

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

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.3）

令和 3 年 2 月

Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power
in Japan (Vol.3)

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-FY2020-PP-01

概要

太陽光発電や風力発電などの変動する再生可能エネルギー（VRE）の年間発電量に対する割合が各国で増えており、今後電力系統の安定化のための様々な対策が必要とされるなか、電力貯蔵および調整機能として揚水発電の重要性が注目されている。電力貯蔵方式の一つの揚水発電は貯蔵の規模、設備コスト、応答速度、慣性力を持つ電源であることなどから系統安定化の有効な蓄電システムとされている。日本では全国に約 40 か所の揚水発電所があるが、ほとんどが 0.2 ～ 2 GW の大規模発電所であり、分散する VRE の調整には適さない。今後は中小規模の分散した安価な揚水発電所が必要である。2019 年度提案書では、全国に分散している約 2,700 の多目的ダムのうち、揚水発電に適した 931 のダムを下池として使用することにより、多くの分散した揚水発電所がコストを削減して建設できることを示し、これを新揚水発電と呼ぶことにした。その蓄電設備可能容量の全国の合計は 750 ～ 2,200 GWh/回/日であった。ただし、これらはダム周辺の地形によらずダムの利用可能水量分だけ上池に貯水できると仮定した場合の蓄電設備可能容量であり、実際には地形の影響で建設できる上池の貯水量（上池の数）は制限される。

本提案書では、蓄電設備可能容量の精度を高めるため、実際の地形や道路状況に基づき上池の建設地を選別し、各新揚水発電所の総建設費と蓄電設備可能容量を個別に計算した。その結果、実現可能な全国の蓄電設備可能容量は使用できるダムの水量の条件により、585 ～ 1,390 GWh/回/日であった。各新揚水発電所の設備コストは全国で 35 ～ 45 円/Wh、発電コストは 19 ～ 21 円/kWh であり、ダムの規模や、地域による差は少なかった。またこのような新揚水発電所の建設可能な地点は全国に万遍なく分布し、開発費のばらつきの地域差も少なかった。従って、開発の手順としてはいずれの地域からでも開発が可能であるが、上池の建設候補地数が限られ選別しやすい比較的小規模のダムの開発を優先することを提案する。

Summary

With the share of variable renewable energy (VRE), such as solar power and wind power, increasing as a percentage of annual power generation worldwide, various measures to stabilize power grids will be required in due course and the importance of pumped storage power as a means of power storage and regulation is therefore attracting attention. As a source of power that offers storage at scale, low facility costs, fast responsiveness, and inertia, pumped storage power, which is one of the power storage methods, is considered to be an effective power storage system for stabilizing grids. Japan has about 40 pumped storage power plants nationwide, but most of them are large-scale power plants with a capacity of 0.2-2 GW, rendering them unsuitable for adjusting distributed VRE. In the future, low-cost small and medium-sized distributed pumped storage power plants will be needed. The FY2019 proposal paper showed that a large number of distributed pumped storage power plants can be constructed at a lower cost. Under this proposal, of the 2,700 or so existing multipurpose dams across Japan, 931 dams suitable for pumped storage power would be used as lower reservoirs. This method is called new pumped storage power. The resultant potential total nationwide storage capacity was calculated at 750-2,200 GWh/cycle/day. It should be noted that these capacity figures are based on the assumption that the full volume of available water in the dam can be stored in the upper reservoir regardless of the topography around the dam. However, in reality, the volume of water stored in the upper reservoirs (the number of upper reservoirs) that can be constructed will be limited by the topography.

In this proposal paper, in order to improve the accuracy of the potential storage capacity figures, the upper reservoir construction site was selected on the basis of the actual topography and road conditions, while the total construction cost of each new pumped storage power plant and its potential storage capacity were calculated individually. As a result, the feasible nationwide storage capacity was found to be 585-1,390 GWh/cycle/day,

depending on the available volume of water in the dam. The construction cost of each new pumped storage power plant was 35-45 JPY/Wh nationwide, while the cost of power generation was 19-21 JPY/kWh, with little difference depending on the scale or the location of the dam. In addition, the sites where such new pumped storage power plants can be constructed are evenly distributed throughout the country, with little variation in development cost by location. While development could therefore begin in any area, this paper proposes a development sequence that prioritizes the development of relatively small-scale dams that can easily be selected due to the limited number of candidate sites for construction of the upper reservoir.

目次

概要

1. 緒言 1

2. 方法 3

 2.1 一次評価 3

 2.2 二次評価 4

3. 結果と考察 7

 3.1 一次評価 7

 3.2 二次評価 8

 3.3 新揚水発電所の蓄電設備可能容量とコストの関係 12

 3.4 新揚水発電所の開発の指針と課題 13

4. まとめ 13

5. 政策立案のための提案 14

参考文献..... 15

1. 緒言

IEA Hydropower (国際エネルギー機関 水力実施協定) の最新の活動報告 (2019 年) によると太陽光発電や風力発電などの変動する再生可能エネルギー (VRE) の年間発電量に対する割合が各国で増えており、今後電力系統の安定化のための様々な対策が必要とされるなか、電力貯蔵および調整機能として揚水発電の重要性が指摘されている [1]。電力貯蔵方式の一つである揚水発電は貯蔵の規模、設備コスト、応答速度、慣性力を持つ電源であることなどから系統安定化の有効な蓄電システムとされている。世界の既設揚水発電の総設備容量は約 180 GW (2017 年) [2] であり、その中で日本は世界第 2 位の 28.5 GW (2017 年) を持つが、ほとんどは 1 か所 0.2 ~ 2 GW の大容量発電所であり、主要な用途は夜間の安価な電力で揚水し、日中の需要ピーク時に発電をするタイムシフト方式である。既設と同様の揚水発電所の新設は適地が少なく難しい。世界の用途も同様であったが、最近では欧州や日本 (九州電力) で大容量の揚水発電所であっても、可変速揚水発電設備を備え、アンシラリーサービスを行う事例が出てきている [3, 4]。スイスでは、小規模 (設備容量 0.5 ~ 10 MW) 揚水発電を使用し、中電圧の配電ネットワークと系統安定化管理システムを提供する可能性が検討されており、スイス国内で既存の設備を流用した具体的な建設場所や建設費などが 10 か所程度試算されている [5]。今後は VRE のさらなる導入に向け、電力貯蔵および調整機能として分散した中小規模の揚水発電所の開発が必要となろう。

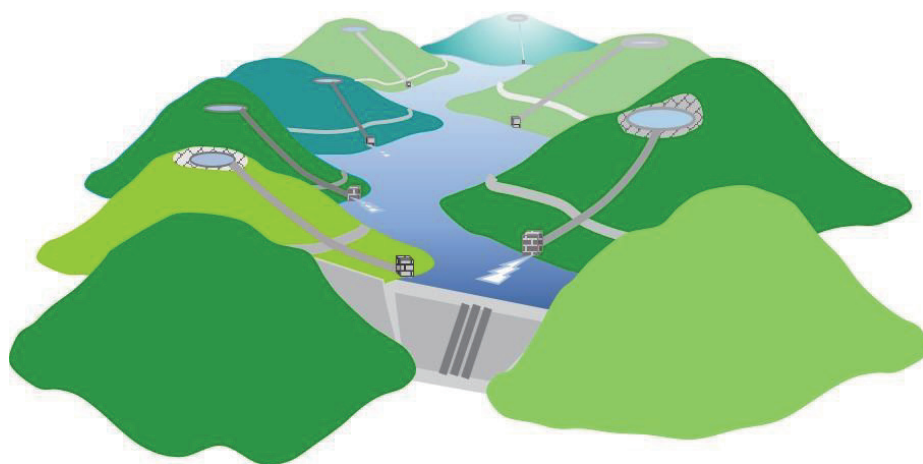
このような背景を踏まえ 2019 年度提案書 [6] では、日本における将来の電力貯蔵システムの一つとして全国に広くに分布する既存の多目的ダムを下池として利用する新揚水発電を提案し、その全国の蓄電設備可能容量および、設備コストと発電コストを様々な条件で計算した。その結果、全国の蓄電設備可能容量は条件により、750 ~ 2,200 GWh/回/日であり、これは LCS が 2050 年の低炭素電源システム (電源起源の CO₂ 排出量現状比 80 ~ 85% 減) に必要とされる蓄電池容量 (360 ~ 510 GWh/回/日) 以上であり新揚水発電の蓄電設備可能容量が十分にあることを示した [7]。ただし、蓄電設備可能容量やコストの計算も種々の条件を簡素化した平均的な結果を示すものであった。

本提案書では、蓄電設備可能容量の精度を高めるため、新揚水発電に利用可能な全国の多目的ダム 931 か所のうち 10% 程度について、地形図と周辺既設道路から上池建設が可能な場所を特定し、必要な道路建設費や傾斜により異なる造成費用も加えて個々のダムに建設可能な蓄電設備可能容量と総建設費を計算して、その分布について示した。今後の開発計画の一助となるべく、新揚水発電の開発における下池としての多目的ダムの規模、蓄電設備可能容量、設備コストの関係把握とともに、効果的に開発可能な条件について提案するものである。

なお、図 1 に新揚水発電の模式図を、表 1 に新揚水発電所の基本仕様を示す (2019 年度提案書 [6] と同じ)。

(1) 全体図

多目的ダムのダム湖を下池として利用する [6]。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、管水路、発電所からなる。

上池：落差 200 m 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

管水路：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

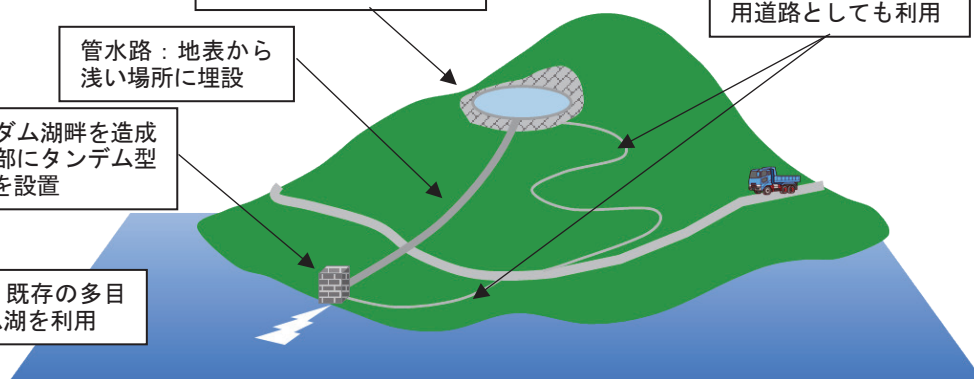


図1 新揚水発電所の模式図

表1 新揚水発電所の基本仕様（詳細は2019年度提案書 [6] 参照）

項目	内容
水車 ポンプ 発電電動機	タンデム型水車ポンプ 可変速発電電動機
上池の貯水容量 V_u ($\times 10^3 \text{ m}^3$ /基)	131 (61 MWh/基/回 (5h) 相当分)
流量 (m^3/s)	7.3 (総合効率85%のとき)
有効落差 (m)	200
上池と下池の距離 (m)	1500以内
設備容量 (MW/基)	12.1 (総合効率85%のとき)
蓄電設備可能容量 (MWh/基/回 (5h)/日)	61 (総合効率85%のとき)
有効貯水容量 V_{L0} ($\times 10^3 \text{ m}^3$)	各ダムの利用可能な最大貯水容量
可能貯水容量 V_{L1} ($\times 10^3 \text{ m}^3$)	各ダムの有効貯水容量の20%
各ダムの蓄電設備可能容量 (MWh/ダム/回 (5h)/日)	$61 \times V_{L1} / V_u$
各ダムの年間蓄電可能容量計 (MWh/ダム/回/年 (300日))	$61 \times V_{L1} / V_u \times 300$
全国の年間蓄電可能容量計 (MWh/全ダム/回/年 (300日))	$\Sigma (61 \times V_{L1} / V_u \times 300)$

2. 方法

新揚水発電の開発にあたって、下池として活用が期待される全国 931 か所の多目的ダムについて、それぞれが有するダム湖の周辺地形などの精査により、開発の価値を建設工事の難易度とともに明らかにする必要がある。ダムの規模に応じて周囲に建設できる新揚水発電所の数は異なり、1 ダムあたり 1 ないし 150 基、平均 15 基 / (1 ダム) 建設できる [6]。地形上許容できれば全国で約 15,000 基の新揚水発電所の建設可能性があるが、実際の地形を考慮した新揚水発電所の数および総建設費の計算をするために以下のような方法を用いた。

一次評価として、931 ダムについて、蓄電設備可能容量と周辺の地形条件、土地利用規制の有無、上池の傾斜などから開発難易度の評価を行い、開発価値の順位付けをした。

二次評価として、一次評価から開発価値の高いダムの上位約 1 割を選び、それらについて建設可能な上池の数と、蓄電設備可能容量、個別の新揚水発電所の総建設費を詳細に計算して比較した。

2.1 一次評価

一次評価は、新揚水発電所建設にあたり、蓄電設備可能容量の大きさや総建設費の観点から下池として活用するダム湖周辺の地理的条件などの概要から開発難易度を定性的に 3 ～ 5 段階の評価で数値化し、各ダムの開発価値を順位付けした。具体的には表 2 に示すように 9 個の評価項目とそれぞれについて評価点を定義して、各ダムの評価を行った。これらの 9 項目の評価点の積をそのダムの開発価値の評価点数とした。各評価項目の詳細については表 3 に示す資料を参考にした。一次評価ではダムのポテンシャルを重要と考え、規模が大きく貯水量の多いダムほど蓄電可能容量が大きくなり、高く評価される。しかし、中小規模のダムにも蓄電可能容量以外の観点で開発価値の高いものがあり、それらを把握できるように以下に説明する二次評価ではダムの規模を考慮して評価を行う。

表2 一次評価の開発価値と難易度の評価項目

全国 931 か所のダム の 9 項目について評価した。評価は地理情報システムソフト QGIS [8] 上で、地形図 (電子国土 Web [9]) と国土数値情報 [10] を重ねて行った。

	評価項目	評価基準 点数	内容		評価項目	評価基準 点数	内容
1	ダム周辺の道路状況 (以下の道路の有無で決定 Aダムへのアクセス道路 Bダム湖畔の道路 C上池周辺の道路)	5	A有、B両岸有、C有	6	5の蓄電容量に対して、実 際に建設可能な揚水発電 所の合計蓄電容量の割合	5	80%以上
		4	A有、B両岸有、C無			4	60-80%
		3	A有、B片岸有、C有			3	40-60%
		2	A有、B片岸有、C無			2	20-40%
		1	A無、B無、C無			1	20%未満
2	上池から下池までの斜面の 平均傾斜	5	10°未満	7	自然公園、文化遺産など	4	地域外
		4	10-20°			3	自然公園の普通地域に重複 する、など
		3	20-30°			2	自然公園の特別地域(第1~ 3種特別地域)に重複する、な ど
		2	30-45°			1	自然公園の特別保護地域に 重複する、など
		1	45°以上	8	保安林	4	地域外
3	上池建設台地の平均傾斜	5	10°未満			3	上池・管路・発電所の5割未 満が区域に重複する
		4	10-20°			2	上池・管路・発電所の5割以 上が区域に重複する
		3	20-30°	9	土砂災害警戒区域	4	それ以外
		2	30-45°			2	上池・管路・発電所の5割未 満が区域に重複する
4	上池から下池までの距離	5	500 m未満			1	上池・管路・発電所の5割以 上が区域に重複する
		4	500-750 m				
		3	750-1,000 m				
		2	1,000-1,500 m				
5	下池有効貯水量の20%を すべて揚水発電に用いる時 のダム当たりの揚水発電の 合計蓄電容量	1	1,500 m以上				
		5	5,000 MWh/日以上				
		4	1,000-5,000 MWh/日				
		3	500-1,000 MWh/日				
		2	200-500 MWh/日				
		1	200 MWh/日未満				

表3 一次評価の参考資料

中小水力発電導入時に留意すべき土地利用規制や配慮すべき環境情報 [11] を参考とし、対処方法を検討した。

項目	対処
傾斜区分図	工事費にかかわるためGIS上で評価(→表2の1~4で検討)
自然公園等(国立公園、国定公園、都道府県立自然公園、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、都道府県自然環境保全地域、鳥獣保護区、世界自然遺産等)	自然環境保全を考慮し自然公園地域の分類ランクに即した評価点を与えた(→表2の7で検討)
景観地区および文化遺産等(景観計画区域・景観地区・景観重要建造物等、国指定文化財、世界文化遺産、都道府県指定文化財)	景観および文化遺産保護を考慮し分類ランクに即した評価点を与えた(→表2の7で検討)(県全体が景観計画区域の場合などは開発時に地域での協議を想定、国指定文化財は評価できなかった)
保安林	森林の公益的機能を考慮し評価点を与えた(→表2の8で検討)
地域森林計画対象民有林、農用地区域、市街化区域、土地利用	GIS上で評価(市街化区域は避ける、農用地区域や地域森林計画対象民有林については開発時に地域での協議を想定)

2.2 二次評価

二次評価は、一次評価において開発価値の評価点数の高かった上位 1 割程度のダムについて各ダムに建設可能な上池 (発電所) の数を地理情報により選定し、蓄電設備可能容量を評価した。

総建設費については上池と発電所の位置、および建設費計算に必要な項目を表 4 のように決め個別に計算した。各項目のコスト計算に必要な建設単価は表 5 のように決めた。また、表 5 以外の項目の建設費については 2019 年度提案書 [6] と同様に計算した。なお、開発価値におけるダムの規模の影響をなくすため、ダムの規模を表 6 のように 5 つのクラス (L1 ~ L5) に分けたうえで、各クラスのダムから一次評価の結果が上位 1 割に入るものを選び二次評価を行った。

実際に評価した新揚水発電所は 650 基となった。具体的な上池および発電所の適地選定例を図 2 (1) に、また、その総建設費の計算例を図 2 (2) に示す。

表 4 二次評価における総建設費の計算のための調査項目

地形図上で調査。図 1 (2)、図 2 (1) を参照。

調査項目	内容
上池設置場所と傾斜	下池と高低差200 mに面積2haの土地の確保とその場所の傾斜
建屋設置場所と傾斜	下池湖畔に面積0.1haの土地の確保とその場所の傾斜
管水路敷設場所	上池から下池畔の発電所建屋までの直線距離
道路から上池への距離	上池ないし下池畔の発電所へ自動車通行可能道路がない場合、それぞれ
道路から発電所への距離	最寄りの既存の道路から上池ないし発電所への距離

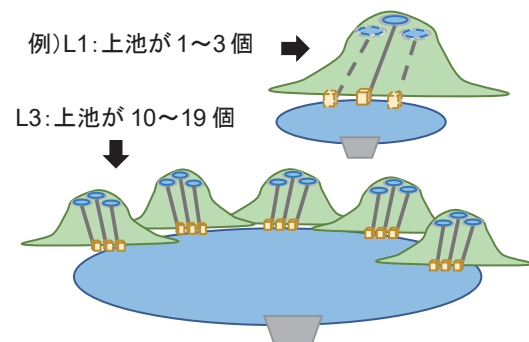
表 5 二次評価における建設単価

総建設費は表 4 の調査結果に本表を適用した。これ以外の項目については 2019 年度提案書 [6] を参照のこと。

項目	コスト計算方法の条件と参照資料等	
傾斜別上池造成費(M円)	0-3°	25
	3-5°	250
	5-10°	380
	10-15°	530
	15-20°	810
	20-25°	1000
	25-30°	1100
建屋造成費(M円)	19	一律、0.1ha、傾斜10°以下とした。傾斜については、一次評価で大半の事例がこの値に収まることを確認した。
傾斜別管水路工事加算係数	10°未満	1.5
	10-20°	1.875
	20-30°	2.25
	30-45°	2.625
上池への道路建設費(M円/m)	0.006	ダンプカーが通行できるように幅員4 mの道とした。[13]に基づいて計算した。登山道が既にある場合には、建設費を半額とした。
下池湖畔の発電所建屋への道路建設費(M円/m)	0.05	発電機(重量のある精密機械)運搬とその後の管理のために、上池への道路よりも堅牢な林道3級程度とした。[13][14]に基づく。登山道が既にある場合には、建設費を半額とした。

表 6 ダムの規模によるクラス分け

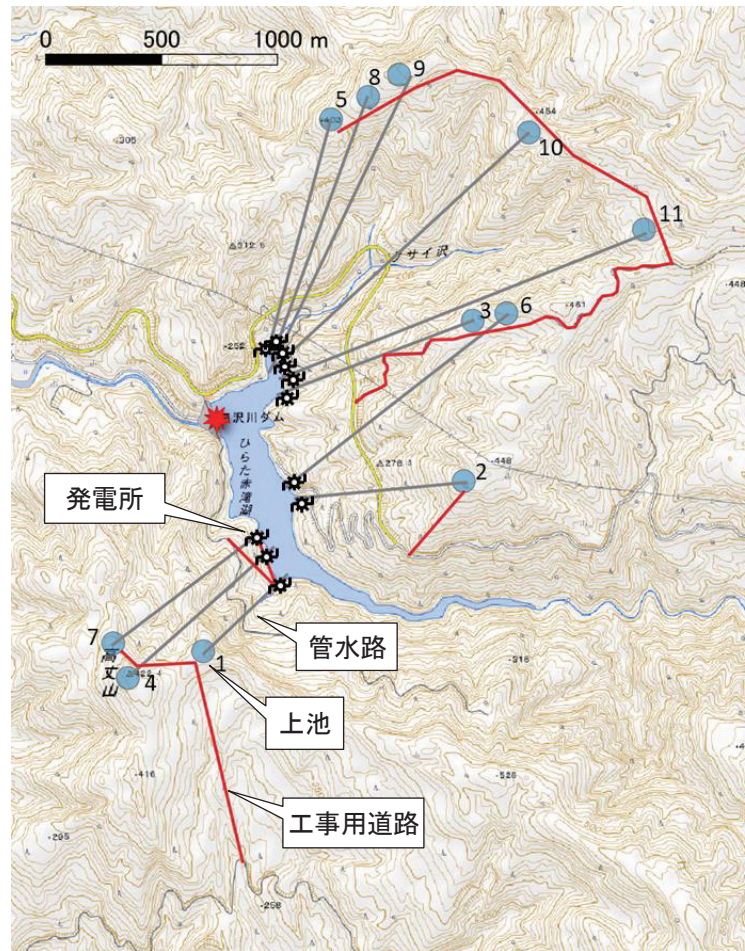
下池ダム・クラス	蓄電可能容量(MWh/日)	揚水発電所設置可能数	下池ダム有効貯水容量($\times 10^3 \text{ m}^3$)
L1	200未満	1-3	660-2,600
L2	200-500	4-9	2,600-6,600
L3	500-1,000	10-19	6,600-13,000
L4	1,000-5,000	20-40	13,000-27,000
L5	5,000以上	41以上	27,000以上



(1) 地形図での建設場所検討

新揚水発電所建設を地形図上で検討する例を示す。下池の有効貯水容量の20%をすべて利用できる場合、12個の上池を満たす水量となる。標高・傾斜・面積・距離などから上池の適地を探すと11個分であり、11基の発電所の建設となった。上池から管水路を下池に向けて伸ばし、下池畔に発電所を設定した。発電所や上池に通じる道路のないところには工事用道路を敷設した。

地理院タイル [9] を加工して作成。



(2) 総建設費の計算

(1) で11基の新揚水発電建設場所を決定し、各発電所の総建設費計算に必要な数値を地形図から読み取り、表5から総建設費を計算した。グラフの番号(1～11)は地図中の上池番号に対応する。個別の総建設費は22億円から35億円で、平均は28.6億円となった。上池1は上池の設置場所が平坦、かつ、管水路が短いため総建設費が抑えられた。一方、上池11は上池設置場所の傾斜が急であり、ダム湖から遠く管水路が長いいため総建設費は高くなった。上池6と7の総建設費は29億円と同じであるが、内訳は異なる。

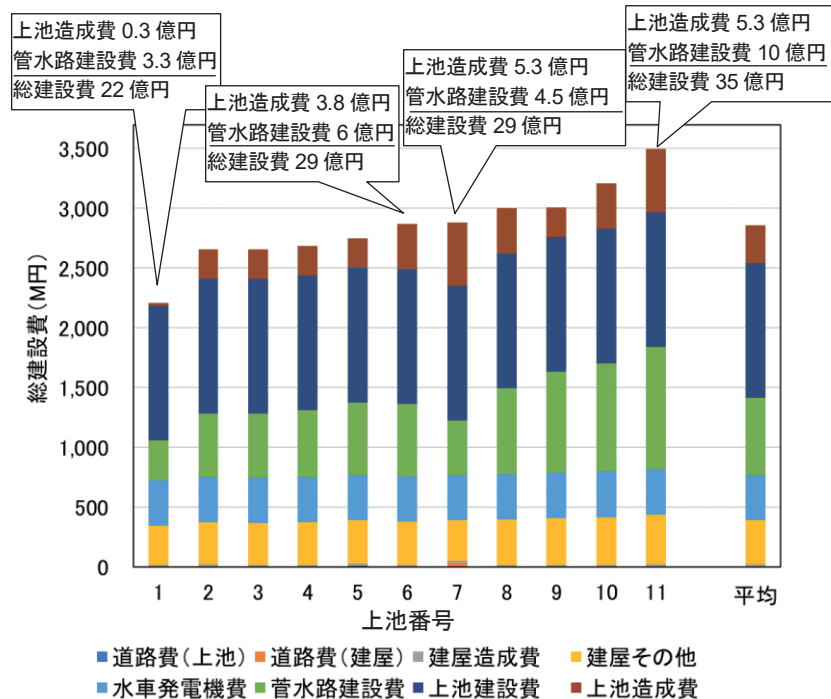
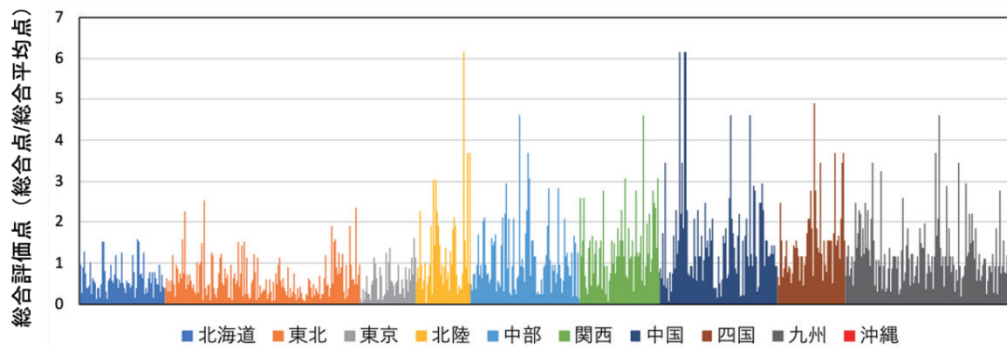


図2 新揚水発電所の開発事例

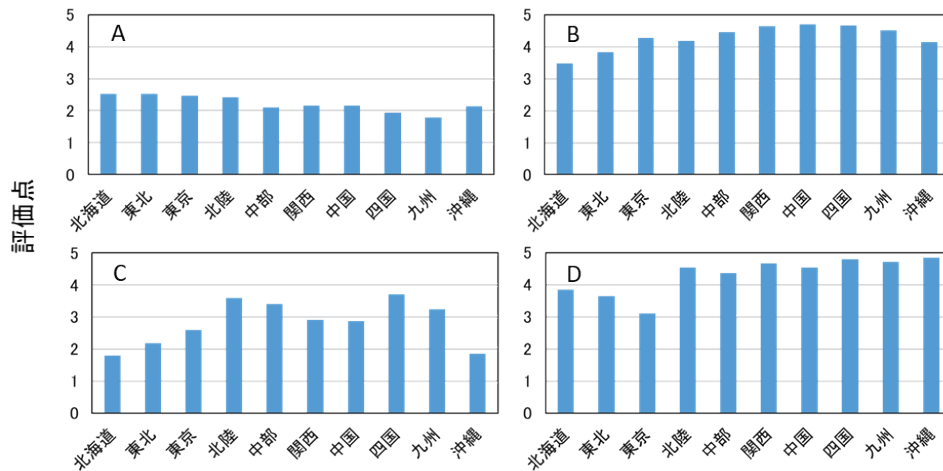
3. 結果と考察

3.1 一次評価

図3(1)に新揚水発電所の建設候補地である全国の931か所のダムの開発価値の評価点を示す。地域別の傾向として、東日本（北海道電力、東北電力、東京電力管内）は相対的に評価点が低く、中部地方以西は評価点が高かった。この理由として、図3(2)A～Dに示すように、北海道や東北を含む東日本は、A蓄電可能容量が他地域よりも相対的に高いことに関わらず、Bダム周辺の道路が少なく、C上池と下池の距離が遠く、D地形的に上池を建設する場所が限られていることが挙げられる¹⁾。



(1) 全国931か所のダムの個々の総合評価点 個々のダムの評価点を横軸左側から、北から南へと並べ、全国の主要電力会社10社の管区ごとに色分けしている。総合評価点が高いほど開発の価値が高い。たとえば、蓄電設備可能容量が大きい、上池建設地の傾斜が緩い、ダム湖周囲に道路が既にある、上池と下池が近いなどの条件が1つ、または複数ある。



(2) 項目別評価点 9つの評価項目（表2）のうちの4つの項目の評価結果を例として示す。主要電力会社10社の管内のダムの平均評価点を示している。A. 蓄電可能容量、B. 道路状況、C. 上池から下池までの距離、D. 下池有効貯水容量の20%をすべて揚水発電に使用できる時に作ることのできる上池数に対して、土地条件を考慮した時に建設可能な上池数の割合。評価点0～5の値が大きいほど評価が高い。

図3 新揚水発電所建設工事の一次評価

¹⁾ 下池の有効貯水容量の20%をすべて揚水発電に使用する上池を作れた場合の上池数に対して、実際には地形条件により、必ずしも全ての上池をつくることはできず、建設可能な上池数は限られた数となる（図2(1)参照）。この時の前者と後者の上池数の比は北陸以西に較べて、北海道・東北では相対的に低い。

3.2 二次評価

一次評価で開発価値順位が上位約1割に入る各ダムについて、実際の地形や規制に基づいて上池の建設可能性を検討し、詳細な蓄電設備可能容量および総建設費計算を行った。

蓄電設備可能容量については開発可能な全国の931ダムについて5段階の一次評価を行っているが、その約1割のダムに行った詳細な二次評価の結果と一次評価との差異により、一次評価結果を補正して全931ダムにおける蓄電可能容量を計算した。総建設費については二次評価の結果（平均値やばらつき）が全ダムを代表できると仮定した。

（1）蓄電設備可能容量

2019年度提案書[6]では、タンデム型発電機を用いてダムの有効貯水容量の20%をすべて上池に貯水でき、その貯水を使って新揚水発電所で発電できるとして全国の蓄電設備可能容量を計算したところ907 GWh/回/日であった（対策案A案）。同じ仕様の新揚水発電所を地形条件等の精査のもとで配置し再計算したところ、全国の蓄電設備可能容量は2019年度提案書[6]の65%の585 GWh/回/日となった（表7、対策案0 vs. 1）。この蓄電設備可能容量は、LCSが示した2050年の低炭素電源システムに必要とされる蓄電池容量360～510 GWh/回/日[7]を十分に満たす。

地域別にみると2019年度提案書[6]で蓄電設備可能容量が大きかった北海道や東北で、地形等を考慮するとその約4割と小さくなった（図4）。一方、中部、関西、中国、四国、九州、沖縄は2019年度提案書[6]の8割程度と大差なかった。北海道や東北は、地域全体の蓄電設備可能容量は大きい、地形条件によって適切な上池候補地の数が限られることによる（図3（2））。

表7 新揚水発電所の蓄電設備可能容量とコストの関係

ダム貯水の利用方法を変更した場合を検討した。対策案0は、タンデム型発電機を導入し、ダムの有効貯水容量の20%をすべて新揚水発電に利用できた場合（2019年度提案書[6]対策案A案）である。これに対し、対策案1～5は地形を考慮して新揚水発電所を配置した場合で、それぞれ、ダムの利用水量（20%、30%）や有効貯水容量1億m³以上の巨大ダムの利用の有無の条件の組み合わせ方を変えた場合である。

対策案	地形条件の考慮の有無	A. 有効貯水容量利用率(%)	B. 巨大ダム利用(有効貯水容量1億m ³ 以上)	C. 設備コスト(円/Wh)	D. 発電コスト(円/kWh)	E. 蓄電設備可能容量(MWh/基/回/日)	F. ダム数	G. 設置可能な上池数	H. 蓄電設備可能容量全国合計(GWh/回/日)	I. ダム平均蓄電設備可能容量(GWh/ダム/回/日)	J. 年間蓄電可能容量全国合計(TWh/年)
0	無(貯水20%をすべて揚水発電で利用可能とし、全揚水発電所を同規格で建設、2019年度提案書[6]対策案A案)	20	無	44.5	20.4	61 [*]	1000	14900	907	0.91	272
1	有	20	無	44.9	20.5	61	931	9640	585	0.63	176
2	有	30	無	34.9	18.5	91 ^{**}	931	9640	878	0.94	263
3	有	20	有	44.9	20.5	61	959	15280	928	0.97	278
4	有	30	有	34.9	18.5	91	959	15280	1392	1.45	417
5	有	20、北海道・東北のみ30	無	40.9	19.7	70	931	9640	655	0.70	196

- C. 設備コスト(円/Wh) = 建設費(M円/基) / 蓄電設備可能容量(MWh/基/回) [E]
D. 発電コスト(円/kWh) = 建設費(M円/基) / (蓄電設備可能容量(MWh/回) [E] × 300日/年 × 0.06) + 11.5円/kWh、11.5円/kWhは揚水のコストで1kWh=10円で効率85%とした。1年間の稼働日数は300日、年経費率は6%とした。
E. 蓄電設備可能容量: 2018年度提案書[15]の新揚水発電所の規模の検討において、国内に広く普及している可逆水車ポンプを備えた定速発電電動機による蓄電設備可能容量50MWh/回を想定、この従来式発電電動機は総合効率70%。その後、総合効率85%のタンデム型を導入(50MWh/回 × 85%/70% = *61MWh/回) [6]。新揚水発電所の利用水量をダム有効貯水量の20%から30%へ増量(61MWh/回 × 30%/20% = **91MWh/回)。
H. 蓄電設備可能容量全国合計(GWh/回/日) = 蓄電設備可能容量(MWh/基/回/日) [E] × 上池数[G] × 10³、上池数[G]は概数。
I. ダム平均蓄電設備可能容量 = 蓄電設備可能容量全国合計(GWh/回/日) [H] / ダム数[F]
J. 年間蓄電可能容量全国合計(TWh/年) = 蓄電設備可能容量全国合計(MWh/回) [H] × 300日/年 × 10³

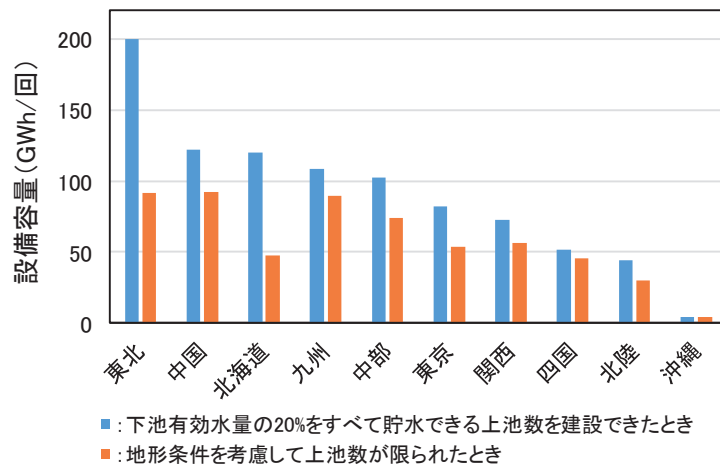


図4 地方別新揚水発電蓄電設備可能容量

下池の有効貯水容量の20%をすべて上池に貯水し新揚水発電に利用したとき（2019年度提案書[6]対策A案）と、地形を考慮して上池を配置したときの蓄電設備可能容量（表7、対策0 vs. 1）を地方ごとに示した。全国を主要10電力会社の管内に区分した。

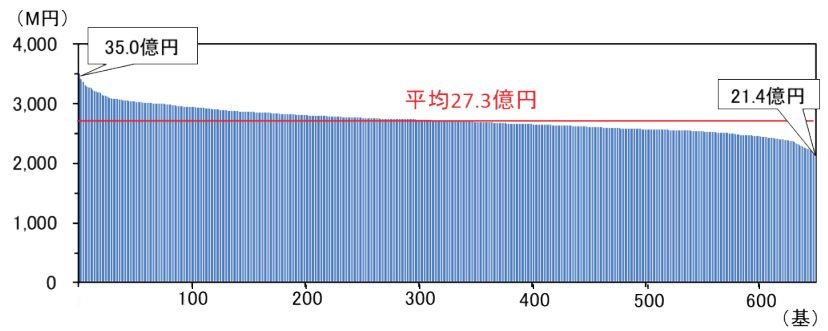
(2) 総建設費

二次評価で全国の650基の新揚水発電所の総建設費を計算したところ、1基当たりの平均は27.3億円となり、最低21.4億円、最高35.0億円となった（図5(1)）。個々の揚水発電所の総建設費は地形条件によって変化するが、25～30億円の範囲に約8割の新揚水発電所が収まった（図5(2)）。一方、複数の新揚水発電所が建設される各ダムの新揚水発電所の平均建設費を計算したところ、26.5億円となり、個々の新揚水発電所の平均総建設費と同程度となった。このことは、地形に影響される個々の新揚水発電所の総建設費のばらつきが全国的に同じであることと、いずれのダムで新揚水発電所を建設しても極端に高い（または低い）建設費にならないことを示しており、ダムの大きさや地域に関係なく総建設費は一定の価格となる。この理由としては、揚水発電所の仕様の規格化とともに、地形条件の精査で上池建設地とする斜面の傾斜や上池と下池の距離に上限を設けたことなどによる。

建設コスト構造は、上池建設費と上池造成費が全体の50%以上を占めた（図6）。建屋建設費等、水車発電機費、管水路建設費はそれぞれ十数%であった。道路建設費は全体の1%に満たなかった。

ダムの規模と揚水発電所総建設費の関係を見ると、L1ダムの平均総建設費は25.7億円に対し、L5ダムでは28.3億円となり、規模が大きいほど総建設費が高くなる傾向があった（図7）。このことは、小規模のダムは設置可能な揚水発電所が少なく、上池に適した場所が一意に決定できるのに対し、規模の大きなダムは利用可能な貯水量から想定される揚水発電所数に対し、上池に適した場所が十分ではないことによるが、その差は小さかった。そのため、地形条件やダムの規模によらず、一定の価格帯に収まった。

(1) 650 基の新揚水発電所の
総建設費 (降順)



(2) 総建設費の頻度分布

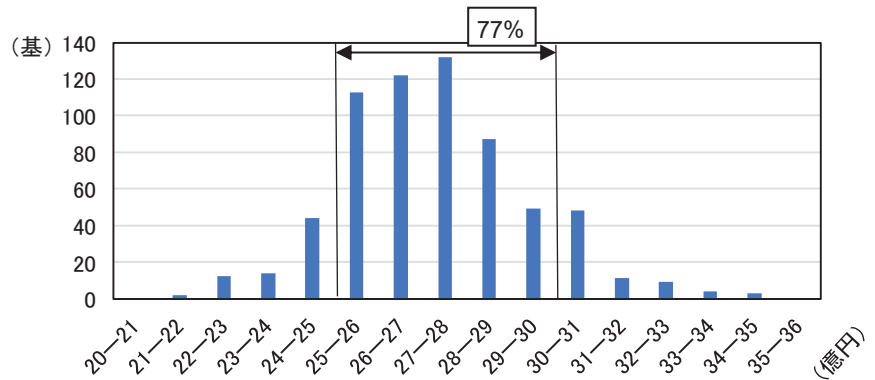


図5 新揚水発電所の総建設費

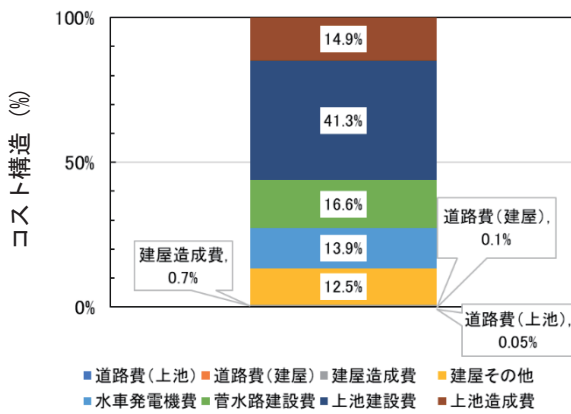


図6 新揚水発電所の建設コスト構造

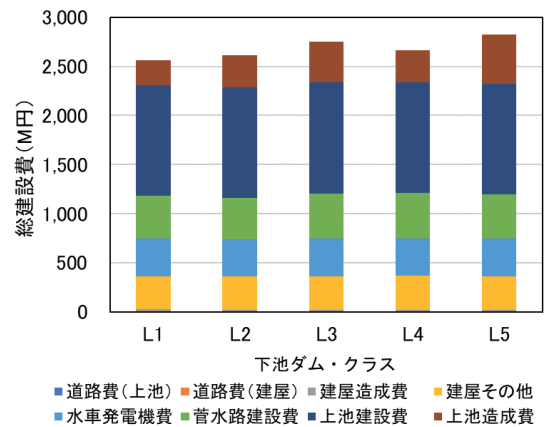


図7 下池ダム湖の規模と新揚水発電所総建設費

650 基の新揚水発電所の平均総建設費における項目別割合

ダムの規模ごとの平均総建設費

(3) 全国の分布

図8は新揚水発電所の建設可能な場所の分布を示す。

北海道から東北、中部地方までの東日本にはL2以上のダムが半数以上を占め、巨大ダムの大半を擁するのに対し、西日本には巨大ダムやL5のダムは少なく、L1が半数以上を占めた。

ダムの規模の地域的な偏りはあるが、いずれの都道府県においても新揚水発電所の建設可能な場所があり、太陽光発電や風力発電などの変動電源と組み合わせた電力システムの柔軟な設計ができる。

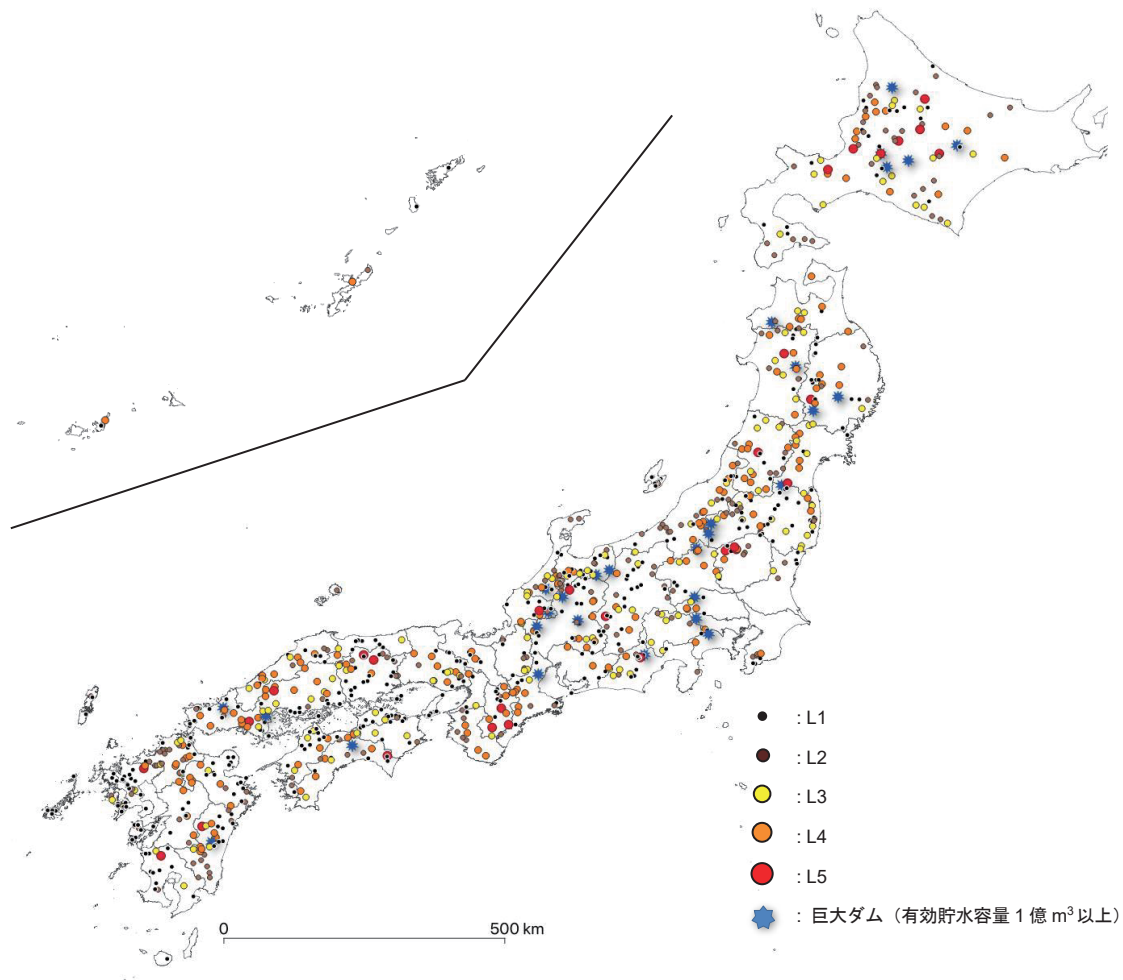


図8 全国の新揚水発電所の分布

新揚水発電所の建設が可能な多目的ダムと巨大ダムの分布を示す。多目的ダムはL1～L5の規模別（表6参照）のシンボルである。

3.3 新揚水発電所の蓄電設備可能容量とコストの関係

表7にダムの貯水の利用条件を変更した場合の蓄電設備可能容量と設備コスト、発電コストを示す。ダム有効貯水容量の20%をすべて利用できる場合を対策0、地形条件を考慮した場合を対策1～5とし、その他の条件も組み合わせた。

- (1) 地形条件の考慮 (対策案0 vs. 1) ダム有効貯水容量の20%をすべて揚水発電に利用した時の蓄電設備可能容量 907 GWh/回/日に対して、地形条件を考慮したことによって 65%

程度の 585 GWh/回/日となった(「3.2 二次評価 (1) 蓄電設備可能容量」参照)。対策案 1 の設備コスト (44.9 円/Wh)、発電コスト (20.5 円/kWh) は対策案 0 と同程度であった。

- (2) **利用水量の増量** (対策案 1 vs. 2) ダムの有効貯水容量の利用量を 20% から 30% に増加させた時、蓄電可能容量が 878 GWh/回/日に増加し、設備コストは 34.9 円、発電コストは 18.5 円となり、ともに対策案 1 に対して 11% 低減された。この時、新揚水発電所の数は変更せず上池を 1.5 倍深くし、管路経路と発電機サイズは変更せずに、1 回の運転時間を 5 時間から 7.5 時間へ変更した。
- (3) **巨大ダムの利用** (対策案 1 vs. 3) 有効貯水容量 1 億 m³ 以上の巨大ダムも新揚水発電所の下池として利用するとき、蓄電設備可能容量が対策案 1 の 585 GWh/回/日から 928 GWh/回/日に 1.6 倍増加する。設備コストと発電コストは発電設備の変更がないため同じである。
- (4) **最大蓄電可能容量** (対策案 1 vs. 4) ダムの有効貯水容量の 30% の利用と巨大ダムの下池としての利用の併用で蓄電設備可能容量は最大となり、対策案 1 の 585 GWh/回/日の 2.4 倍の 1,392 GWh/回/日となった。設備コスト 34.9 円と発電コスト 18.5 円は対策案 1 に対して 11% 低減された。
- (5) **地域特性の反映** (対策案 1 vs. 5) 北海道と東北は、地形を考慮することで蓄電設備可能容量が大きく低減した(「3.2 二次評価 (1) 蓄電設備可能容量」参照)。それを補うために、この 2 地域のみ上池の容量を 1.5 倍に拡大し下池有効貯水容量の利用量を増やすことで、全国の蓄電設備可能容量は対策案 1 に対して 12% 増加し 655 GWh/回/日となる。全国平均の設備コストは 40.9 円/Wh、発電コストは 19.7 円/kWh となり、それぞれ 9%、3% と低減する。

3.4 新揚水発電所の開発の指針と課題

新揚水発電所の普及の手順としては、L1 規模のダムで少数の揚水発電所を建設することが適当と考えられる。上池に適した場所を一意に定めやすく、また、小規模ダムにおいては大規模ダムよりも建設費が少額になる傾向がある(図 7)。

一方、一次評価ではダム周辺に既存の道路が少ないことは開発の難易度を高める要因としたが、二次評価で実際の詳細な総建設費を計算すると、道路建設費は全体の建設費に対して小さな割合であった(1%未満、図 6)。開発候補地の選定においては、道路以外の条件が優れていれば、工事の利便性を優先して道路敷設を行うことが可能である。

今後の課題を以下に示す。

- (1) 送電のための設備についての設置とコストの検討。
- (2) 新揚水発電所の全国の蓄電設備可能容量とその分布に応じ、発電の需要に適した送電システムやネットワーク構築の検討。
- (3) 揚水のための電源のコストや調達方法についての検討。

4. まとめ

- (1) 揚水発電所は貯蔵の規模、応答速度、慣性力のある電源であることなどから系統安定化の上で有効な蓄電システムとされる。世界的に、太陽光発電や風力発電が急速に普及する中で、これらの変動電源による電力を安定化するために、揚水発電所と組み合わせる建設することが望ましい。世界各国でも、地域の事情に合わせた揚水発電所の建設案が立案されている。
- (2) 日本には現在、揚水発電所が約 40 基ある。これらの設備容量合計は 28.5 GW で、1 基 0.2 ~ 2 GW の大容量発電所であり、分散化して使える状態ではない。そこで、LCS では、従来よりも小型で 10 MW 程度の設備容量の揚水発電所を新揚水発電所と称し、地域に分散

して作ることを提案してきた。既存の多目的ダムを下池として利用するとともに、同じ出力の発電機を用い、落差や水量も統一することとし、仕様と工事方法を規格化して多数作り、低コスト化を図るものである [6]。

- (3) 新揚水発電所の開発にかかわる地形的な特徴は地域ごとに異なった。上池と下池の距離は北陸、中部、四国、九州で短いのに対し、それ以外の地域では長く、特に北海道と東北で顕著であった。また、北海道と東北は、揚水発電に利用できるダムの貯水容量に対して上池の建設に適した場所が少ない傾向があった。加えて、北海道と東北ではダム周囲の道路が少なく、開発の際には道路建設の必要性が高かった。
- (4) 全国の 931 か所の多目的ダムに新揚水発電所を建設でき、それらの有効貯水容量の 20 ～ 30% をすべて揚水発電に利用できる場合の蓄電量に対して、実際の地形条件を考慮すると 65% 程度の蓄電量となることが計算された。全国の蓄電設備可能容量は条件によって 585 ～ 1,392 GWh/ 回 / 日、年間蓄電可能容量は 176 ～ 417 TWh/ 年であった。
- (5) 全国の新揚水発電所の総建設費は条件によって異なり、平均は 27.3 億円であり、25 ～ 30 億円に全体の 8 割がおさまった。総建設費がばらつく要因として、上池建設場所の傾斜によって造成費の単価が大きく異なることと、上池と下池の距離による管路の長さの差の 2 つが挙げられた。
- (6) 新揚水発電所の総建設費のコスト構造は上池建設費と上池造成費の二つをあわせると 50% 以上を占めた。建屋建設費等と水車発電機費、および管路建設費はそれぞれ 10 ～ 20% であり、道路の建設費の占める割合は小さく全体の 1% 未満であった。
- (7) ダム有効貯水容量の 20% を利用する時、新揚水発電所の設備コストは条件により 37.6 ～ 57.5 円 / Wh、発電コストは 18.6 ～ 23.0 円 / kWh となった。同様に、ダム有効貯水容量の 30% を利用する時、設備コストは 30.1 ～ 50.0 円 / Wh、発電コストは 17.2 ～ 20.5 円 / kWh となった。

5. 政策立案のための提案

- (1) 本提案書では、2019 年度提案書 [6] の続報として新揚水発電による蓄電システムについて、実際の地形に基づき全国の開発可能な蓄電設備可能容量と発電コストを種々の条件について計算した。その結果、ダムの有効貯水容量の使用量 (20 ～ 30%) や 1 億 m³ 以上の巨大ダムの利用の組み合わせにより、実質的に開発可能な蓄電設備可能容量は 585 ～ 1,392 GWh/ 回 / 日 (年間蓄電可能量で 176 ～ 417 TWh/ 年 300 日) を見込むことができ、2050 年に必要な蓄電池の設備容量 510 GWh/ 回 / 日 (LCS 計算値 [7]) をいずれの条件においても上回った。また、揚水の電力費用を含む発電コストは 18.4 ～ 20.5 円 / kWh となり、新揚水発電は将来の有力な蓄電システムである。
- (2) 全国の新揚水発電所の総建設費は、条件により平均値 27.3 億円 ± 7 億円であり、地域による総建設費の差も大きくない。そのため、いずれの地域からでも開発が可能であるが、小規模なダムから進めることが推奨される。
- (3) 新揚水発電所は、建設候補地が国内の各地に広く分散し、上記のように一定額で建設できる。このため各種の出力変動する再生可能エネルギーの普及状況に合わせた開発を進めることができる。今後、各地域における揚水発電所の立地の適合性や最適な再生可能エネルギーとの組み合わせを調べて、開発計画を進めていく必要がある。
- (4) 本提案書ではダムの有効貯水容量の一定の割合を揚水発電に利用できるとした。実際には、ダムの水量は季節的な変動や気象条件による変動があり、貯水は多様な目的に利用される。ダムの利水・治水の機能を最大に発揮できる運用のもとで、貯水を揚水発電に利用することが重要である。

参考文献

- [1] Fredrik Arnesen et al. “Flexible hydropower providing value to renewable value to renewable energy integration”, In: IEA Hydro Reports Annex IX Valuing Hydropower Services, 2019/10, pp.20.
- [2] IRENA, “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.” 2017, pp.131.
- [3] IRENA, “Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.”, 2020, pp.23.
- [4] 九州電力 HP, “小丸川発電所の概要”, http://www.kyuden.co.jp/effort_water_omarugawa_index.html, (2020年11月5日アクセス).
- [5] 一般財団法人 新エネルギー財団, “Hydro2019 セッションの概要”, In: 「令和元年度 IEA 水力施設国内報告会の紹介, (2020.1), https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/info/info202001_1_6.pdf, (2020年10月6日アクセス).
- [6] 低炭素社会の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 (Vol.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年2月.
- [7] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “低炭素電源システムの安定化と技術・経済評価 (Vol.2) —ゼロエミッション電源システム構築に向けた技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2018年1月.
- [8] オープンソース地理情報システム QGIS ver.3.4 (<https://qgis.org/ja/site/>), (2020年4月10日アクセス).
- [9] 国土地理院, 電子国土 Web, <http://maps.gsi.go.jp/>, (2020年4月10日アクセス).
- [10] 国土地理院, 国土数値情報 ダム, 土砂災害警戒区域, 自然公園地域, 森林地域, 行政区域データなど, <https://nlftp.mlit.go.jp/ksj/>, (2020年4月10日アクセス).
- [11] 環境省 HP, “再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ ゾーニング関連情報 エネルギー導入時の留意すべき土地利用規制, 配慮すべき環境情報等”, <https://www.env.go.jp/earth/ondanka/rep/index13.html>, (2020年4月10日アクセス).
- [12] 国税庁, “宅地造成費の金額表”, In: 「財産評価基準書路線価図・評価倍率表」, <https://www.rosenka.nta.go.jp/index.htm>, (2020年9月30日アクセス).
- [13] 佐々木尚三, “第2部 森林路網とその役割について”, In: (社) 北海道治山林道協会北海道民有林治山林道 100 選講演会, http://h-chisanrindo.com/pdf2/kouenkai_21.05.20_2bu.pdf, (2020年10月1日アクセス).
- [14] 環境省, “3.6.2 中小水力発電 (河川部) のシナリオ別導入可能量の再推計, 表 3.6-10 中小水力初での事業性試験条件”, In: “令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書 (令和2年3月, 株式会社エックス都市研究所, アジア航測株式会社)”, p.174.
- [15] 低炭素社会の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”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2019年1月.

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

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.3)

令和3年2月

Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power
in Japan (Vol.3)

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2021.2

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 (ASADA Ryuzo)
研究員 河原崎 里子 (KAWARASAKI Satoko)
- 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 8 階
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273
<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2021 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。