



THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY TECHNOLOGY
COLLABORATION PROGRAMME ON HYDROPOWER

IEA Hydropower

変動型再エネ大量導入下における揚水発電の役割と課題

2021年6月

作成者:

新エネルギー財団、海外電力調査会

目次

1 調査の目的	1
2 欧州における各市場での揚水の動向	1
2.1 卸電力市場における動向	1
2.2 需給調整市場における動向	3
3 欧州における可変速揚水の動向	5
3.1 二次励磁方式可変速揚水	5
3.1.1 スロベニア Avce 揚水発電所	5
3.1.2 ドイツ Goldisthal 揚水発電所	7
3.1.3 ドイツ Gaildorf Water Battery プロジェクト	8
3.2 ターナリー式揚水	9
3.2.1 ドイツ Wehr 揚水発電所	10
3.3 ターナリー式揚水の水路短絡運用 (HSC: Hydraulic Short Circuit)	12
3.3.1 ドイツ Reisach 揚水発電所	12
3.3.2 オーストリア Kops II 揚水発電所	12
3.3.3 オーストリア Malta 発電所群	13
3.4 揚水発電と蓄電池のハイブリッド運用	16
4 米国における揚水発電ビジネスの動向	17
4.1 卸電力取引の形態と揚水発電の運用	17
4.1.1 相対取引 Raccoon Mountain 揚水発電所	17
4.1.2 取引所取引 Helms 揚水発電所	18
4.1.3 取引所取引 Blenheim-Gilboa 揚水発電所	18
4.1.4 取引所管内での相対取引 Olivenhain-Hodges 揚水発電所	18
4.2 変動型再エネの導入状況と揚水発電の運用	19
4.2.1 NYISO 管内における揚水ビジネス	19
4.2.2 CAISO 管内における揚水ビジネス	22
5 揚水開発の動向	27
6 日本における変動型再生可能エネルギーと揚水の役割	32
7 まとめ	34

参考文献

図リスト

謝辞

Annex-IX は水力発電の多様な価値を主要テーマとしており、2018 年からのフェーズ II では、変動型再エネの大量導入下で以前にも増して求められる水力発電の柔軟性にフォーカスして各参加国が調査を進めている。

揚水発電は、一般水力も有する調整能力に加えて、変動型再エネの余剰電力を吸収する電力貯蔵の機能も備えており、柔軟性の観点では水力発電の中でも特に重要な設備である。一方で、揚水発電をビジネスの観点からみると、固定収益が保証されなければ、自由化された卸電力市場における裁定取引による収益を長期的に見通すことは難しく、地域によっては揚水発電事業者が設備を維持することが厳しい状況も散見される。

このような背景をふまえ、日本は、「変動型再エネの大量導入下における揚水発電の役割と課題」をテーマとして、欧米における揚水発電の調整力向上、揚水発電のビジネス状況、揚水発電の開発の事例、日本での再エネ大量導入下における揚水発電の役割を調査することとなった。本報告書はこれらの情報を集約したものであるが、今後、揚水発電事業者、系統運用者、規制機関等にとって有意義な資料になることを望んでいる。

最後にこの場をお借りして、揚水発電に関するヒアリングに協力していただいた日本国内の九州電力殿をはじめ、欧州の Avce 発電所、Goldisthal 発電所、Gaildorf 発電所、Wehr 発電所、Reisach 発電所、Kops II 発電所、Malta 発電所、米国の Raccoon Mountain 発電所、Helms 発電所、Blenheim Gilboa 発電所、Olivenhain Hodges 発電所の関係者様、ポルトガルの EDP 社、そして、各国の電気事業者へのインタビューの機会を創出していただいた Niels Nielsen 氏に感謝の意を表す。さらに Annex IX の専門部会委員を務められた関西電力の太田耕一様、また国内委員会を通してご指導いただいた電力中央研究所の宮永洋一様にも謝意を表す。

2021 年 6 月

海外電力調査会

総括

揚水は電力貯蔵の目的で用いられており、需要が低いときに電力系統により揚水し、需要が高いときにその水を用いて発電する。揚水は元々、需給調整のために使用されており、需要の変動に応じてピーク電源としてだけでなく、系統運用者が直接調整できない電力需要としてベース用電力を支援してきた。近年、需要の変動に加えて、変動型再生可能エネルギーによる出力変動が電力需給に多大な影響を及ぼすようになった。揚水はこうした出力変動を吸収するためにも運用されているため、注目されている。

マイナス側の出力バランスは火力、需要対応、より大規模な出力に対応可能な可変速揚水により賄われているが、そもそも可変速揚水は需給調整市場に積極的に参加するために開発されたものである。

アメリカでは1960年代から1980年代の間、設備出力にして約23GWに及ぶ多くの揚水発電所が建設されたが、今やその規模は中国、日本について第3位である。早い段階から電力市場の自由化が進められてきたが、電力卸売契約の形態は地域によって異なり、また風力や太陽光といった変動型再生可能エネルギーの導入は各州の政策に負うところが大きく、一様ではない。このように揚水のビジネス環境が地域によって異なるアメリカに注目して揚水の運用状況を本報告書で説明する。

2018年時点で約160GWの揚水が世界で運用されていた。中国、日本、アメリカがその半分程度を占め、それにヨーロッパ諸国が続く。これらの多くは電力市場自由化以前に建設されたもので、その運用は夜間の電力需要の低い時間帯に原子力や火力のベース需要に対する余剰電力を用いて揚水し、昼間のピークの時間帯に発電するというものであった。近年、変動型再生可能エネルギーの導入が進み、揚水がその出力変動を吸収するために使用される機会が増加した。ところが、電力自由化市場では電力卸売市場における裁定取引や需給調整市場における出力調整の予測により長期的な収益性を予測するのは困難であり、揚水の新規開発を取巻く状況は、その建設に多大なコストと時間を要するため、厳しいままである。こうした状況に反して、至近5年間

(2014~2018)に世界で約17GWの揚水発電所が運開し、その大部分がアジアとヨーロッパで開発されたものであった。

日本では2012年の再生可能エネルギー固定買取制度の開始以降、太陽光の導入が急速に進んだ。日本列島南端の九州は太陽光の大量投入により多大な影響を受けた地域である。IEAの定義(IEA2018)によると九州は系統連系容量に限りがあるため、変動型再生可能エネルギー導入状況のフェーズ3(変動型再生可能エネルギーの発電量が系統の運用パターンを決定する)にあるとみなされている。変動型再生可能エネルギーによる余剰出力が生じた場合の需給バランスを保つために日本の全ての系統運用者は2016年時点でいわゆる「優先給電ルール」を開始した。この規則により需給バランスのために発電の停止あるいは出力抑制を行うための優先順位が決まる。

1 調査の目的

各国で変動型再エネの導入が進むなか、需給偏差を解消する電力貯蔵や調整力の必要性が増している。揚水発電は、大規模な電力貯蔵が可能であり、また幅広いタイムスケールで調整力を提供可能であるが、市場設計や電源構成によっては厳しい運営を強いられることがある。そこで、揚水発電が担う役割や直面する課題を明らかにすることを目的として、以下の調査を行った。

- ・揚水発電所の調整力向上の動向
- ・揚水発電ビジネスの動向
- ・揚水開発の動向

2 欧州における各市場での揚水の動向

揚水発電は需要の小さい時に系統の電力を利用して水を汲み上げ、需要の大きい時にその水を利用して発電を行うという、電力貯蔵の目的で導入され、従来は需要の変動に対応してベースロード電源を補助するピーク電源としての役割に加えて、系統運用者が直接調整できる需要としても需給調整に使用されてきた。

近年では、需要の変動に加え、変動型再エネの出力変動が需給バランスに大きく影響を及ぼすようになり、揚水発電はその変動を吸収する目的でも運用されるようになり、注目を集めている。

垂直統合体制においては、需給調整は系統運用者が担っており、需要の変動に対してバランスするように、発電所に対して給電指令を行う。したがって、同体制のもとでは、揚水発電所は原則、系統運用者の給電指令に基づいて運転される。

2.1 卸電力市場における動向

欧州では1997年以降、段階的に電力市場の自由化および発送電分離が進められ、現在は小売の全面自由化および発電・供給部門と送配電部門のアンバンドリングが完了している。また国内および国際的な卸電力取引を行う取引所も開設され、活発に卸電力取引が行われている。

この自由化された電力市場のもとでは、需給調整は卸電力市場の市場原理によって実現される。すなわち、需要に対して供給力が不足すれば市場価格が高くなり、逆に過剰となれば市場価格が低くなり、その価格の変動から利益を得ることを動機として、供給側が発電量を自ら調整する仕組みとなっている。

欧州のスポット電力取引所では、まず1日前の需給計画に基づいて、前日市場にて必要な電力量の多くが取引される。その後、当日の天候などを考慮した、より精度の高い直前予測が行われ、前日予測との差分が当日市場で取引される。実際の需給断面での予測と実績の差(インバランス)は、系統運用者が事前に確保する調整力を使用して最終的に調整が行われる。

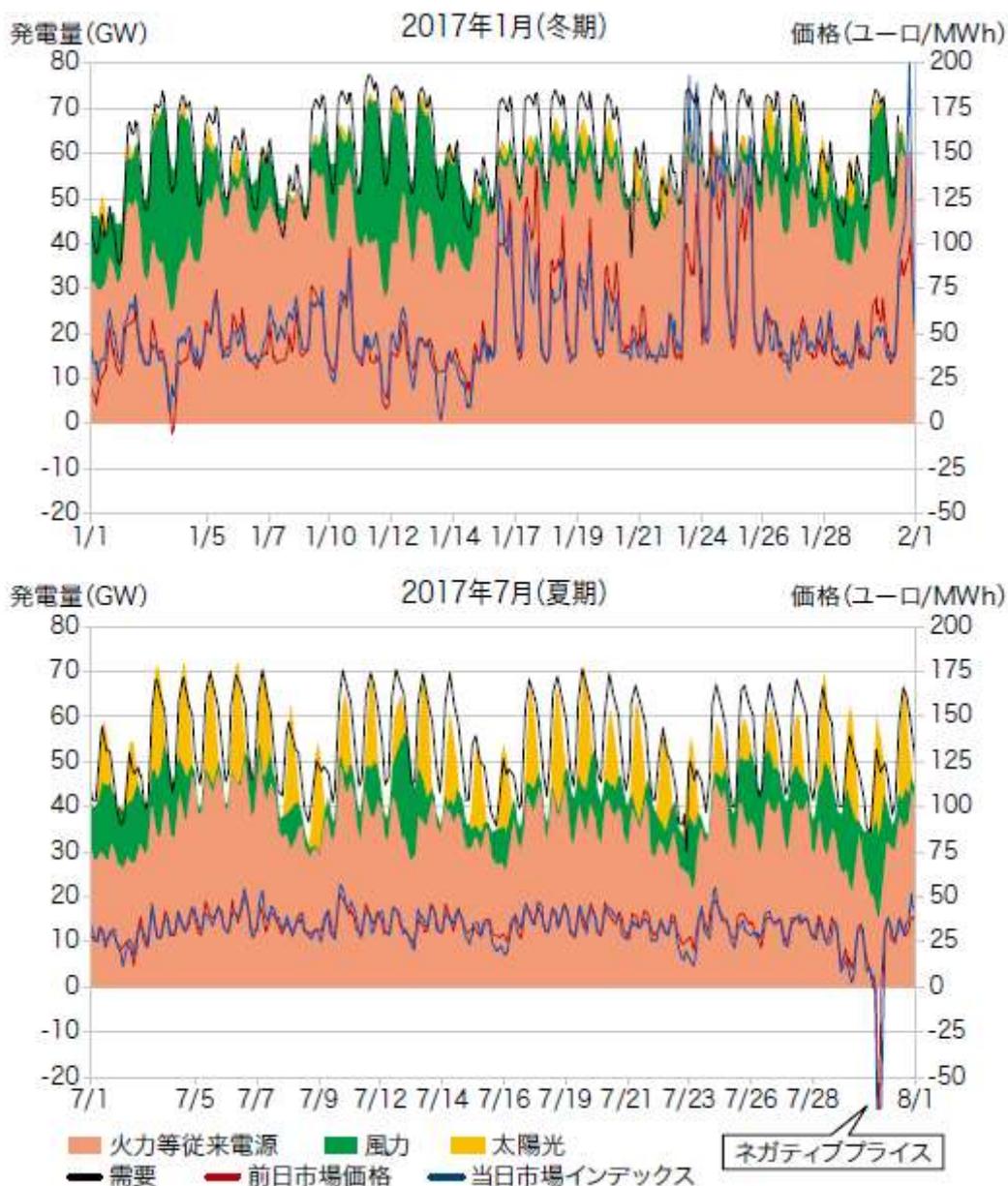
当日市場においては、ドイツでの15分前オークションの導入など、市場の流動性を高める取り組みが実施され、その取引量は年々増加してきている。そのため実需給におけるインバランスは、太陽光や風力などの変動型再エネの発電予測精度の向上も相まって縮小傾向にある。

欧州においては、再エネの発電量は年々増加しており、2017年には石炭火力の発電量を超えた。

この大量導入された再エネの中でも、変動型再エネは燃料費がゼロであることに加えて、電源によってはプレミアム価格買取制度などの補助や給電上の優先扱いを受けるため、たとえ市場価格が低くても可能発電量のほとんどが、そのまま電力市場で入札される。したがって気象条件や季節による変動型再エネの出力変動や出力予測の修正が、電力市場価格に大きく反映される。

ドイツを例に、再エネ発電量と前日市場および当日市場の価格動向をみてみると（図1）、冬期は風況が良く風力発電の発電量が増加し、夏期は日射量が増えるため太陽光発電の発電量が増加している。太陽光発電は需要が増加する昼間に発電量が増加するため、夏期は昼夜の価格差が小さくなる。また、晴天時は太陽光の発電出力の予測精度が高いため、夏期には予測修正に伴う前日市場と当日市場の価格差も生じにくい。

図1 ドイツにおける変動型再エネの発電量と卸電力価格（冬期および夏期）



注 需要に対する供給の過不足は輸出入や調整可能再エネ（バイオマス等）で調整している。

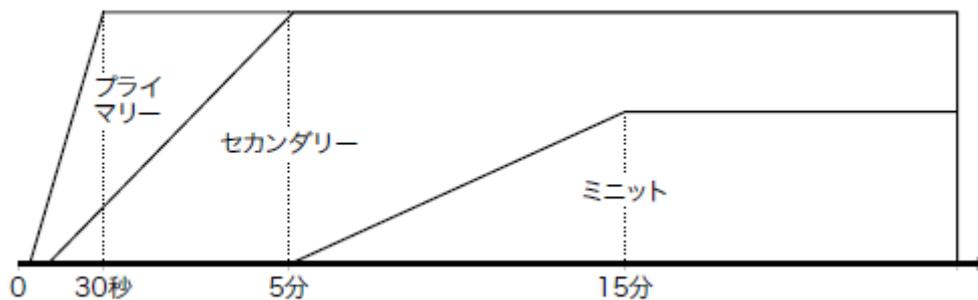
出所 Fraunhofer 研究所ホームページ

発送電分離の体制のもとにおける揚水発電所は、系統運用者の給電指令ではなく、発電事業者が電力市場の価格に基づいて運用する。この場合、卸電力市場の電力量価格が低い時間帯に揚水し、価格が高い時間帯に発電するという、電力量価格の差から利益を得る経済揚水と呼ばれる運用が基本となる。しかし、ドイツの夏期のように1日の中での価格差が小さくなる状況においては、昼夜の価格差から利益を得ることが難しい。ただし、近年では従来の昼夜の需要変動に伴う価格差に加えて、変動型再エネの発電量予測の修正等に伴う前日市場と当日市場における価格差が大きくなってきており、この価格差を狙った運用も行われている。また稀ではあるが、変動型再エネの入札が過剰になるとネガティブプライスが発生し、このタイミングでの揚水運転は歓迎されることになる。

2.2 需給調整市場における動向

ドイツでは、調整力の効率的な調達を目的として、系統運用者が運営する需給調整市場におけるオークションで調達されており、大きく3区分に分けられている(図2)。

図2 ドイツの需給調整市場の区分



出所 University of Duisburg-Essen, “The German Market for System Reserve Capacity and Balancing Energy”

揚水発電は、火力発電等と比較して、起動停止時間や出力調整時間が早く、部分負荷効率も良いといった優れた調整能力を有している。しかし、一次調整力の30秒以内という応動条件は、運転中の発電機の出力調整を意図したものであり、たとえ起動の早い揚水発電機であっても、停止状態から一次調整力の応動条件を満たすことは難しく、基本的には部分負荷で運転した状態から出力を変化させて ΔkW を提供している。

一方、二次調整力は一次調整力と同様に主に出力調整によって提供されるが、起動の早い揚水発電機であれば、停止状態から発電して調整力を提供することもできる。二次調整力は、さらに「上げ(出力増加)」と「下げ(出力減少)」に区分されているが、「下げ(出力減少)」はフル出力で運転中の火力発電が一時的に出力を減少させることで容易に実現できるため、入札者が多くなり落札価格は低くなりがちである。一方、火力発電が「上げ(出力増加)」を提供するためには部分負荷で運転している必要があり、部分負荷効率が低い電源は入札を控える傾向にある。

また、二次調整力および三次調整力は、実際に提供した電力量についても対価が支払われる。この取引量は、卸電力取引に比べると僅かであるが、落札価格は卸電力取引の2倍以上となるこ

ともあり、揚水発電などの需給調整市場に参加可能な電源にとっては、収益性が高い市場である。

ドイツの需給調整市場のオークションによる調整力調達制度は、調整力を市場原理によって適正に評価することを目的に導入されたが、一部では投機的な入札による不当な価格のつり上げが行われることもある。これは、調整力を適正に評価するという本来の目的に反するものであり、ドイツの連邦系統規制庁（BNetzA）は、制度の見直しについて協議を進めている。

近年、ドイツの需給調整市場では、当日市場の取引量増加に伴うインバランスの縮小や系統運用者間で調整力を融通することにより、調整力の必要調達量が減少していることに加えて、需給調整市場への参加者の増加による競争によって取引価格が低下しており、市場規模は縮小傾向にある。しかし、要件の厳しい一次調整力や二次調整力（上げ）は収益性が高く、この2つを中心に、より収益性のある市場に入札することが揚水発電の運用の基本的な方針となっている。

3 欧州における可変速揚水の動向

需給調整市場における下げ調整力は、前述の火力発電等の出力抑制のほか、デマンドレスポンスが提供されているが、可変速揚水はスケールの大きな下げ調整力を提供できることから、積極的に需給調整市場に投入するための取組が行われている。

3.1 二次励磁方式可変速揚水

揚水発電機は、通常、発電時の出力を容易に調整することはできるが、揚水時の動力を柔軟に調節することができない。ポンプが汲み上げる水量はポンプの回転速度の3乗に比例するが、揚水発電機の回転速度は系統周波数に同期して一定であるため、汲み上げる水量も一定となり、水量に比例して増減する動力も同じく一定となるためである。したがって、揚水時にはデマンドレスポンスのように、電力の需要側として需給調整市場に参加することができない。

この課題を解決する技術が、可変速揚水発電システムである。可変速揚水発電システムは、周波数変換装置を利用して揚水発電機の電氣的周波数を変化させることで、揚水発電機の回転速度を増減させることが可能となり、動力を調整することができる技術である。可変速揚水発電システムの中でも、大型の揚水発電機に対して主に採用されている方式は、二次励磁方式と呼ばれるシステムで、発電機の励磁回路に周波数変換装置を設置するものである。発電機の主回路に周波数変換装置を設置するよりも、装置のサイズを小さくすることができる。

この二次励磁方式の可変速揚水発電システムは、日本が世界に先行する技術であり、世界で現在稼働している同システムの多くは日本に導入されているものであるが、欧州においても数件の事例があり、以下ではスロベニアとドイツの事例を紹介する。

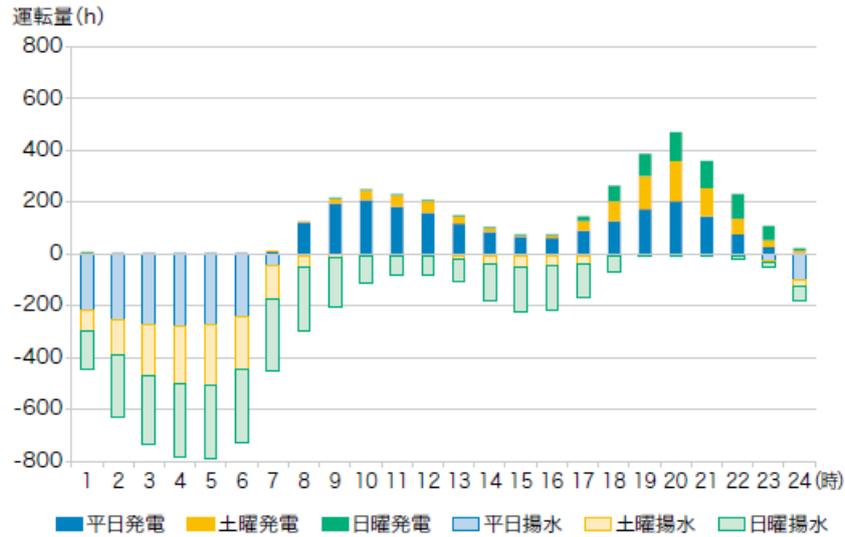
3.1.1 スロベニア Avce 揚水発電所

スロベニアの Avce 揚水発電所は、設備容量 185MW (1 ユニット)、2010 年に運開した同国で唯一の揚水発電所であり、当初はピーク電源の目的で導入された。同発電所は、イタリアとの国境近くに設置され、自国内の送電線の電力潮流を調整するほか、スロベニアとイタリアの系統を同期させる場合にも調整力として貴重な役割を担っている。

同発電所の最大の特徴は、二次励磁方式の可変速揚水発電システムにより、揚水時の動力を 140～180MW まで調整できることである。このシステムの負荷調整機能は、調整可能電源が少ない夜間帯の調整力として活用されるほか、比較的容量の小さい 110kV 系統に接続されている同発電所の揚水開始・終了時に及ぼす系統へのショックを和らげる役割も担っている。その他、同発電所は調相運転機能を備えており、系統電圧調整に優れているが、系統運用者との間で調相運転に関する契約が結ばれていないため、その機能は活用されていない。

同発電所の貯水池の容量は、フル出力で 14 時間発電可能であり、比較的大きな容量であるため、夜間帯や週末の需要が少ない時に揚水運転し、需要が多い平日の昼間帯に発電運転するという、週間単位でのサイクルで運転され (図 3)、電力量の 93%は卸電力市場で取引されている。

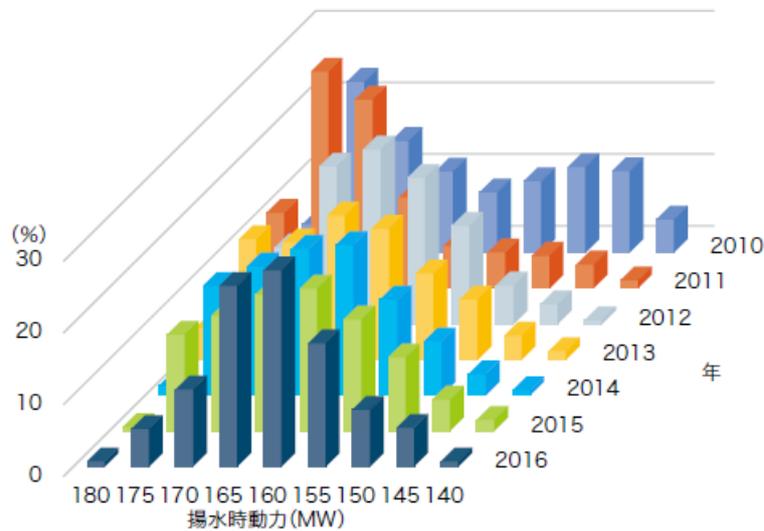
図3 Avce 揚水発電所の発電運転と揚水運転の割合 (1週間)



出所 HYDRO2017 会議資料

この基本的な運転サイクルは運開当初から現在まで変わっていないが、揚水運転時の動力帯は2010年から2016年にかけて大きく変わってきた。2010年には、なるべく電力価格の低い時間帯に短時間でポンプアップするため、フル動力の180MWで運転することが多かったが、2016年になると中間動力の160MWで運転する機会が多くなった(図4)。

図4 Avce 揚水発電所の揚水運転時の動力帯の推移 (2010~2016年)



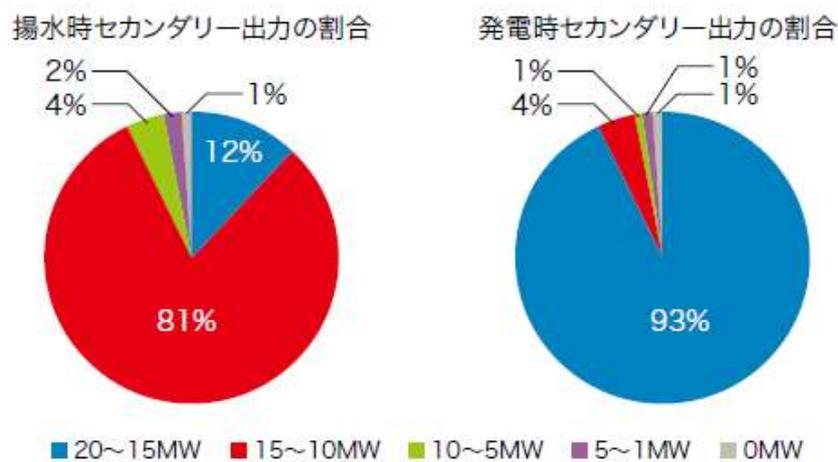
出所 HYDRO2017 会議資料

このように運転動力帯が変わってきた理由は、再エネの増加に伴い卸電力価格のボラティリティが小さくなり需給調整市場へ参入する機会が増加したためである。スロベニアは従来、水力を中心に再エネの導入量が多いが、政府がさらに高い導入目標を掲げており、最近では変動型再エネを中心に導入量が増加している。加えて欧州エネルギー取引所(EEX)から調達される安価な

再エネも増加し、卸電力市場における平均価格および価格のボラティリティも低下しており、Avce 揚水発電所では卸電力市場で収益を上げることが難しくなってきた。

160MW の中間帯の動力で運転する目的は、調整力を提供するための運用である。Avce 揚水発電所では、発電時の出力調整幅 90~185MW と揚水時の動力調整幅 140~180MW を最大限に活用するため、中間帯での運転を基本とし、その状態から二次調整力を提供することで収益を得ている（図 5）。

図 5 Avce 揚水発電所の発電時および揚水時の二次調整力の割合



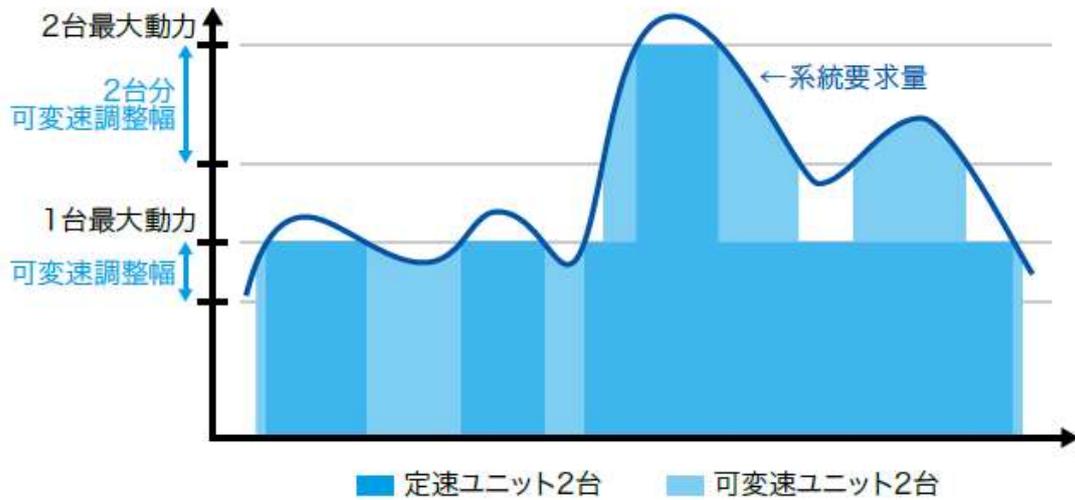
出所 HYDRO2017 会議資料

なお、スロベニアでは一次調整力は運転中の発電機から自動的に提供される仕組みとなっており、一次調整力に対して対価が支払われていない。

3.1.2 ドイツ Goldisthal 揚水発電所

2003年に運開したドイツの Goldisthal 揚水発電所は、設備容量 1,060MW（可変速 2 ユニット、定速 2 ユニット）、欧州で最初に導入された可変速揚水発電システムである。可変速機と定速機が、それぞれ 2 ユニットずつで構成されている理由は、可変速機に必要な周波数変換装置の設置スペースやコストを抑えることに加えて、可変速機へ具備することが困難なブラックスタート機能を定速機に持たせるためである。このような構成であっても、可変速機と定速機の運転を適切に組み合わせることで、発電所全体として系統運用者のニーズに応えることが可能となっている（図 6）。

図6 可変速機と定速機の組み合わせによる調整



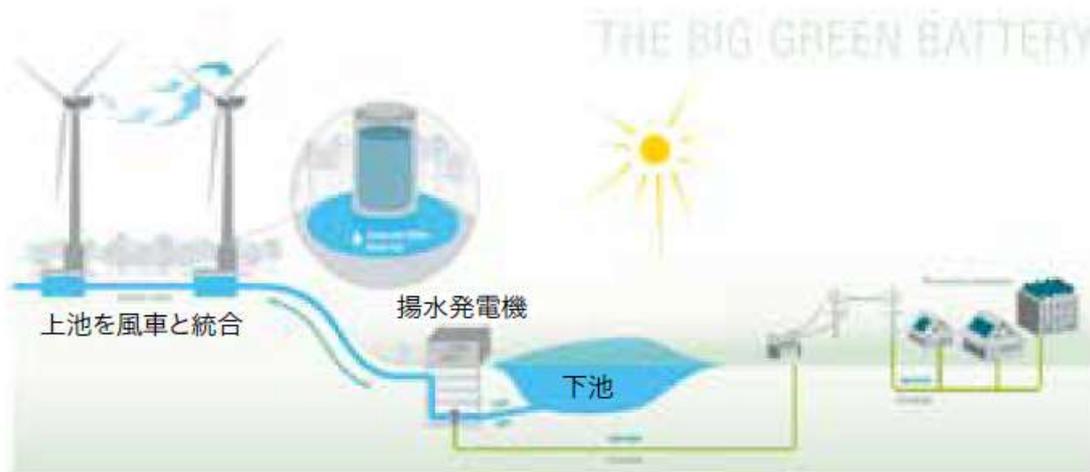
出所 NTMU, “Pump Storage Hydropower for delivering Balancing Power and Ancillary Services”

同発電所の貯水池の容量も大きく、全ユニットがフル出力で8時間発電可能なため、週間単位で卸電力市場における裁定取引による収益を得る運用が基本であったが、近年では、卸電力市場の価格のボラティリティが低下しているため需給調整市場に入札する機会が増加しており、特に、高い調整能力を有する可変速機の運転頻度は、定速機に比べて3割程度増加した。同発電所では、可変速機へ運転が偏重することを避けるため、ユニットの運転順序を「可変速機1ユニット目→定速機1ユニット目→定速機2ユニット目→可変速機2ユニット目」のように定める工夫がなされている。

3.1.3 ドイツ Gaildorf Water Battery プロジェクト

ドイツの Gaildorf 市郊外では、2019 年から揚水発電と風力発電を組み合わせたプロジェクト(揚水 15.9MW、風力 13.6MW)が進められている(図7)。風車のタワー基部をタンク状とし、これを揚水発電の上部貯水池として活用することで建設コストの低減を図っている。風力の発電電力を、系統を介さずに直接、揚水の動力として活用できる点も本プロジェクトの特徴である。揚水発電には、フルコンバーター式の可変速システムが用いられており、二次励磁式の可変速と比較すると、周波数変換装置が大規模となるが、発電モードと揚水モードの切替えが速いため一次調整力の提供が可能である。

図7 Gaidorf Water Battery プロジェクト



出所 Max Bogl 社 提供資料

3.2 ターナリー式揚水

揚水発電の需給調整市場への参入において、欧州で古くから導入されているターナリー式揚水も有効な方式である。ターナリー式は、近年の揚水発電で主に採用されている、水車とポンプが一体となった可逆式とは異なり、水車、発電・電動機、ポンプで構成される（図8）。水車とポンプ、それぞれ最適な設計にすることを目的とした方式である。

図8 ターナリー式揚水の構成



出所 Wehr 発電所にて撮影

ターナリー式の利点の一つとして、運転モードの切替えの速さが挙げられる。可逆式は、発電モードと揚水モードで、それぞれ発電・電動機が逆方向に回転するため、運転モードを切替える際にユニットを一旦、完全に停止させる必要がある。一方、ターナリー式は、発電モードと揚水モードで、発電・電動機が同方向に回転するため、運転モードの切替えにおいてユニットを停止することなく切替えることが可能である。また、発電モードから揚水モードへの切替えにおいて

ポンプを始動する際には、トルクコンバーターを介して水車のトルクを徐々にポンプに伝えて回転数を上昇させるため、可逆式で必要となるポンプ始動装置（ポニーモーターやサイリスタ始動装置）が不要となる。ターナリー式の運転モードの切替えの速さを生かして、需給調整市場に参加する事例を以下に紹介する。

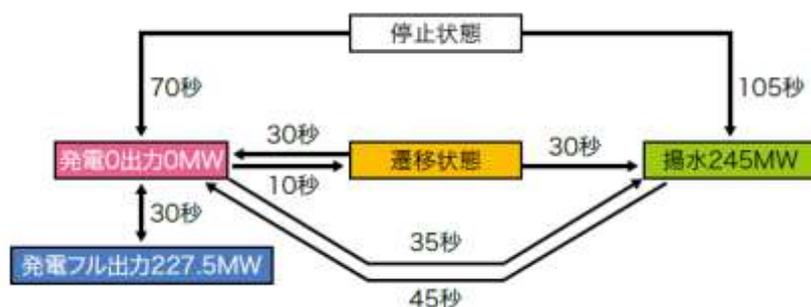
3.2.1 ドイツ Wehr 揚水発電所

ドイツの Wehr 揚水発電所は、設備容量 910MW（ターナリー式 4 ユニット）、1976 年に運開したドイツ南西部のスイスとの国境付近に位置する揚水発電所である。4 ユニットのうち、RWE 社が 2 ユニット、EnBW 社が 2 ユニットのそれぞれ所有しており、運用もそれぞれ 2 社からの個別の指令で行われている。同発電所では、メンテナンスにおいて、入口弁を予備品と交換して点検する手法や、ポンプ点検時にクラッチでポンプを切り離して発電運転を可能とする手法など、点検停止期間を短縮する工夫がなされている。

Wehr 揚水発電所では、ターナリーの運転モード切替えの速さを生かして（図 9）、卸電力市場（前日、当日）、需給調整市場にそれぞれ柔軟に入札する運用が行われている（図 10）。前日市場では、市場価格が低い時間帯に揚水、市場価格が高い時間帯に発電を行っている（図 10 橙色枠）。また当日市場では、前日市場の価格との間に大きな価格差が生じた場合、この価格差から利益を得られるように、当日市場の方が高い場合は発電、当日市場の方が安い場合は揚水を行っている（図 10 紫色枠）。さらに、需給調整市場では、あるユニットが揚水運転している時間帯であっても、別のユニットを部分負荷の発電運転で待機させて、系統運用者の指令により調整力を提供する運用が行われている（図 10 緑色枠）。

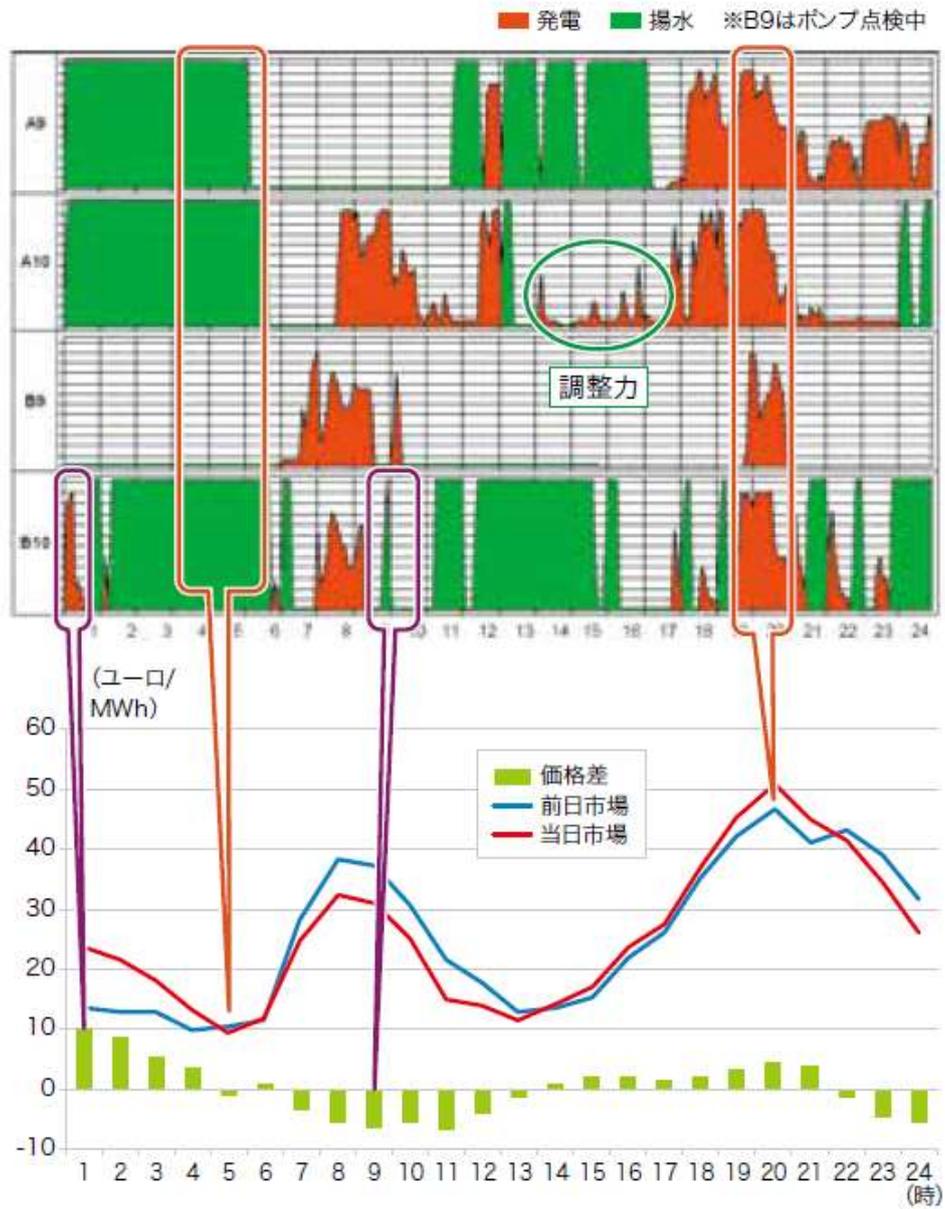
このように 1 日のうちに何度も発電モードと揚水モードを切替えたり、頻繁に運転停止を繰り返したり、あるユニットが揚水運転している時間帯に別のユニットを発電運転したり、という運用は従来の揚水発電の運用と異なり機械的なストレスの増加をもたらすことが考えられ、また卸電力市場の収益も減少していることから、Wehr 発電所では効率的な保守を行うため SCADA システムによる遠隔自動監視などの導入を計画している。

図 9 Wehr 揚水発電所の運転モード切替時間



出所 Schluchseewerk 提供資料

図 10 Wehr 発電所の運用例

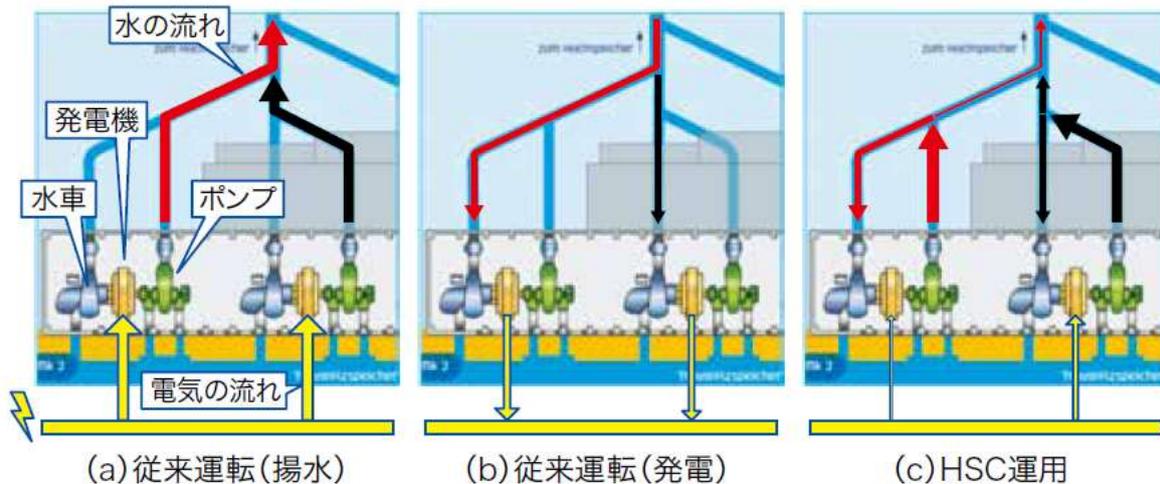


出所 Schluchseewerk 提供資料をもとに作成

3.3 ターナリー式揚水の水路短絡運用 (HSC : Hydraulic Short Circuit)

ターナリー式揚水は、基本的に定速機であるため揚水時の動力を調整することができない。しかし、1つのユニットで揚水運転と発電運転を同時に行う HSC 運用を実施することで、揚水動力を調整することが可能になる。HSC 運用では、ポンプで汲み上げられた水の一部を水車側に流入させるため、発電・電動機ではポンプのトルクから水車のトルクを差し引いたトルクに相当する電力が消費される (図 11)。

図 11 ターナリー式揚水の HSC 運用



出所 Engie 提供資料をもとに作成

この水車側への流入量を調整することで揚水動力を調整できるため、一般的に可変速揚水よりも調整幅は大きい。ただし、HSC 運用は、ポンプだけでなく水車も利用するため水車損失が発生し、効率は可変速揚水に劣る。以下ではドイツとオーストリアの事例を紹介する。

3.3.1 ドイツ Reisach 揚水発電所

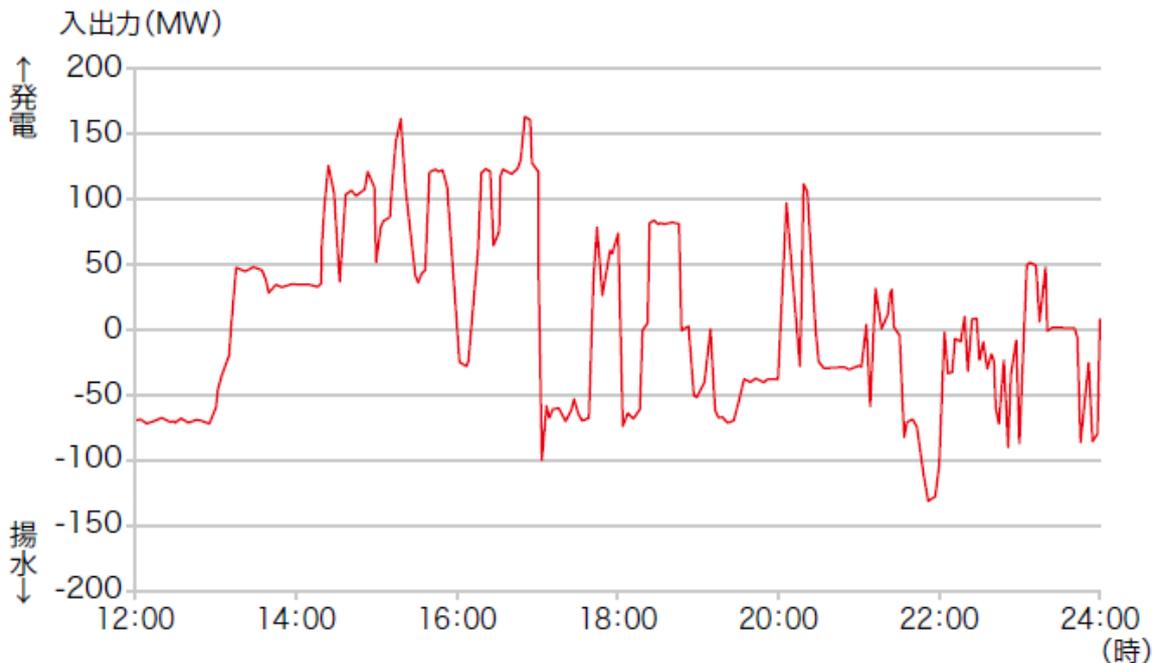
ドイツの Reisach 揚水発電所は、設備容量 106MW (ターナリー式 3 ユニット)、1955 年に運開した揚水発電所である。従来は HSC 運用を行っていなかったが、需給調整市場への参入を目的として、2015 年に数値流体力学 (CFD) 解析等により HSC 運用の検討が実施され、水路が分岐する箇所の複雑な水の動きの確認やガバナシステムのパラメータの見直しが行われた。既存設備をそのまま利用して HSC 運用が可能であると判断され、2016 年から揚水動力を調整する運用が行われている。なお、1 ユニットあたりの調整幅は、ポンプ動力 (-27MW) と水車出力 (1~33MW) の組み合わせで、-26~+6MW となっている。

3.3.2 オーストリア Kops II 揚水発電所

オーストリアの Kops II 揚水発電所は、設備容量 525MW (ターナリー式 3 ユニット)、既存の Kops 揚水発電所のダムを利用して増設され、2008 年に運開した揚水発電所である。同発電所は、HSC 運用により、主に一次調整力を提供している。1 日のうちに何度も発電モードと揚水モード

が切替わり、さらに発電出力と揚水動力の変動調整も頻繁に行われている（図 12）。このように常時、調整力を提供するため、基本的にユニットを停止することなく連続運転しており、年間稼働時間は 8,000 時間を超える。

図 12 Kops II 揚水発電所の運用



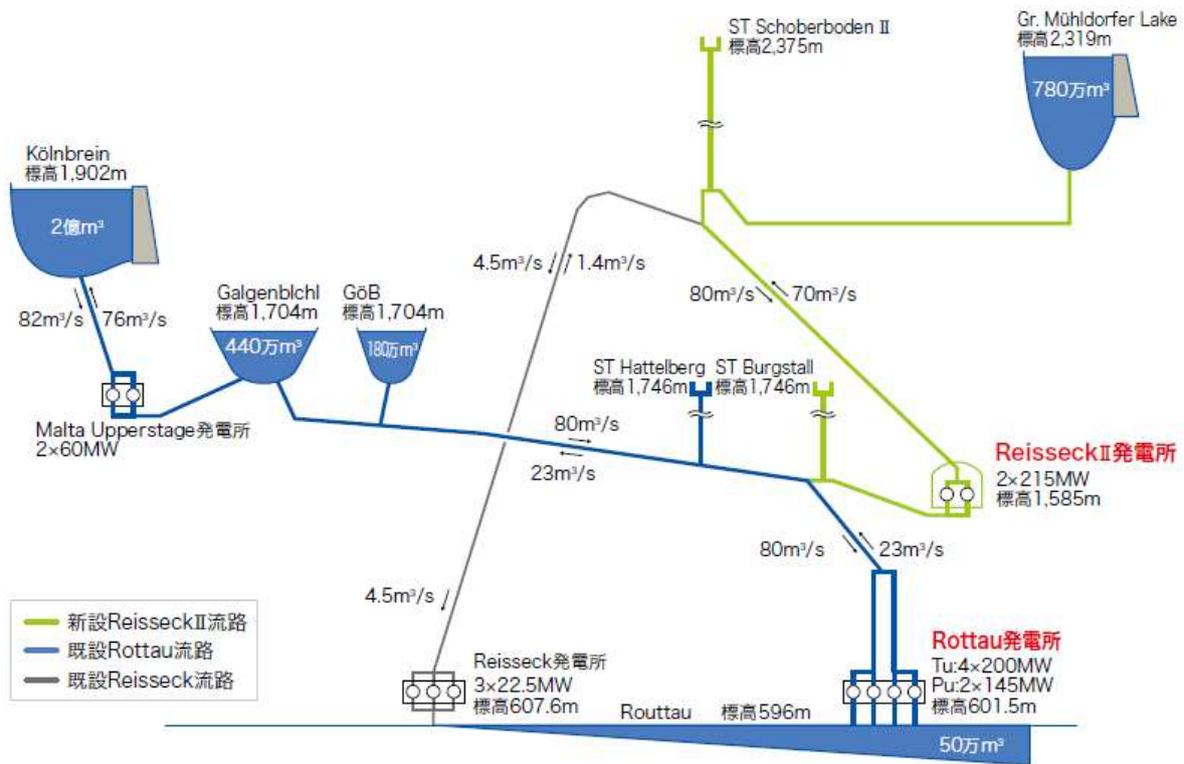
出所 Eurelectric, “hydropower supporting a power system in transition”

3.3.3 オーストリア Malta 発電所群

オーストリアの Malta 発電所群では、1979 年に運開した Rottau 揚水発電所（設備容量 730MW、ターナリー式揚水 2 ユニット、一般水力 2 ユニット）と 2015 年に運開した Reisseck II 揚水発電所（設備容量 430MW、可逆式・定速揚水 2 ユニット）がカスケード運用されている（図 13）。Reisseck II 揚水発電所は、Reisseck 揚水発電所の上部貯水池と水路の一部を利用し、かつ Rottau 揚水発電所の上流に増設された発電所である。貯水池の建設が省略できたほか、可逆式・定速揚水としたため、Reisseck II 揚水発電所の建設コストは大幅に抑えられている。Reisseck II 揚水発電所（可逆式）と Rottau 揚水発電所（ターナリー式）を比較すると、運開年の違いはあるが、可逆式は機器が少なく建屋もコンパクト化できるため（図 14）、建設コストと保守コストともに抑えることができる。

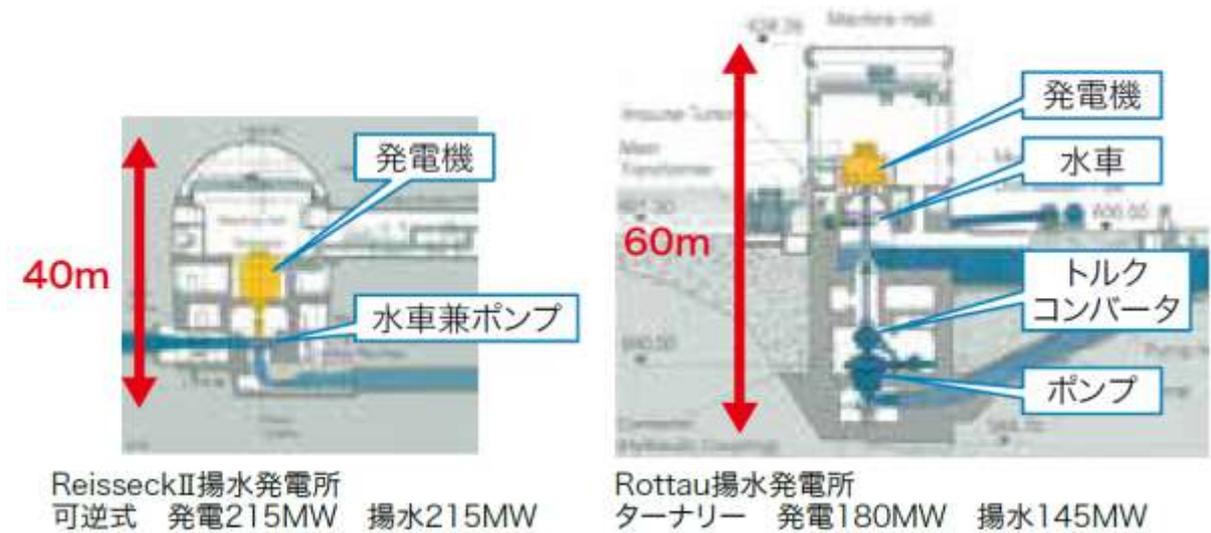
前述のように定速機は揚水時の動力を調整できないが、Reisseck II 揚水発電所を増設したことにより、ターナリー式で HSC 運用を行う調整能力に優れた Rottau 揚水発電所で利用可能な水量が増加したため、発電所群全体で調整能力が向上した。

図 13 Malta 発電所群



出所 HYDRO2017 会議資料

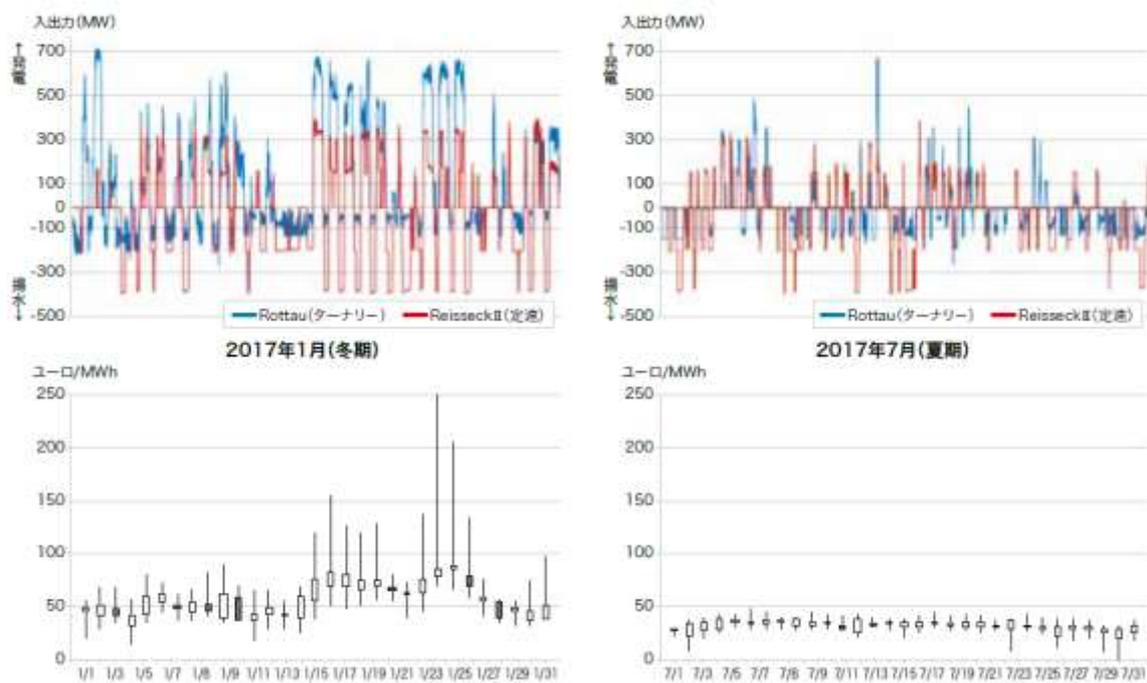
図 14 Risseck 揚水発電所（可逆式）と Rotttau 揚水発電所（ターナリー式）の断面図



出所 Verbund 社提供資料をもとに作成

Malta 発電所群は、それぞれの発電所の特徴を組み合わせることで卸電力市場と需給調整市場へ参加しているが、夏期と冬期では運用が大きく異なる。夏期は太陽光の発電量が増加するため、冬期に比べて卸電力価格のボラティリティが小さくなる。したがって、夏期には需給調整市場での取引がメインとなり、冬期には卸電力市場での取引がメインとなる（図 15）。

図 15 Malta 発電所群の 1 ヶ月間の運転パターンと卸電力価格（冬期、夏期）



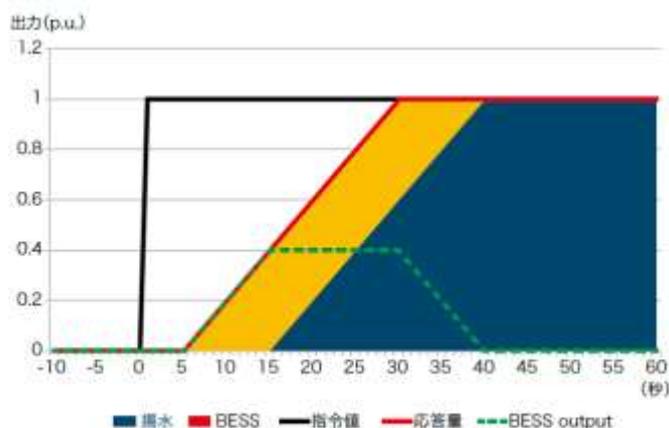
出所 HYDRO2017 会議資料をもとに作成

3.4 揚水発電と蓄電池のハイブリッド運用

揚水発電と同じく電力貯蔵の役割を担う蓄電池は、揚水発電と比較して容量は小さいが応答速度が速いため、一次調整力の提供に適している。ドイツの Tanzmühle 揚水発電所(設備容量31MW、ターナリー式1ユニット)では、2018年から発電所の敷地内に蓄電池(容量13MW/12.5MWh)を併設し、揚水発電と組み合わせた実証試験が行われている。

需給調整市場において、一次調整力として落札された場合、常に当該の ΔkW を提供できる状態を整えておく必要がある。蓄電池単体では調整力として入札できる容量は限られるが、併設の揚水発電の電力を利用して蓄電池の充放電を行えば、提供可能な容量を増加させることができ、また系統を介さないため託送料金の支払いも不要となる。さらに、一次調整力の提供において、蓄電池の出力が先行した後、これに揚水発電の出力が追従することで、シームレスにトータルで大きな ΔkW を提供することができる(図16)。

図16 揚水発電と蓄電池を組み合わせた出力例



出所 HYDRO2017 会議資料

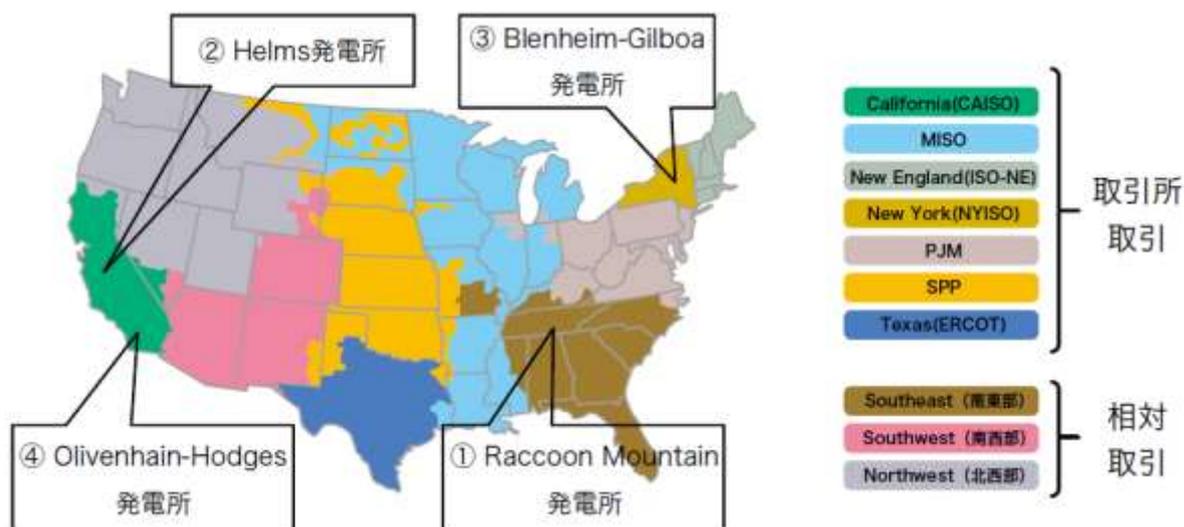
4 米国における揚水発電ビジネスの動向

米国では、1960年代から1980年代にかけて数多くの揚水発電所が建設され、その設備容量は約23GWと、中国、日本に続いて世界第3位である。また、電力自由化が早くから進められているものの、卸電力取引の形態は地域ごとに異なり、州ごとの政策の違いによって太陽光や風力の変動型再エネの導入状況も一様ではない。このように、地域ごとに揚水発電のビジネス環境が異なる米国に着目して、その運用状況を紹介する。

4.1 卸電力取引の形態と揚水発電の運用

米国における卸電力取引の形態は、独立系統運用者（ISO）が運用する組織化された電力取引所での取引と事業者間の相対取引に大別され、地域ごとに異なっている（図17）。以下では、図17に示す4カ所の揚水発電所を取り上げ、卸電力取引の形態と運用状況を概説する。

図17 米国の地域ごとの卸電力取引の形態



出所 FERC, “Electric Power Markets : National Overview”

4.1.1 相対取引 Raccoon Mountain 揚水発電所

Raccoon Mountain 揚水発電所は、設備容量1,652MW（4ユニット）、1978年に運開したテネシー州に位置する発電所である。同発電所の所有者は、連邦営のテネシー川流域開発公社（TVA）であり、同社は水力・火力・原子力の電源設備のほか送電設備も所有運営する垂直統合型の電気事業者である。TVAは、相対取引をベースとする南東部市場に属しており、卸電力は基本的に管内の配電・小売事業者へ卸電力売買契約（PPA）のもと売電され、その価格は規制料金となっている。また、隣接するPJMやMISOの市場に属する電気事業者へ売電することで、間接的に取引所取引へ参加することもできる。ただし、需給調整や電圧調整などのアンシラリーサービスについては、他社と取引を行っておらず、自社の系統運用にのみ活用されている。

Raccoon Mountain 揚水発電所の運転は、給電指令所が行う経済負荷配分によって行われ、主に

昼間帯のピーク需要時に供給力を提供している。揚水原資は、自社の原子力の夜間余剰電力や隣接する PJM や MISO からの安価な電力である。また、給電指令所の指令に応じて周波数調整や電圧調整（無効電力調整、調相運転）のアンシラリーサービスを提供している。

4.1.2 取引所取引 Helms 揚水発電所

Helms 揚水発電所は、設備容量 1,212MW（3 ユニット）、1984 年に運開したカリフォルニア州に位置する発電所である。同発電所の所有者は、私営電力の PG&E 社であり、同社は発電、送配電、小売の事業を行っている。PG&E 社が属する CAISO では、卸電力取引において全量の市場供出が定められており、同社の発電電力と PPA で調達した電力はすべて卸電力取引所に入札される。したがって、すべての電源は一部の固定費をのぞいて、市場の卸電力取引を通じて回収する必要があり、揚水原資も卸電力取引所から調達する必要がある。

揚水発電所の運用は、電力需要が少なく卸電力価格が低い時間帯に取引所から電力を調達して揚水原資とし、電力需要が多く卸電力価格が高い時間帯に発電して取引所に電力を供出することで、その価格差から利益を得る裁定取引が基本となる。また、周波数調整や緊急時の予備力をアンシラリーサービスとして取引所に提供しており、Helms 揚水発電所の収益は、裁定取引によるものが約 70%、アンシラリーサービス提供によるものが約 30%である。

4.1.3 取引所取引 Blenheim-Gilboa 揚水発電所

Blenheim-Gilboa 揚水発電所は、設備容量 1,160MW（4 ユニット）、1973 年に運開したニューヨーク州に位置する発電所である。同発電所の所有者は、州営のニューヨーク電力公社（NYPA）であり、同社は水力を主力とした発電設備と送電設備を所有している。NYPA が属する NYISO では、卸電力取引において市場供出の義務がないため、発電した電力は基本的に大口需要家等へ直接売電され、これに過不足となる発電電力が取引所で取引されている。

揚水発電所の運用は、需給調整がメインとなるため、NYISO の取引所にアンシラリーサービスとして、周波数調整や緊急時の予備力を供出している。電圧調整やブラックスタートのアンシラリーサービスは、市場での取引が整備されていないため、相対契約となっている。

4.1.4 取引所管内での相対取引 Olivenhain-Hodges 揚水発電所

Olivenhain-Hodges 揚水発電所は、設備容量 40MW（2 ユニット）、2012 年に運開したカリフォルニア州に位置する発電所である。小規模であるが、米国では最も新しい揚水発電所であり、公営のサンディエゴ郡水道局（SDCWA : San Diego County Water Authority）が所有している。この揚水発電所の上部貯水池は、緊急時の水道用水供給用として重要な役割を担っており、揚水発電は水道運用に影響を与えない範囲での運用が求められている。

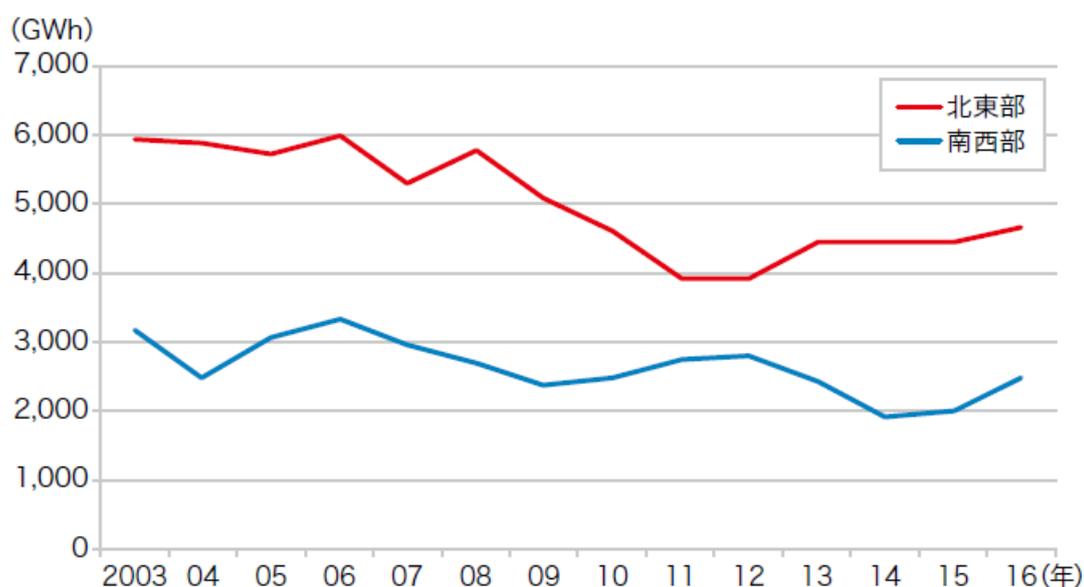
Olivenhain-Hodges 揚水発電所は CAISO 管内に位置するが、SDCWA は取引所で直接取引せず、同発電所の所在地を供給エリアとする私営電力 SDG&E 社と 25 年間の PPA 契約を締結している。発電所の運用は、SDCWA が水道運用を考慮して作成した発電・揚水の運転計画を前日の午前 6 時までに SDG&E 社に提出し、SDG&E 社がこの計画に基づいて CAISO の取引所に入札している。また、PPA 契約において、リアルタイム市場とアンシラリーサービスへの入札は認められておら

ず、発電・揚水の運転はそれぞれ1日2回までに制限されている。この運用制約はSDG&E社にとって、揚水発電の調整力を生かしきれない不利な契約のように思えるが、長期収益の予見が難しい電力市場において、設備投資によらず（アセットレス）に供給力を得られているため、PPA契約にはメリットもある。

4.2 変動型再エネの導入状況と揚水発電の運用

前述のように卸電力取引所がある地域においては、揚水発電所は裁定取引で収益を得ることが基本となる。米国では、取引所が位置する地域の電源構成や変動型再エネの導入状況によって、揚水発電の運用や収益に大きな違いがみられる。特に、米国北東部（NYISOやPJM）は米国南西部（CAISO）に比べて揚水発電所の発電電力量の減少が顕著であり（図18）、以下ではNYISOとCAISOに着目して揚水発電ビジネスの動向を概説する。

図18 米国の北東部と南西部における揚水発電所の発電電力量の推移

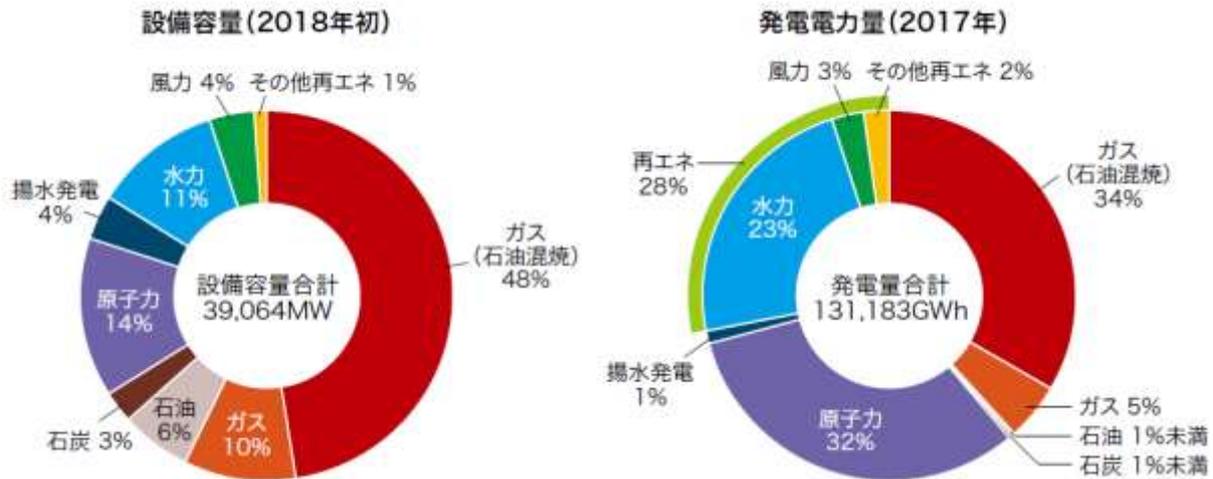


出所 “2018 Hydro Power Market Report”

4.2.1 NYISO 管内における揚水ビジネス

NYISO 管内では、2000年以降、ガス火力の設備容量が増加した一方で、石炭火力の廃止が進んでおり、原子力と水力によるベースロード電源をガス火力による調整力が支える電源構成となっている（図19）。

図 19 NYISO 管内の電源構成

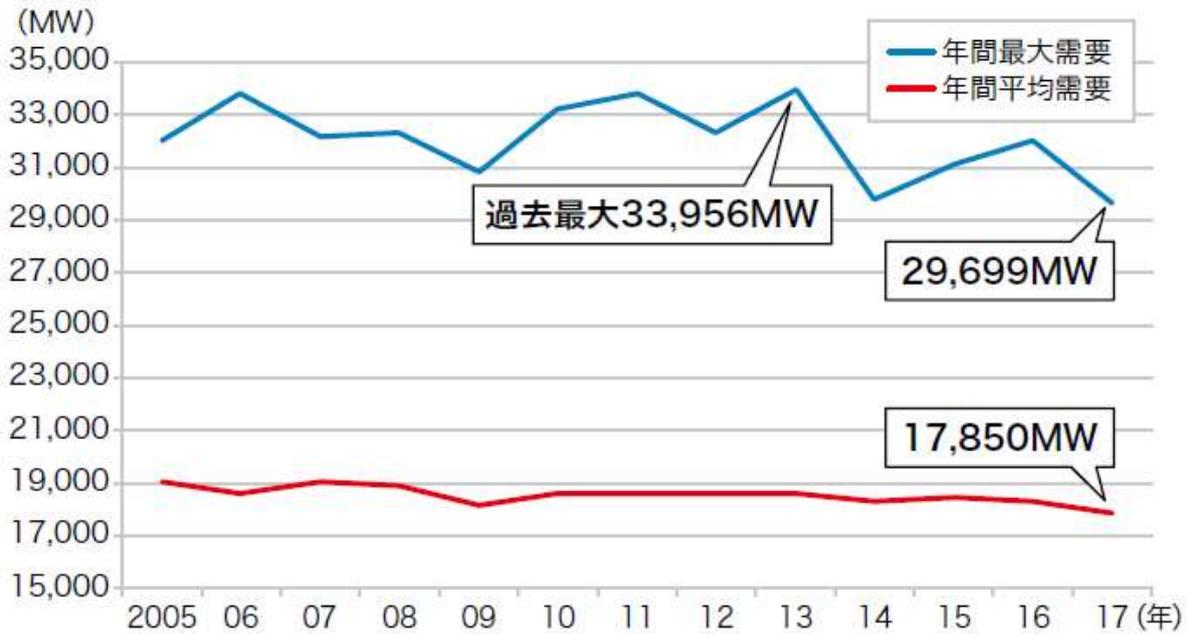


出所 NYISO, “2018 POWER TREND”

需要側に目を向けると、ニューヨーク州は全米の中でも産業用の電力消費が少なく商業用の電力消費が多い地域であり、需要のピークは夏期の昼間帯に冷房需要で発生することが多いが、近年では年間平均需要とピーク需要ともに減少傾向にある（図 20）。これは、省エネに加え需要家側への太陽光発電の導入の進展によるものである。ニューヨーク州ではネットメーリング制度等の支援策により、需要家側太陽光の導入量は着実に増加している（図 21）。太陽光発電は、日射量が多い夏の昼間帯に出力が増加し、これは冷房需要とマッチするため、需要家側太陽光の設備容量の増加は電力需要の減少に寄与する。このような昼間帯のピーク需要の減少は卸電力価格のボラティリティを低下させ、夜間帯に揚水して昼間帯に発電する揚水発電の収益性を低下させている。一般的に変動型再エネが増加すると、揚水発電などの調整電源のニーズが高まるとされているが、発電電力量ベースで変動型再エネが占める割合はまだ 5%程度であり、変動型再エネが電力系統に与える影響はわずかである（図 19）。さらに取引所でアンシラリーサービスとして調達される予備力は、最大需要にもとづいて、その調達量が定められているため、変動型再エネが増加しても調達量が増加するわけではない。加えてガス火力や蓄電池、デマンドレスポンスなど予備力を供給する競合相手が増加しており、予備力の提供においても揚水発電のビジネス環境は厳しい状況にある。こうした状況のなか、前述の Blenheim-Gilboa 揚水発電所の収支は、近年、赤字が継続している。

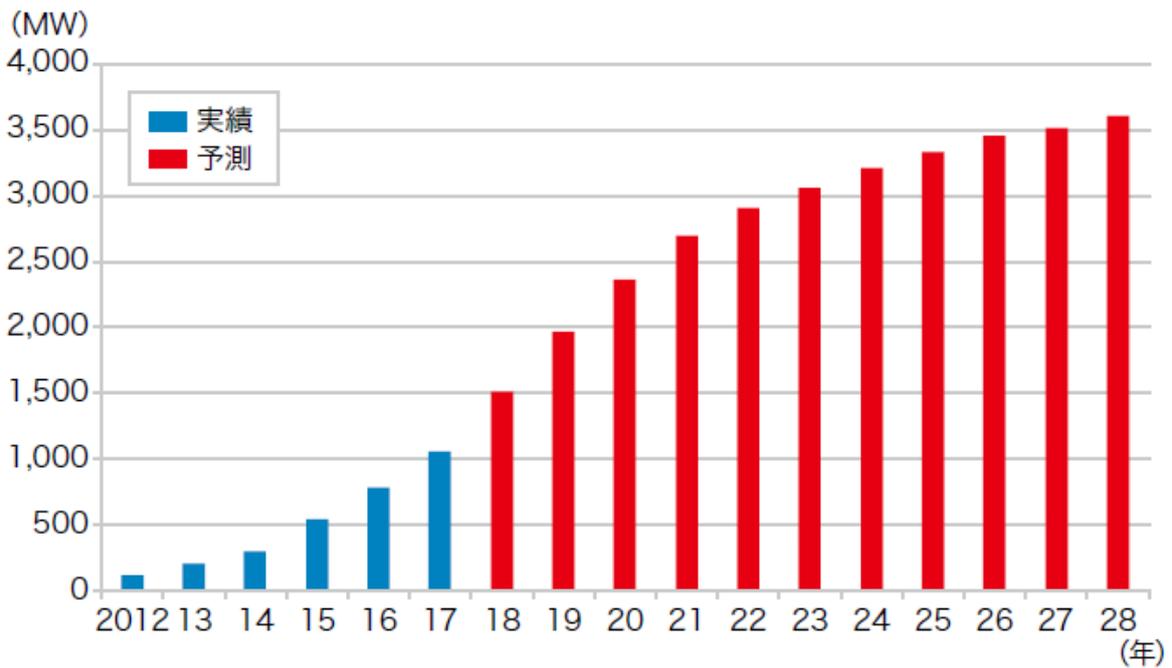
ニューヨーク州では、再生可能エネルギー利用基準（RPS）を 2030 年に 50%とする目標を掲げており、今後、風力を中心に変動型再エネの増加が見込まれるため、揚水発電のビジネス動向がどのように変化していくか注目される。

図 20 NYISO 管内の電力需要の推移



出所 NYISO, “2018 POWER TREND”

図 21 NYISO 管内の需要家側太陽光の導入推移（実績と予測）

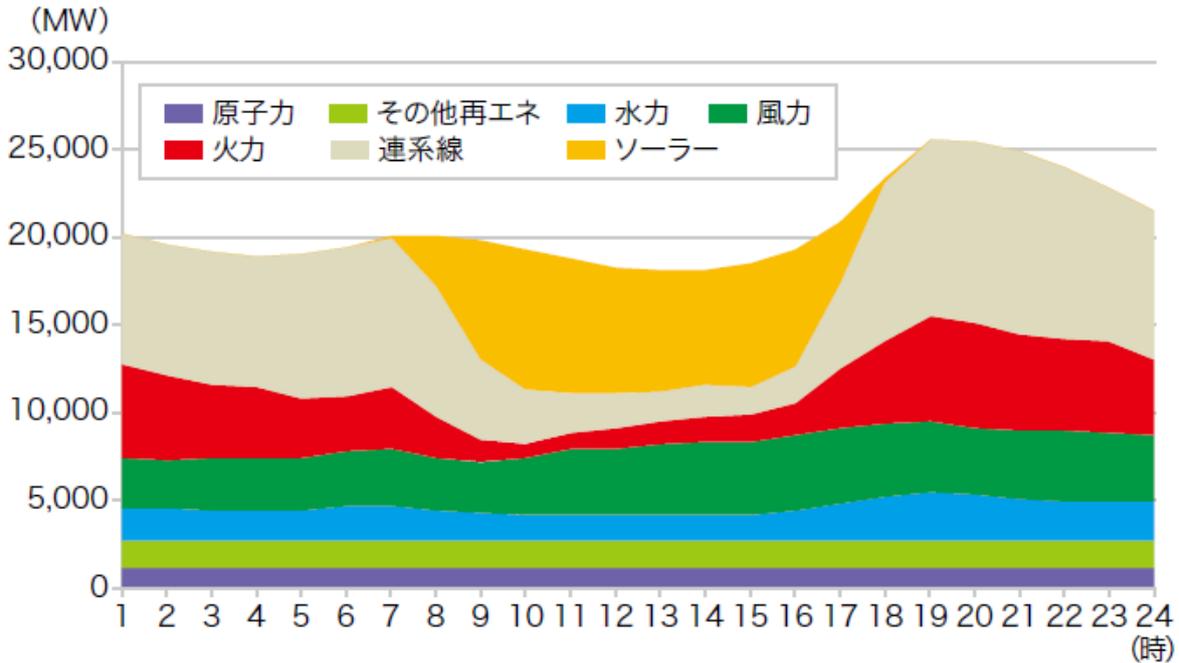


出所 NYISO, “2018 POWER TREND”

4.2.2 CAISO 管内における揚水ビジネス

CAISO 管内では、2012 年頃から太陽光発電の導入が急速に進み、2018 年現在、電気事業者が運用する大規模な太陽光発電設備の容量は約 12GW、管内の総発電設備容量の約 17%を占めている。加えて、ネットメーティング等の支援策により家庭用太陽光の導入量は約 6GW にのぼる。これにより昼間帯には家庭用太陽光の発電により需要が低下する、いわゆるダックカーブ現象が進行しており、電気事業者の太陽光発電電力が需要の 4 割近くを占めることもある（図 22）。

図 22 CAISO 管内の日負荷曲線（2018 年 2 月 18 日）

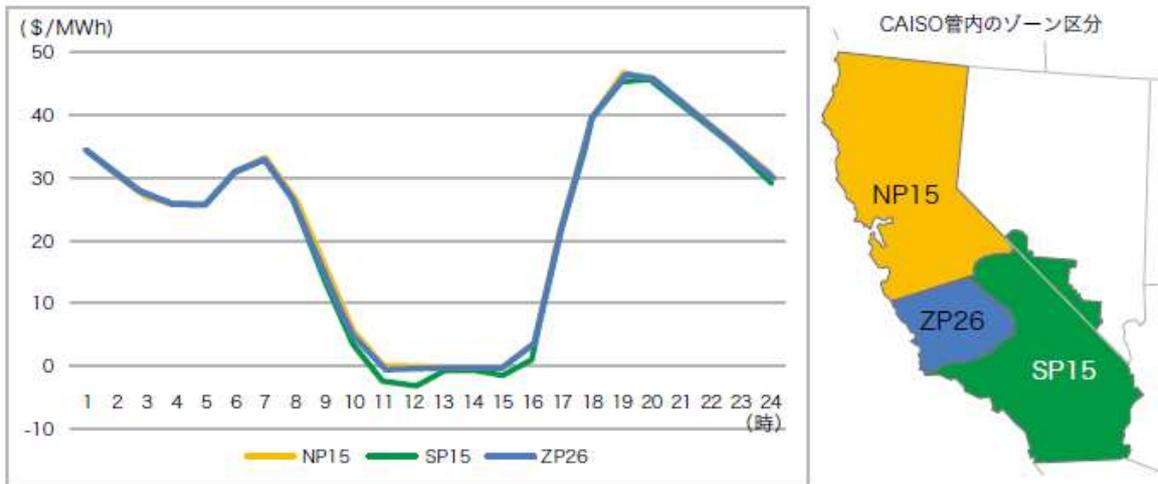


注 ソーラーに需要家側太陽光は含まない（需要家側太陽光の発電分は需要の減少）。

出所 CAISO ホームページ

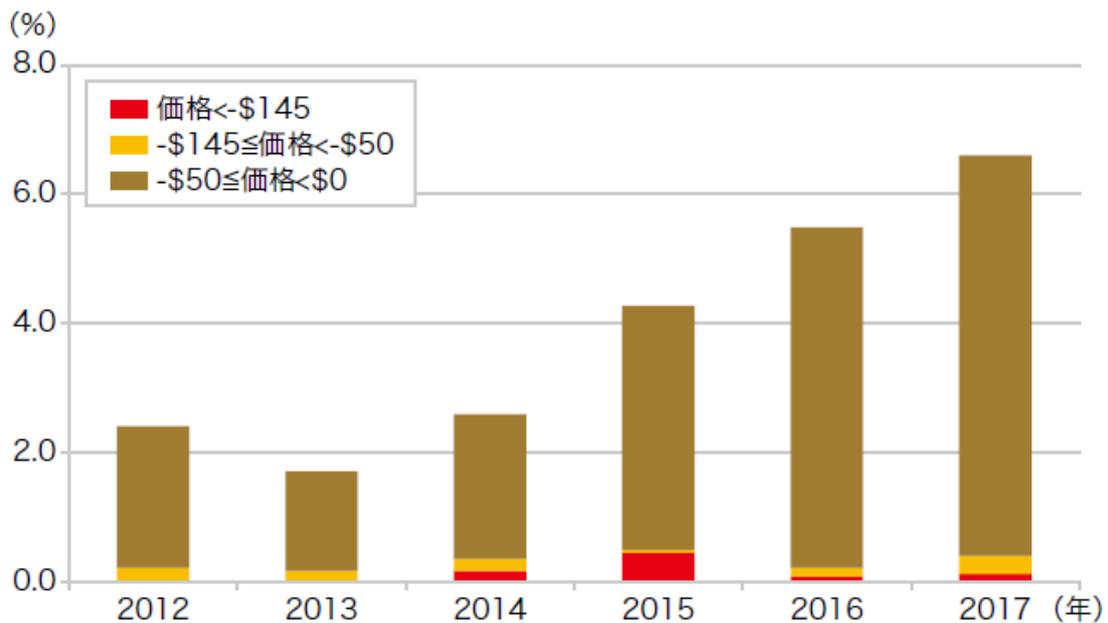
米国では、太陽光や風力の変動型再エネは、発電税額控除（PTC）や再エネ証書（REC）の対象であり、これらは発電電力量に応じてインセンティブを得られる仕組みであるため、卸電力価格が低い場合でも全量約定される。したがって、太陽光の発電電力が増加する昼間帯には卸電力価格が著しく低下し、ネガティブプライスが発生することもあり（図 23）、その頻度は年々増加している（図 24）。ネガティブプライスは、電力の余剰を示すものであり、変動型再エネの抑制や電力貯蔵が求められることになる。揚水発電にとって、ネガティブプライスは揚水運転を行うことで利益が得られる状況であるが、カリフォルニア公益事業委員会（CPUC）は対価を支払ってでも発電するという構造自体がいびつであると認識しており、改善に向けて検討を進めている。

図 23 CAISO 管内の卸電力市場価格 (2018 年 2 月 18 日)



出所 CAISO OASIS (Open Access Same-time Information System)

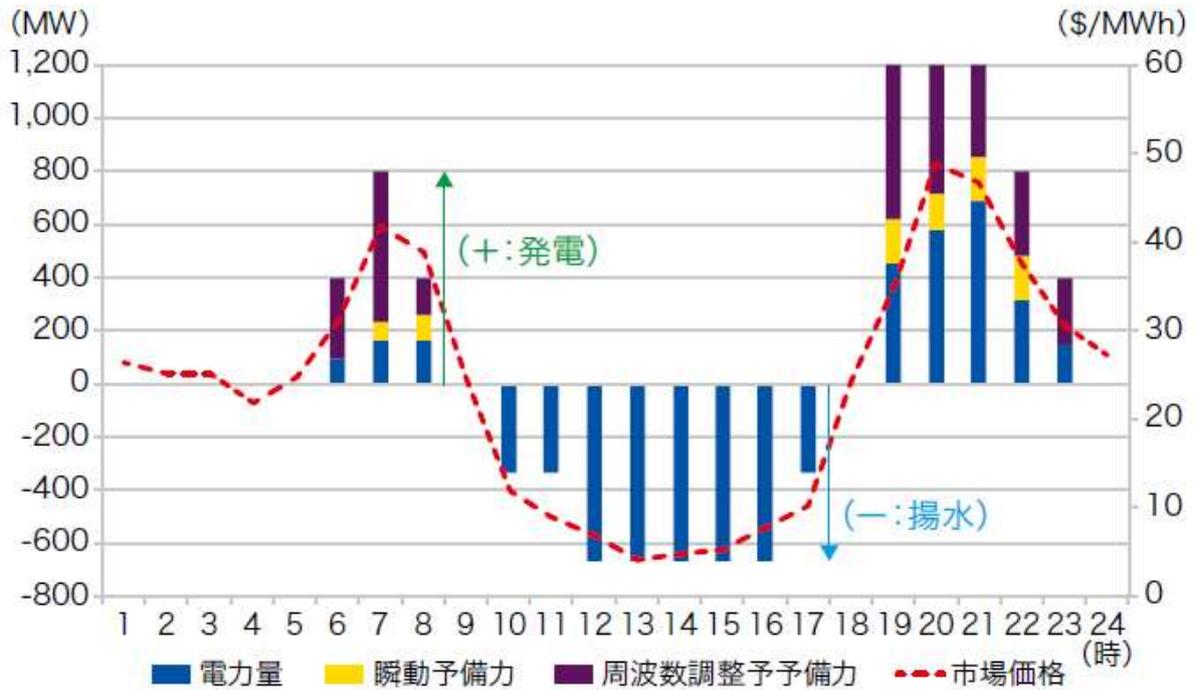
図 24 CAISO でのネガティブプライスの発生頻度の推移



出所 CAISO, “2017 Annual Report on Market Issues & Performance”

前述の Helms 揚水発電所は、発電電力と揚水原資をすべて卸電力市場で取引しており、卸電力価格の変動に応じて、卸電力価格が低下する昼間帯に揚水運転、卸電力価格が上昇する朝夕のピーク時間帯に発電するパターンで運用されている (図 25)。また、このほかに発電時のアンシラリーサービスとして周波数調整予備力や瞬動予備力を市場に提供している。

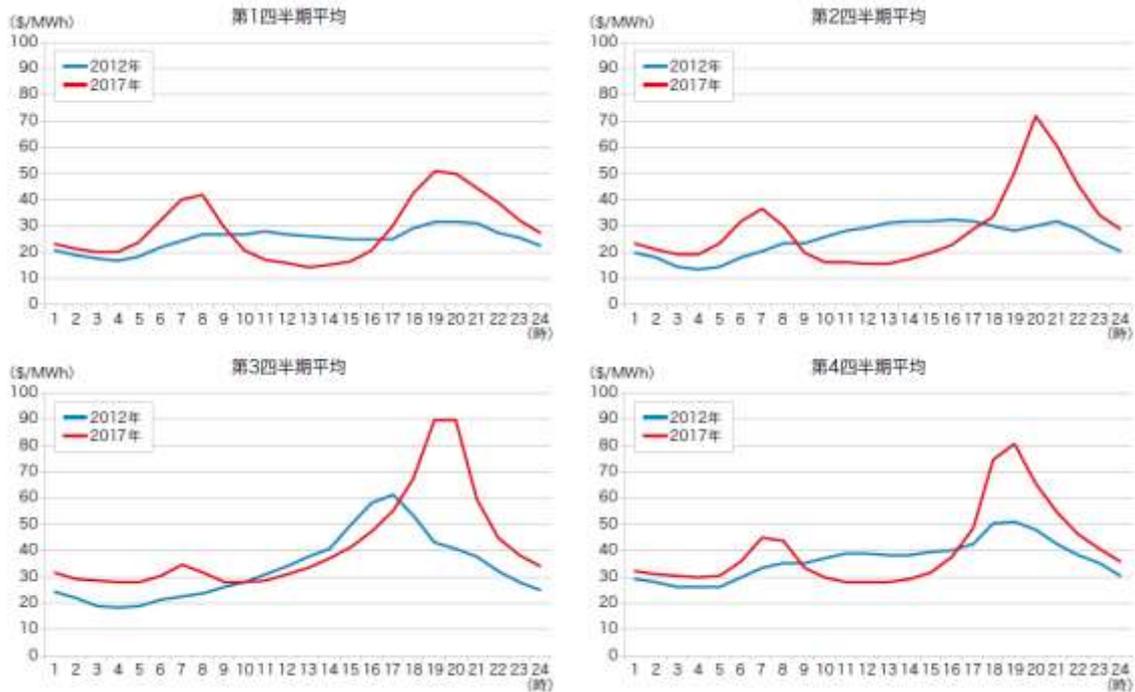
図 25 Helms 揚水発電所の運転パターン



出所 PG&E 社提供資料

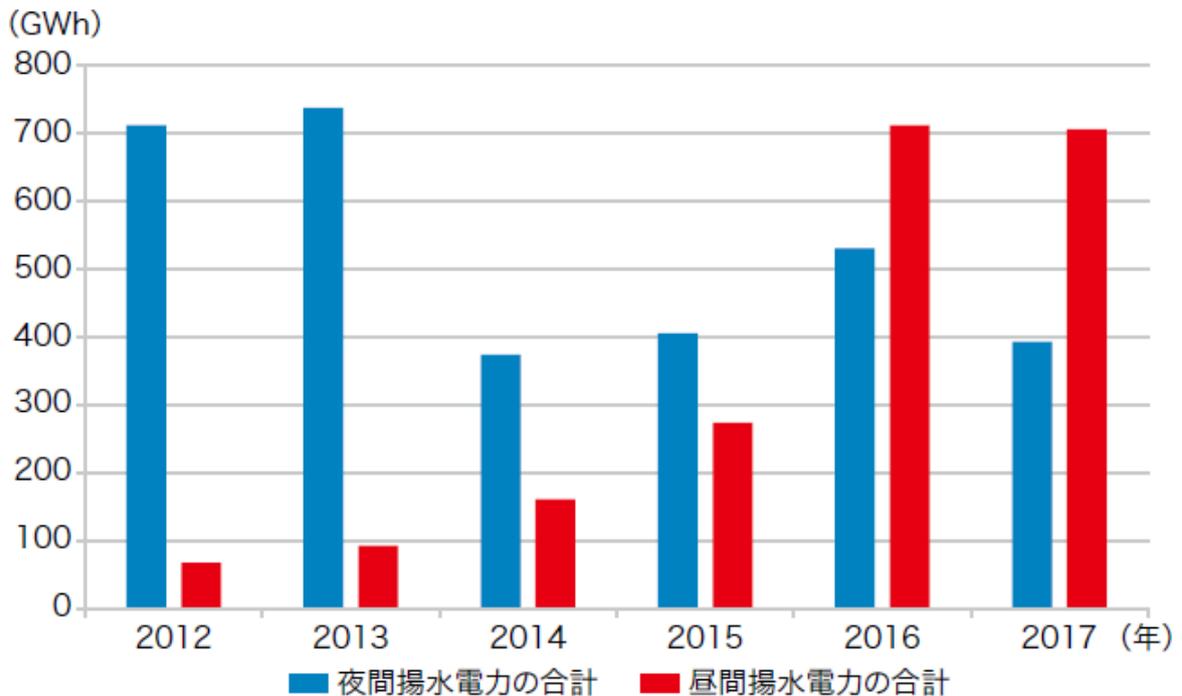
前述のように CAISO 管内ではダックカーブ現象が進み、従来では需要が少なく日射量が多い春期のみが発生していたが、現在では年間を通じて見られるようになり（図 26）、昼間帯に揚水運転を行う運転パターンが常態化している。Helms 発電所の昼間帯の揚水運転は、2012 年から 2017 年にかけて約 10 倍に増加している（図 27）。ピーク時間帯の卸電力価格は上昇傾向にあり、昼間帯とピーク時間帯の卸電力価格差が大きくなっているため（図 26）、揚水発電の裁定取引による収益性が向上し、揚水発電の運転機会が増加したものと考えられる。

図 26 CAISO 管内の卸電力市場価格（2012 年と 2017 年の比較）



出所 CAISO, “Report on Market Issues & Performance” をもとに作成

図 27 Helms 揚水発電所の夜間帯と昼間帯の揚水量の推移

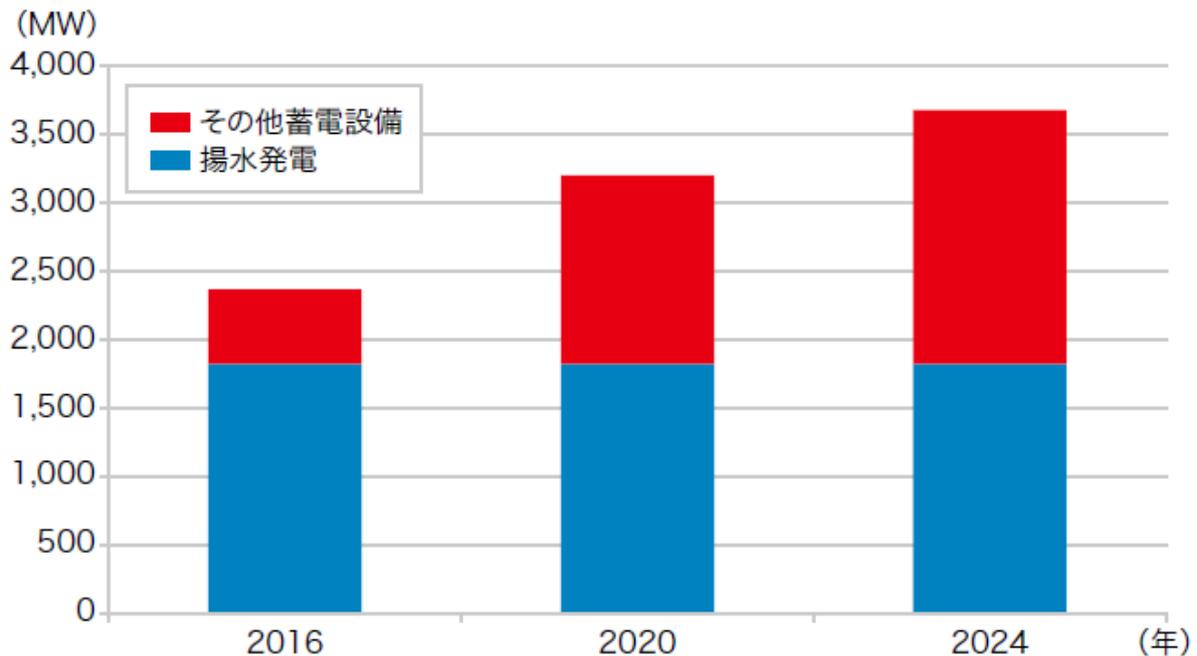


出所 PG&E 社提供資料

前述のように CAISO 管内では変動型再エネの大量導入に際し、電力貯蔵のニーズが顕在化しているが、カリフォルニア州で揚水発電所を新規開発する動きはみられない。一方で 2013 年に施行

された州法（AB2514）と 2016 年に施行された州法（AB2868）のもと、電力貯蔵技術として蓄電池の導入が進められている。AB2514 は、州内の三大私営電力（PG&E 社、SCE 社、SDG&E 社）に 2020 年までに合計 1,325MW の電力貯蔵設備の調達を義務付け、AB2868 では合計 500MW の分散型蓄電設備の調達を追加で義務付けている。AB2514 では電力貯蔵設備として蓄電池やフライホイールのほか揚水発電も対象としているが、新技術の導入を促進する施策であるとして、大型の揚水発電（50MW 超）は対象外となっている。これらの州法により、三大私営電力は 2016 年までに約 500MW の蓄電設備を導入しており、2024 年には揚水発電設備と同程度の 1,700MW まで増加させる見込みである（図 28）。

図 28 カリフォルニア州の三大私営電力の電力貯蔵設備の推移



出所 CPUC 提供資料をもとに作成

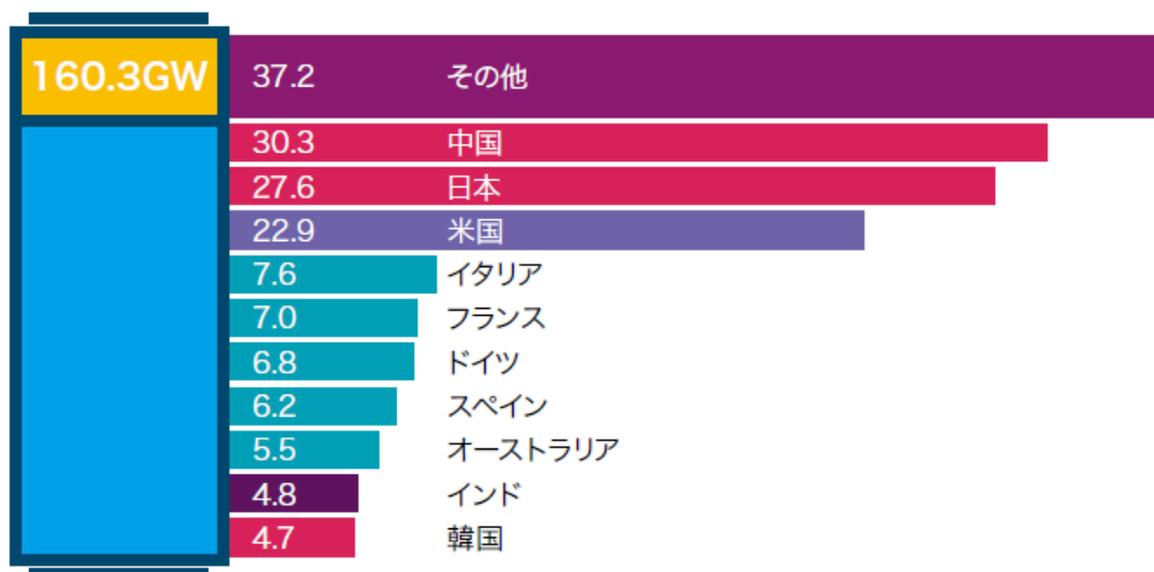
蓄電池は出力調整に優れているため、周波数調整予備力などのアンシラリーサービスも提供している。CAISO 管内では、周波数調整予備力の確保容量が 400MW 程度であり、すでに蓄電池だけで必要な予備力を満たしていることになる。また、CAISO の容量メカニズム (Resource Adequacy) では、ダックカーブで問題となる夕方のピーク需要を賄う要件として、出力連続可能時間を 4 時間に定めており、CAISO 管内の大型蓄電池はこの要件も満たすものが多い。さらに、CAISO では蓄電池の充電に用いる電力には託送料金を課していない一方、揚水発電の揚水に用いる電力には託送料金が課されている。

以上のように CAISO 管内では、変動型再エネの大量導入に伴い、揚水発電にとって収益を得やすい状況ではあるが、同様の役割を果たす蓄電池に有利な制度もあるため今後競争は厳しくなると見込まれ、その動向が注視される。

5 揚水開発の動向

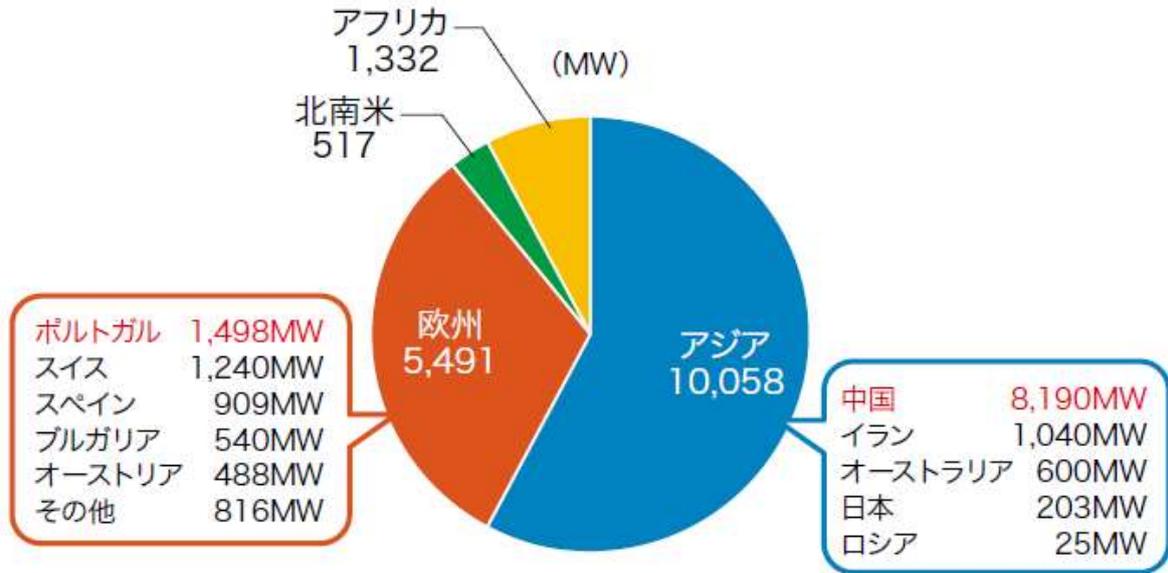
2018年現在、世界では約160GWの揚水発電所が運用されている。その内訳は中国、日本、米国で約半数を占め、これに欧州各国が続いている(図29)。これらの多くは、電力自由化が進められる以前に建設されたものであり、そのコンセプトは、夜間の低需要時間帯に原子力や石炭火力などのベースロード電源の余剰電力を利用して揚水し、昼間のピーク時間帯に発電するものである。近年では、変動型再エネの導入が進み、その出力変動を吸収するための揚水活用の機会が増加しているが、自由化された電力市場においては、卸電力市場における裁定取引や需給調整市場における調整力提供だけでは長期的な収益確保の見通しを立てることが困難であり、多大な建設コストや時間を要する揚水発電の新規開発には厳しい情勢である。このようななか、世界では至近5年間(2014~2018年)で約17GWの揚水発電所が運転開始しており、アジアと欧州での開発が大半を占めている(図30)。アジアでは、中国での開発が最も多く、これは国家開発計画に基づいて進められた結果であり、中国はさらに2025年までに揚水発電の設備容量を100GWへ増加させる計画である。欧州では、ポルトガルがエネルギー自給率の向上を目的として2007年に水力発電ダム国家プログラム(PNBEPH)を定め、2020年までに水力の設備容量を5GWから7GWへ増加させる目標が掲げられ、また同国では変動型再エネである風力の導入が進んでいることから、電力貯蔵と調整力としての期待を背景に揚水発電の開発が進められた。以下では、電力市場の自由化が早くから進められた欧米において、至近で最も多くの揚水発電が開発されたポルトガルに着目して、市場設計等をふまえた開発の経緯を概説する。

図29 世界の揚水発電設備容量(2018年)



出所 iha データ

図 30 至近 5 年間の揚水発電の開発容量 (2014~2018 年)



出所 iha データをもとに作成

欧州では 1996 年の第一次 EU 電力指令を皮切りに自由化が進められ、ポルトガルの電気事業でも民営化、発送電分離、電力市場整備が順次実施された。従前は垂直統合型の国営電力会社 EDP が電気事業を担っていたが、1994 年に送電部門を分離して送電事業者 REN が設立され、2000 年には所有権分離によって REN は独立の系統運用機関となった。また、ポルトガル政府は 1997 年から EDP の株式売却を進め 2013 年に民営化が完了した。2007 年には隣国スペインとの共通の卸電力市場 MIBEL のほか、REN が運用する需給調整市場も設立された。このような電力自由化の流れのなか、ポルトガルでは従来電源の投資回収を支援する制度も合わせて導入された (図 31)。

まず、1995 年にエネルギー購入契約 (CAE) とよばれる PPA 制度が施行され、EDP と REN の間ですべての既存電源 (水力および火力、建設中を含む) を対象にライセンス満期までの長期買取契約が結ばれた。しかし、2003 年の第二次 EU 電力指令を受け、小売全面自由化に向けて CAE の廃止が求められ、2004 年に CAE の代替となる補償制度として契約バランス維持コスト (CMCE) とよばれる制度の導入が決定された。CMCE は、CAE の契約価格に対して卸電力市場価格が下回る場合、その差額を補填する制度であり、卸電力市場 MIBEL が創設された 2007 年から CAE に代わり施行されている。CAE と CMCE は電力自由化の過渡期における投資回収の支援制度であり、これらの対象は 2000 年以前に開発された電源である。

一方、自由化後の供給力を確保するため、容量支払制度 (Capacity payment) の導入が市場創設と同年の 2007 年に決定した。Capacity payment は、調整力インセンティブと投資インセンティブに分けられており、調整力インセンティブは既存電源のなかから系統運用機関 REN が必要な調整力を確保する仕組み、投資インセンティブはエネルギー政策をふまえた長期的な供給力を確保するための仕組みである (図 32)。まず 2010 年の施行では、調整力インセンティブは系統運用機関 REN との相対契約、投資インセンティブは新規開発案件のほか過去 10 年以内 (2001 年以降) に運開した 50MW 以上の従来電源 (水力、火力) を対象として、一律の固定金額が 10 年間支払われる内容で定められた。その後、ポルトガル政府は 2011 年に財政危機に陥ったため、経済改革の一環で

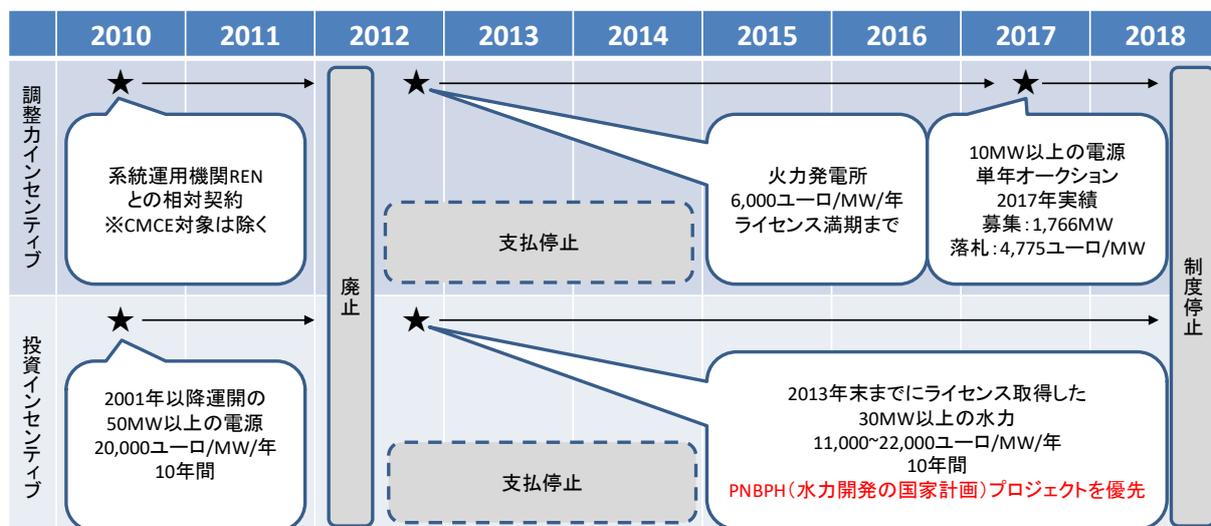
2012年5月に Capacity payment を一旦廃止したが、同年8月に規模を縮小して再開することを決定した。その調整力インセンティブは運転頻度が低い火力のメンテナンスを担保するもの、投資インセンティブは 2013 年末までにライセンス取得した水力を対象として設備ごとに固定金額が支払われる内容であった（図 33）。これは 2007 年に定められた PNBEPH をふまえて、水力を優先的に開発するためのものである。なお、財政回復を目的として 2012～2014 年の間は Capacity payment の支払いが停止された。また、2017 年には調整力インセンティブを単年ごとにオークションで募集する方式へ変更され、2018 年には系統運用機関 REN の分析にもとづいて供給力が十分であると判断されたため、以降 Capacity payment による支払いは調整力インセンティブと投資インセンティブともに過去に適用されたものを含め停止しており再開は未定となっている。

図 31 ポルトガルの電力自由化と投資支援制度

年	自由化の流れ	投資支援制度
～1994	国営EDPによる垂直統合経営	
1994	送電会社 (REN) 設立	
1995		CAE (PPA制度) 施行
1996	第一次EU電力指令	
1997	EDP株式上場	
2000	RENが系統運用機関として独立	
2003	第二次EU電力指令	
2004		CAE廃止、 CMCE (補償制度) 導入決定
2007	卸電力市場、需給調整市場設立	CMCE施行、 Capacity payment導入決定
2010		Capacity payment施行
2012		Capacity payment一旦廃止 および減額にて再開 (2012～2014年は支払停止)
2013	政府によるEDP株式売却完了	
2017		Capacity payment変更
2018		Capacity payment停止

出所 各ホームページをもとに作成

図 32 Capacity payment の概要



出所 各ホームページをもとに作成

図 33 Capacity payment (2012 年) の投資インセンティブの概要

電源種別	発電所	容量	金額(MW/年)	運転年	事業者	備考
混合揚水式	Baixo Sabor	190MW	22,000ユーロ	2016	EDP	
貯水池式	Ribeiradio	147MW	22,000ユーロ	2015	EDP	
混合揚水式	Foz Tua	270MW	13,000ユーロ	2017	EDP	
混合揚水式	Girabolhos	360MW	13,000ユーロ	建設取止め ^{※1}	Endesa	
	Bogueira	360MW	13,000ユーロ	建設取止め ^{※1}	Endesa	
貯水池式	Alto Tâmega	160MW	11,000ユーロ	2023予定	Iberdrola	
混合揚水式	Gouvães	880MW	11,000ユーロ	2021予定	Iberdrola	
貯水池式	Daivões	118MW	11,000ユーロ	2021予定	Iberdrola	
混合揚水式	Fridão	256MW	11,000ユーロ	建設取止め ^{※2}	EDP	
混合揚水式	Alvito	136MW	11,000ユーロ	建設取止め ^{※1}	EDP	
混合揚水式	Alqueva II	256MW	11,000ユーロ	2012	EDP	増設
混合揚水式	Fradès II	780MW	11,000ユーロ	2017	EDP	増設
混合揚水式	Salamonde II	224MW	11,000ユーロ	2015	EDP	増設

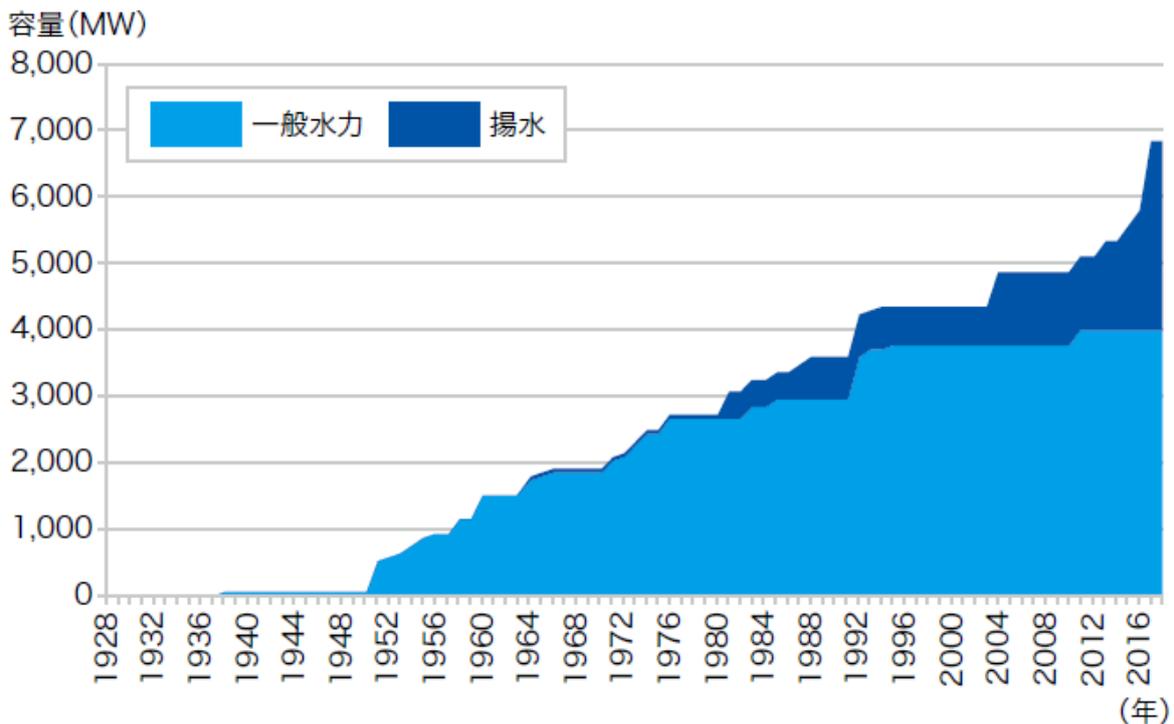
※1 環境評価プロセスに基づき 2016 年 4 月に建設取止め。

※2 環境評価プロセスに基づき 2019 年 4 月に建設取止め。

出所 2012 年条例 251 号をもとに作成

ポルトガルの揚水発電の設備容量は、2018 年現在、国内の水力設備容量の約 40%を占めるが、近年では一般水力と比較して揚水発電の設備容量の増加が顕著であり、特に至近 5 年間で倍増している（図 34、図 35）。前述の PNBEPH のもと、Capacity payment の投資インセンティブの補助もあり、開発が促進されたためである。また、開発された揚水発電所は混合揚水発電所であり、貯水池式の一般水力としての側面を持つことから、揚水ロスや裁定取引をシビアに考慮した長期的な投資回収見込みを立てる必要がなく、また既設の揚水発電所への増設プロジェクトが多く建設コストを低減できたことも開発の後押しになったと考えられる。

図 34 ポルトガルの水力開発の推移



出所 REN データをもとに作成

図 35 ポルトガルの揚水発電所一覧（建設中含む）

発電所	容量 [MW]	運転年	事業者	備考
Alto Rabagão	68	1964	EDP	
Vilarinho das Furnas	125	1972	EDP	
Aguieira	336	1981	EDP	
Torrão	140	1988	EDP	
Alqueva I	260	2003	EDP	
Frades I (Venda Nova II)	192	2005	EDP	増設
Alqueva II	256	2012	EDP	増設 ^{※1}
Salamonde II	224	2015	EDP	増設 ^{※1}
Baixo Sabor (Feiticeiro 含)	190	2016	EDP	※1, ※2
Foz Tua	270	2017	EDP	※1, ※2
Frades II (Venda Nova III)	780	2017	EDP	増設 ^{※1}
Gouvães	880	2021 予定	Iberdrola	※1

※1 Capacity payment の投資インセンティブ対象。

※2 2020 年末までに Engie へ売却予定。

出所 各ホームページをもとに作成

6 日本における変動型再生可能エネルギーと揚水の役割

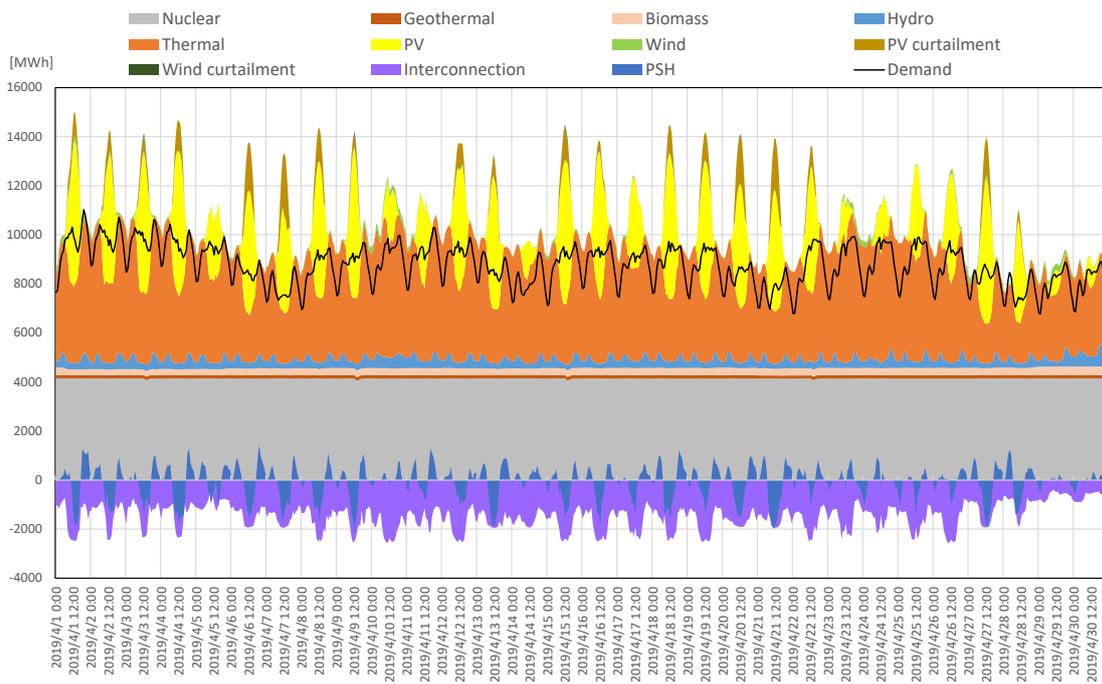
日本では2012年に再生可能エネルギーの固定価格買取制度が開始されて以降、太陽光の開発が急速に進んだ。日本列島南端に位置する九州の系統は太陽光導入により多大な影響を受けた。IEAの定義（IEA 2018）によれば、九州は接続容量制限を伴う変動型再生可能エネルギー拡大のフェーズ3（変動型再生可能エネルギーの発電量により系統運用のパターンを決定）にある。変動型再生可能エネルギーが過大に生じた場合に、需給バランスを保つために日本の全ての系統運用者はいわゆる「優先給電ルール」（2016）を導入した。優先給電ルールでは需給をバランスさせるためにどこの発電所を発電停止あるいは出力抑制とするかを定める。この規則は以下の手順による。

- (1) 化石燃料発電（石炭、石油、ガス）の出力抑制と揚水発電所の揚水開始により変動型再生可能エネルギーの余剰発電量を吸収する
- (2) 他の地域（系統）との系統接続により変動型再生可能エネルギーの余剰発電量を送電する
- (3) バイオマス発電の出力低下
- (4) 変動型再生可能エネルギー（太陽光、風力）の出力低下
- (5) 原子力、地熱、水力の出力低下

九州では、変動型再生可能エネルギーの発電量の低下を避けるための上記の規則に従って揚水の運用を行ってきた。特に日照が多い時期（春と秋）には変動型再生可能エネルギーの余剰電力量を吸収するために昼間に揚水を実施し、夜間に需要に応じて発電を行う。この場合、従来の定速式揚水発電機よりも順応性が高く、変動型再生可能エネルギーへの対応に適している可変速式揚水発電機器が使用されている。図36に2019年の日照が多いある月の需給実績を揚水発電所の揚水および発電実績と共に示す。

送電系統運用者は翌日の毎正時に有効な貯水量を確保する必要があるため、揚水発電所は電気料金に関わらず夜間は発電しなくてはならない。こうした状況により揚水発電所は最適な裁定（発電時と揚水時の料金価格差による利益）を得る機会が損なわれ、維持補修計画にも支障をきたしている。全般的に揚水発電所は大量の変動型再生可能エネルギーを収容することにより電力系統において重要な役割を果たしており、それに見合う報酬を与え、適切に維持管理することが重要である。

図 36. 九州電力管内の日照が多い時期の電力需給実績 (2019 年 4 月)



出所：九州電力送配電

7 まとめ

揚水発電は従来のベースロード電源の余剰電力の吸収に加え、太陽光、風力等の変動再エネの余剰電力を吸収し、需給偏差を解消するための調整力としての役割が増している。変動型再エネの余剰電力を吸収する電力貯蔵としての役割は、近年世界的な潮流となっている、カーボンニュートラルにも貢献していると言える。一方で、揚水発電の収益は、卸電力市場における裁定取引と需給調整市場における調整力提供から得ることが求められている。米国カリフォルニア州のように、すでに変動型再エネが大量導入されている地域においては、揚水発電が収益を得やすい状況にあるが、今後変動型再エネを増加させる目標が掲げられているにも関わらず、まだ変動型再エネの導入が進んでいない地域においては、揚水発電の運営が赤字となっているケースもあり、将来的に揚水発電が担う電力貯蔵が真に必要な時点まで厳しい運営を迫られる見通しである。このようななか揚水発電を維持していくためには、その運営を発電事業者だけでなく、発電事業者、系統運用者及び需要家を含め、社会的コストを最小化することを目的とし、将来的な電源構成の推移予測や電力系統の整備計画に併せ、電力貯蔵ポテンシャルの必要量を適切に評価し、建設投資及び維持管理コストを賄う制度設計が求められる。

参考文献

Hvala, G., Kocina, T., Kastelan, B., (2017) “Role and Benefits of Avče Pump Storage Hydro Power Plant”, Hydro2017 12a.06.

Mayrhuber, J., (2017) “Integration of Reisseck II pumped storage plant into the operation of the Malta power system, Austria”, Hydro2017 12b.04.

Bucher, R., (2017) “On the pooling of hydro assets and grid-scale battery energy storage systems”, Hydro2017 12b.07.

Krueger, K., (2017) “Successful energy transition in Germany : The contribution of increased pumped storage”, Hydro2017 12d.02.

Bundesnetzagentur (2017) “Monitoring report 2016”.

International Energy Agency (2017) “Flexibility requirements in a high renewables future”

University of Duisburg-Essen (2015) “The German Market for System Reserve Capacity and Balancing Energy”, EWL Working Paper No. 06/2015.

Norwegian University of Science and Technology (2015) “Pump Storage Hydropower for delivering Balancing Power and Ancillary Services”.

Eurelectric (2012) “Europe Needs Hydro Pumped Storage : Five Recommendations”, A EURELECTRIC Briefing Paper.

Eurelectric (2015) “hydropower supporting a power system in transition”, A EURELECTRIC report.

Verbund Hydro Power AG “The Hydropower Plants in Carinthia”

Engie Deutschland GmbH “Kraftwerksgruppe Pfreimd”

Schluchseewerk “Kraftwerk Wehr”

Seng d.o.o. “Avče pumped storage hydropower plant”

MaxBögl Wind AG “The Water Battery”

Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG “Pumped storage machines”

U.S. Department of Energy Water Power Technology Office (2018) , “2017 Hydropower Market Report”.

U.S. Department of Energy (2016) , “Hydropower VISION”.

U.S. Department of Energy (2018) , “DE-FOA-0001838 : Notice of Opportunity for Technical Assistance for Techno-Economic Studies of Pumped-Storage Hydropower”

New York Independent System Operator (2018) , “2018 Power Trends”.

California Independent System Operator (2018) , “Annual Report on Market Issues & Performance”.

California Independent System Operator “Report on Market Issues and Performance”

International Hydropower Association (2019) , “2019 Hydropower Status Report”

PNEC2030 (Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030)

IEA (2019) , “Status of Power System Transformation”

ERSE (2004) , “Parecer da ERSE o Projecto de Decreto-Lei CMEC”

APREN (2019.12) “Portuguese Renewable Electricity Report”

G. Correia (EDP) “The role of hydropower in a power system with high penetration of wind and photovoltaic generation” Hydro2019

図リスト

- 図 1 ドイツにおける変動型再エネの発電量と卸電力価格（冬期および夏期）
- 図 2 ドイツの需給調整市場の区分
- 図 3 Avce 揚水発電所の発電運転と揚水運転の割合（1 週間）
- 図 4 Avce 揚水発電所の揚水運転時の動力帯の推移（2010～2016 年）
- 図 5 Avce 揚水発電所の発電時および揚水時の二次調整力の割合
- 図 6 可変速機と定速機の組み合わせによる調整
- 図 7 Gaildorf Water Battery プロジェクト
- 図 8 ターナリー式揚水の構成
- 図 9 Wehr 揚水発電所の運転モード切替時間
- 図 10 Wehr 発電所の運用例
- 図 11 ターナリー式揚水の HSC 運用
- 図 12 Kops II 揚水発電所の運用
- 図 13 Malta 発電所群
- 図 14 Reisseck 揚水発電所（可逆式）と Rottau 揚水発電所（ターナリー式）の断面図
- 図 15 Malta 発電所群の 1 ヶ月間の運転パターンと卸電力価格（冬期、夏期）
- 図 16 揚水発電と蓄電池を組み合わせた出力例
- 図 17 米国の地域ごとの卸電力取引の形態
- 図 18 米国の北東部と南西部における揚水発電所の発電電力量の推移
- 図 19 NYISO 管内の電源構成
- 図 20 NYISO 管内の電力需要の推移
- 図 21 NYISO 管内の需要家側太陽光の導入推移（実績と予測）
- 図 22 CAISO 管内の日負荷曲線（2018 年 2 月 18 日）
- 図 23 CAISO 管内の卸電力市場価格（2018 年 2 月 18 日）
- 図 24 CAISO でのネガティブプライスの発生頻度の推移
- 図 25 Helms 揚水発電所の運転パターン
- 図 26 CAISO 管内の卸電力市場価格（2012 年と 2017 年の比較）
- 図 27 Helms 揚水発電所の夜間帯と昼間帯の揚水量の推移
- 図 28 カリフォルニア州の三大私営電力の電力貯蔵設備の推移
- 図 29 世界の揚水発電設備容量（2018 年）
- 図 30 至近 5 年間の揚水発電の開発容量（2014～2018 年）
- 図 31 ポルトガルの電力自由化と投資支援制度
- 図 32 Capacity payment の概要
- 図 33 Capacity payment（2012 年）の投資インセンティブの概要
- 図 34 ポルトガルの水力開発の推移
- 図 35 ポルトガルの揚水発電所一覧（建設中含む）
- 図 36 九州電力管内の日照が多い時期の電力需給実績（2019 年 4 月）