

ISFJ2015

政策フォーラム発表論文

地熱発電の普及に向けて¹

明治大学 千田研究会 資源・エネルギー分科会

池田壮人 石田隼人 金城耕太 杉若覚

2015年11月

¹ 本稿は2015年12月5日6日に開催されるisfj日本政策学生会議(政策フォーラム2015)の為に作成したものである。本稿の作成にあたっては、千田教授(明治大学)をはじめ多くの方々から有益かつ熱心なコメントを頂戴した。ここに記して感謝の意を表したい。しかしながら、本稿にあり得る誤り、主張の一切の責任は言うまでもなく筆者たち個人に帰するものである。

要約

本稿の目的は、将来的に日本におけるエネルギー自給率を増加させる為、長期的な視点で地熱発電普及への政策提言を行うことである。第1章では、原発事故が発生した2011年の日本における電源構成を明らかにし、再生可能エネルギーの中で地熱発電が全体の電源構成の内どのくらいの割合を占めているかを述べる。また本稿は、2015年に政府が発表した2030年時点における電源構成割合に関する計画を参考にし、この電源構成割合にどの程度、本稿の政策提言が影響を及ぼし得るかについて論じる。

第2章では、第1節と第2節の中で地熱発電の歴史、仕組みについて論じる。第3節では地熱発電が他の再生可能エネルギーと比べてどのような点で優れているのかについて、二酸化炭素排出量や設備利用率の観点から述べる。第4節と第5節は地熱発電の課題について経済的課題と法的課題の面から検証している。第4節では、現存する地熱発電所が稼動するまでに要した開発期間や、初期投資コストなどの数字を用いる。第5節では地熱発電の普及にあたって障害となっている自然公園法の内容を引用する。

第4章では、先行研究を踏まえて、3つの分析を行った。1つ目の分析では、現存する傾斜井の傾斜角度を変えた時に、どのくらい余分に費用がかかるのかを試算した。2つ目の分析では、余分にかかる費用の財源を確保する為に、固定価格買い取り制度の調達価格引き上げに着目し、そこから新たに得られる財源の試算を行った。3つ目の分析では、自然公園内の第一種特別地域における開発によって新たに発電が可能となる総発電量を割り出し、政府が発表した2030年時点における電源構成割合にどの程度影響を及ぼすかを試算した。そして、地熱発電が火力発電の代替エネルギーとして用いられた時に、二酸化炭素がどれほど削減されるかの算出を行った。本稿で行う政策提言が、地熱発電が今後より普及していく為の一助となれば幸いである。

キーワード: 「固定価格買い取り制度」 「傾斜掘削」 「設備利用率」

目次

はじめに

第1章 現状

第1節 日本のエネルギー需給構造

第2節 日本における再生可能エネルギー

第2章 地熱発電について

第1節 地熱発電の歴史

第2節 地熱発電の仕組み

第3節 地熱発電のメリット

第4節 経済的課題

第5節 法的課題

第3章 先行研究

第1節 (1. 1) 傾斜掘削について

第2節 (1. 2) 固定価格買い取り制度について

第4章 分析

第1節 (1. 1) 現存する傾斜井とのコスト比較

第2節 (1. 2) 固定価格買い取り制度による財源補填

第3節 (1. 3) 第一種特別地域の傾斜掘削による発電量の増加及び二酸化炭素削減量

第4節 (1. 4) 結び

先行論文・参考文献・データ出典

はじめに

2011年の原発事故は日本国内における電力供給方法、エネルギー政策の大きな転換点となった。そこで我々は再生可能エネルギー、中でも資源が世界的に豊富であり、設備利用率も高く、二酸化炭素の排出も少ない地熱発電に着目し、より普及させるための政策に取り組んだ。現在、国内の再生可能エネルギーにおける地熱の割合は小さく、地熱が秘めている可能性を十分に生かせていない状況にある。地熱発電の普及が進まない原因は、開発期間が長く短期的に採算が取れない経済的問題や、開発可能地域に関する法律規制の問題、自然保護団体などの環境的問題である。特に法的課題に関して国が定めた第一種特別地域に地熱資源が豊富であり、この地区の開発が現在まで規制されていたという背景がある。しかし2015年7月に第一種特別地域に関する規制緩和がなされ、より地熱発電普及への道筋が整えられた。そこで本稿では地熱発電普及への具体的政策として、固定価格買い取り制度の恒久的運用及び、傾斜掘削による自然公園内第一種特別地域地下の地熱資源の活用について提言を行う。

第 1 章 現状分析

第 1 節 日本のエネルギー需給構造

現在、日本は原発の停止を受け、安全な電力の供給手段を模索している状況にある。そこで我々は供給の安定性と安全性を考え、再生可能エネルギー、中でも地熱発電に着目した。日本のエネルギー自給率は 5%²という低い数字ではあるが、日本には豊富なエネルギー資源が数多く存在する。再生可能エネルギーを取り入れることで、価格の変動が激しく、不安定化しているエネルギー市場の影響を受けずに安定した電力供給が可能になり、また、環境への負担が少ないため、地球温暖化対策としての効果も期待できる。

平成 26 年に発表されたエネルギー基本計画では、日本のエネルギー需給構造が抱える課題として、海外のエネルギー源に大きく依存していることによるエネルギー供給体制の脆弱性や、新興国のエネルギー需要拡大による資源価格の不安定化、世界の温室効果ガス排出量の増大、原子力発電のリスクなどが挙げられている。エネルギー源を海外に頼っているということは、もし海外でエネルギー供給の問題が発生した場合、その影響を直接受けることを意味しており、安定した電力供給が望めない。これは、エネルギー供給の根本的な脆弱性を示している。また、原発事故を経て、火力発電が日本の発電割合の大部分を占めるようになり、これまで以上に海外からのエネルギー資源に頼ることになるとともに、二酸化炭素排出量が増加することが予想できる。東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故後に日本が直面している課題を克服するためにはエネルギー需給構造の改革が必要不可欠である。そこで、政府はエネルギー政策の基本的視点として（3E+S）を掲げている。安全性（Safety）を前提とし、エネルギーの安定供給（Energy Security）、経済効率性の向上（Economic Efficiency）、環境への適合（Environment）を達成するために最大限の取り組みを行うことを掲げている。

² 日本のエネルギー事情（2015） 関西電力
http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/nowenergy/japan_energy.html（最終アクセス 2015/10/30）

同計画書では、地熱発電に関して以下の記述がなされている。

「世界第3位の地熱資源量を誇る我が国では、地熱発電はコストも低く、安定的に発電を行うことが可能なベースロード電源を担うエネルギー源である。また、発電後の熱水利用など、エネルギーの多段階利用も期待される。一方、開発には時間とコストがかかるため、投資リスクの軽減、送配電網の整備、円滑に導入するための地域と共生した開発が必要となるなど、中長期的な視点を踏まえて持続可能な開発を進めていくことが必要である」(資源エネルギー庁 エネルギー基本計画 P20 より引用)

ここで指摘されているように、地熱発電が普及しきれない背景には時間、コスト、地域住民との合意等様々な要因が絡んでいる。

第2節 日本における再生可能エネルギー

2015年6月11日、経済産業省の「長期エネルギー需給見通し小委員会」³が、2030年度の電源構成(エネルギーミックス)を示した政府案「長期エネルギー需給見通し(案)」を了承した。内訳としては石炭火力が26%、LNG火力が27%、原子力が22%、石油火力が2%そして再生可能エネルギーが24%と、政府が中長期的視点で再生可能エネルギーを重視していることがこの案からうかがえる。

再生可能エネルギーはそれぞれに異なった特徴を持つ。太陽光発電は停電時でも日中であれば発電でき、資源は半永久的に供給されるため枯渇の心配はない。また、温室効果ガスの排出を削減できる。しかし初期費用が非常に高く、維持費もかかるため、高コストという欠点がある。⁴

水力発電は地球温暖化の原因となる温室効果ガスを排出しないというクリーンなエネルギーであり、化石燃料などさまざまな資源を輸入に頼る日本にとって水は豊富にある数少ない資源の一つであり、純国産のエネルギーとして位置付けられる。しかし、水力発電所

³ 「長期エネルギー需給見通し」(2015) 経済産業省
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf (最終アクセス 2015/10/30)

⁴ 再生可能エネルギーの課題 関西電力
<http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/newenergy/about/task.html> (最終アクセス 2015/11/02)

を建設する時に環境破壊が起き、動植物などの生態系に大きな影響を及ぼす恐れがあることや、ダムに土砂が堆積し、いずれ使えなくなってしまう可能性も考えられている。さらに、発電所自体が都市部から遠いところに建設されるため、送電線などの輸送コストがかさむことも難点として挙げられる。

風力発電は、風を受けて風車が回転し発電するというものである。これもクリーンなエネルギーであり、温室効果ガスや有害物質を排出しないことが特徴である。また、陸地だけでなく海上に風車を設置することもでき、建設の幅が広がる。しかし、風が吹かないときには発電が出来ないことや、地震の影響を受けやすいこと、風車に鳥が巻き込まれてしまうこと、騒音を発生させること等が問題点である。

バイオマス発電は廃材やゴミや植物からとれるバイオエタノールやバイオガスを燃料としたもので、温室効果ガスを排出しないクリーンなエネルギーであり、純国産のエネルギーでもある。しかし、バイオマス資源の収集や保存にコストがかかることや、燃料として使うために食用の作物栽培が減少することが懸念される。また、現在最も発電量の大きい発電方法として火力発電が挙げられる。火力発電は大量の電力を生み出すことができ、発電効率が優れている点と、電力の需要に応じて発電量をコントロールできることが最大の利点である。しかし、発電の時に二酸化炭素を多く排出してしまうことや、化石燃料の価格変動の影響を受けやすいという点が難点としてあげられる。

第2章 地熱発電について

第1節 地熱発電の歴史

これらの発電方法の特徴を踏まえ、本稿は以下のメリットを持つ地熱発電に着目した。

1. 温室効果ガスの排出が少ないクリーンなエネルギーである。
2. 資源の枯渇の心配がない再生可能エネルギーである。
3. 原子力発電のようなリスクがなく、地の利を生かすことが出来る

まず地熱発電とは地下深部に存在する膨大なマグマをエネルギー源として電量を生み出す発電方式のことである。日本の地熱発電の歴史は、1919年に海軍中将・山内万寿治氏が、大分県別府市で噴気孔掘削に初めて成功したことに始まる。その後、事業を引き継いだ東京電燈（株）研究所長・太刀川平治氏が、1925年に日本最初の地熱発電（出力1.12kw）に成功した。本格的に地熱発電が運転を開始したのは1966年の松川地熱発電所からである。1990年代に入り、石油価格の安定化と、日本のエネルギー政策の転換等により、地熱発電の進展は再び横ばいの時代を迎え、2002年には地熱発電の普及には発電コスト、自然公園法の規制、温泉事業者との共生など、いくつかの課題があり、国の技術開発予算が一旦の終了をみた。これ以降、現在までに建設された発電所は2006年の八丁原バイナリー発電所のみであった。しかし、東日本大震災による深刻なエネルギー危機をきっかけとして、固定価格買い取り制度（Feed-in Tariff）が開始され、再生可能エネルギーの中でも安定的に発電できる地熱発電への期待が高まっている。⁵

第2節 地熱発電の仕組み

次に地熱発電の仕組みについて論じる。地熱発電は火力発電と原理的には同様の仕組みであるが、地中から噴出する天然の蒸気を利用する点に特徴がある。地球というボイラーがつくる蒸気を利用してタービンを回し、電気をつくるのが地熱発電ということである。

⁵ これまでの歴史 JOGMEC 地熱資源情報（2012）
<http://geothermal.jogmec.go.jp/history/history.html>（最終アクセス 2015/10/30）

まず、生産井と呼ばれる井戸を掘り、地熱貯留層から蒸気を生産する。この時、蒸気とともに熱水も一緒に噴出するため、セパレーターと呼ばれる設備を使って蒸気と熱水を分離させる。分離した蒸気は蒸気輸送管を通して発電所に送られ、電気事業者はタービンを回して電気を供給する。一方、熱水は還元井により地下深部へ再び戻される。地域によって地熱貯留層内の蒸気や熱水の含まれる割合や温度などに違いがあるため、それぞれの地熱資源の特性に合った形式の採用が求められる。現在、日本ではシングルフラッシュ方式、ダブルフラッシュ方式、バイナリー方式の三種類の発電方法が主に採用されている。⁶

シングルフラッシュ方式

生産井（蒸気井）を使って地下深部の地熱貯留層より地熱流体を取り出す。この地熱流体を二相流輸送管により気水分離器（セパレータ）に導き、蒸気と熱水に分離する。分離後の蒸気は蒸気輸送管を通して発電所に導かれ、電気事業者が、タービンを回して電気を供給する。

役目を終えた蒸気は復水器によって温水となり、冷却塔で冷やされた後、再び復水器の冷却水として利用される。余った冷却排水は還元井により地下深部へ戻される。一方、分離後の熱水は、熱水輸送管によって還元井に導かれた後、同様に地下深部へ戻される。

⁶ 地熱発電の形式・地熱発電について 資源エネルギー庁
http://www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/geothermal/explanation/mechanism/format/(最終アクセス 2015/10/30)

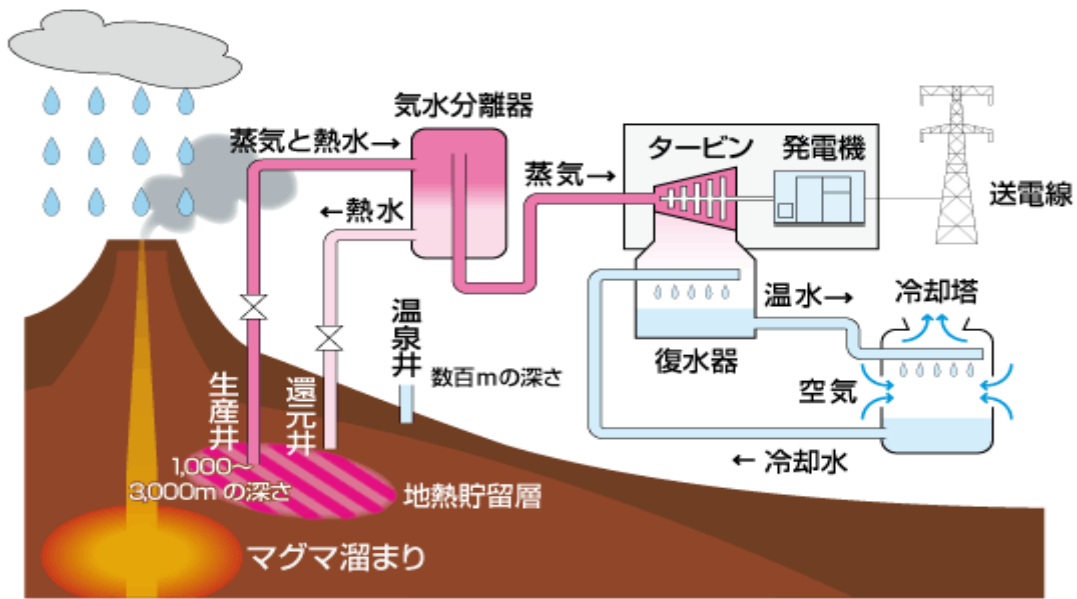


図1 シングルフラッシュ方式

【出典】JOGMEC 地熱資源情報(2015)

<http://geothermal.jogmec.go.jp/geothermal/mechanism2.html>

ダブルフラッシュ方式

シングルフラッシュ方式で分離した熱水をさらに減圧して低圧の蒸気を作り、発電に利用する方式。シングルフラッシュに比べて設備費は増加するが、出力は15~20%増加する。日本では八丁原地熱発電所と森地熱発電所で採用されている。

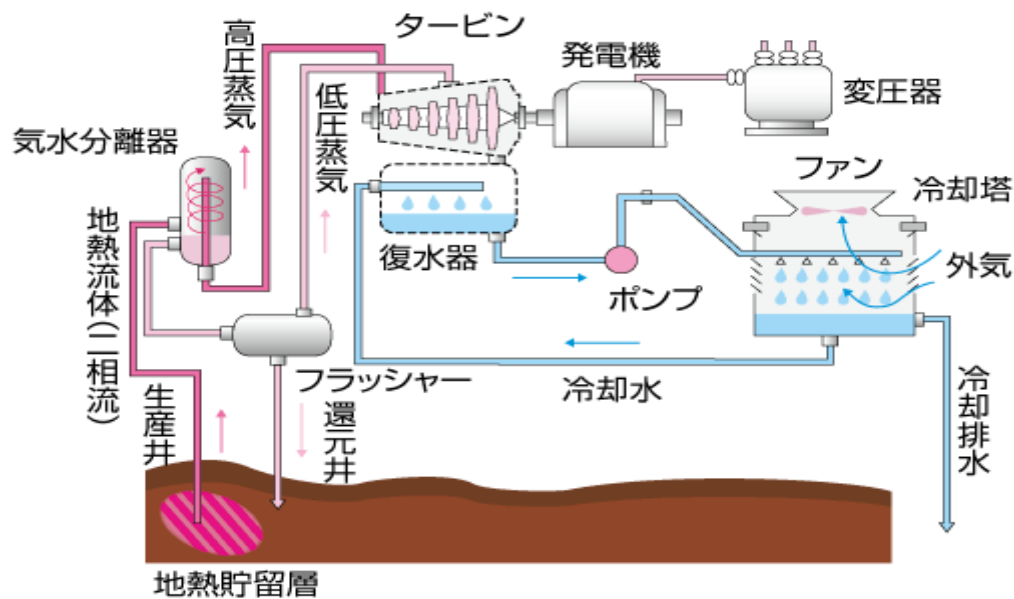


図2 ダブルフラッシュ方式

【出典】JOGMEC 地熱資源情報(2015)

<http://geothermal.jogmec.go.jp/geothermal/type1.html>

バイナリー方式

地熱流体の温度が低く十分な蒸気が得られない場合などに、沸点の低い媒体を加熱し、媒体蒸気でタービンを回し発電する方式である。アメリカやフィリピンなど、海外ではこの方式を採用した発電所が主流である。日本では八丁原で2,000kW バイナリー発電設備の実証試験が2003年から開始された。まずは、シングルフラッシュ方式と同様に、生産井(蒸気井)を使って地下深部の地熱貯留層より地熱流体を取り出す。この地熱流体を用い、予熱器、蒸発器によって低沸点の媒体を蒸気する。この媒体蒸気でタービンを回す。発電後の媒体蒸気は凝縮器によって液体に戻され、予熱器を通り、再び発電に利用される。低沸

点媒体を加熱し終えた地熱流体は還元井に導かれ、地下深部へ戻される。

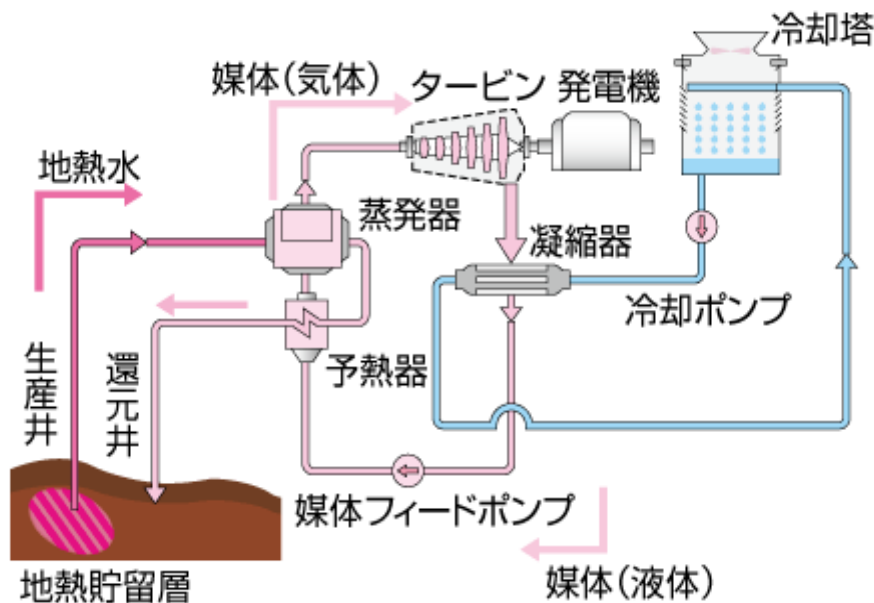


図3 バイナリー方式

【出典】2015年 JOGMEC 地熱資源情報 HP

<http://geothermal.jogmec.go.jp/geothermal/type2.html>

地熱流体

生産に使用する地熱井から噴出する流体。ほとんどの場合、熱水と蒸気の混合流体のため二相流とも言われる。

タービン

タービンは、発電機を回すための羽根車で、蒸気の力で回る風車のようなものである。1分間に3,000回転(50Hz地域)または3,600回転(60Hz地域)で発電機を回し、電気を作り出す。

復水器

タービンを回し終わった蒸気を水に戻す装置であり、タービンによる発電効率の維持のため、この中を真空に保っている。

冷却塔

復水器から出る温水を冷却する装置。ここで冷却された水は再び復水器の冷却水として使われる。

第3節 地熱発電の利点

我々は、地熱発電が他の発電方法にはない数々の優れた特徴を備えていると考えた。本稿では地熱発電のメリットを解説し、なぜ地熱発電の開発を進める必要があるのかということを検証したい。

第一に、地熱発電は純国産のエネルギーを使用した発電方法であるという点である。資源を海外からの輸入に頼ることなく、国内の地熱資源を使って発電することでエネルギー自給率の上昇が期待できる。現在エネルギー供給の大半を占めている火力発電で使用する石油、石炭、天然ガス等の化石燃料は9割程を輸入に依存している。産油国の政情や、産出量のばらつきによって輸入量・輸入価格は大きく変動する可能性があり、エネルギーの安定供給の面からみると望ましいとは言えない。地熱発電で利用するのは日本の地下に存在している熱資源のみであり、完全に自力で発電をすることができる。

第二に、高い設備利用率が挙げられる。設備利用率とは、発電所がある期間に実際に発電した電力量と、その期間休まずフルパワーで運転したと仮定したときに得られる電力量との百分率比である。式で表すと、

$$\text{年間の設備利用率 (\%)} = [\text{実際の年間の発電電力量 (kW 時)} \div (\text{定格出力} \times 365 \text{日} \times 24 \text{時間})] \times 100$$

と表すことができる。この設備利用率を他の発電方法と比較してみよう。同じ再生可能エネルギーである風力発電では20%、同じく太陽光発電では12%という数字である。⁷どちらにも共通して言えることは、発電をするにあたり天候の影響を受けるということになる。それに対して、地熱発電の設備利用率は80%⁸と非常に高い数値である。地下のマグマ溜まりから得る熱は昼夜、天候に関係なく一定であるため、非常に安定した電力供給をする

⁷ 太陽光発電総合情報

<http://standard-project.net/solar/> (最終アクセス 2015/11/02)

⁸ 再生可能エネルギーにおける地熱発電 日本地熱発電株式会社

<http://www.jgtpower.com/info/20141006c>(最終アクセス 2015/10/30)

ことができる。以上の数字から考えると世界有数の火山列島であり、豊富な地熱資源を有する我が国にはうってつけの発電方法であると言える。

第三に、地熱発電は二酸化炭素排出量が少ないクリーンな発電であるという点である。

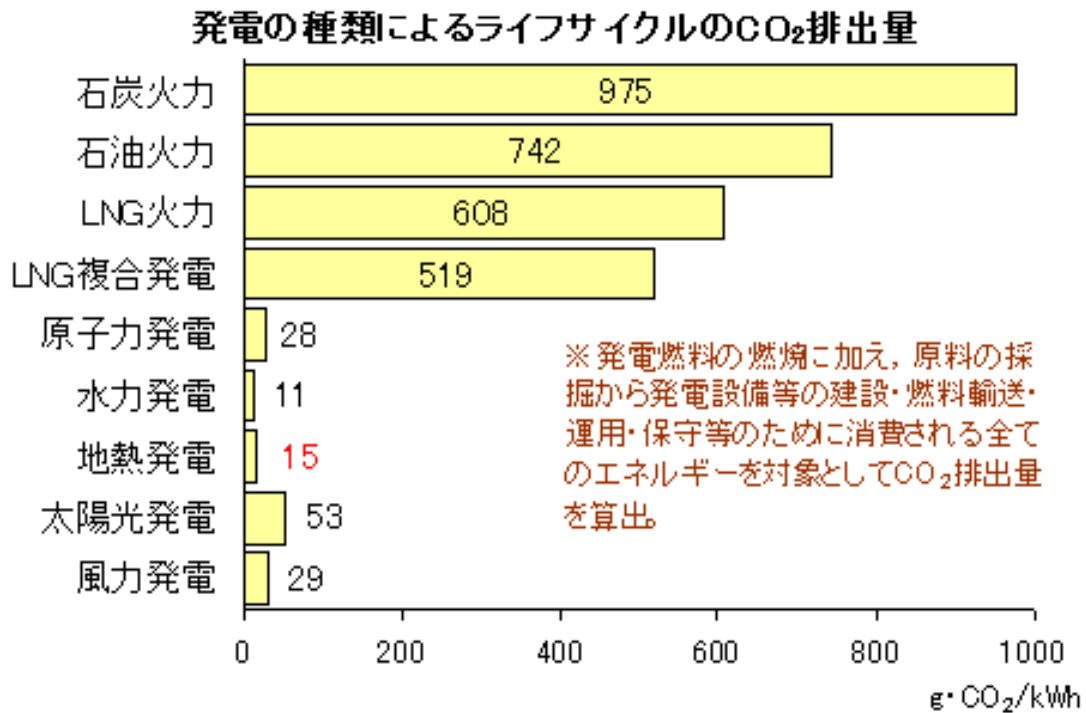


図4 発電の種類によるライフサイクルのCO₂排出量

【出典】経済産業省 資源エネルギー庁(2014)

<http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/>

図4はライフサイクルでみた二酸化炭素排出量である。地熱は主な発電方法の中で水力発電に次いで二酸化炭素排出の少ない発電方法ということが分かる。クリーンな発電というと、その発電効率の良さも相まって原子力発電が電力供給の大きな値を占めていたが、東日本大震災の原発事故により再稼働を不安視する声も依然として多い。二酸化炭素の削減が叫ばれる今日、原発のような危険性がなしにクリーンな電力供給ができるのも地熱発電の強みである。

第四に、地熱資源は枯渇の心配がないということである。石油をはじめとする天然資源には限りがあり、枯渇するのは時間の問題である。枯渇するまでにはまだ年数の余裕があ

るとされるものもあるが、それらの資源も残量の減少に比例して価格は高騰すると推察される。地熱発電では地熱流体によって熱せられた蒸気を利用して発電を行うが、熱源のマグマ自体をくみ上げて利用するわけではないので、枯渇することはないと言える。限りある資源の節約という点でも地熱発電は優れた発電方法と言えるだろう。

第4節 経済的課題

地熱発電は以上のようなメリットを有する一方、課題も存在し、経済的課題と法的課題、そして環境的課題の3つに大別される。本稿は、1つ目の経済的課題を現在の日本に根付く現状として提示し、その後、二つ目の法的課題に触れ、現行の法律がどの程度新しい地熱発電所の建設を妨げているか、また三つ目の環境的課題の観点から地熱開発の普及の障害となっているものを明らかにしていく。

まず、経済的課題について触れる。経済的課題については、主に2つに分類される。第一は初期投資コストが非常に高いため、安定したコストの回収が難しい点。第二は、地熱発電所を建設するまでの開発期間が非常に長く、短期的な採算が取れない点である。

まず、初期投資コストについて触れる。新しい地熱発電の設備を建設する為には、初期投資コストのみで250億円⁹という莫大なコストがかかる。小さな穴を鉛直方向に掘り、地下の地熱物質のサンプルを採取する事を目的とする坑井（こうせい）調査がその4分の1のシェアを占め、地下水をまた取り入れるために1キロメートル以上の深さまで掘り下げなければならず、建設費の単価は太陽光や風力の2倍以上も高くなってしまう。また日本の地熱発電所建設費用はアメリカの3倍、フィリピンの6倍というコストであり、国際的にも高コストである。

このように、初期投資コストが高い地熱発電であるが、この問題に対する現行の政府の対策が一つ存在する。それは、固定価格買い取り制度(FIT)である。この制度は、再生可能エネルギーを使用して発電された電気を、一定価格で電気事業者が買い取ることを政府が

⁹ 地熱発電の現状と課題（2014）

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/003_01_0.pdf#search=%E5%9C%B0%E7%86%B1%E7%99%BA%E9%9B%BB+%E5%88%9D%E6%9C%9F%E3%82%B3%E3%82%B9%E3%83%88（最終アクセス 2015/10/30）

義務づける制度のことである。政府が毎年一定額の料金支払いを電気事業者に課すため、安定したコストの回収が可能になる。

次に、開発期間の長さについて触れる。地熱発電所は、調査や開発にかかる期間が非常に長い。その為、短期的な採算がとれないということが課題である。必要な開発期間は、あらゆる再生可能エネルギーを利用した発電方法の中で最も長い。例えば、3万Kwを越える大規模な地熱発電所を建設する為には、建設を開始するまでに8年から9年という長い時間を要する。建設を予定する地域の住民に、地熱発電を建設することによってどのようなメリットがもたらされるのかを十分に説明し、彼らの合意を得て、その後地中の探査を実施し、十分な地熱資源が存在しているかどうか、そして掘削が温泉源にまで及んでいないかどうかを調査しなければならない。その後、生産井や還元井を掘削して発電設備を完成させるまでに3年から4年かかるため、全体の開発期間は、11年から13年に及ぶ。¹⁰具体的に15000kwを境として5つの地熱発電所を取り上げ、調査機関と開発期間¹¹を参照してみる。

1. 松川発電所（岩手県）

開発に要した調査期間	10年（1956年から1966年）
実際の開発期間	4年（1962年から1966年）
認可出力	23500kw

2. 八丈島発電所（東京都）

開発に要した調査期間	10年（1989年から1999年）
実際の開発期間	1年（1998年から1999年）
認可出力	3300kw

3. 森発電所（北海道）

開発に要した調査期間	10年（1972年から1982年）
実際の開発期間	2年（1982年から1984年）

¹⁰ 同上(最終アクセス 2015/10/30)

¹¹ 経済産業省 資源エネルギー庁

http://www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/geothermal/explanation/mechanism/plant/japan/004/ (最終アクセス 2015/11/02)

認可出力 25000kw

4. 滝上発電所（大分）

開発に要した調査期間 16年（1979年から1995年）

実際の開発期間 1年（1995年から1996年）

認可出力 25000kw

5 山川発電所（鹿児島）

開発に要した調査期間 10年（1983年から1993年）

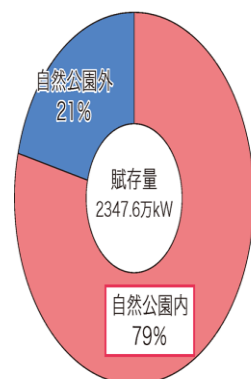
実際の開発期間 2年（1993年から1995年）

認可出力 30000kw

上記の各地熱発電所の調査開発期間をみても太陽光発電が2～3ヶ月、バイオマス、風力、水力が約5年の開発期間を要するのに比べて地熱開発がかなりの時間を要するのが分かる。

第5節 法的課題

このように、経済的課題が多く存在することが分かった。本節では地熱開発に課せられている法的課題について述べる。まずは、日本における地熱資源賦存量の地域別割合を確認する。



[万kW]

自然公園内の分類	賦存量	
特別保護地区	717.2	
特別地域	1,021.2	
	第1種	258.1
	第2種	248.1
第3種	515.0	
普通地域	109.0	
自然公園外	501.0	
合計	2,347.6	

図5 日本における地熱資源のポテンシャル

【出典】「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」（2012, 調達価格等算定委員会） http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/report_001.html

自然公園内の特別保護地区に賦存する地熱資源が717.2万Kwで全体の約30パーセント、第1種から第3種までの特別地域に賦存する地熱資源が1021.2万Kwで全体の約43パーセント、普通地域における賦存量が109.0万Kwで全体の約5パーセント、そして自然公園外が501.0万Kwで全体の約21パーセントとなっている。ここで問題なのは、自然公園法¹²によって、全体の約3割の賦存量を占める特別保護地区と、第一種特別地域における地熱資源の掘削が禁じられているという点である。この自然公園法が存在する理由は国が国立・国定公園というものはわが国を代表する自然の風景地であり生物多様性の観点から重要な自然保護区であると規定しているからに他ならない。

第2種特別地域、第3種特別地域、普通地域については自然公園法第四節二十条において、次のように定められている。

第二十条 環境大臣は国立公園について、都道府県知事は国定公園について、当該公園の風致を維持するため、公園計画に基づいて、その区域内に特別地域を指定することが出来る。

3. 特別地域（特別保護地区を除く。以下この条について同じ）内においては、次の各号に掲げる行為は、国立公園にあっては環境大臣の、国定公園にあっては都道府県知事の許可を受けなければ、してはならない。ただし、非常災害のために必要な応急措置として行う行為又は第三号に掲げる行為で森林の整備及び保全を図るために行うものはこの限りではない。

- 一 工作物を新築し、改築し、又は増築すること。
- 二 木竹を伐採すること。

（以下略）

¹² 自然公園法 <http://law.e-gov.go.jp/htmlldata/S32/S32HO161.html>(最終アクセス 2015/10/30)

総括すると、特別保護地区と第1種特別地域を含む約41パーセントの地熱資源は掘削不可であり、その他、第二種特別地域から普通地域までを含む約39パーセントの地熱資源は掘削が可能であるという事である。本稿では、自然公園法の規制緩和によって、現段階では掘削が禁じられている41パーセントの地熱資源が掘削される事を可能にし、そして、第二種特別地域から普通地域までを含む約39パーセントの地熱資源が十分に利用される事を、後に触れる政策提言の方向性及び目指す日本の将来像として提示する。

しかしながら、現段階で建設可能な地域（第2種特別地域から普通地域までの地域）において、地熱発電所の建設をするにあたり、様々な障害が存在する。その障害は大きく三点に分けられる。

一点目は、第2種特別地域と第3種特別地域において、高さ13m以上の建築物を建ててはならず、建築面積も2000㎡以下でないとならないという規制が、自然公園法によって定められているという事である。普通地域については以下のように定められている。

第三十三条 国立公園又は国定公園の区域のうち特別地域及び海城公園地区に含まれない（以下「普通地域」と言う。）内において、次に掲げる行為をしようとする者は、
（中略）行為の種類、場所、施行方法及び着手予定日その他環境省令で定める事項を届け出なければならない。

一 その規模が、環境省令で定める基準を越える工作物を新築し、改築し、又は増築すること（改築又は増築後において、その規模が環境省令の定める基準を越えるものとなる場合における改築又は増築を含む。）

つまり、仮に、潜在的な地熱資源が多く賦存する自然公園内に地熱発電所が建設されたとしても、その規模が地熱資源を十分に利用出来る程の物ではないという事である。

二点目は、設備開発調査時における生物環境への配慮についてである。近年インフラ開発において自然環境へ配慮する環境アセスメントが重要視されている。この環境アセスメントとは具体的に、開発事業の内容を決めるに当たって、それが環境にどのような影響を及ぼすかについて、あらかじめ事業者自らが調査、予測、評価を行い、その結果を公表し

て一般の方々、地方公共団体などから意見を聴き、それらを踏まえて環境の保全の観点からよりよい事業計画を作り上げていこうという制度である。

例えば、地熱発電開発の初期段階においてヘリコプターを利用した空中探査が行われるが、鳥類の繁殖活動へ悪影響が及ぼされることが懸念されており、このような事例も地熱発電事業計画の初期段階で考慮されなければならない。

三点目は、環境保護を主張する地元住民が、自然公園内に施設を建設する事に対して反対運動を起こす可能性があるという事である。特に第一種特別地域に関しては国が最も風致を保護する必要性があると定めている地域でもあり、景観の保護の観点からも開発に関して特に厳しい規制がなされている地域である。実際に過去の地熱開発現場においては、

景観対策として採掘時に設けるやぐらの色を景観に配慮して茶色にする。

採掘の現場が遠くから見て目立たないようにする。

資機材や作業員の輸送には森林整備用の既存の作業路を活用する。¹³

といった対策がなされている。

本稿においても傾斜採掘による第一種特別地域への地熱資源への開発を提唱しているが環境団体および地元住人からの意見は無視できないものである。

二点目と三点目については、自然公園法の全体的な規制緩和がなされたとしても、未だ残る障害である。

¹³ 地熱発電の環境への影響 <http://www.geocities.jp/morikonamia/tinetu.html> (最終アクセス 2015/10/30)

第3章 先行研究

傾斜掘削

傾斜掘削による地熱資源の開発については、地熱発電の現状と課題（国立国会図書館 近藤かおり 2015）で研究がなされている。この論文では日本の地熱資源の約8割が自然公園内に存在し、その多くが特別保護地区及び特別地域（1種、2種、3種）にあるため、自然公園内における開発規制が地熱開発の障壁となっていると指摘している。自然公園内で地熱発電所開発を行う際には自然公園法による規制がかかる。自然公園法（昭和32年法律第161号）は、優れた風景地の保護や生物多様性の確保等に寄与することを目的とし、自然公園として国立公園、国定公園、都道府県立自然公園を定めている。自然公園は、特別保護地区、第1種特別地域、第2種特別地域、第3種特別地域、普通地域にそれぞれ分けられ、地域ごとに工作物の新設・改築・増設、木材の伐採、土地の形状変更等の行為についての規制がなされており、特別地域に新しく地熱発電所を建設する際には、自然公園法に基づき、環境大臣又は都道府県知事の許可を受ける必要があり、普通地域に建設する際は届け出制となっている。第1種特別地域はもちろん、第2種、第3種特別地域も傾斜掘削のみの許可であり、垂直掘削の導入が必要不可欠であることを指摘している。

固定価格買い取り制度

地熱エネルギー開発促進のための政策要望（日本地熱協会 2015）では、固定価格買い取り制度の必要性について提言が出されている。固定価格買い取り制度は将来的に見直されることとなっているが、地熱開発の調査・開発は大規模な開発ではリードタイムが10年を超えるため、現在進んでいる地熱発電所建設プロジェクトも固定価格買い取り制度の設備認定に至るまで数年を要する。そのため、固定価格買い取り制度の恒久的な運用を行うことを政策要望のひとつとして提出している。また、固定価格買い取り制度に関しては地熱発電の現状と課題（国立国会図書館 近藤かおり 2015）でも言及されている。この論文では、現在調査・開発が進んでいるプロジェクトは現行の買い取り価格を前提に進んでおり、現行の買い取り価格は既存地熱発電所のコスト計算に努力目標を加味したモデル計算に基づいた事業者要望に沿った価格であることを示している。その上で、買い取り価格が下がると進行中のプロジェクトの中止に追い込まれる可能性が出てくることに加え、後続のプロジェクトが途絶えてしまう恐れがあるため、買い取り価格を将来に向けて低下させず、事業として成り立つ適正な価格を固定することで、開発条件のよい先行プロジェクトだけでなく後続プロジェクトの進展にも貢献すると指摘している。さらに事業の採算性についても言及しており、地熱発電は計画から稼働まで10年以上の期間を必要とし、現行の固定価格買い取り制度では、経済産業大臣が買い取り価格・買い取り期間を毎年度決定する仕組みとなっているため、将来の調達価格や買い取り期間は現時点では予測をすることが困難であるとしている。そして、そのような事業に参入することはリスクを伴うため開発が進まないという現状があり、開発を進めるためには買い取り価格を長期間にわたり固定する必要があると結論付けている。

これらの研究を踏まえ、本稿では以下の分析・提言を行う。我々は、第一種特別地域内の傾斜掘削は環境保全や地域住民との合意の関係上困難であると判断した。そこで、2015年7月30日に行われた環境省と専門家による検討会で固められた地熱発電に関する規制緩和によって、第一種特別地域外から第一種特別地域内への傾斜掘削が認められたことに着目した。本稿では第一種特別地域外からの傾斜掘削を行った際に、どれだけの電力が新たに生み出せるかを算出した。その際、第一種特別地域内の地熱資源の賦存量から、物理的採取が可能と考えられる資源量（可採資源量）を求め、そこからさらに建設される発電所の数を4パターン仮定し、各パターンの数値を計算した。そして、地熱発電によって排出される二酸化炭素排出量と、火力発電で同発電量を発電した場合の二酸化炭素排出量と比

較し、地熱発電が火力発電に代替した場合にどれだけの二酸化炭素排出量が削減できるのかを求めた。また、固定価格買い取り制度の恒久的な運用が不可欠であるとの提言を支持し、その上で傾斜掘削によるコスト増加を補填するために、買い取り価格を変動させることによる回収金額の変化についても計算を行った。

第4章 分析

第1節 現存する傾斜井とのコスト比較

本稿は、傾斜井の角度を 45° にした時（ケース①）と、傾斜井の角度を 60° にした時（ケース②）について、それぞれ1本あたり、現存する傾斜井とどの程度開発コストの差が生じるのかを分析する。その後、ケース①とケース②を比較した上で、本稿が進める政策提言として、どちらがより適切かを述べる。

まず、以下にケース①とケース②の事例を図で示す。

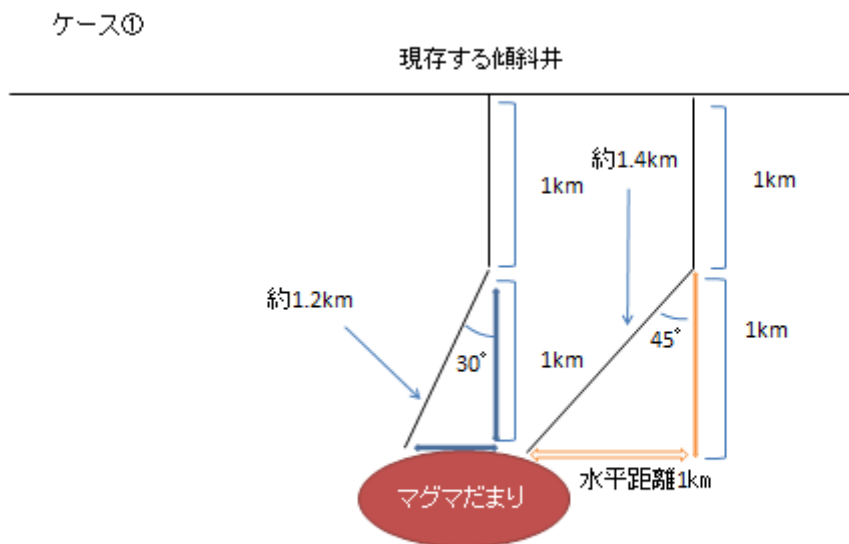


図6 現存する傾斜井と傾斜角度 45° の傾斜井

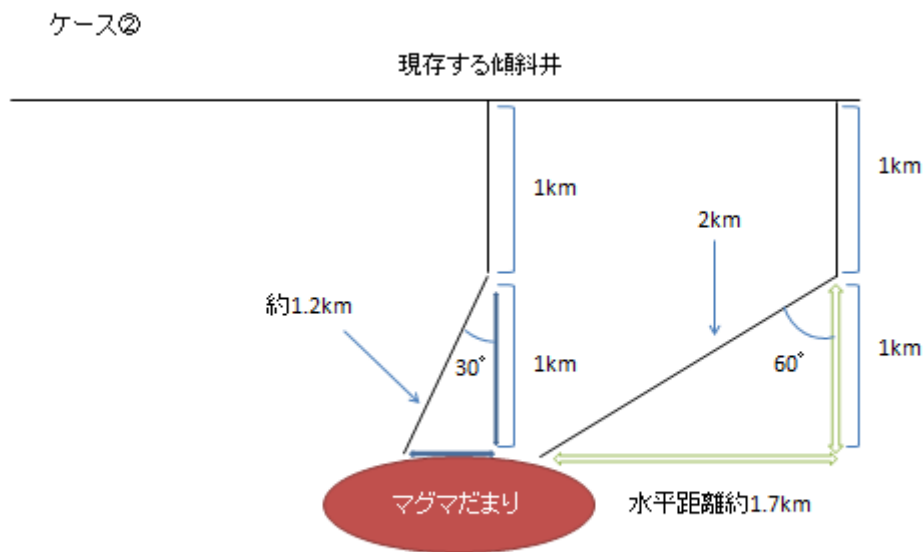


図7 現存する傾斜井と傾斜角度60°の傾斜井

まず、図の通り、現存する傾斜井は、次の三点の特徴を持っている。第一に、30°の傾斜を有しているという事である。第二に、地表から約1km垂直に掘り下げて、その後に、斜めに掘り下げるとい事である。第三に、垂直距離が2kmであるという事である。¹⁴この三点である。

これらの数字を用いて、現存する傾斜井の距離は、三平方の定理を用いて、 $1\text{km} + \text{約}1.2\text{km} = \text{約}2.2\text{km}$ であると言える。

ケース①では、垂直距離2kmという条件を同じにして、傾斜井の傾斜角度を30°から45°にした場合を考える。三平方の定理より、水平距離が1km、斜めに掘削した坑井部分の長さが約1.4kmとなるので、全体の傾斜井の長さは、 $1\text{km} + \text{約}1.4\text{km} = \text{約}2.4\text{km}$ と求める事が出来る。

ケース②では、ケース①同様、垂直距離を2kmに定め、傾斜井の傾斜角度を30°から60°にした場合を考える。三平方の定理より、水平距離が約1.7km、斜めに掘削した坑井部分の長さが2kmとなるので、全体の坑井の長さは、 $1\text{km} + 2\text{km} = 3\text{km}$ と求める事が出来る。

このように、現存する傾斜井の長さが約2.2km、ケース①における傾斜井の長さが2.4km、ケース②における傾斜井の長さが3kmと分かった。坑井の費用は、その長さによって変化

¹⁴ 日本地熱エンジニアリング様にヒアリングを実施(実施日 2015/10/15)

するので、これらの値の比を用いる事で、ケース①とケース②における傾斜井 1 本あたりの費用を求める事が出来る。

まず、現存する傾斜井 1 本あたりの費用は平均 5.5 億円である。¹⁵よって、ケース①における傾斜角度 45° の傾斜井 1 本あたりの費用は、 $2.2\text{km}:2.4\text{km}=5.5\text{億円}:X\text{円}$ より、 $X=6$ となる。つまり、傾斜井 1 本あたりの費用が 6 億円である。

次に、ケース②について考察する。傾斜角度 60° の傾斜井一本あたりの費用は、 $2.2\text{km}:3\text{km}=5.5\text{億円}:X\text{円}$ より、 $X=7.5$ である。よって、傾斜井 1 本あたりの費用は 7.5 億円である。

1 機の地熱発電所を建設するのに必要な傾斜井の本数は、約 15 本から約 50 本¹⁶なので、本稿は、その間をとり、30 本に統一する事にする。そうすると、新規の地熱発電所を建設する為に、ケース①においては、現存する地熱発電所と比較して、 $(6\text{億円}-5.5\text{億円})\times 30\text{本}=15\text{億円}$ 余分に費用がかかるという事である。また、ケース②においては、 $(7.5\text{億円}-5.5\text{億円})\times 30\text{本}=60\text{億円}$ 余分に費用がかかる。

このように、ケース①とケース②のいずれの場合においても、余分に費用がかかるという事が分かった。次節ではこの追加の費用を補填する財源として、固定価格買い取り制度(Feed-in Tariff)の価格の引き上げに着目した。

第 2 節 固定価格買い取り制度による財源補填

固定価格買い取り制度とは、水力発電、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電、地熱発電などの再生可能エネルギーを用いて発電したエネルギーを、電力事業者がある一定の価格で買い取る事を国が約束する制度の事である。¹⁷日本において、地熱発電に関する固定価格買い取り制度の買い取り価格と調達期間は、調達期間が 15 年、買い取り価格が、認可出力(国によって認可された発電設備の容量)が 15000kw 以上の地熱発電所に関しては、1kwh あたり 26 円であり、認可出力が 15000kw 以下の地熱発電所に関しては、1kwh あたり 40 円である。¹⁸

¹⁵ 日本地熱エンジニアリング様にヒアリングを実施 (実施日 2015/10/15)

¹⁶ 同上 (実施日 2015/10/15)

¹⁷ 経済産業省資源エネルギー庁(2012)

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/を参照(最終アクセス 2015/10/29)

¹⁸ 同上 (最終アクセス 2015/10/29)

	調達価格	調達期間
日本	26 円/40 円	15 年
ドイツ	25	25 年
スペイン	7.6467/7.2249	30 年

図 8 調達価格および調達期間の国際比較

【出典】 経済産業省資源エネルギー庁 HP より筆者作成

上図の通り、固定価格買い取り制度を導入している国には、日本以外にドイツやスペインがある。ドイツは、世界で初めて固定価格買い取り制度を導入した国である。ドイツ及びスペインの買い取り価格の単位はユーロセントであり、スペインに関しては、固定価格買い取り制度を適用してから 20 年目までは 1kwh あたり 7.6467 ユーロセントで、21 年目以降は 7.2249 ユーロセントである。調達期間については、スペインは日本の 2 倍の 30 年である。

ここまで、日本における、固定価格買い取り制度の調達価格や調達期間、及びこれらの数字の他国との比較について論じた。次に、既出の kw と kwh という単位の違いを説明する。この二つの単位の違いを論じる事で、本稿が進める政策提言の妥当性を裏付ける分析に繋げる。

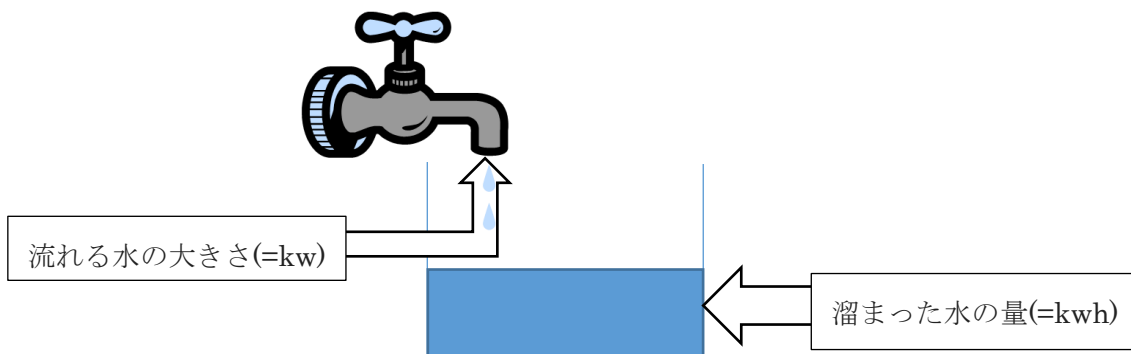


図 9 kw と kwh の違い

【出典】 太陽生活ドットコム(2011)より筆者作成

上に、kw と kwh の違いを簡潔に説明する為に、蛇口から流れる水が水槽にたまる図を描いた。簡単に述べると、kw のほうは蛇口から流れる水の大きさ、kwh のほうは蛇口から流れた水の総量の事である。¹⁹つまり、例えば、ある地熱発電所が 1 日に発電する総電力量を求める時には、その地熱発電所の認可出力(kw)×24 時間×0.8(設備利用率)を計算すれば良い。また、1 年間の総発電量を求める時には、上記の計算に加えて更に、365 を掛ける事によって求める事ができる。

固定価格買い取り制度及び kw と kwh の違いについて概観した。ここで一つ疑問点として浮かぶのは、電力会社はどのようにして採算をとっているのかという事である。

電力会社は、一定の価格で買い取った後、再エネ賦課金という形で、一般家庭から、電気使用量に応じて一定の金額を徴収している。再エネ賦課金は 1kwh の電気使用あたり 1.58 円と定められている。つまり、一般家庭は毎月、基本電気料金と再エネ賦課金の合計の金額を電力会社に支払っているという事である。²⁰

このように、固定価格買い取り制度には、政府、電力会社、電力事業者、一般家庭の 4 主体が関係しているという事である。以下に、固定価格買い取り制度の仕組みを簡略化した図を示す。

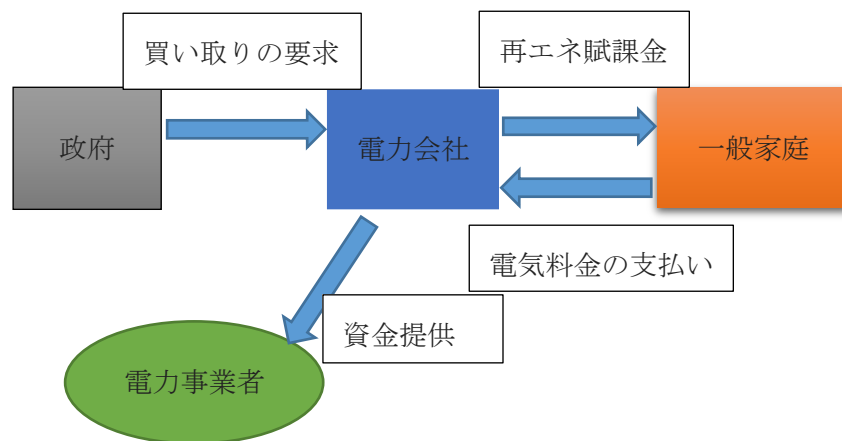


図 10 固定価格買い取り制度の仕組み

¹⁹ 太陽生活ドットコム(2011)

<http://taiyoseikatsu.com/faq/faq089.html>(最終アクセス 2015/10/29)

²⁰ 経済産業省資源エネルギー庁(2012)

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/(最終アクセス 2015/10/31)

認可出力(国によって認可された発電設備の容量)が 15000kw 以上の地熱発電所においては、1kwh あたりの買い取り価格は 26 円である事が分かったが、この 26 円/kwh の中には、現存する地熱発電所を運用していく上で必要な発電コストと、今後地熱発電を推進していく上で必要なコストの両方が含まれる。そこで、本稿は、後者の、地熱発電を推進していく上で必要なコストを計算した。

認可出力が 15000kw 以上である地熱発電所は以下の 13 箇所で、全 13 箇所の地熱発電所の認可出力の合計は 484800kw であり、平均認可出力は約 37292kw である。この平均認可出力における発電コストを求める。

- ・森地熱発電所(北海道 北海道電力) 25000kw(年間 2 億 1900 万 kwh)
- ・澄川地熱発電所(秋田県 東北電力) 50000kw(年間 4 億 3800 万 kwh)
- ・松川地熱発電所(岩手県 東北自然エネルギー) 23500kw(年間 2 億 586 万 kwh)
- ・葛根田地熱発電所(岩手県 東北電力) 【1号機】 50000kw(年間 4 億 3800 万 kwh)
【2号機】 30000kw(年間 2 億 6280 万 kwh)
- ・上の岱地熱発電所(秋田県 東北電力) 28800kw(年間 2 億 5228 万 8000kwh)
- ・鬼首地熱発電所(宮城県 電源開発) 15000kw(年間 1 億 3140 万 kwh)
- ・柳津西山地熱発電所(福島県 東北電力) 65000kw(年間 5 億 6940 万 kwh)
- ・八丁原地熱発電所(大分県 九州電力) 【1号機】 55000kwh(年間 4 億 8180 万 kwh)
【2号機】 55000kwh(年間 4 億 8180 万 kwh)
- ・滝上地熱発電所(大分県 九州電力) 27500kw(年間 2 億 4090 万 kwh)
- ・大霧発電所(鹿児島県 九州電力) 30000kw(年間 2 億 6280 万 kwh)
- ・山川発電所(鹿児島県 九州電力) 30000kw(年間 2 億 6280 万 kwh)

認可出力合計:484800kw 平均認可出力:37292kw

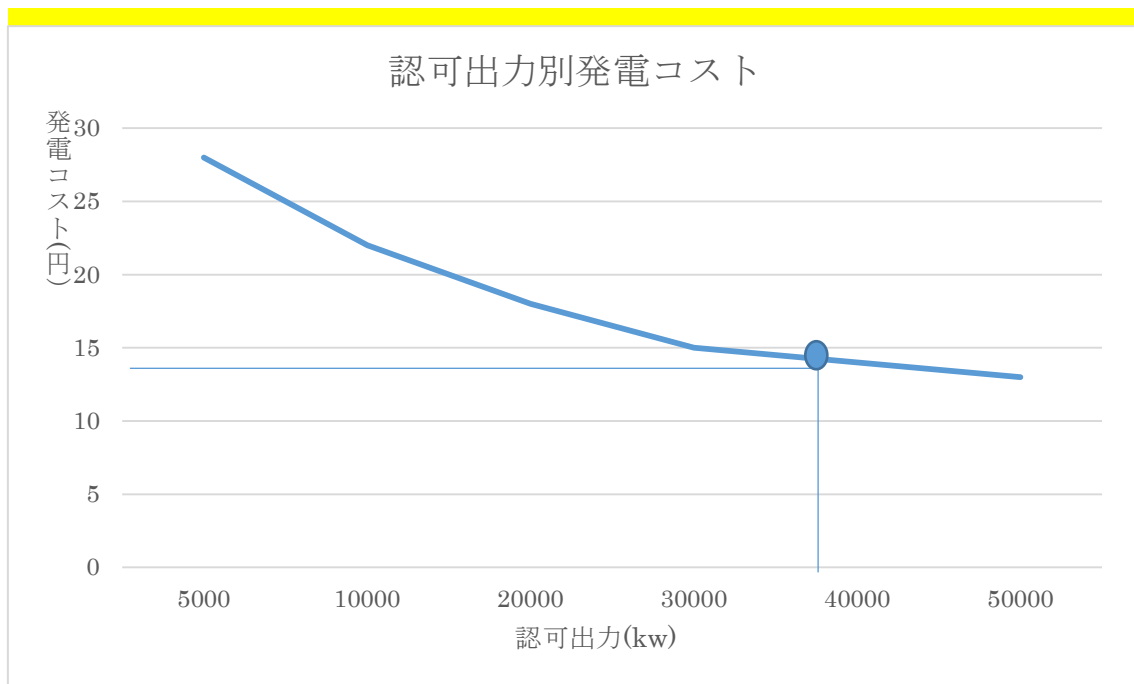


図 11 認可出力別発電コスト

【出典】資源エネルギー庁 HP より筆者作成

表より、認可出力 37292kw における発電コストは、約 14 円/kwh であるため、26 円/kwh—約 14 円/kwh=約 12 円が、今後地熱発電を推進していく上で必要なコスト、つまり、固定価格買い取り制度によって電力事業者へ提供される資金であると言える。

認可出力の合計を、総発電量の単位である kwh に直すと、48 万 4800kw×24 時間×365 日=年間 42 億 3984 万 kwh である。また、地熱発電の設備利用率は約 80% であるから、現実的に発電し得る年間総発電量は、42 億 3984 万 kwh×0.8=33 億 9187 万 2000kwh である。

固定価格買い取り制度による電力事業者への資金提供の金額は約 12 円/kwh であるので、年間の回収金額は、33 億 9187 万 2000kwh×12 円/kwh=407 億 246 万 4000 円となる。また、現在、固定価格買い取り制度の調達期間は 15 年であるため、総回収費は、407 億 246 万 4000 円×15 年=6105 億 3696 万円となる。

本稿は、上記で述べた 12 円/kwh という価格に新たに 1 円上乗せして 13 円/kwh にし、そのケースにおいて新たに得られる資金量を求め、その資金を、政策提言として進める 45° の傾斜井開発による新規地熱発電所の費用に充てる。

上記の方法と同様に計算すると、電力事業者への資金提供の金額を 12 円/kwh から 13 円/kwh にした時の総回収費は、13 円/kwh×33 億 9187 万 2000kwh×15 年=6614 億 1504 万円と

なる。つまり、新たに得られる資金量は、6614 億 1504 万円－6105 億 3696 万円＝508 億 7808 万円である。

この資金を、1 機あたり 15 億円余分に費用がかかる、傾斜角度 45° の傾斜井による新規地熱発電所の開発に充てると、508 億 7808 万円÷15 億円＝約 33 機分の地熱発電所が新たに開発可能である。また、1 機あたり 60 億円余分に費用がかかる傾斜角度 60° の傾斜井による新規地熱発電所の開発に充てると、上記と同様の計算より、約 8 機分の地熱発電所が新たに開発可能である。

第 3 節 第 1 種特別地域の傾斜掘削による発電量の増加および二酸化炭素削減量

前節では、傾斜掘削の角度と開発コスト及び、固定価格買い取り制度の調達価格を 1 円上乗せすることによって得られる新たな資金の算出を行った。第 3 節では、第一種特別地域の開発によって得られる総発電量を割り出し、2030 年の電源構成において地熱発電が占める割合を算定する。そして、地熱発電が火力発電に代替した場合の二酸化炭素の削減量の算出を行う。

日本国内に賦存する総地熱資源量は、自然公園内の特別保護地区は 717.2 万 kW で全体の 30.6%、三区に分けられる特別地域のうち、第一種特別地域は、258.1 万 kW で 11%、第二種特別地域が 248.1 万 kW で 10.6%、第三種特別地域が 515.0 万 kW で 22%、普通地域が 108.5 万 kW で 4.6%、自然公園外が 500.7 万 kW で 21.3%²¹となっている。

2015 年 7 月 30 日に環境省と専門家による検討会が開かれ、第一種特別地域の外から第一種特別地域内への傾斜掘削が、地表に影響がないこと等の条件付きで認められている。本稿では、第一種特別地域への傾斜掘削を進めることによって、どれだけの資源が掘削可能になるかを試算した。まずは第一種特別地域地下の可採資源量（導入ポテンシャル）²²を求めた。以下に示したものが計算式である。

$$258.1 \text{ (第一種特別地域地下の賦存量)} \times 0.437 \text{ (可採率)} = 112.8 \text{ 万 kW}$$

²¹ 地熱発電の現状と課題 国立国会図書館 近藤かおり (2015)

²² 賦存量に可採率を乗じたもの。可採率の係数 0.437 は江原ほか (2008) によった。

112.8 万 kW×24 (時間) ×365 (日) ×0.8 (設備利用率) =79 億 430 万 kWh (年間発電電力量)

計算結果の 79 億 430 万 kWh の電力量がすべて得られれば、日本の総発電電力量を 0.3% 増やすことができる。しかし、可採資源量のすべてを開発することは不可能なため、後述する我々の予測では最大で 79 億 430 万 kWh の 4 割弱という数字となった。

可採資源量から実際に発電に使用される値は、建設される発電所の数に左右されると考えられる。そこで、新たに建設される地熱発電所の数を、3 基、5 基、10 基、15 基の 4 パターン仮定し、各発電量を計算した。1 基当たりの認可出力は、資源エネルギー庁が新たに開発される地熱発電所のモデルケースに適用している 3 万 kW という数字をそのまま使用した。

1 基当たりの発電電力量：3 万 kW×24×365×0.8=2 億 1024 万 kWh

3 基の場合：2 億 1024 万 kWh×3=6 億 3072 万 kWh

5 基の場合：2 億 1024 万 kWh×5=10 億 5120 万 kWh

10 基の場合：2 億 1024 万 kWh×10=21 億 240 万 kWh

15 基の場合：2 億 1024 万 kWh×15=31 億 5360 万 kWh

新しく 3 基建設した場合、確保できる発電電力量は 6 億 3072 万 kWh であり、2030 年の電源構成における地熱発電の割合の約 0.06% 増となる。同じく、5 基の場合は約 0.1% 増、10 基の場合、約 0.2% 増、15 基の場合、約 0.3% 増となる。先述のとおり、新しく 15 基の発電所の建設が進んだ場合、可採資源量 79 億 430 万 kWh のうちの 4 割弱を活用できることになる。

増加した地熱発電の割合を火力発電から差し引くと、二酸化炭素排出量はどれだけ削減されるだろうか。火力発電の 1kWh あたりの二酸化炭素排出量を 805g とし、地熱発電の場合は 13g²³とする。先ほどと同じく、3 基、5 基、10 基、15 基の各パターンを算出した。この計算は、地熱発電 1kWh あたりの二酸化炭素排出量から火力発電 1kWh あたりの二酸化炭

²³ JOGMEC 今こそ考えたい石炭と地熱発電の現在そして未来 ～地熱編～(2014)
http://www.jogmec.go.jp/library/contents10_01.html (最終アクセス 2015/11/02)

素排出量を引き、その差の-792g に、地熱発電によって得られる発電電力量を掛けたものである。計算式は

$$\text{地熱発電による二酸化炭素排出量} \times \text{地熱発電発電電力量} - \text{火力発電による二酸化炭素排出量} \times \text{地熱発電発電電力量}$$

となり、具体的な数値は以下の通りになる。

$$3 \text{ 基の場合} : (13-760) \times 6 \text{ 億 } 3072 \text{ 万 kWh} = -47 \text{ 万 } 1148 \text{ t}$$

$$5 \text{ 基の場合} : (13-760) \times 10 \text{ 億 } 5120 \text{ 万 kWh} = -78 \text{ 万 } 5246 \text{ t}$$

$$10 \text{ 基の場合} : (13-760) \times 21 \text{ 億 } 240 \text{ 万 kWh} = -157 \text{ 万 } 493 \text{ t}$$

$$15 \text{ 基の場合} : (13-760) \times 31 \text{ 億 } 5360 \text{ 万 kWh} = -235 \text{ 万 } 5739 \text{ t}$$

第一種特別地域の傾斜掘削を進め、火力発電の割合を減らすことによってこれだけの二酸化炭素の削減効果が期待できる。

本章では、第一種特別地域の可採資源量の算出を行い、そこからさらに開発可能性のある発電所の数を仮定し、各ケースでどれだけの発電量の増加が見込めるかを算出した。そして、増加した地熱発電の割合を火力発電から差し引くことによって得られる二酸化炭素の削減量を算出した。

本稿では、地熱発電を再生可能エネルギーのなかで、安定的かつ大きな発電量を生み出すポテンシャルのある発電方法と考えた。地熱発電の促進を妨げている最大の原因は経済性の確保の問題である。そこで導入促進の方策として、固定価格買い取り制度の恒久的運用及び、傾斜掘削による自然公園内第一種特別地域地下の地熱資源の活用を論じた。これまで傾斜角度の大きな傾斜掘削による開発は、コストが大きく増加することから進まずにいた。本稿では固定価格買い取り制度の恒久的運用を提言し、さらに現行の買い取り価格を引き上げることで、コスト増加分の補填の可能性を検証した。その結果、15000kw 以上の認可出力をもつ発電所で発電された電気の場合、買い取り価格を 1 円上げることで 508 億 7808 万円（買取期間 15 年）の資金が回収されることが明らかになった。第一種特別地域の傾斜掘削を行うことで新たに得られる発電量に関しては、建設される発電所の数を 3 基、5 基、10 基、15 基と、4 つのケースを仮定し、各ケースで個別に検証を行った。そし

て、新たに発電された電力が、火力発電によって発電されている電力に代替した場合の二酸化炭素排出量の計算を行うことで、その削減効果を明らかにした。

先行研究・データ出典

【先行研究】

- ・地熱発電の現状と課題（2015）近藤かおり
- ・地熱エネルギー開発促進のための政策要望（2015）日本地熱協会

【データ出典】

- ・経済産業省資源エネルギー庁(2012)
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/を参照(最終アクセス 2015/10/31)
- ・太陽生活ドットコム(2011)
<http://taiyoseikatsu.com/faq/faq089.html>(最終アクセス 2015/10/29)
- ・「平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見」(2012, 調達価格等算定委員会)
- ・自然公園法 <http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S32/S32H0161.html>(最終アクセス 2015/10/30)
- ・日本のエネルギー事情(2015) 関西電力
http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/nowenergy/japan_energy.html(最終アクセス 2015/10/30)
- ・「長期エネルギー需給見通し」(2015) 経済産業省
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf(最終アクセス 2015/10/30)
- ・これまでの歴史 JOGMEC 地熱資源情報(2012)
<http://geothermal.jogmec.go.jp/history/history.html>(最終アクセス 2015/10/30)
- ・地熱発電の形式・地熱発電について 資源エネルギー庁
http://www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/geothermal/explanation/mechanism/format/(最終アクセス 2015/10/30)
- ・地熱発電の現状と課題(2014)
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/003_01_00.pdf#search='%E5%9C%B0%E7%86%B1%E7%99%BA%E9%9B%BB+%E5%88%9D%E6%9C%9F%E3%82%B3%E3%82%B9%E3%83%88'(最終アクセス 2015/10/30)
- ・自然公園法 <http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S32/S32H0161.html>(最終アクセス 2015/10/30)
- ・地熱発電の環境への影響 <http://www.geocities.jp/morikonamia/tinetu.html>(最終アクセス 2015/10/30)
- ・地熱発電の現状と課題(2014) 日本地熱協会
- ・電力中央研究所 HP NEWSNo. 475 地熱発電開発と温泉事業との共生のための方策と提案
<http://criepi.denken.or.jp/>(最終アクセス 2015/11/02)

- ・スマートジャパン 地熱発電の3つの課題ー自然公園、温泉、開発期間ー

<http://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1308/15/news018.html>(最終アクセ

ス

- ・時の話題 地熱発電の可能性 (平成 26 年) _

<http://www.yamadatadaaki.net/old/reports/shoko/toki25-33.pdf#search='%E5%9C%B0%E>

[7%86%B1%E7%99%BA%E9%9B%BB+%E5%89%B2%E5%90%88](http://www.yamadatadaaki.net/old/reports/shoko/toki25-33.pdf#search='%E5%9C%B0%E7%86%B1%E7%99%BA%E9%9B%BB+%E5%89%B2%E5%90%88)

- ・地熱発電の現状と課題(2015) 国立国会図書館

http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8842539_po_0837.pdf?contentNo=1