

**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**

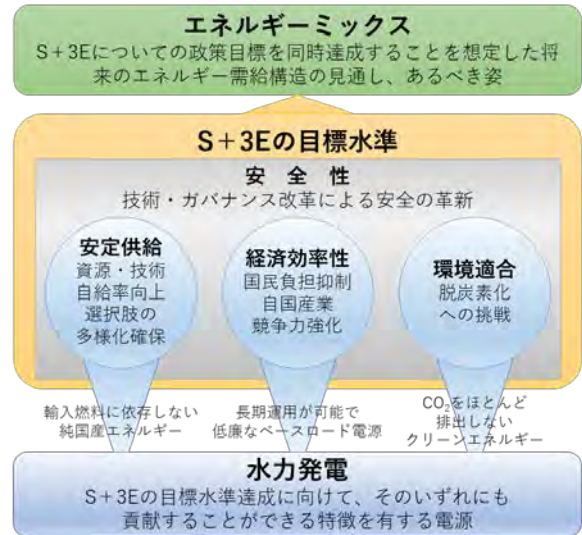
令和5年3月

**一般財団法人 新エネルギー財団
新エネルギー産業会議**

水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に向けた提言の概要

水力発電の特徴とエネルギー政策上の役割

水力発電は、初期投資の負担が大きく運転初期段階での発電コストは高いものの、長期安定的に運用可能な電源である。2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会を目指すため、CO₂の排出量が極めて少ないクリーンな純国産エネルギーであり、エネルギーミックスの前提となるS+3Eの目標水準について、そのいずれにも貢献することが可能である。さらに、高品質な電力供給に資する調整力の提供や発電所の建設・維持管理を通じて地域活性化・雇用創出面で貢献することができ、天候に左右されにくく安定的な運用ができる再生可能エネルギーとして、積極的な導入拡大が求められている。



水力発電の事業プロセスと望まれる施策



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

水力委員会

目 次

はじめに.....	1
1. 水力発電の特徴と役割.....	3
2. 水力発電の一層の拡大を図るための施策.....	5
3. 既設水力発電を維持するための施策.....	10
4. 揚水発電所の維持・開発促進のための施策.....	13
5. 水力開発に係る許認可手続きの簡素化・迅速化.....	15
6. 地域との共生関係構築に資する理解醸成策の拡充.....	18

参考資料

・【図-1】	水力発電の開発・利用促進に係るアンケート調査概要	21
・【図-2】	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	22
・【図-3】	2030年度における水力発電の導入見込み	23
・【図-4】	電源別のライフサイクルCO ₂ 排出量	24
・【図-5】	エネルギー自給率の改善への貢献	25
・【図-6】	水力発電所の長期運用とコスト構造の特徴	26
・【図-7】	水力発電の設備利用率	27
・【図-8】	水力発電の系統安定化業務への貢献	28
・【図-9】	水力発電の出力調整能力	29
・【図-10】	水力開発による地域経済への波及・雇用創出効果	30
・【図-11】	水力発電による地域貢献の事例	31
・【図-12】	一般河川における水力開発の工程例	32
・【図-13】	水力発電の導入促進のための補助制度	33
・【図-14】	FIT制度による中小水力導入目標と実績	34
・【図-15】	エネルギーミックス実現に向けた調達価格や期間等の評価【試算】	35
・【図-16】	FIT・FIPの調達・交付期間の適正化	36
・【図-17】	FIT・FIP制度における申請時必要書類の条件緩和について	37
・【図-18】	我が国の包蔵水力と水力発電のポテンシャル	38
・【図-19】	日本版コネクト&マネージの概要	39
・【図-20】	水力発電所の運転開始までに要するリードタイム	40
・【図-21】	トンネル導水路への支援	41
・【図-22】	堆砂の進行状況について	42
・【図-23】	近年の自然災害について	43
・【図-24】	揚水発電所の運転開始年代と経過年数について	44
・【図-25】	環境影響評価法に係る許認可手続きの迅速化	45
・【図-26】	環境アセスメントの迅速化（審査期間の半減）	46
・【図-27】	水力発電所の設置工事等の事業に係る環境アセスメントの流れ	47
・【図-28】	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	48
・【図-29】	森林法に係る許認可手続きの簡素化・迅速化	49
・【図-30】	電源立地等初期対策交付金相当部分の助成内容	50
・【図-31】	電源立地促進対策交付金相当部分の助成内容	51
・【図-32】	水力発電施設周辺地域交付金相当部分の助成内容	52
	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

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

はじめに

2020年10月26日の内閣総理大臣所信表明演説において「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会を目指す」ことが宣言された。また、2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、長期エネルギー需給見通しの実現に向けた施策の強化が示され、この中で再生可能エネルギーについて、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率36～38%の実現を目指し、主力電源化に向けた方向性が示された。他方で、再生可能エネルギーの導入拡大が一層進むことで、供給力の出力変動の増大が懸念されている。

これらを受け水力発電は、CO₂排出量の少ないクリーンな純国産エネルギーであり、安定した運転が可能という特性を有することから、再生可能エネルギーの中でも電力供給の基礎を担うベースロード電源として位置付けられており、地域との共生を図りつつ積極的な導入拡大が求められている。また、蓄電および調整機能を有する揚水発電は、変動する供給力を調整することができる非常に重要な電源であり、維持及び機能強化が求められている。

これまで水力発電は、固定価格買取制度（Feed-in Tariff 制度。以下「FIT 制度」という。）やフィードインプレミアム制度（Feed-in Premium 制度。以下「FIP 制度」という。）、国による各種補助制度の下、新規開発及び既設発電設備の更新が促進されてきたが、エネルギーミックスに示された水力発電の導入目標には、未だに達していない状況にある。また最近では系統連系に関して、多くの地点で系統の容量不足や系統増強のための工事費負担が課題となっている。エネルギーミックスに示された水力発電の導入目標を達成するためには、経済性や系統連系、法規制などの制約により開発が十分に進んでいない新規地点の開発を促進することに加え、既設ダム及び発電所を有効活用しコスト低減を図りつつ出力及び発電電力量を増加する取り組みをこれまで以上に促進することが重要である。

さらに、貴重な調整力の一翼を担う揚水発電については、揚水時に約3割のロスが発生すること、加えて設備維持コストが大きいこと他電源と比べて事業性の確保が難しいことで、揚水運転の停止や撤退のリスクを抱えている。そのため揚水発電の開発、維持及び機能強化のためには、揚水発電の価値が適切に評価される市場の設計や設備維持コストを低減させることが重要である。

水力開発は、その100年を超える歴史の中で経済性の良い地点から順次開発が進められてきた結果、有望地点が奥地化・小規模化し、初期投資の負担、特に土木工事費用や系統接続に係る費用負担が課題となっている。また、計画から運転開始まで10年程度を要する発電所も多く、他の電源と比べてもリードタイムが長いことから、その間の社会・経済環境（エネルギー政策、資源価格、為替相場・経済政策など）変化の影響を受けやすく、事業そのものが中止になるというリスクを有している。事業者が長期の開発期間を見据えて新規地点の調査等に

着手するためには、エネルギー政策上の各種支援策を長期安定的に継続・強化するとともに関係法令の許認可手続きを一層簡素化・迅速化することが求められている。

このような現状認識の下、本水力委員会では、水力開発を検討している事業者が実際に抱えている様々な課題を把握することを目的として、アンケート調査を実施した【図-1】。本提言は、このアンケート調査の結果をベースに、水力発電の開発等が計画どおり進まない要因を分析し、開発等を一層促進するために必要となる施策について検討した結果をまとめたものである。

本提言が、今後の水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に寄与することを期待するものである。

1. 水力発電の特徴と役割

エネルギー基本計画において、2030年のエネルギーミックス（長期エネルギー需給見通し）の確実な実現に向けたエネルギー政策の基本的視点は、「安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図る」と述べられている。水力発電は、多様な特長を有し、安定供給、経済効率性及び環境適合のいずれにも貢献することができるエネルギー源として、2030年度のエネルギーミックスにおいて980億kWh（総発電電力量に占める割合としては11%）という極めて厳しい導入目標が示された【図-2】【図-3】。2020年6月には「電気事業者による再生可能エネルギーの電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）」の改正を含む「エネルギー供給強靱化法」が成立し、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて各電源の特性に応じた制度構築が検討されているところである。

以下に、この水力発電の特徴と求められる役割について示す。

① ライフサイクルを通じた低いCO₂排出量（脱炭素社会への貢献）

河川の位置エネルギーを使用するため、運転過程においてCO₂排出量が極めて少ない。発電所建設を含むライフサイクルCO₂排出量においても、他の発電方式に比べて最も排出量が少ない【図-4】。

② エネルギー自給率の向上への寄与（エネルギーセキュリティへの貢献）

枯渇する心配のない河川水を用いた純国産エネルギーであり、化石燃料の調達リスクが無いこと、エネルギー源の輸入依存率を下げることにより、エネルギーセキュリティの向上に貢献する。

エネルギー基本計画では2030年時点でのエネルギー自給率について、再生可能エネルギーの主力電源化などを通じて、水力以外の再生可能エネルギーを含め概ね30%を見込んでいる【図-5】。

③ 長期的な発電所の運転が可能（発電コスト低減への貢献）

ダムや水路を設置するための土木工事が必要となるため、初期投資の負担が大きく投資回収期間が長くなる傾向にある。一方、設備の寿命が非常に長く、発電所設置後は平均して60年以上運転しており、部分的な設備改修やリプレースなど適切な維持管理を行うことで、長期間安定した運転が可能である。また燃料費が不要であることから、変動費の負担が少ないため、経済性が長期的に優れている【図-6】。

④ 出力変動の少ない安定した発電が可能（効率的なネットワーク形成への貢献）

水力発電は、他の再生可能エネルギーと比較して季節や時間帯による出力変動が少なく、年間・日間を通して安定的に発電することが可能である。このため、設備利用率が大規模発電所で41%、中小規模発電所で60%と再生可能エネルギーの中でも高く、電力系統への接続に当たり送配電等の設備増

強が必要な場合においても、設備利用率の低い他の電源に比べて、同じ電力量を得るための系統増強の規模が小さく、ネットワークの効率的な活用に寄与する【図-7】。

③で述べた特徴とも合わせ、エネルギー基本計画において一般水力（流れ込み式）は、「発電（運転）コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源となるベースロード電源」と位置付けられている。

⑤ 高い負荷追従性と電力変動に対する調整力（高品質な電力供給への貢献）

自然条件によって出力が大きく変動する再生可能エネルギー（太陽光・風力）の導入が拡大し、電力変動に対する調整力の確保が課題となっている。

水力発電は、電力需要の変動に対応して短時間での起動・停止や出力の増減が容易であること、また水車発電機による慣性力を有していることなどから、一般送配電事業者が担う需給バランス調整や周波数制御など系統安定化に資する電源として、高品質な電力供給の確保に貢献する【図-8】【図-9】。

特に揚水発電所は、水の位置エネルギーとして蓄電することができるため、再生可能エネルギー電源の余剰電力を吸収することによる下げ調整力の提供が可能である。

調整力の確保については将来的にはカーボン・フリー化を進めるとされているが、水力発電はこれに貢献することが可能である。

⑥ 地域の活性化・雇用創出・防災に対する貢献（地域と共生する電源）

工事・管理用道路等のインフラ整備は、地域社会の環境改善のみならず他産業への誘発効果も期待できる【図-10】。また、地域への納税や地域・団体等との共同開発、発電所の施設を教育や観光に一般開放することによる地域との共存関係の構築を通じて、地域活性化に貢献することも可能である【図-11】。

さらに、災害時における地域への電力供給や、地域内の事業者あるいは自治体が主体となった水力開発、また、既設導水路などの地域内設備を有効活用した開発などを通じて、地域の防災・レジリエンス向上と地産地消型のエネルギー供給に貢献する地域共生型の電源としての活用も期待されている。

2. 水力発電の一層の拡大を図るための施策

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、初期投資が大きく設備の耐用年数が長いため、資本回収には長期に渡る安定した経済性の確保が必要となる。さらに、調査・計画から運転開始までのリードタイムが他の電源と比べて長く、既存の水路工作物等を利用した小水力発電が、FIT 制度やFIP 制度、各種補助金により導入量を着実に伸ばしている一方で、一定規模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) 現行支援制度の継続
- b) FIT・FIP 制度の見直し
- c) 水力発電の普及拡大に向けた支援

a) 現行支援制度の継続

エネルギー基本計画では、「他目的で利用されているダム・導水等の未利用の水力エネルギーの新規開発、デジタル技術を活用した既存発電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・高効率化などを進めていくことが必要である。」とされている。

水力開発は他の再生可能エネルギーと比較して初期投資の負担が重いうえに、調査・計画から運転開始までのリードタイムが長く、中でも調査・計画・関係法令手続きに多くの時間を要する【図-12】。さらに、多目的ダムへの発電参加などでは関係者間の協議に相当の時間を要し、当初計画の竣工時期が大幅に遅延する場合も多い。

また、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】。

水力発電については、経済性の改善に有効な FIT 制度が 2012 年より開始され、2022 年からは新たに FIP 制度が措置された。また、FIT・FIP 制度でカバーできない部分については、2016 年より水力発電事業性評価等支援事業、地域理解促進等関連事業、水力発電設備更新等事業、水力発電実証モデル事業が、2021 年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国により開始された【図-13】。さらに、再生可能エネルギーに係る税制優遇措置として、省エネ再エネ高度化投資促進税制（再生可能エネルギー部分）が実施されており、これらの制度は一定の成果

を上げている。

エネルギー基本計画を達成するためには、初期投資の軽減、調査・計画段階での資金支援、技術開発や既設水力発電所の機能維持・増強に効果的な各種補助制度・税制優遇措置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-13】【図-14】【図-15】。また、設備更新など複数年かかる工事では、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、複数年度にわたる工事については、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。

b) FIT・FIP 制度の見直し

① 水力開発の特徴を考慮した調達・交付期間及び基準価格の設定について

FIT・FIP 制度では調達・交付期間が 20 年に設定されているが、水力発電設備の耐用年数を考慮した認定期間とすることを要望する【図-16】。また、基準価格（FIP 価格）については、売電価格が市場価格に連動して変動しやすく事業の予見性が難しいことから、複数年度の基準価格を示すことや、建設にあたって発電機器、材料メーカーの売り手市場のなか実態の物価が上昇していることも加味した水準とすることを要望する。また、競争環境の中、水力開発は経済性に優れた地点から開発が進み、この実績値により基準価格が見直されて下がることにより、結果として経済性の観点から開発可能な地点は減少していくことから、基準価格は更なる開発を促す価格設定を要望する。

② 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い。一方、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、ダムや水路等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。

また、新規開発を行う水力発電所は、長さ数キロメートルに及ぶ長い地下導水路の設置を必要とする流れ込み式発電所が全体の 9 割以上を占めている。地下導水路の設置箇所は、山間地が多く、利用価値の低さなどから公図の整備や相続登記が行われず、所有者不明となっている土地が多い。所有者不明土地の権原取得には、土地調査を含め、多大な労力を要する一方、解決の見通しが得られない場合もある。このため、大深度法のように公共の利益となる事業を円滑に遂行するため、所有権の影響が及ぶ範囲に

限界を設けている法令もある。これらを踏まえ、新規開発を行う水力発電所においては、一定深度以上の地下設備に係る土地の使用権原書類の添付を免除するなどの条件緩和を要望する。

(イ) 地域活用要件の緩和

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。

③ 事業計画認定後の期限緩和について

(ア) FIT・FIP 認定日後 180 日で認定取り消しルール of 撤廃または緩和

2020年4月1日に「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」が改訂され、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」が追記された。

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経て土地占用許可や貸付契約締結となるのが一般的であり、これは、ほぼ着工のタイミングである。

「認定日後 180 日で認定取り消し」が規定されたことにより、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、着工のタイミングまで FIT・FIP 認定を取得できない、もしくは取得しても認定取消しとなり、調査・設計段階での事業の予見性が損なわれることになる。

一方、2022年4月施行の「改正再エネ特措法」では、認定失効が規定され、水力の場合は、認定から運転開始期限 7 年+1 年（計 8 年）以内に系統連系工事着工申込書を受領された場合は 14 年で、かつ、電気事業法第 48 条の工事計画届出を受領された場合等は 27 年で、認定失効となる。

以上のとおり、認定失効に比べ、河川区域内や国有保安林内の土地の権原取得に関する規定は極めて厳しくなっており、開発の予見性が損なわれている状況に鑑み、「認定日後 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で基本協定締結済やダム基

本計画に告示済の案件)は認定取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【図-17】。

(イ) リプレース認定における既設発電設備の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、今後設備更新が必要となるが、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」と示されており、至近の水車発電機器調達期間の長期化や、発電所本館を別位置に建設するなど工事期間は伸びるものの発電所の停止期間を抑制し、水力エネルギーを有効活用する工事計画を考慮し、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

運転開始期限については、多目的ダムに設置されるものでダムの建設に係る計画の実施が延期された場合を除き、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、機器納入期間の長期化等、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は、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。

c) 水力発電の普及拡大に向けた支援

① 系統接続に係る支援

包蔵水力のうち、地点数では5割程度、出力で6割程度、電力量7割程度が開発されている中【図-18】、有望な未開発地点は、山間地の河川上流部など奥地に位置することが多く、開発予定地付近の連系予定の系統設備容量も小さく、連系点までの距離も離れていることから、系統連系に係る費用の負担が太陽光など他の再生可能エネルギーに比べて重く、新規発電所の建設が進まない要因の一つとなっている。

また最近では、既設発電所の機能維持のため水車発電機のリプレース工事において、最新機器の導入による効率向上により使用水量を変更することなく、数%の増出力が可能となるにも関わらず、系統連系設備の容量不足による増強工事が必要となり、系統連系に係る費用が増大することから、増出力を断念せざるを得ない地点が散見されている。

現在、送電設備を増強することなく既設設備を有効活用することによりコスト低減を図る取り組みについては、国と電力広域的運営推進機関において「日本版コネクト&マネージ」の議論が進められており、想定潮流の合理化、N-1電制については先行適用が開始され、系統の空きがあるときに送電することができるノンファーム型接続（送電線混雑時の出力制限が条件）についても、2019年から試行的に実施され、全ての基幹系統において2022年4月から全国一斉開始されている。また、ローカル系統への拡大は、2023年4月から開始される【図-19】。これらの施策により系統接続容量が確保された場合においても、水力開発は事業化を決定してからFIT・FIP認定を取得するまでに、一般河川の開発でも5年程度と太陽光その他

の再生可能エネルギー電源と比べて長いため【図-12】【図-20】、他電源が先行してその容量を使用した場合には、水力発電が系統に接続できず、開発阻害要因の解決には繋がらない状況が生じる可能性がある。

水力発電の優れた特徴を鑑み、水力発電の系統連系については、系統に接続するための専用線への補助金等による支援、優先接続枠の設定、リブレース工事による増出力を優遇する等の支援策を要望する。

② トンネル導水路とアクセス道路への支援

水力の有望で比較的規模の大きい未開発地点は、流れ込み式が多くなり、所要の落差を得るためには長距離のトンネル導水路が必要となることから、工事費の負担が大きくなる場合が多い【図-21】。また、山間地の河川上流部に位置することが多く、これらの地点近傍には既存の道路が存在しないことも多いため、新しく道路を整備する必要がある。水力発電の普及拡大を一層図るため、一定以上のトンネル導水路やアクセス道路を必要とする地点については、土木工事に関する補助金の創設など特段の支援策を要望する。

3. 既設水力発電を維持するための施策

近年、貯水池・調整池における堆砂の進行、自然災害の甚大化による水力発電所の被災等が発電所および発電電力量や利用率の維持に大きな影響を及ぼしている。また、水力発電所の多くは山間地にあり、被災や故障による設備復旧の遅れや設備改修が困難となることで、本来の発電電力量を減少させている。

エネルギーミックス実現に向けた役割を水力発電が果たしていくためには、新規開発地点の促進や既設水力発電所の増強のみならず、既設水力発電所の発電電力量や利用率を維持する必要がある、以下の支援措置が求められる。

- a) 堆砂の除去等に関する支援
- b) 自然災害に関する支援
- c) 山間部設備の維持管理に関する支援

a) 堆砂の除去等に関する支援

我が国の多くのダムにおいて堆砂が進行しており、国土交通省調査では平成17年度時点で、全国平均の堆砂率（実績堆砂量/総貯水容量）は全体平均で約8%、国土交通省所管の411ダムでは平均で約6%、発電専用の328ダムでは平均で約12%となっている【図-22】。地域やダムによって堆砂の状況は大きく異なり、発電専用ダムにおいては、中部では平均で約32%、東北では平均で約20%である。中には計画堆砂量を超過しているダムもある。

堆砂の進行により、ダム上流では河床上昇による洪水時の浸水被害増大の懸念、下流への土砂供給減少による河床低下や海岸浸食等の問題が生じている。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も見られる。また、近年利水ダムに求められる事前放流による治水効果の低減も懸念される。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、既設発電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。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、水系全体として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、堆砂対策の実施のための補助金等による経済的支援、また水系全体での流域治水の観点からの堆砂対策に対する理解促進、振興策支援を要望する。

b) 自然災害に関する支援

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。世界的に見ても 2017 年度比率で水害関連（洪水、土砂災害等）47%、気象関連（竜巻、熱波等）35%、気候関連（山火事、氷河湖決壊等）11%、地球物理関連（地震、津波等）7%となっており、圧倒的に水害が多い。

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。

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、被害を未然に防ぐ為の対策費用、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。実際に 2018 年は過去最多の 3,459 件、2019 年は 1,996 件降雨による土砂災害が発生している【図-23】。

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 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。

また、歴史の長い水力発電において、未開発地点は奥地化・小規模化の傾向にあり、自然災害発生リスクや影響が大きい。

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) 山間部設備の維持管理に関する支援

水力発電所は山間部に立地するという特徴があり、取水設備や発電所へアクセスするための道路が限定される場合が多く、特に奥地にある溪流取水設備では電源や電波の確保さえも困難な場合がある。

発電設備を維持管理する上でアクセス道路は非常に重要であるが、山間地

で利用者も少ないということもあり治山が不十分で斜面崩壊による通行止めが発生し、車両によるアクセスが困難となる場合も多い。また、アクセス道路自体が脆弱なため工事用の資機材や重機の運搬が困難となり、モノレールやヘリが必要となる場合もあり、設備故障や災害復旧などの工事費用が増嵩する傾向にある。これらのアクセス道路の管理者は発電事業者以外であることが多く、利用者が少ないことから十分な維持管理が行われていないことや長期的な通行止めとなる場合も多い。長期的な通行止めが発生した場合、発電所の適正な維持管理や故障復旧等ができず、長期的な発電停止を生じる可能性があり、発電所の存続そのものを脅かす危険性がある。

既存設備を最大限有効活用し、発生電力量を増加させるためには、溪流取水設備の維持および改造も必要となってくる。溪流取水設備は、より奥地に存在することが多く、アクセス道路の整備が不十分であることに加え、電源や電波が届かない地点もあり、溪流取水設備を有効に活用できていない場合もある。電源や電波の確保のための設備対応は工事費が高額となる場合もあり、溪流取水設備の有効な維持管理の阻害となっている。

山間部奥地にも重要設備が存在する水力発電所の立地的特性を鑑み、発電所の維持管理に必要なアクセス道路の整備や既存設備の有効活用に資する電源や電波等の設備工事への補助金等の支援を要望する。

4. 揚水発電所の維持・開発促進のための施策

揚水発電所の多くは建設後、数十年が経過しており、今後、改修・維持管理の負担が大きくなることが予想されている。しかし、現在の市場制度では投資回収が見込めないことや、今後の揚水発電の必要量が見通せないことが、設備更新や新規開発の障害となっている。

一方で、再生可能エネルギーの普及に伴う蓄電池としての役割や競争力を失った火力発電所の廃止に伴う周波数調整機能としての役割から、揚水発電所の重要性が高まっている。このため、以下の支援措置が必要である。

- a) 揚水発電所の収益を拡大するための市場制度設計
- b) 揚水発電所設備の維持費用に関する支援
- c) 揚水発電所の新規開発に対する支援

a) 揚水発電所の収益を拡大するための市場制度設計

揚水発電は、発電電力量 (kWh 価値) と容量 (kW 価値) の他、調整力公募または需給調整市場を通じて送配電事業者 (TSO) に調整力 (Δ kW 価値) を提供し、TSO の系統周波数維持に活用されている。揚水発電は、慣性力、同期化力等も有しており、太陽光発電など出力変動の大きい変動性再エネの余剰電力吸収による出力制御抑制、変動性再エネ出力変動緩和に貢献しており、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。

しかしながら、それでも日本における揚水発電の設備利用率は、数%と低い値に留まっている。可変速揚水発電は、揚水運転時でも調整力として活用できることから、定速機と比較して稼働率が高くなっているものの、揚水時のロスや運用コストの高さから、需要ピーク時などの利用に留まり、採算性の確保が難しい地点が多い。

可変速機を含めた揚水発電は変動性再エネの導入拡大に伴い、調整力、電力貯蔵設備として果たすべき役割は大きくなるため、これらの機能に対して適切な対価を得られる仕組みが必要であると考えられる。

制度、規制に関して、既に市場化されている卸電力市場、非化石取引市場、一部先行して商品化されている需給調整市場や、2024 年度から新たに導入される容量市場に関する会議において、引き続き議論が行われている。

揚水は需給ひっ迫時の供給力や変動再エネの出力変化に備えた調整力といった価値を保有しており、その性質上、実稼働の有無に寄らず固定費を回収できるしくみが必要である。

また、今後導入が進む変動性再エネは、慣性力や同期化力などアンシラリーサービスの機能を有しておらず、これらが不足することが想定されている。変動性再エネの導入量が増加するにつれて水力発電や揚水発電の果たす役割は大きくなるが、現時点では下げ調整力、電力貯蔵、アンシラリーサービス機能を保有することに対するインセンティブが働いていないことから、こ

れらに対するインセンティブが十分に働く市場制度設計を要望する。

b) 揚水発電所設備の維持費用に関する支援

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年代頃から開発が進んだ経緯にあり、2030年までに建設後約60年経過する発電所が250万kW存在し、廃止・機能停止のリスクが一層増加している。また、1990年代までに運転を開始したものが、90%以上を占めている【図-24】。今後、これらの設備の適切な更新・改修を行いながら採算性を確保していくことが、喫緊の課題となっている。

令和3年より「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また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）のうち工事等事業」が揚水発電所にも適用されるようになった。当該事業において補助率が1/4から1/3に上乘せされるためには「1,000kWの増出力」「災害等で長期故障中」「災害対策等を併せて実施する場合」のいずれかの条件に該当する必要があるが、揚水発電所においてこれらの条件を適用するのは難しい。揚水発電所は他の水力発電所に比べ経済性に劣るため、条件によらず補助率を1/3とすることを要望する。また、運転時のコスト削減に寄与する最新設備を導入するための費用に対する補助についても要望する。

c) 揚水発電所の新規開発に対する支援

新規開発を促進するためには、一般水力と同様に水力開発の特徴を考慮した支援制度や許認可手続きの簡素化等が必要となるが、特に揚水発電所の建設はその工事規模に伴い工事費用は高額となり工事期間も長期に及ぶ。このため、初期費用を抑制するための工事費に対する助成金制度が求められる。

一方、これまでに開発された揚水発電所の中には、将来的に増設する計画（工事中）としつつも、開発時期を後年度に設定している発電所も見られる。これら揚水発電所は水路や地下発電所が既に完成しており、新規開発よりも比較的開発ハードルは低いものと考えられる。また、既存の治水ダムや農業用ダムを上池や下池として活用した新規揚水発電所等も、ゼロベースからの開発よりも経済性で優位となる可能性が高いと考えられる。

したがって、これら様々な形態の揚水発電所の開発を促進する助成金制度設計を構築することを要望する。

5. 水力開発に係る許認可手続きの簡素化・迅速化

(1) 環境影響評価法

環境アセスメント手続き（国、都道府県）の迅速化に向けた取り組みを着実に進めることが必要である。

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少なくするため、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。

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ース、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-25】【図-26】【図-27】。

(2) 自然公園法

自然公園法の許可及び届出の手続きについて、特別地域内（主に第 2 種、第 3 種）における開発行為に関して、柔軟かつ合理的な運用が必要である。

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、具体的な規制緩和が進められている。

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柔軟かつ合理的な対応により、迅速化、簡素化を図ることを要望する【図-28】。

(3) 森林法

森林法の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、以下の措置を図る必要がある。

- a) 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
- b) 保安林内作業行為手続きに関する柔軟な対応
- c) 保安林の指定施業要件（禁伐）の緩和

a) 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も認められていない。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、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-29】。

b) 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-29】。

c) 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、基準未滿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、要件緩和を要望する。

(4) 河川法

水利使用許可申請における河川維持流量の許認可手続きについて、減水区間が短く取水量が少ない場合は、調査・検討内容を簡素化するなど、柔軟な対応と要件の簡素化により、許認可手続きの迅速化を図る必要がある。

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。

6. 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は、立地地域の理解醸成が不可欠である。

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組み

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、発電所と地域の良好な共生関係の維持に貢献してきた。このうち、水力発電に関係するものは、「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-30】【図-31】【図-32】。

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。

(電源立地地域対策交付金の交付要件緩和)

① 電源立地等初期対策交付金相当部分

緩和箇所	交付対象
現 行	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
緩和案	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	交付対象
現 行	出力 1,000kW 以上 (設備更新による出力増分：対象外)
緩和案	出力 1,000kW 未満も対象化 (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	交付対象
現 行	運転開始後、15 年以上経過している水力発電施設が所在 かつ その評価出力の合計が 1,000kW 以上 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
緩和案	運転開始後、15 年以上経過している水力発電施設が所在 かつ その評価出力の合計が 1,000kW 以上 (基準発電電力量[合計値]に関する要件の緩和)

緩和箇所	交付期間
現 行	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)
緩和案	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、流水占用料の用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。

参 考 资 料

水力発電所の開発・利用促進に係るアンケート調査概要

- 2021年12月、既存の発電事業者※を対象に、「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。
- 主に、①「FIP制度(新FIT制度含む)の課題や要望事項について」、②「FIP制度(新FIT制度含む)以外の補助制度について(FIP制度等との併用も含む)」、③「その他水力発電所開発・運用に係る課題や要望事項等について」の3点について調査した。
- 地点数と合計出力は自由記載のため参考記録とする。回答数では、①が62個の回答があり、最も関心が高かったと言える。

※電気事業連合会会員会社、電源開発株式会社、公営電気事業者、水力発電事業懇話会会員会社

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

①FIP制度(新FIT制度含む)の課題や要望事項

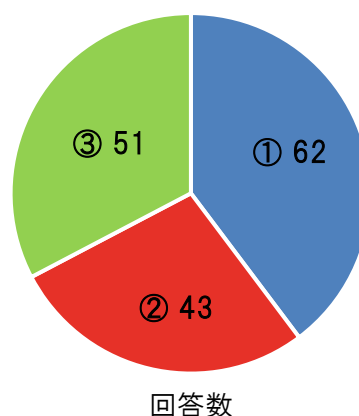
	回答数	地点数	合計出力[kW]
期間・期限等の緩和	14	11	33,410
改修範囲の緩和	6	1	11,000
提出書類・手続等の緩和	6	-	-
出力の見直し	6	51	600,298
価格に関して	17	25	81,750
地域活用要件	6	4	4,300
その他	7	4	7,000

②FIP制度(新FIT制度含む)以外の補助制度(FIP制度等との併用も含む)

	回答数	地点数	合計出力[kW]
既設の補助制度	10	4	24,100
系統接続	9	18	24,200
FIT・FIPとの併用	8	1	4,600
揚水発電	4	1	500,000
土木工事	4	1	4,900
その他	8	6	14,000

③その他水力発電所開発・運用に係る課題や要望事項等

	回答数	地点数	合計出力[kW]
系統接続	6	3	9,000
アクセス道路	4	2	5,900
各種法令・行政手続等	13	-	-
ダム管理	16	50	406,600
その他	12	10	961,700



〔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、2021年12月)を基に作成〕

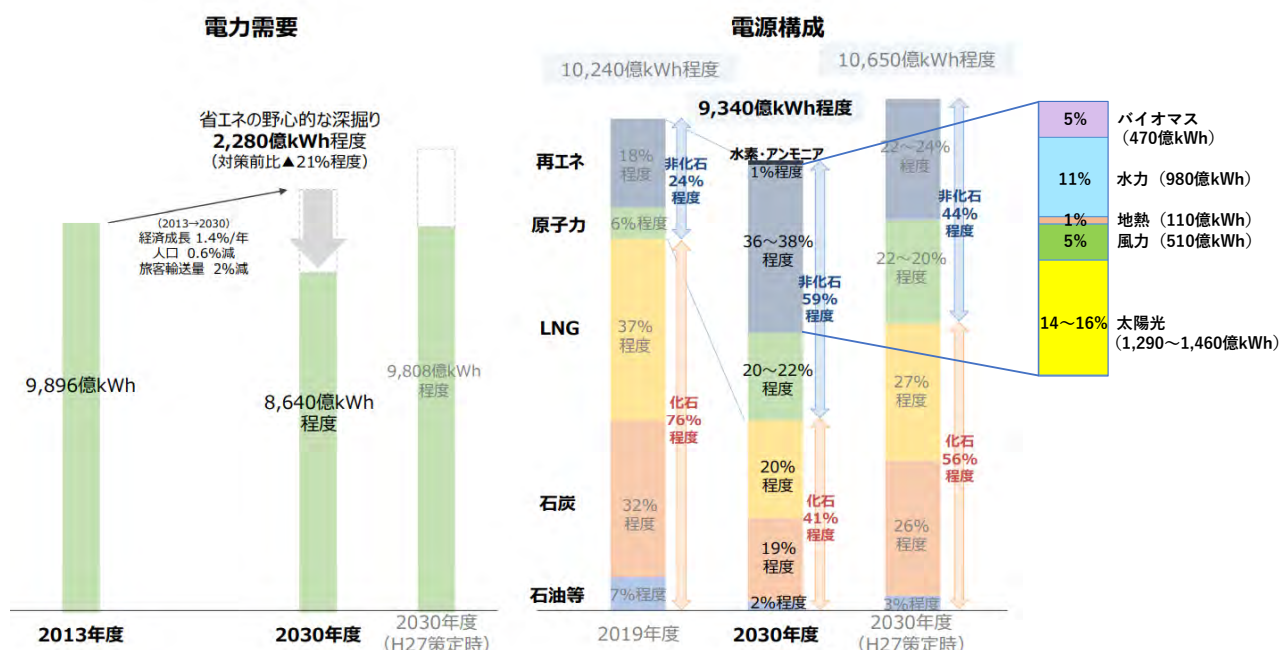
2030年度の電力需給構造における再生可能エネルギーの位置付け

○ 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)に示された2030年度の電力需給構造において、再生可能エネルギーは国民負担の抑制との両立を基本方針としつつ、3,360億kWh～3,530億kWh(36%～38%)の導入拡大が見込まれており、そのうち水力発電については980億kWh(11%)という極めて厳しい導入目標が示された。

○ 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）〕

2030年度における水力発電の導入見込み

- 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における水力発電の導入見込量として、大水力12.8GW、中小水力10.4GW、揚水27.5GW、合計50.7GWの目標が示されている。

○ 水力発電の導入見込みの考え方

- 中小水力の①現時点導入量は9.8GW、②FIT既認定未稼働の稼働は0.2GW※。
- ③2030年度までの新規導入見込量は、今後も政策努力を継続することで、直近3年度の平均認定量10万kW/年が進むと想定し、リードタイムも考慮すると、0.5GWの導入が見込まれる。
- さらなる導入拡大に向けては、(1)新規開発による容量の増加、(2)既存発電の有効活用の2つの方向性が考えられ、発電電力量の80億kWh程度の増加が見込まれる。(政策対応強化ケース)
 - (1) 中小水力を中心に開発リスクへの対応や地域理解の促進を図っていく。
 - (2) 既存設備と河川流量を最大限活用することにより、発電電力量の80億kWh程度の増加を見込む。
 - a. リプレイス時期に差し掛かっている大規模水力発電所の既存設備の最適化・高効率化
 - b. 長時間流入量予測技術の活用等により、効率的な貯水池運用

※FIT認定がなされた案件は確実に事業化する傾向にあり、全て稼働する見込み

区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)	
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化
中小水力	9.8GW	0.2GW	0.5GW	0.5GW	10.4GW	10.4GW
大水力	12.8GW		-		12.8GW	12.8GW
揚水	27.5GW		-		27.5GW	
合計	50GW (819億kWh)	0.2GW (10億kWh)	0.5GW (25億kWh)	0.5GW (105億kWh)	50.7GW (854億kWh)	50.7GW (934億kWh)

※①現時点導入量の合計は、電気関係報告規則に基づいた「電力調査統計」と「エネルギー総合統計」から引用。水力発電は降雨量等に起因する出水率により、各年度の発電電力量が大きく異なるため、過去10年(2010～19年度)の平均819億kWhを採用。2019年度は796億kWh、最大値は871億kWh(2015年度)

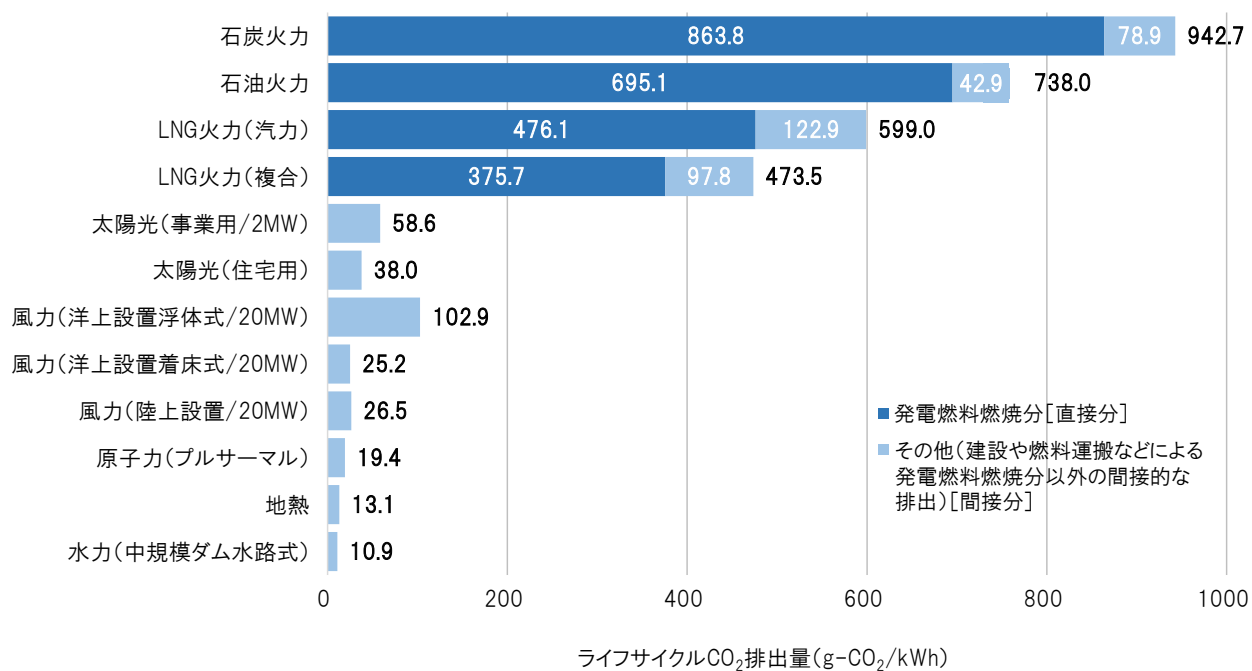
※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

[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（経済産業省、2021年10月）]

電源別のライフサイクルCO₂排出量

- 電源別のライフサイクルCO₂排出量の比較では、水力発電の排出量が最も少ない。
- 他の再生可能エネルギーに比べても、太陽光発電の1/3、風力発電の1/2程度である。

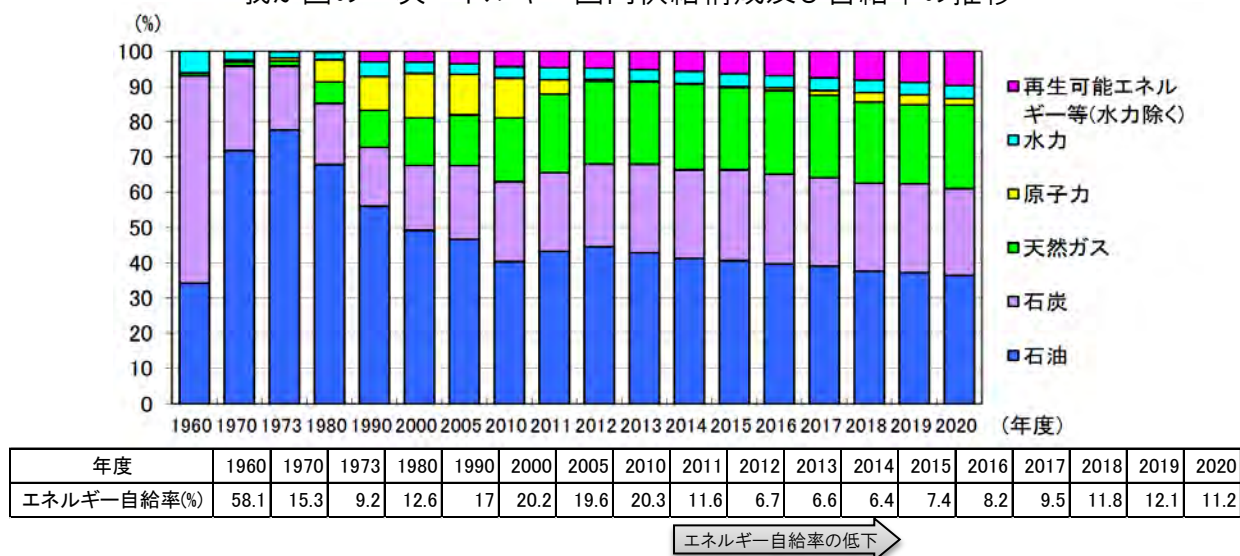


[出典：日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価（電力中央研究所、2016年7月）を基に作成]

エネルギー自給率の改善への貢献

- 東日本大震災以降、原子力発電所の停止に伴いエネルギー自給率が過去最低の6.4%まで低下した。近年は再生可能エネルギーの導入と原子力発電所の再稼働が進み増加傾向であるものの、依然として低い水準であり安定供給を確保するうえでエネルギー自給率の向上が重要な課題になっている。
- エネルギーミックスの実現により、エネルギー自給率は震災前を更に上回る30%程度に改善する見込みである。

我が国の一次エネルギー国内供給構成及び自給率の推移



〔出典：令和3年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書2022）（資源エネルギー庁、2022年6月）〕
 〔出典：日本のエネルギー 2021年度版「エネルギーの今を知る10の質問」（資源エネルギー庁HP）〕

2030年度における一次エネルギーの供給構成



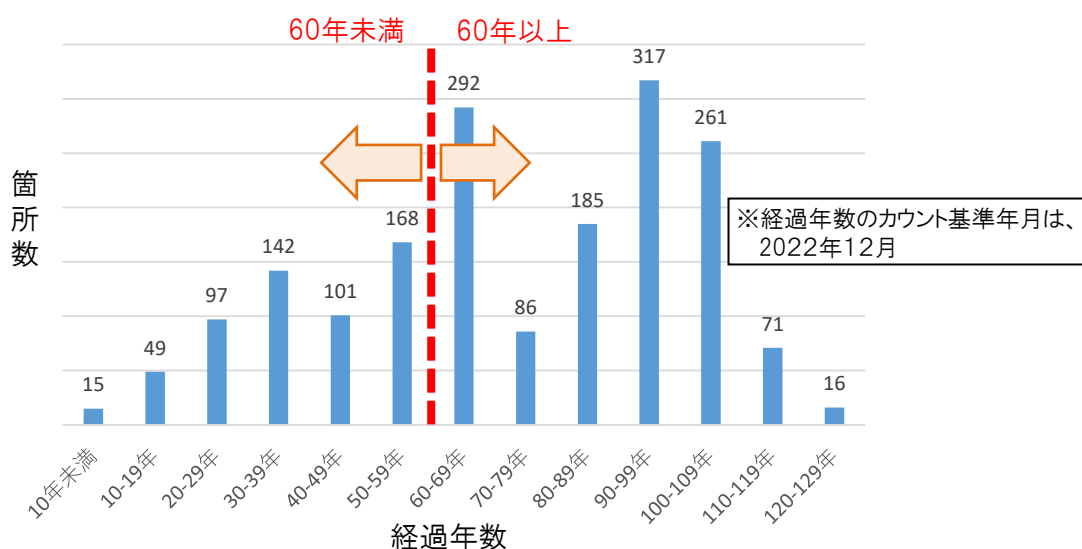
※ 再エネには未活用エネルギーが含まれる
 ※ 自給率は総合エネルギー統計ベースでは31%程度、IEAベースでは30%程度となる
 ※ H27以降、総合エネルギー統計は改訂されており、2030年度推計の出発点としての2013年度実績値が異なるため、単純比較は出来ない点に留意する

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

水力発電所の長期運用とコスト構造の特徴

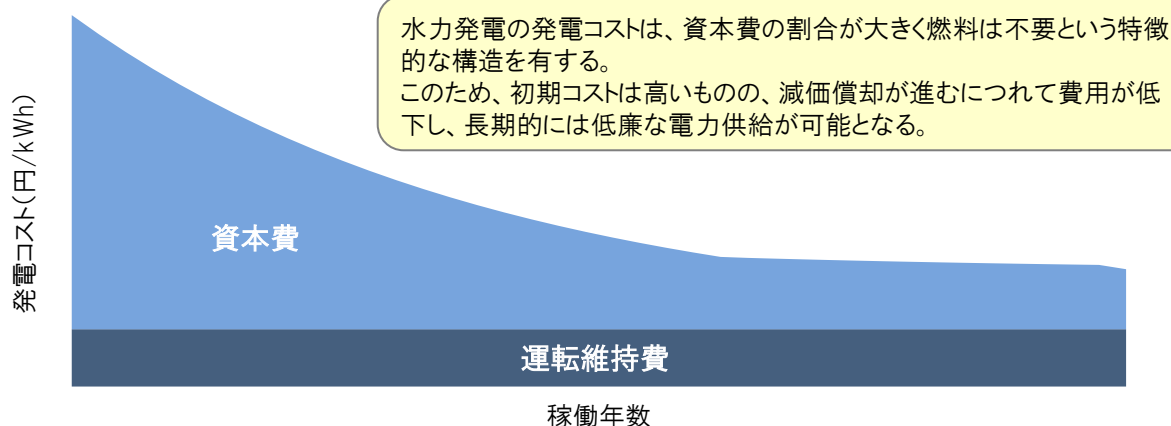
- 水力発電所は長期間の運転実績があり、設置後60年以上の発電所が68%を占める。
- 重い初期投資の負担に比べて、燃料費が不要で変動費のウェイトが低いことから、長期安定的に運転を行うことにより、発電コストが低減し経済性を発揮することが可能である。

水力発電所の運転開始からの経過年数



〔出典：水力発電所データベース（電力土木技術協会、2022年12月時点）を基に作成〕

水力発電の発電コストの経年推移イメージ（定率法による償却の場合）



水力発電の設備利用率

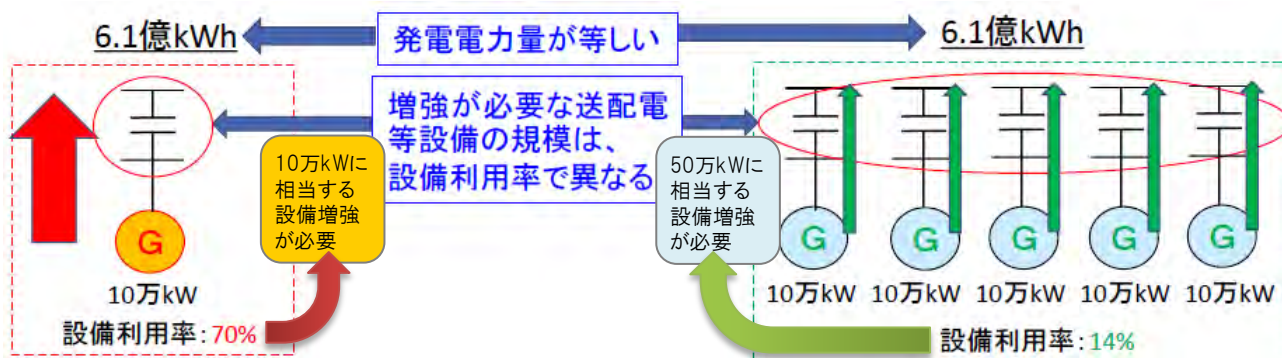
- 1,000kWの水力発電と同等の発電電力量を得るためには、設備利用率の差により、太陽光発電では3倍程度、風力発電（陸上）では2倍程度の規模の出力が必要である。建設費で比較した場合でも、水力発電が最も経済性に優れている。
- また、系統への接続を考えた場合、太陽光発電や風力発電は設備利用率が低いため、水力発電と同じ発電電力量を得るためには、より大規模な送配電等設備の増強が必要となる。

同じ年間発電電力量(400万kWh)を得るために必要となる電源別の出力の試算結果

電源の種類	出力 (kW)	設備利用率※	年間可能発電電力量 (万kWh/年)	建設単価※ (万円/kW)	建設費の目安 (億円)
一般水力	1,000	45%	400	64	6.4
小水力(80万円/kW)	800	60%	400	80	6.4
小水力(100万円/kW)	800	60%	400	100	8.0
太陽光発電(メガソーラー)	3,300	14%	400	29.4	9.7
風力発電(陸上)	2,300	20%	400	28.4	6.5
風力発電(洋上)	1,500	30%	400	51.5	7.7

※長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（発電コスト検証ワーキンググループ、2015年5月）の試算で使用された各電源の諸元を基に設定

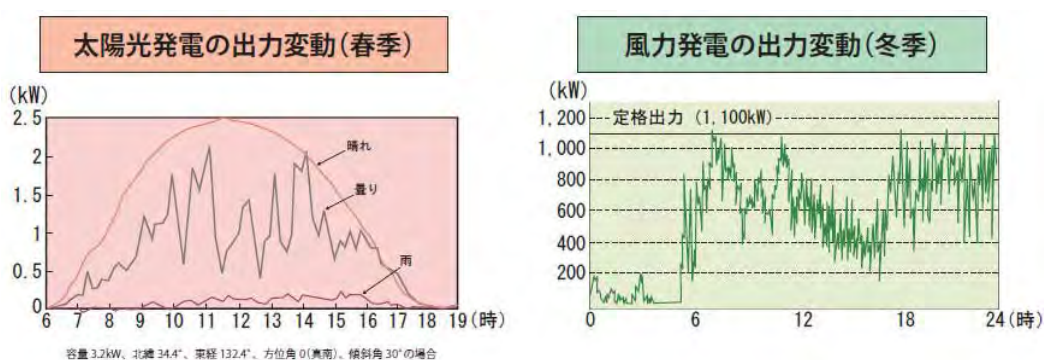
設備利用率の差異による送配電等設備の増強規模の比較



【出典：第11回広域系統整備委員会 資料1 参考2「一般負担の上限額の設定について（補足資料）」（電力広域的運営推進機関、2016年3月15日）を基に作成】

水力発電の系統安定化業務への貢献

○ 太陽光発電及び風力発電は、出力が気象条件や時間帯、季節によって左右され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。

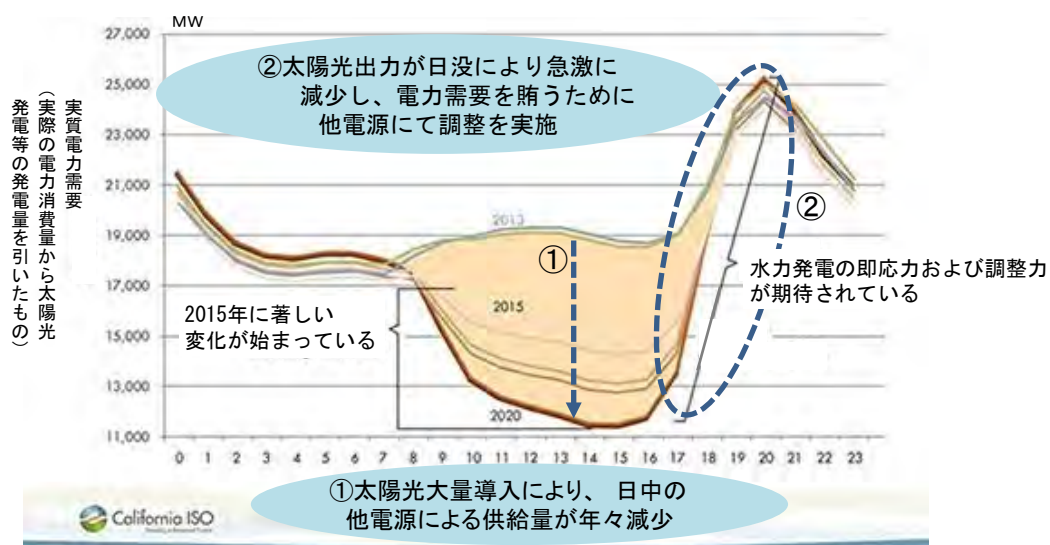


太陽光発電は
時間と天気で
発電量が変わる

風力発電は
風の強さで
発電量が変わる

[出典：低炭素社会実行計画パワーポイント説明資料（電気事業連合会）]

太陽光発電の大量導入による急激な出力変動と調整 (米国カリフォルニア州の事例 ダックカーブ現象)



[出典：Long Term Resource Adequacy Summit (California Independent System Operator, 2013年)を基に作成]

水力発電の出力調整能力

○ 水力発電は、同じく出力調整可能な火力発電に比べて、起動・停止に要する時間が数分程度と短く、出力の変化速度も大きいことから、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。

水力発電所の出力調整幅、出力変化率、起動時間

概要	流込式	調整池式	貯水池式	揚水式		
	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	発電運転	揚水運転	
					可変速機	定速機
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%			70程度～100%	—
出力変化	—	1分程度（出力調整幅内の出力変化）			—	—
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	揚水動力調整力	揚水動力

火力発電所の出力調整幅、出力変化率、起動時間

タイプ	汽力発電方式						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%	単軸 80%～100% 系列 20%～100%	単軸 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	

〔出典：NEDO再生可能エネルギー技術白書（NEDO、2014年2月）〕

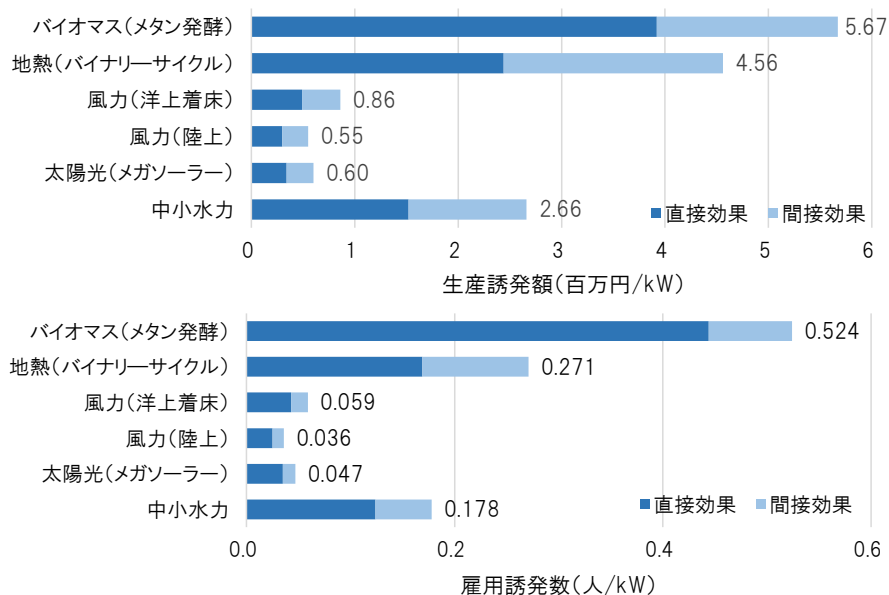
水力開発による地域経済への波及・雇用創出効果

- 水力発電は、地域経済の活性化に及ぼす影響が大きく、併せて雇用創出効果も期待できる。
- 道路整備などインフラ整備を伴うプロジェクトにおいては、上記効果が大きくなるだけでなく、地域社会の環境改善及び他産業への誘発効果にも期待できる。

昭和55年度の地域産業連関表を用いて需要誘発効果を試算した結果では、直接工事費2,050億円の投入額に対して誘発生産額は8,200億円となり、水力開発の生産誘発率は4倍に及ぶものと算定された。水力開発は他の電源に比べて土木工事の比率が高いこと、個々の出力は小さいものの地点数が多く、山村地域を主体に全国に広く分布していること等から地域経済の活性化に及ぼす影響は大きく、雇用機会の創出やインフラ整備の効果も併せて期待される。

〔出典：水力開発地点計画策定調査報告書「第5次発電水力調査」(通商産業省資源エネルギー庁公益事業部、1986年6月)より抜粋〕

平成25年の拡張産業連関表を用いた分析では、既存施設を有効活用した水力及び100kWの中小水力の施設建設時を対象としており、バイオマス発電に次いで高い生産誘発額・雇用誘発数効果が期待される。(同分析では試算されていないが、水力発電は保守管理期間においても生産誘発・雇用誘発効果が期待できる)



〔出典：拡張産業連関表による再生可能エネルギー発電施設建設の経済・環境への波及効果分析(文部科学省科学技術・学術政策研究所、2013年8月)を基に作成〕

水力発電による地域貢献の事例

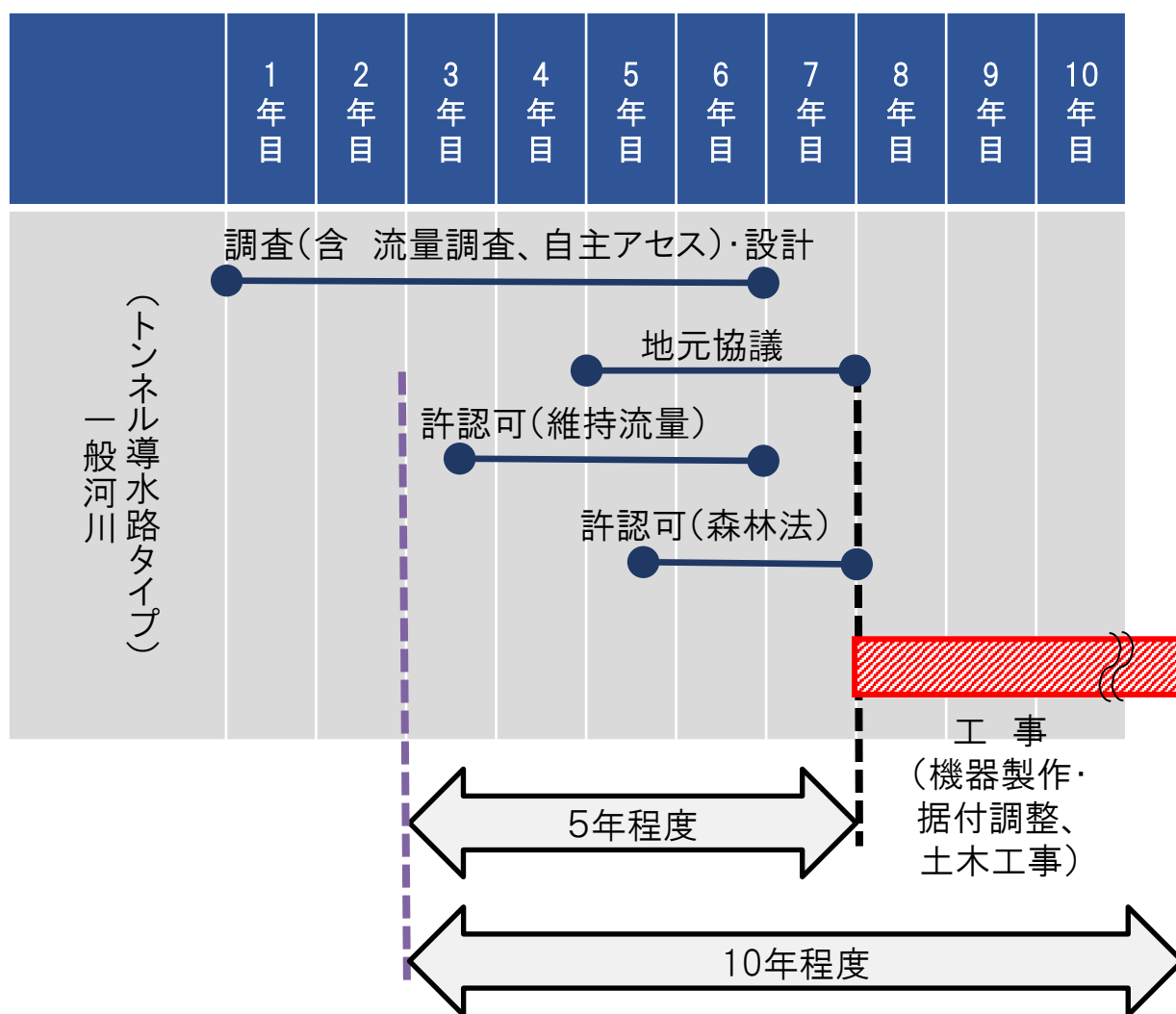
- 地域が保有する自然資源である河川水を利用する水力開発には、立地地域と良好な共生関係を構築し、その理解を得ながら、建設後も見据えて持続的に取り組むことが求められる。

分類	貢献要素	好事例	
		概要	事業主体分類
地域経済の活性化	事業収益の還元	売電収益を土地改良施設の維持管理費や受益農家の賦課金軽減に充当	土地改良区
		売電収益を温泉町のまちづくり事業に活用	地元SPC
	地域雇用の創出	地域による小水力発電事業の運営保守	地元SPC
	地域産業振興	「農山漁村電気導入促進法」で開発された小水力の売電収益により農業振興に貢献	農業協同組合等
		地元の重要な観光資源であるダム湖の環境保全や貯水位の安定化に貢献	旧一般電気事業者
		地元の重要な観光資源である滝の景観に配慮した取水運用で観光振興に貢献	民間企業
地域インフラの整備	防災機能	国交省の多目的ダム治水容量と発電用5ダムの空き容量を活用して下流の氾濫防止に貢献	旧一般電気事業者
		水害で被災した発電所群の水系総合土砂管理により河川の洪水・土砂災害対策を強化	旧一般電気事業者
地域へのエネルギー供給	単独供給	水力発電で過疎地の集落にかけがえがない安価な電力を特定供給	旧特定電気事業者
地域環境の保全・改善	水環境・景観保全	ダム周辺が国定公園内に位置することから構造物の景観やダム湖の水質保全に配慮	旧一般電気事業者
	河川環境保全	発電所群の水系総合土砂管理により河川の上流～河口までの環境・生態系の再生を図る	旧一般電気事業者
地域社会の活性化	地域資源の創出	市民参加型の小水力発電に先進的に取り組む自治体として地域の魅力・知名度を向上	地方公共団体
		地域が主体となった地域の復興・発展のための小水力開発のモデル事業として全国に発信	地元SPC
	地域交流促進	自治体が運営する小水力発電設備の視察・教育・研修	地方公共団体
		土地改良区が運営する農業用水を利用した水力発電設備の視察・教育・研修	土地改良区
		地元SPCが運営する小水力発電設備の視察・教育・研修	地元SPC
地域への定着	事業の持続性	農協等により1950～75年に開発された約90の小水力のうち現在も53カ所が稼働	農業協同組合等
		約60年にわたり安価で安定した電力供給を過疎地の集落に継続	旧特定電気事業者

〔出典：人材育成研修会テキスト（新エネルギー財団 電力土木技術協会、2020年12月）〕

一般河川における水力開発の工程例

- 一般河川を利用する場合、河川法（維持流量協議）、森林法（保安林解除）、自然公園法の協議、系統接続申込・回答、並びにFIT認定等に5年程度を要し、工事を実施し運転開始するまでに10年程度を要する。
- 事業実施の是非を判断する時期を許認可手続き開始前とした場合でも、運転開始までに10年程度を要するため、支援制度の長期継続が望ましい。



〔トンネル導水路を伴う建設事例を基に作成〕

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。
- これまでの補助事業対象発電所が全て運転開始した場合、導入出力は約160,000kW、電力量は約7.6億kWhを見込む。
- エネルギー基本計画の目標値は約68万kW、115億kWhであり、この目標値達成のためには、各種補助制度の継続及び拡充が必要である。

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(7カ年合計)

①2016(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

②2021(令和3)年度～2022(令和4)年度 補助事業

○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）

(1) 水力発電事業性評価事業（補助率：1/2以内）

(2) 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)
28	14,292

○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)
3	445

○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)
18	32,020	74,253

(注1) リプレースと設備更新の出力及び電力量は増分値を示す

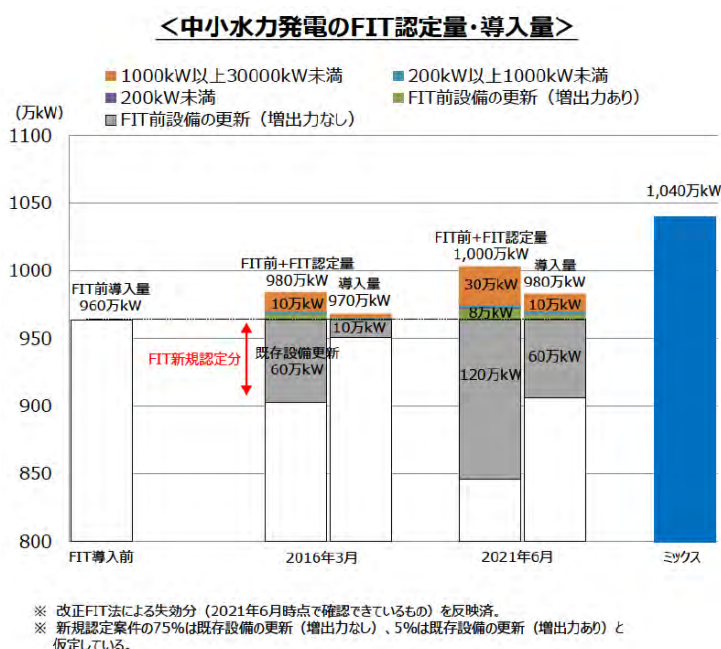
(注2) 記載している補助率は一般的な条件での値を示す（条件次第で補助率の変動あり）

〔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、2022年7月時点）を基に作成〕

FIT制度による中小水力導入目標と実績

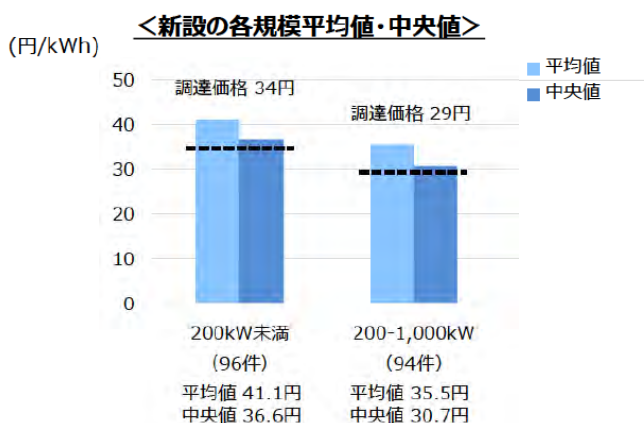
- 2012年～2021年のFIT導入量は20万kWである一方、エネルギーミックス（2030年度）の水力導入目標を達成するには更に60万kW程度の開発が必要であり、これまで以上の支援策が必要である。
- 2020年までに導入済み新設発電所の発電コスト（利潤は考慮せず）は、平均値で41.1円/kWh（200kW未満）、35.5円/kWh（200～1,000kW）程度であり、調達価格を上回る。

中小水力発電のFIT 認定量・導入量



〔出典：中小水力発電について（第72回調達価格等算定委員会、2021年12月）〕

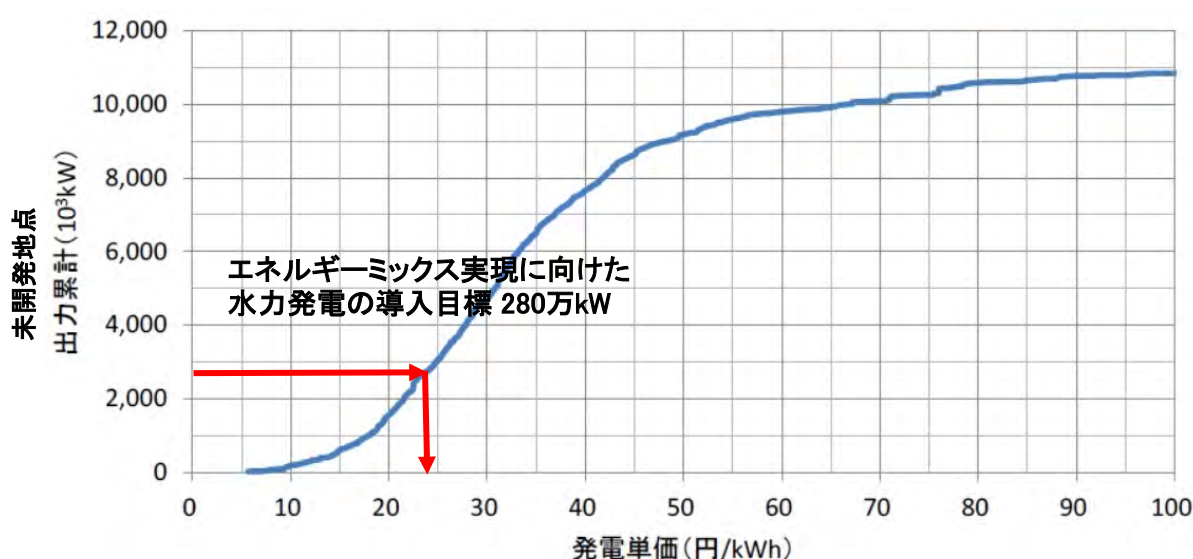
新設の出力と発電コスト(kWh)の関係



〔出典：中小水力発電について（第72回調達価格等算定委員会、2021年12月）〕

エネルギーミックス実現に向けた調達価格や期間等の評価【試算】

- 第5次発電水力調査をベースに2014年度に行われた「未開発地点開発可能性調査」の結果によると、エネルギーミックスの実現に必要な導入量である280万kW(2013年時点)を開発するには、発電コスト(利潤考慮せず)が20円/kWh以上の地点の開発が必要であることが示されている。
- 同調査では、FIT買取期間や価格等を見直した場合の影響評価を行っており、支援策の有用性が示されている。



〔出典：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を基に作成〕

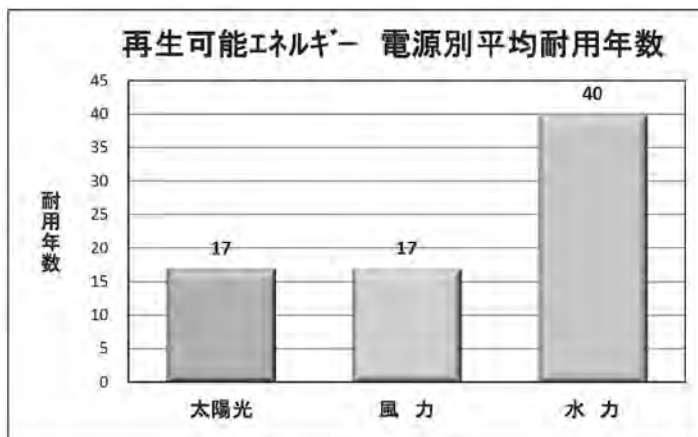
経済性向上方策による未開発有望地点への影響評価

ケース	増加地点数	増加出力(万kW)	増加電力量(億kWh)
①買取価格を34円/kWhとし、40年間継続した場合	+777	+362	+132
②買取価格を40円/kWhとし、20年間継続した場合	+276	+168	+63
③買取価格はそのまま20年間継続し、補助金を50%考慮した場合	+233	+157	+58

〔出典：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）より抜粋〕

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：
エネルギーレビュー2009年8月号
「水力発電の今日的な意義と新たな取り組み」
(エネルギーレビューセンター、2009年8月)
より作成〕

○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 (年)
ケーシング (曲管)	72
上下カバー (ハウジング)	68
ランナ	36
入口弁	49
固定子	38
回転子	43

※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」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。

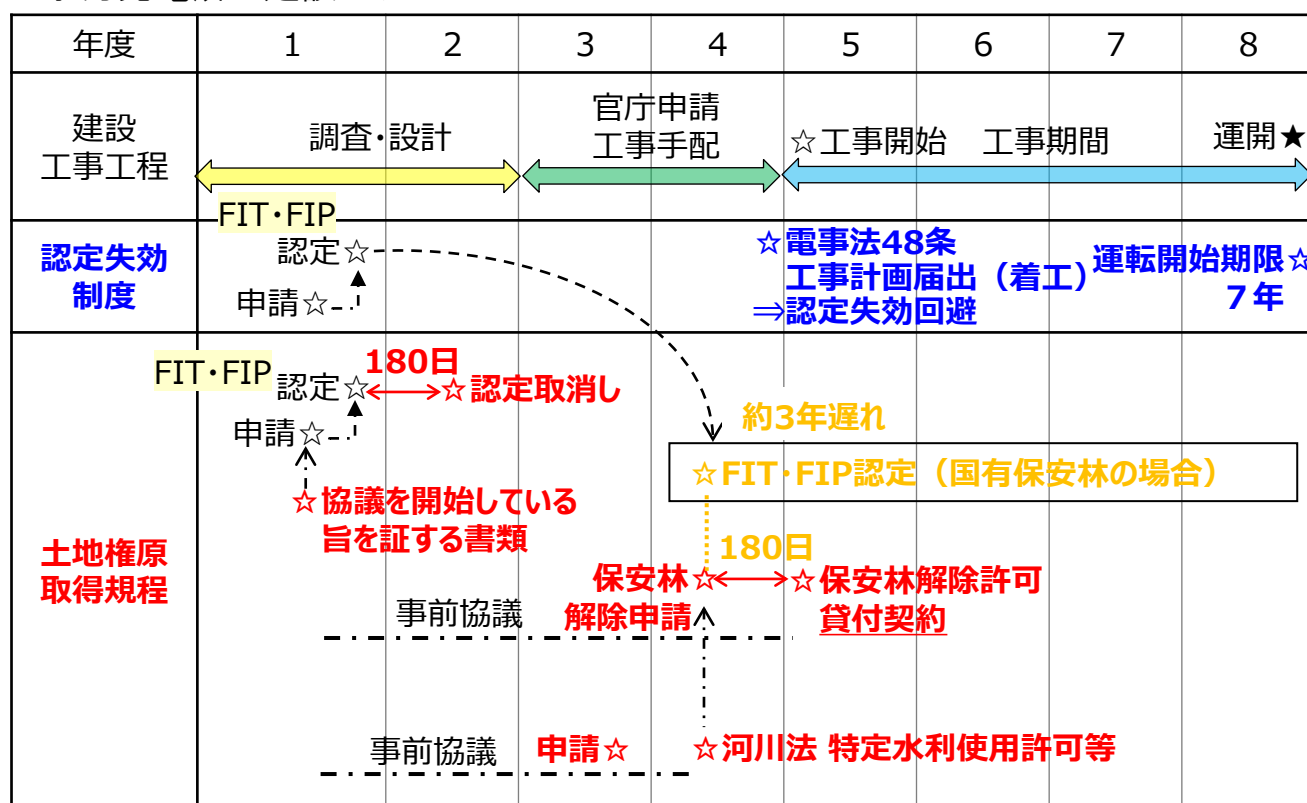
〔 第三条 6 〕

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。

FIT・FIP制度における申請時必要書類の条件緩和について
 (土地権原に係る認定後180日での認定取消し)

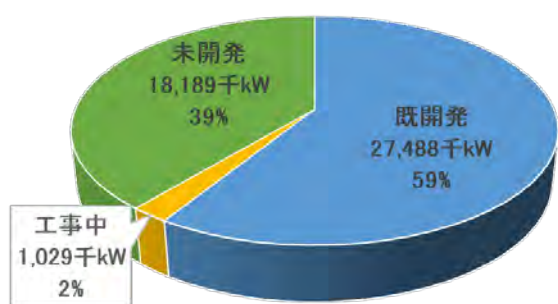
- 河川区域内や国有保安林内の土地権原については、河川法や森林法保安林解除の事前協議に長期間を要し、土地占用許可や貸付契約締結を得られるのは、一般的に、ほぼ着工のタイミングとなる。
- 「認定日後180日で認定取り消し」が規定されたことにより、河川区域内や国有保安林内の土地を事業用地に含む開発の場合、着工のタイミングまでFIT・FIP認定を得れない、もしくは得ても180日で認定取消しとなり、調査・設計段階での事業の予見性が損なわれることになる。
- 「認定日後180日で認定取り消し」の規定を撤廃するか、事業の確実性が見込める場合(例えば、当該土地以外の土地で発電設備を着工済の場合や多目的ダムへの発電参加で基本協定締結済やダム基本計画に告示済の案件)は認定取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。

水力発電所の建設スケジュールのイメージ

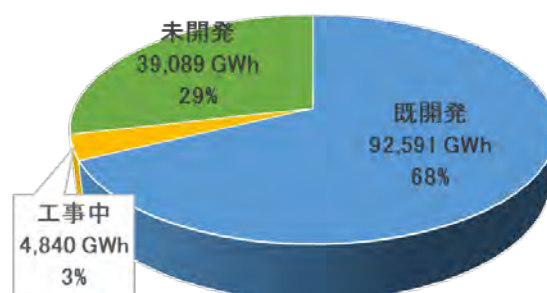


我が国の包蔵水力と水力発電のポテンシャル

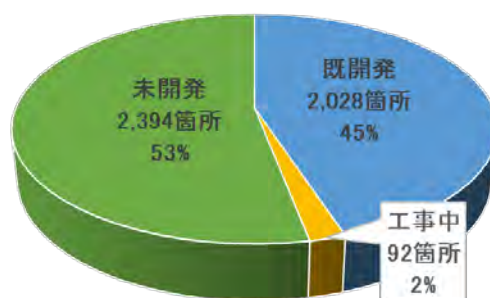
- 我が国の包蔵水力のうち、出力及び電力量ベースで6～7割程度、地点数で約5割が開発済みとなっている。
- 水力発電の未開発地点は約2,400地点存在し、3万kW未満の地点数が多く、特に3千kW未満が約1,500地点ある。開発地点の奥地化・出力の小規模化が課題である。



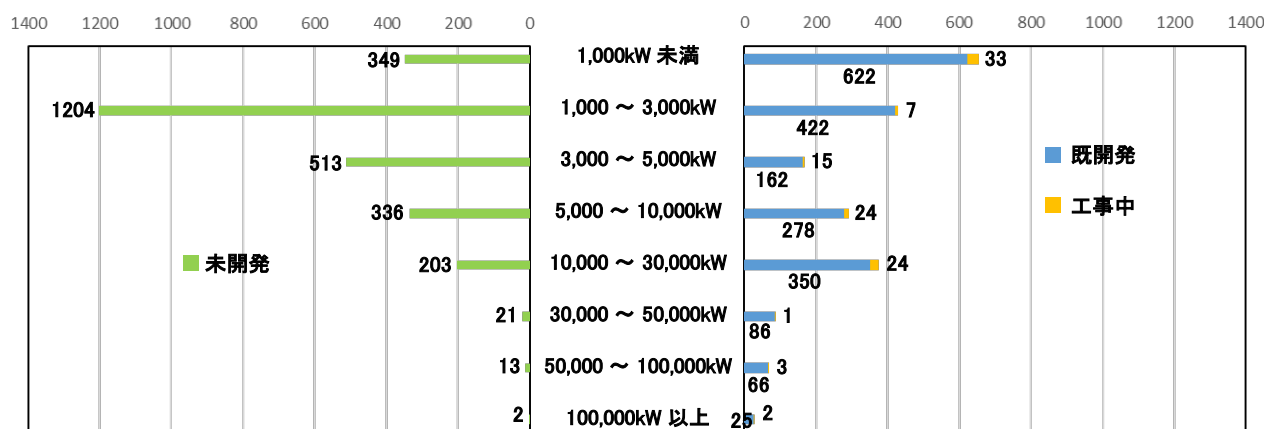
発電出力の構成



発電電力量の構成



開発地点数



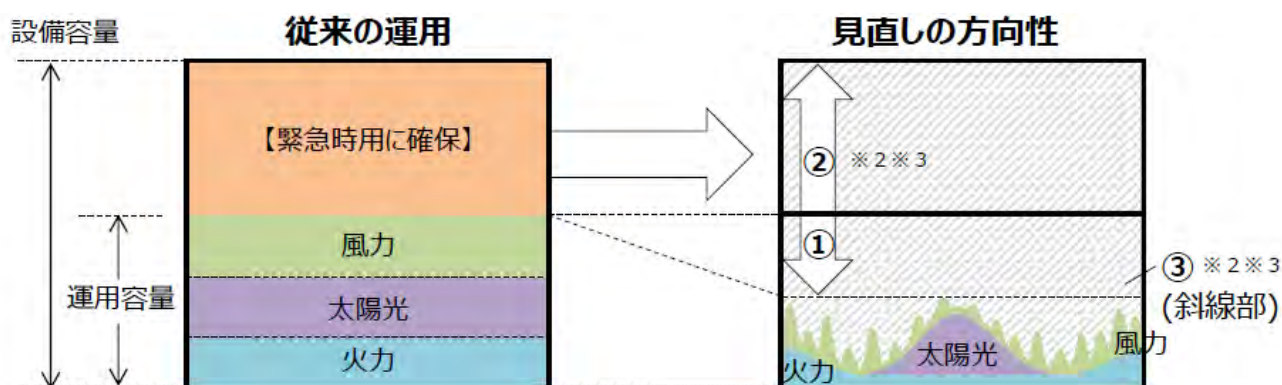
出力別包蔵水力(地点数)

〔出典：資源エネルギー庁 包蔵水力(2021年3月31日現在)より作成〕

日本版コネクト&マネージの概要

- 我が国の電力系統は、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致せず、再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、系統制約が顕在化している。具体的には、再エネを系統に「つなげない」、つなぐためには費用が「高い」、つなぐことができるようになるまで「遅い」といった声がある。
- 欧州でも日本と同様の課題が存在しており、系統増強となれば一定の時間と費用が必要になるが、他方で一定の条件の下で系統接続を認めるといった既存系統を効率的に活用する制度も存在している。日本においては欧州の取組を参考に、「日本版コネクト&マネージ」が進められている。

	従来の運用	見直しの方向	実施状況
①空き容量の算定 (想定潮流合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kWの空き容量拡大を確認※1
②緊急時用の枠 (N-1電制)	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により枠を開放	2018年10月から一部実施 約4040万kWの接続可能容量を確認※1
③ノンファーム型の接続	通常は想定せず	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2019年から千葉、北東北エリア等で先行実施。2022年4月から全ての基幹系統で全国一斉開始。ローカル系統への拡大は2023年4月から開始。



- ※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。
- ※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。
- ※3 電制装置の設置が必要。

〔出典：総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第19回）、基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第7回）合同会議資料「電力ネットワークの次世代化」2020年8月31日 資源エネルギー庁〕を基に作

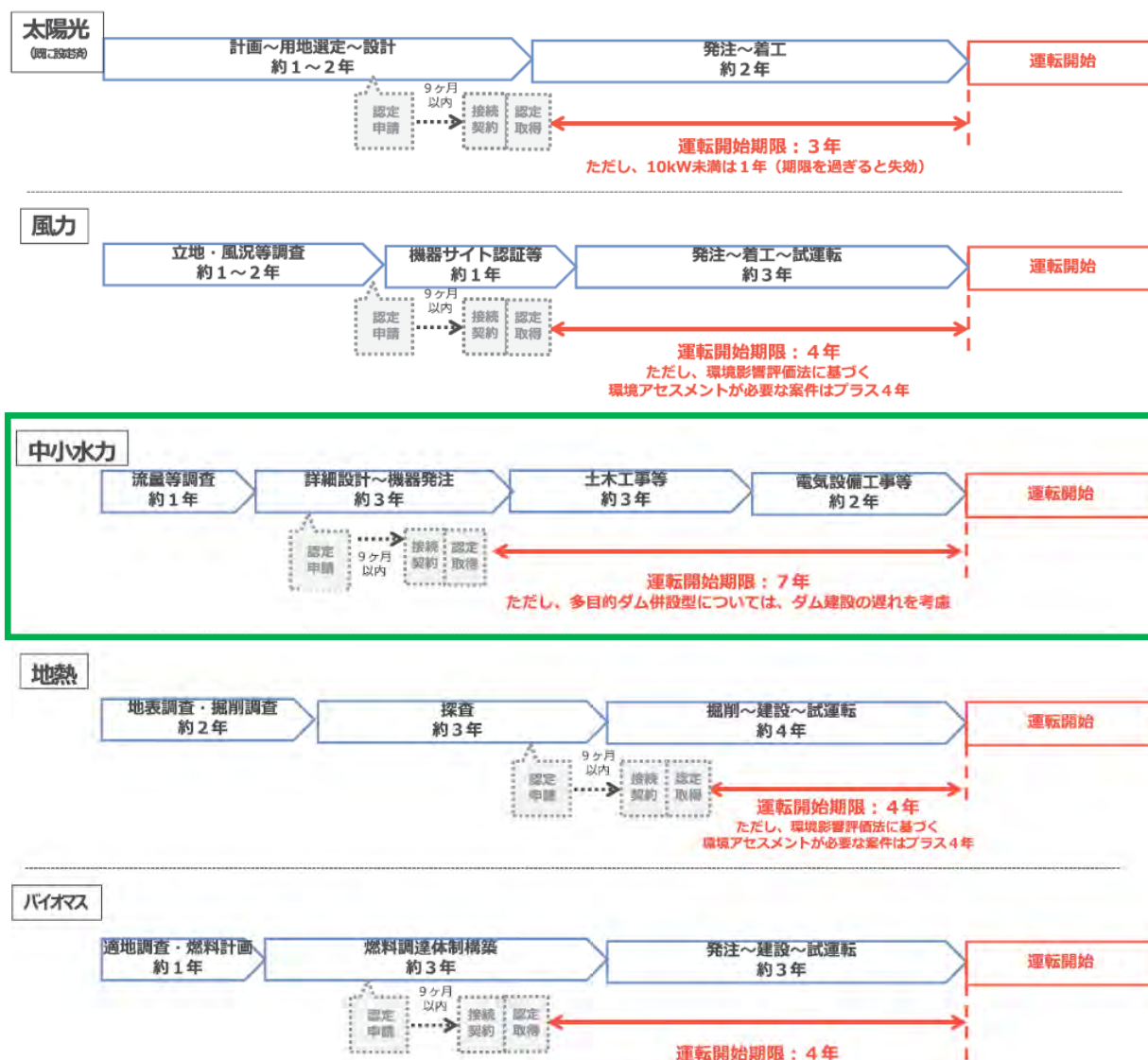
水力発電所の運転開始までに要するリードタイム

○電源ごとの計画・調査から運転開始までの期間

水力発電の開発にあたっては、図上計画を踏まえた現地踏査、地形・地質、河川流量等の調査を行い、地点の選定並びに発電計画を策定する。その後、詳細な地点調査(地質調査)や周辺環境調査(河川流量、水質、動植物、景観、河川利用状況等)を行い、計画精度を高めるとともに環境保全対策を含めた施工計画を立案する。

建設工事にあたっては、まず、地元の了解を得るとともに、国や地方自治体の各種法令に基づく許認可等を得る必要があり、建設工事についても、トンネル掘削や河川区域内での施工等により、完成までに長い期間を要する。

下図は、電源ごとの計画・調査から運転開始までの一般的な期間を示したものであり、他電源と比較しても(中小)水力発電は運転開始までに長い期間を要することが分かる。

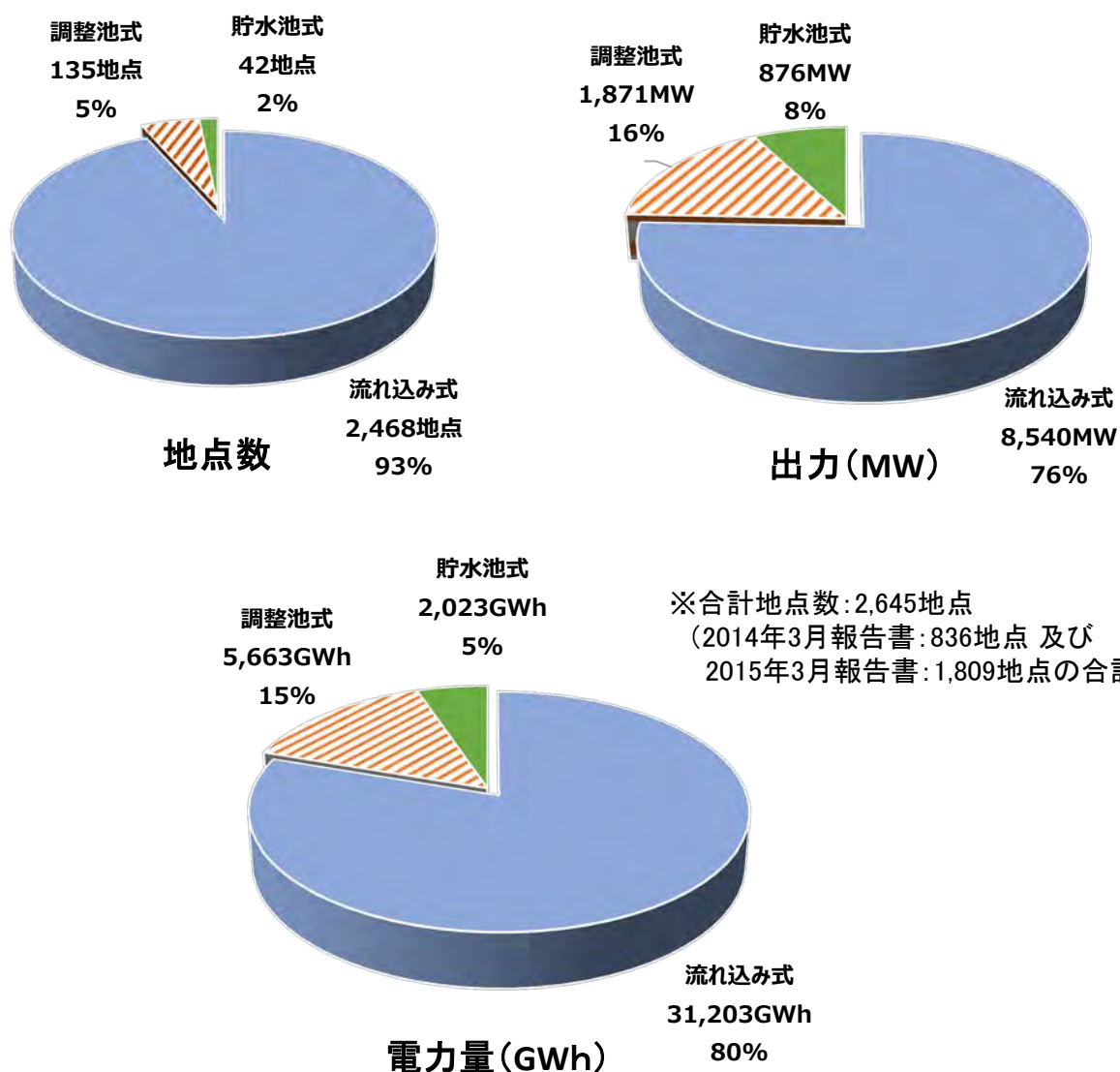


[出典：第2回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料5 「FIT発電事業の適正化」 (資源エネルギー庁、2018年1月24日)]

トンネル導水路への支援

○第5次発電水力調査の未開発包蔵水力の地点数は、トンネル導水路を伴う流れ込み式発電所が、全体の90%以上に達する。

混合揚水を除いた一般水力の発電方式別調査結果



[出典: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、2014年3月・2015年3月)を基に作成]

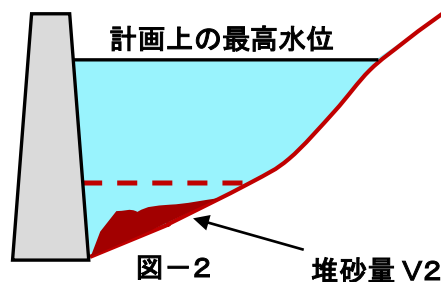
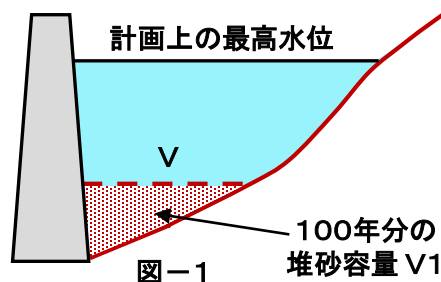
堆砂の進行状況について

- 国土交通省調査では平成17年度時点で、全国平均の堆砂率（実績堆砂量/総貯水容量）は全体平均で約8%、国土交通省所管の411ダムでは平均で約6%、発電専用の328ダムでは平均で約12%となっている。

堆砂の調査概要と調査結果

各ダムの堆砂状況調査の結果については、平成17年度に各ダムの管理者が実施した調査結果のうち、国土交通省に対して報告のあった下記の974ダムについてとりまとめた。

①国土交通省直轄管理ダム	79 ダム	} 411 ダム
②(独)水資源機構ダム(特定施設)	17 ダム	
③都道府県管理ダム	315 ダム	
④利水専用ダム	563 ダム	
計	974 ダム	

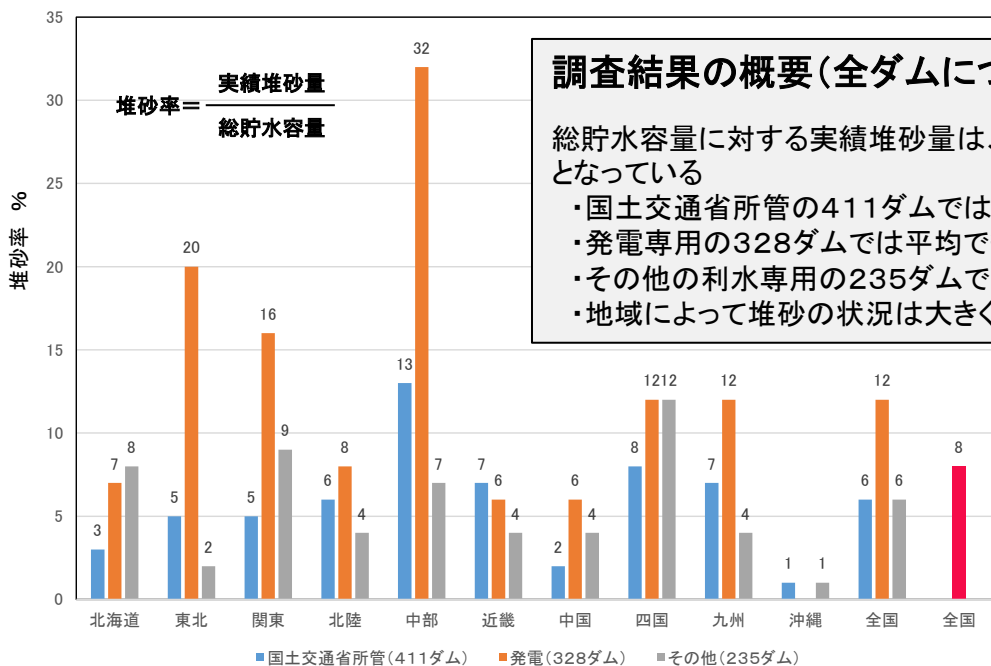


○調査は、下記の項目で整理

- ①ダム名：ダム名称
- ②水系名：ダムの位置する水系の名称
- ③河川名：ダムが位置する河川の名称
- ④ダム所在地：ダム堤体位置する都道府県
- ⑤管理者名：ダムを管理している者の名称
- ⑥流域面積：ダムの直接流域面積(間接流域含まず)
- ⑦竣工年月：ダムが竣工した年月
- ⑧総貯水容量：治水・利水容量+計画堆砂容量(図-1のV)
- ⑨計画堆砂容量：貯水池内に留まると推定される堆砂容量(V1)※1※2
- ⑩堆砂量：実際に調査した土砂量(図-2のV2)
- ⑪堆砂率：⑩/⑧

※1：死水容量を含む。

※2：昭和32年以前に完成又は計画されたダム等で、計画堆砂容量が設定されていないダム、堆砂容量が不明なダムがある。



調査結果の概要(全ダムについて)

総貯水容量に対する実績堆砂量は、全体の平均で約8%となっている

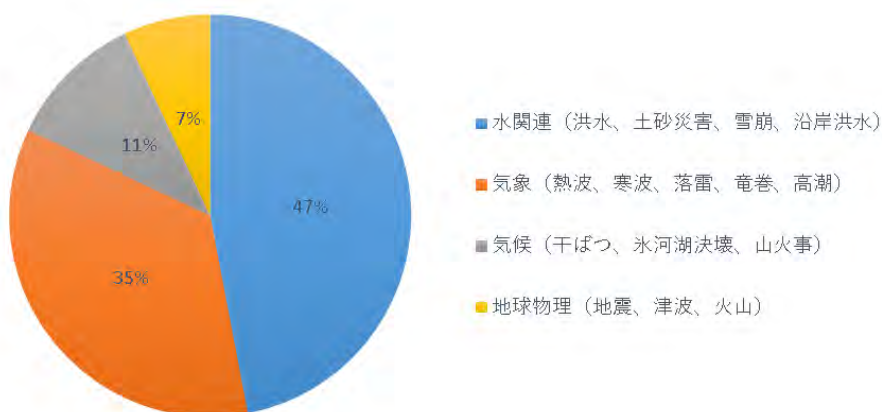
- ・国土交通省所管の411ダムでは平均で約6%
- ・発電専用の328ダムでは平均で約12%
- ・その他の利水専用の235ダムでは平均で約6%
- ・地域によって堆砂の状況は大きく異なっている

(平成17年度現在)

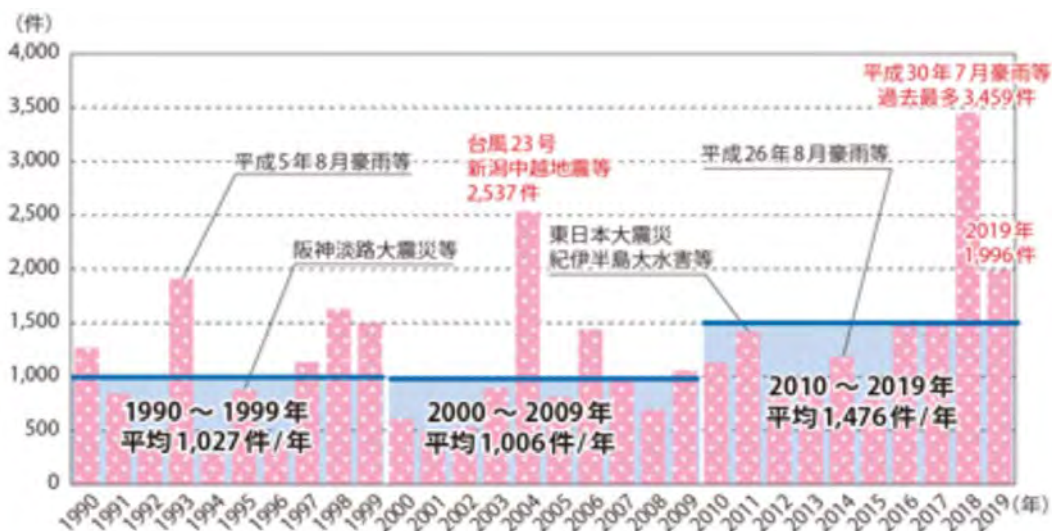
〔出典：ダムに関する主な課題（国土交通省、2005年時点）を基に作成〕

近年の自然災害について

- 世界的に発生している災害は、2017 年度比率で水害関連（洪水、土砂災害等）47%、気象関連（竜巻、熱波等）35%、気候関連（山火事、氷河湖決壊等）11%、地球物理関連（地震、津波等）7%となっており、圧倒的に水害が多い。



世界の自然災害の種別割合



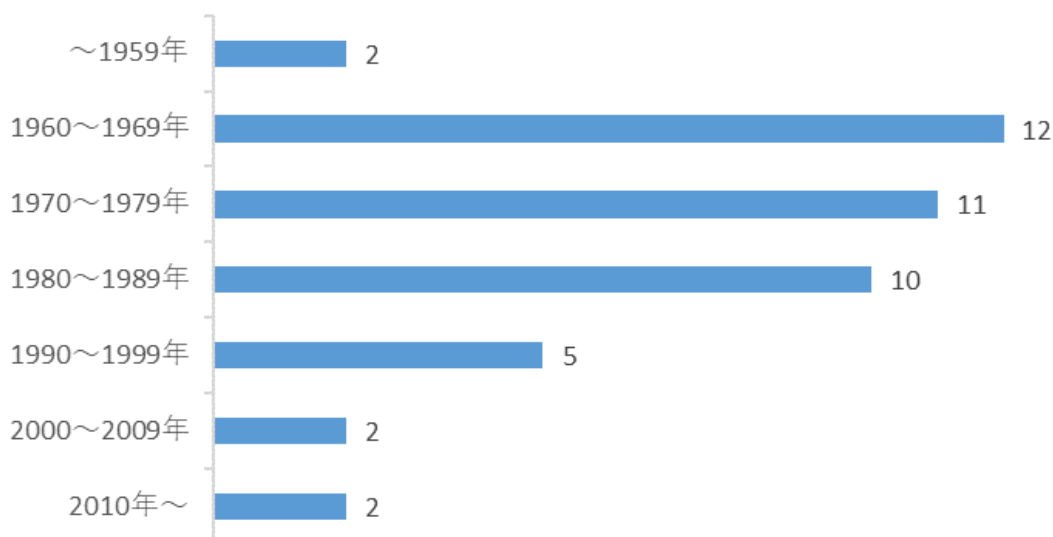
日本の災害件数推移

〔出典：激化する気候変動に備えた治水対策の強化と水力発電の増強（JAPIC、2021年6月）を基に作成〕

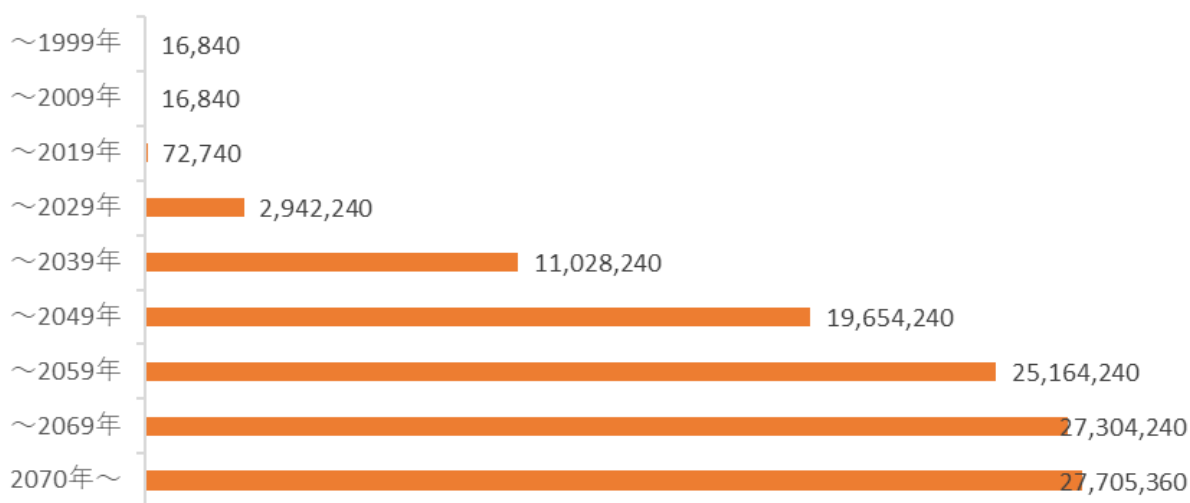
揚水発電所の運転開始年代と経過年数について

- 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年代頃から開発が進んだ経緯にある。
- 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。
- 2030年までに建設後60年経過する発電所が290万kW以上存在し、廃止・機能停止のリスクが一層向上している。

各年代において運転開始した揚水発電所数



各年代において運転開始後60年経過した揚水発電所の累積出力[kW]



〔出典：水力発電所データベース（電力土木技術協会、2022年12月時点）を基に作成〕

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期間には、通常3～4年程度を要すると考えられる。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を図る必要がある。

関 連 法 規

環境影響評価法

○第二条(定義)

〔第二項〕

この法律において「第一種事業」とは、次に掲げる要件を満たしている事業であって、規模が大きく、環境影響の程度が著しいものとなるおそれがあるものとして政令で定めるものをいう。

〔第三項〕

この法律において「第二種事業」とは、前項各号に掲げる要件を満たしている事業であって、第一種事業に準ずる規模を有するもののうち、環境影響の程度が著しいものとなるおそれがあるかどうかの判定を第四条第一項各号に定める者が同条の規定により行う必要があるものとして政令で定めるものをいう。

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(第一種事業に該当しないもの)
	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)	
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(第一種事業に該当しないもの)
	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な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)	

要 望 内 容

- 水力発電設備の設置及び変更工事について、手続きの迅速化を措置済の火力発電及び風力・地熱発電(2017年度をもって「環境アセスメント調査早期実施実証事業」が終了し、「環境アセスメント迅速化手法のガイド」が策定された)と同様に、手続きの迅速化が必要である。

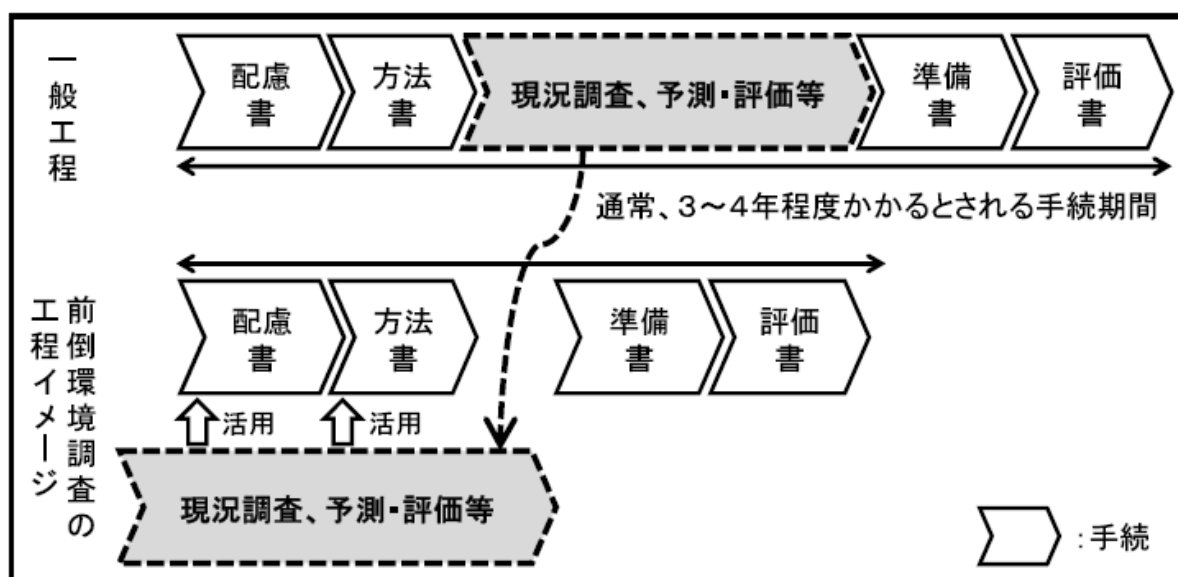
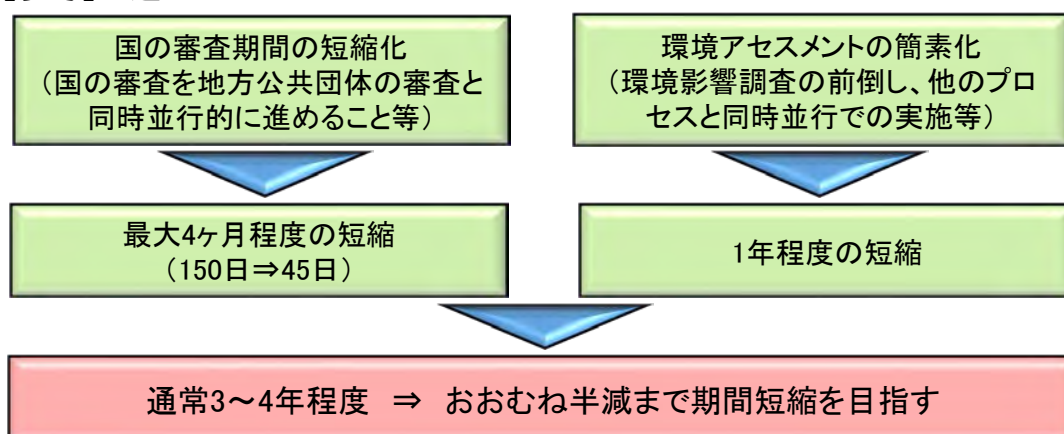
環境アセスメントの迅速化(審査期間の半減)

- 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ことを目指す。
- 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進めること(前倒し環境調査※)が必要である。

※ 前倒し環境調査

通常、「方法書手続き」において、調査の対象や方法が確定した後に行われる(実地の)調査・予測・評価(現況調査等)を、「配慮書手続き」や「方法書手続き」に先行して、あるいは同時並行で進めることで、現況調査のみの期間を大幅に短縮させることが可能となる。

【参考】迅速化のイメージ

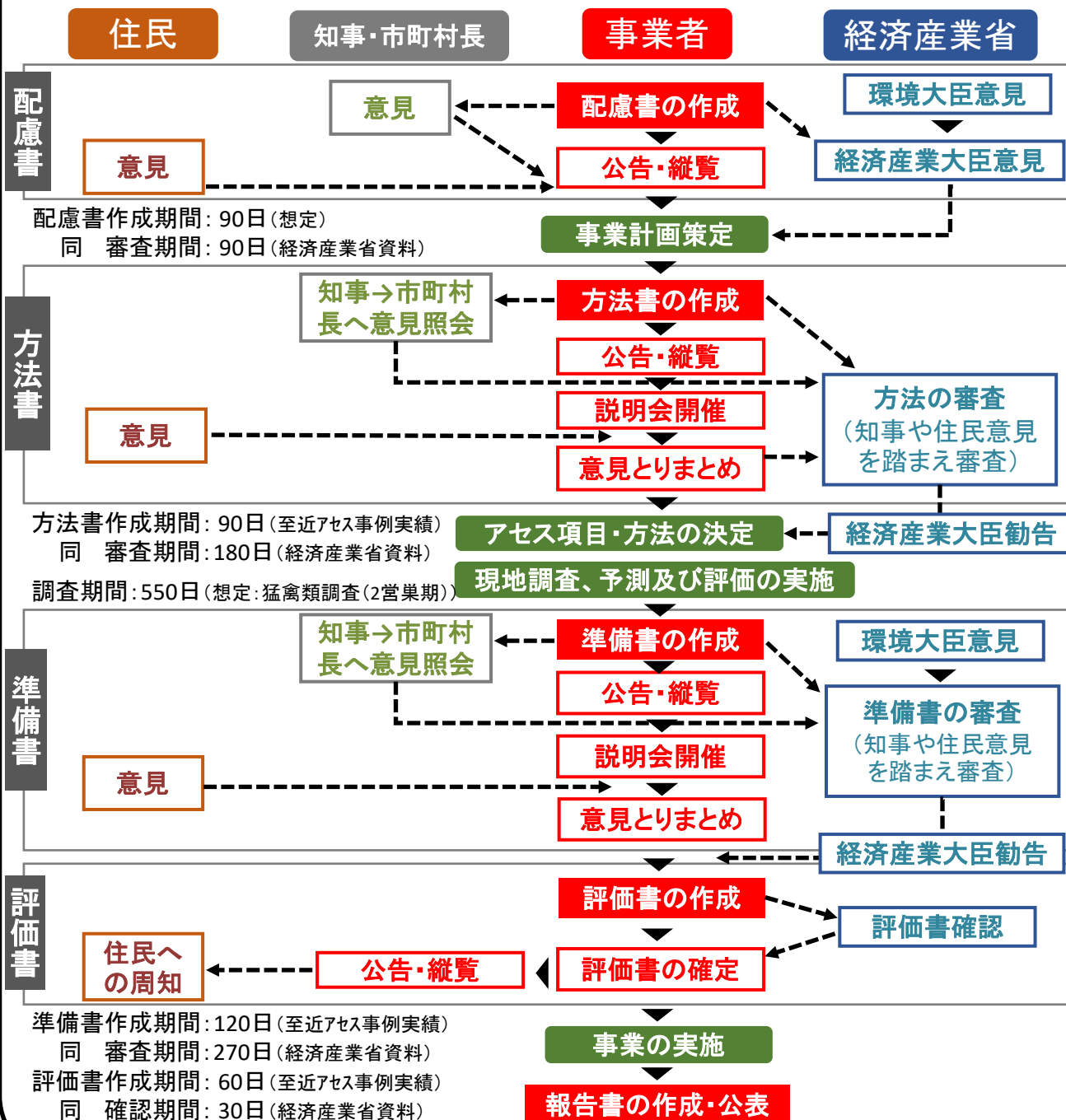


〔出典：環境アセスメント迅速化手法のガイドー前倒環境調査の方法論を中心にー(NEDO、2018年3月)〕

水力発電所の設置工事等の事業に係る環境アセスメントの流れ

- 環境アセスメントの手続き期間は通常3~4年。
- 社会・経済環境の変化による開発リスクが懸念されることから、迅速化を図る必要がある。

水力発電所の環境アセスメント手続き(概要)



〔出典：発電所に係る環境影響評価の手引（経済産業省、2017年5月）を基に作成〕

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

- 特別地域内(主に第2種、第3種)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もあり、水力開発の開発阻害要因となる場合がある。

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、特別地域内(主に第2種、第3種)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

- 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、このことが過度の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り、事業計画の見通しが付き難いなど、水力開発を進める際の開発阻害要因になっている。
- また、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ため発電所の開発は困難となっている。

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。

○第三十三条(保安林の指定または解除の通知)

〔第四項〕

第一項の規定による通知に係る指定施業要件のうち立木の伐採の限度に関する部分は、当該保安林の指定に係る森林又は当該森林を含む保安林の集団を単位として定めるものとする。

○第三十四条(保安林における制限)

〔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。

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、以下の措置を図る必要がある。
 - a) 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
 - b) 保安林内作業行為手続きに関する柔軟な対応
 - c) 保安林の指定施業要件(禁伐)の緩和

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。

(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) 交付限度額

期間に応じて、以下の通り交付される。

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

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。

[出典：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とする。

(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、隣接市町村等。

(3) 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	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

(4) 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。

[出典：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。

(2) 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5.9銭（揚水2.95銭）※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、最高限度額 なし＞

※2021年度からは7.5銭（揚水3.75銭）へ変更

(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※の交付を受けることが可能）

※2021年度から最大40年が最大50年に変更（10年延長）

〔出典：電源立地制度について（資源エネルギー庁、2016年度版）を基に作成〕

新エネルギー産業会議審議委員名簿

任 期 自 令和 4年7月 1日
至 令和 6年6月30日

氏 名	会 社 名 等	役 職
牛 山 泉	足利大学	理 事
藤 森 俊 郎	株式会社 I H I	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	足利大学大学院	特任教授
池 上 徹	株式会社安藤・間	取締役副社長
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 I N P E X	常務執行役員 再生可能エネルギー ・新分野事業本部長
船 山 政 昭	株式会社 I N P E X ドリリング	代表取締役社長
中 尾 亮	N T T 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
山 口 敦 治	ENEOS株式会社	リソース&パワーカンパニー 再生可能エネルギー事業部長
西 川 秀 昭	大阪ガス株式会社	顧 問
新 川 隆 夫	鹿島建設株式会社	常務執行役員 環境本部長
藤 岡 直 人	関西電力株式会社	研究開発室長
牧 野 俊 亮	株式会社関電工	専務執行役員 戦略技術開発本部長
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
嘉 藤 好 彦	株式会社熊谷組	代表取締役執行役員副社長
相 田 文 雄	公営電気事業経営者会議	専務理事
小 椋 大 輔	株式会社神戸製鋼所	執行役員
眞 鍋 修 一	コスモエコパワー株式会社	取締役常務執行役員
木 下 貴 夫	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	執行役員
宮 崎 誠 司	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
西 堀 仁	シャープエネルギーソリューション 株式会社	シニアエキスパート
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	技術戦略研究センター フェロー
大 河 内 巖	JFEスチール株式会社	専務執行役員

氏 名	会 社 名 等	役 職
廣 岡 知	JX金属探開株式会社	取締役 開発事業部長
塩 将 一	積水化学工業株式会社	住宅カンパニー広報・渉外部 シニアエキスパート
橋 口 昌 道	一般財団法人石炭フロンティア機構	専務理事
東 中 基 倫	石油資源開発株式会社	株式会社 カーボンニュートラル技術部 部 長
茂 原 莊 一	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	東京技術企画部 部長
椎 葉 隆 代	株式会社竹中工務店	エンジニアリング本部長
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
茅 陽 一	公益財団法人 地球環境産業技術研究機構	顧 問
大 里 和 己	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
水 津 卓 也	中国電力株式会社	エネルギー総合研究所所長
笹 津 浩 司	電源開発株式会社	常務執行役員
手 塚 茂 雄	電源開発株式会社	火力エネルギー 部長代理
川 原 修 司	一般社団法人電力土木技術協会	専務理事
若 狭 匡 輔	東京ガス株式会社	ソリューション技術部長
飯 田 誠	東京大学	特任准教授
芋 生 憲 司	東京大学	教 授
石 谷 久	東京大学	名誉教授
山 本 竜太郎	東京電力ホールディングス株式会社	常務執行役
黒 川 浩 助	国立大学法人東京農工大学	名誉教授
植 田 讓	東京理科大学	教 授
四 柳 端	株式会社東芝	取締役常務
藤 井 健 知	東電設計株式会社	社会基盤ユニット再生可能エネルギー 本部 再エネ技術部長
青 木 修 一	東邦ガス株式会社	技術研究所 主幹研究員
佐々木 裕 司	東北電力株式会社	常務執行役員
松 原 利 之	飛島建設株式会社	常務執行役員 技術研究所長
萩 上 幸 彦	日鉄鉱業株式会社	取締役
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

氏 名	会 社 名 等	役 職
田 中 一 幸	一般財団法人日本環境衛生センター	東日本支局 環境事業本部 環境事業第一部 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
成 田 正 士	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	エネルギービジネスユニット 再エネソリューション事業部長
神 本 正 行	弘前大学	特別顧問
中 山 和 哉	富士電機株式会社	常務理事 技術開発本部長
吉 田 悟	株式会社北拓	取締役 副社長
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	常務執行役員
森 本 英 雄	前田建設工業株式会社	常務理事
松 井 重 和	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
加 藤 晴 信	三菱電機株式会社	電力・産業システム技術部長
松 野 芳 夫	三菱マテリアル株式会社	環境・エネルギー事業カンパニー エネルギー事業部長
神 田 正 明	三菱マテリアルテクノ株式会社	取締役副社長
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	国内事業企画部 担当部長
齋 藤 仁 史	株式会社レノバ	プロジェクト推進本部副本部長

77名

新エネルギー産業会議水力委員会委員名簿
(令和4年度)

	氏 名	所属／役職
委員長	川原 修司	一般社団法人 電力土木技術協会 専務理事
委員	内海 博	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	大中 宏明	富士電機株式会社 発電プラント事業本部 発電事業部 水力プラント部 部長
委員	小田 直樹	電気事業連合会 立地電源環境部長
委員	喜田 勝彦	公営電気事業経営者会議 事務局長
委員	黒川 昌彦	水力発電事業懇話会 事務局長
委員	佐々木 暢彦	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	辻 一幸	ダム・発電関係市町村全国協議会 会長
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	林 直人	電源開発株式会社 水力発電部 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	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

水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に向けた提言

令和5年3月

この提言書は、新エネルギー産業会議の審議を経て、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
〒170-0013 東京都豊島区東池袋3丁目13番2号
電話 03-6810-0362
FAX 03-3982-5101