資料２

調達価格等算定委員会ヒアリング資料（中小水力4団体）

2025年　11月4日

公営電気事業経営者会議
大口自家発電施設者懇話会水力発電委員会
全国小水力利用推進協議会
水力発電事業懇話会

2025年度　調達価格等算定委員会　ヒアリング資料（中小水力4団体）

〇自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

〇水力発電所の稼働年数実績

〇開発における投資判断に用いる事業期間及びハードルレート

〇自立化に向けた取組の主な進捗・成果

自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

○資本費及び運転維持費の自然減（増）の見込み。

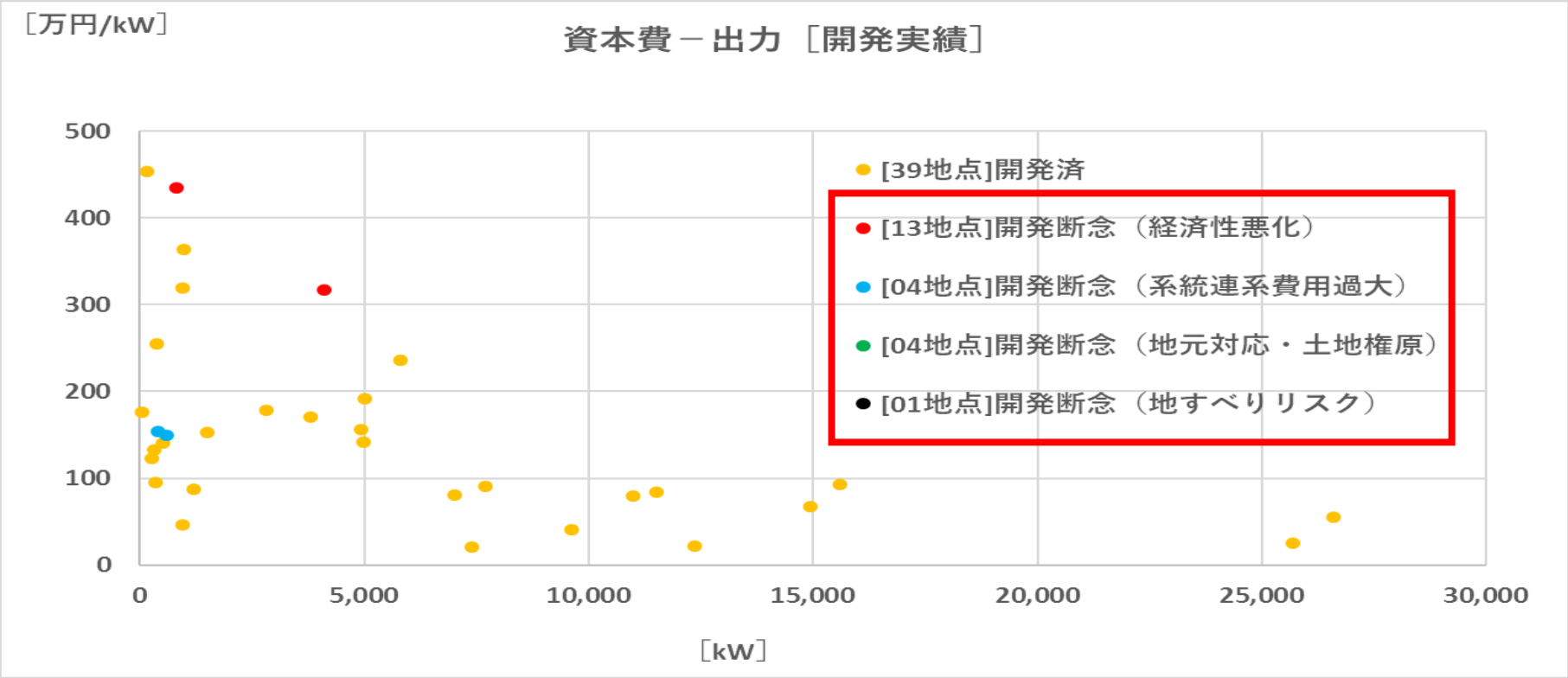
➢資本費については、物価上昇・人件費高騰など**自然増の要因はある**ものの**自然減の見込みなし。**
➢運転維持費についても同様に**自然減の見込みはなく**、後述の「自立化に向けた取組み」に注力し、微力ながらも運転維持費の削減に貢献

○価格目標達成（自立化）に向けた取組並びに当該取組による資本費及び運転維持費の低減見込み。

➢海外製品の使用
為替レート130円/€程度の時期では国内製に比べ**▲30%程度、海外製の方が安価**であった。
しかし、ここ数年の動向としては2024年7月の175円/€をピークに円安が進行し、海外製によるコストダウンは6%程度とほとんど見込めない状況となった。
至近の状況では2025年6月時点で165円/€と緩やかに円安が回復しつつあるため、**10%程度のコストダウンの可能性は見込まれる**。

自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

➢2022～24年度における中小水力4団体の開発実績は下図のとおり。**出力5,000kW未満の資本費は概ね450万円/kW以下**となっており、各団体によって**実施判断の基準は異なる**。
➢工事費高騰に伴う経済性の悪化や系統連系負担金の増大に伴い、**新規開発を断念した地点が複数箇所存在**する。
（今回調査分で22地点、出力の回答あったもので合計約12,000kW相当）



※出力もしくは資本費の回答が無かった地点は表に反映されておりません。

自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

市場価格以下の売電価格を達成できる事業モデル（出力1,000kW）

FIT/FIP制度なし

➢事業モデルの試算条件　（団体の実態調査による中間値を採用）

- ■施工範囲　：**新設相当**（取水口・沈砂池・水槽・鉄管・建物・水車発電機[基礎含む]・放水路）
- ■仕様　：配電連系、横軸、誘導機、建物新設（床面積200㎡×高さ7m）、導水路等新設
- ■事業期間　：**40年**
- ■投資基準　：P-IRR＝**6.0%**
- ■出力　：**1,000kW**
- ■設備利用率：**54.7%** → **60.0%**（増電力の取組みを反映）
- ■停止率　：**5.0%** → **4.0%**（計画・計画外停止の削減取組みを反映）
- ■売電価格　：**11.0～19.0円/kWh**（5年契約、更改時に1.0円/kWh上乗せ※1）
- ■定例業務　：**1回/1年～6年**（塵芥処理、除雪、除草、定期点検等）
- ■大型修繕　：**1回/24年**（水車、発電機、導水路）

※1…約定価格の上昇実績約0.2円/kWh/年より

○試算結果（1,000kW）

- ■資本費　：**53.5万円/kW［102円/kWh］**
  実績から資本費140～350万円/kW（FIT/FIP活用）となっており、上記のレベルになるような地点はほとんどない。
- ■ＬＣＯＥ　：**9.40円/kWh**　（参考）
- ■投資回収　：**17年目**　（参考）

自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

市場価格以下の売電価格を達成できる事業モデル（出力5,000kW）

FIT/FIP制度なし

➢事業モデルの試算条件　（団体の実態調査による中間値を採用）

- ■施工範囲　：**新設相当**（取水口・沈砂池・水槽・鉄管・建物・水車発電機[基礎含む]・放水路）
- ■仕様　：配電連系、横軸、誘導機、建物新設（床面積200㎡×高さ7m）、導水路等新設
- ■事業期間　：**40年**
- ■投資基準　：P-IRR＝**6.0%**
- ■出力　：**5,000kW**
- ■設備利用率：**54.7%** → **60.0%**（増電力の取組みを反映）
- ■停止率　：**5.0%** → **4.0%**（計画・計画外停止の削減取組みを反映）
- ■売電価格　：**11.0～19.0円/kWh**（5年契約、更改時に1.0円/kWh上乗せ※1）
- ■定例業務　：**1回/1年～6年**（塵芥処理、除雪、除草、定期点検等）
- ■大型修繕　：**1回/24年**（水車、発電機、導水路）

※1…約定価格の上昇実績約0.2円/kWh/年より

○試算結果（5,000kW）

- ■資本費　：**59.8万円/kW［114円/kWh］**
  実績から資本費130～190万円/kW（FIT/FIP活用）となっており、上記のレベルになるような地点はほとんどない。
- ■ＬＣＯＥ　：**8.16円/kWh**（参考）
- ■投資回収　：**16年目**　（参考）

現状の市場価格以下での新規開発は非常に厳しい状況であるため、自立化に向けた取り組みを継続するとともにCPPAを活用するなど、高い売電価格により初期費用を回収することで、開発を実現する必要がある

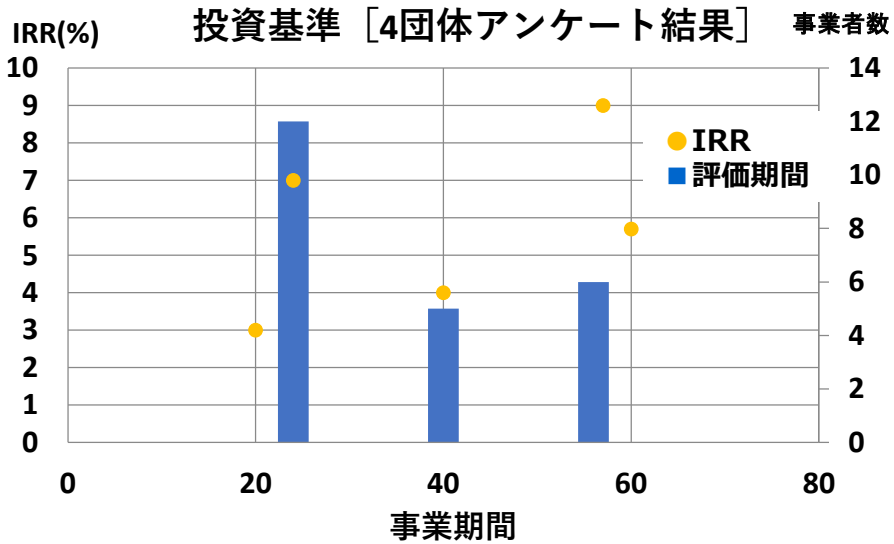
自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み
［参考］投資判断に際して用いる事業期間及びハードルレート
（中小水力4団体のアンケート結果）

○投資判断に際して用いている事業期間およびハードルレート

➢現状、各社における投資判断の事業期間・ハードルレートは統一されていない。（各社の判断）
実例として20年、30年、40年、60年で評価、中でも**20年または60年で評価しているケースが多く**、一部では**投資回収年**や**事業期間内の総費用**で判断するケースもある。
ハードルレートにおいては、各社実態に合わせて**IRR（20～60）3.0%～9.0%以上**を実施判断の基準としている。

○40年稼働の条件

➢それぞれの耐用年数（機械装置22年・構築物57年）より、大型修繕を1～3回実施することで**40～80年稼働を想定**。ただし、電解コンデンサ等の寿命が短い製品については必要な補修等を適宜実施することで、40年稼働を担保するという考え。

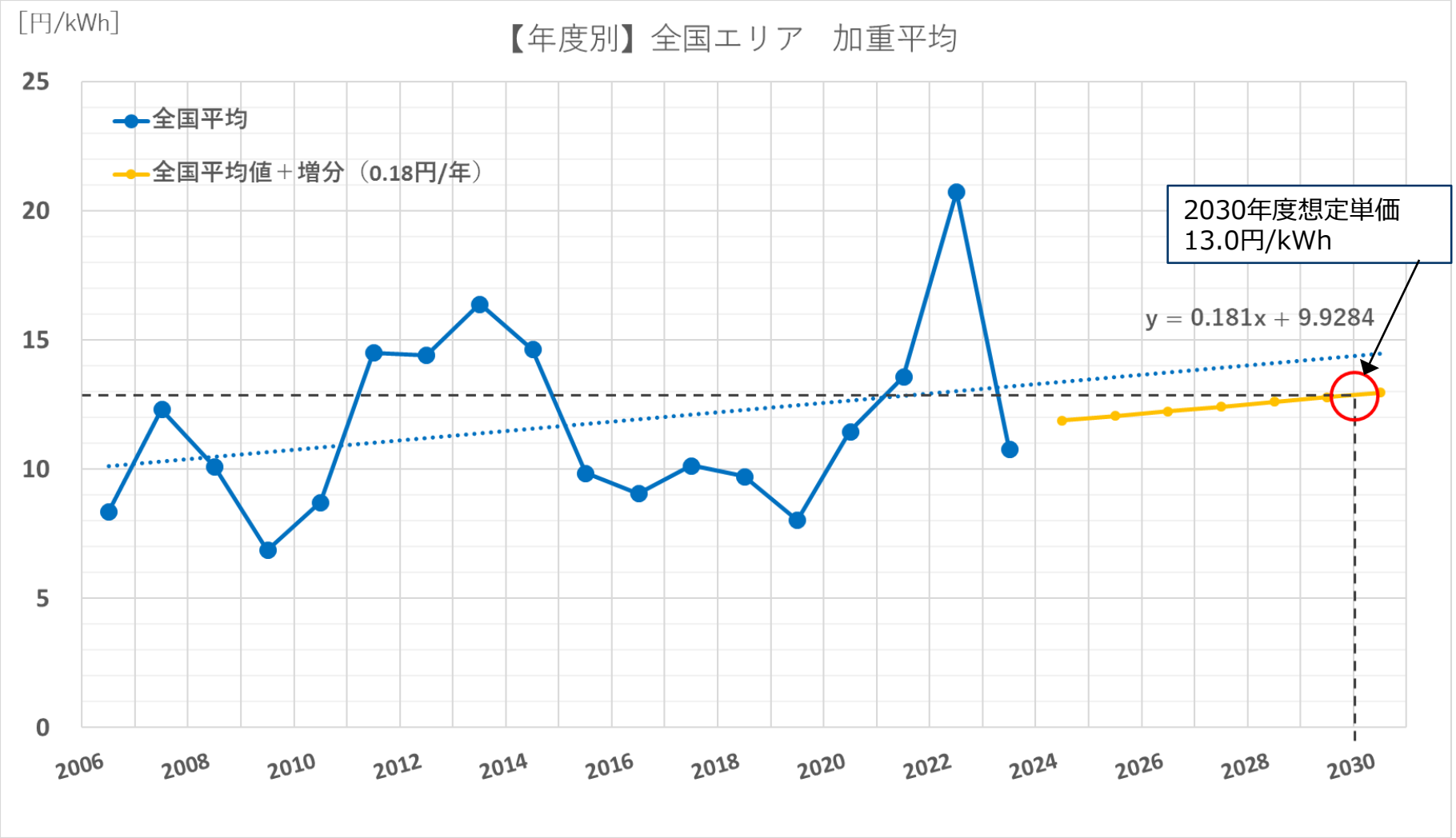


中小水力4団体アンケート結果概要（数字は事業者数または回答数）

	発電事業者	評価期間	ﾊｰﾄﾞﾙﾚｰﾄ(IRR)
公営電気事業経営者会議	20	11	0
大口自家発電施設者懇話会水力委員会	17	個別回答: 1 まとめて回答※: 5	個別回答: 1 まとめて回答※: 1(設備毎設定)
全国小水力利用推進協議会(発電事業者)	14 うち2社は水懇 1社は大口会員	まとめて回答※: 4	まとめて回答※: 1
水力発電事業懇話会	11	6	3

※：事業者は特定されていないため、ﾊｰﾄﾞﾙﾚｰﾄとの組み合わせは不明

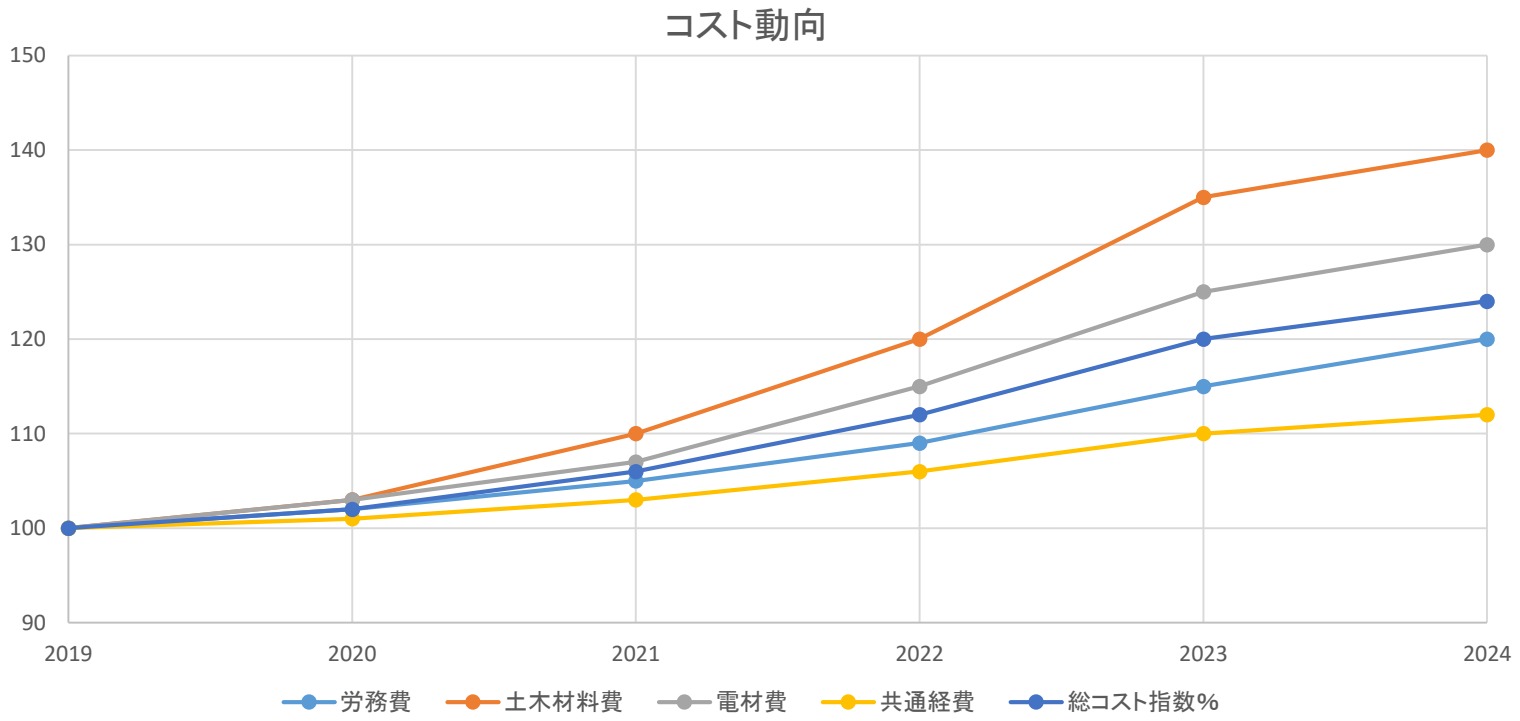
自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み
［参考］約定価格の推移（JEPXより）



自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み
[参考]人件費・物価上昇

○全体的なコストの動向

COVIT-19拡大により2020年後半から半導体および関連製品の物価上昇、その後のウクライナ侵攻の影響を受け全体的な物価上昇が続いており、直近の原油価格の変動は落ち着いているが高止まりしており、輸送コストはどの製品にも影響している。
また、労働人口の減少に伴い人員獲得競争による賃金上昇で、労務単価を押し上げる要因となっている。



自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み [参考]人件費・物価上昇

○**労務費**（2019年→2024年　約20%⤴）

➢人手不足の影響により人員獲得競争での賃金改定や、働き方改革の労働時間管理が影響し、工期の長期化によるコストの上昇は大きい

○**土木材料費**（2019年→2024年　約40%⤴）

➢セメント・鋼材価格は世界需給に影響されるため、国外の大きなプロジェクトなどの影響を受けやすく、資材高騰リスクが存在する。
また、輸入材料の多くが円安の影響を受けコスト増加の要因になっている。

➢工期が長期間にわたる工事では、工期内での資材価格変動により、契約額変更などの影響もある。

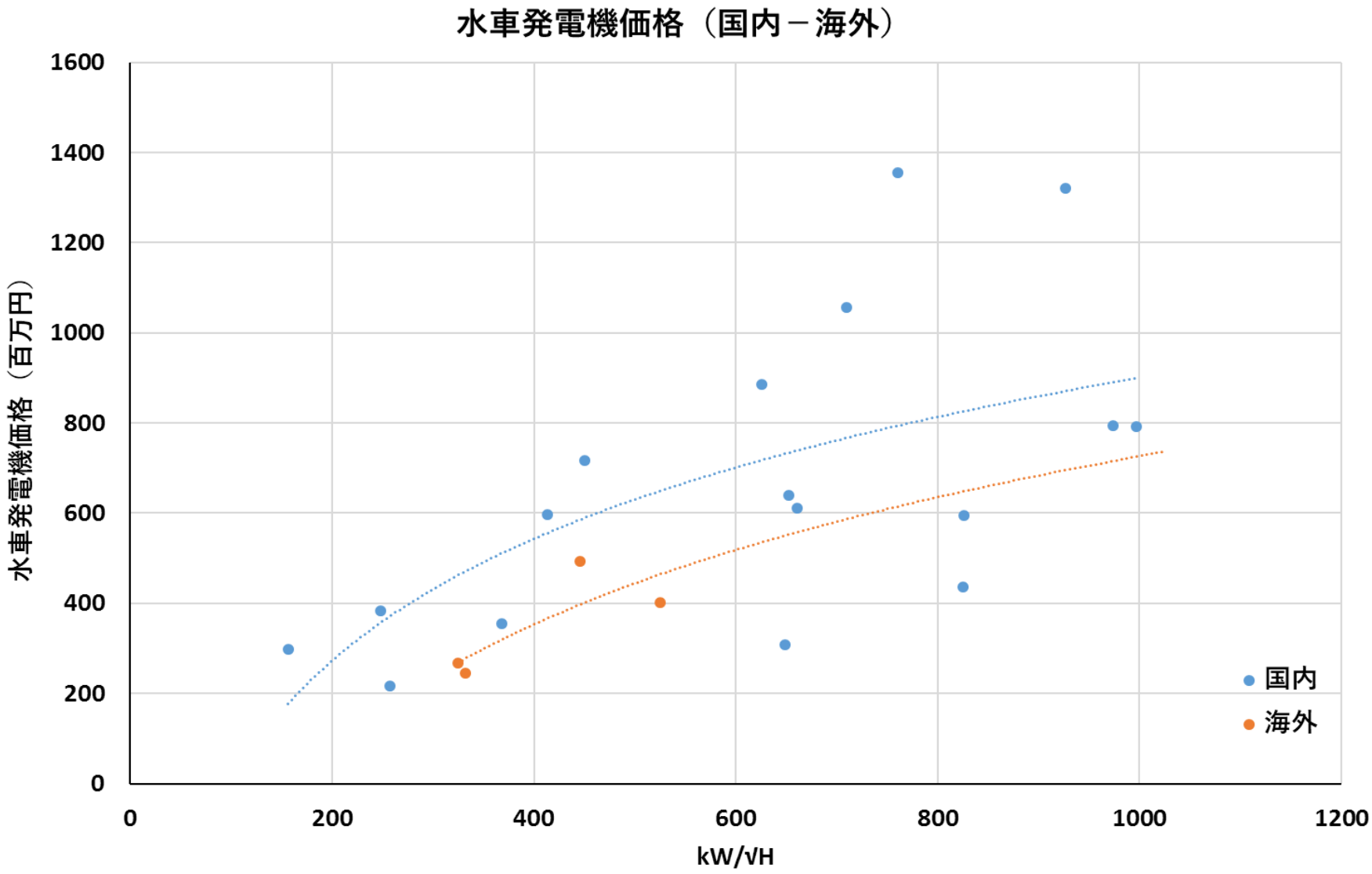
○**電材費**（2019年→2024年　約30%⤴）

➢世界的金属価格の上昇により、ケーブルや保護リレー、変圧器などほとんどの電気設備が影響を受けている。
また、半導体不足による製品の生産遅延はCOVIT-19感染拡大時から比べて、影響は少なくなったが価格は高止まり、緩い上昇を続けている。
電材関連は銅・半導体など輸入依存が高いため、外部要因で変動しやすいが、上昇幅は土木材料費より緩やかである

○**共通費**（2019年→2024年　約13%⤴）

➢上記の影響を受け、レンタル機材や仮設費なども上昇している。

自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み
［参考］水車発電機価格の推移（2021～2024実績）



自立化に向けた取組による資本費及び運転維持費の低減見込み

○奥地におけるコスト（低減見込み含む）・ポテンシャル

○奥地化におけるコスト

➢奥地における1,000kW未満の想定建設費は300～450円/kWhとなり、**開発ボーダーラインに届かず開発を断念**するケースもある。
また、自然公園法（特別保護地区・特別地域）や土地権原、系統連系費用などは資本費を押し上げる要因となる

➢NTTのADSL・ISDN廃止や、光回線も一部地域は過疎化によりサービス提供を行わないなど、コスト以外にも課題は多い。

➢廃止されている発電所の再稼働であれば、土木設備施工費が抑えられ事業の可能性はある。

○ポテンシャル

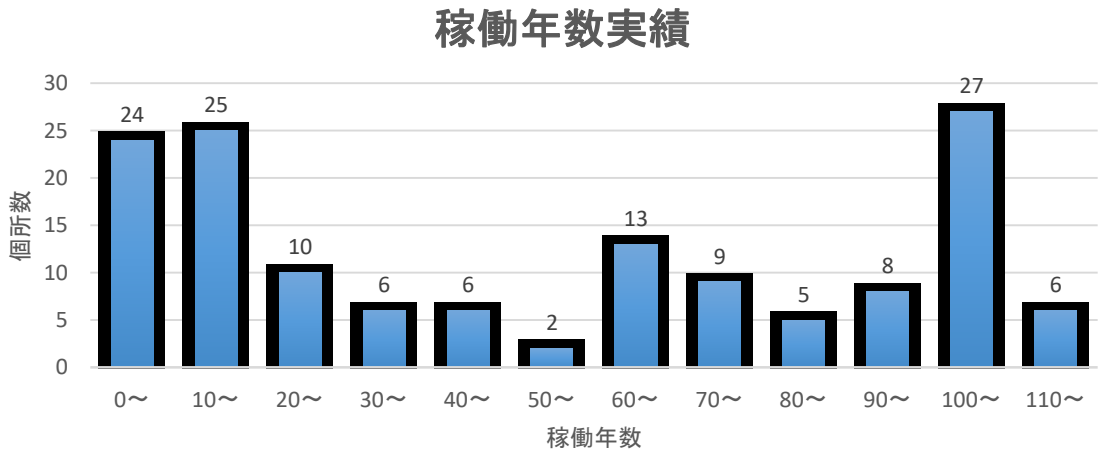
➢第5次発電水力調査によれば、1,200地点ほどの可能性があるが、建設にはトンネル工事が必須となり、事業採算性を向上させるためスケールメリットを追求すると、トンネル延長が長くなる。
また、技術的制約により、一定規模以上の断面積が必要となることから土木設備施工費用が増大するため、**トンネル工事費部分の支援が得られれば、多くの地点で事業採算性が大きく改善**され、実現可能性が飛躍的に高まる。(発電出力ベース約170万kW、原子力発電所1.4基に相当)

○事業可能性の高い事例

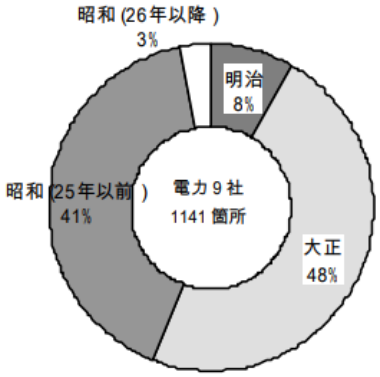
➢新規開発検討例
概要　最大使用水量　約30㎥/s　有効落差　約100m　最大出力　約2.8万kW
　　年間発電電力量　約2.3億kWh想定　40年間でのIRR＞HR（概略評価）
既存水力発電所の水系にて上流発電所の放水路から無効放流している水を直接取水するため、取水堰、取水口構築のための河川内工事がないことから、新たに総延長約10㎞のトンネルを掘削して水路を建設する計画だが、発電規模が大きいこと、新規電源でもあり高い環境価値を有するためCPPAで高い売電単価が見込めること等により事業性が見込まれる。

水力発電所の稼働年数実績

- 水力発電所の稼働実績は古いもので、121年稼働しているものがある。
  法定耐用年数は機械装置22年、構築物57年とされているが、適切な維持管理を行うことでさらに長期にわたる運転が可能である。水懇会所属会社には117年稼働の実績があり、101年目でリパワリングし2010.2月に運転再開した。
  至近では115年稼働の発電所が112年目でリパワリング(最大出力3,100kW、増発電電力量1,790→2,100万kWh、水車発電機(52年経過)更新、発電所建物建替、導水路改良、水圧管(53年経過)全取替、放水庭改修)して2025.7月に運転再開した。
  点検・取替頻度は各社規定により異なるが、定期的に水車内部測定・点検、分解点検、配電盤、励磁装置、調速機の点検を実施、必要によりランナやガイドベーン修繕、発電機コイル巻変えを実施することにより、さらに長期的な運転が可能となる。
- 点検を行い設備健全度を適正に見極めることが重要となり、水車発電機その他制御機器を適切なタイミングで取替えを行うことにより、最低でも40年稼働は可能である。
- 中小水力4団体の稼働年数実績では50年以上経過の発電所は半数であり、100年以上稼働している発電所は30か所以上ある。また電力9社の稼働実績を見ても100年稼働の実績は多い。



電力9社稼働実績



土木学会第59回より引用

開発における投資判断に用いる事業期間及びハードルレート

○投資判断に際して用いている事業期間およびハードルレート

➢現状、中小水力4団体所属各事業者における投資判断の事業期間・ハードルレートは統一されていない。
アンケート結果では20年、30年、40年、60年で評価、中でも**20年または60年で評価しているケースが多く**、一部では**投資回収年**や**事業期間内の総費用**で判断しているケースもある。
ハードルレートにおいては、各社実態に合わせて**IRRの算定期間は20~60年、ハードルレートは3.0%～9.0%**として実施判断を行っている。

○40年稼働の条件

➢それぞれの耐用年数（機械装置22年・構築物57年）より、大型修繕を1～3回実施することで**40～80年稼働を想定**。ただし、電解コンデンサ等の寿命が短い製品については必要な補修等を適宜実施することで、40年稼働を担保するという考えもある。

○稼働年数の長期化によって必要となる費用

➢40年稼働：2億7千万円～3億6千万円　　60年稼働：3億2千万～4億8千万円

1000kW規模想定

1. 水車、発電機、励磁装置、調速機類は6年/回で普通点検　各50万円
2. 水車発電機は24年/回で精密点検　4,000万円
3. 水車は48年目に摩耗部品の修理（修繕工事）4,000万円
4. 発電機は60年目にコイル巻替（修繕工事）　2,000万円
6. 調速機は12年毎に精密点検　600万 円、24年目にサーボ工場持ち込み修理　600万円
7. 配電盤は6年/回で精密点検　200万円、18年目に劣化部品取替（修繕工事）　500万円
8. 並列用しゃ断器Aは6年/回で精密点検　100万円、12年目に消耗部品取替（精密点検）　200万円
9. 受電用しゃ断器Bは12年/回で精密点検 300万円、36年目に劣化部品取替（精密点検）　600万円
10. その他修繕費を毎年加味　74～400万円

※送電線設備の有無、取水口の数、発電所の規模により費用は変動　　点検・O/Hは過去実績の平均

自立化に向けた取組の主な進捗・成果

○CAPEXの削減

◆既設インフラ（既存ダム・農業用水路等）の活用

・**国交省ハイブリッドダムの公募活用**

・概ね2,000kW未満の検討が多いが、昨今の情勢による建設コストの増加が課題

・新たなアイデアとして**工業用水の未利用落差を活用**、砂防堰堤の既存堰の活用などを検討

◆海外製品の使用

・件数は少ないものの、**海外製品の導入**実績あり

◆競争発注によるコスト削減

・材工分離発注（**原メーカー依存からの脱却→サードパーティ化について検討**）

○OPEX削減

◆運用による発電電力量の増加

・点検項目見直し・工程調整により停止日数を削減（9日→5日、▲69.3MWh）

◆効果的・効率的な設備改修および修繕

・水車発電機O/H周期の見直し（10年→検討中）

・水路工作物の点検周期の見直し（3年→6年）

・**高効率ランナへの設備更新による年間発生電力量の増**（年間1%程度）

◆維持管理費の削減

・労働力不足解消も視野に入れたスマート保安導入の検討

・デジタル化（連続データ取得、タブレット活用）

・ドローンの活用

◆ダム運用の効率化

・気象予測サービスを活用した、洪水期の貯留増と洪水後期の取水再開早期化により、**A地点で236MWh/年、B地点で990MWh/年、C地点で284MWh/年の増発電電力量実績となった**

［参考］2040年度におけるエネルギー需給の見通し

○2040年度のおける“水力”の発電電力量は全体の8～10%となり、目標を達成するには、今後15年で**2,296MW～8,974MW相当の新設あるいは増電力が必要**となるため、自立化が可能となるような取り組みは継続していくもののFIT/FIP制度による継続的な支援が必要である

電力需要・電源構成

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
電力需要	**0.99兆kWh**	**0.90兆kWh**	**0.9～1.1兆kWh程度**
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
発電電力量	**1.08兆kWh**	**1.00兆kWh**	**1.1～1.2兆kWh程度**
再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

令和7年2月資源エネルギー庁「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」より引用