

2. 再生可能エネルギー導入促進に向けた具体的方策の検討

2.1 固定価格買取制度の現状整理

ここでは、まず我が国の再生可能エネルギーの導入拡大を支えている固定価格買取制度（以下、FIT とする。）の現状を整理した。

(1) FIT の調達価格動向

2017 年 4 月より施行された改正 FIT 法では、価格決定方式として、次のとおり、新たに①価格目標の設定（改正 FIT 法第 3 条第 12 項）、②複数年度の価格設定（改正 FIT 法第 3 条第 2 項）、③入札制の導入（改正 FIT 法第 4 条）が盛り込まれた。

1) 価格目標の設定

これまで、各電源の価格目標は、通常要する費用を基礎に調達価格を算定していたが、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、全電源（買取区分）毎に、中長期的な買取価格の目標を経済産業大臣が設定することとし、買取価格の決定においては価格目標を勘案して定めるものとされた（改正 FIT 法第 3 条第 12 項）。

平成 30 年度の価格目標の詳細は下記のとおり³⁰⁷。

a. 太陽光

- FIT からの自立を目指し、以下の水準を達成。
 - ✓ 非住宅用太陽光：2020 年で発電コスト 14 円/kWh、2030 年で発電コスト 7 円/kWh
 - ✓ 住宅用太陽光：2019 年で FIT 価格が家庭用電気料金並み、2020 年以降、早期に売電価格が電力市場価格並み

b. 風力

- 20kW 以上陸上風力・洋上風力（着床式）：2030 年までに、発電コスト 8～9 円/kWh を実現、FIT から自立した形での導入を目指す。
- 洋上風力発電（浮体式）：導入環境整備を進めつつ、FIT からの中長期的な自立化を図る。
- 20kW 未満の陸上風力発電：その区分の取扱いを踏まえ、20kW 以上の陸上風力発電と同じ目標とすることが適切である。

c. 地熱

- 当面は、FIT に加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。

³⁰⁷ 調達価格等算定委員会「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」2018 年 2 月 7 日

- 中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FIT からの自立化を図る。

d. 中小水力

- 当面は FIT に加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。
- 新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FIT からの中長期的な自立化を図る。

e. バイオマス

- 燃料の集材の効率化等の政策と連携を進めながら、FIT からの中長期的な自立化を図る。

2) 調達価格の見直し

調達価格等算定委員会で見直された調達価格および調達期間の一覧は表 2-1 のとおりである。

表 2-1 平成 30 年度以降の各電源の調達価格及び調達期間

① 太陽光発電

調達区分		1kWh あたり調達価格					調達期間
		(参考)平成28年度	(参考)平成29年度	平成30年度	平成31年度	平成32年度	
10kW 未満	出力抑制対応機器 設置義務なし	31 円	28 円	26 円	24 円	—	10 年間
	出力抑制対応機器 設置義務あり	33 円	30 円	28 円	26 円	—	10 年間
10kW 未満(ダブル 発電)	出力抑制対応機器 設置義務なし	25 円	25 円		24 円	—	10 年間
	出力抑制対応機器 設置義務あり	27 円	27 円		26 円	—	10 年間
10kW 以上 2,000kW 未満※		24 円＋税	21 円＋税	18 円＋税			20 年間

※ 2,000kW 以上は入札によって調達価格が決定、調達期間は 2,000kW 未満と同様に 20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2018 年

② 風力発電

調達区分	1kWh あたり調達価格					調達期間
	(参考)平成28年度	(参考)平成29年度	平成30年度	平成31年度	平成32年度	
20kW 以上(陸上風力)	22 円＋税	21 円＋税 (平成 29 年 9 月末 まで 22 円＋税)	20 円＋税	19 円＋税	18 円＋税	20 年間
20kW 以上(陸上風力) リブレース	—	18 円＋税	17 円＋税	16 円＋税	16 円＋税	20 年間
20kW 以上(洋上風力)	36 円＋税	36 円＋税			36 円＋税	20 年間
20kW 未満	55 円＋税	55 円＋税				20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2018 年

③ 地熱発電

調達区分		1kWh あたり調達価格				調達期間	
		(参考)平成28年度	(参考)平成29年度	平成30年度	平成31年度		平成32年度
15,000kW 以上		26 円＋税	26 円＋税			26 円＋税	15 年間
リプレース	15,000kW 以上 全設備更新型	—	20 円＋税			20 円＋税	15 年間
	15,000kW 以上 地下設備流用型	—	12 円＋税			12 円＋税	15 年間
15,000kW 未満		40 円＋税	40 円＋税			40 円＋税	15 年間
リプレース	15,000kW 未満 全設備更新型	—	30 円＋税			30 円＋税	15 年間
	15,000kW 未満 地下設備流用型	—	19 円＋税			19 円＋税	15 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2018 年

④ 水力発電

調達区分		1kWh あたり調達価格					調達期間
		(参考)平成28年度	(参考)平成29年度	平成30年度	平成31年度	平成32年度	
水力	5,000kW 以上 30,000kW 未満	24 円＋税	20 円＋税 (平成 29 年 9 月末まで 24 円＋税)			20 円＋税	20 年間
	1,000kW 以上 5,000kW 未満		27 円＋税			27 円＋税	20 年間
	200kW 以上 1,000kW 未満	29 円＋税	29 円＋税			29 円＋税	20 年間
	200kW 未満	34 円＋税	34 円＋税			34 円＋税	20 年間
水力 (既設導水路活用型)	5,000kW 以上 30,000kW 未満	14 円＋税	12 円＋税			12 円＋税	20 年間
	1,000kW 以上 5,000kW 未満		15 円＋税			15 円＋税	20 年間
	200kW 以上 1,000kW 未満	21 円＋税	21 円＋税			21 円＋税	20 年間
	200kW 未満	25 円＋税	25 円＋税			25 円＋税	20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2018 年

⑤ バイオマス発電

調達区分		1kWh あたり調達価格					調達期間
		(参考)平成28年度	(参考)平成29年度	平成30年度	平成31年度	平成32年度	
メタン発酵 ガス化発電		39 円＋税		39 円＋税	39 円＋税	39 円＋税	20 年間
未利用木材 燃焼発電	2000kW 以上	32 円＋税		32 円＋税	32 円＋税	32 円＋税	20 年間
	2000kW 未満	40 円＋税		40 円＋税	40 円＋税	40 円＋税	20 年間
一般木材等 燃焼発電	20,000kW 以上	24 円＋税	(平成 29 年 9 月末まで 24 円＋税	21 円＋税			20 年間
	20,000kW 未満			24 円＋税	—		20 年間
廃棄物 燃焼発電		17 円＋税		17 円＋税	17 円＋税	17 円＋税	20 年間
リサイクル木材 燃焼発電		13 円＋税		13 円＋税	13 円＋税	13 円＋税	20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2018 年

※一般木材等(バイオマス液体燃料以外)の 10,000kW 以上、バイオマス液体燃料は入札によって調達価格が決定、調達期間は 20 年間

(2) FIT の運用状況

1) FIT 認定審査³⁰⁸

2017 年度の FIT 認定審査において、未審査・審査中の案件が前年度比で 173%と大幅に増加した。その要因として、申請書類の不備の増加、および申請期限直前の申請が昨年度に比較して増加したことが挙げられる。申請期限直前の提出が増加した理由については、契約締結に一定の期間を要する「電力会社との接続同意」が、改正 FIT 法により新たに認定条件に追加され、認定前に接続契約の締結が必要となったことが一因であると考えられる。

これらを踏まえて、全ての電源について、2017 年度価格での認定を受けるためにあらかじめ設定されていた期限までに申請した案件（申請期限である 1 月 12 日（バイオマスについては昨年 12 月 12 日）までに申請し、接続同意提出期限である 2 月 16 日までに接続同意書類を提出した案件）について、認定が 2018 年 4 月以降になったとしても、2017 年度価格の適用を認める経過措置が設けられることとなった。

2) FIT 認定量³⁰⁹

太陽光発電については、旧 FIT 制度の下で、設備認定を取得した後に接続契約を申請するという制度上のフローから、認定を取得したものの、土地や設備の確保ができない場合や電力会社との接続契約が結べない場合が多く発生し、長期間運転を開始しない、いわゆる未稼働問題が発生してきた。設備コストが低下している中、高い買取単価で設備認定を取得した認定案件（未稼働案件を含む）が今後運転を開始すると、過剰な国民負担を発生させる可能性があり、その対策の 1 つとして、運転開始期限の設定等のルール整備を行ってきた。今後、例えば、バイオマス発電についても設備コストの低下局面において認定量が増大した結果、太陽光と同様の問題が発生することが懸念されており、運転開始期限の設定等の対策を講ずる必要性について検討が必要な状況である。

図 2-1 のとおり、バイオマス発電設備の FIT 認定量は 2016 年 3 月で 601 万 kW であったが、2017 年 9 月には 1,604 万 kW に増加した。特に一般木材等バイオマス発電の FIT 認定量が急増しており、既にエネルギーミックスで想定した 2030 年度の導入水準の 3 倍程度となっている。

³⁰⁸ 資源エネルギー庁「2017 年度の FIT 認定審査について（報告）」2018 年 2 月 22 日

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/saiseikanou_jisedai/pdf/003_05_00.pdf

³⁰⁹ 資源エネルギー庁「FIT 発電事業の適正化」2018 年 1 月 24 日

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/saiseikanou_jisedai/pdf/002_05_00.pdf

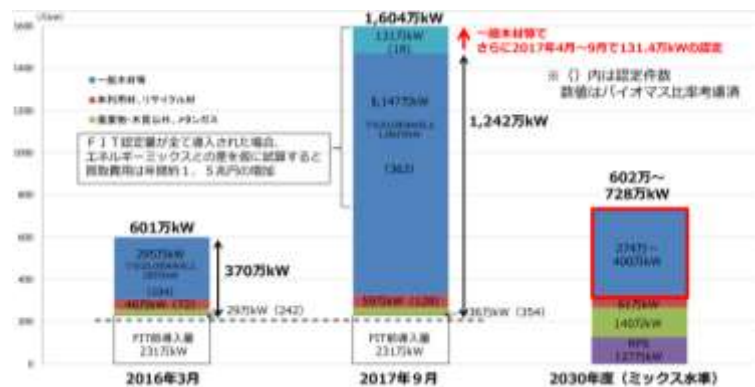


図 2-1 バイオマスの認定状況

出所) 資源エネルギー庁「一般木材等バイオマス発電について」2017 年 11 月 21 日、p.2
http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/pdf/032_01_00.pdf

一般的に、事業者は可能な限り高い調達価格の適用を受けるべく、いち早く認定を取得しようとする傾向があり、これまで太陽光で導入されていた様々な運用ルールが、今後コスト低下局面を迎える全ての電源について必要となることが予想されるため、太陽光で先行して導入されている運用ルールについて、全電源に導入する提案がなされている。具体的には、①各電源の開発特性に応じて、電源毎に運転開始期限を設定すること、②認定後に出力を増加させる場合は、運転開始前後を問わず適用される価格を変更すること、③猶予期間を付して認定を行うための条件として、土地の所有者等による設備の設置場所の賃貸あるいは譲渡証明書を求めることの 3 点が検討されることになっている。①は太陽光以外の各電源にも運転開始期限を設定し未稼働案件を抑制すること、②は、認定から時間が経過した認定案件（未稼働案件を含む）が、設備コストが低下した時点で発電出力を増加させることによる過剰な国民負担を抑制するために価格を低下させる措置を取ること、③は太陽光以外の電源についても、当初からより確度の高い案件を認定することにより、未稼働案件を防ぐ取組みである。

3) 入札制度³¹⁰

改正 FIT 法により、2MW 以上の太陽光発電では入札制度が導入された。2017 年度に行われた第 1 回入札は、上限価格 21 円に対して、最低落札価格は 17 円台となった。入札量（募集容量）500MW に対して、入札参加申込容量は 490MW であったが、入札前に辞退する事業者が多く、その結果最終的な落札容量は 141MW となった。その後、第 2 次保証金を納付した案件は 4 件・41MW となった（第 2 次保証金の納付が無かった 5 件・100MW は、落札者決定が取り消された）。入札に参加しなかった理由は、「土地の確保」「系統の空容量」「接続契約と保証金没収要件（期限までの接続契約の締結が見通せない）」が多かった。また、「保証金額の引下げ・上限設定」、「不可抗力事由による保証金没収の免除」、「実施

³¹⁰ 資源エネルギー庁「入札制度について」2017 年 12 月 27 日
http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/pdf/034_01_00.pdf

スケジュールの早期確定」などを求める声もあった。他方で開発の意欲がないわけではなく、調達価格等算定委員会でのヒアリングでは、応札しなかった事業者も含め、90%以上が開発継続の意欲があることが明らかとなった。

このような状況を踏まえ、入札制度を改善するため、2017 年度の調達価格等算定委員会では「2018 年度の実施スケジュール（FIT 認定取得期限の取扱いを含む）」「2018 年度の上限価格の取扱い」「保証金の取扱いの改善点」が議論された。2018 年度からは太陽光発電だけでなく、認定数が急激に増加しているバイオマス発電も入札の対象となる。

「2018 年度の実施スケジュール（FIT 認定取得期限の取扱いを含む）」について認定取得期限は、太陽光発電・バイオマス発電のいずれの回についても 2019 年 3 月末とされた。2018 年度の入札実施スケジュールおよび入札実施プロセスは図 2-2 のように計画されている。



図 2-2 2018 年度の入札実施スケジュールおよび入札実施プロセス

出所）資源エネルギー庁「入札制度について」2017 年 12 月 27 日、p.6
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/034_01_00.pdf

「2018 年度の上限価格の取扱い」では、入札制度において価格を引き下げするためには、事業者間の競争を促すことが重要であり、実際にどのような条件であれば競争が働き価格が低減するのか、引き続き試行的な取組により検証を重ねることが必要としており、太陽光第 1 回の結果を踏まえ、同様に上限価格は非公表とすることとしている。

「保証金の取扱いの改善点」については、2017 年度の第 1 回太陽光入札では、適正な入札実施を担保するため、入札参加者に対して第 1 次保証金（500 円/kW）、落札者の確実な事業実施を担保するため、落札者に対して第 2 次保証金（5,000 円/kW）の納付を求めたが、太陽光発電でも 2018 年度も引き続き同様の保証金とする。バイオマス発電についてはバイオマス入札の保証金の算定に当たっては、設備全体の出力ではなく、入札の対象である一般木材等バイオマス比率考慮後の出力をベースにすることが適当とされた。

このように入札制度が試行を繰り返しながら回数を重ねることで、事業者の参加が期待される。

4) 住宅用太陽光の FIT 買取期間終了を契機とした対応³¹¹

FIT 制度による買取期間が終了した電源については、法律に基づく買取義務はなくなるため、電気自動車や蓄電池と組み合わせるなどして自家消費することや、小売電気事業者やアグリゲーターに対し、相対・自由契約で余剰電力を売電することが基本となる。

こうした環境変化は、住宅用太陽光発電設備を設置している需要家にとっては、自家消費型のライフスタイルへの転換を図る契機となり、小売電気事業者やアグリゲーターにとっては、新たな供給力と需要を獲得するビジネスチャンスとなることから、FIT 制度からの自立に向けた市場環境を醸成するためにも、買取期間の終了とその後のオプション等について、官民一体となって広報・周知を徹底することが重要であると認識されている。

しかしながら、FIT 買取期間終了後の新たな市場環境の下でも、完全な自家消費が難しい中、小売電気事業者やアグリゲーターとの売電契約の切替が滞ってしまった、あるいは売電契約を締結していた小売電気事業者やアグリゲーターが倒産してしまった、といった場合に、一時的に余剰電力の買手が不在（無契約での逆潮流）になるケースが生じる可能性がある。

こうした場合、無契約だからという理由で余剰電力の系統への逆潮流ができないよう解列すると、住宅用太陽光発電設備の場合は、宅内配線状況によっては小売供給まで遮断される懸念があるなど、需要家に対して過大な不利益をもたらし得ることから、当該余剰電力については一般送配電事業者に引受けを要請することが検討されている。

2.2 水力発電および洋上風力発電・海洋エネルギー発電の導入拡大に向けた検討

現在、再生可能エネルギーの導入動向としては、設備容量・発電電力量ともに太陽光発電が多数を占めており、風力発電が徐々に伸びている状況である（図 2-3、図 2-4）。

³¹¹ 資源エネルギー庁「住宅用太陽光発電に係る 2019 年以降の FIT 買取期間終了を契機とした対応について」2017 年 12 月 18 日

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/saiseikanou_jisedai/pdf/001_04_00.pdf

再生可能エネルギーによる設備容量の推移



※ 1 大規模水力は除く

(JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成)

図 2-3 再生可能エネルギーによる設備容量の推移

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 第 30 回調達価格等算定委員会 (平成 29 年 9 月 28 日)、資料 1「再生可能エネルギーの現状と本年度の調達価格等算定委員会について」p.4

再生可能エネルギーによる発電電力量の推移



図 2-4 再生可能エネルギーによる発電電力量の推移

出所) 経済産業省資源エネルギー庁，第30回調達価格等算定委員会（平成29年9月28日）、資料1「再生可能エネルギーの現状と本年度の調達価格等算定委員会について」p.4

ここでは今後、再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが高いと考えられ、また設備容量も大規模になると期待される水力発電および洋上風力発電・海洋エネルギー発電について、文献調査・ヒアリング調査を実施して導入促進に向けた課題と対応策を検討した。

(1) 調査方針

調査方針は下記のとおりである。

1) 水力発電（ダム出力増強、小水力）

水力発電の導入ポテンシャル・導入コストをとりまとめる。さらに最近のダム水力発電の改修状況を確認する。一年間の天候により日本全体でどの程度水力発電量が増減するのか（及び、増減要因）を確認する。その上で、導入促進にあたっての課題と対応、以下の観点から整理する。

- 最近のダム水力発電の改修状況
- 水力発電事業者へのヒアリング
- ダムの出力増強のポテンシャル調査
- 1年間の天候による水力発電量の増減

なお、事業者へのヒアリング調査により課題の実態を把握し、課題解決に向けた対応策を検討する。

2) 洋上風力、海洋エネルギー発電（潮流、海流、波力、海洋温度差）

導入促進にあたっての課題と対応策の検討に当たっては、以下の観点から整理する。

- 実証事業と技術開発（に向けた海域の確保）
- 海域を一定期間確保するための法的基盤の整備、利害関係者（海運関係者、漁業関係者等）との調整（安全確保、環境保全、海岸の保全等に向けた自治体の役割）
- 海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化
- 海底送電ケーブル敷設等のコスト
- 設置・メンテナンスコストの低減に向けたインフラ整備（バックヤード、作業船）

なお、業界団体・事業者へのヒアリング調査により課題の実態を把握し、課題解決に向けた対応策を検討する。

(2) 文献調査・ヒアリング調査による課題・対応策の検討

1) 水力発電

a. 水力発電を取り巻く状況

固定価格買取制度施行後の我が国の水力発電を取り巻く状況として、経済産業省が平成 28 年度より開設した「水力発電の導入促進のための事業補助金」と、国土交通省が本年度策定した「ダム再生ビジョン」の概要を以下に示す。

● 水力発電の導入促進のための事業費補助金

水力発電は、事業開始前に河川流況等の調査を 1 年以上実施する必要がある、開発にあたっては地域の理解を得ることも不可欠である。また、既存の水力発電所は運用開始から 40 年を超えるものが全体の約半数を占めており、最新技術を用いた施設への更新、改造等は発電所を新設するよりも少ない予算でかつ短期間での出力増強、発電量増加を図ることが期待されている。

経済産業省では、水力発電の導入を促進するため、民間団体等が行う水力発電の事業性評価に必要な調査及び設計等を行う事業(水力発電事業性評価等支援事業)、水力発電の理解促進に必要な環境整備等を行う事業(地域理解促進等関連事業)、水力発電の既存設備の増出力又は増電力量の可能性調査及び更新等事業(水力発電設備更新等事業)並びに水力発電の試験設備を用いた水力発電の高効率化等の技術開発及びコスト低減等の実現に向けた実証事業(水力発電実証モデル事業)に要する経費に対して、その一部を補助する制度を平成 28 年度より開設しており、過去 2 年間一般財団法人新エネルギー財団が執行団体となっている。補助機事業の概要を表 2-2 に示す。

表 2-2 水力発電の導入促進のための事業費補助金の概要

事業名	補助対象事業	補助率
水力発電事業性評価事業	(出力要件 20kW 以上 10,000kW 以下) ①水力発電の事業性評価に必要な調査・設計等を行う事業に要する経費の一部を補助する。 ②地方公共団体が行う地域の水力発電有望地点の調査・設計及び当該地点で発電を行う者の公募に係る費用を補助する。	①1/2 以内 ②定額(10/10)
地域理解促進関連事業	新規開発計画又は再開開発計画の水力発電所の開発促進のため対象地域において発電事業者等が行う開発促進のための課題解決を図る地域理解促進等関連事業に要する経費を補助する。	定額(10/10)
水力発電設備更新等事業	既存の発電所における設備更新や改造に係る調査及び工事等に要する経費の一部を補助する。	調査事業 2/3 以内 工事等事業 1/3 以内
水力発電実証モデル事業	(出力要件 20kW 以上 3,000kW 以下) 水力発電の試験設備を用いた水力発電の高効率化の技術開発及びコスト低減等の実現に向けた実証事業に要する経費の一部を補助する。	2/3 以内

出所) 一般財団法人新エネルギー財団資料より MRI 作成

同補助金の他にも経済産業省では、中小水力発電開発費等補助金、中小水力発電事業利子補給金助成事業費補助金といった補助制度を設けている。前者については、ダムの「1.設置」や、「2.改造であって、貯水池又は調整池の有効容量の変更を伴うもの」も補助対象とした補助金であるが、両補助金はいずれも現在は新規採択は行っておらず、後年度負担分のみでの実施となっている。

● ダム再生ビジョン

我が国の厳しい財政状況、生産年齢人口減少などの社会状況を踏まえると、トータルコストを縮減しつつ、既存ストックを有効活用することが求められており、適切な施工、維持管理を行えば半永久的に健全であることが期待される既設ダム有効活用が求められている。

国土交通省では社会全体の生産性向上につながるストック効果の高い社会資本の整備・活用等を加速することとして、「生産性革命本部」を設置し、「生産性革命プロジェクト」の一つとして、既設ダムを有効活用する「ダム再生」を位置づけている。さらに、平成 29 年 6 月には、これまで実施してきたダム再生事業の取組を一層推進する方策を示す「ダム再生ビジョン」を策定した（表 2-3 参照）。

表 2-3 ダム再生に関するこれまでの取組、課題、今後推進すべき方策

ダム再生に関するこれまでの取組	ダムの長寿命化 ダム施設の維持管理の効率化 治水・利水機能の増強 河川環境の改善等 水源地域の活性化 国際貢献
ダム再生をより一層推進する上での課題	将来にわたる施設の確実な機能発揮 頻発する洪水・渇水の被害軽減 顕在化しつつある気候変動への適応 <u>再生可能エネルギーの積極的導入</u> 河川環境の保全と再生 水源地を中心とした地域の活性化 防災・水資源分野における国際貢献 これまで培われた技術の発展・継承
ダム再生の発展・加速に向けた方策	ダムの長寿命化 維持管理における効率化・高度化 施設能力の最大発揮のための柔軟で信頼性のある運用 高機能化のための施設改良 気候変動への適応 <u>水力発電の積極的導入</u>

出所 「ダム再生ビジョン」（平成 29 年 6 月、国土交通省水管理・国土保全局）より MRI 作成

この中で水力発電については、温室効果ガスを排出しない国産エネルギーとして再生可能エネルギーの積極的導入が課題として整理され、それを踏まえた方策として、発電機能を低下させることなく治水機能を向上させる手法、治水機能を低下させることなく発電機能を向上させる手法、治水と発電の双方の能力を向上させる手法の検討に着手することが示され、具体例として以下の方策が挙げられている。

- 洪水後期に次の洪水が当面発生しないことが見込まれる場合などに、通常よりも放流量を減量してダムの貯留を続け発電に利用するなど、洪水調節容量の一部を活用

するための操作のルール化に向けた総点検の実施

- ダム堤体の嵩上げや放流能力の増強等の円滑な実施に向けて、治水上の必要性和電力開発の必要性に対する関係者同士の相互理解を促進するため、関係者間の情報交換を推進する意見交換の場の設置
- ダムの河川維持流量などを活用したダム管理用発電や公募型の小水力発電などの促進、地方整備局等の現場窓口によるプロジェクト形成の支援

b. 既存水力発電設備の出力増強実績

● 既存ダムに設置された発電設備の出力増強実績

「平成 26 年度中小水力開発促進指導事業基礎調査（発電水力調査（未開発地点開発可能性調査）」（平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団）では、発電形式がダム式及びダム水路式の発電所を有する事業者に対してアンケート調査を実施し、既往ダムに設置された発電設備における出力増強の実態を把握している。

アンケート調査は一般電気事業者 9 事業者、卸電気事業者 1 事業者、卸供給事業者 33 事業者（公営電気 26 事業者、水力発電事業懇話会会員企業 7 事業者）の計 52 事業者（570 地点）に対して協力を依頼し、47 事業者（556 地点）から回答を得ている。調査結果の概要を表 2-4 に示す。

表 2-4 既存ダムに設置された発電設備出力増強実績に関するアンケート調査結果

出力増強方法		地点数	事例数	出力増分率	電力量増強率
水車ランナ単独更新による出力増強		22	23	3.7% (23)	1.7% (12)
水車・発電機一括更新による出力増強		33	41	6.2% (40)	2.4% (14)
その他設備更新による出力増強	発電機	4	3	3.1% (3)	-
	水圧鉄管	2	2	2.2% (2)	-
	サージタンク	1	1	3.8% (1)	-
設備余力活用による出力増強	通水余力の活用	16	3	4.2% (3)	1.0% (9)
	性能確認試験結果		14	3.8% (14)	
ダム嵩上げによる出力増強		4	4	3.4% (4)	7.4% (1)
ダム運用変更による出力増強	常時満水位を 1m 上昇	1	1	0.5% (1)	0% (1)

出所）「平成 26 年度中小水力開発促進指導事業基礎調査（発電水力調査（未開発地点開発可能性調査）」（平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団）より MRI 作成

注：出力増分率及び電力量増強率の欄の（）内の数値は、事例数に対して回答のあった件数を指す。

注：1 地点で複数の出力増強方策を行っている場合があるため、地点数と事例数は一致していない。

● 最近のダム水力発電の改修状況

一般社団法人電力土木技術協会では、10 電力会社、電源開発、公営電気事業者がもつ国

内の水力発電所の新設・改造の状況を毎年、会誌「電力土木」に掲載している。平成 27 年度、28 年度の 2 か年に出力増減を伴う改造工事が行われた水力発電所のリストを表 2-5 に示す。過去 2 年間に 12 の水力発電所の改造工事が完了し 3,260kW の出力増、増加率 2.6% であった。これに工事中を含めると、18,160kW の出力増、増加率 5.9%になる。

表 2-5 平成 27、28 年度における出力増減を伴う水力発電所工事リスト

(a)平成 27 年度に工事が完成した発電所

発電所名	事業者名	都道府県	発電型式	最大出力(kW)		増減(kW)	運開年月	備考
				改造前	改造後			
春別	北海道電力	北海道	調整池	27,000	28,500	1,500	2016 年 3 月	
柚ノ木	山梨県	山梨県	流れ込み	17,800	18,100	300	2015 年 11 月	
計				44,800	46,600	1,800	増減率 4.0%	

(b)平成 28 年度に工事が完成した発電所

発電所名	事業者名	都道府県	発電型式	最大出力(kW)		増減(kW)	運開年月	備考
				改造前	改造後			
竹原	中部電力	三重県	水路式	700	700	0	2016 年 5 月	
中宮	北陸電力	石川県	流れ込み	3,000	3,100	100	2016 年 7 月	
片貝第二	北陸電力	富山県	流れ込み	8,000	8,300	300	2016 年 9 月	
境川第三	北陸電力	富山県	流れ込み	6,700	6,900	200	2016 年 11 月	
勝山第二	中国電力	岡山県	流れ込み	9,300	9,700	400	2016 年 6 月	
秋葉第二	電源開発	静岡県	調整池	34,900	35,300	400	2016 年 5 月	
滝の上	北海道	北海道	流れ込み	2,340	1,900	-440	2016 年 10 月	FIT リニューアル
祝子	宮崎県	宮崎県	調整池	16,800	17,300	500	2016 年 5 月	
計				81,740	83,200	1,460	増減率 1.8%	

(c)平成 28 年度終了時点で工事中の発電所

発電所名	事業者名	都道府県	発電型式	最大出力(kW)		増減(kW)	運開年月	備考
				改造前	改造後			
丸山	関西電力	岐阜県	ダム水路式	138,000	151,000	13,000	2020 年 7 月	
秋葉第一	電源開発	静岡県	調整池	45,300	47,200	1,900	2018 年 5 月	
計				183,300	198,200	14,900	増減率 8.1%	

合計

発電所名	事業者名	都道府県	発電型式	最大出力(kW)		増減(kW)	運開年月	備考
				改造前	改造後			
(a)+(b)	12 発電所			126,540	129,800	3,260	増減率 2.6%	
(a)+(b)+(c)	14 発電所			309,840	328,000	18,160	増減率 5.9%	

出所) 「電力土木」2017 年 7 月号、2016 年 7 月号(一般社団法人電力土木技術協会) より MRI 作成

注: 10 電力会社、電源開発、公営電気事業者がもつ国内の水力発電所における新設・改造であることに注意を要する。

先述した水力発電の導入促進のための事業費補助金のうち、水力発電設備更新等事業は既存の発電所における設備更新や改造に係る調査及び工事等に要する経費の一部を補助する制度であり、水力発電所の短期の改修動向を知る手掛かりとなる。表 2-6 に示すように平成 28 年度の 21 件の補助事業が採択され、合計 4,893kW の出力増（増加率 1.7%）が期待されている。なお、ヒアリングによれば、同補助金の補助対象としてダム嵩上げも含まれているが、1 件の応募もなかったとのことである。

表 2-6 平成 28 年度水力発電新技術活用促進事業費補助金(水力発電設備更新等事業)
採択事業リスト

事業者	補助事業の名称	都道府県	最大出力			
			更新前 (kW)	更新後 (kW)	増減 (kW)	増減(%)
金沢市	上寺津発電所 水車ランナ調査事業	石川県	16,200	16,400	200	1.2%
岡山県	旭川第一発電所 1号水車流体解析調査事業	岡山県	18,700	18,700	0	0.0%
四国電力	祖谷発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	徳島県	6,300	6,522	222	3.5%
四国電力	伊予川発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	徳島県	3,100	3,351	251	8.1%
四国電力	加枝発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	9,700	9,763	63	0.6%
四国電力	加茂発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	愛媛県	1,700	1,710	10	0.6%
四国電力	吉良川発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	256	270	14	5.5%
四国電力	分水第三発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	10,900	11,403	503	4.6%
四国電力	名頃発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	徳島県	1,300	1,374	74	5.7%
四国電力	松葉川発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	320	339	19	5.9%
四国電力	梶原川第一発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	1,550	1,692	142	9.2%
四国電力	梶原川第二発電所における増出力・増電力量の可能性に関する調査業務	高知県	6,000	6,355	355	5.9%
宮崎県	立花発電所 水車ランナ調査事業	宮崎県	13,400	13,670	270	2.0%
関西電力	成出発電所 水車ランナ等更新に伴う効率向上調査事業	富山県	35,000	35,000	0	0.0%
関西電力	椿原発電所 水車ランナ等更新に伴う効率向上調査事業	岐阜県	39,700	39,700	0	0.0%
関西電力	美濃川合発電所 水車ランナ等更新に伴う効率向上調査事業	岐阜県	23,400	23,400	0	0.0%
関西電力	角川発電所 水車ランナ等更新に伴う効率向上調査事業	岐阜県	23,000	23,000	0	0.0%
山口県	菅野発電所 供給力増強調査事業	山口県	14,500	15,100	600	4.1%
山口県	生見川発電所 供給力増強調査事業	山口県	1,800	1,820	20	1.1%
中国電力	滝山川発電所 水車・発電機改修工事に伴う水車流れ解析	広島県	51,500	53,200	1700	3.3%
長野県	小渋第2発電所 出力増強改修事業(可能性調査事業)	長野県	6,500	6,950	450	6.9%
		合計	284,826	289,719	4,893	1.7%

出所) 一般財団法人新エネルギー財団 HP より MRI 作成

c. ダム出力増強のポテンシャル

ダム出力増強の主な方法としては、発電未利用の既存ダムに発電機能を付与する方法と発電設備設置済みの既存ダムの出力を増強する方法がある。後者にはさらに、設備更新により増強を図る方法、ダム嵩上げにより増強を図る方法、ダム運用を変更することにより増強を図る方法等がある（図 2-5）。

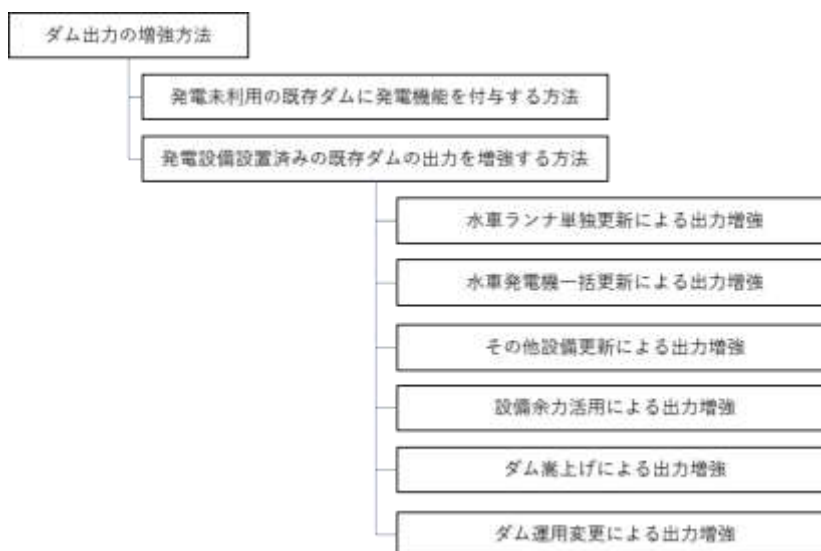


図 2-5 ダム出力の増強方法の分類

これらの方法のうち、発電未利用の既存ダムに発電機能を付与する方法と水車・発電機の更新により増強する方法については、既往文献により出力増強ポテンシャルが算出されている。その概要を以下に示す。

● 既存ダムの有効利用による発電ポテンシャル

既存ダムの有効利用による発電ポテンシャルを算定する調査が平成 26 年度から 3 か年、国土交通省直轄ダム、水資源機構ダム、地方公共団体が管理する補助ダム、あわせて 570 ダムを対象に実施されている。発電ポテンシャル調査の状況を表 2-7 に示す。

表 2-7 発電ポテンシャル調査の状況

調査名	調査対象ダム	対象ダム数 (地点)
平成 26 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査 (発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))	・国土交通省直轄ダム ・水資源機構ダム	122
平成 27 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査 (発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))	・地方公共団体が管理する補助ダム (23 地方公共団体)	218
平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業)	・地方公共団体が管理する補助ダム (23 地方公共団体)	220
平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業(その 2))	・地方公共団体が管理する補助ダム (8 地方公共団体、27 年度調査の追加)	10
合計		570

出所) 「平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業(その 2))」 (平成 29 年 2 月、株式会社ニュージェック) より MRI 作成

注：同調査の調べでは、全国には「洪水調節、農地防災」「不特定用水、河川維持用水」「かんがい用水」「上水道用水」「工業用水道用水」「発電」を目的とするダムが「専用ダム」及び「多目的ダム」を合わせて約 2,600 地点あり、その他にも「砂防」を目的とするダムが「直轄分」及び「都道府県分」を合わせて約 61,000 地点（うち落差 15m 以上のダム 2,150 地点）存在する。

各調査では文献や事業者から収集した情報をもとに、既設発電所の有無及び発電に利用可能なダム直下への放流の有無等の観点から整理し、事業用の発電所が既に設置されているが発電未利用の河川維持放流、利水放流が存在する可能性があり、一定のポテンシャルが存在すると考えられる地点(1)及び発電所が設置されていない地点(2)に発電ポテンシャル算出対象のダムを絞り込み、それらの発電ポテンシャルを算出し、さらにその中から有望地点として、3 か年にわたる調査で、最大出力 100kW 以上の地点 73、年間可能発電電力量 1,000MWh 以上の地点 32 を抽出している（表 2-8 参照）。

表 2-8 発電ポテンシャル算出対象ダムの絞り込みと有望地点の抽出結果

発電利用状況		ダム数				
		26年度	27年度	28年度a	28年度b	計
事業用及び管理用の発電所が設置されている地点		16	3	1	0	20
管理用の発電所だけが設置されている地点		21	42	14	1	78
事業用の発電所だけが設置されている地点	発電未利用の河川維持放流、利水放流がない地点	69	57	32	3	161
	発電未利用の河川維持放流、利水放流がある地点(1)	6	15	4	3	28
発電所が設置されていない地点（発電未利用地点）(2)		8	90	155	2	255
流水型ダムなど放流の発電利用が困難な地点		2	11	14	1	28
調査対象地点の合計		122	218	220	10	570
うち、発電ポテンシャル算出対象地点(1)+(2)		14	105	159	5	283

↓

有望地点	最大出力100kW以上の地点	6	34	32	1	73
	年間可能発電電力量1,000MWh以上の地点	4	20	7	1	32

出所) 下記より MRI 作成

「平成 26 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査(発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))」
 (平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団)
 「平成 27 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査(発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))」
 (平成 26 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団)
 「平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業)」
 (平成 29 年 2 月、東電設計株式会社、株式会社ニュージェック、西日本技術開発株式会社)
 「平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業(その 2))」 (平成 29 年 2 月、株式会社ニュージェック)

各調査にて発電ポテンシャルを算出した地点のうち、最大出力 100kW 以上、年間可能発電電力量 1,000MWh 以上となった有望地点の抽出結果を表 2-9 に示す。最大出力 100kW 以上の 73 地点の合計出力は $27 \times 10^3 \text{kW}$ 、合計発電電力量は $134 \times 10^3 \text{MWh}$ 、うち年間可能発電電力量 1,000MWh 以上の 32 地点の合計出力は $21 \times 10^3 \text{kW}$ 、合計発電電力量は $105 \times 10^3 \text{MWh}$ となった。

表 2-9 有望地点の抽出結果

	No.	ダム名	算定 精度	最大出力 (kW)	年間可能 発電電力量 (kWh)
26年度	1	尾原	A-1	1,391	6,755,016
	2	手取川	A-1	979	4,877,808
	3	寺内	A-1	662	3,334,632
	4	巖木	A-1	165	852,792
	5	羽地	A-1	110	724,224
	1	猿谷	A-2	830	4,027,776
27年度	1	当別	A-1	3,545	18,167,304
	2	木戸	A-1	2,610	12,408,168
	3	稲葉	A-1	687	3,117,600
	4	砂子沢	A-1	487	2,293,080
	5	大長見	A-1	339	1,618,056
	6	堀川	A-1	335	1,685,232
	7	鯖石川	A-1	328	1,672,848
	8	山佐	A-1	245	1,166,040
	9	柿崎川	A-1	243	1,175,976
	10	美唄	A-1	237	1,063,632
	11	北河内	A-1	227	1,064,712
	12	小玉	A-1	216	1,892,160
	13	笹倉	A-1	208	1,376,592
	14	新内川	A-1	208	1,085,184
	15	横川	A-1	205	1,045,272
	16	御調	A-1	186	826,584
	17	片桐	A-1	185	877,704
	18	箕輪	A-1	179	880,992
	19	三河沢	A-1	170	818,880
	20	入畑	A-1	150	1,130,000
	21	白岩川	A-1	144	730,128
	22	舟川	A-1	135	651,336
	23	八ヶ川	A-1	119	566,856
	24	長谷	A-1	108	519,955
	25	坂本	A-1	108	506,904
	26	床木	A-1	105	499,968
	1	広渡	A-2	1,133	5,332,282
	2	旭川	A-2	820	4,186,752
	3	霧積	A-2	557	2,668,296
	4	二ツ屋分水堰	A-2	252	1,173,264
	5	西荒川	A-2	212	953,664
	6	上市川	A-2	159	777,192
	7	久知川	A-2	152	717,768
	8	芹川	A-2	103	902,280
28年度a	1	亀山	A-1	371	1,577,273
	2	君ヶ野	A-1	297	1,439,238
	3	山財	A-1	275	1,262,184
	4	高滝	A-1	264	1,316,070
	5	萱瀬（再）	A-1	245	1,136,896
	6	小田	A-1	193	864,553
	7	久吉	A-1	185	792,484
	8	神浦	A-1	172	835,206
	9	青野	A-1	166	787,560
	10	内場	A-1	164	759,106
	11	初瀬	A-1	158	769,896
	12	藤井川	A-1	153	762,457
	13	合角	A-1	146	645,209
	14	力丸	A-1	142	685,969
	15	切目川	A-1	128	567,624
	16	黒杭川上流	A-1	128	620,326
	17	油木	A-1	115	554,378
	18	鳴淵	A-1	114	564,146
	19	花貫	A-1	113	543,411
	20	陣屋	A-1	112	527,995
	1	七北川	A-2	339	1,545,631
	2	有間	A-2	318	1,650,954
	3	川上	A-2	184	871,408
	4	小山	A-2	174	744,633
	5	鳴滝	A-2	171	830,808
	6	石田川	A-2	167	832,866
	7	伊岐佐	A-2	142	669,323
	8	中山川	A-2	139	640,788
	9	石井	A-2	129	617,448
	10	安富	A-2	118	567,720
	11	八塔寺川	A-2	108	503,088
	12	荒谷	A-2	101	467,238
28年度b	1	徳富	A-1	2,386	11,175,672
出力100kW以上の地点の合計				27,351	134,254,467
うち、年間可能発電電力量 1,000MWh以上の地点の合計				21,389	105,421,600

出所) 下記より MRI 作成

「平成 26 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査(発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))」
(平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団)
「平成 27 年度 中小水力開発促進指導事業基礎調査(発電水力調査(未開発地点開発可能性調査))」
(平成 26 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団)
「平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業)」
(平成 29 年 2 月、東電設計株式会社、株式会社ニュージェック、西日本技術開発株式会社)
「平成 28 年度 水力発電事業性評価等支援事業(水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業(そ
の 2))」 (平成 29 年 2 月、株式会社ニュージェック)

● 水車・発電機の更新による増出力ポテンシャル

「平成 26 年度中小水力開発促進指導事業基礎調査（発電水力調査（未開発地点開発可能性調査）」（平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団）では、「包蔵水力³¹²」における既開発地点のうち、発電型式がダム式及びダム水路式の一般水力地点 649 地点について、水車・発電機の更新時期が比較的近くなっていると思われる、発電開始年あるいは改造年から 40 年以上経過している 299 地点を対象に増出力ポテンシャルを算出している。算出に当たって、増出力率は設計の最適化等による効率向上を考慮して一律 2%と設定し、増出力ポテンシャルの合計値として、 $151 \times 10^3 \text{kW}$ 、発電電力量 $610 \times 10^3 \text{MWh}$ を算出している（表 2-10）。

表 2-10 水車・発電機の更新による増出力ポテンシャル算出結果

(a)「包蔵水力」既開発地点（一般水力）のうちダム式及びダム水路式地点(平成26年3月末)

事業者分類	地点数	出力(10^3kW)	電力量(10^3MWh)
一般電気事業者	315	8,815	34,263
卸電気事業者	47	3,522	9,996
卸供給事業者（公営電気）	177	1,601	6,241
卸供給事業者（水懇会）	19	134	591
自家発電施設者	12	93	492
その他事業者	79	76	379
計	649	14,240	51,961

(b)算出対象地点(2014年ベースで発電開始年あるいは改造年から40年以上経過している地点)

事業者分類	地点数	出力(10^3kW)	電力量(10^3MWh)
一般電気事業者	151	4,449	18,424
卸電気事業者	35	1,913	7,228
卸供給事業者（公営電気）	91	1,043	4,048
卸供給事業者（水懇会）	6	60	255
自家発電施設者	11	90	480
その他事業者	5	13	
計	299	7,567	30,435

(c)増出力ポテンシャル(設計の最適化等による効率向上を考慮して増出力率を2%と設定)

事業者分類	地点数	出力(10^3kW)	電力量(10^3MWh)
一般電気事業者	151	89	368
卸電気事業者	35	38	145
卸供給事業者（公営電気）	91	21	81
卸供給事業者（水懇会）	6	1	5
自家発電施設者	11	2	10
その他事業者	5	0	2
計	299	151	610

出所) 「平成 26 年度中小水力開発促進指導事業基礎調査（発電水力調査（未開発地点開発可能性調査）」（平成 27 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団）より MRI 作成

³¹² 包蔵水力：発電水力調査により明らかとなった我が国が有する水資源のうち、技術的・経済的に利用可能な水力エネルギー量

d. 1 年間の天候による水力発電量の増減

1 年間の降水量が水力発電による発電量にどのような影響を与えるか、過去のデータからその相関性について分析した。

分析にあたり、水力発電所による設備容量と年間発電量の推移について把握した。一般電気事業者が所管する水力発電所の設備容量は 1975 年からの 40 年の間に約 400 万 kW 増強されているのに対し、年間発電量は年変動はあるものの概ね 800 億 kWh 前後を横ばいで推移している（図 2-6）。

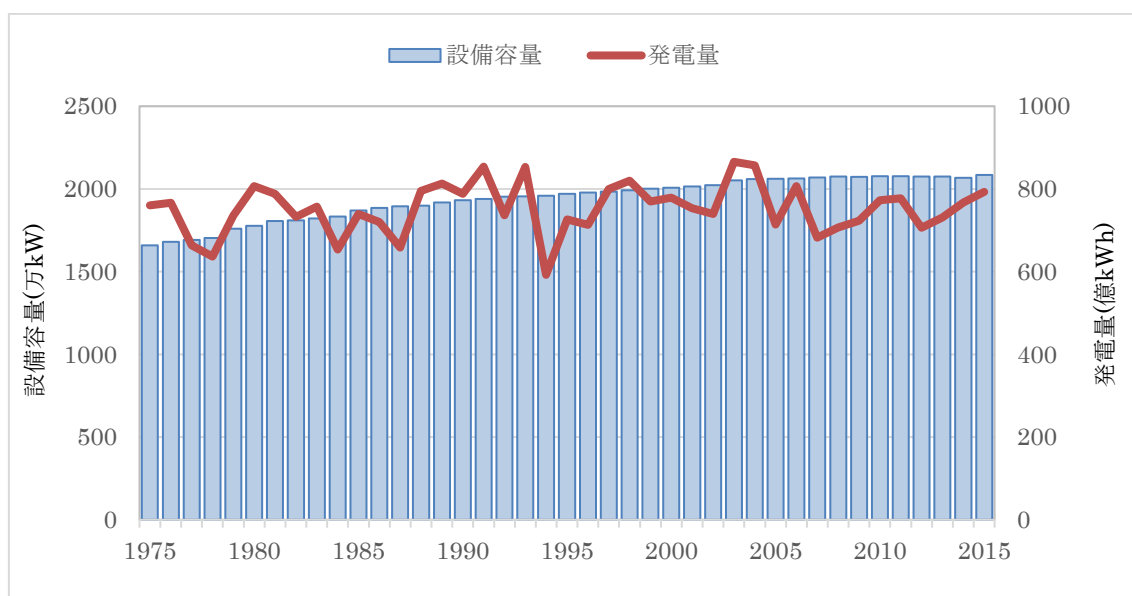


図 2-6 一般電気事業者の水力発電所の年間発電量と設備容量の推移

出所) エネルギー白書 2015 (資源エネルギー庁) より MRI 作成

次に、水力発電所の設備利用率の推移を見る。図 2-7 に示すように、一般電気事業者が所管する水力発電所の設備利用率は年変動があるものの全体としては低下する傾向を示している。

両図から、一般電気事業者が所管する水力発電所の設備利用率は低下する傾向にあるものの、設備容量が漸増したため、結果として年間発電量は 800 億 kWh の水準を 40 年間維持されたと見ることができる。

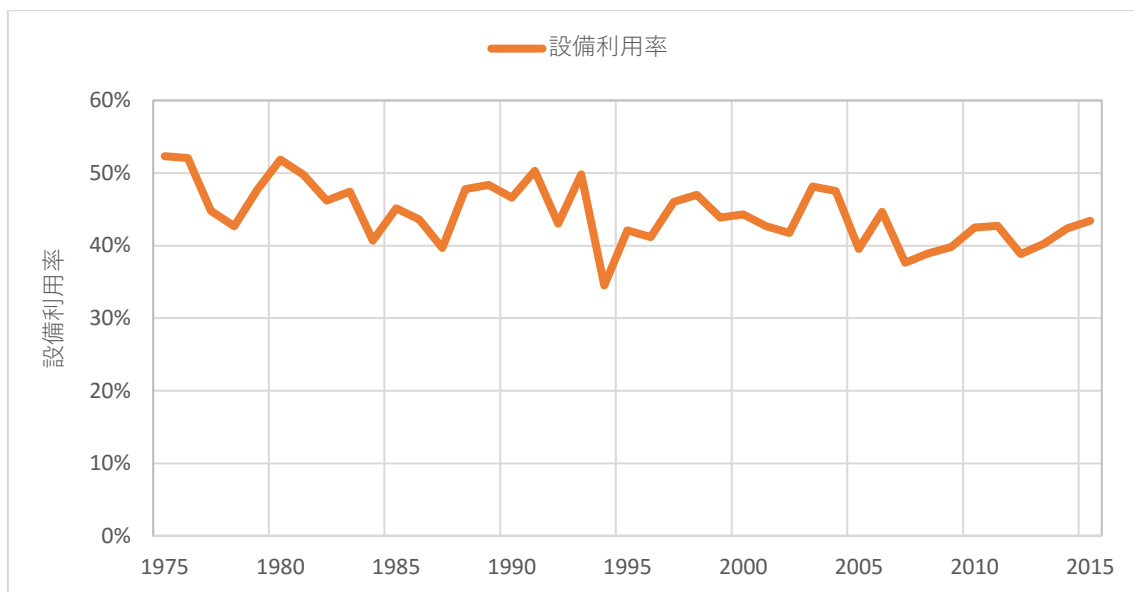


図 2-7 一般電気事業者の水力発電所の設備利用率の推移

出所) エネルギー白書 2015 (資源エネルギー庁) より MRI 作成

一般電気事業者が所管する水力発電所の年間発電量と、国内 51 地点での年降水量の基準値との偏差 (基準値に対する差で、mm であらわす) を平均した値 (以下、降水量偏差) の推移を図 2-8 に示す。ここで、降水量の基準値は 1981～2010 年の 30 年平均値である。

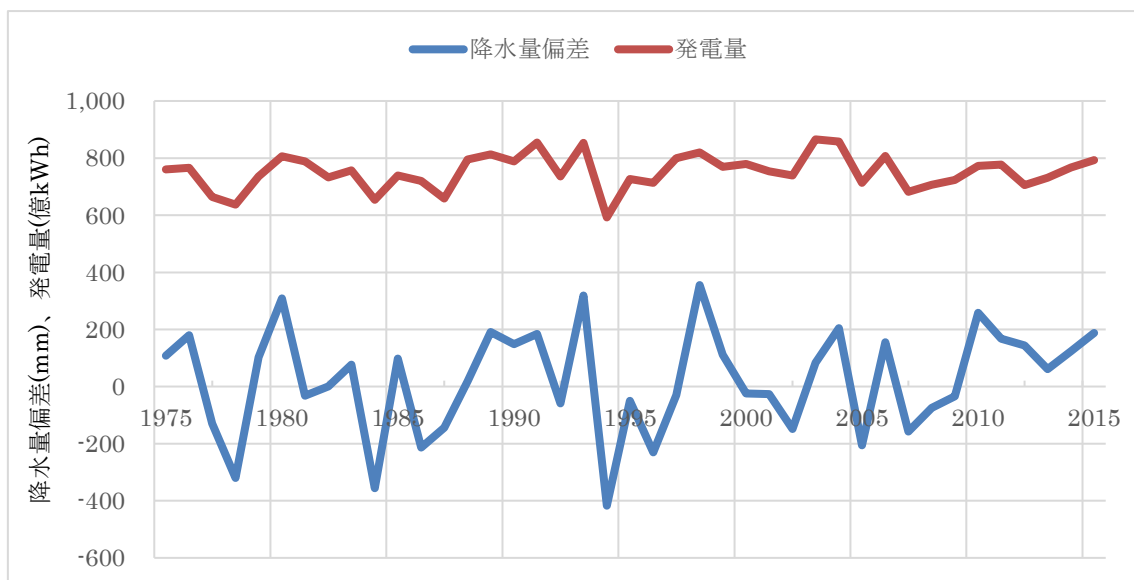


図 2-8 一般電気事業者の水力発電所の年間発電量と降水量偏差の推移
(1975 年～2015 年)

出所) エネルギー白書 2015 (資源エネルギー庁)、気象庁 HP
(http://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/temp/list/an_jpn_r.html) より MRI 作成

水力発電の年間発電量と降水量偏差の相関性を確認するため、年間発電量を縦軸に降水量偏差を横軸にとり、1975年～2015年のデータを両軸上にプロットした。その結果を図 2-9 に示す。この図から水力発電の年間発電量と降水量偏差により相関がみられることが確認できた。相関係数 r は 0.806 と高い値を示した。降水量偏差が+100mm であれば、26.9 億 kWh のプラスとなる。つまり、日本全体の降水量が平均して 100mm 多い年には水力発電の年間発電量が 26.9 億 kWh 増加する計算となる。なお、ヒアリングによれば、貯水能力は地域によって、台風時の降雨をダムに貯めることに依存している地域と雪の貯水能力に依存している地域と分けられるが、温暖化によって、雪が雨に変わったり、台風の数が減り一度に大きな台風が来たりするようになると、いずれの場合も無効放流が増え、貯水能力が減少することが懸念され、ダムの嵩上げは気候変動の適応策でもあるとのことである。

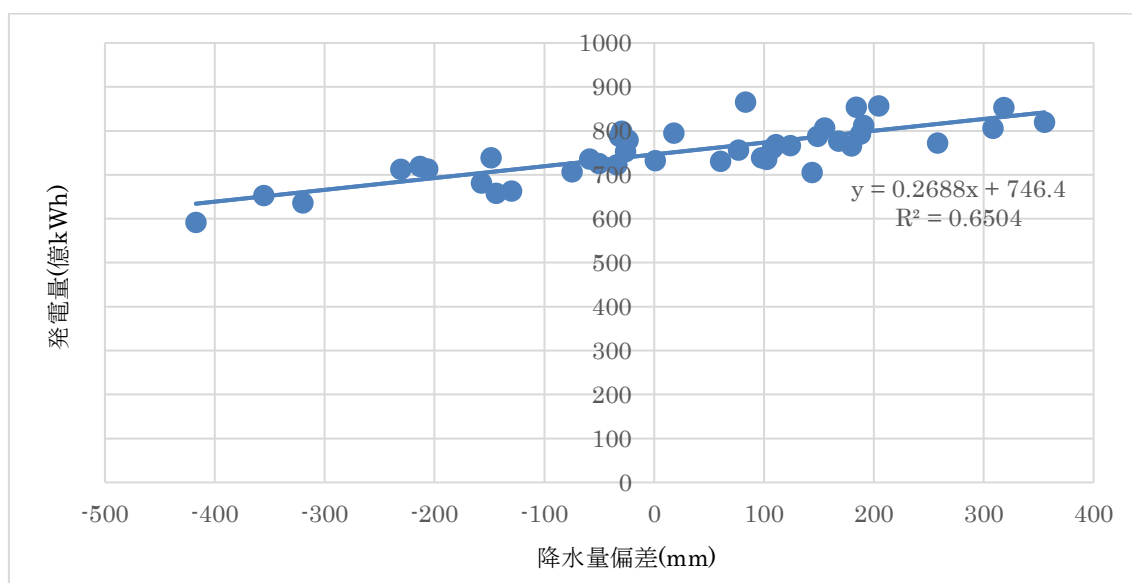


図 2-9 一般電気事業者の水力発電所の年間発電量と降水量偏差の関係
(1975 年～2015 年)

出所) エネルギー白書 2015 (資源エネルギー庁)、気象庁 HP

(http://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/temp/list/an_jpn_r.html) より MRI 作成

e. 導入促進に当たっての課題

- ダム嵩上げ、ダム運用変更による出力増強ポテンシャルの把握

ダム嵩上げやダムの運用変更による出力増強については、その有効性が指摘されているが、そのポテンシャルを定量的に示したものはこれまでのところ存在しない。多目的ダムであれば、治水機能との両立を図りつつ、要すれば関連法規の改訂も行う必要がある。経済性、社会性様々な観点から導入の有効性を検討していく上で、まずはダム嵩上げやダムの運用変更による出力増強のポテンシャルを算定する必要がある。

- 奥地化に伴う土木費の占める割合の増加

水力発電の開発地点は奥地化の傾向にある。これに伴い、水源から発電所までの水路、取

付道路、連系点までの送電線の延伸化が進み、工事費に占める土木費の割合はますます高くなることが予想される。経済産業省では先述のとおり、水力発電の挿入促進のための事業費補助金を平成 28 年度より新設し、事業性評価に必要な調査及び設計等を行う事業、水力発電の理解促進に必要な環境整備等を行う事業、水力発電の既存設備の増出力又は増電力量の可能性調査及び更新の事業等に要する経費に対して、その一部を補助することで水力発電の導入促進を図っているが、土木費の占める割合が高い開発案件に対する支援は十分とはいえない。

● 買取期間 20 年の限界

新エネルギー財団による³¹³と、水力発電所は耐用年数を超えた長期間の稼働実績があり、設置後 40 年以上の発電所が 8 割を占めている。他の再生可能エネルギー発電設備に比べ長期にわたる稼働が期待できる水力発電の買取期間を他のエネルギー種と横並びの 20 年とすることで、水力発電の開発ポテンシャルを狭めている可能性がある。

● 自然公園内での開発という制約

長期間の稼働実績のある大規模ダムには、自然公園法が整備される前に建設されたものが含まれている。有識者にヒアリングしたところでは、ダム嵩上げは、水系最上流のダムの嵩上げを行うことが最も効果的との指摘である。今後、設備更新や気候変動の適応策としても期待されるダム嵩上げを図る際には自然公園内での開発という制約を受けることになる。

f. ヒアリング調査

表 2-11 のとおり、業界団体、有識者、事業者（報告書上は匿名）にヒアリングを実施した。

表 2-11 水力発電のヒアリングの概要

ヒアリング対象先	ヒアリング事項
一般財団法人新エネルギー財団	● 国内における水力発電の動向について ● 国内水力開発の特性について ● 再生可能エネルギー導入促進における大規模水力の役割について ● 環境省への期待について
有識者	● 水力発電の課題について ● 大規模水力の改修について ● 水力発電の維持に影響する要因について ● 水力発電の価値について ● 環境省への期待について
事業者	● 水力開発における取組について ● 国の水力開発に対する動向について ● 水力の課題について

³¹³ 「水力発電の開発促進に関する提言」（平成 29 年 3 月、一般財団法人新エネルギー財団、p.37）

g. 対応策

上述の課題を踏まえ、水力発電の導入拡大を図るためには、以下の対応策が必要である。

表 2-12 水力発電の主な課題と対応策

課題	対応策
● ダム嵩上げ、ダム運用変更による出力 増強ポテンシャルの把握	● ダム嵩上げ、ダム運用変更による出力 増強ポテンシャルの調査
● 奥地化に伴う土木費の占める割合の増 加	● 土木費に対する支援制度の創設
● 買取期間 20 年の限界	● 買取期間の見直し
● 自然公園内での開発という制約	● 自然公園における既存ダム改修事業に 対する対応ルール作り

2) 洋上風力発電

a. 導入促進に当たっての課題

- 海域を一定期間確保するための法的基盤の整備、利害関係者（海運関係者、漁業関係者等）との調整

洋上風力の設置対象となる海域は、港湾区域に代表される、管理主体が定められ、管理権が明確化されている海域と、管理主体が明確化されていない一般海域に大別される。港湾区域、一般海域における洋上風力発電事業に係る課題はそれぞれ以下のとおりである。

➤ 港湾区域

港湾区域で洋上風力発電事業を行う場合、管理者から占用許可を得る必要がある。改正前の港湾法では、港湾区域の占用期間が短期間に限定されていたため、洋上風力の事業期間と整合しない課題があった。

平成 28 年 7 月に施行された「港湾法の一部を改正する法律」（「改正港湾法」という。）により、占用公募制度が創設され、国土交通省より「港湾における洋上風力発電の占用公募制度の運用指針」が示された。改正港湾法では、規定の手続きを行えば、港湾区域内の水域等について長期間の占用が許可されることになったため、洋上風力発電事業の予見性を高めることが可能になった。ただし、占用の許可申請を行うことができる者は公募により決定することになっている。

➤ 一般海域

一般海域は概ね沖合の海域であり、沿岸の港湾区域に比べると比較的風況に恵まれており、大規模な洋上風力発電の導入を期待できる海域である。しかし、一般海域では管理主体が不明確であり、法的担保やルール of の整備が不十分なため、これまでは許認可手続きが明確化されている港湾区域を中心に洋上風力発電の導入が進んできた。

そこで、民間事業者に対する一般海域における利用調整のための情報提供を目的として、資源エネルギー庁では平成 29 年 3 月 31 日に「一般海域における利用調整に関するガイド（初版）」を提示した。本ガイドでは、洋上風力発電の個別事例に基づき、それらの事例で実際に実施した許認可・関係者との調整の経緯、許認可手続き等を紹介している。本ガイドによれば、一般海域では都道府県の条例や規則等に基づく占用許可となるため、海域占用許可の申請に関して事前に都道府県に相談・協議しておくことが必要とされている。洋上風力発電の実施には、運転に伴う騒音・低周波音の発生や発電施設を設置したことによる漁獲量の変動等が予想されるため、利害関係者である地元住民や漁業関係者の理解を得ることは重要である。

一般海域の利用ルールの法律整備については、平成 30 年 3 月に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案」が国会に提出され、一般海域の利用ルールが整備される予定である。一般海域の利用ルールの整備とともに、本ルールが適用される洋上風力発電案件については、固定価格買取制度では入札制に移行することが、「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」（平成 30 年 2 月 7 日、調達価格等算定委員会）として示されている。

- 海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化

洋上風力発電設備を設置する際には、設置を予定している設備が港湾法の「公募対象施設等の基準」及び電気事業法の「発電用風力発電設備の技術基準」にそれぞれ適合する必要がある。港湾区域に設置する着床式の洋上風力発電施設等を対象とした構造審査の円滑な実施のため、国土交通省及び経済産業省では、「港湾における洋上風力発電施設検討委員会」を設置し、平成 29 年 2 月に「港湾における洋上風力発電施設の構造審査のあり方(骨子案)」(以下、構造審査のあり方(案)という。)を公表している。構造審査のあり方(案)では、洋上風力発電施設の安全性を担保するための要求性能や設計条件等を提示している。

また、電気事業法と港湾法に基づく、洋上風力発電設備の施工に関する審査指針の検討を進めており、平成 30 年 3 月には「洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説」を公表する予定である。

- 海底送電ケーブル敷設等のコスト

洋上風力発電では、洋上に設置されている発電施設から需要地の陸地まで送電するために、海底に送電線を新たに敷設する場合、高額な敷設費用が必要となる。

「洋上風力の調達価格に係る研究会」による「取りまとめ報告書 参考資料」(平成 26 年 1 月 7 日公開)によれば、銚子沖実証研究の資本費(調査費、設計費、設備費、工事費)の構成比、さらに工事費と設備費の構成比が示されている。工事費 19.2 億円(80.2 万円/kW)のうち、海底送電ケーブルにかかる費用は 12.3%、設備費 10.8 億円(44.8 万円/kW)のうち、海底送電ケーブルに係るコストは 11.0%とされている。

一方、ヒアリングによると、欧州では同時に何十件の海底送電ケーブルの工事を行うため、1 件あたりのコスト低減が図られている。

- 設置・メンテナンスコストの低減に向けたインフラ整備(バックヤード、作業船)

「海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針」(平成 24 年 5 月 25 日 総合海洋政策本部決定)においても提起されているとおり、洋上風力発電がコスト高となる要因の一つとして、大型洋上風力施設の設置費用や維持管理費用が高いことが挙げられる。設置費用や維持管理費用が高い要因の一つが大型作業船の傭船料である。専用の大型作業船の 1 日あたりの傭船料が高いため、大型作業船での洋上での作業日数を減らすことが傭船料の削減に繋がる。例えば、ヒアリングによれば、欧州では、1 基あたりの風車を大型化して、風車の設置数を減らすことにより、大型作業船での作業日数を減らし、コスト削減を図っている。風車の設置数が減れば、メンテナンス時も作業船の稼働日数が減り、傭船料を削減することができる。

欧州の事例を参考にして、大型風車を日本国内でも採用するとしても、大型風車を運ぶための専用の大型作業船が必要である。欧州と比べて、日本では専用の大型作業船や港のバックヤードの整備が十分に進んでいない。設置作業の迅速化や維持管理の効率化を図るため、専用の大型作業船やバックヤードの整備も必要である。

b. ヒアリング調査

表 2-17 のとおり、業界団体および事業者にヒアリングを実施した。

表 2-13 洋上風力発電のヒアリングの概要

ヒアリング対象先	ヒアリング事項
一般社団法人日本風力発電協会	● 洋上風力発電事業の現状について ● 洋上風力発電事業に係る課題と必要方策について
A 事業者	● 洋上風力発電事業の取組の概要 ● 洋上風力発電事業に係る課題と必要方策について

c. 対応策

上述の課題を踏まえ、洋上風力発電の導入拡大を図るためには、以下の対応策が必要である。

表 2-14 洋上風力発電の主な課題と対応策

課題	対応策
● 海域を一定期間確保するための法的基盤の整備、利害関係者（海運関係者、漁業関係者等）との調整	● 法律の整備が進行中
● 海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化	● 指針の策定が進行中
● 海底送電ケーブル敷設等のコスト	● 海洋エネルギー分野における国家的な導入ロードマップ整備、長期的な導入目標の設定
● 設置・メンテナンスコストの低減に向けたインフラ整備（バックヤード、作業船）	● インフラ（バックヤードや作業船等）の整備 ● セントラル方式（洋上風力の開発海域として特定の海域を選定し、環境影響評価等の許認可手続きや系統連系を国が主導）の導入³¹⁴。（※事業者の負担を軽減し、事業の予見性向上による投資の呼び込みが期待できると考えられる。）

³¹⁴ 「再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（これまでの論点整理）」（平成 29 年 7 月） p.4

3) 海洋エネルギー発電（潮流発電・海流発電・波力発電・海洋温度差発電）

a. 導入コスト

● 潮流発電・海流発電

2013 年度『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』によれば、潮流発電では、”Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in UK”（2010, Ernst & Young LLP）を基に商用プロジェクトで 42～43 万円/kW と試算されているが、1 ポンド＝130 円換算、商用プロジェクトは 50MW 以上設置実績を積んだ後の 10MW プロジェクトにおける価格であり、設置水域（浅水域、深水域）により価格が異なるものとしている³¹⁵。

● 波力発電

2013 年度『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』によれば、波力発電では、”Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in UK”（2010, Ernst & Young LLP）を基に商用プロジェクトで 36～51 万円/kW と試算されているが、1 ポンド＝130 円換算、商用プロジェクトは 50MW 以上設置実績を積んだ後の 10MW プロジェクトにおける価格である³¹⁶。

● 海洋温度差発電

2013 年度『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』によれば、海洋エネルギー資源利用推進機構（Ocean Energy Association-Japan : OEA-J）の海洋温度差分科会の試算を基に、プラント規模が大きくなるほど発電コストは低減され、1MW プラントは約 50 円/kWh であるのに対し、10MW プラントでは約 20 円/kWh、さらに 100MW プラントでは約 10 円/kWh にまで低減されると試算されている³¹⁷。

表 2-15 海洋温度差発電の発電コスト

プラント規模	コスト	備考
数 100kW 以下	未試算	複合利用(海水淡水化、リチウム回収等)が望ましい
1MW プラント	50 円/kWh 程度 (40～60 円/kWh)	量産によって、40 円/kWh 以下になる可能性あり
5MW プラント	30.4～45.7 円/kWh	海洋温度差発電量のみの評価
10MW プラント	20 円/kWh 程度 (15～25 円/kWh)	量産によって、更に経済性が向上する可能性あり
100MW プラント	10 円/kWh 程度	量産によって、更に経済性が向上する可能性あり
5MW プラント+ 地域冷房(7MW)	10.3～15.3 円/kWh	海洋温度差発電量+冷熱を電力換算して合わせた評価

出所) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構編 (2013) 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』、p.16、<http://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf>

³¹⁵ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構編 (2013) 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』 (<http://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf>)、p.14

³¹⁶ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構編 (2013) 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』 (<http://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf>)、p.14

³¹⁷ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構編 (2013) 『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』 (<http://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf>)、p.16

b. 導入促進に当たっての課題

● 実証事業と技術開発（に向けた海域の確保）

現在、海洋エネルギー発電で代表的な実証事業は表 2-16 のとおりであり、その中でも実証事業が進んでいるのは、潮流発電および海流発電事業である。

表 2-16 代表的な実証事業

エネルギー種	事業名	事業者	事業地	発電出力	発電機	運転開始年月
潮流発電	長崎県五島市沖奈留瀬戸海域潮流発電事業	九電みらいエナジー株式会社・新日鉄住金エンジニアリング株式会社・特定非営利法人長崎海洋産業クラスター形成推進協議会・オープンハイドロ・テクノロジー・ジャパン株式会社	長崎県五島市沖奈留瀬戸海域	2MW	Openhydro 社(アイルランド)製	平成 31 年度実証運転開始
海流発電	NEDO 海流発電実海域実証試験	(株)IHI	鹿児島県十島村口之島沖	100kW (50kW×2基)	IHI 製実証試験機「かいりゅう」	
波力発電	久慈波力発電所	岩手県久慈市・東京大学生産技術研究所	岩手県久慈市	43kW	実証機	平成 28 年度実証運転開始
海洋温度差発電	海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業海洋温度差発電実証設備	沖縄県	沖縄県久米島	100kW (50kW×2基)	(株)IHI	平成 28 年度実証運転開始

出所) 九電みらいエナジー株式会社「潮流発電技術実用化推進事業について」2016 年 7 月 26 日、

<https://www.q-mirai.co.jp/news/archives/60>

IHI HP「世界初、実海域において海流発電の 100kW 級実証試験を実施へ ～新たな再生可能エネルギー技術「水中浮遊式海流発電」実証機が完成～」

https://www.ihl.co.jp/ihl/all_news/2017/technology/2017-7-07/index.html

東北大学大学院環境科学研究科 (2017) 「平成 28 年度東北復興次世代エネルギー研究開発プロジェクト 研究成果最終報告書」p.13-14

このように、国や県の実証フィールドの指定と実証にむけた海域確保の合意形成は密接な関係にあることが考えられるが、統一的な法律の整備が期待される。

ヒアリング結果に基づけば、実証実験では、国や県からの実証フィールドの指定があることで、国や県の協力を得やすかったと意見があった。

また、ヒアリングで海域の確保に関する課題として聞かれたのは、海洋エネルギー発電事業は港湾区域ではなく一般海域での事業が多いため、一般海域では、自治体の条例を持って管理する方法はあるものの、その場合、占用期間は 3 年程度で、長期の発電事業を行うには非常にリスクになっている点である。海洋エネルギーの利用に当たっては「一般海域」の利用ルールを早期に整備することが重要であり、海域の確保が前提条件となるものと考えられる。海域の利用が法的に許可されたとしても、その海域の利害関係者（漁協等）との調整

は事業者に委ねられることになる。事業者側にはその調整を円滑に行うための体制整備、努力が不可欠となる。利害関係者との調整は苦労も多く、時間を要することは少なくない。このため、海域の許可権者が調整の場や協議会を設置し、透明性を高めた合意形成の機会を設けてもらうことが必要であるという意見が聞かれた。

- 海域を一定期間確保するための法的基盤の整備、利害関係者（海運関係者、漁業関係者等）との調整（安全確保、環境保全、海岸の保全等に向けた自治体の役割）

潮流発電の実施に当たっては、自治体・漁協の理解が得られることが重要である。

例えば、新潟県粟島浦村沖実証フィールドでは、単一漁業協同組合の共同漁業権海域内に設置され、地元の粟島浦村および粟島浦漁業協同組合の理解が得られていること、定期船舶の航路に支障がないこと、自然保護地域や漁港区域等と重複しないため、研究計画に柔軟に対応することが利点とされている³¹⁸。久慈波力発電所は、地元の久慈市漁協二子生産部、北日本造船株式会社、宮城建設株式会社の協力の下、設置されており、発電した電気は冷蔵庫など、二子生産部の施設において利用される予定である³¹⁹。

ヒアリングでは、現在、潮流発電・海流発電の普及はまだ先だが、成功事例が現れてくれば、視察を受け入れ、海洋エネルギー発電事業の実態を知ってもらえるようになるのではないか、という意見も聞かれた。

海洋再生可能エネルギー発電の研究協力体制

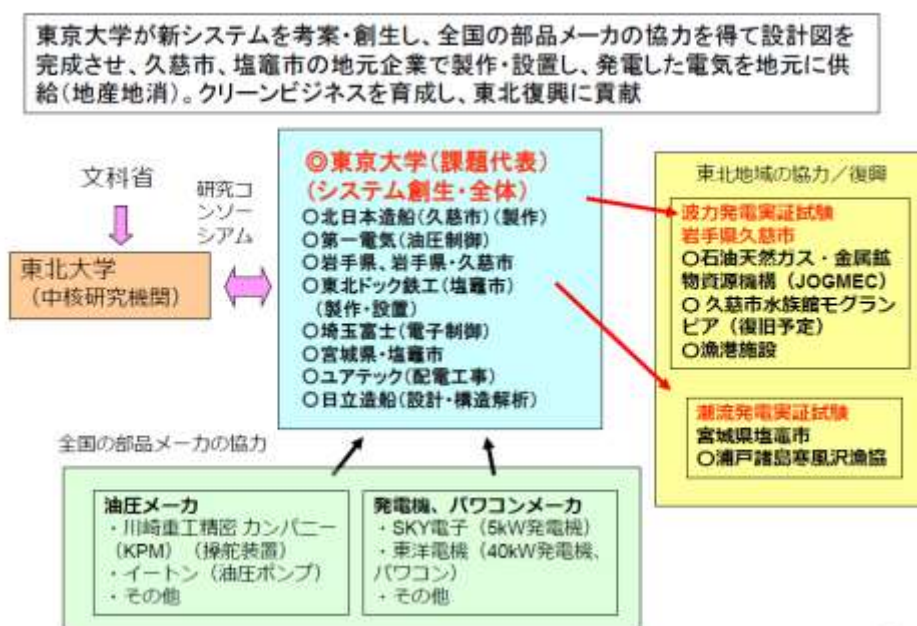


図 2-10 海洋再生可能エネルギー発電の研究協力体制

出所）木下健（2013）「世界の再生可能エネルギーは陸から海へ、海洋エネルギーを活用し三陸復興！」

p.41 https://www.pref.iwate.jp/dbps_data/material/files/000/000/007/899/04_kinoshita.pdf

³¹⁸ 新潟県「新潟県粟島浦村沖海洋再生可能エネルギー実証フィールドのご紹介」

<http://www.pref.niigata.lg.jp/sangyoshinko/1356875589020.html>

³¹⁹ 久慈市 HP「日本初「久慈波力発電所」が公開されました」（2016年11月1日）、

<http://www.city.kuji.iwate.jp/websityousitu/blg5659.html>

ヒアリングを通じて、海域の確保は国や県の実証海域の指定を受けている場合、比較的地域からの事業への理解は得やすいものの、それでも地元漁協をはじめ地元住民、自治体など関係者への丁寧な説明と理解醸成、信頼感構築は不可欠であることがわかった。

ヒアリングを実施した A 事業者は、コミュニケーション型の地域共生を行っているとのことだった。潮流発電はどういうものかわからないという地元のために、説明し、作業があれば漁協に伝える取組み（チラシ配布、島民説明、広報資料の準備等）のほか、地域のイベントに参加を続けることで、地元の信頼を構築している。その中で徐々に地域のニーズを掴む努力をしてきた。例えば、漁業者にとっては海の中のことはあまり詳しくないため、潮流発電の海底調査の結果は海洋資源量の把握につながるといったメリットにつながる。漁協や地域の測量会社とも協力し、チームとして事業を推進している。先進事例で地域への波及効果があったことを勉強会の形で共有したり、資源量調査結果を共有することで、潮流発電のメリットを明らかにし、地域の理解醸成を図っていた。

B 事業者は、住民への説明を実施しており、その際県が実証フィールドを誘致してくれたこともあり、県が地元との調整役を担ってくれた、と述べており、県の役割が大きかったようである。

ヒアリングで挙げられた海域の確保の課題としては、日本で管理者により法令を持って管理が行われている海域は「港湾区域」以外にはないことが挙げられる。港湾区域は一昨年の港湾法の改正で長期にわたる占用が可能になっている一方、その他の「一般海域」は管理・秩序の面で整備されておらず非常に使いづらい海域となっているという意見があった。

一般海域での海域利用は洋上風力（2.2(2)2a）にて記載したとおりであるが、海域の利用に当たって、洋上風力発電との相違点としては、海洋エネルギー発電は一般海域で実施されることが多く、港湾法の対象外であり、また海中に構造物を設置するため、漁協等との調整が必要となる。そのため、事業者が独自にステークホルダーと調整することが必要になる。B 事業者の場合、県漁連にも相談したり、遠洋漁業船の航行といった情報の提供を受け、一般海域のため、近隣の県にも説明を実施したという状況だった。このように、海洋エネルギー発電事業は洋上風力発電事業に比べ、海域利用に関する調整の負担が事業者に大きいと考えられる。

● 海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化

総合海洋政策本部（2012）は「海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化や、手続きの円滑化・ワンストップ化について検討し、早急に結論を得る。一方、これらの技術的基準に関しては、国際電気標準会議（IEC）、国際標準化機構（ISO）、国際海事機関（IMO）等において、国際標準や国際基準が制定されている。我が国の海洋産業の国際競争力向上の観点から、我が国の技術を背景とした国際標準化等の主導に努める。」としている³²⁰。

発電機器や構造物については設計から製造に至るまで第三者機関（一般財団法人日本海事協会）の認証「プロトタイプ認証」が必要である。

ヒアリングで聞かれた認証の課題として、海洋エネルギー発電事業に関しては一般財団

³²⁰ 総合海洋政策本部（2012）「海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針（案）」
<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/dai9/siryou1.pdf>

法人日本海事協会の認証事例が少なく、今後先行事例を踏まえ円滑な審査が出来るようデータの蓄積や審査要領等の整備・充実が必要であることや、海外の発電機を採用する際には、海外の発電機は海外の認証機関の機器認証を取得しているが、それを日本に持ち込む場合、改めて日本の認証機関の認証を得なければならないことが挙げられた。これを行うには時間もコストもかかるため改善の余地があると思われる（メーカー側の理解も極めて重要となる）との意見も聞かれた。NK 認証にあたって設計条件が最適かは今後も様々な事例を通じて確認したほうが良いだろうという意見もあった。

- 海底送電ケーブル敷設等のコスト

総合海洋政策本部（2012）は「海底送電ケーブルの敷設コストは、海洋再生可能エネルギー利用コストと陸域での再生可能エネルギー利用コストとの価格差の主な要因の一つとなっている。今後、海洋再生可能エネルギーを利用した発電事業の大規模導入も念頭において、効率的、計画的な海底送電ケーブルの敷設のあり方について検討する。」³²¹としている。

ヒアリングでは、海底ケーブルの敷設については欧州において洋上風力の普及に伴い技術的問題はなく、コスト面も特殊なケーブル以外は相当のコスト水準と思われるという意見が聞かれた。

ヒアリングで挙げられた課題は海外の発電機を採用する際に、日本の電気基準に則った仕様に変更しなければならないことである。例えば電圧階級や安全基準は海外（特に欧州）と日本では違うため、海外製品を採用する場合は日本の基準に適合する電圧や安全設計が必要になってくる。

今後の技術開発を支援するため、海洋エネルギー分野における国家的な導入ロードマップ整備、長期的な導入目標の設定が期待される。

- 設置・メンテナンスコストの低減に向けたインフラ整備（バックヤード、作業船）

2015 年から NEDO が開始した酒田市波力発電実証事業の工事では、設置場所である酒田港は、冬場の日本海の季節風の影響により、晩秋～冬季の間（10 月～4 月）、荒天日数が多く、海上起重機の稼働率が大幅に低下するため、駆体装置のブロック分割化をはかり、陸上輸送後にトラッククレーンでの架設が前提となった³²²。

ヒアリングで得られた課題としては、日本は海洋開発産業の厚みが薄く、経験値も浅いことや、関連産業（ケーブル・作業船といった運用部分）の経験が少ないことが挙げられた。北海油田やガス開発の歴史に伴い、海洋開発関連のノウハウを蓄積している欧州と異なり、日本では海洋工事が寡占化されていることや作業船業界も規模が限定的であることや大学・研究機関も A 事業者からは、製造（タービン等の国産化）や施工工事の面で日本の企業を利用したいとの思いもあるが、経験が少ないうえに技術・ノウハウの面でも必ずしも十分ではなく性能や安全性確保、コストの面で課題が多いことがヒアリング調査の結果から明らかになった。今後の技術開発を支援するため、海洋エネルギー分野における国家的な導入ロードマップ整備、長期的な導入目標の設定が期待される。

³²¹ 総合海洋政策本部（2012）「海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針（案）」
<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/dai9/siryou1.pdf>

³²² 木原一禎・古田大介（2016）「既存護岸設置型波力発電装置の設置工事」『土木施工管理技術論文集』第 21 回、p.161 http://www.ejcm.or.jp/new_07ronbun/21/pdf/21h-008.pdf

この背景には海洋エネルギー発電は現在実証段階であり、固定価格買取制度の対象となっていないことが挙げられる。

ヒアリング結果によれば、投資環境の整備の一環として、海洋エネルギー発電についても固定価格買取制度の創設が必要である。先行する英国やフランス等では固定買取価格の設定がなされ市場化を後押ししているという意見を得た。

今後商用運転が開始されるようになれば、事業者にとっては資金調達のためにも、固定価格買取制度の創出が期待されている。固定価格買取制度の創設は、バックヤード、作業船といった関連業界の投資に当たっても、長期的な投資を呼び込み、投資環境の整備につながる可能性がある。

c. ヒアリング調査

表 2-17 のとおり、業界団体および事業者（報告書上は匿名）にヒアリングを実施した。

表 2-17 海洋エネルギー発電のヒアリングの概要

ヒアリング対象先	ヒアリング事項
一般社団法人 海洋エネルギー資源利用推進機構(OEAJ)	● 海洋エネルギー発電事業の現状について ● 海洋エネルギー発電事業に係る課題と必要方策について
A 事業者	● 潮流発電事業の取組の概要 ● 潮流発電事業に係る課題と必要方策について
B 事業者	● 海流発電事業の取組の概要 ● 海流発電事業に係る課題と必要方策について

d. 対応策

上述の課題を踏まえ、海洋エネルギー発電の導入拡大を図るためには、以下の対応策が必要である。

表 2-18 海洋エネルギー発電の主な課題と対応策

課題	対応策
● 海域を一定期間確保するための法的基盤の整備、利害関係者（海運関係者、漁業関係者等）との調整	● 法律の整備が進行中 ● 海洋エネルギーで利用する海域における魚類等の資源量調査への方針
● 海洋に設置される構造物や発電機器に関する安全性を担保する制度の明確化	● 指針の策定が進行中
● 海底送電ケーブル敷設等のコスト	● 海洋エネルギー分野における国家的な導入ロードマップ整備、長期的な導入目標の設定 ● インフラ（バックヤードや作業船等）の整備 ● 固定価格買取制度の創設 ● 投資環境の整備
● 設置・メンテナンスコストの低減に向けたインフラ整備（バックヤード、作業船）	