Annex-II 小規模水力発電
サブタスクA5
「地域社会における持続可能な小規模水力発電」

IEA Hydro Technical Report

付録

2017年 3月

IEA Hydro:
Annex II

JAPAN NORWAY USA

付録 A1

調査対象国における小規模水力発電の現状

目次

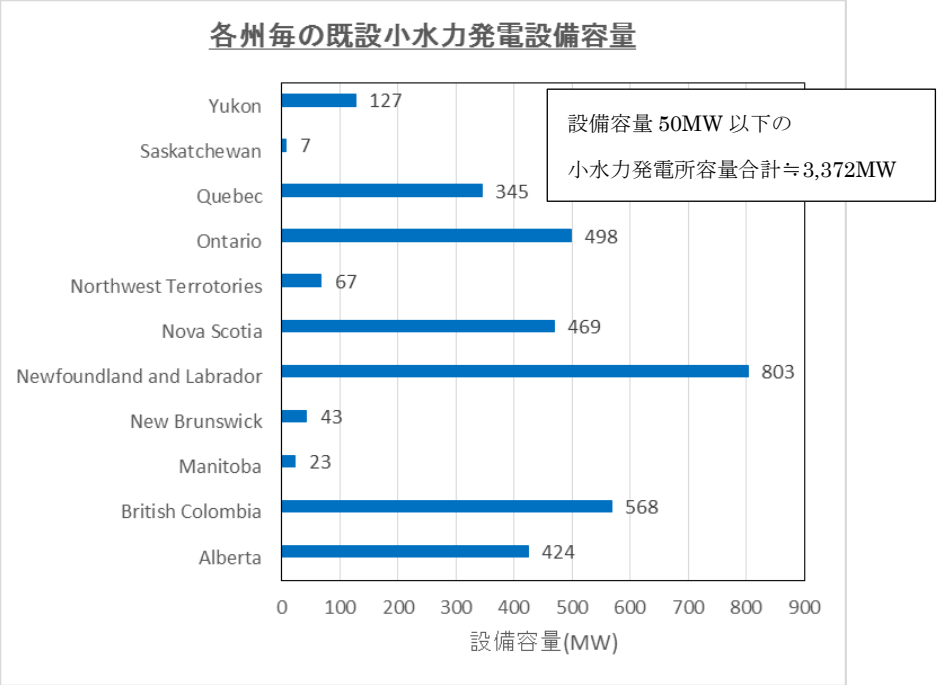
CA00 カナダ ……2
CL00 チリ ……9
DE00 ドイツ …… 16
JP00 日本 …… 21
NO00 ノルウェー …… 28
PH00 フィリピン …… 36
PT00 ポルトガル …… 42
UK00 英国 …… 46
US00 米国 …… 51
ZA00 南アフリカ …… 58

CA00

小水力発電の現状（カナダ）

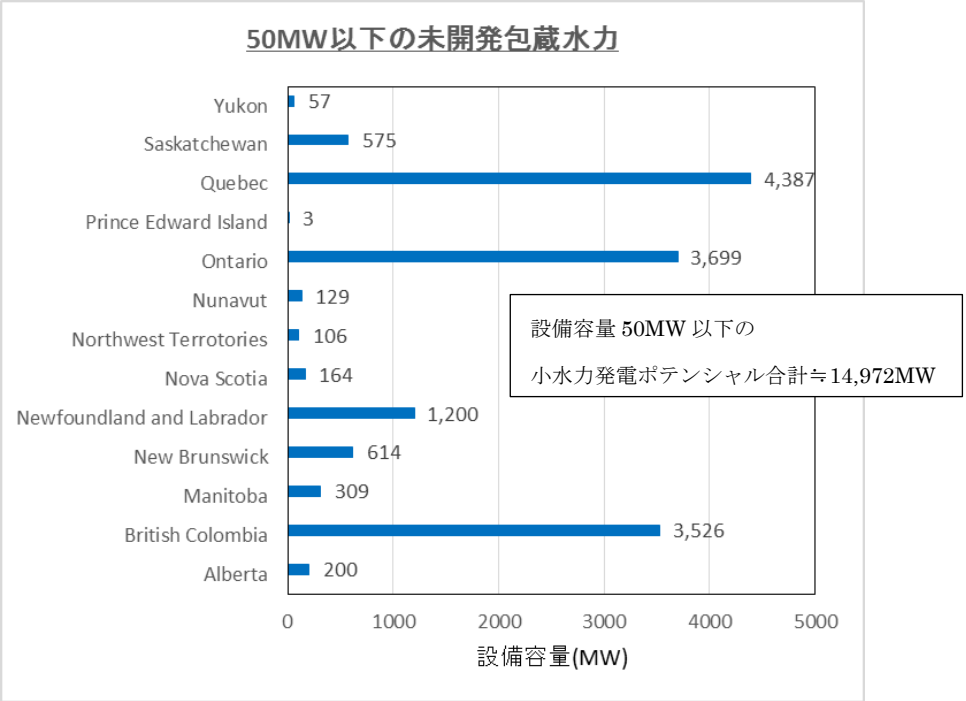
1. 小水力発電の概要

カナダにおける小水力発電（50,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。



(出典)World Small Hydropower Development Report 2013(ICSHP)

図 1 各州毎の既設小水力発電設備容量



(出典)World Small Hydropower Development Report 2013(ICSHP)

図-2 50MW 以下の未開発包蔵水力

2. 小水力発電の事業形態

2.1 電力市場の自由化

（出典）電気事業連合会 Website https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/canada/detail/1231587_4788.html

カナダの電気事業者は古くから米国との間で電力の輸出入を積極的に行ってきた。そうした中、電力自由化が先行する米国側からの要請に応じて、カナダでも送電線を開放し非差別的に送電サービスを提供するなど、卸電力市場の自由化が実施されてきた。

2015 年末現在、10 州のうちニューファンドランド州およびプリンスエドワード・アイランド州を除く 8 州（ノバスコシア、ニューブランズウィック、ケベック、オンタリオ、マニトバ、サスカチュワン、アルバータ、ブリティッシュ・コロンビア）で卸電力市場の自由化（送電線の開放）が実施されている。

また、発送分離（アンバンドリング）については、大規模な州有電気事業者の大半は、発電・送電・配電の事業部門制を採用したり、会計上の分離を実施したりしている。

小売市場の全面自由化は 2015 年末現在、アルバータ州およびオンタリオ州の 2 州のみに留まっている。大口産業需要家のみにオープンアクセスを認める部分自由化は、ニューブランズウィック州、ブリティッシュ・コロンビア州、ケベック州の 3 州で実施されている。

なお、カナダの電気料金は、各州によって大きく異なるが、ケベック、マニトバ、ブリティッシュ・コロンビアなど豊富で安価な水力電源の多い州が安くなっている。

2.2 電気事業者

（出典）海外諸国の電気事業／海外電力調査会および Association of Major Power Customers of BC(AMPC)ホームページ.

カナダ憲法では、電気事業規制を主として州の管轄としているので、電気事業は州単位で運営されている。カナダの電気事業は、州営電気事業者、私営電気事業者、地方自治体営電気事業者、産業自家発で構成されている。規制緩和の進んでいるオンタリオ州およびアルバータ州では独立系発電事業者(IPP)も存在する。

ブリティッシュ・コロンビア州の電力会社：

ブリティッシュ・コロンビアの電力会社には、州営電気事業者、管理された私営電気事業者、地方自治体営電気事業者および投資家営電気事業者がある。

(1) BC ハイドロ

BC ハイドロは州営企業であり、ブリティッシュ・コロンビアのエネルギー・鉱山・天然ガス省へ報告する。BC ハイドロは、31 箇所の水力発電所と 3 箇所の火力発電所の計 12,000MW の発電設備、送配電の設備を運営し、ブリティッシュ・コロンビアの県を通して電力供給サービスを行っている。全長 18,500km の送電設備および全長 57,648km の配電設備を有し、送電設備はアルバータ州およびワシントン州と繋がっており系統の安定化を図ると共に電力の売買を行っている。

(2) FortisBC

FortisBC は管理された私営電気事業者であり、ブリティッシュ・コロンビアの南中央部で家庭への電気供給の事業を行っている。Kelowna、Osoyoos、Trail、Castlegar、Princeton、Rossland 地域の約 111,300 戸へ電力供給を行っている。Summerland、Penticton、

Kelowna、Grand Fork および Nelson のコミュニティ地区の市営配電線へ電力卸供給を通して接続、約 48,500 戸へ電力を供給している。

(3) 市営電気事業者

ブリティッシュ・コロンビアは電力供給を行っているいくつかの市営電気事業者も有している。Nelson Hydro は発電、送配電設備を運営しており、Nelson 市および近辺へ供給している。New Westminster 市、Grand Forks 市、Kelowna 市、Penticton 市および Summerland 地区は配電設備を運営しており、BC ハイドロおよび ForisBC より電力を購入して配電している。

(4) 投資家営電気事業者

投資家運営の電気事業者として、Corix Multi Utility Services、Hemlock Valley Electrical Services Ltd.、Silversmith Power & Light Corporation がある。

3. 規制／支援策等

3.1 水利権

(出典) Micro-Hydropower Systems, A Buyer's Guide/Natural Resources Canada

ブリティッシュ・コロンビア州のすべての水は、州の住民に代わって国が所有している。表流水の分配と使用の権限は、水法(Water Act)と水保護法(Water Protect Act)の法的要件に応じてライセンスまたは認可ということで得られる。

水力発電所の水利権は、一般に“居住用”、“ 商業用”および“一般”の三部類に対して発行される。

“居住用”部類は、実施権者の家庭電力負荷に相当する 25kW 以下のプロジェクトに適用される。“商業用”部類は、電力が実施権者の家族、従業員、テナントへ供給する 499kW 以下のプロジェクト、もしくは、実施権者の半数以上が工業施設へ電力供給することに関心を示すプロジェクトへ適用される。“一般”の部類は、居住用、商業用部類の出力範囲を超えるプロジェクトと地方・地域の送配電線へ売電されるプロジェクトである。水力発電所の年間水借用料は、電力使用部類（居住用、商業用もしくは一般）、設備容量と設備の実際の年間発電量により決められる。

3.2 河川維持放流量

(出典)Instream flow thresholds for fish and fish habitat as guidelines for reviewing proposed water uses SYNOPSIS/British Columbia Instream Flow Guidelines for Fish

Instream Flow（河川維持放流量）は、降雨量、雪融け、地下水などの自然水の利用可能率と人々の水使用に直接関係する。水の引水と使用の法的権利は、水利権で設定された条件で管理される。水利権の交付と管理の権限は、地方政府とその水資源局（現在、Land and Water BC,Inc.）にあるが、水利権の条件は法令、規制および政策に準じなければならない。

現在、水利権申請は Land and Water BC 局員で審査されており、他の州および地方の資源管理局の意見も参考にされている。もしこの審査が、申請された水使用によって漁業資源に悪影響を与えるようであるという結果であれば、水利権申請は拒否される。どの申請を基準とす

るかを決める正式な手続き方法はなく、Instream が魚のためにどのように流れるかを最終的に決定する。このように、水の配分の決定は、水産資源はすべての河川で同じレベルに保護されない可能性があり、ライセンス申請書、河川、および地域間で異なる場合がある。

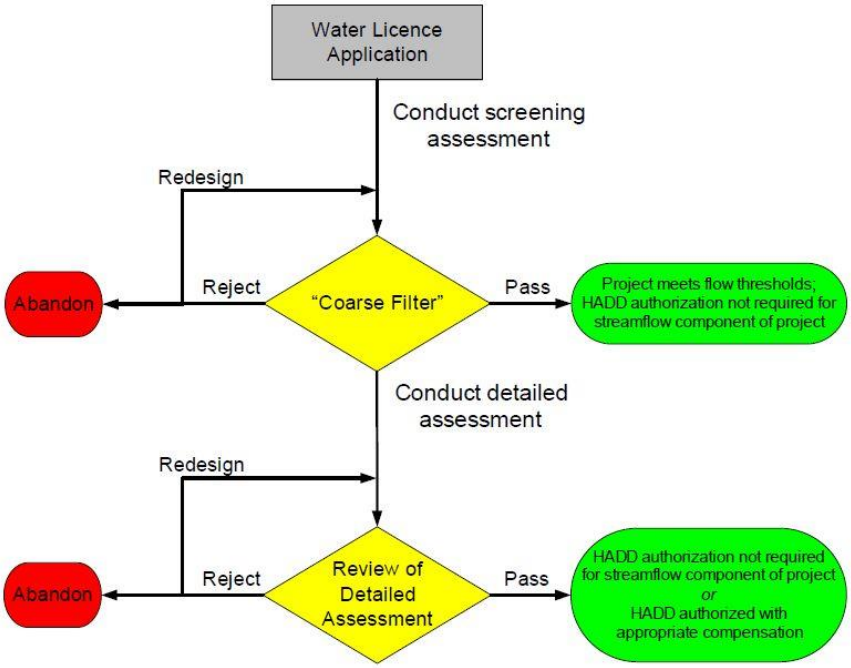


図 3 水利権の決定フロー

水使用申請は最初に"粗いフィルター(Coarse Filter)"が適用される。この粗いフィルターで漁業問題がない場合は、取水スクリーン、占有面積などの漁業以外の審査を受ける。もし"粗いフィルター"が潜在的な漁業流量(fish-flow)の懸念を示した場合、申請者は３つのオプションがある。

プロジェクトの放棄、流量しきい値に合うような再設計（例えば、分流量代案もしくはタイミング）もしくは関連する漁業流量(fish-flow)は適切に申請流量内に充てられているということを論証する追加情報を集めプレゼンするなどである。

3.3 補助制度

(出典) World Small Hydropower Development Report 2013/ICSHP

カナダでは、再生可能なグリーン電力を開発するインセンティブは、一般的に、税制優遇措置、提案要求、標準的なオファープログラム、ネットメーターリング、固定価格買取制度(FITs)などの制度のうちの１つまたは複数を適用している。 これらのプログラムの適用および利用可能性は州ごとに異なり、これらの制度は頻繁に改正および調整が行われている。

(1) 連邦政府奨励策(Federal Incentives)

(出典) http://www.nrcan.gc.ca/ecoaction/14145

1) ecoENERGY for Renewable Power

カナダ政府は、カナダ人のより多くのエネルギーを効率的に使用する際に役立ち、再生可能エネルギーの供給を高め、クリーンエネルギー技術の開発のためのecoENERGY イニシアチブにほぼ$5 億投資している。

再生可能エネルギープログラムの ecoENERGY は、風力、環境への影響が少ない水

力、バイオマス、太陽光発電や地熱エネルギーなどの再生可能エネルギー源からの発電を奨励するために 2007 年 4 月に開始された。新しい分担金協定が 2011 年 3 月 31 日以後調印されなかったが、分担金協定によるプロジェクトは、運転の最初の 10 年間に資格のある発電のために 1¢/kWh を受け取る。このプログラムは 2021 年 3 月 31 日に終了する。

2011 年 3 月 31 日現在、104 プロジェクトがこのプログラムにより融資が認められ、14 年間で約 140 億ドルの出資と約 4,500MW の再生可能エネルギー発電設備容量が設けられた。

2) Accelerated Capital Cost Allowance for Clean Energy Generation

(出典) http://www.budget.gc.ca/2007/plan/bpa5a-eng.html#business

50%の促進的資本手当は、指定されたエネルギー発電装置に関する所得税規則に対して Schedule II の Class 43.2 に基づき与えられる。この手当が適用される装置は、以下の(1)工業プロセスで使用する熱、(2) 電気のいずれかを生成する必要がある。

- ✓ 再生可能エネルギー源（例えば、風力、太陽熱、小水力）を使用して
- ✓ 廃棄燃料（例えば、埋立地ガス、肥料、木材廃棄物）を使用してもしくは
- ✓ 化石燃料（例えば、高効率コジェネシステム）の効率的使用を行う

Class 43.2 は 2005 年に導入され、2005 年 2 月 23 日以降、2012 年以前に取得した資産については、現在利用可能である。2005 年 2 月 23 日以前に取得した資産については、促進的資本手当は Class 43.1（30%）に基づき支給された。これらのクラスの適格基準は、一般的に、Class 43.1 に比べ Class 43.2 の高効率基準を満たしている化石燃料を使用しなければならないコージェネレーションシステム以外は同じである。

(2) 地方政府奨励策(Provincial Incentives)

ブリティッシュ・コロンビア州の奨励策：

1) Sales Tax Incentives for Material and equipment used to conserve energy

材料および機器の省売上税（PST）免除は、エネルギーを節約するか、再生可能な供給源から電気を発電するために使用される。有効期限の日付が異なる。

対象材料や機器：

- ✓ 断熱；
- ✓ 「エネルギースター認定」窓、ドア、天窓、住宅機器；
- ✓ 代替エネルギー源（例えば、海、風、太陽およびマイクロ水力発電設備）；
- ✓ ハイブリッド電気、HCGN バスの変換； そして
- ✓ 空力やトラックやトラクタートレーラー（車両総重量の最小値が適用される場合がある）用のアイドリング防止機器

2) Net Metering

クリーンエネルギー（例えば、水力、風力、太陽光、太陽光発電、地熱、潮力、波とバイオマス）から発電した電気の自家消費以上の余剰電力を電力系統へ接続・売電することでクレジットを獲得。

発電ユニットは、50kW 以下の定格容量で、「British Columbia クリーンエネルギー源」を使用する必要がある。

3) Standing Offer Program:

(出典) http://www.cansia.ca/government-regulatory-issues/provincial/consumer-incentives#bc

BC ハイドロはブリティッシュ・コロンビアの中で小規模できれいなエネルギープロジェクトの開発を奨励する Standing Offer Program”を実施した。このプログラムは、銘板出力 50kW～10MW 以下の小規模プロジェクトからエネルギーを購入する手続きである。

オンタリオ州での奨励策：

1) 固定価格買取制度（FIT）

これらのプログラムは、再生可能エネルギー利用発電に対し、長期契約（例えば、水力発電は最大 40 年）でのグリッドへの接続と売電価格保証を提供する。オンタリオ州の FIT プログラムは、再生可能エネルギー利用発電のために、北米初の包括的な保証価格体系を構築し、50MW 以下のプロジェクトに適用している。

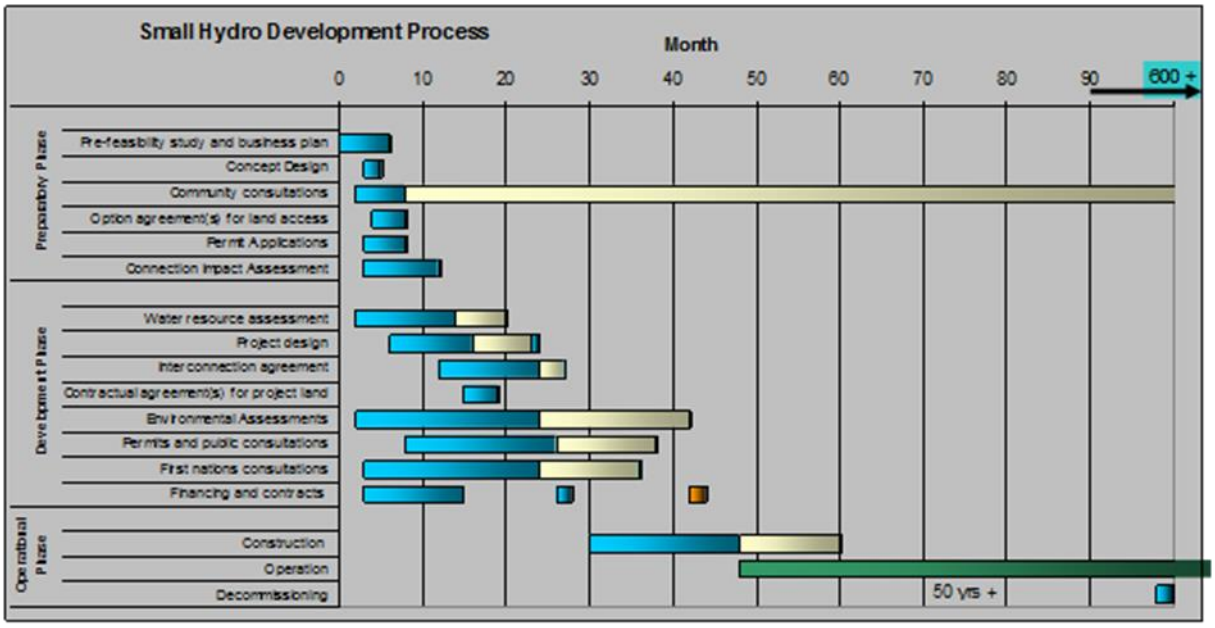
3.4 その他

(1) 小水力発電所開発の許認可手続き

（出典）Annex II, Subtask A3:Small Scale Hydro-Public Policy & Experience

カナダでの小水力発電プロジェクトのライセンス取得の平均月数は、約 40 ヶ月（表 1 参照）。しかし、カナダの許可手続きや取得月数は地方や地域によって異なる。

表 1 水力発電所開発の許認可手続き



ブリティッシュ・コロンビア州の農業・土地省および環境省は、ブリティッシュ・コロンビア州の利益のために国有地と水利権の配分責任を有する。彼らは、環境アセスメント、土地保有と保護と環境の管理において重要な役割を果たしている。水力プロジェクトの認可申請は、水利権と国有土地保有申請を同時に「一つの窓口」として処理される。開発とブリティッシュ・コロンビア州政府によって制定された水力発電施設の運営に関連する主な法律は、環境アセスメント法、水条例、土地法、環境省法、市立法、公益事業法、事業

委員会法、水力電力庁法と送電法人法である。

(2) First Nations Consultation

(出典) Hydroelectric Power Generation Development Inquiry February 28, 2011/Alberta Utilities Commission

水力開発の初期段階で、ともすれば影響を与える先住民との協議は、主要な検討事項の 1 つである。相談する合法的義務は、州と連邦政府の両者にあり、先住民の権利と要求に対して見込まれる悪影響の緩和または回避することを目標にしている。調査の過程で、様々な先住民は、見込まれる水力発電の開発に関連して連邦政府の協議義務についての見解を提示した。これらの意見は、文書形式でだけでなく、プレゼンテーションや討論会の中での発言を通じて発表された。

【先住民自治の固有の権利と交渉の実行へのカナダ政府のアプローチ】

（出典）http://www.aadnc-aandc.gc.ca/eng/1100100031843/1100100031844

1982 年憲法法第 35 条は、カナダの先住民の先住民としての権利（aboriginal rights ）および条約上の権利（treaty rights ）に対する憲法上の保護を規定した条文である。

カナダの政府は、自治の固有の権利を 1982 年憲法法の第 35 項に基づき既存の先住民権利と認める。 固有の権利の認識は、カナダの先住民は、彼らのコミュニティ内部の欠かせない事柄である文化、アイデンティティ、伝統、言語と制度、そして彼らの土地と資源に関して支配する権利があるという見方に基づく。

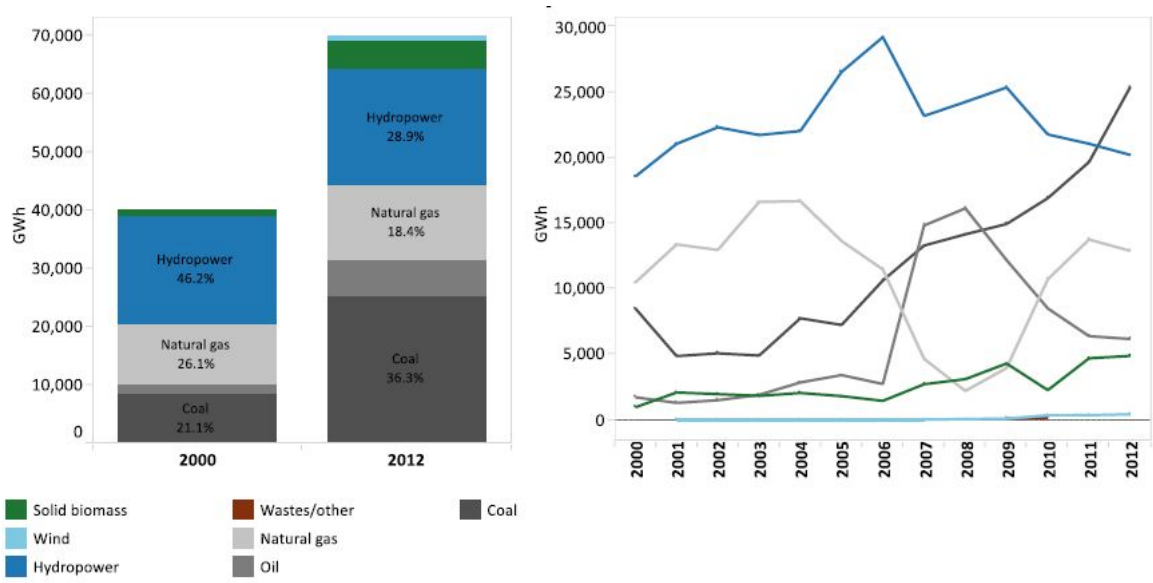
政府は、自治の固有の権利が法廷を通して実施可能である場合があるが、固有の権利の性質、範囲と内容には異なる見解があると認めている。

しかし、固有の権利に関する訴訟は、長く、高くついて対立を促進する傾向がある。 いずれにしても、裁判所は詳細な取り決めを行うようにと言って、関係者への一般的な助言を下す可能性がある。

これらの理由から、政府は、訴訟が最後であることを確信している。政府と先住民の間で交渉が、自治の固有の権利を実現するための最も実用的かつ効果的な方法として最善である。

小水力発電の現状（チリ）

1. 小水力発電の概要



		Electricity generation	Share of renewables
2000	Total	40,078.0 GWh	
	Of which renewables	19,457.0 GWh	48.5%
2012	Total	69,751.0 GWh	
	Of which renewables	25,421.0 GWh	36.4%

		Electricity generation	Share in total renewables
2012	Wind	409.0 GWh	1.6%
	Solid biomass	4,854.0 GWh	19.1%
	Hydropower	20,158.0 GWh	79.3%

図 1 各年の電源毎の発電量推移

(出典) IRENA/Renewable Energy Policy Brief, Chile, June 2015

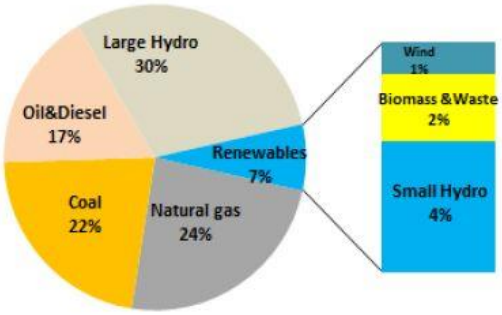


図 2 電源毎の発電量（2012 年）

(出典) BNEF, CNE and own elaboration

表 1 小水力発電の現状（2014 年 8 月現在）

(Source)Renewable Energy Center of Chile's Ministry of Energy(RNC) Statistics

稼働中 (MW)	建設中 (MW)	環境アセス認可申請中 (MW)	環境アセス審査中 (MW)
342	34	290	185

水力発電所の出力定義：

チリでは水力発電所の一般的出力定義は次のとおり：

ピコ水力発電：200W～5kW

マイクロハイドロ：5.1～100kW
ミニハイドロ　　：101～2MW
小水力発電　　：2.1～20MW

チリでは、20MW 以下の水力発電設備は非従来型再生可能エネルギー源(NCRE)とされている。

チリでの包蔵水力は約 60,000MW。チリ中小水力発電所協会(APEMEC)は 2012 年会報で「エネルギー省は、小水力発電の包蔵水力は 7,000MW～17,000MW あると推定している」と報じている（図 3 参照）。この理論包蔵水力はチリの中央・南部地域に賦存している。

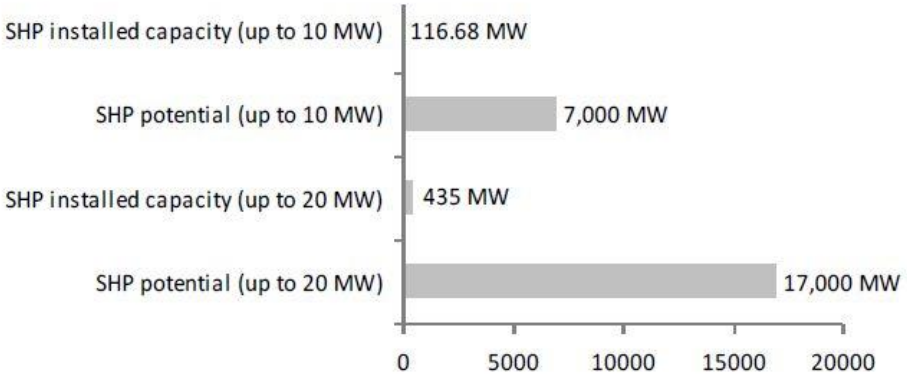
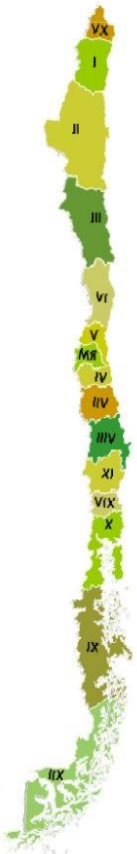


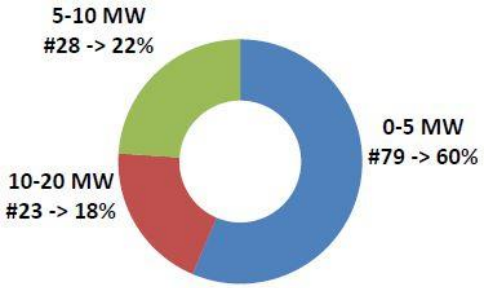
図 3 チリでの小水力発電容量

(Source)World Small Hydropower Development Report 2013 (UNIDO, ICSHP)

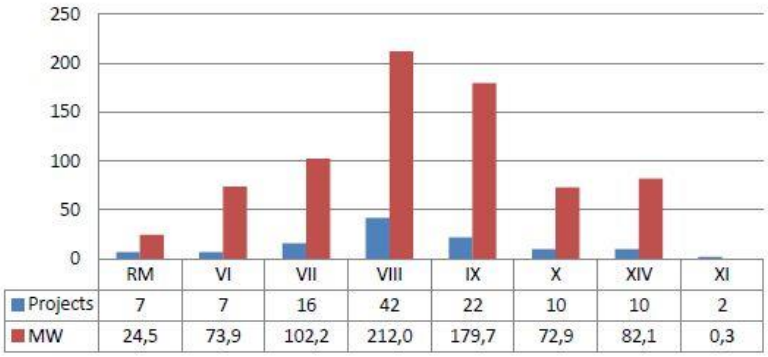


チリ地域

開発プロジェクト: 2018 年までに 721MW



発電容量分布（MW）



地域毎のプロジェクト

図 4　開発プロジェクト

(出典) A historical and current Energy Market and Small Hydro in Chile, 2015(Ministry of Energy)

2.　小水力発電の事業形態

2.1 電力供給体制

チリの電気事業は世界に先駆け、1982 年に電力自由化が開始された。一連の改革で国営電力公社の分割・民営化および卸電力市場の導入が実施され、監督官庁、規制機関の役割も明確に分けられるなど、現行の事業体制の基盤が形成された。電気料金や電力市場、入札等についてはすべて関係法に規定されており、制度面の透明性も確保されている。発電および送電事業は自由化を契機に、欧米資本も多く参加している。配電事業は営業特許権（コンセッション）を得て供給区域での事業を行うことになっており、系統運用および電力市場の管理は各系統の経済給電センター(CDEC)が一元的な役割を担っている。なお、電力小売り部門での自由化は実施されていない。

電力供給体制を図 5 に示す。

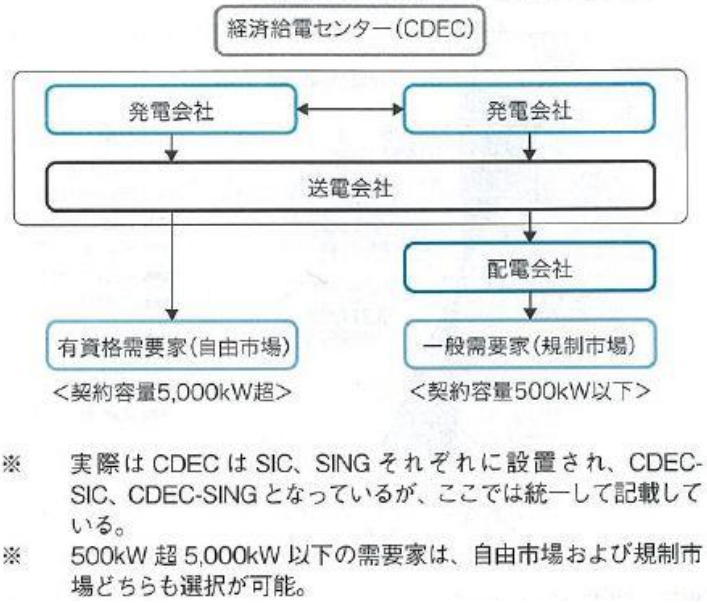


図 5　チリの電力供給体制

（出典：海外電力 2016-6／海外電力調査会）

2.2 電力システムの概要

チリは、発電、送電、配電をすべて民間投資によって賄われている民営化電力市場である。発電と送配電ビジネスは競争の激しい市場であり、送配電部門は投資条件の樹立、アクセス手法、第三者のアクセスを受け入れるなどの規制の枠組みの対象となっている。送電セクタは、図 6 に示すように、互いに接続されていない 4 つの地域電力系統に分割されている。

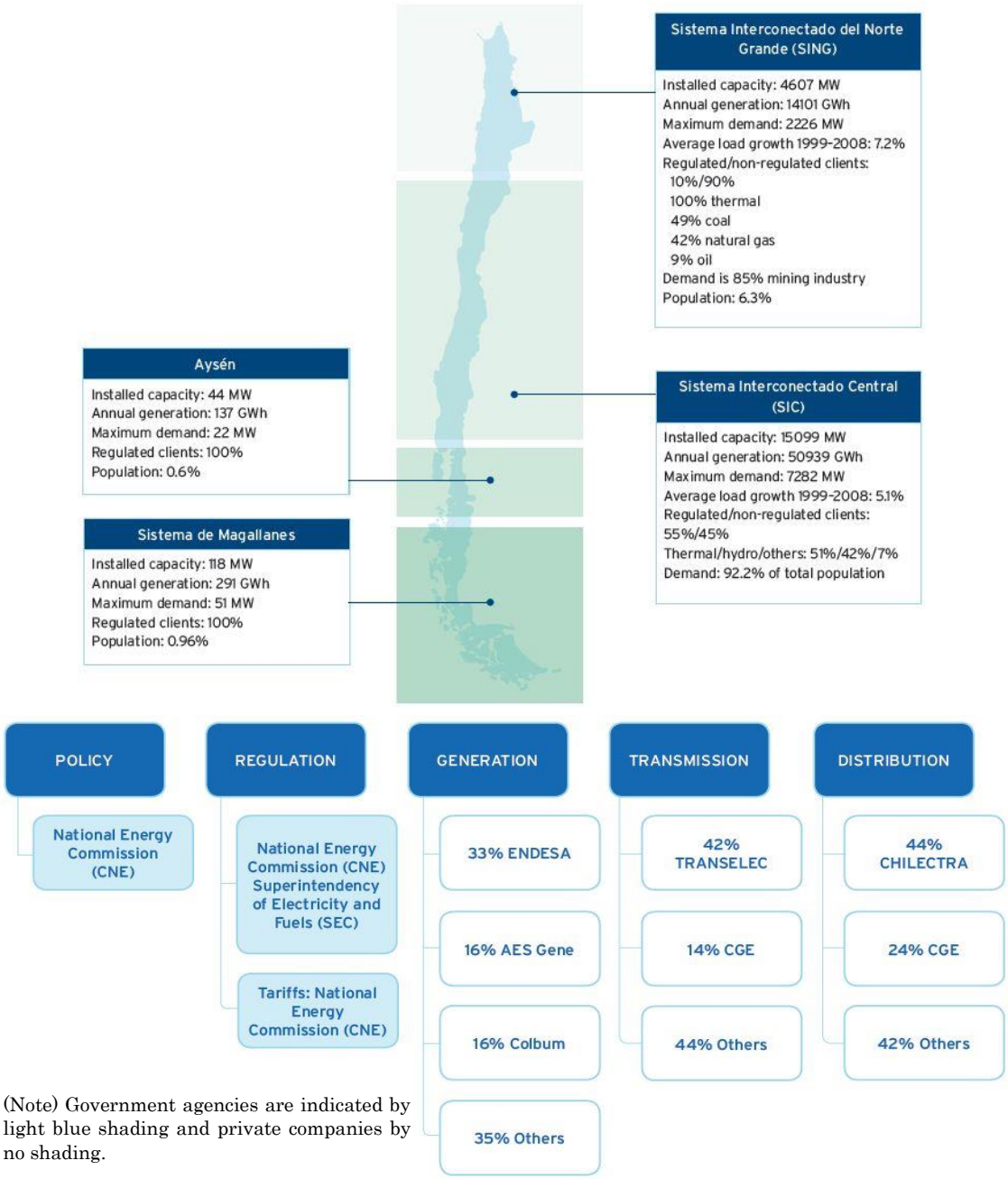


図 6　電力セクターの構成

(出典)Vagllasindi and Besant-Jones. 2009. Power Market Structure：Revisiting Policy Options

(MaRS Market Insights/Market Information Report：Chile July 2015)

国家エネルギー委員会(CNE)：

CNE は、エネルギー市場をサポートするための政策や戦略を提案する電気料金を調整、開発および技術基準を実行、送配電や運用基準を監督する。

エンデサ(ENDESA)：

エンデサはアルゼンチン、ブラジル、コロンビア、チリ、ペルーの 5 か国が関わっているエネルシス社の発電子会社である。エネルシス社は 46 の発電所、計 12,332MW の発電設備を有している。エンデサはチリ国で一番大きな電力会社であり、20 か所、全設備容量 4,476.7MW を有しており、これはチリ国の全発電設備の約 38%に相当する。設備の大半

は、チリの主要系統である中央系統(SIC)とノルテ・グランデ系統(SING)に接続されている。

AES-Gener 社：

AES 社は 2004 年の売上高 9.5 億ドルの世界的に大きなグローバル電力会社の一つである。五大陸の 26 ヶ国で他のどの電力会社よりも多くの国で電力を供給している。123 の発電設備および 14 の管理されたユーティリティーで、計 44,000MW の設備容量を有し、世界中 1 億人へ電力を供給している。

コルブン社(Colbum)：

コルブン社はチリで三番目に大きな電力会社で、発電全量を中央系統(SIC)に供給している。全設備容量は約 1,480MW であり、チリ国全体の設備容量の約 15%に相当。内 75%は Colbum-Machicura 発電所 490MW を含む水力発電所から供給している。

3. 規制／支援策

3.1 水利権

（出典）チリ国における農業用水の水利権に関する考察／国際農林業協力(Vol.28(2005) No.3)
日本と世界の水利権制度・水取引制度／知的資産創造（2010 年 9 月）

チリ国における水利権制度は、次のような特徴がある。

① 水利権は土地の権利から独立しており，民法で認められた所有権に基づき，売買や自由な譲渡ができる。

② 水利権の取得には，水を直ちに利用することが条件とならず，利用方法による優先順位もない。

③ 水利権は国によって許可されるが，同一水源に競争者がいる場合には入札によって落札者が決定される。

④ 農業用水や水道用水のような消費者の権利に加えて，水力発電のような非消費者の権利も認められる。

⑤ 紛争が発生した場合の国の役割は限定され，紛争は市場か裁判によって解決される。

1,981 年に制定された水法は、水力発電会社の水利権の独占を是正するため、2005 年に修正された。主な修正点は、次の通り。

・「水利権不使用課徴金」と呼ばれる課徴金が導入され、2011 年時点で水利権を行使していないと水利権の使用料金が倍に、さらに未使用の状況が継続すると 16 年には使用料金が 11 年時点の倍になる。

・水利権の取得に「正当な理由」が必要になった。

・水利権の取得申請の際、他の利害関係者に不利益が生じないように、第三者への周知期間が 2 カ月から 6 カ月に延長された。

・河川の環境維持流量を確保することが必要になった。

3.2 環境影響評価

チリの環境保護省は、環境保護のために責任を有している。環境影響評価（EIA）及び環境影響宣言は、投資家によって実行・費用負担する。環境アセスメントの手順は、次のような

ガイドラインがある。

・環境評価を実施し、レビューと評価をうけることおよびその承認を得るための方針と手続き方法

・環境報告書（環境影響評価および宣言）の準備とレビューに関するガイドライン

・公会協議に関するガイドライン

・歴史的、考古学的および先住民居住地区などのセンシティブで重大な意味を持つ地域に関するガイドライン

・チリの環境法と国立環境基準

3 MW 以上および/または 2m³/s 以上の水量を有するすべての小水力発電開発プロジェクトは、F/S で不可欠な EIA の法的枠組みに準じる。小規模なプロジェクトのみ、EIA よりもはるかに短い環境影響申告報告書を準備する必要がある。

3.3 補助制度

(Source) Renewable Energy Policy Brief, Chile, June 2015

(1) チリでは再生可能エネルギー電力に対する財政インセンティブはない。しかし、炭素税(Law 20780 of Tax Reform)が 2014 年 9 月から有効となった。50MW 以上の発電所（但し、バイオマスは除外）からの排出ガスに課せられる炭素税／年間 US$5/ton が 2017 年から始まる。(2018 年に支払)

(2) チリでは2001年から再生可能エネルギーに対して少なくとも2.08億ドルの補助が出された。2005 年から”Invest Chile”プロジェクトは、プレ F/S およびプレ投資計画検討のために、プロジェクト毎に 16 万ドルを上限として補助された。F/S のための初期公的補助は、チリでの再生可能エネルギープロジェクトのための低金利クレジットを融資する EUR85 百万融資の一環として、ドイツ政府所有の民間銀行 KfW から 3 百万ユーロの助成金で 2008 年に補完された。

“Invest Chile”プロジェクトは US $85 百万予算で、非従来型の再生可能エネルギー(NCRE)開発プログラムのサポートにより、2012 年に続けられた。 2014－2018 エネルギー・プログラムは、再生可能発電における前段投資のための支援制度の強化を目指している。

3.4 その他（地域共生・支援策等）

(1) 再生可能エネルギー義務／非従来型再生可能エネルギー法(法 20.257)

2008 年 4 月 1 日に施行された非従来型の再生可能エネルギー法（NCRE 法）は、地熱、風力、太陽光、潮力、バイオマスや小水力発電所などの非従来型の再生可能エネルギー源(NCRE)を開発することにより、将来のエネルギー要件を満たすことを目指している。

この法律は、電力会社の電気が、彼らの契約している電気供給と引き換えに、それらの総エネルギーの一定割合は、非従来型のエネルギー源(NCRE)によって、系統に供給されていることを実証する必要がある。エネルギー（電気）は、独自の発電所または第三者との契約によって発電させることができる。この割り当ては、2010 年初めに発効し、2014 年までに電力の 5%は非従来型の再生可能エネルギー源(NCRE)から発電する必要がある。2015 年からはこの義務は毎年 0.5%増加し、2024 年までに 10%に達する。

義務は、25 年間（2010 年から 2034 年）継続される。発電容量 20MW 以下の水力発電は、非従来型の再生可能エネルギー源(NCRE)として考えられる。しかし、20～40MW の発電所では、40MW 発電所の非従来型エネルギー使用量をゼロとして、その間は減少関数に基づき比例計算で非従来型の再生可能エネルギー源(NCRE)として考えることが出来る。2013 年 10 月 14 日、法律は改正され、設備容量 200MW 以上の電力会社は、2025 年までに電力の 20%は再生可能エネルギー源から発電することが義務付けられた。

(2) 小水力発電開発の障壁

(出典)World Small Hydropower Development Report 2013(ICSHP)

チリ国での小水力発電開発の主な行政上の障壁は；

・リードタイムが長い（約 1～2 年）

・認可に係る行政組織が多すぎてそれらの調整が行われていないこと。

チリ国での小水力開発の主な技術的障壁は；

・小水力発電所の場所が主送電系統から外れているので、既設送電線容量不足のため、小水力発電所の中圧系統への接続が困難でありその費用が高い

・小水力発電所計画は一般にアンデス山脈近辺の遠隔地に計画されることが多く、近くに送電グリッドがないこと。

主な施策上の障壁は、地方でのクリーンエネルギー開発プログラムがないこと。

小水力発電の現状（ドイツ）

1. 小水力発電の概要

ドイツにおける小水力発電（10,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

既開発のポテンシャル：

年	地点数		既開発出力（MW）		平均出力（MW）		発電電力量（GWh/年）	
	～1MW	1～10MW	～1MW	1～10MW	～1MW	1～10MW	～1MW	1～10MW
2007	7,186	317	503	1,202	0.07	3.79	3,188	4,805
2008	7,192	317	513	1,202	0.07	3.79	3,197	4,806
2009	7,195	317	514	1,208	0.07	3.81	3,199	4,844
2010	7,199	317	515	1,208	0.07	3.81	3,215	4,883
2011	7,199	317	515	1,208	0.07	3.81	3,316	5,036
2012			713	1,067			2,543	4,662

未開発のポテンシャル：

出力区分 (kW)	未開発	
	出力(MW)	発電量(GWh)
1,000 未満	1,584	9,190
1,001～10,000		

データ：ESHA Stream map HYDI Database

2. 小水力発電の事業形態

2.1 電力自由化の概要

自由化に関する EU の要件に応じて、ドイツの規制のモードが再編成されている。（正式な）自由化は1998年に開始してから別のエネルギー供給会社と所有者構造の事業内容が変更された。

自由化の主な要素は；

(1) 送配電線網の中立化は次のようにして発電と供給をつなぐ送配電事業者の中立性を確保する。

1) 自らの発電所の優遇を防ぐため、送電網と大規模発電所の所有権を分離する

2) 新電力が顧客に競争上の不利なくアクセスできるよう、配電網と供給者間の組織を分離する

(2) 託送料をコントロールし、市場を形成するために、公共の規制機関を設立する。

(3) 限界費用に基づき、既存の発電所間の競争を生み出すために、電力取引所を設置する。

図 1 は電力セクターのバリューチェーンの分離を示す。

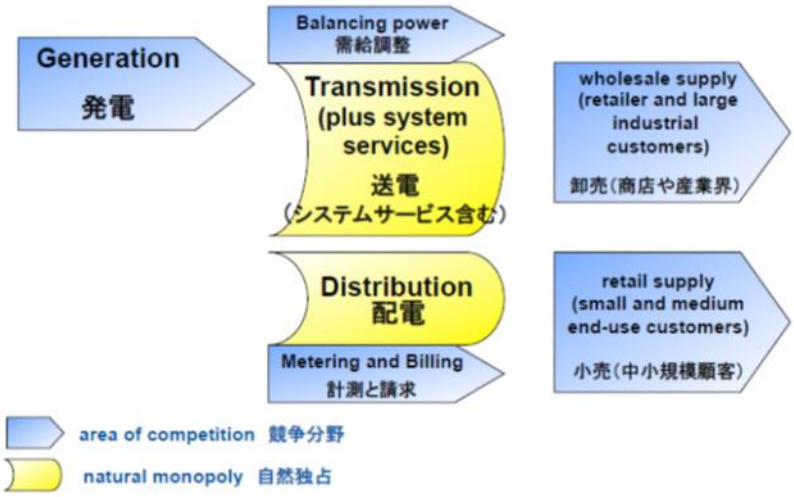


図１　電力セクターのバリューチェーンの分離

（出典）Electricity Market Liberalization and the German Energiewende

/Prof. Uwe Leprich, Institute for Future Energy Systems(IZES)

2.2 発電事業者

ドイツの電力市場は 2013 年にドイツとオーストリアの従来の電力市場の約 67%のシェアを有する 4 大電力グループで占められている。この 4 大グループ（RWE、EnBW、E.ON、Vattenfall）は発電、配電および小売事業を行っている。数多くの小規模電力プロバイダーが 4 大グループよりも廉価な電力を消費者へ提供することを提案しているが、ドイツの各戸はこれらプロバイダーへ切り替えることをためらっている。しかし、彼らのコア・ビシネスである化石燃料および原子力からの集中型発電から、大きな遅れをとっている再生可能エネルギーベースの低炭素経済へのシフトというチャレンジに直面している。

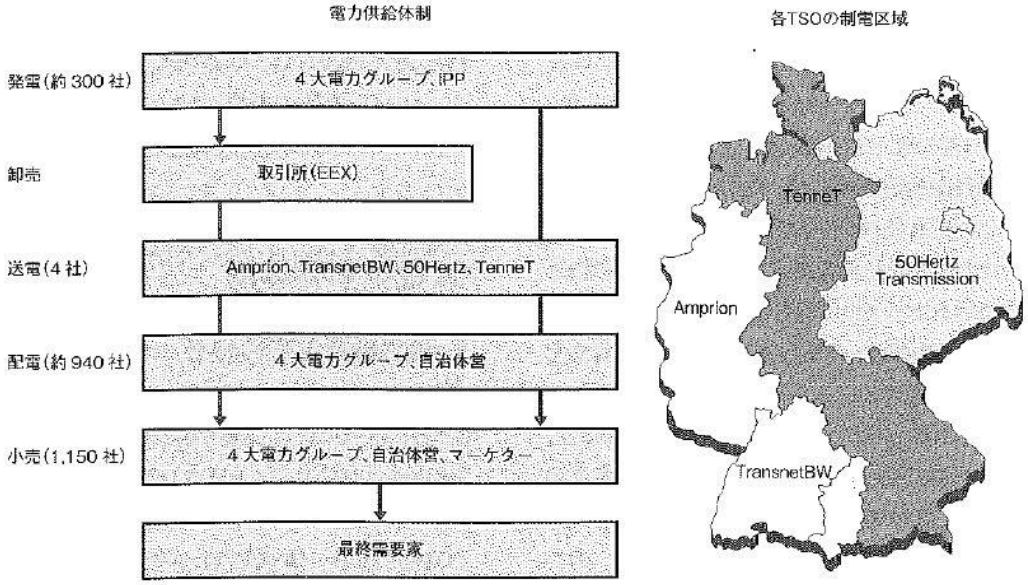


図 2 ドイツの電気事業体制

（出典）海外諸国の電気事業（2014 年海外電力調査会）

2.3 送電事業者

ドイツでは、220kV と 380kV の高圧系統の事業者は送電事業者として指名されている。送電事業者は、発電と電力需要側とのバランスを常に監視し、必要に応じて市場に介入することにより電力を安全に送電する責務を有する。さらに、送電系統の保守管理と必要に応じて系統拡張をしなければならない。ドイツには 4 送電事業者があり、それぞれの管轄地域での責務を有している。

2.4 配電事業者

配電網は数多くの地域・市営事業者によって運営されている。（2014 年 1 月現在、888 社）

ドイツ国内には総長 1,679,000km の配電線網があり、3 種類の電圧で配電している。

- 高圧系統（約 77,000km）：60～220kV。人口の多い地区の変電所、工業地帯にある電力消費が多い会社などへの一次配電として使用される。
- 中圧系統（約 479,000km）：6～60kV。小規模地域の変電所、工場、病院などの需要が多い所への配電として使用される。
- 低圧系統（約 1,123,000km）：230～400V。各家庭、小規模消費者などへの配電として使用される。

2.5 小売事業者

地方自治体が管理する電力小売会社、4 大電力会社グループから分離・独立した電力小売会社がある。全体として、1030 の企業が小売業に従事している。（2010 年 4 月現在）

2.6 その他

脱原子力を選択したドイツでは、政府が再生可能エネルギーの開発を推進しており、2014 年末には風力発電 3,816 万 kW、太陽光発電 3,824 万 kW と世界的規模を誇るまでになっている。なかでもミュンヘン市は、2025 年までに同市の全電力需要（75 億 kWh）を再生可能エネルギー電力で供給する目標を設定し、世界の百万都市のなかで最初に再エネ電化率 100%を達成することを目指している。この目標を達成するため、ミュンヘン都市公社 SWM は 90 億ユーロの「再生可能エネルギー拡張戦略」を掲げ、風力・水力・太陽光／熱・バイオマス・地熱などの再生可能エネルギー設備の導入を推進している。

3　規制／支援策等

3.2 水利権

・既得水利権は期限なし

・落差、流量増加による発電所活性化に対しては新規水利権が与えられる。
　期間は 20～30 年間

・水枠組指令(WFD)のため高い制限が付与される。再生可能エネルギー法(RES)の恩恵なし。

・水使用料金はなし。

・水利権認可料金は州によって異なる。例えばヘッセン州では 150kW の認可料金は€10,000

3.2 河川維持放流量

一般に河川維持放流量は平均 350 日流量の 30%以上であること。

3.3 補助制度

(1) 固定価格買取制度

ドイツでは、2016 年 1 月より以前に運転を開始する 500kW までの小規模再生可能エネルギー電力（RES-E）は、再生可能エネルギー法（EEG）2014 に定めるように固定価格買取制度(FIT)によって促進される。発電事業者は月単位で FIT と FIP（市場プレミアム制度）へ切り替えることが出来る。更に、再生可能エネルギー発電所の規模に関係なく、各発電所は特別なケースで FIT の資格を得ることができる。

(a) 加入資格

RES 発電事業者は FIT を受けるためには次のような要項を満たさなければならない。

・設備容量 500kW までの新規発電所は 2016 年 1 月前までに運転開始すること。
2016 年 1 月からは 100kW 以下の新規設備容量に対して FIT を適用する。

・FIT は系統連系した電気のみに適用。発電所周辺の負荷へ直接配電することはできない。

・水力発電所については、新規および設備改修した発電所につき、次項が適用される。
最大出力 500kW 以下
連邦水指令遵守
連邦水指令に準じた設備改修を行った既設発電所

(b)買取価格

設備容量（MW）	≦0.5	≦2.0	≦5.0	≦10.0	≦20.0	≦50.0	＞50.0
買取価格(€ct/kWh)	12.52	8.25	6.31	5.54	5.34	4.28	3.50

(c)適用期間

FIT 適用期間は 20 年間（設備は運転されていること）

(d)価格の減少

価格の減少率は、0.5%／年

(2) ローン（KfW Financing Initiative Energiewende）

ドイツ復興金融公庫(KfW) Financing Initiative Energiewende は、再生可能エネルギー法(EEG)に準じて再生可能エネルギー利用発電所建設を行う資金に対して低金利を提供。20 年間の低金利ローンで運転開始から最大 3 年までは無返済。発電事業者もしくは投資家は普通銀行と契約できる。もし両者が契約できない場合は投資ローンに関する KfW ルールが適用される。

3.4 その他（地域共生・支援策　等）

(1) 小水力発電開発に対する障害

・再生可能エネルギー枠指令(RES)での前向きなインパクトは少なく、水枠組指令(WFD)遵守のマイナスのインパクトの方が大きい。

・小水力発電の社会的受容はかなり高いが、生態環境保全部署や小水力発電が生きた魚に害を与えるのではないかという漁業者、釣り人など NGO の強い反発がある。

・水枠組指令(WFD)は 2015 年までにドイツ法令の中に取り込まれる。環境影響に対する緩

和策として、次のような目標が掲げられている。

(i)　魚道設置

(ii)　スクリーンの目幅を小さくする（15mm）

(iii) 水流による河床管理／自然化

小水力発電の現状（日本）

1. 小水力発電の概要

日本における(中)小水力発電（30,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

出力区分 (kW)	未開発			既開発		開発率	
	地点数	出力 (kW)	発電量 (MWh)	地点数	出力 (kW)	地点数 (%)	出力 (%)
1,000 未満	1,708	364,937	1,891,207	535	211,597	24	37
1,000～10,000 未満	2,134	6,606,831	26,693,649	875	3,310,773	29	33
10,000～30,000 以下	212	3,356,312	12,539,804	374	6,285,600	64	65
30,001～50,000 未満	22	848,512	2,835,072	85	3,261,000	79	79
50,000～100,000 未満	14	879,100	2,353,400	66	4,305,390	83	83
100,000 以上	3	378,000	1,109,000	26	4,904,600	90	93
計	**4,093**	**12,433,692**	**47,422,132**	**1,961**	**22,279,560**	**32**	**64**
平均		**3,038**	**11,586**		**11,361**		

データ：包蔵水力（平成 24 年 3 月 31 日）

未利用落差発電包蔵水力調査　報告書（平成 21 年 3 月）

また、30,000kW 以下の既開発地点における事業形態別状況は以下のとおりである。

事業形態	1,000kW 未満			1,000kW～10,000kW 未満			10,000kW～30,000kW 以下		
	地点数	出力 (kW)	平均出力 (kW)	地点数	出力 (kW)	平均出力 (kW)	地点数	出力 (kW)	平均出力 (kW)
Power Utility	236	107,889	457	553	2,113,005	3,821	255	4,386,050	17,200
Power Producer	89	34,387	389	221	858,560	3,885	95	1,507,400	15,867
Private	210	69,321	330	101	339,208	3,358	24	392,150	16,340
Total	**535**	**211,597**	**396**	**875**	**3,310,773**	**3,784**	**374**	**6,285,600**	**16,806**

データ：包蔵水力（平成 24 年 3 月 31 日）

未利用落差発電包蔵水力調査　報告書（平成 21 年 3 月）

2. 小水力発電の事業形態

日本において、小水力発電（30,000kW 以下）を行っている事業者は以下のように分類される。

2.1 電気事業者（Power Utility）

(1) 一般電気事業者

一般（不特定多数）の需要に応じて電気を供給する事業者（発電・送電設備を自社保有）と定義されている。

東京電力(株)をはじめ 10 社の電力会社がある。

(2) 卸電気事業者

一般電気事業者に電気を供給するため、2,000MW を超える出力の供給設備を有する事業者と定義されている。

水力発電を行っているのは電源開発(株)（J-Power）のみである。

これら一般電気事業者と卸電気事業者が所有する小水力発電所（30,000kW 以下）は、地点数で 6 割弱、出力で 7 割弱を占める。

2.2 発電事業者（Power Producer）

(1) 卸供給事業者（いわゆる独立発電事業者（IPP））

一般電気事業者に電気を供給する卸電気事業者以外の事業者で、一般電気事業者と 10 年以上にわたり 1,000kW 超の供給契約、もしくは 5 年以上にわたり 100MW 超の供給契約を交わしている事業者と定義されている。

小水力発電所を所有する事業者は、地方公共団体が経営する公営電気事業者や東京発電(株)等の民間の発電事業者がある。

(2) 発電事業者（非規制）

卸供給に該当しない発電事業者で、2012 年 7 月に固定価格買取制度（FIT）が施行されたことにより、小水力発電でも新規参入者ができてきている。

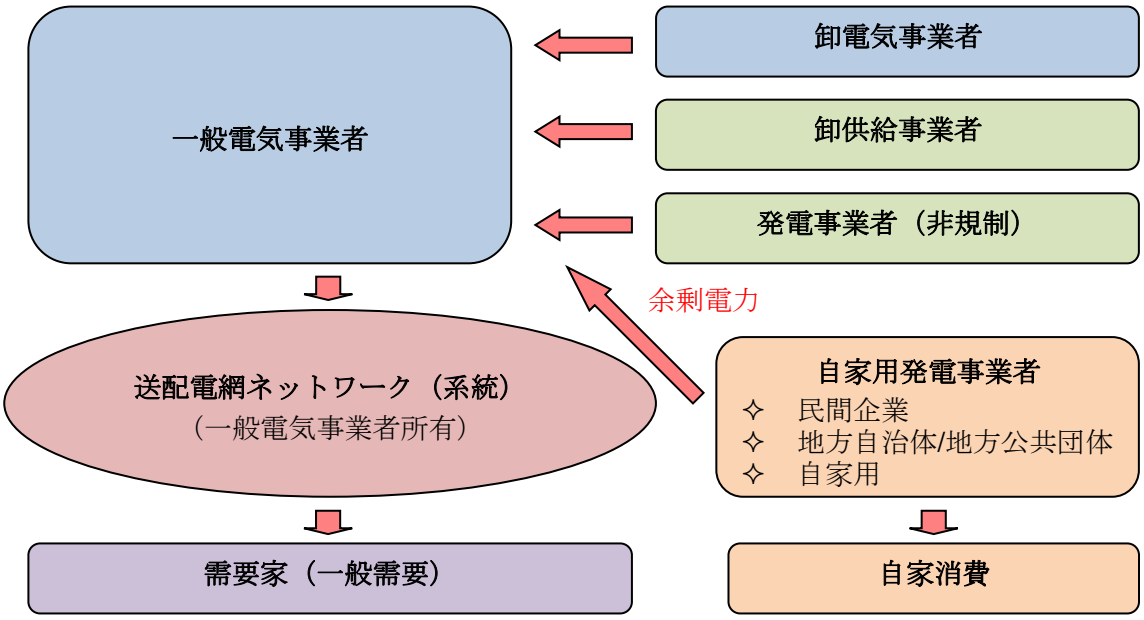
2.3 自家用発電事業者（Private）

(1) 自家用発電事業者

電気事業者以外の者（電気を消費する者）が自ら発電装置を備えて発電するものであり、外部へ電力を販売するのが目的ではなく自らの消費を主目的とする事業者と定義されている。

自社の設備に電力を供給するために小水力発電設備を設置する民間事業者や、市町村や土地改良区等が、小水力発電による自家用発電設備を設置し、自家用設備の維持管理費の負担軽減を図るとともに、環境教育・啓発を図ることを目的にするものもある。

(2) その他（自家発自家消費）



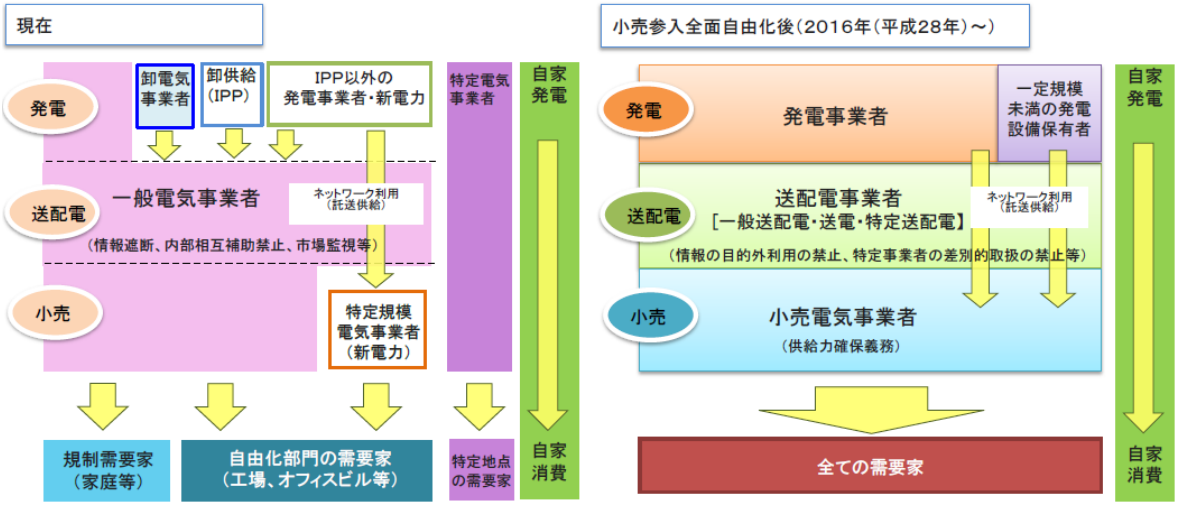
図－1　日本の電気事業形態（現状）

2.4 電力システム改革

東北地方太平洋沖地震と福島第一原子力発電所事故に伴う電気料金の値上げや需給逼迫等により、従来の電力システムの限界が明らかになったことから、安定供給の確保や電気料金の抑制、需要家の選択肢や企業の事業機会の拡大を目的として、電力小売り全面自由化への抜本的な改革（図 2）が 3 段階に分けて実施されている。

【電力システム改革スケジュール】

①広域的運用推進機関の設置(2015 年) → ②小売参入自由化(2016 年目途) → ③送配電の中立化、料金規制の撤廃(2018 年目途)



図－2　電力システムの見直し

3. 法規制／支援策等

3.1 水利権

水利権とは、特定の目的（水力発電・かんがい・水道等）のために、その目的を達成するのに必要な限度において、流水を排他的・継続的に使用する権利のことをいう。

なお、農業用水や水道用水など、すでに水利使用の許可を得ている水を利用して水力発電（いわゆる「従属発電」）を行う場合には、許可手続に必要な書類等の簡素化が図られている。

また、農業用水の排水や、下水処理水を利用して発電を行う場合など、水利使用の許可を必要としない場合もある。

(1) 監督官庁

一級河川	国土交通省／都道府県
二級河川	都道府県／政令指定都市
準用河川	市町村

(2) 水利権の許可期間

発電水利使用については、原則として概ね 20 年とされている。ただし、発電水利使用における概ね 20 年の原則の取扱いについては、一級河川において、当初許可から一定期間を経過しているものを中心に、原則に当てはまらない（許可期間を短縮する）ものを類型化して示し、これに基づき処理されている。

(3) 水利使用料（上限額:「河川法施行令第 18 条第 1 項第 3 号の国土交通大臣が定める額の件」（国土交通省告示第 351 号(平成 13 年 3 月 28 日)）

1,976 円×(常時理論水力)＋436 円×(最大理論水力－常時理論水力)

事業者から納付される水利使用料（流水占用料）は都道府県の収入となる。

3.2 河川維持流量（Environmental Flow）

舟運、漁業、景観、塩害の防止、河口閉塞の防止、河川管理施設の保護、地下水位の維持、動植物の保護、流水の清潔の保持に必要な流量。

発電取水口等における集水面積 100km^2 当たり概ね 0.1～0.3m^3/s 程度。

流域変更の場合：分水を受けている水系に属する河川における水利使用に支障をきたさない範囲で確保。

【発電ガイドライン該当発電所の概要】

1. 水利権の許可更新時に河川環境保全のため流量を流下させる発電所の条件等の概要

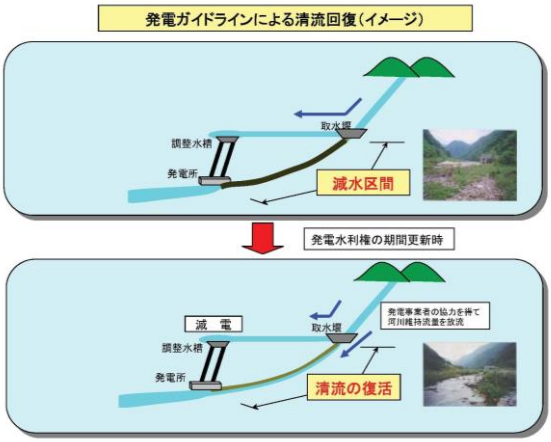
(1) 流域変更により、発電取水口又は発電ダムの存ずる河川が属する水系以外の水系に分水し、又は海に直接放流するもの。

(2) 減水区間の延長が 10km 以上のもので、かつ、次の要件のいずれかに該当するもの。

① 発電取水口等における集水面積が 200km² 以上のもの。

② 減水区間の全部又は一部が自然公園法の区域に指定されているもの。

③ 減水区間の沿川が観光地又は集落として相当程度利用されているもの。



2. 河川維持流量

(1) 河川維持流量の大きさについては、発電取水口等における集水面積 100km² 当たり概ね 0.1～0.3m³/s 程度とするものとする。

(2) ただし、「減水区間に係わる地元市町村等との合意等により、発電水利使用者が運用により放流を行い、又は行おうとしている発電所等において河川管理者が当該流量以下でやむを得ないと認めたとき又は当該流量以上必要があると認めたときには、これによらないことができるものとする。

3.3 補助制度（固定価格買取制度（Feed-in Tariff : FIT）等）

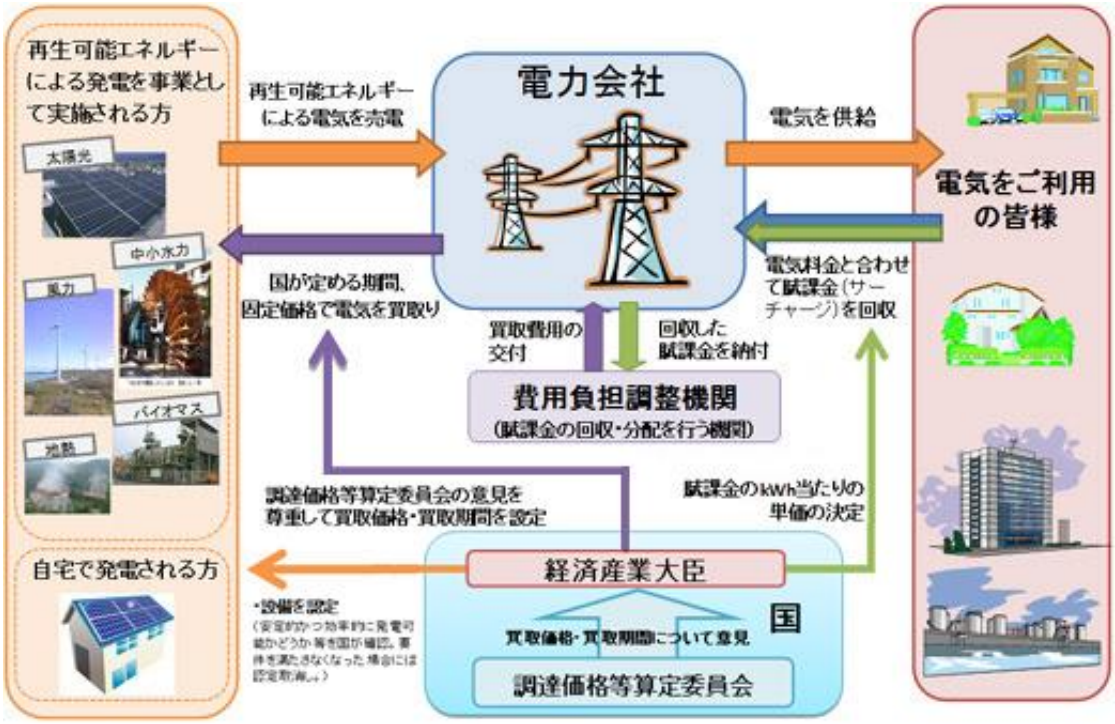
(1) Feed-in Tariff（固定価格買取制度）

再生可能エネルギーの固定価格買取制度は、再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電された電気を、国が定める固定価格で一定の期間電気事業者に調達を義務づけるもので、2012 年 7 月 1 日から施行されている。

表－1 水力発電の買取価格・買取期間（税抜価格）:2014 年度

	1,000kW 以上 30,000kW 未満	200kW 以上 1,000kW 未満	200kW 未満
調達価格	24（14）円	29（21）円	34（25）円
調達期間	20 年間	20 年間	20 年間

※（　）：既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの。



（出典：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/index.html）

図－3 固定価格買取制度（FIT）

(2) RPS（Renewables Portfolio Standard）

電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務付けることにより、新エネルギー等の利用を推進していくもの。（「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）：2002 年 6 月公布／2012 年 6 月廃止）水力については、1,000kW 以下のものであって、水路式の発電およびダム式の従属発電の設備が対象となる。

なお、2012 年 7 月 1 日に、「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」（固定価格買取制度）の施行に伴い廃止されたが、一部の規定は、当分の間、なおその効力を有すると規定されており、電気事業者には一定量の新エネルギー等電気を利用する義務（義務量）が課せられている。

(3) 開発補助金

小水力発電に関する開発補助制度においては、事業目的に即して各省庁により実施されている。

経済産業省：中小水力発電の設備設置補助や実証事業補助

農林水産省：農業水利施設を利用した小水力発電の設備設置補助や事業可能性調査および地域整備交付金　等

環　境　省：地球温暖化対策・再生可能エネルギー導入等を目的とした小水力発電設備の設備設置補助や事業可能性調査　等

国土交通省：地域活性化を目的とした小水力発電設備の事業可能性調査や実証事業補助

4. その他（地域共生・支援策　等）

(1) 交付金・補助金

水力発電所の開発を円滑に進めるための地元の理解と協力を得るため、水力開発が地域の振興に役立つように、電源立地地域の地方自治体に交付金や補助金が付与されている。

(2) 規制緩和

経済産業省においては、小水力発電設備に係る規制・制度改革として、保安規定・主任技術者選任・工事計画届等において、規制不要範囲の拡大や制度の柔軟化を図る等の規制緩和を実施している。

国土交通省においては、小水力発電に係る水利使用手続において、許可権者や制度の簡素化や円滑化を図る等の規制緩和を実施している。

(3) 環境規制

環境影響評価法および電気事業法に基づき、水力発電所の設置または変更の事業のうち、第一種事業（出力 30,000kW 以上の事業）は、必ず環境影響評価を行う必要があると規定され、第二種事業（出力 22,500kW 以上 30,000kW 未満の事業）は、電気事業法に定める「簡易な方法による環境影響評価」を実施し、法の対象事業とするかどうかを判定（スクリーニング手続き）するものと規定されている。

小水力発電所の計画・開発においても、環境保全に関する各種法令の目的達成に支障をおよぼす恐れもあるため、下記項目に関する法的規制について、環境に与える影響を回避・低減を図るとともに、必要に応じて代償措置を検討する。

① 自然環境の保全
② 動植物の保護・保全
③ 文化財の保護・保全
④ 国土保全
⑤ 公害の防止
⑥ 都市部の緑地保全
⑦ 水産資源の保護及び増殖
⑧ その他（温泉資源，水質保全　等）

小水力発電の現状（ノルウェー）

1. 小水力発電の概要

ノルウェーにおける小水力発電（10,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

表 1 ノルウェーにおける小水力発電の開発状況　（2016 年 1 月現在）

出力区分 (MW)	未開発*		既開発**				
	出力 (MW)	発電量 (MWh)	地点数	全出力 (MW)	平均出力 (kW)	発電量 (GWh/y)	平均発電量 (GWh/y)
1.0 未満	1,450	8,860	570	180	315	770	1.35
1.0～10.0			637	2,160	3,392	8,790	13.8

データ出典：ノルウェー水資源エネルギー局(NVE)

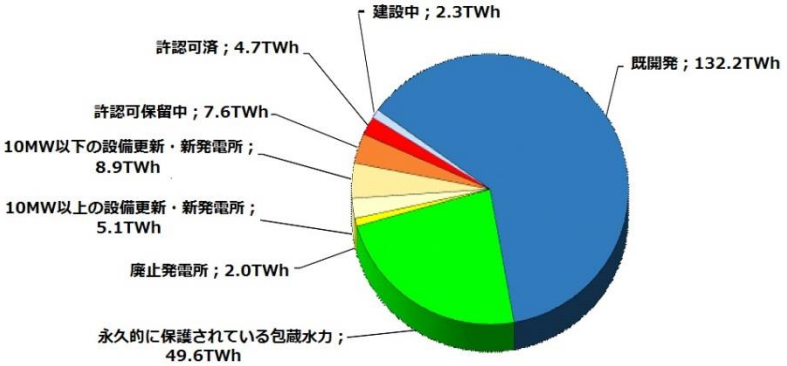


図 1 ノルウェーの包蔵水力（2016 年 1 月現在）

（出典）ノルウェー水資源エネルギー局（Norwegian Water Resources and Energy Directorate：NVE）

– IEA Annex II Expert Meeting Washington D.C. Nov.8-9, 2016–

2. 小水力発電の事業形態

2.1 電力市場の概要

ノルウェーはスウェーデン、デンマーク、フィンランドでの多国間電力卸売市場の一部である。北欧の電力市場は、また、ドイツ、オランダ、エストニア、ロシアへの相互接続を通じて、欧州電力市場に統合されている。

北欧の物理的電力取引は、大きな電力量を購入・販売しているノルドプールスポット AS（ノルドプール）である。ノルドプールは、市場参加者が提示した売買の入札に基づいて時間単位の価格を計

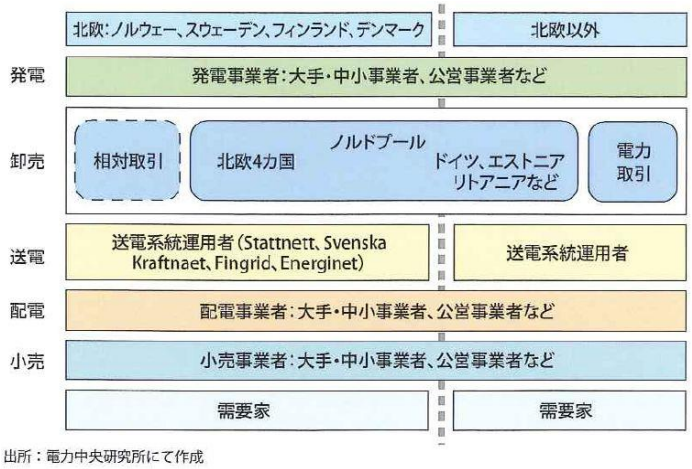


図 2 北欧 4ヶ国の電力供給体制

（出典）Ministry of Petroleum and Energy (2008)
Fact 2008-Energy and Water Resources in Norway

算する。それは、長い間、世界で最高の機能の電力取引所の一つと見なされてきた。

電気の小売市場は、顧客が電力供給業者を選択することができる。系統運営は独占とみなされているので、地方グリッド会社は、顧客が選択した任意の電力会社の電気を転送する。ノルウェーの小売市場は、3 等分されている。

- 家庭需要顧客
- 工業
- ホテルや商店の中規模需要顧客

効果的な電力市場のための重要な前提条件は、すべてのプレイヤーのアクセスに接続している、より開発された電力系統であること。配電は地域独占であることから、ノルウェーのグリッド会社は、送電のための地域配電会社への電力グリッド使用料金を規定するための収益キャップ規制を通して当局によって厳密に規制されている。

2.2 電力会社の事業形態

・エネルギーの発電、変電、送電、取引と配電に関する法規（エネルギー法令）は 1991 年に施行

・送配電事業あるいは販売を行う事業者は、取引ライセンスを取得しなければならない。

・大半の事業者は、発電、送電、配電、小売等の複数の事業領域全体で取り組んでいる。

図 3 は、2013 年 1 月 1 日時点における、異なる事業分野でライセンス（複数可）を有する企業の数を示す。

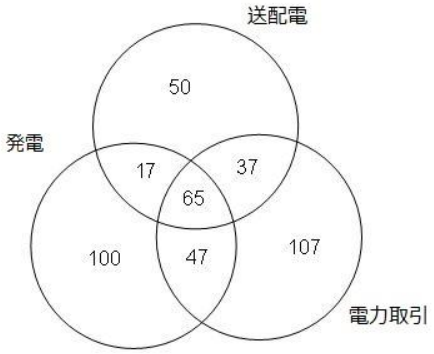


図 3 各事業分野でライセンスを有する事業者数（2017 年 3 月現在）

（出典）Energy and Water Resources in Norway(NVE)

・送配電事業者は独占部門であり、合法的に発電と小売などの自由化事業者から分離されている。　（100,000 以下の消費者を持つ事業者を除く）

2.2.1 発電事業者

・発電事業を含む電力会社：229 社

・発電事業のみの会社：100 社

・ノルウェー国営スタットクラフト(Statkraft)社は国内発電量の約 34%のシェアーを有している。

表 2　発電事業者・主要 10 社（2016 年 12 月 31 日現在）

発電会社	全発電設備容量 (MW)	シェア (%)	発電電力量 (GWh/y)	シェア (%)
Statkraft Energi AS	11,531	34.8	47,650	34.2
E-CO Energi AS	2,833	8.5	9,986	7.2
Norsk Hydro AS	1,903	5.7	9,088	6.5
BKK Produksjon AS	1,843	5.6	7,460	5.4
Agder Energi Vannkraft AS	1,815	5.5	7,953	5.7
Lyse Produksjon AS	1,587	4.8	6,284	4.5
NTE Energi AS	821	2.5	3,457	2.5
Eidsiva Vannkraft AS	813	2.5	3,362	2.4
Sunnhordland Kraftlag AS	603	1.8	2,035	1.5
Hafslund Produksjon AS	579	1.7	3,232	2.3
Sum ten largest	24,329	73.4	100,506	72.1
Others	8,818	26.6	38,854	27.9
Sum Norway	33,147	100.0	139,360	100.0

（出典：NVE）

2.2.2 送配電事業者

（出典：NVE, 2017 年 3 月）

・送配電事業に関わっている会社：151 社

・送配電事業のみを行っている会社：50 社（その他の会社は発電と小売りにも関わっている。）

・ノルウェー国営送電会社スタットネット(TSO)社は、送電線網の基幹を担っている。地方送電システム基幹の 90%を所有しており、国際系統連系の運用と設備建設を担っている。

2.2.3 小売事業者

（出典：NVE, 2017 年 3 月）

・最終需要者への小売供給業者：256 社

・小売供給専業者：107 社

2.3 電力市場価格

ノルウェーは 5 つの入札地域（東、南西、中、北、西）に分かれている。 価格を釣り合わせるために地域間に十分な送電容量がない場合に価格差が生じる。年間を通じてノルウェー内の入札市場の価格差は一般に約 10～15%程度である。 2013 年には、5 つの入札市場のスポット市場価格は平均 37.3～39.0 €/MWh であった。 2014 年に 27.3～31.5 €/MWh、2015 年に 19.9～21.3 €/MWh、2016 年には 24.9～28.7 €/MWh であった。図 4 は、2012 年 11 月～2017 年 3 月間のノルウェーの地域スポット価格と、デンマーク（DK1）とスウェーデン（SE1）の 1 地域、およびノルドプール（SYS）のスポット価格を示している。 デンマークのスポット市場価格はノルドプール価格を上回っているが、スウェーデン（SK1）、オスロ(Oslo)、クリスチャンサン(Kr.sand)、トロンハイム(Tr.heim)のスポット市場価格は、ノルドプール価格と同等もしくは少し下回っている。

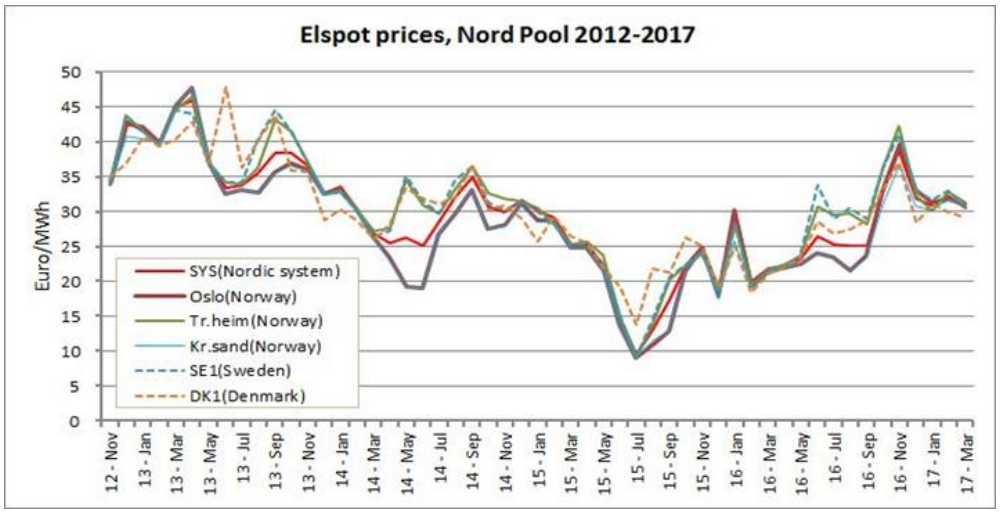


図 4 ノルウェー3 地域の電力市場価格とノルドプール価格

（出典：Nord Pool）

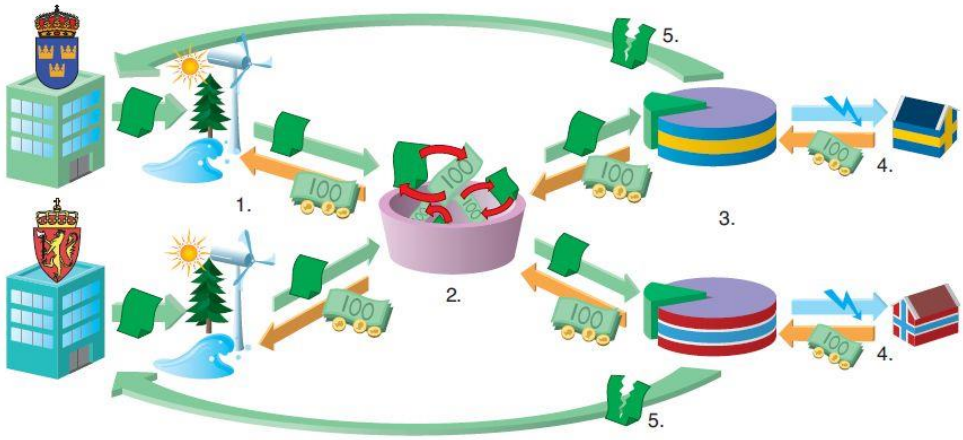
2.4 ノルウェーとスウェーデンとの共通電力証書市場

2012 年 1 月にスウェーデンとノルウェーの共通電力証書市場が導入された。この共通市場は、2003 年から始まったスウェーデンの電力証書市場に基づいている。

共通市場では、スウェーデンとノルウェーの国境を越えて証書の取引が行われている。2012 年から 2020 年までに再生可能エネルギーによる発電を両国で 28.4TWh 増やすこととし、EU 再生可能エネルギー指令（EU Renewable Energy Directive.4）に関連して各国の目標に貢献している。ノルウェーの発電所は、電力市場の承認を得るために 2021 年中に発電を開始する必要がある。

電力証書は、ノルウェーとスウェーデンの再生可能エネルギー源からの発電を促すための資金援助の一形態である。電力証書システムは市場ベースであり、費用効果の高い方法で再生可能エネルギー源からの発電を増加させることを意図している。

図 5 に電力証書市場のメカニズムを示す。



1：発電事業者は再生可能エネルギー利用発電の発電量(MWh)毎に、最大 15 年間にわたり、1 つの電力証書をうけとる。

2 ：電力証書は、需給によって価格が決定される市場で販売される。発電事業者はエネルギー価格（電気料金）に加えて余分な収入を得る。

3：発電事業者と特定の電力顧客は、電力消費量の一定の割合（割当量）に相当する電力証書を購入する義務が法律により定められている。

4：電力消費者は、電力証書代を含む電力料金を支払うので、再生可能エネルギー発電のための費用を支払うことになる。

5：毎年、クォータの義務を果たすために、市場参加者は電力証書を取り消さねばならない。

図 5 電力証書市場のメカニズム

（出典）The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market(NVE Annual Report 2015)

3. 規制／支援策等

NVE と石油エネルギー省は、ノルウェーの水資源の効率的かつ適切な使用を確保することを目的として、法的枠組みを作成した。図 6 は、エネルギー源として水を利用したときに適用されるそれぞれの法律や規制の概要を示す。

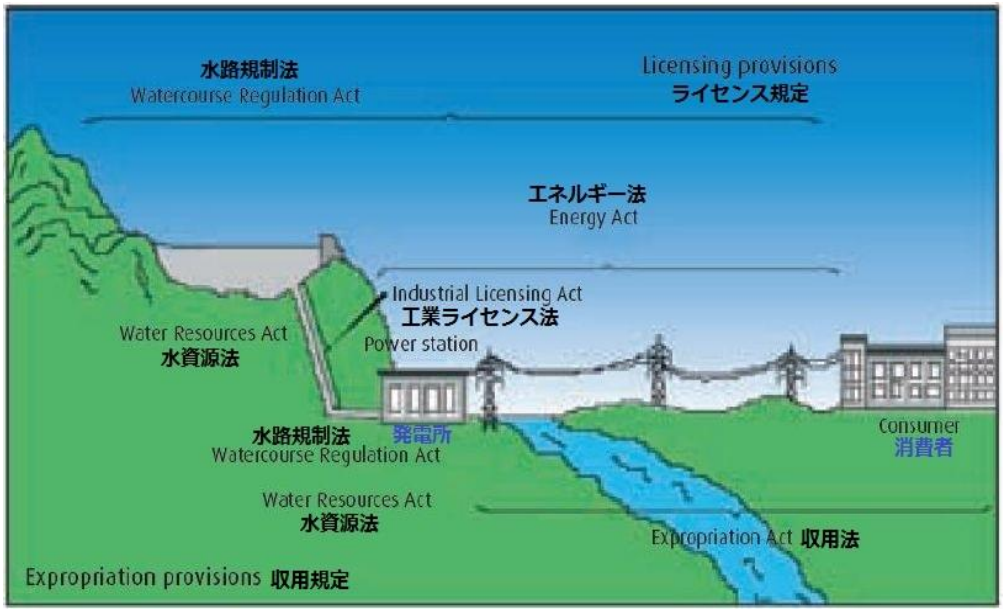


図 6　水力発電セクターでのライセンスを定めている法規制の概要

(Source)Norwegian Ministry of Petroleum and Energy(2008), The Legal Framework (Internet)

水路規制法（The Watercourse Regulation Act）：

(1917 年 12 月 14 日、水路の規制に関する法律第 17 号)

経済的に、現時点の電力需要に応じて、発電所の出力を調整することができるようにすることが必要である。したがって、調整池に水を貯水できるようにすべきである。調整池から水を使用する権限は、滝の所有権に含まれていないが、水路規制法によって別々に決定される。水路規制法の措置は、期中の水量の変動のバランスを取るために意図されている。

エネルギー法(The Energy Act)：

(1990 年 6 月 29 日、発電、保全、送電、取引、配電及び使用等に関する法律第 50 号)

エネルギー法は、ノルウェーの電源系統の枠組みを設定する。エネルギー法は、顧客が自由に電気の供給事業者を選択することができるように、世界で初めてノルウェーに制定した。法規制の下に種々のライセンス方式は、電気設備の建設と運用、地域暖房プラント、電力取引と独占業者の監督、海外電力の取引、メータリング、決済や請求書発行、電力取引のための効率的な市場(Physical market)、システムの責務、配給、エネルギー計画と電源の準備の品質など。

工業ライセンス法(The Industrial Licensing Act)：

（1917 年 12 月 14 日、滝、鉱山その他の不動産の取得に関する法律第 16 号）

申請者が水力発電所実現のために滝の所有権を望んでいる場合は、工業ライセンス法に従って許可される。例外は、2,944kW 未満の小さな滝と国所有の場合。

工業ライセンス法の主な規制は、優先買取りの権利、国家への復帰の権利と限られた期間のライセンス期間の限定。優先買取りの権利は、国が購入者の代わりに権利と義務の変更なしで合意を引き継ぐことができることを言っている。復帰権については、国は「ライセンスの有効期限が切れた時、無料で滝と水力発電の建設」の所有権を取得できる。

水資源法（The Water Resources）：

（2000 年 11 月 24 日、河川システムおよび地下水に関する法律第 82 号）

水資源法は「河川システムの開発の悪影響を緩和する」規則を与えている。小水力発電は、この「水資源法」に準じた方がよいと考えられているにもかかわらず、この手続きを行う義務はない。水力ポテンシャルを利用するために、水路とかすべての設備において、水資源法は適用される。

取水地点の変更、発電所の出力規模のスケールダウン、環境影響評価などに関する厳格な規定は法律にて決められている。許認可を得るためには早くても最低 1 年を要するが、発電規模による。最近の小水力発電開発ブームのため、数年を要する。

3.2 水利権

・「計画と建設」政令に基づき、小水力発電の水利権は NVE によって認可される。大規模水力発電と比較し、小水力発電の水利権申請手続きは簡略化されている。

・1MW 以下の小水力発電の水利権は NVE の審査が必要であるが、この審査は大規模水力発電の水利権申請と比較すると早い。1MW 以下の小水力発電は規制されている河川でも開発可能であるが、水利権の申請と認可が必要となる。

・小水力発電の「環境アセスメント」は必要ないが、次のような申請を行わなければならない。

① 水文
② 水温、氷の状態および地方の気候
③ 地下水と給水
④ 岩石と土の崩壊、地すべり、洪水と侵食
⑤ 動植物
⑥ 絶滅種リスト
⑦ 狩猟、釣り、レクレーションのための自然の利用
⑧ 地域環境
⑨ 水環境
⑩ 景観と自然
⑪ 文化財と文化環境
⑫ トナカイの飼育
⑬ 農業と森林の資源
⑭ 淡水資源
⑮ 汚染
⑯ 社会的影響
⑰ 送電線
⑱ 総合評価
⑲ 総インパクト

各項目はそれぞれ関連性があるが、場合によっては特定ケースを主体に対処される。

3.3 河川維持放流量

河川維持放流量は 350 日流量以上であること。

（出典）Hydropower and Environment(SHERPA)

3.4 補助制度

再生可能エネルギー技術としての水力発電に関する資金援助はないが、小水力発電はライセンス申請の簡略化と減税の手当を受けることができる。電力は市場で取引が行われるので、売電契約（強制的売電契約）は行われない。

3.5 その他（地域共生・支援策　等）

(1) 環境保全

小水力発電に関わる環境保全のための特別な支援はない。環境保全に必要な費用はすべて開発事業者で負担しなければならない。

(2) 技術基準

100kW 以下の発電設備では系統連系規制は緩和される

1MW 以下の発電設備は簡略化した設備が容認される。

(3) 小水力発電普及のワークショップ

ノルウェーのエネルギー法（1991 年）施行により、グリッドおよび電力市場は自由化さ

れ、NVE は小水力発電による農業・林業者の収入増大および農山村地域への定住化を図るために、法規、許認可、資金調達法等に関するワークショップを 2004 年～2006 年の間に 25 回開催し、約 3,000 名の参加者を集めた。参加者の大半は水利権、土地所有者および農民であり、銀行関係者とのミーティングで水力発電所の財政的特質等を説明してその理解を深めている。

(4)小水力発電事業への新規出資者用ガイドブック

NVE は、農業・林業など小水力発電事業への新規出資者用として、発電所計画、許認可取得、資金調達、建設および運転保守などの具体的手法のガイドブックを作成している。更に、10MW 以下の小水力発電所計画時に、建設に必要な概略予算を算出できるような”Cost Manual”を作成し、5 年毎にその予算の見直しを行っている。

小水力発電の現状（フィリピン）

1. 小水力発電の概要

水力は、今日、フィリピン国における再生可能エネルギーの中で最も有力なエネルギー資源である。2010 年現在、フィリピン全発電設備容量 16,359MW の約 21%は水力発電設備である。同国は非常に大きなハイドロポテンシャルを有している。調査結果によれば、13,097MW の未利用ハイドロポテンシャルがあると予測され、その 85.7%に相当する 11,233MW が全国 18 ヶ所にて大規模水力発電所開発が可能であると報告されている。他の約 888 箇所は出力 100～10,000kW 以下のミニハイドロ開発地点で、計 1,847MW 相当の容量、残りの 29MW は出力 100kW 以下のマイクロハイドロ地点である。流れ込み式小水力発電のすべては民間にて運営されている。

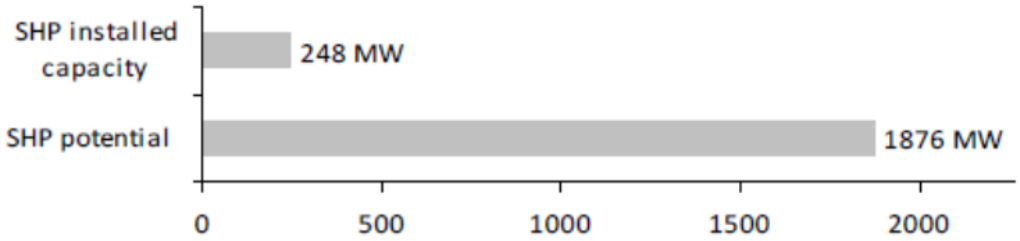


図 1 フィリピンでの小水力発電容量

（出典）World Small Hydropower Development Report 2013, ICSHP

水力部門は更に 5,394.1MW のハイドロポテンシャルがあると推測している。（表 1 参照）この設備設置は 2023 年までに行われる予定である。更に、合計出力 27.8MW となる 9 箇所の発電所が既に建設することになっている。これらプロジェクトの 6 箇所はルソン島、2 箇所はビサヤ地区、そして残りの 1 箇所はミンダナオ島である。

表 1 系統毎の水力発電所追加設置目標

（出典）Peer Review on Low Carbon Energy Policies in the Philippines, APEC

設置場所	運転開始年			追加設備容量合計(MW)	シェア(%)
	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025		
ルソン	182.0	2,169.5	1,510.0	3,861.5	71.6
ビサヤ	84.5	102.4	81.8	268.7	5.0
ミンダナオ	74.8	889.1	300.0	1,263.9	23.4
合 計	341.3	3,161.0	1,891.8	5,394.1	100.0

2. 小水力発電の事業形態

2001 年の電力産業改革法(EPIRA)施行にともない、電力公社(NPC)の分割民営化により、電気事業は発電部門と送電部門、配電・小売部門に分割され、送電部門以外では競争促進と適正な価格メカニズムの構築が期待された。しかし、財閥系グループ(Lopez, Aboitiz, San Miguel) が発電会社、配電会社、小売会社などを傘下に治め、実態として規制なき寡占といえる状況にある。

2.1 発送電部門

発電部門については、NPC 小規模発電事業(NPC-SPUG(NPC Small Power Utilities Group))が保有する設備など経済性・収益性が望めない一部設備を除き、NPC の発電設備が電力部門資産債務管理公社(PSALM ： Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation))へ移管され、売却手続きが進められた。

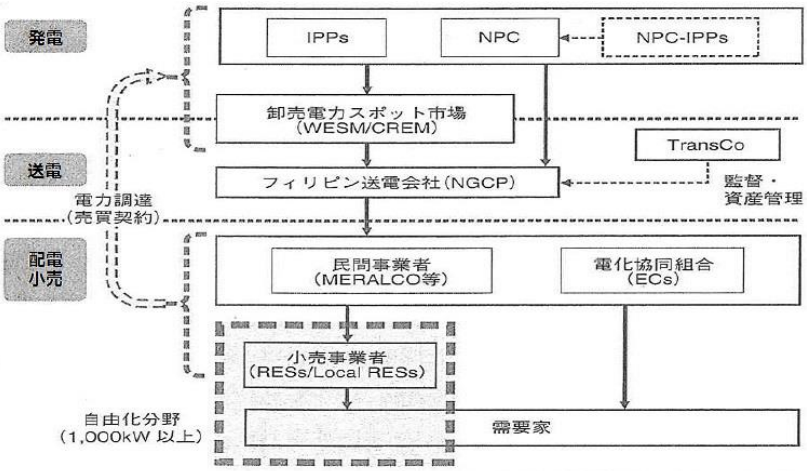
送電部門については、NPC から分社化して送電公社(TransCo ： National Transmission Corporation)を設立後、その送電事業権は民間企業である NGCP(National Grid Corporation of the Philippines)に移譲された。

これにより、発電部門は NPC と IPPs が、送電部門は NGCP が担っている。

2.2 配電・小売部門

配電･小売部門は､マニラ電力(MERALCO：Manila Electric Company)やビサヤ電力(VECO：Visayan Electric Co.)などの民間配電事業者 20 社､地方自治体による公営企業(LGUs)8 機関、電化協同組合(ECs)110 社など、大小の配電事業者と、小売自由化制度(OARC：Open Access and Retail Competition)導入によって小売競争市場(CREM：Competitive Retail Electricity Market)に新規参入した小売事業者(RESs)27 社によって構成される。

配電事業者は、配電事業者との相対取引や卸電力スポット取引所(WESM ： Wholesale Electricity Spot Market)でのスポット取引によって電力調達し、供給エリア（実質的に地域独占）において規制分野の需要家に電力を供給している。送電系統と連系されていない地域や離島については、認定第三者機関(QTP:Qualified Third Party)や NPC-SPUG が電源を確保し、当該地域の ECs が電力を供給している。



［出所］各種資料をもとに作成.

図 2 フィリピンの電気事業体制

（出典）海外諸国の電気事業（2014 年海外電力調査会）

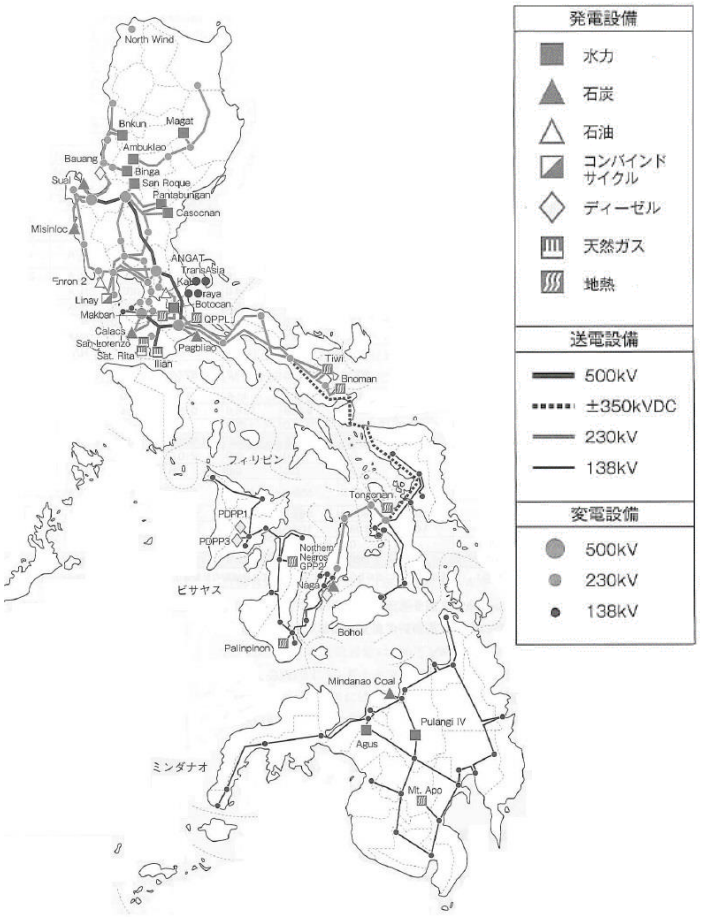


図 3 フィリピン主要送電系統図

（出典）海外諸国の電気事業（2014 年海外電力調査会）

3　規制／支援策等

3.1 水利権

（出典）Water Code of the Philippines/Amended Implementing Rules and Regulations

http://www.nwrb.gov.ph/images/laws/pd1067_amended.pdf

発電用水利権を取得するにはつぎのような書類手続きが必要である。

1) 水源がある土地の所有者の法的所有権または権利の証明書
2) 通商産業省(DTI)、協力開発局(CAD)、証券取引委員会(SEC)などの関係機関からの登録証明書
3) 発電計画の概略図／計画地点近くの地図／分水地点を示す 1:50,000 縮尺の発電所位置図
4) 水の使用法、必要とする水量、発電量などを記載したプロジェクトの概要説明
5) 環境への適合証明書（環境に重要なプロジェクトやプロジェクト環境に重要な領域に位置するとみなすプロジェクトの場合）または環境天然資源省(DENR)の地方事務所からの「環境アセスメントは必要ないことの証明書」（CNC：Certificate of Non Coverage）
6) 共和国法 7156（ミニ水力発電優遇措置法）に基づくエネルギー省(DOE)の許可書
7) 他局によって要求される書類 など。

3.2 最小流水量（河川維持放流量）および湖水の最低水位

（出典）Water Code of the Philippines/Amended Implementing Rules and Regulations

http://www.nwrb.gov.ph/images/laws/pd1067_amended.pdf

水法(Water Code)の第 66 条に規定されているように河川や小川の最小流水量（河川維持放流量）、また、湖の最低水位を確保する必要があると評議会が認めたときは、公聴会を実施する旨新聞を通じて公衆に通知しなければならない。この公聴会から次のようなことを考慮しなければならない。

a) 法的充当者への悪影響

b) 基本計画よりもっと有益的使用および多目的用途に変更することができる優先順位

c) 環境保全、汚染防止、船舶航行、塩水災害防止および公的一般使用法など

d) 状況に関連する他の要因

一般に、評議委員会は河川・小川の最小流量、湖水の最低水位を保持するために次のようなことを考慮している。

a) 水質と環境保全のため最小流水量（河川維持流量）もしくは湖水の最低水位は公害規制委員会(NPCC)と国家環境保護評議会(NEPC)と協調して汚染物質および環境要件の閾値に基づき推定されるべき。

b) 船舶航行のために、提供されるべき最小流量や最低水位は、既存船舶が河川や湖を航行できるようなものでなければならない。

c) 魚の保全を考慮するために、得られた河川水量や湖の水位が既存の魚の生息環境に悪影響を与えないようにしなければならない。

d) いずれの場合においても、最低限の要件を観察し、絶対的な河川流量や湖の水位を推定しなければならない。

3.3 補助制度

(1) 1991 年小型水力発電優遇措置法（共和国法 7156）

共和国法 7156 号もしくはミニ水力発電法は小水力発電開発に対して次のような権利、優遇措置を与えている。

・特恵課税率の適用：水力ポテンシャルを開発、発電、送電および電力小売を行う開発者の税金は総収入の 2%

・事業開始から 7 年間、所得税は免除

・輸入機械、設備及び材料の免税：輸入した機械、機器設備は契約日から 7 年間、関税と付加価値税は免除

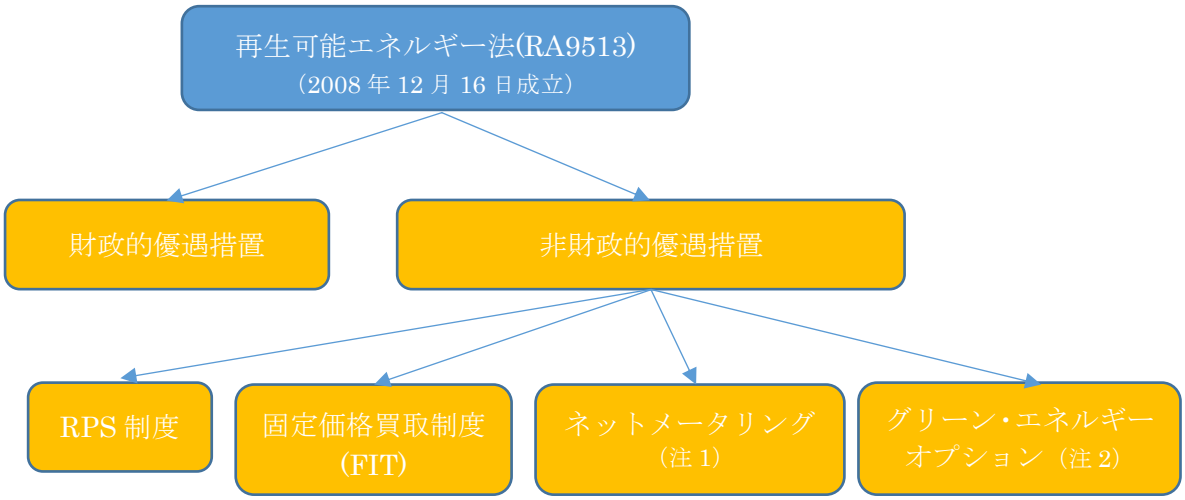
・国内資本設備に関する税額控除：開発者が国内の製造業者から機械、機器設備、材料を購入した場合、消費税と輸入関税の 100%の税額控除

・設備と機械に関する特恵不動産課税率：土木工事、機器、機械、登録されたミニ水力発電の開発者の設備改善に対する不動産およびその他の税金は、原価の 2.5%を超えないこと。

・付加価値税の控除：NPC や電力会社の系統を介して販売した電力の総売り上げ収入に対して 10%の付加価値税の支払免除

(2) 再生可能エネルギー法(RA9513)／RPS 法／固定価格買取制度(FIT)

エネルギー省のこの法令は、再生可能エネルギー源からの電力を奨励するために様々な方法を適用している。



（注）1.「ネットメータリング」とは、分散型発電設備の所有者に対する電力料金の算定手法。 住宅用などの分散型太陽光発電システムの発電量から、電力消費量を差し引いて余剰電力量が発生した場合、余剰分を次の月に繰り越し、消費量を発電量で「相殺」する仕組み。

2.「グリーン エネルギー オプション」は、そのエネルギーの要件を満たす上で再生可能エネルギーを選択するために、エンドユーザーに権限を与えるための機構。

図 4「再生可能エネルギー法」の優遇措置

表 2 税制優遇措置の概要

優遇措置	RE 開発者	RE 商業化
7 年間の所得税免除	○	○
輸入関税免除	○	○
輸入品付加価値税免除	税額控除なし	○
特恵不動産課税率<=1.5%	○	
営業損失繰越	○	○
所得税免税期間後の法人税率(10%)	○	
加速償却	○	○
再生可能エネルギー売買に対し VAT ゼロレート	○	○
地方電化のためのユニバーサル・チャージ：50%現金優遇	○	
カーボン・クレジット税控除	○	
国産の資本財、部品、原材料の税額控除	○	○

RPS 制度：

再生可能エネルギー法 9513 は RPS を規定し、各電力供給者の再生可能エネルギー使用発電の最低比率を設定している。

対象再生可能エネルギー源から供給することを義務付けられている電力業者の販売電力

の 1%未満は、10 年間にわたり再生可能エネルギー源を用いた発電から供給しなければならない。

固定価格買取制度 FITs)：

固定価格買取制度(FITs)は、すべての再生可能エネルギー発電の電力系統への優先接続、優先購入、送電を行うことで導入されている。2012 年に、政府は新しい FIT 価格を表 3 のように決めている。

表 3 フィリピンの FIT 価格

RE 源	kWh 当たり FIT 価格
太陽光	9.68PHP (24 cent USD)
風　力	8.53PHP (21 cent USD)
バイオマス	6.63PHP (16 cent USD)
水　力	5.90PHP (14 cent USD)

（注）フィリピン PHP と米国ドルとの換算：0.0245 (2013 年 3 月現在)

3.3 その他（地域共生・支援策　等

(1) 小水力発電開発の障壁

（出典）World Small Hydropower Development Report 2013

- 政策の二面性と官僚体質は 2008 年の再生可能エネルギー法の実施に遅れが生じている。国会議員は、今、表向きはその電気料金への影響を最小限に抑えるために、指定された再生可能エネルギー設備設置目標を達成するため、「競争オークション」を提唱している。
- 流れ込み式小水力発電の開発者を心配させている最近の多くの開発は、既にエネルギー省(DOE)によって事業開始が認められているプロジェクトの発電に使用される河川からの最大流量を、大幅に低減できるという国家水資源評議会（NWRB）による最近の政策転換である。

小水力発電の現状（ポルトガル）

1. 小水力発電の概要

20 世紀半ば以来、ポルトガルは、水力発電所からの電力供給を享受してきた。世界エネルギー会議(World Energy Council)によると、2013 年に、ポルトガルのエネルギーミックスは、従来型火力発電(45.2%)、水力発電(30.7%)およびその他の再生可能エネルギー(24.1%)で構成されている。水力発電設備は、主にポルトガルの北部と中心部にある。

ポルトガルにおける小水力発電（10,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

（2013 年現在）

出力区分 (kW)	未開発			既開発		
	地点数	全出力 (MW)	発電量 (GWh)	地点数	全出力 (MW)	平均出力 (kW)
1,000 未満	250	750	1,511	62	453	2,885
1,001～10,000				95		

データ：ESHA_Stream map_HYDI Database
World Small Hydropower Development Report 2013

2. 小水力発電の事業形態

現在、ポルトガルでは一次エネルギー源である石炭、天然ガス、石油、水力、風力、太陽熱・光、バイオマスおよび廃棄物などを用いてそれぞれ異なるテクノロジーを用いて発電している。ポルトガル本土での発電所箇所数は、旧大型火力発電所および水力発電所に加えて著しく増えており、現在、コジェネや再生可能エネルギーなどを用いた比較的小出力発電所が増えている。

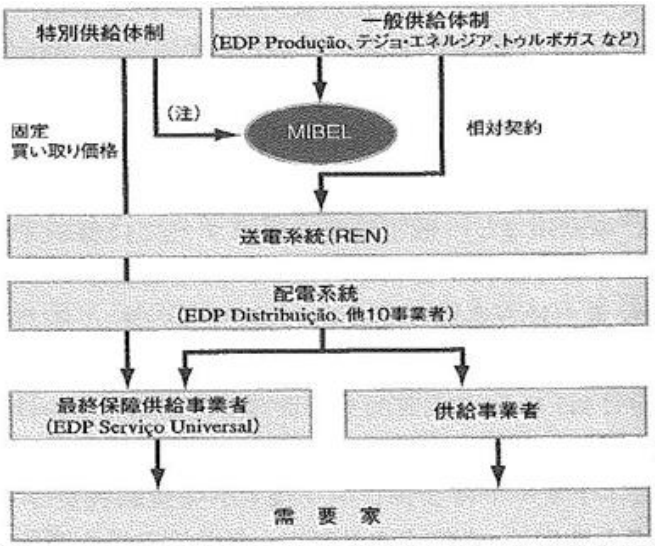
ポルトガルでの 1995 年以降の電力供給システムは、規制対象で供給義務が課せられる一般供給体制(SEP)と競争市場で規制対象外の独立供給体制(SEI)とに区分されていた。しかし、全面自由化を定めた 2003 年の改正 EU 電力自由化指令の履行やスペインとの共同の MIBEL 設立の前提条件である市場運用方法の共通化の必要性から 2006 年の政令法(dl 29/2006)により従来の区分は廃止され、新たに発電部門の設備について一般供給体制と特別供給体制の 2 区分が採用されることになった。

一般供給体制：設備からの発生電力は、市場の需給関係で決定される価格で決定される価格に基づいて売買が行われる。

特別供給体制：コジェネや再生可能電源の設備であり、政府が定めた有利な価格で電力を買い取ってもらえる権利を有する。

ポルトガル・エネルギー系統会社(REN:Redes Energéticas Nacionais)は、発電所と消費者センターに繋がっており、エネルギー需給のバランスをとるなど国有送電系統(RNT)を運用している。この REN は、ポルトガル政府の容認の基にポルトガル全体の電力系統を図る唯一の送電会社である。

RNT 配電は、ほとんどの最終消費者に配電するネットワークを有しており、電力供給会社は、課金、顧客サービスなどの最終消費者との関係を管理する責任を有している。



(注) スペインでは再生可能エネルギー電力がスポット市場で売買されているが、ポルトガルでは原則的にラスト・リゾート供給事業者が全量を買い取っている。

[出所] OECD/IEA, *Energy Policies of IEA Countries 2009 Review.*

図 1 ポルトガルの電力供給体制

3. 規制／支援策等

3.1 水力発電の制度枠組み

(出典)Regimes for granting rights to use hydropower in Europe(November 2014)

ポルトガルでは、水力発電施設を運転するためには水力発電営業許可が必要であることが国の法律で規定されている。 これらの営業許可は、連邦政府と地方担当局によって認可される。 営業許可満期後は、更新のために入札を行う必要がある。

水力発電所の営業許可を規制する主な法律は次のとおり。

- ·法令 46 号／1994 年 2 月 22 日：水利権に関する法令
- ·水法 58 号／2005 年 12 月 29 日：
  持続可能な水管理の制度的枠組みの決定および水管理する責務の割り当て。
- ·法令 97 号／2008 年 6 月 11 日：水利権の計算方法の定義
- ·指令 54 号／2003 年を法令 29 号／2006 年 2 月 15 日に変更：
  発電の規則を含む、ポルトガル国家電力システム全般を決定。

(1) 制度枠組み

1) 水力発電所営業許可申請関連機関

水力発電所に関連する規制・許認可機関は次のとおり。

General for Energy and Geology(DGEG)：エネルギー政策の開発と実施

Energy Services Regulatory Authority (ERSE)：天然ガスと電力の規制機関

Regional Basin Authorities(ARH)：水力発電所の水利権供与を担当する公的機関

2) 申請方法

水力発電所の営業許認可は次の 2 通りがある。

・民間投資家が ARH へ水力開発を申請するケース

・ARH 自体による水力発電開発の公募入札するケース

(2) 営業許可有効期間及び手続きに要する期間

1) 期間

・営業許可権：最長 75 年間

・手続きに要する期間：3～11 年

2) 入札手続き

2-1) 民間投資家が水力発電設備の開発を行う場合

①ARH へ営業許可権申請

②申請内容が河川流域に配慮されている場合、一般公募入札を実施

③ARH は、河川局(Basin Authority)で規定している最小額「前金支払額」に対して、最高入札額応札者を選ぶ。 しかし、プロジェクト起案申請者は、営業許可の優先権を有している。優先権を有する申請者は、営業許可を得るために、最高入札額と同額としてその権利を得ることができる。

2-2) ARH が水力発電設備の開発を行う場合

水力発電設備の建設・運用または運用のための入札を行う。 民間投資家申請と同じように競争入札となるが、ARH 自身による入札の場合、申請者の優先権は適用されない。

2-3) 設備更新水力発電所

国内法は、競争入札の手続きを規定していない。

3.2 河川維持放流量

（出典）World Small Hydropower Development Report 2013

維持放流量を規定したものはないが、ポルトガルでの生態学的流量として、平均流量(Modular flow)の 5～10%が適当とされている。

河川維持放流は、灌漑や水供給などの既存の用途のために必要な流量と生態学的流量の合計となる。

3.3 補助制度

(1) 固定価格買取制度(FITs)

ポルトガルでの再生可能エネルギー普及の最も重要な手段は、固定価格買取制度(FIT)である。再生可能エネルギープラントの事業者は、契約上、系統運用者に対してグリッドへ送電した電気の支払いを請求する権利を有している。系統運用者は、法的に設定した価格での電力の購入契約を締結する義務がある（「義務契約を締結する」）。FIT は二つの要素：保証された支払い率と法定設定の式で計算される量から構成されている。FIT のほとんどは 2007 年に定義され、大水力発電を除く再生可能エネルギー技術全般に適用され、特定の期間内（すなわち、2、12、15、20、25 または 35 年）もしくは発電量の上限枠の何れか早い方に到達した時点で制限される。現在、RES-E の報酬のための新体制が議論されている。

固定買取価格：

従来型水力発電所：

設備容量 10MW 以下に対し、平均価格：€ 91-95 per MWh (DL 126/2010)

マイクロ発電設備：

関連関税の 40% (art. 11(6) DL 363/2007 amended by DL 118-A/2010)

ミニ発電設備：

関連関税の 50% (art. 11(7) DL 34/2011)

適用期間：運転開始から 25 年間

3.4 その他（地域共生・支援策　等）

（出典）Stream Map for Small Hydropower in the EU-27 in the View of 2020 Targets

(1) 認可手続き期間

小水力発電設備のライセンス手続きは非常に高価であり、いつ取れるか予測が難しく、平均 3～11 年を要する（ライセンス取得に 20 年を要した小水力発電の事例がある）。これの主な理由は、互いに調整されていないそれぞれの省庁によって指示される内容に起因し、遅くて官僚的なプロセスで処理されていることを意味している。

(2) 環境、技術的問題

より厳しい環境要件に準拠するための、特に水枠組み指令の実施に関する義務は、技術的特性の制限と、場合によっては小水力発電所の収益性の低下につながる。（例えば、推進者の行動範囲と投資範囲を越えたより厳しい環境流量（河川維持放流）と大幅な代償措置）。また、既存の資源を最適化するために、水資源管理装置とエネルギー・セクターの計画との間のより良い調整を促進することは、重要である。

小水力発電の現状（英国）

1. 小水力発電の概要

英国における小水力発電（10,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

（2011 年現在）

出力区分 (kW)	未開発	既開発			
	発電量 (GWh)	地点数	全出力 (MW)	平均出力 (kW)	全発電量 (GWh／年)
1,000 未満	2,353*	136	56	412	167
1,001～10,000		47	162	3,447	530

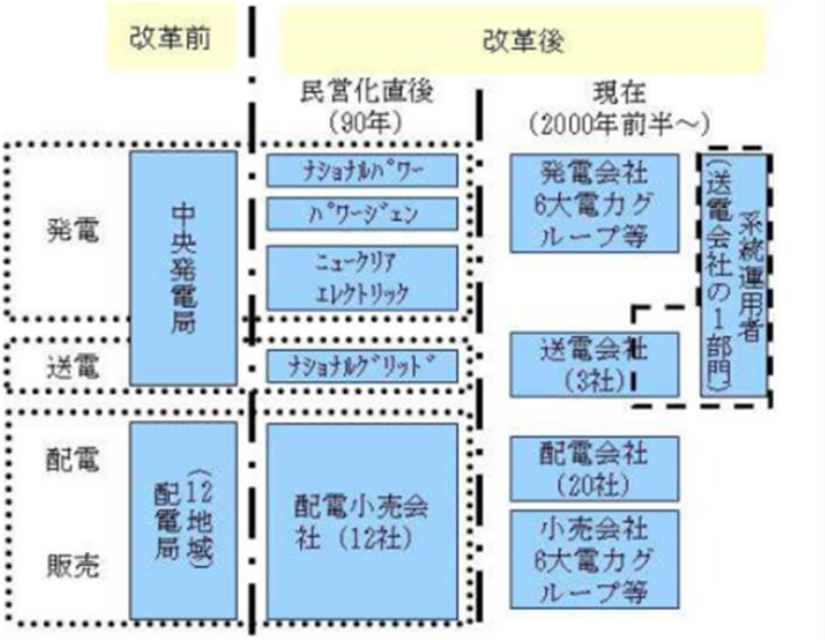
（注）*環境的制約を伴う経済的に開発可能な包蔵水力

データ：HYDI Database および Condensed research data for EU-27/ ESHA_Stream Map

2. 小水力発電の事業形態

2.1 電力市場の自由化

英国では 1990 年から規制緩和がはじまり、発電も供給も全面的に自由化されている。英国の電気事業は、2000 年代に入ると新たな卸電力取引制度（NETA:New ElectricityTrading Arrangements）が導入され、取引リスクやインバランスリスクを最小化するための発電と小売供給の統合が加速する一方、欧州でのコンソリデーション（統合）に巻き込まれ、英国の電気事業者はビッグ 6（RWE npower, E.ON UK, EDF Energy, Iberdrola, SSE, Centrica）に統合された。このビッグ 6 は、2013 年現在、小売市場で 9 割以上、発電市場で 7 割のシェアを占める。発電、送電、配電、供給の各部門に機能分離されている。



注：6 大電力グループ：SSE（英），Centrica（英），RWE npower（独），E.ON UK（独），Iberdrola（西），EDF Energy（仏）

（出典）欧州の電力システム

（中国電力㈱エネルギア総合研究所　エネルギア地域経済レポート No.468 2013 年 7 月）

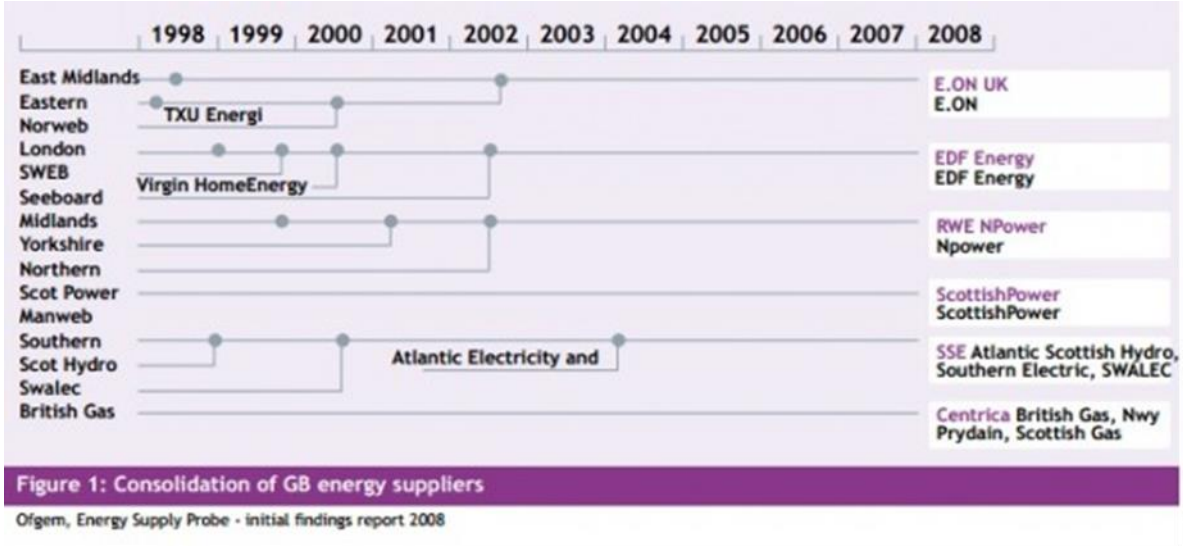


図１英国（イングランドおよびウェールズ）の電力事業

卸電力は 2005 年に導入された卸電力取引制度（BETTA:British Electricity and Transmission Arrangement）のもとで取引される。BETTA は相対取引を基本とした制度であり、発電事業者と小売事業者は、卸電力を相対契約や取引所取引によって自由に取引し、契約に基づいて発電・供給を行う。系統運用者（SO:System Operator）は、このような自由市場において、系統のバランスを維持する役割を果たす。SO が系統運用に必要な電力は、相対契約や受給調整市場（BM 市場）での取引を通じて調達する。中央決済機関は、各事業者の契約量と実際の取引量（計量値）を 30 分単位で比較し、その差分（インバランス）についてインバランス決済を行う。送電線はイングランド・ウェールズ地域では National Grid Electricity Transmission(NGET)、スコットランドでは北部を Scottish Hydro Electric Transmission(SHET)、南部を SP Transmission(SPT)が所有しているが、BETTA のもとではこれら送電系統を単一系統のごとく SO が運用する。現在、SO の役割は National Grid Electricity Transmission(NGET)社の系統運用部門が果たしている。

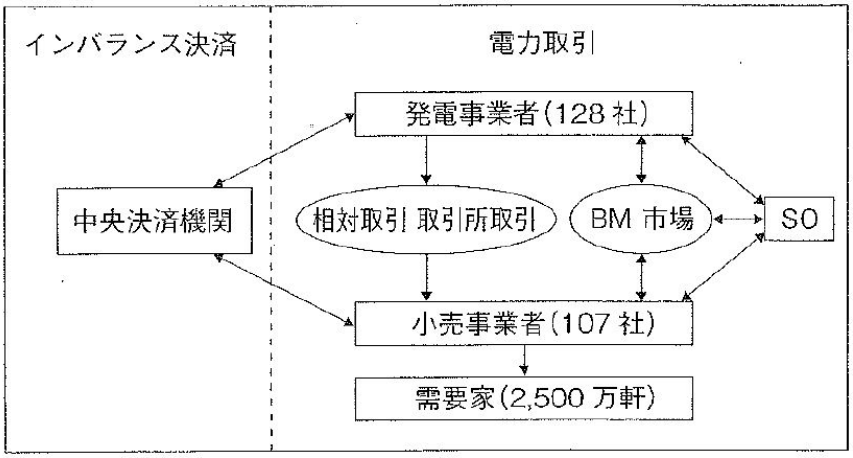


図２　卸電力取引制度(BETTA)のもとでの電力取引（2013 年現在）

（出典）海外諸国の電気事業（2014 年　一般社団法人海外電力調査会）

3. 規制／支援策等

3.1 水利権

すべての河川はそのサイズに関わらず、環境庁/ SEPA によって管理される。これらの河川から取水する場合、取水後すぐに下流へ戻される場合でも、ライセンスという形で環境庁の許可が必要となる。イングランドとウェールズでの水力発電計画に適用される 3 つのライセンスがある。

1) 取水ライセンス（水利権）

河川の本流から取水する場合のライセンス。実際には、水車が既設堰に設けられて、その水車を通った水が河川の既設堤防内にあるような灌漑用設備の場合はこの取水権は免除される。すべての新規取水ライセンスの期限は 6～18 年で、その後更新する必要がある。環境庁は「更新の推定」があることを述べているが、これは明らかに新開発者のリスクである。

2) 灌漑用貯水池の使用ライセンス

灌漑用貯水池に堰やゲートなどの新構造物が設けられる場合

3) 洪水防止同意書

河川あるいは近辺の洪水防止対策のための同意書

水力発電所スキームは、環境庁の河川管理義務、例えば、アクセス、河川水位制御、洪水、堰や河川内構造物の保守などの河川管理業務と対立しないようにするために操作されなければならないと規定している「セクション 158 合意」を環境庁は必要とする。

スコットランドでは、如何なる規模の水力発電計画に必要な環境のライセンスのすべてをカバーする「Controlled Activities Regulations(CAR)」規制のもとに単一ライセンスが適用される。

もしライセンス条項が不公平もしくは不明瞭な場合は、ライセンス発行後 28 日以内に抗議することができる。

3.2 河川維持放流量

1) イングランドおよびウェルズ

環境局の 2009 年 8 月に発行された低落差地点の「水力発電の好事例ガイダンス・ガイドブック」は維持流量(Residual flow)を最小流量（Hands off flow(HOF)）に関連付けている。種々の河川の種類と開発流域の長さに対して最小流量(HOF)を示した表が設けられており、その値は Q85（流況の 85%期間に対する流量：310 日流量）から Q95（347 日流量）の間となっている。2012 年の春現在、このガイダンスは見直されており、高落差地点での維持流量は増加するであろう。

2) スコットランド

スコットランド環境保全局(SEPA)は、2010 年 12 月に“水力発電適用のための必要条件をサポートする上でのアプリケーション用ガイダンス(Guidance for Applications on supporting information requirements for hydropower applications)”を作成。維持流量の規定値は Q95 であるが、各プロジェクトは個別にレビューしなければならない。

3) 北アイルランド

北アイルランド環境局(NIEA)は“北アイルランドでの流れ込み式水力に関するガイダンス”を 2011 年 7 月に発行。維持流量規定値は Q95 であるが、ある一定の河川保護と分類によっては Q80 まで増やされる。

3.3 補助制度

2000 年以来、水力発電プロジェクトの新設および改造の案件が増加した。これは、再生可能エネルギー使用義務制度(RO)とそれに関連する再生可能エネルギー証書(ROCs)を導入した結果である。再生可能エネルギーの開発者は、政府が先導する電気料金でその利益を受ける方法は、公正であると見られ、開発して利益を得るための最大かつ最速の技術として風力発電へ集中する結果となった。2010 年には、FIT は、また、再生可能エネルギープロジェクトを推進するために個人やコミュニティに、特に、小容量（5MW まで）発電を奨励するために導入された。

(1) 再生可能エネルギー使用義務制度(RO)

「再生可能エネルギー使用義務制度」(RO)は、2002 年にイングランド、ウェルズおよびスコットランドに、2005 年に北アイルランドに導入された。これは英国の電気事業者に課せられる義務であり、事業者は再生可能エネルギー利用電力を増やして消費者へ供給しなければならない。

「再生可能エネルギー証書制度」(ROCs)は、発電された電気が再生可能エネルギー利用であることを証明する「グリーン証書」であり、この発電事業者へ発行される。ROC は他の事業者との間で売買でき、事業者はこの RO の責務を果たしていることを表示することに使用している。ROCs は現在、北アイルランドを除く地域で 50kW 以上の発電設備に適用されている。ROCs は 2027 年までに段階的に廃止されるが、最近の ROC バンディングシステムのレビューでは、水力発電は 2017 年から現時点で享受される MWh 当たり ROC 値の半分だけを受けるべきであると提案している。

(2) 固定価格買取制度(FITs)

「固定価格買取制度」(FITs)は 2010 年 4 月に全英および北アイルランドの一部に導入された。FITs は 5MW までの再生可能エネルギープロジェクトに適用される。2010 年後半から英国支出見直しの結果、この FITs 制度の早期見直しが必要となっている。2012 年 1 月、エネルギー・気候変動省(DECC:The Department of Energy and Climate Change)は、修正 FITs につき審議を開始し、2013 年 4 月からの新料金制度が最近発表された。

提案された 2013 年の水力発電の電気料金は下記に示すように合理的であるが、DECC によって設定された目標（課税の逓減）が達成できるかどうかが対象となっており、開発のみを急がせていて産業の持続的成長を促すものではない。

設備容量(kW)	FIT 料金（Pence/kWh）
15 kW 以下	21.65
15～100kW	20.10
100～500kW	15.50
500～2,000kW	12.48
2,000～5,000kW	3.23

3.4 その他（地域共生・支援策　等）

(1) 認可手続き平均期間

新しい小水力発電プロジェクトでは、環境承諾、計画認可、ガス電力市場規制庁(Ofgem)許認可に時間をとられ、１～3 年要する。環境および計画反対に対する控訴は 6 ケ月～1 年要する。

(2) 発電助成制度

各水力発電プロジェクトは、建設・運転開始前に次の認可を受けなければならない。

1) 環境ライセンス

これは通常、プロジェクトに適用される取水、貯水、送水に関わる個別のライセンスでカバーされる。

2) 建設認可

設計・施工上の制約や居住環境などプロジェクト建設に関わる認可。環境許可遵守も含まれる。計画許認可は地方議会もしくは国定公園局によって管理されている。

3) 発電・送電認可

この認可は英国全土の電気とガスの規制を行っている「ガス電力市場規制庁(Ofgem)」を介して出されている。この認可は発電事業者の発電・送電の技術能力によって決まる。

小水力発電の現状（米国）

1. 小水力発電の概要

米国における小水力発電（30,000kW 以下）の開発状況は以下のとおりである。

【既開発】

事業形態	～1MW			1MW～30MW			合 計		
	地点数	総出力 (MW)	平均出力 (kW)	地点数	総出力 (MW)	平均出力 (kW)	地点数	総出力 (MW)	平均出力 (kW)
Federal	2	1.55	775	47	704.7	14,994	**49**	**706.3**	**14,413**
Non-Federal	887	470.4	530.3	831	6,120	7,365	**1,718**	**6,590**	**3,836**
Non-Federal on Reclamation	10	7.34	733.9	53	360.5	6,801	**63**	**367.8**	**5,838**
Non-Federal on USACE	6	6.41	1,069	50	440.2	8,803	**56**	**446.6**	**7,975**
合 計	**905**	**485.7**	**536.7**	**981**	**7,625**	**7,773**	**1,886**	**8,111**	**4,301**

データ：ORNL, USA, NHAAP Program

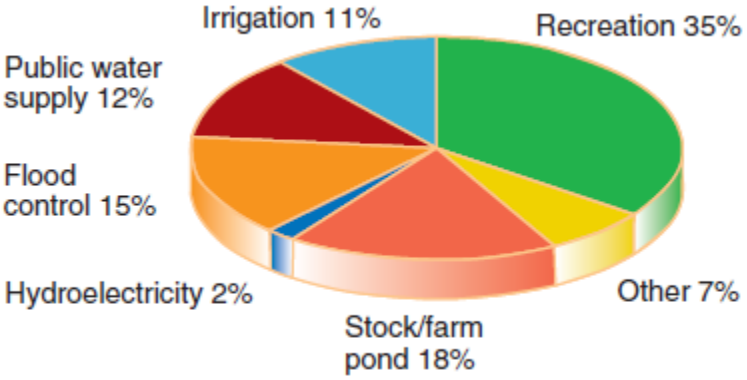
【未開発】

事業形態	～1MW			1MW～10MW			合 計		
	地点数	総出力 (MW)	発電量*1 (GWh)	地点数	総出力 (MW)	発電量*1 (GWh)	地点数	総出力 (MW)	発電量*1 (GWh)
NPD*2	87	107.0	422.3	310	1,199	4,355	**397**	**1,306**	**4,777**
NSD*3	171	207.1	1,084	864	4,114	22,289	**1,035**	**4,321**	**23,374**
合 計	**258**	**314.1**	**1,506**	**1,174**	**5,313**	**26,644**	**1,432**	**5,627**	**28,151**

*1：発電効率 85%として計算　　データ：ORNL, USA, NHAAP Program

*2：NPD(Non-powered Dam)発電していないダム

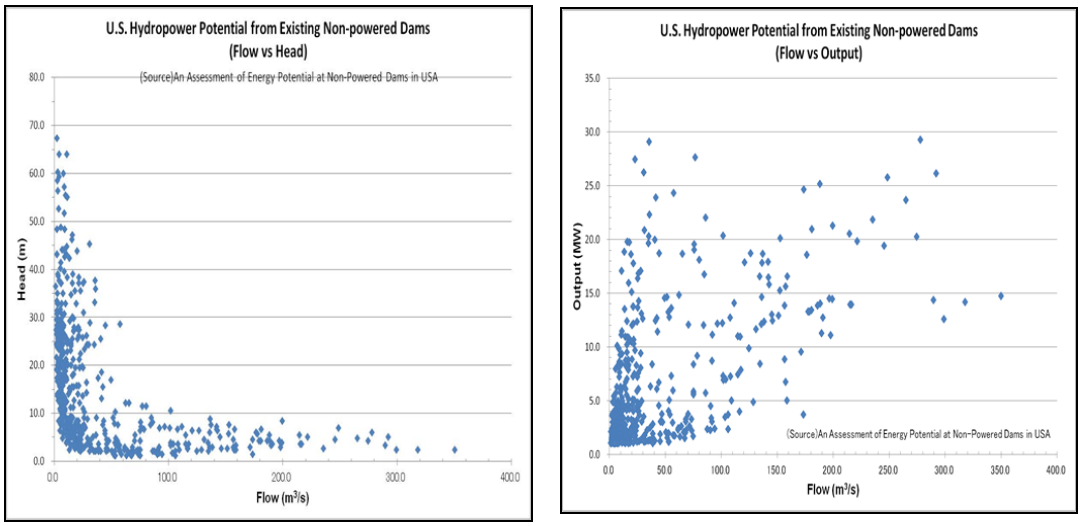
*3：NSD(New Stream-reach Development)流れ込み式の新開発地



Source: U.S. Army Corps of Engineers, National Inventory of Dams

図 1　全米ダムの建設目的

30MW 以下の地点：526 箇所　　総発電出力：3,439.8MW



(出典)An Assessment of Energy Potential at Non-Powered Dams in the United States

(DOE, April 2012, Oak Ridge National Laboratory)

図 2　発電していない既設ダムの包蔵水力

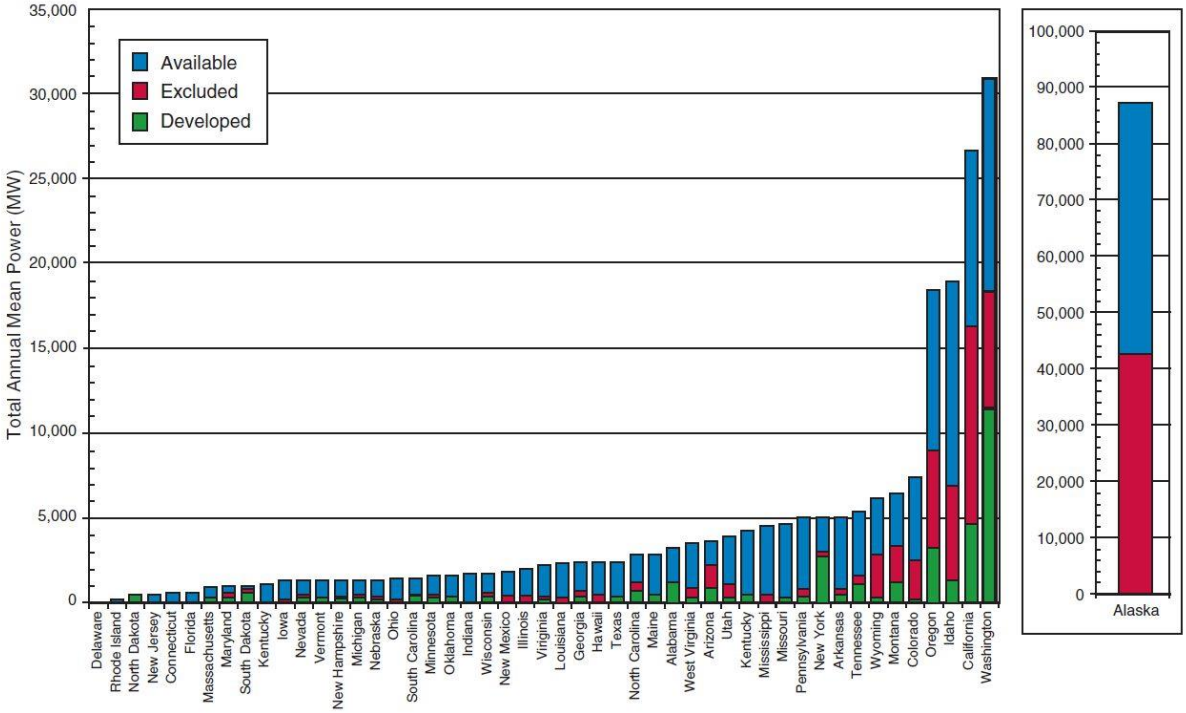


図 3　全米 50 州の包蔵水力

（出典）Hydropower, Setting a Course for Our Energy Future/

Energy Efficiency and Renewable Energy(DOE)

2. 小水力発電の事業形態

2.1 電力自由化の概要

電力自由化に関しては、1992 年エネルギー政策法により、公益事業持株会社法（PUHCA）の規制を適用免除された新たな発電事業者区分として、適用除外卸発電事業者（EWG）という独立系発電事業者（IPP）が規定された。これにより卸目的で発電事業を営む EWG は、事業形態および地理的活動範囲において自由に発電施設を所有、運転し電力を販売することが可能となり、卸発電市場が全米大で実質的に自由化されることになった。

連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、卸電力市場における更なる競争促進を図るべく 1996 年に、送電部門と発電部門の機能分離およ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た。これにより、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（ISO）の設立が推奨され、いくつかの ISO が設立された。FERC はさらに 1999 年 12 月に、ISO の不備を補完する形で地域送電機関（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。その結果、米国では現在まで 7 つの ISO/RTO が設立された。

小売電力市場の自由化、競争導入は州単位で進められており、当初は最大 24 州およびワシントン DC で自由化実施に関する法律が成立したり、規則が制定されたりした。しかしその後、2000 年から 2001 年にかけてカリフォルニア州で電力危機が発生し、同州は 2001 年 9 月に小売競争を中断した。アーカンソー州およびニューメキシコ州は、一旦成立した自由化法を廃止した。

その結果、2016 年 1 月現在、全米 50 州のうち、小売全面自由化を実施しているのは 13 州およびワシントン DC でのみであり、アラスカ州は小売市場が自由化されていない。

2.2 電気事業者(Power Producer)

米国には 3250 以上の電気事業者が存在する。これらは会社の所有形態により、私営、連邦営、地方公営、協同組合営に分類される。

(1) 私営事業者

発電・送電・配電・小売供給サービスを一貫して行っている。1990 年代の電力自由化の進展に伴い、それぞれの部門を別会社化したり、送配電事業に特化したりしている。

(2) 連邦営事業者

水力発電開発と発電電力の卸販売を主な事業としている。（テネシー渓谷開発公社(TVA)、ボンネビル電力局(BPA)）

(3) 地方公営事業者

2006 社あり州または地方自治体が所有している。配電事業に従事しており、規模の小さな事業者が大半を占めている。

(4) 協同組合営事業者

私営事業者の供給エリア外の農村や郊外の住民によって設立される事業者。

(5) パワーマーケター：168 社

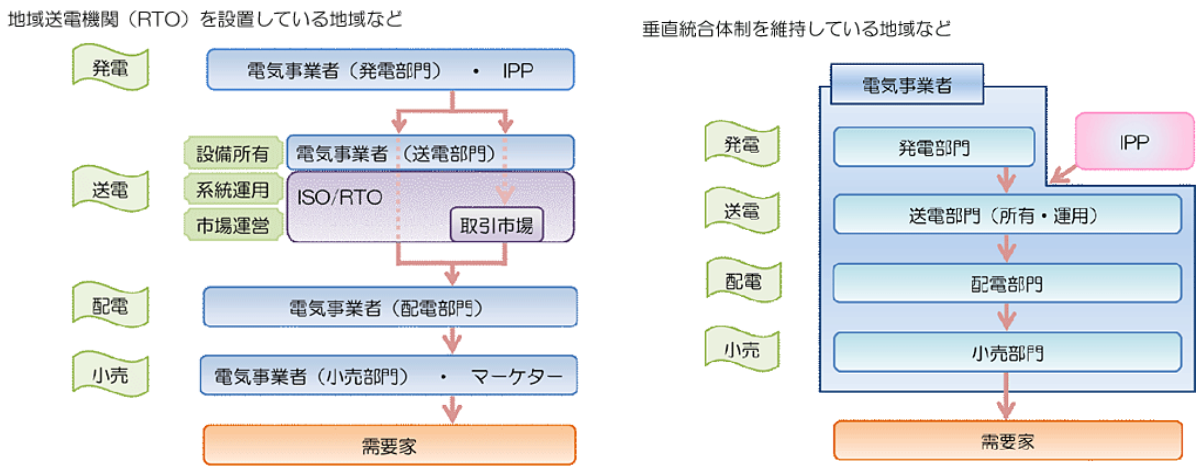


図 4　電力供給体制（出典）海外電力調査会(JEPIC)

3. 規制／支援策等

3.1 水利権

（出典）Instream Flow Protection in Alaska, 2010/Special Publication No.12-03

連邦エネルギー規制委員会（FERC：The Federal Energy Regulatory Commission）は、米国での水力発電プロジェクト規制を管理する連邦電力法（FPA）を管理している。FERC は、プロジェクトが緩和処置などを含めてどのような建設・運営方法を行うかを規定した Licenses16 を発令する。 FERC のライセンスは河川水量が、発電と FPA と他の準拠法（Roos-Collins and Gantenbein2005）によって認められた他の有益な用途の間でどのように割り当てるかを指定する。

連邦エネルギー規制委員会(FERC)プロセス中で、申込者は、プロジェクトの実現可能性を調査するために、彼らに専有権を与える予備許可証を一般に 3 年間得る。 申請者がプロジェクトをこのまま進めるのであれば、許可申請書は予備許可期間終了の前に提出される。ADF&G(Alaska Department of Fish and Game)は、申請者が監督機関から要求される魚と野生生物情報を得るために申請者を支援することで重要な役割を果たしている。 ライセンス取得は、許可申請書を連邦エネルギー規制委員会(FERC)に提出し、国家環境政策法に基づく環境レビューが行われた後、通常 2 年を要する。

3.2 河川維持放流量(Instream Flow)

（出典）Chapter 12 Legal Tools for Instream Flow Protection(Sandra Zellmer)

ほとんどの西部の州は、Instream Flow 保護のための法律を適用している。コロラド州とオクラホマ州を除くすべての西部の州は、環境への配慮だけでなく、経済的、社会的要因を含む一般公益テスト(Public Interest Test)実施の予算を割り当てている。また、使用中の権利譲渡や変更に公益テストを課している。アラスカ州、カリフォルニア州、コロラド州、ワイオミング州、モンタナ州、アイダホ州、オレゴン州、ワシントン州、カンザス州、ネブラスカ州とユタ州の制定法は、はっきりと Instream Flow 割り当てもしくは譲渡を許可している。ニューメキシコ州は、司法長官の意見の下で Instream Flow 割り当てを承認しているが、アリゾナ州とネバダ州は、行政手続きを経て Instream Flow を保護している。その制限は州ごとに異なる。

ある州では、未割当水量から Instream Flow の割り当てを可能にし、またある州では、州機関のみが Instream Flow の権利を保持することができる。ある州では漁業だけの Instream Flow 割り当てを認めているが、他の州では、有益な Instream Flow 目的の広範囲性を認めている。

一般に、西部の州での Instream Flow の取り扱いは次の 3 通りのように異なる。

(1) Instream Flow 割り当ての水源

(2) 誰が Instream Flow を割り当てることができるか

(3) Instream Flow の許可目的

これらの Instream Flow 法では、西部の州は、通常、Instream Flow 割り当てのために利用できる水の供給源を制限する。これは環境の目的のための水の使用を厳しく制限できる。アラスカ州、アイダホ州とネブラスカ州の法令は、Instream Flow 割り当てのための水は、割り当て外（余剰分）の水源（ほとんどないが）から来ることを明確にする必要あり。他の西部の州は、追加の水源を許可するか、または水源の制限をもっていないかのどちらかである。

アラスカ州：

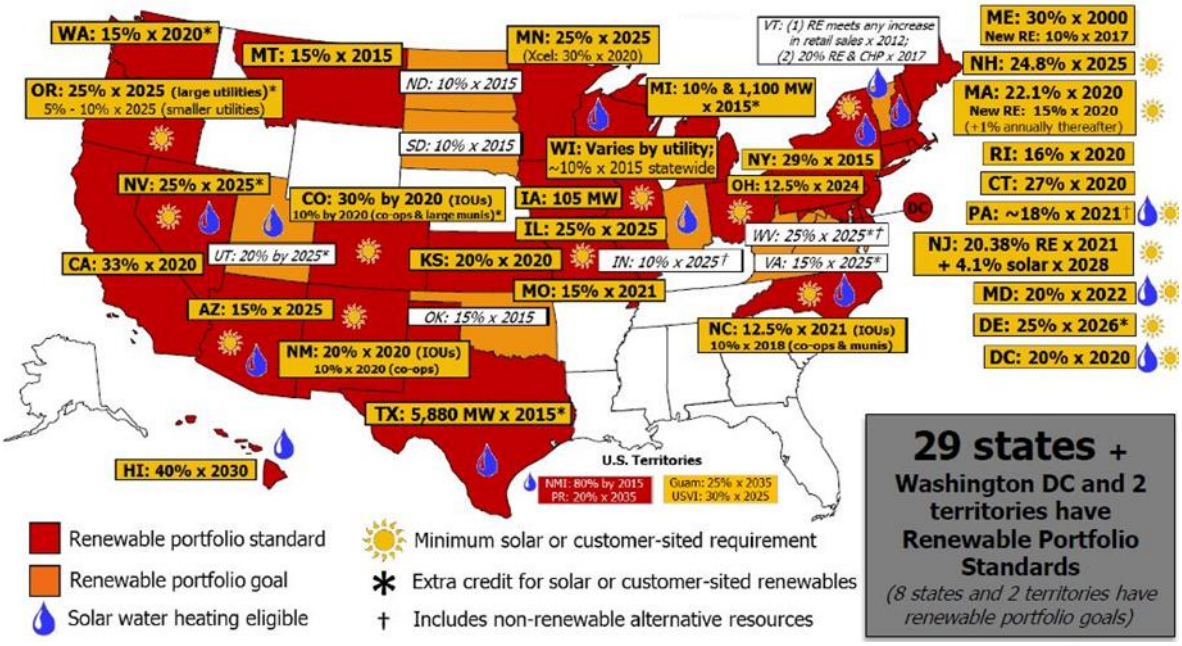
アラスカの法律は、Instream Flow に使用する水は未割当分であり「十分な保留水量」であることが必要である。 「十分な保留水量」は、水が全時間利用可能なことなのか、または単に要求される時間帯だけを意味するかどうかは不明である。いずれにしても、州の水路の極く僅かしか、水量とその利用の可能性を確認する調査がなされていない。アラスカは、州の委員に対し、湖の水量、河川の Instream Flow、魚の生息地の維持と漁業のための流量を確保することを要求して、提案された水の排出（使用）量により悪影響を受けることから水源を守っている。

3.3 補助制度

表-1 主な州の支援制度

(出典)The survey report for program possible use of U.S. Federal Government and Major States, aiming the effective use of renewable energy and improvement of energy efficiency (JETRO, 2010)

州 名	既設水力発電設備容量 (MW)	連邦規則、規制およびポリシー		州政府機関の助成措置		
		RPS法	余剰電力買い取り制度 (Net Metering)	助成金、割戻し金、他	貸出機構	優遇税制
California	10,032	33%(2020年まで)	○	◎	△	△
New York	4,654	30%(2015年まで)	○	◎	△	◎
Texas	672	5,880MW(2015年まで) 10,000MW(2025年まで)	×	×	△	○
Florida	56	20%(2020年まで)	○	△	×	○
Illinois	38	25%(2025年まで)	○	◎	×	○
Pennsylvania	775	18%(2020年まで)	○	◎	◎	△
New Jersy	13	22.5%(2021年まで)	○	◎	△	△
Ohio	128	25%(2025年まで)	○	◎	△	△
Georgia	1,932	X	○	◎	△	○
North Carolina	1,828	12.5%(2021年まで)	○	◎	△	○
Michigan	374	10%(2015年まで)	○	○	×	◎
Virginia	743	15%(2025年まで)	○	◎	△	△
Massachusettes	272	15%(2020年まで)	○	◎	○	◎
Washington	20,807	15%(2020年まで)	○	○	×	△
Maryland	527	20%(2022年まで)	○	◎	○	◎
Minnesota	186	25%(2025年まで)	○	◎	◎	○
Arizona	2,718	15%(2025年まで)	○	×	×	◎
Tennessee	2,418	×	×	◎	○	△
Indiana	92	×	○	△	×	△
Colorado	649	20%(2020年まで)	○	○	×	△



(出典)Database of State Incentives for Renewables & Efficiency(DSIRE)

図 5　米国の RPS 制度

3.4 その他（地域共生・支援策　等）

表-2 アラスカ州の助成金および奨励金制度

(Source) Database of State Incentives for Renewables & Efficiency(DSIRE)/NC Clean Energy Technology Center

No.	プログラム名	実施機関	政策／奨励のタイプ	創設	見直し
1	Renewable Energy Fund (REF)	AK	Grant Program	09/23/2008	07/09/2015
2	Rural Energy for America Program (REAP) Grants	US	Grant Program	04/09/2003	08/25/2015
3	Tribal Energy Program Grant	US	Grant Program	05/01/2003	07/31/2015
4	High Energy Cost Program	AK	Grant Program	09/27/2010	11/20/2014
5	Golden Valley Electric Association–Sustainable Natural Alternative Power	AK	Performance-Based Incentive	12/13/2005	06/18/2015
6	U.S. Department of Energy-Loan Guarantee Program	US	Loan Program	09/12/2008	11/20/2014
7	Renewable Electricity Production Tax Credit	US	Corporate Tax Credit	03/11/2002	04/13/2015

(1)アラスカ州再生可能エネルギー基金(REF:Renewable Energy Fund)：

アラスカ再生可能エネルギー基金（REF）はエネルギーのコストを削減・安定させるため

に全州のコミュニティを支援することでアラスカ住民へメリットを提供する。プログラムは、アラスカ州の利益のため、費用効果の高い熱や電力用再生可能エネルギーを生成するように設計されている。プログラムはまた、雇用を創出し、ローカルエネルギー資源を使用し、地域経済からの金の流出を防いでいる。

REF は、2008 年にアラスカ州議会によって設立され、2012 年に 10 年延長された。REF はアラスカエネルギー庁（AEA）によって管理され、アラスカ州での審査・競合選抜された再生可能エネルギープロジェクト開発のための公的資金を提供している。

(2)米農務省 REAP(Rural Energy for America Program)補助金

(出典) https://www.rd.usda.gov/BCP_ReapResEei_Financing.html

REAP はアメリカ農村部での農産物や農村中小企業に対して再生可能エネルギーシステムの購入、設置、建設の金融支援を行い、エネルギー消費量を削減するため、非住宅建物や設備へのエネルギー効率の改善を行うとか、エネルギー監査、再生可能エネルギーの開発援助などを行っている。

再生可能エネルギーシステムとエネルギー効率改善の保証融資や助成金プログラムのための再生可能エネルギープロジェクトは、風力、太陽光、地熱、そしてバイオマスや風力、太陽光、もしくは地熱を用いて電気分解で発生させた水素を含んでいる。　これらの助成金は、提案されたプロジェクトのコストの 25%に制限されており、融資の保証は 2500 万ドルを超えてはならない。補助金や融資保証の合計量は、少なくとも$5,000（補助金部分は少なくとも$1,500）でなければならず、プロジェクトのコストの 75%を超えてはならない。一般に、これらのインセンティブのために利用可能な資金の 20%は最低$20,000 以下の補助金となる。

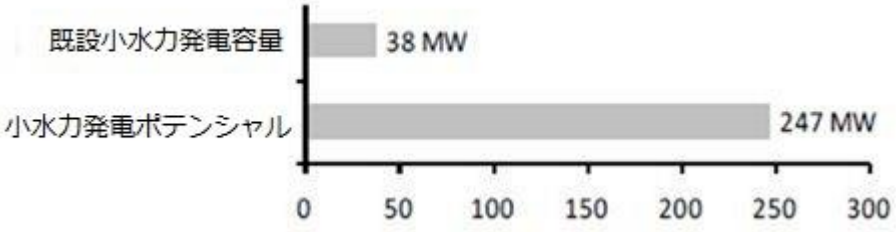
(3)Tribal Energy Program Grant

(出典) https://www.rd.usda.gov/BCP_ReapResEei_Financing.html

米国エネルギー省(DOE)の部族エネルギープログラムは、再生可能エネルギーやエネルギー効率化技術の開発を通じ部族の土地の部族のエネルギー自給、経済成長、雇用を促進する。プログラムは、再生可能エネルギー資源とエネルギー効率化対策の評価と開発のための部族への資金援助、技術支援、教育やトレーニングを提供している。

小水力発電の現状（南アフリカ）

1. 小水力発電の概要



（注）小水力発電ポテンシャル 274MW の中には送水設備および重力配水上水設備のポテンシャルを含む

図 1 南アフリカの小水力発電容量

（出典）Baseline study on Hydropower in South Africa, Barta

小水力発電は都市および地方において電力網の重要な役割を担っていた。地方の小さい町村は小水力発電による小配電線網の独立系統であったが、ケープタウンとかプレトリアなどへの都市部での最初の発電設備は、小水力発電をベースとする配電線網であった。その後、国の送配電線網の拡張と安価な石炭火力発電の導入によって、これら小水力発電設備は切り離されていった。その一例が 450kW 水車発電機 3 台を備えている Sabie Gorge 水力発電所は 1928 年に運開し、ムプマランガ州のサビエ町に配電開始したが、国営 Eskom 系統がこの地域に接続された後、1964 年に発電所は閉鎖された。

その後、30 年近くこの国の包蔵水力が無視されてきたが、2009 年 11 月に Sol Plaatje 市（自由州行政区）で新しい小水力発電所が運転開始し、その他の地区でも開発が進められている。

1990 年代の終わりまでに、科学産業研究評議会(CSIR)、Eskom および鉱山エネルギー局は南アフリカの再生可能エネルギーデータベース(Muller,1999)を作成し、その中に包蔵水力などを含む利用可能な再生可能エネルギーを報告している。フォローアップスターディとして、東部ケープ地域に関する包蔵水力は「南アフリカの地域電化用再生可能エネルギー源」と題された 3 ケ年調査プロジェクトの一つとして詳細検討が行われた。この詳細検討の主目的は、風力、水力、バイオマスなどのエネルギーシステムを使用して南アフリカの東部地域の地方電化を商業化ベースで行えないかを検討することであった。図 2 と 3 は南アフリカと東部ケープ地域でのそれぞれの小水力発電の包蔵水力を調査した結果を示す。

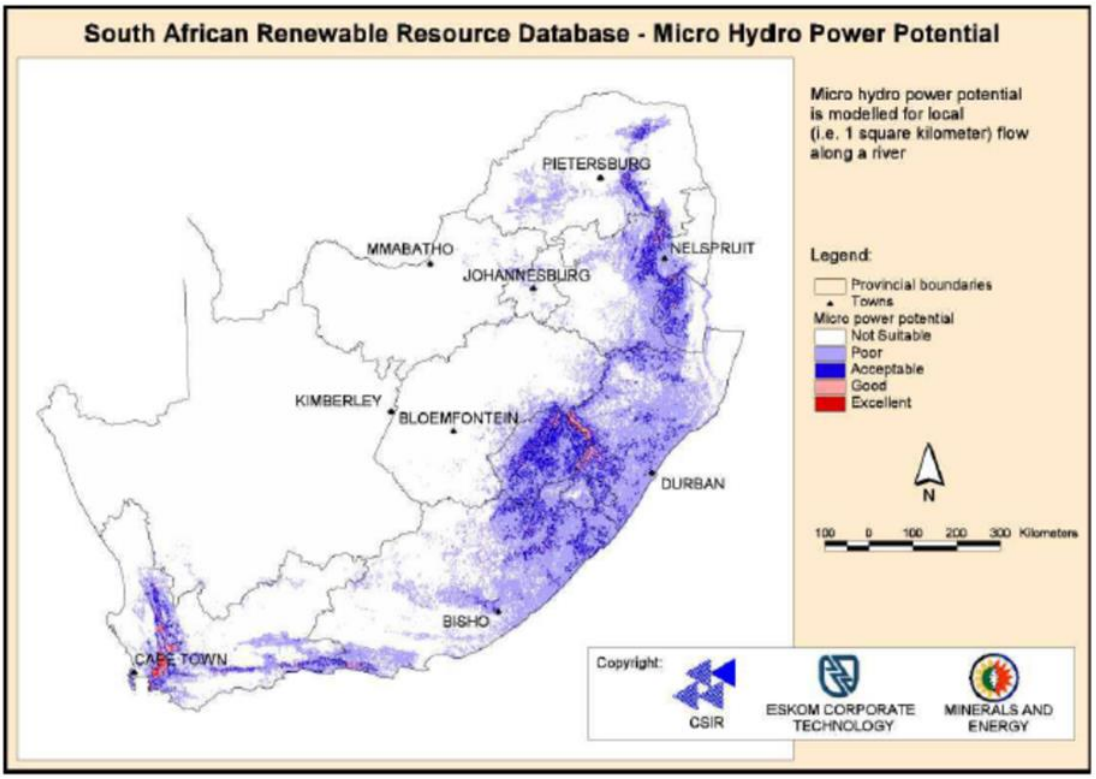


図 2　南アフリカでのマイクロハイドロポテンシャル分布図（出典：Muller）

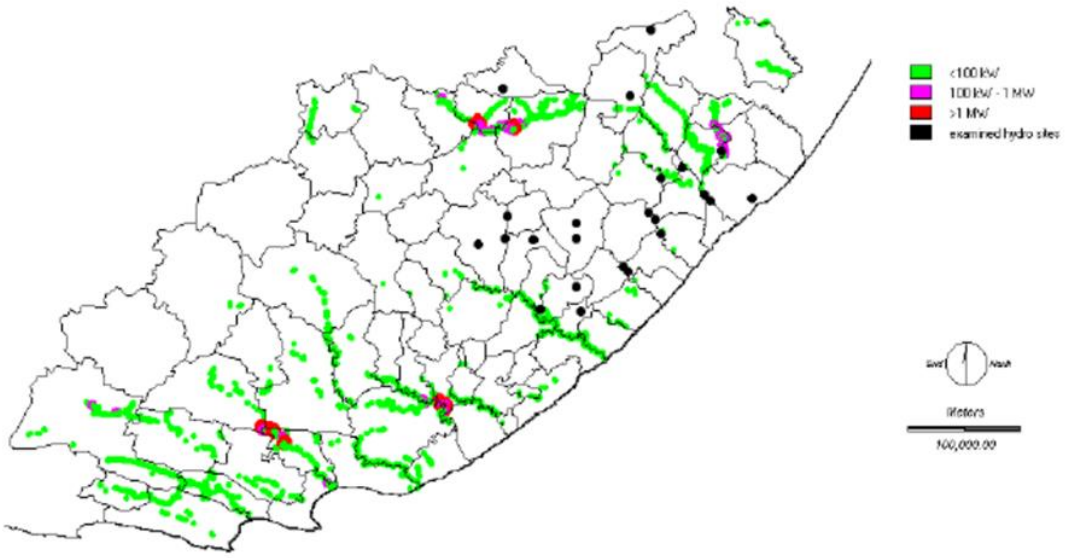


図 3　南アフリカ東部ケープでの小水力発電ポテンシャル分布図

（出典）Szewczuk, Fellows, and van der Linden

南アフリカの小水力発電の将来は、国有送電線網に接続して送電するプロジェクトと送配電線への接続可否に関係なくプライベート使用の小水力発電設備の二種類に大別されるが、これらは地方電化の単独システムに第三のカテゴリーとして追加させることができる。グリッド接続システムの将来は国の政府方針である再生可能エネルギー開発に沿ったものである。プライベート使用のための小規模システムの利用は、グリッドの信頼性低下と相まって電力価格の上昇予見に基づいて、成長が期待される。オフグリッドの小水力発電による電化は、

南アフリカ国立エネルギー開発研究所（SANEDI）によって現在開発中であるとして、“Working for Energy”プログラムと一緒になり、オフグリッド電化プロセスにおけるエネルギー省の新たな視点でサポートされる可能性がある。

2. 小水力発電の事業形態

南アフリカの全発電容量は約 45,000MW で、発電量の約 90%は石炭火力発電所で発電されている。（図 4 参照）ケープタウン近くの Koeberg 原子力発電所は約 5%の電力を供給しており、残りを水力および揚水発電所で供給している。現在、約 700MW の既設水力発電所（揚水発電所は不含）が同国にある。

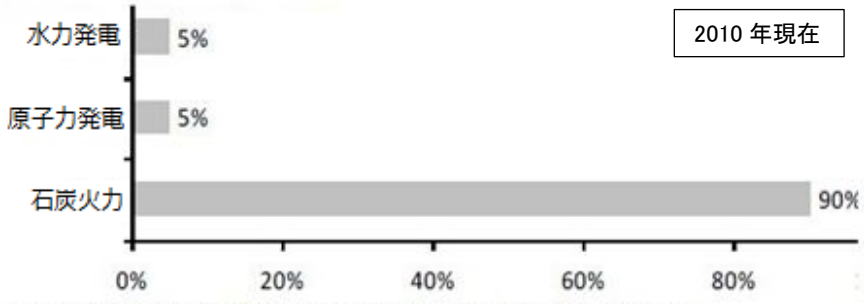


図 4　南アフリカの電源構成

（出典）エネルギー庁

電力は国有電力会社 Eskom で統制され、国有電力系統を所有・運営している。南アフリカの 95%の電力はこの Eskom で供給され、設備容量では全世界のトップ 7 電気事業者の一つに、売上高では全世界のトップ 9 に、また、3,990MW 容量の Matimba 石炭火力発電所は、世界で一番大きな”Dry-cooled”式（空冷式熱交換器を備えた）発電所を有している。南アフリカは、長年にわたり過負荷状態で発電所運営が行われていたが、新発電設備への長期の過少投資と相まって、電力需要の急速な成長による電力危機誘発の危惧がある。

2011 年 3 月 31 日現在の Eskom 組織図を図 5 に示す。

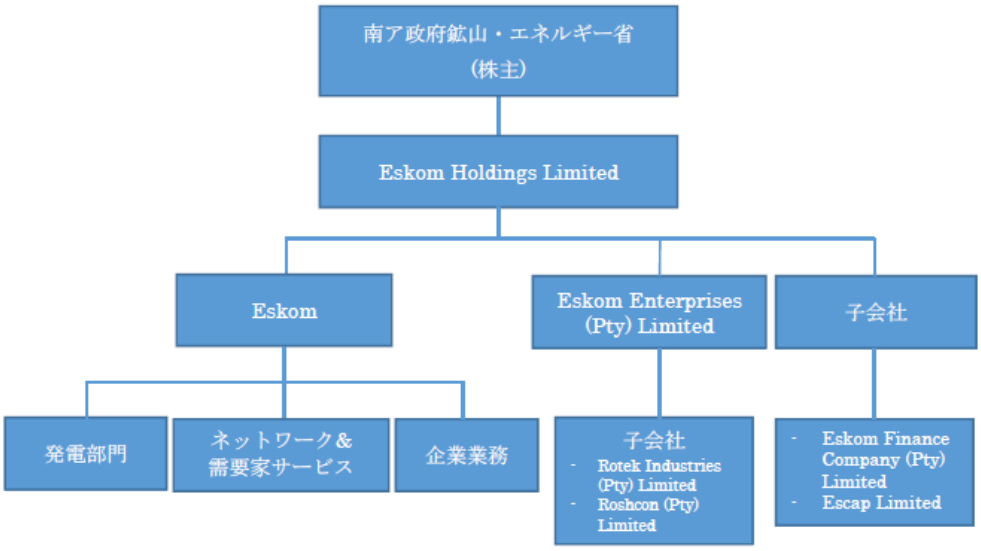


図 5　Eskom 組織図

（出典）Eskom Holdings Limited Integrated Report 2011

3. 規制／支援策

3.1 水利権

・1998 年公布の国家水法(National Water Bill)に基づき、水問題・森林省が水分野に関する政策の策定・実施と水資源管理を行っている。

・水資源の利用は、既存の合法利用の継続や特定の利用を除き、原則、ライセンス制となっている。

・利用期間は無期限もしくは 40 年以内の特定期間。

・ライセンスの種類としては、「水資源・河川流量の保護」、「水資源の管理」、「返流・排水」、「コントロールされた活動」、「貯水」、「流量低減」などがある。「コントロールされた活動」とは、水資源に有害な影響を及ぼしているが、コントロール対象と宣言することで認可された活動のことで、水力発電はこれに該当する。

・水利用に係る料金設定方針は、地理的要因や利用者を考慮して大臣が策定する。

3.2 河川維持放流量

維持放流量を規定したものはない。

3.3 補助制度

(1) 固定価格買取制度(REFIT)

（出典）Journal of Energy in Southern Africa, Vol.24 No.3, August 2013

2009 年 3 月、国家エネルギー規制庁(NERSA)は、選ばれた再生可能エネルギー技術に対して再生可能エネルギー固定価格買取制度(REFIT)の適用を発表した。小水力発電（1～10MW）の REFIT は ZAR0.94/kWh（約€0.074 または US$0.096 相当）。REFIT 制度の法的立場が不明瞭であることから電力バイヤーはこの制度に基づく電源購入契約(PPA)を差し控えていた。REFIT は 2011 年に見直しされ、ZAR0.671/kWh（約€0.065 または US$0.089 相当）となった。

しかし、この REFIT は実施されることなく、2011 年、政府は 25MW の再生可能エネルギーを調達するために、再生可能エネルギーの独立電力事業者入札プログラム（REIPPP）に置き換えられた。再生可能ネルギーに関する数多くの入札がおこなわれ、小水力発電に対しては 75MW の枠が割り当てられた。

3.4 その他（地域共生・支援策等）

(1) 導水管小水力発電設備

主要経済ハブ地域が水不足に苦しんでおり、南アフリカ経済は送水システムに大きく依存している。最近、多くの水道配水会社は送水管内に水車を設けて発電する可能性を検討している。

ケープタウン市は 4 ケ所の浄水場で水車発電機を運転している。（Blackheath 浄水場：700kW、Faure 浄水場：1.475MW、Steenbras 浄水場：340kW、Wemmershoek 浄水場：260kW）他に、ダーバン(eThekwini)上下水道局：6 ケ所、Rand Water 社：4 ヶ所、Bloemwater 社：本社用の小水力発電設備がある。Pretoria 大学の研究開発の一環として

15kW のパイロット発電設備が Pretoria 内 Pierre van Ryneveld 貯水池に設けられた。ブルーム水道(Bloem Water)社は Caledon-Bloemfontein パイプラインの Uitkijk と Brandkop 配水池にマイクロ水車発電機設置を検討している。両発電所の出力はそれぞれ約 400kW。現在、96kW の設備が Brandkop に建設中である。

(2) 再生可能エネルギー政策

(出典)World Small Hydropower Development Report 2013, ICSHP

2010 年、エネルギー省は統合型資源計画(IRP)を発表し、2030 年までの発電方法の多様化概要を示した。この政策ではエネルギーの多様化として 17.8GW の再生可能エネルギー開発を 2030 年までに行う計画。IRP での水力発電の主要供給源は、2030 年までに約 5.2GW の電力を輸入する予定であるが、地方では埋立ごみガス発電と共に 125MW が小水力発電に割り当てられている。

再生可能エネルギーの独立電力事業者入札プログラム（REIPPP）の中で、合計 3,725MW は政府が調達する。内 75MW は小水力発電（10MW 以下）に割り当てられる。入札プロセスは複数回行われ、最初の入札は 28 の入札者へ 1,450MW が割り当てられたが、水力発電は入っていなかった。第二ラウンドの REIPPP は、優先交渉対象者である 2 社の水力開発者：Kakamas 水力発電所と NuPlanet の Stortemelk 発電所（4.47 MW）へ与えられた。Neusberg サイトは 12.57 MW のポテンシャルを持っているが、10 MW だけが、REIPPP プログラムを適用して開発される予定である。