

**水力発電の脱炭素社会実現への貢献における
課題解決に向けた提言**

令和 7 年 3 月

**一般財団法人 新エネルギー財団
新エネルギー産業会議**

水力発電の脱炭素社会実現への貢献における 課題解決に向けた提言

水力委員会

目 次

緒 言	1
提言の概要	2
提言の内容	
1. 新規水力開発／リプレースに向けた課題解決	4
2. ダムが有する機能・エネルギーの有効活用による水力発電の増加	12
3. 変動再エネの急増に伴う揚水発電の評価	15
4. 既設発電所の持続性の確保	18
5. 地域との共生関係構築に資する理解醸成策の拡充	21
参考資料	24
新エネルギー産業会議審議委員名簿	53
新エネルギー産業会議水力委員会委員名簿	56

緒 言

日本における水力発電は今日まで 100 年以上に亘り主要な電源としての役割を果たしており、2050 年さらにはそれ以降においても引き続き重要な電源としてあり続けることが期待されている。2021 年に策定された第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年目標として出力 3 万 kW 未満の中小水力の導入量 10.4GW、水力全体の発電電力量 980 億 kWh とされているが、FIT・FIP 制度により進展はあるものの 2024 年 3 月現在で中小水力導入量 10.0GW、発電電力量 748 億 kWh にとどまっている。2025 年 2 月に公示された第 7 次エネルギー基本計画では、水力全体の発電電力量を 880～1,200 億 kWh とするより高い目標が示された。
[図. 1]

水力委員会では本提言の策定にあたり、前回提言「水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に向けた提言」から 2 年が経過する中での水力発電を取り巻く制度や環境の変化を考慮し、かつ、水力開発を検討している事業者が抱える様々な課題を踏まえて提言を取りまとめるため、アンケート調査を行いその策定を進めてきた。[図. 2] その過程において 2024 年 11 月には緊急提言として第 7 次エネルギー基本計画の見直しに先立ち、水力発電の増出力・増発電電力量に寄与する施策について政策当局へ意見具申を行っている。

水力発電を取り巻く環境として、2023 年 4 月からノンファーム型接続がローカル系統へも適用され、水力発電開発の支障となっていたことが解消された。一方、山間部の電源線など系統増強にかかる費用負担に対する支援策の必要性は依然として残っている。水力発電に適応する FIT・FIP 制度の改良やそれ以外の支援策、2024 年に改定された水循環基本計画における治水機能の強化と水力発電の開発促進を両立させる取り組みに基づく支援等についても検討する必要がある。加えて、2023 年度から開始された長期脱炭素電源オークション制度により、変動性再エネの大量導入に伴う揚水発電の維持・拡大や新規大規模水力発電の投資環境が整いつつあるものの、さらに効果的な制度への継続した見直しが望まれている。

本提言では、水力開発や水力発電の維持管理、更なる有効活用にあたっての様々な課題を把握し、それらを打開する支援制度や解消に繋がる規制緩和などについて検討した結果をまとめている。本提言には含まれていないが、水力発電所は再開発・設備更新を繰り返すことで、地点・地域の持つポテンシャルを長期間、有効に利活用し続けることが可能であることから、水力発電事業者、関連するメーカー、施工会社、およびメンテナンス会社等が長期間安心して事業を営める事業環境の醸成と技術継承がなされる環境整備が望まれ、更には新規参入者を含む発電事業者が新規地点の開発に取り組めるよう包蔵水力調査結果の開発状況の再確認と包蔵水力調査結果の情報を容易に入手できる環境づくりが望まれる。

本提言が、水力発電の脱炭素社会実現への貢献における課題解決に寄与することを期待する。

提 言 の 概 要

1. 新規水力開発／リプレイスに向けた課題解決

水力開発の有望地点は山間奥地に多く、土木設備や系統接続に係る費用が増加する傾向にある。また、水力発電は設備の耐用年数は長いものの初期投資の負担が大きく運転初期段階での発電コストが高くなる特徴があるため、初期投資の負担を軽減する助成制度などが必要である。さらに、既存の水路工作物等を利用した出力1,000kW未満の小水力発電の開発が、FIT制度やFIP制度、各種補助金により着実に伸びている一方で、調査・計画から運転開始までのリードタイムが長く、かつ初期投資が大きくなる一定規模以上の水力発電所の新規開発は伸び悩んでいる状況にある。

エネルギーミックス実現のためには、水力発電の量的拡大を飛躍的に押し上げる新規地点開発の促進に加え、既設水力発電所の増強によるエネルギーの有効利用が必要であり、以下の支援措置が求められる。

- a) FIT・FIP制度の見直し
- b) 水力発電の特徴に則した普及拡大支援
- c) 許認可の緩和・迅速化

2. ダムが有する機能・エネルギーの有効活用による水力発電の増加

近年、国土交通省のハイブリッドダムの取り組み、内閣官房の水循環政策をはじめとして、ダム運用の高度化、既存ダムにおける発電施設の新増設、ダム改造・多目的ダムの建設等により、水力エネルギーを有効活用し、水力発電の増加を図る機運がますます高まっている。こうした取り組みを加速させるためには、現行の技術、制度においては様々な課題があり、以下の支援措置が求められる。

- a) ハイブリッドダム運用のための降雨量、流入予測の高精度化およびダム運用の高度化に対する支援
- b) 多目的ダムへの発電参加に係る費用負担の見直し

3. 変動性再エネの急増に伴う揚水発電の評価

近年の風力発電、太陽光発電といった変動性再エネの導入拡大及び将来的な再エネ電源の主力電源化に伴い、系統安定化のために電力貯蔵施設としての揚水発電所の重要性が高まっている。

一方で、現在の市場制度では、揚水発電の有する機能、果たす役割について、十分に価値化されていない実態があり、また既設の揚水発電所の老朽化が進む中、国全体での揚水発電の必要導入量が見通せないことから、多額の投資が必要な揚水発電の新増設への支障となり、施工力維持も難しくなりつつある。

こうした状況を踏まえ、以下の措置を要望する。

- a) 価値化されていない揚水発電の機能の価値化
- b) 揚水発電の維持拡大への支援
- c) 変動性再エネの導入量や系統計画の増強シナリオを踏まえた揚水発電の導入量の公表

4. 既設発電所の持続性の確保

既設水力発電所は運転開始から 60 年を超えるものが約 7 割を占めており、その多くは山間部に立地している。これらの水力発電所が将来にわたり再生可能エネルギーとして一定の役割を果たしていくためには、昨今の水力発電を取り巻く環境や状況の変化を踏まえつつ、発電所やダムの機能維持・増強を行っていく必要があることから、以下の支援措置が求められる。

- a) 既設発電所のモダナイゼーションへの補助
- b) 自然災害に対するレジリエンス強化に向けた支援
- c) 既存ダムの持続的な活用の観点からの堆砂対策への支援

5. 地域との共生関係構築に資する理解醸成策の拡充

水力開発は、その開発規模の大小に関らず、立地地域と良好な共生関係を構築し、その理解を得ながら持続的に取り組む必要がある。また、建設後の水力発電の円滑な事業運営のためにも、立地地域の理解醸成が不可欠である。加えて、地域が主体となって水力開発に取り組むことに大きな意義があることから地域が主導して行う水力発電の未開発地点の調査・開発が望まれる。

このため、立地地域との共生関係構築、地域の理解醸成に期待できる以下の措置が必要である。

- a) 電源立地地域対策交付金の交付要件緩和
- b) 立地地域が水力発電からの恩恵を感じ易くするための取り組み
- c) 地域も積極的に参画できるような水力発電の導入

提 言 の 内 容

1. 新規水力開発／リブレースに向けた課題解決

- a) FIT・FIP 制度の見直し
- b) 水力発電の特徴に則した普及拡大支援
- c) 許認可の緩和・迅速化

a) FIT・FIP 制度の見直し

① 水力開発の特徴を考慮した調達・交付期間及び FIT 調達価格・FIP 基準価格の設定について

(ア) FIT 調達価格・FIP 基準価格の設定方法

FIT 調達価格・FIP 基準価格（以下、「調達・基準価格」という）は過去の開発実績を基に決定されているが、FIP 制度導入以降、1,000kW 以上の基準価格は低下している。[図. 3]

水力発電所は経済性に優れた地点から開発されてきたため、現在残された未開発地点については、既開発地点と比べ経済性に劣る（奥地化、小規模化）地点が多い。さらに、円安や物価高等の影響により、発電所の建設および改修費用が高騰しており、現在の調達・基準価格の水準では開発可能な地点は減少していくと推測される。そのため、今後の水力発電所新設や大規模改修を実施するために十分な水準となるような調達・基準価格の算定方式の導入を要望する。

(イ) FIT 調達価格・FIP 基準価格の区分

調達・基準価格は主に建設工事費を基に決定されているが、水力発電所に関する価格は「新設区分」と「既設導水路活用型区分」の2つに区分されている。このうち新設区分は“発電設備の新設”（以下、「完全新設」という。）と“既存設備の大宗を占める部分の更新”（以下、「部分新設」という。）を主な対象とした調達区分である。

新設区分の認定実績は、1,000kW 未満の発電所の箇所数が多いものの、出力では認定された全発電所の合計のうち 1,000kW 以上の発電所の割合が大半を占めており、このうち“完全新設”に該当する発電所はわずかであり、“部分新設”に該当する発電所が殆どである。[図. 4]

“完全新設”と“部分新設”を比較した場合、工事の内容や範囲の違いにより“完全新設”にかかる資本費は“部分新設”の資本費を大きく上回るため、「新設区分」の調達・基準価格は水力発電所を一から新設するには大きく不足する水準となっている。[図. 5]

「新設区分」について、“完全新設”と“部分新設”を別の価格区分と

することを要望する。

(ウ) 調達・交付期間

FIT・FIP 制度では調達・交付期間が他電源種と同様に 20 年に設定されているが、これは「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」第二条の三 5 項および第三条 6 項で「再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間」と規定されていることに基づき、機械装置（水車等）の法定耐用年数を基礎として定められたものである。しかしながら、水力発電所は長期間の運転実績があり、設置後 60 年を超えるものが約 7 割を占めている。また、水力発電所の平均耐用年数は、構築物等の法定耐用年数も考慮して算定される約 40 年であり、長期間安定した供給が可能である実態を踏まえ、調達・交付期間について、調達・基準価格を据え置きの上水力発電設備の平均耐用年数と同等の 40 年程度とすることを要望する。[図. 6] [図. 7]

(エ) FIT 調達価格・FIP 基準価格の公表期間

水力開発は、調査（地形測量、地質、環境、河川流量など）、設計、関係者（立地市町村、利害関係者など）との調整、関係法令に関する許認可対応など多くの工程を経たのちに事業性を評価して判断されるため、検討開始から開発決定までの期間が他の再エネ電源と比較して長期になる。検討期間中の調達・基準価格の変更は、開発リードタイムが長い水力発電において事業性評価に与える影響が大きい。

後述する「長期脱炭素電源オークション」等の普及拡大支援制度においても、水力開発のリードタイムを考慮した制度設計[※]としている実績も参考とし、少なくとも 5～7 年程度の期間について公表することを要望する。

※ 「長期脱炭素電源オークション」制度において、水力発電の供給力提供開始期限を 12 年（法・条例アセス済の場合 8 年）と設定している。

② 事業計画認定後の期限緩和について

(ア) FIT・FIP 認定後 180 日で認定取り消しルールの撤廃または緩和

「再生可能エネルギー発電事業計画における再生可能 エネルギー発電設備の設置場所について（2024年4月1日改定）」では、土地の使用権原を示す添付書類に関する注記「注5 地権者が地方公共団体等公共機関の場合は、契約書に代替する書類でも可」に「なお、契約書に代替する書類ではなく、協議を開始している旨を証する書類の場合は一旦認定とし、認定日の翌日から180日が経過した日を期限として（正式な賃貸契約書を提出しなければ）認定取り消しの可能性」とされている。

河川区域内や国有保安林内の土地が対象となるが、河川法や森林法保安林解除では長期間の事前協議を必要とするため土地占用許可や貸付契約締結が着工直前となることが多い。

「認定後 180 日で認定取り消し」になるリスクがあることにより、河川区域内や国有保安林内の土地を事業用地に含む開発の場合、着工直前まで FIT・FIP 認定を取得できなくなり、リードタイムの長い水力発電においては調査・設計段階での事業の予見性を低下させる原因になる。

以上の状況に鑑み、「認定後 180 日で認定取り消し」の規定を撤廃するか、事業の確実性が見込める場合（例えば、当該土地以外の土地で発電設備を着工済の場合や多目的ダムへの発電参加が事実上決定している案件等）は認定取り消しとはならないように要件を緩和することを要望する。

（イ）リプレースの認定における既設発電設備廃止期限の撤廃または緩和

既設水力発電所の多くは老朽化が進み、今後益々発電所のリプレースが必要となる。リプレースの認定条件として「認定日の翌日から 2 年以内に既存発電設備を廃止すること」と示されているが、至近においては水車発電機器調達期間が長期化しており、認定後速やかに契約や発注を済ませても 2 年ではリプレース工事に着手することが難しい場合がある。また、リプレース工事の計画によっては、既存発電設備をできるだけ長く稼働しながら工事を進めることにより、取水停止期間を短くできる場合もある。このような場合、既存発電設備を早期に廃止する制限があることにより、発電停止期間が長期化することがある。水力エネルギーを有効活用する観点から FIT・FIP 認定から既存発電設備廃止までの期間を 2 年とする条件を撤廃もしくは緩和することを要望する。

（ウ）運転開始期限の緩和

水力発電所の運転開始期限は、FIT・FIP 制度の事業認定を受けた日から起算して 7 年を経過する日までとされているが、開発地点の奥地化による工期の長期化（長区間の系統連系工事、冬季休工等）、機器納入期間の長期化等認定から 7 年で完工することが難しいケースもあるため、運転開始期限の延長を要望する。

また、特定多目的ダム法に規定する多目的ダムに設置されるもので計画の実施が延期されたときは、運転開始期限の延期が認められているが、自然災害など発電事業者の責によらず工事期間が延長し運転開始期限が遅延する場合についても、多目的ダムに設置するものに準じた期限日とすることを要望する。

更に、都道府県が管理する補助多目的ダムおよび水資源機構法に基づく多目的ダムに設置される水力発電所の運転開始期限の延期についても、特定多目的ダム法に規定する多目的ダムに設置されるものと同じ扱いとすることを要望する。

③ 事業計画認定の条件緩和について

(ア) 発電設備設置場所に係る使用権原書類の提出条件緩和

FIT・FIP 制度の事業計画認定において、発電設備を設置する場合の所有権、その他使用権原を有することを判断するための書類として、土地の登記簿謄本、売買契約書の写し等が必要とされている。

リプレース開発を行う水力発電所については、建設以来長期間経過しているため、これら書類の準備に相当な手間と時間を要することが多く、入手できない場合もあるが、これら書類が提出できない場合に代替書類の提出が認められているのは、一定深度以上の地下物件のみである。

リプレース開発を行う水力発電所は、建設以来長期にわたり平穏かつ無事に運転していることから、既設設備を流用する場合には、流用部分の使用権原に関する書類の提出については対象外とすることを要望する。

(イ) FIT 制度の地域活用要件の緩和

FIT 制度の地域活用要件として、自家消費・地域消費型または地域一体型が求められているが、自家消費・地域消費型にあつては、供給先の小売電気事業者等が小売供給する電気量の5割以上を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給するものでなくても、地産地消メニューを利用して供給先を限定することで要件を満たすものとし、また 50kW 未満の小規模水力は実質的にその地域周辺で消費されることから、地域外への特定供給でなければ認定されることを要望する。地域一体型にあつては、これにより過度な設備増強にならないよう、災害時には当該発電所で発電した電気を充電した電気自動車等による電源供給も可とする等、防災計画等の具体例の提示を要望する。

b) 水力発電の特徴に則した普及拡大支援

① 新たな補助制度の訴求について

水力発電は、長期安定的な電源である一方、他の電源と比較すると、初期投資の負担が大きく運転初期段階での発電コストが高くなる特徴がある。また、これまで経済性に優れた地点から開発を進めてきており、現在残された開発地点については奥地化、小規模化している地点が多く、より運転初期段階での発電コストが高くなる傾向が強くなっている。

加えて、現状の経済性評価は内部収益率法（IRR）が主流であり、同じ金額を回収できる投資であっても、回収期間が短い事業の方が評価結果が高くなることから、初期投資の負担が大きく長い期間をかけて費用を回収する水力発電の開発については、評価結果が低い傾向となる。

そのため、初期投資の負担を大幅に削減する助成制度や、運転初期段階（運転開始から 10 年程度）の売電単価を初期投資回収可能な金額に基づき設定する制度など、水力発電の特徴を踏まえた制度の導入を要望する。

② 長期脱炭素電源オークションの制度見直しについて

電力自由化によって長期的な投資回収の予見性が低下し、電源投資が停滞している状況を踏まえ、カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に資する制度として、脱炭素電源を対象に、長期脱炭素電源オークションが 2023 年度より創設された。当制度では、落札した電源は固定費※水準の容量収入を原則 20 年間得られることとなり、発電事業者としては長期的な収入の予見性が付与される。加えて、中長期的な観点での安定供給上のリスクや価格高騰リスクの抑制にも繋がり、需要家にとっては利益保護に資する制度である。[図. 8]

一方、オークションの制度上、当該年度毎に募集量が決められ、原則、電源種混合で応札価格の低い順に電源が落札されることになるため、比較的固定費が安価な電源種に落札が偏り、初期投資の負担が大きな新規水力発電については落札が困難となることも想定される。

エネルギーミックスの実現、バランスのよい供給力、調整力、慣性力の確保に向けては、多様な脱炭素電源の導入促進が必須であることから、今後、一般水力や揚水など、電源種毎に募集量を設定するなどの制度見直しを要望する。[図. 1]

また、2024 年度のオークションより、水力発電の最低入札容量が 3 万 kW 以上に見直されており（2023 年度オークションでは 10 万 kW 以上）、老朽化した水力発電所のリプレース工事の促進に繋がると期待している。一方、水力発電の未開発地点は 3 万 kW 未満の地点が多く、当見直しにより新規開発の促進に繋がるかは不透明と考えられる。そのため、2024 年度のオークション結果も踏まえたうえで、段階的に、水力発電の最低入札容量を引き下げていくことを要望する。[図. 9]

※ 資本費、運転維持費、事業報酬（税引前 WACC5%）など

③ 既設発電所の機能維持・増強に係る補助制度について

既設水力発電所は運転開始から 60 年を越えるものが約 7 割を占めており、この水力発電所が将来にわたり安定した再生可能エネルギーとして一定の役割を果たしていくためには、発電所の機能維持・増強を行っていく必要がある。[図. 6]

既設水力発電所については、FIT・FIP 制度の他に 2016 年度以降、水力発電の導入促進に関する各種補助制度が国により開始され、これらの制度は一定の成果を上げている。

今後も継続して既設水力発電所の有効利用や高経年化した既存設備のリプレースによる発電電力量の最適化・高効率化を進めるには、初期投資の軽減、調査・計画段階での資金支援、機能維持・増強に効果的な各種補助制度が引き続き必要であることから、これら施策の長期継続と拡充を要望する。[図. 10] [図. 11]

また、設備更新など複数年に亘る工事では、国の予算上、補助事業が単年度で区切られるため、補助率の変更や補助制度の継続に不確定さが残る。したがって、複数年に亘る工事については、工事期間中途切れることなく安定して補助を受けられる制度を要望する。

c) 許認可の緩和・迅速化

① 環境影響評価法

環境影響評価法では、出力 2.25 万 kW 以上の水力発電所の設置工事等の事業が環境アセスメントによる評価対象とされている（地方公共団体の条例による規制では環境アセスメントの対象規模が異なる場合がある）。

環境影響評価法に基づく環境アセスメントの審査には、通常 3～4 年程度を要しており、その間の社会・経済環境の変化によるリスクを低減するため、環境アセスメント手続きの迅速化を図ることが必要である。

なお、環境アセスメント手続きの迅速化については、火力発電所のリプレイス、風力・地熱発電では措置済みである。

このことから、水力発電についても、風力・地熱発電と同様、通常 3～4 年程度要する手続きの期間を、1.5～2 年程度に短縮させるなど、迅速化に向けた取り組みを要望する。[図. 12]

② 自然公園法

国立・国定公園内において発電所を設置する際の自然公園法に関する許可及び届出について、風力・地熱発電に関しては、審査基準が明確化されており、具体的な規制緩和が進められている。

一方、水力発電に関しては、自然公園法に係る許可及び届出の手続きにおいて、審査時に計画変更を求められることや審査が長期化する場合がある。

このことから、水力発電についても、風力・地熱発電と同様、計画地点における環境保護に係る課題などを明らかにしたうえで、許可要件及び届出手続きに関する審査基準を明確化し、管理者が容易に判断できるよう、開発を許可しても良いとする具体的な事例等を明記した通達やガイドラインを示すなどすることにより、自然公園法に関する許可及び届出について、国立・国定公園内（主に第 2 種、第 3 種特別地域）における開発行為に関して、柔軟かつ合理的な運用を要望する。[図. 13]

③ 森林法

(ア) 保安林解除手続きに関する柔軟な対応と一層の簡素化、迅速化

保安林解除の手続きに関しては、厳格な解除面積の最小化が求められており、工事段階における地質不良などに伴う計画見直しによる解除面積の変更、代替施設の設置内容の変更等が認められていない。このことが、過度の対策工の実施による工事工程の遅延や工事費の増加につながる

り、事業計画の見通しが付き難くなるなど、水力開発を進める上での開発阻害要因となっている。また、用地事情等における保安林解除要件では、公益上の理由であっても「保安林の転用の目的に係る事業又は施設の設置による土地利用が、その地域における公的な各種土地利用計画に即したものと定められており、開発のハードルを高くしている。

このことから、保安林解除手続きに関して、事前相談も含めて、保安林機能の発揮に支障がない範囲であれば、計画見直しに対する柔軟な対応と一層の簡素化、迅速化を図ることを要望する。[図. 14]

(イ) 保安林内作業行為手続きに関する柔軟な対応

工事中の一時的な形質変更を伴う保安林内作業行為の区域に対しても、恒久設備と同等の扱いとして厳格な対象面積の最小化が求められているが、一時的な形質変更であることを踏まえた、柔軟な対応を要望する。[図. 14]

(ウ) 保安林の指定施業要件（禁伐）の緩和

水力発電所は一般的に取水地点の流量と取水・放水地点の落差から発電電力量を求めたうえで、取水・導水設備、発電所・放水設備等の工事費を地形・地質状況やアクセス道路の有無などを加味して算定し、経済性により開発適否を判断する。

このため取水地点や発電所・放水地点の適地は限られた位置と成らざるを得ないが、当該位置が指定施業要件で禁伐に区分されている場合は、立木の伐採が原則できないため発電所の開発は困難となる。

恒久設備については、面積の基準を設けるなどし、基準未満の改変であれば禁伐に区分されている場合でも開発可能とすることやトンネル掘削の仮設などは現況復旧、植生することを条件に開発可能とするなど保安林機能の発揮に支障がない範囲において、指定施業要件の緩和を要望する。[図. 14]

(エ) 保安林の転用に係る解除要件の緩和

発電用施設建設のために保安林の解除が必要な場合に「公益上の理由」によって保安林を解除するためには、「発電用施設周辺地域整備法 第2条に規定する発電用施設に関する事業」であることが要件とされており、出力1,000kW未満の水力発電所は要件を満たさない。水力は太陽光や風力など他の再エネが気象条件に左右されるのに比べて、渇水のリスクを除けば、自然条件によらずに発電ができる安定供給性にすぐれた再生可能エネルギーであり、ベースロード電源としても重要な役割を担っていることから、公益性の高い事業であると言えるが、大規模な地点は開発済みであり、未開発の地点は河川の上流や山間部の小規模なものが多く、計画地点が保安林に指定されていることも多い。

1,000kW 未満の水力発電所に関する事業についても「公益上の理由」による解除の要件となるよう保安林の転用に係る解除要件の緩和を要望する。[図. 14]

④ 河川法

河川法 23 条において、流水を占用しようとする者は河川管理者の許可（水利使用許可）を受けなければならないとされている。水利使用許可の審査では、水路式水力発電所のように取水地点下流において河川に減水区間（発電取水により河川流量が少なくなる区間）が生じる場合、河川環境保護の目的で減水区間の河川流量を確保するために、取水地点より下流に河川維持流量を放流することが求められている。

新規の水力開発では、主に動植物の保護（魚類）と景観のために河川維持流量を設定することとなっているが、地域特性が地点によって異なることから、事業者が個別に現地調査を実施し、対象魚種の選定や検討対象区間を設定して流量を検討する必要がある。この業務には多大な労力とコストを必要とし、時間的な負担も大きいものとなっている。

また、河川維持流量は地点毎に河川管理者との協議が必要となるため、調整期間の長期化により、事業年度、資金繰り、事業方針の見直しなどを余儀なくされ、開発が困難となる可能性もある。

一方、近年は未開発地点が小規模化し、砂防堰堤を利用した計画のように、減水区間が短く取水量が少ない地点も多く存在している。これらの地点では、周辺環境に与える影響も極めて小さく、審査などの簡素化を望む声が多い。

これらのことから、減水区間が短く取水量の少ない地点における河川維持流量の設定に当たっては、現地調査などを簡素化するとともに、同じ河川の既設発電所並みの流量とするなど、許認可手続きが円滑に進むよう、柔軟な対応と手続きの簡素化、迅速化を要望する。また、河川区域外の農業用水路等を活用した従属水力発電は現在登録制となっているが、発電のために新たに河川から取水するものではないため、河川法の適用対象から外す等の抜本的な見直しを要望する。

2. ダムが有する機能・エネルギーの有効活用による水力発電の増加

- a) ハイブリッドダム運用のための降雨量、流入予測の高精度化およびダム運用の高度化に対する支援
- b) 多目的ダムへの発電参加に係る費用負担の見直し

a) ハイブリッドダム運用のための降雨量、流入予測の高精度化およびダム運用の高度化に対する支援

① ハイブリッドダム運用のための降雨量、流入予測の高精度化について

国土交通省では、気候変動の影響による水害の激甚化・頻発化を踏まえた治水対策とともに、2050年カーボンニュートラルに向けた取り組みを加速するため、「ハイブリッドダム」の取り組みを開始し、気象予測技術の進展によるダム運用の高度化、最新の土木技術を活用したダム改造等により、治水機能の強化と水力発電の促進の両立を図ることとしている。[図. 15]

このうちダム運用高度化による水力発電の促進の取り組みとしては、洪水後期の水位低下を利用したダム運用、ダム制限水位の弾力的運用がある。これらに必要な降雨予測については、近年技術の進展によりその精度は高まりつつあるものの、まだ必要十分とは言えない状況にあることから、降雨予測（GSM、MSM等）の精度向上および予測結果公開のリアルタイム化を要望する。併せて、これらの取り組みについて、関係者の理解促進のための支援を要望する。[図. 16]

② ダム運用の高度化に対する支援について

「ハイブリッドダム」への取り組みは、水力発電による増電力量が可能となり、カーボンニュートラルに大きく寄与するものであるが、多目的ダムの機能強化策としての水力発電の有効活用策として十分な理解が進んでいないと考えられることから、実証結果を早期に公表するとともに、全国の多目的ダムや都道府県が管理する補助ダムへの適用拡大に取り組むことを要望する。

事前放流については、既に各所で開始されているが、事前放流の開始基準である基準降雨量が小さく、本来の実施目的である「治水の計画規模や河川（河道）・ダム等の施設能力を上回る洪水の発生時」に達しない降雨時でも実施しなければならない場合がある。本来の実施目的に沿って事前放流が実施されるよう開始基準値の適正化を要望する。また事前放流実施要領の協議において、ダムの構造上困難であるにもかかわらず水位低下を求められるケースもあるが、ダムの構造等、その有効度合いや個別の事情に配慮した上で、要領協議に対応するよう要望する。

事前放流後に水位が回復しなかった場合の対応として、事前放流ガイドラインでは必要な水量が確保できず、利水者に特別の負担が生じた場合に

あつては損失の補填制度を充てることができるものとしている。しかし、利水容量を活用せずに事前放流を行うダムや代替発電設備を持たないダムについては考慮されておらず、また、上流ダムで事前放流した際、下流の発電所で損失が生じるケースがあるが、その際の損失補填の取扱いが明確となっていないなど、発電事業者は発電停止による減収により経営に影響を及ぼすこととなることから、発電停止期間の損失をはじめ、事前放流に起因するすべての損失が補填されるよう損失補填制度の拡充や明確化を要望する。

なお、事前放流等の運用を行うにあたり、治水に関しては国や県の河川管理者の責任において実施して頂けるよう併せて要望する。

b) 多目的ダムへの発電参加に係る費用負担の見直し

① 多目的ダム計画変更時の対応について

多目的ダムへの参加の際は、特定多目的ダム法（以下、特ダム法）に基づき、事業者間でダム建設費および管理費を負担する必要がある（通称：アロケーション）。多目的ダム事業は建設期間が長期間となり、社会情勢の変化や設計変更により基本計画から大幅な事業費増加や工程延伸となる場合があるが、多目的ダムにおける用途別貯水容量配分の変更や参加事業者の撤退がない限り、事業費増加分は基本計画策定時の費用負担割合（通称：アロケーション率）に応じて事業者間で負担することが慣例となっており、また工程延伸に伴い効用発現時期も遅延する。このためダム事業に発電参加する事業者は、発電の収益性が著しく低下するリスクを負う。またダム事業から撤退する際にも、特定多目的ダム法施行令（以下、特ダム法施行令）に基づき、事業縮小に係る不要支出額等を負担する必要がある、これが多額となり撤退できないケースもある。これらのリスクや負担が多目的ダム事業へ発電参加をする際の大きな支障となることから、計画変更が生じないように基本計画を策定されることを要望する。

やむを得ず基本計画が変更される場合、特ダム法施行令第七条では、「基本計画で定められた多目的ダムの建設に要する費用についての負担割合は、多目的ダムの建設が完了するまでに物価の著しい変動その他重大な事情の変更により当該負担割合を変更する必要がある場合には、新たに第一条の二の規定により算定した負担割合に変更することができるものとする」（第一条の二は、「法第七条（建設費の負担）第一項の負担金の額の算出方法」とされている。事業費増加、工程延伸といった基本計画の変更は、「重大な事情の変更」に相当すると考えられることから、計画変更時に多目的ダムにより得られる効用が変わらない事業者の費用負担が著しく増加しないよう、柔軟に負担割合を見直す対応を要望する。また上記の変更が行われない場合、基本計画からある一定程度以上の計画変更時には、事業撤退の負担金を免除、低減するなどの対応も検討願いたい。[図. 17]

② 既設ダムへの発電施設新設時の対応について

既設の多目的ダムに発電施設を新設し発電参加する際は、特ダム法第二十七条に示される納付金を国に納付してダム使用権の設定を受ける（通称：バックアロケーション）が、既に各用途で運用中のダム事業に発電参加をするため、大規模な発電事業にはなり難い。中小規模の発電事業は、近年単独でも収益性が厳しい中、前述のバックアロケーションにより、発電所の収益性が一層厳しくなり、既設多目的ダムへの発電参加時の課題となる。既設ダムは建設から一定程度の期間を経ていることを鑑みると、バックアロケーションの算定に際し、経年によるダムの資産価値の低下（いわゆる減価償却）の考慮などにより、バックアロケーションの負担軽減を要望する。[図. 17]

3. 変動性再エネの急増に伴う揚水発電の評価

- a) 価値化されていない揚水発電の機能の価値化
- b) 揚水発電の維持拡大への支援
- c) 変動性再エネの導入量や系統計画の増強シナリオを踏まえた揚水発電の導入量の公表

第6次エネルギー基本計画では、電源構成に占める再エネの割合を2030年度に36～38%を実現し、更には2050年カーボンニュートラルの達成を目標としている。今後再エネの主力電源化が進んでいくが、新規に導入される電源の多くは変動性再エネである太陽光と風力（陸上・洋上）である。この方向性は、第7次エネルギー基本計画においても同様である。[図. 1]。

天候などの条件によって出力が変動する変動性再エネ電源は、慣性力・同期化力を有していないため、電源の脱落や天候の急変時などにおける送電系統全体の安定度の維持には、水力発電の持つ調整力が大きく貢献している。また電力の安定供給を維持するために、変動性再エネ電源の発電出力が需要を上回る場合には、優先給電ルールに基づき火力発電所の出力制御、揚水発電所の揚水運転、他エリアへの送電等の対策が行われる。それでも、発電出力が需要を上回る場合には、変動性再エネ電源の出力制御が行われ、さらには長期固定電源（水力、原子力等）の出力制御が行われるとされている。変動性再エネ電源の出力制御は、2018年に全国で初めて九州エリアで行われた。その後、2021年から全国展開された「ノンファーム型接続」によりさらに多くの変動性再エネ電源が系統に接続されることになった。そのため、2022年度に6エリア（累計214回）、2023年度には9エリア（累計477回）に拡大し出力制御が行われており、変動性再エネ電源導入量に対して余剰電力を吸収できる調整力が十分ではない。

変動性再エネ電源の出力制御を回避し、火力発電への依存度を低下させながら再エネ電源の割合を増やすためには、現状よりも多くの、慣性力・同期化力を有する電源であり余剰電力を吸収できる調整力をもった揚水発電の拡充が必要である。

a) 価値化されていない揚水発電の機能の価値化

揚水発電は、発電電力量（kWh 価値）と容量（kW 価値）の他、調整力（ Δ kW 価値）を提供し、送配電事業者（TSO）の系統周波数維持に活用されている。さらに、揚水発電は、慣性力、同期化力等も有しており、変動性再エネの余剰電力吸収による出力制御抑制や変動性再エネ出力変動緩和に貢献しており、再エネ拡大に寄与するとともに、再エネ主力電源化時の電力安定供給に重要な電源である。また揚水発電は需給ひっ迫時の供給力としての価値も有する。

[図. 18]

揚水発電に関する市場として容量市場(kW)、ブラックスタート機能公募、需給調整市場(ΔkW、ΔkWh)、卸電力市場(kWh)がある。現時点では市場制度化されていない揚水発電の価値として、慣性力、同期化力、電圧調整等の系統安定化に貢献する機能、余剰電力を吸収できる調整力(再エネ出力抑制の低減への貢献)等が挙げられる。さらに可変速機に関してはポンプアップ時の周波数調整機能を有しているため、調整力確保のための火力発電所の追加起動が不要になり、CO₂削減に寄与しているものの市場制度化されていない。これら揚水発電の有する価値が認められる市場制度設計を要望する。

ｂ) 揚水発電の維持拡大への支援

今後建設から60年を超過する揚水発電所が増えることから、廃止リスクの高まりが懸念される。揚水発電所維持に関する助成制度として、「揚水発電の運用高度化及び導入支援補助金」及び「水力発電の導入加速化補助金(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(既存設備有効活用事業))」があるものの、現行の制度では、適用条件、補助額、補助率において十分とは言えない。また、大型投資が伴う改修は未回収固定費が大きく需給調整市場におけるB種電源※として申請することになるが、固定費回収に上限があり、大型投資をして揚水発電所を維持するインセンティブが働いていない。[図.19]

こうした中、2023年度から容量市場の一部として開始された長期脱炭素電源オークションにおいてはリプレースも対象とされており、一定の予見性は確保されているものの、オークションの募集要件に照らすと、改修範囲が合致する地点が限定的である。またリプレースと新設案件が経済性比較により同様に扱われることから、新設案件の実施に至らないのが実態である。そのため老朽化する既設揚水発電の着実な維持に向けて、改修範囲の柔軟化を図ること、加えて新設とリプレース案件の募集枠を区別することで、今後の揚水発電の維持拡大への支援を要望する。

なお、前述の通り可変速機についてはその特長からCO₂削減に寄与するなど社会貢献度が高いにも関わらず、リプレース、新設において、定速機に比べて投資コストが必要であるため、オークションで落札できる可能性が低下する。可変速機は30年以上前に日本で開発導入されてきたが、更なる導入、拡大の停滞が懸念されることから、応札価格に加え、調整力への貢献も加味した総合評価を要望する。

※ B種電源とは、需給調整市場ガイドライン(2024年3月25日改定)における一定額水準では、固定費が回収できないものとして電力・ガス取引監視等委員会事務局との個別協議を希望する電源

c) 変動性再エネの導入量や系統計画の増強シナリオを踏まえた揚水発電の導入量の公表

今後、カーボンニュートラルに向けて変動性再エネの主電源化を進め、安定した系統運用を維持していくためには、慣性力・同期化力および大容量の調整力を有した揚水発電所の活用が必須となってくるが、新規に揚水発電所を開発するに当たっては次の課題がある。

- ・揚水発電所は建設期間が長く、建設費も嵩むため、長期の事業計画が必要であるが、今後の導入量が不透明であるため、事業計画が立てられない。
- ・揚水発電所は、大容量確保のためのハイダム建設、発電所が主に地下式となるため地下空洞の構築等、近年では施工実績の少ない土木構造物が必要となる。また、設備的には高落差・大容量となるため、一般水力で培った技術をそのまま転用することは難しく、さらには水面押し下げ装置、始動装置、可変速揚水用の二次励磁装置など揚水発電所特有の付属装置が必要となる。従って、今後揚水発電所の設計・施工に当たっては、実施経験やノウハウを確保・維持していくことが重要なるが、揚水発電所の新規建設は1999年を境に激減し、2015年を最後に行われておらず、建設経験者が減少してきている。しかしながら、今後の導入量が不透明であるため、人材を維持・育成することができず、設計・施工力を維持していくことが難しい。

これらの課題を解決していくために、変動性再エネの導入量や系統計画の増強シナリオを踏まえた揚水発電の将来必要な導入量の公表を要望する。

4. 既設発電所の持続性の確保

- a) 既設発電所のモダナイゼーションへの補助
- b) 自然災害に対するレジリエンス強化に向けた支援
- c) 既存ダムを持続的な活用の観点からの堆砂対策への支援

a) 既設発電所のモダナイゼーションへの補助

前述の通り、既設水力発電所は運転開始から 60 年を越えるものが約 7 割を占めており、これらの水力発電所が将来にわたり安定した再生可能エネルギーとして一定の役割を果たしていくためには、時代の動向に応じた設備のモダナイゼーションを推進し、持続的な維持管理が必須となる。[図. 6]

技術の発展と将来の懸念される担い手不足を含めた水力発電を取り巻く状況を注視するとともに、新たな補助事業として発電所の省力化・集約化に向けた取り組みや市場取引への対応等を踏まえた「遠隔監視制御システムの改造費の補助」の新設、継続的に技術継承するための環境整備として、AI 等を活用した現場作業支援や異常検知精度の向上等が期待される IT・IoT 技術等の新技術の導入 (DX 化)、山間部等の僻地における通信環境整備に必要な通信線・電源線敷設、衛星基地局整備の支援を要望する。合わせて 2023 年度から始まったスマート保安実証支援事業の交付要件の緩和及び長期継続要望する。さらには水力発電所の長期停止や廃止にもつながりかねない事故や故障を未然に防ぐ健全性評価技術の導入や研究開発等について新たな支援制度を要望する。

b) 自然災害に対するレジリエンス強化に向けた支援

昨今、異常気象によるゲリラ豪雨、梅雨前線や台風、大規模豪雨による急増水・斜面崩壊、堤防決壊等甚大な被害をもたらす災害が多発している。

水力発電所は、その特性上山間部に多く造られ、取水ダムから発電所まで設備構成も広く山間部にあることで、土砂災害警戒区域などに設備が存在することも少なくなく、自然災害を受けやすい環境にある。また、近年はより強度の強い雨ほど発生回数の増加率が大きくなっており、土砂災害の発生回数も直近 10 年の平均発生件数は、統計開始以降の平均発生件数に対して約 1.3 倍に増加している。[図. 20]

発電事業者は、水力発電所を保有する上で自然災害へのリスクをある程度許容し、被害を未然に防ぐための対策費用、被災時の復旧費用・補償費用、発電所停止に伴う収益減などを負担してきたが、異常気象が頻発しそれに伴う災害も甚大化しており、その負担額も増加の一途である。

このような状況が今後も継続し、異常気象による被災により発電事業者が負担する費用が大きくなれば、発電原価増となり発電事業が成り立たず、水

力発電から撤退する事業者も想定される。

既存の制度では「水力発電の導入加速化補助金（既存設備有効活用支援事業）」があるが、FIT・FIPの認定設備は対象外であり、既存設備の増出力・増電力量を図る設備更新または改造がなければ、災害等での長期停止や災害対策に対する項目は適用できない。また、年度当初に補助金を申請する必要があるなど、設備復旧費用削減に加えて発電所停止による減電を極力少なくしたい事業者のニーズに対応しておらず、使用しにくい構成となっている。

日本のエネルギー基盤となる水力発電量が減少する事態は避けなくてはならず、今後も新しい水力発電所地点の開発を進めていく為にも発電所被災時の支援策である「水力発電の導入加速化補助金（既存設備有効活用支援事業）」の適用範囲拡大と「災害防止のための対策費用支援」を要望する。

c) 既存ダムを持続的な活用の観点からの堆砂対策への支援

我が国の多くのダムにおいて堆砂が進行しており、国土交通省調査をもとにすると令和4年度末時点で、全国平均の堆砂率（堆砂量/総貯水容量）は全体平均で約13%、治水等多目的の568ダムでは平均で約7%、利水の627ダムでは平均で約19%となっている。[図. 21]

堆砂の進行により、発電への影響としてダム運用水位制限や取水制限、有効貯水容量の減少により、発電電力量が減少し、ダム本来の発電ポテンシャルを有効に活用できなくなっている事例が見られ、2050年カーボンニュートラルを目指すために発電電力量を増加させる必要がある中、現状の発電電力量を維持することにも困難が生じている。さらに今後予想される気候変動、集中豪雨による流域からの土砂生産量増加も懸念され、長期濁水等への対応のために発電電力量の減少にも繋がる。また堆砂の進行により、近年利水ダムに求められる事前放流による治水効果低減の懸念、ダム上流域では河床上昇による洪水時の浸水被害増大の治水上の懸念、ダム下流域では土砂供給減少による河床低下や海岸浸食等の国土保全上の問題も生じている。このように、利水と治水の両面で既存ダムの持続的な有効活用のために、堆砂問題は重要な課題である。

主な堆砂対策としては、土砂流入抑制（貯砂ダム、掘削、治山等）、土砂流下（排砂（排砂バイパス、排砂ゲート）等）、土砂排除（掘削、浚渫等）に分類されるが、いずれも設備投資や、維持管理費用等が必要となる。一般に設備投資は高額となるため、土砂排除等の維持管理による対応が多く、抜本的な解決には至っていない事例が多い。土砂排除の対策では、土砂処分先の確保がこの先限界を迎えることが予想されるため、置き土等による下流還元の促進が有効な方策と考えられるが、流域関係者との合意形成が困難な場合もある。

また、堆砂による問題を解決するために、土砂供給元となる上流域、土砂の流下先である下流域、さらに、排除した土砂の処分先や活用先の確保等、各ダムを所有する事業者単独ではなく、流域の様々な関係者と合意形成を図

りながら総合的な土砂管理に取り組む必要がある。

こうしたことから、既存ダムを利水と治水の両面で持続的に活用できるようにダムへの流入土砂量低減のための治山および砂防事業の検討、堆砂対策の実施のための補助金等による経済的支援、浚渫に係る土砂採取料の減免や法申請手続きの簡素化、浚渫土砂の譲渡等に係る規制の緩和、国や自治体主体での土砂の処分先確保や活用先とのマッチング、堆砂対策に対する河川管理者主体の流域の理解促進、振興策支援を要望する。

5. 地域との共生関係構築に資する理解醸成策の拡充

- a) 電源立地地域対策交付金の交付要件緩和
- b) 立地地域が水力発電からの恩恵を感じ易くするための取り組み
- c) 地域も積極的に参画できるような水力発電の導入について

a) 電源立地地域対策交付金の交付要件緩和

水力発電の開発に当たっては、用地の確保や環境面への影響等、立地地域特有の負担があり、立地地域の地元都道府県、市町村及び漁業関係者などの理解と協力を得ることが重要である。また、建設後数十年にわたって発電が継続するため、発電所の維持管理に関しても地域住民及び地元協力会社の信頼と協力が不可欠である。このため、立地地域に対する間接的な負担還元方策として、電源立地に関する助成制度の意義は非常に大きい。

現在、電源立地に関する助成制度として、電源三法に基づく「電源立地地域対策交付金」が地元市町村に交付されており、地域住民の利便性向上や地域の活性化を目的とした事業の支援を通して、発電所と地域の良い共生関係の維持に貢献してきた。このうち、水力発電に係るものは、「電源立地等初期対策交付金相当部分」、「電源立地促進対策交付金相当部分」及び「水力発電施設周辺地域交付金相当部分」であるが、これらの交付金は、主に電力需給上、重要な電源である大規模新規水力開発や複数の発電所が所在する立地地域などが交付対象になっている。[図. 22] [図. 23] [図. 24]

しかしながら、新規に地点を開発する場合、中小水力発電であっても、開発初期段階における現地調査から建設工事に至るまでの過程は出力 3 万 kW 以上の大規模水力発電と同様であり、既設発電所の設備更新を行う場合であっても、更新工事に伴う立地地域への影響は決して小さいとは言えず、地元の理解醸成を図ることが重要である。また、近年は 1,000kW 未満の小水力発電の開発や出力増加を伴う既設発電所の更新工事が増加しているものの、交付対象外であるため、立地地域が水力発電の恩恵を感じ難い状況になっている。

さらに、運転開始後 15 年以上経過した設備を対象とした「水力発電施設周辺地域交付金相当部分」については、2021 年度から 10 年間の交付期間の延長が決定したが、当交付金が立地市町村の地域振興に重要な役割を果たしていることに鑑み、発電所の稼働期間中は交付を受けることを可能とすることが望まれる。

このことから、電源立地地域対策交付金（水力関連）について、中小水力発電の導入が進むよう、以下に示す交付要件等の緩和を行い、立地地域の所在市町村との共生関係を支援することを要望する。

① 電源立地等初期対策交付金相当部分

緩和箇所	現 行	緩和案
交付対象	以下の条件のどちらかを満たす水力発電施設が設置される都道府県又は市町村 ①出力 35 万 kW 以上 ②重要電源開発地点・重要電源促進地点に指定	以下の条件を満たす水力発電施設が設置される都道府県又は市町村 ①出力 1 万 kW 以上※

※「重要電源開発地点の指定に関する規程（平成 17 年 2 月 18 日 経済産業省告示第 31 号）」に記載された水力発電施設の対象電源要件のうち、出力に係る要件。

② 電源立地促進対策交付金相当部分

緩和箇所	現 行	緩和案
交付対象	以下の条件を満たす水力発電施設が設置される市町村 ①出力 1,000kW 以上 (設備更新による出力増分：対象外)	以下の条件を満たす水力発電施設が設置される市町村 ①すべての出力を対象化 (設備更新による出力増分：対象)

③ 水力発電施設周辺地域交付金相当部分

緩和箇所	現 行	緩和案
交付対象	以下の条件をすべて満たす水力発電施設が設置されている市町村 ①運転開始後、15 年以上経過 ②評価出力の合計が 1,000kW 以上 ③基準発電電力量の合計が 500 万 kWh 以上の水力発電所	以下の条件をすべて満たす水力発電施設が設置されている市町村 ①運転開始後、15 年以上経過 ②評価出力の合計が 1,000kW 以上
交付期間	運転開始後 15 年経過以降から 7 年間（要件該当により、最大 50 年の交付を受けることが可能）	運転開始後 15 年経過以降から 7 年間（要件該当により、発電所の稼働期間中は交付を受けることが可能）

b) 立地地域が水力発電からの恩恵を感じ易くするための取り組み

水力開発の促進及び円滑な事業運営を図るためには、立地市町村や地域住民などに水力発電からの恩恵を実感してもらい、地元理解を深めることが必要不可欠である。一方、一級河川及び二級河川の流水占用料は都道府県の一般財源としての収入になっている※ことから、立地市町村が水力発電からの恩恵を感じ難い制度となっている。

そこで、立地市町村が水力発電からの恩恵を目に見えて分かるように、流水占用料の使途を明確化することを要望する。

また、再生可能エネルギーへの期待も高まる中、国として、水力発電所が果たす役割とともに、地域振興など立地地域に貢献している事例等を分かりやすく広報する等、周知を図ることを要望する。

※ 北海道については、河川法第九十六条（道の特例）及び施行令第四十三条（流水占用料等の帰属等の特例）に記載のとおり、流水占用料の一部が国の収入となっている。

c) 地域も積極的に参画できるような水力発電の導入

国を挙げて脱炭素化に取り組んでいる中、地域が主体となった水力発電の活用には大きな意義があるものの、地域には未利用エネルギーが残されたままとなっており有効活用が図られていない。

そこで、地域が主体となった水力発電の価値や開発ポテンシャルに対する理解を促進するため、国や自治体、民間企業、団体等の参画による、国を挙げた推進体制の構築を要望する。あわせて、国の基本政策・基本計画における水力発電の位置付けの明確化を要望する。

参考資料一覧

[図. 1] 電力需給構造における再生可能エネルギーの位置付け	25
[図. 2] 水力発電の開発・利用促進に係るアンケート調査概要	27
[図. 3] FIT 調達価格・FIP 基準価格の推移	28
[図. 4] 「新設区分」における FIT・FIP 認定設備の内訳	29
[図. 5] 「新設区分」における工事内容の違い	30
[図. 6] 水力発電所の経年とコスト構造の特徴	31
[図. 7] FIT・FIP の調達・交付期間の適正化	32
[図. 8] 長期脱炭素電源オークションの概要	33
[図. 9] 我が国の包蔵水力と水力発電のポテンシャル	34
[図. 10] FIT・FIP 制度による中小水力導入目標と実績	35
[図. 11] 水力発電の導入促進のための補助制度	36
[図. 12] 環境影響評価法に係る許認可手続きの迅速化	37
[図. 13] 自然公園法に係る許認可手続きにおける審査基準の簡素化・迅速化	39
[図. 14] 森林法に係る許認可手続きの簡素化・迅速化	40
[図. 15] ハイブリッドダムについて	41
[図. 16] 気象に関する数値予報モデルについて	42
[図. 17] 多目的ダムへの発電参加に係る費用負担の見直し	43
[図. 18] 水力発電の出力調整能力・揚水発電の系統への貢献	44
[図. 19] 揚水発電所の運転開始年代と経過年数について	46
[図. 20] 近年の自然災害について	47
[図. 21] 堆砂の進行状況について	48
[図. 22] 電源立地等初期対策交付金相当部分の助成内容	49
[図. 23] 電源立地促進対策交付金相当部分の助成内容	50
[図. 24] 水力発電施設周辺地域交付金相当部分の助成内容	51
[図. 25] 未開発地点開発可能性調査の評価【試算】	52

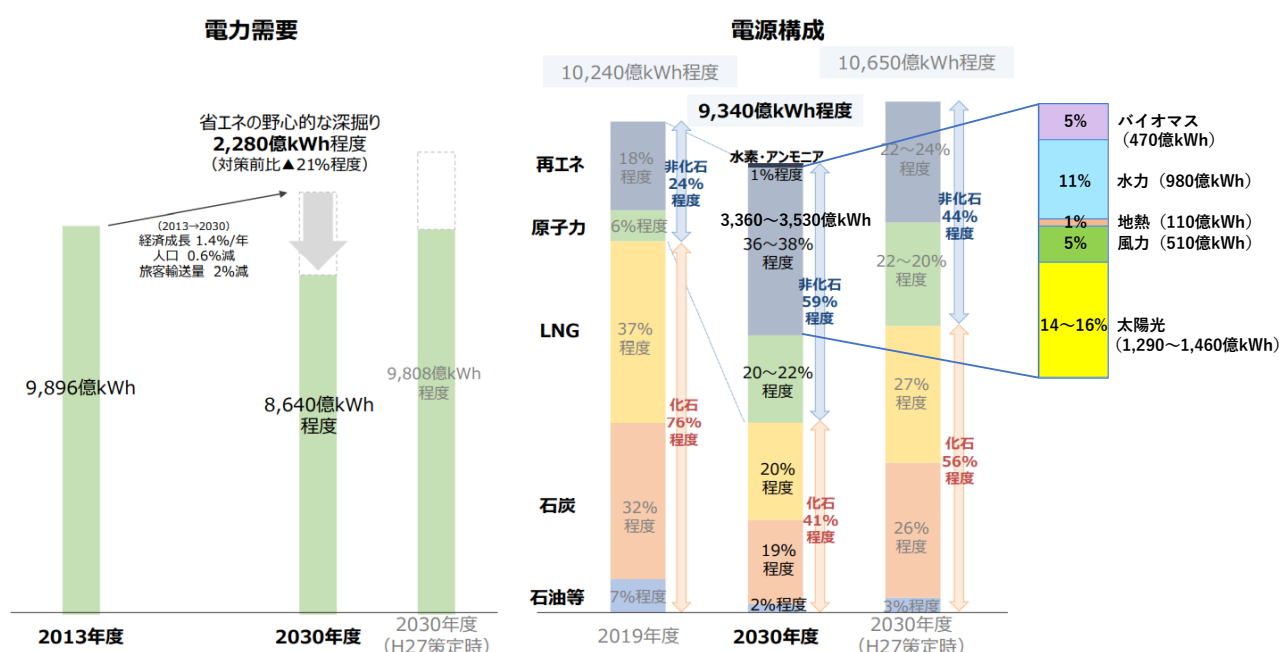
2030年度の電力需給構造における再生可能エネルギーの位置付け

○ 2021年に示された第6次エネルギー基本計画の「2030年度におけるエネルギー需給の見通し(エネルギーミックス)」では、2030年度の電力需給構造として、再生可能エネルギーは国民負担の抑制と再生可能エネルギーの導入拡大の両立を基本方針としている。水力発電については、電力量980億kWh、発電出力50.7GW、そのうち中小水力については10.4GWの極めて高い導入目標が示されている。

○ 2030年度のエネルギーミックス(電源構成)における再生可能エネルギーの考え方

- ・地域と共生する形での適地確保や事業実施、コスト低減、系統制約の克服、規制の合理化、研究開発などを着実に進め、電力システム全体での安定供給を確保しつつ、導入拡大を図っていく。
- ・発電コストが国際水準と比較し依然高い状況にある。また、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、再生可能エネルギー賦課金は2021年度には2.7兆円に達すると想定されるなど、今後、国民負担の抑制と導入拡大を両立させる必要がある。このため、コストを他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していく。
- ・再生可能エネルギーのポテンシャルが大きい地域と大規模消費地を結ぶ系統容量の確保や、太陽光や風力といった自然変動電源の出力変動への対応、電源脱落等の緊急時における系統の安定性の維持といった系統制約の克服も非常に重要であり、最大限取り組んでいく。

2030年度の電力需給構造



〔出典：第6次エネルギー基本計画（経済産業省、2021年10月）〕

〔出典：2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）（経済産業省、2021年10月）〕

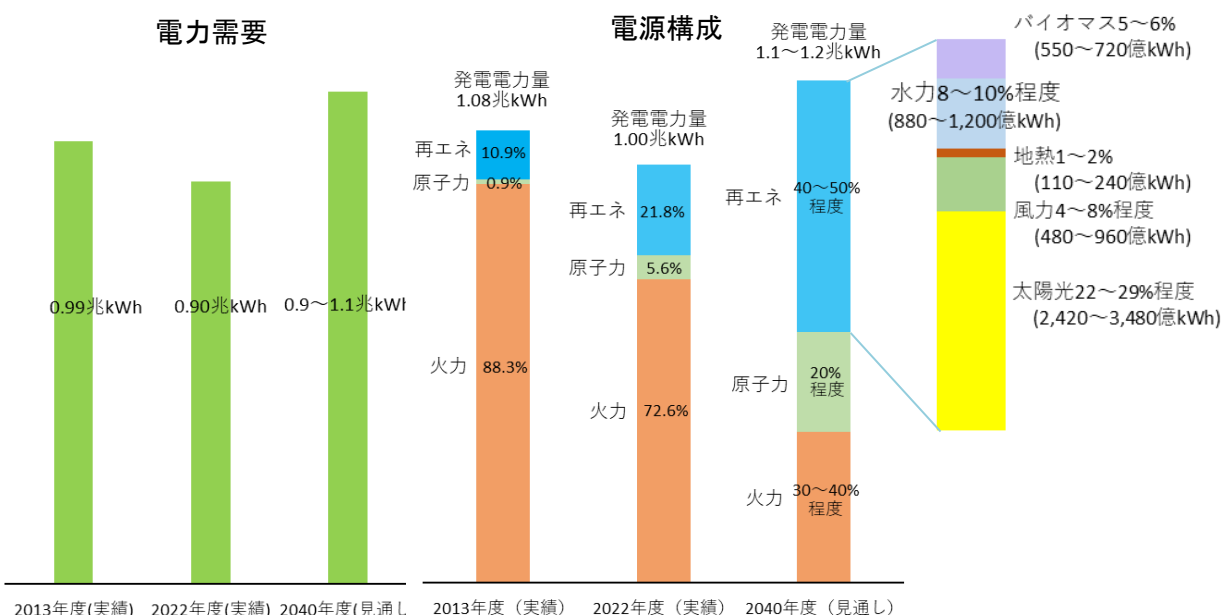
2040年度の電力需給構造における再生可能エネルギーの位置付け —第7次エネルギー基本計画より抜粋—

- 2025年2月に示された第7次エネルギー基本計画では、S+3E(安定性、安定供給、経済効率性、環境適合性)を大前提に、電力部門の脱炭素化に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促すこととしている。
- 「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」では、水力発電について、発電電力量880億～1,200億kWhのより高い導入目標が示されている。

○ 第7次エネルギー基本計画(抜粋)

- ・水力発電の開発リスクの低減や適切な再投資・維持・管理を通じた活用の促進に向けて、長期脱炭素電源オークションを含む容量市場やFIT・FIP制度等を通じて水力発電への電源投資を促進する。
- ・中小水力発電の導入検討段階等で必要となる流量調査や地元理解の促進等を支援する。中小水力発電の隠れた開発ポテンシャルを明らかにするため、全国水系における開発可能な地点の広域的な調査や、自治体主導のもとでの開発地点候補の詳細調査・案件形成等を推進する。
- ・水力エネルギーを最大限活用するため、「流域総合水管理」の考え方も踏まえつつ、ダム・導水路等のインフラを所管する関係省庁と連携し、治水機能の強化と水力発電の促進を両立させるハイブリッドダムの取組として、ダムの運用の高度化、既設ダムの発電施設の新増設、ダム改造・多目的ダムの建設を推進し、発電量の増加を図る。また、電力ダムも含めた複数ダムの連系、既存設備のリプレースによる最適化・高効率化、発電利用されていない既存ダムへの発電設備の設置等を推進する。
- ・揚水発電は、再生可能エネルギー等の電力を蓄電し、需要ピーク時などに電力供給できるほか、短い応動時間で周波数変動を調整できる電源として、重要性が増している。今後も、引き続き、既存設備の採算性向上に向けた設備投資促進、新規開発に向けた導入可能性調査等を進め、より一層新規投資を促していく。

2040年度におけるエネルギー需給の見通し



〔「エネルギー基本計画の概要(経済産業省、2025年2月)、第68回基本政策分科会(2024年12月25日)資料2 2040年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)」を基に水力委員会にて作成〕

水力発電所の開発・利用促進に係るアンケート調査概要

2023年10月、下記の発電事業者に対し、「水力発電所の開発および利用促進における阻害要因と支援要望」に係るアンケート調査を行った。

(1) 調査対象

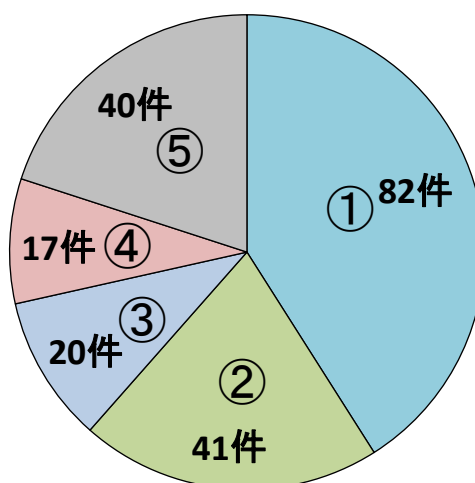
- 1.電気事業連合会(会員)
- 2.公営電気経営者会議(会員)
- 3.水力発電事業懇話会(会員)
- 4.大口自家発電施設者懇話会(会員)

(2) 調査項目

- ①新規水力地点開発やリプレイスに向けた要望
- ②ダム運用に関する要望
- ③自然災害の復旧や対策についての要望
- ④揚水発電の維持・拡大についての要望
- ⑤その他水力発電所に係る課題や要望事項

調査の結果、①新規地点およびリプレイスに向けた要望が最多(82/200件)、次いで②ダムの運用改善への要望が多かった(41/200件)。

水力発電所の開発・利用促進に係るアンケート調査の結果



〔水力発電所の開発および利用促進における阻害要因と支援要望に係るアンケート調査結果
(水力委員会作業部会、2023年10月) を基に水力委員会にて作成〕

FIT調達価格・FIP基準価格の推移

○FIT・FIP制度導入以降、FIT調達価格・FIP基準価格は低下している。

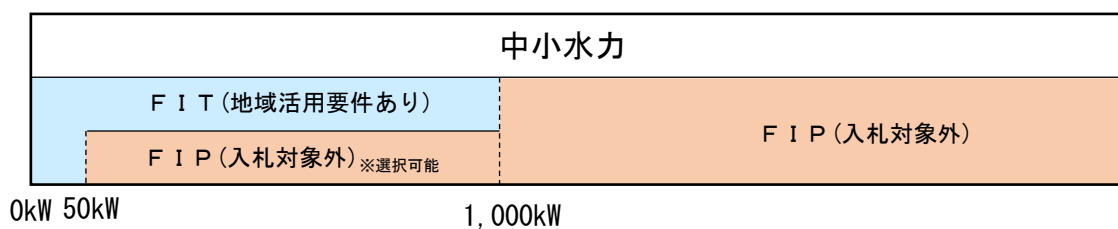
FIT調達価格・FIP基準価格の推移

	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000kW以上 5,000kW未満	5,000kW以上 30,000kW未満
2021年度	34円 (25円)	29円 (21円)	27円 (15円)	20円 (12円)
2022年度	↓	↓	↓	↓
2023年度	↓	↓	↓	16円 (9円)
2024年度	↓	↓	↓	↓
2025年度	↓	↓	23円 (14円)	↓
2026年度	↓	↓	↓(案)	↓(案)

()内は既設導水路活用型水力

FIP制度導入以降、1,000kW以上中小水力はFIP認定のみが認められる。

FIT・FIPの対象

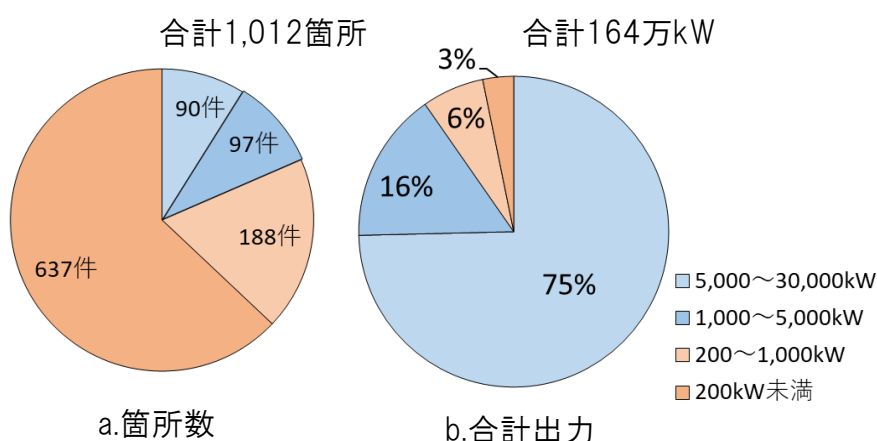


〔出典：FIT・FIP制度ガイドブック 2024年度〕

「新設区分」におけるFIT・FIP認定設備の内訳

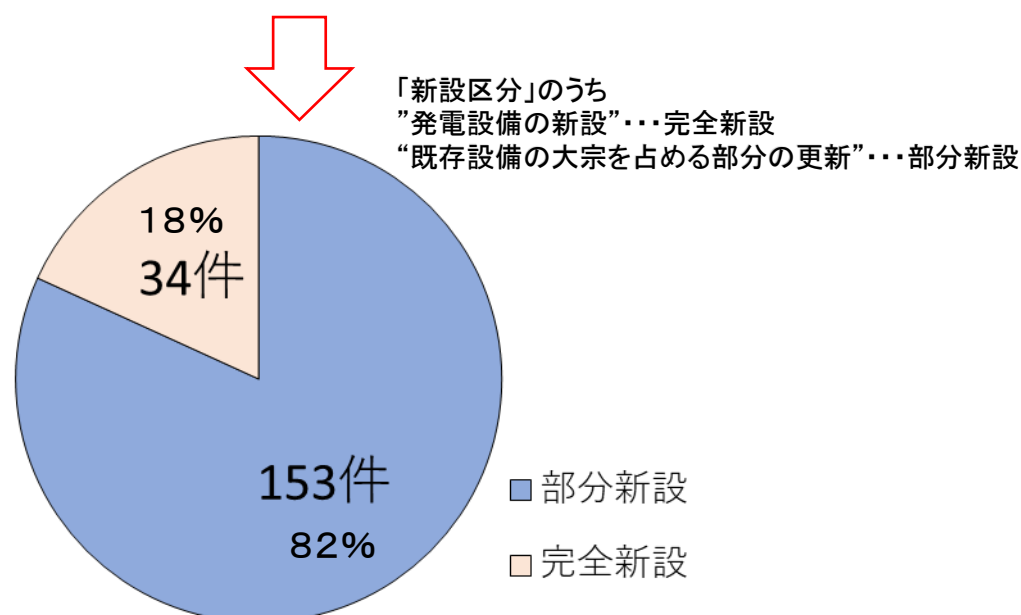
○FIT制度導入後に認定を受けた「新設区分」の水力発電所においては「完全新設」はわずかであり「部分新設」に該当する発電所が殆どである。

出力区分	箇所数	合計出力
5,000～30,000kW	90件	122万kW
1,000～5,000kW	97件	26万kW
200～1,000kW	188件	11万kW
200kW未満	637件	5万kW



FIT・FIP認定水力発電所の出力区分別の箇所数と合計出力※1

FIT・FIP認定された全発電所(1,012箇所)の合計出力のうち、1,000kW以上の発電所の割合が、91%となり大半を占めている。



完全新設と部分新設の割合(1,000kW以上)※1

※1「事業計画認定情報 公表用ウェブサイト(2024.6時点)」に公表されているデータを基に水力委員会で調査し作成。固定価格買取制度開始以前に運開しFIT認定設備に移行した発電所除く。

「新設区分」における工事内容の違い

○水力発電所「新設区分」でFIT・FIP制度の認定申請をする際、「完全新設」と「部分新設」では工事の内容や範囲が異なり、「完全新設」は「部分新設」に比べて資本費が高額となる。

「新設区分」における工事内容の違い※1

対象設備等	「完全新設」の場合	「部分新設」の場合	備考
水車	新設	新設	
発電機	新設	新設	
その他電気設備	新設	新設	
水圧管路	新設	新設	※2
取水設備(ダム等)	新設	改修で可	※3
導水路	新設	改修で可	※4
沈砂池	新設	改修で可	※4
水槽・ヘッドタンク	新設	改修で可	※4
放水路	新設	改修で可	※4
建屋	新設	既設流用可能	※5
用地	新規取得	取得済	※5
系統連系設備	新設	既設流用可能	※6

※1 表は「固定価格買取制度における既設の水力発電設備の更新に係る認定の考え方について(2017.3.31資源エネルギー庁)」の内容に基づき、一般的な水路式発電所に当てはめて作成したものである。

※2 「部分新設」の場合には固定台、小支台は流用可。

※3 「部分新設」の場合、新設が現実的に困難である場合は工事内容を発電の継続に必要な補修に留めるもので可。

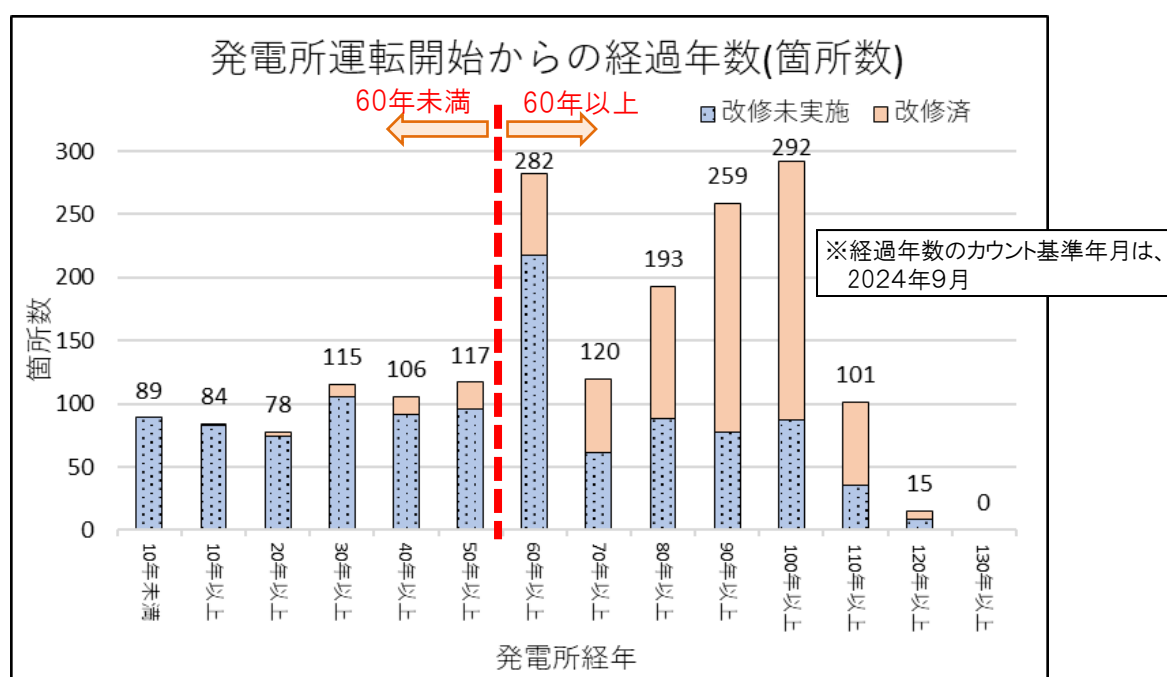
※4 「部分新設」の場合、一定延長以上の改修工事で可。農業用水等、発電以外の用途にも利用されている設備部分については更新対象外。水力発電所新設工事に占める導水路工事費の負担は大きい。

※5 固定価格買取制度の対象外

※6 新設水力地点は山間奥地にあり、「完全新設」では系統連系費用が高額になるケースが多い。

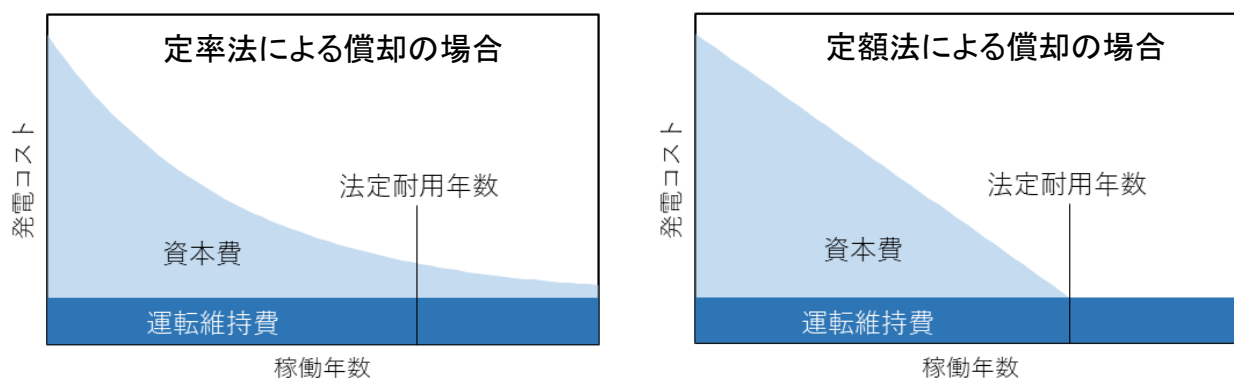
水力発電所の経年とコスト構造の特徴

- 水力発電所は長期間の運転実績があり、設置後60年以上の発電所が68%を占める。
- 重い初期投資の負担に比べて、燃料費が不要で変動費のウェイトが低いことから、長期安定的に運転を行うことにより、発電コストが低減し経済性を発揮することが可能である。



[各主要発電事業者への聞き取りを基に水力委員会にて作成]

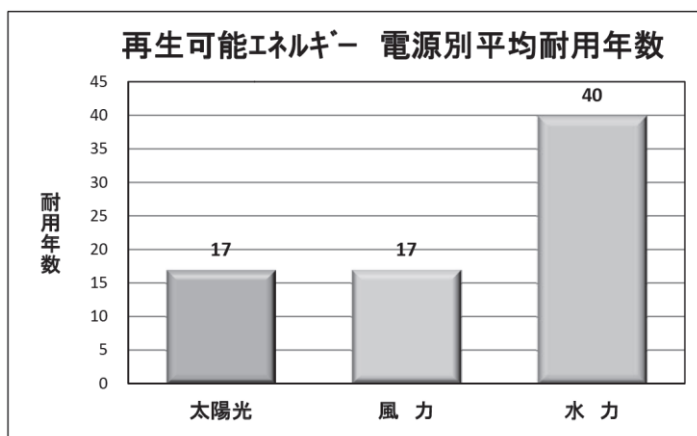
水力発電の発電コストの経年推移イメージ



水力発電の発電コストは、資本費の割合が大きく燃料は不要という特徴的な構造を有する。このため、初期コストは高いものの、減価償却が進むにつれて費用が低下し、長期的には低廉な電力供給が可能となる。

FIT・FIPの調達・交付期間の適正化

○平均耐用年数は水力発電が約40年であり、太陽光・風力発電に比べて長い。



〔出典：「水力発電の全量買取制度に対する要望」（公営電気経営者会議、2012. 4）〕

○水力設備における法定耐用年数は下記の通りである。

項	目	節	耐用年数
建物	鉄筋コンクリート造	発電所用建物	38年
構築物（水路）	えん堤 等		57年
構築物（貯水池または調整池）	えん堤 等		57年
機械装置	水車 等		22年

○「水力発電所主要設備の改修指針」（水力発電所機器専門委員会）の調査結果から主要機器の一般的な使用期間（使用期限ではない）は以下とされている。

機器種類	機器の使用期間 ※1
ケーシング（曲管）	72年
上下カバー（ハウジング）	68年
ランナ	36年
入口弁	49年
固定子	38年
回転子	43年

※1 電気協同研究第59巻第3号「水力発電所主要設備の改修指針（2003年発行）」を基に算出した機器の更新時経年の平均値

○FIT・FIP制度による調達・交付期間は下記の法令をもとに、各電源および出力ごとに定められている。水力発電においては調達期間が20年間となっている。

関 連 法 規

○再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法

〔 第二条の三 5 〕

交付期間は、交付対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるものとする。

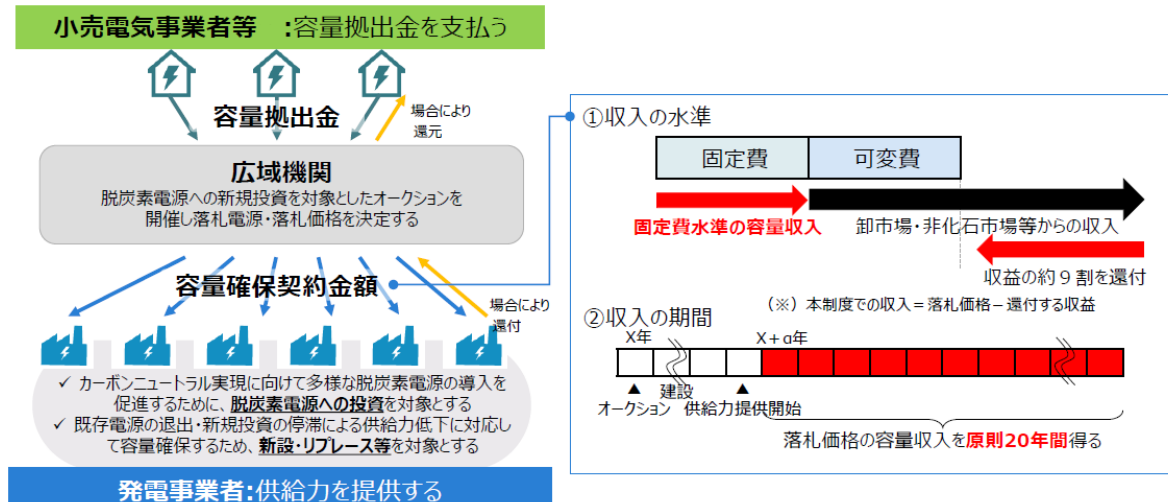
〔 第三条 6 〕

調達期間は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるものとする。

長期脱炭素電源オークションの概要

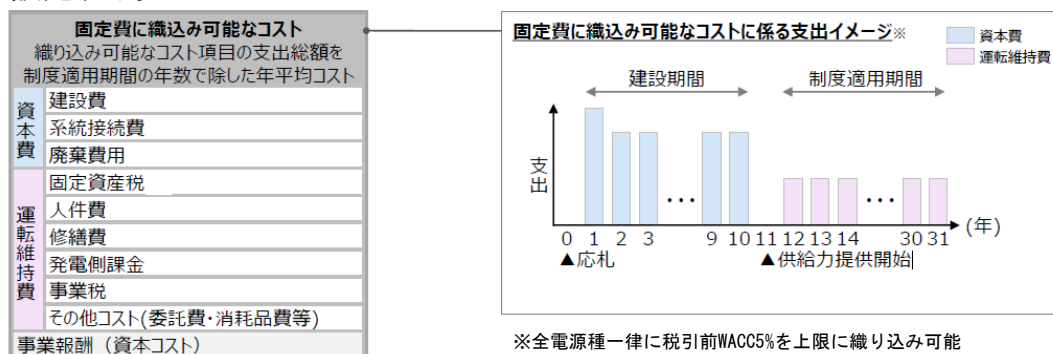
○長期脱炭素電源オークションは容量市場の一部として開設され、原則20年間の脱炭素電源による供給力の確保を目的とし、新設またはリブレース等の新規投資される脱炭素電源を対象としたオークション制度である。

○発電事業者が得る容量確保契約金額は、小売電気事業者等の容量拠出金から支払われる。



〔出典：長期脱炭素電源オークションの概要について（電力広域的運営推進機関、2024年度実施分）〕

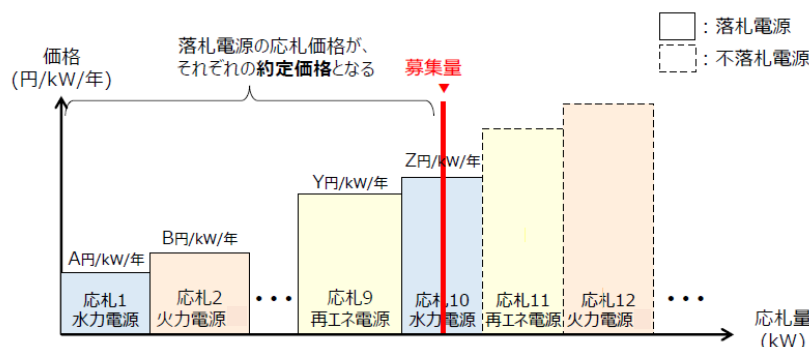
○長期脱炭素電源オークションは、初期投資額を含む固定費水準の投資回収の予見性を確保するものであり、資本費、運転維持費、事業報酬(資本コスト※)から応札価格(円/kW/年)を参加者が設定する。



〔出典：長期脱炭素電源オークションの概要について（電力広域的運営推進機関、2024年度実施分）〕

○長期脱炭素電源オークションは、マルチプライス方式であり、原則電源種混合で応札価格の低い順に電源が落札される。

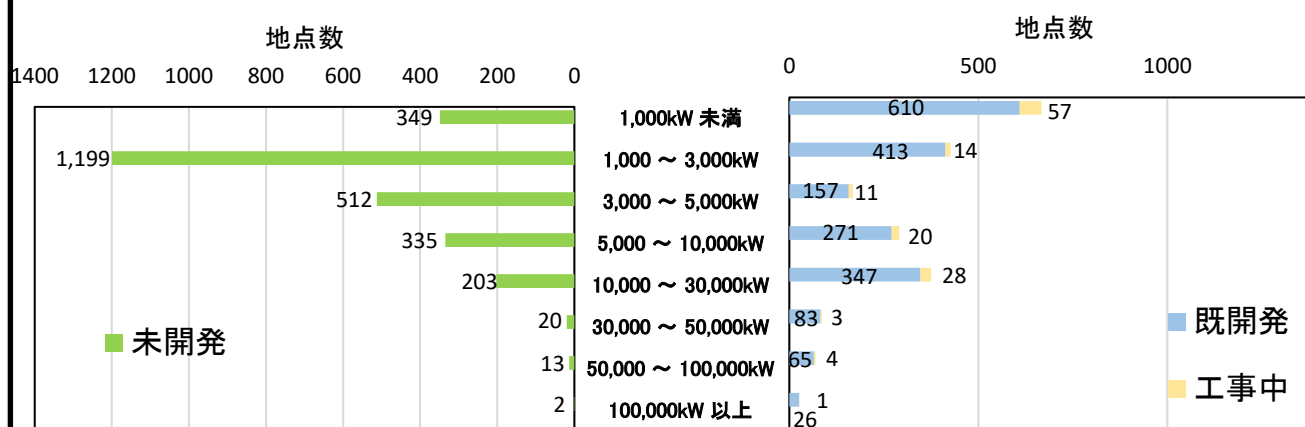
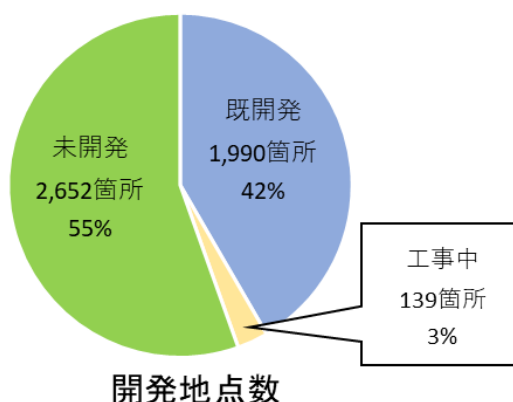
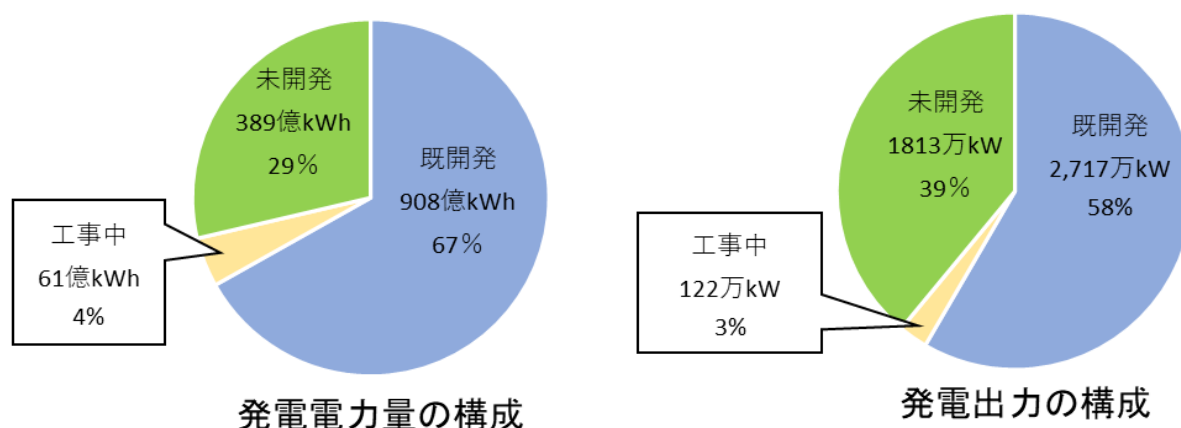
【マルチプライス方式における約定イメージ】



〔出典：長期脱炭素電源オークションの概要について（電力広域的運営推進機関、2024年度実施分）〕

我が国の包蔵水力と水力発電のポテンシャル

- 我が国の包蔵水力のうち、出力及び電力量ベースで6～7割程度、地点数で約5割が開発済みとなっている。
- 水力発電の未開発地点は約2,400地点存在し、30,000kW未満の地点数が多く、特に3,000kW未満が約1,500地点ある。開発地点の奥地化・出力の小規模化が進んでいる。



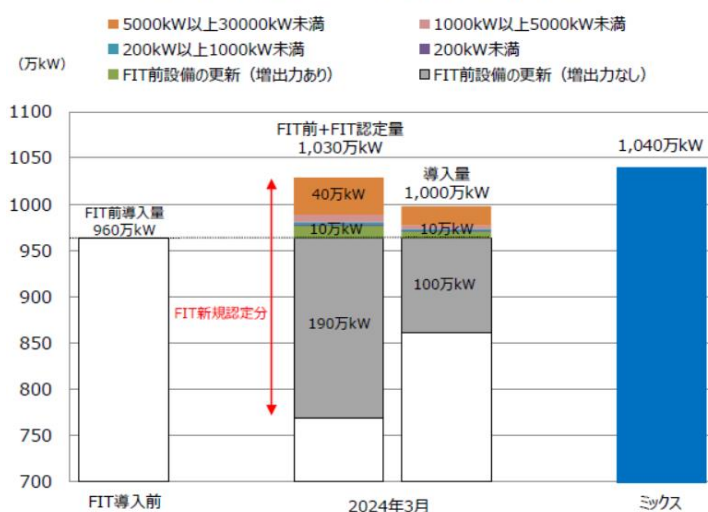
出力別包蔵水力(一般水力)(地点数)

〔「資源エネルギー庁 包蔵水力(2023年3月31日現在)」を基に水力委員会にて作成〕

FIT・FIP制度による中小水力導入目標と実績

○2024年3月末時点のFIT・FIP導入量は2012年以降40万kWである一方、エネルギーミックス(2030年度)の水力導入目標(1,040万kW)を達成するには更に40万kW程度の開発が必要とされている。

＜中小水力発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

＜中小水力発電（新設）のコスト動向＞

機械的・簡易的に 計算したLCOE	-200	200 - 1000	1000 - 5000	5000 - 30000
0円/kWh～10円/kWh	0件	0件	3件	21件
10円/kWh～15円/kWh	0件	1件	8件	4件
15円/kWh～20円/kWh	3件	7件	5件	4件
20円/kWh～25円/kWh	23件	22件	4件	1件
25円/kWh～30円/kWh	44件	11件	1件	2件
30円/kWh～35円/kWh	38件	18件	2件	0件
35円/kWh～40円/kWh	32件	9件	0件	0件
40円/kWh～	212件	31件	0件	0件
合計	352件	99件	23件	32件
調達/基準価格 (参考)	34円 /kWh	29円 /kWh	23円 /kWh	16円 /kWh

〔出典：中小水力発電について（第98回調達価格等算定委員会、2024年11月）〕

新設の出力と資本費(円/kW)の関係

	平均值 (万円/kw)	中央値 (万円/kw)	想定値 (万円/kw)
200kw未満	177	176	100
200～1,000kw未満	122	108	80
1,000～5,000kw未満	90	83	93
5,000～30,000kw未満	52	39	51

〔出典：中小水力発電について（第98回調達価格等算定委員会、2024年11月）〕

水力発電の導入促進のための補助制度

- 水力発電については、2016年度より事業性評価等支援事業、地域理解促進等関連事業、設備更新等事業、実証モデル事業が、2021年度より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、水力発電の地域における共生促進等を図る事業、既存設備有効活用支援事業の各種補助制度が開始されている。

水力発電の導入促進のための各種補助制度の地点数と導入出力見込み(8カ年合計)

(1) 2016(平成28)年度～2020(令和2)年度 補助事業(終了事業)

	地点数	出力(kW)	電力量(MWh)
水力発電事業性評価等支援事業	122	56,900	299,100
地域理解促進等関連事業	9	27,656	153,762
水力発電設備更新等事業	77	25,672	203,230
水力発電実証モデル事業	3	200	970

(2) 2021(令和3)年度～2024(令和6)年度 補助事業※1

○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

新設及びリプレースする水力発電所が対象（出力要件：20kW以上、30,000kW未満）

- ・ 水力発電事業性評価事業（補助率：1/2以内）
- ・ 地方公共団体が行う水力発電事業性評価・公募事業（補助率：補助対象経費に対して定額(10/10)）

地点数	出力(kW)
61	27,126

○水力発電の地域における共生促進等を図る事業

新設及びリプレースする水力発電所が対象（出力要件：20kW以上、30,000kW未満）（補助率：1/2以内）

地点数	出力(kW)
6	5,854

○既存設備有効活用支援事業

調査事業：設備更新・改造又は余力による増出力又は増電力量の可能性を調査する事業（補助率：2/3以内）

工事等事業：増出力又は増電力量を図る設備更新又は改造を行う事業（補助率：1/4以内）

	地点数	出力(kW)	電力量(MWh)
調査事業	8	—	—
工事等事業	5	10,200※2	22,142※2

※1 記載している補助率は一般的な条件での値を示す（条件次第で補助率の変動あり）

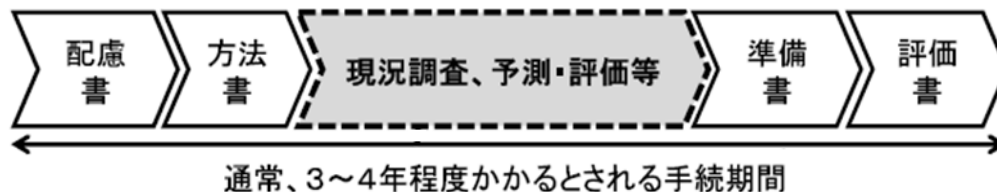
※2 出力及び電力量は増分値を示す

〔水力発電の導入促進のための事業費補助金及び水力発電の導入加速化補助金（新エネルギー財団、2024年4月時点）を基に水力委員会にて作成〕

環境影響評価法に係る許認可手続きの迅速化

現 状

- 環境影響評価法に基づく環境アセスメントの審査には、通常3～4年程度を要しており、再生可能エネルギーの導入を加速化するためには、環境アセスメントの迅速化が求められている。



〔出典：環境アセスメント迅速化手法のガイドー前倒環境調査の方法論を中心にー（NEDO、2018年3月）〕

関 連 法 規

環境影響評価法

○第1条(目的)

土地の形状の変更、工作物の新設等の事業を行う事業者が(中略)環境影響評価が適切かつ円滑に行われるための手続その他所要の事項を定め、その手続等によって行われた環境影響評価の結果を(中略)その事業に係る環境の保全について適正な配慮がなされることを(中略)目的とする。

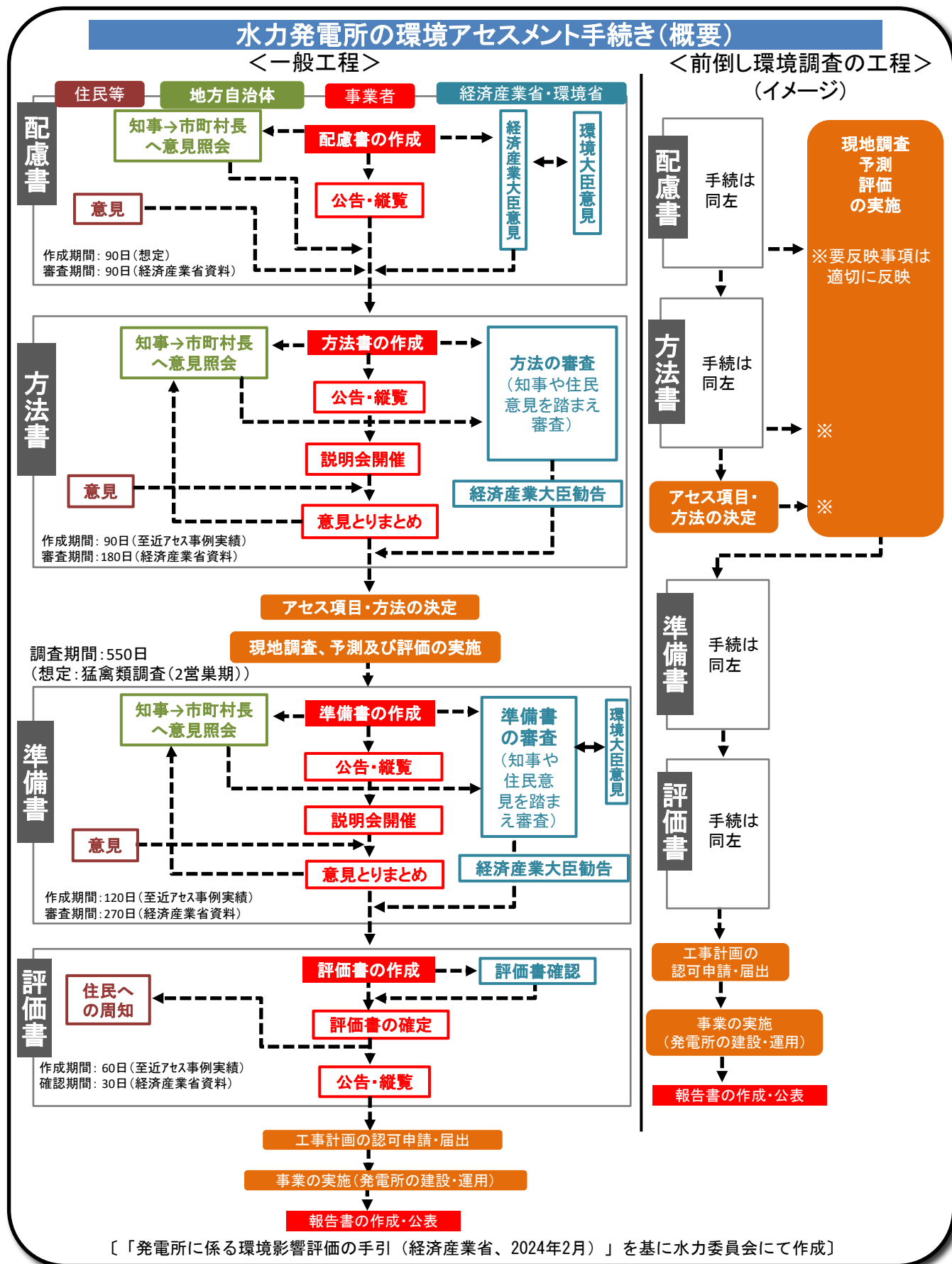
環境影響評価法施行令(別表第一より)

	第一種事業	第二種事業
設置工事	出力が3万kW以上の水力発電所の設置工事 出力が2.25万kW以上3万kW未満の水力発電所の設置工事(大規模ダムの新築等を伴い、かつ大規模ダムの新築等を行おうとする者が当該水力発電所をその事業の用に供する発電事業者である場合)	出力が2.25万kW以上3万kW未満の水力発電所の設置工事(第一種事業に該当しないもの)
変更工事	出力が3万kW以上の発電設備の新設を伴う水力発電所の変更工事 出力が2.25万kW以上3万kW未満の発電設備の新設を伴う水力発電所の変更工事(大規模ダム新築等を伴い、かつ大規模ダムの新築等を行おうとする者が当該水力発電所をその事業の用に供する発電事業者である場合)	出力が2.25万kW以上3万kW未満の発電設備の新設を伴う水力発電所の変更工事(第一種事業に該当しないもの)

要望内容

- 水力発電の導入を加速するため、3～4年程度を要する環境アセスメントの審査期間を半減するなど迅速化に向けた取組みを要望する。
- その実現のため、国や地方公共団体の審査期間を短縮するだけでなく、環境アセスメントの手続きにおける環境影響調査を前倒しし、他のプロセスと同時並行でできることを要望する。

環境影響評価法に係る許認可手続きの迅速化



自然公園法に係る許認可手続きにおける審査基準の簡素化・迅速化

現 状

- 国立・国定公園内(主に第2種、第3種特別地域)における開発行為に関しては、構造物の色彩など景観への配慮が必要となるが、計画変更による手戻りが発生するなど審査期間が長期化する場合があります、水力開発も長期化し開発コストが高くなる。

関 連 法 規

自然公園法

○第二十条(特別地域)

〔 第三項 〕

特別地域内においては、次の各号に掲げる行為は、国立公園にあつては環境大臣の、国定公園にあつては都道府県知事の許可を受けなければ、してはならない。

(中略)

(五) 河川、湖沼等の水位又は水量に増減を及ぼさせること。

○第三十三条(普通地域)

国立公園又は国定公園の区域のうち特別地域及び海中公園地区に含まれない区域(以下「普通地域」という。)内において、次に掲げる行為をしようとする者は、国立公園にあつては環境大臣に対し、国定公園にあつては都道府県知事に対し、環境省令で定めるところにより、行為の種類、場所、施行方法及び着手予定日その他環境省令で定める事項を届け出なければならない。

(中略)

(二) 特別地域内の河川、湖沼等の水位又は水量に増減を及ぼさせること。

要望内容

- 自然公園法の許可及び届出の手続きについて、国立・国定公園内(主に第2種、第3種特別地域)における開発行為に関して、計画地点における環境保護に係る課題などを明らかにしたうえで、許可要件及び届出手続きに関する柔軟かつ合理的な対応により、簡素化、迅速化を図ることを要望する。

森林法に係る許認可手続きの簡素化・迅速化

現 状

以下のことから事業計画の見通しが立たず、水力開発を進める上の課題となっている。

- 保安林解除の手続きを行う場合、申請書提出前に行われる事前相談において、申請書受理までに時間を要している。
- 保安林解除の手続きについては、厳格な解除面積の最小化を求められており、工事段階における地質不良などに伴う計画見直しによる解除面積の変更も認められず、対策工の実施による工事工程の遅延、工事費の増加につながっている。
- 工事中の一時的な形質変更を伴う保安林内作業行為の区域に対しても、恒久設備と同等の扱いとして厳格な対象面積の最小化を求められている。
- 保安林の指定施業要件で禁伐に区分されている位置では、立木の伐採が原則できない。
- 「公益上の理由」によって保安林を解除する要件に「発電用施設に関する事業」であることとされているが、出力1,000kW未満の水力発電所は要件を満たさない。

関 連 法 規

森林法

○第二十六条(保安林の解除)

〔第二項〕

農林水産大臣は、公益上の理由により必要が生じたときは、その部分につき保安林の指定を解除することができる。

保安林の転用に係る解除の取扱い要領(抜粋)

「公益上の理由により必要が生じたとき」とは別表2に掲げる事業に該当するもの

16	電気事業法(昭和39年法律第170号)第2条第1項第8号に規定する一般送配電事業又は同項第10号に規定する送電事業の用に供する同項第18号に規定する電気工作物に関する事業
17	発電用施設周辺地域整備法(昭和49年法律第78号)第2条に規定する発電用施設に関する事業

発電用施設周辺地域整備法第2条(定義)(抜粋)

「発電用施設」とは政令で定める規模以上のものをいう。

発電用施設周辺地域整備法施行令第2条(発電用施設の規模)(抜粋)

水力発電施設にあっては、出力1,000キロワット

○第三十四条(保安林における制限)

〔第一項〕

保安林においては、政令で定めるところにより、都道府県知事の許可を受けなければ、立木を伐採してはならない。

〔第二項〕

保安林においては、都道府県知事の許可を受けなければ、立竹を伐採し、立木を損傷し、家畜を放牧し、下草、落葉若しくは落枝を採取し、又は土石若しくは樹根の採掘、開墾その他の土地の形質を変更する行為をしてはならない。

〔第三項(抜粋)〕

許可の申請があった場合において、その申請に係る伐採の方法が当該保安林に係る指定施業要件に適合するものでなければならない。

要望内容

- 保安林解除及び保安林内作業行為に関する手続きについて、一層の円滑化、簡素化が図られるよう、以下の措置を要望する。
 - (ア) 保安林解除手続きに関する柔軟な対応と一層の簡素化、迅速化
 - (イ) 保安林内作業行為手続きに関する柔軟な対応
 - (ウ) 保安林の指定施業要件(禁伐)の緩和
 - (エ) 保安林の転用に係る解除要件の緩和

ハイブリッドダムについて

○ハイブリッドダムとは、治水機能の強化、水力発電の促進のため、気象予測も活用し、ダムの容量等の共用化などダムをさらに活用する取組のこと。国土交通省では、気候変動への適応・カーボンニュートラルへの対応のため、以下のハイブリッドダムの取組を推進している。

<取組内容>

(1)ダムの運用の高度化

気象予測も活用し、治水容量の水力発電への活用を図る運用を実施。

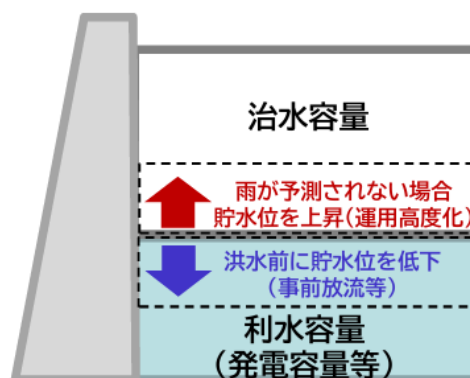
・洪水後期放流の工夫

⇒洪水後にダムの貯水位を下げる放流を行う際、当面、降雨が予測されない場合は緩やかに放流し、水力発電を実施

・非洪水期の弾力的運用

⇒非洪水期にまとまった降雨が予測されるまでの間、一定の高さまで貯水位を上げ、これを安定的に放流し、水力発電を実施

など



(2)既設ダムの発電施設の新増設

既設ダムにおいて、発電設備を新設・増設し、水力発電を実施。



既存ダムに発電施設を新設した設置例
(長野県企業局 横川蛇石発電所)

(3)ダム改造・多目的ダムの建設

堤体のかさ上げ等を行うダム改造や多目的ダムの建設により、治水機能の強化に加え、発電容量の設定などにより水力発電を実施。



ダムのかさ上げによる
治水機能の強化と水力発電の増強

[「国土交通省 気候変動に対応したダムの機能強化のあり方に関する懇談会資料」 を基に水力委員会にて作成]

気象に関する数値予報モデルについて

- 気象に関する数値予報とは、計算機(コンピューター)を用いて地球大気や海洋・陸地の状態の変化を数値シミュレーションによって予測するもの
- 「数値予報モデル」では、地球大気や海洋・陸地を細かい格子に分割し、世界から送られてくる観測データに基づき、それぞれの格子にある時刻の気温・風などの気象要素や海面水温・地面温度などの値を割り当て、「今」の状態から、物理学や化学の法則に基づいて「将来」の状態を予測する。

- ・全球モデルGSM (Global Spectral Model)

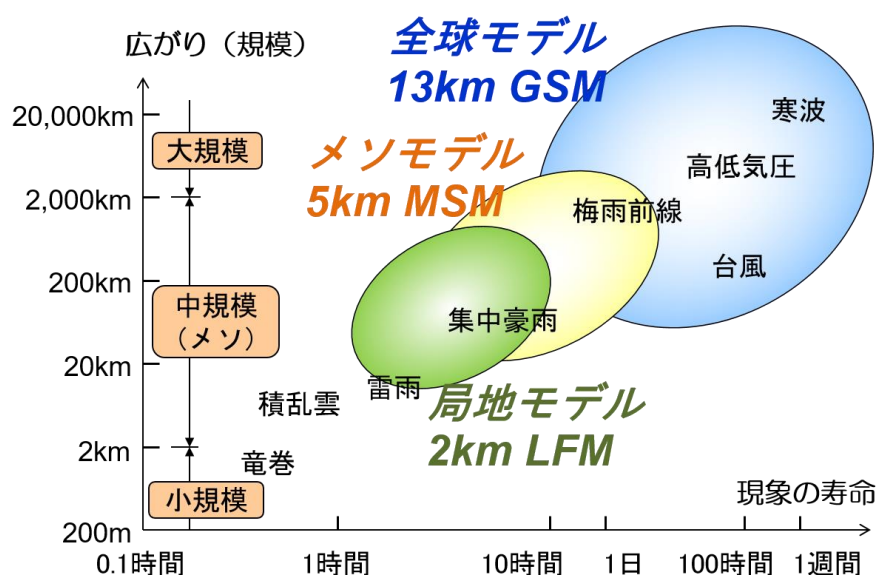
地球全体を予報領域とした数値予報モデルで、台風予報や1週間先までの天気予報には約13km格子の全球モデルを使用している。

- ・メソモデルMSM (MesoScale Model)

日本周辺を予報領域とした数値予報モデルで、最大3日程度先の大雨や暴風などの災害をもたらす現象の予報には5km格子のメソモデルを使用している。

- ・局地モデルLFM (Local Forecast Model)

日本周辺を予報領域とした数値予報モデルで、数時間～半日程度先の大雨等の予想には2km格子の局地モデルを使用している。



気象庁の数値予報モデルが対象とする気象現象の水平及び時間スケール

[出典：気象庁HP 気象に関する数値予報モデルの種類]

多目的ダムへの発電参加に係る費用負担の見直し

現 状

- 国土交通省のハイブリッドダムの取り組みをはじめ、多目的ダムの建設や既設ダムへの発電施設の新增設により、水力発電の促進を図る機運が高まっているものの、特定多目的ダム法の規定により、多目的ダムへの発電参加に係る費用負担において課題となる点が挙げられる。

関 連 法 規

特定多目的ダム法

○第四条(基本計画)

〔 第一項 〕

国土交通大臣は、多目的ダムを新築しようとするときは、その建設に関する基本計画(以下「基本計画」という。)を作成しなければならない。

〔 第二項 〕

基本計画には、新築しようとする多目的ダムに関し、次に掲げる事項を定めなければならない。(抜粋)

四 貯留量、取水量及び放流量並びに貯留量の用途別配分に関する事項

五 ダム使用権の設定予定者

六 建設に要する費用及びその負担に関する事項

七 工期

○第七条(建設費の負担)

〔 第一項 〕

ダム使用権の設定予定者は、多目的ダムの建設に要する費用のうち、建設の目的である各用途について、多目的ダムによる流水の貯留を利用して流水を当該用途に供することによつて得られる効用から算定される推定の投資額及び当該用途のみに供される工作物でその効用と同等の効用を有するものの設置に要する推定の費用の額並びに多目的ダムの建設に要する費用の財源の一部に借入金充てられる場合においては、支払うべき利息の額を勘案して、政令で定めるところにより算出した額の費用を負担しなければならない。

〔 第二項 〕

多目的ダムの建設に要する費用の範囲、負担金の納付の方法及び期限その他前項の負担金に関し必要な事項は、政令で定める。

○第二十七条(納付金)

ダム使用権の設定を受ける者は、第十七条の規定により設定を受ける場合を除き、多目的ダムによる流水の貯留を利用して流水を当該ダム使用権の設定の目的である用途に供することによつて得られる効用から算定される推定の投資額を勘案して、政令で定めるところにより算出した額の納付金を国に納付しなければならない。

特定多目的ダム法施行令

○第一条の二(法第七条第一項の負担金の額の算出方法)

(条文省略)

○第七条(負担割合の変更)

基本計画で定められた多目的ダムの建設に要する費用についての負担割合は、多目的ダムの建設が完了するまでに物価の著しい変動その他重大な事情の変更により当該負担割合を変更する必要がある場合には、新たに第一条の二の規定により算定した負担割合に変更することができるものとする。

要望内容

- 多目的ダムの基本計画変更(事業費増加、工程延伸)により、発電事業の収益性が著しく低下するリスクを負うことから、計画変更が生じないよう基本計画を策定されること、またやむを得ず基本計画が変更される場合は、計画変更時に多目的ダムにより得られる効用が変わらない事業者の費用負担が著しく増加しないよう、柔軟に負担割合を見直す対応を要望する。
- 既設の多目的ダムに発電施設を新設する際、国へ納付する納付金算出の見直し等により、発電事業者の負担軽減を要望する。

水力発電の出力調整能力・揚水発電の系統への貢献

- 水力発電は、火力発電に比べて、起動・停止に要する時間が数分程度と短く、出力の変化速度も早いことから、数秒から十数分の周期をもつ短周期・中周期の需要変動に対する調整力としての役割を果たす。^{※1}
- 従来の定速機は、揚程に応じた電力での運転となるため系統への貢献は限定的なのに対し、可変速機は変動する負荷に対して回転数を変えることで、揚水に使用する電力を調整することができるので、より系統の安定に貢献できる。^{※2}

水力発電所の出力調整幅、出力変化率、起動時間

	流込式	調整池式	貯水池式	揚水式 (発電運転)	揚水式 (揚水運転)	
					定速機	可変速機
概要	河川の自然流量をそのまま利用する発電方式	1日～1週間程度の負荷の変動に対応できる調整池を有し、ピーク時に発電する方式	季節的な河川の流量変化を大貯水池で調整し発電する方式	上部池と下部池を有し、オフピークもしくは電力余剰時に揚水し、ピーク時などに発電する方式	同左	
ガバナフリー運転	×	△	○	○	×	○
LFC調整能力	×	△	○	○	×	○
出力調整能力	×	○	○	○	×	○
出力調整幅	—	50%程度～100% ^{※1}			—	70%程度～100%
出力変化	—	1分程度			—	1分程度
起動／停止	—	3～5分／1～2分			5～10分／1～2分	
主な役割	ベース供給力	ピーク供給力・調整力	ピーク供給力・調整力	ピーク供給力・調整力・予備力	揚水動力	揚水動力調整力

※2

火力発電所の出力調整幅、出力変化率、起動時間

タイプ	火力発電方式						コンバインド発電方式	
	ドラム (35 万 kW クラス)			貫流 (70 万 kW クラス)			1100℃級 (単軸 15 万 kW クラス)	1300℃級 (単軸 35 万 kW クラス)
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG
ガバナフリー運転	○	○	○	○	○	○	○	○
LFC 調整力	○	○	○	○	○	○	○	○
出力調整力	○	○	○	○	○	○	単軸△ 系列○	単軸○ 系列○
出力調整幅	30 %～100 %	20 %～100 %	30 %～100 %	15 %～100 %	15 %～100 %	30 %～100 %	80 %～100 % 系列 20 %～100 %	50 %～100 % 系列 20 %～100 %
出力変化率	3 %/分	3 %/分	1 %/分	5 %/分	5 %/分	3 %/分	7 %/分	10 %/分
起動時間 (時間)	WSS		20～30 時間		30～40 時間		12 時間	
	DSS		3～5 時間		5～10 時間		1 (並列 0.5) 時間	

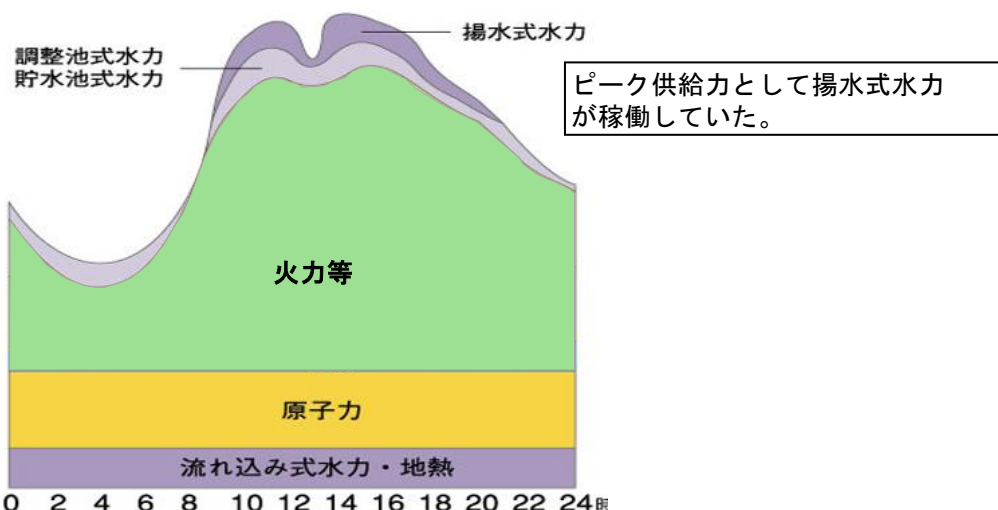
※1

[出典：NEDO再生可能エネルギー技術白書（NEDO、2014年2月）]

水力発電の出力調整能力・揚水発電の系統への貢献

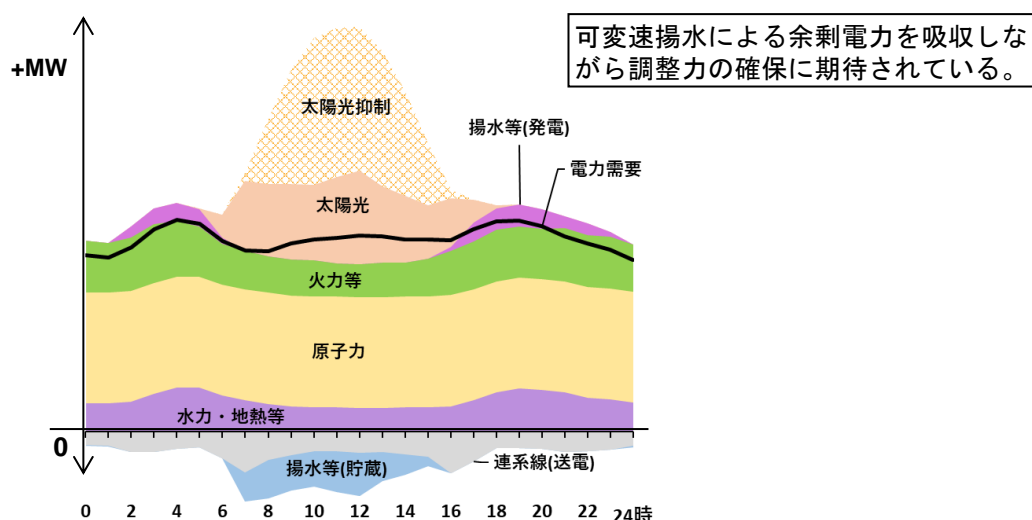
- 太陽光発電及び風力発電は、気象条件や時間帯、季節によって出力が増減するという課題があり、安定した電圧・周波数の電力を供給するためには、出力変動対策が必要となる。そのため、水力発電の即応力および調整力が期待されている。
- 従来、揚水発電はピーク供給の役割を持っていたが、現在では、大量導入された太陽光など変動性再エネの発電量が需要を上回った時の余剰電力を吸収する役割に変化。
- 可変速揚水発電については、揚水運転時に入力電力を調整できるため、余剰電力を吸収しながら調整力の確保に大きく貢献している。

これまでの需給曲線(日負荷)イメージ



〔出典：低炭素電力供給システムにおける火力・水力発電等の役割と課題について（資源エネルギー庁、2009年）〕

九州エリアの電力需給実績と出力抑制の状況

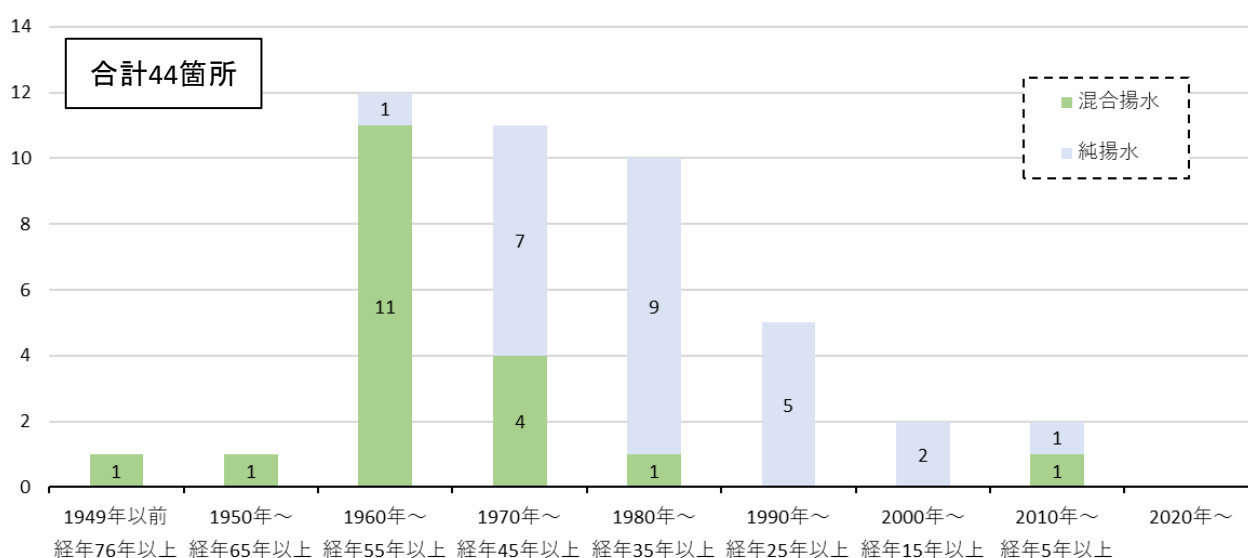


〔「エネルギー白書2024（資源エネルギー庁）」を基に水力委員会にて作成〕

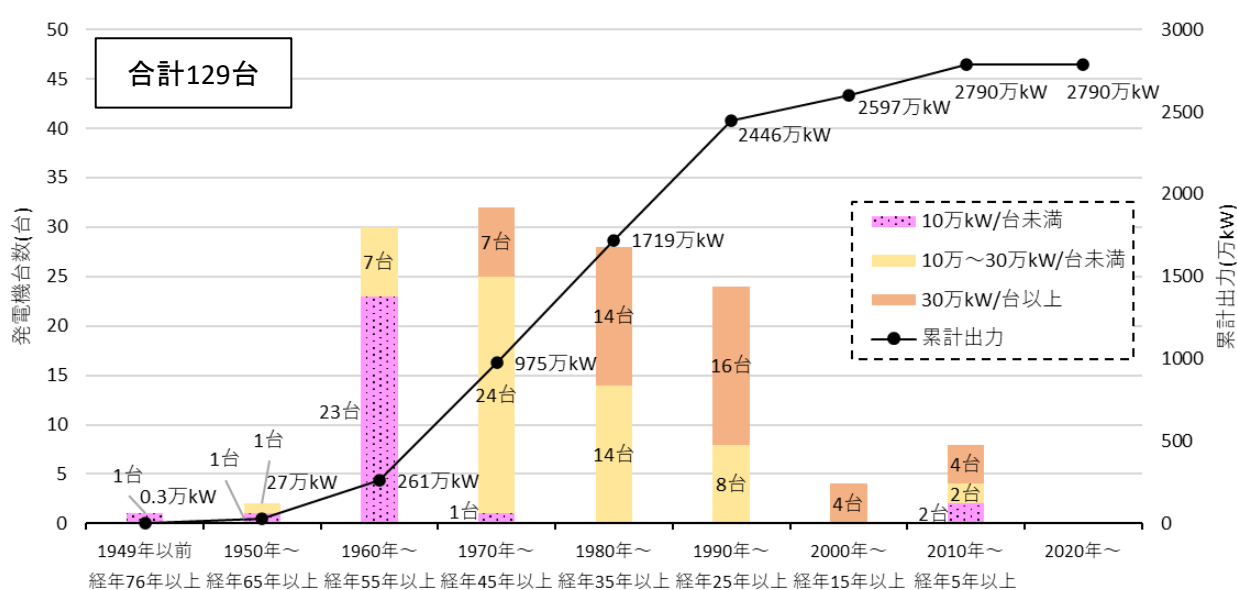
揚水発電所の運転開始年代と経過年数について

- 揚水発電所は高度経済成長期において電力需要が増え続ける中、需要のピークに充当すべく、1950年代頃から開発され始めた。
- 1990年代までに運転を開始したものが90%程度を占めている。
- 運転開始後60年を超える発電所が2030年代に急激に増えるため、廃止リスクの高まりが懸念される。

揚水発電所の運転開始時期 [箇所数]



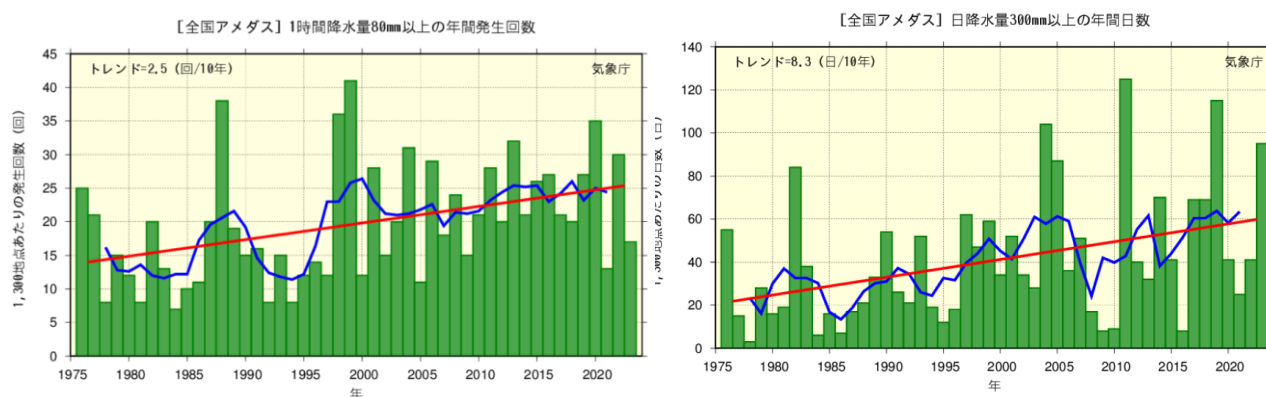
揚水発電機の運転開始時期 [台数] と累計出力 [万kW]



〔「水力発電所データベース(電力土木技術協会)」を基に水力委員会で調査し作成〕

近年の自然災害について

- 我が国では、大雨の年間発生回数は有意に増加しており、より強度の強い雨ほど増加率が大きくなっている。1時間降水量80mm以上、3時間降水量150mm以上、日降水量300mm以上など強度の強い雨は、1980年頃と比較して、おおむね2倍程度に頻度が増加している。
- 雨の降り方に関連して、土砂災害の発生回数も近年増加傾向にある。直近10年(2013-2022)の平均発生件数(1,446件)は、統計開始以降(1982～)の平均発生件数(1,099件)に対して約1.3倍に増加している。



〔出典：気象庁 大雨や猛暑日など（極端現象）のこれまでの変化〕

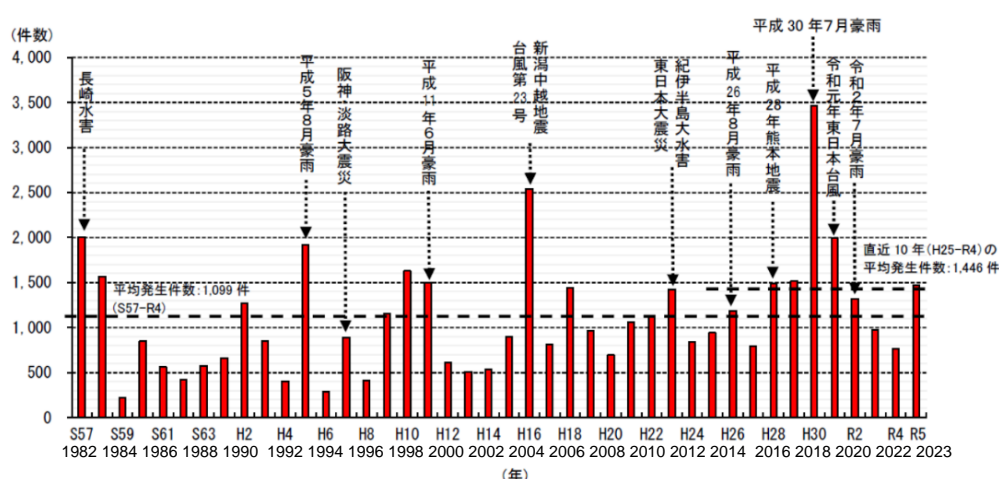


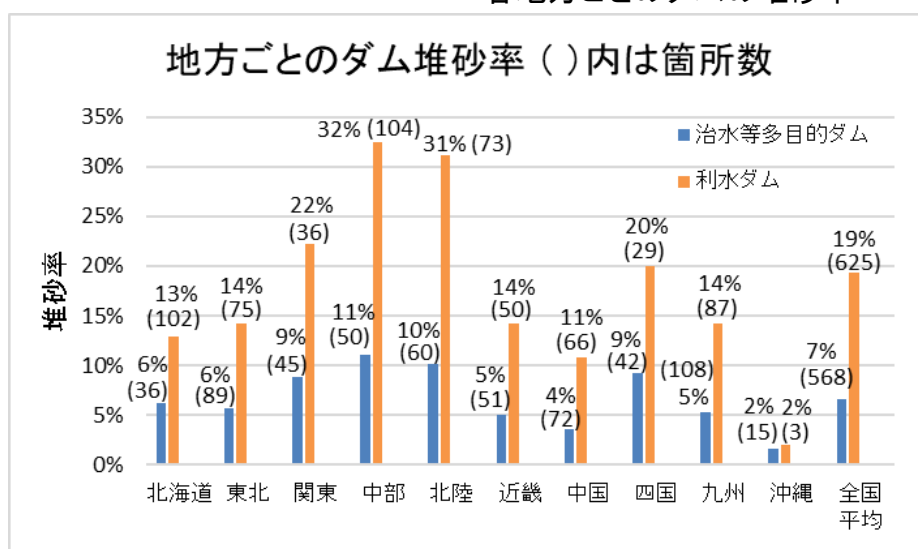
図. 土砂災害発生件数の推移(1982年～2023年)

〔出典：国土交通省 令和 5 年は過去平均を上回る土砂災害が発生 報道発表資料〕

堆砂の進行状況について

- 国土交通省調査を基にすると2022年度末時点で、全国平均の堆砂率(堆砂量/総貯水容量)は全体平均で約13%、治水等多目的の568ダムでは平均で約7%、利水の627ダムでは平均で約19%となっている。

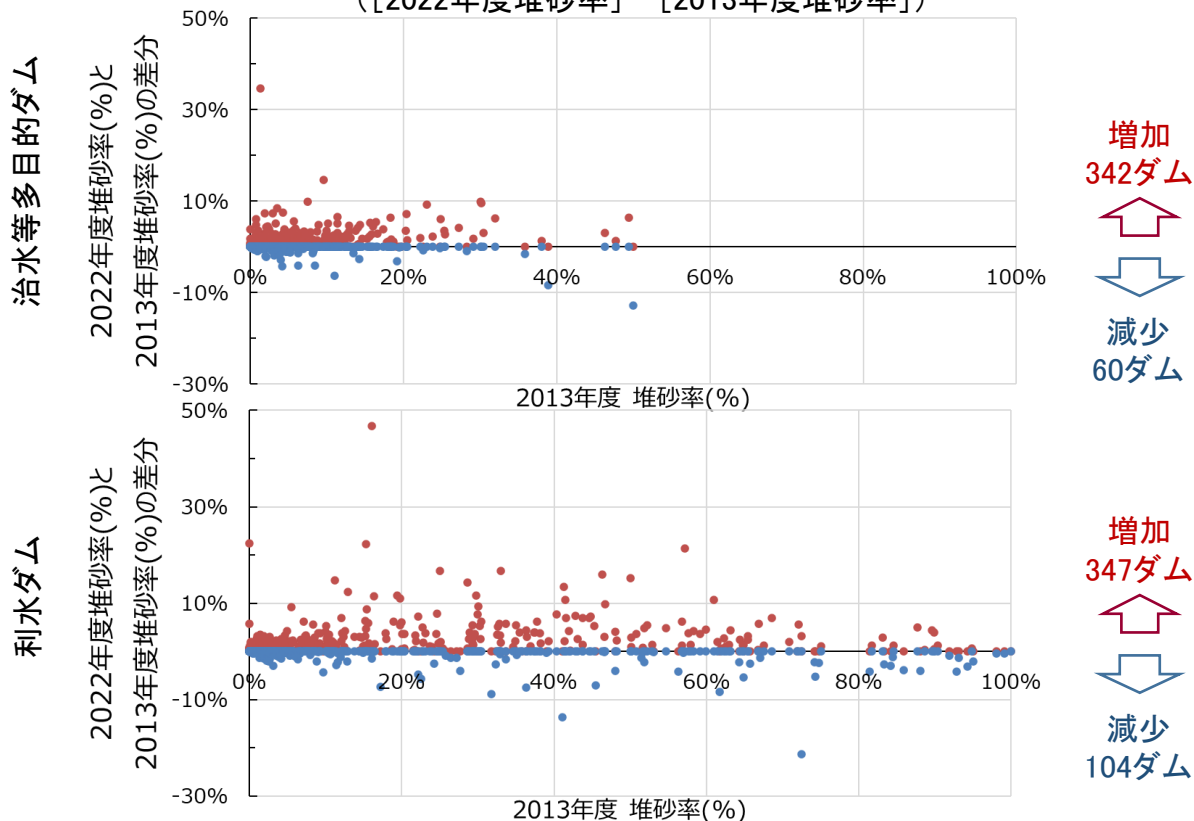
各地方ごとのダムの堆砂率



$$\text{堆砂率} = \frac{\text{堆砂量}}{\text{総貯水容量}}$$

〔「国土交通省HP ダムの堆砂状況 (2022年度)」を基に水力委員会にて作成〕

2013年度から2022年度までの10年間の全国のダム堆砂率の変化
 ([2022年度堆砂率] - [2013年度堆砂率])



〔「国土交通省HP ダムの堆砂状況」を基に水力委員会にて作成〕

電源立地等初期対策交付金相当部分の助成内容

(1) 交付金の概要

対象電源（水力発電の場合、出力35万kW以上または特定重要電源開発地点・重要電源促進地点）が設置される地点を交付対象として、電源開発の初期段階において、公共用施設整備などの住民の利便性向上のための事業や地域の活性化事業等に対して交付される。

〔電源立地地域対策交付金交付規則第5条〕

(2) 交付対象

出力35万kW以上または重要電源開発地点・重要電源促進地点に指定されている電源が設置される地点をその区域に含む都道府県または市町村。

(3) 交付期間

以下の通り交付期間が区分されている。

期間Ⅰ：立地可能性調査開始の翌年度～環境影響評価の開始年度

期間Ⅱ：環境影響評価開始の翌年度～5年間

期間Ⅲ：期間Ⅱの終了の翌年度～運転開始年度

(4) 交付限度額

各期間に応じて、以下の通り交付される。

金額は単年度交付限度額を示す。ただし（ ）内は期間内の交付限度額。

期間Ⅰ	期間Ⅱ [5年間]		期間Ⅲ
0.4億円/年	開発・促進地点※1 (4.0億円)	その他 (2.0億円)	0.4億円/年
	1.4億円/年	0.4億円/年	

※1 開発・促進地点は、重要電源開発地点と重要電源促進地点を示す。

〔「電源立地制度について（資源エネルギー庁、2016年度版）」を基に水力委員会にて作成〕

電源立地促進対策交付金相当部分の助成内容

(1) 交付金の概要

発電用施設の周辺の地域における公共用施設の整備、その他の住民の生活の利便性の向上及び産業の振興に寄与する事業を促進することにより、地域住民の福祉の向上を図り、発電用施設の設置及び運転の円滑化に資することを目的に交付される。

〔電源立地地域対策交付金交付規則第7条〕

(2) 交付対象

水力発電については、出力1,000kW以上の発電用施設が所在する市町村。

(3) 交付期間

発電用施設の着工年度から、運転開始して5年後までの間。

(4) 交付限度額

交付金の総額は、次のように算出された額を限度に交付される。

$$[\text{交付限度額}] = 250 (\text{円/kW}) \times \text{最大出力 (kW)} \times 5 (\text{係数})$$

なお、このように算出された交付限度額が、下表の金額に満たない場合は、下表の金額を限度に交付される。

対象発電施設 の属する市町村の数 \ 対象発電施設	5,000kW以上	1,000kW以上 5,000kW未満
1	5,500万円	4,000万円
2または3	各市町村に4,000万円	各市町村に2,500万円
4以上	11,000万円/市町村数	8,000万円/市町村数

〔「電源立地制度について（資源エネルギー庁、2016年度版）」を基に水力委員会にて作成〕

水力発電施設周辺地域交付金相当部分の助成内容

(1) 交付金の概要

水力発電施設等（水力発電所、貯水池・調整池（100万立方メートル以上）、ダム（高さ15m以上）、減水区間（取水口から放水口までの区間））の所在する市町村及び周辺市町村が、地域の活性化を図ることを目的として実施する、公共用施設の整備、地域活性化事業等に対して交付される。

〔電源立地地域対策交付金交付規則第12条〕

(2) 交付対象

運転開始後、15年以上経過している水力発電施設が所在し、その評価出力※¹の合計が1,000kW以上で、かつ、基準発電電力量の合計が500万kWh以上の水力発電所がある市町村へ、都道府県を通じて交付される。

※¹ 交付開始年度の16年前の会計年度末での発電施設の出力

(3) 交付期間

運転開始後15年経過以降から7年間。

（ただし、当該期間中に水力発電施設周辺市町村が発電事業者等の行う発電に利用される水資源に関する調査・開発に協力した場合は、最大50年※²の交付を受けることが可能）

※² 2021年度から最大40年が最大50年に変更（10年延長）

(4) 交付限度額

当該市町村に存する水力発電施設等に応じて、算出した算定電力量（交付申請年度の11年前の会計年度の10月1日から前年の会計年度の9月30日までの平均年間発電電力量を該当水力発電施設等に係る該当市町村数で除した発電電力量）にkWh当たり7.5銭（揚水3.75銭）※³を乗じた額により算定された金額に所定の調整を行った額（最低保証額440万円）。

※³ 2021年度からはkWh当たり5.9銭（揚水2.95銭）が7.5銭（揚水3.75銭）に変更

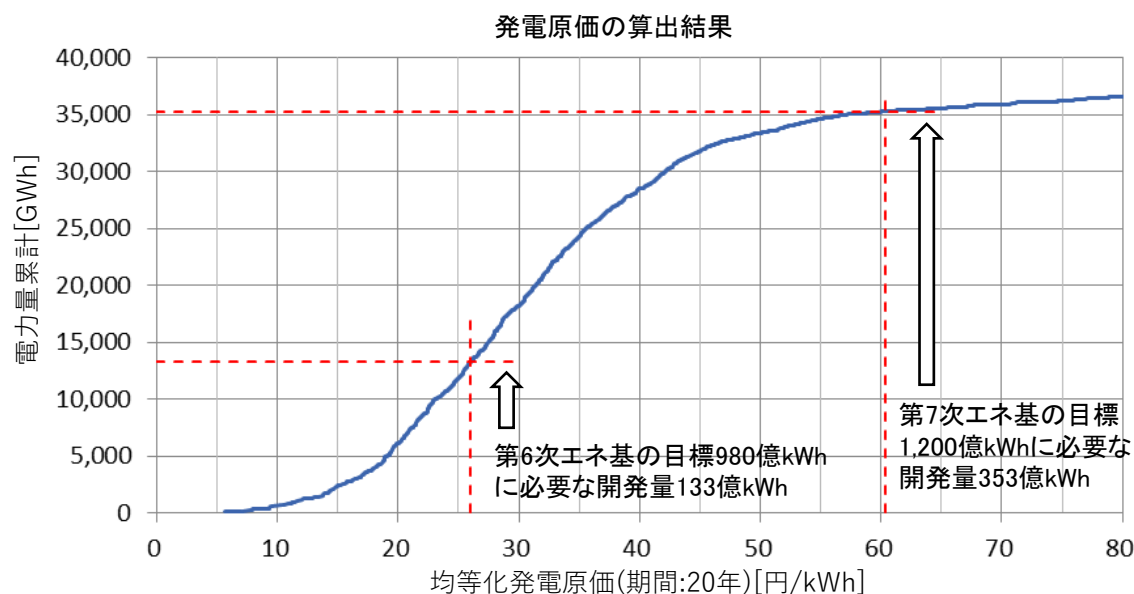
〔「電源立地制度について（資源エネルギー庁、2016年度版）」を基に水力委員会にて作成〕

未開発地点開発可能性調査の評価【試算】

- 第5次包蔵水力調査地点に対して、2014年度に未開発地点開発可能性調査（未開発地点2,645地点、371億kWh）として、それぞれの地点の「均等化発電原価(期間:20年)」※の算出を行った。下図は、発電原価が安価な順に開発した場合の発電電力量の累計をグラフにしたものである。

※ 発電原価20年間分を均等化した価格

- 第6次エネルギー基本計画では2030年度に水力の発電電力量980億kWhを目標としている。第7次エネルギー基本計画では2040年度に最大1,200億kWhの目標が示された。これらは2014年当時に発電原価を算出した時点の導入量847億kWhに対して、それぞれ133億kWh、353億kWhの開発が必要であり、それを実現するにはそれぞれ26円/kWh、60円/kWhの発電原価の地点まで開発する必要がある。
- 2014年当時に比べ、原材料・資機材を含む工事費が高騰している現時点においては、試算結果以上に発電原価が上昇することが想定される。



目標達成に必要な開発地点の内訳

出力帯	2030目標(133億kWh)		2040目標(353億kWh)	
	地点数	電力量	地点数	電力量
30,000kW以上	9地点	11.5億kWh	23地点	24.7億kWh
5,000～30,000kW	220地点	91.1億kWh	459地点	164.8億kWh
1,000～5,000kW	229地点	30億kWh	1,680地点	158.1億kWh
200～1,000kW	11地点	0.4億kWh	168地点	5.3億kWh
合計	469地点	133億kWh	2,330地点	353億kWh

〔「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））報告書（新エネルギー財団、2015年3月）図Ⅱ-1.4.8」を基に水力委員会にて作成〕

新エネルギー産業会議審議委員名簿

任 期

自 令和 6年7月 1日
至 令和 8年6月30日

氏 名	会 社 名 等	役 職
牛 山 泉	足利大学	顧 問
鎌 田 博 之	株式会社IHI	技 監
會 澤 祥 弘	會澤高圧コンクリート株式会社	代表取締役社長
永 尾 徹	足利大学総合研究センター	特任教授
永 井 一 郎	株式会社安藤・間	執行役員 営業本部エネルギー事業統括部長
長谷川 達 哉	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	科学システム本部 本部長
石 井 義 朗	株式会社INPEX	再生可能エネルギー事業本部 特別参与
船 山 政 昭	株式会社INPEXドリリング	代表取締役社長
中 尾 亮	NTTアノードエナジー株式会社	エンジニアリングサービス本部 総合 セールスエンジニアリング部担当部長
武 内 敬	大阪ガス株式会社	顧 問
森 山 亮	一般財団法人エネルギー総合工学研究所	カーボンニュートラル技術センター 新エネルギーグループ 部長
内 田 道 也	鹿島建設株式会社	常務執行役員 環境本部長
梅 澤 孝 行	関西電力株式会社	再生可能エネルギー事業本部 副事業本部長
中 村 典 弘	九州電力株式会社	執行役員 エネルギーサービス事業統 括本部 企画・需給本部長
岡 市 光 司	株式会社熊谷組	代表取締役執行役員副社長
喜 田 勝 彦	公営電気事業経営者会議	専務理事
岡 野 康 司	株式会社神戸製鋼所	執行役員
林 将 宏	コスモエコパワー株式会社	電力事業戦略部 副部長
溝 口 敬 義	西部ガス株式会社	取締役常務執行役員
桑 原 嗣	佐藤工業株式会社	常務執行役員
大 林 伸 二	四国電力株式会社	取締役 常務執行役員
山 田 安 秀	清水建設株式会社	執行役員
梶 山 卓 也	シャープエネルギーソリューション株式会社	事業戦略推進部 渉外担当部長
矢 部 彰	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構	技術戦略研究センター フェロー

氏 名	会 社 名 等	役 職
朝 比 奈 健	JFEスチール株式会社	専務執行役員
廣 岡 知	JX金属探開株式会社	取締役 技術部長
塩 将 一	積水化学工業株式会社	シニアエキスパート
橋 口 昌 道	一般財団法人カーボンフロンティア機構	専務理事
青 木 直 史	石油資源開発株式会社	技術本部 カーボンニュートラル技術部 部長
米 本 正 明	全国町村会	政務調査会 経済農林委員長
高 浜 信一郎	大成建設株式会社	常務執行役員 エンジニアリング本部長
太 田 智 久	株式会社タクマ	技術企画推進部 部長
椎 葉 隆 代	株式会社竹中工務店	執行役員
中 村 慎	株式会社竹中工務店	スマートコミュニティ本部長
山 地 憲 治	公益財団法人地球環境産業技術研究機構	理事長
岡 部 高 志	地熱技術開発株式会社	代表取締役社長
田 中 誠	中央開発株式会社	代表取締役社長
木 田 淳 志	中国電力株式会社	執行役員 エネルギー総合研究所所長
藤 井 誠	中部電力株式会社	再生可能エネルギーカンパニー 水力事業部長
笹 津 浩 司	電源開発株式会社	取締役副社長執行役員
小井澤 和 明	一般社団法人電力土木技術協会	副会長兼専務理事
矢加部 久 孝	東京ガス株式会社	グリーントランスフォーメーションカンパニー 水素・カーボンマネジメント技術戦略部長
飯 田 誠	東京大学	特任准教授
芋 生 憲 司	東京大学	名誉教授
西 山 弘 之	東京電力リニューアブルパワー株式会社	常務取締役
植 田 譲	東京理科大学	教 授
金 田 浩	株式会社東芝	常務執行役員
藤 井 健 知	東電設計株式会社	社会基盤ユニット 社会基盤企画総括部長
青 木 修 一	東邦ガス株式会社	イノベーション推進本部 技術研究所 主幹
内 海 博	東北電力株式会社	常務執行役員
築 地 功	飛島建設株式会社	執行役員
萩 上 幸 彦	日鉄鉱業株式会社	取締役執行役員

氏 名	会 社 名 等	役 職
寺 澤 達 也	一般財団法人 日本エネルギー経済研究所	理 事 長
田 中 一 幸	一般財団法人日本環境衛生センター	総局 資源循環部 次長
西 川 省 吾	日本大学	教 授
石 濱 賢 二	株式会社ニュージェック	常務取締役 技術本部長
中 島 啓 介	一般社団法人バイオマス発電事業者協会	代表理事
松 本 宏 一	株式会社日立製作所	事業マネジメント強化統括本部 統括本部長付
神 本 正 行	国立研究開発法人産業技術総合研究所	名誉リサーチャー
中 山 和 哉	富士電機株式会社	執行役員 技術開発本部長
吉 田 響 生	株式会社北拓	専務取締役
小 田 満 広	北陸電力株式会社	常務執行役員原子力本部副本部長
上 野 昌 裕	北海道電力株式会社	代表取締役 副社長執行役員
森 本 英 雄	前田建設工業株式会社	常務理事
田 原 靖 彦	みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社	サステナビリティコンサルティング第1部長
木 村 信 彦	三井金属鉱業株式会社	金属事業本部 資源事業部長
村 端 章 浩	三菱電機株式会社	インフラBA戦略室 技術ユニット 技術統括センター センター長
山 岸 喜 之	三菱マテリアル株式会社	再生可能エネルギー事業部長
古 川 孝 文	三菱マテリアル株式会社	再生可能エネルギー事業部 生産技術統括部 部長補佐
神 田 正 明	三菱マテリアルテクノ株式会社	顧 問
鈴 木 岳 夫	株式会社明電舎	執行役員 営業統括本部長
関 和 市	逢甲大学大学院	客員教授
芦 野 真 人	矢崎エナジーシステム株式会社	事業部長
西 浦 寛	株式会社ユーラスエナジーホールディングス	国内ユニット ユニット長補佐
齋 藤 仁 史	株式会社レノバ	事業開発本部長

75名

令和6年度 水力委員会 委員名簿

	氏 名	所 属 / 役 職
委員長	小井澤 和明	一般社団法人 電力土木技術協会 専務理事
委 員	大 中 宏 明	富士電機株式会社 エネルギー事業本部 発電プラント事業部 水力プラント部長
委 員	喜 田 勝 彦	公営電気事業経営者会議 専務理事
委 員	塚 田 智 之	水力発電事業懇話会 事務局長
委 員	内 藤 英 徳	東北電力株式会社 執行役員 再生可能エネルギーカンパニー 水力部長
委 員	永 井 学	一般財団法人 電源地域振興センター 執行理事
委 員	中 原 俊 之	一般社団法人 日本建設業連合会 電力・エネルギー工事委員会 副委員長
委 員	浜 田 正 利	ダム・発電関係市町村全国協議会 会長
委 員	林 直 人	電源開発株式会社 土木建築部 審議役
委 員	松 木 隆 典	電気事業連合会 立地電源環境部 部長
委 員	松 村 瑞 哉	北海道電力株式会社 執行役員 土木部長
委 員	村 上 利 一	中部電力株式会社 再生可能エネルギーカンパニー水力事業部 水力開発グループ長
委 員	八 代 義 信	東京電力リニューアブルパワー株式会社 水力部 部長代理
委 員	山 根 雄 一	関西電力株式会社 再生可能エネルギー事業本部 水力部長

水力発電の脱炭素社会実現への貢献における
課題解決に向けた提言
令和7年3月

この提言書は、新エネルギー産業会議の承認を受け、新エネルギー財団がまとめたものです。内容などのご照会につきましては、下記事務局までご連絡願います。

一般財団法人 新エネルギー財団 計画本部
〒161-0033 東京都新宿区下落合2丁目3番18号
電話 03-6810-0362
FAX 03-6810-0359

