

La fattibilità tecnico-economica di centrali geotermiche e geotermoelettriche: parametri e criticità

dott. geol. **GIAN PAOLO DROLI**
hydrogeologist U.E. certified (D.E.A. Ecole des Mines de Paris)

- Scienze dell'acqua, Idrologia e Idrogeologia quantitativa
- Modellizzazione matematica delle falde e simulazioni previsionali
- Bonifiche di suoli e acque, Analisi del rischio
- Tutela e disinquinamento dei sistemi acquiferi
- Pianificazione e gestione delle risorse idriche - V.I.A.
- Ricerca e Sviluppo energie rinnovabili: idroelettrica, geotermia
- Ricerca e Sviluppo acque minerali, termali, potabili e derivazioni

UDINE (Italy), Via Cosattini n° 32
Tel: +0432 229424, Fax: +0432 519343, Cell: + 337 532202,
mail: geoecoud@tin.it ; www.geoecoitalia.it

1 - PREMESSA E SINTESI

Viene descritta una **metodica-tipo finalizzata alla valutazione della fattibilità tecnico-economica** di un intervento **geotermico con estrazione di fluidi** per la produzione di energia termica caldo-freddo e/o energia elettrica da fonte rinnovabile.

Questa metodica deriva da una serie di varie esperienze di studi idrogeotermici-quantitativi e progettazioni geotermiche condotte dallo Studio Idrogeologico GEOECO negli ultimi 7 anni in Italia e all'estero (Friuli, Veneto, Toscana, Romania, Bulgaria) **finanziate con capitale totalmente privato, senza ricorso a nessun finanziamento pubblico, e che hanno sempre centrato tutti i principali obiettivi prefissati** e principalmente ricercati dall'imprenditore-investitore dell'opera:

- l'ottenimento delle Concessioni minerarie per l'utilizzo geotermico richieste per legge;
- la realizzazione con successo di pozzi geotermici con ottimali livelli produttivi (in termini di portata idrica, temperatura, pressione, chimismo, ecc.);
- l'avvio degli impianti produttivi (geotermici, termali, geotermo-elettrici) che utilizzano l'acqua dei pozzi, l'ottimale gestione degli impianti stessi e delle varie problematiche idriche e idrogeologiche connesse.

Una volta accertato che nelle falde sotterranee di un dato territorio esiste **un'anomalia geotermica importante** ossia sono presenti acque calde in falda produttiva, adeguatamente rinnovabili, idonee allo sfruttamento dal punto di vista quantitativo con

acquifero esteso su “area vasta”, idonee chimicamente, a quel punto la fattibilità di centrali geotermiche e geotermoelettriche dipende da **alcuni FATTORI-BASE** strategici e operativi decisori.

Questi fattori sono geologico-stratigrafici, tecnologici, logistici, economico-finanziari, normativi, amministrativi, ecc., e alcuni di essi esulano dal normale ambito idrogeotermico-ambientale tipico delle trattazioni tecniche e scientifiche.

Qualora non siano sufficienti i dati idro-geologici già disponibili nell’area di ricerca e di ricarica dell’acquifero, è necessario realizzare **indagini indirette integrative (geofisiche, stratigrafiche, ecc.)**.

La presente esposizione riguarda in sintesi l’analisi dei **fattori-base** di cui sopra e l’impostazione corretta di un’**”ANALISI DI FATTIBILITÀ INTEGRATA IDROGEOLOGICA-TECNICA-ECONOMICA-AMMINISTRATIVA”** che, **vista con l’ottica dell’imprenditore-investitore privato**, stabilisce la fattibilità o meno di una centrale geotermica (produzione caldo-freddo) o geotermo-elettrica (produzione elettrica).

Durante questa “Analisi di Fattibilità Integrata” **si calcola con la massima precisione possibile e in dettaglio i fattori-base** che da soli possono decretare la riuscita o meno di un impianto e ne determinano la resa economica con i tempi di rientro dell’investimento (indice di rientro non attualizzato, *pay-back*, ecc.). Alcuni dei **fattori-base più importanti** da analizzare sono normalmente i seguenti:

1. le **dimensioni economiche** dell’intervento legate alla taglia in MW della possibile centrale di sfruttamento delle acque calde;
2. la quantificazione dei **costi di perforazione** e dei **possibili "imprevisti geologici" che possono accadere durante i lavori di cantiere**;
3. le tipologie delle **reimmersioni in natura delle acque** previste per le fasi della ricerca e dell’utilizzo in esercizio dell’impianto;
4. la presenza di **eventuali vincoli** idrogeologici-ambientali-territoriali che possono condizionare l’intervento;
5. l’accessibilità dei **punti di allacciamento** e conferimento dell’energia (termica o elettrica);
6. l’analisi di dettaglio delle **normative di settore**;
7. i **tempi amministrativi** di ottenimento dei permessi/concessioni/allacciamenti;
8. il piano industriale e il **Business-Plan** previsto per l’intervento;
9. **l’accesso al credito** bancario per le operazioni finanziarie che comportano presenza di "rischio minerario" con definizione degli interessi annui, del piano di rientro e del private equity.

L’insieme dei fattori di cui sopra concorre alla **costruzione del BUSINESS-PLAN** che, per gli interventi relativi alle energie rinnovabili, dovrebbe avere normalmente tempi di rientro inferiori ai 7 anni, agire in un quadro normativo-tariffario certo sul medio-lungo termine, non richiedere tempi degli iter burocratici eccessivi che a volte portano alla perdita di ogni spinta imprenditoriale o all’abbandono dell’iniziativa.

2 - DOMANDA D'ENERGIA: Strategia Energetica Nazionale 2012 (Documento consultazione pubblica - Consiglio dei Ministri 16 ottobre 2012)

2.1 - Il contesto dell'approvvigionamento dell'energia: quale futuro?

La **domanda di energia nel Mondo** è prevista in aumento del +50% al 2035:

1. Nei **paesi industrializzati** è prevista "domanda piatta"
2. Le **fonti energetiche** (primarie) previste sono:
 - in **forte aumento gas** (è previsto un aumento delle importazioni da 100 a 150mld mc nei prossimi 15-20 anni) e **rinnovabili** che rappresenteranno nel 2030 il 60% degli investimenti nella produzione di energia elettrica
 - in **forte diminuzione il petrolio**: era 50% negli anni '70, è 30% attualmente, sarà 25-30% al 2030
 - **stabili il nucleare** (in attesa delle tecnologie fusione fredda-muon) e **carbone** (il carbone resterà stabile grazie alle ampie riserve disponibili)
3. I **consumi termici** (civili e industriali) rappresentano in ITALIA il **45% dei consumi energetici** finali complessivi

Quattro **obiettivi strategici principali del SEN per l'ITALIA**:

1. **Ridurre** significativamente il **gap di costo dell'energia** per consumatori e imprese allineandolo ai prezzi europei (oggi esistono differenziali di prezzo > 25% !!!)
2. Raggiungere e **superare** gli **obiettivi ambientali 20-20-20** definiti dal "Pacchetto Europeo Clima-Energia 2020"
3. **Migliorare la sicurezza di approvvigionamento** (soprattutto gas-petrolio) e **ridurre la dipendenza** dall'estero (oggi di 62 mld €/anno)
4. **Favorire la crescita economica sostenibile**

2.2 - Risultati attesi e azioni da attuare al livello nazionale

Risultati generali attesi al 2020:

1. **Superamento** degli obiettivi europei **20-20-20**
2. **Allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei** per tutte le fonti energetiche
3. **-14mld €/a di fattura energetica estera su 62mld €/a** attuali con riduzione dall'attuale (2012) **84% al 64%** di dipendenza dall'estero, pari a un **guadagno 1% del PIL**
4. **180mld € di investimenti al 2020** di capitali totalmente **privati**
5. **-19% di emissioni gas serra** rispetto al 2005
6. **20% di incidenza En.Rin. sui consumi finali lordi** (rispetto al 10% del 2010). Le **En.Rin. diventeranno la prima fonte del sistema elettrico** (superando il gas) rappresentando il **36-38%** dei consumi (rispetto al 23% del 2010)
7. **-24% dei consumi primari di energia grazie all'efficienza energetica** (superando gli obiettivi europei del 20%)
8. Contributo vitale all'**aumento di crescita economica ed occupazione**

Sviluppo sostenibile delle Energie Rinnovabili previsto al 2020. **Le azioni** concrete:

1. **20% di incidenza delle En.Rin. sui consumi finali lordi di energia** (rispetto all'obiettivo europeo del 17%), pari a **25Mtep/a**
2. **En.Rin. devono diventare la prima fonte del sistema elettrico** (superando il gas) con obiettivo generale di arrivare al:
 - **36-38% dei consumi elettrici** = 11Mtep (rispetto al 23% del 2010);
 - **20% dei consumi termici** = 11Mtep;
 - **10% dei trasporti** = 2,5Mtep.
3. **-24% dei consumi primari di energia grazie a efficienza energetica** (superando gli obiettivi europei del 20%)
4. **Interventi statali già effettuati e previsti al 2020:**
 - **settore elettrico:** 12.5mld€/anno allocati per 20 anni, totale=70mld€ + 170mld€ (già allocati in precedenza)=240mld€, recupero e valorizzazione rifiuti, graduale riduzione degli incentivi (con annullamento nel fotovoltaico)
 - **settore termico:** stimolo alle En.Rin. di piccola taglia con il "Conto Termico" per incentivare le tecnologie virtuose (900M€/anno), Certif. Bianchi (impianti di maggiori dimensioni), incentivi a teleriscaldamento-teleraffrescamento (sono attesi 20mld€ investimenti privati al 2020), premialità per tecnologie virtuose, gran ricorso alle biomasse forestali
 - **settore trasporti:** biocarburanti di 2^a e 3^a generazione, con obiettivo dell'Italia del 10% di biocarburanti al 2020

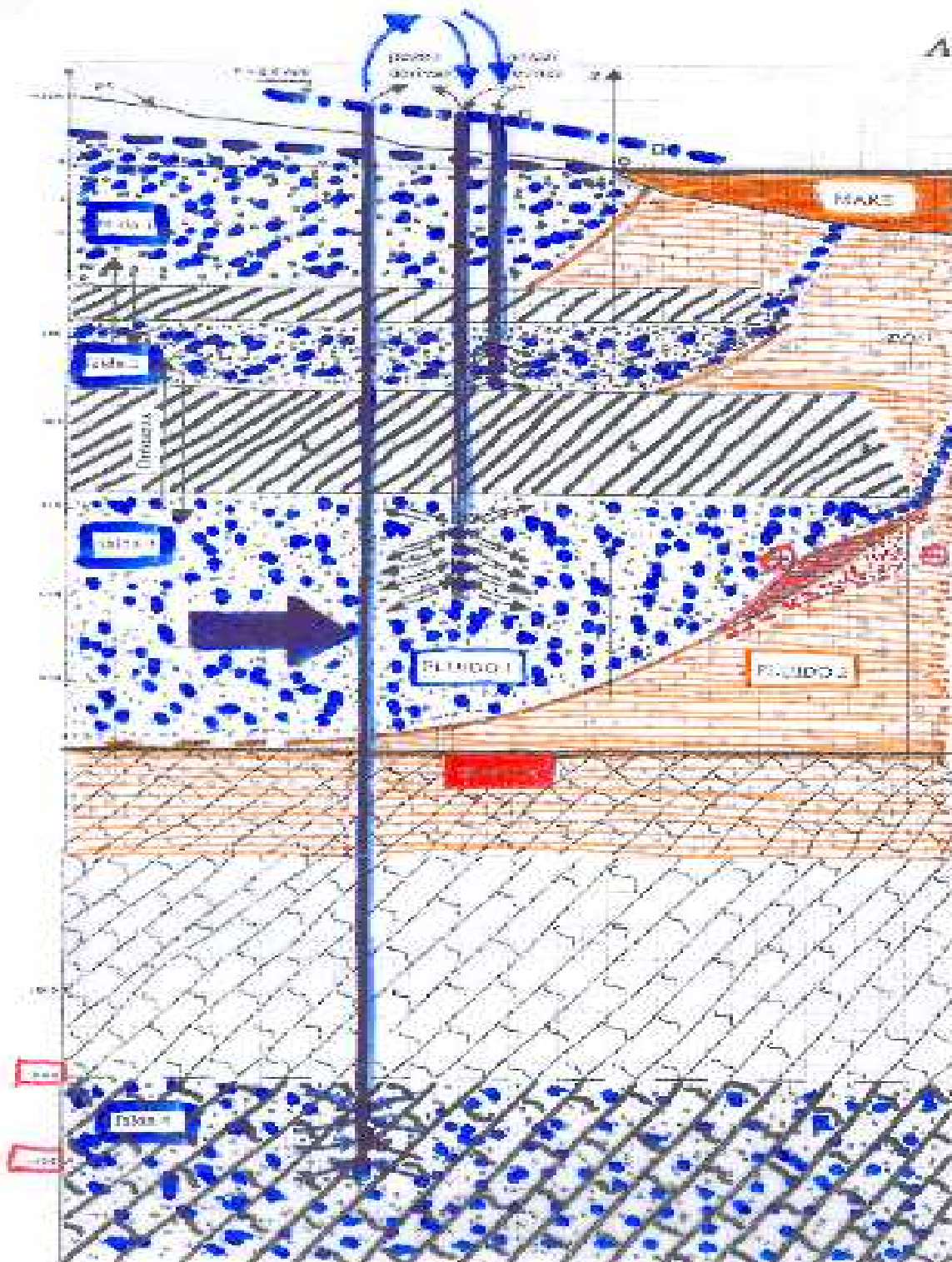
2.3 - Azioni e previsioni della Regione Friuli V. Giulia: l'energia geotermica

Documento di programmazione “Piano Energetico Regionale F.V.G. 2007”:
sviluppo geotermico “spontaneo” e “desiderato” previsti per il 2010

	Unità di misura	Scenario al 2003	Scenario “spontaneo” al 2010	Scenario “desiderato” al 2010
Potenza installata	kW	7.750	11.250	95.000
Numero impianti	N	35	45	380
Energia prodotta	Tep/anno	1.440	2.100	17.600
Incremento rispetto allo scenario attuale	Tep/anno		+650	+16.160
CO₂ evitata	t/anno		6.100	51.200
Disponibilità energetica potenziale	Tep/anno		180.000	
Percentuale di sfruttamento sul totale disponibile in regione FVG	%	0,8	1,2	9,8

3 - CALCOLI PREVISIONALI DI INTERFERENZE E IMPREVISTI IDROGEOLOGICI

3.1 – Sezione idrogeologica schematica rappresentativa degli acquiferi dell'area costiera



3.2 - Trasporto convettivo–dispersivo e calcolo numerico del trasporto di calore (calore assimilato alla concentrazione [C] « tracciante perfetto »)

$$\text{div}(\overrightarrow{D grad C}) - \text{div}(\vec{v}C) = \varepsilon_c \frac{\partial c}{\partial t} + (1 - \varepsilon_c) \rho_s \frac{\partial F}{\partial t}$$

ove:

- | | |
|--------------------------------------|--|
| • C = | [C] in frazione mobile |
| • F = | [C] in frazione immobile |
| • D = | coeff. dispersione idrodinamica |
| • $\varepsilon_c = n_{\text{eff}}$ = | porosità cinematica |
| • ρ_s = | massa di volume frazione immobile |
| • \vec{v} = | velocità = $v_{\text{Darcy}} / n_{\text{eff}}$ |
| • R = | coeff. di ritardo |

3.3 - Esempio dell'acquifero geotermico di Lignano nella falda dei 1200-1500m: il calcolo matematico-analitico

Un pozzo in questo sito provocherebbe un **abbassamento di livello idrico s=0,53m** al di fuori su un pozzo distante 150m, risultante dalla nota (eq. Dupuit in regime permanente):

$$s_m = \frac{Q}{2\pi T} \ln \frac{r_1}{R}$$

corrispondente a una **diminuzione di pressione** poco significativa: DP=-0,053 Atm.

Posizione dell'**interfaccia salata in assenza di pompaggi** (eq. Verruijt A., 1970):

$$z^2 = - \frac{2q}{\beta K(1 + \beta)} x + \frac{q^2}{\beta^2 K^2} \frac{1 - \beta}{1 + \beta}$$

Calcolo della portata Q che realizza le condizioni imposte nel progetto per lo spostamento massimo ammissibile dell'interfaccia salina (eq. Muskat):

$$\Delta \zeta \equiv \zeta_M - \zeta_N = \frac{P_N - P_M}{\gamma_s} = \frac{\gamma_f}{\gamma_s} [(\phi_f)_N - (\phi_f)_M + \Delta \zeta]$$

Per effetto del pompaggio Qd nella falda artesianiana in esame, la relazione che lega il pompaggio stesso allo **spostamento e deformazione conica dell'interfaccia** (eq. upconed interface) è:

$$\frac{2\pi K}{\delta Q_d} \frac{y|_{B'}}{s} = \ln \frac{1 + (x_0/s)^2}{1 - (y|_{B'}/s)^2}$$

Infine risulta:

- La **portata critica** media annuale per avverare le condizioni imposte: **Qcrit = Q = 6 l/s**;
- con prelievo 6 l/s ci sarà **arretramento dell'interfaccia** salina verso monte **Dx = +74m**
- **Raggio interferenza idraulica R idr= 300m**
- **Raggio interferenza termica R term = 600m**

4 – PARAMETRI DI BASE E CRITICITA' DELL'ANALISI DI FATTIBILITA'

4.1 - Dimensioni economiche, calcolo di scenari-tipo ottimali di interventi geotermici “caldo-freddo” e geotermo-elettrici

Parametri introduttivi preliminari da considerare e quantificare per la valutazione della fattibilità di un intervento geotermico e geotermoelettrico:

- Quantificazione del **costo delle perforazioni**, valutazioni preliminari dei costi preparatori, costi di cantiere;
- Fabbisogno annuo e **costi del metano** in fase di esercizio dell'attività produttiva (produzione “caldo-freddo”);
- **Quote tariffarie**, incentivazioni e V° Conto Energia per la produzione di energia rinnovabile (produzione energia elettrica);
- **Costo dell'opera e impianti** per la produzione dell'energia;
- **Indice di rientro**;
- **Quotazione e gestione degli imprevisti**, aggiornamento degli interventi di cantiere, variazioni progettuali in corso d'opera per **l'ottimizzazione delle azioni di cantiere** e la buona riuscita dei lavori, **direzione lavori e organizzazione del cantiere**.

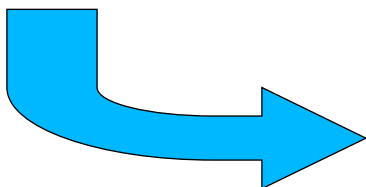


Panoramica del cantiere



4.2 – Quantificazione dei Costi di perforazione e stima dei costi di possibili “imprevisti geologici”

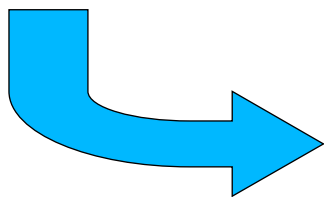
- Perforazione verticale
- Pozzo di reiniezione
- Interventi di fratturazione indotta in acquifero
- Presa di batteria
- Perforazione deviata
- Chimismo delle acque



INCREMENTO COSTI TOTALI

4.3 – Tipologia della reimmissione in natura delle acque di spurgo, di ricerca, di utilizzo ordinario del pozzo

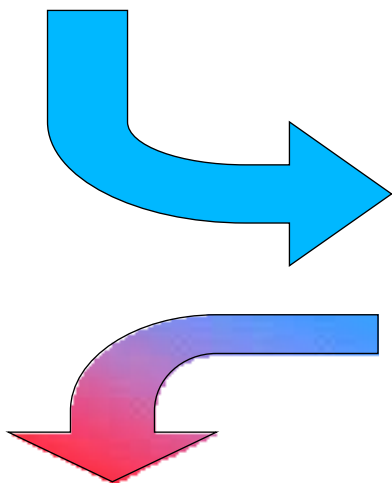
- **Acque di cantiere** (portata limitata nel tempo e nel volume)
- **Acque di test idrogeologico** (portata limitata nel tempo e nel volume)
- **Acque di esercizio:** Scarico in Fognatura (molto oneroso)
- Acque di esercizio: Scarico in corpo idrico superficiale Canale Bonifica
- Acque di esercizio: Scarico in corpo idrico superficiale a Mare
- Uso duale / secondario dell'acqua emessa dall'impianto



POSSIBILE INCREMENTO COSTI TOTALI

4.4 – Altri fattori/imprevisti che possono incrementare i costi

- Gestione problematica di **vincoli idrogeologici-ambientali-territoriali**
- Gestione del **vincolo paesaggistico** (anche a Nulla-Osta già rilasciato)
- Variazione del **punto di conferimento** acque e/o allacciamento elettrodotto
- **Tempi amministrativi** talora eccessivi per ottenimento concessioni
- Variazione delle tariffe e/o **nuove norme**



1 - POSSIBILE INCREMENTO COSTI TOTALI

2 - NECESSITA' DI ATTUALIZZARE IL B.P.

3 - RINEGOZIAZIONE BANCARIA DEI MUTUI

4 - REVISIONE DELL'ACCESSO AL CREDITO BANCARIO E NUOVE CONDIZIONI NELLA CONCESSIONE DEI FINANZIAMENTI

5 - REVISIONE DEL "PRIVATE EQUITY"

CALCOLO-RICALCOLO DELL'INDICE DI RIENTRO E DEL PAY-BACK (t max = 7 anni) = FATTIBILITA' INVESTIMENTO

5 – CONCLUSIONI - IL POZZO “LIGNANO”: DATI E VANTAGGI ECONOMICI, IMPRENDITORIALI, AMBIENTALI DI UN INTERVENTO DI SUCCESSO



La testa-pozzo a fine lavori del Pozzo “Lignano” (foto Gennaio 2011)

Il **Pozzo geotermico “Lignano”** a bassa entalpia e i suoi **parametri principali** di produzione imprenditoriale:

- Inizio-fine lavori **novembre 2010-gennaio 2011**
- Ritrovamento **acquifero produttivo carbonatico** fratturato nell'intervallo posto a **1430-1450m**. Fondo foro a 1505m
- Temperatura acqua a bocca foro **T = 62°C**
- Portata artesianica spontanea senza pompaggio **Q = 5,5 litri/sec**
- Pressione acqua a bocca foro **P = 2,8 Atm**
- Caratteristiche chimico-fisiche: **acque salmastre con elevate qualità terapeutiche-termali curative**
- Ideazione tecnica dell'iniziativa, progettazione e acquisizione di tutte le concessioni, Direzione Lavori: geol. G.P. DROLI (hydrogeologist U.E. certified – DEA in Idrogeologia matematica).