第4章: 地熱エネルギー

4.1 はじめに

地熱資源は、岩石と閉じ込められている蒸気や液体の水に貯蔵されている地球内部からの熱エネルギーからなる。そして、地熱発電所における電気エネルギーの生成や、家庭・農工業用途での熱を必要とする材器に加え、CHP 材器に利用されている。なお、気候変動は、地熱エネルギーの効用に重大な影響を与えることはない [4.1]。

活動中の貯留層から採取される熱は、周囲の温度が高い部分からの自然の熱産生・伝導・対流によって 継続的に回復し、抽出された地熱流体は自然に再充填され、かつ冷却された流体の再注入によっても再 充填されるため、地熱エネルギーは再生可能な資源であるといえる [4.1]。

4.2 資源ポテンシャル

地球の高温岩体に貯蔵された接近可能な熱は、10 km の深度までで $110 \sim 403 \times 10^6 \text{EJ}$ 、5 km の深度までで $56 \sim 140 \times 10^6 \text{EJ}$ 、3 km の深度までで約 $34 \times 10^6 \text{EJ}$ と推定されている。熱水資源の過去の推定値や深度ごとの貯蔵された熱の推定値、及び涵養(または造成)地熱システムの場合の計算では、発電向けの地熱の技術的ポテンシャルの幅は $118 \sim 146 \text{EJ/F}$ (深度 3 km)から $318 \sim 1,109 \text{EJ/F}$ (深度 10 km)、直接利用の場合は $10 \sim 312 \text{EJ/F}$ となっている(図 TS.4.1) [4.2.1]。

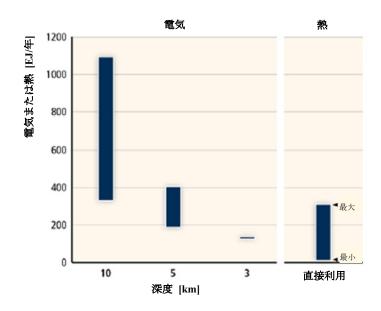


図 TS.4.1: 発電及び直接利用(熱)についての地熱の技術的ポテンシャル。直接利用の場合、一般的に深度約 3km 以上での開発は行わない [図 4.2]。

技術的ポテンシャルは、表 TS.4.1 に地域毎で示した。地域の内訳は、電力研究所の各国の理論上の地熱ポテンシャルの推定に使用している方法に基づいており、国が地域ごとにグループ化されている。そのため、世界の技術的ポテンシャルの現在の区分は、平均地温勾配の地域格差及び放熱異常域または火山活動やプレート境界に伴う高温領域の存在の原因となる要素に基づいている。電気・熱(直接利用)ポテンシャルへの分離はいくらか恣意的になっており、ほとんどの高温資源が熱電供給用途で地域的な市場条件によって電気・熱のどちらかまたは両方に使用出来る [4.2.2]。

SRREN 58/169 技術要約

	以下の深度における電力向けの技術的ポテンシャル(EJ/年)					(EJ/年)	直接利用向けの技	
地域 *	3 km		5 km		10 km		術的ポテンシャル (EJ/年)	
	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限
OECD 北アメリカ	25.6	31.8	38.0	91.9	69.3	241.9	2.1	68.1
ラテンアメリカ	15.5	19.3	23.0	55.7	42.0	146.5	1.3	41.3
OECD ヨーロッパ	6.0	7.5	8.9	21.6	16.3	56.8	0.5	16.0
アフリカ	16.8	20.8	24.8	60.0	45.3	158.0	1.4	44.5
移行経済	19.5	24.3	29.0	70.0	52.8	184.4	1.6	51.9
中東	3.7	4.6	5.5	13.4	10.1	35.2	0.3	9.9
アジアの開発途上国	22.9	28.5	34.2	82.4	62.1	216.9	1.8	61.0
OECD 太平洋	7.3	9.1	10.8	26.2	19.7	68.9	0.6	19.4
合計	117.5	145.9	174.3	421.0	317.5	1,108.6	9.5	312.2

表 TS.4.1: IEA 地域区分ごとの大陸における地熱の技術的ポテンシャル [表 4.3]

※地域の定義及び国の分類については、Annex II を参照のこと。

この技術的ポテンシャルに到達するまで熱が抽出されたとしても、長期にわたって完全にまたは部分的に平均フラックス 65mW/m^2 の 315 EJ/年の大陸地殻熱流量によって再補充される [4.2.1]。

4.3 技術及び用途

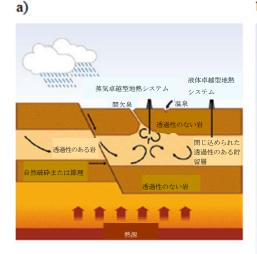
現在、地熱エネルギーは、(a) 自然に高い浸透率を持つ熱水貯留層または(b) 人工流体経路をもつ涵養地熱システム(EGS)(図 TS.4.2)から、高温流体を生産する井戸及びその他の手段を使用して抽出されている。熱水貯留層からの発電の技術は成熟度及び信頼性が高く、約100年間稼働している。直接暖房やその他の用途向けの地中熱利用ヒートポンプシステム(GHP)を用いた直接利用の技術も成熟度が高い。涵養地熱システムの技術は、実証段階にある[4.3]。

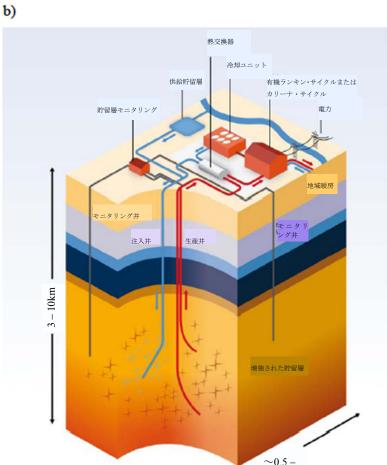
地熱エネルギーからの電力は特にベースロード電力の供給に適しているが、意図的に操作し、ピーク電力量を満たすために使用することも出来る。そのため、地熱電力は様々な発電を補完することが出来る [4.3]。

地熱資源は地下にあるため、その発見及び評価のための探査方法(地質学的・地球化学的・地球物理学的調査など)が開発されてきた。地熱探査の目的は、掘削に先立って見込みのある地熱貯留層を確認及び順位付けすることである。現在、地熱井は、石油・ガス貯留層へのアクセスと同様の従来型のロータリー掘削で最大 5km の深度まで掘削されている。先進掘削技術によって、高温での動作が可能になり、傾斜掘削の技能も提供されている [4.3.1]。

現在使用されている地熱プラントの基本的な種類は、蒸気復水タービンとバイナリーサイクルのユニットである。復水発電所は、フラッシュ型または乾燥式蒸気型(後者は熱水分離を必要としないため、より簡易かつ安価な発電所となる)であり、バイナリーユニットよりも一般的である。これは中温・高温資源(150度以上)に導入され、容量は20~110MWeであることが多い。バイナリーサイクル発電所においては、地熱流体は、沸点の低い作動流体が熱交換器を加熱されながら通り、これが蒸発してタービンを駆動させる。それによって、低温熱水貯留層及び涵養地熱システムの貯留層(一般的に70~170℃)の使用が可能になり、容量が数 MW の連結されたモジュラ・ユニットとして構築されることが多い。複合・ハイブリッド発電所は、汎用性の向上、全体熱効率の増加、負荷追従能力の改善、及び広範な資源温度範囲の効率的なカバーのため、上述の基本的な種類のうち2つ以上から構成されている。最終的に、熱供給設備または熱電供給の設備は、直接利用向けの電力と温水両方を生産する [4.3.3]。

SRREN 59/169 技術要約





1.5km

図 TS.4.2: a) 対流 (熱水) 資源及び b) 伝導 (涵養地熱システム) 資源 (右) を示すスキーム [図 4.1]

涵養地熱システムの貯留層は、効果的に利用するために十分温度が高い地下領域の刺激を必要とする。ネットワーク状の亀裂で構成される貯留層は、注入井と生産井の間の流体経路を上手く繋げるために造成または増強される。熱は、閉じたループで貯留層を循環する水によって抽出され、発電、また産業用、住宅用暖房に使用することが出来る(図 TS.4.2 を参照) [4.3.4]。

直接利用によって、地域暖房、養魚池、温室、入浴、健康・水泳プール、浄水・脱塩、及び農産物・鉱物乾燥用の産業用・プロセス熱を含む建築物向けの暖房及び冷房が提供される。地中熱利用ヒートポンプシステムが地熱エネルギーの「本来の」用途かどうかは議論の余地があるが、それは世界のほぼどの地域においても暖房及び冷房に利用でき、4~30℃の比較的一定の地表・地下水温度を利用することが出来る [4.3.5]。

4.4 市場及び産業開発の世界的・地域的状況

約1世紀の間、地熱資源は発電に使用されてきた。2009年の世界の地熱電力市場には様々な参入者がおり、設備容量は10.7GWe となっている。2008年には24ヶ国で67TWhe (0.24EJ) 以上の電力が生産されており (図 TS.4.3)、そのうち6ヶ国において総電力需要の10%以上を供給している。また、78ヶ国で稼働中の直接地熱利用は50.6GWth であり、これにより2008年には121.7TWhth (0.44EJ)の熱が生産されている。地中熱利用ヒートポンプシステムは、直接利用のこの設備容量の70%(35.2GWth)を供給している[4.4.1,4.4.3]。

過去 5 年間(2005~2010 年)における地熱電力の設備容量の世界の平均年間成長率は 3.7%で、過去 40 年間(1970~2010 年)では 7.0%である。地熱の直接利用の平均年間成長率は 12.7%(2005~2010 年)、11%(1975~2010 年)である [4.4.1]。

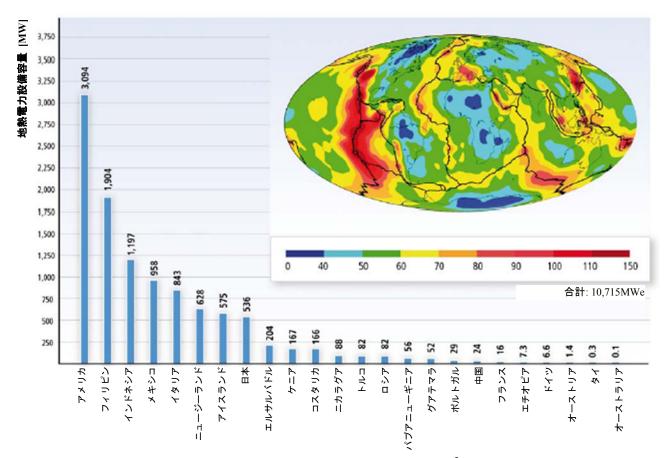


図 TS.4.3: 2009 年における国ごとの地熱電力設備容量。図は、mW/m²で示した世界の平均熱流量及び構造プレート境界を示している。[図 4.5]。

涵養地熱システムはまだ実証段階であり、フランスで1つの小型発電所が稼働中で、ドイツで1つの試験計画がある。オーストラリアでは近年、涵養地熱システムの探査及び開発に膨大な投資がなされており、アメリカは最近、再開された国家地熱プログラムの一部として涵養地熱システムの研究、開発、及び実証の支援を増やしている [4.4.2]。

2009 年の年間エネルギー使用における直接地熱利用の主なタイプ(及び相対的割合)は、建築物の暖房(63%)、入浴と温泉療法(25%)、園芸(温室と土壌加熱)(5%)、産業用プロセス熱と農業乾燥(3%)、水産養殖(養魚)(3%)、及び融雪(1%)であった[4.4.3]。

地熱が気候変動緩和においてその働きを最大限にするためには、技術的・非技術的障壁を克服することが必要である。地熱技術に特有の政策措置によって、この障壁の克服を支援することが出来る [4.4.4]。

4.5 環境及び社会的影響

地熱に関係する環境及び社会への影響は存在するが、多くの場合、それは場所及び技術に特有なものである。通常、この影響は管理可能であり、環境への悪影響は小さい。地熱運用からの主な温室効果ガス排出は二酸化炭素であるが(燃焼によって発生するわけではない)、自然発生源から放出されたものである。2001 年に稼働中であった地熱発電所の現地調査によると、技術設計及び地下貯留層における地熱流体の構成によって、二酸化炭素の直接排出率が $4\sim740 {\rm g/kWh_e}$ の範囲で広範囲に広がっていることがわかった。涵養地熱システム発電所は直接排出量がゼロの液相閉ループ循環システムとして設計される場合が多いため、直接利用用途の直接二酸化炭素排出量はライフサイクル評価によると地熱発電所の場合は二酸化炭素換算排出量が $50 {\rm g/kWh_e}$ 以下、予測の涵養地熱システムの予測の場合は $80 {\rm g/kWh_e}$ 以下、地域暖房システム及び地中熱利用ヒートポンプシステムの場合は $14\sim202 {\rm g/kWh_h}$ であると予想されている [4.5,4.5.1,4.5.2]。

地熱プロジェクトに伴う環境への影響は、ほとんとのエネルギー・プロジェクトに共通する建設・稼働

フェーズにおける地域の大気・土地・水利用への様々な影響に加え、地熱エネルギーに特有のものも考慮する必要がある。地熱システムは、自然現象を伴い、一般的に地表からの蒸気と混合されたガス及び温泉からの水に溶けた形での鉱物を排出する。ガスの中には危険なものが含まれる場合があるが、それは一般的に生産中に処理または監視される。過去には、分離水の地表廃棄は一般的であったが、現在では例外的な状況でしか行われない。一般的に、地熱塩水は貯留層に注入され、貯留層圧力を維持し、環境への悪影響を避けている。天然の温泉の流量を大幅に超過している場合、またそれほど希薄化されない場合、地表廃棄は、河川、湖、海洋環境の生態環境に悪影響を与える可能性がある[4.5.3.1]。

微小地震、熱水蒸気噴出、及び地盤沈下などの自然現象から生じる地域的な危険性は、地熱地帯の運用の影響を受ける可能性がある。100年間に及ぶ開発期間において、地熱の運用や地域コミュニティの中にある建築物あるいは構築物が、地熱生産または注入活動による浅発地震によって重大な損傷を受けたことはない。涵養地熱システム実証プロジェクトは、特にヨーロッパの人口集中地域において社会的に反対されることがあった。高温岩体への冷水高圧注入プロセスによって、微小地震事象は発生する。誘発地震事象が人間の負傷または重大な物的損害につながるほど大規模であったことはないが、この問題の適切な管理は、将来の涵養地熱システムプロジェクトの大幅な拡大を助ける重要なステップである[4.5.3.2]。

土地利用の要件は、 $160\sim290\,\mathrm{m}^2/\mathrm{GWh}$ 。/年(井戸なし)から最大 $900\,\mathrm{m}^2/\mathrm{GWh}$ 。/年(井戸あり)までの幅がある。土地利用に対する具体的な地熱の影響には、湧水、間欠泉、噴気孔などの顕著な地表徴候への影響が含まれる。様々な環境における土地利用の問題(日本、アメリカ、ニュージーランドなど)は、地熱開発のさらなる拡大に対し大きな障害となる可能性がある [4.5.3.3]。

地熱資源はまた、他のエネルギー利用の置き換えに比べて、大きな環境的利点もある [4.5.1]。

4.6 技術の改善、イノベーション及び統合の展望

地熱資源は、大陸規模の大規模連系送電系統から、小さい孤立した村や独立した建築物でのオンサイト利用まで、あらゆる種類の電力供給システムに統合することが可能である。地熱は一般的にベースロード発電を提供するため、既存の電力システムへの新しい発電所の統合はそれほど難しくない。地熱の直接利用の場合は、統合問題は全く見られず、冷暖房については、地中熱利用ヒートポンプシステムを含む地熱が、国内のコミュニティ及び地域規模では、すでに広範囲に普及している。本要約の8章では、統合の問題についてより深く掘り下げている[4.6]。

技術的な改善及びイノベーションの幾つかの見込みは、地熱エネルギー生産コストの削減、高度なエネルギーの回収、フィールドの寿命延長、及び信頼性を向上させることにつながる。先進的な地球物理学的調査、注入最適化、スケール・浸食防止、及びより質の高い貯留層シミュレーション・モデリングは、持続可能な発電容量に設備容量を合致させ、資源リスクの削減を助ける [4.6]。

探査においては、伏在性の地熱システム(地表に現れていないものなど)の発見や涵養地熱システムの見通しのための研究開発が必要である。衛星・空中のハイパースペクトル、熱赤外、高解像度パンクロ、及びレーダー・センサーなどの高速探査地熱ツールをより高度に、より広く利用することで、探査活動がより効果的になる [4.6.1]。

硬岩掘削時の貫通速度の向上、コスト削減及び地熱生産設備の耐用年数の増加を主な目的とするスリムホール技術の開発などについては、掘削及び井戸建築技術に関する特別な研究が必要となる [4.6.1]。

地熱発電所及び直接利用の個別のシステム要素の効率はまだ改善の余地があり、生産された地熱流体中のエネルギーをより効率的に利用する変換システムの開発が重要である。他の可能性としては、発電用地熱エネルギーを供給出来る可能性のある適切な石油・ガス井戸の利用がある [4.6.2]。

現在、涵養地熱システムプロジェクトは実証・実験フェーズにある。涵養地熱システムは、地震災害の リスクを減少させながらの持続的な商業生産率を得つつ、地熱流体と地熱貯留層岩石の科学的相互作用 の信頼出来る予測を可能にする数値シミュレータ及び評価方法の改善、注入井と生産井の貯留層接続を 水圧で刺激する革新的な手法を必要とする。地熱貯留の層における作動流体としての二酸化炭素利用の 可能性(特に涵養地熱システムにおける利用)も調査中である。何故ならば、それは、炭素を排出しない再生可能資源を用いた発電だけに留まらず、二酸化炭素排出量を低下させながら地熱エネルギー普及の効果を増強する手段になり得るためである [4.6.3]。

現在、海底の地熱資源を開発する技術は使用されていないが、理論的には熱水孔から直接的に電気エネルギーを生産することが可能である [4.6.4]。

4.7 コストの傾向

一般的に、井戸の掘削及び発電所建設の必要があるため、地熱プロジェクトは先行投資コストが高いが、運転コストが比較的低くなる。コストはプロジェクトによって異なるが、熱水資源を用いた発電所の均等化発電原価は現在の電力市場においては競争力が高い場合が多い。地熱の直接利用に関しても同じことが言える。涵養地熱システム発電所はまだ実証段階ではあるが、涵養地熱システムのコストの推定値は熱水貯留層よりも高くなっている [4.7]。

一般的に、井戸の掘削及び発電所建設の必要があるため、地熱プロジェクトは先行投資コストが高いが、運転コストが比較的低くなる。現在の投資コストは、世界規模で $1,800\sim5,200$ US ドル/kWe(2005 年)の間で変動している [4.7.1]。

井戸の補繕(生産または注入容量の低下の復旧、故障した井戸の置き換える)を含む地熱電力の運用・保守コストは、 $152\sim187$ US ドル/kWe/年(2005年)になると計算されているが、国によっては大幅に低くなる可能性がある(ニュージーランドでは $83\sim117$ US ドル/kWe/年(2005年)) [4.7.2]。

発電所の寿命及び設備容量も重要な経済パラメータである。世界の既存地熱発電所における 2008 年の 設備容量平均は 74.5%であり、新たな設置は 90%を超えている [4.7.3]。

Annex II で概説している標準化された方法、及びAnnex III で要約しているコスト・成果データに基づき、膨大かつ様々な入力パラメータによって算出された熱水地熱プロジェクトの均等化発電原価は、技術の種類及びプロジェクト固有の条件によって、 $3.1\sim17$ US セント/kWh(2005 年)になるとされている。パラメータの幅を狭めると、図 TS.4.4 が示すように、7%の割引率で、最近設置された未開発地域熱水プロジェクトに関して世界の平均設備利用率が 74.5%とすれば(及び [4.7.4] で指定されるその他の状況下で)、均等化発電原価は復水フラッシュ発電所では $4.9\sim7.2$ US セント/kWh(2005 年)、バイナリーサイクル発電所では $5.3\sim9.2$ US セント/kWh(2005 年)となっている。均等化発電原価は、設備利用率、投資コスト、及び割引率によって大きく異なることが示されている。涵養地熱システムに関しては均等化発電原価データが存在していないが、様々な温度及び深度のいくつかのケースに異なるモデルを使用して予測が行われてきた(比較的良質な涵養地熱システム資源の場合 $10\sim17.5$ US セント/kWh(2005 年)など) [1.3.2, 4.7.4, 10.5.1, Annex III, Annex III]。

SRREN 63/169 技術要約

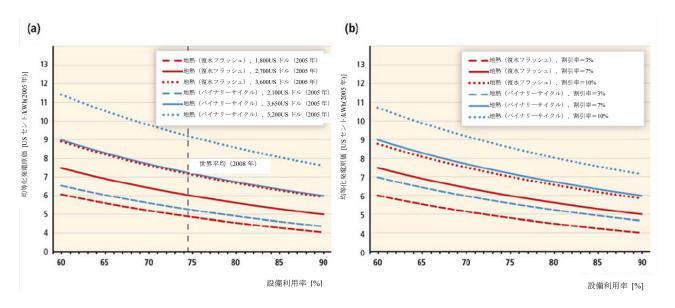


図 TS.4.4: (a)設備利用率とコストの関数(※、※※※) としての、また(b)設備利用率と割引率の関数(※※、 ※※※) としての 2008 年の均等化地熱電力原価: [図 4.8]

注:

※割引率は7%と想定

※※投資コストは、復水フラッシュ発電所の場合は US ドル 2,700/kW、バイナリーサイクル発電所の場合は 3,650US ドル/kW と想定 ※※※年間運用・保守コストは 170US ドル/kW、寿命を 27.5 年間として想定

発表されている学習曲線に関する研究は限られているため、設計変更及び技術の進歩からの可能性のあるコスト削減の推定値は、地熱プロセスのバリュー・チェーンの専門知識のみに依存している。地熱貯留層の設計と刺激の工学的手法による改善、及び材料、運用・保守の改善は、短期的な均等化発電原価に対して最も大きく影響し、設備利用率の上昇と、全体投資コストに占める掘削コストの割合低下などにつながる。2020年の未開発地域プロジェクトの場合、世界平均の均等化発電原価の予測によると、世界の平均設備利用率を80%、寿命を27.5年、割引率を7%とすると、復水フラッシュ発電所では4.5~6.6 US セント/kW(2005年)、二量体サイクル発電所では4.9~8.6 US セント/kW(2005年)になると予想されている。そのため、2020年までに地熱フラッシュ・バイナリー発電所では世界平均で約7%の均等化発電原価の削減が予想されている。そして、涵養地熱システムの将来的なコストも、より低い水準に下がると予想されている[4.7.5]。

直接利用プロジェクトの熱の均等化原価は、特定の利用、温度、必要な流速、関連する運転保守、人件費、及び製造された製品の出力により、ばらつきが大きくなる。また、新規建設のコストは、通常、古い建築物を改修するコストよりも低くなる。図 TS.4.2 に示されたコストの額は、アメリカまたはヨーロッパの北部に特有な気候に基づいている。アイスランド、スカンジナビア諸国、ロシアなどのより北部の気候になれば、暖房負荷は高くなる。ほとんどの数字は、アメリカにおけるコストに基づいているが、先進国では類似しており、発展途上国では低くなる [4.7.6]。

SRREN 64/169 技術要約

表 TS.4.2: いくつかの直接地熱利用における投資コスト及び計算された熱の均等化原価 (LCOH) [表 4.8]

熱利用	投資コスト (US ドル	以下の割引率における熱の均等化原価 (US ドル/GJ(2005 年))				
አ ፈተካ/13	(2005 年) /kWth)	3%	7%	10%		
暖房(建築物)	1,600~3,940	20~50	24~65	28~77		
暖房(地域)	570~1,570	12~24	14~31	15~38		
温室	500~1,000	7.7~13	8.6~14	9.3~16		
蓋のない養殖池	50~100	8.5~11	8.6~12	8.6~12		
GHP (住宅用及び商業用)	940~3,750	14~42	17~56	19~68		

産業用途は、エネルギー要件及び生産する産物によって大きく異なるため、さらに定量化が難しい。通常、これらの施設はより高い温度を必要とし、発電所の利用と競合することが多い。しかし、これらは0.40~0.70 の高い負荷率を持っており、それによって経済性が向上している。産業用途は、大規模な食品・材木・鉱物乾燥施設(アメリカ及びニュージーランド)からパルプ・紙工場(ニュージーランド)まで様々である [4.7.6]。

4.8 普及の可能性

地熱エネルギーは、短期的及び長期的炭素排出量の削減に寄与する。2008年における世界の地熱エネルギー使用は、世界の一次エネルギー供給の約0.1%しか占めていない。しかし、2050年までには、地熱は世界の電力需要の約3%、世界の冷暖房需要の5%を満たすだろう[4.8]。

表 TS.4.3: 2015 年までの、地熱電力と直接利用(熱)の地域的な設備容量の現在及び予想値、電力・熱の生産の予測値 [表 4.9]

地域*	現在の容量(2010)		予想される容	学量(2015)	予想される生産(2015)	
地埃…	直接(GW _{th})	電力(GW _e)	直接(GW _{th})	電力 (GW _e)	直接(GW _{th})	電力(GW _e)
OECD 北アメリカ	13.9	4.1	27.5	6.5	72.3	43.1
ラテンアメリカ	0.8	0.5	1.1	1.1	2.9	7.2
OECD ヨーロッパ	20.4	1.6	32.8	2.1	86.1	13.9
アフリカ	0.1	0.2	2.2	0.6	5.8	3.8
移行経済	1.1	0.1	1.6	0.2	4.3	1.3
中東	2.4	0	2.8	0	7.3	0
アジアの開発途上国	9.2	3.2	14.0	6.1	36.7	40.4
OECD 太平洋	2.8	1.2	3.3	1.8	8.7	11.9
合計	50.6	10.7	85.2	18.5	224.0	121.6

※地域の定義及び国の分類については、Annex II を参照のこと。

注: 2010 年~2015 年の推測される平均年間成長率は、電力の場合は 11.5%、直接利用の場合は 11%である。2015 年までに仮定された 世界の平均設備利用率は 75%(電力の場合)、30%(直接利用の場合)である。

世界中の建設中または計画中の地熱電力プロジェクトを考慮すると、地熱設備容量は 2015 年までに $18.5 \, \mathrm{GW}_{\mathrm{e}}$ に達すると予想されている。実質的には、2015 年までに稼働することが予想される新しい発電所はすべて、熱水資源を利用したフラッシュ復水・バイナリー型であり、涵養地熱システムプロジェクトの寄与は小さい。地熱直接利用(地中熱利用ヒートポンプシステムを含む熱利用)は、同じ過去の年成長率($1975\sim2010$ 年で 11%)で成長すると、 $85.2 \, \mathrm{GW}_{\mathrm{th}}$ に達すると予想されている。2015 年までに、総発電量は $121.6 \, \mathrm{TWh}/$ 年($0.44 \, \mathrm{EJ}/$ 年)、熱の直接生産は $224 \, \mathrm{TWh}_{\mathrm{th}}/$ 年($0.8 \, \mathrm{EJ}/$ 年)に達する可能性がある。この地域内訳は表 $12.4 \, \mathrm{EJ}/$ 年)に表れている $14.8 \, \mathrm{EJ}/$

数値モデルをベースにするシナリオの包括的評価に基づく地熱エネルギーの長期的な普及の可能性は本要約の 10 章で述べられており、広範囲に及んでいる。AR4 のベースライン(600ppm CO_2 超)、440~600ppm(カテゴリ $III \cdot IV$)、及び 440ppm 未満(カテゴリ $I \cdot II$)に基づく 3 つの温室効果ガス濃度安定化範囲のシナリオ中央値は、2020 年で 0.39~0.71EJ/年、2030 年で 0.22~1.28EJ/年、2050 年で 1.16

SRREN 65/169 技術要約

11.83

7.57

~3.85EJ/年となっている。

2050

直接

炭素関連政策は、将来的な地熱開発を推し進める主な要因の1つである可能性が高い。好ましい温室効果ガス濃度安定化政策(440ppm 未満)では、2020 年、2030 年、及び2050 年までの地熱開発は上述の中央値よりも大幅に高くなる可能性がある。2015 年の推定値から予測した地熱発電所及び直接利用の過去の平均年間成長率(それぞれ7%と11%)から予測すると、2020 年及び2030 年における電力及び直接利用向けの地熱設備容量は表 TS.4.4 に示されている通りになる可能性がある。2050 年までに、地熱電力容量は150GW。(そのうち半分は涵養地熱システム施設で占められている)に達し、直接利用施設は800GW。分追加されるだろう(図 TS.4.4) [4.8.2]。

年	使用	容量 [※] (GW)	生産量 (TWh/年)	生産量(EJ/年)	合計(EJ/yr)
2020	電力	25.9	181.8	0.65	2.01
2020	直接	143.6	377.5	1.36	2.01
2020	電力	51.0	380.0	1.37	5.23
2030	直接	407.8	1,071.7	3.86	5.23
•	雷力	150.0	1 182 8	4 26	

表 TS.4.4: 2020 年から 2050 年にかけての電力及び直接利用に関する地熱の普及の可能性 [表 4.10]

注: 2020 年及び 2030 年の設備容量は、電力には 7%、直接利用には 11%の年間成長率を用いて 2015 年の推定値から推定した。2050 年については、第4章で引用した予測の中央値である。生産量は、電力向け平均世界設備利用率を 80% (2020)、85% (2030)、90% (2050)、直接利用向けを 30%として推定した。

2,102.3

0.008

地熱エネルギーの地球規模の一次エネルギー供給への長期的な貢献についての最も高い推定値 (2050 年までに 52.5EJ/年) でさえ、技術的ポテンシャル(電力については $118\sim1,109$ EJ/年、及び直接利用については $10\sim312$ EJ/年)の範囲内にあり、熱水資源の上限内($28.4\sim56.8$ EJ/年)である。よって、技術的ポテンシャルが、少なくとも地球規模で、地熱普及(電力及び直接利用)のより意欲的なレベルの到達への障壁となる可能性は低い [4.8.2]。

約120のエネルギーと温室効果ガス削減シナリオを検討したところ、地熱供給が予想の上限を満たすことが示唆された。自然の蓄熱容量があるため、地熱は、ベースロード電力の供給に特に適している。技術的ポテンシャル及びな普及の可能性を考慮すれば、地熱エネルギーは、2050年までに地球規模の電力需要の約3%を満たし、2050年までに冷暖房の地球規模の需要の約5%を供給する可能性がある[4.8.3]。

SRREN 66/169 技術要約

第5章:水力

5.1 はじめに

水力は、高い方から低い方に流れる水のエネルギーから電力を得る再生可能エネルギー源である。水力は、実績があって成熟度も高く、出力が予測可能かつ価格競争力の高い技術である。流下する水の機械的なパワーは、2,000 年以上前のギリシャ時代から様々なサービスで利用されている、古くからの動力を得るツールである。世界初の 12.5kW の水力発電所は、1882 年 9 月 30 日、アメリカのウィスコンシン州アップルトンにおいてフォックス川のバルカン・ストリート発電所で稼働した。現在の世界のエネルギー供給における水力発電の主な役割は集中制御型の発電であるが、水力発電は他の電力系統とは離れた、へき地や遠隔地で用いられることが多い単独系統で運転することも可能である [5.1]。

5.2 資源ポテンシャル

世界の水力発電の年間発電電力量の技術的ポテンシャルは 14,576TWh (52.47 EJ) であり、これは推定される総容量のポテンシャル 3,721GW に対応している。この総容量ポテンシャルの値は、現在導入されている世界の水力発電容量の 4 倍である(図 TS.5.1)。未開発の容量の幅はヨーロッパの約 47%からアフリカの 92%まであり、世界全体で大きく、十分に広く分布した水力発電開発の機会があることを示している(表 TS.5.1 を参照)。アジア及びラテンアメリカが最大の技術的ポテンシャル及び最大の未開発資源を有している。アフリカは、ポテンシャル全体のうち未開発について最も高い割合を占めている[5.2.1]。

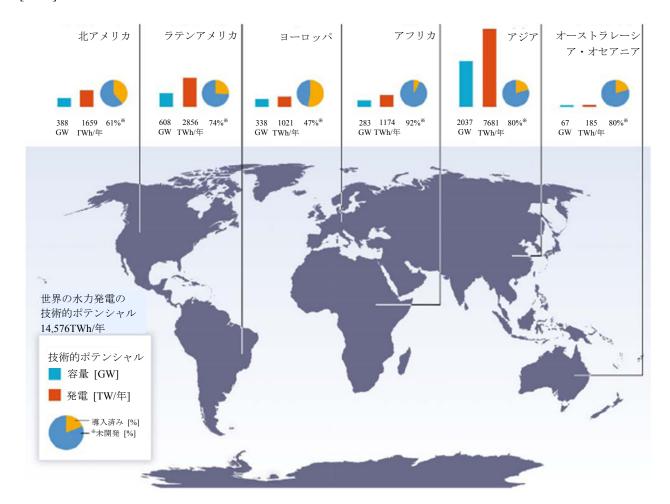


図 TS.5.1: 年間発電と設備容量で見た地域の水力発電の技術的ポテンシャルと 2009 年における未開発の技術的ポテンシャルの割合 [図 5.2]

北アメリカ、ラテンアメリカ、ヨーロッパ、及びアジアにおける水力発電の総設備容量の桁は同じなの

SRREN 67/169 技術要約

に対し、アフリカ及びオーストラレーシア(南洋州)・オセアニアは1桁小さいこと(アフリカは低開発、オーストラレーシア(南洋州)・オセアニアは設備規模、気候、及び地形のため)は注目に値する。水力発電プラントの世界の平均設備利用率は44%である。設備利用率は、水力発電がエネルギー構成(例えば、ピーク対応運転とベース負荷運転のどちらかへの対応、など)または利用可能な水に対していかに使われているか、設備の増強及び運転の最適化による発電電力量増加の機会があるかを示すことが出来る [5.2.1]。

表 TS.5.1: 年間発電量及び設備容量 (GW) から見た地域的な水力発電の技術的ポテンシャル。現在の発電量、設備容量、平均設備利用率、結果としての 2009 年時点での未開発ポテンシャル [表 5.1]

世界の地域	技術的ポテン シャル、年間 発電量 TWh/ 年(EJ/年)	技術的ポテン シャル、設備 容量(GW)	2009 年にお ける総発電量 TWh/年 (EJ/年)	2009 年にお ける設備容量 (GW)	未開発ポテン シャル(%)	平均地域的設備利用率(%)
北アメリカ	1,659 (5.971)	388	628 (2.261)	153	61	47
ラテンアメリカ	2,856 (10.283)	608	732 (2.635)	156	74	54
ヨーロッパ	1,021 (3.675)	338	542 (1.951)	179	47	35
アフリカ	1,174 (4.226)	283	98 (0.351)	23	92	47
アジア	7,681 (27.651)	2,037	1,514 (5.451)	402	80	43
オーストラレー シア (南洋州)・ オセアニア	185 (0.666)	67	37 (0.134)	13	80	32
世界	14,576 (52.470)	3,721	3,551 (12.783)	926	75	44

水力発電の資源ポテンシャルは、気候変動によって変化する可能性がある。これまでの限られた研究によると、個別の国や地域によっては降水量及び自流分の大きなポジティブまたはネガティブな変化を受ける場合もあるものの、既存の世界の水力発電システムに対する気候変動の影響は若干好ましいものと予想されている。SRES A1B シナリオ下の 2050 年における年間発電容量は、アジアでは 2.7TWh(9.72PJ)増加し、ヨーロッパでは 0.8TWh (2.88PJ)減少する可能性がある。他の地域では、変化はさらに小さいと考えられる。世界的には、気候変動による既存の水力発電システムの発電電力量の変化は 0.1%以下であると推定されているが、これらの予測に関わる不正確さを下げるためにさらなる研究が必要である[5.2.2]。

5.3 技術及び用途

一般的に、水力発電プロジェクトは個別のニーズ及び個別の立地条件に合わせて設計され、プロジェクトの種類、落差(水力タービンの位置に対する水の位置の鉛直方向の高さ)、または目的(単一目的または多目的)によって分類される。規模(設備容量)による分類は、その国による定義に基づくもので、政策により世界的に異なるものとなっている。カテゴリーの MW の区分の上か下かによって、分類基準としての設備容量と、一般的な特性の間には、すべての水力発電プラント(HPP)に共通するような直接的な関係はない。全体的に見て、規模に基づく分類は一般的かつ行政管理上には単純であるが、ある程度恣意的になってしまう。「小規模な」または「大規模な」水力発電といった一般的な考え方は、影響度合い、経済性、特徴に関して技術的または科学的に厳密な指標ではない。水力発電プロジェクトは、その持続可能性または経済的パフォーマンスに基づいて評価し、より現実的な指標を設定する方が有用である。大規模な水力発電開発と小規模な水力発電開発の累計した環境的・社会的影響の相対的な大きさには、まだ不確かさが残っており、条件に依存する [5.3.1]。

水力発電プラントは、主な3つのプロジェクトの種類、即ち自流式(RoR)、貯水池式、及び揚水式、に分類される。自流式水力発電プラントは、貯水能力のない小規模の取水口を持つ。そのため、発電電力は流域の水のサイクルに従うものになる。自流式水力発電プラントの場合、発電電力は水の利用可能分により変わるため、小河川のものは出力が変動する発電プラント、大河川のものはベース負荷対応発電プラントとして運用される場合が多い。大規模な自流式水力発電プラントには、限定的ではあるがあ

SRREN 68/169 技術要約

る程度の水量は調整出来る能力を持つ場合があり、また、上流の貯水池式水力発電と同一水系で直列で 運転する場合は、自流式水力発電所でも水力発電プラント群としての全体的な出力調整能力・需給バランス能力に貢献出来る可能性もある。4つ目の分類として、流れ利用発電(流体動力学)の技術があるが、成熟度は低く、何も調整ができない自流式のような機能となる [5.3.2]。

貯水池(貯水池式水力発電)を持つ水力発電プロジェクトは、ベース負荷対応、ピーク対応、水の形でのエネルギー貯蔵などの幅広いエネルギーのサービスを提供することが出来、他の電源の調整役の機能も持つ。さらに、洪水調整、水供給、航行、観光、灌漑などのエネルギー部門の範囲を超えたサービスを提供することも多い。揚水式発電プラントは、発電のエネルギー源となる水を貯え、水の流れを貯える方向から逆転させることにより、非常に短い応答時間で需要に応じて発電することが出来る。この方式は、現在利用可能な系統電力の貯蔵方法の種類の中で、最も容量の大きいものである [5.3.2.2~5.3.2.3]。

水中の土砂の流下と貯水池への堆砂は、水力発電プラントのパフォーマンスに多大な悪影響を及ぼすため、あらかじめ理解しておかなければならない問題である。その悪影響は、時間経過による貯水池の貯水容量の減少、下流における浸食の増加、貯水池上流における洪水リスクの増加、水力タービンの効率低下による発電ロス、修理・保守の頻度の増加、水力タービンの寿命の短縮及び発電の規則性の低下である。堆砂の問題は、究極的には、土地利用政策及び地域の植生の保護によって管理出来る。水力発電は、現在知られているエネルギー源の中でも最も変換効率が良く(約90%の効率、水から電線の電力)、エネルギー収支比も非常に高い [5.3.3]。

通常、水力発電プラントの寿命は 40~80 年である。電気・機械機器及び制御装置は土木構造物よりも速く劣化し、一般的に 30~40 年で改造が必要になる。水力発電プラントの増強・改良には、実施手順を決定する上で重要な役割を果たす要素(水力学的、機械的、電気的、及び経済的)が多いため、体系立ったアプローチが必要となる。技術ー経済的な観点で見れば、改良は改造・新技術適用の方法とともに検討するべきである。パフォーマンスが向上した水力発電機器を組み込むことが出来、より柔軟かつピーク対応モードの運転という市場の需要を満たすことが出来る場合が多い。現在(2010 年)稼働中の926GW の水力発電機器のほとんどは、2030~2040 年までに最新式にする必要があるだろう。既存の水力発電プラントの改修は、水力タービン容量が改良・増強されている場合または既存の土木インフラ(水路、堰、ダム、暗きょなど)が新しい水力発電設備の増設のために追加加工されている場合、水力発電容量の増加につながることが多い [5.3.4]。

5.4 市場、産業の発達の世界的、地域的状態

水力発電は、成熟度が高く、出力が予測可能かつ価格競争力のある技術である。現在、世界の総発電電力の約16%、及びすべての再生可能エネルギー源からの電力の86%を占めている。水力発電は159ヶ国においてある程度のレベルで発電に貢献しているが、5ヶ国(中国、カナダ、ブラジル、アメリカ、及びロシア)で世界の水力発電の半分以上を占めている。しかし、これらの国の水力発電の電力のエネルギー・マトリックスにおける重要性は大きく異なっている。ブラジル及びカナダは水力発電に大きく依存しており、それぞれ全発電量の84%及び59%を占めているが、ロシア及び中国は水力発電はそれぞれ総電力中の19%及び16%しか生産していない。世界中で水力発電による電力が大きくのびているにも関わらず、水力発電の電力の比率は過去30年間(1973年~2008年)で21%から16%に下がっている。その理由は、電力需要及びその他の電源が水力発電よりも急速にのびたことである[5.4.1]。

炭素クレジットは、資金の確保及びリスクの減少を助けるため、水力発電プロジェクトには有益である。 財政支援は、プロジェクト開発過程全体における大きな決断となる。水力発電プロジェクトは、京都議 定書の柔軟性メカニズムに最も大きく貢献出来るものの1つであり、それは既存の炭素クレジット市場 に対しても同様である。2010年3月1日までにクリーン開発メカニズム(CDM)理事会に登録された 2,062件のプロジェクトのうち、562件が水力発電である。プロジェクトの総数のうち27%を占め、水力 発電は主要なクリーン開発メカニズムを展開させる再生可能エネルギー源となっている。中国、インド、 ブラジル、及びメキシコは、主催されているプロジェクトのうち約75%を占めている[5.4.3.1]。

多くの経済的な水力発電プロジェクトが、資金面での課題を抱えている。その1つは先行投資コストが高いため投資行為を妨げる要因となっていることであり、もう1つは、計画、認可、及び建設のリードタイムが非常に長くかかる傾向にあることである。ライフサイクル・コストの評価において、水力発電

は年間の運転保守コストが資本投資のごく一部しか占めておらず、非常に高いパフォーマンスを持つことが多い。水力発電及び水力発電産業は歴史も古く成熟しているため、水力発電産業は来るべき展開の予測による需要を満たすことが出来る。たとえば、2008年には水力発電産業は世界全体で41GW以上の規模の新設分を据え付けることが出来ている[5.4.3.2]。

公共部門・民間部門の最適な役割を見出すような、適切な財政支援モデルの開発は、水力発電セクターにおける大きな課題である。水力発電の主な課題は、民間部門の信用形成やリスク低減、特にプロジェクト認可前の信用形成やリスク低減に関わるものである。グリーン・マーケット及び排出量削減の取引がインセンティブを提供することは明らかである。また、アフリカなどの開発地域では、国家間の電力系統の接続及び電力プールの形成によって、これらの新興市場における投資者の信頼が形成されている[5.4.3.2]。

設備容量(MW)によって定義される「小規模」または「大規模」という水力発電プラントの分類の考え方は、水力発電の開発の障壁となる場合がある。たとえば、これらの分類が気候変動やエネルギー政策における水力発電の扱われ方を決めることで、新設する水力発電プラントの財政支援に影響する可能性がある。小規模水力発電に対しては国により様々なインセンティブが使用されているが(FIT、グリーン証書及び補助金)、大規模水力発電プラントに対しては利用可能なインセンティブがない。EU リンク指令は、水力発電プラントによる炭素クレジットの制限を 20MW に設定しており、UK Renewables Obligation(グリーン証書市場に基づくメカニズム)でも同じ制限が設けられている。同様に、いくつかの国においては、FIT は特定の規模制限(フランスの 12MW、ドイツの 5MW、インドの 5MW及び 25MWなど)を上回る水力発電には適用されない [5.4.3.4]。

UNFCCC クリーン開発メカニズム理事会は、貯水池式水力発電が、CDM クレジットの適用を受けるためには、出力密度指標(PDI: W/m²で表される設備容量/貯水池面積)によらなくてはならないと決定した。現在のところ、出力密度指標のルールでは貯水池式水力発電をクリーン開発メカニズム(または共同実施)のクレジットの適用から除外していると考えられるため、貯水の行われない自流式のオプションが好まれることになり、水力資源としては最適ではない開発を誘発する可能性がある。

5.5 より幅広いエネルギーシステムへの統合

水力発電は、その取れる容量の幅の大きさ、柔軟性、貯水能力(貯水池と組み合わせた場合)、及び単独系統でどんな規模の電力系統も運転出来る能力によって、幅広いサービスを提供することが出来る [5.5]。

水力発電は、国家または地域の送電系統、小規模系統及び単独系統を通して供給出来る。開発途上国では、産業用・農業用・家庭用に使用する電力を遠距離のへき地、特に丘陵地で供給出来るため、小規模の水力発電を用いたスキームがこれらの場所の社会経済的開発に重要な役割を果たすという認識が生まれ始めている。中国では、小規模水力発電プラントがへき地の地方電化で最も成功した例の1つであり、合計容量は55,000MWを超え、年間発電電力量は160TWh(576PJ)に達する45,000以上の小規模水力発電プラントによって、3億人以上が恩恵を受けている[5.5.2]。

水力発電プラントの規模と比較して非常に大きい貯水池(または非常に安定した河川流量)がある場合、その水力発電プラントは年間を通してほぼ一定したレベルで発電することが(つまり、ベース負荷対応発電プラントとして運転することが)出来る。一方、水力発電所の容量が貯水池の総貯水容量を大きく上回ると、その水力発電プラントが発電電力量に制限があるとみなされる場合がある。このような発電電力量に制限がある水力発電プラントは、年間を通して定格の容量で運転し続ければ、その「燃料供給」を使い切ってしまうようにする。このような場合、貯水池の貯水は、河川流量のみによって決まる時間ではなく、電力系統の視点から見て最も価値がある時間に水力発電を行うことが出来ることとなる。電力需要は日中と夜間、また1週間の間、及び季節によっても異なるため、貯水池式水力発電は電力系統からのニーズが最も大きくなる時間に合わせることが出来る。これらの時間はある程度電力需要のピーク時間帯に含まれる。需要が大きい時間に水力発電プラントを運転して発電することは、ピーク対応運転(ベース負荷運転と対比して)と呼ばれる。しかし、貯水池式水力発電の場合でも、その貯水規模、水力発電プラントの定格発電容量、及び灌漑、レクリエーション、または河川流の環境利用による下流への流量の制約によって、さらに制限をうける。水力発電のピーク運転は、放水口が直接河川につなが

っている場合、河川の流量、河川水で覆われる範囲、河川の深度及び流速の急激な変化につながる。従って適切に管理されない限り、その場所の状況によって、河川に対する悪影響につながる可能性がある [5.5.3]。

化石燃料及び原子力発電の補助に加えて、水力は変動性のある再生可能電源の統合における問題の解消を助けることも出来る。たとえばデンマークでは、変動性のある風力発電が高いレベルにあることが(年間エネルギー需要の20%超)、一部、十分な貯水池式水力発電能力を有するノルウェーとの強力な連系(1GW)を通して対応されている。ヨーロッパとの連系を増やすことにより、デンマークやドイツにおける風力のシェアをさらに増加出来る可能性がある。出力変動性のある発電が増加することで、電力系統に必要となる調整及び負荷追従を含む平衡化サービスの量を増やすことも出来る [5.5.4]。

水力発電は、発電エネルギー及び発電容量に加えて、大規模な電力系統サービスを提供するポテンシャルを持っているが、水力発電プラントの連系及び信頼性のある利用には電力系統の変更も必要となる場合がある。電力系統への水力発電の連系は、水力発電プラントから需要の中心地への十分な送電容量を必要とする。かつては、新しい水力発電プラントの追加は送電ネットワーク拡張のためのネットワーク投資が必要であった。十分な送電容量がなければ、水力発電プラントの運用は制約を受け、発電プラントが提供するサービスは制約を受けないシステムで提供可能なレベル以下になる可能性がある [5.5.5]。

5.6 環境及び社会的影響

すべてのエネルギー及び水管理オプションと同様、水力発電は環境及び社会に対し、好ましい影響と好ましくない影響の両方を与える。環境面で言えば、水力には地方及び地域のレベルで大きな環境フットプリントがあるが、マクロ生態学的には利益をもたらす。社会的影響に関して言えば、水力発電のプロジェクトは貯水池または建設場所の中や周辺に生活するコミュニティの移住、下流のコミュニティへの補償、公衆衛生問題、その他を伴う可能性がある。しかし、便益の共有方法に関して重要な問題が残るものの、適切に設計された水力発電プロジェクトは社会経済的発展を推進する可能性がある [5.6]。

すべての水力発電施設は、主に、水理的な変化、ダム、堤、また堰の建設により、土砂の流下や魚の回遊の生態的継続性の分断によって、河川の生態環境に影響を及ぼす。しかし、河川の物理的、化学的、及び生物学的変化の度合は、水力発電プラントの種類に大きく依存している。自流式水力発電は河川の流域には影響しないが、貯水池式水力発電における貯水池の構築には流れの速い河川の生態系を穏やかな池の生態系に転換することによる大きな環境変化を伴う [5.6.1.1~5.6.1.6]。

水力発電プロジェクトの地方及び地域のコミュニティ、土地利用、経済、安全衛生、または文化遺産に対するその社会的影響の程度は生態上への影響と同様、プロジェクトの種類や場所によって異なる。一般的に自流式発電による社会的変化は小さいが、人口密度の高い地域における貯水池の構築には、移住に関する大きな問題や、及び下流域の住民の生活への影響が伴う。影響を受けるコミュニティの生活水準の回復や向上は、過去に様々な形で上手く管理されてきた長期的かつ難しい課題である。水力発電プラントが社会経済的発展の促進に寄与するかどうかは、生産されるサービスや収益が複数のステークホルダーの間でどのように共有、分配されるかに大きく依存している。水力発電プラントは、発電だけでなく、河川水の貯水のスキームを通して洪水や干ばつから守るとともに、複数のその他の水に依存した活動(灌漑、航行、観光、漁業、地方自治体への十分な給水など)を促進することによって、地方コミュニティの生活条件及び地域の経済に対して良い影響も与える [5.6.1.7~5.6.1.11]。

水力発電プラント、特に大規模な水力発電プラントに関連する環境や社会への影響の評価及び管理は、水力開発における重要な課題となる。透明性の重視、開かれた参加型の意思決定プロセス、ステークホルダーが協議して行うアプローチは、現在及び未来の水力発電をより環境に優しく、持続可能性の高い解決策にする。多くの国際的な金融機関が水力発電プロジェクトの経済的・社会的・環境的パフォーマンスを評価するためのそれぞれのガイドライン及び要求を作り上げてきた一方で、多くの国において、水力発電プロジェクトの開発及び運用のあり方を決定するために、国家による強力な法規制の枠組みが導入されてきた [5.6.2]。

燃料を燃焼させることに伴う大気汚染物質また廃棄物を出さないことは、水力発電の主な環境面でのアドバンテージの1つである。しかし、すべての河川水のシステムは、自然のものであれ人工のものであ

SRREN 71/169 技術要約

れ、有機物質の分解によって温室効果ガス(二酸化炭素、メタンなど)を排出する。これまでの水力発電プロジェクトに対して行われたライフサイクル評価(LCA)によると、すべての気候条件、貯水池の貯水前の土地表面の状態、稼働年数、水力発電技術、及びその他のプロジェクト固有の状況において、水力発電プロジェクトのライフサイクルの温室効果ガス排出量の推定を一般化することが困難であることを示している。ほとんどの水力発電プロジェクトは多目的に使われる性質のものであるため、いくつかの目的に全体の影響を分けていくことは難しい。これまでのライフサイクル評価の多くは、発電機能へ水力発電プロジェクトのすべての影響を担わせており、水力発電が「原因となる」排出量を多く見積もっている。建設、運転・保守、及び解体を通した水力発電プラントの温室効果ガス排出量を評価するライフサイクル評価(図 TS.5.2)では、水力発電のライフサイクル温室効果ガス排出量推定値の大部分は二酸化炭素換算量で約 4~14g/kWh に集中しているが、外れ値が示すように特定のシナリオ下ではさらに大量の温室効果ガスを排出する可能性がある [5.6.3.1]。

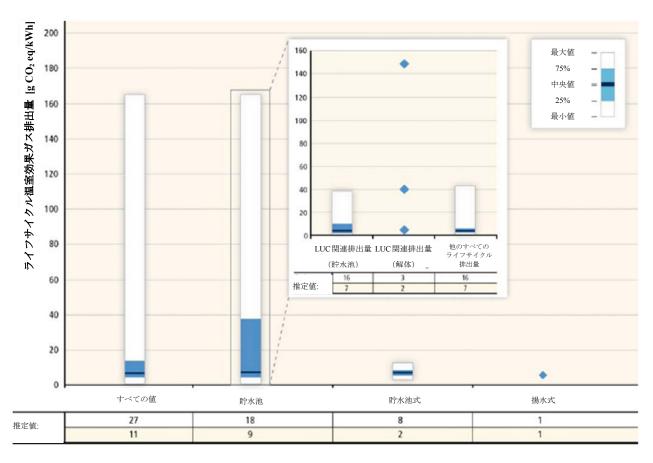


図 TS.5.2: 水力発電技術のライフサイクル温室効果ガス排出量(選定された文献の無修正値)。示されている推定値に寄与する文献調査及び文献引用の詳細については Annex I を参照のこと。貯水池表面からの排出量は総温室効果ガス排出量として参照されている [図 5.15]。

自然の水域及び河川水貯水池においては、温室効果ガスの排出量よりも吸収量が大きくなる場合もあるが、貯水池の設置によって発生する温室効果ガス排出の正味の変化についての適切な評価が必要なことは明確である。その評価に含まれるライフサイクル評価はすべて、貯水池からの総温室効果ガスのみを評価している。貯水池がなかった場合に発生したと考えられる排出量を考慮したときに、貯水池が温室効果ガスの正味の排出源であるかどうかは、盛んに研究されている。貯水池がある場合とない場合の全体の炭素サイクルの中で、人為的な排出総量の違いを考えると、現在のところ、貯水池が正味では排出源であるか吸収源であるかの結論は出ていない。現在、2つの国際的な活動(国際連合教育科学文化機関(UNESCO)の国際水文学計画研究プロジェクト及びIEA水力実施協定 Annex XII)によって、この問題が調査されている [5.6.3.2]。

5.7 技術の改善及びイノベーションの展望

水力発電は実証済みで非常に発達した技術であるが、まださらなる発展の余地がある。たとえば、運転の最適化、環境への影響の緩和または減少、新しい社会的・環境的要求への適応、及びさらに強固かつ費用対効果の高い技術的解決策の実施などである。現在、大容量の水力タービンの効率は技術的限界に近づいており、最高効率点で運転した場合で最大96%の効率に達しているが、この効率は常に可能なわけではなく、幅広い流量でより高い効率の運転を可能にするために継続的な研究が必要である。古い水力タービンの場合、設計上の効率が低いか、腐食及びキャビテーションによって効率が低下している可能性がある。そのため、より効率の高い新しい機器への取り替えによるエネルギー出力増加のポテンシャルがあり、一般的には容量の増加も伴うものとなる。現在稼働中の既存の電気及び機械機器は、今後30年間で新たな技術を適用して取り替える必要があり、それにより効率の向上及び出力や発電エネルギーの増加が実現されていく。一般的に、発電機器はプロジェクトの寿命中に、2、3回は技術的に進んだ電気機器、機械機器に改良または交換されるので、それによって同じ流量の水をより効率的に使用出来るようになる [5.7]。

落差及び流量における運用範囲の拡大に加え、環境的パフォーマンスと信頼性の向上、コストの削減を目的とした多くの新技術の開発や材料の研究が進行中である。開発中の将来性のある技術の中には、可変速技術、マトリックス技術、魚類に影響を与えにくい水力タービン、流れ利用の水力タービン、耐摩耗性の水力タービン、及び新しいトンネルやダム技術がある。低い(15m未満)または非常に低い(5m未満)落差の利用を目的とした新技術によって、従来の技術では適用範囲外であった水力発電向けの場所を多く開拓出来る。水力発電の技術的ポテンシャルに関する利用可能なデータのほとんどは、低落差水力発電の優位性が高くなかった数十年前に現地調査に基づいて作られたものであるため、低落差の水力発電のポテンシャルに関する既存のデータは完全ではない。最終的に、発電プラントの運転を最適化する新しい方法を用いた水力発電プラントの運転の改善には、大きなポテンシャルがある [5.7.1~5.7.8]。

5.8 コストの傾向

新たな水力発電所プロジェクトの開発、実施、及び運転のコストはプロジェクトごとに異なるが、水力発電は、現在のエネルギーの市場価格に対して経済的競争力を有することが多い。水力発電は、高い初期投資を必要とすることが多いが、非常に低い運転保守コストと長寿命という利点がある [5.8]。

水力発電の投資コストには、計画、許認可、発電プラント建設、魚及び野生生物、また観光や歴史的・考古学的な遺跡に対する影響緩和、水質モニタリングのコストも含まれる。全体としては、コストは2つの主要な分類に分けることが出来る。1つは一般的に水力発電の最も大きなコストである土木建設コスト、もう1つは電気・機械機器のコストである。土木建設コストは、プロジェクトの開発が予定されている国における価格の傾向に従う。経済が移行期にある国の場合、地域の労働力及び材料の利用によって、このコストは相対的に低くなる可能性が高い。電気・機械機器のコストは、世界レベルの価格の傾向に従う[5.8.1]。

Annex II で概説している標準化された方法論、及び Annex III で要約しているコストとパフォーマンスのデータに基づくと、水力発電プロジェクトの均等化発電原価は、膨大かつ様々な入力パラメータが用いられ、各プロジェクトの投資コストに関するその建設場所個有のパラメータ及び割引率、設備利用率、寿命や運転保守コストに関する想定値によって変わるが、1.1~15US セント/kWh (2005 年) になると計算されている [1.3.2, 5.8, 10.5.1, Annex II, Annex III]。

図 TS.5.3 は、水力発電プロジェクトの大部分のものに適用出来る、ある程度異なる一般的なパラメーター群の水力発電プロジェクトの均一を示す。ここで異なる投資コストや異なる割引率の値の設備利用率の関数として示している。

設備利用率は、水文学的条件、設備容量と発電プラント設計、及びその発電プラントの運転方法によって決まる。何らかの規制の下、電力エネルギーの生産量を最大とする(ベース負荷運転)ためには、発電プラント設計の場合、設備利用率は30~60%になることが多い。世界の異なる地域における平均設備利用率はグラフに示されている。ピーク対応型の発電プラントの場合は、設備利用率はさらに低くなる可能性がある。一方、自流式システムでは、地理的・気候学的条件、技術、及び運転の特徴によって、

SRREN 73/169 技術要約

幅広となる($20\sim95\%$)。平均設備利用率 44%で投資コスト $1,000\sim3,000$ US ドル/kW(2005 年)の場合の均等化発電原価は、 $2.5\sim7.5$ US セント/kWh(2005 年)になる。

(遅くとも 2020 年までの)近い将来において開発されるプロジェクトの多くでは、プロジェクトごとには高コスト・低コストの場合があり得るものの、投資コスト及び均等化発電原価はこの幅に収まると予想されている。良い条件であれば、水力発電の均等化発電原価は $3\sim5US$ セント/kWh(2005 年)になり得る [5.8.3, 8.2.1.2, Annex III]。

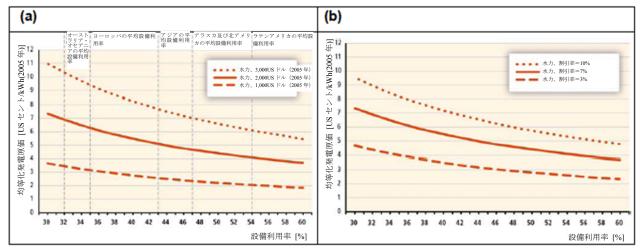


図 TS.5.3:: (a)設備利用率と投資コストの関数(※、※※※)としての、また (b)設備利用率と割引率の関数(※※、※※※)としての最近の水力の均等化発電原価[図 5.20]

注:

※割引率は7%と想定

※※投資コストは 2000US ドル/kW と想定

※※※年間運転保守コストは、投資コストを 2.5%/年、プラント寿命を 60 年間と想定

文献上では、水力発電コストの過去の傾向に関する情報は比較的少ない。その理由の1つは、プロジェクトのコストが極めて設置場所に左右されやすいという事実に加えて、一部の(土木)構造物のコストは低下する可能性がある(トンネル建設コストなど)一方でコストが増加する可能性があるもの(社会的及び環境的緩和コストなど)もあるという、水力発電プラントの複雑なコスト構造である可能性がある [5.8.4]。

水力発電のコストを考えるに当たって複雑な要素の1つとして、多目的の貯水池を持つ場合、灌漑、洪水調整、航行、道路、飲用水供給、漁業、レクリエーションなど、その他の水利用を供給するためのコストを分担したり、割り当てを受けたりする必要性があるということがある。個々の目的のコストの割り当てにはいくつか異なる方法があるが、それぞれ利点や不利な点がある。基本的な原則は、どの目的に割り当てられたコストもその目的からの便益を上回らず、また、各目的はその目的のためとして分離可能なコストで実行されるということである。どの目的の分離可能なコストも、その目的を含んだ場合の多目的プロジェクトの総コストから、その目的を除いた場合のプロジェクトのコストを引くことによって得られる。経済上の要素(エネルギー及び水の売価)とその社会的な利益(水不足の場合の農家への給水)、及び環境的な価値(最小の環境維持流量の確保)を合わせることは、多目的貯水池のコスト分配の検討のための手段となりつつある [5.8.5]。

5.9 普及のポテンシャル

水力発電は、短期的、長期的将来の炭素排出量削減の大きなポテンシャルを秘めている。世界的に、環境的及び社会的問題によっては慎重に管理しないと普及が限られる可能性があるが、水力資源量によって短中期的にさらなる開発が制約を受ける可能性は低い [5.9]。

これまで世界における水力発電ポテンシャルのうち 25%しか開発されていない (14,575TWh) 中の 3,551TWh) (52.47EJ) 中の 12.78E)。異なる長期的展望のシナリオが今後数十年で継続的に増加するこ

 SRREN
 74/169
 技術要約

とを示している。いくつかの研究によれば、過去 10 年間にわたる水力発電容量の増加は、短期的から中期的な将来において今後も継続すると予想されている(2009年の926GWから2015年までに1,047~1,119GW、年間14~25GWの増加) [5.9,5.9.1]。

第10章で示す予測例(164の分析された長期的シナリオに基づく)では、世界のエネルギー供給における水力発電の幅広い役割が示されている(中央値は 2020 年では約13EJ(3,600TWh)、2030 年では16EJ(4,450TWh)、2050 年では19EJ(5,300TWh))。2009 年にはすでに12.78EJに達しているため、おそらく2020 年の平均推定値である13EJは、現在までにすでに上回っているだろう。また、2020 年、2030年、及び2050 年に設備容量が現在の水準よりも低くなるとしているシナリオの結果もある。これは、水力発電の寿命の長さ、大きな市場ポテンシャル、及びその他の重要なサービスを考えれば、直観に反するものである。これらの結果は、モデル及びシナリオの貧弱さによって説明することが出来る(本報告書の10.2.1.2節の解説を参照)。そのため、温室効果ガス緩和政策がない場合、水力発電の電力供給への寄与が中央値で現在の16%から2050年までに10%以下まで下落したとしても、水力発電の電力供給ると予測される。別のシナリオでは温室効果ガス緩和政策はより厳しくなると想定されており、水力発電の寄与は大きくなる。2030年までに、440~600ppmの範囲と440ppm未満の範囲の二酸化炭素安定化の政策においては、水力発電の寄与の中央値で約16.5EJ(4,600TWHh)に達し(ベースライン・ケースにおいては中央値15EJ)、2050年までに約19EJまで増加する(ベースライン・ケースにおいては中央値18EJ)[5.9.2]。

2035年における水力発電の地域的予測によると、2008年の水準と比べてアジア太平洋地域では98%、アフリカでは104%の増加を示している。ブラジルは、同じ期間における中南米地域の水力発電プラントの46%の増加を裏付ける主な推進力となっている。北アメリカ及びヨーロッパ・ユーラシアでは、この期間においてそれぞれ13%及び27%の緩やかな増加が予想されている[5.9.2]。

全体としては、今後 20 年間で比較的高いレベルの普及も実現可能であると示す証拠もある。世界の電力供給における水力発電の割合は 2050 年までに低下した場合でさえも、世界的な炭素削減シナリオの中において水力発電は魅力的な再生可能エネルギー源であり続けるだろう。さらに、貯水池式水力発電の開発の増加によって、水資源に関連する深刻な問題への対応に必要な水管理用インフラへの投資が出来る可能性がある [5.9.3]。

5.10 水管理システムへの統合

水、エネルギー、気候変動は、密接に関係している。水利用の可能性は水力発電を含む多くのエネルギー技術にとって重要であるが、一方で、特に開発途上国の水が乏しい地域においては農業、産業、及び家庭での給水の確保にエネルギーが必要になる。この相互依存が、特に気候変動及び持続可能な開発に関して、水とエネルギーの関係は包括的に扱わなければならないという理解につながる。持続可能な開発のためのエネルギー及び水の供給には、地域的・世界的な水管理の向上が必要となるだろう。それには貯水設備の設置を伴うことが多いが、水力発電はこれらの問題の交差する点に位置しており、エネルギーと水の両者の安全保障の強化において重要な役割を果たし得る [5.10]。

現在、約7億人が水ストレスまたは水不足のある国で生活している。2035年までには、30億人が重大な水ストレスの条件下で生活するようになると予測されている。水利用可能性が限定的な国の多くは、複数の国が共有する水資源に依存しており、それによってこの乏しい資源を巡る紛争のリスクが高まっている。そのため、気候変動影響への適応が、水の管理において非常に重要となるだろう [5.10.1]。

多目的の水力発電が気候変動と水不足の両方を緩和する手段となり得る状況において、これらのプロジェクトは貯水池への資金調達手段として電力部門を超えた促進的役割を果すことができ、その貯水池が河川水の利用可能性の確保を助ける可能性がある。しかし、水量が少ない場合、複合的な利用が争いの可能性を引き起こし、エネルギー生産を減少させる可能性がある。

主な流域はいくつかの国家で共有されているため、地域的・国際的協調が重要となる。政府間の協定と 国際機関によるイニシアチブの両方によって、これらの重要な協調が実際に支えられている [5.10.2, 5.10.3]。

SRREN 75/169 技術要約

第6章: 海洋エネルギー

6.1 はじめに

海洋エネルギーは、長期的な炭素排出量削減のポテンシャルを秘めているが、開発が初期段階であるため 2020 年までに短期的に大きな貢献をする可能性は低い。しかし、世界の海洋における 7,400EJ/年の理論的ポテンシャルは、現在の人間のエネルギーへの要求をはるかに上回る。政府の政策は、海洋エネルギー技術の発展に寄与しており、急速な進歩も可能であるという期待が高まっている。6 つの主な種類の海洋エネルギー技術は、様々な開発経路の可能性を持ち、現在の理解ではそのほとんどは環境への影響の可能性も低くなっている。研究開発及び実証が進み、普及するにつれ、海洋エネルギー技術の投資コスト及び均等化発電原価が現在の競争力の無いレベルが下がっているという良い兆しが現れている。このコスト削減が海洋エネルギーの広い普及を可能にするのに十分であるかどうかは、気候変動の緩和における海洋エネルギーの将来的な役割の評価のなかでも、最も不確実性が大きい [6ES, 6.1]。

6.2 資源ポテンシャル

海洋エネルギーは、海水を動力源として活用する、もしくは海水の化学・熱ポテンシャルを利用する技術から生産されたエネルギーと定義することが出来る。海洋の再生可能エネルギー源は、6 つの注目すべき供給源から得られ、それぞれ起源及び変換に必要な技術も異なる。これらの源は以下のとおりである。

波エネルギーは、海洋の表面を吹く風の運動エネルギーの置換から得られる。理論上の総波エネルギー 資源は 32,000TWh/年(115EJ/年)であるが、技術的ポテンシャルはそれを大きく下回る可能性が高く、 波エネルギー技術の開発に依存している [6.2.1]。

潮汐(潮の満ち引き)は、地球、月、太陽間の引力の相互作用から得られる。世界の理論上の潮汐ポテンシャルは、1~3TWであり、比較的浅水域に位置している。また、技術的ポテンシャルは理論的ポテンシャルを大きく下回る可能性が高い [6.2.2]。

潮流は、潮汐と関連した沿岸海域の満ち引きに起因する流れから得られる。潮流の技術的ポテンシャルの現在の地域的推定値には、ヨーロッパの 48TWh/年(0.17EJ)、中国の 30TWh/年(0.11EJ/年)などがある。商業的に魅力的な場所としては、韓国、カナダ、日本、フィリピン、ニュージーランド、及び南アメリカと言える [6.2.3]。

海流は、風成及び熱塩循環から得られる。最もよく特性が把握されている海流は、北アメリカのメキシ コ湾流で、このフロリダ海流は25GWの電力容量の技術的ポテンシャルを有する。将来的に可能性のあ る海洋循環を有する他の海域としては、南アフリカ沖のアガラス・モザンビーク海流、東アジア沖の黒 潮、及び東オーストラリア海流が挙げられる [6.2.4]。

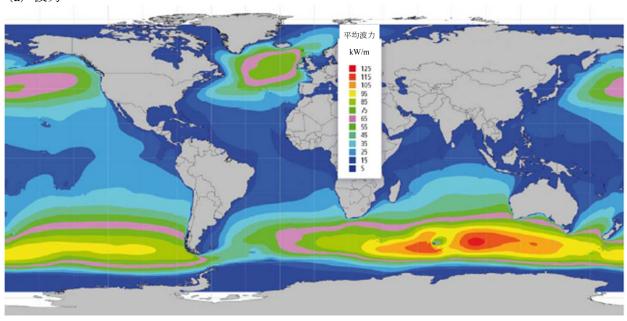
海洋温度差発電 (OTEC) は、海洋表層に熱として貯蔵される太陽エネルギーと通常 1,000m 以下の深層 の低温海水によって生じる温度差から得られる。海洋温度差発電のエネルギー密度は比較的低いが、全体的な資源ポテンシャルは他の海洋エネルギーの形態よりもかなり大きい。2007 年の研究では、約44,000TWh/年(159 EJ/年)の定常電力の生産が可能になると推定しているものもある [6.2.5]。

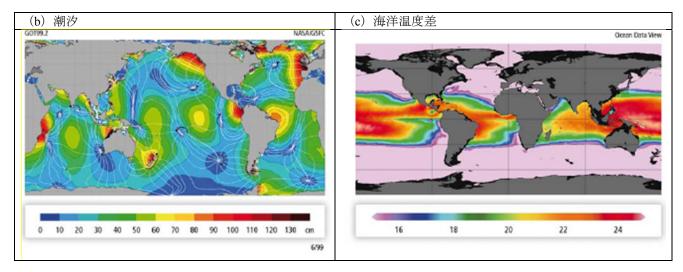
塩分濃度差(浸透膜発電)は、河口の淡水と海水の間の塩分濃度差から得られる。塩分濃度差の理論的ポテンシャルは、1,650TWh/年 6 EJ/年)と推定されている [6.2.6]。

SRREN 76/169 技術要約

図 TS.6.1 は、海洋エネルギー資源のうち、選択したものについての世界における分布例を示している。海流または塩分濃度差による電力など、地球規模で分散している海洋エネルギー資源もある。海洋温度差エネルギーは基本的に、赤道緯度(緯度 $0^\circ \sim 35^\circ$)周辺の熱帯に位置しているが、年間波力が最も高いのは緯度 $30^\circ \sim 60^\circ$ である。南半球の波力は、北半球よりも季節による変動が小さい。海流、海洋温度差エネルギー、塩分濃度差、及び幾らかの波力は、ベースロード電力の発電にも十分な信頼性を持っている。入手可能な文献はまだ初期段階にあり、海洋エネルギーの技術的ポテンシャルの不確かさも大きいため、技術的な海洋エネルギー・ポテンシャルの推定値はばらつきが大きい [6.2.1~6.2.6]。







(d) 海流

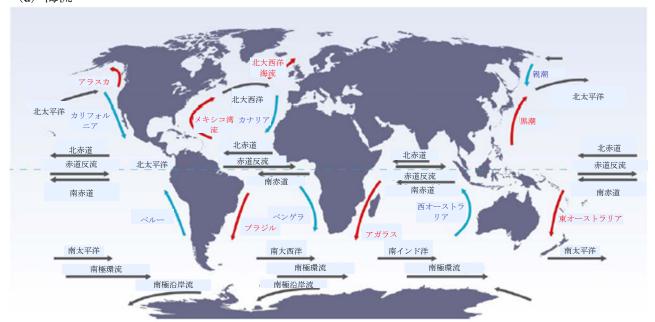


図 TS.6.1: 様々な海洋エネルギー資源の世界における分布[図 6.1, 6.2, 6.4, 6.3]

6.3 技術及び用途

現在の海洋エネルギー技術の開発状況は、構想段階及び基礎研究開発段階から試作段階、実証段階まで様々であるが、成熟していると考えられるのは潮汐発電技術のみである。現在、各海洋エネルギー源には多くの技術オプションがあるが、潮汐発電を除き、技術は収斂していない。過去 40 年間にわたって、その他の海洋産業(主に海底石油・ガス)は、材料、建造、防食、海底ケーブル、及び通信において大きく進歩してきた。海洋エネルギーは、これらの進歩から直接的に恩恵を受けると期待される [6.3.1]。

波のエネルギーを利用可能なエネルギーの形に変換するため、多種類の動作原理を持つ波力発電技術が考案されており、それらは多くの場合実証されている。主な動作原理としては、運動と波の相互作用(上下揺れ、前後揺れ、縦揺れ)によるものに加え、水深(深部、中部、浅部)及び陸からの距離(海岸線、沿岸、洋上)がある。波エネルギー技術は、振動水柱型(OWC:沿岸固定、浮体式)、振動物体型(洋上浮体式、海中式)、及び超波型(沿岸固定、浮体式)の3種に分類出来る[6.2.3]。動作原理を、図TS.6.2に示す。

SRREN 78/169 技術要約

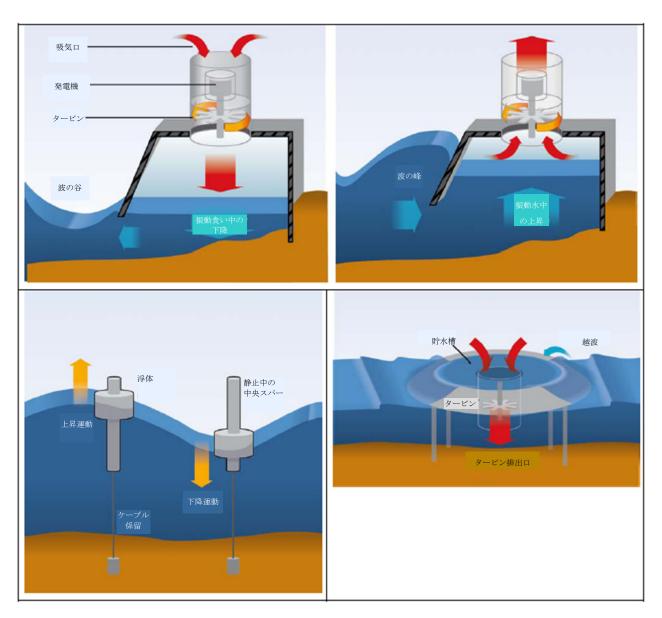


図 TS.6.2: 波力変換装置とその動作: (上)振動水柱型装置、(左下)振動物体型装置、(右下)越波型装置 [図 6.6]。

潮汐エネルギーは、ダムで河口域を封鎖し河口に河川の水力発電ダムを設置することで利用出来る。このようなダムは、干潮時と満潮時両方において発電が可能であり、将来的には複数のダムを用いて連続的に発電することが可能になる。最新の技術はその概念のほとんどが、独立沿岸型の「潮汐ラグーン」である [6.3.3]。

潮流及び海流からの電力を利用する技術も開発中であるが、潮流エネルギー・タービンの方がより進歩している。潮流・海流エネルギー技術には、成熟した風力タービンと同様のものもあるが、海中タービンでは逆流、翼端のキャビテーション損傷、及び厳しい水中海洋条件を考慮しなければならない。潮流は、一般に一方向で速度は遅いが継続的である海流と比較して、二方向性を持って潮汐周期によって変動し、比較的速度がある。変換装置は、動作原理によって、図 TS.6.3 で示す軸流タービン、クロスフロー・タービン、及び往復運動機器に分類される [6.3.4]。

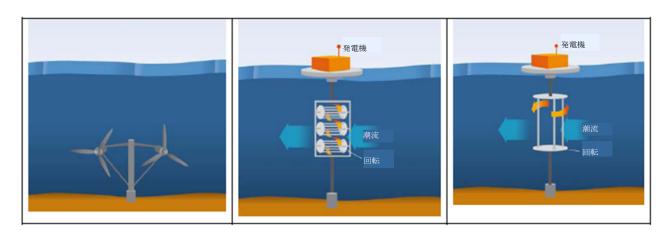


図 TS.6.3: 潮流エネルギー変換器とその動作: (左) 双子タービン水平軸装置、(中央) クロスフロー装置、(右) 垂直軸装置 [図 6.8]。

海洋温度差発電(OTEC)プラントは、海面表層の温かい海水と深層(基準レベルとしては1,000mが使用されることが多い)の冷たい海水の温度差を利用して発電を行う。オープンサイクル海洋温度差発電システムは、海水を直接循環水として使用するが、クローズドサイクル・システムは熱交換器及び二次作動流体(アンモニア水が最も一般的)を使用してタービンを駆動する。ハイブリッド・システムでは、オープンサイクル運転とクローズドサイクル運転の両方を使用する。海洋温度差発電技術の試験は行われてきたが、真空状態の維持、熱交換機の生物付着、及び腐食などの問題に遭遇している。現在の研究は、これらの問題の克服に焦点を当てている [6.3.5]。

河川の淡水と海水の塩分濃度差は、開発中である少なくとも2つの概念を用いて、電力源として利用することが出来る。逆電気透析(RED)プロセスは、2つの溶液の化学ポテンシャルにおける差を動力源とする概念である(図 TS.6.4)。浸透圧発電(または浸透発電プロセス)は、塩分濃度の差による淡水が海水と混ざろうとする性質に起因する、自然に発生する浸透圧(水圧ポテンシャル)の概念を利用する(図 TS.6.5) [6.3.6]。

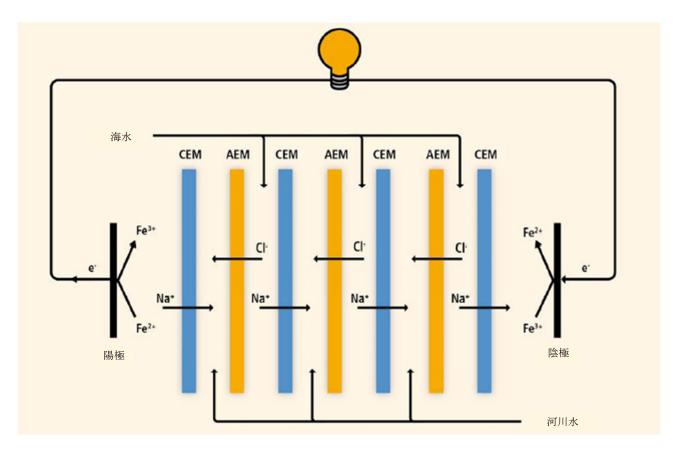


図 TS.6.4: 逆電気透析 (RED) システム [図 6.9]

注: CEM=陽イオン交換膜、AEM=陰イオン交換膜、Na=ナトリウム、CI=塩素、Fe=鉄

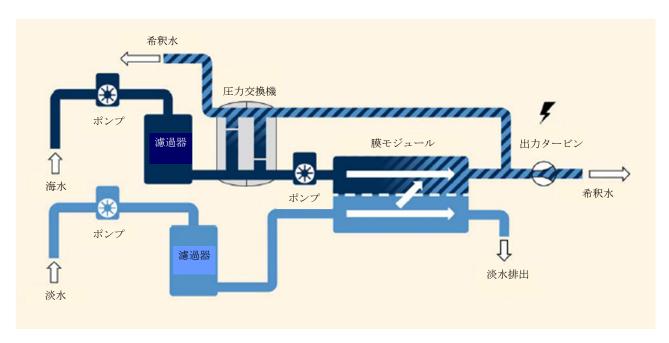


図 TS.6.5: 浸透圧発電 (PRO) プロセス [図 6.10]

6.4 市場及び産業の開発の世界的及び地域的状態

波・潮汐発電技術の研究開発プロジェクトは、過去 20 年間で急増し、中には現在本格的な商業化前の 試作段階に入っているものもある。現在、唯一の利用可能な実用規模かつ運用可能な海洋エネルギー技 術は潮汐発電である。その最も良い例は、1966 年に竣工したフランス北西部の 240MW のランス潮汐発 電所である。254MW の始華発電所(韓国)は、2011 年に運用を開始する予定である。海洋温度差発電、 塩分濃度差、海流を含むその他の海洋エネルギー源を開発する技術は、まだ構想、研究開発、あるいは 初期試作段階である。現在、100 を超える様々な海洋エネルギー技術が 30 以上の国で開発中である [6.4.1]。

海洋エネルギーの研究開発及び産業展開に出資する主な投資家は、各国の政府、連邦政府、州政府で、 さらに主なエネルギー公共事業及び投資会社がそれに続く。各国及び地域の政府は、開発を支援する財 政・規制・法的インセンティブにおいて、特に海洋エネルギーを支援している [6.4.7]。

海洋エネルギーの産業投資はごく初期段階であり、現在のところこれらの技術に関する製造業は存在していない。しかし、関心が高まるにつれ、新しい独自の革新的な側面とともに、生産能力、技術、及び性能が関連する産業から移転されてくる可能性がある。海洋エネルギーの興味深い特徴の 1 つとして、多くの国立の海洋エネルギー試験センターの開発が挙げられ、それらは装置実験、検査、及び先端研究開発の拠点となっている [6.4.1.2]。

産業開発の状況は、最近の海洋エネルギーシステムの産業展開によって評価することが出来る。

波力: 複数の沿岸固定式波力プロトタイプ装置が世界中で運用されている。2 つの振動水柱型装置が、ポルトガルとスコットランドで約 10 年間運用されている。また、これとは別に 2 つの洋上振動水柱型装置が、オーストラリアとアイルランドにおいて試作規模で試験されてきた。1990 年から 2005 年にかけてインドの南海岸沖でも振動水柱型が運用されていた。オーストラリア、ブラジル、デンマーク、フィンランド、アイルランド、ノルウェー、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、ニュージーランド、英国、及びアメリカで、多くの企業が海上でパイロット規模または商業化前の試作品の実験をしており、最大のもので 750kW である [6.4.2]。

潮汐: フランスにあるラ・ランスの 240MW の発電プラントは、1996 年から運用されている。それ以降、その他の小規模プロジェクトが中国、カナダ、及びロシアで開始されている。韓国にある始華の 254MW の発電所は 2011 年中に稼働開始予定で、他の大規模なプロジェクトもいくつか検討されている [6.4.3]。

潮流発電及び海流発電: 概念設計または試作品開発の段階にある潮流装置は、おそらく 50 以上あると思われるが、大規模装置の開発コストはまだ実証されていない。最も進んでいる例はシーゲンの潮流タービンである。アイルランド北部に設置されており、1 年以上にわたって送電網に電力を供給している。アイルランドの企業がスコットランドで、さらに最近では中国でダクト付きタービンの試験を行っている。2 つの企業が、ノルウェー及びスコットランドで実証規模の垂直軸タービンを、別の企業がイタリアで垂直軸タービンを実証した。最後に、往復稼働装置が 2009 年に英国で実証された。これまで海流に関してはパイロットまたは実証プラントは導入されていないが、技術的に低速の海流も利用出来るようになれば、かなり規模は大きくなると想定される [6.4.4]。

海洋温度差発電:日本、インド、アメリカ、及びその他いくつかの国が、海洋温度差発電パイロットプロジェクトの試験を行った。その多くは、ポンプの作用、真空状態の維持、及びパイプに関する工学的な課題に挑戦し経験をかさねている。大規模な海洋温度差発電の開発は、技術が費用対効果の高いエネルギー供給装置となる段階まで進めば、太平洋諸島、カリブ諸島、中央アメリカやアフリカ諸国を含む熱帯の海洋国家において大きな市場を形成する可能性がある [6.4.5]。

塩分濃度差発電: 浸透圧発電の研究はノルウェーで進められており、2009 年からの商業規模の浸透圧発電プラントの実現に向け、その一部として運転している。同時に、逆電気透析発電技術は、オランダで75 年間使用されている締切大堤防に組み込む改修策として提案されている [6.4.6]。

6.5 環境及び社会的影響

海洋エネルギーは、運転中に二酸化炭素を直接排出することはないが、原材料の抽出、構成要素の製造、建設、保守、解体など、海洋エネルギーシステムのライフサイクルの別の過程において、温室効果ガスが排出される場合がある。1980年以降に発表されたライフサイクル評価研究の包括的な検討によって、波・潮汐発電システムからのライフサイクル温室効果ガス排出量は23g CO₂ eq/kWh 以下であり、波力発電ではライフサイクル温室効果ガス排出量の推定中央値は約8g CO₂ eq/kWh となっている。他の種類の

SRREN 82/169 技術要約

海洋エネルギー技術からのライフサイクル排出量を推定するには、まだ入手可能な研究はあまりない。 ただし、化石エネルギー発電技術に比べれば、海洋エネルギー装置からのライフサイクル温室効果ガス 排出量は低いと考えられる [6.5.1]。

海洋エネルギー・プロジェクトの地域的な社会及び環境への影響は、実際に導入が増えるにつれて評価されるが、他の海運・海上産業の経験に基づいて推定することも可能である。海洋エネルギー技術の環境リスクは比較的低いと思われるが、海洋エネルギー発展の初期段階では、社会及び環境に関する問題によって最終的にどの程度開発が制約を受けるかという点に関しては不確かさが残る [6ES]。

海洋エネルギー技術の環境及び社会への影響は、それぞれの技術によって異なっている。海洋エネルギーの可能性のある好ましい影響としては、海洋装置周辺の海域においては他の人間の活動を減らすことによる海洋生物に対する悪影響を回避し、エネルギー供給と地域の経済成長、雇用、観光の増強などが挙げられる。マイナスの影響は、景観の悪化とその場所の利用へのアクセスの低下、建設中の騒音、運転中の騒音と振動、電磁場、生物相と生息環境の破壊、水質の変化と化学物質または石油流出などによる汚染の可能性、及び海域の生態系に対するその他の限定的な影響が挙げられる [6.5.2]。

6.6 技術の向上、イノベーション、及び統合の展望

新規技術として、海洋エネルギー装置は大きな技術的進歩のポテンシャルを持っている。この進歩を達成するためには、装置に特有の研究開発及び発展が重要である、海洋エネルギー変換装置の技術の向上及びイノベーションには、関連する分野の開発による影響も受ける可能性も高い [6.6]。

より広範囲の電力ネットワークへの海洋エネルギーの統合には、様々な資源の多種多様な発電の特徴を理解することが必要になる。たとえば、潮汐資源による発電は $1\sim4$ 時間では非常に変動性が高くなるが、-ヶ月以上の期間では変動性は非常に限定的となる [6.6]。

6.7 コストの傾向

商業的な市場はまだ海洋エネルギー技術の開発を進めていない。政府の支援による研究開発及び国家政策インセンティブは重要な動機づけとなる。潮汐発電以外の海洋エネルギー技術には成熟したものがないため(現在、他の技術の経験は実証・試作装置の検証でのみ利用可能になりつつある)、ほとんどの海洋エネルギー技術の経済的実用可能性を正確に評価することは難しい [6.7.1]。

表 TS.6.1 は、代表的な海洋エネルギーのそれぞれの均等化発電原価に影響する主なコスト要因に関する、入手可能なものの中で最良のデータを示している。ほとんどの場合、ピア・レビューされた参照データ及び実際の運用経験が不足しているため、これらのコストやパフォーマンスのパラメータはわずかな情報に基づいており、そのため工学知識に基づく推定コスト及びパフォーマンスを反映している場合が多い。少数ながら現在の投資コストが見られるものもあるが、それらはわずかなプロジェクト及び研究の例に基づいており、産業全体を代表するものとは言い難い [6.7.1]。

SRREN 83/169 技術要約

表 TS.6.1: 全ての代表的な海洋エネルギー技術のにおいて中心となる利用可能なコスト及びパフォーマンスのパラメータの要約 [表 6.3]

海洋エネルギー技術	投資コスト (US ドル/kW (2005 年))	年間運転保守コスト (US ドル/kW(2005 年))	設備利用率(CF) (%)	設計寿命 (年)
波	6,200~16,100	180	25~40	20
潮汐	4,500~5,000	100	22.5~28.5	40
潮流	5,400~14,300	140	26~40	20
海流	該当なし	該当なし	該当なし	20
海洋温度差	4,200~12,300 [*]	該当なし	該当なし	20
塩分濃度差	該当なし	該当なし	該当なし	20

[※]海洋温度差エネルギーのコスト数値については 2005 年時 US ドルに変換していないことに留意。

Annex II で概説している、標準化された方法、及び Annex III で要約しているコストとパフォーマンスのデータに基づき、膨大かつ様々な入力パラメータの下、潮汐発電(現在のところ唯一の商業利用が可能な海洋エネルギー技術)の均等化発電原価は、 $12\sim32$ US ドル/kWh (2005年)になると計算されている。しかし、この幅は、現在までの経験の状態を想定した場合のみの指標とするべきである [1.3.2,6.7.1,6.7.3,10.5.1, Annex II, Annex III]。

技術開発が初期段階にあるため、海洋エネルギーの将来的なコストの推定値は推測に基づかざるを得ない。しかし、海洋エネルギーのコストは、研究開発、実証、及び普及が進むにつれ、時間とともに低減すると予想されている [6.7.1~6.7.5]。

6.8 普及のポテンシャル

おおよそ 2008 年まで、海洋エネルギーは主な世界エネルギー・シナリオのモデル化において全く考慮されてこなかったため、将来の世界エネルギー供給及び気候変動緩和に対するその潜在的な影響はまだ調査が始まったばかりである。可能性のある成果は多岐にわたることもあって、発表された海洋エネルギーに関するシナリオ文献は少なく、まだ導入レベルである。具体的には、海洋エネルギーの普及のシナリオは、ここでは 3 つの主要な出典でしか検討されていない。それは、Energy [R]evolution (以下 E [R]) 2010、IEA の World Energy Outlook (以下 WEO) 2009、及び Energy Technology Perspectives (以下 ETP) 2010 である。E [R]及び ETP では複数のシナリオが検討されているが、WEO では単一の参照シナリオが示されている。各シナリオは、表 TS.6.2 にまとめられている。

海洋エネルギー普及の選択肢を記述したシナリオの初期の発表は、将来のエネルギー供給及び気候変動緩和における海洋エネルギーの貢献の可能性を示すことを目的とした、中長期的シナリオにおける海洋エネルギーの潜在的役割を検討する初めての試みである。限られた既存のシナリオが示すように、海洋エネルギーは、温室効果ガス排出を相殺して長期的な気候変動の緩和を助け、普及予測によると 2050年までに最大 1,943TWh/年(~7EJ/年)のエネルギー供給を実現するポテンシャルを持っている。他の開発されたシナリオでは、海洋エネルギーから 25TWh/年(0.9EJ/年)の普及しか想定していないものもある。結果にばらつきが大きいのは、気候変動緩和がエネルギー部門の変革をどの程度促すかという不確かさによるものであるが、海洋エネルギーの場合は、様々な海洋エネルギー技術が有効なコストで商業的に利用可能になる時期と、その可能性についての特有の不確かさも原因となっている。気候変動緩和における海洋エネルギーの潜在的な役割をより良く理解するには、継続的な技術の進歩が必要となるだけでなく、シナリオのモデル化過程において、資源ポテンシャル、現在と将来の投資コスト、運用・保守コスト、及び予想される設備利用率の良いデータを用いて、様々な代表的な可能性のある海洋エネルギー技術をさらに織り込む必要がある。世界及び地域規模でのデータの利用可能性が広がることは、シナリオの文献でカバー出来る海洋エネルギーを広げるために重要な要素である [6.8.4]。

SRREN 84/169 技術要約

表 TS.6.2: 海洋エネルギーを含む主要な発表された研究の中長期的シナリオの主な特徴 [表 6.5]

		普及 TWh/	年(PJ/年)	GW		
シナリオ	2010	2020	2030	2050	2050	注
Energy [R]evolution (参考)	該当なし	3 (10.8)	11 (36.6)	25 (90)	該当なし	政策の変更なし
Energy [R]evolution	該当なし	53 (191)	128 (461)	678 (2,440)	303	50%の炭素削減を仮 定
Energy [R]evolution (高度)	該当なし	119 (428)	420 (1,512)	1,943 (6,994)	748	80%の炭素削減を仮 定
世界エネルギー展望 2009	該当なし	3 (10.8)	13 (46.8)	該当なし	該当なし	E [R]の参照ケースの 基礎
ETP BLUE map 2050	該当なし	該当なし	該当なし	133 (479)	該当なし	電力部門が実質的に 脱炭素化される場合
ETPBLUE map no CCS 2050	該当なし	該当なし	該当なし	274 (986)	該当なし	BLUE Map Variant: 二酸化炭素回収・貯留 が不可能である場合
ETPBLUE map hi NUC 2050	該当なし	該当なし	該当なし	99 (356)	該当なし	BLUE Map Variant: 原子力のシェアが 2,000GW まで増加す る場合
ETP BLUE map hi REN 2050	該当なし	該当なし	該当なし	552 (1,987)	該当なし	BLUE Map Variant: 再生可能エネルギー のシェアが 75%に増 加する場合
ETP BLUE map 3%	該当なし	該当なし	該当なし	401 (1444)	該当なし	BLUE Map Variant: 発電プロジェクトの 割引率を 3%に設定 した場合

 SRREN
 85/169
 技術要約