

【産業競争力懇談会 2022年度 プロジェクト 最終報告】

## 【カーボンニュートラル実現に向けた水力発電システム】

2023年2月9日

産業競争力懇談会 **COCN**

## 【エクゼクティブサマリ】

### 1. 本プロジェクトの基本的な考え方

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画において、S+3Eの視点のもと、第一に「2050年カーボンニュートラルおよび温室効果ガス排出削減目標の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すこと」

第二に「気候変動対策を進めながら、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服に向け、安全性の確保を大前提に安定供給の確保やエネルギーコストの低減に向けた取組を示すこと」が掲げられ、2050年を見据えて、2030年の政策目標が示された。

2030年の電源比率は、火力発電が2019年の76%から41%に大幅に減少している一方で、再生可能エネルギー（以下、再エネ）による発電が36～38%に高められ、再エネの主力電源化を進めていくことが明確に示された。

この高い目標を達成するためには、火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力に代表されるアンシラリーサービス機能を段階的に代替していく必要があること、更に変動性再エネの増加に伴い、供給側も変動するため需給調整の難易度が高まること、ピークシフト等の電力貯蔵機能の拡充が必要となることなどが、主要な課題となる。

これらの課題に対し、変動性再エネ大量導入の前提となっている既設揚水の活用、および再エネの1つで安定電源である一般水力の供給力アップが望まれている。

本プロジェクトは、それぞれの課題とその解決策を検討すると共に、社会実装に向けて「国プロジェクト」を立ち上げることを目的として2年計画で推進しているもので、本報告書は2年目の最終報告である。

### 2. 揚水の課題と解決策の検討

#### (1) 揚水の課題

揚水は、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限られ、稼働率が低く、現行の制度では採算性の確保が難しい。また、建設後60年経過する発電所は、2030年に約250万kW、2050年には約1750万kWにのぼり、採算性の問題で、廃止・休止の危険性が高まっている。

そのような状況のなか、揚水は脱炭素型の調整力として認知され、既存設備の維持・機能強化、更には新規開発の可能性検討のための制度の議論がされ始めた。

第6次エネルギー基本計画に示された2030年断面での変動性再エネの設備容量が導入された条件で、設備・運用コストが最低となる電源構成・運用シミュレーションを実施した一例では、下げ調整力のみを考慮した場合、揚水設備の約85%を可変速化した方がコストは約5百億円/年低減され、PV・風力の出力制御量も約25億kWh/年削減できるという結果が得られている。

今後は、可変速化等揚水の価値を高める技術を整理すると共に、その実機適用に向けて、公平に評価する手法の確立や実証の場が必要と考えられる。

## (2) 解決策の検討

蓄電設備として最も有力視されている蓄電池との比較により、長所と短所を整理し、長所の更なる伸長と短所の改善を揚水の価値を高める技術として整理し、その効果と対価が得られる市場をまとめた。

表 1. 開発要素とその効果、対応市場

開発要素	効果	主な対応市場
可変速機の最低入力低減	調整幅拡大（下げ）	市場化要
最低出力低減	調整幅拡大	需給調整
可変速機の疑似慣性	系統安定度向上	市場化要
総合効率向上	発電量 UP	卸電力
変落差幅拡大	運転時間延長	卸電力
無効電力の独立調整	電圧維持能力	市場化要
可変速機の BS 機能付加	ブラックスタート	BS 機能

この結果から、下げ調整力を有する可変速機への更新を目標とし、既設揚水の維持・機能向上に寄与する可能性を高める策を以下①、②に整理した。

- ① 表 1 に示す機能向上に資する開発要素の技術開発を行い、市場価値を高めることによって採算性を改善すること
- ② 総合評価手法を確立し、設備・運用コストの削減、変動性再エネの出力制御の削減、CO<sub>2</sub>排出量の削減などの社会便益が高まることを示すこと

## 3. 一般水力の課題と解決策の検討

### (1) 一般水力の課題

一般水力は、2012 年に施行された再生可能エネルギー固定価格買取制度 (FIT 制度) により、30MW 未満の新設と老朽化した設備の一式更新が進み、FIT 前には 960 万 kW であった中小水力発電所の設備容量は、2020 年までの認定量で約 40 万 kW 増加している。一方で、第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年までに更に 40 万 kW 増やし、1040 万 kW にすることが目標とされている。また、発電電力量は、2030 年での目標値は 980 億 kWh と、至近 10 年の平均値 (819 億 kWh) に対して約 160 億 kWh の増加が求められている。

第 5 次包蔵水力調査においては、未開発地点 2660 箇所、約 460 億 kWh のポテンシャルがあるとされているが、地点が山奥など開発にかかる建設コストが高く、2030 年までの開発は限定的になると考えられる。これらの開発の可能性は検討していく必要があるが、ここでは、より早期に開発が進められる可能性の検討を行うこととした。

## (2) 解決策の検討

第6次エネルギー基本計画や、再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検 TF にて施策が検討されているが、それらを含めて整理した。その結果、設備容量の増加、および発電電力量の増加に寄与する可能性として以下4点を整理した。

### ① ポテンシャルの有効活用

- 1) 設備の一式更新：現在、水力発電の出力が大きな発電所の更新を促進する。
- 2) 未利用水の活用+AI の活用：無効放流のあるダムと連系しているダム・発電所を調査し、発電電力量の増加が可能か調査する。

### ② 農業用水の活用促進：農業地域に賦存する小水力等再生可能エネルギーの活用促進

### ③ ハイブリッド発電の推進：水力+水素、水力+水上 PV のハイブリッド化推進

## 4. 産業競争力強化のための施策と提言

上記の課題および解決策の検討を踏まえ、提言として以下を整理した。

### (1) 揚水

#### ① 揚水の市場価値を高める機能の開発とそれを実証、制度の検討

既設揚水の維持・機能強化、更には新規開発の可能性検討策として、長期脱炭素電源オークションや補助金制度を検討して頂いているが、更に一歩進め、既設揚水の可変速化と更なる揚水の機能向上策を開発する研究開発や機能検証、実機適用に向けた実証への予算配分および下げ調整力や慣性力等の制度の早期市場化が必要と考える。

また、長期脱炭素電源オークションは、揚水設備にはライフサイクルが60~100年に及ぶものがあること、また更新が必要な機器が設備によって異なることも加味し、関係省庁には他の設備と公平に評価でき、更新する設備を限定しない制度とするとしてご検討頂くことも必要と考える。

#### ② 揚水の社会的便益の総合評価手法の開発

既に下げ調整力や慣性力、電圧維持機能の必要性に対する議論を進めて頂いているが、将来の電力システムに必要な機能として供給力、調整力、予備力の他、短時間の調整力や慣性力等を含めた価値を総合的に、また公平に評価する手法を確立することが重要と考える。

#### ③ 新設揚水設備のフィージビリティスタディ (FS)

将来的には比較的小規模の揚水発電所も想定されるが、ダム等の既存設備の活用や揚水の小規模化、低コスト化、建設期間短縮に関する技術開発のFSが必要と考える。さらに、施策①や施策②に加え、新しい技術開発を必要とする揚水設備の新設があると、産業界の体制維持も可能となる。また、新規地点の可能性評価は、政府主導で進めて頂くことが効率的と考える。

### (2) 一般水力

#### ① ポテンシャルの有効利用

- 1) 発電利用ダムの発電未利用水を、その下流の発電用ダムと連携して無駄なく発電に利用することができるかのポテンシャル検討が容易に行えるように、無効放流量の時間変化などの情報を一般公開する措置が必要と考える。またポテンシャルが認められた場合、AI を活用するなど、その無効放流を有効に利用する手法を早期に実用化していくために、実証できる環境を整えるこ

とも重要と考える。

2) 既設発電所の増出力に対して、水力発電の導入加速化補助金は用意されているものの、更に出力の大きな設備の更新が加速される仕組みづくりが重要と考える。

② 農業生産における化石エネルギー消費において、水力を含む再エネを利用していくための技術開発や仕組みづくりが重要と考える。

③ ハイブリッド発電による蓄エネ、調整力の確保や、グリーン水素製造を推進する仕組みづくりが重要と考える。また水上PVのポテンシャルを有効活用するために、湖面の所有者にもインセンティブが働く制度を整えることも重要と考える。

## 5. 今後の活動

本プロジェクトは2年間の計画で検討を進めてきたが、目標であった「国プロ」の立ち上げには至らなかった。今後は、有志により関連省庁との意見交換やご指導を頂き、カーボンニュートラル社会の実現に向けて、「国プロ」立上げも1つの選択肢として、揚水や一般水力の新設、既存設備の維持、新しい運用法や新しい機能、新設に関する開発と実装、実証を進めるよう活動を継続していく。

## 【目次】

【プロジェクトメンバー】.....	1
1. プロジェクトの背景と目的.....	3
2. 実現すべき目標とベンチマーク.....	4
2. 1 実現すべき目標.....	4
2. 2 2030年の政策目標達成の課題.....	4
2. 3 ベンチマーク.....	4
3. 揚水の課題と解決策の検討.....	5
3. 1 揚水の課題と改善期待効果.....	5
3. 2 揚水の機能拡充施策.....	6
3. 2. 1 着目する揚水機能.....	7
3. 2. 2 揚水の貯蔵継続時間.....	9
3. 2. 3 揚水の機能評価表.....	10
3. 3 揚水に関連する制度.....	12
4. 一般水力の課題と解決策の検討.....	14
4. 1 一般水力の課題と改善期待効果.....	14
4. 2 一般水力の拡大施策.....	14
4. 2. 1 拡大ポテンシャル調査.....	14
4. 2. 2 農業での水力活用.....	17
4. 2. 3 ハイブリッド発電.....	18
5. 産業競争力強化のための提言.....	19
5. 1 揚水の施策、提言.....	19
5. 1. 1 揚水の技術面の施策・提言.....	20
5. 1. 2 揚水の規制・制度面の提言.....	22
5. 2 一般水力の施策、提言.....	22
5. 2. 1 一般水力の技術面の施策・提言.....	22
5. 2. 2 一般水力の規制・制度面の提言.....	23
6. 今後の活動について.....	23
参考文献.....	25

【プロジェクトメンバー】

#	区分	企業・大学・法人名*	氏名
1	共同リーダー	東芝エネルギーシステムズ株式会社	森 淳二
2	共同リーダー	日立三菱水力株式会社	震明 克真
3	メンバー	株式会社 IHI	小坂 佳史
4	メンバー	株式会社 IHI インフラシステム	首藤 祐司
5	メンバー	旭化成株式会社	村木 謙吾
6	メンバー	旭化成株式会社	加戸 良英
7	メンバー	鹿島建設株式会社	間宮 尚
8	メンバー	関西電力株式会社	藤井 俊成
9	メンバー	関西電力株式会社	田崎 瞬
10	メンバー	関西電力株式会社	横山 祐弥
11	メンバー	九州電力株式会社	三根 浩二
12	メンバー	四国電力株式会社	岡本 展明
13	メンバー	四国電力株式会社	山下 広大
14	メンバー	電源開発株式会社	中澤 孝彦
15	メンバー	東京電力リニューアブルパワー株式会社	小林 功
16	メンバー	東京電力リニューアブルパワー株式会社	笹本 浩史
17	メンバー	東京電力リニューアブルパワー株式会社	梅田 成実
18	メンバー	東芝エネルギーシステムズ株式会社	廣田 達也
19	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	桐 博英
20	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	中矢 哲郎
21	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	福田 浩二
22	メンバー	日立三菱水力株式会社	谷 清人
23	メンバー	日立三菱水力株式会社	桑原 健
24	メンバー	日立三菱水力株式会社	吾郷 浩朗
25	メンバー	日立三菱水力株式会社	佐藤 皓大
26	メンバー	富士電機株式会社	小倉 英之
27	メンバー	富士電機株式会社	白川 正広
28	メンバー	北陸電力株式会社	田林 聖志
29	メンバー	北海道電力株式会社	高峰 尚
30	メンバー	北海道電力株式会社	佐藤 藤佐
31	メンバー	三菱電機株式会社	前田 英昭
32	メンバー	三菱電機株式会社	齊藤 英和
33	メンバー	三菱電機株式会社	倉持 壮男

34	メンバー	三菱電機株式会社	荒木 学
35	メンバー	三菱電機株式会社	森 一之
36	メンバー	株式会社明電舎	増子 利健
37	メンバー	株式会社明電舎	亀岡 孝弘
38	メンバー	株式会社明電舎	小石川 洋平
39	アドバイザー	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)	仁木 栄
40	COCN 担当実行 委員	ソニーグループ株式会社	島田 啓一郎
41	COCN 担当実行 委員	株式会社東芝	斉藤 史郎
42	COCN 担当実行 委員	三菱電機株式会社	水落 隆司
43	COCN 担当企画 小委員	ENEOS 株式会社	中山 慶祐
44	COCN 担当企画 小委員	三菱電機株式会社	金枝上 敦史
45	COCN 事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	山口 雅彦
46	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	土肥 秀幸
47	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	五日市 敦
48	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	武田 安司
49	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	宮崎 保幸
50	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	鈴鹿 暁志
51	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	久米 直人
52	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	大塚 正樹
	— 以上 —		



## 【本 文】

### 1. プロジェクトの背景と目的

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画[1]において、S+3Eの視点のもと、第一に「2050年カーボンニュートラルおよび温室効果ガス排出削減目標の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すこと」、

第二に「気候変動対策を進めながら、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服に向け、安全性の確保を大前提に安定供給の確保やエネルギーコストの低減に向けた取組を示すこと」が掲げられ、2050年を見据えて、2030年の政策目標が示された。

2030年の電源比率は、火力発電が2019年の76%から41%に大幅に減少している一方で、再生可能エネルギー（以下再エネ）による発電が18%から36～38%に高められ、再エネの主力電源化を進めていくことが明確に示された。

これにより、火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力に代表されるアンシラリーサービス機能を段階的に代替していく必要があること、更に変動性再エネの増加に伴い、需要側に加えて供給側も変動するため需給調整の難易度が高まること、ピークシフト等の電力貯蔵機能の拡充が必要となることなどが、主要な課題となる。

これらの課題に対し、一般水力と揚水のそれぞれに対して出来得る対策を、技術・システムと制度・規制の2面で検討する。対策の実現、社会実装に向け、実証プロジェクトや合理的評価手法に関する国プロ等の立案や、規制・制度に関しては、OCCTO等での議論も参考に、可能であれば、提言を検討していくことを目的とする。

本プロジェクトは2年間の計画で推進し、本報告書は最終報告である。

## 2. 実現すべき目標とベンチマーク

### 2. 1 実現すべき目標

2050 年 カーボンニュートラル実現に向けた 2030 年の政策目標達成のために、一般水力および揚水それぞれに出来得る対策検討とその実現のための実証または定量的評価の具体策（国プロ等）の立案、および OCCTO 等での議論も参考に規制・制度に対する提言の検討。

### 2. 2 2030 年の政策目標達成の課題

火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力を段階的に代替していく必要があること。変動性再生エネの増加に伴い、供給側も変動するため需給調整の難易度が高まり、調整力が必要になること。

変動性再生エネの増加に伴い、再生エネ出力制御の低減化や再生エネ余剰電力をシフトする電力貯蔵機能の拡充が必要となること。

### 2. 3 ベンチマーク

欧州議会で揚水発電システムの活用促進が提案され、賛成多数で可決された。また、EU が助成金を捻出し、スイス連邦工科大学ローザンヌ校（EPFL）が中心となって、電力会社、メーカー、研究機関やコンサルタントなど 19 の団体、企業が集まり、「XFLEX HYDRO Project」を 2019 年から 4 年計画で実施している。[2] このプロジェクトは、文字通り、水力（HYDRO）の柔軟性（FLEXibility）を増強（eXtend）しようというものであり、同期慣性力、仮想慣性力、高速周波数応答、1 次調整力、2 次調整力、3 次調整力、電圧制御、ブラックスタートの機能が 7 か所の水力発電プラントで分担して実証されている（図 2.3-1）。

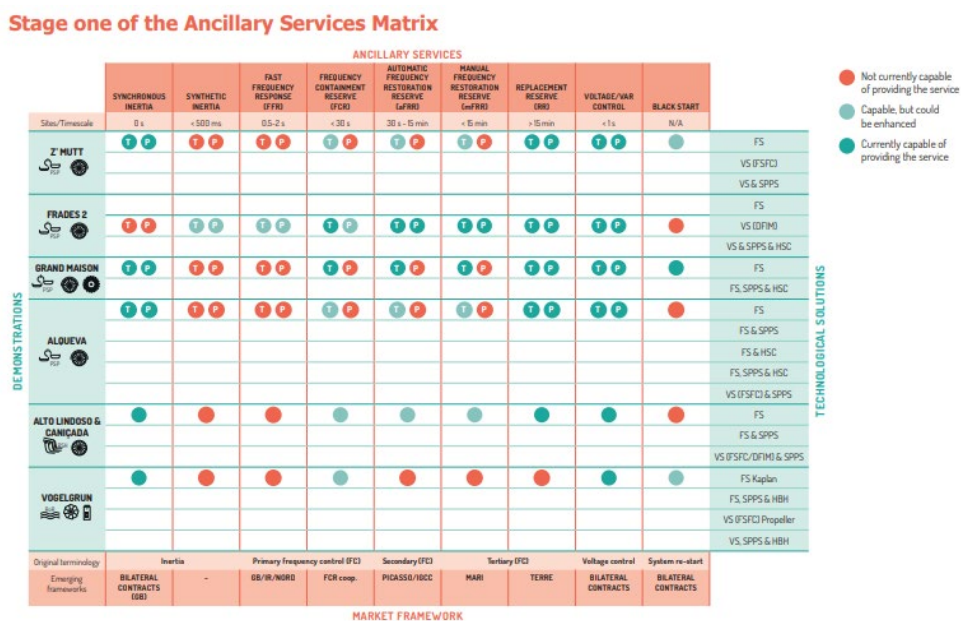


図 2.3-1 XFLEX アンシラリーサービスマトリクス（T：タービン、P：揚水）[2]

### 3. 揚水の課題と解決策の検討

#### 3. 1 揚水の課題と改善期待効果

再生可能エネルギー市場及び政策に関する IEA の見解では、変動性再エネの導入拡大には、再エネ導入段階ごとにシステムの柔軟性を高める包括的アプローチとして発電設備、系統、需要、電力貯蔵設備の各領域での対策が必要とされている。このうち、貯蔵設備の対策として、既存揚水の利活用促進が第一に上げられている[3]。揚水は、電力貯蔵設備として供給力(kWh)、発電容量(kW)、調整力(ΔkW)を供出することに加え、慣性力、電圧調整機能等を有しており、カーボンニュートラル実現に向けて重要な役割を担っている。

また、国内で再エネ比率が50%に達した時に必要な電力貯蔵設備容量の計算をされた一例[4]では870GWh(8.7億kWh)と試算されており、現状の想定では電力貯蔵設備が大幅に不足することが想定されていることから、足元では既存の揚水を最大限活用していくことが必要となる。

揚水の活用状況では、従来はピーク負荷対応や即応性の高さから需給逼迫時等に対応する電源として使用されることが多かったが、近年では太陽光発電の余剰分の吸収や、電圧維持のための調相運転に使用されることで再エネ出力制御の回避に繋がり、再エネの普及拡大に大きく貢献している。特に変動性再エネの導入量が多い地域でこの傾向が顕著になっている。

また、可変速機は、揚水運転時でも調整力として活用できることから、同一地域で見た場合、定速機と比較して稼働率が高くなっている。

しかしながら、それでも日本における揚水の設備利用率は、図3.1-1の地域間で比較した揚水の設備容量と利用率が示すように2020年時点で4.6%(注1)と、世界の主要国では4~15%とされている[5]中で、低い値に留まっている。なお、揚水の設備利用率は、発電7時間、揚水10時間のダム容量で、緊急事態対応に備えて池容量の全量を使うことはなく池容量の8割の運用を想定した場合、 $7/24 \times 0.8 = 0.23$  (23%)となる。

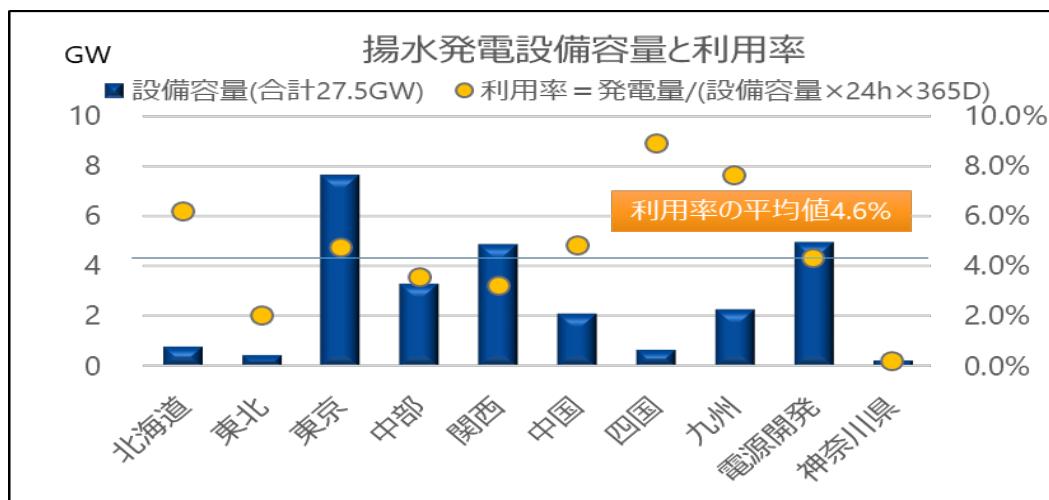


図 3.1-1 揚水の地域毎の設備容量

総合エネルギー調査会 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の資料[6]で、揚水は「稼働率が低く採算性の確保が難しい発電方式」とされる一方、「再エネの自然変動性を平準化する蓄電機能と CO<sub>2</sub> を排出しない慣性力を大規模に有するのは現時点で揚水のみであり、その維持・機能強化を図るためには、採算性の向上が優先的な課題」とされている。また、「採算性向上には、収入機会の拡大、効率性の向上及びコストの削減の 2 つの側面があり、それぞれの観点から今後の対応策を深掘していく」とされている。

また、再エネの出力制御見通しの算定に関し、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会の資料[7]で、揚水式水力・需給調整用蓄電池は、再エネの余剰電力吸収のため最大限活用の考え方が記されている。出力制御見通しの算定方法では、揚水式水力は再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受入れのために最大限活用し、以下の 3 点を考慮するとされている。

1. kW：再エネの出力に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

これは、再エネ導入拡大に向けて、揚水式水力の、揚水の貯蔵設備の容量(kW)、吸収力(kWh)、調整力（タイムシフト）が重要との視点が示されていると考えられる。

このように変動性再エネの導入拡大に伴い、可変速機を含めた揚水は、調整力や電力貯蔵設備として果たすべき役割は大きくなるため、揚水が保有する機能の定量的整理により、強化あるいは付加すべき機能の洗い出しと、揚水に関する規制や制度の検討状況を確認し、揚水の設備利用率を向上させる機能面や制度面での施策案を検討する。

なお、文献[8]では、最適電源構成モデルを用いた 2030 年における揚水の活用度が評価されており、連系線を用いた地域間融通を行うことで揚水の設備利用率が増加し、これにより再エネの出力制御の低減に繋がり、再エネを有効活用できることが確認されている。更に固定速揚水を可変速揚水に設備更新することを想定すると、揚水の設備利用率の向上、および再エネの有効活用が一層進むことが確認されている。

(注 1) 設備利用率：年間発電電力量(MWh)／設備容量(MW)／8760(h)

2020 年度（2021 年 3 月）の経済産業省資源エネルギー庁「統計表一覧」を基に算出した値。揚水運転は含まれていないので、揚水発電所の場合小さめの数字になる。

### 3. 2 揚水の機能拡充施策

前年度に整理した揚水の機能評価表について、揚水の特徴を定量的に確認し、維持・強化すべき機能の検討に資するよう記載内容の更新、追加を検討した。

揚水の機能評価表は、揚水の有用性、競争力、投資価値があることや、さらに同じ電力貯蔵装

置である系統用蓄電池との棲み分けについて確認できる必要がある。よって、機能評価表の項目については、系統運用面から見た機能等を国内外文献から洗い出し、その内容を可能な限り定量的に表現できるように調査することで更新を行った。更新した機能評価表を参照し、揚水の制御、運用において強化すべき機能、系統用蓄電池と棲み分ける機能等を確認する。

### 3. 2. 1 着目する揚水機能

国内外の文献から揚水の着目すべき機能を調査整理する。表 3. 2-1 は電気学会の技術調査書に記載された、揚水について、系統運用者から見た電力設備の運用限界として見る項目 [9] を作表したものである。運転可能出力として最大、最小出力や起動停止の発電、揚水切替え等の項目がある。

表 3. 2-1 揚水発電の系統運用限界等で確認する項目（[9]から作表）

項目	サブ項目	内容
揚水発電の種類		定速機、可変速機
揚水発電所の特徴	位置づけ	需給運用の経済性向上 再エネ等の余剰電力に対する大容量エネルギー貯蔵 短時間の需給変動調整
	特性	有効電力と無効電力の制御可否、効率
需給運用に関する運用限度	運転可能周波数	連続・定格値
	運転可能出力	最大出力、最低出力、運転可能出力帯の制約、その他制約要因
	制御機能	調定率、ガバナフリー運転、出力指令に基づく出力変更
	起動停止	手順・時間・回数、発電機解列後の再起動、発電・揚水切替、待機運転、調相運転
	発電効率	
電圧運用に関する運用限度	力率	無効電力調整範囲
	電圧	発電機端子電圧上下限值
	励磁頂上電圧	

海外文献として 2 件、表 3. 2-2 [10] と表 3. 2-3 [11] を参照した。

表 3. 2-2 の出典元は、International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy and Market Frameworks Working Group がまとめた資料である。揚水とリチウムイオン電池、鉛電池、レドックスフロー電池、圧縮空気貯蔵、水素貯蔵を対象に、揚水のみ 1000MW/10hr、蓄電池他は 100MW/10hr として、技術成熟度、慣性力、無効電力制御、ブラックスタート、総合効率、起動時間、サイクル寿命、カレンダー寿命、2020 年コスト、2030 年推定コスト（一部は DOE 資料を参照している）が記載されている。

表 3. 2-3 の出典元は、IDB : Inter-American Development Bank がまとめた資料である。揚水の他、リチウムイオン電池、鉛電池、NaS 電池、フロー電池、溶融塩電池、水素貯蔵、圧縮空気貯蔵について、定格出力、貯蔵継続時間、充電深度、サイクル寿命、充電密度、効率、出力応答特性（一部は IRENA 資料を参照している）で比較されている。

表 3. 2-2 と表 3. 2-3 の揚水に関する各機能の数値には極端な相違はなくほぼ同等と見なせる。

表 3. 2-2 電力貯蔵装置の比較[10]

Table 2 – Comparison of different electricity storage technologies for 1000/100 MW and 10h duration

Source: provisional information extracted from IFPSH WG.3 reports

Comparison metrics	Type of energy storage	Pumped Storage Hydro	Li-Ion Battery Storage (LFP)	Lead Acid Battery Storage	Vanadium RF Battery Storage	CAES compressed air	Hydrogen bidirect. with fuel cells
		1000 MW / 10hr	100 MW / 10hr	100 MW / 10hr	100 MW / 10hr	1000 MW / 10hr	100 MW / 10hr
Technical Capabilities	Technical readiness level (TRL)	9	9	9	7	7	6
	Inertia for grid resilience	Mechanical	Synthetic	Synthetic	Synthetic	Mechanical	no reference
	Reactive power control	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	Black start capability	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Performance Metrics	Round trip efficiency (%*)	80%	86%	79%	68%	52%	35%
	Response time from standstill to full generation / load (s*)	65...120 / 80...360	1...4	1...4	1...4	600 / 240	< 1
	Number of storage cycles (#*)	13,870	2,000	739	5,201	10,403	10.403
Costs 2020	Calendar lifetime (yrs*)	40	10	12	15	30	30
	av. power CAPEX (USD/kW*)	2,202	3,565	3,558	3,994	1,089	3,117
	av. energy CAPEX (USD/kWh*)	220	356	356	399	109	312
	av. fixed O & M (USD/kW/yr*)	30	8.82	12.04	11.3	8.74	28.5
Estimated costs 2030	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)	2,910	10,570	11,720	16,170	3,110	8,890
	av. power CAPEX (USD/kW*)	2,202	2,471	3,050	3,187	1,089	1,612
	av. energy CAPEX (USD/kWh*)	220	247	305	319	109	161
	av. fixed O & M (USD/kW/yr*)	30	7.23	9.87	9.26	8.74	28.5
	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)	2,910	8,130	9,050	9,450	3,110	4,600

\* Source: US DOE, 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment

\*\* Estimation based on the value of initial investment at end of lifetime including the replacement cost at every end of life period.

表 3. 2-3 電力貯蔵装置の比較[11]

Table 4: Technical Characteristics of Energy Storage Technologies

Technology	Power Rating (MW)	Storage Duration	Depth-of-Discharge	Life (Full Equivalent Cycles)	Energy Density (Wh/L)	Efficiency	Response Time
PHS	100-1000	4-12 hrs	90%	20000	0.2-2	70-85%	sec-min
Lithium-ion	0.1-100	1 min - 8 hrs	90%*	3500*	200-400	85-98%	10-20 ms
Lead-acid	0.001-100	1 min - 8 hrs	50%**	500**	50-80	80-90%	<sec
NaS	10-100	1 min - 8 hrs	100%	5000	150-300	70-90%	10-20 ms
Flow	1-100	2-10 hrs	100%***	10000***	20-70	60-85%	10-20 ms
Molten salt TES	1-150	hours	X	10000	70-210	80-90%	min
Hydrogen	0.01-1000	minutes - weeks	83%†	Elec-trolyzer: 50000 hrs Fuel cell: 15000 hrs	600 (200 bar)	25-45%	sec-min
CAES	10-1000	2-30 hrs	40%	20000	2-6	40-75%	sec-min

\*lithium iron phosphate or lithium nickel manganese cobalt \*\*valve-regulated lead-acid \*\*\*vanadium redox †for "electrolyzer + tank H2 storage + PEM fuel cell"

Sources: World Energy Council<sup>101</sup>, IRENA<sup>102</sup> (p. 39), Clean Horizon Consulting (hydrogen life),<sup>103</sup> Solar Thermal World (molten salt TES life), NREL<sup>104</sup> (hydrogen depth-of-discharge)

国内で実証された系統用定置蓄電池の貯蔵時間は表 3. 2-4[12]を参照する。

容量は 15MW から 50MW で、リチウムイオン電池は貯蔵時間 1 時間、容量性電池であるレドックスフロー電池や NaS 電池は 4 時間から 6 時間であることが確認できる。なお、電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会において制度設計が進められている長期脱炭素電源オークションに

おいては、出力1万kW（放電可能時間3時間以上）が蓄電池の最低入札容量になることが検討されており、今後、大型蓄電池の貯蔵時間は、3時間以上が一般的な要件になるものと思われる。

表 3.2-4 系統用定置蓄電池の容量、貯蔵時間[12]

	大型蓄電システム緊急実証事業	大型蓄電システムによる需給バランス改善事業
期間	2013年～2018年度	2015年～2016年度
事業の概要	✓再生可能エネルギーの導入拡大に伴う周波数変動対策を目的とし、大型蓄電システムの導入によって系統用蓄電システムの制御・運用技術の確立を目指す。	✓大型蓄電システムの導入による電力需給バランス改善（下げ代対策）、系統電圧調整、周波数制御等の効果を実証することを目的とする。
導入事例	① 西仙台変電所周波数変動対策蓄電池システム実証事業（東北電力） <ul style="list-style-type: none"> <li>・ リチウムイオン電池</li> <li>・ 出力20MW、容量20MWh</li> </ul> ② 南早来変電所大型蓄電システム実証事業（北海道電力、住友電工） <ul style="list-style-type: none"> <li>・ レドックスフロー電池</li> <li>・ 出力15MW、容量60MWh</li> </ul>	① 南相馬変電所需給バランス改善蓄電池システム実証事業（東北電力） <ul style="list-style-type: none"> <li>・ リチウムイオン電池</li> <li>・ 出力40MW、容量40MWh</li> </ul> ② 豊前蓄電池変電所における大型蓄電池システムによる需給バランス改善実証事業（九州電力） <ul style="list-style-type: none"> <li>・ NaS電池</li> <li>・ 出力50MW、容量300MWh</li> </ul>

### 3. 2. 2 揚水の貯蔵継続時間

国内の揚水発電設備の貯蔵継続時間に関する公開情報がないため、容量200MW以上の設備について、貯蔵継続時間を公開情報から簡易的に計算した。簡易計算式は、電気事業便覧[13]とダム便覧[14]の情報を基に以下のようにした。

（簡易計算式） 揚水の貯蔵継続時間 = (①有効貯水容量) / (②使用水量)

- ①：ダム便覧に記載された揚水設備上ダムの”有効貯水容量”
- ②：電気事業便覧に記載された揚水発電所一覧表内の“使用水量”

なお、計算条件として次の条件1、2、3を設定した。

条件1：上ダムを複数の揚水発電所で共用する、奥清津と奥清津第二、奥矢作第一と奥矢作第二の上ダム有効貯水容量は、発電所数で等分分担とする。

条件2：計画時の発電機数となっていない、神流川と葛野川は、使用水量を計画時の発電機数に換算した使用水量とする。

条件3：混合揚水は上ダムへの流入水が無いものとする。

簡易計算結果を表3.2-5に示す。

発電以外の用途（灌漑用水、工業用水など）による影響や、ダム運用制約等を考慮しない簡易計算であるが、出力200MW以上で最短3時間から数10時間程度となった。なお、純揚水のみで見た場合、平均時間7.9時間、最小5.5時間、最大14.2時間の貯蔵継続時間である。機能評価表では、純揚水のみで見た場合の貯蔵継続時間を記載する。

表 3.2-5 国内揚水(200MW 以上)の簡易計算による貯蔵継続時間

名称	上ダム	ダム目的(*1)	河川利用分類	有効貯水容量[13]	使用水量[12]		貯蔵継続時間(簡易計算)	出力[12]
奥多々良木	黒川ダム	WIP	純揚水	21,360千/m <sup>3</sup>	594m <sup>3</sup> /s	2,138,400m <sup>3</sup> /h	10.0時間	1,932MW
奥美濃	上大須ダム	P	純揚水	9,000千/m <sup>3</sup>	375m <sup>3</sup> /s	1,350,000m <sup>3</sup> /h	6.7時間	1,500MW
新高瀬川	七倉ダム	P	混合揚水	16,200千/m <sup>3</sup>	644m <sup>3</sup> /s	2,318,400m <sup>3</sup> /h	7.0時間	1,280MW
大河内	太田(第1~第5)ダム	P	純揚水	8,660千/m <sup>3</sup>	382m <sup>3</sup> /s	1,375,200m <sup>3</sup> /h	6.3時間	1,280MW
奥吉野	瀬戸ダム	P	純揚水	12,500千/m <sup>3</sup>	288m <sup>3</sup> /s	1,036,800m <sup>3</sup> /h	12.1時間	1,206MW
俣野川	土用ダム	P	純揚水	6,700千/m <sup>3</sup>	300m <sup>3</sup> /s	1,080,000m <sup>3</sup> /h	6.2時間	1,200MW
小丸川	大瀬内ダム	P	純揚水	5,600千/m <sup>3</sup>	222m <sup>3</sup> /s	799,200m <sup>3</sup> /h	7.0時間	1,200MW
玉原	玉原ダム	P	純揚水	13,000千/m <sup>3</sup>	276m <sup>3</sup> /s	993,600m <sup>3</sup> /h	13.1時間	1,200MW
葛野川	上日川ダム	P	純揚水	8,300千/m <sup>3</sup>	280m <sup>3</sup> /s	1,008,000m <sup>3</sup> /h	8.2時間	1,200MW
新豊根	新豊根ダム	FP	混合揚水	40,400千/m <sup>3</sup>	645m <sup>3</sup> /s	2,322,000m <sup>3</sup> /h	17.4時間	1,125MW
今市	栗山ダム	P	純揚水	6,200千/m <sup>3</sup>	240m <sup>3</sup> /s	864,000m <sup>3</sup> /h	7.2時間	1,050MW
下郷	大内ダム	P	純揚水	16,000千/m <sup>3</sup>	314m <sup>3</sup> /s	1,130,400m <sup>3</sup> /h	14.2時間	1,000MW
奥清津	カッサダム	P	純揚水	5,700千/m <sup>3</sup>	260m <sup>3</sup> /s	936,000m <sup>3</sup> /h	6.1時間	1,000MW
神流川	南相木ダム	P	純揚水	12,670千/m <sup>3</sup>	510m <sup>3</sup> /s	1,836,000m <sup>3</sup> /h	6.9時間	940MW
塩原	八汐ダム	P	純揚水	7,600千/m <sup>3</sup>	324m <sup>3</sup> /s	1,166,400m <sup>3</sup> /h	6.5時間	900MW
奥矢作第二	黒田ダム	P	純揚水	5,050千/m <sup>3</sup>	234m <sup>3</sup> /s	842,400m <sup>3</sup> /h	6.0時間	780MW
沼原	沼原ダム	P	純揚水	4,220千/m <sup>3</sup>	173m <sup>3</sup> /s	621,000m <sup>3</sup> /h	6.8時間	675MW
安曇	奈川渡ダム	P	混合揚水	94,000千/m <sup>3</sup>	540m <sup>3</sup> /s	1,944,000m <sup>3</sup> /h	48.4時間	623MW
南原	明神ダム	P	純揚水	5,220千/m <sup>3</sup>	254m <sup>3</sup> /s	914,400m <sup>3</sup> /h	5.7時間	620MW
本川	稲村ダム	P	純揚水	5,100千/m <sup>3</sup>	140m <sup>3</sup> /s	504,000m <sup>3</sup> /h	10.1時間	615MW
天山	天山ダム	P	純揚水	3,000千/m <sup>3</sup>	140m <sup>3</sup> /s	504,000m <sup>3</sup> /h	6.0時間	600MW
奥清津第二	カッサダム	P	純揚水	5,700千/m <sup>3</sup>	154m <sup>3</sup> /s	554,400m <sup>3</sup> /h	10.3時間	600MW
大平	内谷ダム	P	純揚水	3,960千/m <sup>3</sup>	124m <sup>3</sup> /s	446,400m <sup>3</sup> /h	8.9時間	500MW
喜撰山	喜撰山ダム	P	純揚水	5,326千/m <sup>3</sup>	248m <sup>3</sup> /s	892,800m <sup>3</sup> /h	6.0時間	466MW
第二沼沢	沼原湖			不明	250m <sup>3</sup> /s	900,000m <sup>3</sup> /h	データ不足	460MW
京極	上部調整池			不明	191m <sup>3</sup> /s	685,800m <sup>3</sup> /h	データ不足	400MW
池原	池原ダム	P	混合揚水	220,083千/m <sup>3</sup>	342m <sup>3</sup> /s	1,231,200m <sup>3</sup> /h	178.8時間	350MW
高根第一	高根第1ダム	P	混合揚水	34,013千/m <sup>3</sup>	300m <sup>3</sup> /s	1,080,000m <sup>3</sup> /h	31.5時間	340MW
奥矢作第一	黒田ダム	P	純揚水	5,050千/m <sup>3</sup>	234m <sup>3</sup> /s	842,400m <sup>3</sup> /h	6.0時間	323MW
新成羽川	新成羽川ダム	IP	混合揚水	80,500千/m <sup>3</sup>	424m <sup>3</sup> /s	1,526,400m <sup>3</sup> /h	52.7時間	303MW
馬瀬川第一	岩屋ダム	FAWIP	混合揚水	150,000千/m <sup>3</sup>	355m <sup>3</sup> /s	1,278,000m <sup>3</sup> /h	117.4時間	288MW
城山	本沢ダム	P	純揚水	3,835千/m <sup>3</sup>	192m <sup>3</sup> /s	691,200m <sup>3</sup> /h	5.5時間	250MW
水殿	水殿ダム	P	混合揚水	4,000千/m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup> /s	1,296,000m <sup>3</sup> /h	3.1時間	245MW
矢木沢	矢木沢ダム	FNAWP	混合揚水	175,800千/m <sup>3</sup>	300m <sup>3</sup> /s	1,080,000m <sup>3</sup> /h	162.8時間	240MW
長野	九頭竜ダム	FP	混合揚水	223,000千/m <sup>3</sup>	266m <sup>3</sup> /s	957,600m <sup>3</sup> /h	232.9時間	220MW
新冠	新冠ダム	P	混合揚水	117,000千/m <sup>3</sup>	234m <sup>3</sup> /s	842,400m <sup>3</sup> /h	138.9時間	200MW
高見	高見ダム	FP	混合揚水	149,000千/m <sup>3</sup>	230m <sup>3</sup> /s	828,000m <sup>3</sup> /h	180.0時間	200MW

\*ダム目的の記号凡例：F：洪水調節、農地防災、N：不特定用水、河川維持用水、A：かんがい用水、W：上水道用水、I：工業用水、P：発電、S：消流雪用水、R：レクリエーション

### 3. 2. 3 揚水の機能評価表

3.2.1 と 3.2.2 で調査、計算した機能項目および数値を参照して更新した揚水の機能評価表を表 3.2-6 に示す。揚水の比較対象は系統用定置蓄電池とした。

揚水は系統用蓄電池と共存していくと考えられるが、

揚水の、蓄電池と比較した、長所は

- ・ 数 1000MW クラスと大容量で、貯蔵継続時間は最長 14 時間程度と長時間である
- ・ サイクル寿命やカレンダー寿命(60 年程度)が長い
- ・ 調整力に関わる出力応答性は蓄電池とほぼ同等である
- ・ ブラックスタートや電圧調整(無効電力調整)に対応できる
- ・ 蓄電池に比して建設コスト低い(ただし蓄電池コストは年々低下している)

であり、揚水の短所は、

- ・ 総合効率が蓄電池に比して 5 から 10%程度低く、ポンプ水車の効率向上が望まれる



- ・ 固定速揚水の揚水運転時は出力一定であり調整力を持たず、可変速化が望まれる
- ・ 可変速揚水はメカニカルな慣性力機能を持たず、シンセティックな制御による疑似慣性機能の実装が望まれる
- ・ 可変速揚水ではブラックスタート対応ができないため、揚水の可変速化が進んだ際に備えて可変速機のブラックスタート機能の開発が必要となる
- ・ 出力や貯蔵継続時間の増加、拡大による、さらなる、蓄電池との棲み分け分担
- ・ 建設期間の短期間化が望まれる

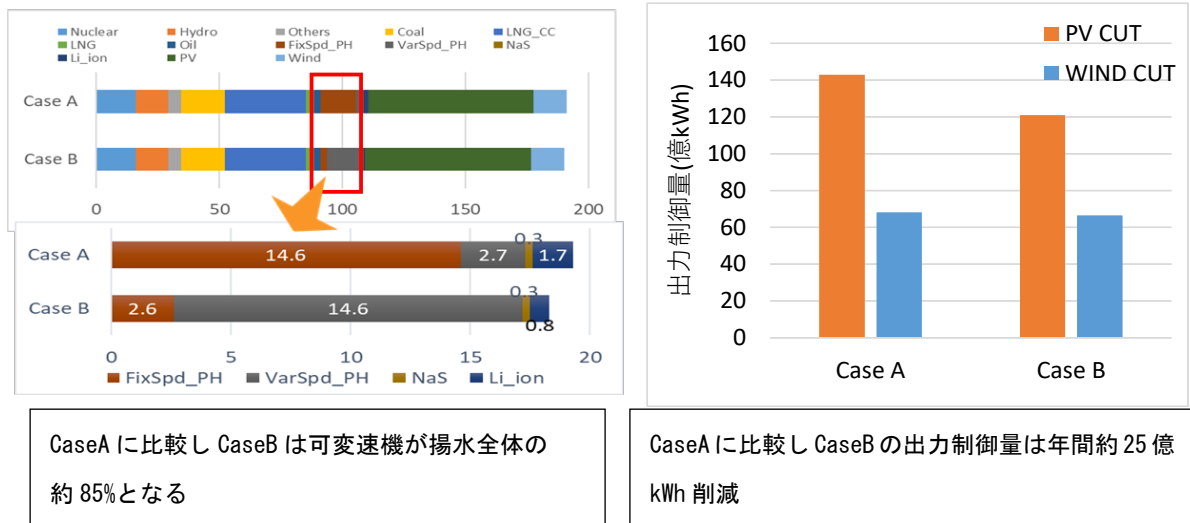
表 3.2-6 揚水の機能評価表

内容	揚水定速機		揚水可変速		蓄電池
	発電	揚水	発電	揚水	
発電電力量（2019年）	137GWh（27.5GW×5Hで算出）				1.2GWh（2030年まで家庭、業務・産業用24GWh 目標）
出力容量	100MW～数1000MW				～100MW
貯蔵継続時間（蓄電容量）	5～14時間、平均7.9時間				～6時間
総合効率（充放電効率）	70%～85%				80%～90%
運転可能出力範囲	最低出力以上の任意出力	出力固定	一定範囲で出力変化可能		充放電とも任意の出力設定
起動時間	数分（1～10分）				数秒から1分
出力応答時間	数秒				数秒
発電・充電切替	発電と揚水の間で切替のための10～15分程度停止が必要				停止なし連続
電圧調整（調相）	有	有	有	有	可
慣性力	メカニカル	メカニカル	シンセティック	シンセティック	シンセティック
電圧維持力（短絡容量）	有	有	有	有	無
ブラックスタート対応	有	－	無	－	無
稼働年数	40～60年				10年～20年（目標）
サイクル寿命	13000～20000回				2000～3500回
建設期間	10年程度以上				1年以内程度
開発進め方	大規模開発				規模に応じて部分開発可能
系統連系点	基幹系				基幹系、ローカル系
建設コスト	20万円/kWh、2.3万円/kWh		データ無し		4.6万円/kWh（リチウム）、3.9万円/kWh（NaS）

\*建設コストの内、揚水 kWh 単価と蓄電池の kWh 単価は[15]を、揚水の kWh 単価は[16]を参照

この揚水の短所について、その機能や関連技術の開発と社会実装を進めることが望まれる。

設備・運用コストが最小となる電源構成・運用シミュレーションを実施した一例[8]を、図 3.2-1 に示す。図 3.2-1 は、第 6 次エネルギー基本計画に示された 2030 年の PV、風力を導入した電源構成において、全国大で系統運用を行う条件で、コスト最小となる設備構成を解析した結果である。CaseA に対し、CaseB は定速機を可変速化改造可能とした条件を付加したもので、揚水設備の約 85%を可変速化することで、コストは 1%（約 5 百億円/年）低減し、設備・運用コストを最小化する結果となっている。また、PV、風力の出力制御量は約 25 億 kWh/年の低減効果が示されている。なお、このシミュレーション解析での可変速化の効果は下げ調整力のみであるが、これらの結果は揚水の可変速化がもたらす便益の一例を示すものと考えられる。これらの数値の詳細評価と併せ、可変速化により揚水が失う機能について、可変速化と併せた機能の強化施策も必要である。



(a) 2030 年コスト最小設備容量

(b) PV、風力の出力制御量

図 3.2-1 電源構成・運用シミュレーション結果（一例）

### 3. 3 揚水に関連する制度

総合エネルギー調査会 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の資料 [6]にて示された 2025 年度の揚水発電における収入と費用(図 3.3-1)によると、可変速純揚水は固定費 100 に対して容量市場収入は約 20 で、残り固定費 80 は市場回収が必要とされている。固定速純揚水は固定費 100 に対して容量市場収入は約 30 で、ブラックスタート機能公募に採択されない場合は、固定費 70 について市場回収が必要とされている。

同資料の中では、採算性向上等に向けた検討課題例として、収入拡大として下げ調整力の商品化の検討、需給調整市場における固定速揚水の参加機会の拡大可能性の検討等が挙げられている。

#### <2025年度の揚水発電における収入と費用>

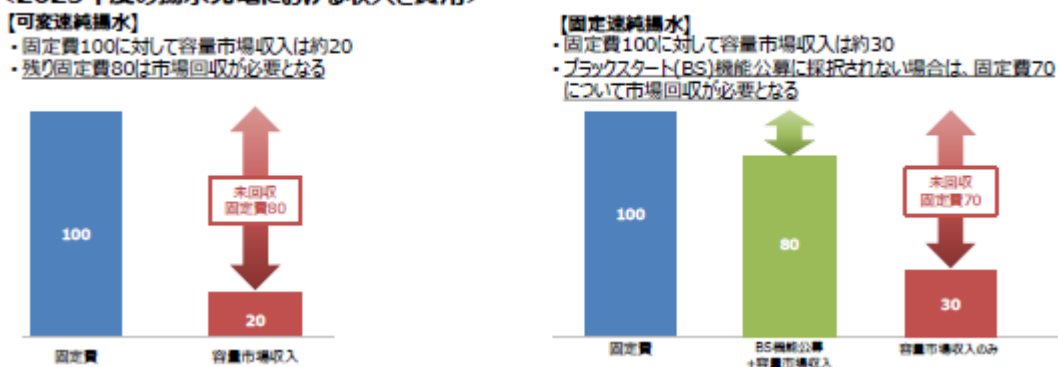


図 3.3-1 2025 年度の揚水発電における収入と費用 [6]

また、2023 年度の導入を目処として、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会で議論検討されている長期脱炭素電源オークションで、

揚水の新設・リプレース案件の最低入札容量について議論されている[17]。

変動性再エネの導入拡大が一層進み供給力の変動が大きくなる中で、蓄電調整の機能を有する揚水は非常に重要になること、また、比較的小規模の揚水発電所を活用するという観点も重要になるとされ、揚水を水力に分類した場合には10万kW以上が最低入札容量となるが、蓄電調整の点で同様の機能を有する蓄電池は1万kWが最低入札容量となっているため、揚水の最低入札容量を蓄電池と同様に1万kW（送電端設備容量ベース、発電可能時間3時間以上）とすることが議論されている。

また、長期脱炭素電源オークションにおける揚水のリプレースは「オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの」とすることが議論されているが、案件毎に更新すべき範囲は異なるので、更新範囲を限定するのではなく、柔軟な対応ができるようにすべきと考えられる。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可 <sup>※2</sup> )	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線 <sup>※1</sup> (監視がオフラインの場合は不要)	専用線 <sup>※1</sup>	専用線 <sup>※1</sup>	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内 <sup>※3</sup>	45分以内
継続時間	5分以上 <sup>※3</sup>	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5~数十秒 <sup>※4</sup>	数秒~数分 <sup>※4</sup>	専用線：数秒~数分 簡易指令システム：5分 <sup>※6</sup>	30分
監視間隔	1~数秒 <sup>※2</sup>	1~5秒程度 <sup>※4</sup>	1~5秒程度 <sup>※4</sup>	専用線：1~5秒程度 簡易指令システム：1分	1~30分 <sup>※5</sup>
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW <sup>※1,4</sup>	5MW <sup>※1,4</sup>	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。  
 ※2 事後に数値データを提供する必要あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。  
 ※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。  
 ※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。  
 ※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。  
 ※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当圏は15分。

図 3.3-2 需給調整市場の商品区分[18]

需給調整市場では、図 3.3-2 に示す一次調整力から三次調整力②までの5つが商品化されており、2021年度に三次調整力②を3エリア広域運用でスタートし、2024年度から5商品が全国大で市場取引される。また、経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合では、2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた検討の中で、揚水のポンプアップ実施主体が検討されている[19]。現状のポンプアップ実施主体者は、エリアにより、一般送配電事業者または調整力提供者である。2024年度以降、調整力の調達は、エリアごとに調達を行う調整力公募が終了し、全国大で調達を行う需給調整市場のみとなることから、ポンプアップ実施主体は一般送配電事業者または調整力提供者の一方に定められる予定である。さらに、需給ひっ迫時の一般送配電事業者の関

わり方やその際のインバラスの扱い（精算方法）も議論されている。

このような市場動向と制度等検討のなかで、現状の系統運用においても揚水は活用されており、表 3.2-6 の揚水の機能評価表に記した揚水が保有する機能によって電力の安定供給へ貢献しているため、揚水の採算性向上には現在商品化されていない電力貯蔵、下げ調整力、無効電力（電圧調整）、慣性力等の早期商品化の検討が望まれる。

## 4. 一般水力の課題と解決策の検討

### 4. 1 一般水力の課題と改善期待効果

一般水力は、2012年に施行された再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT制度)により、30MW未満の新設と老朽化した設備の一式更新が進み、FIT前には960万kWであった中小水力発電所の設備容量は、2020年までの認定量で約40万kW増加している。第6次エネルギー基本計画[1]では、2030年までに更に40万kW増やし、1040万kWにすることが目標とされている。また、発電電力量は、2030年での目標値は980億kWhと、至近10年の平均値(819億kWh)に対して約160億kWhの増加が求められている。この内訳は、中小水力の設備容量増加(0.7GW(70万kW))で約35億kWh、更なる新規開発による容量増加と既存発電の有効活用により約80億kWh、更なる野心的水準の施策強化分として50億kWh程度が積算されている。一方、内閣府「第17回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」[20]において、第6次エネルギー基本計画の数値目標を達成するための施策とロードマップが提示されており、2030年までに約5.6億kWhの水力に関する施策が記載されている。

第5次包蔵水力調査においては、未開発地点2660箇所、約460億kWhのポテンシャルがあるとされているが、地点が山奥など開発にかかる建設コストが高く、2030年までの開発は限定的になると考えられる。これらの開発の可能性は検討していく必要があるが、ここでは、より早期に開発が進められる可能性の検討を行うこととした。

本章では、一般水力の発電電力量増加やハイブリッド発電等の可能性を検討する上でのポテンシャルと施策案および関連する規制や制度をまとめる。

### 4. 2 一般水力の拡大施策

#### 4. 2. 1 拡大ポテンシャル調査

##### (1) 発電未利用ダムの活用

発電所が設置されていないダムは国内に2700箇所以上あり、その利活用の可能性を、H26年からR3年にかけて新エネルギー財団(NEF)が調査した結果を表4.2-1に示す。

この結果から、未利用ダムに新設発電所を建設する条件では、大きなポテンシャルは望めないことがわかる。

表 4.2-1 発電未利用ダムの活用可能性検討結果

実施年度	対象ダム	調査対象 ダム数	ポテンシャル 算出地点数	最大出力合計 (kW)	年間可能発電 電力量(億kWh)
H26	国土交通省直轄ダム, 水資源機構ダム	122	13	4,294	0.213
H27~H28	地方公共団体が管理する 補助ダム(治水ダムを含む)	448	269	29,257	1.44
H29~R1	農林水産省並びに地方公共団体等が管理 する農業用ダム	824	293	30,485	1.28
R3	地方公共団体および水資源機構が管理する 上水道ダム, 工業用水ダム	113	33	1,281	0.00006
		1,507	608	65,317	2.93

- ✓ 対象ダムは、ダム年鑑から抽出。農業ダム、上水道ダム、工業用水ダムは、堤高 20m 以上、流域面積 10km<sup>2</sup> 以上
- ✓ ポテンシャル算出は、設備利用率が 60%に相当する流量の新設発電所を建設する条件で実施

(2) 発電利用ダムの発電未利用水の活用

発電に利用されている多目的ダムは 291 箇所あり、そのうち比較的大きく、情報が一般公開されているダム 161 箇所を抽出し、全ての無効放流を発電に利用できたと仮定して発電電力量を概算したところ、約 26 億 kWh の発電電力量が得られることが分かった。

その中で発電に使用されていない無効放流が平均で 10m<sup>3</sup>/s 以上あるダム発電電力量を抽出し、表 4.2-2 にまとめた。

表 4.2-2 無効放流量の多いダム

#	ダム名	場所	河川	目的	諸元					発電所名・備考	無効放流量	
					総貯水容量 (m <sup>3</sup> )	堤高 (m)	最大使用 水量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)	出力 (kW)		2015	
											平均無効 放流量 (m <sup>3</sup> /s)	無効放流 日数 (日)
3	九頭竜	福井県	九頭竜川九頭竜川	FP	353,000	128.0	266.0	97.5	220,000	電源開発株式会社 長野発電所	70.7	91
156	池田	徳島県	吉野川吉野川	FNAWIP	12,650	24.0	62.0	10.0	5,000	四国電力株式会社 池田発電所	69.9	201
114	天ヶ瀬	京都府	淀川宇治川	FWP	26,280	73.0	186.1	57.1	92,000	関西電力株式会社 天ヶ瀬発電所	27.7	102
73	椿山	和歌山県	日高川日高川	FNP	49,000	56.5	30.0	46.0	11,400	関西電力株式会社 美山発電所	18.8	83
46	城山	神奈川県	相模川相模川	FWIP	62,300	75.0	32.6	45.4	25,000	神奈川県津久井発電所1号機	18.3	249
12	岩屋	岐阜県	木曾川馬瀬川	FAWIP	173,500	127.5	335.0	99.6	288,000	中部電力株式会社 馬瀬川第一発電所	17.5	91
61	長安口	徳島県	那賀川那賀川	FNP	54,278	85.5	60.0	116.4	62,000	徳島県企業局 日野谷発電所	14.9	49
98	二風谷	北海道	沙流川沙流川	FNAWIP	31,500	32.0	35.0	10.7	3,000	ほくでんエコエナジー株式会社 二風谷発電所	14.5	146
54	大川	福島県	阿賀野川阿賀川	FNWIP	57,500	75.0	45.0	56.0	21,000	東北電力株式会社 大川発電所	11.1	65
65	藤原	群馬県	利根川利根川	FAP	52,490	95.0	28.0	92.1	22,200	東京電力RP株式会社 藤原発電所	10.9	72
24	湯田	岩手県	北上川和賀川	FAP	114,160	89.5	60.0	102.5	37,600	岩手県企業局 仙人発電所	10.2	45
86	荒沢	山形県	赤川赤川	FNP	41,420	63.0	22.0	73.7	13,600	山形県企業局 倉沢発電所	10.2	91

このうち、藤原ダムにおいて、その下流にあるダム・発電所でこの放流水を活用できると仮定した場合、藤原発電所のみ約 4 倍の発電電力量が得られる計算となった。

無効放流が、全て発電に利用できる訳ではないが、現在、各方面で検討されている気象予測 AI の活用、ダムの嵩上げ等によって貯水量を増やすことにより、より多くの無効放流を発電に利用できるようにすれば、発電電力量を増やす可能性はあると考えられる。

### (3) 既存発電所の更新

再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT 制度)が導入された 2012 年以降、新設と共に、老朽化した既設の一式更新が多数行われてきた。老朽化更新では、既設に比べて最高効率が向上することによる設備容量の向上、部分負荷を含めた効率が向上することによる発電電力量の向上が期待できる。

図 4.2-1 に示す通り、FIT 導入前の設備容量は 960 万 kW であったが、2021 年 6 月の時点での新設を含めた設備容量の増加分は、導入量として 20 万 kW、認定量として 40 万 kW 増で、この間の既設更新設備容量は、導入量として 60 万 kW、認定量として 120 万 kW となっている。これは、大型設備まで含めた設備容量 2260 万 kW のうち、僅か 5.3%にすぎない。

水力発電所は、運転開始から 60 年以上経過している設備も多く、一式更新については、今後も一定程度の需要があるものと考えられる。

2030 年の目標値は 1040 万 kW とされており、2021 年 6 月の認定量に比べても、更に 40 万 kW 増やす必要がある。FIT 導入以降の設備更新と設備容量増加の割合を考えると、2030 年にこの値を目指すためには、より出力の大きい発電所の更新を優先的に進めていく必要があるものと考えられる。

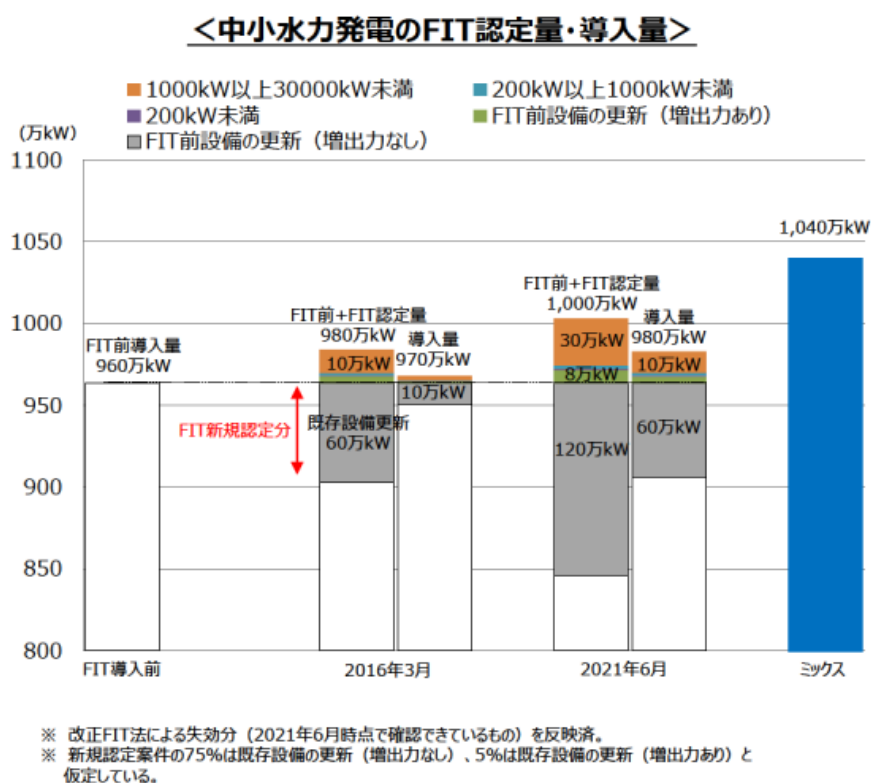


図 4.2-1. 中小水力発電の FIT 認定量・導入量

### (4) AI 活用によるダム運用高度化

気象予報と AI を活用し、ダムへの流入量を予測し、防災に役立つ取り組みが各所で行われている。同様の技術を、(2)に示した無効放流の有効活用と組合せることにより、発電電力量が増大するような効率的な発電計画に活用可能と考えられる。

#### (5) 治水・利水機能の強化(ダム嵩上げ・堆砂対策)

気候変動に伴い、激甚化、頻発化する水災害への適応策として、治水機能の強化が期待できるダムについては、放流設備の改造等のダム再開発を進めることが有効との考え方があり、その際に水力発電の増強も考慮する検討が行われようとしている。

対策としては、ダムの嵩上げにより、治水容量と発電用途の利水容量を増やす策や、堆砂対策を実施することにより、発電専用の利水の一部を治水容量としても活用する策が挙げられている。

今後、これらによって発電電力量がどの程度増加可能か確認していく必要がある。

#### 4. 2. 2 農業での水力活用

農業分野では、農林水産省が策定した「みどりの食料システム戦略」[21]で、2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、農林漁業の健全な発展に資する形で、我が国の再生可能エネルギーの導入拡大に歩調を合わせた農山漁村における再生可能エネルギーの導入、が目指されている。

また、農林水産省「農業水利施設(国営造成土地改良施設等)を活用した小水力発電導入に係る調査結果」[22]に示された平成25年度までの導入可能性調査の結果を積み上げると、農村地域による小水力の発電ポテンシャルは約7000万kWh(0.7億kWh)が見込まれる。農業用水の一層の活用促進により発電電力量がどの程度増加可能か確認していく必要がある。

揚水機場とため池やファームポンド(農業用水供給のために設置された調整水槽)を活用し、農村での発電電力に余剰がある時に揚水を行うことで、発電電力を無駄にしない策や、ため池等にPVを設置し、その余剰分を活用して揚水をする事も考えられる。

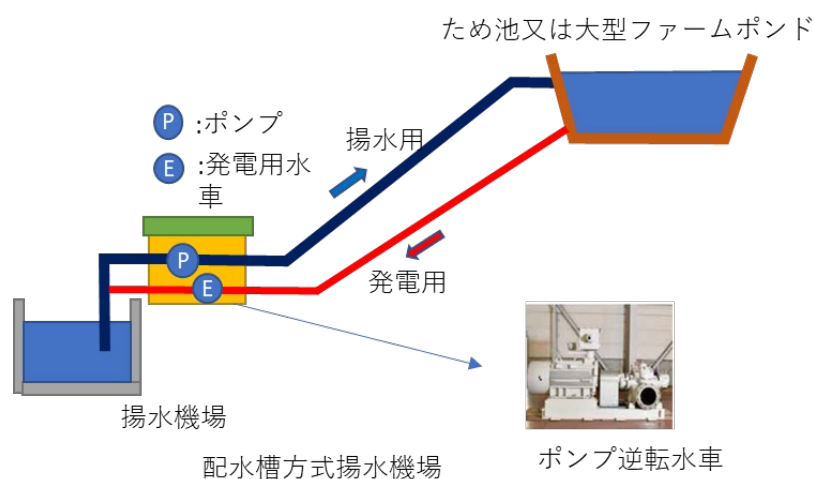


図 4. 2-2 揚水機場とため池を活用した揚水発電システム例

更に、農村全体で使用する熱や動力を含め、農業におけるエネルギーの需給バランスを考慮した総合マネジメントシステム(VEMS)の開発が今後進展すると考えられる。そのような中でも、安定電源となりうる水力、更にはため池等を電力調整設備として活用する揚水の利活用促進が重要

な位置づけを占めるものと考えられる。

#### 4. 2. 3 ハイブリッド発電

##### (1) 水力発電によるグリーン水素

社会全体でカーボンニュートラルを達成するためには、燃料やエネルギーキャリアとして活用できる水素の存在は不可欠と考えられる。化学・鉄鋼・運輸業界等で化石燃料の代替として期待され、発電分野ではカーボンフリー電源を生み出すと共にアンモニア合成との併用で既設火力のCO<sub>2</sub>排出量削減にも貢献できる。

国内でグリーン水素を製造するための大きな課題はコストである。第6次エネルギー基本計画[1]では、水素の供給コストを化石燃料と同程度まで低減させ供給量の引き上げを目指すとして、供給コスト目標価格は、2030年で30円/Nm<sup>3</sup>、2050年には20円/Nm<sup>3</sup>以下とされているが、水電解による水素製造に5kWh/Nm<sup>3</sup>の電力が必要であることを考えると、競争力を確保することは困難である。

一方、令和3年度補正予算事業「再生可能エネルギー導入加速に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」では、蓄電池とともに水電解装置導入が補助金対象となり調整力として認知された。大型アルカリ水電解装置は、15%程度～100%の範囲で入力を調整させることができ、この機能と、安定電源である水力とを組合せることにより、グリーン水素を製造しながら、85%程度の下げ調整力を確保することができる。

一般水力にも下げ調整力を持たせることができれば、安定電源という商品に加え、今後、PVや風力が増えてくる中で、貴重な調整力の機能も担うことができ、運用の幅が広がると考えられる。水電解装置側は調整力に対する報酬を得ることができれば、より安価な水素の製造が可能となる。

また、送電線の建設が難しい水力発電所の開発地点や系統混雑で余剰の水が発生する水力発電所に水電解装置を併設することによって、水素に蓄えてエネルギーを輸送することも可能となる。既の実証はされているが、促進に向け環境面でのインセンティブとともに調整力確保や電源開発を見据えた新たな制度設計が必要と考える。

##### (2) 水力発電+水上PV

水上PVのポテンシャルは、今後、環境省でも検討が予定されているが、2014年にNEDOが発表した「再生可能エネルギー白書第2版」[23]では、水面の10%にパネルを設置できるものとして約39GWと試算されている(図4.2-3)。

これは、耕作地を除くとポテンシャルが1番多く、今後PVの導入の拡大を図る上で、重要な設置場所となってくることが考えられる。

一方、台風、積雪、豪雨など自然事象による被害が少なからず発生しており、太陽光発電設備の安全性に対する地域の懸念が高まっているため、「水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン」が2021年に策定された[24]。

海外では、水力発電と水上PVのハイブリッド発電も始まっており、変電設備や送電線の共通化が可能となるなどの設備面や、PVの安定電源化を図ることができるなどの効果が期待できる。



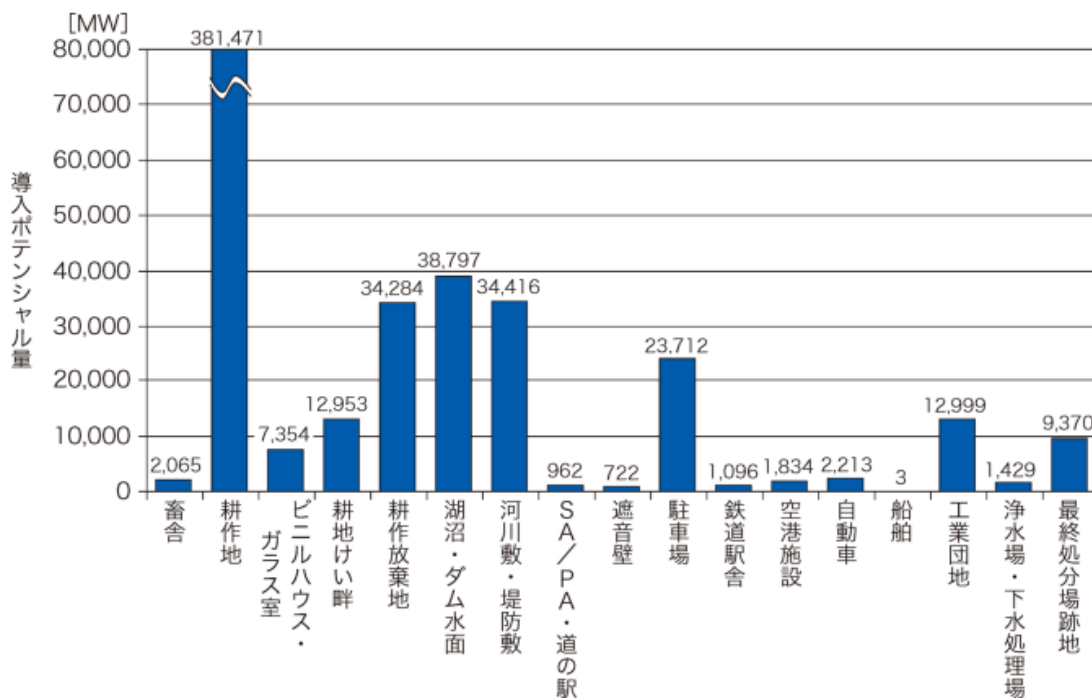


図 4. 2-3 建物以外の PV 導入ポテンシャル

## 5. 産業競争力強化のための提言

本 PJ では、2050 年カーボンニュートラル実現に向けた 2030 年の政策目標達成のために、一般水力および揚水それぞれに出来得る対策検討とその実現のための実証または定量的評価の具体策（国プロ等）の立案と、OCCTO 等での議論も参考に、規制・制度に対する提言の検討を進めた。

これまでの検討での揚水および一般水力の産業競争力強化のための施策と提言を示す。

関係省庁におかれては、これらの内容にご意見をお願いすると共に、ご支援をお願いしたい。

### 5. 1 揚水の施策、提言

カーボンニュートラル実現に向け、揚水は、変動性再エネの導入に必要な設備であるとの政府の位置づけを確認した。また、政策として関係委員会で議論が進められ、長期脱炭素電源オークション、揚水発電の運用高度化及び導入支援補助金、水力発電の導入加速化補助金、等が進められている。

総合エネルギー調査会 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の資料[6]で示されているとおり、揚水の優先的な課題は採算性改善である。上記の様々な支援と予算の活用に加え、需給調整市場の立ち上がりを見ながら、揚水が有している下げ調整力や慣性力、電圧調整等の市場整備、早期商品化の検討を関係省庁、関係機関へお願いしたい。

産業界としては、特に揚水の可変速化の有効性が高いと考え、技術的に改善の余地があると考えている。また既設揚水設備の維持、拡大や可変速化の社会的便益を公平に解析評価する評価手法の確

立が必要と考えている。研究開発と併せ、機能実証や実装は、可変速を含む揚水技術の技術者育成や国際的な競争力維持と海外展開にも大きく寄与すると考える。研究開発から社会実装までの道筋をどのようにつけるか、研究開発や機能実証、実装に対する資金面でのご支援を含め、関係省庁および関係機関の連携と継続的な検討が必要であると考えている。

#### 5. 1. 1 揚水の技術面の施策・提言

既設揚水の維持・機能向上策として、下げ調整力を有する可変速機への更新と、揚水の機能向上、それらの社会的便益の評価、新設揚水の FS を目標に、施策①、施策②、および施策③を立案した。

産業界は、施策①②③に関する研究開発と機能実証や社会実装の推進を、関係省庁は、研究開発や機能実証、実装等の実機適用に向けた実証への予算配分、資金面のご支援をお願いしたい。

#### 施策①：揚水の市場価値を高める機能の開発

蓄電設備として最も有力視されている蓄電池との比較により、長所と短所を整理し、長所の更なる伸長と短所の改善を揚水の価値を高める技術として整理し、その効果と対価が得られる市場を表 5. 1-1 にまとめた。揚水の市場価値を高め採算改善に資する機能として表 5. 1-1 に示す開発要素の技術開発および社会実装を提案する。

表 5. 1-1 揚水発電システムの開発要素

開発要素	効果	主な対応市場
可変速機の最低入力低減	調整幅拡大（下げ）	市場化要
最低出力低減	調整幅拡大	需給調整
可変速機の疑似慣性	系統安定度向上	市場化要
総合効率向上	発電量 UP	卸電力
変落差幅拡大	運転時間延長	卸電力
無効電力の独立調整	電圧維持能力	市場化要
可変速機の BS 機能付加	ブラックスタート	BS 機能

#### 施策②：揚水の社会的便益の総合評価手法の開発

下げ調整力を有する可変速機への更新や、施策①で開発する機能の社会的便益を公平評価できるように、揚水の供給力、調整力（三次調整力相当）、予備力の他、短時間の調整力（一次、二次調整力相当）や慣性力等を含めた価値を総合的に評価する手法を開発する。

開発手法（案）は、最適電源計画と最適運用計画のハイブリッド解析手法を想定する。最適電源計画では、1 年間 1 時間刻みで需要を想定し、設定する電源（原子力、火力、水力、太陽光、風力、揚水、蓄電池）の導入容量と広域運用、連系線活用の設定条件の基、各時の需給バランスと必要調整量を実現するように運転する電源種別とその容量をコスト最小化目的関数として算出する。次に最適運用計画では、最適電源計画の結果から 1 週間の運転する電源種別とその容量を

抽出し、1週間の運用の中で、再エネ出力変動、需要変動、電源脱落等が発生させ、発電装置の出力配分、蓄電装置の起動や出力変化（運転予備力）で需給バランスを維持する場合の、コスト変化と供給信頼度を多目的最適化計算で算出する。この計算結果から、蓄電装置の出力や蓄電量、コスト変化と供給信頼度を評価する。供給信頼度が不足する場合は、最適電源計画の設定条件を変更追加し、再度、最適電源計画を再計算し、その結果を基に最適運用計画を行うことを繰り返す。

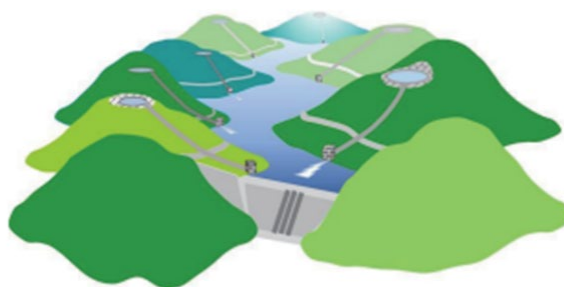
本手法で、電力貯蔵の長時間と調整力等の短時間の評価を併せて行え、2040年から2050年の蓄電装置の必要容量（出力、時間容量）の把握、蓄電装置容量による総コストと供給信頼度の関係把握、蓄電装置の運用計画（充放電出力と蓄電量）立案が可能になり、揚水や蓄電池等で活用すべき機能や運用法の具体化と、変動性再エネの出力制御の削減、CO2排出量の削減などの社会便益の評価が可能となる。

### 施策③：新設揚水設備のフィージビリティスタディ (FS)

揚水は、蓄電池と同様に変動性再エネの調整力として機能を有しており重要性が増している。このため、長期脱炭素電源オークションの制度検討において、揚水と蓄電池を同じ土俵で費用対効果の競争をさせるべく、揚水の最低入札容量を当初の10万kWから、蓄電池と同一の1万kWに下げる議論がされている。将来的には比較的小規模の揚水発電所も想定される。さらに、施策①や施策②に加え、新しい技術開発を必要とする揚水設備の新設があると、産業界の体制維持も可能となる。

低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書  
日本における蓄電池システムとしての揚水発電の  
ポテンシャルとコスト (V6.4) 令和4年3月

(1) 全体図  
多目的ダムのダム湖を下池として利用する[5]。下池の規模や立地により、設置できる新揚水発電所は1基から約150基とばらつく。



(2) 新揚水発電所1基  
上池、管路、発電所からなる。

上池：落差200mの台地を造成、掘削して建設

工事用道路：上池と発電所に通じ、保守用道路としても利用

管路：地表から浅い場所に埋設

発電所建屋：ダム湖畔を造成して建設、内部にタンデム型水車/発電機を設置

下池：既存の多目的ダム湖を利用

図1 新揚水発電所の模式図

図 5.1-1 新設揚水の一検討構成 [25]

図 5.1-1 は、国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センターで検討された既存ダムを活用した新設揚水の開発検討である [25]。このようにダム等の既存設備の活用や揚水の小規模化、低コスト化、建設期間短縮に関する技術開発、地点開発の FS が必要と考える。

#### 5. 1. 2 揚水の規制・制度面の提言

エネルギー総合戦略調査会では揚水の採算性の改善等を課題ととらえ、採算性向上等に向けた検討課題例が示されている。また、経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合では、2020 年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた検討の中で、揚水のポンプアップ実施主体が検討されている [19]。現状のポンプアップ実施主体者は、一般送配電事業者または調整力提供者であり、エリアごとに統一されていない。2024 年度以降、調整力の調達は、エリアごとに調達を行う調整力公募が終了し、全国大で調達を行う需給調整市場のみとなることから、ポンプアップ実施主体は一般送配電事業者または調整力提供者の一方に定められる予定である。また、市場で取り扱う商品も一次調整力から三次調整力②まで、全ての商品が取引可能となり、揚水の取引機会の拡大が期待される。さらに、長期脱炭素電源オークションの設計が進められており、揚水の新設だけでなく、ライフサイクルの長い既存設備の扱いも含めた揚水のリプレース要件、最低入札容量、入札上限価格等についても議論が進められている。

このように電力市場の整備が進むとともに、国レベルで揚水に係る制度・規制の検討が行われている。揚水の維持や新設には採算性の改善が必要である。揚水が保有する価値に対して対価を得るよう需給調整市場等で取引商品としての扱いがない、電力貯蔵、下げ調整力、無効電力（電圧調整）、慣性力等の商品化と、長期脱炭素電源オークションでは、揚水設備にはライフサイクルが 60～100 年に及ぶものがあることも加味し、関係省庁には他の設備と公平に評価できる制度の検討と実現をお願いしたい。

#### 5. 2 一般水力の施策、提言

再エネの1つである水力発電による発電電力量の増大と、水力を起点としたハイブリッド発電の活用促進のために、技術面と規制・制度面での施策・提言を検討した。以下に技術面と規制・制度面の施策・提言をまとめる。

##### 5. 2. 1 一般水力の技術面の施策・提言

ダムに発電所が設置されている場合でも、発電に利用されずに無効放流されている場合がある。その無効放流されている水を発電所を通じて流すことができれば、発電電力量を増加させることができる。また、その発電所の下流にダム・発電所が連なっている場合、下流の発電所でも有効活用することができれば、更に発電電力量を増やすことができる。

関係省庁には、ダムや発電所の接続や無効放流等の発電利用ダムの発電未利用水のポテンシャル検討に資するダム運用や無効放流量の時間変化などの情報の整備と一般公開をお願いしたい。またポテンシャルが認められた場合、AI を活用するなど、無効放流を有効に利用する手法を早期に実用していくために、実証できる環境整備も重要と考える。

産業界は、発電未利用水活用の有効性が確認できれば、気象予測 AI の活用、ダムの嵩上げ等によって貯水量を増やすことなど、無効放流を有効利用する方法の開発や実装の推進が必要である。

## 5. 2. 2 一般水力の規制・制度面の提言

経済産業省におかれては、再エネ固定価格買取制度(FIT 制度)やフィードインプレミアム制度(FIP 制度)により、水力を含む再エネの導入拡大や、新エネルギー財団による「水力発電の開発・導入のための賦存量調査事業」でのポテンシャル調査などへの支援を頂いていること、国土交通省におかれては、「ハイブリッドダム(仮称)構想」において、治水と発電用利水の相互使用を検討されていること、農林水産省におかれては「みどりの食料システム戦略」により、水力を含む再エネの導入拡充を目指されていることなど、多方面で水力への支援、ポテンシャル調査が行われていることは確認できた。

一方で、2050 年カーボンニュートラル、2030 年温室効果ガス 46%削減という高い目標に対して、再エネの1つで、安定電源である水力発電の利活用を更に促進するためには、制度や仕組みづくりも大切と考える。

- (1)老朽化した既設発電所の一式更新は、2012 年の FIT 制度施行以来、30MW 未満の発電所の新設やリプレースにより飛躍的に増加したが、それでも一般水力の設備容量に占める割合は約 5.3%と非常に少ない。既設発電所の増出力に対して、水力発電の導入加速化補助金は用意されているものの、更に 2030 年に向け、発電電力量を増やすためには、30MW 以上の大型設備の更新を促進、加速することが効果的と考えられるため、容量に関係無く、効率向上が可能な老朽化設備を一式更新することにインセンティブが働くような施策が重要と考える。
- (2)農業生産における化石エネルギー消費において、水力を含む再エネを利用していくための技術開発や仕組みづくりが重要と考える。
- (3)ハイブリッド発電による蓄エネや下げ調整力、グリーン水素製造を推進する仕組みづくりが重要と考える。水力をグリーン水素の電源とし調整力として水電解装置を活用することは、①水力の発電能力を無駄にせず下げ調整力を確保する、②システムを増強せずに水素に転換する選択肢、③調整力に対する報酬を基に、より安価な水素製造を実現 等の価値を生み出す可能性がある。

また、水上 PV のポテンシャルは大きく、水上 PV の安全対策等の設置や運用のガイドラインの検討の他、湖面の所有者にもインセンティブが働く制度を整えることも重要と考える。

## 6. 今後の活動について

2 年間の活動期間を通じ、関係省庁からの助言を頂きながら、制度・規制等の提言と技術施策をまとめた。活動期間の間に、調整力や供給力となる揚水や、再エネとしての水力が見直しされ、長期脱炭素電源オークション、揚水発電の運用高度化及び導入支援補助金、水力発電の導入加速化補助金、等の設備の維持または新設を支援する補助金や設備の活用を拡大する電力市場の商品化が施行または検討されてきた。

大規模な揚水や水力の新設可能な国内の地点が多くはないが、カーボンニュートラル化、再エネ主力電源化の中で、揚水や水力の新しい運用法や新しい機能を開発追加しながら維持活用していく必要がある。残念ながら本PJの中で、国プロの立上げには至らなかったが、今後も有志により、関係省庁との意見交換やご支援を頂きながら、カーボンニュートラルに向けて、揚水や一般水力の新設、既存設備の維持、新しい運用法や新しい機能、新設に関する開発と実装、実証を進めるよう、「国プロ」立上げも選択肢として、活動を継続していく。

## 参考文献

1. 第6次エネルギー基本計画、経済産業省、令和3年10月
2. REPORT SUMMARY FLEXIBILITY, TECHNOLOGIES AND SCENARIOS FOR HYDROPOWER, XFLEX HYDORO  
<https://xflexhydro.net/flexibility-technologies-and-scenarios-for-hydropower-report>
3. Harnessing Variable Renewables, IEA, May 2011
4. 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第43回会合）資料2、2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）地球環境産業技術研究機構（RITE）、資源エネルギー庁、令和3年5月13日
5. Hydropower Special Market Report: Analysis and forecast to 2030, IEA, June 2021
6. 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43回）資料2、2022年7月13日
7. 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（第36回）資料1、2022年3月14日
8. 最適電源計画モデルを用いた揚水発電の活用評価、村井他、電気学会全国大会6-122、2022/3
9. 電気学会技術報告書「系統運用者から見た電力設備の運用限度」、電気学会 2017/01
10. Pump it up: Recommendations for urgent investment in pumped storage hydropower to back the clean energy transition, International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy and Market Frameworks Working Group: Global Paper September 2021
11. State of Charge: Energy Storage in Latin America and the Caribbean, IDB, May 2021
12. 蓄電システムをめぐる現状認識、定置用蓄電システム普及拡大検討会 三菱総研、2020年11月19日
13. 電気事業便覧 [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H29FY/000747.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000747.pdf)
14. ダム便覧2021 <http://damnet.or.jp/Dambinran/binran/TopIndex.html>
15. 発電コスト検証に関するこれまでの議論について、総合資源エネルギー調査会、発電コスト検証ワーキンググループ（第7回会合）資料2、令和3年7月12日
16. 経済産業省 蓄電池戦略PJによる「蓄電池戦略」、平成24年7月
17. 第72回 総合資源エネルギー調査会 資料6、長期脱炭素電源オークションについて、資源エネルギー庁、2022年11月30日
18. 第18回需給調整市場検討小委員会 資料4、電力広域的運営推進機関、2020年8月7日
19. 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について、経済産業省 電力・ガス取引等監視委員会 第67回制度設計専門会合、事務局提出資料資料7、令和3年11月26日
20. 第17回 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース、資料1-1「水循環政策における再生可能エネルギー導入促進に向けた数値目標、内閣官房、令和3年12月13日

21. みどりの食料システム戦略、農林水産省、令和3年5月、  
<https://www.maff.go.jp/j/kanbo/kankyo/seisaku/midori/#sakutei>
22. 農業水利施設(国営造成土地改良施設等)を活用した小水力発電導入に係る調査結果について、  
農林水産省、  
[https://www.maff.go.jp/j/nousin/mizu/shousuiryoku/attach/pdf/rikatuyousokushinn\\_teikosuto-69.pdf](https://www.maff.go.jp/j/nousin/mizu/shousuiryoku/attach/pdf/rikatuyousokushinn_teikosuto-69.pdf)
23. NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版、NEDO、2014年2月
24. 水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン 2021年版、NEDO、2021年11月12日
25. 日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト (Vol.4)、国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター、令和4年3月



一般社団法人 産業競争力懇談会（COCN）

〒100-0011 東京都千代田区内幸町 2-2-1

日本プレスセンタービル 6階

Tel : 03-5510-6931 Fax : 03-5510-6932

E-mail : jimukyoku@cocn.jp

URL : <http://www.cocn.jp/>

事務局長 山口雅彦