasquill (da Vismara, 1992; con modifiche). Velocità v. = velocità del vento, m/s, a 10 m di elevazione dal piano di campagna.

Giorno				Notte	
Insolazione*				Nuvolosità	
Velocità v.	Forte	Moderata	Debole	Velato o $\geq 4/8$	$\leq 3/8$
<2	A	A-B	B	F	G
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

\*Forte  $\rightarrow$  altezza del sole  $> 60^\circ$  sull'orizzonte; moderata  $\rightarrow$  altezza del sole  $60-35^\circ$ ; debole  $\rightarrow$  altezza del sole  $35-15^\circ$ . Di giorno con cielo coperto: stabilità D, indipendentemente dalla velocità del vento.

Ad ogni categoria è associata una classe di stabilità atmosferica:

- $\Rightarrow$  A: alta instabilità
- $\Rightarrow$  B: moderata instabilità
- $\Rightarrow$  C: leggera instabilità
- $\Rightarrow$  D: condizioni neutre
- $\Rightarrow$  E: leggera stabilità
- $\Rightarrow$  F: moderata stabilità
- $\Rightarrow$  G: alta stabilità

Con le classi (o categorie) di stabilità di Pasquill si ricavano, quindi, i coefficienti di dispersione mediante le relazioni, empiriche, sviluppate da Gifford (1961). I coefficienti di dispersione sono reperibili sia in forma numerica che grafica e le correlazioni vengono chiamate *curve di Pasquill-Gifford*. Un esempio è presentato nella Figura 10.14.

Le variabili meteoclimatiche giuocano un ruolo fondamentale nella dispersione dei contaminanti rilasciati in aria: la velocità del vento determina l'innalzamento del pennacchio e la sua diluizione iniziale, la stabilità atmosferica determina l'allargamento del pennacchio, la pioggia può dare luogo all'abbattimento dei contaminanti al suolo (*washout*). Serie storiche di dati possono permettere di caratterizzare i diversi siti sulla base dei "tipi di tempo" di riferimento, come quelli introdotti da Borghi e Giuliacci (Giuliacci, 1985; Figura 10.15).

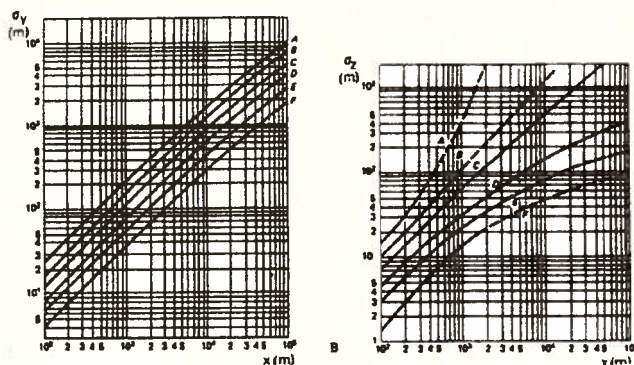


Figura 10.14.- Coefficienti di dispersione orizzontale ( $\sigma_y$ ) e verticale ( $\sigma_z$ ), in funzione della distanza sottovento ( $x$ , in metri) e della categoria di stabilità di Pasquill. Da Vismara (1992).

La frequenza con cui ciascun tipo di tempo si presenta in un dato sito rappresenta il punto di partenza per lo sviluppo di modelli di previsione della dispersione di sostanze aerotrasportate. Quando vi è un'ampia area di pressione alta e livellata, localizzata nel Mediterraneo nord-occidentale, come accade in estate quando "si piazza" l'anticiclone delle Azzorre (tempo 5), le circolazioni a regime di brezza dominano e rendono più difficile la dispersione dei contaminanti. Rege e Tock (1996) hanno provato a modificare, con un approccio sempre empirico, il modello di Pasquill-Gifford per il calcolo dei coefficienti di dispersione, allo scopo di migliorare le previsioni della dispersione di acido solfidrico ed ammoniaca da una sorgente puntiforme (un camino). Queste risultavano in eccesso rispetto ai valori misurati a valle di un camino sperimentale. Per l'acido solfidrico, la ragione di ciò può ricercarsi nella sua elevata reattività ( $\text{H}_2\text{S} + 3/2\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2$ ). Il modello viene quindi aggiustato con un approccio valido solo per condizioni di stabilità neutre (classe D), con suolo pianeggiante e per una distanza non superiore a 30 m dalla sorgente.

Le assunzioni del modello gaussiano, in genere, ne limitano fortemente l'accuratezza e l'applicabilità. Infatti è necessario che le emissioni siano a velocità costante, che non vi siano fenomeni di deposizione o di trasformazione chimica importanti e, soprattutto, che vi sia un vento superiore ad 1 m/s e che il terreno sia piano.

Nel tempo, sono state proposte diverse integrazioni al modello originale che hanno portato a nuovi approcci, come l'*operational model for priority substances*, OPS, introdotto in Olanda qualche anno fa (van Jaarsveld, 1990),

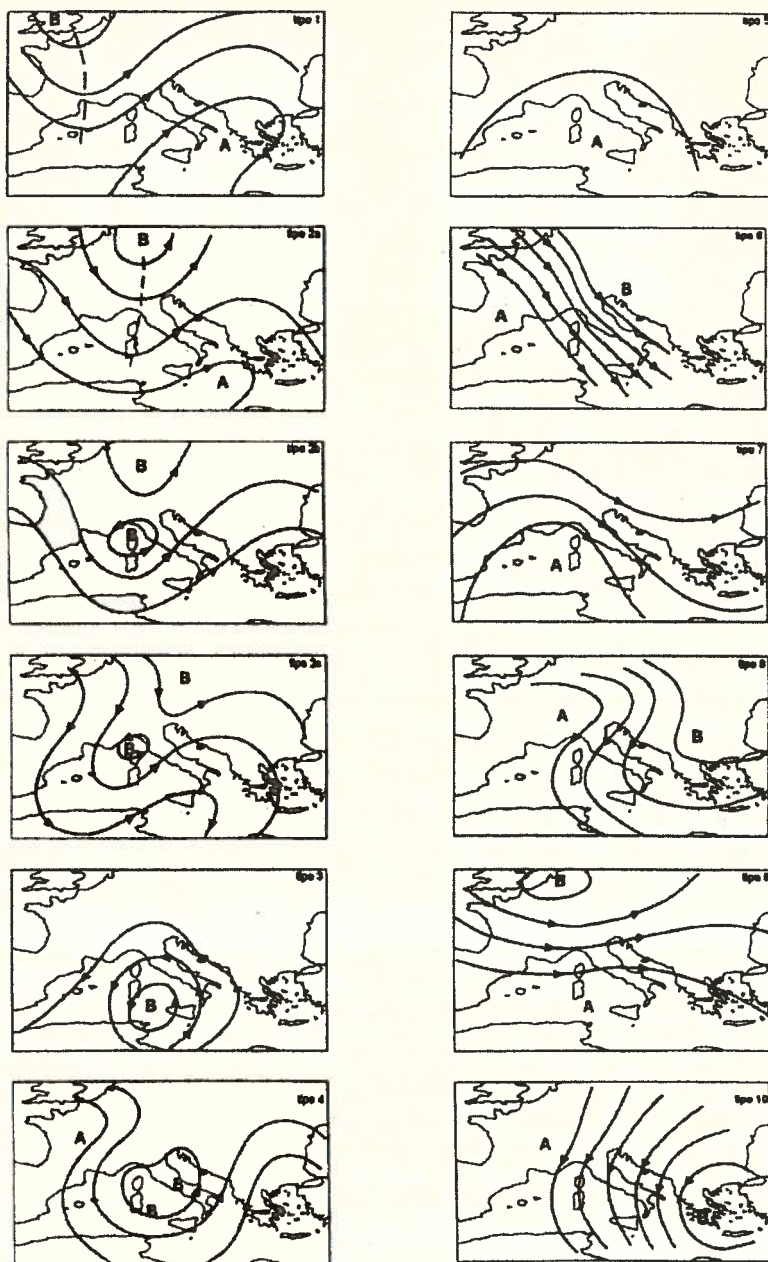


Figura 10.15.- Tipi di tempo secondo Borghi e Giuliacci in funzione della dislocazione reciproca e della conformazione delle aree di alta (A) e bassa (B) pressione (da ENEL, 1996).

quando le liste di priorità (*priority lists*) dei contaminanti ambientali andavano ancora per la maggiore. Il modello è molto versatile e può operare sia su scala locale (es. poche centinaia di metri dalla sorgente) che su scala continentale.

Un esempio di approccio euleriano è il pacchetto Industrial Source Complex Dispersion Models (ISC), giunto alla terza versione, adottato dalla Environmental Protection Agency statunitense (US-EPA, 1995) che prevede l'applicazione a sorgenti singole o multiple, di tipo puntiforme, di tipo areale, di tipo volumetrico e di tipo "buca" (come nel caso di miniere a cielo aperto). Le aree di applicazione dovrebbero essere pianeggianti o leggermente ondulate, con l'inclusione eventuale di centri abitati. Nel caso di orografie complesse, come all'Amiata, il modello non è in grado di fornire valori sufficientemente accurati ed è applicabile solo come strumento di prima analisi o per operazioni di *screening*.

In fatto di modelli di dispersione atmosferica, le cose si complicano quando si cerca di applicarli a zone dove ad una notevole variabilità meteorologica si aggiunge la complessità della topografia (Dejak *et al.*, 1996). Quest'ultima rappresenta un fattore di disturbo che rende non adatti i modelli sviluppati per aree pianeggianti. Salerno e Clerici (1995) hanno recentemente proposto, per le aree geotermiche della Toscana, approcci alternativi che prevedono l'elaborazione di un campo di venti sul quale innestare un modello di dispersione. Questo tiene conto sia delle proprietà fisico-chimiche dei gas emessi dalle sorgenti puntiformi presenti nell'area, sia della struttura della sorgente. Il problema da risolvere consisteva nel trovare un modello in grado di modulare la dispersione in modo da spiegare come, in certe condizioni meteorologiche, i contaminanti possano raggiungere bersagli anche notevolmente distanti dalla sorgente. Una volta calcolato il campo di venti, su questo possono essere applicati modelli di tipo euleriano o lagrangiano. I risultati di Salerno e Clerici (1995) per una sorgente di Piancastagnaio, ricavati con i due tipi di approccio, dove il modello lagrangiano era un *source-oriented (trajectory-puff model)* sono messi a confronto nella Figura 10.16.

Come si può osservare, mentre il modello gaussiano (Serie 1) dà un massimo di concentrazione a 400 m dalla sorgente intorno a i 30 ng/L, per poi scendere a livelli trascurabili già a 600 m di distanza, gli altri due approcci presentano uno scenario alquanto diverso. In particolare il modello Paladim (Serie 3) fornisce un massimo di 50 ng/L a 500 m, con un secondo picco intorno ai 20 ng/L ad 1 km. Il modello euleriano



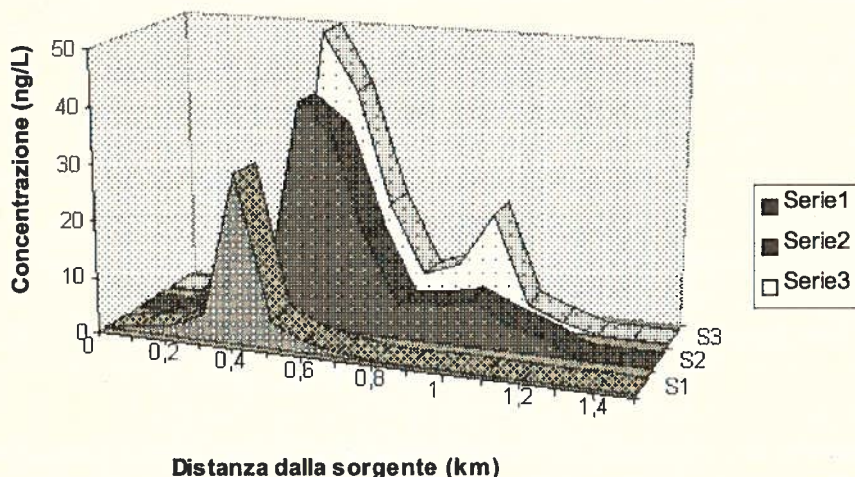


Figura 10.16.- Livelli al suolo, sotto vento, di un ipotetico gas emesso ad 1 g/s dalla sorgente di Piancastagnaio calcolati con tre diversi modelli (Salerno e Clerici, 1995). Serie 1: modello gaussiano; serie 2: modello a griglia; serie 3: modello Paladim.

(Serie 2) presenta un massimo assoluto leggermente inferiore ed una concentrazione ad 1 km dimezzata rispetto a quella del modello lagrangiano. Ulteriori affinamenti sono in corso per poter tenere di conto sia della densità di aerosol presenti nel pennacchio, sia del fattore *vapor d'acqua*, che può influenzare i fenomeni di trasporto in funzione dei processi di condensazione dell'acqua.

Un approccio in grado di produrre scenari che si avvicinano maggiormente alla realtà è quello del *Complex Terrain Dispersion Model Plus Algorithms for Unstable Situations*, CTDMPLUS, certificato dalla US-EPA per applicazioni in sistemi ad orografia complessa. Si tratta di un modello gaussiano-ibrido che è in grado di tenere conto delle deformazioni del pennacchio che si producono in presenza di elevazioni e depressioni del terreno, producendo gittate e livelli di concentrazione al suolo superiori a quelli che si hanno applicando i codici di calcolo più tradizionali. Tra i dati in ingresso è necessario includere una rappresentazione orografica in tre dimensioni dell'area che si intende studiare, la localizzazione dei recettori al suolo, i profili verticali della velocità e direzione del vento, oltre ad altre informazioni come l'altezza di rimescolamento dell'aria (in condizioni instabili) o dello strato stabile (in condizioni di stabilità).



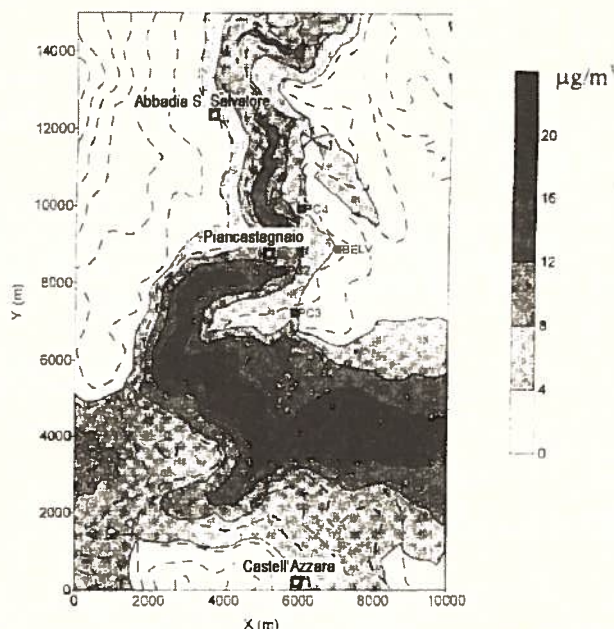


Figura 10.17.- Distribuzione delle concentrazioni medie annuali di  $H_2S$  al suolo nell'area Amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).

Il codice di calcolo CTDMPPLUS è stato applicato nell'area Amiatina dall'ENEL, su richiesta dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Toscana (ARPAT). Sono state prese in considerazione le centrali di Bellavista, PC-2, PC-3 e PC-4 di Piancastagnaio, con relativi flussi e modalità di emissione di  $H_2S$ , Hg, As e Sb (ENEL, 1997<sub>a</sub>) e si sono ricavate le concentrazioni medie annuali e mensili per gennaio e luglio nell'area di maggiore impatto, con relativi parametri di dispersione ed intervallo di variazione sulla base di una rete di 1728 recettori distribuita in un rettangolo di  $10 \times 15 \text{ km}^2$  (Tabella 10.19).

Per l'idrogeno solforato i valori medi, su base annuale e per i mesi di gennaio e luglio, prodotti dalla simulazione sono di poco superiori alla soglia olfattiva per l'uomo (circa  $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ) che appare superata in oltre la metà dell'area considerata ( $159 \text{ km}^2$ ). I valori massimi delle medie annuali e mensili risultano dell'ordine di  $10\text{-}40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Particolarmente interessante è osservare la distribuzione delle concentrazioni attese: i massimi delle medie annuali non si trovano in prossimità delle centrali, ma spostati verso SW di 2-5 km (Figura 10.17).

Le medie di gennaio e di luglio sono diverse per le differenti condizioni atmosferiche che caratterizzano i due periodi ed in gennaio i livelli attesi sono inferiori a quelli estivi. Lo spostamento delle aree di maggiore impatto si colloca verso S-SE in inverno, per riposizionarsi a SW ed a N in estate (Figure 10.18 e 10.19).

Tabella 10.19.- Simulazione delle concentrazioni al suolo medie annuali e mensili (gennaio e luglio) dei principali contaminanti aerodispersi nell'area amiatina sotto l'influenza delle centrali di Piancastagnaio. Modello CTDMPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).

	Annuale	H <sub>2</sub> S, µg/m <sup>3</sup>	
		Gennaio	Luglio
Valore medio	6,24	3,65	8,87
Deviazione standard	4,89	2,91	8,22
Minimo	0,02	0,00	0,03
Massimo	20,70	12,30	38,30

	Annuale	Hg, ng/m <sup>3</sup>	
		Gennaio	Luglio
Valore medio	2,66	1,65	3,57
Deviazione standard	2,10	1,34	3,03
Minimo	0,01	0,00	0,01
Massimo	8,90	5,95	12,20

	Annuale	As, ng/m <sup>3</sup>	
		Gennaio	Luglio
Valore medio	0,21	0,13	0,31
Deviazione standard	0,18	0,11	0,30
Minimo	0,00	0,00	0,00
Massimo	0,77	0,52	1,40

	Annuale	Sb, pg/m <sup>3</sup>	
		Gennaio	Luglio
Valore medio	34,32	21,79	48,79
Deviazione standard	26,93	16,79	44,13
Minimo	0,11	0,00	0,20
Massimo	113,00	71,80	211,00

Le aree in grigio sono tutte oltre la soglia olfattiva umana. I livelli massimi si mantengono sempre molto al di sotto di quelli di interesse tossicologico.

Mercurio, arsenico e antimonio presentano andamenti analoghi, sia per le medie annuali che per le medie mensili invernali ed estive. Le concentrazioni attese al suolo nelle aree di massima ricaduta sono dello stesso

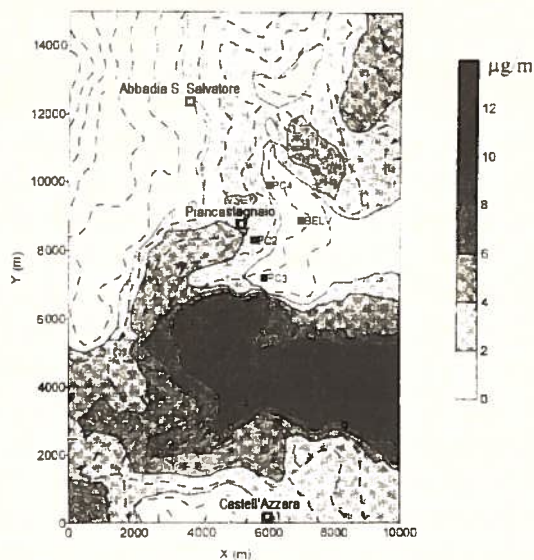


Figura 10.18.- Distribuzione delle concentrazioni medie mensili di gennaio per  $H_2S$  al suolo nell'area Amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).

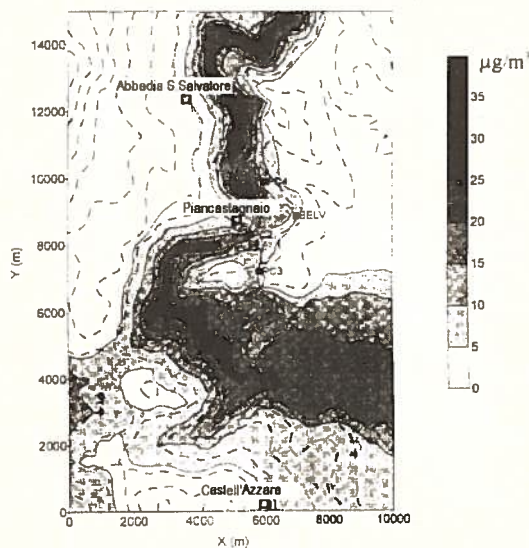


Figura 10.19.- Distribuzione delle concentrazioni medie mensili di luglio per  $H_2S$  al suolo nell'area Amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).

ordine di quelle del fondo naturale e non appaiono in grado di produrre alterazioni significative del ciclo di questi elementi (Figure 10.20, 21 e 22).

Il fatto che a flussi relativamente importanti corrispondano livelli di contaminazione ambientale molto modesti è dovuto alla natura delle sostanze in questione: l'idrogeno solforato è un gas, il mercurio è in fase di vapore (come  $Hg^0$ ) ed antimonio ed arsenico sono prevalentemente sotto forma di idruri volatili. D'altra parte è la caratteristica a passare in aria che ne provoca la ripartizione nella componente dei gas incondensabili ed il rilascio in atmosfera, nonostante il passaggio dai compressori e dai condensatori. Come sostanze aeriformi possono "approfittare" dell'enorme potere diluente che hanno le masse d'aria in transito sulla zona di emissione, almeno sino a che processi di trasformazione chimica non ne alterino la natura favorendone l'intrappolamento in organismi (come avviene per il mercurio metallico ed i vegetali) o il passaggio in acqua (come quando l'idrogeno solforato si ossida ad  $SO_2$  e  $SO_3$ ). Le misure sul campo ed i programmi di monitoraggio assolvono alla funzione di controllo e calibrazione del prodotto dei modelli di simulazione allo scopo di procedere nel loro miglioramento. Lo svantaggio del passaggio in aria è che, in partico-

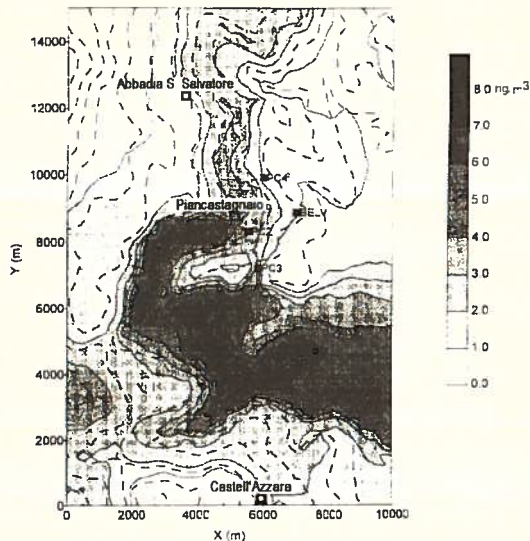


Figura 10.20.- Distribuzione delle concentrazioni medie annuali di Hg nell'area amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).



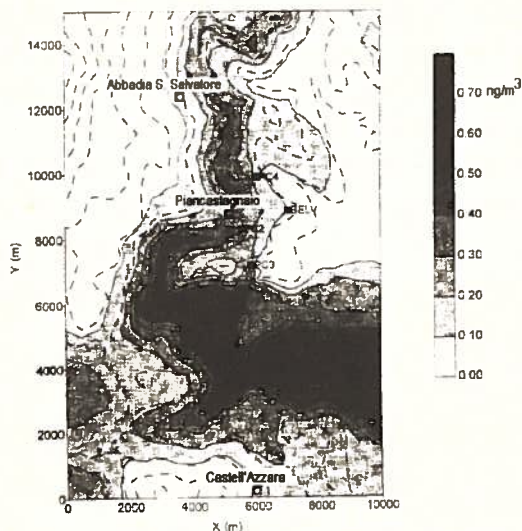


Figura 10.21.- Distribuzione delle concentrazioni medie annuali di As nell'area amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).

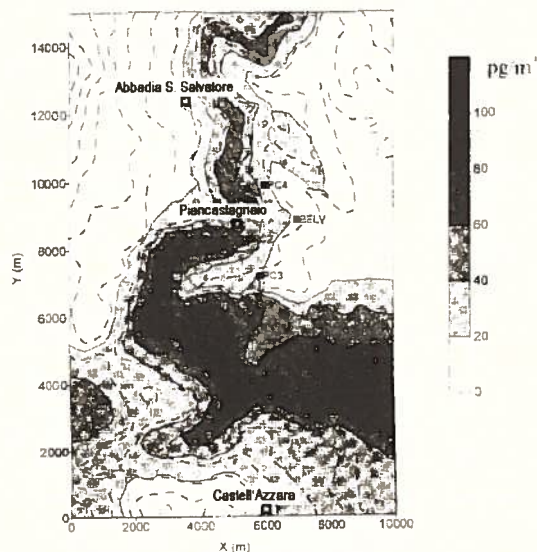


Figura 10.22.- Distribuzione delle concentrazioni medie annuali di Sb nell'area amiatina circostante le centrali geotermoelettriche. Simulazione con il codice di calcolo CTDMPPLUS (ENEL, 1997<sub>a</sub>).



lari condizioni meteo, i contaminanti aerodispersi possono raggiungere bersagli anche piuttosto distanti dalle sorgenti: una ricerca condotta a The Geysers ha rilevato che tracce di  $H_2S$  erano misurabili anche a 20 km di distanza (sottovento, ovviamente) e che nei quattro giorni di osservazione, in una sola occasione era stato superato il limite di 0,03 ppm vol. Nella stessa circostanza, in una località a 1.550 metri di altitudine, distante 4 km da The Geysers, si era potuto percepire distintamente l'odore dell'idrogeno solforato (Orgill *et al.*, 1983).

## 11. Studi sulla contaminazione dell'ambiente intorno alle centrali geotermiche

Su nessuna installazione geotermica italiana o straniera sono stati condotti, ad oggi, studi esaustivi sulla contaminazione che da esse origina. Di alcune sostanze emesse, come i composti di antimonio ed arsenico, non è certa la natura chimica, anche se si possono formulare alcune ipotesi fortemente probabili. La ragione di questo, probabilmente, risiede nella scarsa attenzione che questo tipo di problematiche ha suscitato nel passato, forse anche grazie all'assenza di disastri a carico del sistema naturale e dell'uomo, che invece si sono verificati nel caso di altre fonti d'inquinamento. Al fine di tentare di costruire un quadro il più esauriente possibile, nonostante la settorialità dei dati specialistici reperibili in letteratura ed anche in relazioni di limitata diffusione (*letteratura grigia*), può essere utile assumere, in prima battuta, che l'insieme di tutte le centrali studiate sia "una" unica centrale, in modo da mettere in evidenza quali contaminanti abbiano maggiore peso. Dopo avere individuato le sostanze e gli agenti di disturbo a cui porre attenzione, si procederà ad una analisi più mirata sulla realtà nazionale, individuando la condizione di caso peggiore e le necessità di intervento.

### *Ricerche condotte in Italia ed all'estero*

La suddivisione che segue, tra sistemi acquatici, terrestri ed aria, è sicuramente impropria, essendo i contaminanti liberi di muoversi, nell'ambiente, tra tutte le diverse componenti. Tuttavia, tradizionalmente gli studi seguivano questa divisione, pur con frequenti e giustificati sconfinamenti, e si è ritenuto di impiegare lo stesso approccio per facilitare la presentazione.

#### **Sistemi acquatici**

Studi di mappaggio biologico con il metodo dell'Indice Biotico Esteso (IBE; Ghetti e Bonazzi, 1981; Ghetti, 1995) condotti nei corsi d'acqua della provincia di Siena hanno rilevato una diminuzione della quantità e della qualità dei popolamenti dei macroinvertebrati nei corsi d'acqua di zone interessate da fenomeni geotermici (Barbaro e Feola, 1994): sia nel torrente Farma, a valle delle terme di Petriolo che nel fiume Cecina, tra l'altezza

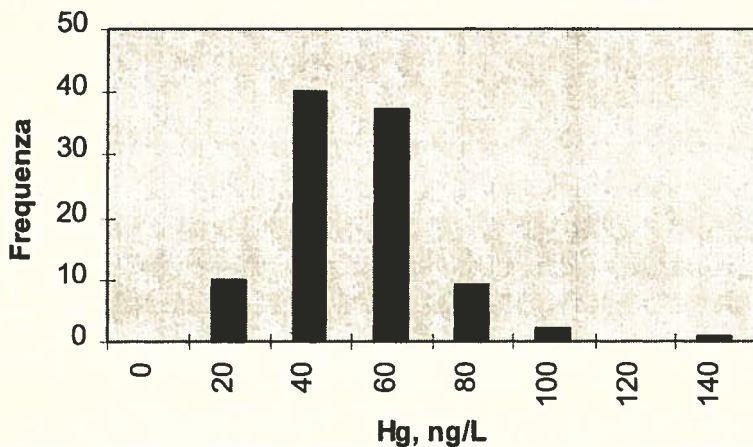


Figura 11.1.- Distribuzione delle concentrazioni di mercurio nelle acque dei torrenti amiatini drenanti gli abitati di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio, inclusi i siti dove sono ubicate le centrali geotermoelettriche di Piancastagnaio (Riccobono e Sabatini. In: ENEL, 1996).

di Travale e quella di Castelnuovo Val di Cecina si hanno situazioni da classe II, che indicano la presenza di fattori di disturbo rispetto alla condizione di perfetta integrità (classe I), sebbene si sia lontani da condizioni di forte inquinamento (classe V). Questi dati indicano come, a livello dei sistemi acquatici, la presenza anche di semplici acque termali possa essere causa di modificazioni che, seppur non rientranti nella norma, probabilmente indicano l'esistenza di "un'altra norma" legata al particolare chimismo delle emanazioni endogene.

Lo studio condotto da Riccobono e Sabatini (Team Acque. In: ENEL, 1996) sulle acque e sui sedimenti fluviali dell'area interessata dagli impianti geotermoelettrici di Piancastagnaio ha fornito una notevole mole di dati sui livelli di mercurio, arsenico, antimonio e boro: 200 campioni di sedimenti e 102 stazioni di prelievo per le acque, monitorate con frequenza stagionale, per tutto il 1995, con ripetizione dei prelievi in funzione delle variazioni di deflusso nei punti di maggiore interesse. Le stazioni erano dislocate sui torrenti Pagliola, Minestrone, Senna, Siele e sul fiume Paglia in modo da intercettare le acque di deflusso dai centri abitati di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio ed, ovviamente, dalle centrali geotermoelettriche di Piancastagnaio. Le concentrazioni di mercurio medie stagionali erano comprese tra 40 e 80 ng/L, con un intervallo di variazio-

ne complessivo tra 10 e 170 ng/L, che fornisce un quadro più da fondo naturale che non da sito contaminato. La distribuzione dei dati medi annuali per ogni stazione appariva normale (nel senso gaussiano), dimostrando come questi appartenessero ad una unica popolazione (Figura 11.1).

L'arsenico presentava solo 3 valori di poco oltre i 10 µg/L (max: 15,7), limite superiore del livello di fondo naturale, in campioni raccolti nel torrente Vivo, a valle di Abbadia S. Salvatore e in prossimità di due centrali (PC-2 e Bellavista). La distribuzione dei dati risultava meno regolare, dimostrando una, seppur assai contenuta, influenza degli impianti geotermici. Anche i valori di antimonio e boro apparivano risentire degli impianti, ed in particolare delle perdite dei vapordotti. La maggior parte delle concentrazioni di antimonio e boro si manteneva entro i limiti del fondo naturale (5 µg/L per il primo e 1 mg/L per il secondo), che viene superato solo in alcuni casi, in prossimità di centrali o manufatti con esse correlati, sino a massimi per le medie stagionali di 80 µg/L per Sb e 10,5 mg/L per B.

A Wairakei (Nuova Zelanda) parte delle acque di risulta degli impianti geotermoelettrici con una concentrazione di arsenico di 6 mg/L e per una quantità di 170 t/a vengono ancora riversate nel fiume Waikato dove, tuttavia, non si è mai raggiunto il livello del criterio di qualità per la potabilità indicato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (0,05 mg/L; Harper *et al.*, 1992), probabilmente grazie alla scarsa mobilità in acqua dell'arsenico inorganico.

Gutiérrez-Galindo *et al.* (1988) si sono occupati della possibile contaminazione da mercurio nei corsi d'acqua della Mexicali Valley dove si trova l'area geotermica di Cerro Prieto. Allo scopo hanno analizzato campioni di pesci (*Tilapia mossambica*) e molluschi (*Corbicula fluminea*) dove, tuttavia, le concentrazioni medie di mercurio erano alquanto modeste 0,05 (range 0,01-0,14) mg/kg secco nei pesci e 0,11 (range 0,02-0,32) mg/kg secco nei molluschi.

Le tecniche di reiniezione dei condensati hanno, in questi ultimi anni, fortemente ridotto l'impatto sui sistemi acquatici, lasciando l'aria e la vegetazione al centro dell'attenzione dei ricercatori.

## Aria

L'impatto sull'aria può essere molto variabile a seconda del tipo di risorsa geotermica e delle modalità di sfruttamento. In sistemi a circuito

chiuso, con bassa componente di gas non condensabili, non si hanno conseguenze sulla qualità dell'aria, nemmeno in prossimità delle installazioni (East Mesa, USA). Queste si fanno più marcate ed evidenti nel caso in cui il contenuto di gas sia maggiore come avviene a The Geysers, a Cerro Prieto, a Larderello o all'Amiata.

Kristmannsdóttir e Armannsson (1995) hanno osservato la situazione in Islanda dove le emissioni annuali di  $\text{CO}_2$  non derivanti da processi di combustione ammontano a 150-180.000 t, di cui 100.000 da emanazioni naturali e il resto da emissioni di impianti geotermoelettrici (vedi Tabella 10.16). Le emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$  sono dell'ordine di 14.000 t/a, di cui 8.000 dagli impianti e 6.000 da emissioni naturali. La velocità di produzione di  $\text{CO}_2$  da tutti i processi di combustione basati su prodotti fossili (petrolio, gas, carbone) è dell'ordine di 3.000.000 t/a. Nel 1993 venne portato a termine un primo monitoraggio dei livelli di idrogeno solforato ( $\text{H}_2\text{S}$ ), anidride solforosa ( $\text{SO}_2$ ) e mercurio (Hg) in fase di vapore. Le concentrazioni dei primi due gas risultarono estremamente variabili, a seconda delle condizioni meteorologiche (temperatura, venti, precipitazioni), con valori massimi di 200 e 18  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  per, nell'ordine,  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{SO}_2$ . L'anidride solforosa è pari, in media, a circa 1/10 dell'idrogeno solforato che, tuttavia, non dovrebbe esserne il solo "responsabile", potendo l'anidride solforosa avere anche altre origini (processi di combustione). Il mercurio in aria era sempre inferiore a 6  $\text{ng}/\text{m}^3$ , indicando un impatto degli impianti praticamente trascurabile da questo punto di vista. Uno studio di lungo termine è stato avviato nel 1994 a Krafla e a Svartsengi ed è ancora in corso. Le emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$  delle centrali geotermoelettriche di Larderello sono state oggetto di simulazioni su modello e misure sperimentali che hanno portato a valori massimi di circa 600  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  e medie inferiori a 100  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  (Ciucci e Curzio, 1994).

Gustin *et al.* (1996) hanno studiato i livelli di mercurio in aria in siti geologicamente anomali ed in luoghi contaminati del Nevada. Mentre nei siti contaminati i livelli di mercurio in aria arrivavano a superare i 1000  $\text{ng}/\text{m}^3$ , i valori di fondo erano di 1-6  $\text{ng}/\text{m}^3$ , con valori medi e mediani di poco superiori a 3  $\text{ng}/\text{m}^3$ . In corrispondenza dell'area geotermica di Steamboat, con calma di vento, venivano misurati livelli di 7,5  $\text{ng}/\text{m}^3$ .

Il radon ( $^{222}\text{Rn}$ ), isotopo radioattivo prodotto dal decadimento dell'uranio ( $^{238}\text{U}$ ) è un gas nobile con un periodo di dimezzamento di 3,82 giorni.



Viene normalmente prodotto dai processi che generano il calore terrestre e tende a raggiungere l'aria attraversando le porosità sotterranee o facendosi trascinare dall'acqua o da fluidi geotermici. È responsabile di circa il 50% della dose di radiazioni naturali a cui siamo normalmente esposti: emette una particella  $\alpha$ , trasformandosi in polonio ( $^{218}\text{Po}$ ) che ha una semivita (o periodo di dimezzamento) di soli 3 min, che a sua volta decade sino a piombo ( $^{210}\text{Pb}$ ; tempo di dimezzamento = 22,3 anni). Le centrali geotermiche potrebbero favorire aumenti di livello di radon nell'aria. I livelli misurati nell'aria in prossimità delle centrali di Larderello erano di 5-10  $\text{Bq/m}^3$ , che rientrano nella norma. Anche la concentrazione di isotopi radioattivi nel suolo risultava non essere influenzata dalle attività geotermiche: il radio ( $^{226}\text{Ra}$ ) variava tra 15 e 44  $\text{Bq/kg}$ , il potassio ( $^{40}\text{K}$ ) era tra 300 e 1100  $\text{Bq/kg}$  e gli isotopi del torio  $^{234}\text{Th}$  e  $^{232}\text{Th}$  presentavano concentrazioni tra 12 e 42  $\text{Bq/kg}$  il primo e di 3-48  $\text{Bq/kg}$  il secondo (Ciucci e Curzio, 1994).

Whitehead (1980) ha effettuato una serie di misure sui livelli di  $^{222}\text{Rn}$  delle emissioni in alcune aree geotermiche neozelandesi (Wairakei, Broadlands e Ngawha), ottenendo valori compresi tra 3,7 e 2290  $\text{Bq/L}$  di  $\text{CO}_2$ . Le concentrazioni misurate sono abbastanza elevate, ma divengono assai più contenute se si considera la diluizione a cui l'anidride carbonica va incontro a livello delle torri di raffreddamento.

Nell'ambito delle indagini promosse dall'ENEL, il Team "Aria", coordinato da R. Ferrara (CNR-Istituto di Biofisica, Pisa; ENEL, 1996), ha portato a termine una serie di campagne tra il settembre 1994 ed il luglio 1995 allo scopo di valutare la dispersione dei principali contaminanti rilasciati dagli impianti geotermoelettrici di Piancastagnaio ( $\text{H}_2\text{S}$ , Hg, As, Sb e B). Le misure della concentrazione di  $\text{H}_2\text{S}$  effettuate in corrispondenza dell'abitato di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio e di aree limitrofe erano notevolmente variabili, in funzione delle condizioni meteorologiche. In condizioni di pressione alta e livellata (*tipo di tempo 5*), le concentrazioni misurate erano tra 60 e 130 ppb (v/v) ed i valori medi di Piancastagnaio ed Abbadia S. Salvatore risultavano pari a, nell'ordine, 14 e 7 ppb. L'arsenico nell'acqua piovana variava da 90 a 550  $\text{ng/L}$  con valori medi di 100-200  $\text{ng/L}$ , l'antimonio oscillava tra 200 e 700  $\text{ng/L}$ , con medie di 200-400  $\text{ng/L}$ , il boro era tra 1 e 11  $\mu\text{g/L}$  con medie di 3-5  $\mu\text{g/L}$ . Le concentrazioni di questi elementi nel particolato atmosferico non superavano i limiti di rivelabilità delle tecniche impiegate (5  $\text{ng/m}^3$

per As e Sb;  $20 \text{ ng/m}^3$  per B). Per il mercurio i livelli in aria (essenzialmente come  $\text{Hg}^0$ ) del versante settentrionale dell'Amiata erano simili a quelle di aree non contaminate né geologicamente anomale ( $2,5\text{-}4 \text{ ng/m}^3$  in inverno e  $4\text{-}7 \text{ ng/m}^3$  in estate). Nei dintorni di Abbadia S. Salvatore le concentrazioni sono più elevate ( $7\text{-}8$  e  $\sim 20 \text{ ng/m}^3$ , in inverno ed in estate) per la presenza di siti minero-metallurgici dismessi non ancora sottoposti a procedure di bonifica. Anche a Piancastagnaio si può arrivare ai  $15\text{-}20 \text{ ng/m}^3$  per l'influenza delle centrali geotermoelettriche. Il mercurio disciolto nella pioggia variava da 5 a  $200 \text{ ng/L}$ , con medie (aritmetiche) di  $30\text{-}40 \text{ ng/L}$ , contro un valore tipico dell'Italia centrale di  $10\text{-}26 \text{ ng/L}$  (Ferrara *et al.*, 1986). La deposizione secca di mercurio in forme non solubili in acqua risultava più anomala per la presenza, nella zona, di dispersioni di residui dell'arrostimento del minerale cinabrifero (*rosticci*) e di aree mineralizzate a cinabro (minerale poco duro che si frammenta con relativa facilità).

L'influenza delle emissioni delle centrali di Piancastagnaio è stata oggetto di uno studio sulla qualità dell'aria nell'ambito della citata indagine ENEL (1996, Team Licheni e Suoli, coordinato da Loppi) tramite l'approccio dell'*Index of Atmospheric Purity* (IAP) basato sulle associazioni di licheni. Da questo è emerso come sottovento alle centrali (PC-4 e Bellavista, in particolare) vi sia una caduta dell'indice IAP e quindi della qualità dell'aria che, tuttavia, si mantiene a livelli normali in corrispondenza dei centri abitati di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio.

Ferrara e collaboratori (1994) hanno studiato il problema della contaminazione da mercurio intorno all'impianto di Bellavista (Piancastagnaio, monte Amiata). Questo, in servizio dal 1980 con una potenza installata di 20 MW, è situato nell'area cinabrifera amiatina dove, a differenza di quanto accade in altri campi di vapore, la mobilitazione del mercurio attraverso i fluidi geotermici può essere importante. Le misure sono state effettuate impiegando il LIDAR, una sorta di radar a raggio laser in grado di rilevare la presenza del mercurio allo stato elementare presente in aria in fase di vapore o associato a goccioline d'acqua. Sono state effettuate anche misure dirette, dopo cattura su trappola d'oro e rilascio per riscaldamento, in corrispondenza di punti di campionamento selezionati. Il flusso di aria misurato in uscita dalla torre di raffreddamento è di  $6\text{-}7 \text{ Mm}^3/\text{h}$ . I valori massimi di mercurio ( $> 1000 \text{ ng/m}^3$ ) venivano osservati sottovento alla torre, ad un'altezza di  $20\text{-}30 \text{ m}$  dal piano di campagna,

con un gradiente di concentrazione molto ripido, tale da ridurre i livelli di mercurio di almeno un ordine di grandezza in soli 100 m nella direzione e nel verso di massima propagazione. A circa 300 m dall'impianto, i livelli di mercurio in aria si riportano ai valori di fondo, nonostante che il flusso del mercurio in uscita fosse di 18-24 g/h (158-210 kg/a). La ragione di ciò è da ricercarsi nel fatto che il mercurio in questione è allo stato elementare (mercurio metallico) ed è presente nel fluido in uscita dalla torre di raffreddamento in concentrazioni, seppur anomale, ancora molto lontane dal livello di saturazione: la tensione di vapore del mercurio metallico è, a 25°C, di 0,24 Pa (Bodek *et al.*, 1988), che corrisponde ad un livello di saturazione in aria (solubilità in aria) di  $9,7 \times 10^{-5}$  mol/m<sup>3</sup>, ovvero a 19,4 mg/m<sup>3</sup> (a 25 °C).

### **Suolo, vegetazione, microorganismi**

Studi condotti negli anni '50 nella zona di Travale (Vergnano, 1953) confermarono quanto già osservato da Bargagli-Petrucci (1916) in una serie di articoli sulla flora batterica ed, in parte, anche sulle fanerogame, a Larderello. Qui, prima che si avviasse lo sfruttamento su scala industriale del vapore per la produzione di elettricità, si manifestavano effetti a carico della vegetazione sia per l'elevata temperatura del suolo, sia per l'azione dei vapori. I vapori rendevano l'area dei lagoni inaccessibile per intere famiglie di piante erbacee, come le Crucifere, le Umbrellifere, le Geraniacee le Ranunculacee e le Composite. Le Graminacee erano più resistenti. Bargagli-Petrucci rilevava anche come il fatto non fosse da correlare con le attività di estrazione dell'acido borico (la produzione di elettricità era ancora assai modesta), ma fosse in qualche modo "tipico" del sito, come si poteva verificare osservando "le figure che rappresentano quei luoghi all'inizio della fortunata industria". Vergnano (1953) riporta gli effetti del boro sulle foglie di olmi (*Ulmus montana*) e pioppi (*Populus nigra*) di un fosso nel centro dell'area dei soffioni di Travale, chiamata "I Lagoni": le foglie di olmo presentavano necrosi ai margini che poteva raggiungere gli spazi tra le venature laterali e clorosi circostante le aree necrotiche, mentre nei pioppi le foglie presentavano aree irregolari con clorosi verso la base e colorazioni bruno-violacee dei margini. Nella stessa zona i cerri (*Quercus cerris*), la roverella (*Q. pubescens*) ed altre piante dello stesso genere (*Q. sessiflora*) non mostravano segni di danno. Dani e Loppi (1994), sempre a Travale, hanno osservato, nel 1992, danni simili

in foglie di piante superiori che si trovano in prossimità di sorgenti artificiali di vapori o fluidi geotermici, attribuibili agli effetti tossici del boro in eccesso (necrosi degli apici foliari e della regione marginale, con ingiallimento delle aree circostanti; Adriano, 1986). Euforbie (*Euphorbia spino-sa*), ginestre (*Spartium junceum*), vitalbe (*Clematis vitalba* e *C. flammula*), un piccolo ciliegio (*Prunus avium*), pini (*Pinus halepensis*), ma anche rovi (*Rubus ulmifolius*) e la graminacea *Hordeum murinum* che colonizzava le aree vicine ai pozzi di reiniezione presentavano i sintomi sopra ricordati, se a poche decine di metri da qualche sorgente (camino, valvola di sfogo di un vapordotto). Oltre i 200 m di distanza dalle sorgenti più importanti i sintomi non erano più visibili.

È possibile che anche l'idrogeno solforato abbia avuto un ruolo nel produrre danni alla vegetazione, specie con distanze molto ravvicinate rispetto a punti di sfiato dei vapordotti, essendo 30 ppm, vol/vol, già sufficienti a produrre modificazioni biochimiche importanti a carico dei vegetali (De Kok, 1989; Bosma *et al.*, 1990; Schütz *et al.*, 1991).

De Dominicis *et al.* (1994), hanno studiato l'impatto delle emissioni nelle vicinanze della centrale alimentata dal pozzo Travale-22, uno dei più potenti al mondo (con una portata che ha superato le 300 t/h di fluido, nel 1972): sulla vegetazione erbacea, costituita da una prateria a falero (o paleo, *Brachypodium rupestre*), non si rilevavano danni ma era osservato un impoverimento floristico. Le specie arbustive e arboree, quando presenti, si mostravano più sensibili. Sottovento alla centrale, ad una distanza di circa 300 m diversi arbusti risultavano danneggiati. Gli apparati aerei delle piante esposte (a volte a poche decine di metri dal camino della centrale) presentavano necrosi degli apici vegetativi e clorosi. Il danno alla vegetazione, sempre in direzione dei venti dominanti, cessava a circa 500 m dalla sorgente.

Il pozzo Travale-22, perforato nel 1972, è stato lasciato a scaricare in aria ed al suolo per un anno e quindi è stato collegato con una centrale a scarico libero, *in loco*, sino al 1979, con grande impatto sulla vegetazione circostante. Alla fine del 1979 il fluido del pozzo è stato convogliato ad una nuova centrale, distante mezzo chilometro e attrezzata con un condensatore. La vecchia area di scarico del pozzo ha cessato di essere "in frontiera" ed ha offerto ad Angiolini *et al.* (1995) l'occasione di studiare il recupero della vegetazione del sito nel periodo che va dalla fine del 1979 al 1993, dopo aver ricostruito la carta della vegetazione precedente



alla perforazione del pozzo, quella a 5 anni di attività e quella relativa al 1993. I danni da fluido diretto erano inversamente proporzionali alla distanza dalla sorgente e si manifestavano secondo la direzione delle correnti d'aria locali, diverse dai venti dominanti, deviati dalla complessa orografia del sito. La zona più vicina al pozzo, dove la vegetazione era stata duramente attaccata ed in qualche porzione distrutta totalmente, sino a portare al suolo nudo, presentava ancora evidenti i segni del passato. Dove lo strato erbaceo non era stato attaccato si trovava una forte dominanza di paleo; anche dove il danno era stato più contenuto, l'evoluzione della vegetazione verso forme pristine appariva lenta, risultando ancora vicina al punto di partenza.

Una ricerca condotta da Boscagli (in: ENEL, 1996) nel territorio dei comuni di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio, interessato dalle emissioni degli impianti geotermici, ha potuto rilevare come danni evidenti si fossero manifestati esclusivamente a carico di un lembo di bosco (quereto) in prossimità della centrale PC-4: gli alberi erano spogli o con foglie ingiallite, lo strato arbustivo presentava una prevalenza di specie pioniere, come il rovo (*Rubus ulmifolius*) e la rosa selvatica comune (*Rosa canina*) e lo strato erbaceo era ricco di specie a carattere *ruderales* (tipiche di ambienti disturbati) come la graminacea *Holcus lanatus*. L'estensione dell'area danneggiata, situata in un declivio ad E della centrale, risultava di poche migliaia di metri quadrati.

Uno studio è stato condotto nel 1992 sulle centrali del campo di vapore Travale-Radicondoli da Loppi (1995, 1996), applicando il metodo IAP (*Index of Atmospheric Purity*), rilevato tramite licheni epifiti. L'approccio, introdotto da Ammann e collaboratori (1987), era stato applicato nell'area di La Spezia dove si era osservata una buona correlazione tra i valori di IAP ed i livelli di anidride solforosa (Nimis *et al.*, 1990). Nello studio di Loppi sopra ricordato vengono prese in esame le centrali Pianacce, Rancia 1 e Rancia 2 costituite, ciascuna, da un gruppo da 20 MW e la centrale Radicondoli, con due unità da 15 MW nominali. Mentre le prime tre sono in un'area pianeggiante, poco distanti l'una dall'altra, l'ultima è situata sulla sommità di una collina. L'indice viene calcolato osservando griglie 30x50 cm<sup>2</sup> su tronchi (circonferenza minima: 70 cm) di piante di roverella (*Quercus pubescens*) isolate, senza segni di disturbo. Le griglie sono collocate ad altezza d'uomo e scelte sul lato dove i licheni sono più abbondanti. Vengono frazionate in 10 sub-unità di 15x10 cm<sup>2</sup>, nelle quali si os-



servavano le specie licheniche con la relativa frequenza (F), espressa come numero di griglie in cui la specie era presente. L'IAP di ogni griglia non è altro che la somma dei valori di F di ciascuna specie lichenica (Ammann *et al.*, 1987). Sulla base della variabilità dei dati vengono individuate fasce di valori a cui corrispondono diversi gradi di inquinamento. Nel sito in questione venivano individuate 4 classi di qualità (Loppi 1995, 1996):

A:  $0 \leq \text{IAP} \leq 25 \rightarrow$  elevato inquinamento

B:  $26 \leq \text{IAP} \leq 45 \rightarrow$  inquinamento moderato

C:  $46 \leq \text{IAP} \leq 65 \rightarrow$  inquinamento basso

D:  $\text{IAP} > 65 \rightarrow$  stato di integrità

La classe A era presente, ma corrispondeva con i siti delle centrali Pianacce, Rancia 1 e 2, mentre nel caso della centrale Radicondoli (collocata su di una collina) si esauriva entro i primi 500 m in direzione dei venti dominanti.

Il campo di Travale-Radicondoli è stato oggetto anche di una valutazione dell'influenza delle emissioni delle quattro installazioni geotermoelettriche sulla chioma e sulle foglie di cerri (*Quercus cerris*) situati a diversa distanza dalle sorgenti di contaminazione, su un'area di  $2 \times 3 \text{ km}^2$  (Bussotti *et al.*, 1997). Venivano riscontrati danni alle foglie in prossimità della centrale Radicondoli, la più potente, attribuiti all'acido borico ed all'arsenico che presentavano livelli anomali nei materiali esaminati (Tabella 11.1).

Tabella 11.1.- Concentrazione di alcuni elementi nelle foglie di cerro (*Quercus cerris*) raccolte nell'autunno 1993 intorno alle centrali di Travale-Radicondoli (Bussotti *et al.*, 1997). Dimensione del campione: 25.

Elemento	Concentrazione media	C.V.*, %	Intervallo di variazione
K, %	0,37	16,2	0,3-0,5
N, %	2,08	15,9	1,6-2,8
S, %	0,19	42,1	0,10-0,38
B, mg/kg secco	66,5	40,3	39-174
As, mg/kg secco	0,56	15,2	0,45-0,79
Hg, mg/kg secco	0,07	28,8	0,03-0,11

\* Coefficiente di variazione.

Mentre lo zolfo si mantiene intorno ai livelli del fondo naturale, come il mercurio, le concentrazioni di boro superano il *background* (40 mg/kg secco; Markert, 1993) ed anche l'arsenico risulta in eccesso. Per quest'ultimo

elemento, tuttavia, l'elevato valore del 10° percentile (0,46 mg/kg secco) e la modesta dispersione dei risultati (il coefficiente di variazione delle misure è pari a poco più del 15% della media) indicano la mancanza di una relazione con l'ubicazione delle centrali.

Nell'area di The Geysers, in California, è piuttosto diffusa un'erba biennale che vive sulle rocce serpentine, lo *Streptanthus morrisonii*, sulla quale Sage *et al.* (1989) hanno studiato gli effetti del boro, come acido borico, al fine di poterne valutare la tolleranza. I risultati dello studio hanno dimostrato come questa specie sia piuttosto resistente: i primi danni (foglie giovani con margine clorotico) si manifestavano con concentrazioni di boro di 450 mg/kg secco nelle foglie, mentre sino a 400 mg/kg (nella foglia) non si aveva alcuna risposta. Le foglie con 600 mg/kg avevano già il margine in necrosi e con 2600 mg/kg la maggior parte della superficie foliare si presentava necrotica ed il resto in clorosi. Le foglie cadevano quando oltre il 50% presentava segni di clorosi o di necrosi. Il trattamento era effettuato spruzzando le foglie, due volte alla settimana, per quattro mesi, con soluzioni di acido borico contenenti 0 - 0,1 - 0,5 - 2,2 - 7,0 e 13 mg in un volume non specificato (probabilmente per ml). Il danno si manifestava in vario grado e con una diversa tolleranza a seconda del tipo di terreno sul quale le piante venivano cresciute.

Nell'area amiatina, la dispersione dei *rosticci*, residui dei minerali contenenti cinabro dopo il passaggio ai forni per la produzione del mercurio, ha contribuito a produrre anomalie geochimiche a livello dei sedimenti dei torrenti della zona ed in particolare per quanto riguarda il mercurio, ed in misura minore, l'antimonio e l'arsenico (Riccobono e Sabatini; in: ENEL, 1996). Tuttavia queste non hanno avuto grandi ripercussioni sulla qualità delle acque, per la dominanza di forme scarsamente solubili degli elementi in questione. Ferrara e collaboratori (1994) hanno studiato, intorno all'impianto di Bellavista (Piancastagnaio, monte Amiata), anche il problema della contaminazione da mercurio nel suolo. Il valore massimo di 80 mg/kg è stato rilevato 20 m sottovento alla centrale, che estende la sua influenza per alcune centinaia di metri, soprattutto lungo il verso dei venti dominanti. Ad 1 km da questa i tenori di mercurio del suolo di superficie scendono a 0,1 mg/kg (evidentemente non si tratta di campioni prelevati in un'area cinabrifera). Baldi (1988) ha condotto, nel 1986-87, un'indagine intorno alla centrale di Travale (Radicondoli, SI) sorta a circa 500 m dal pozzo Travale 22 ed avviata nel 1980 allo scopo di valutare lo stato di contaminazione da

mercurio nei suoli e nei muschi. Molti punti di prelievo erano situati in prossimità del pozzo geotermico, che era stato trivellato (ed emetteva vapore) dal 1972. La concentrazione massima di mercurio nel suolo di superficie veniva rilevata proprio in corrispondenza del pozzo Travale 22 (0,3 mg/kg), con valori rapidamente decrescenti per raggiungere il fondo naturale, tipico di aree non mineralizzate a mercurio (0,02 mg/kg), poco più di mezzo chilometro dal pozzo medesimo. Il massimo di mercurio nei muschi venne osservato, invece, in prossimità della centrale elettrica (1,6 mg/kg secco), sempre con un ritorno ai valori di fondo in poco più di 500 m. Anche se, come si è detto sopra, il destino del mercurio rilasciato dalle centrali geotermoelettriche è l'aria e non il suolo, può essere utile, per dare una dimensione comprensibile ai valori delle emissioni, considerare come queste quantità si rapportano a valori correnti di deposizione al suolo del mercurio. Un rilascio di 100 kg/a che ricadesse interamente su di un chilometro quadrato darebbe una velocità di deposizione media di 0,1 g/(a m<sup>2</sup>), pari a circa 5-10.000 volte il valore normale. Benoit e collaboratori (1994) hanno studiato la deposizione del mercurio in campioni di torba raccolti in una palude della contea di St. Louis (MN), negli Stati Uniti, lontano da sorgenti antropiche. Dai diversi strati, datati con Pb-210 e con Cs-137, sono emersi i dati di cui alla Tabella 11.2.

Tabella 11.2.- Velocità di deposizione del mercurio nel periodo 1750-1990 in due carote di torba raccolte in una torbiera del Minnesota (USA), a 20 km da Duluth. Da Benoit *et al.*, 1994. Valori medi  $\pm$  deviazione standard.

Carota	Velocità di deposizione del mercurio, $\mu\text{g}/(\text{m}^2 \text{ a})$						1981-1990
	1750-1900	1901-1935	1936-1950	1951-1960	1961-1970	1971-1980	
I B	8,6 $\pm$ 3,0	23,9 $\pm$ 8,3	46,4 $\pm$ 16,2	42,2 $\pm$ 14,7	28,2 $\pm$ 9,8	22,4 $\pm$ 7,8	16,8 $\pm$ 5,8
III B	5,4 $\pm$ 1,7	29,0 $\pm$ 9,0	38,3 $\pm$ 11,8	71,1 $\pm$ 22,0	45,6 $\pm$ 14,3	30,8 $\pm$ 9,5	29,2 $\pm$ 9,0

Risultati ottenuti con altre carote davano valori molto vicini a quelli di cui alla tabella precedente. Come si vede, dopo lo sviluppo industriale dell'area di Duluth (oltre 100.000 abitanti, uno dei porti fluviali più importanti del mondo, situato allo sbocco del fiume St. Louis nel lago Superiore), preceduto dal disboscamento della zona (iniziato nel 1890), la velocità di deposizione del mercurio aumenta, sino ad un massimo intorno agli anni '50, per poi ridiminuire nell'ultimo decennio. Se davvero il calo è significativo, potrebbe essere dovuto alla diminuzione dell'uso del carbone ed

alla riduzione degli impieghi del mercurio sin dai primi anni '70, con conseguente riduzione delle emissioni su scala regionale.

Un'indagine sulla distribuzione, nei licheni e nel suolo, di elementi in traccia correlabili con lo sfruttamento dell'energia geotermica (Hg, As, Sb, B) intorno alle centrali di Piancastagnaio (Loppi, Team Licheni e Suoli. In: ENEL, 1996) ha portato a risultati più (Hg, As, Sb) o meno (B) dispersi, senza alcuna correlazione con la distanza dalle centrali geotermoelettriche, essendo stati effettuati i prelievi sempre ad oltre 400 m dagli impianti, distanza entro la quale sono state evidenziate nel corso di altri studi le possibili deposizioni (Baldi, 1988). Campioni di foraggiere (84) e di ortaggi (96) della zona circostante gli impianti di Piancastagnaio sono stati esaminati per la presenza di mercurio arsenico, antimonio e boro (Lorenzini, Team Vegetazione per Alimentazione. In: ENEL, 1996). In nessun caso (su circa 200) sono stati rilevati danni attribuibili alla fitossicità del boro, che si manifesta intorno ai 500 mg/kg secco, essendo i valori di questo elemento sempre inferiori ai 100 mg/kg (secco; per lo più 5-50 mg/kg), mentre erano presenti danni riconducibili a comuni problemi fitosanitari (stati carenziali, alterazioni di natura crittogamica). Per l'arsenico il valore massimo era di 2,7 mg/kg in un campione di lattuga non lavato che, dopo lavaggio, ne perdeva l'86%. Nello stesso campione l'antimonio era a 0,9 e 0,3 mg/kg prima e dopo lavaggio con acqua, indicando la presenza di contaminazione superficiale da trasporto solido. Il valore più alto di antimonio era 1,2 mg/kg in un campione di lattuga non lavato. Come il boro, anche l'arsenico e l'antimonio si mantengono entro limiti naturali: 0,01-0,5 mg/kg il primo e 0,01-0,2 mg/kg il secondo. Per il mercurio il quadro risulta più diversificato per la presenza, nella zona, della notoria anomalia geologica e per le pregresse attività minero-metallurgiche: il valore massimo è stato registrato su un campione di lattuga (2,2 mg/kg secco), che diveniva la metà dopo lavaggio. In qualche caso, anomalo, il valore prima del lavaggio (es. 1,7 mg/kg) si riduceva del 90% dopo l'asportazione della maggior parte del particolato depositato esternamente.

Campioni di licheni epifiti (*Parmelia caperata*), raccolti intorno alle centrali del campo di vapore Travale-Radicondoli nel settembre 1993 sono stati analizzati per una lunga serie di elementi (Loppi e Bargagli, 1996; Tabella 11.3).



Tabella 11.3.- Concentrazione (mg/kg secco) di elementi in tracce in talli di licheni (*Parmelia caperata*) raccolti nel 1993 intorno alle centrali del campo di vapore Travale-Radicondoli (da Loppi e Bargagli, 1996). Numero di campioni esaminati: 33. CV = coefficiente di variazione.

	Al	As	B	Cd	Co	Cr	Cu	Fe	Hg	Mn	Mo	Ni	Pb	S	Sb	Zn
Media	969	1,2	12	0,3	1,1	4,5	11	1019	0,2	86	1,2	4,4	6,3	1541	0,4	43
CV%	54	66	48	47	29	44	43	44	53	82	54	36	61	33	43	27

Come si vede dai valori medi e dalla dispersione dei dati (il coefficiente di variazione è quasi sempre contenuto entro il 50%), essendo stati i campioni raccolti a diversa distanza dalle sorgenti, non vi sono marcati effetti dovuti alle emissioni geotermiche. Nonostante le modeste oscillazioni dei valori, il boro raddoppia i livelli di fondo della zona, passando da 10 a 20 mg/kg in prossimità delle centrali. Il mercurio arriva al massimo di 0,55 mg/kg sottovento alla centrale Rancia-1, mentre vicino alle altre si mantiene intorno a 0,3 mg/kg. Le concentrazioni di mercurio sono simili a quelle misurate a Larderello (0,16-0,82 mg/kg) e minori di quelle ottenute all'Amiata (0,48-5,68 mg/kg, con valori massimi in siti contaminati a seguito di attività legate alla metallurgia del mercurio) in studi analoghi (Bargagli e Barghigiani, 1991).

Non avere tenuto conto della complessità dei fenomeni di dispersione dei contaminanti in fase di vapore (come il mercurio metallico o l'idrogeno solforato) in presenza di una orografia complessa ed irregolare rende difficile interpretare i dati di campagna prodotti sulla base di griglie di campionamento costruite sulla base della "distanza" dalle centrali geotermoelettriche.

Gli effetti delle emissioni di mercurio da parte di sorgenti termali è stato oggetto di studio a Bagno Vignoni e Bagni S. Filippo, sull'Amiata: Barghigiani *et al.* (1989) hanno rilevato come i livelli in aria e nella vegetazione non fossero significativamente distanti dal fondo naturale. In aria si avevano intorno a 5 ng/m<sup>3</sup>, mentre foglie di piante superiori e licheni, raccolti ad 1-25 m dalle acque termali, presentavano livelli di mercurio di 50-200 ng/g secco. Le concentrazioni di H<sub>2</sub>S, negli stessi siti, erano 2-18 ppb in volume, con una punta sino a 62 (Barghigiani *et al.*, 1989).

I valori delle concentrazioni di diversi elementi in tracce ottenuti su muschi (*Hypnum cupressiforme*) e su una leguminosa, la sulla (*Hedysarum*



*coronarium*) nell'area di Piancastagnaio, dopo l'entrata in funzione anche della centrale PC-5 sono riassunti nella tabella che segue (Tabella 11.4).

Tabella 11.4.- Livelli (mg/kg secco) di alcuni elementi in tracce in campioni di muschio (*Hypnum cupressiforme*) e di sulla (*Hedysarum coronarium*) nell'area di Piancastagnaio, dopo l'entrata in funzione anche della centrale PC-5. Da Marasco (1996) e Bargagli *et al.* (1997).

Elemento	Muschio			Sulla		
	Intervallo	Media	CV%	Intervallo	Media	CV%
Al	200-9800	1530	65	19-530	143	71
As	0,09-1,8	0,7	43	0,07-0,94	0,4	36
B	1-63	18	55	16-95	38	39
Cd	0,03-0,41	0,19	42	0,001-0,3	0,02	10
Cr	0,43-3,1	1,6	51	0,24-2,3	0,7	45
Cu	3-25	9,5	49	8,5-33	17	35
Fe	195-3360	930	68	43-428	128	80
Hg	0,07-0,91	0,37	49	0,01-0,75	0,19	26
Mn	16-119	51	53	16-62	29	34
Pb	2,6-10	6,1	34	0,4-2,8	0,96	69
Sb	0,22-2,66	0,97	24	0,09-4,5	1,2	84
Zn	9-91	36	50	17-55	28	33

I valori massimi di Hg, As, Sb e B erano entro i 200-300 m di distanza dalle centrali, mentre la distribuzione degli altri elementi appariva casuale. L'area di studio si estendeva per circa 20 km<sup>2</sup> (5 km E-W e 4 N-S), includendo l'abitato di Piancastagnaio, e comprendeva circa 70 punti di prelievo, con una griglia a maglia larga che era stata concepita per rilevare eventuali ricadute a raggio medio-largo che, tuttavia, non sono emerse. Risultati simili sono stati ottenuti, per l'arsenico, su campioni di una pianta erbacea (*Solidago* sp.) raccolti nelle vicinanze delle centrali di Larderello tra il 1989 ed il 1990: la maggior parte dei reperti era tra 0,1 e 0,5 mg/kg secco, mentre in corrispondenza dei Lagoni Rossi si arrivava ad 1 mg di As per kg (secco; Panichi e Orlando, 1992).

Particolarmente interessanti sono i dati di misura su verdure raccolte in 10 orti di Piancastagnaio situati tra 1 e 2 km dalle centrali, nell'area di ricaduta delle loro emissioni aerodisperse (Tabella 11.5).

Tabella 11.5.- Livelli medi e deviazione standard (mg/kg secco) di alcuni elementi in tracce in campioni di verdure *non lavate* coltivate negli orti di Piancastagnaio in prossimità delle centrali geotermiche. Da Bargagli *et al.*(1997). La dimensione del campione varia tra 5 e 10, analizzati singolarmente.

	Bietola	Lattuga	Spinacio		Sedano	Cipolla	Carciofo
Al	634 ± 470	1950 ± 995	1370 ± 700	Al	580 ± 160	67 ± 52	30 ± 12
As	0,40 ± 0,21	0,77 ± 0,26	1,2 ± 0,23	As	0,9 ± 0,1	0,5 ± 0,2	0,62 ± 0,12
B	50 ± 7	33 ± 5	41 ± 1	B	30 ± 4	25 ± 4	22 ± 3
Cd	0,21 ± 0,06	0,21 ± 0,12	0,28 ± 0,04	Cd	0,13 ± 0,03	0,08 ± 0,03	0,07 ± 0,04
Cu	40 ± 12	36 ± 18	20 ± 2	Cu	34 ± 15	14 ± 4	29 ± 12
Fe	440 ± 225	1020 ± 390	885 ± 365	Fe	330 ± 18	56 ± 22	63 ± 13
Hg	0,17 ± 0,03	0,17 ± 0,10	0,19 ± 0,02	Hg	0,15 ± 0,05	0,04 ± 0,02	0,05 ± 0,03
Mn	135 ± 65	110 ± 85	85 ± 36	Mn	95 ± 18	14 ± 9	24 ± 10
Zn	50 ± 22	49 ± 21	74 ± 17	Zn	48 ± 12	19 ± 5	34 ± 10

	Salvia	Rosmarino	Aglio		Ravanello	Prezzemolo	Fava
Al	195 ± 20	165 ± 25	80 ± 60	Al	400 ± 130	290 ± 160	23 ± 3
As	0,36 ± 0,14	0,63 ± 0,22	0,40 ± 0,14	As	0,75 ± 0,18	0,37 ± 0,02	0,47 ± 0,4
B	40 ± 7	35 ± 5	26 ± 6	B	27 ± 1	44 ± 4	26 ± 1
Cd	0,02 ± 0,002	0,02 ± 0,001	0,05 ± 0,03	Cd	0,11 ± 0,01	0,02 ± 0,01	0,01 ± 0,002
Cu	45 ± 19	32 ± 7	40 ± 26	Cu	17 ± 9	25 ± 10	26 ± 2
Fe	170 ± 20	152 ± 24	75 ± 40	Fe	235 ± 75	240 ± 115	77 ± 3
Hg	0,04 ± 0,02	0,12 ± 0,06	0,09 ± 0,03	Hg	0,08 ± 0,02	0,04 ± 0,02	0,05 ± 0,01
Mn	39 ± 21	19 ± 4	11 ± 4	Mn	19 ± 5	26 ± 7	15 ± 1
Zn	14 ± 2	33 ± 14	40 ± 17	Zn	35 ± 7	21 ± 4	60 ± 5

Recentemente è stata proposta la composizione di una “pianta ideale di riferimento” (Markert, 1992, 1993), allo scopo di poter meglio individuare l’entità di una anomalia su campioni vegetali esposti a contaminanti (Tabella 11.6). Se si confrontano i valori ottenuti sugli ortaggi di Piancastagnaio con quelli della pianta di riferimento, si può osservare come non vi siano importanti differenze per le sostanze di derivazione geotermica, con l’eccezione dell’alluminio, più elevato negli ortaggi perché non lavati. L’arsenico risulta leggermente più elevato, mantenendosi comunque entro livelli naturali (sino ad 1-1,5 mg/kg secco).

Le concentrazioni di elementi come As e Sb nelle piante superiori sono, in genere, piuttosto contenute, anche su suoli geologicamente anomali o contaminati, per la scarsa mobilità di questi elementi all’interno delle medesime. In Figura 11.2 viene rappresentato, per diversi elementi inclusi quelli in discussione, l’*indice di bioaccumulo*, una sorta di fattore di arricchimento pianta/suolo.

Tabella 11.6.- Concentrazione dei principali elementi nella “pianta di riferimento” secondo Markert (1993). I valori sono riferiti al peso secco.

Strutturali (%)															
C	O	H	N	S	P	Si									
44,5	42,5	6,5	2,5	0,3	0,2	0,1									
Elettroliti (%)															
K	Ca	Cl	Mg	Na											
1,9	1,0	0,2	0,2	0,01											
Attivatori di enzimi (mg/kg)															
Mg	Mn	Fe	Zn	B	Cu	I	F	Cr	Ni	Mo	V	Co	Sn	Se	
2000	200	150	50	40	10	3	2	1,5	1,5	0,5	0,5	0,2	0,2	0,02	
Nessuna funzione nota (mg/kg)															
Al	Rb	Sr	Ba	Ti	Br	Pb	Ce	Ag	Cs	Li	La	Y	Nd	W	
80	50	50	40	5	4	1	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Hg	Zr	Ga	As	Sb	Tl	Te	Cd	Pr	Hf	Nb	Sm	Gd	Dy	Au	
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,01	

Un discorso a parte vale per il mercurio, dove la presenza della forma metallica in aria può dare luogo a importanti fenomeni di bioarricchimento in seguito a processi di volatilizzazione che possono portare a valori, nei vegetali, da porre in relazione più con i livelli di mercurio in aria, che non con quelli del terreno (Gaggi *et al.*, 1991; Bargagli, 1993; Bacci, 1995).

Per il più lungo tempo di esposizione, i licheni di norma presentano concentrazioni che sono 4-5 volte quelle che si osservano in foglie di piante superiori dello stesso luogo (Bargagli, 1993). Anche se per molto tempo trascurati, i movimenti in fase di vapore sono ormai considerati, da anni, di importanza rilevante anche nei processi di bioconcentrazione di composti organici resistenti alla degradazione (Bacci *et al.*, 1990a,b; Paterson *et al.*, 1991; Calamari *et al.*, 1991; Kömp e McLachlan, 1997). Piante di azalea, in vaso, sono state impiegate, nella mappatura dei livelli di mercurio in aria nelle pertinenze degli impianti minero-metallurgici del mercurio ad Abbadia S. Salvatore (Bacci *et al.*, 1994).

Baldi e Bianco (1994) hanno osservato un aumento della frequenza dei batteri resistenti al mercurio e all'arsenico in prossimità delle centrali e, soprattutto di sfiatatoi di pozzi, nell'area di Travale-Radicondoli. L'approccio, originale, consisteva nell'isolamento di batteri epifiti dal muschio *Leucodon sciuroides*, seguito da una piastratura su terreno di coltura solido arricchito con gli elementi per i quali si voleva verificare l'eventuale resistenza, contando le colonie resistenti contro le totali prodot-

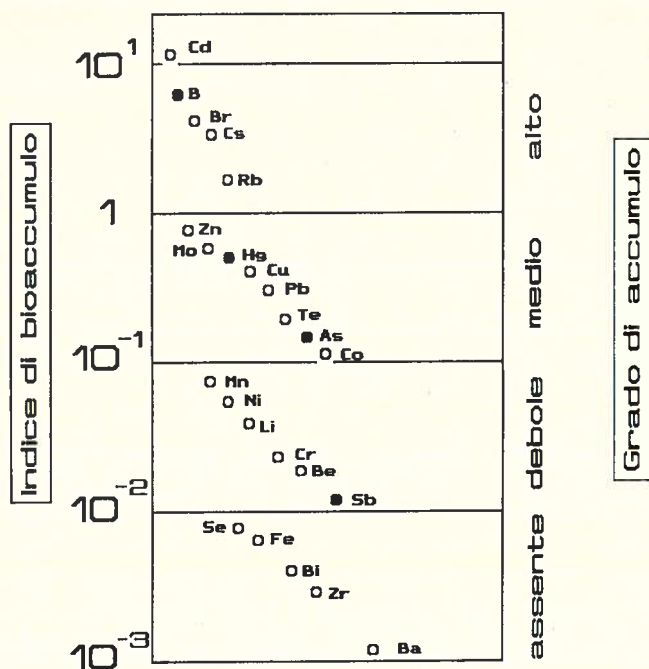


Figura 11.2.- Bioaccumulo di alcuni elementi in tracce da parte delle piante superiori. L'indice di bioaccumulo esprime il rapporto tra la concentrazione di un dato elemento nella pianta e quella nel suolo (Kabata-Pendias e Pendias, 1984).

te sullo stesso terreno senza arricchimento di elementi tossici. Una riduzione di abbondanza e di diversità di specie di microfunghi è stata osservata da Persiani e Maggi (1994) su un suolo forestale dove erano presenti danni alla vegetazione nell'area Travale-Radicondoli.

### ***Identificazione dei principali contaminanti ambientali***

Quanto sopra, pur non esaurendo tutto ciò che è stato prodotto in materia, sia in "chiaro" (ovvero nella letteratura scientifica) che in "grigio" (documenti e rapporti di varia natura, di minor diffusione), rappresenta una parte consistente di quanto sino ad oggi è stato reso pubblico e dovrebbe essere sufficiente a fornire, nell'insieme, una immagine sufficientemente accurata delle problematiche generali. Da queste emerge come si possano

identificare le seguenti sostanze o agenti di disturbo legati presumibilmente all'esercizio di un impianto geotermoelettrico:

⇒ *Idrogeno solforato*;

⇒ *Boro, come acido borico,  $H_3BO_3$* ;

⇒ *Arsenico, As*;

⇒ *Antimonio, Sb*;

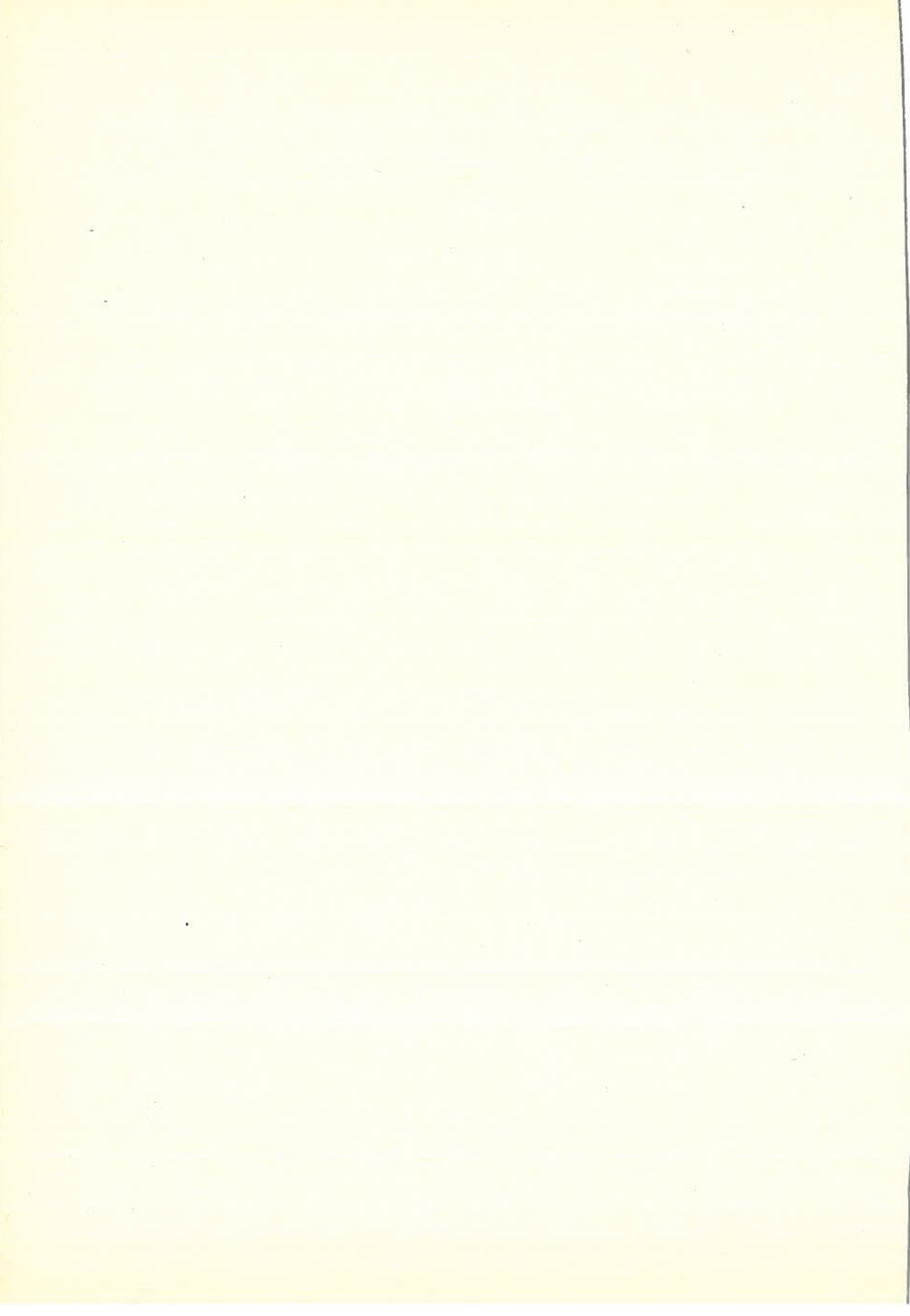
⇒ *Mercurio, Hg*;

⇒ *Radon ( $^{222}Rn$ )*;

⇒ *Rumore*.

Su questi procederà la trattazione, allo scopo di produrre una valutazione dell'impatto delle installazioni toscane.





## 12. Valutazione d'impatto delle installazioni geotermoelettriche toscane

In genere l'approccio consiste nell'elaborazione e nell'applicazione di criteri per ogni singola sostanza, con cumulo, in caso di sostanze ad azione tossica (o comunque modificante) simile. Spesso si assiste alla frammentazione, artificiosa ma funzionale, dei problemi, separando le singole emissioni dalle risposte del sistema, nel suo insieme. Può accadere che il rispetto di uno standard di emissione porti al superamento di uno standard ambientale, specie quando il primo è espresso come concentrazione di un tossico e non come quantità da rilasciare, tenendo conto delle proprietà del sistema ricevente. Le normative sono spesso generiche e non distinguono tra forme chimiche dello stesso elemento, anche quando queste presentano una diversa attività biologica. Si pensi a quanto accade per il mercurio e l'arsenico, ad esempio, dove composti insolubili in acqua e praticamente immobili in aria vengono messi sullo stesso piano di derivati estremamente tossici o, addirittura, cancerogeni.

In prima battuta occorre valutare, attraverso l'esame dei dati di rilevamento epidemiologico, se vi sia un'associazione evidente tra l'incidenza di alcune patologie sull'uomo e le attività geotermiche. Si procederà quindi alla verifica del rispetto della normativa in vigore, scontata, ma necessaria, per poi cercare di elaborare nuovi criteri di valutazione alla luce di quanto emerso dagli studi di settore, individuando, le necessità di intervento.

### *Sfruttamento dell'energia geotermica e cause di morte*

Prima di entrare nel merito della situazione nazionale, si può ricordare l'esperienza statunitense che appare, oggi, forse un po' datata per il largo anticipo con il quale certe tematiche sono state affrontate, rispetto a quanto è avvenuto in Italia. Nel 1981 il Lawrence Livermore Laboratory (Università della California) per incarico dell'*U.S. Department of Energy* ha condotto uno studio per valutare gli effetti sulla salute umana, e sul sistema naturale, imputabili alle emissioni di idrogeno solforato, benzene, mercurio, radon e arsenico derivanti dallo sfruttamento dell'energia geotermica (Layton *et al.*, 1981). In questo studio vengono effettuate delle stime del

rischio sulla base di tre distinti scenari: una centrale-tipo da 100 MW<sub>e</sub>, un sistema da 3.000 MW<sub>e</sub> collocato nella Imperial Valley (California) e una rete di centrali per un totale di 21.000 MW<sub>e</sub>, corrispondente al massimo installabile, qualora si fosse proceduto alla messa in produzione di tutte le risorse geotermiche localizzate nell'area occidentale degli Stati Uniti. Nel caso dell'arsenico si riconosce che i metodi in uso, per il calcolo del rischio di tumore della pelle, portano a valori assurdi che non trovano riscontro nei dati epidemiologici; si conclude affermando come le emissioni di arsenico non costituiscano l'aspetto più importante della contaminazione ambientale generata dagli impianti geotermoelettrici. Riguardo al radon, l'analisi di rischio per il tumore al polmone porta ad una stima di 8,5 casi in più, nell'ipotesi di una esposizione della durata di 30 anni, in seguito alla attivazione di una rete di centrali per 21.000 MW<sub>e</sub>. Tuttavia, nell'intorno di una centrale-tipo da 100 MW<sub>e</sub>, il rischio di cancro polmonare si riduce a valori inferiori ad un caso per milione. Se si tiene conto che questi calcoli portano sempre ad una sovrastima del rischio reale, anche di diversi ordini di grandezza, il rischio da radon risulta assai contenuto. Considerazioni simili valgono anche per le emissioni di mercurio e benzene. Nel caso dell'idrogeno solforato, il rischio di danni alla salute umana diviene importante solo qualora si fosse proceduto allo sfruttamento di tutte le risorse geotermiche disponibili (21.000 MW<sub>e</sub>). Per quanto riguarda la salute dei lavoratori addetti agli impianti geotermoelettrici ed alle attività connesse (ricerca e perforazione pozzi, costruzione impianti, operazioni di manutenzione, demolizioni e ristrutturazioni), si rileva come i rischi siano, essenzialmente, legati ad eventi accidentali ed appartengano al campo dell'infortunistica (Layton *et al.*, 1981).

Venendo alla situazione italiana, un'interessante indagine sull'incidenza di particolari patologie associabili alle attività in questione, è stata condotta da Zapponi (1996), partendo da dati ISTAT e dell'Istituto Superiore di Sanità. Questi si riferiscono al triennio 1980-1982 e indicano le cause di morte suddivise per le diverse Unità Sanitarie Locali italiane. Ovviamente i dati riflettono la situazione preesistente e costituiscono, indubbiamente, un importante elemento di valutazione. Zapponi ha esaminato i dati relativi alla USL 9040, composta dai comuni di Abbadia S. Salvatore, Castiglione d'Orcia, Piancastagnaio, Radicofani, Arcidosso, Castel del Piano, Castell'Azzara, Roccalbegna, Santa Fiora, Seggiano e Semproniano. La mortalità complessiva nei maschi tra 0 e 74 anni risulta inferiore a quella

nazionale (412 casi, contro l'intervallo fiduciale al 95%, I.F. 95%, del complesso dei dati italiani pari a 437-519) e non significativamente diversa dalla media regionale della Toscana (I20.F. 95%: 335-411). Per gli individui di sesso femminile, i dati amiatini non si discostano in maniera significativa dai valori regionali e nazionali. Per la mortalità relativa alla categoria generale "tumori", la popolazione maschile presenta valori inferiori a quelli attesi su base regionale, che si collocano al limite inferiore di quella nazionale. I dati relativi alla situazione nazionale sono riepilogati in Figura 12.1. Per la categoria "tumori maligni della trachea, dei bronchi e dei polmoni" l'area amiatina risulta al limite inferiore della mortalità regionale e nazionale (Figura 12.2).

Anche le malattie del sistema circolatorio non hanno incidenza particolare essendo nella USL in questione pari alla media regionale ed al di sotto dei valori nazionali. La rassegna potrebbe continuare, senza, però, che si possa trarre alcuna indicazione che supporti l'idea che la presenza di attività geotermiche possa avere una qualche influenza rilevabile sulla mortalità delle popolazioni più esposte. Il fatto che vi sia stato un eccesso significativo di "malattie respiratorie" di tipo non tumorale, limitatamente alla popolazione maschile, sia rispetto alla situazione toscana che rispetto a quella nazionale, è probabilmente da ricondurre alle attività delle

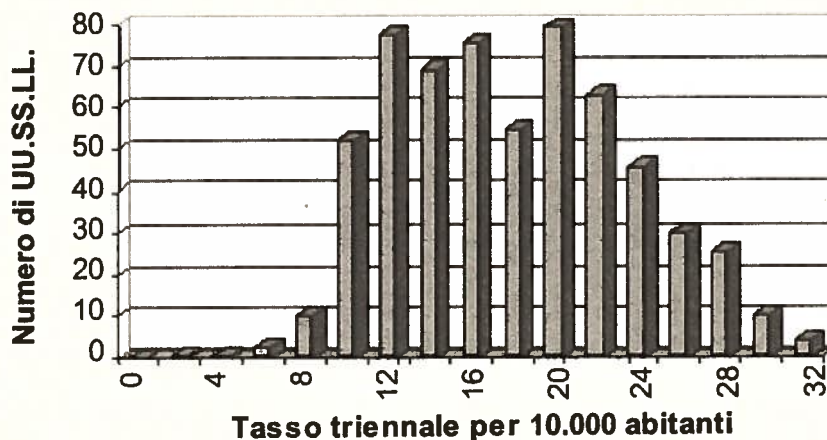


Figura 12.1.- Tumori in individui maschi: tasso di mortalità su base triennale, per ogni 10.000 abitanti in Italia. Distribuzione di frequenza per tutte le Unità Sanitarie Locali. L'USL Amiata si colloca nella colonna che parte dal tasso di 16 decessi/(3 anni x 10.000 abitanti). Da Zapponi (1996).

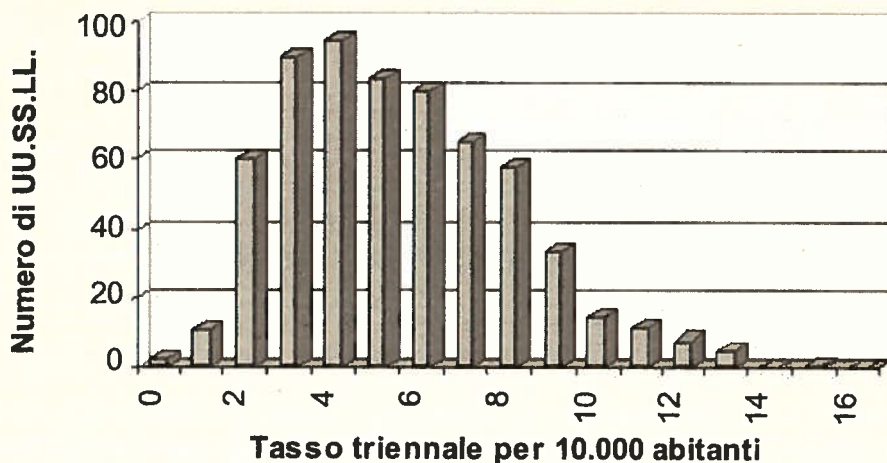


Figura 12.2.- Tumori maligni della trachea, dei bronchi e dei polmoni: tasso di mortalità su base triennale, per ogni 10.000 abitanti in Italia. Distribuzione di frequenza per tutte le Unità Sanitarie Locali. L'USL Amiata si colloca nella colonna più alta (da Zapponi, 1996).

miniére di mercurio. Nei minatori, infatti, sebbene con una incidenza via via più contenuta, erano ancora presenti casi di silicosi quando cessarono le attività estrattive e metallurgiche, nella prima metà degli anni settanta.

## La normativa di settore

### a) Estera

La Nuova Zelanda si è data, tra i primi Paesi al mondo, una normativa speciale per la gestione *sostenibile* delle risorse naturali (*Resource Management Act* dell'ottobre 1991; Thain, 1992), che si basa su principi fondamentali quali:

- la conservazione del "capitale" di ogni risorsa, in modo da non comprometterne l'uso da parte delle generazioni future;
- la salvaguardia della "capacità di consentire la vita" dell'aria, dell'acqua, del suolo;
- la cura nell'evitare, rimediare o mitigare ogni effetto dannoso per l'ambiente.

Anche se non si tratta che di buoni principi, lontani dall'essere concetti realmente operativi, come spesso accade quando si parla di *sviluppo soste-*



nibile, tuttavia rappresentano una valida base per comportamenti più rispettosi della Natura di quanto non lo siano stati, almeno nel recente passato, quelli della cultura occidentale. Ed il rispetto per la Natura fa parte di tutte le culture antiche, come quella del popolo originario della Nuova Zelanda, i Maori. Le risorse geotermiche, da sempre, sono parte integrante della cultura, delle tradizioni e della spiritualità dei Maori che rivendicano il diritto di pronunciarsi su ogni nuovo progetto che possa, in qualche modo, modificare antichi equilibri. La norma prevede, per la realizzazione di nuove centrali geotermoelettriche, tre tipi di autorizzazione:

- uso del suolo
- uso dell'acqua
- permesso di scarico

Nell'autorizzazione all'uso delle risorse idriche è compreso sia il prelievo di fluidi geotermici che di acqua, anche da corpo idrico di superficie, per il raffreddamento o per le perforazioni. Il permesso di scarico comprende le operazioni di reiniezione e le emissioni in atmosfera di calore e componenti gassose. Le richieste di autorizzazione devono essere corredate di una appropriata *valutazione di impatto ambientale*. Uno degli aspetti innovativi della normativa è la necessità di uno sfruttamento della risorsa energetica che punti alla massima efficienza, evitando sprechi. Questo si ottiene quando la temperatura del fluido al termine del processo di sfruttamento è bassa, o quando si hanno *processi a cascata* dove lo scarico del primo viene impiegato dal secondo, e così via. In questo modo una centrale geotermoelettrica potrà fornire fluidi sufficientemente caldi per applicazioni industriali, agricole o zootecniche (*usi plurimi*).

In Islanda l'unico aspetto considerato nella normativa vigente riguarda il rumore: con i silenziatori si può contenere il rumore a testa pozzo entro gli 85 dB(A), il limite per la norma islandese per lavoratori che operano ad almeno 10 m di distanza (Armannsson e Kristmannsdóttir, 1992). Particolare attenzione deve essere rivolta alla protezione delle orecchie a causa di suoni a bassa frequenza che possono avere effetto soporifero.

In Giappone, nonostante che le centrali siano collocate in aree di notevole pregio naturale ed estetico, non sono state adottate particolari regole per ridurre le emissioni degli impianti geotermoelettrici (Pasqualetti, 1980), anche per il modesto sviluppo dell'uso di questa risorsa, dovuto alla reperibilità sui mercati internazionali di combustibili fossili a basso costo.

Nelle Filippine è in vigore, dal 1982 con aggiornamento del 1992

(Brown, 1995), una normativa che prevede una valutazione di impatto ambientale per le installazioni geotermiche che ricalca, nei propositi, quella statunitense (vedi di seguito). L'adozione di tale normativa, tuttavia, non risulta abbia avuto molta efficacia nella messa a punto di sistemi di contenimento delle emissioni.

Negli Stati Uniti esiste una legge federale dal 1970, specifica per il vapore geotermico (*Geothermal Steam Act*) che indirizza e regola lo sfruttamento della risorsa e l'accesso alle concessioni governative. Prima di avviare lo sfruttamento si richiedono studi sulla qualità dell'aria, dell'acqua e sull'impatto sui sistemi naturali per la durata di almeno un anno. In caso di accoglimento della richiesta, il titolare della concessione si impegna a rispettare tutti gli standard di qualità dell'aria, del suolo, dell'acqua e del rumore. Sulle installazioni geotermoelettriche aveva efficacia anche il *National Environmental Policy Act* del 1969, entrato in vigore l'anno successivo, con il quale si imponeva di *prevedere* gli effetti dannosi, o comunque modificanti, di ogni nuova struttura di una certa importanza sia sulla salute umana che sull'integrità dei sistemi naturali, attraverso una *valutazione di impatto ambientale*. Da questa legge sono derivate le diverse procedure nazionali ed internazionali oggi in vigore nei Paesi più avanzati che prendono il nome di valutazione di impatto ambientale (VIA). Nel 1974, sull'onda della crisi petrolifera, venne approvato poi il *Geothermal Energy Research and Development Act*, avente per obiettivo la promozione di una collaborazione tra l'ente federale per l'energia (US-DOE) e le compagnie private allo scopo di favorire la crescita degli impieghi della geotermia (Hartley e Di Pippo, 1980). Negli Stati Uniti le norme sul controllo della contaminazione ambientale sono di competenza dei diversi stati dell'unione. La California è quello in cui, dal 1970, è entrata in forza una norma che stabilisce un limite per l'idrogeno solforato a 0,03 ppm, come valore medio di un'ora (Armstead, 1983). La norma in questione, approvata verso la fine del 1969 dal *California Air Resources Board* aveva, in origine, lo scopo di contenere le emissioni maleodoranti delle installazioni petrolifere. L'intenzione del legislatore era quella di eliminare tutti i possibili contenziosi con le popolazioni prossime agli impianti petroliferi ritenendo all'epoca, erroneamente, che il limite fissato coincidesse con la soglia olfattiva per questo gas, come era risultato da uno studio condotto nel 1969 dal Dipartimento della Salute dello stato della California (Behrens e McCluer, 1993). La norma aveva validità anche

per le installazioni geotermoelettriche e portò le maggiori compagnie operanti nel settore a verificare se le loro emissioni la rispettassero o meno. Così nel marzo 1970 la Pacific Gas and Electric Company (PG&E) si accorse che in diversi siti nell'area di The Geysers i valori di  $\text{H}_2\text{S}$  in aria erano superiori allo standard di legge (Behrens e McCluer, 1993). Questo dette avvio, a partire dal settembre 1970, alla ricerca di mezzi di contenimento delle emissioni con metodi economicamente sostenibili e che non portassero a cadute della produttività delle centrali geotermiche. Nel frattempo si avviò una trattativa tra le società produttrici e le autorità governative che permise di adottare delle soluzioni provvisorie per dare il tempo necessario ad introdurre, collaudare e mettere in linea nuove tecnologie. Per diversi anni non tutte le misure dei livelli in aria riuscirono a rispettare il limite delle 30 ppb in volume, ma si registravano continui progressi tanto che mentre dal 1976 al 1989 la produzione di elettricità degli impianti della PG&E saliva da circa 3,5 a oltre 8 TWh, il numero di misure della concentrazione in aria di  $\text{H}_2\text{S}$  superiori a 25 ppb (in volume) intorno agli stessi impianti scendeva da 58 a 0 (Behrens e McCluer, 1993). Regolamentazioni analoghe sono in forza anche negli altri stati: nell'Oregon, ad esempio, dove sta iniziando l'attività geotermoelettrica, per la centrale da 33 MW a doppio flash in programma presso Newberry Crater, 36 chilometri a sud della città di Bend, è stato portato a termine un complesso studio di valutazione di impatto ambientale con il quale si prevedono gli effetti della centrale sul sistema naturale (Houck e McClain, 1996). Si tratta di mettere in coltivazione un campo di vapore del tipo *liquid-dominated*, con una temperatura al tetto del serbatoio di oltre  $180^\circ\text{C}$  ed una entalpia di 255 kcal/kg. L'impianto sarà alimentato da 8 pozzi che dovranno produrre circa 180 t/h di fluido ciascuno. Il fluido contiene lo 0,25% in peso di solidi in soluzione e tra lo 0,08 e lo 0,25% (in peso) di gas non incondensabili, costituiti per circa il 90% da  $\text{CO}_2$ . La centrale sarà dotata di un sistema di abbattimento di  $\text{H}_2\text{S}$  sul quale verrà convogliato ben il 98% dell'idrogeno solforato in arrivo all'impianto. L'efficienza prevista per l'impianto di depurazione dell'idrogeno solforato è intorno al 95%, portando le emissioni attese al di sotto di 1 kg/h, cosa non di poco conto per una centrale da 33 MW. In questo modo sarà possibile rispettare le norme dello stato dell'Oregon che prevedono, per l'idrogeno solforato, un valore limite di  $0,047 \text{ mg/m}^3$ , come media annuale, da non superare nemmeno alla distanza di 100 m dalla sorgente di contaminazione (Houck e McClain, 1996).

## b) Italiana

I programmi di sviluppo dello sfruttamento di risorse geotermiche sono regolamentati da una serie di norme nazionali successive all'emanazione della direttiva dell'Unione Europea n. 337 del 27 giugno 1985 concernente la valutazione d'impatto ambientale di installazioni pubbliche o private di particolare importanza. La Legge 896 del 9 dicembre 1986, il DPR 395 del 1991, il DPR 485 del 1994 e il DPR del 12 aprile 1996 ed altri, come la Legge del 22 febbraio 1994, n. 146, tutti atti successivi alla norma UE sopra ricordata in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA), non includono le centrali elettriche geotermiche. Più precisamente nel DPR del 12 aprile 1996 si citano "impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 500 MW". Ammesso che le centrali geotermoelettriche rientrino nella categoria, restano escluse quelle di tipo unificato di recente adozione, tutte da 20 MW. La Legge 896 del 1986, tuttavia, delega alle Regioni competenti per territorio l'adempimento delle procedure per la VIA nel caso di "impianti che utilizzano risorse geotermiche di carattere locale" e per le "trivellazioni esplorative destinate a conoscere le caratteristiche dei fluidi geotermici".

La Regione Toscana, competente per territorio su quasi tutte le installazioni oggi esistenti, ha emanato una propria norma, attraverso la Legge n. 68 del 18 aprile 1995 (*Norme per l'applicazione della valutazione d'impatto ambientale*) che fa propri i contenuti della direttiva dell'Unione Europea. L'articolo 1, ai commi 2,3 e 4, contiene il quadro strategico e gli obiettivi dell'atto legislativo:

Comma 2.- *La valutazione d'impatto ambientale .... concorre alla protezione della natura, alla sicurezza del territorio, alla conservazione delle risorse umane e naturali, alla tutela della salute .... favorisce la trasparenza dei processi decisionali, garantendo l'informazione e la partecipazione dei cittadini.*

Comma 3.- ..... *La VIA concerne gli effetti sull'ambiente ... e ... gli effetti sugli esseri umani, la vegetazione, la fauna, il suolo, il sottosuolo, l'aria, l'acqua, il clima, le risorse naturali, l'equilibrio ecologico, l'ambiente edificato, il patrimonio storico, archeologico, architettonico e artistico, il paesaggio e l'ambiente socio-economico.*

Comma 4.- *Per impatto ambientale si intende l'insieme degli effetti diretti ed indiretti, positivi e negativi, a breve e a lungo termine, permanenti e temporanei, singoli e cumulativi, indotti sull'ambiente.*



La legge, che deriva dal primo atto “storico”, introdotto nel 1969 negli Stati Uniti, il *National Environmental Policy Act* di cui sopra si è riferito, ne conserva lo spirito originario quando *richiede la previsione degli effetti* della nuova installazione e la *valutazione di alternative percorribili* (come risulta dalla lettura dell’articolo 6, comma 3) e quando assicura la massima trasparenza delle operazioni (articoli 8 e 9). Per questo ultimo aspetto, è importante sottolineare che gli studi e gli elaborati per la procedura di VIA sono a disposizione del pubblico e possono essere presentate osservazioni e critiche durante la, prevista, fase di consultazione.

La normativa nazionale in materia di emissioni degli impianti geotermoelettrici è regolata dal DM 12 luglio 1990 (Allegato 3, par. C) che prevede per H<sub>2</sub>S, Hg e As i limiti di cui alla Tabella 12.1. Per il mercurio e l’arsenico i limiti si riferiscono alle emissioni sotto forma di soluti del trascinato liquido (*drift*) emesso dai camini o dalle torri di raffreddamento.

Tabella 12.1.- Limiti della normativa italiana per le emissioni delle centrali geotermoelettriche.

Specie chimica	Limiti	
	Portata	Concentrazione
H <sub>2</sub> S	170 kg/h	70-100 mg/m <sup>3</sup>
Hg	1 g/h	0,2-0,4 mg/m <sup>3</sup>
As	5 g/h	1-1,5 mg/m <sup>3</sup>

I limiti in concentrazione sono alternativi a quelli in portata (forse sarebbe stato più corretto il contrario!) per cui le emissioni che eccedono i valori di portata, come nel caso dell’acido solfidrico e del mercurio alla centrale di Bellavista (Piancastagnaio), riescono a rientrare in norma con i limiti di concentrazione (Tabella 12.2).



Tabella 12.2.- Centrale di Bellavista (Piancastagnaio): emissioni e rispetto della norma.

norma.			
EMISSIONI TOTALI			
Sostanza	Portata, kg/h	Concentrazione, mg/m <sup>3</sup>	
H <sub>2</sub> S	185	Limite: 170	63
			Limite: 70-100
<i>La norma è rispettata</i>			
EMISSIONI PARZIALI (sali disciolti nell'acqua trascinata da torri di raffreddamento o da camini; <i>drift</i> )			
Sostanza	Portata, g/h	Concentrazione, mg/m <sup>3</sup>	
Hg	1,4	Limite: 1	0,0005
			Limite: 0,2-0,4
<i>La norma è rispettata</i>			
As	0,9	Limite: 5	
<i>La norma è rispettata</i>			

Le emissioni di elementi associati al *drift* (liquido trascinato) dalle torri di raffreddamento possono essere minimizzate con l'adozione di appositi separatori.

Le centrali elettriche, ma anche i cantieri temporanei per la perforazione di pozzi di ricerca o di coltivazione, devono ottemperare agli obblighi della normativa per il contenimento delle emissioni sonore (DPCM del 1° marzo 1991, di cui alla G.U. dell'8 marzo 1991, Serie Generale, n. 57; Tabella 12.3).

Tabella 12.3.- Limiti massimi di rumorosità secondo la normativa italiana.

Area	Diurno, dB(A)	Notturmo, dB(A)
I. Particolarmente protetta	50	40
II. Prevalentemente residenziale	55	45
III. Di tipo misto	60	50
IV. Di intensa attività umana	65	55
V. Prevalentemente industriale	70	60
VI. Esclusivamente industriale	70	70

Inoltre la norma stabilisce che, per le aree non esclusivamente industriali, la differenza tra il rumore di fondo e la sorgente disturbante non sia superiore a 5 dB(A) di giorno ed a 3 dB(A) durante la notte. Un rumore di 5 dB(A) in eccesso sul fondo è già in grado di produrre lamentele sporadiche, che divengono diffuse per 10 dB(A). Un eccesso di 20 dB(A) porta a vigorose azioni legali (cfr. Licitra, 1994).

Gli impianti toscani rispettano le norme antirumore.

Il fatto che non siano violate le norme di cui sopra non significa, automaticamente, che problemi non ve ne possano essere. L'importanza stra-

tegica della risorsa geotermica per l'Italia, dove rappresenta intorno all'1,5% della produzione di elettricità, e per la Toscana, dove sale al 15% del fabbisogno regionale, richiede che si vada oltre il rispetto delle leggi attualmente in vigore, cercando di comprendere la natura dei problemi sulla base di criteri avanzati di ecocompatibilità.

### ***Norme e criteri di tutela ambientale; valutazione dello stato attuale***

La tossicologia fornisce gli strumenti per la misura del danno prodotto dalle diverse sostanze sugli organismi, mentre l'ecotossicologia studia il destino e gli effetti dei contaminanti nell'ambiente. Combinando i due tipi di conoscenze è possibile arrivare a produrre un giudizio sul grado di compromissione di un sistema naturale e sui possibili effetti sulla salute dell'uomo. Le variabili chiave per la misura della tossicità nei confronti di una data specie biologica sono: il tempo di esposizione e il livello di esposizione. Quest'ultimo può essere espresso come concentrazione in una matrice ambientale (aria, acqua, suolo) o come dose introdotta in un organismo. Vi sono approcci a tempo fisso e dose variabile ed approcci a tempo variabile e dose fissa che portano alla misura, nel primo caso della *concentrazione*, o *dose*, *efficace* (*effective concentration*, EC, *effective dose*, ED) e, nel secondo caso, del *tempo efficace* (*effective time*, ET). Quando l'effetto del tossico scelto per la misura è la morte degli individui trattati, l'aggettivo "efficace" diviene "letale", dando luogo ai concetti di *lethal concentration*, LC, *lethal dose*, LD e *lethal time*, LT. Di solito si prendono i valori che corrispondono non alla morte di tutti gli individui trattati, ma alla metà di questi. In questo caso si parla di *median* LC (o LD, o LT), inteso come valore mediano della serie delle risposte ottenute, usando la sigla LC<sub>50</sub>, o LD<sub>50</sub> o LT<sub>50</sub>. Quest'ultimo, nel caso che si selezioni il valore mediano della risposta cumulativa, corrispondente al 50% dei trattati, può essere anche chiamato, con una certa dose di ottimismo, *median survival time*, tempo di sopravvivenza mediano. Da un punto di vista pratico, l'approccio a concentrazione costante, che porta a valori di LT<sub>50</sub> non serve molto, anche per alcune sue limitazioni intrinseche che portano a sovrastimare la sicurezza di certe esposizioni (Bacci, 1994). Nella normativa trovano più larga applicazione la LC<sub>50</sub> e la LD<sub>50</sub>, sulle quali si costruiscono i criteri di salvaguar-

dia per esposizioni acute. La tossicologia insegna che, come diceva il suo fondatore Paracelso (1493-1541) *“Tutte le sostanze sono velenose; non ve n'è una che non lo sia. Solo la dose fa la differenza tra un veleno ed un farmaco”* (Doull, 1987). Giusto a titolo di curiosità, ed a conferma di quanto diceva Paracelso, si riportano di seguito i valori di LD<sub>50</sub> orale acuta, nel ratto, di alcune sostanze note (Tabella 12.4).

Tabella 12.4.- Valori approssimativi di LD<sub>50</sub> nel ratto di alcune sostanze (Klaassen, 1986).

<i>Sostanza</i>	<i>LD<sub>50</sub>, mg/kg</i>
Alcol etilico	10.000
Cloruro di sodio	4.000
Solfato ferroso	1.500
Solfato di morfina	900
Fenobarbital, sale di sodio	150
Solfato di stricnina	2
Nicotina	1
Tetrodotossina	0,1
2,3,7,8-tetraclorodibenzo- <i>p</i> -diossina	0,001
Tossina del <i>Clostridium botulinum</i>	0,00001

Come si vede, il potenziale tossico delle diverse sostanze può essere estremamente vario, ma non è mai nullo. Nel caso di esposizioni croniche, come avviene nei fenomeni di contaminazione diffusa da sostanze immesse in continuazione, la tossicologia fornisce una indicazione della zona della soglia di non efficacia attraverso i valori del *no-observed-effect level* (o *concentration*, o *dose*) detti rispettivamente NOEL, NOEC, NOED ricavati da studi a lungo termine su organismi di laboratorio, opportunamente selezionati. Con questi studi si individua il livello di esposizione massimo che non è in grado di produrre una qualche alterazione dannosa dopo esposizione continua, anche per tutta la durata della vita. Spesso si eseguono saggi su più generazioni, al fine di verificare se esistano compromissioni della fertilità, in genere più suscettibili all'azione tossica. A volte viene indicato il NOAEL o la NOAED che stanno per *no-observed-adverse-effect level* (o *dose*), intendendo che con quel dato livello di esposizione (o con quella dose) non si sono osservati effetti dannosi. L'approccio è sufficiente

per le sostanze non cancerogene, per le quali si può assumere valida l'ipotesi dell'esistenza di una *soglia di tossicità*, al di sotto della quale l'organismo è in grado di reagire e di contrastare l'azione del tossico in maniera efficace. Nel caso delle sostanze cancerogene, si procede alla misura della *potenza cancerogena*, con saggi su roditori (in genere ratti) esposti per tutta la vita a dosi subletali (ma ancora efficaci), estrapolando poi i risultati alle basse dosi con tecniche statistiche che portano, di norma, ad una sovrastima del rischio reale. Con opportuni accorgimenti, le acquisizioni sugli animali di laboratorio vengono trasferite alla specie umana, tenendo conto anche delle informazioni ricavate da studi epidemiologici.

Le informazioni prodotte sulla base di esperimenti su singola specie possono essere trasferite ai sistemi complessi (con numero di specie indefinito) con tecniche di inferenza statistiche che forniscono valori del tipo della *hazardous concentration 5* (HC5) che indicano il livello di esposizione al quale si ha protezione del 95% delle specie viventi (Bacci, 1994).

Conoscendo il destino di una serie di contaminanti in un determinato sistema e di qui i livelli di esposizione dei diversi organismi è possibile, con gli strumenti forniti dalla tossicologia, elaborare dei criteri di compatibilità. Trattandosi, nel caso in questione, di sostanze naturali, occorre tenere sempre in primo piano, come termine di paragone, i livelli naturali: qualora questi non vengano alterati in maniera significativa è facile concludere che non si ha alcun impatto. In caso contrario è necessario procedere ad una valutazione di pericolo. Punti di riferimento essenziali sono i criteri e le norme in vigore nei Paesi dove l'insorgenza di problemi da esposizione professionale o da inquinamento ambientale ha prodotto già strumenti di valutazione.

### **Idrogeno solforato**

La contaminazione dell'aria, associata allo sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica, ha rappresentato l'aspetto di maggior interesse ai fini dello sviluppo di criteri e norme di protezione della qualità dell'ambiente. Data la natura della risorsa e l'intensità dello sfruttamento, l'area di The Geysers è stata il banco di prova per la messa a punto di efficaci sistemi di abbattimento, pur partendo da fluidi con moderati livelli di  $H_2S$ : le velocità di emissione, senza alcun trattamento, erano dell'ordine di 1 kg/h per ogni MW di potenza installata (Lengquist e Herschfeld, 1976), pari a circa 1/10 di quelle misurate alle centrali americane. Il controllo delle emissioni divenne necessario a seguito dell'adozione di una norma piuttosto se-



vera: lo stato della California fissava in 30 ppb in volume ( $0,046 \text{ mg/m}^3$ ) il limite massimo di  $\text{H}_2\text{S}$  in aria (Weres, 1988), adottato dalla Contea di Sonoma, dove si trovano molti degli impianti di The Geysers. È importante sottolineare come questo limite derivasse più che da un criterio per la protezione della salute umana, da un errore di valutazione, come si è accennato in precedenza: uno studio condotto nel 1969 dal Dipartimento della Salute dello stato della California (Behrens e McCluer, 1993) su un campione, evidentemente non rappresentativo, indicava in quel valore di 30 ppb in volume la soglia olfattiva per l'uomo. Nell'intenzione del legislatore quella norma avrebbe dovuto risolvere tutti i problemi derivanti dal fastidio prodotto dall'odore di questo gas. Sfortunatamente, studi successivi hanno dimostrato come la soglia olfattiva, nell'uomo, sia notevolmente variabile da soggetto a soggetto e quasi sempre inferiore a 10 ppb. Un valore attualmente accettabile è 2 ppb (vol), pari a circa  $0,003 \text{ mg/m}^3$  (Tabella 12.5), con un valore di  $0,0055 \text{ mg/m}^3$  per la soglia 50%, corrispondente alla concentrazione percepita dalla metà degli esposti (Nagy, 1991).

Tabella 12.5.- Effetti dell'idrogeno solforato sull'uomo (Pasqualetti, 1980; Armstead, 1983).

<i>Concentrazione ppm in volume*</i>	<i>Effetti</i>
0,002-0,005	Soglia olfattiva
0,030	Soglia olfattiva dai primi studi, su campione non rappresentativo
0,33	Odore ben distinto; può dare nausea e mal di testa
2,7-5,3	Odore pungente di intensità moderata
10	Irritazione agli occhi
20-33	Odore forte, ma non intollerabile; irritazione ai polmoni
100	Può portare alla perdita del senso dell'olfatto in pochi minuti
210	L'odore non è più pungente, per probabile paralisi olfattoria
600	Può portare alla morte in 30 minuti per paralisi respiratoria
750	Nessun odore, morte in pochi minuti

\* Conversione ppm vol/vol in  $\text{g/m}^3$ : considerando che 1 ppm volumetrico equivale ad  $1 \text{ ml/m}^3$ , la concentrazione in aria in  $\text{g/m}^3$ , in condizioni standard, sarà data da:  $(\text{ppm vol/vol} \times \text{massa molare, g/mol})/22.400$  dove 22400 è il volume molare espresso in ml. Poiché la massa molare di  $\text{H}_2\text{S}$  è  $34,076 \text{ g/mol}$ , un modo rapido per passare da ppm in volume a  $\text{mg/m}^3$  sarà quello di moltiplicare le prime per 1,52. Nello stesso modo si potrà passare da ppb vol. a  $\mu\text{g/m}^3$ . Qualora la conversione voglia essere operata alla temperatura di  $25^\circ\text{C}$  ed alla pressione di 100 kPa, il fattore di conversione da ppm vol a  $\text{mg/m}^3$  diviene 1,39.



A questo proposito, tuttavia, occorre ricordare che la sensibilità agli odori è, anche nell'uomo, distribuita in maniera log-normale e circa il 20% della popolazione può arrivare a rilevare 0,002 ppm vol. di  $H_2S$  (Anspaugh e Hahn, 1980), fatto questo che farebbe collocare la soglia al di sotto di questo valore. Nel 1970 venne rilevato nella Contea di Sonoma che il limite dell'idrogeno solforato in aria era stato superato (i livelli di  $H_2S$  in aria arrivavano a 0,1 ppm vol.). Il fatto sollevò un notevole clamore, anche attraverso i *mass media*, per il conflitto di interessi in gioco e dette l'avvio alle ricerche per la messa a punto di efficienti ed efficaci sistemi di abbattimento, mentre nel frattempo venivano concesse proroghe alle compagnie produttrici di elettricità per adeguare i mezzi di produzione. Queste erano rese possibili in virtù del fatto che quei livelli di esposizione erano privi di significato tossicologico, almeno per la specie umana.

Thompson e Kats (1978) hanno effettuato misure di tossicità di  $H_2S$  su vegetali rappresentanti sia le coltivazioni arboree che i prodotti dell'agricoltura e dell'orticoltura. Con una esposizione continua a 3 ppm vol. l'erba medica (*Medicago sativa*), la vite (*Vitis vinifera*), la lattuga (*Lactuca sativa*), la barbabietola da zucchero (*Beta vulgaris*), una specie di pino (*Pinus ponderosa*) e nell'abete Douglas (*Pseudotsuga menziesii*) si avevano lesioni foliarie e caduta di foglie, riduzione della crescita e morte nella specie più sensibile tra quelle esaminate (l'erba medica), già dopo 4 settimane di trattamento. Uno degli alberi, l'*Aesculus californica* (*California buckeye*), diffuso nell'area de The Geysers, dopo 4 settimane di esposizione a 3 ppm presentava foglie "abbronzate" che, in misura minore, erano osservabili anche ad una esposizione di 0,3 ppm, mentre nessun effetto era rilevabile con 0,03 ppm di  $H_2S$  per 4 settimane. Alla concentrazione di 3 ppm si aveva parziale defoliazione delle piante. Tenendo conto che si tratta di esposizioni a concentrazioni costanti, realizzate in serra e piuttosto irreali sul campo questi dati indicano, nel complesso, che il limite di 0,03 ppm vol. *come media di un'ora* può essere in grado di proteggere in maniera sufficiente anche la vegetazione più sensibile come la *Medicago sativa* (Kercher, 1982).

### Criteri di qualità e limiti di legge

L'uomo è più resistente all'azione dell'acido solfidrico che non le piante: in Texas, la massima concentrazione accettabile in aria è 20 ppm per gli ambienti di lavoro (8h/d; Rege e Tock, 1996). Nel Texas una delle sorgenti di  $H_2S$  più importanti è costituita dalle cisterne di stoccaggio del petrolio

greggio in prossimità dei giacimenti (Tarver e Dasgupta, 1997). Molte di queste non hanno sistemi di recupero dei vapori e rilasciano in atmosfera il loro contenuto gassoso quando vengono riempite. Nello spazio di testa delle cisterne del greggio è stato misurato un rapporto 50/1 tra la concentrazione di  $H_2S$  in fase gassosa e quella in fase liquida (Slack, 1988) ed il livello di  $H_2S$  nella fase gassosa è dell'ordine del 15% in volume (Tarver e Dasgupta, 1997). Per gli igienisti americani dell'*American Conference of Governmental and Industrial Hygienists* (ACGIH) il valore massimo di  $H_2S$  (*threshold limit value*, TLV) negli ambienti di lavoro è  $14 \text{ mg/m}^3$  (circa 10 ppm vol.), mentre l'*Occupational Safety and Health Administration* degli Stati Uniti d'America (OSHA) indica in 20 ppm ( $30 \text{ mg/m}^3$ ), vol/vol la *ceiling concentration*, ovvero limite da non superare, senza mezzi di protezione individuale, per una esposizione di 8 h. La stessa OSHA indica in 50 ppm vol. ( $76 \text{ mg/m}^3$ ) il massimo per una esposizione isolata di 10 minuti (Bodek *et al.*, 1988).

La maggiore resistenza dell'uomo, rispetto alle piante è anche dovuta al fatto che gli scambi gassosi avvengono con velocità molto diverse: intorno ai  $10 \text{ L}/(\text{kg h})$  nell'uomo ed in molti mammiferi terrestri ed acquatici (Marsili *et al.*, 1995), e dell'ordine delle decine di migliaia di litri per chilogrammo di foglia fresca per ora, nelle piante superiori. Se questo può meravigliare, si pensi che le piante si nutrono con gli scambi gassosi: la velocità di fissazione della  $CO_2$  è, mediamente, dell'ordine di  $10 \text{ } \mu\text{mol}$  al secondo per metro quadrato di superficie esposta all'irraggiamento solare (Nobel, 1991). Assumendo che una foglia pesi 100 mg ed abbia una superficie di  $5 \text{ cm}^2$ ,  $1 \text{ m}^2$  di tale foglia peserà  $100 \times 10.000/5 = 200.000 \text{ mg}$ , ovvero 200 g. Possiamo dire che la foglia assumerà  $CO_2$  ad una velocità di  $50 \text{ } \mu\text{mol}/(\text{kg s})$ , che sono  $50 \times 3.600 = 180.000 \text{ } \mu\text{mol}/(\text{kg h})$ . In aria, la concentrazione della  $CO_2$  è oggi intorno alle 350 ppm vol, ovvero in un metro cubo di aria vi sono 350 ml di  $CO_2$ . Essendo il volume molare (a  $20^\circ\text{C}$  e 0,1 MPa) pari a 24,4 L, 350 ml corrispondono a  $14.340 \text{ } \mu\text{mol}$ . La concentrazione di anidride carbonica in aria è quindi circa  $14.000 \text{ } \mu\text{mol}/\text{m}^3$ . Il coefficiente di ripartizione volumetrico di  $CO_2$  tra acqua ed aria varia in funzione di pH e temperatura (1,65 a  $0^\circ\text{C}$  e pH 4; 0,58 a  $40^\circ\text{C}$ , pH 8; Nobel, 1991). Per la neutralità, a  $30^\circ\text{C}$ , vale 0,71. In condizioni di equilibrio, le  $14.000 \text{ } \mu\text{mol}/\text{m}^3$  dell'aria si ripartiranno 8.187 in aria e 5.813 nell'acqua (della foglia). Arrotondando a 6000 ed assumendo una resa del processo di fissazione della  $CO_2$  pari al 100%, ogni metro cubo d'aria in transito

nelle foglie depositerà 6.000  $\mu\text{mol}$  di  $\text{CO}_2$ . Se la velocità di fissazione era 180.000  $\mu\text{mol}/(\text{kg h})$ , questa richiede una densità di flusso d'aria attraverso un chilogrammo di foglia (fresca) pari a  $180.000/6.000 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$ . Se invece delle 10  $\mu\text{mol}/(\text{m}^2 \text{ s})$  si prendono le velocità di fissazione di colture ad alta produttività ed a rapida crescita, come il mais, si arriva a 60  $\mu\text{mol}/(\text{m}^2 \text{ s})$ , ovvero ai 180  $\text{m}^3/(\text{kg h})$  di aria scambiata a livello della foglia. Per usare un'immagine per rendere più visibile questa enorme capacità di scambio di gas che hanno le piante si pensi al kg di foglie come a un lenzuolo di  $2 \times 2,5 \text{ m}^2$ , attraverso al quale l'aria transita con una velocità (*piston velocity*) di 6 m/h (o 1,67 mm/s). In realtà il flusso è tutt'altro che laminare, e la turbolenza dell'aria in questi processi gioca un ruolo essenziale.

L'idrogeno solforato è tossico anche per gli organismi acquatici per la cui tutela la US-EPA ha indicato in 0,0002 mg/L il criterio di qualità per le acque dolci e salate (cfr. Pasqualetti, 1980). Data la ripartizione aria/acqua dell' $\text{H}_2\text{S}$ , l'adozione di un criterio di qualità dell'aria a 0,03 ppm vol. è efficace anche ai fini della conservazione dei sistemi acquatici.

Collegato al problema delle emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$  è quello dell'anidride solforosa ( $\text{SO}_2$ ) che si produce dal primo, per ossidazione. La maggior parte dell'ossidazione della  $\text{SO}_2$  dispersa nella bassa troposfera avviene nelle goccioline d'acqua della nebbia o delle nubi, per mezzo dell'azione dell'acqua ossigenata ( $\text{H}_2\text{O}_2$ ) e dell'ozono ( $\text{O}_3$ ). Anche l'ossigeno molecolare può dare l'ossidazione dell'anidride solforosa in presenza, però, di catalizzatori come gli ioni manganese ( $\text{Mn}^{2+}$ ) e ferro ( $\text{Fe}^{3+}$ ); questo fa sì che la via diretta con  $\text{H}_2\text{O}_2$  e  $\text{O}_3$  rimane quella più efficace a livello delle fasi aerotrasportate. La deposizione di  $\text{SO}_2$  sulle foglie delle piante superiori avviene sia per via umida che per via secca. La deposizione secca contribuisce a rendere più permeabile lo strato cuticolare che protegge la foglia. Una volta raggiunti i tessuti vegetali,  $\text{SO}_2$  passa in fase acquosa dove può essere ulteriormente ossidata ad acido solforico. Danni acuti ai vegetali dovuti alla  $\text{SO}_2$  non si manifestano quando questa si mantiene al di sotto di 1  $\text{mg}/\text{m}^3$  (o 1000  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) e concentrazioni in aria di 15  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , come valore medio su base annuale, con punte di 200  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  ed oltre sono considerate normali in Europa centrale (Burkhardt e Drechsel, 1997). In aree scarsamente antropizzate, come la Finlandia oltre il Circolo Polare Artico, sono state misurate concentrazioni di  $\text{SO}_2$  di 2,3-4,8  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , come media annuale, medie mensili di 0,4-17,4  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  e punte orarie sino ad oltre 500  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  (cfr. Manninen *et al.*, 1997<sub>a</sub>). Esperimenti di fumigazione

con l'anidride solforosa mostravano come nel periodo critico di crescita dell'ago, i pini silvestri (*Pinus sylvestris*), specie piuttosto sensibile all'azione della SO<sub>2</sub>, presentavano segni di clorosi con livelli in aria di 6-8 ppb (16-21 µg/m<sup>3</sup>; cfr. Manninen *et al.*, 1997<sub>b</sub>). Intorno alle centrali toscane i livelli di SO<sub>2</sub> prodotti dalla parziale ossidazione dell'idrogeno solforato non dovrebbero essere in grado di produrre danni misurabili a carico della vegetazione (sulla base di una conversione del 10% di una concentrazione di H<sub>2</sub>S di 100 µg/m<sup>3</sup>). Un livello di H<sub>2</sub>S pari a 100 µg/m<sup>3</sup> non è in grado di produrre effetti tossici sull'uomo, ma ne supera ampiamente la soglia olfattiva. Inoltre si potrebbero manifestare danni in specie vegetali particolarmente sensibili.

### Boro

È un non metallo del III Gruppo che si trova variamente diffuso in natura. Le maggiori quantità di boro si trovano nelle evaporiti di origine marina e nelle argille, nelle quali viene impiegato come indicatore di paleosalinità. Nei sistemi terrestri si trova combinato con l'ossigeno e forma diversi minerali, come le tormaline, dove è presente come silicato o come idrossido. È molto comune sotto forma di acido borico che può assumere una molecola d'acqua dando luogo ad un protone (H<sup>+</sup>) ed all'anione B(OH)<sub>4</sub><sup>-</sup> che, oltre pH 9,2, diviene la forma dominante. In ambiente basico sono presenti anche le forme H<sub>2</sub>BO<sub>3</sub><sup>-</sup> e B<sub>4</sub>O<sub>7</sub><sup>2-</sup>. Nonostante la carica negativa, gli ioni borato sono capaci di adsorbirsi alla componente minerale dei suoli quasi come se fossero dei cationi, con meccanismi ancora non del tutto chiariti (Kabata-Pendias e Pendias, 1984). Le concentrazioni nelle rocce magmatiche variano tra 1 e 30 mg/kg, mentre in quelle sedimentarie si va da 20-30 (nei carbonati) sino ad oltre 100 mg/kg (nelle argille). Nei suoli, dove si va da 2 a 100 mg/kg, con una media attorno ai 30 mg/kg (Adriano, 1986), solo l'1-5% è in forma biodisponibile (misurata con una estrazione in acqua bollente); concentrazioni di 0,1-0,5 mg/kg di boro biodisponibile non danno luogo, normalmente, né a fenomeni di tossicità, né di carenza nelle piante superiori. Molte specie tollerano concentrazioni di boro libero anche superiori a 5 mg/kg. Concentrazioni di boro estraibile in acqua bollente inferiori a 0,05 mg/kg nel suolo possono dare luogo a fenomeni di deficienza. Come micronutriente, nelle piante superiori è coinvolto nei meccanismi di trasporto degli zuccheri attraverso le membrane cellulari e nella sintesi di componenti delle pareti cellulari.



La biodisponibilità del boro per le piante superiori varia in funzione del pH: minima alla neutralità, aumenta per valori che si discostano da questa. L'aumento di mobilità che si osserva nei suoli basici può dare luogo, in questi, a problemi di fitotossicità quando siano particolarmente ricchi di questo elemento o qualora vengano trattati con fanghi di depurazione contaminati da boro. L'aggiunta di carbonato di calcio può mitigare l'azione tossica del boro in eccesso (Kabata-Pendias e Pendias, 1984). Concentrazioni di boro di 10-100 mg/kg secco sono normali nei prodotti dell'agricoltura. In prima approssimazione livelli di boro nel terreno inferiori a 15 mg/kg danno luogo a fenomeni di carenza, 20-100 mg/kg sono un livello ottimale (finestra di concentrazione) e la tossicità si manifesta quando si superano 100 mg/kg che, nel caso di specie particolarmente sensibili o di frazioni mobili di boro molto elevate, si possono ridurre sino a 20 mg/kg. Per la sua essenzialità, i suoli carenti vengono ammendati con boro, sotto forma di borace, di tetraborato di sodio ( $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ), di pentaborato di sodio ( $\text{Na}_2\text{B}_{10}\text{O}_{16} \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ ). Nelle foglie delle piante superiori, dove il boro viene trasportato con facilità, concentrazioni di 10-25 mg/kg secco si associano a manifestazioni di deficienza, mentre livelli di 200-300 mg/kg (secco) si hanno in presenza di fenomeni tossici (Sage *et al.*, 1989). La concentrazione di boro nell'acqua dolce è dell'ordine di 15 µg/L, che salgono a 4.500 (4,5 mg/L) nell'acqua di mare. In aree particolari, i livelli di boro nell'acqua dolce possono salire sino a superare il mg/L (nell'acquedotto di Los Angeles si è arrivati anche a 1,5 mg/L; Adriano, 1986). Per l'uso di borati e perborati nei detersivi, come agenti tampone, ammorbidenti e sbiancanti, le concentrazioni nelle acque di fognatura, negli effluenti degli impianti di depurazione e nei fanghi di risulta dei medesimi possono essere relativamente elevate. Nelle acque reflue di alcuni impianti californiani sono state misurate concentrazioni di 1-2 mg/L, mentre nei fanghi si trovano decine di mg/kg secco, con punte oltre il centinaio (Genevini *et al.*, 1986). La qualità delle acque superficiali statunitensi, in relazione alla concentrazione di boro, è stata recentemente esaminata da Dyer e Caprara (1997) che danno una mediana di 0,076 mg/L, con il 90° percentile a 0,387 mg/L.

Studi di tossicità cronica condotti su topi hanno portato a concludere che per la tossicità generale il valore del NOAEL (*no-observed-adverse effect*) è 1000 mg/kg nella dieta, corrispondenti ad una dose di 145 mg/(kg d), mentre si hanno effetti sulla riproduzione che indicano un NOAEL



al di sotto di 1000 mg/kg nella dieta (Heindel *et al.*, 1997). La tossicità del boro sui mammiferi è sicuramente molto modesta. Anche nel caso degli organismi acquatici si ha una buona tolleranza, ad esempio, per i pesci il boro è tossico a 19 g/L (Pasqualetti, 1980).

## Criteri di qualità e limiti di legge

### a) Italia

La normativa per la tutela delle acque sotterranee da destinare come risorsa potabile (DPR 236, Gazzetta Ufficiale No. 152 del 1988) indica il valore guida di 1 mg/L di boro. Lo stesso valore guida è suggerito nella legge per le acque superficiali (DPR 515/1982). Il boro non è incluso nelle sostanze da tenere sotto controllo ai sensi della normativa della Regione Toscana in materia di bonifica dei suoli contaminati (Deliberazione del Consiglio Regionale della Toscana n. 169, del 7 marzo 1995), né tra le sostanze tossiche e nocive ai fini della classificazione dei rifiuti (DPR 10 settembre 1982, No. 915), né nel D.L. 27 gennaio 1992, n. 99, in attuazione della direttiva 86/278/CEE concernente la protezione dell'ambiente, in particolare del suolo, nell'utilizzazione dei fanghi di depurazione in agricoltura.

### b) Agenzie ONU, USA & Canada

L'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) non indica un valore guida per l'acqua destinata ad uso potabile. Indica solo un valore medio di assunzione giornaliera per l'uomo di 3 mg *pro capite*. Effetti tossici del boro si possono verificare quando si superano dosi giornaliere di 4 g *pro capite*.

L'US-EPA ha stabilito un massimo di 0,75 mg/L per le acque da irrigazione su colture sensibili (Adriano, 1986). Per l'acqua potabile l'US-PHS (*Public Health Service*) ha fissato il limite massimo di 5 mg/L, in considerazione del fatto che a 30 mg/L possono verificarsi interferenze con i processi della digestione.

La *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA) ha fissato degli standard per le esposizioni per via inalatoria negli ambienti di lavoro fissando, per il boro, come ossido, un livello massimo negli ambienti di lavoro di 15 mg/m<sup>3</sup> come media ponderata sulle 8 h. Lo stesso diviene

1 ppm (vol/vol) o  $3 \text{ mg/m}^3$  nel caso del trifluoruro di boro, per la presenza dello ione fluoruro nel composto (Bodek *et al.*, 1988).

Le pratiche di reiniezione hanno dato un contributo determinante alla risoluzione dei problemi di contaminazione da boro: indagini sui livelli di boro intorno agli impianti amiatini hanno dimostrato come nella maggior parte dei casi ci si trovi entro i valori del fondo naturale ( $1 \text{ mg/L}$ ) che viene superato solo in alcuni casi, in prossimità di centrali o manufatti con esse correlati, sino ad un massimo di circa  $10 \text{ mg/L}$ . Il quadro generale che ne risulta indica l'esistenza, più che di una contaminazione diffusa, di una contaminazione puntiforme di entità piuttosto modesta. La componente trasportata in aria è certamente assai contenuta, come dimostrano i livelli misurati nelle deposizioni umide nell'area di influenza delle centrali di Piancastagnaio ( $3\text{-}5 \text{ }\mu\text{g/L}$ ). Più importante è la frazione di boro che resta nel condensato (90-95%) che produce concentrazioni di  $500\text{-}2.500 \text{ mg/L}$  (ENEL, 1996) che, però, sono avviate alla reiniezione.

### Arsenico

È ampiamente diffuso in natura e costituisce lo 0,0005% della crosta terrestre (Kipling, 1977). Si può trovare in masse granulari di colore grigio-biancastro; i minerali più diffusi sono il realgar ( $\text{As}_2\text{S}_2$ ), l'arsenopirite ( $\text{FeAsS}$ ), l'orpimento ( $\text{As}_2\text{S}_3$ ), l'arsenolite ( $\text{As}_2\text{O}_3$ ). In ambiente riducente, reagisce con l'idrogeno per dare l'arsina ( $\text{AsH}_3$ ) che è un gas velenoso, infiammabile, con leggero odore di aglio. L'arsenico presenta diversi stati di ossidazione (-3, 0, +3, +5) e dà origine a numerosi composti di interesse ambientale e tossicologico, come gli acidi arsenioso ed arsenico ( $\text{H}_3\text{AsO}_3$  ed  $\text{H}_3\text{AsO}_4$ ) che in acque ossigenate sono presenti prevalentemente in forma dissociata (Bodek *et al.*, 1988). L'arsenico si lega a radicali organici di zolfo, carbonio e azoto. Mentre il carbonio reagisce sia con l'arsenico trivalente che con quello pentavalente, la forma trivalente dell'arsenico si aggancia ai gruppi sulfidrilici di aminoacidi solforati, mentre la forma pentavalente reagisce con i gruppi aminici. La forma As(III) è quella tossicologicamente più attiva, ma anche la meno diffusa in natura, dove prevale la forma As(V). I complessi organici contribuiscono ad aumentare la mobilità dell'arsenico nei sistemi acquatici, sottraendolo, in parte, ai fenomeni di adsorbimento e precipitazione. I livelli tipici di arsenico nelle rocce variano da  $1 \text{ mg/kg}$  nei carbonati e nei depositi silicei, a  $2 \text{ mg/kg}$  nelle rocce ignee, sino ai  $20 \text{ mg/kg}$  in quelle vulcaniche. Nella lettiera di boschi di

aree non contaminate si trovano sino a 3-5 mg/kg di arsenico. Nelle acque dolci, sia di superficie che profonde, i livelli di As sono dell'ordine di 1-5 µg/L (Kipling, 1977). Valori più elevati di As(III) e As(V) sono stati misurati nei fluidi geotermici: De Carlo e Thomas (1985) hanno misurato concentrazioni dell'ordine di 100 µg/L in un campo geotermico delle Hawaii, mentre ben 6 mg/L sono stati misurati a Wairakei (Harper *et al.*, 1992). Negli oceani la concentrazione media è 1,7 µg/L e nei sedimenti marini non contaminati si va da 5 a 40 mg/kg di As totale. Nello strato ossidato del sedimento prevalgono gli arseniati, in associazione con gli idrossidi di ferro, mentre negli strati sottostanti, dove il potenziale *redox* diviene negativo, l'arseniato è ridotto ad arsenito, in associazione con i solfuri. Gli organismi acquatici bioconcentrano l'arsenico ed i suoi composti in misura limitata (1-100 mg/kg di peso secco) soprattutto sotto forma del derivato organico *arsenobetaina*. Quest'ultima è il più abbondante composto dell'arsenico presente nei prodotti della pesca e non è tossico né cancerogeno per i mammiferi (Neff, 1997), mentre l'arsenico inorganico trivalente è stato classificato cancerogeno per l'uomo dalla *International Agency for Research on Cancer* (IARC, 1987). Esposizioni al gas arsina per 30 minuti alla concentrazione in aria di 250 mg/m<sup>3</sup> possono essere fatali per l'uomo, mentre sintomi di intossicazione si manifestano dopo poche ore di esposizione a 3-10 mg/m<sup>3</sup>. L'arsenico è tossico per gli organismi acquatici a concentrazioni superiori ad 1 mg/L. Per la *Daphnia* 4,3 mg/L corrispondono alla LC<sub>50</sub> (Pasqualetti, 1980).

## Criteri di qualità e limiti di legge

### a) Italia

La concentrazione massima ammissibile di arsenico, secondo la norma per la protezione della qualità delle acque sotterranee ad uso potabile (DPR 236, Gazzetta Ufficiale n. 152 del 1988), è 50 µg/L, mentre la norma per le acque superficiali (DPR 515/1982) indica un valore guida di 10 µg/L ed un valore massimo di 50 µg/L. Nella deliberazione del Consiglio Regionale della Toscana n. 169, del 7 marzo 1995 per la bonifica dei suoli contaminati vengono indicati i seguenti limiti, a seconda della destinazione finale:

- 20 mg/kg per l'uso agricolo;
- 30 mg/kg residenziale;

- 50 mg/kg mg/kg per l'industriale.

Nella stessa norma vengono ricordati i valori tipici per i suoli (5-6 mg/kg con un intervallo di variazione 0,1-50 mg/kg).

Secondo il DPR 10 settembre 1982, n. 915, con 100 mg/kg (ed oltre) si è in presenza di un rifiuto tossico.

#### b) Agenzie ONU, USA & Canada

La US-Environmental Protection Agency ha stabilito un criterio per l'arsenico totale disciolto in acqua di mare di 0,0175  $\mu\text{g/L}$  al fine di mantenere il rischio di cancro nei consumatori di pesce entro il valore soglia di 10-6, sulla base di una serie di assunzioni (US-EPA, 1988):

- negli organismi acquatici vi è un arricchimento di As;
- l'elemento è tutto presente, o viene rapidamente trasformato, nella forma cancerogena As(III);
- la potenza cancerogena dell'As nell'uomo è 14 kg d/mg (come *Human Upper Bound Slope*,  $B_H$ ; Anderson, 1985).

Senza voler in questa sede discutere sull'attendibilità e l'accuratezza del valore della  $B_H$ , ricavata dalla *Upper Bound Slope*,  $q^*$  (cfr. Bacci, 1994), a sua volta ottenuta da una estrapolazione alle basse dosi di una curva sperimentale di cancerogenicità con il metodo multistadio linearizzato (Crump, 1981), rimane il fatto che un eccesso di cautela ha messo fuori criterio (non fuori legge, per fortuna) tutte le acque dolci e salate del Pianeta, dichiarandole non idonee alla produzione di alimenti destinati all'uomo. Meno criticabili sono i criteri per la protezione degli organismi marini stabiliti per gli arseniti in 69 e 36  $\mu\text{g/L}$  per esposizioni, nell'ordine, acute e croniche, che salgono a 190 (esposizione cronica) e 360  $\mu\text{g/L}$  (acuta) nei sistemi d'acqua dolce (US-EPA, 1984). Non vi sono criteri specifici per gli arseniati o i composti organoarsenicali rispetto agli organismi acquatici. Un criteri di qualità per i Grandi Laghi nordamericani è stato indicato in 50  $\mu\text{g/L}$  (Bodek *et al.*, 1988). L'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) indica un valore guida per l'acqua destinata ad uso potabile in 50  $\mu\text{g/L}$ , valore che è stato fatto proprio anche dall'US-EPA.

Long e collaboratori (1995) hanno proposto di impiegare un nuovo approccio per individuare i livelli di esposizione agli inquinanti tollerabili dai sistemi naturali. Il criterio di qualità viene elaborato sulla base di due valori di riferimento, chiamati *effects range-low* (ERL, corrispondente al 10° percentile) e *effects range-median* (ERM, corrispondente al 50° percenti-



le). I due valori, ricavati elaborando dati di letteratura, separano tre situazioni a diverso rischio: con As al di sotto dell'ERL, gli effetti dannosi a carico degli organismi marini saranno *rari*; con concentrazioni comprese tra ERL e ERM i danni saranno *occasional*i ed oltre l'ERM i danni diventano *frequenti*. Gli *effects range-low* (ERL) e *effects range-median* (ERM) ricavati hanno permesso di indicare delle linee guida, adottate in Canada, per l'arsenico totale nei sedimenti marini: ERL = 8,2 mg/kg e ERM = 70 mg/kg. Secondo Neff (1997), il valore dell'ERL è un po' troppo basso essendo i valori del fondo spesso tra 5 e 15 mg/kg.

L'US-EPA ha fornito anche le seguenti indicazioni per la classificazione dei sedimenti dei Grandi Laghi. Per l'arsenico si considerano non contaminati quando il livello è  $<3$  mg/kg, moderatamente contaminati per valori compresi tra 3 ed 8 mg/kg, contaminati per As totale  $>8$  mg/kg. Anche il Governo canadese, per l'Ontario, indica in 8 mg/kg il valore da cui iniziano i sedimenti da considerare contaminati, per l'arsenico.

La Occupational Safety and Health Administration (OSHA) ha fissato degli standard per le esposizioni per via inalatoria, sia a gas che a polveri, negli ambienti di lavoro fissando, per l'arsenico inorganico un livello massimo negli ambienti di lavoro di  $0,010$  mg/m<sup>3</sup> come As come media ponderata sulle 8 h. Lo stesso limite sale a  $0,5$  mg/m<sup>3</sup> per gli organoarsenicali e diviene  $0,2$  mg/m<sup>3</sup> ( $0,05$  ppm vol/vol) per il gas arsina.

L'US-EPA ha indicato in  $0,1$  mg/L il criterio per l'acqua da irrigazione, essendo tossico in alcune colture al livello di  $0,5$  mg/L (Pasqualetti, 1980).

Esistono in diversi Paesi limiti al contenuto in arsenico derivanti dall'applicazione, ormai da tempo quasi completamente abolita, di pesticidi a base di composti arsenicali (come l'arseniato di piombo). Per le colture dove i principi attivi a base di arsenico erano consentiti venivano stabiliti limiti massimi ( $1$  mg/kg in Canada e Nuova Zelanda;  $3$  mg/kg negli USA), dettati più dalla buona pratica agricola che non da ragioni prettamente tossicologiche.

I livelli di arsenico nei condensati geotermici sono piuttosto elevati (dell'ordine del mg/L) e se questi venissero rilasciati nei corsi d'acqua di superficie, si potrebbero avere fenomeni di inquinamento. La reimmissione dei condensati nel serbatoio geotermico, però, ridimensiona di molto il problema, come hanno dimostrato le ricerche condotte attorno agli impianti amiatini, con risultati quasi sempre entro i livelli del fondo naturale. Nei rari casi in cui i livelli di arsenico erano in eccesso, la



poreo). Studi condotti su ratti, somministrando acqua addizionata di tartrato di potassio ed antimonio alla concentrazione di 5 mg/L per tutta la vita (circa 2 anni) portavano ad evidenziare una riduzione della durata della vita di circa il 15%, mentre diete con il 2% di ossido di antimonio davano come effetto una riduzione della crescita. L'antimonio è considerato un elemento *non essenziale* (Elinder e Friberg, 1986), in quanto non sono noti casi di tossicità da deficienza (gli elementi essenziali sono quelli per i quali esiste una finestra di dose ottimale, al di fuori della quale, sia in eccesso che in difetto, si hanno manifestazioni tossiche). I composti di antimonio sono, in genere, scarsamente assorbiti dagli animali e vengono escreti con le feci. La frazione assorbita viene rapidamente eliminata per via urinaria. L'idruro è un gas inodoro che, come l'arsina, può provocare emolisi. Non è cancerogeno (Goyer, 1986).

## Criteri di qualità e limiti di legge

### a) Italia

La concentrazione massima ammissibile di antimonio per le acque sotterranee è 10 µg/L (DPR 236, Gazzetta Ufficiale n. 152 del 1988). Per i suoli da bonificare la deliberazione del Consiglio Regionale della Toscana n. 169, del 7 marzo 1995 stabilisce quanto segue: 20 mg/kg per gli usi agricolo e residenziale, 40 mg/kg per quello industriale. Vengono ricordati i valori tipici per i suoli in 1-2 mg/kg, con un intervallo di variazione 0,05-30 mg/kg.

### b) Agenzie ONU, USA & Canada

Non è stato stabilito un criterio di qualità per gli organismi di acqua dolce da parte dell'US-Environmental Protection Agency (US-EPA), mentre vengono indicati i livelli di esposizione tossici: 1,6 mg/L per esposizioni croniche di animali acquatici, che salgono a 9 mg/L nel caso di esposizioni acute; con le alghe il livello di tossicità è 0,6 mg/L. Per le acque marine vi è un criterio di qualità EPA a 0,2 mg/L per le esposizioni a breve termine. I sopracitati criteri di qualità non hanno forza di legge, ma sono delle linee guida prodotte dalla ricerca scientifica con l'intento di fornire supporto ad una eventuale regolamentazione. Per la protezione della salute umana, l'EPA indica due limiti 0,146 mg/L per l'ingestione di acqua ed organismi e 45 mg/kg per l'ingestione di soli organismi acquati-

concentrazione era di poco superiore ai 10 µg/L e si manteneva al di sotto del limite per l'acqua potabile. Anche per l'aria e l'acqua piovana i livelli intorno agli impianti toscani, dell'ordine, rispettivamente di 1 ng/m<sup>3</sup> e 500 ng/L, non destano preoccupazione. I livelli di As nei sedimenti dei corsi d'acqua delle aree geotermiche si mantengono relativamente bassi: nello studio condotto attorno alle centrali di Piancastagnaio (Riccobono e Sabatini, in ENEL, 1996) nessuno dei 200 campioni esaminati raggiungeva il valore della *effects range-median* (ERM; 70 mg/kg) con oltre il 60% dei reperti entro i 10 mg/kg.

### Antimonio

Si trova in natura come elemento nativo o combinato con zolfo e/o ossigeno. Il minerale più diffuso è l'antimonite (Sb<sub>2</sub>S<sub>3</sub>) dalla quale, per arrostitimento, si estrae l'antimonio. Importanti giacimenti si trovano in Toscana ed in Sardegna. Con l'idrogeno, in ambiente riducente, l'antimonio reagisce per dare l'idruro SbH<sub>3</sub>, che è un gas (che gli autori anglosassoni chiamano *stibine*, da non confondere con la stibina che è l'antimonite, che per gli anglosassoni è *stibnite*). Le proprietà chimiche di questo elemento assomigliano a quelle dell'arsenico e come l'arsenico, può assumere i seguenti stati di ossidazione -3, 0, +3 e +5. Nelle acque naturali di superficie la forma prevalente è l'acido antimonioso, Sb(OH)<sub>3</sub>, che nei sedimenti, con *redox* negativo può dare il gas SbH<sub>3</sub>. Gli ossidi Sb<sub>2</sub>O<sub>5</sub> e Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub> sono solubili in acqua e danno luogo ad idrossi-complessi che in presenza di zolfo possono precipitare come solfuri (Sb<sub>2</sub>S<sub>3</sub>). La concentrazione di antimonio nelle acque naturali è di norma compresa tra 0,01 e 5 µg/L (Bodek *et al*, 1988), mentre il tenore nei suoli e sedimenti è normalmente dell'ordine di 0,1-10 mg/kg. Nel fiume Reno, in Germania, il livello di antimonio è in media 0,1 µg/L, mentre nell'oceano Pacifico nordorientale la concentrazione è 0,2 µg/L. Le concentrazioni in aria misurate a Chicago variavano tra 1,4 e 55 ng/m<sup>3</sup>, con una media di 32, mentre in Inghilterra le concentrazioni in aria variavano tra 0,4 e 4 ng/m<sup>3</sup>. Nel tabacco, in media, si trova circa 0,1 mg di antimonio per kg di peso secco. L'antimonio presenta tossicità diversa a seconda della forma chimica e della biodisponibilità che da essa derivano. Ad esempio il tartrato di potassio ed antimonio è in grado di produrre diarrea e vomito in cani e gatti trattati con dosi dell'ordine di 10 mg/kg, mentre gli ossidi di antimonio sono tollerati dagli stessi animali, per mesi, a dosi di 100 mg per kg (di peso cor-

ci. La *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA) ha fissato degli standard per le esposizioni per via inalatoria, sia a gas che a polveri, negli ambienti di lavoro stabilendo, per l'antimonio ed i suoi composti (espressi come Sb) un massimo di  $0,5 \text{ mg/m}^3$ , come media ponderata sulle 8 h, che si applica anche all'idruro  $\text{SbH}_3$ , per il quale si indica anche il limite di  $0,1 \text{ ppm vol/vol}$  ( $0,56 \text{ mg/m}^3$ ).

La maggior parte delle misure della concentrazione di antimonio nelle aree di influenza delle centrali geotermoelettriche italiane si mantiene entro i limiti della potabilità. Sono presenti, tuttavia, alcune eccezioni che in parte sono dovute a fenomeni di contaminazione accidentali legati all'emissione di fluidi o condensati geotermici. Nella zona amiatina poi, sono anche in parte dovute alla dispersione dei *rosticci* del mercurio. Nei vegetali è presente una modesta contaminazione, limitatamente alle immediate vicinanze degli impianti, da imputare alle scarse precauzioni del passato.

## **Mercurio**

È presente in natura in diverse forme. Le più importanti sono il solfuro di mercurio, gli ioni mercurioso e mercurico, il mercurio metallico ed il metilmercurio.

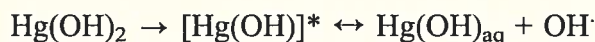
### *Il solfuro di mercurio*

Il solfuro di mercurio, quando di colore rosso vivo, altro non è che il cinabro, forma principale in cui il metallo si trova nei giacimenti amiatini. Il cinabro è assai poco solubile in acqua o nei solventi organici, cosa che lo rende non disponibile per gli organismi viventi: i trascurabili livelli di esposizione al mercurio nei minatori dell'Amiata addetti alla raccolta del minerale fornisce una prova della scarsa assimilabilità del cinabro, sia per contatto che per ingestione (cfr. Bacci, 1995).

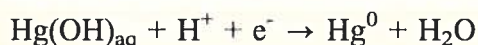
### *Gli ioni mercurioso e mercurico*

Lo ione mercurioso,  $\text{Hg}_2^{2+}$ , si forma quando le condizioni non sono sufficientemente ossidanti da portare allo stato bivalente il mercurio o per la presenza di sostanze riducenti (come gli ioni ferrosi). In soluzione acquosa il mercurio inorganico esiste contemporaneamente in tutti e tre i suoi stati di ossidazione (0, +1, +2), in una condizione di stato stazionario di non equilibrio. Il ruolo degli ioni mercuriosi nei sistemi acquatici è assai importante, in quanto molto spesso nelle acque naturali vi sono ioni ferrosi in

quantità sufficiente da trasformare una parte del mercurio bivalente in mercurio monovalente. Nelle acque superficiali prevale la forma bivalente ( $\text{Hg}^{2+}$ ), la quale più che tendere a rimanere in soluzione in forma libera, si associa fortemente al particolato in sospensione e forma complessi stabili con sostanze organiche ed inorganiche. Si noti che quel poco di mercurio bivalente che riesce a mantenersi in forma libera, ovvero in soluzione, tende a “scaricarsi” formando, attraverso lo ione mercurioso, mercurio metallico. Quest’ultimo, come si vedrà di seguito, passerà in aria con estrema facilità. Le acque superficiali si trovano spesso in condizioni di sovrasaturazione da  $\text{Hg}^0$ . La ragione di questa marcata condizione di sovrasaturazione delle acque superficiali è stata individuata in efficaci processi di fotoriduzione delle specie ossidate del mercurio. Molti complessi del mercurio con  $\text{OH}^-$ ,  $\text{HS}^-$ ,  $\text{Cl}^-$  e con leganti organici, incluse le forme metilate  $\text{CH}_3\text{Hg}^0$ ,  $(\text{CH}_3)_2\text{Hg}$ ,  $\text{CH}_3\text{Hg}^+$ ,  $\text{CH}_3\text{HgCl}$ ,  $\text{CH}_3\text{HgOH}$ ,  $\text{CH}_3\text{HgSH}$ , possono assorbire la radiazione solare nella zona dell’UV prossimo (270-400 nm), dando luogo ad una serie di trasferimenti di elettroni che porta alla formazione di mercurio metallico e radicali liberi. Nriagu (1994) suggerisce, ad esempio per la forma  $\text{Hg}(\text{OH})_2$ , il seguente meccanismo:



dove  $[\text{Hg}(\text{OH})]^*$  indica un complesso in stato eccitato e  $\text{OH}^\cdot$  il radicale ossidrilico. Ma il complesso  $\text{Hg}(\text{OH})_{\text{aq}}$  è, nelle acque naturali, instabile:



Il mercurio allo stato elementare ha un elevato potenziale di prima ionizzazione (241 kcal/mol; Schroeder *et al.*, 1991), per cui non viene attaccato dagli ossidanti deboli in soluzione. L’inerzia del mercurio metallico è un elemento chiave per il suo accumulo nelle acque superficiali: una volta formato, non sarà facilmente riossidato da coppie redox come la  $\text{Fe}(\text{II})/\text{Fe}(\text{III})$  e la  $\text{Mn}(\text{II})/\text{Mn}(\text{III})$ . Nelle acque naturali, il mercurio metallico non viene ossidato dall’acqua ossigenata ( $\text{H}_2\text{O}_2$ ) e, tanto meno, dall’ossigeno in soluzione. L’ossidazione può avvenire ad opera dell’ozono,  $\text{O}_3$ , e di specie come l’acido ipocloroso,  $\text{HClO}$ , e lo ione bisolfito,  $\text{HSO}_3^-$  che tuttavia sono relativamente rare nelle acque naturali. I radicali ossidrilici,  $\text{OH}^\cdot$ , sono molto efficaci nell’ossidazione del mercurio allo stato ele-



mentare, ma anche questo processo, nelle acque di laghi e fiumi o nel mare non sembra essere estremamente efficace (Nriagu, 1994). Quest'ultimo meccanismo, però, insieme con la capacità dell'ozono di ossidare il mercurio metallico potrebbe essere quello che permette di avere, nell'acqua piovana, livelli di mercurio tendenzialmente leggermente più elevati di quelli che si riscontrano nelle acque superficiali: 1-10 ng/L nelle prime, contro 5-25 ng/L nella seconda.

### *Il mercurio metallico*

Il mercurio metallico è caratterizzato da una relativamente elevata tensione di vapore: a 25°C vale 0,24 Pa (Bodek *et al.*, 1988), che corrisponde ad un livello di saturazione in aria (solubilità in aria) di  $9,7 \times 10^{-5}$  mol/m<sup>3</sup>, ovvero a 19,4 mg/m<sup>3</sup>. Come per molte altre sostanze, la temperatura ha un effetto importante nella volatilizzazione del mercurio, aumentandone, col crescere, il valore della tensione di vapore. Di qui, in parte, la ragione delle elevate concentrazioni di mercurio nelle emanazioni e nei fluidi geotermici dove questo si trova, prevalentemente, come mercurio metallico in fase di vapore. La forma di vapore è quella che domina nel mercurio atmosferico: Fitzgerald (1986) ha dimostrato che la maggior parte delle specie di mercurio presenti nell'aria sovrastante l'oceano in diverse località del Pacifico e dell'Atlantico erano per oltre il 99% in fase di vapore, ed ancora oltre il 97% lo era in corrispondenza di una zona urbana costiera (Long Island Sound). Considerando che la solubilità in acqua del mercurio metallico è pari a 0,02-0,06 mg/L, a 20°C (Bodek *et al.*, 1988), ne deriva un valore del coefficiente di ripartizione aria/acqua,  $K_{AW}$ , ottenuto dal rapporto tra le solubilità in aria ed in acqua, in unità massa/volume, pari a 0,32. Ciò significa che una data quantità di mercurio tenderà a ripartirsi tra aria ed acqua in modo tale che la concentrazione in acqua sia poco più del triplo di quella in aria. Questo accadrebbe in condizioni di equilibrio ed in un sistema chiuso. All'aperto, ed in particolare nei sistemi terrestri i volumi di acqua sono assai più piccoli di quelli dell'aria che viene in contatto con essi, permettendo al mercurio di passare in fase di vapore. In realtà, in acqua si trova più mercurio di quello calcolabile sulla base di una semplice ripartizione con l'aria del solo mercurio metallico, per la presenza di altre specie chimiche più affini alla fase acquosa.

Il mercurio metallico in fase di vapore, una volta giunto a contatto di una membrana cellulare, vegetale o animale la può attraversare con facilità.



tà grazie al suo scarso grado di idrofobicità. L'idrofobicità delle sostanze si misura con il coefficiente di ripartizione 1-ottanolo/acqua,  $K_{OW}$ , analogo al  $K_{AW}$  di cui si è detto sopra. Il  $K_{OW}$  di  $Hg^0$  è pari a 4,16 (Shoichi e So-kichi, 1985), il che gli permette di attraversare le membrane biologiche senza dover attendere speciali trasportatori. Se non si ossidasse, ad opera di meccanismi enzimatici operanti all'interno delle cellule, se ne andrebbe come è entrato, senza produrre alcun arricchimento all'interno dei viventi. Invece si ossida e si blocca, meno negli animali, molto di più a livello dei tessuti vegetali come avviene nelle foglie delle piante superiori. In queste il meccanismo di accumulo è praticamente irreversibile (Gaggi *et al.*, 1991) e costituisce la principale via di assunzione nei vegetali (Mosbäk *et al.*, 1988). Per eliminare il mercurio, alle piante superiori non rimane altro che lasciar cadere le foglie.

### Il metilmercurio

È la specie più temibile per il suo elevato potenziale tossico. Si forma in natura nei sistemi acquatici, nello strato di sedimento dove l'ossigeno scarseggia ed il potenziale *redox* si abbassa e diviene negativo, come accade a livello dei sedimenti sia nei sistemi d'acqua dolce che in quelli marini. Si

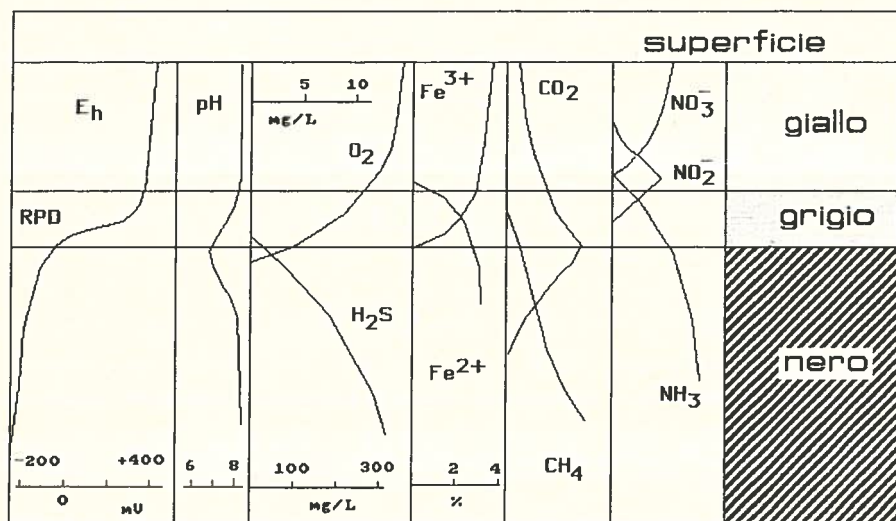


Figura 12.3.- Condizioni fisico-chimiche e processi fondamentali che avvengono nel sedimento marino. RPD: *redox potential discontinuity*, in corrispondenza della quale avviene la metilazione del mercurio. Da Boaden e Seed (1985).

ha produzione netta di metilmercurio, a partire dalle forme inorganiche solubili, a livello dello strato grigio del sedimento (Figura 12.3). Il meccanismo non funziona nei sistemi terrestri, dove le radici delle piante hanno bisogno di aria che penetra, normalmente, nella porosità del terreno. La diversa velocità di diffusione dell'ossigeno in aria ed in acqua è la causa del diverso comportamento dei suoli e dei sedimenti, impedendo che nei suoli avvengano processi di metilazione efficaci (Bacci, 1995).

Inoltre, il metilmercurio presenta il punto debole di essere fotolabile. Una prova sperimentale della fotolabilità del metilmercurio in condizioni di irraggiamento solare naturale è stata fornita da Renzoni e collaboratori (1991). La fotolabilità del metilmercurio ne impedisce l'accumulo in ambienti esposti alla radiazione solare, come le parti verdi delle piante. Oltre alla tossicità, il metilmercurio presenta il problema della capacità di concentrarsi all'interno degli organismi non trasparenti, come i pesci o i molluschi di taglia commerciale. Questa proprietà è stata, più di una volta, impropriamente attribuita ad una elevata idrofobicità della sostanza, che attiverebbe meccanismi analoghi a quelli dell'altrettanto famoso DDT, e composti simili per comportamento nell'ambiente (Connell, 1990). Le sostanze idrofobe hanno valori di  $K_{OW} > 1000$ , in quanto fuggono dall'acqua in tal maniera, che gli animali che respirano con le branchie non hanno bisogno di ricorrere all'alimentazione per accumularne grandi quantità, al punto di far loro raggiungere concentrazioni di diversi ordini di grandezza al di sopra di quelle che si possono misurare nell'acqua. Ma il  $K_{OW}$  del metilmercurio è assai scarso: nelle condizioni di pH del mare (poco oltre 8), il  $K_{OW}$  è vicino a 0,2, per superare di poco l'unità per pH leggermente acidi, tipici di alcune acque dolci. In prima approssimazione, quindi, il metilmercurio si ripartisce in ottanolo ed in acqua in misura uguale ( $K_{OW}=1$ ; Major *et al.*, 1991). In questo modo la bioconcentrazione basata sull'estrazione dall'acqua operata dal pool lipidico degli organismi, senza reazioni chimiche all'interno dei medesimi, non è in grado di funzionare. Tuttavia non è affatto necessario invocare meccanismi di quel tipo: il metilmercurio forma complessi stabili del tipo  $R-S-CH_3-Hg$  con i gruppi tiolici delle proteine, quindi, una volta entrato in una cellula, vi può restare a lungo, in quanto si è trasformato in un altro composto, molto meno mobile e scambiabile con l'ambiente esterno.

In natura, il mercurio metile è la forma prevalente (sino ad oltre il 90% del totale) nel muscolo di pesce dove si trova in concentrazioni di 0,1-0,5

mg/kg, più elevate nel Mediterraneo dove un'anomalia termica accelera i processi di metilazione che avvengono soprattutto a livello dei sedimenti (Bacci, 1989).

Nell'acqua, nei sedimenti, nei suoli e nell'aria predominano largamente le specie inorganiche. I livelli di mercurio totale sono tipicamente dell'ordine di 1-10 ng/L nelle acque dolci e marine, 0,1 mg/kg nei suoli e sedimenti e 1-5 ng/m<sup>3</sup> in aria.

## Criteri di qualità e limiti di legge

### a) Italia

Nelle acque sotterranee la concentrazione massima di mercurio ammissibile ai fini potabili è 1 µg/L (DPR 236, Gazzetta Ufficiale n. 152 del 1988). Per quelle superficiali il valore guida è 0,5 µg/L ed il valore massimo è 1 µg/L (DPR 515/1982). Nel suolo da bonificare, in aree non mercurifere, valgono i seguenti limiti (Deliberazione del Consiglio Regionale della Toscana n. 169, del 7 marzo 1995):

- 0,5 mg/kg per l'uso agricolo<sup>20</sup>;
- 2mg/kg per quello residenziale<sup>20</sup>;
- 10 mg/kg per l'industriale.

Vengono ricordati i valori tipici per i suoli a 0,05 mg/kg, con un intervallo di variazione 0,01-0,50 mg/kg. Nel caso di aree cinabrifere, vale una norma *ad hoc* dove non vi sono più limiti di concentrazione di mercurio nel suolo, ma limiti per l'aria e l'acqua che, in contatto con questo si potranno contaminare o meno, a seconda della mobilità delle specie chimica del mercurio presente nel suolo. Al termine delle operazioni di bonifica, in nessuno sito esterno si dovranno raggiungere i 300 ng/m<sup>3</sup> (a 20 °C e 100 cm da terra) e negli interni, in condizioni di buona aerazione (finestre aperte) non si dovranno superare i 500 ng/m<sup>3</sup> (20 °C) ad altezza d'uomo. Questo per l'aria. Per l'acqua, essa dovrà mantenersi entro il limite di potabilità (anche se non destinata a tale uso), ovvero entro 1 µg/L. Ai fini della classificazione dei rifiuti, secondo il DPR 10 settembre 1982, No. 915, questi divengono tossici per concentrazioni di mercurio di 100 mg/kg ed oltre. Per gli ambienti di lavoro è stato indicato il limite di 0,05 mg/m<sup>3</sup> (ovvero 50.000 ng/m<sup>3</sup>) per una esposizione continuata sulla base delle 8 h/d (ILO, 1991).

b) Agenzie ONU, USA & Canada

Una vecchia norma, in forza negli USA per gli impianti cloro-soda con celle a catodo scorrevole di mercurio fissava un massimo di emissione (di mercurio), per impianto, di 2300 g/d in aria, quando le centrali di The Geysers avevano emissioni tra 36 e 144 g/d per potenze di 25-75 MW (Robertson *et al.*, 1977).

Le indicazioni dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e della FAO (*Food and Agriculture Organisation*) sono ancora quelle della prima metà degli anni '70 (FAO/WHO, 1972), confermate da successive ricerche (cfr. Bacci, 1985)20: la "*dose settimanale temporaneamente accettabile*" è di 0,3 milligrammi di mercurio totale a persona, corrispondenti a 0,0006 mg/(kg d), di cui non più di 0,2 sotto forma di metilmercurio, espresso come mercurio.

È stato stabilito un criterio di qualità per gli organismi di acqua dolce da parte dell'*US-Environmental Protection Agency* (US-EPA): 0,12 µg/L per esposizioni croniche e 2,4 µg/L per le acute concepito per la protezione di uccelli e mammiferi che si nutrono di pesce. Per le acque marine vi è un criterio di qualità EPA a 0,025 µg/L per le esposizioni croniche, a cui corrispondono 2,1 µg/L per quelle a breve termine. Si rammenta, ancora una volta, come i sopracitati criteri di qualità non abbiano forza di legge, ma siano delle linee guida prodotte dalla ricerca scientifica con l'intento di fornire supporto ad una eventuale regolamentazione. Il criterio di qualità per l'acqua dei Grandi Laghi è fissato a 0,2 µg/L. Il pesce non deve arrivare a superare 0,5 mg/kg di peso fresco.

Per la protezione della salute umana, l'Organizzazione Mondiale della Sanità indica, per il mercurio, in 1 µg/L la linea guida per l'acqua potabile. L'EPA indica due limiti 0,144 µg/L per l'ingestione di acqua ed organismi e 0,146 µg/kg per l'ingestione di soli organismi acquatici, mentre il limite massimo, sempre dall'EPA, per l'acqua potabile è 2 µg/L (MCL, *maximum contaminant level*), a cui si affianca un *recommended maximum contaminant level* a 3 µg/L (Bodek *et al.*, 1988).

La Occupational Safety and Health Administration (OSHA) ha fissato degli standard per le esposizioni per via inalatoria, sia a gas che a polveri, negli ambienti di lavoro fissando, per gli alchilmercuriali un massimo di 0,01 mg/m<sup>3</sup>, come media ponderata sulle 8 h, ed una concentrazione massima di 0,04 mg/m<sup>3</sup>. Nel caso del mercurio inorganico, la concentrazione massima diviene 0,1 mg/m<sup>3</sup>.



Valori di *effects range-low* (ERL) e *effects range-median* (ERM) come per l'arsenico, sono stati prodotti da Long e collaboratori (1995) anche per il mercurio nei sedimenti (dei sistemi acquatici), per il quale  $ERL=0,15$  ed  $ERM=0,71$  mg/kg (secco). Non tenendo conto della forma chimica però l'accuratezza di questo approccio, come riconoscono gli stessi Autori, non è soddisfacente.

Le linee guida per la classificazione dei sedimenti dei Grandi Laghi dicono *non inquinato* se il livello di mercurio è  $< 1$  mg/kg<sub>20</sub>; fortemente inquinato se  $\geq 1$  mg/kg, mentre per il Ministero dell'Ambiente canadese a 0,3 mg/kg inizia il livello di mercurio nei sedimenti da considerare indicatore di inquinamento (Bodek *et al.*, 1988).

Per il mercurio, le emissioni delle centrali amiatine sono particolarmente importanti, molto più di quelle di Larderello e Radicondoli, ed anche di quelle di The Geysers, a parità di potenza. Nonostante questo, nemmeno intorno alle centrali di Piancastagnaio le concentrazioni in aria, in acqua o negli organismi viventi sono tali da provocare danni agli organismi (Bacci, 1995; ENEL, 1996). Tuttavia i livelli di mercurio nelle acque e nell'aria in prossimità delle centrali si presentano circa doppi rispetto ai valori naturali. La forma del mercurio che prevale è quella dello stato elementare, caratterizzato da una elevata affinità per l'aria, fatto questo che permette una enorme diluizione delle emissioni, riducendone l'impatto sugli organismi. I vegetali, in grado di intrappolare il mercurio in fase di vapore in modo irreversibile, sono degli ottimi indicatori della contaminazione e sono quelli dai quali si può ottenere l'immagine di caso peggiore (*worst case*), in quanto sono in grado di conservare la memoria di esposizioni accidentali a livelli elevati, anche se di breve durata.

### Radon ( $^{222}\text{Rn}$ )

Il fondo naturale di radiazione è dato da quattro componenti:

- radiazione cosmica, per il 15%;
- il potassio-40,  $^{40}\text{K}$ , per il 15%;
- la famiglia del torio-232,  $^{232}\text{Th}$ , per il 17%;
- la famiglia dell'uranio-238,  $^{238}\text{U}$ , per il 53%.

Il radon-222 ( $^{222}\text{Rn}$ ) fa parte della famiglia dell'uranio-238 ed è il maggior responsabile della dose di radioattività alla quale i sistemi naturali, uomo incluso, sono esposti. Un altro isotopo, radioattivo, del radon, il radon-220, facente parte della serie del  $^{232}\text{Th}$ , ha una semivita assai breve



(55,6 secondi) e dà origine alla specie radiattiva polonio-216 per finire, attraverso numerosi passaggi, alla forma stabile  $^{208}\text{Pb}$ . I livelli di  $^{220}\text{Rn}$ , anche per la sua scarsa stabilità, sono molto più modesti di quelli dell'isotopo 222 e giocano un ruolo secondario. L'uranio contenuto nelle rocce e nei minerali del suolo e del sottosuolo decade, attraverso una serie di elementi intermedi, sino a radio 226 ( $^{226}\text{Ra}$ ) che, emettendo una particella  $\alpha$ , si trasforma nel radon-222. Questo è un gas nobile (non reagisce facilmente con altre specie chimiche) e migra, grazie anche alla sua inerzia chimica, sino a raggiungere l'atmosfera. Pur essendo un gas, presenta una buona affinità per l'acqua, minore se ricca di sali come i condensati delle centrali geotermoelettriche. Il coefficiente di ripartizione,  $\alpha$ , tra acqua ed aria, può essere calcolato con la seguente relazione empirica (cfr. D'Amore, 1975):

$$\alpha = 0,105 + 0,405 e^{-0,0502 T}$$

dove T è la temperatura, in °C ed  $\alpha$  è in L/kg, derivando da un rapporto di concentrazioni espresse in massa/massa per l'acqua e massa/volume per l'aria. Assumendo, in prima approssimazione, la densità dell'acqua costante e pari a 1 kg/L, a 0°C le concentrazioni, in unità massa/volume, in acqua ed in aria staranno tra di loro come 1 e 2; a 20°C si passerà ad 1/4 a 40°C 1/6 ed a 100°C 1/10. Questi rapporti altro non sono che il valore del coefficiente di ripartizione acqua/aria,  $K_{WA}$ , reciproco del più correntemente impiegato aria/acqua,  $K_{AW}$ , più familiare in ecotossicologia.

La maggior parte del radon, pertanto raggiunge l'aria da dove, tuttavia, una parte importante può depositarsi in frazioni acquose, magari all'interno di organismi viventi. Qui si depositano prodotti di decadimento radioattivo del  $^{222}\text{Rn}$  che sono isotopi di polonio, bismuto, piombo e tallio che hanno periodi di dimezzamento assai rapidi.

Questi si chiamano ancora "radio A", "radio B", "radio C" ecc., in memoria del modo in cui furono scoperti e sono di seguito elencati, con il loro periodo di dimezzamento:

$^{218}\text{Ra A}$ ,  $t_{1/2} = 3,05 \text{ min}$ ;

$^{214}\text{Ra B}$ ,  $t_{1/2} = 26,8 \text{ min}$ ;

$^{214}\text{Ra C}$ ,  $t_{1/2} = 19,7 \text{ min}$ ;

$^{210}\text{Ra C}'$ ,  $t_{1/2} = 1,82 \text{ s}$ ;

$^{214}\text{Ra C}'$ ,  $t_{1/2} = 1,64 \times 10^{-4} \text{ s}$ ;

$^{210}\text{Ra D}$ ,  $t_{1/2} = 22,3 \text{ a}$ ;

$^{210}\text{Ra E}$ ,  $t_{1/2} = 5,02 \text{ d}$ ;

$^{210}\text{Ra}$  F,  $t_{1/2} = 138,2$  d.

Il punto di arrivo è il “radio G”, ovvero il piombo-206, che è stabile. Gli isotopi meno stabili (*radon daughters*) emettono radiazioni  $\alpha$  o  $\beta$  che possono produrre, quando in quantità sufficienti, danni biologici consistenti che, nell'uomo, possono portare a tumori polmonari. In aria i nuclidi che originano dal decadimento del radon possono essere presenti in varie proporzioni. In prima approssimazione si usa il concetto della “concentrazione equivalente di equilibrio del radon” (*equilibrium equivalent concentration*, EEC) in grado di rappresentare qualsiasi miscela di nuclidi aventi lo stesso potenziale emettente. Nella tutela della salute dei lavoratori, l'unità di misura del livello di esposizione al radon è lo *working level*, WL, che è definito come una qualsiasi combinazione di nuclidi prodotto dal radon che è in grado di emettere  $1,3 \times 10^5$  MeV di energia alfa per litro di aria, decadendo a  $^{210}\text{Pb}$  (“radio D”). Questo equivale a ad una concentrazione di radon in equilibrio secolare con la sua progenie di 100 pCi/L, ovvero 3700 Bq/m<sup>3</sup> (Lindvall, 1992).

Nei fluidi geotermici il radon rappresenta, per la radioattività, il componente principale e può essere presente in concentrazioni variabili. Uno studio condotto dalla US-EPA nella metà degli anni settanta su 136 manifestazioni diverse aveva individuato un intervallo di variazione esteso su tre ordini di grandezza: da 13 a 14.000 pCi/L, con una mediana di 510 (Hartley e Di Pippo, 1980). La radioattività dei fluidi si aggiunge alle emanazioni del terreno ed insieme producono la radioattività dell'aria. Nella zona di Larderello le concentrazioni di  $^{226}\text{Ra}$  (precursore del radon) nel terreno sono intorno ad 1 pCi/g, valore che non si discosta dal fondo naturale e che produce un flusso di radon dell'ordine di 20 pCi/(m<sup>2</sup> min). Alle emissioni del suolo, nell'area di Larderello, si sommano quelle dovute all'attività di estrazione del calore che portano a dei livelli di radon all'aria aperta tra 50 e 300 pCi/m<sup>3</sup>, con una media geometrica di 150 pCi/m<sup>3</sup> (5,5 Bq/m<sup>3</sup>; George *et al.*, 1980). Valori più contenuti sono stati ottenuti a The Geysers dove, a fronte dei valori elevati di radon nel vapore e, soprattutto, nei gas incondensabili (0,6-1% in peso rispetto al fluido in ingresso), l'aria ambiente si presentava con livelli estremamente contenuti (Tabella 12.6).

Tabella 12.6.- Concentrazioni di radon alle installazioni della Pacific gas and Electric Company (PG&E) a The Geysers (da Pasqualetti, 1980).

Punto di prelievo	Concentrazione:	pCi/m <sup>3</sup>	Bq/m <sup>3</sup>
Vapore in testa pozzo		8,3x10 <sup>3</sup>	307
Uscita dall'estrattore dei gas incondensabili		5,3x10 <sup>9</sup>	196x10 <sup>6</sup>
Acqua alla torre di raffreddamento		210	8
Aria aperta fuori delle centrali		26	1

Normalmente, in siti non geotermici, si misurano all'aperto 3-5 Bq/m<sup>3</sup>, ovvero 80-135 pCi/m<sup>3</sup> (Malanca *et al.*, 1996). Nel New Jersey ed a New York si sono osservati, sempre all'aperto, valori medi (media geometrica) di 180 pCi/m<sup>3</sup> (George *et al.*, 1980), mentre in ambienti confinati i valori sono di norma più elevati di circa un ordine di grandezza: una recente indagine dell'US-EPA condotta su oltre 4000 abitazioni nel 1989-1990 dava una concentrazione media di 1300 pCi/m<sup>3</sup> (NRC, 1994).

### Criteri di qualità e limiti di legge

Gli standard di sicurezza internazionali per le esposizioni professionali sono di 3000-20000 pCi/m<sup>3</sup>. Il valore di 3000 pCi/m<sup>3</sup> (111 Bq/m<sup>3</sup>) è stato adottato dallo stato della California. L'abbattimento del radon non è tecnicamente né economicamente praticabile tanto che la Pacific Gas and Electric Company (PG&E San Ramón, CA) che gestisce diversi impianti a The Geysers scriveva in uno dei documenti per la valutazione di impatto ambientale delle "Unità" 14 e 15 (PG&E, 1974), atto già obbligatorio dal 1970 (per l'entrata in vigore del *National Environmental Policy Act*) prima dell'installazione di una nuova centrale, che:

*"I gas incondensabili, dopo il trattamento per l'abbattimento dell'idrogeno solforato, saranno avviati alla torre di raffreddamento per essere miscelati con l'aria in uscita. Questo creerà le condizioni per una diluizione sufficiente a contenere entro i 3.000 pCi/m<sup>3</sup> (111 Bq/m<sup>3</sup>) la concentrazione del radon in uscita, consentendo il rispetto della norma".*

La norma era quella adottata dallo stato della California, di cui sopra si è riferito. Un bell'esempio di applicazione del classico adagio "*dilution is solution to pollution*", che tuttavia rappresenta una soluzione efficace purché si operi con cautela, ovvero si costruiscano le centrali in siti sufficientemente distanti da centri abitati in modo da evitare ricadute di radon con le nebbie. Come si è discusso sopra, una condizione di nebbia persistente,

in assenza di vento, può produrre arricchimenti di radon in fase acquosa. In passato vi è stato molto allarme per l'esposizione al radon, specie in ambienti chiusi, dove l'emissione da parte del suolo o, addirittura, da parte degli stessi materiali da costruzione, si pensava potesse portare a livelli di esposizione preoccupanti. Di fatto, quando a situazioni geologiche particolari o a materiali da costruzione particolarmente ricchi di precursori del radon si accoppiano tecniche di costruzione tese a sigillare le abitazioni, magari per motivi di risparmio energetico, si possono superare i livelli di attenzione. Misure effettuate in 31 edifici di Parma nella seconda metà degli anni '80 davano valori medi di  $1.400 \text{ pCi/m}^3$  ( $52 \text{ Bq/m}^3$ ) nelle cantine e  $1.000 \text{ pCi/m}^3$  ( $37 \text{ Bq/m}^3$ ) nelle stanze ai piani superiori, con un minimo di  $400$  ( $15 \text{ Bq/m}^3$ ) ed un massimo di  $6.400 \text{ pCi/m}^3$  ( $237 \text{ Bq/m}^3$ ); misure analoghe effettuate ad Orvieto, dove il tufo viene ampiamente utilizzato nelle costruzioni, davano valori più elevati: da  $4.000$  sino a  $200.000 \text{ pCi/m}^3$  ( $7407 \text{ Bq/m}^3$ ; Malanca *et al.*, 1990), superando in alcuni casi il limite fissato dalle autorità inglesi (*British Government's Radon Action Level*) che è da  $400$  è stato, nel 1990, abbassato a  $200 \text{ Bq/m}^3$ , ovvero  $5.406 \text{ pCi/m}^3$  (Sharman, 1991; O'Neill, 1995). Negli USA lo stesso limite è  $150 \text{ Bq/m}^3$  (O'Neill, 1995). I valori medi in Europa e nordamerica sono  $80\text{-}90 \text{ Bq/m}^3$ , e solo raramente si arriva a superare i  $1000 \text{ Bq/m}^3$ . Il livello di radiazione all'interno di una abitazione, oltre che dal terreno e dai materiali da costruzione dipende anche dalle emissioni dell'acqua impiegata per le necessità domestiche ed, eventualmente, dalle emissioni del gas naturale impiegato in cucina. Fitzgerald *et al.* (1997) hanno studiato l'effetto del radon rilasciato nel locale della doccia, quando questa funziona con acqua contenente  $518\text{-}555 \text{ kBq/m}^3$  (in media  $550$ ) di  $^{222}\text{Rn}$ , pari a quasi  $15 \text{ } \mu\text{Ci/m}^3$  ( $15.000 \text{ pCi/m}^3$ ). Si tratta di un valore alto anche per i fluidi geotermici, ma relativamente comune in certi pozzi di località situate nella parte settentrionale dello stato di New York. Si osservava che, dopo il riscaldamento e l'erogazione, l'acqua perdeva circa il 70% della radioattività dovuta al radon ed i livelli in aria nel locale della doccia raggiungevano punte dell'ordine di  $1000 \text{ Bq/m}^3$  ( $27 \text{ nCi/m}^3$ ) contro un fondo di  $150$ , contribuendo ad aumentare in maniera notevole la dose giornaliera, anche con esposizioni brevi. Il rilascio di radon da parte di acque sotterranee ricche di questo elemento ed ai livelli che si possono produrre nelle abitazioni, particolarmente per via della presenza di caldaie o di elettrodomestici che riscaldano l'acqua (lavatrici, lavastoviglie), suscita ancora at-



tenzione da parte di diversi gruppi di ricerca (Datye *et al.*, 1997) ed è, comunque, legato alle dispersioni prodotte durante l'uso dell'acqua. L'impiego di circuiti chiusi è certamente meno pericoloso ed le emissioni di radioattività a livello di scambiatori di calore sono trascurabili.

Le centrali geotermoelettriche hanno "docce" molto importanti a livello delle torri di raffreddamento, dove giungono anche i gas incondensabili per essere dispersi in aria. I flussi d'aria sono dell'ordine di alcuni milioni di metri cubi per ora ed i sistemi, per funzionare correttamente, ovvero per raffreddare in maniera adeguata i condensati, devono essere all'aperto, in condizioni di grande ricambio d'aria. Recenti studi su campioni di popolazione degli Stati Uniti d'America, Canada ed Europa hanno condotto a stime del rischio di cancro al polmone associato all'esposizione a radon (essenzialmente in ambienti chiusi), concludendo che un livello di 200 Bq/m<sup>3</sup> (o 5.406 pCi/m<sup>3</sup>) per un anno porta ad un incremento della probabilità della malattia pari al 20% (Poffijn, 1992). È noto come queste stime siano sicuramente in eccesso, tuttavia rappresentano uno strumento che insieme alle indagini epidemiologiche fornisce dei criteri di orientamento per la normativa. La *International Commission on Radiological Protection* (ICRP) e l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) raccomandano di non superare, all'interno degli edifici, livelli di radon e dei suoi prodotti di decadimento (*radon daughters*) di 100 Bq/m<sup>3</sup> di aria (WHO, 1987). Il governo svedese ha fissato, per gli edifici di nuova costruzione, il limite di 70 Bq/m<sup>3</sup> (Lindvall, 1992).

Le installazioni geotermoelettriche, incluse quelle italiane, sono in grado di rispettare le norme più severe oggi in forza nei Paesi tecnologicamente più avanzati (Dall'Aglia e Ferrara, 1986). Sarà, comunque, importante tenere sotto controllo le emissioni sia con misure allo scarico che con monitoraggi mirati. Questi ultimi dovranno fornire informazioni sui livelli di esposizione anche in condizione di caso peggiore, quando la dispersione in aria diviene meno efficace, in modo da evitare sovraccarichi nelle zone ad alta densità di impianti.

## **Rumore**

Un eccesso di pressione sonora può portare a riduzione della capacità uditiva nei soggetti esposti ed arrecare disturbo alla fauna selvatica. Gli impianti geotermoelettrici hanno apparecchiature come i compressori, le turbine, le pompe che possono essere molto rumorosi. Per questo, nel tem-



po, sono stati messi a punto dispositivi di insonorizzazione alquanto efficaci. Oggi un pozzo in produzione con portate dell'ordine delle 100 t/h di fluido non fa più rumore della condotta di un acquedotto. Le macchine più rumorose (turbine, compressori) sono poste in locali adeguatamente isolati, sia per la protezione degli addetti, sia per evitare di arrecare disturbo all'ambiente circostante. Nelle torri di raffreddamento a circolazione d'aria forzata si produce ancora del rumore, che assomiglia a quello di una cascata d'acqua e che, come tale, ha più effetto soporifero che non di disturbo del sonno, come è stato osservato negli ospiti di un hotel turistico nei pressi di Wairakei, in Nuova Zelanda (Pasqualetti, 1980).

In Italia, in materia di controllo delle emissioni sonore, non esistono normative specifiche per le installazioni geotermiche e, pertanto, si applicano quelle generali adottate per il contenimento del rumore. Gli impianti in funzione, anche grazie alla distanza dai centri abitati, imposta dagli organi di controllo per la loro ubicazione, rientrano nel limite dei 60 dB(A) notturni, con un incremento massimo di 3 dB(A) all'interno di abitazioni delle zone a carattere prevalentemente industriale, come previsto dalle norme in vigore in tutti i Paesi a tecnologia avanzata. Al limite degli impianti, ad esempio, negli Stati Uniti, non si devono superare i 65 dB(A) e l'Occupational Safety and Health Administration (OSHA) ha adottato i seguenti standard per i luoghi di lavoro: 90 dB(A) per le otto ore, senza protezione e 115 dB(A) per 15 minuti (Hartley e Di Pippo, 1980).

Gli impianti toscani, grazie all'introduzione di tecnologie avanzate ed a scelte attente per la loro collocazione, non stanno producendo tensioni con le popolazioni circostanti. Anche le modificazioni a carico del sistema naturale non risultano significative.

### ***Identificazione delle necessità di intervento per limitare l'impatto ambientale***

L'analisi dei fattori di pressione ambientale e dei contaminanti evidenzia un quadro piuttosto confortante, dal quale risulta come non vi siano pericoli per la salute umana relazionabili con le attività di sfruttamento della geotermia. Occorre, tuttavia sottolineare che la protezione della salute umana è un requisito minimo, necessario, ma assolutamente non sufficiente a tutelare l'integrità dei sistemi naturali. Se è vero che le attività

umane sono, per loro natura, fattori di modificazione dell'ambiente, questo non ci autorizza a non tentare tutto ciò che è tecnologicamente ed economicamente realizzabile ai fini di una mitigazione delle alterazioni prodotte alla natura di certi luoghi. Nel panorama italiano, la situazione si differenzia da altri campi di vapore simili, come quelli californiani, per caratteristiche del fluido, più ricco di gas incondensabili e, nel caso dell'area amiatina, anche più carico di mercurio. I problemi maggiori d'impatto sono prodotti, in Italia, dalle emissioni di idrogeno solforato in aria che possono superare la soglia olfattiva dell'uomo, producendo una sensazione che viene tollerata in maniera variabile. Probabilmente nell'area di Larderello, nata attorno alle attività economiche della produzione dell'acido bórico prima e poi della produzione di energia elettrica, l'odore dell'idrogeno solforato prodotto dallo sfruttamento della geotermia fa parte della natura dei luoghi. La collocazione delle nuove centrali in Val di Cornia o anche nella zona di Radicondoli, lontane da centri abitati importanti, che restano fuori della portata delle emissioni, ne ha favorito l'inserimento nel territorio senza produrre elementi di contenzioso né alterazioni significative delle condizioni ambientali. La situazione peggiore è probabilmente quella dell'Amiata. La qualità delle emissioni, peggiore per il mercurio, è simile a quella di Larderello per quanto riguarda l' $\text{H}_2\text{S}$ : a fronte di frazioni più contenute di idrogeno solforato nei gas incondensabili (0,01 contro lo 0,02) vi è una componente di questi più alta (10% in massa, rispetto al 5%) che rendono le portate di  $\text{H}_2\text{S}$ , per unità di energia prodotta, simili. A differenza di Larderello, all'Amiata la ricchezza della risorsa geotermica non è ancora stata compresa e, forse per una serie di errori del passato, non si è stabilito un rapporto costruttivo con le popolazioni della montagna, che ancora porta i segni della crisi delle attività minero-metallurgiche del mercurio. Per questa mancata integrazione si può affermare che, nel quadro della situazione nazionale, l'Amiata costituisce il caso peggiore, ~~in cui~~ dove sarebbe opportuno dare dei segni di un cambiamento che porti ad un diverso rapporto tra la risorsa geotermica, l'ente gestore (ENEL) e le popolazioni delle aree di produzione. Nella Figura 12.4 sono riportate le centrali intorno a Piancastagnaio (a Bagnore l'impianto è fermo ed in fase di ristrutturazione).

I dati di misura sul campo e le simulazioni con i modelli di dispersione consentono di trarre un quadro sintetico dei livelli di contaminazione at-

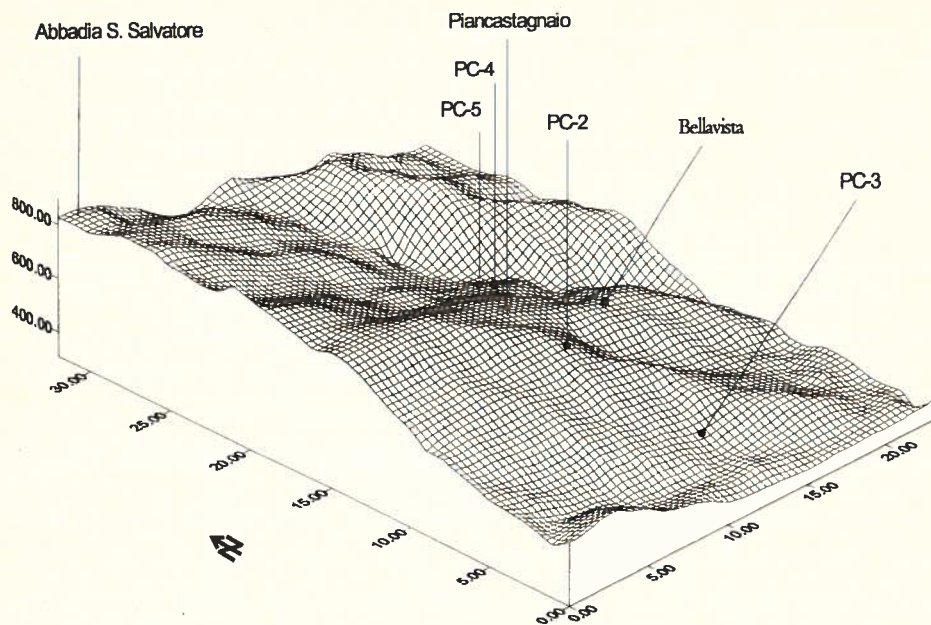


Figura 12.4.- Centrali geotermoelettriche del comune di Piancastagnaio (quattro da 20 ed una da 8 MW). L'asse verticale rappresenta la quota; le unità degli assi orizzontali sono in 1/5 di km (la distanza 5, vale 1 km), essendo il rilievo dell'elevazione stato effettuato su una griglia a maglie quadrate di 200 m di lato.

mosferica intorno alle centrali in condizioni ancora di caso peggiore (Tabella 12.7).

Tabella 12.7.- Livelli di contaminazione dell'aria, a livello del suolo, intorno alle centrali di Piancastagnaio in condizioni di caso peggiore. Sintesi dei dati di simulazione e di misura sul campo.

Sostanza	Concentrazione	
	<i>Da modello</i>	<i>Da misura sul campo</i>
H <sub>2</sub> S	10-35 µg/m <sup>3</sup>	~ 100 µg/m <sup>3</sup>
Hg	5-10 ng/m <sup>3</sup>	~ 20 ng/m <sup>3</sup>
As	0,5-1,2 ng/m <sup>3</sup>	—*
Sb	70-180 pg/m <sup>3</sup>	—*

\* Concentrazioni nell'acqua piovana sino a 500 ng/L

I livelli di mercurio, arsenico e antimonio in aria sono estremamente contenuti, molto vicini ai valori del fondo naturale, e privi di significato tossicologico. L'idrogeno solforato produce concentrazioni in aria che

non sono in grado di provocare alcun danno biologico all'uomo ed agli animali, mentre specie sensibili di piante potrebbero essere danneggiate. Inoltre livelli che superano la soglia olfattiva dell'uomo, possono provocare fastidio alle popolazioni esposte. Se è vero che i valori di cui alla tabella precedente si riferiscono alle zone di massima ricaduta, che non coincidono con i due centri abitati di Abbadia S. Salvatore e Piancastagnaio, è vero anche che si tratta di valori medi, su base mensile, il che implica l'esistenza di valori di punta più elevati, anche di un ordine di grandezza, quando ci si riferisca ad intervalli di tempo più brevi (es. un'ora).

In previsione di una espansione delle attività geotermiche sia in Toscana che in altre regioni (a partire dal Lazio) in un futuro molto ravvicinato, è opportuno che si predispongano strumenti di mitigazione delle emissioni aeriformi (quelle liquide sono già state soppresse con la tecnica della reiniezione). La sostanza da abbattere è l'idrogeno solforato e, nel caso delle centrali amiatine, sarebbe opportuno anche ridurre le emissioni di mercurio, arrivando a stabilire attraverso simulazioni e misure sul campo degli standard di qualità per area, e non per sorgente di contaminazione. Occorre prestare attenzione alle *proprietà emergenti* del sistema, più che a quelle delle singole componenti. Per proprietà emergenti in ecologia si intendono quelle del sistema come tale, che non hanno molto a che vedere con quelle delle sue componenti (Begon *et al.*, 1989). L'esempio, classico, è quello del dolce che ha un suo aspetto generale, un colore, una consistenza, un sapore che non sono quelli dei suoi componenti. Il rischio che si può correre settorializzando troppo le questioni ambientali è il seguente: un sistema composto da "buoni ingredienti" (leggi centrali a norma), non funziona, non dà il risultato atteso. Le uova, la farina, lo zucchero erano buoni, ma il dolce non è da mangiare! Per evitare questo indesiderabile risultato occorre andare verso il superamento degli standard attuali che non sono sufficientemente protettivi e vanno, in parte, nella direzione sbagliata. Come si può pensare di recuperare una emissione fuori per portata con un limite sulla concentrazione? Ma questa è la normativa attuale: se la velocità di emissione dell' $H_2S$  supera lo standard, basta che la concentrazione non sia più di tanto. Proviamo ad immaginare cosa succederebbe aumentando il numero delle centrali in una collocazione sfavorevole.... Occorre forzare un po' l'andatura in direzione del contenimento delle emissioni di  $H_2S$  perché la cosa non è affatto automatica. Le resistenze sono da ricercare nella necessità di contenere i costi di installazione e di

esercizio e nella necessità di introdurre nuove tecnologia. L'aspetto tecnologico non deve essere sottovalutato: nella sezione che segue si passeranno in rassegna le esperienze fatte all'estero (quasi sempre in California), anche per mostrare come si sia ancora in una fase sperimentale, a causa della diversità di composizione dei fluidi e di allestimento delle centrali.



### 13. Metodi di abbattimento dello $H_2S$

La soluzione “totale”, anche per i gas, potrebbe essere la reiniezione: Paglianti e collaboratori (1995) hanno proposto di reiniettare i gas non condensabili dopo averli disciolti nei condensati di recupero. Il metodo può trovare applicazione nei campi geotermici a bassa entalpia, dove vi è una grande quantità di liquido da reiniettare, come quello di Låterå. La reiniezione dei gas, tuttavia, non è una strada percorribile nel caso di fluidi ad elevata componente gassosa (Larderello, Amiata): una volta reimmessi nel serbatoio, questi riaffiorano più velocemente del vapor d'acqua, così la componente di incondensabili del fluido tende ad aumentare, peggiorando la qualità (dal punto di vista energetico) del fluido prodotto. Al contrario, lo sfruttamento dei campi di vapore può portare ad una progressiva riduzione della componente incondensabile, migliorando la qualità della risorsa, come è accaduto a Larderello.

Quando, sull'esempio di Larderello, anche in California si misero a produrre elettricità con l'energia geotermica a The Geysers, nelle contee di Sonoma e Lake, erano gli anni sessanta e non esistevano limiti di legge per le emissioni. L'adozione, nel 1970, della norma che stabiliva un massimo per l'idrogeno solforato, dette avvio alle ricerche per trovare una soluzione al problema. A The Geysers, quando la produzione di fluido era in piena attività, in punti di prelievo distanti da 2 a 10 km dagli impianti, in alcuni casi si eccedeva il limite di legge per l'idrogeno solforato, stabilito dallo stato della California (0,03 ppm in volume come media di un'ora; Bowen, 1989). Il tenore in  $H_2S$  nella porzione non condensabile del fluido di The Geysers era di poco superiore a 0,2 mg/kg ed il gas non era che lo 0,6-1,0% del fluido, ma le portate erano tutt'altro che modeste: erano dell'ordine di 1 kg/h per ogni MW di potenza installata (Lengquist e Herschfeld, 1976), che con 1000 MW installati fanno 1 tonnellata per ora, in un'area piuttosto limitata. Si dovette allora procedere alla riduzione delle emissioni per rientrare nei limiti di legge. Un primo tentativo consistette nell'aggiunta di sali di ferro nel sistema di ricircolo dell'acqua degli impianti esistenti, con il risultato di vedere ridotte le emissioni di circa il 50%. Lo stesso risultato era atteso per gli impianti da costruire, dove si sarebbe proceduto all'installazione di nuovi scambiatori di calore, con condensatori a superficie in sostituzione di quelli a contatto diretto. La storia del ferro non è andata bene: si producevano metri cubi al

giorno di fanghi costituiti da zolfo nativo, composti di ferro di varia natura e polveri la cui rimozione e smaltimento erano assai costosi.

Per comprendere quanto non sia semplice risolvere il problema del contenimento delle emissioni di  $H_2S$  è forse utile ricordare l'esperienza della *Northern California Power Agency*, gestore di due degli impianti geotermoelettrici a The Geysers, composti ciascuno da due unità da 60 MW (Grande, 1995). Su quegli impianti venne applicata la tecnica *redox* Stretford, sviluppata negli anni '50 dallo *United Kingdom Gas Board* come sistema di purificazione nell'industria del gas (cfr. Pasqualetti, 1980): lo  $H_2S$  reagisce con una soluzione di vanadio per dare un prodotto a base di zolfo elementare (detto anche *Stretford sulfur by-product*). La gestione di questo prodotto intermedio presenta, come si vedrà di seguito, alcuni problemi. Il tenore in  $H_2S$  negli incondensabili in entrata è circa 160 ppm, in volume, mentre il gas che transita nel sistema di trattamento contiene attorno al 4% di  $H_2S$ . Per rispettare le norme californiane, in uscita dal depuratore non devono esservi più di 40 ppm. I sistemi in uso permettevano di raggiungere lo scopo, con il risultato che venivano prodotte 3500 t/a di un *sulfur cake* con il 60% di acqua. Lo zolfo si presenta in uno stato di aggregazione non adatto alla commercializzazione. Inoltre era contaminato da ceneri e sodio residuale ed, infine, presentava alti livelli di vanadio (derivante dalla catalisi), tali da richiederne lo smaltimento in discarica per tossici e nocivi. La rimozione del vanadio è stato pertanto il primo obiettivo, in modo da poter smaltire lo zolfo in una discarica di livello inferiore, a costi più contenuti. Essendo il vanadio in forma solubile in acqua, venne messa a punto una procedura di lavaggio che permise di recuperarlo dallo zolfo, riclassificando questo materiale come non pericoloso. Nel 1986 il costo di trasporto e smaltimento si ridusse dai 265 US\$/t del materiale "tossico e nocivo" ai 35 US\$ del materiale smaltito in discarica per sostanze non pericolose. Ad uno dei due impianti gestiti dalla *Northern California Power Agency* le cose si stavano complicando per un altro problema: durante il processo di ossidazione dell' $H_2S$  a zolfo con il catalizzatore al vanadio, il mercurio si legava allo zolfo, dando del solfuro di mercurio praticamente insolubile in acqua (e quindi non lavabile come il vanadio), portando lo zolfo oltre il limite dei rifiuti pericolosi per le leggi della California all'epoca in vigore (20 mg/kg). Le difficoltà di gestione legate ai costi di smaltimento dello zolfo di recupero stimolarono la ricerca di alternative. All'inizio venne tentata la via dell'uso dello zolfo nella

produzione di acido solforico, inviandolo ad un impianto per il recupero dell'acido medesimo. L'esperienza durò circa sei mesi, con costi simili a quelli dello smaltimento in discarica per sostanze pericolose e quindi cessò per le complicazioni derivanti dagli alti tenori in vanadio e mercurio (Grande, 1995). Nel 1990 venne tentata un'altra via, suggerita dal California Department of Toxic Substances: quella del *modified sulfur cement* (MSC). Questo è un materiale termoplastico, prodotto dallo *United States Bureau of Mines* in collaborazione con il *Sulfur Institute*, che si ottiene quando lo zolfo si combina e reagisce con speciali polimeri organici. Il prodotto finale è altamente resistente alla corrosione con proprietà che lo rendono adatto agli impieghi in edilizia. Gli eventuali elementi tossici, come il mercurio, vengono praticamente immobilizzati dalla presenza dei polimeri. Le proprietà termoplastiche ne rendono possibili numerosi impieghi industriali. Ma la presenza di mercurio oltre i 20 mg/kg richiedeva una speciale esenzione, da parte delle autorità della California, che queste non hanno ancora rilasciato, forse per la paura di introdurre tecnologie ancora troppo nuove e sconosciute. La *Northern California Power Agency* non aveva altra strada che quella della riduzione del tenore in mercurio nel gas, a monte del reattore per la rimozione dell' $\text{H}_2\text{S}$ . Nel settembre 1992 viene messo in funzione un filtro *a carbone attivo* per i vapori di mercurio, derivato dalla tecnologia correntemente impiegata nell'industria del gas naturale. Il filtro manteneva i livelli di mercurio tra 2 e 10 mg/kg nello zolfo, permettendone la classificazione come "non pericoloso" e quindi idoneo ad operazioni di recupero. Senza più vanadio e mercurio, lo zolfo poteva quindi essere riutilizzato. La via del *modified sulfur cement* (MSC) si era già un po' raffreddata e nel frattempo si era fatta avanti un'altra alternativa: produrre solfo-bentonite. La solfo-bentonite consiste in pastiglie di zolfo contenenti il 10% di argilla. Trova impiego in agricoltura come ammendante del terreno. Questo impiego dello zolfo recuperato dall'abbattimento di  $\text{H}_2\text{S}$  sembrava assai promettente, anche dal punto di vista economico. La caduta di pressione a The Geysers, però, con l'incertezza che comporta ha bloccato il progetto a metà del 1993.

Un altro metodo applicato con successo a The Geysers è il *burner-scrubber*, con il quale l'idrogeno solforato viene prima bruciato (*burner*=bruciatore) ed ossidato ad anidride solforosa. L'approccio è possibile per il notevole contenuto di metano ed idrogeno dei gas incondensabili che, miscelati con aria, sono debolmente infiammabili. L'anidride solforo-

sa viene poi abbattuta in un sistema lavaggio dei gas (*scrubber*) ed avviata alla reiniezione sotto forma di solfiti (Weres, 1988). Zolfo e solfiti si combinano per dare tiosolfati, solubili in acqua, contribuendo alla riduzione dei residui solidi di zolfo (da smaltire) ed avviando il tutto alla reiniezione.

Nonostante i problemi a cui si faceva riferimento sopra, i metodi di abbattimento oggi in funzione a The Geysers, con diverse varianti a seconda del tipo di fluido e di impianto, sono in grado di mantenere un'efficienza superiore al 90% che porta al rispetto della norma californiana per oltre il 99% dei casi.

La maggiore componente gassosa presente nei fluidi toscani non consente l'installazione di condensatori a superficie e con i condensatori a miscela vi sono problemi di rendimento nell'adozione di sistemi del tipo *Stretford*. Anche l'approccio *burner-scrubber* incontra difficoltà derivanti dallo scarso potere calorico dei gas incondensabili che richiederebbero l'aggiunta di combustibile alla miscela per raggiungere la temperatura di ossidazione dello zolfo. Sono tuttavia possibili approcci di ossidazione dell'idrogeno solforato diversi dallo *Stretford* che si basano sull'impiego di catalizzatori come il processo *Selectox*, sviluppato dalla Union Oil (Weres, 1988).

In Nuova Zelanda, alla nuova centrale di Rotokawa, situata nelle vicinanze di Wairakei, il problema maggiore è la contaminazione da  $H_2S$ . Anche se la concentrazione di incondensabili, rispetto al vapore, è relativamente contenuta, la velocità di rilascio di  $H_2S$  è dell'ordine di 60-70 kg/h. Il gas è scaricato sopra la torre di raffreddamento, dove il pennacchio di vapore d'acqua ancora caldo favorisce la dispersione. Con l'uso di modelli di simulazione (la centrale è in funzione da pochi mesi) è stato previsto che, in particolari condizioni meteo, il valore guida di  $70 \mu g/m^3$  potrebbe essere superato. Questo fatto non sembra, tuttavia, destare particolari problemi in quanto la zona prossima all'impianto non è abitata (l'abitazione più vicina è a 4 km; Bloomer, 1995).

Al fine di avere un quadro completo e più ordinato dei metodi di abbattimento dello  $H_2S$ , si riporta di seguito la classificazione di Sanopoulos e Karabelas (1995). Si possono dividere in quattro tipi:

- \* abbattimenti a monte (Tipo A);
- \* a valle sugli incondensabili (Tipo B);
- \* a valle sul condensato (Tipo C);
- \* a valle misti, ovvero sugli incondensabili e sul condensato (Tipo D).



Si conoscono tre metodi di tipo A, cinque di tipo B, e due ciascuno per il C ed il D. Uno schema generale dei tipi e dei sottotipi è dato in Figura 13.1.

### *Trattamento a monte (Tipo A)*

Vi sono due alternative: trattamento totale del vapore tal quale dopo il separatore di pressione, oppure procedere prima alla separazione degli incondensabili per poi eliminare  $H_2S$  solo da questa componente. I trattamenti a monte semplificano le operazioni di manutenzione degli impianti per la produzione di energia elettrica, ma comportano notevoli perdite di energia termica.

### *Trattamento a valle sugli incondensabili (off-gas; Tipo B)*

Lavorano sui gas in uscita dal condensatore, dopo la turbina. Sono basati, in genere, su processi chimici che danno, come prodotto finale, zolfo allo stato elementare. Con alti livelli di ammoniaca non sono molto efficaci.

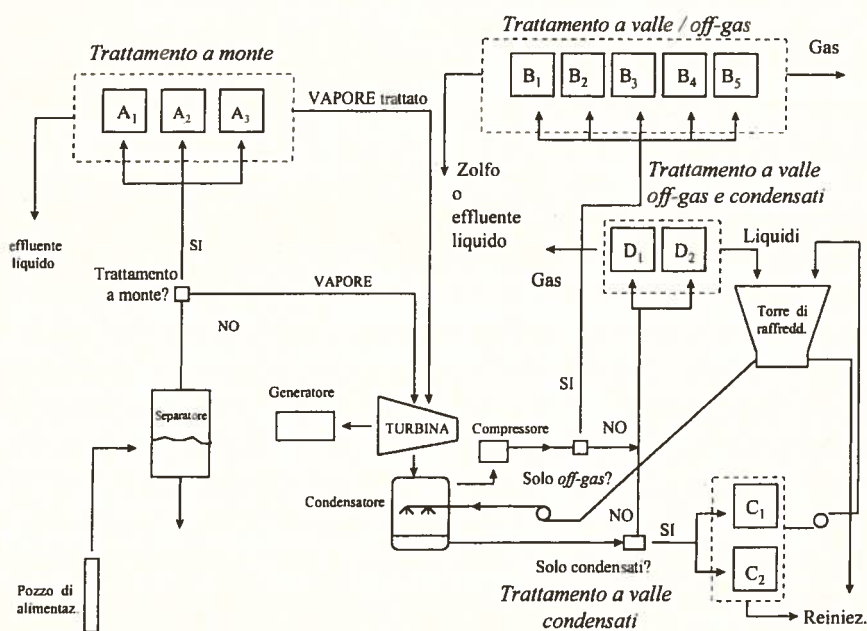


Figura 13.1.- Metodi di abbattimento dello  $H_2S$  negli impianti geotermoelettrici. Da Sanopoulos e Karabelas (1995).



### *Trattamento a valle sui condensati (Tipo C)*

Lavorano sui condensati in uscita dal condensatore (Figura 12.4) e, pertanto, non possono eliminare che l' $\text{H}_2\text{S}$  che si trova in questa fase.

### *Trattamento a valle misto (Tipo D)*

Sono di recente introduzione e consistono in una combinazione, nello stesso impianto, dei tipi B e C.

### **A1 (Metodo EIC al solfato di rame)**

Il vapore viene passato attraverso un lavaggio gas con una soluzione acida di solfato di rame, tamponata con solfato d'ammonio, prima della sua utilizzazione nella centrale. L'idrogeno solforato viene convertito in solfuro di rame ( $\text{CuS}$ ) che precipita. Il metodo è stato provato a The Geysers e ha dimostrato un'efficienza di abbattimento di oltre il 95% dell'idrogeno solforato, oltre al 75% del boro, 50% di arsenico e 80% dell'ammoniaca (Weres, 1988). Il metodo, introdotto dalla EIC Corporation (Buell, 1981) è datato e non economicamente vantaggioso, richiedendo, tra l'altro, notevoli investimenti sull'impianto dove si richiedono materiali altamente resistenti alla corrosione, come il titanio.

### **A2 (Scrubbing con soluzione alcalina)**

Si tratta di un lavaggio gas con una soluzione alcalina (in genere  $\text{NaOH}$ ) applicato sul vapore; necessita di apparecchiature semplici ma ha costi di esercizio notevoli.

### **A3 (Steam reboilers o steam converter method)**

Si basa su una serie di fasi di condensazione ed ebollizione del fluido in arrivo dal serbatoio, in modo tale che i gas non condensabili sono estratti insieme ad una piccola porzione di vapore che funge da trasportatore. Il problema è che, una volta rimosso l' $\text{H}_2\text{S}$  dal fluido è necessario avviarlo ad un impianto di distruzione, come una unità *Stretford* (vedi di seguito). I costi di impianto di un sistema di questo tipo superano ampiamente quelli di un sistema *Stretford* con condensatori a superficie e ne possono fare pensare all'uso solo in impianti già realizzati, come sistema di mitigazione delle emissioni.

### **B1 (*Liquid-redox; Stretford*)**

Si tratta di metodi che producono zolfo elementare dagli incondensabili (che producono le *emissioni primarie*), con catalizzatori a base di *vanadio* o di *ferro*. Sono i più diffusi nel mondo, anche per la loro efficienza (possono portare il livello di  $H_2S$  anche al di sotto di 10 ppm ). Gli svantaggi, per la catalisi con vanadio, sono dovuti alla tossicità di questo elemento che deve, pertanto, essere eliminato dallo zolfo prodotto, pena lo smaltimento in discariche per sostanze tossiche. Tuttavia, la buona solubilità in acqua dei composti di vanadio ne rende relativamente semplice l'eliminazione. Appartiene a questo gruppo il metodo *Stretford*, largamente applicato a The Geysers con risultati apprezzabili, grazie alla relativamente modesta componente incondensabile (oggi spesso inferiore allo 0,5% in peso, rispetto al fluido in arrivo) ed all'impiego di condensatori a superficie, in grado di ridurre drasticamente le *emissioni secondarie*, ovvero quelle che si originano dalle torri di raffreddamento. I gas incondensabili che si originano da condensatori a contatto contengono troppa acqua che impedisce il normale funzionamento del sistema di abbattimento. Il punto critico del metodo Stretford è l'efficienza di ripartizione dell'idrogeno solforato a livello del condensatore: con fluidi non sufficientemente acidi si può avere una ripartizione gas/liquido, in massa, intorno al 65% (contro valori ottimali dell'80% ed oltre) che limita fortemente l'efficacia dell'abbattimento, richiedendo trattamenti delle emissioni secondarie, a livello delle torri di raffreddamento (Buell, 1981).

### **B2 (*Scrubbing con soluzione alcalina*)**

Come A2, solo che viene applicato a valle della turbina, sugli incondensabili.

### **B3 (*Iniezione dei gas non condensabili*)**

I gas non condensabili vengono compressi, mescolati con la salamoia e reiniettati nel sottosuolo. Si tratta di un metodo di recente introduzione con ottime prospettive che con bassi investimenti e costi di esercizio contenuti permette di risolvere il problema delle emissioni in aria. Ad oggi, tuttavia, non si conoscono a fondo gli effetti della reiniezione a pressione dei gas nel serbatoio. Inoltre il metodo non è applicabile ai sistemi con componenti di gas elevata, come quelli dell'Amiata o anche di Larderello.

#### **B4 (metodo *Peabody-Xertic*)**

Igas non condensabili vengono fatti passare su una soluzione di acido citrico e sui derivati che trattiene una parte dell' $\text{H}_2\text{S}$ . Quello rimanente viene fatto ossidare all'aria ad  $\text{SO}_2$  che viene reimmessa nella soluzione citrica per reagire con l'idrogeno solforato e dare zolfo allo stato elementare. Il metodo è efficace e non produce sostanze tossiche da smaltire. Presenta l'inconveniente di costi elevati per gli impianti, ed anche notevoli costi di esercizio (Vancini, 1986).

#### **B5 (Ossidazione catalitica)**

È stato sviluppato per desolfurare la  $\text{CO}_2$  da reiniettare nei giacimenti petroliferi. Si basa su di un'ossidazione catalitica promossa da  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  che dà come prodotto finale zolfo elementare. Non ha avuto grande diffusione sugli impianti geotermici e presenta qualche problema di adattamento. Appartiene a questo tipo il processo *Selectox*, un processo senza fiamma dove una catalisi chimica permette la reazione tra  $\text{H}_2\text{S}$  e l'ossigeno atmosferico (Weres, 1988). Il metodo può essere adatto in sistemi dove il potere calorico dei gas incondensabili è inadeguato a sostenere metodi di ossidazione che si basano sulla combustione.

#### **C1 ( $\text{H}_2\text{O}_2$ /catalizzatore)**

Viene ossidato, tramite catalizzatori (spesso si impiegano allo scopo dei chelati di ferro) l'idrogeno solforato presente nel condensato con aria ed acqua ossigenata ( $\text{H}_2\text{O}_2$ ) per dare solfati e tiosolfati che possono essere avviati alla reiniezione. Il metodo è impiegato nei trattamenti secondari che vengono accoppiati a trattamenti primari sui gas incondensabili (es. *Stretford*) quando si ha una scarsa ripartizione dell'idrogeno solforato verso la fase gassosa. Sia ha una rimozione del 95-98% dell' $\text{H}_2\text{S}$  presente nei condensati.

#### **C2 (*Steam stripping*)**

Icondensati vengono messi a contatto, in un estrattore in controcorrente, con i vapori di scarico che asportano  $\text{H}_2\text{S}$  a costi molto contenuti, spostando però il problema sulla fase di vapore che dovrà, a sua volta, essere decontaminata.

### **D1 (*Burner-Scrubber; RT-2*)**

È un metodo impiegato dove si rende necessario contenere le emissioni derivanti dalle torri di raffreddamento (*emissioni secondarie*), specie negli impianti dove sono installati dei condensatori a contatto diretto, nei quali una notevole frazione dell'idrogeno solforato resta associata alla fase liquida. L'approccio consiste nel bruciare l' $\text{H}_2\text{S}$  presente sia nella frazione non condensabile che nel condensato producendo  $\text{SO}_2$ . L'anidride solforosa viene quindi abbattuta con un sistema di lavaggio dei gas, dando come prodotto finale tiosolfati solubili (senza produzione di zolfo elementare), adatti alla reiniezione. Il metodo funziona anche in presenza di elevati tenori di ammoniaca. La sua applicazione è limitata dalla necessità di avere un buon componente calorico (ovvero relativamente alto tenore di metano, idrogeno) nei gas, in modo da poter avere combustione senza la necessità di portare combustibili fossili in centrale, con aumento di costi di gestione e rischi di impianto non indifferenti. È stato applicato con successo a The Geysers dalla *Pacific Gas and Electric Company*, dove sono stati installati sistemi denominati RT-2, prodotti dalla Dow Chemical Co (la sigla RT sta per "*redox technology*"). Presenta dei costi di esercizio non indifferenti, derivanti dalle enormi quantità di liquidi da trattare.

### **D2 (*Biocide-assisted oxidation, BIOX*)**

Inon condensabili vengono compressi e rimescolati con la frazione liquida prima del loro ingresso nella torre di raffreddamento. Si produce  $\text{H}_2\text{SO}_4$ . Il metodo è stato sviluppato a Salton Sea (California): nel 1987 la *Unocal Corporation* prese in gestione una piccola centrale da 10 MW che, inizialmente, scaricava gli incondensabili in aria senza alcun trattamento, mentre il condensato del vapore veniva impiegato sulle torri di raffreddamento. Le emissioni secondarie di  $\text{H}_2\text{S}$  a livello della torre di raffreddamento erano controllate con il cromato di zinco impiegato per contenere la corrosione: questo dava luogo a precipitati di solfuro di zinco ( $\text{ZnS}$ ) ottenendo così un buon abbattimento dell' $\text{H}_2\text{S}$  (Gallup, 1994). Entrando un po' più nel dettaglio, il metodo nasce quasi per caso, mentre si cercavano di contenere le emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$  ed anche i costi di installazione ed esercizio. La *Unocal Corporation* gestiva una piccola centrale dove i margini operativi non consentivano l'adozione dei metodi in uso ad esempio a The Geysers. Un primo tentativo vide l'adozione di inibitori della corrosione a base di fosfati, allo scopo di ridurre i fanghi di zinco e cromo



del bacino di decantazione e per poter rispettare le norme che lo stato della California stava mettendo a punto in materia di uso di cromati nelle torri di raffreddamento. Questa modifica portò ad un aumento dell'attività microbologica nelle acque di ricircolo e rese inefficace l'abbattimento dell'idrogeno solforato a livello della torre di raffreddamento (non si formava più solfuro di zinco). Allo scopo di ridurre gli organismi del *fouling* (che rivestivano le condotte), venne aggiunto all'acqua un biocida a base di cloro (es. ipoclorito di sodio,  $\text{NaClO}$ ), ad alto dosaggio (dovuto alla presenza di elevate concentrazioni di ammoniaca) in modo da portare il cloro a ione cloruro e l'ammoniaca ad azoto. Gli elevati costi di esercizio (dell'ordine di alcune migliaia di US\$ al giorno), insieme alla scarsa efficacia di questi ossidanti nel reagire con  $\text{H}_2\text{S}$  per dare, principalmente zolfo elementare, spinsero verso la ricerca di altre soluzioni. Dopo una serie di tentativi (Gallup, 1994), venne osservato come composti come la bromo-cloroidantoina e l'acido tricloroisocianurico (prodotti di comune impiego nel trattamento delle acque delle piscine), a dosi meno che stechiometriche, portavano, oltre che al contenimento degli organismi del *fouling*, alla formazione di ioni solfato a partire dall'idrogeno solforato, senza formazione di zolfo elementare. Il metodo fu poi applicato anche direttamente sugli incondensabili della turbina, con buoni risultati, purché il pH venisse mantenuto tra 7 e 9. I solfati prodotti venivano reiniettati senza alcun problema apparente. I costi di impianto e di esercizio sono piuttosto contenuti e, come si è detto, non si hanno i problemi legati alla produzione di zolfo colloidale. Il procedimento è molto recente e, nonostante a Salton Sea sia in funzione dal 1989 ed abbia dati risultati incoraggianti anche a Bulalo, nelle Filippine, forse non ne è stato ancora compreso a fondo il meccanismo. Nardini e collaboratori (1995) ne hanno tentata l'applicazione in laboratorio, con scarsi risultati. Gallup (1996) ha tuttavia contestato questo insuccesso, sostenendo che gli esperimenti erano stati condotti in condizioni troppo distanti dalla realtà di una torre di raffreddamento: a pH 10 molti metalli di transizione (Fe, Ni, Cu), con funzioni catalitiche, precipitano impedendo l'ossidazione di  $\text{H}_2\text{S}$  che avviene, di norma nell'intervallo di pH tra 7 ed 8. Il metodo BIOX necessita forse ancora di una messa a punto, tuttavia è certamente interessante, specie sugli impianti dotati di condensatori a contatto diretto, come quelli toscani, dove è essenziale risolvere il problema del trattamento a livello delle torri di raffreddamento (emissioni secondarie).



Altri tipi di approccio sono stati proposti, con scarso successo, come quello di Kuwada (1987) che ha pensato di impiegare i liquidi da reiniettare come *scrubber* in contro corrente da inserire sui pozzi di produzione, ottenendo un lavaggio dei gas in arrivo, con abbattimento di buona parte dell'idrogeno solforato, riavviandolo al serbatoio. Sims (1983), su un impianto pilota da 3 MW alle Hawaii, ha provato un trattamento degli incondensabili con cloro, provocando l'ossidazione dell'idrogeno solforato a zolfo elementare (*direct chlorination process*) ed ottenendo ottimi rendimenti. Helfritch e collaboratori (1983) hanno provato, su modello di laboratorio, un sistema di rimozione di  $H_2S$  dalla frazione incondensabile basato su un irraggiamento con un fascio di elettroni.

Le emissioni di  $H_2S$  si hanno, infine, anche durante le operazioni di perforazione di nuovi pozzi. Le normative in vigore negli Stati Uniti richiedono la messa in atto di mezzi di contenimento anche in questa fase. Le tecniche correnti sono state mutate dagli impianti di deodorazione dei depuratori delle acque di scarico civili o industriali, basate su un processo di ossidazione con acqua ossigenata ( $H_2O_2$ ). Una soluzione di soda e dell'acqua ossigenata vengono iniettate, separatamente, dentro al pozzo non appena viene raggiunto il serbatoio geotermico sino a quando la perforazione non viene terminata. Con questo metodo si possono avere abbattimenti di  $H_2S$  superiori al 98% (Castrantas, 1981). Altri metodi per ossidare il solfuro di idrogeno liberato durante la fase di perforazione ad aria dei pozzi sono stati sperimentati con successo, come quello di Bedell e Hammond (1988) che hanno ottenuto abbattimenti di oltre il 95% in prove sul campo, impiegando chelati di ferro come catalizzatori e l'aria come agente ossidante, a The Geysers.

Tutte le tecniche sopra elencate sono state introdotte negli ultimi decenni e la scelta di quella da adottare non è semplice sia per la relativa mancanza di esperienza, sia per le diverse condizioni di impiego, sia per la diversa composizione chimica dei fluidi, anche quando questi originino dallo stesso campo di vapore. Idealmente si potrebbe pensare di combinare un metodo di trattamento a monte dell'impianto (come l'EIC), con un trattamento primario sui gas incondensabili (es. Stretford) seguiti da un trattamento secondario a livello della torre di raffreddamento (acqua ossigenata/catalizzatore). Ma questo è praticamente irrealizzabile per ragioni economiche, oltre che per la perdita di energia del vapore derivante dal trattamento a monte della centrale.

Venendo alle installazioni toscane, queste sono alimentate da fluidi con alta componente di gas non condensabili (3-10 % in peso, di cui il 90-95%  $\text{CO}_2$  e circa l'1%  $\text{H}_2\text{S}$ ) che richiedono soluzioni impiantistiche basate su condensatori a contatto diretto. In queste condizioni circa la metà dell'idrogeno solforato resta in fase acquosa e finisce alle torri di raffreddamento da dove, in assenza di metodi di abbattimento, raggiunge l'aria (*emissione secondaria*). Pertanto, la messa in opera di sistemi di depurazione sulla componente gassosa, quella che dà origine alle cosiddette *emissioni primarie*, porterebbe a risultati modesti, ai fini del contenimento della contaminazione dell'aria. Trattare le emissioni primarie e quelle secondarie è molto complesso e costoso, mentre l'adozione di sistemi di condensazione capaci di far passare la maggior parte dell'acido solfidrico nei gas, come avviene con i condensatori a superficie, riducendo le necessità di intervento alle sole emissioni primarie, non è compatibile con la natura dei fluidi italiani. Da queste brevi considerazioni è facile concludere come l'adozione di una normativa restrittiva non possa risolvere istantaneamente il problema. Tuttavia è doveroso rilevare che una maggiore attenzione alle tematiche della conservazione dei sistemi naturali non è più rinviabile. I tempi necessari per sviluppare le nuove tecnologie e renderle economicamente applicabili potranno essere più o meno lunghi, a seconda del tipo di rapporto che si instaurerà tra l'ente gestore della risorsa (l'ENEL), gli amministratori degli enti locali interessati, gli organi di controllo governativi e le popolazioni delle aree geotermiche. Qualche passo nella giusta direzione è stato comunque fatto: all'impianto del Molinetto (area della Val di Cornia), ad esempio, si è tentata una via originale per l'abbattimento delle emissioni di  $\text{H}_2\text{S}$ . Impiegando un condensatore a contatto (il tipo a superficie non è adatto quando la componente di gas incondensabili è alta), si è modificato l'acidità della fase liquida aumentando la ripartizione in aria dell'idrogeno solforato. In questo modo possono divenire importanti anche i trattamenti limitati alle sole *emissioni primarie* (gas incondensabili), responsabili di circa l'80% della contaminazione atmosferica (Baldacci *et al.*, 1996; Nardini *et al.*, 1996).

## 14. Altri accorgimenti per il contenimento della contaminazione ambientale

Questi consistono nell'adottare ogni cura per evitare dispersioni sia di solidi, che di liquidi o di gas, in tutte le fasi che vanno dalla ricerca allo sfruttamento della risorsa geotermica. Soluzioni semplici come quella di raccogliere tutte le perdite accidentali a livello dei piazzali dei pozzi e delle centrali per avviarle alla reiniezione, si sono dimostrate efficaci nel contenimento della contaminazione del suolo e dell'acqua. Ridurre al massimo le emissioni "secondarie" in aria contribuisce in maniera tutt'altro che trascurabile al contenimento della contaminazione ambientale: man mano che le tecniche di abbattimento dell'acido solfidrico migliorano e vengono applicate, divengono più importanti le cosiddette *preplant emissions*, derivanti dai rilasci in aria durante le operazioni di perforazione e collaudo dei pozzi geotermici ed anche dalle emissioni di vapore prima che questo entri in centrale. A The Geysers le *preplant emissions*, che rappresentavano il 12% del totale prima dell'entrata in funzione dei sistemi di abbattimento dell' $\text{H}_2\text{S}$ , verso la fine degli anni '80 pesavano per il 40% (Weres, 1988). Di qui la necessità di considerare anche questo tipo di emissioni, ai fini del contenimento dell'impatto.

La via più efficace ed economica consiste nel ridurre al massimo la quantità di vapore rilasciato in aria durante le fasi di allestimento di nuovi pozzi e nell'eliminare le perdite di lavorazione del vapore. Il rispetto della normativa in vigore permette un controllo soddisfacente per gli scarichi solidi e liquidi, ed anche per il rumore, sin da prima che si inizino i lavori di perforazione dei pozzi. Le norme per l'applicazione della valutazione d'impatto ambientale emanate dalla regione Toscana nel 1995 (Legge No. 68 del 18 aprile 1995) prevedono che, anche per la realizzazione di un nuovo pozzo, si debba procedere ad una previsione di impatto sul sistema naturale e sulle attività umane. Vengono valutati i livelli di inquinamento acustico e prese tutte le precauzioni per il contenimento del rumore. Devono essere predisposti adeguati sistemi di sicurezza per prevenire emissioni di fluido accidentali o esplosioni incontrollate del pozzo (*blow-out*) con scarico di fango ad alta temperatura, tramite apposite valvole con dispositivi di chiusura comandati a distanza (*preventers*). Per i fanghi di perforazione deve essere predisposto l'accesso in discarica, dopo classificazione del materiale, mentre le acque di perforazione vengono

recuperate e reimmesse nel foro. Sono ammesse perdite solo in profondità, dove non esistono problemi di contaminazione di falde potabili, che invece sono protette rivestendo il foro con tubi di acciaio (*casing*), ancorati con malta cementizia impermeabile. I tempi di prova del fluido sono ridotti a pochi giorni, durante i quali il vapore viene disperso in aria, mentre l'eventuale condensato viene recuperato e avviato alla reiniezione. Nel caso di *pozzi sterili* (ovvero non utilizzabili, neanche per la reiniezione), come accade al termine della fase di sfruttamento di un pozzo (inclusa quella di reiniezione) l'area viene ripristinata. L'operazione consiste nella chiusura del pozzo e nella demolizione della *cantina* e di tutte le opere in calcestruzzo e muratura, a cui fa seguito la rimodellazione del terreno ed il ripristino di un manto vegetale.

Lo stesso approccio viene applicato quando si voglia realizzare una nuova centrale geotermica, nel qual caso gli studi sono più approfonditi e danno particolare rilievo al contenimento delle emissioni liquide ed alla valutazione dell'impatto di quelle gassose, anche con l'aiuto di modelli di previsione evoluti. Questi devono tenere conto oltre che delle modalità di rilascio, anche delle condizioni meteo-climatiche e, in particolare, della configurazione del terreno. Per quanto riguarda il *drift*, ovvero quella parte di liquido trascinato in aria a livello delle torri di raffreddamento, negli impianti di recente costruzione, vengono adottati accorgimenti in grado di riportare le emissioni entro limiti estremamente contenuti: da una centrale da 20 MW nominali di tipo unificato si ha un trascinamento dell'ordine dei 10 L/h, dei quali la maggior parte ricade all'interno dei piazzali della centrale da dove, quando piove, raggiunge la canalizzazione che porta ai circuiti della reiniezione. Il futuro della produzione di elettricità va sempre più verso l'impiego di fonti rinnovabili e la costruzione di piccole centrali in prossimità dei punti di impiego. Per la geotermia le più recenti linee di sviluppo sono orientate anche verso lo sfruttamento delle risorse a bassa temperatura in campi a liquido dominante (*liquid-dominated*). Questo richiede l'impiego di centrali a ciclo binario. Negli ultimi tempi, queste sono aumentate ad un ritmo del 15% annuo grazie alle caratteristiche di seguito elencate (Angelino *et al.*, 1995):

- minor impatto ambientale, per il fatto che il fluido rimane segregato nelle condotte e negli scambiatori di calore durante tutto il processo di produzione di elettricità, per poi essere reiniettato;
- migliore rendimento termodinamico;

- applicabilità anche su risorse a bassa temperatura (90-100°C);
- riduzione drastica dei problemi prodotti dalle incrostazioni: la deposizione di carbonati viene evitata collocando le pompe all'interno dei pozzi di produzione e la deposizione della silice è ridotta al minimo evitando la concentrazione dovuta alla separazione del vapore;
- la convenienza economica, nonostante i relativamente elevati costi unitari di costruzione, per il basso costo di esercizio.

Nuove tecnologie per combattere i problemi delle incrostazioni di silice permetteranno l'espansione delle applicazioni a bassa entalpia, in serie con centrali geotermoelettriche, portando ad un migliore sfruttamento del calore con i cosiddetti usi plurimi.





## 15. Conclusioni

Lo sfruttamento dell'energia geotermica, nel mondo, è ancora piuttosto limitato: gli impieghi diretti dispongono di una potenza di circa 9000 MWt, mentre la produzione di energia elettrica supera di poco i 7000 MW<sub>e</sub>, pari allo 0,4% del totale. Uno degli ostacoli allo sviluppo dell'uso della geotermia è rappresentato dalla disponibilità di fonti di energia tradizionali a buon mercato. Queste sono rappresentate dai combustibili fossili (gas, petrolio, carbone) che, non essendo rinnovabili, porteranno in un prossimo futuro ad uno squilibrio del rapporto tra la domanda e l'offerta, con inevitabili ripercussioni sui prezzi. Per quanto riguarda la produzione di elettricità, in particolare, l'energia geotermica è già oggi competitiva con le fonti tradizionali e con il nucleare. Pertanto è assai probabile che agli inizi del terzo millennio si assista ad un forte incremento delle sue applicazioni, probabilmente in sistemi a cascata che permettano di ottimizzare lo sfruttamento della risorsa. La crescente attenzione dell'opinione pubblica e degli Organi di Governo verso le tematiche della conservazione dei sistemi naturali indica, per il prossimo futuro, come sia necessario produrre nuovi criteri scientifici e nuove norme che permettano di promuovere lo sviluppo del settore, senza che questo comporti un aumento della pressione sull'ambiente specie da parte delle emissioni delle installazioni geotermoelettriche. Molti progressi sono già stati fatti per quanto riguarda le emissioni liquide, occorre tuttavia migliorare il contenimento di quelle aeriformi. Una strategia di lungo respiro non può appoggiarsi solo sul rispetto di norme di settore che possono arrivare anche a contrastare l'una con l'altra, ma dovrebbe essere costruita su un approccio integrato in grado di tenere conto di fattori ambientali, sociali, culturali, tecnologici ed economici in funzione di uno sviluppo ecocompatibile. L'integrazione delle attività geotermiche con il territorio è un elemento fondamentale per eliminare l'eventuale contenzioso e per ricavare il maggior beneficio possibile dalla risorsa, traendone vantaggi per l'intera collettività ed anche per le popolazioni locali. Esempio è il caso di Larderello, che nasce nel secolo scorso con l'industria dell'acido borico e, dopo la crisi di questa, risorge con la produzione di energia elettrica sfruttando il vapore dei soffioni, efficacemente impiegato anche nel teleriscaldamento di aree industriali e residenziali. La centrale della Valle del Secolo e le vecchie ed imponenti torri di raffreddamento, insieme con il Museo della Geoter-

mia di Larderello costituiscono, già da tempo, anche una importante attrattiva turistica. Ma non sempre il rapporto con la risorsa geotermica è stato così idilliaco. All'Amiata, ad esempio, che ancora porta i segni della crisi del mercurio, non è ad oggi sufficientemente evidente il legame tra la montagna e la risorsa energetica che si trova sotto di essa. Il fatto che l'energia geotermica non sia trasportabile a lunga distanza rappresenta, da un lato, uno svantaggio per le popolazioni locali che vedono nascere nel loro territorio strutture disturbanti l'equilibrio di nature pressoché intatte. Ma è anche un vantaggio, nel senso che nessuno può sottrarre loro la fonte di energia, come accade con i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale). Il rischio di avere *in loco* grandi centrali che permettano di vendere, magari all'estero, importanti quantità di energia elettrica non esiste, tanto più per la geotermia, dove la crisi del campo di vapore di The Geysers in California ha dimostrato come l'estrazione di eccessive quantità di vapore possa portare all'impoverimento della risorsa in tempi brevi. In un mercato dell'energia sempre più unico e globale, che tende al livellamento dei prezzi ed alla abolizione dei monopoli, è necessario evitare diseconomie, ottimizzando la distribuzione delle centrali, anche in funzione dei costi relativi alla rete di distribuzione dell'energia elettrica. I costi delle linee elettriche porteranno sempre più ad evitare trasporti a lunga distanza e, nel prossimo futuro, ci si abituerà, con tutta probabilità, e non solo in Italia, a vedere nascere centrali elettriche sempre più piccole, sparse sul territorio, alimentate da fonti rinnovabili come quella in questione o la fotovoltaica (quest'ultima con enormi prospettive di sviluppo). Già da qualche anno l'ENEL ha introdotto un tipo standard di centrale geotermoelettrica, con potenza installata da 20 MW, consistente in un impianto a condensazione, con ammissione diretta del vapore in turbina, adattabile per i diversi tipi di fluido. Queste centrali sono di dimensioni ridotte, rispetto ai vecchi tipi, ed hanno anche uno sviluppo verticale molto contenuto che ne facilita l'inserimento ambientale. Richiedono portate di vapore di circa 110 t/h che può essere fornito da un numero di pozzi molto piccolo: alla centrale di Piancastagnaio PC-4, ad esempio, un solo pozzo porta ben 70 t/h di vapore, e lavora con altri due che forniscono, complessivamente 40 t/h. Tutte le centrali toscane sono, da tempo, telecomandate, fatto di non secondaria importanza nell'evitare eccessive concentrazioni di potenza nel medesimo sito. La scelta della piccola centrale riduce anche la rete di vapordotti necessaria alla sua alimentazione e la possibilità di perforare pozzi inclinati

rispetto alla verticale, insieme al piccolo numero di questi, permette di localizzare le centrali in prossimità dell'affioramento dei pozzi. Una centrale può essere costruita in modo da avere un raggio d'azione contenuto, sia per le emissioni aeriformi, che per il rumore. Tutto questo è possibile, con l'approccio tradizionale, fondato su regole stabilite sulla base di ogni singolo impianto.

Quanto sopra, seppur necessario, non è sufficiente a garantire il successo se l'obiettivo finale è la minimizzazione dell'impatto sul sistema naturale. È noto che la frammentazione dei problemi, efficace nel migliorare l'inserimento di una data sorgente di contaminazione, non è sufficiente a garantire efficacia a livello di sistema, quando questo consista in un insieme di impianti collocati in un'area relativamente ristretta. Perché le soluzioni adottate siano efficaci a livello di sistema, occorre elaborare criteri di ecocompatibilità per il sistema medesimo: una volta individuata un'area da sfruttare questa, con la sua risorsa ed il suo territorio, divengono una cosa sola. La normativa vigente in Italia in materia di ricerca e sfruttamento di risorse geotermiche stabilisce un percorso che vede il coinvolgimento della società richiedente, degli Enti Locali interessati (Comuni e loro associazioni, Provincia e Regione) e dello Stato. Particolare attenzione viene rivolta al contenimento ed alla minimizzazione delle alterazioni ambientali sul suolo ed il sottosuolo, sull'acqua, sull'aria, sulla flora e sulla fauna ed al contenimento del rumore. Lo smaltimento dei fanghi di perforazione (rifiuti speciali) in apposite discariche contiene al massimo il rilascio di contaminanti durante le operazioni di trivellazione. La reiniezione dei fluidi esauriti riduce i fenomeni di subsidenza ed evita la dispersione di elementi in tracce o di composti indesiderati nelle acque superficiali. Rimane carente l'aspetto della tutela della qualità dell'aria, soprattutto per quanto riguarda le emissioni di idrogeno solforato ( $H_2S$ ). Questo potrebbe essere superato stabilendo dei criteri per campo di vapore e non per centrale elettrica, e quindi vincolando lo sviluppo alla messa a punto di efficaci sistemi di abbattimento dell' $H_2S$  e, limitatamente all'area amiatina, anche del mercurio. Partendo dagli attuali livelli di emissione, si potrebbero stabilire delle *velocità di emissione di area* da ridurre nel tempo, progressivamente, man mano che si rendono disponibili nuove tecnologie di abbattimento. Questo, indipendentemente dal numero di centrali attive. Si creerebbero così le condizioni per dare un forte impulso alla ricerca, necessaria perché le peculiarità dei fluidi toscani (alta componente di

gas incondensabili) e la tipologia degli impianti (impiego di condensatori a miscela) non permettono di applicare le soluzioni adottate, da tempo, in California. La normativa attualmente in vigore non fa altro che rendere accettabile ciò che gli impianti eliminano, senza alcun trattamento, rendendo poco attraente investire in quella ricerca che, sola, può portare alla messa a punto di strumenti che permettano di raggiungere obiettivi di qualità accettabili, a costi possibili. Si tratta di una sfida che a fronte dei costi economici, apre ad interessanti prospettive occupazionali e ad un progresso che potrebbe anche essere esportato in Paesi emergenti dove lo sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di elettricità sta diventando un importante fattore di sviluppo. Sarà necessario anche evitare che i benefici economici a vantaggio delle amministrazioni comunali nel territorio delle quali si trovano le centrali siano mal distribuiti, attivando meccanismi di compensazione che tengano conto, oltre che dell'ubicazione della centrale, anche dell'area di influenza delle emissioni in aria. Costruire nuove centrali mantenendo dapprima, e poi riducendo, i livelli di emissione attuali per area potrebbe essere una sfida da accettare. Il programma ENEL 1997-2002 (ENEL, 1997b) va in questa direzione, con una velocità che, forse, potrebbe essere aumentata. Il clima di collaborazione che si è recentemente instaurato tra tutte le parti interessate fa ben sperare che si possa giungere, in tempi relativamente rapidi, ad un nuovo rapporto tra la risorsa geotermica e le popolazioni coinvolte. Un ruolo di primaria importanza sarà giocato dagli studi d'impatto sull'ambiente e sul territorio che considerino sia gli aspetti naturali che quelli sociali, economici ed estetici. Modelli previsionali e reti di monitoraggio chimico e biologico permetteranno di prevedere, seguire e guidare lo sviluppo degli eventi, verso una maggiore integrazione tra lo sfruttamento dell'energia geotermica e la naturalità delle aree interessate da questa attività.



## Bibliografia

- Adriano D.C. (1986) *Trace Elements in the Terrestrial Environment*. Springer-Verlag, New York, NY.
- Allegrini G., G. Cappetti, F. Sabatelli (1995) Geothermal development in Italy: country update report. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 201-208.
- Allegrini G., F. Luccioli, A. Trivella (1992) Industrial uses of geothermal fluids at Larderello. *Geothermics*, 21: 623-630.
- Alm P., L. Bjelm (1995) Sweden - Country update. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 327-328.
- Ammann K., R. Herzig, L. Liebendoerfer, M. Urech (1987) Multivariate correlation of deposition data of 8 different air pollutants to lichen data in a small town in Switzerland. *Advances in Aerobiology*, 51: 401-406.
- Anderson E.L. (1985) Quantitative approaches in use in the United States to assess cancer risk. In: V.B. Vouk, G.C. Butler, D.G. Hoel, D.B. Peakall (eds.) *Methods of Estimating Risk of Chemical Injury: Human and Non-human Biota and Ecosystems*. SCOPE 26, SGOMSEC 2. John Wiley & Sons, Chichester, UK, pp. 405-436.
- Andreussi P., R. Corsi, M. Guidi, L. Marini (1994) Theoretical prediction of physical and chemical characteristics of the "first drop" of condensate from superheated geothermal steam. Implications for corrosion and scaling in turbines. *Geothermics*, 23: 233-255.
- Angelino G., R. Bini, P. Bombarda, M. Gaia, P. Girardi, P. Lucchi, E. Macchi, M. Rognoni, F. Sabatelli (1995) One MW binary cycle turbogenerator module made in Europe. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2125-2130.
- Angiolini C., A. Boscagli, S. Loppi (1995) Vegetation recovery after exposure to geothermal vapours. *Agr. Med. Special Volume*, 364-371.
- Anspaugh L.R., J.L. Hahn (1980) *Human Health Implications of Geothermal Energy*. Govt. Reports Announcement & Index, Issue 13 (*Abstract from Tox-line*).
- Armannsson H., H. Kristmannsdóttir (1992) Geothermal environmental impact. *Geothermics*, 21: 869-880.
- Armstead H.C.H. (1983). *Geothermal Energy. Its past, present and future contributions to the energy needs of man*. Second edition. E. & F.N. Spon Ltd., London (UK).
- Arnórsson S. (1989) Deposition of calcium carbonate minerals from geothermal

- waters - Theoretical considerations. *Geothermics*, 18: 33-39.
- Arrhenius S. (1896) On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. *The London, Edinburgh and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science*, 41: 237-276.
- Arriaga M.S., R. Cataldi (1995) Cosmogony and direct uses of geothermal energy in mesoamerica. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 417-422.
- Axtmann R.C. (1975a) Environmental impact of a geothermal power plant. *Science*, 187: 795-803.
- Axtmann R.C. (1975b) Emission control of gas effluents from geothermal power plants. *Environ. Lett.*, 8: 135-146.
- Bacci E. (1989) Mercury in the Mediterranean. *Mar. Pollut. Bull.*, 20: 59-63.
- Bacci E. (1994) *Ecotoxicology of Organic Contaminants*. Lewis Publishers, Boca Raton, FL.
- Bacci E. (1995) *Fortune e declino del mercurio nell'area amiatina. Implicazioni ambientali*. Regione Toscana, Dipartimento Ambiente, Firenze.
- Bacci E., R. Marchetti (1993) Misura della tossicità in acqua. In: R. Marchetti (ed.) *Ecologia Applicata*. CittàStudi, Milano; pp.773-801.
- Bacci E., D. Calamari, C. Gaggi, M. Vighi (1990a) Bioconcentration of organic chemical vapors in plant leaves: experimental measurements and correlation. *Environ. Sci. Technol.*, 24: 885-889.
- Bacci E., C. Gaggi, M. Duccini, R. Bargagli, A. Renzoni (1994) Mapping mercury vapors in an abandoned cinnabar mining area by azalea (*Azalea indica*) leaf trapping. *Chemosphere*, 29: 641-656.
- Bacci E., M.J. Cerejeira, C. Gaggi, G. Chemello, D. Calamari, M. Vighi (1990b) Bioconcentration of organic chemical vapours in plant leaves: the azalea model. *Chemosphere*, 21: 525-535.
- Bacon L., J. Jordan, W. Pearson (1995) Microbiology and corrosion in geothermal natural draught cooling towers. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2387-2389.
- Baldacci A., G. Culivicchi, A. Lenzi, F. Sabatelli (1996) Increased H<sub>2</sub>S partitioning by acid addition in a power plant equipped with a direct-contact condenser. *Geothermal Resources Council Transactions*, 20: 3-10.
- Baldi F. (1988) Mercury pollution in the soil and mosses around a geothermal plant. *Water Air Soil Pollut.*, 38: 111-119.
- Baldi F., M. Bianco (1994) Risposta genetica di microorganismi metallo-resistenti nella valutazione dell'inquinamento atmosferico causato dalle emissioni di centrali geotermiche. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente*

- e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 20-25.
- Barazzuoli P., M. Salleolini (1993) L'acqua: risorsa, rischio e pianificazione. In: F. Giusti (ed.) *La Storia Naturale della Toscana Meridionale*, Amilcare Pizzi Ed., Cinisello Balsamo (MI), pp. 173-246.
- Barbaro A., P. Feola (1994) Mappaggio biologico dei corsi d'acqua in aree geotermiche. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 42-45.
- Barbier E. (1994) Energia geotermica ed ambiente. *Atti I Convegno Energia, Clima e Ambiente*, Cittadella del Capo (CS), 6-8 maggio 1994, pp. 19-28.
- Barbier E. (1997a) Nature and technology of geothermal energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1: 1-69.
- Barbier E. (1997b) L'energia geotermica: energia dall'interno della Terra. *Naturalmente*, anno 9, numero 1: 10-17.
- Barbier E., G. Santoprete (1993) *L'Energia Geotermica. Una Fonte di Energia dall'Interno della Terra*, G. Giappichelli Editore, Torino.
- Bargagli-Petrucchi (1916) Studi sulla flora microscopica della regione boracifera toscana. XV. Riepilogo generale. *Nuovo Giorn. Bot. Ital.*, n.s., 23: 182-184.
- Bargagli R. (1993) Plant leaves and lichens as biomonitors of natural or anthropogenic emissions of mercury. In: B. Markert (ed.) *Plants as Biomonitors*. VCH, Weinheim, pp. 461-484.
- Bargagli R., C. Barghigiani (1991) Lichen biomonitoring of mercury emission and deposition in mining, geothermal and volcanic areas of Italy. *Environ. Monit. Assess.*, 16: 265-275.
- Bargagli R., D. Cateni, L. Nelli, S. Olmastroni, B. Zagarese (1997) Environmental impact of trace element emission from geothermal power plants. *Arch. Environ. Contam. Toxicol.*, 33: 172-181.
- Barghigiani C., B.Z. Siegel, R. Bargagli, S.M. Siegel (1989) The contribution of mercury from thermal springs to the environmental contamination of Mt. Amiata. *Water Air Soil Pollut.*, 43: 169-175.
- Barichello R. (1987) *Le Serre e le Energie Alternative*. Pàtron Editore, Bologna.
- Barker B.J., B.A. Koenig, M.A. Stark (1995) Water injection management for resource maximization: observation from 25 years at The Geysers, California. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1959-1964.
- Batini F., R. Console, G. Luongo (1985) Seismological study of Larderello-Travale geothermal area. *Geothermics*, 14: 255-272.

- Baum S.J., C.W.J. Scafe (1975) *Chemistry: A Life Science Approach*. Macmillan Publishing Co., Inc., New York.
- Bedell S.A., C.A. Hammond (1988) H<sub>2</sub>S abatement during air drilling of geothermal wells. *Geothermal Resources Council Bulletin*, August 1988: 13-14.
- Begon M, J.L. Harper, C.R. Townsend (1989) *Ecologia. Individui, popolazioni, comunità*. Zanichelli, Bologna.
- Behrens D.W., H.K. McCluer (1993) *A history of PG&E's hydrogen sulfide emissions abatement research program for The Geysers power plant, 1970-1987*. Pacific Gas and Electric Company, San Ramón, CA.
- Beinat A., A. Capra, I. Dini, A. Gubellini, C. Marchesini, A. Rossi, L. Vittuari (1995) Crustal deformations detected by geodetic control network in the Travale geothermal area - Tuscany - Italy. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1951-1954.
- Benoit J.M., W.F. Fitzgerald, A.W.H. Damman (1994) Historical atmospheric mercury deposition in the mid-continental U.S. as recorded in an ombrotrophic peat bog. In: C.J. Watras, J.W. Huckabee (eds.) *Mercury Pollution. Integration and Synthesis*, Lewis Publishers, Boca Raton, FL, pp. 187-202.
- Berdondini F., P. Bronzi, P.D. Burgassi, R. Marconcini, M. Pignatari, H. Rosenthal (1995) Utilization of geothermal source in a closed cycle aquaculture system in Italy: preliminary results. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2309-2312.
- Bertini G., G. Cappetti, I. Dini, F. Lovari (1995) Deep drilling results and updating of geothermal knowledge on the monte Amiata area. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 2: 1283-1286.
- Bettagli N., G. Bidini (1996) Larderello-Farinello-Valle del Secolo geothermal area: exergy analysis of the transportation network and of the electrical power plants. *Geothermics*, 25: 3-16.
- Bibby H.M., A.W. Hurst (1990) Tilt monitoring at Wairakei geothermal field. *Geothermics*, 19: 385-396.
- Bloomer A. (1995) Environmental and resource issues: Rotokawa geothermal power station. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2757-2761.
- Boaden P.J.S., R. Seed (1985) *An Introduction to Coastal Ecology*. Blackie Academic & Professional. London (UK).
- Bodek I., W.J. Lyman, W.F. Reehl, D.H. Rosenblatt (1988) *Environmental Inorganic Chemistry. Properties, Processes, and Estimation Methods*. Pergamon Press, New York (NY).
- Bojadgieva K., H. Hristov, V. Hristov (1995) Geothermal energy utilization in



- Bulgaria within the period 1990-1994. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 57-66.
- Bosma W., G. Kamminga, L.J. De Kok (1990) H<sub>2</sub>S-induced accumulation of sulfhydryl-compounds in leaves of plants under field and laboratory exposure. In: H. Renneberg (ed.) *Sulfur Nutrition and Sulfur Assimilation in Higher Plants*. SPB Academic Publishing, The Hague, The Netherlands, pp. 173-175.
- Bowen R. (1989) *Geothermal Resources*. Elsevier Applied Science, London, UK.
- Brown K.L. (1995) *Environmental Aspects of Geothermal Development*. International Geothermal Association Inc., Auckland, New Zealand.
- Buell R. (1981) Mitigation of hydrogen sulfide emissions in The Geysers area. California Energy Commission, Sacramento (CA).
- Buonasorte G., G.M. Cameli, A. Fiordelisi, M. Parotto, I. Perticone (1995) Results of geothermal exploration in central Italy (Latium-Campania). *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 2: 1293-1298.
- Burgassi P.D. (1987) Historical outline of geothermal technology in the Larderello region. *Geothermal Resources Council Bull.*, 16: 3-18.
- Burgassi P.D., R. Cataldi, C. Donati (1995) Scientific investigations and technological development in the Larderello region from XVI through XIX centuries. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 433-440.
- Burgassi P.D., M. Gentili, R. Toneatti (1995) Some new initiatives for direct geothermal utilization in Italy. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2361-2365.
- Burkhardt J., P. Drechsel (1997) The synergism between SO<sub>2</sub> oxidation and manganese leaching on spruce needles - A chamber experiment. *Environ. Pollut.*, 95: 1-11.
- Burnham J.B., D.H. Stewart (1973) Recovery of geothermal energy from hot, dry rock with nuclear explosives. In: P. Kruger e C. Otte (eds.) *Geothermal Energy. Resources, Production, Stimulation*. Stanford University Press, Stanford, CA; pp. 223-249.
- Burns K.L., R.A. Creelman, N.W. Buckingham, H.J. Harrington (1995) Geothermal development in Australia. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 45-50.
- Bussotti F., E. Cenni, A. Cozzi, M. Ferretti (1997) The impact of geothermal power plants on forest vegetation. A case study at Travale (Tuscany, central Italy). *Environ. Monit. Assess.*, 45: 181-194.
- Calamari D., E. Bacci, S. Focardi, C. Gaggi, M. Morosini, M. Vighi (1991) The



- role of plant biomass in the global environmental partitioning of chlorinated hydrocarbons. *Environ. Sci. Technol.*, 25: 1489-1495.
- Castrantas H.M. (1981) Use of hydrogen peroxide to abate hydrogen sulfide in geothermal operations. *Journal of Petroleum Technology*, May 1981: 914-920.
- Cataldi R., P. Chiellini (1995) Geothermal energy in the mediterranean area before the middle ages. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 373-380.
- Cataldi R., F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, G. Zito, C. Calore (1995) Geothermal ranking of Italian territory. *Geothermics*, 24: 115-129.
- Campos T. (1995) Wellhead units and geothermal development in El Salvador. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 93-98.
- Cappetti G., P. D'Olimpio, F. Sabatelli, B. Tarquini (1995) Inhibition of antimony sulphide scale by chemical additives: laboratory and field results. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2503-2507.
- Cappetti G., L. Parisi, A. Ridolfi, G. Stefani (1995) Fifteen years reinjection in the Larderello-Valle del Secolo area: analysis of the production data. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1997-2000.
- Celati R., G. Cappetti, C. Calore, S. Grassi, F. D'Amore (1991) Water recharge in Larderello geothermal field. *Geothermics*, 20: 119-133.
- Chilingar G.v., L. Edwards, W. Fertl, H.H. Rieke III (1982) Introduction. In: L.M. Edwards, G.V. Chilingar, H.H. Rieke III, W.H. Fertl (eds.) *Handbook of Geothermal Energy*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, pp. 1-43.
- Chiodini G., R. Cioni, B. Raco, G. Scandiffio (1991) Carbonyl sulphide (COS) in geothermal fluids: an example from the Larderello field (Italy). *Geothermics*, 20: 319-327.
- Chiras D.D. (1985) *Environmental Science. A Framework for Decision Making*. The Benjamin/Cummings Publishing Company, Inc., Menlo Park (California).
- Christanis K., K. St. Seymour (1995) A study of scale deposition: an analogue of meso- to epithermal ore formation in the volcano of Milos, Aegean Arc, Greece. *Geothermics*, 24: 541-552.
- Clotworthy A., B. Lovelock, B. Carey (1995) Operational history of the Ohaaki geothermal field, New Zealand. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1797-1802.
- Clauser C. (1997) Geothermal energy use in Germany - Status and potential.

*Geothermics*, 26: 203-220.

- Ciucci I., G. Curzio (1994) Emissioni aeriformi delle centrali geotermiche ENEL di Larderello e ricadute sul territorio. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 46-55.
- Connell, D.W., *Bioaccumulation of Xenobiotic Compounds*, CRC Press, Boca Raton, Florida, (1990).
- Craig H. (1961) Isotopic variations in meteoric waters. *Science*, 133: 1702.
- Crump, K.S. (1981) An improved procedure for low-dose carcinogenic risk assessment from animal data. *J. Environ. Pathol. Toxicol.*, 5: 675-684.
- Culver G. (1992) Industrial applications research and current industrial applications of geothermal energy in the United States. *Geothermics*, 21: 605-616.
- Curtis R.H. (1995) Worldwide status of closed loop ground source "geothermal" heat pump systems. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2149-2154.
- D'Amore F. (1975) Radon-222 survey in Larderello geothermal field, Italy (Part 1). *Geothermics*, 4: 96-108.
- D'Amore F., L. Bolognesi (1994) Isotopic evidence for a magmatic contribution to fluids of geothermal systems of Larderello, Italy, and The Geysers, California. *Geothermics*, 23: 21-32.
- D'Amore F., C. Panichi (1980) Evaluation of deep temperatures of hydrothermal systems by a new gas-geothermometer. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44: 549-556.
- D'Amore F., R. Fancelli, L. Saracco, A.H. Truesdell (1987) Gas geothermometry based on CO content - Applications in Italian geothermal fields. *Proceedings of the 12th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, CA; pp. 247-252.
- D'Amore F., G. Gianelli, E. Corazza (1994) The geothermal area of El Pilar-Casanay, State of Sucre, Venezuela. Geochemical exploration and model. *Geothermics*, 23: 283-304.
- Dall'Aglia M., G.C. Ferrara (1986) Impatto ambientale dell'energia geotermica. *Acqua-Aria* (10): 1091-1101.
- Dani D., S. Loppi (1994) Danneggiamenti macroscopici in piante situate in prossimità di centrali geotermiche. *Acqua & Aria*, 6: 513-519.
- Datye V.K., P.K. Hopke, B. Fitzgerald, T.M. Raunemaa (1997) Dynamic model for assessing <sup>222</sup>Rn and progeny exposure from showering with radon-bearing water. *Environ. Sci. Technol.*, 31: 1589-1596.
- De Carlo E.H., D.M. Thomas (1985) Removal of arsenic from geothermal fluids

- by adsorptive bubble flotation with colloidal ferric hydroxide. *Environ. Sci. Technol.*, 19: 538-544.
- De Dominicis V., S. Loppi, D. Dani (1994) Impatto delle emissioni geotermiche sulla vegetazione. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 26-34.
- De Kok L.J. (1988) Responses of sulfur metabolism in plants to atmospheric hydrogen sulfide. *Phyton*, 29: 189-201.
- De Pasquale A., N. Vatisstas, E. Viviani (1995) Laboratory and field testing of polymeric compounds as potential silica scale inhibitors. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2457-2461.
- Di Filippo M., I. Dini, I. Marson, F. Palmieri, A. Rossi, B. Toro (1995) Subsidence and gravity changes induced by exploitation in the Travale-Radicondoli geothermal field (Tuscany-Italy). *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1945-1949.
- Di Pippo R. (1995) Geothermal electric power production in the United States: a survey and update 1990-1994. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 353-362.
- Di Pippo R. (1980) Geothermal power plants around the world. In: J. Kestin, R. Di Pippo, H.E. Khalifa, D.J. Ryley (eds.) *Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*. United States Department of Energy, Washington, D.C., pp. 870-972.
- Dejak C., D. Pitea, C. Rossi, E. Tiezzi (1996) *Chimica Fisica per le Scienze Ambientali*. Etas Librai, Milano.
- Dickson M.H., M. Fanelli (1993) Geothermal electric power in the world from 1980 to the year 2000. *Geothermics*, 22: 215-228.
- Dini I., I. Marson, F. Palmieri, A. Rossi (1995) Reinjection monitoring in the larderello geothermal field using microgravity and topographic measurements. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1851-1854.
- Doull J. (1987) Introduction. In: R.G. Tardiff, J.V. Rodricks (eds.) *Toxic Substances and Human Health Risk*. Plenum Press, New York, NY, pp. 3-12.
- Dyer S.D., R.J. Caprara (1997) A method for evaluating consumer product ingredient contributions to surface and drinking water: boron as a test case. *Environ. Toxicol. Chem.*, 1620: 2070-2081.
- Elinder C.G., L. Friberg (1986) Antimony. In: L. Friberg, G.F. Nordberg, V.B. Vouk (eds.) *Handbook on the Toxicology of Metals*. 2nd Edition. Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, pp. 26-42.

- ENEL (1993) The history of Larderello. Dipartimento Pubbliche Relazioni, ENEL, Roma.
- ENEL (1995) Geothermal energy in Tuscany and northern Latium. Dipartimento Generazione e Trasmissione, ENEL, Roma.
- ENEL (1996) *Indagine per la valutazione degli effetti sull'ambiente delle emissioni aerodisperse degli impianti geotermoelettrici dell'area amiatina*. ENEL, Roma.
- ENEL (1997a) *Modellazione delle ricadute delle emissioni aerodisperse con il codice CTDMPLUS*. ENEL, Divisione Produzione Ingegneria/SPL, Unità Misure e Laboratorio, Piacenza.
- ENEL (1997b) *Programma Geotermia 1997-2002*. Edizione preliminare, maggio 1997. Divisione Produzione. Direzione di produzione Geotermica, Pisa.
- Facchini U., S. Magnoni, C. Sordelli (1993) Rodigo 1, northern Italy: a geothermal complex for agriculture. *Geothermics*, 22: 135-147.
- Faivre-Pierret R., F. Le Guern (1983) Health risks linked with inhalation of Volcanic gases and aerosols. In: H. Tazieff e J.C. Sabroux (eds.) *Forecasting Volcanic Events*. Elsevier Science Publishers, Amsterdam, The Netherlands; pp. 69-81.
- FAO/WHO (1972) Evaluation of certain food additives and of the contaminants mercury, lead and cadmium. Sixteenth Report of the Joint FAO/WHO Expert Committee on Food additives, Geneva, 4-12 April, 1972. *Technical Report Series No. 505*, World Health Organization, Ginevra (CH) e *Nutrition Meetings Report Series No. 51*, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Roma.
- Ferrara R., B.E. Maserti, A. De Liso, H. Edner, P. Ragnarson, S. Svanberg, E. Wallinder (1994) Could geothermal power plant at Mt. Amiata (Italy) be a source of mercury contamination? In: C.J. Watras, J.W. Huckabee (eds.) *Mercury Pollution. Integration and Synthesis*, Lewis Publishers, Boca Raton, FL, pp. 601-607.
- Ferrara R., B.E. Maserti, A. Petrosino, R. Bargagli (1986) Mercury levels in rain and air and the subsequent washout mechanism in a central Italian region. *Atmos. Environ.*, 20: 125-128.
- Finney J.P. (1973) Design and operation of The Geysers power plant. In: P. Kruger e C. Otte (eds.) *Geothermal Energy. Resources, Production, Stimulation*. Stanford University Press, Stanford, CA; pp.145-161.
- Fitzgerald W.F. (1986) Cycling of mercury between the atmosphere and oceans. In: P. Buat-Ménard (ed.) *The Role of Air-Sea Exchange in Geochemical Cycling*. D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, Holland.
- Fitzgerald B., P.K. Hopke, V. Datye, T. Raunemaa, K. Kuusalo (1997) Experi-



- mental assessment of the short- and long-term effects of  $^{222}\text{Rn}$  from domestic shower water on the dose burden incurred in normally occupied homes. *Environ. Sci. Technol.*, 31: 1822-1829.
- Fournier R.O. (1979) A revised equation for the Na/K geothermometer. *Geoth. Res. Council Trans.*, 3: 221-224.
- Fournier R.O. (1981) Application of water geochemistry to geothermal exploration and reservoir engineering. In: L. Rybach e L.J.P. Muffler (eds.) *Geothermal Systems: Principles and Case Histories*. John Wiley, New York, pp. 109-143.
- Freeston D.H. (1995) Direct uses of geothermal energy 1995. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 15-25.
- Freeston D.H. (1996) Direct uses of geothermal energy 1995. *Geothermics*, 25: 189-214.
- Fridleifsson I.B. (1995) Historical aspects of geothermal utilization in Iceland. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 427-431.
- Fridleifsson I.B., D.H. Freeston (1994) Geothermal energy research and development. *Geothermics*, 23: 175-214.
- Gaggi C., G. Chemello, E. Bacci (1991) Mercury vapour accumulation in azalea leaves. *Chemosphere*, 22: 869-872.
- Gallup D.L. (1993) The use of reducing agents for control of ferric silicate scale deposition. *Geothermics*, 23: 39-48.
- Gallup D.L. (1994) "BIOX"- A new hydrogen sulfide abatement technology for the geothermal industry. *Geotherm. Sci. & Tech.*, 4: 129-144.
- Gallup D.L. (1996) "BIOX" hydrogen sulfide abatement process - Application analysis.. *Geothermal Resources Council Transactions*, 20: 11-17.
- Gambill D.T., D.G. Beraquit (1993) Development history of the Tiwi geothermal field, Philippines. *Geothermics*, 22: 403-416.
- Gazo, F.M. (1990) Lime treatment program: an alternative cooling water treatment program for geothermal power plants in the Philippines. *Geothermics*, 19: 583-590.
- Genevini P.L., R. Vismara, V. Mezzanotte (1986) Utilizzo agricolo dei fanghi di depurazione. *Ingegneria Ambientale Quaderni*, No. 5: 1-134.
- George A.C., G. Scandiffio, A.J. Breslin (1980) The distribution of radon and radon daughters in the geothermal region of Larderello. *Second DOE-ENEL Workshop for Cooperative Research in geothermal Energy*, October 20-23, 1980, Berkley (CA), pp. 3-14.
- Ghetti P.F., G. Bonazzi (1981) *I Macroinvertebrati nella Sorveglianza Ecologica*



- dei Corsi d'Acqua*. Collana del Progetto Finalizzato "Promozione della qualità dell'ambiente". Consiglio Nazionale delle Ricerche, Roma.
- Ghetti, P.F. (1995) Indice Biotico Esteso (I.B.E.). *Supplem. a Biologia Ambientale*, n° 6: 1-24.
- Gianelli G., G. Ruggieri, M. Mussi (1997) Isotopic and fluid inclusion study of hydrothermal and metamorphic carbonates in the Larderello geothermal field and surrounding areas, Italy. *Geothermics*, 26: 393-417.
- Gifford F.A., Jr. (1961) Use of routine meteorological observations for estimating the atmospheric dispersion. *Nucl. Safety*, 2: 47-57.
- Giggenbach W.F. (1980) Geothermal gas equilibria. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44: 2021-2032.
- Giggenbach W.F. (1981) Geothermal mineral equilibria. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 45: 393-410.
- Giggenbach W.F. (1988) Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca ge indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 52: 2749-2765.
- Giles R.V. (1975) *Meccanica dei Fluidi e Idraulica*. Etas Libri, Milano.
- Giuliacci M. (1985) *Climatologia Statica e Dinamica della Val Padana*. CNR-Quaderni P.F. "Promozione e Qualità dell'Ambiente". AQ/3/18. Consiglio Nazionale delle Ricerche, Roma.
- Glover R.B. (1988) Boron distribution between liquid and vapour in geothermal fluid. *Proceedings of the 10th New Zealand Geothermal Workshop*, Auckland University, New Zealand; pp. 223-227.
- Goyal K.P. (1995) Injection recovery factors in various areas of the southeast Geysers, California. *Geothermics*, 24: 167-186.
- Goyer R.A. (1986) Toxic effects of metals. In: C.D. Klaassen, M.O. Amdur, J. Doull (eds.) *Casarett and Doull's Toxicology. The basic science of poisons*. 3rd edition. Macmillan Publishing Company, New York, NY, pp. 582-635.
- Grande M.G. (1995) The economic and environmentally sound handling of geothermal sulfur byproducts: a case history. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2779-2783.
- Gray W.G., K. O'Neill, G.F. Pinder (1976) Simulation of heat transport in fractured, single-phase geothermal reservoirs. *2nd Workshop Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, CA, pp. 222-228.
- Grigsby C.O., J.W. Tester, P.E. Trujillo, Jr., D.A. Counce (1989) Rock-water interactions in the Fenton Hill, New Mexico, hot dry rock geothermal systems I. Fluid mixing and chemical geothermometry. *Geothermics*, 18: 629-656.
- Gudmundsson J.S., H. Thráinsson (1989) Power potential of two-phase geother-

- mal wells. *Geothermics*, 18: 357-366.
- Guerrazzi G. (1818) Sui lavori riguardanti l'estrazione e l'applicazione dell'acido borico dei cosiddetti lagoni del Volterrano e del Senese. *Atti Acc. Georgofili Firenze*, Vol. I.
- Gustin M.S., G.E. Taylor, T.L. Leonard, R.E. Keislar (1996) Atmospheric mercury concentrations associated with geologically and anthropogenically enriched sites in central western Nevada. *Environ. Sci. Technol.*, 30: 2572-2579.
- Gutiérrez-Galindo E.A., G.F. Muñoz, A.A. Flores (1988) Mercury in freshwater fish and claims from the Cerro Prieto geothermal field of Baja California, México. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.*, 41: 201-207.
- Hanano M., T. Ohmiya, K. Sato (1991) Reinjection experiment at the Matsukawa vapor-dominated geothermal field: increase in steam production and secondary heat recovery from the reservoir. *Geothermics*, 20: 279-289.
- Harper R.T., I.A. Thain, J.H. Johnston (1992) Towards the efficient utilization of geothermal resources. *Geothermics*, 21: 641-651.
- Hartley R.P., R. Di Pippo (1980) Environmental considerations. In: J. Kestin, R. Di Pippo, H.E. Khalifa, D.J. Ryley (eds.) *Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*. United States Department of Energy, Washington, D.C., pp. 786-869.
- Heindel J., P. Fail, J. George, T. Grizzle (1997) Boric acid. *Environ. Health Perspect.*, 105, Suppl. 1: 275-276.
- Helfritsch D.J., R. Singhvi, R.D. Evans, W.E. Reynolds (1983) *An experimental study of electron beam induced removal of H<sub>2</sub>S from geothermal fluids*. Technical Information Center. U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tennessee.
- Helmann M. (1997) A review of the contemporary global carbon cycle and as seen a Century ago by Arrhenius and Högbom. *Ambio*, 26: 17-24.
- Hirawatari K. (1996) Scale prevention method by brine acidification with biochemical reactors. *Geothermics*, 25: 259-270.
- Houck J.E., D.W. McClain (1996) Air quality assessments support of the Environmental Impact Statement (EIS), Oregon Air Contaminant Discharge Permit (ACDP) and Oregon Energy Facility Siting Council Certificate (EFSC) for the Newberry geothermal pilot project. *Geothermal Resources Council Transactions*, 20: 19-27.
- Hurtado R., S. Mercado, H. Gamiño (1989) Brine treatment test for reinjection on Cerro Prieto geothermal field. *Geothermics*, 18: 145-152.
- Huttrer G.W. (1995) The status of world geothermal power production 1990-1994. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 3-14.

- Huttrer G.W. (1996) The status of world geothermal power production 1990-1994. *Geothermics*, 25: 165-187.
- IARC (1987) *Arsenic and Arsenic Compounds (Group 1)*. International Agency for Research on Cancer, Monograph 23, Suppl. 7. Lyon (Francia).
- ILO (1991) *Occupational exposure limits for airborne toxic substances*. Occupational Safety and Health Series No. 37, International Labour Organization (ILO), Ginevra (CH).
- ISS (1994) *Inventario Nazionale delle Sostanze Chimiche*. Istituto Superiore di Sanità, Roma.
- Jessop A.M., M.M. Ghomshei, M.J. Drury (1991) Geothermal energy in Canada. *Geothermics*, 20: 369-385.
- Jupe A.J., D. Bruel, T. Hicks, R. Hopkirk, O. Kappelmeyer, T. Kohl, O. Kolditz, N. Rodrigues, K. Smolka, J. Willis-Richards, T. Wallroth, S. Xu (1995) Modelling of a European prototype HDR reservoir. *Geothermics*, 24: 403-419.
- Kabata-Pendias A., H. Pendias (1984) *Trace elements in soils and plants*. CRC Press Inc., Boca Raton, FL.
- Kalina A., H. Leibowitz, L. Lazzeri, F. Diotti (1995) Recent development in the application of Kalina cycle for geothermal plants. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2093-2096.
- Kercher J.R. (1982) An assessment of the impact on crops of effluent gases from geothermal energy development in the Imperial Valley, California (USA). *J. Environ. Manage.*, 15: 213-228.
- Kipling M.D. (1977) Arsenic. In: J. Lenihan, W.W. Fletcher (eds) *The Chemical Environment*. Blackie & Son Ltd, Glasgow (UK), pp. 93-120.
- Klaassen C.D. (1986) Principles of toxicology. In: C.D. Klaassen, M.O. Amdur, J. Doull (eds.) *Casarett and Doull's Toxicology. The basic science of poisons*. 3rd edition. Macmillan Publishing Company, New York, NY, pp.11-32.
- Kömp P., M.S. McLachlan (1997) Influence of temperature on the plant/air partitioning of semivolatile organic compounds. *Environ. Sci. Technol.*, 31: 886-890.
- Kononov V. (1992) Utilization of geothermal energy in Russia. *Geothermics*, 21: 617-622.
- Kristjánsson I. (1992) Commercial production of salt from geothermal brine at Reykjanes, Iceland. *Geothermics*, 21: 765-771.
- Kristmannsdóttir H., H. Armannsson (1995) Environmental impact of geothermal utilization in Iceland. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2731-2734.
- Kuwada J.T. (1987) A new system and method for the safe disposal of noncon-

- densable gases containing hydrogen sulfide. *Geothermal Resources Council Bulletin*, April 1987: 3-5.
- Layton D.W., L. R. Anspaugh, K. D. O'Banion (1981) *Health and Environmental Effects. Document on Geothermal Energy-1981*. Preparato per l'U.S. Department of Energy. Lawrence Livermore Laboratory, University of California. Livermore, CA.
- Lazzeri L., G. Macaluso, M. Scala, F. Diotti (1995) Development in GRAPE technology for geothermal plants. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2063-2069.
- Lengquist R., F. Herschfeld (1976) Geothermal power: the "sleeper" in the energy race. *Mech. Eng.*, 98: 25-27.
- Lenzi A., R. Gobbi (1997) La mappatura acustica della provincia di Savona. *Inquinamento*, No. 6: 50-53.
- Leoni P. (1995) Geothermal district heating air conditioning plant and distribution system in Vicenza. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2239-2244.
- Levitte D., A. Olshina (1985) Isotherm and geothermal gradient maps of Israel. *Isr. Geol. Surv., Rep. Hydro/1/85*.
- Licitra G. (1994) Valutazione delle emissioni sonore prodotte da impianti geotermici. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 60-75.
- Lienau P.J., J.W. Lund, G.G. Culver (1995) Geothermal direct uses in the United States update: 1990-1994. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 363-369.
- Líndal B. (1973) Industrial and other applications of geothermal energy, except power production and district heating. In: H.C.H. Armstead (ed.) *Geothermal Energy, Earth Sciences*, Vol. 12. UNESCO (Paris), pp. 135-148.
- Líndal B. (1992) The effect of silica in washing with geothermal water, Iceland. *Geothermics*, 21: 683-688.
- Lindvall T. (1992) Radon. In: G.B. Leslie, F.W. Lunau (eds.) *Indoor Air Pollution. Problems and Priorities*. Cambridge University Press, Cambridge (UK), pp. 99-116.
- Lippmann M.J., A.H. Truesdell, S.E. Halfman-Dooley, M.A. Mañón (1991) A review of the hydrologic-geochemical model for Cerro Prieto. *Geothermics*, 20: 39-52.
- Lloyd R.M. (1968) Oxygen isotope behavior in the sulfate-water system. *J. Geophys. Res.*, 73: 6099-6110.



- Long E.R., D.D. McDonald, S.L. Smith, F.D. Calder (1995) Incidence of adverse biological effects with ranges of chemical concentrations in marine and estuarine sediments. *Environ. Manage.*, 19: 81-97.
- Loppi S. (1995) Biomonitoring of geothermal air pollution by epiphytic lichens. *Agr. Med. Special Volume*: 244-247.
- Loppi S. (1995) Lichens as bioindicators of geothermal air pollution in Central Italy. *The Bryologist*, 99: 41-48.
- Loppi S., R. Bargagli (1996) Lichen biomonitoring of trace elements in a geothermal area (Central Italy). *Water Air Soil Pollut.*, 88: 177-187.
- Major M.A., D.A. Rosenblatt, K.A. Bostian (1991) The octanol/water partition coefficient of methylmercuric chloride and methylmercuric hydroxide in pure water and salt solutions. *Environ. Toxicol. Chem.*, 10: 5-8.
- Malanca A., V. Pessina, G. Dallara (1990) L'inquinamento da radon-222 negli ambienti domestici. *Inquinamento*, 6: 66-67.
- Manahan S.E. (1993) *Fundamentals of Environmental Chemistry*. Lewis Publishers, Boca Raton, FL.
- Manninen S., S. Huttunen, M. Kontio (1997a) Accumulation of sulphur in and on Scots pine needles in the subarctic. *Water Air Soil Pollut.*, 95: 147-164.
- Manninen S., S. Huttunen, P. Perämäki (1997b) Needle S fractions and S to N ratios as indices of SO<sub>2</sub> deposition. *Water Air Soil Pollut.*, 95: 277-298.
- Mackay D. (1991) *Multimedia Environmental Models. The Fugacity Approach*. Lewis Publishers, Chelsea, MI.
- Marasco S. (1996) *Valutazioni preliminari sugli effetti biologici determinati dalle emissioni degli impianti geotermoelettrici*. Tesi di laurea in Scienze Biologiche, relatore prof. R. Bargagli, Facoltà di Scienze Matematiche, Fisiche e Naturali, Università degli studi di Siena.
- Markert B. (1992) Establishing a "reference plant" for inorganic characterization of different plant species by chemical fingerprinting. *Water Air Soil Pollut.*, 64: 533-538.
- Markert B. (1993) *Plants as biomonitors - Indicators for heavy metals in the terrestrial environment*. VCH Verlagsgesellschaft mbH, Weinheim.
- Mascagni P. (1779) *Dei Lagoni del Senese e del Volterrano*. Stamperia Poggini Carlo & figli, Siena.
- Marsili L., C. Gaggi, A. Bortolotto, L. Stanzani, A. Franchi, A. Renzoni, E. Bacci (1995) Recalcitrant organochlorine compounds in captive Bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*): biomagnification or bioaccumulation? *Chemosphere*, 31: 3919-3932.
- Mertoglu O., N. Basarir (1995) Geothermal utilisation and applications in Tur-



- key. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 345-349.
- Miller GT jr. (1994) *Living in the Environment. Principles, Connections, and Solutions*. Eighth edition. Wadsworth Publishing Company, Belmont (CA).
- Minissale A. (1991) Thermal springs in Italy: their relation to recent tectonics. *Applied Geochemistry*, 6: 201-212.
- Mongelli F. (1981) *Elementi di prospezione per l'Energia Geotermica*. Adriatica Ed., Bari.
- Mosbæk H., J.C. Tjell, T. Sevel (1988) Plant uptake of airborne mercury in background areas. *Chemosphere*, 17: 1227-1236.
- Nagy G.Z. (1991) The odor impact model. *J. Air and Waste Management Assoc.*, 41: 1360-1362.
- Nardini G., A. Paglianti, L. Petarca, A. Baldacci (1996) A new method to solve the problem of hydrogen sulfide emission in geothermal power plants. *Geothermal Resources Council Transactions*, 20: 29-35.
- Nardini G., A. Paglianti, L. Petarca (1995) An analysis on the BIOX process to hydrogen sulfide abatement. *Geothermal Resources Council Transactions*, 19: 457-461.
- Neff J.M. (1997) Ecotoxicology of arsenic in the marine environment. *Environ. Toxicol. Chem.*, 16: 917-927.
- Nehring N.H., F. D'Amore (1984) Gas chemistry and thermometry of the Cerro Prieto, Mexico, geothermal field. *Geothermics*, 13: 75-89.
- Nicholson K. (1993) *Geothermal Fluids. Chemistry and Exploration Techniques*. Springer-Verlag, Berlin (Germany).
- Nimis P.L., M. Castello, M. Perotti (1990) Lichens as biomonitors of sulphur dioxide pollution in La Spezia (Northern Italy). *Lichenologist* 22: 333-344.
- Nobel P.S. (1991) *Physicochemical and Environmental Plant Physiology*. Academic Press, New York, NY.
- NRC (1994) *Health Effects of Exposure to Radon. Time for Reassessment 20?* National Research Council - Committee on Health Effects of Exposure to Radon. National Academy Press, Washington, D.C.
- Nriagu J.O. (1994) Mechanistic steps in the photoreduction of mercury in natural waters. *Sci. Tot. Environ.*, 154: 1-8.
- O'Neill P. (1995) *Environmental Chemistry*. Second edition. Chapman & Hall, London (UK).
- Odum E.P. (1989) *Ecology and our endangered life-support systems*. Sinauer Associated, Inc., Publishers, Sunderland, MA.
- Orgill M.M., R.N. Lee, P.W. Nickola, R.C. Schreck (1983) Hydrogen sulfide,

- trace elements, and sulfur hexafluoride tracer treatment from the Geyser-Calistoga geothermal resource area based on aircraft and surface sampling. *Symposium on Turbulence and Diffusion*, American Meteorological Society, Boston (MA), 22 March 1983.
- Palagianò C., A. Asole, G. Arena (1984) *Cartografia e territorio nei secoli*. La Nuova Italia Scientifica, Roma.
- Palmerini C.G. (1993). Geothermal energy. In: T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R.H. Williams (eds.) *Renewable Energy. Sources for fuels and electricity*. Island Press, Washington, D.C. (USA), pp. 549-591.
- Paglianti A., P. Andreussi, A. Barelli (1995) Reinjection of noncondensable gases in geothermal wells. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 1855-1859.
- Paglianti A., E. Viviani, E. Brunazzi, F. Sabatelli (1996) A simple method to compute hydrogen chloride abatement in geothermal power plants. *Geothermics*, 25: 37-62.
- Panichi M., E. Orlando (1992) Arsenic monitoring in the area of Larderello, Tuscany, Italy. In: E. Merian, W. Haerdi (eds.) *Metals Compounds in Environment and Life*. Sci. Technol. Lett., Northwood, pp. 171-177.
- Pasqualetti M.J. (1980) Geothermal energy and the environment: the global experience. *Energy*, 5: 111-165.
- Paterson, S., D. Mackay, E. Bacci, D. Calamari (1991) Correlation of the equilibrium and kinetics of leaf/air exchange of hydrophobic organic chemicals. *Environ. Sci. Technol.*, 25, 866-871.
- Peralta G.L., J.W. Graydon, D.W. Kirk (1996) Physicochemical characteristics and leachability of scale and sludge from Bulalo geothermal system, Philippines. *Geothermics*, 25: 17-35.
- Persiani A.M., O. Maggi (1994) Primi dati sugli effetti delle emissioni geotermiche sulle comunità microfungine del suolo. In: S. Loppi, S. Sorbi (eds.) *Geotermia in Toscana: Ambiente e Sviluppo*. Atti del Convegno, Certosa di Pontignano (SI), 26 marzo 1993. Edizioni Regione Toscana (FI), pp. 35-41.
- Peters R.H. (1991) *A Critique for Ecology*. Cambridge University Press, Cambridge (UK).
- Petrucchi E., G. Gianelli, M. Puxeddu, P. Iacumin (1994) An oxygen isotope study of silicates in the Larderello geothermal field, Italy. *Geothermics*, 23: 327-337.
- PG&E (1974) *Amended Environmental Data Statement*. Pacific Gas and Electric Company, San Ramon, CA.
- Pieri S., F. Sabatelli, B. Tarquini (1989) Field testing results of downhole scale inhibitor injection. *Geothermics*, 18: 249-257.

- Pirrit N., M. Dunstall (1995) Drying fibrous crops using geothermal steam and hot water at the Taupo Lucerne Company. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2339-2343.
- Poffijn A. (1992) Radon and lung cancer. *Radiation Protection Dosimetry*, 45: 651-656.
- Ponte C.B. (1997) Geothermal electricity production in the Azores. *IGA News*, 29 (July-September): 5-6.
- Quijano-León J.L., C.A. Gutiérrez Negrin (1995) Present situation of geothermics in Mexico. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 245-250.
- Ragnarsson A. (1995) Iceland country update. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 145-161.
- Rajver D., Ravnik D., L. Zlebnik, A. Cebulj (1995) Utilization of geothermal energy in Slovenia. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 321-326.
- Rege M.A., R.W. Tock (1995) Estimation of point-source emissions of hydrogen sulfide and ammonia using a modified Pasquill-Gifford approach. *Atmospheric Environment*, 18: 3181-3195.
- Renzoni A., G. Chemello, C. Gaggi, R. Bargagli, E. Bacci (1991) Methylmercury in deep-sea organisms from the Mediterranean. *Proceedings of the FAO/UNEP/IAEA Consultation Meeting on the Accumulation and Transformation of Chemical Contaminants by Biotic and Abiotic Processes in the Marine Environment*, La Spezia (I), 24-28 settembre 1990. MAP Technical Report Series No. 59, UNEP, Athens (GR), pp. 303-318.
- Ringwood A.E., T. Irifune (1988) Nature of the 650-km seismic discontinuity: implications for mantle dynamics and differentiation. *Nature*, 331: 131-136.
- Ripperda M., G.S. Bodvarsson, M.J. Lippmann, G. Cuellar, C. Escobar (1991) An exploitation model and performance predictions for the Ahuachapán geothermal field, El Salvador. *Geothermics*, 20: 181-196.
- Robertson D.E., E.A. Crecelius, J.S. Fruchter, J.D. Ludwick (1977) Mercury emissions from geothermal power plants. *Science*, 196: 1094-1097.
- Rodhe H., R. Charlson, E. Crawford (1997) Svante Arrhenius and the greenhouse effect. *Ambio*, 26: 2-5.
- Rybach L., R.J. Hopkirk (1994) Experience with borehole heat exchangers in Switzerland. *GeoHeatCenter Bulletin*, 3: 12-15.
- Sage R.F., S.L. Ustin, S.J. Manning (1989) Boron toxicity in the rare serpentine plant, *Streptanthus morrisonii*. *Environ. Pollut.*, 61: 77-93.
- Salerno R., G. Clerici (1995) Transport and dispersion from cooling towers in the

- complex topography of the Tuscany geothermal areas. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2747-2751.
- San Andres R.B., J.R. Pedersen (1993) Monitoring the Bulalo geothermal reservoir, Philippines, using precision gravity data. *Geothermics*, 22: 395-402.
- Sanopoulos D., A. Karabelas (1995) H<sub>2</sub>S abatement in geothermal plants - Evaluation of process alternatives. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2785-2789.
- Saracco L., F. D'Amore (1989) CO<sub>2</sub>B: A computer program for applying a gas geothermometer to geothermal systems. *Computers and Geosciences*, 15: 1053-1065.20
- Sarmiento Z.F., B.G. Aquino, Z.P. Aunzo, N.O. Rodis, V.S. Saw (1993) An assessment of the Tongonan geothermal reservoir, Philippines, at high-pressure operating conditions. *Geothermics*, 22: 451-466.
- Schroeder W.H., G. Yarwood, H. Niki (1991) Transformation processes involving mercury species in the atmosphere - results from a literature survey. *Water, Air, Soil Pollut.*, 56: 653-666.
- Schütz B., L.J. De Kok, H. Rennenberg (1991) Thiol accumulation and cysteine desulphydrase activity in H<sub>2</sub>S-fumigated leaves and leaf homogenates of cucurbit plants. *Plant Cell Physiol.*, 32: 733-736.
- Sekioka M. (1995) Geothermal energy in history. The case of Japan: our common heritage. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 395-399.
- Sekioka M., S. Toya (1995) Country update report of geothermal direct uses in Japan. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 217-222.
- Severne C.M. (1995) Traditional use of geothermal resources by New Zealand Maori. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 401-404.
- Sharman G. (1991) abs20: Radiometric investigation of radon in soil gas over Jurassic rocks of Northamptonshire, England. *Environmental Geochemistry and Health*, 13: 146-147.
- Shoichi O., S. Sokichi (1985) The 1-octanol/water partition coefficient of mercury. *Bull. Chem. Soc. Jpn.*, 58: 3401-3402.
- Shulman G. (1995) Low temperature flashed steam power generation. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2059-2061.
- Siegel S.M., B.Z. Siegel (1975) Geothermal hazards. Mercury emissions. *Environ. Sci. Technol.*, 9: 473-474.



- Sigurdsson F. (1992) Kísilidjan hf - A unique diatomite plant. *Geothermics*, 21: 701-707.
- Sims A.V. (1983) *The direct chlorination process for geothermal power plant off-gas-hydrogen sulfide abatement*. Office of Scientific and Technical Information. United States Department of Energy, Oak Ridge, Tennessee.
- Slack D.J. (1988) Hydrogen sulfide in residual fuel oil and storage tank vapor space. *Am. Ind. Hygiene Ass. J.*, 49: 205.
- Solis R.P., F.S. See, J.R. Ruaya, A.C. Cabel (1995) Low temperature waste water injection experiments at the Bac-Man geothermal field, Philippines. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 3: 2005-2009.
- Sommaruga C., G. Verdiani (1995) *Geotermia. Principi, ricerca, produzione*. La Nuova Italia Scientifica, Roma.
- Suárez M.C., L.P. Ortega, L. Del Río (1995) Fifteen years of development of Los Azufres geothermal field, Mexico. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 2: 1791-1796.
- Sussman D., S.P. Javellana, P.J. Benavidez (1993) Geothermal energy development in the Philippines: an overview. *Geothermics*, 22: 353-367.
- Swanberg C.A. (1976) Physical aspects of pollution related to geothermal energy development. *Proceedings of 2nd UN Symposium on Development and Use of Geothermal Resources*, San Francisco, CA, pp. 1435-1443.
- Tarver G.A., P.K. Dasgupta (1997) Oil field hydrogen sulfide in Texas: emission estimates and fate. *Environ. Sci. Technol.*, 31: 3669-3676.
- Thain, I. (1992) Impact of the resource management act on future geothermal development in New Zealand. *Geothermics*, 21: 991-1000.
- Thomas D.M., J.S. Gudmundsson (1989) Advances in the study of solids deposition in geothermal systems. *Geothermics*, 18: 5-15.
- Thompson C.R., G. Kats (1978) Effects of continuous H<sub>2</sub>S fumigations on crop and forest plants. *Environ. Sci. Technol.*, 12: 550-555.
- Trabattoni S., C. Moschella (1974) *Impianti Chimici Industriali*. Vol. II. Istituto Italiano Edizioni Atlas, Bergamo.
- Truesdell A.H., J.R. Haizlip, H. Armannsson, F. D'Amore (1989) Origin and transport of chloride in superheated geothermal steam. *Geothermics*, 18: 295-304.
- Truhaut R. (1975) Ecotoxicology - A new branch of toxicology: a general survey of its aims, methods, and prospects. In: McIntyre AD, Mills CF, eds. *Ecological Toxicology Research*. Plenum Press, New York, NY, pp. 3-23.
- US-EPA (1984) *Ambient Water Quality Criteria for Arsenic*. Environmental Pro-



- tection Agency, Office for water Regulations and Standards, Washington, DC.
- US-EPA (1988) *Water Quality Standards Criteria Summaries: A Compilation of State/Federal Criteria. Arsenic*. Environmental Protection Agency, Office for water Regulations and Standards, Washington, DC.
- US-EPA (1996) *Guidelines of the Air Quality Models*. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH.
- van de Meent D., J.H.M. de Bruin, F.A.A.M. de Leeuw, A.C.M. de Nijs, D.T. Jager, T.G. Vermeire (1995) Exposure modelling. In: C.J. van Leeuwen e J.L.M. Hermens (eds) *Risk Assessment of Chemical. An Introduction*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands; pp. 103-145.
- van Jaarsveld J.A. (1990) *An operational atmospheric transport model for priority substances. Specifications and instructions for use*. Report 222501002. National Institute for Public Health and Environmental protection, Bilthoven, The Netherlands.
- Vancini C. (1986) Peabody-Xertic, a new process to desulfurize geothermal non-condensable gas streams. *Geothermal Resources Council Transactions*, 10: 293-298.
- Vergnano, O. (1953) Caratteristici effetti del boro su piante di olmo e pioppo nella zona dei soffioni boraciferi di Travale (Catena Metallifera Toscana). *Nuovo Giorn. Bot. Ital.*, 60: 225-229.
- Vighi M., E. Bacci, eds. (1998) *Ecotossicologia*. UTET, Torino (in stampa).
- Vismara R. (1992) *Ecologia Applicata*. Hoepli, Milano.
- Vitolo S., M.L. Cialdella (1994) Silica separation from reinjection brines at Monte Amiata geothermal plants, Italy. *Geothermics*, 23: 257-266.
- Vitolo S., M.L. Cialdella (1995) Silica separation from reinjection brines having different composition at Monte Amiata geothermal plant. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 4: 2463-2467.
- Walter F. (1995) The status of geothermal energy in The Netherlands. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 279-281.
- Wang J. (1995) Historical aspects of geothermal energy in China. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 389-394.
- Wang J., M. Chen, L. Xiong, Z. Pang (1995) Geothermal resources and development in China. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 75-80.
- Watanabe K., H. Takahashi (1995) Parametric study of the energy extraction

- from hot dry rock based on fractal fracture network model. *Geothermics*, 24: 223-236.
- Weissberg B.G., M.G.R. Zobel (1973) Geothermal mercury pollution in New Zealand. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.*, 9: 148-155.
- Weres O. (1988) Environmental protection and chemistry of geothermal fluids. *Geotherm. Sci. & Tech.*, 1: 253-302.
- Whitehead N.E. (1980) Radon measurements at three New Zealand geothermal areas. *Geothermics*, 9: 279-286.
- WHO (1987) *Air Quality Guidelines for Europe*. World health Organization, Regional Publications, European Series, No. 23, Copenhagen.
- World Resources Institute (1994) *World Resources 1994-95. A Guide to the Global Environment*. World Resources Institute, New York.
- Yanagase T., Y. Suginora, K. Yanagase (1970) The properties of scales and methods to prevent them. *Geothermics, Special issue 2*: 11619-1624.
- Yamaguchi F., K. Ohishi, Y. Esaki (1995) Current status of development of geothermal power generation in Japa. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Firenze, 18-31 maggio 1995, Vol. 1: 209-215.
- Zambrini M. (1997) Pianificazione del traffico e qualità dell'ambiente urbano: il caso di Vicenza. *Inquinamento*, No. 6: 44-49.
- Zapponi G.A. (1996) Valutazioni di massima sull'impatto sulla salute della produzione di energia geotermica nell'area dell'Amiata. *Geotermia e Risorse Naturali*, Piancastagnaio, pp. 33-45.

## Appendice

Prefissi per le unità di misura

a	atto	$10^{-18}$	da	deca	$10$
f	femto	$10^{-15}$	h	etto	$10^2$
p	pico	$10^{-12}$	k	chilo	$10^3$
n	nano	$10^{-9}$	M	mega	$10^6$
$\mu$	micro	$10^{-6}$	G	giga	$10^9$
m	milli	$10^{-3}$	T	tera	$10^{12}$
c	centi	$10^{-2}$	P	peta	$10^{15}$
d	deci	$10^{-1}$	E	esa	$10^{18}$

### *Fattori di conversione*

ampere      1 coulomb s<sup>-1</sup>  
                  1 V ohm<sup>-1</sup>

atmosfera    1,013x10<sup>5</sup> Pa  
                  760 mm Hg (a livello del mare, 45° Latitudine)  
                  10,35 m di acqua (a livello del mare, 45° Latitudine)  
                  1,033 kg/cm<sup>2</sup> (a livello del mare, 45° Latitudine)  
                  1,013 bar  
                  1,013x10<sup>5</sup> N m<sup>-2</sup>  
                  1,013x10<sup>5</sup> J m<sup>-3</sup>

bar            0,1 MPa  
                  100 kPa  
                  10<sup>5</sup> Pa  
                  10<sup>5</sup> N m<sup>-2</sup>  
                  105 J m<sup>-3</sup>  
                  0,9869 atmosfere  
                  1,020 kg cm<sup>-2</sup> (a livello del mare, 45° Latitudine)  
                  750 mm Hg (a livello del mare, 45° Latitudine)  
                  10,22 m di acqua (a livello del mare, 45° Latitudine)

becquerel	1 disintegrazione $s^{-1}$ (Bq) $2,703 \times 10^{-11}$ curie
British thermal unit (Btu)	1055 J 252 cal
Btu $h^{-1}$	0,2931 W
cal	4,187 J $4,187 \times 10^7$ erg
curie	$3,7 \times 10^{10}$ becquerel (Ci) $3,7 \times 10^{10}$ disintegrazioni $s^{-1}$
Pa	1 N $m^{-2}$ 1 J $m^{-3}$ $10^{-5}$ bar $9,869 \times 10^{-6}$ atmosfere
W	1 J $s^{-1}$ 1 kg $m^2 s^{-3}$ $10^7$ erg $s^{-1}$ 14,33 cal $min^{-1}$
kW	1000 J $s^{-1}$ $3,6 \times 10^6$ J $h^{-1}$ 859,8 kcal $h^{-1}$
kWh	$3,6 \times 10^6$ J 859,8 kcal