

# Renewal & Upgrading of Hydropower Plants (水力発電設備の更新と増強)

IEA Hydro Technical Report

Volume 1: Annex-XI Summary Report

March 2016



IEA Hydropower  
Agreement:  
Annex XI



AUSTRALIA



JAPAN



NORWAY



USA

## 国際エネルギー機関（IEA）

国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）は、経済協力開発機構（Organization for Economic Co-operation and Development: OECD）の枠組みの中で、1974年11月に設立された独立機関である。IEAは、OECDに加盟する34カ国のうちの29カ国（平成27年10月時点）の間で、エネルギー協力に関する広範なプログラムを実施しており、その目的は次のとおりである。

- ・ 石油供給途絶に対処するためのシステムを維持し改善すること
- ・ 非加盟国、産業界および国際組織との協力関係を通じて、世界情勢における合理的なエネルギー政策を促進すること
- ・ 国際石油市場に関する永続的な情報システムを運営すること
- ・ 代替エネルギー源の開発やエネルギー利用効率の向上により、世界のエネルギー需給構造を改善すること
- ・ 環境政策とエネルギー政策の統合を支援すること

## IEA 水力実施協定（水力技術と計画に関わる実施協定）

IEAは、「国際技術協力のための枠組み」と称される、エネルギー関連の研究開発、展開、情報の普及について国際的協力協定のための支援を行なっている。当該枠組みは、「実施協定」と称され、40を超える技術協定部会の活動について法的、管理的支援を規定している。水力実施協定（Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes）は、水力の持つ利点、欠点について客観的、公正な情報を提供することを目的とする政府および電力産業界からなる作業部会で、1995年に発効した。現在の参加国は、オーストラリア、ブラジル、フランス、フィンランド、日本、ノルウェー、アメリカの7カ国である。水力実施協定は、その組織内部に専門部会（Annex）と呼ばれる幾つかの作業グループを設け、各々が特定の検討課題に取り組んでいる。

第1期活動期間（Phase-1: 1995-1999）：Annex-I「水力発電施設の再開発」、Annex-II「小水力発電」、Annex-III「水力発電と環境」、Annex-V「教育・トレーニング」

第2期活動期間（Phase-2: 2000-2004）：Annex-II「小水力発電」、Annex-VI「水力発電の理解促進」、Annex-VII「教育ネットワーク」、Annex-VIII「水力発電好事例」

第3期活動期間（Phase-3: 2005-2009）：Annex-II「小水力発電」、Annex-IX「持続可能な水力発電の公的受容」、Annex-X「水力発電システムへの風力エネルギーの統合」、Annex-XII「水力発電と環境」

第4期活動期間（Phase-4: 2010-2014）：Annex-II「小水力発電」、Annex-IX「水力発電の多様な価値」、Annex-XI「水力発電設備の更新と増強」、Annex-XII「水力発電と環境」、Annex-XIII「水力発電と魚」

## 謝 辞

現在水力先進国では、多くの水力発電設備が更新時期を迎えつつある。このような状況の中、社会・自然環境の変化や電力市場の変化、あるいは水力発電に求められる機能や価値に見合うように、発電設備の更新・増強を実施していく必要がある。

これまでは、更新・増強に関して体系的に整理された文献が存在していなかったと思う。それは水力発電所が個々の状況に応じた単品生産であり、更新・増強に影響を及ぼす要因があまりにも多く、体系的なマニュアルを作成することが困難であったからである。しかし近年は、環境意識の高まりを受けて、新規開発よりは更新や増強に水力関係者の興味が注がれており、網羅的体系的な手引書が求められているところである。このような背景を踏まえ、日本は IEA 執行委員会において更新・増強に関する手引書の作成を提案し、Annex-XI の Operating Agent（執行責任者）として他のメンバー国と協働して活動することとなった。

2010 年 9 月京都で開催したキックオフミーティングを皮切りに、12 回の専門家会合と 10 回の公開ワークショップ・シンポジウム、8 回の執行委員会など計 30 回に及んだ国際会議で活動内容や成果に関する意見交換を実施してきた。ASIA2016 国際会議では、基調講演をする栄誉も賜った。これらの会議は、開放的、友好的な雰囲気の中で行なわれ、参加者一同は、Annex-XI の活動趣旨について互いに共通の理解を深め、作業の着実な前進を得ることができた。世界各国から集められた 70 の好事例の成果は、2 つのカテゴリーと 10 のキーポイントで体系化し、更新・増強に至るまでのプロセスあるいは判断基準となる経済合理性や環境適応性などを示すに至った。これらの資料が、水力発電事業者、E&M メーカー、各種専門コンサルタントにとって有意義な資料になることを望んでいる。

最後にこの場をお借りして、5 年間の活動の間に多大なるご協力をいただいた IEA のメンバーである Niels Nielsen 氏、Lori Nielsen 女史、Trodd Jensen 氏、Kjell Erik Stensby 氏、Boualem Hadjerioua 氏、Brennan T. Smith 氏、Alex Beckitt 氏、Emmanuel Branche 氏、Raimo Kaikkonen 氏、Jukka Alm 氏、Jorge Machad Damazio 氏、Kearon Bennett 氏、Karin Seelos 女史、遠藤良樹氏、宮永洋一氏、山田一彦氏、柏柳正之氏、立田穰氏に感謝の意を表す。また大所高所からご指導いただいた経済産業省電力・ガス事業部電力基盤整備課の伊藤早直氏、伊藤隆庸氏、加藤眞伸氏、柳澤孝広氏、兼行俊明氏、前 OA の吉津洋一氏、国内専門委員会を通してご指導あるいは資料作成検討に携わっていただいた鳥谷宗治氏、津田延裕氏、横川憲司氏、鷹野宗人氏、渡辺博孝氏、村上利一氏、近江英俊氏、中村彰吾氏、青山順氏、稲垣守人氏、亀谷泰久氏、青木和浩氏、松本好弘氏、橋本雅一氏、笠原徹氏、濱本良太氏、坂川大介氏にも謝意を表す。

2016 年 3 月

IEA Annex-XI 執行責任者

秋山 隆

## 報告書の概要

IEA 水力実施協定の下に設けられた作業部会の一つである Annex-XI「水力発電設備の更新と増強」において、高経年化する水力発電設備の経済的な価値を高めるとともに、効率性や環境順応性あるいは安全性を高めるための合理的な更新・増強の方法を体系的にまとめることとなった。

まずは、世界各地で実施された更新・増強のプロジェクトを誘因に着目して情報収集した後、詳細検討に値するプロジェクトを 70 事例スクリーニングした。情報収集の際に配慮した誘因は、A) 老朽化/故障頻発、B) 環境劣化、C) 発電機能向上の必要性、D) 安全性向上の必要性、E) 第三者要因に対する必要性、F) 事故・災害の 6 つである。これらの誘因を用いることにより、万遍なく資料を収集することができた。

詳細検討にあたっては、特にプロジェクトの背景に着目し、好事例と称される理由や他地点への適用可能性について、詳細な分析を実施した。その成果は、2つのカテゴリーに分類し、更に 10 つのキーポイントに細分化することにより、体系的な報告書の記述が可能となった。以下に、それぞれのキーポイントの概要を述べることとする。

### カテゴリー1：既存水力発電設備の更新・増強に関する政策・促進支援策

#### a) 国および地方のエネルギー政策

国または地方のエネルギー政策が、水力発電設備の更新/増強を進める上で大きな役割を果たした事例を分析し、更新や増強を推進するのに有効な政策を国ごとに紹介した。

#### b) 投資支援策

投資支援策が、水力発電設備の更新/増強に寄与した事例を対象とし、これらの施策がどの程度活用されて、どのくらいの効果を発揮しているのかを国ごとに分析した。

#### c) 水系一貫水資源管理

水資源の有効利用方策として水系一貫開発を取り上げ、概要紹介と効果の検証を実施した。また土砂に関して水系全体で排砂管理している事例や、灌がいや上水道などの他の水利用との調和を図りつつ総合開発を行っている事例についても分析の対象とし、水資源の調和のとれたアプローチに関する記述を行った。

#### d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

設備の維持管理の方法や、更新・増強の時期や規模の判断に、アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメントやライフサイクルコスト分析の考え方を取り入れている事例を収集・分析し、参考となる部分を詳述した。

#### e) 低炭素社会における電力系統安定化のためのプロジェクト

来るべき低炭素社会における電力系統の安定化のためのプロジェクト事例を収集し、水力発電に期待されている新たな価値について述べた。

#### f) 環境保全及び改善

環境意識の高まりから、様々な観点からの環境保全策がプロジェクトに合わせて実施されている。希少鳥類・魚類、堆砂・濁水、景観・文化財などに着目し、既設設備の更新/増強における環境保全/改善の考え方をまとめた。

#### カテゴリー2：更新・増強に関する技術.

##### a) 電気機械装置の技術革新と適用拡大

CFD を活用した発電所の設備向上や、電気機械装置の技術革新による経済性や保守性向上を含む更新/増強事例を収集した。

##### b) 保護と制御に関するシステムの改良

IT 技術の伸展に伴う制御機器の信頼性向上や、運転の操作性向上を含む更新/増強事例を収集した。

##### c) 土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料

ダムの耐震性や改造に関する技術的革新、ゴム堰における適用拡大、水圧管路における新材料の利用を含む更新/増強事例を収集した。

##### d) 他の再生可能エネルギーの水力発電システムへの統合

水力発電と太陽光や風力などの再生可能エネルギーに関して、それぞれの長所を活かし欠点を補う形で統合された発電システムの事例を収集分析し、その効果を記述した。

本レポートは、水力発電設備の更新・増強を計画している事業者が適切な判断を行えるように情報提供することが第一の目的である。また政府機関、投資機関、非政府組織、地域住民など幅広い利害関係者にも提供され、水力発電の持続可能性を適切かつ客観的に評価するために役立てられることが望まれる。

本レポートの成果が世界中の関係者にできるだけ広く行き渡るように、今後は種々の国際会議や WEB を通して、広報普及活動を行っていく。その際には、更新・増強プロジェクトのあるべき姿を伝えるとともに、水力技術者間における情報共有の重要性や、水循環に関係する関連分野との幅広い協力の必要性を、水力発電設備の更新・増強に関する今後の提言として伝えていく。

## 目次

### Volume 1: Summary Report

#### 謝辞

#### 報告書の概要

#### 1. まえがき

#### 2. 方法論

- 2.1 「水力発電設備の更新と増強」の誘因及びキーポイントについて
- 2.2 事例の収集

#### 3. 事例の概要と分析

- 3.1 事例収集結果
- 3.2 カテゴリーとキーポイントごとの分析

#### 4. 提言

#### Appendix 1: 事例収集結果整理資料（図表類）

#### Appendix 2: カテゴリーとキーポイントの分析（詳細）

### Volume 2: Case Histories Report

## 1. まえがき

本報告書では、IEA 水力実施協定における専門部会(Annex-11)「水力発電設備の更新と増強」に関する活動成果を記載する。

レポートは、Vol. 1: Summary Report と Vol. 2: Case Histories Report の2巻で構成されている。

Vol. 1 には、Annex-11 の活動を進めるための方法論と、事例収集結果及び詳細検討の対象となった事例のキーポイントごとの分析結果を示す。なお、Appendix 1 に事例収集結果をより詳細に記載する。また、Appendix 2 に分析結果を詳細に示すこととする。

Vol. 2 には、文献収集の後に実施されたスクリーニングにより抽出され、詳細検討の対象となった70事例の原データを整理して掲載する。

## 2. 方法論

この章では、事例の収集方法及び収集結果の整理方法について概説する。

### 2.1 「水力発電設備の更新と増強」の誘因及びキーポイントについて

水力発電設備の更新/増強に際しては、当該発電所全体の延命化はもとより、必要に応じて最新の技術を採用し、出力増・電力量増や設備の機能向上により当該発電所の価値の向上を図ることとなる。

このような中で、更新/増強プロジェクトを促す要因は様々である。本 Annex の最も重要な目的の一つは、これらの要因及び、それが発電所所有者、国、地域等の間でどのように異なるのかを理解することである。

幅広い観点で事例を収集するために、表-1「水力発電設備の更新と増強の誘因」に示す6つの要因を設定した。また、収集した事例について体系的に分析するために、後述する2つのカテゴリー、10のキーポイントを設定した。

- A. 老朽化/故障頻発
- B. 環境劣化
- C. 発電機能向上の必要性
- D. 安全性向上の必要性
- E. 第三者要因に対する必要性
- F. 事故・災害

表-1 水力発電設備の更新/増強の誘因

誘因	期待される成果	具体的実施項目例
(A) 老朽化/故障頻発	(a) 効率向上 (b) 耐久性、安全性、信頼性向上 (c) 低コスト化 (d) 保守性の向上	出力増・電力量増(水車、発電機、台数変更) 耐久性向上(ステンレス化、セラミックコーティング)、耐震性向上(ダム、ゲート、水路(橋)、鉄管、発電所)、安全性向上(技術基準高度化、余水吐替え) 新材料(FRP、樹脂メタル)、既製品(水車、鉄管、橋梁)、標準化/小規模・簡素化(水槽、余水路、減勢工、建屋、クレーン、)、集約化(一体型配電盤)省略(余水路、放水口・水槽ゲート、天井クレーン)、水車・発電機台数削減 メンテナンスフリー(ブラシレス化、操作油レス化、給水レス化、圧縮空気レス化、ゲートレス化)
(B) 環境劣化	(a) 堆砂の減少 (b) 河川環境の改善 (c) その他	堆砂対策土砂管理(浚渫、排砂ゲート、排砂バイパス、放水路延長) 河川環境(河川維持流量、魚道設置、濁水・冷水対策、選択取水設備、オイルレス化、オイルレスボス化、電動サーボ化) 地域環境(景観設計、緑化、観光放流、淡水赤潮)、自然生態系(猛禽類、貴重種、ビオトープ、小動物通路、水回し水路)、浸水被害対策(ゲートレス化、起伏堰化、護岸嵩上げ)
(C) 発電機能向上の必要性	(a) 効率向上、増設、出力・アワー増 (b) 発電用途の変更、機能付加	水車/発電機更新、水路増設/拡張型、鉄管分岐型、維持流量発電 周波数調整機能(揚水機可変速化、一般水力機可変速化)、揚水機能(ポンプ設置)貯水池-新系列増設、ハイブリッド発電システム
(D) 安全性向上の必要性	(a) 安全性の向上	ダム安全性向上(適正な放流設備)、耐震性向上(ダム、ゲート、水路(橋)、鉄管、発電所)
(E) 第三者要因に対する必要性	(a) 持続的な運用(出力減を伴うこともある)	河川流量減(上流ダム、気候変化)による出力減
(F) 事故・災害	(a) 修復	水車/発電機、鋼構造物、土木構造物

<備考> 誘因(B),(C),(D),(E)及び(F)は、(A)に関連した劣化に伴わない誘因

各誘因のもとに実施された更新や増強事例は、政策・促進支援の活用や最新技術の適用など、様々な特徴を持っていると考えられる。

このような各事例の特徴をここでは「キーポイント」と定義し、政策・促進支援策の側面（Category-1）として6つのキーポイント（表-2 参照）を、技術的な側面（Category-2）として4つのキーポイント（表-3 参照）を設定し、各事例を整理する。

#### カテゴリー1：既存水力発電設備の更新・増強に関する政策・促進支援策

##### a) 国および地方のエネルギー政策

国または地方（州）のエネルギー政策が、水力発電設備の更新/増強を進める上で大きな役割を果たした事例を分析し、更新や増強を推進するのに有効な政策を紹介する。但し、エネルギー政策と更新や増強との関係は、各国の国情（自然条件、経済条件、各種政策/法制度等）により異なることから、収集事例の分析に際しては、その国の関連エネルギー政策およびその背景に関する情報も別途収集する。

##### b) 投資支援策（電力買取制度(FIT)、RPS 制度、資金補助、税の控除等）

投資支援策が、水力発電設備の更新/増強に寄与した事例を対象とし、これらの施策がどの程度活用されて、どのくらいの効果を発揮しているのかを分析する。但し、投資支援策の詳細および投資支援策と更新/増強との関係は、国により異なることから、収集事例の分析に際しては、その国の投資支援策のタイプや詳細についての情報を、エネルギー政策との関連(a)と同様に、別途収集する。

##### c) 水系一貫水資源管理（総合開発計画、水利権等）

水資源の有効利用は、水力発電所の増強において経済効果を高める一つの要素となる。従って、水系一貫水資源管理は出力を増加させるための要点となる。

更新/増強プロジェクトにおける水資源管理の影響を明らかにするため、水資源管理に対する様々なアプローチの事例を収集する。また水系一貫開発との関連で実施された更新/増強事例を収集し、その方法や効果について分析する。

特殊な例として、国境を越える水利権についての調査を行う。国際河川における更新/増強事例で、多国間の利害調整が図られた事例も収集する。

##### d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

設備の維持管理の方法や更新・増強の時期や規模の判断に、アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメントやライフサイクルコスト分析の考え方を取り入れている事例を収集・分析する。収集事例は、アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析の以下の内容を含む。

#### ・アセットマネジメント

アセットマネジメントは、複数の発電所全体のランニングコストを低減させるように、維持、補修していく手法である。これには、業務量平準化や予算平準化の観点からの実施時期調整も含まれる。

#### ・戦略的アセットマネジメント

戦略的アセットマネジメントは、個々の水力発電所（または資産）に対する戦略と、ビジネス全体（またはポートフォリオ）の戦略との間の流動的な関係である。すなわち、ビジネス全体の戦略は、個々の資産の健全性、実績、リスクの特徴を評価することから始まるが、この全体的な戦略は、必要な個々の業務項目に反映される（プラントレベルの資産計画）。このボトムアップアプローチは、商業上の必要条件を含む企業の目標に合うように調整され、全体のビジネス計画が作成される。結果として全体計画の成果は、実際に実施すべき事項やプロジェクトとして、再び個々の資産レベルに反映される。

#### ・ライフサイクルコスト分析

コンクリート構造物や鋼材は、期待されている計画耐用年数以内に塩害やアルカリ骨材反応などにより早期劣化が発生して、本来の性能を損なう問題が発生する場合がある。また水車などの機器も、定期的に補修や交換が必要となる。ライフサイクルコスト分析は、これらの設備・機器ごとにライフサイクルコストを算出し、補修の要否や補修・交換時期を判断する手法である。これらの好事例があれば、点検方法とあわせて情報収集を行って分析を実施する。

#### e) 低炭素社会における電力系統安定化のためのプロジェクト

来るべき低炭素社会における電力系統の安定化のためのプロジェクト事例を収集する。低炭素社会においては、太陽光や風力などの不安定な電源が大量に用いられることから系統安定化に向けた対策が必要となる。水力発電は系統安定化に適した安定電源であると考えられる。こうした目的で実施された更新/増強事例を収集する。この事例には、現在進行中、計画中のプロジェクトおよびこの種の新しい価値の分析を含むものとする。

#### f) 環境保全及び改善

環境保全及び改善のために実施された更新/増強事例を収集する。また、環境保全及び改善が更新/増強事例の主目的となっていない場合（他のキーポイントが主目的のケース）においても、環境保全/改善が同時に含まれている場合あることから、事例分析においてはこのような事例（オイルレス、魚に優しい水車など）も対象とし、既設設備の更新/増強における環境保全/改善の考え方をまとめるものとする。

カテゴリー2：更新・増強に関する技術.

a) 電気機械装置の技術革新と適用拡大

電気機械装置の技術的革新や適用拡大を含む更新/増強事例を収集する。機器メーカーからの事例提供が期待される。

b) 保護と制御に関するシステムの改良

保全と制御に関するシステムと信頼性の改良を含む更新/増強事例を収集する。機器およびシステムメーカーからの事例提供が期待される。

c) 土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料

土木建築分野の技術的革新や適用拡大および新材料の利用を含む更新/増強事例を収集する。材料メーカーや建築業者からの事例提供が期待される。

d) 他の再生可能エネルギーの水力発電システムへの統合

他の再生可能エネルギー（不安定電源）を、効果的に水力発電システムに統合するために実施された改修/増強事例を収集する。統合が主目的とされていない場合においても、この内容が含まれる場合があり、そのような事例も、更新/増強プロジェクトに対する統合の概念や貢献があるものとして整理し、分析するものとする。

表-2 Category-1 のキーポイント：更新・増強に関する政策・促進支援策等

a)	国と地方のエネルギー政策
	・国、地方のエネルギー政策と当該プロジェクトとの関係。
b)	投資支援策（固定価格買取制度(FIT)、RPS 制度、資金援助、税の控除等）
	・当該プロジェクトの推進に寄与または関係した投資支援策。
c)	水系一貫水資源管理（総合開発計画、水利権等）
	・当該プロジェクトと水系一貫開発との関係。
d)	アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析
	・当該プロジェクトの更新/増強の時期や規模の判断に取り入れられた、アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント及びライフサイクルコスト分析。
e)	低炭素社会における電力系統安定化のためのプロジェクト
	・当該プロジェクトが、太陽光、風力などの不安定電源に対する系統安定化の役割を持っているかどうか。
f)	環境保全及び改善
	・当該プロジェクトで実施された環境保全/改善事項（環境保全/改善を主目的としないケースで、副次的に実施された環境保全/改善事項も含む） ・当該プロジェクトに関係する環境保全に関する社会的要請及び規制

表-3 Category-2 のキーポイント：更新・増強に関する技術

a)	電気機械装置の技術革新と適用拡大
	・当該プロジェクトで用いられた、水車/発電機等に関する新たな技術及び従来技術の適用拡大
b)	保護と制御に関するシステムの改良
	・系統への接続運用を含む制御装置等に関するシステムの改良
c)	土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料
	・当該プロジェクトで用いられた、土木建築分野に関する新たな技術、新たな材料及び従来技術の適用拡大 ・既存設備に付加された計画/設計(導水路トンネルの拡幅、貯水池-新系列増設等)
d)	他の再生可能エネルギーの水力発電システムへの統合
	・風力、太陽光発電等他の再生可能エネルギーと水力発電との統合的な利用

## 2.2 事例の収集

### (1) 事例の収集方法

事例収集は、以下の3段階で行った。

フェーズ1：第一次事例収集（概略情報を収集）

フェーズ2：スクリーニング（フェーズ1収集事例からフェーズ3対象事例を選定）

フェーズ3：第二次事例収集（詳細情報を収集）

### (2) 事例レポートのモデル書式

事例の形態が様々であることから、その記述や紹介を画一的に固定することは適切ではないが、読者の立場からすれば、理解の容易さ、比較検討の容易さの面から、できるだけ書式の統一が望ましい。この観点から、体系的かつ正確な方法で情報を集めるため、可能な限り書式の統一を図ることとし、モデル書式を以下のように定めた。

モデル書式

プロジェクト名、国、地域、プロジェクト実施機関、プロジェクト実施期間、キーワード、要旨

1. プロジェクト地点の概要（改修前）
2. プロジェクト（更新/増強）の内容
  - 2.1 誘因及び具体的なドライバー
  - 2.2 経緯
  - 2.3 内容（詳細）
3. プロジェクトの特徴
  - 3.1 好事例要素
  - 3.2 成功の理由
4. 他地点への流用にあたっての留意点
5. その他（モニタリング、事後評価等）
6. 参照情報

### (3) 事例レポートの品質保証

事例レポートの品質および信頼性を確保するため、水力の専門家による査読を行い、更に筆者への聞き取り調査などを通じて、事例レポートの内容として必要不可欠と考える事項の確保、ならびに第三者機関等により公表された資料、データの掲載に努めた。

## 3. 事例の概要と分析

### 3.1 事例収集結果（図表類は Appendix 1 を参照）

約 5 年間に渡った活動期間中に、世界各地から 70 件の事例を収集することができた。その範囲は 10 カ国に及んでいる。（個別事例は Vol. 2 を参照）これらの事例に記載された更新/増強に関するプロジェクトの内容は多様であり、かつ興味深いものである。本章では、収集した事例をもとに下記の(1)～(6)の項目毎にデータ整理を行い、傾向や分布について分析している。なお、事例によっては当該項目について整理する情報が確認できないものもあったため、可能な範囲で整理している。

#### (1) 地域的分布

世界 10 カ国から収集した 70 件の事例は、日本 45 事例（64.3%）、ノルウェー 9 事例（12.9%）、アメリカ 7 事例（10.0%）、オーストラリア及びニュージーランドが各 2 事例（2.9%）、フィンランド、ブラジル、フランス、スイス、中国が各 1 事例（1.4%）の分布となった。（Figure 1）

#### (2) 誘因についての傾向

収集した事例を誘因別に集計した結果、A：老朽化、故障頻発が 40 事例（33.9%）で最も多く、次いで C：発電機能向上の必要性が 36 事例（30.5%）、B：環境劣化が 16 事例（13.6%）となった。最も少なかったのは F：事故、災害の 5 事例（4.2%）であった。（Figure 2）

また、誘因数別に事例を集計した結果、全体の 57.1%は 1 つの誘因による更新/増強事例であるものの、誘因が 2 つある事例も 18 事例（25.7%）あった。（Figure 3）また、2 つ以上の誘因の組み合わせで最も多かったのは A と C による組み合わせであった（30 事例中 23 事例）。機器の老朽化、故障頻発と発電機能向上の必要性は関連が強い傾向にあると言える。

### (3) キーポイントについての傾向

収集した事例を Main のキーポイント別に集計した結果、最も多かったのは「1-d)アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析」で 19 事例 (27.1%) であった。次いで、「2-a)電気機械装置の技術革新と適用拡大」および「2-c)土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料」がそれぞれ 13 事例 (18.6%) であった。(Figure 4)

また、収集した事例を Sub のキーポイント別に集計した結果、「2-c)土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料」で 23 事例 (22.8%)、次いで「2-a)電気機械装置の技術革新と適用拡大」が 20 事例 (19.8%) であった。

### (4) 年数についての傾向

収集した事例を年代別に集計した結果、1921～1930 年および 1951～1960 年に当初運転された事例がそれぞれ 13 事例 (18.6%) と最も多く、次いで 1961～1970 年が 12 事例 (17.1%) であった。(Figure 6)

更新間隔年数別で事例を集計した結果、41～50 年が 19 事例 (27.1%) と最も多く、標準的な水車発電機の更新間隔と重なる傾向にある。(Figure 7)

また、更新間隔年数が 0～10 年と短い事例については、維持流量の有効活用やトラブルによる事例である。

### (5) 発電所形式および発電所出力についての傾向

収集した事例について、発電所形式や発電所出力について傾向を把握した。

発電形式別に集計した結果、流込み式発電所の事例が 24 事例 (34.3%) と半数近くを占めている傾向である。(Figure 8) また、出力別に集計した結果、101～1,000MW が 20 事例 (28.6%) と最も多く、次いで 10MW 未満が 18 事例 (25.7%) であった。(Figure 9)

### (6) その他

収集した事例について以下の整理を行い、傾向を把握した。

収集した事例を更新所要期間別に集計した結果、3,4 年で更新する事例が 12 事例 (17.1%) と最も多く、水力一貫開発等は 10 年以上をかけて更新/増強しているものの、全体を通して 1～5 年程度が更新/増強するための所要期間として最も多い傾向にある。(Figure 10)

また、出力増加量別および発電電力増加量別に集計した場合には、共に 20%未満での増分が最も多い傾向にあった。(Figure 11、Figure 12)

なお、増加量が 100%を超える事例については、現在の流況に合わせ、発電諸元（使用水量等）を見直し、出力及び発電電力量も増加を図った事例である。

### 3.2. カテゴリーとキーポイントごとの分析（詳細な内容は Appendix 2 を参照）

事例を分析した結果、新規水力発電所の開発プロジェクトと同様に、更新や増強プロジェクトにおいても、自然条件や社会的環境等に応じた「単品生産」となり得る要素が多々あり、それらの要素と発電事業者の考え方が大きく関わり合うことが分かった。更新や増強プロジェクトについて、本 Annex で設定したキーポイントごとの分析結果を以下に示す。

#### (1) カテゴリー1：更新・増強に関する政策・促進支援策等

##### 1-a), 1-b) 国と地方のエネルギー政策及び投資支援策

水力発電所の開発プロジェクト並びに更新や増強プロジェクトは、プロジェクトそのものを投資として考えた場合、初期費用が高いため費用回収に長期間を要する。また、地形、地質、水文、自然災害等の自然環境に関わるリスクに加え、工事中の騒音・振動や地域社会との共生など水力発電事業者は大変多くの課題を解決する必要がある。初期費用の回収という点だけでも自然災害が理由で費用回収に長期間を要する場合もある。このような中、各国のエネルギー政策における水力発電の位置づけを明確にした上で、国や地方等が適切な投資支援策を実施している例がある。

本 Annex では、日本とノルウェーにおいて、以下に記す投資支援策が更新や増強プロジェクトについても適用され、一定の成功が得られていることを確認した。

- ・日本では、補助金制度による初期投資に対する支援策や、RPS による再生可能エネルギーの導入促進策が、更新や増強プロジェクトにおいても一定の効果を示した。なお、現在では、固定価格買取制度(FIT)の開始により、更なる開発の促進が期待されている。
- ・ノルウェーでは、隣国であるスウェーデンと共同してグリーン電力証書制度を導入し、一定規模以上の電力をグリーンマーケットから調達することを義務付けており、水力発電を含む割高な再生可能エネルギーのコストが回収されている。

##### 1-c) 水系一貫水資源管理（総合開発計画、水利権等）

河川水は貴重な国産資源として位置づけられるため、水系一貫開発においては、いかに落差と流量を無駄なく活用し、発電設備を効率的に付加していくかが重要である。一方、近年では、ダム建設に伴う土砂問題への取組みや社会環境及び自然環境の変化に応じて河川利用の多様化が求められている。本 Annex により、このキーポイントに関わるプロジェクトにおいて、以下のような成功事例があることがわかった。

- ・国境を越えて流れる国際河川などでは難しいが、水系一貫開発として 1 水系を 1 開発事業者で開発できれば、より計画的かつ効率的に開発を進めることが可能になっている。

- ・土砂管理の観点からは、河川全体を一つの流砂系とみなすことで、連携排砂等により流域全体で効率的に土砂管理をしている例もある。
- ・発電目的だけでなく、上水、灌漑、治水、工業用水等の多目的な用途に対して調和のとれた総合開発計画の先駆的プロジェクトも実現しつつある。

#### 1-d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

既存の水力発電設備を更新や増強経済的かつ効果的に運用していくうえで、アセットマネジメント観点からを踏まえ、更新や増強プロジェクトを行うことは非常に大切なことである。本 Annex では、以下のとおり既設設備の有効活用の観点、安全性向上の観点、経済性・効率性等の観点を取り入れたアセットマネジメントが、更新や増強プロジェクトにおいて有意義であることを確認した。

- ・既設設備の健全性を確認したうえで極力既設設備を活用することは、更新や増強プロジェクトを行う上で、コスト縮減、工期短縮に大きく寄与するので、計画の初期の段階で検討すべき事項である。
- ・発電事業者には、社会的責任を全うするために、事前に起こりうる不具合事象に対するリスク評価を行ったうえで、安全対策を実施することが求められる。
- ・一つもしくは複数の発電所でアセットマネジメントを実施し、コスト、業務量等の最適化の観点から更新や増強プロジェクトに反映していくことは、大変有意義である。また、幅広いビジネスの観点から戦略的にアセットマネジメントすることは、アンシラリーサービス等のさらなる役割として、開発事業者の成長や資産管理の効率化に繋がっていく。
- ・発電設備の現状を正しく認識したうえで、老朽化した既設水力発電設備の性能向上や価値の増大を図らねばならない。そのための一方策として、優先的に補修すべき水力発電所の選択方法や、最新技術を取り入れた増強手法を示す評価マニュアルが有用な例がある。

#### 1-e) 低炭素社会における電力系統安定化のためのプロジェクト

電源構成が複雑化、多様化していく中で、電圧や周波数調整による電力系統の安定化はより重要性が増してきている。本 Annex では、揚水発電所の大型改修プロジェクトや、運転方式の見直し・工夫を施したプロジェクトによって電力系統の安定化に寄与する一方策が示された。

- ・既設揚水発電所において、定速発電電動機を可変速発電電動機へと改修することで、電源構成を踏まえた電力系統の安定化に積極的に寄与できる。
- ・フランシス水車において水面押し下げを行う調相運転により、系統の電圧安定が期待できる。

## 1-f) 環境保全及び改善

水力発電所の供用期間は数十年以上と非常に長いため、環境の変化や社会からのニーズに合わせて適宜対応策を施す必要がある。本 Annex では、希少鳥類対策、堆砂・濁水対策、魚類対策、景観および文化財保護対策といった観点において環境の保全策または改善策により、以下のとおり効果的に更新や増強プロジェクトが進められていることを確認した。

- ・希少鳥類をはじめ自然生態系を保全するためには、適切な実態調査と更新や増強プロジェクトに伴う影響予測評価や、必要な影響緩和対策を行い、プロジェクト完了後も必要なモニタリングを継続することにより、適宜環境との調和を図ることが求められる。
- ・堆砂による上流域の河床上昇、貯水容量の減少、下流域の河床低下、海岸線の後退を避けるためには、適切なモニタリングを実施のうえ、浚渫、排砂設備の設置、バイパストンネルの設置等により、不具合事象の発生を早期に防止することが求められる。
- ・下流域への濁水の影響を避けるためには、表面取水設備、濁水対策フェンス、バイパストンネル等の設置が効果的である。
- ・河川流域内に構造物が設置され、魚類の遡上や流下の妨げとなっている可能性がある場合には、環境調査・評価を実施のうえ、必要に応じて魚道、迷入防止スクリーン、ホイストによる魚の輸送等の対策を行うことが望ましい。
- ・文化財として価値があり、地元にも愛されている歴史的な設備は、周辺景観との調和を考慮するとともに、極力保存するよう努めることが望ましい。
- ・更新・増強プロジェクトにより発生した解体コンクリートは、埋戻し材として再利用する等の産業廃棄物対策(3R : Reuse, Recycle, Reduce)が求められる。

## (2) カテゴリー2：更新・増強に関する技術

### 2-a) 電気機械装置の技術革新と適用拡大

電気機械装置の設備更新にあたっては、流量・落差・設置場所などの種々の制約がある中で、CFD を活用した最適水車流路形状を有するランナなどを適用することで、出力増強および発電電力量増大を図ることができる。また、革新的技術を用いた電気機械装置を適用することで、経済性、かつ運転の保守性を向上させることができる。ダム下流の景観保全・河川環境等の維持を目的とした「河川維持放流」の未利用エネルギーの有効利用や、あるいは、既設土木構造物との調和を図りながら既存のライセンス範囲内で水車流量を増大させて出力アップを図ることも、出力増強および発電電力量増大に有効である。本 Annex では、以下に示す方法にて設備更新・増強を行った成功事例を確認した。

- ・流量・落差・設置場所などの種々の制約がある中で、水車形式および台数変更、既設機器形式と同一水車発電機形式での全面更新、CFD による水車ランナ・ディストリビュータなどの部分更新を行って、出力増強および発電電力量増大が図られている。
- ・流れ解析による水車流路形状変更による土砂摩耗対策、耐キャビテーション性能を向上させた新材料の適用、電動サーボモータあるいは油圧・電動ハイブリッドサーボモータの適用、オイルレス化・冷却水レス化などを行って、保守容易性向上が図られている。
- ・河川維持放流を利用した発電設備を付加することにより、未利用エネルギーの有効活用と発電機能の向上が図られている
- ・既設のコンクリート埋設設備を流用して土木工事費の縮減を図りながら、水車発電機の高速度化・小型化および水車の効率改善などを行って、出力増強および発電電力量増大が図られている。
- ・既得の水利権範囲内で発電所使用流量を増やして出力増強を図るべく、既設取水口や放水ロスストップログなどを利用して限定的な土木工事範囲内で隣接水車発電機の運転を妨げることなく設備増強が行われている。

### 2-b) 保護と制御に関するシステムの改良

最近の IT 技術の確立と共にデジタル制御機器が新設水力発電所でも普及している中で、既設発電所での旧式のアナログ型制御システムのリレー回路などは、その交換部品の調達に困難となってきた。これら制御機器の更新にあたり、複数の制御盤を一体化した PLC ベースの新保護・制御システムを導入して制御の信頼性向上を図るとともに、運転状況の主要データ記録およびトレンド分析装置を併せて組み込み、運転監視と故障診断に役立つなどの運転保守の省力化が図られている。また、設置場所の制約により従来型の水車発電機設置が困難なことから、複数台の既製パッケージ型水車発電機を制御回路で組み合わせることで未利用エネルギーを有効活用することも行われている。本 Annex では、以下に示す方法にて設備更新を行った成功事例を確認した。

- ・一般水力発電所にて、調速機制御盤、自動電圧調整器と発電機制御盤を一体化した PLC ベースの新制御・保護システムの導入とともに、運転状況の主要データ記録およびトレンド分析装置を併せて組み込み、制御の信頼性向上および運転保守の容易化が図られている。
- ・発電および揚水の二種類の運転制御機能を有する揚水発電所制御装置を、自動制御シーケンサ化、保護継電器デジタル化した制御装置、および配電盤、調速機、水車制御盤などの補機類の一括更新を行うことで、運転保守の合理化が図られている。
- ・揚水発電所制御システムと、開閉所およびダム各制御システムを分離・分散化することで、揚水発電所システム全体の最適化・信頼性向上が図られている。
- ・従来型水車発電機の設置が困難な狭隘場所に、既製のパッケージ型水車発電機複数台を直列に配置し、制御回路で出力・流量調整を行って河川維持放流の未利用エネルギーの有効活用が図られている。

## 2-c) 土木建築分野の更新・増強技術

水力発電所における土木建築設備は、機能維持はもとより、状況に応じて新規機能の付加や、新たな規制等への対策・対応が求められる。本 Annex では、ダムの改造による機能向上やダムゲート設備及び水路橋の耐震性向上に関する技術の適用や、取水堰や水圧管路への新材料の採用、既設設備の再利用によりコストダウンが図られていることが確認できた。

- ・ダムにおいて、通砂機能を付加・補強、洪水処理能力の向上のアップグレードを施し、安全性向上、水環境の健全化、水資源の更なる有効活用が実現されている。
- ・ダムゲート設備や水路橋を対象として、大規模地震時に備え必要に応じて動的解析を行ったうえで耐震性を評価し、その結果をもとに耐震裕度向上対策が施されている。
- ・老朽化した既設取水堰を大規模な SR 合成起伏堰やゴム布引製起伏堰に置き換え、放流能力の向上や保守の省力化が図られている。
- ・水圧管路に FRRPM 管や高密度ポリエチレン管が採用され、コスト縮減がなされている。
- ・既設の取水堰や水圧管路の余力を活用し効率的な増設がなされている。
- ・既設設備の更なる有効活用や廃止発電所設備の有効活用により、コスト縮減がなされている。

## 2-d) 他の再生可能エネルギーの水力発電システムへの統合

再生可能エネルギーには水力以外にも様々なエネルギーがあるが、発電コストを競い合うばかりではなく、それぞれの長所を活かしたシナジー効果によりさらなる再生可能エネルギーの普及促進が望まれる。

- ・電源確保が困難な山奥の取水地点において、昼間の晴天時は太陽光、夜間や冬場の荒天時は風力によりバッテリー内に電気を貯蔵し、水力発電の運転に必要なゲート操作等の電源として活用している。

## 4. 提言

これからの時代は、まさに水力発電が直接関係する地球規模でのエネルギー問題や水資源問題が今まで以上に重要度を増してくる。エネルギー問題では、低炭素社会を実現するために、水力発電を含む再生可能エネルギーの開発推進が国境を越えてさらに求められる。水資源問題では、飲み水の安全性や、適切な下水処理といった上下水道のシステムの中で、水力エネルギーが有効利用されるよう複合的な開発も考える必要がある。

また、再生可能エネルギーである水力発電に関しても、大規模開発や新規開発のプロジェクトの場合、環境への影響が大きなものもある。このような中、比較的環境への影響が小さい既設水力発電設備の更新や増強プロジェクトは、世界中で主流になりつつある。

これらの状況を踏まえたうえで、水力発電所の維持管理をしている人々、並びにこれから水力発電所を新規に開発しようとしている人々への提言として、以下に示す。

### (1) 水力発電設備の更新や増強プロジェクトのあり方

水力発電所の寿命は大変長く、適切な更新や増強を施しながら、極力長く使い続けることが、経済的にも環境的に望ましい。また、時代の変遷に伴って、環境に対する認知度や水力発電に期待される役割も変化していくことから、更新や増強のプロジェクトに際しては、一歩先の状況を見通したうえで計画を立てるべきである。

次の図は本 Annex で設定した誘因別に更新や増強工事の内容を示したものである。横軸に開発の段階（時代）を、縦軸に新しい価値を付加した対策を示しており、これらの対策は、時代によって求められるものが変化してきている。例えば、開発の初期段階では求められていなかった対策が、社会が成熟するにしたがって、強く要請されるものもあることをイメージしている。可能な限り先取りして対策を施すことで、長期間の供用に耐えうる先駆的な発電所に仕上がっていくものと考えられる。



図 社会の成熟に応じた対策

## (2) 情報の共有

水力発電所の開発設計は経験工学と言われており、設計そのものは発電所毎の単品生産であるにも関わらず、他地点での設計思想が大変参考となることがその所以である。よって発電所に対して効果的な更新や増強を施していくためには、他地点の好事例をできるだけ参考にして進めていくことが肝要となる。しかし、これまでは更新や増強工事が多岐に渡ることもあり、体系的な整理がなされてこなかった。本 Annex では、誘因とキーポイントを切り口に、更新や増強プロジェクトの要となるものをまとめており、是非多くの開発事業者等に参考としてもらうとともに、今後ともこのような取り組みが継続されることを望む。

## (3) 分野横断的な協力の推進

水力発電所の開発は、我々が所属 IEA 水力実施協定をはじめとし、国際的な水力協会（国際大ダム会議：ICOLD、国際かんがい排水委員会：ICID、国際水力協会：IHA 等）や各国の水力団体等、多くの機関が関与している。また、水力発電は上水道分野や下水道分野も含めた水循環分野の一端とも認識されていることから、今後は分野横断的に協力関係を強め、お互いを補完し合って取り組むことが必要となる。

#### (4) 今後の課題

本 Annex で収集した事例は、地域的な偏りや事例数の点で更にデータの質を充実していくことが望まれる。また、不具合事例を併せて収集できていれば、更に報告書の内容を充実できたと考えられる。今後、継続的かつ体系的に新たな更新や増強プロジェクトに関する事例が追加され、蓄積されていくことを強く望む。

以 上

## Appendix 1

### 事例収集結果整理資料(図表類)

(図 1 ~ 12)

図1 国による分類

国／地域	事例数	%
Jp：日本	45	64.3
Nw：ノルウェー	9	12.9
Fi：フィンランド	1	1.4
Au：オーストラリア	2	2.9
NZ：ニュージーランド	2	2.9
US：アメリカ	7	10.0
Br：ブラジル	1	1.4
Fr：フランス	1	1.4
Sw：スイス	1	1.4
Ch：中国	1	1.4
計	70	

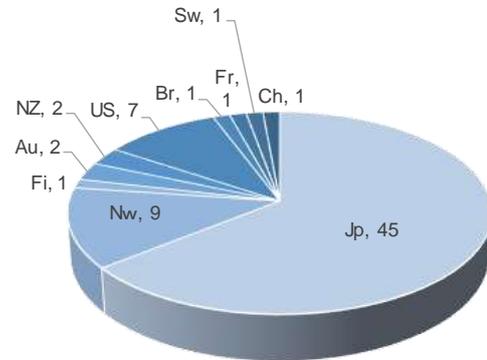


図2 更新／増強の誘因による分類

更新／増強の誘因	事例数	%
A：老朽化／故障頻発	40	33.6
B：環境劣化	16	13.4
C：発電機能の向上	37	31.1
D：安全性の必要性	12	10.1
E：第三者要因	9	7.6
F：事故／災害	5	4.2
計	119	

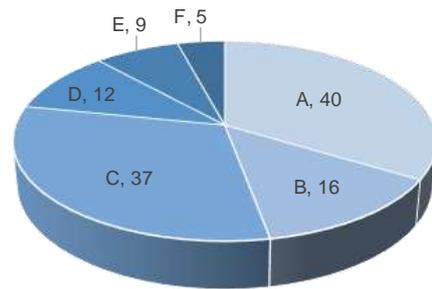


図3 更新／増強の誘因数による分類

更新／増強の誘因数	事例数	%
1個	40	57.1
2個	18	25.7
3個	7	10.0
4個	3	4.3
5個	2	2.9
6個	0	0.0
計	70	

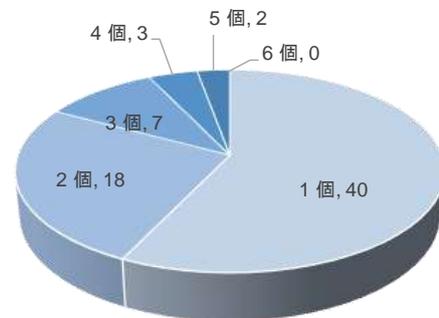


図4 キーポイント(Main)による分類

キーポイント(Main)	事例数	%
1-a: エネルギー政策	1	1.4
1-b: 投資支援等	9	12.9
1-c: 水系一貫水資源管理	6	8.6
1-d: アセットマネジメント	19	27.1
1-e: 電力システムの安定	2	2.9
1-f: 環境保全及び改善	4	5.7
2-a: 電気機械装置の技術革新	13	18.6
2-b: 保護・制御システムの改良	2	2.9
2-c: 土木建築分野の技術革新	13	18.6
2-d: 他の再生可能エネルギーの統合化	1	1.4
計	70	

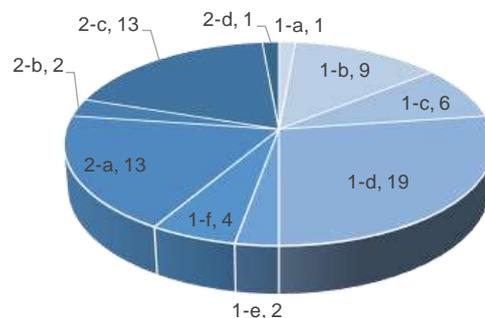


図5 キーポイント(Sub)による分類

キーポイント (Sub)	事例数	%
1-a: エネルギー政策	11	10.9
1-b: 投資支援等	8	7.9
1-c: 水系一貫水資源管理	5	5.0
1-d: アセットマネジメント	5	5.0
1-e: 電力システムの安定	2	2.0
1-f: 環境保全及び改善	18	17.8
2-a: 電気機械装置の技術革新	20	19.8
2-b: 保護・制御システムの改良	9	8.9
2-c: 土木建築分野の技術革新	23	22.8
2-d: 他の再生可能エネルギーの統合化	0	0.0
計	101	

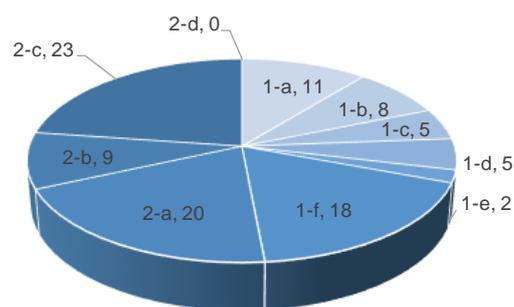


図6 発電所運開年代による分類

発電所運開年代	事例数	%
1900~1910	1	1.4
1911~1920	4	5.7
1921~1930	13	18.6
1931~1940	7	10.0
1941~1950	5	7.1
1951~1960	13	18.6
1961~1970	12	17.1
1971~1980	9	12.9
1981~2014	4	5.7
該当なし	2	2.9
計	70	

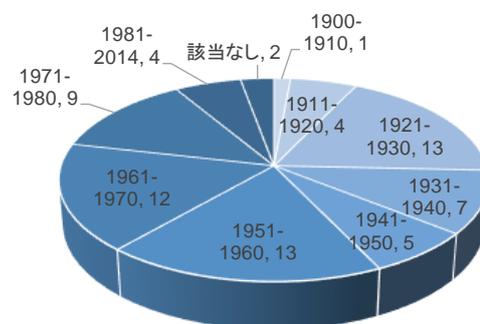


図 7 更新間隔年数による分類

更新間隔年数	事例数	%
0～10年(*)	2	2.9
11～20年	4	5.7
21～30年	0	0.0
31～40年	11	15.7
41～50年	19	27.1
51～60年	7	10.0
61～70年	7	10.0
71～80年	9	12.9
81～90年	6	8.6
90～100年	3	4.3
該当なし	2	2.9
計	70	

(\*)維持流量設備増設やトラブルによる

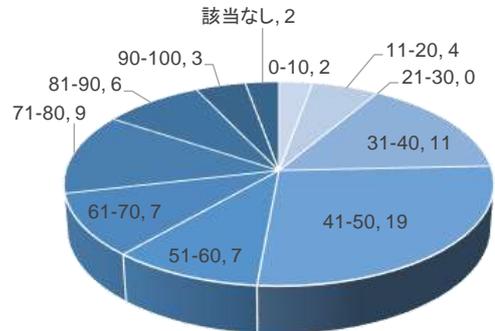


図 8 発電所形式による分類

発電所形式	事例数	%
RoR：流れ込み式	24	34.3
RE：調整池式	11	15.7
PO：貯水池式	14	20.0
PU：揚水式	6	8.6
不明	15	21.4
計	70	

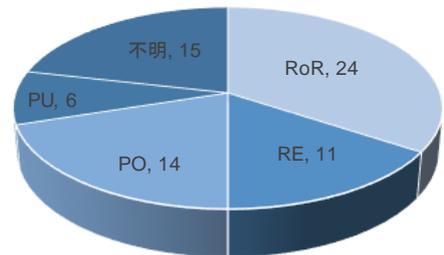


図 9 発電所出力による分類

発電所出力	事例数	%
～10MW	18	25.7
11～30MW	13	18.6
31～50MW	4	5.7
51～100MW	11	15.7
101～1000MW	20	28.6
1001MW～	4	5.7
計	70	

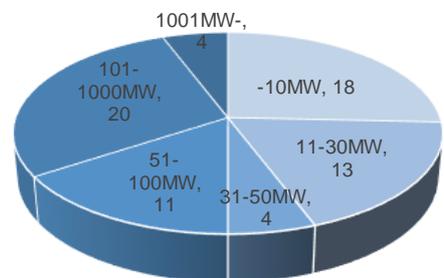


図 10 更新所要期間による分類

更新所要期間	事例数	%
1年または1年未満	10	14.3
2年	11	15.7
3年	12	17.1
4年	12	17.1
5年	9	12.9
6年	2	2.9
7年	3	4.3
8年	1	1.4
9年	1	1.4
10年または10年以上	5	7.1
該当なし	4	5.7
計	70	

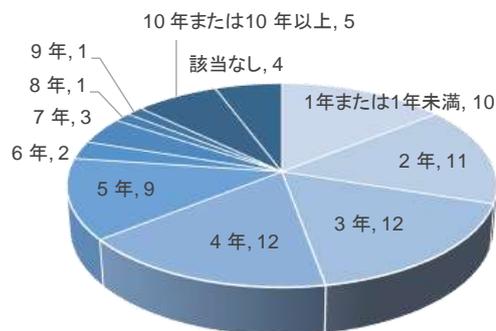
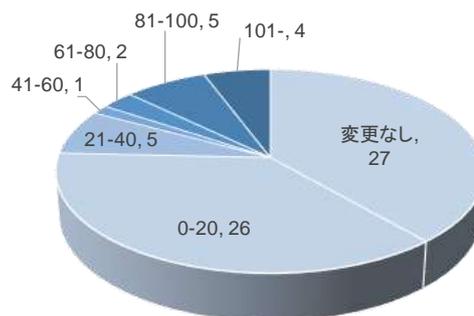


図 11 出力増加量による分類

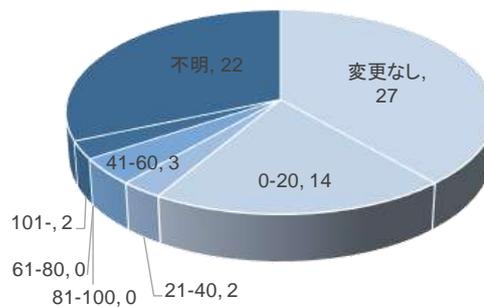
出力増加量	事例数	%
変更なし	27	38.6
~20%	26	37.1
21~40%	5	7.1
41~60%	1	1.4
61~80%	2	2.9
81~100%	5	7.1
101%~(*)	4	5.7
計	70	



(\*) 発電諸元見直し等による

図 12 発電電力増加量による分類

発電電力増加量	事例数	%
変更なし	27	38.6
~20%	14	20.0
21~40%	2	2.9
41~60%	3	4.3
61~80%	0	0.0
81~100%	0	0.0
101%~(*)	2	2.9
不明	22	31.4
計	70	



(\*) 発電諸元見直し等による

## Appendix 2

### カテゴリーとキーポイントの分析

(詳細報告)

## カテゴリー1: 更新・増強に関する政策・促進支援策等

### a) 国と地方のエネルギー政策

エネルギーは、国民生活の安定向上と国民経済の維持・発展に欠くことのできないものであり、エネルギーの利用は地域及び地球環境に大きな影響を及ぼすことになる。各国は、それぞれの国情に応じて、持続的発展と循環型社会の形成を目指した独自のエネルギー政策を定めている。

エネルギー政策は、政府からの支援策をはじめ個別の施策に色濃く反映され、企業行動などにも大きな影響を及ぼす。ここでは、事例の収集を実施した各国のエネルギー政策のうち、その導入が積極的に進められている再生可能エネルギーに関する部分を中心にとりまとめた。

#### 【日本】

2014年4月に閣議決定された日本の「新エネルギー基本計画」によれば、エネルギー自給率は2012年の時点で6.0%まで下がり、自給率の非常に低い脆弱なエネルギー供給構造となっており、エネルギー需給構造において、以下の課題を抱えている。

- ・海外資源に大きく依存することによる供給体制の根本的な脆弱性
- ・人口減少、技術革新等による中長期的なエネルギー需要構造の変化
- ・新興国の需要拡大等による資源価格の不安定化
- ・世界の温室効果ガス排出量の増大

そのような中で、日本が目指すべきエネルギー政策は、徹底した省エネルギー社会の実現、再生可能エネルギーの導入加速化、石炭や天然ガス火力の発電効率の向上、分散型エネルギーシステムの普及拡大、非在来型資源の開発、放射性廃棄物の減容化・有害度低減などの課題に向けて開発成果を導き出せるものであり、同時に、地球温暖化問題への貢献など国際的責務も受け止めつつ、国民の負託に応え得る政策とすべきであるとしている。

再生可能エネルギーについては、2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発などを着実に進める。また、エネルギーミックスの検討に当たっては、これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入を目指す。具体的な取組として、固定価格買取制度（Feed in Tariff scheme : FIT）の適正な運用を基礎とし、環境アセスメントの期間短縮化等の規制緩和等を今後とも推進する。高い発電コスト、出力の不安定性、立地制約といった課題に対応すべく、低コスト化・高効率化のための技術開発、大型蓄電池の開発・実証や送配電網の整備などの取組を積極的に進めていくとしている。

水力発電については、渇水の問題を除き、安定供給性に優れたエネルギー源としての役割を果たしており、引き続き重要な役割を担うものと位置づけている。大規模水力も含めた一般水力については、発電利用されていない既存ダムへの発電設備の設置や、既に発電利用されている既存ダムの発電設備のリプレースなどによる出力増強等、既存ダムの有効利用を関係者間で連携して促進する。中小水力については、高コスト構造等の事業環境を踏まえつつ、地域の分散型エネルギー需給構造の基礎を担うエネルギー源としても活用していくことが期待されている。さらに、既に水利権許可を受けた農業用水等を利用した発電について、法改正により水利権手続の簡素化・円滑化が図られ、今後、積極的な導入拡大を目指すとしている。

## 【ノルウェー】

ノルウェーの水力電力システムの設備容量は約 32,000 MW (32 GW) である。総貯水量は 85 TW であり、平均年間発電量 132 TWh の約 65%に相当する。発電の大部分(約 95%)は水力による。

スウェーデン、デンマーク、フィンランド、ロシアとの卸電力取引所は、何十年も運営されている。ノルウェーは 1990 年に電力市場を導入し、1996 年スウェーデンの取引所と統合し「ノルド・プール」(Nord Pool) と改称した。さらに、ノルド・プールは、デンマーク (1997 年) およびフィンランド (1998 年) に拡大し、欧州でも有数の国際卸電力市場を形成している。

ノルウェーは、地球温暖化対策に積極的に取り組み、欧州連合 (EU) の方針に沿った目標を掲げている。

再生可能エネルギーに関しては、「再生可能エネルギー利用促進に関する 2009 年 4 月 23 日付欧州議会・理事会指令 2009/28/EC」が 2009 年 6 月に EU で発効し、欧州経済領域 (EEA) 協定へ 2011 年取り入れられることになった。それに伴いノルウェーでは、2012 年 6 月の国家再生可能エネルギー行動計画において、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を、現状の 62.5%から 67.5%へ高める目標を設定している。

2012 年 1 月には、再生可能電力生産のための技術中立的な市場に基づく支援体制であるスウェーデン・ノルウェー電力証書市場が始動した。この枠組みは 2035 年まで実施され、ノルウェーとスウェーデンは 2012 年～2020 年の期間に両国で合計 26.4 TWh の再生可能電力を追加生産する。

課税は、エネルギー政策の有効かつ重要な要素でもある。現在のところ、水力によるエネルギーには、風力発電所によるエネルギーより重い税負担が課せられている。

水力電力の枠組みにおいて重要な政治的要素として、水流保護計画、水源基本計画、EU 水政策枠組み指令 (WFD) がある。

水政策枠組み指令は、水資源保護の範囲をすべての水域に拡大し、欧州の全水域で最低限の「良好な生態学的状態」を達成し、水利用を欧州全域で持続可能なものとするという明確な目標を設定している。ノルウェーでは、環境および水力開発に関してバランスの取れた効果を見出すことが重要である。

WFD の目標は、将来的においても、信頼でき、環境にやさしく、持続可能なエネルギーサポートを十分に確保することである。課題は、気候変動ガス排出量を削減し、変動する再生可能エネルギー生産を増やす必要性である。気候変動と新技術に応じて、消費パターンも変動する。ノルウェーでは、132 TWh の水力を開発し、85 TWh の貯水量を確保しているが、他の再生可能エネルギーを支える価値が高まっている。気候変動ガス排出量がきわめて少なく (2g CO<sub>2</sub>/kWh まで)、ノルウェーの水力は、熱および電力サービスを提供するが、気候変動ガス排出量が多い他のエネルギー技術の代替として重要な役割を果たす。約 31 TWh の水力発電容量を追加して、kWh 当たりの価格で市場で競争力を持たせることができる。CO<sub>2</sub> にコストがかかる市場は、約 600 TWh の総発電量を開発可能なノルウェーの水力発電の可能性にも影響を及ぼす。Annex XI に関連して、既存の水力発電所の更新、拡張、容量拡大は 31 TWh に含まれており、クリーンな再生可能電力の市場コストが高くなれば増加する。

以下の図に、10 年ごとの開発および発電所規模の分布により、ノルウェーの水力電力システムの成長を示す。

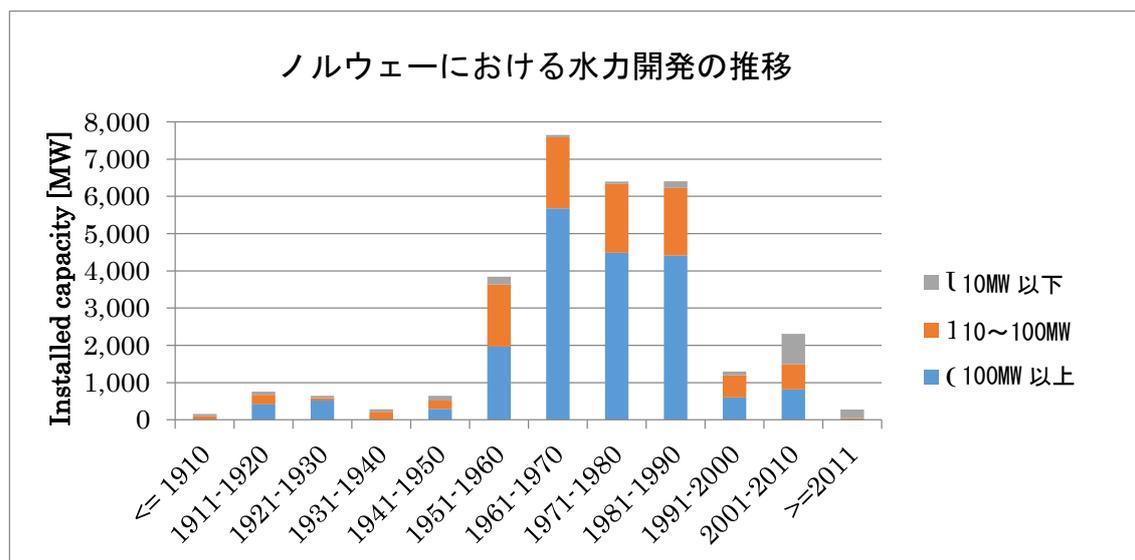


図 ノルウェーにおける水力開発（～2011 年）

この図から、1950 年から 1990 年までの 40 年間に、かなりの設備が設置されたことが分かる。そのため、多くの発電所は、機械および電気設備の状態、新たな市場要件、気候変動、設計理念により、更新、増強、拡張が妥当かつ有益である年数に達している。これらは、既存の計画の改善と拡張を通じた増産の経済インシヤチブの引き金となる。各種の取り組みによる増産の実行可能性は約 6 TWh であるが、CO<sub>2</sub> 市場が拡大すれば増加する。

既存発電所の更新、拡張、拡大は、未開発の水流での新規発電所開発に比べ、通常は環境影響がずっと小さい。そのため、既存発電所の発電量を増加させる措置を推進することが政府の方針である。既存プラントでの増産は、他の再生可能エネルギーによる発電と同様、ノルウェーとスウェーデンの電力市場での証書にも適している。

## 【事例】

□Nw. 8 Kongsvinger 水力発電所-2号機（ノルウェー）：

Kongsvinger 発電所（発電出力=21MW、発電所流量=250m<sup>3</sup>/秒）

□Nw. 9 Rendalen 水力発電所-2号機（ノルウェー）：

Rendalen 発電所（発電出力=92MW、発電所流量=55m<sup>3</sup>/秒）

ただし、原則的に、すべてのノルウェーの事例は、カテゴリー1-a)にある程度関連する。Annex XI における他のカテゴリーの大きな原動力となるが、すべての水力発電プロジェクトはエネルギー政策から生じる。

## 【米国】

米国は、世界最大のエネルギー生産国、消費国、輸入大国であったが、非在来型の天然ガスであるシェールガスやシェールオイルによって 2035 年までにエネルギー自給を達成する見込みである。一方で、国内の利用可能なあらゆるエネルギー資源を活用して自給力を高め、海外からの石油への依存度を早急に低減させることをエネルギー戦略としている。再生可能エネルギーについては、水力・風力・太陽光といったグリーンエネルギーに原子力や天然ガスを加えてクリーンエネルギーと定義した上で、投資を拡大し利用促進を図っている。このことによって、エネルギー供給の安定化、エネルギーセキュリティの改善、雇用の促進を実現させることを目論んでいる。

エネルギー情報局（EIA）のエネルギー年次見通し 2013 年版（AEO2013, Annual Energy Outlook 2013 by UA Energy Information Administration）によれば、2040 年までの想定期間において、石炭火力発電は引き続き最大の電源であるものの、そのシェアは、2011 年の 42%から 2040 年には 35%まで縮小する。一方、天然ガス火力のシェアは 2011 年の 24%から 2040 年には 30%まで増大する。再生可能エネルギー（水力を含む）は、2011 年の 13%から 2040 年に 16%まで増大させる予定である。再生可能エネルギー全体に占める水力以外（風力や太陽光など）のシェアは 2011 年の 38%から 2040 年に 65%まで増大するとしている。

再生可能エネルギーの促進政策としては、州によって異なるものの、優遇税制や再生可能エネルギー利用基準（RPS）や市場形成により、導入量の拡大が進んでいる。また、再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力系統安定化策の一つとして電力貯蔵技術に期待が集まっている。

## 【オーストラリア】

### オーストラリアのエネルギー政策

- オーストラリアは、化石燃料（主に石炭とガス）、再生可能エネルギー、原子力を含む多くのエネルギー源を保有している。このような潤沢なエネルギー源は、エネルギー源の主要輸出国としてのオーストラリアの立場を支えている。
- オーストラリアのエネルギー部門では、需要パターンの変化、新技術の統合、垂直統合の進展、ガス供給の引き締め、国際市場の変化など、重大な変革が起こっている。

- これらを背景にして、オーストラリアのエネルギー政策の枠組みは、エネルギー白書のプロセスを通じて見直されている。このプロセスは、エネルギー価格、信頼性、長期の安全保障、ガス市場の発展、エネルギー生産性などの重要な問題に対応する。

#### オーストラリアの電力市場

- オーストラリアの全国電力市場（NEM）は、クイーンズランド州、ニューサウスウェールズ州、オーストラリア首都特別地区、ビクトリア州、サウスオーストラリア州、タスマニア州の小売業者と最終消費者に電力を供給する卸売市場である。
- NEM は、クイーンズランド州ポート・ダグラスからサウスオーストラリア州ポート・リンカーンまで約 5,000 km の距離をつなぐ世界最長の連系電力系統で運営される。
- NEM では、800 万人以上の最終消費者の需要に応えるため、年間 100 億ドルを超える電力が取引される。オーストラリアの総発電量は、2012 年にはすべてのエネルギー源を合計して約 220,000 GWh であった。

#### オーストラリアの再生可能エネルギー

- 再生可能エネルギーは、オーストラリアの発電量の約 13%を供給する（オーストラリアでは、石炭が最大の発電源である）。
- オーストラリアの再生可能エネルギー発電のうち、水力が現在も最大のシェア（58%）を占めるが、風力（26%）と太陽熱（8%）が大きく食い込んできている。
- 2012 年には、新規の再生可能エネルギープロジェクトおよびエネルギースマート技術（主に太陽熱と風力）に 42 億ドルが投資された。

#### オーストラリアの再生可能エネルギー政策

オーストラリアでは州レベルと連邦レベルの両方で、再生可能エネルギーの開発および展開を拡大するため、多くの政府政策が適用されている。

#### 再生可能エネルギーの目標

- オーストラリアの再生可能エネルギーに関する主要政策は、2020 年までにオーストラリアの発電量の 20%を再生可能エネルギーから供給することを要求する全国的な再生エネルギー目標（RET）である。RET は、オーストラリアの再生可能エネルギー源を開発する上で非常に有効であり、オーストラリアの再生可能エネルギー産業にとって最も重要な支援機構である。
- RET 計画は、再生可能エネルギー証書を作成して販売することにより、再生可能エネルギー源による追加発電に投資するための奨励金を生み出す。これらの証書は、発電量に基づき、対象の再生可能エネルギー源によって作成される。小売業者は、一定量の証書を毎年購入して引き渡す義務を負う。
- RET 計画は、大規模再生可能エネルギー目標（LRET）と小規模再生可能エネルギー計画（SRES）という 2 つの部分に分かれる。
- SRES 計画は、小規模発電（主に太陽熱温水器、ヒートポンプ、小規模太陽光パネルの住宅設置）にインセンティブを提供する。

- 大規模再生可能エネルギー目標（LRET）では、2020年までに41,000 GWhの新規再生可能エネルギー発電が要求される。LRETは、風力、太陽光、水力などの大規模市場に対応する技術を開発するためのインセンティブを提供する。
- RETは、新規および既存の再生可能エネルギー発電所による追加発電のインセンティブを提供する。水力において、RETは、オーストラリアの水力発電産業が既存の水力資源を維持、更新、近代化するための奨励金を提供している。RETは、そうしなければ実現しないであろう、近代化と効率化のオプションに着手するためのインセンティブを提供する。それによってRETは、オーストラリアの水力資源による現状の貢献とその拡大を保証する。

#### 炭素価格付けおよび排出量削減

オーストラリア政府は、オーストラリアのGHG排出量を2020年までに（2010年レベルをもとに）5%削減することを約束した。現行法に基づき、オーストラリアは炭素価格付けの仕組みを構築しており、ここでは義務を負う事業者が炭素汚染への対価を支払うことを要求される。2013年の政権交代を受け、オーストラリア政府は炭素価格を廃止し、オーストラリアの5%排出量削減目標を満たすために「直接行動計画」を実施した。

#### 連邦政府のエネルギー政策

RETに加え、連邦政府は、新たな再生可能エネルギーに係るプログラムやオーストラリア地域再生可能エネルギーなど、再生可能エネルギー庁が管理するプログラムを含むその他の手段を通じて、再生可能エネルギーのインセンティブも提供している。

#### 州政府のエネルギー政策

オーストラリアの多くの州および地域には、小規模再生可能エネルギーの固定価格買取制度がある。これらの制度は、住宅用太陽光発電設備の堅調な成長を支える。多くの州では、エネルギー効率のためのインセンティブも提供している。

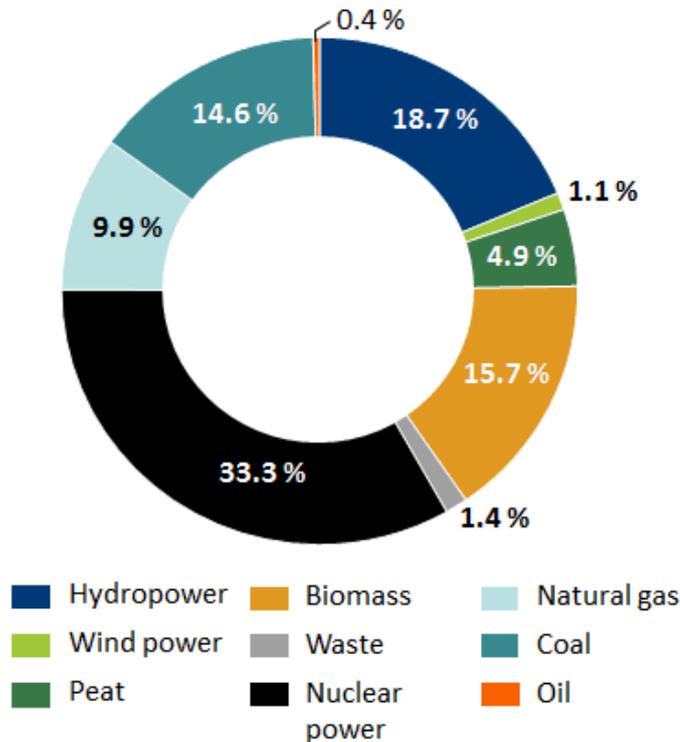
#### **【フィンランド】**

フィンランドは、多くのエネルギー大量消費産業が発展しており、寒冷な気候のせいで大量のエネルギーが消費される。国内生産されるエネルギーが少ないため、外国から輸入したエネルギー源に依存している。それゆえフィンランドは、安定したエネルギー供給の確保をエネルギー政策の主目標に据えている。

地球温暖化が注目されているというトレンドを考慮して、気候変動問題がエネルギー政策および対策の協議に付け加えられている。欧州委員会（EC）での協議に基づき、2020年までの目標として、フィンランドは2008年、エネルギー効率を改善する対策と共に、合計最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を38%まで高めるという目標を発表した（長期気候およびエネルギー戦略、2008年版）。2013年の改定により、温室効果ガス排出量を1990年のレベルから80%削減するという2050年までの長期アプローチが発表された。

水力発電に関しては、フィンランドには約 18 万の湖があり、膨大な水源となっているが、国土の大半は起伏した地形であり、水力がフィンランドの発電量に占める割合は約 19%にとどまる。水力発電を増やすことはおそらく難しいため、将来的には風力およびバイオマス発電を増やすものと予想される。

**Production of electricity, 68,200 GWh**



フィンランドにおける発電電力量 (2013 年)

【フランス】

フランスは、第一次石油危機を契機として輸入石油への依存を軽減させるために、国内資源の開発、省エネルギーの促進、供給源の多角化の三つを柱とするエネルギー政策を実施してきている。特に国内資源としての原子力開発に一貫した努力を傾注し、原子力エネルギーの活用とともにエネルギー自給率が著しく改善されている。

現政権は、「再エネの導入拡大」、「省エネの推進」、「原子力発電比率の低減（現在の 75%から 2025 年までに 50%へ低減）」を目指しており、エネルギー移行の法制化の動向が注目されている。

再生可能エネルギーについては、EU の「再生可能エネルギー利用促進指令(2009/28/EC)」を受けて制定された「環境エネルギー実施計画法」で、2020 年までに最終エネルギー消費量の 23%を賄う目標を掲げている。FIT や電源入札制度により、政府が策定した PPI 計画（多年度発電設備投資計画、Programmation Pluriannuelle des Investissements）で計画されている電源別の発電容量の達成を目指している。

水力発電については、経済的、環境的に優位な地点は減少しているものの、2009 年時点で年間発電電力量 618 億 kWh、設備容量 2,620 万 kW の設備を、2020 年末までに年間平均発電電力量を 30 億 kWh、設備容量を 300 万 kW 分増加させるとしている。

## 【ブラジル】

ブラジルは、更なる経済発展が期待される中南米における経済大国である。石油、天然ガス、エタノールなどを国内で生産し、エネルギー消費も域内で最大である。

水力の発電設備容量は世界第2位で、水力の占める発電比率が90%（2005年）であった。しかし水力中心の電源構成は渇水など天候に大きく影響を受けるため、電源多様化と送電網の整備は将来に向けて大きな課題となっている。経済成長によって増加する電力需要を賄うために、主力電源である大型水力の開発を生態系や先住民に配慮して進めるとともに、ガス田開発によるガス火力や原子力などと合わせて、水力以外の再生可能エネルギーによる発電も推進させる政策である。

政府は2002年に再生可能エネルギー促進プログラム制定し、再生可能エネルギーの比率を5%程度まで高める予定である。ブラジルは、広大で多様性のある国土を有し農業生産が大きいことから、小水力や風力に加えて、アルコール燃料（エタノール）、バガス（サトウキビかす）、太陽光なども開発余地が大きい。

またCDMについては、ブラジルが提唱したスキームをもとに発展してきた経緯があり、早い時期から受け入れ体制を整備してきている。現在登録されたCDMの件数は世界第3位で、バガスを利用したコジェネや農場での廃棄物処理のプロジェクト、小水力、エネルギー利用効率化プロジェクト、畜産やゴミ埋立地からのメタン回収プロジェクトが中心となっている。

\*\*\*\*\*

註：EU「再生可能エネルギー利用促進指令」(Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources)

本指令は、EUの気候変動とエネルギーに関する新たな政策パッケージの一部として、2009年6月に発効した。2020年までに、エネルギー効率の20%向上する、温室効果ガス排出量を対1990年比20%削減する、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を現状の8.5%から20%へ引き上げる等のEU大での戦略的な数値目標をふまえ、加盟各国に個別の目標設定や行動計画の策定を義務付けている。目標の達成については、進行状況は監視されるが罰則規定は設けられていない。

## b) 投資支援策

投資支援策は、各国のエネルギー情勢、政策などを鑑み、必要な再生可能エネルギー量を確保するために、各国もしくは経済圏において独自に設定しているものである。代表的な投資支援策として、固定価格買取制度、RPS制度、資金援助、税控除などが挙げられる。以下に、事例収集を行った各国について、再生可能エネルギーに関する投資支援策をまとめるとともに、それらがどのような成果を上げているかを、収集された事例を見ながら記載した。

### 【日本】

日本では、経済的に成り立つ水力地点の多くは既に開発されており、更なる開発を実施していくためには投資支援策が必須である。これまでに下表に示す4施策、「開発事業者の育成」、「初期発電原価の低減」、「立地促進対策の推進」、「水力開発促進のための条件整備」が実施されている。以下、主な施策について述べる。

表 施策一覧

施策	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-
開発事業者の育成		中小水力開発促進指導事業費補助金 (1986-2008)			
初期発電原価の低減		中小水力発電開発費補助金 (1980-2008)			
		新エネルギー等事業者支援対策費補助金 (2007-2009)			
		地域新エネルギー等導入促進対策費補助金 (2007-2009)			
		中小水力・地熱発電開発費等補助金 (2007-)			
		新エネルギー等導入加速化支援対策事業 (2011-)			
		上水道システムにおける再エネ・省エネ等導入促進事業 (2013-)			
立地促進対策の推進		福島県市民交流型再生可能エネルギー導入促進事業 (2013-)			
水力開発促進のための条件整備		電源立地地域対策交付金 (1974-)			
				RPS制度 (2003-2011)	固定価格買い取り制度 (2011-)

### (1) 中小水力発電開発費補助金

水力開発の最大の障害要因は、小規模化しスケールメリットに乏しいこと、山間奥地化し工事費が高むこと、他の電源に比較して初期の発電原価が高いことにある。これらを解消し開発を支援するために、石油専焼火力との発電原価差を補填する考えのもとに、中小水力発電所の新設時の建設費に対して補助金を交付する「中小水力発電開発費補助金」制度が設けられた。

表 制度概要

名称	中小水力発電開発費補助金	
出力	1,000kw 超え - 5,000kw 以下	5,000kw 超え - 30,000kw 以下
補助率	20%以内	10%以内
	経済性が著しく低い事業については、10%を加えた率を申請できる。	

以下のグラフは、中小水力の年度別開発設備数の推移を示したものであるが、このグラフから、本制度創設（1980年）以降に中小水力の開発が加速されていることが読み取れ、一定の効果があつたものと考えられる。

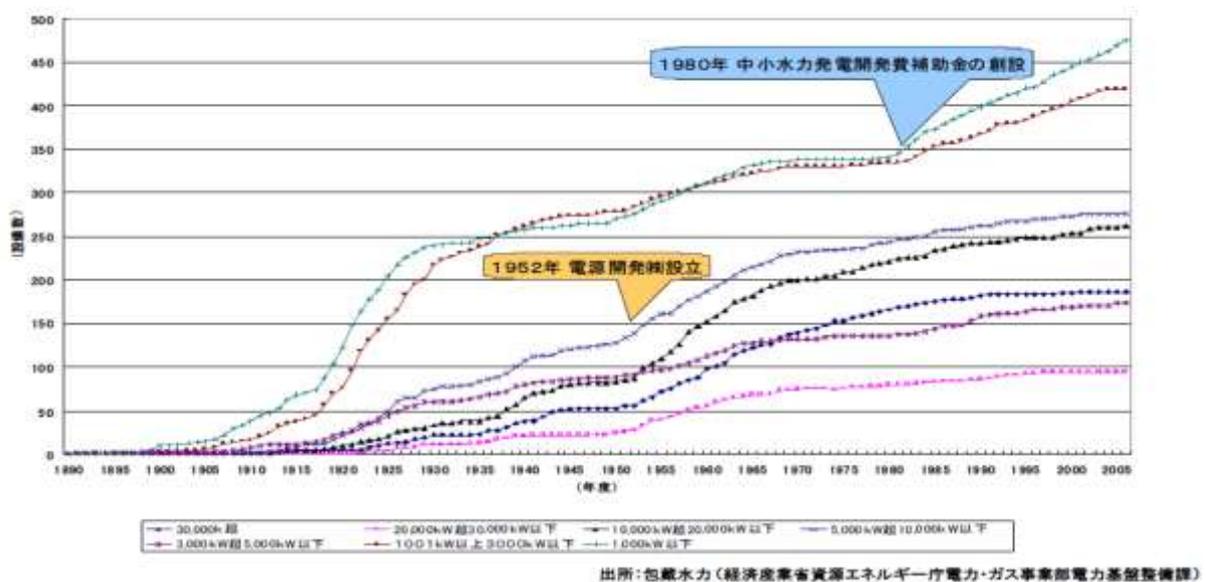


図 中小水力の年度別開発設備数

【事例】

- Jp.2 菊鹿発電所建設（再開発）工事（日本）：中小水力発電開発事業に係る補助金
- Jp.7 新黒薙第二水力発電計画（日本）：中小水力発電開発事業に係る補助金
- Jp.23 川原維持流量発電所新設工事（日本）：新エネルギー等事業者支援対策補助金補助事業
- Jp.41 華川発電所再開発工事（日本）：新エネルギー等事業者支援対象補助金

(2) 電気事業者による再生可能エネルギーの利用に関する特別措置法（RPS法）

電気事業者による再生可能エネルギーの利用促進のため、2003年にRPS法が施行された。販売電力量に応じ一定割合以上の再生可能エネルギーの利用を義務づけている。

表 利用義務量

年	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	備考
電力量	73.2	76.6	80.0	83.4	86.7	92.7	103.3	122.0	単位：(億 kWh/年)

本制度における再生可能エネルギーは、以下を対象としている。①風力、②太陽光、③地熱、④水力（政令で定めるもの）、⑤バイオマス（動植物に由来する有機物であつてエネルギー源として利用することができるもの）など。

利用義務量の設定次第ではあるが、次に示す年度毎の発電量から、本制度が着実に成果を上げていることが読み取れる。なお、本制度はFIT（下記(3)項）の導入に伴い、現在は廃止されている。

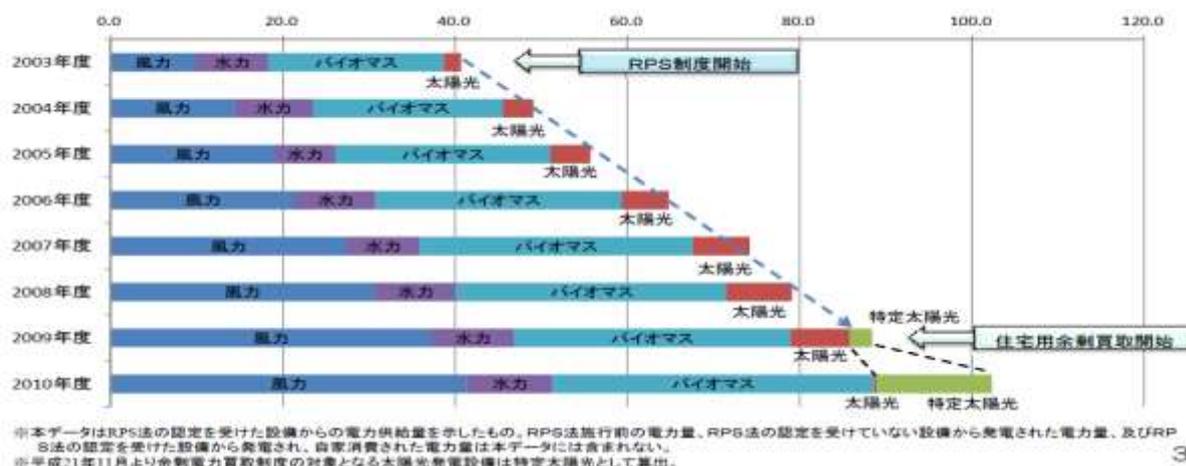


図 再生可能エネルギー等発電量（電力会社による調達量）の経年変化（億 kWh）

出所：固定買取価格制度について（経済産業省資源エネルギー庁エネルギー対策課）

【事例】

□Jp.1 祝子第二発電所建設工事（日本）：RPS法と企業局新エネルギー導入事業

(3) 電気事業者による再生可能エネルギーの調達に関する特別措置法（FIT）

再生可能エネルギー源を利用することは、国内外の経済的社会的環境に応じたエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保及び、エネルギーの供給に係る環境負荷の低減に大きく寄与できる。FITは、再生可能エネルギー源の利用を促進し、日本の国際競争力の強化及び産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与することを目的に、2012年7月に施行された。

電気事業者に対して再生可能エネルギーを固定価格で買い取ることを定めており、その価格、期間は、次のとおりである。

表 中小水力の調達価格および調達期間（2014.3時点）

中小水力 （新設）	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
調達価格(円/kWh)	24円＋税	29円＋税	34円＋税
調達期間	20年間	20年間	20年間
中小水力※ （既存導水路活用）	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
調達価格(円/kWh)	14円＋税	21円＋税	25円＋税
調達期間	20年間	20年間	20年間

出所：経済産業省資源エネルギー庁

なお、中小水力に関する基準は、設備の出力が3万kW未満であり、揚水式発電ではないこととされている。制度前後の発電設備の導入状況は、次表のとおりである。

表 再生可能エネルギー発電設備の導入状況（2014.3 末時点）

設備導入量（運転を開始したもの）				認定容量
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後		固定価格買取制度導入後
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年度の導入量（7月～3月末）	平成25年度の導入量	平成24年7月～平成26年3月末
太陽光（住宅）	約470万kW	96.9万kW	130.7万kW	268.8万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	70.4万kW	573.5万kW	6,303.8万kW
風力	約260万kW	6.3万kW	4.7万kW	104.0万kW
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.4万kW	29.8万kW
バイオマス	約230万kW	3.0万kW	9.2万kW	156.5万kW
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW	1.4万kW
合計	約2,606万kW	176.9万kW	718.5万kW	6,864.2万kW (1,199,482件)
		895.4万kW (619,701件)		

出所：再生可能エネルギーの導入状況について（経済産業省資源エネルギー庁エネルギー対策課）

現在残されている水力発電の未開発地点は、奥地化、小規模化しており、過去の開発実績から買取価格（調達価格）を決める方法では効果的な支援策とはいえ、関係団体からは買取価格（調達価格）見直しの要望が出ている。

#### 【ノルウェー】

2001年6月、エネルギー政策目標を達成するため、石油エネルギー省の管轄下で公営企業 Enova が設立された。これらの目標は、省エネルギーを推進し、環境負荷の少ない再生可能エネルギーと天然ガスの利用を促進することであった。Enova の業務に必要な資金は、電力供給網に対する課税と政府予算からの割当によって財源を調達するエネルギー基金を通じて提供される。これらを資金として、Enova は、風力発電基地、再生可能熱生産、省エネプロジェクト、エネルギー保全に関する情報提供などの支援を行う。

2012年1月には、再生可能電力生産のための技術中立的な市場に基づく支援体制であるスウェーデン・ノルウェー電力証書市場が始動した。この枠組みは2035年まで実施され、ノルウェーとスウェーデンは2020年に両国で合計26.4TWhの新規再生可能電力を生産する。両国はEU再生可能エネルギー指令に基づきEUと目標を共有する。電力証書市場による新規エネルギー生産能力がEU目標の達成を後押しする。電力証書市場を導入することにより、再生可能エネルギー発電容量に関する最も重要な再生可能エネルギー支援メカニズムとなった。Enova は研究開発および予備計画を支援し、新技術を検証することに軸足を移した。

電力証書市場では、認定された再生可能電力施設を保有する電力生産者が政府から発電量1MWh当たりの1ユニットの電力証書を取得する。電力生産者は、電力販売量や使用量の一定割合（固定枠）に対応する電力証書を購入することを法律で義務付けられる電力供給者に証書を売却する。購入者には、一部のエネルギー集約型産業を例外として、小売業者や工業規模顧客が含まれる。電力供給者が毎年購入するよう義務付けられる電力証書は、4月1日に失効する。その後、電力証書は削除され、再利用できなくなる。つまり、固定枠が設定された供給者は、新しい電力証書を購入して翌年の固定枠を満たさなければならない。これによって電力証書の一定需要が生じる。

電力証書のコストは電気料金に含まれるため、電力最終消費者が再生可能エネルギー発電の開発コストを負担する。

電力供給者が必要量の証書を購入しなかった場合、一定期間の平均証書価格の 150%に相当する反則金を支払わなければならない。電力証書は、主に仲介業者を通じて取引される。電力証書市場には、現物価格契約と先物契約という 2 種類の仲介契約がある。3 月に引き渡される先物契約は、その先の 5 年分が提供される。

電力証書の受取期間は 15 年である。2020 年以降に稼動するプラントには、証書を受け取る権利が認められない。電力証書市場は、現在有効な法律および規則に従い、2035 年に失効する。2012 年 1 月 1 日までに稼動を開始したプラントには、15 年から 2012 年までの稼動時間を差し引いた期間が認められる。これは、2009 年 9 月 7 日以降に着工されたすべてのプラントならびに、2004 年 1 月 1 日以降に着工された 1 MW 未満の設備容量の小規模水力発電所について有効である。すべての新規再生可能エネルギー（小規模水力を含む）は、上述の電子証書システムに含まれる。

共通電力証書における 2014 年の市場電力証書の平均価値は、19.6 ユーロ/MWh であった。

2003 年に石油・エネルギー省が提示した小規模水力戦略によると、5 MW 未満の水力発電所は天然資源・地代税を免除される。

Annex XI に含まれる以下のノルウェーのプロジェクトは、電力市場に承認されている若しくは承認される見通しである。

#### 【事例】

□Nw.1 Embretsfoss 水力発電設備の増強と再開発（ノルウェー）：

Embretsfoss #4 発電所（発電出力=52.5MW, 使用水量=340m<sup>3</sup>/s）

□Nw.3 Hemsil #3 発電所, Hemsil #2 発電所の増設・増強計画（ノルウェー）：

Hemsil #2 発電所の拡張（発電出力=83MW, 使用水量=25m<sup>3</sup>/s）

□Nw.6 Iveland #2 水力発電所（ノルウェー）：

Iveland #2 発電所（発電出力=45MW, 使用水量=110m<sup>3</sup>/s）

□Nw.7 Rånåsfoss #3 水力発電所増強計画（ノルウェー）：

Rånåsfoss #3 発電所（発電出力=81MW, 年間発電量=280GWh）

## 【米国】

米国における再生可能エネルギー促進政策は、大別して税額控除、目標設定、市場形成の3種類の政策が行われており、これらにより再生可能エネルギーの導入量は今後も拡大し続けると考えられている。それぞれの概要は以下に述べる。

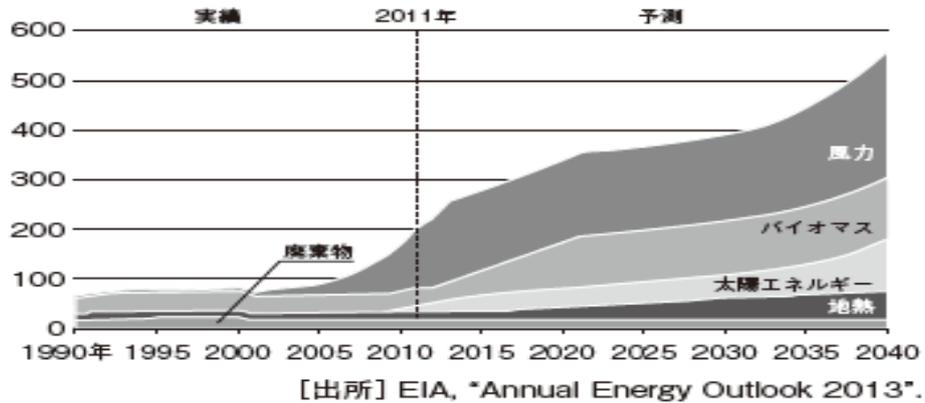


図 再生可能エネルギーの年度別発電量の推移

### (1) 税額控除

再生可能エネルギー発電税額控除 (PTC : Renewable Electricity Production Tax Credit)は連邦のインセンティブ施策として主に風力発電や太陽光発電の促進に寄与してきた。この制度は、特定の再生可能エネルギー電源について、発電開始から一定期間、発電した電力 1kWh につき所定額の税額 (現在、2.3 セント/kWh。インフレ調整) が控除されるもので、開発事業者にとってはより多く発電すれば、その分より多くの所得税控除を受けられるメリットがある。

PTC は過去に何度も制度延長がなされており、現在は「2013 年末までに着工した設備」について発電税額控除が適用されることとなっている。

### (2) 目標設定

多くの州で再生可能エネルギー利用基準 (RPS : Renewable Portfolio Standard) が導入されている。これは供給事業者に供給電力の一定割合を再生可能エネルギー電力によって賄うことを義務付ける制度で、目標を達成するためには自ら再生可能エネルギー発電を行うか、他事業者からクレジットまたは電力を購入しなければならない。しかしながら、多くの RPS プログラムには発電コストに基づく免責条項があり、目標達成が繰り延べられたり、執行手順が整備されていなかったりする州もある。2013 年 3 月現在、29 州およびワシントン DC で RPS が導入されている。

表 各州のRPS要件

州名	RPSの概要
アリゾナ	2025年までに15%
カリフォルニア	2020年までに33%
コネチカット	2020年までに27%
コロラド	2020年までに30% (私営電気事業者)
デラウェア	2026年までに25%
ワシントンDC	2020年までに20%
ハワイ	2030年までに40%
イリノイ	2025年までに25%
アイオワ	105MW
メイン	2000年までに30% 2017年までに新規再生可能エネルギー電源 10%増
メリーランド	2022年までに20%
マサチューセッツ	2020年までに22.1%かつ新規再生可能エ ネルギー電源15%増 2020年以降は年1%ずつ追加
ミネソタ	2025年までに25% (エクセル社に対し 2020年までに30%)
モンタナ	2015年までに15%
ネバダ	2025年までに25%
ニューハンプシャー	2025年までに24.8%
ニュージャージー	2021年までに20.38%かつ2028年までに 太陽エネルギー4.1%
ニューメキシコ	2020年までに20% (私営電気事業者)
ニューヨーク	2015年までに29%
ノースカロライナ	2021年までに12.5% (私営電気事業者)
オレゴン	2025年までに25% (大手電気事業者)
ペンシルベニア	2021年までに18%
ロードアイランド	2020年までに16%
テキサス	2015年までに5,880MW
ワシントン	2020年までに15%
ウィスコンシン	2015年までに10% (達成条件は電力会社 によって相違)
カンザス	2020年までに20%
ミズーリ	2021年までに15%
ミシガン	2015年までに10%かつ1,100MW
オハイオ	2024年までに12.5%

[出所] Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE).

なお、連邦大でのRPS導入については過去に何度か議論されているものの、再生可能エネルギー資源に乏しい州、地域の反対が根強く、依然実現していない。

### (3) 市場形成

多くの州で再生可能エネルギー利用基準に再生可能エネルギー証書/クレジット (RECs) を組み入れている。これは供給事業者が REC を販売し、その売り上げを再生可能エネルギー・プロジェクトに使用することを認めるものである。一部の州では、化石燃料発電への依存を軽減すべく供給事業者が再生可能エネルギー発電の実施あるいは買取を義務付け、REC 市場を強制化している。

今回米国から収集された事例のうち下記5件のプロジェクトについては、米国再生・再投資法 (The American Recovery & Reinvestment Act of 2009) に基づく米国エネルギー省(DOE) の資金援助を受けている。総額 3,200 万ドルの予算で、「水力発電アップグレード助成」(Hydropower Projects Upgrades funded by DOE) として、補助率 50%ないし 80%、公募で7件が採択され工事が実施された。非連邦水力発電所 (non-Federal facilities) で、既設の設備を近代化し、高い発電効率と環境上の成果が期待できる計画であり、工事期間は2年程度、水力発電の最新技術を適用することにより改善の効果がPRできるものを対象とした。

【事例】

- US.1 Abiquiu 発電所小水力水車の据付（アメリカ）：  
Abiquiu 発電所（発電出力=16.9MW, 使用水量=43.9m<sup>3</sup>/s）
- US.2 Boulder Canyon 発電所の近代化（アメリカ）：  
Boulder Canyon 発電所（発電出力=5MW）
- US.3 Cheoah 発電所改修計画（アメリカ）：  
Cheoah 発電所（発電出力=144.7MW, 使用水量=268m<sup>3</sup>/s）
- US.4 Cushman 第二ダムの North Fork Skokomish 発電所（アメリカ）：  
新 North Fork 発電所（発電出力=3.6MW,）
- US.5 Fond du Lac 発電所（アメリカ）：  
Fond du Lac 発電所（発電出力=12MW）

【オーストラリア】

2020 年目標を達成するための主な再生可能エネルギー導入支援策として、連邦大で再生可能エネルギー目標制度（RET：Renewable Energy Target）がある。RET は、2020 年までに、現状の 2 割に当たる毎年 450 億 kWh を再生可能エネルギーから調達することを目的として、2001 年 1 月に前身の「再生可能エネルギー調達義務目標制度（MRET）」に代えて導入された。

表 再生可能エネルギー発電量の推移（単位：100 万 kWh）

	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度
総発電量	244,660	248,394	253,959	244,395	241,567
再生可能エネルギー計	18,867 (7.7%)	18,291 (7.4%)	16,333 (6.4%)	17,338 (7.1%)	19,711 (8.2%)
バイオマス・木材	935	950	960	1,440	1,220
バイオガス	85	90	68	884	893
風力	1,713	2,611	3,093	3,806	4,798
水力	16,029	14,517	12,057	11,052	12,522
太陽光(PV)	105	123	156	156	278

【出所】 Bureau of Resources and Energy Economics (2012), "Energy in Australia 2012".

再生可能エネルギーの調達義務が課されているのは、10 万 kW 以上の電力の取引に携わる卸売発電事業者と小売事業者（以下、義務対象者という）である。再生可能エネルギーの調達義務量は、義務対象者が販売した総電力量にクリーンエネルギー規制局（CER：Clean Energy Regulator）が定める再生可能エネルギー比率を乗じて算定される。

義務対象者が調達義務量を達成していることは、再生可能エネルギー証書（REC）の提出で証明される。証書を翌年以降の調達義務量のために繰越す制度（バンキング制度）も認められており、調達義務達成のために使用された時点で当該証書は無効となる。クリーンエネルギー規制局は、発電事業者の設備が再生可能エネルギーの定義に合致しているかなど審査・認定を行う。証書は取引可能であるが、すべての取引について所有者などの登録が必要である。再生可能エネルギーの対象は、水力、風力、太陽光、バガス、埋め立てガス、木材廃棄物などである。

本制度の根拠法は、「再生可能エネルギー法（2000年12月）」で、これまで2度改正された。2009年の改正で、2020年の導入目標を当初の95億kWhから約5倍の450億kWhに引き上げ、制度名をMRETからRETに変更した。2011年の改正で、RECの取引は、太陽光パネルなど系統に接続しない小規模電源を中心とする「小規模再生可能エネルギースキーム（SRES）」と、風力、大規模ソーラー、地熱など発電事業者の商用電源による「大規模再生可能エネルギー目標（LRET）」に分けて取引されることになった。背景には、当時、太陽光パネル設置に対する手厚い補助金制度や、州政府の固定価格買取制度によって家庭用太陽光パネルの普及が進んだことが挙げられる。これらの補助金と重複してRECの売却収益も得ることが可能であったことから、RECの発行数が急増してREC価格が下落し、将来にわたって風力などの大規模商用電源への投資が進まなくなるおそれが指摘されていた。この改正により、2020年の再生可能エネルギー導入目標は、LRETの対象となる大規模商用電源により達成されることとされた。

また、各州・地域政府の独自の取り組みとして、2008年頃から、太陽光などの再生可能エネルギーの固定価格買取制度が実施されている。

#### 【フィンランド】

フィンランドの再生可能エネルギー利用は、主にバイオマスによって賄われている。水力発電の増減などにより変動するが、2011年の一次エネルギー供給量に占める再生可能エネルギーのシェアは31%を占め、そのうちバイオマスが24.2%と最も大きく、水力が3.4%それに次ぐ。風力は0.2%、太陽光は0.003%と非常に少ない。一方、2011年の電力供給量に占める再生可能エネルギーのシェアは36%（250億kWh）であり、2000年（230億kWh）と同水準である。再生可能エネルギーの52%（128億kWh）は水力によるもので、次いで、バイオマスが41%（100億kWh）、風力が3%（77万kWh）である。今後水力の拡大は困難であり、バイオマスおよび風力の増加が2020年までに期待されている

再生可能エネルギーの導入支援策に関して、他のEU諸国が固定価格買取制度（FIT）などを主流としている中、フィンランドでは設備投資への補助が中心に行われてきた。再生可能エネルギー施設の新規設備投資に対しては、最大40%（太陽光及び小規模風力に対しては最大30%）の補助金が拠出され、2008年から2011年の間には総額で2億4,000万ユーロの補助金が拠出された。2012年に、小規模水力、風力、バイオガス、木材チップからの発電施設への設備投資補助は廃止された。

再生可能エネルギー促進のインセンティブとして、現在では2011年に導入された2種類のフィードインプレミアム制度が存在する。1つは、風力、バイオガスおよび木材燃料による小規模熱電併給設備による発電電力を対象としたものであり、発電種別ごとの設定価格と市場におけるスポット価格（3カ月平均）との差額をプレミアムとして発電事業者は受けることができる。1,000kWh当たり最低83.5ユーロが保証され、バイオガスを含め、熱電併給設備に対してはボーナスが加算される。プレミアムは12年間保証され、2年前の通知をもって改定される。発電種別ごとに総設備容量の上限を設定しており、風力、バイオガス、小規模熱電併給設備は、各々250万kW以下、1万9,000kW以下、15万kW以下である。もう1つは、木材燃料からの発電電力（小規模熱電併給設備によるものを除く）を対象とする。

フィンランドでは、本制度に要するコストを電気料金に加算することが法律により認められていないため、国庫により運営されている。本制度に要するコストは、2012年には1億2,000万ユーロであり、2020年には2億5,000万ユーロまで上昇すると推定されている。

表 エネルギーの消費

	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	Annual change, %						
	petajoule (PJ)						%	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Wood fuels	306	270	322	317	332	324	24,2	1,2	-11,7	19,0	-1,5	4,6	-2,3
Oil	348	335	353	336	325	314	23,4	-3,7	-3,6	5,3	-5,0	-3,3	-3,2
Nuclear energy	241	247	239	243	241	248	18,5	-2,0	2,5	-3,1	1,7	-0,9	2,9
Coal	142	152	189	148	125	147	10,9	-25,8	7,0	24,4	-21,5	-15,6	17,3
Natural gas	151	135	149	130	115	107	8,0	2,2	-10,7	10,5	-12,5	-11,6	-6,9
Net imports of electricity	46	44	38	50	63	57	4,2	1,7	-5,4	-13,1	31,9	25,9	-9,9
Peat	82	72	95	85	65	49	3,6	-20,4	-11,8	31,4	-10,2	-23,5	-25,2
Hydro power	61	45	46	44	60	46	3,4	20,9	-25,6	1,4	-3,6	35,7	-23,7
Wind power	1	1	1	2	2	3	0,2	38,3	6,2	6,4	63,6	2,7	57,2
Other energy sources	30	32	36	36	45	48	3,6	19,3	6,9	10,4	1,3	23,6	6,6
<b>Total</b>	<b>1 407</b>	<b>1 333</b>	<b>1 467</b>	<b>1 391</b>	<b>1 372</b>	<b>1 341</b>	<b>100</b>	<b>-4,4</b>	<b>-5,3</b>	<b>10,0</b>	<b>-5,2</b>	<b>-1,4</b>	<b>-2,2</b>
Renewable energy sources <sup>1)</sup> , %	27,5	25,7	27,1	28,4	31,6	31,0							

1) Includes, inter alia, wood fuels, hydro and wind power, the biodegradable proportion of recycled fuels  
\* preliminary data

Source: Statistics Finland, Energy

表 電力の供給と消費

	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	Annual change, %						
	GWh						%	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Hydro power	16 909	12 573	12 743	12 278	16 667	12 716	15,2	20,9	-25,6	1,4	-3,6	35,7	-23,7
Wind power	261	277	294	481	494	777	0,9	38,3	6,2	6,4	63,6	2,7	57,2
Nuclear power	22 050	22 601	21 889	22 266	22 063	22 698	27,1	-2,0	2,5	-3,1	1,7	-0,9	2,9
Condensing power etc.	8 779	8 963	14 179	9 822	5 177	8 162	9,7	-39,0	2,1	58,2	-30,7	-47,3	57,7
Combined heat and power, industry	11 203	9 000	10 359	10 079	8 781	10 034	12,0	-3,8	-19,7	15,1	-2,7	-12,9	14,3
Combined heat and power, district heat	15 273	15 793	17 738	15 463	14 505	13 795	16,4	1,0	3,4	12,3	-12,8	-6,2	-4,9
<b>Total production</b>	<b>74 475</b>	<b>69 207</b>	<b>77 203</b>	<b>70 390</b>	<b>67 687</b>	<b>68 182</b>	<b>81,3</b>	<b>-4,3</b>	<b>-7,1</b>	<b>11,6</b>	<b>-8,8</b>	<b>-3,8</b>	<b>0,7</b>
Net imports	12 772	12 085	10 501	13 851	17 443	15 715	18,7	1,7	-5,4	-13,1	31,9	25,9	-9,9
<b>Total consumption</b>	<b>87 247</b>	<b>81 292</b>	<b>87 703</b>	<b>84 241</b>	<b>85 131</b>	<b>83 897</b>	<b>100</b>	<b>-3,5</b>	<b>-6,8</b>	<b>7,9</b>	<b>-3,9</b>	<b>1,1</b>	<b>-1,4</b>

\* preliminary data

Source: Statistics Finland, Energy

## 【フランス】

フランスでは、再生可能エネルギーの導入余地は限定的だが、EU「再生可能エネルギー利用促進指令」で規定された水準を達成するために、電源入札制度、固定価格買取制度（FIT）、税額控除による施策が実施されている。以下に、それぞれの支援策について述べる。

### (1)再生可能エネルギー電源入札制度（2005年～）

2000年2月の「電力自由化法」では、4,500kW以下の発電設備の建設は届け出制であるが、それ以外は許可制度によって発電設備が建設されることになっている。発電容量が多年度発電設備投資計画（PPI）の目標値に達しない場合は、政府によって入札が実施される。EDFおよび地域配電事業者は、落札発電事業者と入札で電力買取契約を締結する。一方で、EDFおよび地域配電事業者は、電力買取契約で発生する追加費用分は電力公共サービス費用拠出（CSPE）制度を介して回収する。

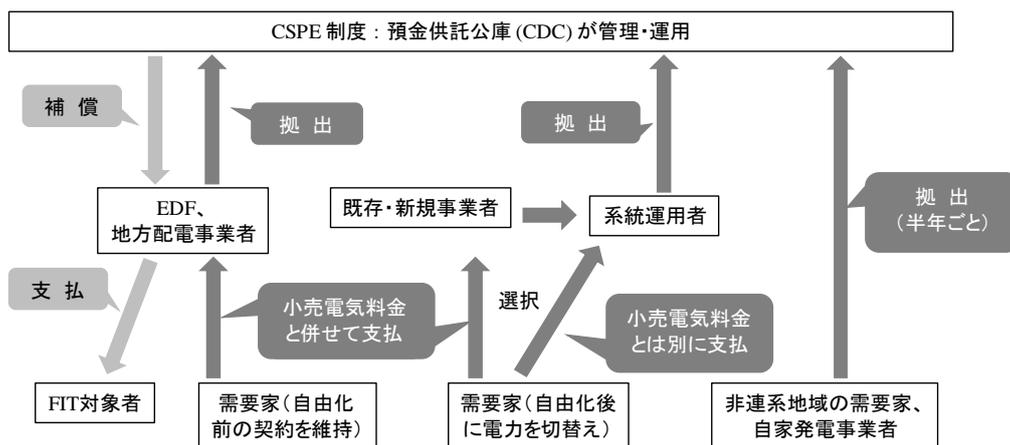


図 CSPE 制度の払出・補償のフロー

出 所：JEPIC

## (2)再生可能エネルギー発電電力購入義務 (2000年～)

前出「電力自由化法」において、家庭ゴミ、陸上風力、洋上風力、潮力、太陽熱、小水力、バイオマス、地熱等による発電電力を EDF および地方配電事業者が購入することが規定されている (FIT 制度)。これらの発電コストは一般的に割高であり、自由化対象需要家が買い取る水準に達していないことから、環境保護の促進という観点から、EDF および地方配電事業者に買取義務を課した。なお、買取条件の詳細は、下表のとおり政令および省令で規定されている。

表 固定価格買取制度の詳細条件

電 源	買取料金
新設・既設についての取り扱い	固定価格買取制度が導入される以前に運開している設備、自家消費、売電目的で発電を行ってきた設備（固定価格買取制度が適用されていない設備）の場合には、以下の係数(S)を乗じた価格で買い取りが行われる。 ○バイオマス発電、太陽光発電、水力発電 $S = (20 \cdot N) / 20$ ( $N < 20$ ), $S = 1 / 20$ ( $N \geq 20$ ) ○風力発電等 $S = (15 \cdot N) / 15$ ( $N < 15$ ), $S = 1 / 15$ ( $N \geq 15$ ) ※Nは設備運開日から固定価格買取契約の締結日までの期間
出力増強についての取り扱い	水力発電の場合に最大出力および年間平均発電能力が10%超増加する設備は、追加的に20年間の固定価格買取契約が締結される。
買取主体の考え方	2000年2月の「電力自由化法」において、フランス電力会社(EDF)および地方配電事業者は、(FIT対象となる)発電事業者が申請を行う場合には、電力購入契約を締結する義務を担うことが規定されている。
買取費用算定における控除額の考え方	追加的な買取費用は、買取価格から買い取りに伴う回避可能原価に相当する部分を控除して算定される。2000年2月の「電力自由化法」では、「EDFの回避可能原価は電力市場価格を参考にして評価される」と規定されている。エネルギー規制委員会(CRE)は、欧州電力取引スポット社(EPEX Spot)の1日前市場価格の平均値に基づき回避可能原価を決定したが、CREは2010年以降の回避可能原価の算定については1日前市場価格と先渡市場価格を組み合わせている。

出 所：JEPIC

固定価格買取制度に基づく再生可能エネルギー発電電力の買取費用の内訳としては、制度導入当初は水力発電に対する買取費用が主であったが、2006年頃から風力発電の買取費用が増え始め、2011年は買取単価の高い太陽光発電が急増した結果、太陽光買取費用が爆発的に増加している。

なお、固定価格買取制度に伴う EDF および地方配電事業者の追加費用は、再生可能エネルギー電源入札制度と同様に、電力公共サービス費用払出 (CSPE) 制度に基づきサーチャージ方式で需要家から徴収することになっている。

表 固定買取料金の水準（太陽光は2013年1月時点、その他は2011年3月時点）

電 源	買取期間	買取料金
水力	20年	6.07 €セント/kWh + 小規模発電プレミアム (0.5 - 2.5 €セント/kWh) + 冬季定期運転プレミアム (0-1.68 €セント/kWh)
海洋エネルギー（潮力等）	20年	15 €セント/kWh
地熱	15年	20 €セント/kWh + エネルギー効率化プレミアム (0-8 €セント/kWh)
風力（地上）	15年	8.2 €セント/kWh（前期10年間）、2.8 - 8.2 €セント/kWh（後期5年間）
風力（洋上）	20年	13 €セント/kWh（前期10年間）、3 - 13 €セント/kWh（後期10年間）
太陽光（建物埋込型：住居）	20年	31.59 €セント/kWh
太陽光（建物埋込型：境域施設、医療施設）	20年	21.43 €セント/kWh
太陽光（建物埋込簡素型）	20年	18.58 €セント/kWh
太陽光（建物埋込簡素型）	20年	18.17 €セント/kWh
太陽光（その他）	20年	8.18 €セント/kWh
コージェネレーション	12年	6.1 - 9.15 €セント/kWh
家庭ごみ	15年	4.5 - 5 €セント/kWh + エネルギー効率化プレミアム (0 - 0.3 €セント/kWh)
バイオマス	20年	4.34 €セント/kWh + エネルギー効率化・指定燃料プレミアム (7.71 - 12.53 €セント/kWh)
バイオガス	15年	8.121 - 9.745 €セント/kWh + エネルギー効率化プレミアム (0 - 4 €セント/kWh)
メタンガス	15年	11.19 - 13.37 €セント/kWh + エネルギー効率化プレミアム (0 - 4 €セント/kWh) + 飼育排水処理プレミアム (0 - 2.6 €セント/kWh)
小規模電源 (<36 kVA)	15年	7.87 - 9.6 €セント/kWh（家庭用電気料金に相当）

出 所：DGEC ホームページ

CSPE 制度では、需要家からの徴収について、①需要地点ごとの拠出上限額は年間 55 万 €とする、②自家発電事業者に対しては、2 億 4,000 万 kWh を超過した以降の発電電力量が徴収対象とされる、③年間消費電力量が 700 万 kWh を超過する産業用需要家に対しては、拠出上限額は当該需要家の付加価値（粗利益）の 0.5%とするといった大口需要家に対する軽減措置が講じられている。また、CSPE 制度に基づく需要家からの徴収単価の決定に関しては、エネルギー規制委員会が毎年 10 月 15 日までに翌年の徴収単価をエネルギー担当大臣に対して提案し、エネルギー担当大臣が省令を制定している。



【出所】CRE ホームページ。

図 CSPE 料金の推移

### (3)再生可能エネルギー発電設備に対する税額控除

再生可能エネルギー設備等を設置する場合に、税額控除が受けられる制度が導入されている。控除率は、段階的に低減しており、現在水力発電は 45%の控除率である。

表 再生可能エネルギー設備に対する主な投資税額控除

	2010年控除率	2011年控除率
太陽熱、風力、水力を利用するエネルギー生産設備	50%	45%
太陽光発電パネル		22% (新設)
バイオマスを利用する暖房設備	25% (新設)	22% (新設)
	40% (既設を改修)	36% (既設を改修)
大気熱、水熱を利用するヒートポンプ設備	25%	22%

出 所 : ADEME Website

表 再生可能エネルギー発電電力量の推移 (単位 : 100 万 kWh)

	1970年	1980年	1990年	2000年	2005年	2010年	2011年
水力	57,379	70,312	54,975	68,748	53,257	63,896	46,523
風力				92	990	10,031	12,294
太陽光				9	21	731	2,275
地熱			19	21	95	15	56
ゴミ	114	112	221	1,021	1,642	2,100	2,213
バイオマス	713	814	1,158	1,768	1,669	1,792	1,902
：薪、廃材	713	814	1,116	1,398	1,254	1,443	1,558
：穀物残留物			42	370	415	349	344
バイオガス	49	50	73	295	481	1,117	1,117
計	58,255	71,288	56,446	71,954	58,154	79,652	66,400

(注) 2010年は暫定値、2011年は推定値

出 所 : MEDDE website

政府は、再生可能エネルギー導入の進展を目指して、2009年に多年度発電設備投資計画を制定している。太陽光発電設備に関して2020年末までに540万kWに導入容量を増加させ、バイオマス発電設備に関して2020年末までに230万kWを新たに増設することが規定されている。また、風力発電設備や海洋エネルギー発電設備については2020年末までに2,500万kW（陸上風力1,900万kW、洋上風力・海洋エネルギー600万kW）に導入容量を増加させることとしている。さらに水力発電設備に関してはフランス本土において、2009年時点では年間発電電力量618億kWh、設備容量2,620万kWを、2020年末までに年間平均発電電力量30億kWh、設備容量300万kWに増加させることも盛り込んでいる。

## 【ブラジル】

長期電力需給見通しによると、2030年の電力需要は約1兆300億kWhとなり、電源別では将来も水力が主電源となるが、火力（天然ガス、石炭）および原子力等の増強によって、水力の占める比率は2005年の90%から、2030年には約75%まで低下する見通しである。また、再生可能エネルギー（バイオマス、風力、小水力等）は、連邦政府の支援策によって、全体の5%程度を確保する予定である。長期電源開発計画では、2030年の総設備容量が約2億2,000万kWになると見込まれ、水力が8,800万kW、ガス火力が1,230万kW、石炭火力が460万kW、バイオマスが630万kW、風力が460万kW、その他の再生可能エネルギー発電が130万kW、原子力が535万kWと想定している。中期の電源開発計画は、下表のとおりである。2012時点で既に入札を終えた、もしくは建設中の案件（発電設備容量）は、再生可能エネルギー発電は915万kW（風力：663万kW、バイオマス：180万kW、小水力：77万kW）、水力・火力・原子力が2,241万kWとなり、合計で約3,261万kWが2016年までに増強される予定である。

表 中期電源開発計画（2012～2021年）（単位：1,000kW）

	2012年		2016年		2021年	
	発電容量	比率 (%)	発電容量	比率 (%)	発電容量	比率 (%)
再生エネルギー	101,057	83.0	122,616	81.0	152,952	83.9
水力	78,959	64.8	92,352	61.0	111,723	61.2
輸入(水力)	6,200	5.1	5,829	3.9	5,114	2.8
太陽光	5,009	4.1	5,448	3.6	7,098	3.9
バイオマス	8,908	7.3	9,604	6.3	13,454	7.4
風力	1,981	1.6	9,383	6.2	15,563	8.5
その他電源	20,766	17.0	28,756	19.0	29,456	16.1
原子力	2,007	1.6	3,412	2.3	3,412	1.9
天然ガス	10,350	8.5	12,055	8.0	13,102	7.2
石炭	2,845	2.3	3,205	2.1	3,205	1.8
石油	3,482	2.9	8,002	5.3	8,002	4.4
ディーゼル	1,395	1.1	1,395	0.9	1,048	0.6
石油ガス	687	0.6	687	0.5	687	0.4
合計	121,823	100.0	151,372	100.0	182,408	100.0

[出所] MME (2012), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2021".

再生可能エネルギーは、今後も開発余地の大きな分野として期待が寄せられており、2021年まで再生可能エネルギー開発計画として、風力が1,556万kW、バイオマスが1,345万kW、小水力が710万kWになると推定している。

ブラジルは2002年に再生可能エネルギーの積極的な導入を進めるため、再生可能エネルギー促進プログラム（PROINFA：Pro gr a ma de Incenti vo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica）を制定した。PROINFAにおける対象電源は、風力、小水力、バイオマスによる発電所の建設であり、2004年6月に115プロジェクト（総発電容量は315万kW）が選定されている。これらすべて発電所は全国統一系統（SIN）に連系し、エレクトロブラストの間で20年間の固定価格で購入契約（総出力の50%を購入）が結ばれている。

購入価格は各電源のコストに応じて決定されているが、風力など出力変動の大きな電源については月ごとの変動を年ベースで購入量が調整されている。

また、ブラジルはCDMを活用した再生可能エネルギーの投資にも力を入れている。現行のCDMはブラジルが提唱したスキームをもとに発展したこともあり、2002年に京都議定書を批准し、2003年CDMに関する規定を設けるなど、早い時期から受け入れ体制を整備してきた。2012年12月現在で正式に登録されたCDMの件数は274件であり、実施プロジェクトの内訳では、バガス（さとうきびカス）を利用したコジェネや農場での廃棄物処理のプロジェクト、小水力、エネルギー利用効率化プロジェクト、畜産やゴミ埋立地からのメタン回収プロジェクトが中心となっている。バガスや小水力などにおける開発では潜在性の高い国だけに、今後もさらなるプロジェクトの発掘・実施が期待されている。

## c) 水系一貫水資源管理（総合開発計画、水利権等）

### c-1 水系一貫開発

河川水を貴重な国産資源として有効に活用する方策として、水系一貫開発がある。

季節や日時によって変動する流量、河川が置かれている様々な地形条件、種々の電力需要パターンなど、これらの状況を踏まえた上で、年間を通じた水系全体最適化の観点から水資源の有効活用を図ることを水系一貫開発という。

一河川に複数の事業者が存在する場合、あるいは国際河川など複数の国を迂回して流れる河川においては、利害関係者の調整に時間を要する場合が多い。例えばメコン川においては、流域の国々を構成メンバーとするメコン川委員会 Mekong River Commission (MRC) を設置して持続可能な水資源の利用・開発・保全に努めているが、強制力がないためうまく機能していない面がある。日本のように、一水系を一事業者が独占的に開発している場合は、より効率的に開発を進めることができると言える。

日高水系一貫開発においては、西南方に流れる4つの河川を水路で結び、幾つかの貯水池・調整池や大小のピーク対応の発電所の活用により、流域全体の河川水を最も効率的な形で発電利用して大きなピーク電力を得ることを可能としている。

また、黒部川水系と木曾川水系の一貫開発は、河川最上流部に大規模貯水池を設けて河川の年間流況を改善し、さらに河川の落差および流量を余すことなく利用するために上流から下流へ向けて再開発を実施し、水系全体で同時に大きなピーク出力を得ている。再開発によって得られた出力は、黒部川水系で55%アップ、木曾川水系で56%アップに至る。

#### 【事例】

□Jp. 3 日高一貫開発（日本）：

4水系13発電所、合計出力643MWにわたる一貫開発

□Jp. 4 黒部川水系一貫開発（日本）：

1水系11発電所、合計出力894MWにわたる一貫開発

□Jp. 5 木曾川水系一貫開発（日本）：

1水系33発電所、合計出力1,047MWにわたる一貫開発

### c-2 水系一貫土砂管理

河川にダムを構築する場合、多かれ少なかれ土砂問題を避けて通ることはできない。ダムの上流においては、湛水池内で堆砂による有効貯水容量の減少が生じる。またダムの下流においては、流下土砂の減少により、河床低下や海岸線の後退などが発生する。特に、河川勾配が急であり周辺地山が崩落地形の場合は、ダムによって土砂の流下がせきとめられることにより、従来の土砂バランスが大きく崩れる。そのような場合は河川全体をひとつの流砂系とみなした上で、流域全体で一貫した効率的な土砂管理対策を実施していく必要がある。土砂管理対策の計画立案においては、河川管理者や流域住民などの利害関係者との調整が必須となることは言うまでもない。

日本の黒部川水系は、国内有数の急勾配の河川であり、土砂対策として出し平ダムと宇奈月ダムにフラッシング排砂を実施するための排砂ゲートを設置している。これらのダムは事業者が異なるものの、地元や学識経験者を含めた協議会を設けて、2つのダムで連携排砂ができるよう取り決めをしている。具体的には雨季に300m<sup>3</sup>/秒以上の出水が想定される際に、事前に2つのダムで湛水池内の水位を同時に下げ、一定の掃流力を確保した上でフラッシング連携排砂を実施している。

#### 【事例】

□Jp. 4 黒部川水系一貫開発（日本）：

連携排砂実施の2ダム（出し平ダム、宇奈月ダム）

### c-3 総合開発計画

国の経済成長や人口増などの社会環境、あるいは多雨などに起因する自然環境の変化に応じて、河川の利用は多様化される。河川におけるダムに期待される機能としては、発電のみではなく、飲用、灌漑、治水、工業用水など多目的な用途が考えられる。総合開発計画は、異なる利害関係者を調整し、全体最適化の考えの下に河川利用を促進していくものである。

日本における、新丸山ダムにおける総合開発は、治水機能の向上を目指して国が主体となって進める改良工事であり、大規模な多目的ダムとして国内最大級のダム嵩上げ工事を実施する。発電事業者としては、企業としての社会的責任（CSR）を全うする観点から計画に同意し、国からの補償を得ながら水力発電設備の改修工事を進めていく。新丸山ダム総合開発計画において、ダムの安定性、コストダウン、発電機能を継続させたままの施工など、設計・施工面における技術的工夫が、将来における先駆的なモデルとなることが期待されている。

#### 【事例】

□Jp.44 新丸山ダム建設プロジェクト（日本）：

新丸山ダム（H=122.5m）、洪水調整能力の向上に向けたダムの嵩上げ

### d) アセットマネジメント、戦略的アセットマネジメント、ライフサイクルコスト分析

#### d-1 既設設備を活用したアセットマネジメント

既設設備を活用すれば、発電所全体を新設するケースよりかなりのコスト削減を実現できる。ただし既設設備の活用においては、余寿命を推定し、所要の強度や機能を将来的に確保できることを検証したうえで、経済性や効率性を検討するアセットマネジメントが必要となる。

ここでは、既設取水堰堤、導水路、水槽、及び鉄管路の通水量の余力を活用して取水量を増やし、既設発電所の傍らに新たな小水力発電所を設置している事例を紹介する。本件においては、水車発電機のみをリフレッシュするケースと既設発電所を拡充するケースの比較検討を行い、経済的合理性がある後者を採用している。

長殿発電所は、大規模な地滑りの被害を受けた。復旧費を計算するにあたり、既存設備の許容損害レベルと残存耐用期間が考慮された。最終的に、復旧費は、発電単価に関して液化天然ガス火力発電所に置き換える費用と比較される。

#### 【事例】

□Jp.7 新黒薙第二水力発電計画（日本）：

黒薙第二発電所（発電出力=7,600kW、使用水量=6.2m<sup>3</sup>/s）、新黒薙第二発電所（発電出力=1,900kW、使用水量=1.7m<sup>3</sup>/s）

□Jp.40 長殿発電所 水害状況と復旧に係る検討（日本）：

長殿発電所（発電出力=15,300kW、使用水量=9.46m<sup>3</sup>/s）

□Jp.42 石岡第一発電所他 地震被害復旧工事（日本）：

石岡第一発電所（発電出力=5,500kW）

## d-2 安全性向上のためのアセットマネジメント

安全は、人命に直結する問題であり、何事においてもまずは安全を第一に考えていく姿勢が水力技術者に求められる。安全対策においては、必要性、緊急性、費用対効果などを吟味した上で実施されるアセットマネジメントが求められる。

ここでは、御岳発電所における、安全性向上のための取り組みを紹介する。不具合事象の起こり易さとそれによる被害の大きさという二つの評価軸を利用してリスクの定量的評価を行い、河川入川者への安全対策としての種々の取り組みを効率的に実施している。特に、余水路出口に減勢工を設置し第三者への危害を防止した対策は、大きな効果を発揮している。

### 【事例】

□Jp.6 御岳発電所余水に伴う危害防止への取り組み（日本）：

御岳発電所（発電出力=66MW, 使用水量=34.4m<sup>3</sup>/s）

## d-3 戦略的アセットマネジメント

アセットマネジメントとは、現有の資産を計画的・効率的に管理運用することにより、ライフサイクルコストの低減や施設の長寿命化を目指すものである。

フィンランド Kemijoki Oy 社の Pirttikoski 発電所は、1996 年から開始された Kemijoki 川発電所群の改修工事の中に位置づけられ、効率改善による出力増強や環境改善に計画的に取り組んでいる。設備改修により出水期の発電量増加、ピーク時間帯の発電量増加、アンシラリーサービス機能の増加を果たしており、これら成果は所有の設備を最大限有効活用する会社の経営戦略に合致したものである。Pirttikoski 発電所などで積極的に実施されている。

一方、戦略的アセットマネジメントとは、対象とする資産（発電所）に一律のアセットマネジメントを行うのではなく、様々な分野の種々の観点を総合的に勘案した上で投資を含めた資産価値増大のための目標をたて、その目標を達成する戦略を長期的な視野で用意し、アセットの管理・運用をしていくものである。

Poatina 発電所は、会社収益に影響を及ぼす主要な 6 水力発電所のうちのひとつであり、出力 360MW である。想定される発電支障リスクを許容レベル以下に下げするために、ポートフォリオの観点からの検討と併せて発電所への投資額が決定された。これらの工事には効率向上への取り組みや、アンシラリーサービスへの対応強化が含まれている。リスクや事業性の判断においては、30 年間以上のライフサイクルコスト分析を取り入れており、精度の向上が期待できる。また、キーパーソンが継続して業務を担ったこと、部門を越えた複数チームがプロジェクトに携わる仕組みを構築したこと、地元運転員をチームのメンバーに加えたことも、プロジェクトを成功に導いた大きな要因である。

Tungatinah 発電所においても、Poatina 発電所と同様の考え方で投資が行われており、計画値を上回る IRR13%の達成が報告されている。

Hunsfos 発電所は、水資源の利用形態の変化をアセットマネジメントに取り入れた好事例である。もともとは製紙工場の所有であり、製紙工場における水利用と競合していたため、十分な発電用水の確保が困難であった。しかし近年製紙工場の水利用がなくなったため、将来にわたって発電事業での経済性が見込めるという判断のもと、地元電力会社による買収が実施された。出力は 15MW から倍増され、発生電力量も 145GWh から 45%増加している。

Kongsvinger 発電所は、余剰河川水の活用を目指して、発電機を増設することとなった。発電施設の規模の算定に当たっては、既往の発電所の更新工事に伴う減電量や、定期点検やメンテナンス工事実施に伴う減電量、新設発電所の発電機効率改善効果などから、最適なケースを採用した。既設の出力21MWに対して22MWが増設されて、年間発生電力量は130GWhが54%増える計画である。

Rendalen 発電所は、1971年に運開した出力92MW年間発生電力量675GWhの発電所である。近年、機器劣化に伴う取替え作業による減電や排砂設備のメンテナンスに伴う減電が経営上の課題となっていた。将来にわたる収益性を考慮した結果、高効率で同規模の水車発電機を新たに設置することが財政上の安定に寄与すると判断され、改修工事を2013年に終えるに至った。

Waitaki 発電所は、80年間経過した水力発電所であり、水車発電設備の大半が建設当時のままである。戦略的アセットマネジメント手法を導入し、資産の見直し評価、発電を継続する場合の問題点とリスク、有用な対策方法の検討とその際のリスクや経済性評価を実施した。投資により改修事業が決まった際には、更にライフサイクルコスト分析を実施し、経済面・運用面・リスク管理面からの費用対効果を検討した。

#### 【事例】

- Jp. 45 熊川第一発電所改造工事（日本）：熊川第一発電所（発電出力=2.6MW）
- Fi.1 Pirttikoski 発電所設備更新（フィンランド）：Pirttikoski 発電所（発電出力=152MW）
- Au. 1 Poatina 発電所近代化計画（オーストラリア）：  
新水車ランナ・軸受けの採用、入口弁の制御・保護システムの改良、24MWの出力増
- Au. 2 Tungatinah 発電所近代化計画（オーストラリア）：  
Tungatinah 発電所（発電出力=125MW）、3台の主機の更新、15MWの出力増
- Nw. 5 Hunsfos East 水力発電所（ノルウェー）：  
Hunsfos East 発電所の建設（発電出力=15MW、使用水量=120 m<sup>3</sup>/s）
- Nw. 8 Kongsvinger 発電所—2号機（ノルウェー）：  
水車発電機の新設（発電出力=22MW、使用水量=250 m<sup>3</sup>/s）
- Nw. 9 Rendalen 発電所2号機（ノルウェー）：  
既設同等の発電機を増設（発電出力=94MW、使用水量=55 m<sup>3</sup>/s）
- NZ. 2 Waitaki 発電所改修計画（ニュージーランド）：  
既設発電機の改修（発電出力=105MW、使用水量=360 m<sup>3</sup>/s）

#### d-4 HAP (Hydropower Advancement Project)

HAP は米国で実施されているアセットマネジメントに関するプロジェクトであり、米国エネルギー省 (DOE) のもとオークリッジ国立研究所が中心となって実施している。既往の水力発電所の中から老朽度や効率向上による出力増加ポテンシャルを評価し、優先的に補修すべき水力発電所を選び、推奨されている増強手法の中から可能な対策を実施するものである。推奨されている手法としては、河川水の最も効率的な利用、漏水減少のためのレビュー、ランナーやガイドベーンの更新、ドラフト吸気による脈動抑制などがある。現在、Flaming Gorge 発電所と Rhodhiss 発電所への HAP の適用が、計画されている。

## 【事例】

- US.6 Flaming Geoge 発電所 HAP 設備診断/性能評価プロジェクト（アメリカ）：  
Flaming Geoge 発電所（発電出力=152MW）
- US.7 Rhodhiss 発電所 HAP 設備診断/性能評価プロジェクト（アメリカ）：  
Rhodhiss 発電所（発電出力=28.2MW）

## e) 低炭素社会における電力系統安定化のためのプロジェクト

### e-1 電力系統安定化

日本における電力系統の周波数調整は、大中容量の火力発電所、調整池および貯水池を有する水力発電所により協力して実施される。火力発電所に比べ水力発電所では起動時間が短く出力変更の応答が速いので、変動幅が小さく変化速度の速い負荷変化を負担し、火力発電所は変化幅が大きく変化速度の比較的遅い負荷変化を負担して、系統の周波数が行われるのが普通である。特に深夜の周波数調整については、負荷の低下に伴い周波数調整能力を有する発電所数が減少するため、揚水発電所の可変速機の活用度が増している。

このように、可変速揚水発電所については運転開始以降高稼働運用となっている半面、それに伴い劣化が促進され、近い将来、経年に伴う長期間にわたる大型改修が計画されており、深夜帯の周波数調整能力の低下が懸念される。そこで、奥多々良木揚水発電所（発電所出力 1,932MW）で大型改修工事に協調して定速発電電動機を可変速発電電動機に改修する工事が進められ、揚水運転中の周波数調整量 180MW（90MW×2 台）を確保する事例である。なお、本改修では既設発電所の運転範囲を拡大するために採用した技術も紹介している。

一方、揚水発電所では揚水始動時に水車内部の水を圧縮空気によって押し下げる機能を有しており、この機能を用いて調相運転を行い、前述の周波数調整に加え、系統の電圧維持に活用されている。このポンプ水車の水面押し下げによる調相運転は、国内外において導入されており、ブラジル Estreito 発電所（発電所出力 1,050MW）で既設の設備改修に併せてこの方式をフランス水車に付加する改造を行っている。今後の水力有効利用の重要な実施例と考えるため、ここで紹介する。本事例では、新材料を適用することで、水車ランナのキャビテーションの補修間隔を 1.5 倍に広げることができたことも紹介している。

Veytaux 発電所は、アンシラリーサービスへの対応を増やすために、240MW の出力を 480MW へ倍増する。900m 程度の高落差に対応するために、高落差のペルトン水車と 5 段揚水ポンプが採用されている。採用されたタンデム方式は、一般的に可変速揚水よりコスト高になるものの、発電時と揚水時とで発電用水車と揚水ポンプとを使い分けるのでそれぞれで最大の効率を確保することができ、電力系統からの入力に対して非常に高い調整能力を有している。

## 【電力系統安定化事例】

- Jp.8 奥多々良木発電所 1、2 号発電電動機可変速化（日本）：  
奥多々良木揚水発電所（発電出力=1,932MW）、発電電動機を定速機から可変速機に改修

□Br. 1 Estreito 発電所の改修—同期調相機のプロジェクト（ブラジル）：

Estreito 発電所（発電出力=1,050MW）、既設水力発電所への調相運転機能の付加

□Sw. 1 Veytaux 発電所 FMHL+拡張プロジェクト（スイス）：

Veytaux 発電所（発電出力=480MW）、揚水発電設備の増強

## f) 環境保全及び改善

### f-1 希少鳥類対策

水力発電所に係る生態系への影響予測は、影響を受ける個体群の分布や行動範囲を明確にした上で、湛水池構築などの土地改変や流量変化による影響を予測せねばならない。影響が認められた場合は、事業計画地内における影響緩和策を実施するとともに、環境オフセットによる環境復元を実施する必要がある。

奥只見・大鳥発電所増設工事は、合計約 300MW の巨大増設工事である。イヌワシ、クマタカの保護対策、自然生態系そのものをできるだけ保存すること、ならびに増設工事に伴う環境負荷を継続的に軽減することを目的として、多くの環境保全対策を行っている。

具体的には営巣期における工事・車両通行の自粛、多段発破工法による騒音・振動の低減、濁水処理設備による工事排水の清浄化、昆虫・植物に影響の少ない照明・色彩の工夫などである。

#### 【事例】

□Jp.36 奥只見・大鳥発電所増設工事（日本）：

奥只見発電所増設（発電出力=560MW）、奥只見維持流量発電所（発電出力=2.7MW）

大鳥発電所増設（発電出力=182MW）

### f-2 堆砂、濁水対策

河川にダムを構築する場合、堆砂による有効貯水容量の減少のみならず、ダムの下流においては、流下土砂の減少による河床低下や海岸線の後退、河川流量の減少に伴う減水区間における濁水の長期化など、影響が生じる可能性がある。

堆砂対策としては、土砂浚渫、排砂ゲート、貯砂ダム、排砂バイパストンネルなどがあり、状況に応じて使い分ける必要がある。一方濁水対策としては、選択取水設備、排砂バイパストンネルなどがハード対策として存在する。

ここでは、日本において、ダム堆砂問題、濁水長期化問題に取り組んだ事例を紹介する。

旭ダム貯水池バイパス排砂設備プロジェクトは、貯水池を迂回する形でバイパス排砂設備を設置し、濁水が洪水時に貯水池に流入することを防ぐことにより、濁水長期化問題を解消している。

耳川水系山須原ダム・西郷ダム通砂対策工事は、台風 14 号（2005 年）により生じた出水被害及び貯水池内への土砂流入・堆積への対策の好事例である。流域に関係する地域・行政・民間の連携により治水や利水のあり方を検討した結果、既設ダムを大幅に改造し通砂設備を構築する結論に至った。

西吉野第一・第二発電所 表面取水設備及び清流バイパス増設では、濁水軽減対策として、西吉野第一発電所取水口に表面取水設備、濁水の懸念が残る西吉野第二発電所黒淵ダムを迂回するルートで清流バイパスを設置したものである。

またダムの濁水長期化軽減に向けた取り組みとして、濁水対策フェンス等を設置し、河川環境の改善を図った事例がある。

#### 【事例】

□Jp.9 旭ダム貯水池バイパス排砂設備プロジェクト（日本）：

旭ダム（H=86m アーチダム）、排砂バイパス（H=3.8m B=3.8m L=2,370m）

□Jp.11 耳川水系山須原ダム・西郷ダム通砂対策工事（日本）：

山須原ダム（H=29m 洪水吐ゲート中央 2 門撤去 天端高 9.3m 切下げ）

西郷ダム（H=20m 洪水吐ゲート中央 4 門撤去 天端高 4.3m 切下げ）

□Jp.12 西吉野第一・第二発電所 表面取水設備及び清流バイパス増設（日本）：

清流バイパス（内径=0.4m 延長=400m 流量=0.3m<sup>3</sup>/s）

表面取水装置（表面取水範囲 HWL436m～WL422m 扉幅=5m 扉高=26m

Q=16.7m<sup>3</sup>/s）

□Jp.33 濁水対策フェンス設置（日本）：

長沢ダム（H=71.5m コンクリート重力式ダム）、濁水対策フェンス（H=10m

L=220m）

### f-3 魚類対策

ダムによる回遊魚の移動の阻害については、魚道設置により対応している事例が多い。また、魚類が水車内へ迷入する対策としては、スクリーンの設置や、魚にやさしいタービンの設置などにより対応している場合がある。

日本の、新高津尾発電所新設工事における落鮎迷入防止スクリーンの設置では、発電所が鮎の名産地の中流域に位置することから、老朽設備の更新に合わせ取水口スクリーンの改良や水車型式の変更による鮎への影響の軽減に取り組んだ。迷入対策は、発電運転への影響を最小限に留めて効果の永続性を確保する観点から、取水口スクリーンを 2 重の昇降式に改良し、スクリーンの運用は季節による鮎の行動変化を把握した上で行われている。また、遊泳力が低下した落鮎を河川に戻すために特別のゲートを設置している。

North Fork 発電所は、ARRA からの補助金適用を受ける再開発プロジェクトであるが、絶滅危惧種に該当する魚が存在するため、対策が求められた。ここで考案された上流への魚移送は、大変ユニークなものである。水車からの放流水を利用して hatch の中に魚を誘導し、トラムによりダム頂部へ持ち上げ、水槽の中で数や種別を確認した後に上流域や孵化場へ送り込むシステムである。これらのしくみは、魚類対策の好事例に該当する。

Embretsfoss 発電所は流れ込み式の水力発電所であり、設備更新に併せて、余剰水の活用と放流能力の増強を目論んで実施される増設工事である。グリーン電力証書を獲得しており、年間発生電力量は 215GWh から 335GWh へ 156%増える。水車を通過する魚の生存率を向上させるとともに、魚道や流下用ゲートの設置などにより、鮭と鱒の保護に力を入れている。

#### 【事例】

- Jp.10 新高津尾発電所新設工事における落鮎迷入防止スクリーンの設置（日本）：  
新高津尾発電所（発電出力=14,500kw、使用水量=32 m<sup>3</sup>/s）迷入防止スクリーン諸元  
（昇降式二重スクリーン 2 径間 水路幅 6.2m スクリーン高 4.3m 有効目幅 24mm）
- US. 4 クシュマン第二ダムの North Fork Skokomish 発電所（アメリカ）：  
North Fork 発電所（発電出力=3.6MW）、革新的な上流への魚移送システム
- Nw. 1 Embretsfoss #4 水力発電設備の増強と再開発（ノルウェー）：  
タービンランナーの大型化及びタービンの変更、魚道及び流下用ゲートの設置

#### f-4 景観および文化財保護

古い発電所は発電所建屋などその構築物が景観にマッチしたたたずまいや文化財になっていることがあり、地域の重要な遺産である。文化財の特性や価値によっては、積極的な保護や移転措置を講ずる必要がある。

日本の新高津尾発電所は、1918年に建設された高津尾発電所の若返りと、河川水のさらなる有効利用を図ることを目的に再開発された。高津尾発電所建屋は半円アーチ窓列が縦横の帯で区切られた華やかなデザインを有する大規模な煉瓦造建造物であり、和歌山県や土木学会で文化遺産として評価されている。よって再開発の際には、趣を尊重して建屋外壁を赤煉瓦調のタイル張とし、更に自然への受け込みを考慮して鉄骨構造物やコンクリート表面を全て茶色に統一し、地域住民から好評を博している。

Ranasfoss 発電所は、運転開始から 90 年を過ぎ、全ての水車と発電機が交換されて、出力は 54MW から 5 割程度増強された。大規模改修工事に当たり、発電所建屋は歴史的な価値があることからできるだけ保存するように努めており、新建屋は既設建屋に隣接して建設されている。

#### 【事例】

- Jp.10 新高津尾発電所新設工事における落鮎迷入防止スクリーンの設置（日本）：  
新高津尾発電所（発電出力=14.5MW、使用水量=32 m<sup>3</sup>/s）
- Nw. 7 Ranasfoss 水力発電所増強計画（ノルウェー）：  
Ranasfoss #3 発電所（発電出力=81MW）、増設時の歴史的建造物の保存

#### f-5 産業廃棄物の 3R (Reuse, Recycle, Reduce) 対策

発電所改修工事の際にはコンクリート殻など産業廃棄物が多く発生することから、できるだけ多くの 3R 対策を実施し、産業廃棄物を減らすことが重要である。

日本の豊実発電所改修工事では、工事の過程で発生する解体コンクリートの 8 割程度に相当する約 2 万 m<sup>3</sup>を再生コンクリートとして再利用するなどして、環境面にも配慮している。

再生コンクリートは、既設の水車を撤去する際に生じる発電所基礎の空洞部の埋め戻しに使われており、産業廃棄物の発生を抑制した点においても評価される。国土交通大臣賞を受賞している。

## 【事例】

### □Jp.15 豊実発電所改修工事（日本）：

豊実発電所（発電出力=618MW）、建設工事で発生した再生コンクリートの再利用

## f-6 社会環境対策

水力発電所の建設工事は、機器の費用と比べて土木工事の費用が多いことから、地元への発注金額が高くなる場合が多い。また建設工事に併せて道路が整備されることも多く、水力発電所の工事は地域の基盤整備や地域経済に寄与すると言える。

Benmore 発電所は、1965 年に運開した 90MW の発電機 6 台を有する発電所である。安全性と信頼性向上のため、水車ランナーの新規設置、発電機機械部分のオーバーホール、系統接続点構成の変更、補機類の近代化が実施された。建設工事の実施に当たっては、地元企業の活用に主眼を置き、40%を占める主要機器は海外調達をせざるを得なかったが、それ以外の業務については地元企業の実行性・技術力・経営などを考慮のうえ、分割発注を実施した。このような取り組みは、地域共生の一環として行われるものであり、双方の持続的成長が可能となる。建設工事においては、多くのコミュニケーションが積極的に実施され、他部門からの支援も得やすかった。また士気が向上したことにより、無災害工事を達成することができた。

## 【事例】

### □NZ.1 Benmore 発電所 設備改修プロジェクト（ニュージーランド）：

Benmore 発電所（発電出力=540MW）

## カテゴリー2: 更新・増強に関する技術

### 2-a) 電気機械装置の技術革新と適用拡大

#### a-1 流量・落差・設置場所などの制約がある中での出力および発電電力量増加

設備を更新する際には、既設設備の余寿命診断に基づく流用可能な範囲と条件、運転実績に基づく最適な、でも既許可範囲内で、水車発電機型式・台数の再選定、および既設機の障害履歴に基づく対策などを考慮しながら、設置場所など種々の制約の中で、経済的な、かつ、運転保守が容易な設備へと更新されている。

既許可の範囲内で、最大使用水量を増大させずに発電所の最大出力・発電電力量を増大させる方法として、過去の運転実績に基づいて落差や使用水量の変動範囲を分析し、CFD(Computational Fluid Dynamics)を活用しながら、最適の水車流路形状を有するランナおよびガイドベーンへの更新する、水車型式を流況曲線に相応した高効率のものへ更新する、また、最適な設置台数に変更するなどの検討が行われている。

#### 【水車形式および台数変更事例】

##### □Jp.15 豊実発電所改修工事（日本）：

立軸フランシス水車 6 台(56.4MW)から立軸バルブ水車 2 台(61.8MW)へ更新。水車発電機を立坑の中に垂直に配置することで、既設の狭隘スペースに設置を可能にしている。立坑上部（ケーシング入口部）での空気吸い込み渦発生防止対策として整流傾斜板を設置。

##### □Jp.17 西鬼怒川発電所改修工事（日本）：

横軸露出型複輪フランシス水車 2 台(1MW)から横軸 S 形チューブラ水車 1 台(1.2MW)へ更新。

##### □Jp.21 土居発電所改修工事（日本）：

立軸フランシス水車 2 台(8MW)から横軸両掛フランシス水車 1 台(8.2MW)へ更新。速度変動率／水圧変動率の再検討で既設制圧機を省略。

#### 【既設機と同一水車発電機形式で全面更新した事例】

##### □Jp.18 南向水力発電所設備改修工事（日本）：

24.1MW より 26.7MW へ出力増強。既設機の低周波振動対策も併せて実施。(13.80MW 立軸フランシス水車発電機×2 台)

##### □Jp.22 上椎葉発電所水車・発電機更新工事（日本）：

90MW より 93.2MW へ出力増強。(46.6MW 立軸フランシス水車発電機×2 台)

#### 【CFD による水車ランナ等の部分更新事例】

##### □Jp.24 田子倉発電所一括更新工事（日本）：

最高効率点だけではなく、定格出力の 40～50%の部分負荷帯の効率改善（100MW 立軸フランシス水車発電機×4 台）

- Fr.1 Sisteron 水力発電所のスラスト軸受とフランシス水車の改修工事（フランス）：  
荷重平均の水車発電機効率を 1.6%以上改善。年間 11,700 MWh（改善分）。  
（130MW 立軸フランシス水車発電機×2 台）

#### a-2 保守性向上を目的とした設備更新

長年使用された水車発電機器は老朽化が進み、特に、流路の土砂摩耗や水車ランナのキャビテーション壊食が著しくなると、建設当初の水車性能を維持することが困難となる。これらを補修する際には、流れ解析手法(CFD)を用いて、ガイドベーンの土砂摩耗を低減できる最適形状に肉盛溶接補修するとか、耐キャビテーション性能を高めた新材料（コバルト合金溶接棒）を用いて水車ランナのキャビテーション補修を行うことで補修間隔を延ばす等の対策が施されている。

また、水車操作機構には古くから油圧サーボモータが使用されているが、これを電動サーボモータに置き換えることにより圧油装置や空気圧縮装置などを省略、撤去できるため、周辺機器が簡素となり、維持コストの低減や保守性の向上が図れる。この電動サーボモータは、当初は小容量水車に限定されていたが、最近では 30～40MW の中容量フランシス水車のガイドベーン操作機構、あるいは小容量のカプラン水車などの可動翼機構へも適用されている。一方、極少量の操作油を使用したサーボモータと可逆油圧ポンプセットを組み合わせたハイブリッド・サーボモータ（電気・油圧複合）を適用する新技術も開発されている。

更に、これら設備更新を行う際に、水車接水部／ガイドベーン軸受及びカプラン水車ランナボス内のオイルレス化、水車軸受の水潤滑化／冷却水レス化、入口弁の電動化などの新技術も適用しながら機器運転の保守性向上を図ると共に、発電所周辺環境へ配慮している。

#### 【流れ解析による形状変更／土砂摩耗対策を施した事例】

- Jp.19 姫川第二発電所土砂摩耗低減形状ガイドベーンの適用（日本）：  
CFD により水車内の土砂を含む水の流動現象を解析することで、摩耗部品であるガイドベーンの土砂摩耗低減形状を開発した。（14.4MW 立軸フランシス水車）

#### 【耐キャビテーション性能を向上させた新材料を適用した事例】

- Br.1 Estreito 発電所の改修—同期調相機のプロジェクト（ブラジル）：  
キャビテーション溶接補修材料として Cavitalloy（コバルト合金溶接棒）を適用した。  
オーステナイト系溶接棒と比較して溶接補修間隔が約 1.5 倍延びる。（175MW 立軸フランシス水車×6 台）

#### 【電動サーボモータを適用した事例】

- Jp.17 西鬼怒川発電所改修工事（日本）：  
ガイドベーンおよびランナベーンの電動化（1.22MW S形チューブラ水車）
- Jp.21 土居発電所改修工事（日本）：  
ガイドベーンおよび入口弁の電動化（8.47MW 横軸二輪両掛フランシス水車）
- Jp.22 上椎葉発電所水車・発電機更新工事（日本）：  
ガイドベーンおよび入口弁の電動化（47.6MW フランシス水車）

#### 【ハイブリッド・サーボモータを適用した事例】

- Jp.13 新野川第一発電所の再開発（日本）：  
ガイドベーンおよびランナベーン（10.5MW 斜流水車）
- Jp.20 尾口発電所設備改修工事（日本）：  
ガイドベーン（6.26MW フランシス水車×2台）

#### 【オイルレス化、冷却水レス化を行った事例】

- Jp.13 新野川第一発電所の再開発（日本）：  
上カバー冷却方式水車軸受、フェノール樹脂封水適用による冷却水レス化（10.5MW 立軸斜流水車）
- Jp.15 豊実発電所改修工事（日本）：  
水潤滑水車軸受、ランナボス内オイルレス化、発電機冷却方式の改善（30.9MW 立軸バルブ水車）
- Nw. 2 Hemsil No.2 水力発電所 増強計画（ノルウェー）：  
ガイドベーン軸受のオイルレス化（49MW フランシス水車×2台）
- Fi. 1 Pirttikiski 発電所設備更新（フィンランド）：  
ランナボス内に清水を封入してオイルレス化（76MW カプラン水車×2台）
- Au. 2 Tungatinah 近代化計画（オーストラリア）：  
樹脂製水潤滑水車軸受およびガイドベーンオイルレス軸受（25MW フランシス水車）
- US. 3 Cheoah 改修計画（アメリカ）：  
水車接水面のグリース潤滑軸受（ガイドベーン軸受）のオイルレス化（33.5MW フランシス水車×4台）

#### a-3 維持流量利用発電による発電機能の向上

ダム下流の景観保全、河川環境等の維持を目的とした「河川維持放流」は、ダムの維持放流専用設備から放流されていたが、この未利用エネルギーを有効活用すべく、ダム直下の既設発電所、あるいはそれ以外の敷地に小水力発電設備を設置して、出力、発電電力量増を図っている事例が数多くある。

維持流量利用発電設備は、既設の発電所内、あるいはダム施設内に設置するが、設置場所や工事施工法などで制約を受けることが多く、発電所の出力規模も比較的小さいのでその経済性を確保するために、高速・小型化、かつ、構造の簡略化を図った水車発電機および制御方式を適用すると共に、運転・保守の容易性を考慮した設備としている。また、水車発電機の型式選定に当たっては、従来から多く適用されている型式に固執することなく、様々なメーカーが開発しているマイクロ水車発電機を含めて、計画地点での流量変化や落差変動特性を検討し、計画地点に相応した水車発電機型式、および制御方式を採用するなどの工夫が施されている。

#### 【事例および適用技術】

- Jp.1 祝子第二発電所新設工事／河川維持放流設備（日本）：  
簡易型フランシス水車発電（35kW）

- Jp.16 既設ダムの未利用落差を活用した土室川発電所新設工事／揚水発電所下部ダムの自然放流水利用（日本）：  
三射横軸ペルトン水車（350kW、固定式 2 ノズルおよび開度調整可能式 1 ノズル）
- Jp.23 川原維持流量発電所新設工事／河川維持放流設備（日本）：  
水車と発電機を一体構造とした水中タービン発電機（150kW）
- Jp.36 奥只見・大鳥発電所増設工事／河川維持放流設備（日本）：  
横軸フランシス水車発電機（2,700kW）

#### a-4 既設のコンクリート埋設設備を流用した設備更新

バレル式立軸水車発電機などで、既設備の余寿命診断を行い、コンクリートに埋設されている発電機バレル、渦巻きケーシング、ドラフトチューブ等の流用が可能な場合、既設コンクリートの掘削範囲を最小限にとどめて土木工事費の圧縮を図るなど、設備更新の経済性を高めると同時に、更新工事中でも隣設した水車発電機を運転し、可能な限り溢水電力量を少なくしている。

また、既設ケーシング、ドラフトチューブなどの寸法制限がある中で、CFD を活用して水車発電機の高速・小型化を図り、水車性能を左右するスピードリング、ガイドベーンおよび水車ランナの更新を可能にすると共に、水車の効率改善及び出力増強を図っている。

##### 【渦巻ケーシングおよびドラフトチューブを流用した事例】

- Jp.24 田子倉発電所一括更新工事（日本）：  
立軸フランシス水車発電機 4 台を、工期 1 台当たり約 2 年で順次更新。最大出力を 380MW から 400MW へ増強。
- Nw. 4 Hol #1 水力発電所の更新・増強（ノルウェー）：  
立軸フランシス水車発電機の設備更新・出力増強。
  - 1,2 号機：44MW より 57MW へ出力増強  
(有効落差 385m から 395m に変更、定格流量 2 units 計 6.0m<sup>3</sup>/s 増加)
  - 3,4 号機：49MW より 53MW へ出力増強  
(有効落差 350m から 355m に変更、定格流量 2 units 計 1.6m<sup>3</sup>/s 増加)

#### a-5 既存のライセンス範囲内で水車使用流量を増加した設備更新

電力量を増大させるために、既存のライセンスの範囲内で、かつ、取水口ゲートや放水口ストップログを利用し、限定的な土木工事とうまく調和しながら、隣接水車発電機の運転を妨げることなく出力を増強した事例がある。

この事例では、バルブ型、カプラン型、S型チューブラおよびプロペラ型水車などの適用可能な水車型式を種々検討し、コスト便益計算により評価を行って最終的に型式を決定している。また、取水口、ドラフトチューブを含めた CFD 解析を行った後に、水車モデルテストを実施し、その性能を確認している。

### 【事例および適用技術】

#### □Nw. 7 Rånåsfoss #3 水力発電所増強計画（ノルウェー）：

既設横軸複輪フランシス水車（90m<sup>3</sup>/s、9MW）6台から立軸プロペラ水車（125m<sup>3</sup>/s<sup>（注1）</sup>、13.6MW）6台へ更新  
（注1） Rånåsfoss III Web サイトより抜粋

## b) 保護と制御に関するシステムの改良

### b-1 一般水力発電所制御装置の更新

最近の IT 技術の確立と共にデジタル制御機器が新設水力発電所でも普及している中で、既設発電所での旧式のアナログ電気調速機（ガバナ）および発電機保護・制御システムのリレー回路などは、その交換部品の調達が困難となってきた。

これら制御機器の更新にあたり、調速機制御盤、自動電圧調整器(AVR)と発電機制御盤を一体化した PLC ベースの新保護・制御システムを導入することで制御の信頼性を向上させるとともに、運転監視と故障診断のための運転状況の主要データの記録およびトレンド分析装置も組み込まれている事例（番号 Au.1）もあり、運転保守の容易化が図られている。

### 【PLC ベースの電気式調速機と保護制御機器への更新事例】

#### □Au. 1 Poatina 発電所近代化計画（オーストラリア）：

ペルトン水車発電機、60MW×6台

#### □Au. 2 Tungatinah 発電所近代化計画（オーストラリア）：

フランシス水車発電機、25MW×5台

### b-2 揚水発電所制御装置の更新

揚水発電所は、発電、揚水の二種類の運転を行うため、設備機器がある程度複雑化することは避けられず、主機および補機の制御は極力自動化されている。これらの揚水発電所においては短時間で起動・停止の自動制御方式で運用されることが多く、古い揚水発電所で継電器を使用した制御盤などでは、老朽化に伴い制御障害を起こして水車発電機運用に支障を来すなどの問題が頻発するようになる。

これらの制御障害を回避するために、自動制御シーケンサ化、保護継電器デジタル化、また配電盤更新、調速機、水車制御盤などの補機類の一括更新を行って運転保守の合理化を図っている。

### 【事例】

#### □Jp.14 城山発電所改造事業（日本）：

自動制御シーケンサ化、保護継電器デジタル化、配電盤更新、調速機、水車制御盤などの一括更新（発電出力=250MW）

#### □Jp.25 大河内発電所 監視制御装置他更新プロジェクト（日本）：

既設のトータルデジタルシステムのメリットを最大限活かしながら、制御装置の作業停止や故障時に発電所全体のシステムに影響が及ばないように、揚水発電所システムと開閉所、ダム各システムを分離、分散化することによりシステム全体を最適化し、信頼性向上を目的とした全面更新

### b-3 既製のパッケージ型水車の導入、配置の工夫と一定流量制御

既設の河川維持流量を利用する小水力発電設備を検討する場合、発電設備の設置スペースで制約を受けることが多い。既製のパッケージ型水車を採用し、狭隘な既設設備を拡張することなく課題を解決した事例がある。この事例では、2台の水車を直列に配置することでスペースの制約と落差の条件を克服すると共に、両水車の出力のバランス調整を短時間に行ない一定流量の維持放流が可能な制御方式を適用している。

#### 【事例】

- Jp.26 陰平発電所への河川維持流量発電設備増設（日本）：  
横軸プロペラ水車発電機2台を直列に配置、一定流量制御（発電出力=150kW）

### c) 土木建築分野の技術革新、適用拡大、新材料

#### c-1 既設ダムの改造

既設ダムに新たな機能を付加する場合、既設ダムの改造が必要となる場合がある。

ダム堆砂、海岸侵食など流送土砂に起因する様々な問題を解決するため、ダムに通砂機能を付加した改造事例、あるいは水資源の更なる有効利用のためのダムの改造事例がある。

山須原ダム・西郷ダムは、ダムに通砂機能を付加したダム改造で、これまでダムで遮断されてきた河川本来の流れを取り戻すことで、水域環境の健全化につながるものであり、現行のダム構造では通砂運用を行うために必要な水位低下を行うことが出来ないことから、既存のダム高さを構造的に問題ない範囲で部分的に切り下げることにより、通砂機能を付加したものであり、日本では初の試みである。ダムの切り欠き形状は、通砂効果を決定づける重要な要素となることから、河川の安全、環境の保全及び発電への影響の観点から総合的に評価し決定されている。

尾口第一ダムは、老朽化した既設洪水吐ゲートが少量の降雨でも頻繁にゲート放流が必要であったことも踏まえ、経済性や安全性等を勘案し、ゲートレス化を採用した。

帝釈川ダムは、ダムの構造上の補強及び洪水処理能力の向上を図り水資源の更なる有効活用を行うもので、洪水吐の増設に合わせて安定条件を満足するよう既設堤体下流面にコンクリートを打ち増したものである。既設堤体下流面へのコンクリート打増しに際しては、新旧コンクリートの一体化、温度応力対策が図られている。

また、これら既設ダムの改造に際しては、既設ダムの安定性及び洪水処理能力の確保と、併せて発電の継続が可能な設計、施工法の採用がなされている。

これらの事例は、今後の既設ダムに新たな機能を付加する場合等、既設ダムの改造に参考になるところが多いと考えられる。

#### 【事例】

- Jp.11 耳川水系山須原ダム・西郷ダム通砂対策工事（日本）：  
山須原ダム（コンクリート重力式、高さ29.4m、堤頂長91.1m）、西郷ダム（コンクリート重力式、高さ20.0m、堤頂長84.5m）の改造

□Jp.20 尾口発電所設備更新工事（日本）：

尾口第一ダム（高さ 26.943m、堤頂長 41.7m）の洪水吐ゲートレス化

□Jp.32 帝釈川ダム保全対策（日本）：

帝釈川ダム（コンクリート重力式、高さ 62.4m、堤頂長 39.5m）の改造

## c-2 既設ダムゲート設備及び水路橋（水管橋）の耐震性能向上対策

日本においては、近年の社会的な防災意識の高まりの中で、発電設備に対しても大規模地震の発生を想定した防災対策の実施が公衆災害及び事業損失防止の観点から求められている。

既設ダムゲート設備及び水路橋については、現行の技術基準で要求される耐震性能を満足しているものの大規模地震時の安全性が懸念されたことから、動的解析等の耐震性評価に基づき、様々な耐震裕度向上対策が実施されている。

笹間川ダム他 4 ダムは、既設ダムゲート設備の耐震裕度向上対策としてダム管理橋支承部に高減衰ダンパーを取り付けることでダム水門柱の耐震裕度を向上させた事例、神一ダム他 2 ダムは、ラジアルゲート平面構造の変更によりゲートの耐震裕度を向上させた事例、屈足ダムは、メイントルクシャフトの軸継手にギアカップリングを採用することで洪水吐ゲート巻上機の耐震裕度を向上させた事例である。

関の沢水管橋は、鋼製ロック支承の免震化を、野尻水路橋は、ランガー桁及びリングガータ補強により既設水路橋の耐震裕度の向上を、図っている事例である。

また、これら耐震裕度向上対策の実施に際しては、工事中のダム水位の低下による発電への影響、洪水処理能力の確保又は水路橋直下の国道への影響等を考慮して、設計・施工法が採用されている。

これらの事例は、今後の発電設備に対する大規模地震の発生を想定した防災対策の実施に参考になるところが多いと考えられる。

### 【既設ダムゲート設備の耐震裕度向上事例】

□Jp.28 既設管理橋を活用したダム水門柱の耐震裕度向上工法の開発（日本）：

笹間川ダム（ラジアルゲート 2 門、高さ 11.8m、幅 9.0m）他 4 ダムのダム水門柱の耐震裕度向上

□Jp.31 神一・神二・仏原ダムのラジアルゲート取替工事（日本）：

神一ダム（ラジアルゲート 9 門、高さ 12.35m、幅 9.2m）他 2 ダムのラジアルゲートの耐震裕度向上

□Jp.37 屈足ダム洪水吐ゲート耐震補修（日本）：

屈足ダム（ローラーゲート 3 門、高さ 13.5m、幅 12.7m）の洪水吐ゲート巻上機の耐震裕度向上

### 【水路橋（水管橋）の耐震裕度向上事例】

□Jp.30 水管橋免震支承化工事（日本）：

関の沢水管橋（ローゼ型アーチ橋、橋長 60.0m、管内径 4.4m）の耐震裕度向上

□Jp.38 十津川第一発電所 野尻水路橋耐震補強（日本）：

野尻水路橋（パイプビーム型（一部ランガー桁アーチ部）、橋長 217.0m、管内径 4.2m）の耐震裕度向上

### c-3 既設取水堰の改修

老朽化/故障頻発および事故災害による既設取水堰の改修事例である。

犀川えん堤は、老朽化/故障頻発による既設取水堰の改修で、排砂ゲートの放流能力が小さため、出水時には蛇籠構造の固定堰からの越流により蛇籠の流出が多発していたことから、えん堤の一部と老朽化した排砂ゲートを撤去し、大規模な SR 合成起伏堰に改修した事例である。

比較対象堰としては、SR 合成起伏堰、ゴム引布製起伏堰鋼製起伏堰が考えられたが、鋼製起伏堰は河床内に大規模設備が必要となることから、経済性及び保守性の観点から除外され、SR 合成起伏堰とゴム引布製起伏堰との比較検討の結果、流量調整、減電損失及び耐久性の観点から SR 合成起伏堰が採用された。急流で土砂供給量の多い日本国内での SR 合成起伏堰導入に際しては、倒伏時の堰勾配、定着ゴムカバーの改善がなされている。

川辺川第一発電所取水堰他は、事故災害による既設取水堰の改修で梅雨前線による出水に伴い取水堰他が損傷したことから、取水堰を経済性に優れ、放流操作が確実で管理の省力化が図れるゴム引布製起伏堰に改造して復旧した事例である。

取水堰については、SR 合成起伏堰についても検討されたが、日本国内で同規模の施工実績がなく技術的に確立されていなかったこと、設計に時間を要し早急な復旧が困難であることが想定されたことから採用が見送られた。

これらの事例は、今後既設えん堤を改修する場合の参考になるところが多いと考えられる。

#### 【既設取水堰の改修事例】

□Jp.29 犀川水力発電所えん堤改修工事（日本）：

犀川えん堤（蛇籠構造、高さ 5.8m、堤頂長 268m）の SR 合成起伏堰への改修

□Jp.35 川辺川第一発電所取水堰他復旧工事（日本）：

取水堰（コンクリート重力式、高さ 11.5m、堤頂長 71.5m）のゴム引布製起伏堰への改修

### c-4 水圧鉄管へ新材料の採用

日本において、老朽化に伴う発電所のリフレッシュ工事、あるいは廃止発電所設備を利用した再開発工事で、水圧鉄管へ新材料を採用した事例である。

梶原川第三発電所は、運転開始後 75 年が経過した発電所の大規模リフレッシュ工事において、塗装等の省略によるミニマムメンテナンスの観点から、水圧鉄管に FRPM 管を採用した事例である。FRPM 管の採用に際しては、既設リベット管と FRPM 管の接合部における止水性確保の問題があったが、テーパー付鋼製ライナーを付加した接合管を考案し、適用することで、問題の解決が図られている。

華川発電所は、廃止発電所設備を利用した再開発工事において、既設水圧鉄管内に高密度ポリエチレン管を挿入し、二重管として使用した事例である。二重管とすることで、既設設備の撤去費用もかからずコストダウンが図られている。

これらの事例は、今後水圧鉄管へ新材料を採用する場合の参考になるところが多いと考えられる。

#### 【水圧鉄管への新材料の採用事例】

##### □Jp.34 栲原川第三発電所リフレッシュ工事（日本）：

栲原川第三発電所（発電出力=2,580kW、使用水量=7.79m<sup>3</sup>/s、有効落差=41.8m）リフレッシュ工事における水圧鉄管への FRPM 管の採用

##### □Jp.41 華川発電所再開発工事（日本）：

華川発電所（発電出力=130kW、使用水量=1.00m<sup>3</sup>/s、有効落差=17.35m）の再開発工事における水圧鉄管への高密度ポリエチレン管の採用

#### c-5 既設設備の再利用

増設及び再開発工事において既設設備を再利用した事例である。増設及び再開発工事において既設設備を最大限利用することは、建設コストの低減の観点から重要である。

新黒薙第二発電所は、既設取水えん堤、導水路、水槽、水圧管路の通水量の余力を活用して増設した事例、新大長谷第一発電所は、再開発に際して水路ルート of 工夫により既設水圧管路を余水路として再利用した事例、新帝釈発電所は、再開発に際して既設ダムを再利用した事例、華川発電所は、再開発に際して一旦廃止した発電所の取水えん堤、導水路、水槽、発電所基礎、放水路を再利用した事例である。

新黒薙第二発電所では、同規模、同形式の発電所の新設に比べ約 4 割程度の建設コストが削減されている。華川発電所では、普通全体工事の約 6 割を占める土木工事費が 3 割程度に抑えられ、再開発工事の実施が可能となっている。

#### 【増設、再開発工事における既設設備の再利用事例】

##### □Jp.7 新黒薙第二水力発電計画（日本）：

新黒薙第二発電所（発電出力=1,900kW、使用水量=1.70m<sup>3</sup>/s、有効落差=142.1m）の増設工事における既設水路工作物の再利用

##### □Jp.27 新大長谷第一発電所建設プロジェクト（日本）：

新大長谷第一発電所（発電出力=7,500kW、使用水量=6.00m<sup>3</sup>/s、有効落差=152.0m）の再開発工事における既設水圧鉄管の再利用

##### □Jp.32 帝釈川ダム保全対策（日本）：

新帝釈発電所（発電出力=11,000kW、使用水量=10.00m<sup>3</sup>/s、有効落差=129.0m）の再開発工事における既設ダムの再利用

##### □Jp.41 華川発電所再開発工事（日本）：

華川発電所（最大出力=130kW、使用水量=1.00m<sup>3</sup>/s、有効落差=17.8m）の再開発工事における廃止設備の再利用

#### d) 他の再生可能エネルギーの水力発電システムへの統合

水力発電所は発電を行う一方で、これを運転するために一定の電源が必要となる。発電所が商用電源に近いところに位置していれば電源の確保は容易であるが、水力発電所は総じて山間部に位置し、また一部は相当な奥地にあるものもあり、電源の確保が困難となる場合がある。

日本の利賀川第二発電所は、取水設備の1つが溪流に位置し、取水口制水ゲート運用に必要な電源として商用電源の入手が困難な地点であることから、現地において太陽光及び風力を活用した電源システムを導入している。日中の太陽光による発電に加え、雨天及び冬期の積雪期間の電力不足を補う形で風力発電を利用している。もとより、蓄電機能が必要であることからこれらにバッテリーを加えた電源システムを構成している。本事例は水力発電所運用のために、他の再生可能エネルギー（太陽光及び風力）を統合・活用しているものであり、奥地での電源確保が必要な水力案件などに適用が可能である。

再生可能エネルギー電源の活用においては、電源別の開発度合いに注目が集まりがちであるが、それぞれの電源の長所を生かしつつ、一つの電源システムを構築した事例は、独立した小規模地方電化などにおいても参考になるところが多いと考えられる。

#### 【事例】

□Jp.43 利賀川第二発電所におけるハイブリッド電源システムを利用したゲート制御（日本）：  
太陽光発電 84W×4 枚、風力発電 3,200W×1 台、バッテリー12V×105Ah×8 個