平成２５年度

地熱発電開発促進に向けた

諸外国の普及促進制度等調査業務

報告書

平成26年2月

有限責任監査法人トーマツ

目次

表番号一覧

図番号一覧

要約

第 1 章　調査概要

2011 年 3 月の東日本大震災以降の原子力発電所停止に伴い、逼迫する電力需給の緩和のため、火力発電の割合が上昇している。火力発電は燃料のほぼ全てを海外からの輸入に依存している点に加え、他の発電方法に比べて二酸化炭素の排出が大きい点が懸念されている。

このような状況において地熱発電は、国内に資源が豊富に存在する、年間を通じて出力が安定している、運転の過程で二酸化炭素を排出しない、という性質を併せ持ち、エネルギーセキュリティと地球環境問題の双方に貢献することが期待されており、可能な限り普及を推進することが求められている。

しかしながら、1999 年の八丈島地熱発電所の運転開始以降、フラッシュタイプの地熱発電所は新たに建設されておらず、発電電力量は 1997 年の 37 億 kWh をピークに逓減傾向にあり、全発電電力量に占める割合は 0.3%程度に過ぎないのが現状である。

新規の発電所建設が進まない理由として、例えば以下のような点が指摘されている。

- 地下資源開発に伴う事業採算の不確実性リスク
- 他電源に比較しての発電容量単位あたりの高額な初期投資額
- 地熱開発に対する地元温泉事業者等と共存を図る事業設計モデルの未発達
- 環境影響評価等の遵法のための準備期間
- 自然公園法等による開発適地での掘削規制等開発着手するために必要なコンプライアンスコスト

2012 年 7 月に始まった「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT 制度）」によって、地熱発電についてもいくつかの開発計画が検討され始めているものの、設備認定件数は低迷しており、さらに踏み込んだ政策の検討が必要とされている。

そこで本業務では、地熱発電開発が進展している諸外国の普及促進制度について調査し、今後の地熱開発制度設計を行う際のベースとなる基礎資料を収集することを第一の目的とする。併せてどのような制度が地熱発電開発に有効であったかを明らかにすることにより、我が国の実情に即した現実的な制度のあり方について考察を行う。

第 2 章　日本と地熱先進国における地熱発電の現状

日本・ニュージーランド・アイスランド・米国・フィリピン・インドネシアの 6 カ国について、地熱発電開発に関連する各国のファクトを体系的に収集・整理した。

(1)日本

日本の地熱開発における課題として、①地熱発電の位置づけが明確でない、②経済性の低さ、③国立公園内開発規制、④地元関係者との調整の難しさ等が挙げられるが、固定価格買取制度の導入や国立公園内開発規制緩和等により、一部の阻害要因は取り除かれつつある。

① 地熱発電の位置づけ

- エネルギー基本計画の改定作業は難航しており、地熱を含めた再生可能エネルギー推進の方向性は決まっているものの、地熱発電の導入目標量は決められていない。
- また、地熱発電という形態での地熱利用を想定した法律は存在せず、現在は温泉法その他電気事業法等の法律による規制を受けている。
- このように、日本における地熱発電の位置づけは明確になっているとは言い難い。国としての明確な開発目標設定や地熱の発電利用に関する権利・手続の明確化は、事業者による地熱開発の土台を形成するものであり、今後の地熱開発促進のためには、これらの実現が大いに有効であると考えられる。

② 地熱発電推進施策

- 1990 年代後半以降、地熱開発を推進する施策は停滞していたが、2012 年に固定価格買取制度が導入され、地熱発電についても従来より高額の買取単価が設定されており、地熱発電の経済性は大きく向上した。
- ただし、ある程度開発が進んだ段階でないと買取単価を確定させることができないため、長期の開発期間を要する地熱開発においては、開発着手時点で想定した買取単価より実際の買取単価が低くなるリスクが一部の事業者からは指摘されている（買取単価は毎年見直しが行われる)。
- また、過去に行われた国による地熱開発促進調査は地熱発電設備増に貢献しており、民間事業者の開発リスクを一定程度低減させる有効な施策であるとして、再開を望む声が上がっている。

③ 地熱発電開発規制

・ 一定規模以上の地熱発電所建設は環境影響評価の対象となっており、手続に 3 年程度という長い期間を要するが、この点は事業の不確実性を高める一つの要因になっている。このため政府では、手続に要する期間を半減する方向で検討を進めている。
・ また、従来より国立・国定公園内の地熱開発は厳しく制限されてきたが、第二種及び第三種特別地域における地熱開発については、2012 年より制限が緩和された。

④ 地元関係者との調整

・ 地熱資源の性質上、地熱発電に適する地域は古くからの温泉が立地する地域である場合が多く、地熱開発により温泉枯渇等の影響を懸念する温泉事業者が多い。このため、地熱開発にあたっては、温泉事業者をはじめとする地元関係者との調整が不可欠となる。
・ 地元関係者との調整の難しさは、日本における地熱開発の大きな課題の一つとなっている。
・ 近年、熊本県小国町で始まった地元住民出資の合同会社「わいた会」による地熱開発は、この課題に対処し地熱発電と地元との共生を実現する一つの事例と言える。

⑵ニュージーランド

ニュージーランドには質の高い高温・高熱の地熱資源が豊富に存在し、早くから地熱発電が進められ、特に 2000 年代後半から開発が活発化している。近年のブームの背景には地熱開発に関するユニークな制度・法体系の存在が指摘できる。その中心となるのが、1991 年に制定された資源管理法（Resource Management Act, RMA）で、これは地熱資源とその他の自然及び物理的な資源の開発を管理する根拠法であり、包括的に資源の管理を行うユニークな法体系をつくりあげる。資源管理法は、明確な制度フレームワークと資源開発許可プロセスを提供して国の自然資源を管理するための独自の仕組みを作り、事業者側の不確実性を軽減し事業を呼び込みやすい環境を形成している。地熱のリスクを取れるような制度設計がなされていて、実際に事業は完全に民間が主導している。ニュージーランドの地熱開発推進の特徴をまとめる。

① 地熱の位置づけ

・ 資源管理法は、地熱資源に対する「誰の所有でもない」所有権不在を確立し、将来にわたる世代がその恩恵を受けられるような持続可能な開発の実施を義務づける。

② 地熱開発の上位政策と開発許可の明確さ

- 資源管理法は明確に、環境省、環境法廷、広域自治体、地区自治体、そして事業者に異なる責任を課す。特に広域自治体には、Resource Consent と呼ばれる地熱開発を含む資源開発に対する許可「資源開発同意」に関わる決定権を与え、資源管理の責任の大半を委譲する。
- 資源管理法は広域自治体に、独自の広域政策（Regional Policy Statements）と広域計画(Regional Plan）を制定する義務を課す。国内の大部分の地熱資源を管轄する Waikato 広域自治体と Bay of Plenty 広域自治体は、それぞれの広域政策と広域計画の中で開発可能な地熱資源とそれ以外の資源を明確に分類して開発と環境保護のバランスを取り、それをもとに「資源開発同意」の申請を処理し決定を下す。開発不可の場所を決めてしまうことで、事業者の事業に対する不確実性、コスト、そしてリスクが軽減する。
- 「戦略的環境アセスメント」は広域自治体の広域政策と広域計画の両方に適用され、この地方政策策定プロセスを通じて資源管理についての地元のコンセンサスが得られる。
- 2009 年の資源管理法の改正では、特に国家的な重要性のある大規模事業の申請処理を短縮するために申請方法に新しいオプションが設定され、広域自治体ではなく、国が申請処理と決定を行う仕組みが出来た。これにより、事業者には資源開発同意申請に対する選択肢ができ、地方と国の便益のバランスをシフトしながら申請処理の時間と不確実性、及びコストを大幅に軽減することが出来るようになった。

③ 国の掘削プログラムによる初期リスクの低減

- 1970 年代と 80 年代に中央政府が出資して大掛かりな地熱資源の掘削調査が行われ、これをベースに広域自治体の上位政策が決められており、事業者がこの折の掘削データを購入できることで、初期に資源探査リスクとコストを大幅に軽減できている。

④ 財政的政策インセンティブに拠らない地熱開発

- 恵まれた資源と明快な法制度をベースに、地熱開発を特に支援する財政的なインセンティブに拠らない地熱の開発が進んでいる。

資源管理法は開発規制法であるにもかかわらず、またその環境影響評価やモニタリングの要求が高度であるにもかかわらず、明確な開発申請のフレームワークを事業者に与え、戦略的環境アセスメントを通じて開発に対する地元とのコンセンサスを得た上位政策を広域自治体に作らせる。これにより、様々な開発リスクを軽減しており、「ニュージーランドの地熱開発に関して最も効果的な政策」（SKM、2014）という評価を産業界から得ることに成功している。資源管理法は、その運用の仕方を含め日本の制度設計に大いなる示唆を与えるものである。もう一つの評価の高い政策は、中央政府による 1970 年代と 80 年代の掘

削調査で、これにより初期の資源探査リスクをなくして民間企業が主体となる事業環境が出来ている。

⑶アイスランド

アイスランドは、人口（約 30 万人）に対して、地熱資源（賦存量 5,800MW）が豊富であり、また、地熱資源の多くは国立公園外の国有地に賦存しており、開発を行いやすい特性がある。また歴史的に地熱資源の活用は、暖房用途として 1930 年代からスタートしており、国民の地熱利用にコンセンサスがあり、開発に対する抵抗感がない。以下に主な特徴を示す。

① 地熱の位置づけ

- 1998 年に制定された地下資源探査・利用法において、地熱は「地熱エネルギーは、岩盤内の蓄積エネルギーと、地下水以外の地球内部からの一定の熱流量である」と定義されている。
- 地熱の所有権は、同法において、「地熱資源は、私有地の場合は土地所有者に帰属する。国有地の場合は国に帰属する」と規定されている。しかしながら、地熱資源の「調査」ならびに「利用」に際しては National Energy Authority(NEA)の許可が必要と規定されている。

② 明確な上位政策と開発手続き

- アイスランドでは、電力供給計画所管で地熱開発の推進主体である工業省と、自然環境保護の主体である環境省が、共同で地熱ならびに水力開発のマスタープランを作成し、開発を進める地点と環境を保護する地点を明確に区分している。
- 開発手続きは、各ステップで比較的複雑な手順が必要であるが、実施すべき内容は明確に規定されている。地熱資源データについては、NEA にて一括管理されている点も特徴的である。

③ 公的事業主体による開発

- これまで地熱開発を担ってきた主要電力会社 3 社は、国営（National Energy）、公営（Reykjavik Energy）、元公営（HS Orka）という性格から、初期投資に対してある程度体力があり長期的視点で設備投資が行うことが出来、また、公共性の観点から高 IRR を求めない。

④ 財政的政策インセンティブに拠らない地熱開発

- 恵まれた資源と明快な法制度をベースに、地熱開発を特に支援する財政的なインセン

ティブに拠らない地熱の開発が進んでいる。

アイスランドにおける地熱普及の背景には、明確な上位政策と開発手続きが存在し、公的な性格の事業主体が過度のリターンを求めない事業形態も効を奏してきたことが分かる。またそれと同様に重要なことは、制度の特別な支援なしに地熱の多段利用が盛んである点である。その利用範囲は発電＋温熱利用（暖房・給湯・プール・温浴施設・ロードヒーティング・農業・漁業）に加え、シリカを活用した化粧品や、CO_2・H_2S を活用したメタノール製造など、化学成分までの活用と多岐にわたっている。これに地熱開発の長い歴史による住民の深い理解が加わり、地熱開発の大きな推進力となっている。

(4)米国

米国では早くから地熱発電が始まり、現在世界で最も多くの地熱発電設備容量を誇る。特に石油危機後に連邦政府の各種の政策や予算配分が増え、1980 年代から 1990 年代初頭にかけてブームが起こる。その後一旦地熱発電は停滞するが、2000 年代に入り再び様々な政策的努力がなされ、2000 年代後半から普及が進み始めている。従来型の地熱発電に適した資源のほとんどは米国西部に集中している。地熱開発に関連する制度・政策は、連邦政府と州政府のレベルで多岐にわたり複雑な様相を示している。以下に主な特徴をまとめる。

① 地熱の位置づけ

- 連邦政府における地熱資源の定義は「鉱物」であり、連邦政府の土地にある資源の権利は連邦政府に帰属し、連邦政府からリース権を得ることによって開発が可能になる。従来型の地熱資源の 80%は連邦政府の土地にあり、Department of Interior (DOI) 下の Bureau of Land Management (BLM) が地熱リース権の発行、履行を行う。
- 連邦政府所有地以外の土地にある地熱資源の定義は州ごとに異なるが、地熱開発が進むカリフォルニア州とネバダ州ではどちらも「鉱物」と定義され、土地の所有者が資源の所有権も持つ。

② 開発許可・リース権の簡素化

- 2005 年以前は、連邦政府の地熱リース権に対する申請処理が滞り開発は進んでいなかった。2005 年に制定された Energy Policy Act (EPAct of 2005) により BLM の地熱リースに関連する制度が大幅に改定され、これを受けて DOI が申請処理を早めるために連邦政府の地熱リースを率先して行う土地を戦略的環境アセスメントを実施して 2008 年に特定したことでリースが進み始め、近年の普及を支えている。
- 環境影響評価は、連邦政府やカリフォルニア州などで実施されており、開発許可のプロセスの根幹を成している。

③ 多岐にわたる地熱発電推進施策

- 2005 年の EPAct はまた、US Geological Survey (USGS) に最新技術を用いて地熱資源を評価する責任を課し、その評価結果は上記の BLM の地熱リースを優先して行う土地の特定に貢献した。現在ではこの資源評価をベースにした様々な資源マップやデータベースが連邦政府と各州から提供されており、事業者の初期探査のリスクを低減している。
- 上記の政策に加え、近年の地熱発電の普及を支える様々な施策として、PTC や ITC といった税控除を用いた財政的インセンティブや、連邦政府による事業への融資と債務保証、各州の RPS とともに、Capacity Building のプログラムとして DOE が 2001 年から 5 年間にわたって先導した GeoPowering the West Program や、地熱開発のリスクを低減する技術開発のための継続した RD&D といった多様なプログラムの相乗効果が効力を発揮していると考えられる。

米国における近年の地熱普及の背景には、開発許可のリスクを低減する政策や制度の確立、運用がある。特に、連邦政府の地熱リースを促進する各種の政策や連邦政府各機関間の協力などが効果を発揮している。また、開発の初期リスクを低減する債務保証や融資、資源評価とデータの提供、そして発電のパフォーマンスを重視する税控除の政策といった組み合わせは、日本の制度設計にも多くの示唆を与えるものである。

⑸フィリピン

フィリピンの地熱開発は、1970 年代後半から 1980 年代前半、及び 1990 年代に大きく躍進し、地熱発電設備容量は 1,966MW（2010 年時点）で世界第 2 位を誇るものの、2000 年代以降の地熱開発は停滞している。以下にその特徴を示す。

① 地熱の位置づけ

- 政府は、2030 年までのエネルギー計画を策定し、同年までに約 1,500MW の地熱発電設備増加を計画し、その中で具体的な開発候補地や開発可能容量を明記している。
- RA 5092 と PD 1442 という二つの地熱根拠法により、地熱の所有権が国に帰属することと開発手続が明確に規定され、地熱開発にあたって事業者が何をすべきことが明確にされている。

② 地熱発電推進施策

- 再生可能エネルギー推進のため、2008 年の RA 9513 により、RPS・FIT・余剰買取等の施策導入が決められた。しかし地熱は FIT の対象外となっている。

- 税控除や公的投融資・債務保証も提供されている。
- リスクの大きい蒸気開発については、国営企業主体で行うことによって進められてきた。
- これまでフィリピン国内の多くの地熱発電所建設に日本の ODA 有償資金協力が投入されてきた。

③ 地熱発電開発規制

- 一定規模以上の地熱発電所建設は環境影響評価の対象となっており、Environmental Compliance Certificate の取得が必要となる。
- 政府は環境保護のため開発を制限する地域（保護地域）を指定している。保護地域内では地熱開発も制限されるが、過去には、保護地域内に地熱発電所が建設された例も存在する。

フィリピンでは一見、地熱の位置づけも明確で、幾つかの財政的インセンティブも整えられているが、NPC や PNOC-EDC の民営化後は地熱開発は停滞し、現在のところ地熱発電設備の目立った増加にはつながっていない。これは制度の枠組みは出来つつあるものの、その全体像がまだ見えないことと、制度の詳細設計の未成熟さや不備の可能性も示しており、今後の制度の成熟とともに民間が事業リスクを取れていく環境が出来上がるかどうかが焦点となるであろう。

⑹インドネシア

インドネシアの地熱ポテンシャルは約 28,000MW 以上で、世界有数の地熱資源国である。開発済みの地熱発電は、2012 年現在で 1,341MW であり、大規模な発電所はジャワ島に偏在している。資源量に対する開発率は、5%未満であり、まだまだ開発余地が残されている。地熱法制定以降は、民間主導による地熱開発を進めようとしているが、制度的に未成熟な部分も残されている。以下に特徴を示す。

① 地熱の位置づけ

- 地熱の根拠法として「地熱法」が 2003 年に制定され、地熱の所有権は国家に帰属することが明示されている。
- エネルギー鉱物資源省は、2010 年にエネルギービジョン 25/25 を定めた。2025 年までに再生可能エネルギーの比率を 25%に設定し、その内、地熱発電の目標を 12,000MW としている。

② 開発地域の設定

- 現在 58 箇所の地熱開発地域(Geothermal Work Area, GWA)が国に指定されており、開発

区域が明示されている。これらは 2 種類に分類される。

- 1 つは、地熱法制定以前に設定された 19 の地域開発区域（Existing-GWA）で、国有会社プルタミナとの共同開発が進んでいる。もう 1 つは、地熱法制定以降の新しい地熱開発区域（New-GWA）で 39 区域あり、民間企業が新しい手続きに従って開発を進める地域となっている。
- 前者では、引き続き開発が進んでいるものの、後者の New-GWA では、地熱鉱業権入札により、民間主導で地下資源開発を行う仕組みとなっているが、資源量が未確定な初期段階調査の情報のみで入札をしなければいけない仕組みとなっており、リスクの定量化が難しいことから応札を躊躇するケースが発生している。

③ 買取価格変動リスク

- 過去に、国営電力会社 PLN の買取価格実績は、1997 年のアジア通貨危機の前後で大きく変動した歴史を持っている。通貨危機前は概ね 7～10cent/kWh 程度であった買取価格が、金融危機後は 4～5cent/kWh と大きく下落した。
- 地熱開発区域の入札においては、応札電力価格が最も低い応札者が落札者として決定する仕組みである一方、New-GWA では、FIT 制度により固定価格で買い取る制度も導入されている。
- また、FIT 制度における価格設定そのものについても、上昇基調で見直しがなされている。
- このような状況の中、開発業者が権利を寝かして買取価格の安定化と上昇を待っている状況がつづいており、New-GWA では開発が進まなくなってきている。

インドネシア政府は、基本的に地熱を強力に推進していくスタンスであるが、現在 New-GWA の開発に導入されている制度や政策に関しては、頻繁に制度変更が起こる制度リスクが高いことなどで開発が滞っている。各種施策についての整合を図りつつ、民間企業としてリスクの定量化が可能な環境を整えることによって、民間主導の自立的な地熱開発への転換が期待される。

(7)地熱発電関連制度の各国比較

日本・ニュージーランド・アイスランド・米国・フィリピン・インドネシアの 6 カ国について、各国の各制度を横並びで比較する。俯瞰した結果は以下の通りである。

① 地熱発電の位置づけ

- 地熱先進国はいずれの国でも導入目標を定めている
- 地熱先進国はいずれの国でも地熱根拠法を制定し、地熱の定義及び所有権、開発

手続を明確化している

② 地熱発電推進施策

- 地熱先進国は、特段の推進施策が無くても導入が進んだ国と積極的な推進施策の展開により導入が進んだ国とに分かれる

  大きな推進施策が無し　：ニュージーランド、アイスランド

  積極的な推進施策を展開：米国、フィリピン、インドネシア

- 開発前の地熱資源調査は、いずれの国でも国主導で行われている

③ 地熱発電開発規制

- 地熱先進国における地熱開発規制（環境影響評価、国立公園内開発）は、いずれの国も概ね同様である
- 地熱先進国では、日本のような温泉を個別に規制する法律は見当たらない

地熱開発制度の各国比較マトリックスを表 1 に示す。

表 1　地熱開発制度の各国比較

大項目	小項目	ニュージーランド	アイスランド	米国	フィリピン	インドネシア	日本
導入目標	導入目標	2025年までに電力の90%を再エネ等で賄う(再エネ別の目標値は設定されていない)	2020年の再エネ比率を100%に設定、2020年の地熱発電導入目標は715MW	連邦政府による導入目標は設定されていない、一部の州ではRPSのターゲットとして再エネ全体の導入目標を設定している	2030年の地熱発電導入目標は3,461MW	2025年の地熱発電導入目標は12,000MW(エネルギービジョン25/25)	エネルギー基本計画策定中
法的位置付け	地熱開発根拠法	資源管理法(1991年)	地下資源探査利用法(1998年)	Geothermal Steam Act of 1970、Energy Policy Act of 2005、他 その他、州レベルの法律もあり	Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law, RA 5092(1967年) Geothermal Service Contract Law, PD 1442(1978年)	地熱法(2003年)	地熱資源は温泉法で定義された温泉に該当し、地熱開発は温泉法その他電気事業法等の法律による規制を受けている
	地熱の定義	政府を含む誰にも所有されない「水」	岩盤内の蓄積エネルギーと地下水以外の地球内部からの一定の熱流量	(連邦政府)蒸気・熱水等地熱プロセスのあらゆる産物、地熱層に人工的に注入された水・気体・蒸気・熱水、地熱層に存在する熱その他のエネルギー、これらの副産物 (カリフォルニア州・ネバダ州)「鉱物」という位置づけ	地熱過程で得られる蒸気・熱水など全ての生成物、人工的に水やガスを地熱層に注入して得られる蒸気・ガス・熱水、地熱層からの熱その他のエネルギー、これらの副産物	熱水、水蒸気、岩石及び付属鉱物、その他ガスの中に含まれ、利用には採掘工程が必要な熱エネルギー	温泉法第2条によると、「温泉とは、地中からゆう出する温水、鉱水及び水蒸気その他のガス(炭化水素を主成分とする天然ガスを除く)」で25℃以上または一定の含有成分のもの
	資源の所有権	政府を含む誰の所有でもない	私有地の場合は土地所有者に帰属、国有地の場合は国に帰属	全米における連邦政府の土地の地下にある資源は連邦政府に帰属 カリフォルニア州・ネバダ州では、連邦政府または州政府所有地の場合は当該政府、私有地の場合は土地所有者に帰属	国家に帰属	国家の資産	温泉法は温泉資源の所有者について直接的には触れていない
	開発区域の設定	広域自治体がそれぞれ、地熱資源をいくつかのカテゴリに分類し、異なる管理方法を適用	工業省と環境省が共同でマスタープランを作成し、開発を進める地点と環境を保護する地点を明確に区分	連邦政府の土地の地下にある資源に関しては、2008年に提示された地熱リースに対するFederal Programmatic Environmental Impact Statementを通過した内務省のResource Management Plans (RMPs) に基づいて地熱開発権のリースが出来る土地が定められている	―	国全体で58箇所の地熱開発区域(GWA)が設定されている(2013年時点)	―
	開発手続	「資源開発同意」を広域自治体または環境法廷あるいは環境保護局から得る	初期探査、資源利用、発電所建設それぞれのためのライセンス取得が必要	連邦政府所有地の場合、政府から地熱開発のリース権取得後、探査・開発に関するライセンスを政府から取得 その他の土地では州によって手続が異なる	政府は自ら開発するか、開発事業者とGeothermal Renewable Energy Service Contract(GRESC)を締結して当該事業者に開発をさせる	政府により地熱開発区域(GWA)が設定され、入札により開発事業者が決定される	温泉をゆう出させる目的で土地を掘削しようとする者は、環境省令で定めるところにより、都道府県知事に申請してその許可を受けなければならない 掘削許可の有効期間は、当該許可の日から起算して二年
法的施策	RPS	―	―	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中	―	2012年7月のFIT開始に伴い廃止
	FIT	―	―	州により異なるが、カリフォルニア州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中(地熱は対象外)	新しい地熱開発区域(new-GWA)における導入分と、既存の地熱開発区域(Existing-GWA)における増容量分ならびに既存契約満了更新分が対象	2012年7月より開始、地熱も対象
	余剰買取	―	-	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中	―	2012年7月よりFITに移行
財政的措置	補助金・助成金	Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA)が地熱を含むあらゆる開発のFSに対して一定額の助成金を拠出	-	連邦政府による、農家や小規模事業者が再エネ設備を導入するための助成等	電化促進地域における再生可能エネルギー事業者に対する補助金	―	地表調査等事業費、坑井掘削等事業費
	税控除	―	-	連邦政府では、発電量に応じた生産税控除や設備費用に応じた投資税控除等を実施 州政府でも各種の税控除を実施	7年間の所得税控除、再エネ機器輸入時の関税免除、等	地熱開発関連機械・物資輸入時の関税免除、法人所得税の各種優遇措置、等	固定資産税の軽減措置
	公的投融資・公的債務保証	―	―	連邦政府により、各種の融資・債務保証のプログラムが実施されている	政府系金融機関による優遇的な金融パッケージの提供	政府による地熱基金、公的金融機関による投融資、等	地熱資源探査資金出資・債務保証(JOGMEC)、特別金利での融資(日本政策金融公庫)
その他の措置	国や国営企業による調査	1970～80年代に中央政府主導により実施	国営、公営、元公営の電力会社により、調査及び開発を実施	連邦政府内務省傘下の米国地質調査所が地熱資源の評価を実施	国営地熱開発企業が調査を実施	政府が地熱開発区域の事前調査を実施	地熱開発促進調査(～2010)等
	国による地熱資源DB整備	Waikato広域自治体では地熱システムのDBを作成	政府機関がDBを管理・公開	連邦政府及び各州政府が各種のDBやマップを作成、公開	政府によりDB構築に関する研究が実施された形跡あり	国全体の地熱開発関連情報、個別の開発有望地域に関する情報のDBを管理	資源のポテンシャルに関する基礎情報のDBは存在

表 1　地熱開発制度の各国比較（続き）

大項目	小項目	ニュージーランド	アイスランド	米国	フィリピン	インドネシア	日本
環境影響評価	環境影響評価法	資源管理法により資源開発同意の申請を通して環境影響評価の義務が定められいる	環境影響評価法（2000年）により決められている	連邦政府の土地の地下にある地熱開発はNational Environmental Policy Act of 1969 の対象 その他、州レベルの法律もあり	PD 1586（1978年）により決められている	環境管理法（2009年法律第32号）により決められている	環境影響評価法（1997年）により決められている
	戦略的環境アセスメント	資源管理法の下では、広域自治体はSEAを通過した地方政策と地方計画を策定する	環境影響を考慮したマスタープランを策定し、開発区域を定めている	内務省が作成する地熱開発全体に関する上位政策であるResource Management Plans (RMPs) は、2008年に公聴会等の政策の環境影響評価プロセスを通過した（ただし、米国ではSEAという呼び方はされない）	EIAとSEAの双方を包含するシステムの導入に向けた法案が検討されている	長期開発計画、中期開発計画、国家・州・地域をまたぐ空間計画、等についてSEAの実施が義務付けられている	SEA自体は存在するものの国際的なSEAの定義とは異なり、より上位の計画段階におけるSEAの導入については今後の検討課題
	地熱開発時のEIA	広域自治体の地方計画で決められている	熱出力50MW以上の地熱発電所：環境影響評価の対象 生産井・調査井の掘削、200kW以上の電気・蒸気・温水生産のための設備：環境影響評価の対象となる可能性がある	連邦政府の土地での開発は、掘削から発電設備や送電線の建設に至るまでNational Environmental Protection Act (NEPA)の環境影響評価の対象 カリフォルニア州では、NEPAとCalifornia Environmental Quality Act (CEQA) 双方の環境影響評価の対象 ネバダ州には環境影響評価法はないため、連邦政府の土地以外の地熱開発は環境影響評価の義務はない	出力1MW以上の地熱発電設備は環境影響評価の対象	出力55MW以上または保護地域に立地する場合は環境影響評価の対象	出力1万kW以上：第1種事業 出力0.75万kW以上1万kW未満：第2種事業
国立公園内開発	国立公園法（又は類似法）	国立公園法（1980年）により公園内の開発が制限されている	自然保護法（1999年）により自然保護地域内の開発が制限されている	Geothermal Steam Act of 1970 により、国立公園内の地熱資源のリースが禁止されている	National Integrated Protected Areas System Act, RA 7586（1992年）により保護地域内の開発が制限されている	森林法（1999年）により自然保護地域内の開発が制限されている	自然公園法（1957年）により公園内の開発が制限されている
温泉法	温泉法	－	－	－	－	－	温泉法（1948年）
電力セクター関連	発送電分離状況	1998年以降、送電部門は政府によって所有・コントロール	2004年以降、送電部門は中立的送電線運営会社により管理運営	州により異なるが、カリフォルニア州では実質的に発送電分離されている	Electric Power Industry Reform Act, RA 9136（2001年）により、発電・送電・配電・小売の4セクターに分割されることとなった	－	2018～2020年目途に法的分離する方向
	市場の自由化状況	1996年以降、完全な競争市場が確立 発電は4社の寡占	現在は家庭用を含めて完全自由化	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州は部分自由化にとどまっている	Electric Power Industry Reform Act, RA 9136により、発電部門と小売部門は自由化された	－	2016年目途に小売全面自由化予定
	再生可能エネルギーの優先接続・給電	－	－	－	FITルールの中で規定されることとなっている（ただし地熱は対象外）	－	一定の場合を除き、再エネ発電事業者からの接続要求・電力供給を拒否できない
その他	政府「地熱部局」の存在	－	－	エネルギー省内の Geothermal Technologies Office が地熱技術の開発及び検証を実施	エネルギー省内の Geothermal Energy Management Division が地熱関連政策の立案や推進を担当	エネルギー鉱物資源省内の地熱局が地熱関連政策を担当	－

第 3 章　地熱開発に関する各国のプラクティス

地熱開発促進に効果的な影響を与えた各国の施策ならびにビジネス上のプラクティス、留意すべき事項について、トピック形式でとりまとめた。

① 明確な導入目標

地熱先進各国では、地熱開発のための根拠法を定めており、また明確な導入目標を設定した上で、政策が組み立てられている。

② 開発区域の明確化

いくつかの地熱先進国では地熱の資源量評価だけでなく、環境への影響も含めた戦略的環境アセスメントを行い、開発を推進する地点と制限する地点を明確に定めている。これにより、地熱開発事業者の事業リスク低減することができる。

③ 明示的な開発手続き

事業者が事業推進をする際に、開発手続きにかかる時間的スケジュールの不明瞭さは事業リスクの押し上げ要因となる。複雑であっても明示的であり、必要な期間・コストが見込めて後戻りのない開発手続きが、事業リスクの低減につながる。

④ 初期の資源探査リスクの低減

地熱先進国では、国や自治体あるいは国営企業・公営企業による初期の資源探査が行われている。これにより、事業者は資源リスクがある程度低減された段階から資本投下を行うことができるようになっている。

⑤ 地熱開発のリスクマネジメント手法

地熱開発にはその段階ごとに様々なリスクがあり、それぞれに対応が図られている。ニュージーランドでは、以下のようなマネジメント方法や民間ベースの対応手法がある。

- 段階的開発
- 中央政府の掘削プログラムによる初期の資源リスクの低減
- 地元との協議と合意形成
- 資源開発同意という許認可プロセスでのリスクマネジメント
- プロジェクトリスクの管理手法
  - ✓ 未確認の資源への前払いの回避
  - ✓ マイルストーンごとの支払い契約等の契約上のリスクヘッジ
  - ✓ リスク評価のための社内ベースの確立及びエンジニアリングに関する社内ス

ペックの確立

- ✓ 土地アクセスや建設に対するスタンダードな商業契約書の利用

⑥ 持続可能な開発と環境リスクに対応する管理手法

ニュージーランドにおける持続可能な開発を実現する手段として、段階的開発とAdaptive Management（適応性のある管理）が挙げられる。Adaptive Management とは、開発の影響に関する情報が限られている時に用いることが適当なアプローチであり、モニタリングと必要に応じた事業者や政策側の手法の改善により対応を図っていくものである。

また、環境リスクに対応する管理手法として、中立的な第三者によるピア・レビューの仕組みや、環境問題が起こった場合の補償のスキームも存在している。

⑦ 地元との合意形成プロセス

地元利害関係者との合意形成プロセスは、感情的な問題を内包するケースが多く、また明示的な法的プロセスでない場合もあり、事業者の立場からはリスクの高いプロセスである。そのため、地熱先進国では、地元へのメリット提供やコミュニケーションを通じてリスク顕在化の確率を極小化するための工夫や、顕在化した場合の対処方法を事前に準備することで対応を図っている。なお、合意がうまく図られず紛争に発展してしまった場合には、その解決スキームが用意されている。

⑧ 地熱の直接利用・多段利用

地熱の直接利用・多段利用を推進することは、地熱資源賦存地域に経済的な恩恵を与えるだけでなく、地熱の資源活用を国民にとってより馴染みのある活動に近づけていくことにもなり、その結果、地熱発電の普及にも好影響を与える。地熱先進国では、様々なビジネスモデルにより、地熱の多段利用がなされている。

⑨ データベースの整備

地熱先進国では、国・広域自治体や国営・公営会社主導で資源量調査を行い、またデータの蓄積を行っている。これらを事業者が活用することにより、開発リスクの低減につなげている。

⑩ 度重なる制度改変（留意すべき事項）

地熱発電事業は、数十年にも及ぶ非常に長期のプロジェクトである。将来の事業性を予測する際には、どのような制度が適用されるのか、ということは前提条件となるが、その前提である制度が頻繁に変更されると、事業者はそれを制度リスクとして認識し、事業の見通しを立てることが困難になる。

⑪ 地熱の資源特性を鑑みた制度設計（留意すべき事項）

インドネシアでは、地熱鉱業権入札により、民間主導で地下資源開発を行う仕組みとなっている。しかし入札を行う時期が、資源量が未確定な初期段階調査段であり、資源の不確実性が高いまま販売電力単価を応札をしなければならず、リスクの定量化が難しいことから応札を躊躇するケースが発生している。地熱の技術特性に配慮した制度設計が求められる。

第 4 章　日本及び地熱先進国における地熱発電コスト分析

日本及び地熱先進国における地熱発電コスト構造について、金額面及び期間面の双方から比較を行った。その結果、日本の地熱発電における掘削費用及び発電設備費用は、いずれもアイスランドやニュージーランド等に比べて高い傾向にあることがわかった。現状日本では、自然公園内開発の制限等により、発電目的で使用可能な地熱資源の温度は他国に比べて低く、生産井 1 本あたりの出力も小さくなっている。このため、一定の出力を確保するために必要となる生産井及び付随設備の数が多くなり、掘削費用及び発電設備費用を押し上げる一つの要因となっている可能性が挙げられる。また、日本の場合、環境影響評価の手続に長期間を要しており、この点が地熱発電の開発期間を長期化させる一つの要因となっている。

続いて、単位電力量あたりの発電コストすなわち発電単価は、発電所稼動年数や割引率の設定によって算定結果が大きく異なる可能性があることを、試算により定量的に示した。例えば、稼動年数を 15 年とした場合、稼動年数 40 年とした場合に比べて発電単価は 5 円/kWh 程度高くなった（割引率 3%の場合）。また、割引率を 3%から 10%に変化させた場合に発電単価は 4 円/kWh 程度高くなった（稼動年数 40 年の場合）。そのため、新規開発案件の発電単価を評価する際や、発電方法別の発電単価を比較する際等には、個々の開発案件の特性や、発電事業がおかれた経済環境等について十分に分析した上で、適切な稼動年数及び割引率を選定することが重要である。

さらに、売電単価、建設費、及び稼動年数を変化させた場合の内部収益率（IRR）について試算することにより、建設費の低減及び発電所稼動期間の長期化が、地熱発電の事業収支向上に対していかに有効であるかを定量的に示した。例えば、IRR8%を確保するためには、建設費 90 万円/kW で 15 年稼動の場合は売電単価 24 円/kWh 程度が必要だが、建設費 70 万円/kW で 40 年稼動の場合は売電単価 15 円/kWh 程度で十分であるという試算結果を得ている。

今後はさらに詳細な条件設定等を行ってより踏み込んだ形で定量分析を行うことにより、どのコストをどの程度低減すれば地熱発電が持続可能かつ自立可能な事業となるか、といった検討につなげていくことが望まれる。

第 5 章　今後の地熱開発制度に対する考察

⑴日本における地熱開発の課題と現状の政策の確認

日本における地熱発電開発の大きな課題として、国立公園内資源へのアクセス、温泉事業者等の地元コミュニティとの共生・資源探査を中心とした開発リスクの 3 点と、地熱の法的定義の明確化が挙げられ、それぞれの要素が相互に関連しながら、結果として地熱事業性を低下させる構造となっている。一方、現在はそれら課題を識別した上で、制度的対策が開始されてきている状況である。地熱発電開発における課題ならびに政策インセンティブについて、相互の関連性を整理した結果を、図 1 に示す

これらのインセンティブや規制緩和は、事業性の向上が期待でき、地熱開発の普及促進にポジティブな影響を与えることが予想できる。しかし、地熱発電開発は運転開始までの準備期間が長いことから、例えば地熱資源開発補助事業などの即効性のある施策を除くと、それらのインセンティブが実際に機能し、その効果を確認するためには、もう少し時間をかける必要がある。また、国立公園内での開発緩和や環境影響評価の迅速化については、運用面で未確定の部分も残されていることから、それらを事業者の立場で明確に理解できるようにブラッシュアップされることが望まれる。

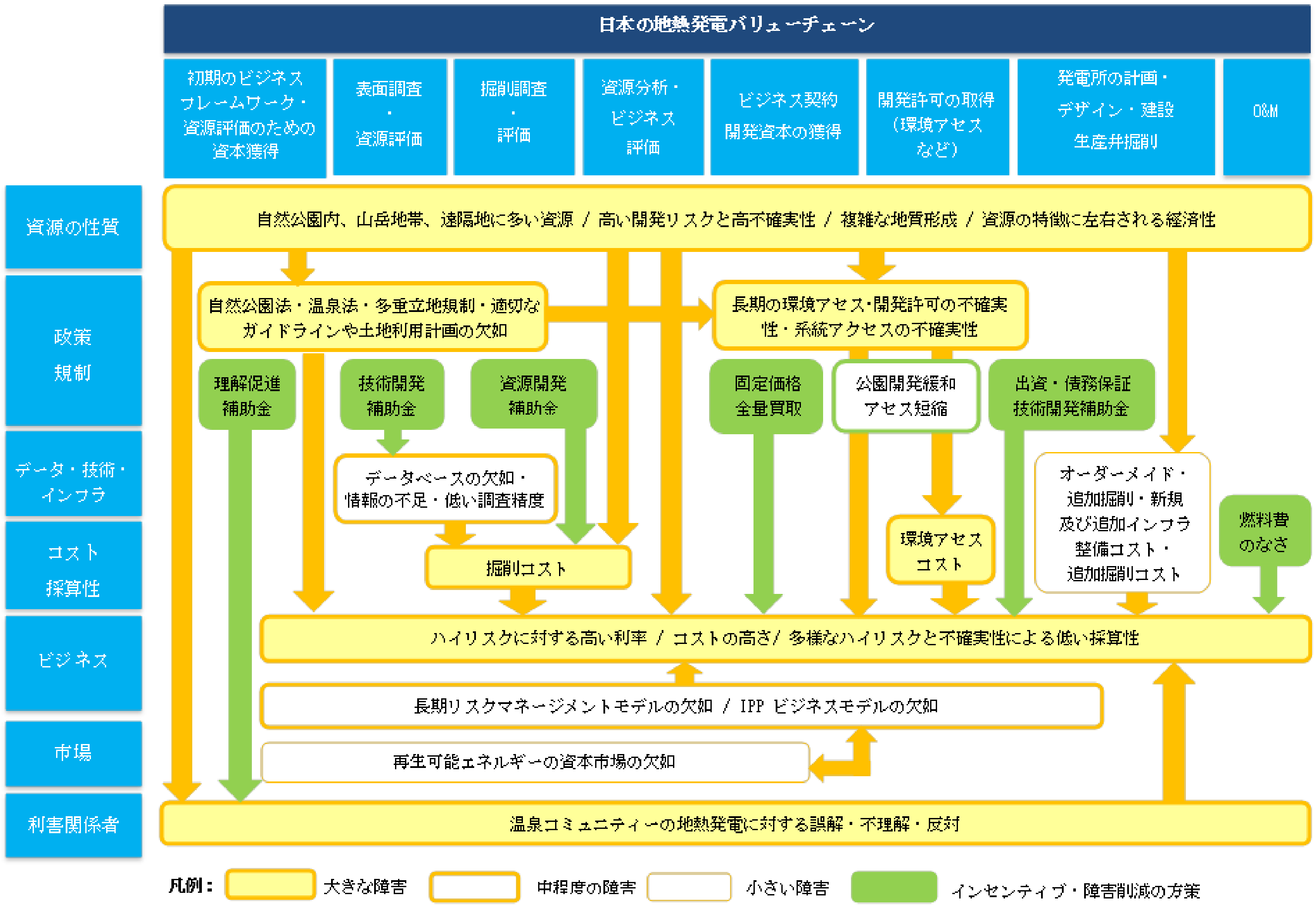


図 1　日本の地熱開発の課題と政策的インセンティブの関連
[日本地熱学会, 2014b]を基に作成

⑵今後の地熱開発制度に対する考察

地熱開発に関する課題については、長年議論されており、概ね整理が付いている状況である。課題が整理されているにもかかわらず、なかなかその解決方法が見出せない状況が続いてきたが、2011 年の東日本大震災を一つの契機として、再生可能エネルギーの全般の導入促進が様々な場面で議論され、地熱開発に関しても 2012 年以降に促進制度が次々に整備され、現在に至っている。

ここでこれまでの海外制度や政策、ビジネスプラクティスの分析からの教訓をベースに、日本の地熱政策と制度がとるべき道筋について考えてみる。

① 地熱発電の位置づけの明確化と開発ターゲットの確立

近年、地熱の導入が増えている国々、特にアイスランド、ニュージーランド、米国では、その背景に地熱利用に対する確固とした姿勢の確立が見られる。

これらの国の事例からいえるのは、エネルギー政策における地熱発電の位置づけの明確化の重要性である。すべてのエネルギー政策の背景になるのは、「将来、どのエネルギー源が、どういった役割をエネルギーミックスの中で果たしていくのか」ということを見据えた地熱発電の位置づけの明確化である。現在、日本ではエネルギー基本計画の見直しが進んでいるが、その中で国のエネルギーミックスの将来像が示されるかどうかは、まだ判明していない。地熱を含めた再生可能エネルギーの将来像が描かれることによって、「いつごろ、どこまで地熱の開発をすすめていくのか」といった開発ターゲットを描くことができ、それに基づくロードマップや政策的な戦略を策定できるようになる。また、目標に対する進捗確認や、制度・政策の修正の必要性についても見極めることができるようになる。

こういった地熱発電の位置づけの明確化は、根拠法のあり方にも反映される。今回、制度調査を実施した国々、特に先進国では、地熱の定義、それに基づく所有権のあり方によって、地熱開発をつかさどる根拠法が鉱物法であるか、公共財としての資源を扱う法であるかが明確に分けられており、それによって制度のあり方が異なっていた。日本も地熱資源に対して独立した根拠法を作るのかどうかとは別に、地熱の定義、所有権の明示、それに即した開発理念の確立とエネルギーミックスの中での地熱発電開発の位置づけの明確化、将来の開発ターゲットの確立が望まれる。

② 開発許可制度とプロセスの明確化

地熱が近年推進されている先進国すべてに見られた共通点は、開発制度の明確化、簡素化の努力が身を結んでいるということである。これらの国々では、許可申請の内容もその環境影響評価を含んだ評価・決定プロセスも、決してシンプルではない。内容自体は複雑なケースもあるのが実態である。

しかし、その許可申請に課される内容や基本理念とは別の部分で、「申請や評価のプロセ

スをなるべく簡素化し無駄な時間やコストを事業者に課さないようにする」という姿勢で規制の簡素化がなされており、これらの内容は示唆に富むことが多い。

その中でも明確な開発可能地域の確定が、アイスランド、ニュージーランド、米国で事業者側の開発許可申請に対する不確実性を大幅に軽減していることは疑いのない事実であろう。またこれらの地熱推進地区の決定には、すべて戦略的環境アセスメントのプロセスを経ることで、事業者側の不確実性を減らすと同時に上位政策の段階で地元との合意形成を図っている点も重要である。日本では、その国立公園の成り立ちなどから鑑みてこれらの国と同じレベルで開発可能地区を決定するのは難しいが、スポット的なゾーニングなどを追求できる可能性はあり、これらの先例から学んだ手法を用いることもできよう。

③ ボトルネックの解消と受動的政策の今後

上記の①・②で述べた内容は、上位政策の方向性の決定に関する内容であり、どちらかといえば、中･長期的な視点で「地熱発電がどのように日本社会に貢献すべきなのか」という地熱発電の位置づけを議論の出発点にした能動的戦略・政策である。一方、図 1 で示したここ 3 年程度で導入された政策や規制緩和は、数多くの課題・ボトルネックを解消すべく打ち立てられた短期的で受動的な政策・対処であるといえる。受動的政策の今後として必要な対応は、実施済みの個別対策に対するチューニングと、ボトルネックとなっている課題に対する個別対策の追加が挙げられる。

その際、非常に重要なことは、様々な政策・制度は、状況に応じて変更されていくべきものである、ということである。補助金・助成金は、様々な例から見て産業競争力を構築していくためには有効ではなく、むしろ自助努力構築の阻害要因になっている場合がある。あくまでボトルネックが存在する時点での配分と決めるべきであり、補助金・助成金での対応を行いながら、その間に制度的なボトルネックを排除することに焦点を当てるべきである。

また、これらのボトルネックに対応する政策や制度、商慣行の確立には、地域の実情に精通している自治体の役割が大きいと考えられ、個々の案件に柔軟性を持ってフレキシブルに対応していくことが求められる。第 3 章で触れた各国のプラクティスを参考にしつつ、これらの対策が進むことを期待する。

④ 複合的な効果を狙った制度設計と包括的な政策パッケージの必要性

図 1 で示したように、それぞれの課題は相互に複雑に関連しあっているため、一つの対応策によって複数の効果を得られるケースもある。例えば、ニュージーランドの資源開発同意の仕組みは、事業者のリスク低減や開発コスト低減に寄与するだけでなく、政府や広域自治体自身の次の政策立案に大きく貢献しており、また利害関係者間の協議を義務付けることで、間接的に地元住民との合弁事業の形成やコミュニケーションの確立を促してもいる。このような、いわゆる「一石何鳥」的な効果を狙える制度や複合的な政策立案を行っ

ていくことが、今後はより重要になってくるものと考えられる。

そして今後必要になるのが、能動的政策と受動的政策、そしてこれらをミックスした包括的な政策パッケージであり、それはまた、市場、技術、そして産業の形成を促す総合的な視点で作られた総合的政策パッケージでなくてはならない。あわせて地熱の多段利用も含めた資源の可能性や特質、そして技術、市場の特性に根ざした政策パッケージでなくてはならず、どういった技術に対して、いつまで技術プッシュ政策を導入し、いつからどのような形で市場プル政策に引き継いでいくのかという時間軸への考慮が不可欠になる。

これらの政策パッケージは、一朝一夕ではできない。また長期的には自立した市場原理に基づく地熱産業の競争力の構築が目的であるため、過度の援助をすべてに対して行うのではなく、どのようにすれば自立した産業に育つのか、を鑑みたパッケージを作り、フレキシブルに適応させていくことが必要となる。

⑤ おわりに

東日本大震災が大きな契機となり、地熱を含めた再生可能エネルギーへの期待が高まっている今の状況は、十数年停滞を続けていた地熱業界にとっては大きな転換点といえる。しかしながら、既に FIT 制度をはじめ、調査補助金や債務保証等の地熱開発促進のための各種制度が運用を開始している中、地熱発電は同じ再生可能エネルギーである太陽光発電ほどの存在感を示せていない状況が続いている。地熱発電がより存在感を高めていくためには、この絶好のタイミングで確実に制度施策と開発実績を積み上げ、その成果を国民の目に触れさせていくことが必要である。

地元に密着した発電方式である地熱発電の普及には、一歩一歩着実に仲間を増やしながら足を進めていくことが重要であり、またその背景にあるのがエネルギー政策における地熱発電の位置づけである。そうした位置づけを有していたとしても失敗は常に起こってしまうことであり、重要なことはその教訓から学び、制度や政策を産学官で調整して進化させていくという姿勢である。

第1章　調査概要

1.1. 背景

2011 年 3 月の東日本大震災以降の原子力発電所停止に伴い、逼迫する電力需給の緩和のため、火力発電の割合が上昇している。火力発電は燃料のほぼ全てを海外からの輸入に依存している点に加え、他の発電方法に比べて二酸化炭素の排出が大きい点が懸念されている。

このような状況において地熱発電は、国内に資源が豊富に存在する、年間を通じて出力が安定している、運転の過程で二酸化炭素を排出しない、という性質を併せ持ち、エネルギーセキュリティと地球環境問題の双方に貢献することが期待されており、可能な限り普及を推進することが求められている。

しかしながら、1999 年の八丈島地熱発電所の運転開始以降、フラッシュタイプの地熱発電所は新たに建設されておらず、発電電力量は 1997 年の 37 億 kWh をピークに逓減傾向にあり、全発電電力量に占める割合は 0.3%程度に過ぎないのが現状である。

新規の発電所建設が進まない理由として、例えば以下のような点が指摘されている。

- 地下資源開発に伴う事業採算の不確実性リスク
- 他電源に比較しての発電容量単位あたりの高額な初期投資額
- 地熱開発に対する地元温泉事業者等と共存を図る事業設計モデルの未発達
- 環境影響評価等の遵法のための準備期間
- 自然公園法等による開発適地での掘削規制等開発着手するために必要なコンプライアンスコスト

2012 年 7 月に始まった「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT 制度）」によって、地熱発電についてもいくつかの開発計画が検討され始めているものの、設備認定件数は低迷しており、さらに踏み込んだ政策の検討が必要とされている。

そこで本業務では、地熱発電開発が進展している諸外国の普及促進制度について調査し、今後の地熱開発制度設計を行う際のベースとなる基礎資料を収集することを第一の目的とする。併せてどのような制度が地熱発電開発に有効であったかを明らかにすることにより、我が国の実情に即した現実的な制度のあり方について考察する。

1.2. 調査概要

調査概要は以下の通りである。

・日本と地熱先進国における地熱発電の現状の調査（第 2 章）

日本を含む 6 カ国について、地熱発電開発に関連する各国のファクトを体系的に収集・整理した。調査対象国は、地熱資源量・地熱導入量等を勘案し、日本・ニュージーランド・アイスランド・米国・フィリピン・インドネシアの 6 カ国である。

調査項目は、表 1-1 の通りである。各国の地熱導入の現状ならびに位置づけに触れた後、地熱促進制度と地熱開発規制制度に分けて調査している。項目を各国横並びで同じにしているため、相互に比較出来るように配意している。第 2 章の最後で各国の制度をマトリクスの形で取りまとめている。

表 1-1　各国の調査項目

番号			項目
1.			地熱発電導入状況
	(1)		地熱資源量
	(2)		設備容量
	(3)		発電電力量
2.			地熱発電の位置づけ
	(1)		歴史的経緯
	(2)		導入目標
	(3)		法的位置づけ
		①	地熱根拠法の有無
		②	地熱の定義
		③	資源の所有権
		④	開発区域の設定
		⑤	開発手続き
	(4)		主要プレーヤー
	(5)		事業形態
3.			地熱発電推進施策の現状
	(1)		法的施策
	(2)		財政的措置
	(3)		その他（データベースの整備等）
4.			地熱発電開発規制の現状
	(1)		環境影響評価
	(2)		国立公園内開発
	(3)		温泉資源開発
	(4)		電力セクター関連
	(5)		その他
5.			まとめ

調査方法は、机上調査をベースとしつつ、日本ならびにニュージーランド・アイスランドについては、訪問による関係機関へのヒアリングを行っている。また、米国については、現地に一部外注を行い、情報の補完を行っている。

・地熱開発に関する各国のプラクティスの抽出（第 3 章）

報告書第 2 章においては、体系的なファクトの蓄積を目的に、調査項目を横並びにして各国の情報を収集した。一方で、第 3 章においては、地熱開発促進に効果的な影響を与えた施策ならびにビジネス上のプラクティス、悪影響を与えた施策について、トピック形式でその制度と効果をとりまとめた。

取り上げたトピックは、好事例として、明確な導入目標、開発区域の明確化、明示的な開発手続き、初期の資源探査リスクの低減、地熱開発のリスクマネジメント手法、持続可能な開発と環境リスクに対応する管理手法、地元との合意形成プロセス、地熱の直接利用・多段利用、及びデータベースの整備を、留意すべき事項として、度重なる制度改変及び地熱の資源特性を考慮しない制度設計を取り上げた。トピック形式での取り上げのため、すべての調査対象国を網羅はしていない。また、トピックで取り上げた制度をそのまま日本に適用できるかどうかについては、第 3 章では考慮しておらず、第 5 章で考慮する。

調査方法については、第 2 章同様に机上調査・ヒアリング・外注による調査である。

・日本及び地熱先進国における地熱発電コストの分析（第 4 章）

第 4 章では、地熱発電のコストについて、3 つの分析を行った。

1 点目は、地熱発電に関わるコスト構造分析である。各国のコストを要素と期間に分解して明らかにし、主要な要素について国別の比較分析を行った。なお、要素・期間に分けてコスト構造を明らかに出来たのは、日本・ニュージーランド・アイスランドの 3 カ国である。ニュージーランド・アイスランドのコスト情報はヒアリングにより得た。

2 点目は、国内外における地熱発電単価分析である。ここでは、国内外で公表されている LCOE（Levelized Cost of Energy, 均等化発電原価）を調査すると共に、その算定の前提となっている稼動年数・割引率について調査を行った。調査方法は、机上調査である。

3 点目は、日本における地熱発電コストの試算である。稼動年数・割引率を変化させることで LCOE がどのように変化するか、売電単価を変化させることで IRR がどのように変化するかを試算し、その影響を可視化した。試算には、コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いた。

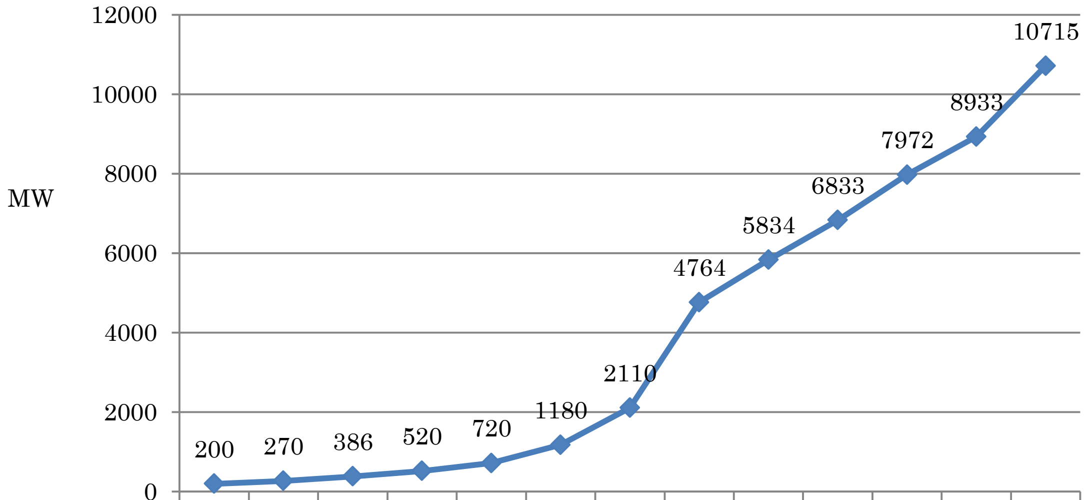
・今後の地熱開発制度に対する考察（第 5 章）

第 3 章ならびに第 4 章の結果を踏まえ、今後の日本の地熱開発促進に向けて必要な要素を抽出し、その解決の方向性について考察を行った。

第2章　日本と地熱先進国における地熱発電の現状

第 2 章では、日本を含む地熱先進国 6 カ国について、地熱発電開発に関連する各国の現状の整理を行うが、まず世界全体の地熱発電の現状を俯瞰しておく。

過去 60 年の世界の累計の地熱発電容量を見ると、第一次石油危機後の 1975 年から 1985 年までの間に飛躍的に地熱発電の導入が進み、1985 年以降も順調に伸びていることがわかる。特に 1980 年から 1985 年の 5 年間の累計総容量の伸び率は大きい。2010 年時点で、24 カ国が地熱エネルギーを利用して発電を行い、1950 年に 200MW であった導入量は、2010 年には 10,715MW となり、この 60 年で 53 倍に増えている。図 2-1 に世界の地熱発電設備容量の変遷を示す。



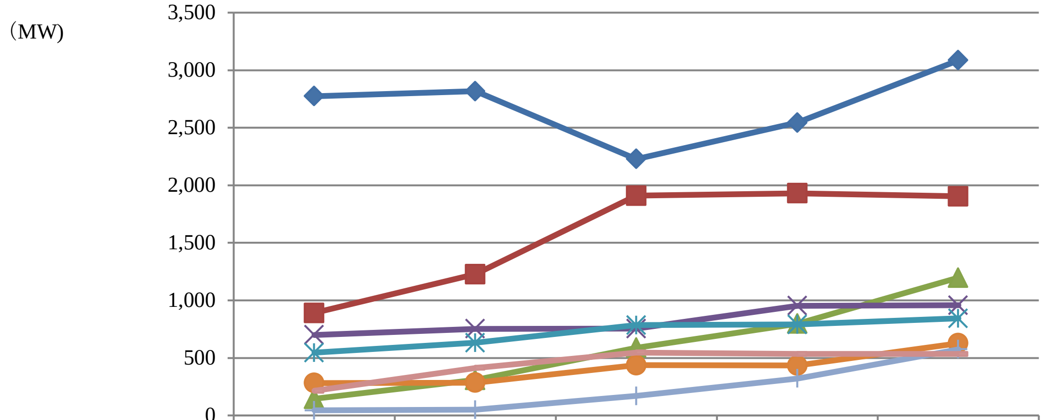
	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
累計設置容量(MW)	200	270	386	520	720	1180	2110	4764	5834	6833	7972	8933	10715

図 2-1　世界の地熱発電　累積設備容量（MW）1950 年－2010 年

(Bertani, R., 2012)

国別では、米国、フィリピン、インドネシア、メキシコ、イタリアが 2010 年末時点での累積設備容量のトップ 5 を占める。米国は導入量ではこの 20 年常にトップで、第 2 位のフィリピンは、1990 年代に急激に導入量を増やすが、それ以後は頭打ちの状態が続いている。インドネシアもこの 20 年間、電力不足解消と原油価格高騰への対策として地熱発電を後押ししてきており、順調に導入量を伸ばしてきている。また、4 位と 5 位のメキシコとイタリアも緩やかではあるが着実に導入を伸ばしている。累積設備容量世界第 6 位のニュージー

ランドは、1958 年に地熱発電を始めた歴史があり、特に 2005 年以降の新設地熱発電所は大規模になってきている。7 位のアイスランドは 1995 年以降の伸び、特に 2005 年以降の伸びが大きくなっており、直接熱利用も盛んに行われている。これらの国はいずれも、資源量が世界的に見て多い国々であるが、日本は、この 10 年でニュージーランドとアイスランドに抜かれ、熱水系の資源量が世界第 3 位であるにもかかわらず、地熱発電の累積設備容量は世界 8 位と後れを取っている。図 2-2 に世界の地熱発電上位 8 カ国の累積設備容量を示す。

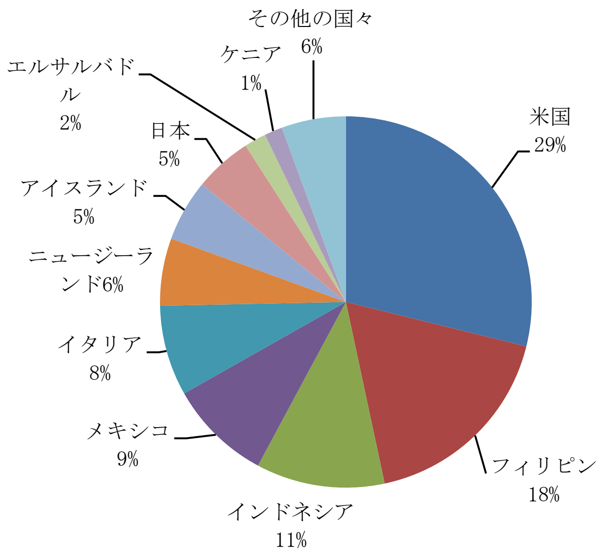


	1990	1995	2000	2005	2010
米国	2,775	2,817	2,228	2,544	3,086
フィリピン	891	1,227	1,909	1,931	1,904
インドネシア	145	310	590	797	1,197
メキシコ	700	753	755	953	958
イタリア	545	632	785	790	843
ニュージーランド	283	286	437	435	628
アイスランド	45	50	170	322	575
日本	215	414	547	535	535

図 2-2　世界の地熱発電　上位 8 カ国の累積設備容量（MW）1990 年－2010 年

(International Geothermal Association, 2012) (Bertani, R., 2007) (Bertani, R., 2010) (Bertani, R., 2012)

2010 年時点での世界の累積設備容量に占める国別の割合で見ると、米国とフィリピンだけで世界の導入量の実に 47%を占めていることがわかる。図 2-3 に世界の累積設備容量に占める国別の割合を示す。



国	MW
米国	3,086
フィリピン	1,904
インドネシア	1,197
メキシコ	958
イタリア	843
ニュージーランド	628
アイスランド	575
日本	535
エルサルバドル	204
ケニア	167
その他の国々	599.5
合計	10,696.5

図 2-3　世界の地熱発電　世界の累積設備容量に占める国別割合　2010 年

(Geothermal Energy Association, 2010)

最後に、熱水系資源量を表 2-1 に示す。豊富な地熱資源は、活火山の数と強い関連があり、世界的に見ると環太平洋火山帯、アフリカのリフト大地溝帯、そして東地中海に集中して存在しており、そういった地帯に位置する国々の熱水系資源量が多いことがわかる。活火山が多い日本は、米国とインドネシアに続き世界第 3 位の熱水系資源量があるとされている。

表 2-1　国別の熱水系資源量と活火山の数

[村岡洋文, 2011]

国	活火山数 (個)	熱水系資源量 (MW)	文献
米国	163	39,090	(Williams, C.F. et.al., 2008)
インドネシア	137	27,140	(Darma, S. et al., 2010)
日本	93	23,470	[村岡洋文、阪口圭一、佐々木進、駒澤正夫, 2008]
フィリピン	46	6,000	(Wright, 1999)
メキシコ	39	6,000	(Mulas de Pozo, P. et al., 1985)
アイスランド	27	5,800	(Palmason, G. et al., 1985)
ニュージーランド	12	3,650	(Lawless J. V., 2002)
イタリア	12	1,500	(Buonasorte, G. et al., 2007)

2.1. 日本における地熱発電の現状

2.1.1. 日本における地熱発電導入状況

(1)地熱資源量

世界有数の火山国である日本は、豊富な地熱資源に恵まれており、独立行政法人産業技術総合研究所（産総研）の試算によると、国内に賦存する地熱資源量は約 23,470MW で、米国、インドネシアに次いで世界第 3 位である。

これは日本の総発電設備容量[1]（一般電気事業用）の約 1 割に相当する量であり、日本の電力供給において重要な役割を果たすポテンシャルを有している。

地域特性としては、北海道、東北、九州に多くが集中しており、国内で稼動しているほぼ全ての大規模地熱発電所はこれらの地域に立地している。

また、地熱資源の多くが賦存している火山帯付近には、風光明媚な地域や伝統的な温泉地域が多く分布しており、これらは自然公園に指定されている例が多い。このため日本の地熱資源の約 8 割は自然公園内に分布している（図 2-4）。

水色：国立公園特別保護地区・特別地域

濃色：熱水系資源分布域

図 2-4 国立公園特別保護地区及び特別地域の熱水系資源分布域包含状況

[村岡洋文, 2008]

[1] エネルギー白書 2013 によると、2011 年度末の発電設備容量（一般電気事業用）は約 25 万 MW

⑵設備容量

2012 年 12 月時点で日本の地熱発電所は 17 箇所が運転を行っており、設備容量は計 515MW（一般電気事業用：13 箇所 503MW、自家用：4 箇所 13MW）でアイスランドに次ぐ世界第 8 位となっている（図 2-5）。これは日本の地熱資源量の約 2%に過ぎず、今後の開発促進がのぞまれる。日本の地熱発電所一覧及び地熱発電設備容量の推移を表 2-2 及び図 2-6 に示す。

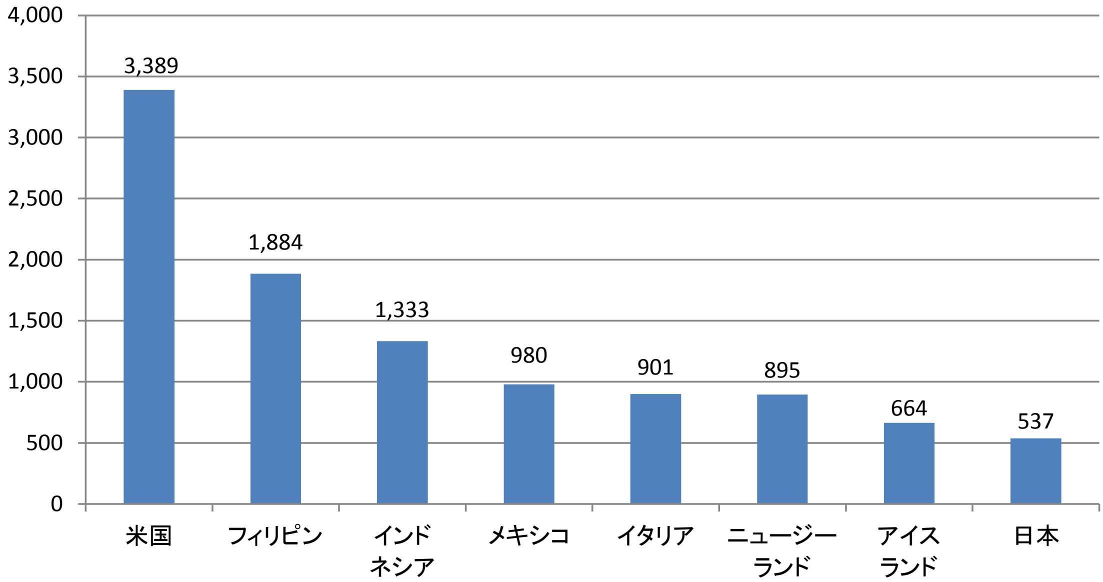


図 2-5　国別の地熱発電設備容量（単位：MW）

(Geothermal Energy Association, 2013)

表 2-2　日本の地熱発電所一覧（2011 年 3 月末現在）

[火力原子力発電技術協会, 2012]を基に作成

<table>
<tr><th rowspan="2">発電所名</th><th rowspan="2">所在地</th><th colspan="2">事業主体</th><th>ユニット</th><th>認可出力</th><th rowspan="2">運転開始年</th><th rowspan="2">発電方式</th></tr>
<tr><th>発電</th><th>蒸気</th><th>（台）</th><th>（kW）</th></tr>
<tr><td>森</td><td>北海道</td><td colspan="2">北海道電力㈱</td><td>1</td><td>50,000</td><td>1982</td><td>DF</td></tr>
<tr><td>澄川</td><td>秋田県</td><td>東北電力㈱</td><td>三菱マテリアル㈱</td><td>1</td><td>50,000</td><td>1995</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>松川</td><td>岩手県</td><td colspan="2">東北水力地熱㈱</td><td>1</td><td>23,500</td><td>1966</td><td>DS</td></tr>
<tr><td rowspan="2">葛根田</td><td rowspan="2">岩手県</td><td rowspan="2">東北電力㈱</td><td rowspan="2">東北水力地熱㈱</td><td>1（1 号）</td><td>50,000</td><td>1978</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>1（2 号）</td><td>30,000</td><td>1996</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>上の岱</td><td>秋田県</td><td>東北電力㈱</td><td>東北水力地熱㈱</td><td>1</td><td>28,800</td><td>1994</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>鬼首</td><td>宮城県</td><td colspan="2">電源開発㈱</td><td>1</td><td>15,000</td><td>1975</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>柳津西山</td><td>福島県</td><td>東北電力㈱</td><td>奥会津地熱㈱</td><td>1</td><td>65,000</td><td>1995</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>八丈島</td><td>東京都</td><td colspan="2">東京電力㈱</td><td>1</td><td>3,300</td><td>1999</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>大岳</td><td>大分県</td><td colspan="2">九州電力㈱</td><td>1</td><td>12,500</td><td>1967</td><td>SF</td></tr>
<tr><td rowspan="3">八丁原</td><td rowspan="3">大分県</td><td colspan="2" rowspan="3">九州電力㈱</td><td>1（1 号）</td><td>55,000</td><td>1977</td><td>DF</td></tr>
<tr><td>1（2 号）</td><td>55,000</td><td>1990</td><td>DF</td></tr>
<tr><td>バイナリ</td><td>2,000</td><td>2006</td><td>B</td></tr>
<tr><td>滝上</td><td>大分県</td><td>九州電力㈱</td><td>出光大分地熱㈱</td><td>1</td><td>27,500</td><td>1996</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>大霧</td><td>鹿児島県</td><td>九州電力㈱</td><td>日鉄鹿児島地熱㈱</td><td>1</td><td>30,000</td><td>1996</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>山川</td><td>鹿児島県</td><td colspan="2">九州電力㈱</td><td>1</td><td>30,000</td><td>1995</td><td>SF</td></tr>
<tr><td colspan="4">事業用計</td><td>16</td><td>527,600</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>大沼</td><td>秋田県</td><td colspan="2">三菱マテリアル㈱</td><td>1</td><td>9,500</td><td>1974</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>杉乃井</td><td>大分県</td><td colspan="2">㈱杉乃井ホテル</td><td>1</td><td>1,900</td><td>2006</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>九重</td><td>大分県</td><td colspan="2">(合)九重観光ホテル</td><td>1</td><td>990</td><td>1998</td><td>SF</td></tr>
<tr><td>霧島国際ホテル</td><td>鹿児島県</td><td colspan="2">大和紡観光㈱</td><td>1</td><td>100</td><td>2010</td><td>SF</td></tr>
<tr><td colspan="4">自家用計</td><td>4</td><td>12,490</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="4">合計</td><td>20</td><td>540,090</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

発電方式：DS（ドライ・スチーム）、SF（シングル・フラッシュ）、DF（ダブル・フラッシュ）、B（バイナリー）

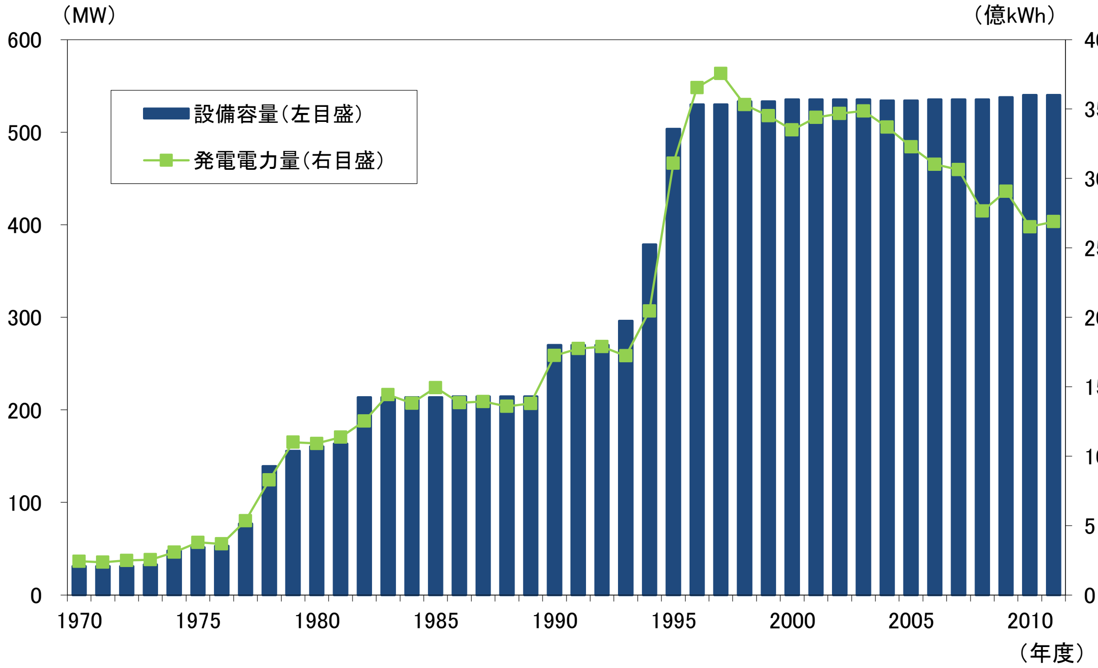


図 2-6　地熱発電設備容量及び地熱発電電力量の推移

[火力原子力発電技術協会, 2012]を基に作成

⑶発電電力量

2011 年における地熱発電電力量は約 27 億 kWh であり、日本の総発電電力量[2]の 0.3%程度である（図 2-6、図 2-7）。既存発電所における地熱蒸気減衰等の影響により、発電電力量は 1997 年をピークに減少している。

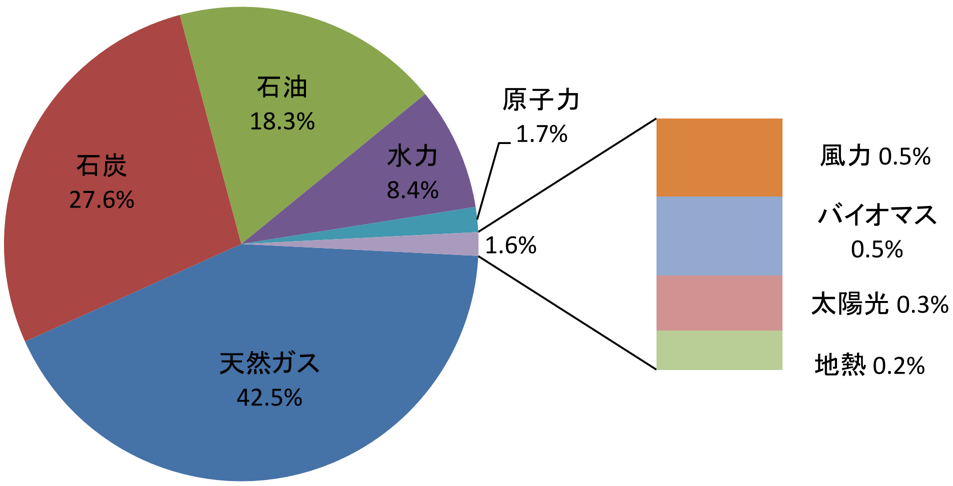


図 2-7　日本の電源別発電電力量構成比（2012 年度）

[総合資源エネルギー調査会総合部会, 2013]

[2] エネルギー白書 2013 によると、2011 年度の発電電力量（一般電気事業用）は約 9,550 億 kWh

2.1.2.　日本における地熱発電の位置づけ

(1)歴史的経緯

日本における地熱利用の歴史は、温泉の歴史と共に始まる。古くは 8 世紀の古事記や日本書紀に温泉に関する記述が見られるほど、日本国民と地熱とのかかわりは長い歴史を持っている。そのため、日本において温泉による地熱利用は、国民文化と言えるほど国民に広く浸透している。

エネルギー源としての地熱利用については、1919 年の海軍中小山内万寿治氏による大分県別府市での掘削成功に始まる。これを受けて、東京電燈㈱太刀川平治氏が日本最初の地熱発電を成功させた（1.12kW）。終戦後、官民による地熱の実用化に向けた調査・研究開発を経て、1966 年に日本重化学工業㈱が日本最初の地熱発電所である松川地熱発電所（当時出力 9.5MW）を岩手県で運転開始した。さらに翌 1967 年には九州電力㈱が大分県で大岳発電所（当時出力 11MW）の運転を開始した [日本地熱学会, 2014a]。

その後 1973 年、1978 年の二度の石油危機を契機にエネルギーの長期安定供給の重要性を認識した政府により、サンシャイン計画を策定して太陽、石炭、水素エネルギーと共に地熱エネルギーについて重点的に研究開発が進められることとなった。さらに、1980 年には新エネルギー総合開発機構（NEDO）が設立されると共に国の地熱関連予算は大幅に拡充された（図 2-8）。

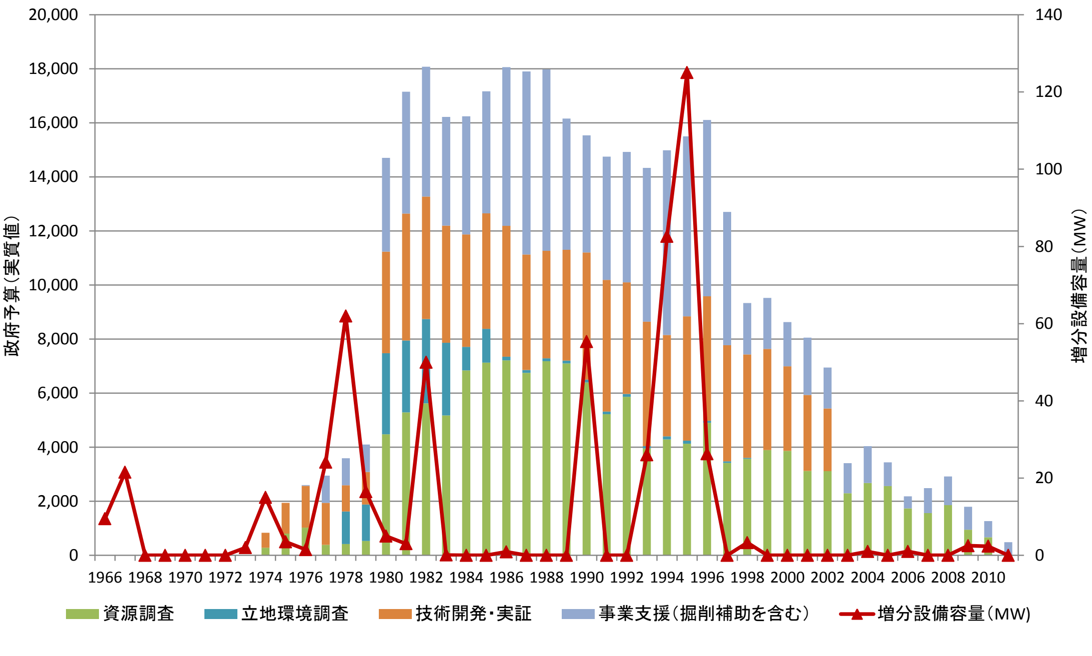


図 2-8　日本における地熱関連予算の推移

[火力原子力発電技術協会, 2012]を基に作成

これにより新規の地熱発電所の運転開始が相次ぎ、1996 年には国内の地熱発電設備容量は 500MW を達成し、日本の地熱発電は大きな進展を遂げた。

1990 年代後半には石油価格の安定化や日本のエネルギー政策の転換等により、国の地熱関連予算は徐々に縮小され、新規の大規模地熱開発は 1999 年の八丈島発電所を最後に停滞する。

2011 年 3 月の東日本大震災によるエネルギー危機を契機に、国産かつ安定した出力を持つ再生可能エネルギーである地熱発電が再び注目を浴び、新規の地熱開発の機運が高まりつつある。

⑵導入目標

2002 年に成立したエネルギー政策基本法に基づき、エネルギー政策の基本的な方向性を示す計画として、2003 年にエネルギー基本計画が策定された。その後、2010 年 6 月に第 2 次改定版が閣議決定され、地熱発電の 2030 年導入目標として、設備容量 165 万 kW（2010 年の約 3 倍）、発電電力量 103 億 kWh（2010 年の約 4 倍）が掲げられた。エネルギー基本計画（2010 年改定版）における再生可能エネルギーの導入目標を表 2-3 に示す。

表 2-3　エネルギー基本計画（2010 年改定版）における再生可能エネルギー導入目標

［総合資源エネルギー調査会，2012］

単位：万kW

	2007年（実績）	2010年（実績）	2030年（2010年時点計画）
太陽光	192（0.8%）	362（1.4%）	5,300（17%）
風力	167（0.7%）	244（1.0%）	1,000（3.1%）
地熱	53（0.2%）	53（0.2%）	165（0.5%）
水力	4,604（19%）	4,667（19%）	5,560（17%）
バイオマス･廃棄物 ※			
再生可能エネルギー合計	5,014（21%）	5,325（21%）	12,025（38%）

※　バイオマス･廃棄物は設備容量の試算が困難であるとの理由から設備容量は想定されていない

今般、安倍政権により 3 度目の改定作業が進められているところであるが、東日本大震災を受けて停止している原子力発電の取扱をめぐって調整が難航している。当初 2014 年 1 月の閣議決定を目指していたが、同年 2 月以降にずれ込んでいる。

⑶法的位置づけ

① 地熱根拠法の有無

アメリカやニュージーランド、アイスランド等の地熱開発先進国と異なり、日本には地熱資源に関する権利・義務や地熱開発の手続き等について明確化した法律は存在しない。現行の法制度において、地熱資源は温泉法で定義された温泉に該当し、地熱開発は温泉法その他電気事業法等の法律による規制を受けている。

② 地熱の定義

温泉法第 2 条によると、「温泉とは、地中からゆう出する温水、鉱水及び水蒸気その他のガス（炭化水素を主成分とする天然ガスを除く）」で 25℃以上または一定の含有成分のものである、とされている。

③ 資源の所有権

温泉法は温泉資源の所有者について直接的には触れていないが、温泉法第 3 条第 2 項によると、土地掘削の許可を受けようとする者は、「掘削に必要な土地を掘削のために使用する権利を有する者でなければならない」とされている。

④ 開発区域の設定

温泉法では開発区域に関する規定は確認できなかった。

⑤ 開発手続き

温泉法第 3 条第 1 項によると、「温泉をゆう出させる目的で土地を掘削しようとする者は、環境省令で定めるところにより、都道府県知事に申請してその許可を受けなければならない」とされている。

また、温泉法第 4 条によると、都道府県知事は、掘削許可の申請があったときは、a.当該申請に係る掘削が温泉のゆう出量、温度又は成分に影響を及ぼすと認めるとき、b.当該申請に係る掘削が公益を害するおそれがあると認めるとき等を除き、掘削の許可をしなければならない、とされている。

温泉法第 5 条によると、掘削許可の有効期間は、当該許可の日から起算して二年とされている。ただし、掘削の工事が災害その他やむを得ない理由により有効期間内に完了しないと見込まれるときは、一回に限り二年を限度として更新可能とされている。

⑷主要プレーヤー

日本における地熱開発政策立案に関連する主要プレーヤーを表 2-4 に示す。

表 2-4　日本における地熱関連主要プレーヤー

組織名		機能・関連制度
経済産業省　資源エネルギー庁		
	資源・燃料部 （政策課）	地熱に関する基本的な政策の企画及び立案・推進
	省エネルギー・新エネルギー部 （新エネルギー対策課）	地熱を含む新エネルギーに関する政策に関する事務 再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT 制度）所管
環境省		
	地球環境局 （地球温暖化対策課）	地熱を含めた再生可能エネルギーに関する技術開発・導入促進
	総合環境政策局 （環境影響評価課）	地熱開発に関連する環境影響評価を所管
	自然環境局 （国立公園課） （自然環境整備担当参事官室）	国立・国定公園内における地熱開発の取扱いの所管 温泉資源の保護に関するガイドラインの所管
独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構		地熱資源開発の支援
独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構		地熱発電技術の研究開発
独立行政法人 産業技術総合研究所		地熱資源に関する研究

出典：各省庁 Web サイト等を基に作成

⑸事業形態

日本においては、民間による地熱開発がなされている。事業形態としては、地下資源開発（蒸気開発）から発電までを一貫して実施する形態と、地下資源開発と発電事業を別事業体が実施する形態の 2 形態がある。既存地熱発電所における事業者は、一般電気事業者や石油・鉱物資源開発会社、ホテル（自家発用途）などであるが、最近では、商社や新電力などからの参入も始まっている。

2.1.3.　日本における地熱発電推進施策の現状

(1)法的施策

① RPS（Renewables Portfolio Standard）

新エネルギー等のさらなる普及のため、2003 年 4 月に「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」（RPS 法）が施行され、電気事業者に対して販売電力量の一定割合以上の新エネルギー等電気の利用が義務付けられた。

これにより、風力、太陽光、地熱、水力、バイオマスエネルギー由来の電気の利用拡大が図られることとなったが、RPS 法において地熱発電は、地熱資源である熱水を著しく減少させない発電の方法のみが対象とされ、実質的にはバイナリ発電のみが対象とされた。そのため、RPS 法に基づく設備認定を受けた地熱発電設備は、1 件 2,000kW（八丁原バイナリー発電施設）のみである。

なお、同法は 2012 年 7 月の「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（再生可能エネルギー特別措置法）施行に伴い廃止された。

② FIT（Feed-in Tariff）

2012 年 7 月より、再生可能エネルギー特別措置法が施行され、固定価格買取制度（FIT）が開始され、電力会社は、再生可能エネルギー発電事業者から、政府が定めた買取価格・買取期間による電気の供給契約の申込みがあった場合には、応ずるよう義務づけられた。

買取の対象は太陽光、風力、地熱、中小水力、バイオマスであり、2012 年度及び 2013 年度における地熱発電の買取価格は、1.5 万 kW 以上の場合 26 円/kWh（税抜）、1.5 万 kW 未満の場合 40 円/kWh（税抜）、買取期間は 15 年間となっている。なお、施行後 3 年間は再生可能エネルギー発電事業者の利潤に特に配慮することとされている。

接続契約の申込みの書面を電気事業者が受領した時、または、設備認定を受けた時のいずれか遅い時点の買取価格が適用される。

2013 年 11 月末時点で、9 件 4,681kW の地熱発電設備が FIT の設備認定を取得している（内、運転開始した設備は 1 件 48kW） [資源エネルギー庁 a, 2014]。

③ **余剰買取制度**

余剰電力（自家消費分を差し引いた余りの電気）を法令で定める条件により電力会社が買い取る制度で、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」に基づき 2009 年 11 月より開始された。

対象は発電事業目的を除く太陽光発電のみであり、地熱発電への適用は無い。

2012 年 7 月より、固定価格買取制度に移行した。

⑵財政的措置

① 補助金・助成金

・　地熱資源開発事業費助成金交付事業

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）は、地熱資源の調査に関する支援を実施している（表 2-5）。

2013 年度は合計 20 件（新規案件 10 件、継続案件 10 件）が採択されている（図 2-9）。

表 2-5　JOGMEC 地熱資源開発事業費助成金

[石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2014]

区分	内容	助成率
地表調査等事業費	地表調査（文献調査、地質調査、物理探査、地化学探査等）に要する経費	3／4 以内
	環境事前調査に要する経費	定額
坑井掘削等事業費	坑井掘削（噴気試験を行うものを除く。）による坑井掘削費、坑井調査費、附帯工事費等に要する経費	1／2 以内
	既存温泉への影響を把握するためのモニタリング調査（モニタリングのための坑井掘削を含む。）に要する経費	定額

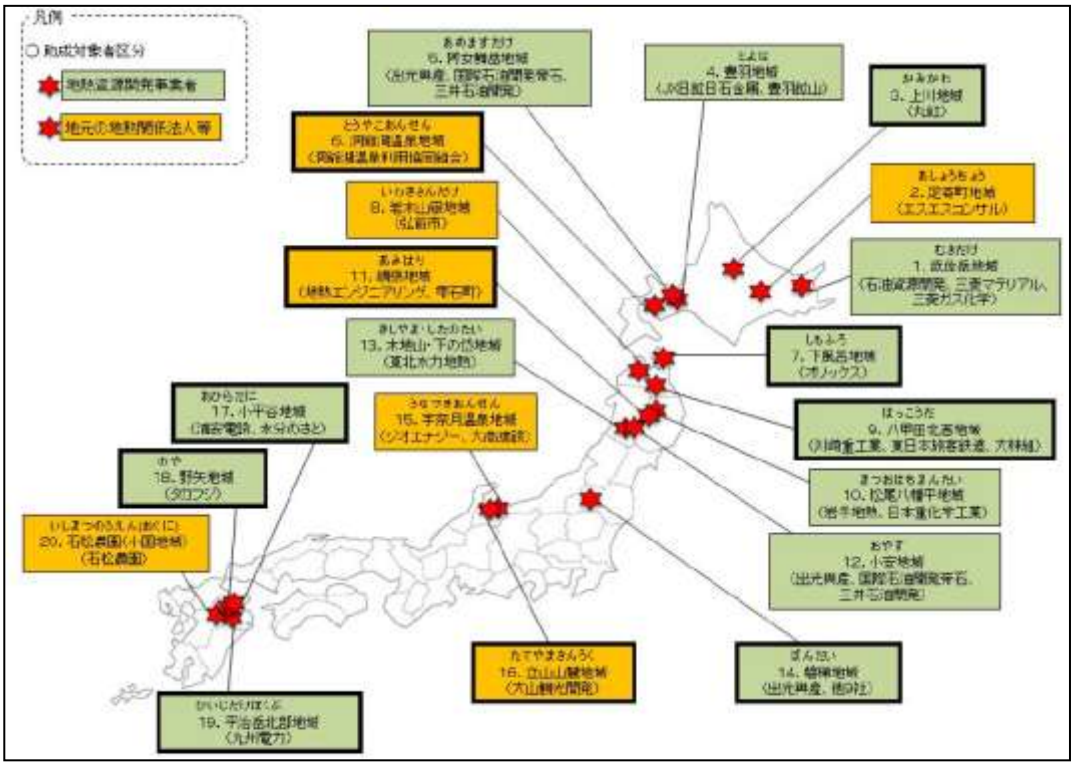


図 2-9　2013 年度地熱資源開発事業費助成金交付事業採択事業一覧地図

[石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2013]

（参考）過去における主な措置の内容

過去において政府によって実施された補助金・助成金関連の主な措置の一覧を表2-6 に示す。このうち 1980～2010 年度にかけて実施された地熱開発促進調査は、5 箇所の発電所建設につながった [地熱発電に関する研究会, 2008]上、最近の掘削調査でもこれを基に行われているものがある。

表 2-6　過去における主な補助金・助成金関連措置

［火力原子力発電技術協会，2012］を基に作成

区分	措置の名称	措置の概要	実施年度
国による地熱開発調査	全国地熱基礎調査 （工業技術院）	将来の地熱開発に資するデータ収集を目的に全国の既知の地熱地域のうち 30 地域を選定して探査を実施。調査は地質調査所が担当。	1973～1975
	地熱開発精密調査 （資源エネルギー庁）	上記全国地熱基礎調査に基づき、全国 19 地域の地質構造、貯留層の確認等を目的に 500m 級の試錐による調査を実施。	1974～1977
	地熱開発基礎調査 （資源エネルギー庁）	全国地熱基礎調査に引き続き、全国 23 の地熱有望地域を対象に第 2 次基礎調査を実施。	1977～1979
	全国地熱資源総合調査 （NEDO）	日本の地熱資源の賦存状況を体系的に把握することを目的に、3 次にわたり調査を実施。	1980～1992
	地熱開発促進調査 （NEDO）	国による地熱有望地域について資源賦存状況、環境調査を含む総合調査で、先導的な調査実施により民間の調査リスクを軽減することを目的とする。 100～300km^2 を対象とした広域調査（調査 A）、貯留層有無の確認を目的とした 50～70km^2 の概査（調査 B）、5～10km^2 を対象に地熱資源量の把握を目的とした坑井調査（調査 C）から構成され、全国 72 地域で実施。	1980～2010
民間の調査に対する助成	地熱発電所調査井掘削費等補助事業 （資源エネルギー庁、1999 年度より NEDO）	調査井掘削費の 50%を限度に補助金の交付を行うもので、調査井を生産井に転用した場合は成功認定後に補助金を返還する。1999 年度より地熱発電開発費補助事業に統合された。	1980～
	地熱発電開発費補助事業 （資源エネルギー庁、1999 年度より NEDO）	生産井・還元井掘削や発電機等の費用について 20%（バイナリー発電設備については 30%）を限度に補助金を交付するもの。2009 年度より中小水力・地熱発電開発費等補助金に統合。	1986～

② 税控除

・　再生可能エネルギー発電設備に係る固定資産税の軽減措置

現状において、固定価格買取制度の設備認定を受けた地熱発電設備は、再生可能エネルギー発電設備に係る固定資産税の軽減措置の適用を受けることが可能である。これにより､固定資産税が課せられることとなった年度から 3 年分の固定資産税に限り、課税標準が 2/3 に軽減される [資源エネルギー庁 a, 2014]。

・　エネルギー環境負荷低減推進税制（グリーン投資税制）※地熱は対象外

なお、新エネルギー設備等は一定の条件を満たすことにより、エネルギー環境負荷低減推進税制（グリーン投資減税）の適用を受けて、取得価額の 7%相当額の税額控除（中小企業者のみ)、取得価額の 30%相当額の特別償却、または取得価額の 100%即時償却（一定規模以上の太陽光、風力のみ）のいずれかの税制優遇措置を受けることが可能であるが、地熱発電設備については対象となっていない [資源エネルギー庁 b, 2014]。（前身のエネルギー需給構造改革投資促進税制（エネ革税制）では、電気事業の用に供さないバイナリー発電設備については対象となっていた [国税庁タックスアンサー, 2014]）。

③ 公的投融資・公的債務保証

・　地熱資源探査資金出資

JOGMEC は、地熱資源開発を行うプロジェクト会社に対して、地熱資源の探査に必要な資金を出資という形で供給している。出資の上限は 50%（ただし、JOGMEC が単独で最大株主又は最大出資者とならない範囲） [石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2014]。

・　地熱資源開発資金債務保証

JOGMEC は、国内における地熱の採取を行う企業が、生産井・還元井の掘削、パイプライン等の敷設等及び発電設備の設置に係る費用を金融機関から融資を受ける場合、債務保証による支援を行っている。債務保証の上限は各金融機関別債務の 80% [石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2014]。

・　環境・エネルギー対策資金

日本政策金融公庫は、非化石エネルギー導入に必要な設備を取得（改造、更新含む）するために必要な資金について特別金利で融資（上限 4 億円）しており、地熱発電も対象となっている [日本政策金融公庫, 2014]。

⑶その他

国による法的施策、財政的措置の他にも、以下のような施策が実施されている。

・　地熱開発理解促進関連事業

地熱資源の開発・活用の促進のため、地熱の有効利用により地熱の地域利用促進に資する事業等への支援を行うものであり、2013 年度より新規に開始された。

・　地熱発電技術研究開発事業

地熱資源の管理・評価技術の向上促進を目的として、地熱資源のシミュレーション技術等の開発を行うもの。2013 年度より新規に開始された。

・　再生可能エネルギー証書（グリーン電力証書）

グリーン電力証書制度は、民間企業による取組であり、自然エネルギーにより発電された電気のもつグリーン電力価値（省エネルギー・CO_2 排出削減の価値）の購入を希望する需要家が一定のプレミアムを支払うことにより、電気自体とは切り離されたグリーン電力価値を証書等の形で保有し、その事実を広く社会に向けて公表できる仕組みである [グリーンエネルギー認証センター, 2014]。

自然エネルギーの発電者がグリーン電力価値を販売できるため、自然エネルギー発電設備の建設に貢献することとなる。

2012 年度において約 3 億 kWh のグリーン電力が認証されているが、そのうち地熱発電の認証実績は約 42 万 kWh[3]に止まる。

[3] グリーンエネルギー認証センターWeb ページを基に集計

2.1.4.　日本における地熱発電開発規制の現状

(1)環境影響評価

① 概要

環境影響評価制度は、開発事業の内容を決めるにあたり、開発が環境に及ぼす影響についてあらかじめ事業者自らが調査・予測・評価を行い、その結果に対する一般市民、地方公共団体等からの意見を踏まえて、環境保全の観点からより良い事業計画の作成を図る制度である。

根拠法として 1997 年に制定された環境影響評価法は、規模が大きく環境に著しい影響を及ぼすおそれのある事業について環境影響評価の手続を定め、環境影響評価の結果を事業内容に関する決定に反映させることにより、事業が環境の保全に十分配慮して行われるようにすることを目的としている。

② これまでの経緯

日本では、1972 年に「各種公共事業に係る環境保全対策について」の閣議了解を行い、公共事業での環境影響評価が導入された。

1977 年には、発電所の立地に対しても行政指導等の形で環境影響評価が行われることとなり（通産省省議決定）、1984 年には「環境影響評価の実施について」が閣議決定され、政府として統一的なルールに基づく環境影響評価を実施することとなった。

その後、1993 年に制定された環境基本法により環境影響評価の推進が法的に位置づけられ、1997 年の環境影響評価法の制定に至った（完全施行は 1999 年）。

法律の完全施行後 10 年の経過を受けて法律の見直しに向けた検討が行われ、2011 年に、計画段階環境配慮書手続や環境保全措置等の結果の報告・公表手続等を盛り込んだ改正環境影響評価法が成立した（完全施行は 2013 年）　[環境省, 2012a] [環境省, 2014a]。

③ 規制の対象

環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象事業は、道路、ダム、鉄道、空港、発電所など 13 種類の事業であり、地熱発電所も対象となる（環境影響評価法施行令別表第一）。

このうち、規模が大きく環境に大きな影響を及ぼすおそれがある事業を第 1 種事業として定め、環境影響評価の手続を必ず行うこととしている。第 1 種事業に準ずる規模の事業を第 2 種事業として定め、手続を行うかどうかを個別に判断することとしている。

地熱発電所の場合、出力 1 万 kW 以上の発電所の設置は第 1 種事業に、出力 0.75 万 kW 以上 1 万 kW 未満の発電所の設置は第 2 種事業に分類される。

なお、環境影響評価法が完全施行された 1999 年以降に運転を開始した 0.75 万 kW 以上の地熱発電所は無いため、環境影響評価法に基づく環境影響評価手続（法アセス）を終

了した地熱発電所は無い。なお、2020 年運転開始予定の山葵沢地熱発電所について現在手続中である（2012 年 3 月方法書手続終了） [中島治美, 2012]。

④ 手続きの流れ

環境影響評価手続の流れを図 2-10 に示す。

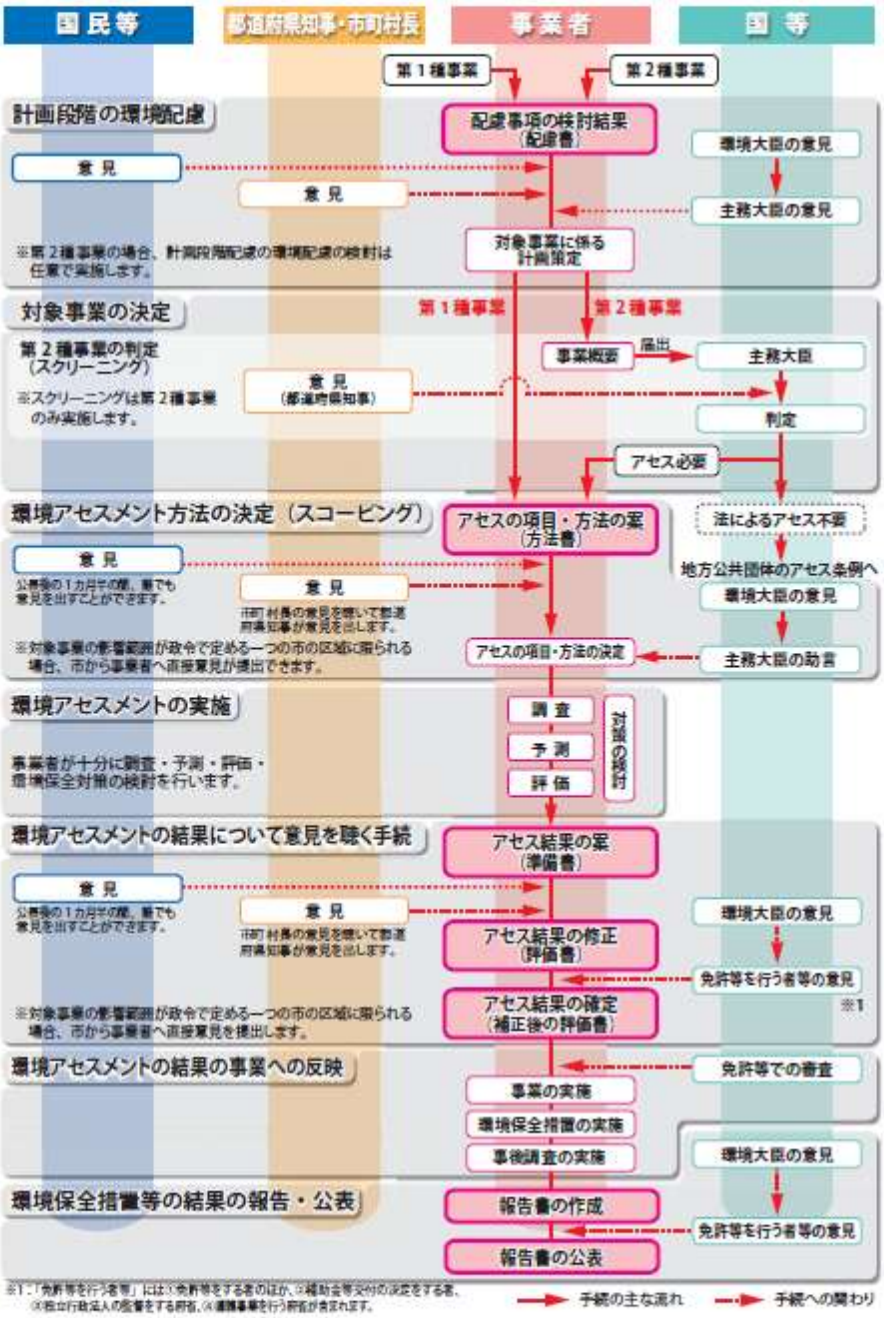


図 2-10　環境影響評価の手続の流れ

[環境省, 2012a]

⑤ 最近の動き

2013 年 6 月に閣議決定された規制改革実施計画において、「風力・地熱発電に係る環境影響評価の国による審査期間の短縮目標の設定」及び「配慮書手続に先行する環境影響調査の実施による環境アセスメント期間の大幅な短縮の促進」について取り組むこととされており、環境省は、通常 3 年程度を要する地熱発電所の環境影響評価手続について概ね半減まで短縮を目指している [環境省, 2013]。

⑵国立公園内開発

① 概要

1957 年制定の自然公園法に基づいて、国立公園・国定公園の指定や管理が行われている。

自然公園法は、「優れた自然の風景地を保護するとともに、その利用の増進を図ることにより、国民の保健、休養及び教化に資するとともに、生物の多様性の確保に寄与すること」を目的としている（自然公園法第 1 条)。

自然公園法では、自然公園として「国立公園」「国定公園」「都道府県立自然公園」の 3 つを定義している（自然公園法第 2 条第 1 項)。それぞれの公園は、自然公園法第 2 条及び第 5 条ならびに第 72 条により以下の通り定義されている。

- 国立公園：我が国の風景を代表するに足りる傑出した自然の風景地で、環境大臣が、関係都道府県及び中央環境審議会の意見を聴き、区域を定めて指定するもの
- 国定公園：国立公園に準ずる優れた自然の風景地であつて、環境大臣が、関係都道府県の申出により、審議会の意見を聴き、区域を定めて指定するもの
- 都道府県立自然公園：優れた自然の風景地であつて、都道府県が条例の定めるところにより、区域を定めて指定するもの

2013 年 3 月末時点で、国立公園は合計 30 公園、総面積 2,093,363ha、国定公園は合計 56 公園、総面積 1,362,613ha が指定されている [環境省, 2014b]。

また、国立公園、国定公園には地種区分が設定されており、表 2-7 の通り分類される。

表 2-7　国立公園、国定公園の地種区分

[環境省, 2014b]

地種区分	説明
特別保護地区	公園の中で特にすぐれた自然景観、原始状態を保持している地区で、最も厳しく行為が規制される
第一種特別地域	特別保護地区に準ずる景観をもち、特別地域のうちで風致を維持する必要性が最も高い地域であって、現在の景観を極力保護することが必要な地域
第二種特別地域	農林漁業活動について、つとめて調整を図ることが必要な地域
第三種特別地域	特別地域の中では風致を維持する必要性が比較的低い地域であって、通常の農林漁業活動については規制のかからない地域
普通地域	特別地域や海域公園地区に含まれない地域で、風景の保護を図る地域。特別地域と公園区域外との緩衝地域（バッファーゾーン）

② 国立・国定公園における地熱開発

日本で最初の地熱発電所として 1966 年に操業を開始した松川地熱発電所は、十和田八幡平国立公園内に位置している。その後も大分県の大岳地熱発電所等、国立公園内の地熱開発は進められた。しかしながら、1972 年、国立・国定公園内の地熱発電所は、従来の 5 ヶ所（松川、大沼、鬼首、大岳、八丁原）及び葛根田の 6 ヶ所に限定し、当分の間、新規の調査工事及び開発を推進しない旨の環境庁と通産省間の了解事項が通知された。以降、公園内の地熱開発は制限されることとなるが、1994 年、普通地域内の地熱発電については個別に検討し可否判断を行う旨の環境庁課長通知が出され、1996 年には大霧発電所が霧島屋久国立公園内（普通地域）で、1999 年には八丈島発電所が富士箱根伊豆国立公園内（普通地域）で操業を開始している。 [吉松重記, 2012] [地熱発電に関する研究会, 2009a]

その後、2010 年に閣議決定された「規制・制度改革に係る対処方針」及び 2011 年のエネルギー・環境会議により示された「エネルギー・環境会議アクションプラン」において、国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて過去の通知を見直すこと等が示された。環境省は、これらの閣議決定等を受けて「地熱発電事業に係る自然環境影響検討会」を開催し、その報告等を踏まえて「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」（2012 年 3 月 27 日）を通知した [環境省, 2012b]。

③ 新たな「国立・国定公園内における地熱開発の取扱い」

2012 年 3 月の「国立・国定公園内における地熱開発の取扱い」の通知により、第二種及び第三種特別地域における地熱開発に対する規制が緩和された。同通知で示された、地種区分ごとの地熱開発の取扱いを表 2-8 に示す。

これにより、国立・国定公園内の地熱開発の促進が期待されている。実際に、福島県の

磐梯朝日国立公園等において事業化の検討が開始されている。

表 2-8　新たな通知における地熱開発の取扱い

[環境省, 2012c]

カテゴリ	説明
特別保護地区	・ 地熱開発を認めない（傾斜掘削による地下利用も認めない） ・ ただし、地熱資源の状況把握のため広域で実施することが必要な調査で、自然環境の保全等に支障がなく、かつ、地表に影響がなく原状回復可能なものは個別に判断
第一種特別地域	
第二種特別地域	・ 原則として地熱開発を認めない ・ 公園区域外又は普通地域からの傾斜掘削については、個別に判断 ・ 真に「優良事例」としてふさわしいと判断される場合は、個別検討の上認めることができる ・ 小規模で風致景観等への影響が小さいものや既存の温泉水を利用するバイナリー発電などで、主としてエネルギーの地産地消のために計画されるもの等については、自然環境の保全や公園利用に支障がないものは認める
第三種特別地域	
普通地域	・ 風景の保護上の支障等のないものについて、個別に判断

⑶電力セクター関連

2012 年以降、経済産業省において、発送電分離や電力小売自由化等の電力システム改革に向けた検討・準備が進められている。電力システム改革専門委員会により示された、電力システム改革の工程表を図 2-11 に示す。

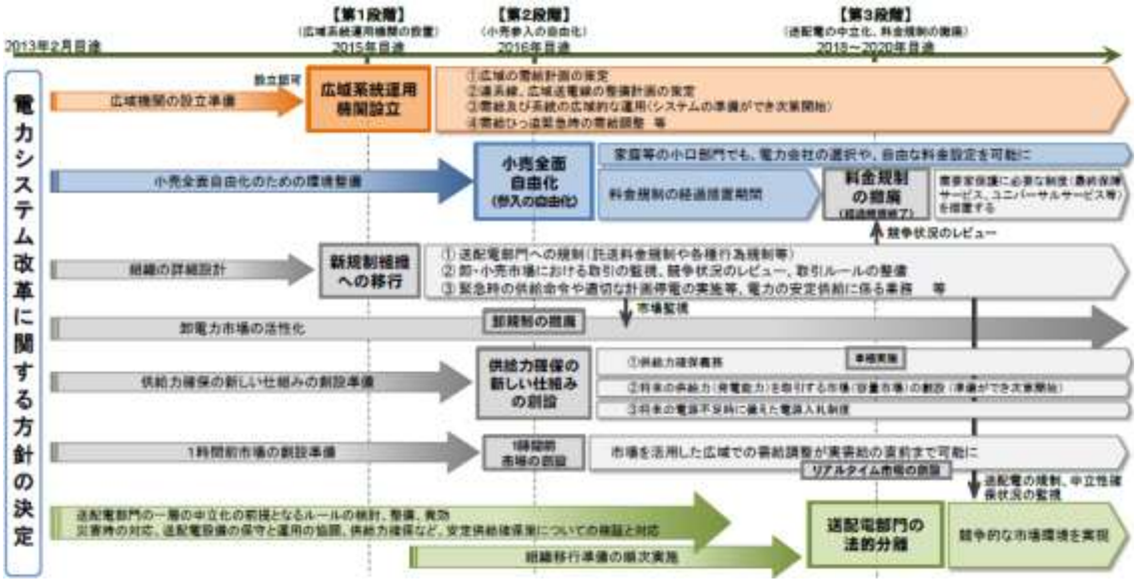


図 2-11　電力システム改革の工程表

［電力システム改革専門委員会，2013］

① 発送電分離

2018～2020 年を目途に、これまで垂直統合型で運営されてきた電力会社の送配電部門を法的分離する方向で検討が進められている。

その準備段階として、2015 年目途に設立される広域的運営推進機関により、地域を超えた需給調整が行われる予定となっている。

② 電力自由化

2003 年以降、特別高圧または高圧受電で、契約電力が原則として 50kW 以上の需要（年間販売電力量の 6 割）については小売自由化が既に行われている。

今般の電力システム改革により、低圧受電の需要（家庭用等）についても、2016 年を目途に自由化が予定されている（小売全面自由化）。

③ 再生可能エネルギーの優先接続、優先供給

電源接続に関しては、事業者・電源によらず公平に扱うこととされているものの、固定価格買取制度において、電気事業者は、接続契約の拒否自由に該当する場合を除き、再生可能エネルギー発電事業者からの電力系統への接続要求を拒否できないこととされている（再生可能エネルギー特別措置法 第 5 条第 1 項）。

また、同制度において、電気事業者は、出力抑制が認められる一定の場合を除き、再生可能エネルギー発電事業者から供給される再生可能エネルギー電力の供給を拒否できない。

2.1.5. 日本の地熱発電の現状まとめ

日本の地熱開発における課題として、①地熱発電の位置づけが明確でない、②経済性の低さ、③国立公園内開発規制、④地元関係者との調整の難しさ等が挙げられるが、固定価格買取制度の導入や国立公園内開発規制緩和等により、一部の阻害要因は取り除かれつつある。

(1)地熱発電の位置づけ

エネルギー基本計画の改定作業は難航しており、地熱を含めた再生可能エネルギー推進の方向性は決まっているものの、地熱発電の導入目標量は決められていない。

また、地熱発電という形態での地熱利用を想定した法律は存在せず、現在は温泉法その他電気事業法等の法律による規制を受けている。

このように、日本における地熱発電の位置づけは明確になっているとは言い難い。国としての明確な開発目標設定や地熱の発電利用に関する権利・手続の明確化は、事業者による地熱開発の土台を形成するものであり、今後の地熱開発促進のためには、これらの実現が大いに有効であると考えられる。

(2)地熱発電推進施策

1990 年代後半以降、地熱開発を推進する施策は停滞していたが、2012 年に固定価格買取制度が導入され、地熱発電についても従来より高額の買取単価が設定されており、地熱発電の経済性は大きく向上した。

ただし、ある程度開発が進んだ段階でないと買取単価を確定させることができないため、長期の開発期間を要する地熱開発においては、開発着手時点で想定した買取単価より実際の買取単価が低くなるリスクが一部の事業者からは指摘されている（買取単価は毎年見直しが行われる)。

また、過去に行われた国による地熱開発促進調査は地熱発電設備増に貢献しており、民間事業者の開発リスクを一定程度低減させる有効な施策であるとして、再開を望む声が上がっている。

(3)地熱発電開発規制

一定規模以上の地熱発電所建設は環境影響評価の対象となっており、手続に 3 年程度という長い期間を要するが、この点は事業の不確実性を高める一つの要因になっている。このため政府では、手続に要する期間を半減する方向で検討を進めている。

また、従来より国立・国定公園内の地熱開発は厳しく制限されてきたが、第二種及び第三種特別地域における地熱開発については、2012 年より制限が緩和された。

⑷地元関係者との調整

地熱資源の性質上、地熱発電に適する地域は古くからの温泉が立地する地域である場合が多く、地熱開発により温泉枯渇等の影響を懸念する温泉事業者が多い。このため、地熱開発にあたっては、温泉事業者をはじめとする地元関係者との調整が不可欠となる。

地元関係者との調整の難しさは、日本における地熱開発の大きな課題の一つとなっている。

近年、熊本県小国町で始まった地元住民出資の合同会社「わいた会」による地熱開発 [熊本日日新聞, 2013]は、この課題に対処し地熱発電と地元との共生を実現する一つの事例と言える。

2.2. ニュージーランドにおける地熱発電の現状

2.2.1. ニュージーランドにおける地熱発電導入状況

(1)地熱資源量

ニュージーランドは、火山地帯に位置し発電に適する地熱資源が存在する。国内の地熱資源は高温・高熱量で、図 2-12 に示されるように資源のほとんどは北島のタウポ火山地帯とナーハ地熱フィールドに位置しており、特に資源の 80%はタウポ火山地帯にある。図 2-13 に、タウポ火山地帯の地熱フィールドを示す。

(Lawless, 2002) による、ニュージーランドにおける現在の技術で利用可能な高温地熱資源評価によると、中央値で 3,600MW の発電が可能であると推測されており、これは 2013 年時点の設備容量の 4.2 倍にあたり、約 4 分の 3 の資源はこれから開発できるということになる。表 2-9 に、 (Lawless, 2002)によるニュージーランドの高温地熱資源評価結果を示す。しかし、この Lawless の評価は、様々な環境及び社会的な制約を考慮しておらず、これらを考慮した評価結果（表 2-10）によると、今後利用可能な資源は 1,115MW あまりとなっている。また、経済性を考慮すると開発可能な資源はより少なくなる (New Zealand Geothermal Association, 2014b)。

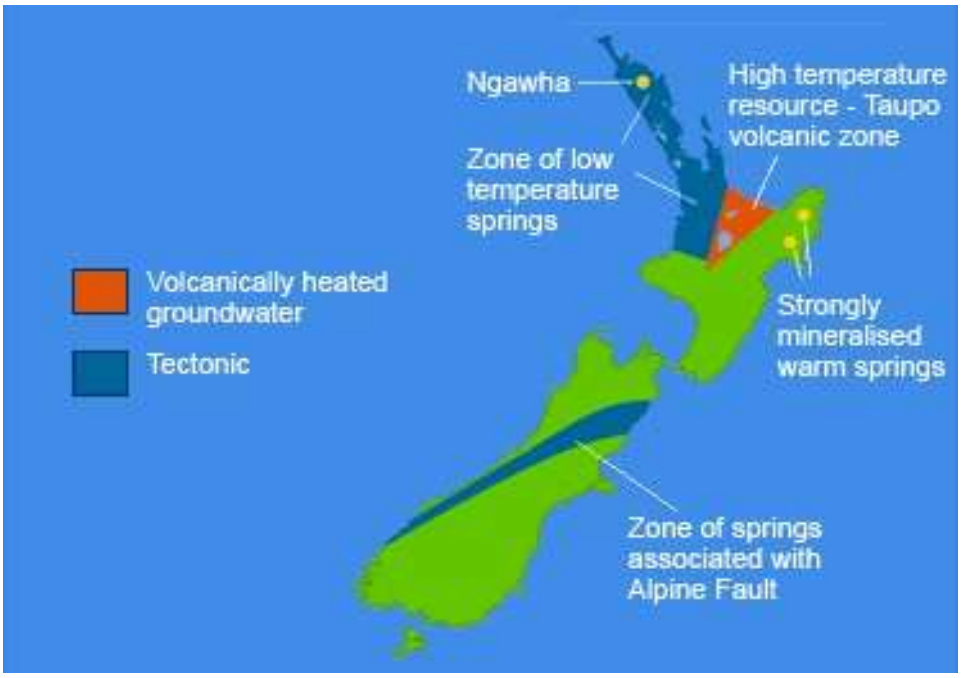


図 2-12 ニュージーランドの主な地熱地域

(Energy Efficiency and Conservation Authority, 2014a)

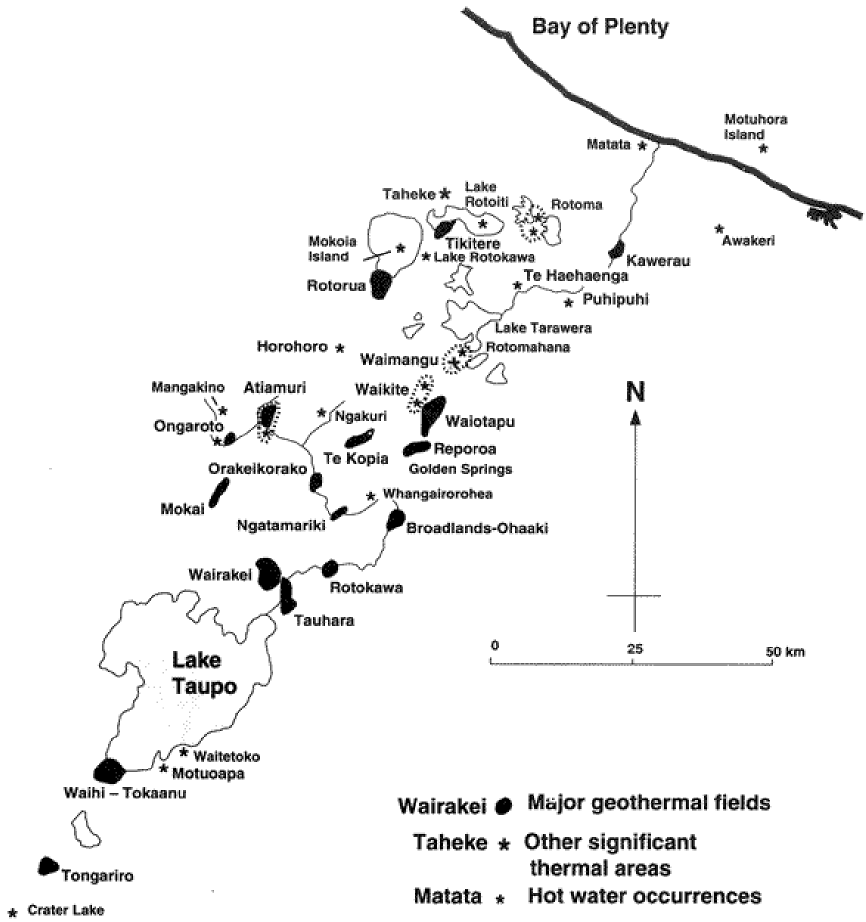


図 2-13　タウポ火山地帯の地熱フィールド

(New Zealand Geothermal Association, 2014a)

表 2-9　ニュージーランドの高温地熱資源の評価

(Lawless, 2002) (New Zealand Geothermal Association, 2014b)

フィールド	資源の面積 (km^2)			貯留層の深さ (m)	温度の中間値 °C			発電容量 MWe		
	最小	最頻値	最大		最小	最頻値	最大	10 パーセンタイル	50 パーセンタイル	90 パーセンタイル
Atiamuri	0	0	5	800	190	220	240	1	6	18
Horohoro	0	0	5	500	180	200	240	1	5	15
Kawerau	25	35	40	400	260	270	280	350	450	570
Ketetahi	10	12	30	800	230	240	260	70	100	150
Mangakino	0	8	10	800	200	230	250	20	47	70
Mokai	5	6	16	700	260	280	290	95	140	220
Ngatamariki	8	10	12	400	250	260	270	90	120	160
Ngawha	10	18	25	400	220	240	260	50	75	120
Ohaaki	6	10	12	400	260	270	280	100	130	170
Orakei-Korako	8	10	12	400	240	250	260	90	110	135
Reporoa	0	9	12	700	220	230	240	20	42	65
Rotokawa	12	18	20	500	260	280	290	230	300	400
Rotoma	4	5	6	500	220	240	245	28	35	46
Rotorua[1]	2	4	8	500	220	240	250	25	35	55
Tauhara	7	15	35	500	240	260	270	200	320	500
Te Kopia	6	10	12	500	230	240	250	75	96	120
Tikitere-Taheke	15	35	40	500	220	240	260	160	240	350
Tokaanu	10	20	30	800	250	260	270	130	200	300
Waimangu	9	12	30	400	250	260	270	180	280	420
Waiotapu[3]	15	20	30	500	260	275	280	250	340	450
Wairakei	15	20	30	350	250	255	265	380	510	670

表 2-10　環境及び社会的制約を考慮したニュージーランドの高温地熱資源の評価

(New Zealand Geothermal Association, 2014b)

フィールド	**発電容量** **（50 ﾊﾟｰｾﾝﾀｲﾙ）** **(MW)**	環境制限要素を考慮した発電容量 **(MW)**	既存の発電その他の利用量 **(MW)**	年に換算した過去の利用（年）	今後利用可能な容量　**(MW)**
Atiamuri	6	0	0	0	0
Horohoro	5	5	0	0	5
Kawerau	450	225	130	9	58
Ketetahi	100	0	0	0	0
Mangakino	47	47	0	0	47
Mokai	140	140	111	7	4
Ngatamariki	120	120	0	0	120
Ngawha	75	38	25	5	9
Ohaaki	130	130	60	17	37
Orakei Korako	110	0	0	0	0
Reporoa	42	0	0	0	0
Rotokawa	300	300	35	11	252
Rotoma	35	35	0	0	35
Rotorua	35	18	6	45	2
Tauhara	320	160	2	3	158
Te Kopia	96	0	0	0	0
Tikitere-Taheke	240	240	0	0	240
Tokaanu	200	100	0	45	99
Waimangu	280	0	0	0	0
Waiotapu	340	0	0	0	0
Wairakei	510	510	230	30	47
総計					**1, 115**

⑵設備容量

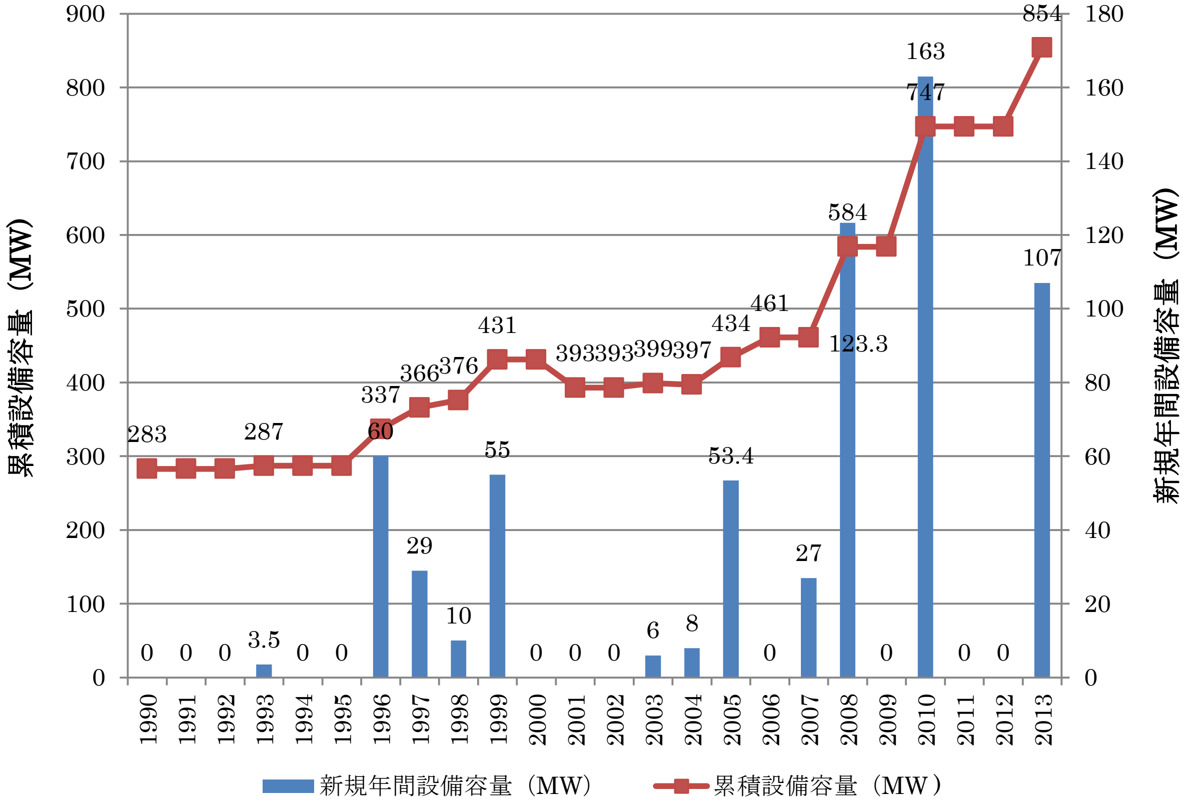


図 2-14　1990 年から 2013 年までの地熱発電設置容量（MW）

(New Zealand Geothermal Association, 2013)を基に作成

表 2-11 に見られるようにニュージーランドにおける地熱発電の歴史は古く、1958 年に Wairakei 地熱発電所、1966 年には Kawerau 地熱発電が稼動を開始した。その後、新たな大型地熱発電所の稼動は 1989 年の Ohaaki 発電所まで無かったが、1990 年代後半には、Poihipi, Rotokawa, Ngahara、Moaki 発電所が稼動を始め、図 2-14 に見られるように設備容量が増加した。2000 年代前半には新規の大型発電所の稼動を見なかったが、2005 年以降地熱発電所の建設ブームが起こり、大型発電所がいくつか稼動したこともあって、2013 年末時点で稼動している地熱発電の総容量は 854MW となり、これは米国、フィリピン、インドネシア、メキシコ、イタリアに次いで世界第 6 位となっている (Geothermal Energy Association, 2013)。

表 2-11　ニュージーランドにおける地熱発電所設備容量の推移

(New Zealand Geothermal Association, 2013)を基に作成

発電所	現在の所有者	稼動開始年	設備容量 (MWe)	累積設備容量 (MWe)
Wairakei	Contact Energy	1958-63	193	193
Kawerau	Norske Skog Tasman	1966	10	203
Wairakei	Contact Energy	1982	-36	167
Kawerau Binary (TG1)	Nova Energy	1989	2.4	169
Ohaaki	Contact Energy	1989	114*	283
Kawerau Binary (TG2)	Bay of Plenty Electricity	1993	3.5	287
Ohaaki Rerating	Contact Energy	1996	-10	277
Wairakei BP	Contact Energy	1996	5	282
Poihipi Road	Contact Energy	1996	55	337
Rotokawa	Mighty River Power	1997	29	366
Ngawha	Top Energy	1998	10	376
Mokai 1	Tuaropaki Power Company	1999	55	431
Ohaaki Derating	Contact Energy	2001	-38	393
Rotokawa Extension	Mighty River Power	2003	6	399
Kawerau BP Decom	Norske Skog Tasman	2004	-10	389
Kawerau BP2	Norske Skog Tasman	2004	8	397
Wairakei Binary	Contact Energy	2005	14.4	411
Mokai 2	Tuaropaki Power Company	2005	39	450
Ohaaki Derating	Contact Energy	2005	-16	434
Mokai 3	Tuaropaki Power Company	2007	17	451
Ohaaki Rerating	Contact Energy	2007	10	461
Kawerau	Mighty River Power & partners	2008	100	561
KA24	Eastland Group	2008	8.3	569
Ngawha 2	Top Energy	2008	15	584
Nga Awa Purua	Mighty River Power & Tauhara North No. 2 Trust	2010	140	724
Te Huka	Contact Energy	2010	23	747
TOPP1	Norske Skog Tasman	2013	25	772
Ngatamariki	Mighty River Power	2013	82	854

* Ohaaki 発電所の設備容量はいまだ 114 MWe ではあるが、高圧タービン 1 基が撤去され、他のタービンも出力を制限して稼動している。また地熱フィールドの制限ともあいまって、Ohaaki 発電所は現在 45 MWe で稼動している。

これを他の電源の設備容量と比べてみる（図 2-15）。2011 年時点では水力が最も設備容量の多い電源となっており（5,252MW）、天然ガス（1,397MW),、石炭・天然ガスのコンバインドサイクル（1,000MW ）がそれに続いているが、近年の地熱と風力の設備容量の伸びは大きく、地熱は国内第 4 位の電源となっており、総設備容量の 7.4%を占めている。

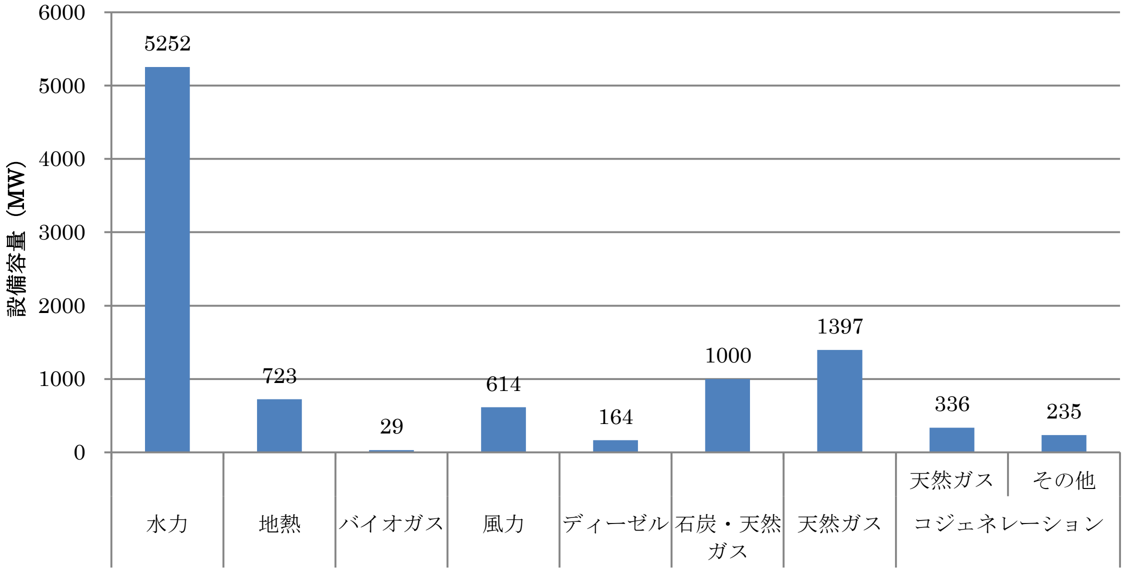


図 2-15　ニュージーランドにおける 2011 年時点の電源別設備容量　（MW）

(Ministry of Economic Development, 2012)

⑶発電電力量

図 2-16 は、1990 年から 2011 年末までのニュージーランドにおける電源別の発電電力量の推移を示している。ニュージーランドでは、常に水力が重要な役割を果たしてきたことがわかるが、再生可能エネルギーの総発電電力量に占める割合は、1908 年の 91.4%から 2008 年には 64.5%にまで下がっていた。しかし、地熱、風力、水力の発電量の占める割合は、2009 年、2010 年、そして 2011 年と増加し、2011 年末時点でのニュージーランドの電力供給の 76.8% を再生可能エネルギーが占めるようになり、相当の勢いで再生可能エネルギーの占める割合が伸びている。特に地熱と風力の伸びが大きく、そのうち地熱は 2011 年の総発電電力量の 13.4%を供給し、重要な電源となっている。

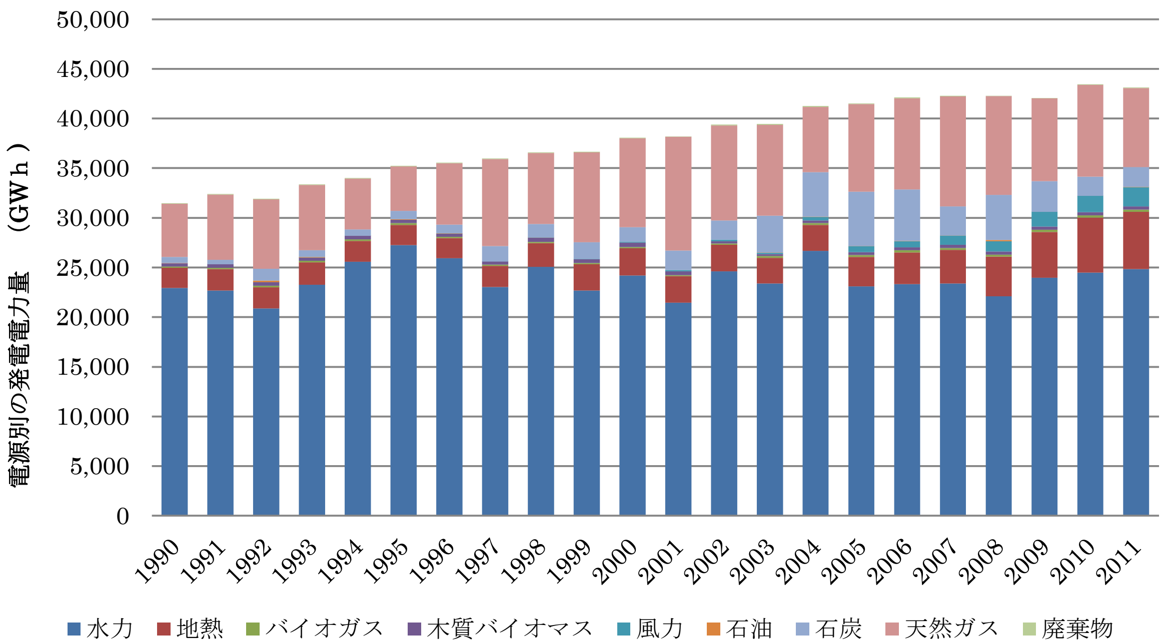


図 2-16 ニュージーランドにおける 1990 年から 2011 年までの電源別発電電力量

(Ministry of Economic Development, 2012)

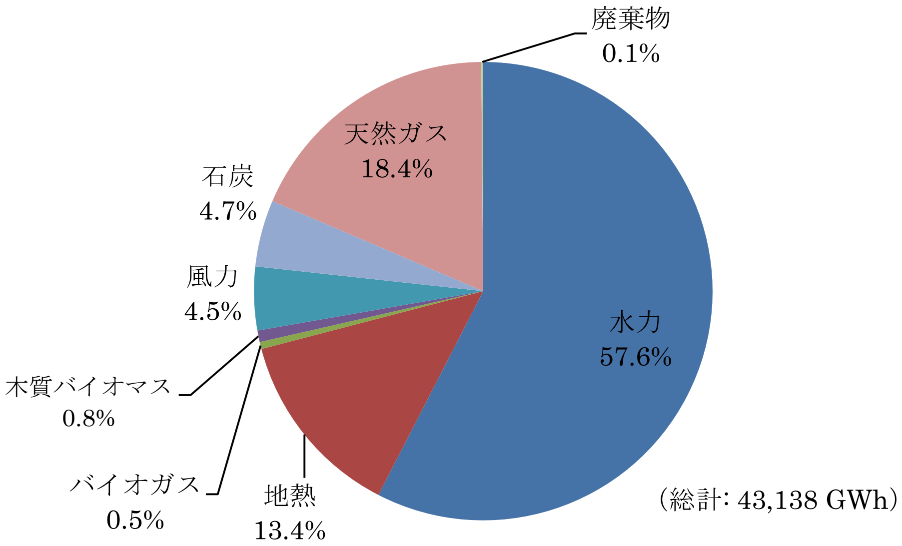


図 2-17　2011 年における電源別発電電力量の内訳

(Ministry of Economic Development, 2012)

(4)地熱プロジェクトパイプライン

表 2-34 は、New Zealand Geothermal Association (NZGA) が発表している、2013 年末時点での今後の地熱開発の予定である。ニュージーランドでは、現在経済成長の鈍化に伴って、電力需要の伸びが鈍化しており、電力需給は飽和状態となっている。地熱に関しては、大型開発ができる Brownfield がまだいくつか残っているものの、電力需要がないことから開発ペースは鈍化すると見られており、これらの地熱プロジェクトもいつ開発が始まり、また稼動するか、といった点に関しては、かなりの不透明性が残っている (New Zealand Geothermal Association, 2013)。

表 2-12　ニュージーランドにおける開発中の地熱発電事業案件

(New Zealand Geothermal Association, 2013)を基に作成

発電所名	容量 (MW)	発電開始予定	開発事業者	状況
Te Ahi O Maui (KA22)	10-15	2014	Eastland Group、 Kawerau A8D Ahuwhenua Trust 及び Innovations Development Group	50 MW までの開発が発表されたが、資源開発同意や契約等はなされていない
Tauhara II	240	2015?	Contact	資源開発同意が発行され、生産井掘削が続く予定
Tikitere	<45	2015?	Tikitere Trust など	資源開発同意の申請と調査段階
Rotoma	35	2013?	Rotoma No 1 Inc	資源開発同意の上訴中
Taheke	?	?	Contact & Taheke 8C と the Adjoining Blocks Inc	3 本の調査井が掘削されている
Te ia o Tutea	?	?	MRP, Okere Inc 及び Ruahine Kuharua Inc	地元説明や共同開発に関する合意がなされた段階
その他	400	By 2025	様々な事業者	開発後期段階にある既存のものも含む不特定の事業の総数

2.2.2. ニュージーランドにおける地熱発電の位置づけ

(1)歴史的経緯

ニュージーランド最初の地熱発電所は、1958年に稼動を開始したWairakei発電所で、これに1966年のKawerau発電所の稼動が続いた。しかし、第一次石油危機の後、政府のRD&Dの予算は増えたものの新規の発電所の稼動は1989年のOhaaki 発電所までなく、以降1990年代半ばまでの設置規模は280MW程度であった。

新しい地熱資源開発の可能性を探り地熱開発を推進するため、中央政府は1970年代から1980年代にかけて、国を挙げた掘削調査に取り組んだ。その結果、特に北島のTaupo火山地帯にある多くの資源のポテンシャルが評価され、1990年代中盤よりそれらの掘削で得られた坑井を利用して、新規の開発が進み始める。

一方、初期の二つの発電所、WairakeiとOhaaki発電所の地熱発電事業は、地熱流体の過剰な採取が原因で地盤沈下や間欠泉の消滅といった深刻な環境問題を引き起こしていた。これらの問題を解決するためいくつかの法律が制定されたが効果を表さず、また法律の乱立によって開発許可が非常に複雑になっていたこともあり、1980年代から現在の資源管理法（Resource Management Act, RMA) の素案が作られ始めた (Ministry for the Environment, 2014a)。

試行錯誤の結果、1991年に資源管理法が完成し、それまでの複雑な開発許可を簡素化した全く新しい資源管理の枠組みが出来た。度重なる資源管理法の改正と、広域自治体による地熱開発の政策及び制度が整うに連れ、1990年代後半から2000年代にかけて地熱の開発は一気に進み始めた。2013年末時点で、世界第6位となる854MWの地熱発電設備が設置されており、さらなる開発も計画されている。

しかし現在は、経済の低迷により電力需要が頭打ちとなっており、これらの計画は経済及び電力需要の回復を待って進められると言われている (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

最近の地熱発電の増加を支えてきた重要な要因として、干ばつによる水力発電の低下を補うとともに化石燃料への依存を減らすという政府の明確な目的設定、開発許可プロセスの簡素化、化石燃料の価格上昇に伴う地熱発電の競争力向上が挙げられる (New Zealand Geothermal Association, 2014b)。

(2)導入目標

ニュージーランド政府は2000年代序盤から、再生可能エネルギーの導入目標について議論を始めた。2000 年に持続可能なエネルギーの将来を実現するための政策として作られたEnergy Policy Framework に続き、2001 年の National Energy Efficiency and Conservation Strategy

(NEECS) - Towards a Sustainable Energy Future において、「2012 年までに経済全体のエネルギー効率を少なくとも 20%向上させるとともに、エネルギー消費のうち 25PJ から 55PJ を再生可能エネルギーでまかなう」という目標が立てられた。政府は、2002 年の 10 月にこの目標について「再生可能エネルギーを 2000 年比 22%増の 30PJ とする」ことを確定した。政府はその後も NEECS の進展とその評価を続け、2005 年からは、NEECS を更新する「エネルギー戦略、気候変動政策、そして交通戦略を注意深く結びつけたより大胆でより意欲的な」戦略を建てる準備を進め、2007 年に「2050 年までのニュージーランドエネルギー戦略（New Zealand Energy Strategy to 2050、NZES　2050）」を発表した。同戦略には、向こう 10 年間火力発電所の建設を禁止することが織り込まれていた。この禁止令は 2008 年に新政府によって無効とされるが、同戦略は、2025 年までに二酸化炭素排出量を 1990 年レベルに戻すため、電力供給の 90%を再生可能エネルギーのような公害フリーの電源で賄う目標を掲げており、この目標が現在のニュージーランドの正式な再生可能エネルギー目標値となっている。しかし、この中では、地熱など再生可能エネルギー別の目標値は設定されていない (Ministry of Energy, 2007) (Ministry of Economic Development, 2011) (New Zealand Geothermal Association, 2014c)。

⑶法的位置づけ

① 地熱根拠法

1991 年に制定された資源管理法（Resource Management Act、RMA 1991）は、自然及び物理的資源の持続可能な管理を統括する法律であり、地熱の根拠法となっている。

資源管理法の以前に地熱を管理する法律として、Geothermal Energy Act 1953、Geothermal Energy Amendment Act 1957 と Water and Soil Conservation Act 1967 があったが、いずれも資源管理法の制定とともに廃止されている (New Zealand Legislation, 1991a)。資源管理法はそれ以前の多くの大気、水、土壌の資源に関する法律を包括的に統合し、開発同意のプロセスと簡素化する環境管理に関する全く新しいアプローチとして作られた法律である (Ministry for the Environment, 1997) 。

② 地熱の定義

資源管理法によって地熱は、政府を含む誰にも所有されない「水」であると定義されている (New Zealand Legislation, 1991a)。2004 年の資源管理法の改正法 Resource Management (Energy and Climate Change) Amendment Act 2004 は、地熱を再生可能な資源として定義し、自治体が再生可能エネルギーの利用と開発に由来する便益を考慮することを要求している (New Zealand Legislation, 1991a) (New Zealand Legislation, 2004a)。

③ 資源の所有権

資源管理法によって、地熱などの自然資源・物理的資源は政府を含む誰の所有でもないことが明確化されている (New Zealand Legislation, 1991a)。同じく 1991 年に制定された鉱業法（Crown Minerals Act 1991）が、石油、ガス、その他の鉱物資源の管理をする法律で、この法律が管理する鉱物資源は政府によって所有され、国からの土地のリース (貸付) によって開発される。これに対し、資源管理法は環境及び資源の管理のための法律で、資源管理法が管理する地熱などの自然資源・物理的資源は「所有権の不在」が明確化されているところが、大きな違いとなる (Environmental Protection Authority, 2012a) (New Zealand Legislation, 1991b) (White, B, 2006)。

④ 開発区域の設定

資源管理法は、資源管理に関して、政府と広域自治体に異なる役割を課している。国（政府）は、国家的に重要な資源に関わる問題に対して国家政策（National Policy Statements、NPSs)及び国家環境基準（National Environmental Standards)を策定する責任があるのに対し、Regional Council と呼ばれる州または県レベルの広域自治体は、地方政策（Regional Policy Statements、RPSs) 及び地方計画 (Regional Plan、地方政策を実施するためのルール)を設定して、土壌、大気、水、公害、そして海岸に関する問題を管理する責任を追う。この広域自治体の役割は環境や資源の管理に特化しており、広域自治体の下にある District Councils と呼ばれる市町村レベルの自治体が、同じ地方政策・計画のもとに、土地の分割や騒音といった問題やその他一般の通常自治体が携わる業務を執り行う (White, B, 2006) (Ministry for the Environment, 2014a)。

資源管理法が環境及び資源の管理において最も大きな役割を課しているのが広域自治体である。具体的には、広域自治体は重要な資源管理の問題を明確にし、政策の目的、それを実施する方法と予期される結果を定義し、資源の持続可能な管理ができているかどうかをモニタリングする責任を負っている。また資源管理法は、これらの責任を果たすにあたっては、最も効率的かつ効果的で、公平な政策と施行方法で実施することを義務づけている (New Zealand Legislation, 1991a)。

ニュージーランド国内で、高温地熱資源が存在している地域に位置しその管理に係る広域自治体は、Northland 広域自治体 (Northland Regional Council)、Waikato 広域自治体(Waikato Regional Council)、そして Bay of Plenty 広域自治体 (Bay of Plenty Regional Council) の 3 つのみである。この中では、Waikato 広域自治体が国内の高温地熱資源の約 80%を管理している。Bay of Plenty 広域自治体は、Waikato 広域自治体と同じくタウポ火山地帯の地熱資源を管理しており、同地帯の地熱資源を統括的に管理するために、Waikato 広域自治体と、データやそれぞれの政策方針の共有を行う旨の覚書を交わしている。Northland 広域自治体は、タウポ火山地帯以外で唯一の高温地熱資源であるナーハ地熱システムを管理している (New Zealand Geothermal Association, 2013) (New Zealand Geothermal Association, 2014d) 。

多数の地熱資源を管理する責任を持つWaikato広域自治体とBay of Plenty広域自治体はそれぞれ、地熱資源をいくつかのカテゴリに分類しており、各カテゴリでは異なる管理方法が適用される。表 2-13 は、Waikato 広域自治体が用いている分類で、それぞれの地熱システムの「価値の高い資源表面の特徴の保護」と「開発」をバランスさせる目的で作られている (New Zealand Geothermal Association, 2014d)。Bay of Plenty 広域自治体（Bay of Plenty Regional Council）による地熱システムの分類を、表 2-14 に示す (Bay of Plenty Regional Council, 2008)。これらの分類のそれぞれに対し、政策目的が決められており、その政策目的とそれを遂行するための方法が地方政策と地方計画の中で策定されている (Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008)。

表 2-13 Waikato 広域自治体（Waikato Regional Council）による地熱システムの分類
(New Zealand Geothermal Association, 2014d)
(Waikato Regional Council, 2008) [水野瑛己, 2012]

分類	特徴	該当する地熱システム
開発 Development	持続可能で環境に配慮した方法でのみ大規模開発が許される	Horohoro, Mangakino, Ngatamariki, Mokai, Ohaaki, Rotokawa, Wairakei-Tauhara
限定的な開発 Limited Development	表面にダメージを与えない限りの利用が許可される	Atiamuri, Tokaanu-Waihi-Hipaua
調査 Research	地熱システムの中の小規模な部分のみ調査目的で利用が許可される 新しく発見されたり EGS で作られたシステムが正式に分類される以前の一過的な分類	Reporoa
保護 Protected	文化的･科学的に価値のある脆弱なシステムで､不適切な土地利用による地熱流体の採収や表面へのダメージは禁止	Orakeikorako, Horomatangi, Taupo, Waikite-Waiotapu-Waimangu,Tongariro, Te Kopia
小規模 Small	孤立、また小規模のグループ泉。発電には不適格	上記以外の数多くの低温システム

表 2-14　Bay of Plenty 広域自治体（Bay of Plenty Regional Council）による地熱システムの分類

(Bay of Plenty Regional Council, 2008)

分類	特徴	該当する地熱システム
Geothermal Management Group 1	完全な形での保存	Waimangu/ Rotomahana/ Tarawera, Whakaari (White Island), Moutohora Island (Whale Island).
Geothermal Management Group 2	Rotorua 地熱フィールド	Rotorua
Geothermal Management Group 3	ある種の表面徴候の保護、しかし限定された開発が可能	Tikitere/Ruahine, Taheke, Rotokawa/Mokoia Island and Rotoma/Tikorangi
Geothermal Management Group 4	開発	Kawerau, Lake Rotoiti and Rotoma/Puhi Puhi. Group
Geothermal Management Group 5	低温地熱資源	

⑤ 開発手続き

資源管理法によって事業者は、開発事業、または自然・物理的資源の利用に関して、Resource Consent と呼ばれる「資源開発同意」を、その資源を管轄する広域自治体から得る必要がある。広域自治体は、地方政策と地方計画に従い、地熱を含む自然資源に関して、その開発・利用許可を申請した事業者に「Resource Consent (資源開発同意) 」を発行・履行する義務を負う (New Zealand Legislation, 1991a)。ニュージーランドにおいては、地方政策、地方計画、個々の事業ベースの環境影響評価（AEE）及び資源開発同意は、基本的に地方自治体（Regional 及び District Councils）で承認されるため、環境政策や計画は自治体レベルで相対的に統制がとれたものになる。

「資源開発同意」は資源の所有権を与えるものではなく、資源を利用する権利を許可された条件のもとで与えるだけのものであり、その資源利用期間は最長で35年間である。資源開発同意を得た者は、許可から5年の間にその権利を行使する必要がある。また資源開発同意は、5年ごとにレビューで再吟味されることになっており、モニタリングや年次報告からのフィードバックを入れて状況にあわせて適応できる仕組みになっている (New Zealand Legislation, 1991a)。また事業者は、資源開発同意の申請に環境影響評価（Assessment of Environmental Effects、AEE）を含んで提出しなければならない。1つ1つの地熱発電開発は、地熱流体や真水の採収、蒸気や他のガスの大気への放出、地熱流体の地下への還元及び地表や水域への放出、坑井の掘削、そして道路建設や管理、といった行為への許可で、約15

の資源開発同意を得る必要がある。

図 2-18 に示されるように、資源開発同意の申請経路は 3 つある。2009 年 9 月にニュージーランド政府は資源管理法を改正し（Resource Management (Simplifying and Streamlining) Amendment Act 2009 、RMAA 2009)、2009 年の 10 月 1 日から、新たに 2 つの資源開発同意経路を追加した。現在、事業者は 1）これまでのように広域自治体に申請をし、その自治体が設置した査問委員会での公聴会を経て資源開発同意を得る、2）直接国の環境法廷に申請をする、または、3) 国家的な重要性を持つ大型プロジェクトに関しては、環境省の下にある環境保護局（Environmental Protection Authority、EPA）に直接申請をして、環境保護局が介入を認めた場合に招集する査問委員会と公聴会を経て資源開発同意を得る、という 3 つの経路のうちどれかを選択することになっている (Ministry for the Environment, 2012d) (New Zealand Legislation, 2009b)。

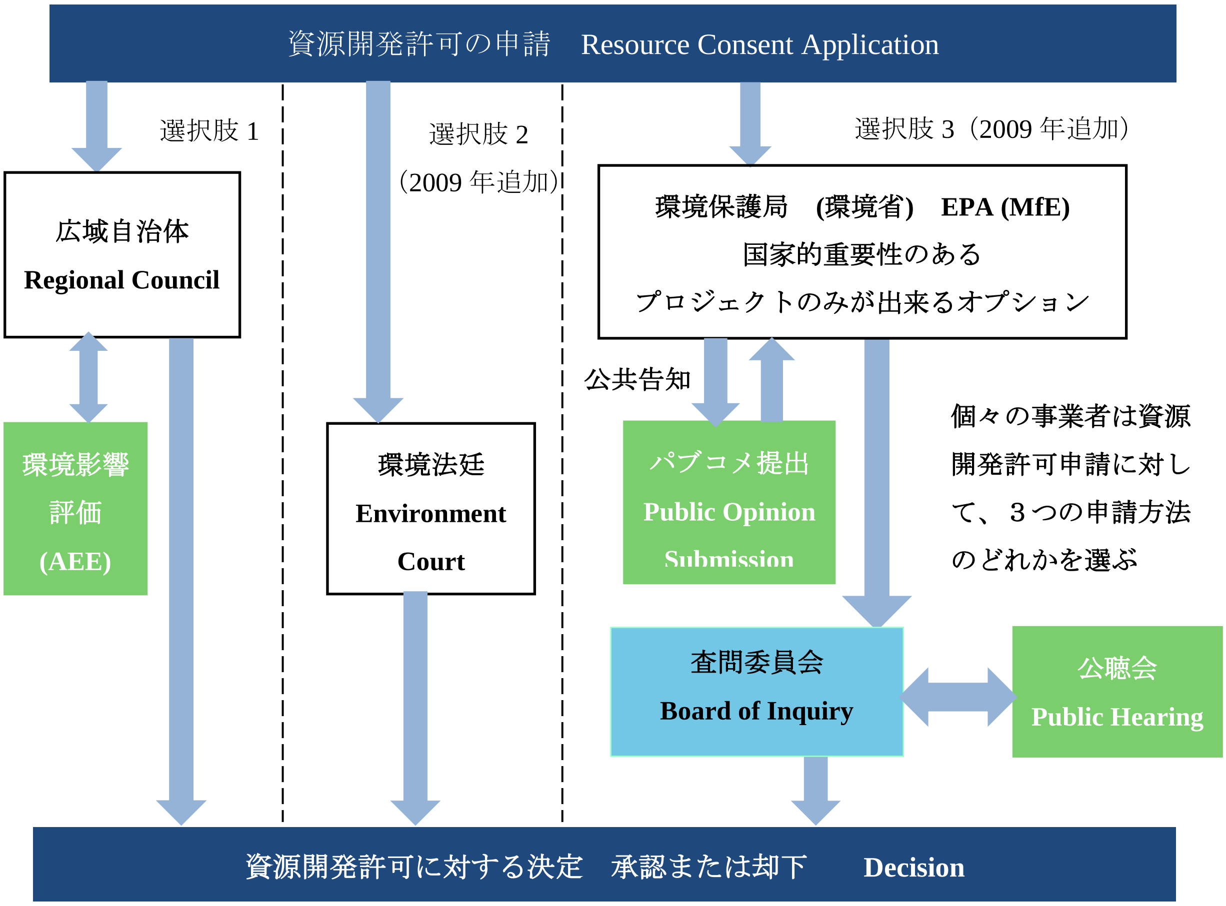


図 2-18　地熱開発の資源開発同意の申請と手続き概要

[水野瑛己, 2012]を基に作成

2 番目の選択肢は、自治体で資源利用承認が得られても、住民に環境法廷に持ち込まれることが濃厚なケースのみに適用される。環境法廷は、通常広域自治体の決定を不服とする

場合に上告をする法廷で、この「直接照会」は事業者が広域自治体の決定が絶対に上告されると確信をしている場合に、資源開発許可の申請を広域自治体ではなく直接環境法廷に持っていくことができるものである。これにより、通常 2 段階のプロセスを 1 段階にして、決定までの時間を短縮することが可能であるが、これを行使するには、当該の広域自治体が事前に環境法廷への直接持ち込みを承認する必要がある [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012b)。

3 番目の選択肢に関しては、「国家的に重要なプロジェクト」である大型プロジェクトのみに適用されるもの、という条件がついている。事業者は環境省の直接の介入をロビイングして「国家的に重要なプロジェクト」として位置づけてもらい、従来の広域自治体を通す経路ではなく、こちらの経路を通って、許可までの時間を短縮するように仕向けることもできる [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a) (Waikato Regional Council, 2012b)。

1991 年の資源管理法は「国家的重要性」に対しては明確な定義を定めていないが、以下のいずれかに該当する場合は「国家的重要性」を含むと考えられる、といった考えを示している。

- 広く公共の関心のあるもの;
- 然または物理的資源を大量に利用するもの;
- ニュージーランドの国際的な義務に関わるもの;
- 国が、公衆衛生、公共福祉、公共の安全や安全義務を遂行することを補助するもの;
- 環境を大幅に変更する可能性が高いもの;
- 1 つの地域や領域を超えて設置されるネットワーク性の高い公共事業に関するもの

また、国の査問委員会の申請プロセスを通って決定された案件には、環境法廷への上告権利がほとんどなく、決定を 1 度目できっちりと確定することで、法廷抗争のリスクを軽減する狙いがある (Ministry for the Environment, 2012c) (Environmental Protection Authority, 2012b)。

国の査問委員会、または環境法廷のいずれのプロセスも、通常の 2 段階のステップではなく 1 段階のみのステップを踏むことで、資源開発許可の時間を大幅に短縮し、また国と地方の便益のバランスに配慮しながら広域自治体への負担を減らすという役割を果たす [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a) 。3 つのいずれの申請経路においても、同じ地方政策と地方計画が判断の基準となり、市民や専門家への諮問や相談が義務づけられている (New Zealand Legislation, 2009b)。

図 2-18 に示される 2 つの資源開発同意の申請経路が 2009 年に追加された背景には、1990 年代から見られた広域自治体のレベルでの資源開発許可申請処理の遅れと、地方自治体が大規模な国家的重要性を持つインフラ設備についての決定を下す折に、地方の関心や問題が国レベルの関心や意見を抑えてしまうことの不適切さに対する政府の懸念があり、これが 2009 年の資源管理法の改正（RMAA 2009）につながった (Ministry for the Environment, 2012d) (Waikato Regional Council, 2012a)。現在の地熱政策と制度の焦点は、引続き資源開発同意のプロセスを簡素化し障害をなくしていくことであるという (Ministry for the Environment, 2014a) (New Zealand Geothermal Association, 2014e) (Ministry of Business, Innovation and Employment, 2014)。

(4)主な政府関連組織

表 2-15 にニュージーランドにおける政府や自治体、そのほかの公的機関の地熱開発に対する役割を示す。

表 2-15　ニュージーランドにおける政府・自治体・公的機関と地熱開発に対する役割

出典：各機関 Web サイト等を基に作成

組織	役割
Ministry of Economic Development	● 国のエネルギー戦略を作成、統括 ● エネルギー関連のデータ統計 ● 各種エネルギーモデルによる経済分析
Ministry of Business, Innovation and Employment (MBIE)	● 地熱をはじめとするエネルギー政策、エネルギー産業の政策作成、分析、施行
Energy Efficiency and Conservation Authority	● MBIE の下で独立機関として省エネルギーと再生可能エネルギーの普及促進のため、障害排除努力や様々な政策を施行
Ministry for the Environment	● 環境や気候変動に関する国の政策作成と施行 ● 管轄下の Environmental Protection Agency (EPA)　が、資源開発同意の申請プロセスの一つで国に直接持ち込まれた大型プロジェクトの申請の審査と判断を実施
Department of Conservation	● 国立公園など自然保護地区に関する政策を作成、実行
Regional Councils	● 地熱など環境、資源に関する地方政策、地方計画を制定 ● 資源管理法に従って環境影響評価を行い「資源開発同意」と発行、履行 ● 地熱開発による発電が始まった後も、持続可能な開発が出来ているかを詳細にモニタリング ● 行政サービスは環境関係に特化される
District Councils	● Regional Council の地方政策・計画のもとに、土地の分割や騒音などの問題やその他一般の通常自治体が携わる業務を執行 ● Regional Council とは違い、環境以外の一般的な行政サービスを提供する
Environment Court	● 資源開発同意の申請プロセスの一つで、国に直接持ち込まれたプロジェクトの申請の審査及び判断を実施

GNS Science (Institute of Geological and Nuclear Sciences Limited)	● Ministry of Science Innovation と Ministry of Finance の下で基礎科学研究を行う Crown Research Institutes (CRI)の一つ ● 地熱に関する基礎研究・探査技術開発などを実施

(5)事業形態

ニュージーランドにおける地熱開発は、掘削から発電に至るまで民間企業が主体となって行われている。国が関与するのは、基礎研究や R&D の部分の資金提供などに限られる。表 2-34 に地熱開発の各段階に携わる主要な企業を挙げる。発電タービン製造以外の全てのイノベーションチェーンの活動は国内の企業でまかなう能力があり、様々な分野で国外への進出もなされ国際的競争力は高い。

表 2-16 ニュージーランド内での地熱開発に携わる企業

(Allen, 2013) (New Zealand Trade & Enterprise, 2014)を基に作成

地熱開発の段階	主な企業
掘削	Sinclair Knight Merz (SKM); Cheal Consultants Limited; Geothermal Consultants NZ; MB Century; RCR Energy
エンジニアリング・コンサルティング	AECOM New Zealand Limited; Beca; Cheal Consultants Limited; Geothermal Energy Solutions (GES); Mechanical Technology Limited (MTL); Parsons Macrae Engineering; ReEx Capital Asia Pte Limited ; Sinclair Knight Merz (SKM)
発電設備	富士電機、東芝、三菱重工; Ormat Technologies
EPC	Sumitomo Corporation; Ormat Technologies; Parsons Brinckerhoff; Sinclair Knight Merz (SKM) ; AECOM New Zealand Limited (国外のみ)
建設	Hawkins Construction; Fitsroy Engineering Limited; Mace Engineering Limited; Page Macrae Engineering; Progen Limited; Western Engineering Limited
投資家	Contact Energy; Mighty River Power; Maori Trusts; Top Energy; Eastland Energy; Norske Skog Tasman; Ormat Technologies
発電事業者	Contact Energy; Mighty River Power
地球科学・探査・基礎研究	Sinclair Knight Merz (SKM); GNS Science; Geothermal Institute, University of Auckland; Leapfrog Geothermal; Earth, Science and Engineering (ISES) University of Canterbury
産業団体	New Zealand Geothermal Association; Geothermal New Zealand

➢ **掘削**

掘削には国内の企業が携わり、高い技術力を誇る。特に、Sinclair Knight Merz (SKM)社は国際的に評価が高く、同社は掘削の他にもエンジニアリング・コンサルティング、地球科学・探査、EPC やプロジェクト開発に至るまで幅広いサービスを提供し、それらを通じて世界の地熱設備容量の 4 分の 1 にあたる 2,500MW の地熱事業に携わってきている (New Zealand Trade & Enterprise, 2014)。

➢ **エンジニアリング・コンサルティング**

この分野でも技術力の高い企業が多く、国際進出もなされている。

➢ **EPC**

EPC には日本の住友商事なども進出し、日本の発電設備メーカー及び地元の建設会社とタッグを組んでサービスを提供している。

➢ **発電設備**

発電設備に関しては、日本の富士電機、東芝、三菱重工に加えて、Ormat 社が存在感を示している。

➢ **発電事業者**

ニュージーランドの電力市場を寡占する 4 社のうちの 2 社、Contact Energy 社と Mighty River Power 社が、最も大規模に地熱発電を進める事業者である。両社とも ECNZ 社から分割されたが、Contact Energy 社は民間企業としての歴史が 4 社のうちで最も長く、分割当初から民営となった。一方の Mighty River Power 社は長く完全な国営企業であったが、2013 年 4 月に国内史上最大の IPO を行い、半国営半民営となった(2013 年時点で 51%がニュージーランド政府の所有)。両社とも世界の地熱発電事業の所有規模でトップ 10 に入る。

➢ **投資**

ニュージーランドの地熱開発は現在、公的資金からの投資ではなく、投資家自身の資金による投資でまかなわれる。その最たる例が、主要な投資家である Mighty River Power 社と Contact Energy 社である。彼等は資源確認のための調査掘削から発電設備や蒸気設備の建設に至るまで、全ての資金を自己資金でまかない、プロジェクト・ファイナンスを行っていない。また近年、この 2 社は他の投資家とコンソーシアムを組んで投資を行うケースも増えているが、この場合も銀行からの融資はほとんど無く、自己資金を拠出し合って投資を行っている (New Zealand Geothermal Association, 2014f)。

こういった地熱開発の投資家として近年、Maori 信託の存在が大きくなってきている。

Maori 信託は主に Mighty River Power 社と合弁会社を立ち上げ、共同で地熱開発に取り組んでいる。彼等は土地と資源へのアクセス権を有しており、この利点を活用して地熱開発への投資を行う。また中央政府もこれを後押ししている。政府は未利用の掘削済み調査井を多く有しているが、政府は国営の Mighty River Power 社にこれらの坑井を開発させようとしている。その最初の例として、2005 年に Kawerau 地熱フィールドの坑井権を、Mighty River Power 社に移管し、同社はそれを Ngati Tuwharetoa Settlement Trust に紛争の清算のため委譲した。これにより同信託は Kawerau 地熱フィールドを所有することとなり、同フィールドで事業を拡大している (第 3 章を参照) (New Zealand Geothermal Association, 2014a) (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。なお、Maori 信託が投資をする小規模の地熱開発事業では、プロジェクトファイナンスが用いられた例もあるという。その際は、市中銀行や EPC コントラクターの Ormat Technologies 社から融資を受けたと言う (Contact Energy, 2014)。

また、配電会社である Top Energy や Eastland Energy も最近、地熱発電の投資家となっている (New Zealand Geothermal Association, 2014a)。これらの配電会社や Contact Energy 等の発電会社は、電力需要が復活するのを待って、新規の投資を拡大していくものと思われる (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

この他、ノルウェーの製紙会社である Norske Skog Tasman 社が長く地熱発電と地熱直接利用に投資をしてきている。同社は大規模な産業用熱利用も兼ねた Kawerau の地熱フィールドを 1950 年代から開発してきている主要なプレーヤーで(第 3 章を参照)、発電所建設より前の段階で投資を行っている。また最近では、Ormat Technologies 社が、Tikitete を 100%自己資金から投資した例があり、投資家の多様化が進んでいる (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

市中銀行がプロジェクトファイナンスを行った数少ない事例が、Mokai 発電所の例である。Mokai 発電所の建設時には、当時の国営電力会社の ECZN 社が債務保証をしてため市中銀行による投資が可能となった (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

国外の地熱発電への投資としては、Mighty River Power 社は、2007 年に設立され米国の本社を置く GeoGlobal Energy LLC (GGE) 社の GGE Fund に 2008 年から資金を拠出して経営にも関与することでチリや米国内の地熱事業への投資を行っていたが、この投資形態からは 2013 年に引き上げている (Mighty River Power, 2013)。

➢ **産業団体**

地熱産業界のロビー活動を行う団体としては、New Zealand Geothermal Association があり、国内外の地熱に関連した組織との連携、国内政策への対処、技術開発や普及の奨励、データ収集、及び広報等の活動に従事している。Geothermal New Zealand も産業界のグループで、ニュージーランド企業の国外進出を包括的にサポートする企業連合として活動を拡大している (New Zealand Geothermal Association, 2014h) (Geothermal Energy New Zealand, 2014)。

2.2.3. ニュージーランドにおける地熱発電推進政策の現状

ニュージーランドにおいて風力と地熱発電はすでに市場に普及した成熟した技術と考えられており、市場メカニズムをベースとした推進施策が中心となっている (Ministry for the Environment, 2014a) (Ministry of Business, Innovation and Employment, 2014)。

(1)法的施策

① RPS（Renewables Portfolio Standard）

RPS 制度は実施されていない。

② FIT（Feed-in Tariff）

FIT 制度は実施されていない。

③ 余剰買取制度

余剰買取制度は実施されていない。

④ 再生可能エネルギー（クリーンエネルギー）証書

ニュージーランド政府は 2003 年に Projects to Reduce Emission (PRE) 制度を開始した。2003 年と 2004 年に 2 つのラウンドが実行され、第 3 ラウンドは現在のところ計画されていない。 34 の事業がこの制度に参加している。PRE 制度は、参加事業に business-as-usual の排出削減レベルを超える削減を課しており、削減は京都議定書の第一約束期間内 (2008 年-2012 年) に行わなければならない。PRE 制度は排出ユニット、または炭素クレジットを事業に与え、それらは国際取引されても良く、事業に財政的な価値を与えるようになっている。PRE 制度で得られた排出ユニットや炭素クレジットは、国内市場でも国外市場でも、政府または民間の購入者に市場価格で売却できる (Ministry for the Environment, 2012a)［水野瑛己，2012]。

⑤ ニュージーランド排出権取引制度

ニュージーランドは 2002 年に京都議定書を批准し、2004 年の資源管理法の改正では、よりいっそうのエネルギー問題と気候変動関連事項への傾倒が見られる (New Zealand Legislation, 2004a)。

その取り組みの一つとして、ニュージーランド政府は、2008 年 9 月に Climate Change Response (Emissions Trading) Amendment Act of 2008 を制定し、排出権取引制度を法制化した (New Zealand Legislation, 2008)。

排出権取引関連の法令では、2002 年に制定された Climate Change Response Act of 2002 が、産業界に対して登録、排出権口座の開設、データの収集と排出のモニタリングを課した(New Zealand Legislation, 2002)。2009 年に制定された Climate Change (Stationary Energy and Industrial Processes) Regulations 2009 のなかで、石炭、ガス火力及び地熱発電所は、ニュージーランド排出ユニット(New Zealand Units, NZUs)または国際排出ユニットと同等のユニットを持って、その活動を政府に報告する義務を課されており、地熱の場合、二酸化炭素換算の排出量が年間 4,000 トンを超える発電事業及び産業用熱事業に使われる地熱の蒸気と流体の両方が対象になっている (Government of New Zealand, 2012) (New Zealand Legislation, 2009a) (New Zealand Geothermal Association, 2014g)。ただし、現在の国際排出権価格が非常に低く、排出権の観点で火力に対して地熱が優位性を持つに至っていないため、地熱導入への大きな引き金にはなっていない (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

⑵財政的措置

① 補助金・助成金

Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA) が、地熱を含むあらゆる開発の実現可能性調査 (feasibility study) に対して 20,000 NZ ドルの助成金を出している (Energy Efficiency and Conservation Authority, 2014b)。

② 税控除

特に無い。

③ 公的投融資・公的債務保証

特に無い。

⑶RD&D

図 2-19 にニュージーランドにおける RD&D 予算の変遷を示す。これにより、ニュージーランドでも他の先進国と同様、第一次石油危機後に地熱の公的 RD&D の予算が一気に増加したことがわかる。予算はその後、1980 年代後半と 90 年代前半に減少し、90 年代中盤以降一定の割合で配分されていたものが、近年のブームとともに 2008 年以降増加している。

しかしその最盛期においても、予算の最大額は米国の予算の 2%程度、日本の 8%程度であり、また米国に比べると RD&D 予算の増加と地熱開発の増加にはおおよそ 20 年ほどのタイムラグがあることが分かる。

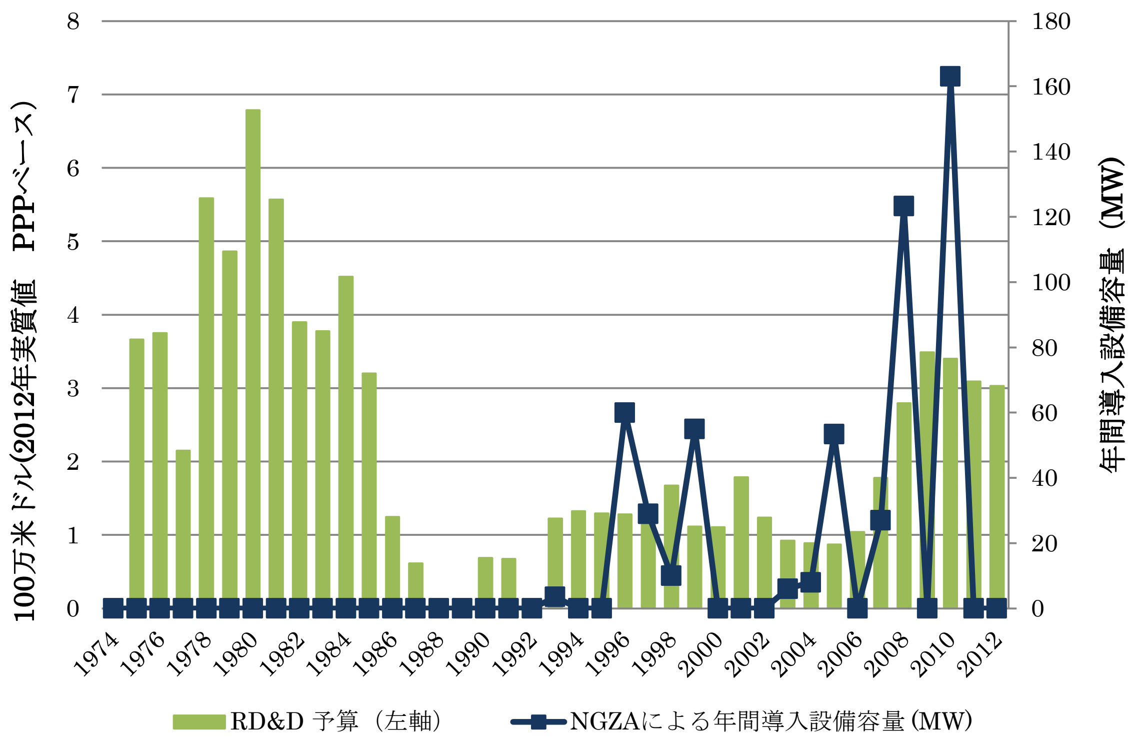


図 2-19　ニュージーランドの RD&D 予算の変遷 1974 年―2012 年

(International Energy Agency, 2014) (New Zealand Geothermal Association, 2013)
を基に作成

(4)データベース

中央政府によるタウポ火山地帯の掘削データと地熱システムの分類

ニュージーランドでは、1970 年代と 80 年代に中央政府が主導して、Waikato 広域自治体のタウポ火山地帯を含む国内の地熱資源の調査・掘削を行った。このときのデータが、政策立案から個々の事業者による事業計画や資源開発同意申請、環境影響評価のモニタリングに至る様々な場面で利用されている。

タウポ火山地帯の調査ではまず、高温の地熱流体が発見できる可能性の高い地域を特定する目的で、地球物理、地球化学、地質学、生態学の広範な分野にわたる調査が行われ、それらの結果を基に、多くの高温地帯が約 1,000 メートルの深さまで掘削され、より有望な地域はより広範に掘削がなされた。掘削が行われた場所でも、表面徴候が国家的な重要性を持つと考えられたところでは、掘削された坑井は埋め戻され、それ以上の掘削はなされてはいない。

特に資源のポテンシャルが高いと考えられたモカイ(Mokai)、ロトカワ、ナタマリキ(Ngatamariki)の地熱システムでは、中央政府が掘削した坑井は埋め戻されず、そのままに

なっている。また、政府によって得られたデータや情報は、政府によって売却されている。加えて、そういった場所の土地を所有するマオリ族の人々と中央政府の間で交渉が行われ、坑井の権利は政府からマオリ信託（第 3 章参照）に移譲されているものもある。

先述した Waikato 広域自治体の地熱システムの分類は、この政府の調査・掘削プログラムによって得られたデータとその解釈をベースにして作成された。Waikato 広域自治体の政策は「地熱システム」の概念を基にしており、その中で許される事業や活動は、地熱システムの境界によって定義されている。「地熱システムの境界」は、地球物理、地球化学、地質学、生態学のデータや抵抗力のデータを基にして決められ、その決定において考慮されたデータの多くが、中央政府による初期の調査・掘削で得られたものであった [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012e)。

Waikato 広域自治体では、こういった中央政府の初期の調査・掘削データに加え、個々の地熱システムの開発や掘削が進むにつれて得られるデータを積み重ねていくことにより、より深い場所での地熱システムの状況がわかるので、データの蓄積に伴って地熱システムの境界も変化させていくべきものと考えている。Waikato 広域自治体は、資源開発同意を与える際に、事業や環境影響評価によって得られた地熱システムのデータを広域自治体に提供する義務をそれぞれの事業者に課しており、こうして得られたデータは集積されて、自治体政策や開発ルールの改定のベースとして用いられる。例えば、初期の政府のデータをもとに作られた Waikato 広域自治体の 2002 年の資源評価と地熱システム境界は、現在その後に得られたデータを加えて修正がされている途中である。この地熱システムの境界の決定は、政策が適用される境界を決めるのみでなく、事業者が地熱資源へのアクセス権利を得るために接触するべき土地所有者の特定にも寄与している (Waikato Regional Council, 2002) [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012e)。

(5)政府所有の掘削井の移譲

1970 年代から 80 年代に政府により行われた掘削で掘られた北島中央部の坑井のうち 102 の地熱井に関してはいまだ利用されておらず、これらの資産及び知財の所有権は財務省の管理下におかれている。中央政府は、国営の Mighty River Power 社を責任者としてこれらの地熱井の開発を行う意思を示した。その最初のステップとして 2005 年 7 月に Kawerau の地熱の資産を同社に移転し、同社は直ちにこの資産を Ngati Tuwharetoa に移譲した（Kawerau の開発については第 3 章の地熱直接利用の項を参照） (New Zealand Geothermal Association, 2014b) (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

2.2.4. ニュージーランドにおける地熱発電開発規制の現状

地熱開発に関わる上位政策

資源管理法によって国（政府）は、国家的に重要な資源にかかわる問題に対して国家政策（National Policy Statements、NPSs）及び国家環境基準（National Environmental Standards）を策定する責任を課せられている。地熱の開発に関しては、2008 年に策定された「電力送電にかかわる国家政策（NPS on Electricity Transmission）と 2011 年に策定された「再生可能エネルギーに関する国家政策（NPS on Renewable Electricity Generation）が上位政策となっている (New Zealand Legislation, 1991a)。

資源管理法が広域自治体に課す責任は、国家政策に従って、地方政策（Regional Policy Statements、RPSs）及び地方計画 (Regional Plan、地方政策を実施するためのルール) を設定して、土壌、大気、水、公害、そして海岸に関する問題を管理するというものである。地方政策と地方計画の地熱の章では、先述した 5 つの分類に属する地熱システムの開発や保護、管理に関する詳細な政策目的やルールが述べられている。

地方政策と地方計画を策定する際は、「戦略的環境アセスメント」を通過しなければならない (New Zealand Legislation, 1991a)。また広域自治体は、上記の「電力送電にかかわる国家政策（NPS on Electricity Transmission）」と「再生可能エネルギーに関する国家政策（NPS on Renewable Electricity Generation）」に従って、必要に応じてそれぞれの国家政策の策定から 4 年以内に、地方政策と地方計画を国家政策に従って変更する義務があるが、これは、国家政策が資源管理法の代わりになるという意味でも、またそれ以上の効力を発揮するということでもなく、あくまで国家政策は「持続可能な資源の管理という資源管理法の目的を達成するために必要な関連事項を考慮する意図で策定されたもの」という位置づけである (Ministry for the Environment, 2012b) (New Zealand Legislation, 1991a) (White, B, 2006)。

Waikato 広域自治体と Bay of Plenty 広域自治体では、それぞれの地方政策、地方計画や、計画中の政策までウェブサイトで公表し、誰でも最新の情報にアクセスできるようにしている (Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008) (Bay of Plenty Regional Council, 2014)。New Zealand Geothermal Association によれば、この 2 つの広域自治体の地熱に対する政策の最も大きな違いは、Waikato 広域自治体が領域内の地熱システム全ての包括的な保護や開発を最適化しようという姿勢が強い一方、Bay of Plenty 広域自治体はそれぞれのフィールドを保護するという姿勢で臨んでいるところであるという (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

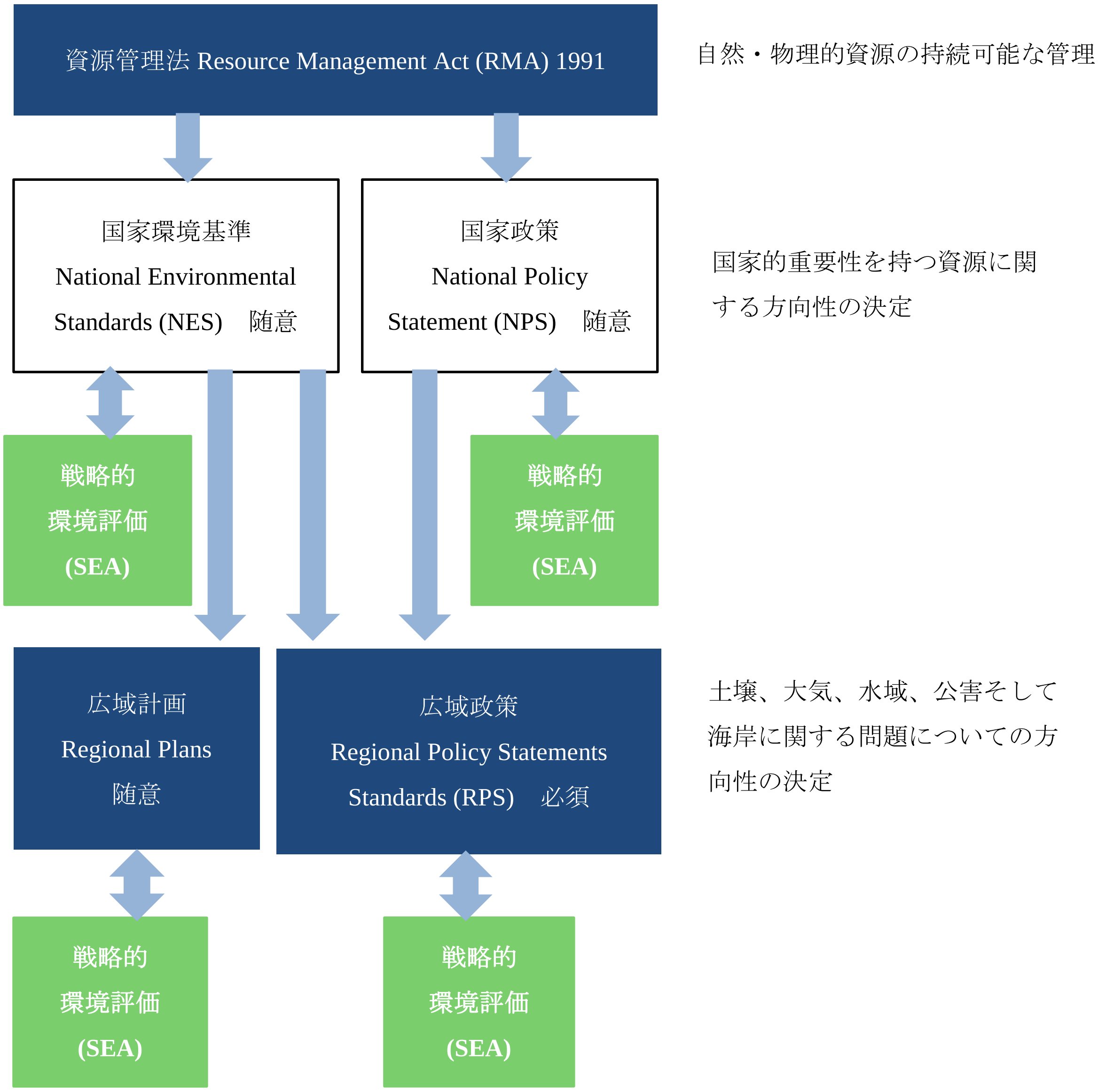


図 2-20　地熱開発上位政策設定手続き概要

(Ministry for the Environment, 1997)を基に作成

このようにニュージーランドでは、広域自治体がイニシアティブをとる地域主導でのアプローチがとられているが、この方法の最大の利点は、政策のフレームワークが、こういった地域の人々やビジネスの様々な視点や考えをくみ取ったものになることである。特に Waikato 広域自治体は国の 80%にあたる地熱資源を管理するため、その地熱に関する政策やルールは大きな重要性を持つ。一方で、こういった地域や領域の視点が、国全体の視点や考えを政策や計画に反映するのを邪魔してしまうという欠点もある。加えて、地域ごとに異なる多様な地熱資源管理へのアプローチがあることは、国の視点から見て統一性のとれた管理方法とは言えない場合も出てくる可能性があり、また事業者から見ても地域ごとに

違ったルールがあることで、それに対応してビジネスを行うための時間とコストがかかりビジネスの効率が低下するということも考えられる (Waikato Regional Council, 2012a) [水野瑛己, 2012]。

こういった地域と国のバランスを取る事に関してニュージーランドは常に試行錯誤を重ねており、2009 年に資源管理法の改正が行われて国による資源開発同意の経路が加えられた背景には、これらのバランスを取るということと、広域自治体による開発同意は処理時間が長引くことが多いため国の関与により自治体の負担を軽くするといった背景もあった [水野瑛己, 2012]。

(1)環境影響評価

① SEA（地熱の上位政策・マスタープランなど）の有無を含めた環境影響評価

資源管理法の下では、国家環境基準、国家政策、地方政策、地方計画のすべてが、戦略的環境アセスメント（Strategic Environmental Assessment、SEA)を通過する必要がある。広域自治体 (Regional Council) は、「戦略的環境アセスメント」を通過した地方政策と地方計画を策定する (New Zealand Legislation, 1991a) (Memon, 2005)。

② 事業ごとの環境影響評価

資源開発同意申請の中で義務づけられている環境影響評価（Assessment of Environmental Effect、AEE）は、環境影響に対する最も重要なプロセスであり、環境影響評価と資源開発同意申請は、一体として進められる。その内容・詳細は資源管理法そのものではなく、それぞれの地方自治体の地方計画で決められ、地方によって差が出るが、環境影響評価のプロセスの中で同意を出す担当の地方自治体は、「環境影響を必要以上に過大評価しないこと」が要求され、1 度開発同意が出された後に、モニタリングを通じて有害な環境影響が適切に回避されていることを見極め、または改善、軽減されることを確実にしていく義務が広域自治体に法的に課される (New Zealand Legislation, 1991a)。

Waikato 広域自治体による AEE

Waikato 広域自治体の地方計画では、環境影響評価に必要な情報について、資源管理法を基に以下の通り示されている [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012b) (Waikato Regional Council, 2012e)。

- 申請事業・活動の内容；
- 実際の、または可能性のある環境への影響評価；
- 事業の実施場所及びその代替案（代替の場所及び開発方法）；
- 環境への有害な影響をどのように軽減(緩和)できるかの説明；

- 申請事業によって影響を受ける対象者のリスト、申請者が当該対象者とすでに行った協議の内容、当該対象者の事業に対する考えとそれに対する事業者の考え；
- 申請事業・活動が以下の項目に与える影響；
  - (社会経済的または文化的影響も含む)　近隣や広範なコミュニティに与える影響；
  - 近隣への物理的または視覚的影響；
  - 動植物や地区の生態系への影響；
  - 現在または将来の(美的、保養的、科学的、歴史、精神的、または文化的)自然または物理的資源への影響
- その他以下に該当する場合の追加情報：
  - 申請者が有害物質を使用する場合(リスク評価を含む)；
  - 申請者が有害な設備を設置する場合(リスク評価を含む)；
  - 申請者が汚染物質を放出する場合(放出の内容、どこに放出されるのか、放出が及ぼす近隣環境への影響、他の場所での放出を含む放出の代案)；
  - 申請者が環境への影響をモニタリングすることが求められる場合（誰がどのように環境への影響をモニタリングするか)

地熱の環境影響評価には通常、1）大気への影響;　2）流体の採収と放流による水資源への影響;　3）排水の放流や土木工事、ごみ処理による土地や土壌への影響;　4）坑井の掘削や試験による騒音、放出、においなどの影響;　5）　表面徴候や高温地表への影響;　6）　地下水質への影響;　7）　景観への影響; 8）生態系への影響、などの評価が要求される。また、実際の環境影響を見極め、長期にわたって管理していくための条件として、環境影響評価には以下に挙げるように、工事中の管理計画や開発が始まってからのモニタリング、そして環境影響が起こった場合に何をすべきかなどを記した環境影響軽減要求なども要求される（Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008) [水野瑛己, 2012] に引用された（Waikato Regional Council, 2012a)。

- 包括的な地熱システムのモニタリング(圧力、温度、化学のトレンド、地球物理学的調査、重力、赤外線など);
- 集められたデータ・情報とその解釈も含めた広域情報自治体へのモニタリング結果報告;
- (例えば水銀や硫化水素の大気への)放出制限値など；
- 土工工事の管理計画；
- 有害物質の管理計画；
- 資源開発同意（Consent）条件に書かれた環境影響軽減要求

広域自治体が事業者から提出された環境影響評価の内容を判断するために必要な詳細な

バックデータは、事業者側が資源開発同意申請書類の一部である AEE を提出する際に合わせて提出される必要があり、データや情報が十分でない場合、広域自治体は申請書類を事業者に差し戻す。大規模地熱開発の場合、かなりの量の包括的で詳細なバックデータが必要となるが、必要なデータや情報の詳細項目は地方計画に記載されている (Waikato Regional Council, 2008) 。これらのデータは、持続可能な開発を行う目的で要求される地熱貯留層開発計画（System Development Plan, SMP)、放出戦略（Discharge Strategy)、コンピューターによる地熱システムモデル、モニタリング計画などと共に資源開発同意申請の一部として広域自治体に提出される（Waikato 広域自治体の持続可能な資源管理と AEE については、第 3 章を参照)。

図 2-21 に、広域自治体での資源開発同意の申請処理のプロセスと資源管理法で義務づけられた各段階の最大時間を示す。このように資源管理法が資源開発同意申請処理の各プロセスにかかる時間を定めることにより、申請処理に最低限必要となる時間を事業者が考慮することができ、また環境省から広域自治体に対してこの時間制限を守る努力をするよう圧力もかけられている (Ministry for the Environment, 1998) (Ministry for the Environment, 2014a)。

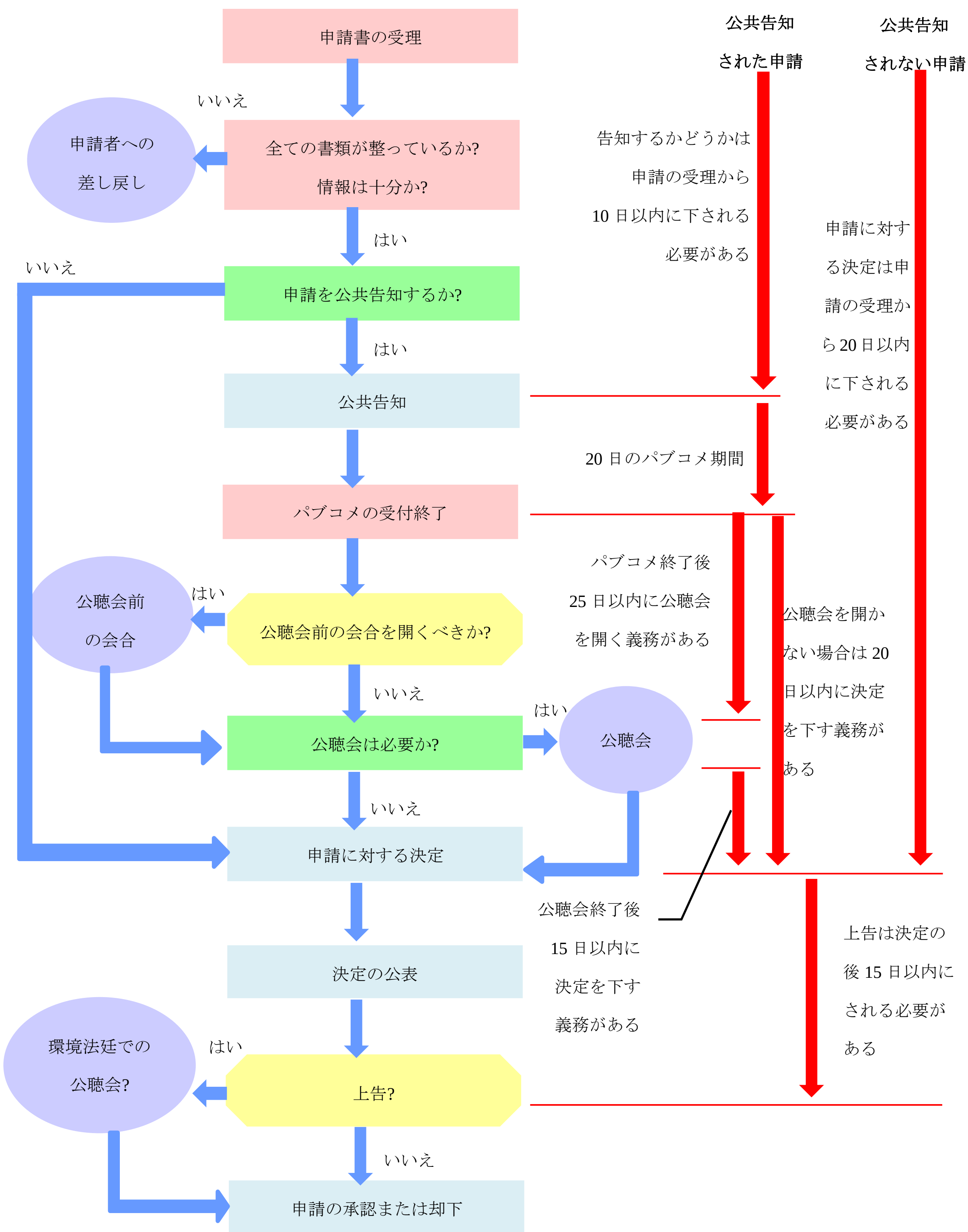


図 2-21　資源管理法で定められた資源開発同意申請処理の各過程とその最大時間

(Ministry for the Environment, 1998)（Waikato Regional Council, 2012e）［水野瑛己, 2012］を基に作成

⑵国立公園内開発

National Park Act of 1980 が、ニュージーランド国内での国立公園の定義や管理について定めた根拠法である (New Zealand Legislation, 1980)。この法律の基で Department of Conservation は、国立公園の保護と管理の政策を 1983 年と 2005 年に General Policy for National Park として作成している。National Park Act of 1980 でも、General Policy for National Park でも、地熱発電開発は明確に否定されていない。しかしいずれも原則として、Conservation Area としての公園内での資源の開発を禁止している。また後者の中では、国立公園内において、その景観、（地熱の表面徴候などを含む）地質学的、そして土壌、土地の形状やその他の非生物学的な多様性を減少されるような活動は禁止されている (Department of Conservation, 2005).。

ニュージーランドでは、基本的に国立公園地域は地熱発電が行われる地域と重なっていないが、地熱発電は国立公園などの自然保護地区の中、またはその周辺でも起こり得る。そういった場合、開発は国家政策、地方政策、そして地方計画の中で指定された保護要件を順守しなければならず、開発に対して現れる可能性がある反対者、また土地の所有者や先住民の代表などといった人々の開発や自然保護に対する考えを尊重しなければならないこともある [水野瑛己, 2012]に引用された (White, B, 2011)。

⑶温泉資源開発

温泉資源の開発を単独で規制する法律は無い。

⑷電力セクター関連

① 発送電分離

② 電力自由化

ニュージーランドでは、1998 年の電力産業再編法（Electricity Industry Reform Act）により発送電分離が行われている。発電部門の市場は自由化されているが、送電部門は政府 (Trans Power) によって所有・コントロールされている (New Zealand Legislation, 1998)。

電力セクターの改革が始まったのは 1980 年代半ばである。それまでは発電と送電は共に政府の責任下にあり、発電・送電事業は 100%エネルギー省の電力部によって所有されていた。少数の大型需要家はエネルギー省の電力部から直接送電網を使って供給を受けていたが、大部分の消費者への配電は地方自治体が所有する 61 の電力供給会社が行うことが定められており、卸売価格は長期の限界費用を基に国によって規定され、小売価格は全国で似通った値となっていた。

しかし、経済効率や競争といった要素が欠如していたこともあり、1980 年代後半から 1990 年代にかけて様々な段階を経て改革が行われた。まず、1986 年に成立した商法（Commerce Act of 1986）が独占を限定し競争市場を育成するためのフレームワークを提供し、同じ年の国営企業法（State Owned Enterprises Act of 1986）が国営事業を商業化する道筋をつけたことを受けて、1988 年に国営発電会社（Electricity Corporation of New Zealand、ECNZ）が作られた。また、送電部分の独占を保つために ECNZ の子会社として送電会社 Trans Power が作られた。その後、1992 年のエネルギー会社法（Energy Companies Act of 1992）によって、配電事業を行っていた公営の電力供給会社が民営化され、また外国資本の参入も可能となった。また同法は電力供給独占の法的根拠をなくした。1994 年には Trans Power が ECNZ から分離され、1995 年にはコンタクト・エナジー社（Contact Energy）も ECNZ から分離されて独立会社となり、この過程で Wairakei と Ohhaki の地熱発電所の所有権は、ECNZ からコンタクト・エナジー社に移行した (New Zealand, Legislation, 1986a) (New Zealand Legislation, 1986b) (New Zealand Legislation, 1992) 。

その後 1996 年に、完全な競争市場が確立されており、現在は国内の電力の約 4 分の 3 が卸売市場で取引され、残りは発電業者と小売事業者や大口契約者との直接取引となっている。1998 年の電力産業改革法（Electricity Industry Reform Act 1998）によって、完全な発送電の所有権分離がなされ、1995 年に独立したコンタクト・エネジー社（Contact Energy Ltd、全電力供給量の 25%）の他に、ECNZ からジェネシス・パワー社（Genesis Power Ltd、全電力供給量の 18%)、マイティー・リバー・パワー社 (Mighty River Power Ltd、全電力供給量の 13 %)、そしてミレディアン・エネジー社 (Meridian Energy Ltd、全電力供給量の 30 %) が分離し、これら 4 つの国営企業への分割が 1999 年 4 月に完了した。コンタクト・エネジー社は、1999 年半ばに株式を上場し民営となった。現在もニュージーランドの発電市場は、実質的にこれらの 4 社による寡占状態となっており、このうち、マイティー・リバー・パ

ワー社と コンタクト・エネジー社が地熱発電を活発に推進しているが、同時にこの発送電分離は、Bay of Plenty Electricity, Mercury, Top Energy, や Taupo Electricity といった多くの地域の公共または民間の配電会社が地熱発電への投資を行うきっかけともなった (New Zealand Legislation, 1998) (New Zealand Geothermal Association, 2014f)。

1998 年から 2004 年まで電力セクターは自主規制に任されていたが、2003 年に電力委員会（Electricity Commission）が組織され、電力の安定供給とエネルギー効率向上を達成しつつ電力市場の運営を担うこととなった。これは、2004 年の電力法改正（Electricity Amendment Act 2004）の制定とともに法制化された [水野瑛己, 2012] (New Zealand Geothermal Association, 2014f) (New Zealand Legislation, 2004b)。

③ 再生可能エネルギーの優先接続・給電

再生可能エネルギーの優先接続・優先給電はなく、市場取引に基づき接続、給電される。図 2-22 ニュージーランドにおける接続と給電がスポット市場で決まる仕組み図 2-22 に、送電網へのアクセスがスポット市場で決まる仕組みを簡素化した概念図として示す。

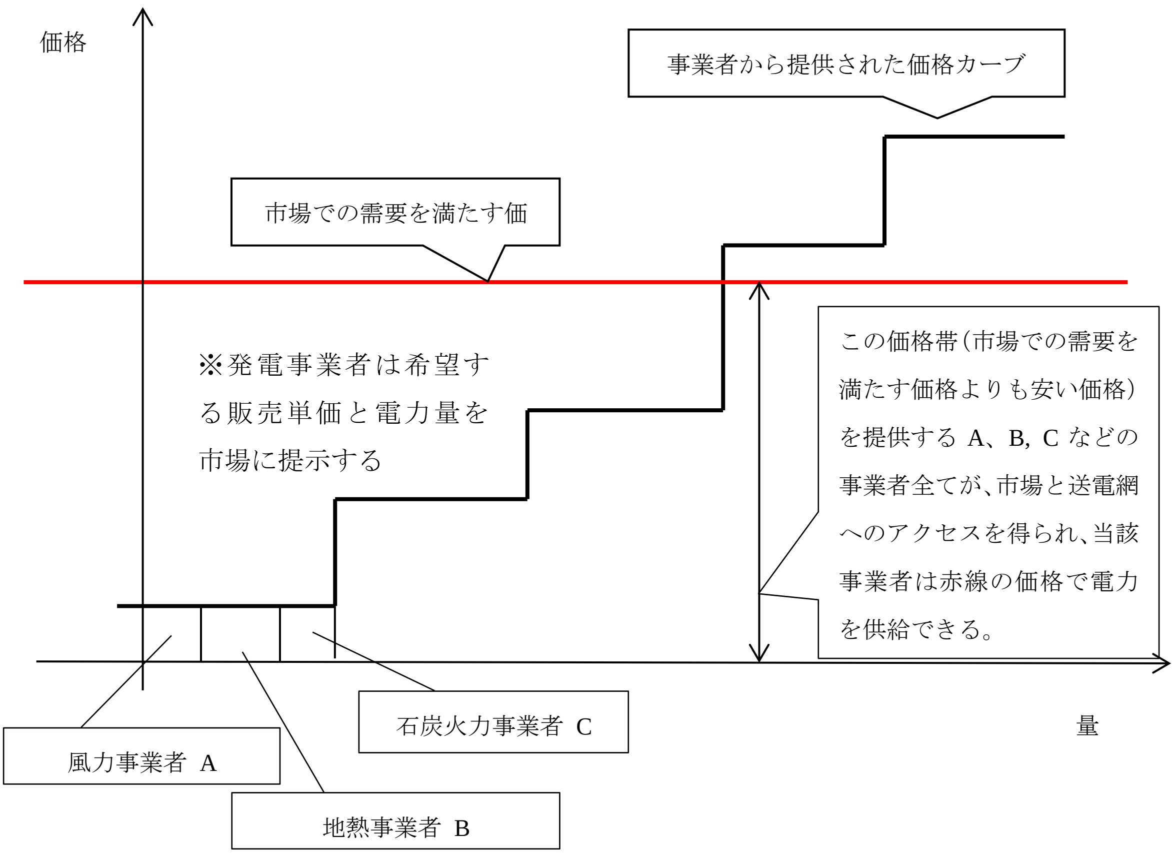


図 2-22 ニュージーランドにおける接続と給電がスポット市場で決まる仕組み

(New Zealand Geothermal Association, 2014e)を基に作成

送電網へのアクセス権は、全ての電源と事業者に対して平等に与えられており、どの事業者のどの電源から接続されるかは、スポット市場の需要と供給によって決定される。再生可能エネルギーであっても優先接続や優先給電がなされるわけではないが、地熱は風力や石炭火力とともに最も競争力が高い、つまり発電コストが最も低い電源であるため、通常地熱発電事業者は非常に低い（ゼロに非常に近い）価格を市場に提示しており、これは需要をちょうど満たす価格よりも必ず低い価格となっていることから、地熱発電は送電網へのアクセスを常に確保できている (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

ニュージーランドには送電網は 1 つしかなく、国営送電会社の Transpower 社が所有・運営をしている。地熱は市場の約 15%を占める。かつて Wairakei と Northland から大消費地である Auckland にかけての送電網アクセスは制限されていたが、TransPower が送電網を強化している。また、Kawerau でもかつて全ての発電所に対する制限があった。このような送電網へのアクセス制限は一般的ではない (New Zealand Geothermal Association, 2014e)が、もし送電網容量が十分でない場合、Transpower 社は新しい発電所の接続を拒否することも出来る (Contact Energy, 2014)。

2.2.5. ニュージーランドにおける地熱発電のまとめ

ニュージーランドには質の高い高温・高熱の地熱資源が豊富に存在し、早くから地熱発電が進められ、特に 2000 年代後半から開発が活発化している。近年のブームの背景には地熱開発に関するユニークな制度・法体系の存在が指摘できる。その中心となるのが、1991 年に制定された資源管理法（Resource Management Act, RMA）で、これは地熱資源とその他の自然及び物理的な資源の開発を管理する根拠法であり、包括的に資源の管理を行うユニークな法体系をつくりあげる。資源管理法は、明確な制度フレームワークと資源開発許可プロセスを提供して国の自然資源を管理するための独自の仕組みを作り、事業者側の不確実性を軽減し事業を呼び込みやすい環境を形成している。地熱のリスクを取れるような制度設計がなされていて、実際に事業は完全に民間が主導している。ニュージーランドの地熱開発推進の特徴をまとめる。

(1)地熱の位置づけ

- 資源管理法は、地熱資源に対する「誰の所有でもない」所有権不在を確立し、将来にわたる世代がその恩恵を受けられるような持続可能な開発の実施を義務づける。

(2)地熱開発の上位政策と開発許可の明確さ

- 資源管理法は明確に、環境省、環境法廷、広域自治体、地区自治体、そして事業者に異なる責任を課す。特に広域自治体には、Resource Consent と呼ばれる地熱開発を含む資源開発に対する許可「資源開発同意」に関わる決定権を与え、資源管理の責任の大半を委譲する。
- 資源管理法は広域自治体に、独自の広域政策（Regional Policy Statements）と広域計画(Regional Plan）を制定する義務を課す。国内の大部分の地熱資源を管轄する Waikato 広域自治体と Bay of Plenty 広域自治体は、それぞれの広域政策と広域計画の中で開発可能な地熱資源とそれ以外の資源を明確に分類して開発と環境保護のバランスを取り、それをもとに「資源開発同意」の申請を処理し決定を下す。開発不可の場所を決めてしまうことで、事業者の事業に対する不確実性、コスト、そしてリスクが軽減する。
- 「戦略的環境アセスメント」は広域自治体の広域政策と広域計画の両方に適用され、この地方政策策定プロセスを通じて資源管理についての地元のコンセンサスが得られる。
- 2009 年の資源管理法の改正では、特に国家的な重要性のある大規模事業の申請処理を短縮するために申請方法に新しいオプションが設定され、広域自治体ではなく、国が申

請処理と決定を行う仕組みが出来た。これにより、事業者には資源開発同意申請に対する選択肢ができ、地方と国の便益のバランスをシフトしながら申請処理の時間と不確実性、及びコストを大幅に軽減することが出来るようになった。

⑶国の掘削プログラムによる初期リスクの低減

・ 1970 年代と 80 年代に中央政府が出資して大掛かりな地熱資源の掘削調査が行われ、これをベースに広域自治体の上位政策が決められており、事業者がこの折の掘削データを購入できることで、初期に資源探査リスクとコストを大幅に軽減できている。

⑷財政的政策インセンティブに拠らない地熱開発

・ 恵まれた資源と明快な法制度をベースに、地熱開発を特に支援する財政的なインセンティブに拠らない地熱の開発が進んでいる。

資源管理法は開発規制法であるにもかかわらず、またその環境影響評価やモニタリングの要求が高度であるにもかかわらず、明確な開発申請のフレームワークを事業者に与え、戦略的環境アセスメントを通じて開発に対する地元とのコンセンサスを得た上位政策を広域自治体に作らせる。これにより、様々な開発リスクを軽減しており、「ニュージーランドの地熱開発に関して最も効果的な政策」 (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)という評価を産業界から得ることに成功している。資源管理法は、その運用の仕方を含め日本の制度設計に大いなる示唆を与えるものである。もう一つの評価の高い政策は、中央政府による 1970 年代と 80 年代の掘削調査で、これにより初期の資源探査リスクをなくして民間企業が主体となる事業環境が出来ている。

2.3. アイスランドにおける地熱発電の現状

アイスランドは、一次エネルギーの約 80%を再生可能エネルギーに依存している点で極めて特徴的である。豊富な地熱・水力エネルギーを有しており、主として暖房ならびに発電用途で利用されている。残り 20%は化石燃料を利用しているが、自動車や船舶のための燃料が中心である (Ministry of Industry and Innovation, 2012)。図 2-23 にアイスランドにおける一次エネルギー消費の推移を示す。

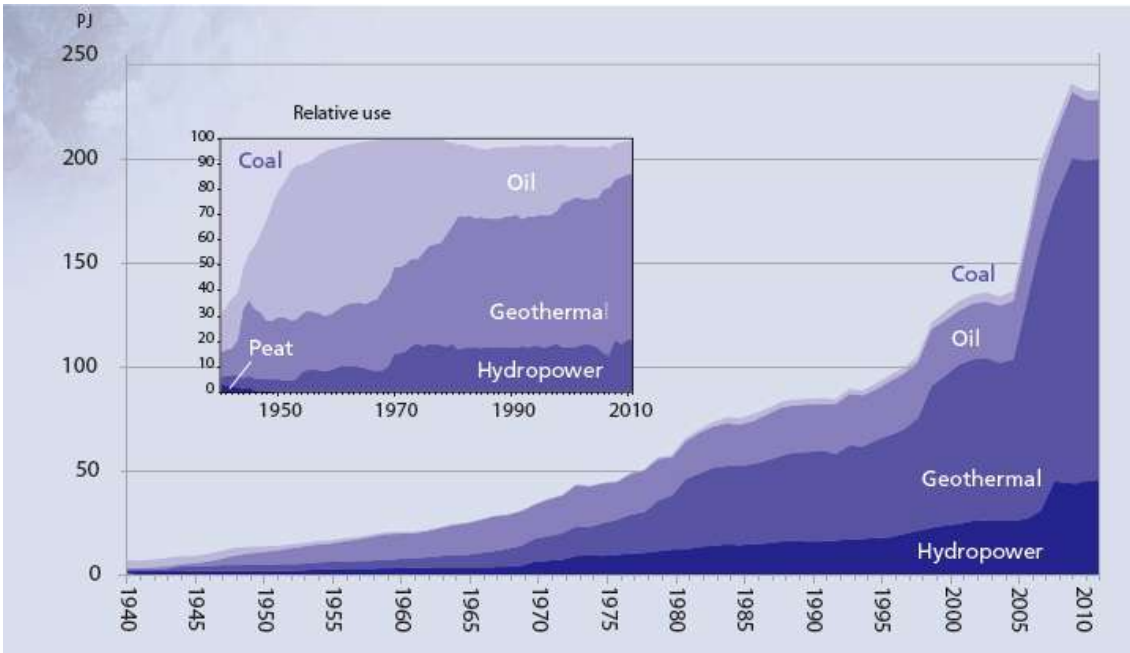


図 2-23 アイスランドにおける一次エネルギー消費の推移

(National Energy Authority, 2013)

2.3.1. アイスランドにおける地熱発電導入状況

(1) 地熱資源量

アイスランドの地熱発電のポテンシャルは 5,800MW 程度と推定されている（表 2-1)。アイスランド国内の地熱資源は、活火山帯に位置する約 20 箇所の高温地熱地帯（High Temperature Field）と、活火山帯の外に位置する約 250 箇所の低温地熱地帯（Low Tempareture Field）に区分されている (National Energy Authority, 2010)。地熱発電に活用するのは、このうち High Temperature Field である。アイスランドにおける地熱資源の分布を図 2-24 に示す。

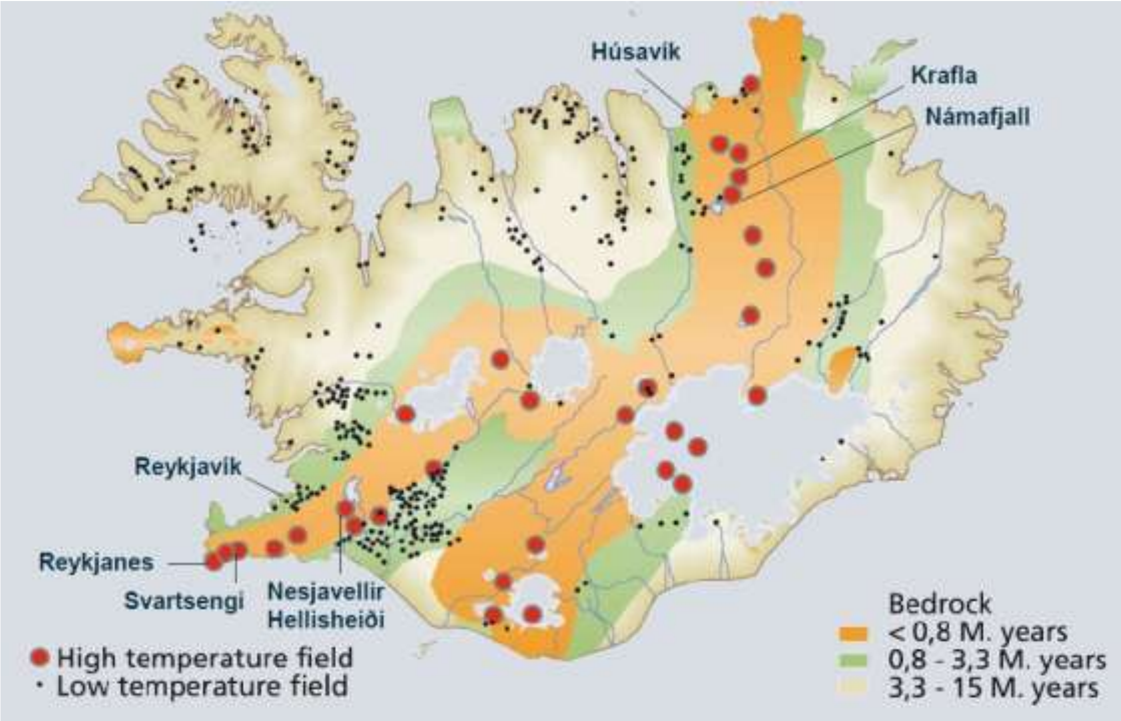


図 2-24　アイスランドにおける地熱資源の分布

(National Energy Authority, 2013)

⑵ 設備容量

アイスランドは、古くから地熱の熱利用を進めてきているが、発電利用についても 1969 年の Bjarnarflag（ビヤルトナルフラグ）発電を皮切りに、近年、発電利用が急速に伸びてきている。これまでに、合計で 7 箇所 665MW の地熱発電が導入されており、地熱資源量 5,800MW に対する開発率は 11%程度である。地熱発電所一覧を表 2-17 に示す。

表 2-17　アイスランドにおける地熱発電所一覧

発電所名	竣工年	発電容量	発電事業者
Bjarnarflag（ビヤルトナルフラグ）	1969	3.2 MW	Landsvirkjun
Svartsengi（スバルツヘンギ）	1976	76.4 MW	HS Orka
Krafla（クラプラ）	1978	60.0 MW	Landsvirkjun
Nesjavellir（ネーシャベトリル）	1998	120.0 MW	Reykjavik Energy
Húsavík（フーサヴィーク）	2000	2.0 MW	Husavik Energy
Reykjanes（レイキャネース）	2006	100.0 MW	HS Orka
Hellisheiði（ヘトリスヘイジ）	2006	303.0 MW	Reykjavik Energy
容量合計		664.6 MW	

出典：ORKUSTOFNUN ならびに各社ホームページ等を基に作成

(3) 発電電力量

アイスランドの電力供給は、そのほとんどが水力・地熱で賄われており、2011 年の実績では、地熱は発電電力量の約 27%を占めている。電源別発電電力量の推移を図 2-25 に、2010 年・2011 年の電源別発電電力量を表 2-18 に示す。また 7 箇所の地熱発電所別の発電電力量の推移を図 2-26 に示す。

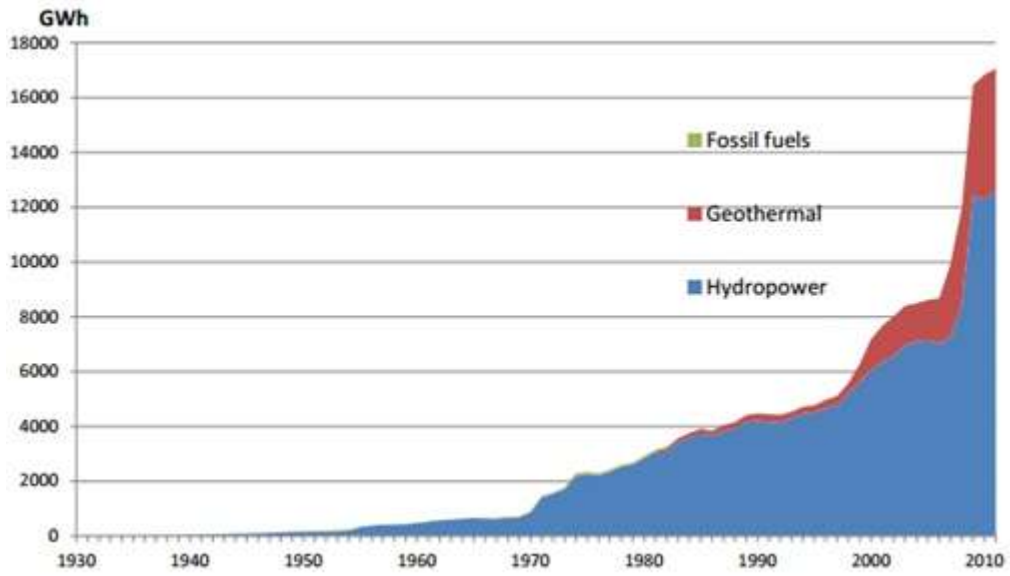


図 2-25　アイスランドにおける方式別発電電力量の推移

(Ministry of Industry and Innovation, 2012)

表 2-18　アイスランドにおける電源別発電電力量（2010・2011 年）

(National Energy Authority, 2013)

	2011		2010	
	GWh	%	GWh	%
Hydro	12.507	72,7	12.592	73,8
Geothermal	4.701	27,3	4.465	26,2
Fuel	2	0,0	2	0,0
Total	17.210	100,0	17.059	100,0

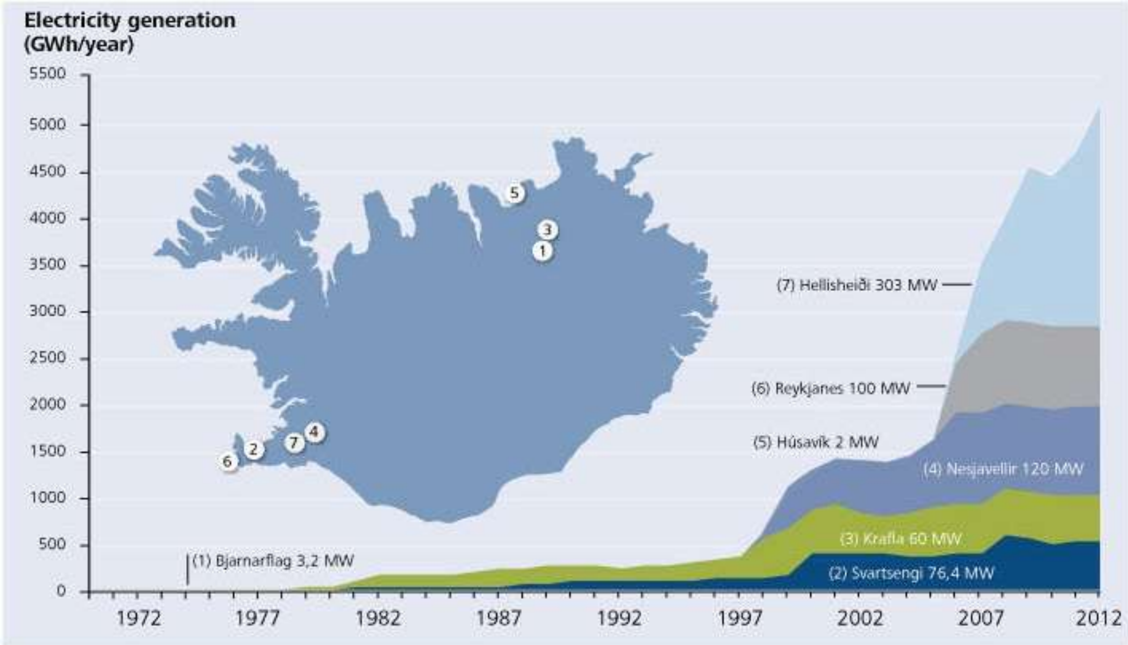


図 2-26　アイスランドにおける地熱発電所別発電電力量の推移

(National Energy Authority, 2013)

2.3.2. アイスランドにおける地熱発電の位置づけ

(1) 歴史的経緯

最初の地熱利用は 1908 年に遡る。レイキャビック近郊の農家が、暖房目的で温泉をパイプで家まで引いたのが最初とされている。その後、1930 年にレイキャビックにおいて、2 つの小学校・スイミングプール・病院・60 世帯の家庭に対する温熱配給を行うため、温泉から 3km の温熱輸送パイプラインが敷設された。1943 年には、18km に及ぶパイプラインが新たに敷設され、レイキャビック地域熱供給事業が操業を開始した。1945 年末には 2,850 戸に温熱を供給している。その後、各地で地域熱供給事業が開始された (National Energy Authority, 2010)。

石油危機が起こった 1970 年代初頭には、アイスランドでは既に総人口の 43%に相当する 9 万人近くの住民が、地熱による暖房を享受していた。原油価格の高騰の影響を緩和するため、アイスランド政府は自国資源である水力と地熱の活用にさらにシフトしていった。現在では、暖房用途のエネルギー消費の 90%は地熱の直接利用となっている (National Energy Authority, 2010)。

地熱が最初に発電に利用されたのは、1969 年の Bjarnarflag（ビヤルトナルフラグ）発電所である。その後は Svartsengi（スバルツヘンギ）発電所や Krafla（クラプラ）発電所が建設されていったが、導入が急速に進み始めたのは 1990 年代以降になってからである。1999 年には Nesjavellir（ネーシャベトリル）発電所が、2006 年には Reykjanes（レイキャネース）発電所と Hellisheiði（ヘトリスヘイジ）発電所が運転を開始している。これは、エネルギー集約型産業であるアルミニウム産業の急速な拡大により、電力需要が大幅に増加していることに対応している (National Energy Authority, 2010)。

なお、長い温熱利用の歴史を有しているアイスランドの地熱利用は、基本的には発電と温熱の直接利用がセットとなっているのが特徴である。温熱の直接利用は、暖房用途の他に、スイミングプールや温浴施設利用・融雪・乾燥・ハウス栽培・養殖など多岐にわたり利用されている (National Energy Authority, 2010)。

(2) 導入目標

アイスランド政府は、再生可能エネルギーアクションプラン「The Icelandic National Renewable Energy Action Plan」において、2020 年の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率を 100%に設定している。また、電源別導入目標も設定しており、2020 年における地熱発電の導入目標は 715MW となっている。電源別導入目標を表 2-19 に示す。

表 2-19　アイスランドにおける電源別導入目標

(Ministry of Industry and Innovation, 2012)

	2005		2010		2011		2012		2013		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hydro:												
<1 MW	6.5	36.0	11.1	55.5	11.1	58.2	11.1	58.2	11.1	58.2	14.1	73.9
1 MW-10 MW	38.8	175.5	39.5	167.9	39.5	204.8	39.5	204.8	39.5	204.8	45.5	235.9
>10 MW	1,116.6	6,803.8	1,833.8	12,368.6	1,833.8	12,243.8	1,833.8	12,243.8	1,833.8	12,243.8	1,928.8	12,828.8
Of which pumping	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Geothermal	185.2	1,658.0	575.0	4,465.3	665.0	4,701.5	665.0	5,281.2	665.0	5,527.2	715.0	5,827.4
Solar:												
Photovoltic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Concentrated solar power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tide, wave, ocean	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wind:												
Onshore	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	7.0	2.0	7.0
Offshore	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biomass:												
Solid	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biogas	0.8	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bioliquids[2)]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1,347.9	8,677.5	2,459.4	17,057.4	2,549.4	17,208.3	2,549.4	17,788.0	2,549.4	18,034.0	2,703.4	18,966.0
of which in CHP	168.4	1,162.4	411.8	3,081.1	411.8	3,379.0	411.8	3,300.0	411.8	3,300.0	411.8	3,300.0

一方で、実際には上記目標を上回る開発が計画されている。例えば、国営電力会社Landsvirkjunは、Bjarnarflag発電所において90MWの増強計画を有しており、そのうち45MWは2014年に運転開始予定とされている。また、Theistareykir発電所の新設が計画されており、2015年には90MW（45MW×2）の設備が導入される見通しである (Manvit, 2014)。その他、Hverahlid発電所（45MW×2、2014年）、Hengill発電所（45MW、2014年）といった計画もある模様である [火力原子力発電技術協会, 2012]。

⑶ 法的位置づけ

① 地熱根拠法の有無

地熱に関連する法律は、1998年に制定された「地下資源探査・利用法（Act on Survey and Utilization of Ground Resources, No. 57/1998）」に規定されている。本法律は、地熱だけでなく、鉱物資源全般を包含した法律となっている。

② 地熱の定義

地下資源探査･利用法第2条において､「地熱エネルギーは､岩盤内の蓄積エネルギーと､地下水以外の地球内部からの一定の熱流量である」と定義されている。

③ 資源の所有権

地下資源探査・利用法第3条おいて、「地熱資源は、私有地の場合は土地所有者に帰属する。国有地の場合は国に帰属する」と規定されている。

しかしながら、地下資源探査・利用法第4条ならびに第6条において、地熱資源の調査

ならびに利用に際しては National Energy Authority(NEA)[4]の許可が必要と規定されている。

④ 開発区域の設定

電力供給計画所管で地熱開発の推進主体である工業省と、自然環境保護の主体である環境省が、共同で地熱ならびに水力開発のマスタープランを作成し、開発を進める地点と環境を保護する地点を明確に区分している。

マスタープラン作りにおいて重視された作成ポリシーは、①科学的知見に基づく、②オープンな議論により、③定量的に評価を行う、というものであり、ステアリングコミッティの下、多くの専門家が様々なステークホルダーの意見を取り入れながら、あらゆる視点で議論が重ねられた。評価の方法は、「自然や文化遺産への悪影響」と「観光その他用途利用への悪影響」の二軸について項目の指標化により定量化を行い、その両方への影響が少ないもの、多いもの、中間程度の 3 つのカテゴリに分類が行われた (Landsvirkjun, 2012)。定量評価の状況を図 2-27 に示す。

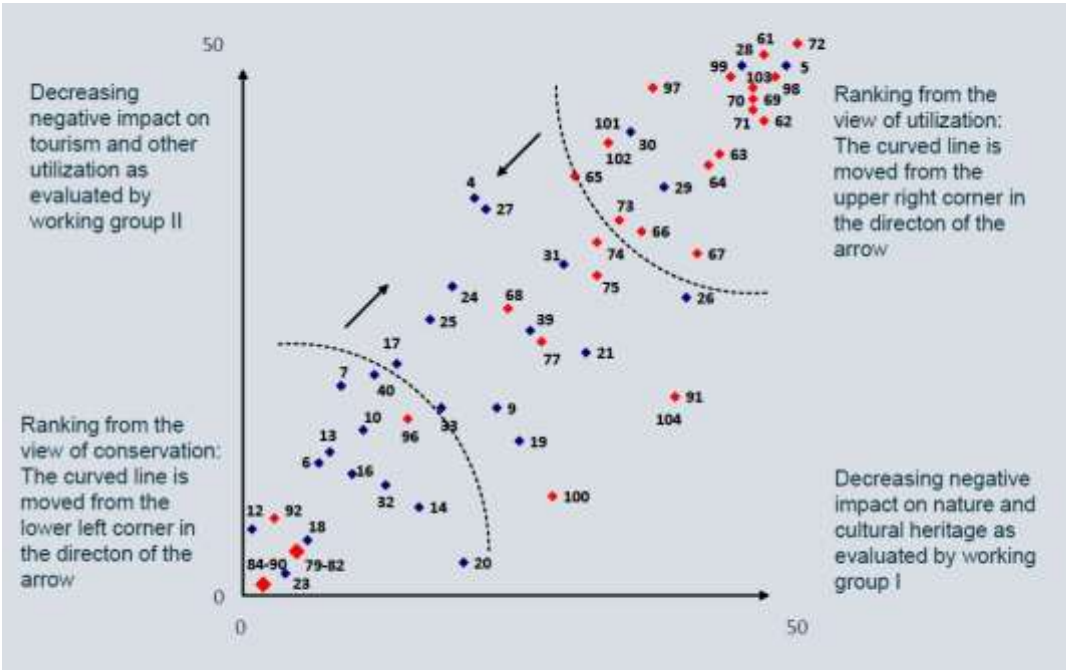


図 2-27 アイスランドのマスタープラン作成における定量評価状況

(Landsvirkjun, 2012)

調査は、1999 年から開始されており、2013 年から第 3 フェーズに進んでいる。第 2 フェーズまでの結果を踏まえた地熱発電ポテンシャルの分類は、表 2-20 の通りである。この内、開発促進区域（Appropriate for development）に該当している地熱発電拠点は図 2-28 の通り

4 the Act No. 126/2011 により、工業大臣から NEA に権限が移譲された

である。

表 2-20　アイスランドにおける地熱発電ポテンシャルの分類

(Landsvirkjun, 2012)

カテゴリ		資源量（年間）GWh	比率
Current electricity generation		5,338	15%
Within protected areas		13,616	39%
Master Plan phase		16,327	46%
	Appropriate for development	9,170	26%
	Awaiting further consideration	3,098	9%
	Appropriate for protection	4,059	12%
Total		35,281	100%

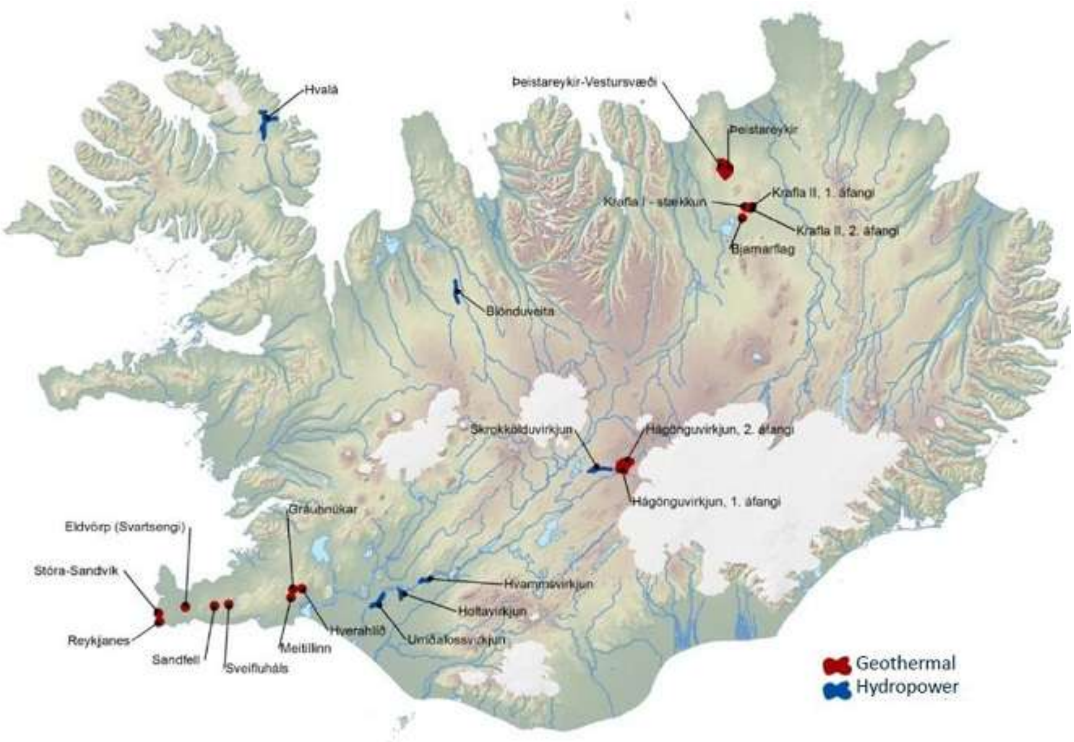


図 2-28　マスタープランにおけるゾーニング（開発促進拠点）

(Landsvirkjun, 2012)

⑤ 開発手続き

地熱発電所を建設・運転しようとする場合、地下資源探査・利用法（Act on Survey and Utilization of Ground Resources, No. 57/1998）、電気事業法（Electricity Act, No 65/2003）、環境影響評価法（Environmental Impact Assessment Act, No.106/2000）の 3 つの法律に関連する手続きが必要となる。法律に基づく許認可手続きと、事業者側での実施作業をあわせた地熱開発フローを図 2-29 に示す（許認可手続きは白抜きで示している）。

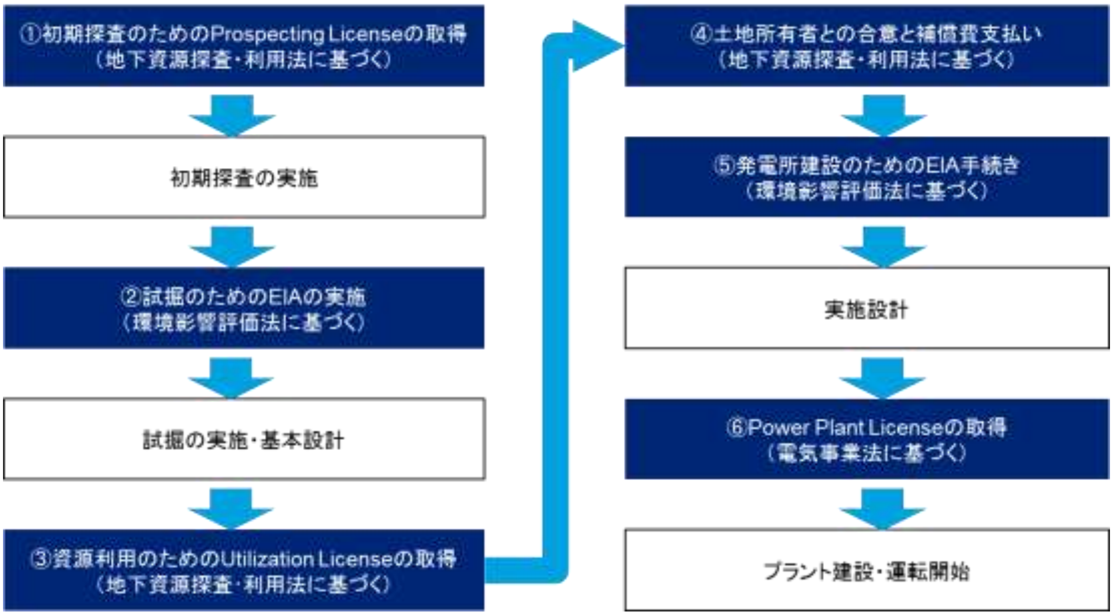


図 2-29　アイスランドにおける地熱開発フロー

(Reykjavik Energy, 2013a)を基に作成

必要な許認可手続きを、表 2-21 に取りまとめる。全部で 6 工程ある。

表 2-21　地熱開発に必要な許認可手続き

	手続き	根拠法	監督機関
①	初期探査のための Prospecting License の取得	地下資源探査・利用法 第 4 条	NEA
②	試掘のための EIA 手続き	環境影響評価法 第 6 条	NPA
③	資源利用のための Utilization License の取得	地下資源探査・利用法 第 6 条	NEA
④	土地所有者との合意と補償費支払い	地下資源探査・利用法 第 7 条	NEA
⑤	発電所建設のための EIA 手続き	環境影響評価法 第 5 条	NPA
⑥	発電所建設のための Power Plant License の取得	電気事業法 第 4 条	NEA

⑥ ライセンス

⑤開発手続きの中で示した通り、調査のための Prospecting License、資源利用のための Utilization License、発電所建設のための Power Plant License 、の 3 つのライセンスが必要となる。

⑦ 許認可権

許認可権は、地下資源探査・利用法の中で定められた Prospecting License、Utilization License、電気事業法の中で定められた Power Plant License ともに、NEA（National Energy Authority）[5]が有している。なお、3.5MW 未満の暖房・農業への自己利用の場合、Utilization License は不要である（地下資源探査・利用法第 10 条）。また、Power Plant License は、1MW 未満の発電所建設の際は不要である（電気事業法第 4 条）。

⑧ 許認可期間

Utilization License を取得したものが発行から 3 年経過しても、その利用を始めない場合は、ライセンスを取り消される（地下資源探査・利用法第 7 条）。

(4) 主要プレーヤー

アイスランドにおける地熱開発に関連する主たる省庁は、工業省（Ministry of Industry and Innovation）と環境省（Ministry for the Environment and Natural Resources）である。この 2 省が連携して、地熱開発マスタープランを作成している。

工業省は、商取引と経済活動をすべてのセクターをカバーしており、エネルギー政策・開発についても担当している。工業省の傘下には、地熱開発や発電所建設の許認可業務を行っている National Energy Authority や、地熱資源調査を行う Iceland Geosurvey、中立的送電線運営管理者である Landsnet などある。

環境関連全般を所管しているのが環境省である。傘下に環境影響評価関連業務の監督・執行を行っている National Planning Agency を有している。

主要な電力会社として、National Power Company、Reykjavík Energy、HS Orka の 3 社があり、それぞれ複数の地熱発電所を有している。

表 2-22 に、主要プレーヤーの概要を示す。

[5] Power Plant License についても、the Act No. 126/2011 により、工業大臣から NEA に権限が移譲された

表 2-22　アイスランドにおける地熱関連主要プレーヤー

組織名	機能
Ministry of Industry and Innovation	・エネルギー政策全般を担当 ・環境省とともに、地熱・水力開発マスタープランを作成
National Energy Authority	・Act No 87/2003 on the National Energy Authority により規定 ・地下資源探査・利用法に基づく地熱開発の許認可執行機関で、調査（prospecting）と利用（utilization）の両ライセンスを発行 ・電気事業法に基づき、発電所建設のライセンスを発行
Iceland Geosurvey	・Act No 86/2003 on the Iceland GeoSurvey により規定 ・国営会社。地熱資源探査や、環境影響評価、事業化調査等を実施
Landsnet	・Act No 75/2004 on the Establishment of Landsnet hf., No 75/2004 により規定 ・中立的送電線運営管理者（TSO：Transmission System Operator）
Ministry for the Environment and Natural Resources	・環境政策全般を担当 ・環境影響評価法、自然保護法などを所管
National Planning Agency（Skipulagsstofnun）	・環境影響評価法第 4 条により規定 ・環境影響評価関連業務の監督・執行機関
National Power Company（Landsvirkjun）	・Act No 42/1983 on Landsvirkjun により規定 ・国営電力会社。地熱発電所 2 箇所、水力発電所 13 箇所保有 地熱：クラプラ（60MW）とビヤルトナルフラグ（3MW） 水力：13 箇所　計 1798.5MW ・発電構成は、水力発電が 96%、地熱は 4%のみ ・アイスランド国内電力の 80%を供給 ・クライアントは 2 種類で、14 社のみ（一般顧客への小売は行っていない） ①電力多消費産業（アルミ産業）への電力小売（2000 年開始） ②他電力会社への電力卸売
Reykjavík Energy	・Act No 139/2001 on the Establishment of Orkuveita Reykjavíkur により規定 ・公営電力会社。レイキャビク市が所有。国内最大の地熱発電会社 ネーシャベトリル 120MW、ヘトリスヘイジ 303MW（国内最新・最大） ・1999 年に Reykjavik Electricity と Reykjavik District heating が合併して誕生 ・電力でアイスランド人口の 56%、温水で 61%、冷水で 41%に供給
HS Orka	・金融危機を経て 2009 年に民間会社となった（従前は自治体が株を保有） ・当初は、温熱供給を行っていたが、1979 年より発電を開始した スバルツヘンギ 76.4MW、レイキャネース 100MW の 2 箇所 ・レイキャーネス半島（国際空港近隣）の電力・温熱供給を実施 ・スバルツヘンギ発電所に隣接して、世界的に有名な温浴施設であるブルーラグーンがある

出典：各機関 Web サイト等を基に作成

(5) 事業形態

事業形態については、主要電力会社 3 社による蒸気開発から発電までの一貫体制が取られている。

2.3.3. アイスランドにおける地熱発電推進施策の現状

先に述べたように、アイスランドは、発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合がほぼ 100%（内、地熱は約 27%）であるため、再生可能エネルギーならびに地熱発電を特別に推進するための施策は確認できなかった。

⑴**法的施策**

① RPS（Renewables Portfolio Standard）

RPS 法に相当する法律は確認できなかった。

② FIT（Feed-in Tariff）

FIT 法に相当する法律は確認できなかった。

③ 余剰買取制度

余剰買取制度に相当する法律は確認できなかった。

④ その他

再生可能エネルギーにより発電された電気であることを保証する制度が、Act on the guarantee of origin of electricity produced from renewable energy sources（No 30/2008）により規定されている。アイスランド国内は、再生可能エネルギーがほぼ 100%であるため、国内だけを考えると本法律の必要性は薄いが、欧州経済領域（European Economic Area：EEA）内での電力取引を念頭とした条文も記載されている。

⑵**財政的措置**

① 補助金・助成金

地熱発電推進に関する補助金は該当はないものの、地熱の熱利用に関する制度として以下 2 点がある。

・National Energy Fund（Regulations of National Energy Fund No.513/2003）

掘削失敗時の 80%のコストを補償するスキームであるが、用途が温熱利用用途の掘削に限定されており、補償額も少額で小規模開発用であるため、地熱発電には適用できない (National Energy Authority, 2013)。

・暖房補助金（Act on Subsidizing Residential Space Heating Costs No.78/2002)

アイスランドでは、暖房の 90%は地熱により賄われてるが、残り 10%の温熱供給エリア外の地域では、電気あるいは化石燃料による暖房を行っている。ユニバーサルサービスを目的に、電気あるいは化石燃料で暖房を行っている需要家に対して、補助金を支給している。図 2-30 に暖房補助金単価を示す。

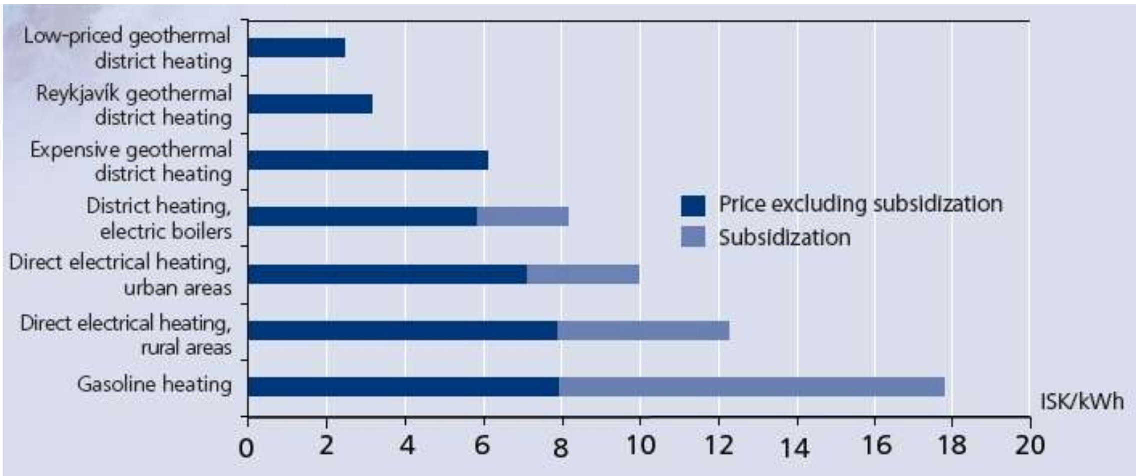


図 2-30　アイスランドにおける暖房補助金単価

(National Energy Authority, 2013)

② 税控除

該当する法律は確認できなかった。

③ 公的投融資・公的債務保証

該当する法律は確認できなかった

⑶その他（データベースの整備等）

地熱に関連する情報は、National Energy Authority が管理している。データベースは 1989 年から運用が開始されており、これまでのプロジェクトに関する様々な情報が格納されている。特筆すべき内容は、1904 年以降に掘削された 13,000 近くの井戸データや、多くの地図情報データがデジタル化された状態で一元管理されている点である (National Energy Authority, 2014a)。一元管理されたデータはその一部が WEB 上で公開されており、誰でもアクセスできるようになっている。ポータルサイト「Iceland Energy Portal」の検索画面例を図 2-31 に示す。

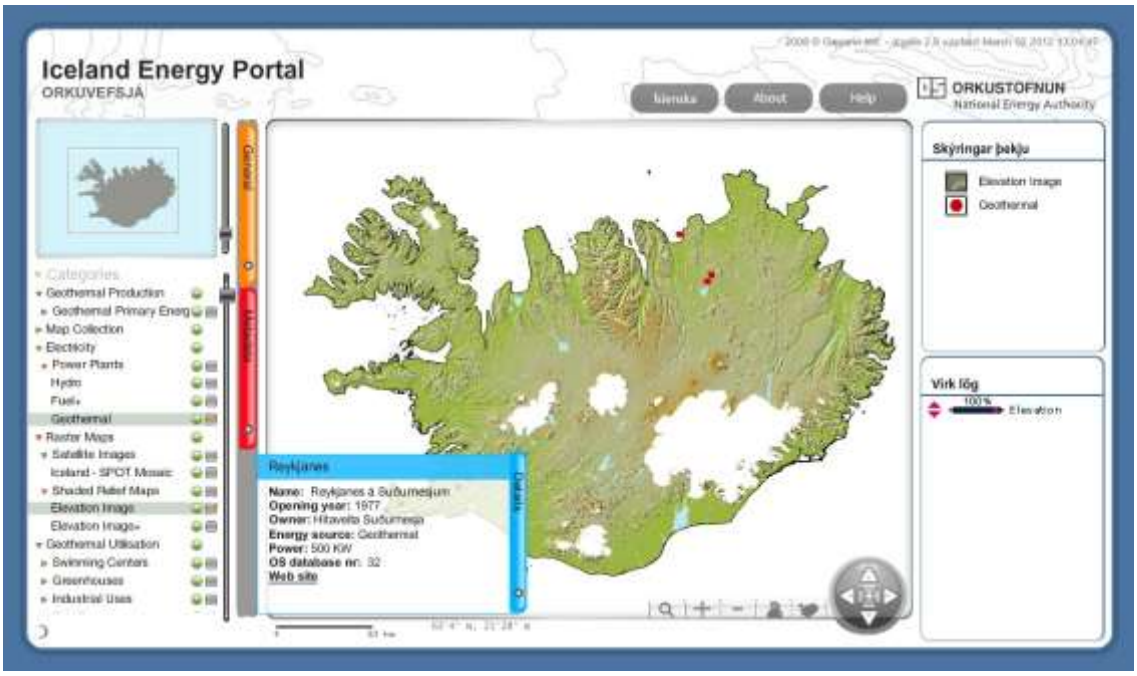


図 2-31　Iceland Energy Portal の検索画面例

(National Energy Authority, 2014b)

2.3.4. アイスランドにおける地熱発電開発規制の現状

(1)環境影響評価

環境影響評価に関連する制度は、環境影響評価法（Environmental Impact Assessment Act No.106/2000）ならびに環境影響評価に関する規則（REGULATIONS on Environmental Impact Assessment 1123 / 2005）に基づき規定されている。

環境影響評価が求められるタイミングは、環境影響評価法 5 条と 6 条に規定されており、掘削前の段階と発電所建設前の段階の 2 回必要となる。条文を表 2-23 に示す。

表 2-23 環境影響評価が必要となる行為

条文	内容
5 条 環境影響評価の対象プロジェクト	この法律の付属書 1 に記載されているプロジェクトは、常に環境影響評価を受けなければならない。
附属書 1（抜粋）	熱出力 50 メガワット以上の地熱発電所ならびに火力発電所と、電気出力 10 メガワット以上のその他方式の発電所の設置。
6 条 環境影響評価の対象となる可能性があるプロジェクト	付属書 2 に記載されているプロジェクトは、環境に重大な影響を与える可能性がある場合は、環境影響評価を受けなければならない。
附属書 2（抜粋）	高温地熱地帯における、生産井・調査井の掘削 200 キロワットの出力を持つ電気、蒸気・温水生産のための設備

出典：環境影響評価法を基に作成

開発手続きは、各ステップで比較的複雑な手順が必要であるが、実施すべき内容は明確に規定されており、自治体・住人・自然保護団体等のステークホルダーの意見が反映されるシステムとなっている。なお、環境影響評価に関連する監督･管理は環境省傘下の、National Planning Agency（NPA）によって執り行われる。環境影響評価に関する実施フローを図 2-32 に示す。

なお、環境影響評価法では、各プロセスの中で、政府組織の National Planning Agency が処理に要する最大時間が明示されている（例えば、第 6 条には、EIA の対象案件となるかどうかの判定は 4 週間以内に行わなければいけない等)。

図 2-32　アイスランドにおける環境影響評価実施フロー

出典：環境影響評価法を基に作成

⑵国立公園内開発

アイスランドにおける自然保護地域は、特別法による保護区と自然保護法によって規定された保全区に分類される。アイスランドにおける自然保護地域を図 2-33 に示す。

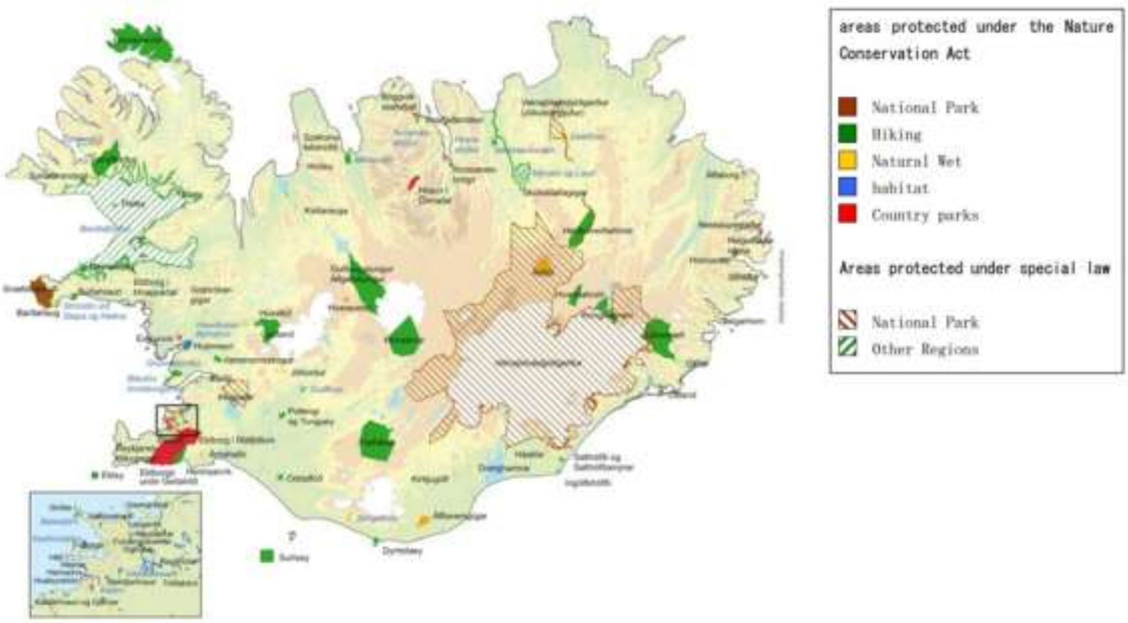


図 2-33　アイスランドにおける自然保護地域

[環境省, 2011]に引用された (Ministry for the Environment and Natural Resources)

保護区においては、開発が厳しく制限されており、傾斜掘削を含めて許可されていない。一方で保全区においては、その影響や効果の双方を比較し、方針が決定される。いずれにしても、地熱資源の多くは国立公園外に賦存しており、地熱開発の大きな障害とはなっていない [木村誠一郎、伊藤敦基, 2012]。

⑶温泉資源開発

温泉資源開発に相当する法律は確認できなかった。

⑷電力セクター関連

アイスランドでは、2003 年に電気事業法を改正し、アンバンドリングならびに電力の小売り自由化を行っている。自由化は段階的に進められ、現在は家庭用を含めて完全自由化されている。

① 発送電分離

2004 年 7 月に、中立的送電線運営会社 Landsnet が設立され、発送電分離がなされている。

－　電気事業法（Electricity Act No 65/2003）第 8 条　－

－　Landsnet 設立法（Act No 75/2004）　－

② 電力自由化

段階的な部分自由化を経て、現在は家庭用を含めて完全自由化されている。

－　電気事業法（Electricity Act No 65/2003）　暫定条項Ⅳ

③ 再エネの優先接続・優先供給

ほぼ、100%の電力供給が再エネ起源であるため、特別な優先接続等の取扱はない。なお、発電事業者の連系線費用は、1kWh あたりの接続料から回収されている。

－　電気事業法（Electricity Act No 65/2003）第 12 条　－

⑸その他

特に該当無し。

2.3.5.　アイスランドにおける地熱発電のまとめ

アイスランドは、人口（約 30 万人）に対して、地熱資源（賦存量 5,800MW）が豊富であり、また、地熱資源の多くは国立公園外の国有地に賦存しており、開発を行いやすい特性がある。また歴史的に地熱資源の活用は、暖房用途として 1930 年代からスタートしており、国民の地熱利用にコンセンサスがあり、開発に対する抵抗感がない。以下に主な特徴を示す。

⑴地熱の位置づけ

- 1998 年に制定された地下資源探査・利用法において、地熱は「地熱エネルギーは、岩盤内の蓄積エネルギーと、地下水以外の地球内部からの一定の熱流量である」と定義されている。
- 地熱の所有権は、同法において、「地熱資源は、私有地の場合は土地所有者に帰属する。国有地の場合は国に帰属する」と規定されている。しかしながら、地熱資源の「調査」ならびに「利用」に際しては National Energy Authority(NEA)の許可が必要と規定されている。

⑵明確な上位政策と開発手続き

- アイスランドでは、電力供給計画所管で地熱開発の推進主体である工業省と、自然環境保護の主体である環境省が、共同で地熱ならびに水力開発のマスタープランを作成し、開発を進める地点と環境を保護する地点を明確に区分している。
- 開発手続きは、各ステップで比較的複雑な手順が必要であるが、実施すべき内容は明確に規定されている。地熱資源データについては、NEA にて一括管理されている点も特徴的である。

⑶公的事業主体による開発

- これまで地熱開発を担ってきた主要電力会社 3 社は、国営（National Energy）、公営（Reykjavik Energy）、元公営（HS Orka）という性格から、初期投資に対してある程度体力があり長期的視点で設備投資が行うことが出来、また、公共性の観点から高 IRR を求めない。

⑷財政的政策インセンティブに拠らない地熱開発

- 恵まれた資源と明快な法制度をベースに、地熱開発を特に支援する財政的なインセンティブに拠らない地熱の開発が進んでいる。

アイスランドにおける地熱普及の背景には、明確な上位政策と開発手続きが存在し、公的な性格の事業主体が過度のリターンを求めない事業形態が効を奏してきたことが分かる。またそれと同様に重要なことは、制度の特別な支援なしに地熱の多段利用が盛んである点である。その利用範囲は発電＋温熱利用（暖房・給湯・プール・温浴施設・ロードヒーティング・農業・漁業）に加え、シリカを活用した化粧品や、CO_2・H_2S を活用したメタノール製造など、化学成分までの活用と多岐にわたっている (National Energy Authority, 2010)。これに地熱開発の長い歴史による住民の深い理解が加わり、地熱開発の大きな推進力となっている。

2.4. 米国における地熱発電の現状

2.4.1. 米国における地熱発電導入状況

(1)地熱資源量

米国の地熱資源量に関しては、1978 年に米国地質調査所（US Geological Survey、USGS) が、連邦政府の土地所有の割合が高い西部において発電に適する地熱資源の評価を行っている (Unites States Geological Survey, 1979)。2005 年に制定されたエネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2005, EPAct 2005) によって同評価が最新の技術で見直され、2008 年に発表されている。図 2-34 に、USGS による新評価をベースに米国エネルギー省 (Department of Energy, DOE)の管轄化にある National Renewable Energy Laboratory (NREL) が作成した資源マップを示す (National Renewable Energy Laboratory, 2009)。

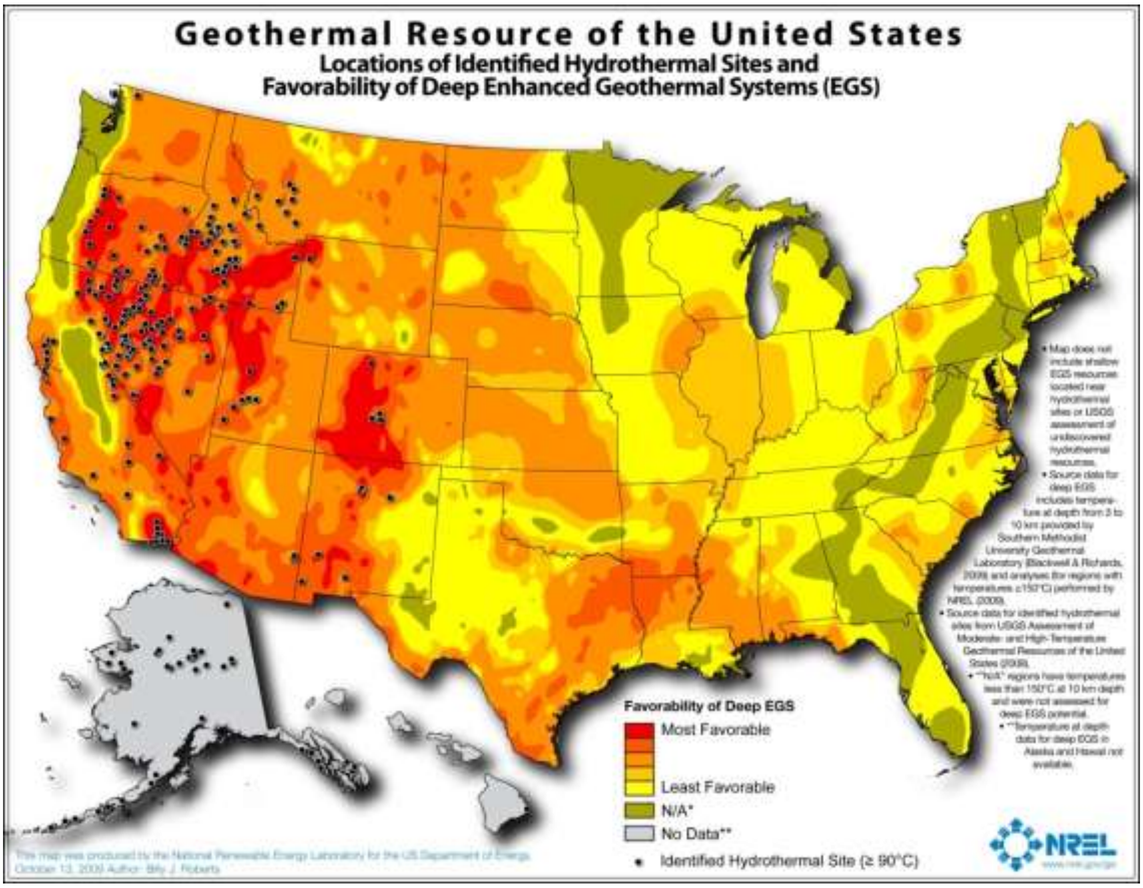


図 2-34 米国の地熱資源の分布

(National Renewable Energy Laboratory, 2009)

同 2008 年の USGS による評価では、西部の 13 州に 9,057MW 相当の資源が存在することが確認された。さらに高温岩帯地熱システム（Enhanced Geothermal System (EGS)）といった新しい技術によって人工的に作り出される貯留層の資源を含めると、517,800MW の資源になるという評価がなされている。各州におけるこれらの資源の分布を図 2-35 に示す。これによれば、従来の発電技術では、カリフォルニア州に最も多くの資源が分布していることが分かるが、EGS で取り出される資源は、様々な州に万遍なく分布していることが分かる。また表 2-24 に、各州における地熱資源量の評価を示す (Unites States Geological Survey, 2008)。

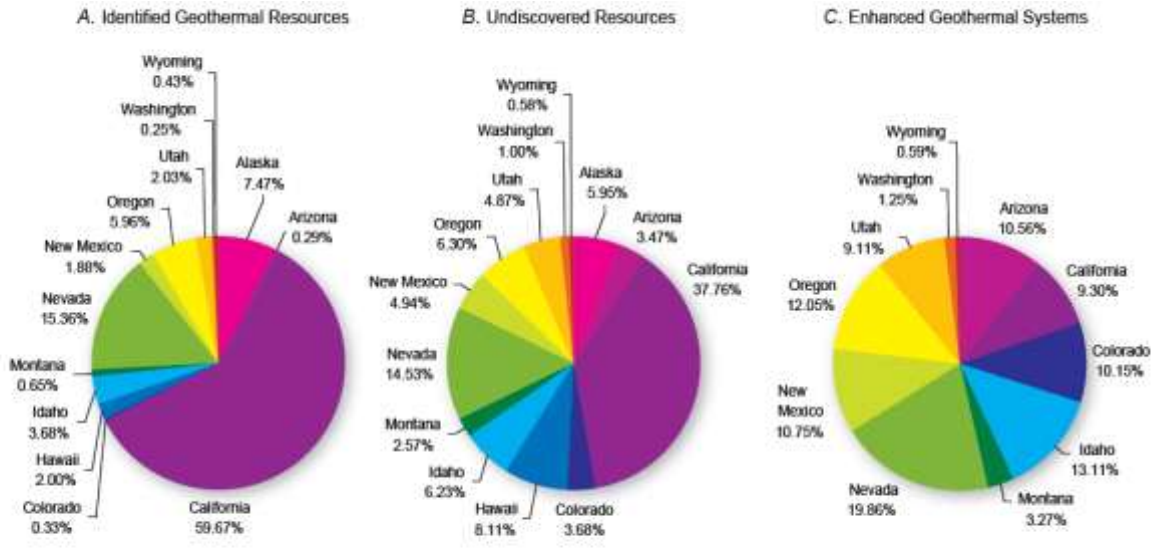


Figure 2. *Pie charts illustrating the distribution of (A) identified, (B) undiscovered and (C) Enhanced Geothermal Systems (EGS) resources (mean estimates) among the western states. Alaska and Hawaii were not included in the assessment of EGS resources because of a lack of information in those states.*

図 2-35　西部各州の地熱資源の分布

(Unites States Geological Survey, 2008)

表 2-24　USGS による西部 13 州の地熱資源量の評価

（Unites States Geological Survey, 2008）

		Identified Resources (MWe)				Undiscovered Resources (MWe)				Enhanced Geothermal Systems (MWe)			
State	N	F95	F50	Mean	F5	F95	F50	Mean	F5	F95	F50	Mean	F5
Alaska	53	236	606	677	1,359	537	1,428	1,788	4,256	NA	NA	NA	NA
Arizona	2	4	20	26	70	238	775	1,043	2,751	33,000	52,900	54,700	82,200
California	45	2,422	5,140	5,404	9,282	3,256	9,532	11,340	25,439	32,300	47,100	48,100	67,600
Colorado	4	8	11	30	67	252	821	1,105	2,913	34,100	51,300	52,600	75,300
Hawaii	1	84	169	181	320	822	2,027	2,435	5,438	NA	NA	NA	NA
Idaho	36	81	283	333	760	427	1,391	1,872	4,937	47,500	66,700	67,900	92,300
Montana	7	15	51	59	130	176	573	771	2,033	9,000	16,100	16,900	27,500
Nevada	56	515	1,216	1,391	2,551	996	3,243	4,364	11,507	71,800	101,300	102,800	139,500
New Mexico	7	53	153	170	343	339	1,103	1,484	3,913	35,600	54,400	55,700	80,100
Oregon	29	163	485	540	1107	432	1,406	1,893	4,991	43,600	61,500	62,400	84,500
Utah	6	82	171	184	321	334	1,088	1,464	3,860	32,600	46,500	47,200	64,300
Washington	1	7	20	23	47	68	223	300	790	3,900	6,300	6,500	9,800
Wyoming	1	5	31	39	100	40	129	174	458	1,700	2,900	3,000	4,800
Total	248	3,675	8,356	9,057	16,457	7,917	23,739	30,033	73,286	345,100	507,000	517,800	727,900

⑵設備容量

米国における最初の地熱発電所は、カリフォルニア州の Geysers 地熱発電所で 1960 年に稼動が開始された。米国地熱エネルギー協会（Geothermal Energy Association, GEA） によれば、現在 2012 年時点の米国の地熱発電設備容量は 3,386MW で、世界最大となっている。図 2-36 に示す 2002 年から 2012 年末までの米国における地熱発電設備容量の推移によると、2005 年以降新規の導入が進んでいることがわかる。

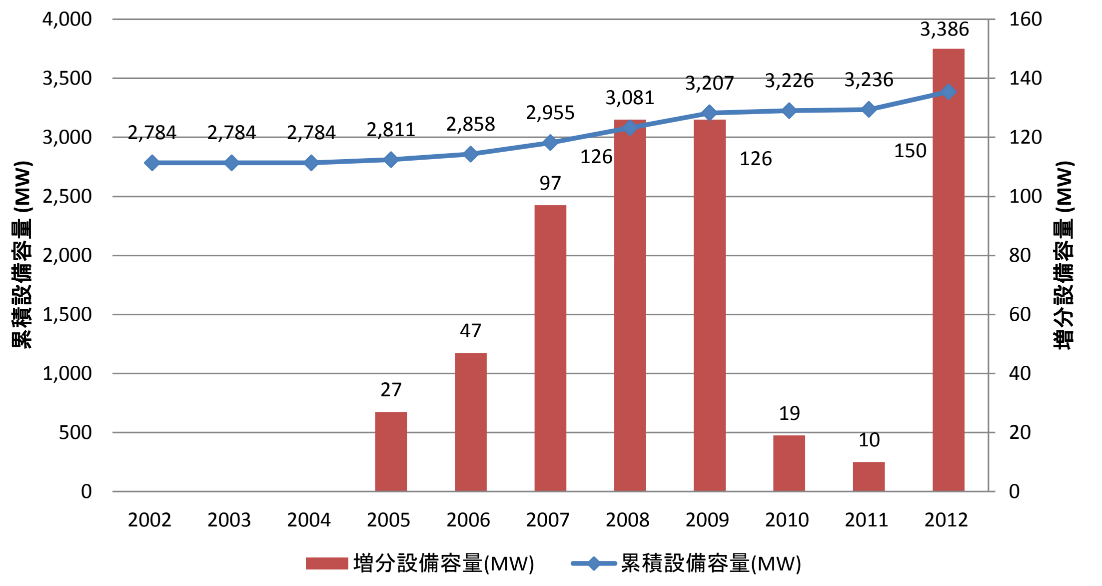


図 2-36　2002 年から 2012 年末までの地熱発電設備容量（MW）

(Geothermal Energy Association, 2013)を基に作成

米国エネルギー省のエネルギー情報局（Energy Information Administration（EIA））の統計における 2012 年末の電源別設備容量（図 2-37）によると、地熱発電の設備容量は 3,724MW[6] で、最も設備容量が多い天然ガス発電（485,957MW） の約 0.8%、石炭の約 1.1%となっている。

[6] EIA の統計値と GEA が独自に収集するデータには差がある。

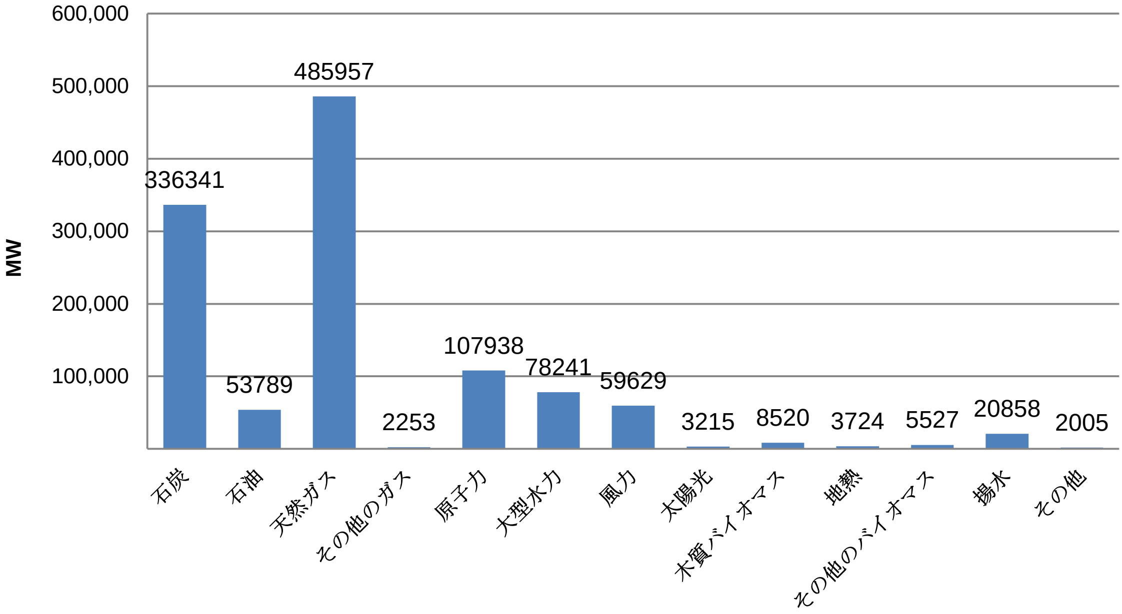


図 2-37　2012 年末における電源別設備容量　（MW）

(Energy Information Administration, 2013a)

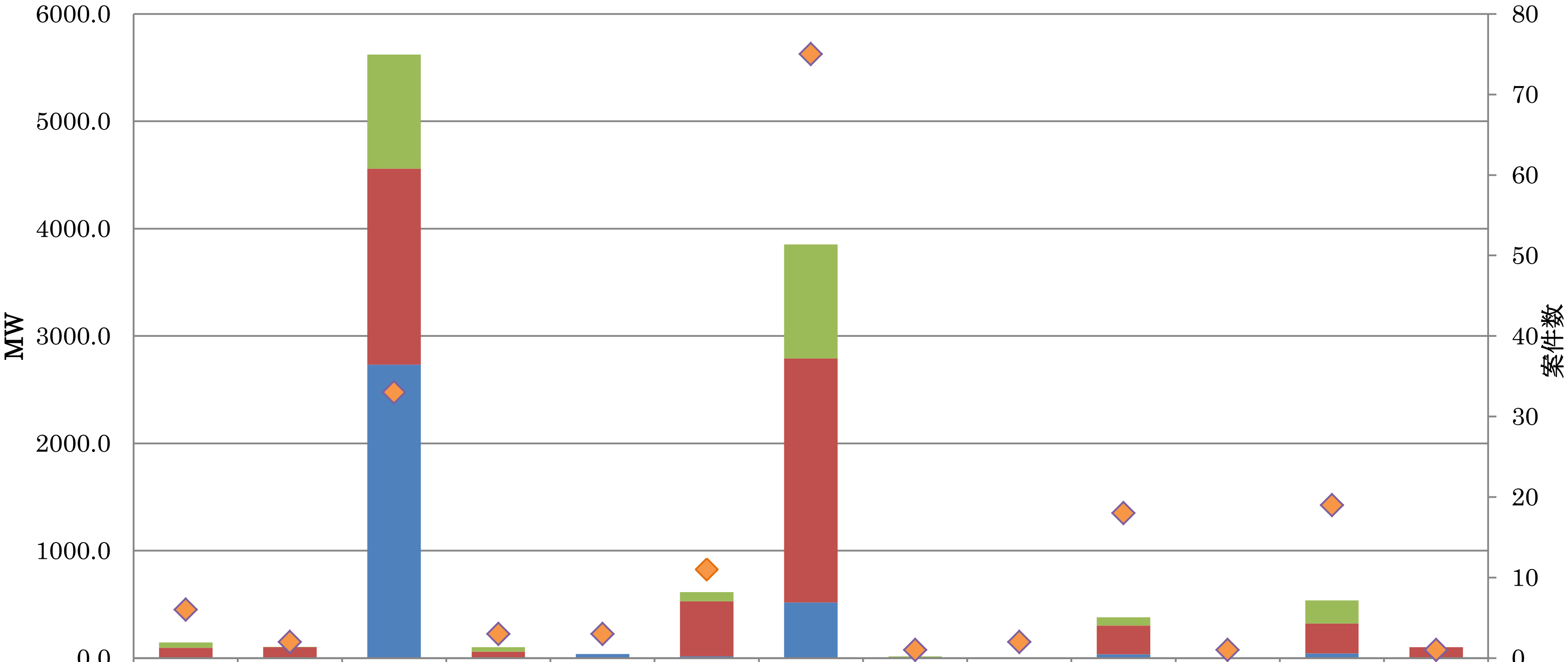
表 2-25 に 2011 年と 2012 年に稼動を開始した 9 つの発電所を示す。これによると、この 2 年間でネバダ州、カリフォルニア州、オレゴン州でなどで計 157 MW の設備容量が追加されたことがわかる。発電所ごとの設備容量は、50MW 以下となっており、また小型のバイナリー発電設備も多い。GEA は 2013 年 2 月時点で、2013 年には 14 箇所、2014 年には 9 箇所、そして 2015 年には 10 箇所の新規の地熱発電所が稼動すると見込んでおり、2013 年から 2015 年は「これまでで最も重要な地熱のブームの 3 年間となる」と予想している (Geothermal Energy Association, 2013)。

表 2-25　2011 年と 2012 年に完成したプロジェクト

(Geothermal Energy Association, 2012) (Geothermal Energy Association, 2013)

発電所	州	設備容量[MW]	発電のタイプ	事業者
Puna Expansion	ハワイ	8	バイナリー	Ormat
Beowawe 2	ネバダ	1.9	バイナリー	Terra-Gen
John L. Featherstone (Hudson Ranch 1)	カリフォルニア	49.9	トリプル・フラッシュ	EnergySource
San Emidio Repower	ネバダ	12.75	バイナリー	US Geothermal
Tuscarora	ネバダ	18	バイナリー	Ormat
McGinness Hills	ネバダ	30	バイナリー	Ormat
Neal Hot Springs	オレゴン	30.1	バイナリー	US Geothermal
Dixie Valley	ネバダ	6.2	バイナリー	Terra-Gen
Florida Canyon Mine	ネバダ	0.1	バイナリー	ElectraTherm

これを図 2-38 で州ごとに見てみると、2013 年 2 月時点で最も設備容量が大きいのはカリフォルニア州（2,732MW）で、全体の 81%を占めている。ネバダ州が 517MW でそれを追っている。また、既存の地熱発電所は米国西部に偏っていることもわかる。開発中の案件に関しては、現在ネバダ州が案件数でも計画・開発中の設備容量でも最も大きくなっており、それをカリフォルニアが追う形となっている。



	アラスカ	アリゾナ	カリフォルニア	コロラド	ハワイ	アイダホ	ネバダ	ニューメキシコ	ノースダコタ	オレゴン	テキサス	ユタ	ワシントン
計画される設置容量(MW)*	50.4	2.0	1061.0	40.0		83.2	1061.0	15.0	0.8	77.0		215.0	
開発中の推定容量（MW)*	95.0	102.0	1827.0	60.0		514.0	2275.0			270.0	0.8	280.0	100.0
設置容量（MW)	0.7	0.0	2732.2	0.0	38.0	15.8	517.0	0.0	0.0	33.3	0.0	42.0	0.0
開発中の案件数	6	2	33	3	3	11	75	1	2	18	1	19	1

*GEA 報告書の容量の上限

図 2-38　州ごとの設備容量と開発中の案件

(Geothermal Energy Association, 2013)を基に作成

⑶発電電力量

図 2-39 に米国における 2002 年から 2012 年までの電源別の発電電力量の推移を見てみる。この 10 年間で石炭火力からの発電が減り、天然ガスが増えたことがわかる。

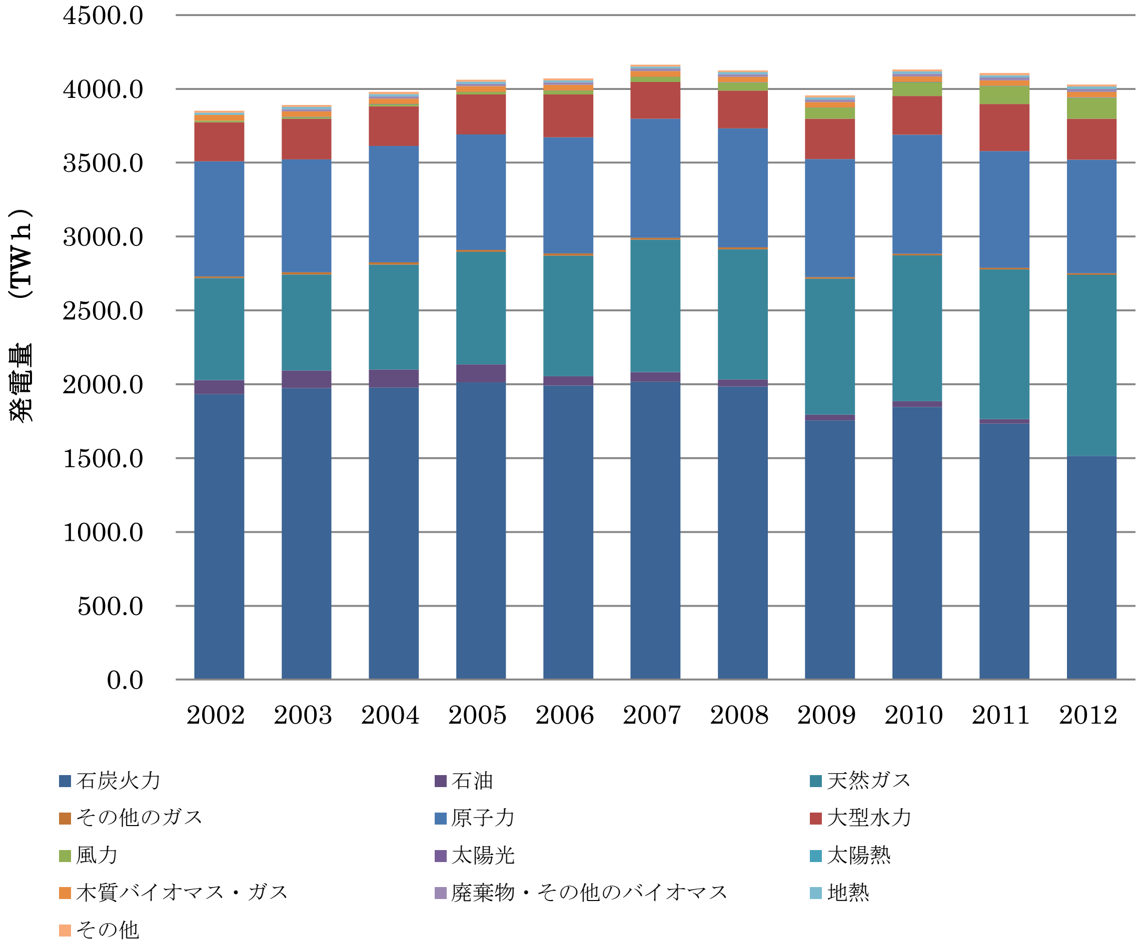


図 2-39　2002 年から 2012 年までの電源別発電電力量（TWh）
(Energy Information Administration, 2013b)を基に作成

次に図 2-40 で、2012 年における電源別の発電量を見ると、米国の発電の 68.5%が化石燃料による火力発電で、原子力は 19.0%を占め、大型水力を含む再生可能エネルギーは 12.2%を占めるに過ぎないことがわかる。また大型水力を除く再生可能エネルギーは 5.4%を占めるに過ぎない。この中での内訳は、図 2-41 に示されるように　風力が最も多く、続いて木質バイオマス及びバイオガス、廃棄物その他のバイオマスがそれに続き、地熱は 7.1%でそれに続いている。地熱が、同国の総発電量に占める割合は 0.4%である。

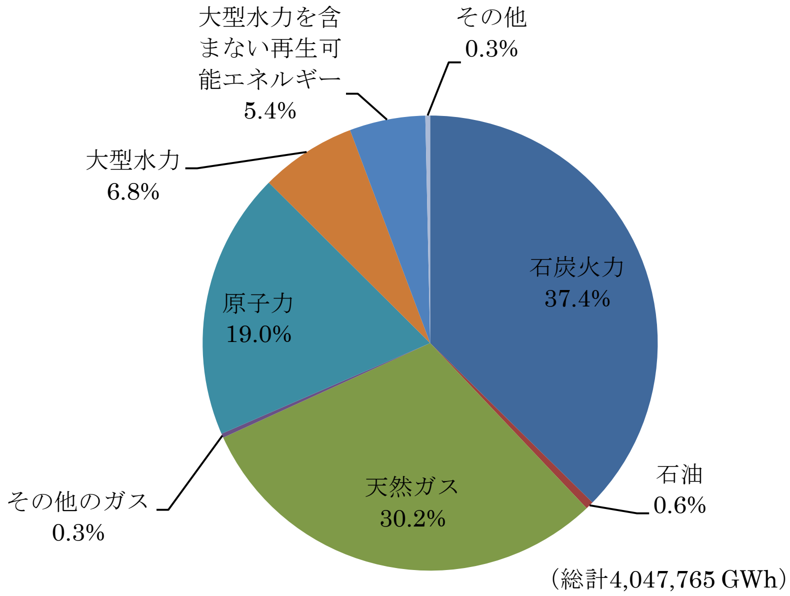


図 2-40　2012 年の電源別の発電量の内訳

(Energy Information Administration, 2013b)を基に作成

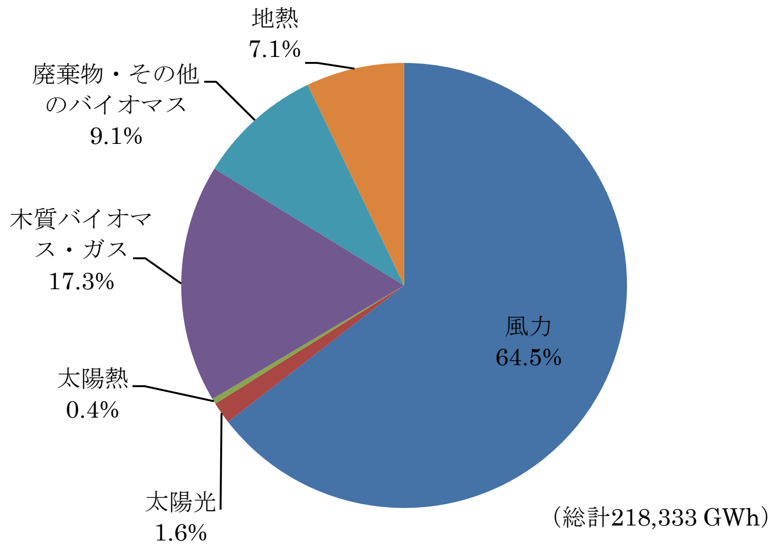


図 2-41　2012 年の電源別の大型水力を含まない再生可能エネルギー発電量の内訳

(Energy Information Administration, 2013b)を基に作成

(4)地熱プロジェクトパイプライン

表 2-26 に、2013 年 3 月の時点で計画されている地熱事業を示す。ここで示されるように、GEA のまとめでは 2013 年 3 月時点で米国西部 13 州で計画中の案件は 175 事業（うち開発中の案件は 125 事業）となっている。これは総設備容量にすれば、2,500MW 以上となり、そのうちの 774MW から 799 MW は事業的にかなり進んだ案件となっている (Geothermal Energy Association, 2013)。

表 2-26　**各州の計画中の地熱事業**（2013 **年** 3 **月時点**）

(Geothermal Energy Association, 2013)を基に作成

州	事業数	計画中の設備容量(MW)		推定される資源容量 (MW)	
		低温	高温	低温	高温
アラスカ	6	50	50	95	95
アリゾナ	2	2	2	102	102
カリフォルニア	33	995	1,061	1,736	1,827
コロラド	3	20	40	60	60
ハワイ	3	-	-	-	-
アイダホ	11	83	83	439	514
ノースダコタ	2	0.60	0.82	-	-
ニューメキシコ	1	15	15	-	-
ネバダ	75	1,056	1,061	2,150	2,275
オレゴン	18	73	77	208	270
テキサス	1	1	1	-	-
ユタ	19	215	215	260	280
ワシントン	1	-	-	100	100
合計	175	2,511	2,606	5,150	5,523

2.4.2. 米国における地熱発電の位置づけ

(1)歴史的経緯

米国では、1960 年にカリフォルニア州のガイザース地区に最初の地熱発電所が建設されて以来、積極的な導入が進められている。米国の地熱発電所は、環太平洋火山帯の一部であるカリフォルニア州に特に集中している。

図 2-42 は 1971 年から 2012 年 2 月までの設備容量の推移を見たものである。米国では石油危機以後、他の先進諸国と同様に再生可能エネルギーへの関心が一気に高まり、様々な政策が施行された。1980 年代から 1990 年代初頭にその効果が現れ、地熱発電の導入が一気に進んだ。しかしその後、1986 年の石油価格の大幅な下落を機に他の再生可能エネルギーへの関心が薄れていったのと同様に、地熱開発は 1990 年代中盤から 2005 年まで停滞した。1990 年代に導入が一時落ち込んだ要因としては、1978 年から施行されている公益事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA 法)、後述）が政策的に再生可能エネルギーの回避コストを高くして普及を支えていたという成り立ちのため、電気料金の高騰を招き、電力自由化が進んだ折に自然エネルギー導入促進にうまく作用しなくなったことも挙げられる。

その後 2005 年以降は再び増加に転じていることがわかる。増加の背景には、エネルギー安全保障の観点から国内のエネルギー源を開発するということ、2000 年代に見られたエネルギー価格の高騰と高い変動性、そして環境に配慮したクリーンなエネルギーの開発への関心といったものが挙げられるであろう。しかし実際の地熱開発の再燃には様々な政策の後押しがあることも確かである。

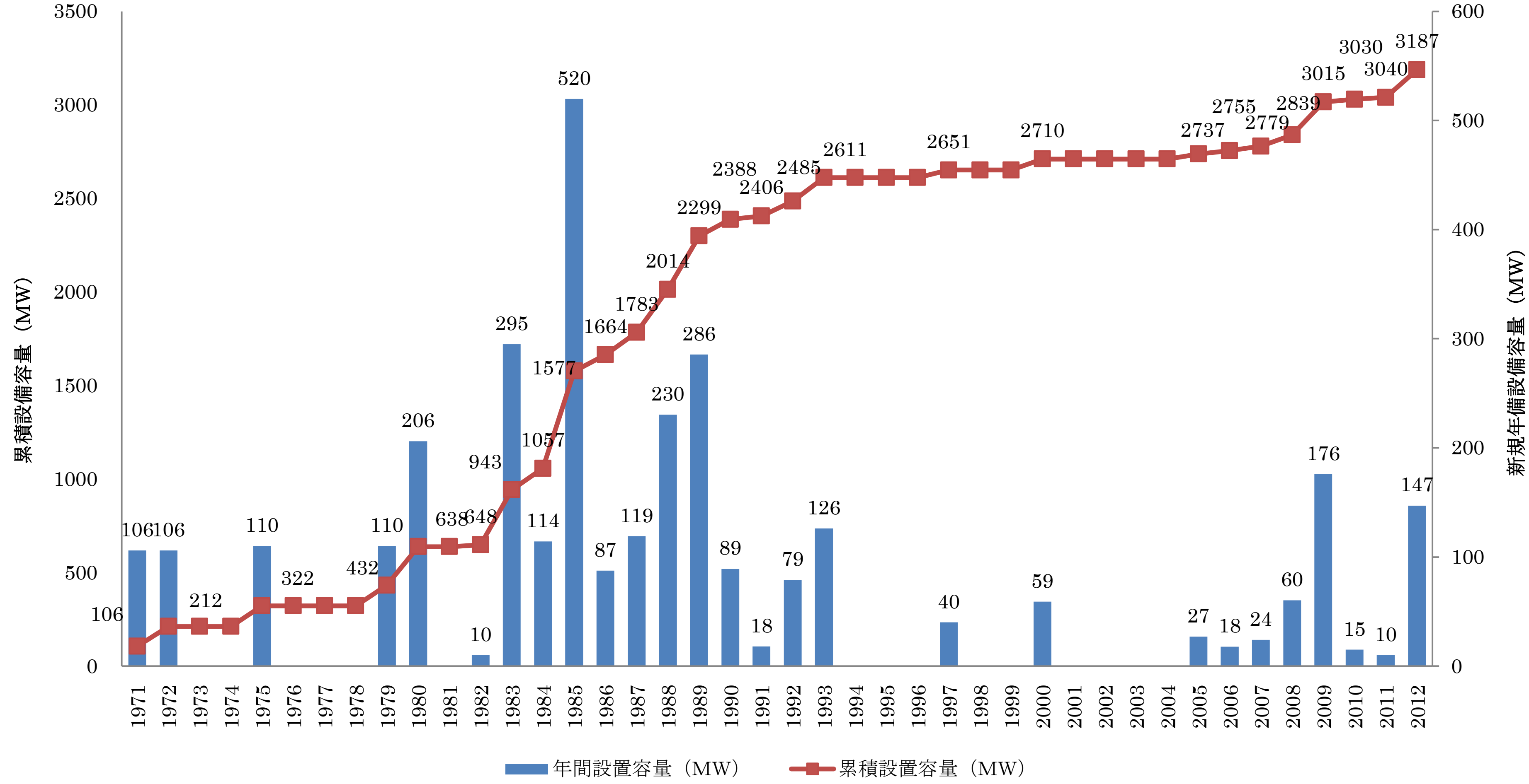


図 2-42　GEA のウェブサイトに掲載されている発電所のデータから見た 1971 年から 2012 年 2 月までの地熱発電設備容量　(MW)

(Geothermal Energy Association, 2014)を基に作成

⑵導入目標

米国においては、連邦政府による地熱エネルギーの導入目標は設定されていない。

しかし、市場メカニズムを重視する米国においては、多くの州で Renewable Portfolio Standards (RPS) が導入されており、地熱に特化した目標ではなく、再生可能エネルギー全体の導入目標が設定されている。表 2-27 に、現在地熱開発が行われている、または計画されている州の RPS による導入目標を示す。

表 2-27　地熱開発が行われている 13 州における RPS による再生可能エネルギー目標値

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014a)を基に作成

州	目標値	導入年
アラスカ	RPS 制度、または目標設定はない	
アリゾナ	2025 年までに 15%	1999年
カリフォルニア	2013 年 12 月 31 日までに 20% 2016 年 12 月 31 日までに 25% 2020 年までに 33%	2003年1月
コロラド	投資家所有の電力事業者: 2020 年までに 30%; 10 万未満の顧客を持つ電力協同組合: 2020 年までに 10% ; 10 万以上の顧客を持つ電力協同組合: 2020 年までに 20% ; 4 万以上の顧客を持つ自治体電力事業者: 2020 年までに 10%	2007年
ハワイ	2030 年までに 40%	2001年施行 ; 2003年12月31日より有効
アイダホ	RPS 制度、または目標設定はない	
ノースダコタ	2015 年までに 10%	2007年3月施行 ; 同8月より有効
ニューメキシコ	投資家所有の電力事業者: 2020 年までに 20%; 地方の電力協同組合: 2020 年までに 10% 地熱・バイオマス・指定の水力と他の再生可能エネルギーで、RPS の要件(販売電力量の 1%)の 5%をまかなう	2002年
ネバダ	2025 年までに 25%	1997年
オレゴン	大規模電力事業者: 2025 年までに 25% ; 小規模電力事業者: 2025 年までに 10% ; 最小規模の電力事業者: 2025 年までに 5%	2007年1月
テキサス	2015 年までに 5,880 MW; 2025 年までに 10,000 MW	1999年
ユタ	2025 年までに小売の 20%	2008年3月18日
ワシントン	2020 年までに 15%	2006 年 11 月

(3)法的位置づけ

① 地熱根拠法

米国では、表 2-28 に示される法律が地熱開発に影響を及ぼす法律となっており、これに州の法律が重なることで、複雑な制度環境となっている。

表 2-28　地熱開発推進に関わる連邦政府の法律

(Deloitte, 2013)

法律	法律の目的と特徴
Geothermal Steam Act of 1970	内務省 (Department of Interior) に連邦の所有地を地熱の探査と開発のためにリースする権利を与える
Geothermal Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1974	地熱エネルギーに関する R&D と債務保証プログラムのための予算を制度化
Department of Energy Organization Act (1977)	地熱エネルギーの R&D と関連政策をみるエネルギー省 (Department of Energy) を確立
Energy Tax Act of 1978	地熱エネルギーの開発・生産にかかわる税制の確立
Public Utility Regulatory Policies Act (1978)	独立した小規模発電プロジェクトの開発、特に再生可能エネルギー事業の奨励
Energy Security Act (1980)	地熱を含むエネルギー源多様化の奨励
Renewable Energy and Energy Efficiency Technology Competitiveness Act of 1989	再生可能エネルギーのための R&D とその他のインセンティブのための予算を提供
Solar, Wind, Waste, and Geothermal Power Production Incentives Act of 1990	より再生可能エネルギーが普及しやすいように PURPA のいくつかの要求事項を取り除く
Energy Policy Act of 1992	エネルギー効率、省エネ、管理に関しての法律
Energy Policy Act of 2005	地熱資源のリースや資源管理を含む再生可能エネルギーの促進
Energy Independence and Security Act of 2007	Advanced Geothermal Research and Development Act of 2007 (地熱の先進的な技術開発に関する法律) を内包
Energy Improvement and Extension Act of 2008	エネルギー関連の国税庁の税規則(Internal Revenue Code) の改定
American Recovery and Reinvestment Act of 2009	再生可能エネルギーに関する研究開発、債務保証, 税の控除のための財源の確立
American Taxpayer Relief Act of 2012	再生可能エネルギーのインセンティブ政策の拡充

② 地熱の定義

米国の地熱の定義は、資源が連邦政府の土地にあるのか、それ以外の土地にあるのかで変わってくる。

➢ *連邦政府*

連邦政府の土地にある地熱資源を定義する法律は、1970 年に施行された Geothermal Steam Act of 1970 となる。この法律は、連邦組織が管轄する土地にある地熱資源に関して、その賃貸に関するルールと規制を確立する責任を内務省 (Department of Interior, DOI)に課すことを定めた法律である。その中で地熱資源は、

a. 在来の蒸気、熱水、そして熱塩水を含む地熱プロセスのあらゆる産物
b. 地熱層に人工的に注入された水、気体、またはほかの液体によって生じた蒸気やその他の気体、熱水、熱塩水
c. 地熱層に存在が確認された熱やその他のエネルギー
d. 上記より生じるあらゆる副産物

であると定義されている (Bureau of Land Management, 2005)。

➢ *州政府*

米国の場合、各州の州法においても地熱を定義しており、州によって、「地熱は、鉱物、水、熱、またはそれらの組み合わせ、または、鉱物でも水でもない独自の範疇に入るもの」、というように違った定義となっている。

カリフォルニア州は、連邦政府よりも早く、1967 年のカリフォルニア地熱資源法において、地熱資源の定義を行っているが、それによると地熱資源は「地球の自然の熱、その自然の熱から得られるまたは造られる、地下に存在するあらゆる形のエネルギー、そして地下に存在するあらゆる形の自然に熱せられた液体、塩水、気体、そして蒸気から得られる溶液やほかの産物の中にあらゆる鉱物をさすが、石油、炭化水素ガス、またはその他の炭化水素物質は含まれない」と定義されている (State of California, 2014)。

この連邦政府とカリフォルニア州の地熱法は、米国における公共の土地での地熱開発のためのフレームワークを提供することになり、その後、これら 2 つの法律を手本にした地熱に関与する法律が各州で作られていくこととなる。

ネバダ州では、地熱資源は「地球の自然の熱であり、その自然の熱、圧力、そして熱を移転するのに用いられる媒体に混入または溶け込んだ、ヘリウムと炭化水素以外の、鉱物に関連するエネルギー」と定義されており、「鉱物」であるという位置づけで、その管理と規制は州の鉱物資源委員会の鉱物局が管轄している (State of Nevada, 2014)。

③ 資源の所有権

地熱資源を、鉱物であるか、または水であるかを明確にすることは、資源の所有権を明確にする上で非常に重要である。しかし、上記の連邦政府及びカリフォルニア州の法律は、地熱資源が鉱物であるのか、そうでないのかを明確に定義するには至っていない。この資源の所有権にも深く関与する部分の定義は、連邦政府及びカリフォルニア州の場合、その所有権を争った法廷での決定により定まることになった。連邦政府では 1977 年の Ottibonie vs. the United States of America のケースで､そしてカリフォルニア州では 1981 年の Pariani vs California のケースで､それぞれ地熱資源は｢鉱物｣であると宣言され確定するにいたった。これにより、連邦政府及びカリフォルニア州が所有する土地の地熱資源は鉱物としてみなされ、連邦政府及びカリフォルニア州の所有する土地に属する資源は、それぞれの政府の所有となり、資源の利用者は政府からリースの権利を取得する必要がある。それ以外の土地の地下資源は、その土地の所有者の所有物となる (Bloomquist, 2003) (Bureau of Land Management, 2009)。

ネバダ州の場合も､連邦政府と州政府の土地にある地熱資源は､それぞれの政府の所有､それ以外は、地熱資源が存在する土地の所有者が、その下にある鉱物として地熱資源の所有権も有する、と定義されている (State of Nevada, 2014)。

④ 開発区域の設定

Geothermal Steam Act of 1970 の制定により､連邦政府の機関が所有する土地の地下にある地熱資源の所有権は連邦政府にあることとされ、連邦政府はこれを「鉱物」として事業者にリースし、事業者が開発を進めることが可能になった。しかし、このリースが可能な地域に対しては連邦政府議会からの制限がつき（Geothermal Steam Act of 1970　SEC. 29.）、国立公園内の土地、連邦の魚類野生生物局（U.S. Fish and Wildlife Service）が所有・管理する土地、そして 1920 年に制定された Mineral Leasing Act（鉱物賃貸法）によってリースが禁止されているその他の土地すべてにおいては、地熱の開発が禁じられている（Mineral Leasing Act of 1920　SEC 43. 226-3、1002, 1014 and 1027）。しかし、内務省の管轄下にある土地、米国農務省林野部（US Forest Service）が管理する国有林や他の土地などに関してのリースは許可されている。

連邦政府の土地に関しては、地熱開発のためだけの特別のゾーニングやマスタープランというものは存在しない。しかし、Minerals Lands Leasing Act of 1920 (MLA) において、連邦政府の土地の資源の管理にかかわる Resource Management Plans (RMPs) を DOI が作成することが義務付けられており、これは土地管理局（Bureau of Land Management, BLM）が管理する連邦政府の土地に関する資源（主に石油、ガス、石炭と鉱物）の管理に関する上位政策になる。地熱に関しては、MLA で規定されてはいないが、再生可能エネルギーの利用に関してもこの MLA の策定の過程で考察がされている (Vann, 2012)。この RMPs は、BLM

がどの資源に対して優先的に土地をリースするかを決める上での最初の決定要因となり、全てのリースはこれらの RMPs を考慮に入れることになる。2008 年に提示された地熱リースに対する Federal Programmatic Environmental Impact Statement（FPEIS、後述）では、RMPs の改定が含まれており、この折の RMPs が、現状の連邦政府による地熱のリースを優先する土地の特定に関する実質的な上位政策となっている (Bureau of Land Management, 2008)。

先に述べた USGS の 2008 年の資源評価によって、最新技術による地熱資源の再評価が行われ、これをベースに様々な州レベルでの資源マップが作られている（後述）。また、米国の地熱資源の 90%近くは、連邦政府が所有する土地にあることも明確になったが、歴史的に公的な土地のリース権を得ることは非常に難しいため、地熱開発の促進には、公的な土地のアクセス権の取得を容易にする必要性があった。これを後押したのが 2005 年に制定された Energy Policy Act of 2005 (EPAct 2005)である。この法律は、2008 年に発表された USGS の資源評価を実施させると同時に、連邦政府の土地にある地熱資源の利用に関する許可プロセスの変更に関しても規定した（後述）。2008 年 10 月に内務省は、西部 12 の州内の連邦政府の土地のうち 1 億 9 千万エーカー以上を地熱開発のためのリースに提供する計画を発表した(DOI, 2008)。この計画が先述の FPEIS を通じてつくられた RMPs を考慮して作成されたものである。これは、それ以前にあった 114 の RMPs を変更し、1 億千百万エーカーの土地をリース可能な土地として配分した。これに加えて 7 千 9 百万エーカーの US Forest Service 所有の土地もリース可能となった。この FPEIS の後、BLM は連邦の地熱権のボーナス入札[7]で 7 千 6 百万米ドルの歳入を生み出しており、その内訳は、ユタ州で 67 区画 241, 900 エーカー、オレゴン州で 11 区画 41,362 エーカー、アイダホ州で 13 区画 17,580 エーカー、カリフォルニア州で 14 区画 14,110 エーカー、コロラド州で 1 区画 799 エーカー、ネバダ州で 260 区画 734,447 エーカーとなっている (Bureau of Land Management, 2014a)。

また、これらに先立って DOE が 2001 年から開始した GeoPowering the West Program の中で、BLM が率先して地熱開発のためにリースをする土地の地図が作られた。この地図では、西部の 6 つの州の 35 の土地が指定され、これらのうち 25 万ヘクタールに及ぶ土地に関して、それまで滞っていた BLM へのリースの申請を早期に処理していくことの重要性が認められた。その最初として、2002 年の秋にネバダ州でそれまで 10 年以上も滞っていた連邦政府の土地のリースが実施されている (Bloomquist, 2003) 。

加えて DOE は、DOE Tribal energy Program を 2002 年から開始し、このプログラムの中で原住民が所有する土地の中にある再生可能エネルギー資源の地図を作り、これを州ごと、そして土地を所有する原住民の部族ごとの地図にしてウェブサイト上に公開している。これにより地熱事業者は、地熱資源が存在する土地の所有者の情報と資源情報を同時に閲覧することが出来る。同様の地図は、風力や他の再生可能エネルギーに関しても作成されている (US Department of Energy, 2014b)。

[7] ボーナス入札とは、競争入札でリース金額を決めるのではなく、BLM が予め市場価値相当と判断した指定金額でリースをする仕組みである。

このように米国では、地熱資源の 90%以上が存在する土地を所有する連邦政府の戦略的環境アセスメントを経たリース計画によって、マスタープランやゾーニングといった計画の代わりに、資源開発が可能な土地の特定を容易にしている。また、詳細な資源データや地図が公的に公開されていることも、開発者の開発許可取得における不確実性を低減している。

⑤ 開発手続

米国の場合、連邦レベル、州レベルで、かなりの量の地熱開発に関わる法律、規制、政策があり、開発手続きはかなり複雑なものになっている。地熱開発についての規制で最も重要な法律は Geothermal Steam Act of 1970 とその施行令である Geothermal Resources Operational Orders (GROs)であるが、その他の環境規制、そして絶滅危惧種の保存、原住民の権利の保障、文化的資源に関する法律（National Environmental Protection Act、Clean Water Act、Clean Air Act、Endangered Species Act など）も重要である（表 2-29）。

表 2-29　**地熱の開発に関わる連邦政府の法律・規則・大統領令**

(California Energy Commission, 2007)を基に作成

法律	規定される内容
Geothermal Steam Act (43CFR§3200 et seq.)	連邦政府の土地のリースとそれに関連する事項
National Environmental Policy Act 42 USC §4321;,40 CFR §1500.1	地熱探査や開発に関わる環境影響
Endangered Species Act Sections 7 & 10 (16 USC §1536, 1538, 1539);	「絶滅危惧」または「危機に瀕した」動植物、生態系の保護
Clean Water Act 22 USC 1251 et seq./40 CFR 122-124; Section 401- 33 USC1341; Section 402- 33 USC1342; Section 404-33 USC 1344	水質に関わる活動
Executive Order 11990 Protection of Wetlands	湿地帯に影響を及ぼす活動
Executive Order 11988 Floodplain Management	氾濫源内での活動
National Historic Preservation Act 16 USC §470 –Section 106	文化的資源に影響を及ぼす活動
Antiquities Act 16 USC §432, 433	
Archaeological Resources Protection Act of 1979 16 USC § 470a., et seq.	

Native American Religious Freedom Act 42 USC §1996	
Native American Graves Protection and Repatriation Act 25 USC §1301	
Federal Land Policy Management Act (FLPMA) 43	連邦政府の土地における送電線、配管等敷設時の通行権
National Forest Management Act 16 USC § 1600	連邦政府所有の森林に関わる活動
Noise Control Act 42 USC §4901-4918; 40 CFR §209-211	掘削などの地熱開発における活動
Fish and Wildlife Coordination Act 16 USC 661-666	地表水を改変する、または制御する活動
Occupational Health and Safety Act (OSHA) 29 USC Chapter 15 § 651 et seq	労働者の健康や安全に関わる事項
Superfund Amendments and Reauthorization Act 42 USC § 9601	有害物質や廃棄物を含む活動
Toxic Substances Control Act 15 USC 2601	
Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act 43 USC §9601	
Executive Order 12898 Environmental Justice	社会的マイノリティや低所得者の環境に関する公平性を扱う
Clean Air Act 40 CFR 60 &75	発電所による大気汚染

➢ 連邦政府の土地にある地熱資源の開発

先にも述べたように、Geothermal Steam Act of 1970 によって、連邦政府が所有・管理する土地の中での地熱開発の権利のリースは、BLM が与えることになっている。BLM は、米国西部とアラスカ州で、地熱のポテンシャルのある 2 億 4 千 7 百エーカーの土地 (1 億 4 百万エーカーの USFS の管理する土地を含む) をリースする権限を持つ (Bureau of Land Management, 2014a)。

Surface Management Agency (SMA)は、BLM 以外の連邦政府の機関で、連邦政府が所有する鉱物の上にある土地の管理責任を持つ機関を指し、地熱の場合、USFS がしばしば SMA となることがある。地熱の全てのリースと許可に関しては BLM が主に管理するが、SMA が存在する場合、BLM のリースを含む全ての決定の前に SMA からの承認が必要となる。

➢ 連邦政府へのリース権申請と許可のプロセス

事業者は、発電のための地熱のリース権やその他の許可の申請にあたり、各州の BLM の地方事務所に申請を提出する。Code of Federal Regulations (CFR) 第 43 章 Group-3203 の 10-15 によると、事業者が、リース権取得対象地を指定し、BLM の地方事務所に対してリース権取得の申請を行う。BLM は少なくとも 2 年に 1 回はリース権付与のための競争入札を行うことが規定されており、最も高い入札金額を示したものに土地のリース権が与えられることになる。

➢ その他のライセンス及び許可

BLM から地熱のリース権を得ることによって自動的に掘削や建設活動の許可が得られるわけではなく、事業者が BLM からリース権を取得した後で、おのおのの活動に関する許可やライセンスを BLM から取得する必要がある。BLM が管理する土地の地熱事業の運営に関しては、CFR,第 43 章 Group-3200．4 の要求を満たす必要がある。表 2-30 に CFR 3200.4 で要求されるライセンス・許可を示す。

表 2-30 **連邦政府の土地での地熱開発に必要なライセンス・許可**

(Battocletti, 2005)を基に作成

ライセンス・許可	内容
用地利用許可 SITE LICENSE 43 CFR Subpart 3273	地下の利用のためのライセンス 地熱資源リース権とは別の申請が必要 NEPA に要求される環境評価を行う必要がある
探査 EXPLORATION 43 CFR Subpart 3250	調査井の掘削を含むあらゆる探査活動と関連する道路などの建設などが入るが、地熱資源の直接試験、地熱資源の生産や利用、または還元試験を含まない SMA の承認が必要 申請するためには地熱リース権は必要なし
掘削 DRILLING 43 CFR Subpart 3260	坑井の掘削やフローテスト、地熱流体の生産、還元を含む活動のためのライセンス 申請には、まず地熱リース権の取得が必要
利用 UTILIZATION 43 CFR Subpart 3270（建設許可を含む）	発電所、蒸気生産施設、その他の関連施設の建設と運営のためのライセンス 申請には、まず地熱リース権の取得が必要
商業利用の許可 COMMERCIAL USE PERMIT (CUP) 43 CFR Subpart 3274.11	施設が完成した後の商業利用のためのライセンス BLM に Power Purchase Agreement (PPA)を報告する必要あり

これらに加え、許可申請の際に賃貸借保証金（Lease Bond）と個人または保証人の保証金 (Surety または Personal bond) を BLM に支払う必要がある。

また、連邦政府の定義では地熱は「鉱物」となっているが、これは各州の水に関する法律を無効にするものではなく、事業者は、各州の政府から「水」としての地熱の利用に関する許可を別途取得する必要がある (Battocletti, 2005)。

さらに、連邦政府の土地における発電事業者、連邦政府からの助成金を受け取る電力事業者、連邦政府に電力を売る事業者、そして連邦政府の送電網を使用する発電事業の全てが、National Environmental Policy Act of 1969 (NEPA) に従って環境への影響を評価する必要がある。

また、各州は連邦政府の土地の事業や連邦政府が鉱物権を持つ事業に関しても、各種許可を得ることを要求している場合が多い。

2009 年から 2011 年までの期間に、BLM が各州において付与した地熱の掘削許可とリース権の数を表 2-31 に示す。カリフォルニア州とネバダ州、特にネバダ州が突出して多くのリース案件を有していることが分かる。

表 2-31 BLM が付与した地熱の掘削許可とリース権（2009 年－2011 年）

(Mallory & Thomsen, 2012)を基に作成

州	2009 年		2010 年		2011 年	
	掘削許可	リース権	掘削許可	リース権	掘削許可	リース権
カリフォルニア	3	18	3	0	0	0
ユタ	7	28	2	20	0	0
アイダホ	0	4	5	6	0	8
オレゴン	0	11	0	0	0	9
ネバダ	46	101	37	101	26	32

➢ **各州における地熱資源の開発手続き**

地熱資源が州政府の所有地にある場合、私有地にある場合、そして、連邦政府の土地にある場合でも州法が州の機関による許可を要求する場合、地熱の事業者は州政府の開発手続きを経なければならない。詳細は州によって異なるが、ここでは地熱開発が進んでいるカリフォルニア州とネバダ州について述べる。

➢ **カリフォルニア州における地熱の開発手続き**

カリフォルニア州の地熱資源の多くは BLM が管理する連邦政府の土地と USFS が管理する連邦政府の土地のいずれかにある。Geysers 地熱発電所のいくつかの区画が州政府の所有となっているものの、それ以外の大規模な地熱フィールドで州に帰属しているものはなく、

州が土地と鉱物権を持つのは、小規模で分散した区画となっている (California Energy Commission, 2007)。

カリフォルニア州では、土地の所有者と鉱物資源としての地熱の所有者（鉱物権の所有者）の組み合わせで、どの機関にどういった手続きをとるかが異なる。地熱事業に必要な様々なライセンス、許可の付与に関する可否は、環境影響評価の結果を参考にして決定されることが多く、環境影響評価の担当機関 (Lead Agency) がどこであるかが事業のライセンスを受ける上で非常に重要である。またカリフォルニア州は、私有地の事業であっても連邦政府が鉱物権を持つ場合は、後述する連邦政府の National Environmental Protection Act (NEPA)のプロセスと California Environmental Quality Act (CEQA) を通じた州の環境影響評価を経ることが義務づけられている。NEPA と CEQA の書類は一連の書類として提出することができる。ここでは、カリフォルニア州で 2007 年に発行された州内での地熱開発のための許可のガイドラインを下に、地熱開発の段階ごとに異なる担当機関と必要手続きを簡単にまとめる (California Energy Commission, 2007)。

➢ **カリフォルニア州で連邦政府が鉱物権を所有する場合**

先述の連邦政府からのリース権、ライセンス等各種の許可に加えて、連邦政府が鉱物権を有していても州政府の所有地または私有地における地熱事業の場合、発電設備容量が 50MW 以上であれば、California Energy Commission (CEC) に発電設備と送電線の設置を申請し、許可を得る必要がある。

表 2-32 **カリフォルニア州における連邦政府が鉱物権を持つ事業の土地の所有者及び事業段階別の環境影響評価の担当機関**

(California Energy Commission, 2007)を基に作成

土地の所有者	事業の段階	担当機関（Lead Agency）
連邦政府	リース権	BLM
	探査	BLM または USFS
	開発	BLM または USFS または CEC (50MW 以上の場合)
カリフォルニア州政府	リース権	State Land Commission または BLM
	探査	地方自治体 または BLM
	開発	地方自治体 または CEC または BLM
私有地	リース権	BLM
	探査	地方自治体 または BLM
	開発	地方自治体 または CEC または BLM

- **州政府が鉱物権を所有する場合**

州政府が鉱物権を所有する場合（州政府の所有地または私有地のいずれの場合も）以下の手続きをとる必要がある。

- ✓ 土地のリース権

  事業者は State Land Commission からまず土地のリース権を得る必要がある。

- ✓ 探査

  California Division of Oil, Gas and Geothermal Resources (CDOGGR)から、探査・掘削の許可と関連するライセンスを得る必要がある。

- ✓ 開発

  発電設備容量が 50MW 以上の場合は、CEC にその設置を申請し許可を得る必要があるが、50MW 未満の場合は担当自治体からの許可となる。

- ✓ 環境影響評価

  CEQA において、州の環境影響評価のプロセスを経ることが義務づけられている。

- **私有地において、かつ土地の所有者が鉱物権を所有する場合**

鉱物権の所有者が民間である場合、以下の手続きを経る必要がある。

- ✓ 探査

  CDOGGR から、探査・掘削の許可とライセンスを得る必要がある。

- ✓ 開発

  発電設備容量が 50MW 以上の場合は、CEC にその設置を申請し許可を得る必要があるが、50MW 未満の場合は担当自治体からの許可となる。

- ✓ 環境影響評価

  CEQA において、州の環境影響評価を経ることが義務づけられている。私有地における事業でも鉱物権が連邦政府にある場合は、CEQA と NEPA の両方の環境影響評価をすることが義務づけられる。この場合、NEPA は、事業計画、環境調査、公聴会、報告書などをCEQA と連結して行うことを奨励しており、手続の重複を避けることが出来る。

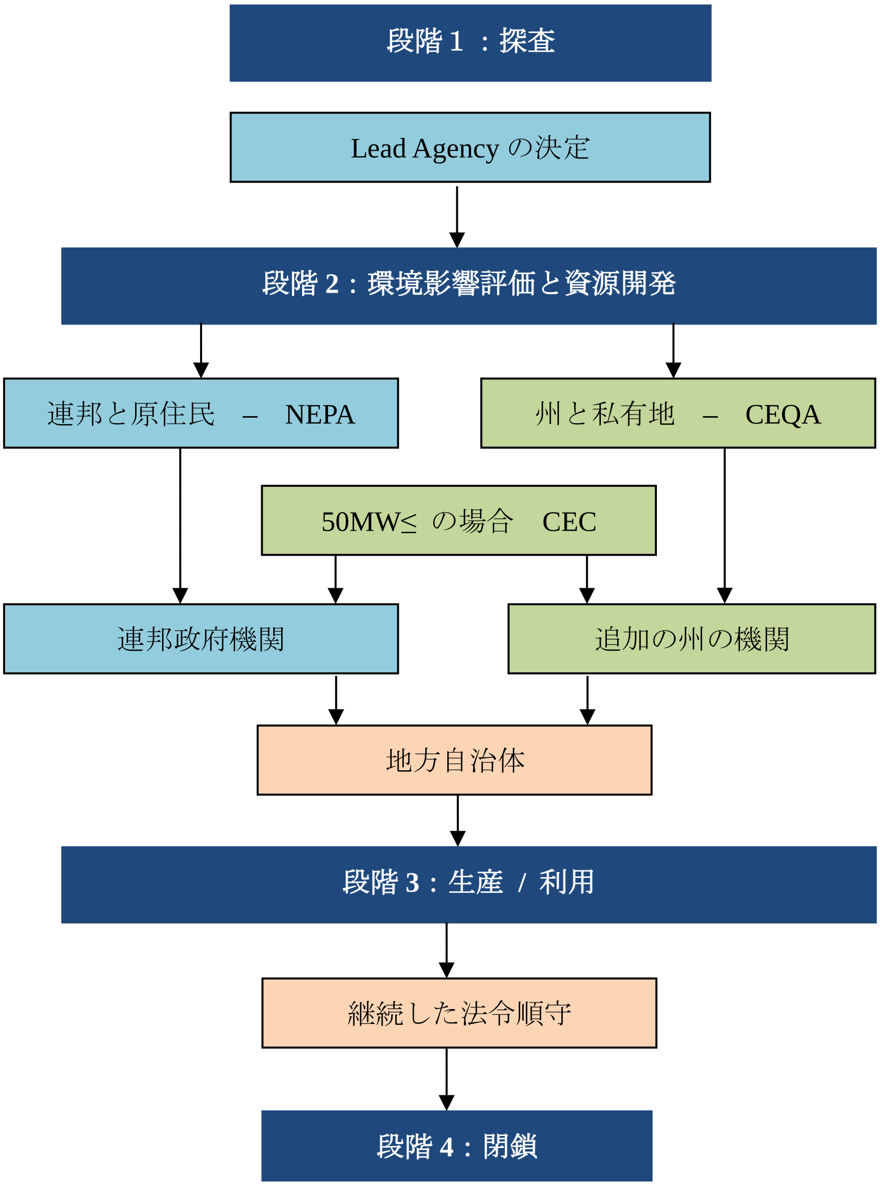


図 2-43　**カリフォルニア州における地熱開発の手続きの手順**

(California Energy Commission, 2007)を基に作成

➢　**ネバダ州における地熱の開発手続き**

ネバダ州の地熱資源のほとんどは、BLM が管理する連邦政府の土地にある。表 2-31 にもあったように、近年 BLM が発行するリース権や許可の多くはネバダ州に集中しており、ネバダ州における BLM を通じた手続きが重要性を増している。

ネバダ州における連邦政府の所有地以外での地熱開発申請は、石油やガスと同じものとなっている (Nevada Division of Minerals, 2007)。

✓ 掘削

Commission on Mineral Resources の中の Nevada Division of Minerals が、地熱の坑井の掘削及び運営の許可を出す。この掘削許可に加えて、以下の許可、提出物が掘削に先駆けて必要になる。

- ネバダ州からのライセンスを保持する水井戸の測量士が作成した、坑井の位置を法的に示す図面を Division of Minerals に提出
- 水の割り当て許可を Nevada Department of Conservation and Natural Resources の中の Division of Water Resources から得る
- 地熱井から出た流体を地表で処理する、または還元するにかかわらず、流体の処理の許可を、Clean Water and Clean Air Acts を所管する Nevada Division of Environmental Protection より得る

(Nevada Division of Minerals, 2007)

連邦政府の所有地における事業では、上記の全ての手続きに加えて、BLM の掘削許可が必要となる (Nevada Division of Minerals, 2007) (Bureau of Land Management, 2014b) 。

✓ 発電所の建設

10 日以上利用される全ての建物の建設許可は、State Fire Marshall Division から得る必要がある (Nevada Division of Minerals, 2007) 。

✓ 環境影響評価

ネバダ州には環境影響評価法がないため、NEPA が適用される事業のみが環境影響評価を行う。

⑷主な政府関連組織

表 2-33 に地熱開発に関わる連邦政府の機関とその役割をまとめる。これに加え、各州のエネルギーオフィスなどがそれぞれに地熱政策の策定や施行に携わっている。

表 2-33　地熱開発に関わる主な連邦政府の機関

出典：各機関 Web サイト等を基に作成

連邦政府機関	役割
Department of Energy (DOE)	地熱のRD&Dから普及までを助成金や債務保証などでサポート
Geothermal Technologies Office (GTO)	産学官の協力をコーディネートし、地熱資源へのアクセスと開発、利用を促進し競争力のある地熱技術の開発と検証を行う
Southern Methodist University (SMU) Geothermal Laboratory	DOEの一部としてGoogleと協力して米国内の地熱資源のマッピングを行う
National Renewable Energy Laboratory (NREL)	地熱を含む再生可能エネルギー技術の基礎研究、技術開発、実証の技術検証を行う
Loan Programs Office (LPO)	2005年のEPActによって設立され、革新的なクリーンエネルギー技術の商業普及を助けるために事業への債務保証及び製造業への融資を提供
Energy Information Agency (EIA)	政府のエネルギー統計を担当
Department of the Interior (DoI)	
Bureau of Land Management (BLM)	地熱の探査と開発に関する連邦政府の土地へのアクセスを規制。リース権を発行し、掘削や発電設備関連の建設の許可を与える
U.S. Geological Survey (USGS)	DOEと協力して米国内の地熱資源の評価及び確認を行う
Department of Agriculture (USDA) U.S. Forest Service (USFS)	連邦政府が所有する森林を管轄。地熱開発に関しては、BLMと協力し、環境影響の視点から森林局管轄化にある土地へのアクセスに関する承認を与える。
Environmental Protection Agency (EPA)	連邦政府がかかわる事業の環境にかかわる規制を行う

(5)事業形態

米国における地熱開発は、掘削から発電に至るまで民間企業が主体となって行われている。表 2-34 に地熱開発の各段階に携わる主要な企業を挙げる。

表 2-34　米国内での地熱開発に携わる企業

(Deloitte, 2013)を基に作成

地熱開発の段階	主な企業
地熱開発、掘削関連コンサルタント	Alternative Earth Resources Group Inc. GeothermEx (Schlumberger) AltaRock Energy
発電設備	富士電機、東芝、三菱重工 Ormat Technologies Siemens
EPC	U.S. Geothermal Ormat Technologies SNC-Lavalin Nevada Geothermal Power Inc.
投資家	Joint Ventures Venture Capital Private Equity − Kleiner Perkins − Merrill Lynch − GeoGlobal Energy − Google　Energy LLC
発電事業者	The Calpine Corporation Enel Green Power Ormat Technologies Chevron NCPA(Northern California Power Association) Terra-Gen (Caithness)
O&M	Nevada Geothermal Operating Company Pacific Gas & Electric Company
産業団体	Geothermal Energy Association（GEA） Geothermal Resources Council (GRC)

➢ 掘削及び関連コンサルタント

この分野で最も特筆すべきは、Schlumberger 社で、石油、ガスそして再生可能エネルギーの分野でグローバル企業としてサービスを提供する。同社は地熱業界のマーケットリーダーで、世界の地熱事業の 70%に携わっており、探査や掘削、そして発電事業に至るまで幅広く手がけている (Schlumberger, 2013)。これらの探査や掘削に関わる会社は、資源の抽出に関する R&D も行っている。

➢ 発電設備

発電設備に関しては、日本の富士電機、東芝、三菱重工に加えて、Ormat 社が存在感を示している。Siemens 社も最近新しい地熱用タービンを発表し、米国市場をターゲットの一つにしている (Siemens, 2013) 。

➢ 投資

米国の地熱事業のファイナンスは通常、政府資金を用いるか、エネルギー企業とベンチャーキャピタル企業との合弁で行われる。民間企業である Merrill Lynch、Kleiner Perkins Caufield Byers (KPCB)、そして Denham Capital が、最近地熱関連の企業に何百万ドルもの投資をしてきており、また 2008 年には Google も、地熱のスタートアップ企業であった AltaRock 社の EGS のフィールド開発に投資をしている。米国西部の州では合弁により地熱投資を行う例が増えている (Deloitte, 2013)。

➢ 発電事業者

米国で地熱発電に関わる企業は世界的にも大きな地熱事業者であり、ここに挙げた 6 社はいずれも所有する地熱発電の設備容量で世界のトップ 10 に入る。特に Chevron 社は、米国内よりもインドネシアとフィリピンでの地熱開発により世界一の設備容量を所有している。国内では、Geysers 地熱発電所やその他のカリフォルニア州の地熱発電所を所有する Calpine Corporation 社がトップに立っている。Enel Green Power 社と Ormat Technologies 社は、米国内外の設備を所有する一方、Northern California Power Association (NCPA)と Terra-Gen (Caithness) は米国内設備の所有のみとなってる。

➢ 産業団体など

Geothermal Energy Association（GEA）は、米国の地熱業界を代表する産業団体となっており、データ収集や分析、ロビー活動などを行う。Geothermal Resources Council (GRC) は、国際的な地熱コミュニティに対するプロフェッショナル教育を行う団体であり、毎年会議やフォーラムを開催している。

2.4.3.　米国における地熱発電推進施策の現状

(1)法的施策

① Renewable Portfolio Standards (RPS)

RPS の存在の有無と内容は州によって異なり、地熱開発を推進している 13 の州における現状は導入目標の部分の表 2-27 の通り。

② FIT (Feed-in Tariff)

連邦レベルでの FIT はない。州レベルでは FIT が導入されている州がある。地熱開発が行われている州では、カリフォルニア州とハワイ州の 2 州が FIT を導入している (表 2-35)。

このうちカリフォルニア州の FIT は、3MW 以下の小規模の再生可能エネルギー発電またはコジェネレーション設備を推進するもので、RPS を補充するプログラムとして導入された。最新のプログラムは 2013 年 7 月 24 日から施行されているもので、75,000 以上の顧客を持つ全ての公共電力事業会社と民間の公益事業会社は FIT を提供しなければならないが、この FIT プログラムに参加する発電事業者は、州の他のインセンティブのプログラムには参加できない。また、プログラムは対象の再生可能エネルギーの総設備容量が 750MW に達した時点で終了となる。この新しい FIT は Renewable Market Adjusting Tariff (Re-MAT) というシステムをとっている。California Public Utilities Commission (CPUC) が管轄するカリフォルニア州の 3 つの民間の公益電力事業会社である、Pacific Gas and Electric(PG&E)、Southern California Edison (SCE)、及び San Diego Gas and Electric (SDGE) の割り当ては 493.6MW で、残りは他の公営事業会社の割り当てとなっている。3 社が提供する最初の 2 ヶ月の FIT 価格は、2011 年 11 月 1 日のオークションの結果である平均契約価格の加重平均をベースにして計算され、$89.23/MWh であった。当該価格は 2 ヶ月のプログラム期間ごとに、当該期間における FIT 買取価格に対する市場の反応によって変更される。もし提供価格が低すぎたのであれば、市場の需要を増やすために Re-MAT は提供 FIT 価格を引き上げるが、もし価格が高く需要が多すぎれば Re-MAT は次の期間の価格を下げる仕組みになっている (Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014b) (California Public Utilities Commission, 2014) (US Department of Energy, 2014a)。2008 年から 2013 年 7 月 23 日までの FIT 買取価格は、Market Price Referent (MPR)という代表的なコンバインドサイクル・ガスタービンの費用をベースに、ピーク時の供給に高い FIT 価格を付けるために時間帯ファクター (TOU Factor)と言う指標を用いて決定されていた。これらの計算方法や価格はウェブサイトで公開されていた (California Public Utilities Commission, 2012)。

表 2-35　地熱開発を行う 13 州で FIT を導入する 2 州のプログラム

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014b) (Hawaiian Electric, 2014)

(California Public Utilities Commission, 2012) (California Public Utilities Commission, 2014)

州	地熱の現在の買取価格	買取期間	条件	導入年
カリフォルニア	Market Price Referent (MRP) によって決定	発電事業者の選択により 10 年、15 年、20 年、または 25 年	2009 年 10 月 11 までは 1.5MW、それ以後は 3MW の発電所までが対象	2008 年 2 月から 2013 年 7 月 23 日まで
	民間電気事業者 3 社（PG&E, SCE, SDGE）の 2013 年 11 月 1 日からの最初の 2 ヶ月の FIT は $89.23/MWh Renewable market adjusting tariff (ReMAT)によって 2 ヶ月ごとに変更される	発電事業者の選択により 10 年、15 年、または 20 年	3MW の発電所までが対象 対象となる再生可能えエネルギー設備容量が 750MW に達すると終了。 左記 3 社の割り当ては 493.6MW。 FIT プログラムに参加する発電者は、州の他のインセンティブのプログラムには参加できない	2013 年 7 月 24 日から現在
ハワイ	$0.120/kWh	20 年	5MW までが(オアフ島)、2.72MW まで(マウイ島とハワイ島)、または前年のシステムのピークの 1%まで	2009 年 9 月 25 日から

③ 余剰買取制度（Net Metering）

表 2-36 に地熱発電の余剰買取を行っている州を示す。

表 2-36 地熱発電による電力の余剰買取の概要

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014c)を基に作成

州	買取を行う電力会社	設備容量の上限など	開始年
アラスカ	年間の小売電力量が 5,000,000 kWh 以上の電力会社	設備容量 25 kW まで、また電力需要の 1.5%	2010 年 1 月
カリフォルニア	*Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)* 以外の電力会社	設備容量 1 MW まで；Public Utilities Code 2830 のもとで自治体または大学が運営する設備は、設備容量 5MW まで	1996 年より
コロラド	すべての電力会社	民間の公益事業会社の顧客：年間の平均消費の 120%まで； 自治体または協同組合の顧客：非住宅は 25KW、住宅は 10kW まで	2009 年 9 月から
モンタナ	モンタナ電力協同組合（Montana Electric Cooperatives）	設備容量 10kW まで	
ネバダ	民間の公益事業会社	設備容量 1MW 未満、または顧客の年間需要と同量	1997 年から
	ヴァレー電気協会（Valley Electric Association）	設備容量 30 kW まで	2008 年から
ニューメキシコ	ファーミントン電力設備システム（Farmington Electric Utility System）、民間の公益事業会社、協同組合	設備容量 80 MW まで	2008 年 7 月から
ノースダコタ	民間の公益事業会社	設備容量 100kW まで	1991 年より
ユタ	民間の公益事業会社、協同組合	非住宅は 2MW、住宅は 25kW まで	2002 年

④ 再生可能エネルギー（クリーンエネルギー）証書及びクレジット

RPS が導入されている州では、再生可能エネルギー証書またはクレジットが発行され、それらのトレードが出来るようになっている州が多い (表 2-37)。

表 2-37　RPS 制度を取り入れている各州の再生可能エネルギー証書制度

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014a)を基に作成

州	再生可能エネルギークレジットとトレードの有無	第三者機関による追跡・登録
アリゾナ	あり	なし
カリフォルニア	あり	Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS)
コロラド	あり	なし
ハワイ	なし	なし
ノースダコタ	あり	Midwest Renewable Energy Tracking System (M-RETS)
ニューメキシコ	あり	WREGIS
ネバダ	あり	Nevada Tracks Renewable Energy Credits (NVTREC)
オレゴン	あり	WREGIS
テキサス	あり	Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)
ユタ	あり	-
ワシントン	あり	WREGIS

⑤ その他

Public Utilities Regulatory Policy Act of 1978 (PURPA)

1978 年に再生可能エネルギーの普及拡大を目指して出来た公益事業規制政策法 (Public Utilities Regulatory Policy Act, PURPA) は、独立発電事業者が市場に参入できるようにし、彼らが発電し送電網に送った電力に関して、それによる「回避コスト（電力会社が自分自身で発電するのに必要な費用を他の発電事業者から電力を買い取ることによって回避した分)」を電力会社が独立発電事業者に支払うというものであった。この法律によって、再生可能エネルギーの回避コストが政策的に高く設定され、1980 年代の再生可能エネルギーの普及を大きく支えた (Unites States House of Representatives, 2013)。

⑵財政的措置

① 補助金・助成金

連邦政府

DOE Technical Assistance Grant Program

1970 年代から始まったエネルギー省の Technical Assistance Grant Program は、専門的な知識が不足している地熱開発事業者に対して技術的な支援をするというもので、公共・民間を問わず補助が欲しいという機関に対して、申し込みがあった順に支援をしていくというものであった。内容は直接利用に関する資源評価ならびに、技術的及び経済性の実施可能性評価に対する支援をするもので、時間は 100 時間までという制限がついており、DOE の技術センター自身か、そこが選んだコンサルタントが技術指導を行っていた。このプログラムには、産業界のコンサルティング能力を育成するという目的も含まれていた (Bloomquist, 2003)。

DOE Tribal Energy Program and USDA Rural Energy for America Program (REAP) grants

DOE はまた、原住民に対して再生可能エネルギーの開発を行うための税制的な援助や技術的な援助も、Tribal Energy Program のもとで行っている (US Department of Energy, 2014b)。また農務省の Rural Energy for America Program (REAP) は、農家や小規模の事業者が、再生可能エネルギー設備を購入、設置または建設するための助成をしており、いずれも地熱が対象になっている (Department of Agriculture, 2014)。

User Coupled Confirmation Drilling Program、Program Opportunity Notice (PON)（直接利用）及び Industry Coupled Program (発電)

User Coupled Confirmation Drilling Program は、DOE によって 1980 年に導入されたもので、直接利用の探査に要する掘削を含む費用を DOE と産業界とで共同負担するというものであった。地熱資源の確認が成功したケースには DOE が 20%、不成功に終わったケースには DOE が 90%の費用を負担するというものであった。

Program Opportunity Notice (PON)も直接利用に向けて 1979 年に導入されたプログラムで、実証試験に対する補助金が出された。

また、Industry Coupled Program は、発電目的の資源探査、貯留層の評価や確認のコストを DOE と産業界がシェアするというものであったが、うまく宣伝がなされず、利用もうまくなされなかったと言われる。

これらのプログラムは、1980 年代の前半に議会のサポートを得られずに消滅している (Lund & Bloomquist, 2012)。

② 税控除

連邦政府

税の控除は、米国において再生可能エネルギーの推進施策として頻繁に用いられる手法であり、連邦政府及び州政府のレベルで、地熱の開発者と利用者の両方に対して用いられている。

Intangible Drilling Cost Deduction と Percentage Reservoir Depletion Allowance

最初の税控除は、1978 年に制定された Energy Security Act of 1978 によって作られた「無形の掘削費用に対する控除」及び「貯留層の枯渇手当て」であった。前者は、油井やガス井の掘削に用いられていた税の控除を地熱にも適用したもので、「無形の費用」には、給与、燃料、修理、運搬、そして偶発的に必要となったサプライヤー費用が含まれ、フィールドの開発に対してかなりの割合を占めるものという条件が付けられていた。後者も、石油やガス開発に用いられていた税の控除が地熱にも適用されることになったもので、1978 年から 1984 年まで、総収入の 22%を貯留層枯渇に備えた手当てとして税を控除するというもので、割合は 1984 年以降は 15%になった (Bloomquist, 2003)に引用された (Nimmons, 1978)。

Production Tax Credit (PTC)

2005 年に、それまで風力と特定のバイオマスに対して用いられてきた連邦政府の Production Tax Credit (PTC) が地熱にも適用されることになった。これは、再生可能エネルギーの発電事業者に対して、kWh あたりの発電に対して与えられる税の控除で、1992 年に制定された Energy Policy Act of 1992 で最初に作られ、2005 年の EPAct と 2009 年に制定された American Recovery and Reinvestment Act (ARRA)、2013 年 1 月に制定された American Taxpayer Relief Act of 2012 のもとで更新、継続することとなった。2005 年時点での PTC による法人税に対する控除は、地熱発電に対して 10 年間で 1.9 セント/kWh というもので、2013 年末時点では、風力と地熱、そして閉鎖系バイオマスに対して 2.3 セント/kWh となっており、その他の再生可能エネルギーへの控除である 1.1 セント/kWh よりも大きくなっている。また ARRA によって、事業者は 2009 年以降、PTC の代わりに Investment Tax Credit (ITC) を選択することが可能であるが、両方の控除を受けることは出来ない (US Department of Energy, 2014c) (Doris, Kreycik, & Young, 2009)。

Investment Tax Credit (ITC)

1978 年に制定された Energy Security Act of 1978 により、連邦政府は地熱開発事業者に対して 10%の投資税控除 (Investment Tax Credit, ITC) を実施し 1986 年まで続いたが、この政策を利用した事業のデータが少なく、効果の精査はできていない。しかし一般的に、この最初の ITC は大きなインパクトを与えたとは考えられていない (Doris, Kreycik, & Young, 2009)。

2009 年 2 月に制定された ARRA は、地熱に関する ITC を復活させ、該当設備費用の 10%の投資税控除を受けることが出来るようにしている。

また、先にも述べた様に PTC を受けることが出来る事業者が、PTC の変わりに ITC を選択できるオプションも ARRA の Section 1603 によってつくられた。これは、法人が 10%の ITC か、30%の PTC を現金の助成金として財務省から受け取れる制度で、30%の PTC は、まず 30%の ITC に変換され、それを現金助成金として受け取れるというものである。

2012 年の Tax Relief Act of 2012 は、この制度を改定し、それまでは発電所が稼動を始めなければ控除を受けられなかったものを、「建設が始まった時点」で控除を受けられるという選択肢を加えた。「建設が始まった時点」というのは、「総事業費の 5%が発生した時点」または「物理的に重要な作業が始まった時点」と定義されている。ITC による税の控除は、現在 2016 年まで延長されている (Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014d)。

Modified Accelerated Cost Recovery System (MACRS)

ARRA はまた、地熱設備について 5 年での加速度償却制度を作り、これはおおよそ 15%の投資優遇策に相当するとされている (Doris, Kreycik, & Young, 2009) 。

州政府

表 2-38 に地熱開発を進める西部の州における税金の控除などのインセンティブを示す。なお、これらのインセンティブと地熱開発の設備容量との直接的な関係を見出すことは難しい。

表 2-38　**各州の地熱開発に関わる税制**

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014e)

(Doris, Kreycik, & Young, 2009)を基に作成

州	税に関するインセンティブ	税控除額	開始	終了
アラスカ	住宅の固定資産税免除	条件により異なる	2010 年 6 月	設定なし
アリゾナ	固定資産税控除	100%	2009 年 6 月	設定なし
	ビジネス税	10%	2010 年 1 月 1 日	2019 年 12 月 31 日
カリフォルニア	製造活動における消費税の免除	100%	2010 年 3 月 24 日	2021 年 1 月 1 日
コロラド	自治体オプション：消費税控除及び固定資産税控除:	条件により異なる	2007 年 8 月 3 日	設定なし
	固定資産税評価	率は毎年改定され条件により異なる	2001 年 1 月 1 日	設定なし

ハワイ	消費税控除	100%	2005 年 4 月 12 日	2011 年 7 月 1 日
アイダホ	固定資産税控除	100% (地熱発電者はエネルギー総収益の 3%の税を支払う義務)	2008 年 1 月 1 日	設定なし
モンタナ	投資税控除	35%	2002 年 1 月 1 日	設定なし
	法人固定資産税減免	50%を 5 年間、1MW 以上の設備	1981 年	設定なし
	法人税免除	100%を 5 年間	2001 年	設定なし
ネバダ	消費税控除	消費税額 2.25%	2009 年 7 月 1 日	2049 年 6 月 30 日
	自治体オプション: 固定資産税のファイナンス許可	条件により異なる	2009 年 5 月	設定なし
	固定資産税控除	100%	1983 年 7 月 1 日	設定なし
	固定資産税減額	55%減額を 20 年間	2009 年 7 月 1 日	2049 年 6 月 30 日
ニューメキシコ	自治体オプション: 固定資産税のファイナンス許可	条件により異なる	2009 年 7 月 1 日	設定なし
	エネルギー税控除	6%	2009 年 7 月 1 日	設定なし
	再エネ機器製造者に対する税控除	製造設備購入費の 5%	2006 年 7 月 1 日	設定なし
ノースダコタ	固定資産税控除	100% を 5 年間	2007 年 7 月 1 日	設定なし
	地熱導入者への法人税・個人税の控除	15% (年 3% を 5 年間)	2009 年 1 月 1 日	2014 年 12 月 31 日
	消費税免除	100%	2013 年 3 月 14 日	設定なし
	投資税控除	15% (年 3% を 5 年間)	2001 年 1 月 1 日	2011 年 1 月 1 日
オレゴン	固定資産税控除	100%	1976 年 1 月 1 日	2018 年 7 月 1 日
	地方固定資産税免除	3-5 年の免除	2013 年 6 月 13 日	設定なし
ユタ	消費税控除	100%	2004 年 7 月 1 日	設定なし
	法人税控除	$0.0035/kWh を 4 年間	2001 年 1 月 1 日	
ワイオミング	消費税控除	100%	2003 年 7 月 1 日	2012 年 6 月 30 日
ワシントン	消費税免除	75%	2006 年 1 月 1 日	2018年6月または 2020 年 1 月

③ 公的投融資

連邦政府

1980 年の Energy Security Act は、地熱に対するいくつかの融資のプログラムを作ることを決め、これらの中には実行可能性調査のためのローン(Feasibility Study Loans)、貯留層の確認のためのローン(Reservoir Confirmation Loans)、そして発電所の建設のための融資プログラム(System Construction Loans) が含まれたが、これらはレーガン政権に変わったことで実際には実施されずに終わった (Bloomquist, 2003)。

DOE Loan Program Office

EPAct of 2005 の第 17 章は、従来の R&D に対するローンではなく再生可能エネルギーの商業展開、普及に対するローンを提供する目的で DOE に Loan Program Office を新たにつくることを制定した。Loan Program Office は、再生可能エネルギーの事業にかかる総コストの 80%までの貸付が出来る。この中には高リスクの事業も含まれる (US Department of Energy, 2014d)。

Clean Renewable Energy Bonds (CREBs)

2005 年の EPAct は、公共セクター (学校、地方自治体、州政府、原住民政府、自治体運営の電力会社、農業地帯の電力協同組合) の再生可能エネルギー事業のファイナンスのための Clean Energy Renewable Bonds (CREBs)を設定した。これは税金の控除の債券で、EPAct により 2007 年 12 月 31 日まで 8 億米ドルの、続いて 2006 年の Tax Relief and Health Care Act により 2008 年に 4 億米ドルの債券が得られることとされた。前者の 8 億米ドルは 610 の事業に、後者の 4 億米ドルは 312 の事業に用いられた。その後、2008 年の Energy Improvement and Extension Act of 2008 (Div. A, Sec. 107) が 8 億米ドルを、そして 2009 年 2 月に American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (Div. B, Sec. 1111)が、追加の 16 億米ドルを新しい CREB に割り当てた。これらは上述の 2 つの債券と税金に対する控除率が異なっているが、いずれの債券も財務省が控除率を決めている。この債券は伝統的な税金の控除債券とは違い、控除が CREB 保持者の「課税対象収入」として取り扱われ、税金に対する控除は、債券の保持者が税金を支払うべき収入がある年に毎年受けることが出来るが、控除を受けられる上限は EPAct によって決められている (US Department of Energy, 2014e)。

④ 公的債務保証

連邦政府

米国では 1975 年に、公的な債務保証のプログラムである Geothermal Loan Guarantee Program (GLGP) が開始され、数ある連邦と州の地熱開発のための施策の中で最も有効性の高い政策の一つとして考えられている (Bloomquist, 2003)。

GLGP は、1974 年に制定された Geothermal Research, Development and Demonstration Act of

1974 の第 2 章の下で、地熱開発のファイナンスリスクの低減及び競争と新規参入を促す目的で 1975 年 6 月に施行された。対象は発電事業と地熱の直接利用の両方で、債務保証の内容は当初は、連邦政府が事業の総資本費のうち 75%までを融資し、かつ借入金の 100%までを保証するというものであったが、これが 1980 年に「申請者が電力事業者、家庭、自治体やその他の組合の場合、融資の限界を総資本費の 90%までに引き上げる」という改正がなされた。しかし、一事業につき 1 億ドルという融資の上限があり、また融資の許可のための評価基準が非常に高く、一般の借り入れを行える信用力がある開発者や、債務保証があっても債務不履行自体が自社の信用度を落とすことを懸念する電力事業者は申請をためらったといわれている (Bloomquist, 2003)。実際の保証がなされた 1978 年から 1982 年の間に 1 億 3,960 万ドルが保証として支払われたが、これはプログラムの全体予算の 47%に過ぎなかった。そのうち 1 億ドルは政府に戻ったが、3 千 9 百億ドルあまりに関しては開発者が債務不履行に陥り、連邦政府が支払いを行っている。プログラムには 9 つの申請があり、そのうちの 4 つは完成を見なかったが、3 つの直接利用事業と総設備容量 140MW の 2 つの発電事業が実際に稼動した。プログラム自体は、1982 年に見直しがあり、効果が分からないということで終了となった (Levite, Pei, & Gino, 2005) (Doris, Kreycik, & Young, 2009)。

2005 年に DOE の Loan Programs Office をつくることを制定した先述の EPAct of 2005 の第 17 章はまた、同省に Loan Guarantee Program をつくることも制定した(Title XVII of the Energy Policy Act of 2005, 22 U.S.C. 16511-16514)。これにより事業の総コストの 80%までの貸付に対する債務保証が出来ることになった (US Department of Energy, 2014d)。

⑤ 政府所有の土地におけるリース

連邦政府

Geothermal Steam Act of 1970 によって、連邦政府が所有・管理する土地の中で、地熱の開発が認められている土地でのリースは、DOI の中にある Bureau of Land Management (BLM、連邦土地管理局) が、探査、開発、生産、そして資源の閉鎖に関する許可を与える権限を持つ。

Code of Federal Regulations (CFR)第 43 章 Group-3207 と 3211 によれば、地熱のリース権は当初 10 年であり、その 10 年以内にあるレベルの開発を行っていなければならず、それが認められればリースは 40 年に延長され、その後も BLM からリースの更新を得る権利が認められている。延長は何度も出来、BLM がその権限において決定する権利がある。もしリースされた土地で、地熱開発が不必要に公共の土地や資源の劣化を起こした場合、リース権は BLM によって没収されることになる。

Geothermal Steam Act of 1970 は、地熱蒸気のリース権の発行と管理に関する事項を詳細に規定しており、これには競争入札、賃貸料と使用料、リース期間、面積、リース終了、販売から得られる金額の配分、ボーナス、賃貸にかかわる事項が含まれる。リースには、土地と資源の複数利用の原理が適用される(Geothermal Steam Act of 1970, §§ 1003-1013 and

1015-1022)。リース権を保持するものは毎年賃貸料を BLM に支払う。また売電によって得た収益から地熱蒸気の使用料を BLM に支払う。これらの賃貸料と使用料の金額や比率は法律で決められている。

Geothermal Steam Act of 1970 (§§ 1010-1011) により内務大臣は、資源の保全や BLM の規制に対する違反などの理由で、一方的にリースを中止したり取り消したり出来る。また、内務大臣は賃貸料や蒸気の利用料を放棄したり、支払いを停止したり、減免したりといったことも決定できる。

2005 年の EPAct により、連邦政府の土地にある地熱資源のリースに関する規制は抜本的に改定された(Title 30, Chapter 23, Sections 1001-10028 of the US Code)。この改正に従い、DOI 下の BLM は、EPAct を施行するための新しい規制とルールを 2007 年に最終決定している。それによれば、リース権の入札は（密封入札ではなく）競争入札であることが規定され、また市場（事業者）のほうからリースを受けたい資源を指名できることになった。BLM には、こういったリースの申請を滞りなく進めるために、少なくとも 2 年ごとにリース権の販売をすることが義務付けられ、2005 年以前のリース申請の滞りも迅速に処理することが要求された。またこの法律は、リース権の使用料の連邦、州、そして郡政府の取り分を、それぞれ 25%, 50%, そして 25%と明確化している (Doris, Kreycik, & Young, 2009)(Néron-Bancel, 2008)。表 2-39 に、この法改正を基に BLM が行った 2007 年からのリース権のオークションを示す。

表 2-39　2007 年から 2009 年にかけて BLM が行った地熱資源のリース権のオークション
(Doris, Kreycik, & Young, 2009)を基に作成

オークションが行われた年月	1 エーカーの平均価格（ドル）	州	面積（エーカー）	総収入(百万米ドル)	1 エーカーの平均価格（ドル）
2007 年 7 月 20 日	195	アイダホ	15,490	2.0	129
		ユタ	6,018	2.2	366
2007 年 8 月 14 日	157	カリフォルニア	2,700	8.0	2,963
		ネバダ	122,849	11.7	95
2008 年 8 月 5 日	268	ネバダ	105,211	28.2	268
2009 年 7 月 13 日	36	カリフォルニア	11,392	0.13	12
		ネバダ	243,727	8.9	37
		ユタ	228	0.06	251
総計			507,615	61	

*総計には、ボーナス入札、初年度の使用料と申請処理費用が含まれる。

また EPAct を施行するために DOI の管轄下にある BLM と鉱物資源管理局(Minerals Management Service, MMS) は、2007 年に新しいルールと規制を制定した。これによると、

連邦政府から地熱のリース権を得た複数のリース権保持者や土地の所有者が、最も効率よく地熱資源を利用し、また投資額を低減して最適化できるように、連邦政府と地熱リース権所有者の間での以下の 2 種類の協定を定義している。

a. ユニット協定（Unite Agreement）
所有権が異なる地熱資源を、所有権にかかわらず一つの統一されたユニットとみなし、開発と生産・運営を行う協定または計画を取り決め、費用と便益をその協定または計画で定義された方法で分配するもの

b. 協力協定（Cooperative Agreement）
所有権が異なる地熱資源の開発と生産・運営を行う協定または計画で、生産の分配なしで、それぞれの所有者が独立して運営するもの (43 C.F.R. Part 3280, CFR 2009)

これらの協定は、リース権の所有者が連邦政府の土地を使用する過程を定めているが、ユニット協定を結ぶにあたっての費用と便益の分配に関する協議はBLMの関与なしに行うこととしている。その結果 BLM に提示されたユニット協定は、BLM の評価と承認を受けた後、BLM によって、連邦所有の土地の地熱生産ユニットとして公式に確立されることとなる (Mastow & Braff, 2008) (Minerals Management Service, 2007)。

DOI では、2005 年の EPAct の制定を受けて、連邦政府が所有する土地にある地熱資源の開発に関わる規制やルールの改定を行ってきたが、その一つに BLM と Department of Agriculture (USDA)下の US Forest Service (森林局)との間で 2007 年に交わされた覚書がある。これは森林局が管理する土地における地熱資源のリースの申請に関する事項を定めたもので、1) 事務的な申請手続きと権限の所在と申請の処理にかかわる時間制限、2）森林局の土地のリースに関する 5 年プログラムの設定とその 5 年ごとの更新、3）2005 年 1 月 1 日時点で滞っている申請を 2013 年 8 月 8 日までに 90%処理すること、及び 4）リースの状況と申請を追跡するデータシステムの構築、に対する取り決めがなされた (Department of Interior, Department of Agriculture, 2006)。

⑥ その他

連邦政府

ARRA 2009 Funding

2009 年に制定された American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (ARRA 2009) は、「グリーン・ニューディール」とも呼ばれオバマ政権のクリーンエネルギーへの強い姿勢を打ち出した法律となった。ARRA は、先述の税控除以外に、以下のような地熱開発に関する様々な政策に対する予算を大幅に増やした。これにより、地熱の技術開発や実証、先端探査技術の開発への予算が 3 億 5 千万米ドルとなり、2009 年に執行された予算は 2 億 7 千 5 百万米ドルに上った。

・　革新的な探査技術の確認: 1 億米ドル
・　低温資源からの地熱や石油・ガス井からの地熱の同時生産: 5 千万米ドル
・　地熱データの開発、集積と管理: 3 千万米ドル
・　EGS 実証: 9 千万米ドル
・　EGS 技術開発: 8 千万米ドル

(Doris, Kreycik, & Young, 2009)

州政府

西部の各州において、地熱を含む再生可能エネルギーに対する以下のインセンティブが提供されている。

表 2-40　**西部各州の地熱に対するその他のインセンティブ**

(Database for State Incentives for Renewables and Efficiency, 2014f)を基に作成

州	政策	開始	終了	内容
カリフォルニア	Public Benefits Fund	1998 年	設定なし	再生可能エネルギーには 2002 年-2007 年に年間 1 億 3 千 5 百万米ドル、2008 年-2011 年に年間 6 千 5 百 5 十万米ドル
アイダホ	State Bond Program	2005 年	設定なし	州内の独立事業者の発電及び送電事業に対する債券
アラスカ	Renewable Energy Grant Program	2008 年 5 月	2023 年 6 月 30 日	州内の再生可能エネルギー事業への助成金
ネバダ	State Loan Program	2009 年	設定なし	2009 年の ARRA からの資金をベースに設置。10 万米ドルから 100 万米ドルの間で 3%の利率で最大 15 年の融資
オレゴン	Oregon Energy Trust- Public Benefits Fund And Grant Program	2002 年	2026 年 1 月 1 日	再生可能エネルギーに対して 1,420 万米ドル（2012 年、及び 2013 年）
	Small-Scale Energy Loan Program	1980 年	設定なし	2 万米ドルから 2 千万米ドルの間で、低利子で 15 年の融資

このなかで Public Benefit Fund は、電力料金に加算して全ての需要家から徴収する資金をベースに再生可能エネルギーや省エネルギーなどの普及を支援するファンドである。

⑶連携イニシアチブの設立（Geopowering the West Program）

2001 年に始まったイニシアチブである Geopowering West Program (GWP) には、主催の DOE、その傘下のアイダホ国立工学･環境研究所(Idaho National Engineering and Environmental Laboratory)、サンディア国立研究所(Sandia National Laboratories)、国立再生可能エネルギー研究所(National Renewable Energy Laboratory)、そして DOI 下の BLM、USDA 下の US Forest Service と西部の全ての州のエネルギーオフィス、それに GEA や Geothermal Resources Council などの研究所や産業団体からの代表が参加した。GWP の目的は、

- 国内の再生可能エネルギーの増加への貢献；
- 地熱発電が行われる州を 2010 年までに 4 州から 8 州に倍増させる；
- 2015 年までに西部の 500 万の世帯または事業者に地熱による熱または電気を供給する；

というものであった。GWP はこれらの目的を達成するために、連邦、州、そして自治体レベルの利害関係者を招いた地熱のワークショップの開催、公共の発電会社や農村地帯の電力組合と協力した地熱の奨励、連邦政府における地熱の活用、原住民が彼らの土地において地熱資源を確認し開発するための援助、技術以外のワークショップの協賛といった手段を用いて地熱普及の障害を見極めることや、BLM に対して連邦の土地における地熱のリース権をもっと早く許可すること等の提言を行っている。GWP は、5 年間の間に様々な活動を行い、地熱発電が行われる州を 8 州に伸ばすなどの目的を達成している (US Department of Energy, 2014f) (Lund & Bloomquist, 2012)。

⑷RD&D

連邦政府

地熱の RD&D に関する連邦法は以下の通りである。

- Geothermal Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1974
- Department of Energy Organization Act (1977)
- Energy Tax Act of 1978
- Energy Security Act" (1980)
- Renewable Energy and Energy Efficiency Technology Competitiveness Act of 1989
- Solar, Wind, Waste, and Geothermal Power Production Incentives Act of 1990
- Energy Policy Act of 1992
- Energy Policy Act of 2005
- Energy Independence and Security Act of 2007

これらの中で最も重要な 2 つの法律は、Energy Independence and Security Act of 2007 と Geothermal Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1976 である。これらの法律は連邦政府の地熱技術に関する継続的な取組みを支えてきた。図 2-44 に　石油危機以後

の米国の公的 RD&D の予算の変遷を示す。この予算は、科学的な調査、探査技術や資源特性の把握、民間セクターとの掘削のコストシェア、そしてエネルギー変換技術等の技術開発が含まれる (Doris, Kreycik, & Young, 2009)。これらの予算は 1970 年代と 80 年代前半に大きく伸び、地熱発電はその後急速に普及したことがわかる。

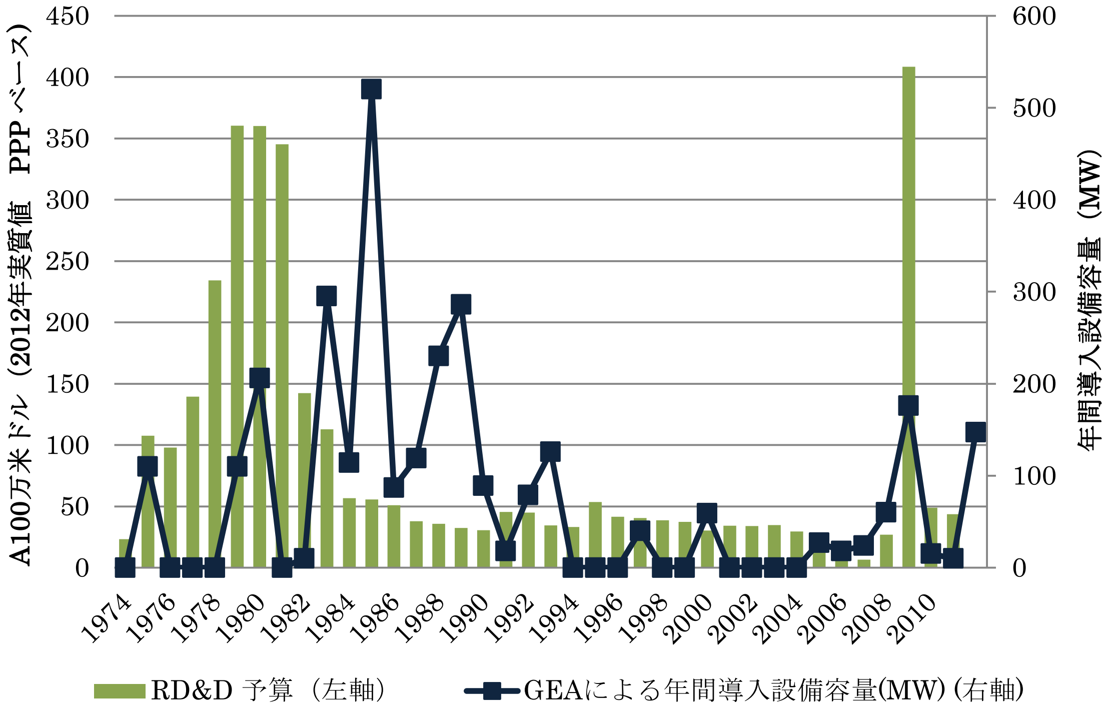


図 2-44　**米国の RD&D 予算の変遷 1974 年—2011 年**

(International Energy Agency, 2014) (Geothermal Energy Association, 2013)を基に作成

2007 年に制定された Energy Independence and Security Act of 2007 と 2009 年に制定された American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) of 2009 は、地熱発電技術の RD&D にかなりの予算を配分している。前者は、Advanced Geothermal Research and Development Act of 2007 を内包し、主に従来型の地熱と EGS 技術の両方を支援する。焦点は探査技術や掘削技術、貯留層のモデリング技術、環境影響の低減技術などである。後者の ARRA は、4 億 5 千万米ドルの地熱 R&D の予算を計上し、そのうちの 3 億 6 千 8 百万米ドル相当は DOE の Geothermal Technology Program によって管理・運営されている。この予算には、技術の進歩とともに、市場参入障壁の低減、国中で利用できる多様な技術ポートフォリオの開拓が目的として入っている (US Department of Energy, 2014h)。

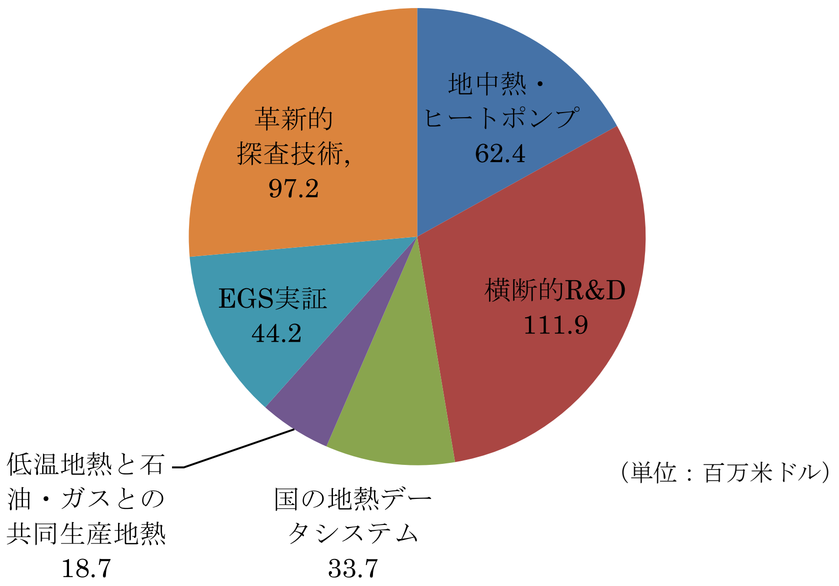


図 2-45 ARRA による地熱の R&D 予算配分

(US Department of Energy, 2014i)

(5)データベース

USGS データと USGS-DOE の資源分類

Geothermal Steam Act of 1970 は、地熱資源の評価を行う責任を米国地質調査所（US Geological Survey, USGS）に課すとともに、DOE の協力を要請している。そのため、DOE からは多大な財政的援助や技術的協力がなされてる。

現在、USGS と DOE は地熱の資源分類をしており、これには 2 つの目的がある。一つは、既存の地熱資源分類を現在の USGS-DOE の資源評価活動に適応する分類方法に更新するということで、もう一つは、様々な評価システムで用いられている言語や定義を翻訳するツールを作り資源評価の定性的・定量的なコミュニケーションを図るというものである。これらの目的のもとで現在、新しい分類作業が進められている (Williams, Reed, & Anderson, 2011)。

National Geothermal Data System (NGDS)

DOE の中の Geothermal Technologies Office (GTO) により 2008 年に財源が確保された事業で、様々な申請に対して一貫したデータを提供できる 50 州全てをカバーしたデータベースを構築することにより地熱開発のリスクを低減する目的で進められ、2014 年に稼動する予定である。データとしては、深度別の温度や資源の特徴などが入る予定である。NGDS は、相互運用が可能な分散したデータベースをネットワークでつなぐもので、オープンソース・ソフトウェアを用いてオープン・アーキテクチャーの上に構築される。その中核となるのが、DOE の Geothermal Data Repository (DOE-GDR) となっている (US Department of

Energy, 2014j)。

DOE Geothermal Project Database

DOE によって資金が提供された地熱事業のデータベースである。

⑹地図

様々な機関が地熱資源や地熱事業のマップを公開している。

US DOE Geothermal Technologies Office

DOE の GTO は、以下の様々な機関が提供するマップのリンクを提供している。

- 直接利用プロジェクトマップ(Oregon Institute of Technology)
- 資源ポテンシャル・発電所マップ(NREL)
- 米国内の温泉マップ(NOAA National Geophysical Data Center)
- USGS 地質マップデータベース(U.S. Geological Survey)
- 州ごとの地熱資源マップ(Google Earth)
- 2004 年の北米地熱マップ(Southern Methodist University)
- 世界の地熱エネルギーマップ(Geothermal Education Office)
- カリフォルニア石油、ガス、地熱フィールドマップ(State of California Department of Conservation)
- ネバダ州グレートベースンマップ(Nevada Bureau of Mines and Geology, University of Nevada, Reno)
- オレゴン地熱情報マップ(Oregon Department of Geology and Mineral Industries)
- 原住民の土地の地熱資源(National Renewable Energy Laboratory and GTO)

US DOE NREL Geothermal Mapsl

- 資源ポテンシャルマップ
- 地熱発電マップ(図 2-46)
- 稼働中または開発中の地熱発電所マップ　(図 2-47)

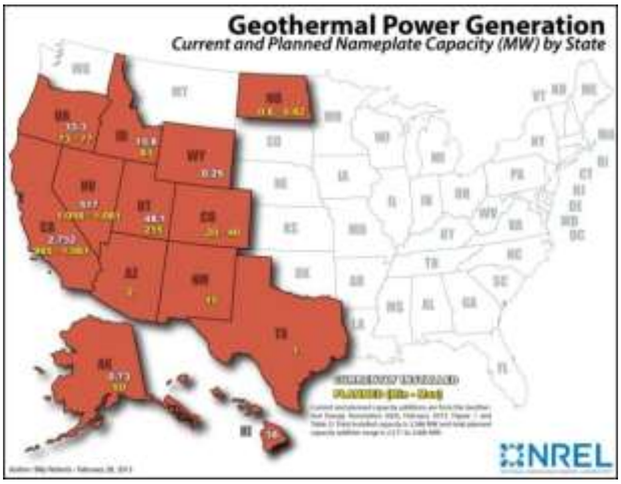


図 2-46　GEA のデータをベースに NREL が作成した地熱発電マップ

(http://www.nrel.gov/gis/images/2013_02_28_Geothermal_Capacity-01.jpg)

図 2-47　GEA のデータをベースに NREL が作成した稼働中または開発中の地熱発電所マップ

(http://www.nrel.gov/gis/images/National%20Geothermal%20Developing%20Plants%20v4-01.jpg)

GEA データ

DOE 傘下のアイダホ国立研究所が作成した各州（アラスカ、アリゾナ、カリフォルニア、コロラド、ハワイ、アイダホ、モンタナ、ネバダ、ニューメキシコ、オレゴン、ユタ、ワシントン、ワイオミング州）の地熱の資源ポテンシャルマップが公開されている。

GEA Developing Plants in the United States

開発中の発電所のデータベースである。

Google Interactive Enhanced Geothermal Systems Maps

2006 年の MIT の報告書(MIT. 2006)をベースに作られた EGS のインタラクティブ・マップである。

州のデータベース・マップ

カリフォルニア州　State of California Department of Conservation

地熱資源マップ

このサイトでは、GIS（地理情報システム）のデータとカリフォルニア州内全ての掘削井のエクセルデータが得られる。

http://www.consrv.ca.gov/dog/geothermal/maps/Pages/Index.aspx

Digital Well Locations - Geothermal Wells

州内の全ての坑井の位置が、緯度と経度を含んだデータファイルとして得られる。州全体の約 3,500 の坑井を全て網羅したファイルとしてダウンロードも出来る。

http://www.consrv.ca.gov/dog/maps/Pages/goto_wellloc_geotherm.aspx

ネバダ州　State of Nevada

ネバダ州の鉱物地質局(Nevada Bureau of Mines and Geology, NBMG) は、ネバダ州立大学の研究所でもあり、州の地質調査機関でもある。ここでは、州内の鉱物や地熱資源のマッピングや資源評価なども行っており、その結果がウェブサイトで公開されている。

地熱資源マップ

NBMG によって発表されたネバダとグレートベースンの地熱マップ

グレートベースンの GIS インタラクティブマップ

http://www.nbmg.unr.edu/Geothermal/InteractiveMaps.html

各種データベース　http://www.nbmg.unr.edu/Geothermal/index.html

以下の情報やデータも様々なデータ形式で提供されている。

- 地熱開発に関連する様々なダウンロード可能な項目の GIS のデータセット
- Great Basin Groundwater Geochemical データベース
- 連邦政府の土地における地熱のリースについて
- 現在行われている地熱の事業・探査活動
- National Geothermal Data System (NGDS), Western Region Data Hub へのリンク
- 生産データ、サイトの特徴、詳細マップ、写真などの追加の資料

2.4.4.　米国における地熱発電開発規制の現状

(1)環境影響評価

① SEA（地熱の上位政策・マスタープランなど）の有無を含めた環境影響評価

米国では、地熱開発全体に関する連邦政府の上位政策にあたるものは、DOI が作成する Resource Management Plans (RMPs)となる。これは BLM が管理する連邦政府の土地における地熱等の資源の管理に関する上位政策で、この政策の策定過程において、NEPA に基づき公聴会などの政策の環境影響評価のプロセスを通過しなければならない。これは、ニュージーランド等の国々で見られる戦略的環境アセスメント（Strategic Environmental Assessment, SEA）と同様のプロセスと考えられる。

2005 年に制定された EPAct は、Section 225 において、内務省 (DOI) と農務省 (USDA) の協力によって連邦政府の土地の地熱リースを促進する必要性を説き、2005 年 1 月 1 日時点で滞っているリースの申請の 90%を 2010 年 8 月 8 日までに処理することを求めた (Bureau of Land Management, 2008) 。一方で、連邦政府が関与する事業は全て NEPA の長く費用もかかるプロセスを通過することが求められることに加えて、土地の管理者が BLM、USFS (森林局)、また原住民のいずれであるかによって規制が異なり、それぞれ別の手続きが要求されることもあり、申請処理の時間短縮の障害となっていた。

こういった障害を減らすために、DOI 下の BLM と USDA 下の USFS は、西部 12 州（アラスカ、アリゾナ、カリフォルニア、コロラド、アイダホ、モンタナ、ネバダ、ニューメキシコ、オレゴン、ユタ、ワシントン、ワイオミング州）においてそれぞれの管理下にある連邦政府及び公共の土地に関して、各州政府、一般市民、原住民、地方自治体、大学及び研究所、利害関係者や機関、そして産業界の協力の下に、Federal Programmatic Environmental Impact Statement（FPEIS）を行い、それを 2008 年に公表した。この FPEIS は、地熱のための土地のリースの選択肢を評価し、繊細な土地の保護を明文化したうえで、それまでにあった土地利用計画、資源管理計画 (Resource Management Plans, RMPs) の改定をした。また資源管理における過去の好事例等も分析して地熱開発に適切な資源が得られるエリアを特定することで実質的な SEA となっている。また、2005 年 1 月 1 日時点で申請されていた 19 の地熱リース申請についても分析を行っている。この FPEIS と、RMPs の改定は、National Environmental Policy Act of 1969 (NEPA)とその施行令である Council on Environmental Quality's regulations for implementing NEPA (40 Code of Federal Regulations [CFR] 1500-1508) に沿って定められている (Bureau of Land Management, 2008) 。

② プロジェクトベースの環境影響評価

連邦政府の所有地で、かつ連邦政府が鉱物権を持つ事業の場合

連邦政府の機関が実施する、連邦政府から資金援助を受けている、連邦政府の送電網を使う、連邦政府に売電する、または連邦政府からの許可とライセンスを得てなされる地熱

事業すべてに関して、掘削から発電設備や送電線の建設にいたるまで、National Environmental Policy Act (NEPA) で要求されているプロジェクトベースの環境影響評価を全てこなすことが要求されている。図 2-48にNEPAのプロセスを示す。また、原住民による事業で連邦政府の資金を利用する事業、または原住民の所有地で第三者が地熱のリース権を得て行う事業も、NEPAを通過する必要がある。

NEPA のプロセスは、リース権を得る段階から始まる。この段階で連邦政府の担当機関（BLM または USFS）は、環境評価（Environmental Assessment、EA）を行い、事業が環境影響評価の必要なし（Finding of No Significant Impact、FONSI）であるか、環境影響評価の必要があるか（Need Environmental Impact Statement）を決定する。環境評価 EA は、EIS よりも簡素な評価で、複雑な事業の評価には向いてはいないため、地熱の場合はほとんどの事業が EIS を準備する必要がある。環境影響評価は探査の段階以前から実施されるが、配管や送電線の建設、構造物の設置、道路や建物の建設といった開発段階に応じて、必要な環境影響評価が実施されていくこととなる。また、地熱開発にあたっての様々なライセンスや許可は、環境影響評価の結果をもってなされることがほとんどである。したがって、環境影響評価の担当機関がどこであるかが非常に重要となる。

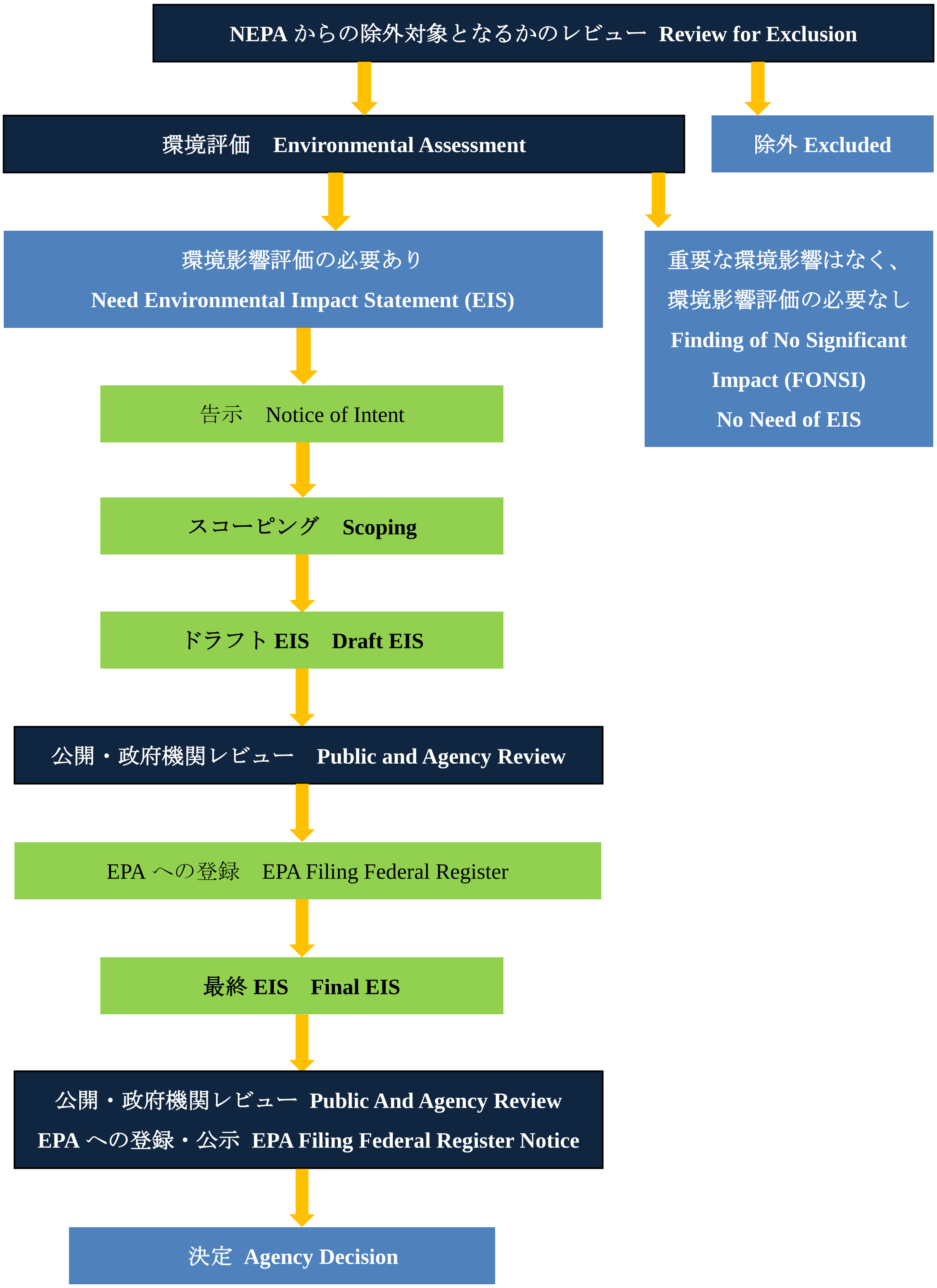


図 2-48　NEPA による環境影響評価のプロセス

(California Energy Commission, 2007)を基に作成

カリフォルニア州における環境影響評価

先述したように、カリフォルニア州は、州政府所有地または私有地での事業の場合、NEPA よりも厳しいともいわれる California Environmental Quality Act (CEQA、PRC21000-21177) と CEQA Guidelines (CCR, Title 14, Division 6, Chapter 3, Section 15000-15387) に規定される州の環境影響評価を経ることが義務づけられている。連邦政府が鉱物権をもつ私有地の事業の場合、NEPA と CEQA の両方に基づく環境影響評価を経ることが義務付けられる。この場合、担当機関は連邦政府と州政府の両方となる。

図 2-49 に CEQA のプロセスを示すが、NEPA と非常に似通った経路となっており、先述したとおり NEPA は、NEPA と CEQA の両方に基づく環境影響評価を経ることが求められる事業については、事業計画、環境調査、公聴会、報告書などを CEQA と連結して行うことを奨励しており、重複を避けることが出来る。

州の土地にある事業の場合、CEQA に基づく環境影響評価は、地熱のリース権を州から得る時点で始まり、State Land Commission (SLC) が担当機関 (Lead Agency, LA) となる。私有地の事業では、探査の許可を申請する時点で CEQA が始まる。地熱の場合、多くの直接利用や 50MW 未満の事業でも EIR (Environmental Impact Report) が求められると言われている (California Energy Commission, 2007)。CEQA の環境影響評価の担当機関は、探査掘削に関しては DOGGR、生産井・還元井掘削、配管建設、発電所建設に関しては、50MW 未満は場合それぞれの地方自治体の担当局、50MW 以上の場合 CEC となっている。

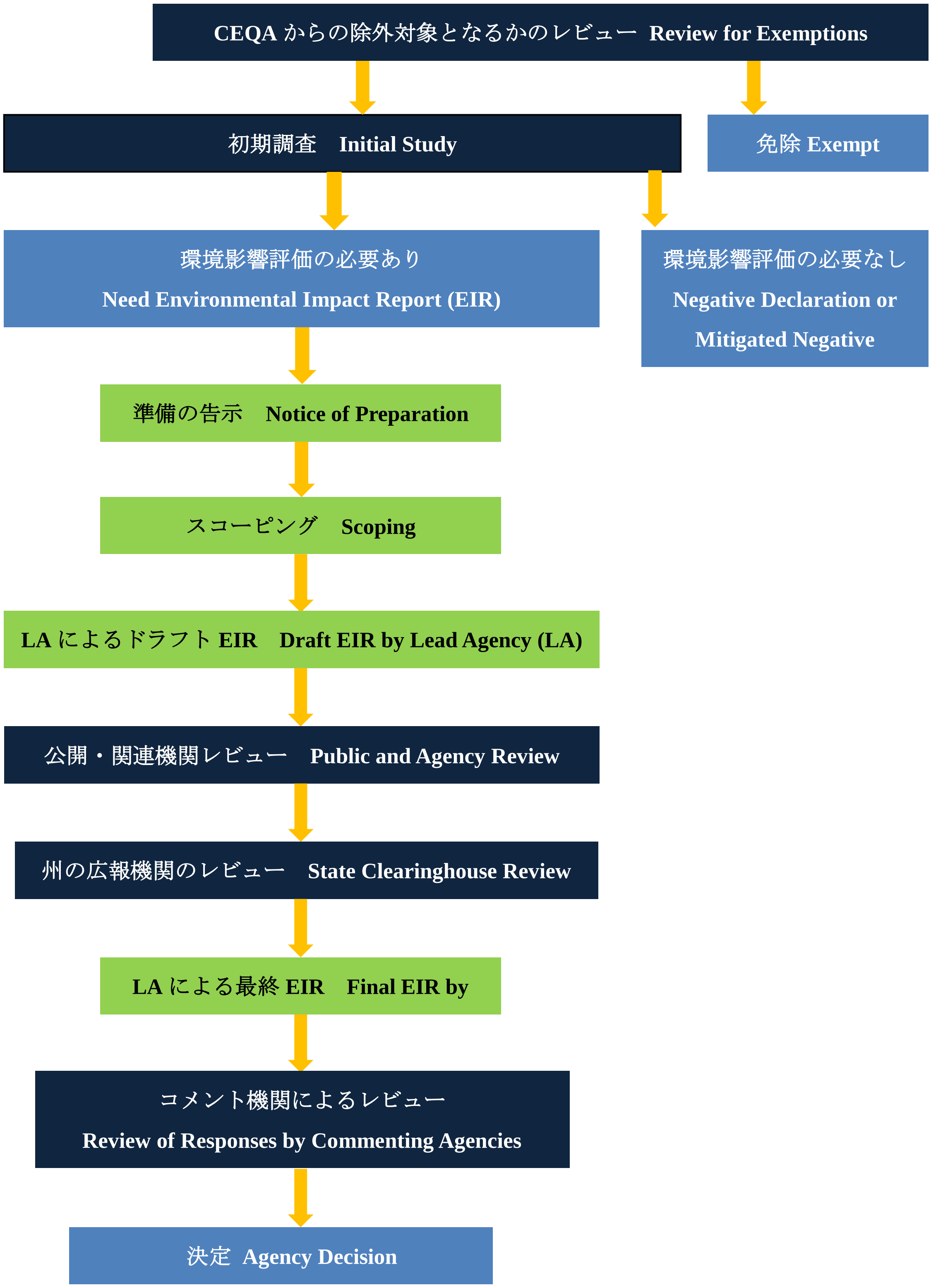


図 2-49　CEQA による環境影響評価のプロセス

(California Energy Commission, 2007)を基に作成

ネバダ州における環境影響評価

米国で州の環境影響評価法があるのは 16 州のみとなっており、ネバダ州にはない。ネバダ州の地熱資源のほとんどは、BLM が管理する連邦政府の土地にあるため、ほとんどの事業に NEPA が適用される。

⑵国立公園内開発

米国では国立公園は連邦政府の所有になっているが、その内部では、Geothermal Steam Act of 1970 において、連邦政府からの地熱資源のリースが禁止されており、地熱開発を行うことが不可能になっている。また、この法律は、BLM に国立公園内の地熱徴候を維持する責任も課している。これには重要な地熱徴候のリストの作成・維持、それらのモニタリング・プログラム、及び調査プログラムの確立と実施が含まれている。もし国立公園外での地熱資源のリースが、公園内の資源に重大な悪影響を及ぼすと考えられる場合、Geothermal Steam Act of 1970 は、BLM がその土地の地熱資源開発に対するリース権を与えることを禁じている。また公園内の地熱資源に悪影響を及ぼしそうな開発がなされる可能性が高い場合には、重要な地熱徴候を守るために、リース権及び掘削許可の中にそういった懸念を明文化する義務が、法律によって BLM に課せられている (Geothermal Steam Act of 1970 § 1026) 。

⑶温泉資源開発

温泉資源は地熱資源の一部と考えられており、地熱資源に関する法律が一般的に適用されるが、温泉資源のみを扱う法律はない。

⑷電力セクター

連邦レベルでの電力セクターの改革は、1992 年 Energy Policy Act の制定から始まっている。

Energy Policy Act of 1992 は、Public Utility Holding Company Act of 1935 (PUHCA) の規制を免除される新しい発電事業者区分として、適用除外卸発電事業者（exempt wholesale generators 、EWG）という独立系発電事業者（IPP）を新しく作り、卸目的で発電事業を営む EWG が事業形態及び地理的活動範囲を自由に定めて発電施設を所有、運転し電力を販売することを許可した。これによって全米レベルで卸発電市場が実質的に自由化されることとなった。

1996 年に連邦エネルギー規制委員会（Federal Electric Regulatory Commission, FERC）が、Order 888 及び Order 889 を発令した。これらは送電部門と発電部門の機能分離及び送電線の第三者利用者への開放を電力会社に義務付け、また送電線の非差別的利用を保証するための情報ネットワークの構築も義務付けるものであった。特に FERC Order 888 は、系統運用の効率化と中立性確保の観点から独立系統運用者（Independent System Operator, ISO）の設立を推奨し、この後いくつかの ISO が設立された。これらの中には、ISO ニューイングランド（ISONE）、ニューヨーク ISO（NYISO）、PJM-ISO が含まれる。さらに 1999 年 12 月に FERC が発令した Order2000 は、ISO の不備を補完するかたちで地域送電機関（Regional Transmission Operator, RTO）と呼ばれる広域系統運用機関の設立を電気事業者に要請した。米国では現在まで 7 つの ISO/RTO が設立されており、その中で FREC は ISO-NE、PJM、Midcontinent Independent System Operator(MISO)、Southwest Power Pool (SPP)の 4 機関を RTO として承認している (Federal Energy Regulatory Commission, 2014a)。

① 発送電分離状況

発送電分離の状況は、州によって異なるが、小売市場が自由化されていない州の多くでは発送電分離は行われていない。

カリフォルニアでは、1996 年に設立されたカリフォルニア ISO (CAISO) が卸売市場と送電網の運営を行っており、電力会社は引続き送電網を所有しているが、実質的に発送電分離が行われている形となっている。

ネバダ州においては、1990 年代に規制緩和をおこなう方向性で進んでいたが、2001 年のカリフォルニア州の電力危機を経て慎重姿勢をとっており、現在 ISO/RTO は存在せず発送電分離は行われていない。

② 市場の自由化状況

米国の現在の卸電力市場形態は、大きく二つに分かれる。一つは、ISO または RTO といった広域系統運用機関が組織的取引市場を運用する市場で、北東部、中部大西洋地域、中西

部、テキサス、カリフォルニアなどに見られる。これらの地域の大部分の州では小売競争も導入されており、米国の電力の約 3 分の 2 がこれら ISO／RTO のカバーする地域で消費されている。もう一つは、供給事業者間の直接交渉により電力が取引され、組織化されていない個々の送電線所有者を通して給電計画が策定される相対取引をベースとする市場で、南東部、南西部、西部山間部、北西部などでは主にがこの形態がとられている [電気事業連合会, 2014] (Federal Energy Regulatory Commission, 2014b)。

小売電力市場の自由化、競争導入は州単位で進められている。小売市場が自由化されていない伝統的な規制州では、州の規制当局が電気事業者に対して伝統的な報酬率規制を行い、小売需要家は代替供給事業者を選択できない。またこれらの電気事業者の大部分が垂直統合形態をとる。

小売市場の自由化は 1900 年代から進められ、最大 24 州及びワシントン DC で自由化実施に関する法律が成立したり規則が制定されたが、2000 年から 2001 年にかけて発生したカリフォルニア州の電力危機により状況が一変した。危機を受けてカリフォルニア州は 2001 年 9 月に小売競争を中断した。その後、一旦成立した自由化法を廃止したり、自由化実施を無期延期とする州などがあり、2013 年 7 月時点で小売の全面自由化を実施しているのは 13 の州及びワシントン DC となっている。カリフォルニア州とネバダ州は、大口需要家に限定した部分自由化を実施しており、カリフォルニア州は 2010 年に家庭用以外の需要家を対象に小売自由化を再開したが、自由化の上限枠を自由化中断前の水準に設定している [電気事業連合会, 2014]。

③ 再生可能エネルギーの優先接続・給電

再生可能エネルギーの優先接続はなく、供給も市場取引に基づき給電されるため、再生可能エネルギーの優先給電もない。

2.4.5. 米国における地熱発電のまとめ

米国では早くから地熱発電が始まり、現在世界で最も多くの地熱発電設備容量を誇る。特に石油危機後に連邦政府の各種の政策や予算配分が増え、1980 年代から 1990 年代初頭にかけてブームが起こる。その後一旦地熱発電は停滞するが、2000 年代に入り再び様々な政策的努力がなされ、2000 年代後半から普及が進み始めている。従来型の地熱発電に適した資源のほとんどは米国西部に集中している。地熱開発に関連する制度・政策は、連邦政府と州政府のレベルで多岐にわたり複雑な様相を示している。以下に主な特徴をまとめる。

⑴地熱の位置づけ

- 連邦政府における地熱資源の定義は「鉱物」であり、連邦政府の土地にある資源の権利は連邦政府に帰属し、連邦政府からリース権を得ることによって開発が可能になる。従来型の地熱資源の 80%は連邦政府の土地にあり、Department of Interior (DOI) 下の Bureau of Land Management (BLM) が地熱リース権の発行、履行を行う。
- 連邦政府所有地以外の土地にある地熱資源の定義は州ごとに異なるが、地熱開発が進むカリフォルニア州とネバダ州ではどちらも「鉱物」と定義され、土地の所有者が資源の所有権も持つ。

⑵開発許可・リース権の簡素化

- 2005 年以前は、連邦政府の地熱リース権に対する申請処理が滞り開発は進んでいなかった。2005 年に制定された Energy Policy Act (EPAct of 2005) により BLM の地熱リースに関連する制度が大幅に改定され、これを受けて DOI が申請処理を早めるために連邦政府の地熱リースを率先して行う土地を戦略的環境アセスメントを実施して 2008 年に特定したことでリースが進み始め、近年の普及を支えている。
- 環境影響評価は、連邦政府やカリフォルニア州などで実施されており、開発許可のプロセスの根幹を成している。

⑶多岐にわたる地熱発電推進施策

- 2005 年の EPAct はまた、US Geological Survey (USGS) に最新技術を用いて地熱資源を評価する責任を課し、その評価結果は上記の BLM の地熱リースを優先して行う土地の特定に貢献した。現在ではこの資源評価をベースにした様々な資源マップやデータベースが連邦政府と各州から提供されており、事業者の初期探査のリスクを低減している。

- 上記の政策に加え、近年の地熱発電の普及を支える様々な施策として、PTC や ITC といった税控除を用いた財政的インセンティブや、連邦政府による事業への融資と債務保証、各州の RPS とともに、Capacity Building のプログラムとして DOE が 2001 年から 5 年間にわたって先導した GeoPowering the West Program や、地熱開発のリスクを低減する技術開発のための継続した RD&D といった多様なプログラムの相乗効果が効力を発揮していると考えられる。

米国における近年の地熱普及の背景には、開発許可のリスクを低減する政策や制度の確立、運用がある。特に、連邦政府の地熱リースを促進する各種の政策や連邦政府各機関間の協力などが効果を発揮している。また、開発の初期リスクを低減する債務保証や融資、資源評価とデータの提供、そして発電のパフォーマンスを重視する税控除の政策といった組み合わせは、日本の制度設計にも多くの示唆を与えるものである。

2.5. フィリピンにおける地熱発電の現状

2.5.1. フィリピンにおける地熱発電導入状況

(1)地熱資源量

環太平洋火山帯に属するフィリピンは、米国、インドネシア、日本に次いで世界第 4 位の地熱資源量を有しており、資源量は 6,000MW に上る（表 2-1 参照）。

(2)設備容量

フィリピンでは、2010 年時点で 7 つの地域で地熱発電所が稼動している（表 2-41、図 2-50）。

地熱発電設備容量は 1,966MW であり、アメリカに次いで世界第 2 位となっている。地熱資源量に対する割合は約 3 分の 1 となっており、日本のそれ（約 2%）と比べて格段に大きい。地熱発電設備容量の推移を図 2-51 に示す。

(3)発電電力量

2011 年における地熱発電電力量は約 100 億 kWh であり、設備容量、発電電力量ともに日本の地熱発電の約 4 倍に達している（図 2-51）。

また、総発電電力量の約 15%を地熱発電によりまかなっている（図 2-52）。

表 2-41　フィリピンにおける地熱発電設備一覧（2010 年時点）

(Department of Energy, 2011a)

Region	Power Plant Name	Installed Capacity	Power Plant Owner	Producing Field	Steam Field Developer	Location
	LUZON					
V	Bacon Manito Geothermal Power Plant	151.50	Bacman Geothermal Inc.	Bacman Geothermal Production Field	Energy Development Corporation	Sorsogon / Albay
V	Tiwi Geothermal Power Plant	289.00	AP Renewables Incorporated	Tiwi Geothermal Field	Chevron Geothermal Philippines Holding Inc.	Albay
IV-A	Mak-Ban Geothermal Power Plant	458.53	AP Renewables Incorporated	Mak-Ban Geothermal Field	Chevron Geothermal Philippines Holding Inc.	Batangas / Laguna
	SUB-TOTAL	899.03				
	VISAYAS					
VIII	Tongonan Geothermal Power Plant • Tongonan I • Unified Leyte	 112.50 610.18	Green Core Geothermal Inc. Energy Development Corporation	Leyte Geothermal Production Field	Energy Development Corporation	Leyte
VII	Palinpinon Geothermal Power Plant	192.50	Green Core Geothermal Inc.	Southern Negros Geothermal Production Field	Energy Development Corporation	Negros Oriental
VI	Northern Negros Geothermal Power Plant	49.38	Energy Development Corporation	Northern Negros Geothermal Production Field	Energy Development Corporation	Negros Occidental
	SUB-TOTAL	964.56				
	MINDANAO					
X	Mindanao Geothermal Power Plant	103.00	Energy Development Corporation	Mindanao Geothermal Production Field	Energy Development Corporation	North Cotabato / Davao del Sur
	SUB-TOTAL	103.00				
	TOTAL PHILIPPINES	**1,966.00**				

図 2-50　フィリピンにおける地熱発電所の所在

(Department of Energy, 2011a)

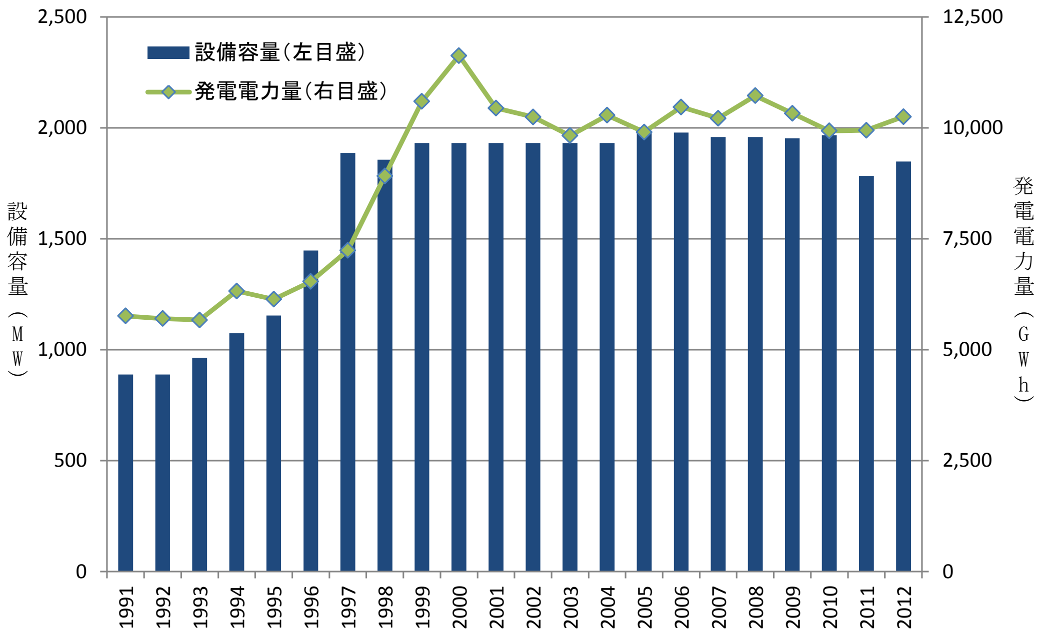


図 2-51　フィリピンにおける地熱発電設備容量及び地熱発電電力量の推移

(Department of Energy, 2012a)

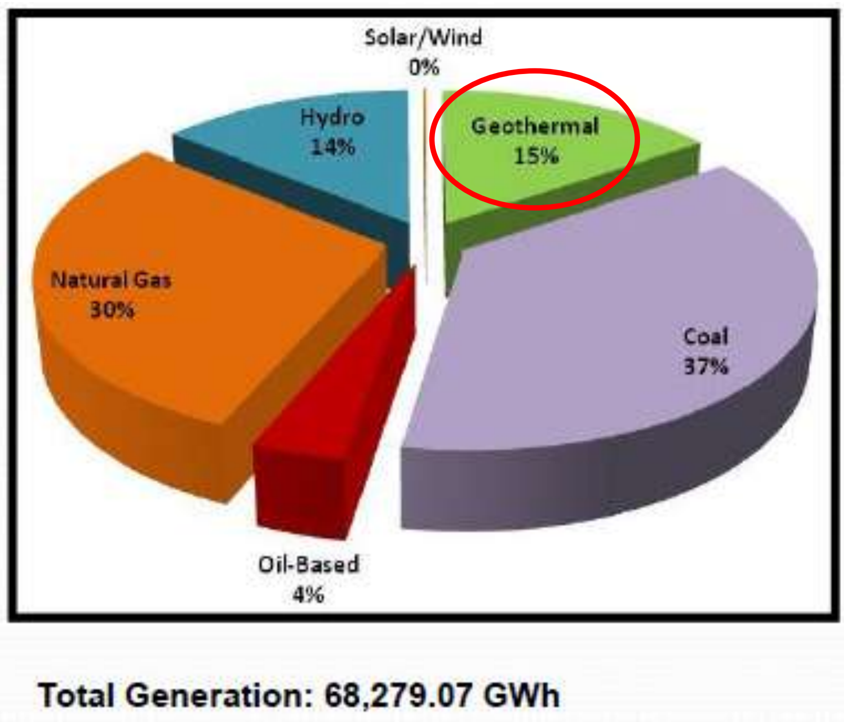


図 2-52　フィリピンにおける発電電力量の構成（2011 年）

(Department of Energy)

2.5.2. フィリピンにおける地熱発電の位置づけ

(1)歴史的経緯

フィリピンにおける地熱開発の歴史は 1950 年代まで遡る。1952 年から 1960 年代後半にかけて、同国政府は地熱エネルギー商業利用のための調査を実施し (Marasigan, 2012)、1969 年には Philippine Institute of Volcanology (PIV) が Tiwi 地域で 2.5 kW のパイロット発電所を導入している。これにより、同国の地熱資源の商業利用に向けた動きが促進された (Dolor, 2006)。

政府は 1970 年、国営の電力会社である National Power Corporation (NPC) に Tiwi の探査と開発の管理を請け負わせ、さらに NPC は Union Oil Company of California (UNOCAL) の子会社であった Philippine Geothermal Inc. (PGI、現 Chevron) に Tiwi 地域及び Mak-ban 地域の開発及び蒸気供給事業を委託した。その後の石油危機を受けてフィリピンは地熱開発に向けた取組を加速させ、1976 年に、政府は Philippine National Oil Company (PNOC) の子会社として PNOC Energy Development Corporation (PNOC-EDC) を設立し、Tongonan 地域と Palinpinon 地域における地熱開発にあたらせた。1978 年には、地熱開発に関する手続を定めた Geothermal Service Contract Law (PD 1442) を制定して地熱開発推進を図り、翌 1979 年、Tiwi 地域及び Mak-ban 地域に初の大規模地熱発電所が導入された (Dolor, 2006)。

その後 1984 年に至るまで、フィリピンの地熱開発は飛躍的に進展し、設備容量は約 900MW に達した。

その後、一旦停滞した地熱開発は、1990 年の BOT Act (Republic Act 6957) により導入された BOT (Build-Operate-Transfer) スキームで民間企業の発電事業参加が認められたことにより、再び活性化し、以後 10 年間で設備容量は倍増した。

しかしながら、2000 年代以降の地熱開発は停滞している。

(2)導入目標

Department of Energy (DOE) が発表した「2012 年～2030 年フィリピンエネルギー計画」によると、今後一次エネルギー消費量は上昇の一途をたどり、2030 年には 70 石油換算百万トン（MTOE）を超えて現状の約 2 倍に達すると予想されている (Department of Energy, 2012b)（図 2-53）。

増大する需要をまかなうため、これまでほぼ横ばいで推移している地熱エネルギーについても拡大を目指しており、2011 年から 2030 年の 20 年間で約 1,500MW の地熱発電所を新たに導入する計画となっている (Department of Energy, 2011a)（表 2-42）。

また、現状で導入が予定されている発電所一覧及び開発の計画がある地域一覧をそれぞれ表 2-43 及び表 2-44 に示す。

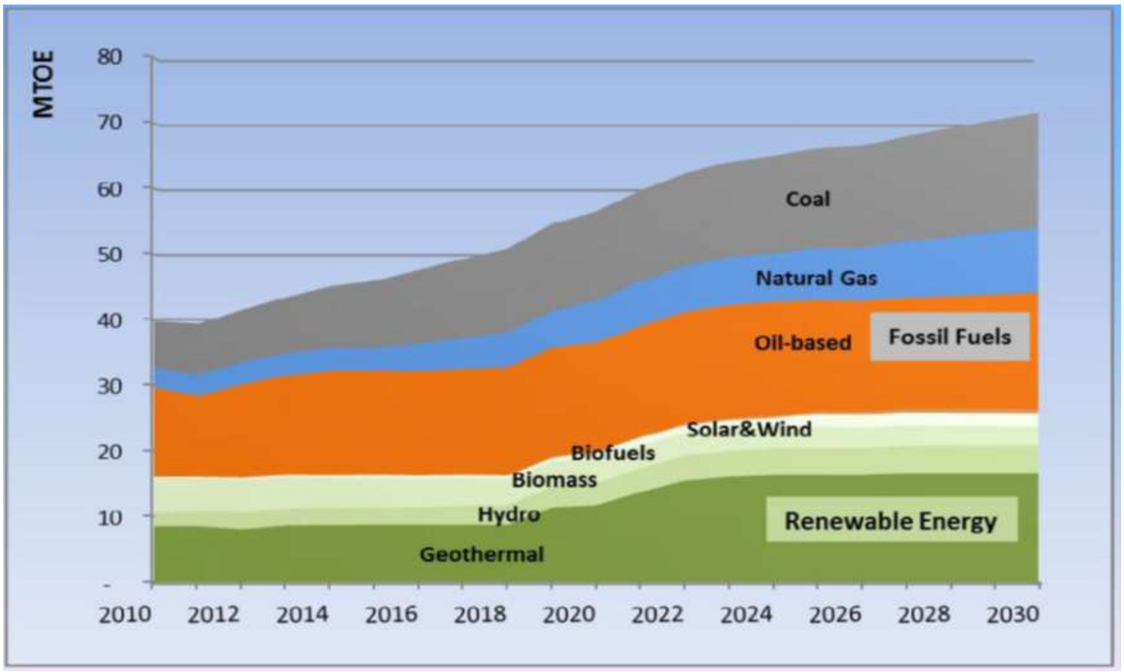


図 2-53　フィリピンにおける一次エネルギー消費量の見通し

(Department of Energy, 2012b)

表 2-42　フィリピンにおける地熱発電導入目標

(Department of Energy, 2011a)

Sector	Installed Capacity, (MW) as of 2010	Target Capacity Addition by				Total Capacity Addition (MW) 2011-2030	Total Installed Capacity by 2030
		2015	2020	2025	2030		
Geothermal	1,966.0	220.0	1,100.0	95.0	80.0	1,495.0	3,461.0
Hydro	3,400.0	341.3	3,161.0	1,891.8	0.0	5,394.1	8,724.1
Biomass	39.0	276.7	0.0	0.0	0.0	276.7	315.7
Wind	33.0	1,048.0	855.0	442.0	0.0	2,345.0	2,378.0
Solar	1.0	269.0	5.0	5.0	5.0	284.0"	285.0
Ocean	0.0	0.0	35.5	35.0	0.0	70.5	70.5
TOTAL	5,438.0	2,155.0	5,156.5	2,468.8	85.0	9,865.3	15,304.3

表 2-43　導入が予定されている地熱発電所一覧

(Department of Energy, 2011a)

Name	Installed Capacity (MW)	Commissioning Year	Location
Nasulo Geothermal Power Project	20	2013	Palinpinon, Negros Or.
Mindanao III	50	2014	Mt. Apo, North Cotabato
Total	70		

表 2-44　開発の計画がある地域一覧

(Department of Energy, 2011a)

REGION	PROJECT SECTOR	Potential Capacity (MW)	Commissioning Year
LUZON			
Cordillera Autonomous Region (CAR)	Acupan-Itogon	20	2017
	Daklan	60	2018
	Buguias-Tinoc	60	2018
	Kalinga	120	2016
	Mainit-Sadanga	80	2018
Region II	Cagua-Baua	45	2018
Region III	Natib	40	2017
Region IV-A	Mabini	20	2017
	San Juan	20	2018
	Maibarara	20	2014
Region IV-B	Montelago	40	2017
Region V	Tanawon	40	2015
	Rangas	40	2015
	Manito Kayabon	40	2017
	Del Gallego (Mt. Labo)	65	2018
	Isarog	70	2018
	Bulusan	40	2019
	Sub-Total	820	
VISAYAS			
Region VI	Mandalagan	20	2018
	Dauin	40	2017
	Lagunao	60	2027
Region VIII	Bato Lunas	65	2021
	Southern Leyte Geothermal Project	80	2019
	Biliran	50	2015
	Sub-Total	315	
MINDANAO			
Region IX	Lakewood	40	2019
Region X	Ampiro	30	2018
	Sapad-Salvador	30	2024
	Balingasag	20	2018
Region XI	Amacan	40	2020
Region XII	Mt. Matutum	20	2026
	Mt. Parker	60	2019
	Mt. Zion	20	2018
Region XIII	Mainit	30	2017
	Sub-Total	290	
	TOTAL	1,425.00[15]	

⑶法的位置づけ

① 地熱根拠法の有無

1967 年に、地熱・天然ガス・メタンガスの調査、開発、利用促進及び資源保護を目的に Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law (Republic Act 5092(以下、RA 5092)) が制定されている。

また、1978 年には、地熱開発の促進のため、地熱開発手続について具体的に規定した Geothermal Service Contract Law (Presidential Decree 1442(以下、PD 1442)) が制定された。

② 地熱の定義

PD 1442 第 1 条によると、地熱とは、(a)地熱過程で得られる蒸気、熱水など全ての生成物、(b)人工的に水やガスを地熱層に注入して得られる蒸気、ガス、熱水、(c)地熱層からの熱その他のエネルギー、(d)これらの副産物 をいう、とされている。

③ 資源の所有権

RA 5092 第 3 条によると、公有地/私有地にかかわらず、また、地上/地下にかかわらず、地熱を含む各資源は国家に帰属する、とされている。

④ 開発区域の設定

2014 年 2 月時点で、フィリピン政府が地熱発電の開発区域を設定した文書は確認できなかった。

⑤ 開発手続き

PD 1442 第 1 条によると、政府は自ら開発を行うか、入札または随意契約により決定した開発事業者と Geothermal Service Contract（GSC）を締結し、当該事業者に開発させることができる、とされている。なお、役務契約は DOE の Renewable Energy Management Bureau（再生可能エネルギー管理局）が担当し、Secretary of Department of Energy（エネルギー大臣）が承認する。

なお、GSC は 2008 年の Renewable Energy Act (RA 9513) の制定により、Geothermal Renewable Energy Service Contract (GRESC) となった。

GRESC によれば、探査期間は 2 年間（最大 3 年間延長可能）、開発利用期間は 25 年間（25 年間延長可能）となっている。

また、開発事業者は Gross Income（Gross Sales から Cost of Goods を控除したもの）の 1.5%（その他の再エネは 1%）を政府に支払うこととされている。

⑷主な政府関連組織

① Department of Energy (DOE)　エネルギー省

エネルギー政策全般を管轄し、国家再生可能エネルギー計画の策定や、RPS ルールの制定、Service Contract の締結、再生可能エネルギーのプレイヤーの登録等を行う。

Renewable Energy Management Bureau の下の Geothermal Energy Management Division が地熱関連政策の立案や推進を担当する。

② National Renewable Energy Board (NREB)　国家再生可能エネルギー審議会

2008 年の Renewable Energy Act (RA 9513) に基づき設置された、政府と民間セクターの代表者 15 名から成る推薦・監視機関で、FIT 価格の算定、RPS 割合の算定、余剰買取ルールの作成等を担当する。

③ Energy Regulatory Commission (ERC)　エネルギー統制委員会

2001 年の Electric Power Industry Reform Act (RA 9136、EPIRA) に基づき設置された、大統領により任命された委員 5 名から成る準司法機関で、FIT のルール制定、FIT 価格の承認、余剰買取価格の承認等を担当する。

④ Philippine National Oil Company (PNOC)　フィリピン国営石油会社

石油製品の安定供給体制確立を目指して 1973 年に設立された国営会社で石油産業全般を管理している。

子会社の PNOC-Energy Development Corporation (PNOC-EDC) が地熱開発を担ってきた。PNOC-EDC は 2007 年に民営化されて Energy Development Corporation (EDC)となった。

⑤ National Power Corporation (NPC)　国営電力公社

1973 年に設立された国営会社。1990 年代までは発電・送電・配電・小売部門を担当していたが、RA 9136 により、送電部門は National Transmission Corporation (TRANSCO)に移管し、7 割以上の発電設備を民間に売却することとなった。

⑥ National Transmission Corporation (TRANSCO)　国家送電公社

RA 9136 に基づき、NPC の送電部門を移管されて設立された会社で、送電設備の建設、運用、維持管理、アンシラリーサービス等を担う。

⑦ Philippine Electricity Market Corporation (PEMC)　フィリピン電力市場公社

RA 9136 に基づき DOE により設置された、電力卸売スポット市場（WESM）を運営する会社。

⑧ Department of Environment and Natural Resources (DENR)　**環境天然資源省**

国内の天然資源の調査、開発、利用及び保護を管轄する。

National Integrated Protected Areas System Act を所管し、保護地域の管理を行う。

また、環境影響評価書の審査、Environmental Compliance Certificate (ECC) の発行等を担当する。

出典：各機関 Web サイト等を基に作成

2.5.3.　フィリピンにおける地熱発電推進施策の現状

(1)法的施策

地熱エネルギーをはじめとする再生可能エネルギーの普及促進のため、2008 年に制定された Renewable Energy Act (RA 9513) において、表 2-45 に挙げる推進施策の導入について規定されている。

表 2-45　フィリピンにおける再生可能エネルギー推進施策及び進捗状況（2012 年 2 月時点）

(National Renewable Energy Board, 2012)

Mechanism	Agency	Target Date
1. Feed-In Tariff		
a) Rules	ERC	Done
b) Submission of FIT Petition to ERC	NREB	May 16, 2011
c) Public Consultation & Hearings	ERC	Ongoing
d) Approval	ERC	
e) Effectivity	ERC	
2. Renewable Portfolio Standards		
a) Rules- being finalized	DOE	1st Quarter 2012
b) RPS - minimum % to be imposed	NREB	2nd Quarter 2012
c) Approval	DOE	
d) Effectivity	DOE	
3. Net Metering		
a) Guidelines Including Pricing Methodology	NREB	1st Quarter 2012
b) Public Consultation	ERC	90 days
c) Approval	ERC	3rd Quarter 2012
d) Effectivity	ERC	
4. Green Energy Option		
a) IRR	NREB & DOE	1st Quarter 2012
b) Public Consultation	DOE	90 days
c) Approval	DOE	
d) Effectivity	DOE	
5. Renewable Energy Market		
a) Change in WESM Rules	PEMC	Study is on-going
b) Approval	DOE	
c) Effectivity	DOE	
d) Renewable Energy Registrar	PEMC	
6. Off-Grid RE Development		
a) Rules on Application of Non-Fiscal Incentives	ERC/NPC-SPUG	1st Quarter 2012
b) Public Consultation	ERC	90 days
c) Approval	NPC-SPUG	

① RPS（Renewables Portfolio Standard）

RA 9513 第 6 条によると、電力業界の全てのステークホルダーは、国内の再生可能エネルギー産業の発展に貢献すべき、とされており、この目的のため RA 9513 に基づき設立された National Renewable Energy Board (NREB) が、RPS 制度における再生可能エネルギー割合の最小値を算定することとされている。

2011 年 11 月に DOE がパブリックコメント募集のため発表した Draft RPS rule によると、RPS 義務割合は 2007～2011 年の 5 年平均を基準として毎年最低 1%ずつ増加させ

るとされている (Department of Energy, 2011b)。

また、RA9513 第 8 条によると、DOE は Renewable Energy Market (REM) を設立し、Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) に REM 運営のためのルールを作成させる。PEMC は DOE の監督の下、適格な再生可能エネルギー設備から生成されたエネルギーであることを証明する Renewable Energy Certificate (REC) を発行することとされており、この REC は RPS の義務履行に用いられる。

② FIT（Feed-in Tariff）

RA 9513 第 7 条によると、再生可能エネルギー開発を加速させるため、Feed-in Tariff を導入することとされた。また、FIT 導入にあたり、Energy Regulatory Commission (ERC) が NREB と協議の上、再生可能エネルギーの種類ごとの買取価格や買取期間（最低 12 年）等の FIT ルールを策定し公表することとされた。

ただし、地熱は FIT 対象外となっている。

③ 余剰買取制度

RA 9513 第 10 条によると、電力需要家からの要望を受けて、再生可能エネルギーの Net-Metering（余剰買取制度）を開始することとされた。余剰買取制度導入にあたって、ERC は NREB や電力業界と協議の上、余剰買取のための接続規格、価格算定方法その他について定めることとされた。

本制度により再生可能エネルギーを買い取った配電会社は REC の交付を受ける権利を有し、これを RPS の義務履行に使用できる。

④ その他

DOE は、電力需要家が再生可能エネルギーを選択できるよう Green Energy Option program を導入する（RA 9513 第 9 条）。

⑵財政的措置

① 補助金・助成金

② 税控除

RA 9513 では、法的施策の他、DOE が認定した再生可能エネルギー設備の開発事業者に対する以下のような財政的措置についても規定されている（RA 9513 第 15 条）。

a. 7 年間の所得税控除（Income Tax Holidays）
b. 再エネ機器輸入時の関税免除
c. 不動産税率の低減
d. 事業開始後 3 年間分の欠損金の 7 年間繰延

e. 8 年目以降の所得税軽減（通常 30％を 10％に軽減）
f. プラント、機器、設備の加速度償却
g. 販売電力に対する付加価値税（VAT）の免税
h. 電化促進地域における供給に対するインセンティブ
i. 炭素クレジット販売利益に対する免税
j. 国産の再エネ機器、設備購入時の税額控除（輸入機器、設備購入時の VAT、関税相当額）

③ 公的投融資・公的債務保証

政府系金融機関は DOE が認めた再生可能エネルギープロジェクトに対して優遇的な金融パッケージを提供する（RA 9513 第 29 条）。

⑶その他の推進施策

① 国による地熱資源調査

1964 年、Philippine Commission on Volcanology (COMVOL) が国内の温泉の棚卸調査及び Tiwi 地域の地質調査を実施した (Department of Energy)。その後政府は、同地域の調査・開発を国営電力公社（NPC）に委託、さらに NPC は Philippine Geothermal Inc. (PGI、現 Chevron）に調査及び開発、蒸気供給を請負わせた (Dolor, 2006)。

その後は、PGI と PNOC-EDC の 2 社が、探査や掘削調査を含む蒸気開発を実施してきた。

② 国による地熱資源データベースの整備

UNU-GTP（国連大学地熱エネルギー利用技術研修プログラム）の協力を得て、DOE が地熱資源データベース構築に関する研究を実施した形跡はある (Fonda, 2003)ものの、データベースの公開状況、活用状況については不明。

2.5.4.　フィリピンにおける地熱発電開発規制の現状

(1)環境影響評価

フィリピンの環境影響評価制度は、1977 年に制定された Philippine Environmental Policy (PD 1151) 第 4 条において、全ての政府機関及び民間企業は環境に重大な影響を与える一定の活動や事業を行うにあたり、Environmental Impact Statement（EIS、環境影響評価書）を準備すべきであると規定されたのが始まりである。

また、翌年の 1978 年には、PD 1586 が制定され、National Environmental Protection Council (NEPC) によって具体的な EIA の手続きが定められることとなった。また、PD 1586 第 4 条により、環境に重大な影響を与える事業の実施には Environmental Compliance Certificate (ECC) の発行を受ける必要があるとされた。

1981 年には、Presidential Proclamation No.2146 が制定され、EIA の対象として、環境保護の観点から重要であると位置づけられる地域 (Environmental Critical Areas, ECAs) 及び環境に重大な影響を及ぼす事業 (Environmental Critical Projects, ECPs) の規定が設けられた。

2003 年に発行された DENR Administrative Order (DAO) No.2003-30 において、以下の通り EIA 制度において事業を四つのカテゴリに分類している（表 2-46）。

表 2-46　フィリピンの EIA 制度における事業の分類

(Department of Environment and Natural Resources, 2003)

カテゴリ	説明
Category A	環境に重大な悪影響を及ぼす可能性のある事業 (ECPs)
Category B	ECPs には分類されないものの、環境保護の観点から重要であると位置づけられる地域 (ECAs) に立地するため、環境に悪影響を与える可能性のある事業
Category C	直接的に環境品質を向上させたり、既存の環境問題に対処することにより、Category A や B に分類されない事業
Category D	環境に悪影響を及ぼす可能性の低い事業

それぞれのカテゴリに分類される具体的事業については、DENR の Memorandum Circular (MC) No.005 に記載されている。地熱発電設備については、出力 50MW 以上の場合 Category A に、出力 1MW 以上 50MW 未満の場合 Category B に分類される。

Category A または B に分類された事業は、ECC の発行を受ける必要がある。

ECC 発行までの手続は DAO 2003-30 に規定されている（図 2-54）。

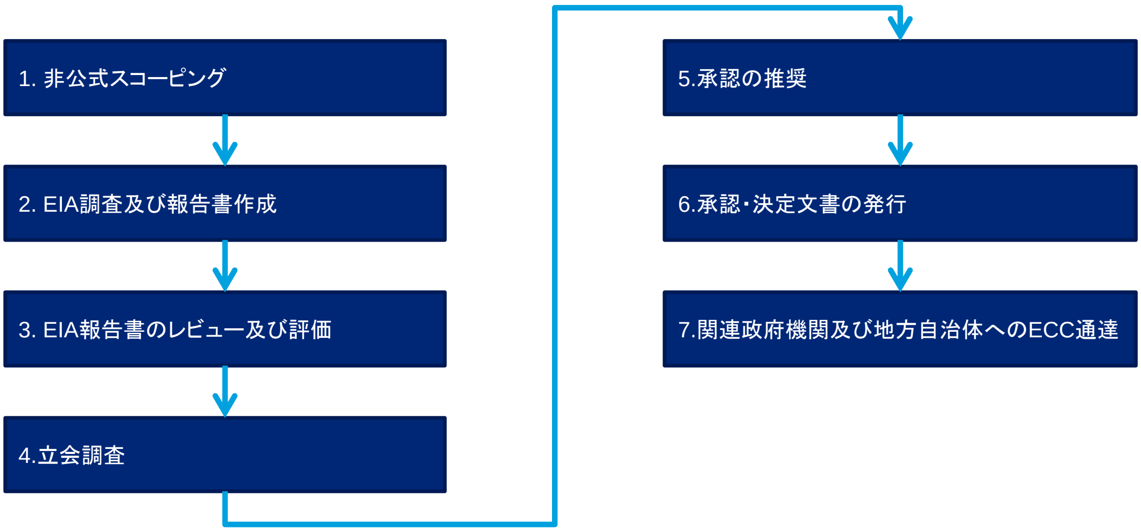


図 2-54 フィリピンにおける ECC 取得の流れ

(Environmental Management Bureau, 2014)

また、現状の EIA 制度では、ECPs の指定が不十分、モニタリングや監査の仕組みが無い、罰則が不十分、などといった指摘が国会議員から出ており、EIA と戦略的環境アセスメント（SEA）の双方を包含する Environmental Assessment System (EAS) 導入のための法案が検討されている (Quitulio, 2013)。

(2)国立公園内開発

フィリピンでは、1932 年に Act No.3915 が制定されて以降 1970 年代まで、それぞれ独立した法律により国立公園を設置してきた。その主な目的は、公園内の住民や不法占拠者を公園外へ移動させることと、公園内のレクリエーションや観光の促進であった [Viña, Kho, Caleda, 2010]。

その後、概念的な枠組となる法律として、1992 年に National Integrated Protected Areas System Act (RA 7586) が制定された。RA 7586 第 2 条において同法の目的は、「統合的な保護地域（protected area）の包括的システムの構築により、現在及び将来のフィリピン国民のために全ての野生の動植物の永久的存在を確保する」こととされている。（なお、同法において”protected area” という用語は、フィリピン憲法で用いられる”national park”と同義であり、いわゆる国立公園を指す用語としては”natural park”を使用している。）

1992 年以降、234 の protected area が RA 7586 の下で管理されており、その面積は 523 万ヘクタールに及ぶ。protected area は表 2-47 に示したように 8 つのカテゴリに分類される（RA 7586 第 3 条）。また、2008 年時点の protected area の分布を図 2-55 に示す。

Protected Area 内では、どのような構造物であっても許可無く設置することはできない（RA

7586 第 20 条)。

表 2-47　フィリピンにおける Protected Area のカテゴリ

出典：National Integrated Protected Areas System Act (RA 7586)

カテゴリ	説明
(a) Strict nature reserve 厳正自然保護区	貴重な生態系や自然科学上重要性の高い動植物が生息する地域で、研究、環境モニタリング、教育、遺伝資源の保存等の目的での使用のみ許可される
(b) Natural park 自然公園	開発によって減少した野生本来の形を維持するため、景観、自然・歴史的建造物の保全及び野生の動植物が保護されている森林保全地区
(c) Natural monument 天然記念物	希少性や関心の高さを考慮して、その特定の自然の特徴を重要な天然記念物として保全する事を目的とした比較的限定的な領域
(d) Wildlife sanctuary 原生自然保護区	種の保存等が必要な、希少動生物の保護活動を行う領域
(e) Protected landscapes and seascapes 陸上/海洋景観保護区	通常の生活や経済活動が行われており、レクリエーションや観光を通して一般に公開されている一方で、自然との調和が満たされている地区
(f) Resource reserve 埋蔵資源	自然の状態で残されている無人の領域であり、適切な知識と計画の下に将来的に使用される天然資源を保有する領域
(g) Natural biotic areas 自然生物地区	現代技術をその環境に合わせて取り入れながらも自然共生している地域
(h) Other categories その他	法、慣習もしくはフィリピン政府が調印した国際協定に基づく領域

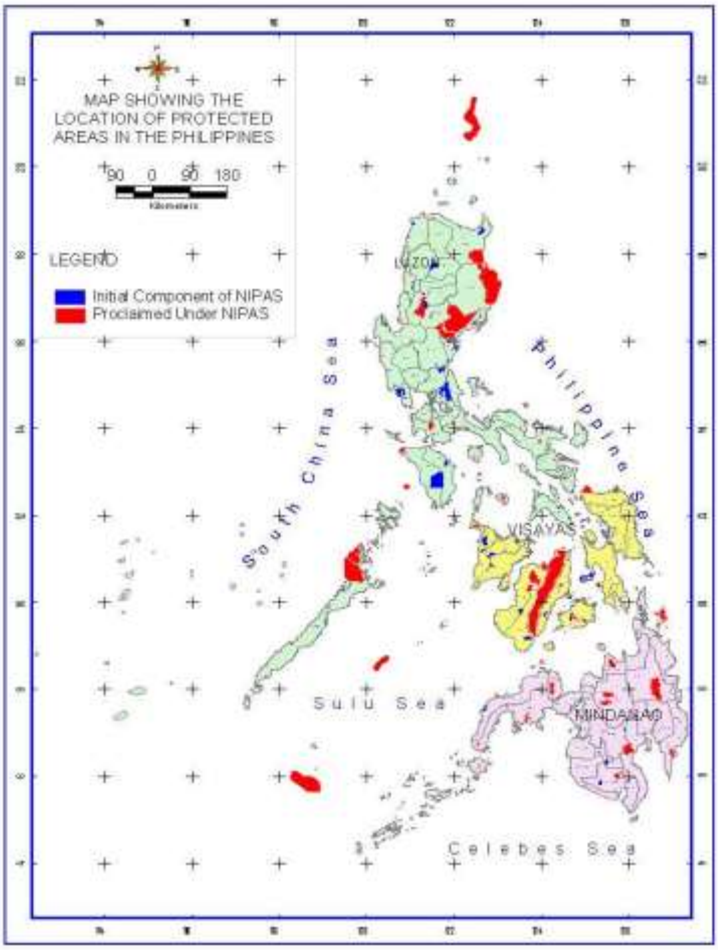


図 2-55　フィリピンにおける Protected Area の分布

(Biodiversity Management Bureau, 2014)

Protected Area 内でも地熱開発が行われた例は存在する。

1988 年、政府はエルニーニョ現象に伴う水力発電量の減少をカバーするため、Mount Apo Natural Park 内に地熱発電所を建設することを決定した。建設地が先住民の居住区でもあったため当時大きな物議を醸したが、開発主体の EDC は環境影響評価のための科学的調査やステークホルダーへの幾度にもわたる事業説明を通じて、Mindanao 地熱発電所（2 基、103MW）の運転開始にこぎつけた。この地熱発電プロジェクト開始以降の EDC と政府による環境保全の取組により、Mount Apo Natural Park は環境的により良く保全されるようになった、と DENR の関係者は話している (Jakarta Globe, 2013)。

⑶温泉資源開発

温泉資源開発に関する法律は確認できなかった。

⑷電力セクター関連

2001 年の Electric Power Industry Reform Act (RA 9136、EPIRA) により、国営電力公社（NPC）は民営化され、発送電分離と自由化が進展している。

① 発送電分離

RA 9136 第 5 条によると、電力業界は、発電、送電、配電、小売の 4 セクターに分割されることとなった。

② 電力自由化

発電部門と小売部門については、自由化された（RA 9136 第 6、29 条）。

送電部門については、NPC に代わり、National Transmission Corporation (TRANSCO) が、設備の建設、運用、維持管理等を担う（RA 9136 第 8 条）。

配電部門については、Energy Regulatory Commission (ERC) の規制の下で政府の許可を得た事業体により行われる（RA 9136 第 22 条）。

③ 再生可能エネルギーの優先接続、優先供給

RA 9513 第 7 条によると、ERC は、FIT ルールの中で再生可能エネルギーの優先接続・優先供給についても規定することとされている（ただし、地熱は FIT 対象外）。

2.5.5. フィリピンにおける地熱発電のまとめ

フィリピンの地熱開発は、1970 年代後半から 1980 年代前半、及び 1990 年代に大きく躍進し、地熱発電設備容量は 1,966MW（2010 年時点）で世界第 2 位を誇るものの、2000 年代以降の地熱開発は停滞している。以下にその特徴を示す。

(1)地熱の位置づけ

- 政府は、2030 年までのエネルギー計画を策定し、同年までに約 1,500MW の地熱発電設備増加を計画し、その中で具体的な開発候補地や開発可能容量を明記している。
- RA 5092 と PD 1442 という二つの地熱根拠法により、地熱の所有権が国に帰属することと開発手続が明確に規定され、地熱開発にあたって事業者が何をすべきことが明確にされている。

(2)地熱発電推進施策

- 再生可能エネルギー推進のため、2008 年の RA 9513 により、RPS・FIT・余剰買取等の施策導入が決められた。しかし地熱は FIT の対象外となっている。
- 税控除や公的投融資・債務保証も提供されている。
- リスクの大きい蒸気開発については、国営企業主体で行うことによって進められてきた。
- これまでフィリピン国内の多くの地熱発電所建設に日本の ODA 有償資金協力が投入されてきた [外務省, 2014]。

(3)地熱発電開発規制

- 一定規模以上の地熱発電所建設は環境影響評価の対象となっており、Environmental Compliance Certificate の取得が必要となる。
- 政府は環境保護のため開発を制限する地域（保護地域）を指定している。保護地域内では地熱開発も制限されるが、過去には、保護地域内に地熱発電所が建設された例も存在する。

フィリピンでは一見、地熱の位置づけも明確で、幾つかの財政的インセンティブも整えられているが、NPC や PNOC-EDC の民営化後は地熱開発は停滞し、現在のところ地熱発電設備の目立った増加にはつながっていない。これは制度の枠組みは出来つつあるものの、その全体像がまだ見えないことと、制度の詳細設計の未成熟さや不備の可能性も示してお

り、今後の制度の成熟とともに民間が事業リスクを取れていく環境が出来上がるかどうかが焦点となるであろう。

2.6. インドネシアにおける地熱発電の現状

インドネシアでは、旺盛な電力需要の増加に対し、再生可能エネルギー、特に地熱発電により対応しようとしている。

2011-2020 年電力供給事業計画（RUPTL）によると、エネルギー消費の平均上昇率は 8.5%と予想されている [PLN (Persero), 2011a]。一方、インドネシアにおけるこれまでのエネルギー需要は、化石燃料に依存してきていたが、その埋蔵量は徐々に減少してきており、効率的な化石燃料の使用と、比較的安価で環境にやさしい代替エネルギー源を見つけることが必要となってきている。

インドネシア政府は、政策レベル・事業レベルで地熱開発の様々な目標設定を行い、意欲的な地熱開発を進めようとしている。なお、それら計画策定ならびに個別事業に対し、日本の ODA 事業が大きく貢献している。

2.6.1. インドネシアにおける地熱発電導入状況

(1) 地熱資源量

インドネシアの地熱発電のポテンシャルは約 28,000MW 以上であり、世界有数の地熱資源国であると言われている。エリア別の地熱賦存量を表 2-48 に示す。

表 2-48　インドネシアのエリア別地熱賦存量（2012 年時点）

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013a)

No	Island	Number of Location	Potential Energy (Mwe)					Total	Installed
			Resources		Reserve				
			Speculative	Hypothetical	Possible	Probable	Proven		
1	Sumatera	90	3089	2427	6867	15	380	12778	122
2	Java	71	1710	1826	3708	658	1815	9717	1134
3	Bali-Nusa Tenggara	28	360	417	1013	0	15	1805	5
4	Kalimantan	12	145	0	0	0	0	145	
5	Sulawesi	65	1323	119	1374	150	78	3044	80
6	Maluku	30	545	97	429	0	0	1071	
7	Papua	3	75	0	0	0	0	75	
	Total	299	7247	4886	13391	823	2288	28635	1.341
			12.133		16.502				
			28.635						

⑵ 設備容量

開発済みの地熱発電は、2012 年現在で 1,341MW であり、大規模な発電所はジャワ島に偏在している。資源量に対する開発率は、5%未満にとどまっているのが現状である。発電所一覧を表 2-49 に、地熱発電設備の導入状況を図 2-56 に示す。

表 2-49　インドネシアにおける地熱発電所一覧（2012 年現在）

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013a)

No	Geothermal Working Area/ Location	License Holder	Developer	Power Plant	Installed Capacity (MW)
1	Sibayak – Sinabung, NORTH SUMATERA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Sibayak	12
2	Cibeureum – Parabakti, WEST JAVA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Chevron Geothermal Salak, Ltd (CGS)	Salak	377
3	Pangalengan, WEST JAVA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Star Energy Geothermal Wayang Windu, Ltd (SEGWWL)	Wayang Windu	227
4	Kamojang – Darajat, WEST JAVA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Kamojang	200
5	Kamojang – Darajat, WEST JAVA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Chevron Geothermal Indonesia, Ltd (CGI)	Darajat	270
6	Dataran Tinggi Dieng, CENTRAL JAVA	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Geo Dipa Energi (GDE)	Dieng	60
7	Lahendong – Tompaso, NORTH SULAWESI	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Lahendong	80
8	Ulubelu, LAMPUNG	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Ulubelu	110
9	Ulumbu, EAST NUSA TENGGARA	PT. PLN Geothermal	PT. PLN Geothermal	Ulumbu	5
TOTAL					1.341

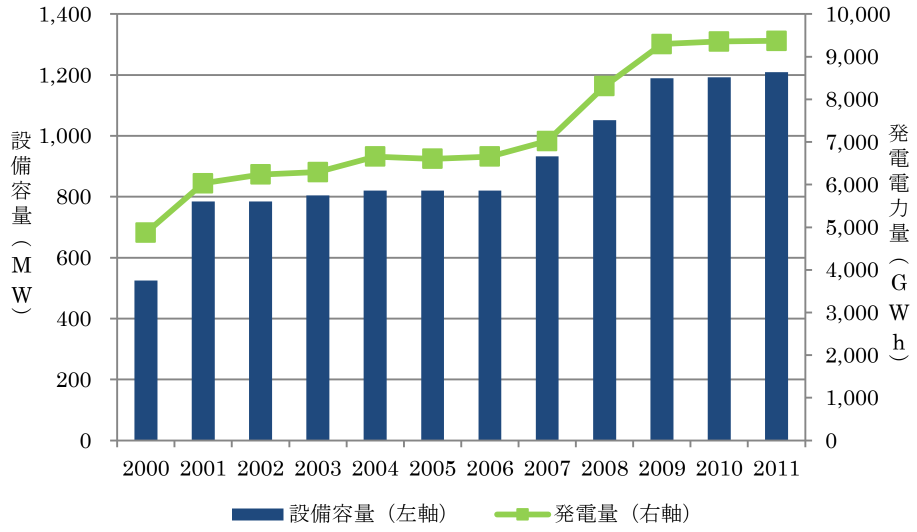


図 2-56　インドネシアにおける地熱発電設備の導入状況

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2012a)を基に作成

(3) 発電電力量

地熱発電による発電電力量は、2011 年で 9,371GWh であった。これは、インドネシアの全発電電力量の 5%に相当する。発電電力量構成を図 2-57 に示す。

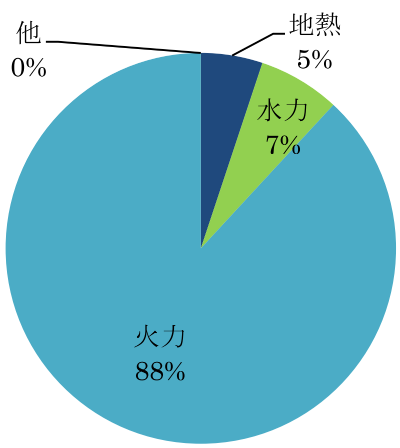


図 2-57　インドネシアにおける発電電力量構成（2011 年）

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2012a)を基に作成

2.6.2.　インドネシアにおける地熱発電の位置づけ

(1)歴史的経緯

インドネシアで地熱開発が行われたのはここ 30 年ほどのことであり、最初の地熱発電所が建設されたのは、1983 年である。1974 年、インドネシア政府は地熱開発を進めるため、大統領令 No.16/1974 により プルタミナに対して地熱開発の権利を与えた。また、1981 年の 大統領令 No.22/1981 で、プルタミナは、共同開発方式（JOC ; Joint Operation Contract 契約方式）により、内外の民間企業と地熱開発ができるようになった。さらに、1991 年、大統領令 No.45/1991 により、プルタミナが共同開発方式により、蒸気開発だけでなく下流の発電事業までできるようにした。これにより民間の地熱事業者が発電事業者（IPP）として参加できるようになった [国際協力機構、西日本技術開発, 2007]。

この措置により、90 年代にインドネシアの地熱開発は促進された。この要因としては上記の措置に加え、地熱 IPP 事業者と 国営電力会社 PLN との売電契約が、比較的高い売電価格で契約となっていたこと、ドルベースでの販売となっていたこと、政府の支払い保証が付いていたことなども重要な要因であった。しかし、1997 年に発生したアジア通貨危機により、PLN の財政破綻が生じ、地熱 IPP 契約は見直し、または再交渉が行われることになった。その結果、PLN の買入価格は大幅に引き下げられ、この過程で多くの IPP 事業者は撤退し、以降、掘削される井戸の数も激減した [国際協力機構、西日本技術開発, 2007]。インドネシアにおける地熱購入価格と掘削本数の推移を図 2-58 に示す。

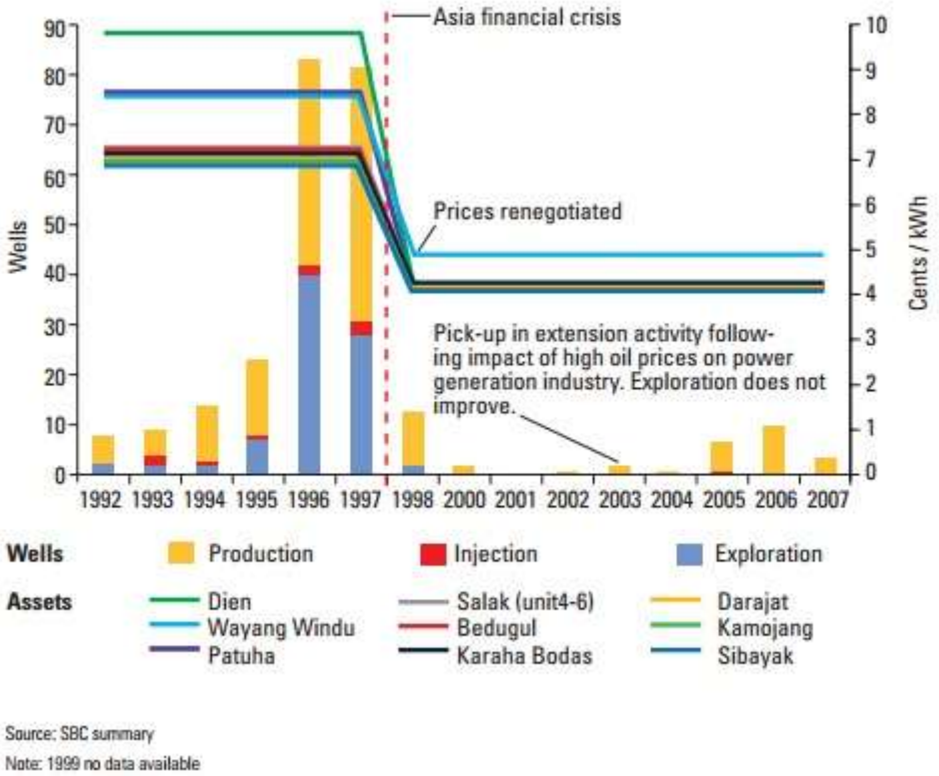


図 2-58　インドネシアにおける地熱購入価格と掘削本数の推移

(Schlumberger Business Consulting, 2008)

政府はこの再交渉の過程を通じ、プルタミナ に地熱開発の主導権を委ねるこれまでの方式は適当ではないと判断し、2000 年 7 月、大統領令 No.76/2000（発電用地熱資源の運用に関する大統領令）を発布し、既契約分を除き、プルタミナ と民間企業との共同開発方式を破棄した（PD No.22/1981 及び PD No.45/1991 の廃止）。また、2003 年 10 月、政府は地熱法（2003 年法律 27 号）を制定し、地熱エネルギーは国家財産でありその開発権は国と州にあることを明確にし、その上で地熱開発に民間企業が参加する手続きを定めた。これにより、既にプルタミナが保有している開発区域を除いて、新たな地域での地熱開発は民間企業に委ねられ、その際の手続きは地熱法によることとなった [国際協力機構、西日本技術開発, 2007]。

なお、プルタミナ については、石油、天然ガス、地熱と幅広いエネルギー開発を担当しており、あまりにも巨大化した組織となったことから、経営効率の向上を図るため、新石油ガス法（2001 年法律 31 号）の施行に伴って、2003 年 9 月にプルタミナ を株式会社化することとし、この一環で、地熱事業は子会社の PERTAMINA Geothermal Energy（PGE）に移管された。また、大統領令 No.76/2000 の発効に伴い、プルタミナ は一開発者の立場になった。また、プルタミナ が地熱開発権を有している地域のうち、開発に着手していな

い地域は政府に返還されることになった [国際協力機構、西日本技術開発, 2007]。

⑵導入目標

いくつかのエネルギー関連計画の中で、導入目標が設定されている。国家エネルギー計画の概要を図 2-59 に示す。このうち、地熱発電の導入目標が示されているのは、国家エネルギー政策（KEN)、国家エネルギー管理ブループリント添付資料の地熱開発ロードマップ、クラッシュプログラム、エネルギービジョン 25/25 である。

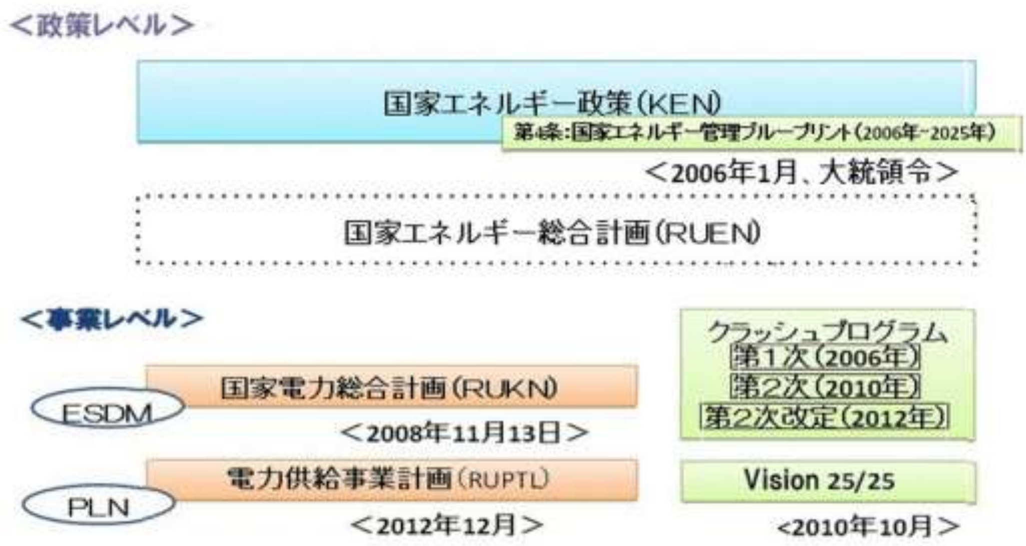


図 2-59　国家エネルギー計画の概要

[インドネシアの電力エネルギー事情, 2014a]

＜政策レベルの計画＞

・国家エネルギー政策（KEN）

”国内におけるエネルギー供給の安全を保証し、持続的な開発を支えるため、国家エネルギー管理の指針として国家エネルギー政策を定める“とし、「国家エネルギー政策に関する大統領令（2006 年第 5 号)」を発布した。

第 2 条において、2025 年に国全体のエネルギー消費に対する各エネルギー種別の構成比率目標を設定しており、地熱は 5%以上と定められている。

また、第 4 条において、エネルギー鉱物資源大臣は、国家エネルギー管理ブループリントを定める、としており、そのブループリント添付資料として、地熱開発ロードマップがある。そこには、2020 年までに 6000MW、2025 年までに 9500MW の導入を目指すとしている。地熱開発ロードマップを図 2-60 に示す。

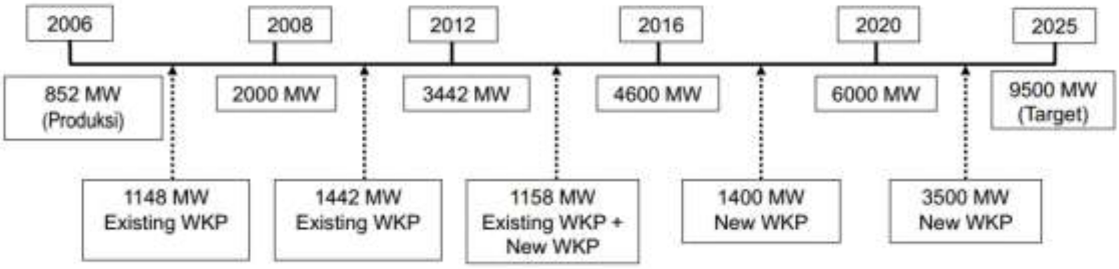


図 2-60　地熱開発ロードマップ 2006 - 2025

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013b)

・国家エネルギー総合計画

国家エネルギー総合計画（RUEN）は、国、州、または県/市レベルでの地域におけるエネルギー管理計画である 。RUEN 策定のためのガイドラインと RUEN そのものについては作成が進行しているものの、未発行である [矢野友三郎, 2013]。

＜事業レベルの計画＞

・国家電力総合計画（RUKN）

電力に関する法律 1985 年 15 号の第 5 条 1 項と、電力の供給と利用に関する政令 1989 年 10 号及び 2 回にわたり改正され、その最終改正である政令 2006 年 26 号の第 2 条（2）項に基づき、エネルギー鉱物資源大臣を通じ、政府は国家電力総合計画（RUKN）を定めた。本 RUKN は、今後 20 年間の電力需要予測、発電用に利用できる各地域の一次エネルギー源ポテンシャル、電力供給目標と計画、必要な資金について盛り込んだ内容となっている [Ministry of Energy and Mineral Resources, 2008]。

・電力供給事業計画（RUPTL）

この電力供給事業計画（RUPTL）2011-2020 年は、電力の供給と利用に関する政令 1989 年第 10 号、2 度の改正を経て、現行は同政令 2006 年第 26 号の指令により制定された。同政令第 5 条 1、2 項は、「事業地域を有する事業体は、国家電力総合計画（RUKN）に基づいて電力供給事業計画を作成しなければならない」と規定している。

RUPTL 策定の目的は、2011～2020 年の全インドネシアにおける国営電力会社 PLN の電力供給事業計画の概略を提示することであり、企業の長期計画のひな形として、また年次事業プログラムの策定にも利用されることになる [PLN (Persero), 2011a]。

・クラッシュプログラム（1 次・2 次・2 次改定）

インドネシア政府は、石油依存度の低減ならびに電力不足解消のため、2006 年 7 月に第 1 次クラッシュプログラムを、2010 年 1 月に第 2 次クラッシュプログラムを策定した。

第 2 次クラッシュプログラムでは、2010～2014 年の間に、9,500MW の電源開発を行い、そのうち、地熱は 43 プロジェクトで 3,967MW を賄うというものであった。2012 年に、第二次クラッシュプログラムの一部地点を変更し、地熱は 51 プロジェクト、4,925MW を担うものとされた [土屋武大, 2011]。

第 1 次・2 次クラッシュプログラムの比較を表 2-50 に、第 2 次クラッシュプログラム改定における地熱開発拠点（51 拠点）を表 2-51 に示す。

表 2-50　第 1 次・2 次クラッシュプログラムの比較

[土屋武大, 2011]

	第1次クラッシュプログラム	第2次クラッシュプログラム
開発計画年	2006-2009	2010-2014
開発方式	PLN: 100%	PLN: 44.3%, IPP: 55.7%
電源開発量	約10,000MW	約9,500MW
目的	・緊急電源開発 ・脱石油政策	・緊急電源開発、・電源の多様化 ・新・再生可能エネルギー導入
電源種別	石炭：100%	地熱: 41.7%、水力: 12.6% 石炭: 35.6%、ガス: 1.1% ガスコンバインドサイクル: 9.0%
法的根拠	大統領令2006年第71号	・大統領令2010年第4号 ・エネ鉱大臣令2010年第2号 （同大臣令2010年第15号により改正）

表 2-51　第 2 次クラッシュプログラム改定における地熱開発拠点（51 拠点）

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013b)

NO.	GEOTHERMAL POWER PLANT PROJECT	STATUS	PROVINCE	ESTIMATION OF CAPACITY (MW)	INSTALLED CAPACITY 2014 (MW)	REQUIRED FINANCING 2014 (US$ MILLION)
1	Sungai Penuh	Existing WKP	Jambi	2x55	110	330
2	Hululais	Existing WKP	Bengkulu	2x55	110	330
3	Kotamobagu 1 and 2	Existing WKP	North Sulawesi	2x20	40	120
4	Kotamobagu 3 and 4	Existing WKP	North Sulawesi	2x20	40	120
5	Sembalun	Open Area	West Nusa Tenggara	2x10	20	60
6	Tulehu	Existing WKP	Maluku	2x10	20	60
7	Tangkuban Perahu I	New WKP	West Java	2x55	110	330
8	Kamojang 5 and 6	Existing WKP	West Java	1 x30 1 x60	90	270
9	Ijen	New WKP	East Java	2x55	110	330
10	Iyang Argopuro	Existing WKP	East Java	1 x55	55	165
11	Ngebel	New WKP	East Java	3x55	165	495
12	Gunung Endut	New WKP	Banten	1 x55	55	165
13	Rawa Dano	New WKP	Banten	1 x 110	110	330
14	Cibuni	Existing WKP	West Java	1 x 10	10	30
15	Cisolok-Cisukarame	New WKP	West Java	1 x50	50	150
16	Karaha Bodas	Existing WKP	West Java	1 x30 2x55	140	420
17	Patuha	Existing WKP	West Java	3x60	180	540
18	Tampomas	New WKP	West Java	1 x45	45	135
19	Tangkuban Perahu II	Existing WKP	West Java	2x30	60	180
20	Wayang Windu Unit 3 and 4	Existing WKP	West Java	2x 110	220	660
21	Gunung Ciremai	New WKP	West Java	2 x 55	110	330
22	Baturaden	New WKP	Central Java	2x 110	220	660
23	Dieng	Existing WKP	Central Java	1 x55 1 x60	115	345
24	Guci	New WKP	Central Java	1 x55	55	165
25	Ungaran	New WKP	Central Java	1 x55	55	165
26	Seulawah Agam	New WKP	Aceh	1X55	55	165

NO.	GEOTHERMAL POWER PLANT PROJECT	STATUS	INSTALLED CAPACITY (MW)	REQUIRED FINANCING (US$ MILLION)
27	Jaboi	New WKP	10	30
28	Sarulla 1	Existing WKP	330	990
29	Sarulla 2	Existing WKP	110	330
30	Umbul Telumoyo	New WKP	55	165
31	Simbolon Samosir	Open Area	110	330
32	Sipoholon Ria-Ria	New WKP	55	165
33	Sorik Marapi	New WKP	240	720
34	Muaralaboh	New WKP	220	660
35	Bonjol	New WKP	165	495
36	Lumut Balai	Existing WKP	220	660
37	Rantau Dadap	New WKP	220	660
38	Rajabasa	New WKP	220	660
39	Ulubelu 3 and 4	Existing WKP	110	330
40	Suoh Sekincau	New WKP	220	660
41	Wai Ratai	Open Area	55	165
42	Danau Ranau	New WKP	110	330
43	Lahendong 5 dan 6	Existing WKP	40	120
44	Bora	Open Area	5	15
45	Marana/Masaingi	New WKP	20	60
46	Hu'u	New WKP	20	60
47	Atadei	New WKP	5	15
48	Sokoria	New WKP	15	45
49	Mataloko	New WKP	5	15
50	Jailolo	New WKP	10	30
51	Songa Wayaua	New WKP	5	15
TOTAL PLANNED INSTALLED CAPACITY			4.925	14.775

・**エネルギービジョン 25/25**

2010 年、エネルギー鉱物資源省　新・再生可能エネルギー・省エネルギー総局は、2025 年までに 25%を再生可能エネルギーにするエネルギービジョン 25/25 を定めた。地熱の目標は 12,000MW であり、2006 年に地熱開発ロードマップで示した開発目標を更に上回る意欲的な目標設定を行っている [土屋武大, 2011]。

⑶法的位置づけ

2007 年までは、エネルギー全体を包括する法律がなく、「石油・ガス法」、「電力法」、「地熱法」などにより、エネルギー源ごとに個別に管理する法体系となっていた。政府は、エネルギー部門全体を総括的に管理する必要性から、2007 年 8 月 10 日に「エネルギーに関する法律」（通称「エネルギー法」）を作成した [海外電力調査会, 2011]。地熱に関連する法律は、「地熱法」に定められている。図 2-61 に、地熱推進関連法体系を示す。

図 2-61　インドネシアの地熱推進関連法体系

[インドネシアの電力エネルギー事情, 2014b]

① 地熱根拠法の有無

地熱の根拠法として、地熱法（Geothermal Energy Law No.27/2003）がある。地熱の定義・所有権・開発区域の設定・開発手続き・ライセンス・許認可権など、地熱開発に関する包括的な内容が盛り込まれている。

② 地熱の定義

地熱法 1 条に定義されている。以下、条文抜粋である。

地熱とは、熱水、水蒸気、岩石及び付随鉱物、その他ガスの中に含まれ、発生的に地熱システムと切り離すことができず、利用には、採掘工程が必要な、熱エネルギーのことである。

③ 資源の所有権

地熱法 4 条に規定されており、国家資産である。以下、条文抜粋である。

地熱は国家の資産であり、国家がそれを支配し、国民福祉のために最大限利用されるものとする。 国家による地熱鉱業の支配は、政府及び地方政府が実施するものとする。地熱事業許可（IUP）の規定に基づき得られたすべてのデータ・情報は、国有データであり、利用規定は政府が行うものとする。

④ 開発区域の設定

2013 年現在、インドネシア全体で 58 箇所の地熱開発区域（Geothermal Work Area; GWA）が設定されている。このうち 19 区域は、地熱法制定以前に設定されたが、39 区域は地熱法制定後に新たに設定されたものである。全体 58 区域の内、既に地熱事業許可（IUP）が発

行されている区域が 38 区域、入札中のものが 2 区域、入札準備中が 13 区域、入札不調が 5 区域となっている。GWA のマップを図 2-62 に示す。

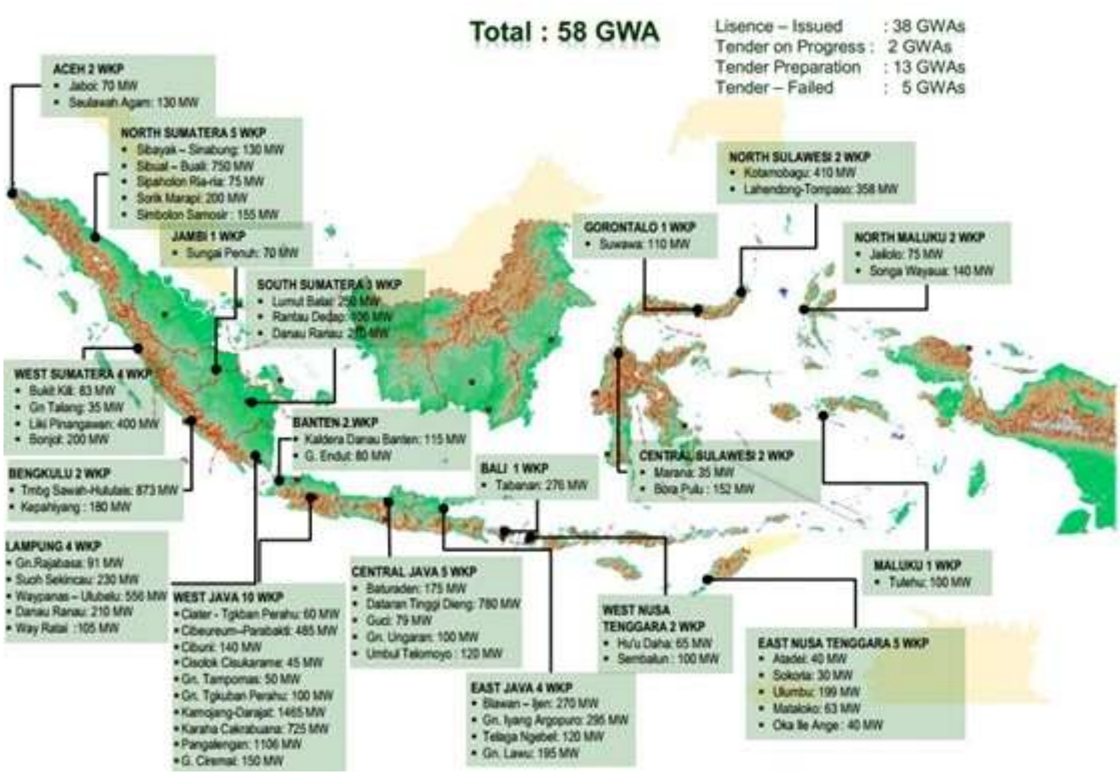


図 2-62 インドネシアの地熱開発区域（GWA）

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013a)

⑤ 開発手続き

地熱法 10 条に地熱操業活動を、事前調査・探査・フィジビリティスタディ・開発・利用の 5 段階に設定している。また、事前調査と探査の間には、政府による地熱開発区域（GWA）の設定と、開発権の入札が行われる。これら地熱開発プロセスを表 2-52 ならびに図 2-63 に示す。

表 2-52　インドネシアでの地熱開発プロセス

	プロセス	内容	実施者
1	事前調査	GWA 未設定区域での掘削を含まない調査 地質、地化学、地球物理データの取得	政府（大臣・州知事 県知事/市長）
2	GWA の設定	事前調査結果に基づき、開発区域を設定	大臣
3	GWA の入札	技術・財務、入札蒸気価格/電力価格で決定 落札者に地熱事業許可（IUP）が付与される	政府
4	探査	試験井・調査井の掘削を含む資源ポテンシャル確認のための一連の活動 探査後、資源管理者への報告が必要	政府/事業体
5	F/S	開発可能賦存量の調査を含む、事業妥当性の決定に関連活動	事業体
6	開発	環境保護にかかる手続きを経た後、生産井及び還元井の掘削等の開発行為を実施	事業体
7	利用	地熱資源の発電または発電以外の熱利用	事業体

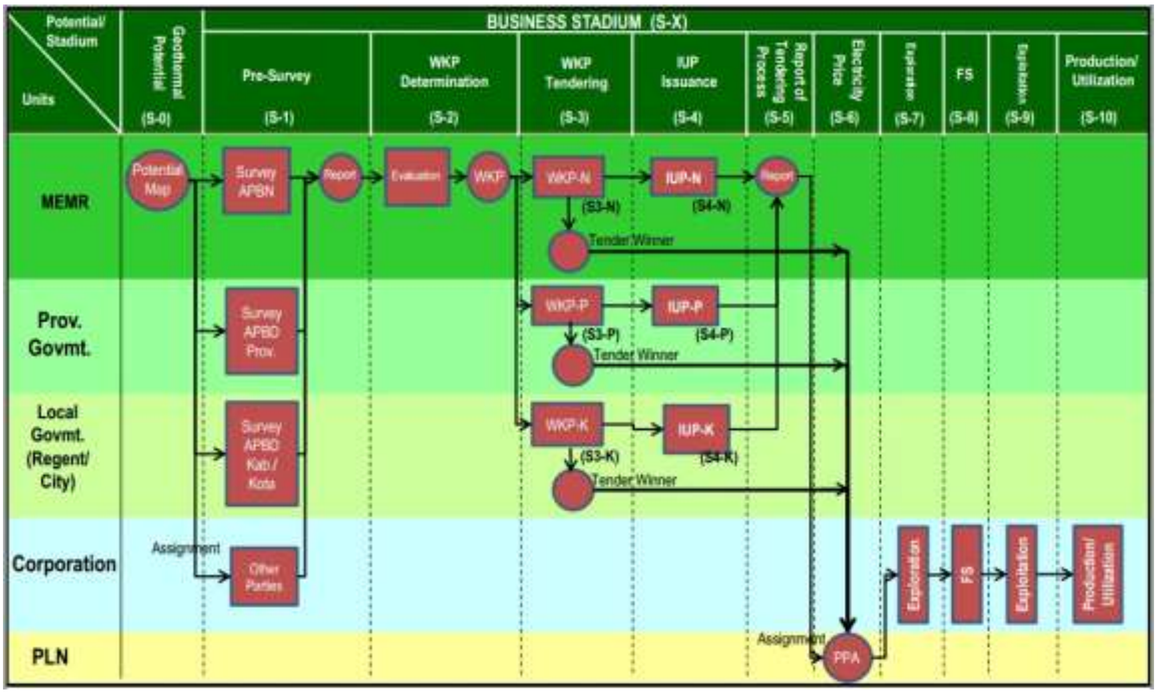


図 2-63　インドネシアでの地熱開発プロセス

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2012b)

⑥ ライセンス

地熱法 1 条において、地熱鉱業許可（IUP）が定義されている。また、IUP に記載される内容は、同法 21 条に規定されており、実施者名・事業種・許可有効期限・事業許可保持者の権利と義務・作業地域・作業地域返還ステップとなっている。

IUP 保持者の権利は、同法 28 条に規定されており、

a. 作業地域において探鉱、フィジビリティスタディ、開発の形で地熱鉱業事業活動を実施する
b. 作業地域において、IUP 有効期間中、4 条（3）にあるデータ・情報を利用する
c. 現行法に基づく税制便宜を取得できる

となっている。

一方で、IUP 保持者の義務は、同法 29 条に規定されており、

a. 作業安全・衛生、環境保護分野の法規を理解し、それを遵守し、現行の標準を満たす
b. 汚染防止・対策、環境機能の回復
c. 透明性と競争により、国内の物品、サービス、エンジニアリング・デザイン能力の利用を優先する
d. 地熱科学技術の研究開発活動に対するサポートを行う
e. 地熱分野の発明、能力開発、人材の育成に対するサポートを行う
f. 地元住民の開発・自立性支援プログラムの実施を行う
g. 各自の権限に基づき大臣、州知事、県知事/市長に対し、地熱鉱業事業活動の作業計画と実施に関する書面による報告を定期的に行う

となっている。

⑦ 許認可権

地熱法 21 条において、IUP は各自の権限に基づき、大臣、州知事、県知事/市長が発行するとされている。各自の権限については、地熱法 5～7 条に以下の通り定められている。

政府権限	州をまたぐ地域における地熱鉱業許可の供与と監督（5 条）
州権限	県/市をまたぐ地域の地熱鉱業許可供与と監督（6 条）
県・市権限	県/市における地域の地熱鉱業許可供与と監督（7 条）

⑧ 許認可期間

地熱法 22 条に規定されている。

a. 探査期限は、IUP 発行から最長 3 年であり、最高 2 回、それぞれ 1 年ずつ延長可能である

b. フィジビリティスタディの期限は、探査期限終了後、最長 2 年である

c. 開発期限は、探査期限終了後、最高 30 年であり、延長可能である

なお、IUP 保持者は上記 c にある開発許可の延長を、各自の権限に基づき、大臣、州知事、県知事/市長に対し、開発許可終了の 5 年から 3 年前までに申請できる。 また、探査期限終了から 2 年以内に開発活動を実施しない場合、IUP 保持者は作業地域すべてを返還する義務を有している。

(4)主要プレーヤー

① エネルギー鉱物資源省（ESDM）

エネルギー鉱物資源省（ESDM）は、エネルギーと鉱物の供給に関連する業務を統括している省である。地熱発電に関連の強い部署としては、電力総局、新再生可能/省エネルギー総局があり、新再生可能/省エネルギー総局の内部には、地熱局がある。また、国家エネルギー審議会（DEN）の事務局長もエネルギー鉱物資源省内に配置されている。図 2-64 にエネルギー鉱物資源省の組織図を示す。

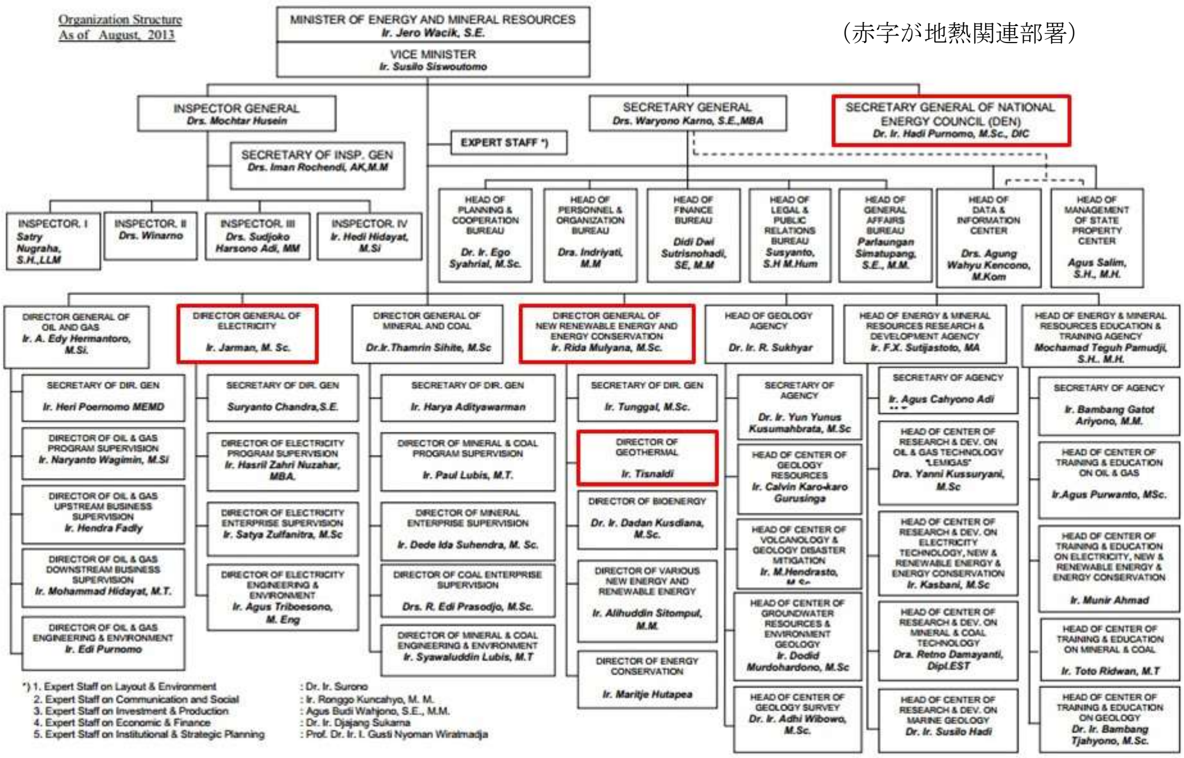


図 2-64　エネルギー鉱物資源省の組織図

(インドネシアの電力エネルギー事情, 2014c)

② 国営電力公社（PLN）

国営電力会社で発電・送電・配電網を請け負う。IPP 事業者によって発電された電気のオフテイカーとなる。

③ プルタミナ地熱エネルギー社（PGE）

国営石油会社プルタミナの子会社で地熱井開発を請け負う。PGE と民間事業者の共同開発事業も多い。

④ IPP (Independent Power Producer/卸電力事業)

独立で発電し、電気を PLN に売電する。

⑤ 地方政府

開発に伴う採掘や環境に関しての許認可権限を有している。

⑥ 林業省

森林での開発行為の許認可権限を有している（地熱開発区域の 42%は、森林地域)。

⑦ 財務省

財政的なインセンティブを与えている。

(5)事業形態

これまで述べてきたように、インドネシアでは、地熱法制定以前の地熱開発区域（Existing-GWA）と、地熱法制定以降の新しい地熱開発区域（New-GWA）の両方が並存している状態であり、事業形態も異なっている。インドネシアにおける地熱開発の事業形態を表 2-53 に示す。

表 2-53　インドネシアにおける地熱開発の事業形態

GWA	事業形態
Existing-GWA	PLN 及び PGE などの国有会社による事業
	PGE と民間事業者との共同開発事業(Joint Operation Contract)
New-GWA	政府が実施する入札を経た民間事業者による事業

2.6.3. インドネシアにおける地熱発電推進施策の現状

(1)法的施策

① RPS（Renewables Portfolio Standard）

RPS 法に相当する法律は確認できなかった。

② FIT（Feed-in Tariff）

FIT 制度については、エネルギー鉱物資源省規則 NO.22/2012 により規定されている。適用範囲は、新しい地熱開発区域（New-GWA）における導入分と既存地熱開発区域（Existing-GWA）における増容量分、ならびに既存契約満了更新分である。買取価格水準は、立地と電圧によって異なっている。表 2-54 に FIT 価格を示す。なお、地熱発電の買取価格のみ、ドル建てとなっている (Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013b)。

表 2-54 インドネシアにおける地熱発電の FIT 価格

(Ministry of Energy and Mineral Resources, 2013b)

No	地域	価格（US sent / kWh）	
		高電圧	中電圧
1	Sumatera	10	11.5
2	Java, Madura and Bali	11	12.5
3	South Sulawesi, West Sulawesi, and Southeast Sulawesi	12	13.5
4	North Sulawesi, Central Sulawesi, and Gorontalo	13	14.5
5	West Nusa Tenggara, and East Nusa Tenggara	15	16.5
6	Maluku and Papua	17	18.5

③ 余剰買取制度

余剰買取制度に相当する法律は確認できなかった。

⑵財政的措置

インドネシアにおける地熱開発の財政的措置の概要を表 2-55 に示す。探査段階・建設段階・運営段階の各ステージごとに、補助金・税制・ファイナンス等のスキームが用意されている。また、地熱開発への直接の補助金では無いが、国営電力会社 PLN に対して、販売価格と買取価格の差額補助がなされている。

表 2-55　インドネシアにおける地熱開発に対する財政的措置

(Ministry of Finance, 2012)

	Exploration 	Construction 	Operation 
1 Import Duty Facility	√	√	√
2 Income Tax Facility	√	√	√
3 VAT Facility	√	√	√
4 Exploration Financing	√	--	--
5 Guarantee (IIGF for PPP Projects)	--	√	√

① 補助金・助成金

地熱開発への直接の補助金では無いが、国営電力会社 PLN に対して、販売価格と買取価格の差額補助がなされている。インドネシアでは、国営電力会社 PLN の電力小売価格を低く抑えており、そのため、発電単価と売電単価の間に逆ザヤが生じている。この逆ザヤを政府補助金で賄う構造が続いている。政府全体予算とエネルギー関連補助金の推移を図 2-65 に示す。2011 年で電気料金に対する補助金は、100 兆ルピア（約 1 兆円）近くに及んでおり (PLN (Persero), 2012)、インドネシア政府にとって大きな負担となっている。

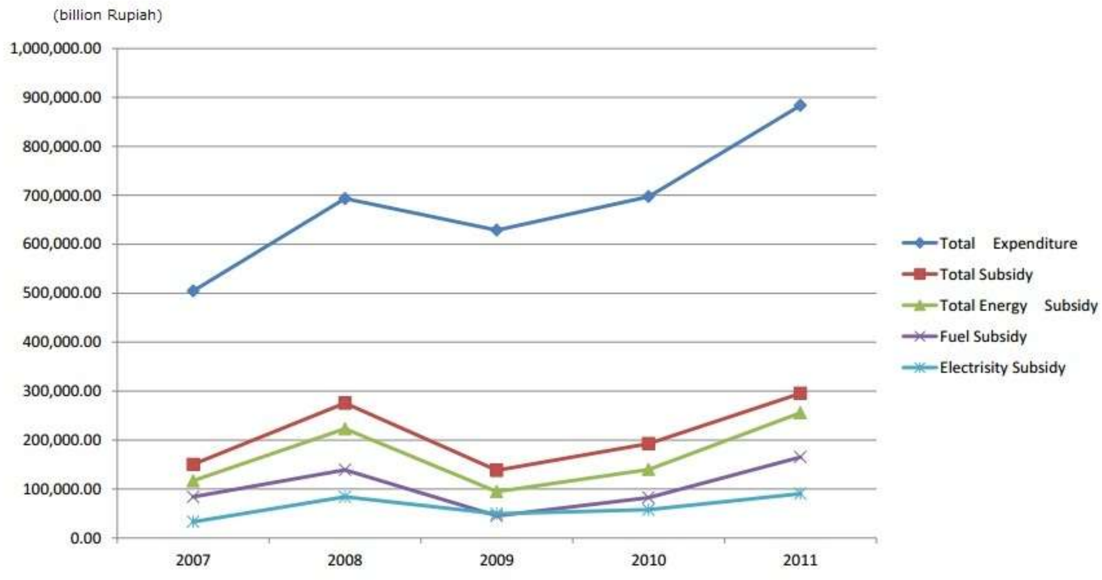


図 2-65　政府予算とエネルギー関連補助金の推移

[矢野友三郎, 2013]

なお、2011 年の PLN の電力小売価格は、600Rp/kWh～950Rp/kWh 程度（日本円で 6～9.5 円/kWh 程度[8]）である。販売先別の小売価格を表 2-56 に示す。

表 2-56　インドネシアでの販売先別電力小売価格（2011 年）

(PLN (Persero), 2011b)

（単位：Rp/kWh）

	Residential	Industrial	Business	Social	Gov. Office	Publ. Street	Total
価格	617.95	695.46	951.05	646.36	939.80	791.52	714.24

② 税控除

地熱開発に対し、以下のような税制優遇がある (Ministry of Finance, 2012)。

・関税

地熱開発に関連する機械・物資の輸入免税

・法人所得税

合計投資額の 30%相当額について、6 年間、毎年 5%ずつを課税所得から控除

加速度償却

インドネシア国外への配当支払いに対する源泉税額軽減（10%）

欠損金繰越制度（最大 10 年）

8 1Rp＝0.01 円として計算した

・付加価値税（VAT）

地熱開発に関連する機械・物資の輸入に対する付加価値税の免除

③ 公的投融資・公的債務保証

公的投融資・公的債務保証に関連する内容として、地熱基金（Geothermal Fund）、公的金融機関である PT Sarana Multi Infrastruktur (SMI)・PT Indonesia Infrastructure Finance (IIF)による投融資、Indonesia Infrastructure Guarantee Fund (IIGF)による支払保証制度、がある。

・Geothermal Fund

インドネシア政府財務省投資局（PIP）は、2011 年に地熱開発専用のファンドを設立した。現行の事業権入札は、試掘がなされないままに国営電力会社 PLN の電力買取価格（Tariff）競争を行い、掘削を含む全てのリスクを民間事業者が負う制度となっており、最もリスクが高く大規模投資が求められる試掘について、民間事業者にとっての費用・リスクの軽減が求められていた。

こうした状況を受けて、PIP には、試掘資金を供給するための地熱ファンドファシリティが設立されている。当該ファシリティには、①既に事業許可（IUP）を保有する民間事業者もしくは国有企業に対して試掘用に融資をするスキーム、②PIP 自身が試掘を実施した後、地方政府が IPP 事業者を選定し、選定事業者が PIP に試掘コストを返済するスキームの 2 つがある [国際協力機構, 2013]。

資金規模は、2013 年度時点で、約 3 兆ルピア（約 302 億ドル）となっている (Bloomberg, 2013)。

Geothermal Fund のリスク低減イメージを図 2-66 に示す。

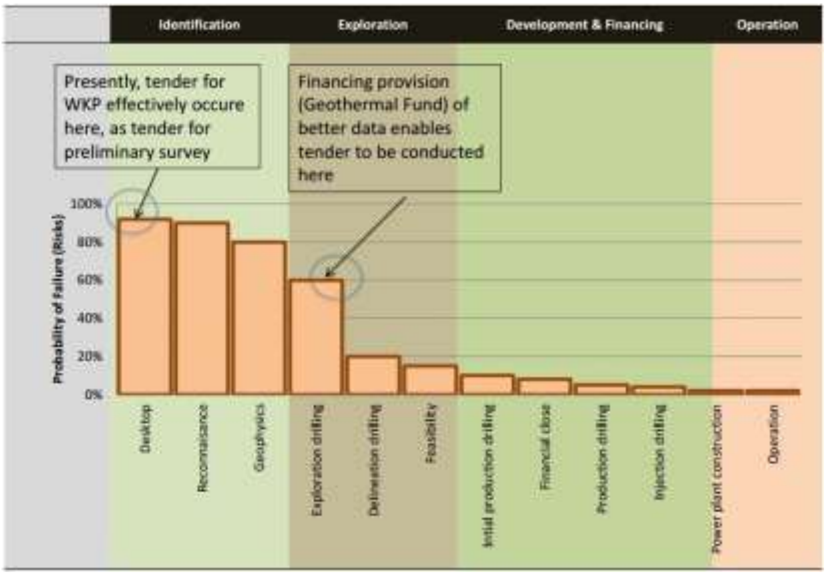


図 2-66 Geothermal Fund によるリスク軽減

(State Ministry of National Development Planning, 2013)

・公的金融機関（SMI・IIF）による投融資

インドネシア政府は、地熱発電を含むインフラ投融資活性化に向け、国有企業である PT Sarana Multi Infrastruktur（SMI）、ならびに政府が間接出資した PT Indonesia Infrastructure Finance (IIF)を設立した。 その概要を表 2-57 に示す。

表 2-57　**インドネシアの公的金融機関**

[国際協力機構, 2013]

	SMI	IIF
出資者	財務省（国有企業）	SMI IFC（国際金融開発公社） ADB（アジア開発銀行） DEG（ドイツ開発銀行） 三井住友銀行　等
サービス	①インフラ事業への投融資（メザニン含む）。 ②アドバイザリーサービス・コンサルティング	①インフラ事業に対して長期融資等の資金供与・保証供与 ②アドバイザリーサービス
実績	小水力発電案件、上水道案件などへの融資	チカンペック(Cikampek)～パリマナン（Palimanan）間高速道路 スマトラ島ジャンビ（Jambi）のガス火力発電所（50MW×2）等

インドネシアのインフラ開発では、インドネシアの金融機関によるプロジェクトファイナンスでの融資実績は殆どないのが現状である。すなわち、ルピア建て・ノンリコース・長期の資金調達が極めて難しい状況であり、SMI 及び IIF がその役割を担うことが期待されている。

・IIGF による支払保証制度

地熱開発に関連し、支払保証制度が存在する。その概要を表 2-58 に示す。第 2 次クラッシュプログラム対象案件か、それ以外かによって若干スキームが異なっているものの、国営電力会社 PLN の支払不履行（オフテイカー）リスクを、政府ないし政府 100%出資の Indonesia Infrastructure Guarantee Fund （IIGF）が保証するものである [国際協力機構, 2013]。

IIGF は、PPP 案件における政府契約機関（Government Contracting Agency、GCA）の契約履行を保証し、民間事業者のリスクを軽減している。GCA の例としては、電力セクターにおける国営電力会社 PLN、上水道セクターにおける市営水道公社 PDAM などである [国際協力機構, 2013]。

表 2-58 インドネシアの地熱開発関連保証制度の概要

(Ministry of Finance, 2012)を基に作成

項目	第 2 次クラッシュプログラム案件	PPP スキーム
適用範囲	オフテイカーリスク（リスク事業に関わらず）	オフテイカーリスクを含む民間投資に影響を与えるリスク事象
保証人	政府	Indonesia Infrastructure Guarantee Fund（IIGF）
保証の形式	Business Viability Guarantee Letter（BVGL）	Guarantee Agreement

⑶その他（データベースの整備等）

地熱法 4 条によると、IUP の規定に基づき得られたすべてのデータ・情報は、国有データであり、利用規定は政府が行うものとしている。

具体的なデータの管理に対しては、日本の ODA 事業が大いに貢献している。独立行政法人国際協力機構（JICA）の ODA 事業「地熱開発マスタープラン調査」において、①地熱資源、②社会/環境、③送電線計画等に関する情報を一括管理できるデータベース「地熱開発データベース」整備の支援を行っている。このデータベースは、インドネシア国全体に関する地熱開発関連情報に加え、個別の開発有望地域に関する詳細情報を管理するものである [国際協力機構、西日本技術開発, 2007]。

地熱開発データベースが管理する項目は表 2-59 のとおりである。

表 2-59　地熱開発データベースの管理項目

[国際協力機構、西日本技術開発, 2007]

	General Information	Geothermal Resources	Policy, Social and Environment	Utility and Transmission Line
Whole Indonesia	How to use the Database	a. Resource Potentials b. Geothermal Power Plant c. Prospective Area d. Development Process e. Business Scheme f. Investigation Status g. Load Map and Action Plan	a. Geothermal Law b. Environmental Assessment c. National park and Protected Forest d. Registration, Standards, and Regulations	a. Power Demand b. Power System c. Existing Power voltage d. Future Grid program
Individual Field	a. Area Code b. Latitude, Longitude c. Working Area d. Concession	a. Reservoir Conceptual Model b. Chemical Condition c. Well Productivity d. Resource Potential	a. Social and Economic Condition b. Residence Precipitations c. Flora and Fauna d. Climate Condition e. Land use	a. Transmission Line (T/L) Voltage b. T/L Length c. T/L Connection d. T/L Diagram e. Others

2.6.4.　インドネシアにおける地熱発電開発規制の現状

(1)環境影響評価

インドネシアにおける環境関連全般を規定する基本法的な性質の法律として、環境管理法がある。1982 年に制定されたが、1997 年と 2009 年に改正され、2009 年法律第 32 号として、公布・施行されている。

環境影響評価制度（Analisis Mengenai Dampak Lingkungan：AMDAL）は、旧環境管理法 16 条の規定（環境に重大な影響を及ぼす可能性のある事業は環境影響評価を実施しなければならない）に基づき、1986 年に導入され、「環境影響評価に関する政令」（1993 年政令第 51 号ならびに 1999 年政令第 27 号）により改定されている。AMDAL の対象事業、活動の種類及び規模は、「環境影響評価を実施すべき事業または活動及び規模に関する環境大臣令」（2001 年環境大臣令第 17 号）に定められている [環境省]。

インドネシアにおける環境影響評価の概要を表 2-60 に示す。

表 2-60　インドネシアにおける環境影響評価の概要

[日本貿易振興機構, 2008]

項目	内容
主管行政機関	環境省
法令上の根拠	環境管理法(2009 年法律第 32 号) 環境影響評価に関する政令（1999 年政令第 27 号) 環境影響評価を実施すべき事業または活動及び規模に関する環境大臣令（2001 年環境大臣令第 17 号）
環境管理計画	有 RKL/環境管理計画と、RPL/環境モニタリング計画の作成義務
外部審査会	無 AMDAL 委員会には、影響を受ける住民、NGO が参加できる
代替案分析	無
公衆参加制度	有 住民や NGO は、提案・意見･コメントの権利有
情報公開制度	有
戦略的環境影響評価	有

Š 環境影響評価制度は大まかに 4 つステップに分類される。

① 環境影響評価の対象活動に関するスクリーニング

② パブリックコメントの通知

③ 環境影響評価の調査事項に関する評価（スコーピング）

④ 環境影響評価報告書、環境管理計画書、環境モニタリング計画書の評価

環境影響評価のフローを図 2-67 に示す。

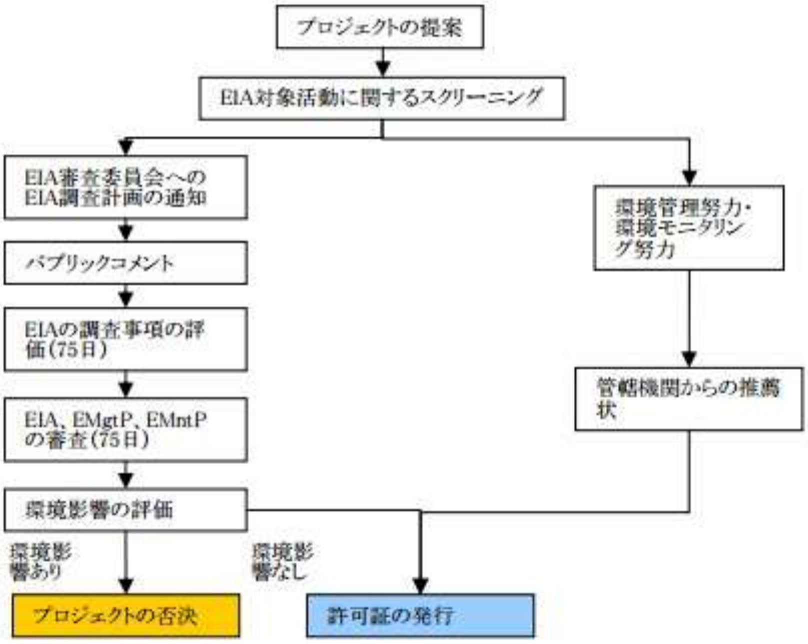


図 2-67 インドネシアにおける環境影響評価のフロー

[環境省、地球環境センター, 2007]

地熱発電所については、出力が 55MW 以上の発電所が環境影響評価の対象となっている。また、55MW 未満の地熱発電所であっても保護地域に立地する場合には環境影響評価を義務付けられている。

環境影響評価に必要な資料は、

① 環境影響評価の調査事項（TOR）

② 環境影響評価報告書

③ 環境管理計画書（EMgtP）

④ 環境モニタリング計画書(EMntP）

の 4 種類である。

住民説明会は、環境管理庁長官令 BAPEDAL Head Decree（2000 年第 8 号）に規定されており、事業者が事業計画に関して、パブリックコメントを行うことを求めている。事業者は、

パブリックコメントで受けた意見を環境影響評価の各調査事項に反映する。また、住民などの利害関係者は、環境影響評価の調査事項の評価、環境影響評価報告書、環境管理計画書（EMgtP）、環境モニタリング計画書(EMntP）の審査においてもアドバイスや意見を提出することが可能である [環境省、地球環境センター, 2007]。

なお、戦略的環境アセスメントについては、2009 年施行の新環境管理法になって初めて規定されており、15 条に、「政府及び地方政府は、地方の開発、政策、計画またはプログラムにおいて持続可能な発展の原則が基本となり、それと調和していることを確認するために、戦略的環境アセスメント（Kajian Lingkungan Hidup Strategis : KLHS）を準備しなければならない」としている。以下のような政策、計画等においては KLHS を実施することが義務づけられた。

・長期開発計画（RPJP）
・中期開発計画（RPJM）
・国家、州、地域にまたがる空間計画（RTRW）
・環境に影響するあるいはリスクがある政策、計画、プログラム等

⑵国立公園内開発

東西およそ 5,200 キロメートルにわたる約 17,000 の島嶼部からなるインドネシアは、アジアで最大規模の低地熱帯雨林を有している。国連食糧農業機関（FAO）の「世界森林資源評価 2010」によると、2010 年時点でインドネシアの森林面積は国土の約 50％にあたる 9,443 万ヘクタールと推計されている (Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2010)。

林業省は森林法（1999 年第 41 号）に基づき、保護対象の森林を①自然保護地域（Conservation Forest）、②保安林（Protection Forest）、③生産林（Production Forest）の 3 つに大きく分類している。地熱開発に際しては、森林地帯の開発となることも多い。自然保護地域については、法律で規定する掘削行為にかからない範囲で地熱資源を活用することが求められる。また自然保護地域については、森林法（1999 年第 41 号）ならびに大統領令（2011 年第 28 号）に基づき、国立公園を含む更に細かな分類が存在している。Cagar Alam（Strict Nature Reserve）にカテゴライズされる地域の場合、いかなる開発行為も認められない。これに対して、保安林、生産林については、掘削行為自体は認められるが、開発行為にあたっては林業省からの許認可が必要である [国際協力機構, 2013]。

森林カテゴリーの分類について、図 2-68 に示す。

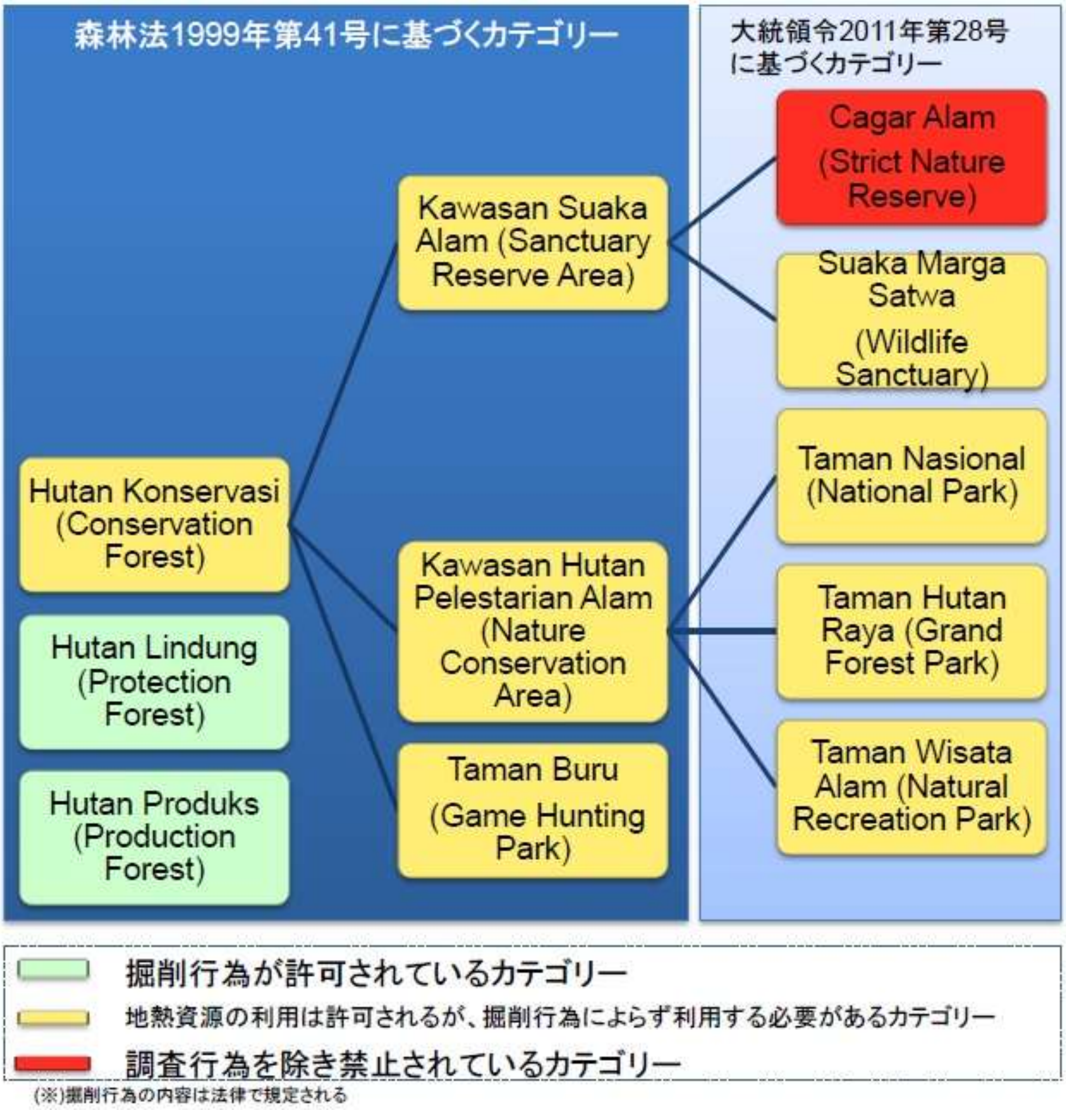


図 2-68　インドネシアの森林カテゴリーの分類

[国際協力機構, 2013]

許認可については、①森林地域の用途変更にかかる許認可申請と②IPPKH(当該区域における特定の企業の開発申請)の 2 つのステップがある。また、保安林ならびに生産林において用地取得を行う場合、代替用地の提供が求められる [国際協力機構, 2013]。

① 用途変更にかかる許認可申請

a. 州知事からの推薦状の取得

b. 林業大臣宛の Request Letter

c. 林業省の審査

② IPPKH

a. 当該企業による境界の確定（交換・補償を含む）

b. 林業大臣宛の Request Letter

c. 林業省の審査

⑶温泉資源開発

温泉資源開発に相当する法律は確認できなかった。

⑷電力セクター関連

電力法（No.30/2009）3 条によると、電力供給事業は国家が支配し、政府と地方政府が地方自治の原則に基づき、その実施を担うものとする、としており、4 条によると、政府と地方政府による電力供給事業は、国有企業及び公営企業がこれを実施するもの、としている。

インドネシアは 1945 年の独立後、1954 年に電力国有化政策が打ち出され、各地の私有電力会社が次第に公営化されていった。1961 年に国営電力公社 PLN が設立され、エネルギー鉱物資源省の管轄の下に、全国の発送配電業務を独占的に行ってきた。

1980 年代の世界的な規制緩和の流れ及び急増する需要に対する需給逼迫により、1992 年から IPP（独立系発電事業者）の参入が開始された。

① 発送電分離

電力法 4 条では、民間事業体、協同組合、市民団体は、電力供給事業に参与できるとされており、IPP については、認められている。

② 電力自由化

国営電力会社 PLN が、電力販売を一手に担っている。売電単価は、政令により定められている。民間企業による電力小売りについては、認められていない。

③ 再エネの優先接続・優先供給

電力法 6 条によると、一次エネルギー源利用は、新・再生可能エネルギーを優先すること、とされているが、優先接続を明記したものでは無い。

⑸その他（日本からの支援）

インドネシアの地熱開発に対し、日本は国際協力機構（JICA）を通じて支援を行ってい

る。以下にその概要を示す。

① 無償資金協力

・地熱発電開発マスタープラン調査（2006～2007 年）

現地調査による資源量の評価

マスタープランの作成（2025 年までに 9,500MW）

適切な地熱開発政策の提言

データベースの作成

・地熱及びその他の再生可能エネルギーへの民間投資拡大策に関する調査（2008～2009 年）

・独立発電事業体による地熱発電事業への参入促進制度に関する調査（2010～2011 年）

② 有償資金協力（円借款）

・2004 年　Lahendong Unit 3（20MW：59 億円）

・2005 年　Ulubul 1&2（55MW×2：202 億円）

・2011 年　Lumut Balai Unit 1&2（55MW×2：270 億円）

出典：国際協力機構 Web サイトを基に作成

このように、日本の大きな支援の下で、インドネシアの地熱開発は進行している。将来的には、これまでの支援をベースとしながらも、独力での持続的地熱開発のステージに進むことを期待されている。

2.6.5. インドネシアにおける地熱発電のまとめ

インドネシアの地熱ポテンシャルは約 28,000MW 以上で、世界有数の地熱資源国である。開発済みの地熱発電は、2012 年現在で 1,341MW であり、大規模な発電所はジャワ島に偏在している。資源量に対する開発率は、5%未満であり、まだまだ開発余地が残されている。地熱法制定以降は、民間主導による地熱開発を進めようとしているが、制度的に未成熟な部分も残されている。以下に特徴を示す。

(1) 地熱の位置づけ

- 地熱の根拠法として「地熱法」が 2003 年に制定され、地熱の所有権は国家に帰属することが明示されている。
- エネルギー鉱物資源省は、2010 年にエネルギービジョン 25/25 を定めた。2025 年までに再生可能エネルギーの比率を 25%に設定し、その内、地熱発電の目標を 12,000MW としている。

(2) 開発地域の設定

- 現在 58 箇所の地熱開発地域(Geothermal Work Area, GWA)が国に指定されており、開発区域が明示されている。これらは 2 種類に分類される。
- 1 つは、地熱法制定以前に設定された 19 の地域開発区域（Existing-GWA）で、国有会社プルタミナとの共同開発が進んでいる。もう 1 つは、地熱法制定以降の新しい地熱開発区域（New-GWA）で 39 区域あり、民間企業が新しい手続きに従って開発を進める地域となっている。
- 前者では、引き続き開発が進んでいるものの、後者の New-GWA では、地熱鉱業権入札により、民間主導で地下資源開発を行う仕組みとなっているが、資源量が未確定な初期段階調査の情報のみで入札をしなければいけない仕組みとなっており、リスクの定量化が難しいことから応札を躊躇するケースが発生している。

(3) 買取価格変動リスク

- 過去に、国営電力会社 PLN の買取価格実績は、1997 年のアジア通貨危機の前後で大きく変動した歴史を持っている。通貨危機前は概ね 7～10cent/kWh 程度であった買取価格が、金融危機後は 4～5cent/kWh と大きく下落した。
- 地熱開発区域の入札においては、応札電力価格が最も低い応札者が落札者として決定する仕組みである一方、New-GWA では、FIT 制度により固定価格で買い取る制度も導入されている。
- また、FIT 制度における価格設定そのものについても、上昇基調で見直しがなされてい

る。

・　このような状況の中、開発業者が権利を寝かして買取価格の安定化と上昇を待っている状況がつづいており、New-GWA では開発が進まなくなってきている。

インドネシア政府は、基本的に地熱を強力に推進していくスタンスであるが、現在 New-GWA の開発に導入されている制度や政策に関しては、頻繁に制度変更が起こる制度リスクが高いことなどで開発が滞っている。各種施策についての整合を図りつつ、民間企業としてリスクの定量化が可能な環境を整えることによって、民間主導の自立的な地熱開発への転換が期待される。

2.7. 地熱発電関連制度の各国比較

これまでの節で、日本・ニュージーランド・アイスランド・米国・フィリピン・インドネシアの 6 カ国について地熱発電関連制度を俯瞰した。ここでは、各国の各制度を横並びで比較する。項目別の各国制度比較を以下に示すと共にマトリクスを表 2-61 に示す。

① 地熱発電の位置づけ

- 地熱先進国はいずれの国でも導入目標を定めている
- 地熱先進国はいずれの国でも地熱根拠法を制定し、地熱の定義及び所有権、開発手続を明確化している

② 地熱発電推進施策

- 地熱先進国は、特段の推進施策が無くても導入が進んだ国と積極的な推進施策の展開により導入が進んだ国とに分かれる

  大きな推進施策が無し　：ニュージーランド、アイスランド

  積極的な推進施策を展開：米国、フィリピン、インドネシア
- 開発前の地熱資源調査は、いずれの国でも国主導で行われている

③ 地熱発電開発規制

- 地熱先進国における地熱開発規制（環境影響評価、国立公園内開発）は、いずれの国も概ね同様である
- 地熱先進国では、日本のような温泉を個別に規制する法律は見当たらない

表 2-61　地熱開発制度の各国比較

大項目	小項目	ニュージーランド	アイスランド	米国	フィリピン	インドネシア	日本
導入目標	導入目標	2025年までに電力の90%を再エネ等で賄う(再エネ別の目標値は設定されていない)	2020年の再エネ比率を100%に設定、2020年の地熱発電導入目標は715MW	連邦政府による導入目標は設定されていない、一部の州ではRPSのターゲットとして再エネ全体の導入目標を設定している	2030年の地熱発電導入目標は3,461MW	2025年の地熱発電導入目標は12,000MW(エネルギービジョン25/25)	エネルギー基本計画策定中
法的位置付け	地熱開発根拠法	資源管理法(1991年)	地下資源探査利用法(1998年)	Geothermal Steam Act of 1970、Energy Policy Act of 2005、他 その他、州レベルの法律もあり	Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law, RA 5092(1967年) Geothermal Service Contract Law, PD 1442(1978年)	地熱法(2003年)	地熱資源は温泉法で定義された温泉に該当し、地熱開発は温泉法その他電気事業法等の法律による規制を受けている
	地熱の定義	政府を含む誰にも所有されない「水」	岩盤内の蓄積エネルギーと地下水以外の地球内部からの一定の熱流量	(連邦政府)蒸気・熱水等地熱プロセスのあらゆる産物、地熱層に人工的に注入された水・気体・蒸気・熱水、地熱層に存在する熱その他のエネルギー、これらの副産物 (カリフォルニア州・ネバダ州)「鉱物」という位置づけ	地熱過程で得られる蒸気・熱水など全ての生成物、人工的に水やガスを地熱層に注入して得られる蒸気・ガス・熱水、地熱層からの熱その他のエネルギー、これらの副産物	熱水、水蒸気、岩石及び付属鉱物、その他ガスの中に含まれ、利用には採掘工程が必要な熱エネルギー	温泉法第2条によると、「温泉とは、地中からゆう出する温水、鉱水及び水蒸気その他のガス(炭化水素を主成分とする天然ガスを除く)」で25℃以上または一定の含有成分のもの
	資源の所有権	政府を含む誰の所有でもない	私有地の場合は土地所有者に帰属、国有地の場合は国に帰属	全米における連邦政府の土地の地下にある資源は連邦政府に帰属 カリフォルニア州・ネバダ州では、連邦政府または州政府所有地の場合は当該政府、私有地の場合は土地所有者に帰属	国家に帰属	国家の資産	温泉法は温泉資源の所有者について直接的には触れていない
	開発区域の設定	広域自治体がそれぞれ、地熱資源をいくつかのカテゴリに分類し、異なる管理方法を適用	工業省と環境省が共同でマスタープランを作成し、開発を進める地点と環境を保護する地点を明確に区分	連邦政府の土地の地下にある資源に関しては、2008年に提示された地熱リースに対するFederal Programmatic Environmental Impact Statementを通過した内務省のResource Management Plans (RMPs) に基づいて地熱開発権のリースが出来る土地が定められている	—	国全体で58箇所の地熱開発区域(GWA)が設定されている(2013年時点)	—
	開発手続	「資源開発同意」を広域自治体または環境法廷あるいは環境保護局から得る	初期探査、資源利用、発電所建設それぞれのためのライセンス取得が必要	連邦政府所有地の場合、政府から地熱開発のリース権取得後、探査・開発に関するライセンスを政府から取得 その他の土地では州によって手続が異なる	政府は自ら開発するか、開発事業者とGeothermal Renewable Energy Service Contract(GRESC)を締結して当該事業者に開発をさせる	政府により地熱開発区域(GWA)が設定され、入札により開発事業者が決定される	温泉をゆう出させる目的で土地を掘削しようとする者は、環境省令で定めるところにより、都道府県知事に申請してその許可を受けなければならない 掘削許可の有効期間は、当該許可の日から起算して二年
法的施策	RPS	—	—	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中	—	2012年7月のFIT開始に伴い廃止
	FIT	—	—	州により異なるが、カリフォルニア州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中(地熱は対象外)	新しい地熱開発区域(new-GWA)における導入分と、既存の地熱開発区域(Existing-GWA)における増容量分ならびに既存契約満了更新分が対象	2012年7月より開始、地熱も対象
	余剰買取	—	-	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州には存在	2008年に導入が決定され、制度設計中	—	2012年7月よりFITに移行
財政的措置	補助金・助成金	Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA)が地熱を含むあらゆる開発のFSに対して一定額の助成金を拠出	-	連邦政府による、農家や小規模事業者が再エネ設備を導入するための助成等	電化促進地域における再生可能エネルギー事業者に対する補助金	—	地表調査等事業費、坑井掘削等事業費
	税控除	—	-	連邦政府では、発電量に応じた生産税控除や設備費用に応じた投資税控除等を実施 州政府でも各種の税控除を実施	7年間の所得税控除、再エネ機器輸入時の関税免除、等	地熱開発関連機械・物資輸入時の関税免除、法人所得税の各種優遇措置、等	固定資産税の軽減措置
	公的投融資・公的債務保証	—	—	連邦政府により、各種の融資・債務保証のプログラムが実施されている	政府系金融機関による優遇的な金融パッケージの提供	政府による地熱基金、公的金融機関による投融資、等	地熱資源探査資金出資・債務保証(JOGMEC)、特別金利での融資(日本政策金融公庫)
その他の措置	国や国営企業による調査	1970～80年代に中央政府主導により実施	国営、公営、元公営の電力会社により、調査及び開発を実施	連邦政府内務省傘下の米国地質調査所が地熱資源の評価を実施	国営地熱開発企業が調査を実施	政府が地熱開発区域の事前調査を実施	地熱開発促進調査(～2010)等
	国による地熱資源DB整備	Waikato広域自治体では地熱システムのDBを作成	政府機関がDBを管理・公開	連邦政府及び各州政府が各種のDBやマップを作成、公開	政府によりDB構築に関する研究が実施された形跡あり	国全体の地熱開発関連情報、個別の開発有望地域に関する情報のDBを管理	資源のポテンシャルに関する基礎情報のDBは存在

表 2-61 地熱開発制度の各国比較（続き）

大項目	小項目	ニュージーランド	アイスランド	米国	フィリピン	インドネシア	日本
環境影響評価	環境影響評価法	資源管理法により資源開発同意の申請を通して環境影響評価の義務が定められいる	環境影響評価法（2000年）により決められている	連邦政府の土地の地下にある地熱開発はNational Environmental Policy Act of 1969 の対象 その他、州レベルの法律もあり	PD 1586（1978年）により決められている	環境管理法（2009年法律第32号）により決められている	環境影響評価法（1997年）により決められている
	戦略的環境アセスメント	資源管理法の下では、広域自治体はSEAを通過した地方政策と地方計画を策定する	環境影響を考慮したマスタープランを策定し、開発区域を定めている	内務省が作成する地熱開発全体に関する上位政策であるResource Management Plans (RMPs) は、2008年に公聴会等の政策の環境影響評価プロセスを通過した（ただし、米国ではSEAという呼び方はされない）	EIAとSEAの双方を包含するシステムの導入に向けた法案が検討されている	長期開発計画、中期開発計画、国家・州・地域をまたぐ空間計画、等についてSEAの実施が義務付けられている	SEA自体は存在するものの国際的なSEAの定義とは異なり、より上位の計画段階におけるSEAの導入については今後の検討課題
	地熱開発時のEIA	広域自治体の地方計画で決められている	熱出力50MW以上の地熱発電所：環境影響評価の対象 生産井・調査井の掘削、200kW以上の電気・蒸気・温水生産のための設備：環境影響評価の対象となる可能性がある	連邦政府の土地での開発は、掘削から発電設備や送電線の建設に至るまでNational Environmental Protection Act (NEPA)の環境影響評価の対象 カリフォルニア州では、NEPAとCalifornia Environmental Quality Act (CEQA) 双方の環境影響評価の対象 ネバダ州には環境影響評価法はないため、連邦政府の土地以外の地熱開発は環境影響評価の義務はない	出力1MW以上の地熱発電設備は環境影響評価の対象	出力55MW以上または保護地域に立地する場合は環境影響評価の対象	出力1万kW以上：第1種事業 出力0.75万kW以上1万kW未満：第2種事業
国立公園内開発	国立公園法（又は類似法）	国立公園法（1980年）により公園内の開発が制限されている	自然保護法（1999年）により自然保護地域内の開発が制限されている	Geothermal Steam Act of 1970 により、国立公園内の地熱資源のリースが禁止されている	National Integrated Protected Areas System Act, RA 7586（1992年）により保護地域内の開発が制限されている	森林法（1999年）により自然保護地域内の開発が制限されている	自然公園法（1957年）により公園内の開発が制限されている
温泉法	温泉法	－	－	－	－	－	温泉法（1948年）
電力セクター関連	発送電分離状況	1998年以降、送電部門は政府によって所有・コントロール	2004年以降、送電部門は中立的送電線運営会社により管理運営	州により異なるが、カリフォルニア州では実質的に発送電分離されている	Electric Power Industry Reform Act, RA 9136（2001年）により、発電・送電・配電・小売の4セクターに分割されることとなった	－	2018～2020年目途に法的分離する方向
	市場の自由化状況	1996年以降、完全な競争市場が確立 発電は4社の寡占	現在は家庭用を含めて完全自由化	州により異なるが、カリフォルニア州・ネバダ州は部分自由化にとどまっている	Electric Power Industry Reform Act, RA 9136により、発電部門と小売部門は自由化された	－	2016年目途に小売全面自由化予定
	再生可能エネルギーの優先接続・給電	－	－	－	FITルールの中で規定されることとなっている（ただし地熱は対象外）	－	一定の場合を除き、再エネ発電事業者からの接続要求・電力供給を拒否できない
その他	政府「地熱部局」の存在	－	－	エネルギー省内の Geothermal Technologies Office が地熱技術の開発及び検証を実施	エネルギー省内の Geothermal Energy Management Division が地熱関連政策の立案や推進を担当	エネルギー鉱物資源省内の地熱局が地熱関連政策を担当	－

第3章　地熱開発に関する各国のプラクティス

第 3 章においては、地熱開発促進に効果的な影響を与えた施策ならびにビジネス上のプラクティス、留意すべき事項について、トピック形式でその内容をとりまとめる。なお、第 2 章で詳述したものについては第 3 章では概要のみを記述しており、詳細については第 2 章を参照されたい。

3.1. グッドプラクティス

3.1.1.　明確な導入目標

第 2 章で触れたように、地熱先進各国では、地熱開発のための根拠法を定めており、また明確な導入目標を設定した上で、政策が組み立てられている。表 3-1 に、地熱先進国の地熱根拠法と導入目標を再整理する。

表 3-1　地熱先進国における地熱根拠法と導入目標

国名	概要
ニュージーランド	・根拠法「Resource Management Act of 1991」 ・2007 年の「2050 年までのニュージーランドエネルギー戦略（NZES　2050）」において、2025 年までに電力供給の 90%を再生可能エネルギー等の公害フリー電源で賄う旨を明記
アイスランド	・根拠法「Act on Survey and Utilization of Ground Resources, No. 57/1998」 ・再生可能エネルギーアクションプランにおいて、2020 年までの導入目標が記載 ・2020 年の再生可能エネルギーによる発電比率 100%、地熱発電導入目標 715MW
米国	・根拠法「Geothermal Steam Act of 1970」 ・連邦政府レベルでの地熱や再生可能エネルギーの導入目標はない ・州レベルの RPS 制度の中で地熱を含めた再生可能エネルギーの導入目標を設定
フィリピン	・根拠法「Republic Act No.5092　Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law」 ・DOE（エネルギー省）では、2030 年までの再生可能エネルギー導入目標を設定 ・地熱発電は、2011～2030 年の間で約 1,500MW の増加を計画
インドネシア	・根拠法「Geothermal Energy Act, No.23/2003」 ・エネルギービジョン 25/25 において、2025 年の地熱発電の目標を 12,000MW に設定 ・国家エネルギー政策（KEN）において、2025 年の地熱の構成比率目標 5%以上

各国の詳細は第 2 章において記述している。

3.1.2.　開発区域の明確化

いくつかの地熱先進国では地熱の資源量評価だけでなく、環境への影響も含めた戦略的環境アセスメントを行い、開発を推進する地点と制限する地点を明確に定めている。これにより、地熱開発事業者の事業リスク低減することができる。表 3-2 に各国のゾーニング設定状況を再整理する。

表 3-2　各国のゾーニング設定状況

国名	概要
ニュージーランド	・Waikato　及び　Bay of Plenty 広域自治体によって設定
アイスランド	・地熱・水力開発マスタープラン　の中で、 「Utilization class」　「On Hold」　「Preservation Class」の 3 つのカテゴリに分類
米国	・DOE が 2001 年から開始した GeoPowering the West Program の中で Bureau of Land Management (BLM) により地熱開発のためにリースをする土地の地図が作られた ・2008 年以降、内務省が率先して地熱の開発件のリースする土地を発表。 その折に SEA と同等のレベルの Programmatic Environmental Impact Statement をつくり、連邦政府の土地における地熱リースの優先地域を策定
インドネシア	・58 箇所の地熱開発区域（Geothermal Work Area; GWA）を設定

各国の詳細は第 2 章において記述している。

3.1.3.　明示的な開発手続き

事業者が事業推進をする際に、開発手続きにかかる時間的スケジュールの不明瞭さは事業リスクの押し上げ要因となる。複雑であっても明示的であり、必要な期間・コストが見込めて後戻りのない開発手続きが、事業リスクの低減につながる。表 3-3 に各国の開発手続き上の工夫を示す。

表 3-3　開発手続きにおける各国の工夫

国名	概要
ニュージーランド	・資源管理法での資源開発同意申請処理は複雑であるものの、それぞれの工程における最大時間が定められている
アイスランド	・環境影響評価法では、各プロセスの中で、政府組織の National Planning Agency が処理に要する最大時間が明示されている

各国の詳細は第 2 章において記述している。

3.1.4. 初期の資源探査リスクの低減

地熱先進国では、国や自治体あるいは国営企業・公営企業による初期の資源探査が行われている。これにより、事業者は資源リスクがある程度低減された段階から資本投下を行うことができるようになっている。表 3-4 に各国における国等による初期の資源調査の状況を再整理する。

表 3-4 国等による初期の資源調査の例

国名	概要
ニュージーランド	・1970 年代と 80 年代に中央政府が主導して、Waikato 広域自治体のタウポ火山地帯を含む国の地熱資源の調査・掘削を実施
アイスランド	・マスタープランでの開発候補地点選定に必要な基礎的な表面調査を政府主導で実施
米国	・U.S. Geological Survey と DOE により、2008 年に地熱の資源評価のアップデートが行われた
フィリピン	・1964 年、Philippine Commission on Volcanology (COMVOL) が国内の温泉の棚卸調査及び Tiwi 地域の地質調査を実施 ・政府は、同地域の調査・開発を国営電力公社である NPC に委託、さらに NPC は Philippine Geothermal Inc. (PGI、現 Chevron) に調査及び開発、蒸気供給を請負わせた ・その後は、PGI と国営企業の Philippine National Oil Company (PNOC) 子会社の PNOC EDC の 2 社が、探査や掘削調査を含む蒸気開発を実施
インドネシア	・地熱法により、表面調査は国の実施事項と定められている ・日本の ODA の協力の下、49 地域における資源量調査や簡易経済性評価を行っている

各国の詳細は第 2 章において記述している。

3.1.5.　地熱開発のリスクマネジメント手法

地熱開発には初期の資源探査リスクに始まり、段階ごとに様々なリスクがある。ここではニュージーランドに存在する地熱の開発リスクとそのマネジメント方法について俯瞰する。

(1)段階的開発とリスク管理

ニュージーランドにおける主様なリスク管理の方法は段階的開発である。これは事業のリスク管理面のみならず、地元とのコミュニケーションにも有効である上、資源の持続可能な開発を担保する方法で、資源管理法及びその下にある広域自治体の広域政策や広域計画に明記され制度化されている。段階的開発により、事業者は経済的リスクを細分化することができ、さらに、資源の大きさ等の特性を見極めながら持続可能な形で開発を進めることができる。実際のプロジェクトの例として、Tauhara の地熱フィールドにおいて当初 15MW から開発を始めて徐々に成功を重ねた結果現在は 300MW に達している例が挙げられる。Mokai 発電所も最初は 60W だったものが、100MW まで増えた例である。Top Energy 社は現在 10MW の事業を始めようとしているが、将来は 100MW ほどの開発を目指しているという (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

(2)中央政府の掘削プログラムによる初期の資源リスクの低減

どこの国でも、またどの地下資源の開発でも、資源データが少ない開発初期の時点でのリスクが最も大きい。ニュージーランドでは、このリスクは 1970 年代と 80 年代に中央政府が行った掘削プログラムにより排除されている。この掘削プログラムは地熱業界の多くの関係者に「最も、または非常に効果的な政策」という評価を受けている (Contact Energy, 2014) (New Zealand Geothermal Association, 2014e) (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)。

この掘削プログラムの結果を用いて、資源分類及び政策制定が行われている点も重要である。ニュージーランドでは、資源分類と開発地域の明確化により、事業者が開発許可を得る段階では既に不確実性は大きく減少している。また、掘削プログラムは資源評価のリスクのみでなく、それに伴う膨大な初期探査掘削のコストを無くした点も事業者に評価されている (Contact Energy, 2014) 。政府の掘削した坑井は、「開発を行わず保護する」と明確に決められもの以外は埋め戻しをされておらず、データを政府から購入することが可能である。これらのデータは、環境影響評価や事業の経済性を詳細に見極めるには十分ではなく、事業者は自分自身でさらに掘削・探査を進める必要はあるが、全くの手探りの状況での探査とは比べ物にならないほど、リスク及びコストを低減している。

⑶地元との協議と合意形成

地熱開発における地元との協議と合意形成は、ニュージーランドのみならず、世界的にもスタンダードな要求となりつつある。世界的に規制の簡素化は進んでいるが、同時に地元住民や利害関係者の声は大きくなりつつある。例えば、コミュニティファンドの設立などもこういった事例の一つであり、インドネシアでは開発によって得られた収益がコミュニティファンドに入っていくよう制度化もされているという (Sinclair, Knight, and Merz, 2014) 。

ニュージーランドの特徴は、これら地元との協議や合意形成に向けた対応を制度化し事業者に対して義務化していることと、事業者が地元との合弁事業やコミュニケーション手法を駆使してこれに対応し、広域自治体、地元住民、そして事業者の三者が信頼関係を継続的に構築していることである。

⑷資源開発同意のプロセスというリスク

資源管理法は開発規制法ではあるが、その明確な理念とプロセスで「開発を促進してきた」と言う評価がある (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)一方、資源開発同意を得るためのリスクは完全に無いとは言い切れない (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。資源開発同意は、事業者が実行すべきことは明確であっても複雑なプロセスを経ることは確かであり、不確実性を伴う地元住民や利害関係者との合意形成や協議も要求されている。これは実際には、非常にリスク及びコストのかかるプロセスである。

このリスクに対する Contact Energy 社と Mighty River Power 社の対応はそれぞれ異なっている。Contact Energy 社は、後述の様々なコミュニケーション努力を行いながらも、長期にわたる資源開発同意の申請プロセスのリスクを回避するため、2009 年に導入された国に直接資源開発同意の申請を行うプロセスを用いている。それに対して Mighty River Power 社は、これまでの Maori 族との合弁事業の結果築かれた信頼関係とそれに伴って得られた Waikato 広域自治体との信頼関係を、資源開発同意の申請リスクを下げる手法として用いており、基本的に広域自治体に申請をしてきている (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

いずれにせよ、地元合意形成に真摯に対処してきた事業者の戦略自体がリスク管理手法となっており、これを事業を繰り返し実施できる安定した市場の存在と新しい資源開発同意の申請オプションが支えることにより、彼らの戦略の継続性と多様化が保たれている。

⑸事業者によるプロジェクトリスクの管理手法

また、個々の事業におけるリスク管理手法は事業者によって異なっており、多様な手法を何重にも構築したリスク管理手法が用いられている。

一般的な地熱事業のリスクは、

- 確固とした土地のアクセス権の確保
- 資源開発同意の確保
- 掘削と資源の質
- ロジスティクス
- 為替リスクや商業契約
- デザインや事業の遂行
- 安全性の確保や健康リスク管理

などがあり、これら全てがコストを増やしファイナンスを難しくする可能性を秘めている。

Contact Energy 社では、これらのリスクに対して、

- 未確認の資源に対する前払いを避けて、事業が成功した際に便益が皆に落ちるような土地所有者とのパートナーシップ協定の確立
- 最終的な投資決定後のリスク管理手法としてマイルストーンごとの支払い契約（milestone payments）、親会社の保証（parent company guarantee）、契約履行保証（performance bond）、自己保有(retention） といった契約上の財務手法によるリスクヘッジ
- 資源の質の特徴づけとリスク評価のための社内の情報・データ要求の確立及びエンジニアリングの社内スペックの確立
- 土地アクセスや建設に対するスタンダードな商業契約書の利用

などの手法を用いているという (Contact Energy, 2014) 。

一般的には、段階的なリスク管理のアプローチがとられている。事業は、コストが飛躍的に増えていく段階ごとに区切られ、それぞれが決定木分析における決定点で分けられている。その決定点ごとに、データに裏づけされた十分な確信が得られるかどうか、ファイナンス的にきちんと管理が出来ているかどうかについて社内で承認を得られる場合のみ次の段階に進むという一般的ではあるが手堅い手法がリスク管理に用いられている (Contact Energy, 2014) (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

資源探査に関しては、Mighty River Power 社と Contact Energy 社は多くの自己資金を費やしている。政府の掘削井から得られるデータは、事業性や経済性の担保には十分ではないため、それ以上の探査には一事業あたり通常 3 本から 4 本の坑井の掘削が必要になる。それぞれの坑井にはおおよそ 600 万ニュージーランド・ドル (約 5 億 1 千万円) [9]が必要とされている。両社は、自社内に掘削の専門家を 3－4 人確保しており、その他外部の専門家も雇いながら、掘削のリスクを全て自社で取っている (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

このように多くのリスクを管理し、安全性を担保しつつ環境影響を抑えて地熱事業を完工できる財務的体力を持った企業は限られており、現状では Contact Energy 社や Mighty River Power 社といった企業に限られている。

[9] 1NZD=85JPY で換算。

⑹資源に対する過当競争のリスク

ニュージーランドにおいて、資源管理上最も難しい問題の一つとして考えられているのは、多くの事業者が同一の地熱システムを開発する状況に陥ることだと考えられている (multiple tappers)。つまり、事業者が同一の資源に対して競争状態に陥ったとき、個々の事業者が自身のビジネスの競争力を伸ばそうとするので、統一されたシステムの管理が難しくなることである (New Zealand Geothermal Association, 2014e) (Waikato Regional Council, 2012c)。

Waikato 広域自治体では「多数の事業体による 1 システムの開発」の欠点を、1) 不統一でバラバラな開発アプローチになる、2) 資源のデータ収集とモニタリングが不適切になる、3) 土地のアクセスが制限されることにより地熱流体の採収及び還元ポイントが最適でなくなる、4) 資源に対する競争と運営者の不確実性の増加、規制やその順守コストの増加、効率的な計画の妨げ、そして最適な採収率以上の採収の可能性が増す、5) 数ある事業者間の干渉、6) 有害な影響とその軽減に対する責任所在が不明確になる、7) 資源情報の共有や公開に対する抵抗の増加、としている (Waikato Regional Council, 2012a)。

Waikato 広域自治体は、これらの問題が実際に発生する前に対処しようと、1990 年代後半に「1 システム 1 事業体 (single-tapper) 」という政策を取り入れようとしたが、環境法廷は「一事業体に独占権を与えることになる」という理由でこの提案を拒否した。その結果、「一つの地熱システムを利用する全ての事業者で一つの開発計画をつくる」という方向性になったが、現在のところほとんどの資源へのアクセス権の取得者は 1 事業体によって統括されているので、いくつかの事業体が複数の事業計画を追及するという事態は免れている (New Zealand Geothermal Association, 2014e) [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a)。

⑺技術基準と資源認証

産業界全体としてリスクを管理する一つの方法として技術基準がある。技術基準については、法律で定められる安全基準以外に特別なものはないが、ニュージーランド地熱産業界は掘削の技術基準を作ろうと多くの努力をしてきている (Contact Energy, 2014)。国際的な基準としては、貯留層のモデリングに関する技術基準が存在する (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)。

資源認証は、資源の質とエネルギーポテンシャルを証明するもので、リスク管理の一手法となる。鉱物産業が強いオーストラリアやカナダにおいて、資源量の厳密な評価や段階的開発をしやすくするという市場の要求にこたえるため、地熱資源の「報告」のための基準をつくる動きがある[10]。しかし、地熱に関しては資源の幅が非常に大きく、こういった基

[10] これらは資源をどう計測するかの技術基準ではなく、あくまで「どう報告をするか」と言う報告基準である。

準はまだ完成を見ていない。ニュージーランドでは、SKM 社がオーストラリアでの基準策定に参加し米国の金融界にもガイドラインを提供している。日本でも国際協力銀行が、インドネシアやフィリピンへの商業融資時に事業の実現可能性やリスクの評価を行うために資源認証を要求している。世界銀行でも独自の評価プロセスを持っており、将来リスク管理の手法としてこういった認証に対するニーズは増えていくと考えられる。世界的にこういった評価を行える企業は、米国の Geothemex やニュージーランドの SKM といった少数の企業に限られているという (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)。

⑻掘削保険

地熱に関する保険は、経済的に成り立つ価格では提供できないことと、保険金支払い時の評価も難しいため、市場が成り立つ見込みはない (Contact Energy, 2014) (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)。

保険は通常「起こる確率は非常に小さいが、起こった場合のダメージが大きい」事象をカバーする。しかし地熱の場合、掘削の結果資源量が小さいという事態はかなり高い確率で起こっているため、保険には適さない。また、SKM によれば、政府等により少額の掘削助成金が出されたとしても、地熱の場合、全てのリスクヘッジをするには十分でないためその効果は限定的であるという (Sinclair, Knight, and Merz, 2014)。

⑼低温資源の開発

SKM は、ドイツと米国への海外進出で、150℃ほどの低温の資源開発を多く手掛け始めている。ドイツでは地下 5,000m を掘削して得られる低温資源に FIT により高い買取価格が支払われており、米国でもネバダ州にこういった低温資源が多くある。ニュージーランド国内でも、浅い深度に 150℃ほどの資源が多く存在している。低温資源の開発はモデリング、掘削、坑井、バイナリータービン等、全てにおいて既に実証されたリスクの少ない技術であるため事業が簡素にもなる。日本の国立公園外開発にもこういった低温資源開発は有効となる可能性は高いという見解も一考に値するであろう (Sinclair, Knight, and Merz, 2014) (Hochwinner, Ussher, Urzua, & Parker, 2013)。

3.1.6. 持続可能な開発と環境リスクに対応する管理手法

ここでは、ニュージーランドの事例について取りまとめる。まず最初に、過去の環境問題とそれに伴う政策変更の経過を紹介する。その上で、現在の資源管理法の下での環境・資源管理政策のアプローチについて、10 のポイントに分けて記述する。

(1)過去の環境問題

ニュージーランドでは、現在のような資源管理法をベースにした環境管理のフレームワークが最初からあったわけではない。地熱開発への影響が世界的によく認識されていなかった過去には、ニュージーランドでも有効な規制がなく、持続的でない資源採集方法で開発を行い、環境に対して有害な開発を行ってきた例がある。

一方で、過去に起こった深刻な環境問題は、何度もの試行錯誤を経て様々な課題を克服するために有効な手段を制度化し、また事業者の協力を仰ぎながら地熱資源の開発手法や管理方法に構築していく原動力ともなってきた。また資源管理法は、1991 年の制定から現在までにすでに 10 回の改正を経ている。何らかの問題が発生する度にそれに適応すべく改正を繰り返して来たという (Ministry for the Environment, 2014a)。重要なことは、過去の失敗を現在の制度を築いていくための重要な教訓として活かしていく姿勢であり、日本が学べる部分は、結果としての制度や政策のみでなく、その基礎にある姿勢にもあるといえよう。

ニュージーランドにおけるこれまでの最も重大な地熱関連の環境問題は、地熱と地熱流体の採収を急速に行いすぎたために発生した地盤沈下である。図 3-1 に地盤沈下問題が発生した Ohaaki、Wairakei と Rotoura の各地熱フィールドの位置を示す。

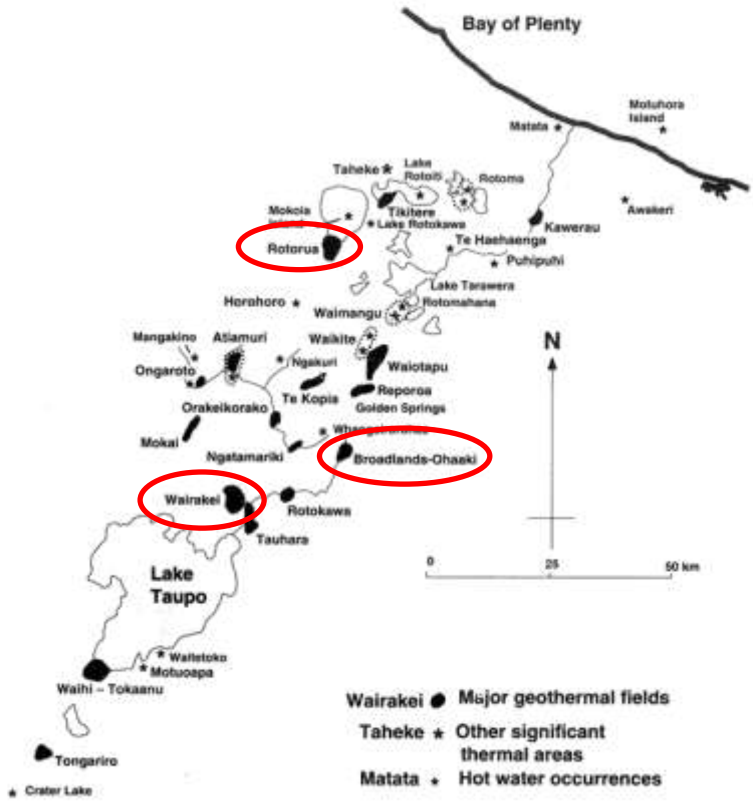


図 3-1　Ohaaki、Wairakei と Rotoura の各地熱フィールドの位置

(New Zealand Geothermal Association, 2014a)の上に作成

1989 年に運転が開始された Ohaaki 地熱発電所が、その最も深刻な例として挙げられる。Ohaaki 発電所の稼動は、近隣にあったマオリ族のマラエ（Marae）と呼ばれる聖域を地盤沈下させたうえ、その一帯地域を Waikato 川からの洪水のリスクにさらすことになった。問題は地盤沈下にとどまらず、地熱と地熱流体の急速な採収は、流体が回復するのに十分な水圧が回復しないうちに新たに採収を続けることによって、多くの間欠泉や温泉華を持つ温泉も消滅してしまい、それらの間欠泉や温泉と関連してきた生態系自体も消滅するという結果を招いたのである [水野瑛己, 2012] 。

こういった問題は、Waikato 地域の Taupo 地熱フィールドと、その一部でもある Wairakei 地熱発電所の初期開発段階でもっとも多く見られた。 Wairakei の環境問題は 1950 年代から始まり、最もひどいケースでは地下水位と水圧の変化によって 10 メートルにも及ぶ地盤沈下に加え、塩化物泉の流出量の減少、そして浅い熱水噴出などを起こした。これらの変化は蒸気産出の減少も引き起こし、現在では Wairakei 発電所のいくつかの発電ユニットの蒸気の採収は上限が決められており、流体と蒸気の還元も行われている (New Zealand Geothermal Association, 2014a) (Waikato Regional Council, 2011)。

温泉利用で有名なRotorua地熱フィールドでは、1980年代までの何十年にもわたる規制なしの温泉開発が、主要な間欠泉の消滅を引き起こしたり、温泉が干上がってしまうケース

が発生したため、観光への影響も考慮して、政府は流体の採収に関して料金を課し、還元に関する払戻金を提供したり、地熱井を閉鎖するプログラムを取り入れた。これらの施策によって、フィールド全体として生産井からの流体の流出を3分の2以上減らすことには成功したが、多くの主要な地熱の表面徴候は回復しなかった。またそれらは、関連する多くの生物や生態系の消滅を伴い、それとともに観光収益も減少してしまう結果を引き起こした (Barrick, 2007) (Kelly, 2011) 。

⑵初期の政策の変更

1950 年代からの Wairakei や Rotoura 地熱フィールドの環境問題の教訓は、1967 年の Water and Soil Conservation Act の成立につながる。これは地熱流体とエネルギーの採収が自然の涵養量を超えてしまうと、上部の帯水層の利用可能な資源を枯渇させてしまうことに注目し、地熱流体の採収の配分と採収率を規定することで、地熱流体の採収と流出を規制しようという法律であった。

しかし地熱の環境問題はこの法律だけでは解決せず、地盤沈下や表面徴候などの消滅は継続しておこっていた。これに加え、1980 年代から世界的に話題となってきていた「持続可能な開発」という概念の下に 1991 年に資源管理法が作られる。これは第 2 章でも述べたように鉱物以外の自然または物理的資源を包括的に管理する規制法で、地熱開発に対する効果的な政策･規制は この資源管理法の下に 2000 年代初期に Waikato 広域自治体と Bay of Plenty 広域自治体において広域政策 (Regional Policy Statements) と広域計画 (Regional Plan) によって整えられることになる。ここでは特にニュージーランド国内の 80%の地熱資源を管理する Waikato 広域自治体の制度・政策を例にして、最先端の地熱資源管理と環境への配慮を両立するためのベストプラクティスを見てみる。

(3) 資源管理法の下での現在の環境・資源管理政策のアプローチ (Waikato 広域自治体の例)[11]

① 資源管理法ー地熱資源と開発の持続可能性に関する課題

資源管理法の中で、地熱は再生可能エネルギーの 1 つとして「公共財」と定義され、将来の世代まで持続的に受け継いでいく義務があると制定されている。しかし将来の世代にわたるまで資源の持続可能性を確実にすることは非常に難しく、これは法律では明確に規定されていない (New Zealand Legislation, 1991a)。それ以上に、特に地熱開発の初期に顕著である自然や地熱システムのダイナミズムに関する不完全な情報と、現在の技術で正確に地熱システムにおける傾向を分析する技術的な能力を得ることが難しいことが、地熱の持続可能な資源管理を困難にしている。これに対応するために、Waikato 広域自治体では以下のようないくつかの手法を用いて対処をしている。

② 適応性のある管理（adaptive management）

まず地熱の管理の根本的な概念であるが、Waikato 広域自治体の政策では地熱に関して「適応性のある管理（Adaptive Management）」のアプローチをとる。この「適応性のある管理」というのは、規制の仕方の 1 つで「開発の影響についての現段階の情報が限られているという時に用いることが適当なアプローチ」という定義になっている。具体的には以下の手順を踏む管理方法である。

1) 広域政策の中で政策目的を定義する
 (例えば、資源の持続的な管理、最小限の地盤沈下、保護されている地熱システムや徴候へのインパクトを避ける、といったこと)
2) 資源をその目的を達成するために管理する
3) 実際に目的が達せられたかどうかについてモニタリングをして規制する側に報告し、規制側がレビューする
4) 最後に規制する側が必要に応じて開発手法を変更して、目的をより良く達せられるようにする

Waikato 広域自治体の広域政策と広域計画は、これに準じた手順を定めている。これらの手順のなかで広域自治体は、段階的開発と保守的な開発の必要性、モニタリングやモデル使用の必要性を強調し、資源の管理計画や適切な有害影響を緩和する施策を講じることも事業者に要求している [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a)

[11] Waikato 領域は、北島中央部の 250 万ヘクタールの土地をカバーしており、ニュージーランドで 4 番目に大きい領域である。2006 年の人口は 382,716 人であった。Waikato 広域自治体自体は、それ以前にあった 40 の環境・自然資源に関連する評議会や委員会などを統合して 1989 年に設立された (Waikato Regional Council, 2014)。

(Waikato Regional Council, 2012b) (Waikato Regional Council, 2000) 。

Adaptive Management は、最初は地下データが少なく、資源管理の不確実性が高い地熱資源の特徴に非常に適した管理方法である。また概念的にはその対極ある Pre-cautionary Approach をとれば、環境影響評価の中で出来るだけ開発の前に環境リスクを評価し、少しでも環境リスクがあれば開発自体を取りやめてしまうということにつながり易いため、地熱開発は進みにくくなる。Adaptive Management の手法を用い、モニタリングと必要に応じた事業者や政策側の手法の改善を用いる Waikato 広域自治体の手法は、環境の保護や貴重な資源の持続的な開発を両立させる概念及び方法として高く評価できる。

また資源開発同意は、資源管理法の下で最長で 35 年間という開発期間を定められている。

しかし資源開発同意が許可する開発期間は、通常 35 年よりも短く、これは事業者に資源管理を上手に実施し、新しい同意を申請して開発を継続していくための良いインセンティブにもなっている。また資源開発同意は、資源管理法で 5 年ごとの再評価が義務付けられていることも Adaptive Management をしやすいものにしている。これは、広域自治体がモニタリングと年次報告書による評価や、状況の変化を資源管理の中に組み込んでいくことをよりしやすくしている (Ministry for the Environment, 2014a)。

③ 資源の分類と分類基準

Waikato 広域自治体で行われる最初の政策策定は、広域政策と広域計画で地熱フィールドを 5 つの分類に分けることである (第 2 章　参照)。

ここで重要なことは、分類のための最初のそして最も重要な評価基準が「貴重な表面徴候の有無や特徴」となっており、日本の資源分類のように「まず資源のエネルギーポテンシャルありき」ではないことである。つまり、まず目に見えて少なくなってきている間欠泉や価値の高い地熱システムを「保護されるべきシステム」として分類することで守ろうとすることであり、資源のポテンシャルはその後で来る判断基準であり、資源ポテンシャルがいくら高くても、自然的及び文化的に貴重な表面徴候を持つ地熱システムは決して「Development」分類にははいらない。現在「Development」分類に入っている地熱システムは、その表面徴候が「最も脆弱でない」システムであり、過去に開発がなされて既に Brownfield であったものがほとんどである。「Research」の分類に入っているシステムは、表面徴候で見られるシステムが地下でつながっているかどうかが分からないもので、データの蓄積を待って判断を下すものとなっている (Waikato Regional Council, 2013)。表 3-5 に Waikato 広域自治体の「Development」に指定される地熱フィールドとその選択理由を示す。

表 3-5　Waikato 広域自治体の「Development」に指定される地熱フィールドとその選択理由

(Waikato Regional Council, 2008)

System	Reason
Horohoro	Few surface outflows vigorously depositing sinter. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Mangakino	Few surface outflows vigorously depositing sinter. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Mokai	The system is already subject to large scale energy use and development. No surface outflows vigorously depositing sinter. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Ngatamariki	No surface outflows vigorously depositing sinter. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Ohaaki	The system is already subject to large scale energy use and development. Existing surface features significantly impaired by legally established large takes. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Rotokawa	The system is already subject to large scale energy use and development. Few surface outflows vigorously depositing sinter. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.
Wairakei-Tauhara	The system is already subject to large scale energy use and development. Existing surface features significantly impaired by legally established large takes. No evidence of a flow of subsurface geothermal fluid to or from a Protected Geothermal System.

Waikato 広域自治体の表面徴候を重視する姿勢は広域計画の中でも明確になっており、各地熱システムにおける重要な地熱徴候も広域計画に明記されている。広域計画は、それらの表面徴候を保全するために許される近隣での活動に関するルールも明文化している。広域計画には、各地熱フィールドの境界線を等高線やその他の地形の特徴を示した地図や、図 3-2 で示されるような各フィールドの重要な地熱徴候を示す航空写真も含まれる (Waikato Regional Council, 2008)。

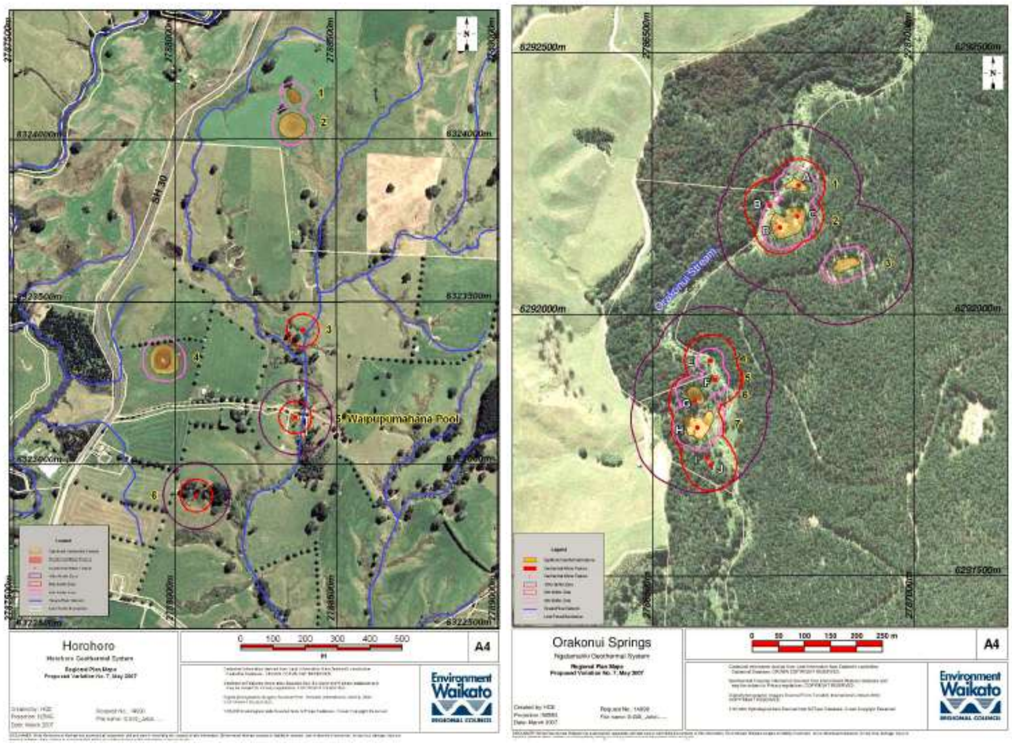


図 3-2　Waikato 地方計画に示された「Development」分類の地熱システムの重要な地熱徴候

右が Horohiro 地熱フィールドの一部、左が Ngatamariki 地熱フィールドの中の温泉(Orakonui Springs)

(Waikato Regional Council, 2008)より抜粋

Waikato 広域自治体の 5 つの地熱分類は、地方政策の「持続可能な領域地熱システムの管理」という項目の中の政策 3 で定義され、1 つのシステムにおいて「商業的な開発と地熱システムの表面徴候を保護するとことを一緒には行わない」という広域自治体の政策を反映する。一つ一つの地熱システムにおいては、1) 地熱エネルギーと流体の効率的な保存、2) 地熱エネルギーと流体のストックとフローに有害な影響を与えないようにすること、そして 3) 個々のレベル、及び組み合わせにおいても主要な地熱徴候の生存能力に影響をあたえない、という条件がすべて担保できる方法を用いて地熱エネルギーの効率的利用を促進できる場合は、すべてのシステムで何らかの地熱エネルギーの利用が認められている [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a) (Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008)。

④ 「Development」分類の地熱資源に対する政策要求

ここからは発電などの大規模開発が可能な「Development」の分類に入れられている 7 つの地熱システム (Horohoro, Mangakino, Mokai, Ngatamariki, Ohaaki, Rotokawa, and Wairakei-Tauhara) に関しての政策について述べる。

これらのシステムの開発においては、地熱エネルギーの枯渇により持続不可能に陥る可

能性が完全に否定できないため、それを防ぐために広域政策の中で以下の政策要求がなされている。

- 段階的開発
- どのように地熱システムを管理し資源を持続させ、有害な影響の回避、軽減、緩和を行うかを示す地熱貯留層管理計画（System Management Plan, SMP）の作成と必要に応じた改正
- (SMP の一部として)どこでどのように廃棄流体の放流や還元を行ない、その影響をどう緩和したり軽減するかを示すための放流戦略（Discharge Strategy）の作成
- コンピューターによる地熱システムの概念・数値モデルの作成と、計画されている採収量と還元量を続けた場合の地熱貯留層への影響予測、ならびに必要に応じたそれらのアップデート
- (圧力、温度、地盤沈下、地震活動、動植物、地球物理学的調査、重力、赤外線などに関する)詳細で包括的な地熱システムのモニタリング計画とその実施
- モニタリングで得られたデータ・情報とその解釈を合わせた広域情報自治体への報告
- 中立で独立したデータ・情報の評価を広域自治体に提供するための自治体によるピア・レビュー・パネル(Peer Review Panel, PRP；通常 3 名の地熱科学に精通した専門家）の指名と、事業者によるパネル専門家へのコストの支払
- 資源開発同意の中への「適応性のある管理」を可能にする条項の入れ込み（資源の持続可能性を確実にしていくため、状況の変化にしたがって「資源開発同意(Resource Consent)」の内容変更を可能にする公式なプロセスを含む)[12]

(Waikato Regional Council, 2012a) (Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008)

⑤ 段階的開発と Adaptive Management

段階的開発とは、初期の開発を保守的に小さく始め、徐々にデータや情報が整ってくるとともに開発を大きくしていく手法である。これについての Waikato 広域自治体のアプローチは、資源管理法制定後すぐではなく、しばらく後に Adaptive Management の手法を取り入れたことによって、この 20 年で大きく変化している。

Waikato 広域自治体は 1990 年代、その時点で予測されていた資源量の 10%を最初の発電設置容量の限界として設定していた。これは失敗を起こさないための「Pre-cautionary Approach」の概念に基づくもので、不確実性が高い地熱の資源開発においては、経済性を犠牲にして小さめに開発を許可していくという姿勢と、また広域自治体が事業の経済性にか

[12] 例えば圧力が大幅に低下しても事業者が的確に状況を管理しない場合、広域自治体は公式なレビューを行って、事業者に新しい要求を課して事態を収拾するように求めることができる。 また、「資源開発同意（Consent）」の条件は、公式性をなくさない範囲で、非常に柔軟に変化に対応できるように設定されている (Waikato Regional Council, 2012a)。

かわる決定を事業者よりも前に行うということにもつながり、自治体にとっては負担が多いものであった。しかし1900年代半ばに、環境法廷の同意を得て、資源開発同意が最初の許可後にフレキシブルに変更しやすくなったことによって「Adaptive Management Approach（適応性のある管理）」の概念が取り入れられることになる。これにより、Waikato広域自治体が最初の開発に対して許可する発電設置容量は大きくなっていった。つまり、広域自治体が最初に段階的開発の容量制限を加えるのでなく、モニタリングを通じた「Adaptive Management Approach」を通じて環境への影響を軽減するといったアプローチに変わっていき、現在では広域自治体による開発容量の制限はなくなっている。

このアプローチによって、資源開発同意は、静的なものからもっとダイナミックに変化できるものになり、モニタリングや年次報告、そして第三者ピアレビュー・パネルが果たす役割も非常に大きくなった。また発電事業・容量の設定や、それにともなう経済性についての問題を完全に事業者の責任にすることで、広域自治体は資源の持続的管理のみに焦点を当て、「事業者の提案が資源管理法の下に持続可能であるかどうか」を判断することに集中できるようになったのである (Waikato Regional Council, 2012e)。

⑥ 地熱流体の還元

広域計画では、効率的なエネルギーと流体技術の使用及び流体の還元を促すために、すべての資源分類で流体の採収と放流に関するルールを詳細に決めている。このルールはどういった流体の採収・放流と注入・還元が、どのような場所で許可されているのかと、それら活動の採収量、涵養量を詳細に決めたものである[13](Dickie & Luketina, 2005) (Waikato Regional Council, 2000) (Waikato Regional Council, 2008) [水野瑛己, 2012]に引用された(Waikato Regional Council, 2012a)。図 3-3 に Waikato 広域自治体の地方計画の中にある「開発」分類に属する地熱システムに関する地熱流体の採取と還元に関するルールを示す。このように資源管理法は、1967年の Water and Soil Conservation Act の性質を受け継ぎ、広域自治体に地熱流体とエネルギーの採収と還元をコントロールするように要求する法としての意味も持つ。

[13] Waikato 広域自治体の管理地域外にある Nagha 地熱発電所の例で、1日あたり1万トンまでの冷水の注入を行うことによって、温泉の温度を保ったまま帯水層の水圧も十分保たれ環境への悪影響が回避可能である、という結果が出ていることも報告されている。 (Lawless J. V., 2006) は、こういった冷水注入による温泉への悪影響の回避が日本でも有効ではないだろうかという結論を出している。

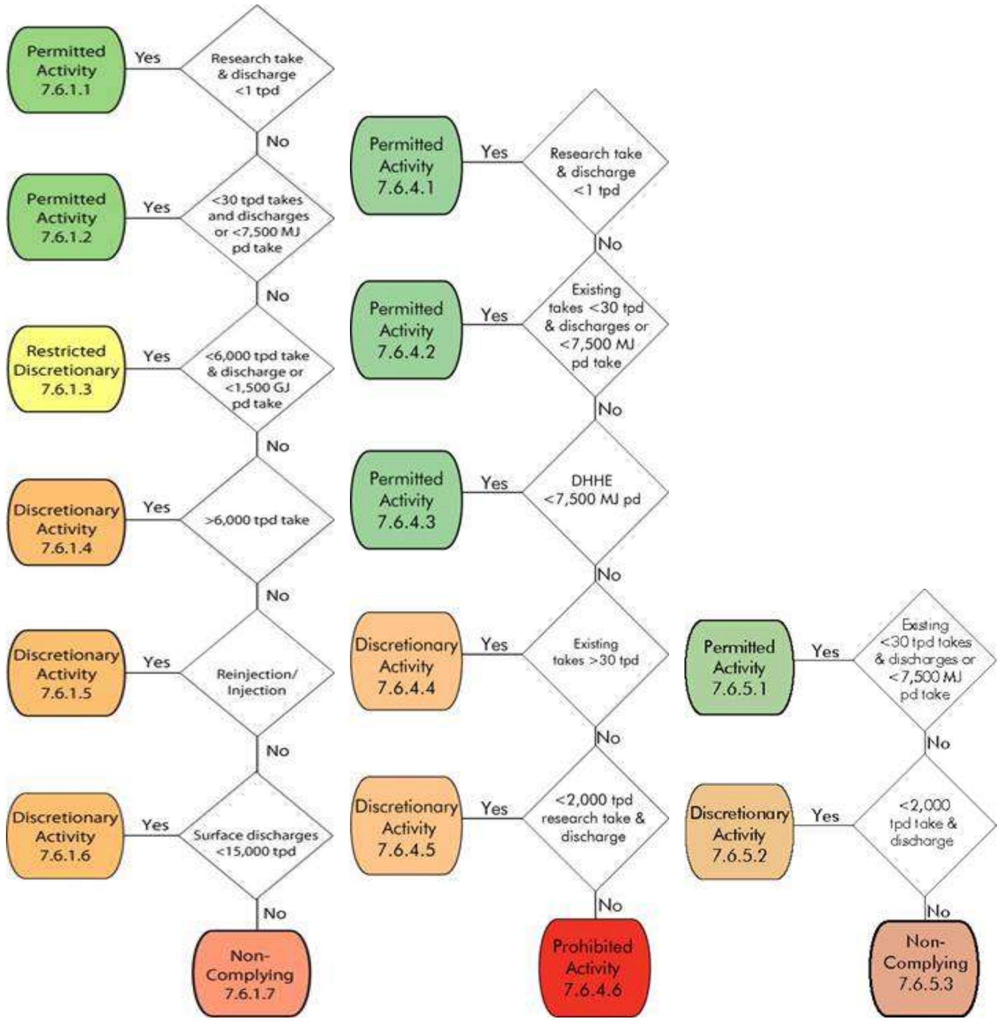


図 3-3　Waikato 広域自治体広域計画（Regional Plan）に示される地熱流体採取・還元ルール

「Development (左)」「Protected（中央）」「Small（右）」ごとにルールが定められている

(Waikato Regional Council, 2008)

⑦ モニタリングと年間報告書・第三者ピアレビューパネルの役割

Adaptive Management の中核をなしている手法の一つが、事業者が様々なパラメーターに対して継続して行うモニタリングと、それを広域自治体に報告する義務である。これは、事業が資源開発同意によって許可され、その運営が始まってからもマネジメントが継続することを意味している。

モニタリングと広域自治体への報告義務が、事業運営を始めた後も継続して課されることは、事業側が環境保全への義務を自身が提出した計画通り果たしているかどうかをチェックするという意味で重要であり、「開発権利を得る」ということが自動的に「環境や地元への義務も負う」というシステムを作っていることを示している [水野瑛己, 2012]。

Waikato 広域自治体は広域政策の政策要求として、中立的な第三者のピア・レビュー・パネルを事業者に設置させ、年次報告書をこの第三者パネルに提出させる仕組みがある。自治体は第三者パネルの評価を、事業者が資源管理をしっかりやっているかどうかの判断材料にしている [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012b)。

第三者ピア・レビューパネルは、事業者がその年間の給与を支払うことになっているが、事業者からは完全に独立した存在になっている。特に地熱に関する場合、実際には「広域自治体の延長」と考えてもよいほど自治体寄りの存在になっているという。通常、パネルは、地質学者(geologist)、地球科学者(Geochemist)、そして地球物理学者(geophysicist)で構成され、時々モデル開発者(modeler)が入るという (Waikato Regional Council, 2013)。

年次報告書 (Annual Report) は、データの収集に 6 ヶ月ほどかけ、その後の 6 ヶ月が分析と評価に費やされる。しかし、これはフィールド・データが年一回しか自治体に提出されないということではなく、フィールド・データは随時 Waikato 広域自治体と 3 人のピアレビューパネラーに提出され、もし喫緊に対策が必要な出来事が起こっていると提出データから判断されれば、必要な対処行動がすぐに起こされるようになっている。このように 1 年に一回の正式な分析報告書と、随時のデータチェックは両方が不可欠なものであるとされている (Waikato Regional Council, 2013)。

Waikato 広域計画は、包括的なモニタリングを行うための各モニタリングの目的、指標、タイプ及びそれぞれの情報源を、モニタリングオプション表として示している (Waikato Regional Council, 2008)。表 3-6 にモニタリングオプション表を示す。

表 3-6　Waikato 広域自治体の広域計画で示される地熱事業のモニタリングオプション

(Waikato Regional Council, 2008)

Objective	Indicators/Measurement	Types of Monitoring	Information Source
Where geothermal energy and water is taken, it shall be used and managed efficiently.	Trends in the total amount of geothermal energy and water extracted, converted and injected, reinjected or discharged, in and from geothermal systems.	Resource use monitoring, compliance and effects monitoring, reservoir modelling.	Surveys and compliance monitoring database. National energy use surveys. Resource consent reservoir modelling.
In Development Geothermal Systems, significant adverse effects on Significant Geothermal Features arising from the take of geothermal energy and water to be remedied or mitigated within the Regional Geothermal Resource	The trend in the number and condition of the various geothermal features and characteristics.	Regional monitoring of and regular reporting on the state of and threats to different geothermal features and characteristics.	Geothermal database and resource consent database.
In all Limited Development, Research, Protected, and Small Geothermal Systems, significant adverse effects on Significant Geothermal Features arising from	The trend in the number and condition of the various geothermal features and characteristics.	Regional monitoring of and regular reporting on the state of and threats to different	Geothermal database and resource consent database.

the take of geothermal energy and fluid are to be avoided.		geothermal features and characteristics.	
Significant adverse effects on Significant Geothermal Features arising from land use and the take, use and discharge of non-geothermal water to be avoided.	GIS comparisons of mapped extent of Significant Geothermal Features	Aerial mapping, supported by ground survey and site inspections	District Council Consent applications and databases Five yearly aerial photography
In Development Geothermal Systems, adverse effects on other natural and physical resources including overlying structures (the built environment), such as those resulting from subsidence and land instability, arising from the take, use, and discharge of geothermal energy or water to be avoided, remedied or mitigated	Subsidence rate in excess of natural rate.	Ground level surveys	Subsidence monitoring by developers linked to consent conditions
In Limited Development Geothermal Systems, significant adverse effects on other natural and physical resources including overlying structures (the built environment) such as those resulting from subsidence and land instability, arising from the take, use, and discharge of geothermal energy or water to be avoided, remedied or mitigated.	Subsidence rate in excess of natural rate.	Ground level surveys	Subsidence monitoring by developers linked to consent conditions
Significant adverse effects on fresh water and land arising from the discharge of geothermal energy and water avoided.	See Section 3.1.4.	See Section 3.1.4.	See Section 3.1.4
Increased knowledge about the Regional Geothermal Resource, and better understanding of the effects of using the resource and effects of other activities on the resource.	All of the above indicators	As above	All of the above sources

⑧ 環境問題が起こった場合の補償と制度化の例

Waikato 広域自治体が、地熱開発に関して行っている補償には「熱水の直接補充」と「Monitoring Bond (債券の発行)」の 2 種類があり、それらは通常「資源開発同意（Consent）条件に書かれた環境影響軽減要求」として開発同意の条件として事業者に課される。

資源管理法は、地熱開発によって温泉や熱水が使用できなくなったり、枯れてしまったりした場合の補償は明文化していない。しかし「資源開発同意」には損害が起こった場合に、その軽減や緩和を事業者側に要求する条件が付けられるようになっており、これは損害を金銭的に賠償するものではないが、法の下に規定される条件として効力がある。広域自治体はこの条件を用い、事業を許可はするが、温泉や間欠泉または水の供給に損害を与えるリスクがある場合に、事業側に要求する事項を指定する。責任補償の取り決めは、通常「資源開発同意」申請処理のプロセスで広域自治体が発案するものであるが、事業者側も地元の

環境影響への心配をくみ取って、債券を緩和方法として提案することがある。そういった場合、Waikato をはじめとする広域自治体は、事業者とまず話し合い、事業者側に解決法や緩衝法を考えさせ、それらの方法を資源開発同意の中の補償手法として設定するのが通常となっている (Waikato Regional Council, 2013) [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a) (Waikato Regional Council, 2012b) (Waikato Regional Council, 2012c)。

事例１：熱水・水の直接補充 (Hot Water Refurbishment)

Waikato にある地熱システムは、直接火山に結びついていない「蒸気が支配する」システムである。一方で、表面徴候に直接熱水が結びつく「熱水が支配する」システムの温泉利用のように、文化的な側面が重要なところもある。しかし全ての利害関係者の利害を守ることは不可能であり、ニュージーランドではそういった場合、熱水の供給を行うことで文化的な側面を守っている。

その一例として Ohaaki 地熱フィールドでは、普通の水が温泉に注入され温泉水となるように対応がなされている。もうひとつの例が、Waikato Terrace で、地熱フィールドの泥が歴史的に染色に用いられ、文化的な価値が非常に高かったにもかかわらず、地熱流体の採取のしすぎで完全に枯れてしまったため、Contact Energy 社が人工的なテラスと観光設備を建設して補償を行った例がある (Waikato Regional Council, 2013)。

事例２：Monitoring Bond（債券の発行）

Waikato 広域自治体は、Wairakei—Tauhara 地熱システムの温泉や間欠泉が悪影響を受けた場合に、「資源開発同意（Consent）条件に書かれた環境影響軽減要求」で開発事業者である Contact Energy 社に、1) 流体を還元すること、そして 2) この地区で同社の地熱流体の採収によっておこった地盤沈下が与えた物的損害を修繕すること、の 2 つを要求している。

この件のユニークなところは、2 番目の条件が「Monitoring Bond (債券の発行)」で保証されている点である。これは同社が物的損害を修繕する責任を取らない場合や何らかの理由で必要な修理ができない場合、500 万ニュージーランド・ドルの債券 (約 4 億 2 千 5 百万円[14]) によって補償するというものである。

Monitoring Bond 自体は Contact Energy 社が発行するが、保有は財政保証人 (通常銀行) によってされ、同社が環境ダメージへの影響の物的補償や責任を取らない、または取れない場合は、銀行から Waikato 広域自治体に支払われる。また「資源開発同意」はインフレーションを考慮して、債券の額を変更することもできる。こういった Monitoring Bond は資源管理法が万一の場合に備えて準備しているもので、発電所の運用が終わった後も債券は継続する。こういった Monitoring Bond は通常は鉱物資源の採掘に課されており、地熱に関しては現在までこの 1 件のみである [水野瑛己, 2012]

[14] 1NZD=85 JPY で換算。

に引用された (Waikato Regional Council, 2012a) (Waikato Regional Council, 2012b) (Waikato Regional Council, 2012c)。図 3-4 に Monitoring Bond の例を示す。

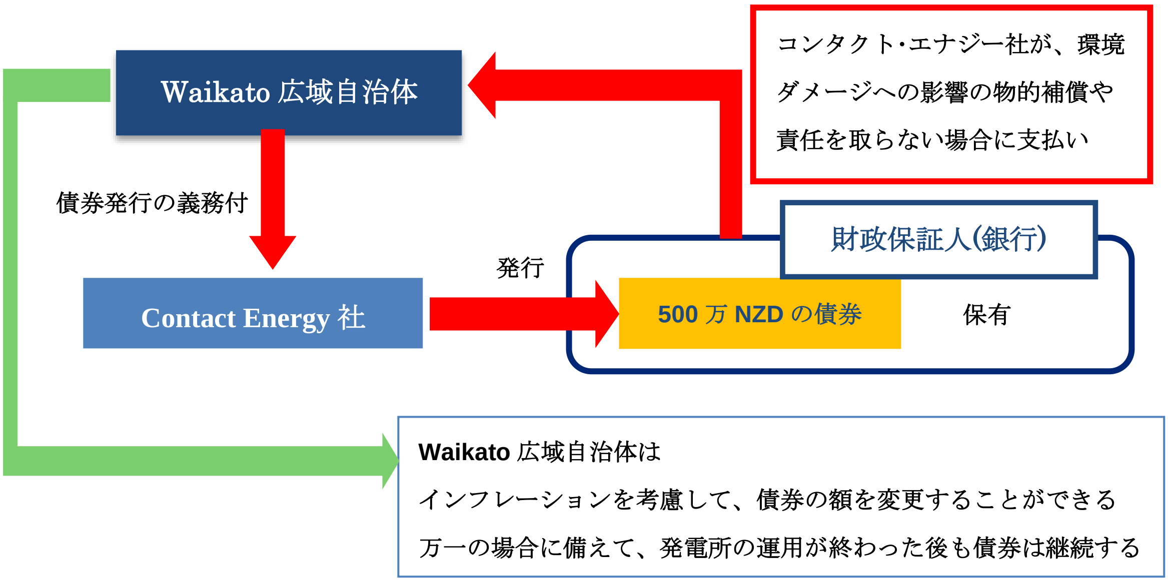


図 3-4　環境影響軽減要求による Monitoring Bond の例

(McLeod, 1995)を基に作成

資源開発同意にはこういった Monitoring Bond 要求のほか、財政的な貢献、誓約の登録、特別管理費といった要求を組み入れることもできる (McLeod, 1995) 。また、こういった条件は標準的なスキームはなく、案件によって広域自治体と事業者がスキームを考慮するということが一般的であり、広域自治体の裁量と運営能力が大きく影響するところでもある。

⑨ 政策のアップデートと資源開発同意で得られるデータの利用

Waikato 広域自治体では、最初の資源分類を行った際に、中央政府の初期の調査・掘削データを多用した。今では多くの地熱開発が資源開発同意の下になされ、個々の地熱システムの開発や掘削が進むにつれてモニタリングや報告書のデータが積み重なり、より深部の地熱システムの状況が明らかになってきている。自治体ではこういった不確実性の低減により、地熱システムの境界も変化させていくべきものと考えている。

資源開発同意は、事業や環境影響評価によって得られた地熱システムのデータを広域自治体に提供する義務をそれぞれの事業者に課しており、こうして得られたデータは集積されて、自治体政策や開発のルールを変更させるベースとして用いられている。現在、2002 年に確定した Waikato 広域自治体の資源評価と地熱システム境界は、その後に得られたデータを加えて修正がなされている状況である。この地熱システムの境界の決定は、政策が適

用される境界を決めるのみでなく、事業者が地熱資源へのアクセス権利を得るために接触するべき土地所有者の特定にも寄与するので極めて重要な決定になる (Waikato Regional Council, 2002) (Waikato Regional Council, 2012e)。

⑩ 広域自治体による制度のフレキシブルな運用

地熱の持続可能な資源管理は、限られたデータであること、ならびに現在の技術で正確に地熱システムを把握しきれていないことから非常に難しい。これに対応するために、Waikato 広域自治体ではいくつかの Adaptive Management の手法を用いて対処をしていることは述べた。このことはまた、実務レベルではケース・バイ・ケースで持続可能性に関する判断を下していかなくてはならないということを意味する (Waikato Regional Council, 2012a)。

例えば、資源開発同意の申請で要求されている環境影響評価においては、Waikato 広域自治体は、一つ一つの事業に対してかなりの部分でカスタマイズを行う。環境影響評価では、要求される項目は定義されているが、広域自治体側は申請事業や活動の規模と、それが及ぼす可能性のある環境影響によって事業者に要求する情報の量を変更し、事業者は一般的な項目すべてに力を注ぐのではなく、事業ごとに重要な項目に焦点を絞ることが出来る。またバックグラウンドデータの収集期間は、どれほどの既存データがあるかによって左右されるが、データ収集に必要な期間は前もって決まっておらず、状況により変化する。このように広域自治体と事業者は、資源開発同意のプロセスを経て、一緒に資源開発の環境影響を計測できるモニタリング・システムを開発していく仕組みになっている [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012b) (Waikato Regional Council, 2012e)。

このようにフレキシブルな資源開発同意の申請と評価、決定の制度は、事業者にその時点で最もコスト効果が高く、適当な方法や技術を用いたアプローチを促すという意味でも有効であると考えられている。政策や制度で詳細をきめて、それをすべて事業者に実施させるのではなく､結果を重視していくこのような Adaptive Management のアプローチは､個々の場所の特徴やイノベーションを考慮した、もっとも実務的な方法を各事業に組み込み、利用者にフレキシビリティを与える有効な方法であるとも考えられている (McLeod, 1995)。

また開発許可申請の処理と決定をし、その後のモニタリングを含んだフレキシブルな運用を可能にしているのは、広域自治体のスタッフの高い能力である。Waikato 広域自治体では、大小合わせて年に 1,200 件ほどの開発許可申請処理を実施する、約 50 人のプロフェショナル申請処理チームを有している。彼らはインフラ、エネルギー、産業、水質、沿岸、農場、土地と土壌、という 7 つのチームに分かれて、それぞれのチームには 3 人から 10 人の専属スタッフが配属され、その中に管理職が 1 人ずつ配置されている。管理職を含む専門職のスタッフのほとんどは、地球科学、生物学、化学といった理系専攻で学士以上のバックグラウンドがあり、そのほかはプラニングや資源管理のバックグランドを持った専門家である [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012c)。

3.1.7. 地元との合意形成プロセス

地元利害関係者との合意形成プロセスは、感情的な問題を内包するケースが多く、また明示的な法的プロセスでない場合もあり、事業者の立場からはリスクの高いプロセスである。そのため、地熱先進国では、地元へのメリット提供やコミュニケーションを通じてリスク顕在化の確率を極小化するための工夫や、顕在化した場合の対処方法を事前に準備することで対応を図っている。表 3-7 に地元との合意形成プロセスに関する各国の工夫を示す。

表 3-7 地元との合意形成プロセスに関する各国の工夫

国名	概要
ニュージーランド	・地元との合意形成に向けたコミュニケーション手法 ・発電事業者と Maori 信託の合弁事業 ・環境法廷等を活用した紛争解決
アイスランド	・長年にわたる暖房用途での地熱の直接利用を通じた地熱の発電利用に対するコンセンサスの醸成 ・温浴施設や温室等に熱水を供給（地元メリットの創出）

以下、ニュージーランドでの地元住民との合意形成の事例を示す。

⑴地元との合意形成に向けたコミュニケーション

地元住民などの利害関係者との合意形成に最も重要な事項の一つは「どのようにコミュニケーションをとっていくか」ということである。ここではニュージーランドの事例を述べる。

ニュージーランドでは、過去に地熱開発がもたらした環境問題とともに、ヨーロッパから入植して生きた人々と先住民の Maori 族との紛争などの歴史的な経緯もあり、地熱開発に適した土地の大部分を所有する Maori 族との合意形成が非常に重要な項目となっている。その解決の中心的役割を果たしているのがコミュニケーションである。

① 資源管理法による協議 (Consultation) の要求

事業者が、地熱資源へのアクセスを提供する権利を持つマオリ族の土地所有者と協議をする必要性は、資源管理法で要求されている。具体的には、法は「マオリ族の先祖代々の土地、水、聖地(waahi tapu)、そしてその他の宝物(taonga）との関係やマオリの文化と伝統」を「ニュージーランドの5つの国家重要事項の1つ」として明文化しており、また1840年に英国王室とMaori族の代表との間に結ばれた､「英国の法の下にマオリの人々の平等の地位を確立したWaitangi条約」の順守を要求する。つまり事業者は、土地の所有者(マオリ族)の便益を、社会的、財政的、環境的、そして文化的な側面からきちんと把握して考慮し、Maori族との良好な関係の構築を築くことを法律上求められているのである。また資源管理法はMaori族の土地所有者のみでなく､その周辺のMaori族でない土地所有者に対しても協議を行い、彼らの懸念を考慮することも求めている (New Zealand Legislation, 1991a)。

また資源管理法はそのSection 35で、広域自治体に「科学的知見に対する住民の疑問に答え、また知見を住民に伝える義務」を課している (New Zealand Legislation, 1991a)。

② 科学的知見の伝達の重要性

ニュージーランドでの地熱関係者や Maori の人々からは、｢科学的知見のコミュニケーションの重要性が地元との合意形成に非常に重要な役割を果たす」ということが繰り返し強調された。

1) 独立した科学・技術的な専門家知見・意見の効用

Tauhara North第二信託とMighty River Power社が行ったNga Awa Purua地熱発電所の合弁事業の形成で最も困難だった点は、マオリの土地所有者を地熱資源の開拓に同意させることであったという (Tauhara North No.2 Trust, 2012)。この背景には、650人のMaoriの土地所有者で構成されるTauhara North第二信託が、Ohaaki Marae地区のOhhaki 地熱発電によって引き起こされた地盤沈下で大きな被害を受けた2つのMaori信託のうちの1つであったことがあった。信託のなかには､Ohaaki 発電所の所有者になっている人もあった。

この問題の解決の糸口は、Tauhara North第二信託に対して、国際的に知られるエンジ

ニアリング・コンサルティング会社であるSinclair Knight Merz (SKM) が提供した独立した技術アドバイスであったという。Ohaaki Marae地区の地盤沈下の問題を調査するために、Tauhara North 第二信託はContact Energy社とともに、2003年にOhaaki Marae専門調査委員会（Ohaaki Marae Working Party）を立ち上げた。SKM社は、コンサルティング、エンジニアリングや掘削、EPC契約を行う会社で、Ohhaki Marae専門調査委員会に雇われ、独立した査読機関としてOhhaki Marae地区の地盤沈下及び洪水問題を調査した。この調査によって同専門調査委員会の強い信頼を得たSKM社は､Nga Awa Puruaの調査をTauharaの土地所有者達のために行い､｢Ohaaki地熱発電開発以来、技術も資源管理への理解も進展して来ており同じ失敗は起こらない｣と､信託側を確信させることに成功した (Tauhara North No.2 Trust, 2013) (Ohaaki Marae Working Party, 2014)。

Mighty River Power 社との情報及び理解のギャップも大きな課題であった。信託側は、合弁事業をすることで、同社に信託の将来を強く支配されてしまうことを強く懸念していた。ここでもまた、信託は独立したアドバイスを得るために信頼のおけるトップクラスの専門家を雇い、同社の提案や説明に対する彼らの評価とアドバイスを得ることに成功し、これは信託側の事業に対する技術的・法務的理解を高め、同社との良い関係を構築する成功要因ともなったのである (Tauhara North No.2 Trust, 2012)。

2) Taheke 8C—科学的知見、文化遺産への対応とメッセージの一貫性

Taheke 8C は Maori 信託のひとつで 2009 年に Contact Energy 社と合弁事業を立ち上げた。その後、2010 年に探査掘削を開始し、2012 年には Whangamoa 信託も事業に参加した。2013 年には発電所の設計も始まり、現在は発電に必要な資源開発同意の申請が行われている。

Taheke 8C 信託はこれまでの 30 年間、地熱開発に焦点を当ててきたが、長い間近隣の Maori 信託と折り合いがつかず、最終的に独自に開発に乗り出すことを決定し、Contact Energy 社と 2007 年頃から話し合いを始めた。Contact Energy 社との話し合いの中で合弁事業に至った成功要因は 3 つあるという。

1 番目の鍵は、Contact Energy 側の「メッセージが一貫していた」ことと、Taheke 側の話に必ず耳を傾けてくれたことだという。このとき Taheke 側の鍵となる人物と話をし、その人物に信託を説得する役目をゆだねることで Contact Energy 社はコミュニケーションの効率を高めていた。なお、同様の成功要因は、Mighty River Power 社と Tauhara North 第二信託の Partnership の構築でも見受けられた。

2 番目の鍵は、地熱開発が｢Taheke の文化的遺産に与える影響｣といった懸念に対し、Contact Energy が丁寧に答えたことである。話し合いの際には、Taheke の文化アドバイザーが常に参加し、重要なことを常に Contact Energy 社にその場でアドバイスを行っていたという。

そして最後の鍵が「科学的知見」であるという。Taheke の人々は長い歴史の中で地熱

を入浴やヒーリングといった温泉用途で活用していた。地熱開発に対する話し合いの中で、彼らは科学的知見をアドバイザーから得て、彼らの温泉が熱水システムではなく蒸気システムに属していることやどのように管理をするのが適切か、といった知見を取得し、保護に適した技術や手法、そしてどのように将来の開発影響を予測して開発の便益を得ていくかという知見を得ることで、開発に大きく乗り出す決意が出来たという (Taheke 8C Incorporation, 2013) (Tauhara North No.2 Trust, 2013)。

3) 広域自治体の科学的事項に対するコミュニケーション能力

広域自治体には、資源開発同意のプロセスを遂行していくための様々な能力が要求されるが、そのうちのもっとも重要な能力として挙げられているのが、科学的知見を分かりやすい言葉で地元住民に伝えるコミュニケーション能力である。これは資源管理法の中でも要求されていることで、広域自治体には「科学的知見に対する住民の疑問に答え、また知見を住民に伝える」義務が Section 35 に中で要求されている。そのため、広域自治体の求職広告に中には必ずコミュニケーション能力の高さが求められ、就職後も継続したコミュニケーションに対する評価が下されている (Waikato Regional Council, 2013)。

③ Contact Energy のコミュニケーション戦略 – 情報の提供と個人的な接触努力

Contact Energy 社は、ECNZ が 4 社に分割された際に、地熱開発の結果として深刻な環境問題を引き起こした Ohaaki と Wairakei の 2 つの発電所を受け継いでいる。これは同社にとって、新しい地熱開発を進める上で大きな足かせとなりえる事項であるが、同社は継続したコミュニケーションの努力でこの課題に取り組んでいる。

同社は、Wairakei 発電所において 2004 年にバイナリー設備を追加するため、新しい資源開発許可の申請を行った。この過程で同社は、地元との良好な関係を構築するための様々な活動を行った。このとき、申請の前に地元住民に対して事業について事前説明することは、利害関係者と良好な関係を築くための基本的な第一歩であると考え、同社はまずプロジェクトの要約を、地域のすべての住民に個別郵送した。この書類には、事業概要、地元の環境と住民に対する影響評価の結果、そしてどのような影響が回避・軽減・削減可能であるかが、非常に理解しやすく簡潔にまとめられていた。その後、同社は既存の Wairakei 発電所施設で地元説明会を行って施設を紹介したり、意見箱を設置して住民が質問をする機会を設けるなどの対応を行った。またそこで出された質問や意見を 1 つ 1 つ個人的にフォローアップするため、同社は実際に意見や質問をした人々の家を訪れ、問題を解決するために話し合ったという。Waikato 広域自治体は、実際のデータや情報を提供したこと、住民が情報を得やすい環境を整えたこと、個別のフォローアップ活動をしたこと等、同社のこうした取り組みを大きく評価しているという。また個別フォローアップのプロセスは、一対一のコミュニケーションを可能にするため、住民にとっては自分たちの意見が大切にされていると認識することができる。これはまた、複雑な問題やプロセスを解明し、問題を

実務的に解決する助けとなったのである [水野瑛己, 2012]に引用された (Waikato Regional Council, 2012a)。

また同社のコミュニケーション戦略の成功は、近年の Tauhara II プロジェクトの資源開発同意の申請でも明らかとなった。この事業は問題の多かった Wairakei 発電所の近くにあり、1990 年代に同社が 25MW の事業を推進しようとした際には大きな反対運動が起こり、同社は一旦事業をあきらめている。しかし上記のような地元関係者に対する地道なコミュニケーションが実を結び、2013 年に 250MW の Tauhara II プロジェクトの資源開発同意の申請を行った際、全ての重要な情報は地元住民に共有され、個々の懸念も手厚く考慮されていたため、地元からの反対は全く無くなっていたのである (New Zealand Geothermal Association, 2014e)。

④ 段階的開発とコミュニケーション

また Waikato 広域自治体などで奨励される段階的開発は、コミュニケーションにも効を奏す。小規模の事業は地元住民の同意も得られやすく、また利害関係者の懸念についても対応がしやすくなる。そこで問題が起こらなければ次のステージに移っていくことが容易になり、事業の間に地元との関係を継続して構築していく足がかりともなる。また小規模に始めることで、持続可能性も実現しやすくなり、将来の世代が資源の恩恵を受けることを可能とする (New Zealand Geothermal Association, 2014e) (Ministry for the Environment, 2014a)。

⑵ 発電事業者と Maori 信託の合弁事業

Maori の土地所有者との関係は、事業者側の努力があって大幅に改善してきているが、その大きな原動力となっているのが、事業者と Maori 信託との合弁事業による共同の地熱開発である。合弁事業は、現在まで主に国営企業[15]である Mighty River Power 社といくつかの Maori 信託との間で行われているが、Contact Energy 社も近年合弁事業に乗り出している。表 3-8 に発電事業者と Maori 信託との合弁事業を示す

表 3-8　Maori 信託との地熱パートナーシップ

(Contact Energy, 2010) (New Zealand Geothermal Association, 2014e) [水野瑛己, 2012]に引用された (Mighty River Power, 2011) (McLoughlin, Campbell, & Ussher, 2010)

発電所	規模 (MW)	運用開始年	領域	事業パートナー	所有構造
Mokai	112	2000	Waikato	Mighty River Power Tuaropaki Trust	Tuaropaki Power Company (Tuaropaki Trust 75%; Mighty River Power 社 25%)
Rotokawa	34	1997	Waikato	Mighty River Power Tauhara North No.2 Trust	Mighty River Power 社 (100%)
Nga Awa Purua	140	2010	Waikato	Mighty River Power Tauhara North No.2 Trust	Nga Awa Purua JV (Tauhara North No.2 Trust 25%; Mighty River Power 社 75%)
Kawerau	100	2008	Bay of Plenty	Mighty River Power Ngati Tuwharetoa (Bay of Plenty) Settlement Trust Putauaki Trust Norske Skog Tasman	Mighty River Power 社 (100%)
Ngatamariki	82	2013	Waikato	Mighty River Power Tauhara North No.2 Trust	Mighty River Power 社 (100%)
Tauhara II	240	2015?	Waikato	Contact Energy Tauhara Moana Trust	N/A
Te Ahi O Maui (KA22)	10-15	2014	Bay of Plenty	Eastland Group, Kawerau A8D Ahuwhenua Trust 及び Innovations Development Group	契約はなされていない
Taheke	?	?	Bay of Plenty	Contact Energy Taheke 8C Adjoining Blocks Inc	N/A

[15] Mighty River Power 社は、2013 年 4 月に IPO を行い、その 49%が民営となった。現在は半国営(51%)である。

ここでは [水野瑛己, 2012]に紹介された合弁事業の例を 3 点まとめる。

① Mokai 発電所

運転開始: 2000 年 2 月

設置容量: 最初は 55MW ; 2005 年に 40MW の拡張; 2007 年に 17MW の拡張 ;
現在は 112MW

技術的特徴: 蒸気バイナリーとバイナリー・タービンに接続された低温ブライン・ユニットの混合サイクル

Maori の信託が所有する最初の発電所となった Mokai 発電所は 2000 年に運転を開始した。この事業は当初合弁事業ではなく、発電事業を手がける Tuaropaki 発電会社は 2003 年まで Tuaropaki 信託が所有していたが、2003 年に 25%の所有権を Mighty River Power 社が取得して、同社は合弁会社の共同出資者となった。現在の契約は、Mighty River Power 社が蒸気フィールド、発電施設、そして送電網の維持管理を行い、Tuaropaki 信託から 1 日 4 万トンの地熱流体を採収する権利を与えられている。発電された電力は、Mighty River Power 社が購入して消費者に売却し、長期にわたる価格のサポートを合弁会社に提供する。この事業によって Tuaropaki 信託は、世界で最初にこのようなプロジェクトに投資した先住民のグループとなっている。同信託と Mighty River Power 社との合弁会社の所有権及び採収権利の契約は 2027 年 12 月に期限が切れ、その時点で Tuaropaki 発電会社の所有権はすべて同信託に戻る (Lincoln University) (Tuaropaki, 2012)。

② Rotokawa 発電所

運転開始：1997 年

設置容量：最初は 28MW ; 2003 年に 6MW の拡張; 現在は 34MW

技術的特徴：シングルフラッシュ（高温蒸気）とバイナリー・システム（低温排出蒸気）の混合サイクル

Tauhara North 第二信託の最初の地熱プロジェクトは Rotokawa 発電所で、1997 年に 32MW の容量で発電を開始した。事業は 2 つの合弁会社に分かれている。1 つ目は Rotokawa Joint Venture で、同信託と Mighty River Power 社が 50:50 の所有権を持ち、蒸気事業を運営する。2 つ目は発電事業をする Rotokawa Generation Ltd.で、現在は Mighty River Power 社が 100%の所有権を持ち、信託側が 2 人の理事を出している。 Rotokawa 発電所はもともと第三者機関によって所有されていた。しかし 2000 年に、信託が Mighty River Power 社を発電所の所有権利を取得する目的で招き、同社は発電所を購入し所有することとなった。現在は、同社が蒸気フィールドと発電所の両方を運営する。Tauhara North 第二信託は、発電所の所有権を意図的に持っておらず、蒸気フィールドの合弁会社のシェアの半分と月極めの蒸気使

用料を得るのみとしている。これは、同信託が資本関係のある商業ビジネスに対する経験のなさと財政的な限界から発電事業の所有をためらったことがあり、その代わり同信託はRotokawa Generation Ltd.の 5 名の理事うち 2 名を出している。同信託への年間の蒸気使用料は、約 70 万ニュージーランド・ドル(約 5,950 万円)[16]となっており資本リスクはない(McLoughlin, Campbell, & Ussher, 2010)。

③ Nga Awa Purua 発電所

運転開始: 2010 年

現在の設置容量(2011): 140MW

技術的特徴:世界最大のシングル・シャフト・カスタムメイドの地熱タービンを用いた高圧、中圧、低圧蒸気トリプルフラッシュ発電サイクル

建設費：4 億 1 千万ニュージーランド・ドル

Tauhara North 第二信託と Mighty River Power 社は、10 年間の Rotokawa 地熱発電所の成果をベースに、同じ地熱フィールドで第 2 の発電所を築くことを決意し、2007 年 11 月に Nga Awa Purua 合弁会社を設立する。この事業においては、Mighty River Power 社が専門知識と最初の資本を提供する一方、Tauhara North 第二信託が土地と資源開発許可への協力を約束した。またこの事業では、Mighty River Power 社が初期の資本すべてを提供し、Tauhara North 第二信託側には発電所が運転を開始した時点で事業への資本参加をするオプションが提供された。これにより信託側は建設や初期費用に対する投資や資本の提供をせずに、全ての開発と財務リスクがなくなった時点で事業に資本参加をするということになった。また信託側が事業の売り上げから資源の使用料を得ることも合意された。 (Mighty River Power, 2010) (Power-technology.com, 2012) (McLoughlin, Campbell, & Ussher, 2010) (Tauhara North No.2 Trust, 2012) 。

2007年の基本合意のあと、同信託は独立した技術及び商業コンサルタントと、事業の所有権と商業構造が土地の保護と便益のフローに対してもたらす影響、地熱開発のリスク、そして地熱事業の技術的特徴などを理解するために、信託の構成員に対して説明会を連続して行った。マオリ土地法廷は、長期のリース契約を結ぶ際には少なくとも50%以上の土地所有者の同意を義務付けており、この事業への当初のサポートは土地所有者の35%に留まっていたが、こういった努力の結果、最終的に信託メンバーの95%がプロジェクトを支持したという。また、信託側は、資源開発同意に必要なデータや情報の提供といった協力を惜しまず、リードタイムの削減にも協力している。 (McLoughlin, Campbell, & Ussher, 2010)。図3-5にNga Awa Purua 地熱発電所のビジネスモデルを示す。

[16] 1NZD=85JPY で換算。

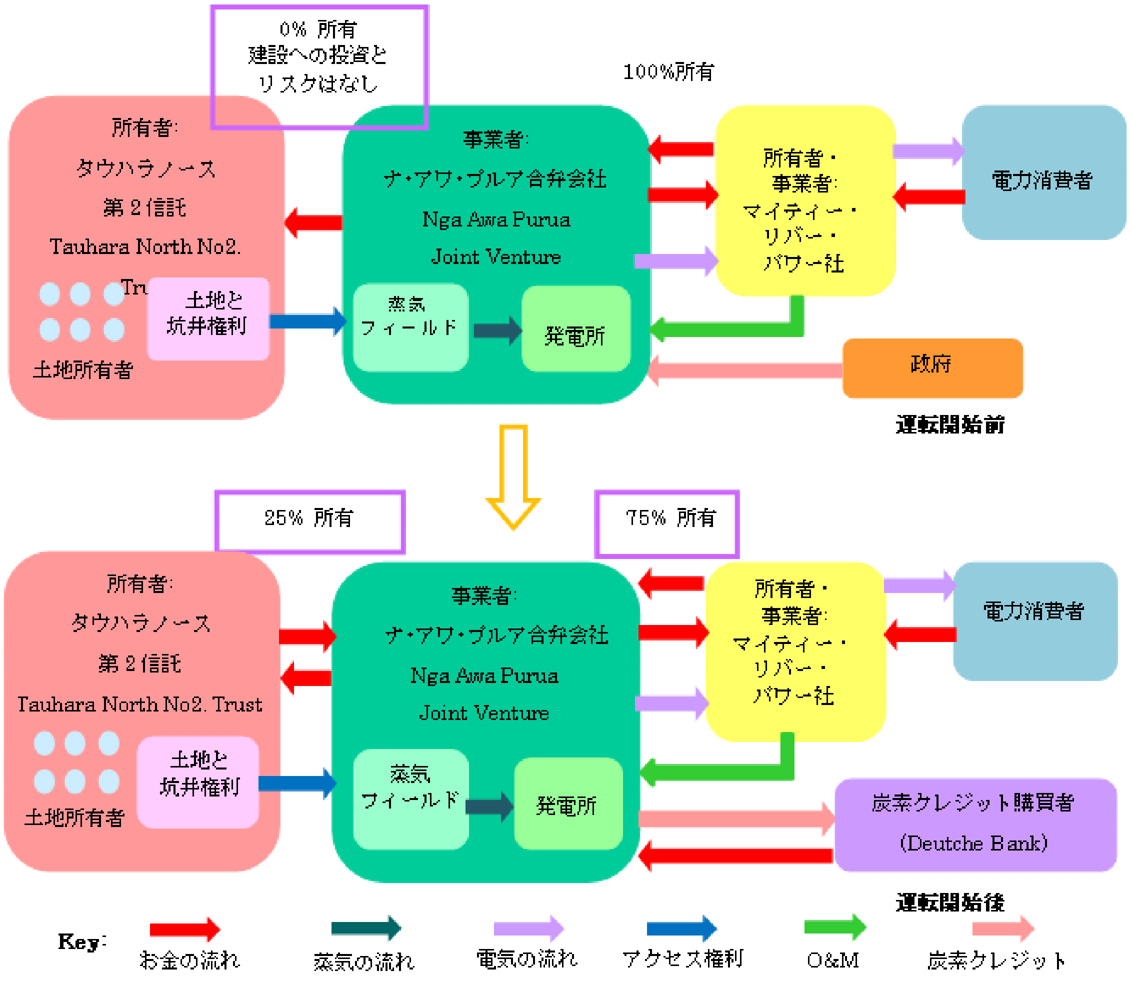


図 3-5　Nga Awa Purua 地熱発電所のビジネスモデル
[水野瑛己, 2012]

この事業は、国有企業であるMighty River Power社が不幸な過去にも関わらず、友好的で実りの多い協力関係をMaoriの人々と築くことができるということを証明し、同社とニュージーランド政府に大きな象徴的意味をもたらした [水野瑛己, 2012]。

事業は土地の所有者にも大きな便益をもたらしている。 (Tauhara North No.2 Trust, 2012) は合弁会社を設立した目的を、1) 信託メンバーの生活水準の向上の助けとなること、2) 将来の世代に寄与する基金を得ること、3) 土地所有者の中に何かを成し遂げたという達成感を醸成すること、 4) 信託の投資を守る法的な書類を作ること、そして 5) 信託が財務的な視点から実績を計り積極的に投資できる環境を作ること、と述べている。これらの最初の目的はすべて達成されている。また信託側への利益は、通常の売電と資源利用量への支払いに加え、炭素クレジットの売却も含まれている。2004 年、合弁会社は政府から 791,000 単位の Projects to Reduce Emission units (PREs) 炭素クレジットの権利を得た（第 2 章を参照)。Nga Awa Purua 発電所は、最初の年の運営でこのうちの 410,000 排出削減クレジット

(Emission Reduction Units, ERUs) を取得し、それをドイツ銀行に 1 クレジットあたり 22.78 ニュージーランド・ドルで売却することで、930 万ニュージーランド・ドル (約 7 億 9 千万円)[17] の収益を得たのである (THINKGEOENERGY, 2011)。

④ 合弁事業の便益のまとめ – かけがえのない信頼関係の構築

繰り返されてきた電力事業者と Maori 信託との間の合弁事業は、両者の間の信頼と相互理解を増強し、双方に便益をもたらしている。Maori に対する財政的な報酬は、彼らが土地と坑井の権利を事業者に与えるという行動に対して支払われ、信託がそれを多様な目的に自由に利用できるという点で重要である。商業的な事業の経験はまた、マオリの人々が長期の投資を理解しビジネス能力を開発していくという点でも大いに貢献している。電力会社にとっては、Maori の信頼と協力を得ることはリードタイムを減らしていくことにも役立っている。

信頼の強まりは、合弁会社の資本関係の変遷にも示される。最初の Mokai 地熱発電所のプロジェクトでは、Mighty River Power 社は、当初事業会社の資本を持っていなかった。これが 2003 年に同社は Maori 信託の招聘で 25%の資本を得ている。Rotokawa 発電所の事業では、 最初から 50%の資本を所有し、続く Nga Awa Purua 地熱発電所では、逆に Maori の人々が最初の事業体の資本所有をしていない。こういった変化は、Maori 族の同社に対する態度の変化を示している。初期の段階では、同社が自分たちの土地と権利に強いコントロールを行使することを恐れていたが、徐々に同社が信頼のおけるパートナーであると認識するに至り、信頼関係を高めていったことを表わしている。この変化は Maori の人々にも利益をもたらしている。Nga Awa Purua では、Mighty River Power 社が、初期費用と開発リスクをすべて負い、Tauhara North 第二信託は財務的リスクも開発リスクも全く負っていない。一方で、信託側は発電所が運営を開始した時点で、事業の資本の一部を買い取れるというオプションを有している。これは、土地所有者達の権利を確約し、将来にわたっての両者の信頼を固めたのみならず、地元住民に彼らの財務事情の中で実現可能な有益なビジネスモデルを示したのである。土地の所有者に「資源へのアクセス権を貸していただく」ということに対して寛大で気前の良い感謝の意を示すことで、事業者はそれに勝る信託側からの協力関係を資源開発同意のプロセスでも得ることができたのである [水野瑛己, 2012]。

[17] 1NZD=85JPY で換算。

⑶環境法廷等を活用した紛争解決

地元との合意形成や環境影響評価で最善を尽くしても、様々な問題が発生して当事者間では解決できない場合が出てくる。そういった場合の紛争解決の制度を、ニュージーランドの事例で見てみる。

① 環境法廷

1) 歴史

ニュージーランドには早くから､環境問題を取り扱う独立した控訴裁判所として､1953年のTown and Country Planning Actの基につくられたAppeal Board (裁判官ではないが、上告を聞くよう任命された官僚たちで構成される委員会) があった｡これは､1977年のTown and Country Planning Actにより計画法廷 (Planning Tribunal) に取って代わられたが、計画法廷はさらに､1996年の資源管理法改正法（Resource Management Amendment Act of 1996）によって設立された環境法廷（Environmental Court）により取って代わられた。

2) 役割

環境法廷は、環境に関する事項や資源開発同意に関する法廷論争に特化した法廷として確立され、主に資源管理法の下で発生する問題を取り扱う。資源開発同意、広域政策や広域計画を含む資源管理法の名の下になされたあらゆる決定に対して不服がある場合、環境法廷に上告することが出来る。

環境法廷には現在、主に3つの役割がある。一点目は上述したように、資源管理法の下で行われた決定事項に対する上告を受け付け、処理する役目である。二点目は、2009年の資源管理法の改正を受けて資源開発同意の申請方法の一つとして追加された「広域自治体ではなく環境法廷に直接資源開発同意を申請するオプション」の処理である。最後に三点目の役割は、公害や環境問題を引き起こした個人または組織に対してそれを解決する命令を出したり、(環境に対する) 計画やルールに対する解釈が個人や組織により異なる場合にいずれの解釈が正しいかを決定することである (Ministry of Justice, 2014a) (Ministry of Justice, 2014b)。

3) 法廷の構成、決定までの時間

現在、環境法廷は9人の裁判官、9人の代替裁判官、12人の弁務官と5人の副弁務官で構成される。個々のケースは通常、1人の裁判官と2人の弁務官で扱われる (Ministry of Justice, 2014a)。

資源開発同意の決定に対する上告の場合、ヒアリングを経て判決が出るまでには少なくとも6ヶ月を要し、広域計画の中の規定に対する上告の場合、判決が下されるには、さらに長い時間を要する。また裁判費用も、弁護の費用や証拠品の準備、旅費や様々な手

数料がかかるが、環境省では、Legal Assistance Fundというこういった経費をサポートするファンドも用意している (Ministry for the Environment, 2014b) (Ministry for the Environment, 2014c)。

② Waitangi 法廷

上述の環境法廷が、ニュージーランド国民全てに開かれた紛争解決手段である一方、Maori族のみに与えられた紛争解決の方法もある。

1) 歴史

ニュージーランドでは、英国人の入植以来、先住民であるMaori族との間に土地や財産をめぐる紛争が起こっていた。1840年2月に、英国政府と540人のMaori族の首長たちの間でWaitangi条約が結ばれ、これによって英国はニュージーランドにおける総督の地位を確立し、英国の法の下にMaori族の土地の所有権、彼らの地位の平等及び英国人としての権利を確立した。この条約は、今では近代国家としてのニュージーランドの設立文書とされている。しかし実際には、英国版とMaori版の条約内容が英語とMaori 語の間の訳の違い等の影響でかなり異なっており、1970年代初頭までこの条約はほとんど無視されていた状況があった。そしてこの間、条約での保障があったにもかかわらずMaori族は多くの土地を不当に失う結果となった。この状況を鑑みて1975年に制定されたのが、Treaty of Waitangi Actである。この法律により、Waitangi条約の理念を守るため恒久的に設置された審議所であるWaitangi法廷 (Waitangi Tribunal) が作られ, Maori族によって持ち込まれた多くの主張を審理・裁定している (New Zealand History online, 2014) (New Zealand Legislation, 1975) (Ministry of Justice, 2014b)。

2) 役割

先述したように資源管理法は、事業者と地熱資源へのアクセスを提供する権利を持つMaori族の土地所有者との協議を義務付けている。資源管理法の下では、Waitangi条約の順守が要求されており、事業者は、Maori族の便益を、社会的、財政的、環境的、そして文化的な側面からきちんと把握して考慮し、Maori族との良好な関係の構築を築くことを法律上求められている。また資源管理法はMaori族の土地所有者のみでなく、その周りのMaori族以外の土地所有者に対しても協議を行い、彼らの懸念を考慮することも要求している (New Zealand Legislation, 1991a)。

しかし、Waitangi 条約の遵守と資源管理法のこれらの法的な協議要求が守られない場合、Maori族は、広域自治体による決定についてもそれに至るプロセスとともにWaitangi法廷に持ち込んで審議を要求することが出来る。ただWaitangi法廷は、環境法廷とは違い資源管理法のシステムの外にあり、また環境法廷とは違って、この法廷は勧告や忠告 (recommendations) のみを出し、決定や命令は下さない。しかしWaitangi法廷の権威は高く、過去に地熱開発で地盤沈下や地熱の表面徴候の紛失が起こったとき、Maori族は環境

法廷のような正式なプロセスに持ち込まず、Waitangi法廷を用いた経緯がある (Ministry for the Environment, 2014b)。

Treaty of Waitangi Actの第5章で規定されるWaitangi法廷の役割は、1) 法廷に持ち込まれたクレームについての勧告を出すこと、2) Waitangi条約に抵触する議会や政府の発案による全ての法案についての精査を行い報告書を作成すること、そして3) 政府所有の森林、鉄道関連の土地、国営企業の所有地、そして教育機関に移管される土地に関する勧告や決定を行うこと、となっている。

3) 構成など

法廷は約20人のメンバーで構成され、彼等はMaori業務局の大臣 (Minister of Maori Affairs)の推薦の下に総督によって任命される。議長は1人で、高等裁判所またはMaori土地法廷 (Maori Land Court) [18]の判事か引退した判事が就くのが慣例となっている。副議長も1人で、これにはMaori土地法廷の判事が就く。20人のうち約半数がMaori族で、残りの半数が白人となっている。一つ一つの審議案件に対しては、少なくとも一人のMaori族の判事がメンバーに入ることになっているが、実際には半数以上がMaori族の判事となるケースがほとんどである。

Waitangi法廷には、その財務や管理、行政的な事務、及び調査を取り扱うユニットが法務省に設けられており、法廷を直接サポートしている。管理上またはスケジューリングの関係上、問い合わせは2種類に分けられる。1つ目は、Distinct Inquiriesと呼ばれるもので、特定の土地や地域に関連する問い合わせ、もう１つは、Generic Inquiresに分類され、特定の場所には関係なく、より一般的な問い合わせや国家の重要事項に関連する問い合わせとなる。 (Ministry of Justice, 2014b)。

③ Ohaaki Marae Working Party

Maori族の土地にコンタクト・エナジー社によって作られたOhaaki発電所は、30年以上前の最初の掘削以来徐々に地盤沈下を起こし、Waikato川からMaori集落への洪水を引き起こしてきた。しかし、相次ぐ地盤沈下にもかかわらず1980年代にOhaaki地熱発電所の開発は許可され、1989年に運転を開始する。しかし、発電所はその後さらなる地盤沈下を起こし、1992年以後だけでも3.5メートルにも達している。

この発電所をECNZ社から受け継いだコンタクト・エナジー社と、地盤沈下等の影響を受けたMaori信託は、2003年にOhaaki Marae Working Party（専門調査委員会）を立ち上げた。Working Partyは、Ohaakiの地盤沈下の影響を緩衝する実現可能かつ確実な方法をともに確立

[18] Maori 土地法廷は、Maori 族が所有する土地に関する相続、売買、Maori 土地信託の運営などに関する事項を取り扱う法廷である。現在の法廷は 1993 年の Maori Land Act によって制定されたが、実質的な歴史は古く、1862 年の Native Lands Act によって出来た法廷が起源となっており、それ以後何らかの形で常に存在してきたものを 1993 年に現在の形式に整えたられたものである (Ministry of Justice, 2014c) (New Zealand Legislation, 1993)。

するという目的を持つ。Working Partyは、マオリ信託のTahorakuri A1 Section 1 338 Reservation Trust、Ngati Tahu Tribal Trust、そしてコンタクト・エナジー社の代表で構成され、コンタクト・エナジー社が資金を拠出している (Ohaaki Marae Working Party, 2014)。

Working Party は、2006 年 4 月と 2010 年 4 月に地盤沈下の調査を行い、また独立した第三者ピア・レビューワーとして SKM 社を雇い入れ、その分析と評価をさせている。SKM 社は、「地盤沈下は一時的に止まっている、または減速しているように見えるが、また始まる可能性がある」との評価を下し、また「洪水のレベルも以前の予測レベルよりも高い可能性がある」と言う分析を提出している。これに対してコンタクト・エナジー社は、「地盤沈下はこれ以上進まない」という評価を出し、議論が続いている。その一方で、Working Party は、移住の可能性を模索し始め、2005 年に移住に適した土地を選定し、2009 年以降、移住計画の構築と精査を進めている (Ohaaki Marae Working Party, 2014)。

ニュージーランドでは、上記のように幾つかの地熱開発によって起こる可能性のある紛争についての公式及び非公式の制度が整備されている。こういった制度には、Maori 族などの歴史的弱者の救済方法として長い歴史の下で確立されてきたものがある一方、資源管理法を補完する目的で国民全てに開かれた環境法廷のようなものもあり、また Ohaaki Marae Working Party のように特定の問題の紛争解決のためにつくられたものもある。資源管理法の中で要求される協議に加え、このような幾重にも重なる紛争解決の手段は、市民の権利を守るための制度である一方で、様々な課題に対する事業者の事前の対処を促し、時間のかかる紛争に発展することを防ぐことにも寄与しているとも言えよう。

3.1.8. 地熱の直接利用・多段利用

地熱の直接利用・多段利用を推進することは、地熱資源賦存地域に経済的な恩恵を与えるだけでなく、地熱の資源活用を国民にとってより馴染みのある活動に近づけていくことにもなり、その結果、地熱発電の普及にも好影響を与える。地熱先進国では、様々なビジネスモデルにより、地熱の多段利用がなされている。表 3-9 に地熱先進国における地熱直接利用・多段利用の例を示す。

表 3-9 地熱先進国における地熱直接利用・多段利用の例

国名	概要
ニュージーランド	・Kawerau などでの大規模な産業用の地熱の直接利用と発電の組み合わせ ・マオリ信託が農業や酪農製品などの生産に利用 ・Wairakei での水産養殖と観光ビジネス、発電の組み合わせ
アイスランド	・温熱利用 （暖房・給湯・プール・温浴施設・ロードヒーティング・農業・漁業） ・シリカを活用した化粧品や、CO_2・H_2S を活用したメタノール製造

以下、ニュージーランドの事例について 3 例、ならびにアイスランドでの事例について 6 例を示す。

(1)ニュージーランドにおける地熱の直接利用・多段利用

現在、Ministry of Business, Innovation, and Employment（MBIE）やその管轄下にある Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA) は、地熱の直接利用や多段利用を奨励している。しかしこれは特段財政的な政策などでなされているものではなく、地熱利用による費用や便益に関する情報を提供したり、様々な普及バリアを排除するといった間接的な政策による奨励となっている (Energy Efficiency and Conservation Authority, 2014b)。

これらの地熱の直接利用と多段利用の事例は、現在 GNS Science によって紹介、分析がなされておる。GNS Science は、250 にわたるこれら直接利用及び発電プロジェクトのデータを一括してまとめ、そのウェブサイトで Geothermal Use Database として地図、表、またはグラフとして閲覧できるようにして公表している (GNS Science, 2014)。

GNS による利用形態の内訳では、図 3-6 に示されるように入浴がもっとも一般的な利用形態となっており、その次に観光、農業利用、空調、そして発電と続く。地域的には北島の Bay of Plenty が 46.5%、それを Waikato 地域が 31.7%で追う形となっているが、ほとんどがこれらタウポ火山地帯での利用となっている。

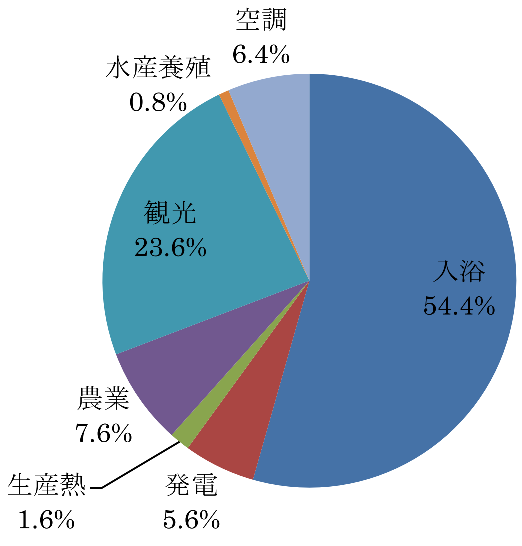


図 3-6　ニュージーランドにおける地熱利用の内訳

(GNS Science, 2014)

ニュージーランドでは地熱は、バイオ燃料の生産、氷の生産、木材の乾燥、産業プロセス用熱、生産工程での熱利用、観光、空調、野菜の乾燥、食品加工、温水利用、温室、水産養殖、入浴、融雪などといった幅広い用途に用いられている。ここでは特に、発電所と産業用に用いられる直接利用を組み合わせた多段利用の事例を紹介する。

事例 1: Industrial Symbiosis Kawerau

Kawerau は、1953 年にこの土地の豊富な木材資源、地熱資源、そして水資源に注目した Tasman 製紙会社によって作られた企業タウンが発祥である。ニュージーランドの主要な森林地帯に位置するこの町は、それらの資源を巧みに組み合わせることで発展し、現在 Kawerau の産業地熱直接利用はニュージーランドの地熱の直接利用の 56%を占め、世界でもっとも大規模な地熱の産業への直接利用例となっている (Lund, Freeston, & Boyd, 2010)。

Kawerau の地熱フィールドは、現在 Ngati Tuwharetoa (BOP) Settlement Trust の 100%子会社である Ngati Tuwharetoa Geothermal Assets Limited (NTGAL) 社によって所有されており、Mighty Rover Power 社が蒸気フィールドの運営を請け負っている。NTGAL 社は、マオリ信託の生産井の掘削と Tasman 製紙工場の建設が始まったのは 1952 年で、1957 年から地熱の蒸気を発電と産業への直接利用に用い、長い年月をかけて様々な企業が集まる地熱の多段利用の一大サイトとして発展してきた。表 3-10 に地熱利用施設一覧を、図 3-7 に Kawerau の蒸気フィールド全景を示す。

表 3-10　Kawerau サイトに集積する地熱直接施設

(Bloomer, 2011) (Lind L., O'Brien L., Bell Jo., 2012a)
(Lind L., O'Brien L., Bell Jo., 2012b) (Lind L., O'Brien L., Bell Jo., 2012c)

用途	概要
製紙工場	Norske Skog Tasman 社 1955 年ごろから稼動。現在、25%の工場で使用される蒸気が地熱
木材工場	Carter Holt Harvey Wood Products (CHHWP)社 1970 年代から地熱で木材を乾燥（バイオマス発電チップに加工）
地熱発電所	Mighty River Power (MRP)社 2008 年より 100MW の発電所が稼動
温室利用	NTGAL 社 1982 年より地熱蒸気を唐辛子栽培に温室利用
ティッシューペーパー工場	Svenska Cellulosa Aktiebolaget Hygiene Australiasia (SCA)社 2010 年から地熱の工場蒸気利用

図 3-7　Kawerau の蒸気フィールド全景

(Bloomer, 2011)

左から Norske Skog Tasman 社 製紙工場、SCA 社ティシューペーパー工場、CHHWP 社木材工場（中央）、MRP 社 100MW 発電所（右）が立ち並ぶ。これに加えて、NTGAL 社の温室にも地熱が利用されている。

この歴史的な関係を基礎とし、それを物質、エネルギー、水、副産物、サービス、知識、知的財産、資源のコストを下げるためのネットワークや社会資本のやりとり、新しいビジネス機会や収益の拡大にまで拡大し、それらを様々な企業の間で共有して競争力を増加させようという「Industrial Symbiosis」と言う概念が生まれてきている (Industrial Symbiosis Kawerau, 2014)。図 3-8 にそのフロー・ダイアグラムを示す。

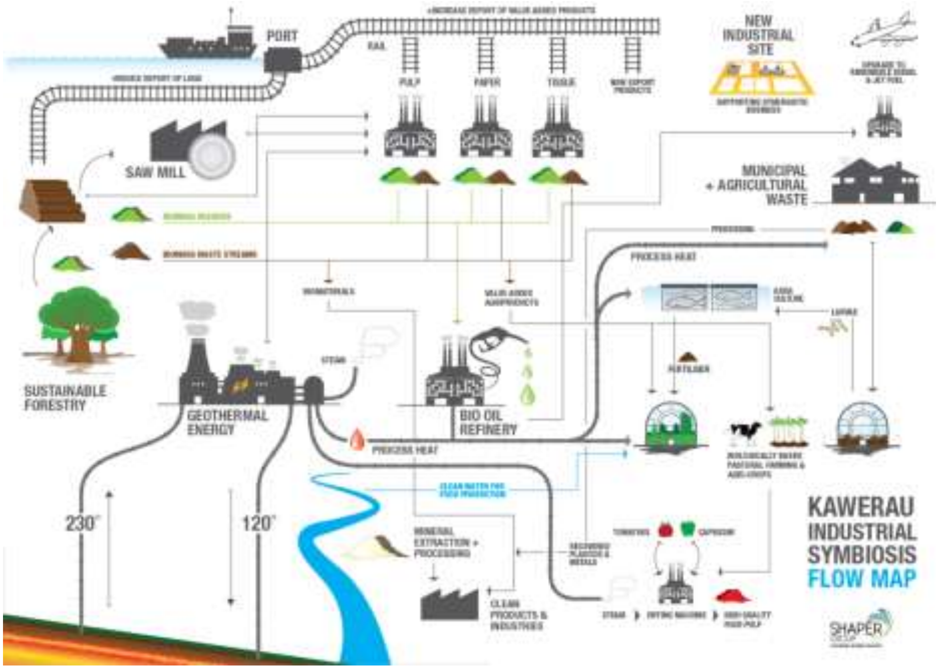


図 3-8　Industrial Symbiosis のフロー・ダイアグラム

(Mulcare & Allen, 2011)

事例 2: Huka Prawn Park - Wairakei 地熱排水を利用した温水による海老の養殖場

Contact Energy 社が所有運営する Wairakei 地熱発電所の隣に位置する Huka 海老養殖場は、発電所からの地熱排水を利用して海老を養殖している。オーマット社製のバイナリー発電所からは、一時間当たり 450 トンの 96℃から 98℃の排水を排出し、養殖場にとって非常にコストの低い温水を供給している。発電所の排水は、熱交換器を通して温水を作り、11 の養殖池と 2 つの海老釣専用池に 27℃から 31℃の安定した温水を提供している。また最近足湯も設置され、訪問者にリラックス時間も提供している (Lind L., O'Brien L., Bell Jo., 2012b)。図 3-9 に養殖場での地熱利用状況を示す。

図 3-9　Huka 海老養殖場での地熱利用状況

孵化施設のタンクに供給される地熱排水で作られた温水（左）と熱交換器（右）

(Lind L., O'Brien L., Bell Jo., 2012b)

事例 3 ： Tenon 木材加工工場 – Tauhara 蒸気フィールドの低温地熱の利用

Tenon 社は、2006 年に Contact Energy 社と話し合い、Tauhara 蒸気フィールドから 1.5km のパイプを通して、自社の木材加工工場まで地熱温水を通し、そこで熱交換器を用いて焼成釜の内圧気を熱することで釜を通じて木材を乾燥させるシステムを稼動させた。それ以前は天然ガスで焼成釜を熱していたのだが、地熱に代えることにより、燃料費を大幅に削減することに成功した。システムは完全人自動化しており、週 7 日 24 時間稼動が可能になっている。また地熱に変えたことで、乾燥の生産性も向上したという。また 27MW 相当の容量を持つ地熱プラントは、天然ガスでは不可能だった 9 つある焼成釜を同時に熱することが出来、全体のエネルギー効率を上昇させるのに貢献しているという。図 3-10 に低音木材乾燥施設の外観を示す。

図 3-10　低温地熱を利用した Tenon 社の木材乾燥施設

(Lind L., O’Brien L., Bell Jo., 2012c)

⑵アイスランドにおける地熱の直接利用・多段利用の例

事例１：ブルーラグーンを中心としたスヴァルスエインギ（Svartsengi）発電所での多段利用

Hitaveita Sudurnesja (HS) Ltd.は、1976 年に Reykjanes 半島の Svartsengi に、発電ならびに地域熱供給プラントの建設を開始した。冷温水供給エリアは Keflavik 空港ならびに Reykjanes 半島の 4 市である。これまでに 6 フェーズに分けて開発が行われてきている。表 3-11 に、その開発の経過を示す。第 6 フェーズ時点で、発電設備が 76.4MWe、熱供給設備が 150MWth の供給能力となっている。プラントの熱源は 240°C の地熱塩水（塩分濃度は海水の 2/3）である。2008 年の実績は、566GWh の発電、11.1 百万トンの地域暖房温水供給、世界的に有名な温浴施設である Blue Lagoon への平均 38 kg/s の地熱水供給であった。地熱貯留層への還元量は、平均 192 kg/s であり、これは噴出量の約 44%に相当する。なお、HS Ltd.は 2008 年に HS Orka Ltd. と HS Veita Ltd.に分割されている。HS Orka は、Svartsengi 及び Reykjanes で地熱発電所を運営し、HS Veita は熱、電気、飲料水を町や村に提供している (National Energy Authority, 2010)。

表 3-11　スヴァルスエインギ（Svartsengi）発電所の開発状況

(HS Orka, 2014)

フェーズ	概要
① 1978-79 年	地域暖房を中心に　GE 1MW 発電機×2 台
② 1979-80 年	地域暖房施設の増強
③ 1980 年	富士電機製 6MW 発電機×1 台
④ 1989 年	Ormat 製 8.4MW 発電機×1 台（バイナリ）
⑤ 1999-00 年	富士電機製 30MW 発電機×1 台
⑥ 2006-08 年	富士電機製 30MW 発電機×1 台

保有するあらゆる利用可能な資源を複合利用した Svartsengi -Blue Lagoon complex は、HS Ltd.の Resource Park 構想の結集させたものである。その構想は、利用資源からの排出物や環境への影響を極力低減させ、社会の持続可能な発展を目指している (National Energy Authority, 2010)。発電・温水供給に加え、温浴施設・化粧品・工業製品の製造と、地熱の熱資源と化学成分の両方の利用を行っている。その概要を表 3-12 に示す。

表 3-12　スヴァルスエインギ発電所での地熱多段利用状況

(HS Orka, 2013)

用途	概要
発電	75MW の電力を空港を含むレイキャーネス地方に供給
温熱供給	150MW の温水を空港を含むレイキャーネス地方に供給
温浴施設	世界的に有名な温浴施設「ブルーラグーン」への温熱提供
化粧品	シリカ成分を活用した化粧品の製造
工業製品	二酸化炭素や硫化水素を活用したメタノールの製造

世界的に有名な温浴施設であるブルーラグーンは、1976 年にスヴァルスエインギ発電所の運転開始をきっかけとして、偶発的に形成された。その後、人々は温浴を楽しみ始め、1999 年以降、大規模な温浴施設としてオープンした。シリカ成分を含む泥を皮膚に塗ることにより、皮膚病が驚くほど改善することが判明し、クリニックも併設されている (Blue Lagoon, 2014)。図 3-11 にブルーラグーンの温浴の様子を示す。

図 3-11　ブルーラグーンとスヴァルスエインギ発電所

(National Energy Authority, 2010)

ブルーラグーンでは、地熱塩水に含まれるミネラル、塩、シリカ、藻類などの含有成分を活用し、自然派化粧品やサービスを提供している。スパや健康増進活動に関連した健康観光産業の開発や、皮膚病の自然治療法の開発における先駆的な取り組みとなっている。なお、ブルーラグーンの運営は、Blue Lagoon Ltd.が行っており、HS Orka Ltd が 32%の株式を保有している (National Energy Authority, 2010)。

直近では、自動車用合成液体燃料であるメタノールを製造するため、発電所より排出された CO2 を獲得する目的で、発電所の建設運営の共同実施に関する契約が Carbon Recycling International (CRI) との間で締結された。CRI は、一日あたりのメタノール 10 トンの生産能力を保有する実証プラントの建設し、2010 年に運転を開始した (National Energy Authority, 2010)。

以降、事例 2 から事例 6 まで、National Energy Authority (ORKUSTOFNUN)の資料に掲載されている事例 (National Energy Authority, 2010)について述べる。

事例 2：産業用途での地熱の直接利用

アイスランドにおいては、幅広い産業用途での地熱の直接利用が行われている。産業目的で加熱プロセスに使用される地熱エネルギーは年間 750 TJ と見積もられている。

① 珪藻土の乾燥

1967 年に操業開始した Námafjall 高温地熱地帯近くにある Mývatn 湖の珪藻土プラントは、毎年およそ 28,000 トンの珪藻土フィルターを生産、輸出していた（環境及び販売上の理由により 2004 年に操業を停止している）。操業当時の従業員は約 50 名であり、地熱蒸気を産業利用する世界有数のプラントの一つであった。原料である珪藻土は Mývatn 湖の湖底から採取していた。操業当時は、乾燥目的で毎年 180℃・10 気圧の地熱蒸気を 230,000 トン利用しており、エネルギーに換算すると 444 TJ /年に及んでいた。

② 海草による肥料・飼料の製造

1976 年に操業開始した西アイスランドの Reykhólar に位置する Thorverk 海藻工場は、製造過程において地熱の直接利用をしている。Breidafjördur 海域の海藻を収穫し、肥料・飼料等を製造している。引き揚げられた海藻はカットされ、熱交換器により地熱で 85°C まで熱せられた大量の空気で乾燥している。年間 2,000 ～4,000 トン製造に対し、地熱エネルギー利用は約 250 TJ である。

③ 塩の製造

塩の製造プラントは長年にわたって Reykjanes 半島で操業されていた。海水や地熱塩水から国内の水産業用の塩及び輸出用に低塩分濃度の健康塩を製造していた。

④ 液化二酸化炭素の製造

1986 年に操業開始した南アイスランドの Hædarendi にあるプラントは、熱流体から液化二酸化炭素を製造している。Hædarendi 地熱地帯の温度は注温度息(160° C)であり、流体に含まれるガス含有量は、重量パーセントで 1.4%と非常に高いが、その中の硫化水素濃度はわずか 300 ppm であり、純粋な二酸化炭素に近い。プラントは年間 2,000 トンの液化二酸化炭素を製造しており、アイスランド国内の需要を満たしている。製造された液化二酸化炭素は、炭酸飲料工場やその他の食品産業で使用されている。

⑤ 魚の乾燥

地熱は 25 年間に渡ってアイスランドの魚の乾燥に使用されてきた。主に、塩辛、タラの頭、小魚、干し魚やその他の品を屋内で乾燥させる用途で利用されている。最近まで乾燥タラは伝統的に外の干し竿に吊るされ乾燥させていたが、製造が安定する屋内乾燥が望まれるようになった。製造過程では、まず魚に熱風を当て、生の魚からの水分を取り除いており、およそ 20 の零細企業がタラの頭を屋内で乾燥させている。年間の乾燥タラの頭の輸出量は 15,000 トンであり、ナイジェリアに輸出され、食用として消費されている。図 3-12 に製品例を示す。

図 3-12　地熱を利用して乾燥させたタラの頭部

(National Energy Authority, 2010)

⑥ その他

ペットのドライフードがアイスランドで新しい成長産業となっており、年間の製造量は 500 トンである。その他の小規模の地熱利用産業として、タイヤの再生、羊毛の洗浄、セメントブロックの成型、蒸気によるパンの焼成がある。

.

事例 3：温室栽培

暖房以外で、最も古くから地熱エネルギーを利用している用途は、栽培用の温室加温である。昔から地熱による土壌の自然な温かさを利用してジャガイモやその他の野菜の栽培が行われていたが、1924 年より地熱エネルギーによる温室加温が始まった。温室の多くは、アイスランドの南部に集積しており、ガラスで覆われている構造となっている。温室の外観を図 3-13 に示す。

図 3-13 Hveragerdi における温室栽培ハウス

(National Energy Authority, 2010)

コンクリートの床の上に、スコリアや流紋岩といった不活性の培地を敷きつめ、個々の植物に水をやるのが一般的である。地熱は主として培地の煮沸消毒に用いられている。最近使用が普及してきた電灯照明により、生育期間が延び、温室利用方法が改善された。照明の電力に対し、政府が補助金を支給したことにより普及が促進した。Hædarendi の地熱プラントで製造された CO_2 を活用した、高 CO_2 環境下での促進栽培も一般的である。

温室栽培では、様々な野菜（トマト、きゅうり、ピーマン等）や国内市場に出荷する花卉（バラ、鉢植え等）が栽培されている。1990 年から 2000 年の間に、温室栽培面積は年間 1.9%増加した。2008 年には、ビニールハウスを含めるとその面積は 194,000 m2 に達していた。その内 50%が野菜やイチゴの栽培に使用され、26%が切り花や鉢植え用の花、24%が苗の栽培に使用されていた。ここ数年間は、温室の面積は減少したにも関わらず生産量は増加している。これは、温室の人工照明及び高 CO_2 促進栽培の増加によるものである。温室栽培産業で使用される地熱エネルギーは年間 700 TJ である。

事例 4：魚の養殖

1980 年代半ばにおいてアイスランドでは魚の養殖業が非常に盛んになりはじめ、一時は 100 以上もの業者が養殖業を営んでいたが、その多くが零細業者であった。1990 年代に入り、その伸びは停滞し、生産高は年間 3000 ～4000 トン程度で推移したが、北極イワナの生産は、1990 年の 70 トンから 1999 年には 900 トンに順調に増加した。

2003 年に、総生産高は著しく増加し、2006 年には、主として鮭の海洋養殖の拡大により最高 10,000 トン程度まで至った。しかしながら、この方法は採算性が取れず、総生産高は翌年 50%程度減少した。2007 年及び 2008 年は約 5,000 トンであり、その内訳は、北極イワナが 60%、タラ及び鮭はそれぞれ 30%と 6%となった。

当初、アイスランドの魚の養殖は陸上施設で行われていた。地熱水は通常 20-50°C で、熱交換器により 5°C～12°C の淡水を温めるのに用いられていた。現在でもいくつかの施設では熱交換方式が今でも使用されているが、魚に悪影響を及ぼさないことが証明されてからは、地熱水を直接混入方式が一般的になってきている。

地熱水は一般的にすべての稚魚の孵化段階ならびに初期の成育段階において加温用途で使用されているが、タラ及び鮭に関しては一定の大きさに成長した段階で、加温していない冷たい塩水または半塩水に移動させられる。一方で北極タラは、収穫時まで地上施設の高温の中で生育される。温度が高ければより生育のスピードが早いため、生育期間を短縮することにつながる。温度は魚種や発育段階によって異なるが、高密度で温度がより高くなるほど寄生虫がわきやすいため、一般的に成長し大きくなるとより低い温度で生育するようになる。将来的に生産、特にスモルト（鮭やマス）は増加すると期待されるが、地熱水利用も合わせて増加すると予想される。2008 年にアイスランドの養殖業で使用される地熱エネルギーは 1,700 TJ と推定されている。

事例５：温浴ならびにレクリエーション

1900 年代初頭までアイスランドの地熱エネルギーは入浴、洗濯、調理への利用に限られていた。現在でもこれらの使用用途で利用されているが、暖房及び発電に使用されるようになってからは、プールが地熱エネルギーの重要な利用方法の一つとなっている。アイスランドでは娯楽目的のスイミングセンターが 163 ヶ所運営されており、その内 134 ヶ所が地熱を利用している。プールの 90%が地熱、8% が電気、2%が石油や廃棄物の燃焼により加温されている。

アイスランドのスイミングプールの合計表面積は、約 37,550 m2 である。公共プールの多くが 1 年中使用可能な屋外プールであり、娯楽目的や水泳教室に提供されている。水泳はアイスランドで非常に人気で、その利用率はここ数年増加している。Greater Reykjavik 地域だけでも 17 ヶ所の公共プールがあり､その中で最大面積を誇るのは Laugardalslaug である。表面積は 2,750 m2 で、その他に 35～42° C に保たれた 8 つのお風呂がついている。その他に健康目的で地熱が利用されている施設として、Blue Lagoon と Hveragerdi があり、地熱の泥風呂や温泉療法が受けられる。最新の温泉保養として Bjarnarflag がある。

通常プールの表面積 1 m2 を温めるのに使用される熱水は約 220 m3 で 40,000 MJ のエネルギーを必要とする。標準的なスイミングプールに使用する熱水は、80‐100 件の家庭用暖房に要する熱水に相当する。アイスランドの温水プールにおける年間の熱水消費量は約 750 万 m3 で、エネルギーに換算すると年間 1,410 TJ に相当する。地熱を活用した温水プールの利用状況を図 3-14 に示す。

図 3-14　屋外スイミングプールでの温熱利用

(National Energy Authority, 2010)

事例 6：地熱の融雪利用

地熱エネルギーは、冬場の道路融雪目的でも使用されている。この 20 年で普及が進んでおり、地熱熱を利用できる地方では、公共パーキングエリアの多くで融雪システムを提供している。暖房で使用され、およそ 35°C になった熱水は歩道やパーキングエリアの凍結防止に再利用されている。システムの多くが融雪用の温熱負荷が大きくなった場合に備え、暖房後の排熱に 80℃の熱水を流入することができるようになっている。Reykjavik の中心街において、融雪システムは 50,000 m2 にわたって歩道や道路に導入されている。このシステムは表面積 1 m2 あたり 180W の熱出力が行える設計になっている。アイスランドで導入されている融雪システムは、2008 年で 1,200,000 m2 に及んでおり、その 725,000 m2 は Reykjavik 市内にある。システムの約半分が公共エリアに設置されており、1/4 が商業施設、残りの 1/4 が個人住宅に設置されている。年間のエネルギー消費は、天候に左右されるが平均して 430 kWh/m2 である。融雪に使用される地熱エネルギーは年間約 1,700 TJ と推定され、その内の 2/3 が暖房システムからの熱水の再利用である。図 3-15 に融雪システムの導入状況を示す。

図 3-15　融雪システムの導入状況

(National Energy Authority, 2010)

3.1.9.　データベースの整備

地熱先進国では、国・広域自治体や国営・公営会社主導で資源量調査を行い、またデータの蓄積を行っている。これらを事業者が活用することにより、開発リスクの低減につなげている。表 3-13 に各国のデータベースの整備・活用状況を示す。

表 3-13　各国のデータベースの整備・活用状況

国名	概要
ニュージーランド	・国の掘削データは、1 つのデータベースにはなっていないが、求めるものは誰でもデータを購入することが出来る ・Waikato 広域自治体は、資源開発許可申請の案件 1 つ 1 つに対してのデータを管理するデータベースと、モニタリングのデータベースを作成し運営 ・これら 2 つのデータベースを、地熱を含むすべての資源開発許可申請のプロセスに取り入れることを可能にする新しい Integrated Regional Information System (IRIS) システムに移行
アイスランド	・地熱に関連する情報は、National Energy Authority が管理・公開している ・1904 年以降掘削された、13,000 箇所近くの掘削データを確認することができる
米国	・2005 年の EPAct はまた、US Geological Survey (USGS) に最新技術を用いて地熱資源を評価する責任を課し、その評価結果は上記の BLM の地熱リースを優先して行う土地の特定に貢献した ・現在ではこの資源評価をベースにした様々な資源マップやデータベースが連邦政府と各州から提供されており、事業者の初期探査のリスクを低減している
インドネシア	・日本の ODA 事業「地熱開発マスタープラン調査」において、①地熱資源、②社会/環境、③送電線計画等に関する情報を一括管理できるデータベース「地熱開発データベース」整備の支援を行っている

以下、ニュージーランドでの事例を示す。

⑴ニュージーランド政府による掘削・地熱資源のデータの利用

1970 年代、80 年代に中央政府が行った地熱資源の探査と掘削で得られたデータは、その後主に 2 つの目的で用いられており、いずれも地熱開発のリスクと不確実性を低減させるという点で有用性を発揮している。

国の掘削データの有効利用のひとつは、広域自治体の地熱政策の作成、特に地熱資源のシステムの境界範囲の設定と分類とに用いられてきたということである。例えば、Waikato 広域自治体の地熱システムの分類のベースとなったのは、中央政府の調査・掘削プログラムによって得られたデータとその解釈である。Waikato 広域自治体の政策は「地熱システム」の概念を基にしており、その中で許される事業や活動は、地熱システムの境界によって定義されている。「地熱システムの境界」は、地球物理、地球化学、地質学、生態学のデータや抵抗力のデータを基にして決められ、その決定において考慮されたデータの多くは、中央政府の調査・掘削で得られたものであった (Waikato Regional Council, 2012e)。

もうひとつは、この中央政府の掘削データは、今現在も事業者が、事業を進めるための更なる探査や掘削、事業計画の作成や資源開発同意申請、環境影響評価のモニタリングに至る様々な場面にデータを提供しているということである。タウポ火山地帯の掘削調査では、表面徴候が国家的な重要性を持つと考えられたところでは、掘削された井は埋め戻され、それ以上の掘削はなさなかった一方、特に資源のポテンシャルが高いと考えられた Mokai、Rotokawa、Ngatamariki の地熱システムでは、中央政府の掘削井は埋め戻されず、そのままになっている。それらの抗井のデータは、政府機関や GNS が所有しており、それら所有機関に申請すると売却してもらえ、事業リスクや掘削コストを下げるのに非常に役立っている。実際、中央政府の所有するデータは広範囲にわたっており利用価値が高い。しかし、そのデータのみでは事業の採算性に対する確実性を確保するのは不可能で、事業者は通常それ以上に新しい坑井を掘削してデータを収集して分析する必要があることも事実である (Waikato Regional Council, 2012c) (Waikato Regional Council, 2012e)。

① 中央政府が行った掘削データ

中央政府が 1970 年代 80 年代に行った調査・掘削データは、国が所有・管理しており、また抗井自体も政府の所有となっている。これらの抗井は Maori 族の人々の所有する土地にあり、その所有権に関する法的な問題が解決していないことから、Waitangi 条約によって、ニュージーランド政府はそれらの抗井のを完全な形で維持することを求められており、年間 13 万ニュージーランド・ドルの費用をかけて維持をしている。過去の掘削データは、政府機関、特に財務省や政府系の研究機関に散らばっており、全体的なカタログもなく、どの組織がどの掘削データを所有しているのかが分からなくなっているものも多い。そのう

ち GNS が保有するデータは、GNS と購買契約を結ぶ者には GNS のウェブサイトで公開されているが、データ管理と所有権に関しては　その場限りの状況になっていることも多く、統一したデータベースを造るといったことは非常に難しい状況となっている。しかし、データの所存が分かったものに関しては、求めるものは何者でも、政府にお金を払ってそのデータを購入することができる。データの値段も統一したものがあるわけではなく、財務省では、データ購入の申し込みがあった時点で、そのデータの価値の資産を外部のコンサルタントに依頼し、その価値によってそれぞれの抗井データの値段が決められているため、井ごとに価格は違っている (Ministry of Business, Innovation and Employment, 2014)。

② 国家レベルの地熱データベースの作成と課題

事業者がアクセスできる、色々な地熱開発事業の掘削データや、周りの環境のデータを集めたデータベースはまだ存在していない。

現在、これらの掘削データをもっと取得やすくし、また広域自治体、事業者、投資者、一般市民、中央政府が皆、アクセスできる国の地熱データベースを作ろうという動きも出てきている。中央政府は、現在所有する地熱データを、資源の理解と事業者による利用のためにもっと開放し地熱事業を活発にしたいと考えている。また現在の資源開発同意とその中の環境影響評価が要求するデータと、国の掘削データや既存の環境データが提供できるものには差があり、その差は事業者が各自で埋めなければならず、これは事業者にとってコストがかかるものであるので、Waikato 広域自治体もデータベースをもっと充実させたいと考えている。このように公的機関にはデータベースを充実させて地熱を通じてニュージーランド経済を活性化したいという狙いがあるが、これは多年にわたるプロジェクトにならざるを得ず、現状ではめどは立っていない。将来のこのようなデータベースには、すべての掘削データが含まれる予定で、つまり事業者による、現状では通常公開されない掘削データも含まれることになる。これにはいくつかの難しい課題がある。

1) 国のデータの所在の把握

まず中央政府側が現在、自分たちが保持するデータ全般の内容や、どこに何が保管されているのかをしっかりと把握していないことが大きな障害となっており、これはすでにそれらが集められたときの人材が残っていないこっともあわせて、大きな一つの障害にもなっている (Ministry of Business, Innovation and Employment, 2014)。

2) データインフラの開発

国レベルの地熱データベースの構築で最も難しいのは、連結したオープン・データ・インフラの開発である。これに関しては、Waiakto 広域自治体が現在、関連するモデルの開発委託事業などを始めている (Waikato Regional Council, 2012e)。

3）繊細な生態系のデータの扱い

一般への公開に関して繊細なデータとなるのが、重要な動植物やその生態系の保護に関するようなデータである。例えばどこに絶滅危惧種や保護されるべき動植物がどこにあるのか、といったようなデータである。鷺の営巣地があるような場所は、一度公開されてしまうと一般人が侵入し、その生態系が乱される可能性がある。Waiakto 広域自治体ではこういった場所などは一般に対してピンポイントで明確にはっきりと示さずに、一般的なエリアのみをしめすことにしているという。地元の信頼できる人物や公的な機関の生態系の管理者のみが、はっきりした場所を知ることで、アクセスをしたい人物はこういった責任者と話さなければならなくなり、そこでスクリーニングができるようにしているという (Waikato Regional Council, 2013)。

4）繊細な商業データの取り扱い

データベースに収められるデータは、掘削データ、坑井データ、調査データ、概念モデルやコンピュータモデルのデータ、生態系データ、そして土地所有データ、環境データ、資源状況、流体の採収と還元に関するデータなどが考えられる。これらは資源開発同意によってデータ提出の義務付けをする必要があるが、商業価値が高い、また知財権がかかるようなデータの提出に関しては、事業者との間に緊張関係が生まれる可能性が高い。

資源管理法による資源開発同意を通じたデータの収集と公開に関しては、一般的なルールとしてすべてが原則公開となっており、資源開発同意は秘密保持や商業的に繊細な情報に関する特別扱いをしていない。しかし事業者は、こういった資源開発同意に含まれる情報の保持に関して環境法廷に上告することができるという。しかしこの場合事業者は、法廷に訴えることによって何年かの時間を無駄にすることと、情報を公開して事業に踏み出し利益を早く上げることの選択肢の費用対効果を考える必要が出てくる。

この問題に関しては、石油や天然ガスを管理する鉱業法（Crown Minerals Act）においても、すべての資源データが最終的に公開されることが規定されているが、データは商業的にもっと価値が高いため、基本的に 5 年間の非公開期間・秘密保持が保障されており、これは 15 年まで延長できるというしかしいずれは公開されるものであり、地熱のデータも違いはないと考えられる (Waikato Regional Council, 2012e) (Waikato Regional Council, 2013)。いずれにせよ公開ルールを決めることが重要になる。

5）データの統一性の確保

データベースを構築していく際、データの統一性が重要な課題となる。現在ニュージーランドでも様々な機関やちがった分野に散らばるデータには統一性がないためデータベースに収めていくことが難しい。この課題を克服するため、広域自治体、資

源開発同意の保持者、研究機関、マオリの人々、そして中央政府の機関が、どのような組み立てとプロセスで、どのようなデータを収集し、どのように資金を出し、その資金の分配をどうするのかを含めた様々な課題を解決すべきかの話し合いを進めている。その際の進め方として重要なことが下記に挙げられている (Waikato Regional Council, 2013)。

a. 要求事項や課題の抽出とその優先順位付け
b. 参加者や参加機関それぞれに対する責任・役割分担とそれを果たすべき時間軸の設定をする。また重要なことは、役割や責任は必ずしも金銭的な貢献には限らず、貴重な情報や知見の提供などの場合が多々あるということである。
c. 最後に必要な予算の配分をする

下記に定期的にもたれている会合の設定を示す。会合には必ず決定権をもつレベルの人物（シニア・マネージャー以上）の参加が必須であり、会議があった時点で決めていくことが重要となる。フィードバックが必要であれば、各自が自分の所属機関に持ち帰り、次回会合までにそれに対する決定をし、代表が次回会合で決定をし、先送りをしていかない構造にしているという。図 3-16 にデータベース作成のための参加者ミーティングの構成を示す。

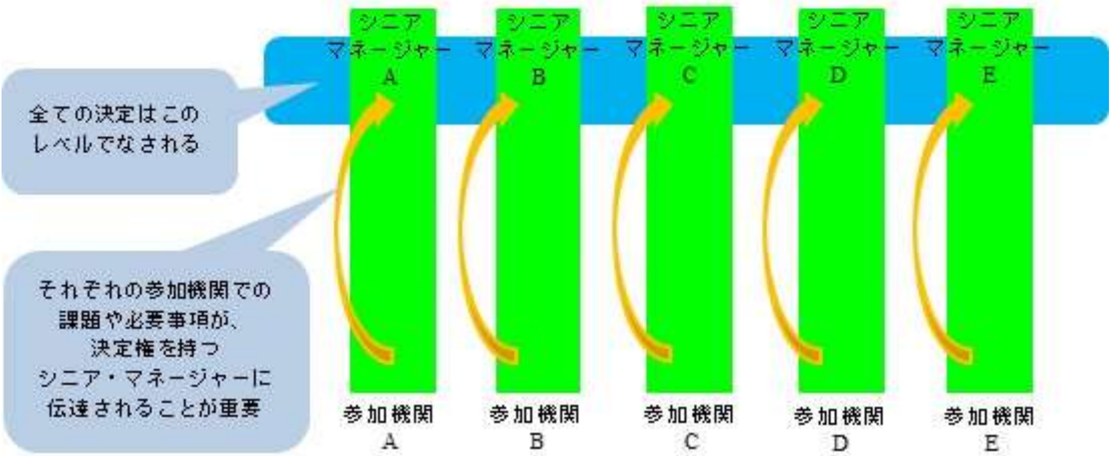


図 3-16　データベース作成のための参加者ミーティングの構成

(Waikato Regional Council, 2013)を基に作成

③ 資源開発同意のための環境データベースと新しいシステムの形成

資源管理法で要求される資源開発同意に対する申請と、個々の事業申請に対してモニタリングの管理・運営を実施していくためには、データベースが必要になる。これに対して Waikato 広域自治体は、個々の資源開発同意申請案件に対するデータベースを作成し運営し

ている。そのうちの Resource Consent Database には申請書に記述された事業内容・環境影響評価などのデータと、資源開発同意に対する広域自治体の決定、及び事業に必要な種々の資源開発同意のコピーが納められている。もう 1 つの Compliance Monitoring Database は、資源開発同意によって義務づけされたモニタリングを管理していくデータベースで、モニタリング活動のデータのみでなく、すべての資源開発同意に対して設定された要求・条件や、モニタリングの監査報告書までを含んだ詳細が保管されている。これら 2 つのデータベースは一般公開されておらず、広域自治体の資源開発同意にかかわるスタッフは全員が閲覧できるが、編集アクセスは担当スタッフのみとなっている (Waikato Regional Council, 2012c)。

Waikato 広域自治体では、これら 2 つのデータベースを、上述された情報やデータを含むだけではなく、インターアクティブな作業な流れをサポートするシステムとして地熱を含むすべての資源開発同意申請のプロセスに取り入れることを可能にする新しい Integrated Regional Information System (IRIS) システムに移行する準備をしてきた。この IRIS システムは、広域自治体の機能やプロセスをサポートする目的で、Waikato を含む 6 つの広域自治体 (Northland, Waikato, Taranaki, Horizons, West Coast, Southland) が 2007 年から協力して立ち上げを進めており､500 万ニュージーランドドル(約 4.25 億円)[19] でデータコム社 (Datacom) に委託して構築が進められ､年間の維持費には 100 万ニュージーランド･ドル(約 8,500 万円)[20] が見込まれている。これらの構築費と経費は 6 つの広域自治体が負担することになっている (Waikato Regional Council, 2012c) [水野瑛己, 2012]。環境省でも、こういった自治体同士での情報の共有とデータベースの構築に関してアドバイスとモニタリングを行っている (Ministry for the Environment, 2014a)。Waikato 広域自治体では、2012 年 5 月から順次 IRIS のモジュールが稼動を始めてきている (Waikato Regional Council, 2012g)。

[19] 1NZD=85JPY で換算。
[20] 1NZD=85JPY で換算。

3.2. 留意すべき事項

3.2.1. 度重なる制度改変

地熱発電事業は、数十年にも及ぶ非常に長期のプロジェクトである。将来の事業性を予測する際には、どのような制度が適用されるのか、ということは前提条件となるが、その前提である制度が頻繁に変更されると、事業者はそれを制度リスクとして認識し、事業の見通しを立てることが困難になる。インドネシアでは、頻繁な制度改変がリスクとして認識され、開発が停滞している。以下にその概要を示す。

- 国営電力会社 PLN の買取価格実績は、1997 年のアジア通貨危機の前後で大きく変動した歴史を持っている。通貨危機前は概ね 7～10cent/kWh 程度であった買取価格が、金融危機後は 4～5cent/kWh と大きく下落した。
- インドネシアでは、2003 年の地熱法制定以前の地熱開発区域（Existing-GWA）と、地熱法制定以降の新しい地熱開発区域（New-GWA）の両方が並存しており、事業を実施できる事業主体が別々に設定されている。
- 地熱開発区域の入札においては、応札電力価格が最も低い応札者が落札者として決定する仕組みである一方、FIT 制度により固定価格で買い取る制度も導入されている。
- FIT 制度における価格設定そのものについても、上昇基調で見直しがなされている。
- このような状況の中、開発業者が権利を寝かして買取価格の安定化と上昇を待っている状況がつづいており、New-GWA では開発が進まなくなってきている。

3.2.2.　地熱の資源特性を考慮しない制度設計

もう一点、インドネシアの例から留意すべき点は、地熱資源の特性である不確実性を鑑みた制度設計を行う必要があるという点である。

これは New-GWA における入札ルールに顕著に現れている。New-GWA では、地熱鉱業権入札により、民間主導で地下資源開発を行う仕組みとなっているが、初期段階の調査情報しか得られておらず資源量が確定していない時期に入札が行われるため、資源の不確実性が高いまま電力価格を含む入札を行う必要があり、リスクの定量化が難しいことから応札を躊躇するケースが発生している。

このように、初期の不確実性が高い時期に、事業の最終段階までの契約に関する取り決めを制度上要求することは、地熱開発の技術的特性を無視したものであり、新しい GWA での開発が進んでいない大きな要因となっている。このことからもわかるように、制度は極力事業リスクを減らすような気配りを伴う必要がある。

第4章　日本及び地熱先進国における地熱発電コスト分析

これまで、各国における地熱資源の状況や地熱開発推進・規制施策等について述べてきたが、これらの要因は結果的に地熱発電のコストに反映され、火力発電等の地熱以外の発電方法による発電コストとの比較を通じて、地熱発電導入の可否が決定される。

従来より、日本の地熱発電は、海外の地熱発電及び日本の他の発電方法に比べて発電コストが高いと言われており、経済性が低いという点もこれまで地熱発電が大きく普及してこなかった一つの要因となっている。

一方で、地熱発電は、初期投資額が大きいものの燃料費が不要であることから、火力発電等の発電方法に比べて長期間稼動による発電単価低減の効果が大きい。そのため、地熱発電の場合、発電単価の算定において、稼動年数の設定が大きな意味を持つ。

本章では、日本と地熱先進国の地熱発電コスト構造の比較を行うと共に、国内外における発電単価の算定方法（稼動年数の設定や割引率の設定等）についての比較分析を行った。

4.1. 日本及び地熱先進国における地熱発電コスト構造

まずは、各国における地熱発電のコスト構造について概観した上で、主要なコスト項目である掘削費用及び発電設備費用について、国別の比較を行った。

4.1.1. 各国における地熱発電コスト構造

情報を得られた日本、ニュージーランド、アイスランドの地熱開発モデルケースにおける主な項目ごとのコストについて、横軸に開発年を、縦軸にコストを取って図表化した結果を図 4-1 から図 4-3 に示す。米国については、モデルケースにおけるコスト内訳を表 4-1 に示した。また、世界銀行の文献に掲載されている、世界のモデルケースにおけるコスト内訳を表 4-2 に示した。

なお、国ごとに想定されている設備容量はそれぞれ異なる（日本：30MW、ニュージーランド：30MW、アイスランド：90MW、米国：30MW、世界：50MW）。

また、金額は図表内に示した為替レートにより米ドルに換算している[21]。

[21] なお、アイスランド通貨（クローナ）については、2008 年の金融危機において、対ドルベースで暴落し、その後も安値水準で推移していることに留意する必要がある（2008 年 1 月は 1USD＝64.3ISK、2008 年 11 月は 1USD＝135.3ISK：アイスランド中央銀行ホームページ）。

⑵日本

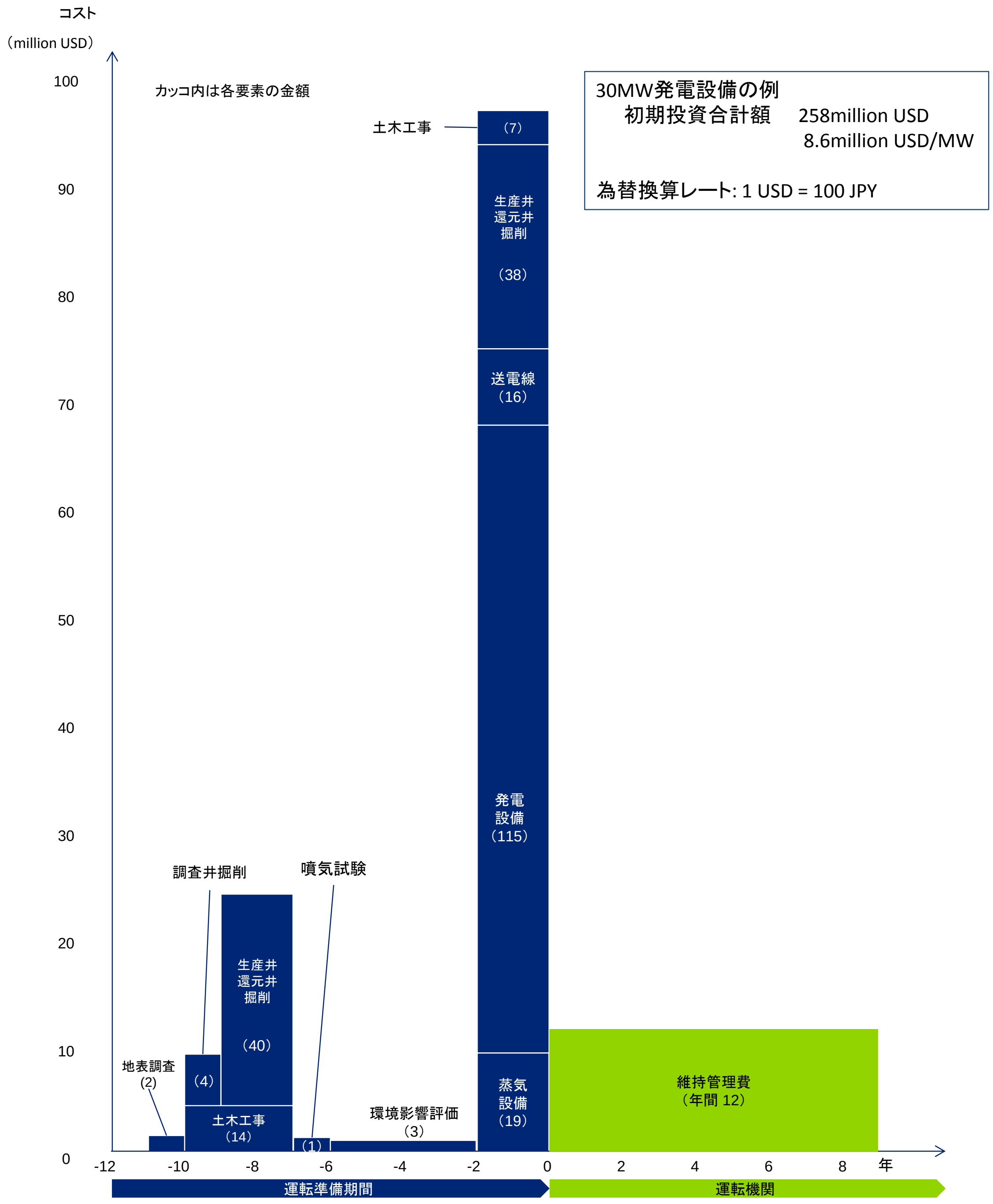


図 4-1 日本の地熱発電コスト構造（モデルケース）

[調達価格等算定委員会, 2012]および日本地熱協会へのヒアリング結果を基に作成

(3)ニュージーランド

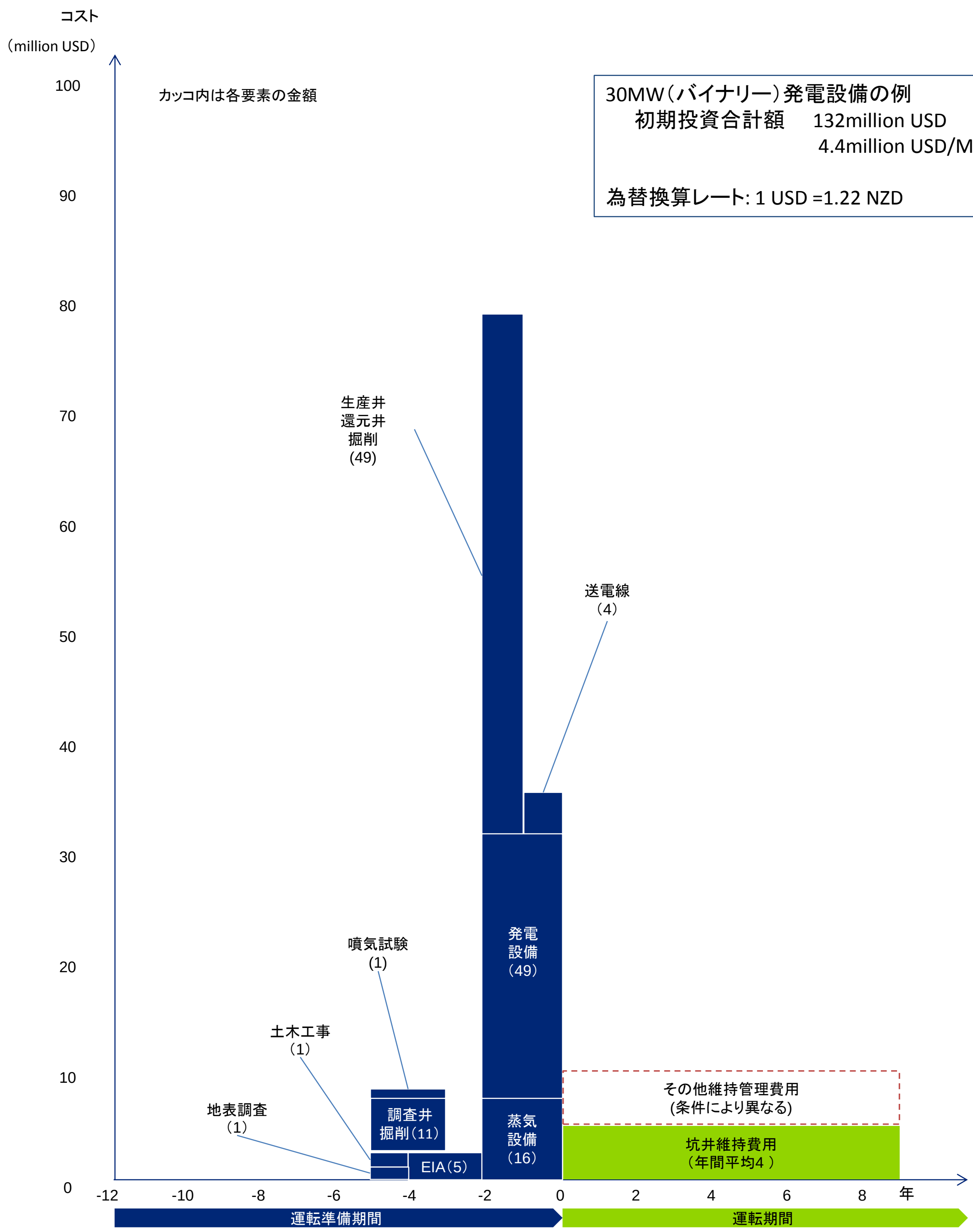


図 4-2 ニュージーランドの地熱発電コスト構造（モデルケース）

(Contact Energy, 2014)を基に作成

(4)アイスランド

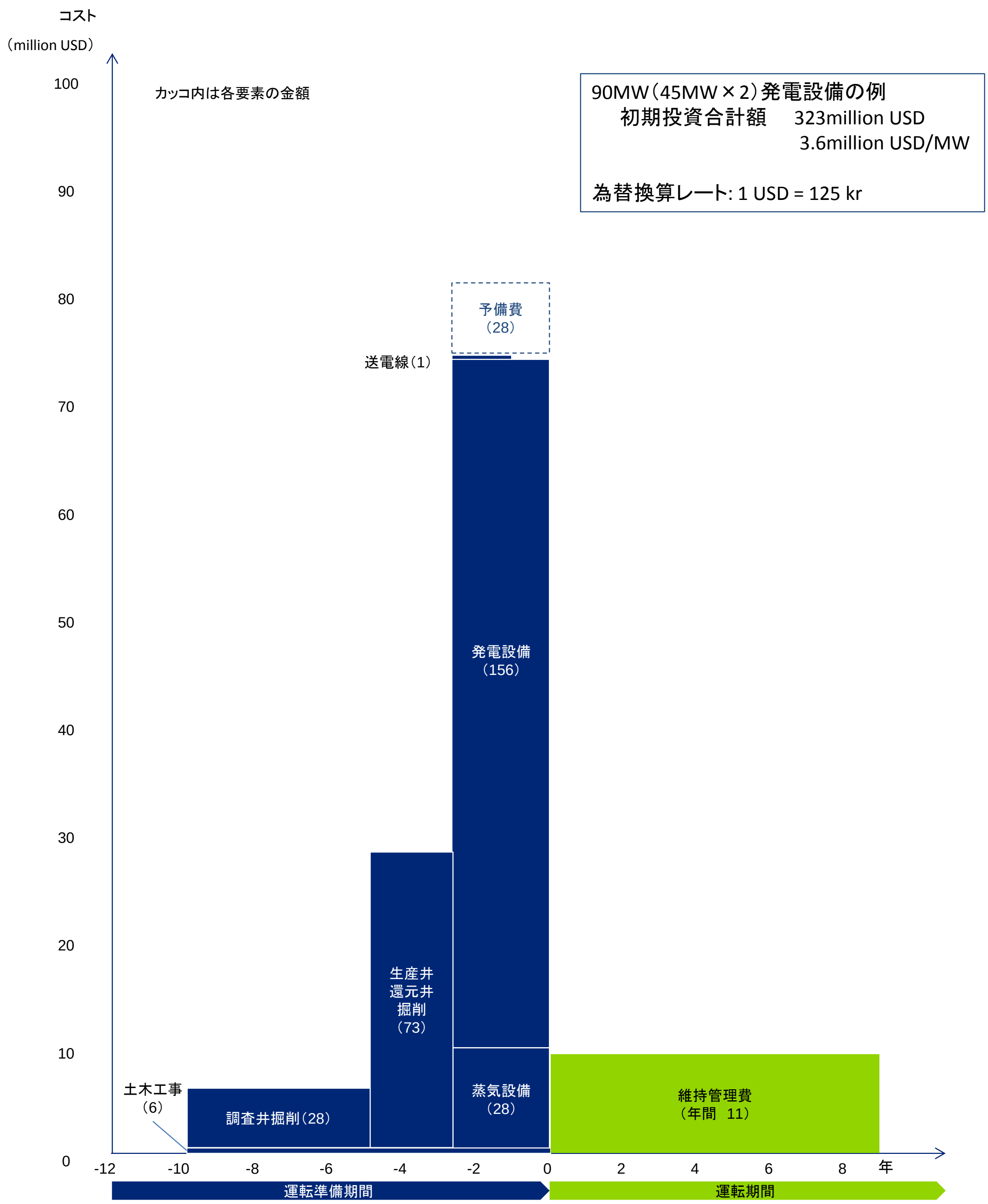


図 4-3 アイスランドの地熱発電コスト構造（開発中プロジェクトにおける例）

(Reykjavik Energy, 2013b)を基に作成

(5)米国

表 4-1 米国における地熱発電コスト内訳（モデルケース、30MW）

項目	割合
探査	5%
調査	5%
許認可	1%
生産井・還元井掘削	23%
蒸気設備	7%
発電設備	55%
送電線	4%
合計	100%
初期投資額	120 million USD

(Sierra Geothermal Power, 2009)を基に作成

(6)世界

表 4-2 世界における地熱発電コスト内訳（モデルケース、50MW）

項目	金額（million USD）
事前調査、許認可、市場調査	2
探査	3
調査井掘削、貯留層評価	18
事業性評価、事業計画、保険料等	7
生産井・還元井掘削	70
発電設備	75
蒸気設備、送電線	16
操業費、試運転	5
合計	196

(World Bank, Energy Sector Management Assistance Program, 2012)を基に作成

4.1.2.　各国における掘削費用の比較

地熱発電における掘削費用は、個々の地熱貯留層の賦存状況（深度、温度、賦存量等）に大きく左右されるため、同一の国であっても開発地点によって大きく異なる。そのため、一概に国別比較を行うことは難しい。ここでは、文献または有識者からのヒアリングによって得られた各国において一般的な（と考えられる）データを用いて比較を行うこととする。

文献またはヒアリングによって得られた各国のモデルケースにおける掘削費用を比較した結果を表 4-3 に示す。

これによると、1MW あたりの掘削費用は、ニュージーランドで日本の 3 分の 2 程度、アイスランドで 3 分の 1 程度となっている。

ニュージーランドの場合、生産井 1 本あたりの出力が 8MW（コンタクト・エナジー社からのヒアリング結果による）で日本に比べて大きいため生産井の掘削本数が少なくて済むことが影響していると考えられる。

アイスランドについては、対ドルベースでの通貨価値下落の影響も含まれると考えられる。掘削に関しては、アイスランド国内事業者への発注で、アイスランドクローナ建てでの支払いである可能性が考えられ、従って対ドルベースでの通貨価値下落の影響を、大きく受けているものと考えられる。

表 4-3　各国における掘削費用の比較

国名	設備容量	掘削費 （生産井・還元井）	1MWあたり掘削費 （日本を1とした場合）	生産井1本あたり出力	掘削成功率
日本	30MW	78m$	2.6m$（1）	3MW（成功率織り込み済）	
ニュージーランド	30MW	49m$	1.6m$（0.63）	8MW	80%
アイスランド	90MW	73m$※1	0.8m$（0.31）	5MW※2	60%※2
世界	50MW	70m$	1.4m$（0.54）	―	

※1 現在開発中のプロジェクトにおける想定値　　※2 アイスランドにおける一般的な値

出典：

日本　[調達価格等算定委員会, 2012]及び日本地熱協会へのヒアリング結果を基に作

ニュージーランド　(Contact Energy, 2014)を基に作成

アイスランド　(Reykjavik Energy, 2013b)を基に作成

世界　(World Bank, Energy Sector Management Assistance Program, 2012)を基に作成

4.1.3.　各国における発電設備費用の比較

発電設備費用についても同様に、文献またはヒアリングによって得られた各国のモデルケースにおける費用を比較した。その結果を表 4-4 に示す。

これによると、1MW あたりの発電設備費用は、各国とも日本の半分以下となっている。

表 4-4　各国における発電設備費用の比較

国名	設備容量	発電設備費	1MWあたり発電設備費（日本を1とした場合）
日本	30MW	115m$	3.8m$（1）
ニュージーランド	30MW	49m$	1.6m$（0.43）
アイスランド	90MW	156m$※1	1.7m$（0.45）
世界	50MW	75m$	1.5m$（0.39）

※1 現在開発中のプロジェクトにおける想定値

出典：

日本　[調達価格等算定委員会, 2012]及び日本地熱協会へのヒアリング結果を基に作

ニュージーランド　(Contact Energy, 2014)を基に作成

アイスランド　(Reykjavik Energy, 2013b)を基に作成

世界　(World Bank, Energy Sector Management Assistance Program, 2012)を基に作成

日本の発電設備費用が高い原因の一つとして、現状日本で発電利用されている地熱資源の温度が他国に比べて低いことが考えられる。

資源温度が低い場合、発電設備費用は高くなる傾向にあることが International Renewable Energy Agency により示されている（図 4-4）。これによると、資源温度が 150℃の場合、資源温度が 200℃の場合に比べて発電設備費用は 5 割程度高くなっている。

図 4-5 に、各国の稼働中の地熱発電所における地熱蒸気温度（タービン入口）の分布を示す。これによると、日本の地熱発電所における蒸気温度は、諸外国に比べて低い水準にあることがわかる。（日本の地熱資源自体は比較的恵まれている [産業技術総合研究所, 2007]ものの、2.1.1 日本における地熱発電導入状況 でも示したように、日本の高温地熱資源の多くが自然公園内に分布しており、開発が制限されている。）

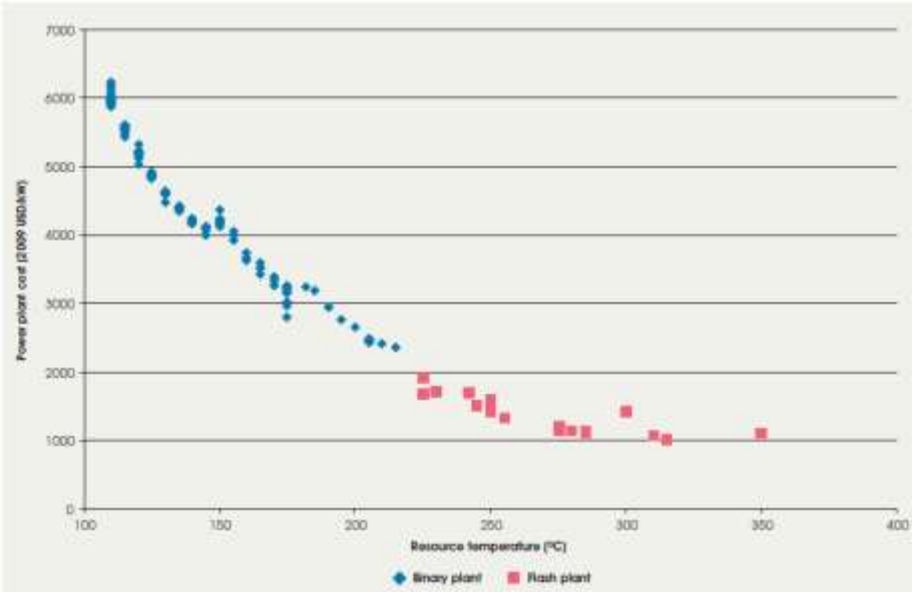


図 4-4　米国における資源温度（横軸）と発電設備費（縦軸）の関係

(International Renewable Energy Agency, 2013)

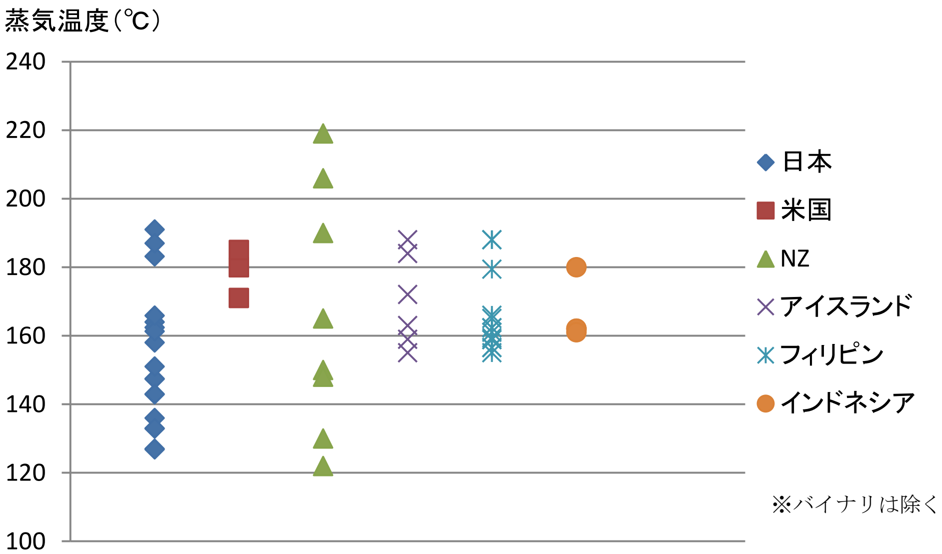


図 4-5　各国の地熱発電所における地熱蒸気温度（タービン入口）の分布

[火力原子力発電技術協会, 2012]を基に作成

4.1.4.　各国における開発期間の比較

日本、ニュージーランド、アイスランド各国のモデルケースにおける開発着手から発電設備稼動までの期間は、それぞれ 11 年、10 年、5 年となっている。また、世界銀行 Energy Sector Management Assistance Program の “Geothermal Handbook” (2012.6) によれば、この期間は 7 年となっており、いずれの国においても開発期間は日本より短くなっている (World Bank, Energy Sector Management Assistance Program, 2012)。

日本の場合、開発の中盤で行われる環境影響評価に 3,4 年程度を要しており、全体の開発期間を長引かせる一つの要因となっていると考えられる。開発期間が長い場合、投資家や金融機関からの投融資を受けにくい、事業の不確実性が増大する等のデメリットがある。

これに対して、例えばニュージーランドでは、環境影響評価を含む資源開発同意申請処理の各工程に要する最大時間が定められており、開発期間の短縮に貢献している。アイスランドでも同様に、環境影響評価の各プロセスで政府組織が処理に要する最大時間が法律で定められている（第 2 章参照）。これに加えニュージーランドやアイスランドでは、開発許可申請を進めながらファイナンスや EPC 契約を同時に進めるなど、同時進行で様々な事項を進めている点も、環境影響評価や開発許可手続による開発行為の中断を防いでいることにも留意すべきである。ニュージーランドなどでも、全くバックグラウンドデータが無い場合データの収集から数えると環境影響評価に 5､6 年かかるという。これらの国々では、制度リスクの小ささが、環境影響評価や開発許可手続と他の事項との同時進行を可能にすることに貢献しており、日本の地熱開発においても大いに参考となる。

最近になって日本でも、地熱発電所の環境影響評価手続について現状の 3 年程度から概ね半減まで短縮することを目指して準備が進められており（第 2 章参照）、今後は開発期間短縮が期待される。

4.2. 日本及び地熱先進国における地熱発電単価

発電事業者が事業の投資判断を行う際や投資の対象とする発電方法を決定する際、発電単価は重要な指標となる。また、政策担当者が施策の対象とすべき発電方法や施策の経済的水準を決定する上でも、発電単価は重要な指標となる。

発電単価を算定する際、米国等でよく用いられるのが LCOE（Levelized Cost of Energy, 均等化発電原価）である。これは、プロジェクト期間を通じて要するコストの総計を現在価値に割り引き、発電電力量に基づいて均等化した値である。一般的な計算式は以下の通りである。

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_t \frac{\text{資本費}_t + \text{維持管理費}_t + \text{燃料費}_t}{(1+\mathrm{r})^t}}{\sum_t \frac{\text{発電電力量}_t}{(1+\mathrm{r})^t}}$$

（費用 t : t 年における費用、r : 割引率）

計算式からもわかるように、LCOE の算定では、全く同一のコスト構造を持ったプロジェクトであっても、プロジェクト期間（稼動年数）及び割引率によって算定結果が異なる。

そのため、国内外の地熱発電の LCOE や発電方法別の LCOE を単純に比較することは適切ではなく、このような LCOE 算定の前提条件及びその違いによる影響を十分に把握した上で比較検討を行うことが求められる。

4.2.1.　国内外における地熱発電単価計算

LCOE に関する文献は、米国及び国際機関から多く出されている。各種の文献における地熱発電及び他の発電方法（例として天然ガス火力及び石炭火力）の LCOE 算定結果及び算定時の主な前提条件について調査した結果を表 4-5 に示す。

表 4-5　LCOE 算定の例

発電方法	No.	算定年	算定組織	LCOE	稼動年数	割引率	建設コスト等
地熱	①	2005	Western Governors' Association（西部州知事連合）	6.4～9.0￠/kWh	25年	9.8%	$3.000～$4,000/kW
				7.5～10.3￠/kWh（PTC考慮時、5.3～7.9￠/kWh）	15年	10%	
	②	2003	LAZARD（投資銀行）	8.9～14.2￠/kWh	20年	不明	$4,600～$7,250/kW（金利負担含む）
	③	2010	OECD　IEA/NEA	4.676￠/kWh	40年	10%	$1,752/kW（金利負担含まず）
				3.248￠/kWh	40年	5%	
（参考）天然ガス火力	④	2010	OECD　IEA/NEA	8.276￠/kWh	30年	10%	$969/kW 燃料価格は固定
				7.656￠/kWh	30年	5%	
（参考）石炭火力	⑤	2010	OECD　IEA/NEA	8.785￠/kWh	40年	10%	$2,108/kW 燃料価格は固定
				7.249￠/kWh	40年	5%	

出典：①　(Western Governors' Association, 2006)

②　(LAZARD, 2013)

③,④　(International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, 2010)

日本においても、プロジェクト期間を通じた平均発電単価を算定した例は存在する。主なものを表 4-6 に示す。

表 4-6　日本における発電単価算定の例

発電方法	No.	算定年	算定組織	発電単価	稼動年数	割引率	建設コスト等
地熱	①	2011	内閣府　コスト等検証委員会	9.2～11.6円/kWh	40年	3%	70～90万円/kW
	②	2009	NEDO	9.2～21.7円/kWh	15年	不明	地点により異なる
（参考）天然ガス火力	③	2011	内閣府　コスト等検証委員会	10.9～11.4円/kWh	40年	3%	12万円/kW 燃料価格はIEAシナリオに基づき毎年上昇
（参考）石炭火力	④	2011	内閣府　コスト等検証委員会	10.3～10.6円/kWh	40年	3%	23万円/kW 燃料価格はIEAシナリオに基づき毎年上昇

出典：①③　[エネルギー・環境会議コスト等検証委員会, 2011]図 37

②　[地熱発電に関する研究会, 2009b]

4.2.2.　地熱発電単価計算に用いられる稼動年数

稼動年数については、15 年から 40 年まで様々なパターンがあるが、米国の場合、ファイナンスの観点から LCOE を算定する場合は短めの稼動年数が選定される傾向にあると考えられる。

例えば、International Energy Agency/ Nuclear Energy Agency (IEA/NEA) によるレポートでは稼動年数 40 年を採用している (International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, 2010)のに対して、投資銀行によるレポートでは 20 年を採用している (LAZARD, 2013)。

また、Western Governors' Association (WGA) のレポートには、大規模公益事業では稼動年数として 25 年がよく使われるが、地熱発電の場合はより短い期間で償却する方が実態を反映しており、稼動年数として一般的な借入期間である 15 年を用いて計算したケースを設定した、とある (Western Governors' Association, 2006)。WGA のレポートによると、稼動年数以外の条件が若干異なることによる影響も考えられるものの、稼動年数 25 年の場合、稼動年数が 15 年の場合と比べて LCOE は 1 セント/kWh 以上低くなっている。

なお、米国の税法では、一般の蒸気発電設備の耐用年数は 28 年と定められている[22]（ただし、地熱発電設備については 5 年間での減価償却が認められている[23]）。

これに対して、日本では、地熱発電設備の耐用年数は 15 年と定められている。

[22] Internal Revenue Service (IRS)　Publication 946　Appendix A
[23] Internal Revenue Code 168(e)(3)(B)(ⅵ)(Ⅰ)

4.2.3. 地熱発電単価計算に用いられる割引率

今回調査した海外の文献によると、割引率を 10%程度に設定している例が多かった。一方で、日本のコスト等検証委員会報告書においては、割引率を 3%として算定している。

また、IEA/NEA のレポートでは、割引率を 10%と 5%の 2 通り設定して LCOE を算定している (International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, 2010)。これによると、割引率 10%の場合の LCOE（4.676 セント/kWh）は、5%の場合のそれ（3.248 セント/kWh）と比べて 1.4 セント/kWh 以上高く、4 割以上高い結果となっている。一方で、LNG 火力や石炭火力においては、割引率 10%の場合と 5%の場合で LCOE に 1 割程度しか差が生じていない。

一般に、初期投資の割合の高い方が割引率の変化に伴う LCOE の変化幅が大きいという特徴がある。他の前提条件にもよるが、傾向として地熱発電は、LNG 火力や石炭火力に比べて初期投資の割合が高いため、割引率が変化した際の LCOE の変化幅は大きくなる。

4.3. 日本における地熱発電単価の試算

前節で述べたように、発電単価は、算定に用いられる稼動年数や割引率によって大きく異なる。

これらの要素の違いが日本の地熱発電単価の算定結果に与える影響について、コスト等検証委員会により提示された「発電コスト試算シート」[24]を用いて試算を行った。なお、同試算シートでは、発電方法ごとに想定したモデルプラントにおいて、米国の LCOE の計算と同様に、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を運転開始時点の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算して合計した総便益で除して求める方法が採用されている。

コスト等検証委員会報告書に記載されている計算式は以下の通りである [エネルギー・環境会議コスト等検証委員会, 2011]。

[計算式]

$$\frac{\text{資本費＋運転維持費＋燃料費＋社会的費用（環境対策費用＋事故リスク対応費用＋政策経費）}}{\text{発電電力量(kWh)}}$$

同報告書では、従来から対象とされている、資本費、運転維持費、燃料費に加えて、社会的費用として、環境対策費用（化石燃料火力の CO_2 対策費用）や事故リスク対応費用（原子力のシビアアクシデント対応費用）、さらには政策経費も対象とされている [エネルギー・環境会議コスト等検証委員会, 2011]。

[24] http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_shisan_sheet.html

4.3.1. 稼動年数による変化

地熱発電設備の稼動年数を 15 年から 50 年まで変化させた場合の発電単価の試算結果を図 4-6 に示す。参考指標として、LNG 火力及び石炭火力の発電単価（稼動年数 40 年）も合わせてグラフ内に示した。

地熱発電設備の建設費としては、コスト等検証委員会で提示された 2 つの値（上限ケース：90 万円/kW、下限ケース：70 万円/kW）及び経済産業省 調達価格等算定委員会で提示された値（79 万円/kW）の計 3 つを使用した。

図 4-6 によると、稼動年数を 15 年とした場合と 40 年とした場合で LCOE は約 5 円の差（建設費 79 万円/kW の場合）が生じており、この差は発電単価の評価において無視できない水準になっていることがわかる。

また、稼動年数を 15 年とした場合には建設費が 70 万円/kW であっても LNG 火力の発電単価を上回っているのに対し、稼動年数を 40 年とした場合は建設費が 90 万円/kW であっても LNG 火力の発電単価を下回るという結果となっている。

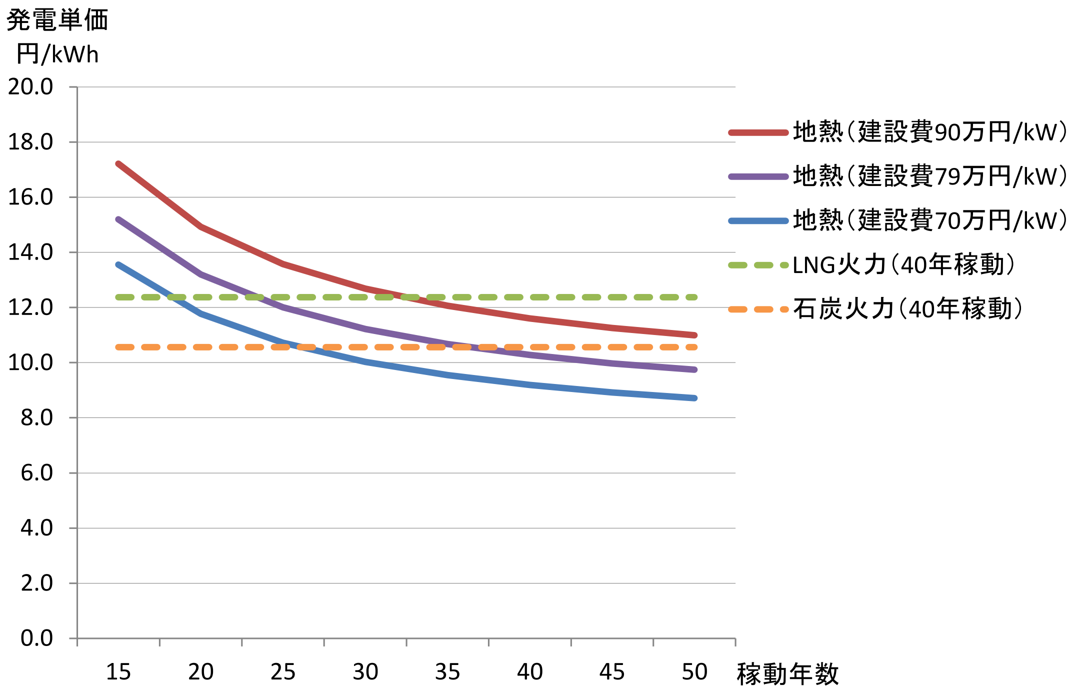


図 4-6 稼動年数の変化に伴う地熱発電単価の変化

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：割引率は 3%として計算

※2：火力燃料費の試算に用いる為替レートは 2013 年の年間平均レート（97.65 円/US$）を使用

※3：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

4.3.2.　割引率による変化

発電単価算定に用いる割引率について、コスト等検証委員会報告書で使用されている 3%から OECD のレポートで使用されている 10%まで変化させた場合の試算結果を図 4-7（地熱発電の稼動年数 15 年の場合）及び図 4-8（同 40 年の場合）に示す。参考指標として、LNG 火力及び石炭火力の発電単価（稼動年数 40 年）も合わせてグラフ内に示した。

地熱発電設備の建設費としては、コスト等検証委員会で提示された 2 つの値（上限ケース：90 万円/kW、下限ケース：70 万円/kW）及び経済産業省 調達価格等算定委員会で提示された値（79 万円/kW）の計 3 つを使用した。

図 4-7 によると、割引率を 10%とした場合の地熱発電の発電単価（13.6～17.2 円/kWh）、3%の場合（14.8～18.9 円/kWh）と比べて 1 割程度高くなっていることがわかる。一方で、LNG 火力及び石炭火力発電については、発電単価はほとんど変化していない。

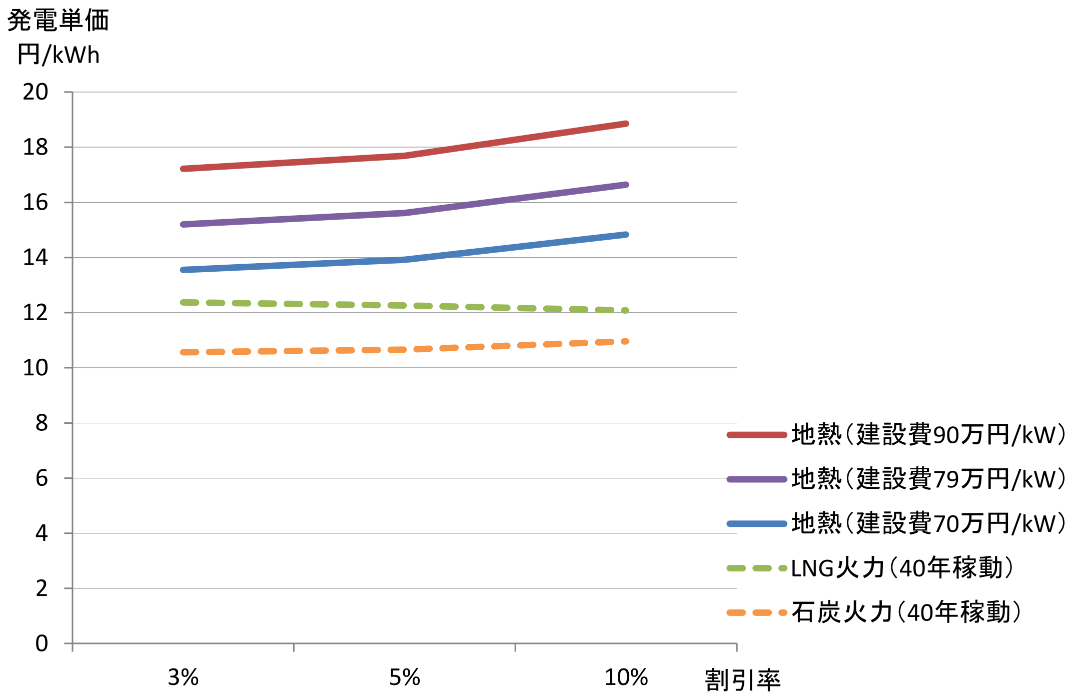


図 4-7　割引率の変化に伴う地熱発電コストの変化（地熱稼動年数 15 年の場合）

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：火力燃料費の試算に用いる為替レートは 2013 年の年間平均レート（97.65 円/US$）を使用

※2：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

また、図 4-8 では、割引率を 10%とした場合の地熱発電の発電単価（9.2～11.6 円/kWh）、3%の場合（12.5～15.8 円/kWh）と比べて 4 割程度高くなっていることがわかる。一方で、LNG 火力及び石炭火力発電については、発電単価に大きな変化は無い。

このため、地熱発電の発電単価は、割引率 3%の場合 LNG 火力発電の発電単価を下回っているが、割引率 10%の場合は逆に LNG 火力発電の発電単価を上回っている。すなわち、割引率の設定次第で地熱発電と LNG 火力発電の発電単価が逆転するという結果となった。

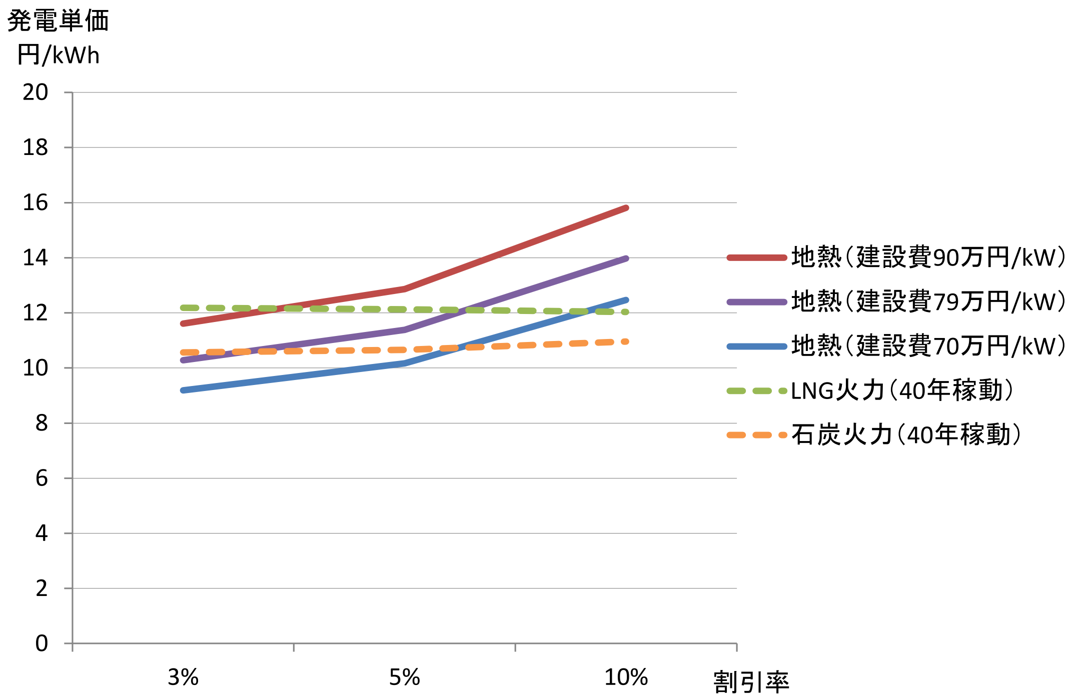


図 4-8　割引率の変化に伴う地熱発電コストの変化（地熱稼動年数 40 年の場合）

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：火力燃料費の試算に用いる為替レートは 2013 年の年間平均レート（97.65 円/US$）を使用

※2：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

4.3.3.　売電単価による変化

続いて、売電単価が地熱発電の収益性にどのように影響するかを調べるため、売電単価が変化した場合の内部収益率（IRR）の変化について試算を行った。これについても、コスト等検証委員会による試算シートを用いて、稼動年数が 15 年から 40 年の場合の税引前の IRR を算定した。

なお、売電単価の上限は、固定価格買取制度における 15MW 以上の地熱発電の買取価格（2013 年度）である 26 円/kWh とし、下限は、日本卸電力取引所（JEPX）スポット取引における 2010 年年間平均値（8.4 円/kWh）[25]と同水準である 10 円/kWh とした。

売電単価は稼動期間を通じて固定としたが、これに加えて、固定価格買取制度の買取期間（15 年間）経過後に売電単価が 10 円/kWh に低下するケースも想定した。

建設費 90 万円/kW の場合の試算結果を図 4-9 に示す。同様に、建設 79 万円/kW 及び 70 万円/kW の場合の試算結果を図 4-10 及び図 4-11 にそれぞれ示す。

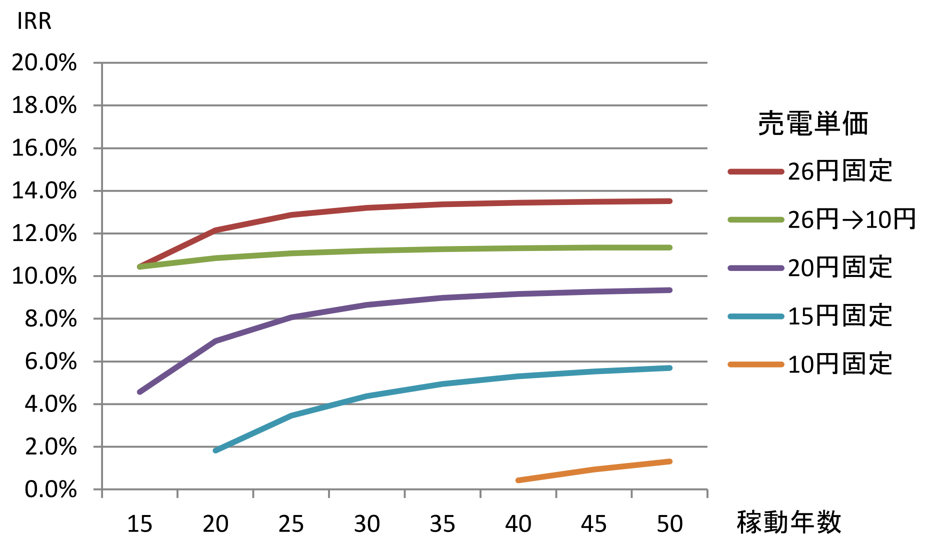


図 4-9　売電単価及び稼動年数の変化に伴う税引前 IRR の変化（建設費 90 万円/kW）

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：割引率は 3%として計算

※2：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

[25] JEPX Web サイトに掲載された DA-24（システムプライスの 24 時間単純平均値）の 2010 年度取引データを基に算定

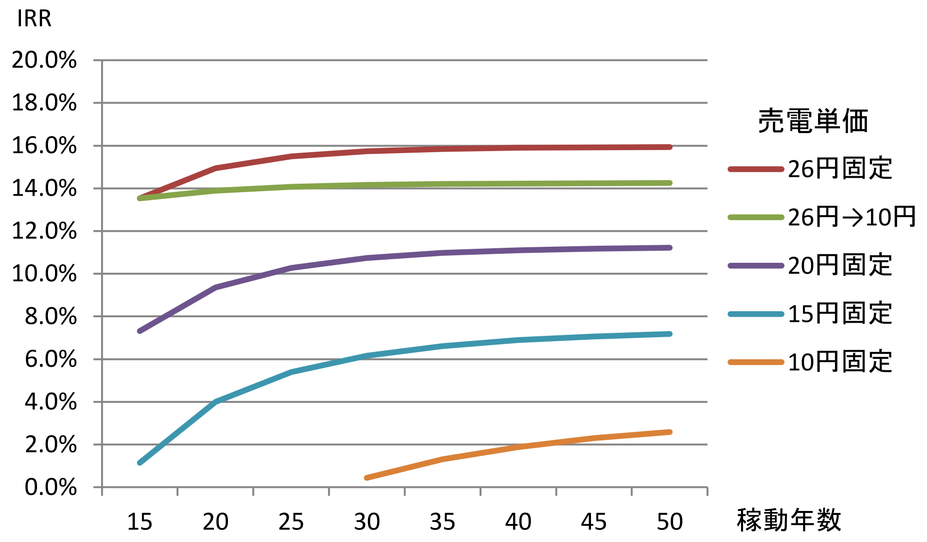


図 4-10　売電単価及び稼動年数の変化に伴う税引前 IRR の変化（建設費 79 万円/kW）

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：割引率は 3%として計算

※2：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

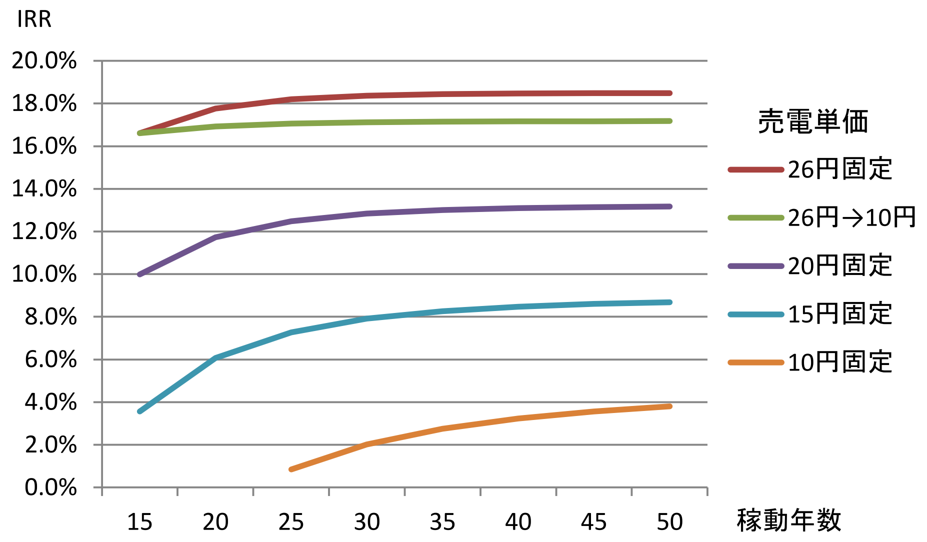


図 4-11　売電単価及び稼動年数の変化に伴う税引前 IRR の変化（建設費 70 万円/kW）

（コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」を用いて試算）

※1：割引率は 3%として計算

※2：その他の条件はコスト等検証委員会報告書における条件と同様

これらの結果は、建設費の低減及び発電所稼動期間の長期化が地熱発電事業の収支向上にいかに有効であるかについて定量的に示している。さらに、以下のことが言える。

- 売電単価が 26 円/kWh の場合、稼動年数が 15 年であっても 10%以上の IRR が期待できる。
- 売電単価が下がるに連れて IRR は低下していくが、稼動年数が短い場合はその低下幅が大きくなる。
- 例えば IRR8%を確保するためには、建設費 90 万円/kW で 15 年稼動の場合は売電価格 24 円程度が必要だが、建設費 70 万円/kW で 40 年稼動の場合は売電価格 15 円程度で十分である。
- IRR が高い場合、運転開始から長期間が経過した後の売電単価の変動は、IRR に大きな影響を与えない。例えば、建設費 70 万円/kW の場合、売電単価が当初 15 年間は 26 円/kWh、その後 10 円/kWh に変更となった場合であっても、稼動期間にわたって 26 円/kWh で一定の場合とほぼ同等の IRR が期待できる。

4.4. 日本及び地熱先進国における地熱発電コスト分析まとめ

(1)日本と地熱先進国の地熱発電コスト構造の比較

文献及びヒアリングによる調査を通じて得られた、各国のモデルケースにおける地熱発電コスト構造の比較結果は以下の通りである。

- 地熱発電の初期コストの大半を占める掘削費用及び発電設備費用は、いずれも日本はアイスランドやニュージーランドに比べて高い。
- 日本は高温の地熱資源を豊富に有しているものの、そのほとんどが自然公園内に賦存するため開発が制限されている。現状日本で発電目的で使用可能な地熱資源の温度は他国に比べて低い場合が多く、生産井 1 本あたりの出力も小さくなっている。このため、一定の出力を確保するために必要となる生産井及び付随設備の数が多くなり、掘削費用及び発電設備費用を押し上げる一つの要因となっている可能性がある（図 4-4 参照)。
- ただし、地熱発電の費用は、個々の地熱貯留層の賦存状況（深度、温度、賦存量等）に大きく左右され、同一の国であっても開発地点によって大きく異なるため、今回の比較結果をもって各国のコスト構造を断定的に議論することは適切でないことに留意が必要である。
- また、日本の場合、環境影響評価の手続に長期間を要しており、このことが地熱発電の開発期間を長期化させる一つの要因となっている。なお、現在政府では、期間短縮に向けた見直しが進められている。

(2)発電単価の算定にあたって重要となる要素

国内外の文献を調査した結果、発電単価算定の前提となる稼動年数や割引率については、文献によって様々であることがわかった。これらの条件が異なると、同一のコスト構造を有する事業であっても発電単価の算定結果が大きく異なる可能性がある。場合によっては、稼動年数や割引率の設定次第で、地熱発電及びその他の発電方法の発電単価の高低関係が逆転する可能性もあることがわかった。

そのため、新規開発案件の発電単価を評価する際や、発電方法別の発電単価を比較する際等には、稼動年数や割引率の設定に特に注意を要する。個々の開発案件の特性や、発電事業がおかれた経済環境等について十分に分析した上で、適切な稼動年数及び割引率を選定することが重要である。

⑶売電単価や稼動年数の変化が事業収支に与える影響

売電単価、建設費、及び稼動年数を変化させた場合の IRR について試算することにより、建設費の低減及び稼動期間の長期化が、地熱発電の事業収支向上に対していかに有効であるかを定量的に示した。

今回実施した試算は、コスト等検証委員会により示された一定の前提条件を基に実施したが、今後はさらに詳細な条件設定等を行ってより踏み込んだ形で定量分析を行うことにより、どのコストをどの程度低減すれば地熱発電が FIT 買取期間（15 年）満了や FIT 買取単価改定等による売電単価の変動にも耐え得る持続可能かつ自立可能な事業となるか、といった検討につなげていくことが望まれる。

第5章　今後の地熱開発制度に対する考察

5.1. 日本における地熱開発の課題と現状の政策の確認

地熱開発の課題は、大きくは地熱発電事業に日本に限らず一般的に当てはまる課題と、日本の地熱開発特有の課題に大別することが出来る。

地熱発電事業に日本に限らず一般的に当てはまる課題としては、以下の項目が挙げられる。

- 地熱開発は資源開発（調査、探査）段階で、常に高いリスクと不確実性が伴う
- 事業の採算性に必要十分な資源の存在、また資源の性質などを見極めるために、様々な資源調査や掘削が必要で、それに伴いリードタイムが長くなる
- 長いリードタイムは、そのまま開発コストを増加させる
- いったん事業が始まっても、地熱流体に含まれる化学物質が坑井や設備を腐食するため、資源の化学的特質に合わせた設備のオーダーメイド化、追加の坑井を掘削、適正な設備メンテナンスなどが必要である
- 各事業の採算性、経済性は、地熱資源の特徴や場所によってそれぞれに異なり、不確実性が高い
- これらの高リスク、高不確実性、高コストは、投資利益・リターンを減らし、採算性を脅かす

このような地熱発電の一般的な課題に加えて、日本特有の課題があり、それらは以下のようなものが考えられる。

- 発電に有望な地熱資源の80%以上が国立・国定公園内に位置しており、その開発が制限されているため、地熱開発そのものを断念せざるを得なかったり、あるいは地熱資源の質が相対的に低い国立･国定公園外での開発を余儀なくされたりしており、事業性が低下している。また、開発する際には様々な立地規制と環境影響評価の義務が生じるため、開発準備期間が長くなり、事業者側の負担とリスクが高くなり、投資回収サイクルに合わないため事業を回避されるケースも多い
- 規制は国立公園の立地や環境影響評価に関するもののみでなく、発電所の開発と建設、そして発電設備の運用においても多岐にわたり、規制省庁も様々である一方、

地熱資源の持続可能な運用と管理をつかさどる法律や土地利用計画・マスタープラン、地熱発電設備特有の規制に欠けており、制度的な不確実性が高い

・ またこういった有望資源は需要センターから離れた遠隔地に位置するため、長い送電網や発電設備の建設に必要な道路を建設する費用がかさむこと、建設や掘削に必要なロジスティックスも難しくなる傾向があり、リードタイムと建設コストが高くなる傾向がある
・ 日本の地熱資源は、その地下構造が複雑で、また地熱貯留層の規模が諸外国の資源に比べると小さく、規模の経済を得るのが難しい
・ 有望地熱資源の近傍では、温泉産業が発達しているケースが多く、地熱発電開発による温泉資源への悪影響への懸念により、地熱発電開発に関する地元の社会的合意がとりにくくなっている

上記のボトルネックにより、開発コストとリードタイムが長くなり、高リスク、高コストな事業体質になっている。一方で、既に 2 章で触れたように、地熱開発促進に関する様々な施策が講じられている。

・ 2012 年 7 月より、再生可能エネルギー特別措置法が施行にともない固定価格買取制度（FIT）が開始され、電力会社は、再生可能エネルギー発電事業者から、政府が定めた買取価格・買取期間による電気の供給契約の申込みがあった場合には、応ずるよう義務づけられた。地熱発電の買取価格は、1.5 万 kW 以上の場合 26 円/kWh（税抜）、1.5 万 kW 未満の場合 40 円/kWh（税抜）、買取期間は 15 年間となっている
・ 2012 年度から地表調査や掘削調査に関して「地熱資源開発調査事業費助成金交付事業」が開始された。2013 年度は合計 20 件（新規案件 10 件、継続案件 10 件）が採択され、JOGMEC を通じて支援が行われた
・ 2012 年度から「地熱資源探査出資等事業」として、調査井の掘削などの探査の出資、また建設段階の債務保証を、JOGMEC を通じて行っている
・ 2013 年度から「地熱発電技術研究開発事業」として、探査・資源評価・調査精度を上げる技術や、高機能発電技術に対する研究開発を支援している
・ 2013 年度から「地熱発電理解促進関連事業支援補助金」として、地熱の有効利用を通じた地域振興を目的として行う事業などに対して補助金支援を行っている
・ 2012 年 3 月の「国立・国定公園内における地熱開発の取扱い」の通知により、第二種及び第三種特別地域における地熱開発に対する規制が緩和された
・ 2013 年 6 月に閣議決定された規制改革実施計画において、「風力・地熱発電に係る環境影響評価の国による審査期間の短縮目標の設定」及び「配慮書手続に先行する環境影響調査の実施による環境アセスメント期間の大幅な短縮の促進」について取

り組むこととされており、環境省は、通常 3 年程度を要する地熱発電所の環境影響評価手続について概ね半減まで短縮を目指している

これらのインセンティブや規制緩和は、事業性の向上が期待でき、地熱開発の普及促進にポジティブな影響を与えることが予想できる。しかし、地熱発電開発は運転開始までの準備期間が長いことから、熱資源開発補助事業などの即効性のある施策を除くと、それらのインセンティブが実際に機能し、その効果を確認するためには、もう少し時間をかける必要がある。また、国立公園内での開発緩和や環境影響評価の迅速化については、運用面で未確定の部分も残されていることから、それらを事業者の立場で明確に理解できるようにブラッシュアップされることが望まれる。

上記で述べてきた、地熱発電開発における課題ならびに政策インセンティブについて、相互の関連性を整理した結果を、図 5-1 に示す。大きな課題として、国立公園内資源へのアクセス、温泉事業者等の地元コミュニティとの共生・資源探査を中心とした開発リスクの 3 点と、地熱の法的定義の明確化が挙げられ、それぞれの要素が相互に関連しながら、結果として地熱事業性を低下させる構造となっているものの、現在はそれら課題を識別した上で、制度的対策が開始されてきている状況が確認できる。

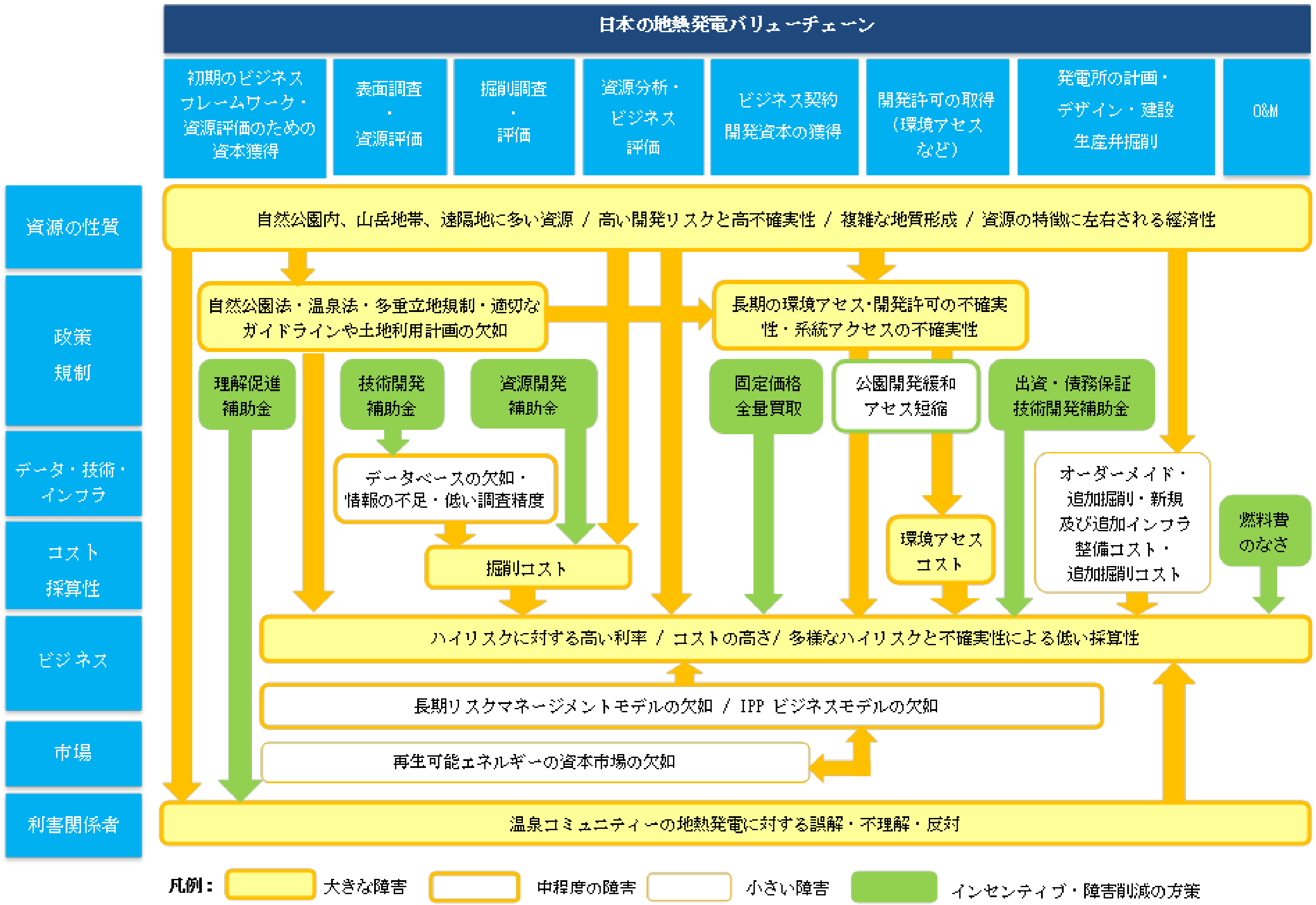


図 5-1　日本の地熱開発の課題と政策的インセンティブの関連

[日本地熱学会, 2014b]を基に作成

5.2. 今後の地熱開発制度に対する考察

地熱開発に関する課題については、長年議論されており、概ね整理が付いている状況である。課題が整理されているにもかかわらず、なかなかその解決方法が見出せない状況が続いてきたが、2011 年の東日本大震災を一つの契機として、再生可能エネルギーの全般の導入促進が様々な場面で議論され、地熱開発に関しても 2012 年以降に促進制度が次々に整備され、現在に至っている。

ここでこれまでの海外制度や政策、ビジネスプラクティスの分析からの教訓をベースに、日本の地熱政策と制度がとっていくべき道筋について考えてみる。

(1)地熱発電の位置づけの明確化と開発ターゲットの確立

近年、地熱の導入が増えている国々、特にアイスランド、ニュージーランド、米国では、その背景に地熱利用に対する確固とした姿勢の確立が見られる。

これらの国の事例からいえるのは、エネルギー政策における地熱発電の位置づけの明確化の重要性である。すべてのエネルギー政策の背景になるのは、「将来、どのエネルギー源が、どういった役割をエネルギーミックスの中で果たしていくのか」ということを見据えた地熱発電の位置づけの明確化である。現在、日本ではエネルギー基本計画の見直しが進んでいるが、その中で国のエネルギーミックスの将来像が示されるかどうかは、まだ判明していない。地熱を含めた再生可能エネルギーの将来像が描かれることによって、「いつごろ、どこまで地熱の開発をすすめていくのか」といった開発ターゲットを描くことができ、それに基づくロードマップや政策的な戦略を策定できるようになる。また、目標に対する進捗確認や、制度・政策の修正の必要性についても見極めることができるようになる。

こういった地熱発電の位置づけの明確化は、根拠法のあり方にも反映される。今回、制度調査を実施した国々、特に先進国では、地熱の定義、それに基づく所有権のあり方によって、地熱開発をつかさどる根拠法が鉱物法であるか、公共財としての資源を扱う法であるかが明確に分けられており、それによって制度のあり方が異なっていた。日本も地熱資源に対して独立した根拠法を作るのかどうかとは別に、地熱の定義、所有権の明示、それに即したエネルギーミックスの中での地熱発電開発の位置づけの明確化、将来の開発ターゲットの確立が望まれる。

⑵開発許可制度とプロセスの明確化

地熱が近年推進されている先進国すべてに見られた共通点は、開発制度の明確化、簡素化の努力が身を結んでいるということである。これらの国々では、許可申請の内容もその環境影響評価を含んだ評価・決定プロセスも、決してシンプルではない。内容自体は複雑なケースもあるのが実態である。

しかし、その許可申請に課される内容や基本理念とは別の部分で、「申請や評価のプロセスをなるべく簡素化し無駄な時間やコストを事業者に課さないようにする」という姿勢で規制の簡素化がなされており、これらの内容は示唆に富むことが多い。

まずは明確な開発可能地域の確定が、アイスランド、ニュージーランド、米国で事業者側の開発許可申請に対する不確実性を大幅に軽減していることは疑いのない事実であろう。

- アイスランドでは 10 年以上かけて、推進側の工業省と規制側の環境省が協力して地熱や水力開発が可能な地域のマスタープランを作っている。上位政策でこのような横断的協力がなされることで、事業者側のリスクが大きく減っているとともに、環境配慮と開発のバランスが取られている。
- ニュージーランドでは、その Resource Management Act の「持続可能な資源の開発と保護の理念」に則り、広域自治体が「まず資源ポテンシャルありき」の資源分類ではなく「保護すべき地熱徴候とその価値」をベースにした資源分類を行い、事業者の開発許可リスクを軽減するとともに、環境や文化遺産の保護と開発のバランスを取っている。
- 米国でも、国の地熱資源の 80％が存在する西部 13 州の中の連邦政府の土地の中で優先的に地熱権をリースする土地を確定した 2008 年の Federal Programmatic Environmental Impact Statement により、事業者の資源探査やリース権申請、環境影響評価のリスクは大幅に減少し、その後の地熱開発を強く押す推進力の一つになっている。

またこれらの地熱推進地区の決定には、すべて戦略的環境アセスメントのプロセスを経ることで、事業者側の不確実性を減らすと同時に上位政策の段階で地元との合意形成を図っている点が重要である。これを日本に照らし合わせると、国の地熱資源の 80％が存在する国立公園での地熱資源の取り扱いがまず焦点となる。日本の国立公園の分類や土地所有の成り立ちと照らし合わせると、ほかの先進国のような資源分類やマスタープランの策定は難しいかも知れない。しかし国内外の教訓を生かしたスポット的なゾーニングといったことの可能性は残る。地熱資源が偏在する東北地方、九州地方、そして北海道地方のみに焦

点を当て、ニュージーランドに習い「資源ポテンシャルではなく」、それ以外の判断軸、つまり「環境や生態系の保護がもっとも重要となる地区」及び「地熱推進を望まない自治体地区」を地熱開発ゾーンから外し、それ以外の場所で優先順位をつけていくような地熱ゾーニングを作り、それに欧米的戦略環境アセスメントを通すことで、地元や環境保護派との意見の合意形成を図り、事業者による事業ごとの環境影響評価の負担と開発許可申請に対する不確実性を減らせる可能性がある。

また既存の規制の簡素化は引き続き重要であるが、環境影響評価の内容をむりやり簡素化するのではなく、事務的な手続きや環境データの収集・分析の前倒しといった、現在努力が行われている領域で進めるのがよいと思われる。またその折に重要となるのが各種資源・環境・コストデータの収集・整備、データベースの構築である。これは横断的な努力が必要となるが、いったんデータベースが構築されると汎用性が高く、地熱開発以外の各種事業にも活用できる可能性が高いため、例えばニュージーランドでの事例を参考にしながら進めることが必要と思われる。

また先進国の事例とは対照的に、フィリピン・インドネシアにおいて近年地熱開発が停滞している背景には、開発目標は明確であるが、開発手続きが複雑な上、制度が確定せずに短期間で変更される制度リスクも高く、民間が実施できるほど制度が整備しきれていない面が大きかった。地熱発電の位置づけの明確化と目標設定は必要ではあるが、開発を推進するための十分要件ではなく、それに基づいたしっかりとした制度作りが重要であることを示す教訓として学べるであろう。

⑶ボトルネックの解消と受動的政策の今後

上記の(1)・(2)で述べて内容は、上位政策の方向性の決定に関する内容であり、どちらかといえば、中･長期的な視点で「地熱発電がどのように日本社会に貢献すべきなのか」という地熱発電の位置づけを議論の出発点にした能動的戦略・政策である。それと対照的に、前節の図 5-1 で示したここ 3 年間の政策や規制緩和は、数多くの課題・ボトルネックを解消するべく打ち立てられた短期的で受動的な政策・対処であるといえる。これからは能動的政策と受動的政策の両方が必要になるが、ここではこの 3 年間の受動的政策・対処に対する今後について考察する。

その際には、3 章で触れた各国のプラクティスがその具体的な制度設計に大きく役立つものと考える。

① 実施済みの個別対策に対するチューニング

既に実施した個別対策については、運用が開始されて、まだ日が浅いものが多い。本調査の中で、国内の様々なステークホルダーにヒアリングを行っているが、既存制度に対する要望としては、例えば以下のような声を得ている。

- FIT 制度については、試掘等に投資をした後でなければ、設備認定申請ができず、それまで買取価格が確定しない点で事業の見通しが立てにくい
- 「国立・国定公園内における地熱開発の取扱い」の通知により、第二種及び第三種特別地域における地熱開発に対する規制が緩和されたが、公園内優良事例の具体的定義が未定で不確定要素が残余している。これらの整備を求めたいが、あまりにも詳細に定義を決めると、却って条件が厳しくなることが考えられるため、適切なバランスを勘案した整備を希望する

すべての要望に逐次に対応することが必ずしも全体最適にならないケースも考えられるが、制度を利用する側の利便性を考えたチューニングを継続することが求められる。

例えば、上記の FIT 制度と掘削補助金に関連する要望は、地熱開発の特性に起因する制度の運用にかかわるもので、フレキシブルな運用の変更を進めていくことで対処していくことは可能であると考える。国立・国定公園での優良事例の定義に関しては、国立公園内の地熱の資源分類や上位政策ができるまでは、こういった「優良事例」を形成していくことで対応せざるを得ない。ニュージーランドの事例で見たようなコミュニケーションを重視する協議の方法で進めていくことで、それが結果的に「もっと能動的な上位政策の策定」につながる可能性もあり、環境保護側と開発推進側が信頼関係を築いていける場を設け、それを活用していく姿勢が求められる。

またここで非常に重要なことは、様々な政策・制度は、状況に応じて変更されていくべきものである。補助金・助成金は、様々な例から見て産業競争力を構築していくためには有効ではなく、むしろ自助努力構築の阻害要因になっている場合がある。あくまでボトルネックが存在する時点での配分と決めるべきであり、補助金・助成金での対応を行いながら、その間に制度的なボトルネックを排除することに焦点を当てるべきである。

② ボトルネックとなっている課題に対する個別対策の追加

地熱開発の促進に寄与する制度は、2012 年以降、充実が図られてきているが、現在の政策的手当てでは充足しきれていないボトルネックもいくつか存在している。本調査における国内ヒアリングの中では、例えば次のような声を得ている。

- 地熱開発が行われたとしても、東京の資本が利益を東京に帰すだけで地元にほとんどメリットが無い。地熱の直接利用や地元の事業参画による利益の還元等、地元にメリットが生まれる開発スキームが必要
- 万一温泉が枯れた際に温泉事業者に補償する制度があれば理解を得やすい
- 地元理解については、地方自治体が行司役になって積極的に関与すべき
- 国による資源調査結果をわかりやすく整理して情報公開することが必要
- 地熱に対する系統接続容量について、枠を確保しておけるルール制定を要望

上記要望は、政策的手当てだけでなく、事業者によるビジネス上の工夫に委ねるべき要素も含まれているものの、例えば政策側が能力開発や情報共有などのソフト的なサポートを行うことによって、ビジネス上のプラクティスが促進されるように誘導することも有効と考える。政策や制度の導入とそれによって生まれるサービスやイノベーションやビジネスプラクティスの成熟という相乗効果は、長年の信頼関係の構築で生まれてくることも多く、様々な協議の場を設けることは、その結果を活用しながら、産業界の競争力を促進するビジネスモデルが生まれてくる下地にもなる。また、こうしたビジネスモデルを継続的に構築できる市場の熟成に対しても配慮しながら、政策・制度を構築することが重要になる。

また、これらのボトルネックに対応する政策や制度、ビジネスプラクティスの確立には、地域の実情に精通している自治体の役割が大きいと考えられ、個々の案件に柔軟性を持ってフレキシブルに対応していくことが求められる。第 3 章で触れた各国のプラクティスを参考にしつつ、これらの対策が進むことを期待する。またこれらに関しては、米国のGeopowering the West Program などに見られるような、自治体や産業界の能力開発や必要なサプライチェーンの構築に焦点をあてた産業政策的視点を持ったサポート・施策も、今後

は考慮に入れる必要があると思われる。これらの政策は、初期段階に少額の援助をすることで、長期間に亘り産業界や地方自治体が有効に活用できる、国から自立したシステムを作り上げていく足がかりと成り得るものである。なかなか定量的には見えにくいものの、長期的に効果が大きい政策であるといえる。

⑷複合的な効果を狙った制度設計と包括的な政策パッケージの必要性

前節の図 5-1 で示したように、それぞれの課題は相互に複雑に関連しあっているため、一つの対応策によって複数の効果を得られるケースもある。例えば、ニュージーランドの資源開発同意の仕組みは、事業者のリスク低減や開発コスト低減に寄与するだけでなく、政府や広域自治体自身の次の政策立案に大きく貢献しており、また利害関係者間の協議を義務付けることで、間接的に地元住民との合弁事業の形成やコミュニケーションの確立を促してもいる。このような、いわゆる「一石何鳥」的な効果を狙える制度や複合的な政策立案を行っていくことが、今後はより重要になってくるものと考えられる。

その観点では、地熱根拠法の制定は、あらゆる面で波及効果が大きいと考えられるが、調整事項も多く、すぐの実現は難しいと考えられる。しかしこれは制度設計者に任せるだけでなく、有識者や業界団体からもプロアクティブにその意義を発信していくことで、実現に向けたステップを進めていくことが必要である。地熱発電開発が、地方経済の振興や他産業への波及に貢献することを発信するなど、様々なステークホルダーを巻き込んでいくことで、地熱発電の存在感を強めていくことも必要である。

また複合的な効果という点で非常に重要になってくるのが、多段利用を促進する制度と政策の導入であろう。地熱発電のみでなく、豊富にある熱そのものを様々な温度に合わせた形で発電事業の周りで導入していくことは、地元理解の促進とエネルギー利用効率の向上、産業競争力の強化や雇用機会の創出など、まさに複合的な効果につながる。アイスランドやニュージーランドで見られる事例は、日本の既存の温泉利用を超えた大規模な産業地熱の利用の可能性の大きさを示唆するものであり、高温の貯留層から距離が遠くなっていくにつれて低温利用に移っていく空間的な関係と産業の多様化を組み合わせる可能性も鑑みた土地利用計画や制度と政策も重要度を増していくと考えられる。

そして今後必要になるのが、能動的政策と受動的政策、そしてこれらをミックスした包括的な政策パッケージであり、それはまた、市場、技術、そして産業の形成を促す総合的な視点で作られた総合的政策パッケージでなくてはならない。それは地熱という資源や技術、市場の特性に根ざした政策パッケージでなくてはならず、どういった技術に対して、いつまで技術プッシュ政策を導入し、いつからどのような形で市場プル政策に引き継いでいくのかという時間軸への考慮が不可欠になる。図 5-2 に包括的な政策パッケージの概念図を示す。

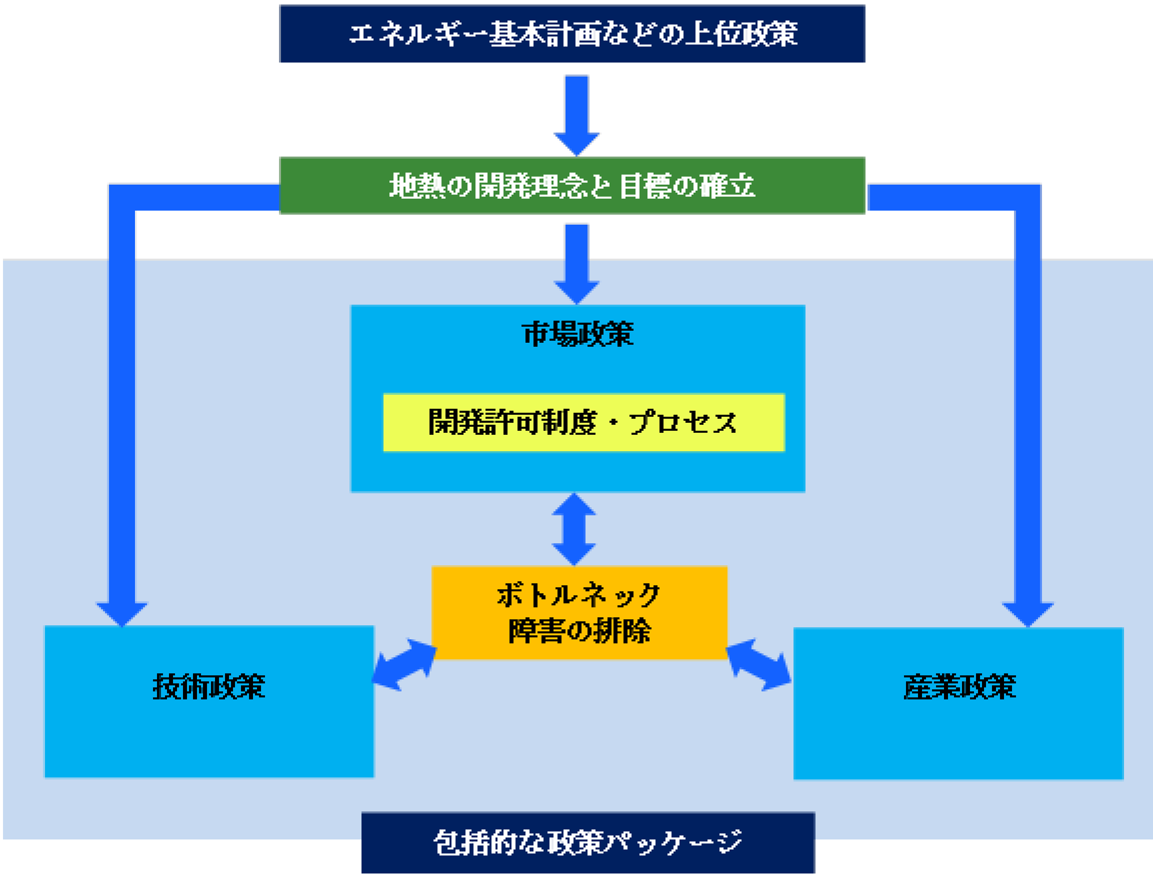


図 5-2　包括的な政策パッケージの概念図

市場政策に関して述べると、例えば、短期的な視点で現状のボトルネックの削減のために導入されている現在の対応は、いずれも市場プルを促進する政策である。それぞれファインチューニングや整備に必要な時間軸は異なるが、現在調査が始まっている地熱発電の有望地域で実際にフラッシュタイプの大規模発電所の建設が始まるためには、あと 5 年程度が要するものと考えられる。バリューチェーンの前工程でのボトルネック解消に優先しながら、並行して検討を進めることが合理的と考えられる。

また送電網や道路など建設インフラ整備の補助も重要になってくる可能性もある。日本では地熱資源の多くが、山岳地や需要密集地からの遠隔地に立地しており、それに伴う必要な道路インフラや送電に必要な送電網の建設が事業の採算性に大きく影響をあたえる要素となる。特に今までの様に電源専用のインフラを全て民間の事業者の責任で建設させることは大きな事業負担となりうる。こういった視点からも地熱発電開発の重点整備地域を指定し、一体化した送電網や道路の整備を国が主導して行う、または送電網建設を資金的に補助するスキームも、包括的な市場政策の一部として考えていかなければいけない可能性がある。

また、市場政策とは別に技術政策に関しても時間軸との関連性は重要である。日本の地熱政策は長年技術政策的な部分が強く、市場形成や産業育成といった政策的な視野が弱い部分があった。現在ではフラッシュ発電技術は成熟した部分が多いので、かつてのような大掛かりな技術 RD&D の政策プッシュの段階は過ぎ、今後はもっと上記のような市場や産業競争力強化の政策が主体になる。一方、今後の議論の中で、例えば EGS 等、他の地熱発電技術の可能性を導き出す事が国のエネルギー政策と産業力強化の点で重要だということになれば、それらに対する基礎研究、技術開発や RD&D という技術政策は引き続き重要になり、エネルギーの上位政策との整合性を持った戦略作りが重要になるであろう。

あわせて、産業政策的な部分では、市場政策や技術政策をサポートする人材育成、能力開発援助、データの整備、インフラやサプライチェーンから要求がある場合に有効な施策で対応していく仕組みを構築すること、などが重要となるであろう。

時間軸と政策との関連は、長いリードタイムの地熱発電の普及にとって重要であり、逆説的に捉えると現在時間的な余裕がある部分はしっかりとした対処ができる可能性を秘めており、地熱に有効に働く可能性が大きいともいえる。

上記のような政策パッケージは、一朝一夕ではできない。また長期的には自立した市場原理に基づく地熱産業の競争力の構築が目的であるため、過度の援助をすべてに対して行うのではなく、どのようにすれば自立した産業に育つのか、を鑑みたパッケージを作り、フレキシブルに適応させていくことが必要となる。

⑸おわりに

東日本大震災が大きな契機となり、地熱を含めた再生可能エネルギーへの期待が高まっている今の状況は、十数年停滞を続けていた地熱業界にとっては大きな転換点といえる。しかしながら、既に FIT 制度をはじめ、調査補助金や債務保証等の地熱開発促進のための各種制度が運用を開始している中、地熱発電は同じ再生可能エネルギーである太陽光発電ほどの存在感を示せていない状況が続いている。地熱発電がより存在感を高めていくためには、この絶好のタイミングで確実に制度施策と開発実績を積み上げ、その成果を国民の目に触れさせていくことが必要である。

そのためには、これまで述べてきたように、

- 地熱発電の位置づけの明確化と開発ターゲットの確立
- 開発許可制度とプロセスの明確化
- ボトルネックの解消のための個別施策のチューニング・追加
- 複合的な効果を狙った制度設計と包括的な政策パッケージの策定

等の地熱開発に関する課題解決について、新規プレーヤーを含めて官民が最大限の努力を継続し、地元住民や地元自治体と連携しながら達成していくことが必要である。

ニュージーランドやアイスランドにおいても、地熱発電は長い歴史を経て今日の地位を築いてきた。これは、長年をかけて地熱を馴染みのあるエネルギー源として国民にコンセンサスを与える努力をしたことや、過去の深刻な環境問題とそれをステークホルダー全体で克服しようとした官民の努力の賜物であり、地元重視の姿勢をつらぬいてきたことへの成果である。

地元に密着した発電方式である地熱発電の普及には、一歩一歩着実に仲間を増やしながら足を進めていくことが重要であり、またその背景にあるのがエネルギー政策における地熱発電の位置づけである。そうした位置づけを有していたとしても失敗は常に起こってしまうことであり、重要なことはその教訓から学び、制度や政策を産学官で調整して進化させていくという姿勢である。

引用文献

Allen, M. (2013). *Geothermal Developments New Zealand & International.*

Barrick, K. A. (2007). *Geyser Decline and Extinction in New Zealand—Energy Development Impacts and Implications for Environmental Management.*

Battocletti, L. (2005). *An Introduction to geothermal Permitting*. Retrieved 2 2014, from http://www.geothermal-biz.com/Docs/Intro_to_geo_permitting.pdf

Bay of Plenty Regional Council. (2008). *Bay of Plenty Regional Water and Land Plan Geothermal Resources*. Retrieved 1 2014, from http://www.boprc.govt.nz/media/31133/Plan-081201-BOPRegionalWaterAndLandPlanGeothermalResources.pdf

Bay of Plenty Regional Council. (2014). *BOPRC Operative BOPRC Regional Policy Statement, Operative BOPRC Regional Plan*. Retrieved 1 2014, from http://www.boprc.govt.nz/knowledge-centre/policies/operative-regional-policy-statement/, http://www.boprc.govt.nz/knowledge-centre/plans/regional-water-and-land-plan/

Bertani, R. (2007). *World Geothermal Generation in 2007*. Retrieved 1 2014, from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/EGC/2007/083.pdf

Bertani, R. (2010). *Geothermal Power Generation in the World - 2005–2010 Update Report*. Retrieved 1 2014, from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf

Bertani, R. (2012). *Geothermal power generation in the world 2005--2010 update report*. Retrieved 1 2014

Biodiversity Management Bureau. (2014). *Protected Area Management - Maps*. Retrieved 2 2014, from http://bmb.gov.ph/index.php?option=com_content&view=article&id=75:pam-maps&catid=58:protected-area-management&Itemid=215

Bloomberg. (2013, 6 18). *Indonesia Allocates $302 Million to Back Geothermal Exploration*. Retrieved 2 2014, from http://www.bloomberg.com/news/2013-06-18/indonesia-allocates-302-million-to-back-geothermal-exploration.html

Bloomer, A. (2011). *Kawerau Direct Heat Use: Historical Patterns and Recent Developments*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/Publications/Geothermal%20Energy/KawerauDirectHeatUsePaper2011FinalSmall.pdf

Bloomquist, R. G. (2003). *United States geothermal policy - Provision of access and encouraging* *project development*. Retrieved 1 2014, from http://rafhladan.is/bitstream/handle/10802/4809/UNU-GTP-2003-01-05.pdf?sequence=1

Blue Lagoon. (2014). *Blue Lagoon*. Retrieved 1 2014, from http://www.bluelagoon.com/about-us/

Brown, L. R. (2011). *World on the Edge: How to Prevent Environmental and Economic Collapse*. Retrieved 1 2014, from http://www.earth-policy.org/images/uploads/book_files/wotebook.pdf

Buonasorte, G. et al. (2007). *Geothermal development in Italy: From present to future*.

Bureau of Land Management. (2005). *TITLE 30. MINERAL LANDS AND MINING CHAPTER 23. GEOTHERMAL RESOURCES*. Retrieved 1 2014, from http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/wo/MINERALS__REALTY__AND_RESOURCE_PROTECTION_/energy/geothermal_eis.Par.23503.File.dat/steam.pdf

Bureau of Land Management. (2008). *Final Programmatic Environmental Impact Statement for Geothermal Leasing in the Western United States*. Retrieved 2 2014, from http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/wo/MINERALS__REALTY__AND_RESOURCE_PROTECTION_/energy/geothermal_eis/final_programmatic.Par.95063.File.dat/Geothermal_PEIS_final.pdf

Bureau of Land Management. (2009). *STATUS OF US GEOTHERMAL ENERGY AND PERMITTING IN THE WESTERN STATES AND TRIBAL LANDS*. Retrieved 2 2014, from http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/wo/MINERALS__REALTY__AND_RESOURCE_PROTECTION_/energy/geothermal_eis.Par.68458.File.dat/Geothermal_Resources_and_Policies_Western_US.pdf

Bureau of Land Management. (2014a). *Geothermal Energy*. Retrieved 2 2014, from http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/geothermal.html

Bureau of Land Management. (2014b). *Nevada Geothermal Guidance*. Retrieved 2 2014, from http://www.blm.gov/nv/st/en/prog/minerals/leasable_minerals/geothermal0/geothermal_guidance.html

California Energy Commission. (2007). *California Geothermal Energy Collaborative: Expanding California's Confirmed Geothermal Base Geothermal Permitting Guide*. Retrieved 2 2014, from http://energy.ucdavis.edu/files/04-24-2013-CEC-500-2007-027-1.pdf

California Public Utilities Commission. (2012). *Feed-in Tariff Price*. Retrieved 2 2014, from http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/Feed-in+Tariff+Price.htm

California Public Utilities Commission. (2014). *Renewable Feed-in Tariff Program, Frequently Asked Questions: California's RPS Feed-in Tariff (FIT) Program*. Retrieved 2 2014, from http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/hot/feedintariffs.htm, http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/0095B424-8E49-4F2A-B1B9-995A0690AB16/0/FIToverview.pdf

Contact Energy. (2010). *Strong relationships essential for responsible development*. Retrieved 2 2014, from http://www.contactenergy.co.nz/web/pdf/general/strong_relationships_essential_for_responsible_development.pdf

Contact Energy. (2014, 1 28). Survey: answered by Ted Montague.

Darma, S. et al. (2010). *Geothermal energy update* Geothermal energy development and utilization in Indonesia*.

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014a). *Renewable Portfolio Standards*. Retrieved 1 2014, from http://www.dsireusa.org/

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014b). *Feed-in Tariffs*. Retrieved 2 2014, from http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=HI29F&re=0&ee=0

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014c). *Net-metering*. Retrieved 2 2014, from http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?EE=1&RE=1&SPV=0&ST=0&implementingsector=S&searchtype=Net&technology=Geothermal_electric&sh=1

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014d). *Business Energy Investment Tax Credit*. Retrieved 2 2014, from http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US02F

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014e). *Corporate Tax Incentives, PACE Financing, Personal Tax Incentthibes, Property Tax Incentives, Sales Tax Incentives*. Retrieved 2 2014, from http://www.dsireusa.org/searchby/index.cfm?ee=1&re=1

Database for State Incentives for Renewables and Efficiency. (2014f). *State Incentives for Geothermal, Public Benefit Fund*. Retrieved 2 2014, from http://www.dsireusa.org/searchby/index.cfm?ee=1&re=1

Deloitte. (2013). *Geothermal Power Generation in the United States, Internal Paper*.

Department of Agriculture. (2014). *Rural Energy for America Program - Renewable Energy System and Energy Efficiency Improvement Guaranteed Loan and Grant Program*. Retrieved 2 2014, from http://www.rurdev.usda.gov/bcp_reapreseei.html

Department of Conservation. (2005). *General Policy for National Parks*. Retrieved 2 2014, from http://www.doc.govt.nz/about-doc/policies-and-plans/national-park-management/general-policy-for-national-parks/, http://www.doc.govt.nz/Documents/about-doc/role/policies-and-plans/general-policy-for-national-parks.pdf

Department of Energy. (2011a). *Renewable Energy Plans and Programs （2011-2030）*. Retrieved 1 2014, from http://www.doe.gov.ph/microsites/nrep/index.php?opt=nrepbook

Department of Energy. (2011b). *Draft RPS Rules*. Retrieved 1 2014, from http://www2.doe.gov.ph/Announcements/RPS%20Rules%20Oct%202011.pdf

Department of Energy. (2012a). *Philippine Power Statistics*. Retrieved 1 2014, from http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/02_Energy_Statistics/Power-Statistics-2012.pdf

Department of Energy. (2012b). *Philippine Energy Plan 2012-2030*. Retrieved 1 2014, from http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/01_Energy_Situationer/2012-2030-PEP.pdf

Department of Energy. (n.d.). *Geothermal Industry and Investment Oppotunities in the Philippines*. Retrieved 1 2014, from http://www.mofa.go.jp/region/latin/fealac/pdfs/2-5_philippines.pdf

Department of Environment and Natural Resources. (2003). *DENR Administrative Order No. 2003-30*.

Department of Interior. (2008). *News Release "Kempthorne Launches Initiative to Spur Geothermal Energy and Power Generation on Federal Lands,"*. Retrieved 1 2014, from http://www.doi.gov/news/archive/08_News_Releases/102208b.html

Department of Interior, Department of Agriculture. (2006). *BLM Forest Service Geothermal MOU*. Retrieved 2 2014, from http://geo-energy.org/Images/BLM%20FS%20Geothermal%20MOU%20April%202006.pdf

Dickie, B., & Luketina, K. (2005). *Sustainable Management of Geothermal Resources in the Waikato Region, New Zealand*.

Dolor, F. M. (2006). *OWNERSHIP, FINANCING AND LICENSING OF GEOTHERMAL PROJECTS IN THE PHILIPPINES*. Retrieved 1 2014, from http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-02-16.pdf

Doris, E., Kreycik, C., & Young, K. (2009). *Policy Overview and Options for Maximizing the Role of Policy in Geothermal Electricity Development*. Retrieved 12 2013, from http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46653.pdf

Energy Efficiency and Conservation Authority. (2014a). *Geothermal Energy Map*. Retrieved 1 2014, from http://www.eeca.govt.nz/efficient-and-renewable-energy/renewable-energy/maps/geotherma l

Energy Efficiency and Conservation Authority. (2014b). *Feasibility study grants*. Retrieved 2 2014, from http://www.eecabusiness.govt.nz/content/feasibility-study-grants

Energy Efficiency and Conservation Authority. (2014c). *Geothermal Energy*. Retrieved 1 2014, from http://www.eeca.govt.nz/efficient-and-renewable-energy/renewable-energy/geothermal-ener gy#eeca

Energy Information Administration. (2013a). *Electric Power Annual: Existing capacity by energy source*. Retrieved 1 2014, from http://www.eia.gov/electricity/annual/

Energy Information Administration. (2013b). *Electric Power Annual: Net generation by energy*

source: Total (all sectors). Retrieved 1 2014, from http://www.eia.gov/electricity/annual/
Environmental Management Bureau. (2014). *ECC Application Procedure*. Retrieved 1 2014, from http://www.emb.gov.ph/portal/r09/DownloadableForms/EnvironmentalComplianceCertificate.aspx
Environmental Protection Authority. (2012a). *About Resource Management*. Retrieved 3 2012, from http://www.epa.govt.nz/Resource-management/about-rm/Pages/default.aspx
Environmental Protection Authority. (2012b). *Factors of National Significance*. Retrieved 2 2012, from http://www.epa.govt.nz/Resource-management/about-rm/Pages/what-is-national-significance.aspx
Federal Energy Regulatory Commission. (2014a). *Major Orders & Regulations*. Retrieved 2 2014, from http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg.asp
Federal Energy Regulatory Commission. (2014b). *Electric Power Markets: National Overview*. Retrieved 2 2014, from http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp
Fonda, A. D. (2003). *Application of Database in Monitoring the Performance of Geothermal Steam Fields and Power Plants in the Philippines*. Retrieved 1 2014, from http://www.os.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2003-09.pdf
Food and Agriculture Organization of the United Nations. (2010). *Global Forest Resources Assessment 2010*. Retrieved 2 2014, from http://www.fao.org/forestry/fra/fra2010/en/
Geothermal Energy Association. (2010). *Geothermal Energy: International Market Update*. Retrieved 1 2014, from http://www.geo-energy.org/pdf/reports/gea_international_market_report_final_may_2010.pdf
Geothermal Energy Association. (2012). *Annual US Geothermal Power Production and Development Report*. Retrieved 1 2014, from http://geo-energy.org/reports/2012AnnualUSGeothermalPowerProductionandDevelopmentReport_Final.pdf
Geothermal Energy Association. (2013). *2013 Geothermal Power: International Market Overview*. Retrieved 12 2013, from http://geo-energy.org/events/2013%20International%20Report%20Final.pdf
Geothermal Energy Association. (2013). *Annual US Geothermal Power Production and Development Report*. Retrieved 1 2014, from http://geo-energy.org/pdf/reports/2013AnnualUSGeothermalPowerProductionandDevelopmentReport_Final.pdf
Geothermal Energy Association. (2014). *Geothermal Power Plants*. Retrieved 1 2014, from http://geo-energy.org/plants.aspx

Geothermal Energy New Zealand. (2014). *GEOTHERMAL ENERGY THE OPPORTUNITY*. Retrieved 2 2014, from http://www.geothermalnewzealand.com/

GNS Science. (2014). *Earth Energy Case Studies, Geothermal Use Database*. Retrieved 1 2014, from http://www.gns.cri.nz/Home/Learning/Science-Topics/Earth-Energy/Case-Studies, http://data.gns.cri.nz/geothermal/index.html

Government of New Zealand. (2012). *Energy in the New Zealand Emissions Trading Scheme, Energy's obligations: Reporting emissions and surrendering NZUs*. Retrieved 1 2014, from http://www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/participating/energy/, http://www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/participating/energy/obligations/index.html

Hawaiian Electric. (2014). *Feed In Tariff Program*. Retrieved 2 2014, from http://www.heco.com/portal/site/heco/menuitem.508576f78baa14340b4c0610c510b1ca/?vgnextoid=0b0a8618ce4f7210VgnVCM1000005c011bacRCRD&vgnextchannel=3220894ba55bb210VgnVCM1000005c011bacRCRD&vgnextfmt=default&vgnextrefresh=1&level=0&ct=article

Hochwinner, A., Ussher, G., Urzua, L., & Parker, C. (2013). *An Assessment of the Economci Feasibility of Electricity Generation from Pumped Wells Tapping Lateral Outflow of Liquid Dominated Geothermal Systems*.

HS Orka. (2013, 10 24). Personal Communication (Gudmundur O. Fridleifsson). Reykjavik, Iceland.

HS Orka. (2014). *Svartsengi plant*. Retrieved 1 2014, from http://www.hsorka.is/english/HSProduction/HSProductionSvartsengi.aspx

Huttrer, G. W. (1995). *The STATUS OF WORLD GEOTHERMAL POWER PRODUCTION 1990-1994*. Retrieved 1 2014, from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/1995/1-huttrer.pdf

Industrial Symbiosis Kawerau. (2014). *Vision*. Retrieved 1 2014, from http://embracechange.co.nz/what/vision

International Energy Agency. (2014). *IEA RD&D Statistics*. Retrieved 1 2014, from http://www.iea.org/statistics/topics/rdd/

International Energy Agency, Nuclear Energy Agency. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. Retrieved 2 2014, from http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf

International Geothermal Association. (2012). *Installed Generating Capacity*. Retrieved 1 2014, from http://www.geothermal-energy.org/226,installed_generating_capacity.html

International Renewable Energy Agency. (2013). *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. Retrieved 2 2014, from http://costing.irena.org/media/2769/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012

.pdf
Jakarta Globe. (2013, 11 6). *Philippines a Symbol for Local Geothermal*. Retrieved 1 2014, from http://www.thejakartaglobe.com/business/philippines-a-symbol-for-local-geothermal/
Kelly, G. (2011). *History and Potential of Renewable Energy Development in New Zealand, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, (2011) 2501–2509*. Retrieved 2 2014, from http://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=1037&context=gsbpapers
Ketilsson, J., Olafsson, L., Steinsdottir, G., & Johannesson, G. A. (2010). *Legal Framework and National Policy for Geothermal Development in Iceland*. Retrieved 10 2013, from http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0319.pdf
Landsvirkjun. (2012). *Master Plan for preservation and utilisation of Hydro and Geothermal in Iceland*.
Lawless, J. V. (2002). *New Zealand's geothermal resource revisited. New Zealand Geothermal Association Annual Seminar, Taupo.*
Lawless, J. V. (2006). *Supplementary Injection to Mitigate Environmental Effects: Can it be Applied to Japan?*
LAZARD. (2013). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 7.0*. Retrieved 2 2014, from http://gallery.mailchimp.com/ce17780900c3d223633ecfa59/files/Lazard_Levelized_Cost_of_Energy_v7.0.1.pdf
Levite, B., Pei, B., & Gino, A. (2005). *An analysis of federal loan guarantees for geothermal energy development*.
Lincoln University. (n.d.). Retrieved 3 2012, from http://www.lincoln.ac.nz/PageFiles/1421/M-Land.pdf
Lind L., O'Brien L., Bell Jo. (2012a). *Geothermal Solution for SCA's Kawerau Paper Plant, GNS Science, Case Study 2*. Retrieved 1 2014, from http://www.gns.cri.nz/content/download/7265/39651/file/Paper%20Processing%20-%20SCA.pdf
Lind L., O'Brien L., Bell Jo. (2012b). *Geothermal Energy Helps to Grow Prawns, GNS Science, Case Study 4*. Retrieved 1 2014, from http://www.gns.cri.nz/content/download/7550/41166/file/Aquaculture%20-%20Huka%20Prawn%20Park.pdf
Lind L., O'Brien L., Bell Jo. (2012c). *Tenon:s Earth Energy Solution*. Retrieved 1 2014, from http://www.gns.cri.nz/content/download/7264/39647/file/Timber%20drying%20-%20Tenon.pdf
Lund, J. W., & Bloomquist, R. G. (2012). *Development of Geothermal Policy in the United States - What works and What Doesn't Work, PROCEEDINGS*. Retrieved 2 2014, from https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2012/Lund.pdf

Lund, J. W., Freeston, D. H., & Boyd, T. L. (2010). *Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review*.

Mallory, S., & Thomsen, P. (2012). *Policies and Procedures Developed by BLM to Improve Permitting of Geothermal Exploration and Development Projects in Nevada*. Retrieved 2 2014, from http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1030386.pdf

Manvit. (2014). *Bjarnaflag Geothermal Power Plant (2011 - ongoing), Theistareykir Geothermal Power Plant*. Retrieved 1 2014, from http://www.mannvit.com/GeothermalEnergy/ProjectExampleinfo/bjarnaflag-geothermal-power-plant-2011--ongoing, http://www.mannvit.com/GeothermalEnergy/ProjectExampleinfo/theistareykir-geothermal-power-plant

Marasigan, M. C. (2012). *Renewable Energy Development in the Philippines*. Retrieved 1 2014, from http://www.eria.org/events/6.%20Mr.Mario%20Marasigan%20-%20Renewable%20Energy%20Development%20in%20the%20Philippines.pdf

Massachusetts Institute of Technology. (2006). *The Future of Geothermal Energy: The Future of Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*. Retrieved 2 2014, from http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf, http://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf

Mastow, P., & Braff, A. (2008). *Geothermal Site Acquisition and Early Development: Key Legal Issues and Emerging Strategies*. Retrieved 2 2014, from http://www.geothermal.org/Powerpoint08/Monday/.../MostowMon08.ppt

McLeod, J. (1995). *Sustainable Management of Geothermal Resources, a New Zealand Scenario*.

McLoughlin, K., Campbell, A., & Ussher, G. (2010). *The Nga Awa Purua Geothermal Project, Rotokawa, New Zealand, Proceedin*.

Memon, A. (2005). *SEA of Plan Objectives and Policies to Promote Sustainability in New Zealand, in "Implementing Strategic Environmental Assessment,"*.

Mighty River Power. (2010). *Nga Awa Purua*. Retrieved 1 2012, from http://202.74.224.54/Generation/PowerStations/PDFs/nap_book.pdf

Mighty River Power. (2011). *Investing in new-generation geothermal: the premium renewable, resurgent around the world*. Retrieved 2 2014, from http://www.mightyriver.co.nz/Media-Centre/Media-Releases/PDFs/2011-PDFs/10June_Breakfast_Briefing_Investing_In_Generation.aspx

Mighty River Power. (2013). *"Mighty River Power takes direct control of geothermal interests in Chile and US-based EnergySource," Media Centre, February 15, 2013*. Retrieved 2 2014,

from
http://www.mightyriver.co.nz/Media-Centre/Latest-News/Mighty-River-Power-takes-direct-control-of-geother.aspx

Minerals Management Service. (2007). *Geothermal Royalty Payments, Direct Use Fees, and Royalty Valuation*. Retrieved 2 2014, from http://geo-energy.org/Images/MMS%20Final%20Rules%20May%202007.pdf

Ministry for the Environment. (1997). *New Zealand's Environmental Legislation*. Retrieved 1 2014, from https://www.mfe.govt.nz/publications/ser/ser1997/html/chapter4.7.html, https://www.mfe.govt.nz/publications/ser/ser1997/html/figures/figure4.3.html

Ministry for the Environment. (1998). *Time Delays in Processing Resource Consent*. Retrieved 1 2014, from http://www.mfe.govt.nz/publications/rma/telecom-time-delay-case-study-jun98.pdf

Ministry for the Environment. (2012a). *Projects to reduce emissions (PRE)*. Retrieved 3 2012, from http://www.mfe.govt.nz/issues/climate/policies-initiatives/projects/index.html

Ministry for the Environment. (2012b). *National Policy Statement on Electricity Transmission, National Policy Statement for Renewable Electricity Generation*. Retrieved 2 2014, from http://www.mfe.govt.nz/publications/rma/nps-electricity-transmission-s32-evaluation-mar08/html/page1.html, https://www.mfe.govt.nz/rma/central/nps/generation.html

Ministry for the Environment. (2012c). *Processing of applications of national significance*. Retrieved 2 2014, from http://www.mfe.govt.nz/rma/central/call-ins.html

Ministry for the Environment. (2012d). *Resource Management (Simplifying and Streamlining) Amendment Act 2009*. Retrieved 2 2014, from http://www.mfe.govt.nz/rma/central/amendments/rma-simplifying-streamlining-2009.html

Ministry for the Environment. (2014a, 1 15). Personal Communications (Robert McClean; Christina Wells; Sam Holms; Mike Rogers; Mothla Majeed and others). Wellington, New Zealand.

Ministry for the Environment. (2014b). *Your Guide to Environment Court*. Retrieved 2 2014, from https://www.mfe.govt.nz/publications/rma/everyday/court-guide/

Ministry for the Environment. (2014c). *Environmental Legal Assistance Fund (ELA Fund)*. Retrieved 2 2014, from https://www.mfe.govt.nz/withyou/funding/ela.html

Ministry for the Environment and Natural Resources. (n.d.).

Ministry of Business, Innovation and Employment. (2014, 1 15). Personal Communications (Anna Morris and Clem Arlidge). Wellington, New Zealand.

Ministry of Economic Development. (2011). *New Zealand Energy Strategy: Developing Our Energy Potential*. Retrieved 3 2012, from http://static2.stuff.co.nz/files/Govtenergyplan.pdf

Ministry of Economic Development. (2012). *New Zealand Energy Data File: Table G.3a: Operational Electricity Generation Capacity by Plant Type (MW)*. Retrieved 12 2013, from http://www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/pdf-docs-library/energy-data-and-modelling/publications/energy-data-file/energydatafile-2011.pdf

Ministry of Energy. (2007). *New Zealand Energy Efficiency and Conservation Strategy (NZEECS)*. Retrieved 11 2011, from http://www.eeca.govt.nz/sites/all/files/nzeecs-07.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2005). 国家エネルギー管理ブループリント（訳：永井雅彦）. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://energy-indonesia.com/02electrcitylaw/blueprintJ.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2008). 国家電力総合計画に関するエネルギー鉱物資源大臣令　No.2682K/21/MEM/2008 （訳者不明）. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://energy-indonesia.com/02electrcitylaw/17.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2012a). *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2012*. Retrieved 2 2014, from http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20of%20Indonesia%20/Handbook%20of%20Energy%20&%20Economic%20Statistics%20ind%202012.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2012b). *Geothermal Power Plant Development in Indonesia*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/03dge/FEALAC%20JAPAN,%20Presentation.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2013a). *Development of Geothermal*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/03dge/0131030jinetsu.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2013b). *Geothermal Regulation and Policy in Indonesia*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/03dge/0130227esdm-jinetsu.pdf

Ministry of Finance. (2012). *Fiscal Policies to Support Renewable Energy Implementation*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/03dge/05.pdf

Ministry of Industry and Innovation. (2012). *The Icelandic National Renewable Energy Action Plan for the promotion of the use of energy from renewable sources in accordance with Directive 2009/28/EC & the Commission Decision of 30 June 2009 on a template for the national renewable energy action plan*. Retrieved 1 2014, from http://www.atvinnuvegaraduneyti.is/media/Skyrslur/NREAP.pdf

Ministry of Justice. (2014a). *Environment Court*. Retrieved 2 2014, from http://www.justice.govt.nz/courts/environment-court, http://www.justice.govt.nz/courts/environment-court/procedure-in-the-environment-court

Ministry of Justice. (2014b). *Waitangi Tribunal*. Retrieved 2 2014, from http://www.justice.govt.nz/tribunals/waitangi-tribunal, http://www.justice.govt.nz/tribunals/waitangi-tribunal/about/tribunal-unit

Ministry of Justice. (2014c). *Maori Land Court*. Retrieved 2 2014, from

http://www.justice.govt.nz/courts/maori-land-court
Mulas de Pozo, P. et al. (1985). *Development in geothermal energy in Mexico, - Part One: Geothermal considerations*.
Mulcare, C., & Allen, M. (2011). *Geothermal Opportunities New Zealand & International*. Retrieved 2 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/Publications/Upcoming_Events/NZGW2011_Allen-Mulcare.pdf
National Energy Authority. (2010). *Geothermal Development and Research in Iceland*. Retrieved 1 2014, from http://www.nea.is/media/utgafa/GD_loka.pdf
National Energy Authority. (2013). *Energy Statistics in Iceland 2012*. Retrieved 1 2014, from http://www.os.is/gogn/os-onnur-rit/orkutolur_2012-enska.pdf
National Energy Authority. (2013, 10 22). Personal Communication (Jónas Ketilsson and Skuli Thoroddsen). Reykjavik: Iceland.
National Energy Authority. (2014a). *Databases*. Retrieved 1 2014, from http://www.nea.is/the-national-energy-authority/energy-data/databases/
National Energy Authority. (2014b). *Iceland Energy Portal*. Retrieved 1 2014, from http://www.orkuvefsja.is/vefsja/orkuvefsja.html
National Energy Authority. (n.d.). *Legal & Policy Framework for Geothermal Development*.
National Renewable Energy Board. (2012). *Status of the RE Mechanisms*. Retrieved 1 2014, from http://eeas.europa.eu/delegations/philippines/documents/press_corner/renewable_energy_mechanisms_maniego_en.pdf
National Renewable Energy Laboratory. (2009). *Geothermal Resources of the United States*. Retrieved 1 2014, from http://www.nrel.gov/gis/images/geothermal_resource2009-final.jpg
Néron-Bancel, T. (2008). *Geothermal Revenue Under the Energy Policy Act of 2005: Income Distribution at Federal, State, and County Levels*. Retrieved 2 2014, from http://geo-energy.org/reports/Geothermal_Revenue_Under_the_Energy_Policy_Act_of_2005_Final.pdf
Nevada Division of Minerals. (2007). *Energy Resource Permitting in Nevada*. Retrieved 2 2014, from http://prod-http-80-800498448.us-east-1.elb.amazonaws.com/w/images/b/be/EnergyResourcePermittingNV.pdf
New Zealand Geothermal Association. (2013). *Geothermal Energy & Electricity Generation*. Retrieved 12 2013, from http://www.nzgeothermal.org.nz/elec_geo.html
New Zealand Geothermal Association. (2014a). *New Zealand Geothermal Field*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/nz_geo_fields.html
New Zealand Geothermal Association. (2014b). *Development Potential*. Retrieved 1 2014, from

http://www.nzgeothermal.org.nz/geo_potential.html
New Zealand Geothermal Association. (2014c). *Policy Settings*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/policy_settings.html
New Zealand Geothermal Association. (2014d). *Regulatory Environment*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/regulatory_environment.html
New Zealand Geothermal Association. (2014e, 1 14). Personal Communication (Brian White). Wellington, New Zealand.
New Zealand Geothermal Association. (2014f). *Market Structure*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/market_structure.html
New Zealand Geothermal Association. (2014g). *Emissions*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/emissions.html
New Zealand Geothermal Association. (2014h). *About New Zealand Geothermal Association*. Retrieved 2 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/about.html
New Zealand History online. (2014). *Treaty*. Retrieved 2 2014, from http://www.nzhistory.net.nz/politics/treaty/the-treaty-in-brief, http://www.nzhistory.net.nz/timeline/10/10
New Zealand Legislation. (1975). *Treaty of Waitangi Act 1975*. Retrieved 2 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1975/0114/latest/DLM435368.html
New Zealand Legislation. (1980). *National Park Act1980*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1980/0066/latest/DLM36963.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_national+park+act+_resel_25_h&p=1&sr=1l
New Zealand Legislation. (1986b). *State-owned Enterprise Act*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1986/0124/latest/DLM97377.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_State+Owned+Enterprises+Act_resel_25_h&p=1&sr=1
New Zealand Legislation. (1987). *Conservation Act of 1987*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1987/0065/latest/DLM103610.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_conservation+act_resel_25_h&p=1&sr=1
New Zealand Legislation. (1991a). *Resource Management Act 1991*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1991/0069/latest/DLM231905.html
New Zealand Legislation. (1991b). *Crown Minerals Act 1991*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1991/0070/latest/DLM242536.html
New Zealand Legislation. (1992). *Energy Companies Act*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1992/0056/latest/DLM267122.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_Electricity+Industry+Reform+Act_resel_25_h&p=2&sr=1

New Zealand Legislation. (1993). *Maori Land Act 1993*. Retrieved 2 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1993/0004/latest/DLM289882.html

New Zealand Legislation. (1998). *Electricity Industry Reform Act 1998*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1998/0088/latest/DLM428203.html

New Zealand Legislation. (2002). *Climate Change Response Act 2002*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/2002/0040/latest/DLM158584.html

New Zealand Legislation. (2004a). *Resource Management (Energy and Climate Change) Amendment Act 2004*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.co.nz/act/public/2004/0002/latest/DLM237584.html

New Zealand Legislation. (2004b). *Electricity Amendment Act 2004*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/2004/0080/latest/DLM314836.html

New Zealand Legislation. (2008). *Climate Change Response (Emissions Trading) Amendment Act 2008*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/2008/0085/latest/DLM1130932.html

New Zealand Legislation. (2009a). *Climate Change (Stationary Energy and Industrial Processes) Regulations 2009*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/regulation/public/2009/0285/latest/DLM2394207.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_Climate+Change+(Stationary+Energy+and+Industrial+Processes)+Regulations+2009_resel_25_h&p=1&sr=1

New Zealand Legislation. (2009b). *Resource Management (Simplifying and Streamlining) Amendment Act 2009*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/2009/0031/latest/DLM2218401.html

New Zealand Trade & Enterprise. (2014). *Profiles of our geothermal companies*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzte.govt.nz/en/invest/sectors-of-opportunity/clean-technology/profiles-of-our-geothermal-companies/

New Zealand, Legislation. (1986a). *Commerce Act*. Retrieved 1 2014, from http://www.legislation.govt.nz/act/public/1986/0005/latest/DLM87623.html?search=qs_act%40bill%40regulation%40deemedreg_Commerce+Act+_resel_25_h&p=1&sr=1

Nimmons, J. T. (1978). *Memorandum: 1978 National energy applications to geothermal development*.

Ohaaki Marae Working Party. (2014). *Background: Subsidence at Ohaaki Marae*. Retrieved 2 2014, from http://www.ohaakimarae.org.nz/

Palmason, G. et al. (1985). *Assessment of the geothermal resources of Iceland*.

PLN (Persero). (2011a). 電力供給事業計画（RUPTL） 訳：一般社団法人石炭エネルギーセンター. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先:

http://energy-indonesia.com/02electrcitylaw/RUPTLrevised.pdf
PLN (Persero). (2011b). *PLN STATISTICS 2011*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/08data/02.pdf
PLN (Persero). (2012). *Annual Report 2012*. Retrieved 2 2014, from http://www.pln.co.id/dataweb/AR/ARPLN2012.pdf
Power-technology.com. (2012). *Rotokawa II (Nga Awa Purua) Geothermal Power Station, New Zealand*. Retrieved 3 2012, from http://www.power-technology.com/projects/rotokawaiigeothermal/
Quitulio, A. D. (2013). *Proposed Philippine Environmental Assessment Act*. Retrieved 1 2014, from http://www.emb.gov.ph/portal/Portals/21/eia%20convention/An%20act%20to%20establish%20the%20PEA%20System.pdf
Reykjavik Energy. (2013a, 10 22). Personal Communication (Jakob Sigurður Friðriksson and Ingólfur Hrólfsson). Reykjavik, Iceland.
Reykjavik Energy. (2013b, 12 2). Survey: answered by Jakob Sigurður Friðriksson.
Schlumberger. (2013). *Geothermal Services*. Retrieved 12 2013, from http://www.slb.com/services/additional/geothermal.aspx
Schlumberger Business Consulting. (2008). *Improving the economics of geothermal development through an oil and gas industry approach*. Retrieved 2 2014, from http://www.sbc.slb.com/Our_Work/Energy_Expertise/~/media/Files/Point%20of%20View%20Docs/Improving_the_Economics_of_Geothermal_Development.ashx
Siemens. (2013). *Siemens develops SST-500 GEO steam turbine for geothermal power plants*. Retrieved 12 2013, from http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2013/energy/oil-gas/eog201306037.htm
Sierra Geothermal Power. (2009). *The Pros – Cons of Geothermal Development*.
Sinclair, Knight, and Merz. (2014, 1 17). Personal Communication (Greg Ussher and Cameron Parker). Auckland, New Zealand.
State Ministry of National Development Planning. (2013). *Renewable Energy Investment, Opportunity and Risks - Indonesia*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/03dge/0131030toushi.pdf
State of California. (2014). *PUBLIC RESOURCES CODE SECTION 6901-6925.2*. Retrieved 1 2014, from http://www.leginfo.ca.gov/cgi-bin/displaycode?section=prc&group=06001-07000&file=6901-6925.2
State of Nevada. (2014). *NRS. CHAPTER 534A - GEOTHERMAL RESOURCES*. Retrieved 1 2014, from http://www.leg.state.nv.us/NRS/NRS-534a.html

Taheke 8C Incorporation. (2013). *Roundtable: Taheke 8C Incorporation (Tawhiri Morehu, Carol Hackett, Snadra Eru, and Wairangi Whata)*. Retrieved 3 2013

Tauhara North No.2 Trust. (2012, 2 22). Survey: answered by McLoughlin, K. conducted by the Japan Renewable Energy Foundation.

Tauhara North No.2 Trust. (2013, 3 21). Personal Communication (McLoughlin, K.). Taupo, New Zealand.

THINKGEOENERGY. (2011). *Nga Awa Purua project sells annual carbon credits for proceeds of US$8 million*. Retrieved 3 2012, from http://thinkgeoenergy.com/archives/8200

Thórhallsdóttir, T. E. (2006). *Strategic planning at the national level: Evaluating and ranking energy projects by environmental impact*. Retrieved 1 2014, from https://www.institutenorth.org/assets/images/uploads/files/Strategic_planning_at_the_national_level-Evaluating_and_ranking_projects_by_environmental_impact.pdf

Tuaropaki. (2012). *Our History, Energy*. Retrieved 3 2012, from http://www.tuaropaki.com/history.asp, http://www.tuaropaki.com/geothermal_power.asp

Unites States Geological Survey. (1979). *Assessment of Geothermal Resources of the United States—1978, GEOLOGICAL SURVEY CIRCULAR 790*. Retrieved 1 2014, from http://pubs.usgs.gov/circ/1979/0790/report.pdf

Unites States Geological Survey. (2008). *Assessment of moderate- and high-temperature geothermal resources of the United States: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008-3082*. Retrieved 1 2014, from http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3082/

Unites States House of Representatives. (2013). *PUBLIC UTILITY REGULATORY POLICIES ACT OF 1978*. Retrieved 2 2014, from http://www.house.gov/legcoun/Comps/PURPA78.PDF

US Department of Energy. (2014a). *Feed-in Tariff*. Retrieved 2 2014, from http://energy.gov/savings/feed-tariff

US Department of Energy. (2014b). *Tribal Energy Program*. Retrieved 2 2014, from http://apps1.eere.energy.gov/tribalenergy/

US Department of Energy. (2014c). *Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC)*. Retrieved 2 2014, from http://energy.gov/savings/renewable-electricity-production-tax-credit-ptc

US Department of Energy. (2014d). *Loan Programs Office: Programs, Geothermal Technologies Office: Loan Guarantee*. Retrieved 2 2014, from https://lpo.energy.gov/programs/, http://www1.eere.energy.gov/geothermal/loan_guarantees.html

US Department of Energy. (2014e). *Clean Renewable Energy Bonds (CREBs)*. Retrieved 2 2014, from http://energy.gov/savings/clean-renewable-energy-bonds-crebs

US Department of Energy. (2014f). *GeoPowering the West*. Retrieved 2 2014, from http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41082.pdf

US Department of Energy. (2014g). *A History of Geothermal Energy in the United State*. Retrieved 2

2014, from https://www1.eere.energy.gov/geothermal/printable_versions/history.html

US Department of Energy. (2014h). *Geothermal Current Opportunities*. Retrieved 2 2014, from http://www1.eere.energy.gov/geothermal/current_opportunities.html

US Department of Energy. (2014i). *American Recovery and Reinvestment Act*. Retrieved 2 2014, from http://www1.eere.energy.gov/geothermal/recovery.html

US Department of Energy. (2014j). *Geothermal technology Office What is the National Geothermal Data System (NGDS)?* Retrieved 2 2014, from http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/ngds_factsheet.pdf

Vann, A. (2012). *Energy Projects on Federal Lands: Leasing and Authorization, Congressional Research Service 7-5700*. Retrieved 1 2014, from http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R40806.pdf

ViñaG.M. LaAntonio, KhoL.James, CaledaJeanMary. (2010). Legal Framework for Protected Areas. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://cmsdata.iucn.org/downloads/philippines.pdf

Waikato Regional Council. (2000). *Operative Waikato Regional Policy Statement*. Retrieved 2 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Council/Policy-and-plans/Regional-Policy-Statement/Operative-Waikato-Regional-Policy-Statement-October-2000/

Waikato Regional Council. (2002). *Resource Capacity Estimates for High-Temperature Geothermal Systems in the Waikato Region*. Retrieved 1 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Services/Publications/Technical-Reports/TR-200222/

Waikato Regional Council. (2007). *Waikato Regional Plan*. Retrieved 2 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Council/Policy-and-plans/Rules-and-regulation/Regional-Plan/Waikato-Regional-Plan/

Waikato Regional Council. (2008). *Waikato Regional Plan*. Retrieved 2 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Council/Policy-and-plans/Rules-and-regulation/Regional-Plan/Waikato-Regional-Plan/

Waikato Regional Council. (2011). *Energy and Extraction*. Retrieved 12 2011, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Environment/Natural-resources/Geothermal-resources/Energy-and-extraction/

Waikato Regional Council. (2012a, 2 22). Survey1: answered by Brockelsby, M. conducted by the Japan Renewable Energy Foundation.

Waikato Regional Council. (2012b, 7 11). Survey2: answered by Brockelsby, M. conducted by the Japan Renewable Energy Foundation.

Waikato Regional Council. (2012c, 8 7). Survey3: answered by Brockelsby, M. conducted by the Japan Renewable Energy Foundation.

Waikato Regional Council. (2012d, 8 9). Survey4: answered by Brockelsby, M. conducted by the

Japan Renewable Energy Foundation.
Waikato Regional Council. (2012e, 9 3). Survey5: answered by McLeod, J. conducted by the Japan Renewable Energy Foundation.
Waikato Regional Council. (2012f). *Making an application*. Retrieved 1 2012, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Services/Regional-services/Consents/Resource-consents/Making-an-application/
Waikato Regional Council. (2012g). *Report to Finance and Audit Committee*. Retrieved 1 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/PageFiles/19535/2248891.pdf
Waikato Regional Council. (2013). Personal Communications (Mark Blockelsby, Jim McLeod, and Katherine Luketina). Hamilton, New Zealand.
Waikato Regional Council. (2014). *About The Waikato Region*. Retrieved 2 2014, from http://www.waikatoregion.govt.nz/Community/About-The-Waikato-Region/
Western Governors' Association. (2006). *Clean and Diversified Energy Initiative*. Retrieved 2 2014, from http://www.hubbertpeak.com/us/westerngovernors2006.pdf
White, B. (2006). *An Update on Geothermal Energy in New Zealand*. Retrieved 1 2014, from http://www.nzgeothermal.org.nz/publications/Reports/UpdateOnGeoEnergyInNZ.pdf
White, B. (2011, 12 7). Personal exchange (through e-mail).
Williams, C., Reed, M., & Anderson, A. (2011). *UPDATING THE CLASSIFICATION OF GEOTHERMAL RESOURCES*. Retrieved 2 2014, from http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/updating_classification_geothermal_resources_paper.pdf
Williams, C.F. et.al. (2008). *Assessment of moderate- and high-temperature geothermal resources of the United States*.
World Bank, Energy Sector Management Assistance Program. (2012). *Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation*. Retrieved 2 2014, from http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/FINAL_Geothermal%20Handbook_TR002-12_Reduced.pdf
Wright, P. M. (1999). *Summary of worldwide geothermal resources*.
インドネシアの電力エネルギー事情. (2014a). 国家エネルギー計画. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://energy-indonesia.com/
インドネシアの電力エネルギー事情. (2014b). 国家エネルギー法関連法. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://energy-indonesia.com/
インドネシアの電力エネルギー事情. (2014c). *Organization Structure As of August, 2013 （引用）*. Retrieved 2 2014, from http://energy-indonesia.com/01esdm/0130907MEMR.pdf
エネルギー・環境会議コスト等検証委員会. (2011). コスト等検証委員会報告書. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先:

http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf
グリーンエネルギー認証センター. (2014). グリーンエネルギー認証センターとは. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.jfc.go.jp/n/finance/search/15_kankyoutaisaku_t.html
永井雅彦訳. (2006). 国家エネルギー政策に関する大統領令 2006 年 5 号. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://energy-indonesia.com/02electrcitylaw/05.pdf
火力原子力発電技術協会. (2012). 地熱発電の現状と動向.
海外電力調査会. (2011). 海外諸国の電気事業 第 1 編 追補版 2. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.jepic.or.jp/pub/pdf/enterprise11_2.pdf
外務省. (2014). ODA ホームページ. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/shiryo/jisseki/kuni/j_90sbefore/901-08.htm
環境省. (2011). 地熱発電事業に係る自然環境影響検討会 第 3 回配布資料. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.env.go.jp/nature/geothermal_power/conf/h2303/ref03-1.pdf
環境省. (2011). 平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/full.pdf
環境省. (2012a). 環境アセスメント制度のあらまし.
環境省. (2012b 年 3 月 27 日). 国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて（お知らせ）. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=15019
環境省. (2012c). 国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて.
環境省. (2013). 環境影響評価制度小委員会（第 1 回）配布資料 資料 4-5.
環境省. (2014a). 環境影響評価情報支援ネットワーク. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.env.go.jp/policy/assess/2-2law/1/law_a.html
環境省. (2014b). 国立公園制度. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.env.go.jp/park/system/index.html
環境省. (日付不明). インドネシアにおける法制度の整備・執行. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/indonesia/files/law/files/law.pdf
環境省、地球環境センター. (2007). 平成 18 年度 CDM/JI ホスト国基礎情報調査. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://gec.jp/gec/JP/publications/hostsinfo/hostinfo_full.pdf
吉松重記. (2012). 国立・国定公園内における発電事業の概要.
熊本日日新聞. (2013 年 10 月 28 日). 「地熱発電所、住民出資で 小国町に来月着工」. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://kumanichi.com/news/local/main/20131028002.shtml
原科幸彦. (2011). 環境アセスメントとは何かー対応から戦略へ. 岩波書店.
国際協力機構. (2013). インドネシア共和国 PPP ハンドブック. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.jica.go.jp/indonesia/ku57pq00000467qf-att/ppp_handbook.pdf
国際協力機構、西日本技術開発. (2007). インドネシア国 地熱発電開発マスタープラン調査 ファイナルレポート. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://libopac.jica.go.jp/images/report/11864535_01.pdf

国税庁タックスアンサー. (2014). No.5452　エネルギー需給構造改革推進税制. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.nta.go.jp/taxanswer/hojin/5452.htm
産業技術総合研究所. (2007). 日本の熱水系アトラス.
資源エネルギー庁 a. (2014). なっとく！再生可能エネルギー. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/index.html
資源エネルギー庁 b. (2014). グリーン投資減税. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.enecho.meti.go.jp/greensite/green/green-list.html
水野瑛己. (2012 年 9 月). ニュージーランドにおける地熱発電:日本への教訓. 公益財団法人自然エネルギー財団.
青島矢一、三木朋乃. (2012). 日本における地熱発電の可能性 : アイスランドの現地調査から. 参照日: 2013 年 10 月, 参照先: http://hermes-ir.lib.hit-u.ac.jp/rs/bitstream/10086/22942/1/070iirWP12_04.pdf
石油天然ガス・金属鉱物資源機構. (2013). 平成 25 年度「地熱資源開発調査事業費助成金交付事業」の採択結果について. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: https://www.jogmec.go.jp/news/release/news_10_000067.html
石油天然ガス･金属鉱物資源機構. (2014). 地熱資源開発関連ページ. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: https://www.jogmec.go.jp/geothermal/index.html
総合資源エネルギー調査会. (2012). 第 13 回基本問題委員会資料.
総合資源エネルギー調査会総合部会. (2013). 第 4 回会合資料.
村岡洋文. (2008). 再評価されつつある地熱開発ニーズに応えて.
村岡洋文. (2011). 日本の地熱発電の現状と将来への期待（OHM 2011 年 7 月号）.
村岡洋文、阪口圭一、佐々木進、駒澤正夫. (2008). 日本の熱水系資源量評価 2008.
地熱発電に関する研究会. (2008). 第 1 回配布資料　資料 6.
地熱発電に関する研究会. (2009a). 第 2 回配布資料　資料 6.
地熱発電に関する研究会. (2009b). 第 3 回配布資料　資料 2.
中島治美. (2012). 地熱発電所の設置等に関する環境影響評価.
調達価格等算定委員会. (2012). 第 3 回　配布資料 7. 参照日: 2013 年 8 月, 参照先: http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/003_07_00.pdf
電気事業連合会. (2014). 海外諸国の電気事業:米国　電力自由化の動向. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/usa/detail/1231554_4803.html
電力システム改革専門委員会. (2013). 報告書.
土屋武大. (2011). インドネシア・エネルギー事情. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先: http://nexi.go.jp/webmagazine/mt_file/201104_1.pdf
日本政策金融公庫. (2014). 環境・エネルギー対策資金. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先: http://www.jfc.go.jp/n/finance/search/15_kankyoutaisaku_t.html
日本地熱学会. (2014a). Web サイト. 参照日: 2014 年 1 月, 参照先:

http://grsj.gr.jp/jgea/index1_4.html
日本地熱学会. (2014b). 地熱エネルギーハンドブック.
日本貿易振興機構. (2008). アジア諸国の環境アセスメント. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先:
http://www.oecc.or.jp/pdf/seminar/0306_1.pdf
木村誠一郎、伊藤敦基. (2012). アイスランドにおける地熱開発に関する環境アセスメント.
矢野友三郎. (2013). 最近の電力事情. 参照日: 2014 年 2 月, 参照先:
http://energy-indonesia.com/03dge/denryokujijo.pdf