



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.2)

令和 2 年 2 月

Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power in
Japan (Vol.2)

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-FY2019-PP-03

概要

世界では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20%を超える国が増えてきているが、日本では、まだ6%程度にすぎない。しかし、今後日本でも再生可能エネルギーの大幅な導入に伴い、VREの比率も高まることから、電力システムの安定化のための対策が必要になる。系統安定化には電力貯蔵は有力な対策とされており、特に揚水発電は貯蔵の規模、応答速度、慣性力のある電源であることや、現時点のコストなどの観点で優位である。2018年度提案書では低炭素社会戦略センター（LCS）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た。本提案書では、全都道府県について開発可能な揚水発電の蓄電設備容量と、分布状況を調べた。さらに、このような揚水発電を新揚水発電と呼び、発電設備、ダムの水量の利用条件等を種々変えた時の蓄電設備容量とコストについて計算した。

その結果、条件により設備コストは39.5円/Wh~44.5円/Wh、発電コストは19.4円/kWh~20.4円/kWhとなった。これは、2018年度提案書で計算したコストの約15%減であるが、運転条件の工夫によりさらにコストダウンの余地がある。また、全国の蓄電設備容量の合計は747GWh/回(5h)/日~2,170GWh/回(5h)/日が期待できた。この結果はLCSが示した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（360~510GWh/回）以上であり新揚水発電の蓄電設備容量が十分にあることを示した。

新揚水発電は将来有望な蓄電システムであり、今後、普及の状況や地域特性、コストや蓄電量の関係を考慮しつつ設置を検討し、適切に設備を検討し、運用計画を立案していくことが必要である。

Summary

Worldwide, there are an increasing number of countries that have variable renewable energy (VRE), such as solar power and wind power, accounting for over 20% of their annual power generation. Although in Japan it is still only about 6%, in the future, the ratio of VRE will increase with the large-scale introduction of renewable energy, so measures to stabilize the power system will be necessary. Power storage is considered an effective measure for system stabilization. In particular, pumped storage power is advantageous in terms of storage scale, response speed, being a power source with inertia, current cost, and other factors. In the previous report, the Low Carbon Society Strategy Center (LCS) showed that many decentralized pumped storage power plants can be constructed with reduced cost by using a dam suitable for pumped storage power as a lower pond among the 2,700 multipurpose dams distributed throughout the country. In this report, the storage capacity and distribution of the pumped-storage power that can be developed in all prefectures was investigated. Furthermore, this pumped-storage power is referred to as new pumped-storage power, and the storage capacities and costs were calculated when various conditions such as power generation facilities and dam water usage were changed.

As a result, the construction cost was 39.5 JPY/Wh ~ 44.5 JPY/Wh and the power generation cost was 19.4 JPY/kWh ~ 20.4 JPY/kWh, depending on the conditions. While these costs are about 15% lower than the costs calculated in the previous report, there is room for further cost reduction by optimizing the operating conditions. In addition, it was estimated that the total storage capacity nationwide was 747 GWh/cycle (5h)/day to 2,170 GWh/cycle (5h)/day. This result showed that there is greater storage capacity of the new pumped-storage power than the storage battery capacity (360~510 GWh) estimated to be necessary for the low-carbon power supply system in 2050 (80~85% reduction from the current CO₂ emissions originating

from power supply).

The new pumped-storage power is a promising energy storage system. In the future, it will be necessary to consider the installation of pumped-storage power, taking into account the diffusion status, regional characteristics, the relationship between cost and storage capacity, etc., and to properly design the equipment and operating plan.

目次

概要

1. 緒言.....	1
2. 今後開発可能な揚水発電.....	1
3. 新揚水発電所の方式・規模・仕様・可能揚水量.....	2
3.1 方式・規模・仕様.....	2
3.2 有効貯水容量と可能揚水量.....	3
3.3 可能揚水量について.....	4
4. 新揚水発電の蓄電設備容量の分布.....	5
5. 発電方式・ダム利用条件による蓄電設備容量とコストの関係.....	6
5.1 従来方式（可逆式水車ポンプ 定速発電電動機）.....	6
5.2 タンデム式.....	7
5.3 ダム水量利用条件.....	7
5.4 他の既存の揚水発電との比較.....	9
6. 新揚水発電の利用方法とコストの関係.....	11
6.1 1日1回揚水/発電する使い方の場合.....	11
6.2 1日複数回揚水/発電する使い方の場合.....	12
7. まとめ.....	13
8. 政策立案のための提案.....	14
参考文献.....	15

1. 緒言

世界の年間発電量に占める再生可能エネルギーの割合は水力発電を含めて26%[1]であるが、日本では14.8%であり世界に比べ約6割程度であり(2016年データ)[2]、普及が遅れている。

一方、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20%を超える国が増えており、なかにはデンマークのように50%を超える国も出てきているが、日本では、まだ6%程度にすぎない(太陽光発電の導入量が多い九州電力では10%を超えている)[3]。しかし、今後日本でも再生可能エネルギーの大幅な導入に伴い、VREの比率も高まることから、電力系統の安定化のための対策が必要になる。ヨーロッパではVREの比率が高まっても、電力系統の安定化のための様々な対策(送配電、分散化、気象予測、電力貯蔵など)が検討されており、再生可能エネルギーの大量導入に向けて取り組んでいる[4]。この中で、電力貯蔵方式の一つである揚水発電は貯蔵の規模、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有効な蓄電システムとされている。日本には既設の揚水発電所が約40か所あり設備容量は28.5 GW[5](2017年)であるが、ほとんどが1か所200~2,000 MWの大容量発電所であり、分散化して使えるようにはできていない。低炭素社会戦略センター(LCS)では2018年度提案書[6]で全国に分布する約2,700の多目的ダムのうち揚水発電に適したダムを下池として利用することで建設コストを抑え、分散化した揚水発電所を想定し、その蓄電設備容量とコストを概算した。これらは数例の任意サンプリングによる平均値から求めた概算値であったため、その全国的な分布状況は明確ではなかった。本提案書では全国47都道府県について2018年度提案書と同様の方法で開発可能な揚水発電の蓄電設備容量(ポテンシャル)と、分布状況を調べた。また、ダムの利用水量の見直しや、発電装置の工夫による全国の蓄電設備容量の増加とコストダウンの可能性を示し、将来の蓄電システムとしての揚水発電の柔軟な活用の方法について提案する。

2. 今後開発可能な揚水発電

- (1) VREが大量に導入されると、電力系統の安定化のために送電網の整備、各発電所の運転計画、気象予測、発電所の分散化などとともに蓄電システムの活用が不可欠である。
- (2) 電力の蓄電方法には、揚水発電をはじめ、蓄電池、フライホイール、圧縮空気を利用する方法など様々あるが、2017年時点での全世界の活用割合は揚水発電が主流(96%)である[5]。蓄電池のコストは急速に低下しており、将来この割合は変化してそれぞれの用途に応じた使い方に収束していくと思われるが、揚水発電は、規模、応答性や慣性力のある電源であることなど有利な点が多いため、将来においても蓄電システムの主流を占めるとと思われる。
- (3) 世界の既設揚水発電の総設備容量は約180 GW(2017年)[5]であり、中国(32.1 GW)、日本(28.5 GW)、アメリカ(24.2 GW)の3国で約50%を占めている。いずれも大規模な揚水発電所がほとんどであるが、これ以上、日本で同程度の規模の揚水発電所を建設する場所的な余地は少ない。世界の既設揚水発電所の用途は90%が大規模火力や原子力発電所の夜間の余剰電力で蓄電し、昼間の需要のピーク時に発電する発電時間のシフトによる効率化を目的とするものであったが[5]、再生可能電力の導入量が多くなるとその用途も多岐にわたり、昼夜や地域の区別なく、柔軟な充放電や系統安定化のための周波数調整などが求められる。
- (4) そのため、今後の揚水発電は、これまでよりも中小規模で各地域に分散した場所での建設が求められ、さらに精緻な周波数調整が可能な可変速機能を持った揚水発電所が必要になる。
- (5) このような中小規模の揚水発電所の例としては、ドイツで風力発電と組み合わせたものが実証試験中である[7]。主な仕様は発電機設備容量(16 MW)、落差(200 m)、風力発電機(4×3.4 MW)。

- 風力発電によって揚水し、蓄電するところが特徴であるが、揚水発電所の建設には、上池、下池、管路、水車発電機等が必要で、上下の池の建設に費用が嵩むと思われる。
- (6) 2018年度提案書[6]では、日本において上記と同規模の揚水発電所の建設（揚水発電のみ）の可能性を検討し、開発可能な蓄電設備容量（ポテンシャル）とコストを概算した。日本では、上記ドイツの事例のような上下の池の建設候補地は少なく（200mの落差のある平地の組み合わせ）、また二つの池の建設費が必要で設備コストが高くなるため、既設の多目的ダムを活用する次のような方法を考えた。
- (7) すなわち、日本各地には約2,700の多目的ダムが主に山岳地帯にあり、これらを下池として活用し、単位規模の上池を周囲の山腹に複数建設することで、下池の建設費を略した低コストの中小規模揚水発電所を各地に分散して建設することが今後の蓄電システムとして有効と考える。
- (8) 本提案書では、このような揚水発電を新揚水発電と呼び、条件等は2018年度提案書[6]を基本とし、発電設備、水量の利用条件等を種々変えた時の蓄電設備容量とコストについて計算し、将来の有望な蓄電システムとして提案する。

3. 新揚水発電所の方式・規模・仕様・可能揚水量

3.1 方式・規模・仕様

図1、表1に2018年度提案書[6]で提案した新揚水発電の方式を示す模式図と主な仕様を示す。その概要は

- ① 下池として既存の多目的ダムを活用して、ダムの貯水量の一部を周囲の高台に設けた上池に揚水する。
- ② 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て発電する。落下した水は元の既存ダムへ放水して戻す。
- ③ 下池として活用する既存の多目的ダムは防災、灌漑、上水、発電等に利用されるが、揚水発電用には一部の貯水量を揚水/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。
- ④ 日本には約2,700の既存の多目的ダムが各都道府県に分散しているが、表1の仕様は、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決めたものである[6]。

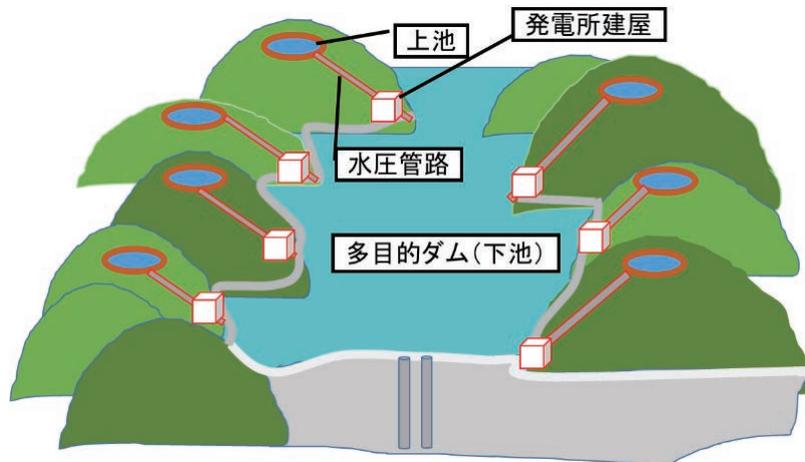


図1 既存の多目的ダムを活用した新揚水発電所の模式図

表1 新揚水発電所の仕様 (詳細は2018年度提案書[6]参照)

項目	内容
水車 ポンプ 発電電動機	可逆式水車ポンプ 定速発電電動機
上池の貯水量 V_u ($\times 10^3$ m ³ /基)	131 (50 MWh/基/回 (5h) 相当分)
流量 (7.3 m ³ /s)	総合効率 70%のとき
有効落差 (m)	200
設備容量 (MW/基)	10
蓄電設備容量 (MWh/基/回 (5h) /日)	50 (1 基当たり 総合効率 70%のとき)
有効貯水容量 V_{L0} ($\times 10^3$ m ³)	各ダムの利用可能な最大貯水量
可能揚水量 V_{L1} ($\times 10^3$ m ³)	各ダムの有効貯水容量の 20%
各ダム当たり蓄電設備容量計 (MWh/ダム/回 (5h)/日)	$50 \times V_{L1}/V_u$
各ダム当たり年蓄電容量計 (MWh/ダム/年 (300 日))	$50 \times V_{L1}/V_u \times 300$
全国ダム年蓄電容量計 (MWh/全ダム/年 (300 日))	$\Sigma (50 \times V_{L1}/V_u \times 300)$ 全国ダム年蓄電容量総和

3.2 有効貯水容量と可能揚水量

可能揚水量とは新揚水発電において利用可能な多目的ダムの貯水容量の一部のことで、本提案書では、そのダムの有効貯水量の 30% (2018 年度提案書[6]では 20%) と設定しているが、その定義について以下に説明する。

- ・ 総貯水容量 = 堆砂容量 + 利水容量 + 洪水調節容量
 - ・ 堆砂容量: 一定期間 (一般には 100 年) にダムに堆積すると予想される流入土砂を貯える容量。
 - ・ 有効貯水容量 = 総貯水容量 - 堆砂容量
 - ・ 利水容量 = 有効貯水容量 - 洪水調節容量 (治水容量) ダムの目的、時期により利水容量が変わるダムがあり、渇水と洪水の時期を除き、常に調節確保される水量
 - ・ 貯水率 = 貯水量 / 利水容量 $\times 100$ (%)
- これらの関係を図 2 に示す。(ダム便覧[8]に基づき筆者作成)
- ・ 可能揚水量 = 有効貯水容量の 20~30%

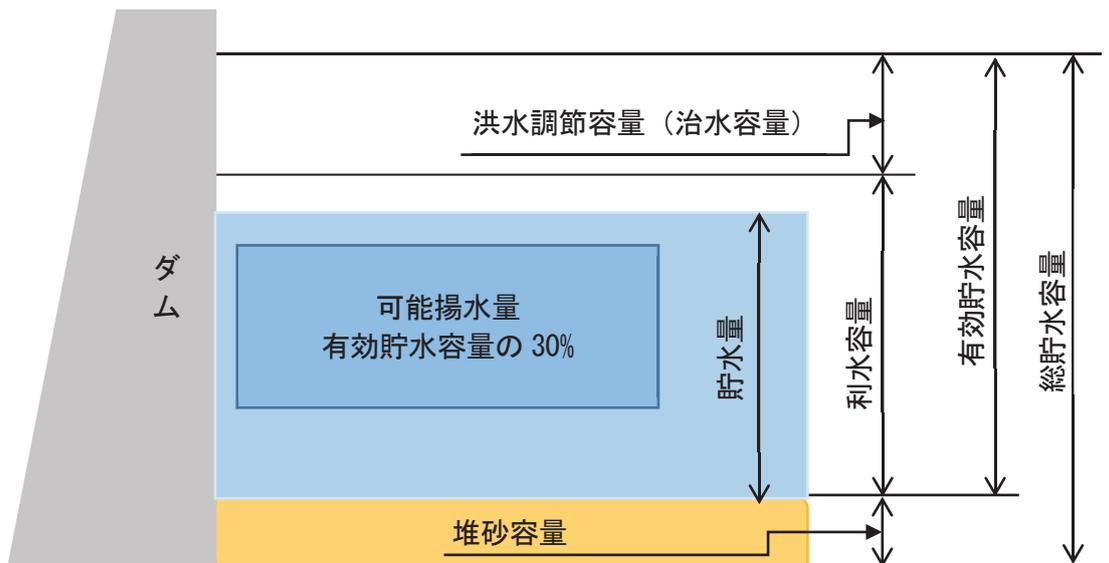


図2 有効貯水容量と可能揚水量の関係 ([8]に基づき筆者作成)

3.3 可能揚水量について

可能揚水量の定義については前項に示したとおりであるが、新揚水発電におけるその水量を有効貯水容量の30%とした理由について以下に説明する。

有効貯水容量は、ダム総貯水容量から堆砂容量を差し引いた実際に貯水できる容量であるが、多目的ダムにおいては、有効貯水容量＝利水容量＋治水容量の関係があり、利水と治水の両方の機能を持つことが必要である。治水容量は洪水時の洪水調節容量として空けておく容量である。一方、利水容量とは、そのダムの利用できる水量のことで、各ダムの貯水量は利水容量を維持するように調整されている。実際には多目的ダムの用途により利水容量は個別に定められており、防災や洪水調整用の治水を目的に含むダムでは、時期により利水容量は異なって設定されている。一方、利水のみ用途のダムでは、利水容量と有効貯水容量は同じ場合が多い。新揚水発電用に活用する多目的ダムは利水容量が多いほど、利用できる水量が多く、治水のみが目的のダムでは利水容量が少なく設定されるため利用できる水量が少ない。各ダムの有効貯水容量については、ダム便覧等で公表されているが、利水容量については時期により異なることもあり、一般にはデータの入手が難しい。よってサンプリングにより入手可能なダムの利水容量と有効貯水容量の関係を把握して全国のダムの利水容量を推定し、可能揚水量の妥当性を示す。

表2は(独)水資源機構が管理する全国の主要7水系のダムについて利水容量[9]と有効貯水量[8]の関係をまとめたものである。関東以西のダムのデータであるが平均的な有効貯水容量に対する利水容量の割合は87%であり、新揚水発電で見込まれる有効貯水容量の30%の使用(借用)は可能な範囲と判断できる。ただし、干ばつ等により有効貯水容量の30%の借用が難しい場合に備え他のダムの新揚水発電所とのネットワークを構築し、全体として需要に対応できるシステムにしておく必要がある。

表2 全国7水系のダムの利水容量と有効貯水容量の関係
 ((独) 水資源機構[9]の情報をもとに筆者作成[9])

水系	ダム名	基準貯水量 (10 ³ m ³)		比率 (%)	用途
		利水容量 A	有効貯水容量 B	A/B×100	
利根川	矢木沢ダム	115,500	175,800	66	治水・利水
	奈良俣ダム	85,000	85,000	100	治水・利水
	下久保ダム	120,000	120,000	100	治水・利水
	草木ダム	50,500	50,500	100	治水・利水
	藤原ダム	31,010	35,890	86	治水・利水
	相俣ダム	20,000	20,000	100	治水・利水
	園原ダム	13,220	14,140	93	治水・利水
	渡良瀬貯水池	26,400	26,400	100	治水・利水
荒川	浦山ダム	56,000	56,000	100	治水・利水
	滝沢ダム	58,000	58,000	100	治水・利水
木曾川	徳山ダム	366,400	380,400	96	治水・利水
	岩屋ダム 揚水	61,900	150,000	41	治水・利水
	阿木川ダム	44,000	44,000	100	治水・利水
	牧尾ダム	68,000	68,000	100	利水のみ
	味噌川ダム	55,000	55,000	100	治水・利水
豊川	宇連ダム	28,420	28,420	100	利水のみ
	大島ダム	11,300	11,300	100	利水のみ
淀川	高山ダム	49,200	49,200	100	治水・利水
	青蓮寺ダム	19,100	23,800	80	治水・利水
	室生ダム	13,300	14,300	93	治水・利水
	布目ダム	12,700	15,400	82	治水・利水
	比奈知ダム	15,300	18,400	83	治水・利水
	一庫ダム	26,800	30,800	87	治水・利水
	日吉ダム	36,000	58,000	62	治水・利水
吉野川	早明浦ダム	158,000	289,000	55	治水・利水
筑後川	江川ダム	24,000	24,054	100	利水のみ
	寺内ダム	9,000	16,000	56	治水・利水
	大山ダム	11,000	18,000	61	治水・利水
平均	—	56,609	69,136	87	—

4. 新揚水発電の蓄電設備容量の分布

2018年度提案書[6]では、表1の条件において（可能揚水量は有効貯水容量の20%、総合効率70%）サンプリングした7都道府県の多目的ダムの新揚水発電の蓄電設備容量1県当たりの平均を全国に適用し、全国の新揚水発電の蓄電設備容量総計を計算した。その結果全国の年間蓄電設備容量の合計は300TWh/年（蓄電設備容量1,000GWh/回/日）であったが、本提案書では47都道府県すべての多目的ダムについて計算した結果、前記合計は224TWh/年（蓄電設備容量747GWh/回/日）であった。両者の差の原因は前者が岐阜、山形、福島、大分、福岡、兵庫、鹿児島県であり比較的山岳地帯のある県の平均値を全国に適用したのに対し、本提案書では全都道府県が対象で、東京や大阪など山岳地帯の少ない（開発可能な蓄電設備容量の少ない）都市部を含むためである。図3に本提案書で計算した47都道府県の開発可能な蓄電設備容量を主要電力会社管内別にまとめた結果を示す（ただし有効貯水容量1億m³以上の巨大ダムは除く）。東北、中国、北海道に多く北陸、四国に少ないが、全国に広く蓄電設備容量が分布していることが分かる。コストについては2018年度提案書[6]と同じく設備コスト48.2円/Wh、発電コスト22.6円/kWhである。

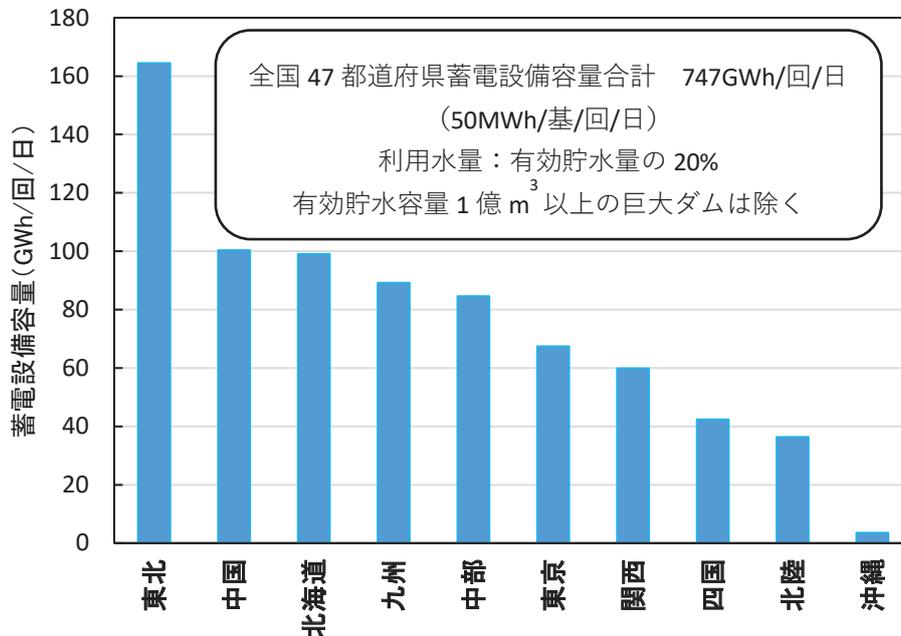


図3 電力会社管内別新揚水発電蓄電設備容量の分布 (可逆式水車ポンプ 定速発電電動機)

5. 発電方式・ダム利用条件による蓄電設備容量とコストの関係

以上は表1の条件による計算結果であるが、次に発電方式の改善による総合効率アップや、ダムの利用条件の見直しによる蓄電設備容量とコストへの影響について検討する。

5.1 従来方式 (可逆式水車ポンプ 定速発電電動機)

日本のほとんどの揚水発電方式は発電用の水車と揚水用のポンプを併用する可逆式水車ポンプと定速発電電動機の組み合わせである。水車とポンプが兼用のため低コストであるが次の様な欠点がある。

- (1) 揚水時は定速運転しかできないため電力需給調整運転が難しい。
 - (2) 総合効率が70%程度と低い。
 - (3) 揚水運転と発電運転の切り替え時には一旦停止して逆転することが必要であるため、切り替え時間に10分以上が必要で、電力需給調整運転上の制約がある。
- (1) については対策として励磁方式^{a)}を改善した可変速システムがある[10]。(2)(3)については、次のようなタンデム式[11][12]で改善できる。

5.2 タンデム式

前項の従来式(可逆式)に対し欧州ではタンデム式が普及している。この方式は水車とポンプが別で(ただし同軸で連結、同方向に回転できる)コストは増えるが、高い総合効率(85%)が期待できる利点があり、揚水と発電の切り替え時間が約1分と速い。また、配管の工夫で揚水の一部を循環させ発電用水車に供給することで揚水運転時に速度調整ができるため、可変速揚水運転が連続的に広範囲で可能で、種々の電力需給調整運転ができるという利点がある。図4、図5にこれらの方式の比較を示す。

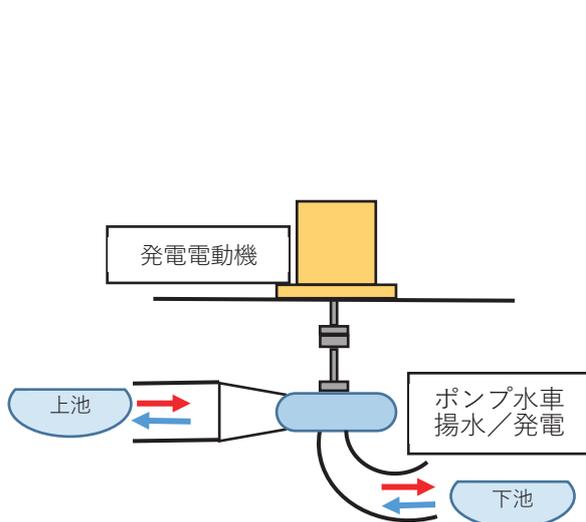


図4 従来式(可逆式水車ポンプ 定速発電電動機)

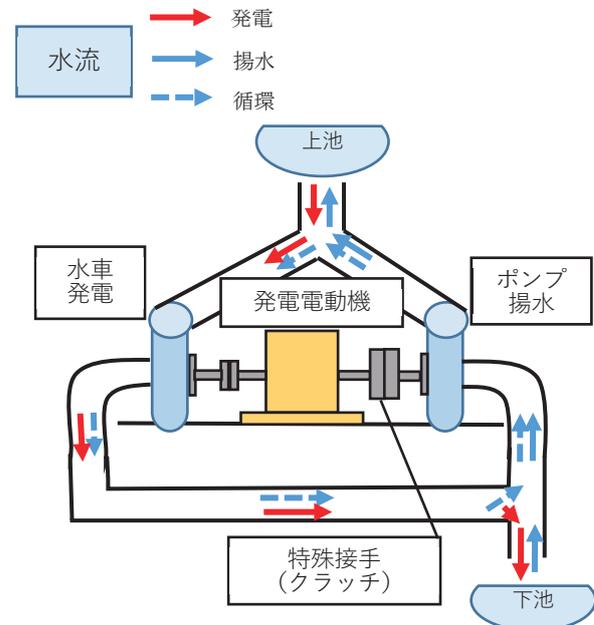


図5 タンデム式(可変速)

5.3 ダム水量利用条件

ダムの水量利用条件(可能揚水量)を変更して、蓄電設備容量増加の可能性を検討した。表3に揚水発電方式やダム水量利用条件変更による蓄電設備容量増加、コストダウン等への対策案と結果を示す(ただし、ここでは可能揚水量を示す有効貯水容量利用率変更の場合は、上池の貯水量、発電装置、配管を変更し、1回の発電時間は変更なしとしている)。

対策案は従来式を比較対象として、タンデム式にした場合、可能揚水量について有効貯水容量の20%(2018年度提案書[6]の有効貯水容量利用率)を30%にした場合、さらに有効貯水量1億 m^3 以上の巨大ダム利用の有無それぞれの場合について計算した。表3のA案~D案は全てタンデム式である。

a) 電動機などのコイルに電流を流して磁化させる方式

表3 揚水発電方式および各種対策（ダム水量利用条件）の比較（コストは2050年時点 設備利用率17%共通）
 （従来式は可逆式水車ポンプ A案～D案はタンデム式 コスト計算方法は2018年度提案書[6]と同じ）

対策案	条件							
	水車/ ポンプ	発電機/ モーター	揚水・発電 回転方向	揚水速度	発電出力	総合効率 (%)	有効貯水容量 利用率 (%)	巨大ダム利用 (1億m ³ 以上)
従来式 (前報)	共用	共用	逆	定速	可変	70	20	無
A案	個別 ・ 同軸		同	可変		85	20	無
B案			同			85	30	無
C案			同			85	20	有
D案			同			85	30	有

対策案	結果						
	設備コスト (円/Wh)	発電コスト (円/kWh)	蓄電設備容量 (MWh/基/回/日)	ダム数	蓄電設備容量計 (GWh/回(5h)/日)	1ダム平均蓄電設備容量 (GWh/ダム/回(5h)/日)	年間蓄電量計 (TWh/年300日)
従来式 (前報)	48.2	22.6	50	1,000	747	0.75	224
A案	44.5	20.4	61	1,000	907	0.91	272
B案	39.5	19.4	91	1,000	1,360	1.36	408
C案	44.5	20.4	61	1,028	1,447	1.41	434
D案	39.5	19.4	91	1,028	2,170	2.11	651

表3より以下のことが分かる。

- (1) 従来式に比べA案のようなタンデム式にすることにより総合効率が70%から85%に改善されるため、設備コストは44.5円/Wh、発電コストは20.4円/kWhとなり両者とも約10%低減できる。
- (2) さらにB案のようにダムの可能揚水量を有効貯水容量の20%から30%に増やすことにより蓄電容量が増加するため、設備コストは39.5円/Wh、発電コストは19.4円/kWhとなり、従来式に比べ、それぞれ約20%、15%低減できる。
- (3) C案、D案については有効貯水容量が1億m³以上のダムを加えた場合であり、年間蓄電量は増えるが、コストについてはA案、B案と同じである。
- (4) 全国の年間蓄電量の合計については従来式が224TWh/年(300日)(蓄電設備容量747GWh/回(5h)/日)であるのに対し、A案からD案それぞれ増加し、全ての対策を講じたD案では約3倍の651TWh/年(300日)(蓄電設備容量2,170GWh/回(5h)/日)まで増加する。
- (5) 図6にこれら蓄電設備容量の電力会社別/対策別分布の違いを示す。地域により蓄電設備容量増加分の差はあるが、全ての地域で増加している。

- (6) 以上の結果から、本提案書で提案する新揚水発電は、蓄電設備容量については既報の LCS 計算値[13] (2050 年に必要な蓄電池の設備容量) 510 GWh/回をいずれの条件においても上回り、発電コストについては 19.4 円/kWh となり、従来式に比べ 15%コストダウンできることから将来の有力な蓄電システムとなり得ることを示している。

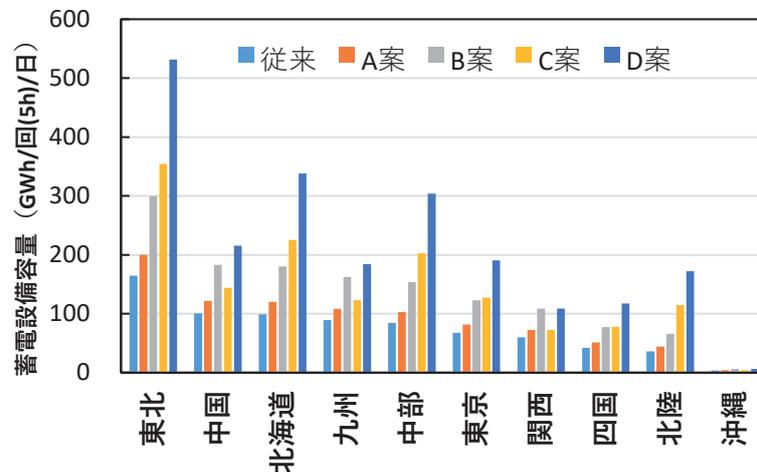


図 6 電力会社管内別/対策別新揚水発電蓄電設備容量分布 (各対策案は表 3 参照)

5.4 他の既存の揚水発電との比較

他の既存の揚水発電コストや蓄電設備容量との比較のため表 4 に本提案の従来式、D 案、海外 (アメリカ) の現状[14]および日本の既存揚水発電所等の各種値を示す。ただし設備利用率はそれぞれ異なる。

表 4 各種揚水発電の発電コスト比較

方式	年経費	購入電気代	合計	設備利用率 (%/年)	蓄電設備容量 (MWh/基/回)	耐用年数 (年)
	発電コスト(円/kWh) 108 円/US\$として					
LCS 従来式	9.6	13	22.6	17(300 日/年)	50	40
LCS D 案	8	11.4	19.4	17(300 日/年)	91	40
アメリカ現状 [14]	13.3	5.6	18.9	32(350 日/年)	800	20
参考: 既存揚水発電建設費ほか公表値から LCS 計算(経費率 8%、総合効率 70%とした)			54~94	3 [16]		
参考: 既存 1970~2007 年の実績値 [15] (有価証券報告書総覧より計算)			41~82			

アメリカでは、揚水発電の耐用年数が日本の 1/2 と短いため年経費が高いが、購入電気代が日本の 1/2 と安価であるため、合計では LCS の D 案と同等の約 19 円/kWh である。一方、日本の既存の揚水発電の発電コストの計算は、建設費、出力などの公表値から LCS が行った 54~94 円/kWh と有価証券報告書総覧より計算された文献[15]による値 41~82 円/kWh があるが、いずれも高額で (主要因は設備利用率が 3%程度[16]と低いため) ほぼ同等の値である。

なお、本提案書でのコスト計算方法は 2018 年度提案書[6]と同じであるが、詳細を表 5 に示す (参照資料は表 6 に示す)。

表5 コスト計算方法詳細

項目		計算式等		
諸元	水路長さ (m) L	一律1,500mとする		
	落差(m) H	200m基本		
	流量 (m ³ /s) 最大使用水量 X	7.3 10MWのとき		
	粗度係数	0とする		
	管径 (m) D	資料1 図2.61 管径の式 $D=0.888X^{0.37}$		
	流速 (m/s) V	$V=1.616 \times Q^{0.26}$ $V=X / (0.785 \times D^2)$ と管径の式より		
	有効落差(m)	200m基本		
	水槽深さ (m) d 必要水量 Q	10m基本		
	水槽1辺 (m) a 上池容積は必要水量の10%増し	$a=(Q \times 1.1/d)^{0.5}$		
	最大出力(kW) P 効率70%とする タンデムは85%	100,000 kW 基本		
建屋	建物容積 (m ³) BV	資料1 図2.1 $BV=13.3 \times P^{0.575}$		
	建物工事単価 (千円/m ³) BC	資料1 図2.2 $BC=388 \times BV^{0.378}$		
	建屋(百万円) 量産を見込み3割減とした。	$=BV \times BC / 1,000 \times 0.7$		
土木工事	水槽(上池) 上下2水槽分 費必要 ダム利用の場 合は下池分 不要	コンクリート厚(m) t	一律0.5mとする	
		水槽容積(m ³) 上池容積は必要水量の10%増しとする	$=a^2 \times d$	
		水槽掘削量 (m ³) コンクリート厚0.5m	$=(a+2 \times t)^2 \times (d+t)$	
		水槽掘削費用 (百万円) (東京バックホウ0.45)	資料2(p37,59) 掘削単価1,463円/m ³ +発生土処分2328円/m ³ =3,791円/m ³	
		水槽コンクリート量 (m ³)	$=(a+2 \times t)^2 \times (d+t) - a^2 \times t$	
		水槽コンクリート費用 (百万円)	資料3,4 (水槽コンクリート量) × (単価18,250円/m ³)	
		水槽鉄筋数量 (t)	資料1 図2.49 水槽鉄筋量=0.0724 × 水槽コンクリート量	
		水槽鉄筋費用 (百万円)	資料4,5 水槽鉄筋量 × 水槽鉄筋単価 122,000円/t	
		水槽その他(百万円) 水槽関連上記の30%	資料1 p14,20その他項目の平均値として水槽合計の30%	
		水槽計(百万円) 上の水槽分のみ下池はダム利用	水槽掘削費+コンクリート費+鉄筋費+その他	
取水口 ゲートなど(百万円)	資料1 図1.10 $=7.34 \times (\text{流量})^{0.425}$			
取水口 穴あけ(百万円) 既存堰堤活用のみ	資料1 図1.11 $=2.41 \times (\text{流量})^{0.211}$			
土木工事	管水路	水圧管内径 (m)	資料1 図2.61 管径の式 $D=0.888X^{0.37}$	
		掘削量埋設式 (m ³ /m) (急斜面のため鉄管の掘削量採用)	資料1 図2.62 鉄管の掘削費を使う $=12.2 \times (\text{水圧管内径})^{1.26}$	
		掘削数量 (m ³)	(掘削量埋設式) × (水路長さ)	
		掘削費 (百万円) 埋設式下水道工事積算標準単価を採用	資料3(p176),資料2(p37,44,59 東京) (掘削数量) × 5,782円/m ³	
		配管単価 (千円/m) 水輸送塗覆装鉄管 布設込	資料2(p86東京),資料6より帰式 $=(57.173 \times D^2 - 2,808 \times D + 11,345) / 10^3$	
		配管費 (百万円)	(配管単価) × (水路長さ)	
		管水路その他 (掘削費+配管費)の25%(百万円)	資料1(p30)	
		管水路計 (百万円)	管水路の掘削費+配管費+その他の計	
		放水口	放水口掘削量 (m ³)	資料1,図2.80 $=164 \cdot (\text{流量})^{0.532}$ (水路径2mとする)
			放水口掘削費用 (百万円)	(水槽掘削単価3,791円/m ³) × (放水口掘削量) / 10 ⁶
放水口コンクリート量 (m ³)	資料1 図2.80 $=36.4 \cdot (\text{流量})^{0.353}$ (水路径2mとする)			
放水口コンクリート費用 (百万円)	(水槽コンクリート単価18,250円/m ³) × (放水口コンクリート量) / 10 ⁶			
放水口鉄筋数量 (t)	資料1,図2.82 $=0.113 \times (\text{放水口コンクリート量})^{0.823}$			
放水口鉄筋費用 (百万円)	(水槽鉄筋単価122,000円/t) × (放水口鉄筋量) / 10 ⁶			
放水口その他 上記放水口費用の25%(百万円)	資料1 (p32)			
放水口計 (百万円)	放水口掘削費+コンクリート費+鉄筋費+その他			
基礎	基礎掘削量 (m ³) 主機台数1台	資料1,図2.84 $=11.4 \times ((\text{流量}) \times (\text{有効落差})^{2/3} \times 1^{0.5})^{0.952}$		
	基礎掘削費用 (百万円)	資料1(p33) (掘削単価地上式 2,400円/m ³) × (基礎掘削量) / 10 ⁶		
	基礎コンクリート量 (m ³)	資料1,図2.84 $=6.79 \times ((\text{流量}) \times (\text{有効落差})^{2/3} \times 1^{0.5})^{0.952}$		
	基礎コンクリート費用 (百万円)	(水槽コンクリート単価18,250円/m ³) × (基礎コンクリート量) / 10 ⁶		
	基礎鉄筋数量 (t)	資料1,地上式図2.86 $=0.0326 \times (\text{基礎コンクリート量})^{1.04}$		
	基礎鉄筋費用 (百万円)	(水槽鉄筋単価122,000円/t) × (基礎鉄筋量) / 10 ⁶		
	基礎その他 上記基礎費用の20%	資料1 (p34)		
機械装置 基礎計 (百万円)	基礎掘削費+コンクリート費+鉄筋費+その他			
土木工事費小計 (百万円)		(水槽計)+(取水口ゲート)+(取水口穴)+(管水路計)+(放水口計)+(基礎計)		
電機工事	水車工事費 (百万円) 7年シ 量産により1/3	資料1, 図2.89 $=7.03 \times ((\text{最大出力}) / (\text{有効落差})^{0.5})^{0.555} / 3$		
	発電機工事費 (百万円) 同期発電機 量産により1/3	資料1, 図2.90 $=1.49 \times ((\text{最大出力}) / (\text{有効落差})^{0.5})^{0.788} / 3$		
	制御盤工事費 (百万円) (水車+発電機) × 0.55	資料1(p36) ((水車工事費)+(発電機工事費)) × 0.55		
電機関係工事費小計 (百万円)		水車工事費+発電機工事費+制御盤工事費		
その他	仮設備費 (百万円) 建物+土木+電気の5%	資料1 (p36)		
	総係費 (百万円) 建物+土木+電気+仮設備の7%	資料1 (p37)		
合計	合計設備費用(百万円)	建屋+土木工事小計+電気関係工事費小計+仮設備費+総係費		
原価	設備利用時間 (h/1回/6日) h	1日1回分の揚水/発電時間		
	蓄電量 (MWh/1回/日)	最大出力(P(kW)) × 設備利用時間(h) / 1,000		
	年逐電量 (GWh) /年 (300日)	$P \times h \times 300 / 1,000 / 1,000$		
	設備単価 (円/Wh)	(合計設備費用 × 10 ⁵) / (P × 1,000 × h)		
	発電原価 (円/kWh) 経費率6%	(合計設備費用 × 10 ⁵) × 0.06 / (P × h × 300)		

表6 コスト計算の参照資料

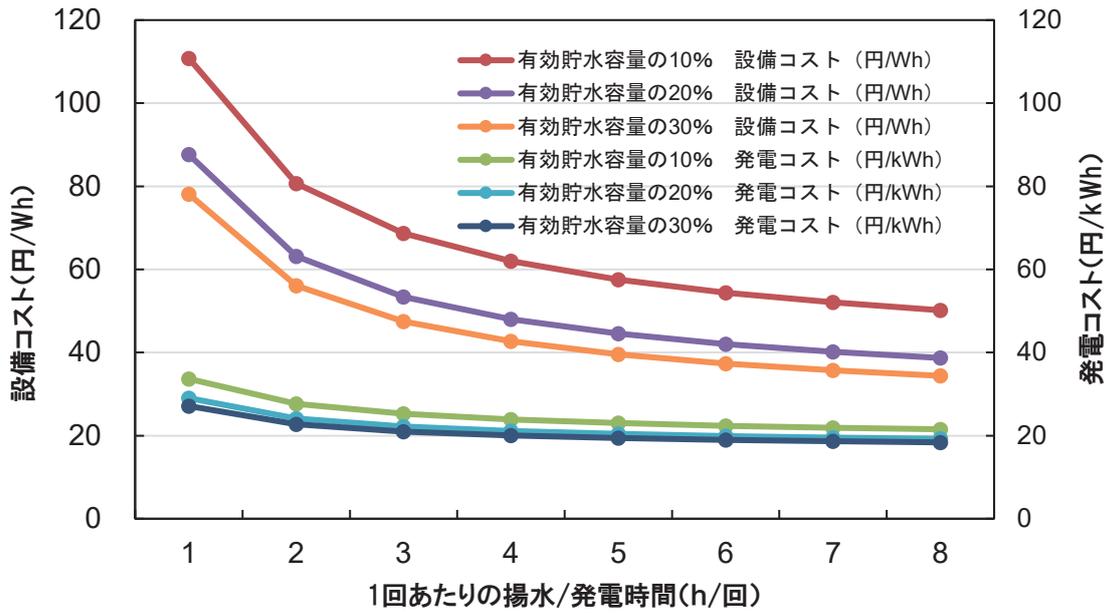
資料No	資料名
1	「水力発電計画工事費積算の手引き」平成25年3月 新エネルギー財団
2	「下水道工事積算標準単価」平成25年版 一般財団法人 建設物価調査会
3	「積算資料」2014/6 一般財団法人 経済調査会
4	「コンクリート工事（施工費のみ）」 https://www.ribc.or.jp/research/pdf/tankashiryu/A/Aa040.pdf コンクリート単価は資料3よりレディミックスコンクリート強度46の東京都の平均+施工費（資料4）の平均を採用
5	「鉄筋加工組立（施工費のみ）」 https://www.ribc.or.jp/research/pdf/tankashiryu/A/Aa020.pdf 鉄筋単価は資料3より関東の平均的な材料D16の東京の値+施工費（資料5）の平均を採用
記事	タンデム式/可変速の場合は上記コストに下記を考慮[10][11] ・管水路 10%アップ（可変速化による） ・電気関係工事費 30%アップ（水車 ポンプが個別故） ・その他工事費 上記影響により30%アップを見込む （その他工事費＝建屋建設+取水口ゲート、穴あけ+放水口+機械基礎+仮設備費+総係費） タンデム式はこの30%アップ 上記の10%、30%アップ等は、85%の総合効率アップ後のコストにタンデム化の場合を基準にしたコストの10,30% アップとする。影響するのは水車発電機の出力による単価のみ。管水路や上池コストには影響しない。 発電単価は充電費用を加算する 充電費は10円/kWh 総合効率85%故損失分1.5円/kWh よって、充電費用として11.5円/kWhを加算する。

6. 新揚水発電の利用方法とコストの関係

揚水発電の蓄電システムとしての使い方は大きく二つに分けられる。一方は需要の少ない時間帯に揚水により蓄電し、需要のピーク時に発電するいわゆるタイムシフトを目的とする使い方である。他方は、変動する再生可能電力の周波数調整などのアンシラリーサービスを目的とする使い方である。前者は基本的に1日1回まとめて揚水発電を行い現状はこの方法が多く使われている。再生可能電力の普及が進むと後者の使われ方が増えてくると思われるが、今後の普及の状況や地域特性により実際には両者は様々な割合で必要とされてくる。このような使われ方の違いによるコストへの影響を次に検討する。

6.1 1日1回揚水/発電する使い方の場合

条件を揃えるため、上池の貯水量（1回の揚水/発電量）は変えずに1回の揚水/発電に要する時間を変えたときについてコストへの影響を計算する。この場合上池の建設費は同じであるが、時間が短い場合は多くの流量を揚水するため、水車/発電機の容量は大きく配管も太いものが必要で、この設備コストが増加する。図7は1回の揚水/発電時間を1時間から8時間まで変えた時の設備コストと発電コストの関係を計算した結果である。上池の貯水量については、ダムの有効貯水容量の10%、20%、30%のそれぞれの場合について計算している。上池の貯水量によらず、短時間に大量に揚水/発電するよりも、時間をかけて揚水/発電する方が設備コスト、発電コストとも低い傾向にある。これは、時間に関係なく揚水/発電量は同じであるのに対し、設備能力としては時間の長い方が出力を低く抑えられ、発電機周りの設備費用が低くなるためである。



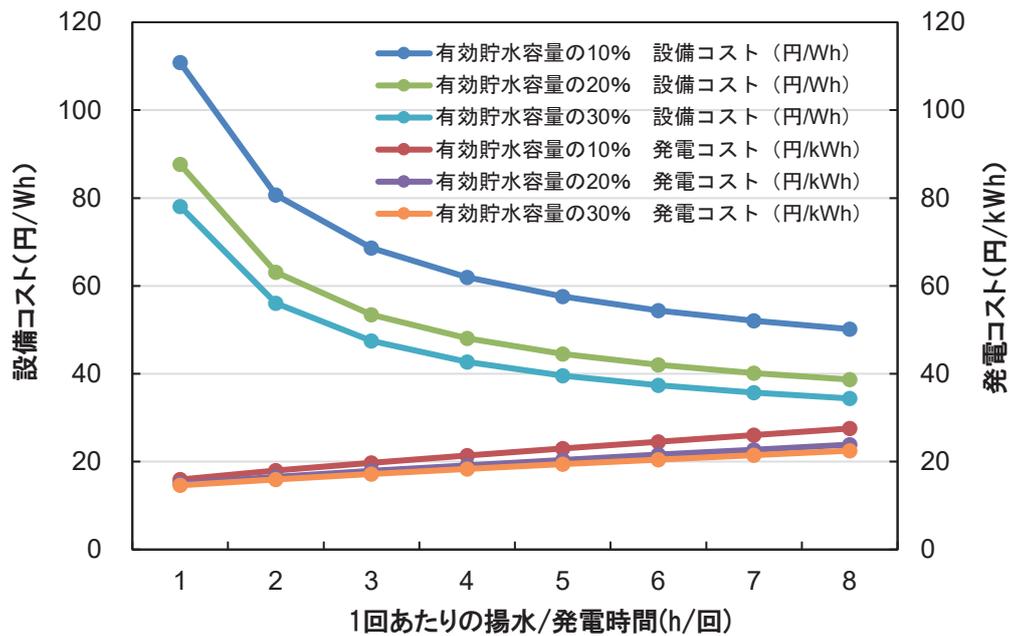
1回あたりの揚水/発電時間(h/回)	1	2	3	4	5	6	7	8
有効貯水容量の10% 設備コスト (円/Wh)	110.8	80.7	68.7	62.0	57.6	54.4	52.1	50.2
有効貯水容量の10% 発電コスト (円/kWh)	33.7	27.6	25.2	23.9	23.0	22.4	21.9	21.5
有効貯水容量の20% 設備コスト (円/Wh)	87.6	63.1	53.4	48.0	44.5	42.0	40.2	38.7
有効貯水容量の20% 発電コスト (円/kWh)	29.0	24.1	22.2	21.1	20.4	19.9	19.5	19.2
有効貯水容量の30% 設備コスト (円/Wh)	78.1	56.1	47.5	42.7	39.6	37.4	35.7	34.4
有効貯水容量の30% 発電コスト (円/kWh)	27.1	22.7	21.0	20.0	19.4	19.0	18.6	18.4
設備利用率(%/年)	3.4	6.8	10.3	13.7	17.1	20.5	24.0	27.4
有効貯水容量の10% 最大出力(MW)	30.5	15.3	10.2	7.6	6.1	5.1	4.4	3.8
有効貯水容量の20% 最大出力(MW)	61.0	30.5	20.3	15.3	12.2	10.2	8.7	7.6
有効貯水容量の30% 最大出力(MW)	91.0	45.5	30.3	22.8	18.2	15.2	13.0	11.4

図7 1日1回揚水/発電(1~8時間/回/日)させた時の設備コストと発電コスト
 (設備利用率は異なる。上池の貯水量は同じで、水車/発電機の出力は異なる)

6.2 1日複数回揚水/発電する使い方の場合

上池の貯水量については前項と同じとする。1回当たりの揚水/発電量と時間は前項と同じであるが、1日複数回揚水/発電を行う。よって1日の回数が多いほど、また1回の揚水/発電量が多いほど1日の発電量は多くなる。ここでは条件を揃えるため年間の設備利用率を一定(17.1%、5時間×300日)として比較する。図8は前記条件において上池の1回の揚水/発電時間を1時間から8時間まで変えた時の設備コストと発電コストの関係を計算した結果である。上池の貯水量によらず、短時間に大量に揚水/発電し、1日の回数が多いほど発電コストは低い傾向にあることが分かる(設備コストはこの逆)。この使い方の場合には1回当たりの揚水/発電量が多く、1日の回数が多いほど発電量が増えるため、発電コストは下がる(下がり方は回数による)。一方設備コストは回数によらず同じであるため前項と同じく1回当たりの揚水/発電量が多いほど高くなる。

以上是新揚水発電の主要な使い方における発電コストを計算し上記のような結果を得たが、実際には地域や時間帯、普及状況によって設備規模の設計や回数などの使い方を最適に工夫する必要がある。



揚水/発電時間(h/回/日)	1	2	3	4	5	6	7	8
揚水/発電回数(回/日)	5.00	2.50	1.67	1.25	1.00	0.83	0.71	0.63
有効貯水容量の10% 設備コスト (円/Wh)	110.8	80.7	68.7	62.0	57.6	54.4	52.1	50.2
有効貯水容量の10% 発電コスト (円/kWh)	15.9	18.0	19.7	21.4	23.0	24.6	26.1	27.6
有効貯水容量の20% 設備コスト (円/Wh)	87.6	63.1	53.4	48.0	44.5	42.0	40.2	38.7
有効貯水容量の20% 発電コスト (円/kWh)	15.0	16.5	17.9	19.2	20.4	21.6	22.7	23.9
有効貯水容量の30% 設備コスト (円/Wh)	78.1	56.1	47.5	42.7	39.6	37.4	35.7	34.4
有効貯水容量の30% 発電コスト (円/kWh)	14.6	16.0	17.2	18.3	19.4	20.5	21.5	22.5
設備利用率 (%/年)	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
有効貯水容量の10% 最大出力(MW)	30.5	15.3	10.2	7.6	6.1	5.1	4.4	3.8
有効貯水容量の20% 最大出力(MW)	61.0	30.5	20.3	15.3	12.2	10.2	8.7	7.6
有効貯水容量の30% 最大出力(MW)	91.0	45.5	30.3	22.8	18.2	15.2	13.0	11.4

図8 設備利用率17.1%で揚水/発電させた時の設備コストと発電コスト

(上池の貯水量は同じで水車/発電機の出力が異なる。1日の稼働回数が異なる。設備容量が大きく1日の稼働回数が多いほどコストが低い)

7. まとめ

- (1) 世界では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 20%を超える国が増えており、中にはデンマークのように 50%を超える国も出てきているが、日本ではまだ 6%程度にすぎない。しかし、今後日本でも再生可能エネルギーの大幅な導入に伴い、VRE の比率も高まることから、電力系統の安定化のための対策が必要になる。
- (2) ヨーロッパでは VRE の比率が高まっても、電力系統の安定化のための様々な対策 (送配電、分散化、気象予測、電力貯蔵など) が検討されており、再生可能エネルギーの大量導入に向けた取り組みが進んでいる [4]。
- (3) この中で、電力貯蔵方式の一つである揚水発電は、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うえで有効な蓄電システムとされている。
- (4) 日本には既設の揚水発電所が約 40 か所あり、発電機の設備容量合計は 28.5 GW[5](2017年) であるが、ほとんどが 1 か所 200~2,000 MW の大容量発電所であり、分散化して使える状

況ではない。LCS では2018年度提案書[6]で全国に分布する約2,700の多目的ダムのうち、揚水発電に適したダムを下池として利用することで、建設コストを抑え、分散化した揚水発電所を想定し、その蓄電設備容量とコストを概算した。

- (5) これらは数例のサンプリングによる平均値から求めた概算値であったため、その全国的な分布状況は明確ではなかった。本提案書では全国47都道府県について2018年度提案書[6]と同様の方法で開発可能な揚水発電量の蓄電設備容量と、分布状況を調べた。さらに、このような揚水発電を新揚水発電と呼び、条件等は2018年度提案書[6]を基本とし、発電設備、水量の利用条件等を種々変えた時の蓄電設備容量とコストについて計算し、以下の計算結果を得た。
- (6) 揚水発電方式を従来の可逆式水車ポンプからタンデム式にすることにより総合効率が70%から85%に改善されるため、設備コストは44.5円/Wh、発電コストは20.4円/kWhとなり両者とも2018年度提案書[6]よりも約10%低減された。
- (7) さらに、ダムの使用水量を有効貯水容量の20% (2018年度提案書[6]) から30%に増やすことにより蓄電容量が増加するため、設備コストは39.5円/Wh、発電コストは19.4円/kWhとなり、2018年度提案書[6]に比べ、それぞれ約20%、15%低減された。
- (8) 全国の年間蓄電量の合計については、従来式が224TWh/年(300日)(蓄電設備容量747GWh/回(5h)/日)であるのに対し、貯水量1億 m^3 以上の巨大ダムも利用することなど(2018年度提案書[6]では巨大ダムは除いた)の対策を講じることで約3倍の651TWh/年(300日)(蓄電設備容量2,170GWh/回(5h)/日)まで増加した。
- (9) また、揚水/発電の時間配分と発電コストとの関係も計算した。揚水発電の蓄電システムとしての使い方は大きく二つに分けられる。一方は需要の少ない時間帯に揚水により蓄電し、需要のピーク時に発電するいわゆるタイムシフトを目的とする使い方である。他方は、変動する再生可能電力の周波数調整などのアンシラリーサービスを目的とする使い方であり、任意の時間に1日に複数回揚水/発電するものである。前者は基本的に1日1回まとめて揚水発電を行うもので、現状はこの方法が多く使われている。再生可能電力の普及が進むと後者の使われ方が増えてくると思われる。発電コストについては、前者は1回当たりの揚水量が多い(揚水/発電出力が大きい)ほど発電コストは高い傾向にあり、後者はその逆の傾向がある。今後の普及の状況や地域特性により両者は様々な割合で必要とされるため、コストと蓄電量の関係を考慮しつつ、適切に設備設計や、運用計画を立案する必要がある[17]。

8. 政策立案のための提案

- (1) 本提案書では、2018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、全国の開発可能な蓄電設備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30%の使用や1億 m^3 以上の巨大ダムの利用により、蓄電設備容量900~2,200GWh/回(5h)/日(年間蓄電量で270~650TWh/年(300日))を見込め、既報のLCS計算値[13](2050年に必要な蓄電池の設備容量)510GWh/回をいずれの条件においても上回った。また、発電コストは2018年度提案書[6]の15%減の19.5円/kWh程度まで下げられることから、新揚水発電は将来の有力な蓄電システムである。
- (2) 揚水発電の蓄電システムとしての使い方は大きく二つに分けられる。一方は需要の少ない時間帯に揚水により蓄電し、需要のピーク時に発電するいわゆるタイムシフトを目的とする使い方である。他方は、変動する再生可能電力の周波数調整などのアンシラリーサービスを目的とする使い方であり、任意の時間に1日複数回揚水/発電するものである。いずれも本提案書では発電コストとの関係を試算したが、今後の普及の状況や地域特性により両者の

使い方は様々な割合で必要とされてくるため、コストと蓄電量の関係を考慮しつつ、適切に設備を設計し、運用計画を立案する必要がある。

- (3) 既設揚水発電所の用途は90%が大規模火力や原子力発電所の夜間の余剰電量で蓄電し、昼間の需要ピーク時に発電する発電時間のシフトによる効率化を目的とするものであったが、再生可能電力の導入量が多くなるとその用途も多岐にわたり、昼夜や地域の区別なく、柔軟な充放電や系統安定化のための周波数調整などが求められる。ここで提案する新揚水発電は、これまでよりも中小規模で各地域に分散した場所での建設が可能で、精密な周波数調整が可能な可変速機能を持った揚水発電であり、また慣性力のある電源であることも含め発電規模の設計や運転計画などが多様に工夫できる将来有望な蓄電システムである。
- (4) 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計画立案が必要である。
- (5) 新揚水発電は全国の多目的ダムの有効貯水量の一部を一時的に借用するのみであり、本来のダムの目的を阻害するものではないが、使用するタイミング等により影響があり得るため、活用計画には当該ダムの水利権者や管理者との入念な調整が必要となる。

参考文献

- [1] REN21, “Renewables 2019 Global Status Report”, (GSR2019), 2019.6.
- [2] 環境エネルギー政策研究所, “自然エネルギー白書 2017 サマリー版”,
<https://www.iseip.or.jp/wpdm-package/jsr2017s> (2019年10月アクセス) .
- [3] 環境エネルギー政策研究所, “自然エネルギー白書 2018/2019 サマリー版”,
<https://www.iseip.or.jp/jsr2018> (2019年10月アクセス) .
- [4] 新エネルギー・産業技術総合開発機構, “電力の変革” (IEA “The Power of Transformation” 日本語版翻訳) , 2015.4.
- [5] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030”, 2017.10.
- [6] 低炭素社会の実現に向けた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”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成31年1月.
- [7] NATURSTROMSPEICHER ホームページ, <https://www.naturspeicher.de/de/index.php>, (2019年10月アクセス) .
- [8] 日本ダム協会, “用語・解説 ダム便覧”, <http://damnet.or.jp/cgi-bin/binranB/JitenIndex.cgi>, (2019年10月アクセス) .
- [9] 独立行政法人水資源機構ホームページ, “水資源機構の管理するダムの状況”,
<http://www.water.go.jp/honsya/honsya/suigen/junpo/index.html> (2019年10月アクセス) .
- [10] 東京電力(株)他, 国際協力機構, “可変速揚水発電技術適用可能性調査ファイナルレポート”, 2012年1月.
- [11] 渡辺敬, ターボ機械, 第5巻第1号, “ヨーロッパにおける最近の揚水発電機”, 1977年1月
- [12] 吉岡一郎, 電力士木, No.352, “ヨーロッパにおける再生可能エネルギーおよび放射性廃棄物処理に関する調査”, 2011年3月.

- [13] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, 技術開発編, 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.
- [14] Lazard and Enovation Partners estimates, “Lazard Levelized Cost of Storage V2.0”, 2016/12.
- [15] 大島堅一, 東洋経済新報社, “再生可能エネルギーの経済学”, 2012年12月.
- [16] 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, (2019年10月アクセス).
- [17] 山本博巳ら, 電力中央研究所報告, Y14002, “再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価”, 平成26年12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.2)

令和2年2月

Potential Capacity and Cost of Pumped-Storage Power in Japan (Vol.2)

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2020.2

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)
- 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/>

© 2020 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。
