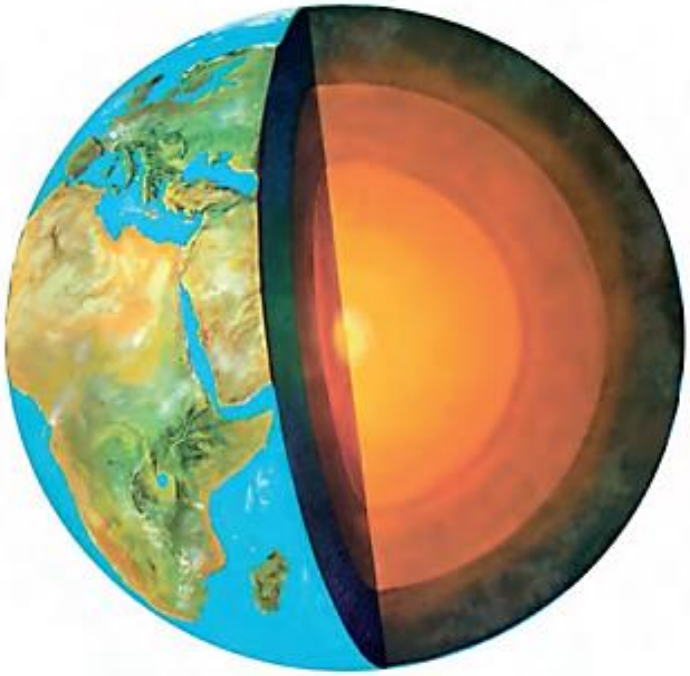
UNIONE GEOTERMICA ITALIANA

STIME DI CRESCITA DELLA GEOTERMIA IN ITALIA 2016 – 2030, CON PROIEZIONI AL 2050

– PER UN AGGIORNATO MANIFESTO DELLA GEOTERMIA ITALIANA –



IL CALORE DELLA TERRA

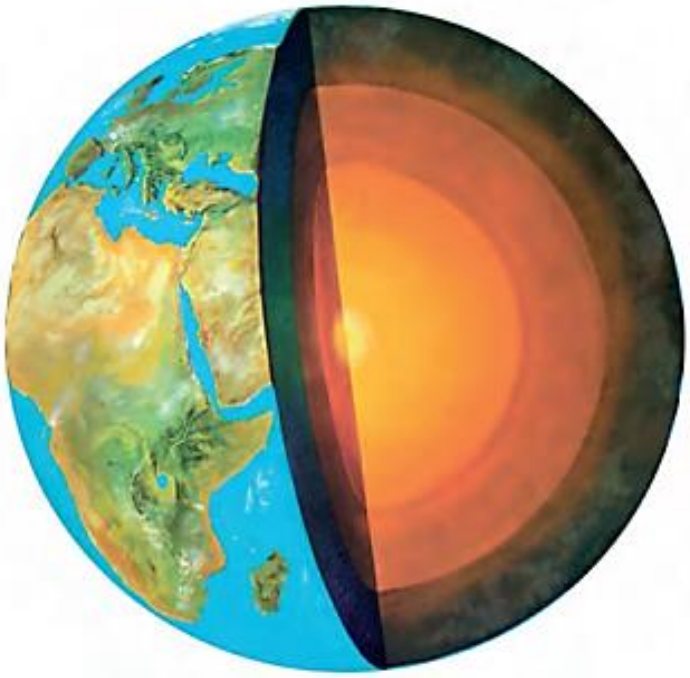
Risorsa eco-compatibile: ovunque, per tutti, sempre

Settembre 2017

UNIONE GEOTERMICA ITALIANA

GROWTH FORECASTS OF GEOTHERMAL ENERGY IN ITALY 2016-2030, WITH PROJECTIONS TO 2050

– FOR AN UPDATED ITALIAN GEOTHERMAL MANIFESTO–



GEOTHERMAL ENERGY

Environmentally sustainable resource: everywhere, for all, always

Settembre 2017

I N D I C E

I. Riassunto Espanso – Executive Summary **I**

1. INTRODUZIONE E SCOPO DEL LAVORO **1**

2. IL QUADRO DI RIFERIMENTO PER LE STIME

2/1) Inquadramento geologico dell'Italia 4

2.2) Caratterizzazione geotermica dell'Italia 10

2.3) Tipi di risorse geotermiche e loro ubicazione 19

2.4) Sistemi utilizzabili per produrre energia elettrica 25

2.5) Potenziale geotermico, risorse e riserve del territorio italiano fino a 5 km di profondità 30

3. ANALISI DEI DATI, METODOLOGIA DI LAVORO E TERMINI DI RIFERIMENTO

3.1) Ipotesi di base 33

3.2) Termini di riferimento per le stime 50

3.3) Scenari di crescita e considerazioni conclusive 59

4. PREVISIONI DI SVILUPPO DELLA GEOTERMIA ITALIANA FINO AL 2050 61

4.1) Stime di crescita: risultati e commenti 61

4.2) Ripartizione ipotizzata di sviluppo dell'energia geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni 71

4.3) Ripartizione ipotizzata di sviluppo nel periodo 2010 - 2050 dei principali comparti di applicazioni degli usi diretti in Italia 74

4.4) Iniziative specifiche per incrementare gli usi diretti del calore geotermico in Toscana 76

4.5) Sommario delle stime fatte e considerazioni di sintesi 77

5. I SISTEMI GEOTERMICI NON CONVENZIONALI

RICERCA TECNOLOGICA, ZONE DI POTENZIALE INTERESSE ED OBBIETTIVI PER L' ESECUZIONE DI UN PROGETTO FINALIZZATO DI R&S

5.1) Introduzione 80

5.2) I *sistemi geotermici non convenzionali* nel mondo. Aspetti generali 80

5.3) Giacitura, potenziale e aree prioritarie dei *sistemi geotermici non convenzionali* in Italia 81

5.4) Azioni, idee e proposte per un progetto di R&S italiano nel settore dei *sistemi geotermici non convenzionali* 94

6. LA GEOTERMIA PER LO SVILUPPO ECONOMICO E SOCIALE DEL PAESE

6.1) La geotermia nel quadro energetico nazionale attuale e futuro 101

*6.2)*Benefici attesi dallo sviluppo della geotermia fino al 2050 105

7. CONDIZIONI NECESSARIE PER IL NUOVO SVILUPPO DELLA GEOTERMIA IN ITALIA

7.1) Aspetti generali 108

7.2) Misure necessarie ed urgenti per il rilancio della geotermia 110

APPENDICE I - Terminologia e metodologia di riferimento per la classificazione degli usi diretti della geotermia 112
APPENDICE II - Il CEGLab, laboratorio geotermico del Co.Svi.G. a Larderello 117
APPENDICE III - Sviluppo della produzione geotermoelettrica 2000-2015 e stime di crescita fino al 2050- *Specifiche dei dati usati e dei calcoli fatti per lo sviluppo quinquennale* 118

Il presente studio è stato sviluppato dal Comitato di redazione dell'UGI, con alcune integrazioni da parte del Co.Svi.G. e di alcuni componenti del Consiglio UGI.

Riassunto espanso

1. Il potenziale geotermico dell'Italia

Le risorse geotermiche su terra ferma potenzialmente estraibili in Italia entro 5 km di profondità possono essere stimate con criteri molto diversi e conseguenti risultati tra loro non comparabili, da un minimo di $2x10^{19}$J (pari a ~500 MTep), a $4x10^{20}$J (~10^4 MTep)[a].

In questo studio ci si riferisce prudentemente alla valutazione minore (500 MTep), ricordando che circa due terzi di tali risorse hanno temperatura inferiore a 150 °C, mentre quelle a temperatura ancora abbastanza elevata (> 80-90 °C) da permettere di produrre elettricità a costi competitivi con quelli di altre fonti di energia, sono quasi metà del totale.

In particolare, per la frazione di risorse di moderata-alta temperatura (> 90°C) associata a sistemi idrotermali ed utilizzabili per generare energia elettrica, tenendo conto del fluido estratto fino ad ora nella Regione Boracifera per produrre prima composti borici, e dal 1913 in poi anche elettricità, nonché del fluido estratto nella regione del Monte Amiata a partire dai primi anni '60 del secolo scorso, si stima un potenziale residuo sul territorio italiano corrispondente ad una potenza efficiente di 1000-1200 MW_e, per un periodo di sfruttamento di almeno 50 anni a tempo e carico pieni.

Tuttavia, per i severi vincoli territoriali esistenti in alcune aree con sistemi idrotermali (es. i Campi Flegrei), una parte del potenziale residuo in parola potrebbe non essere sfruttabile per diversi anni. Conseguentemente, la citata potenza teorica di 1000 – 1200 MW_e potrebbe costituire, almeno nel breve termine, un valore significativo di riferimento.

D'altra parte, le risorse a T > 150 °C associate ai *sistemi geotermici non convenzionali* esistenti in Italia fino a 5 km di profondità, le cui aree di maggiore priorità coprono una superficie totale (parte su terra ferma e parte in mare) di oltre 5000 km^2, hanno un potenziale stimato di circa 200 GWa_e (GWanno-elettrici), che, per un periodo di sfruttamento di 50 anni a tempo e carico pieni, corrisponde ad una potenza efficiente di circa 4000 MW_e. Tale valore è circa 4 volte rispetto ai 1000-1200 MW_e residuali sopra indicati per i soli sistemi idrotermali.

In breve, siccome le risorse associate ai *sistemi geotermici non convenzionali* sono aggiuntive rispetto a quelle dei sistemi idrotermali, e considerando che oltre alle suddette aree di maggiore priorità ve ne sono altre di interesse per coltivare *sistemi non convenzionali*, si stima con prudenza che il potenziale geotermico di media-alta temperatura esistente in Italia per produrre energia elettrica sia almeno 5000 MW_e per un periodo di sfruttamento di almeno50 anni.

a) Per confronto si ricorda che i consumi totali di energia in Italia nel 2015, sono stati pari a 171 MTep (vedi meglio punto 2)

Executive summary

1. The Italian geothermal potential

Italian geothermal resources potentially harnessable on land within 5 km depth can be evaluated through different criteria, obtaining different results in the range of $2x10^{19}$ J, (i.e., ~500 MTOE - million tonnes of oil-equivalent), up to 4x1020J (i.e., ~104 MTOE)[a].

In this study, however, we prudently decided to refer to the smallest value (500 MTOE), remembering that some two thirds of those resources have temperatures below 150 °C, but those at temperatures above 80-90°C, enabling power generation at costs competitive with those of other energy sources, account for nearly half of the total.

The original potential of moderate-to-high temperature resources, associated with hydrothermal systems at T >80-90°C, dropped significantly over the years, considering the fluid tapped in the Boraciferous Region of Tuscany to initially produce boric compounds and power since 1913, as well as the fluid extracted in the Mt. Amiata region since the early 1960s. Thus, the residual potential of moderate-to-high temperature hydrothermal resources is estimated at 50-60 GWye (gigawatt-years electric). For at least 50 years of full-time and full-load utilization, this value corresponds to a capacity of 1000-1200 MWe.

Nevertheless, given the strict environmental constraints existing in many areas with hydrothermal resources (for instance, the Phlegraean Fields), part of the above residual potential might remain untapped for decades, thus the reference value for the above-mentioned theoretical capacity shall correspond to 1000-1200 MWe, at least for short-medium period.

On the other hand, resources at T >150°C that are associated with "unconventional geothermal systems" and that exist in Italy down to 5 km depth (whose higher priority areas on land and off-shore exceed 5000 km2) do have an estimated energy potential of about 200 GWye. For a full-time and full-load exploitation period of 50 years, this value corresponds to an efficient capacity of some 4000 MWe, which is about four times higher than the above 1000-1200 MWe of residual potential for moderate-to-high temperature hydrothermal resources.

Extractable resources from "unconventional geothermal systems" shall be added to the hydrothermal ones. Besides, Italy has other interesting areas for harnessing unconventional systems in addition to the traditional ones. Consequently, we can conservatively estimate that the medium-high-temperature potential suitable for geopower generation in Italy is equal to at least 5000 MWe for at least 50-year full-load utilization period.

a) By comparison, it is worth recalling that total consumption of primary energy sources in Italy in 2015 was 171MTOE (see pt.2)

Le stime di crescita fino al 2050 del calore geotermico per produzione elettrica sono fatte in base alla sopra detta plausibile disponibilità tecnica di risorse di media ed alta temperatura, con l'ipotesi che i 50 anni indicati per avviare lo sfruttamento commerciale di almeno uno dei *sistemi geotermici non convenzionali* possano iniziare dai primi anni '30 a seguito di un *Progetto finalizzato di R&S* ad essi mirato, come descritto nel Capitolo 5 del Rapporto e sintetizzato nei successivi paragrafi 4 e 5 di questo Riassunto.

La situazione geotermica di base e l'ubicazione delle aree di moderata-temperatura (T>80-90 °C) fino a 5 km di profondità, su cui si fondano le valutazioni sopra dette riguardo il potenziale geotermico, sono illustrate nelle seguenti *Figure 1-2-3-4*. Si evince da esse che le aree di prioritario interesse per lo sfruttamento di risorse atte a produrre energia elettrica si trovano nella fascia pre-appenninica tosco-laziale-campana, nelle due isole maggiori, nelle isole vulcaniche del Tirreno, ed in alcuni settori della Pianura Padana, della fascia peri-adriatica e della Fossa Bradanica.

Al contrario, le risorse di medio-bassa temperatura (T< 80-90 °C) adatte per una serie di usi diretti, che complessivamente formano oltre la metà dei suddetti 2 x10^{19} J, si trovano, oltre che in quelle ad alto flusso di calore sopra menzionate, in molte altre zone del territorio nazionale. Bisogna però aggiungere che, con l'uso di pompe di calore geotermiche, possono essere sfruttate anche risorse ipotermali (T< 30 °C), che esistono dappertutto, pure a piccola profondità.

Per concludere, la grande varietà di risorse geotermiche presenti in Italia, la possibilità di un loro sviluppo in molte e vaste zone del territorio nazionale, sia per produzione di elettricità, sia per usi diretti, fanno del nostro Paese il settore dell'Europa comunitaria a più forte vocazione geotermica. Il suo grande potenziale può essere sfruttato molto più di quanto fatto fino ad ora. Si tratta di risorse sostenibili e rinnovabili alla scala dei tempi umani, compatibili con l'ambiente, ed economicamente convenienti a tutti i livelli di temperatura.

2. La geotermia nel quadro energetico nazionale al dicembre 2015

Il consumo totale di energia primaria in Italia nel 2015 è stato di 171 MTep, di cui il 75 % da combustibili fossili (petrolio, gas, carbone), il 6 % da elettricità importata, ed il 19 % da fonti rinnovabili e non convenzionali di energia: idroelettrica, eolica, fotovoltaica, biomassa e geotermica. La percentuale delle fonti rinnovabili è aumentata dal 12 % del totale dei consumi di energia del 2010 al 19% del 2015. Ciò è dovuto in parte al minor consumo totale di energia (da 188 MTep del 2010 a 171 MTep del 2015) ed in parte anche al loro accelerato sviluppo in anni recenti.

L'energia geotermica, in particolare, è aumentata da 1,36 MTep del 2010 ad 1,48 MTep del 2015, per cui il

The growth forecasts of Italian geothermal generation by 2050 are based on the plausible technical availability of the above medium-to-high temperature potential and on the assumption that the 50-year period of utilization of "unconventional systems" starts in the early 2030s, upon successful completion of a special R&D Project purportedly focused on their deployment. The project program is described in Chapter 5 of the present report and outlined in Sections 4 and 5 of this Executive Summary.

The following Figures 1-2-3-4 show the Italian geothermal situation and the location of moderate- and high-temperature resources down to 5 km depth. The figures indicate that priority areas to harness resources at T >80-90 °C, suitable for power generation, are found in: the Tuscany-Latium-Campania pre-Apennine belt; the two main islands; the volcanic islands of the Tyrrhenian Sea (western and south-western Italy); and some sectors of the Po Valley, of the peri-Adriatic belt and of the Bradanic Trench (eastern and south-eastern Italy).

Conversely, medium- and low-temperature resources (T<80-90 °C), suitable for direct uses and accounting for a little more than half of the above total of 2x1019 J), occur not only in the moderate-to-high temperature priority areas mentioned above, but also in many other areas. Moreover, by using heat pumps, large amounts of resources at T < 30 °C, which exist almost everywhere and at small depth in Italy, could be exploited in many other locations.

In conclusion, Italy is the European Country with the greatest geothermal potential. It is endowed with large geothermal resources, which includes any type of conventional and unconventional systems in many areas of the national territory, from high- to moderate- and low-temperature ones, suitable for both power production and direct uses. Hence, they could be tapped much more intensively than hitherto. These resources are always sustainable and renewable on the human timescale, eco-friendly and now cost-effective at all temperature levels.

2. Geothermal energy within the national energy framework as of December 2015

In 2015, the total primary energy consumption in Italy accounted for 171 MTOE: 75% from fossil fuels (oil, gas, coal); 6% from imported electricity; and 19% from renewable and non-conventional energy sources: hydro, wind, photovoltaic, biomass and geothermal ones. The share of the latter resources raised from 12% in 2010 to 19% in 2015, because of the contraction of total energy consumption (from 188 MTOE in 2010 to 171 MTOE in 2015) and in part because of the substantial boost given to their development in recent years.

Geothermal energy grew from 1.36 MTOE in 2010 to 1.48 MTOE in 2015. Thus, in the period under review,

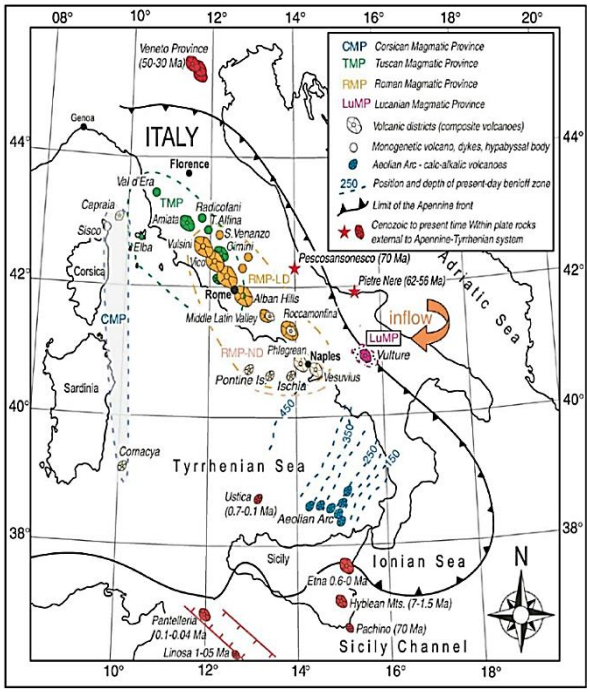


Fig.1 – Apparati magmatici ed eruttivi in Italia
(Magmatic and eruptive systems in Italy)

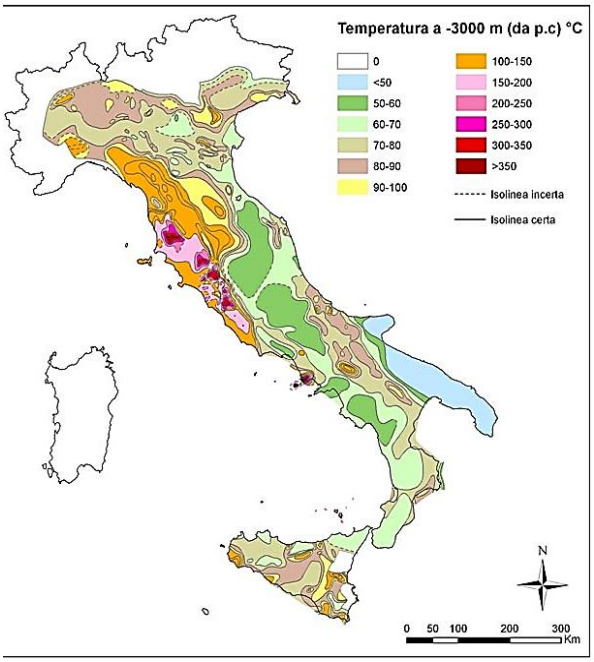


Fig.2 – Temperature a 3 km di profondità
(Temperatures at 3 km depth)

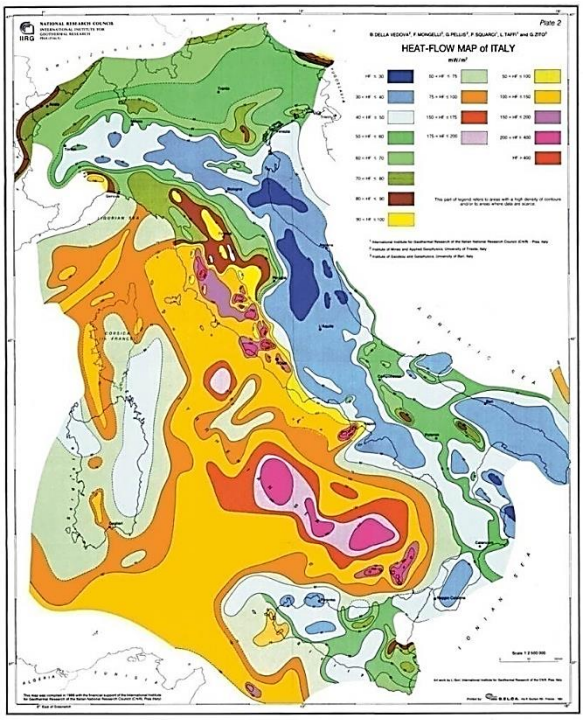


Fig.3 – Flusso di calore conduttivo
(Conductive heat flow)

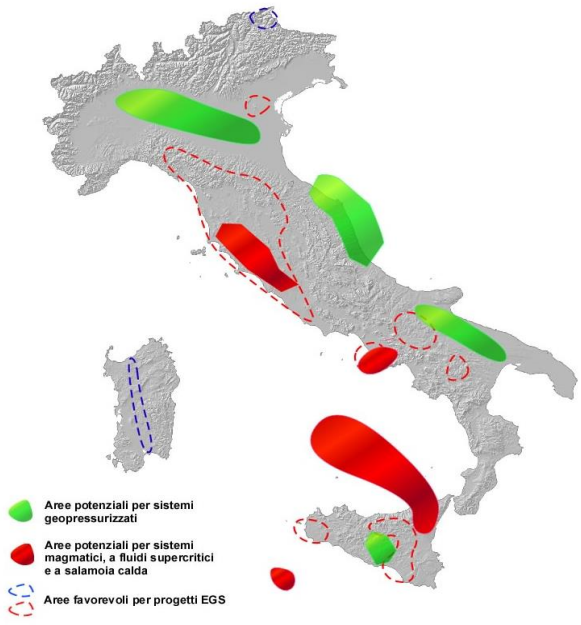


Fig.4 – Aree favorevoli per progetti R & S dei sistemi geotermici non convenzionali italiani
(Prospect areas for R&D Projects of non-conventional Geothermal Systems)

suo contributo ai consumi totali di energia primaria è cresciuto in cinque anni da 0,72% a 0,87%.

L'aumento, in termini assoluti, è dovuto soprattutto al maggior apporto della produzione geotermoelettrica, passata da 1175 kTep/a del 2010 ai 1280 kTep/a del 2015; mentre gli usi diretti sono aumentati, nello stesso periodo, da 185 a 202 kTep/a. In percentuale, il maggior contributo della geotermia ai consumi nazionali di energia dal 2011 al 2015, è egualmente divisa tra generazione geotermoelettrica ed usi diretti, con circa l'1,1% nel quinquennio, ovvero lo 0,2%/anno circa di aumento ciascuno.

Si tratta chiaramente di valori percentualmente molto modesti rispetto al grande potenziale geotermico di cui l'Italia dispone, soprattutto per gli usi diretti.

Ad ogni modo, le emissioni di CO_2 evitate grazie alla geotermia nel quinquennio suddetto è passata dai 3,7 MTonn/a del 2010 ad oltre 4 MTonn/a del 2015. Un contributo al miglioramento dell'ambiente già ora molto significativo (1% di 427 MTonn di CO_2 emessa nel 2015) ma che potrà diventare molto più importante in futuro come si capisce dai dati riportati nel punto 4.

3. Sviluppo previsto della geotermia in Italia fino al 2050

Per vedere quale contributo l'energia geotermica può dare ai futuri fabbisogni nazionali di energia, e per lanciare un *Aggiornato Manifesto della Geotermia italiana*, è stato fatto lo studio in oggetto, con stime ogni cinque anni, da ritenere obiettivi plausibili fino al 2030, e proiezioni ipotizzate fino al 2050.

In base alle situazioni geologiche del territorio italiano, al tipo di risorse esistenti fino a 5 km di profondità, al loro potenziale energetico estraibile e considerando i miglioramenti della tecnologia geotermica, le stime di sviluppo sono state fatte per la produzione di energia elettrica e per gli usi diretti, secondo i due seguenti diversi scenari di crescita:

i) uno prudente (***Scenario I***), che partendo dalla debole crescita economica attuale, prevede una lenta e moderata ripresa fino al 2030, e successivamente un robusto sviluppo fino al 2050;

ii) l'altro (***Scenario II***) con ipotesi di crescita economica più sostenuta di quella dello Scenario I, ad iniziare dai primi anni '20, per effetto anche di politiche innovative nella ricerca energetica di base, in relazione al miglioramento dell'ambiente ed alla preservazione del territorio nel quadro di azioni ecologicamente trainate.

In entrambi i casi sono stati ipotizzati prezzi crescenti del petrolio a partire da ora, più lentamente e meno alti per lo Scenario I (150 US $/barile, ~ 1100 €/Tonn, al 2030), e più rapidamente crescenti per lo Scenario II (200 US $/bbl, ~ 1400 €/Tonn, sempre al 2030). Dopo il 2030, fino al 2050, si immaginano prezzi del petrolio ancora più alti.

its contribution to the Italian total primary energy consumption raised from 0.72 to 0.87% in five years.

The increase in absolute terms is mostly owed to the higher share of geopower generation (from 1175 kTOE/y in 2010 to 1280 kTOE/y in 2015), whereas direct uses passed from 185 to 202 kTOE/y in the same period. In percentage terms, however, the higher contribution provided by all geothermal resources to total national consumption of primary energy sources in the 2011-2015 period, is almost equally distributed between geopower generation and direct uses, with an increase of about 0.2% per year, respectively.

Obviously, these values are very small as compared to the large geothermal potential of Italy, especially for direct uses and geothermal heat pumps.

Nonetheless, the utilization of geothermal resources in the above 5-year period avoided a great amount of CO_2 emissions into the atmosphere (from 3.7 MTons in 2010 to over 4 MTons in 2015). This share, which is already important (1% of 427 MTonnes of CO_2 emissions in 2015), may increase in the future, as explained at point 4.

3. Forecasts of geothermal development in Italy by 2050

This report presents the geothermal contribution to the Italian primary energy needs in the next decades and launches an "Updated Geothermal Manifesto of Italy". The study reports growth figures that are deemed to represent plausible targets by 2030 and projections until 2050.

Two different growth scenarios were analyzed, based on the Italian geological setting, type of geothermal resources known or supposed to exist down to 5 km depth, their estimated extractable potential and foreseeable technological improvements in the utilization of geothermal energy. The scenarios and their underlying assumptions are as follows:

i) *a prudent Scenario (**Scenario I)** based on current economic trends, with a slow-to-moderate growth until 2030, followed by a more sustained development until 2050;*

ii) *a fairly optimistic Scenario (**Scenario II)** starting from the early 2020s, where economic recovery may be faster and more robust than under Scenario I, thanks, among others, to innovation policies and far-sighted initiatives in the energy sector, focused on environmental protection within the framework of ecologically-driven development measures.*

In both cases, the prices of crude oil at source were assumed to rise immediately and then at a slow-to-moderate pace under Scenario I (150 US $/bbl, or ~ 1100 €/tonne by 2030) and in a faster way under Scenario II (200 US $/bbl, or ~ 1400 €/tonne by 2030). From 2030 to 2050, further increases and higher prices of oil at source were supposed.

L'alternativa ancora più stimolante per lo sviluppo geotermico e più favorevole per evitare l'irreversibile e temuto danno ambientale globale, sarebbe l'auspicata progressiva ***"decarbonizzazione"*** globale, con contrazione dell'uso del carbone e del petrolio.

Con queste ipotesi, partendo dai valori di fine 2015, le stime di crescita al 2030 con proiezioni al 2050 possono essere riassunte come si vede in ***Tabella 1*** e ***Figura 5*** per l'energia geotermoelettrica, ed in ***Tabella 3*** e ***Figura 6*** per tutti gli usi diretti, con pompe di calore geotermiche incluse.

a) Energia geotermoelettrica
Si ritiene che fino a tutti gli anni '20 la produzione possa provenire solo dallo sfruttamento di sistemi idrotermali a T > 90°C, con le limitazioni di crescita citate al punto 1

A partire però dai primi anni '30 (a patto che sia stato concluso con successo entro la fine del prossimo decennio un *Progetto R&S* volto a valorizzare i *sistemi geotermici non convenzionali* di alta temperatura), è plausibile attendersi l'inizio di una nuova stagione della generazione geotermo-elettrica in Italia, con gli incrementi che si vedono in ***Tabella 1*** e ***Figura 5***. Si tratta di incrementi che farebbero non solo compensare il modesto sviluppo produttivo delle aree di più antica coltivazione, ma di giungere anche ad aumentare di 2,2-2,7 volte nel 2050 i livelli produttivi del 2015, a seconda degli Scenari di crescita I o II.

Tali aumenti, comunque, non sarebbero nel 2050 un traguardo, ma soltanto la tappa iniziale di un percorso di sviluppo da realizzare nei decenni successivi con altri e più importanti progetti di sfruttamento di tutti i tipi di sistemi geotermici esistenti in Italia, e mediante impianti di tecnologia ancora più avanzata.

La produzione geotermoelettrica fino al 2020 sarà probabilmente limitata alla sola Toscana, con successivo sviluppo di altre Regioni a partire dal prossimo decennio (ved. ***Tab. 2***). In questo caso, però, l'energia prodotta con lo sfruttamento dei soli sistemi idrotermali in Regioni fuori della Toscana supererà difficilmente nel 2030 il 5-6 % del totale nazionale.

Dopo il 2030 invece, con sfruttamento non solo dei sistemi idrotermali ma anche di quelli *non convenzionali* (ammesso però che, per questi ultimi, sia stato concluso positivamente il suddetto *Progetto R&S* ad essi dedicato), le Regioni diverse dalla Toscana potrebbero giungere a contribuire alla produzione geotermoelettrica del Paese per circa il 35% nel caso dello Scenario I e circa il 40% nel caso dello Scenario II.

b) Usi diretti
Si stima che essi cresceranno notevolmente nell'insieme (pompe di calore incluse) soprattutto per effetto della climatizzazione degli ambienti, che già nel 2015, con il 42%, si è attestata al primo posto tra i

A more stimulating alternative for the geothermal development and to avoid the global environmental damage should be the wished progressive **"decarbonization"***in the world, with a large reduction of coal and oil products.*

On these assumptions and based on the figures of the end of 2015, growth forecasts by 2030 and estimates until 2050 are as shown in ***Table 1*** *and* ***Figure 5*** *for geopower generation and* ***Table 3*** *and* ***Figure 6*** *for all direct uses, including the fraction of energy produced by geothermal heat pumps.*

a) Geothermal-electric energy
We think that until the late 2020s, the power production will come only from hydrothermal systems at T >90°C, with the growth limitations as indicated before at point 1)

However, we also feel that, beginning in the early 2030s (if an R&D Project focused on the study of "unconventional geothermal systems" is successfully completed by the end of the next decade), geothermal generation may experience a new period of prosperity, with the increases shown in ***Table 1*** *and* ***Figure 5.*** *These increases would not only offset the lower increase of production from the long-exploited steam reservoirs mentioned above, but also raise the production level of 2015 by 2.2 to 2.7 times, depending on the growth scenario considered: Scenario I or Scenario II.*

These sizeable increases would be the first stage of a new flourishing period, with higher targets to be pursued in the decades beyond 2050 through larger-scale projects to exploit the Earth's heat from all geothermal systems existing in Italy, as well as more advanced power generation facilities.

Regarding the location of production areas, we think that, until 2020, the power production will come from Tuscany only, but in the 2021-2030 decade a small contribution (5-6% of the total) is expected to come also from other regions (see ***Table 2****). But in this case, power generation until 2030 would come solely from moderate-to-high temperature hydrothermal systems.*

After 2030, on the contrary, provided that the aforesaid R&D Project for "unconventional geothermal systems" is successfully completed, we envisage that both hydrothermal systems and at least one unconventional system will be exploited. Thus, by 2050, Tuscany would remain the leader, but other regions could aggregately reach a share in Italian geopower generation of roughly 35% under Scenario I and of about 40% under Scenario II.

b) Direct uses
These uses (including contribution of heat pumps) are thought to sharply increase in the coming decades, driven above all by heating & cooling. Indeed, the latter sector, which ranked no. 1 in 2015 with 42 % of

Tab.1 - Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda 2015-2050, secondo gli Scenari I e II con relativi risparmi di energia primaria e CO2 emessa.
(Forecasted development of gross geothermal power 2015-2050, under Scenarios I and II, with relevant primary energy savings and avoided CO_2 emissions)

Anno/Year	***2015***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
SCENARIO I					
Potenza installata (MWe) *Installed capacity*	**915,5**	**960**	**1070**	**1350**	**2000**
Produzione lorda (TWh/a) *Gross generation*	**5,82**	**6,1**	**6,7**	**8,5**	**13**
Olio risparmiato (kTep/a) *Oil equivalent saved*	**1280**	**1342**	**1474**	**1870**	**2860**
CO_2 evitata (kTonn/a) *Avoided CO_2 emissions*	**3584**	**3758**	**4127**	**5236**	**8008**
SCENARIO II					
Potenza installata (MWe) *Installed capacity*	**915,5**	**980**	**1140**	**1600**	**2500**
Produzione lorda (TWh/a) *Gross generation*	**5,82**	**6,3**	**7,3**	**10,1**	**16**
Olio risparmiato (kTep/a) *Oil equivalent saved*	**1280**	**1386**	**1606**	**2222**	**3520**
CO_2 evitata (kTonn/a) *Avoided CO_2 emissions)*	**3584**	**3881**	**4497**	**6222**	**9856**

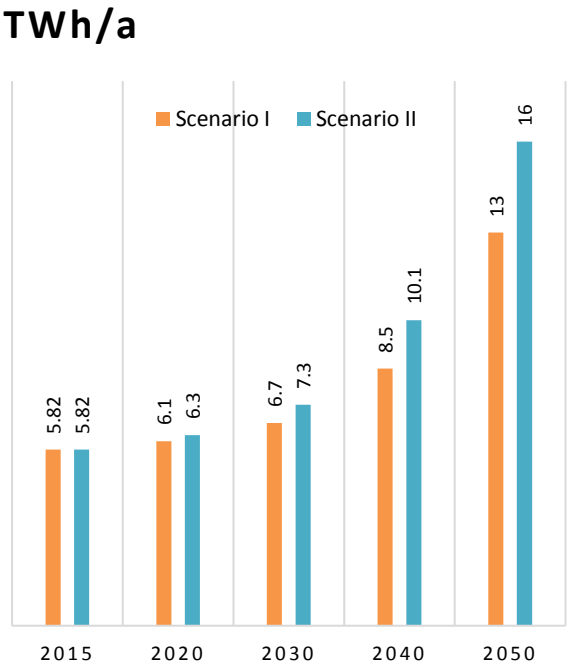


Fig.5 - Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda 2015-2050, secondo gli Scenari I e II
(Development of gross geothermal generation 2015-2050, according Scenarios I and II)

Tab. 2: Sviluppo della produzione geotermoelettrica lorda 2015-2050 e ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia secondo gli Scenari I e II
(Forecasted development of gross geopower generation 2015-2050, with envisaged distribution between Tuscany and other Italian Regions under Scenarios I and II)

Anno/Year	***2015***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
SCENARIO I					
Toscana *(TWh/a)*	**5,82**	**6,09**	**6,3**	**6,9**	**8,4**
Altre Regioni *(TWh/a)*	**//**	**< 0,01**	**0,4**	**1,6**	**4,6**
Totali *(TWh/a)*	**5,82**	**6,1**	**6,7**	**8,5**	**13**
SCENARIO II					
Toscana *(TWh/a)*	**5,82**	**6,27**	**6,6**	**8,2**	**9,6**
Altre Regioni *(TWh/a)*	**//**	**< 0,03**	**0,7**	**1,9**	**6,4**
Totali *(TWh/a)*	**5,82**	**6,3**	**7,3**	**10,1**	**16**

Tab.3 - Sviluppo degli usi diretti 2015-2050 (pompe di calore incluse) con relativi risparmio di energia primaria e riduzione di CO2 emessa
(Forecasted development of total direct uses 2015-2050 including heat pumps, with relevant primary energy savings and avoided CO2 emission)

Anno/Year	*2015*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
SCENARIO I					
Potenza installata (MW_t) *Installed capacity*	1372	2000	3650	5600	8100
Energia geotermica utilizzata (TJ/a) *Geothermal energy used*	10.500	14.600	25.150	37.600	53.400
Energia primaria risparmiata (kTep/a) *Oil equivalent saved*	202	253	373	511	683
CO_2 evitata (kTonn/a) *Avoided CO_2 emissions*	426	503	674	862	1087
SCENARIO II					
Potenza installata (MW_e) *Installed capacity*	1372	2200	4250	7200	11.350
Produzione lorda (TWh/a) *Geothermal energy used*	10.500	16.000	29.350	48.500	75.350
Energia primaria risparmiata (kTep/a) *Oil equivalent saved*	202	272	437	664	977
CO_2 evitata (kTonn/a) *Avoided CO_2 emissions)*	426	536	790	1126	1578

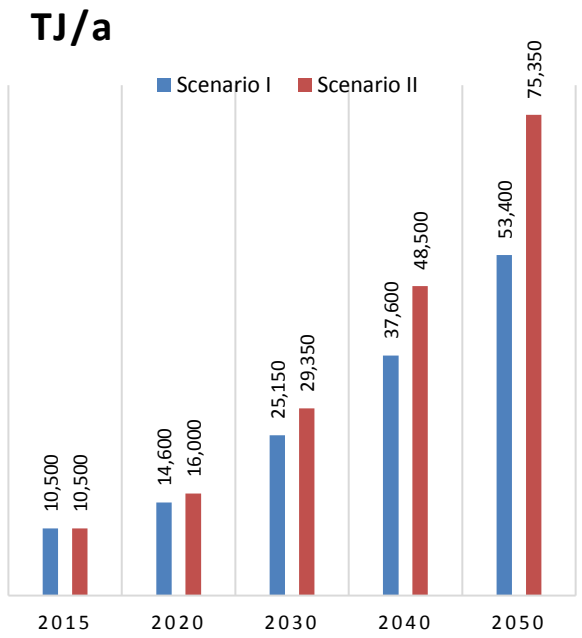


Fig.6- Sviluppo degli usi diretti (pompe di calore incluse 2015 - 2050, secondo gli scenari I e II
(Forecasted development of direct uses, including heat pumps, 2015-2050 under Scenarios I & II)

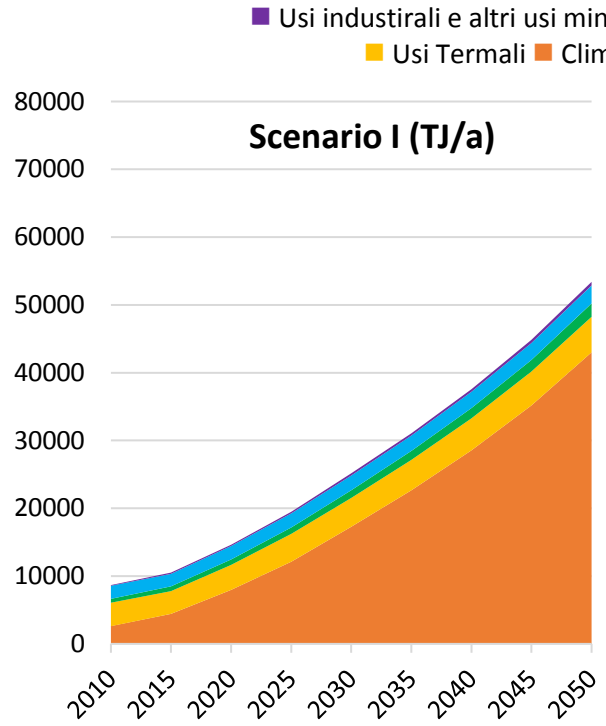


Fig.7/a- Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario I
(Hypothetic development of main applications of direct uses ,including heat pumps, under Scenario I)

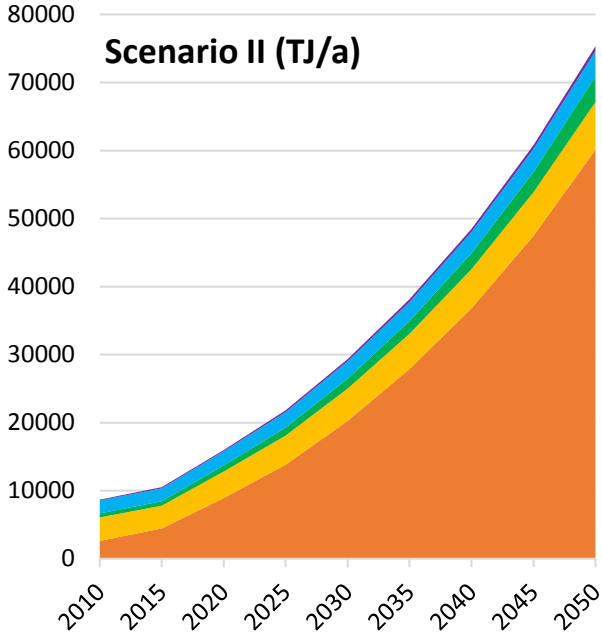


Fig.7/b- Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario II
(Hypothetic development of main applications of direct uses ,including heat pumps, under Scenario II)

comparti del settore, e che nel futuro aumenterà ulteriormente fino all'80 % del totale nel 2050.

La potenza installata complessiva degli usi in parola sarà quindi nel 2050 da 6 ad 8 volte maggiore dei 1372 MW_t del 2015, per giungere nel 2050 a valori oscillanti tra 8100 MW_t per lo Scenario I ed 11.350 MW_t per lo Scenario II (ved. ***Tab. 3*** e ***Fig. 6***). Tali valori corrispondono, per il periodo 2016-2050, a tassi medi di incremento del 5,7 e del 6,2 % all'anno per gli Scenari I e II .

L'energia totale prodotta passerebbe allora dai 10.500 TJ/anno del 2015 a valori del 2050 compresi tra 53.400 TJ/anno per lo Scenario I e 75.350 TJ/anno per lo Scenario II. Ad essi corrispondono tassi medi di incremento annuo per il periodo 2016-2050 di 4,8 e 5,8%/a, rispettivamente, che sono minori di quelli della corrispondente potenza.

I tassi medi di incremento annuale della potenza installata e dell'energia prodotta, tuttavia, non cresceranno con gli anni in modo costante ma alquanto decrescente, soprattutto a causa della saturazione prevista nei fabbisogni di climatizzazione e del termalismo terapeutico. Gli altri settori di applicazione, invece, aumenteranno verosimilmente a tassi annuali più costanti ***(Figg. 7/a-7/b)***.

Ad ogni modo, a prescindere dalla effettiva crescita, è probabile che il termalismo terapeutico si troverà nel 2050 ancora al secondo posto (9-10% del totale), seguito a distanza dagli usi agricoli e dalla acquacultura. Gli impieghi nell'industria ed altri minori rimarranno probabilmente all'ultimo posto.

Per la climatizzazione degli ambienti, in particolare, bisogna sottolineare che il forte futuro sviluppo previsto potrà verificarsi solo con l'uso di pompe di calore, perché solo così sarà possibile sfruttare l'energia geotermica fino ai più bassi livelli di temperatura, anche a piccole profondità ed in luoghi privi di acquiferi termalmente anomali.

Da quanto sopra si evince che la frazione di usi diretti ottenuta con pompe di calore comporta una crescita sostenuta di potenza installata e di energia geotermica utilizzata, che dai 531 MW_t e 10.500 TJ/a del 2015 passeranno nel 2050 a 6500 MW_t e 39.850 TJ/a nel caso dello Scenario I, ed a 9000 MW_t e 55.250 TJ/a nel caso dello Scenario II. Si tratta quindi di incrementi notevoli, che corrispondono a tassi di crescita media annua su tutto il periodo 2016-2050 da 7,4 ad 8,5 % circa per la potenza, e da 3,8 a 4,8% circa per l'energia utilizzata. Quest'ultima aumenterà quindi molto meno del corrispondente aumento di potenza delle pompe di calore che la producono. Ciò a causa del prudente valore medio di COP (3,5) scelto per le pompe di calore geotermiche in questo studio, da cui risulta una efficienza media delle pompe stesse piuttosto ridotta. Si pensa però che da qui al 2050 il COP medio delle pompe in parola aumenterà

the total, is expected to grow further in the future and attain about 80 % of the total in 2050.

*Therefore, we estimate that the aggregate installed capacity of the sector (including heat pumps) will be 6 to 8 times higher than the 2015 figure of 1372 MW_t, thus reaching values of 8100 MW_t under Scenario I and 11,350 MW_t under Scenario II in 2050 (see **Table 3** and **Fig. 6**). These values would correspond to average growth rates of 5.7 and 6.2 % per year in the period 2016-2050 for Scenarios I and II, respectively.*

Consequently, the total energy produced would pass from 10,500 TJ/y in 2015 to values ranging between 53,400 TJ/y for Scenario I and 75,350 TJ/y for Scenario II in 2050, with yearly average growth rates in the same period of between 4.8 and 5.8%/y for Scenarios I and II, respectively, These rates are lower than the corresponding capacity.

*Nevertheless, the yearly installed capacity and the energy produced (including that by heat pumps) will not grow at a constant pace, but at lower yearly rates over time, because market demand for space conditioning and thermal balneology will tend to a certain saturation. The other sectors of direct uses are likely to grow over time at relatively constant yearly rates (see **Figs. 7/a-7/b**).*

However, apart from the specific growth rate of each sector, we predict that, by 2050, thermal balneology (9-10% of the total) will continue to rank second, followed by farming and aquaculture. Industrial applications and other minor uses will likely stay at the last place.

As concerns in particular heating & cooling, we should stress that the development predicted in the coming decades strongly depends on the use of heat pumps, which are the only means to extract heat from underground rocks or from the soil at very low temperature levels and shallow depths, even where no thermal aquifers exist.

The above implies that the fraction of direct uses obtained by heat pumps will have remarkable increases in terms of installed capacity and utilization of geo-heat, i.e. from 531 MW_t and 10,500 TJ/y in 2015 to 6500 MW_t and 39,850 TJ/y (Scenario I) and to 9000 MW_t and 55,250 TJ/y (Scenario II) in 2050, respectively. These record increases correspond to yearly average growth rates of about 7.4 - 8.5 % for capacity and 3.8 - 4.8 % for geo-heat utilization in the 2016-2050 period. It is thus clear that geothermal heat used in this way will increase much less than the corresponding capacity of the pumps producing it. Such discrepancy can be explained by the prudent average COP that we considered in this study for geothermal heat pumps (3.5), resulting into a rather poor average pump efficiency. Nonetheless, we think that, from now to 2050, the average COP of geothermal heat pumps will gradually rise towards

gradualmente fino a valori forse doppi di quello da noi usato prudentemente per queste stime.

Infine, si deve osservare che i tassi di crescita annuali degli usi diretti, pompe di calore incluse, saranno da qui al 2050 (come del resto lo sono stati negli ultimi anni) sempre maggiori di quelli che si possono prevedere per la produzione geotermoelettrica.

4. Benefici attesi dallo sviluppo geotermico fino al 2050

I benefici attesi da uno sviluppo geotermico in Italia includono aspetti tecnico-ambientali, economico-sociali e scientifici, e sono qui di seguito descritti.

4.1) Benefici tecnici ed ambientali

Dai valori esposti nella ***Tabella 1*** per la produzione di energia elettrica e nella ***Tabella 3*** per gli usi diretti si evince che i benefici derivanti dalla geotermia fino al 2050, rispetto alla situazione del 2015 possono essere quantificati come segue.

a) Contributo alla copertura dei consumi di energia

Partendo dai 171 MTep del fabbisogno di energia primaria in Italia nel 2015 (ved. paragrafo 2), si ipotizza che, con la sperata ripresa economica dei prossimi anni, anche i consumi di energia tornino a crescere dopo il 2020 per giungere nel 2050 a valori di 240-280 MTep a seconda che si consideri lo Scenario I o II, rispettivamente.

In base alle stime di sviluppo esposte nel paragrafo 3, si deduce che il contributo della geotermia ai consumi energetici totali del Paese potrà aumentare dallo 0,87% del 2015 all'1% circa nel 2030 per entrambi gli Scenari, ed attestarsi poi nel 2050 intorno all'1,5% per lo Scenario I ed all'1,6 % per lo Scenario II.

Si tratta sempre di valori percentualmente modesti, che sono però molto importanti sul piano economico-sociale, ambientale e scientifico, come si può capire dai dati esposti nei punti e paragrafi successivi.

b) Risparmio di petrolio equivalente:

- ***per lo Scenario I***: 1,48 (1,28 + 0,20) MTep nel 2015; 1,85 (1,48 + 0,37) MTep nel 2030; e 3,54 (2,86 + 0,68) MTep nel 2050;
- ***per lo Scenario II***: 1,48 (1,28 + 0,20) MTep nel 2015; 2,04 (1,60 + 0,44) MTep nel 2030; e 4,50 (3,52 + 0,98) nel 2050.

Si vede che il risparmio di petrolio equivalente continuerà a provenire soprattutto dall'energia geotermoelettrica; ma anche il contributo degli usi diretti (incluse pompe di calore) aumenterà alquanto, passando da poco più del 13 % nel 2015 al 20 o 22% nel 2050 a seconda che si tratti degli Scenari I o II.

c) Riduzione di CO_2 emessa:

- ***per lo Scenario I***: 4,01 (3,58 +0,43) MTonn nel 2015; 4,80 (4,13 + 0,67) MTonn nel 2030; e 9,10 (8,01 + 1,09) MTonn nel 2050;

values that may be twice the ones that we cautiously chose for these estimates.

Finally, we should observe that direct uses (including the energy delivered by geothermal heat pumps) will always grow in the future, as they grew in the past, at yearly rates higher than those predictable for the electricity generation.

4. Benefits expected from geothermal development until 2050

The expected benefits of a geothermal development in Italy include technical, environmental, economic-social, and scientific features, as specified below.

4.1) Technical and environmental benefits

*The values exhibited in **Table 1** for electricity generation and in **Table 3** for direct uses can be used to quantify the benefits resulting from exploitation of geothermal resources by 2050, with respect to the situation in 2015.*

a) Contribution to the total energy consumption

Starting from the 171 MTOE of primary energy consumption in Italy in 2015 (see Section 2), we hypothesize that, considering the hoped economic revival in the coming years, energy consumption will resume its growth after 2020, reaching figures in the range 240-280 MTOE in 2050 depending on Scenarios I and II, respectively.

Thus, taking into account the growth values indicated in Section 3, the aggregate contribution of geothermal heat to the country's total primary energy could increase from 0.87% in 2015 to about 1% in 2030, and to values in the range of 1.5-1.6% in 2050 for Scenarios I and II.

Although these low values, they represent important results from the economic-social, environmental and scientific points of view, as can be inferred from the data given in the following points and Sections.

b) Savings in terms of oil equivalent

- ***for Scenario I***: *1.48 (1.28 + 0.20) MTOE in 2015; 1.85 (1.48 + 0.37) MTOE in 2030; and 3.54 (2.86 + 0.68) MTOE in 2050;*
- ***for Scenario II***: *1.48 (1.28 + 0.20) MTOE in 2015; 2.04 (1.60+ 0.44) MTOE in 2030; and 4.50 (3.52+ 0.98) in 2050.*

As can be noted, the saving of oil equivalent will continue to come mostly from power generation. However, direct uses too (including heat pumps) will increase somewhat, passing from a little more than 13% in 2015 to 20 and 22% in 2050 for Scenarios I and II, respectively.

c) Avoided CO_2 emissions

- ***for Scenario I***: *4.01 (3.58+0.43) MTons in 2015; 4.80 (4.13+0.67) MTons in 2030; and 9.10 (8.01+1.09) MTons in 2050;*

- per lo Scenario II: 4,01 (3,58 +0,43) MTon nel 2015; 5,29 (4,50 + 0,79) MTon nel 2030; e 11,43 (9,86 + 1,58) MTon nel 2050.

4.2) Benefici economico-sociali e scientifici

Oltre a quelli sopra detti, lo sviluppo della geotermia fino al 2050 darà luogo ai seguenti altri benefici.

a) Nuovi posti di lavoro fisso

Si riferiscono a laureati, tecnici, impiegati ed operai, che aumenteranno gradualmente come segue:

- per lo Scenario I*:fino a 30.000 persone/anno nel 2030, e fino a 50.000 nel 2050;*

- per lo Scenario II*: fino a 50.000 persone/anno nel 2030, e fino a 100.000 nel 2050.*

(cifre da intendersi come ordini di grandezza)

b) Nuovi investimenti per attività di esplorazione e coltivazione di risorse geotermiche

Includono salari e stipendi del personale sopra detto, spese per pozzi di esplorazione e sviluppo, costruzione di macchinari ed impianti necessari allo sfruttamento di risorse geotermiche di ogni tipo, ed ogni altra relativa spesa, ad eccezione di quelle per le attività di base di cui al seguente punto c).

Sono comprese in questo gruppo anche le spese per la perforazione di pozzi, la costruzione ed installazione di impianti, acquisto di attrezzature e macchinari ausiliari di campagna e di laboratorio necessari per realizzare un "Progetto di R&S" espressamente mirato a valorizzare i *sistemi geotermici non convenzionali* di alta temperatura atti a produrre energia elettrica a scala commerciale

In breve, tale Progetto prevede la perforazione, entro fine degli anni '20, di 10-20 pozzi profondi (4-5 km) ubicati in siti geologicamente diversi tra loro. In alcuni siti si dovrebbero installare anche gruppi geotermoelettrici pilota con cui effettuare prove prolungate di produzione.

Solo così si potranno capire le condizioni ottimali di sfruttamento e di esercizio del serbatoio dei sistemi in parola, nonché quelle dei relativi impianti di generazione, e le condizioni di replicabilità nelle diverse condizioni geologiche dell'Italia.

Gli importi stimati in via preliminare ed a costi attuali per gli investimenti in esame sono dei seguenti ordini di grandezza:

- secondo lo Scenario I: 400 M€ fino al 2030, e 1200 M€ complessivi fino al 2050;

- secondo lo Scenario II: 500 M€ fino al 2030, e 2000 M€ complessivi fino al 2050.

c) Nuove attività di ricerca e sviluppo (diverse da quelle per investimento dette al punto precedente)

Esse riguardano tutte le possibili nuove applicazioni della geotermia, ed in particolare: ricerca di base e sperimentazione dei *sistemi geotermici non convenzionali* in fase di preparazione e durante lo

- for Scenario II*: 4.01 (3.58+0.43) MTons in 2015; 5.29 (4.50+0.79) MTons in 2030; and 11.43 (9.86 +1.58) MTons in 2050.*

4.2) Economic-social and scientific benefits

Geothermal development by 2050 is expected to yield other additional benefits. They are:

a) New permanent jobs

for graduates, technicians, white- and blue-collar workers, gradually reaching:

- under Scenario I*: up to 30,000 jobs/y by 2030, and 50,000 jobs/y by 2050;*

- under Scenario II*: up to 50,000 jobs/y by 2030, and 100,000 jobs/y by 2050.*

(*figures to be read as indicative)*

b) New investments for exploration and exploitation of geothermal resources

They include remuneration of the personnel, as well as: drilling for exploration and development wells, construction of machinery and equipment needed to harness any type of geothermal resources for power generation and direct uses, and any other development expenses, except those mentioned in point c).

In particular, this group also includes outlays for jobs, drilling, construction and installation of equipment and pilot plants, purchase of field and lab equipment and instrumentation, and general expenses related to the implementation of an "R&D Project" specifically aimed at studying and assessing the potential of high-temperature "unconventional geothermal systems" for commercial power generation.

This Project consists of 10-20deep wells (4-5 km) to be drilled by the end of the 2020s, located in sites with different geological conditions; pilot power generating units in some of these sites for production tests on the behavior of the geothermal reservoir under actual generation schemes.

This is the only way to understand the optimal exploiting conditions and the best power plant operation to ensure that unconventional systems are harnessed also in the other specific geological setting of Italy.

The expenditures estimated in a preliminary way and at current costs for the above investments are as follows:

- under Scenario I*: 400 M€ until 2030 and 1200 M€ (total) until 2050;*

- under Scenario II*: 500 M€ until 2030 and 2000 M€ (total) until 2050.*

c) New R&D activities (different from those indicated in point b. above)

They concern all possible new applications of geothermal resources and, in particular, basic research activities and experimentation of "unconventional geothermal systems" before and

svolgimento del *Progetto finalizzato di R&S* detto nel punto precedente, ed anche per attività impreviste che dovessero sorgere durante il suo svolgimento.

Bisogna inoltre considerare che le attività in parola non servono solo a migliorare le conoscenze di tutti i tipi di risorse geotermiche italiane, ma anche a contribuire alla ricostruzione di modelli geologici del sottosuolo fino a vari chilometri di profondità. Questi, a loro volta, consentono di migliorare la conoscenza dei processi geodinamici e vulcanologici profondi, i cui disastrosi effetti stanno pesantemente affliggendo da tempo vaste porzioni del territorio italiano.

Gli importi stimati in via preliminare a costi attuali per le attività in esame, inclusi imprevisti, sono dell'ordine del 15-20 % di quelli degli investimenti di cui al punto precedente, e cioé:
- ***nel caso dello Scenario I***: 80 M€ fino al 2030, e 200 M€ complessivi fino al 2050;
- ***nel caso dello Scenario II***: 100 M€ fino al 2030, e 400 M€ complessivi fino al 2050.

5. Misure per raggiungere gli obiettivi

Gli obiettivi indicati nel presente rapporto sono tecnicamente possibili perché vi sono in Italia sia le condizioni geologiche e le risorse geotermiche necessarie per conseguirli, sia i vantaggi economici ed ambientali che li giustificano. Il loro raggiungimento, però, richiede che tutti i seguenti gruppi di misure siano attivate simultaneamente.

5.1) Misure a livello nazionale ed istituzionale

- Forte impegno del Governo, dei partiti politici e delle istituzioni per varare misure atte a favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia. Tra esse la geotermia dovrebbe coprire uno dei ruoli chiave perché rappresenta la più costante ed affidabile fonte nazionale di energia;

- Emissione di un Piano Energetico Nazionale con previsioni di sviluppo, almeno fino al 2030, di tutte le fonti rinnovabili e non convenzionali di energia;

- Incentivazioni certe e prolungate per quelle fonti di energia rinnovabile e non convenzionale che hanno il minimo impatto ambientale, e con un accesso semplificato per i progetti geotermici;

- Promulgazione di una o più leggi nazionali riguardanti lo sviluppo delle fonti indigene di energia e formulazione di linee di indirizzo per la promozione della geotermia secondo criteri omogenei tra le varie Regioni d'Italia;

- Programmi di R&S nel settore delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia, con "progetti finalizzati" per ciascuna di esse;

- Per la geotermia, è necessario realizzare entro il 2030 un "Progetto finalizzato di R &S" per *sistemi geotermici non convenzionali*, definendo locazione geografica e potenziale energetico;

during the above R&D Project, as well as other unplanned activities possibly arising during its implementation.

Moreover, it is worth stressing that these activities are intended not only to improve the knowledge of all types of geothermal resources in Italy, but also to contribute to reconstructing geological models down to several km depth in certain areas of the country. These models will in turn improve the understanding of deep volcanological and geodynamic processes, whose catastrophic effects are heavily hitting since long wide portions of the Italian territory.

The expenditures for the above activities (including contingencies), estimated at current costs, account for 15-20% of the investment costs indicated in point b) above, namely:
- ***under Scenario I****: 80 M€ until 2030 and 200 M€ (total) until 2050;*
- ***under Scenario II****: 100 M€ until 2030 and 400 M€ (total) until 2050.*

5. Measures required to achieve the goals

The targets indicated in this study are technically feasible because, on one hand, Italy has all the geological conditions and the resource potential needed to attain them and, on the other hand, they are economically and environmentally justified. Nonetheless, to achieve them, the following sets of interrelated actions are required.

5.1) Measures at national and institutional level

- Strong commitment by Government, political parties and institutions to enacting legislation in support of renewables and geothermal energy. Indeed, this is the most reliable and constant indigenous form of energy which could play a key role in covering the country's energy demand in the long run;

- National Energy Plan, specifying development goals for each renewable and unconventional energy source at least until 2030;

- Secure and long-lasting incentives for renewable and unconventional energy sources having a low environmental impact and with a simplified access for geothermal projects.

- National legislation to foster development of indigenous energy sources accompanied by specific guidelines aimed at harmonizing regional regulations on research, exploitation and use of geothermal energy;

- R&D programs in the different fields of renewable and non-conventional energy sources, with "targeted projects" for each of them;

- For geothermal energy, a special R&D Project focused on non-conventional geothermal systems should be implemented by 2030 to better assess potential and identify priority development areas;

- Campagne sistematiche di informazione pubblica per illustrare i vantaggi economici ed ambientali derivanti dall'uso del calore della Terra.

5.2) Misure a livello regionale e locale

- Piano energetico in tutte le Regioni, con quantificazione degli obiettivi di crescita (almeno fino al 2030) per ognuna delle fonti rinnovabili e non di energia. Per la geotermia, in particolare, ogni Piano regionale dovrebbe poter contare su normative che favoriscono lo sviluppo degli usi diretti come da linee guida indicate nel paragrafo precedente;

- In ogni Regione, individuazione dei principali poli richiesta calore e quantificare il possibile contributo atteso dalla geotermia;

- Ancora in ogni Regione italiana, studi comparati di mercato sulla domanda di calore a bassa temperatura;

- Quantificazione della CO_2 emessa dalle diverse fonti di energia per il riscaldamento degli ambienti;

- Incentivi per riqualificare i vecchi impianti di riscaldamento in almeno metà degli edifici pubblici e sostituirli con impianti alimentati da fonti alternative e rinnovabili di energia, con priorità per quelli alimentati da risorsa geotermica disponibile sul posto;

- Incentivi all'installazione di impianti di climatizzazione geotermici nei nuovi grandi edifici;

- Formazione di progettisti, installatori e manutentori di impianti di climatizzazione, con o senza l'impiego di pompe di calore geotermiche;

- Campagne informative nelle scuole superiori e medie sulla natura ed i vantaggi dell'energia geotermica.

- Systematic campaigns to build awareness of the economic and environmental advantages of the use of the Earth's heat among the public at large

5.2) Measures at the regional and local level

- Regional energy plans for all Italian Regions, quantifying the targets for each renewable and non-conventional source of energy at least until 2030. In particular, for geothermal energy, each regional plan should rely on regulations specifically tailored to the development of direct uses according to the guidelines mentioned in Section 5.1 above;

- Regional surveys of energy-intensive areas in order to assess the thermal demand and quantify the expected share from geothermal resources;

- Market studies on demand for low-temperature heat in all Italian Regions;

- Quantification of CO_2 emissions from different sources of energy used for space heating;

- Incentives to replace old heating systems in at least half of public buildings with other systems using renewable and non-conventional energy sources, with priority to the use of geothermal resources available in any specific location;

- Financial incentives for installation of geothermal heating & cooling systems in all new large buildings;

- Training of designers, installers and maintenance technicians on heating & cooling systems supplied by natural heat, with or without geothermal heat pumps;

- Campaigns in schools to raise awareness of the geothermal energy and related advantages.

1. Introduzione

L'utilizzazione del calore terrestre e dei suoi sotto-prodotti in Italia ha una storia millenaria. Il suo sviluppo a scala industriale ebbe inizio due secoli fa in Toscana, nella zona oggi chiamata Larderello, con una prima importante fase di sfruttamento di minerali idrotermali per produrre boro ed altri composti chimici, durata quasi 150 anni. Inoltre, dopo una serie di esperimenti fatti tra fine del 19° e inizio del 20° secolo, nacque nel 1904 a Larderello (prima assoluta nel settore) una nuova tecnologia: quella per produrre elettricità con l'uso di vapore o acqua calda in pressione; tecnologia in cui il nostro Paese rimase l'unico al mondo per quasi 50 anni, facendo scuola nel campo a molti altri Paesi.

A parte quanto sopra, va ricordato che la generazione di energia geotermoelettrica, oltre ad essere in molte zone del mondo una possibile alternativa alla produzione elettrica da fonti fossili (carbone, petrolio, e gas naturale), ha caratteristiche di continuità nel tempo, e può quindi essere usata come risorsa "di base". Ciò, al contrario, è impossibile con quasi tutte le fonti rinnovabili di energia (fotovoltaica ed eolica, in particolare) che, per la loro naturale discontinuità, non possono soddisfare autonomamente il fabbisogno elettrico dei Paesi industrializzati secondo il tipico diagramma di carico che in essi si verifica, a meno di complessi sistemi di accumulo.
Inoltre, anche l'uso diretto del calore naturale di bassa temperatura, soprattutto se fatto con l'ausilio di pompe di calore geotermiche, può oggi sostituire l'impiego di gas naturale o di altri combustibili fossili per la climatizzazione degli edifici in modalità di riscaldamento o di raffrescamento.

Bisogna pure ricordare che, in questi ultimi anni, insieme ad una crisi economica di portata storica, si sta anche prendendo coscienza a livello mondiale di una ancor più grave crisi ambientale, con elevati rischi planetari per la stessa umanità, in relazione al progressivo innalzamento della temperatura atmosferica, dovuto in grande misura all'emissione incontrollata di gas-serra (principalmente CO_2), con il conseguente scioglimento dei ghiacci polari e l'innalzamento del livello dei mari e degli oceani.
Per scongiurare tali rischi sono stati assunti recentemente nel mondo impegni, ed avviate specifiche azioni preventive: in particolare, nella Conferenza sui cambiamenti climatici di Parigi (COP 21, Dicembre 2015) - confermata dalla COP 22, Marrachesh, Novembre 2016 - è stato sottoscritto da oltre 150 Paesi, compresi Cina, India ed USA, l'impegno a limitare entro + 2°C l'aumento di temperatura atmosferica rispetto all'epoca pre-industriale, con ogni possibile sforzo per mantenerlo entro + 1,5 °C.

Questo risultato può essere ottenuto solo procedendo ad una progressiva ***decarbonizzazione***, ossia ad una forte graduale riduzione, fino alla eliminazione quasi totale, dei combustibili fossili nelle principali attività industriali (produzione di energia elettrica e processi vari), nei trasporti, e negli usi civili (soprattutto riscaldamento domestico).

In tale contesto la risorsa geotermica, dato il suo ingente potenziale, dovrebbe assumere nel mondo una rilevanza sempre maggiore, per cui le iniziative in questo senso si sono intensificate e stanno diventando via via più pressanti anche nell'Unione Europea. L'Italia, al contrario, pur godendo di condizioni geologiche molto favorevoli allo sfruttamento del calore terrestre, è caduta da molti anni, per la geotermia di alta temperatura, in uno stato quasi di stallo, a causa principalmente di una diffusa disattenzione a tutti i livelli istituzionali per questa fonte di energia elettrica, che potrebbe invece dare un contributo molto più significativo di quello attuale alla riduzione dei combustibili fossili, al miglioramento della bilancia dei pagamenti ed al risanamento dell'ambiente.

Quale esempio del suddetto atteggiamento, si richiama la Legge Regionale 9/2015 della Regione Toscana - *Disposizioni urgenti in materia di Geotermia*, con la quale venivano bloccate, se pur temporaneamente, le attività di costruzione di nuovi impianti geotermici, nonché limitato a 150 MW il valore massimo di nuova potenza geotermoelettrica incrementale installabile in Toscana. In tale circostanza l' UGI reagì prontamente, confutando i motivi addotti per il suddetto blocco delle attività e ricordando fra l' altro che la regione Toscana consuma più energia elettrica di quanta ne produce, evidenziandosi l' opportunità di non ostacolare, ma semmai di stimolare lo sviluppo della risorsa geotermica di cui la regione è particolarmente dotata.
UGI ha inoltre sottolineato la necessità che si attivi urgentemente, sia a livello nazionale che regionale, una seria politica di pianificazione energetica, che preveda, tra l' altro, un netto e pronto sviluppo di tutte le risorse geotermiche (di alta, media e bassa temperatura), per produzione di energia elettrica e per tutti i possibili usi diretti del calore terrestre.

Purtroppo anche la recentissima SEN 2017 (Strategia Energetica Nazionale), lanciata in consultazione dal MISE e dal MATTM nei mesi di giugno e luglio 2017, non pone la geotermia in primo piano come risorsa importante, per una risposta ecologica e autoctona del problema energetico in Italia.

Per tutto quanto sopra detto, quale strumento di conoscenza della situazione di base e delle prospettive di sviluppo della geotermia nei prossimi decenni, sperabilmente utile ai livelli istituzionali e politici nazionali, regionali e locali, ed al pubblico in generale, l'UGI/Unione Geotermica Italiana, ha promosso, e svolto con la parziale collaborazione del Co.Svi.G/Consorzio per lo Sviluppo della Geotermia, questo studio sulle "***Stime di crescita della Geotermia in Italia nel periodo 2016-2030, con proiezioni fino al 2050"***.

Lo studio fa parte di una serie di lavori svolti in precedenza dall'UGI per descrivere lo stato di sviluppo e le prospettive di crescita della geotermia nel nostro Paese, l'ultimo dei quali pubblicato nel Dicembre 2011.
Rispetto a quest'ultimo, tuttavia, oltre agli aggiornamenti del caso per la situazione di riferimento iniziale ed alle stime di breve-medio periodo, lo studio in oggetto estende le proiezioni di crescita fino al 2050 in un'ottica di lungo termine, non solo per presentare una visione lungimirante del ruolo che la geotermia potrebbe avere in Italia nel quadro di obiettivi energetici nazionali di lungo respiro, ma anche nella prospettiva di una *Europa tutta verde*, che l'Unione Europea ha proposto di raggiungere entro la metà del corrente secolo.

In tale quadro vengono discusse concisamente le nuove tecnologie in corso di studio nel mondo nel settore geotermico, e descritti in dettaglio i diversi tipi di *risorse geotermiche non convenzionali* (fluidi supercritici, sistemi magmatici, EGS/sistemi geotermici stimolati, salamoie calde, e sistemi geopressurizzati) di cui il nostro Paese dispone (per un potenziale almeno 10 volte superiore a quello dei soli sistemi idrotermali fino ad oggi sfruttati), ma che non hanno mai ricevuto la benché minima attenzione per studi mirati al loro sviluppo a fini energetici. Alla loro descrizione segue la proposta di esecuzione di un "Progetto finalizzato di ricerca e sviluppo" riguardante l'insieme dei *sistemi geotermici non convenzionali*, volto non solo ad approfondirne la conoscenza di base, ma anche a svolgere indagini applicative mirate a far loro raggiungere al più presto, sperabilmente entro il 2030, la maturità tecnologica necessaria per uno sviluppo su scala commerciale.

Le ragioni per cui, ai fini della produzione di energia elettrica, è indispensabile l'apporto dei *sistemi geotermici non convenzionali* - ed è necessario completare prima del 2030 il "Progetto finalizzato" in parola - stanno nel fatto che le aree di esistenza dei sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura fino ad oggi sfruttate o di eventuale futuro sfruttamento, sono complessivamente limitate a non più di ca 1500 Km^2 e che, nell'ambito di esse, quelle a vapore dominante della Regione Boracifera sono in coltivazione intensiva da oltre un secolo e necessiterebbero di significativi investimenti impiantistici per migliorare nettamente il rendimento dei sistemi di refrigerazione/condensazione, aumentando in tal modo la quantità di fluido reiniettabile e compensare quindi lo squilibrio di portata tra fluido estratto (100 %) e fluido reiniettato (30 %), in modo da consentirne l' utilizzo per tempi più lunghi. Inoltre, diverse aree con sistemi idrotermali di potenziale interesse per produzione di energia elettrica (Campi Flegrei ad esempio) sono gravate da vincoli territoriali che ne impediscono lo sviluppo.
In breve, l'aumento di produzione geotermoelettrica con fluido estratto da soli sistemi idrotermali in tutte le aree sopra dette ha una prospettiva più limitata, mentre un sostanziale maggiore sviluppo della produzione geotermoelettrica può venire, nei decenni futuri, dalla messa in coltivazione di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

Una prospettiva di crescita molto più ampia, rispetto alla produzione geotermoelettrica, hanno invece gli *usi diretti* della geotermia, anche con l' ausilio delle pompe di calore geotermiche, principalmente nell' ambito della climatizzazione degli edifici ed - in minor misura – negli altri loro comparti di applicazione, costituiti, nell' ordine, da balneologia termale, usi agricoli, acquacultura, usi industriali ed altri minori.

Le stime sono fatte, sia per la produzione geotermoelettrica che per gli usi diretti (pompe di calore geotermiche incluse) secondo due distinti scenari di crescita: un prudente Scenario I ed uno Scenario II alquanto ottimistico, ma sempre assai contenuto, con valori stimati da considerare plausibili fino al 2030 ed ipotizzati fino al 2050 a condizione di ultimare entro il 2030 il "Progetto finalizzato di ricerca e sviluppo" sopra menzionato e meglio delineato nel capitolo 5 dello studio.

Il gruppo di lavoro che ha sviluppato lo studio ha operato con la massima attenzione in un campo di previsione di medio-lungo termine, irto di numerose incognite, e con la consapevolezza del fatto che i valori di stima esposti nello studio rappresentano in ogni caso indicazioni di massima e non valori sicuri. Obiettivi, perciò, più che traguardi, per il periodo a cui sono riferiti.

^^

2. Il quadro di riferimento per le stime

2.1) Inquadramento geologico dell'Italia

2.1.1) Generalità

Il settore litosferico sul quale sorge l'Italia è caratterizzato da flussi di calore endogeno, nell'insieme piuttosto elevati, che, in alcune zone, raggiungono valori molto alti, tali da suscitare grande interesse sia per gli aspetti scientifici, sia per quelli applicativi di utilizzazione del calore terrestre[1]. Più in particolare, regioni a regime termico *normale* (cioè con valori di flusso conduttivo, che, a prescindere da locali anomalie positive, si aggirano intorno a quelli medi mondiali: da 40-50 a 60-70 mW/m^2) sono: l'arco alpino, la media e bassa Pianura Padana, l'Appennino centro-meridionale, la depressione adriatico-molisano-bradanica, la piattaforma pugliese, l'arco calabro, ed alcuni settori della Sicilia meridionale e della Sardegna (Della Vedova *et al.*, 2001) [2].
A fronte di quelli sopra detti, valori alquanto superiori si hanno nell'Appennino settentrionale (65-75 mW/m^2) ed all'estremità nord-orientale del Bacino Ligure-Provenzale (90-100 mW/m^2)**.** Flussi decisamente maggiori si trovano invece lungo la fascia pede-appenninica prospiciente il Mar Tirreno (dalla Toscana fino alla trasversale di Napoli) ed in tutto il bacino tirrenico centro-meridionale, dove si hanno valori mediamente superiori a 100-150 mW/m^2, con zone limitate con oltre 400-500 mW/m^2.

Tutta questa ricchezza di calore è dovuta alle particolari circostanze geodinamiche che da circa 15 Ma (a partire cioè dal Miocene medio) hanno iniziato a coinvolgere e deformare l'architettura della catena alpino-appenninica costruita dall'orogenesi cretaceo-terziaria.
I lineamenti di questa architettura, ed i tempi in cui essa si è sviluppata, sono ben conosciuti grazie alla grande quantità di contributi scientifici che si susseguono da circa un secolo e mezzo da parte di numerosi studiosi italiani e stranieri, con alternanza di pubblicazioni di sintesi e di analisi e discussioni, in una costante produzione da un lato di ulteriori dati, e dall'altro di nuove idee da approfondire.
Tralasciando per ora gli scenari geodinamici degli ultimi milioni di anni, diamo innanzitutto un rapido sguardo ai tratti essenziali della evoluzione del sistema orogenetico alpino-appenninico.

2.1.2) Dal Paleozoico inferiore-medio al Cretaceo superiore

La struttura geologica dell'Italia e dell'immediato circondario è formata da rocce del basamento paleozoico e da dominanti successioni sedimentarie, depostesi a partire dal Permo-Triassico sulle precedenti ed insieme ad esse deformate ed in parte metamorfosate durante l'orogenesi alpino-appenninica cretaceo-terziaria. Le rocce del basamento paleozoico *sensu lato* contengono le testimonianze di un evolversi di processi geologici che prendono le mosse dal Paleozoico inferiore (Stampfli e Borel, 2004) [3]. L'evento collisionale più riconoscibile nel basamento Paleozoico del sistema Alpi-Appennino è relativo alla chiusura della "Paleotetide" con il conseguente sviluppo della catena varisica che si conclude nel Carbonifero superiore quando la neonata catena, già interessata dal sollevamento post-collisionale e dall'associata tettonica distensiva, subisce l'intrusione di imponenti plutoni/batoliti e viene ricoperta in discordanza da depositi clastici. A scala globale il periodo post-varisico è caratterizzato dalla configurazione paleogeografica nota come "Pangea"; ma già a partire dal limite Carbonifero-Permiano si imposta un nuovo bacino oceanico, la "Neotetide".
A partire dal Giurassico inferiore si verifica poi la rottura con inarcamento (*break-up*) dell'Atlantico, e cioè l'apertura del bacino oceanico atlantico con l'impostazione della dorsale medio-atlantica, e la "Tetide" alpina.

---

[1] La riedizione del presente capitolo è stata effettuata modificando alquanto ed aggiornando ove necessario il testo della precedente versione del Dicembre 2011, che era stata compilata con il fondamentale contributo del Prof. Marco Meccheri (Università di Siena).

[2] ***Della Vedova B., Bellani S., Pellis G., Squarci P. (2001).*** *Deep temperatures and surface heat flow distribution.* In: Vai G.B. e Martini P. (eds.) "Anatomy of an orogen: The Apennines and adjacent Mediterranean basins". Kluwer Acad. Publ., 65-76.

[3] ***Stampfli G. M., Borel G. D. (2004)***. *The TRANSMED transects in space and time: constraints on the palaeotectonic evolution of the Mediterranean domain*. In: Cavazza W., Roure F., Spakman W., Stampfli G.M. e Ziegler P.A. (eds.). The "TRANSMED Atlas - The Mediterranean region from crust to mantle". Springer, Berlin Heidelberg.

2.1.3) L'orogenesi alpino-appenninica: nascita e sviluppo delle Alpi

Nella catena alpina (***Fig. 1***; Dal Piaz *et al.*, 2003) [4], le testimonianze dell'inizio del regime tettonico convergente si trovano nelle Alpi orientali (dominio austro-alpino orientale), e propriamente nella discordanza angolare alla base dei sedimenti clastici della così detta "Serie di Gosau" del Cretaceo superiore.

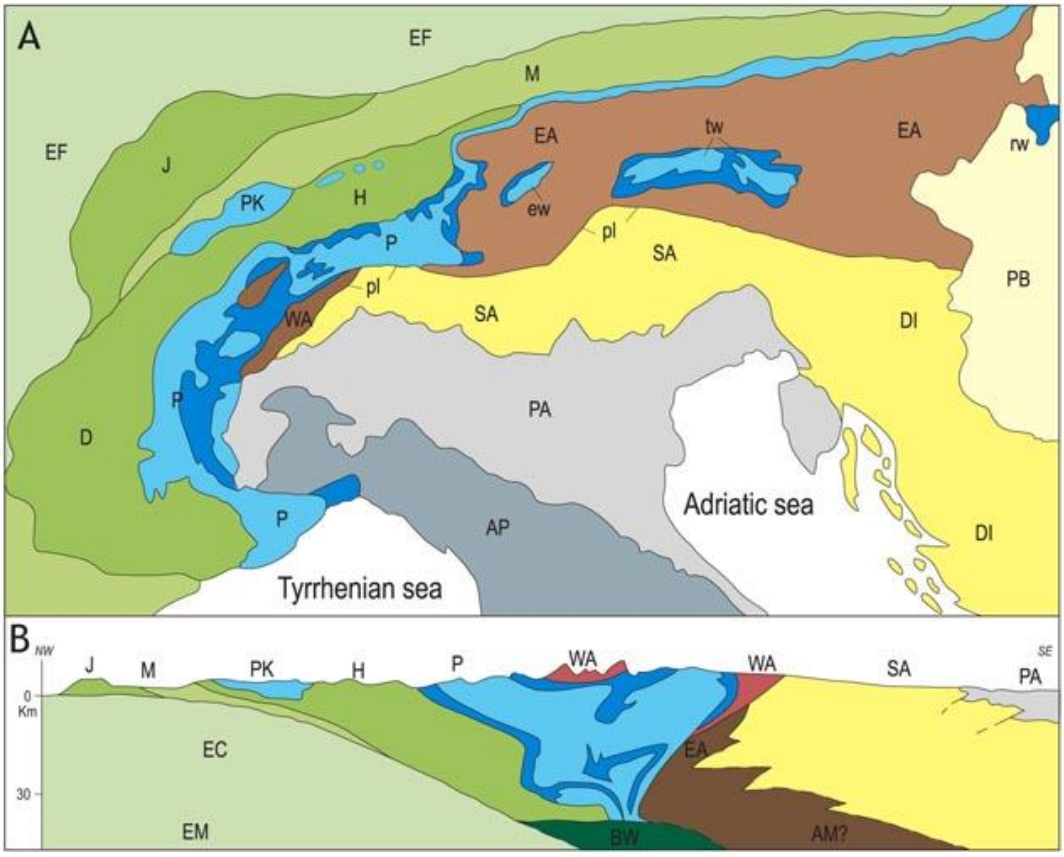


Fig. 1: Schema tettonico e sezione geologica delle Alpi *(semplificati e ridisegnati da Dal Piaz et al., 2003)* [4].
La sezione va dalla Pianura Padana (SE) alla catena del Giura (NW). **WA** ed **EA**: Dominio Austroalpino occidentale ed orientale. **P**: Dominio Pennico con unità continentali (celeste) ed ofiolitiche (blu): queste affiorano anche nei klippen delle Prealpi Svizzere (**Pk**) e nelle finestre tettoniche di Engadina (**ew**), Tauri (**tw**) e Rechnitz (**rw**). **pl**: faglie periadriatiche (*periadriatic lineaments*). **H** e **D**: Dominio Elvetico-Delfinese. **J**: catena del Giura. **M**: Molassa dell'avampaese. **SA**: Alpi meridionali. **DI**: Dinaridi. **AP**: Appennino settentrionale. **PA**: Pianura Padana ed avampaese adriatico. **PB**: Bacino Pannonico. Nella sezione, **EC**: crosta continentale europea. **EM**: mantello europeo. **BW**: scaglie sepolte di mantello europeo. **AM**: mantello austro-alpino.

Subito dopo, la convergenza coinvolge tutti i domini paleogeografici delle future Alpi con progressiva subduzione della crosta oceanica, sotto il margine del promontorio del continente Africa noto come "Adria", fino al compiersi della collisione nell'Eocene. Questa lunga tettonica compressiva, indicata come "Fase eoalpina", porta alla formazione, di fronte al margine attivo di "Adria", di un potente cuneo accrezionale (unità tettoniche pennine ed austroalpine) sotto il quale vengono subdotte verso S-SE le unità tettoniche del dominio elvetico più interno.

Dal limite superiore dell'Eocene inizia un periodo in cui il complesso in subduzione subisce sollevamento tettonico accompagnato da diffusa retrocessione metamorfica a carico delle unità tettoniche in precedenza subdotte in profondità ed interessate da metamorfismo eclogitico. E' la cosiddetta "Fase mesoalpina", che nell'Oligocene viene seguita da magmatismo post-collisionale con intrusioni e sistemi filoniani dalla bassa Valle d'Aosta alle Alpi orientali, lungo un allineamento che è oggi noto come "sistema delle faglie periadriatiche" (**pl** in ***Fig. 1/A***).

[4] ***Dal Piaz G.V., Bistacchi A., Massironi M. (2003).*** *Geological outline of the Alps*. Episodes, 26, 175-180.

Questo magmatismo termina nell'Oligocene superiore per la ripresa dell'attività compressiva, denominata "Fase neoalpina", a vergenza regionale opposta.

2.1.4) L'orogenesi alpino-appenninica: nascita e sviluppo dell'Appennino

Con riferimento al margine tra Alpi Occidentali ed Appennino, in particolare quello settentrionale, al limite Eocene-Oligocene la collisione continua con l'innesco della subduzione "appenninica" verso occidente, la completa chiusura del bacino oceanico ligure, e la collisione del blocco sardo-corso contro il margine di "Adria" (***Fig. 2;*** Faccenna *et al.*, 2001 [5] ; Faccenna *et al.*, 2004 [6]).

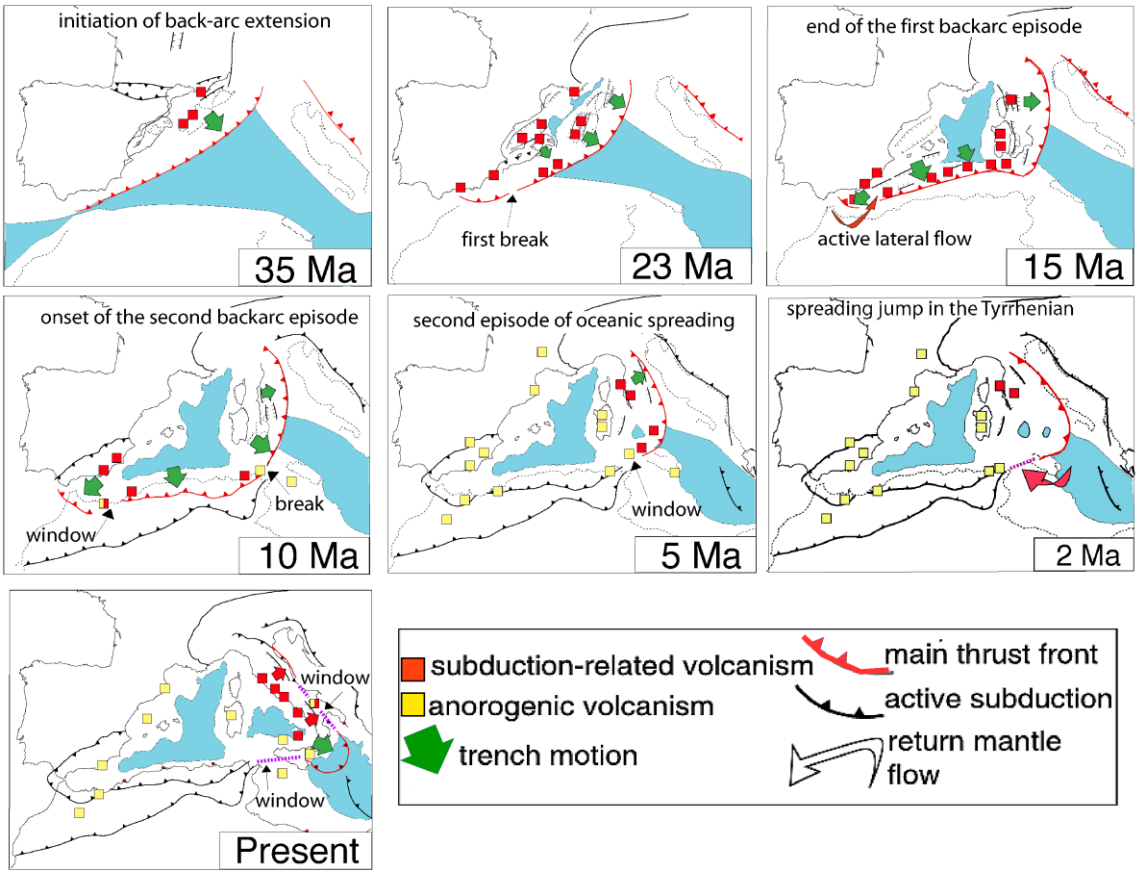


Fig. 2: Carte paleo-tettoniche del Mar Mediterraneo occidentale *(da Faccenna et al., 2004)* [7].

A scala regionale, a partire dall'Oligocene superiore-Miocene la subduzione "appenninica" genera magmatismo alcalino di arco in Sardegna ed in Corsica meridionale, con gli associati fenomeni di: ***i)*** *rifting* di retroarco e nascita del bacino ligure-provenzale (30-21 Ma); ***ii)*** sviluppo in quest'ultimo di neocrosta oceanica (21-18 Ma); e ***iii)*** successiva rotazione verso oriente del blocco sardo-corso (19-16 Ma) distaccatosi dal corpo principale del paleocontinente Iberia-Europa.

La struttura generale degli Appennini può essere descritta come una catena orogenica formata da una pila di unità tettoniche accavallate, con vergenza generale verso "Adria", al di sopra dei limiti interni delle successioni terrigene del Pliocene superiore-Pleistocene dell'avanfossa adriatica e del margine poco deformato dell'avampaese (Elter *et al.*, 2003) [8]. In Sicilia, invece, il tratto siculo della

---

[5] ***Faccenna, C., Becker, T. W., Lucente, F. P., Jolivet, L., & Rossetti, F. (2001).*** *History of subduction and back arc extension in the Central Mediterranean.* Geophysical Journal International, 145(3), 809-820.

[6] ***Faccenna, C., C. Piromallo, A. Crespo-Blanc, L. Jolivet, and F. Rossetti (2004).*** *Lateral slab deformation and the origin of the western Mediterranean arcs;* Tectonics, 23, TC1012, doi:10.1029/2002TC001488.

[7] ***Faccenna, C., C. Piromallo, A. Crespo-Blanc, L. Jolivet, and F. Rossetti (2004).*** *Ved. sopra, Nota 6.*

[8] ***Elter P., Grasso M., Parotto M., Vezzani L. (2003).*** *Structural setting of the Apennine-Maghrebian thrust belt.* Episodes, 26, 205-211.

catena maghrebide mostra una struttura a sovrascorrimenti verso meridione, dove affiora parte dell'avampaese ibleo.

La catena appenninica si sviluppa per deformazione di due principali domini paleogeografici ***(Fig. 3)***:

- il dominio interno, con le successioni dal Giurassico all'Oligocene dell'oceano ligure-piemontese e con quelle dell'Unità sub-ligure di Canetolo nell'Appennino settentrionale, e dell'Unità sicilide nell'Appennino meridionale ed in Sicilia;
- il dominio esterno, rappresentato dalle successioni dal Triassico al Miocene inferiore del margine continentale passivo del paleocontinente "Adria"-Africa.

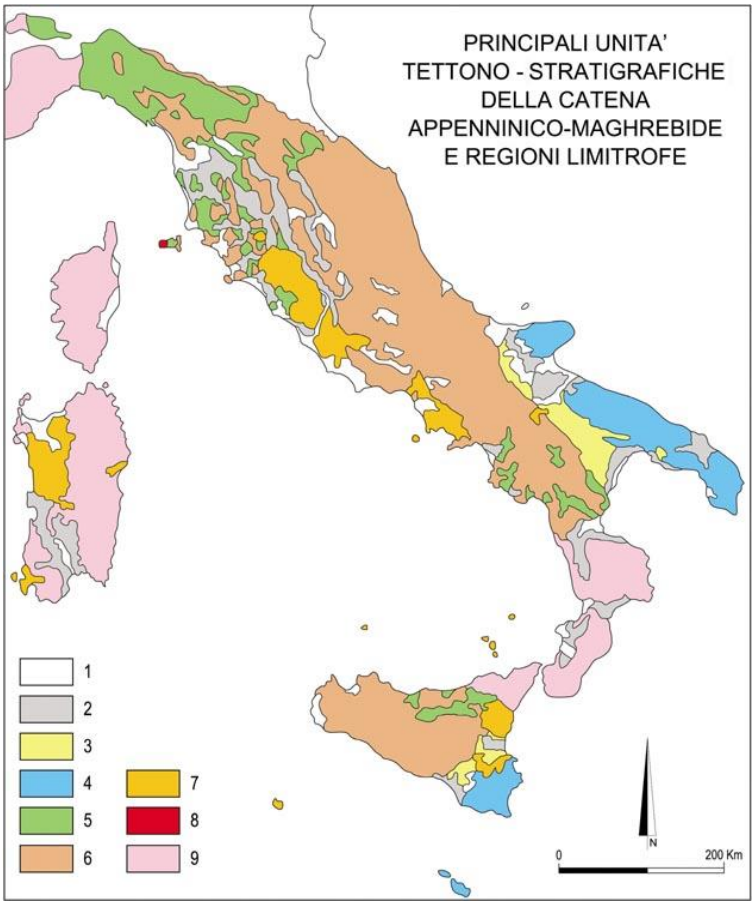


Fig. 3: Rappresentazione schematica delle principali unità tettono-stratigrafiche della catena appenninico-maghrebide *(ridisegnata e semplificata da APAT, 2005)* [9].

1: successioni sedimentarie continentali pliocenico-quaternarie. **2**: successioni marine e continentali per lo più associate a tettonica estensionale. **3**: avanfossa bradanica (Appennino meridionale) e avanfossa di Catania-Gela (Sicilia sud-orientale). **4**: avampaese adriatico e africano. **5**: unità tettoniche liguri e subliguri (Appennino settentrionale: Liguridi Interne ed Esterne, Unità Subligure; Appennino meridionale-Sicilia: Unità Cilento ed Unità Frido; Unità sicilidi). **6**: unità tettoniche appenniniche derivate da crosta continentale africano-adriatica. **7**: rocce vulcaniche. **8**: rocce plutoniche (Elba). **9**: unità tettoniche alpine e dell'orogene varisico.

In corrispondenza dell'Arco Calabro-Peloritano (dominio di retropaese), però, la continuità della catena Appennino-Maghreb è interrotta da grandi volumi di rocce del basamento cristallino e relative coperture carbonatiche mesozoico-paleogeniche, organizzate in elementi tettonici sovrascorsi su successioni cretaceo-mioceniche formatesi in ambiente di bacino ed appartenenti alle Unità liguridi in Calabria ed alle Unità sicilidi in Sicilia.

Nell'orogene appenninico-maghrebide il dominio di retropaese passa al dominio interno, costituito dalle Unità liguridi e sub-liguridi (Appennino settentrionale e meridionale) e dalle Unità sicilidi

[9] ***APAT/Dipartimento Difesa del Suolo, Servizio Geologico d'Italia (2005).*** *Carta geologica d'Italia scala 1:250.000.* 32° IGC, Firenze.

(Appennino meridionale e Sicilia). Queste successioni sono caratterizzate da torbiditi silicoclastiche e calcareo-marnose deposte in parte su basamento oceanico e in parte continentale, in parte coinvolte precocemente nel cuneo orogenetico alpino prima della tettonica dell'Eocene medio-superiore responsabile delle definitive vergenze orientali di queste unità.
Il "Dominio esterno", è costituito da potenti e vaste successioni carbonatico-silico-clastiche depostesi a partire dal Permiano-Triassico lungo il margine passivo del paleocontinente Africa-"Adria". Più in dettaglio, si tratta di successioni di piattaforma carbonatica (ad esempio la piattaforma laziale-abruzzese e delle Madonie in Sicilia) circondate da più estese serie di bacino sedimentario (come, ad esempio, i bacini toscano, umbro-marchigiano e sabino nell'Appennino centro-settentrionale, il bacino molisano-lagonegrese nell'Appennino meridionale, ed il bacino imerese in Sicilia), depostesi dal Triassico superiore all'Oligocene-Miocene.
Ai margini del "Dominio esterno" si impostano e si sviluppano, a partire dall'Oligocene superiore, i bacini di avanfossa, all'incirca coevi con le deformazioni della catena retrostante e sempre più giovani (fino al Pliocene inferiore) verso l'esterno di questa.
A grande scala il "Dominio interno" risulta accavallato sul "Dominio esterno" a formare una grande struttura Est-vergente con geometria a *duplex* (struttura con raddoppi tettonici multipli) sovrascorsa al di sopra dell'avampaese adriatico-ibleo, come ben dimostrato da numerosi dati di pozzi profondi e di sismica.
In corrispondenza dell'Arco Calabro-Peloritano su questa struttura si sono accavallate le unità cristalline kabylo-calabresi, provenienti dal più interno orogene alpino a causa, secondo l'opinione scientifica oggi più condivisa, del cosiddetto meccanismo di rotazione indietro (*roll-back*) (Faccenna *et al*., 2001) [10].

2.1.5) Cenni sull'evoluzione neogenico-quaternaria
In uno scenario di subduzione, il meccanismo di *roll-back* prevede l'arretramento dell'asse della flessura che piega la placca sottoscorrente, accompagnato da trazione esercitata dallo sprofondare della medesima placca (*slab pull*), di solito costituita da litosfera oceanica fredda e densa: la combinazione delle due azioni comporta lo sviluppo di un arco magmatico e di un bacino di retroarco ***(ved. Fig. 2)***.
Questo meccanismo ha determinato l'apertura dei bacini balearico-provenzale (Oligocene-Miocene medio) e tirrenico (Miocene medio-superiore in poi), come descritti da Ritsema (1979)[11]; Malinverno-Ryan (1986)[12] e Faccenna *et al.*(2001)[13].

L'evoluzione miocenico-pliocenico-quaternaria dell'area tirrenica di retroarco è caratterizzata, in sostanza, da: ***i)*** risalita del mantello; ***ii)*** accentuato e diffuso vulcanismo, marino e subaereo; ***iii)*** forte sismicità; e ***iv)*** valori marcatamente anomali del flusso conduttivo di calore.

L'assetto geodinamico attuale dell'Italia è illustrato in ***Figura 4***. E' in questo contesto che si collocano gli apparati effusivi quaternari di terra e di mare, che punteggiano ed evidenziano la forte anomalia di calore che caratterizza, in particolare, la fascia pre-appenninica tosco-laziale-campana, ed altri settori della penisola e delle isole italiane del Tirreno. In particolare, nel settore delle isole Eolie è presente un piano di subduzione attivo immergente verso nord-ovest lungo un piano di Benioff evidente fino a 350 km di profondità ***(Fig. 5)***.
Come si potrà vedere più avanti, la caratterizzazione geotermica del territorio italiano è fortemente influenzato da questi fenomeni tettonici e vulcanici avvenuti a partire dal Miocene superiore.

---

[10] ***Faccenna, C., Becker, T. W., Lucente, F. P., Jolivet, L., & Rossetti, F. (2001).*** *Vedi Nota 5.*

[11] ***Ritsema A.R. (1979).*** *Active or passive subduction at the Calabrian Arc*. In: Van der Linden W.J.M.(ed.): "Fixism, mobilism or relativism: Van Bemelen's search of harmony". Geologie en Mijnbouw, 58, 127-134.

[12] ***Malinverno A., Ryan W.B.F. (1986).*** *Extension in the Tyrrhenian Sea and shortening in the Apennines as a result of arc migration driven by sinking of the lithosphere*. Tectonics, 5, 227-245.

[13] ***Faccenna, C., Becker, T. W., Lucente, F. P., Jolivet, L., & Rossetti, F. (2001).*** *Vedi Nota 5.*

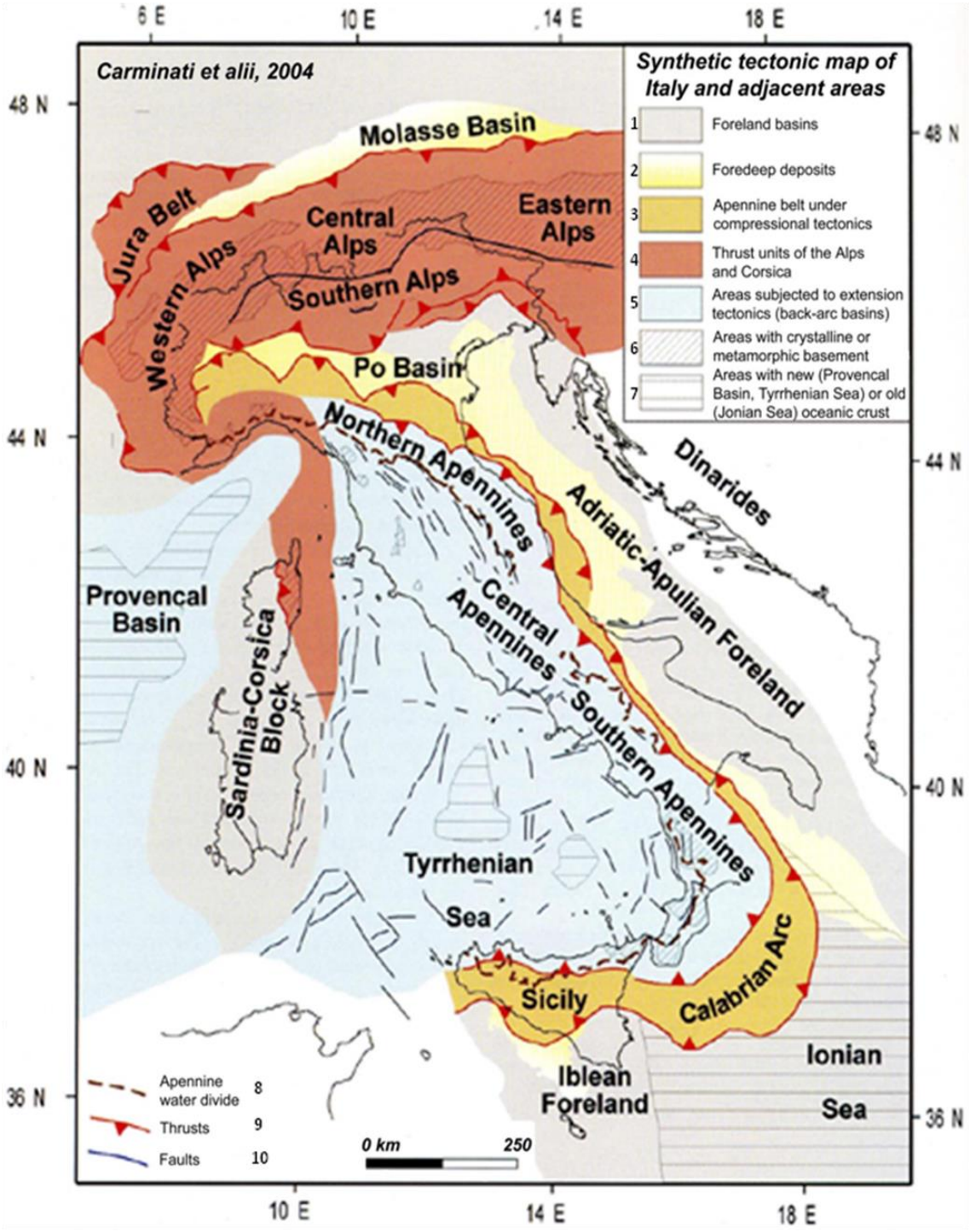


Fig. 4: Carta geologica di sintesi dell'Italia *(da Carminati et al., 2004)* [14].

1: regioni di avampaese. **2**: depositi di avanfossa. **3**: domini della catena appennica attualmente sottoposti a regime tettonico compressivo. **4**: dominio dell'orogene alpino in Alpi e Corsica. **5**: dominio attualmente sottoposto a regime tettonico estensionale. **6**: regioni caratterizzate da presenza di rocce cristalline (comprese le unità alpine metamorfiche). **7**: regioni con crosta oceanica recente (bacini provenzale e tirrenico) o di età mesozoica (residuo della Neotetide del Mare Ionio). **8**: linea dello spartiacque principale dell'Appennino. **9**: sovrascorrimenti. **10**:

[14] ***Carminati E., Doglioni C., Scrocca D. (2004).*** *Alps vs. Apennines*. Soc. Geol. It., Spec. Vol. per 32° IGC Firenze, 141-151.

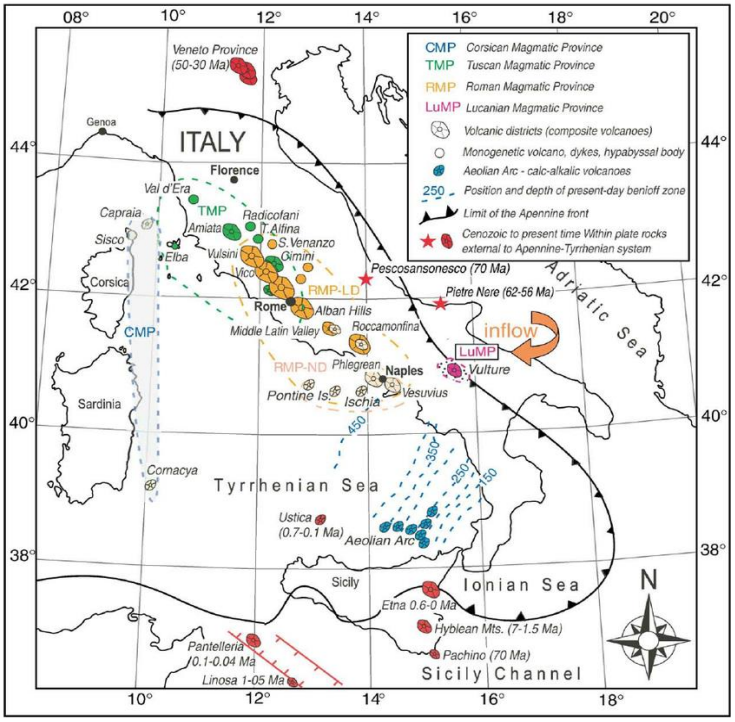


Fig. 5: Distribuzione degli apparati magmatici ed eruttivi di terra e di mare nella penisola italiana *(da Conticelli et al., 2010)* [15]

2.2) Caratterizzazione geotermica dell'Italia

La precedente descrizione delle caratteristiche geologiche ha messo in evidenza solo gli aspetti di geodinamica generale, volti a sottolineare la grande complessità del quadro geologico che determina la distribuzione delle risorse geotermiche associate al calore terrestre del settore crostale del Paese. La presentazione che segue nei successivi tre paragrafi di questo capitolo sui diversi tipi e sulla ubicazione di massima di tali risorse nel territorio nazionale, deve essere perciò ritenuta valida solo agli effetti della valutazione "in grande" del loro potenziale per le stime di crescita della geotermia nei prossimi decenni, di cui questo studio tratta. E' evidente infatti che lo sviluppo dell'uso del calore geotermico a fini di sfruttamento pratico in ogni zona di possibile interesse (sia esso per produzione di energia elettrica che per uno o più tipi di applicazione diretta) deve necessariamente passare attraverso uno studio specifico del potenziale geologicamente disponibile in ciascuna zona, indipendentemente da ogni indicazione di massima che possa essere tratta da questo studio.

Nella sua accezione generale la geotermia è l'energia termica immagazzinata all'interno del nostro pianeta. Nella maggior parte degli usi comuni, l'energia sfruttata fino ad ora è solo quella dei sistemi idrotermali, dominati da moti convettivi, nei quali il calore viene trasferito dalle rocce all'acqua contenuta dentro di esse. L'acqua così riscaldata ed arricchita da minerali disciolti e gas, frutto di processi chimici di interazione acqua-roccia, arriva in superficie sia per via naturale mediante faglie e fratture, sia artificialmente tramite pozzi.

L'energia geotermica utilizzabile si riferisce quindi a quella parte di calore immagazzinato nel sottosuolo a profondità raggiungibili con le correnti tecnologie (entro i primi pochi chilometri di profondità) e che può essere estratta economicamente per vari usi.

Si distinguono due categorie di utilizzo: quella della trasformazione del calore terrestre in energia elettrica, e quella dei cosiddetti usi diretti, nei quali il calore terrestre viene utilizzato direttamente

[15] ***Conticelli, S., Laurenzi, M.A., Giordano, G., Mattei, M., Avanzinelli, R., Melluso, L., Tommasini, S., Boari, E., Cifelli, F., Perini, G. (2010)***. *Leucite-bearing (kamafugitic/leucititic) and free (lamproitic) ultrapotassic rocks and associated shoshonites from Italy: constraints on petrogenesis and geodynamics*. In: (Eds.) Marco Beltrando, Angelo Peccerillo, Massimo Mattei, Sandro Conticelli, and Carlo Doglioni "The Geology of Italy: tectonics and life along plate margins". Journal of the Virtual Explorer, Electronic Edition, ISSN 1441-8142, 36, paper 20.

in numerosi processi. A questa seconda categoria appartengono i più comuni seguenti usi: balneologia termale, climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) di ambienti, riscaldamento per usi agricoli (serre, allevamento di animali, ed altri), itticoltura (allevamento di specie ittiche pregiate, tartarughe ed altri), ed usi industriali (evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione di prodotti, ecc.).
Per quanto riguarda la disponibilità delle risorse geotermiche, la prima raccolta sistematica delle informazioni di superficie e profonde, utili ad incoraggiare lo sviluppo dell'energia geotermica in Italia, si deve alla Legge 896/86 (sostituita dal Decreto Legge n. 22 dell'11 Febbraio 2010). Dopo circa due anni di lavoro, queste informazioni furono organizzate nel 1988 nell'*Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali*, permettendo di effettuare per la prima volta una caratterizzazione del territorio italiano specifica del settore [16].
Nel lavoro di quegli anni sono stati riconosciuti i principali lineamenti geotermici del Paese, e compilati documenti regionali e di sintesi nazionale, contenenti mappe termiche e strutturali del sottosuolo. Sono state così individuate zone a diverso interesse geotermico in relazione alla interazione tra sorgente di calore e corpi idrogeologici presenti nel sottosuolo, e descritte le aree più promettenti per lo sfruttamento delle risorse geotermiche, sia quelle con risorse di alta temperatura suscettibili di sviluppo per la produzione di energia elettrica, sia quelle con risorse di media e bassa temperatura suscettibili di utilizzazione a fini di riscaldamento, balneoterapia ed altre applicazioni dirette del calore geotermico.
L'*Inventario delle Risorse Geotermiche Italiane*, di recente aggiornato dal CNR e disponibile tramite il portale web Geothopica[17], costituisce perciò la fonte principale da cui, con l'opportuna integrazione di informazioni e dati ricavati da numerosi altri lavori scientifici pubblicati dal 1988 ad oggi[18,19] , è stata ricavata la sintesi della caratterizzazione geotermica del territorio nazionale di seguito esposta. Successivamente, alcuni progetti di ricerca sono stati realizzati per una migliore identificazione di risorse regionali anche di bassa temperatura (ad esempio il progetto VIGOR nell' Italia meridionale http://www.vigor-geotermia.it) e per la rivalutazione del potenziale geotermico presente nel Lazio.[20,21,22]

2.2.1) Le anomalie geotermiche

Il regime termico della regione mediterranea occidentale è grandemente influenzato dai fenomeni geodinamici e vulcano-tettonici avvenuti negli ultimi pochi milioni di anni, soprattutto nel bacino tirrenico. Tali fenomeni, tra loro collegati, sono successivi alla formazione delle catene delle Alpi e da assottigliamento crostale, risalita del mantello, intrusione nella crosta di corpi ignei da essa alimentati, formazione di batoliti acidi a piccola profondità nella crosta superiore, ed eruzioni vulcaniche in diverse aree della Toscana meridionale, del Lazio, della Campania e della Sicilia.

---

[16] ***Enel, Eni-Agip, CNR, ENEA* (a cura di), *(1988)***. *Inventario delle risorse geotermiche nazionali - Indagine d'insieme sul territorio nazionale*. Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, Roma, pp. 75.

[17] ***TrumpyE.,Manzella A.:****Geothopica and the interactive analysis and visualization of the updated ItalianNationalGeothermal Database*. International Journal of Applied Earth Observations and Goeinformation,54,28-37.DOI:10.1016/j.jag.2016.09.004,2017

[18] ***Barbier,E., Buonasorte,G., Dialuce,G., Martini,A., Squarci,P. (1995).*** *The Italian geothermal Inventory:a valid tool for Energy . Strategy*. Proceedings of the World Geothermal Congress , v.1, pp. 537-542, Florence, Italy, 18-31 May 1995

[19] ***Baldi,P.,Barbier,E.,Buonasorte,G.,Calore,C., Dialuce,G.,Gezzi,R.,Martini,A.,Squarci,P.,Taffi,L. (2002).****ITALY-Geothermal thematic map and geothermal areas.*In "Atlas of Geothermal Resources in Europe", Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n.L-2985. S.Hurter and R.Haenel Editors. Luxemburg.

[20] ***Trump, E.,Botteghi,S.,Caiozzi,F.,Donato,A.,Gola,G.,Montanari,D.,Pluymaekers,M.,Santilano,A.,Van Wees,J.D.,Manzella,A.:*** *Geothermal potential assessment for a low carbon strategy:a new systematic approach applied in southern Italy*. Energy 103,167-181, 2016.

[21] ***Doveri,M., Lelli, M.,Marini,L., Raco,B. (2010).*** *Revision, calibration and application of the volume method to evaluate the geothermal potential of some recent volcanic areas of Latium, Italy.* Geothermics, 39(3), 260-269.

[22] ***Giordano, G.,De Benedetti,A.A.,Bonamico,A.,Ramazzotti,P.,Mattei,M. (2014).*** *Incorporating surface indicators of reservoir permeability into reservoir volume calculations. Application to the Colli Albani caldera and the Central Italy Geothermal Province.* Earth-Science Reviews, 128, 75-92.

Alcuni di questi vulcani (Campi Flegrei, Vesuvio, Etna, Stromboli, Vulcano, Ischia, Lipari, Panarea, Pantelleria, Colli Albani, e probabilmente anche i vulcani sommersi del Tirreno meridionale - come il Marsili e il Palinuro) sono tuttora attivi. L'insieme degli elementi sopra detti è responsabile della grande anomalia termica esistente nell'area tirrenica e nella porzione occidentale della penisola italiana, dove si riscontrano i massimi valori del flusso di calore conduttivo ***(Fig. 6)***.

I valori di flusso di calore oscillano tra 30 e 100 mW/m^2, con picchi nel settore tirrenico fino a 450 mW/m^2, cioè a dire 8 volte più del valore medio terrestre, pari a 60 mW/m^2. In particolare, il raffronto tra le ***Figure 5*** e ***6*** pone in evidenza, in particolare, che esiste una stretta relazione tra elevato flusso di calore e grandi corpi magmatici o manifestazioni vulcaniche.

All'anomalia termica regionale che interessa tutta l'area tirrenica, con valori di flusso di 100-150 mW/m^2, per effetto della risalita del mantello e del conseguente stiramento ed assottigliamento della sovrastante crosta, si sommano anomalie locali circoscritte, ma piuttosto ampie, con una estensione di centinaia o, in alcuni casi, di migliaia di km^2. Esse presentano elevati flussi di calore, fino a 200-250 mW/m^2 (3-4 volte il valore medio terrestre), dovuti alle grandi intrusioni magmatiche nelle porzioni assottigliate della crosta, al di sopra delle quali si sono formati in tempi geologici relativamente recenti (< 2 milioni di anni) importanti sistemi convettivi di fluidi ad alta temperatura ***(Fig. 7)***.

Le anomalie di picco, con valori di flusso che possono superare 500 mW/m^2, corrispondono ad alti strutturali di formazioni permeabili a modesta profondità, costituenti acquiferi confinati nei quali la circolazione convettiva di fluidi caldi facilita la trasmissione del calore verso livelli più superficiali.

I settori orientale e meridionale dell'Italia (Appennini e zona adriatico-ionica) presentano invece bassi valori di flusso di calore (20-80 mW/m^2, quindi spesso minori del valore medio terrestre), causati dalla concomitanza di due fattori: ispessimento della crosta terrestre verso Est ed infiltrazione, fino a profondità elevate, di acque meteoriche attraverso complessi di rocce carbonatiche permeabili affioranti nel settore appenninico centro-meridionale ***(Fig. 7)***.Gli elevati valori di flusso presenti nella fossa campidanese (Sardegna) ed a Pantelleria (Sicilia) sono conseguenza di lacerazioni crostali che hanno causato la formazione di strutture associate a lunghe e profonde depressioni tettoniche, con allontanamento laterale dei due fianchi (*rift*). Infine, alcune zone di faglie profonde, che hanno favorito, in certi luoghi la penetrazione di acque meteoriche, ed in altri la rapida risalita di fluidi caldi verso la superficie, determinano anomalie locali del flusso di calore.

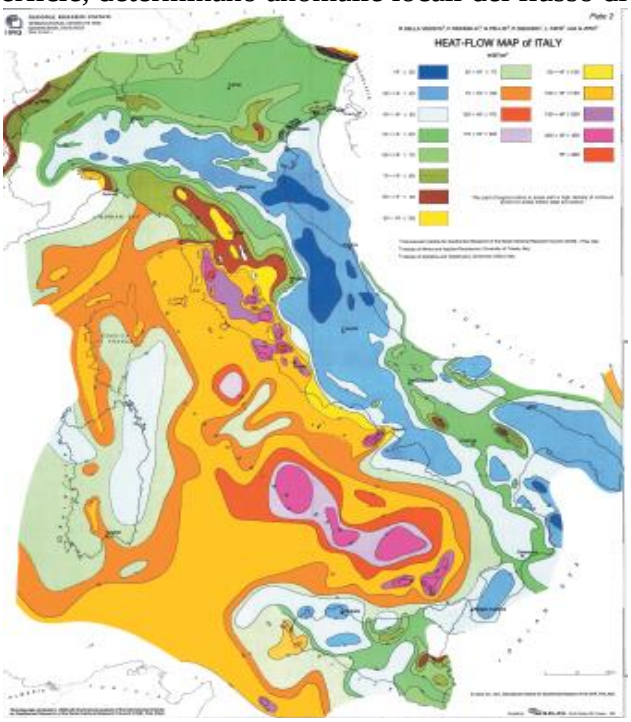


Fig. 6: Flusso di calore conduttivo nella penisola italiana e nell'area tirrenica (*Da Cataldi et al.*, 1995) [23]

[23] ***Cataldi R.,Mongelli F.,Squarci P.,Taffi L.,Zito G.,Calore C.(1995).****Geothermal ranking of the Italian territory.*Geothermics 24,115-129

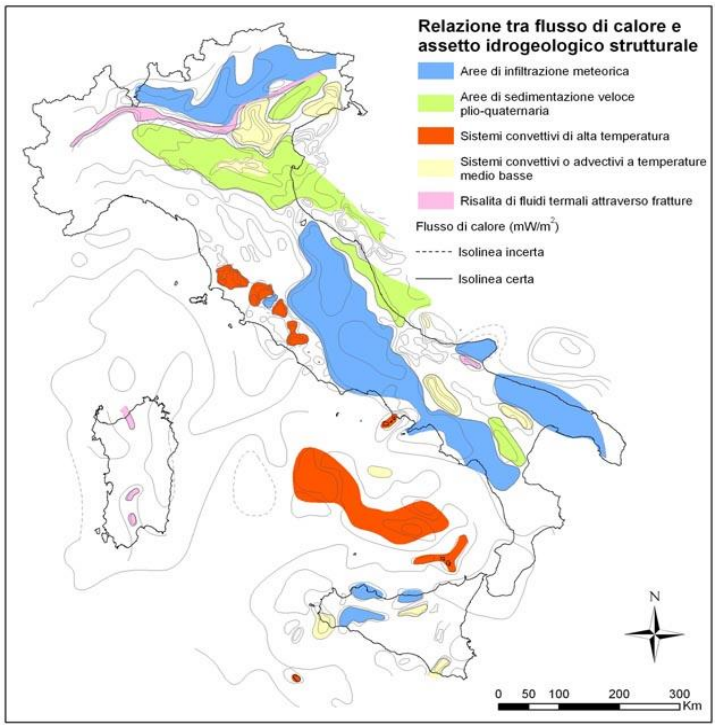


Fig. 7: Caratteristiche idrogeologiche e Flusso di calore nel territorio italiano
(ridisegnata e modificata da Della Vedova et al., 2001) [24]

2.2.2) Natura dei serbatoi geotermici

Nel territorio italiano i *serbatoi* di fluidi geotermici sono costituiti da rocce sedimentarie e/o metamorfiche più o meno permeabili che scambiano calore con l'acqua presente in profondità nelle fratture e nei pori. Il *principale acquifero caldo*, presente quasi ovunque a varie profondità nel nostro Paese, è costituito da rocce carbonatiche mesozoiche (190÷65 Ma), generalmente fratturate e dunque caratterizzate da una buona permeabilità secondaria. La principale *sorgente di calore* di tali serbatoi è costituita da sottostanti corpi magmatici recenti in via di raffreddamento, o attuali.

I serbatoi sono generalmente protetti dalle soprastanti formazioni impermeabili che agiscono da isolamento termico contro la dispersione del calore verso l'alto, fino in superficie. In questo modo, i serbatoi geotermici risultano "confinati" ed in pressione, a differenza dei serbatoi (o acquiferi) più superficiali definiti "liberi" in quanto non ricoperti da formazioni impermeabili.

I fluidi presenti nelle porzioni superiori dei serbatoi geotermici confinati, essendo più freddi e più densi di quelli ospitati nelle porzioni inferiori, tendono per gravità a spostarsi verso il basso, dove regnano temperature anche molto maggiori di quelle di partenza. Perciò, i fluidi si riscaldano, diminuiscono di densità, ed iniziano a risalire per galleggiamento dando luogo ad un lento ma efficace movimento *convettivo* di circolazione, con la discesa di fluidi freddi e la risalita di fluidi caldi.

Questi movimenti di fluido tendono perciò ad omogeneizzare la temperatura nel serbatoio, ed a ridurre al suo interno il gradiente idraulico; ed i due fenomeni risultano tanto più efficaci quanto maggiore è la permeabilità delle rocce di serbatoi e, dunque, la velocità di circolazione dei fluidi.

In tali condizioni può verificarsi, a profondità differenti da luogo a luogo ed in funzione della temperatura e pressione presenti nel sebatoio, la trasformazione di fase del fluido da acqua a vapore. In questo caso (piuttosto raro, però) si parla di *serbatoio a vapore dominante*; ma se il fluido nel serbatoio rimane in fase liquida, si parla invece di *serbatoio ad acqua dominante*. Ed è proprio quest'ultimo il caso più comune nei serbatoi geotermici italiani utilizzati per produzione di energia elettrica, dove nella parte alta del serbatoio possono convivere (a volte) le due fasi di fluido: liquido e vapore.

---

[24] ***Della Vedova B., Bellani S., Pellis G., Squarci P. (2001).****Vedi Nota 2.*

In situazioni particolarmente favorevoli si possono raggiungere temperature elevate (> 150-200 °C) anche a poche centinaia di metri, e superare i 350-400 °C a profondità di qualche chilometro. Questa situazione si verifica in aree ristrette della Toscana, del Lazio, e della Campania dove i serbatoi geotermici sono formati da rocce metamorfiche e/o carbonatiche e/o vulcaniche sovrastanti a corpi magmatici profondi, nonché nelle isole vulcaniche del Tirreno meridionale dove, entro alcuni chilometri di profondità, i serbatoi geotermici sono costituiti da successioni laviche e piroclastiche.
L'entità e la modalità di ricarica idraulica dei serbatoi geotermici varia moltissimo da luogo a luogo e non è di facile ricostruzione, molto spesso a causa delle caratteristiche stratigrafiche e strutturali, che determinano la suddivisione in compartimenti sia in senso verticale che orizzontale; perciò alcuni serbatoi risultano di fatto isolati, mentre altri possono avere importanti collegamenti con corpi idrogeologici più superficiali, influendo sia in un caso che nell'altro sulla termalità che ne risulta[25].
In ulteriori ambienti geologici diversi da quelli sopra descritti, la *sorgente di calore può* derivare dalla risalita verso l'alto di acque riscaldate in livelli più profondi, con circolazioni convettive all'interno di formazioni carbonatiche permeabili sepolte a piccola profondità e corrispondenti ad alti strutturali. Questi possono costituire sia sorgenti di calore per acquiferi geotermici sovrastanti, sia serbatoi dai quali le acque calde risalgono lungo faglie verso livelli meno profondi, fino a dar luogo localmente a sorgenti termali in superficie. Ciò avviene in particolare lungo i margini della Pianura Padana e del versante orientale dell'Appennino.
Analoghi sistemi convettivi, impostati prevalentemente su sistemi di fratture, sono presenti in Sardegna, dove non esistono acquiferi continui a debole profondità, ma circolazioni di acque calde in rocce magmatiche che si trovano nella fase finale del loro raffreddamento e, al di sopra di esse, nelle contigue rocce prevalentemente sedimentarie.

Il *principale acquifero caldo*, presente quasi ovunque a varie profondità nel nostro Paese, è costituito da rocce carbonatiche mesozoiche (190÷65 Ma), generalmente fratturate e perciò permeabili.
I serbatoi a media e bassa temperatura, da cui provengono le acque delle sorgenti termali, sono spesso in equilibrio idrogeologico con i contigui affioramenti di rocce permeabili attraverso cui si sono infiltrate le acque meteoriche. Le maggiori sorgenti termali italiane emergono infatti da rocce carbonatiche che, talvolta prossime alla superficie (si tratta di alti strutturali sepolti), corrispondono ad acquiferi con circolazione convettiva di acqua calda.
Tali situazioni si verificano più spesso ai margini della Pianura Padana ed in altre zone ai bordi degli Appennini centro-meridionali e dell'Arco Calabro-Peloritano.

Un ulteriore notevole numero di sorgenti calde e di fumarole deriva dai circuiti idrotermali vulcanici e si verifica in corrispondenza di vulcani recenti o attivi, come nei Campi Flegrei, nelle Isole Eolie, in Sicilia ed a Pantelleria.

Infine, acque calde a bassa temperatura (30÷50 °C), sono presenti in acquiferi prevalentemente sabbiosi della Pianura Padana ed in alcuni corpi magmatici della fascia preappenninica tosco-laziale-campana, della Sardegna e della Sicilia, prossimi al completo raffreddamento.

2.2.3) Le principali provincie geotermiche
La distribuzione delle temperature a 3000 m di profondità ***(Fig. 8)***, ricostruita in base all'*Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali* sopra citato ed ai dati di numerosi pozzi più o meno profondi successivamente perforati da vari enti pubblici ed istituzioni di ricerca, si presenta estremamente variabile a scala sia regionale che locale. Essa ha gradi di attendibilità differenti da luogo a luogo, per il complesso assetto geodinamico, tettonico ed idrogeologico del Paese ed anche, principalmente, per la disomogenea distribuzione areale dei dati.

---

[25] ***Giordano G.,Tescione I.,Todesco M.(2015).*** *Numerical modeling of lateral advection in caldera-related geothermal reservoirs. The Torre Alfina case history.*In Alimonti C. (Edit.) "Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità Future", Aracne Editrice Internazionale, Ariccia (RM), pp. 65-86

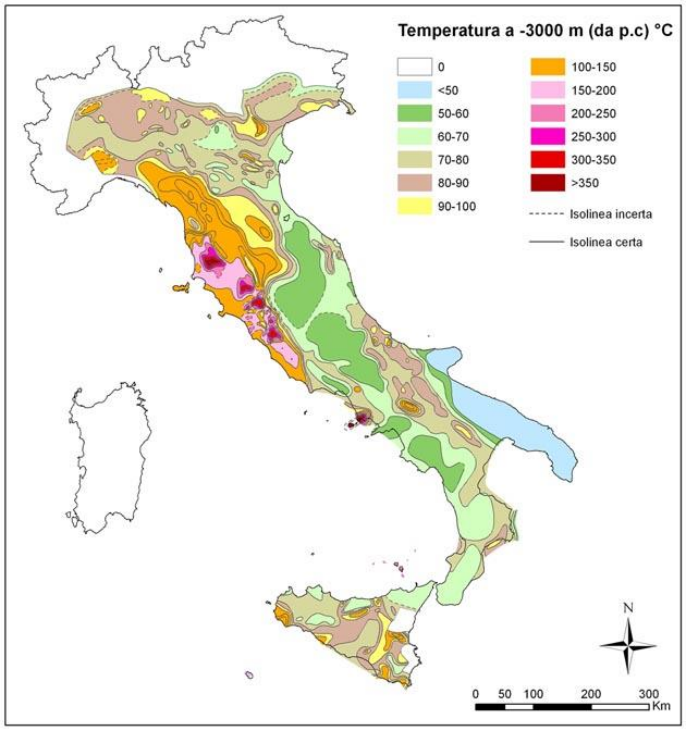


Fig. 8 - Distribuzione delle temperature a 3000 m di profondità *(da Cataldi et al., 1995)*[26]

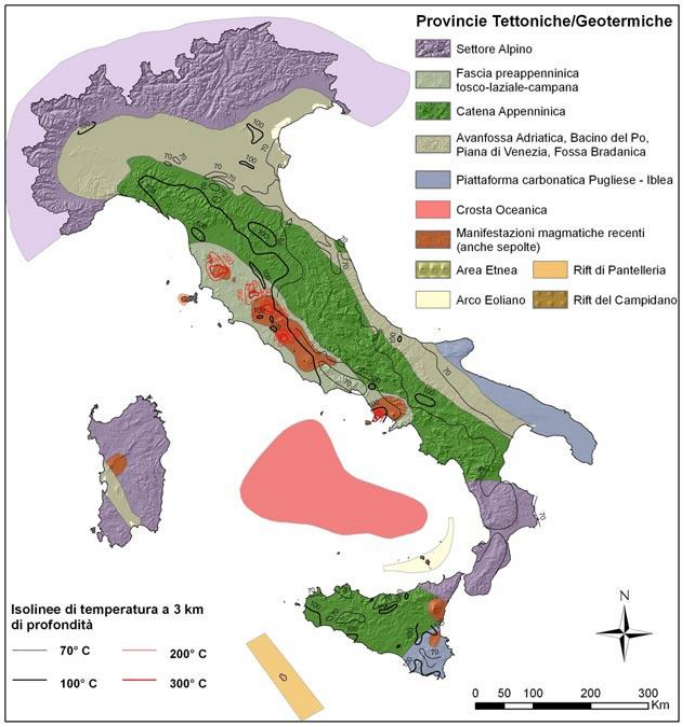


Fig. 9: Le principali provincie geotermiche italiane
(ridisegnata e modificata, da Della Vedova et al., 2001)[27].

a)*Fascia preappenninica tosco-laziale-campana*

I serbatoi ad alta temperatura della Toscana, del Lazio e della Campania sono nettamente separati dagli acquiferi freddi ad essi soprastanti per mezzo di un efficace coltre di rocce impermeabili; situazione questa che permette ai fluidi presenti in quei serbatoi di non disperdere verso la superficie l'energia termica in essi accumulata.

[26]***Cataldi R., Mongelli F., Squarci P., Taffi L., Zito G., Calore C.(1995).*** *Vedi Nota 23.*
[27] ***Cataldi R., Mongelli F., Squarci P., Taffi L., Zito G., Calore C.(1995).*** *Come sopra, vedi Nota 23.*

La fascia tirrenica di entroterra tra il F. Arno ed Anzio si differenzia dal resto del territorio italiano per la presenza di importanti acquiferi confinati, principalmente carbonatici, caratterizzati da temperature generalmente maggiori di 150 °C a bassa profondità (entro 2 km).
Le più importanti aree geotermiche del Paese sono situate in questa fascia, che ospita, in Toscana meridionale, tutti i campi geotermici attualmente in esercizio per produzione di energia elettrica[28]. Localmente, la temperatura supera 150 °C già ad 1 km di profondità e raggiunge i 300-400 °C a 3 km. In particolare, nella Toscana meridionale, in corrispondenza dei campi geotermici di Larderello, Travale-Radicondoli e Mt. Amiata è presente un netto e continuo riflettore sismico ubicato a 4-7 km di profondità e definito *orizzonte K*, in corrispondenza del quale si hanno temperature di 400-450 °C e probabilmente maggiori. Anche per questa ragione, alcuni autori interpretano questo *orizzonte K* come un livello altamente fratturato contenente fluidi pressurizzati (forse in condizioni supercritiche) formatisi a seguito della messa in posto di grandi corpi granitici, oggi in via di raffreddamento.

La zona preappenninica laziale si trova sul prolungamento della anomalia geotermica della Toscana meridionale[29], e ne rappresenta anzi la continuazione sia per le caratteristiche strutturali che per l'evoluzione tettonica. Questa parte del Lazio, però, differisce dalla Toscana per la presenza di un diffuso vulcanismo, iniziato tra 2÷1 milioni di anni fa, con emissione di prodotti prevalentemente lavici e piroclastici a chimismo acido. Ciò si verifica nelle zone dei Monti Cimini, dei Monti della Tolfa e dei Monti Ceriti i quali, pur trovandosi nell'Alto Lazio, sono riconducibili, geneticamente parlando, alla "Provincia magmatica toscana" [30]***(ved. Fig. 5)***.
Il vulcanismo laziale ha avuto poi (tra circa 800.000 anni e poche decine di migliaia di anni fa) una maggiore ed estesa diffusione areale con la messa in posto di corpi magmatici a debole profondità, e con imponenti eruzioni laviche e piroclastiche a chimismo alcalino-potassico verificatesi nei Monti Vulsini, nel vulcano di Vico, nei Monti Sabatini e nei Colli Albani. Essi formano parte della così detta "Provincia magmatica romana" ***(ved. Fig. 5)***[31].

L'interazione tra questi fenomeni vulcanici, che hanno fornito una intensa sorgente di calore, ed i corpi idrogeologici costituiti dalle formazioni calcaree permeabili per fratturazione, appartenenti alla così detta "Falda Toscana" ed alle Unità tettoniche Umbro-Sabina e Laziale-Abruzzese, ha determinato l'estesa anomalia termica che caratterizza il Lazio, con formazione di serbatoi geotermici a temperature comprese tra 60 e 250 °C. In particolare, i valori più elevati (> 200 °C) sono stati rinvenuti in pozzi ubicati nelle aree vulcaniche più recenti, mentre valori medio-bassi (<100 °C) sono stati misurati in alcuni pozzi perforati in corrispondenza di alti strutturali periferici rispetto ai centri di attività vulcanica, dove avviene una maggior interazione con circuiti idrogeologici superficiali.
Nella fascia preappenninica del Lazio meridionale e della Campania settentrionale dove è ubicato il vulcano di Roccamonfina, fino alla zona a Nord dei Campi Flegrei sono presenti temperature molto meno elevate che, riferite alle stesse profondità, sono anche di 100 °C inferiori a quelle riscontrate nel Lazio settentrionale. Ciò si verifica fino a profondità di alcuni chilometri, a causa della infiltrazione di acque meteoriche fredde attraverso gli affioramenti carbonatici dell'Appennino, che in questo settore della penisola sono molto prossimi alla costa (Monti Lepini e Monti Ausoni).
Poco più a Sud, invece, nell'area napoletana vera e propria, ed in particolare nel settore Campi Flegrei-Isola d'Ischia, si trovano temperature molto elevate a piccola profondità, analogamente a quanto si

---

[28] ***Bertini G., Buonasorte G., Cappeti G., Dini I., Ridolfi A., Stefani G. (2002).*** *Tuscan geothermal fields.* In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Publicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985; S. Hurter and R. Haenel Edit.s. Luxemburg.

[29] ***Baldi P., Bellani S., Bertini G., Buonasorte G., Cameli G.M., Ceccarelli A., Fiordelisi A., Squarci P., Taffi L. (2002).*** *Tuscany and Latium geothermal areas*. In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Publicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg

[30] ***Buonasorte, G., Cameli, Fiordelisi A., M., Parotto, M., I. Perticone (1995)***. *Results of geothermal exploration in central Italy (Latium - Campania)*. Proceedings of the World Geothermal Congress, v. 2, pp. 1293-1298, Florence, Italy, 18-31 May 1995.

[31] ***Mattei, M., Conticelli, S., Giordano, G. (2010).*** *The Tyrrhenian margin geological setting: from the Apennine orogeny to the K-rich volcanism*. In: Funiciello, R. & Giordano, G. (eds) "The Colli Albani Volcano". Special Publication of IAVCEI, 3. The Geological Society, London, 7-27.

verifica in Toscana meridionale e nel Lazio settentrionale. In quest'area, però, le anomalie si trovano in corrispondenza di rocce vulcaniche e vulcano-sedimentarie in parte termo-metamorfosate, per cui la circolazione sotterranea risulta molto più complessa e disomogenea, con mescolamenti di fluidi e gas di origine magmatica, infiltrazioni locali di acque fredde meteoriche, e soprattutto zone rese praticamente impermeabili per autosigillamento causato da circolazione idrotermale (*self-sealing*). Si sono formati in queste condizioni, e sono state accertati con pozzi più o meno profondi, diversi piccoli e discontinui serbatoi contenenti fluidi molto salini, incrostanti ed aggressivi.

b) *Catena appenninica*
Nelle zone appenniniche dove affiorano formazioni permeabili del complesso carbonatico mesozoico, l'infiltrazione di acque meteoriche determina il raffreddamento delle rocce fino a notevole profondità su aree piuttosto vaste. Siccome questo fenomeno si verifica in corrispondenza di bassi valori del flusso di calore a causa del locale ispessimento della crosta, l'effetto raffreddante della circolazione superficiale sulle temperature profonde risulta ancora più accentuato.

La catena appenninica può essere suddivisa in due parti caratterizzate da una diversa distribuzione delle temperature in profondità.

Nella parte centro-settentrionale la transizione tra l'area geotermica calda tosco-laziale del margine tirrenico ed i settori progressivamente più esterni della catena appenninica avviene in modo graduale, con temperature di 40-50 °C ad 1 km di profondità e di 80-120 °C a 3 km.

Invece, nella parte centro-meridionale della catena la transizione dall'area tirrenica calda verso quella esterna adriatica fredda avviene bruscamente e le temperature presentano valori inferiori, dell'ordine di 30 °C ad 1 km e di 60 °C a 3 km. Infatti, verso Sud, a partire dalle piattaforme carbonatiche della serie Laziale-Abruzzese, le notevoli quantità di acque meteoriche che percolano attraverso i vasti affioramenti di rocce calcaree della catena, determinano un forte raffreddamento fino a grandi profondità.

Il panorama termico dell'Arco Calabro-Peloritano, ricostruito in base a dati idrogeologici e strutturali per la quasi totale mancanza di valori di temperatura misurati in pozzi più o meno profondi, presenta larghi margini di incertezza. Pertanto, si può solo arguire l'esistenza di temperature relativamente basse (< 100 °C) entro i 3 km di profondità. Non si possono tuttavia escludere risalite di fluidi profondi nelle principali zone interessate da sistemi di fratture e faglie.

c) *Settore alpino*
Gli scarsi dati disponibili non permettono di fare una ricostruzione completa a scala regionale delle temperature profonde in corrispondenza della fascia centrale della catena alpina.
In alcuni pozzi profondi perforati nelle Alpi meridionali sono state misurate temperature di 50-60 °C a profondità di 2 km. In particolare, vicino a Merano è stato perforato negli anni '90 un pozzo che ha rilevato temperature di 40 °C ad 1 km e di 80 °C a 2 km di profondità.
Anche in questo caso come nell'Appennino, i circuiti idrotermali, legati ad infiltrazione di acque meteoriche lungo discontinuità tettoniche con rapida risalita di fluidi profondi lungo faglie e fratture, sono responsabili della formazione, in diverse aree dell'arco alpino, di sorgenti termali a temperature comprese tra 25 e 60 °C. Un contributo importante come sorgente di calore locale è offerto però dal decadimento di elementi radioattivi contenuti in estesi batoliti di età paleozoica e terziaria.

d) *Pianura Padana, pianura veneto-friulana, avampaese adriatico e Fossa Bradanica*
Nella fascia adriatico-ionica e nella Pianura Padana, la particolare successione litostratigrafica con alternanze di depositi clastici permeabili ed impermeabili, e gli accentuati fenomeni locali di subsidenza e sedimentazione, danno luogo ad un trasporto del calore prevalentemente per conduzione ***(****ved.* ***Fig. 7)***. La convezione può avvenire, infatti, solo nelle strutture più profonde, formate da rocce permeabili per fratturazione; convezione che rappresenta localmente un fattore molto importante per la distribuzione areale delle temperature in profondità.

Alcuni di questi settori hanno mostrato variazioni di temperatura in profondità del tutto normali: 30-40 °C ad 1 km, 60 °C a 2 km e 70-80 °C a 3 km; ma in alcune aree interne ed ai margini dei bacini sedimentari

sono state misurate alle stesse profondità temperature maggiori dei valori medi. Tali valori anomali della temperatura sono la conseguenza di assetti strutturali ed idrogeologici del tutto locali.
In particolare:

- nella parte settentrionale della Pianura Padano-Veneta, al margine con le Alpi meridionali, esiste una anomalia al bordo orientale dei Colli Euganei, dove temperature di 80-90 °C sono state misurate già a 0,5 km di profondità. Esse sono dovute al ramo ascendente di un circuito profondo che parte dai Monti Lessini e che risale nell'area del distretto termale euganeo per particolari condizioni idrogeologiche locali;
- nella zona fra Savona ed Asti, la temperatura giunge ad oltre 100 °C a 3 km di profondità;
- nella pianura veneto-friulana, presso la foce del Tagliamento e la laguna di Grado è presente una anomalia con due massimi di temperatura a modesta profondità (50-60 °C a 0,5-1 km);
- nella zona centro-orientale della Pianura Padana si trovano alcune anomalie di temperatura allungate in direzione NW-SE. La più evidente è quella associata alla dorsale carbonatica sepolta presso Ferrara, dove si raggiungono valori di circa 90 °C già ad 1 km di profondità;
- al margine meridionale della Pianura Padana, in particolare nella zona di Parma, si hanno temperature di circa 70 °C alla profondità di 1 km;
- vicino al margine occidentale della Fossa Bradanica, tra Benevento e Potenza, è presente una marcata anomalia termica, con temperature di circa 100 °C a 2 km di profondità.

Altre anomalie di temperatura sono localizzate anche lungo i fianchi orientali della Fossa in parola (ed anche nei pressi di Ancona) in corrispondenza del dominio geologico noto come "Avampaese adriatico".

Alla "provincia" in esame appartiene anche una stretta fascia della Sicilia orientale compresa tra Gela e Catania, al margine della così detta "Piattaforma Iblea", dove si raggiungono temperature di 80-100 °C ad 1-2 km di profondità. Tale fascia, però, per la sua esiguità areale, non è evidenziata in ***Figura 9***.

e) *Piattaforme Pugliese ed Iblea*
La "Piattaforma Pugliese", caratterizzata da rocce carbonatiche fratturate e permeabili, presenta valori di temperatura molto bassi fino a grandi profondità (T < 50 °C a 3 km).
In corrispondenza della "Piattaforma Iblea" vera e propria si riscontrano invece valori di temperatura di 40-50 °C ad 1 km, e di 90-100 °C a 3 km di profondità; tali valori sono probabilmente influenzati dalla presenza del vicino apparato vulcanico dell'Etna.

f) *Area dell'Etna*
L'area circum-etnea è caratterizzata da temperature di 70-90 °C a 2 km di profondità. In particolare, nella zona di Paternò (25 km ad Ovest dell'Etna) in un pozzo è stata riscontrata la temperatura di 98 °C a 1150 m, in rocce a bassa permeabilità.
In corrispondenza dell'apparato vulcanico non si hanno informazioni termiche in quanto non sono stati perforati pozzi sufficientemente profondi. D'altra parte, la importante falda sub-superficiale di acqua fredda ospitata nelle vulcaniti molto permeabili dell'apparato stesso maschera la presenza di eventuali risalite di fluidi idrotermali.

g) *Arco delle Isole Eolie*
I dati di temperatura rilevati nei pozzi geotermici eseguiti nell'isola di Vulcano (più di 420 °C già a 2 km dal piano campagna) e le misure di flusso di calore eseguite nel fondale marino circostante indicano la presenza di una forte anomalia termica in corrispondenza di tutto l'arco in esame, conseguenza di attività ignea in corso e di sicuri circuiti idrotermali legati alla porzione sommersa degli edifici vulcanici.

h) *Rift di Pantelleria*
In questa zona di avampaese, l'anomalia termica è legata ai processi estensionali ed al vulcanismo recente ad essi associati.
Sull'isola di Pantelleria sono presenti manifestazioni idrotermali (fino anche a 100 °C) al margine della caldera sommitale più recente della Montagna Grande, nonché in alcuni pozzi poco profondi

dove sono stati riscontrati 250 °C tra 750 e 1200 m. L'anomalia termica è confermata da misure di flusso di calore eseguite nella circostante area marina[32].

i) *Sardegna*
In questa regione i dati disponibili consentono la definizione della distribuzione delle temperature soltanto fino alla profondità di 2 km.
L'andamento delle isoterme a queste profondità mette in evidenza una diffusa anomalia termica che interessa il *rift* sardo (depressione del Campidano) per tutta la sua lunghezza. All'interno di essa si trovano due aree di massimo termico: una a Nord, nella zona dell'Anglona, con temperature di 80 °C a profondità di alcune centinaia di metri, e l'altra a Sud, tra Oristano e Cagliari, dove gradienti termici fino a 60-80 °C/km suggeriscono temperature prossime a 200 °C a 3 km.

2.3) Tipi di risorse geotermiche e loro ubicazione

2.3.1) Aspetti generali

A causa delle condizioni geologiche descritte nei paragrafi precedenti, il potenziale geotermico italiano fino a profondità economicamente accessibili è considerevole ed include tutti i tipi possibili di risorse. Quelle con temperatura sufficientemente alta da poter essere utilizzate per produzione di energia elettrica, però, sono concentrate in poche aree della fascia preappenninica tosco-laziale-campana ed in alcune isole vulcaniche del Tirreno; ma le zone dove attualmente esse vengono sfruttate per produrre energia elettrica sono situate solo nella Toscana meridionale e coprono meno dell'1% del territorio nazionale.
Tuttavia, per il mutato quadro economico generale, le perduranti difficoltà di approvvigionamento delle fonti primarie di energia, e l'accresciuta sensibilità dell'opinione pubblica nei confronti dei problemi ambientali, sviluppatasi nel decennio passato in Italia, in meno di due anni, a partire dal 2009, sono stati chiesti molte diecine di nuovi permessi di ricerca in Toscana, Lazio, Campania, Sicilia e Sardegna, tutti per produzione di energia geotermoelettrica: un vero e proprio boom che non ha precedenti nella storia italiana dello sfruttamento della geotermia a fini geotermoelettrici.

Ciò è conseguenza da un lato degli incentivi (già da anni erogati in forma di Certificati Verdi per tutte le energie rinnovabili, tra cui la geotermia), e dall'altro delle disposizioni di legge varate negli ultimi due anni, con particolare riguardo al DL 22 dell'11/2/2010 "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche", emesso in attuazione dell'Art. 27 della Legge 99/2009.
Questo decreto aggiorna la precedente normativa della Legge 896/86, e la adegua organicamente al quadro di riferimento istituzionale e legislativo, che a partire dagli anni '90 si è profondamente modificato con il decentramento alle Regioni delle competenze in materia di energia. Tra le principali novità rispetto al precedente assetto normativo bisogna ricordare l'eliminazione delle norme della Legge 896/86 che attribuivano la preferenza ad Enel ed Eni per il rilascio dei permessi di ricerca, ed in particolare l'esclusiva all'Enel della coltivazione di risorse geotermiche a fini di produzione elettrica nelle Provincie di Grosseto, Livorno, Pisa e Siena.
E' stata quindi la completa liberalizzazione delle attività di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche che ha stimolato molti nuovi operatori, oltre ad Enel Green Power, a presentare circa la metà delle nuove richieste di permessi di ricerca in Toscana, considerata la Regione più promettente per il reperimento di fluidi ad alta temperatura.
Le zone interessate dalla maggior parte dei permessi sono caratterizzate dalla presenza, entro 2-3 km di profondità, di risorse a temperature presumibilmente minori di quelle esistenti negli attuali campi in esercizio, ma diventate oggi più o meno economiche per produrre elettricità con le attuali tecnologie. Conseguentemente, la generazione di energia elettrica dai tradizionali sistemi idrotermali potrà avere nei prossimi anni sviluppi di una certa importanza, in aree del territorio nazionale abbastanza più ampie di quelle fino ad ora sfruttate a questo scopo.

---

[32] ***Bellani S., Calore C., Grassi S., Squarci P. (2002)***. *ITALY - Pantelleria Island.* In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

Al contrario, le risorse a temperatura medio-bassa (60-90 °C entro 2-3 km di profondità), adatte prevalentemente per usi diretti del calore, sono diffuse in molte zone del territorio italiano, mentre quelle a temperatura ancora più bassa (40-60 °C entro gli stessi 2-3 km di profondità) si trovano quasi ovunque. Pertanto, considerato il loro potenziale in gran parte non sfruttato ed il loro trascurabile o nullo impatto ambientale, queste risorse sono suscettibili di ampio sfruttamento per ogni tipo di applicazione diretta. Esse potrebbero perciò avere uno sviluppo territoriale molto maggiore di quello delle risorse per generazione di energia elettrica.

Dopo aver illustrato nei paragrafi precedenti le caratteristiche geologiche, strutturali e termiche del territorio italiano, nel seguito vengono brevemente descritte le risorse geotermiche in termini di tipologia e distribuzione geografica.

2.3.2) Risorse di alta temperatura

Le risorse di questo tipo sono soprattutto concentrate nella fascia preappenninica tosco-laziale-campana compresa tra il F. Arno e la penisola sorrentina. Tutta la suddetta fascia è stata oggetto, tra la fine degli anni ’70 ed i primi anni ’90, di una intensa esplorazione superficiale e profonda.
Sono presenti in questa fascia serbatoi geotermici ad elevata temperatura (>150 °C entro profondità spesso inferiori a 2 km). L’esplorazione geotermica ha messo in evidenza la presenza di alcune aree con fluidi geotermici ad elevata salinità e temperature anche superiori a 300 °C a 2 km di profondità; inoltre, sono state rinvenute in alcuni luoghi temperature superiori a 400 °C a 3 km di profondità in rocce vulcaniche.

Invece nei tratti laziale e campano della fascia in esame i risultati dell’esplorazione effettuata dalla *joint venture* Enel-Agip non sono stati soddisfacenti: qui infatti numerose aree sono risultate molto calde con temperature anche maggiori di 250 °C a 2-3 km di profondità, ma il serbatoio si è rivelato scarsamente produttivo per bassa permeabilità. Si tratta perciò di aree che, alla luce del mercato energetico degli anni ’80-’90, erano considerate economicamente prive di interesse. Non si può però escludere che in condizioni di mercato delle fonti di energia diverse da quelle degli anni in parola, le stesse aree possano diventare economicamente attraenti. In tutta la fascia in esame, inoltre, sono verosimilmente presenti fluidi di media temperatura che negli anni passati non furono presi in esame per generazione elettrica, ma che oggi potrebbero diventare interessanti anche a questo fine.

a) *Toscana*

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, le aree di maggiore interesse commerciale si trovano in Toscana nelle zone di Larderello, Travale-Radicondoli, e Bagnore-Piancastagnaio; alcune di queste aree sono oggetto di coltivazione da oltre un secolo o da molti decenni, ma hanno dato ancora un importante contributo a raggiungere a fine 2015 la potenza installata complessiva di 915,5 MW_e.
Diverse aree circostanti o prossime ai campi in parola hanno buone prospettive per il rinvenimento di fluidi a temperatura medio-alta (> 120-150 °C entro 2-3 km di profondità).

b) *Lazio*

Nel sottosuolo delle zone centrali dei grandi apparati vulcanici laziali i pozzi profondi fino ad ora perforati hanno rinvenuto elevate temperature (~ 150 °C entro 2 km di profondità) che confermano la presenza di un potenziale serbatoio geotermico regionale, in rocce calcaree profonde.
I permessi di ricerca richiesti in queste zone mirano ad individuare strutture sepolte corrispondenti ad acquiferi confinati con buona permeabilità e presenza di fluidi a bassa salinità, là dove strutture carbonatiche permeabili ne favoriscono l'advezione laterale.

c) *Campania*

Le zone con temperatura superiore a 150 °C sono quelle dei Campi Flegrei e dell'Isola d'Ischia.
Nei Campi Flegrei alcuni pozzi geotermici hanno individuato, nella potente sequenza vulcano-sedimentaria termometamorfica, fino a tre serbatoi geotermici locali sovrapposti entro 2,7 km di profondità, con temperature da 200 ad oltre 350 °C.
Nell'Isola d'Ischia vi è la possibilità di rinvenire fluidi con temperature di oltre150 °C a partire da 1 km di profondità.

Lo sviluppo di tali risorse nelle suddette zone della Campania è però fortemente limitato dalla loro intensa urbanizzazione e dal timore che possa compromettere le diffuse attività turistico-termali che in esse si sviluppano.

d) *Sicilia*

Alcune isole della Sicilia sono state oggetto, negli anni ’80 del secolo scorso, di intensa esplorazione superficiale e profonda

A Pantelleria, Vulcano ed altre isole dell’Arcipelago vulcanico delle Eolie, i numerosi studi geo-vulcanologici e le ricerche geotermiche profonde svolte confermano in alcuni casi, e fanno ipotizzare in altri l’esistenza nel sottosuolo di alte temperature praticamente ovunque.

In particolare, nell’isola di Vulcano sono state misurate negli anni 1993-94 temperature di oltre 400 °C a 2050 m; ma la scarsa permeabilità del serbatoio ed altri motivi tecnici ed economici impedirono allora la prosecuzione delle attività.

A Pantelleria, alcuni pozzi hanno intercettato fluidi tra 750 e 1200 m con temperatura di oltre 250 °C nella zona centrale dell’anomalia termica che interessa la parte centrale dell’isola. Si può pensare allora che questa zona possa avere un certo sviluppo per la produzione geotermoelettrica, entro i limiti però di necessità dei consumi elettrici dell’isola.

Infine, nell’isola di Lipari è probabile la presenza di fluidi con temperatura di 200 °C ed oltre entro rocce vulcaniche fratturate e permeabili a partire da 1 km di profondità.

In breve, lo sviluppo delle risorse di alta temperatura per produzione di energia elettrica nelle isole siciliane in parola sembra possibile, almeno per ora, nei limiti della domanda di consumo locale.

e) *Sardegna*

In alcuni settori centrali della fossa tettonica del Campidano sono stati accertati gradienti termici fino a 60-80 °C/km, che indicano temperature maggiori di 150 °C a 3 km di profondità.

E siccome in questi settori è probabile anche l’esistenza a circa 2 km di profondità di serbatoi formati da rocce carbonatiche, i fluidi in essi contenuti potrebbero raggiungere temperature di 120-150 °C; valori già interessanti per produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario.

A 3 km di profondità, inoltre, è probabile che i serbatoi sopra detti giungano a formare un unico acquifero confinato, con temperature fino a 200 °C.

f) *Mar Tirreno meridionale*

Il corpo principale del grande vulcano sottomarino Marsili ospita probabilmente un grosso sistema idrotermale ad alta temperatura. Data la profondità inferiore al chilometro dal pelo dell’acqua della struttura vulcanica, per la sua esplorazione a fini di produzione geotermoelettrica, alcuni anni fa era stato impostato un programma di esplorazione nell’ambito di un permesso di ricerca a mare molto ampio. In caso di esito positivo delle ricerche, il programma prevedeva la costruzione di una centrale elettrica su piattaforma con trasporto dell’energia via cavo sottomarino, inizialmente solo verso la Sicilia. Sarebbe allora diventato questo il primo progetto al mondo con tali caratteristiche. Purtroppo, però, prima ancora che fossero avviate le attività sistematiche di ricerca, per motivi ufficialmente sconosciuti ma immaginabili, il permesso di ricerca chiesto è stato fatto scadere.

Il progetto era basato sull’idea di sfruttare un sistema idrotermale alimentato da acqua di mare, da raggiungere con pozzi perforati mediante trivella posta su piattaforma marina, come viene fatto per l’estrazione di idrocarburi “off- shore”. Senza entrare nel merito di questa idea (che comunque era e resta una opzione tecnicamente valida), sul piano delle risorse potenziali, bisogna tenere presente che vaste aree esterne degli apparati vulcanici del Tirreno meridionale, ubicate sulle pendici ed al pedemonte dei vulcani Marsili, Palinuro, ed altri della medesima grande struttura sottomarina) sono cosparse di campi fumarolici ad alto contenuto energetico. Questo tipo di campi (annoverati nel gruppo dei “*sistemi geotermici non convenzionali*”) hanno cominciato a ricevere nel mondo attenta considerazione come potenziali risorse di grande rilevanza per produrre energia elettrica e coltivare minerali pregiati ad essi associati.

Ad ogni modo, agli effetti di questo studio, i campi in parola sono accennati nel seguente paragrafo 4 e descritti meglio nel successivo Capitolo 5, con l’ubicazione anche dei loro apparati ***(Fig. 5.5)***.

2.3.3) Risorse di media e bassa temperatura

a) *Italia settentrionale*

Nel settore occidentale e centrale dell'Italia settentrionale, gli acquiferi clastici delle pianure lombarda e piemontese, dove sono state documentate temperature da 30 a 45 °C tra 0,3 ed 1 km di profondità[33], possono costituire l'obiettivo principale della esplorazione geotermica.

In Piemonte, le aree più favorevoli sono state individuate ad Ovest di Vercelli, a Nord di Saluzzo e ad Est di Novara. Un notevole interesse assume in particolare la zona di Acqui Terme-Visone ove esistono sorgenti con acqua fino a 70 °C, e dove studi molto recenti[34] hanno confermato l'esistenza di temperature nel serbatoio di 100÷130 °C.

In altre zone termali piemontesi, come ad Argentera (CN), le ricerche mirano ad individuare livelli di circolazione profonda in rocce carbonatiche o metamorfiche.

La Pianura Padana, come già accennato in paragrafi precedenti, presenta interessanti acquiferi multistrato nella coltre sedimentaria clastica, con temperature di almeno 60 °C a 2 km di profondità. Alcuni pozzi petroliferi hanno individuato acque fossili a 50 °C ad 1,5 km e 90 °C a 3 km di profondità nell'area di Metanopoli, nonché acquiferi a 35-40 °C in formazioni sabbioso-ghiaiose confinate poste tra 300 e 900-1000 m di profondità.

In Lombardia l'area più interessante, sia per la temperatura che per la potenzialità degli acquiferi, è situata intorno a Milano e si estende, dalla zona del Ticino e Pavia, fino a Cremona, dove è quasi certa la presenza di acque con temperature di 70-80 °C entro 2 km di profondità.

Nel sottosuolo delle pianure veneta, friulana ed emiliano-romagnola, gli obiettivi principali della ricerca sono rappresentati da formazioni carbonatiche mesozoiche in una larga fascia che corre lungo il margine delle Prealpi Venete, intorno al rilievi dei Monti Berici e dei Colli Euganei, nella bassa pianura veneta orientale e friulana, ed in una ristretta area della pianura emiliana intorno a Ferrara. Il tetto delle formazioni carbonatiche in tutte queste zone è situato a meno di 2 km dalla superficie.

In particolare, la più importante area geotermica della regione in esame è quella dei Monti Berici-Colli Euganei, legata alla presenza di un acquifero confinato costituito da rocce carbonatiche sepolte sotto un materasso di depositi clastici. Nell'acquifero si sviluppa un circuito termale alimentato da acqua meteorica proveniente dai Monti Lessini. L'acqua attinta tramite pozzi da questo acquifero, o che risale spontaneamente in superficie lungo faglie per formare sorgenti termali, è il più delle volte leggermente salata.

I pozzi perforati nell'area del distretto termale euganeo variano da poche a molte centinaia di metri e captano tutti acqua a temperatura variabile da un minimo di 60 fino anche ad 86 °C. Ciò è dovuto, alla risalita locale, per particolari condizioni idrogeologiche, del circuito termale.

Nell'area dei Monti Berici, invece, le temperature alle stesse profondità sono decisamente inferiori poiché il circuito idrotermale è molto meno profondo.

Fra gli acquiferi costituiti da terreni sedimentari, un discreto interesse rivestono i depositi sabbioso-ghiaiosi della pianura veneta orientale e friulana, caratterizzati da acque dolci con temperatura fino a circa 45 °C entro 800 m di profondità.

In particolare, nella parte orientale della pianura (zona Grado-foce del Tagliamento), gli acquiferi confinati formati da terreni clastici contengono acqua a 35-50 °C a partire da 400 m di profondità. Il substrato carbonatico della stessa zona, invece, presente a partire da 600-800 m dal piano campagna, ospita una circolazione di acqua a 50 °C ed oltre.

Nella zona di Schio-Bassano sono presenti temperature relativamente elevate a modesta profondità (superiori a 50 °C entro 1 km).

Nel settore meridionale del Lago di Garda (zona Verona-Sirmione) sono state documentate acque

---

[33] ***Calore C., Ghezzi P., Ghezzi R., Squarci P. , Taffi L. (2002)***. *ITALY - Po River Plain.* In "Atlas of Geothermal Resources in Europe". Pubblicazione EUR 17811 della Commissione Europea n. L-2985. S. Hurter and R. Haenel Editors. Luxemburg.

[34] ***Caviglia C. , Cigolini C. , De Luca D.A. (2011).*** *Il campo geotermico di bassa entalpia di Acqui Terme-Visone*. Acque sotterranee, n. 124; pp. 13-19.

con temperature di 60 °C a meno di 2 km di profondità. Nella zona di Sirmione in particolare, per la presenza del ramo ascendente di un circuito idrogeologico molto profondo, si raggiungono punte di quasi 100 °C a soli 150 m di profondità.
Nella zona di Belluno e di Montello (TV), pozzi per idrocarburi perforati dall'Eni hanno individuato la presenza di acque dolci con temperature di 43 e di 55 °C entro 1 km di profondità, in dolomie triassiche ed in arenarie e ghiaie mioceniche, rispettivamente per le due località.

Nella zona di Ferrara, l'assetto strutturale sepolto delle formazioni carbonatiche fratturate del Mesozoico, che costituiscono un acquifero confinato a varie profondità (tra 800-1000 e 1200-1500 m), permette una locale ed efficace circolazione convettiva di acque calde[35]. Il ramo ascendente del circuito più caldo si sviluppa all'interno di un alto strutturale nel quale la temperatura dell'acqua giunge a circa 100 °C entro 1,5 km di profondità.
Oltre a quelli sopra ricordati, circuiti idrotermali profondi controllati da faglie, che danno luogo a manifestazioni termali di superficie, si trovano nelle seguenti località dell'Italia nord-orientale:

- Bagni di Romagna, con temperature alla sorgente di 45 °C, e di 60 °C stimati in profondità;
- zona Fidenza-Salsomaggiore, dove le acque sgorgano in superficie a temperature di oltre 30 °C, mentre sono stimati valori di circa 70 °C a 2 km di profondità.

b) *Settori adriatici dell'Italia centrale ed Umbria*
In questi settori la presenza di acquiferi di bassa temperatura è ipotizzabile, con limitazioni di continuità, entro le formazioni carbonatiche più permeabili ed entro le formazioni clastiche plio-quaternarie caratterizzate da prevalente componente sabbiosa.
In corrispondenza di tali acquiferi, nei pressi di Ancona e lungo la costa adriatica a Sud di Pescara, si riscontrano temperature lievemente anomale con punte di 80 °C a 2 km di profondità in prossimità del confine con il Molise.

c) *Toscana*
In tutta la regione esiste un potenziale serbatoio rappresentato da formazioni prevalentemente carbonatiche di età mesozoica.
Tralasciando le aree nelle quali queste formazioni affiorano, ed oltre alle zone di intensa anomalia termica intorno a quelle più indiziate per la presenza di risorse ad alta temperatura prima descritte, il potenziale serbatoio in parola è continuamente presente tra 0,5 ed 1 km dal piano di campagna in buona parte della Toscana marittima a Sud dell'Arno. La temperatura valutata a tali profondità è generalmente di almeno 50 °C.
A profondità di 2 km, invece, tutta la Toscana marittima a Sud dell'Arno ha temperature superiori a 90 °C, fatta eccezione per alcune zone minori. Tra le aree di potenziale interesse per lo sviluppo di risorse a medio-bassa temperatura a fini di uso diretto, si citano quelle di Pisa-Pontedera (50-60 °C a meno di 1 km), di Siena-Acqua Borra (70 °C a circa 700 m), e di Roccastrada (75 °C ad 1 km di profondità).

d) *Lazio*
In tutto il Lazio, come in Toscana, esiste un potenziale serbatoio costituito prevalentemente da formazioni carbonatiche mesozoiche, ubicato a profondità spesso inferiori ad 1 km dal piano campagna.
In particolare, tutta la fascia che va dalla costa agli apparati vulcanici dei Monti Volsini, di Vico, dei Monti Sabatini e dei Colli Albani, tale serbatoio ospita quasi senza soluzione di continuità acque calde tra 50 e 90 °C. La principale di queste zone si trova vicino a Viterbo, dove alcuni pozzi perforati dall'Enel nella seconda metà degli anni '70 hanno individuato un serbatoio di acqua a 60÷90 °C che si sviluppa in continuità da poco più di 1 fino a 3 km di profondità circa.
Inoltre, a 2 km di profondità, praticamente tutta la fascia tra la costa e la valle del Tevere, la zona intorno a Roma, ed i Colli Albani presentano temperature maggiori di 90 °C. In questa zona, al di sopra del suddetto serbatoio regionale si trovano lenti permeabili entro la coltre prevalentemente

[35] ***Carella R., Guglielminetti M., Verdiani G. (1986).*** *Attività dell'Agip nel campo dell'energia geotermica in Italia*. Atti del Convegno Federelettrica; Padova, 10/04/1986.

vulcanica, nelle quali circolano acque con temperature di alcune diecine di gradi. Ciò è dimostrato dalle numerose sorgenti ipo- e meso-termali diffusamente presenti in questa zona.

Nella parte più meridionale del Lazio, in presenza del suddetto serbatoio carbonatico mesozoico, sono state rinvenute, entro 1-1,4 km di profondità acque calde nelle aree di:

- Latina (60°C a 1,4 km);
- Fogliano (80 °C a 1 km);
- nella Valle Latina (50-70 °C a 1-2 km); e
- in prossimità delle Terme di Suio (50-100 °C a 0,5-1 km).

e) *Campania*

Questa regione, a differenza delle due precedenti regioni geotermicamente più interessanti, nella vasta zona dei Campi Flegrei e dintorni, dove nel sottosuolo si hanno temperature molto alte, il sopra detto potenziale serbatoio carbonatico entro 2-3 km di profondità, invece, non esiste.

Nella zona di Roccamonfina, al confine con il Lazio, in prossimità delle Terme di Suio, l'acquifero carbonatico, presente a circa 2 km, potrebbe ospitare fluidi con temperatura maggiore di 100 °C.
Poco lontano da Suio, invece, nella zona di Mondragone, in prossimità della costa, sorgenti termali e pozzi poco profondi indicano l'esistenza di fluidi a 40 °C collegati a circuiti profondi ancora poco noti.

Nel settore a Sud del F. Volturno, locali e discontinui potenziali serbatoi sono alloggiati entro la spessa coltre vulcanica della zona napoletana. Infatti nell'area flegrea e ad Ischia, a profondità dell'ordine di alcune centinaia di metri, esistono fluidi caldi con temperature maggiori di 90°C.

Una interessante struttura rialzata del serbatoio carbonatico mesozoico è stata localizzata in Irpinia (Monte Forcuso), dove a circa 1,5 km di profondità l'acquifero ha una temperatura di 80 °C, mentre a partire da circa 2 km sono stimate temperature di oltre 100°C. Caratteristiche analoghe, seppur con temperature minori, sembrano essere presenti nell'area di Telese Terme.
Nella zona di Contursi sono stati rinvenuti fluidi con temperatura di 53 °C a 2 km, e si stimano temperature di circa 90 °C a profondità dell'ordine di 3 chilometri.

Infine, nella piana di Nola, a Nord del Vesuvio, si trovano, anche a profondità inferiori ai 1000 m, acque ipo- e meso-termali di possibile interesse pratico.

f) *Molise-Puglia-Basilicata*

L'esame dei dati disponibili permette di evidenziare una fascia con potenziali acquiferi di interesse geotermico a bassa temperatura sul lato nord-orientale della Fossa Bradanica, che si allunga da Pescara al Golfo di Taranto.
Gli acquiferi sono costituiti in parte da rocce carbonatiche riferibili alla così detta "Piattaforma Pugliese", ed in parte da orizzonti arenitici presenti, all'interno della Fossa stessa, nei bacini neogenici lucano, pugliese e molisano.
Questa fascia si ricollega a NW con i potenziali acquiferi di interesse geotermico a medio-bassa temperatura ricordati per la regione adriatica nel precedente punto b), ed è caratterizzata da temperature di poco oltre 60 °C alla profondità di 2 km.

g) *Calabria*

I dati disponibili si riferiscono a zone termali nelle quali emergono sorgenti ipo- e meso-termali.
Agli effetti di possibili usi diretti diversi dal termalismo sono degne di nota le seguenti zone:

- aree delle Terme Luigiane (Cosenza) e delle Terme di Caronte, vicino a Lamezia Terme;
- zona compresa tra Lamezia Terme, Catanzaro ed Isola di Capo Rizzuto, dove si possono raggiungere 70 °C a circa 2 km, e dove ricerche mirate al reperimento di fluidi a moderata e bassa temperatura potrebbero individuare serbatoi alloggiati in complessi carbonatici o gneissico-granitici.

h) *Sicilia*

In questa regione sono presenti potenziali serbatoi di media e bassa temperatura formati da rocce

carbonatiche coperte da terreni impermeabili. Le acque contenute in tali serbatoi vengono localmente a giorno in forma di sorgenti a temperature tra 30 e 70 °C.
In tutto il settore occidentale, ed in particolare nella zona tra Trapani e Sciacca, è probabile la presenza di acqua con temperature di oltre 90 °C a circa 2 km di profondità.
Nella zona di Catania-Paternò il tetto del potenziale serbatoio, anche qui formato da rocce carbonatiche, giace a profondità intorno a 2000 m. L'acqua in esso contenuta ha temperature stimate prossime a 90 °C.
Per la zona dell'Etna e dintorni, mancando pozzi di adeguata profondità, non si hanno informazioni attendibili. Inoltre, l'acquifero sub-superficiale, costituito da vulcaniti permeabili sature di acqua fredda, maschera la presenza di possibili risalite di fluidi idrotermali. Si presume però che, sotto i 2 km circa di profondità, ci possano essere condizioni favorevoli alla formazione di sistemi idrotermali di media temperatura.

i) *Sardegna*

I dati termici disponibili sono concentrati principalmente nella depressione tettonica del Campidano, per cui si può dire in particolare quanto segue:

- nel settore settentrionale della depressione (zona di Casteldoria) esistono sorgenti termali a temperature fino a 70 °C. Esse sono verosimilmente le emergenze superficiali di acque circolanti in prevalenza in rocce granitiche a profondità superiori ad 1 km;
- nel settore centro-meridionale della depressione stessa, alcune sequenze clastiche mioceniche possono costituire complessi permeabili contenenti acque termali. E siccome la temperatura giunge a luoghi già a 25-30 °C a 100 m di profondità, è probabile che nella parte centrale e più profonda del Campidano, possano essersi formati circuiti idrotermali con $T \geq 120$ °C a 2 km di profondità;
- in prossimità dei margini della depressione in parola sono presenti circolazioni idrotermali con temperature delle sorgenti fino a circa 50 °C. I circuiti profondi, impostati su sistemi di faglie bordiere, possono perciò presentare temperature di circa 90 °C già a 2 km.

2.4) Sistemi geotermici utilizzabili per produrre energia elettrica

I sistemi geotermici fino ad oggi sfruttati nel mondo per produrre energia elettrica sono soltanto quelli idrotermali di media ed alta temperatura (maggiore di 70 fino ad oltre 200 °C), in campi a vapore o ad acqua dominante, con l'uso di centrali geotermiche a tecnologia matura: unità a condensazione, a scarico libero, a ciclo binario ed a ciclo combinato, che utilizzano vapore diretto o vapore di *flash* (singolo, doppio, e più raramente triplo).
Esistono però in natura anche sistemi geotermici diversi da quelli idrotermali, indicati di solito con il termine comprensivo di *sistemi geotermici non convenzionali*. Vi sono inclusi i seguenti tipi:

- rocce calde secche (*hot dry rocks*, ***HDR***), o rocce calde fratturate (*hot fractured rocks*, ***HFR***), o sistemi geotermici stimolati (*enhanced,* oppure *engineered geothermal systems,* ***EGS***);
- sistemi geopressurizzati;
- sistemi magmatici;
- sistemi a fluidi supercritici;
- sistemi fumarolici sottomarini;
- sistemi a salamoia calda**.**

Benché noti ed in parte studiati in varie zone del mondo, per ragioni di natura economica, ambientale e tecnologica, nessuno di questi sistemi ha potuto però fino ad ora essere sfruttato per produrre energia elettrica a scala commerciale. Per i primi due di essi anzi (HDR/HFR/EGS, e sistemi geopressurizzati), sebbene siano stati quelli più a lungo studiati e sperimentati in diversi Paesi avanzati del mondo, i tempi per giungere a maturazione tecnologica sembrano essere oggi di almeno altri cinque anni.
Il terzo e quarto dei sistemi in parola (sistemi magmatici ed a fluidi supercritici), invece, pur avendo cominciato ad essere sperimentati solo di recente, potrebbero diventare maturi per uno sfruttamento a scopi geotermoelettrici prima della fine di questo decennio.
Gli altri due sistemi (campi fumarolici su fondali marini e salamoie calde), al contrario, che solo da pochi anni hanno iniziato a ricevere attenzione di tipo applicativo, difficilmente potranno giungere a maturazione tecnologica prima di dieci anni da ora.

In ogni caso, però, bisogna tener presente che la maturazione commerciale di ogni nuovo sistema geotermico non coincide con quella tecnologica, ma può avvenire, di norma, un paio di anni dopo la prima. Si può pertanto pensare che in qualche Paese avanzato del mondo, uno o più d'uno dei suddetti *sistemi geotermici non convenzionali* possa giungere a produrre elettricità a costi competitivi con quelli di altre fonti di energia a partire dai primi anni '20; mentre, per altri sistemi non idrotermali, la stessa possibilità deve essere immaginata non prima della seconda metà del prossimo decennio.

Per quanto riguarda in particolare il primo gruppo di sistemi citati (HDR/HFR/EGS), che alcuni ricercatori consideravano prossimi a maturazione già diversi anni fa, le ricerche e sperimentazioni fatte fino ad oggi [36] indicano invece che restano ancora da risolvere numerosi problemi, tra cui: *i)* sismicità indotta da operazioni di fratturazione delle rocce profonde per aumentare la permeabilità del serbatoio; *ii)* limitato volume di roccia fratturabile artificialmente; *iii)* ridotta trasmissività delle fratture artificiali create nel serbatoio, e conseguente necessità di alte pressioni di iniezione dell'acqua nel serbatoio (250÷300 bar a bocca pozzo in condizioni normali); *iv)* grandi quantità di acqua superficiale necessaria per inondare le fratture artificialmente formate o allargate, con perdite di circolazione in *loop chiuso* maggiori a volte del 50 %; *v)* possibili sovrappressioni del fluido contenuto nelle fratture naturali, con valori a luoghi anche maggiori di 350 bar a 4-5 km di profondità (come nei pozzi geotermici perforati nel Cooper Basin, Australia, che richiedono pressioni di iniezione di oltre 500 bar); *vi)* rapido declino di temperatura nell'acqua del circuito di *loop*; *vii)* possibile presenza di gas e composti corrosivi (CO_2, H_2S, HF, HCl, ed altri) disciolti nell'acqua contenuta nelle fratture originali.
Si ricorda anche che in mancanza di un fluido vettore (naturale o artificiale) che assicuri lo scambio termico con le rocce, l'estrazione da esse del calore per sola conduzione, pur teoricamente possibile in minima misura e per tempi ridotti, allo stato attuale della tecnologia dei materiali (e di quella prevedibile nei prossimi anni), è tanto poco efficiente quanto costosa.

La ricerca di base ed applicata su alcuni dei problemi sopra accennati è stata negli ultimi anni accentuata al fine di favorirne la rapida soluzione. Nel frattempo, però, i progetti di tipo HDR/EGS sono diminuiti di numero, ed ha avuto anzi inizio un loro ripensamento metodologico, con obiettivi e modalità di esecuzione diversi da quelli originali di produrre energia elettrica solo da corpi granitici privi di fratture, ubicati in zone a piccolo gradiente geotermico, e con la doppia necessità, quindi, di perforare pozzi molto profondi per creare serbatoi artificialmente fratturati.

Da qualche anno, invece, si sta facendo strada l'idea che sia preferibile, almeno per ora, perforare pozzi di 2-3 km per raggiungere serbatoi di qualunque litologia, meglio se dotati di fratture naturali (eventualmente da allargare, ma non da creare ex-novo), ubicati in aree a gradiente geotermico anomalo, con probabilità quindi di reperire fluidi a 100-140 °C per produrre energia elettrica con piccoli impianti a ciclo binario, e calore a valle per usi diretti. Si tratta quindi di progetti di co-generazione, volti a sfruttare risorse da sistemi idrotermali di media temperatura. La sola componente di progetti EGS resta allora l'eventuale allargamento di fratture naturali del serbatoio, con interventi di stimolazione artificiale per *hydrafrac* o con altri mezzi di fratturazione.
A parte quanto sopra, le caratteristiche essenziali dei sistemi geotermici potenzialmente idonei a produrre energia elettrica si vedono in *Tabella 1*. Elementi integrativi su tali caratteristiche, sulle ricerche svolte e sulle tendenze in atto nel settore dei *sistemi geotermici non convenzionali* sono dati nel Capitolo 5.

---

[36] Una sintesi dei progetti di R&S realizzati in questo settore nel mondo dal 1974 al 2009 (Fenton Hill, Stati Uniti; Rosemanowe, Regno Unito; Hijiori ed Ogachi, Giappone; Soultz, Francia; Basilea, Svizzera; Cooper Basin, Australia; e Landau, Germania) si trova in ***G. Cappetti (2009)*** *From HDR to EGS*, Atti dell' "International Congress on Geothermal Energy in Italy and Europe -What Future-" ; Ferrara 23-25 Sett. 2009.
Per altri progetti di R&S sui sistemi in esame, svolti in anni recenti nei suddetti ed in altri Paesi del mondo, si possono consultare alcune note in ***Alimonti Edit. (2015)***: "Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità Future"; pp. 117. Aracne Edit. Internazionale, Ariccia (RM).
Possono essere utili a questo fine anche le comunicazioni sul tema HDR/EGS presentate al Word Geothermal Congress 2015 (Melbourne, 23-28 Apr. 2015) e pubblicate nei relativi Atti per le Sessioni nn. 4/C-5/C-6/C-7/C-10/C-11/C-13/C e 17/J.
Da questi lavori si evince che dal 1974 ad oggi sono stati effettuati nel mondo oltre una diecina di progetti di R&S nel settore HDR/EGS, e la perforazione di almeno 30 pozzi a profondità comprese tra 2500 e 5500 m. L'importo complessivo di spesa per tutti questi progetti può essere stimato in circa mezzo miliardo di Euro

Tab. 1: Caratteristiche geologiche dei sistemi ad alta temperatura utilizzabili per produzione di energia elettrica

Sistemi idrotermali *(Fig. 10)*

Sistemi a circolazione naturale in acquiferi confinati, permeabili per porosità o per fratturazione, in aree di accentuata anomalia termica, alimentati da acqua meteorica percolante attraverso aree di assorbimento laterali, che assicurano il carico idrostatico e la circolazione convettiva di acqua nel serbatoio. Nelle parti sommitali del serbatoio, in corrispondenza di strutture sollevate, possono formarsi, in favorevoli condizioni, cappe di vapore.
Si distinguono perciò due sottosistemi: uno ad acqua dominante, e l'altro a vapore dominante.

Sistemi a *Rocce calde secche* (HDR), a *Rocce calde fratturate* (HFR), e *Sistemi stimolati* (EGS) *(Figg. 11-12)*

Complessi di rocce competenti sepolte, con permeabilità naturale quasi nulla o scarsa, fratture chiuse o sigillate (in tutto o in parte) da circolazione idrotermale fossile, ubicati in aree con o senza anomalia termica regionale, per cui la loro temperatura dipende dalla profondità a cui essi si trovano.
L'obiettivo che accomuna questi tre termini (apparentemente diversi, ma originati dallo stesso concetto e dagli stessi obiettivi) é l'estrazione di calore dalle rocce attraverso operazioni di ingegneria geologica. Ma data l'ambiguità che ne deriva sul piano genetico delle loro caratteristiche naturali, riguardanti soprattutto il termine EGS, la tendenza attuale è di sostituirli tutti con il termine "sistemi petrotermali" che sul piano genetico è inequivocabile.

Sistemi geopressurizzati *(Fig. 13)*

Complessi clastici a granulometria di sabbia, piuttosto giovani (< 10 Ma) e quindi non ancora del tutto diagenizzati, molto permeabili per porosità primaria, che formano acquiferi confinati a profondità di oltre 2 km, nei quali la pressione dell'acqua è regolata non dal carico idrostatico ma da quello litostatico delle formazioni sovrastanti, e con pressioni anche laterali in regime di compressione. Perciò, la pressione dei fluidi contenuti nell'acquifero può raggiungere diverse centinaia di atmosfere. In alcuni casi, tali sistemi si possono formare anche in acquiferi confinati costituiti da complessi rocciosi a bassa permeabilità.
Tutti questi sistemi si formano in zone di debole anomalia termica, per cui la temperatura nel serbatoio varia con la profondità in funzione di valori normali o poco anomali del gradiente geotermico.
Nei sistemi formatisi in complessi clastici, disciolti nell'acqua, si trovano importanti quantità di gas organici, che possono avere interesse commerciale e che aumentano il valore economico del calore da essi estraibile.

Sistemi magmatici *(Fig. 14)*

Sistemi connessi ad apparati vulcanici attivi con camera magmatica a piccola profondità (< 5-6 km), dove la temperatura del fluido utilizzato per l'estrazione del calore dipende da quella al tetto del corpo igneo. Sono state ideate a questo scopo, ma non ancora sperimentate, diverse modalità di captazione del calore come descritte nel Cap. 5/§5/2.3).

Sistemi a fluidi supercritici

I fluidi contenuti nel serbatoio (ubicato a notevoli profondità e sigillato al tetto da una efficiente coltre di copertura) si formano in condizioni di temperatura e pressione molto elevate. Pertanto, essi posseggono densità energetica ben maggiore di quella dei fluidi estraibili dai sistemi idrotermali di alta temperatura, anche di quelli a vapore dominante.
E' probabile anzi che i sistemi idrotermali di alta temperatura, sia ad acqua che a vapore dominante, sfumino in profondità verso serbatoi contenenti fluidi supercritici.
E' possibile inoltre che, in corrispondenza delle aree termicamente più anomale, i fluidi contengano composti aggressivi dovuti ad acidi di fluoro e di cloro.

Sistemi fumarolici sottomarini *(Figg. 15/a-b-c)*

Fumarole e miscele acqua-vapore ad alta temperatura (> 300 °C), emergenti da fondali pedemontani di cordigliere e sistemi vulcanici sottomarini attivi, a profondità da qualche diecina o centinaia di metri fino a diversi chilometri. La pressione del flusso a bocca di fumarola può quindi oscillare tra poche e molte centinaia di atmosfere.
Si tratta di fluidi acidi che trascinano quasi sempre in soluzione, oltre a gas, anche composti metallici (oro, argento, cobalto, nickel, manganese, rame, ed altri) che in emersione cristallizzano in noduli di alcuni centimetri, formando così sui fondali circostanti cospicui accumuli di noduli sciolti, di grande valore economico (ved. anche Cap. 5/§5/2.5).

Sistemi a salamoia calda

Particolari tipi di sistema idrotermale in cui, per peculiari caratteristiche genetiche delle acque presenti nel sistema, sigillamento laterale del serbatoio per intervenute diverse condizioni idrogeologiche e/o a causa di incrostazioni idrotermali, scarso ravvenamento con acque meteoriche "fresche", e soprattutto a causa di una prolungata circolazione convettiva azionata da forti valori del gradiente geotermico in ambiente chiuso ad alta temperatura, le acque madri contenute nel serbatoio hanno subito un lungo processo di concentrazione salina raggiungendo i tenori di una salamoia con TDS >> 10 g/l.
Si tratta perciò di sistemi i cui fluidi, per essere utilizzati a fini geotermoelettrici, se da una parte richiedono elaborati e costosi trattamenti chimici e particolari impianti di generazione, hanno dall'altra il vantaggio di contenere composti minerali pregiati.

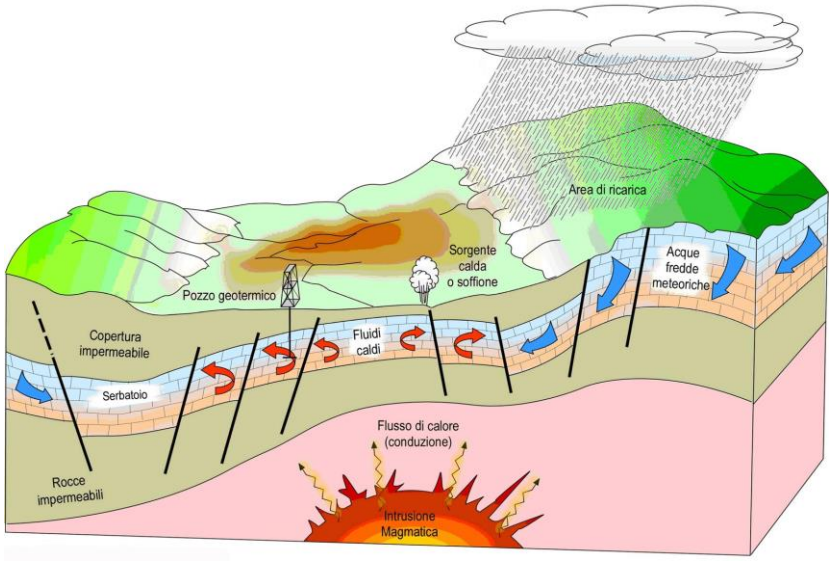


Fig. 10: Rappresentazione schematica di un sistema idrotermale di alta temperatura
(Dal documento UGI "Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030"; Dic. 2011 - Fig. 13)

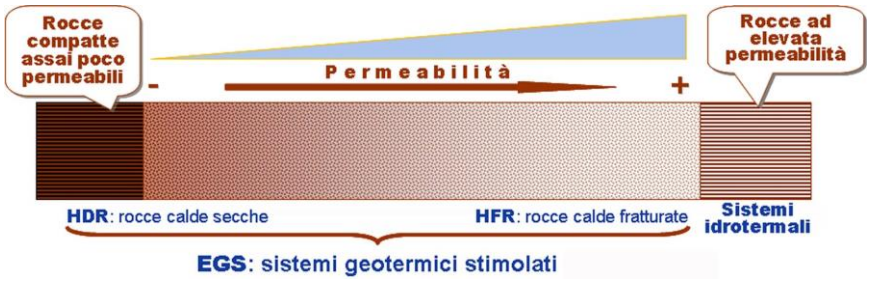


Fig. 11: Schema concettuale che mostra la gradualità di transizione degli EGS/Sistemi Geotermici Stimolati da Rocce Calde Secche (HDR) a Rocce Calde Fratturate (HFR), e da queste ai Sistemi Idrotermali (HS = Hydrothermal Systems) in funzione della permeabilità. Notare che le aree indicate in figura per i vari sistemi non sono proporzionali alla frequenza con cui essi si trovano in natura fino a 5 km di profondità.
(Dal documento UGI "Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030"; Dic. 2011 - Fig. 14)

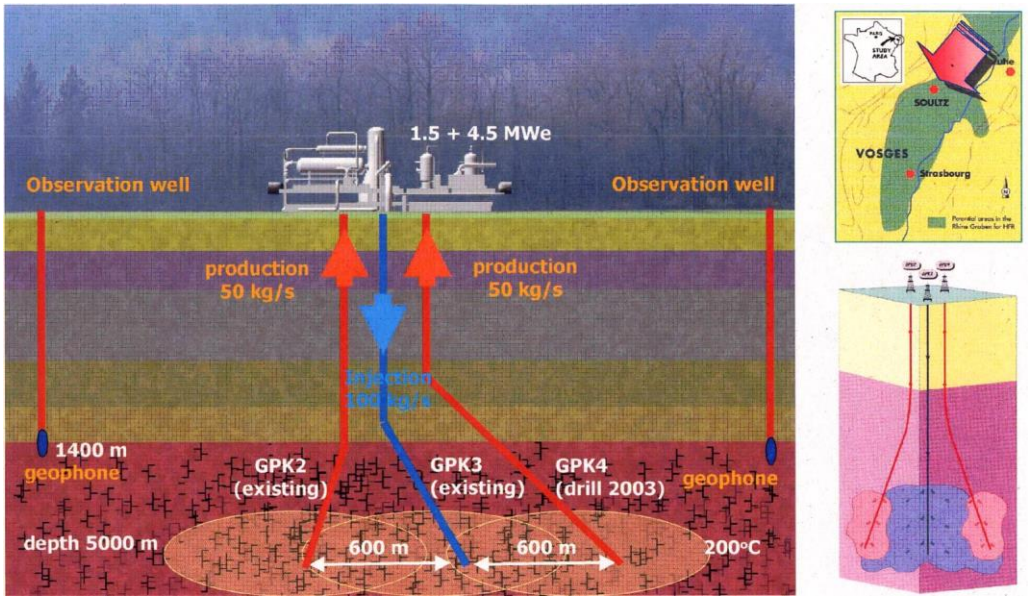


Fig. 12: Progetto di Rocce Calde Secche (HDR) con serbatoio artificiale in basamento granitico, sviluppato a Soultz sous Forets (Alsazia, Valle del Reno, Francia)
(Dal documento UGI "Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030"; Dic. 2011 - Fig 15)

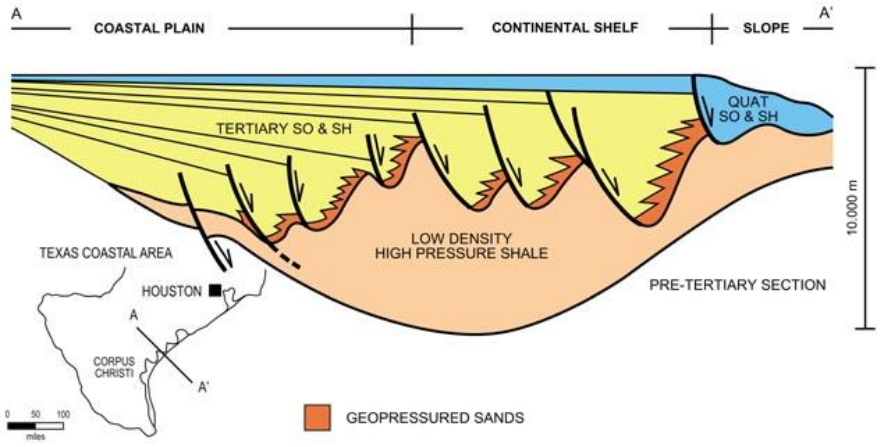


Fig. 13: Schema di un sistema geopressurizzato nelle condizioni geologiche di un'area costiera del Golfo del Messico, circa 300 km a Sud-Ovest di Houston, Texas (USA)
(Dal documento UGI "Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030"; Dic. 2011 - Fig 16)

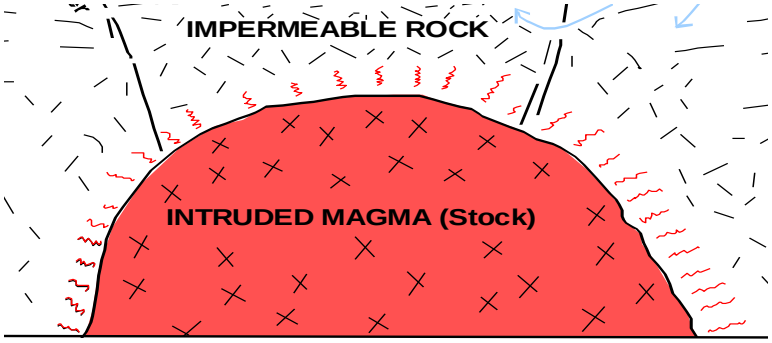


Fig. 14: Schema concettuale dei sistemi magmatici *(Da Cataldi et al., 2015, con modifiche grafiche)*[37]

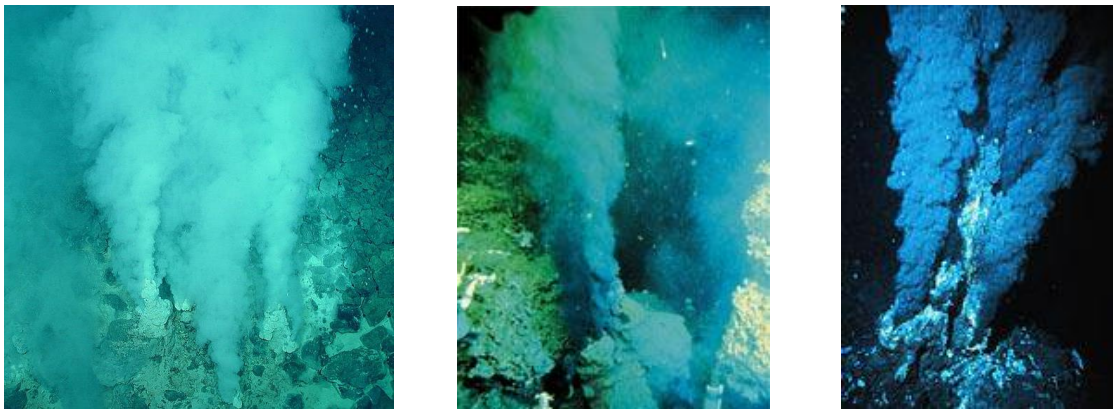


Fig. 15/a-b-c: Aspetti diversi delle fumarole sottomarine (a:"Champagne", Fossa delleMarianne; b:"Black smokers ", Dorsale Medio-Atlantica; c: Fossa delle Galapagos) *(Da Cataldi et al., 2015)* [38]

In breve, parlando in generale, si deve pensare che in qualche Paese avanzato del mondo, uno o più d'uno dei suddetti *sistemi geotermici non convenzionali* possa giungere a produrre elettricità a costi competitivi con quelli di altre fonti di energia nei primi anni del prossimo decennio.

---

[37] ***Cataldi R., Grassi W., Passaleva G., (2015)***. *Stime di crescita dell'energia geotermoelettrica in Italia con il contributo dei Sistemi Geotermici non Convenzionali*. In Alimonti C. (Edit.) "Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità. Future"; pp. 117. Aracne Editrice Internazionale, Ariccia (RM).

[38] ***Cataldi R., Grassi W., Passaleva G. (2015)***. *Ved. sopra, nota 37*.

Il nostro Paese dispone di tutti i tipi di sistema geotermico di alta temperatura (idrotermali e non) potenzialmente adatti a produrre energia elettrica.
Per i *sistemi geotermici non convenzionali* va però precisato che al momento, in base alle conoscenze attuali del sottosuolo, è impossibile fare una valutazione di estensione e di potenziale energetico per ciascuno di essi separatamente. Alcuni, infatti, possono giacere al di sotto di quelli idrotermali, mentre altri, in aree diverse, possono coesistere insieme a sistemi dello stesso gruppo, o sfumare l'uno nell'altro in transizione graduale, oppure anche essere coalescenti tra loro per variazioni di permeabilità e di altri parametri geologici, in senso sia laterale che verticale.
Bisogna perciò sapere che in aree a regime termico anomalo, o a profondità di alcuni chilometri dove la temperatura supera diverse centinaia di gradi, a seconda delle caratteristiche strutturali ed idrogeologiche, è possibile la presenza di sistemi geotermici differenti, in varie combinazioni.

2.5) Potenziale geotermico, risorse e riserve del territorio italiano fino a 5 km di profondità

Rimandando al Capitolo 5 per l'ubicazione e maggiori dettagli sulle caratteristiche geologiche dei *sistemi geotermici non convenzionali*, per chiarire il significato di alcuni termini usati nei successivi Capitoli 3 e 4 di questo studio, è stato deciso di attenersi allo schema di classificazione del calore della Terra in "categorie" e "componenti" di *risorse* e *riserve*, come descritte da Muffler-Cataldi (1978)[39]e come evidenziate nelle due omologhe figure seguenti: modello concettuale ***(Fig. 16)*** e "Diagramma di McKelvey" ***(Fig. 17)***[40].

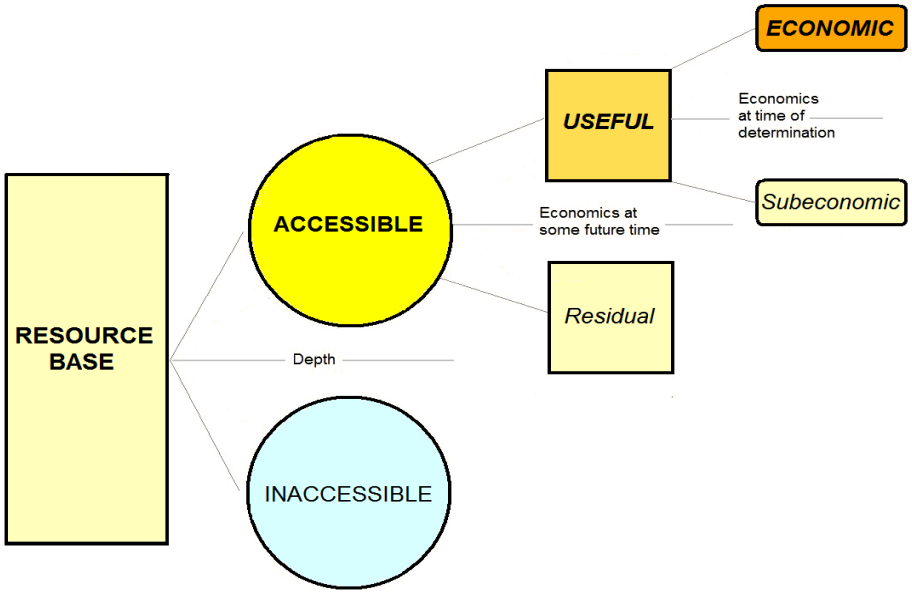


Fig. 16: Modello concettuale della classificazione del calore terrestre *(da Muffler - Cataldi, 1978)*[41]

[39]***Muffler P., Cataldi R. (1978).*** *Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources*. Geothermics, Vol. 7; pp. 53-89.

[40]Si ricorda in proposito che la terminologia usata da Muffler-Cataldi per la valutazione del calore terrestre a scala regionale, accettata da tutti fino quasi al termine del 20° secolo, con lo sviluppo intensivo degli usi diretti negli ultimi 15-20 anni, ha cominciato ad essere ignorata da molti autori e sostituita con termini coniati caso per caso, oppure ad essere usata con significati diversi da quelli delle definizioni che si erano prima consolidate. Ciò ha dato luogo ad una proliferazione di termini, spesso non definiti e difformi tra loro, determinando difficoltà obiettive di comprensione dei concetti espressi, oppure di confronto tra valori di stima catalogati in categorie differenti. Questa situazione ha indotto circa due anni fa l'IGA/Associazione Geotermica Internazionale a formare un apposito Gruppo di Lavoro con il compito di rivisitare tutta la terminologia geotermica ed in particolare quella della valutazione delle risorse. Oltre a quelle del Gruppo suddetto ve ne sono in corso altre nello stesso campo, coordinate dall'IGA o in collegamento con essa, tra cui la più importante è quella svolta in ambito UNECE/United Nations Economic Commission for Europe.
In attesa allora del completamento di tutte queste attività, e della definizione dei vari ambiti di applicazione, si precisa che per questo studio sullo sviluppo della geotermia in Italia, l'UGI ha deciso di attenersi alla terminologia ed ai concetti espressi nel "Diagramma di McKelvey", come evidenziati in ***Figura 17***.

[41]***Muffler P., Cataldi R. (1978).*** *Ved. Nota 37*.

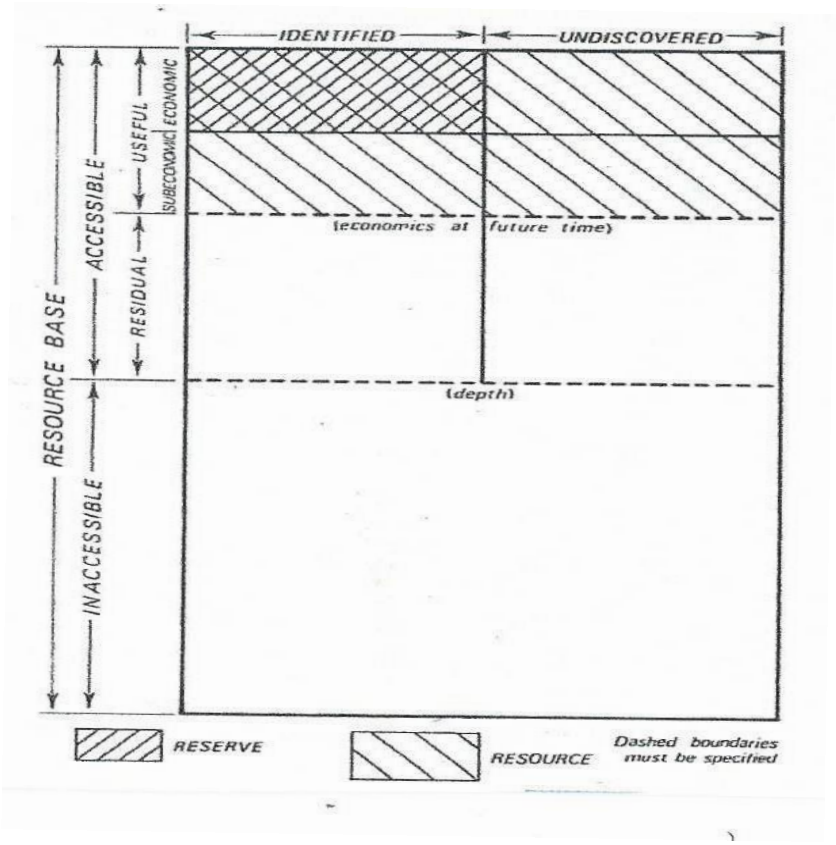


Fig. 17 Diagramma di McKelvey con classificazione del calore della Terra in "risorse" e "riserve" di diversa "categoria" (verticale) e "componente" (orizzontale). Le scale del disegno sono arbitrarie, per cui le dimensioni dei rettangoli non hanno alcuna relazione con la grandezza delle rispettive categorie e componenti *(da Muffler-Cataldi, 1978; Fig. 3)*

Nelle Figure 16 e 17 si possono vedere tutti i termini in gioco nella valutazione quantitativa del calore della Terra in qualunque zona del mondo; ma per le loro definizioni di dettaglio si rimanda al lavoro di Muffler-Cataldi citato in Nota 37. Agli effetti di quanto esposto nei capitoli successivi, tuttavia, va precisato che si considerano qui solo quelle frazioni di *potenziale*, *risorse base accessibili*, *risorse* e *riserve* indicate nei quattro tasselli superiori (grigliati) di Fig. 17, fino a profondità di 5 km. I motivi per cui è stato fissato tale valore di profondità sono esposti nel Capitolo 3.
Il significato dei quattro principali termini sopra detti è, in sintesi, quello di seguito descritto.

- ***Potenziale*** (sostantivo, non aggettivo): termine generico per indicare il calore in posto in un certo luogo o regione della Terra fino a profondità (definita o no), a prescindere da considerazioni di estraibilità o economicità di sfruttamento del calore terrestre a scopi pratici.
Se accompagnato da aggettivi, o da valori di energia ed equivalenza energetica, il termine *potenziale* può avere il significato specifico derivante dall'aggettivo che lo qualifica (ad es. "potenziale estraibile"), oppure dal valore di energia ad esso associato (ad es. "potenziale corrispondente, o equivalente a ... MW_t , o MW_e").

- ***Risorse base accessibili (RBA)***: calore immagazzinato nelle rocce e nei fluidi del sottosuolo fino ad una profondità stabilita (nel nostro caso 5 km).

- ***Risorse (RSS)***: calore estraibile da serbatoi accertati o probabili fino a profondità definita (nel nostro caso 5 km), a condizioni economiche supposte convenienti entro un dato periodo di tempo. Per questo studio il periodo di tempo viene fissato in 50 anni, con inizio immediato per i sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, ed a partire dal 2030 per i *sistemi geotermici non convenzionali*.

- ***Riserve (RSV)***: frazione delle risorse sfruttabile economicamente entro profondità massime di 5 km per un periodo di almeno 25 anni. Nel nostro caso, quindi, vengono considerate, per il momento, *riserve* soltanto quelle associate a sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura idonee a produrre

energia elettrica, nonché tutto il calore geotermico economicamente utilizzabile per applicazioni dirette, da qualunque profondità del sottosuolo (fino ad un massimo di 5 km) esso venga estratto.

Chiarito quanto sopra, si può dire che le risorse base accessibili (RBA) del territorio italiano possono essere stimate con criteri molto diversi e conseguenti risultati tra loro non comparabili, da un minimo di 2 x 10^{21} J, a 4 x 10^{22}J. Prendendo come riferimento la valutazione più bassa, si può quindi stimare che le risorse potenzialmente estraibili (RSS) in un periodo futuro della durata dei 50 anni sopra ipotizzati siano una centesima parte di quelle base accessibili, e cioè circa 2 x10^{19} J, corrispondenti a 500 MTep. Di esse circa due terzi hanno T< 150 °C; ma quelle a temperatura ancora abbastanza alta (> 80-90 °C) da permettere di produrre energia elettrica a costi competitivi con quelli di altre fonti di energia sono quasi metà del totale. Per confronto si ricorda che il consumo totale di energia del nostro Paese nel 2015 è stato di 171 MTep (ved. ***Cap. 3/Tab. 2***).

In particolare, per le risorse di moderata ed alta temperatura (> 90 °C) estraibili come riserve ***(RSV)*** dai soli sistemi idrotermali ed utilizzabili per generare energia elettrica, tenendo conto del fluido estratto fino ad ora nella Regione Boracifera per produrre prima composti borici e poi (dal 1913) anche energia elettrica, nonché del fluido estratto nella regione del Mt. Amiata a partire dai primi anni ’60 del secolo scorso, si stima un potenziale residuo su tutto il territorio italiano, per un periodo di sfruttamento di 50 anni a tempo e carico pieni, corrispondente ad una teorica potenza efficiente largamente superiore a 1000-1200 MW_e.
Tuttavia, considerando i severi vincoli territoriali esistenti in alcune aree di ubicazione dei suddetti sistemi (Campi Flegrei, come esempio più evidente), è probabile che una frazione del potenziale residuo in parola rimanga ancora per molto tempo nella categoria delle risorse senza poter passare a quella delle riserve. Se ciò si verificasse, la potenza teorica sopra detta di 1000-1200 MW_e potrebbe costituire, almeno nel breve termine, un valore significativo di riferimento.

Quanto al potenziale sfruttabile di risorse a T > 150 °C associate a *sistemi geotermici non convenzionali*, rimandando al Capitolo 5 per la categorizzazione delle zone di possibile interesse, si anticipa qui che le loro aree di maggiore priorità si sviluppano su una superficie complessiva di oltre 5000 km^2, ed hanno una producibilità energetica stimata di circa 200 GWa_e (GWanno-elettrici); valore che, per un periodo di sfruttamento di 50 anni a tempo e carico pieni, corrisponde ad una potenza efficiente di 4000 MW_e.

Si tratta di risorse aggiuntive, non sostitutive, di quelle sopra dette per i sistemi idrotermali; per cui la somma dei due valori indica una disponibilità totale di risorse potenziali di media ed alta temperatura corrispondenti al almeno 4800-5000 MW_e. Si tratta perciò di un potenziale circa quattro volte maggiore dei 1000-1200 MW_e residuali sopra indicati per i soli sistemi idrotermali.

In conclusione, le stime di crescita della geotermia italiana fino al 2030 con proiezioni fino al 2050, di cui al presente studio, rientrano nell’ambito della disponibilità tecnica dei suddetti 4800-5000 MW_e di risorse, con l’ipotesi che i 50 anni indicati per avviare lo sfruttamento dei *sistemi geotermici non convenzionali* possano iniziare verso la fine del 2030 a seguito della positiva conclusione di un *Progetto finalizzato di R&S* ad essi mirato, come delineato nel successivo Capitolo 5.

****

3. Analisi dei dati, metodologia di lavoro e termini di riferimento

3.1) Ipotesi di base

3.1.1) Evoluzione dei consumi e del costo delle fonti di energia con particolare riguardo al petrolio

Negli ultimi dieci anni si sono verificati alcuni fatti, e sono state prese alcune iniziative, che hanno determinato nel nostro Paese una continua e netta diminuzione dei consumi complessivi di energia primaria. I principali di essi sono:

- la crisi economico-finanziaria in Europa e nel mondo, che si è protratta ben oltre le previsioni via via formulate e che fa sentire ancora oggi i suoi effetti negativi;
- l'attivazione di politiche e tecnologie mirate al risparmio e all'uso razionale dell'energia;
- il miglioramento di efficienza del sistema produttivo e dei consumi;
- il notevole sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e non convenzionali.

Il seguente diagramma del consumo energetico interno lordo negli ultimi 20 anni ***(Fig. 18)***, evidenzia chiaramente il fenomeno.

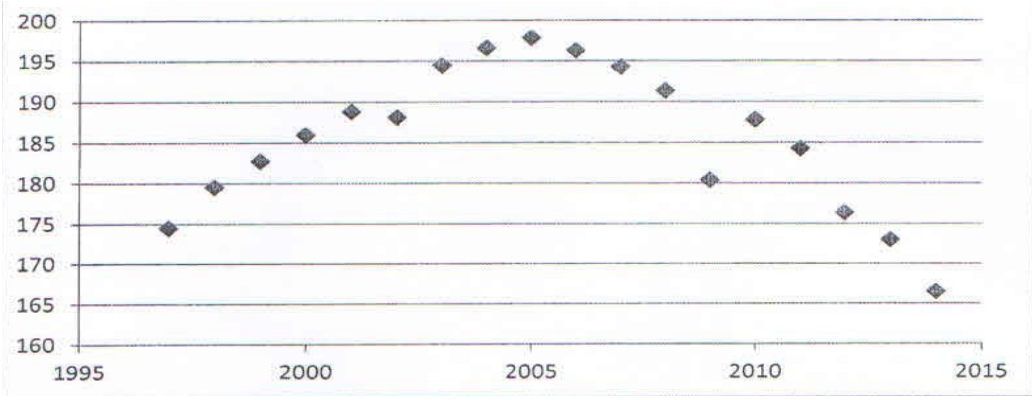


Fig.18: Andamento dei consumi interni lordi totali di energia in Italia dal 1997 al 2014 (in MTep/anno)
(Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, "Il Bilancio Energetico Nazionale –Consumo interno lordo1998-2014)

Naturalmente, anche se è impossibile fare previsioni certe nel medio-lungo termine, è ragionevole pensare che nei prossimi decenni, superata (definitivamente, si spera) la crisi economico-finanziaria attuale, i consumi interni torneranno a crescere, pur senza giungere di nuovo (almeno inizialmente, per altri 8-10 anni circa) ai valori del 2005, per effetto delle azioni sopra elencate, che, in particolare dopo gli esiti delle Conferenze sui cambiamenti climatici di Parigi (COP 21) e Marrakech (COP 22), dovrebbero essere attuate in tutti i settori dei consumi con maggiore intensità e determinazione.

4notare che il decremento totale (pari nel periodo 2010-2015 a circa il - 9 %) deriva essenzialmente da una forte diminuzione dei consumi dei combustibili fossili (- 18%), in parte compensata dal notevole aumento delle fonti rinnovabili e non convenzionali (+ 50%). I combustibili fossili, tuttavia, sono ancora pari al 75 % del totale, restando tuttora il comparto energetico dominante del nostro Paese.
I contributi specifici dei loro diversi tipi al 2010 e 2015 sono riportati nella tabella successiva ***(Tab. 3).***

Tab. 2: Contributo delle principali fonti ai consumi totali di energia in Italia nel 2010 e nel 2015

Fonti	**2010**		**2015**	
	(MTep)	***(% sul totale)***	**(MTep)**	***(% sul totale)***
Combustibili fossili (carbone, gas, petrolio)	**156**	***83***	**128**	***75***
Idroelettrica ed altre fonti rinnovabili e non convenzionali	**22**	***12***	**33**	***19***
Elettricità importata	**10**	***5***	**10**	***6***
Totali	**188**	***100***	**171**	***100***

Tab. 3: Contributo dei combustibili fossili ai consumi totali di energia in Italia: raffronto 2010-2015

Combustibili fossili	2010 (MTep)	2010 *(% sul totale)*	2015 (MTep)	2015 *(% sul totale)*
Solidi	**14**	**9**	**13,5**	***10,5***
Gas	**70**	***45***	**55,3**	***43,2***
Prodotti petroliferi	**72**	***46***	**59,2**	***46,3***
Totali	**156**	***100***	**128**	***100***

La diminuzione complessiva di combustibili fossili consumati nel 2015 rispetto al 2010 è di 28 MTep, equivalente a circa il 18% (ved. ***Tab. 2***), con una diminuzione confrontabile di gas (- 21%) e di prodotti petroliferi (- 18 %) ed una minor contrazione dei combustibili solidi (- 3,5 %).

Riguardo alla evoluzione dei costi dei combustibili fossili nel periodo 2000-2015 si può osservare innanzitutto che il prezzo alla fonte del petrolio greggio nel periodo in esame è stato molto variabile, essenzialmente per le seguenti ben note cause:
- continui episodi bellici soprattutto nei Paesi mediorientali ed africani, e criticità permanente della situazione geopolitica nel Medio Oriente, dai primi anni 2000 ad oggi, aggravata negli ultimi anni dall'insorgenza del terrorismo;
- volontà manifesta dei Paesi OPEC di contrastare gli effetti dell'estrazione di petrolio dagli scisti bituminosi negli Stati occidentali del Nord America (ad opera soprattutto degli Stati Uniti) ed al conseguente grande incremento delle riserve USA di petrolio;
- crisi economico-finanziaria mondiale esplosa nel 2008, ma non ancora superata.

L'andamento complessivo delle quotazioni medie annue del greggio alla fonte dal 2000 al 2015, espresse in US $ per barile (bbl)[42], si vede in ***Figura 19***. A prescindere dal picco massimo del 2008 e dal minimo del 2009, che si possono ritenere autocompensati, la figura indica un trend in aumento, con fattore di crescita medio nel decennio 2002-2012 di circa il 24 % all'anno (valore del 2012 pari a circa 110 $/bbl). Il diagramma si appiattisce poi fino all'inizio del 2014, ed il prezzo del petrolio perde da allora in un anno oltre il 50% chiudendo il 2014 intorno ai 50 $/bbl ed il 2015 sotto 40 $/bbl. Successivamente, i primi 8-9 mesi del 2016, e soprattutto gli ultimi, hanno indicato nel complesso una tendenza al rialzo, verso i 50 $/bbl circa del Dicembre 2016.

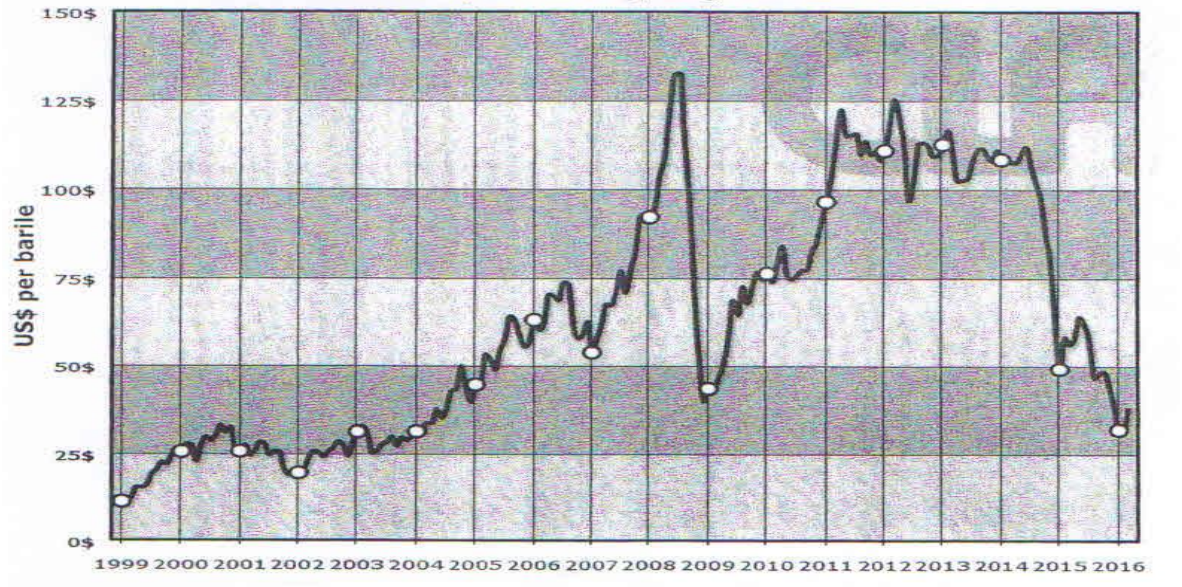


Fig. 19: Andamento storico delle quotazioni del petrolio greggio alla fonte dal 1999 al 2016 (in US $/barile)
(Fonte: US Department of Energy, riprodotta da CLAL Petrolio)

[42] Si ricorda che un barile di petrolio corrisponde a 159 litri e che una tonn. di petrolio corrisponde in media a 6,84 barili.Pertanto,il fattore moltiplicatore per ottenere il costo di una T di petrolio, partendo dal costo in US$/bbl è 6,84; ma, per calcoli approssimati, esso viene arrotondato a 7.

Nel periodo 2000-2015, i prezzi medi annui del gas naturale per usi industriali, e del carbone, hanno avuto un andamento simile a quello del petrolio, con un picco per entrambi nel 2008 e successivo minimo negativo nel 2009. L'andamento medio dei prezzi verificatosi per queste due fonti nel decennio 2005-2015, è però diverso da quello del greggio: il prezzo del gas ha avuto un aumento significativo tra il 2010 ed il 2013, per poi registrare un rapido decremento con tendenza a stabilizzarsi sui valori del 2015 (circa 7 $/Mbtu, e cioè 0,263 $/$Nm^3$, equivalente a 270 $/Tep, ovvero circa 255 €/Tep)), mentre il carbone ha mantenuto abbastanza costante il proprio prezzo.

La previsione per i prossimi 15-20 anni dell'andamento dei prezzi dei combustibili fossili non è né ben valutabile né (ancor meno) certa, tenuto anche conto dei risultati della 21**ª** Conferenza Mondiale sui Cambiamenti Climatici (COP 21; Parigi, Dicembre 2015), che impegna i 195 Paesi che si sono accordati per limitare l'incremento della temperatura media mondiale (ossia il surriscaldamento globale del pianeta) rispetto al valore dell'epoca pre-industriale a meno di +2 °C (e possibilmente a non superare +1,5 °C) al 2020, con uno specifico sforzo a ridurre le emissioni di CO_2, e quindi il consumo di combustibili fossili (soprattutto carbone e petrolio).

Tuttavia, anche in base ad alcune recenti proiezioni dell'IEA/International Energy Agency, si può ritenere che il prezzo del petrolio possa arrivare a circa 110 US $/bbl nel 2020 e raggiungere i 150 US $/bbl nel 2030. Per il gas ed il carbone, invece, viene ipotizzato un incremento medio annuo nei prossimi 10-15 anni pari, rispettivamente, al 2% ed all'1%. Per il carbone, in particolare, a causa del suo maggiore tasso di inquinamento, non viene esclusa una riduzione dei consumi e quindi anche del prezzo.

Riferendosi quindi a due scenari macroeconomici possibili (ved. successivo paragrafo 3.3), il primo molto prudente, ed il secondo con maggior espansione verso la crescita, si possono ipotizzare i seguenti futuri prezzi del greggio alla fonte:

- **Scenario I :** ***110 US $/barile al 2020, e 150 US $/barile al 2030;***
- **Scenario II :** ***150 US $/barile al 2020, e circa 200 US $/barile al 2030***.

Per i due decenni successivi, le previsioni sui prezzi del petrolio e del gas naturale sono ancora più problematiche, e non vale quindi la pena di azzardare dati in questa sede

5. Si può solo immaginare che essi non potranno essere inferiori ai valori sopra indicati per il 2030.

A complemento delle considerazioni svolte sopra per il nostro Paese, meritano attenzione alcune recenti valutazioni sul panorama energetico mondiale fatte da esperti internazionali di energia [43] .

Sulla base di un documento del WEO/World Energy Outlook, pubblicato a fine 2016 dalla IEA/ International Energy Agency, l'italiana Assoelettrica ha evidenziato come *"…le rinnovabili ed il gas naturale saranno le fonti di energia più utilizzate nei prossimi anni e si ipotizza che da qui al 2040 la richiesta di energia nel mondo aumenterà del 30% (anche se mezzo miliardo di persone sarà ancora priva di energia elettrica…!)*.

… Tra i combustibili fossili sarà il gas naturale a crescere maggiormente (con un aumento del 50%), ma le rinnovabili rappresenteranno circa il 60% di tutta la nuova capacità di generazione al 2040 e la maggior parte dei nuovi impianti sarà competitivo senza il supporto di alcuna incentivazione …. Tra meno di un quarto di secolo il settore elettrico risulterà così fortemente decarbonizzato: l'intensità media delle emissioni correlate alla generazione elettrica risulterà di 80 grammi di CO_2 per kWh nel 2040 a fronte degli attuali 515 g/kWh…

… Inoltre, l'utilizzo delle rinnovabili diventerà sempre più rilevante, non solo per la produzione di energia elettrica ma anche nella generazione di calore, arrivando a coprire metà della sua crescita al 2040…

… Purtroppo, tuttavia, nello studio si evidenzia il permanere del problema climatico in termini preoccupanti. Infatti gli stessi obiettivi che gli Stati firmatari si sono impegnati a perseguire nell'ambito dell'Accordo di Parigi non saranno in grado di raggiungere il proprio scopo: «La IEA mostra che le emissioni di CO_2, in calo da una media di 650 milioni di tonnellate all'anno nel 2000 a circa 150 milioni di tonnellate all'anno nel 2040, non riusciranno a limitare l'aumento della temperatura a 2 °C, come previsto dallo stesso Accordo di Parigi. Il WEO 2016 ha infatti registrato un aumento della temperatura globale a più di 2,7 °C, e quindi un riscaldamento globale superiore a quello previsto….

… È necessario quindi azzerare l'incremento delle emissioni quanto prima (tra il 2040 e il 2060), attuando fin da subito una riduzione di quelle generate dal settore energetico, grazie ad un processo di decarbonizzazione e ad un aumento dell'efficienza energetica». .

In quest'ottica la Geotermia potrà sicuramente avere in futuro un ruolo primario !

---

[43] Ved. ***Energy News*** del gennaio 2017

3.1.2) Avanzamenti tecnologici in corso o attesi nel mondo per le metodologie di esplorazione e produzione, e per le tecnologie di sfruttamento delle risorse geotermiche

Gli avanzamenti in esame possono essere ricondotti ai seguenti quattro gruppi principali di metodologie di lavoro e tecnologie di sfruttamento: ***a)*** esplorazione e gestione dei campi geotermici**; *b)*** perforazione di pozzi); ***c)*** generazione di energia geotermoelettrica; e ***d)*** usi diretti.

a) Esplorazione e gestione dei campi geotermici

I metodi di indagine (geologici, geofisici e geochimici), di analisi di laboratorio (petrografici, chimici, isotopici, ecc.), e di processamento integrato dei dati, usati per identificare e caratterizzare aree con differenti tipi di risorse idrotermali, idonee ad essere sfruttate a fini di produzione elettrica o di calore per usi diretti, sono noti e consolidati da tempo. Affinamenti sono sempre possibili, ma non sono attese, almeno nel breve periodo, sostanziali novità nei metodi di prospezione del sottosuolo.

Sono invece in corso miglioramenti continui nella strumentazione, nelle tecniche di rilevamento dei dati, e nelle metodologie di elaborazione dei dati stessi con strumenti di calcolo sempre più avanzati e complessi. Ciò soprattutto al fine di individuare orizzonti fratturati e campi di fessure in potenziali serbatoi profondi, e per ricostruire più precisi modelli geotermici tridimensionali di vecchi e nuovi campi di sfruttamento. Essi consentono di pronosticare meglio l'evoluzione nel tempo delle caratteristiche termo-idrauliche del serbatoio in diverse condizioni di esercizio e di localizzare le aree più idonee alla reiniezione dei reflui o alla iniezione di acque superficiali, fatte con il triplice scopo di ravvenare idraulicamente il serbatoio, rallentare il naturale declino di portata e di pressione dei pozzi, ed aumentare il tasso di estrazione del calore dalle rocce.

Avanzamenti sono in corso anche nella strumentazione e nelle tecniche di esecuzione dei logs di parete in pozzi profondi fino a temperature di circa 500 °C, allo scopo di ottenere tomografie tridimensionali di volumi di roccia a raggio via via crescente intorno all'asse dei pozzi. Ciò è molto importante, non solo ma anche, per definire l'azimut e l'angolo di deviazione dei pozzi nei casi in cui risulta possibile e conveniente perforare una stella di pozzi partendo da un medesimo piazzale di sonda (vedi meglio, a questo riguardo, il seguente punto b. di questo stesso paragrafo).

Miglioramenti nei metodi di prospezione e nelle tecniche di rilevamento dei dati potrebbero infine provenire nel medio-lungo periodo dalla esperienza che sarà progressivamente fatta durante lo sperato sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* come specificato nel successivo Capitolo 5.

L'insieme di questi avanzamenti ha cominciato già, in molti Paesi, a dar luogo ad una riduzione dei costi di reperimento e produzione del fluido (ved. paragrafo 3.1.3 e loro quantificazione in ***Tabella 4***) che, pur modesta in valore assoluto e percentuale, è molto importante in termini economici poichè consente di diminuire il rischio minerario di un progetto, aumentare il rapporto di successo dei pozzi, e calibrare meglio nel tempo la coltivazione delle risorse estraibili e lo sviluppo della vita utile degli impianti di generazione elettrica e/o di produzione di calore per usi diretti.

b) Perforazione di pozzi

b_1) *Perforazione con metodi tradizionali*

L'estrazione di calore dal sottosuolo avviene quasi sempre per emungimento di fluido (acqua, vapore, e miscele acqua-vapore, con maggiore o minore presenza di gas disciolti), attraverso pozzi che attingono in un acquifero il più delle volte confinato e con temperatura più o meno elevata, in base al valore locale del gradiente termico.

In alcuni casi, però, si può estrarre energia con l'uso di pompe di calore geotermiche da acquiferi poco profondi, freatici o artesiani, permeati di acqua a bassa temperatura (15-30 °C), oppure anche per scambio termico diretto con rocce a temperatura maggiore di 15-20 °C .

In tutti questi casi bisogna perforare pozzi più o meno profondi, il cui costo varia molto in funzione della profondità, del diametro, della litologia delle rocce e di altri fattori; costi che rappresentano quasi sempre la frazione principale di un progetto geotermico. Pertanto, è molto importante contenere questa frazione entro valori quanto più bassi possibile, soprattutto se si tratta di pozzi con diametro al fondo maggiore di 7÷8 pollici (18-20 cm) il cui costo cresce esponenzialmente con la profondità.

I più importanti avanzamenti tecnologici ora allo studio o in via di sperimentazione nel settore della perforazione riguardano:

- la così detta *spallation drilling*. Consiste nella fratturazione e/o riduzione di tenacità delle rocce in pozzo mediante ugello posto al fondo dello scalpello di perforazione attraverso il quale viene iniettato gas ad alta temperatura e pressione, senza giungere però alla fusione delle rocce, che creerebbe altri problemi;

- la messa a punto di più efficaci apparecchiature e tecniche di controllo dell'azimut e dell'angolo di inclinazione dei *pozzi direzionati*, che possono essere usate anche in presenza di minerali ferro-magnetici nelle rocce. Queste tecniche permettono di realizzare una traiettoria dei pozzi deviati molto precisa rispetto a quella programmata, anche in ambienti ad alta temperatura. L'efficacia delle nuove attrezzature di controllo e gestione della traiettoria risulta pure accresciuta utilizzando impianti di perforazione avanzati, in particolare se dotati di argani di sollevamento con *top drive*. L'applicazione di queste nuove tecnologie è particolarmente utile laddove si debbano perforare pozzi profondi in ambienti geologici caratterizzati dalla presenza di scisti metamorfici o di formazioni in giacitura inclinata, che determinano una elevata tendenza alla deviazione spontanea degli scalpelli:

- la fabbricazione di tubazioni di rivestimento dei pozzi (*casing*) in materiali speciali, plastici o metallici, capaci di resistere ad alte temperature e pressioni e/o all' aggressione di fluidi corrosivi;

- la costruzione di scalpelli con dentatura particolarmente abrasiva, fatta con materiali più duri di quelli fino ad oggi normalmente usati. Infatti, già ora sono disponibili attrezzature di protezione degli scalpelli e stabilizzatori capaci di ridurre l'abrasione degli utensili e garantire una vita utile decisamente più lunga di quella degli anni passati, con conseguente notevole riduzione dei costi di perforazione.

Inoltre, sono attesi nei prossimi anni altri miglioramenti su aspetti tecnologici specifici che, insieme a quelli sopra accennati, possono dar luogo ad un abbattimento dei costi di perforazione di almeno il 20% rispetto ai costi attuali.

b_2) *Perforazione con metodi avanzati*

Bisogna ricordare innanzitutto due tecnologie già estensivamente applicate nel settore petrolifero ed in quello dei minerali pregiati, ma non ancora sperimentate in campo geotermico. Esse sono:

- la perforazione di pozzi che partendo dalla verticale vengono, da una certa profondità in poi, progressivamente deviati con angolo di inclinazione via via crescente fino a giungere ad una giacitura sub-orizzontale dell'asse del pozzo *(deviated and sub-horizontal drilling)*. In questo modo, sono stati realizzati fino ad ora nel settore petrolifero pozzi con tratto quasi orizzontale di diversi chilometri.

L'applicazione di questa tecnologia nel settore geotermico comporta però difficoltà molto maggiori rispetto a quella dei pozzi petroliferi a causa, principalmente, della diversa natura litologica delle rocce da perforare (spesso molto disomogenee, dure ed abrasive), e soprattutto delle elevate temperature del serbatoio che, a parità di profondità, sono sempre, nei campi geotermici, molto più alte di quelle dei giacimenti petroliferi. Tuttavia, dove questa tecnologia è tecnicamente applicabile, essa può facilitare lo sviluppo di campi geotermici ubicati in zone con forti vincoli territoriali, oppure interessati da fratture, fessure ed altre discontinuità tettoniche sub-verticali delle rocce serbatoio;

- la possibilità di realizzare pozzi con più rami produttivi deviati che, a diverse profondità, si dipartono da uno stesso tratto iniziale di pozzo verticale *(multi-lateral wells)*.

Anche questa tecnica è stata estensivamente applicata nella perforazione per idrocarburi; ma nel caso dei campi geotermici essa necessita di notevoli adeguamenti a seconda delle particolari situazioni geologiche delle rocce serbatoio.

Questa tecnologia, ad ogni modo, potrebbe risultare di notevole utilità per rendere economica la coltivazione di serbatoi a permeabilità relativamente bassa. La sua applicazione, comunque, potrà trovare ulteriori elementi di convenienza se associata allo sviluppo di attrezzature speciali per il controllo dell'azimut di deviazione dei pozzi di cui si è detto nel precedente punto ***b_1)***.

- Oltre a quelle sopra descritte (che però, come detto, sono ancora allo stadio infantile in campo geotermico), bisogna ricordare una nuova tecnologia di perforazione ora in via di sperimentazione negli Stati Uniti. Si tratta di una idea nata nel Centro Studi del Plasma e della Fusione del MIT/

Massachussets Institute of Technology per merito dello scienziato Paul Woskov, che l'ha definita *microwaves and plasma drilling*[44]. Essa prevede l'applicazione di potenti radio-frequenze millimetriche, generate da un girotrone, per fondere le rocce lungo l'asse di un pozzo fino alla profondità delle formazioni al tetto del serbatoio. La vetrificazione delle pareti del pozzo per un notevole spessore anulare consente di eliminare i vari tratti di casings per il rivestimento del pozzo stesso, ridurre fortemente il consumo di acqua e di altri fluidi e materiali di perforazione, e di realizzare quindi avanzamenti estremamente veloci. Tutto ciò farebbe abbattere di circa 10 volte il costo dei pozzi.

- Va ricordato infine che nel campo delle attrezzature per l'esecuzione di operazioni speciali di perforazione (come ad esempio la fresatura di porzioni di casings per necessità di sostituzione[45]), vi è in atto un grande fermento di nuove idee ed attività sperimentali. Pertanto, indipendentemente dalla maturazione in tempi più o meno brevi delle tre tecnologie principali sopra descritte, sono attesi per i prossimi anni risultati incoraggianti, con notevoli riduzioni dei tempi e dei costi di costruzione dei pozzi.

b_3) *Tecnologie per prove di produzione dei pozzi*

Come si sa, la necessità attuale è quella di limitare al massimo l'immissione di sostanze gassose nell'atmosfera a partire dalle fasi di prova dei pozzi. Pertanto, la realizzazione di impianti in grado di facilitare l'esecuzione dei tests di produzione dei pozzi con efficace abbattimento delle sostanze inquinanti costituisce un ulteriore obiettivo dello sviluppo tecnologico in atto nel settore in esame.

c) Generazione di energia elettrica

Nell'impiantistica geotermoelettrica, si sono verificate nel mondo, negli ultimi anni, le seguenti significative innovazioni.

c_1) *Utilizzo di fluidi geotermici di media temperatura (90-150°C)*

Tali fluidi sono più facilmente reperibili di quelli a temperatura di oltre 200 °C; essi, infatti, sono stati trovati e messi in coltivazione in molti Paesi per mezzo di unità a "ciclo binario", dette anche ORC/Organic Rankine Cycle. Queste unità impiegano fluidi organici (ad es. idrocarburi come butano e pentano, o fluoro-idrocarburi come il $CF_3CH_2CHF_2$, noto in commercio come R245fa), che hanno bassa temperatura di ebollizione e che, a ciclo chiuso, vengono riscaldati e fatti evaporare in appositi scambiatori dal fluido geotermico. Quest'ultimo viene poi reiniettato (anch'esso a ciclo chiuso) nel serbatoio di provenienza, mentre il vapore organico si espande in turbina e viene ricondensato prima di ritornare agli scambiatori.

L'idea non è nuova, ma solo negli ultimi anni ha cominciato ad essere estensivamente applicata in ambito geotermico in molti campi del mondo, soprattutto in USA, Turchia, America Latina, e Paesi del Sud-Est asiatico. Gli impianti di questo tipo hanno generalmente potenza unitaria modesta (< 10 MW_e), e possono perciò, in uno stesso campo, essere replicati con taglie standard ed ubicati a bocca pozzo come unità autonome (escluso, naturalmente, il collegamento alla rete elettrica, non necessariamente di alta tensione).

In anni recenti, tuttavia, è venuta maturando la tendenza a costruire impianti a ciclo binario con taglie superiori a 10 MW_e, come quelli oggi in costruzione da parte della Turboden per il campo di Mindoro nelle Filippine (4x12,5 MW_e), o quella in gruppo unico da 16 MW_e (anch'essa in costruzione da parte della Turboden) che sarà prossimamente installata nel campo di Velica Ciglena in Croazia.

c_2) *Macchinario*

Per il tipo di impianti ORC sopra detto si sono sviluppate particolari turbine adatte ai fluidi organici, avendo essi caratteristiche fisiche e termodinamiche molto diverse da quelle del vapore acqueo. Tali fluidi, infatti, presentano un peso molecolare molto superiore (da 3 a 8 volte) rispetto a quello dell'acqua, con pressioni e temperature critiche (invece) molto più basse. In conseguenza, rispetto al vapore acqueo

---

[44] Ved.su ***IGA News 104*** (Sett.2016; pp.34-35) l'articolo *MIT's Center Proposes Microwave Technology to Tap Geothermal Energy* ed inoltre il sito : ***http:/news.mit.edu./2016/paul-woskov-explores-new-path-through-earth-crust-0412.***

[45] Ved.su ***IGA News 104*** (Sett. 2016; pag.34) l' articolo *Use of plasma to quicken geothermal drilling operations* ed inoltre il sito ***http://www.oedigital.com/technology/item/12622-plasma-power.***

la portata volumetrica specifica di fluido, a parità di potenza elettrica generata, è nettamente inferiore, per cui le turbine possono essere più compatte ***(Fig. 20)***.

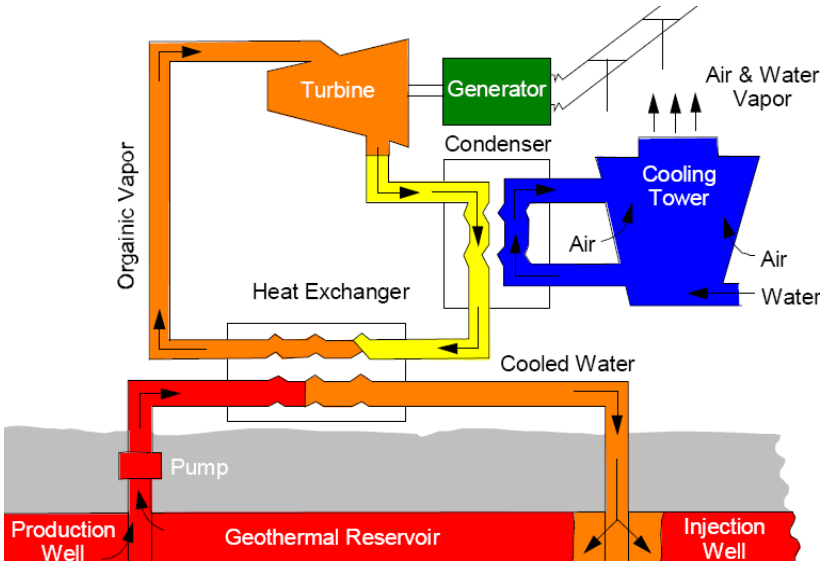


Fig. 20: Schema di impianto a ciclo binario (ORC)

Nella tecnologia dei gruppi binari , o ORC a fluido organico, un notevole impulso è stato dato proprio dalla società Turboden, che ha sviluppato tale tecnologia nel mondo e in Italia da oltre 30 anni, con oltre 320 turbogruppi realizzati, (non solo geotermici) inizialmente di piccola potenza e successivamente con potenze via via più elevate (10 - 15 MW). Nel 2016 è stato dato a Turboden, per la tecnologia geotermica ORC, il premio "COGEN Europe Recognition Award 2016".

c_3) *Turbine ad espansione radiale*

Per la produzione geotermolettrica con cicli binari, è stato realizzato negli ultimi anni un nuovo tipo di turbina, detta ad espansione radiale, costituita da un solo disco rotante palettato (perpendicolarmente al disco) su più circonferenze concentriche, con corrispondente cassa palettata fissa.

I principali vantaggi di questo tipo di macchina (usata sempre per potenze relativamente modeste), rispetto alla classica turbina ad espansione assiale, sono :

- maggior compattezza;
- possibilità di avere più stadi di espansione (fino a 5) e maggiore efficienza;
- possibilità di maggior portata volumetrica e maggior pressione di ingresso;
- maggiore semplicità meccanica e minori vibrazioni dell'albero;
- possibilità di consentire sul medesimo disco due o più ammissioni di fluido a pressioni diverse.

Proprio una macchina di questo tipo, costruita dall'italiana Exergy SpA, è stata installata a Bagnore (Mt. Amiata) nel 2013. Si tratta di un gruppo a ciclo binario da 1 MW_e ***(Fig. 21/a-b)*** in grado di produrre energia elettrica, utilizzando come fluido primario la fase liquida separata dai pozzi di produzione ad una temperatura di soli 110 °C : si tratta della prima applicazione mondiale di turbina geotermica ad espansione radiale[46]. Più recentemente, la stessa Exergy ha progettato per il campo di Denizl Tosunlar in Turchia (dov'è stata installata nel 2015) una turbina a ciclo binario e flusso radiale (sempre da 1 MW_e ma ancora più innovativa) che può essere esercìta a due livelli diversi di pressione su unico disco di impatto.

Per questi due tipi di turbina, la Exergy ha ricevuto nel 2016 il prestigioso premio internazionale EGEC/European Geothermal Energy Council denominato *European Geothermal Innovation Award*.

[46]Per l'impianto di Bagnore ved. *Notiziario UGI n. 37* (Dic. 2013, pag. 10), mentre per il premio sulle innovazioni tecnologiche assegnato alla Exergy ved. *Notiziario UGI nn. 43-44* (Dic. 2013, pag. 10). Per i dettagli tecnici sui due tipi di impianto a turbina radiale, ved. invece siti web *Exergy* e *Denizl Tonsular*, nonché le due note di *Spadacini et al.*. *The First Geothermal Organic Radial Outflow Turbine* (Paper 26053) e *Geothermal Energy Exploitation with the Organic Radial Outflow Turbine* (Paper 26054) presentate al WGC/World Geothermal Congress di Melbourne (19-24 Aprile 2015) e pubblicate sui relative Proceedings.

Fig. 21/a-b: Primo impianto mondiale a turbina radiale installato in Italia nel campo di Bagnore
a) a sinistra: vista d'insieme; b) a destra : rotore della turbina radiale

c_4) Altri sviluppi recenti

Negli impianti geotermoelettrici "classici" alimentati da vapore ad alta entalpia, sono stati introdotti ulteriori miglioramenti nella palettatura di ammissione delle turbine, rendendola più idonea per resistere alla aggressione degli agenti corrosivi, nonché all'erosione sullo stadio di scarico.
Inoltre, è ulteriormente migliorata l'efficienza delle torri refrigeranti.

d) Usi diretti: aspetti generali

Per *usi diretti* si intendono una vasta gamma di applicazioni in cui l'energia termica estratta da, o scambiata con, rocce e fluidi del sottosuolo non viene convertita in altre forme di energia. Rientrano in tali usi anche tutti quei sistemi in cui il principale prodotto energetico finale è costituito dallo scambio di calore con un sistema utilizzatore.
La classificazione di queste applicazioni non è semplice: ad oggi, infatti, non esiste un unico standard, né a livello nazionale, né internazionale, per organizzare tutte le diverse tipologie di usi diretti. Molto spesso, infatti, si trovano raggruppamenti e terminologie eterogenee e discordanti a seconda del particolare autore, e perfino nello stesso documento di un solo o di pochi autori. Per questo motivo, da diversi anni, l'UGI ha iniziato un lavoro di chiarimento metodologico[47] e di monitoraggio annuale sugli usi diretti in Italia al fine di aumentare e migliorare il livello di conoscenza di tale settore della geotermia applicata, nonché di uniformare la significatività delle relative statistiche.
Vista la complessità e varietà delle possibili tipologie di applicazione degli usi diretti, sono state illustrate in ***Appendice I*** le caratteristiche principali degli impianti attualmente esistenti in Italia e di quelle di cui è atteso un significativo sviluppo nei prossimi anni. Si rimanda pertanto alla Appendice I per una corretta comprensione delle statistiche e delle previsioni presentate in questo lavoro.
L'utilizzazione diretta dell'energia geotermica si rivela adeguata in molte applicazioni che richiedono calore a temperatura compresa tra 15 e 120 °C. I settori di utilizzazione finali considerati per questo studio sono i seguenti:
- Climatizzazione di ambienti;
- Usi termali;

---

[47] Questo lavoro è stato svolto anche attraverso una collaborazione, iniziata nel 2010, dell'UGI con il GSE/Gestore Servizi Energetici, a cui sono stati forniti i dati sullo stato di utilizzo termico del calore terrestre in Italia. I dati forniti e la metodologia della loro elaborazione, messa a punto dall'UGI, sono stati usati per il monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia ai fini del raggiungimento degli obiettivi 2020 fissati dal Piano di Azione Nazionale (PAN), secondo la Direttiva 2009/28/CE, d.lgs. 28/2011, DM *Burden Sharing* del 15/3 /2012. Il lavoro svolto a questi fini negli ultimi 5 anni è stato oggetto di alcune pubblicazioni di cui le principali sono le seguenti:
- ***Cataldi, R.., Conti, P. (2013)***. *Energy balance of the Italian hydrothermal spa system.* Atti dell' "European Geothermal Congress 2013"; Pisa, 3-7 Sett. 2013; Paper HS$-15;
- ***Conti, P., Grassi, W., Passaleva, G., Cataldi, R. (2015)***. *Geothermal Direct Uses in Italy: Country Update for WGC2015.* Atti del World Geothermal Congress 2015, Melbourne, 19-24/4/2015; Paper n. 01027;
- ***Conti, P., Cei, M., Razzano, F. (2016).*** *Geothermal Energy Use, Country Update for Italy 2010-2015*. Atti dell'"European Geothermal Congress 2016", Strasburgo, 19-23 Sett. 2016; Paper CU 17.

- Usi agricoli (riscaldamento di serre, pastorizzazione di derivati del latte, essiccazione e fermentazione di prodotti alimentari, ed altri);
- Acquacoltura;
- Usi industriali ed altri minori[48].

Dal punto di vista impiantistico, esistono molte tecnologie per utilizzare il calore terrestre per applicazioni termiche; ma per questo studio sono state raccolte nei seguenti tre gruppi principali (per i relativi dettagli ved. ***Appendice I***):
- impianti che utilizzano uno scambiatore di calore per trasferire il calore del fluido geotermico ad un circuito secondario collegato all'utenza;
- impianti che utilizzano direttamente il fluido geotermico;
- impianti a pompa di calore geotermica.

Gli impianti del primo e del terzo gruppo possono essere collegati sia ad *utenze singole*, sia a *reti di teleriscaldamento*.
In tutti e tre questi gruppi, gli avanzamenti tecnologici in corso ed attesi riguardano le modalità di scambio energetico con le rocce o i fluidi del sottosuolo nonché la modalità di utilizzazione del calore da essi estratto. Tuttavia, la vera sfida per l'affermazione su larga scala degli usi diretti consiste nella creazione di condizioni che consentano alla geotermia di affermarsi come scelta economicamente conveniente rispetto a soluzioni impiantistiche concorrenti. In altre parole, il risparmio energetico derivante dall'utilizzo di un impianto geotermico dev'essere sufficiente a ripagare le sue spese iniziali di installazione, che per la geotermia sono attualmente tra le più alte nel complesso delle fonti rinnovabili termiche; e ciò principalmente a causa dell'attuale livello di incentivazione che continua ad essere di gran lunga il più basso rispetto a quello di tutte le altre fonti di energia[49].

In funzione della modalità e tecnologia di utilizzazione si possono distinguere come segue i diversi fattori che rappresentano i punti chiave su cui far leva per giungere ad una maggiore penetrazione della geotermia nel settore termico.

d_1) Usi diretti con impianti dotati o privi di scambiatore, ma senza pompa di calore
La fattibilità tecnico-economica di questi impianti dipende fortemente dalle condizioni di accesso alle risorse geotermiche locali, ivi inclusi la valutazione dell'effettiva potenzialità geotermica ed i costi di realizzazione e gestione dei pozzi e delle opere superficiali. Questa è la ragione per cui attualmente, le principali applicazioni dirette (pompe di calore escluse) si trovano nell'ambito, o in prossimità. delle aree geotermiche di Larderello e del Mt. Amiata, oppure nei distretti termali, o dove situazioni contingenti hanno permesso un più facile e conveniente accesso a fluidi caldi naturali rispetto ad installazioni di altro tipo totalmente nuove (come, ad esempio, gli impianti di teleriscaldamento di Ferrara e Vicenza che sfruttano acqua calda di vecchi pozzi, perforati per ricerca di idrocarburi).
Le attuali tendenze di sviluppo riguardano quindi il perfezionamento del processo energetico che va dall'estrazione di calore dal sottosuolo all'utenza finale, cercando di ottimizzare soprattutto il contributo energetico del calore terrestre, vale a dire:

- collegamento di più tipologie di utilizzazioni allo stesso sistema di estrazione secondo una logica di "cascata termica". In altre parole, si collegano alla stessa fonte di calore diversi processi termici "in cascata" che richiedano man mano temperature via via più basse. In questo modo si massimizza l'effetto utile a parità di energia geotermica estratta;

[48]Con altri *usi minori* si intendono tutti quegli usi che, pur avendo avuto poca o nessuna applicazione in Italia fino ad ora, potrebbero però trovare sviluppo in futuro, come ad esempio: lo scioglimento della neve o del ghiaccio sulle strade urbane e sui marciapiedi, la stagionatura di prodotti legnosi, le applicazioni nel settore tessile, ed altri possibili usi minori nel settore industriale.

[49]*Cataldi, R. (2016). Incentivi alle fonti rinnovabili: dati storici per l'Unione Europea e dati recenti per l'Italia.* Notiziario UGI n. 45 (Agosto 2016; pp 5-6)

- integrazione sinergica con altre fonti. Per i motivi sopra esposti, salvo situazioni particolari, la migliore condizione di convenienza economica consiste nell'utilizzare la geotermia per soddisfare il carico di base dell'utenza termica, integrando con altre fonti energetiche (rinnovabili e/o tradizionali) le maggiori richieste di potenza termica. Questo approccio riduce i costi di installazione e massimizza le ore equivalenti di funzionamento del sistema geotermico, con ovvie ripercussione sull'economia dell'intero sistema;
- creazione di economie di scala attraverso collegamento dei pozzi geotermici a reti di teleriscaldamento. Attualmente, sono presenti in Europa circa 250 teleriscaldamenti geotermici con una potenza installata di circa 4500 MW_t ed una utilizzazione di calore geotermico di circa 46.800 TJ/a. In Italia, a fine 2015, erano presenti 21 impianti per una potenza geotermica installata di circa 140 MW_t, che forniscono più di 800 TJ/a di energia rinnovabile ad utenze residenziali, terziarie ed industriali. Il loro notevole sviluppo negli ultimi anni (+ 8%/anno) è la testimonianza della fattibilità e della convenienza di questa tecnologia. Tuttavia, per aumentare ulteriormente gli investimenti in questo settore, e per sfruttare molto più di quanto fatto fino ad ora il grande potenziale di calore geotermico di media e bassa temperatura di cui il nostro Paese dispone, sono necessarie opportune misure legislative volte a snellire gli iter autorizzativi ed a portare gli incentivi per lo sviluppo della geotermia allo stesso livello di cui godono da molti anni altre forme di energia (si vedano in proposito: per una sintesi l'articolo citato in nota 49 , e per considerazioni legislative il capitolo 7);
- miglioramento dei sistemi ausiliari di impianto. Una delle componenti di spesa principali per i gestori degli usi diretti è costituita dalle richieste energetiche "passive" dei sistemi di pompaggio e di controllo per l'invio del fluido termovettore all'utenza finale. Pertanto, ottimizzare la progettazione delle reti, ed il ricorso a sistemi di circolazione ad alta efficienza fa ridurre notevolmente gli oneri di gestione;
- riqualificazione degli impianti termici ed installazione di sistemi per la contabilizzazione energetica dell'utenza al fine di ridurre e monitorare l'effettiva richiesta di energia, diminuendone gli sprechi. Infatti, molto spesso si assiste ad un grande sforzo per migliorare il sistema di produzione e distribuzione del calore geotermico, ma si verificano purtroppo anche grandi sprechi di calore dovuti a sistemi utilizzatori di bassa efficienza energetica, o malamente gestiti. La riduzione e razionalizzazione dei consumi energetici finali è quindi un prerequisito fondamentale per lo sviluppo di tutte le fonti rinnovabili, calore geotermico di bassa temperatura incluso.

d_2) Usi diretti con impiego di pompa di calore geotermica

L'utilizzo del terreno come sorgente termica di alimentazione di pompe di calore è noto da più di un secolo. L'efficienza di questi impianti è rappresentata dalla quota parte di energia geotermica utilizzata rispetto al totale del calore fornito all'utenza finale (per la rappresentazione dei flussi energetici si rimanda all'***Appendice I***): maggiore è il contributo del calore geotermico e più alta risulta l'efficienza del sistema, e quindi della pompa di calore. Tale efficienza viene espressa con un indice di prestazione energetica detto COP[50], il cui valore dipende da tre fattori principali: ***i)*** temperatura ed altre proprietà termofisiche del terreno come fonte di calore; ***ii)*** efficacia del sistema di geoscambio; ed ***iii)*** efficienza della macchina "pompa di calore". Pertanto, non potendo intervenire sulle proprietà del terreno, gli elementi fondamentali su cui si stanno concentrando oggi gli avanzamenti tecnologici sulle pompe di calore geotermiche sono: la progettazione, il miglioramento di efficienza delle macchine e le modalità di loro alloggiamento nel terreno (per maggiori dettagli si veda ***Appendice I***). In particolare:

- per gli impianti a circuito chiuso, il miglioramento dell'efficacia del geoscambio è finalizzato alla riduzione delle dimensioni dell'apparato, con conseguente contrazione dei costi. In altre parole, si cerca di massimizzare, attraverso l'utilizzo di materiali ad alta conducibilità termica e fluidi termo-vettori a bassa viscosità, l'efficacia dello scambio termico, ovvero la potenza termica estratta per unità

[50] Il COP (Coefficient of Performance) è il rapporto tra l'energia termica resa dalla pompa di calore e l'energia assorbita dal suo compressore, espresse con le stesse unità di misura.

di lunghezza della sonda in pozzo, a parità di salto di temperatura tra terreno e fluido termovettore della pompa;

- per gli impianti a circuito aperto, l'obiettivo è di ridurre l'energia spesa per il pompaggio al fine di salvaguardare il COP complessivo di impianto e la sostenibilità di sfruttamento dell'acquifero. Lo sviluppo e l'utilizzo di gruppi pompa ad alta efficienza è un altro elemento in via di sviluppo;
- utilizzazione di CO_2 come nuovo fluido frigorifero all'interno della macchina pompa di calore. L'anidride carbonica, infatti, ha un minor impatto ambientale rispetto ai comuni fluidi refrigeranti e permette l'innalzamento, a parità di COP, della temperatura di fornitura all'utenza finale;
- sviluppo tecnologico e diffusione delle pompe di calore ad assorbimento ***(Fig. 22/A)*** che sono una valida alternativa alle macchine a compressione elettrica ***(Fig. 22/B)***. Il principale vantaggio delle pompe di calore ad assorbimento è l'utilizzo di energia primaria come input energetico, evitando perdite di conversione per la produzione di energia elettrica. Tuttavia, date le loro caratteristiche tecniche e termodinamiche, sono disponibili oggi solo impianti di potenza piuttosto elevata (> 40 kW); ma si prevede che possano essere presto messe sul mercato anche macchine di piccole dimensioni e potenza ad uso domestico. I vantaggi delle macchine ad assorbimento sono: ***i)*** minor quantità di calore estratto dal terreno (a parità di potenza e di coefficiente di prestazione) con conseguente possibilità di ridurre le dimensioni del sistema di geoscambio; e ***ii)*** capacità di mantenere alta efficienza anche con terminali ad elevata temperatura (cosa particolarmente utile nella riqualificazione di vecchi sistemi di riscaldamento a radiatori);

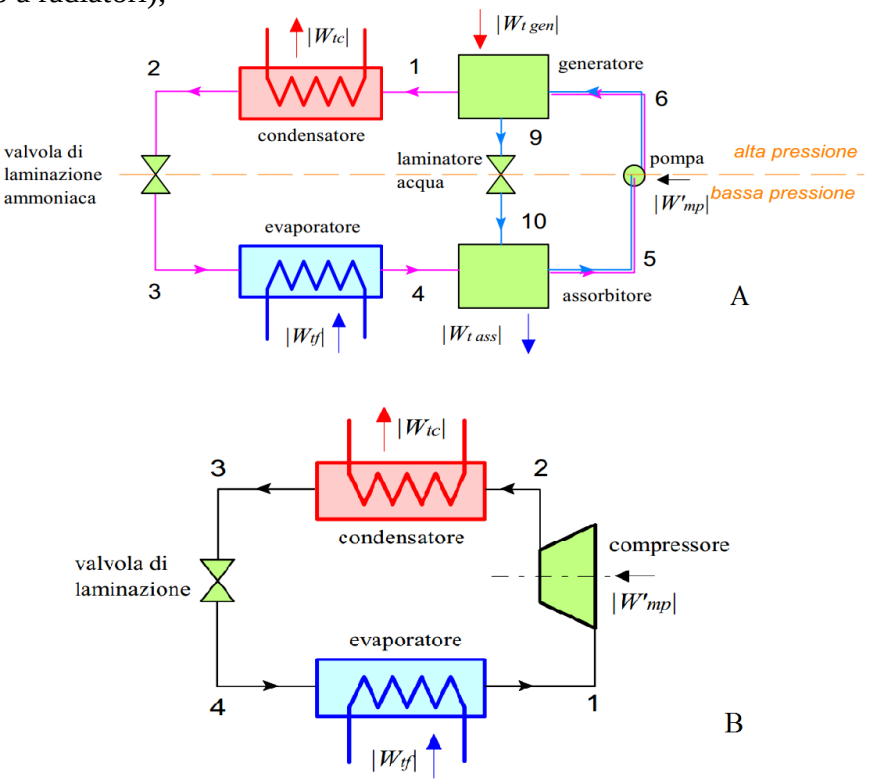


Fig. 22: Due schemi di pompe di calore per i quali sono attesi ulteriori miglioramenti tecnologici. (A) Pompa di calore ad assorbimento; (B) Pompa di calore con compressore elettrico.

- un elemento importante per la convenienza economica di usare pompe di calore geotermiche deriva dalla recente entrata in vigore di una tariffa elettrica ad esse appositamente dedicata. Dal 1/7/2014, infatti, l'AEEG/Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico ha introdotto la nuova tariffa "D1", la quale può essere applicata ai clienti domestici che riscaldano la propria casa con pompe di calore elettriche. La tariffa è caratterizzata da un prezzo costante del kWh consumato ed è quindi conveniente per elevati consumi elettrici, ovvero là dove la pompa di calore fornisce una parte notevole del fabbisogno di climatizzazione e/o di acqua calda sanitaria. Maggiori

dettagli sulla tariffa "D1" sono disponibili sul sito AEEG[51], oppure sui siti delle aziende distributrici di energia elettrica;

- infine, come detto per gli altri usi diretti, anche per le pompe di calore la razionalizzazione dei consumi energetici finali rappresenta un elemento che favorisce la possibilità e la convenienza di installare impianti con questa tecnologia. Ad esempio, la progressiva sostituzione dei tradizionali radiatori con ventilconvettori, oppure con scambiatori a pavimento, consentirebbe di utilizzare per il riscaldamento acqua a temperatura molto inferiore (anche di 30-40 °C) a quella necessaria per i radiatori, e di realizzare inoltre, con l'inversione del ciclo di funzionamento della pompa di calore, il raffrescamento estivo degli ambienti.

e) Usi diretti del calore geotermico in Toscana

Nel presente ***paragrafo 3.1.2/e***, tenendo conto che fino ad ora la Toscana è l'unica Regione italiana nella quale si produce energia geotermoelettrica, con ben 34 centrali raggruppate in due distinte aree geografiche regionali, si ritiene opportuno porre in evidenza le specifiche ricadute positive - in termini di usi diretti del calore - a vantaggio delle popolazioni residenti nelle suddette aree, tenendo peraltro presente che, a differenza di quanto finora esposto nel precedente paragrafo 3.1.2/d, nel caso specifico, il calore per gli usi diretti qui descritti è fornito da fluido geotermico idoneo anche per produzione di energia elettrica.

Le due aree geotermiche della Val di Cecina-Val di Cornia e del Mt. Amiata, nelle quali sono ubicate le 34 centrali geotermiche attualmente in esercizio, costituiscono uno spaccato significativo di una parte della Toscana alla continua ricerca del proprio modello di sviluppo, fra qualità della vita, conservazione del patrimonio ambientale e culturale, e nuove tecnologie. Tali esperienze sono rese possibili grazie agli accordi sulla geotermia fatti tra la Regione Toscana, i Comuni di vocazione geotermica della Regione Boracifera e l'Enel Green Power, proprietario e gestore delle citate centrali. Tali accordi sono volti a promuovere lo sviluppo sostenibile dei territori in cui questa risorsa è utilizzata per generare elettricità, con priorità all'incentivazione della produzione ed utilizzo di energia da fonti rinnovabili.

La promozione ed il supporto tecnico di questi progetti sono affidati al Co.Svi.G/Consorzio per lo Sviluppo delle Aree Geotermiche, che raggruppa 21 Enti locali, fra cui 14 Comuni, 4 Unioni dei Comuni, e le Province di Siena, Grosseto e Pisa. Il Consorzio, nato nel 1988 su iniziativa di alcuni Comuni dell'area geotermica tradizionale con lo scopo di promuoverne lo sviluppo socio-economico, oltre a coordinare gli adempimenti tecnici e finanziari legati all'uso delle compensazioni derivanti dalla produzione geotermoelettrica, ha consentito alla Regione Toscana di individuare, nei territori geotermici interessati, i luoghi dove far crescere la sinergia tra sviluppo economico e valorizzazione ambientale ***(Fig. 23)***.

Con questi presupposti, e su mandato dei suoi soci, il Co.Svi.G ha promosso investimenti in infrastrutture volte a creare le condizioni per l'avvio di percorsi di sostenibilità a scala locale, nonché la costituzione nel 2006 del "DER/Distretto delle Energie Rinnovabili". L'iniziativa, che si riferisce ad un'area particolare della Toscana centro-meridionale, ha avviato un progetto di sostenibilità basato sulla produzione ed utilizzazione di energia da fonti rinnovabili, associate alle specificità del territorio ed alla innovazione tecnologica intesa come strumento per facilitare il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo. Il DER sopra detto ha quindi permesso di valorizzare il territorio interessato nelle sue specificità e caratteristiche, anche mediante la promozione e diffusione di iniziative legate ai settori delle energie rinnovabili, del risparmio e della efficienza energetica; campi per i quali il Co.Svi.G è diventato una Agenzia Formativa accreditata dalla Regione Toscana.
Assieme a *Slow Food Toscana* e *Fondazione Slow Food per la Biodiversità*, il Co.Svi.G. ha inoltre fondato nel 2009 la *Comunità del Cibo ad Energie Rinnovabili della Toscana*, prima "comunità del cibo" al mondo composta da aziende del settore agroalimentare che realizzano i propri prodotti con

[51] Il sito dell'AEEG è: ***http://www.autorita.energia.it/it/pompedicalore.htm***

energie rinnovabili (per oltre il 50% del fabbisogno complessivo) e materie prime locali.
Rafforzare la relazione tra cibo di qualità e territorio rappresenta infatti uno dei principali strumenti per connotare l'offerta turistica e potenziare le politiche di sviluppo locale. Ad oggi la *Comunità del Cibo* annovera 20 imprese associate, tra le quali caseifici, birrifici e serre che utilizzano direttamente il calore geotermico.

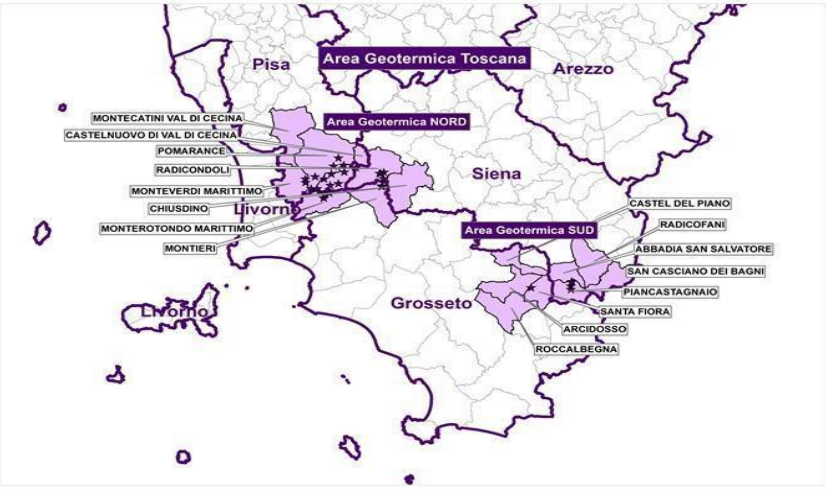


Fig. 23: Le principali aree geotermiche toscane

Fanno pure parte del Quadro istituzionale sopra descritto, la creazione in ambito Co.Svi.G., con il supporto della Regione Toscana, del CEGLab (Laboratorio del Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello), centro di competenze avanzate in geotermia, il cui obiettivo è contribuire alla diffusione dell'innovazione ed al trasferimento delle tecnologie per la valorizzazione del calore terrestre, con particolare attenzione ai suoi usi diretti. Per dettagli su tale laboratorio si rimanda all'***Appendice II*** .

e_1) *Usi diretti, funzionali di attività produttive locali*
I territori evidenziati in ***Figura 23*** offrono diversi esempi di impieghi diretti del calore terrestre per attività produttive nel settore agroalimentare, gestite quasi sempre da piccole aziende, che traggono notevoli vantaggi economici, ambientali e di ritorno di immagine dall'utilizzo di questa specifica risorsa locale. Oltre che nelle numerose serre, dove sono coltivati ortaggi, frutta, piante aromatiche ed ornamentali, l'energia geotermica è utilizzata per fornire il calore richiesto dalla lavorazione del formaggio e dei salumi. Nel 2014 è poi stato inaugurato il primo birrificio alimentato da vapore endogeno, mentre sono in fase di sperimentazione applicazioni per essiccare prodotti locali (tra cui castagne per produzione di farina) e per la coltivazione di microalghe.

e_2) *I teleriscaldamenti geotermici*
Oltre a cofinanziare impianti di riscaldamento in alcune delle imprese sopra citate, il Co.Svi.G. ha supportato con le sue competenze tecniche i Comuni suoi soci nelle varie fasi di realizzazione delle reti di teleriscaldamento geotermico ivi installate. Tra i circa 20 impianti di distribuzione di energia termica che utilizzano in Italia calore del sottosuolo, ben 17 si trovano nelle due aree geotermiche toscane, riscaldando complessivamente 5.423 utenze in 6 Comuni.
La prima rete di riscaldamento con vapore endogeno (che serviva le abitazioni del villaggio industriale) era entrata in funzione a Larderello nel 1955, mentre le reti moderne di teleriscaldamento geotermico sono state realizzate nella zona a partire dalla seconda metà degli anni '80 del secolo scorso. La loro situazione a fine 2015, con i relativi dati di potenza, combustibili fossili risparmiati, emissioni di CO_2 evitate e calore fornito alle utenze si vede nella tabella seguente ***(Tab. 4)***.

Si tratta di impianti che riscaldano quasi sempre piccoli borghi ed aree rurali, in ampi territori con bassa concentrazione antropica, alimentati esclusivamente da calore geotermico ad alta temperatura. La maggior parte di essi sono quindi opere di limitata economicità e debole sostenibilità finanziaria, la

cui ragion d'essere è data dalla grande importanza sociale per i territori, nei quali da decenni la risorsa del sottosuolo viene utilizzata per produrre energia elettrica. Le tariffe particolarmente basse applicate dai gestori delle reti di riscaldamento (costituiti quasi sempre dalle amministrazioni comunali) sono infatti garantite grazie alla collaborazione tra istituzioni regionali ed amministrazioni locali, oltre che dalle compensazioni che i Comuni ricevono dall'Enel Green Power in base all'Accordo Generale sulla Geotermia firmato nel 2007.
Per gli impianti in fase di realizzazione a Radicondoli, i lavori sono iniziati nel Marzo 2014 ed il primo lotto è stato ultimato nel primo semestre del 2017.
Nel Comune di Chiusdino, i lavori per la realizzazione della prima parte della rete, che distribuirà il calore nella zona del capoluogo più vicina alla centrale geotermica dalla quale esso sarà prelevato, sono iniziati a settembre 2017.
Successivamente, le reti di Chiusdino e Radicondoli saranno estese anche in altre zone dei rispettivi territori, per giungere a riscaldare altre 900 utenze complessive.

Tab. 4: Teleriscaldamenti nelle aree geotermiche toscane al Dicembre 2016

Comune	Ubicazione	Potenza geotermica installata *(MWt)*	Combustibili fossili risparmati *(TEP)*	CO_2 non emessa *(Tonn)*	Calore geotermico usato *(GWh_t / anno)*
Pomarance (PI)	Capoluogo	**37**	**11.526,65**	**25.042,0**	**41,2**
	Larderello (Area EGP)	**2,84**			**4,7**
	Larderello	**5,00**			**1,8**
	San Ippolito	**0,50**			**0,5**
	San Dalmazio	**1,5**			**1,5**
	Lustignano	**1**			**1,2**
	Montecerboli	**5**			**7,0**
	Serrazzano	**2,5**			**3,7**
Castelnuovo Val di Cecina (PI)	Capoluogo	**10**	**7.882,55**	**17.125,1**	**31,4**
	Montecastelli Pisano	**2,5**			**3,5**
	Sasso Pisano	**2,89**			**6,2**
	La Leccia	**1,0**			**1,1**
Monterotondo M.mo (GR)		**6,42**	**1.873,4**	**4.070,0**	**10,0**
Santa Fiora (GR)		**17,2**	**4.929,3**	**10.709,1**	**26,4**
Monteverdi M.mo (PI)	Capoluogo	**5**	**540,9**	**1.175,0**	**2,9**
	Canneto				
Montieri (GR)		**6,2**	**170,4**	**370,1**	**0,9**
Radicondoli (SI) (*)	Capoluogo	**5,8**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**
	Belforte				
Chiusdino (SI) (*)		**6,9**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**
TOTALE		**105,6**	**26.923,1**	**58.491,4**	**144**

(*) In corso di realizzazione

3.1.3) Componenti di costo dei progetti geotermoelettrici e profondità dei pozzi: aspetti generali

Come viene spesso fatto nel mondo, il costo totale di costruzione dei progetti geotermoelettrici può essere schematicamente diviso in quattro principali gruppi di voci, e cioé: ***i)*** attività minerarie per la produzione del fluido); ***ii)*** impianti di trasporto del fluido; ***iii)*** impianti di generazione con relativa sottostazione elettrica; e ***iv)*** altri costi.
Per ciascuno di tali gruppi valgono le seguenti considerazioni di ordine generale ed altre specifiche.

a) Costi delle attività minerarie

Sono sempre, ovunque nel mondo, in gran parte costituiti da quelli di perforazione dei pozzi, che a loro volta dipendono in larga misura dalla profondità del serbatoio, dalla litologia delle rocce e da altri fattori specifici dell'area di lavoro, quali: ubicazione del campo e strade di accesso, costo di acquisto dei terreni per i piazzali, disponibilità di acqua per la perforazione a maggiore o minore distanza dai pozzi, ed altre spese locali; ma dipendono anche fortemente, in relazione alla perforazione dei pozzi, dal costo del combustibile nel Paese interessato.

Invece, le due frazioni di costo delle attività minerarie relative all'esplorazione di superficie prima di iniziare la perforazione, ed all'esecuzione di rilevamenti, analisi e studi geoscientifici durante e dopo la perforazione stessa, sono sempre piuttosto piccole (meno del 10 % per l'insieme delle due) rispetto al costo della sola realizzazione dei pozzi.
D'altra parte, bisogna considerare che incidono indirettamente sui costi di tutte le attività minerarie anche i tempi necessari per eseguirle; tempi che, in un progetto di medie dimensioni (diciamo di 10÷50 MW_e, nel caso di produzione di energia geotermoelettrica), da realizzare in un campo totalmente nuovo, sono di circa tre anni. A questi vanno aggiunti poi i tempi di progettazione, di costruzione e di installazione degli impianti produttivi che, a dir poco, richiedono altri due anni. Pertanto, il tempo di realizzazione medio di un progetto geotermoelettrico completo in zone vergini é attualmente di circa cinque anni.
Di conseguenza, ed in breve, i costi totali delle attività minerarie di un progetto variano notevolmente da caso a caso sia in valore assoluto (in funzione, soprattutto, delle dimensioni del progetto), sia in valore relativo di costo unitario delle singole voci. Si può comunque stimare che la loro incidenza sul costo totale di un impianto geotermoelettrico sia compresa tra il 45 ed il 50 %.

b) Costi degli impianti di trasporto del fluido (vapordotti e/o acquedotti)

Variano da campo a campo in funzione del numero dei pozzi, della distanza tra i pozzi (*spacing*), e della lunghezza della rete di tubazioni. Pertanto, il totale di questa voce dipende essenzialmente dalle dimensioni del progetto; tuttavia, il costo specifico per unità di lunghezza delle tubazioni, a parità di condizioni (diametro, pressione del fluido, tipo di acciaio, ecc.), è pressoché eguale per campi di uno stesso Paese e varia poco anche da un Paese all'altro.
Si può dunque stimare che il costo degli impianti in esame corrisponda al 5-10 % del costo totale di costruzione di un impianto geotermoelettrico.

c) Costi degli impianti di generazione

Come detto nel precedente Capitolo 2/§2.4, la produzione di energia elettrica è stata fatta fino ad ora nel mondo solo con centrali geotermiche di tecnologia matura: unità a condensazione, a scarico libero, a ciclo binario ed a ciclo combinato, utilizzando vapore diretto o vapore di flash (singolo, doppio, e qualche volta triplo).
I loro costi variano principalmente in funzione della capacità totale installata in un campo, della taglia dei gruppi e del loro ciclo termodinamico; ma a parità di questi fattori, i costi unitari degli impianti nei campi dello stesso Paese sono pressoché eguali tra loro, e variano poco anche da un Paese all'altro.
Comunque la loro incidenza percentuale sul costo totale di impianto può variare dal 30 al 35 %.

d) Altri costi (generali, di gestione del progetto, finanziari, esterni, imprevisti, ecc.)

Sono molto diversi da Paese a Paese ed anche tra campo e campo nello stesso Paese; ma costituiscono nell'insieme una frazione modesta dei costi complessivi di progetto, variabile tra il 10 e il 15 %.

e) Costi unitari di costruzione ed incidenza percentuale delle componenti di costo di un progetto

Un recente studio della RSE SpA[52] sui costi di generazione elettrica da varie fonti e tecnologie riporta per l'energia geotermoelettrica nel mondo i dati indicati nella seguente tabella ***(Tab. 5)***.

Tab. 5: Intervalli dei costi unitari di costruzione degli impianti geotermoelettrici

Tipo di impianto	**Piccolo**	**Medio**	**Grande**
Taglia (MW_e)	***10***	***50***	***100***
Costi unitari di investimento (M€/MW)	***2,24-5,35***	***2,05 - 4,88***	***1,86 - 4,43***

In base a quanto sopra, per progetti geotermoelettrici con capacità installata tra 10 e 50 MW_e, il costo unitario mondiale oscilla oggi tra 2 e 5 M€/MW_e ; pertanto, il valore complessivo delle componenti sopra dette oscilla, per un progetto di 10-50 MW_e, tra 20 e 250 M€.

[52] La R.S.E. Spa (Ricerca sul Sistema Energetico) è una importante Società italiana di ricerca nel settore dell'energia, controllata dal GSE/ Gestore dei Servizi Energetici, che fa capo al Ministero per lo Sviluppo Economico. La RSE sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riguardo ai progetti strategici nazionali, mentre il GSE si occupa di promozione ed incentivazione delle fonti di energia rinnovabile.

Per progetti con capacità installata tra 50 e 200 MW_e il costo unitario diminuisce del 15-20% circa.
In breve e per concludere, tenendo conto dei valori specificati nei precedenti paragrafi 3.1.3/a-b-c-d l'incidenza media mondiale di ciascuna componente sul costo complessivo di progetto può essere stimata come in ***Tabella 6***.

Tab. 6: Suddivisione percentuale dei costi medi mondiali di un progetto geotermoelettrico da 10÷50 MWe

Componenti di costo	***Incidenza sul costo di costruzione totale (%)***
Attività minerarie di reperimento e produzione del fluido geotermico: ***esplorazione di superficie, perforazione di pozzi, rilevamenti in pozzo, misure a bocca pozzo, analisi, ecc., relativi all'estrazione del fluido***	***45 - 50***
Trasporto del fluido dai pozzi alla centrale: ***acquedotti e/o vapordotti e loro pertinenze, incluso collettore all'ingresso centrale***	***5 - 10***
Impianto di generazione: ***opere civili, gruppi turboalternatori, torri e sottostazione di centrale***	***30 - 35***
Altri costi: ***progettazione di impianti, costi generali, costi di gestione, costi finanziari, costi esterni ed altri di compensazione ambientale, imprevisti, ecc., specifici del progetto***	***10 - 15***
Totale progetto	***100***

In particolare, per l'insieme delle attività minerarie (che sono la maggior componente dei progetti in parola), bisogna ricordare che l'attuale loro forte incidenza sul costo totale di costruzione è soprattutto dovuta alla perforazione dei pozzi, la cui profondità media mondiale è andata crescendo dai 1200-1300 m dei primi anni '70 fino ai 2500-3000 m attuali. Perciò, nonostante le notevoli migliorie tecniche ottenute da allora nel campo della perforazione, il costo unitario dei pozzi, è venuto via via aumentando nel tempo. Il suo valore medio mondiale per pozzi di 2500 m, con diametro di produzione a fondo pozzo di 9 $^{5/8}$", oscilla, tutto incluso, tra 1200 e 1500 €/m per i pozzi di coltivazione. Per i pozzi di esplorazione, invece, o per quelli che richiedono interventi di completamento speciale per l'estrazione del fluido (come, ad esempio, quelli da perforare in alcuni campi ad acqua dominante, o altri che richiedono ripetuti interventi di fratturazione) è ragionevole ipotizzare un costo di 1800-2000 €/m.
D'altra parte, va tenuto presente che nello stesso periodo di tempo, per motivi essenzialmente dovuti alla maggiore profondità media dei pozzi (e quindi al minor grado di permeabilità delle rocce al crescere della profondità) il rapporto di successo dei pozzi stessi, che nei primi anni '70 era nel mondo del 60-65%, è venuto gradualmente diminuendo fino all'attuale 40% circa.

f) Profondità massima dei pozzi e trends dei costi di perforazione

La profondità massima dei pozzi perforati negli ultimi 40 anni, è passata dai 2.917 m faticosamente raggiunti nel pozzo Montecerboli 1 di Larderello nel 1977 (fatto per produrre vapore surriscaldato), ai 4.300÷5.400 m raggiunti negli anni dal 1993 ad oggi in una ventina di pozzi perforati a Larderello ed in altri campi geotermici italiani, e nel 2007-2008 nei tre pozzi di Habanero (Cooper Basin, Australia). Si tratta in tutti questi casi di pozzi perforati per produrre fluido da sistemi a vapore surriscaldato o ad acqua dominante in Italia, e ad acqua in pressione sub-litostatica in Australia.
Profondità massime più o meno eguali (4.500, 4.700 e 5.270 m) a quelle dette sopra sono state raggiunte tra i primi anni '90 ed il 2007 a Fenton Hill (USA), Basilea (Svizzera) e Soultz (Francia), rispettivamente, per progetti sperimentali di HDR/EGS.
L'incremento quasi costante del costo dei pozzi geotermici si è verificato negli ultimi decenni (fino al 2014) non solo per la maggiore profondità dei pozzi ricordata nel paragrafo precedente, ma anche per la penuria, in certi periodi, di impianti di perforazione e dei relativi materiali, attratti prioritariamente dal più remunerativo mercato petrolifero. La penuria di materiali ha riguardato, fino a circa due anni anni fa, soprattutto le tubazioni di rivestimento dei pozzi e le valvole di bocca-pozzo.
Per i motivi sopra detti, l'incidenza dei costi di produzione del fluido su quelli totali di costruzione delle centrali geotermiche è, negli ultimi 40-50 anni, quasi raddoppiata nel mondo, e la sua tendenza a

crescere,pur frenata dalla recente crisi economica non ancora conclusa e dagli avanzamenti tecnologici in corso nel settore della perforazione, non pare destinata ad arrestarsi nel medio-lungo periodo.
Ad ogni modo, gli avanzamenti tecnologici verificatisi nel settore dei pozzi geotermici nei 10-15 anni passati e costituiti soprattutto dalla sperimentazione della tecnica di perforazione detta *spallation drilling* e dai tempi di *tripping* (ved. ***paragrafo 3.1.2/b***), nonché quelli in studio o in via di sperimentazione, potrebbero dar luogo ad una riduzione del costo dei pozzi forse del 20 %; valore certamente importante ma che difficilmente potrà compensare il maggior costo di perforazione derivante dal prevedibile aumento futuro nel mondo della profondità media dei pozzi geotermici.
In breve, siccome la profondità media mondiale dei pozzi geotermici è destinata senza dubbio ad aumentare nel tempo, e la diminuizione attuale del prezzo del petrolio non può permanere a lungo, la possibilità di giungere nei prossimi 3-4 decenni ad una riduzione percentuale del costo delle attività minerarie rispetto ai costi totali di costruzione dei progetti geotermoelettrici non dipende tanto dalla maturazione a breve termine di più avanzate tecnologie di perforazione come quella descritta al terzo punto del ***§ 3.1.2/b₂*** *(microwave and plasma geothermal drilling)*, quanto piuttosto da un maggior valore economico delle risorse geotermiche di alta temperatura in rapporto ad un prezzo del greggio ben al di sopra di quello attuale: vedi, a questo riguardo, le ipotesi fatte per questo studio nel precedente ***§ 3.1.1*** e nel successivo ***paragrafo 3.3***.
D'altra parte, le attività necessarie per realizzare la progressiva riduzione dei gas serra in atmosfera, ed i vincoli territoriali sempre più severi che ne derivano, contribuiranno verosimilmente anch' esse a far lievitare i costi di estrazione dei prodotti energetici dal sottosuolo, ivi inclusi quelli geotermici.

3.1.4) Aspetti di sviluppo della geotermia di alta temperatura in Italia

a) Perforazione e profondità dei pozzi

A parte le considerazioni generali fatte nel precedente ***§ 3.1.3/a*** sulle componenti dei costi di un progetto geotermico, per l'Italia si può dire che l'aumento di profondità dei pozzi perforati negli ultimi 15 anni nei campi di Larderello, Travale-Radicondoli, Bagnore e Piancastagnaio, con media di circa 2700 m, ha causato una incidenza di costo delle attività di produzione del fluido geotermico del 10-15% maggiore della media mondiale data in ***Tabella 6***, per un valore attuale di quasi il 55 % del costo totale di impianto. Tale valore, in futuro, non potrà certo diminuire nei campi in esercizio, e ci si aspetta anzi che esso possa aumentare poiché si devono ipotizzare profondità dei pozzi in aumento, con una media di 3.200 m entro il 2020 e di 3.500 m entro il 2030.

Sono inclusi in queste medie pozzi di 4,5÷5 km che dovranno essere verosimilmente perforati non solo per produrre vapore surriscaldato o acqua calda pressurizzata da livelli produttivi più profondi di quelli attuali, ma anche per trovare livelli poco permeabili suscettibili di stimolazione e/o di iniezione o reiniezione di acqua (secondo la metodologia già da tempo applicata a Larderello, o secondo il concetto recente degli EGS), oppure anche per documentare la presenza, in complessi permeabili ancora più profondi, di fluidi supercritici.
Per la produzione di fluidi da classici sistemi idrotermali in aree contermini a quelle in esercizio, e per altre sperate aree produttive in Toscana ed in altre Regioni d'Italia, si possono invece ipotizzare profondità medie dei pozzi di 2.000-2.200 m entro il 2020 e dell'ordine di 2.500 m entro il 2030.
Oltre a questi, ed in aggiunta a quelli prevedibili nei campi geotermici in esercizio in Toscana ed alla loro periferia, si spera di poter perforare in diverse aree d'Italia, prima del 2030, almeno una diecina di pozzi da 4÷5 km specificamente destinati prima a studiare la possibilità tecnica, poi a verificare la convenienza economica, ed infine ad avviare la produzione di energia elettrica con fluidi naturali o con calore di scambio estratti da qualcuno dei *sistemi geotermici non convenzionali* descritti nel ***Cap. 2/§ 2.4***.
Questi pozzi dovrebbero essere eseguiti nel quadro di un programma R&S nel settore geotermico di ampio respiro, come descritto nel successivo ***Cap. 5/§ 5.4.6***.
Per concludere, tenendo presenti tutti i tipi di pozzo sopra indicati, sia per produrre energia elettrica con fluidi estratti da classici sistemi idrotermali in tutte le aree di possibile interesse del territorio nazionale (Toscana ed altre Regioni), sia per avviare la produzione di elettricità con fluidi o calore

estratti da alcuni dei *sistemi non convenzionali* sopra ricordati, per le previsioni di sviluppo della geotermia in Italia vengono considerate per questo studio le seguenti profondità medie dei pozzi:

- 3.200 m entro il 2020
- 3.500 m entro il 2030.

In tutti i casi, tenendo conto dell'attuale incidenza di costo delle attività minerarie (dovuta soprattutto alla perforazione, come si è detto), e del suo probabile aumento in questo e nel successivo decennio, il limite superiore di profondità media dei pozzi stabilito per questo studio è di 5 km.

b) Impianti geotermoelettrici

Oltre a quanto già esposto nel ***paragrafo 3.1.2/c***, occorre evidenziare che la coltivazione dei campi geotermici italiani ha seguìto, negli ultimi anni, le seguenti strategie:

- rinnovamento dei vecchi impianti con altri nuovi di maggiore efficienza. Con questo obiettivo é stato possibile aumentare la produzione di energia a pari portata di vapore. L'incremento di rendimento è stato ottenuto sia con nuove turbine a maggiore efficienza, sia riducendo i carichi dei consumi ausiliari. Un esempio fra tutti è la riduzione della potenza richiesta dai ventilatori delle torri evaporative grazie all'utilizzo di pacchi di riempimento che richiedono una minore portata di aria;
- miglioramento delle prestazioni ambientali degli impianti durante gli interventi di rinnovamento. Sono stati progressivamente estesi alla quasi totalità delle centrali gli impianti AMIS per la riduzione delle emissioni gassose. Questo investimento ha fatto sì che le concentrazioni di H_2S registrate nelle centraline di controllo di qualità dell'aria nell'arco della giornata, si siano notevolmente ridotte;
- interconnessione delle reti di vapordotti per poter ripartire il vapore nei casi di manutenzione o di fuori servizio degli impianti di generazione. Questa soluzione ha permesso infatti di trasferire parzialmente, durante le fermate programmate o accidentali degli impianti, il vapore verso gli impianti limitrofi. In questo modo si sono ottenuti due benefici: il primo di tipo ambientale perché ogni centrale geotermica emette di più quando é ferma (sfioro di vapore durante il transitorio) che quando é in esercizio; ed il secondo perché si migliora lo sfruttamento del vapore in quanto risulta disponibile una più costante portata di fluido alimentatore che consente di massimizzare la produzione di energia. Naturalmente, gli impianti, per poter accettare periodi di sovraccarico, devono essere alquanto sovradimensionati;
- utilizzo di tecniche di reiniezione calibrate per i singoli pozzi destinati a questo uso. Ogni pozzo di reiniezione, infatti, ha caratteristiche proprie di permeabilità e trasmissività dell'acquifero e quindi di interconnessione con i pozzi produttivi vicini. Questa situazione ha permesso di trovare caso per caso la portata di reiniezione ottimale capace di massimizzare l'entalpia del fluido riaffluente verso i vicini pozzi di produzione;
- interventi manutentivi periodici sui pozzi di produzione per disincrostare le pareti dei casings, lisciviare la porzione di serbatoio negli intorni del fondo pozzo e ripristinare per quanto possibile le condizioni di permeabilità originali dell'acquifero;
- ricerca di nuovo vapore al margine delle vecchie aree di coltivazione, oppure all'interno di esse ma a maggiori profondità.

3.2) Termini di riferimento per le stime

3.2.1) Sviluppo della Geotermia in Italia dal 2010 al 2015

I due ambiti di sfruttamento dell'energia geotermica (per generazione di energia elettrica e per usi diretti in forma di calore) devono essere considerati separatamente (ved. ***Tab.7***, prime due righe); per cui, al fine di poterne comparare il valore energetico ed ottenerne il totale complessivo, i dati di produzione dei due settori devono essere riferiti alla stessa unità di misura. A questo scopo, si è deciso di fare riferimento al loro equivalente in energia primaria, espresso in kTep/anno (ved. ***Tab. 7***, 3^a riga).

Per i due anni considerati sono riportati nella tabella in esame anche:

- il contributo totale della geotermia alla copertura dei fabbisogni energetici (4^a riga); e
- le emissioni evitate di gas serra in atmosfera, in kTonn/anno di CO_2 equivalente (5a riga)

Tab. 7: Utilizzazione della geotermia in Italia al Dicembre 2010 e 2015

Ambiti di sfruttamento	Dicembre 2010			Dicembre 2015		
a) Generazione di energia elettrica[53]	*882,5 MWe*	*5,34 TWh/a*	*1175 kTep*	*915,5 MWe*	*5,82 TWh/a*	*1280 kTep*
b) Usi diretti *(tutti, incluse pompe di di calore geotermiche)* [54]	*1015 MW_t*	*8682 TJ/a*	*185 kTep*	*1372 MW_t*	*10.500 TJ/a*	*202 kTep*
c) Totale geotermia (a+b)	-	-	*1360 kTep*	-	-	*1482 kTep*
d) Contributo della geotermia al consumo totale di energia	-	-	*0,72 % (*)*	-	-	*0,87 % (*)*
e) CO_2 evitata (da a + b) [55]	-	-	*3698 kTon/a*	-	-	*4011 kTon/a*

(*)Valori riferiti ai rispettivi consumi totali di energia dati in Tab. 2, e cioé: 188 MTep per il 2010 e 171 MTep per il 2015.

L'andamento della produzione di energia geotermoelettrica a partire dal suo inizio industriale nel 1913, con i valori specifici quinquennali dal 2000 al 2015, sono illustrati in ***Figura 24***. Per essa si deve innanzitutto osservare che anche nel quinquennio 2010-2015, tutta la produzione di energia geotermoelettrica è provenuta dalla Toscana: Regione Boracifera (83 %) e Mt. Amiata (17 %).

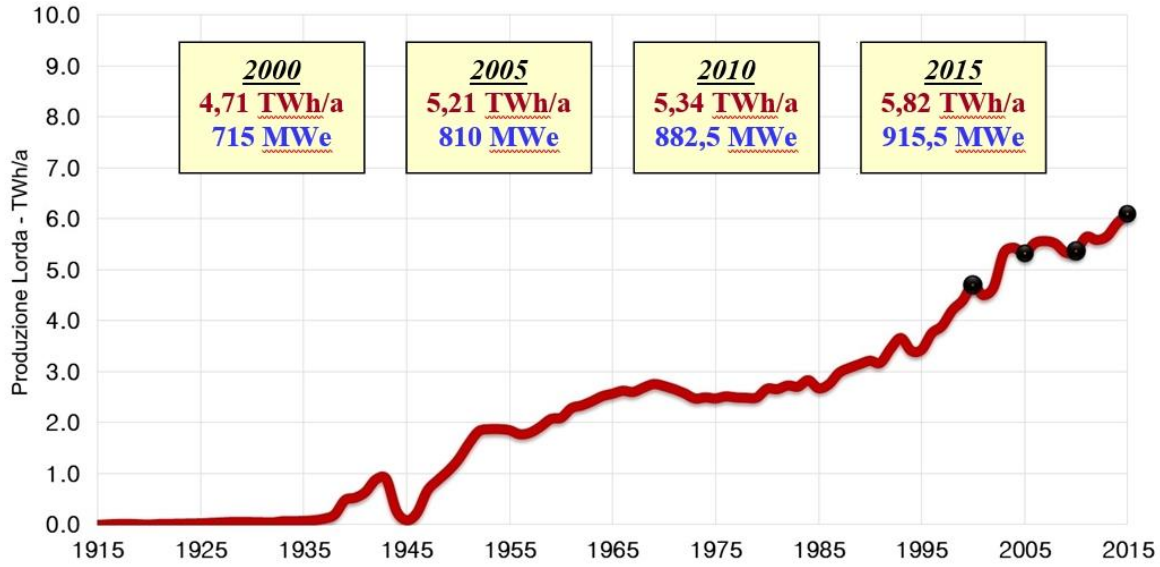


Fig. 24: Produzione di energia geotermoelettrica in Italia dal 1913 al 2015

---

[53] Il fattore moltiplicatore applicato all'energia elettrica annualmente prodotta (TWh/a) per calcolare la relativa energia primaria risparmiata (in kTep) è 220. In base a questo valore di kTep, poi, la corrispondente CO_2 evitata è stata calcolata con il fattore moltiplicatore 2,8 per la produzione di energia geotermoelettrica (ved. per i dettagli il successivo *paragrafo 3.2.2/c*); per gli usi diretti del calore geotermico, invece, l'energia primaria equivalente e la CO_2 evitata non sono ottenibili con unico coefficiente moltiplicatore, poiché dipendono dal contributo specifico delle pompe di calore (vedi *seguente Nota 54*; ma per ulteriori dettagli si rimanda anche al successivo *paragrafo 3.2.2/c*).

[54] I dati esposti in questo studio sono il risultato di indagini aggiornate sullo sviluppo degli usi diretti in Italia negli ultimi anni, e di una recente revisione metodologica della loro valutazione energetica, fatta dall'UGI. A causa di ciò, per il quinquennio 2011-2015, il contributo delle pompe di calore geotermiche è risultato alquanto inferiore ai valori precedentemente pubblicati a consuntivo, o prima stimati, per gli stessi anni; ma, come si vedrà nel ***Capitolo 4***, per gli anni successivi se ne prevede una crescita rilevante. Bisogna d'altra parte precisare che, nel valutare l'energia primaria annua equivalente (in kTep) derivante dall'energia complessiva prodotta (in TJ) dagli usi geotermici diretti, si è dovuto tener conto in detrazione dell'energia elettrica assorbita dalle pompe di calore geotermiche.

[55] I criteri in base a cui sono calcolati i valori della CO_2 evitata esposti in Tabella 7 (3698 per il 2010 e 4011 kTonn/a per il 2015) sono discussi nel successivo *paragrafo 3.2.2/c*; tuttavia, per quanto può essere utile sapere ora per capire i dati esposti in tabella, si anticipa che i totali sopra detti sono così formati: 3290 kTonn/a riferibili all'energia geotermoelettrica e 408 kTonn/a riferibili ad usi diretti per il 2010 (totale 3698 kTonn/a), e 3585 kTonn/a per l'energia geotermoelettrica e 426 kTonn/a per usi diretti per il 2015 (totale 4011 kTonn/a). Il contributo nel quinquennio 2011-2015 dei due comparti (produzione geotermoelettrica ed usi diretti) al valore complessivo della CO_2 evitata è stato perciò, rispettivamente pari a circa il 90 % ed al 10 % del totale.

Per gli usi diretti, invece, il calore totale utilizzato è stato 8682 TJ/anno nel 2010 e 10.500 TJ/a nel 2015. La loro ripartizione nei due anni tra le diverse Regioni d'Italia si vede nelle ***Figure 25/a*** e ***25/b.***

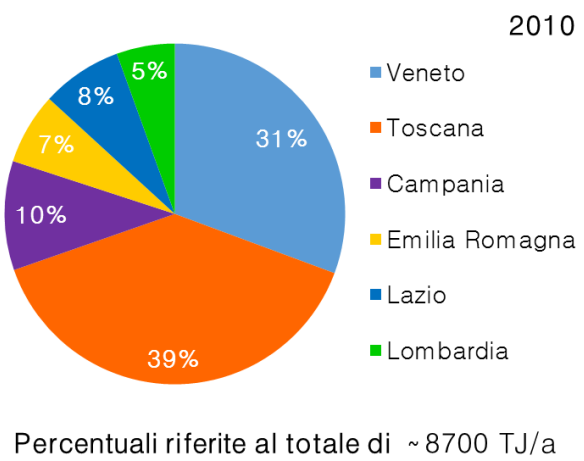


Fig. 25/a: Ripartizione regionale degli usi diretti nel 2010

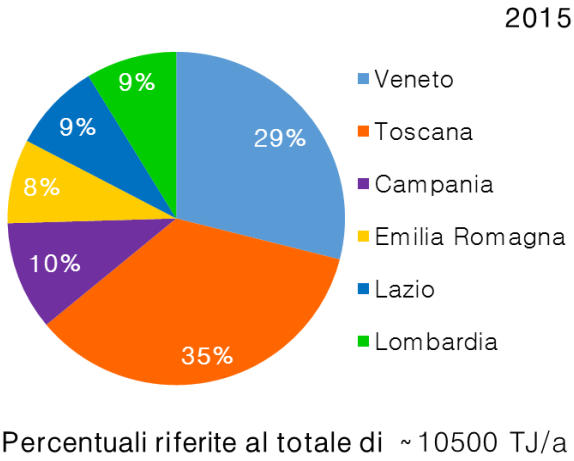


Fig.25/b: Ripartizione regionale degli usi diretti nel 2015

3.2.2) Dati di riferimento desumibili dallo sviluppo della geotermia dal 2010 al 2015

a) Energia geotermoelettrica

a_1) *Precisazioni concettuali con particolare riferimento al "fattore di utilizzazione" degli impianti*

Riguardo ai parametri relativi alla produzione geotermoelettrica occorre precisare quanto segue:

- la potenza installata di ciascun impianto (con valori assunti come riferimento oggettivo e riportati nelle tabelle e nei grafici di questo studio) corrisponde a quella "di targa" del macchinario (turbina ed alternatore), che per motivi di economicità costruttiva e di acquisto e scorta dei ricambi è generalmente unificata su tre taglie standard: 20, 40 e 60 MW_e. Essa, pertanto, non corrisponde alla potenza realmente ottenibile dal fluido dei pozzi asserviti ai singoli impianti (che non può mai essere valutata a priori con esattezza), ma è un po' superiore ad essa.
- l'energia elettrica prodotta annualmente è invece un dato reale, misurato, che dipende dal tempo di funzionamento nell'anno degli impianti di generazione, nonché dalla portata e dalle caratteristiche temodinamiche (pressione, temperatura e contenuto di gas incondensabili) del fluido emunto dai pozzi di alimentazione dei singoli impianti;
- per quanto sopra è ovvio che il "coefficiente di utilizzazione" (o "fattore di carico") di ogni singolo impianto (inteso come rapporto percentuale tra energia effettivamente prodotta ed energia massima producibile dalla rispettiva potenza installata per le 8760 ore totali dell'anno) è un dato teorico, sia per la differenza sopra illustrata tra potenza del macchinario ed effettiva potenza ottenibile dalla quantità e qualità di fluido geotermico realmente prodotto in un anno per alimentare gli impianti, sia, in parte, dalla disponibilità propria degli impianti nel medesimo anno, a seconda delle soste obbligate per lavori di manutenzione ordinaria (che possono essere programmati), oppure per lavori straordinari dovuti ad occasionali avarie (che sono invece imprevedibili).

Inoltre, il coefficiente in esame non ha significato quando una nuova unità viene messa in servizio in corso d'anno con durata di funzionamento più o meno ridotta.

In breve, il suddetto coefficiente non può essere assunto come indice effettivo della qualità di esercizio degli impianti geotermoelettrici; ma è significativo della maggiore o minore produzione ottenuta in campi geotermici specifici. In questo senso, esso può (anzi dovrebbe) essere usato statisticamente per fare stime o proiezioni di crescita complessive in aree geotermiche simili, di prevedibile sviluppo.

a_2) *Produzione, fattore di carico medio annuo, e CO_2 emessa degli impianti geotermoelettrici*

Chiarito quanto sopra, l'andamento della produzione geotermoelettrica nel quinquennio 2011-2015 può essere riassunto come segue:

- ***2010***. La potenza totale installata era, a fine 2010, pari a 882,5 MW_e, ma due nuove unità

(Chiusdino 1 e Radicondoli 2, ciascuna da 20 MW_e di targa) erano entrate in servizio a fine Ottobre e dopo metà Novembre di quell'anno, rispettivamente. Pertanto, siccome il loro apporto alla produzione del 2010 era stato trascurabile, il coefficiente di utilizzazione (o fattore di carico) annuo era stato calcolato per una potenza di (882,5-40 MW_e =) 842,5 MW_e ed una produzione complessiva di 5,343 TWh. Il suo valore di riferimento a fini statistici era risultato perciò per il 2010 pari al 72,4 %.
La CO_2 emessa da tutta l'energia geotermoelettrica prodotta nel 2010, valutata su un valore medio di 325 g/kWh, era stata pari a 1736 kTonn;

- ***2015*.** La potenza installata a fine anno è stata di 915,5 MW_e; ma anche in questo caso una unità da 20 MW_e (Cornia) è entrata in servizio in un periodo avanzato dell'anno (metà Settembre), e quindi con un modestissimo contributo alla produzione geotermoelettrica complessiva dell'anno stesso. Pertanto, in analogia con il 2010, per la valutazione del coefficiente di utilizzazione complessivo dell'intero parco impianti del 2015, si è fatto riferimento alla potenza di (915,5-20 MW_e =) 895,5 MW_e e ad una produzione totale pari a 5,82 TWh. Il valore ottenuto per il fattore annuo di carico é risultato perciò 74,2 %, e cioè alquanto più alto di quello analogo del 2010, sopra specificato.

La CO_2 emessa nel 2015, stimata con gli stessi criteri detti sopra per il 2010, è stata di 1892 kTonn.

- A parte quanto sopra, bisogna sottolineare come la CO_2 emessa dagli impianti di generazione geotermoelettrica (e quindi immessa in atmosfera) sia molto inferiore alla CO_2 evitata, che per gli anni 2010 e 2015 è risultata circa il doppio di quella emessa, con evidente notevole vantaggio per l'ambiente. Si ricorda in proposito, che per CO_2 evitata si intende la CO_2 che sarebbe immessa in atmosfera con una produzione termoelettrica da impianti a combustibili fossili, pari all'energia prodotta nello stesso tempo da impianti geotermoelettrici (ved. Nota 55 a pag. 51)

b) Calore utilizzato per applicazioni dirette

Come anticipato nel ***paragrafo 3.1.2/d)***, non è facile ricostruire univocamente lo sviluppo temporale degli usi diretti, sia in Italia che nel resto del mondo a causa di metodologie di valutazione differenti che portano spesso a statistiche e conclusioni diverse, ed a seconda anche del particolare contesto dei Paesi in cui esse sono applicate. È quindi bene precisare qui che i valori degli usi diretti esposti in questo studio sono stati ottenuti seguendo la metodologia UGI illustrata nell'***Appendice I*** [56].
Ciò premesso, si può dire che a partire dal 2010, lo sviluppo degli usi in parola ha avuto in Italia un incremento percentuale paragonabile a quello di molti altri Paesi del mondo, soprattutto nel settore della climatizzazione ambientale. L'incremento è dovuto principalmente alla forte diffusione delle pompe di calore geotermiche; ma sviluppi importanti si sono avuti anche nelle reti di teleriscaldamento ed in altri settori di utilizzazione finali. Nell'insieme, infatti, il tasso annuo medio di incremento di tutti i comparti degli usi diretti è stato circa il 7%, sia in termini di *potenza di riferimento installata*[57] che di energia geotermica utilizzata.
Il ruolo della geotermia per il soddisfacimento dei fabbisogni termici è riconosciuto a livello politico sia nazionale che comunitario. La Direttiva 2009/28/CE ha fissato gli obiettivi al 2020 per i diversi Paesi membri dell'UE; successivamente, il Decreto 15/3/2012 del Ministero dello Sviluppo Economico (noto come *Burden Sharing*) ha attribuito alle Regioni ed alle Provincie autonome la quota parte dell'obiettivo al 2020 assegnato all'Italia.
In base al "*Rapporto statistico: Energia da forti rinnovabili"* ed alla "*Terza relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*" (pubblicata dal GSE/Gestore Servizi Energetici), il contributo degli usi diretti della geotermia ai consumi termici finali del Paese ha rappresentato nel 2014 circa il 2% di quello dato dall'insieme delle fonti rinnovabili, corrispondente a circa 9.9 MTep.
In breve, si può dire che la geotermia sta costituendo da alcuni anni la terza fonte energetica rinnovabile termica, dietro alle bioenergie ed alla fonte aerotermica sfruttata con pompe di calore ad aria.

[56] I valori finali sugli usi diretti presentati in questo studio potrebbero sembrare discordanti rispetto a quelli di alcuni documenti ufficiali italiani, come ad esempio quelli pubblicati dal MISE e dal GSE. Le differenze derivano principalmente dalla diversa metodologia definita dall'UGI per gli usi diretti rispetto a quella prevista dal DM del 14/1/2012 (Metodologia Statistica Nazionale) e dal DM dell'11/5/2015 (Metodologia Statistica Regionale). Tuttavia, se in quei documenti ufficiali si aggregassero diversamente i dati relativi alle pompe di calore geotermiche ed al teleriscaldamento si otterrebbero gli stessi valori di seguito presentati.

[57] *Potenza di riferimento*: eventuali maggiori chiarimenti sul significato di tale termine per gli usi diretti si trovano in *Appendice I*.

La ***Tabella 8*** seguente riporta in sintesi lo sviluppo degli usi diretti in Italia negli anni 2010 e 2015, suddivisi per settore finale di applicazione.

Tab. 8: Energia geotermica utilizzata in Italia nei diversi comparti degli usi diretti negli anni 2010 e 2015

ANNI	2010			2015		
SETTORE FINALE DI APPLICAZIONE	**TOTALE** *(TJ/a)*	**Pompe di calore** *(TJ/a)*	**TLR**(*) *(TJ/a)*	**TOTALE** *(TJ/a)*	**Pompe di calore** *(TJ/a)*	**TLR**(*) *(TJ/a)*
Climatizzazione ambientale	**2606** *(30%)*	**1400** *(53%)*	**589** *(22%)*	**4445** *(42%)*	**3160** *(71%)*	**807** *(18%)*
Usi termali	**3463** *(40%)*	-	-	**3346** *(32%)*	-	-
Acquacoltura	**1932** *(22%)*	-	-	**1869** *(18%)*	-	-
Usi agricoli	**574** *(7%)*	**75** *(13%)*	-	**683** *(6,5%)*	**75** *(11%)*	-
Usi industriali e altri	**107** *(1%)*	**25** *(23%)*	**0**	**156** *(1,5%)*	**25** *(16%)*	**10** *(6%)*
TOTALE (TJ/a e %)	**8682** ***(100 %)***	**1500** ***(17%)***	**589** ***(7%)***	**10.500** ***(100 %)***	**3260** ***(31%)***	**817** ***(8%)***
Potenza installata di riferimento *(MWt)*	**1015**	**257**	**68**	**1372**	**531**	**138**

(*) TLR = Teleriscaldamenti

Alla fine del 2015, la *potenza totale di riferimento* degli usi diretti in Italia è stata di 1372 MW_t (ved. ***Tabb. 7-8***). La climatizzazione di ambienti, in particolare, si è affermata come primo settore di applicazione finale, sia in termini di potenza installata (52 %), che di energia geotermica utilizzata (42 %). Quanto agli altri comparti, con riferimento sempre all'energia (ved. ***Tab. 8***), la balneologia termale si è piazzata al secondo posto (32%), seguita dalla acquacoltura (18 %); mentre, invece, la rimanente quota parte di energia (circa l'8 %), è suddiviso tra usi agricoli ed usi industriali.
La potenza installata delle pompe di calore geotermiche ha raggiunto nel 2015 circa 750 MW_t, alla quale corrisponde un contributo geotermico di 531 MW_t (ved. ancora ***Tab. 8***); valore che corrisponde a quasi il 40 % della potenza geotermica totale installata per tutti gli usi diretti[58]. In termini di energia utile fornita, però, il contributo geotermico delle pompe di calore è stato di 3260 TJ/a, corrispondente al 31% di tutta l'energia geotermica utilizzata negli usi diretti.

Dalla ***Tabella 8*** si evince inoltre il forte sviluppo del teleriscaldamento alimentato dal calore terrestre, che dal 2010 al 2015 è cresciuto di circa il 15 % all'anno in termini di potenza e del 7 % in termini di energia, arrivando ad incidere per circa l'8% sul totale dell'energia geotermica utile fornita agli utenti finali.
Le ***Figure 26/a*** e ***26/b***, basate sui dati di ***Tabella 8***, mostrano l'evoluzione delle percentuali di calore geotermico fornito dai diversi settori di applicazione finale. Come sopra detto, la climatizzazione ambientale ha superato la balneologia termale; ciò è stato possibile grazie al determinante contributo delle pompe di calore geotermiche (che è stato di circa il 17%/anno) ed al teleriscaldamento (che è aumentato del 7%/anno).

Da segnalare anche lo sviluppo degli usi industriali che, sebbene in valore assoluto rimangano un settore minore ed all'ultimo posto tra i comparti di utilizzazione diretta del calore terrestre (1% del totale), nel quinquennio 2011-2015 hanno registrato un incremento medio annuo di circa l'8%. Ciò è dovuto quasi totalmente a diverse nuove applicazioni verificatesi nell'area geotermica toscana (aziende alimentari e tessili) che hanno aumentato l'utilizzo di energia geotermica prelevata dai vapordotti per circa 50 TJ/anno.

[58] Per maggiori dettagli sulle definizioni di *Potenza geotermica installata* nel caso di applicazioni a pompa di calore geotermica si veda ***Appendice I/ § 3.1/c***

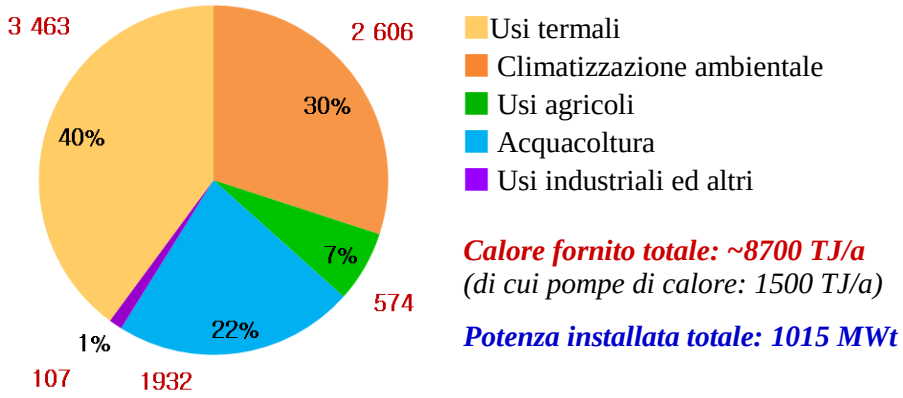


Fig. 26/a: Distribuzione percentuale dei principali settori finali di applicazione degli usi diretti nel 2010

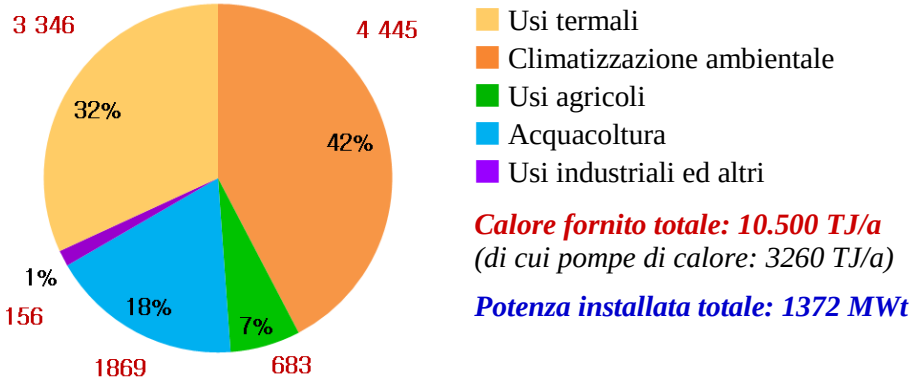


Fig. 26/b: Distribuzione percentuale dei principali settori finali di applicazione degli usi diretti nel 2015

c) CO_2 evitata

In merito ai vantaggi ambientali dovuti alla CO_2 evitata dagli impianti geotermoelettrici, bisogna tener presente che la produzione di energia elettrica da fluidi geotermici va considerata come sostitutiva di una uguale produzione elettrica da fonti fossili. Va inoltre tenuto conto del fatto che per valutarne i vantaggi, bisogna assumere (in analogia con quanto stabilito dal MISE/Ministero per lo Sviluppo Economico e da Terna (Società che cura anche le statistiche della produzione elettrica in Italia) un consumo specifico medio lordo convenzionale di combustibile delle centrali termoelettriche pari a 2200 kcal/kWh.

Perciò, con un potere calorifico convenzionale del petrolio di 10.000 kcal /kg, si deduce che 1 TWh (10^9 kWh) prodotto da centrali geotermiche equivale a 220 kTep. (10^9 kWh . 2200 kcal/kWh :10.000x10^3 kcal/Tep) Ed è appunto 220 kTep/TWh, il valore unitario usato in questo studio per esprimere la produzione geotermoelettrica in termini di petrolio equivalente.

Occorre peraltro considerare pure che il sistema produttivo di energia elettrica nel nostro Paese ha uno spettro di fonti di generazione molto ampio, in cui le forme rinnovabili e non convenzionali di energia (e tra queste la geotermia) rappresentano circa il 32% del totale, mentre le fonti fossili nel loro complesso assommano al 68%: tra queste ultime, poi, in base a dati del 2014, il gas naturale copre il 60%, il carbone il 28 %, ed i prodotti petroliferi ed altre fonti il 12 % circa.

Tenendo conto di quanto sopra, per valutare la CO_2 evitata dalle centrali geotermoelettriche, si deve fare riferimento al valore di CO_2 per ogni kWh prodotto dal mix di combustibili fossili sopra descritto, ottenuto come risultato di una media pesata, che è pari a circa 2,8 kTonn/kTep. Ed è appunto questo

il coefficiente usato nel presente studio per il calcolo della CO_2 evitata dalla produzione di energia geotermoelettrica in Italia: 2,8 kTonn CO_2 /kTep (ovvero 616 kTonn CO_2 / TWh).

Per calcolare invece la CO_2 evitata con gli usi diretti, si assume che al calore utile fornito all'utenza finale corrisponda un risparmio equivalente di gas naturale, essendo questo il principale combustibile fossile usato nei processi di generazione di calore. In questo studio, si è utilizzato un fattore di conversione pari a 55 Tonn CO_2/TJ, e cioé per ogni TJ di calore utile fornito con sistema geotermico, si evita la combustione di una quantità di gas naturale che avrebbe prodotto 55 Tonn di CO_2; tuttavia, bisogna anche tener conto dell'emissione di anidride carbonica derivante dalla produzione di energia elettrica necessaria al funzionamento delle pompe di calore geotermiche. Per questo motivo, nel caso di applicazioni basate su questa particolare tecnologia, in base alle assunzioni fatte sul coefficiente di prestazione delle pompe di calore (ved. ***Appendice I/§3.2/c***) e considerando inoltre quanto esposto precedentemente per la CO_2 evitata da produzione geotermoelettrica, il fattore di conversione scende ad 8,5 Tonn CO_2/TJ. In conclusione, per gli usi diretti non è possibile fornire un unico fattore di conversione per il calcolo dell'anidride carbonica risparmiata, ma è necessario valutarla in base alla quota parte dell'energia geotermica fornita tramite pompe di calore.
Analogamente a quanto appena esposto per la CO_2 evitata, anche per il calcolo dell'energia primaria risparmiata con gli usi diretti si deve procedere separatamente nel caso di applicazioni che utilizzano pompe di calore. In generale, si può dire che per ogni TJ di calore utile fornito all'utenza finale viene risparmiata una quantità di energia primaria pari a 41,86 kTep. Tuttavia, nel caso di pompe di calore, per le ragioni sopra dette, il risparmio è molto minore, e risulta pari a 9 kTep per ogni TJ di calore geotermico fornito. Per maggiori dettagli sul bilancio energetico delle applicazioni basate sull'impiego di pompe di calore si rimanda ancora all'***Appendice I***.

d) La geotermia nel quadro dei consumi totali di energia in Italia dal 2010 al 2015
Con riferimento al punto d) della ***Tabella 7***, e cioè al contributo della geotermia al consumo totale di energia del Paese, bisogna sottolineare che la differenza tra i valori del 2010 (0,73 %) e del 2015 (0,89 %) deriva dall'effetto combinato di due situazioni contrapposte tra di loro, ma entrambe favorevoli nel determinare l'aumento del contributo sopra detto. Esse sono: da una parte il piccolo ma importante aumento degli usi complessivi della geotermia (inclusi usi elettrici ed usi diretti, con incremento relativo più significativo per questi ultimi); e dall'altra la notevole contrazione dei consumi totali di energia che nel quinquennio in esame è passata da 188 a 171 MTep/anno: un decremento totale di circa il 9 % che su base annua corrisponde, nel quinquennio 2011-2015, all'1,8%/anno.

3.2.3) Considerazioni sui trends di crescita dal 2000 al 2015 e riferimenti per le stime

a) Produzione geotermoelettrica
Dalla Tabella 7 si evince che la potenza geotermoelettrica installata è aumentata, tra fine 2010 e fine 2015, di 33 MW_e (da 882,5 a 915,5 MW_e), pari al 3,73 % nel quinquennio, e quindi con tasso di crescita medio annuo appena superiore allo 0,7 %. Al tempo stesso, l'energia elettrica prodotta nel medesimo quinquennio è passata da 5,34 a 5,82 TWh/anno, con aumento di 0,48 TWh, pari quasi al 9 % e corrispondente ad un tasso medio di crescita di 1,8%/anno. Si è avuto perciò un netto miglioramento del coefficiente di utilizzazione degli impianti, come già rilevato nel precedente paragrafo 3.2.2/a.

Rimane comunque valida l'osservazione generale che, nell'ambito delle attuali aree di produzione, con l'utilizzo dei serbatoi attualmente conosciuti, non si possano prevedere tassi di crescita molto superiori a quelli sopra esposti, anche se si nota un miglioramento del coefficiente di utilizzazione (o fattore di carico annuo totale) degli impianti, tendente a valori prossimi al 75%. Ciò è stato possibile in gran parte per il rinnovo del macchinario di generazione, ed in minor misura per il miglioramento di efficienza delle torri di condensazione.

Naturalmente, il reperimento di nuove aree produttive sia in Toscana che in altre regioni d'Italia, e la sperata installazione di molte nuove unità -anche se di piccola taglia- del tipo a ciclo binario, alimentate

con fluidi a temperature medio-alte, potrebbe contribuire positivamente, entro i prossimi 10-15 anni, all'ottenimento di tassi di crescita alquanto superiori a quelli verificatisi nel quinquennio 2011-2015.
Inoltre, se nel medio termine si potesse avviare lo sfruttamento industriale di risorse geotermiche non convenzionali (fluidi ipercritici, sistemi magmatici, ecc.), come descritto nel successivo Capitolo 5, si potrebbe avere, dopo il 2030, un balzo notevole nella produzione geotermoelettrica, anche se con iniziale gradualità per la necessaria messa a punto delle nuove tecnologie.
Nel medio termine, ad ogni modo (e cioè fino a tutto il 2030, prima dell'auspicato inizio dello sfruttamento a scala industriale di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*), in base a quanto verificatosi negli ultimi 15 anni, e tenendo conto degli avanzamenti tecnologici attesi per il prossimo futuro in vari settori dello sfruttamento del calore terrestre di alta temperatura, per lo sviluppo della produzione geotermoelettrica secondo i due Scenari macroeconomici I e II descritti nel successivo paragrafo 3.3), si possono ipotizzare i seguenti intervalli di crescita medi annui:

- ***Scenario I*** : 1-2 % fino al 2020, e 2-3 % dal 2020 al 2030;
- ***Scenario II*** : 2-3 % " " , e 3-4 % " " .

Per quanto riguarda poi il coefficiente di utilizzazione medio annuo della potenza installata (o fattore di carico medio annuo complessivo degli impianti), per unità produttive con tecnologia consolidata come quelle usate fino ad ora, e per risorse estraibili da sistemi idrotermali di alta e media temperatura simili a quelle fino ad oggi sfruttate, si possono considerare valori compresi tra 0,70 e 0,75, che corrispondono ad un tempo di utilizzazione equivalente di 6100-6600 ore/anno della potenza nominale installata

b) Usi diretti, incluse pompe di calore geotermiche
In generale, il principale elemento di sviluppo di tutti gli usi diretti dipende dalla loro competitività economica rispetto a tecnologie alternative o fonti da essi diverse, che deve essere migliorata. Ciò può essere realizzato con una adeguata politica di incentivazione e con il contemporaneo utilizzo di metodologie progettuali e gestionali innovative volte a ridurre gli investimenti necessari per la realizzazione degli impianti. Per i prossimi anni ci si può aspettare lo sviluppo di seguito indicato.

- *Climatizzazione di ambienti e pompe di calore geotermiche*

Come conseguenza delle considerazioni esposte in paragrafi precedenti, il settore di applicazione di cui è atteso il maggiore sviluppo nei prossimi 2-3 decenni è la climatizzazione degli ambienti, soprattutto grazie alle potenzialità offerte dagli impianti a pompa di calore geotermica, poiché installabili su tutto il territorio nazionale a costi relativamente bassi rispetto a quelli di perforazione di pozzi più o meno profondi per l'emungimento di acqua calda o l'estrazione di calore da fluidi e rocce. Ci si attende quindi un consolidamento degli attuali trends di crescita, soprattutto per quanto riguarda gli impianti a pompa di calore. L'attuale incremento medio della potenza di riferimento installata delle pompe di calore geotermiche è di circa il 15% all'anno, che però andrà a stabilizzarsi, nel corso degli anni, verso tassi di incremento minori, rimanendo comunque uno degli elementi di maggior sviluppo per le applicazioni dirette della geotermia in Italia.

- *Usi diretti senza utilizzo di pompe di calore geotermiche* (impianti discussi nel ***paragrafo 3.1.2/ d_1***)

L'utilizzo di pozzi esistenti (i vecchi pozzi esplorativi per idrocarburi, ad esempio) rappresentano una possibile soluzione per la riduzione dei costi iniziali. In Italia infatti esistono moltissimi pozzi che hanno riscontrato la presenza di acquiferi confinati notevolmente copiosi a temperature da 40 a 100 °C circa, che si prestano ad essere sfruttati direttamente a fini termici. Gli impianti di teleriscaldamento di Ferrara e Vicenza, che utilizzano vecchi pozzi di ricerca per idrocarburi, possono essere presi a riferimento per questo tipo di situazioni.
Quando invece la temperatura dell'acqua nel sottosuolo non è sufficiente per un suo sfruttamento diretto, essa può essere innalzata con pompe di calore geotermiche fino al livello richiesto dal tipo di utilizzazione interessata.

- *Reti di teleriscaldamento*

La recente evoluzione italiana ed europea, ha dimostrato la convenienza tecnico-economica delle reti di teleriscaldamento abbinate alla fonte geotermica. In questo modo infatti è possibile creare economie di scala, aumentando la competitività economica dell'investimento necessario. Anche in questo caso, dove le temperature della risorsa geotermica non sono sufficientemente elevate, è possibile utilizzare pompe di calore geotermiche. Questa soluzione è già applicata con successo nelle reti di teleriscaldamento dei quartieri Canavese e Famagosta a Milano, e di Bagno di Romagna. Nel capoluogo lombardo viene utilizzata come sorgente termica acqua di falda a bassa temperatura (14 - 15 °C), mentre nella cittadina emiliana viene utilizzata acqua a 38 °C estratta da pozzi di piccola profondità.

- *Termalismo*

Questo settore ha costituito per decenni il maggior settore finale di applicazione degli usi diretti in Italia; tuttavia proprio per il suo sfruttamento prolungato nel tempo, si è arrivati ad una saturazione dell'impiego delle acque calde naturali. Pertanto, gli incrementi e/o le oscillazioni delle statistiche energetiche in questo settore sono attribuibili a condizioni temporanee del mercato del benessere, più che a particolari considerazioni tecnico-energetiche. Ai fini energetici, bisogna però sottolineare la grande potenzialità di accoppiamento dello sfruttamento termale con quello di climatizzazione degli ambienti delle strutture ospitanti. Questa soluzione impiantistica, per altro, è già utilizzata con successo in alcuni distretti termali del Veneto e della Campania.

Inoltre, secondo una logica di "*cascata termica*", è possibile utilizzare l'acqua a monte, o a valle, dell'utilizzo a fini di cura termale per usi diretti del calore di altro tipo, senza detrimento alcuno per quello balneoterapico. Uno studio dell'UGI[59], ha quantificato le potenzialità energetiche di questi usi termici "*a cascata*" nei contesti termali italiani, valutando che si potrebbe così ottenere almeno il raddoppio dell'energia geotermica attualmente utilizzata per soli scopi di cura.
Se poi si considera che oltre 100 delle attuali stazioni termali italiane utilizzano acque termominerali a temperatura molto bassa (T =15-30 °C) che, per poter essere usate a fini terapeutici devono essere riscaldate fino a 36-40°C, e siccome il riscaldamento viene fatto con normali caldaie alimentate da combustibili fossili o con apparecchiature elettriche, tenendo altresì conto dei grandi volumi di acqua in gioco, è evidente il grande consumo di energia a questo scopo necessaria. Pertanto, risulta evidente anche il grande vantaggio che si potrebbe ottenere con l'uso, al posto dei tradizionali generatori, di pompe di calore geotermiche. Queste, per altro, nelle condizioni vantaggiose di bassa temperatura dell'acqua di partenza, funzionerebbero con efficienza molto elevata.

- *Dimensionamento e gestione degli impianti geotermici*

Attualmente sono in corso molte attività di ricerca che porteranno all'affermazione di metodologie innovative di dimensionamento e gestione degli impianti geotermici, non più basati sul perseguimento della massima potenza termica utilizzabile, ma su una analisi costi-benefici finalizzata ad ottimizzare le prestazioni energetiche di impianto, a ridurre il costo di installazione e ad impiegare sinergicamente il calore della Terra con altre fonti di energia. In questo modo, si potrà massimizzare la fattibilità economica del progetto complessivo e sfruttare la risorsa geotermica in quantità ed a livelli di sostenibilità maggiori nel tempo. Inoltre, bisogna considerare che le attuali politiche di efficientamento (in particolare negli edifici) avranno come risultato la riduzione del fabbisogno energetico delle singole utenze, causando, in teoria, una diminuzione del fattore di utilizzazione degli impianti.
Tuttavia, grazie all'evoluzione delle metodologie sopra citate ed all'incremento delle prestazioni di tutti i componenti di impianto, si verificherà un incremento dell'energia utilizzata a parità di potenza installata. In questo contesto, quindi, ai fini del concepimento degli scenari di sviluppo presentati in questo volume, si ipotizza di mantenere un fattore di capacità uguale a quello attuale.

[59] *Cataldi, R., Conti, P. (2013)*. **Ved. citazione bibliografica in Nota 47.**

In conclusione, considerando quanto finora esposto, si ipotizzano tassi di incremento su base quinquennale per i diversi settori di applicazione degli usi diretti secondo lo Scenario I e II, riportati nelle ***Tabelle 9/a*** e ***9/b***

***Tab. 9/a**: Tassi di crescita medi annuali su base quinquennale per i diversi settori di applicazione degli usi diretti secondo lo Scenario I*

ANNI	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale usi diretti	**4%**	**7%**	**6%**	**5%**	**4%**	**4%**	**4%**	**3%**
Totale pompe di calore	***17%***	***15%***	***10%***	***8%***	***6%***	***5%***	***4%***	***4%***
Climatizzazione ambienti	**11%**	**12%**	**9%**	**7%**	**6%**	**5%**	**4%**	**4%**
Usi termali	**-1%**	**2%**	**2%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**
Usi agricoli	**3%**	**4%**	**3%**	**3%**	**3%**	**2%**	**3%**	**3%**
Acquacoltura	**-1%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**	**1%**
Usi industriali	**8%**	**4%**	**4%**	**5%**	**3%**	**3%**	**3%**	**3%**

***Tab. 9/b**: Tassi di crescita medi annuali su base quinquennale per i diversi settori di applicazione degli usi diretti secondo lo Scenario II*

ANNI	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale usi diretti	**4%**	**7%**	**6%**	**6%**	**5%**	**5%**	**5%**	**4%**
Totale pompe di calore	***17%***	***18%***	***10%***	***8%***	***7%***	***6%***	***5%***	***5%***
Climatizzazione ambienti	**11%**	**15%**	**9%**	**8%**	**7%**	**6%**	**5%**	**5%**
Usi termali	**-1%**	**3%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**
Usi agricoli	**4%**	**6%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**	**5%**
Acquacoltura	**-1%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**	**2%**
Usi industriali	**8%**	**5%**	**5%**	**5%**	**4%**	**4%**	**4%**	**4%**

3.3) Scenari di crescita e considerazioni conclusive

3.3.1) Scenari di crescita

Per far emergere dai risultati delle stime, orientamenti flessibili nelle decisioni politiche da prendere per perseguire gli obiettivi indicati, le previsioni sono fatte secondo i due seguenti scenari di crescita.

SCENARIO I:

- ***sviluppo economico del Paese a moderato tasso di crescita, secondo un valore medio del PIL di circa 1%/anno fino al 2020, e tra 1 e 2%/anno circa dal 2020 al 2030;***
- ***costi delle fonti di energia primaria crescenti a ritmo moderato fino al 2020, ed a ritmo alquanto più sostenuto dal 2020 al 2030. Si ipotizza a questo riguardo che il prezzo del petrolio alla fonte possa giungere intorno a 110 US $/barile nel 2020 ed a 150 US $/barile nel 2030;***[60]
- ***per la produzione di energia geotermoelettrica, solo uso di tecnologie mature fino al 2020, e graduale introduzione di tecnologie avanzate (sia per la perforazione di pozzi che per la generazione di energia elettrica) dal 2020 al 2030;***
- ***per gli usi diretti del calore, sviluppo a ritmo moderato, partendo dalle aree di immediata prospettiva e di maggiore convenienza economica fino al 2020, ed a ritmo più sostenuto in queste ed in diverse altre zone d'Italia nel decennio successivo;***
- ***politiche di ricerca, innovazione e sviluppo nel settore delle fonti rinnovabili di energia più incisive di quelle attuate negli anni passati, con l'esecuzione di un "Progetto finalizzato" allo sviluppo dei sistemi geotermici non convenzionali, da realizzare in circa dieci anni a partire dall'inizio del prossimo decennio;***
- ***quanto sopra dovrebbe essere realizzato nel quadro di un "PEN/Piano Energetico Nazionale 2020-2030", da varare con adeguato anticipo insieme a sue specifiche norme attuative;***
- ***per gli anni 2030-2050, si ipotizza uno scenario di crescita economica impostato su politiche mirate al deciso aumento delle fonti rinnovabili e della geotermia, in sostituzione delle fonti fossili e nucleari di attuale impiego, nel quadro di un "PEN/Piano Energetico Nazionale" rinnovato e più incisivo rispetto al precedente.***

[60] Questi prezzi ipotizzati, in entrambi gli Scenari, prescindono ovviamente dal verificarsi, nei prossimi 3 decenni, di sostanziali risultati dell' auspicato processo di "decarbonizzazione", con conseguente riduzione di tali prezzi

SCENARIO II:

- ***tasso di sviluppo medio dell'1,5-2%/anno fino al 2020, e del 2,5-3%/anno dal 2021 al 2030, anche per effetto di politiche di crescita basate su severi criteri di salvaguardia ambientale in tutti i settori della produzione e dei consumi;***
- ***costi delle fonti di energia primaria crescenti a ritmo sostenuto fino al 2020 ed a ritmo ancora più sostenuto dal 2020 al 2030. Si ipotizza in proposito un prezzo del petrolio alla fonte di 150US $/barile nel 2020 e di circa 200 US $/barile nel 2030;***[60](vedi nota a pag. precedente)
- ***per la perforazione di pozzi e la produzione di energia geotermoelettrica, uso non solo di tecnologie mature ma anche di tecnologie avanzate a partire dai prossimi 2-3 anni, con progressiva maggiore applicazione di tecnologie avanzate nel decennio 2020-2030;***
- ***per gli usi diretti del calore, sviluppo a ritmo sostenuto in tutte le aree di possibile immediata utilizzazione fino al 2020, ed a ritmo accelerato e diffuso sul territorio nazionale dal 2020 al 2030, non solo per climatizzazione di ambienti ma anche per altri tipi di applicazione;***
- ***politiche di ricerca, innovazione e sviluppo nel settore delle fonti rinnovabili di energia ancora più incisive di quelle indicate per lo Scenario I, e con l'esecuzione di un corposo "Progetto finalizzato" di R&S dei sistemi geotermici non convenzionali, da avviare entro la fine di questo decennio e da concludere in 8-10 anni, prima comunque del 2030;***
- ***quanto sopra dovrebbe essere realizzato nel quadro di un "PEN/Piano Energetico Nazionale" di durata decennale, da varare con urgenza entro i prossimi tre anni, insieme a sue cogenti norme attuative;***
- ***per gli anni dal 2030 al 2050, si ipotizzano obiettivi di crescita economica basati su politiche mirate alla rapida diminuzione dell'uso delle fonti fossili di attuale generazione, con un contemporaneo forte aumento delle fonti rinnovabili, e della geotermia in particolare per tutte le sue forme di applicazione, nel quadro di un "PEN/Piano Energetico Nazionale" rinnovato ed ancora più incisivo e cogente di quello indicato per lo Scenario I.***

3.3.2) Considerazioni sugli Scenari di crescita previsti

Con riferimento a quanto ipotizzato nel paragrafo precedente, tenendo conto delle conclusioni raggiunte dalla 21^{a} Conferenza mondiale sui cambiamenti climatici (COP 21) svoltasi a Parigi nel Dicembre 2015, considerando gli impegni ivi presi da 162 Paesi tra cui il nostro, si deve, d'altra parte, pensare che, nei prossimi decenni, a causa di limiti territoriali e paesaggistici, le possibilità di sviluppo in Italia delle risorse eoliche e fotovoltaiche tenderanno ad una naturale "saturazione", con tendenza non ad una ulteriore crescita ma al solo rinnovamento degli impianti per obsolescenza dei relativi componenti. Le risorse idroelettriche, d'altra parte, hanno già quasi raggiunto il massimo livello di utilizzabilità e potranno aggiungere poco all'attuale livello di produzione.

Pertanto, nella prospettiva di una perdurante necessità di sostituire le fonti energetiche fossili (carbone ed idrocarburi), l'unica importante risorsa autoctona che, per potenza installabile ed energia producibile potrà giocare un ruolo primario, sarà il calore della Terra per usi geotermoelettrici e diretti.

Di conseguenza, per fornire chiare indicazioni alle istituzioni ed agli esperti incaricati di predisporre i futuri Piani energetici del Paese è indispensabile creare nei prossimi 10 anni le basi per un forte sviluppo della geotermia, con obiettivi di ampio respiro.

Le stime fatte in questo studio dovrebbero pertanto essere considerate non un traguardo, ma solo tappe di uno sviluppo dell'uso del calore terrestre per obiettivi successivi molto più ambiziosi di quelli da noi ritenuti plausibili fino al 2030 ed ipotizzati come ulteriore crescita sperata fino al 2050.

****

4. Previsioni di sviluppo della geotermia italiana fino al 2050

4.1) Stime di crescita: risultati e commenti

Tenendo conto del quadro geologico e geotermico descritto nel ***Capitolo 2***, partendo dalla situazione di sviluppo al 2015 riassunta nel ***Cap. 3/§ 3.2.1*** e con le precisazioni fatte nel ***Cap. 3/§ 3.2.2***, tenendo conto dei trends di incremento registrati dal 2000 al 2015, ed in base ai tassi medi di sviluppo ipotizzati per gli anni futuri come indicati nel ***Cap. 3/§ 3.2.3***, le stime di crescita temporizzate al 2020, 2025, e 2030, con proiezioni fino al 2050, vengono presentate di seguito per gli Scenari I e II. Sono state considerate per le stime anche le situazioni attuali e, per quanto è stato possibile conoscerle, pure quelle previste di sviluppo della geotermia in Toscana ed in altre particolari Regioni d'Italia.

Le stime sono fatte separatamente per i due ambiti di utilizzazione del calore della Terra: produzione di energia elettrica ed usi diretti. Per questi ultimi, inoltre, viene stimata separatamente la quota parte riferibile alle pompe di calore geotermiche.

I dettagli delle stime al Dicembre di ogni quinquennio, con i dati di riferimento per la quantificazione dei diversi valori di stima (potenza installata, calore prodotto, energia primaria risparmiata e CO_2 evitata) e con le relative note di chiarimento, sono esposti per la produzione di energia elettrica nell'***Appendice III.***
Si specifica inoltre che la potenza degli impianti è riferita sempre a quella installata lorda; mentre per la produzione, l'elettricità viene riferita al valore lordo, ed il calore per usi diretti a quello netto.

4.1.1) Energia geotermoelettrica

La potenza lorda installata e l'energia elettrica prodotta dal 2000 al 2015, con le rispettive stime di crescita dal 2016 al 2030 e con proiezioni fino al 2050, ottenute in base ai criteri e dati sopra riassunti, sono esposte di seguito, prima per lo sfruttamento dei soli *sistemi idrotermali di media ed alta temperatura*, e poi per l'insieme di questi più tutti i *sistemi geotermici non convenzionali*.
In particolare, l'andamento della potenza e della produzione prevedibili con il solo sfruttamento dei sistemi idrotermali é illustrato nella ***Tabella 10*** e nelle ***Figure 27/I*** e ***27/II***; mentre lo sviluppo della potenza e della generazione ottenibile con l'utilizzazione di tutti i possibili sistemi geotermici di alta e moderata temperatura esistenti in Italia (inclusi cioè i sistemi idrotermali e quelli non convenzionali) sono illustrati nella ***Tabella 11*** e nelle ***Figure 28/I*** e ***28/II***.
Per facilità di confronto, i dati di potenza installata e di elettricità prodotta, esposti nelle ***Tabelle 10*** ed ***11***, sono riportati in sommario nella seguente ***Tabella 12*** con i relativi valori equivalenti di energia primaria risparmiata e di emissioni evitate di CO_2 in atmosfera, calcolati secondo i criteri indicati nel ***Cap. 3/§ 3.2.2/c*** [61].

Si ricorda di nuovo che lo sviluppo stimato di potenza e produzione sono basati sull'ipotesi che fino a tutto il 2030 possano essere sfruttate solo risorse associate a sistemi idrotermali, e che dai primi anni '30 in poi possano essere utilizzati per produrre energia a scala commerciale anche *sistemi geotermici non* convenzionali.

Le tabelle e figure citate sono esposte nelle quattro pagine che seguono.

---

[61] Rimandando per i dettagli al paragrafo del Capitolo 3 citato nel testo, si ricorda che la CO_2 emessa dalle centrali geotermoelettriche viene calcolata in base all'indice di equivalenza medio di 220 kTep/TWh (220×10^3 tonnellate equivalenti di petrolio per ogni terawattora prodotto). Da esso deriva, per il calcolo della CO_2 evitata da un TWh di energia prodotta, il fattore moltiplicatore di 2,8.

Tab. ***10 :Potenza installata e produzione geotermoelettrica 2000-2050 per i soli sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura secondo gli Scenari di crescita I e II***

SCENARIO I

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	960	1020	1070	1100	1120	1130	1140
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a) [682,2 MWe nel 1995]	1	2,5	1,7	0,7	1	1,2	1	0,6	0,35	0,2	0,2
Produzione totale lorda annua (TWh/a) [3,44 TWh nel 1995]	4,71	5,21	5,34	5,82	6,1	6,4	6,7	7	7,1	7,2	7,3
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a)	6,5 [62]	2	0,5	1,7	1	1,1	1	0,8	0,3	0,3	0,3

SCENARIO II

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	980	1060	1140	1200	1250	1300	1320
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a) [682,2 MWe nel 1995]	1	2,5	1,7	0,7	1,4	1,6	1,5	1,1	0,8	0,8	0,3
Produzione totale lorda annua (TWh/a) [3,44 TWh nel 1995]	4,71	5,21	5,34	5,82	6,3	6,8	7,3	7,7	8	8,2	8,3
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a)	6,5 [62]	2	0,5	1,7	1,6	1,6	1,5	1,1	0,8	0,5	0,3

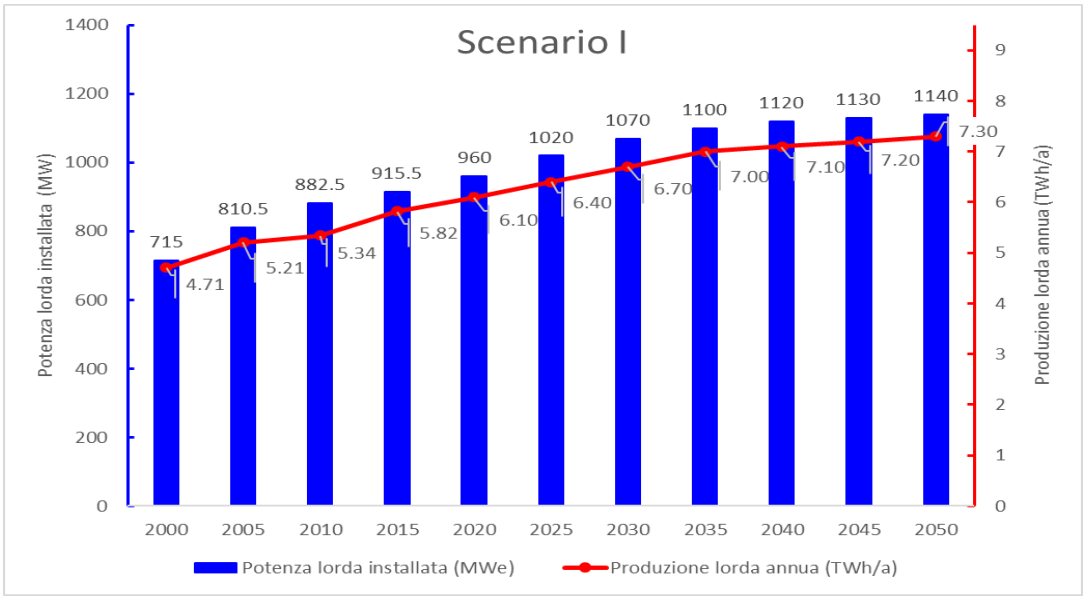


Fig. 27/I: Sviluppo 2000-2015 e stime di crescita 2016-2050 dell'energia geotermoelettrica da soli sistemi idrotermali secondo lo Scenario I

[62] La forte discrepanza tra questo valore di incremento medio annuo della produzione e quello della potenza installata dello stesso anno si spiega con il fatto che nei primi mesi del 1995 fu dismesso il gruppo Bagnore 1 (3,5 MW_e) nella zona del Mt. Amiata, e fatta entrare in produzione verso la fine dello stesso anno la centrale Farinello (60 MW_e) in zona Larderello. Mancò perciò nel 1995 la produzione di oltre 60 MW_e, e cioè circa 0,5 TWh. Se questa ci fosse stata, il tasso di incremento annuo dal 1996 al 2000 sarebbe risultato circa 3%. In altre parole, per i motivi sopra detti, il valore di 6,5%/anno non è significativo per il confronto con i quinquenni precedenti, né comparabile con quelli dei quinquenni successivi.

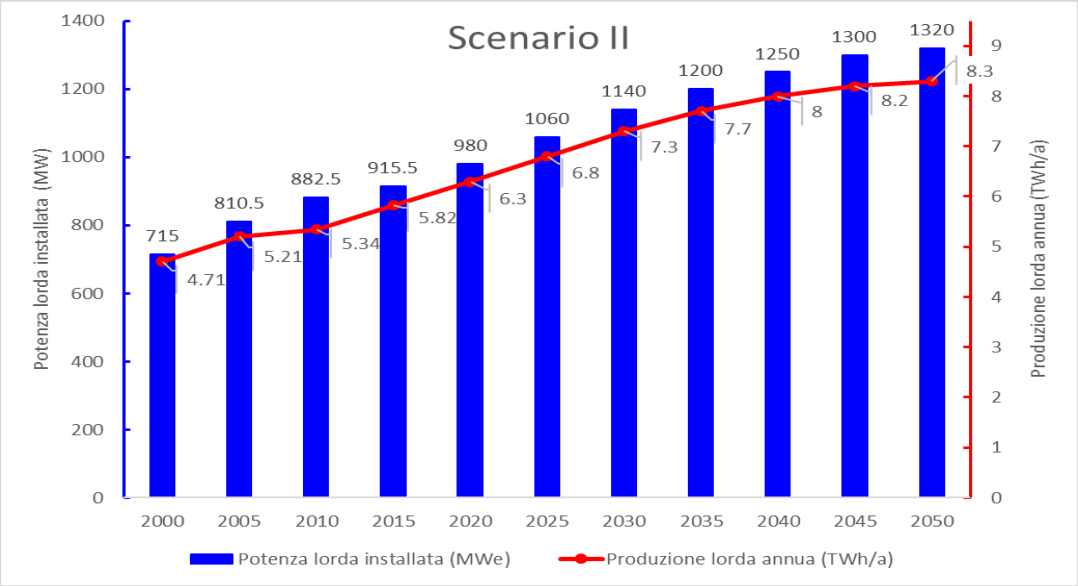


Fig. 27/II: Sviluppo 2000-2015 e stime di crescita 2016-2050 dell'energia geotermoelettrica da soli sistemi idrotermali secondo lo Scenario II

Tab. 11: Potenza installata e produzione geotermoelettrica 2000-2050 per l'insieme dei sistemi idrotermali e di quelli non convenzionali di alta e moderata temperatura secondo gli Scenari di crescita I e II

N.B.: I valori in blù indicati in tabella tra parentesi sono, per i due Scenari di crescita, la quota parte stimata di potenza installata e di produzione lorda dal 2030 al 2050 dei sistemi idrotermali e di quelli non convenzionali

SCENARIO I

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	960	1020	1070 (1070 + 0)	1150 (1100 + 50)	1350 (1120 + 230)	1600 (1130 + 470)	2000 (1140 + 860)
0Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a) [682,2 MW_e nel 1995]	1	2,5	1,7	0,7	1	1,2	1	1,5	3,3	3,5	4,6
Produzione totale lorda annua (TWh/a) [3,44 TWh nel 1995]	4,71	5,21	5,34	5,82	6,1	6,4	6,7 (6,7 + 0)	7,3 (7 + 0,3)	8,5 (7,1 + 1,4)	10,2 (7,2+ 3,0)	13 (7,3 + 5.7)
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a)	6,5 [63]	2	0,5	1,7	1	1,1	1	1,7	3,1	3,5	4,9

SCENARIO II

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	980	1060	1140 (1140 + 0)	1300 (1200 + 100)	1600 (1250 + 350)	2000 (1300 + 700)	2500 (1320 + 1180)
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a) [682,2 MW_e nel 1995]	1	2,5	1,7	0,7	1,4	1,6	1,5	2,7	4,2	4,6	4,6
Produzione totale lorda annua (TWh/a) [3,44 TWh nel 1995]	4,71	5,21	5,34	5,82	6,3	6,8	7,3 (7,3 + 0)	8,2 (7,7 + 0,5)	10,1 (8 + 2,1)	12,7 (8,2 + 4,5)	16 (8,3+ 7,7)
Incremento medio annuo rispetto al quinquennio precedente (%/a)	6,5 [63]	2	0,5	1,7	1,6	1,6	1,5	2,4	4,2	4,7	4,8

[63] Vedi Nota 62 .

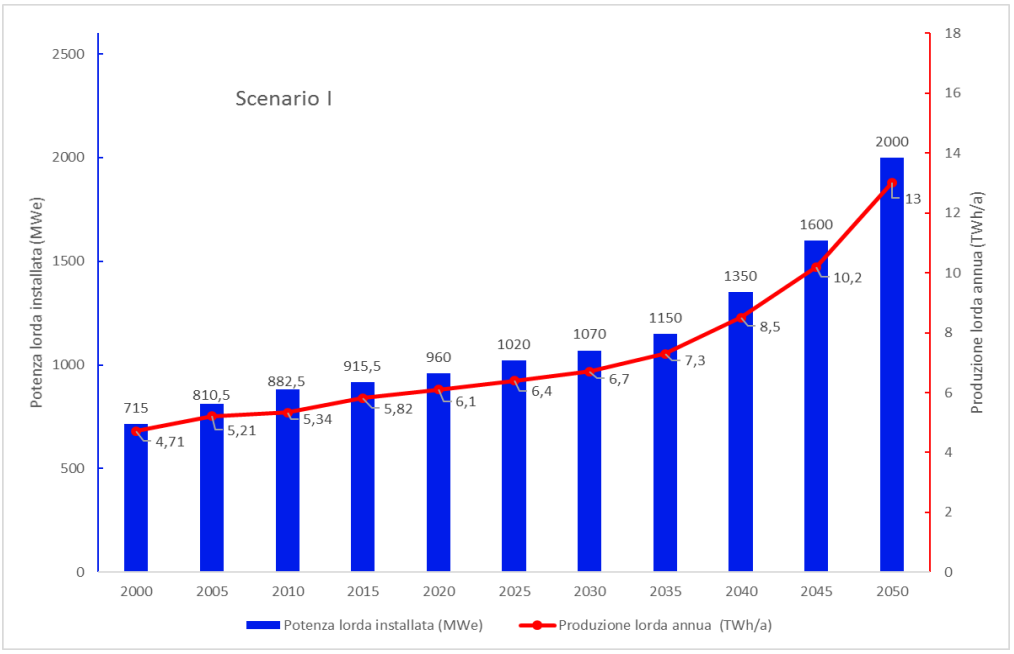


Fig. 28/I: Sviluppo 2000-2015 e stime di crescita 2016-2050 dell'energia geotermoelettrica da sistemi idrotermali e da questi più l'insieme dei sistemi non convenzionali secondo lo Scenario I

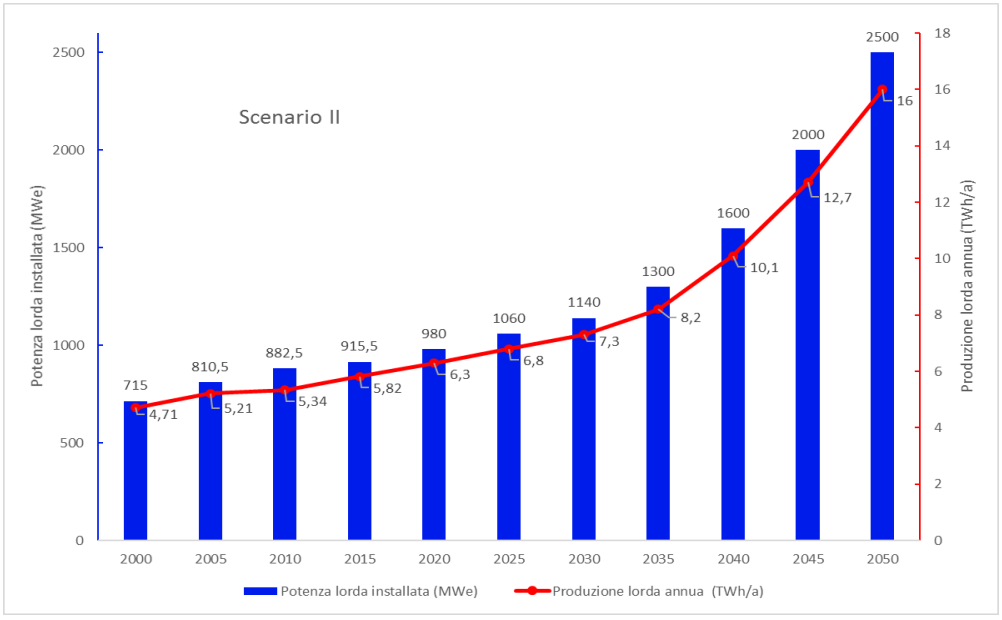


Fig. 28/II: Sviluppo 2000-2015 e stime di crescita 2016-2050 dell'energia geotermoelettrica da sistemi idrotermali e da questi più l'insieme dei sistemi non convenzionali secondo lo Scenario II

Tab. 12 : Sommario dello sviluppo geotermoelettrico in Italia dal 2000 al 2015, con stime al 2030 e proiezioni al 2050, e relativi vantaggi in termini di energia primaria risparmiata e di CO_2 evitata

SCENARIO I

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	960	1020	1070	1150	1350	1600	2000
Produzione totale lorda annua (TWh/a)	4,71	5,21	5,34	5,82	6,1	6,4	6,7	7,3	8,5	10,2	13
Energia primaria risparmiata (kTep/anno)	1036	1146	1175	1280	1342	1408	1474	1606	1870	2244	2860
CO_2 evitata (kTonn/anno)	2901	3209	3290	3584	3758	3942	4127	4497	5236	6283	8008

SCENARIO II

Anno	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Potenza totale installata al Dicembre di ogni anno (MW_e)	715	810,5	882,5	915,5	980	1060	1140	1300	1600	2000	2500
Produzione totale lorda annua (TWh/a)	4,71	5,21	5,34	5,82	6,3	6,8	7,3	8,2	10,1	12,7	16
Energia primaria risparmiata (kTep/anno)	1036	1146	1175	1280	1386	1496	1606	1804	2222	2794	3520
CO_2 evitata (kTonn/anno)	2901	3209	3290	3584	3881	4189	4497	5051	6222	7823	9856

Le ***Tabelle 10, 11, 12***, e le ***Figure 27/I-27/II*** e ***28/I- 28/II*** evidenziano, per il periodo 2016-2030, una crescita dell'energia geotermoelettrica a tassi di aumento annui paragonabili a quelli del periodo 2000-2015; sono quindi, in particolare per lo Scenario I, piuttosto contenuti. Ciò a causa della prevedibilità di un ridotto sviluppo dei sistemi idrotermali di alta e media temperatura e della supposta impossibilità di sfruttare a scala commerciale fino al 2030 i *sistemi geotermici non convenzionali*.
Per il periodo successivo si ritiene probabile un progressivo minor sviluppo di nuovi impianti da *sistemi idrotermali di alta temperatura*, anche per l' attuale già notevole loro espansione nelle aree dove tali sistemi sono ubicati, e per l' ulteriore loro significativo sviluppo ancora previsto in questo studio fino al 2030. Si prevede, peraltro, che possa verificarsi a breve, una notevole diffusione di nuovi impianti da *sistemi idrotermali di media temperatura*, con unità a ciclo binario: si tratta di unità a ciclo chiuso, di modesta potenza, come descritto nel precedente capitolo 3, che rientrano comunque nell' insieme degli impianti da sistemi idrotermali di cui alla ***Tab.10*** ed alle ***Figure 27/I*** e ***27/II***.
Al tempo stesso, tuttavia, ipotizzando la positiva conclusione del *Progetto finalizzato di R&S* mirato allo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* come delineato nel successivo ***Cap. 5/§ 5.4.6***, lo sfruttamento a scala commerciale di qualcuno almeno di quei *sistemi* darebbe luogo, dai primi anni 2030 in poi, ad una nuova stagione dell'energia geotermoelettrica in Italia. Si verificherebbero allora tassi di incremento annui della produzione geotermoelettrica significativamente più alti di quelli accertati fino ad ora (o pronosticati fino al 2030) per i sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, e tali non solo da compensare la minor crescita prevista per tali sistemi, ma in grado di far aumentare notevolmente la produzione complessiva, fino a giungere nel 2050 a valori circa doppi di quelli stimati al 2030 per i soli sopraddetti sistemi idrotermali.

4.1.2) Usi diretti

A partire dal 2005 circa gli usi diretti del calore geotermico hanno iniziato a crescere sensibilmente, soprattutto nell'ambito del riscaldamento degli edifici ed anche con alcune importanti applicazioni nei teleriscaldamenti urbani, come già descritto nel ***Cap.3/Figg. 26/a-26/b***. Si può in esse vedere che tra gli usi diretti, quello per la climatizzazione degli ambienti è divenuto quantitativamente il più importante già nel 2015 con il 42 % del totale, mentre gli altri comparti del settore si sono mantenuti più o meno costanti intorno ai valori del quinquennio precedente. Da notare poi il fatto

che per la climatizzazione di ambienti non si ricorre più all'uso di calore geotermico di alta temperatura nelle sole aree in cui si sviluppa la generazione di energia geotermoelettrica, ma viene utilizzato anche (o meglio soprattutto) calore naturale di temperatura piuttosto bassa. E ciò sta accadendo rapidamente, ovunque nel mondo ed in vari modi, con l'uso di tecnologie diverse, a seconda della fonte termica (sorgente calda, falda acquifera o terreno) sfruttata per la climatizzazione in parola.

Inoltre, anche con riferimento alla generale tendenza attuale verso la *decarbonizzazione* dell'atmosfera, raccomandata a livello globale dalle ultime Conferenze mondiali sui cambiamenti climatici (tra cui, in particolare, la COP 21 -Parigi, Dicembre 2015-, e la COP 22 -Marrakech, Novembre 2016), è facile prevedere che, per il riscaldamento di edifici ed altri ambienti, almeno nei prossimi 10-15 anni, si verificherà anche in Italia una sistematica notevole contrazione dell'uso di combustibili fossili, e si avrà quindi una conseguente significativa crescita del ricorso al calore geotermico di bassa temperatura.
Dopo tale periodo, invece, e cioè a partire dal 2030 circa, è plausibile prevedere una flessione dei tassi di crescita nel comparto di climatizzazione ambienti con calore terrestre, fino alla loro stabilizzazione, su valori positivi più modesti.

La ***Tabella 13*** seguente illustra le previsioni fatte secondo i criteri sopra descritti, ed indica la potenza termica totale installata (in MW_t) e l'energia termica utilizzata (in TJ/anno) per ciascuno degli anni di riferimento. Essa mostra anche i relativi tassi medi annui di crescita in ciascuno dei quinquenni, rispetto al precedente, per i due Scenari I e II.

Tab. 13: Sviluppo degli usi diretti (tutti) 2010-2015 e stime di crescita 2016-2050 con gli incrementi medi annui percentuali previsti secondo gli Scenari I e II

Situazione al 2010 ed al 2015 e scenari di crescita quinquennale	Anno	Potenza lorda		Energia geotermica utilizzata	
		MW_t	*Incremento medio annuo percentuale rispetto al quinquennio precedente (% /a)*	TJ/anno	*Incremento medio annuo percentuale rispetto al quinquennio precedente (%/ a)*
Situazione iniziale al 2010 e 2015	**2010**	**1015**	**-**	**8682**	**-**
	2015	**1372**	***6.2***	**10500**	***3,9***
SCENARIO I	**2020**	**2000**	***7,9***	**14600**	***6,8***
	2025	**2750**	***6,6***	**19500**	***5,9***
	2030	**3650**	***5,7***	**25150**	***5,2***
	2035	**4600**	***4,6***	**31100**	***4,3***
	2040	**5600**	***4,1***	**37600**	***3,9***
	2045	**6750**	***3,8***	**45850**	***3,6***
	2050	**8100**	***3,7***	**53400**	***3,5***
SCENARIO II	**2020**	**2200**	***10,0***	**16000**	***8,8***
	2025	**3100**	***7,0***	**21800**	***6,4***
	2030	**4250**	***6,6***	**29350**	***6,1***
	2035	**5600**	***5,7***	**38150**	***5,4***
	2040	**7200**	***5,1***	**48500**	***4,9***
	2045	**9150**	***4,8***	**60850**	***4,6***
	2050	**11350**	***4,5***	**75350**	***4,4***

Le ***Figure 29/a*** e ***29/b*** seguenti, con dati tratti dalla ***Tabella 13***, mostrano l'andamento di crescita quinquennale prevista fino al 2050 della potenza termica installata e dell'energia termica utilizzata per i due Scenari I e II.

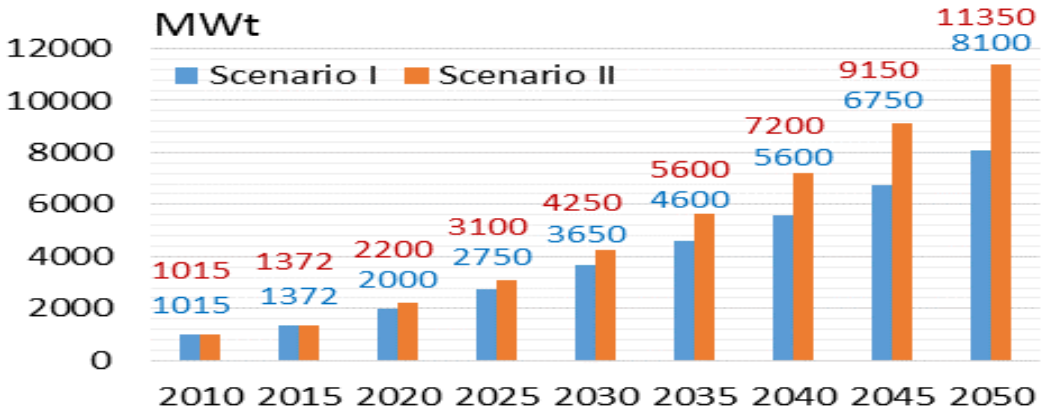


Fig. 29/a: Sviluppo 2010-2050 della potenza totale installata degli usi diretti (pompe di calore incluse) secondo gli Scenari I e II

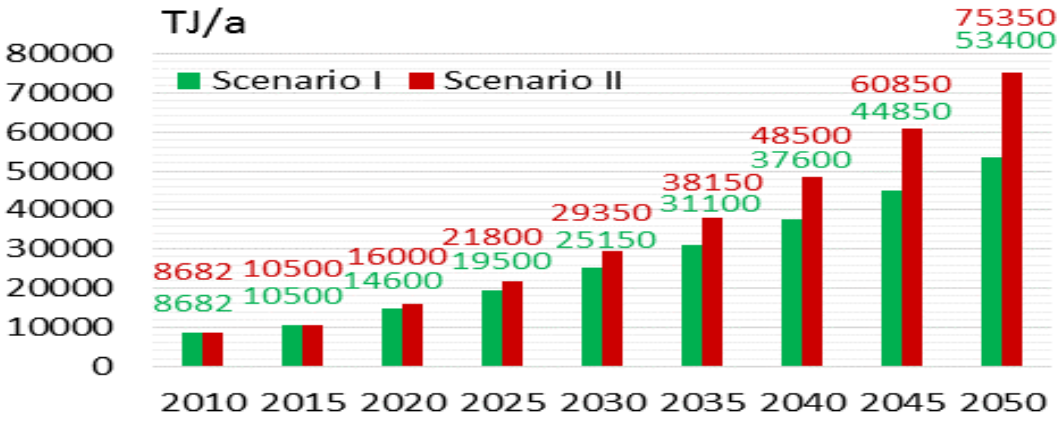


Fig. 29/b: Sviluppo 2010-2050 dell'energia geotermica complessivamente utilizzata per usi diretti(pompe di calore incluse) secondo gli Scenari I e II

È peraltro necessario mettere in evidenza che l'utilizzo di risorse geotermiche di bassa temperatura per la climatizzazione di ambienti, nella maggior parte dei casi non si può fare direttamente con un semplice scambiatore di calore, ma è necessario l'impiego di pompe di calore per l'aumento della temperatura ai livelli idonei per l'uso richiesto. Ciò spiega perché, per poter utilizzare calore geotermico di bassa temperatura, si sta registrando nel mondo un forte sviluppo delle pompe di calore di piccola e grande potenza. Queste ultime vengono impiegate nel caso di grandi complessi edilizi da climatizzare, oppure nei teleriscaldamenti urbani basati sullo sfruttamento di calore geotermico di bassa temperatura.

Precisato quanto sopra, le previsioni di sviluppo in Italia dal 2010 al 2030 con proiezioni al 2050 dei soli impianti con pompe di calore geotermiche (espresse in termini di potenza -MW_t- e di energia -TJ/anno-), sono riportate nella ***Tabella 14*** per i due Scenari I e II.

Tab. 14: Sviluppo delle pompe di calore geotermiche 2010-2050 con gli incrementi medi annui percentuali secondo gli Scenari i e II

Situazione al 2010 ed al 2015 e scenari di crescita quinquennali	Anno	Potenza lorda		Energia geotermica utilizzata	
		MW_t	*Incremento medio annuo percentuale rispetto al quinquennio precedente (% / a)*	TJ/anno	*Incremento medio annuo percentuale rispetto al quinquennio precedente (% / a)*
Situazione iniziale al 2010 ed al 2015	2010	257	-	1500	-
	2015	531	15,6	3260	16,8
SCENARIO I	2020	1050	*14,8*	6500	*14,8*
	2025	1700	*9,9*	10400	*9,9*
	2030	2500	*7,9*	15250	*7.9*
	2035	3300	*6,0*	20350	*6,0*
	2040	4200	*5,0*	26950	*5,0*
	2045	5250	*4,5*	32300	*4,5*
	2050	6500	4,3	39850	4,3
SCENARIO II	2020	1200	*17,7*	7350	*17,7*
	2025	1950	*9,9*	11850	*9,9*
	2030	2900	*8,4*	17750	*8,4*
	2035	4050	*7,0*	24850	*7,0*
	2040	5400	*6,0*	33200	*6,0*
	2045	7050	*5,5*	43350	*5,5*
	2050	9000	*5,0*	55250	*5,0*

Nei 4 grafici che seguono ***(Figg. 30/a-30/b*** e ***31/a-31/b)*** si vedono i valori totali di crescita della potenza e dell'energia ipotizzati per gli usi diretti del calore geotermico dal 2010 al 2050 secondo gli Scenari di sviluppo I e II. Viene in essi evidenziata per ogni quinquennio la quota attribuibile agli impianti a pompa di calore rispetto a quella degli impianti che ne sono privi.

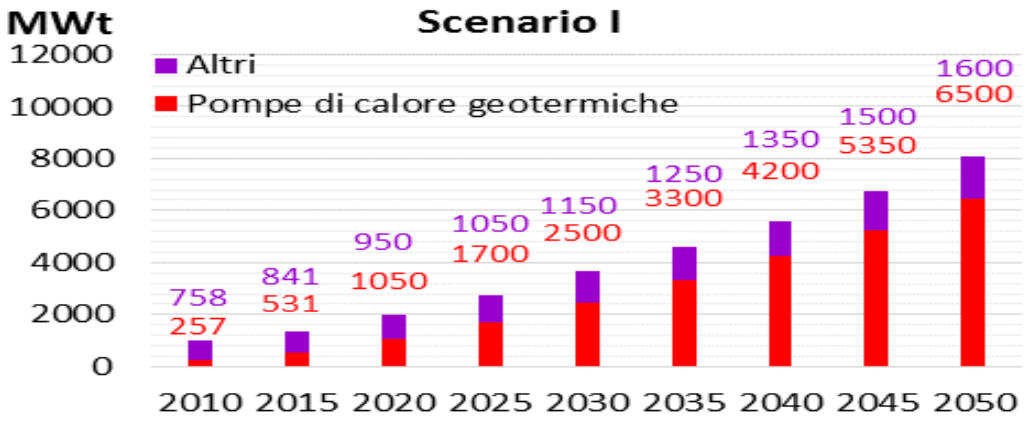


Fig. 30/a: Sviluppo della potenza geotermica installata per usi diretti dal 2010 al 2050, secondo lo Scenario I, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

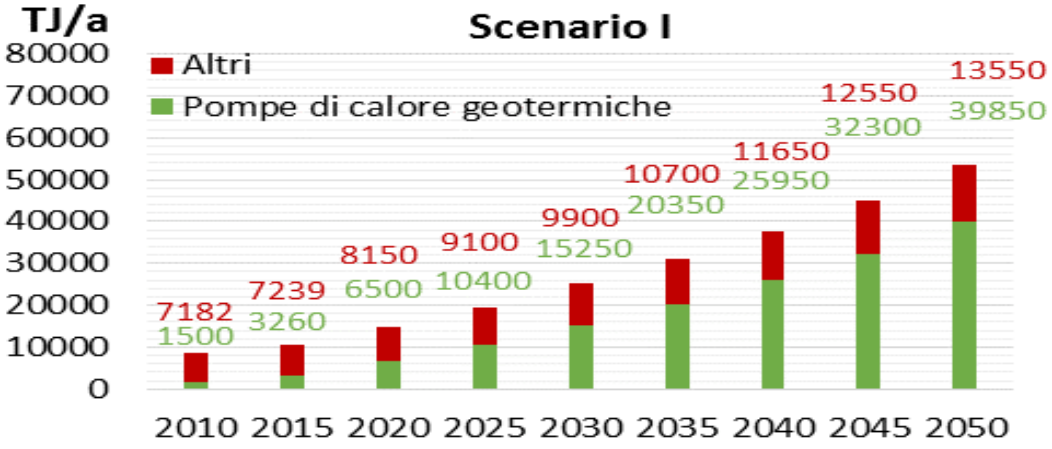


Fig. 30/b: Sviluppo dell'energia geotermica utilizzata per usi diretti dal 2010 al 2050 secondo lo Scenario I, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

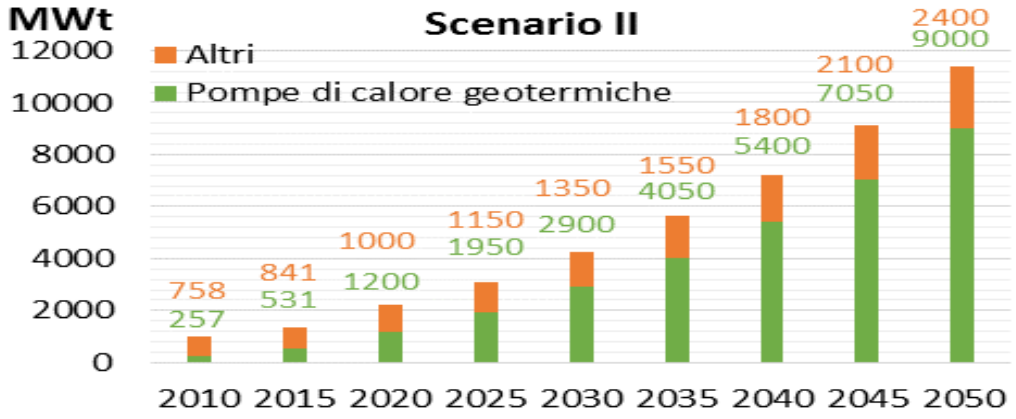


Fig. 31/a: Sviluppo della potenza geotermica totale installata per usi diretti dal 2010 al 2050 secondo lo Scenario II, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

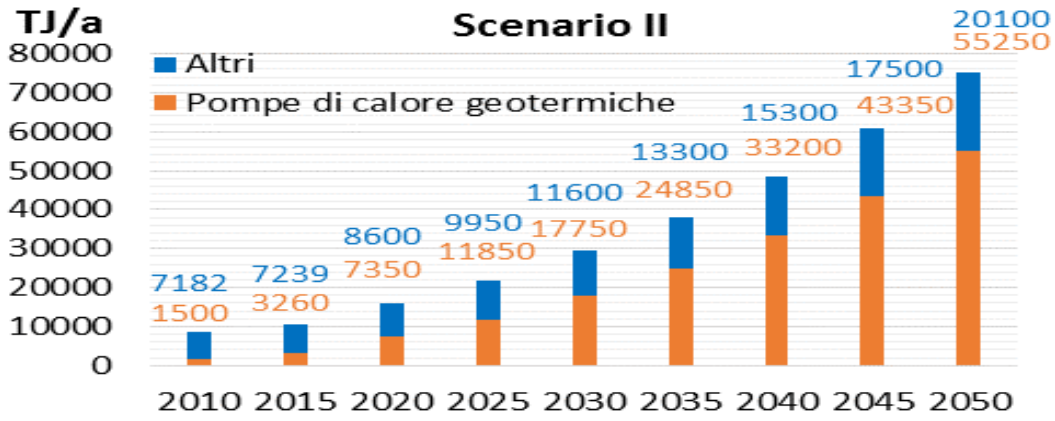


Fig.31/b: Sviluppo dell' energia geotermica utilizzata per usi diretti dal 2010 al 2050 secondo lo Scenario II, con la quota parte delle pompe di calore in evidenza

Le figure di cui sopra ***(Figg. 30/a-30/b*** e ***31/a-31/b)*** evidenziano come la maggior parte dell'aumento previsto dell'impiego di calore geotermico per la climatizzazione degli ambienti comporti, in entrambi gli Scenari I e II, un forte incremento nell'impiego delle pompe di calore. Al contrario, si verifica un notevole minor incremento di tutti gli usi diretti del calore geotermico privi di pompa di calore.

I valori totali di sviluppo dal 2010 al 2015 e quelli di previsione fino al 2050 della potenza installata e dell'energia prodotta relativi agli usi diretti del calore geotermico comunque ottenuti (con o senza pompa di calore) ed esposti nelle suddette figure, sono aggregati, per entrambi gli Scenari I e II, nella successiva ***Tabella 15*** al fine di mostrare i relativi vantaggi di energia primaria risparmiata come petrolio equivalente, e di gas serra totali evitati in termini di CO_2 equivalente.

La ***Tabella 16***, invece, mostra l'andamento nel quinquennio 2010-2015 ed i valori di crescita ipotizzati dal 2016 al 2050 secondo gli Scenari I e II per i soli impianti di climatizzazione dotati di pompa di calore geotermica, ancora con i relativi equivalenti di energia primaria risparmiata e di emissioni di CO_2 evitate.

A quest'ultimo proposito, come è discusso meglio nel ***Cap. 3/§ 3.2.2/c*** e nell'***Appendice I/§3.2/c***, occorre evidenziare che nella valutazione della CO_2 evitata con l'impiego del calore terrestre per usi diretti negli impianti dotati di pompa di calore, non si può applicare un parametro costante (come si può fare invece per la produzione di energia geotermoelettrica), ma bisogna tener conto dell'energia elettrica primaria assorbita dalle pompe di calore stesse; ad essa, infatti, corrisponde a monte una significativa quota parte di emissioni di CO_2 prodotta nelle rispettive centrali di produzione alimentate da combustibili fossili. E' stato quindi ritenuto corretto utilizzare un parametro di valutazione della CO_2 evitata via via decrescente al crescere della quota parte di calore geotermico prodotto con le pompe di calore medesime.

Tab. 15: Sviluppo degli usi diretti (pompe di calore incluse) dal 2010 al 2015, e previsioni di crescita 2016-2050: potenza installata e calore prodotto, con relativi vantaggi in termini di energia primaria risparmiata e di CO_2 evitata

Anno	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SCENARIO I									
Potenza installata *(MW_t)*	**1015**	**1372**	**2000**	**2750**	**3650**	**4600**	**5600**	**6750**	**8100**
Energia geotermica utilizzata *(TJ/a)*	**8682**	**10.500**	**14.600**	**19.500**	**25.150**	**31.100**	**37.600**	**45.850**	**53.400**
Energia primaria risparmiata *(kTep/a)*	**185**	**202**	**253**	**311**	**373**	**439**	**511**	**591**	**683**
CO_2 evitata *(kTonn/a)*	**408**	**426**	**503**	**589**	**674**	**763**	**862**	**967**	**1087**
SCENARIO II									
Potenza installata *(MW_t)*	**1015**	**1372**	**2200**	**3100**	**4250**	**5600**	**7200**	**9150**	**11.350**
Energia geotermica utilizzata *(TJ/a)*	**8682**	**10.500**	**16.000**	**21.800**	**29.350**	**38.150**	**48.500**	**60.850**	**75.350**
Energia primaria risparmiata *(kTep/a)*	**185**	**202**	**272**	**345**	**437**	**541**	**664**	**808**	**977**
CO_2 evitata *(kTonn/a)*	**408**	**426**	**536**	**649**	**790**	**944**	**1126**	**1334**	**1578**

Tab. 16: Sviluppo delle pompe di calore geotermiche dal 2010 al 2015 e previsioni di crescita 2016-2050: potenza installata ed energia geotermica usata per la climatizzazione degli ambienti, con relativi vantaggi in termini di energia primaria risparmiata e di CO_2 evitata

Anno	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SCENARIO I									
Potenza installata *(MW_t)*	257	531	1050	1700	2500	3300	4200	5250	6500
Energia geotermica utilizzata *(TJ/a)*	1500	3260	6500	10.400	15.250	20.350	26.950	32.300	39.850
Energia primaria risparmiata *(kTep/a)*	14	29	58	94	137	183	234	291	359
CO_2 evitata *(kTonn/a)*	13	28	56	89	130	174	222	276	341
SCENARIO II									
Potenza installata *(MW_t)*	257	531	1200	1950	2900	4050	5400	7050	9000
Energia geotermica utilizzata *(TJ/a)*	1500	3260	7350	11.850	17.750	24.850	33.200	43.350	55.250
Energia primaria risparmiata *(kTep/a)*	14	29	66	107	160	224	299	390	497
CO_2 evitata *(kTonn/a)*	13	28	63	101	152	213	284	371	473

4.2) Ripartizione ipotizzata di sviluppo dell'energia geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia

4.2.1) Potenza lorda

In base ai valori esposti in ***Tabella 11***, e tenendo conto delle specifiche fatte nell'***Appendice III*** per i vari anni ed i due Scenari, la suddivisione tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza installata fino al 2050 può essere ipotizzata come si vede nella seguente ***Tabella 17*** e nelle ***Figure 32/I*** e ***32/II***.

Tab. 17 : Sviluppo della potenza geotermoelettrica lorda 2015-2050, e ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia secondo gli Scenari di crescita I e II

Anno	*2015*	*2020*	*2025*	*2030*	*2035*	*2040*	*2045*	*2050*
SCENARIO I								
Toscana *(MWe)*	915,5	955	990	1000	1050	1100	1200	1300
Altre Regioni *(MWe)*	//	5	30	70	100	250	400	700
Totali *(MWe)*	915,5	960	1020	1070	1150	1350	1600	2000
SCENARIO II								
Toscana *(MWe)*	915,5	960	990	1020	1160	1300	1400	1500
Altre Regioni *(MWe)*	//	20	70	120	140	300	600	1000
Totali *(MWe)*	915,5	980	1060	1140	1300	1600	2000	2500

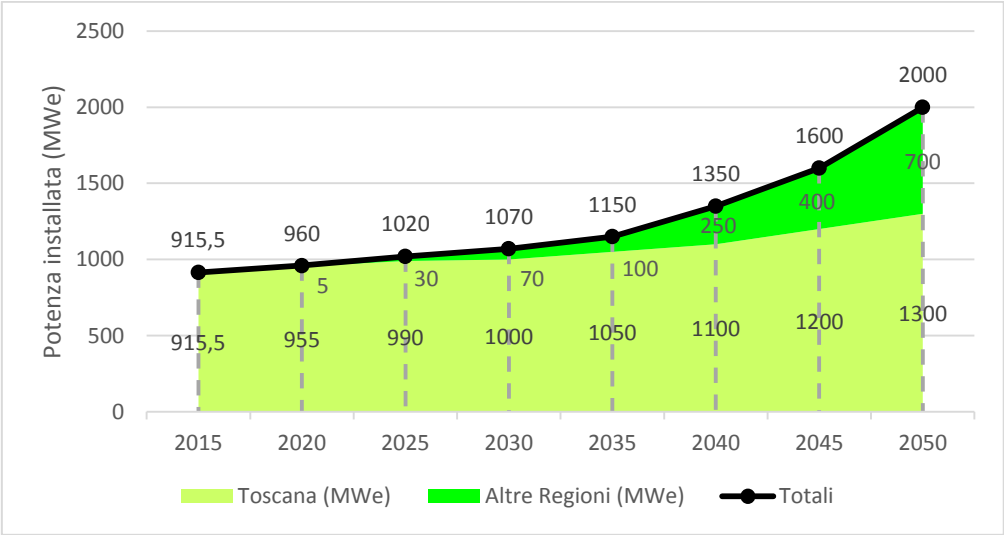


Fig. 32/I: Ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza geotermoelettrica installata dal 2015 al 2050 secondo lo Scenario I

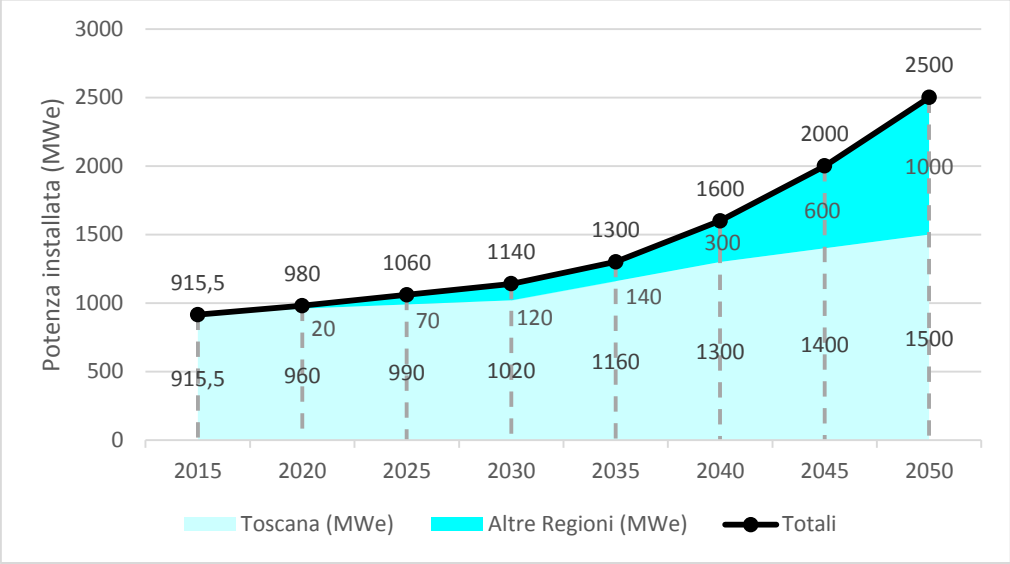


Fig. 32/II: Ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia della potenza geotermoelettrica installata dal 2015 al 2050 secondo lo Scenario II

Si nota nella ***Tabella 17*** e si vede nelle ***Figure 32/I*** e ***32/II*** che, con lo sfruttamento dei soli sistemi idrotermali, la potenza geotermoelettrica installata, concentrata fino al 2015 solo in Toscana, dovrebbe cominciare a comparire anche in altre Regioni d'Italia a partire già (almeno, si spera) dal 2020, e crescere poi gradualmente nel tempo fino a giungere nel 2030 al 6,5% ed al 10,5 % circa del totale nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente.Successivamente, supponendo che verso fine decennio 2020-2030 sia giunto già a maturazione commerciale lo sfruttamento di qualcuno almeno dei *sistemi geotermici non convenzionali* (descritti nel ***Cap.2/§ 2.4*** e nel ***Cap. 5/§ 5.4.5*** e ***§ 5.4.6***), potrà esserci un loro crescente contributo sia in Toscana che in altre Regioni d'Italia. Tra queste ultime le più probabili sembrano essere al momento: la Campania, il Lazio e la Sicilia per i sistemi magmatici, i fluidi ipercritici, le salamoie calde ed i campi fumarolici sottomarini; la Lombardia, il Piemonte, la Sardegna, ed il Trentino-Alto Adige per i sistemi petrotermali (HDR/EGS); e le Marche e la Puglia per i sistemi geopressurizzati.Il contributo derivante dallo sfruttamento dei *sistemi geotermici non convenzionali* dovrebbe allora dar luogo ad un notevole aumento di potenza installata sia in Toscana che in altre Regioni, con percentuali sul totale nazionale al 2050 dell'ordine, rispettivamente, del 35 e del 40 % nel caso degli Scenari di crescita I e II.

4.2.2) Produzione lorda

Dai valori esposti in ***Tabella 11***, con la suddivisione della potenza installata data in ***Tabella 17***, e tenendo conto delle note esposte nell'***Appendice III*** per i vari anni e gli Scenari I e II sul fattore di produzione medio annuo (6.000÷6.400 ore/anno, ivi inclusa disponibilità di impianto e disponibilità di vapore), la ripartizione tra Toscana ed altre Regioni d'Italia dell'energia geotermoelettrica fino al 2050 si può stimare come si vede nella seguente ***Tabella 18*** e nelle ***Figure 33/I*** e ***33/II***.

Tab. 18: Sviluppo della produzione geotermoelettrica 2015-2050 e ripartizione ipotizzata tra Toscana ed altre Regioni d'Italia

Anno		*2015*	*2020*	*2025*	*2030*	*2035*	*2040*	*2045*	*2050*
SCENARIO I									
Toscana	***(TWh/a)***	**5,82**	**6,09**	**6,38**	**6,3**	**6,7**	**6,9**	**7, 6**	**8, 4**
Altre Regioni	***(TWh/a)***	**//**	**< 0,01**	**< 0,2**	**0,4**	**0,6**	**1,6**	**2, 6**	**4, 6**
Totali	***(TWh/a)***	**5,82**	**6,1**	**6,4**	**6,7**	**7,3**	**8,5**	**10,2**	**13**
SCENARIO II									
Toscana	***(TWh/a)***	**5,82**	**6,27**	**6,4**	**6,6**	**7, 3**	**8,2**	**8, 9**	**9, 6**
Altre Regioni	***(TWh/a)***	**//**	**< 0,03**	**0,4**	**0,7**	**0, 9**	**1,9**	**3,8**	**6, 4**
Totali	***(TWh/a)***	**5,82**	**6,3**	**6,8**	**7,3**	**8,2**	**10,1**	**12,7**	**16**

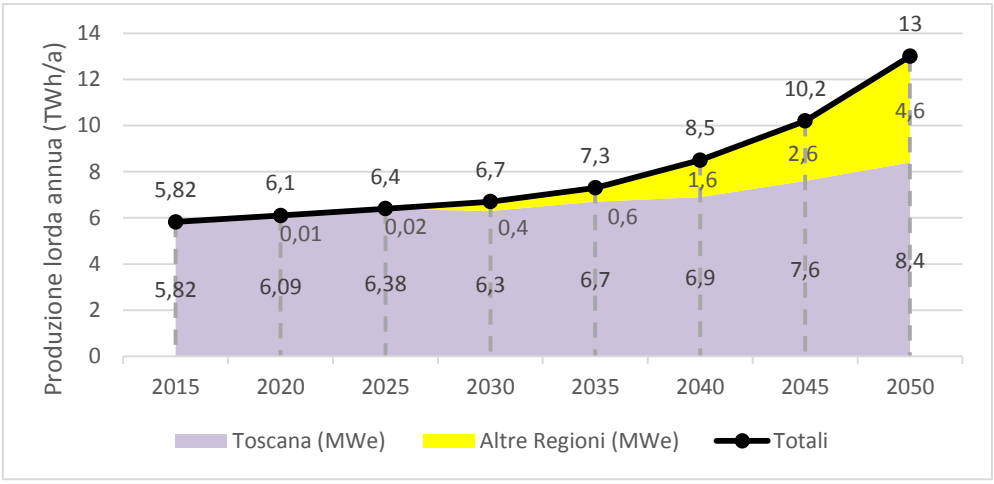


Fig. 33/I: Ripartizione ipotizzata della produzione geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia dal 2015 al 2050 secondo lo Scenario I

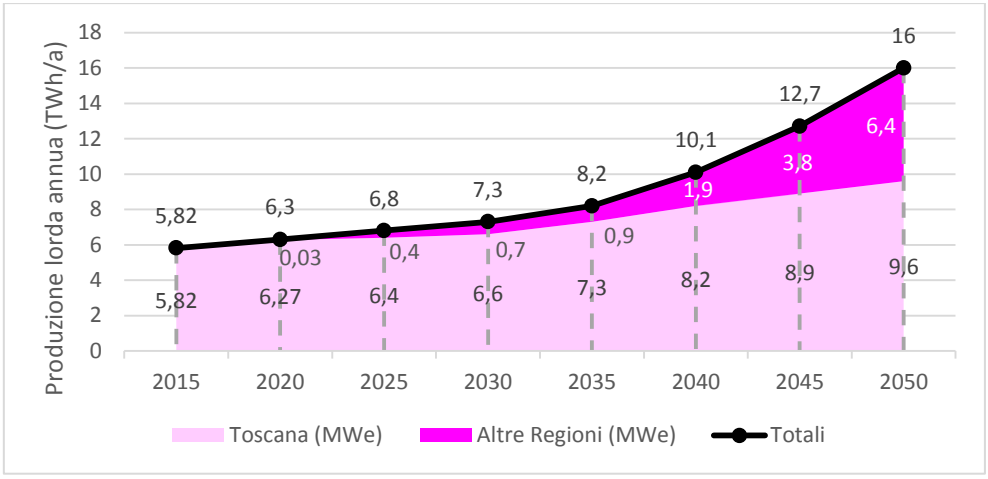


Fig.33/II: Ripartizione ipotizzata della produzione geotermoelettrica tra Toscana ed altre Regioni d'Italia dal 2015 al 2050 secondo lo Scenario

Dalla ***Tabella 17*** e dalle ***Figure 33/I*** e ***33/II*** si evince che l'energia geotermoelettrica (fino ad ora prodotta solo in Toscana), dovrebbe cominciare a comparire già dal 2020 in poi (come si spera) anche in altre Regioni italiane, e crescere poi gradualmente nel tempo fino a giungere nel 2030 tra circa il 6% e quasi il 10 % del totale nel caso, rispettivamente, degli Scenari I e II.
Dopo il 2030, però, con la supposta avvenuta maturazione commerciale in quell'anno di almeno uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*, e con la relativa installazione di unità da essi alimentate, vi potrà essere un sostanziale aumento di produzione sia in Toscana che in altre regioni d' Italia, con valori complessivi, per queste ultime, rispetto al totale nazionale, di circa il 35 % nel caso dello Scenario I e di circa il 40 % nel caso dello Scenario II. La suddivisione in forma grafica di tale ripartizione si vede meglio confrontando le ***Figure 33/I*** e ***33/II*** con le ***Figure 27/I*** e ***27/II***.
Per i *sistemi geotermici non convenzionali*, si tratta di valori di produzione notevoli anche nella più prudente ipotesi dello Scenario I. Essi consentono infatti di compensare ampiamente la scarsa crescita, a partire dagli anni intorno al 2040, dei sistemi idrotermali, soprattutto nelle zone centrali della Regione Boracifera, che sono in coltivazione intensiva di vapore da oltre un secolo.
Ad ogni modo, come si intuisce dalle curve di crescita dei *sistemi non convenzionali*, i valori dati nella ***Tabella 18*** e nelle ***Figure 33/I*** e ***33/II*** non costituiscono un traguardo, bensì la tappa iniziale di un percorso di sviluppo da realizzare nei decenni successivi tramite nuovi e più importanti progetti di sfruttamento del calore della Terra con l'utilizzo di impianti di tecnologia ancora più avanzata.

4.3) Ripartizione ipotizzata di sviluppo nel periodo 2010-2050 dei principali comparti di applicazione degli usi diretti in Italia.

Nonostante la prevedibile prevalenza dell'uso del calore geotermico per climatizzazione degli ambienti, è utile mettere in rilievo anche il contributo di incremento degli altri usi diretti, per i quali pure si può prevedere una crescita nel tempo,sebbene alquanto più contenuta rispetto a quella del comparto principale.

Le ***Tabelle 19 e 20*** consentono di notare quantitativamemente nei dettagli, e le ***Figure 34 /I e 34/II*** di vedere in sintesi lo sviluppo atteso nei principali settori di applicazione del calore geotermico per gli Scenari I e II.

Tab. 19 : Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario I

ANNI	2010		2015		2020		2025		2030		2035		2040		2045		2050	
	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	
Climatizzazione ambientale	2606	30	4445	42	7950	54	12150	62	17250	69	22650	73	28550	76	35150	77	43000	80
Usi termali	3463	40	3346	32	3700	25	4100	21	4300	17	4500	14	4750	13	5000	11	5250	10
Usi agricoli	574	7	683	7	800	5	950	5	1100	4	1300	4	1500	4	1700	4	1950	4
Acquacoltura	1932	22	1869	18	1950	13	2050	11	2150	9	2300	7	2400	6	2500	5	2650	5
Usi industriali e altri usi minori	107	1	156	1	200	1	250	1	300	1	350	1	400	1	450	1	550	1
Energia totale	8682	100	10500	100	14600	100	19500	100	25150	100	31100	100	37600	100	45850	100	53400	100
Potenza totale installata	1015		1372		2000		2750		3650		4600		5600		6750		8100	
(di cui pompe di calore)	(257)		(531)		(1050)		(1700)		(2500)		(3300)		(4200)		(5250)		(6500)	

Tab. 20: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario II

ANNI	2010		2015		2020		2025		2030		2035		2040		2045		2050	
	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	%	TJ/a	
Climatizzazione ambientale	2606	30	4445	42	8950	56	13800	63	20300	69	27850	73	36800	76	47500	78	60100	80
Usi termali	3463	40	3346	32	3900	24	4300	20	4750	16	5200	14	5750	12	6350	10	7050	9
Usi agricoli	574	7	683	7	900	6	1150	5	1500	5	1900	5	2350	5	2950	5	3700	5
Acquacoltura	1932	22	1869	18	2050	13	2300	11	2500	9	2800	7	3050	6	3400	6	3750	5
Usi industriali e altri usi minori	107	1	156	1	200	1	250	1	350	1	400	1	500	1	600	1	700	1
Energia totale	8682	100	10500	100	16000	100	21800	100	29350	100	38150	100	48500	100	60850	100	75350	100
Potenza totale installata	1015		1372		2200		3100		4250		5600		7200		9150		11350	
(di cui pompe di calore)	(257)		(531)		(1200)		(1950)		(2900)		(4050)		(5400)		(7050)		(9000)	

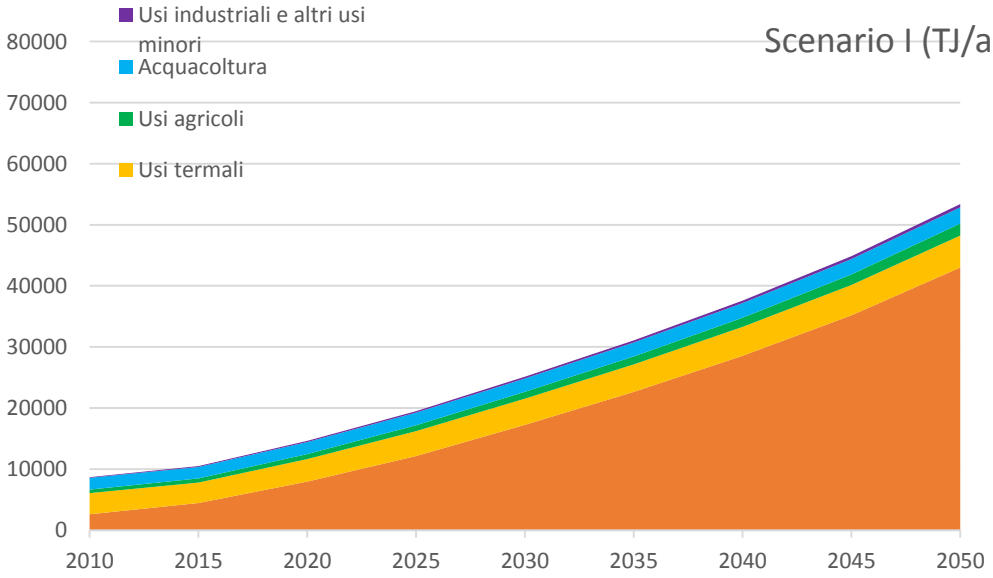


Fig. 34/I: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario

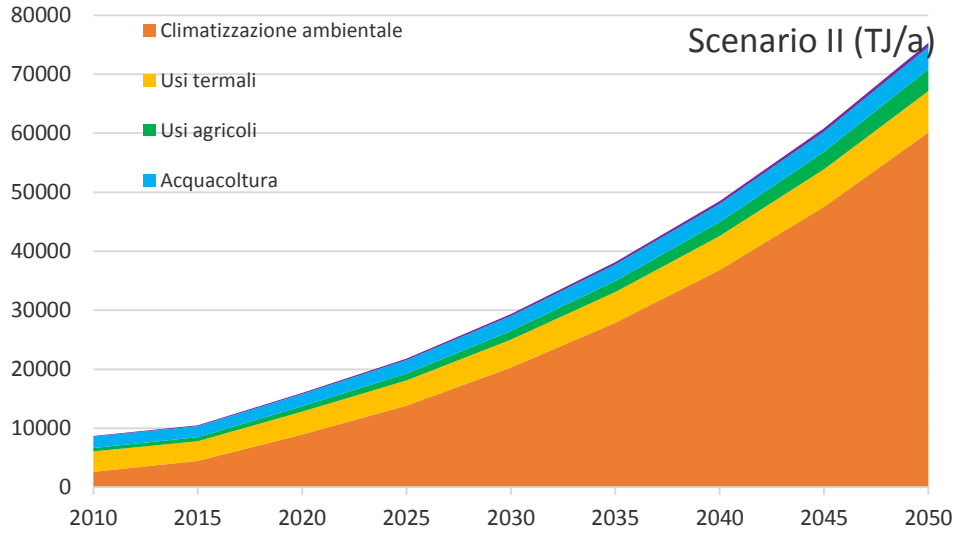


FIg. 34/II: Ripartizione ipotizzata di sviluppo dei principali settori di applicazione degli usi diretti, pompe di calore incluse, secondo lo Scenario II

Quanto alla ripartizione dei sopraddetti usi diretti nelle varie Regioni italiane, bisogna innanzitutto tenere presente che l'impiego di calore geotermico di bassa temperatura per climatizzare gli ambienti è possibile praticamente ovunque. Infatti, anche là dove non sono disponibili acque calde naturali, mediante pompe di calore, possono essere utilizzate sorgenti di energia geotermica a temperatura più o meno costante, come ad esempio falde acquifere poco profonde (10-100 m) oppure il calore accumulato nel sottosuolo fino a pochi metri di profondità profondità.

Riguardo agli altri usi diretti del calore geotermico vanno ricordati soprattutto quelli di balneoterapia termale in stabilimenti di cura che sono diffusi in tutte le Regioni d'Italia, sia pure con livelli di frequenza e tipi di cure molto diversi da caso a caso. Per una valutazione tecnica ed energetica dello sviluppo del termalismo in Italia fino a pochi anni fa, ivi incluse proposte di rilancio e miglioramento del comparto termale, si vedano i lavori in calce indicati[64].

Gli altri usi diretti (agricoli, acquacultura ed industriali), che necessitano di temperature più elevate e per i quali l'impiego di pompe di calore non è conveniente, sono essenzialmente concentrati nelle aree di produzione di energia geotermoelettrica, che si trovano (per ora) solo in Toscana nelle Province di Pisa, Siena e Grosseto. Questi usi, però, potranno trovare futuro sviluppo anche in altre aree di alta temperatura suscettibili di coltivazione per produrre lo stesso tipo di energia, secondo quanto indicato nei precedenti ***paragrafi 4.2.1 e 4.2.2*** di questo stesso capitolo.
Oltre a questi aspetti di carattere generale, notizie integrative specifiche sullo sviluppo degli usi diretti del calore geotermico in Toscana sono date nel successivo ***paragrafo 4.4***.

4.4) Iniziative specifiche per incrementare gli usi diretti del calore geotermico in Toscana

Il calore della Terra, che costituisce una fonte stabile nel tempo, a prezzi competitivi e non soggetti ad oscillazioni di mercato dipendenti dai prezzi del petrolio, sta acquistando un crescente interesse a livello nazionale ed europeo e potrà essere utilizzato anche in zone con risorse geotermiche di media e bassa temperatura.
In tale quadro, con il proposito di aumentare lo sfruttamento degli usi diretti del calore terrestre nella Europa comunitaria, nel 2010 è stato lanciato il progetto *Geothermal Communities* che prevedeva la dimostrazione delle migliori tecnologie disponibili per sfruttare energia geotermica ed altre fonti rinnovabili combinate tra loro, e con misure innovative di efficientamento energetico, in tre siti pilota ubicati in Ungheria, Slovacchia ed Italia (***www.geothermalcommunities.eu***). Per l'Italia, era stato scelto il Comune di Montieri (GR), il cui progetto, basato principalmente sullo sfruttamento di calore geotermico, si é concluso nel 2014 con la realizzazione del teleriscaldamento del vecchio centro cittadino.
A parte quanto sopra, con l'obiettivo di stimolare iniziative pubbliche e private per lo sfruttamento di risorse geotermiche di media e bassa temperatura anche al di fuori dei territori di tradizionale sviluppo della produzione di energia elettrica, il Co.Svi.G., tramite la sua consociata EnerGea, ha promosso nel 2015 il *Progetto Geo4P*, che sta ora per essere ultimato. L'iniziativa utilizzerà i risultati geologici e geotermici ottenuti per proporre le migliori tecnologie impiantistiche da impiegare a seconda del tipo di risorsa geotermica localmente disponibile, delle specifiche caratteristiche dell'utenza e della sostenibilità di utilizzo del calore naturale, sia in termini ambientali che economici.
Maggiori informazioni sul Progetto Geo4P si trovano sul sito :

http://distretto energie rinnovabili.it/der/s/energea/progetto-geo4p.

Infine, la progressiva diffusione dei teleriscaldamenti geotermici sarà favorita dalla promozione di politiche volte a regolamentare il settore, al fine di creare normative regionali più agili e chiare,

---

[64]- ***R. Cataldi-A. Lazzarotto-G.C .Passaleva-M. Meccheri (2010)****: Sostenibilità ed utilizzazione integrata del calore geotermico per un maggiore sviluppo del termalismo in Italia*. Atti del Congresso GeothermExpo 2010 "Geothermal Energy Congress and Exhibition; Ferrara, 21-23/9/2010.
- ***Cataldi, R..-Conti, P.(2013).*** *Energy balance of the Italian hydrothermal spa system*. Atti dell' "European Geothermal Congress 2013"; Pisa, 3-7 Sett. 2013; Paper HS-15

a sviluppare misure economiche di sostegno alle fasi di investimento iniziale. Con tali propositi, il progetto europeo GeoDH (*www.geodh.eu*), avviato nel 2012 e concluso nel 2014, del quale il Co.Svi.G. è stato partner italiano, offre a decisori e operatori del settore l'opportunità di conoscere meglio il potenziale per lo sviluppo dei teleriscaldamenti geotermici, suggerendo soluzioni innovative per rimuovere le barriere normative e finanziarie che ne ostacolano l'installazione.

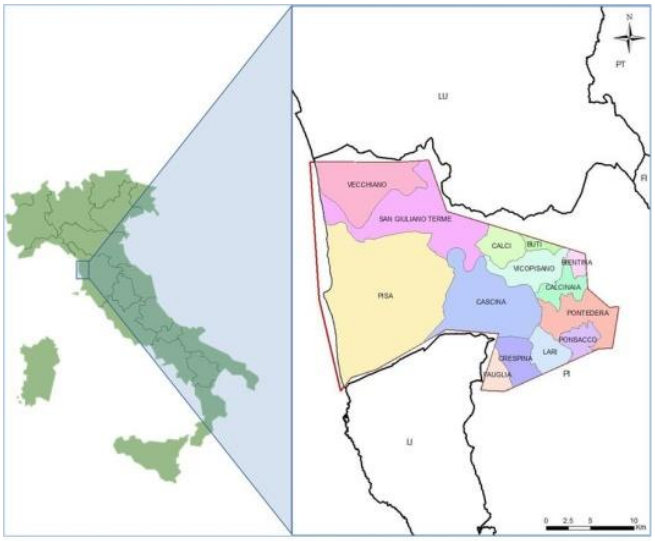


Fig.35: I territori del progetto Geo4P

4.5) Sommario delle stime fatte e considerazioni di sintesi

Avendo come riferimento la situazione al Dicembre 2015, le stime di crescita fino a tutto il 2050, esposte nei paragrafi precedenti, con i relativi vantaggi economici ed ambientali, possono essere riassunte come si vede in ***Tabella 21***. In base ai valori in essa indicati, si possono fare, per i due ambiti di utilizzazione del calore geotermico (energia geotermoelettrica ed usi diretti complessivi), le considerazioni di sintesi che seguono.

Tab. 21: Sintesi della situazione al 2015 e delle stime di crescita per i decenni 2021-2050

USI E CONTRIBUTI	2015			2020			2030			2040			2050		
SCENARIO I															
Energia elettrica	915,5 *MWe*	5,82 *TWh/a*	1280 *kTep/a*	960 *MWe*	6,1 *TWh/a*	1342 *kTep/a*	1070 *MWe*	6,7 *TWh/a*	1474 *kTep/a*	1350 *MWe*	8,5 *TWh/a*	1870 *kTep/a*	2000 *MWe*	13 *TWh/a*	2860 *kTep/a*
Usi diretti *(incluse pompe di calore geot.)*	1372 *MWt*	10.500 *TJ/a*	202 *kTep/a*	2000 *MWt*	14600 *TJ/a*	253 *kTep/a*	3650 *MWt*	25150 *TJ/a*	373 *kTep/a*	5600 *MWt*	37600 *TJ/a*	511 *kTep/a*	8100 *MWt*	53400 *TJ/a*	683 *kTep/a*
Totale geotermia	-	-	1482 *kTep/a*	-	-	1595 *kTep/a*	-	-	1847 *kTep/a*	-	-	2381 *kTep/a*	-	-	3543 *kTep/a*
Contributo geotermia ai consumi energetici	-	-	0,87(*) %	-	-	0,91(*) %	-	-	0,97 (*) %	-	-	1,13 (*) %	-	-	1,48(*) %
CO_2 evitata *(totale geotermia)*	-	-	4011 *kTonn/a*	-	-	4260 *kTonn/a*	-	-	4801 *kTonn/a*	-	-	6098 *kTonn/a*	-	-	9095 *kTonn/a*
SCENARIO II															
Energia elettrica	915,5 *MWe*	5,82 *TWh/a*	1280 *kTep/a*	980 *MWe*	6,3 *TWh/a*	1386 *kTep/a*	1140 *MWe*	7,3 *TWh/a*	1606 *Tep/a*	1600 *MWe*	10,1 *TWh/a*	2222 *kTep/a*	2500 *MWe*	16 *TWh/a*	3520 *kTep/a*
Usi diretti *(incluse pompe di calore geot.)*	1372 *MWt*	10.500 *TJ/a*	202 *kTep/a*	2200 *MWt*	16000 *TJ/a*	272 *kTep/a*	4250 *MWt*	29350 *TJ/a*	437 *kTep/a*	7200 *MWt*	48500 *TJ/a*	664 *kTep/a*	11350 *MWt*	75350 *TJ/a*	977 *kTep/a*
Totale geotermia	-	-	1482*kTep/a*	-	-	1658 *kTep/a*	-	-	2043 *kTep/a*	-	-	2886 *kTep/a*	-	-	4497 *kTep/a*
Contributo geotermia ai consumi energetici	-	-	0,87(*) %	-	-	0,92(*) %	-	-	1,02 (*) %	-	-	1,25 (*) %	-	-	1,61 (*) %
CO_2 evitata *(totale geotermia)*	-	-	4011 *kTonn/a*	-	-	4417 *kTonn/a*	-	-	5286 *kTonn/a*	-	-	7347 *kTonn/a*	-	-	11434 *kTonn/a*

(*) Percentuali riferite al consumo totale di energia di 171 MTep a consuntivo nel 2015 (Cap.3/Tab. 3.1.1), e di 175-190-210-240 MTep per lo Scenario I, e 180-200-230-280 MTep per lo Scenario II, ipotizzati per i consumi totali di energia negli anni 2020-2030-2040-2050, rispettivamente (ved.Cap. 6: Tab. 22 e Fi

4.5.1) Energia geotermoelettrica

Si vede in ***Tabella 10***, si desume dalla ***Tabella 11*** e dalle ***Figure 27/I*** e ***27/II***, e si legge nelle ***Tabelle 18*** e ***21*** che la potenza installata e l'elettricità prodotta dagli impianti geotermoelettrici possono crescere fino al 2030 solo a ritmo modesto. Successivamente, si potrà avere una crescita piuttosto sostenuta, soprattutto nel caso dello Scenario II, soltanto per effetto dello sperato inizio dello sviluppo, a partire dai primi anni '30, di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*. I tassi di crescita previsti, infatti, a causa del ridotto apporto dei sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, oscillano nel complesso fino al 2030 tra l'1 e l'1,5% all'anno a seconda dei due Scenari I o II; ma tra il 2030 ed il 2050 essi possono crescere di più per lo sperato contributo iniziale dei *sistemi geotermici non convenzionali*.
Si tratterebbe in questo caso di valori di crescita considerevoli, che sono da 2 a 3 volte maggiori di quelli di crescita media annua verificatisi per l'energia geotermoelettrica negli ultimi 25 anni, non solo in Italia ma anche nel mondo.

Per la tipologia degli impianti di generazione si prevede che, fino al 2030, la quasi totalità di essi sarà formata da gruppi a tecnologia consolidata (a condensazione, a scarico libero, a ciclo binario, e misti) alimentati dai classici *sistemi idrotermali* di alta e medio-alta temperatura.
Anche per i due decenni seguenti (2031-2050) si ipotizza inizialmente una prevalenza dei suddetti gruppi a tecnologia matura; successivamente, però, è atteso un contributo via via più importante, fino al 50 % circa, della potenza e della produzione da impianti alimentati da *sistemi geotermici non convenzionali*. Ciò a condizione che per la fine degli anni '20 sia stato ultimato con esiti positivi il *Progetto finalizzato di R&S* delineato nel ***Cap.5/§ 5.4.6*** nel quale si ipotizza che lo sfruttamento di qualcuno almeno di quei sistemi possa essere giunto a maturazione commerciale già tra gli anni '20 e'30.

Infine, le ***Tabelle 10*** ed ***11,*** e le ***Figure 27/I*** e ***27/II***, evidenziano che la potenza installata e l'energia elettrica lorda prodotta con sfruttamento dei soli sistemi idrotermali possono giungere nel 2030 ad un massimo (secondo lo Scenario II) del 25% in più rispetto ai valori del 2015. Nei due decenni successivi, invece, con lo sfruttamento anche dei *sistemi geotermici non convenzionali*, la potenza e l'energia geotermoelettriche potrebbero giungere nel 2050 a livelli tra 2,2 e 2,7 volte maggiori di quelli del 2015.
Valori di crescita più alti sarebbero ipotizzabili solo nel quadro di un possibile, ma inauspicabile, terzo scenario di sviluppo dell'economia, con prezzi delle fonti di energia (petrolio soprattutto) molto più alti di quelli presi a riferimento per questo studio, come discussi nel ***Cap.3/§ 3.3*** e ricordati in calce[65].

4.5.2) Usi diretti (tutti)

Le ***Tabelle 13-14-15*** e le ***Figure 29/a-b*** e ***30/a-b*** indicano che la potenza installata degli usi diretti potrà crescere al tasso dell'8÷10%/anno fino al 2020, ma che poi, come illustrato nel ***Cap 3/§ 3.2.3/b,*** tenderà ragionevolmente ad assestarsi intorno ad un valore medio annuo del 5÷6% nel periodo 2020-2050. Si passerà così dai 1372 MW_t del 2015 agli 8100 MW_t circa del 2050 nel caso dello Scenario I, ed agli 11.350 MW_t stimati, sempre per lo stesso anno, nel caso dello Scenario II. La potenza geotermica installata degli usi diretti complessivi alla fine del trentennio 2021-2050 potrebbe allora giungere a valori 6÷8 volte maggiori di quelli del 2015.
L'energia geotermica utilizzata, però, a causa del differente fattore di capacità a seconda del settore di applicazione finale (da 0.2 per la climatizzazione ambientale a 0.5 per gli impieghi di acquacoltura), crescerebbe a tassi medi annui minori di quelli sopra detti per la potenza, ma comunque sempre notevoli, fino al 2020 (dell'ordine cioè del 7% per lo Scenario I, e del 9% per lo Scenario II).

---

[65] Si ricorda che nel citato paragrafo 3.3) del Cap. 3, sono stati ipotizzati i seguenti valori dei prezzi futuri del greggio alla fonte:
- **al 2020**: ***110 US $/barile*** per lo Scenario I, e ***150 US $/ barile*** per lo Scenario II;
- **al 2030**: ***150 US $/barile*** per lo Scenario I, e ***200 US $/ barile*** per lo Scenario II

Dal 2021 al 2050, invece, si ipotizzano tassi di incremento medio annuo minori: del 4% o 5%/anno nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente. L'uso di energia geotermica aumenterebbe così dai 10.500 TJ/anno del 2015 ai 53.400 e 75.350 TJ/anno del 2050 nel caso dei due Scenari I e II, con un incremento quindi di 5÷7 volte rispetto al valore del Dicembre 2015.
Si tratta di aumenti rilevanti in valore assoluto che, come si vede in ***Tabella 21,*** farebbero risparmiare nel 2050 da quasi 700 a quasi 1000 kTep di energia primaria, a seconda degli Scenari I e II. Essi, inoltre, (come indicato nelle ***Tabelle 15*** e ***16***) permetterebbero di evitare l'emissione in atmosfera di 1÷1.5 milioni di tonnellate di CO_2.

4.5.3) Pompe di calore geotermiche

La quota parte di sviluppo degli usi diretti ottenibile con pompe di calore è illustrata nella ***Tabella 14*** e nelle ***Figure 30/a-b*** e ***31/a-b***. Da esse si evince che la crescita stimata della potenza installata delle pompe di calore è notevole, con incrementi medi annui, fino al 2020, del 15% per lo Scenario I e del 18 % per lo Scenario II; tassi che andrebbero poi ad assestarsi ragionevolmente, nel trentennio 2021-2050, intorno ad un valore medio del 6 %/anno per lo Scenario I e del 7%/anno per lo Scenario II. Partendo allora dai 531 MW_t del 2015, la potenza delle pompe di calore geotermiche diventerebbe alla fine del 2050 circa 6.500 MW_t nel caso dello Scenario I e circa 9.000 MW_t nel caso dello Scenario II. Vi sarebbe allora un aumento, rispetto al valore del 2015, di circa 12 e circa 17 volte, rispettivamente.

Per quanto riguarda l'energia geotermica utilizzata, in base alle ipotesi di sviluppo descritte nel ***Cap 3/ § 3.2.3/b***, i tassi di incremento annuali sarebbero più o meno gli stessi di quelli della potenza installata. In questo modo, si prevede che i 3260 TJ/anno del 2015 possano giungere a 6500÷7350 TJ/anno entro il 2020, ed a 39.850÷55.250 TJ/anno entro il 2050, nel caso degli Scenari I e II, rispettivamente. Vi sarebbero così incrementi di energia utilizzata con pompe di calore, rispetto ai 3260 TJ/anno del 2015, di 2 volte nel 2020 e di 12÷17 volte nel 2050. A questi valori corrispondono risparmi al 2050 di energia primaria compresi tra 360 e 500 kTep/anno, che consentirebbero di evitare di emettere in atmosfera tra 350.000 e 500.000 tonnellate di CO_2 all'anno, a seconda che si tratti dello Scenario I o dello Scenario II. Tali risparmi sono già molto importanti per quell'anno, ma possono diventare ben più importanti nei decenni successivi quando le pompe di calore geotermiche saranno caratterizzate verosimilmente da valori medi del COP ben più alti del 3,5 da noi considerato per prudenza in questo studio.

****

5. I sistemi geotermici non convenzionali -
Ricerca tecnologica, zone di potenziale interesse, obiettivi per l'esecuzione di un "Progetto finalizzato di R&S"-

5.1) Introduzione

Come detto in capitoli precedenti, la produzione di energia elettrica con calore della Terra è stata fatta fino ad oggi solo con fluidi caldi circolanti in rocce profonde, con sfruttamento soltanto di sistemi idrotermali. Il calore è una risorsa connaturata di tutta la Terra solida, che si rigenera in continuità per i processi geologici descritti nel ***Capitolo 2***; ma il vettore con cui esso si propaga più facilmente nella porzione superiore della crosta terrestre è il fluido (acqua, vapore e gas) contenuto nelle discontinuità delle rocce: pori e fratture più o meno beanti.
Il fluido estratto con pozzi di adeguata profondità può essere allo stato di vapore surriscaldato, o di vapore saturo, oppure di acqua liquida, tutti a temperatura e pressione piuttosto elevate, con tenori più o meno importanti di sali disciolti e trascinamento (spesso ma non sempre) di maggiori o minori quantità di gas. Quando si tratta di acqua in pressione, a temperatura di almeno 130-140 °C, il fluido vettore viene fatto passare attraverso appositi separatori, nei quali si trasforma in parte in vapore, con cui viene alimentato un gruppo turbogeneratore per produrre energia elettrica.
Quando invece la temperatura del fluido vettore ha una temperatura minore di 130-140 °C, fino ad un minimo di 70 °C, viene utilizzato uno scambiatore di calore per far vaporizzare a circuito chiuso un fluido di lavoro organico basso-bollente. Il vapore di fluido organico così ottenuto può alimentare allora un tipo speciale di turbogeneratore in grado di produrre energia elettrica a costi competitivi.
In breve, il limite superiore della produzione geotermoelettrica in una determinata zona non è costituito tanto dalla disponibilità di calore nel sottosuolo, quanto dalla quantità di fluido a pressione e temperatura sufficientemente alte che può essere estratto dal sottosuolo della zona. Ed è questo l'obiettivo principale con cui si muovono la ricerca e lo sviluppo della tecnologia nel settore geotermico.
Abbiamo già descritto nei capitoli precedenti come da un lato si ottimizzano i cicli produttivi per produrre energia elettrica da fluidi a temperature via via minori (che sono più facilmente reperibili), e come dall'altro si sviluppano metodologie sempre più raffinate di esplorazione e di perforazione, capaci di ridurre il rischio minerario ed i costi di estrazione del fluido geotermico.
Questi sviluppi stanno facendo aumentare la produzione di energia elettrica da sistemi idrotermali, estendendone lo sfruttamento anche a zone dove, entro profondità economicamente accessibili, circola fluido a temperatura moderata (80÷130°C) che fino ad una ventina di anni fa veniva considerata priva di interesse per produrre economicamente energia elettrica, ma che oggi lo hanno in molte zone del mondo. Bisogna anche considerare che i sistemi idrotermali di medio-alta temperatura utili per produrre energia elettrica si formano in natura solo in zone con caratteristiche geologiche particolari; per cui, la limitatezza genetica e la relativamente scarsa presenza sul territorio rappresentano, ovunque nel mondo, un vincolo naturale invalicabile al loro sviluppo.
Rimangono ancora poco esplorate frontiere tecnologiche che permetterebbero di produrre energia elettrica da sistemi geotermici caratterizzati da elevati valori di energia termica, ma che risultano ineconomici o impossibili da utilizzare con le attuali tecnologie. Le caratteristiche geologiche di questi sistemi, raggruppati sotto il nome di *sistemi geotermici non convenzionali* (in inglese *UGS/ Unconventional Geothermal Systems*) poiché non ascrivibili ai sistemi idrotermali fino ad oggi sfruttati per produrre energia elettrica, sono già state descritte succintamente nel ***Cap. 2/§ 2.4***.
In realtà, oltre al fatto di possedere considerevoli quantità di energia termica, ciò che accomuna questi *sistemi* è la mancanza (fino ad oggi) di tecnologie mature con cui captare una parte del loro grande potenziale energetico e portarlo in superficie con un fluido vettore ad alta temperatura e pressione; cosa questa che, con l'uso di opportuni impianti turbogeneratori, permetterebbe di convertire in energia elettrica a scala commerciale il calore da essi estratto.
Per integrare la sintesi fattane nel ***Cap. 2/§ 2.4***, si riportano di seguito altre informazioni su ciascuno dei *sistemi* in parola e sui lavori di ricerca per essi in atto in alcuni Paesi del mondo. Ciò al fine di

conoscerli meglio e di chiarire i motivi di base per cui proponiamo in questo capitolo di avviare al più presto in Italia un progetto sistematico di R&S ad essi specificamente mirato.

5.2) I *sistemi geotermici non convenzionali* nel mondo. Aspetti generali

5.2.1) Sistemi petrotermali (HDR/Enhanced Geothermal Systems)

Il gruppo più ampio di *sistemi geotermici non convenzionali* è quello dei sistemi petrotermali, meglio noti (fino ad oggi) con il nome di *EGS* (*Enhanced Geothermal Systems*), su cui si concentra una parte della ricerca geotermica internazionale. Il concetto principale della ricerca in questo settore è una estensione di quello delle "rocce calde secche" (*hot dry rock*, da cui l'acronimo *HDR*) e consiste nello sviluppare un sistema geotermico "artificiale" costituito dagli stessi elementi di quelli idrotermali classici, nei quali, però, siccome la permeabilità naturale del serbatoio e l'acqua in esso circolante sono insufficienti, si sopperisce dall'esterno con interventi mirati ad aumentarle.

Studi e sperimentazioni di diversi decenni hanno dimostrato che la realizzazione di questo tipo di sistema artificiale è tutt'altro che facile. Innanzitutto, le rocce effettivamente *secche*, prive cioè del tutto di permeabilità e quindi di acqua, sono in natura (almeno fino a 5 km di profondità) assai poco frequenti, per non dire assenti; ed inoltre il loro sfruttamento è oggi antieconomico per la difficoltà di creare in profondità nuove fratture o di allargare e mantenere beanti quelle naturali ivi esistenti. Di conseguenza, possono essere più vantaggiose le attività di potenziamento dei sistemi idrotermali, di alta e media temperatura per produrre energia elettrica anche se hanno spesso basse permeabilità.

L'*ingegnerizzazione* del serbatoio geotermico consiste nella creazione per *hydrofracking* (idro-fratturazione), e/o per circolazione di fluidi acidi, di una rete di discontinuità interconnesse, e nella loro conservazione durante il periodo di utilizzo. La fratturazione è incrementata (in termini tecnici *stimolata*) portando a rottura la roccia con immissione di acqua a grande pressione a fondo pozzo e creando nuove fratture o incrementando quelle già presenti (*stimolazione idraulica*). In alternativa, si può intervenire in alcuni casi con l'iniezione di fluidi contenenti acidi capaci di disciogliere in parte la roccia serbatoio (*stimolazione per attacco chimico*) inducendo in questo caso un aumento dell'apertura delle fratture e quindi della permeabilità.

L'esperienza ha dimostrato come sia molto difficile controllare la fratturazione delle rocce nel sottosuolo, per cui molta ricerca deve essere ancora fatta in questo settore. Uno dei problemi principali, oltre al controllo della direzione voluta per le fratture artificiali e della entità della nuova fratturazione creata, è la regolazione dello stato di stress del sottosuolo sottoposto a stimolazione idraulica. L'immissione di acqua in profondità a grande pressione determina infatti una alterazione dello stato di stress naturale delle rocce che può dar luogo, specie in rocce cristalline, a scosse sismiche di intensità usualmente (ma non sempre) piuttosto bassa, a profondità di pochi km; scosse che in alcuni casi, essendo state avvertite nettamente, hanno allarmato le popolazioni locali e creato problemi di disaccettazione sociale delle attività geotermiche. Per prevenire allora l'insorgenza di tali problemi, la sperimentazione sulla fratturazione artificiale è diventata ora più accorta, accoppiando la stimolazione idraulica con quella di lisciviazione chimica, e studiando la possibilità di usare gel o materiali viscidi simili, forse più idonei dell'acqua per provocare la rottura delle rocce. Questi gel sono studiati soprattutto in rocce sedimentarie che, a differenza delle rocce cristalline, non presentano problemi di microsismicità accentuata durante la stimolazione, ma con cui è più difficile poi mantenere aperte le fratture.

Gli studi si concentrano soprattutto sul comportamento meccanico delle rocce, ma si indirizzano anche a problemi di corto-circuitazione (ovvero di rapido raffreddamento delle rocce con l'acqua di iniezione pompata dalla superficie) e sulla perdita di acqua in fratture lontane che non vengono intercettate dai pozzi di produzione, con il rischio di rendere la circolazione profonda poco efficace.

Tutti questi problemi dipendono da una conoscenza ancora incompleta dei sistemi idrotermali naturali, ed a maggior ragione, quindi, di quelli stimolati artificialmente, i quali richiedono la comprensione di numerose variabili chimico-fisiche in volumi di roccia molto grandi.

La ricerca tecnologica nel settore *EGS* non ha come fini ultimi solo la stimolazione e l'aumento della permeabilità, ma anche quello di ottimizzare l'utilizzo della risorsa geotermica nella sua più completa accezione riducendo i rischi d'investimento. Questo sarà possibile se saranno presi in considerazione e migliorati vari aspetti: l'esplorazione, la valutazione e la gestione della risorsa, la perforazione e la stimolazione, nonché cicli termodinamici più efficienti, avendo cura di valutare per ognuno degli argomenti trattati l'impatto ambientale.
Argomenti e spunti di ricerca collegati agli aspetti sopra citati si stanno già facendo strada, come (ad esempio) l'utilizzo di gel per rompere le rocce, o l'impiego di CO_2 invece dell'acqua come fluido di scambio termico, da iniettare in profondità e recuperare in superficie. Tale impiego, se ne sarà provata la fattibilità tecnico-economica, avrebbe il vantaggio di fornire contemporaneamente un utilizzo energetico ed il sequestro del gas presente nel sottosuolo; ma esso presenta ancora molti problemi tecnici ed economici da risolvere.

La riuscita della ricerca negli *EGS* permetterebbe di estendere quasi dappertutto lo sfruttamento del calore delle rocce profonde per produrre energia elettrica, essendo questo limitato solo dalla presenza di una temperatura delle rocce sufficientemente alta da poter produrre fluidi a temperature utili alla produzione di energia geotermoelettrica con impianti (non solo ma anche) a ciclo binario.
Rocce ad alta temperatura si trovano ovunque, ma a seconda del gradiente geotermico si possono rinvenire a profondità molto variabili: è sufficiente 1 km in zone vulcaniche attive, ma non bastano 5 km in zone tettonicamente inattive che presentano gradienti geotermici particolarmente bassi.

Nella scelta delle aree più idonee per l'esecuzione di progetti di ricerca e sperimentazione nel settore degli *EGS* dovrebbero quindi essere privilegiate aree dove il gradiente geotermico risulta elevato, e/o aree dove la temperatura e la litologia delle formazioni profonde sono meglio note grazie a pozzi preesistenti oppure a prospezioni geologiche, geofisiche e geochimiche di sufficiente dettaglio. In questo modo, è possibile stimare meglio i costi necessari per creare il volume di roccia permeabile richiesto dalla sperimentazione prevista e/o dalla produzione di fluido vettore circolante, necessario ad alimentare l'impianto di generazione del progetto interessato.

Quanto sopra in generale.
Ma con riferimento al nostro Paese, in base alla distribuzione della temperatura a 3 km di profondità (misurata o calcolata da valori ottenuti in pozzi profondi), è possibile indicare le aree ritenute oggi più adeguate per realizzare progetti di *R&S* nel settore degli *EGS* in Italia ***(Fig. 36** - contorno rosso **-)***. A queste si possono aggiungere altre zone di possibile interesse ubicate in Sardegna ed in Alto Adige, dove esistono valori di flusso di calore e di temperature profonde moderatamente anomali ***(Fig. 36** - contorno blu **-)***.
Si può supporre inoltre che un interesse locale favorevole alla esecuzione di progetti di geotermia profonda in regime EGS possa sorgere in futuro anche in altre zone di altre Regioni d'Italia.

5.2.2) Sistemi geopressurizzati

Sono costituiti da acquiferi profondi che, per effetto del confinamento idraulico intervenuto durante il seppellimento in bacini sedimentari in rapido sprofondamento, si trovano con pressioni di strato superiori a quella idrostatica. Altri fenomeni che possono influire sulla pressurizzazione di sistemi confinati sono: l'incremento di temperatura per approfondimento o per variazioni del flusso di calore che induce l'espansione dei fluidi di strato; la generazione di idrocarburi (liquidi e/o gassosi) a seguito della maturazione di sostanza organica (solida) che comporta un aumento di volume; le spinte tettoniche. Il confinamento in direzione verticale è determinato dalla deposizione di spessi strati argillosi, fitte alternanze di sabbie ed argille, o di formazioni evaporitiche. Il confinamento laterale può essere di tipo stratigrafico o strutturale, mentre il gradiente di pressione all'interno delle zone geopressurizzate può essere idrostatico o superiore ad esso.

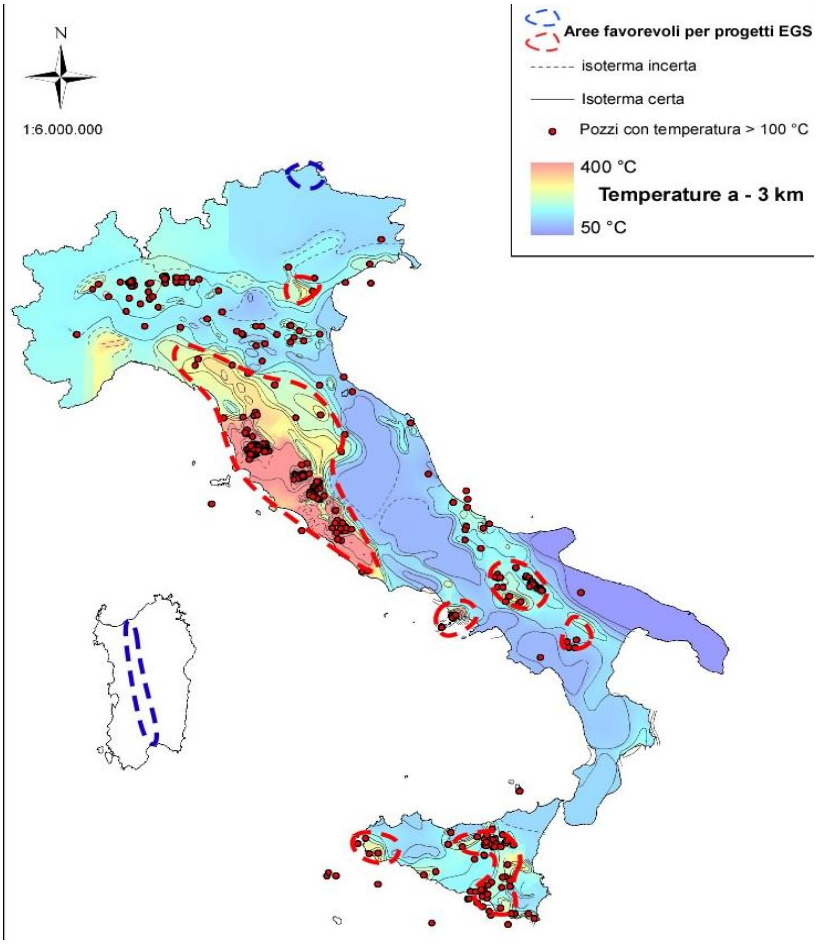


Fig. 36: Aree favorevoli per i primi progetti EGS di R&S *(Da Buonasorte et al., 2011; Fig. 38)*[66]
[Entro contorni rossi sono indicate aree di elevato gradiente termico e con pozzi in cui sono state misurate temperature maggiori di 100 °C fino a 3 km di profondità. Entro contorni blu aree con valori anomali del flusso di calore (Sardegna) e dove c'è stato già un interesse per lo sviluppo di progetti EGS (Alto Adige)].

L'esplorazione petrolifera, con obiettivi sempre più profondi ed in nuove aree, ha evidenziato la presenza di sistemi geopressurizzati in molti bacini petroliferi. In funzione della profondità, questi sistemi possono raggiungere temperature elevate e tali da rappresentare una potenziale risorsa geotermica per la produzione di energia elettrica. L'elevato costo dei combustibili fossili e la necessità di ridurre l'impatto ambientale derivante dalla loro coltivazione ha determinato un rinnovato interesse di alcuni governi, di industrie e della comunità scientifica nei confronti dello sfruttamento di sistemi GeoPressurizzati-GeoTermici (*GPGT*) che erano stati in passato, o sono stati recentemente, individuati dall'esplorazione petrolifera. Negli USA il Department of Energy (*DOE*) ha recentemente avviato un piano di azione strategica all'interno del "Geothermal Technology Program" riguardante lo studio delle tecnologie necessarie allo sfruttamento di risorse a bassa temperatura, alla coproduzione, ed allo sfruttamento di sistemi *GPGT* per valorizzare i risultati dell'esplorazione e dello sfruttamento di giacimenti petroliferi (ad olio minerale e/o gas organici - *O&G*)[67].

L'utilizzo dei sistemi geopressurizzati può oggi essere affrontato in un contesto tecnologico decisamente più evoluto rispetto agli anni '70 e '80 del secolo scorso, con esperienze cresciute nella esplorazione, perforazione, caratterizzazione, valutazione e sfruttamento di giacimenti petroliferi ad elevata profondità ed in condizioni di alta pressione ed alta temperatura (*HP* ed *HT*).

---

[66] ***Buonasorte G., Cataldi R., Franci T., Grassi W., Manzella A., Meccheri M., Passaleva G. (2011).*** *Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030. Edit. Pacini,Pisa*

[67] ***Battistelli A. (2015).*** *Sistemi geotermici geopressurizzati*. In Alimonti C."Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità Future" ; pp. 117. Aracne Editrice Internazionale, Ariccia (RM).

E' migliorato anche l'uso di gruppi a ciclo binario per generare elettricità da fluidi a temperature superiori a 120°C, che garantiscono maggiore efficienza ed affidabilità di sfruttamento a fini energetici.

Questo tipo di sfruttamento si è diffuso in maniera importante sia usando impianti ibridi alimentati da salamoie (*brines)* prodotte in campi geotermici idrotermali, e sia nell'impiego di risorse a temperature medio-basse insufficienti per alimentare centrali geotermoelettriche convenzionali.

L'espansione dell'uso di centrali a ciclo binario ha permesso l'acquisizione di importanti esperienze nella progettazione, realizzazione e gestione degli impianti che ne incrementano l'affidabilità e l'efficienza operativa. Sono inoltre in corso importanti esperienze di *R&S* orientate alla prova di nuovi fluidi organici ed all'incremento dell'efficienza dei cicli termodinamici con estensione a condizioni supercritiche. Rimane comunque fondamentale verificare l'economicità dello sfruttamento dei *GPGT* nel presente contesto energetico, normativo ed ambientale. A questo proposito negli USA sono stati condotti studi volti alla rivalutazione delle potenzialità di sistemi geopressurizzati geotermici nel contesto tecnologico attuale.

D'altra parte, rispetto agli anni '80 del secolo scorso, la legislazione sulle attività estrattive ha visto notevoli cambiamenti tecnici associati ad una cogente limitazione dell'impatto ambientale. Da ciò è nata la maturazione di una maggiore sensibilità delle amministrazioni pubbliche e delle popolazioni locali verso i problemi dello sfruttamento delle risorse energetiche nazionali. Ed infatti, oltre alla necessità di reiniettare totalmente le salamoie calde prodotte, l'utilizzo a fini energetici dei sistemi geopressurizzati comporta anche la minimizzazione di impatti derivanti da emissioni sonore e gassose, dalla occupazione del suolo e da altri vincoli correlati. A tale riguardo, il ricorso a perforazioni direzionate e, per quanto possibile, il recupero di pozzi ed infrastrutture petrolifere già esistenti possono fornire soluzioni adeguate.

In Italia la ricerca petrolifera ha evidenziato l'esistenza di sistemi geopressurizzati in Val Padana, nell'Alto e Medio Adriatico, in Puglia ed in Sicilia[68]. In particolare, i pozzi profondi perforati in Lombardia e nel settore orientale del Piemonte hanno raggiunto acquiferi geopressurizzati con temperature variabili da 120 a 180°C ***(Fig. 37)*** e pressioni di strato superiori a 1000 bar; mentre il giacimento ad olio di Villafortuna-Trecate (ubicato in formazioni carbonatiche a profondità di circa 6000 m) è caratterizzato da pressioni e temperature di oltre 1000 bar e 170°C, rispettivamente[69].

Fig. 37 - Pozzi perforati nel Nord Italia con temperature massime superiori a 120 °C. [70]
(Fonte : Banca Dati Nazionale Geotermica, IGG-CNR)

Al contrario, i sistemi geopressurizzati rinvenuti in Alto Adriatico sono caratterizzati da minori gradienti geotermici. Questo è il caso del campo petrolifero off-shore ubicato nel braccio di mare di fronte alle città di Ravenna e Rimini per il quale è stata condotta recentemente una valutazione della

---

[68] ***Buonasorte G., Cataldi R., Franci T., Grassi W., Manzella A., Meccheri M., Passaleva G.(2011)***. Ved. Nota **66**

[69] ***Botto, G., De Ghetto, G. (1994)***. *Using downhole pressure gauges in hostile deep wells, Villafortuna-Trecate Field.* SPE 26448, Journal of Petroleum Technology, Vol. 46, n. 7; pp. 594-598

[70] ***Battistelli A. (2015).*** Ved. Nota **67**

distribuzione di temperatura con la profondità, nell' ambito di uno studio di fattibilità per lo stoccaggio nel sottosuolo di gas serra ***(Fig.38)*** [71]. La figura mostra chiaramente che a 5000 m di profondità la temperatura non supera 90°C, rendendo così improponibile l'uso di quegli acquiferi geopressurizzati off-shore per produzione geotermoelettrica. Infatti, il loro sfruttamento a quel fine verrebbe ad essere gravato da costi di investimento e gestione nettamente superiori rispetto a quelli di analoghi campi on-shore, riducendone quindi molto i margini di economicità.

D'altra parte, bisogna precisare che mentre i sistemi geopressurizzati associati a formazioni clastiche sono spesso idraulicamente compartimentati ed hanno una minima ricarica di calore solo per conduzione, la situazione dei *GPGT* associati a formazioni carbonatiche di grande estensione ubicati in bacini sedimentari è molto diversa; infatti, le dimensioni, da un lato, ed i parametri idraulici delle rocce serbatoio dall'altro, possono permettere lo sfruttamento di lungo periodo con minimi effetti di compattazione e subsidenza.

Gli studi eseguiti in Italia hanno riguardato principalmente lo sfruttamento dei giacimenti petroliferi individuati all'interno delle zone in sovrappressione, o l'utilizzo di tali zone quali obiettivo per lo stoccaggio geologico di gas serra. La valorizzazione di questa potenziale risorsa a fini geotermici richiede quindi l'esecuzione di studi mirati alla caratterizzazione dei sistemi geopressurizzati presenti nel territorio italiano ed alla valutazione della fattibilità tecnico-economica del loro sfruttamento nell'ambito del contesto energetico, ambientale e normativo nazionale.

Un' attività rivolta alla identificazione di sistemi geopressurizzati ed alla stima delle loro principali caratteristiche è stata svolta recentemente dal CNR nell'ambito del progetto VIGOR (Valutazione del potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza) che ha riguardato Puglia, Campania, Calabria e Sicilia [72]. La valutazione delle potenzialità associate al giacimento di Villafortuna-Trecate è stata condotta dalla Università "La Sapienza" di Roma ed ha dimostrato la possibilità di usi geotermoelettrici e combinati, con l'adozione di un sistema di coproduzione [73].

Per condizioni di profondità, pressione e temperatura come quelle sopra dette, le tecniche necessarie all'utilizzo di sistemi geopressurizzati sono quelle tradizionalmente impiegate dall'industria petrolifera

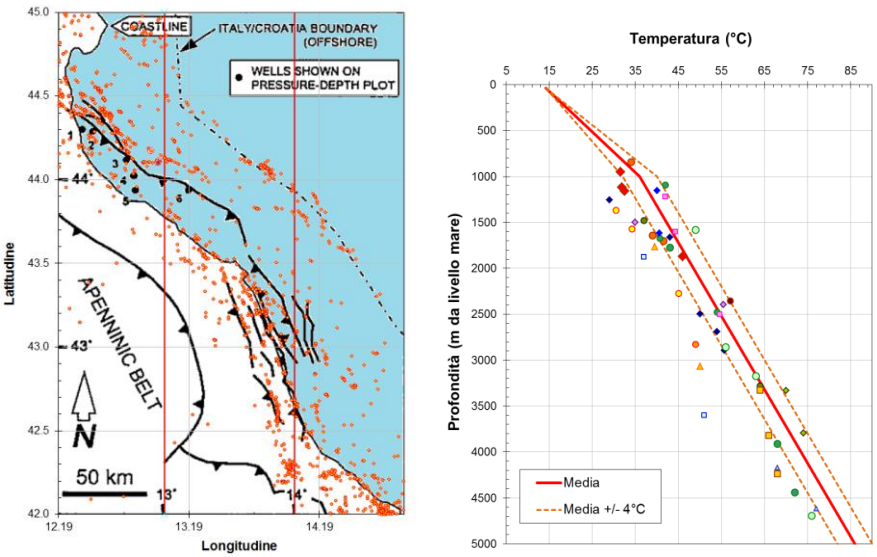


Fig.3: Ubicazione dei pozzi perforati nell'off-shore di Marche ed Emilia-Romagna *(figura estratta dalla banca dati UNMIG)* ***e distribuzione media della temperatura ottenuta da misure eseguite in pozzi ubicati nel settore evidenziato***[74]

---

[71] ***Castelletto N., Teatini P., Gambolati G., Bossie-Codreanu D., Vincké O., Daniel J.-M., Battistelli A., Marcolini M.,Donda F., Volpi V., (2013).*** *Multiphysics modeling of CO2 sequestration in a faulted saline formation in Italy*. Advances in Water Res., 62, pp.570-587.

[72] **http://www.vigor-geotermia.it/**

[73] ***Alimonti C. (2015).*** *Coproduzione di idrocarburi ed energia geotermica*. In Alimonti C. "Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità Future"; pp. 117. Aracne Editrice Internazionale, Ariccia (RM).

[74] ***Battistelli A. (2015)***. Vedi Nota **67**

nei giacimenti HP – HT. Il relativo know-how è quindi principalmente posseduto dalle compagnie petrolifere e dai concessionari del settore *O&G*. Vi sono margini di miglioramento per quanto riguarda la modellistica di serbatoio, la termodinamica e lo studio degli equilibri chimici in soluzione e le interazioni fluidi-roccia. Infatti nel settore *O&G* gli studi e le attività di *R&S* sono stati concentrati sulla descrizione del comportamento di fase delle miscele idrocarburiche con ridotto interesse per la fase acquosa che é invece ugualmente importante per sistemi geopressurizzati suscettibili di sfruttamento a fini termici. Attività di *R&S* in questa direzione sono quindi necessarie e auspicabili [75].
La fattibilità dell'utilizzo dei *GPGT* deve essere valutata considerando, oltre alle caratteristiche geologiche, idrauliche e termodinamiche della risorsa, l'attuale contesto normativo, ambientale ed economico e la sua prevedibile evoluzione futura. Infatti, il DOE ha recentemente finanziato una serie di progetti sulla co-produzione che, sebbene abbiano evidenziato la difficoltà di un utilizzo economicamente sostenibile dei sistemi geopressurizzati in USA (Louisiana Tank, 2012), hanno aperto una nuova stagione che trova il naturale sbocco nella recente notizia dell'installazione di un impianto permanente di co-produzione nel North Dakota[76]. In particolare, si sottolinea come sia ancora fondamentale l'azione governativa volta a sostenere tali fonti energetiche qualora vengano riconosciute come strategiche per il Paese.

5.2.3) Sistemi magmatici

Un'altra frontiera riguarda l'utilizzo delle grandi quantità di energia termica di zone vulcaniche attive, dove a profondità relativamente piccola si trovano corpi ignei allo stato più o meno fuso ed in via di raffreddamento, ma con temperature di molte centinaia di gradi. Queste ingenti quantità di calore potrebbero essere utilizzate, in linea di principio, in due modi differenti, ma sempre per mezzo di pozzi perforati fin quasi alla sommità dei corpi stessi: il primo iniettando acqua a pressione e portata variabili e controllate nel tempo in modo da fratturare per *chilling* le rocce incassanti, far vaporizzare l'acqua nelle fratture così create ed estrarre vapore nel circuito di ritorno di un *tubing* centrale inserito nello stesso pozzo; ed il secondo tramite fratturazione idraulica (*hydrafrac*) degli strati di *cap-rock* intorno al corpo igneo, con circolazione di acqua a *loop* chiuso tra due pozzi, come nel caso degli EGS descritti nel paragrafo 5.2.1.
Per fratturare le rocce incassanti dei corpi magmatici ed estrarre una frazione delle ingenti quantità di calore ad esse associate, sono stati immaginati anche sistemi di scambiatori di calore costituiti da tubi in lega metallica speciale alloggiati al tetto delle formazioni incassanti, entro cui far circolare acqua a circuito chiuso immessa dalla superficie.
Nessuno di questi diversi schemi di estrazione del calore da corpi ignei attivi o in via di raffreddamento, però, è stato ancora sperimentato. Ciò anche perché ciascuno di essi richiede lo sviluppo di tecniche di perforazione e rilievi in pozzo in condizioni che, a partire da una certa profondità, sono molto difficili, in quanto caratterizzate da elevate pressioni e temperature, e dalla possibile sfuggita dai corpi stessi di fluidi contenenti composti chimici aggressivi.

Un'altra difficoltà è costituita dalla possibile presenza di apofisi attive diramantesi alla periferia della massa magmatica, che possono essere casualmente intercettate durante la perforazione di un pozzo. Ciò è effettivamente avvenuto in un pozzo fatto alcuni anni fa in Islanda per studiare le condizioni al contorno delle camere magmatiche attive nel quadro del progetto International Deep Drilling Program (IDDP) [77]; ma data l'impossibilità di recuperare il pozzo invaso dalla lava, le incoraggianti informazioni già prima raccolte hanno dato impulso ad una ulteriore fase del progetto denominata IDDP/2.
A parte ciò, bisogna precisare che successivamente, in anni recentissimi, hanno cominciato ad essere studiate nuove metodologie di indagine geologica e più avanzate tecnologie di perforazione capaci di prevenire o mitigare simili possibili inconvenienti in fase di perforazione.

---

[75] ***Battistelli A. (2015)***. Ved. sopra, Nota **67.**

[76] **http://energy.gov/eere/success-stories/articles/eere-success-story-doe-funded-project-first-permanent-facility-co**

[77] Per una sintesi del progetto citato, ved. sito ***http://www.iddp.is/about.php*** e ***Notiziario UGI n. 24*** (Agosto 2009; p. 30).

Sulla ubicazione in Italia dei sistemi magmatici associati a corpi ignei attivi o in via di raffreddamento, si può dire che essi sono quasi certamente presenti nelle seguenti zone ***(****ved.* ***Fig. 36)***:
- settori centrali dei distretti vulcanici dei Monti Volsini, Monti Sabatini e Colli Albani (Lazio);
- settori interni dei Campi Flegrei e di Ischia, ed aree periferiche del Mt. Vesuvio (Campania);
- isole vulcaniche dell'Arcipelago delle Eolie: Lipari, Vulcano, ed altre (Sicilia);
- Pantelleria (Canale di Sicilia);
- apparati vulcanici sottomarini (Marsili, Palinuro, Vavilov ed altri), nel Tirreno meridionale.

5.2.4) Sistemi a fluidi supercritici

Come si è detto nel ***Cap. 2/§ 2.4***, si tratta di fluidi che si formano in serbatoi geotermici confinati ad alta temperatura, in prossimità di una fonte di calore molto intensa. E' un ambiente a temperatura e pressione così elevate da consentire ai fluidi di passare direttamente dalla fase liquida a quella di vapore surriscaldato senza attraversare la fase di saturazione. Lo stato fisico così creatosi viene detto supercritico, ed il fluido che ne risulta possiede al tempo stesso la densità di un liquido e la volatilità di un gas, con concentrazione energetica molto alta.
Le condizioni di supercriticità dipendono dalla natura chimica del liquido originario: per l'acqua pura esse sono: $T \geq 374{,}15$ °C e $P \geq 221{,}20$ bar. A tali valori si colloca il punto critico di trasformazione dove avviene il passaggio diretto da liquido a vapore; valori però che, insieme al punto critico, si innalzano in funzione della concentrazione salina del liquido originario.

Là dove i fluidi supercritici si formano o vengono a trovarsi in serbatoi confinati entro profondità economicamente raggiungibili con pozzi (diciamo tra 3 e 5 km) si stima che un singolo pozzo che producesse, ad esempio, 250 t/h di fluido supercritico a T = 430 °C con P=230 bar, potrebbe alimentare inizialmente un impianto geotermoelettrico della potenza di 40-50 MW_e.
Successivamente, ipotizzando che (sia pure a portata via via decrescente), le condizioni di pressione e temperatura iniziali sopra dette durino nel tempo per almeno 20 anni, la capacità produttiva di un solo pozzo risulterebbe circa 10 volte maggiore di quella ottenibile da un ottimo pozzo geotermico tradizionale di pari portata che produca vapore con caratteristiche termodinamiche simili a quelle medie attuali (T = 235 ° C, con P = 30 bar).
Indagini di campagna e di laboratorio ed esecuzione di pozzi esplorativi per studiare le condizioni genetiche dei fluidi supercritici in zone di magmatismo attivo sono state svolte e stanno continuando con sistematicità in Islanda nella caldera di Krafla in prossimità dell'omonimo campo geotermico ***(Fig. 39)***, nel quadro di collaborazioni internazionali facenti parte del già citato progetto IDDP/2 che vede coinvolti numerosi scienziati ed istituti di ricerca di vari Paesi.
Al tempo stesso, pozzi esplorativi, ricerche di base ed esperimenti di laboratorio sui fluidi ipercritici sono stati avviati in anni recenti, oppure sono previsti ed in preparazione, in diversi Paesi geotermici avanzati (Giappone, Messico, Stati Uniti). Inoltre simulazioni su modello delle condizioni genetiche di formazione dei fluidi in parola sono state svolte anche in Svizzera, Paese che, pur non possedendo questo tipo di risorse, è interessato al loro sviluppo in altre parti del mondo, a causa degli avanzamenti tecnologici che ne derivano per la perforazione di pozzi profondi in condizioni difficili per lo sviluppo di sistemi petrotermali descritti nel precedente paragrafo 5.2.1.
I risultati di tutte le attività sopra accennate sono molto incoraggianti ed inducono a pensare che la maturazione tecnologica e commerciale dei fluidi supercritici possa avvenire entro i prossimi anni.

Oltre a quanto sopra, va ricordato che nel quadro del Programma UE Horizon 2020, per avviare ricerche sulla possibilità di produrre fluidi ipercritici ad alta concentrazione energetica, ha avuto inizio nei primi mesi del 2016 il Progetto DESCRAMBLE, (per la perforazione di un pozzo sperimentale ad essi mirato, ubicato nel settore meridionale del campo di Larderello), avente i seguenti 3 scopi principali : 1) dimostrare la possibilità di perforare in sicurezza, con condizioni di temperatura e pressione supercritiche;2) ridurre le incertezze preliminari; 3)implementare le possibilità di misurazioni in situ.

Fig. 39: Caldera di Krafla, Islanda. Si vedono: in primo piano un cono di eruzione intracalderico recente; di fronte, a sinistra, parte dell'orlo di caldera in faglia; sullo sfondo, a destra, scarichi della centrale geotermoelettrica di Krafla (2x30 MW$_e$) [78]

In generale, per quanto riguarda l'Italia, le condizioni più favorevoli per la formazione di fluidi ipercritici si trovano in formazioni o livelli permeabili confinati profondi delle seguenti zone:
- Toscana, in corrispondenza dei campi geotermici attualmente in esercizio della Regione Boracifera e del Monte Amiata, probabilmente al di sotto di 4-5 km;
- Campania (Campi Flegrei ed Ischia), a partire dai 3-4 km di profondità;
- Sicilia (isole di Vulcano, Lipari e forse altre dell'Arcipelago delle Eolie), sotto 3 km di profondità;
- nel Tirreno meridionale (apparati sottomarini di Marsili, Palinuro e probabilmente altri) a partire da 1-2 km di profondità al di sotto della rispettiva morfologia esterna).

5.2.5) Sistemi fumarolici sottomarini

Le fasce pedemontane ed i fianchi delle cordigliere vulcaniche sottomarine esistenti nei grandi oceani del mondo, i margini subacquei di avampaese delle placche tettoniche attive e di archi vulcanici, e gli apparati vulcanici subacquei associati alla risalita del mantello in alcuni mari interni della Terra (come ad esempio il Tirreno meridionale -***Fig.40***-), sono tappezzati di campi fumarolici a varie profondità: da poche decine di metri vicino alle terre emerse fino ad oltre 4000 metri accertati in alcune delle maggiori fosse oceaniche. La temperatura dell'acqua alla sorgente può oscillare da 100 ad oltre 400 °C, con acidità sempre inferiore a 7, che può ridursi in alcuni casi a circa 3, e con portate complessive, per ogni campo fumarolico, di molte centinaia (fino ad un migliaio) di tonnellate/ora.

Fig. 40: Gli apparati vulcanici attivi e recenti del Tirreno meridionale e del Canale di Sicilia
In marrone chiaro gli apparati subaerei; in grigio quelli sottomarini *(Da Cataldi et al., 2015)* [79]

---

[78] ***Dal Notiziario UGI n. 43-44; pag. 20:*** *Obiettivo magma o fluidi supercritici ?*. Aprile 2016.

[79] ***Cataldi R., Grassi W., Passaleva G. (2015).*** *Stime di crescita dell'energia geotermoelettrica in Italia con il contributo dei Sistemi Geotermici non Convenzionali*. In Alimonti C. "Sistemi Geotermici non Convenzionali. Definizioni, Applicazioni ed Opportunità Future"; pp. 117. Aracne Editrice Internazionale, Ariccia (RM).

A complemento di quanto sopra e delle principali caratteristiche per essi date nel ***Cap. 2/§ 2.4***, bisogna ricordare che i sistemi in esame, scoperti 25 anni fa, hanno cominciato ad essere studiati sul piano scientifico da circa 20 anni, per cui se ne è potuto ricostruire lo schema di funzionamento in relazione anche alla sua complessa interazione con l'acqua di mare, come sotto illustrato ***(Fig. 41)***.

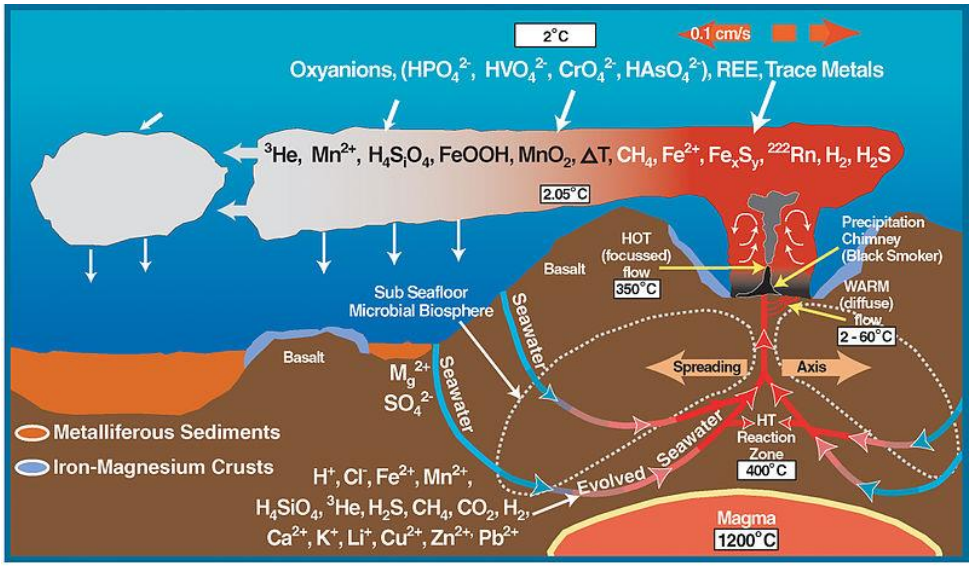


Fig. 41: Schema di formazione di una fumarola sottomarina del tipo "black smoker", con interazioni geochimiche tra fluidi endogeni emergenti ed acqua marina lateralmente percolante, e conseguente formazione di minerali [80].

Inoltre, da 8-10 anni a questa parte, si è iniziato lo studio dei campi fumarolici a fini energetici, per cui è stato stimato che il "potenziale tecnico" di energia elettrica da essi producibile corrisponde a quello della potenza nominale di oltre un milione di MW_e (10^6 MW_e) !. Tale valore, se accertato, sarebbe oltre 70 volte maggiore dei circa 14.000 MW_e di potenza geotermoelettrica installata nel mondo al Dicembre 2016, alimentata soltanto da sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura.

Bisogna pure sottolineare che i fluidi acidi associati ai sistemi in esame hanno ricchi tenori di metalli preziosi o ad alto valore strategico (oro, argento, cobalto, nickel, manganese, rame, zinco, piombo ed altri) che, emergendo in acque alcaline fredde come quelle dei fondali marini, cristallizzano rapidamente e danno luogo alla formazione di grossi noduli (a volte anche ciottoli di notevoli dimensioni) dei rispettivi elementi, che si accumulano in depositi di grande interesse economico (Cataldi *et al.*, 2015 [81]). Questo fatto, per alcuni depositi relativamente poco profondi (come ad esempio quello di Solwara 1 ubicato a 1500 m di profondità nelle acque di Papua-Nuova Guinea), ha determinato l'inizio dello sfruttamento a fini commerciali (Caprara, 2014[82]).

Ricordiamo inoltre il tentativo condotto in Italia con il Progetto Marsili che ha visto la sua presentazione nel panorama mondiale del WGC2010/Congresso Geotermico Mondiale svoltosi a Bali, Indonesia[83]. Attualmente il permesso di ricerca a mare è stato fatto scadere ed il progetto sembra in fase di ripensamento per difficoltà emerse sulla sua accettabilità sociale.

Per concludere, vi sono diverse ragioni (alto potenziale energetico complessivo, diffusione piuttosto ampia in quasi tutti i grandi bacini marini ed in alcuni mari interni del mondo, forte valore entalpico dei fluidi emergenti, e ricchissimi depositi associati di minerali pregiati) per pensare che i sistemi in parola possano diventare, in un futuro non lontano, oggetto di interesse per lo sfruttamento a fini geotermoelettrici.

---

[80] ***Da Wikipedia,*** *Fumarole sottomarine* ("Fumarola nera/Black Smoker).

[81] ***Cataldi R.,Grassi W.,Passaleva G. (2015)***. Vedi Nota 78

[82] ***Caprara G.(2014).****Robot a caccia di "oro tech" negli abissi.*Corriere della Sera /Sette n.35"Sfide Strategiche" n.29/8/2014.60-6

[83] ***Caso C., Signanini P., De Santis A ., Favali P., Iezzi G., Marani M.P., Paltrinieri D., Raione M.L., Di Sabatino B. (2010).*** *Submarine geothermal Systems in Southern Tyrrhenian Sea as future energy resource: the example of Marsili seamount***.** Proceedings WGC2010; Bali, Indonesia

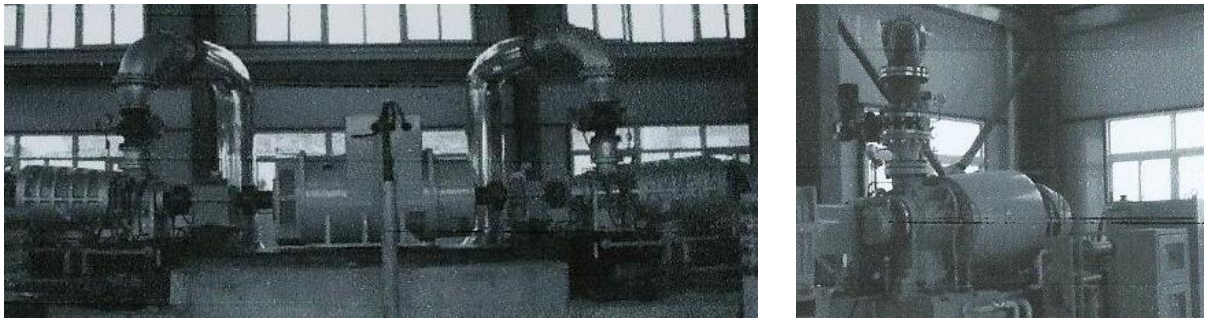
In effetti, questa possibilità è stata discussa approfonditamente nella Sessione 19/G *(Innovazione)* del WGC2015/Congresso Geotermico Mondiale (Melbourne, Australia, 19-24/4/2015), a seguito anche di una comunicazione che ha illustrato le problematiche specifiche del tema, e che ha riscosso ampi consensi.
Per quanto riguarda il nostro Paese, come già accennato nel ***Cap.2/§ 2.3.2-f*** , le strutture vulcaniche sottomarine nelle quali è stata accertata o è probabile la presenza di sistemi fumarolici si trovano tutte nel settore sud-occidentale del territorio italiano ***(ved. Fig. 40)***. In particolare esse sono:
- nel Tirreno meridionale: gli apparati Marsili, Palinuro, Vavilov e forse altri (Campania e Sicilia);
- nel Canale di Sicilia: gli apparati di Ferdinandea, Nerita e forse anche altri (Sicilia).

5.2.6) Sistemi a salamoia calda

Caratterizzati da fluidi particolarmente ricchi di sali disciolti, questi sistemi erano in origine normali sistemi idrotermali di alta temperatura. Successivamente, per sopravvenuta chiusura di fratture e pori a causa di deposizione di minerali secondari, oppure per variate condizioni idrogeologiche verificatesi ai suoi margini, il serbatoio è stato sigillato totalmente alla sommità e sui lati, venendosi a trovare in posizione idrogeologicamente isolata rispetto alle formazioni circostanti. Di conseguenza, non essendo più idraulicamente collegati all'area di assorbimento che all'inizio li alimentava con acqua superficiale esterna, e per l'alto gradiente geotermico della zona in cui questi sistemi si formano, i fluidi contenuti nel serbatoio continuano a circolare per via convettiva in ambiente chiuso subendo così un processo di progressiva concentrazione dei sali in essi disciolti.
La concentrazione può essere accentuata anche dalla lisciviazione di sali dalle pareti dell'acquifero confinato. In questo modo, il fluido originario contenuto nel serbatoio viene ad arricchirsi sempre più di sali disciolti, fino a saturazione; sicché la sua salinità totale (TDS = *total dissolved salts*) può giungere a valori anche molto superiori a 10 g/l, fino a 3-400 g/l: una salamoia calda molto densa !
L'utilizzo di queste salamoie richiede tecnologie in parte simili a quelle dei sistemi geopressurizzati, quali materiali speciali per il tubaggio del pozzo e per le attrezzature di estrazione e scambio termico, particolari trattamenti chimici, e fitti controlli chimico-fisici della salamoia lungo tutto il circuito di sfruttamento. Questo può essere di tipo diretto a flusso totale con apposita attrezzatura detta *helical screw expander*, oppure di tipo indiretto con scambiatore di calore per far vaporizzare il fluido di lavoro (acqua o composto organico, a seconda della temperatura della salamoia) con cui viene alimentato il turbogeneratore per produrre energia elettrica.

Il costo elevato del suddetto processo ha reso in anni passati antieconomico lo sfruttamento dei sistemi in parola; ma la situazione ha già cominciato a cambiare, come si legge sotto, con l'uso di tecnologie più avanzate di quelle esistenti 35-40 anni fa, che la rendono ora conveniente. La convenienza può anzi migliorare ulteriormente combinando lo sfruttamento della risorsa a fini energetici con l'estrazione di minerali pregiati (K, Li, B, Cs, terre rare, ecc.), che nelle salamoie geotermiche sono sempre presenti in maggiore o minore quantità.
Sistemi a salamoia calda sono stati rinvenuti in varie parti del mondo e specialmente nella Imperial Valley (California meridionale, a cavallo tra Stati Uniti e Messico) ed in Italia, a Cesano (Lazio) ad Est del Lago di Bracciano. Qui, in corrispondenza di camini vulcanici intracalderici, entro i quali sono presenti brecce di esplosione idromagmatica, sono stati rinvenuti fluidi particolarmente ricchi di cloruri e di solfati di sodio e potassio, con salinità fino a 350 g/l e temperatura di oltre 250 °C. I solfati ed i carbonati derivano da interazione delle acque meteoriche (che alimentavano il sistema prima della sua chiusura laterale), con le rocce triassiche calcareo-dolomitiche del serbatoio; mentre invece sodio, potassio, cloro ed altri elementi provengono dalla interazione delle stesse acque con rocce vulcaniche. I dati dei pozzi perforati portano ad ipotizzare una circolazione convettiva dei fluidi che, azionata da un elevato gradiente termico in ambiente chiuso, ed interagendo con le rocce incassanti, ha dato luogo a fenomeni di *self-sealing* (auto-sigillamento) con conseguente isolamento del serbatoio e progressivo arricchimento in sali dell'acqua in esso inizialmente contenuta. L'esperimento fatto dall'Enel a Cesano negli anni 1973-'74 per verificare le condizioni di sfruttamento di quella salamoia, benché positivo dal punto di vista tecnico, non ebbe poi seguito per motivi (allora) di ineconomicità.

Un esempio di sfruttamento avviato in anni recenti di un campo a salamoia calda di moderata salinità è quello di YangBaJing in Tibet (Cina) dove nel 2008 e nel 2010, a fianco dei gruppi di generazione principali (allora circa 20 MW_e complessivi), per utilizzare pozzi con fluidi di maggiore TDS, sono state installate due unità da 1 MW_e operanti entrambe con il sistema a flusso totale dell'*helical screw expander*, ma con caratteristiche tecniche diverse tra loro ***(Figg. 42/a-b)***[84] .



Figg. 42/a-b: Le due unità del tipo "helical screw expander" della centrale di YangBaJing (Tibet, Cina), installate la prima (a SX) nel Settembre 2008, e la seconda (a DX) in Ottobre 2010 *(da YU Yue-feng et al. , 2015)* [84]

Un altro esempio più recente, anzi attuale, é il sistema a salamoia calda scoperto qualche anno fa nel settore orientale dell'isola di Mindoro (Filippine), ubicato in rocce vulcaniche di età relativamente giovane, a non grande distanza dal mare, con salinità piuttosto elevata (TDS > 10g/l) e temperatura moderata (~ 150 °C). Il campo sta per essere messo in produzione con 4 gruppi da 10 MW_e cadauno a ciclo binario di Rankine (ORC) appositamente progettati dalla Turboden ***(Fig. 43).*** L'entrata in esercizio dei primi due gruppi è prevista per la fine del 2017[85].

Fig. 43: Gruppo Turboden a ciclo di Rankine simile a quello in costruzione per il campo di Mindoro (Filippine)[86]

Per l'ubicazione dei sistemi italiani a salamoia calda, si può dire che situazioni analoghe a quelle descritte per Cesano sono state accertate nei Campi Flegrei, dove i pozzi perforati nella sequenza vulcanica hanno rivelato l'esistenza di fluidi a salinità da 50 a 200 g/l con temperature da 230 a 340 °C, in serbatoi confinati posti a varie profondità, fino quasi a 4 km dalla superficie.

Situazioni simili a quelle di Cesano e dei Campi Flegrei esistono probabilmente anche nei sistemi geotermici degli apparati vulcanici insulari e subacquei del Tirreno meridionale e del Canale di Sicilia, che sono stati in passato, e forse sono tuttora, ricaricati con acqua marina, e sono quindi in partenza già predisposti per la formazione di salamoie geotermiche di notevole salinità

---

[84] ***YU Yue-feng, Hu Da, Wu Fang-zhi (2015).*** *Application of the Screw Expander in Goethermal Power generation in China.* Proceed. WGC 2015 (Paper 26050); Melbourne, Australia.

[85] ***Da Release Press Turboden*** del 14/12/2015 e ***Notiziario UGI 43-44*** (p.22), Aprile 2016. Vedi inoltre sito Web ***http://www.turboden.eu/en/public/press/20151214TurbodenAsianMarketENG.PDF***

[86] ***Da Wikipedia,*** sito Turboden.

5.3) Giacitura, potenziale ed aree prioritarie dei *sistemi geotermici non convenzionali* in Italia

Il quadro d'insieme delle aree favorevoli alla formazione di *sistemi geotermici non convenzionali* a temperatura di oltre 150 °C fino a 5 km di profondità è dato in ***Figura 44***. Si può notare da essa che l'intero settore Alpino-Padano a Nord, e gran parte di quello Appenninico-Adriatico-Calabro ad Est e Sud, a causa delle condizioni geologiche e geodinamiche descritte nel ***Capitolo 2*** (ed in particolare dei ridotti valori del flusso di calore mostrati nella sua ***Figura 6***) sono caratterizzati dall'assenza di sistemi geotermici di alta temperatura. Fanno eccezione tre grosse aree (media e bassa Pianura Padana, fascia costiera e marina dell'Adriatico centrale, e Fossa Bradanica) dove esistono risorse di moderata temperatura associate a sistemi geopressurizzati. Risorse simili associate allo stesso tipo di sistemi si trovano pure in Sicilia, nella Fossa di Caltanisetta.

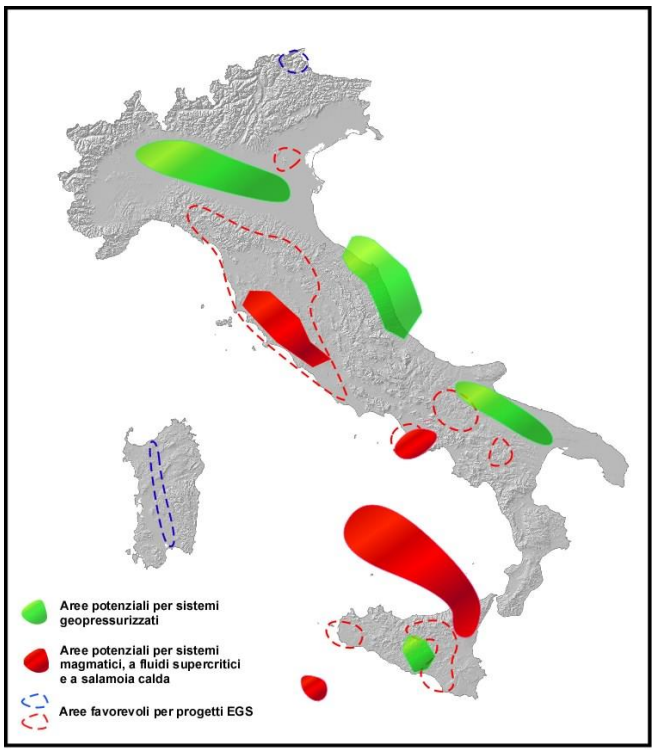


Fig.44: Aree favorevoli per progetti R&S di tutti i sistemi geotermici non convenzionali esistenti in Italia
Entro contorni tratteggiati rossi e blu sono indicate le aree dei sistemi EGS rappresentate in ***Fig.36*** . In rosso pieno aree con sistemi magmatici, a fluidi ipercritici ed a salamoia calda.In verde: aree favorevoli alla presenza di sistemi geo-pressurizzati *(Da Buonasorte et al., 2011,* Fig. 39, con lievi modifiche grafiche) [87]

Non sfugge poi di notare in ***Figura 44*** che tutti gli altri *sistemi geotermici non-convenzionali* di alta temperatura sono concentrati nel settore sud-occidentale del Paese, e che alcuni di essi sono ubicati nelle medesime aree. Ciò significa (come detto in paragrafi precedenti) che sistemi di diverso tipo possono coesistere sulla verticale della stessa area, ed alcuni di essi giacere sotto i sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura.

Bisogna ricordare anche che, in certi casi, sistemi diversi possono sfumare in profondità l'uno nell'altro in funzione dell'aumento di temperatura e per altri motivi geologici quali: variazioni litologiche, riduzione di permeabilità per maggior carico litostatico, e fenomeni di *self-sealing*. Si deve pensare inoltre che per altre cause geologiche (eteropie di facies in formazioni sedimentarie, rovesciamenti di serie, barriere idrogeologiche formatesi per motivi tettonici, ed altri), si possano verificare in profondità variazioni laterali da un tipo di sistema all'altro (come, ad esempio, quelle illustrate nel ***Cap. 2/Fig. 11*** tra HDR, HFR e sistemi idrotermali), oppure giaciture contigue, e perfino una parziale coalescenza tra loro.

[87] ***Buonasorte G., Cataldi R., Franci T., Grassi W., Manzella A., Meccheri M., Passaleva G. (2011).*** Vedi Nota **66**.

In queste condizioni, allo stato delle conoscenze attuali del sottosuolo italiano fino a 5 km di profondità, è impossibile oggi per i *sistemi geotermici non convenzionali*: ***i)*** definire l'estensione di ciascuno di essi; ***ii)*** valutare il volume del serbatoio nelle rispettive aree; ***iii)*** quantificare il potenziale energetico in posto e le risorse estraibili da ciascun sistema; e ***iv)*** fare indagini geo-scientifiche di superficie e rilievi in pozzo mirati allo studio di un singolo sistema.
In altre parole, siccome esistono molto probabilmente in profondità condizioni di promiscuità tra due o più *sistemi non convenzionali*, e tra qualcuno di essi con quelli idrotermali, con la sola eccezione dei sistemi geopressurizzati (che fanno in certo senso un insieme a sè) non si può concepire oggi, nelle condizioni geologiche dell'Italia, un progetto mirato esclusivamente allo studio di uno solo dei sistemi in parola. Essi, dunque, vanno studiati come gruppo complessivo, congiuntamente ed allo stesso tempo.

In quest'ottica, con riferimento all'insieme delle aree evidenziate in ***Figura 44***, si può valutare una superficie totale dei *sistemi geotermici non convenzionali* dell'ordine di 50.000 km^2. Si tratta di una estensione 35-40 volte maggiore dei 1200-1500 km^2 di superficie complessiva delle aree italiane con sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, di cui si è parlato nel ***Capitolo 2***.
Bisogna però sottolineare che le zone evidenziate a colori nella ***Figura 44*** non sono aree (misurabili in km^2) interamente corrispondenti a campi geotermici di interesse commerciale, ma vogliono solo dare una idea preliminare di aree preferenziali in cui è probabile la formazione e l'esistenza dei diversi tipi di *sistema geotermico non convenzionale*. Esse rappresentano quindi zone verso cui indirizzare indagini geoscientifiche di dettaglio per fare studi di riconoscimento e di prefattibilità in vista di un loro sperato sviluppo a fini di produzione geotermoelettrica.
In merito al potenziale energetico dei sistemi in parola, si può dire che, rispetto a quelle di tutto il territorio italiano indicate nel ***Cap. 2/§ 2.5*** (e cioè circa 2 zettajoule = $2x10^{21}$ J), le Risorse Base Accessibili ***(RBA)*** dei suddetti 50.000 km^2 di aree preferenziali, in virtù del loro gradiente di temperatura decisamente più alto di quello medio terrestre, corrispondono "grosso modo" alla metà del totale (e cioè a circa 1 ZJ). Invece la frazione di calore che nelle stesse aree *potrebbe* essere estratto per alcuni decenni in un futuro più o meno prossimo, e cioè le Risorse estraibili ***(RSS),*** sono dell'ordine di 12-15 EJ ($12\text{-}15x10^{18}$J), corrispondenti a 250-300 MTep. Di esse, almeno un terzo sarebbero a temperatura maggiore di 90-150 °C e quindi idonee a produrre energia elettrica.
Quanto sopra in generale e per l'intera area (~ 50.000 km^2) dei *sistemi geotermici non convenzionali.*
Non tutta quell'area, però - e cioè non tutta la superficie delle zone mostrate in ***Figura 44*** - ha lo stesso grado di preferenzialità geologica. Ed infatti, in base a considerazioni di geologia regionale (anomalie del gradiente di temperatura e del flusso di calore conduttivo; presenza, età e profondità di processi ignei; condizioni geodinamiche e strutturali; successioni litostratigrafiche note o ipotizzabili entro 5 km di profondità; presenza ed estensione di aree di assorbimento di acqua meteorica; profondità e spessore, noto o supposto, di acquiferi confinati; dati di perforazione; ecc.) e tenendo presenti altresì i vincoli territoriali ed il "grado di agibilità" delle zone in parola, si possono stimare le estensioni totali delle aree di interesse secondo tre diversi livelli di priorità (1°, 2° e 3° ordine) come di seguito indicate [88]:
- aree di prima priorità: 5000 km^2, di cui 3000 entro terra e 2000 su aree costiere e marine;
- aree di seconda priorità: 15.000 km^2, di cui circa la metà entro terra ed il resto su aree costiere e marine;
- aree di terza priorità: 30.000 km^2, di cui non più di un terzo entro terra ed il resto su aree costiere e marine.

In breve, quindi, i 50.000 km^2 totali di superficie occupati da *sistemi geotermici non convenzionali* sarebbero suddivisi per circa 2/5 e 3/5, rispettivamente, tra aree entro terra ed aree costiere e marine.
Con riferimento in particolare alle aree di maggiore priorità geologica dei sistemi in parola (e cioè ai suddetti 5000 km^2, che potrebbero diventare quelle di primo interesse per lo sviluppo pratico), si stima

[88] La stima di queste superfici è fatta con criteri più prudenti rispetto a quelli seguiti dall'UGI fino ad alcuni anni fa. I valori dati sopra sono quindi un po' minori di quelli pubblicati da ***Cataldi R., Grassi W., Passaleva G., (2015)***, di cui alla. *Nota* **78.**

che il loro potenziale sfruttabile come risorse ***(RSS)*** a temperatura sufficientemente alta da poterle usare per produrre energia elettrica a scala commerciale, possa essere di circa 200 GWa_e (GWanno-elettrici). Questo valore, per un periodo di sfruttamento di 50 anni a pieno carico, e con 6000-6500 ore/anno di disponibilità complessiva degli impianti (ivi inclusi lavori ordinari e straordinari, e portata media di fluido disponibile) corrisponde ad una potenza di 4000 MW_e e ad una produzione lorda di ~ 25 TWh/a.
Si tratta di valori aggiuntivi rispetto a quelli di potenza e produzione ottenibili con sfruttamento dei soli sistemi idrotermali, ed almeno 4 volte maggiore di essi.

5.4) Azioni, idee e proposte per un progetto di R&S italiano nel settore dei *sistemi geotermici non convenzionali*

L'utilizzo di risorse geotermiche non convenzionali richiede lo sviluppo tecnologico di numerose parti dei processi che accompagnano la produzione di energia elettrica con il calore della Terra.
Molti aspetti dello sviluppo atteso in questo campo, riguardanti non solo ma anche lo sfruttamento dei sistemi idrotermali di alta temperatura per produzione di energia elettrica, sono stati discussi, in particolare, nel Capitolo 3; ma in vista della sperata valorizzazione a fini energetici, e nei tempi più brevi possibile, dei *sistemi geotermici non convenzionali*, e per delineare quindi gli elementi tecnici e scientifici di base del *Progetto di R&S* che nel successivo paragrafo 5.4.6 si propone di svolgere, oltre a quelli trattati nei capitoli precedenti, bisogna ricordare anche i seguenti altri aspetti del tema.

5.4.1) A quando la maturazione commerciale dei sistemi geotermici non convenzionali ?

Sui tempi necessari affinché uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali* possano giungere a produrre energia elettrica a scala commerciale, secondo quanto emerso dal WGC2015 (5° Congresso Geotermico Mondiale dell'IGA/Associazione Geotermica Internazionale; Melbourne, 19-24/4/2015), sembra di poter dire che i sistemi di più probabile prossima maturazione tecnologica sono quelli a fluidi supercritici associati a corpi ignei attivi o in via di raffreddamento, e forse anche quelli magmatici ed i campi fumarolici sottomarini. I sistemi di tipo HDR/EGS (più appropriatamente detti "petrotermali"), ubicati in zone di debole o nulla anomalia termica, con potenziali rocce serbatoio a grande profondità ed assai poco permeabili, e che necessitano perciò di intensiva fratturazione artificiale, per una serie di ragioni di ordine tecnico, economico ed ambientale, sembrano invece, per il momento, segnare il passo, contrariamente a quanto si sperava fino a pochi anni fa.
A prescindere comunque da quale possa essere il *sistema geotermico non convenzionale* di più rapida maturazione commerciale, il tempo ancora occorrente per giungere al primo traguardo, pare oscillare tra non meno di 5 fino a circa 10 anni, a seconda delle condizioni geologiche, logistiche ed economiche dei Paesi e delle zone in cui si pensa di realizzare il relativo Progetto.
Non si può escludere però, ed è anzi probabile che, a seguito degli accordi raggiunti a conclusione del COP21 (Parigi, Dicembre 2015) sull'obiettivo di mitigare il riscaldamento atmosferico nel mondo con drastica riduzione dei combustibili fossili e contemporaneo accelerato sviluppo delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia, i tempi sopra detti possano essere un po' abbreviati.

5.4.2) Esplorazione e studio del sottosuolo

Esplorare significa comprendere non solo dove risiedono le principali fratture produttive da cui estrarre il fluido geotermico, che rimane comunque il principale obiettivo, ma anche l'intero meccanismo di circolazione dei fluidi e di trasferimento del calore nel sottosuolo. Questo vale per i sistemi idrotermali, ed ancor più per i *sistemi non convenzionali*, dove l'estrazione del calore è più complessa. La conoscenza del sottosuolo è necessaria soprattutto quando bisogna tener conto di tutte le risorse energetiche disponibili, e pensare inoltre al modo di smaltire correttamente in profondità i residui di quanto estratto a fini energetici (stoccaggio della CO_2 e di altri prodotti di scarto).
In breve: un programma di sviluppo delle tecniche di esplorazione in campo geotermico deve tener conto di tutte le problematiche connesse alla individuazione delle caratteristiche chimico-fisiche del sottosuolo fino alla profondità di riferimento scelta, che nel caso di questo studio è 5 km.
Sviluppi tecnologici sono attesi in diversi settori, i cui principali obiettivi sono di seguito elencati.

- *Telerilevamento*: maggiore profondità di esplorazione e più alta risoluzione.
- *Metodologie di esplorazione superficiale*: ***i)*** acquisizione congiunta dei dati necessari al fine di ridurre incertezze nella loro integrazione in sede di interpretazione; ***ii)*** maggiore risoluzione spaziale nella individuazione dei fluidi, della permeabilità, della porosità, e dello stato di stress nelle rocce.
- *Metodologie di esplorazione in pozzo*: ***i)*** sviluppo di strumentazione in grado di sopportare alte temperature, alte pressioni e chimismo aggressivo; ***ii)*** metodologie di misure accoppiate pozzo-pozzo; ***iii)*** metodologie da combinare all'avanzamento della perforazione.

Oltre ad un maggior sviluppo tecnologico, è auspicabile che nel futuro vengano fatti maggiori investimenti nel monitoraggio continuo delle condizioni geologiche in superficie ed in profondità. Il telerilevamento dei movimenti al suolo, l'estensione del monitoraggio sismico, il rilevamento continuo delle variazioni chimiche delle sorgenti e delle emissioni di gas al suolo, per citare solo i principali, rappresentano un'efficace sistema per comprendere la variazione delle condizioni superficiali e profonde, utili non solo alla prevenzione di eventuali problemi indesiderati ma anche al controllo dell'andamento del progetto geotermico interessato.
Uno sviluppo importante in questo settore riguarda la *gestione integrata di tutte le informazioni* raccolte durante le fasi di esplorazione geotermica iniziale e di monitoraggio. Qui l'esplorazione si compenetra con la modellistica numerica delle condizioni fisico-chimiche per incasellare le diverse informazioni fornite dalle numerose metodologie in un quadro di unione simile, per certi versi, al complesso mondo delle previsioni metereologiche. Pertanto, un aumento del numero di dati distribuiti in maniera diffusa, accoppiata ad una modellistica completa dei processi, sono la base di una migliore ricognizione dei parametri del sottosuolo.

Infine, ma non ultima, bisogna ricordare la necessità di procedere ad uno studio approfondito di petrofisica e geomeccanica delle rocce del potenziale serbatoio per una maggiore comprensione dei meccanismi di circolazione dei fluidi in strato e di trasferimento del calore a livello macroscopico e microscopico, da eseguire non solo in laboratori specializzati ma anche in condizioni naturali, sia per i sistemi idrotermali (attuali e fossili), che per i sistemi non convenzionali (bacini geopressurizzati ed aree magmatiche e vulcaniche).

5.4.3) Accesso e gestione del sottosuolo

Nel ***Capitolo 3*** sono già stati ricordati i principali aspetti tecnologici in corso di sviluppo in tutti i settori della geotermia. Con riferimento in particolare agli avanzamenti attesi nel settore dei pozzi è stata sottolineata la necessità di arrivare in tempi rapidi a sistemi di perforazioni più efficienti, che permettano una maggiore velocità di avanzamento, riducendo nel contempo il danneggiamento delle fratture esistenti nelle rocce serbatoio. Questi obiettivi riguardano tutti i pozzi a prescindere dal tipo di sistema geotermico per cui essi sono perforati; ma sono particolarmente importanti per i pozzi mirati allo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali*, nei quali è necessario non solo mettere a punto le rispettive tecnologie di produzione ma anche provare la replicabilità delle condizioni di sfruttamento in situazioni geologiche diverse.
Lo sviluppo tecnologico più ambito nel settore dei sistemi petrotermali (prima detti EGS) è quello dell'*aumento di permeabilità* delle rocce del serbatoio mediante fratturazione con interventi di vario tipo (*hydrafrac*, dissoluzione chimica, introduzione di materiali di riempimento - *proppanti* -, ecc., da soli o in combinazione tra loro), ma senza incorrere in effetti indesiderati come, in particolare, l'innesco di scosse sismiche di entità avvertibile.
All'obiettivo generale di aumentare le superfici di scambio termico in profondità concorrono anche studi ed esperimenti sulla possibilità di usare per la circolazione a *loop* chiuso fluidi diversi dall'acqua, tali da permettere per un verso di migliorare il mantenimento in roccia di fratture aperte, ed allo stesso tempo di ridurre il consumo di un bene prezioso come l'acqua. Studi di circolazione e stoccaggio della CO_2 ne sono un esempio.

Un altro obiettivo importante è quello di un ulteriore sviluppo di *attrezzature, strumentazioni e materiali capaci di resistere ad alte temperature e pressioni*, come quelle che si presentano in alcuni dei *sistemi geotermici non convenzionali* (fluidi supercritici, sistemi magmatici, e sistemi geopressurizzati), nonché di resistere a *condizioni chimiche molto aggressive*, come quelle esistenti nei sistemi a salamoia calda e nei sistemi fumarolici sottomarini.
L'ulteriore sviluppo dovrebbe riguardare in particolare le attrezzature ed i materiali per la costruzione e la messa in funzione dei pozzi (valvole, casings, cementazioni, pompe sommerse, ecc.), gli strumenti per i rilevamenti in pozzo e la caratterizzazione della risorsa.

Inoltre, qualora fossero verificate le condizioni per ottenere uno *scambio termico direttamente sulle superfici del pozzo*, come alcuni progetti sembrano indirizzati a fare, lo studio di materiali idonei è certamente un traguardo importante.

5.4.4) Tecnologie per la produzione di energia elettrica e per l'uso del calore geotermico

Riprendendo quanto detto in questo campo nel ***Capitolo 3***, si ricorda che gli avanzamenti tecnologici puntano ad ottimizzare i processi di scambio di calore ed al miglioramento delle tecniche di produzione di energia elettrica. In tale contesto, l'utilizzo di risorse associate ai *sistemi geotermici non convenzionali* richiede la messa a punto di tecnologie avanzate idonee a gestire in sicurezza fluidi particolari, sia per le alte temperature e pressioni di alcuni, che per il chimismo aggressivo di altri. Sono perciò necessari materiali ed accorgimenti speciali in diversi componenti degli impianti di produzione geotermoelettrica (vaporodotti, scambiatori di calore, turbine), valvole speciali per la regolazione della pressione dei fluidi, e l'uso di additivi capaci di tenere sotto controllo fluidi incrostanti, e/o aggressivi e/o ricchi di gas disciolti.
Altri obiettivi tecnologici importanti in questo settore sono quelli dello stoccaggio del calore e della co-produzione di energia elettrica e calore per riscaldamento o raffrescamento. La tecnologia della co-produzione nasce come necessità sia di utilizzare risorse marginali di gas naturale sia di aumentare la capacità produttiva degli impianti petroliferi.
Nel caso degli idrocarburi va precisato che, se da una parte un giusto livello di termalità è utile per mantenere bassa la viscosità del fluido e consentire una maggiore produttività dei pozzi, dall'altra la produzione congiunta di acqua calda ed idrocarburi determina sempre una minore resa dell'investimento; per cui, la presenza di acqua in un giacimento non è certo cosa gradita dalle compagnie petrolifere.
Tuttavia, là dove l'acqua con la sua termalià naturale (a temperatura che dipende dalla profondità e che non cambia nel tempo) è connaturata a quella stessa di formazione di un giacimento di idrocarburi, al fine di attenuare la minore resa sopra detta, può rivelarsi a volte conveniente associare la produzione di idrocarburi con quella di energia termica[89].
Il fattore che ha fatto crescere l'interesse verso la co-produzione è lo sviluppo tecnologico degli impianti a ciclo Rankine a fluidi organici. Queste macchine hanno visto un investimento in termini di miglioramento dell'efficienza di conversione termica che ha prodotto un rinnovato interesse anche per applicazioni co-produttive. I principali vantaggi per gli operatori del settore oil&gas sono il miglioramento economico dell'intero ciclo produttivo degli idrocarburi consentendo di ridurre i costi di abbandono del giacimento nonché di estendere il tempo di vita ed il fattore di recupero del giacimento. Dal punto di vista della possibilità di considerare il tutto un progetto di tipo geotermico si ha un abbattimento dei costi di investimento di circa il 50% dovuto alla disponibilità di pozzi già perforati nonché di alcune componenti di impianto riutilizzabili.
Sul recupero del calore negli impianti di produzione petroliferi sono stati condotti numerosi studi.
McKenna *et al*. (2005)[90], ad esempio, hanno valutato che i fluidi caldi co-prodotti da giacimenti petroliferi lungo la costa del Golfo del Messico potrebbero alimentare una potenza di oltre 1000 MW_e; mentre Bennett *et al.* (2012)[91] affermano che la potenza disponibile dalla produzione di energia

[89] Alimonti C. (2015). **Ved. Nota** 73

[90] ***McKenna J., Blackwell D., Moyes C., and Patterson P.D., (2005)***. *Geothermal Electric Power Supply Possible from Gulf Coast, Midcontinent Oil Field Waters*. Oil and Gas Journal, pp. 4-40.

[91] ***Bennet K., Li K., Horne R., (2012).*** *Power Generation Potential from Coproduced Fluids in the Los Angeles Basin.* Proceedings 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, CA.

geotermica in potenziali progetti di coproduzione in giacimenti petroliferi del bacino di Los Angeles sarebbe di circa 3051 kW.
D'altra parte, il DOE/Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha finanziato fin dal 2007 con continuità una serie di progetti riguardanti la co-produzione e la produzione di energia da fonti a bassa temperatura. Esempi di progetti pilota in questo campo sono: l'impianto realizzato sul campo di Pleasant Bayou (1989-'90) di potenza nominale di 1 MW_e costituito da un impianto ibrido con motore a combustione interna e da un gruppo ORC; l'impianto dimostrativo realizzato nella Naval Petroleum Reserve No. 3, Teapot Dome field (Wyoming, USA) finanziato ancora dal DOE; ed il progetto dimostrativo realizzato nel campo petrolifero di Huabei (Cina) caratterizzato da un utilizzo in cascata dei fluidi co-prodotti.
Un interessante target tecnologico può essere l'impiego di impianti ibridi di produzione di energia elettrica e calore. L'introduzione di una risorsa addizionale interviene nel processo al livello del ciclo termodinamico, fornendo calore addizionale al fluido di lavoro prima dell' ingresso in turbina. Tale integrazione consente di ottenere caratteristiche termodinamiche del fluido di lavoro indipendenti da quelle della risorsa geotermica. Data la dipendenza delle prestazioni dalla temperatura, con questa soluzione la conversione in energia elettrica di certi tipi di risorsa risulta più affidabile, l'efficienza aumenta e la produzione viene incrementata senza espandere il campo geotermico.
L'ibridazione di processo può essere operata ricorrendo a qualsiasi fonte, a condizione che questa abbia un ruolo nella fase termica del processo di conversione. Ponendo l'attenzione sulle fonti rinnovabili, le risorse che meglio soddisfano i requisiti sono le biomasse ed il solare a concentrazione. Vista la somiglianza delle biomasse con le fonti fossili, tuttavia, gli aspetti più innovativi sono quelli legati all'ibridazione della fonte geotermica con la fonte solare. Ne è testimonianza il Progetto di Stillwater in Nevada (USA), realizzato dall'Enel Green Power, il quale consta di un impianto geotermico da 33 MW_e (con produzione di 160 GWh/anno), in attività dal 2011 ***(Fig. 45).***

Fig. 45: Impianto ibrido geotermico-solare realizzato dall'Enel Green Power a Stillwater (Nevada, USA)[92]

Risultano interessanti anche le tipologie di impianti ibridi proposti dal CNR nell'ambito del progetto VIGOR per il caso di studio di Guardia dei Lombardi, per il quale si è pensato di poter combinare le fonti rinnovabili solare a concentrazione e biomassa con quella geotermica. Ciò al fine di alimentare un gruppo generatore con turbina a vapore per una potenza di 5 MW_e[93].
In tutti questi casi, come per altro già avviene per la geotermia tradizionale, la frazione di elettricità prodotta con calore della Terra, può essere utilizzata come "energia di base" nel diagramma di carico elettrico giornaliero, mentre alla parte "modulata" del diagramma di carico, potranno contribuire altre fonti rinnovabili per loro natura discontinue, come lo sono, in particolare, quella eolica e fotovoltaica/solare.
Infine, un obiettivo tecnologico molto importante, che riguarda tutti i sistemi geotermici, è quello di arrivare ad utilizzare l'energia geotermica senza alcuna emissione di liquidi e gas in superficie, puntando (ove possibile sul piano tecnico e nei limiti della sostenibilità economica) alla re-iniezione

[92] Foto da ***Wikipedia***.Per cenni sul Progetto di Stillwater,ved. ***Notiziari UGI n. 26***, pag.18(Apr.2010), e ***nn.32-33***, pag. 20 (Agosto 2012).
[93] Da ***http://www.vigor-geotermia.it/.***

totale dei fluidi nel sottosuolo, salvo naturalmente il recupero di eventuali elementi chimici o gas utili. Questo traguardo, oltre a ridurre l'impatto ambientale, garantirebbe la sostenibilità quasi completa della risorsa geotermica. In particolare, nei sistemi EGS questo obiettivo si associa alla possibilità di utilizzare fluidi di scambio a ciclo totalmente chiuso, che in condizioni favorevoli consente di riutilizzare in continuità, senza perdite cospicue, il fluido di lavoro immesso artificialmente nel sottosuolo. I progetti pilota voluti dal Ministero dello Sviluppo Economico hanno questo compito: sperimentare la possibilità di realizzare impianti a reiniezione totale, senza emissioni.

5.4.5) Le ragioni di una svolta necessaria

I dati analizzati e le considerazioni fatte nel ***Capitolo 3***, ed i valori delle stime esposti nel ***Capitolo 4***, indicano che le prospettive di crescita dell'energia geotermoelettrica in Italia fino al 2030 sono basate soltanto sullo sfruttamento di sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura (T > 90°C).
Nel ventennio successivo invece, data la limitatezza di estensione e di potenziale dei suddetti sistemi idrotermali, per puntare agli obiettivi indicati nel ***Capitolo 4*** (2000 o 2500 MW_e di potenza installata, e 13 o 16 TW/anno di energia prodotta, a seconda rispettivamente degli Scenari I o II) è indispensabile l'apporto di qualcuno almeno dei *sistemi geotermici non convenzionali* prima descritti. Riguardo sempre alla produzione di energia geotermoelettrica, nelle stime (***Cap. 4/Tab. 11*** ed ***Appendice III***) si è detto pure che la quota parte attribuibile ai *sistemi non convenzionali*, potrebbe giungere nel 2050 alla metà circa dei valori di potenza e di energia sopra ricordati.

Nel ***Cap. 2/§ 2.4*** e nel paragrafo 5.3 di questo capitolo, si è però richiamata l'attenzione sul fatto che i sistemi in parola, benché abbiano un ragguardevole potenziale energetico complessivo (minimo 4000 MW_e, con circa 25 TWh di producibilità annua per 50 anni), non sono ancora tecnologicamente maturi per lo sviluppo a scala commerciale poiché presentano difficoltà tecniche ancora irrisolte. Tali difficoltà sono riconducibili a due gruppi principali di problemi: tecnologia di estrazione del calore dal sottosuolo, e mantenimento di condizioni di equilibrio termo-idraulico nel serbatoio (naturale o artificiale che sia) per tempi sufficientemente lunghi da permettere di ammortizzare con il necessario ritorno il costo degli impianti di produzione.
Nei paragrafi sopra citati si è specificato inoltre che il nostro Paese possiede tutti i tipi di *risorse geotermiche non convenzionali*, e si è sottolineato pure che a causa della sua complessità geologica alcuni sistemi possono coesistere nelle stesse aree a diverse profondità, sfumare l'uno nell'altro, trovarsi in parziale coalescenza tra loro, oppure essere interdigitati lateralmente l'uno nell'altro. Fanno eccezione a queste possibili situazioni i sistemi geopressurizzati di terra e di mare che si possono formare solo in ambienti sedimentari ed in zone prive di una anomalia termica significativa.
In Italia, pertanto, allo stato attuale delle conoscenze geologiche, lo studio separato, uno per uno, dei *sistemi geotermici non convenzionali* diversi da quelli geopressurizzati, sarebbe quasi impossibile sul piano tecnico e comunque molto più oneroso su quello economico.

In breve, a causa delle complesse condizioni geologiche del territorio italiano, l'obiettivo di portare a maturazione tecnologica i *sistemi geotermici non convenzionali* non dovrebbe essere affrontato nel nostro Paese separatamente caso per caso per ogni sistema di alta temperatura, ed ancor meno per temi separati nell'ambito di ciascun sistema,

D'altra parte, per quanto detto sopra sulla limitatezza dei sistemi idrotermali di alta temperatura e sul loro modesto sviluppo atteso per il futuro, affrontare il problema del contributo che i *sistemi geotermici non convenzionali* possono dare alla produzione italiana di energia elettrica è diventato non solo molto più importante rispetto a pochi anni fa, ma ora già estremamente urgente.
Sono questi i motivi per cui, esplicitando meglio quanto ventilato nelle precedenti stime di crescita della geotermia italiana, fatte allora fino al 2030[94], l'UGI propone ora, in questo documento, di predisporre basi di sviluppo più ampie, con obiettivi al 2050, dell'energia geotermoelettrica nel nostro Paese, secondo il programma esposto a grandi linee nel paragrafo che segue.

[94] ***Buonasorte G., Cataldi R., Franci T., Grassi W., Manzella A., Meccheri M., Passaleva G. (2011).*** Ved. Nota **66**

5.4.6) Proposta di "Progetto finalizzato R&S " per Studi di Riconoscimento e Prefattibilità dei sistemi geotermici non convenzionali in Italia a fini di produzione geotermoelettrica con tecnologie innovative

Gli aumenti di generazione geotermoelettrica in Italia al Dicembre 2050 richiamati nel precedente paragrafo (cioè 2000-2500 MW_e di potenza installata e 13-16 TW/anno di energia prodotta secondo gli Scenari I e II) non sono però né scontati, né immediati, né facili da perseguire, poiché ne va accertata innanzitutto la fattibilità tecnica attraverso un *Progetto di R&S* specificamente mirato ai *sistemi geotermici non convenzionali*. Questo dovrebbe essere avviato al più presto, svolto contestualmente in tutte le sue parti, ed ultimato prima della fine degli anni '20, dovendo essere già da subito consapevoli che ogni ritardo di inizio e termine dei lavori farà riscontrare, alla fine, una quantità di energia elettrica prodotta dai soli sistemi geotermici idrotermali, comunque sempre più modestamente crescente, negli anni futuri.

a) *Obiettivi del Progetto proposto*

Essi sono:

- verificare la fattibilità tecnica e la convenienza economica di sfruttare il calore terrestre per produrre energia elettrica a scala industriale da *sistemi geotermici non convenzionali* con l'uso di tecnologie avanzate, nelle peculiari condizioni geologiche del nostro Paese;
- quantificare l'energia totale estraibile dall'insieme dei *sistemi geotermici non convenzionali* nelle aree interessate, e stimare per quanto possibile le risorse associate a ciascuno o almeno a qualcuno di essi, separatamente dagli altri;
- individuare, nell'ambito delle aree prioritarie di primo livello, le zone più promettenti per la rapida realizzazione di progetti di sviluppo geotermoelettrico a scala commerciale.

Il *Progetto* in parola costituisce perciò l'insieme degli Studi di Riconoscimento e Prefattibilità di tutti i *sistemi geotermici non convenzionali* del nostro Paese.

b) *Lineamenti del Progetto*

In sintesi i lavori previsti sono:

- perforazione di min. 10 - max. 20 pozzi profondi (ciascuno di 4-5 km di profondità), ubicati in min. 5 - max. 10 siti geologicamente differenti tra di loro, in modo da interessare tutti i diversi *sistemi geotermici non convenzionali*. Tali pozzi dovrebbero indagare le condizioni geologiche del serbatoio ed analizzare le caratteristiche chimico-fisiche dei fluidi in esso contenuti in ciascun sito;
- installazione in almeno tre dei suddetti siti di un impianto geotermoelettrico pilota di piccola taglia (1-3 MW_e) per poter effettuare prove di produzione di lunga durata, studiare il trend della produzione di fluido e la reazione del serbatoio nel tempo, analizzare il comportamento dei materiali per la costruzione dei pozzi e degli impianti di superficie (casings, tubazioni, valvole, separatori, ecc.), e mettere a punto le componenti dei gruppi turbogeneratori.

c) *Articolazione e durata del Progetto*

In sintesi, si prevedono quattro fasi principali di lavoro con le seguenti rispettive attività e durate:

- ***prima fase*** (propedeutica): preparazione del *Documento di Progetto*, ivi inclusi programma di attività e lavori di campagna, scelta dei siti di perforazione, definizione del profilo tecnico dei pozzi, analisi dei costi tecnici e dei possibili costi esterni, valutazione dei benefici esterni indotti, definizione del cronogramma generale dei lavori, ipotesi di organizzazione operativa e preparazione di ogni altro documento tecnico ed amministrativo utile per l'approvazione del *Progetto*.

Il *Documento* in parola dovrebbe perciò rappresentare la base delle decisioni finali da prendere sulla approvazione generale del *Progetto* e sulla sua organizzazione operativa.

La durata di questa fase sarà di ca un anno dall'incarico per la preparazione del *Documento di Progetto*;

- ***seconda fase***: in base a quanto sopra, dopo l'autorizzazione a procedere, dovrebbero essere impostate l'organizzazione di dettaglio dei lavori, preparati i documenti di gara e fatte le gare di appalto per l'assegnazione dei primi contratti.

La durata di questa fase è stimata in ca un anno, a partire da quando le autorità competenti avranno preso le relative decisioni e dato il benestare a procedere;

- ***terza fase***: esecuzione dei lavori di campagna e di quelli ad essi associati, inclusi la preparazione dei piazzali di perforazione e dei relativi accessi, la perforazione pozzi, le misure in pozzo ed a bocca pozzo, i tests di produzione di breve e lunga durata, la progettazione, costruzione ed installazione degli impianti pilota e delle relative attrezzature, le analisi fisico-chimiche, le prove sperimentali di campagna e di laboratorio, e gli altri accertamenti necessari, nonché il lavoro di ufficio per la gestione del *Progetto*, l'elaborazione dei dati raccolti ed ogni altra attività collaterale.

La maggior parte delle attività di campagna dovrebbero essere eseguite più o meno in parallelo nei differenti siti di lavoro ed in forma coordinata tra loro, sotto un'unica direzione tecnica facente capo direttamente alla istituzione di coordinamento, leader del *Progetto*.
La durata di questa fase è stimata in ca 5-6 anni a partire dall'inizio dei lavori di campagna;

- ***quarta fase***: attività principalmente di ufficio e residue di campagna, per la interpretazione integrata dei dati raccolti nei differenti siti di lavoro, la quantificazione delle risorse estraibili, la selezione dei siti preferenziali per l'impostazione dei primi progetti di sviluppo di quei *sistemi non convenzionali* che si riveleranno più maturi dal punto di vista tecnologico e più promettenti sul piano economico, la preparazione del *Rapporto di Progetto* (prima in bozza e, dopo revisione da parte del panel di controllo, in versione finale).

La durata di questa fase è stimata in circa due anni dopo la fine dei lavori di campagna indicati nel punto precedente.

Pertanto, se il *Documento di Progetto* potesse essere completato prima della fine del decennio in corso, e l'inizio della seconda fase del *Progetto* potesse avvenire all'inizio degli anni '20 , e supponendo altresì che ogni successiva attività possa essere svolta in ragionevole continuità di tempo con la precedente e senza interruzioni tra di esse, la fine dei lavori potrebbe verificarsi verso la fine del prossimo decennio, in tempo ancora utile per avviare qualche progetto di sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali,* entro i primi anni '30.

d) *Costo totale del Progetto*

Il costo complessivo del Progetto, stimato a valori attuali dei costi di perforazione, degli impianti pilota e del lavoro, oscilla tra 200 e 400 M€. Il suddetto intervallo dipende soprattutto dal numero e dalla profondità dei pozzi (min. 10 - max. 20, a profondità di 4-5 km), e dal numero e dalla taglia delle piccole unità sperimentali (min. 3 - max. 5, con potenza da 1 a 3 MW_e).
In particolare, il costo dell'attività preparatoria del Progetto (prima fase) è dell'ordine di una millesima parte del suddetto costo totale del Progetto.
Dopo tale fase, una valutazione più precisa dei costi potrà essere fatta solo in base alla ubicazione dei siti di perforazione, al numero effettivo ed alla profondità dei pozzi, ai lavori previsti, ed alle attività reali del *Progetto*, come saranno definiti nel relativo *Documento di Progetto*, di cui sopra, al punto ***a)***, per la prima fase.

Il gruppo di lavoro UGI che ha svolto lo studio sulle stime di sviluppo della geotermia fino al 2050 considera questa proposta solo una formulazione di principio del *Progetto* in parola nel quadro delle "Azioni, idee e proposte per un programma di R&S nel settore dei *sistemi geotermici non convenzionali*", che questo paragrafo 5.4 ha inteso trattare; ma la proposta stessa non vuole essere certo una sintesi del *Documento di Progetto*.
Lo stesso gruppo di lavoro resta disponibile ad esporre in dettaglio le proprie idee sul tema in esame, ed a collaborare con le istituzioni preposte ai problemi dell'energia, per impostare il *Documento di Progetto* qualora, auspicabilmente, la presente proposta venga positivamente accolta.

****

6. La geotermia per lo sviluppo economico e sociale del Paese

6.1) La geotermia nel quadro energetico nazionale attuale e futuro

6.1.1) Premessa

La geotermia è una delle fonti del paniere energetico italiano e lo rimarrà certamente per molti decenni, più o meno nella misura indicata nei capitoli precedenti. E' pertanto utile immaginare quale ruolo, sulla base delle stime fatte nel Capitolo 4, la geotermia nel suo insieme (per produzione di energia elettrica e per applicazioni dirette) può assumere nel quadro del suddetto paniere fino al 2050.
E' bene inoltre avere una idea del contributo che lo sviluppo del calore della Terra può dare, fino a quell'anno, alla riduzione delle emissioni dei gas serra.
Per rispondere ai due quesiti bisogna fare riferimento ai valori ragionevolmente ipotizzabili fino al 2050 dei consumi totali lordi di energia primaria espressi come petrolio equivalente, nonché delle emissioni di gas serra scaricate in atmosfera espresse in termini di CO_2 *equivalente*.

6.1.2) Situazione al Dicembre 2015 e proiezioni ipotizzabili fino al 2050 dei consumi totali di energia

Considerando gli impegni presi dall'Italia con l'Unione Europea sulla riduzione di energia prodotta da combustibili fossili fino al 2030, e gli accordi firmati o l'adesione data nei due COP di Parigi (Dic. 2015) e Marrakech (Nov. 2016) per il contenimento del riscaldamento globale nei prossimi decenni, tenendo poi presente che l'attuale trend decrescente dei consumi totali di energia (iniziato dal 2005 - ved. ***Fig. 18*** e ***Tab. 2 in Cap. 3***) è dovuto in parte al benefico effetto delle iniziative di risparmio energetico decise ed attuate negli ultimi 10 anni, e considerando altresì che la ridotta domanda di energia dell'ultimo decennio deriva in parte anche dalla crisi economica che ha colpito il Paese in tale periodo, è plausibile pensare che l'attuale ciclo economico negativo sia prossimo ad esaurirsi. In questo caso, si può anche immaginare che si verifichi successivamente una fase espansiva dell'economia nazionale, con relativa crescita dei consumi energetici, sia pure a tassi meno elevati (almeno per lo Scenario I) rispetto al periodo 1995-2005, come risultato delle positive politiche di risparmio energetico nel frattempo maturate.

Pertanto, partendo dalla situazione fino al 2015 descritta nel ***Cap. 3/§ 3.1.1 (Fig. 18*** e ***Tab. 2)***[95], agli effetti di quanto si vuol dire nel successivo ***paragrafo 6.2)*** sul ruolo della geotermia nei prossimi decenni, si può ipotizzare che l'andamento del consumo di energia primaria dal 2020 al 2050 sia quello che di seguito si vede nella ***Tabella 22*** e nella ***Figura 46***.
Come si legge in tale tabella e nelle sue note in calce, si ipotizza che il trend decrescente dei consumi di energia si annulli nell'arco di circa due anni, e che possa quindi essere iniziata nel 2020 una lieve ripresa della domanda con tassi di incremento medio annuo molto modesti. Per i decenni successivi si ipotizzano invece tassi incrementali un po' più alti, fino ad un massimo del 2 % all'anno.
La ***Figura 46***, basata sui dati di energia primaria esposti in ***Tabella 22***, mostra i valori consolidati fino a tutto il 2015, e quelli ipotizzati in base a varie fonti (oppure a stime degli autori di questo studio) fino al 2030, con proiezioni fino al 2050.
Ovviamente, mentre lo sviluppo previsto secondo lo Scenario I presuppone una crescita economica in media con quella dell'Unione Europea, nelle previsioni dello Scenario II si ipotizza un miglioramento dell'economia nazionale fino a tornare nella fascia alta della stessa UE, secondo le ipotesi fatte nel ***Cap.3/§3.3***. In entrambi i casi inoltre, ma soprattutto in quello dello Scenario II, si ipotizza un contributo rilevante delle energie rinnovabili e non convenzionali al bilancio energetico complessivo in modo da rispettare gli impegni di *decarbonizzazione* assunti in sede internazionale, ai fini del contenimento del riscaldamento globale entro i limiti concordati (max. + 2°C, possibilmente 1,5°C, rispetto ai valori dell'epoca preindustriale).
In base a tali presupposti, ma a prescindere dalle diverse fonti componenti nei vari quinquenni, per i totali del futuro "paniere" si ipotizzano per i due Scenari le situazioni complessive che si vedono nella ***Tabella 22*** seguente.

[95] Vedi in propositoanche il documento MISE: ***La situazione energetica nazionale nel 2016***, Aprile 2017

Tab. 22 : Consumi di energia primaria lorda in Italia 2000-2015, e sviluppo ipotizzato dal 2020 al 2050 secondo gli Scenari di crescita I e II

Anni	2000[96]	2005[97]	2010[98]	2015[99]	2020[100]	2030[101]	2040[102]	2050[103]
SCENARIO I								
Energia primaria lorda consumata *(MTep/anno)*	186	198	188	171	175	190	210	240
Variazione annua rispetto al periodo precedente *(%/anno)*	+ 1,3	+ 1,3	- 1	- 1,9	~ 0,2	~ 0,8	~ 1	~ 1,3
SCENARIO II								
Energia primaria lorda consumata *(MTep/anno)*	186	198	188	171	180	200	230	280
Variazione annua rispetto al periodo precedente *(%/anno)*	+ 1,3	+ 1,3	- 1	- 1,9	~ 0,5	~ 1,15	~ 1,4	~ 2

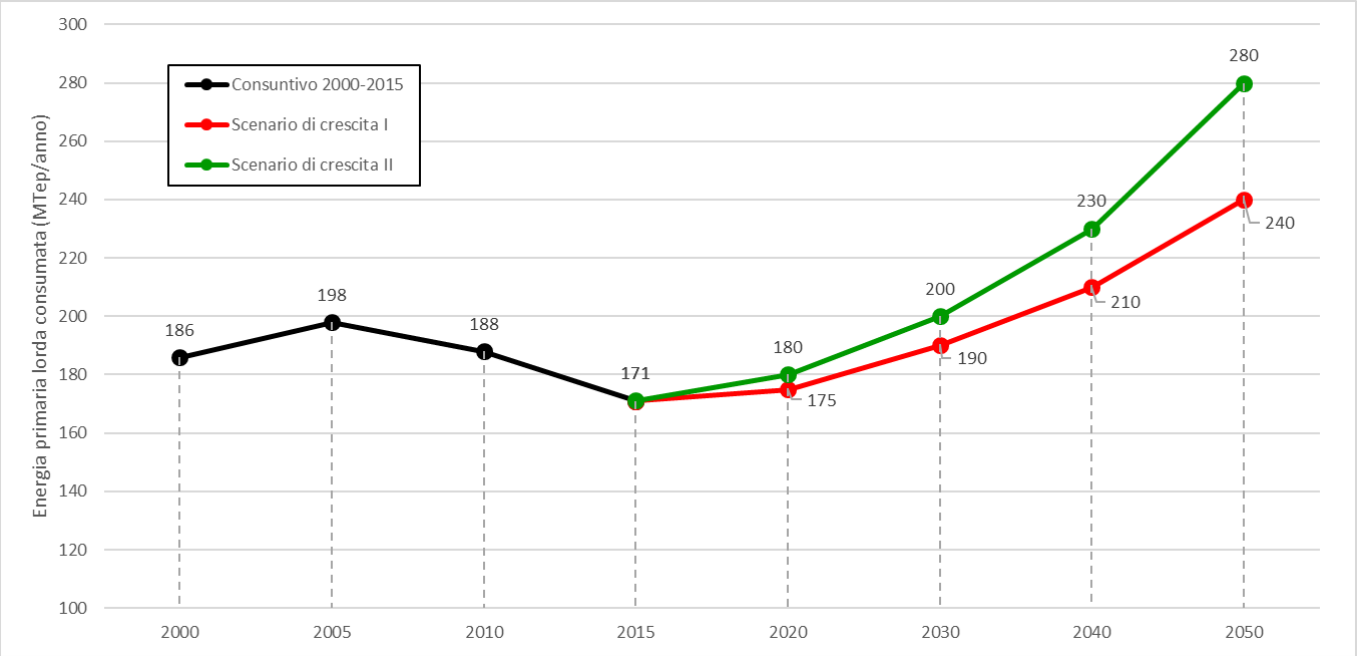


Fig. 46: Consumi lordi di energia primaria in Italia: consuntivi 2000-2015 *(tratto di linea nera)****, e sviluppo ipotizzato dal 2020 al 2050 secondo gli Scenari di crescita I*** *(tratto di linea rossa)****, e II*** *(tratto di linea verde)*

[96]I consumi totali medi lordi di energia primaria in Italia erano stati circa 175 MTep nel 1995. Pertanto, nel quinquennio 1996-2000 si è verificato un loro aumento medio annuo di quasi l'1,3%.

[97]Il trend di crescita dei consumi totali di energia nel quinquennio 2001-2005 è stato quasi uguale a quello del periodo precedente

[98].Dagli ultimi mesi del 2005 ha cominciato a verificarsi un decremento dell' energia primaria totale consumata, che (con andamento sia pure oscillante in alcuni periodi – *ved.Fig.18 nel Cap.3),*ha determinato complessivamente nel quinquennio 2006-2010 una variazione negativa media di ca l' 1% all' anno.

[99]Nel quinquennio 2011-2015 il trend negativo dei consumi di energia primaria (pure qui con oscillazioni in vari periodi -ved. Ancora *Fig. 18 nel Cap.3*) non solo è continuato ma si è anche nell'insieme accentuato sfiorando il tasso medio di quasi il 2% all'anno.

[100]Si suppone che nei prossimi due anni il trend negativo della variazione dei consumi totali di energia primaria possa essere annullato e che segua poi una significativa ripresa della crescita economica e dei consumi stessi tali da determinare un incremento complessivo medio annuo nel quinquennio 2016-2020 compreso tra 0,2 % secondo lo Scenario I e 0,5 % secondo lo Scenario II

[101]Per il decennio 2021-2030 si ipotizza un moderato ma stabile rilancio dell'economia e dei consumi nazionali dell'energia primaria,

[102]Si suppone che nel decennio 2030-2040 si possa verificare una più decisa ripresa dell'economia con conseguente stabile aumento gli Scenari I e II, rispettivamente.

[103]Come sopra per la situazione economica, ma con un più significativo aumento della domanda di energia primaria, per giungere a tassi di incremento complessivi medi annui dell'ordine di 1,3 % per lo Scenario I e del 2% circa per lo Scenario II

6.1.3)Emissioni di gas serra (CO_2 equivalente)[104] :situazione 1990-2015 e stime ipotizzate fino al . 2050

La *Figura 47* mostra che, partendo dai 519,1 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2 del 1990, le emissioni totali di gas serra sono dapprima leggermente diminuite (1990-'94), poi progressivamente aumentate fino ai 574,3 milioni del 2005, e successivamente diminuite ancora con ritmo sostenuto a partire dal 2006, per giungere nel 2010 a quasi 500 milioni di tonnellate. Dopo il 2010, le emissioni in parola hanno continuato a diminuire ininterrottamente fino a tutto il 2014; ma si è verificata una lieve (forse passeggera) ripresa nel 2015[105].

In sintesi si può dire che tra il 1990 ed il 2015, le emissioni di tutti i gas serra sono passate da 519,1 a ~ 427 milioni di tonnellate di *CO_2 equivalente*, diminuendo così di circa il 18 % rispetto al valore iniziale. *"La diminuizione* - si legge nella pubblicazione ISPRA citata in ***Nota 105*** - *è conseguenza sia della riduzione dei consumi energetici e delle produzioni industriali a causa della crisi economica e della delocalizzazione di alcuni settori produttivi, sia della crescita di produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico ed eolico, in particolare) e di un incremento dell'efficienza energetica"*.

Per il decennio 2006-2015, si osserva che le emissioni totali di CO_2 sono diminuite da 574,3 milioni di tonnellate del 2005 a ~ 427 milioni del 2015, con la ragguardevole riduzione totale di 147 milioni tonnellate, che corrisponde ad un tasso di decremento medio decennale del 3 %/anno. Il decremento è addirittura un po' aumentato nel quinquennio 2011-2015 giungendo al 3,2%/anno (ved.***Nota 105***); ma si tratta di un valore eccezionale probabilmente dovuto in gran parte alla riduzione dei consumi energetici conseguente alla crisi economica che ha continuato a colpire l'Italia anche negli ultimi anni e che si spera, però, possa essere presto superata. In altre parole, si ritiene che il 3% medio annuo di riduzione delle emissioni di gas serra nei prossimi decenni costituisca un limite massimo superiore.

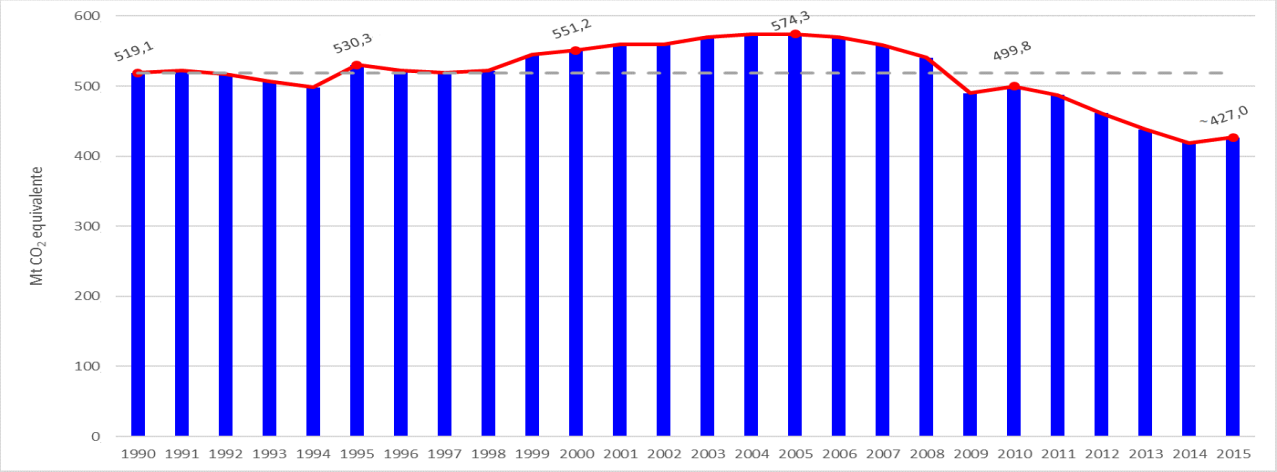


Fig. 47: Andamento delle emissioni di gas serra in Italia dal 1990 al 2015
(in MTonn/anno di CO_2 equivalente)

Abbiamo ritenuto utile illustrare l'andamento passato delle emissioni di gas serra a partire dal 1990 poiché a quell'anno fanno riferimento gli accordi di Kyoto e le delibere comunitarie prese fino ad oggi dalla Unione Europea; ed allo stesso anno fanno pure riferimento gli andamenti futuri di seguito illustrati.

---

[104] Si ricorda che i gas serra definiti nel Protocollo di Kyoto includono: CO2 , CH4, N2O, HFC, PFC, ed SF6. Dato tuttavia che la CO2 è di gran lunga il gas prevalente (oltre l'80%), attraverso una apposita formula internazionalmente adottata, tutti gli altri gas vengono ricondotti alla CO2. Per il peso totale di tutti i gas serra si parla allora di "*CO2 equivalente*".

[105] Le emissioni dal 1990 al 2010 (espresse in milioni di tonnellate equivalenti di CO_2) possono essere così riassunte: 519,1 nel 1990; 530,3 nel 1995; 551,2 nel 2000; 574,3 nel 2005; 499,8 nel 2010 (***Caputo, 2015.*** *Emissioni nazionali di gas serra*, ***ISPRA***/Istituto Superiore Protezione e Ricerca Ambientale, Rapporto 220-15). Successivamente, nel quinquennio 2010-2015, partendo dai 499,8 milioni di tonnellate equivalenti del 2010, le emissioni sono state: 487,5 nel 2011, 461,2 nel 2012, 438 nel 2013, 419 nel 2014, e circa 427 nel 2015. Da questi valori si evince per il quinquennio 2011-2015 un tasso di decremento medio annuo di 3,2% (ved. anche ***Nota 108***). Le fonti dei dati di emissione dal 2010 al 2015 sono: ancora ***Caputo, 2015*** per gli anni 2011-2012-2013, ed altri documenti pubblicati sul sito ISPRA per gli anni 2014 e 2015.

[106] Fonti dei dati della ***Fig. 47*: Ronchi E.-Caminiti N.-Barbadella A(2011)**. *L'Italia resta in linea con il Protocollo di Kyoto. Le emissioni di gas serra nel 2010 sono diminuite del 6,8% rispetto al 1990*. (Pubblicazione della "Fondazione per lo Sviluppo sostenibile"; Fig. 1, su dati ISPRA) per gli anni fino al 2010. I dati degli anni dal 2010 al 2015, invece, provengono dalle fonti indicate sopra in ***Nota 105***

Pertanto, tenendo conto del mix di fonti energetiche primarie ipotizzabili fino al 2050 (con i loro totali quinquennali indicati in ***Tabella 22)***, si può stimare l'entità delle emissioni di gas-serra prevedibile fino a quell'anno come si vede in ***Tabella 23*** per i due Scenari di crescita I e II.

Tab. 23: Emissioni di gas serra in Italia 2010 - 2015, con proiezioni ipotizzate dal 2020 al 2050

Anni	***2010***	***2015***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
SCENARIO I						
CO_2 equivalente totale ***(MTonn/anno)***	***499,8*** [107]	***~ 427*** [108]	***390*** [109]	***360*** [110]	***340*** [111]	***325*** [112]
Decremento rispetto al quinquennio o decennio precedente ***(%/anno)***	***2,8***	***3,2***	***1,8***	***0,8%***	***0,6***	***0,5***
SCENARIO II						
CO_2 equivalente totale ***(MTonn/anno)***	***499,8*** [113]	***~ 427*** [114]	***380*** [115]	***345*** [116]	***320*** [117]	***300*** [118]
Decremento rispetto al quinquennio o decennio precedente ***(%/anno)***	***2,8***	***3,2***	***2,4***	***1***	***0,8***	***0,7***

[107] Valore a consuntivo 2010 come si legge in *Nota 105* e si vede in *Fig. 47*. Il decremento medio annuo (2,8%) si riferisce al valore delle emissioni verificatesi nel 2005 (574,3 MTonn).

[108] Valore a consuntivo 2015 come si legge in *N.105* e si vede in *Fig.47*.Per il decremento medio annuo rispetto al 2010(3,2%),vedi *Nota 105* e commenti nel testo ove si sottolinea che si tratta di un valore molto alto probabilmente dovuto alla crisi economica

[109] L'Italia ha quasi raggiunto nel 2016 la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al valore del 1990 (519,1 MTonn, come detto in *Nota 105*, e cioè circa 110 MTonn in meno del valore di riferimento iniziale) che si era impegnata a raggiungere nel 2020 in base alla *Direttiva UE 20-20-20*. E siccome tale obiettivo sarà verosimilmente raggiunto nel 2017, si suppone che a fine 2020 le emissioni di CO_2 equivalente saranno significativamente minori di 400 MTonn, anche nel caso dello Scenario I. Si è perciò ipotizzato per quell'anno il valore di 390 MTonn, con un decremento medio annuo rispetto al 2015 di 1,8% circa.

[110] Nell'Unione Europea i problemi dell'energia e dei cambiamenti climatici (tra loro legati per vari motivi, incluso quello di contribuire alla riduzione delle emissioni di gas serra), sono sempre all'ordine del giorno. In particolare, si sta cercando ora di trovare un accordo condiviso sul limite di riduzione delle emissioni di gas serra da porre come obiettivo comunitario per il 2030 (ved., ad esempio, l'articolo "*Energy and Climate Change, All-important to the New EU*" sul sito *www.euractive.com.energy*). Al momento di concludere questo studio, però, decisioni in merito non ne sono state ancora prese; ma sembra che si possa giungere ad un accordo flessibile su un limite minimo del 30% in meno rispetto alle emissioni del 1990. Se quel limite sarà confermato, si tratterebbe per l'Italia di ridurre le emissioni di circa 160 MTonn rispetto alle 519,1 MTonn del 1990, e cioè di giungere nel 2030 ad un totale max. di 360 MTonn.E' questo il valore ipotizzato per lo Scenario I,che corrisponde ad un decremento medio annuo rispetto al 2020, di 0,8 %.

[111] Per il periodo successivo al 2030 non sono note al momento ipotesi verosimili di riduzione delle emissioni di gas serra al livello ufficiale comunitario; ma gli autori di questo studio ritengono che il trend di declino delle emissioni possa/debba continuare anche nei decenni '30 e '40 con tassi di decremento annuali via via più attenuati per tendere verso un asintoto (per ora imprecisato ma) forse dell'ordine di una metà delle emissioni verificatesi nel 1990. In quest'ottica, si è stimato per il 2040, secondo lo Scenario I, un valore di 340 MTonn, che darebbe luogo ad un decremento medio annuo del quinquennio 2031-2040 di circa lo 0,6%.

[112] Tenendo presente quanto detto nella nota precedente, abbiamo ipotizzato per il 2050 e lo Scenario I emissioni di circa 325 MTonn, da cui deriverebbe un decremento medio annuo di circa lo 0,5%. Se comparate con quelle iniziali del 1990 (519,1 MTonn) le emissioni sopra dette corrispondono ad una riduzione di quasi il 38%.

[113] Valore a consuntivo 2010 come si legge in *Nota 10* e si vede in *Fig. 47*. Il decremento medio annuo del 2,8% deriva per confronto con i 574,3 MTonn di emissioni verificatesi nel 2005

[114] Valore a consuntivo 2015 come si legge in *Nota 10* e si vede in *Fig. 47* . Il decremento del 3,2 %/anno rispetto al 2010 come detto in *N.10*, è un valore eccezionale probabilmente dovuto alla crisi economica degli ultimi anni (ved. testo prima di *Fig. 47*).

[115] Per capire le ragioni di questo valore va tenuto presente innanzitutto quanto detto nella *Nota 14* per lo Scenario I, e considerare poi le migliori condizioni generali di sviluppo economico ipotizzate per i prossimi anni. Il tasso medio annuo di decremento che ne deriva rispetto al 2015 (2,4%) continua ad essere notevole.

[116] Tenendo conto di quanto detto in *Nota 15* per lo Scenario I, nell'ottica di accordi comunitari sulla ulteriore necessaria riduzione delle emissioni di gas serra (forse 30% meno di quelli del 1990) si sono supposti per lo Scenario II nel 2030 valori di *CO_2 equivalente* e di decremento medio annuo rispetto al 2020 (345 MTonn ed 1%, rispettivamente) alquanto maggiori ed accelerati di quelli che potrebbero essere assegnati per quello stesso anno all'Italia.

[117] Considerando quanto detto in *Nota 16* per lo Scenario I, si sono ipotizzati per il 2040, secondo lo Scenario II, valori di emissione di circa 320 MTonn, con un decremento (rispetto al 2030) di circa lo 0,8%.

[118] Ancora nell'ottica della necessaria progressiva riduzione di gas serra, abbiamo supposto che nel 2050 si possa giungere in Italia, (Scenario II),a valori di *CO_2 equivalenti* dell'ordine di 300 MTonn: emissioni che, comparate con quelle del 2040, rappresentano un decremento medio annuo di 0.7%; riferite invece al ferimento iniziale del 1990, mostrano una riduzione totale di oltre il 42%

A parte quanto detto sopra in merito alla evoluzione futura fino al 2050, per un raffronto con quelle di produzione geotermoelettrica discusse nel precedente ***paragrafo 6.1.2*** e mostrate in ***Figura 46***, le emissioni dal 2000 al 2015 (tratte da ***Figura 47***) e quelle previste fino al 2050 di cui alla ***Tabella 23***, sono evidenziate graficamente nella seguente ***Figura 48***.

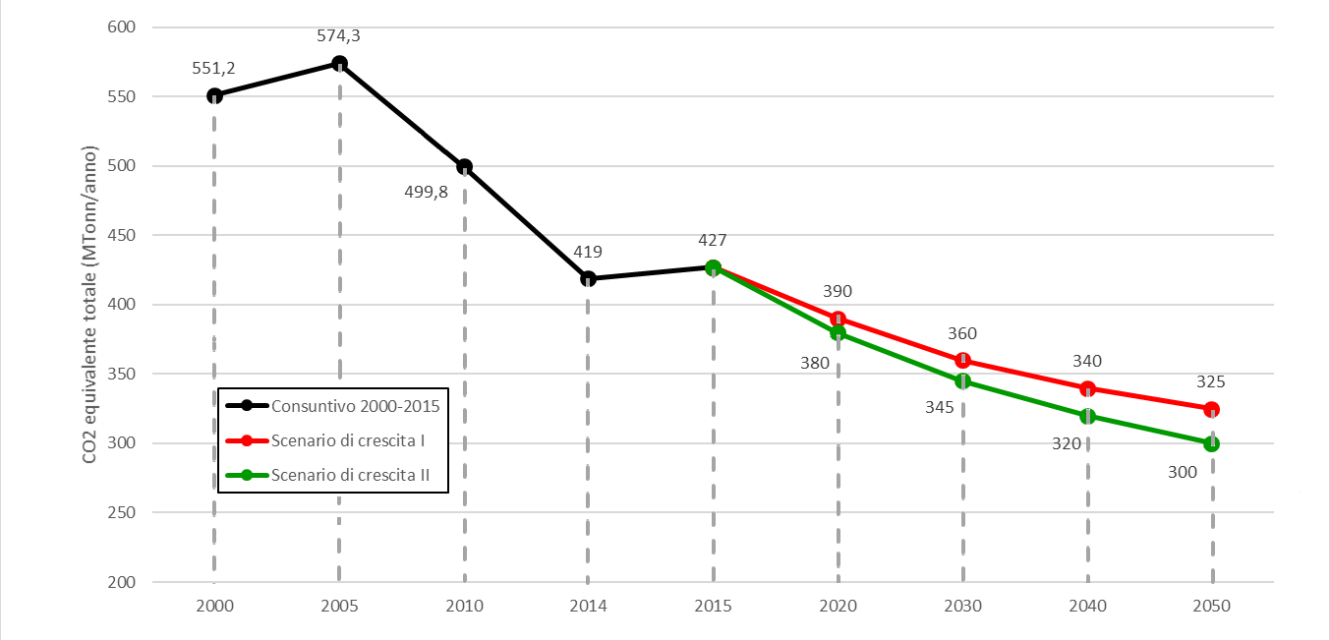


Fig. 48: Emissioni di gas serra in Italia. Consuntivi dal 2000 al 2015 *(tratto di linea nera)****, con ipotesi di decremento dal 2020 al 2050 secondo lo Scenario I*** *(tratto di linea rossa)****, e secondo lo Scenario II*** *(tratto di linea verde)*

6.2) Benefici attesi dallo sviluppo della geotermia fino al 2050

6.2.1) Benefici economici ed ambientali

Da quanto visto nel ***Cap. 4,*** con riferimento in particolare ai dati esposti in ***Cap. 4/Tab. 21***, e tenendo conto dei valori stimati per i consumi di energia e le emissioni di gas nei prossimi due decenni (esposti sopra nei ***paragrafi 6.1.1-6.1.2***, nelle ***Tabelle 22*** e ***23***, e nelle ***Figure 46*** e ***48***), il minor consumo di petrolio equivalente che si potrebbe ottenere, e la CO_2 che si potrebbe evitare di emettere in atmosfera con l'uso di calore geotermico secondo le stime di crescita al 2020-2030-2040-2050 per gli Scenari I e II, incluse le due frazioni di produzione di energia elettrica e quella totale degli usi diretti (con e senza l'impiego di pompe di calore), possono essere riassunti come si vede nella seguente ***Tabella 24***.

Tab. 24: Consuntivi al 2015 e stime fino al 2050 del petrolio risparmiato e della CO_2 evitata con l'uso del calore terrestre in Italia (per produzione di energia elettrica e per tutte le applicazioni dirette, incluse pompe di calore) rispetto al totale dei consumi di energia primaria e dei gas serra rilasciati in atmosfera espressi come CO_2 equivalente

Benefici economici ed ambientali	***2015***		***2020***		***2030***		***2040***		***2050***	
SCENARIO I										
Petrolio equivalente risparmiato	***1482 (kTep/a)***	***0,87 % (a)***	***1595 (kTep/a)***	***0,91 % (a)***	***1847 kTep/a)***	***0,97 % (a)***	***2381 kTep/a)***	***1,13 % (a)***	***3543 kTep/a)***	***1,48 % (a)***
CO_2 equivalente evitata	***4011 (kTonn/a)***	***0,94 % (b)***	***4569 (kTonn/a)***	***1,17 % (b)***	***5140 (kTonn/a)***	***1,43 % (b)***	***6528 (kTonn/a)***	***1,92 % (b)***	***9753 (kTonn/a)***	***3,0 % (b)***
SCENARIO II										
Petrolio equivalente risparmiato	***1482 (kTep/a)***	***0,87 % (a)***	***1658 kTep/a)***	***0,92 % (a)***	***2043 kTep/a)***	***1,02 % (a)***	***2886 kTep/a)***	***1,25 % (a)***	***4497 kTep/a)***	***1,61 % (a)***
CO_2 equivalente evitata	***4011 (kTonn/a)***	***0,94 % (b)***	***4736 (kTonn/a)***	***1,21 % (b)***	***5656 (kTonn/a)***	***1,64 % (b)***	***7859 (kTonn/a)***	***2,46 % (b)***	***12.244 (kTonn/a)***	***4,01 % (b)***

(a) Percentuali riferite al consumo totale di energia primaria di 171 MTep nel 2015, e di 175-190-210-240 per lo Scenario I, o 180-200-230-280 MTep per lo Scenario II, ipotizzati per gli anni 2020-2030-2040-2050, come si vede in ***Tab. 22***.

(b) Percentuali riferite ad emissioni totali di CO_2 equivalenti pari a ~ 427 Tonn/a nel 2015, e di 390-360-340-325 per lo Scenario I, o 380-345-320-300 MTonn/a, ipotizzate per le emissioni totali di CO_2 negli anni 2020-2030-2040-2050, come si vede in ***Tab. 23***.

Dalla ***Tabella 24*** si può desumere che:

- il contributo della geotermia al risparmio di petrolio equivalente, da 0,87% del 2015, può giungere nel 2030 intorno all'1% in entrambi gli Scenari, ma diventare nel 2050 quasi 1,5 % nel caso dello Scenario I, ed oltre l'1,6 % nel caso dello Scenario II. Anche per quell'anno si tratterebbe di valori che dal punto di vista percentuale possono sembrare modesti, ma che non lo sono affatto sul piano economico poichè rappresentano (per i due Scenari di riferimento ipotizzati) circa 3,5 e circa 4,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate, il cui valore nel 2050, secondo ipotesi estrapolabili a quell'anno da quanto detto nel ***Cap. 3/§ 3.3***, è di diversi miliardi di Euro.

D'altra parte, va tenuto presente che l'aumento della produzione geotermoelettrica nel 2050 rispetto a quella del 2015 (2,2 volte nel caso dello Scenario I e 2,7 volte nel caso dello Scenario II), possibile solo con il notevole sperato apporto dei *Sistemi geotermici non convenzionali*, non rappresenta affatto un traguardo finale, ma soltanto una prima tappa verso obiettivi ben più importanti da raggiungere negli ultimi decenni del secolo;

- la quota parte di CO_2 *equivalente* che lo sviluppo della geotermia può far evitare di emettere in atmosfera, partendo dalle 4011 kTonn del 2015, potrebbe nel 2050 più che raddoppiare nel caso dello Scenario I, e più che triplicare in quello dello Scenario II. Il sostanziale aumento di CO_2 evitata atteso dall'uso complessivo della geotermia per gli anni 2031-2050 deriva in parte dal maggiore apporto di produzione che alla frazione geotermoelettrica dovrebbe venire dallo sperato decollo a scala industriale dei *sistemi geotermici non convenzionali*, in parte dal probabile molto più diffuso sviluppo in quel periodo degli usi diretti del calore terrestre, ed in parte anche dalla riduzione complessiva a livello nazionale delle emissioni di gas serra nello stesso periodo, come evidenziato in ***Figura 48***.

Ad ogni modo, tutti i valori dati in ***Tabella 24*** di petrolio equivalente risparmiato e di CO_2 evitata per i due Scenari I e II, possono sembrare anch'essi modesti su base percentuale, ma non lo sono certo in valore assoluto perché corrispondono ad alcuni milioni/anno di tonnellate di combustibili fossili non consumati e dei relativi molti milioni/anno di tonnellate di gas serra scaricati in meno in atmosfera.

Per quanto riguarda in particolare il risparmio di petrolio equivalente basti pensare che, al prezzo attuale alla fonte di circa 50 US$/barile (~350 EU/Tonn[119]), i 3,5 e 4,5 milioni di tonnellate circa risparmiabili con tutti gli usi del calore terrestre nel 2050 nel caso degli Scenari I e II, corrispondono rispettivamente ad oltre 1,2 ed oltre 1,6 miliardi di Euro. Questi valori sarebbero molto importanti già oggi per l'economia italiana; ma secondo le ipotesi di crescita dei costi fatte per questo studio (ved. ***Cap. 3/§ 3.3***) essi possono triplicare o quadruplicare nel 2030 ed almeno quintuplicare nel 2050. Si tratterà perciò di valori notevolmente più importanti di quelli odierni.

6.2.2) Benefici economico-sociali e scientifici

Oltre a quelli di natura tecnica ed ambientale riassunti nel paragrafo precedente, lo sviluppo del calore geotermico fino al 2050 secondo gli obiettivi indicati nel ***Capitolo 4*** per gli Scenari I e II, determinerà notevoli ricadute economico-sociali e scientifiche che si possono quantificare più o meno come segue.

- <u>Nuovi posti di lavoro fisso</u>. Aumenteranno via via nel tempo per giungere gradualmente a:
- 30.000 persone nel 2030, e 50.000 persone nel 2050, *nel caso dello Scenario I* ;
- 50.000 " " " , e 100.000 " " " , *nel caso dello Scenario II*.

Questi posti includono laureati, tecnici ed operai nei settori della ricerca, esplorazione, coltivazione e gestione dei campi geotermici, della perforazione di pozzi, della progettazione e costruzione di impianti, attrezzature e materiali di produzione, nonché di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica generata e del calore prodotto, e di ogni altra attività ad essi complementare.

- <u>Investimenti per attività di esplorazione e coltivazione di risorse geotermiche</u>
- 400 M€ fino al 2030, e 1200 M€ (cumulativi) fino al 2050 *nel caso dello Scenario I*;
- 500 " " " " , e 2000 " " " " " " *nel caso dello Scenario II*.

[119] Per l' equivalenza barile/tonnellata di petrolio ved. ***Nota 42*** in Cap.3. Per il rapporto € /US $, invece, i valori di dicembre 2017 erano intorno a 1,18.

Tali investimenti riguardano salari e stipendi del personale sopra detto e costruzione di macchinari ed impianti necessari allo sviluppo di risorse geotermiche di ogni tipo, ivi inclusi: perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione, installazione di centrali geotermoelettriche e termiche, costruzione di vapordotti ed acquedotti, realizzazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica generata e del calore prodotto, ed ogni altra attività ad esse complementare riguardante la messa a giorno e l'utilizzazione del calore terrestre secondo gli obiettivi di sviluppo indicati nel ***Capitolo 4*** e specificati nel ***Capitolo 5*** per gli aspetti dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

- Attività di ricerca e sviluppo (diverse da quelle per investimento di cui al punto precedente)
- 100 M€ fino al 2030, e 200 M€ (cumulativi) fino al 2050 *nel caso dello Scenario I* ;
- 200 " " " " , e 400 " " " " " " *nel caso dello Scenario II*.

Queste attività interessano tutti i possibili nuovi campi di applicazione della geotermia, in particolare quello della ricerca di base e sperimentazione dei *sistemi geotermici non convenzionali*, definiti nel ***Cap.2/§ 2.4*** e discussi meglio nel ***Capitolo 5***.

Per quanto riguarda in particolare il "progetto finalizzato" di R&S riguardante lo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali*, come illustrato in sintesi nel ***Cap.5/§ 5.4.6,*** si ritiene che, oltre alle attività di studio e ricerca di base, allo scopo di effettuare una sperimentazione sufficientemente ampia dei principali di essi nelle peculiari situazioni geologiche del territorio italiano, e per poter avviare quindi agli inizi degli anni '30 il loro sviluppo commerciale per produzione di energia geotermoelettrica, sia necessario perforare, durante il decennio 2021-2030, da 10 a 20 pozzi profondi fino a 5 km, ubicati in siti geologicamente diversi tra loro. In alcuni di tali siti dovrebbero essere anche installati gruppi geotermoelettrici pilota di diverso tipo con cui effettuare prove prolungate di produzione. Solo così potrà essere assicurata una ragionevole replicabilità delle condizioni di sfruttamento del serbatoio e di esercizio degli impianti di generazione alimentati dai sistemi in parola.

Le attività di questo gruppo non servono però solo a conoscere meglio le condizioni di base dei *sistemi geotermici non convenzionali* ai fini di un loro sfruttamento come fonti autoctone e costanti di energia, ma a dare anche un notevole contributo alla ricostruzione di più dettagliati modelli geologici di profondità in diverse zone del territorio nazionale soggette a fenomeni geodinamici e vulcanologici di immanente grande pericolo. La loro conoscenza via via sempre migliore è una delle condizioni indispensabili per limitare i danni che essi possono procurare in vaste porzioni del nostro Paese.

****

7. Condizioni necessarie per il nuovo sviluppo della geotermia in Italia

7.1) Aspetti generali

Le prospettive descritte nei capitoli precedenti, volte ad evidenziare le possibilità di sviluppo delle risorse geotermiche di alta, moderata e bassa temperatura esistenti nel nostro Paese, con i relativi vantaggi economici, sociali ed ambientali (in particolare, su quest'ultimo punto, per il forte contributo alla limitazione del surriscaldamento atmosferico), rimarrebbero pura esercitazione accademica se su di esse non vi fosse una convinta presa di coscienza da parte della classe politica, con conseguenti decisioni operative a livello nazionale e regionale in materia di strategia energetica di medio e lungo periodo.

Da molti anni ormai non è stata più concepita l'idea, né studiato il problema di fondo dei consumi di energia, né ancor meno emanato un disegno quadro di legge sulla strategia energetica nazionale. Non sono mancati studi con proiezioni di lungo termine promossi da Enti, Associazioni o Gruppi di studio e ricerca in settori specifici dell'energia; ma sembra che nemmeno essi abbiano ricevuto, in anni passati e recenti, alcuna attenzione da parte politica. I soli stimoli di prospettiva verificatisi in campo energetico negli ultimi decenni sono venuti da iniziative di strategia energetica di medio-lungo periodo promosse dall'Unione Europea e varate poi come indirizzo comunitario per i Paesi membri, con risultati collegiali a volte anche molto soddisfacenti. Il migliore esempio a tale riguardo è costituito dal "*Progetto 20-20-20*", che si avvia ormai alla conclusione.
Almeno negli ultimi due decenni, quindi, le attività svolte in Italia nel settore energetico a seguito di indirizzi governativi sono avvenute per *spinta esterna*, o trascinamento indotto, come lo sono, ad esempio, quelle realizzate ed in corso nel quadro del Decreto legge del 15/3/2012 (*Burden Sharing*) che suddivide i compiti e definisce gli obiettivi di ogni Regione d'Italia al fine di raggiungere nel 2020 gli obiettivi nazionali concertati con l'Unione Europea nell'ambito del "*Progetto 20-20-20*".

Le azioni di cui sopra, pur certamente meritorie in molti casi a livello esecutivo, sono state però realizzate per inerzia indotta dalla spinta comunitaria in parola, senza che essa sia stata considerata (come invece avrebbe dovuto essere) occasione propizia e spunto per affrontare seriamente, con il necessario coordinamento politico centrale ed istituzionale, il problema della disponibilità tecnica utile dei diversi tipi di risorse energetiche rinnovabili e non convenzionali esistenti nelle Regioni d'Italia, e delle loro possibilità integrate di sfruttamento, nel quadro della loro accettabilità sociale e dell'impatto ambientale di lungo periodo che quello sfruttamento può causare sui territori interessati. In altre parole, gli obiettivi fissati dal *Progetto 20-20-20* sono stati per l'Italia non tanto una *spinta comunitaria* per affrontare il problema sopra detto con analisi oggettiva della disponibilità di risorse in ogni settore delle fonti di energia rinnovabile e non convenzionale, quanto piuttosto uno *spunto* per assegnare incentivi ai diversi settori in base a criteri di suddivisione e priorità che sono chiari soltanto ai loro ispiratori ed ai vertici politici che li hanno deliberati per legge.

Si sono avuti pertanto: ***i)*** una assegnazione di incentivi molto sbilanciata ***(Ved. Tab. 25)***[120], a favore soprattutto delle fonti "di moda" in certi Paesi dell'Europa centrale e settentrionale caratterizzati da condizioni climatiche, geologiche, agricole, socio-economiche ed ambientali molto diverse da quelle medie italiane; ed ***ii)*** un uso discutibile del territorio, a vantaggio specialmente del settore fotovoltaico, ma a scapito dell'agricoltura e del pascolo, in aree anche pianeggianti o collinari, con il risultato di un ulteriore contributo alla desertificazione su decine di migliaia di ettari.
In merito agli incentivi, con riferimento al 2015, si può notare in tabella 1 che i biocombustibili (gassosi, solidi e liquidi) hanno goduto complessivamente di quasi la metà dello stanziamento totale, seguiti dall'energia eolica con il 27,5 %; per cui la somma dei contributi dati a queste due sole fonti è stata di oltre tre quarti del valore complessivo assegnato a tutte le fonti rinnovabili e non convenzionali esclusa quella fotovoltaica perché conteggiata a parte. Seguirono poi in quell'anno gli incentivi all'energia idraulica (21,5%), mentre l'energia geotermoelettrica, con un esiguo 2,5%, continuò a restare ancora all'ultimo posto.

[120] ***Cataldi, R. (2016).*** *Incentivi alle fonti rinnovabili: dati storici per l'Unione Europea e dati recenti per l'Italia.* Notiziario UGI n. 45 (Agosto 2016; pp 5-6)

Tab. 25 : Incentivi erogati in Italia nel 2015 alle fonti di energia rinnovabile e non-convenzionale (eccetto la fotovoltaica), in M€
(Dall'articolo citato in Nota 120, con dati tratti dal rapporto GSE sugli incentivi del 2015, pubblicata nel 2016, che non riporta però quelli erogati per lo sviluppo della fonte fotovoltaica, calcolati a parte)

Tecnologia	***M€***	***% sul totale***
-Biocombustibili *(biogas + biomassa + bioliquidi)*	***2739***	***48,4***
- Eolica	***1558,2***	***27,5***
- Idraulica	***1218,3***	***21,5***
- Geotermoelettrica	***141,1***	***2,5***
TOTALE *(eccetto fotovoltaica)*	***~ 5657***	***~ 100***

L'atteggiamento politico italiano di trascuratezza nei confronti della geotermia di alta temperatura è stato per altro sempre analogo a quello tenuto da decenni per questa fonte dall'Unione Europea; con la grossa differenza, però, che mentre le risorse geotermiche di alta temperatura sono assai scarse in quasi tutti gli altri Paesi UE, abbondano invece in Italia. Pertanto, far rimanere ingabbiati per anni nella media comunitaria gli incentivi di sviluppo della geotermia, è stato per il nostro Paese nefasto.
Per ulteriori informazioni e maggiori dettagli su questo argomento si rimanda all'articolo di sintesi citato in calce [121], basato su inoppugnabili dati tratti dal rapporto *Subsides and Costs of EU Energy*, commissionato circa tre anni fa dall'Unione Europea alla Ecofys e pubblicato nel Novembre 2014. Il grafico sottostante ***(Fig. 49)***, che deriva da quel rapporto, compare anche nell'articolo citato in Nota 121.
In breve, anche da questo punto di vista, traspare il disinteresse avuto dai vertici politici italiani nei confronti di una delle poche fonti autoctone di energia di cui l'Italia dispone.

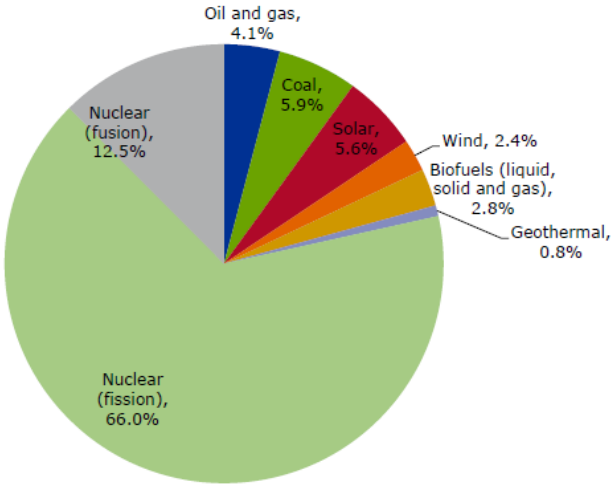


Fig.49 : Percentuali di spese sostenute in Ricerca e Sviluppo dai Paesi dell'EU28 per promuovere diverse forme di energia nel periodo 1974-2007, riferite ad un totale complessivo di <u>87 miliardi di Euro</u>
(Fonte: Figura 3-4 del Rapporto ECOFYS per l'Unione Europea "Subsidies and costs of EU energy"; pag. 29).

In merito sempre alla geotermia pregiata, idonea a produrre elettricità, bisogna comunque ricordare che il Ministero dello Sviluppo Economico, dopo molti sforzi ed ampio dibattito di esperti e di pubblico (rappresentato da Associazioni che operano nei campi dell'ambiente e dell'energia), e con il contributo anche dell'UGI, per promuovere l'utilizzazione a ciclo chiuso di fluidi di media ed alta temperatura al fine di eliminare del tutto il possibile impatto sul territorio, ha varato verso fine 2016 il Documento chiamato "Linee Guida per l'Utilizzazione della Risorsa Geotermica di Media ed Alta Entalpia", che definisce il quadro di riferimento di un Progetto dimostrativo promozionale volto a verificare la fattibilità tecnica dell'idea in cinque siti scelti su proposta di consorzi, investitori ed enti interessati a partecipare all'iniziativa. In ogni sito dovrebbe essere perforato un doppietto di pozzi (produzione e reiniezione) ed installato un impianto a ciclo binario di potenza ≤ 5 MW_e. La potenza massima complessiva installabile per il Progetto in esame sarebbe quindi dell'ordine di 20-25 MW_e

[121] ***Cataldi, R. (2016).*** *Incentivi alle fonti di energia nei Paesi UE.* Notiziario UGI n. 41 (Aprile 2015; pp 8-10)

Anche se alcuni dei suggerimenti fatti dall'UGI non sono stati accolti, non vi è dubbio che se il Progetto avrà l'esito positivo sperato, ed anche se non ci si deve aspettare la replicabilità generale dei suoi risultati, esso non mancherà di avere ricadute positive sulla metodologia di gestione delle risorse geotermiche di alta e moderata temperatura, e sulla maggiore accettabilità sociale dello sviluppo geotermico in zone caratterizzate da vincoli territoriali particolarmente severi.
Tuttavia, come per altro l'UGI ha già fatto presente in sede di discussione delle "Linee Guida" in parola, se è vero che la coltivazione a ciclo chiuso dei serbatoi geotermici può rappresentare una più efficiente modalità di gestione delle risorse estraibili dal sottosuolo, essa non può annullare il deficit termico tra energia estratta dal serbatoio ed energia parzialmente restituita con la reiniezione di fluido a minor temperatura. E' peraltro possibile minimizzare tali conseguenze negative mediante una particolare attenzione nella fase progettuale e nelle modalità di gestione dell' impianto.

D'altra parte, data la limitatezza areale delle zone d'Italia con sistemi idrotermali di moderata ed alta temperatura (max. 1500 km^2, complessivi), il potenziale residuo di energia da essi estraibile per produrre elettricità in tempi di durata industriale, resta quello indicato nei Capitoli 2 e 4.

A parte quanto sopra, sullo sfruttamento di risorse a bassa temperatura per usi diretti mediante pompe di calore geotermiche, si ricorda che, per facilitarne lo sviluppo, è stata introdotta per Decreto governativo, circa tre anni fa (1/7/2014), una tariffa agevolata meglio nota tra gli operatori come tariffa "***D1***". Pur derivante da suggerimenti pervenuti anche in questo caso dall'Unione Europea, quella decisione ha contribuito certamente ad un più accelerato sviluppo della geotermia di bassa temperatura, soprattutto nel settore del riscaldamento urbano.

Ad ogni modo, senza voler sminuire l'importanza delle singole misure legislative varate negli ultimi anni (quelle sopra citate ed altre minori di livello nazionale, nonché diverse misure specifiche prese a livello locale in varie Regioni), resta il fatto che, considerate nell'insieme, esse danno l'idea di una serie di iniziative sporadiche, scollate l'una dall'altra, a volte incoerenti tra loro nelle diverse Regioni, avulse da un quadro unitario e prive di una linea politica nazionale di riferimento.
Ovviamente, quindi, l'appropriata valorizzazione di una risorsa energetica di primaria importanza per il Paese, come la geotermia, non può dipendere da qualche sporadico regolamento nazionale o regionale, ma è vincolata ad una precisa e ferma volontà politica, che si esprima attraverso un organico Piano Energetico (o Strategia Energetica) Nazionale, approvato dal Parlamento e nel quale la geotermia sia riconosciuta nel giusto ruolo che le compete per gli anni avvenire. E ciò anche in vista della urgente necessità di una accelerata *decarbonizzazione*, con il dovuto supporto di attività di studio e ricerca, capaci di orientare l' uso del calore terrestre verso un crescente sviluppo in tutte le sue possibili applicazioni sia di alta temperatura per produrre energia elettrica, sia di bassa temperatura per la climatizzazione estensiva degli edifici e per ogni altro suo uso diretto.
L'accelerato sviluppo della geotermia, d'altra parte, consentirebbe di ottenere un più significativo apporto al bilancio energetico nazionale, ed un contributo ancora più importante alla riduzione dei gas serra, come ribadito e raccomandato dal recente documento ministeriale SEN 2017 *(Strategia Energetica Nazionale- 2017).*

7.2) Misure necessarie ed urgenti per il rilancio della geotermia

Gli obiettivi indicati dalle stime fatte e descritte in dettaglio nei Capitoli 3-4-5 in questo studio sono tecnicamente possibili perché vi sono in Italia le condizioni geologiche e le risorse geotermiche necessarie per conseguirli, e perché essi possono produrre i vantaggi socio-economici ed ambientali che li giustificano.
Il raggiungimento di quegli obiettivi, però, oltre a quanto già fatto fino ad ora ed accennato a grandi linee nel paragrafo precedente, richiede l'attivazione dei seguenti, concatenati, due gruppi di misure.

7.2.1) Misure a livello nazionale ed istituzionale

- Forte impegno del Governo, dei partiti politici e delle istituzioni per varare misure atte a favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia. Tra esse la geotermia dovrebbe coprire uno dei ruoli chiave perché rappresenta la più costante ed affidabile fonte nazionale di energia;

- emissione di un Piano Energetico Nazionale con previsioni di sviluppo, almeno fino al 2030, di tutte le fonti rinnovabili e non convenzionali di energia;

- incentivazioni certe e prolungate per quelle fonti di energia rinnovabile e non convenzionale che hanno il minimo impatto ambientale;

- promulgazione di una o più leggi riguardanti lo sviluppo delle fonti nazionali di energia e formulazione di linee guida per la promozione della geotermia secondo criteri omogenei tra le varie Regioni d'Italia;

- programmi di R&S nel settore delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia , con "progetti finalizzati" per ciascuna di esse;

- per la geotermia, in particolare, è necessario e urgente realizzare entro il 2030 un "Progetto finalizzato di R &S" per la valorizzazione dei *sistemi geotermici non convenzionali*;

- campagne sistematiche di informazione pubblica per illustrare i vantaggi economici ed ambientali derivanti dall'uso del calore della Terra.

7.2.2) Misure a livello regionale e locale*(soprattutto per lo sviluppo degli usi diretti della geotermia)*

- Piano di indirizzo energetico in tutte le Regioni d'Italia, con quantificazione degli obiettivi di crescita nel tempo (almeno fino al 2030) per ognuna delle fonti rinnovabili e non convenzionali di energia.
Per la geotermia, in particolare, ogni Piano regionale dovrebbe poter contare su normative che favoriscano lo sviluppo degli usi diretti come da linee guida indicate nel paragrafo precedente;

- in ogni Regione d'Italia, censimento dei principali poli di consumo di energia al fine di valutare la domanda di calore e quantificare la quota parte di produzione regionale attesa dalla geotermia;

- ancora in ogni Regione italiana, studi comparati di mercato sulla domanda di calore a bassa temperatura;

- quantificazione della CO_2 emessa dalle diverse fonti di energia per il riscaldamento degli ambienti;

- incentivi per modificare i vecchi impianti di riscaldamento in almeno metà degli edifici pubblici e loro sostituzione con impianti alimentati da fonti rinnovabili e non convenzionali di energia, con priorità per quelli alimentati da calore terrestre disponibile sul posto;

- incentivi all'installazione di impianti di climatizzazione geotermici nei nuovi grandi edifici;

- formazione di progettisti, installatori e manutentori di impianti di climatizzazione alimentati da calore naturale, con o senza l'impiego di pompe di calore geotermiche;

- campagne informative nelle scuole superiori e medie sulla natura e le tecnologie per l' uso del calore della Terra e sui benefici che ne conseguono.

****

APPENDICE I
TERMINOLOGIA E METODOLOGIA DI RIFERIMENTO PER LA CLASSIFICAZIONE DEGLI USI DIRETTI DELLA GEOTERMIA

1. Settori di utilizzazione / applicazioni finali

La classificazione adottata dall'UGI prevede una duplice caratterizzazione in funzione dei *settori di utilizzazione finali* del calore utile fornito e della *particolare tecnologia e/o layout ingegneristico* dell'impianto di utilizzazione. I settori di utilizzazione finali considerati sono i seguenti:

a) Climatizzazione ambientale;
b) Usi termali;
c) Usi agricoli (riscaldamento di serre, pastorizzazione, essiccazione, fermentazione ed altri);
d) Acquacoltura;
e) Usi industriali ed altri usi minori [a)].

2. Tecnologie e layout impiantistici

Le tecnologie ed i layout impiantistici sono classificati secondo gli schemi riportati nelle ***Figure 1-2-3*** e qui di seguito descritti. Gli stessi schemi saranno utilizzati come riferimento nel **§ 3** per la definizione delle grandezze energetiche utilizzate nella presente pubblicazione.

2.1) Impianti che utilizzano uno scambiatore di calore ed un circuito secondario

In questo tipo di impianti, il fluido geotermico cede calore ad un fluido vettore secondario collegato all'impianto utilizzatore finale e ad eventuale impianto di integrazione ***(Fig. 1)***. E' la tipologia di impianto più comune per gli impianti singoli nei settori di climatizzazione ambientale, usi industriali, e riscaldamento di serre agricole. Anche gli impianti di teleriscaldamento geotermici possono essere ricondotti al seguente schema impiantistico, considerando lo scambiatore A-B come lo scambiatore principale che alimenta la rete.

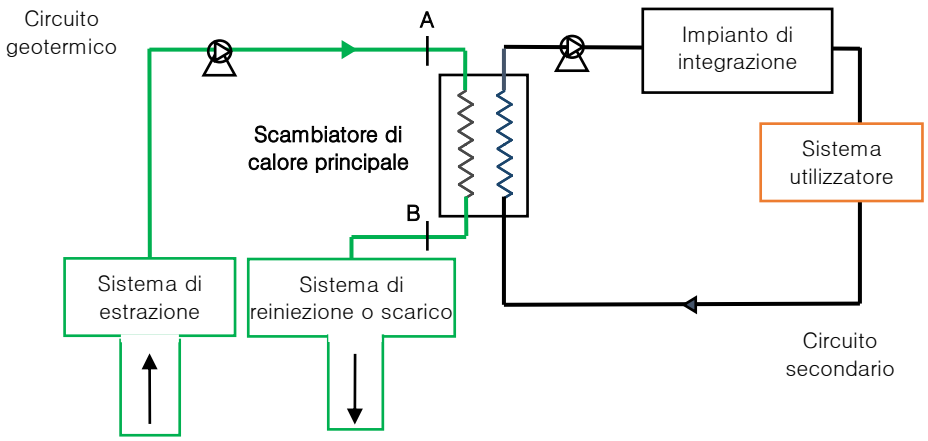


Fig. 1: Schema impiantistico con scambiatore di calore e due circuiti per usi diretti

2.2) Impianti che utilizzano direttamente il fluido geotermico

In questo tipo di impianti, il fluido geotermico viene utilizzato direttamente dall'impianto che essoalimenta, senza l'impiego di circuiti secondari o scambiatori di calore intermediari. Può essere presente un impianto di integrazione al fine di modificare la temperatura o la composizione del fluido ***(Fig. 2)***. Questa è la tipologia di impianto più comune per i gli usi termali e di acquacoltura.

---

a) Con altri *usi minori* si intendono tutti quegli usi che, pur avendo avuto poca o nessuna applicazione in Italia fino ad ora, potrebbero però trovare sviluppo in futuro, come ad esempio: lo scioglimento della neve o del ghiaccio dalle strade urbane e dai marciapiedi, stagionatura di prodotti legnosi, applicazioni tessili e altri possibili usi minori inerenti alle attività industriali.

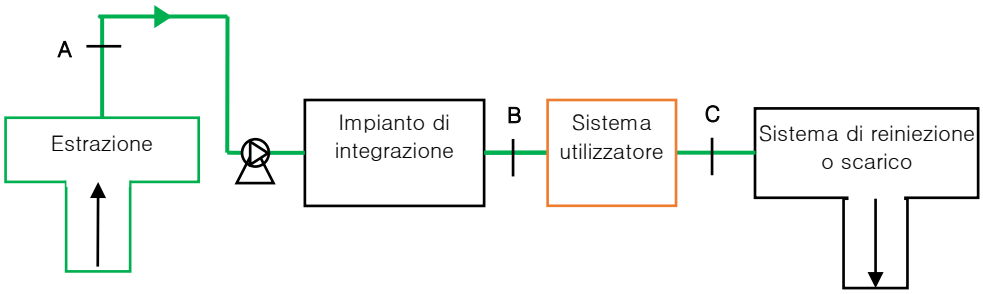


Fig. 2: Schema impiantistico di impianti di utilizzazione diretta del fluido geotermico

2.3) Impianti a pompa di calore geotermica

Rientrano in questo tipo di impianti tutti i sistemi nei quali, indipendentemente dal loro settore finale di applicazione, viene utilizzata una pompa di calore di cui il terreno costituisce una delle due sorgenti termiche ***(Fig. 3)***.

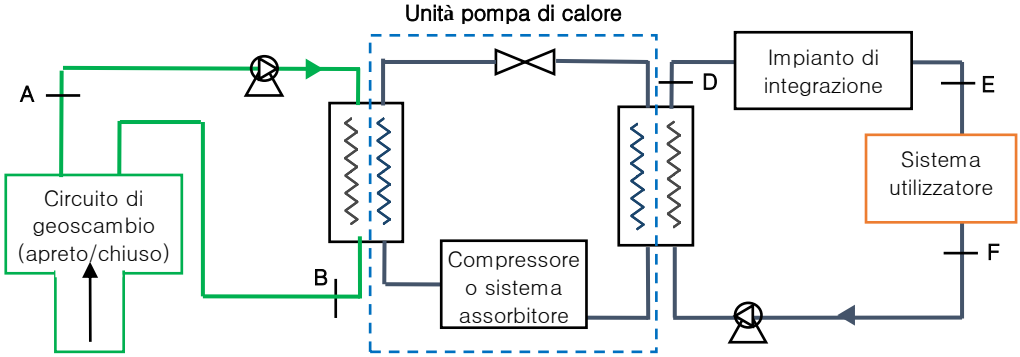


Fig. 3: Schema impiantistico di impianti di usi diretti, con pompa di calore geotermica

Questa categoria può essere ulteriormente suddivisa in funzione della tipologia di geoscambio utilizzata per l'accoppiamento con il terreno. L'attuale metodologia utilizzata dall'UGI si basa sullo schema di seguito illustrato ***(Fig. 4)***.

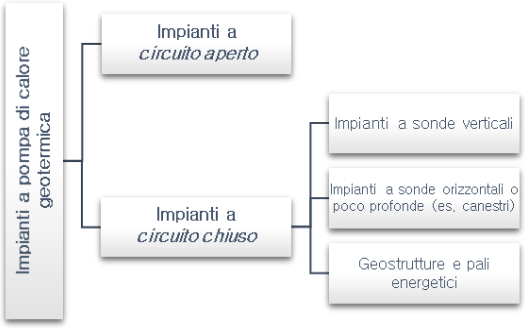


Fig. 4: Classificazione delle più comuni tipologie di geoscambio per impianti a pompa di calore geotermica

2.3.1) Impianti a circuito aperto (open loop)

I sistemi a circuito aperto utilizzano le acque sotterranee come sorgente termica per la pompa di calore. In questi sistemi, il fluido viene estratto tramite pozzi, scambia calore con la pompa di calore e viene successivamente reiniettato nell'acquifero o scaricato in corsi d'acqua superficiali.

2.3.2) Impianti a circuito chiuso (closed loop)

a) *Impianti a sonde verticali*

Le sonde sono costituite da una o più coppie di "tubi ad U" in polietilene alloggiati in pozzi di circa 100 m di profondità e sigillati con cemento bentonitico. All'interno dei condotti viene fatta circolare

una miscela di acqua ed eventuale fluido anticongelante che funge da fluido termovettore per il calore scambiato con il terreno.

b) *Impianti a sonde orizzontali*
Le sonde sono costituite da serpentine di tubi variamente configurate ed alloggiate in trincee nel suolo profonde da 1 a 5 m metri. Rispetto alle sonde a sviluppo verticali sono più economiche da installare, ma necessitano di grandi superfici per lo stendimento delle tubazioni.

c) *Geostrutture e pali di fondazione*
Un'altra possibile configurazione consiste nell'inserimento nei pali di fondazione dell'edificio o della struttura edilizia da climatizzare, di tubi di polietilene. Il principio di funzionamento è il medesimo degli impianti a sonde verticali, tuttavia, vista la limitata profondità delle fondazioni (alcune decine di metri), la potenza termica scambiata con il terreno è generalmente minore. Il grande vantaggio di questa soluzione impiantisca è rappresentata dai bassi costi di installazione, praticamente inglobati nelle spese di costruzione delle fondazioni stesse.
I punti sopra esposti si riferiscono alle configurazioni più comuni, tuttavia sono teoricamente possibili una grande varietà di configurazioni impiantistiche con diverse combinazioni tra gli schemi delle ***Figure 1-2-3*** (es. pompe di calore abbinate ad utilizzi termali o reti di teleriscaldamento). Per ogni impianto è quindi indispensabile una valutazione *ad-hoc* del bilancio dei flussi energetici.

3. Terminologia e metodologia di riferimento per il calcolo delle statistiche
Nei seguenti paragrafi vengono presentate le definizioni e il metodo di valutazione dei valori di "*Potenza installata di riferimento", "Energia geotermica utilizzata", "Fattore di capacità"* relativi agli usi diretti contenuti nella presente pubblicazione.

3.1) Potenza installata di riferimento
Nei sistemi geotermici le condizioni operative variano durante il funzionamento dell'impianto in funzione del livello di sfruttamento e delle caratteristiche della risorsa geotermica. Con il termine *"potenza installata di riferimento"* si intende quindi la potenza termica massima, riconducibile alla fonte geotermica, che l'impianto può fornire al sistema utilizzatore in precise condizioni di riferimento. La valutazione dipende dal tipo di impianto ed in particolare, in riferimento alle ***Figure 1-2-3***, possiamo distinguere i seguenti tipi:

a) *Impianti che utilizzano uno scambiatore di calore ed un circuito secondario* ***(Fig.1)***
In questo caso si intende la potenza nominale di targa dello scambiatore corrispondente al salto entalpico nominale tra i punti A e B della ***Fig. 1***.

b) *Impianti che utilizzano direttamente il fluido geotermico* ***(Fig. 2)***
In questi tipi di impianto non si ha a disposizione alcuna potenza di riferimento o di targa. Tuttavia essendo il concetto di potenza di riferimento legato alla massima disponibilità di potenza termica, si ritiene opportuno riferire questa grandezza alla differenza tra il valore della temperatura del fluido derivato (punto A in ***Fig. 2***) e una temperatura di riferimento scelta arbitrariamente a 15 °C [b)].

---

b) Nel contabilizzare l'energia geotermica è convenzione riferirsi ad una temperatura limite al di sotto della quale non si associa più un contenuto energetico di tipo geotermico al fluido. Tale limite è totalmente arbitrario, in quanto non è collegato a nessun fenomeno fisico. Difatti questo valore è stato continuamente abbassato nel corso degli anni e non si esclude che in futuro subirà ulteriori modifiche. Tuttavia sembra ragionevole, anche in adeguamento alle normative in vigore, suggerire il valore di 15 °C corrispondente alla temperatura media annuale dell'aria in Italia . Se alla fonte il fluido presenta una temperatura inferiore, non deve essere considerato nessun contenuto energetico di tipo geotermico, indipendentemente dalla modalità in cui sarà utilizzato.

***c)** Impianti a pompa di calore geotermica (**Fig. 3**)*

Generalmente i produttori di pompe di calore forniscono il valore nominale di potenza utile fornita e di COP[c)] riferendosi a condizioni stabilite dalla letteratura tecnica (si veda ad esempio la norma EN 14511-2: 2013) per la valutazione delle prestazioni. Questo valore non corrisponde al contributo geotermico fornito al sistema utilizzatore, in quanto comprende anche la potenza in ingresso al compressore o di assorbimento (vedi ***Fig. 5***).

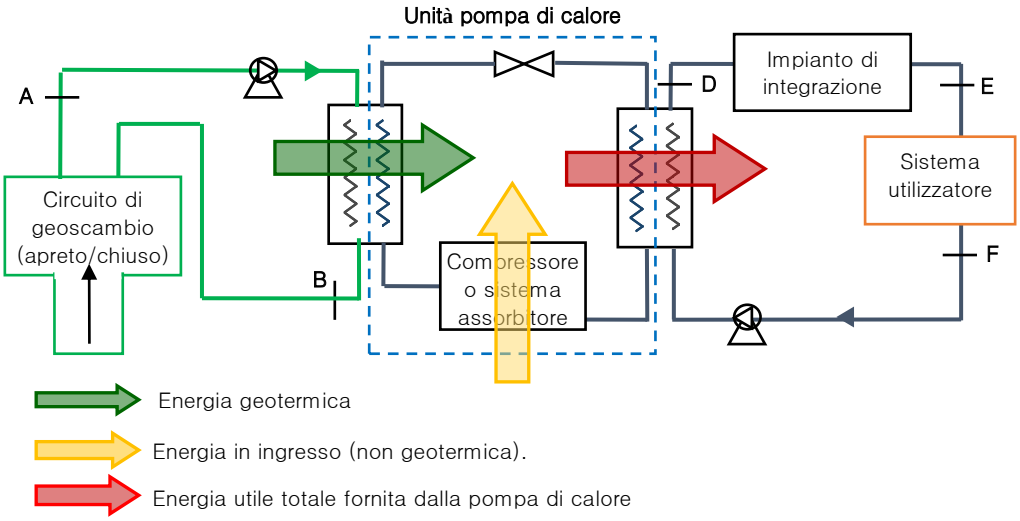


***Fig. 5:** Bilancio dei flussi energetici di una pompa di calore geotermica in modalità riscaldamento*

Per valutare la potenza geotermica di rifermento, associata alla freccia verde in ***Fig.5***, si deve fare riferimento unicamente al salto entalpico tra i punti A e B. Quest'ultimo valore, in condizioni di riferimento, è valutabile attraverso l'equazione [1].

$$P_{th,geo} = P_{th,utile,nom} \cdot \left(1 - 1/COP_{nom}\right) \qquad [1]$$

dove $P_{th,geo}$ è la potenza geotermica installata di riferimento e COP_{nom} è il valore nominale del coefficiente di prestazione della macchina. Il valore del COP varia in funzione delle particolari condizioni operative e dell'efficienza di conversione energetica della macchina. Vista la maggiore diffusione, in questo studio viene utilizzato un valore medio di COP riferito all'efficienza media stagionale delle pompe di calore elettriche (vedi punto **3.2/c**).

3.2) Energia geotermica utilizzata

In analogia alla potenza installata, anche la definizione e la metodologia di valutazione dell'energia geotermica utilizzata negli usi diretti dipende dal particolare tipo di impianto ed in particolare, in riferimento alle ***Figure 1-2-3***, possiamo distinguere i tipi seguenti.

***a)** Impianti che utilizzano uno scambiatore di calore ed un circuito secondario (**Fig. 1**)*

In questo caso si intende che l'energia geotermica utilizzata dal sistema utilizzatore corrisponde al calore scambiato nel periodo di tempo di riferimento (generalmente un anno) attraverso lo scambiatore principale in ***Figura 1***. Qualora non fosse disponibile un valore più affidabile, è possibile stimare l'energia geotermica utilizzata attraverso il valore del *fattore di capacità* tipico per la particolare tipologia di applicazione in esame (vedi paragrafo **3.3**).

---

c)Il COP (Coefficient of Performance) è il rapporto tra la potenza termica utile resa dalla pompa di calore e l'energia in ingresso necessaria al suo funzionamento. Il COP è quindi l'indicatore di efficienza del funzionamento della macchina, Il suo valore cambia a seconda della particolare tecnologia di pompa di calore utilizzata. Per le macchine a compressore elettrico il COP varia tra 2.5÷5. Per le altre tecnologie di pompa di calore (assorbimento o motore endotermico) i valori oscillano tra 1.3 e 1.7. Quest'ultimi valori, che sembrano notevolmente minori rispetto agli altri, si riferiscono però ad un input energetico di tipo termico, ovvero di energia primaria. Un confronto coerente con le macchine elettriche deve prendere in considerazione il rendimento di produzione medio nazionale che in questo studio è assunto pari a 2200 kcal/kWh (2.56 in unità di misura omogenee). In sintesi, in termini di efficienza primaria, le varie tipologie di pompe di calore sono molti simili.

b) *Impianti che utilizzano direttamente il fluido geotermico* ***(Fig. 2)***
Per la valutazione dell'energia geotermica utilizzata in questa tipologia di impianti si fa riferimento alla metodologia descritta nella pubblicazione in calce citata [d)].

c) *Impianti a pompa di calore geotermica* ***(Fig. 3)***
L'energia geotermica utilizzata da questa tipologia di impianto viene riferita alla potenza geotermica installata definita nella sezione 3.1) In altre parole, ci si riferisce al calore scambiato nel periodo di tempo di riferimento all'evaporatore della pompa di calore durante la modalità di funzionamento invernale. Tale valore è difficilmente quantificabile data l'estrema variabilità dei numerosi parametri che ne determinano il valore (COP reale, ore di funzionamento, caratteristiche del carico termico, caratteristiche del circuito geotermico, caratteristiche del terreno, ed altri). Per questa pubblicazione si è quindi utilizzata la metodologia normativa prevista dalla decisione della Commissione UE 114/2013 che stabilisce gli orientamenti relativi al calcolo da parte della quota di energia da fonti rinnovabili prodotta a partire da pompe di calore per le diverse tecnologie a pompa di calore.

3.3) Fattore di capacità

Il fattore di capacità (FC) è dato dal rapporto tra la quantità di energia termica utile fornita durante un periodo di tempo (generalmente un anno per le statistiche) e la fornitura teorica di energia termica che l'impianto avrebbe potuto fornire se avesse operato alla piena potenza di riferimento in modo continuativo nel tempo.
Da notare che, come illustrato nelle sezioni precedenti, sia la definizione di potenza di riferimento, sia quella di energia utile è diversa a seconda dello specifico settore di applicazione. Ne consegue che anche l'interpretazione del fattore di capacità dipende dallo specifico settore di utilizzo: i valori di FC sono perciò confrontabili solo all'interno dello stesso settore di utilizzazione. Confrontare i fattori di capacità di sistemi che sfruttano scambiatori di calore (come le reti di teleriscaldamento) con sistemi come quelli termali può non fornire informazioni significative. Può invece essere interessante utilizzare questo parametro per stimare l'energia utile fornita quando è nota la potenza di riferimento, o viceversa, in mancanza di dati.

4: Criteri utilizzati per l'aggregazione delle statistiche

Al fine di rendere più sintetiche le statistiche presentate, considerando le tipologie di impianto più comuni in Italia, tutte le tabelle relative allo stato attuale ed allo sviluppo previsto per gli usi diretti saranno aggregati, oltre che per settore di utilizzazione finale (vedi paragrafo **1**), secondo le seguenti tipologie di utilizzazione.

a) *Impianti di utilizzazione singoli*
Il sistema di estrazione/reiniezione o scarico è collegato ad un unico sistema utilizzatore.

b) *Impianti di teleriscaldamento*
Il sistema di estrazione/reiniezione o scarico è collegato a più sistemi utilizzatori, anche appartenenti a diversi settori di applicazione finali.

c) *Impianti che utilizzano pompe di calore*
L'analisi di questa particolare tecnologia è particolarmente importante vista la diffusione e la rilevanza ai fini statistici degli impianti che utilizzano pompe di calore accoppiate al terreno.

---

d) ***Cataldi, R.., Conti, P. (2013).*** *Energy balance of the Italian hydrothermal spa system.* Atti dell' "European Geothermal Congress 2013"; Pisa, 3 - 7 Settembre 2013; Paper n. HS4-15.

APPENDICE II

IL CEG-Lab: LABORATORIO GEOTERMICO DEL CO.SVI.G. A LARDERELLO

Nel Novembre 2015 è stato inaugurato a Larderello il CEGLab (Laboratorio del Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello), un centro di competenze avanzate in geotermia, realizzato dal Co.Svi.G./ Consorzio per lo Sviluppo della Geotermia, con il supporto della Regione Toscana. L'obiettivo è di contribuire alla diffusione dell'innovazione e del trasferimento di tecnologie per valorizzare l'energia geotermica, con particolare riguardo ai suoi usi diretti.

Fig. II/1:Sede del CEGLab del CoSviG a Larderello

Il CEGLab, opera in sinergia con i laboratori dei Dipartimenti di Scienze della Terra e di Chimica, e di quello della Facoltà di Ingegneria dell'Università di Pisa, formando così una rete di laboratori in potenziale espansione. Esso è stato quindi concepito per effettuare prove e sperimentazioni su prototipi e prodotti che consentano il miglioramento delle tecnologie geotermiche riguardanti le risorse e gli impianti.

La gamma dei servizi offerti dal laboratorio permette di operare nei vari settori per lo studio della risorsa, della geologia/idrogeologia dei campi geotermici e dell'impiantistica connessa. In particolare, le attività condotte all'interno del CEGLab, sono finalizzate ad eseguire misure e caratterizzazioni delle risorse geotermiche e dei fluidi, attraverso:

- analisi dei parametri chimico-fisici e degli isotopi stabili dell'ossigeno e dell'idrogeno dei fluidi campionati, anche al fine di adottare buone pratiche in materia di coltivazione sostenibile degli acquiferi e dei serbatoi geotermici, a bassa ed alta temperatura;
- misure geotermiche per sistemi a circuito chiuso, finalizzate ad ottimizzare la progettazione di campi sonde geotermiche (sia verticali che orizzontali);
- studi sui processi di scaling e corrosione che i fluidi geotermici inducono nelle differenti tipologie di impianti geotermici per la generazione elettrica e gli usi termici. Un'autoclave con circuito dinamico associato alla parte statica, altamente innovativa ed unica nel suo genere, consente di offrire un servizio analitico di supporto alle aziende che operano nel settore geotermico e che utilizzano fluidi "complessi", ricchi in CO_2, sali, etc.., presenti nei campi geotermici ad acqua dominante laziali, toscani e campani;
- studi su materiali e sperimentazioni di soluzioni impiantistiche innovative tramite strumenti (da campo e non) a supporto della realizzazione e manutenzione dei sistemi di distribuzione del calore;
- tests di funzionamento dei sistemi a pompa di calore geotermica, attraverso pompe di calore trasportabili per prove in differenti località ed un impianto pilota fisso, operante in condizioni di temperatura estreme, nell'ottica di ottimizzare l'uso della risorsa e la valorizzazione globale degli usi diretti del calore, a servizio di smart city e (piccole) reti di telecondizionamento.

Un sistema di controllo in remoto delle reti di monitoraggio, dei sensori e degli strumenti utilizzati sul campo, consente al CEGLab di operare come centro per la gestione, lo studio e la sperimentazione di sistemi di raccolta e trasmissione di dati wireless, raccolti in un unico database accessibile in via remota.

Il laboratorio si rivolge ad organismi di ricerca in ambito geologico ed ingegneristico, agli enti pubblici coinvolti in progetti di valorizzazione del calore geotermico pubblici e attivi nel monitoraggio e sviluppo dei territori, nonché alle aziende impegnate nelle difficili ricerche e realizzazioni impiantistiche geotermiche. Inoltre il CEGLab è una struttura a supporto della formazione ed aggiornamento delle nuove generazioni di tecnici che saranno chiamati ad operare in progetti per la valorizzazione delle risorse geotermiche.

Maggiori informazioni su laboratorio sono disponibili all'indirizzo ***www.ceglab.it***.

APPENDICE III

SVILUPPO DELLA PRODUZIONE GEOTERMOELETTRICA 2000-2015 E STIME DI CRESCITA FINO AL 2030, CON PROIEZIONI AL 2050

- Specifiche dei dati usati e dei calcoli fatti per lo sviluppo quinquennale -

Note generali di riferimento

- ***Potenza installata:*** valori lordi in MW_e, effettivi per il 2000, 2005, 2010 e 2015 (come da dati pubblicati dall'Enel) ed approssimati alla diecina per i valori stimati dei quinquenni successivi;
- ***Elettricità prodotta:*** valori lordi in TWh/a, effettivi per 2000, 2005, 2010 e 2015 (come da dati pubblicati dall'Enel) ed approssimati al primo decimale per i valori stimati dei quinquenni successivi;
- ***Energia primaria risparmiata:*** valori in kTep/a, effettivi per il 2000, 2005, 2010 e 2015 ed approssimati all'unità per i valori stimati dei quinquenni successivi. I valori di stima sono stati calcolati in base ai criteri esposti nel ***Cap. 3/§ 3.2.1*** e ***§ 3.2.2***, usando il fattore moltiplicatore 220;
- ***CO_2 evitata:*** valori in kTonn/a, effettivi per il 2000, 2005, 2010 e 2015 ed approssimati all'unità per i valori stimati dei quinquenni successivi. I valori di stima sono stati calcolati in base ai criteri esposti nel ***Cap. 3/§ 3.2.1*** e ***§ 3.2.2***, usando il fattore moltiplicatore 2,8.

Scenario I

Situazione al 2000

- ***Potenza installata: 715 MW_e***
- ***Elettricità prodotta: 4,71 TWh/a***
- ***Energia primaria risparmiata: 4,71 x 220 = 1036 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1036 x 2,8 = 2901 kTonn/a***

Situazione al 2005

- ***Potenza installata: 810,5 MW_e***
- ***Elettricità prodotta: 5,21 TWh/a***
- ***Energia primaria risparmiata:5,21 x 220 = 1146 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1146 x 2,8 = 3209 kTonn/a***

Situazione al 2010

- ***Potenza installata: 882,5 MW_e***
- ***Elettricità prodotta: 5,34 TWh/a***
- ***Energia primaria risparmiata: 5,34 x 220 = 1175 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1175 x 2,8 = 3290 kTonn/a***

Situazione al 2015

- ***Potenza installata: 915,5 MW_e***
- ***Elettricità prodotta: 5,82 TWh/a***
- ***Energia primaria risparmiata: 5,82 x 220 = 1280 kTep/a***
- ***CO_2 evitata:1280 x 2,8 = 3584 kTonn/a*** [1]

NB. Le note della presente Appendice III, sono numerate indipendentemente rispetto al testo, ripartendo dal n. 1

[1] Anche se gli impianti geotermici italiani, confermando la tendenza alla diminuizione dei gas trascinati dal fluido, hanno emesso in media nel 2015 circa 325 grammi di CO_2/kWh_e (che per i 5,82 TWh prodotti corrispondono a 1,92 kTonn), per i motivi detti nel paragrafo 3.2.2/c del testo, si assume *convenzionalmente* per questo studio che la CO_2 evitata sia tutta quella non emessa da centrali termoelettriche per la stessa energia prodotta. Il corrispondente *valore convenzionale* , calcolato in base al fattore moltiplicatore 2,8 é, appunto, 3584 kTonn/a.
Lo stesso criterio è stato seguito per valutare la CO_2 evitata nei precedenti anni 2000-2005-2010 e verrà applicato anche nel seguito per calcolare quella stimata per i successivi anni di cadenza quinquennale, fino al 2050. Si fa però anche l'ipotesi che il mix dei combustibili fossili nei prossimi 3-4 decenni, ed il coefficiente di utilizzazione degli impianti, rimangano circa eguali a quelli odierni.

Stime al 2020

- ***Potenza installata: 960 MW_e*** [2]
- ***Elettricità prodotta: 6,1 TWh/a*** [3]
- ***Energia primaria risparmiata: 6,1 x 220 = 1342 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1342 x 2,8 = 3758 kTonn/a***

Stime al 2025

- ***Potenza installata: 1020 MW_e*** [4]
- ***Elettricità prodotta: 6,4 TWh/a*** [5]
- ***Energia primaria risparmiata: 6,4 x 220 = 1408 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1408 x 2,8 = 3942 kTonn/a***

Stime al 2030

- ***Potenza installata: 1070 MW_e*** [6]
- ***Elettricità prodotta: 6,7 /TWh/a*** [7]
- ***Energia primaria risparmiata: 6,7 x 220 = 1474 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1474 x 2,8 = 4127 kTonn/a***

---

[2] Il rapporto sulle previsioni di sviluppo della geotermia nel mondo presentato al più recente Congresso Geotermico Internazionale dell'IGA (R. Bertani; Atti del WGC2015, rapporto n. 01001) indica per l'Italia al 2020 una potenza installata di 1000 MW_e. Ma siccome sembra che l'Enel non conti di installare entro i prossimi 4 anni, nelle sue concessioni in Toscana, più di due nuovi gruppi da 20 MW_e cadauno, è arduo pensare che operatori Terzi possano giungere ad installare entro i prossimi 3-4 anni, in Toscana e/o in altre Regioni d'Italia, 40-45 MW_e addizionali in modo da arrivare nel 2020 a 1000 MW_e. Si suppone perciò in questo studio che, partendo dai 915,5 MW_e installati al Dicembre 2015, vengano installati entro il 2020 due nuove unità da 20 MW_e nelle suddette concessioni dell'Enel, ed uno o più piccoli gruppi, per un totale max. di 5 MW_e, da parte di operatori Terzi, in una o più zone di altre Regioni d'Italia, diverse da quelle in concessione all'Enel.
Con tali ipotesi, si giungerebbe nel 2020 ad una potenza totale installata di 960 MW_e. Ne deriverebbe un incremento medio annuo, rispetto al 2015, di circa l'1%. Quanto al tipo di impianti, si prevede che quasi tutti saranno nel 2020 del tipo a condensazione, con una minima presenza anche di unità a ciclo binario (5-6 MW_e in tutto). Si prevede inoltre che tutti gli impianti di quell'anno saranno alimentati da vapore, o da miscele acqua-vapore, provenienti da sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura.

[3] Si ipotizza che la potenza totale sopra detta (a causa della ridotta disponibilità annua degli impianti e del fluido geotermico) funzioni a pieno carico per un tempo corrispondente a 6350-6400 ore/anno. L'aumento di produzione dal 2016 al 2020 (da 5,82 a 6,1 TWh/a) avverrebbe allora con un tasso di crescita medio dell'1% circa all'anno.

[4] Per disposizioni di legge, tutte le concessioni attualmente assegnate in esclusiva all'Enel nelle quattro Provincie di Pisa, Livorno, Grosseto e Siena, scadranno nel 2024; ma, data la rilevanza socio-economica ed ambientale che la produzione di energia geotermo-elettrica ha su questa porzione del territorio toscano, si suppone che i possibili effetti sul tessuto industriale dell'area, derivanti dalla legge stessa, saranno considerati attentamente con adeguato anticipo in sede politica al fine di evitare il verificarsi di rallentamenti o interruzione dei programmi di sviluppo della geotermia nelle zone coinvolte delle Provincie sopra dette, ed indirettamente anche su altre aree italiane di possibile interesse per la produzione di energia geotermoelettrica.
Con tale ipotesi, si ritiene possibile un aumento nel periodo 2021-2025 della potenza installata da 960 a 1020 MW_e complessivi, così distribuiti: 980-1000 MWe in Toscana e 30 MW_e max. in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare. Gli impianti (tutti a condensazione, ad eccezione di 20-30 MW_e circa a ciclo binario) sarebbero alimentati con fluidi di alta e media temperatura prodotti solo da sistemi idrotermali. L'incremento medio di potenza installata sul totale del quinquennio sarebbe di circa l'1,2 % all'anno.

[5] Si suppone che, per la ridotta disponibilità parziale nell'anno degli impianti e del fluido geotermico, l'energia geotermoelettrica prodotta nel 2025 corrisponda a quella di funzionamento di tutta la potenza installata a pieno carico per un periodo di circa 6300 ore/anno. Si avrebbero allora un incremento nel quinquennio 2021-2025 da 6,1 a 6,4 TWh/a, ed un tasso di crescita medio annuo dell'1,1 % circa.

[6] Se avviato con lavori di campagna nei primi anni '20, il Progetto di R&S finalizzato agli Studi di Riconoscimento e Prefattibilità dei *sistemi geotermici non convenzionali*, proposto nel Capitolo 5 di questo studio, potrebbe essere giunto, verso la fine del prossimo decennio, ad uno stadio abbastanza avanzato, ma insufficiente per far prendere, ben prima del 2030, la decisione di impostare e svolgere in parte un progetto di sviluppo a scala commerciale di qualcuno dei *sistemi geotermici non convenzionali*. Si ipotizza perciò che, fino a tutto il 2030, la produzione di energia geotermoelettrica italiana provenga soltanto dai sistemi idrotermali.
Con questa ipotesi, si stima che la potenza installata possa aumentare, rispetto al 2025, di una cinquantina di MW_e, per giungere nel 2030 intorno a 1070 MW_e. Si avrebbe allora un incremento medio annuo di potenza nel quinquennio 2026-2030 di circa l'1%.
Gli impianti di produzione sarebbero ancora in grande maggioranza (ovvero 950-1000 MW_e) a condensazione, ma con notevole aumento del numero di unità a ciclo binario di piccola taglia (1-5 MW_e) per complessivi 80-100 MW_e.
Per l'ubicazione degli impianti, si pensa che tutte le unità di potenza a condensazione ed alcune di quelle a ciclo binario di piccolo taglia (per complessivi 1000 MW_e circa) saranno installate in Toscana, mentre tutte le altre unità di piccola taglia a ciclo binario (per un totale di circa 70 MW_e) saranno ubicate in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare.

[7] Considerando la disponibilità parziale annua dei gruppi generatori e del fluido di alimentazione ad essi necessario, si stima che la suddetta potenza totale di 1070 MW_e generi nel 2030 circa 6,7 TWh, equivalente ad una produzione a pieno carico di 6300 h/anno. Rispetto ai 6,4 TWh/anno del 2025, si avrebbe allora per il quinquennio 2026-2030 un incremento medio annuo di circa l'1%.

Proiezioni al 2035

- ***Potenza installata: 1150 MW_e*** [8]
- ***Elettricità prodotta:7,3 TWh/a*** [9]
- ***Energia primaria risparmiata:7,3 x 220 = 1606 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1606 x 2,8 = 4497 kTonn/a***

Proiezioni al 2040

- ***Potenza installata: 1350 MW_e*** [10]
- ***Elettricità prodotta: 8,5 TWh/a*** [11]
- ***Energia primaria risparmiata:8,5 x 220 = 1870 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1870 x 2,8 = 5236 kTonn/a***

---

[8] Le ipotesi di base per le proiezioni di crescita della produzione geotermoelettrica dal 2031al 2050 sono: il massimo sviluppo possibile (nei limiti di sostenibilità delle risorse estraibili per almeno 25 anni) da *sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura*, e la fattibilità tecnico-economica di almeno alcuni dei *sistemi geotermici non convenzionali*. Per questi si suppone che il Progetto di R&S finalizzato agli Studi di Riconoscimento e Prefattibilità proposto in questo studio (ved. Cap. 5) sia stato concluso con esito positivo prima del Dicembre 2030, ed abbia consentito inoltre di avviare già a quella data un progetto commerciale di sviluppo di qualcuno dei *sistemi non convenzionali*. Solo in questo modo, infatti, vi sarebbe il tempo per mettere in produzione entro il 2035 una prima centrale di potenza azionata da un sistema geotermico diverso da quelli idrotermali.
Su queste basi, si pensa che la potenza installata secondo lo Scenario I possa giungere nel Dicembre 2035 a 1150 MW_e, di cui circa 1000 MW_e alimentati con fluidi prodotti da sistemi idrotermali, e 50 MW_e circa alimentati da calore naturale estratto da uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*. Di quale tipo di sistema potrà trattarsi, e della zona di sua più probabile ubicazione, sono state fatte nel testo alcune ipotesi, per cui ad esse si rimanda. Si può aggiungere qui soltanto che l'impianto alimentato da un *sistema non convenzionale* potrebbe avere caratteristiche tecnologiche abbastanza diverse e più avanzate di quelle degli impianti tradizionali.
Per la distribuzione sul territorio nazionale, a prescindere dal tipo di impianti, ma supponendo che lo sviluppo dei sistemi idrotermali possa già essere stato consolidato in tutte le zone nazionali di possibile interesse, si ipotizza che ±1050 MW_e possano essere installati in Toscana, ed un centinaio circa in altre Regioni (probabilmente Lazio, Campania, Sicilia e forse Sardegna). Si verificherebbe allora nel 2035, rispetto ai 1070 MW_e del 2030, un incremento di potenza dell'ordine di 1,5% all'anno, con un piccolo ma significativo contributo dei primi 50 MW_e circa di potenza alimentata da un *sistema non convenzionale*.

[9] Da quanto sopra (ammettendo che la disponibilità congiunta dell'insieme impianti-fluidi estraibili da serbatoi geotermici sia in media quella corrispondente a 6300-6400 h/a) si avrebbe nel 2035 una produzione di circa 7,3 TWh/a, ivi incluso il piccolo ma importante apporto di circa 0,3 TWh prodotti da un sistema geotermico diverso da quelli idrotermali. Quell'apporto sarebbe il segnale di una svolta tecnologica della geotermia italiana di grande rilevanza. L'incremento medio di produzione rispetto al 2030 sarebbe allora circa 1,7% /anno.

[10] Per lo sviluppo nel periodo 2035-2040 si suppongono, da una parte, lo sfruttamento a ritmi sostenibili dei *sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura*, e dall'altra il consolidamento delle tecnologie di coltivazione del calore della Terra da uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*, con l'avvio di uno-due nuovi progetti di loro sviluppo a scala commerciale. Di conseguenza, mentre si può immaginare un notevole incremento di potenza per gli impianti alimentati da *sistemi non convenzionali*, bisogna però considerare il possibile inizio (o la conferma di un inizio già avvenuto in anni precedenti) di un "affaticamento" produttivo dei campi geotermici a sistema idrotermale, soprattutto di quelli di più antica coltivazione esistenti in Toscana.
In breve, per lo Scenario I si immagina che l'incremento di potenza degli impianti geotermoelettrici non potrà più derivare da un sia pur modesto aumento di portata dei fluidi da sistemi idrotermali, ma potrà solo provenire, in minima (eventuale) misura da miglioramenti di efficienza degli impianti a condensazione ed a ciclo binario, e soprattutto (anzi quasi esclusivamente) dallo sviluppo di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*. In altre parole, si suppone che nel periodo 2035-2040 (se non già un pò prima) i sistemi idrotermali siano giunti al loro massimo sviluppo possibile. Si pensa allora che, a fine 2040, la potenza complessiva dei 1350 MW_e stimati includerà 1000 MW_e alimentati da *sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura* (impianti prevalentemente a condensazione, con molte piccole unità a ciclo binario) e 350 MW_e circa formata da impianti azionati con calore estratto da *sistemi geotermici diversi da quelli convenzionali*.
L'incremento complessivo di potenza del quinquennio (dai 1150 MW_e del 2035 ai 1350 MW_e stimati al Dicembre 2040) sarebbe allora di un cospicuo 3,3% all'anno, in gran parte dovuto allo sviluppo di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*.
Sulla ubicazione degli impianti si può pensare che circa 1100 MW_e (900-950 MW_e da sistemi idrotermali ed il resto da sistemi differenti) possano risultare installati in Toscana, e 250 MW_e circa in altre Regioni d'Italia (Lazio, Campania, Sicilia, Sardegna e forse qualche altra, a seconda dei tipi di sistema non convenzionale che potranno essere giunti allora a maturazione commerciale. Nel testo (Cap. 4/paragrafo 2) sono indicate le Regioni d'Italia in cui i diversi tipi di sistema non convenzionale hanno maggiore probabilità di sviluppo.

[11] In merito alla produzione (supponendo anche qui una disponibilità parziale annua dei gruppi generatori e del fluido di alimentazione necessario per tutti gli impianti utilizzati e per i sistemi geotermici sfruttati), si stima che la potenza totale di 1350 MW_e possa generare nel 2040 circa 8,5 TWh, equivalenti ad una produzione a pieno carico di 6300 ore/anno.
Rispetto ai 7,3 TWh/a del 2035, si avrebbe allora per il quinquennio 2036-2040 un incremento medio annuo di 3,1 %. Sarebbe un incremento appena inferiore a quello della rispettiva potenza, dovuto al possibile "affaticamento" produttivo, sopra menzionato, dei sistemi idrotermali. Sarebbe comunque un incremento cospicuo, attribuibile soprattutto alla auspicata entrata in produzione dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

Proiezioni al 2045

- ***Potenza installata: 1600 MW_e*** [12]
- ***Elettricità prodotta: 10,2 TWh/a*** [13]
- ***Energia primaria risparmiata: 10,2 x 220 = 2244 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 2244 x 2,8 = 6283 kTonn/a***

Proiezioni al 2050

- ***Potenza installata: 2000 MW_e*** [14]
- ***Elettricità prodotta:13 TWh/a*** [15]
- ***Energia primaria risparmiata: 13 x 220 = 2860 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 2860 x 2,8 = 8008 kTonn/a .***

---

[12] Per il quinquennio 2041-2045 si ipotizza, secondo lo Scenario I, che il potenziale produttivo dei sistemi idrotermali italiani di alta e moderata temperatura possa aver già raggiunto il suo massimo e che si tratti quindi di gestirne lo sfruttamento al meglio della sua declinante sostenibilità di potenza complessiva. Al tempo stesso, si ipotizza che diversi tipi di *sistema geotermico non convenzionale* abbiano già raggiunto a cavallo del 2040 la piena maturazione tecnica e commerciale e che il loro sviluppo a scala industriale possa dispiegarsi su almeno 3-4 diversi importanti progetti in differenti zone d'Italia di terra e di mare poco profondo.
Su tali basi, si ipotizza che la potenza complessiva passi da1350 MW_e del 2040 a 1600 MW_e del 2045, con un tasso di incremento medio annuo del 3,5%; valore nel complesso notevole ma dovuto esclusivamente al forte aumento ipotizzato per lo sviluppo dei *sistemi non convenzionali*, che consentirebbe di compensare abbondantemente il probabile lento declino dei sistemi idrotermali. La potenza di questi ultimi, infatti, passerebbe dai 1100 MW_e del 2040 ai 1050 MW_e del 2045, mentre quella dei *sistemi non convenzionali* aumenterebbe nello stesso periodo da 250 a 550 MW_e.
Per l'ubicazione sul territorio nazionale, si può pensare che 1200 MW_e circa (850-900 MW_e da sistemi idrotermali e 300-350 MW_e da *sistemi non idrotermali*) possano trovarsi in Toscana, mentre 400 MW_e circa si troverebbero in altre Regioni d'Italia tra quelle indicate nel Cap. 4/ paragrafo 2, a seconda del tipo di sistema non convenzionale che potrà essere stato sviluppato in ciascuna di esse.

[13] Quanto alla produzione del 2045 (sapendo che vi sarà sempre per tutti i sistemi geotermici soggetti a sfruttamento intensivo, e sempre pure per tutti gli impianti generatori una disponibilità parziale nell'arco di un anno di fluido e di ore di funzionamento), si stima che i 1600 MW_e di potenza totale sopra ipotizzati possano generare nel 2045 circa 10,2 TWh, equivalenti alla produzione a pieno carico di circa 6400 ore/anno. Rispetto agli 8,5 TWh/a del 2040, si avrebbe allora nel 2045 un incremento medio annuo del 3,5 %. Si tratta di un incremento importante dovuto esclusivamente alla maggiore produzione dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

[14] Si ipotizza che il quinquennio 2046-2050 possa rappresentare (anche nel caso del più prudente Scenario I) il periodo di affermazione definitiva della possibilità di sfruttare il calore della Terra da ogni tipo di sistema geotermico di alta e moderata temperatura, idrotermale e non, con maturazione tecnologica già avvenuta ed applicabile in tutte le aree di anomalia termica, in funzione prevalentemente (se non solo) della sua economicità rispetto ad altre fonti di energia e di fattori locali di ordine ambientale e territoriale.
Su questa base si ritiene che continuerà ancora (anche se a ritmi via via più contenuti nel tempo) lo sfruttamento dei sistemi idrotermali, ma che prenderà definitivamente piede, ed in modo accelerato, lo sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* con l'esecuzione nel quinquennio, in zone non solo di terra ferma ma anche marine, di 7-8 importanti progetti di geotermia avanzata. In quest'ottica si suppone che la potenza installata a fine 2050 possa giungere a 2000 MWe, di cui un migliaio circa alimentati da sistemi idrotermali, ed altri 1000 da vari tipi di *sistema non convenzionale*. I primi (ancora molto significativi in valore assoluto e relativo) continuerebbero a manifestare un trend di lento ma inesorabile declino; mentre i secondi sarebbero in piena fase giovanile di sviluppo.
L'incremento medio annuo generale di potenza che ne deriverebbe rispetto ai 1600 MW_e del 2045 (e cioè 4,6 % circa) sarebbe perciò attribuibile, solo ed esclusivamente, alla forte crescita dei *sistemi non convenzionali*.
La distribuzione sul territorio nazionale vedrebbe ancora al primo posto la Toscana con un 1300 MW_e (circa 800 MW_e da sistemi idrotermali e 500 MW_e da sistemi non idrotermali) rispetto all'insieme delle altre Regioni d'Italia con un totale complessivo intorno a 700 MWe (250-300 MW_e da sistemi idrotermali e 350-400 MW_e da sistemi avanzati).

[15] Per la produzione del 2050 (in base ad una disponibilità annua parziale degli impianti di generazione per fermate di manutenzioni ordinarie e straordinarie, ed una disponibilità ridotta di fluido prodotto a causa del declino naturale di portata dei pozzi e della pressione nel serbatoio), si stima che i 2000 MW_e di potenza totale sopra ipotizzatiti possano generare nel 2050 circa 13 TWh, che corrispondono ad un funzionamento equivalente a pieno carico dei suddetti 2000 MW_e per circa 6500 ore/anno.
Rispetto ai 10,2 TWh/a del 2045, ne risulterebbe allora un incremento medio annuo nel quinquennio 2046-2050 del 4,9 %. Si tratta di un valore incrementale rilevante dovuto solo ed esclusivamente al forte apporto dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

Scenario II

Situazione al 2000

- *Potenza installata: 715 MW_e*
- *Elettricità prodotta: 4,71 TWh/a*
- *Energia primaria risparmiata: 4,71 x 220 = 1036 kTep/a*
- *CO_2 evitata: 1036 x 2,8 = 2901 kTonn/a*

Situazione al 2005

- *Potenza installata: 810,5 MW_e*
- *Elettricità prodotta: 5,21 TWh/a*
- *Energia primaria risparmiata:5,21 x 220 = 1146 kTep/a*
- *CO_2 evitata: 1146 x 2,8 = 3209 kTonn/a*

Situazione al 2010

- *Potenza installata: 882,5 MW_e*
- *Elettricità prodotta: 5,34 TWh/a*
- *Energia primaria risparmiata: 5,34 x 220 = 1175 kTep/a*
- *CO_2 evitata: 1175 x 2,8 = 3290 kTonn/a*

Situazione al 2015

- *Potenza installata: 915,5 MW_e*
- *Elettricità prodotta: 5,82 TWh/a*
- *Energia primaria risparmiata: 5,82 x 220 = 1280 kTep/a*
- *CO_2 evitata:1280 x 2,8 = 3584 kTonn/a* [16]

Stime al 2020

- *Potenza installata: 980 MW_e* [17]
- *Elettricità prodotta: 6,3 TWh/a* [18]
- *Energia primaria risparmiata: 6,3 x220 =1386 kTep/a*
- *CO_2 evitata: 1386 x 2,8 = 3881 kTonn/a*

Stime al 2025

- *Potenza installata: 1060 MW_e* [19]

---

[16] Specifiche come da Nota 1 nello Scenario I.

[17] Per le ragioni spiegate nella Nota 2 dello Scenario I, è assai poco probabile che la potenza geotermoelettrica complessiva installata in Italia nel 2020 possa giungere a 1000 MW_e, anche nella più ottimistica ipotesi dello Scenario II. L'UGI infatti ritiene che essa potrà giungere al massimo a 980 MW_e, di cui circa 960 ubicati in Toscana, e circa 20 MW_e (formati da diverse piccole unità a ciclo binario) ubicati in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare. Si pensa che gran parte degli impianti (955-960 MWe) sarà formata da unità a condensazione, ed il resto (20-25 MW_e) da piccoli gruppi a ciclo binario, di taglia differente. Si ritiene pure che tutti gli impianti saranno alimentati con fluidi prodotti da sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura.
Rispetto ai 915,5 MW_e del 2015, vi sarebbe quindi nel quinquennio 2016-2020 un aumento complessivo di circa 65 MW_e, con tasso di crescita medio annuo dell'1,4 %.

[18] Si ipotizza che, per la parziale indisponibilità degli impianti e del fluido geotermico che li alimenta, la potenza di 980 MW_e potrà produrre una quantità di energia pari a quella di un funzionamento a pieno carico per un tempo di circa 6400 ore/anno. L'aumento di produzione da 5,82 a 6,3 TWh/a nel quinquennio 2016-2020 avverrebbe allora con il tasso medio di crescita annua di 1,6%.

[19] Ricordando che nel 2024 scadono tutte le concessioni detenute dall'Enel sullo sviluppo di campi geotermici per la produzione di energia elettrica nelle Provincie di Pisa, Livorno, Grosseto e Siena, valgono ovviamente anche per lo Scenario II le considerazioni fatte per lo Scenario I sulla necessità di prevenire in anticipo, mediante azioni politiche, possibili interruzioni o ritardi dei programmi di sviluppo della geotermia di alta e moderata temperatura in Toscana o altrove.
Ammettendo quindi che, nonostante le scadenze citate, i campi geotermici in esercizio vengano gestiti con la continuità e l'oculatezza necessarie, e che vi sia inoltre un forte impulso allo sviluppo di aree di alta temperatura ovunque presenti sul territorio nazionale, si pensa che sia possibile un aumento di potenza installata nel quinquennio 2021-2025 da 980 a 1060 MW_e così ubicati: 980-1000 MW_e in Toscana e 60-80 MW_e in altre Regioni d'Italia. Gli impianti sarebbero ancora in gran parte a condensazione, con un 10% circa (90-100 MW_e) formato da piccole unità a ciclo binario; tutti essi, comunque, sarebbero alimentati con fluidi di alta e media temperatura prodotti soltanto da sistemi idrotermali.
L'incremento di potenza installata aumenterebbe allora, nel quinquennio in parola, al tasso medio annuo di circa 1,6 %.

- ***Elettricità prodotta: 6,8 TWh/a*** [20]
- ***Energia primaria risparmiata:1496 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1496 x 2,8 = 4189 kTonn/a***

Stime al 2030

- ***Potenza installata: 1140 MW_e*** [21]
- ***Elettricità prodotta: 7,3 TWh/a*** [22]
- ***Energia primaria risparmiata:7,3 x 220 =1606 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1606 x 2,8 = 4497 kTonn/a.***

Proiezioni al 2035

- ***Potenza installata: 1300 MW_e*** [23]
- ***Elettricità prodotta: 8,2 TWh/a*** [24]
- ***Energia primaria risparmiata: 8,2 x 220 = 1804 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 1804 x 2,8 = 5051 kTonn/a.***

---

[20] A causa della ridotta disponibilità annuale degli impianti generatori per fermate ordinarie e straordinarie, e del fluido alimentatore per il naturale declino nel tempo di portata e pressione nei campi geotermici, si suppone che l'energia geotermoelettrica prodotta nel 2025 corrisponda a quella di tutta la potenza installata funzionante a pieno carico per un periodo di circa 6400 ore/anno. Ne deriverebbe allora un incremento nel quinquennio 2021-2025 da 6,3 a 6,8 TWh/a, con tasso di crescita medio annuo dell'1,6 % circa.

[21] Anche nel caso dello Scenario II si suppone che il Progetto di R&S finalizzato agli Studi di Riconoscimento e Prefattibilità dei *sistemi geotermici non convenzionali* non possa essere concluso prima del 2030 in tempo utile per avviare lo produzione di energia elettrica a scala commerciale da uno o più d'uno dei sistemi in parola. Si pensa perciò anche qui che fino a tutto il 2030 la produzione di energia geotermo-elettrica in Italia proverrà ancora tutta soltanto dai sistemi idrotermali.
Con tale ipotesi, si stima che la potenza installata possa aumentare, rispetto al 2025, di circa 80 MW_e per giungere nel 2030 intorno a 1140 MW_e. Si avrebbe così un incremento medio annuo di potenza nel quinquennio 2026-2030 di circa l'1,5%.
La grande maggioranza (ovvero almeno1000 MW_e) degli impianti di produzione sarebbero ancora a condensazione, con notevole aumento del numero di unità a ciclo binario di piccola taglia (1-5 MW_e) per complessivi 140 MW_e al massimo.
Quanto alla ubicazione degli impianti, si pensa che la maggior parte (se non tutte) le unità a condensazione di potenza superiore a 10 MW_e ed un certo numero di quelle a ciclo binario di piccola taglia (per complessivi 1020 MW_e circa) saranno ancora installate in Toscana, mentre tutte, o quasi tutte, le altre unità di taglia inferiore a 10 MW_e, operanti probabilmente in gran parte a ciclo binario (per un totale di circa120 MW_e) saranno ubicate in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare.

[22] Per la parziale disponibilità annua dei gruppi generatori e del fluido alimentatore, dovuta alle cause sopra accennate, si pensa che la potenza totale stimata per il 2030 (e cioè 1140 MW_e) possa generare in quell'anno circa 7,3 TWh, corrispondente ad una produzione a pieno carico di 6400 h/anno. Rispetto ai 6,8 TWh/anno del 2025, si avrebbe allora nel quinquennio 2026-2030 un incremento medio annuo di circa 1,5 %.

[23] Si suppone che il Progetto di R&S finalizzato agli Studi di Riconoscimento e Prefattibilità proposto nel Cap. 5 e citato in Nota 21 sia stato concluso con esito positivo prima del Dicembre 2030, ed abbia consentito di avviare già a quel tempo un progetto commerciale di sviluppo di qualcuno dei *sistemi non convenzionali* in modo da rendere possibile l'esistenza nel 2035 di una prima centrale di potenza alimentata da un sistema geotermico non idrotermale. Pertanto, ai fini delle proiezioni di crescita della produzione geotermoelettrica fino al 2050, si ipotizza che dopo il 2030 esistano le migliori condizioni per il massimo sviluppo possibile sia dei *sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura* (nei limiti, ovviamente, di sostenibilità delle risorse da essi estraibili per almeno 25 anni) che di alcuni *sistemi geotermici non convenzionali*.
Su queste basi, si pensa che la potenza installata secondo lo Scenario II possa giungere nel Dicembre 2035 a 1300 MW_e, di cui circa 1200 MW_e alimentati con fluidi prodotti da sistemi idrotermali, e 100 MW_e alimentati da qualcuno dei *sistemi geotermici non convenzionali* con turboalternatori di caratteristiche più avanzate di quelle dei tradizionali impianti a condensazione.
Ma a prescindere dal tipo di impianti, e supponendo che lo sviluppo dei sistemi idrotermali sia già stato allora consolidato in tutte le zone del territorio italiano di possibile interesse, per la loro ubicazione si ipotizza che oltre il 90% dei suddetti 1300 MW_e totali (e cioè 1150-1200 MW_e) saranno ancora installati in Toscana, ed il resto (100-150 MW_e) in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare.
Ne deriverebbe allora nel 2035 (rispetto ai 1140 MW_e del 2030), un incremento complessivo di potenza di circa il 2,7% all'anno, con l'importante contributo dei primi 100 MW_e circa di potenza alimentata da un *sistema geotermico non convenzionale*.

[24] In merito alla produzione del 2035, considerando la disponibilità parziale nell'anno di tutti i tipi di impianti a causa di fermate per manutenzioni ordinarie e straordinarie, e tenendo altresì presente la disponibilità parziale di fluido alimentatore degli impianti per il naturale declino di portata e pressione nei serbatoi geotermici di qualunque sistema, si stima che i 1300 MW_e totali di potenza installata in quell'anno potrebbero generare circa 8,2 TWh/a, dando luogo ad un incremento medio annuo nel quinquennio 2031-2035 di 2,4%. Esso sarebbe in parte dovuto al notevole contributo (circa 0,5 TWh/a) del/i primo/i impianto/i alimentato/i da un sistema geotermico diverso da quelli idrotermali. Si tratterebbe di un contributo molto importante, che segnerebbe una nuova svolta della tecnologia italiana nel settore geotermico.

Proiezioni al 2040

- ***Potenza installata: 1600 MW_e*** [25]
- ***Elettricità prodotta: 10,1 TWh/a*** [26]
- ***Energia primaria risparmiata: 10,1 x 220 = 2222 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 2222 x 2,8 = 6222 kTonn/a***

Proiezioni al 2045

- ***Potenza installata: 2000 MW_e*** [27]
- ***Elettricità prodotta: 12,7 TWh/a*** [28]
- ***Energia primaria risparmiata: 12,7 x 220 = 2794 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 2794 x 2,8 = 7823 kTonn/a***

---

[25] Per il quinquennio 2036-2040, si suppone che continui (nei limiti di sostenibilità consentita dalle risorse disponibili nelle aree di interesse) la coltivazione dei sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, e l'affermazione definitiva delle tecnologie di sfruttamento dei *sistemi geotermici non convenzionali*. Per questi ultimi si ipotizza l'esecuzione di 4-5 progetti di sviluppo a scala commerciale ed un notevole aumento di potenza installabile; mentre per i sistemi idrotermali sarà possibile l'inizio dell'"affaticamento" produttivo nei campi di più antica produzione, con aumenti di potenza in Toscana derivanti principalmente da miglioramenti tecnologici degli impianti tradizionali (sia a condensazione che a ciclo binario), e con nuove unità ubicate soprattutto in campi di altre Regioni d'Italia.
In breve, si ritiene che nel quinquennio in esame i sistemi idrotermali possano cominciare ad avviarsi verso il loro massimo sviluppo possibile in Italia, e che i *sistemi geotermici non convenzionali* possano aver già superato a quel tempo lo stadio infantile.
Con tali ipotesi si stima che al Dicembre 2040 la potenza installata complessiva possa giungere a 1600 MW_e, di cui 1250 formata da impianti (la maggior parte a condensazione, con molte piccole unità a ciclo binario) alimentati da sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura, e circa 350 MW_e azionati da *sistemi geotermici non convenzionali*. Si avrebbe così nel quinquennio in esame un incremento complessivo di potenza di 300 MW_e rispetto al 2035, corrispondente ad un tasso di crescita media annua del 4,2 %. Questo valore sarebbe quasi del tutto attribuibile allo sviluppo di uno o più d'uno dei *sistemi geotermici non convenzionali*.
Quanto alla ubicazione degli impianti, si immagina che circa 1300 MW_e possano essere installati in Toscana (1000-1050 MW_e alimentati da sistemi idrotermali e 250-300 MW_e da *sistemi non convenzionali*), e 300 MW_e in altre Regioni dell'Italia sud-occidentale ed insulare. La maggior parte di questi ultimi (220-250 MW_e) sarebbero probabilmente costituiti da unità di piccola taglia ($\leq$ 10 MW_e) alimentati da sistemi idrotermali, ed il resto da gruppi di maggior potenza azionati da qualcuno sei *sistemi geotermici non convenzionali.*

[26] Per la produzione del 2040 (ipotizzando per tutti gli impianti di sfruttamento e per tutti i sistemi geotermici coltivati una disponibilità annua parziale, rispettivamente dei gruppi generatori e del fluido alimentatore), si stima che i 1600 MW_e totali sopra indicati possano generare circa 10,1 TWh, corrispondenti ad un funzionamento a pieno carico di 6300-6350 ore/anno.
Rispetto agli 8,2 TWh/a del 2035, si avrebbe allora per il quinquennio 2036-2040 il notevole incremento medio del 4,2 %/anno, dovuto soprattutto al contributo dei *sistemi geotermici non convenzionali*.

[27] Si suppone che il potenziale produttivo dei sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura possa raggiungere nei primi anni '40, secondo lo Scenario II, il massimo sviluppo possibile con le migliori tecnologie. Se così fosse, si tratterebbe di gestire al meglio la coltivazione di tali sistemi secondo la sostenibilità di potenza complessiva da essi ottenibile. Si ipotizza inoltre che i diversi tipi di *sistema geotermico non convenzionale* abbiano raggiunto a cavallo del 2040 la piena maturazione tecnica e commerciale in modo da permetterne lo sviluppo a scala industriale con almeno 6-7 importanti progetti in differenti zone del Paese di terra e di mare.
Su queste basi, si pensa che la potenza geotermoelettrica complessiva possa aumentare da 1600 MW_e del 2040 a 2000 MW_e del 2045; il che corrisponde al notevole tasso di incremento medio annuo del 4,6 %. Questo valore sarebbe dovuto quasi solamente al forte sviluppo ipotizzato per i *sistemi non convenzionali*, perché infatti la quota parte di aumento attribuibile ai soli sistemi idrotermali (che passerebbero dai 1250 MW_e del 2040 ai 1300 MW_e del 2045) sarebbe inferiore all'1%/anno.
Per l'ubicazione sul territorio nazionale, si pensa che, sui 2000 MW_e stimati, circa 1400 MW_e (di cui 950-1000 MW_e da sistemi idrotermali e 400-450 da *sistemi geotermici non convenzionali*) possano trovarsi in Toscana; mentre 600 MW_e complessivi circa si troverebbero in altre Regioni d'Italia tra quelle indicate nel Cap. 4/paragrafo 2, con un contributo più o meno al 50% tra l'insieme dei sistemi idrotermali e l'insieme di quelli non convenzionali.

[28] Sulla produzione del 2045 (considerando che per tutti i sistemi geotermici soggetti a sfruttamento commerciale vi sarà sempre una riduzione nel tempo della pressione e del fluido prodotto, e che vi sarà sempre, inoltre, per tutti gli impianti, una disponibilità parziale di funzionamento nell'arco dell'anno a causa di fermate per manutenzioni ordinarie e straordinarie), si stima che i 2000 MW_e di potenza sopra ipotizzati possano generare nel 2045 circa 12,7 TWh, equivalenti al funzionamento a pieno carico di circa 6350 ore/anno.
Se raffrontati ai 10,1 TWh/a del 2040, essi darebbero luogo ad un ragguardevole incremento medio nel quinquennio del 4,7%/anno dovuto quasi esclusivamente alla sostenuta produzione ottenuta dai *sistemi geotermici non convenzionali*.

Proiezioni al 2050

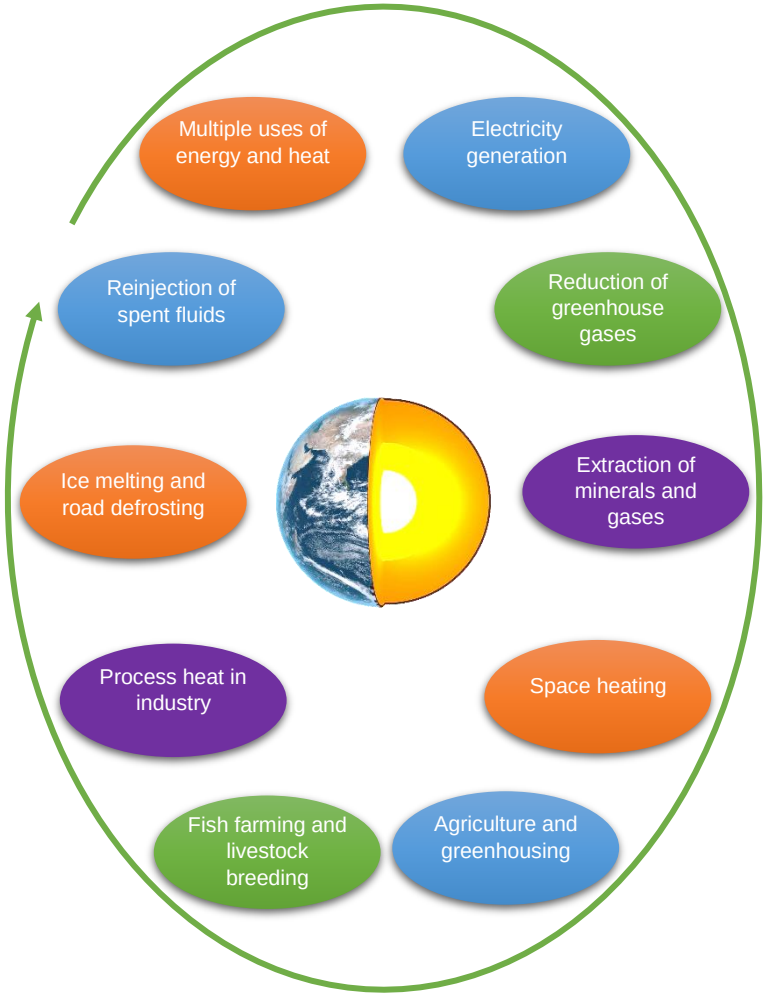
- ***Potenza installata: 2500 MW_e*** [29]
- ***Elettricità prodotta: 16 TWh/a*** [30]
- ***Energia primaria risparmiata: 16 x 220 = 3520 kTep/a***
- ***CO_2 evitata: 3520 x 2,8 = 9856 kTonn/a***

---

[29] Per il periodo 2046-2050 si suppone che la tecnologia di sfruttamento del calore della Terra da ogni tipo di *sistema geotermico non convenzionale* di alta e moderata temperatura abbia già raggiunto la piena maturità commerciale, rendendone possibile l'applicazione in tutte le aree di potenziale interesse, in funzione soltanto della sua competitività economica rispetto ad altre fonti di energia, e della sua compatibilità ambientale nelle zone di interesse. In altre parole, si considera acquisita già, nella seconda metà degli anni '40, la convenienza economica e l'accettabilità sociale della produzione di energia geotermoelettrica da *sistemi non convenzionali* quasi ovunque nei circa 5000 km^2 di principale interesse prioritario indicate per questo tipo di risorse nel Cap. 5/paragrafo 5.3 del testo.
Su queste basi si pensa che, mentre continuerà (anche se a ritmi più contenuti nel tempo) lo sfruttamento dei sistemi idrotermali, potranno essere realizzati nel quinquennio in esame una diecina di importanti progetti di sviluppo dei *sistemi geotermici non convenzionali* in zone di terra e di mare. Si suppone così che la potenza installata a fine 2050 possa giungere a 2500 MW_e, con alimentazione grosso modo a metà tra classici sistemi idrotermali e vari tipi di *sistemi geotermici non convenzionali*. I primi (sebbene con contributi sempre molto importanti) comincerebbero però a manifestare un certo "affaticamento" produttivo con trend di lento declino, mentre i secondi si troverebbero in fase di rigoglioso iniziale sviluppo. L'incremento medio annuo generale di potenza che ne deriverebbe rispetto ai 2000 MW_e del 2045 (e cioè 4,6 % circa) sarebbe perciò attribuibile solo ed esclusivamente alla forte crescita dei *sistemi geotermici non convenzionali.*
La quota parte di potenza alimentata da sistemi idrotermali e non convenzionali sarebbe all'incirca eguale, intorno a 1250 MW_e.
La distribuzione sul territorio nazionale vedrebbe saldamente ancora al primo posto la Toscana con circa 1500 MW_e (di cui 900 MW_e circa da sistemi idrotermali e 600 MW_e da *sistemi non convenzionali*) rispetto all'insieme delle altre Regioni d'Italia che avrebbero un totale complessivo intorno a 1000 MW_e (350-400 MW_e da sistemi idrotermali, ed 600-650 MW_e da *sistemi geotermici non convenzionali*).

[30] Da quanto sopra (considerando una disponibilità congiunta dell'insieme impianti-risorse di calore estraibili dai diversi tipi di serbatoio geotermico mediamente corrispondente a quella di 6400 ore/anno) si evince una produzione nel 2050 di 16 TWh, che se comparata con quella del 2045, darebbe luogo ad un ragguardevole incremento medio annuo del 4,8 %.
A parità circa di potenza (1250 MW_e, come detto nella nota precedente), a causa del suddetto "affaticamento" produttivo dei sistemi idrotermali nelle aree di più antico sfruttamento, l'energia elettrica generata dai *sistemi non convenzionali* supererebbe però, sia pure di poco (8,2 rispetto a 7,8 TWh/anno), quella prodotta dai classici sistemi idrotermali di alta e moderata temperatura.

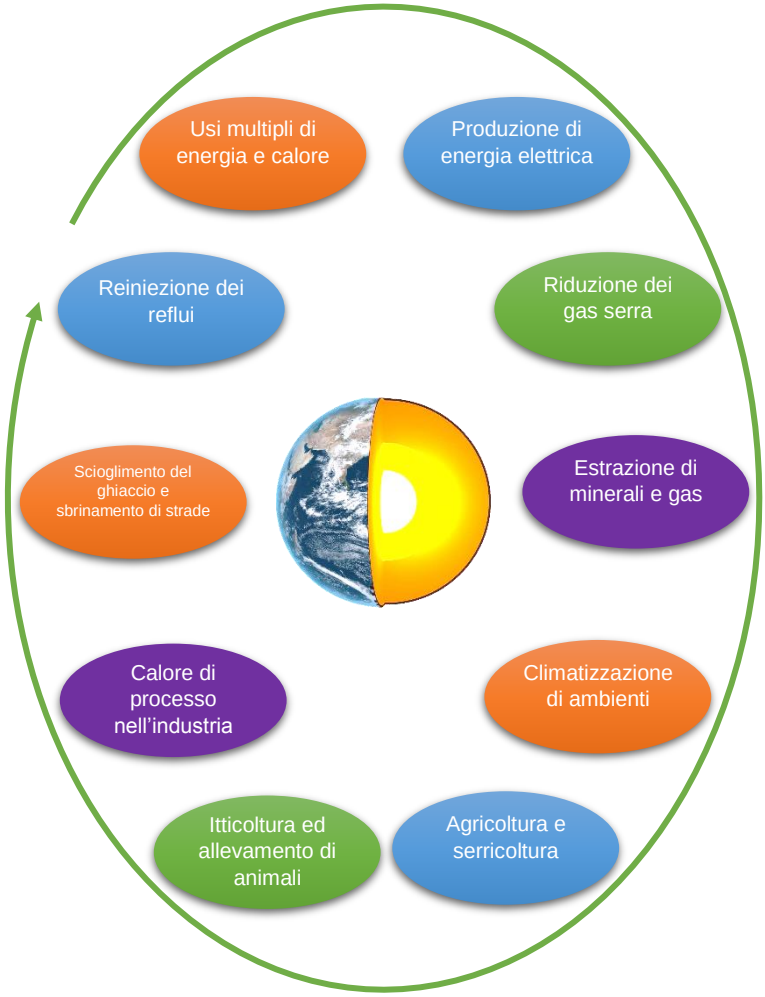
MAIN APPLICATIONS OF GEOTHERMAL ENERGY



STRONG DEVELOPMENT OF GEOTHERMAL ENERGY IN ITALY IS IMPERATIVE AND URGENT TO

- **Minimize dependence on imported fuels**
- **Curb the balance-of-payments deficit**
- **Mitigate the environmental impact of greenhouse gases**
- **Contribute to the country's sustainable development**

LE PRINCIPALI APPLICAZIONI DELLA GEOTERMIA



UN ACCELERATO SVILUPPO DELLA GEOTERMIA IN ITALIA È NECESSARIO ED URGENTE PER

- **Limitare la dipendenza dal petrolio**
- **Ridurre il deficit della bilancia dei pagamenti**
- **Diminuire l'impatto sull'ambiente dei gas ad effetto serra**
- **Contribuire allo sviluppo sostenibile del paese**