



低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

技術開発編

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

平成 31 年 1 月

Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power in Japan

Strategy for Technology Development

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies

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

LCS-FY2018-PP-08

## 概要

太陽光や風力発電などの出力が揺動する再生可能電力の利用量が増大しており、電力需給調整のための蓄電システムの必要設置量も増加している。蓄電システムには蓄電池や揚水発電システム等があるが、低炭素社会戦略センター（LCS）ではすでに将来の蓄電池製造コストと2050年に向けた様々なシナリオにおける低炭素電源システムに必要な蓄電池容量を計算している。本稿では今後開発可能な日本の揚水発電のポテンシャルと、そのコストを計算した。日本では、既存の揚水発電所の蓄電容量は130GWhであるが将来については十分ではなく、また現在の設備利用率も3%程度と低い。今回の計算では、1プラント当たり蓄電容量50MWh（10MW、5時間/回）の揚水発電所が20,000か所建設可能で、合計1,000GWhの蓄電容量が期待できることが分かった（設備容量200GW、設備利用率17%の場合300TWh/yの蓄電量）。この結果は、将来の低炭素電源システム（2050年電源起源のCO<sub>2</sub>排出量現状比80～85%減）に必要なと試算された蓄電池容量（360～510GWh）以上であり、新規の揚水発電のポテンシャルが十分にあることが示された。発電コストについては23円/kWhと計算された。これは蓄電池のコストの1.4倍であるが、今後運用面や貯水量の増加などによるコストダウンの余地はある。

## Summary

The use of renewable power such as solar power and wind power that fluctuates over time is increasing, and the required installation quantity of the storage system for power supply and demand adjustment is also increasing. Power storage systems include storage batteries and pumped-storage power systems. The Center for Low Carbon Society Strategy (LCS) already calculate the future manufacturing costs of the storage battery systems and storage battery capacity required for low carbon power supply systems in various scenarios for 2050. Here, we will present the calculated results of the pumped-storage power capacity required for sustainable future energy use and its cost. In Japan, the present amount of storage capacity of existing pumped-storage power plants is around 130GWh, however, the capacity is not sufficient for the future and also the capacity utilization factor is as low as 3%. According to our studies, it is possible to create 20,000 pumped-storage power plants with the storage capacity of 50MWh per plant (10MW, 5hours/cycle), and the total amount of storage capacity 1,000GWh can be expected (the capacity of installed pumped-storage power system: 200GW, and the storage capacity of 300TWh/y in case of the capacity utilization rate 17%). This result showed that there is the potential of the new pumped-storage power more than the storage battery capacity (360-510GWh) estimated to be necessary for the future low-carbon power supply system (80-85% reduction from the current CO<sub>2</sub> emissions originating from power supply in 2050). The power generation cost was calculated as 23yen/kWh. This is 1.4 times the cost of the storage battery. There is room for cost reduction due to increase in operation and water storage capacity in the future.

## 目次

### 概要

1. 緒言.....	1
2. 今後の揚水発電所の設置場所.....	1
3. 揚水発電所の規模・仕様.....	2
3.1 上池の規模.....	3
3.2 コスト最小の発電所規模.....	4
3.3 揚水発電所の建設単位規模.....	5
4. 揚水発電所のポテンシャル推計方法.....	6
4.1 調査項目.....	6
4.2 全国の揚水発電蓄電ポテンシャルの推計.....	7
5. 揚水発電所のコスト試算と評価.....	8
6. まとめ.....	10
7. 政策立案のための提案.....	11
参考文献.....	11

## 1. 緒言

日本の再生可能電力の年間発電量に占める割合は既設の大規模水力発電を含めても 14.5%程度で、世界の 23.7%に比べ約 6 割程度であり（2016 年）[1]、普及が遅れているが、2017 年度第 1 四半期には日本全体の電力需要に対する再生可能エネルギーの割合は、平均で 20%と増加傾向にある[2]。現在は普及の過渡期であり、地域別、電源種別にはこの割合のばらつきが大きい。特に九州電力エリアの 2017 年 5 月 14 日のピーク時（午前 11 時）では再生可能電力の割合が最大 87%に達している。この内訳は太陽光が 72%、水力が 13%、地熱が 2%、風力が 0.6%、バイオマスが 0.3%であった[2]。太陽光発電の割合が突出して高いが、太陽光発電は風力発電と同様に天候により変動する再生可能電力であり、電力需給の安定制御のためには一定量の蓄電システムが必要である。九州電力ではこの対応のため、火力発電の抑制や揚水発電による蓄電で調整している[2]。

再生可能エネルギーの導入過程は地域により様々であるが、全発電量に占める割合は低炭素化の推進とともに増えてくるため、安定制御のための蓄電システムの役割は今後ますます重要になってくる。低炭素社会戦略センター（LCS）では、すでに 2050 年時点の低炭素電源システムに必要な蓄電池容量を試算しており、2050 年の年間電力需要を 800TWh としたとき、電源起源の CO<sub>2</sub> 排出量現状比 80～85%削減に必要な蓄電池容量は電力需要の 10～20%程度（蓄電量年間 110～150TWh/y、蓄電容量 360～510GWh）と計算している[3]。蓄電システムとしてはナトリウム・硫黄（NAS）電池や、リチウムイオン電池などの化学電池のほかに揚水発電による蓄電システム等があるが、前者については LCS においてコスト計算もされている[4]。本稿では、蓄電システムとしての揚水発電について、日本でのポテンシャルと、設備コストおよび発電コストについて試算し、将来の活用の可能性について提案する。

## 2. 今後の揚水発電所の設置場所

- (1) 揚水発電による蓄電システムは、上池、下池、これらを結ぶ管水路および水車発電装置から構成される。下池の水を上池に揚水し、落下時の水力により発電するが、揚水時には外部電力を使用するため発電効率は現状では 70%程度とされている[5]。
- (2) 揚水発電は日本では 80 年以上前から活用されているが、その用途は短時間での出力調整が難しい大規模な火力発電や原子力発電の深夜の余剰電力を利用して、上池に揚水して日中の需要ピーク時に発電し、負荷調整の効率化を図ることであった。大規模な余剰電力と需要のピーク時に短時間の発電が必要なため、揚水発電所も規模の大きいものがほとんどである。日本では現在、約 40 か所合計 26GW の設備容量、1 回当たり 5 時間発電するとして 130GWh/回の蓄電容量（ここでは、1 回の揚水で蓄電できる量を蓄電容量という）、年間約 40TWh/y の蓄電容量（年間で蓄電できる量、設備利用率 17%のとき）があるが、実績としての設備利用率は 3%と低い（海外では 10%程度）[6]。
- (3) 一方、今後太陽光発電などが大規模に導入されると、前記の九州電力の実績のように日中に余剰電力が発生することになり、また天候によりその程度は様々に変化するため、蓄電容量の確保だけでなく、機敏な調整能力が必要になる。そのためには分散した中小規模の揚水発電所を多く建設し、地域ごとのフレキシブルな運転をすることが必要となる。
- (4) 既存の大規模な揚水発電所建設の適地はほとんどなく、今後は上記(3)の目的のためにも、中小規模の分散した地点を選ぶ必要がある。これまでの考えでは、上下の池を建設する土地と、両者の池の間に適切な落差があることが必要であった。この場合は上下の池の建設費が総建設費の主要部であり、池の建設費の削減策が有力なコスト削減策となる。
- (5) 類似の例として、ドイツでは風力発電と中小規模の揚水発電を組み合わせた発電設備を実証

試験中で実用段階に入っているが、上池だけでなく、下池の建設も必要である[7]。一方、日本では海岸において下池を海として下池の建設を省略し、海水を揚水する「海水揚水発電」の実証試験を終えているが、海水を使うことによる腐食や配管詰まり問題等の解決のために費用がかかる[8]。

- (6) 日本には全国に約20万のため池があり、これらのため池を活用できれば、池の建設費を節約できるが、ため池は一般に揚水発電用としては水量が少なく、また、主に水田のある平野を中心に作られており、必要な落差を得にくく、利用できるものは少ない。
- (7) 一方、日本には全国に約2,700か所の多目的ダムがあり、貯水量も様々で、設置位置としても山間部に多い。これらの既存の多目的ダムを下池として一部の貯水量を利用し、周囲の高台に上池を建設することで下池の建設費用を削減出来、落差も得られ易いため、多目的ダムを活用した中小揚水発電所の建設が今後の蓄電システムとして有効と考えられる。
- (8) 太陽光・風力発電システムや蓄電池などの慣性力を持たないインバータ機器を介したシステムが大規模に系統に接続されると系統システムが不安定になる。揚水発電は落下する水量で水車や発電機が回転する慣性タイプの発電方式であることから、慣性力を供給でき、系統の安定化に寄与することができる。
- (9) 本稿では、既存ダムを利用した揚水発電所の適切な規模とコストを試算し、全国に賦存する蓄電量を推定し、2050年に必要な蓄電システムとしての可能性を示す。

### 3. 揚水発電所の規模・仕様

図1に既存の多目的ダムを活用した揚水発電所の模式図を示す。

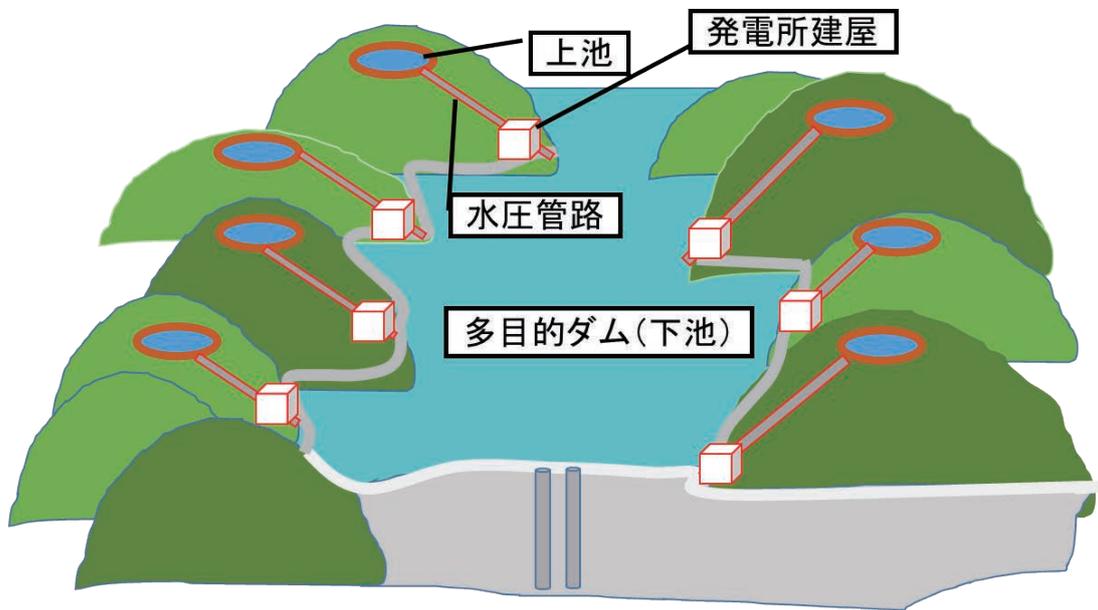


図1 既存の多目的ダムを活用した揚水発電所の模式図

本稿では、揚水発電所として、下池に既存の多目的ダムを活用して、その貯水量の一部を揚水し、周囲の高台に設けた上池へ溜める方式を提案する。必要時に、上池に揚水された水を下池の近くに建設された発電所に水圧管路を通して落下させ発電し、水は元の既存のダムへ放水して戻

す。下池として活用する既存の多目的ダムは、かんがいや発電、上水用に貯水されているが、揚水発電用には一部を揚水／落下させるのみであるため、基本的に貯水量に変化はなく、多目的ダムの機能を阻害するものではない。日本には約 2,700 の多目的ダムが各都道府県に分散しているが、上池の建設面積、落差、設備コストと蓄電容量などの関係から、最適な揚水発電所の規模を試算する。

### 3.1 上池の規模

図2に多目的ダムの地形図例を示す。この例では水面の標高 300m、上池候補地の標高 500m (標高差 200m) 付近の高台の地形が分かるが、上池建設のための平坦な台地は少なく、周辺を削平しても、一辺 100m 程度以上の池を作る余地が少ないことが分かる。よって、池の深さを 10m、一辺 100m 前後の正方形の池としても、容積は 6~40 万 m<sup>3</sup> 程度 (1 辺 80~200m の正方形) が適切な大きさであることが分かる。これは、起伏の多い日本の山間部の地形上の制約と言える。この場合の 1 プラント当たりの蓄電容量は、上池の貯水量と落差によって図3のような範囲となる。図3は上池貯水量 (揚水量) と蓄電容量の関係について落差をパラメーターとして、上記の地形形状の制約を考慮し、貯水量を 6~40 万 m<sup>3</sup>、落差 50~300m の範囲で得られる蓄電容量 (1 回揚水分) を示している。水力発電の出力は単位時間当たりの流量と落差に比例するため、貯水量が多いほど、また同じ貯水量であれば、落差が多いほど蓄電容量が多くなっており、左記の範囲では 6~230MWh 程度の範囲の蓄電容量を持つ揚水発電所が建設可能である。

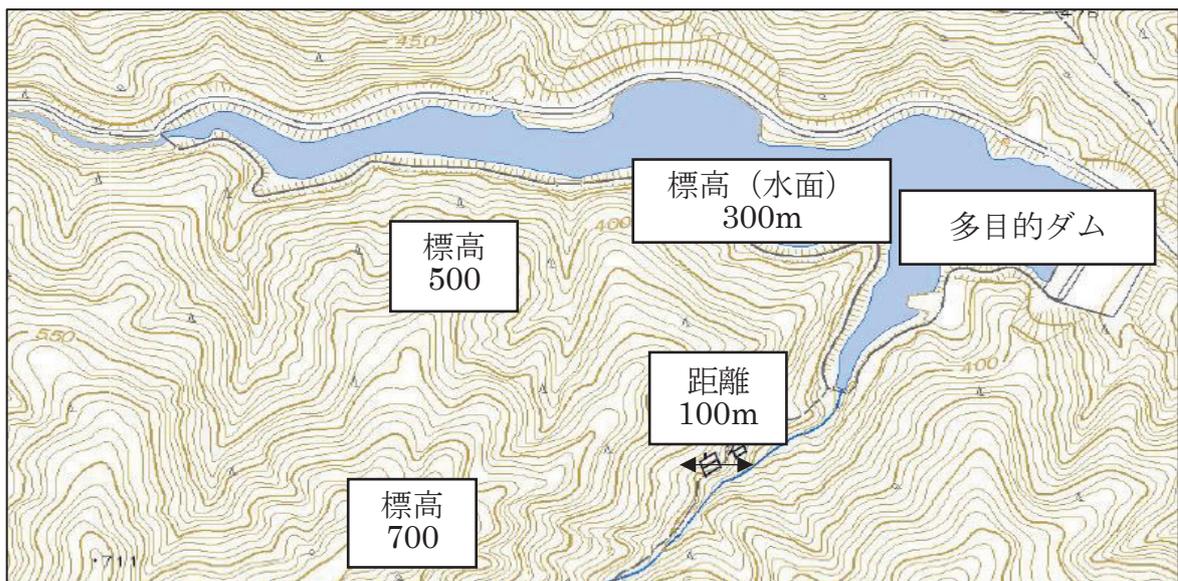


図2 多目的ダムの地形図事例 (関東地方 A ダム)

(国土地理院：地理院地図より <https://maps.gsi.go.jp/development/ichiran.html>)

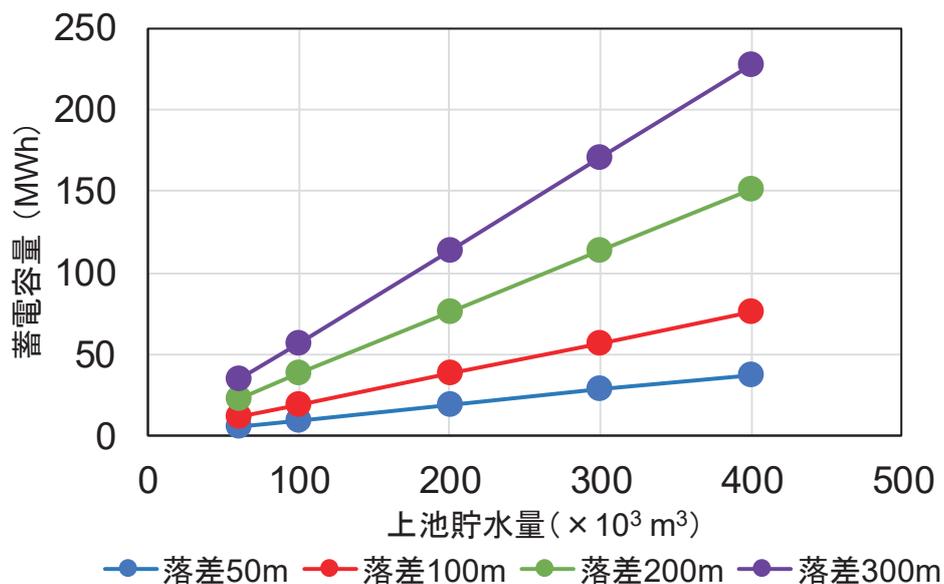


図3 上池貯水量と蓄電容量の関係

### 3.2 コスト最小の発電所規模

揚水発電の総建設費（円）と設備コスト（円/Wh）（総建設費/蓄電容量）については、LCS 提案書[9]に示した方法を使用した。ただし、池の容積掘削後の底面、壁面のコンクリート厚は 50cm（地質や地形によって異なるが、ここでは一定とした）とし、必要なコンクリート量と鉄筋量を計算した。また、蓄電容量は最大発電出力の5時間分とした（ここでは、10MW×5時間=50MWh）。水圧管路の長さについては地形詳細により決められるべきであるが、ここでは概略計算のため、落差 200m 当たり水圧管路長 1,500m として総建設費を計算した。図4は落差と設備コストの関係について貯水量をパラメーターに示したものである。

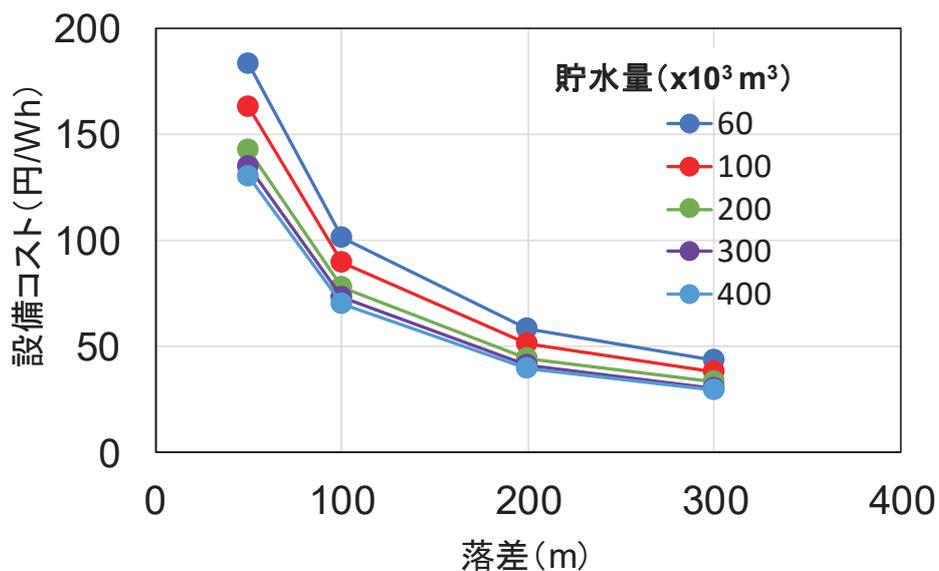


図4 落差と設備コストの関係

設備コストは、落差が大きいほど、あるいは貯水量が多いほど低くなるが、ここで扱う規模においては、落差変化の方が設備コストへの低減効果大きい。これは次の理由による。

設備コストは(1)式で計算される。

$$C_0 \text{ (円/Wh)} = E_0 \text{ (円)} / S_0 \text{ (Wh)} \quad \text{----- (1)}$$

$$S_0 \text{ (Wh)} = \text{上池の貯水量 (m}^3\text{)} \times g \text{ (m/sec}^2\text{)} \times h \text{ (m)} / 1000$$

$$= Q \text{ (m}^3\text{/sec)} \times t \text{ (sec)} \times g \text{ (m/sec}^2\text{)} \times h \text{ (m)} / 1000 \quad \text{----- (2)}$$

$C_0$  : 設備コスト、 $E_0$  : 総建設費、 $S_0$  : 蓄電容量、 $g$  : 重力加速度、 $h$  : 落差、 $Q$  : 流量、 $t$  : 1 回分の発電時間

ここで、(1)式の分母の蓄電容量  $S_0$  は、上池の貯水量および落差のいずれでも  $X$  倍増えれば(2)式により  $S_0$  も  $X$  倍増える。

一方、(1)式分子の総建設費  $E_0$  については、貯水量や落差が  $X$  倍増えたときの増え方は両者の工事の内容により異なる。本稿の規模では貯水量の方が落差を増やす工事よりも高いため(図6)、貯水量を増やす工事の増分を  $Y_s$  倍、落差を増やす工事の増分を  $Y_H$  倍とすると、上池の貯水量を  $X$  倍したときの設備コスト  $C_s$  と落差を  $X$  倍したときの設備コスト  $C_H$  は

$$C_s = (E_0 \times Y_s) / (S_0 \times X) \quad \text{----- (3)}$$

$$C_H = (E_0 \times Y_H) / (S_0 \times X) \quad \text{----- (4)}$$

となり、 $Y_s > Y_H$  より  $C_s > C_H$  となり、貯水量や落差が同じ倍率であれば、貯水量よりも落差を増した方が設備コストへの低減効果は大きい。また、図4によると、落差200m以上では貯水量を増やしても大幅には設備コストは下らない。

以上から、上池の貯水量については、地形の制約と必要な蓄電容量から決められるが、山上の台地が少ないことから、今回の事例では、一辺が100m前後の正方形相当の大きさの池が適切であること、落差については貯水量に関わらず、コスト最小のためには200m以上が適切であることが分かる。落差については大きいほど蓄電容量は増え、設備コストも下がるが、既存のダム周辺には200mを超える落差のある山や台地は限られていること、および、落差が大きいと耐圧の高い圧力管が必要で、安価な樹脂管が使えなくなるなどの問題もあり、200mを大きく超える落差の採用には検討が必要である。また、以下の議論では全国のポテンシャルを推計するために単位規模の揚水発電所をモデルケースとして想定した。

### 3.3 揚水発電所の建設単位規模

1 か所の揚水発電所の単位規模を決め、この規模の発電所を、ダムの貯水量相当分だけ建設することとする。すなわち、上記で示したように、地形、コスト面から上池の一辺が100m前後の正方形相当の面積、落差200m程度が妥当な単位規模と考えられることから、単位蓄電容量を50MWh/回とする(図3より)。具体的には(5)式で諸元が計算される。

$$50 \text{ (MWh)} = 10 \text{ (MW)} \times 5 \text{ (h)} \div \underline{7.3 \text{ (m}^3\text{/s)} \times 9.8 \text{ (m/s}^2\text{)} \times 200 \text{ (m)} \times 0.001} \times 5 \text{ (h)} \times \eta \quad \text{----- (5)}$$

ここで、 $\eta$  は揚水発電の場合の効率で0.7とする[5]。また、右辺の下線部は出力(MW)となる。

右辺第1項は単位時間当たりの流水量で、5時間分の必要水量（上池にためる水量） $V_{1b}$ は

$$V_{1b} = 7.3(\text{m}^3/\text{s}) \times 3,600(\text{s}) \times 5(\text{h}) = 131,400(\text{m}^3) \quad \text{----- (6)}$$

であり、池の深さを10mとすると池の面積は1辺約120m程度の正方形となる。よって、ダム周辺に高低差200m以上の台地があり、可能揚水量が $V_1$ のダムでは、蓄電容量50MWh/（1か所）の揚水発電所が $N=V_1/V_{1b}$ か所建設可能である（ $N$ は四捨五入した整数とする）。

## 4. 揚水発電所のポテンシャル推計方法

### 4.1 調査項目

日本には約2,700か所の多目的ダムがあり、地形、貯水量、周辺の高台の有無など様々である。これらのダムを下池として活用する場合の揚水発電所の蓄電量のポテンシャルを推計するには、本来は全ての地形を調べて推計すべきであるが、ここでは概略の推計を目的として、サンプリングした7県の状況について表1のようなデータを収集し、それらから計算される蓄電量の平均値を使って、全国の蓄電量のポテンシャルを推計した。

表1 既設ダム活用による揚水発電の蓄電容量ポテンシャル推計に必要なデータ

調査項目	内容
ダム数・諸元	各都道府県のダム数、用途、貯水量、位置など。既存の揚水発電所、および1億 $\text{m}^3$ 以上の巨大ダムは除く（*1）[10]。
有効貯水量 $V_0(\times 10^3\text{m}^3)$	各ダムの蓄電容量を決める基本データ[10]。
可能揚水量 $V_1(\times 10^3\text{m}^3)$	そのダムの有効貯水量の20%と仮定。最低必要量に満たない場合は建設不可。 $V_1 = V_0 \times 0.2$
必要な落差の有無	ダム周辺の200m以上の高台の有無[11]。有の場合建設可、無の場合建設不可。
可能設備容量 $P(\text{MW})$	そのダムに建設できる最大発電出力。 $P = V_1 / 3,600 / 5 \times 9.8 \times 200 \times \eta$ （効率） $\times 0.001$ 落差を200mとする。
可能蓄電容量 $P_S(\text{GWh})$	そのダムに建設できる蓄電容量（ $P \times 5$ 時間/回）。
年間蓄電容量 $P_{SA}(\text{GWh}/\text{y})$	そのダムに建設できる年間蓄電容量（ $P_S \times 300$ 日） 1日1回、1年を300日稼働とする。
各都道府県の集計	各都道府県のダム数について $P_{SA}$ を計算、集計し、調査県の平均を47倍して全国の総蓄電容量を求める。

（\*1）巨大ダム周辺ではクマタカなど希少生物が生息しており、開発が難しいと思われるため除外した。

## 4.2 全国の揚水発電蓄電容量ポテンシャルの推計

以上の方法により、サンプリングした各県のダムに建設可能な単位規模の揚水発電所の総数を積算し、蓄電容量を推定した結果を図5に示す。中部から東日本側に多くのポテンシャルがあり、西日本では比較的少ないが、全国に分布していることが分かる。1県当たりの平均は22GWh、年間蓄電容量6,600GWh/y（年300日稼動するとして）、47都道府県に適用できるとすると、全国で年間約300TWhの蓄電が可能である（揚水発電の蓄電容量200GW×5h/回=1,000GWh/回、1日1回、年300日稼動で年間300TWh/y）。この場合の設備利用率は17%となる。

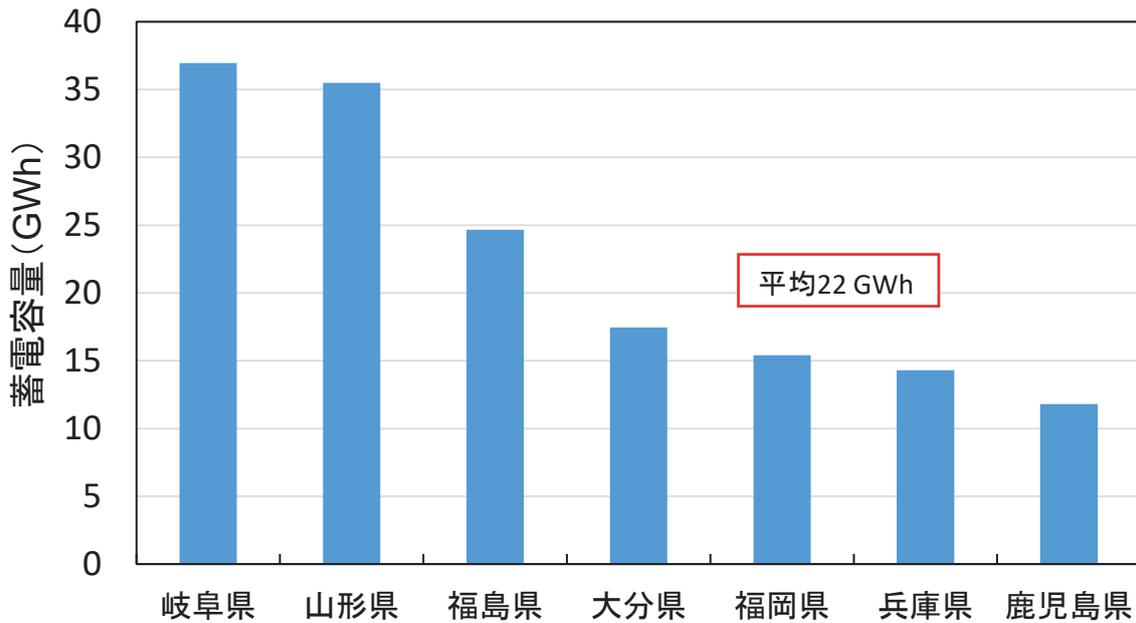


図5 サンプリングした7県の揚水発電による蓄電容量（1日5時間発電）

## 5. 揚水発電所のコスト試算と評価

本稿では、揚水発電所の建設単位規模を上述のように 50MWh/一か所と仮定している。

以下に、この単位規模の揚水発電による蓄電と LCS による蓄電池のコスト[4]を比較する。比較するコストは次の2種とした。

①設備コスト：総建設費/蓄電容量（円/Wh）

②発電コスト：年総経費/年蓄電量（円/kWh）（蓄電池の場合はエネルギー貯蔵コストとも言う）  
比較した結果を表2に示す。

表2 揚水発電の建設単位規模の建設費用と蓄電池のコスト比較

項 目		計算値	備 考	
揚 水 発 電	計 算 モ デ ル	発電出力 (MW)	10	揚水発電総合効率 70%[5]
		使用水量 (km <sup>3</sup> /回)	131.4	1回5時間分
		流量 (m <sup>3</sup> /s)	7.3	管直径 1.85m
		落差 (m)	200	
		水路長 (m)	1,500	地図上で調査した最長距離
		上池正方形1辺 (m)	120	使用水量の10%増しとした(余裕分)
		上池深さ (m)	10	
	蓄電容量 (MWh/回)	50	10MW 5時間分	
	建 設 費	上池建設費 (百万円)	1,103	コンクリート厚 50cm とした
		管水路費 (百万円)	660	掘削、圧力水管、埋設費 FRPM 管
		水車・発電機工事費 (百万円)	257	
		その他 (百万円)	383	
	総建設費 (百万円)	2,403		
	単 価	設備コスト (円/Wh)	48.2	総費用/蓄電容量
		(a)発電コスト設備分 (円/kWh)	9.6	年経費率 6%(*1) 年発電時間 5時間×300(*2)
(b)発電コスト揚水電力分 (円/kWh)		10	10円/kWhの電力を使用して揚水した場合	
(c)揚水効率70%のロス分 (円/kWh)		3		
発電コスト計 (円/kWh)		22.6	(a)(b)(c)の合計	
蓄 電 池	計 算 モ デ ル	蓄電池分 (8円/Wh), 変換器分 (15円/W) 年経費率 15% 1回5時間 300日発電の条件下で、変換機部費用を加算し、LCS提案書[4]より計算		
		設備コスト (円/Wh)	11	総費用/蓄電容量
	単 価	発電コスト計 (円/kWh)	16.5	経費率 15% (*3) 年発電時間 5時間×300日 10円/kWhの充電電力費、ロス分 10%

(\*1) 揚水発電年経費率 6%の内訳 金利 3%, 運用費 0.5%, 償却分 2.5% (耐用年数 40年) と仮定。他は LCS 提案書[9]に準じる。

(\*2) 設備上可能な時間であり、運用上の時間は個別に決められるが、ここでは年 1,500時間稼働するとして比較。

(\*3) 蓄電池の年経費率 15%の内訳 金利 3%, 運用費 2%, 償却費 10% (耐用年数 10年) と仮定。

揚水発電の設備コストは 48.2円/Wh であった。この値は蓄電池の 11円/Wh に対し約 4倍である。

蓄電池の設備コストと比較する場合は、設備の寿命(揚水発電の耐用年数は 40年、蓄電池の 10年と比べて非常に長い)を考慮すると約 1/4 の 15円/Wh の蓄電池と同等の価値と評価できる。こ

の場合揚水発電の設備コストは蓄電池の約1.5倍となる。

また揚水発電の発電コストは22.6円/kWhであり、蓄電池の16.5円/kWhに対し約1.4倍であった（発電コストは計算式の中に耐用年数が考慮されている）。設備コスト、発電コストとも同じ条件で比較すると、双方とも揚水発電は蓄電池に対し約1.5倍である。運用面で、1日の揚水回数を増やし設備利用率（日本の実績は3%、世界の平均は10%、本稿では17%と仮定）を増すことや、上池の貯水量を増すことなどでさらにコストダウンが可能である。

図6に本試算による単位規模の揚水発電設備コスト構造を示す。上池建設分と管水路分を合わせた土木工事分は全コストの75%と大半を占めることが分かる。

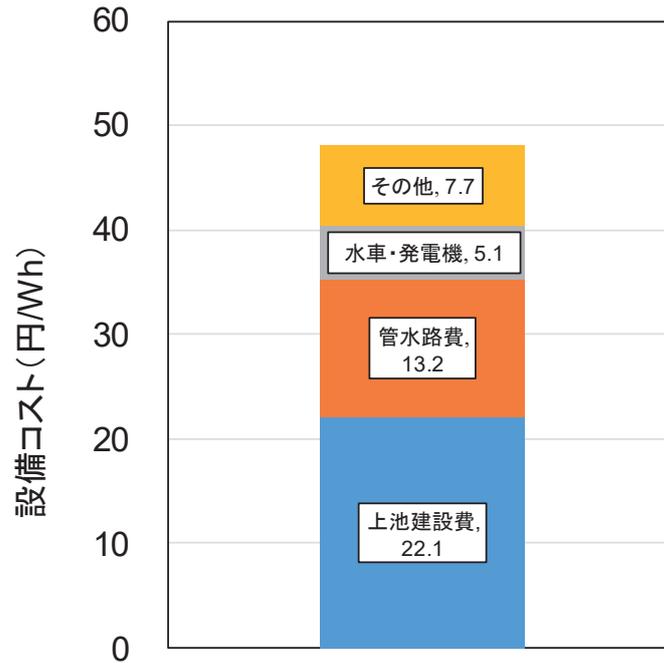


図6 揚水発電設備コスト構造

表3に揚水発電と蓄電池の特徴の比較を示す。それぞれ、短所/長所があるが、用途、コスト、利用価値など総合的な判断により、実用上の条件によっては揚水発電を将来蓄電システムとして選択できる可能性を示唆している。

表3 揚水発電と蓄電池の特徴比較

項目	揚水発電	蓄電池
初期費用	高	高 → 低
蓄電容量	大	小 ~ 中
立ち上げスピード	速い	非常に速い
寿命	40年	10年
技術	成熟	技術革新中
出力安定度	高：慣性タイプ	中

## 6. まとめ

- (1) 太陽光発電などの出力が揺動する再生可能電力の利用量が増大しており、電力需給調整のための蓄電システムの必要設置量も増加している。蓄電システムには蓄電池と揚水発電システム等があるが、低炭素社会戦略センター（LCS）ではすでに2050年時点に必要な蓄電池の容量を試算しており、2050年の年間電力需要を800TWhとしたとき、電源起源のCO<sub>2</sub>排出量現状比80～85%削減に必要な蓄電池容量は電力需要の10～20%程度（蓄電量年間110～150TWh/y、蓄電容量360～510GWh）と計算されている[3]。
- (2) 一方、日本の揚水発電は現在、約40か所合計26GWの設備容量、1回当たり5時間発電するとして130GWh/回の蓄電容量、年間約40TWh/yの蓄電量（設備利用率17%）があるが、実績としての設備利用率は3%と低い（海外では10%程度）[6]。現状では2050年に必要な蓄電容量は確保できず、またこれらの既存の揚水発電所は大規模なものが多く、新たな揚水発電所を作る適地は少ない。
- (3) 既存の揚水発電の活用法は、夜間の余剰電力により揚水し、日中の需要のピーク時に発電する方法を基本としてきたが、再生可能エネルギーの場合は日中に余剰電力が発生する可能性もあり、これまでよりも柔軟で、地域ごとの細かい電力需給調整が必要になってくる。
- (4) このため、今後は中小規模の分散した揚水発電所の適地を選ぶことが必要となる。これまでの考えでは、上下の池を建設する土地と、両者の池の間に適切な落差があることが必要であった。この場合は上下の池の建設費が総建設費の主要部であり、池の建設費の削減策が有力なコスト削減策となる。
- (5) 本稿では、全国に約2,700ある既存のダムを下池として利用し、建設費を削減することを目的に、必要な蓄電容量の確保と、揚水発電総建設費削減の可能性を検討した。
- (6) ダム周辺の地形と上池建設に必要な面積などから、モデルケースとして落差200m、1か所の蓄電容量が50MWh/回を単位規模とする揚水発電所を想定し、全国の蓄電量のポテンシャルを推定した。
- (7) サンプルングした都道府県について既存ダムの有効貯水量の20%の水を利用（揚水、放水するのみで消費はしない）する条件で計算した結果、県当たり蓄電容量平均22GWh/回、47都道府県合計で約1,000GWh/回、年間約300TWh/yの蓄電量が見込めることが分かった。これはLCS計算による2050年の低炭素電源システムに必要な蓄電池容量以上に相当する。
- (8) 今回計算した揚水発電の設備コストは48.2円/Whであった。この値は蓄電池の11円/Whに対し約4倍であるが、蓄電池の設備コストと比較する場合は、設備の寿命（揚水発電の耐用年数は40年、蓄電池は10年）を考慮すると約1/4の15円/Wh相当と評価できる。この場合揚水発電の設備コストは蓄電池の約1.5倍相当となる。  
また揚水発電の発電コストは22.6円/kWhであり、蓄電池の16.5円/kWhに対し約1.4倍であった（発電コストは計算式の中に耐用年数が考慮されている）。設備コスト、発電コストとも同じ条件で比較すると、双方とも揚水発電は蓄電池に対し約1.5倍である。運用面で、1日の揚水回数を増やし設備利用率を増すこと（現状3%、海外10%、本稿17%）や、上池の貯水量を増すことなどでさらにコストダウンが可能である。
- (9) 揚水発電および蓄電池はいずれも再生可能エネルギーの大量導入の電力需給の調整に有効であるが、機能面、コスト面で長所、短所があり、地域性や状況により適切に利用できる選択肢を用意することが必要と考えられる。揚水発電は落下する水量で水車や発電機が回転する慣性タイプの発電方式であることから、システムの安定化に寄与することができる有利な蓄電システムでもあるため、既存ダムを利用する本稿提案の中小規模の揚水発電はこれまでにない分散化した蓄電システムとして今後活用が期待できる。

## 7. 政策立案のための提案

- (1) 本稿では、揚水発電による蓄電システムについて、全国に約 2,700 ある既存のダムを下池として利用し、下池の建設費を削減することで、必要な蓄電量の確保と、揚水発電建設コスト削減の可能性を検討した。全国のポテンシャルを計算した結果、県当たり平均蓄電容量 22GWh/回、47 都道府県、年間約 300TWh/y の分散化した蓄電量が見込めることが分かった（揚水発電の蓄電容量  $200\text{GW} \times 5\text{h/回} = 1,000\text{GWh/回}$ 、年 300 日稼動）。これは LCS 計算による 2050 年の低炭素電源システムに必要な蓄電池容量以上であるが、今後ポテンシャル、コスト、制御性など、他の再生可能エネルギーによる発電システムとあわせた実証試験で確認する必要がある。実証試験には既存ダムを所管する自治体などの協力が必要となる。
- (2) 揚水発電および蓄電池はいずれも再生可能エネルギーの大量導入の電力需給の調整に有効な方式であるが、その具体化のためには必要な蓄電量、充放電速度、発電所と送電設備との距離、建設現場までの道路状況などの調査が必要。
- (3) 揚水発電は技術的にはほぼ完成されているが、コストダウン方法については最適な揚水量や 1 日の揚水回数を増やす工夫をして設備利用率を高めるなど検討項目が残っている。
- (4) ここで提案する揚水発電は中小規模であるが、山上に上池を建設するため、決壊防止策や万一決壊しても重大な被害につながらない設計、施工法を確立する必要がある。
- (5) 山間部での開発になるため、近隣の風力発電、小水力発電、バイオマス発電など共通の土木工事や道路建設などを伴う他の再生可能エネルギーと連携し、全体の建設費を抑えるような計画立案が有効である。

## 参考文献

- [1] 環境エネルギー政策研究所, "自然エネルギー白書 2016", p.4.
- [2] 環境エネルギー政策研究所, "2017 年度第 1 四半期の系統電力需給にみる自然エネルギーの割合", <http://www.iseip.or.jp/archives/library/10523> (2018 年 9 月アクセス) .
- [3] 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 技術開発編, "低炭素電源システムの安定化と技術・経済性評価 (Vol.2)", 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成 30 年 3 月.
- [4] 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 技術開発編, "蓄電池システム (Vol.2)", 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成 27 年 3 月.
- [5] 千葉幸, "揚水発電所", 電気書院, 2000 年 12 月, p.15.
- [6] 高橋洋, "再生可能エネルギーの可能性と課題", 第 6 回みずほ総研コンファレンス資料, [https://www.mizuho-ri.co.jp/event/conference/pdf/takahashi\\_150324announce.pdf](https://www.mizuho-ri.co.jp/event/conference/pdf/takahashi_150324announce.pdf) (2018 年 10 月アクセス) .
- [7] NATURSPEICHR ホームページ, <https://www.naturspeicher.de/de/index.php> (2018 年 10 月アクセス) .
- [8] 世界初の海水揚水発電所, 土木学会誌, vol.95 no.3 March 2010, pp.34-35. <http://www.jsce.or.jp/journal/student/nihonichi/201003.pdf> (2018 年 10 月アクセス) .
- [9] 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 技術開発編, "中小水力発電 (Vol.2) —開発可能な発電量電力量と発電原価、設備利用率との関係—", 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成 27 年 3 月.

- [10] 日本ダム協会, ”都道府県別全項目表インデックス - ダム便覧”,  
<http://damnet.or.jp/cgi-bin/binranA/ZenItiIndex.cgi?zi=zen&sy=ken> (2018年10月アクセス) .
- [11] 国土地理院, ”地理院地図”, <http://maps.gsi.go.jp> (2018年10月アクセス) .

---

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

技術開発編

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

平成 31 年 1 月

**Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power in Japan**  
Strategy for Technology Development,  
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies,  
Center for Low Carbon Society Strategy,  
Japan Science and Technology Agency,  
2019.1

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

---

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 主任研究員 浅田 龍造 (Ryuzo ASADA)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階  
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp

<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2019 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。  
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。

---