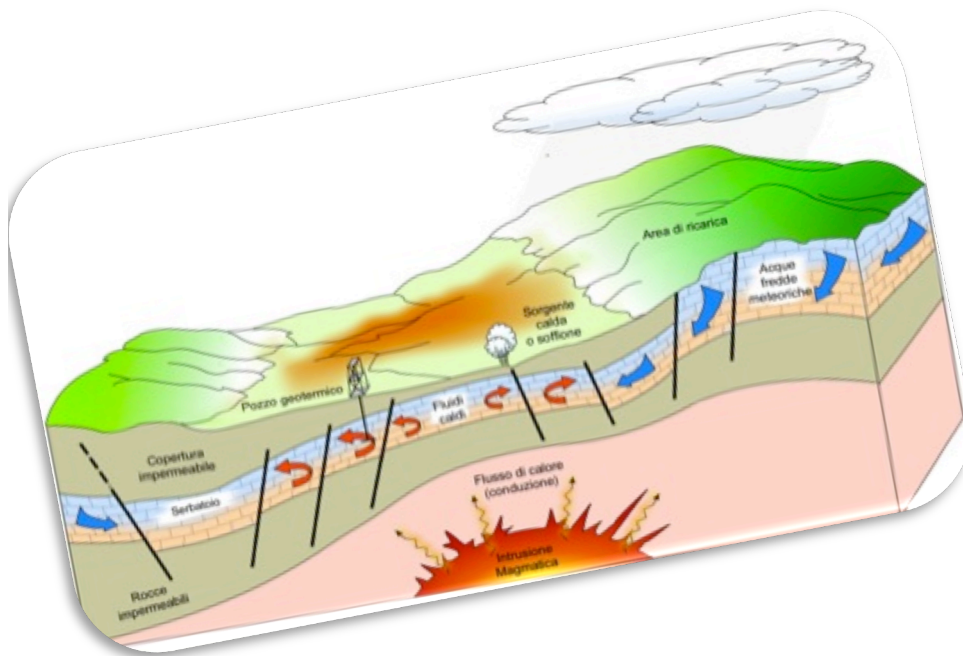




Consiglio Nazionale delle Ricerche
Dipartimento Scienze del Sistema Terra
e Tecnologie per l'Ambiente



VIGOR-Valutazione del potenziale geotermico nelle Regioni della Convergenza



Rapporto Tecnico 5 (Semestrale)

Novembre 2012 - Maggio 2013

Indice

Executive Summary	1
Premessa e coordinamento del Progetto	7
<i>Attività di coordinamento</i>	7
WP1: Raccolta e organizzazione dei dati	8
WP2 e WP3: Valutazione delle risorse superficiali e profonde	8
WP4: studi di fattibilità per valutazioni geotermiche	9
WP5: Valutazione del potenziale geotermico	10
<i>Valutazione del potenziale superficiale</i>	10
<i>Valutazione del potenziale geotermico profondo</i>	10
<i>Studi di fattibilità completi</i>	10
Area campione di Rende	10
Area campione di Bari.....	12
Area campione di Guardia Lombardi.....	14
Area campione di Mazara del Vallo	16
Area campione di Mondragone.....	17
Area campione di Termini Imerese.....	20
Area campione di Santa Cesarea.....	22
Area campione di Terme Caronte	23
WP6: Disseminazione	25

Executive Summary

Questa Relazione illustra le attività e i risultati conseguiti nel primo semestre del terzo anno di attività (da novembre 2012 a maggio 2013) del progetto VIGOR (Valutazione del potenziale Geotermico delle Regioni Convergenza), che ha lo scopo di fornire ai potenziali utilizzatori informazioni atte ad avviare attività di prospezione e di utilizzo dell'energia da fonte geotermica, attraverso la realizzazione di una puntuale attività di ricognizione, analisi e studio finalizzata a sistematizzare ed ampliare le conoscenze del potenziale naturale e delle possibilità di valorizzazione della risorsa geotermica sul territorio delle Regioni Campania, Calabria, Puglia e Sicilia.

Il semestre di attività ha visto la redazione degli studi di fattibilità e l'avvio delle procedura di gara per l'esecuzione di quattro sondaggi esplorativi. Di questi, tre sono previsti raggiungere profondità di circa 400 metri (nelle aree di Santa Cesarea Terme in Puglia, Termini Imerese in Sicilia e Mondragone in Campania) e uno si prevede raggiunga circa 900 metri (Terme Caronte in Calabria).

I rapporti di fattibilità, frutto dell'unione dei rapporti di fattibilità geologica (valutazione della risorsa nel sottosuolo) e di valutazione impiantistica ed economica sono stati ulteriormente elaborati rispetto a quanto fatto nei mesi precedenti, in quanto le proposte impiantistiche sono state ulteriormente affinate. La Tabella 1 riporta la sintesi degli impianti proposti e delle stime di costi e tempi di realizzazione, secondo le indicazioni fornite d oggi. Si stanno predisponendo i rapporti di fattibilità delle quattro aree con disponibilità di pozzi (aree di Guardia Lombardi in Campania, Bari in Puglia, Rende in Calabria e Mazara del Vallo in Sicilia), corredate da valutazione impiantistica ed economica, e dalla descrizione dei documenti necessari alla richieste autorizzative. I rapporti saranno presto resi disponibili nell'area *pubblica* del sito web di Progetto. I rapporti nelle quattro aree per le quali verranno avviati i sondaggi esplorativi si devono invece concludere con i risultati dei sondaggi. A corredo dei rapporti tecnici sono state elaborate tavole e cartografie tecniche in due diversi formati. Il formato di stampa è stato organizzato in modo che ciascuna mappa riporti chiaramente l'ambito progettuale al quale si riferisce. Oltre che in formato di stampa, le cartografie sono disponibili anche tramite la piattaforma WebGIS raggiungibile al sito web del Progetto: molti documenti sono in questo momento già disponibili.

Nelle valutazioni regionali sono state predisposte mappe preliminari del potenziale geotermico superficiale e profondo per le quattro regioni di riferimento. Il completamento delle mappe è previsto nel corso dell'anno. Sono comunque già disponibili, tramite WebGIS, diverse mappe regionali di parametri di riferimento (temperatura media annua dell'aria, flusso di calore e vincoli), di potenziale geotermico superficiale in tutte le quattro regioni e di potenziale profondo in Sicilia e Puglia, e le rimanenti mappe saranno caricate e rese disponibili man mano che saranno ultimate.

L'attività di disseminazione si è svolta tramite la presentazione degli studi a diverse occasioni tecnico-scientifiche.

Dott.ssa Adele Manzella
Coordinatore Scientifico
Progetto VIGOR



Progetti	Temperatura della sorgente calda (T_{geo}) Temperature processo (T_{out}), Energia termica (E_T)/frigorifera (E_F) prodotta annualmente	Costo di investimento:	Costo pozzi circuito aperto	Costo geosonde circuito chiuso	Totale Intervento	Tempistiche per la realizzazione (comprende anche iter autorizzativi)	Periodo di recupero	Risparmio energetico annuo
Condizionamento edificio Pubblico (caso Bari) tramite n.2 pompe di calore ad acqua reversibile a ciclo a compressione per la massimizzazione dello sfruttamento della risorsa geotermica (Potenza termica max = 350 kW _t e Potenza frigorifera max = 370 kW _f). Si riporta solo il caso 3 che presenta il massimo sfruttamento della risorsa geotermica e quindi con il maggiore risparmio energetico.	$T_{geo} = 20^{\circ}\text{C}$ $T_{out-calda} = 60^{\circ}\text{C}$ $T_{out-fredda} = 6^{\circ}\text{C}$ $E_T = 314$ MWh/anno $E_F = 245$ MWh/anno	140.000 € (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 100 m cad.: 150.000 €		290.000	12 — 16 mesi	> 24 anni	44%
Condizionamento edificio Pubblico (caso Rende) tramite pompe di calore ad acqua reversibile a ciclo a compressione (Potenza	T_{geo} (sonda geotermica) $T_{out-calda} = 50^{\circ}\text{C}$ $T_{out-fredda} = 6^{\circ}\text{C}$ $E_T = 2.200$	750.000€ (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 400 m	n.60 sonde geotermiche: 500.000 €	1.050.000 € — 1.250.000 €	14 — 18 mesi	7 anni e mezzo	41%



termica max = 395 kW _t e Potenza frigorifera max = 365 kW _f) con n.120 sonde geotermiche verticali.	MWh/anno E _f = 1.750 MWh/anno		cad.: 300.000 €					
Sistema di essiccamento fanghi (caso Lamezia): caso 1) potenza termica essiccatore da 850 kW _t ed impianto costituito da n.1 pompa di calore ad acqua di falda da 628 kW _t + n.1 motore di co-generazione da 250 KWe e 280 KW _t + torre di raffreddamento da 420 KW _f ; caso 2) potenza termica 1200 kW _t dell'essiccatore ed impianto costituito da n.1 pompa di calore ad acqua di falda da 628 kW _t + n.2 motori di co-generazione da 250 KW _e /cad e 280 KW _t /cad + n.1 recuperato di calore da 120 KW _t ;	Caso 1 T _{geo} = 17°C T _{out-calda} = 80°C E _T = 6.375 MWh/anno Caso 2: T _{geo} = 17°C T _{out-calda} = 80°C E _T = 9.000 MWh/anno	Caso 1: 930.000 € (essiccatore di fanghi) 1.270.000€ (impianto geotermico) Caso 2: 350.000 € (essiccatore di fanghi) 1.650.000€ (impianto geotermico)	Caso 1 e 2: n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 100 m cad.: 150.000 €	NO	Caso 1 e 2: 2.350.000 €	Caso 1 e 2: 16 — 20 mesi	Caso 1: 9 anni Caso 2: 6 anni	Caso 1: 80; Caso 2: 100%
Sistema di dissalazione MED (caso Termini) per produzione di 90m ³ /h di acqua potabile con pompa di calore acqua di falda a ciclo a compressione da	T _{geo} = 35°C T _{out-calda} = 80°C E _T = 70.000 MWh/anno	7.500.000€ (dissalatore) 7.000.000€ (impianto	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 100 m cad.:	NO	14.650.000€	16 — 20 mesi	5 anni	33%



8MW _t . I pozzi di prelievo e di re-iniezione non sono inclusi.		geotermico)	150.000 €					
Possibilità di realizzare un sistema di dissalazione da 50 m ³ /h (caso Termini). Tale impianto è da progettare ad hoc ed il costo solo del dissalatore si aggira a circa 5.000.000 €. I pozzi di prelievo e di re-iniezione non sono inclusi.	T _{geo} = 35°C T _{out-calda} = 80°C E _T = 40.000 MWh/anno	5.000.000€ (dissalatore) 7.000.000€ (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 100 m cad.: 150.000 €	NO	12.150.000€	16 — 20 mesi	5 anni	33%
Riscaldamento Piscina (25m x 12.5 m) (caso Mondragone) con scambiatore diretto da 240 kW _t .	T _{geo} = 33°C T _{out-calda} = 27°C E _T = 140 MWh/anno	40.000 € (impianto geotermico) 700.000 € (costo realizzazione piscina)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 100 m cad.: 150.000 €	NO	890.000 €	12 — 16 mesi	5.4 anni	88%
Teleriscaldamento 4 edifici scolastici (caso Mondragone) con scambiatore da 900 kW _t e utilizzo caldaie di integrazione esistenti. Gli edifici necessitano di riqualificazione energetica, costo aggiuntivo ipotizzato: 1.100.000€.	T _{geo} = 50°C T _{out-calda} = 40°C E _T = 560 MWh/anno	675.000€ (impianto geotermico) 1.100.000€ per riqualificazione energetica	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max. 100 m cad.: 150.000 €	NO	2.000.000 €	18 — 24 mesi	13 anni	80%
Teleriscaldamento 4 edifici scolastici (caso)	T _{geo} = 50°C T _{out-calda} = 40°C	750.000€ (impianto	n.2 pozzi (prelievo ed	NO	2.000.000 €	18 — 24 mesi	14 anni	82%



Mondragone) con scambiatore da 900 kW _t e utilizzo caldaie di integrazione esistenti. Gli edifici necessitano di riqualificazione energetica, costo aggiuntivo ipotizzato: 1.100.000€.	E _T = 540 MWh/anno	geotermico) 1.100.000€ per riqualificazione energetica	re-iniezione) profondità max. 100 m cad.: 150.000 €					
Sistema di essiccamento pasta per alimenti (caso Santa Cesarea): processo artigianale da 1MW _t	T _{geo} = 30°C T _{out} = 60°C E _T = 8.000 MWh/anno	790.000€ (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 400 m cad.: 300.000 €	NO	1.090.000 €	16 — 20 mesi	2,44 anni	44%
Sistema di essiccamento pasta per alimenti (caso Santa Cesarea): processo industriale da 3MW _t (Caso 1) e 6MW _t (Caso 2)	T _{geo} = 85°C T _{out} = 120°C Caso 1: E _{T1} = 24.000 MWh/anno Caso 2: E _{T2} = 48.000 MWh/anno	Caso1: 5.500.000€ (impianto geotermico) Caso2: 7.400.000€ (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità max 400 m cad.: 300.000 €	NO	Caso1: 5.800.000€ Caso2: 7.700.000€	16 — 20 mesi	Caso 1: 21 anni e mezzo Caso 2: 9 anni	Caso 1: 39% Caso 2: 41%
Sistema di teleriscaldamento centralizzato e raffreddamento distribuito (caso Mazara) per servire 780.000 m ³ con	T _{geo} = 92°C T _{out} = 90°C E _T = 34.000 MWh/anno E _F = 12.835 MWh/anno	10.000.000€ (impianto geotermico)	n.2 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità di 2 km cad. : 2.500.000€	NO	12.500.000 €	36 – 48 mesi	20 anni	52%



scambiatore diretto e pompa di calore e sistemi di gruppi frigoriferi ad assorbimento. Potenza termica complessiva di 10MW e Potenza frigorifera da 5 MW.								
Impianto di produzione di energia elettrica e termica per teleriscaldamento (<i>caso Guardia Lombardi</i>) costituito da impianto solare termodinamico + biomassa + geotermia;	$T_{geo} = 130^{\circ}C$ $T_{out} = 70^{\circ}C$ $P_e = 1 \text{ MWe}$ (impianto elettrico) $E_e = 5,3$ GWh/anno $P_t = 1,6 \text{ GWt}$ (impianto di teleriscaldamento) $E_t = 4 \text{ GWh/anno}$	4.520.950€ (impianto globale)	n.1 pozzi (prelievo ed re-iniezione) profondità di 2,3 km cad. : 5.000.000€	NO	9.520.950 €	24 -36 mesi	10 anni	Non valutabile

Premessa e coordinamento del Progetto

Questo documento illustra le attività e i risultati conseguiti tra **novembre 2012 e maggio 2013** nell'ambito del Progetto VIGOR (Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni Convergenza), in accordo alle previsioni di cui all'art. 6 dell'Intesa Operativa tra il Ministero dello Sviluppo Economico-Dipartimento per l'Energia-Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica ("MiSE-DGENRE") e il Consiglio Nazionale delle Ricerche-Dipartimento Terra e Ambiente ("CNR-DTA"), sottoscritta in data 22/10/2010.

Il Progetto risponde all'esigenza di precostituire condizioni favorevoli alla progettazione e la costruzione di modelli d'intervento integrati in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché di supportare il consolidamento, l'accrescimento e la diffusione di informazioni e know-how che possano consentire decisioni consapevoli da parte delle amministrazioni e della popolazione. Il progetto ha lo scopo di fornire ai potenziali utilizzatori informazioni atte ad avviare attività di prospezione e di utilizzo dell'energia da fonte geotermica, attraverso la realizzazione di una puntuale attività di ricognizione, analisi e studio, finalizzata a sistematizzare ed ampliare le conoscenze del potenziale naturale e delle possibilità di valorizzazione della risorsa geotermica sul territorio delle Regioni Campania, Calabria, Puglia e Sicilia. Il Progetto intende produrre inoltre tutti gli elementi di conoscenza necessari (fattibilità tecnica ed economica) ad effettuare progetti esecutivi di utilizzo delle risorse geotermiche nelle Regioni citate, entro una profondità media adeguata (5 km), per produrre energia elettrica, condizionamento climatico di ambienti e per utilizzare il calore geotermico nell'ambito di ulteriori utilizzazioni in campo industriale, agroalimentare e turistico-termale. Viene inoltre curata la promozione della risorsa geotermica e dei suoi utilizzi e la divulgazione, al fine di sviluppare la coscienza della popolazione.

Le attività descritte si riferiscono a quanto effettuato dal Dipartimento Scienze del Sistema Terra e Tecnologie per l'Ambiente e dai diversi istituti del CNR che fino ad oggi hanno contribuito al Progetto, ovvero l'Istituto di Geoscienze e Georisorse (IGG) che ha il compito di coordinare le attività scientifiche del Progetto, l'Istituto per l'Ambiente Marino e Costiero (IAMC), l'Istituto per la Ricerca Sulle Acque (IRSA), l'Istituto di Ricerca per la Protezione Idrogeologica (IRPI), l'Istituto per il Rilevamento Elettromagnetico dell'Ambiente (IREA), l'Istituto di Metodologie per l'Analisi Ambientale (IMAA), l'Istituto di Geologia Ambientale e Geoingegneria (IGAG), l'Istituto per la Dinamica dei Processi Ambientali (IDPA), l'Istituto per i Processi Chimico-Fisici (IPCF) e l'Istituto di Tecnologie Avanzate per l'Energia (ITAE).

In questa relazione si descrive l'attività svolta durante il primo semestre del terzo anno di attività.

Attività di coordinamento

Il coordinamento del Progetto ha visto la partecipazione ad alcune riunioni, soprattutto dedicate all'avvio delle procedure di gara per l'esecuzione dei sondaggi esplorativi. La procedura amministrativa si è rivelata molto onerosa per l'istituto IRPI in precedenza individuato per tale lavoro, e l'attività è stata invece assegnata agli uffici del CNR, Direzione Centrale Supporto alla Programmazione e alle Infrastrutture.



Il coordinamento si sta inoltre occupando della stesura definitiva dei rapporti di fattibilità, richiedendo ai diversi gruppi di lavoro di fornire le indicazioni ancora mancanti o di ottimizzare i prodotti.

WP1: Raccolta e organizzazione dei dati

Questa attività si è oramai conclusa per quanto riguarda la raccolta dei dati, e si è occupata esclusivamente alla gestione dei dati cartografici tramite WebGIS.

WP2 e WP3: Valutazione delle risorse superficiali e profonde

Gli studi di prefattibilità sono oramai conclusi e non verranno quindi descritti in questo rapporto. Le attività del WP3 sono quindi concluse, mentre quelle del WP2 proseguono con l'interpretazione dei dati geofisici per la valutazione di risorse superficiali.

L'attività di valutazione delle risorse superficiali mediante dati di geofisica elitrasmessa è proseguita con la produzione di modelli geologici 3D tarati con i dati geofisici. Tali modelli sono stati completati nell'area a sud di Termini Imerese (in rosa in Fig. 1) ed avviati in alcune aree più a ovest. I modelli geologici di dettaglio ed il confronto tra le proprietà termiche ed elettriche delle unità geologiche stanno venendo utilizzate per la valutazione dell'energia di scambio nei volumi interessati dal modello. Le Fig. 2 e 3 mostrano alcune fasi del lavoro svolto.

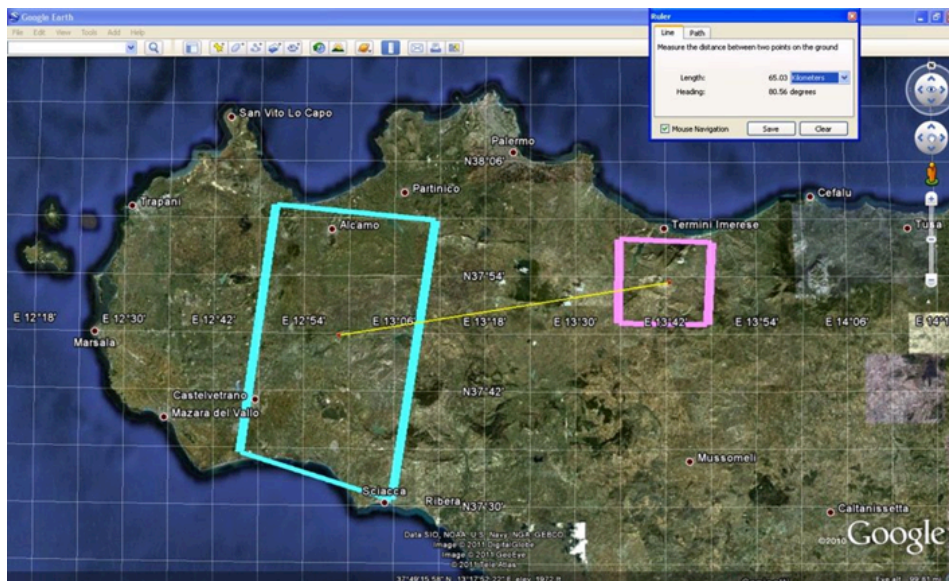


Fig. 1 – Le due aree investigate con la geofisica elitrasmessa

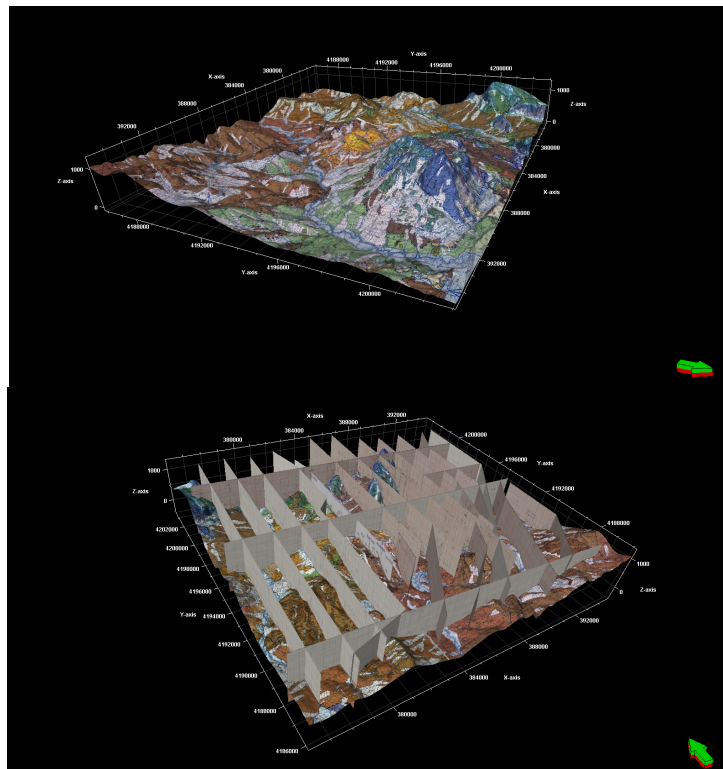


Fig. 2 – La geologia superficiale e la topografia dell'area a sud di Termini Imerese (in alto) e l'intersezione delle sezioni geologiche costruite sulla base dell'interpretazione geologica e dei dati geofisici (in basso).

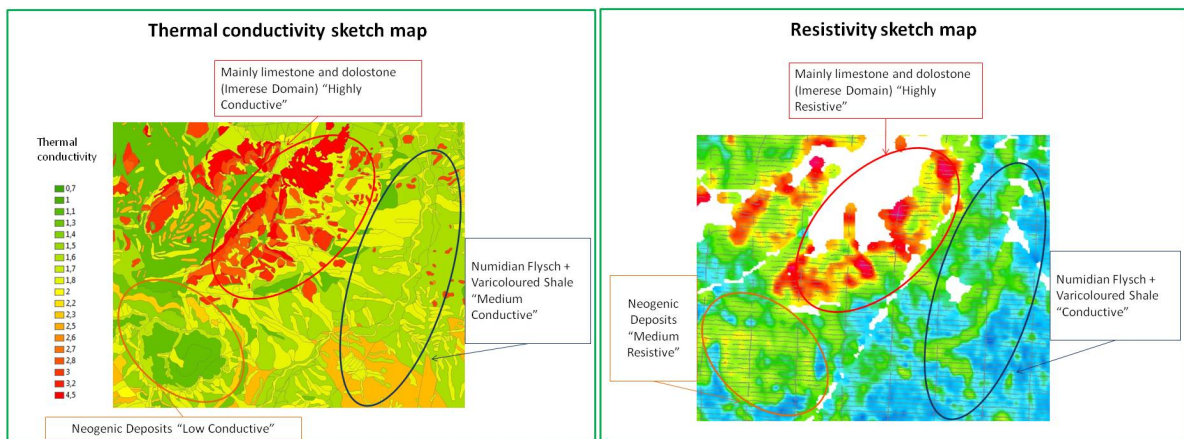


Fig. 3 – Confronto tra le proprietà termiche (conducibilità) ed elettriche (resistività).

WP4: studi di fattibilità per valutazioni geotermiche

Gli studi di fattibilità tecnico-geologica sono stati completati e descritti nei rapporti precedenti.



WP5: Valutazione del potenziale geotermico

Sono proseguite le attività di calcolo del potenziale geotermico regionale, seguendo due approcci diversi: 1) una valutazione di energia di scambio termico superficiale (geoscambio) e di energia estraibile con prelievo di acqua di falda, valida per la caratterizzazione fino a poco più di un centinaio di metri e utile per il dimensionamento di piccoli impianti con pompe di calore (climatizzazione, usi diretti del calore); 2) il calcolo della energia termica presente nel sottosuolo fino a profondità di 5 km (calore in posto) e di quanta parte di questa può essere efficacemente estratta per i nostri usi (Potenziale Tecnico).

Valutazione del potenziale superficiale

Le mappe dei diversi parametri necessari al calcolo del potenziale superficiale di geoscambio sono state elaborate e sono già disponibili sulla piattaforma WebGIS attivata per il progetto. La piattaforma è raggiungibile tramite il sito web del Progetto <http://vigor-geotermia.it> alla pagina "Prodotti" (le istruzioni su come accedere sono descritte nella pagina).

Valutazione del potenziale geotermico profondo

Al momento sono disponibili mappe preliminari relative alla regione Sicilia e la Puglia, per le quali è stato possibile calcolare il modello geologico di riferimento e la distribuzione delle temperature. Nelle altre regioni sono in corso gli studi per la valutazione dei modelli geologici e dei parametri termici, calcolati a partire dai dati di pozzo disponibili.

Questa attività verrà completata nel corso del prossimo semestre, e le mappe prodotte saranno continuamente aggiornate e rese disponibili sul sito WebGIS del progetto.

Studi di fattibilità completi

Gli studi di fattibilità sono stati ulteriormente elaborati, rispetto a quanto descritto nel rapporto precedente, e si sta provvedendo a unire le valutazioni geologiche a quelle tecnico-impiantistiche, economiche e autorizzative. Per il momento solo lo studio di Rende è stato completato ed è disponibile sul sito web del progetto.

Si riportano qui gli executive summary dei rapporti in elaborazione, a partire dai quattro studi già completi (Rende, Bari, Guardia Lombardi e Mazara del Vallo).

Area campione di Rende

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Rende e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a bassa entalpia e la realizzazione di un impianto pilota a pompe di calore con sonde geotermiche verticali.

La verifica della possibilità di utilizzo della risorsa geotermica per la realizzazione dell'impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologico-geomorfologiche, idrogeologiche, geofisiche e la realizzazione di un test di risposta termica su una sonda realizzata appositamente. Dai risultati del test di risposta termica effettuato su una sonda pilota realizzata sul sito in esame si è riscontrata una conducibilità termica λ pari a 1,76 W/mK che, secondo le tabelle delle norme DIN, si correla a rendimenti dell'ordine di 35 W/m.



La stabilità termica del sottosuolo con temperature prossime alla media annua consente di ridurre il salto termico per la climatizzazione di edifici. Nel caso specifico, la valutazione delle condizioni di sottosuolo ha permesso di evidenziare l'assenza, a bassa profondità, di una falda costante, imponendo l'adozione della soluzione del circuito chiuso (sonda geotermica) con rese energetiche accettabili. Tale soluzione modifica solo l'aspetto termico del terreno con una variazione di circa 3 gradi in più o in meno a seconda che venga utilizzata per il raffrescamento o per il riscaldamento.

La valutazione delle condizioni di sottosuolo, unita alla valutazione delle condizioni ambientali di riferimento e del fabbisogno termico dell'utenza, è servita all'elaborazione del progetto, sviluppato analizzando due distinte modalità di sfruttamento della risorsa geotermica:

- senza prelievo di fluido geotermico, tramite l'impiego di sonde geotermiche verticali (circuito chiuso), indirizzata alla climatizzazione dell'edificio CNR di nuova costruzione per un volume totale di 72.000 m³.
- con prelievo di fluido geotermico, tramite l'impiego di uno o più pozzi di prelievo e di reiniezione (circuito aperto) per il teleriscaldamento di ulteriori utenze termiche per una volumetria complessiva di circa 175.000 m³ e condizionamento estivo dell'edificio CNR (72.000 m³ di volume). Tale ipotesi rappresenta una soluzione alternativa che consente di massimizzare lo sfruttamento della risorse geotermiche. È stata ipotizzata la realizzazione di una centrale geotermica di teleriscaldamento, servita da una rete di distribuzione, che sia a servizio non solo dell'edificio del CNR ma anche di alcune utenze dell'Università della Calabria e soprattutto del quartiere residenziale Rocchi presente nelle vicinanze.

Tra le due tipologie di utilizzo della risorsa è stata data priorità a quella a circuito chiuso, considerata la mancanza di falde superficiali perenni, tali da assicurare portate adeguate ai prelievi previsti (circa 90 m³/h).

Per individuare le modalità più idonee di esercizio degli impianti e valutare quindi i quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), è stata eseguita una simulazione completa del comportamento del sistema, confrontando una centrale di tipo convenzionale (basata cioè su caldaie ad acqua calda e gruppi frigoriferi a compressione) con una centrale geotermica con pompe di calore. Da questo confronto risulta un risparmio energetico ottenuto con l'impianto geotermico corrispondente a circa 38% rispetto ai costi sostenuti con un impianto convenzionale.

L'impatto ambientale del sistema proposto è stato analizzato simulando le emissioni inquinanti e climalteranti sia per il caso della centrale convenzionale che per il caso della centrale geotermica proposta. Le percentuali di emissioni evitate che si otterrebbero adottando la centrale geotermica proposta risultano di circa 43% di emissioni di CO e NO_x, 32% di emissioni di SO₂ e 50% di emissioni di CO₂.

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto. I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dell'impianto, che prevede un periodo di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) di circa 7 anni e mezzo, con un valore attualizzato netto di circa 750.000 € e un tasso di rendimento di circa 15%. L'analisi di fattibilità economica è stata corredata da una serie di analisi di sensitività dei risultati, producendo le variazioni degli indici di riferimento (il valore attualizzato netto (VAN), il periodo di recupero attualizzato



dell'investimento (PRA) e il tasso interno di rendimento (TIR)) al variare del costo d'investimento dell'impianto.

In considerazione del valore dimostrativo dell'intervento proposto, è stata valutata la possibilità di realizzare un impianto con funzionamento "full green". Lo studio ha previsto l'installazione di ulteriori n. 3 unità a pompa di calore della medesima taglia di quelle già previste (di cui una di riserva integrale) in modo da garantire l'integrale copertura dei fabbisogni termofrigoriferi del complesso tramite unità alimentate con fonti rinnovabili, e un sistema di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in grado di fornire, su base annua, la medesima quantità di energia consumata dalle pompe di calore e dagli altri ausiliari di centrale. Per la fornitura di energia elettrica sono state presi in considerazione diverse possibilità (motore cogenerativo ad olio vegetale, impianto fotovoltaico, impianto eolico, contratti dedicati di fornitura elettrica con garanzia dell'origine dell'energia acquistata), concludendo che la soluzione più semplice e sicuramente più conveniente, è quella di stringere un contratto di fornitura elettrica con garanzia di produzione da fonti rinnovabili.

Viene infine descritto il quadro normativo relativo alle realizzazione di impianti con sonde geotermiche per la Regione Calabria, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).

Area campione di Bari

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Bari e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a bassa entalpia per la realizzazione di un impianto di climatizzazione dell'Istituto IRSA del CNR localizzato nella zona industriale di Bari, mediante l'abbinamento di una pompa di calore con un impianto di prelievo e reimmissione di acqua dalla falda.

Dal punto di vista della risorsa geotermica, la verifica delle condizioni di sottosuolo per la realizzazione dell'impianto è avvenuta mediante indagini geologiche-geomorfologiche, idrogeologiche e la realizzazione di prove diagnostiche nel campo pozzi presente nell'area. Nel sito in esame la falda si rinviene alla profondità di circa 12÷13 m da p.c., ovvero a poco più di 2 m sul livello del mare, con una escursione massima di circa 2.2 m misurata nel periodo di osservazione 2008-2010. La temperatura dell'acqua di falda è, in quest'area, mediamente più alta rispetto alle zone limitrofe è pari a 19-20 °C. La conducibilità elettrica, già elevata nei primi metri d'acqua, aumenta con un andamento a gradini con la profondità, arrivando a toccare valori di oltre 7 mS/cm alla profondità di 38 m sotto il livello idrico. Tale andamento è legato al fenomeno dell'intrusione marina; questo giustifica una facies idrochimica clorurato-sodica dominante, nonostante la natura calcareo-dolomitica della roccia serbatoio. Dovranno essere verificate le prescrizioni che le autorità preposte indicheranno al fine di realizzare l'impianto progettato. Nel caso si dovesse utilizzare la porzione interessata dal cuneo di intrusione marina dovranno impiegarsi materiali idonei per evitare corrosione e/o incrostazioni.

Per la proposta impiantistica sono state valutate quattro diverse configurazioni impiantistiche utilizzanti due diverse tipologie di pompa di calore e a copertura differenziata del fabbisogno termico:

- Caso 1: pompe di calore basate su un ciclo ad assorbimento acqua geotermica-acqua calda modulare ad assorbimento alimentate da gas naturale per la completa copertura dei fabbisogni termici dell'utenza;



Caso 2: pompe di calore basate su un ciclo ad assorbimento acqua geotermica-acqua calda modulare ad assorbimento alimentate da gas naturale per la copertura del 50% della potenza termica di punta dell'utenza;

Caso 3: pompe di calore con ciclo a compressione (acqua geotermica-acqua calda a compressione) alimentate elettricamente per la completa copertura dei fabbisogni termici dell'utenza;

Caso 4: pompe di calore con ciclo a compressione (acqua geotermica-acqua calda a compressione) alimentate elettricamente per la copertura del 50% della potenza termica di punta dell'utenza.

Le quattro configurazioni impiantistiche sono state dimensionate seguendo due metodiche diverse e cioè o massimizzando lo sfruttamento della risorsa geotermica (caso 1 e 3) o minimizzando il costo capitale dell'intervento (nei casi 2 e 4 sono stati proposti impianti a pompe di calore geotermiche integrati da impianti ad acqua calda alimentati da metano già presenti in Istituto).

Per individuare le modalità idonee di esercizio degli impianti proposti e valutare quindi i differenti quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), sono state inoltre eseguite le quattro simulazioni del comportamento, confrontando inoltre i risultati ottenuti con la soluzione tradizionale presente. In particolare i quattro casi hanno presentato differenti risparmi energetici con valori di 30%, 28%, 44% e 42% rispettivamente per i casi 1, 2, 3 e 4.

In considerazione del valore dimostrativo dell'intervento proposto, è stato analizzato il caso di realizzazione di un impianto con funzionamento "full green", ottenibile solo nel caso 3, in cui i fabbisogni termofrigoriferi sono integralmente soddisfatti mediante l'impiego di pompe di calore alimentate elettricamente. Sono state considerate diverse possibilità per ottenere il necessario quantitativo di energia elettrica da fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico e contratti dedicati di fornitura elettrica con garanzia dell'origine dell'energia acquistata, escludendo un motore cogenerativo a olio vegetale, non proponibile data la taglia molto ridotta).

L'impatto ambientale è stato analizzato simulando le emissioni inquinanti e climalteranti per il caso della centrale convenzionale e per quattro casi degli impianti proposti. In particolare confrontando i risultati ottenuti tra il caso convenzionale ed i quattro casi si sono ottenuti per i casi 1 e 3 minori emissioni di inquinanti rispetto ai casi 2 e 4, così come era da aspettarsi.

La stima del costo di investimento per la realizzazione degli impianti preposti è di 312.000 €, 257.000 €, 293.000 € e 248.500 €, rispettivamente per i casi 1, 2, 3 e 4. I costi già sono comprensivi della realizzazione di n.2 pozzi per impianto dal costo complessivo stimato in 150.000€.

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo di attualizzazione del flusso di cassa generato dai progetti e cioè valutando il VAN – Valore Attualizzato Netto, TIR – Tasso Interno di Rendimento ed il PRA – Periodo recupero attualizzato dell'investimento. I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dei quattro impianti così schematizzabile:



INDICE	U.M.	EDIFICIO PRINCIPALE			
		CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
TIR	%	1,50 %	2,50 %	4,20 %	5,50 %
VAN	€	-96.562	-56.766	-21.721	10.8395
PRA	anni	>24	>24	>24	22,40

L'analisi di fattibilità economica è stata anche corredata da una serie di analisi di sensitività al variare del costo di investimento nel range -60% / 0% rispetto al valore base dello studio.

Infine è descritto il quadro normativo relativo alla realizzazione di piccoli impianti geotermici per la Regione Puglia, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).

Area campione di Guardia Lombardi

Il lavoro proposto è sviluppato per la valorizzazione della risorsa geotermica del sito allocato sul territorio del Comune di Guardia dei Lombardi. Nel presente lavoro, lo sfruttamento della risorsa geotermica, è stato analizzata partendo dai dati geologici recuperati ottenuti da indagini effettuate sul sito nonché da simulazioni atte a valutare la distribuzione della risorsa compatibile con la tipologia morfologica e strutturale del sottosuolo. Questa analisi ha portato alla definizione di tre zone potenzialmente utili alla produzione di energia sulle quali si è innestato il lavoro di analisi termodinamica, tecnologica ed economica atto a definire la realizzabilità di un sistema di produzione di energia meccanica e quindi elettrica.

Le tre zone individuate hanno caratteristiche diverse in termini di temperatura di falda e di profondità oltre ad avere, in alcuni casi, dislocazioni tali da rendere complesso lo scavo e l'approvvigionamento.

La metodologia impiegata per la scelta del sito più idoneo alla produzione di energia elettrica è stata condotta analizzando il contenuto exergetico di ciascun sito e valutandone la potenza estraibile in funzione della portata disponibile e della temperatura accreditata alla falda. Questa analisi ha condotto ad una serie di considerazioni che hanno portato alla definizione della potenza di estrazione necessaria e quindi al potenziale netto che ogni sito è in grado di fornire.

L'analisi exergetica ed energetica definito che il sito ritenuto più idoneo alla estrazione è il seguente,:

2° Scenario: pozzo ubicato in corrispondenza della culminazione perforata dal pozzo Bonito 1 Dir

- Top Reservoir a c. 2310 m di profondità dal piano campagna (c.1750 al di sotto del livello mare).
- Acquifero a c. 2310 m di profondità dal piano campagna (c.1750 al di sotto del livello mare).
- Temperature di c. 120-130°C a c. 2310-2800 m di profondità dal piano campagna
- Pressioni di c. 220 kg/cm² a c. 2310 m di profondità dal piano campagna.
- Potenziale di estrazione da singolo pozzo valutato in oltre 10 kg/s



Conseguentemente alla scelta del sito di estrazione è stata analizzata la tecnologia più appropriata alla valorizzazione della risorsa geotermica.

L'analisi che ha portato alla scelta dell'impianto ha seguito la procedura della BAT (Best Available Technique) con particolare evidenza dell'articolo II in modo da valutare il miglior sfruttamento possibile della risorsa in funzione dell'impatto ambientale delle emissioni e dei costi di impianto e di esercizio.

Nello sviluppare il progetto si sono prese quindi in considerazione diverse tecnologie recuperate mediante una attenta ricerca bibliografica, e quindi sono state poste a confronto.

Il confronto è stato effettuato valutando per ciascun impianto la produzione di energia elettrica, il rendimento di primo e secondo principio, l'impatto ambientale in relazione alla produzione di gas serra e gas "climalteranti" e l'aspetto economico – finanziario. Quest'ultimo aspetto è stato valutato analizzando per ciascun impianto il "Pay Back period," Il VAN ed il TIR limitatamente all'arco di tempo che il quinto conto energia prevede come tempo di vita per sistemi energetici che prevedono la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di fonti rinnovabili.

Gli impianti su cui si è ritenuto opportuno approfondire la fattibilità sono stati:

- Impianti con ciclo KALINA
- Impianti binari con fluidi organici ORC
- Impianti integrati con sistema Fotovoltaico ad alto rendimento FBG (Fotovoltaico- Biomassa – Geotermico)
- Impianto integrato Solare Termodinamico (STBG)

L'analisi comparativa tra gli impianti analizzati ha indicato, in relazione alle condizioni di falda con particolare riferimento ai dati di temperatura e portata di emungimento, come impianto più rispondente alla procedura BAT l'impianto STBG in quanto esso fornisce un buon compromesso tra l'aspetto tecnologico l'aspetto ambientale e la fattibilità economico-finanziaria.

Tale impianto si sviluppa seguendo le trasformazioni termodinamiche tipiche di un ciclo Hirn a vapore d'acqua evolvente tra 0,1 e 180 bar di pressione con temperature comprese tra 30°C e 500°C l'impianto così dimensionato è in grado di sviluppare fino a 1,4 MW di potenza elettrica.

L'impianto prevede che la risorsa geotermica fornisca un preriscaldamento al fluido termovettore e che quest'ultimo arrivi alle condizioni di esercizio della turbina recuperando l'energia sufficiente dall'impianto solare termodinamico fino alla temperatura di circa 400 °C e, infine, da un impianto a biomassa che fornisce al vapore un apporto di calore in modo che quest'ultimo attinga alla temperatura max di ciclo pari ai 500 °C e che da qui poi il vapore vada ad espandere in una turbina

Il sistema è stato ipotizzato privo di un serbatoio di accumulo energetico in quanto valutato ingombrante ed energeticamente oneroso da gestire. La gestione dell'impianto in assenza di sole viene garantito dalla biomassa per la quale è stato valutato e ritenuto ampiamente soddisfacente il potenziale boschivo nella provincia di appartenenza del comune di Guardia dei Lombardi.

Il sistema proposto prevede inoltre un recupero di calore prima della re-immissione in falda da utilizzare in una rete di teleriscaldamento a servizio dell'utenza civile.



Il sistema così strutturato porta ad alcuni dati importanti che è interessante riportare quali ad esempio la produzione di CO2 evitata. Il sistema è asservito a sole fonti rinnovabili per cui, se si fa riferimento alla sola produzione di energia elettrica, comparando l'impianto ad uno di pari potenza avente come combustibile di alimentazione il gas naturale, la CO2 evitata è di circa 3 T/anno.

L'analisi di fattibilità è sviluppata sia analizzando il simple pay-back che il metodo del flusso di cassa. In entrambi i casi, il risultato ha fornito valori positivi. In particolare l'analisi del VAN ha riportato valori estremamente interessanti della redditività dell'investimento che si aggira intorno agli 8 -10 anni.

Area campione di Mazara del Vallo

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Mazara del Vallo e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a media entalpia e la realizzazione di un impianto pilota per alimentare una rete di teleriscaldamento per il riscaldamento ed il raffrescamento di edifici Pubblici presenti nel Comune di Mazara del Vallo. La verifica della possibilità di utilizzo della risorsa geotermica per la realizzazione dell'impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologiche, idrogeologiche, geochimiche, geofisiche e la realizzazione di una specifica modellizzazione del serbatoio.

L'impianto proposto consiste nella produzione centralizzata di energia termica (acqua calda a 90°C) e la successiva produzione decentralizzata di acqua fredda mediante gruppi frigoriferi ad assorbimento localizzati presso singole e/o gruppi di utenze. In particolare, sulla base di simulazioni tecniche/economiche, è stata individuata la modalità più idonea di esercizio dell'impianto capace di valorizzare appieno la risorsa geotermica presente in zona. Infatti, tramite un impianto costituito da uno scambiatore di calore, abbinato in serie ad una pompa di calore, si riesce a prelevare dal fluido geotermico un potenza termica di 7.2 MWt a fronte di una potenza termica complessiva a servizio della rete di teleriscaldamento di 9.700 KW. Le simulazioni energetiche dell'impianto hanno messo inoltre in evidenza un risparmio del 52% rispetto ad una soluzione convenzionale di pari potenza termica.

L'impatto ambientale del sistema proposto è nullo, in quanto si è supposto che le forniture di elettricità asservite per il funzionamento della pompa elettrica e degli ausiliari di centrale siano servite da un impianto qualificato IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili) presente sul territorio nazionale.

L'analisi di fattibilità economica eseguita tramite il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto ha messo in evidenza che l'intero importo del progetto, stimato in 12.685.000, possa essere recuperato in circa 20 anni (PRA) al netto dei due anni di costruzione ipotizzato. Inoltre il valore attualizzato netto (VAN) del progetto è stato stimato in circa un milione di euro con un tasso interno di rendimento (TIR) del 5,85%. Tuttavia, si è anche valutato, se eventuali contributi pubblici a fondo perduto potessero dare una maggiore redditività economica dell'iniziativa proposta. In particolare ipotizzando un costo di investimento iniziale inferiore del 40% di quello stimato inizialmente si ottiene un PRA di circa 10 anni, con un VAN di circa 4 milioni di euro ed un TIR del 9.52.

Le simulazioni economiche hanno quindi evidenziato che la realizzazione di un impianto a Mazara del Vallo per la sola climatizzazione degli edifici presenta una redditività economica bassa se non aiutata da contributi Pubblici a fondo perduto. Il motivo è dovuto essenzialmente nel piccolo risparmio



economico che si ottiene per il solo utilizzo del calore geotermico per la climatizzazione. Per tale motivo, abbiamo preso in considerazione altre soluzioni alternative di utilizzo in cascata del calore in uscita dalla rete di teleriscaldamento. Le soluzioni proposte consistono nel fornire calore ad alcuni processi produttivi per

- riscaldare una piscina
- alimentare un pastificio con processo di produzione della pasta a bassa temperatura
- alimentare un dissalatore per acqua di mare
- alimentare un sistema di essiccamento di fanghi per un impianto di depurazione.

Si evidenzia comunque che i singoli casi di processo per gli usi diretti della geotermia, esposti brevemente in questo studio, sono stati poi oggetto di separati studi dedicati nell'ambito del programma VIGOR per altri siti (Mondragone, Santa Cesarea, Termini Imerese e Terme di Caronte).

Viene infine descritto il quadro normativo relativo alle realizzazione di impianti geotermici per la Regione Sicilia, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).

Di seguito vengono riportati gli executive summary degli studi relative alle quattro aree nelle quali sono previsti i sondaggi esplorativi, che saranno quindi soggetti a ulteriori elaborazioni.

Area campione di Mondragone

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Mondragone, in Campania, e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche disponibili nel sito. In particolare sono state studiate due soluzioni volte all'utilizzo diretto della risorsa geotermica per alimentare:

- un impianto di riscaldamento di una piscina semi-olimpionica;
- una rete di teleriscaldamento al servizio degli edifici scolastici pubblici.

In entrambi i casi si prevede di prelevare il fluido geotermico e portarlo in superficie, in uno scambiatore di calore, per far in modo che l'energia termica venga ceduta al fluido termovettore della rete di teleriscaldamento o a quello della piscina.

L'area è caratterizzata dalla presenza di un circuito idrotermale nelle rocce del substrato roccioso carbonatico evidenziato da manifestazioni superficiali, conosciute già dall'antichità, aventi temperature massime di 54°C ed elevati contenuti gassosi. La verifica della possibilità di utilizzo della risorsa geotermica per la realizzazione dell'impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologico-geomorfologiche, idrogeologiche, geofisiche. Dati isotopici indicano il contributo di fluidi profondi; dati geotermometrici indicano possibili temperature di media entalpia; lo studio geostrutturale ha permesso di identificare i sistemi di fratture più frequenti e persistenti. Per definire i parametri quali - quantitativi della risorsa è necessaria la perforazione di un sondaggio esplorativo fino alla profondità di 400m. Per ora si ipotizza una temperatura 150°C e una portata 50 l/s. Da completare.

Il primo impianto ipotizzato è al servizio di una **piscina scoperta**, con un funzionamento stagionale tra maggio e settembre; il fabbisogno termico richiesto dall'utenza servita coincide con la quantità di calore richiesta per mantenere l'acqua della piscina alla temperatura prefissata di 27°C, utilizzando



direttamente il fluido geotermico disponibile il quale, attraverso uno scambiatore di calore in titanio, fornisce calore alla piscina attraverso il sistema di ricircolo dell'acqua presente nella vasca stessa.

Per individuare le modalità più idonee di esercizio degli impianti e valutare quindi i quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), è stata eseguita una simulazione completa del comportamento del sistema, confrontando una centrale di tipo convenzionale (basata cioè su caldaia a gas) con una centrale geotermica. Da questo confronto risulta un risparmio energetico annuo ottenuto con l'impianto geotermico corrispondente a circa 88% rispetto ai costi sostenuti con un impianto convenzionale.

L'impatto ambientale del sistema proposto è stato analizzato simulando le emissioni inquinanti e climalteranti sia per il caso della centrale convenzionale che per il caso della centrale geotermica proposta. Le percentuali di emissioni di CO₂ evitate che si otterrebbero adottando la centrale geotermica proposta risultano di circa 87%.

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto. I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dell'impianto, che prevede un periodo di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) di circa 5 anni e mezzo, con un valore attualizzato netto di circa 66.000 € e un tasso di rendimento di 21%. L'analisi di fattibilità economica è stata corredata da una serie di analisi di sensitività dei risultati, producendo le variazioni degli indici di riferimento (il valore attualizzato netto (VAN), il periodo di recupero attualizzato dell'investimento (PRA) e il tasso interno di rendimento (TIR) al variare del costo d'investimento dell'impianto.

Come seconda possibilità di impiego della risorsa geotermica è stata valutata la fattibilità di **teleriscaldare** edifici pubblici scolastici all'interno del comune di Mondragone, in considerazione delle particolari condizioni climatiche del sito, caratterizzate da carichi termici estivi nettamente superiori a quelli invernali: un sistema di teleriscaldamento è quindi compatibile con utenze che necessitano solo del riscaldamento invernale quali quelle costituite dagli edifici scolastici, che risultano chiusi nei mesi estivi. Poiché la risorsa geotermica disponibile non consente la copertura dei fabbisogni termici di tutte le utenze scolastiche individuate sul territorio comunale, si è scelto di servire i soli edifici serviti da caldaie a gasolio, con fabbisogno di energia termica totale annuale pari a 578 MWh e una potenza di picco pari a 1700 kW. considerate tre diverse alternative progettuali:

Sistema di teleriscaldamento diretto nel quale il calore estratto dal fluido geotermico viene ceduto all'acqua che andrà ad alimentare i terminali di scambio inseriti nei singoli edifici; la copertura dell'intero fabbisogno termico è fornita dal sistema geotermico.

Sistema di teleriscaldamento diretto con caldaie di integrazione nel quale il calore è estratto per mezzo di uno scambiatore di calore installato in prossimità del pozzo di prelievo e fornito all'acqua del circuito idraulico che andrà ad alimentare i terminali di scambio inseriti nei singoli edifici; la copertura dei carichi di picco è soddisfatta dalla caldaie preesistenti.

Sistema di teleriscaldamento diretto con pompa di calore di integrazione che prevede l'utilizzo di una pompa di calore per la copertura dei picchi di richiesta.

Per individuare le modalità più idonee di esercizio degli impianti e valutare quindi i quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), è stata eseguita una



simulazione del comportamento del sistema, confrontando una centrale di tipo convenzionale (basata cioè su caldaie ad acqua calda e gruppi frigoriferi a compressione) con una centrale geotermica con pompe di calore. Da questo confronto risulta un risparmio energetico ottenuto con l'impianto geotermico corrispondente a circa 70%, 80% e 82% per le tre alternative progettuali rispetto ai costi sostenuti con un impianto convenzionale.

L'impatto ambientale del sistema proposto è stato analizzato simulando le emissioni inquinanti e climalteranti sia per il caso della centrale convenzionale che per il caso della centrale geotermica proposta. Le percentuali di emissioni di CO₂ evitate che si otterrebbero adottando la centrale geotermica proposta risultano di circa 75%, 83% e 85% rispettivamente di nei tre casi considerati.

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto. Le voci di sovraccosto introdotte con la realizzazione della rete di teleriscaldamento diretto degli edifici scolastici derivano dall'acquisto dello scambiatore di calore in titanio e dalle spese necessarie all'acquisto e alla costruzione della rete, con un sovraccosto di 893.000 €, 674.600 € e 746.400 € rispettivamente per i tre casi. Il terzo caso introduce una nuova voce di sovraccosto dovuta all'acquisto della pompa di calore.

I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività degli impianti considerati, periodi di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) e tassi di rendimento e sintetizzati nella tabella sottostante.

Impianto teleriscaldamento scuole	Periodo di recupero attualizzato P.R.A. (anni)	Valore Attuale Netto VAN (€)	Tasso interno di rendimento TIR
Caso 1: teleriscaldamento diretto	22,5	39,200	6%
Caso 2: teleriscaldamento diretto con caldaie di integrazione	12,7	330,000	10%
Caso 3: teleriscaldamento diretto con pompe di calore di integrazione	14,2	280,000	8,7%

Alla luce dei risultati ottenuti, è evidente che la soluzione con caldaia di integrazione, risulta la più economicamente vantaggiosa; l'ipotesi di sopperire all'intero fabbisogno termico degli edifici serviti con la risorsa geotermica disponibile risulta invece non economicamente sostenibile. Dall'analisi dei risultati ottenuti si evince che con la terza opzione, in cui i picchi di potenza vengono soddisfatti da una pompa di calore accoppiata ai sistemi di teleriscaldamento tradizionali, si determina un maggior risparmio energetico.



L'analisi di fattibilità economica è stata corredata da una serie di analisi di sensitività dei risultati, producendo le variazioni degli indici di riferimento (il valore attualizzato netto (VAN), il periodo di recupero attualizzato dell'investimento (PRA) e il tasso interno di rendimento (TIR)) al variare del costo d'investimento dell'impianto.

Viene infine descritto il quadro normativo relativo alla realizzazione di piccoli impianti geotermici per la Regione Campania, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).

Area campione di Termini Imerese

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Termini Imerese (PA) e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a bassa entalpia e la realizzazione di un impianto pilota per alimentare un sistema di dissalazione di acqua di mare.

Termini Imerese è un comune della provincia di Palermo con circa 30000 abitanti situato sulla costa a nord di un tratto della catena nord-siciliana. Questa è composta da diverse unità carbonatiche, permeabili per fratturazione e/o carsismo, che ospitano acquiferi importanti, in profondità riscaldati per effetto della circolazione profonda e del gradiente geotermico. Nell'area sono presenti due emergenze termali (Terme d'Imera note sin dall'antichità, tanto da dare origine al nome della cittadina) captate attraverso due distinte opere sin dall'epoca romana e ubicate in corrispondenza dei due stabilimenti termali con una portata media complessiva di circa 10-15 l/s e temperature di poco superiori a 40°C. Altre emergenze termali, alcune ubicate a ridosso della costa, sono note nei dintorni e sono generalmente legate a sistemi di faglie che fungono da vie preferenziali per la risalita delle acque calde, mentre nelle aree strutturalmente depresse le coperture impermeabili sigillano i fluidi termali presenti nei serbatoi. Il confronto fra le composizioni chimiche percentuali dell'acqua marina e quelle termali indica che le sorgenti dello stabilimento termale di Termini Imerese sono il prodotto di un mescolamento tra l'acqua del mare e l'acqua meteorica.

La verifica della possibilità di utilizzo della risorsa geotermica per la realizzazione dell'impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologico-geomorfologiche, idrogeologiche, geofisiche **che verranno nel prossimo futuro completate con i dati ottenuti mediante un sondaggio diagnostico** utili alla conferma del modello concettuale di circolazione dei fluidi geotermici. Come luogo per il sondaggio è stato scelto un sito vicino alla sorgente Favara, ubicata a SE dell'abitato di Termini Imerese.

Considerata la vicinanza del mare e la possibilità di utilizzare fluidi geotermici nei dintorni della costa, l'area è stata scelta per proporre un impianto geotermico per alimentare un sistema di dissalazione di acqua di mare che utilizza un processo evaporativo di tipo Multiple Effect Desalination (MED, evaporazione ad effetti multipli). Mediante una unità a pompa di calore con compressore centrifugo fabbricata "ad hoc" per la specifica applicazione si prevede di recuperare l'energia termica di fluidi a temperatura di circa 36°C. Questi possono provenire sia dal sottosuolo in corrispondenza di una delle emergenze in costa o tramite pozzi, oppure contenuta nell'acqua di mare non distillata in uscita dal dissalatore. Il fluido alla temperatura di circa 36°C viene utilizzato per produrre acqua calda alla temperatura di 80°C, necessaria per compiere i processi evaporativi nell'impianto di dissalazione. Nella proposta qui esemplificata l'impianto descrive l'utilizzo di acqua di mare, in attesa di avere ulteriori dati dai risultati del sondaggio esplorativo. L'interposizione di un circuito chiuso tra il circuito ad acqua di mare e la pompa di calore permette di evitare il contatto tra l'evaporatore e l'acqua (di



mare o geotermica) ad alta salinità, e si traduce in un differente design della pompa di calore (l'evaporatore non richiede materiali speciali caratterizzati da una particolare resistenza ma occorre prevedere uno scambiatore a piastra), in una riduzione del costo dell'unità, una trascurabile riduzione del COP (dell'ordine dell'1,5% per effetto riduzione di circa 2°C della temperatura di evaporazione del ciclo a pompa di calore dovuta all'interposizione di uno scambiatore) comunque compensata da un migliore scambio termico nell'evaporatore stesso che scambia con acqua dolce e non salata nel circuito chiuso.

Per individuare le modalità più idonee di esercizio degli impianti e valutare quindi i quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), è stata eseguita una simulazione completa del comportamento del sistema, determinando, su base annua, i flussi inerenti l'impianto, sia in termini quantitativi, che in termini energetici ed economici, confrontando una centrale di tipo convenzionale (cioè su una caldaia alimentata a combustibile fossile ed alimentazione elettrica dalla rete nazionale) con una centrale geotermica con pompe di calore. Da questo confronto risulta un risparmio energetico ottenuto con l'impianto geotermico corrispondente a circa 33% rispetto ai costi sostenuti con un impianto convenzionale.

L'impatto ambientale del sistema proposto è nullo in quanto l'impianto non presenta emissioni in atmosfera. Le emissioni in atmosfera delle centrali elettriche che forniscono l'energia elettrica alla pompa di calore è annullata dall'adozione di tipologia d'impianto "full green".

La stima del costo d'investimento per la realizzazione dell'impianto è pari a 14.494.000 €, a cui devono però essere sottratti i costi che si dovrebbero comunque sostenere per realizzare un impianto con centrale termica di tipo convenzionale, stimati in 10.028.000 €. Pertanto il maggior costo della centrale geotermica, sul quale si basa l'intera analisi economica dell'iniziativa, è di 4.466.000 €.

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto. L'analisi è stata eseguita a moneta costante, in assenza di inflazione, considerando una durata dell'investimento di 25 anni, dei quali uno di progettazione e costruzione e ventiquattro di esercizio (che, quindi, inizia al secondo anno). I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dell'impianto, che prevede un periodo di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) di circa 5.17 anni, con un valore attualizzato netto di circa 7.253.797 € e un tasso di rendimento di circa 20%. L'analisi di fattibilità economica è stata corredata da una serie di analisi di sensitività dei risultati, producendo le variazioni degli indici di riferimento (il valore attualizzato netto (VAN), il periodo di recupero attualizzato dell'investimento (PRA) e il tasso interno di rendimento (TIR)) al variare del costo d'investimento dell'impianto.

In considerazione del valore dimostrativo dell'intervento proposto, è stata valutata la possibilità di realizzare un impianto con funzionamento "full green". Per la fornitura di energia elettrica sono state presi in considerazione diverse possibilità (motore cogenerativo ad olio vegetale, impianto fotovoltaico, impianto eolico, contratti dedicati di fornitura elettrica con garanzia dell'origine dell'energia acquistata), concludendo che la soluzione più semplice e sicuramente più conveniente, è quella di stringere un contratto di fornitura elettrica con garanzia di produzione da fonti rinnovabili.

Viene infine descritto il quadro normativo relativo alle realizzazioni di piccoli impianti geotermici per la Regione Sicilia, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).



Area campione di Santa Cesarea

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Santa Cesarea (LE) e la proposta tecnico - economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a bassa e media entalpia per la realizzazione di due impianti a pompa di calore geotermica in grado di alimentare un processo di essiccazione della pasta di tipo artigianale e di tipo industriale.

Dal punto di vista della risorsa geotermica, Lo studio è stato mirato alla definizione di un modello concettuale della risorsa geotermica connessa alle emergenze sorgive ipotermali che sgorgano in alcune grotte costiere (Fetida, Solfurea, Gattulla e Solfatarà), ubicate lungo il settore costiero sud-orientale del Salento, propaggine estrema della regione pugliese. Il modello di circolazione scaturisce da un'analisi dei dati diretti ed indiretti acquisiti in un'area più ampia di quella del target richiesto dal progetto. La verifica della possibilità di utilizzo di tale risorsa geotermica per la realizzazione dell'impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologiche-geomorfologiche, idrogeologiche e la realizzazione di un sondaggio esplorativo (in fase di sviluppo). Al momento è possibile ipotizzare che le sorgenti termali di Santa Cesarea Terme siano alimentate da dei circuiti di acque marine che circolano in profondità lungo le strutture tettoniche che, con componente trascorrente, hanno prodotto condotti strutturali sub-verticali. Da completare con dati indagini sondaggio esplorativo.

Per la proposta impiantistica sono stati valutate tre diverse configurazioni:

- caso A) impianto di produzione di acqua calda a 60°C di potenza da 1 MWt per alimentare un processo di essiccazione della pasta di tipo artigianale a bassa temperatura;
- caso B) impianto di produzione di acqua calda a 120°C per alimentare un processo di essiccazione della pasta di tipo industriale ad alta temperatura da 3 MWt
- caso C) impianto di produzione di acqua calda a 120°C per alimentare un processo di essiccazione della pasta di tipo industriale ad alta temperatura da 6 MWt

Per individuare le modalità idonee di esercizio degli impianti proposti e valutare quindi i differenti quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), sono state eseguite tre simulazioni del comportamento, confrontando inoltre i risultati ottenuti con una soluzione di tipo convenzionale basata cioè su caldaia ad acqua calda alimentata a combustibile fossile ed alimentazione elettrica prelevata dalla rete nazionale. In particolare il risparmio energetico ottenuto dalle tre soluzioni rispetto alla soluzione convenzionale è stato di: 44%, 39% e 41% rispettivamente per il caso A, B e C.

In considerazione del valore dimostrativo dell'intervento proposto, lo studio ha considerato la possibilità di installare o un motore di co-generazione ad olio vegetale o la possibilità di stringere contratti dedicati di fornitura elettrica con garanzia dell'origine da fonte rinnovabile dell'energia acquistata (Impianto qualificato IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili). Entrambe le soluzioni proposte permettono di coprire i fabbisogni elettrici delle pompe di calore geotermiche tramite fonti rinnovabile e quindi consentono di definire gli impianti geotermici proposti "full green". Pertanto l'impatto ambientale delle tre tipologie impiantistiche è nullo.

La stima del costo di investimento degli impianti geotermici preposti è di 790.000 € (Caso A), 5.500.000 € (Caso B) e 7.400.000 € (Caso C) a cui vanno a sommarsi anche i costi di realizzazione di n.2 pozzi stimati in circa 300.000 per ogni caso. Comunque, per l'analisi di fattibilità economica, al



costo di investimento degli impianti A, B e C sono stati sottratti i costi di equivalenti impianti di pastificio con potenza termica paragonabile ad ogni caso preso in considerazione. Pertanto il maggior costo per i tre casi di riferimento, 405.000 € (Caso A), 4.790.000 € (Caso B) e di 6.140.000 € (Caso C), sono stati utilizzati per le valutazioni di redditività economica degli impianti utilizzando il metodo di attualizzazione del flusso di cassa generati dai tre impianti e cioè valutando il VAN – Valore Attualizzato Netto, TIR – Tasso Interno di Rendimento ed il PRA – Periodo Recupero Attualizzato dell’investimento. I risultati ottenuti analizzando i costi d’investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dei n.3 impianti così schematizzabile:

INDICE	U.M.	CASO A	CASO B	CASO C
TIR	%	43,02	5,60	13,09
VAN	€	1.779.000	293.181	5.155.642
PRA (al netto dell’anno di costruzione)	anni	2,44	21,50	8,95

Infine è descritto il quadro normativo relativo alla realizzazione di piccoli impianti geotermici per la Regione Puglia, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).

Area campione di Terme Caronte

Questo studio descrive la valutazione geotermica effettuata nel sito di Terme Caronte e nella zona di Lamezia Terme (CZ) e la proposta tecnico-economica per lo sviluppo di un progetto impiantistico relativo a risorse geotermiche a bassa entalpia e la realizzazione di un impianto pilota per l’essiccamento dei fanghi provenienti dalla linea di trattamento fanghi del depuratore di acque reflue presente nella zona industriale di Lamezia Terme.

Da un punto di vista della risorsa geotermica, per l’area di Lamezia Terme, sono riportate temperature comprese tra i 40 e i 70° C a profondità comprese tra 1000 e 3000 m. La verifica della possibilità di utilizzo di tale risorsa geotermica per la realizzazione dell’impianto, e la valutazione quindi della sua realizzabilità, è avvenuta mediante indagini geologico-geomorfologiche, idrogeologiche, geofisiche e la realizzazione di un sondaggio esplorativo (in fase di sviluppo). Da completare

Nello sviluppo successivo, si è optato per basare lo studio su una risorsa geotermica molto più superficiale, costituita da acqua di falda. La proposta impiantistica consiste nella progettazione di un impianto geotermico che, sfruttando il calore presente nella zona, possa essere utilizzato a valle del processo di disidratazione meccanica del fango per realizzare l’essiccamento del fango al fine di aumentare la sua percentuale di secco. La proposta prevede l’utilizzo di impianti che effettuino l’essiccamento dei fanghi a temperature inferiori (circa 78°C) a quanto solitamente effettuato, permettendo un efficace risparmio energetico.

L’elaborazione del progetto prevede due distinte modalità impiantistiche:

Nel primo caso l’essiccamento dei fanghi avviene con integrale ricircolo dell’aria all’interno dell’essiccatore, che è quindi un sistema chiuso. L’acqua presente nei fanghi viene dapprima fatta evaporare mediante il contatto con aria calda secca e quindi viene fatta condensare in un apposito condensatore anch’esso posto all’interno dell’essiccatore e da qui estratta.



Il secondo impianto non prevede l'integrale ricircolo dell'aria calda presente nell'essiccatore e quindi, in tale caso, l'acqua contenuta nei fanghi è eliminata tramite l'espulsione di aria calda umida da un camino.

In entrambi i casi è stato inoltre inserito un sistema di cogenerazione che, oltre a fornire l'energia elettrica necessaria all'alimentazione del sistema a pompa di calore e l'energia elettrica consumata dall'essiccatore (ventilatori, griglie di trasporto, ecc.), contribuisce, mediante il recupero termico dai fumi e dal sistema di raffreddamento ad alta temperatura, alla produzione dell'energia termica necessaria al processo di essiccazione.

Per individuare le modalità più idonee di esercizio degli impianti e valutare quindi i quantitativi energetici ottenibili su base annua (energie prodotte e consumi di combustibile), è stata eseguita una simulazione completa del comportamento del sistema, confrontando le caratteristiche della soluzione prevista e quelle di una soluzione di tipo convenzionale (basata cioè su caldaie ad acqua calda alimentate a combustibile fossile ed alimentazione elettrica dalla rete nazionale). In considerazione del valore dimostrativo dell'intervento proposto, lo studio ha previsto l'installazione di un motore cogenerativo ad olio vegetale, risultando in un impianto "full green". Da questo confronto risulta un risparmio energetico ottenuto con l'impianto geotermico corrispondente a circa 80% per la prima tipologia d'impianto e al 100% nel caso del secondo tipo d'impianto, rispetto ai costi sostenuti con un impianto convenzionale.

L'impatto ambientale del sistema proposto è stato analizzato simulando le emissioni inquinanti e climalteranti sia per il caso della centrale convenzionale che per il caso della centrale geotermica proposta. Le percentuali di emissioni evitate che si otterrebbero adottando la centrale geotermica proposta risultano lievemente negative nel caso del primo tipo di impianto (circa -21% di CO, -2% di NO_x, -15% di SO₂ e 11% di CO₂), mentre le emissioni evitate nel caso del secondo tipo di impianto risultano circa 5% di CO, 27% di NO_x, 72% di SO₂ e 16% di CO₂.

La stima del costo d'investimento per la realizzazione dell'impianto nel CASO 1 è pari a € 2.187.000, mentre per il CASO 2 è pari a €1.998.000. In entrambi il costo principale è rappresentato dall'essiccatore a bassa temperatura e dal sistema di cogenerazione a olio vegetale (rispettivamente di 930.000 € e 450.00 € nel Caso 1 e 350.000 € e 900.000 € nel Caso 2).

L'analisi di fattibilità economica eseguita ha utilizzato il metodo dell'attualizzazione del flusso di cassa generato dal progetto. I risultati ottenuti analizzando i costi d'investimento (costi e ricavi di esercizio), consentono di valutare la redditività dell'impianto, che prevede un periodo di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) di circa 9 anni e mezzo, con un valore attualizzato netto di circa 1.542.591 € e un tasso di rendimento di circa 12% per il primo impianto. Il secondo tipo di impianto prevede un periodo di recupero dell'investimento (attualizzato a partire dall'esercizio) di circa 6 anni, con un valore attualizzato netto di circa 2.288.831 € e un tasso di rendimento di circa 19%. L'analisi di fattibilità economica è stata corredata da una serie di analisi di sensitività dei risultati, producendo le variazioni degli indici di riferimento (il valore attualizzato netto (VAN), il periodo di recupero attualizzato dell'investimento (PRA) e il tasso interno di rendimento (TIR) al variare del costo d'investimento dell'impianto.

Viene infine descritto il quadro normativo relativo alle realizzazioni di piccoli impianti geotermici per la Regione Calabria, alla luce della situazione attuale (gennaio 2013).



WP6: Disseminazione

Il progetto VIGOR è stato presentato a Paternò (CT, Sicilia) il 3 Maggio 2013 in occasione del convegno dal titolo “Le risorse geotermiche a media e alta entalpia nella Sicilia Orientale”. Sono in preparazione diverse presentazioni e poster dedicati alle attività del progetto in occasione dell’European Geothermal Conference, che si tiene a Pisa a Giugno 2013.

Sul sito web del progetto (<http://www.vigor-geotermia.it>), che viene aggiornato con le ultime edizioni del materiale prodotto, sono disponibili tutte le informazioni, le newsletter, gli eventi in preparazione e i link utili. Il sito web è anche il luogo di distribuzione e raccolta del materiale prodotto nell’ambito del Progetto e a disposizione dei partner: presso l’area privata del sito sono, infatti, disponibili i documenti amministrativi del progetto, i modelli Word e PowerPoint per la preparazione del materiale, le presentazioni effettuate nelle varie occasioni, i verbali delle riunioni, le schede delle aree proposte alle Regioni.

