

# Independent-smart Zero Emission Building (IsZEB)に関する研究

水素製造装置と燃料電池を導入した  
IsZEBのシステム検討

指導教員 有波 設楽 悠人  
裕貴 助教



# 研究目的

# 研究目的

近年、net ZEB※<sup>1</sup>など様々なZEB (Zero Energy Building) が提案され普及促進が図られている。

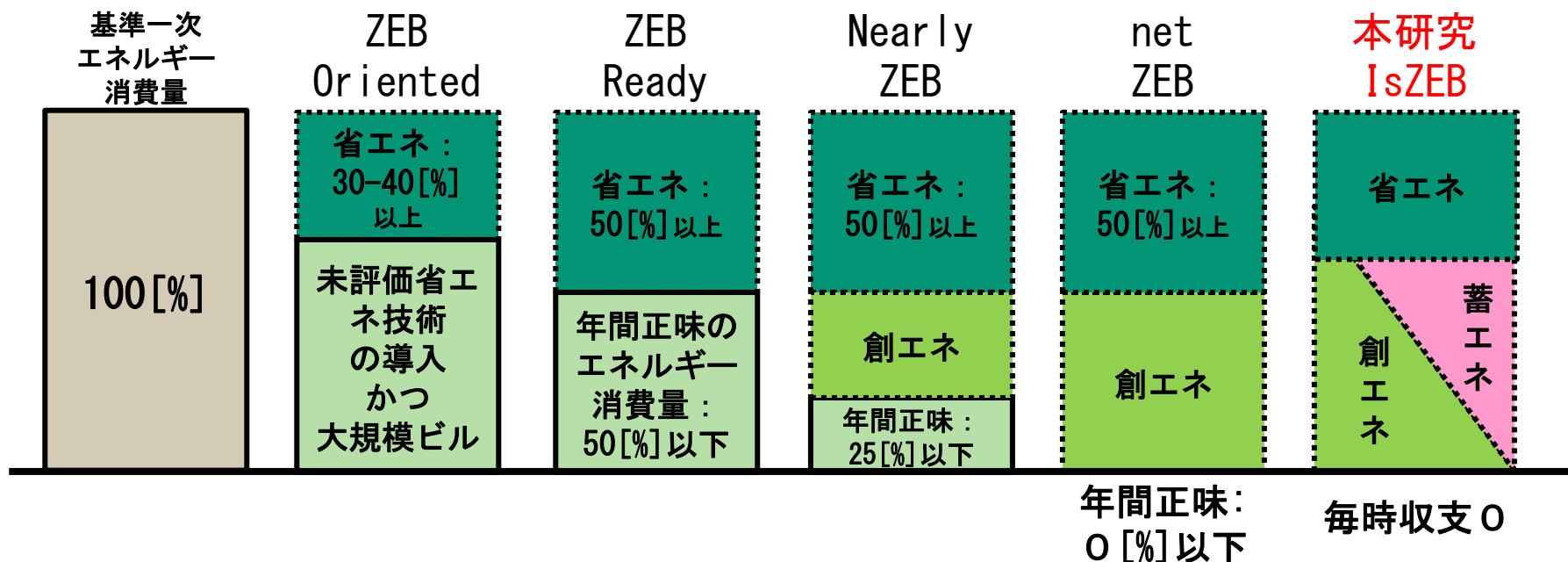


図 各ZEB (Zero Energy Building) とIsZEBの概念

※ 1 先進的な建築設計によるエネルギー負荷の抑制やパッシブ技術の採用による自然エネルギーの積極的な活用、高効率な設備システムの導入等により、室内環境の室を維持しつつ大幅な省エネルギー化を実現した上で、再生可能エネルギーを導入することにより、エネルギーの自立度を極力高め、年間の一次エネルギー消費量の収支をゼロとすることを目指した建築物。

# 研究目的

net ZEBは一次エネルギーの年間収支をゼロとするため、オンサイトでの再生可能エネルギーによる発電（主に太陽光発電）及び逆潮流が必須である。

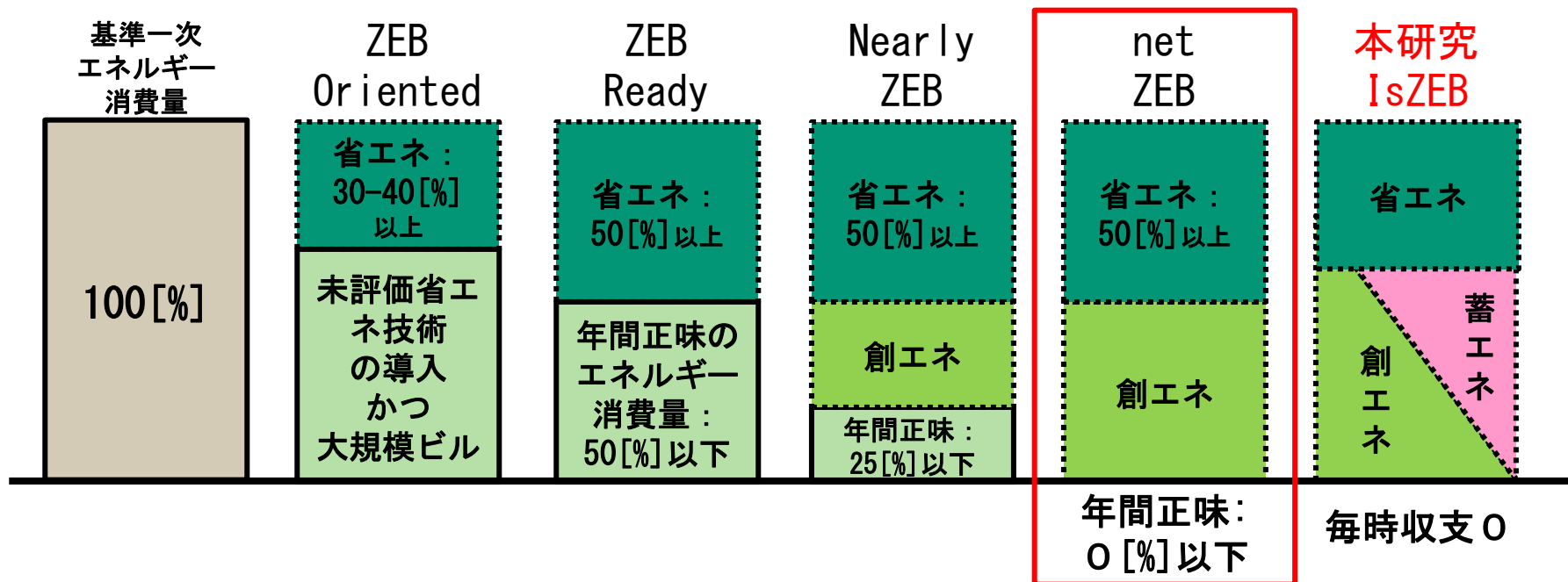


図 各ZEB (Zero Energy Building) とIsZEBの概念

# 研究目的

一方で、一般電気事業者は電力の需要バランスを保持するため、管内の太陽光発電量に応じて**発電設備の出力調整**を行っている。

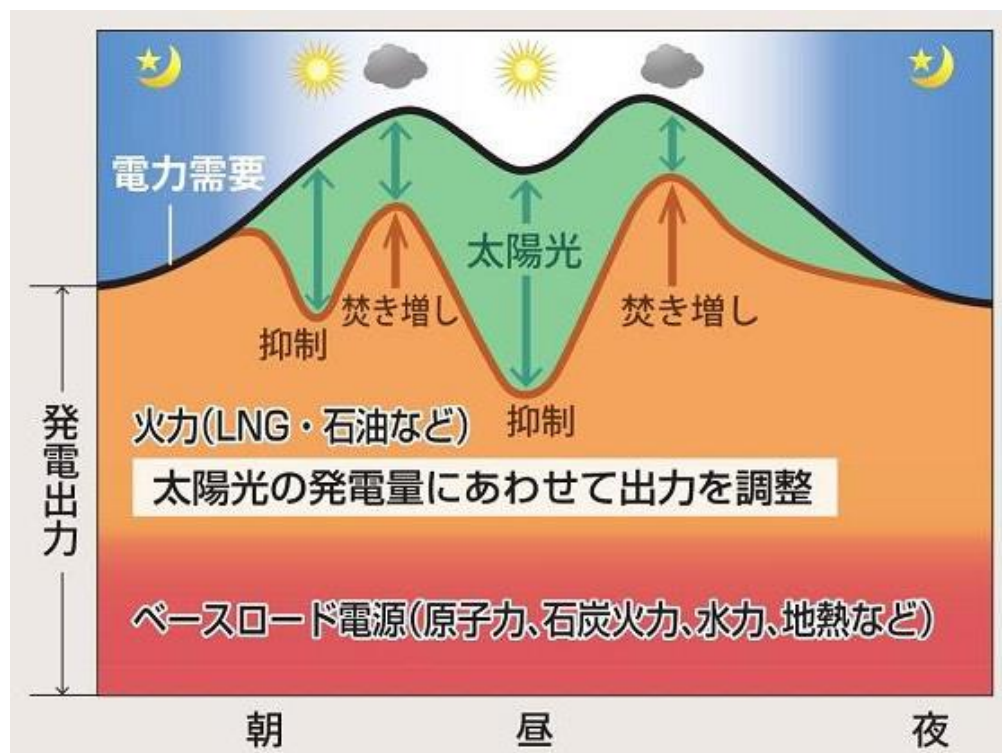


図 太陽光発電量の変動に伴う発電出力の調整※

※ <https://www.sankei.com/gallery/20171118-ZJIWLH304N JL3E2BC5ZZHDXDMA/>

# 研究目的

本研究では年間全時刻において売買電せずに建物単体でエネルギー需要を自立する **Independent-smart Zero Emission Building (以下IsZEB)** の検討を行う。

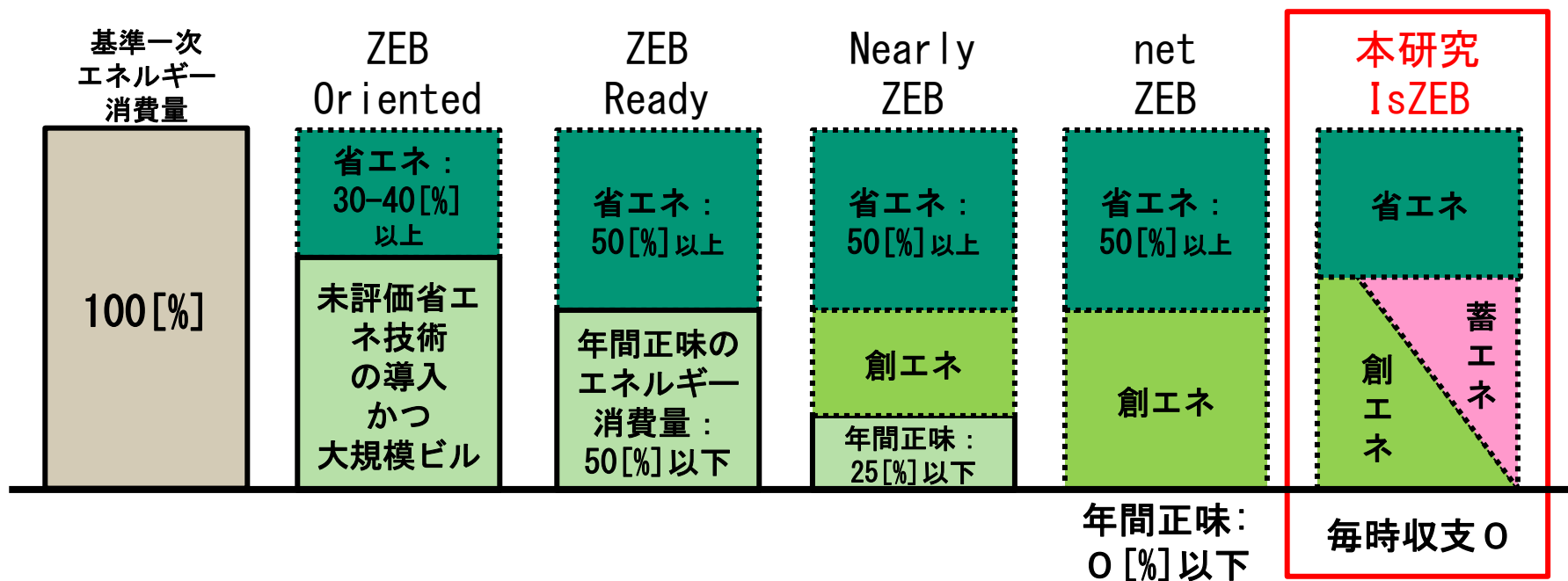


図 各ZEB (Zero Energy Building) とIsZEBの概念

# 研究目的

既往の研究<sup>文1)</sup>より、新潟大学附属小・中学校を対象とした太陽光発電・蓄電装置によって構成されたIsZEB(IsZEB①)により、設備耐用年数より短い期間で投資回収できることが示されたが、最少のライフサイクルコスト時において100万[kWh/年]以上の余剰電力が生じた。

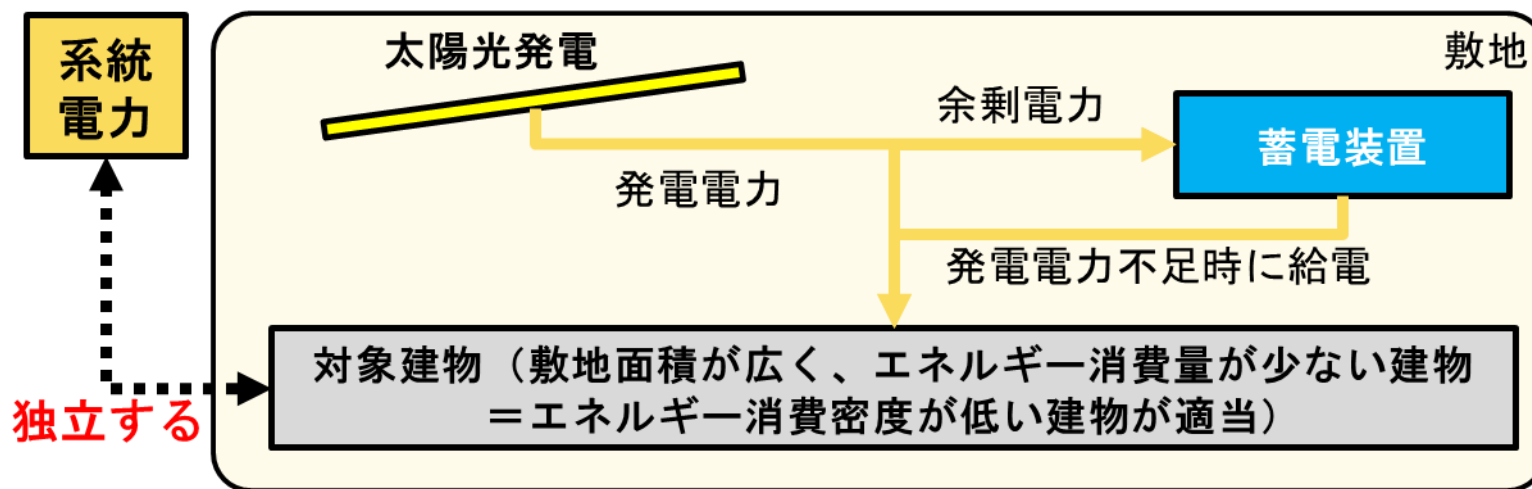


図 IsZEB(IsZEB①)の概要

文1) 鈴木：「Independent-smart Zero Emission Building(IsZEB)に関する研究」、新潟大学工学部工学科建築学プログラム卒業論文、2023年

# 研究目的

本研究では既往の研究と同様の建物を対象とし、**水素製造装置**、**蓄水素装置**、**燃料電池**を導入し、余剰電力を水素変換するIsZEB (IsZEB②) を検討する。

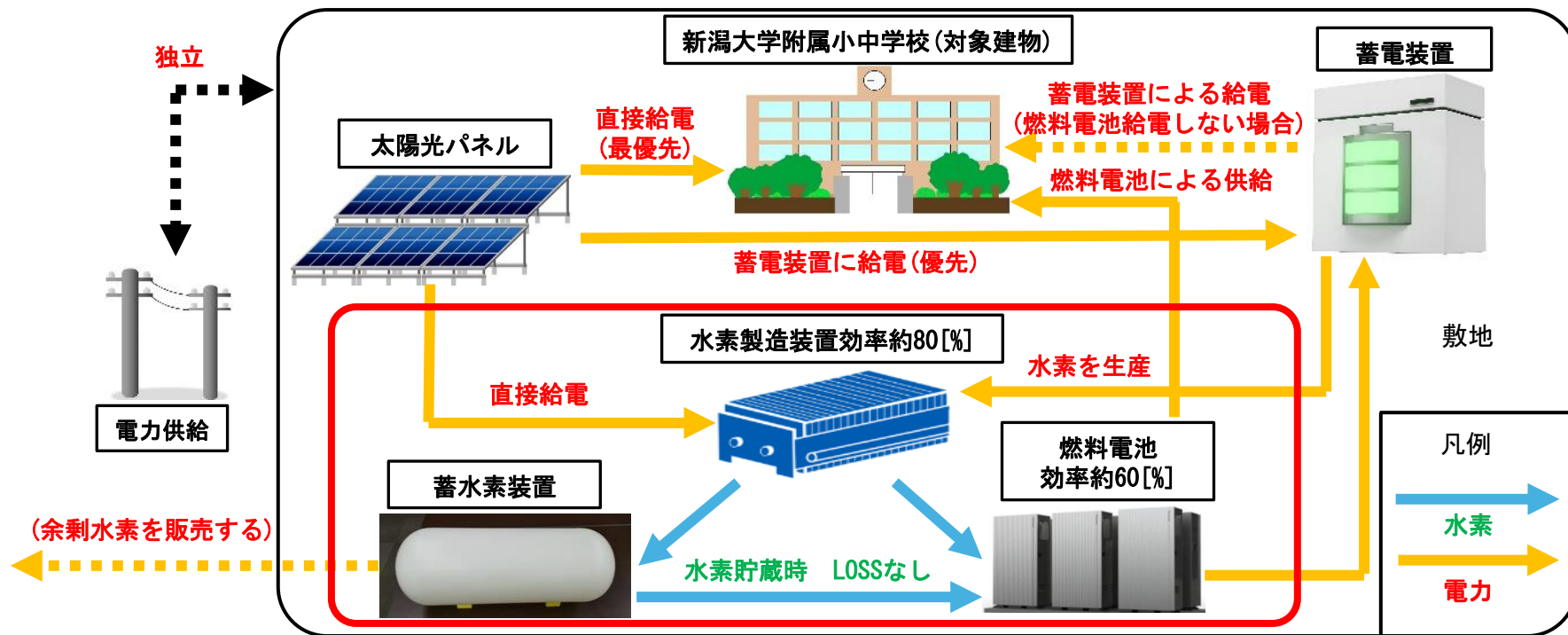


図1 水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入したIsZEBシステム (IsZEB②) の概要



# 研究目的

最適システム構成、ライフサイクルコスト・CO<sub>2</sub>、投資回収年数の分析を行うことで、水素関連設備を導入したIsZEB (IsZEB②) の効果及び経済性を明らかにすることを目的とする。

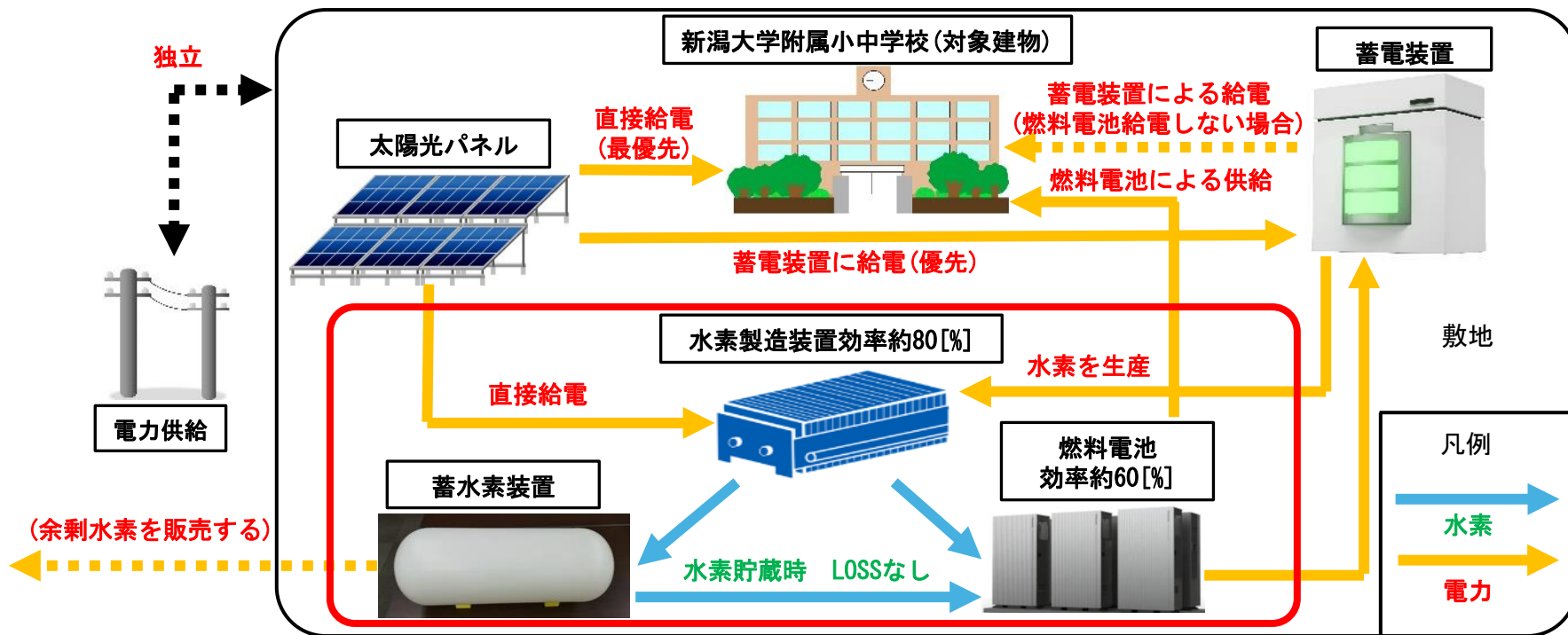


図 1 水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入した IsZEBシステム (IsZEB②) の概要

# 研究概要

# 研究概要

既往の研究<sup>文1)</sup>で示されたIsZEB①は比較的大規模な太陽光発電・蓄電装置で構成される。

表 1 対象建物の概要

構造	鉄筋コンクリート		
冷暖房設備	パッケージエアコン、ガス暖房		
機械換気設備 換気量[m <sup>3</sup> /h]	標準換気扇	23,415	
	全熱交換換気扇	1,710	
床面積[m <sup>2</sup> ]	小学校	1階	2,542
		2階	2,242
		3階	1,443
	中学校	1階	1,788
		2階	821
		3階	675
階高[m]	4.12		
総屋根面積[m <sup>2</sup> ]	5,222		

文1) 鈴木：「Independent-smart Zero Emission Building (IsZEB)に関する研究」、新潟大学工学部工学科建築学プログラム卒業論文、2023年

# 研究概要

本研究では太陽光発電・蓄電装置に加えて、**水素製造装置**、**蓄水素装置**、**燃料電池**を設置し、系統電力から独立した状態で電力自給と水素生産・蓄蔵ができる建物を検討する。

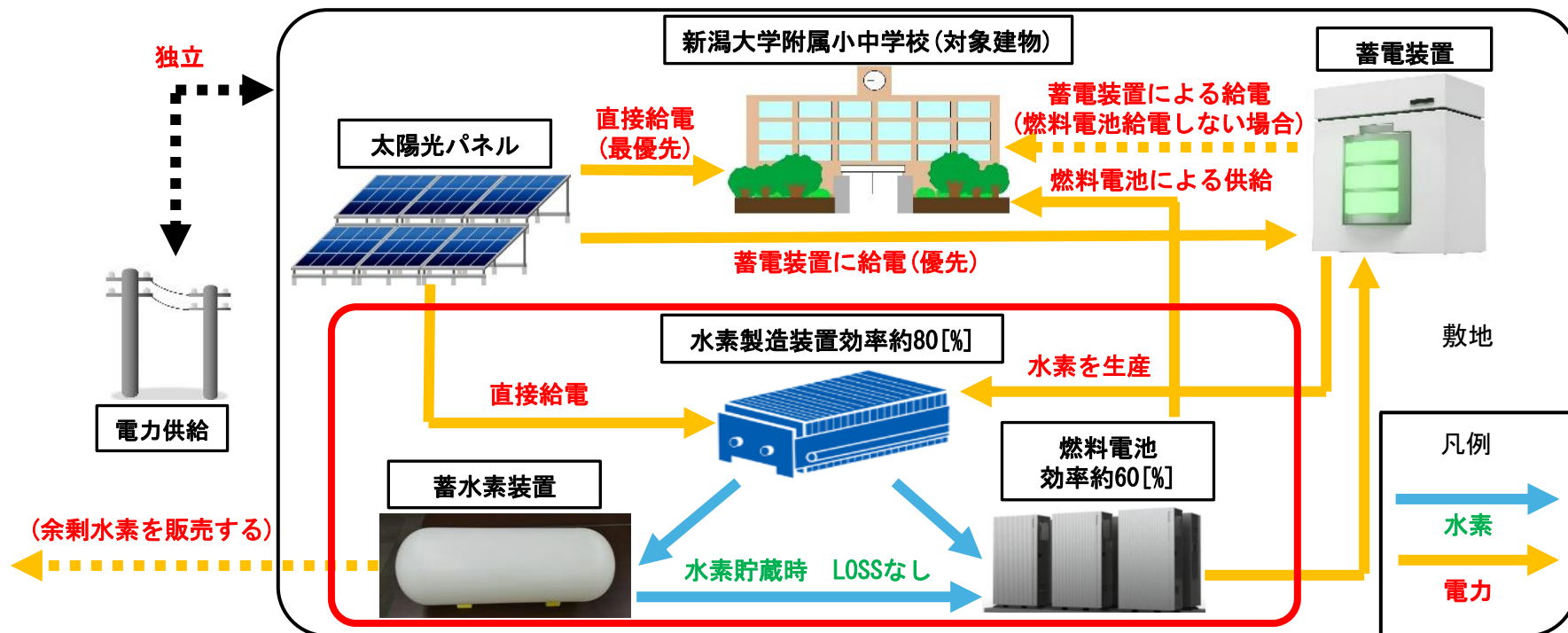


図1 水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入した IsZEBシステム (IsZEB②) の概要

# 研究概要

対象建物では電力とガスが使用されている。ガスを電力消費量へ換算する方法※<sup>2</sup>と太陽光発電量の計算方法は既往の研究<sup>文1)</sup>と同様である。

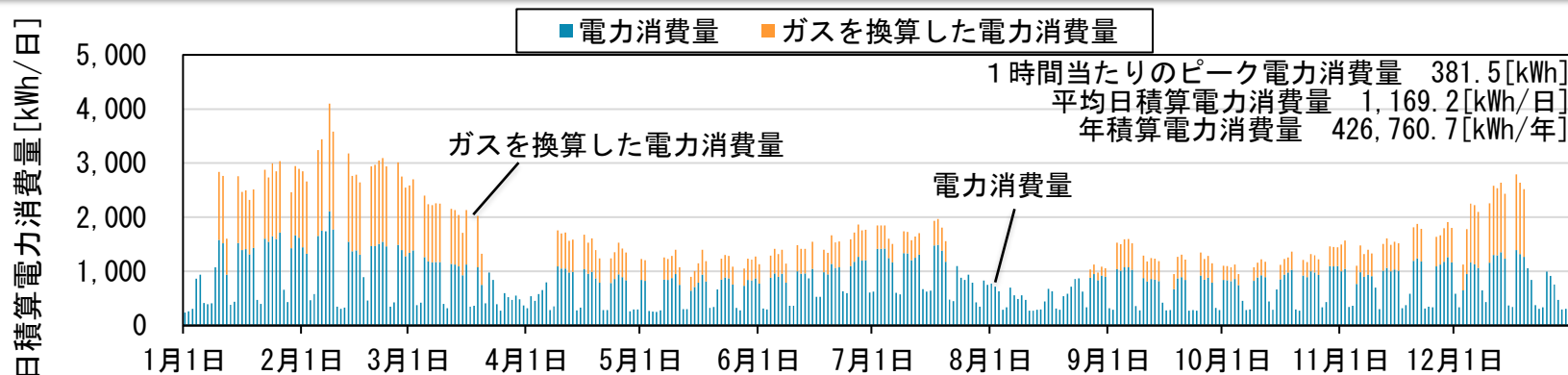


図2 ガス消費量を電力消費量に換算した合計電力消費量※<sup>2</sup>

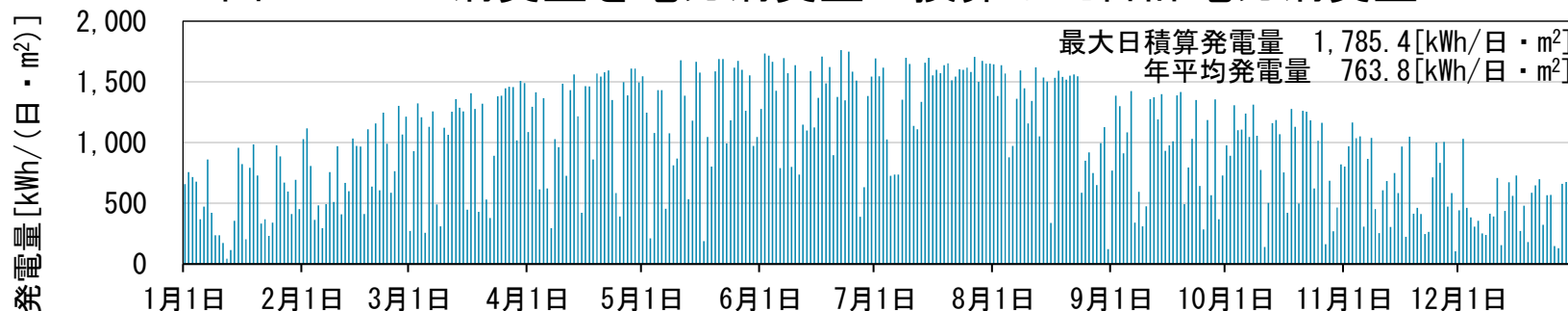


図3 単位太陽光パネル面積あたりの日積算発電量

※<sup>2</sup> ガス消費量を電力消費量に換算する際、給食用ガス機器の熱効率を0.45[-]、IH調理器の熱効率を0.9[-]とする。給湯用ガス機器の熱効率を0.9[-]、エコキュートのCOPを3[-]とする。ガス暖房機器の熱効率を0.8[-]、経年劣化による熱効率低下を10[%]とし、エアコンのAPFを4.8[-]とする。

文1) 鈴木：「Independent-smart Zero Emission Building (IsZEB)に関する研究」、新潟大学工学部工学科建築学プログラム卒業論文、2023年

# 研究概要

IsZEB①では、太陽光発電量が対象建物の電力消費量より多く、蓄電装置が満充電の場合、余剰電力が発生する。

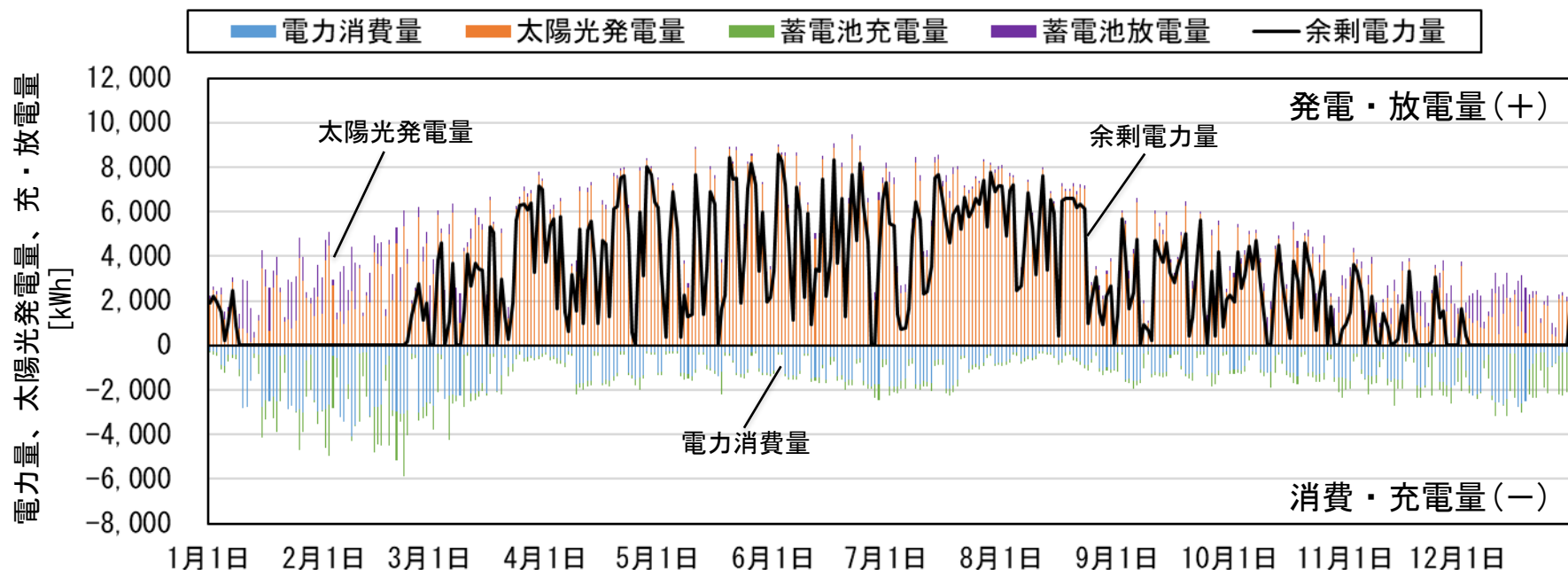


図 IsZEB①における電力消費量、太陽光発電量、蓄電池充放電量、余剰電力量の変動

# 研究概要

IsZEB②では翌日の余剰電力を推定し、主に夜間において蓄電電力を予め水素変換することで、余剰電力分の蓄電容量を確保する手法（**一日平均法**）を検討する。この方法により、各設備の稼働率が向上すると考えられる。

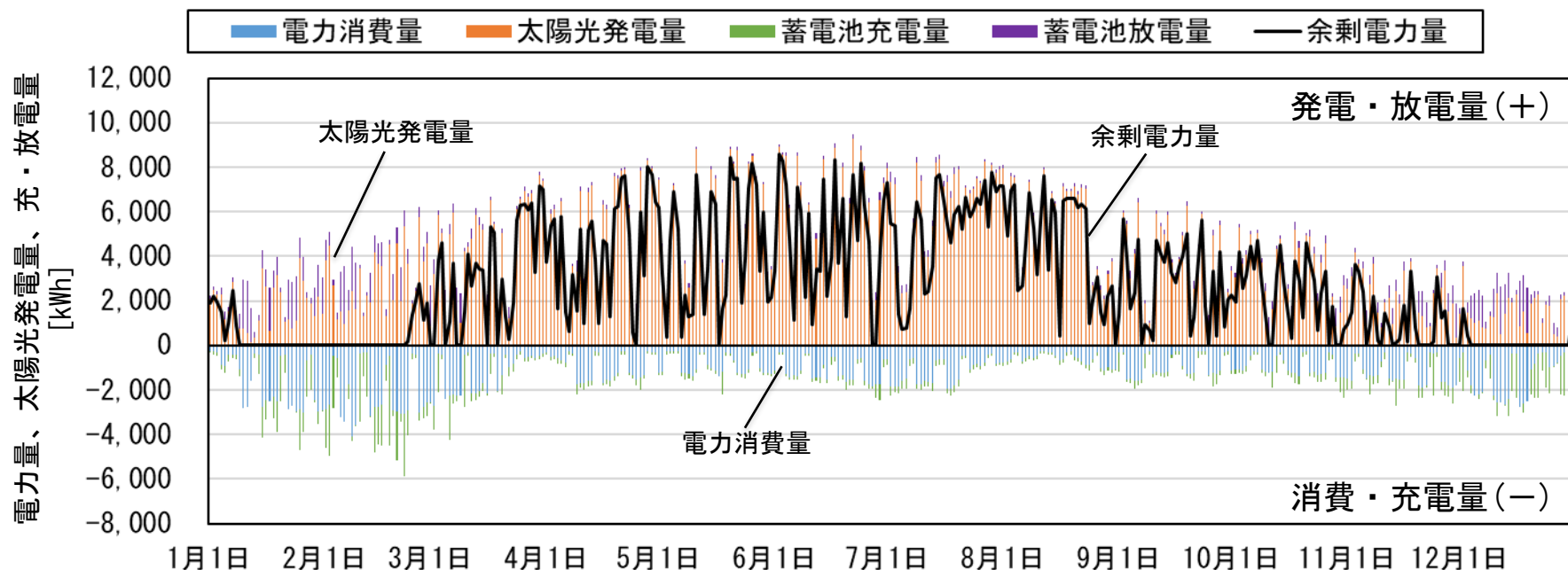


図 IsZEB①における電力消費量、太陽光発電量、蓄電池充放電量、余剰電力量の変動

# 研究概要

IsZEB②モデルは水素製造装置、蓄水素装置、燃料電池のインシヤル・ランニングの各コストにより、ライフサイクルコストを算出する。

表2 各設備の基本情報

太陽光発電装置	単価 [円/kW]	140,000
	メンテナンス費用 [円/(kW・年)]	5,000
	廃棄費用 [円/kW]	9,700
	定格出力量 [W/m <sup>2</sup> ]	220
	発電効率 [%]	20
蓄電装置	単価 [円/kWh]	16,500
	充/放電効率 [%]	98
水素製造装置	単価 [円/kW]	150,000
	メンテナンス費用 [円/(kW・年)]	4,800
	電解効率	4.42 [kWh/Nm <sup>3</sup> ] (80 [%])
燃料電池 (SOFC)	単価 [円/kW]	500,000
	発電効率 [kW/Nm <sup>3</sup> ]	2.13 (60 [%])
水素蓄蔵装置	単価	1,878 [円/kWh] (4,000 [円/Nm <sup>3</sup> ])



料金プランは2024年4月に公表された最新のものを使用する。

表3 東北電力の業務用電力料金プラン

基本料金 [円/kW]	2031.7	
電力量料金 [円/kWh]	夏季(7月-9月)	31.67
	その他季	30.47
再生可能エネルギー 促進賦課金単価 [円/kWh]	3.49	
燃料調整費 [円/kWh]	0、5、10	

電力会社供給モデルは購入電力量と電気料金プランによりランニングコストを求め、ライフサイクルコストとする。

表3 東北電力の業務用電力料金プラン

基本料金 [円/kW]	2031.7	
電力量料金 [円/kWh]	夏季 (7月-9月)	31.67
	その他季	30.47
再生可能エネルギー 促進賦課金単価 [円/kWh]	3.49	
燃料調整費 [円/kWh]	0、5、10	

投資回収年数は各モデルのライフサイクルコストを電力会社供給モデルの年間電力購入料金で除して計算する。

表3 東北電力の業務用電力料金プラン

基本料金 [円/kW]	2031.7	
電力量料金 [円/kWh]	夏季 (7月-9月)	31.67
	その他季	30.47
再生可能エネルギー 促進賦課金単価 [円/kWh]	3.49	
燃料調整費 [円/kWh]	0、5、10	

# 研究概要

CO<sub>2</sub>排出量はIsZEB②モデルでは設備生産時CO<sub>2</sub>排出量の合計値をライフサイクルCO<sub>2</sub>とする。電力会社供給モデルは購入電力量と東北電力のCO<sub>2</sub>排出原単位により算出する。

表 4 各CO<sub>2</sub>排出原単位

太陽光発電装置	1500 [kg-CO <sub>2</sub> /kW]
蓄電装置	200 [kg-CO <sub>2</sub> /kWh]
水素製造装置	100 [kg-CO <sub>2</sub> /kW]
燃料電池 (SOFC)	250 [kg-CO <sub>2</sub> /kW]
水素蓄蔵装置	25 [kg-CO <sub>2</sub> /kW]
東北電力のCO <sub>2</sub> 排出原単位	0.457 [kg-CO <sub>2</sub> /kWh]

# 研究概要

本研究では太陽光発電量18[kW] (100[m<sup>2</sup>]) ごとに各設備容量を変化させてライフサイクルコストを求める。その上で最適なシステムをライフサイクルコスト、二酸化炭素排出量、余剰電力量の水素変換率※<sup>3</sup> と余剰水素量より総合的に判断する。

※3 本研究では、余剰電力の水素変換率が90[%]以上となる条件を対象に検討を行う。

# 解析結果

一日平均法により、主に**夏季・中間季**において蓄電装置の稼働率が向上する。

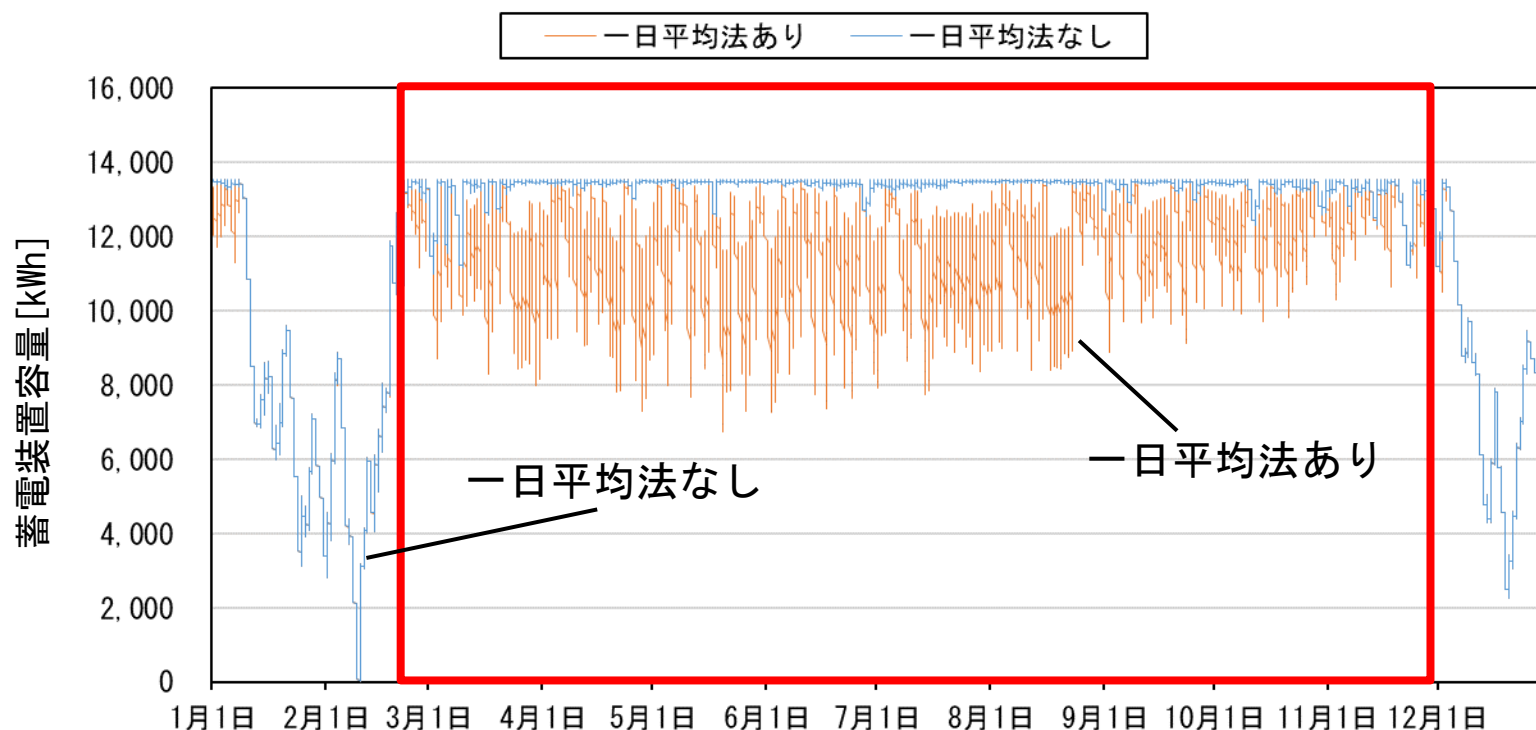


図4 一日平均法の有無による蓄電装置残量の年変化※4  
(太陽光発電容量936[kW] (5,200[m<sup>2</sup>]))

※4 一年間の助走計算を行っている。

# 解析結果

水素製造装置容量が**330 [kW]**において、一日平均法ありの場合、余剰電力の水素変換率が**ほぼ100 [%]**となる。

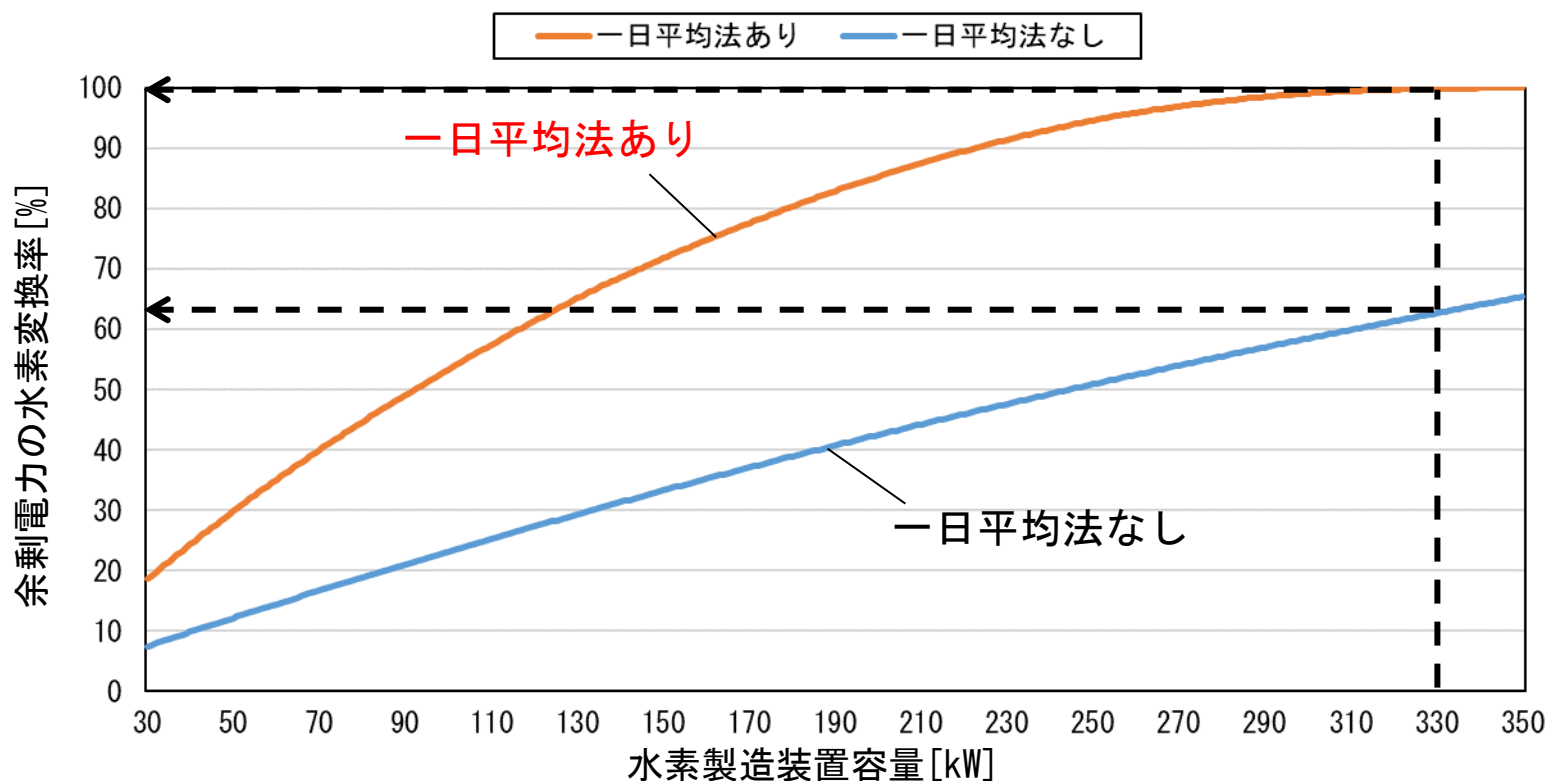


図5 一日平均法の有無による年間の余剰電力の水素変換率  
(太陽光発電容量936 [kW] (5, 200 [m<sup>2</sup>]))



# 解析結果

一方、一日平均法なしの場合、余剰電力の水素変換率は約60[%]となる。余剰電力の水素変換率は一日平均法を利用した場合に高くなる。

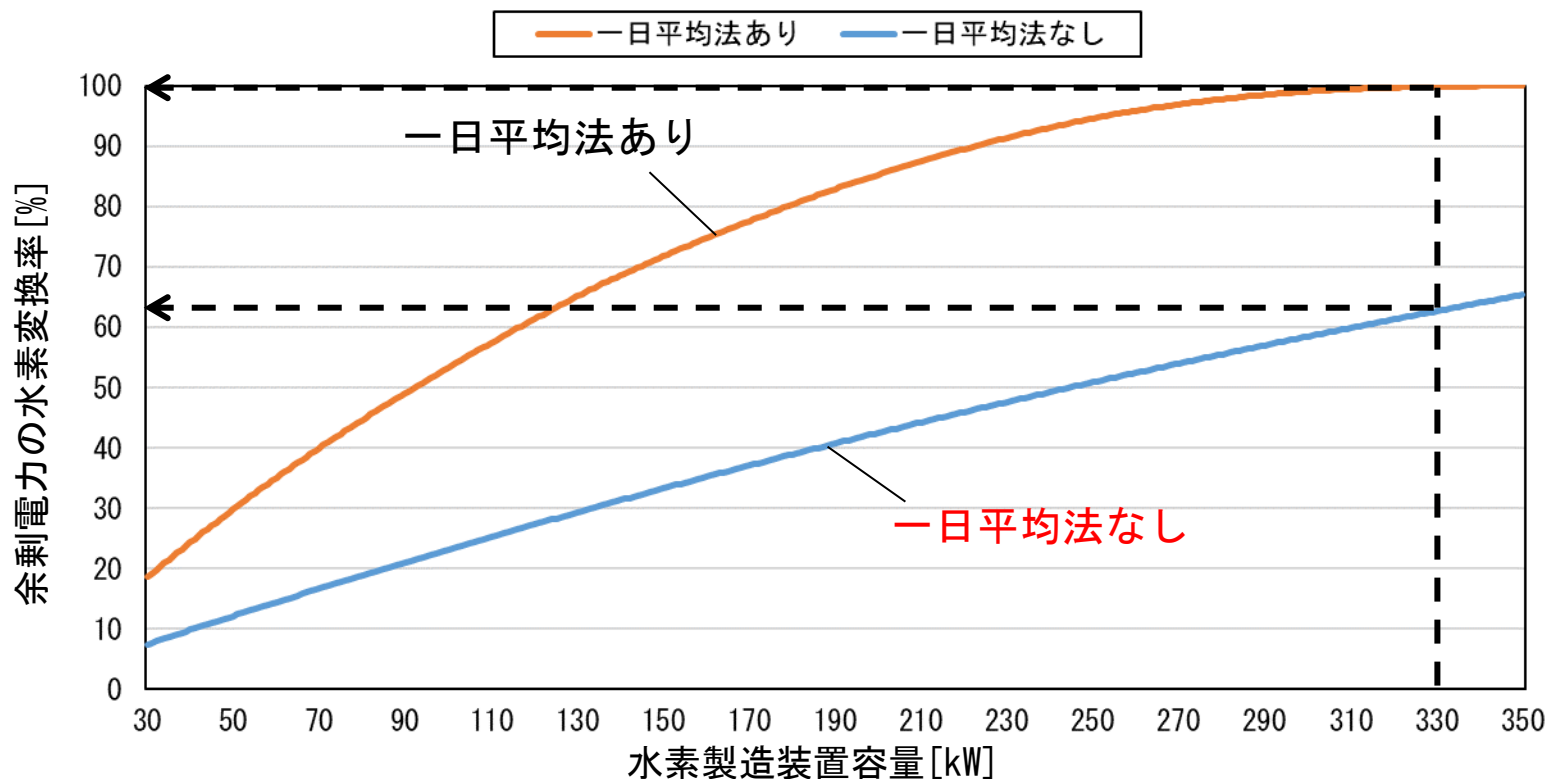
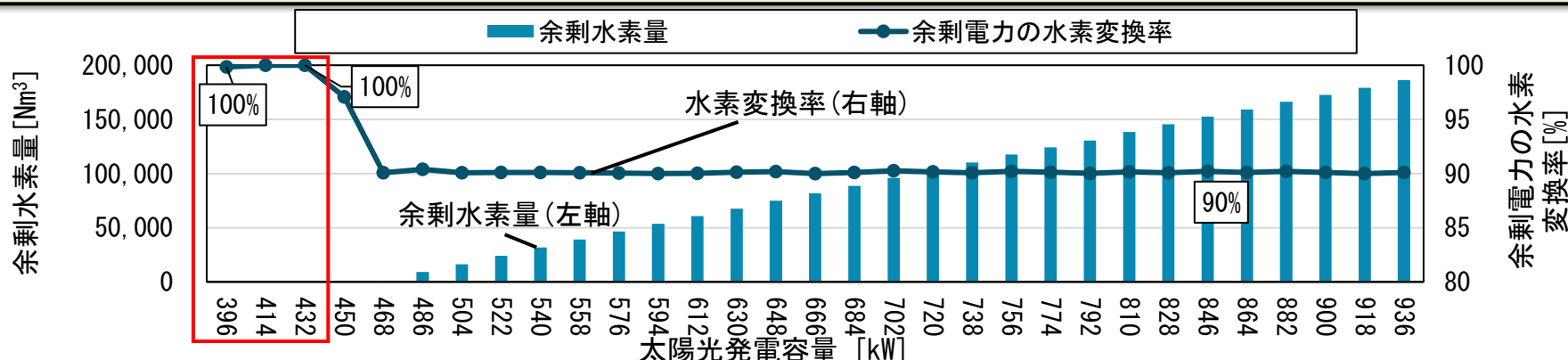
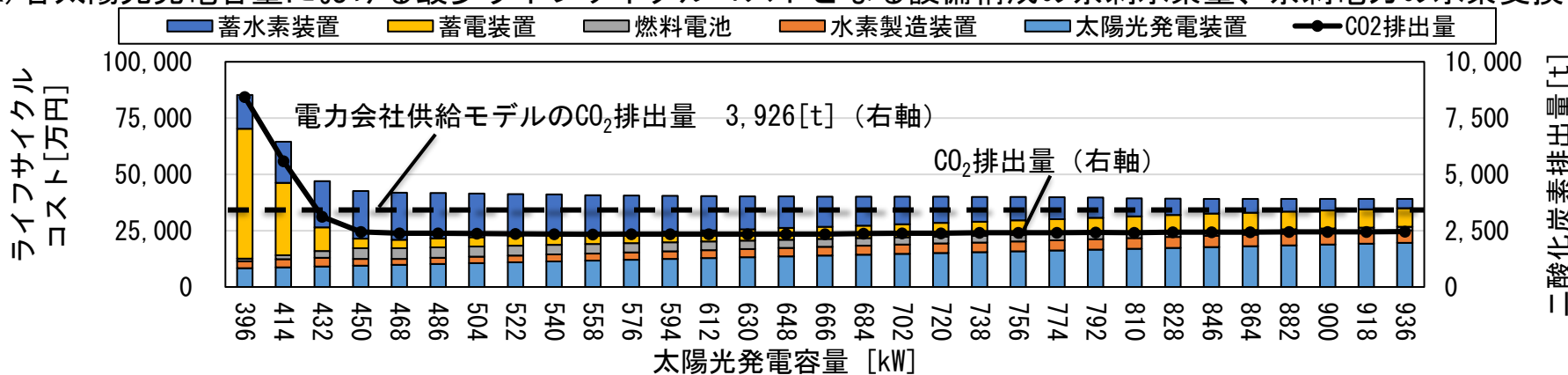


図5 一日平均法の有無による年間の余剰電力の水素変換率  
(太陽光発電容量936 [kW] (5, 200 [m<sup>2</sup>]))

太陽光発電容量が396 [kW] から432 [kW] までは余剰電力の水素変換率は**100 [%]** であり、余剰水素量もほぼない。



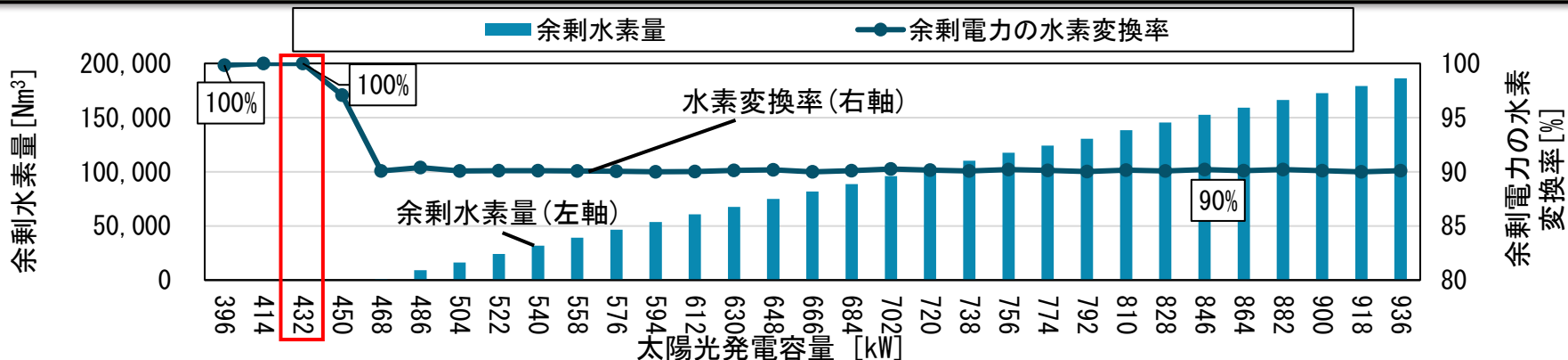
(a) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成の余剰水素量、余剰電力の水素変換率



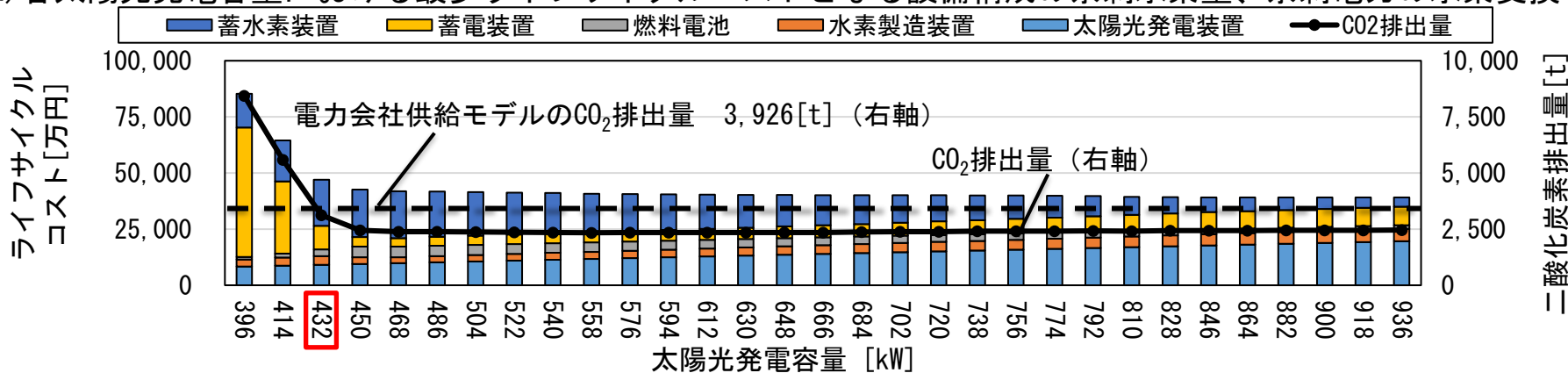
(b) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストと CO<sub>2</sub> 排出量

図 6 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、CO<sub>2</sub>排出量

太陽光発電容量432[kW]では、コスト約4.7[億円]、CO<sub>2</sub>排出量は約3,130[t]であり、電力会社供給モデルに比べ約770[t]削減できる。



(a) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成の余剰水素量、余剰電力の水素変換率

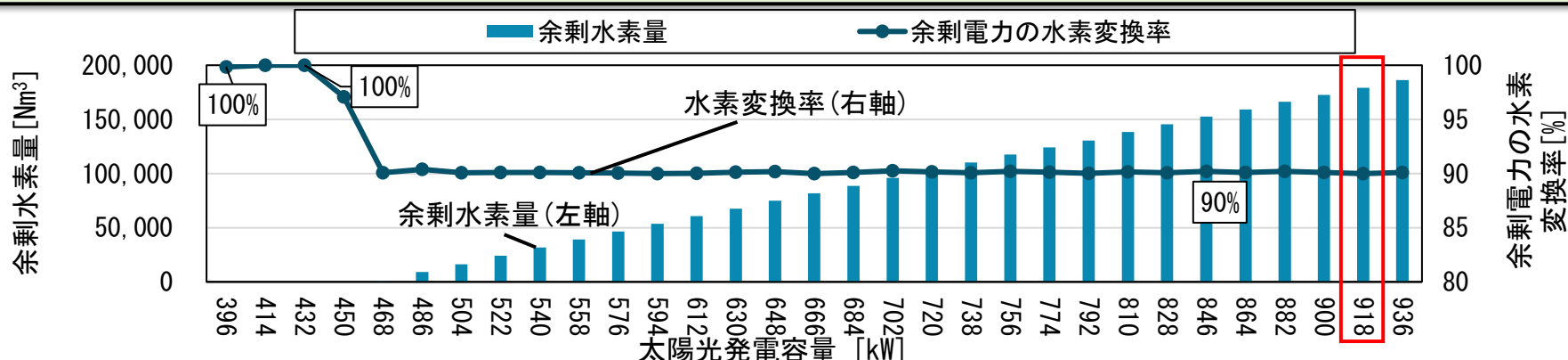


(b) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストと CO<sub>2</sub> 排出量

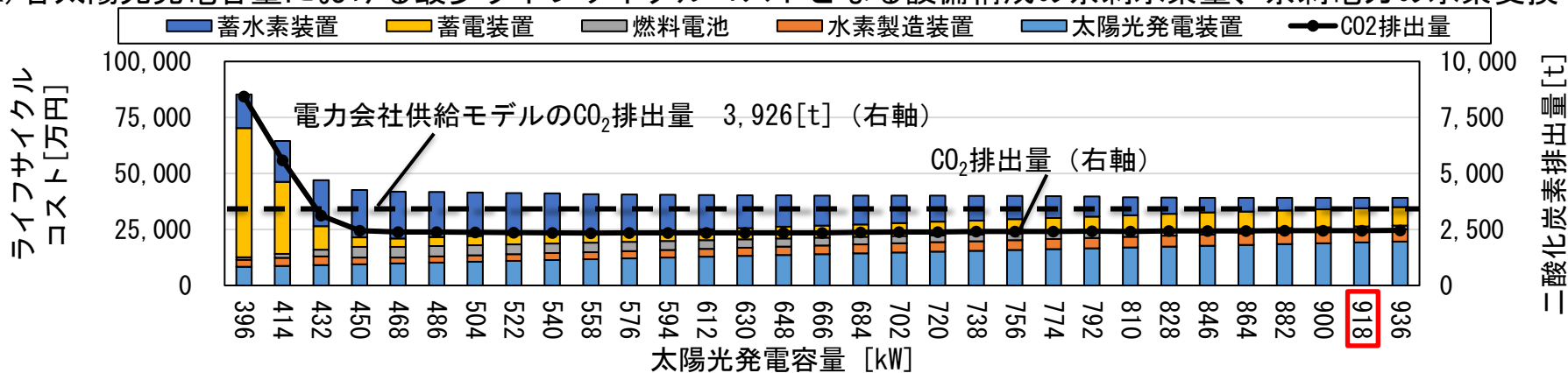
図 6 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、CO<sub>2</sub>排出量

# 解析結果

太陽光発電容量が918[kW]では、コストが最少となり約3.9[億円]、CO<sub>2</sub>削減量は約1,470[t]、年間余剰水素量は18万[Nm<sup>3</sup>]となる。



(a) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成の余剰水素量、余剰電力の水素変換率

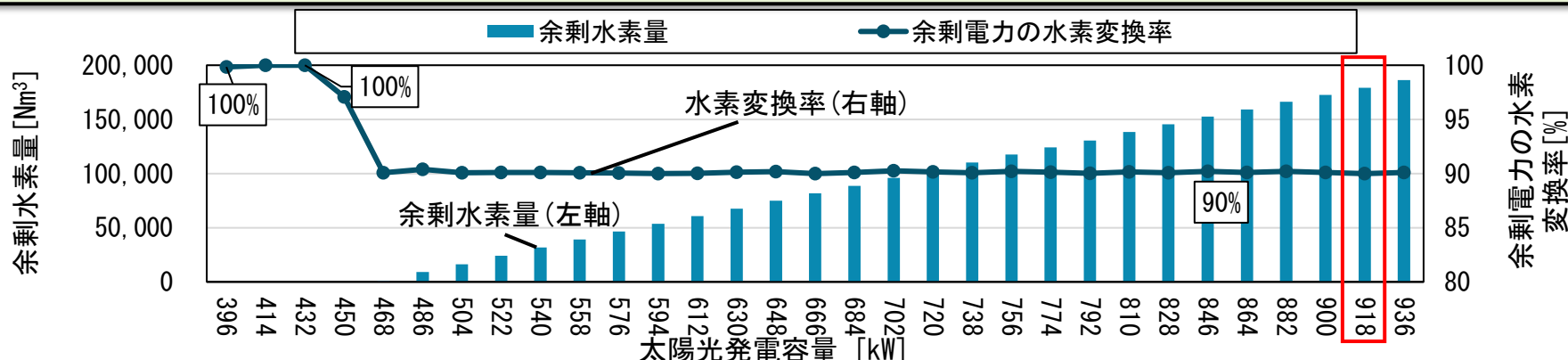


(b) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストと CO<sub>2</sub> 排出量

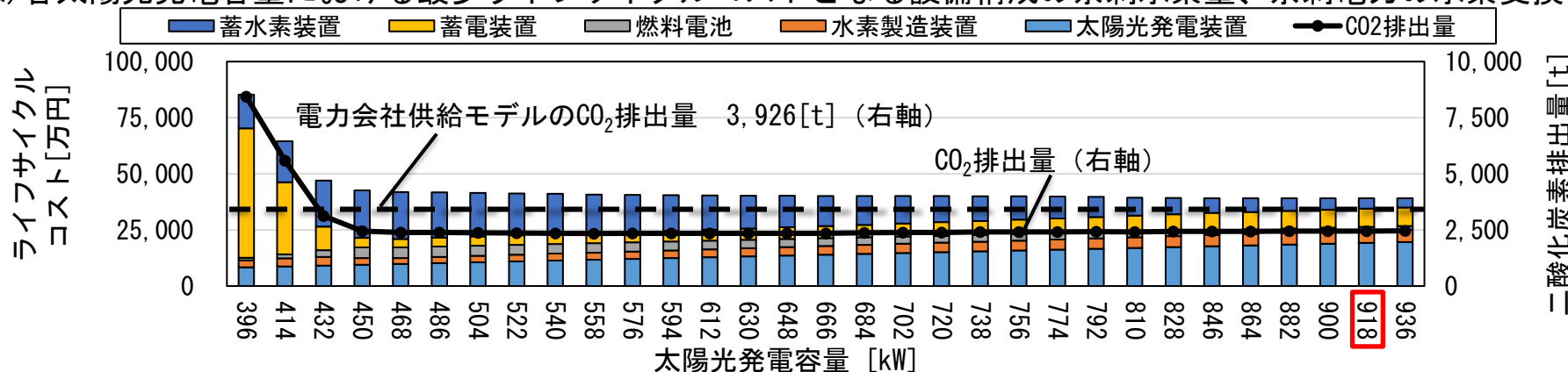
図 6 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、CO<sub>2</sub>排出量

# 解析結果

もしこの余剰水素の販売※<sup>5</sup>ができれば、コストは**2.3[億円]**と減少し、ライフサイクルCO<sub>2</sub>を更に**1,050[t]**削減することができる。



(a) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成の余剰水素量、余剰電力の水素変換率



(b) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストと CO<sub>2</sub> 排出量

図6 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、CO<sub>2</sub>排出量

※<sup>5</sup> 水素販売純利益は500[円/kg] (45[円/Nm<sup>3</sup>])、水素販売によるCO<sub>2</sub>排出削減量は1 [Nm<sup>3</sup>]の水素の発電量(2.13[kWh])と東北電力のCO<sub>2</sub>排出原単位から算出する。

## 解析結果

電力会社供給モデルの年間購入電気料金は燃料調整費 0、5、10[円]の場合、約2,389[万円]、2,603[万円]、2,816[万円]となる。IsZEB②において太陽光発電量が432[kW]の場合、投資回収年数は燃料調整費によって変化し、**19.7、18.0、16.7**年となる。

# まとめ

- ① 太陽光パネル面積396 [kW] から432 [kW] にかけて余剰電力の水素変換率は約100 [%] となり、432 [kW] ではライフサイクルコスト約4.7 [億円] となる。
- ② 燃料調整費が0、5、10 [円] の場合で20年以内に投資回収できる。

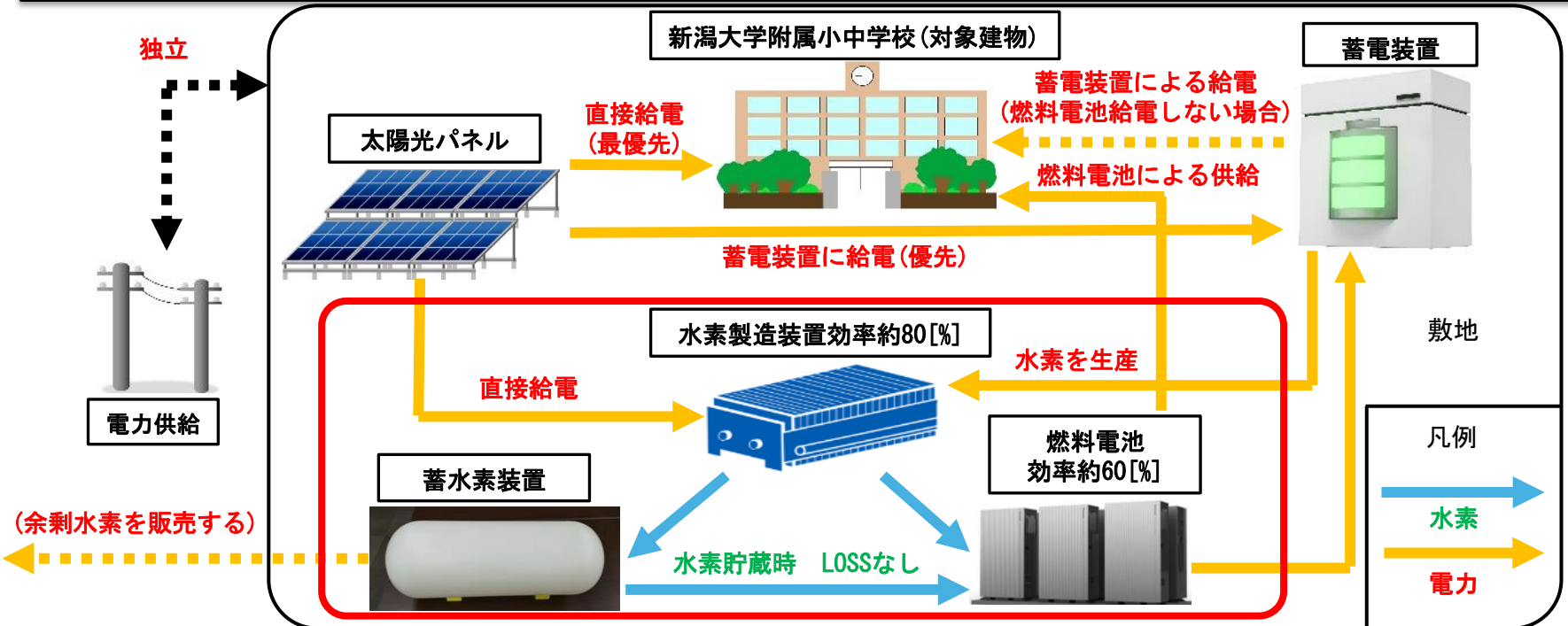


図1 水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入した IsZEBシステム (IsZEB②) の概要