

東北エリア洋上風力の大量導入に向けて

EVスマート充電と水素貯蔵の 協調シミュレーション

多時間スケールの調整力が、再エネ出力制御・電力価格・CO₂排出・系統混雑に与える影響を評価 | 詳細説明版

張 砢

東北大学大学院 環境科学研究科

第1回再生可能エネルギー脱炭素研究プラットフォーム研究会

テーマ：再エネ導入課題と送電シミュレーション

2026年6月12日 14:45-15:25

本日のメッセージ

洋上風力を含む大量再エネ導入では、「発電を増やす」だけではなく、余剰をどの時間・どの場所で吸収するかが重要になる。

再エネ余剰

春季・昼間・強風時に集中

EV充電制御

日内の余剰を需要側で吸収

水素エネルギー貯蔵

複数日から季節の残余変動を吸収

系統混雑

時間制御だけでは解けない空間制約

今日話すこと

- 東北エリアで再エネ大量導入時に何が制約になるか
- EV充電制御と水素エネルギー貯蔵を同時に最適化すると何がかわるか
- 費用、出力制御、価格、CO₂、系統混雑を同じモデルで見る意味

先に結論

1

EV充電制御（Smart V1G）は、非制御充電に比べて費用とEV充電由来CO₂を大きく下げる。

2

水素はEVが扱いにくい長時間の残余変動を補完し、協調時に出力制御をさらに下げる。

3

一方で、地方部再エネから需要地への潮流が増え、混雑対策が必要になる。

アウトライン

1. 背景

東北エリアの再エネポテンシャル、洋上風力、出力制御、系統制約。

2. モデル

電力系統、EV交通需要、水素製造・水素貯蔵・燃料電池を統合した容量拡張・需給運用最適化。

3. 結果

総費用、再エネ出力制御、電力価格、EV・水素の需給運用、CO₂削減、系統混雑。

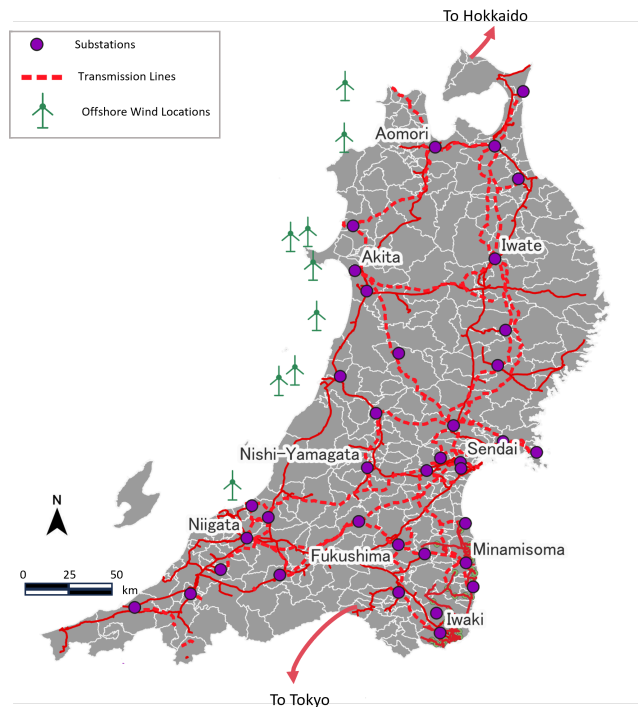
4. 含意

「多時間スケール調整力」と「送電増強」の同時設計。

1. 背景：東北エリアの再エネ導入課題

東北エリア：再エネ資源と需要地の空間ギャップ

東北エリア送電網モデル



東北エリアの送電網・主要ノード・地域間連系の概念図。

空間的な特徴

- 再エネ適地は沿岸部・山間部・北東北側に広がる
- 大きな需要地は仙台圏、工業地域、都市部に集中
- 再エネを大量導入すると、発電地点から需要地点への潮流が増える
- その結果、時間的な余剰だけでなく、流通設備混雑が制約になる

500/275 kV

東北の基幹送電網と地域間連系を明示的に表現。

21.7 GW

既存火力は石炭・LNG・石油を中心に約79%。

東京・北海道

南北連系も含め、輸出入制約をモデル化。

東北の課題は「再エネが足りない」ことではなく、「再エネを運び、使い切る能力」が追いつくかである。

東北エリアの論点：資源偏在と系統制約

背景整理：東北は洋上風力・陸上風力・太陽光の導入余地が大きい一方、需要は仙台圏や工業地域に偏在する。そのため、再エネ大量導入の制約は発電コストだけでなく、送電線容量、連系線運用、需要側調整力の同時問題として現れる。

空間制約

発電地点と需要地点が離れるほど、基幹系統の潮流が増え、混雑シャドウ価格が発生しやすくなる。

時間制約

春季・昼間・強風時に余剰が集中するため、短時間の需要シフトだけでは吸収しきれない。

制度・運用制約

地域間連系線や出力制御ルールの下で、余剰再エネをどこまで有効利用できるかが決まる。

発表で強調する点

- 本研究では、東北エリア単独ではなく、東京・北海道との連系も含めた系統運用として評価する。
- EVスマート充電は需要側の時間移動、水素貯蔵は長時間側のエネルギー移動、送電網は空間移動を担う。
- 最終的な評価指標は「再エネ導入量」ではなく、費用・出力制御・CO₂・価格・混雑を同時に見る必要がある。

洋上風力：大量導入の中核候補

なぜ洋上風力か

- 東北・北海道周辺は洋上風力ポテンシャルが大きい
- 太陽光と異なり、夜間・冬季にも発電する可能性がある
- ただし、風況は天候に強く依存し、数時間から数日の変動が大きい
- 大量導入時には、発電変動と系統制約の同時管理が必要

3.584 GW

2030年運用想定東北7
促進区域を入力。

63%

全国促進区域の洋上風力
容量に占める東北7区域の
比率。

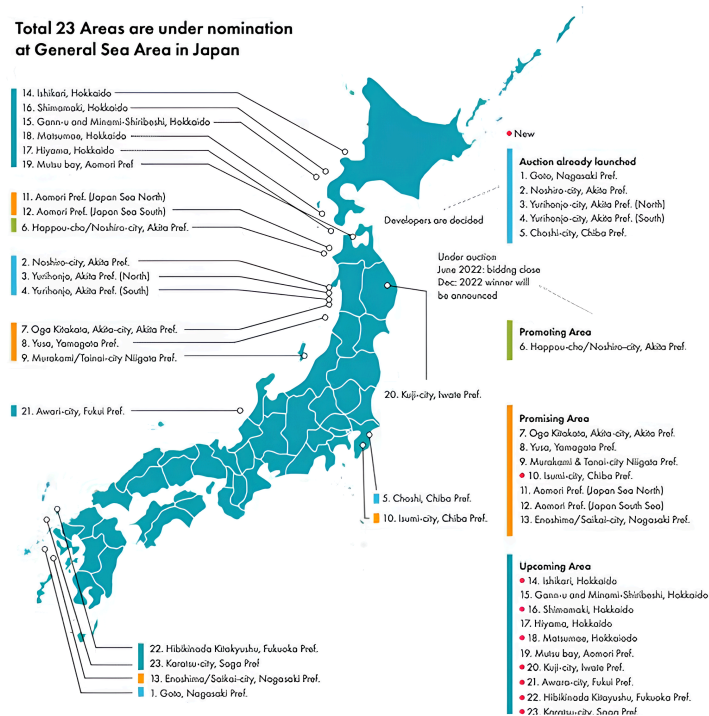
4.754 GW

促進区域と有望区域を合
わせた東北沿岸の規模
感。

洋上風力は脱炭素の柱になるが、調整力と送電網
なしでは「使える電力」にならない。

洋上風力促進区域・候補区域の分布

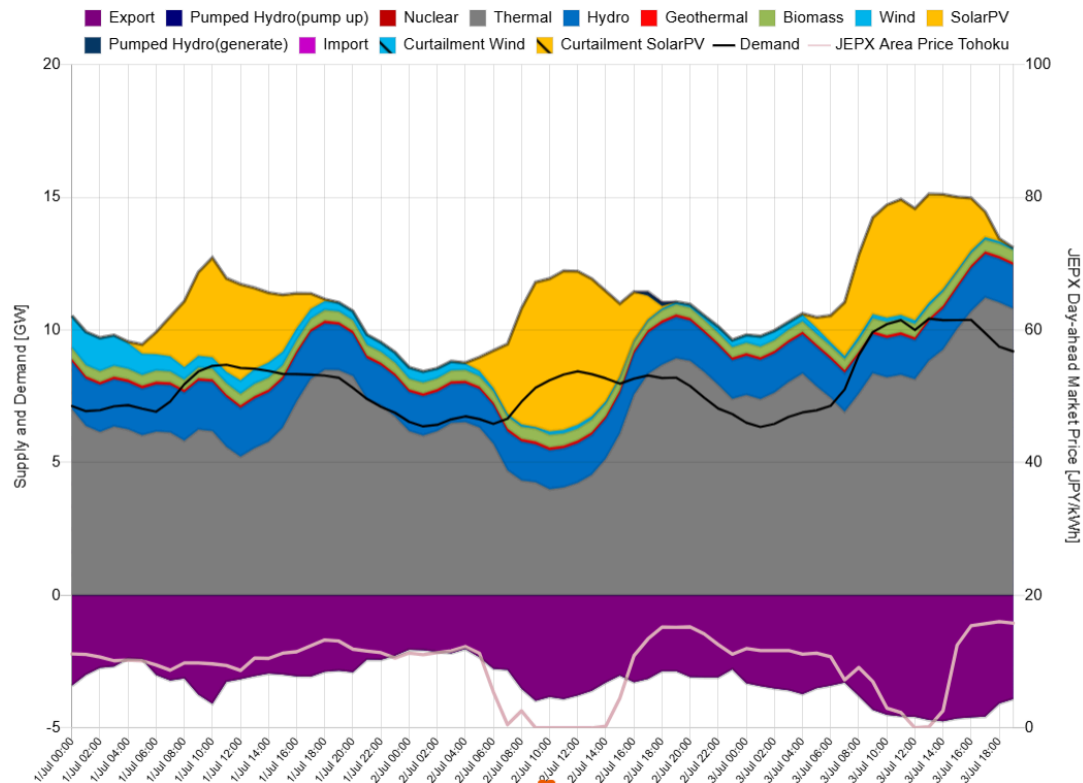
Total 23 Areas are under nomination
at General Sea Area in Japan



日本周辺の洋上風力導入・候補エリアの分布。

東北の需給運用と価格：昼間余剰が価格を押し下げる

東北エリアの需給運用・市場価格（2024年代表期間）



Source: Renewable Energy Institute, Electricity Statistics, <https://www.renewable-ei.org/statistics/electricity/#demand>

背景として見えること

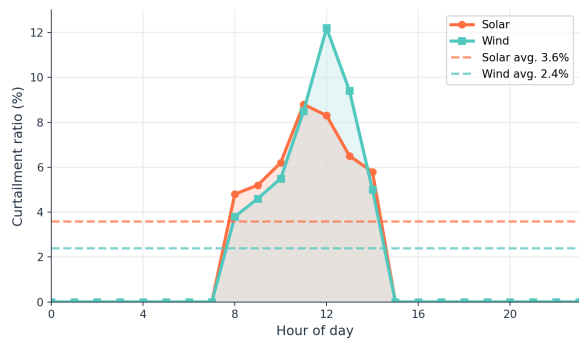
価格変動：東北エリア価格は日内で大きく変動し、太陽光が多い昼間にはゼロ円近くまで低下する時間がある。

需給ミスマッチ：昼間の再エネ供給ピークと需要・市場吸収力が一致せず、余剰が発生しやすい。

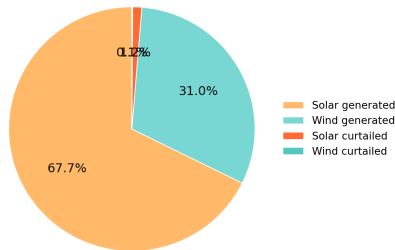
本研究への接続：EVスマート充電と水素貯蔵は、この昼間余剰を需要側・長時間側へ移すための調整力として位置づけられる。

2024年時点でも見える出力制御の構造

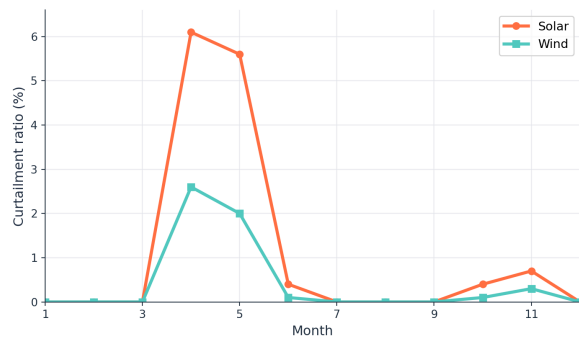
4月代表日の出力制御パターン



年間発電量と出力制御の内訳



月別出力制御率



主要指標

年間太陽光
出力制御率

1.1%

年間風力
出力制御率

0.4%

太陽光の
ピーク月

4月 (6.1%)

風力の
ピーク月

4月 (2.6%)

太陽光の
ピーク時刻

12:00

風力の
ピーク時刻

12:00

太陽光
年間発電量

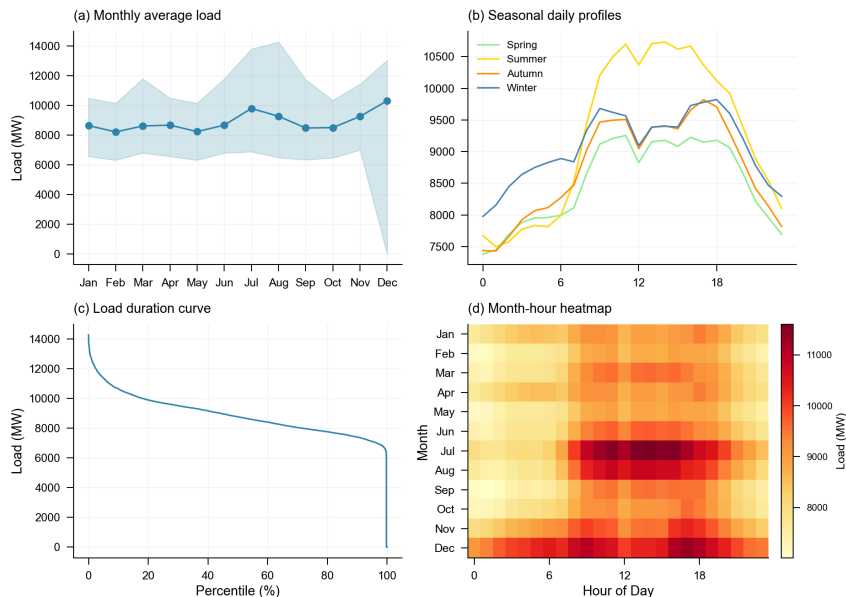
21,336 GWh

風力
年間発電量

9,772 GWh

需要側にも季節性・日内変動がある

東北エリア需要プロファイル (2024年)



需要プロファイルの意味

- 冬季・夏季の需要ピークは、再エネの出力タイミングと常に一致しない
- 昼間に太陽光が余る一方、夕方以降に残余需要が高まる
- EV充電を夕方に集中させると、再エネ余剰を吸収できずピークを増やす
- EV充電制御は、この日内ミスマッチを補正する需要側資源になる

需要を固定されたものとして扱うと、需要側調整力の価値を過小評価する。

研究課題：時間スケールの違う調整力を組み合わせる

VRE

太陽光・陸上風力・洋上風力
の変動と余剰



EV V1G

駐車中の充電時間を最適化
し、日内余剰を吸収



H₂

水電解・貯蔵・燃料電池によ
り長時間の残余変動を補完

問い 1

EV充電制御は、非制御充電に比
べてどれだけ費用・排出を下げる
か。

問い 2

水素はEVと代替するのか、それ
とも異なる時間スケールの残余変
動を補完するのか。

問い 3

調整力を増やすほど系統混雑は本
当に減るのか。

2. モデル：電力・交通・水素の 統合最適化

モデルの全体構造

統合最適化モデルの全体構造

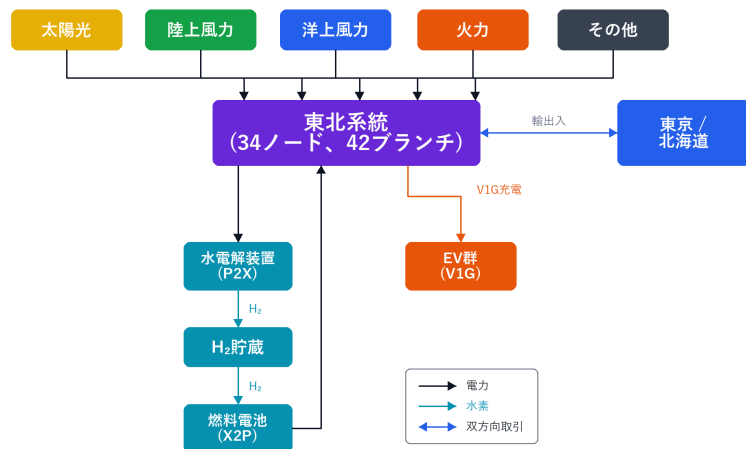


図1 電力系統、EV充電、水素製造・貯蔵・発電を統合したモデル構造。

決定変数の分類

分類	主な決定変数
設備容量	発電設備、水電解装置、H ₂ 貯蔵、燃料電池、送電・連系容量
電力運用	発電出力、出力制御、潮流、東京・北海道との輸出入
EV運用	充電電力、充電時刻、EV蓄電池SoC、走行需要充足
水素運用	水電解入力、H ₂ 製造量、H ₂ 貯蔵量、燃料電池発電

設備投資と8760時間運用を同時に決め、総システム費用を最小化する。

計算対象：2030年から2045年までを対象に、各年の容量拡張と時間別運用を評価。

計算手順：PLEXOSで6シナリオを実行し、各ケースで8760時間の需給運用を最適化。

計算規模：1ケースあたり数時間程度を要する大規模な容量拡張・運用最適化。

6シナリオ：技術の限界効果と協調効果を分離

6シナリオ設計：EV充電制御と水素導入

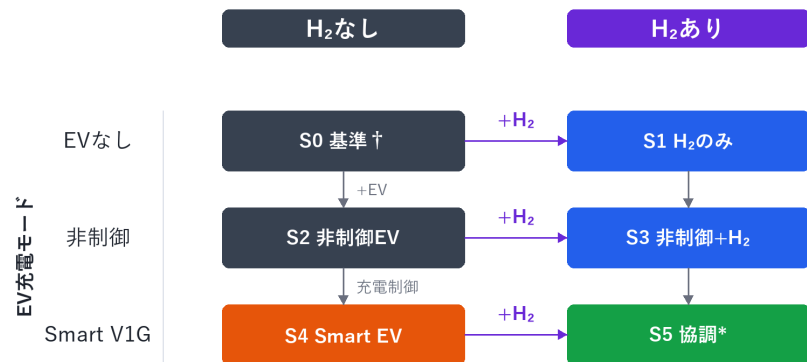


図2 H₂導入の有無とEV充電モードを組み合わせた6シナリオの設計。

Scenario	EV	H ₂	目的
S0	なし	なし	基準
S1	なし	あり	水素単独
S2	非制御	なし	EV普及のみ
S3	非制御	あり	水素による補完
S4	Smart V1G	なし	充電制御
S5	Smart V1G	あり	協調制御

S2とS4の差が「充電制御」の効果、S4とS5の差が「水素追加による補完効果」を示す。

シナリオ設計の考え方

設計意図：6つのシナリオは、EV導入、充電制御、水素導入の効果を一つずつ分解するために作っている。特にS2とS4の比較でSmart V1Gの限界効果、S4とS5の比較で水素を追加した協調効果を見る。

S2 → S4

EV台数や交通需要は同じまま、非制御充電をSmart V1Gに変える。充電時刻制御の純粋な効果を見る。

S4 → S5

Smart V1Gに水素を追加する。短周期のEVと長周期の水素が補完するかを評価する。

S0 → S5

基準系統から協調シナリオまでの総合効果。費用、出力制御、価格、CO₂、混雑を同時比較する。

- 「EVあり」だけでは、充電が夕方に集中して残余需要を悪化させる可能性がある。
- 「水素あり」だけでは、往復効率が低いため、短周期用途ではEVほど効率的ではない。
- 協調ケースでは、EVが日内余剰を吸収し、水素が残った長周期変動を吸収する構造を期待する。

EVモデル：交通需要から充電可能性を作る

入力

- 交通量・平均速度・OD調査
- 平日・休日パターン
- 走行距離、消費電力量、駐車時間
- EV普及率：地域車両の50%を想定

1.65 million

東北の約330万台のうち
50%をEV化。

60 kWh

1台あたり電池容量。SoC
は30-96%に制約。

25 km/day

1台あたり日走行距離。交
通需要を満たす制約。

制約

- 走行中は充電不可
- 駐車中のみ充電可能
- 必要な走行需要を満たすSoCを維持
- V1Gでは逆潮流なし、充電タイミングのみ最適化

非制御充電とSmart V1Gの違い

非制御充電：帰宅後・夜間に充電が集中し、夕方ピークと重なる。

Smart V1G：充電を低価格・低炭素・再エネ余剰時間へシフトする。

EVの調整力価値は「電池容量」だけでなく、「いつ系統につながっているか」で決まる。

水素モデル：余剰電力を長時間側へ変換する

水電解装置

再エネ余剰または低価格電力を使い、水素を製造する。

H₂貯蔵

日をまたぐ、数日、季節の余剰を保存する。

燃料電池

低再エネ・高価格・供給不足時に電力へ戻す。

水素に期待する役割

- 春季・強風時の持続的余剰の吸収
- 低再エネ継続事象時のバックアップ
- 価格スパイク・ランプ変動の緩和
- EVで吸収しきれない長時間の残余変動への対応

ただし注意点

- 往復効率は高くない
- 設備投資が必要
- どの時間スケールで使うかを間違えると高コストになる
- したがって、EVとの役割分担が重要

65%

水電解効率：電力から水素への変換。

50%

燃料電池効率：水素から電力への戻し。

32.5%

往復効率。日内用途だけでは不利になりやすい。

3. 結果：費用・出力制御・価格・需給運用

結果の全体像：S5は多くの指標で最良

Scenario	System Cost (Bn JPY)	出力制御率 (%)	CO ₂ Reduction vs S0	Congestion Freq. (%)
S0 Baseline	27,948	20.3	-	88.2
S1 H ₂ Only	27,370	19.1	-1.6%	88.5
S2 Unmanaged	32,916	19.1	-14.3%	93.6
S3 Remediation	32,394	18.3	-15.8%	93.2
S4 Smart V1G	29,560	15.8	-18.5%	93.0
S5 Synergy	29,229	14.8	-19.9%	93.2

S5は費用・出力制御・CO₂で最良。一方、混雑頻度はEV導入により上昇し、系統制約が残る。

全体結果の要約：何が改善し、何が残るか

主要結果：S5（Smart V1G + 水素）は総費用、出力制御、価格ランプ、EV充電由来CO₂など多くの指標で最も良い。一方で、再エネ利用が増えるほど地方部から需要地への潮流も増え、系統混雑は単純には解消しない。

費用低減

Smart V1Gが最大の費用低減レバー。非制御充電のピーク需要を避け、安価な余剰時間帯へ移す。

出力制御低減

水素追加により、EVだけでは吸収できない複数日・季節側の余剰を追加的に利用できる。

混雑残存

調整力資源は時間方向の問題を緩和するが、送電線容量という空間方向の制約は別途対策が必要。

このスライドでは「S5が万能」というより、「時間方向の最適化は効くが、空間方向の送電制約は残る」という二段階のメッセージを明確にする。

コスト：最大のレバーはEVスマート充電

10%

Smart V1Gは非制御充電に対し、
総システム費用を約10%削減。

3,356 Bn JPY

S4はS2に対し、2030-2045年で
大きな費用削減。

331 Bn JPY

S5はS4に水素を追加し、さらに
費用を削減。

なぜSmart V1Gが効くのか

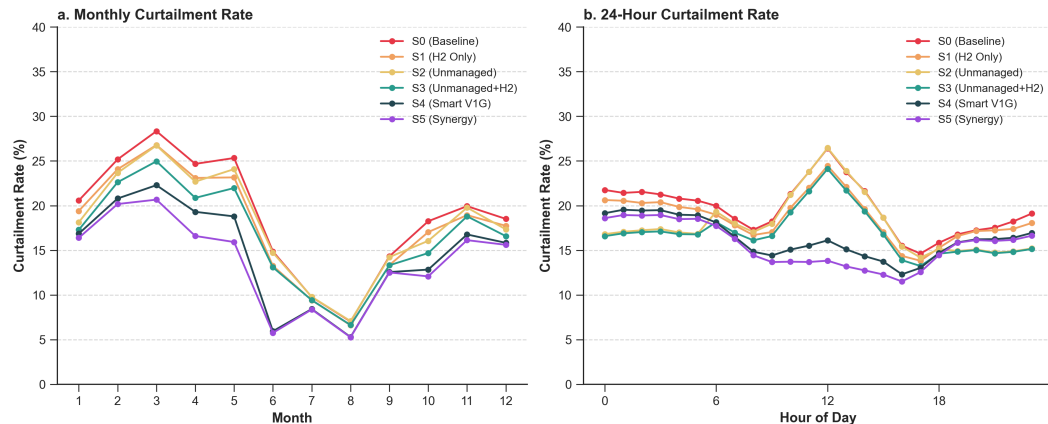
- 夕方ピーク充電を避ける
- 昼間の低価格・低炭素電力を使う
- 火力ピーク運用を抑える
- 出力制御される再エネを交通需要に変換する

水素の位置づけ

- 単独でも一定の価値がある
- ただし日内調整ではEVの方が直接的
- 水素はEVで処理しきれない残余変動、特に複数日変動で価値を持つ

出力制御：春季・昼間の余剰をどう吸収するか

月別・時刻別の出力制御率：S0-S5比較



結果の解釈：出力制御は年平均ではなく、3-5月の春季・昼間に集中する余剰によって規定される。EVは日内シフトに有効だが、数日以上継続する余剰には水素などの長時間貯蔵が必要となる。

春季 S2: 24.5%

非制御EVでは、3-5月の出力制御率が最大化する。

S4: 20.1%

Smart V1Gで春季平均を4.4ポイント低減。

S5: 17.7%

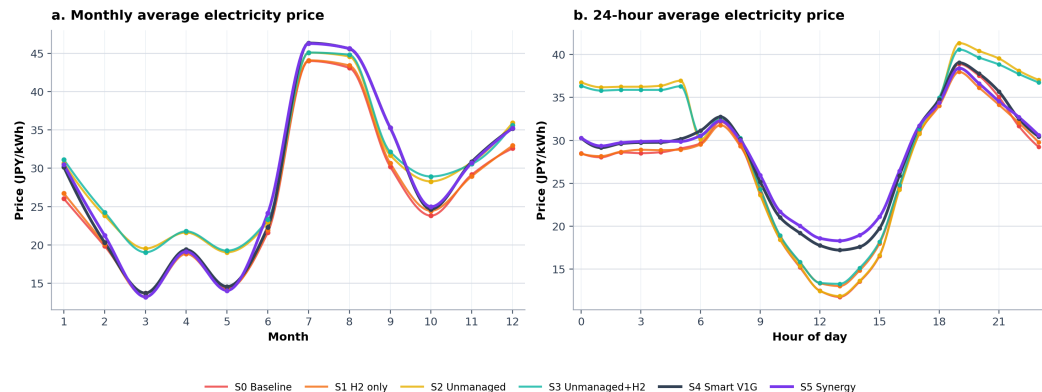
水素追加でさらに2.4ポイント低減。合計6.8ポイント改善。

Smart V1Gにより、
昼間の太陽光・風力
余剰へ充電を移し、
出力制御を低減する。

水素が複数日側の余
剰を吸収し、EVだけ
の場合よりさらに低
減する。

電力価格：需要シフトが価格形状を変える

月平均・24時間平均電力価格：S0-S5比較



結果の解釈：価格は「電力が不足している時間」と「余っている時間」を表すシグナルである。Smart V1Gはこの価格シグナルに需要を追従させることで、系統全体の運用費を下げる。

3月 S2: 19,530 JPY/MWh

基準ケース13,710 JPY/MWhに対して42%高い。

S4: 13,724 JPY/MWh

Smart V1Gで基準ケースとの差は14 JPY/MWhまで縮小。

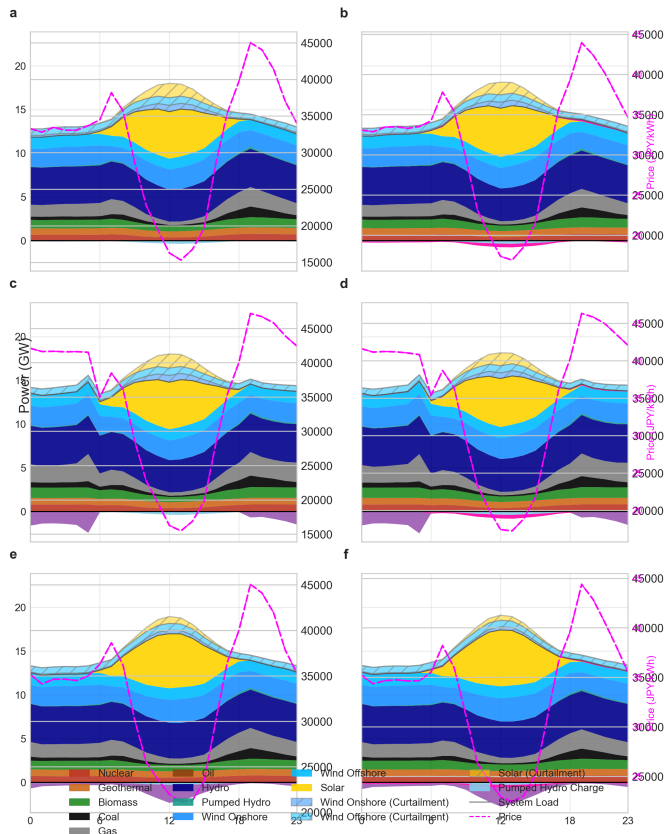
夜間 +28%

非制御充電はH0-H5の夜間価格プレミアムを維持する。

Smart V1Gは充電をH10-H15の昼間へ移し、春季の高価格化を抑える。一方、夏季昼間は冷房需要と重なるため、価格上昇の副作用も残る。

年平均dispatch：シナリオごとの構造差

年平均dispatch比較：S0-S5



S2

非制御充電が夕方残余ピークを押し上げ、火力運用を増やす。

S4

充電を太陽光余剰時間に移し、日内のネットロード形状を平坦化。

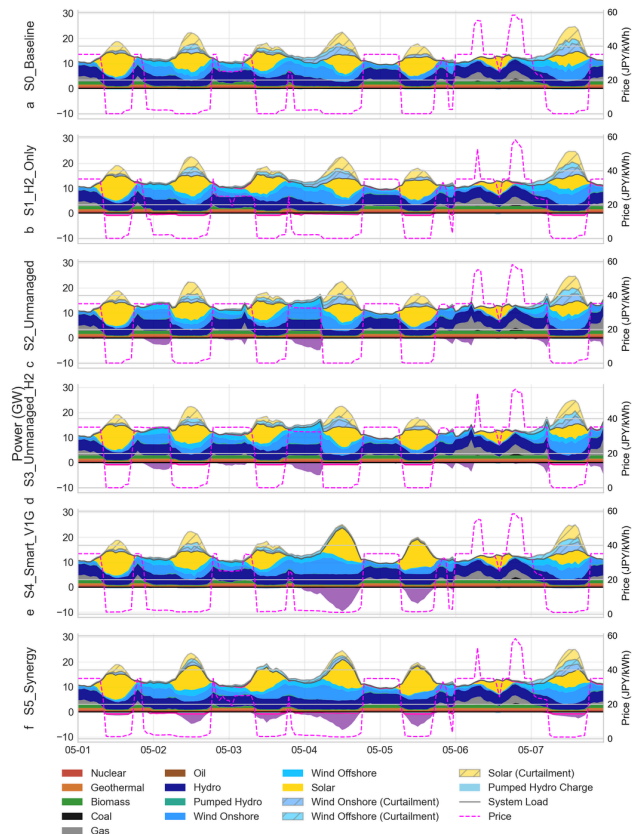
S5

EVで残った複数日の残余変動を水素が処理し、最小費用29,229 Bn JPY。

非制御EVは需要ピーク側を押し上げ、Smart V1Gは再エネ余剰時間へ需要を移す。水素は残余ピークと長時間不足に対して追加的に働く。

代表週dispatch：EVと水素の役割分担が見える

5月代表週のdispatch比較：S0-S5



H10-H14

Smart V1Gの主な充電窓。昼間余剰を交通需要へ変換。

12-48 h

春季の水素は、日内より長い中周期の余剰・不足を処理。

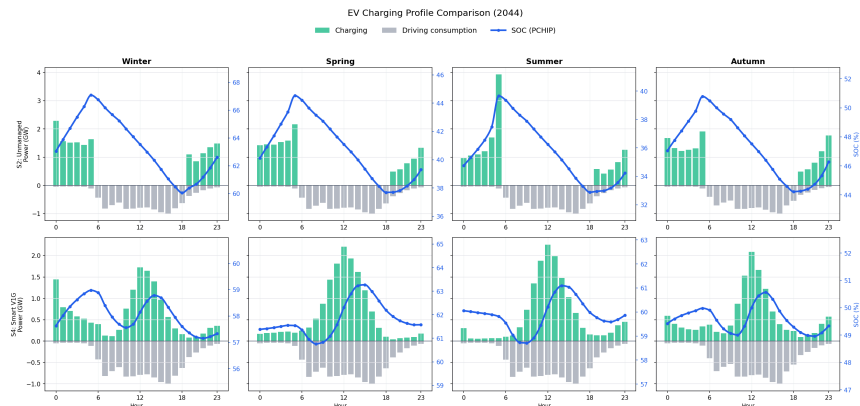
S5

EVの日内吸収とH₂の複数日調整が重なり、火力バックアップを最小化。

S5では、EVが日内の太陽光余剰を吸収し、水素が数日単位の不足・余剰を調整する。両者は同じ仕事を奪い合うのではなく、異なる時間スケールの残余変動を処理している。

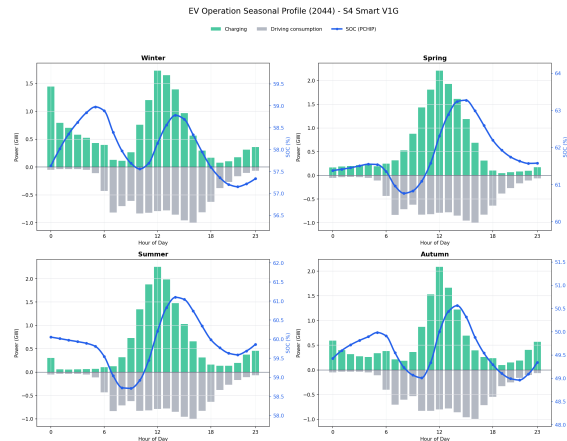
EV需給運用：非制御充電からSmart V1Gへ

2044年EV充電比較：S2 vs S4



非制御充電とSmart V1Gの比較。

Smart V1Gの24時間運用プロファイル



S4におけるEV充電運用プロファイル。

定量ポイント：東北の乗用車約330万台のうち50%、約165万台をEV化する想定である。非制御充電では帰宅後の夕方・夜間に需要が集中するが、Smart V1Gでは主な充電窓がH18-H22からH10-H14へ移動する。

交通制約

日走行距離25 km/台、電池容量60 kWh、SoC 30-96%制約により移動需要を満たす。

非制御充電

利用者行動に近い充電では、夕方以降の残余需要ピークを押し上げる。

Smart V1G

逆潮流なしで充電時刻だけを最適化し、昼間余剰を交通エネルギーとして吸収する。

H18-H22 → H10-H14

非制御充電の夕方集中を、太陽光余剰の昼間へ移動。

V1Gのみ

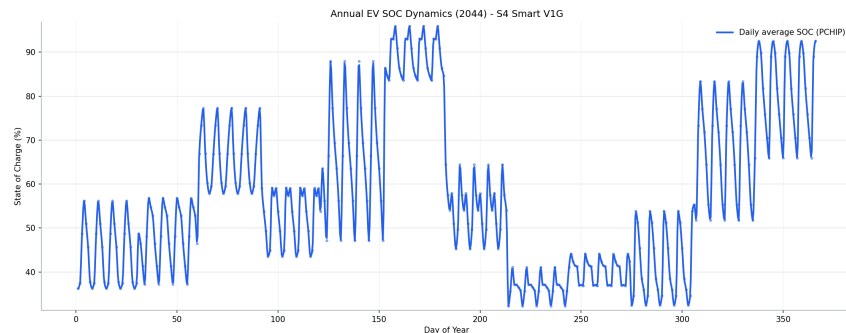
逆潮流なし。充電タイミングの制御だけで効果を評価。

50% EV

東北の乗用車約330万台のうち、約165万台をEV化する想定。

EVのSoC：交通サービスを維持しながら調整力を使う

Smart V1GにおけるEV電池SoCの年間推移



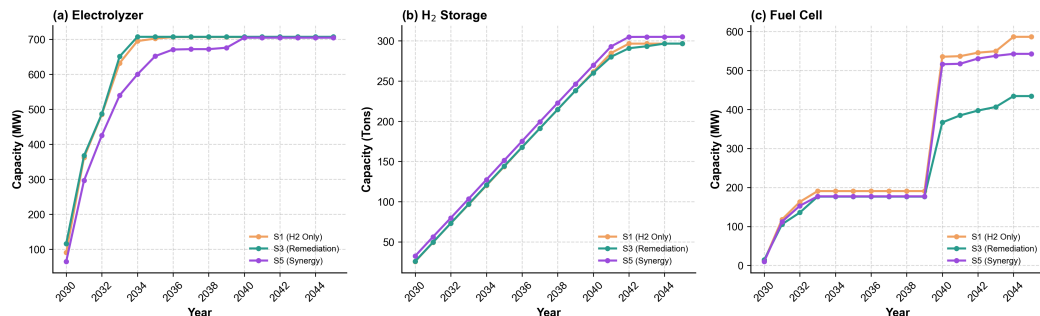
結果の解釈

- SoCは年間を通じて許容範囲内に維持され、交通サービスの継続性は保たれる
- Smart V1Gは充電を昼間へ移すが、走行需要を満たすSoC制約を同時に満たす
- EVの調整力は「蓄電池容量」だけでなく、駐車時間・充電可能時間・移動需要に依存する

Smart V1Gは、利用者の移動需要を制約として守りながら、再エネ余剰を交通エネルギーへ変換する需要側調整力である。

水素設備容量：供給側と放電側で決まり方が違う

水素システム設備容量の累積導入量



定量ポイント：水電解装置は704-707 MW、水素貯蔵は297-305 tでシナリオ間の差が小さい。一方、燃料電池は434-586 MWと35%程度の幅があり、余剰側ではなく不足時の残余ピークに左右される。

水電解装置

余剰再エネを受ける入口設備。主に春季・昼間・強風時の余剰量で決まる。

水素タンク

複数日から季節にまたがるエネルギー移動量で決まり、比較的安定する。

燃料電池

低再エネ時の不足ピークをどの程度補うかで容量が変わりやすい。

704-707 MW

水電解装置容量はシナリオ間でほぼ同一。供給側余剰で決まる。

297-305 t

H₂貯蔵容量もほぼ同一。季節ミスマッチで決まる。

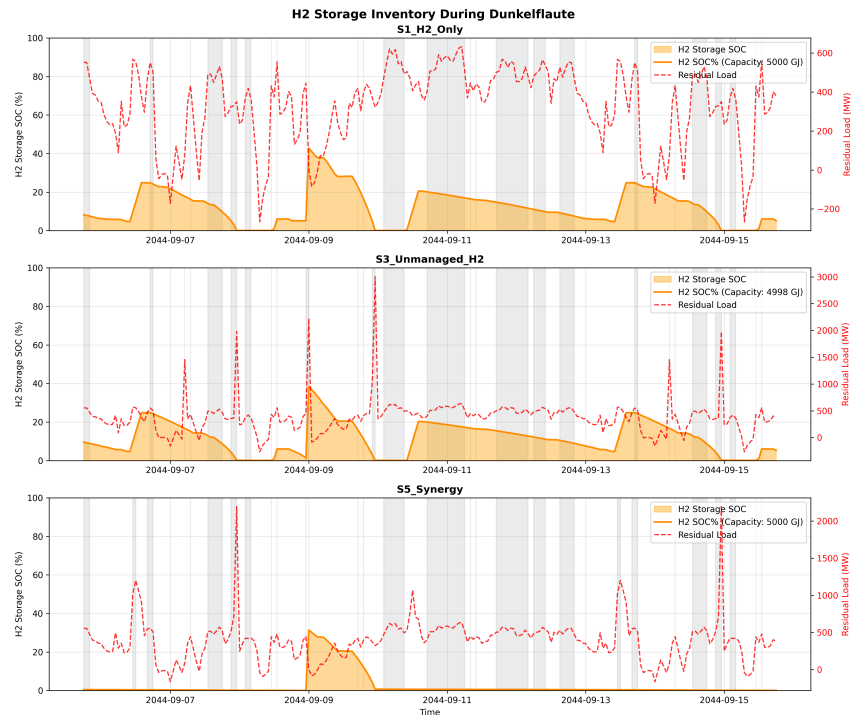
434-586 MW

燃料電池容量は35%幅で変化。残余ピーク側で決まる。

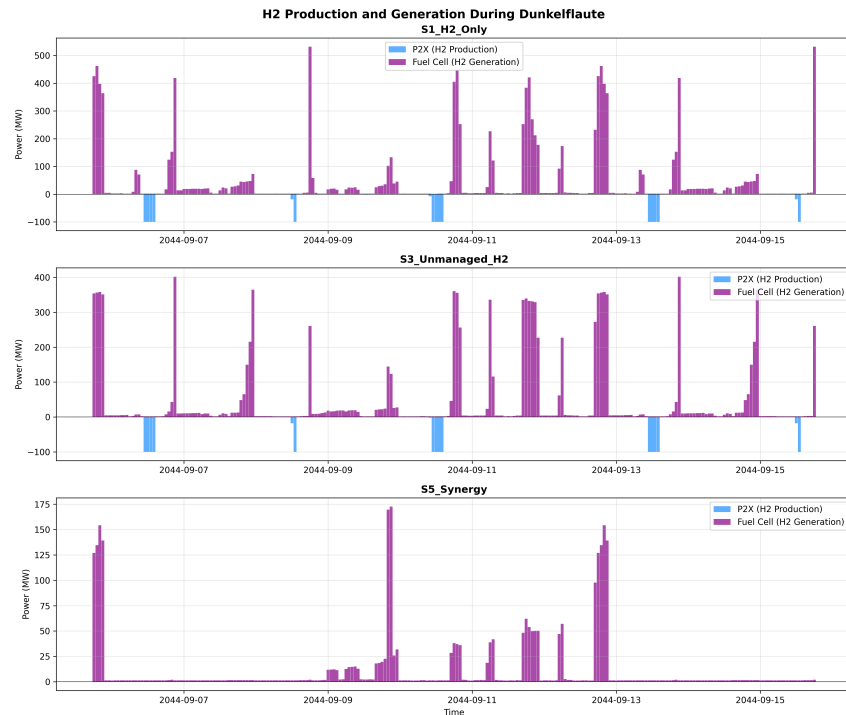
H₂の供給側容量は再エネ余剰でほぼ決まり、放電側容量は残余ピーク・低再エネ継続事象への対応で変わる。

水素貯蔵：季節・複数日スケールのバッファ

水素貯蔵量の年間推移



水素dispatchの代表期間詳細



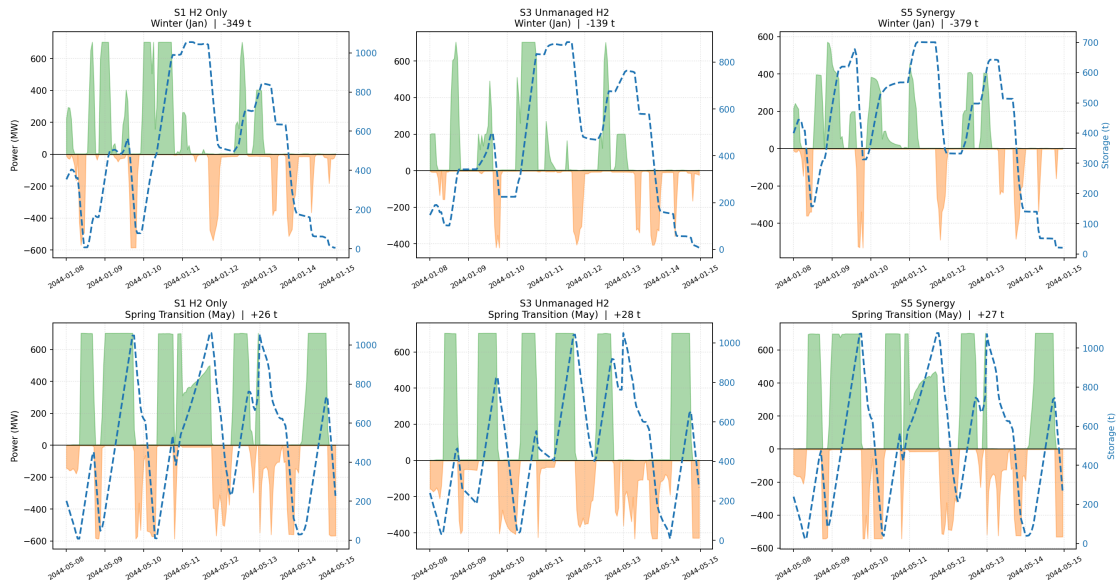
水素は日内で細かく充放電するよりも、数日から季節にわたる余剰・不足の橋渡しとして機能する。

週別水素dispatch：冬と春で役割が変わる

週別水素dispatch比較：冬季・春季

H2 Weekly Dynamics Comparison (2044)

■ P2X Load ■ FuelCell Gen - - - Storage (t)



冬: net drawdown

低再エネが続く週では、貯蔵水素を連続的に取り崩す。

春: 12-48 h

太陽光ピークで製造し、夜間・低風時に戻す中周期運用。

7,677 MWh / 48 h

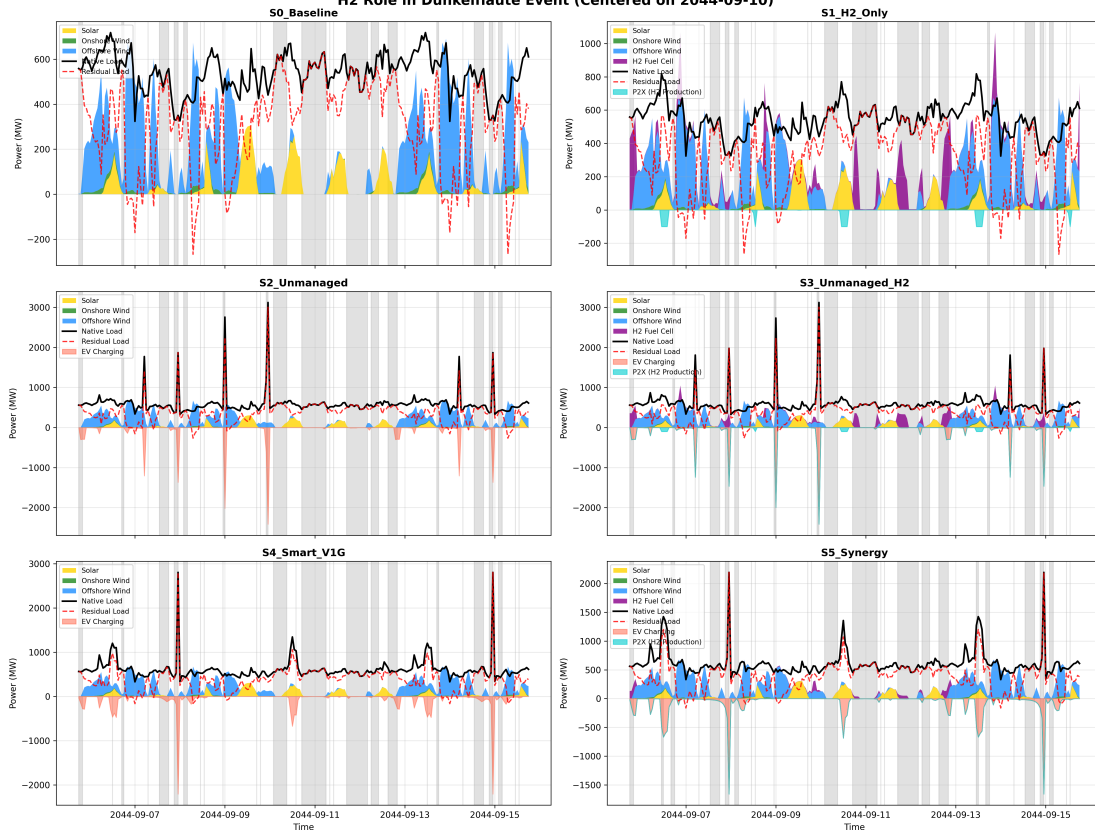
2044年4月の低VREイベントでS5が燃料電池発電。

同じ水素設備が、冬は長時間放電、春は余剰吸収と中周期調整として働く。

低再エネ継続事象：水素の長時間価値

低再エネ継続事象におけるS0-S5比較

H2 Role in Dunkelflaute Event (Centered on 2044-09-10)



VRE 29%

2044年4月の代表的低再エネイベント。年平均約55%を大きく下回る。

260 t

S5では蓄えた水素を取り崩し、48時間の不足を補う。

EVでは不足

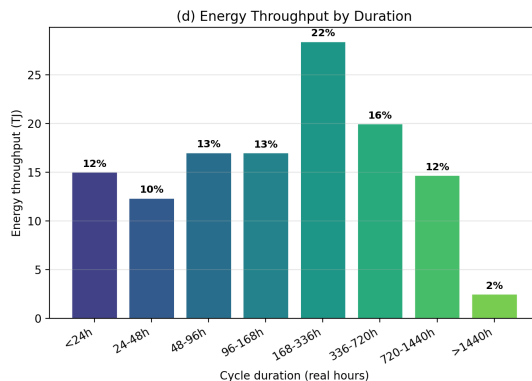
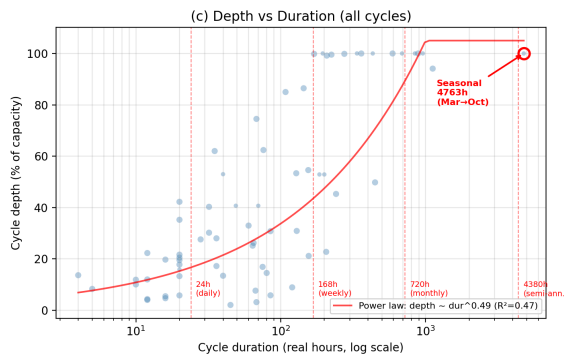
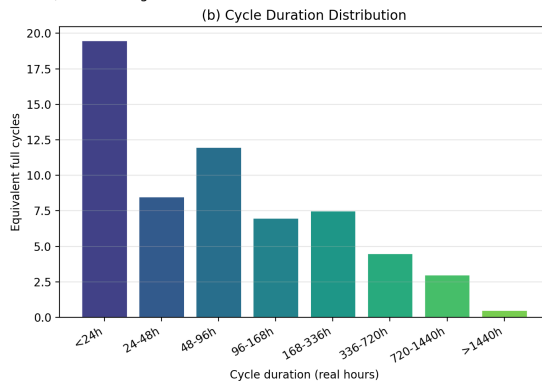
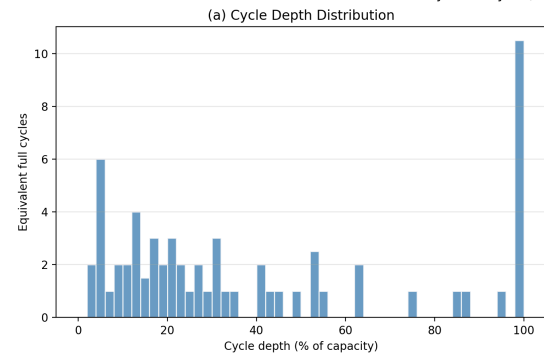
日内シフトだけでは複数日の低再エネ継続事象を吸収できない。

Dunkelflauteのような低再エネ継続事象では、EVの日内シフトだけでは不足を埋めにくい。水素はこの長時間側の不足を補う。

Rainflow分析：水素貯蔵のサイクル深度と継続時間

水素貯蔵サイクルの深度・継続時間分布

Rainflow Cycle Analysis (ASTM E1049) — H₂ Storage 2044



69 cycles

2%未満の微小振動を除いた有意な水素貯蔵サイクル。

4,763 h

3月から10月にまたがる季節的な半サイクル。

48%

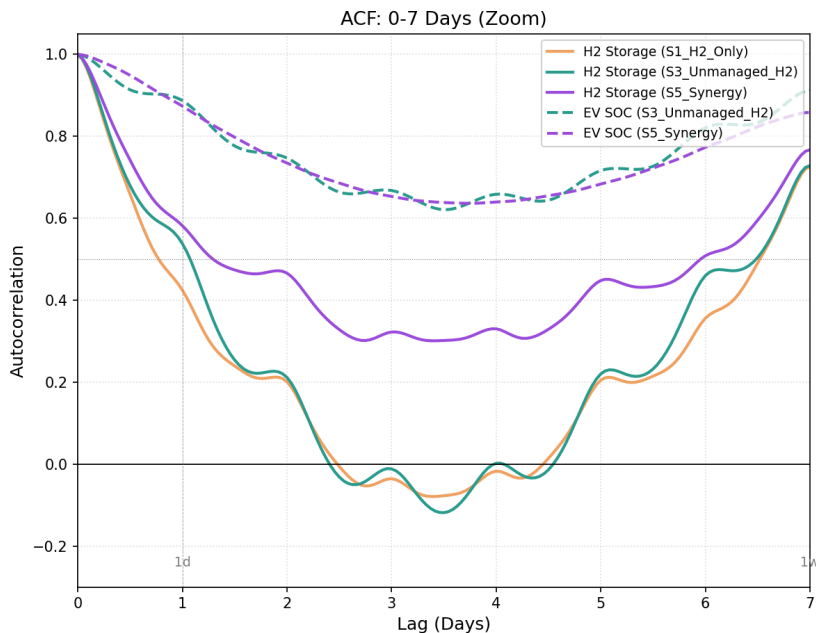
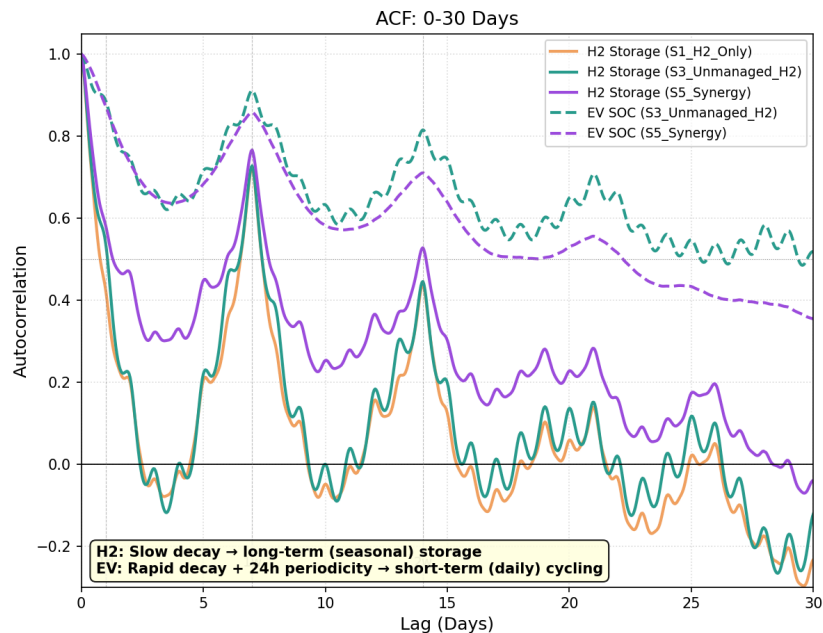
168時間超の週次-季節サイクルが総スループットの約半分を占める。

水素貯蔵の価値は「何回動いたか」ではなく、長い周期でどれだけ深くエネルギーを運んだかで評価する。

時間スケール分離：EVは短周期、水素は長周期

EV SoCと水素貯蔵量の自己相関比較

Autocorrelation: H2 Storage vs EV Battery SOC (2044)



EV

主に24時間以内の変動

H₂

48時間から4,000時間超

価格

余剰・不足の市場シグナル

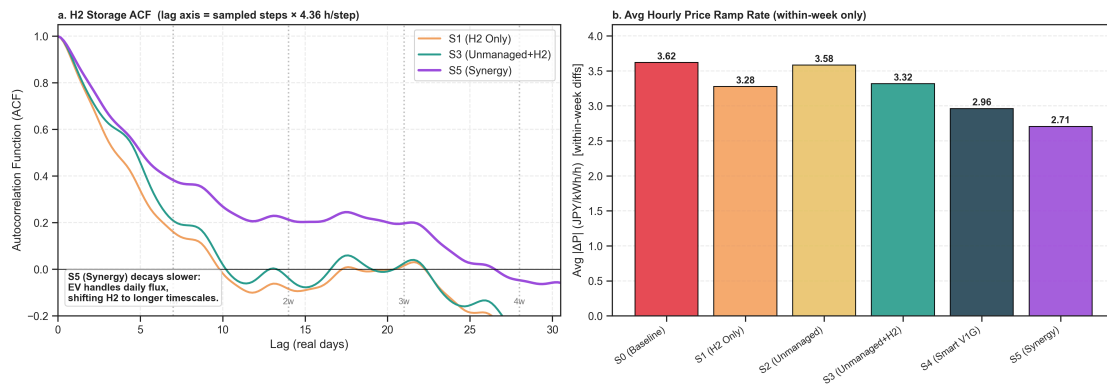
協調

日内と長時間を同時に処理

価格・ランプ・水素利用の相関

水素利用・価格ランプ・自己相関の関係

Synergy Analysis 2044 — Block-corrected (sampled hours only, real-hour ACF axis)



S5 ACF slow decay

1-4週間ラグでも相関が残り、水素が長周期側に移る。

2.71 JPY/kWh/h

S5の平均価格ランプ率。最も安定した価格信号。

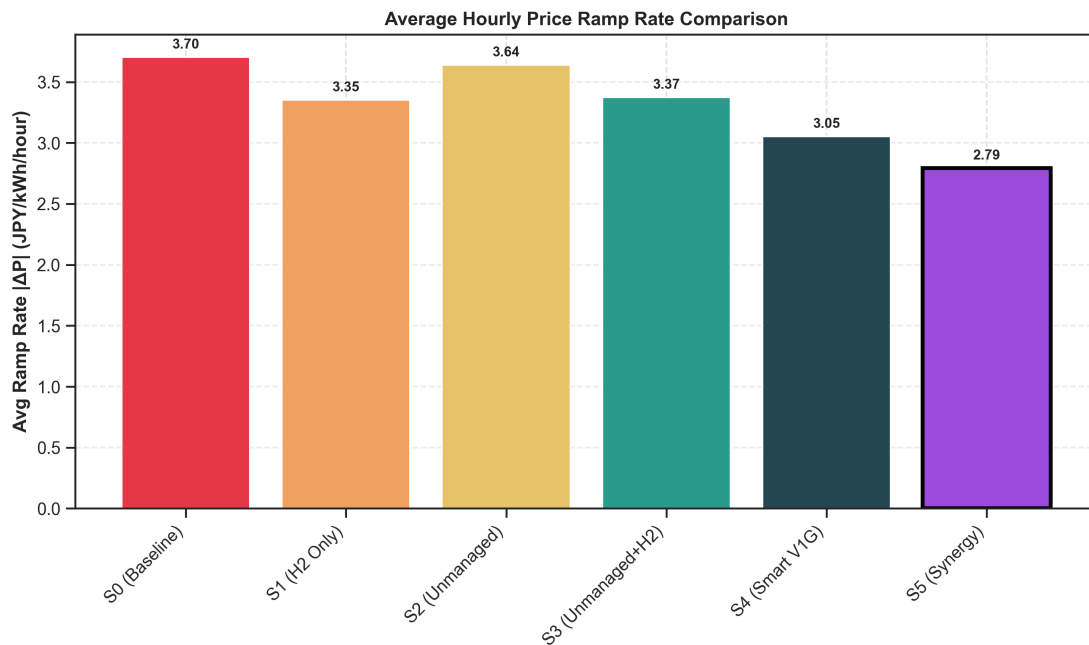
約-25%

基準S0の3.62 JPY/kWh/hからランプ変動を低減。

水素の価値は、単なる余剰吸収ではなく、価格変動・ランプ変動・長時間不足に同時に反応する点にある。

ランプ変動：協調により運用ストレスを緩和

価格ランプ率・運用変動のシナリオ比較



S2

夕方充電により、残余需要の立ち上がりを強める。

S4

昼間へ移すことで短周期ランプを緩和する。

S5

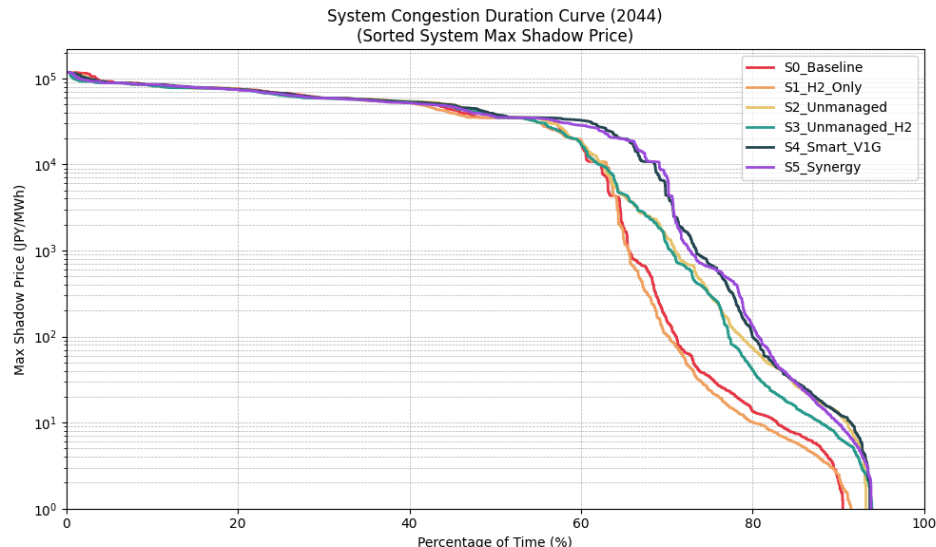
H₂が残余の長時間側を処理し、価格ランプも最小化。

Smart V1Gはネットロードの急変を抑えるが、長時間の残余変動は残る。水素を組み合わせることで、ランプ変動・価格変動・出力制御を同時に低減しやすくなる。

4. ただし、系統混雑は残る

系統混雑：調整力導入だけでは単純に解けない

混雑持続曲線とシャドウ価格分布



定量ポイント：EV導入により混雑頻度は88.2%から約93%へ上昇し、年間420-475時間程度増える。Smart V1Gでも深刻混雑時間は5,961-6,220 hとなり、S0の5,484 hを上回る。

混雑頻度上昇

余剰を需要側で使うほど、地方部再エネから需要地へ流す潮流が増える場合がある。

高い影の価格

ピーク混雑シャドウ価格は119-123k JPY/MWhで、局所制約の厳しさを示す。

政策含意

需要側調整力と水素だけでは不十分で、送電増強・系統運用との同時設計が必要。

88.2% → 約93%

EV導入で混雑頻度が上昇。年間420-475時間程度増加。

119-123k JPY/MWh

ピーク混雑シャドウ価格は非常に高い水準。

5,961-6,220 h

Smart V1Gでは深刻混雑時間がS0の5,484 hを上回る。

Smart V1Gは余剰吸収を進める一方、地方部再エネから需要地への潮流も増やす。時間方向の調整力だけでは空間制約は解けない。

この結果が意味すること

時間方向の調整力は、空間方向の系統制約を自動的に解かない。

調整力の効果

- 出力制御を下げる
- 価格変動を緩和する
- CO₂排出を減らす
- 火力ピーク運用を抑える

残る課題

- 再エネ発電地と需要地の距離
- 混雑線路の局所集中
- 充電地点の空間配置
- 水素設備の立地
- 送電増強・分散PV・需要側配置の同時最適化

再エネ大量導入では、EV・水素・送電網を別々に設計すると、時間方向の問題を解いた結果として空間方向の系統制約が強まる可能性がある。

5. まとめ：東北エリア洋上風力 大量導入への示唆

政策・計画への含意

1. EV充電は需要側調整力として設計する

EV普及だけでなく、充電時間を再エネ余剰に合わせる制度・料金・制御が必要。

2. 水素は長時間調整力として位置づける

日内調整だけで評価すると水素の価値を見誤る。複数日・季節の残余変動を見る必要がある。

3. 洋上風力と送電網を同時に見る

発電ポテンシャルだけでなく、どの送電線を通り、どこで需要化・水素化するかが重要。

4. 多目的評価が必要

費用、CO₂、出力制御、価格、系統混雑を同時に見ることで、技術間のトレードオフを把握できる。

今後の研究課題

モデル拡張

- 洋上風力の候補海域・接続点をより詳細に表現
- 送電増強と水素設備立地の同時最適化
- V2G、充電料金、ユーザー参加率の導入
- 配電網制約と充電器配置の連携

不確実性評価

- 風況・太陽光・需要の年次変動
- EV普及速度と充電行動の不確実性
- 水素コスト・燃料電池コストの将来変化
- 電力市場価格と系統運用ルールの変化

次のステップは、「調整力をどれだけ入れるか」だけでなく、「どこに入れるか」を最適化すること。

結論

EV

日内調整力

昼間の再エネ余剰を吸収し、費用・CO₂・出力制御を改善する。

H₂

長時間調整力

EVで処理しきれない複数日・季節スケールの残余変動を補完する。

Grid

空間制約

調整力だけでは混雑は消えない。送電増強と立地設計が必要。

東北エリアの洋上風力大量導入には、「発電・需要・貯蔵・送電」を一体で設計する多時間スケールの協調シミュレーションが不可欠である。

専門用語対照表：系統・再エネ

英語・中国語	日本語で使う表現	本発表での使い方	主な出典
Renewable curtailment 弃风弃光 / 出力削減	出力制御／出力抑制	再エネ余剰時に太陽光・風力の発電出力を抑える現象。図表では「出力制御率」と表記。	OCCTO, エネルギー白書
Transmission congestion 输电拥塞	系統混雑／流通設備混雑	潮流が送変電設備の容量制約に近づく、または超過する状態。	OCCTO
Power flow 潮流	潮流	地方部の再エネ発電地から都市部需要地へ流れる電力の向き・大きさ。	OCCTO
Grid constraint 电网约束	系統制約	送電容量、変圧器容量、地域間連系線容量など、運用上の制約条件。	資源エネルギー庁
Non-firm connection 非固定容量接入	ノンファーム型接続	混雑時の出力制御を前提に、既存設備の空き容量を活用して接続する考え方。	OCCTO
Priority dispatch rule 优先给电规则	優先給電ルール	需給バランス悪化時に、どの電源・需要側手段から調整するかを定める運用ルール。	OCCTO, エネルギー白書
Balancing capability / flexibility 调节能力	調整力／需要側調整力	再エネ出力変動や需要変動を吸収する能力。EVは需要側調整力、水素は長時間調整力として整理。	エネルギー白書

出典略称：OCCTO＝電力広域的運営推進機関、エネルギー白書＝資源エネルギー庁「エネルギーに関する年次報告」。

専門用語対照表：EV・水素・評価指標

英語・中国語	日本語で使う表現	本発表での使い方	主な出典
Smart charging / V1G 智能充电 / 单向充电控制	EV充電制御（Smart V1G）	EVから逆潮流しない一方向制御。充電時間を再エネ余剰・低価格時間へシフトする。	J-STAGE, IRENA
Uncontrolled charging 无控制充电	非制御充電	帰宅後・夜間に充電が集中するペースライン。非管理充電より専門的に見える表現。	J-STAGE
Vehicle Grid Integration 车网协同	Vehicle Grid Integration（VGI）	EVを電力系統運用へ統合する上位概念。V1G・V2Gを含む。	J-STAGE
Water electrolyzer 水电解装置	水電解装置	余剰電力を水素へ変換する設備。スライドでは「電解装置」よりこちらを使用。	NEDO
Hydrogen energy storage 氢能储能	水素エネルギー貯蔵	水電解・水素貯蔵・燃料電池を組み合わせ、複数日から季節の残余変動を処理する仕組み。	NEDO
Power storage system 电力储能装置	電力貯蔵装置	制度上は蓄電池等を含む電力貯蔵設備の総称。EV電池とは区別して使用。	METI
Low-renewable event / Dunkelflaute 低风光持续事件	低再エネ継続事象（Dunkelflaute）	風力・太陽光が数日低水準で続く事象。日本語では説明語を併記して使う。	本研究で定義
Ramp rate / price ramp 爬坡率 / 价格波动率	ランプ変動／価格ランプ率	時間ごとのネットロードまたは価格の変化幅。需給運用ストレスの指標。	本研究で定義

出典略称：J-STAGE＝電気学会論文「Vehicle Grid Integration導入によるCO₂削減効果とEV蓄電池劣化量の定量化」、IRENA＝再生可能エネルギー世界展望、NEDO＝水電解・水素エネルギー貯蔵関連資料、METI＝経済産業省「電力貯蔵装置」。

ご清聴ありがとうございました

Q & A

Institute for Climate and People (ICP) | 人と自然共創拠点

張 砢 | 東北大学大学院 環境科学研究科