



「第88回 調達価格等算定委員会」 中小水力発電4団体 ご説明資料

2023年 10月27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

内容

はじめに

1. 中小水力4団体におけるFIT認定制度以降の導入実績
2. 中小水力4団体における今後の水力発電導入見通し
3. 中小水力4団体における発電コストの動向について
4. 海外（欧州）の導入量やコスト動向等
5. 自立化へ向けた道筋（課題と業界としての戦略）

はじめに

水力発電は、歴史が長くこれまで、多方面にわたるコスト低減策に努めてきており、技術的に確立されている。

今後、著しい技術革新によりコスト低減を図ることは難しい状況であるが、水力発電は、建設時の初期投資費用が大きいものの、耐用年数を過ぎても、改修等を行うことで恒久的に活用できることから、FIT・FIP制度を活用し、初期段階で投資費用を回収することができれば、20年後からは競争電源として長期にわたり自立していくことが可能な電源である。

中小水力4団体として、今後、認定後未稼働分と新規認定予定を合わせ、今後5万9千kWの導入計画があり、これらを確実に推進するためには、FIT・FIP制度の活用が効果的である。

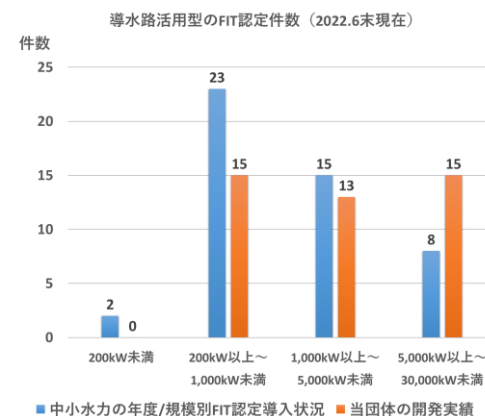
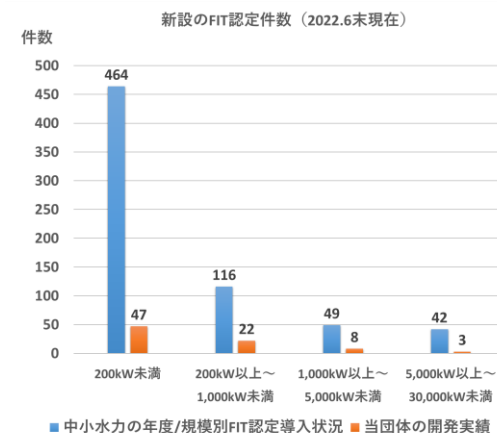
このため、中小水力発電の適切な調達価格は、安定したサステナブルな電源への投資となり、将来にわたって低炭素化社会の実現に寄与する。

1. 中小水力4団体におけるFIT認定制度以降の導入実績

- 新設（新設及び新設相当）：125地点298,116kW、導水路活用型：43地点222,547kW
- 新設のみは、80力所の内1,000kW未満が69地点と80%以上を占めており、小規模なものが主となっている。（下表）
- 導水路活用型リプレースについては、43地点となっており200kW以上地点においてのFIT認定については、当団体の案件が全体の半数以上を占めている。

制度区分	出力区分	箇所数	発電出力 (kW)	発電電力量 (MWh)	うち増電力量 (MWh)
新 設	200kW未満	47	5,959	36,615	36,615
	200kW以上～1,000kW未満	22	13,250	75,169	75,169
	1,000kW以上～5,000kW未満	8	13,390	67,540	67,540
	5,000kW以上～30,000kW未満	3	68,070	242,244	242,244
	計	80	100,669	421,568	421,568
導水路活用型リプレース	200kW未満	0	0	0	0
	200kW以上～1,000kW未満	15	16,003	61,458	9,280
	1,000kW以上～5,000kW未満	13	39,468	219,565	55,191
	5,000kW以上～30,000kW未満	15	167,076	852,323	30,470
	計	43	222,547	1,133,347	94,942
新設相当リプレース	200kW未満	2	539	539	33
	200kW以上～1,000kW未満	2	1,677	11,374	1,209
	1,000kW以上～5,000kW未満	23	57,277	320,742	13,788
	5,000kW以上～30,000kW未満	18	137,954	946,023	237,061
	計	45	197,447	1,278,678	252,091
合 計		168	520,663	2,833,593	768,601

2011～2022.6の中小水力発電4団体導入実績



2. 中小水力4団体における今後の水力発電導入見通し

● 中小水力発電4団体における2030年までの導入見通し

	新設	既設
導入容量	①2030年までの増分出力 (未稼働+新規認定) 5.3万kW ②2030年時点での新設・リブレース後の出力 35.1万kW※1 ※1：p.3の新設及び新設相当(298,116kW)に増分5.3万kWを加えて算出	①2030年までの増分出力 (未稼働+新規認定) 0.6万kW ②2030年時点でのリブレース後の出力 22.8万kW※2 ※2：p.3の導水路活用型(222,547kW)に増分0.6万kWを加えて算出

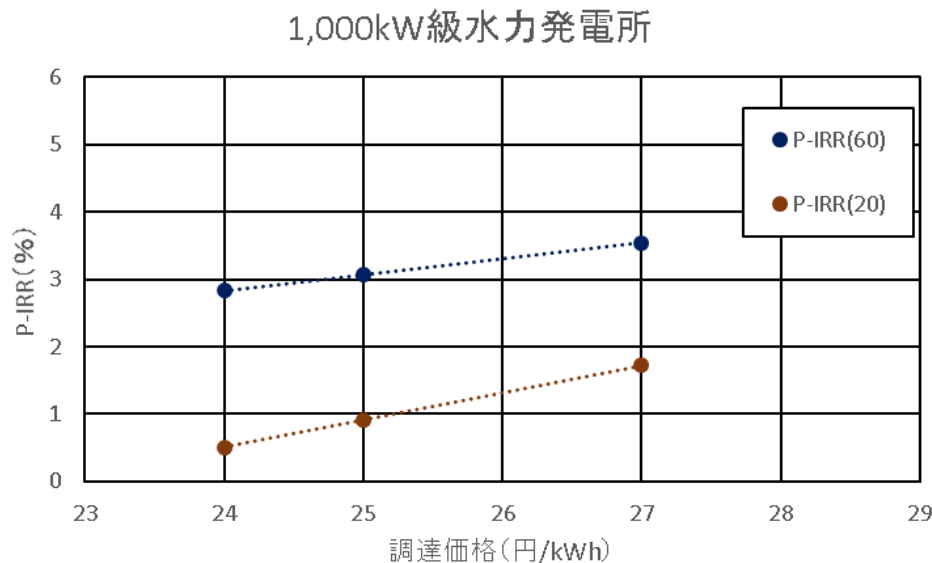
区分		地点数	出力 (kW)		年間可能発生電力量 (MWh)	
			新設・リブレース後	増分	新設・リブレース後	増分
新設 (新設、新設扱い リブレース)	200kW未満	30	4,706	4,706	25,288	25,288
	200kW以上 1000kW未満	54	34,978	30,286	188,200	162,337
	1000kW以上 5,000kW未満	14	37,990	18,290	186,352	82,737
	5,000kW以上 30,000kW未満	1	7,400	0	36,794	-1,200
	小 計	99	85,074	53,282	436,635	269,163
リブレース (導水路活用)	200kW未満	1	180	30	824	24
	200kW以上 1000kW未満	12	6,850	537	38,009	3,094
	1000kW以上 5,000kW未満	19	57,890	3,780	258,247	11,971
	5,000kW以上 30,000kW未満	33	439,668	1,318	1,889,595	61,957
	小 計	65	504,588	5,665	2,186,675	77,046
	合 計	164	589,662	58,947	2,623,309	346,209

2023年～2030年の中小水力発電4団体計画

3. 発電コストについて

○調達価格と建設単価

- 1,000kWの開発モデルで、建設単価111万円/kWで現行の調達価格27円/kWhでのP-IRRを算出
- 結果、60年※で3.54%
- 調達価格を下げ、P-IRRを算出 → 25円/kWh : 3.07%、24円/kWh : 2.83%
- 当団体としては、現行の調達価格27円/kWh (1,000kW～5,000kW未満) で111万円/kW程度の地点が開発限界値と思われる。



設備利用率45%
建設単価111万円/kW
スペック：
Q=1.3m³/s
H=79m
取水堰堤 (H4m、B30m)
鉄管延長：1,600m
鉄管径0.8m (全線林道埋設型)

水車発電機の精密点検・オーバーホールとして実績を踏まえて新規開発地点の事業性評価用に設定した値として、運転開始18年に15百万円、36年に20百万円、54年に15百万円、それぞれ30、60、30日間の停止を考慮している。

※：水車発電機の法定耐用年数は22年だが、実際は摩耗や劣化の補修を適切に行えば60年程度は使用可能であり、概ね40年で発電機の巻替、60年で水車更新となる。

主要機器(水車、発電機、変圧器など)は60年程度は使用可能であり、デジタル化が進んだ配電盤関係(特に電解コンデンサ)については定期的な補修や修繕または一部部品取替などの対応がある。最近の傾向として購入してから15～20年でメーカー側で生産中止を発表することもある(生産中止から+5～10年はメーカー保守期限)。制御盤関係はおおむね30～40年で寿命を迎えるものと考えている。

3. 発電コストについて

○建設コストの上昇

a. 水車発電機価格が上昇

予報発注時の金額からの上昇率を表示（6発電所の例）

2017~2018年(予報発注時)→2021~2023年（本発注）（1.04~1.79倍）

●原因として金属類が上昇。銅（発電機コイルに使用）価格を表示

2017年→2022年 約1.64倍

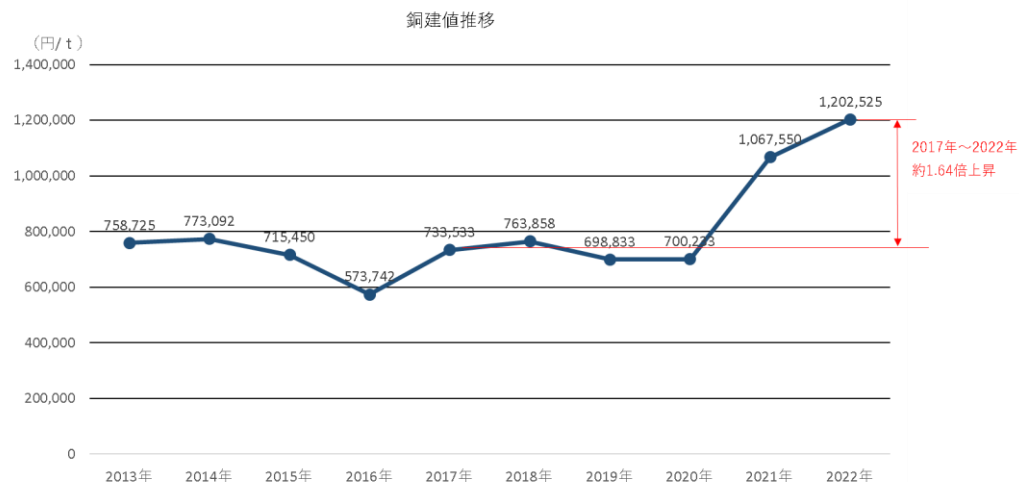
その他、人件費の高騰、為替変動などの影響

●経済性の悪化が懸念される

水車発電機の物価上昇

単位: 百万円

発電所	出力	年度		金額		倍率 (本発注/予報発注)
		予報発注	本発注	予報発注	本発注	
A	7,000	2016	2019	936	1,410	1.51
B	7,400	2016	2019	1,184	1,230	1.04
C	2,300	2017	2022	692	730	1.05
D	4,500	2017	2021	686	1,225	1.79
E	4,000	2017	2023	959	1,600	1.67
F	3,200	2018	2021	657	820	1.25



* JX金属株式会社公表建値より、各年の平均値を使用

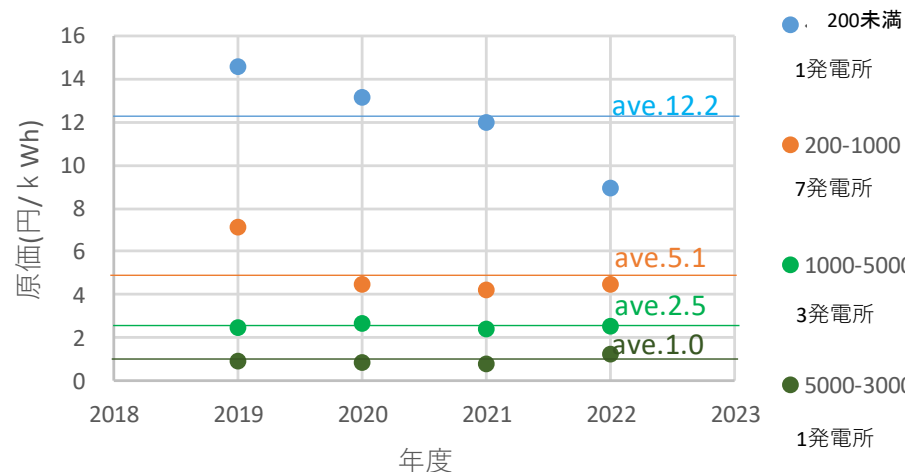
3. 発電コストについて

CAPEXとOPEXの実績（例：当団体所属1社20地点（新設12、導水路活用型8）の例）

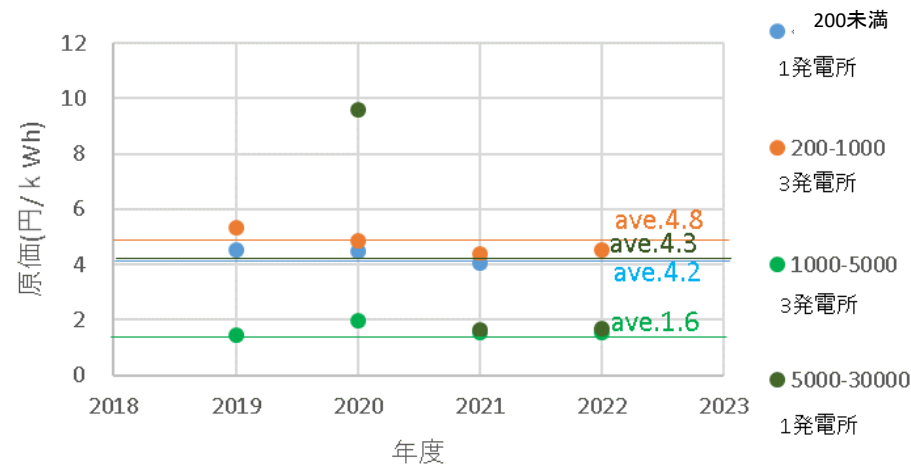
●CAPEXの発電出力規模別の平均値（円/kWh）

	200kW未満	200～1,000kW	1,000～5,000kW	5,000～30,000kW
CAPEX 新設	12.2	5.1	2.5	1.0
CAPEX 導水路活用型	4.2	4.8	1.6	4.3

新設(CAPEX)



導水路活用型(CAPEX)



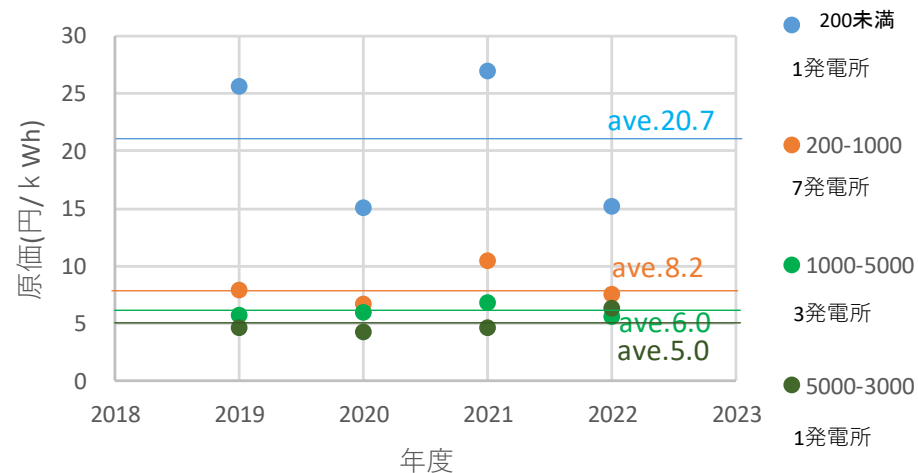
3. 発電コストについて

OCAPEXとOPEXの実績（例：当団体所属1社20地点（新設12、導水路活用型8）の例）

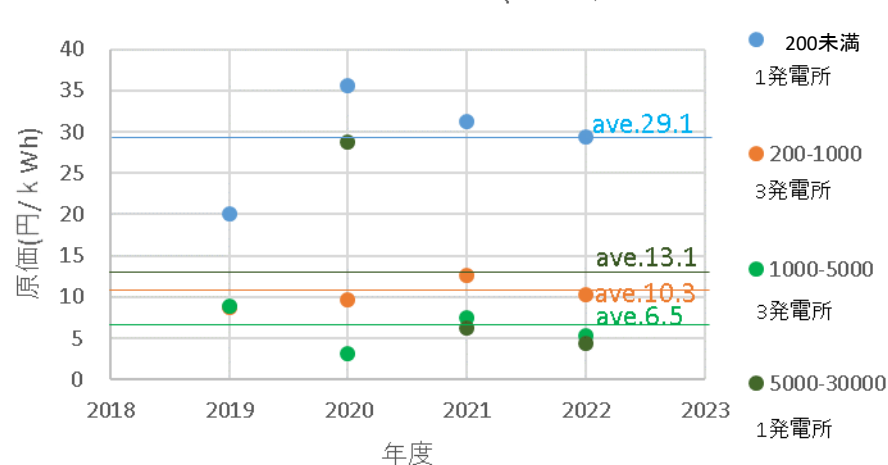
●OPEXの発電出力規模別の平均値（円/kWh）

	200kW未満	200～1,000kW	1,000～5,000kW	5,000～30,000kW
OPEX 新設	20.7	8.2	6.0	5.0
OPEX 導水路活用型	29.1	10.8	6.5	13.1

新設(OPEX)



導水路活用型(OPEX)



3. 発電コストについて

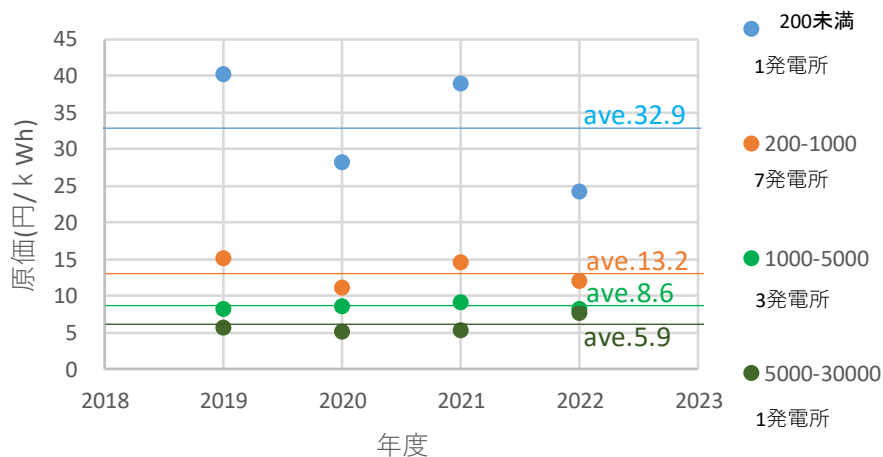
CAPEXとOPEXの実績（例：当団体所属1社20地点（新設12、導水路活用型8）の例）

●CAPEX + OPEXの発電出力規模別の平均値（円/kWh）

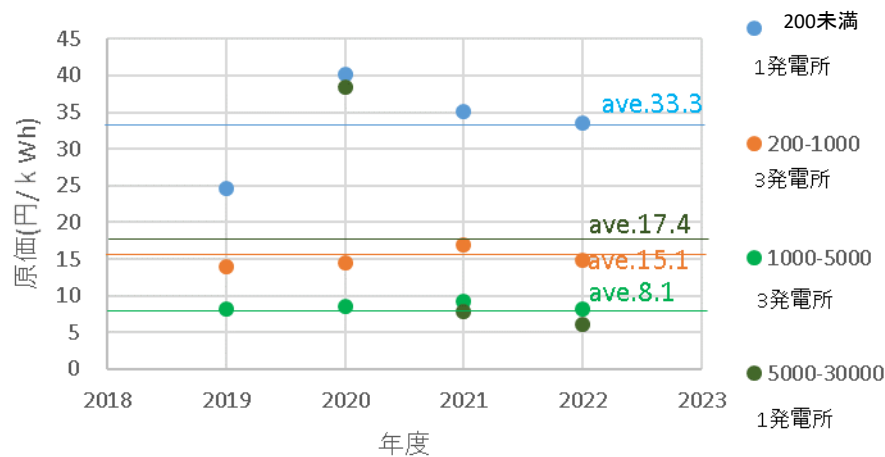
※下段()内は、2023年度以降の買取価格

	200kW未満	200～1,000kW	1,000～5,000kW	5,000～30,000kW
CAPEX + OPEX 新設	32.9 (34)	13.2 (29)	8.6 (27)	5.9 (16)
CAPEX + OPEX 導水路活用型	33.3 (25)	15.1 (21)	8.1 (15)	17.4 (9)

新設(CAPEX + OPEX)



導水路活用型(CAPEX + OPEX)



新設の200kW未満、導水路活用型の200kW未満、5,000-30,000kWについては発電原価が大きくなっているが、1地点のデータであること、導水路活用型の5,000-30,000kWの地点は、運転再開後の発電電力量が小さいこと等によるものである。特に200kW未満の発電所では今後の開発における建設費の削減と維持管理費用の低減を図る必要がある。

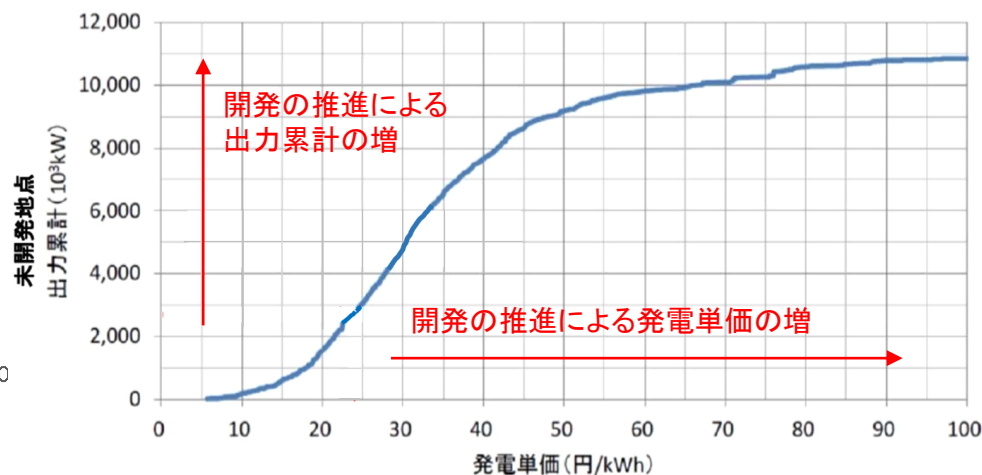
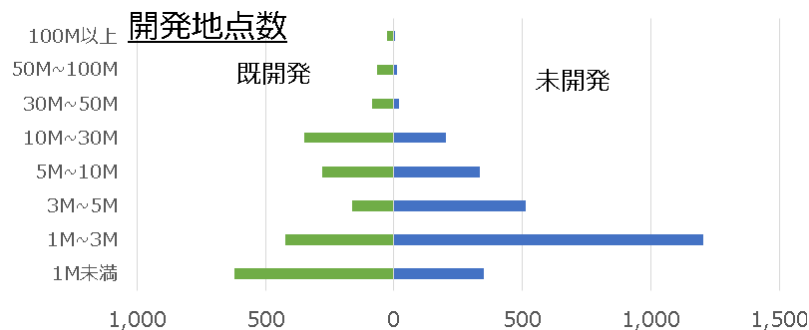
3. 発電コストについて

b. 開発地点の小規模化・奥地化

- 水力発電は、有望な開発地点から優先的に開発されているため、現在残されている開発地点は奥地化、小規模化している（左図）。

開発を進めれば出力累計は増えていくものの、優先度（事業性）の高いものを先行するためある段階を過ぎると比較的事業性の低いもの（出力が小さいものが多くなることや奥地化により仮設や進入路、送電設備整備等が嵩む）に移行するため、CAPEX、OPEXが大きくなる（右図）。

このため、調達価格を下げれば開発可能な導入量が減少することになる。



〔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〕

【参考】資源エネルギー庁包蔵水力（2021年3月31日現在）より作成

【参考】水力発電の開発促進と既設水力有効活用に向けた提言（R3.3 新エネルギー財団） 抜粋

4. 海外（欧州）の導入量やコスト動向等

再エネが進んでいる欧州と日本を比較すると、以下のとおりである。

	設備容量 (GW)	開発ペース (GW/年)	容量に対する 開発ペース比率 (%)	建設コスト (万/kW)	発電コスト (円/kWh)
日本	27.5	0.7	2.5	47~202	8.7~22
欧州	202	2.5	1.2	16~190	0.6~27

※以下の出典を基に整理

- ・ International Hydropower Association, 2023 World Hydropower Outlook
- ・ 調達価格等算定委員会(令和5年2月8日)、日本の水力エネルギー量、資源エネルギー庁

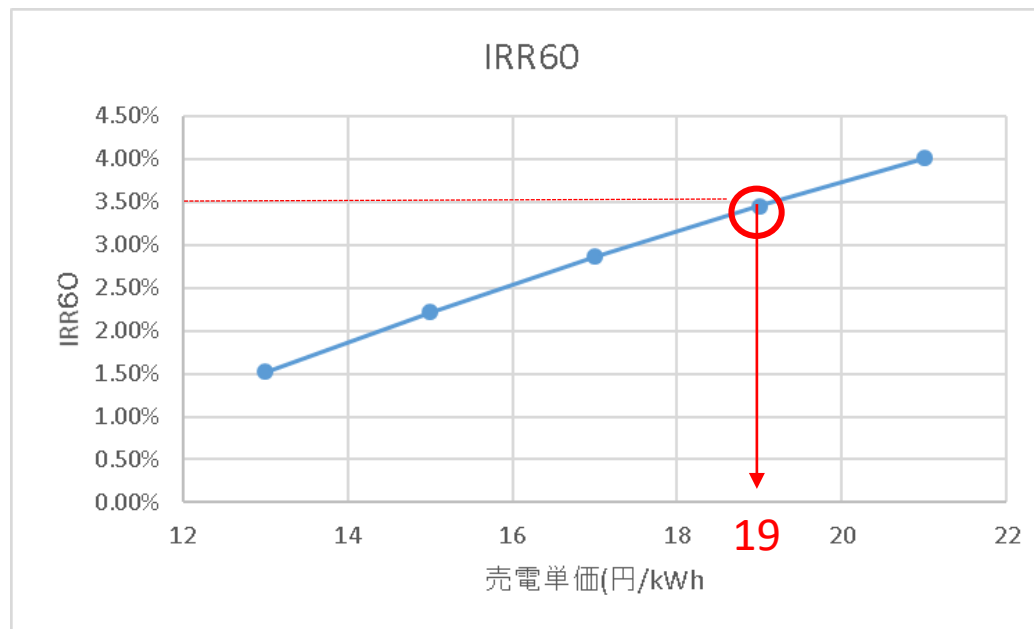
- ・ 我が国の水力発電の開発ペースは、欧州に比べて遜色ない
- ・ 我が国の水力発電の建設コストは、幅があるものの欧州より高い
- ・ 欧州の水力発電コストは、我が国に比べてかなり安価な地点が存在する
ドイツでは、1,000kW 以下が全水力発電所数の9割以上を占めており、平均出力160kW の中水力発電所が年間に約300ヶ所ずつ建設されている。そのため、中小水力発電とそのための機器供給が成熟した産業となっている。
これが日本より低コストで導入が進められている理由の一つであると考えられる。

建設コストが高く、また発電コストが安価な地点がないにも拘らず、我が国の水力開発が一定のペースで進められている理由として、調達価格が維持されている影響が大きいと思われる。

5. 自立化へ向けた道筋（課題と業界としての戦略）

○調達価格と売電単価

- 1,000kWの開発モデルで、建設単価111万円/kWで現行の調達価格27円/kWhでのP-IRRを算出した結果、60年で3.54%(p.6)
- 現行の調達価格27円/kWh（1,000kW～5,000kW未満）で111万円/kW程度の地点が開発限界とした場合、同程度の建設単価の地点の開発を最初の20年間27円/kWhの調達価格無しで行うためには、60年間同一価格とする場合売電単価19円/kWhを獲得する必要があり、長期間の高い金額での契約は厳しいものと考えられる。



【試算条件】

設備利用率45%

建設単価111万円/kW

スペック：

Q=1.3m³/s

H=79m

取水堰堤（H4m、B30m）

鉄管延長：1,600m

鉄管径0.8m（全線林道埋設型）

引き続き適切な調達価格でのFIT・FIP制度の継続をお願いしたい

5. 自立化へ向けた道筋（課題と業界としての戦略）

CAPEXとOPEXはOPEXの方がやや大きな割合を占めるものの、自立化に向けてはそれぞれについての効率化が必要であり、発電事業者が取り組むべき方策としては以下が考えられる。

OCAPEXの削減

- 既設インフラの活用
 - ① ダムへの設置
 - ② 農業用水路への発電所設置
- 同一出力帯における標準設計による設計費の減
- 海外製品の使用
 - 水車発電機など安価な海外製品の活用
- 競争発注によるコスト低減
- EPCによる設計期間・設計費の削減

OOPEXの削減

- 運用による発電電力量の増加
 - 点検内容・項目の見直しなどによる計画外作業停止の極小化と計画停止の最小化
- 効果的・効率的な設備改修・修繕
 - 設備健全度評価手法の改善による改修・修繕時期の最適化
- 維持管理費用の削減
 - ドローン活用をはじめとするスマート保安導入による定期点検・巡視の工数削減
- AIを活用したダム運用の効率化
- 最適設計による水車効率の向上

5. 自立化へ向けた道筋（課題と業界としての戦略）

OFIT/FIPに代わる発電事業者への支援方策

FIT/FIPに代わる発電事業者への支援策の一つとして、地域から債権を募るという方法が考えられる。

（以下、2023年10月2日の国交省ハイブリッドダム 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の中での議論より）

デンマークなどでは、発電事業者が自己資本のみで事業を進めることが難しい場合、地域から債権を募る方法も実施されており、発電所から一定の距離以内の人は優先して電気を使用できることとしていることや、地域の財産を自らの資産として実感できることから必ず買う人がいる。

日本の水力発電事業においても、同様のスキームの導入により、事業者にとっては資金調達が容易に、また債権者にとっては電力優先利用の便益や投資回収による収益が得られるモデルを構築できる可能性があると考えられる。

これを実現するには、債権者の購入意欲を喚起するため、設備の一部が自らの財産であることを見える化する等の仕組みが必要である。

以 上