

H2Oneの離島などへの導入に向けた取り組み

Approaches toward Introduction of H2One System on Isolated Islands and in Areas without Electricity

辻 正洋 TSUJI Masahiro 森 淳一 MORI Junichi 熊澤 俊光 KUMAZAWA Toshimitsu

CO₂ (二酸化炭素) 排出量削減を目的として、水素社会の実現に向けた技術開発が進んでいる。東芝グループは、燃料電池をはじめ、水素製造・貯蔵システムや、水素エネルギーマネジメントシステムH2EMSの開発を進めている。これらを活用して、再生可能エネルギー（以下、再エネと略記）を利用したCO₂フリーの自立型水素エネルギー供給システムH2Oneを製品化し、国内に納入してきた。

この度、東芝グループは、インドネシア及びフィリピンの離島や無電化地域にH2Oneを導入するために、現地調査などを実施し、導入候補地、必要な仕様、及びバリューチェーンを検討した。更に、想定される機器構成やコスト、現地の天候や電力需要などを基に、運用シミュレーションを行い、将来、離島などにおける既設の発電設備と同等のコストでH2Oneを導入できる見通しを得た。

With the aim of reducing carbon dioxide (CO₂) emissions, the Toshiba Group is making efforts to contribute to the realization of a hydrogen society through the development of fuel cells, hydrogen production and storage systems, and H2EMS hydrogen energy management systems. Integrating these technologies, we have developed H2One, a hydrogen-based autonomous energy supply system that produces hydrogen using renewable energy and utilizes the produced hydrogen as a fuel for power generation, and have been supplying the H2One series to the Japanese market.

As part of these efforts, we have conducted studies on future expandability to facilitate the introduction of the H2One system on isolated islands and in areas without electricity in Indonesia and the Philippines through field surveys of candidate sites and investigations on required specifications and value chains. Operation simulations based on possible equipment configurations, costs, weather conditions, and electric power demand have demonstrated that the costs of introducing H2One will be roughly equivalent to those of existing types of power generation facilities on isolated island in the future.

1. まえがき

近年、低炭素な電力エネルギー源として、太陽光や風力などの再エネの導入が進められている。再エネを利用した発電は気象条件に左右されやすく変動が大きいいため、その導入率が高まると、電力の需給バランスを柔軟に制御する必要がある。そこで、再エネで発電した電力を二次エネルギーである水素に変えて蓄えることで、年単位の長周期の需給バランスを調整できる、エネルギー貯蔵システムが注目されている。

東芝エネルギーシステムズ(株)のH2One⁽¹⁾は、再エネで発電した電力から水素を製造し、水素として貯蔵し、水素から電気を作って利用する技術をパッケージにしたシステムであり、今後大量導入が見込まれる再エネの安定的な活用 に貢献できる(図1)。

H2Oneは、2015年4月に神奈川県の川崎マリエン⁽²⁾を皮切りに、長崎県のハウステンボス⁽³⁾や宮城県の楽天生命パーク宮城⁽⁴⁾など国内各地で導入が進められている。2018年に

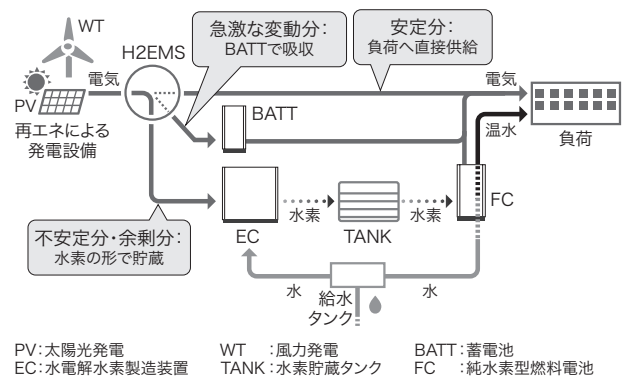


図1. H2Oneのシステム構成

再エネの安定利用を実現するH2Oneは、CO₂フリーエネルギーシステムの先駆的な技術である。

Configuration of H2One system

は(株)豊田自動織機の高浜工場へも導入され、工場生産ラインのCO₂フリー化への貢献⁽⁵⁾が期待されている。

一方、我が国は、2017年12月に「水素基本戦略」⁽⁶⁾を

決定し、その中でCO₂フリー水素利用のビジネスモデル確立を目指すことを示した。更に、インフラシステムの海外展開について、「インフラシステム輸出戦略」⁽⁷⁾を策定し、無電化地域への低炭素技術を活用した電化支援を推進している。

このような動きを踏まえ、H2Oneを海外の無電化地域や電力システムの不安定な地域に導入し、CO₂フリーのエネルギーインフラ社会を、現地の政府関係機関や企業と共創する事業の検討を進めている。H2Oneの技術は、CO₂フリーエネルギーシステムの先駆的な技術としても意義がある。

政府が自由貿易圏作りを唱えているインド太平洋地域では、東芝グループが火力発電など既存のエネルギー分野を中心とした事業展開を積極的に行っており、既に営業や事業の体制が構築されている。そこで、H2Oneをこの地域における次の事業の柱として、既存の体制を生かしたサプライチェーン構築の構想を描いている。この構想の下、インドネシア及びフィリピン両国の政府関連機関とMOU（了解覚書）を締結するとともに、経済産業省の「質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業」に係る「インドネシア国離島向け自立型水素エネルギー供給システム適用案件開発調査事業」及び「フィリピン国離島向け自立型水素エネルギー供給システム適用案件開発調査事業」を受託した。これを受けて開発調査を実施し、導入に向けて候補地の選定や課題の抽出など具体的な検討を行った。

ここでは、適用案件開発調査と、H2Oneの導入に向けたシミュレーションによる事前評価の結果について述べる。

2. 適用案件開発調査の内容及び成果

2.1 H2One導入候補地の選定

インドネシア政府の研究機関である技術評価応用庁（BPPT）から提供されたH2One導入候補となる島のリストに基づき、各島の人口や、推計電力需要、発電コスト、需要に合った再エネ発電施設の導入が可能な場所の有無などから、導入候補となる島を絞り込んだ。更に、インドネシア政府のエネルギー政策全体を統括するエネルギー鉱物資源省や国営電力会社との議論を踏まえて、5島を第1次導入候補地として選定した。BPPTの協力の下、2018年11月にこれらの5島の現地調査を実施した。

港湾設備などのインフラや、インドネシア国内の主要港からの機器輸送ルート、現地におけるシステム設置場所、水素製造に必要な水の確保の容易性などから総合的に判断した結果、カリムンジャワ島を導入の第1候補地に選定した（図2）。

2.2 H2Oneの仕様検討

カリムンジャワ島へ設置するH2Oneの仕様検討の際

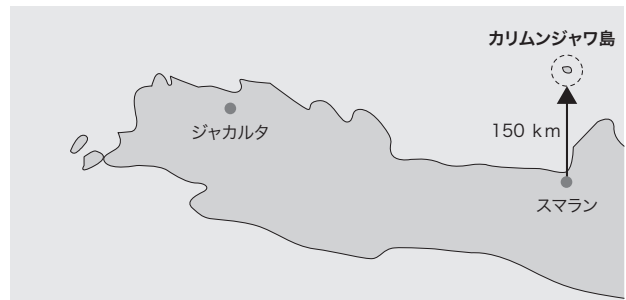


図2. カリムンジャワ島の位置

ジャカルタから東に約400 kmに位置するカリムンジャワ島は、最も近い港からでも150 km離れており、様々な条件を検討してH2One導入の第1候補地に選定した。

Location of Karimunjawa Islands in Indonesia

し、現地でディーゼル発電事業を行っているPT Indonesia Power社より、2017年から約2.5年分の電力需要データの提供を受けた。このデータから電力需要トレンドを分析し、3章で述べる運用シミュレーターを用いて、主要構成機器の設備容量を検討した。システム仕様は、我が国で導入しているH2Oneシステムの仕様を基本とするが、現地調査結果も含めて我が国とは異なる地域特性を考慮する必要がある。

インドネシアでは、①熱帯雨林気候による高温多湿への対策や、②沿岸部への設置を想定した塩害対策、③上下水道のインフラが未整備の地域における水素製造や機器冷却に使用する水源の確保、④港湾施設などの物流インフラに合わせた構成機器の小型・軽量化、などが必要になる。更に、離島では電力システム全体の規模が小さく、再エネ導入時にはシステムが不安定になりやすいため、⑤既存のディーゼル発電設備との協調運転やシステム事故発生時の保護協調動作などを検討する必要があることが分かった。

2.3 バリューチェーンの検討

H2Oneをインドネシアで普及させるためには、既存の発電システムと同等の発電コストにする必要がある。また、インドネシアには自国産業保護を目的としたローカルコンテンツ規制があり、インドネシア国内での機器供給網やサービス網をはじめ、システムの付加価値を提供するバリューチェーンを構築する必要がある。

バリューチェーンの検討に先立ち、2019年2月に現地サプライヤーの調査を行い、具体的なプロセスを検討した（図3）。その結果、H2Oneを構成する機器のうち、水素貯蔵タンク（TANK）、純水素型燃料電池（FC）、及び電気・制御盤が、インドネシア国内においての製造の可能性があるとの結論に至った。また、安定的に現地生産を進めるために、当初の期間は我が国からの技術サポートが必須

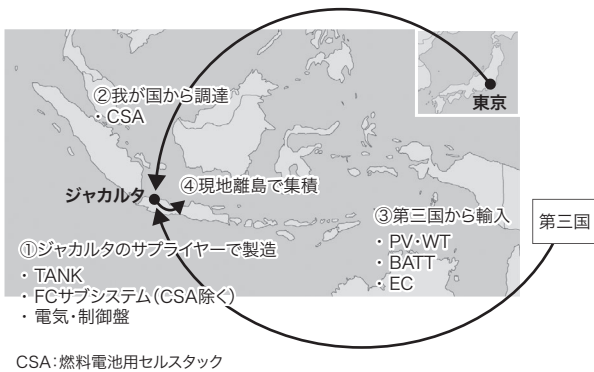


図3. H2Oneのサプライチェーンの例

規制適応と地域貢献を目的として、現地サプライヤーを活用したサプライチェーンを構築する。

Example of supply chain of H2One

であることが分かった。

2.4 今後の取り組みと実施スケジュール

2.1節、2.2節、及び2.3節で述べた内容を検証し、インドネシア版H2Oneを設計・導入するため、BPPTの研究施設であるパロンテクノパークで2019年度に技術実証を行うことを前提に、インドネシア政府機関と協議を進めている。

3. H2Oneの運用シミュレーターによる評価

H2Oneは、再エネで発電した電力を、電力需要を超えない範囲で、直接負荷側に供給する(図1)。蓄電池(BATT)は、急激な電力変動を吸収する。また、昼間などに余剰電力が発生したときは充電し、夜間などに発電量が不足したときは放電して負荷側に供給することで、日単位の短周期の調整を行う。更に、年単位の長周期の需給バランス調整として、夏季など発電量が多くなる時期は水電解水素製造装置(EC)で水素を作ってTANKに貯めておき、冬季など発電量が不足する時期に水素を使ってFCで発電する。余剰電力を、BATTに充電するか水素として貯蔵するかなどの制御はH2EMSが担い、最適に運用する。

地域の特色に合ったH2Oneを導入し、適切に制御することで、運用効率や費用対効果を最適化できる。そのために、シミュレーションによる事前の評価が重要である。今回の評価では、離島や無電化地域へ導入することを前提とし、年間を通した全ての需要に再エネだけで電力供給(以下、年間自立供給と略記)するH2Oneを対象とした。

3.1 運用シミュレーターの特長と設備容量の評価範囲

H2Oneの運用を離散事象シミュレーション手法で模擬し、システムの経済性や、構成設備の稼働状況、効率などを評価することが可能なシミュレーターを開発した⁽⁸⁾。

表1. H2Oneを構成する機器の評価容量範囲

Capacity range of each component of H2One

項目	容量範囲
PV	4.0~6.0 MW
WT	0~300 kW
BATT	7.0~14.0 MWh
EC	600~1,800 kW
TANK	必要最小容量を算出
FC	600 kW

図1のシステム構成における設備容量と発電コストの関係を導出し、その経済性を確認する。評価対象とする主要設備のそれぞれの容量範囲を、表1の中に記載した。これらは、2.2節で述べた離島のH2Oneに必要な条件を基に設定した。

発電コストは、設備費用、設置工事費用、及び20年間の運用費用の合計値を、20年間の総電力需要量で除算することによって算出する。

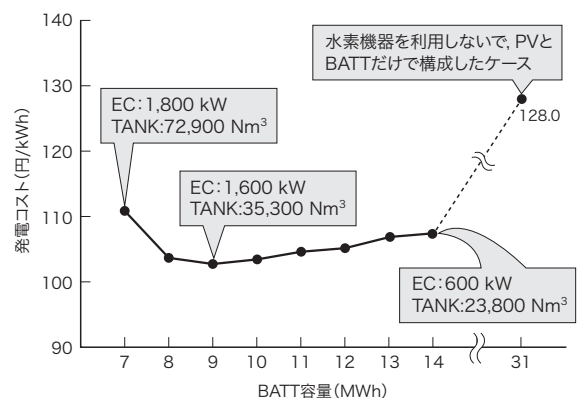
3.2 評価条件

シミュレーションに使用する設備費用や、設置費用、設備ごとの稼働効率などは、表2に示すとおりである。ここで使用した数値は、一般に使われているものを基に、沖縄県の離島を想定して設定した。

3.3 各機器の容量と発電コストの評価

3.3.1 再エネとしてPVだけを利用する場合

図4は、PV(太陽光発電)の容量が5.0 MWの場合の、BATT容量と発電コストの関係を示したグラフである。WT



Nm³: 0°C, 1気圧の状態に換算した体積

図4. 再エネとしてPVだけを利用する場合のBATT容量による発電コストの変化

BATTに水素機器を組み合わせることで、発電コストが抑えられる。

Changes in power generation costs optimized using battery and water electrolyzer

表2. 評価条件

Specifications of each component of H2One

機器など	項目	条件
電力需要負荷	最大電力	300 kW
	年間総電力量	1,682 MWh/年
	需要パターン	沖縄電力管内の総需要 (データ周期: 1 h)
PV	設備費用	210,000 円/kW
	発電効率	80% × 補正係数 (Kt) Kt=0.90 : 1月, 2月, 3月, 12月 Kt=0.85 : 4月, 5月, 10月, 11月 Kt=0.80 : 6月, 7月, 8月, 9月
	パネル定格	4.0 MW
	年間総発電量	4,896 MWh/年
	過積載率	130%
	発電パターン	沖縄県の離島 日射量 (データ周期: 1 h)
	WT	設備費用
WT	カットイン風速	4.0 m/s
	定格風速	12.0 m/s
	カットアウト風速	20.0 m/s
	発電パターン	沖縄県の離島 風速 (データ周期: 1 h)
BATT	PCS 費用	43,000 円/kW
	モジュール費用	60,000 円/kWh
	充放電効率	90%
	放電深度	80% (SOC 範囲: 10~90%)
	初期充電量	SOC 50%
	補機電力消費	定格充放電電力の5% (常時消費)
EC	設備費用	540,000 円 / (Nm ³ /h)
	水素製造効率	5.5 kWh/Nm ³
TANK	補機電力消費	定格入力電力の15% (装置稼働時だけ消費)
	設備費用	8,000 円/Nm ³
FC	初期貯蔵量	定格容量の10%
	設備費用	470,000 円/kW
FC	発電効率	1.6 kWh/Nm ³
	定格発電出力	600 kW
	最低発電出力	定格発電出力の10%
	補機消費電力	定格発電出力の10% (装置稼働時だけ消費)
コスト計算条件	工事・運用費用	総設備コストの40%
	減価償却年数	20年

PCS : パワーコンディショナー
SOC : State of Charge

(風力発電)は0 kWとし、ECとTANKは、設定されたBATT容量に対して、発電コストが最も低くなる容量を用いた。

最も右にあるプロットは、水素を使わず、PVとBATTだけの構成で、年間自立供給する場合である。この場合のBATT容量は31 MWh必要で、その発電コストは128円/kWhと高額になる。これ以外のプロットは、EC、TANK、及びFCを組み合わせて水素を活用することにより、発電コストの削減が可能になることを示している。

3.3.2 PVの容量を変えた場合

図5は、PVの容量を変更し、3.3.1項と同様の評価結果をプロットしたグラフである。今回の評価条件では、PV容量を減らすことにより発電コストが低減する結果を得た。た

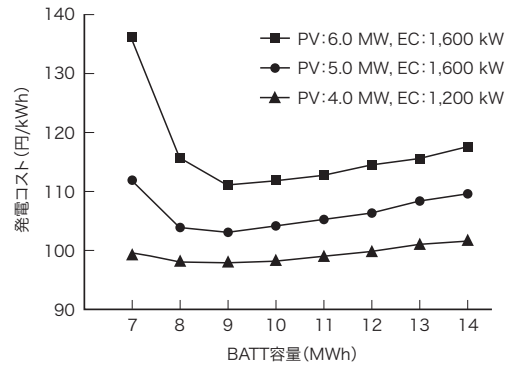


図5. PVの容量を変えた場合のBATT容量による発電コストの変化
ここで使った評価条件では、PVの容量を減らすことで発電コストが減少することが分かった。

Changes in power generation costs according to capacity of photovoltaic (PV) system

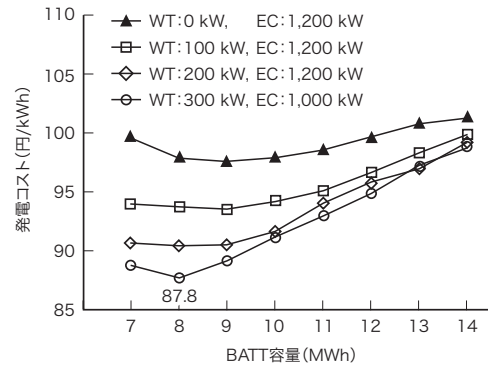


図6. WTを加えた場合のBATT容量による発電コストの変化

WTを追加することによって、発電コストを減らせることを確認した。

Changes in power generation costs in case of adding capacity of wind turbine (WT) system

だし、年間自立供給を実現する場合、PV容量と電力貯蔵能力(BATTとTANKの容量)との間にはトレードオフの関係が存在し、PV、BATT、及びTANKの設備費用のバランスによって、異なる結果が得られる。

3.3.3 WTを追加した場合

図6は、WTをシステム構成に追加した場合の評価結果である。WTは昼夜発電可能であることから、短周期の需給調整を行うBATTの容量が削減可能になり、発電コストが低減する。EC、TANK、及びFCは、長周期の需給調整を担うため、WTの追加による削減効果はBATTに比較して少ない。

3.3.4 シミュレーションの結果

今回設定した条件の範囲では、PVとWTを備えたH2Oneの発電コストの最小値は、87.8円/kWhという結果を得

た。これは、2020年の想定費用を前提としたものである。H2Oneを構成する機器が将来的に低コスト化されることによって、離島などの既設発電機と同等の発電コストになることが期待できる。

このシミュレーションを通して、H2Oneが商用プラントとして実稼働する2025年には、既設の発電設備と同等のコストで運用できる見通しを得た。

4. あとがき

離島や無電化地域にH2Oneを導入するために、導入候補地や、必要な仕様、バリューチェーンなどを検討し、現地での技術実証の準備に入った。更に、H2One導入後の運用シミュレーションの結果、離島などにおける既設発電設備と同等のコストで運用できる見通しを得た。

将来、インフラ構築のハードルが高い小規模離島などの、発電コストの高いエリアでは、再エネとH2Oneを利用して電力を年間自立供給することが、合理的な選択肢になると考えられる。導入にあたっては、地域特性に合わせて仕様を最適化するとともに、サプライチェーン、運用、メンテナンス網といったバリューチェーンの構築を進める必要がある。

今後は、現地との共創体制を整えて、市場の創出とシステムの開発を同時に行うことにより、CO₂フリーエネルギーシステムの先駆的な技術の集合体であるH2Oneのアプリケーションとして、事業開発を進めていく。

文 献

- (1) 橋高大悟, ほか. 自立型水素エネルギー供給システムH2One™. 東芝レビュー. 2016, 71, 5, p.37-40. <https://www.toshiba.co.jp/tech/review/2016/05/71_05pdf/b03.pdf>, (参照 2019-04-19).
- (2) 東芝. “再生可能エネルギーと水素を用いた自立型エネルギー供給システムが運転を開始”. ニュースリリース. <https://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr_j2002.htm>, (参照 2019-04-19).
- (3) 東芝. “「変なホテル」第2期棟の自立型水素エネルギー供給システム「H2One™」が運転を開始”. ニュースリリース. <https://www.toshiba.co.jp/about/press/2016_03/pr_j1402.htm>, (参照 2019-04-19).

- (4) 東芝エネルギーシステムズ. “「楽天生命パーク宮城」で自立型水素エネルギー供給システム「H2One™」が運転を開始”. プレスリリース&ニュース. <https://www.toshiba-energy.com/info/info2018_0326_02.htm>, (参照 2019-04-19).
- (5) 東芝エネルギーシステムズ. “東芝エネルギーシステムズが受注した再エネ水素充填所が本格運用開始”. プレスリリース&ニュース. <https://www.toshiba-energy.com/info/info2019_0322.htm>, (参照 2019-04-19).
- (6) 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議. 水素基本戦略. 経済産業省. 2017, 32p. <<http://www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002-1.pdf>>, (参照 2019-04-19).
- (7) 首相官邸. インフラシステム輸出戦略(平成30年度改訂版). 首相官邸. 2018, 70p. <<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/keikyou/dai37/siryou2.pdf>>, (参照 2019-04-19).
- (8) 熊澤俊光, ほか. “自立型水素エネルギー供給システムの構成と運用－H2One™オフグリッドソリューション－”. 平成31年電気学会全国大会講演論文集. 札幌, 2019-03, 電気学会, 2019, 7-061, (DVD-ROM).



辻 正洋 TSUJI Masahiro
東芝エネルギーシステムズ(株)
水素エネルギー事業統括部 事業開発部
Toshiba Energy Systems & Solutions Corp.



森 淳一 MORI Junichi
東芝エネルギーシステムズ(株)
水素エネルギー事業統括部 事業開発部
Toshiba Energy Systems & Solutions Corp.



熊澤 俊光 KUMAZAWA Toshimitsu
研究開発本部 研究開発センター
システム技術ラボラトリー
情報処理学会・エネルギー・資源学会会員
System Engineering Lab.