

**TOSHIBA**

公開版

# 令和5年度 再生可能エネルギーアグリゲーション実証事業 成果報告

東芝エネルギーシステムズ株式会社

# 01

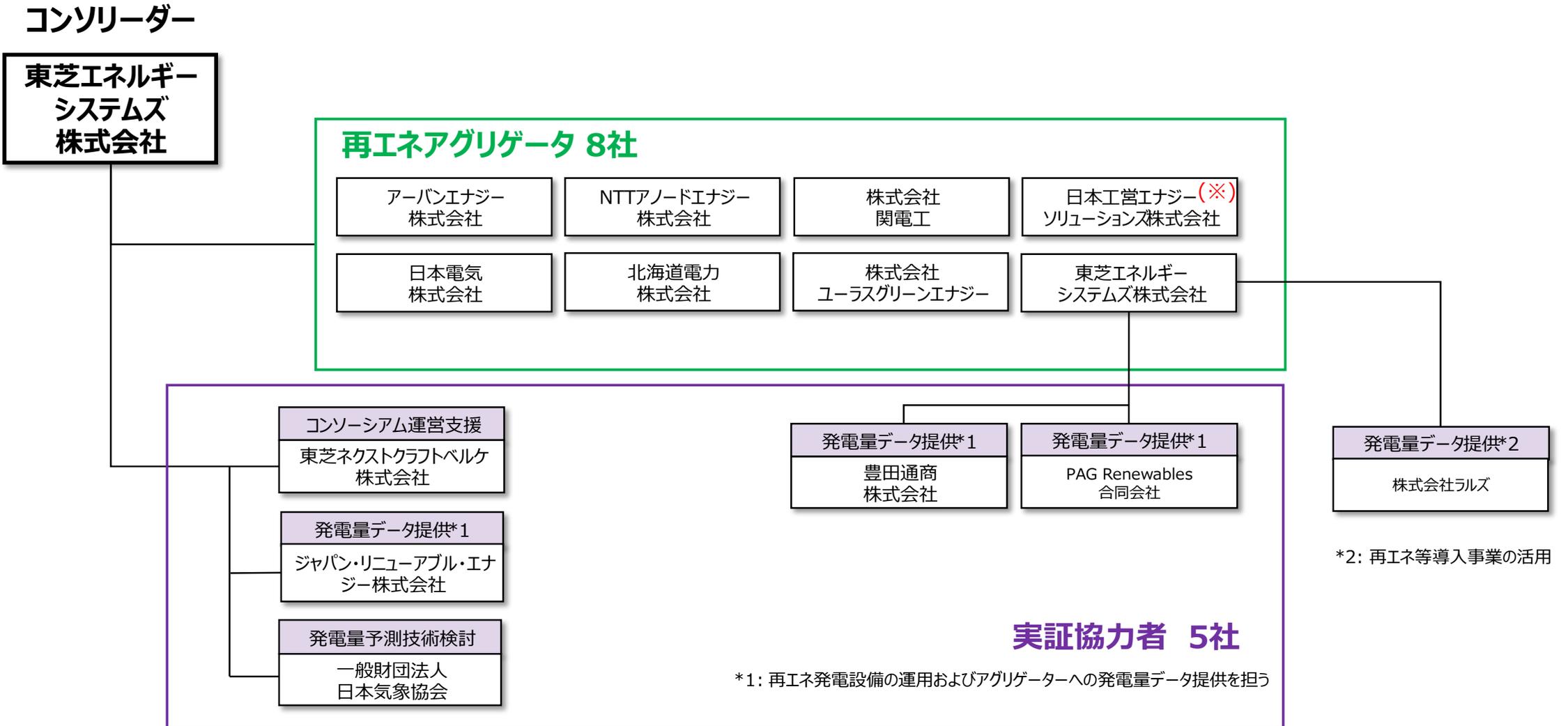
## 事業概要

# 事業概要 (FIP制度に向けた再エネアグリゲーション実証事業)

申請者	東芝エネルギーシステムズ株式会社
実証目的	FIP制度下において生じる2つの課題(マーケットリスクとインバランスリスク)を支援する再エネアグリゲーターに必要な技術・知見を獲得し、再エネの更なる普及と再エネアグリゲーション事業の普及の実現

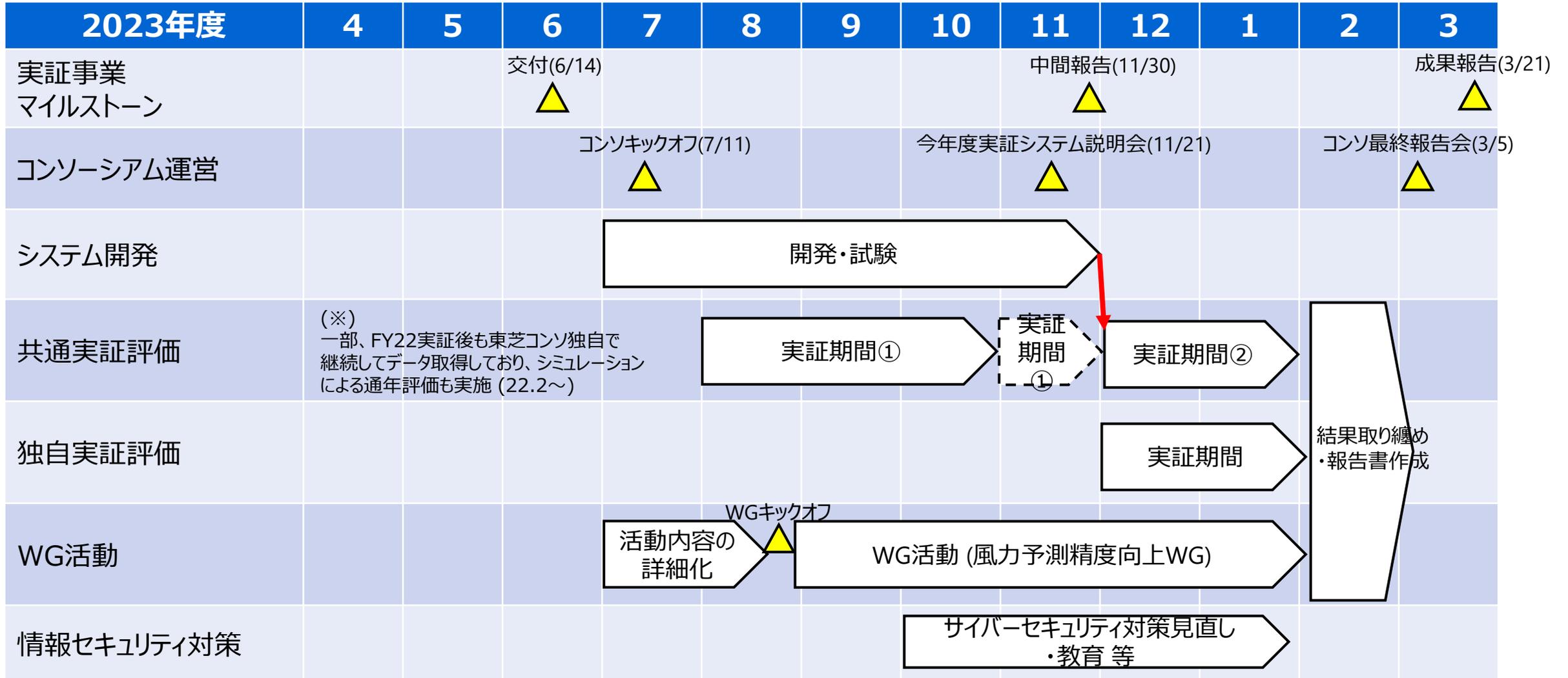
		2021年度	2022年度	2023年度
実証概要	課題/テーマ	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネBG基本システム開発</li> <li>現状の把握と今後の課題(技術・運用)の明確化</li> <li>アグリゲーション事業ビジネスモデル検証</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>初年度の課題を踏まえた技術開発 (発電量予測, 市場取引計画, 蓄電池制御)</li> <li>発電量予測精度向上, 収益性向上</li> <li>実運用体制構築</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>予測技術および制御技術の更なる高度化</li> <li>蓄電池価値の更なる向上                             <ul style="list-style-type: none"> <li>市場マルチユースによる需給調整市場考慮</li> </ul> </li> <li>出力制御リスク検証</li> </ul>
	共通① (インバラ回避)	<ul style="list-style-type: none"> <li>BG組成によるインバランス低減効果</li> <li>蓄電池によるインバランス低減効果</li> <li>時間前市場取引によるインバランス低減効果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期間による評価</li> <li>蓄電池制御アルゴリズム改善</li> <li>GC後でのインバランス低減効果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期間による評価</li> <li>蓄電池制御アルゴリズム改善</li> </ul>
	共通② (収益拡大)	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池タイムシフト運転による収益改善効果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期間による評価</li> <li>市場取引戦略アルゴリズム改善</li> <li>インバランス単価予測の導入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期間による評価</li> <li>蓄電池制御アルゴリズム改善</li> <li>インバラ単価予測 当日予測頻度増 (48回/日)</li> </ul>
	共通③ (発電量予測)	<ul style="list-style-type: none"> <li>予測タイミング(前日/当日)による精度改善</li> <li>各種手法の組合せによる効果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>予測手法の追加に伴う精度向上 (気象データの種類追加, 手法モデルの追加)</li> <li>当日予測頻度 増に伴う精度向上 (48回/日)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>予測手法の追加/改良に伴う精度向上 (風力)</li> <li>アンサンブル(統合)手法の改良に伴う精度向上 - 予測誤差に応じた加重平均化</li> </ul>
	独自	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネBG/需要BGの連携によるインバランス低減</li> <li>インバランスリスクに対する保険商品検討</li> <li>アグリゲーター事業性検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PV発電予測向上に向けたWG活動</li> <li>インバランスリスクに対する保険商品検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制御リスク回避のための蓄電池制御</li> <li>市場マルチユース(JEPX+EPRX)取引戦略による収益性検討</li> <li>需要BGを見据えた需要予測検討</li> <li>風力発電予測向上に向けたWG活動</li> </ul>

# コンソーシアム体制図



(※)10/1 分社化に伴い社名変更

# 実証スケジュール



実証期間①：FY2022と同じ機能（データ収集、発電量予測など）による実証

実証期間②：FY2023開発システム（新しい予測アルゴリズム、蓄電池運転アルゴリズムなど）を用いた実証

# リソース導入・確保結果

(※) R5年度新規リソース確保実績値/3年間の累積リソース確保実績値

リソース 供給区域	太陽光発電設備		風力発電設備		蓄電池		バイオマス発電設備		水力発電設備		EV		エコキュート		コジェネ	
	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)
北海道	1/6	300/9300	5/7	10000/85600	0/1	0/3	-	-	0/1	0/270	0/2	0/12	0/1	0/2	0/1	0/2
東北	0/44	0/141374	0/46	0/80150	2/4	1200/1220	-	-	0/2	0/1070	-	-	-	-	0/1	0/7800
東京	4/79	6400/289340	0/2	0/22500	0/5	0/2877	0/2	0/80	0/2	0/9785	-	-	-	-	-	-
中部	4/11	6098/20437	0/30	0/65000	-	-	-	-	0/1	0/420	-	-	-	-	-	-
北陸	0/10	0/10177	0/2	0/15480	0/1	0/60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西	0/10	0/80939	0/1	0/12000	0/1	0/100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中国	0/22	0/21448	-	-	0/2	0/200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
四国	0/5	0/4360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州	0/35	0/116847	0/1	0/20000	0/1	0/1500	0/1	0/50000	0/2	0/518	-	-	-	-	-	-
沖縄	0/1	0/12203	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>合計</b>	<b>9/223</b>	<b>12,798 / 706,125</b>	<b>5/89</b>	<b>10,000 / 316,730</b>	<b>2/15</b>	<b>1,200/5,957</b>	<b>0/2</b>	<b>0/5,080</b>	<b>0/6</b>	<b>0/12,063</b>	<b>0/2</b>	<b>0/12</b>	<b>0/1</b>	<b>0/2</b>	<b>0/2</b>	<b>0/7,802</b>

## 概ね申請時の計画通りに確保

種類	台数	出力(kW)
太陽光発電設備	50 (50)	194,871 (208,157)
風力発電設備	17 (17)	56,150 (56,150)
バイオマス発電設備	0 (1)	0 (50,000)
EV	2 (2)	12 (12)
蓄電システム	4 (5)	1,706 (1,946)
エコキュート	1 (1)	2 (2)
水力発電設備	2 (2)	1,070 (1,070)
<b>合計</b>	<b>77</b> <b>(78)</b>	<b>254,051</b> <b>(317,336)</b>

- PV設備は、申請時と比較して、2台増えて2台減った (増減はゼロ)
  - ✓ 確保したリソースが変わったため合計出力は減ったものの、十分な出力規模があるため、実証への影響はなし
- バイオマス発電設備は、想定している評価が昨年度で完了したため、今年度は評価対象外とした

カッコ内：申請時計画

# 02

## システム開発成果概要

(開発した機能は12月・1月の実証期間にて実証評価)

# 予測機能(発電量予測/価格予測)の一覧

様々な気象データと手法を用いた多種の予測を提供

※()内が使用している気象データ  
※[]更新頻度

※WRF:米国大気研究センターの気象モデル  
※GSM:気象庁 気象業務支援センターの全球モデル  
※MSM:気象庁 気象業務支援センターのメソモデル  
※LFM:気象庁 気象業務支援センターの局地モデル

## PV発電量予測

## 風力発電量予測

## 価格予測

2021年度  
実証から

- ① 類似(WRF)予測 [1/日]
- ② 工学(WRF)予測 [1/日]
- ③ 工学AI(WRF)予測 [1/日]

- ① 類似(WRF)予測 [1/日]
- ② 工学(WRF)予測 [1/日]
- ③ 工学AI(WRF)予測 [1/日]

- ① スポット市場・類似(WRF)予測 [1/日]
- ② 時間前市場・類似(WRF)予測 [1/日]

2022年度  
実証から

- ④ 工学AI(MSM)予測 [1/日]
- ⑤ 工学AI(LFM)予測 [24/日]
- ⑥ 工学AI(衛星)予測 [48/日]
- ⑦ 持続予測 [48/日]
- ⑧ NKW予測 [4/日] \*1
- ⑨ 外部予測1~3 \*2

- ④ 風工学AI(WRF)予測 [1/日] **改良**
- ⑤ 風工学AI(GSM)予測 [1/日] **改良**
- ⑥ 風工学AI(LFM)予測 [24/日] **改良**

- ③ インバランス価格・類似(WRF)予測 [1/日]

- ⑦ 外部予測1~3 \*2

- ④ 需給調整市場(3次②)価格・確率分布(WRF)予測 [1/日] **新規**

- ⑧ DNN(WRF)予測 [1/日] **新規**

- ⑤ 当日インバランス価格・類似(WRF)予測 [48/日] **新規**



東芝推奨  
モデル

- ⑩ 統合予測 [48/日] \*3 **改良**

- ⑩ 統合予測 [48/日] \*3 **改良**

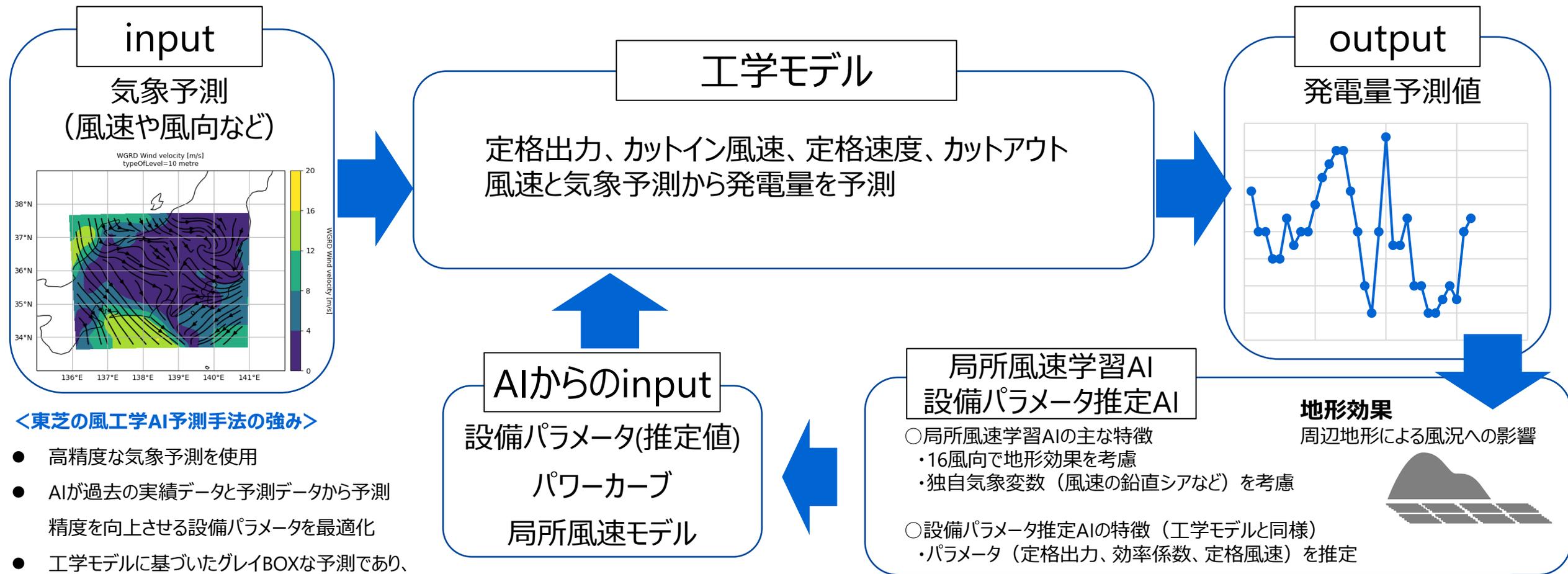
\*1: Next Kraftwerke社の予測モデル

\*2: 3つまで予測値を登録可能

\*3: 全ての予測値を統合して予測値を作成。あらかじめ統合する予測値は変更可能

(※) 赤字が新規追加ならびに改良した予測手法

## 発電機モデルのパラメータを最適化し、風車ハブ高の風速を詳細に予測



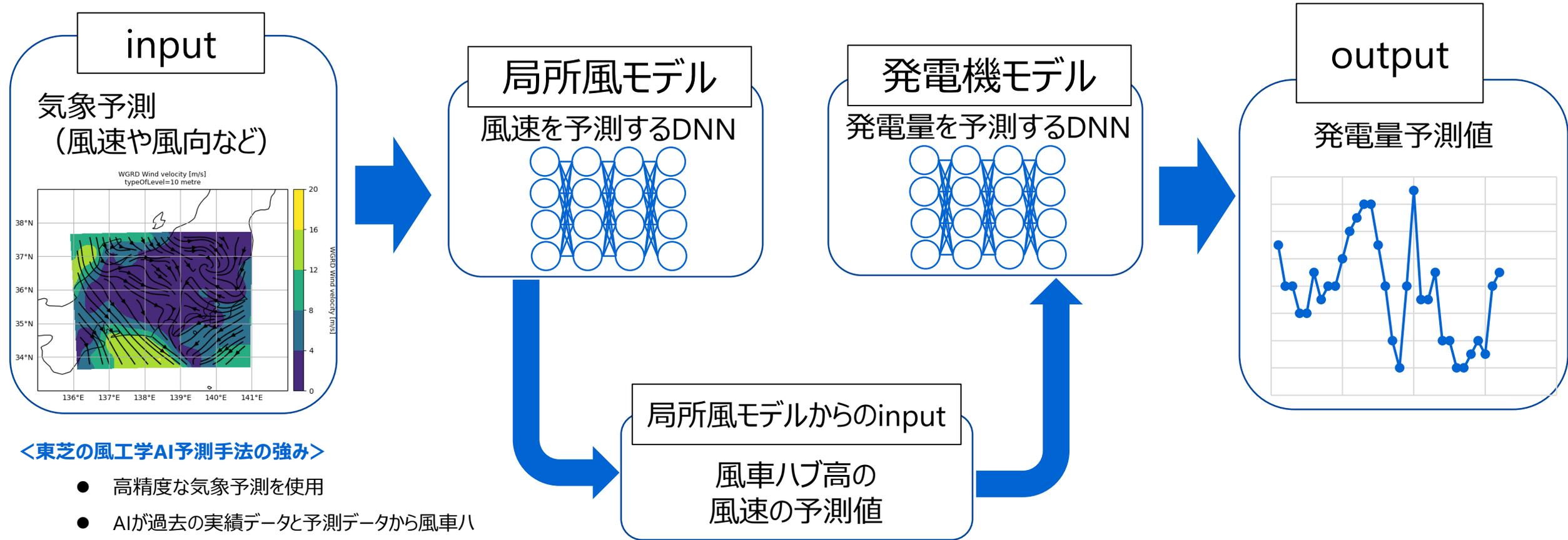
### <東芝の風工学AI予測手法の強み>

- 高精度な気象予測を使用
- AIが過去の実績データと予測データから予測精度を向上させる設備パラメータを最適化
- 工学モデルに基づいたグレイBOXな予測であり、説明性が高い

2022年度：風速実績を利用し局所的な風を高精度に予測し、風速の3乗式よりパワーカーブを推定  
2023年度：**発電実績のみでも局所的な風を高精度に予測し、パワーカーブをデータから滑らかに推定**

⇒ 更なる予測精度向上効果が期待

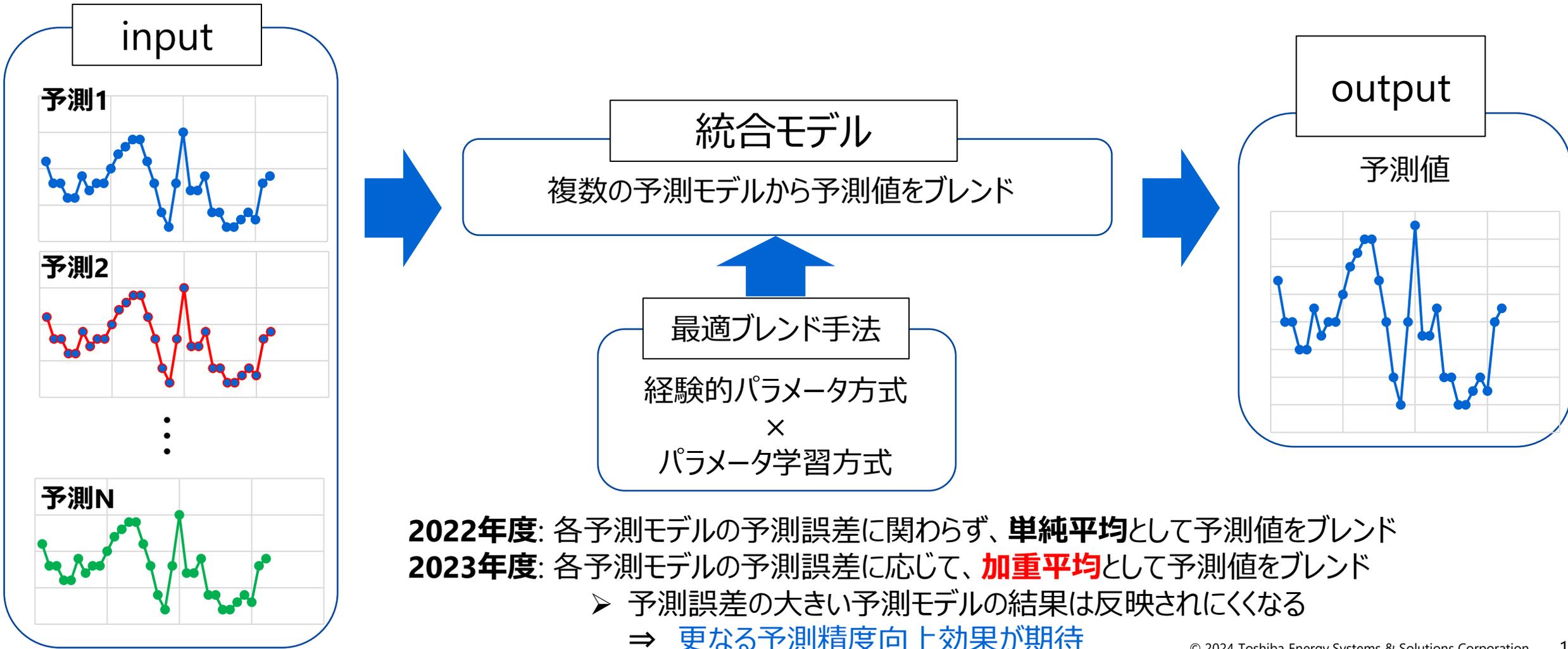
## 2段階のニューラルネットワークにより風車ハブ高の風速を詳細に予測し、発電量を予測



### <東芝の風工学AI予測手法の強み>

- 高精度な気象予測を使用
- AIが過去の実績データと予測データから風車ハブ高の風速と発電量を予測
- データの蓄積により高精度な予測を出力可能

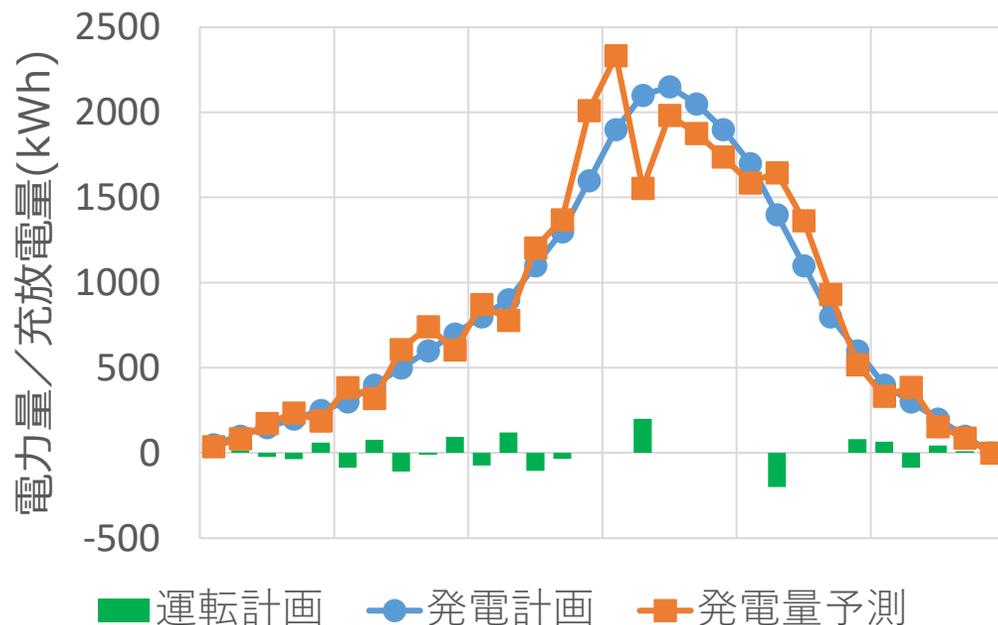
## 複数の予測モデルを組み合わせて、予測精度を向上



# “最新の”発電量予測に基づき、インバランスを減らす蓄電池の充放電計画を作成 目的関数として「インバラ料金最小化」に加え「インバラ量最小化」を追加 (選択可)

- 最新の発電計画と発電量予測結果に基づき、インバランスを減らすように、30分単位で充放電計画を作成する。
- 1回(当日朝)/日 or 1時間ごとに、将来1日分の運転計画を作成し続ける。

### GC前インバランス回避運転計画のイメージ



入力

- 同一BGの再エネ群の発電量予測値
- 最近の発電計画
- 蓄電池の情報

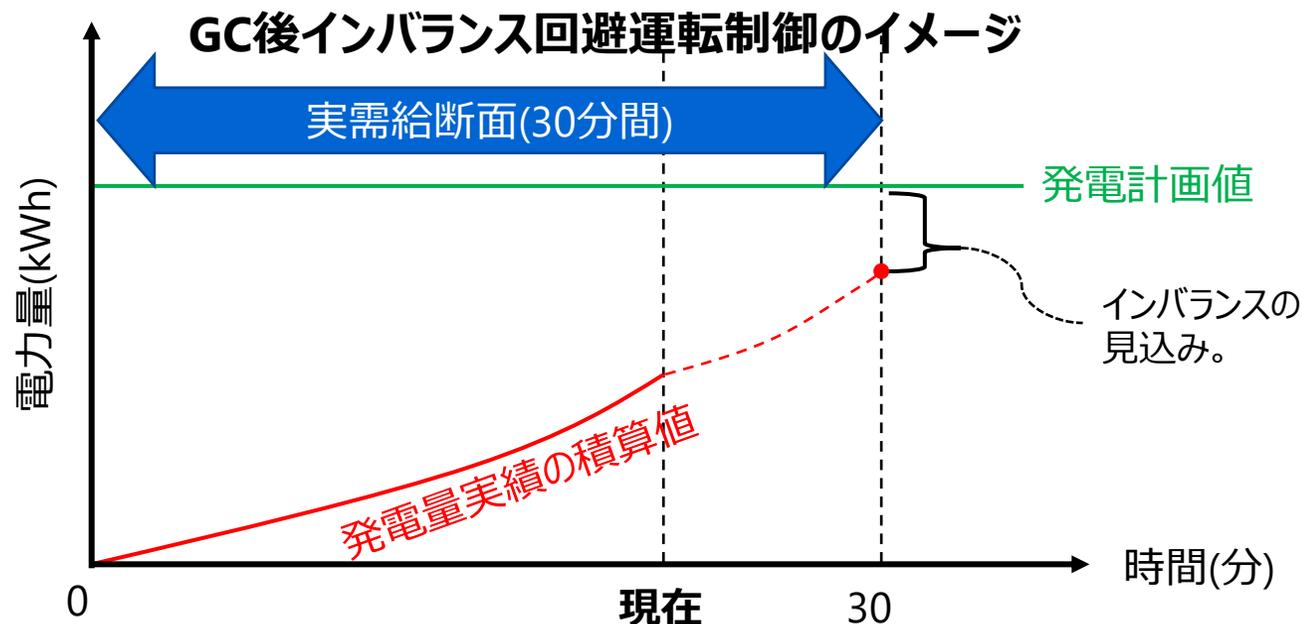
GC前インバランス回避運転計画  
作成アルゴリズム【選択可】  
インバラ料金最小化 or  
インバラ量最小化

出力

GC前インバランス回避運転計画  
(当日朝～翌日朝の一日分)

## 実需給断面において発電量を計測し、インバランスを減らすよう蓄電池を充放電制御

- 30分コマ内にて発電量や蓄電池の**実績値**を収集し、発電量を予測し、インバランス（の見込み）を消すように蓄電池の充放電出力(kW)を計算する。
  - 発電量実績を1分単位で収集できることを想定する
  - 遅れ時間（蓄電池に制御値が届くまでの時間）を考慮する
  - 実績データ欠損時の補完方法を改良**  
(遅れ時間を考慮し、前値補間ではなく制御値から補間)



入力

- 同一BGの再エネ群の発電量実績値
- 当該30分コマの発電計画値
- 蓄電池の情報

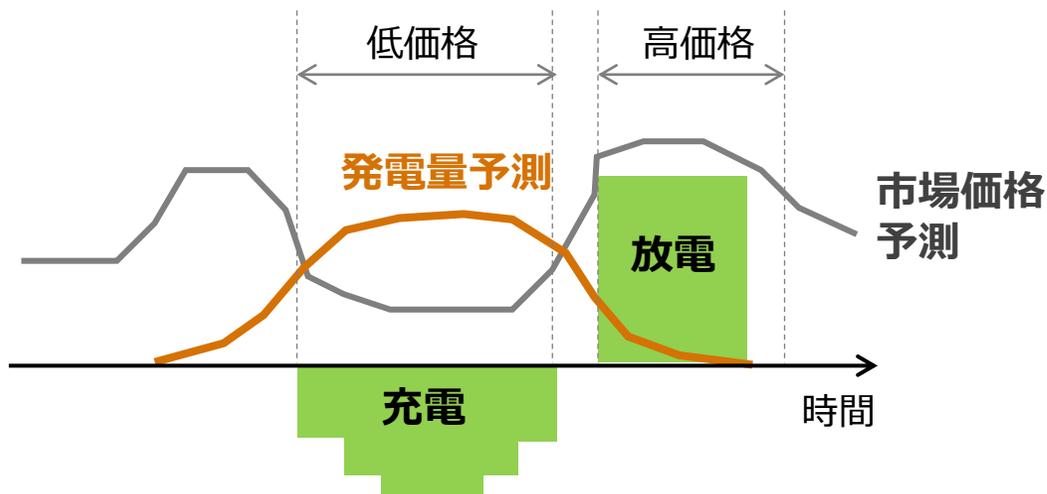
出力

GC前インバランス回避運転計画  
(当日朝～翌日朝の一日分)計画作成する  
制御周期は  
選択可  
(1,2,3,5,10分)

# 市場取引による収益向上を目指し、再エネの売電タイミングをシフト 運転計画作成アルゴリズムを改修(PV発電量の予測誤差を考慮した計画作成)

- 発電量と市場価格の予測結果に基づき、市場価格が安いと予測される時間帯は再エネを充電し、高いと予測される時間帯に放電するような運転計画作成する
- 発電すると予測されるコマのみで充電する計画とする
- PV発電量の下振れ予測を考慮し、不足インバランスを出しにくい充放電計画作成する

再エネ併設型タイムシフト運転計画のイメージ



入力

- 併設されている再エネの発電量予測値
- 市場価格予測値
- 蓄電池の情報



再エネ併設型  
タイムシフト運転計画  
作成アルゴリズム

※朝8時頃に  
アルゴリズムを  
実行

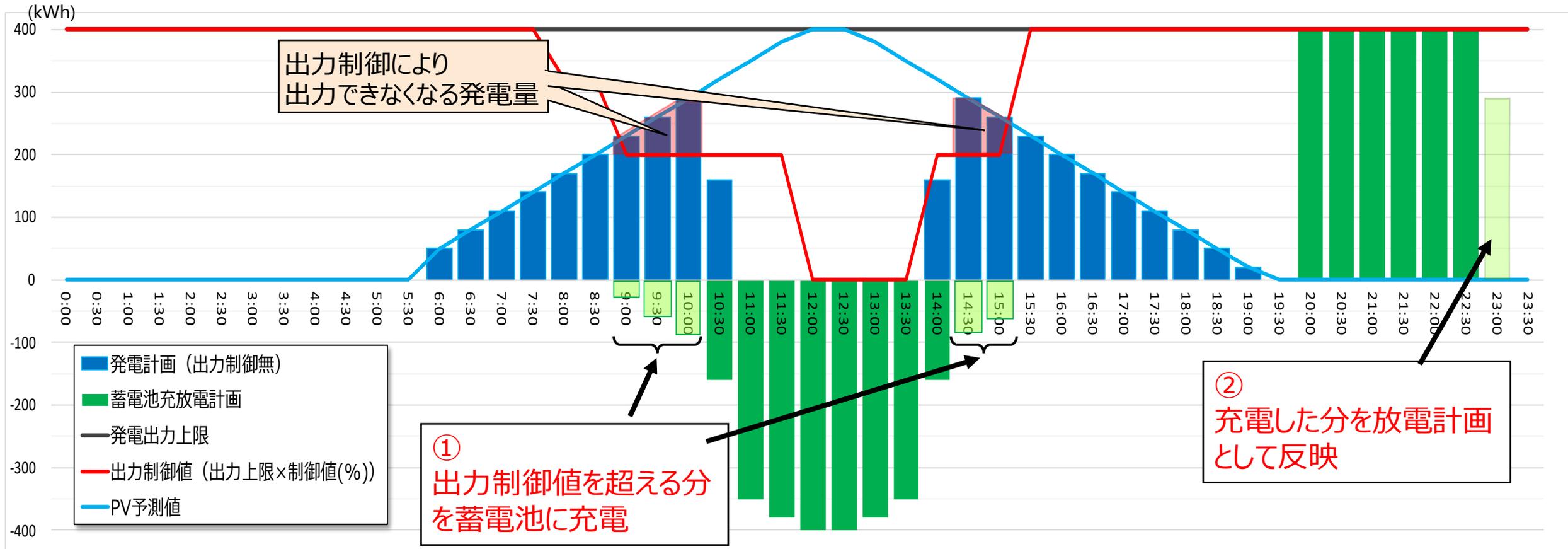


出力

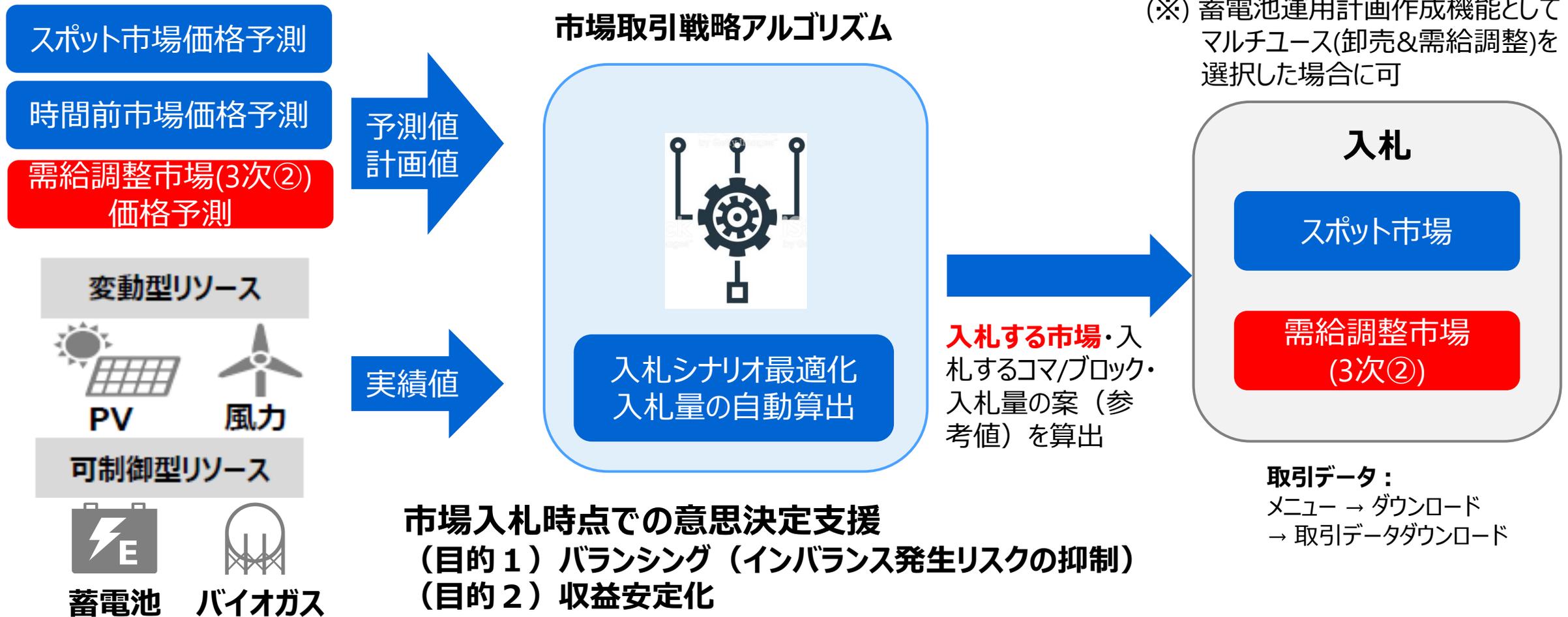
タイムシフト運転計画

# TSOからの出力制御分を反映した蓄電池の充放電計画を作成

【発電計画提出後出力制御の発令を受けた場合の例】



- インバランス発生リスクを抑制し、市場取引の収益を最大化する取引計画を算出
- 入札市場として需給調整市場(3次②)も対象とするように拡張(※)



# 03

## 共通実証

- 共通実証① インバランス回避実証
- 共通実証② 収益拡大に向けた実証
- 共通実証③ 発電量予測技術実証

# 03-1

共通実証③ 再エネ発電量予測技術実証

# 共通実証③: 再エネ発電量予測技術実証の評価概要

## 評価指標

MAPE(平均絶対誤差率)を評価指標の基本とする

$$\text{発電量予測のMAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N A_t \times 100$$

※MAPE：平均絶対誤差率

$$A_t = |(J_t - K_t) \div L|$$

## 変数の説明

変数	説明
$A_t$	ある30分間における発電量予測の精度
$J_t$	発電量の予測結果(30分単位のkWh)
$K_t$	発電量の実測値(30分単位のkWh)
$L$	設備容量(30分単位のkWh)*1
$N$	評価期間÷30分で計算される数

\*1: 「PCSの定格出力(kW)×0.5」の値を用いる

## 評価概要

### ➤ 評価タイミング

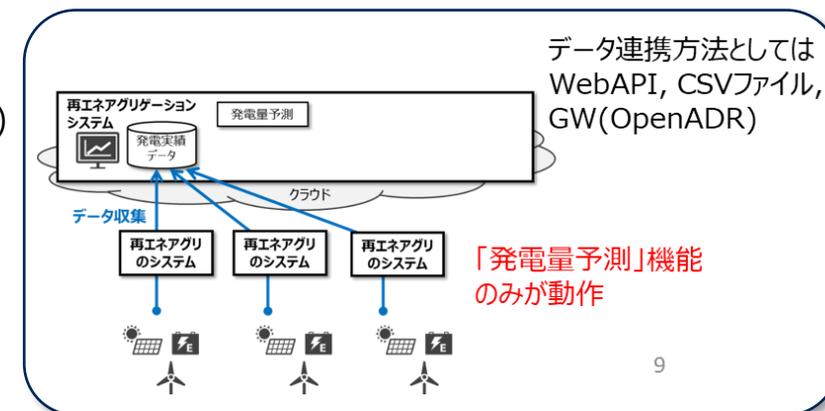
- ✓ 前日朝8時, GC 6時間前, GC 3時間前, GC1時間前の4つの予測タイミングとする

### ➤ 評価単位

- ✓ 発電所単位/BG単位, 1ヵ月単位, 予測タイミング別にMAPEを算出

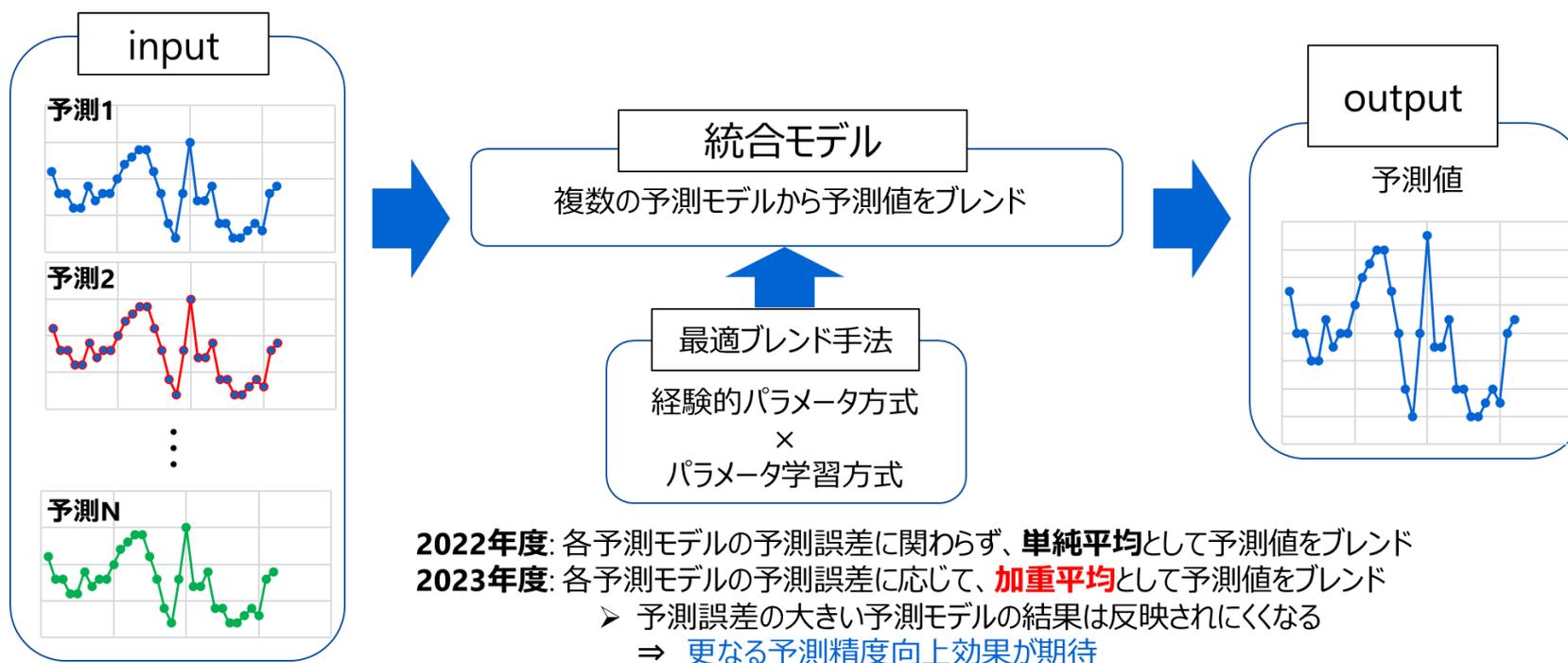
### ➤ 評価期間

- ✓ 2023年8月～2024年1月 (評価開始時期はアグリゲーター毎に異なる)
  - 2023年8月～11月の期間は、昨年度システムを利用した評価
  - (一部、2022年2月～の通年評価も実施)



# PV発電量予測精度改善への取組み

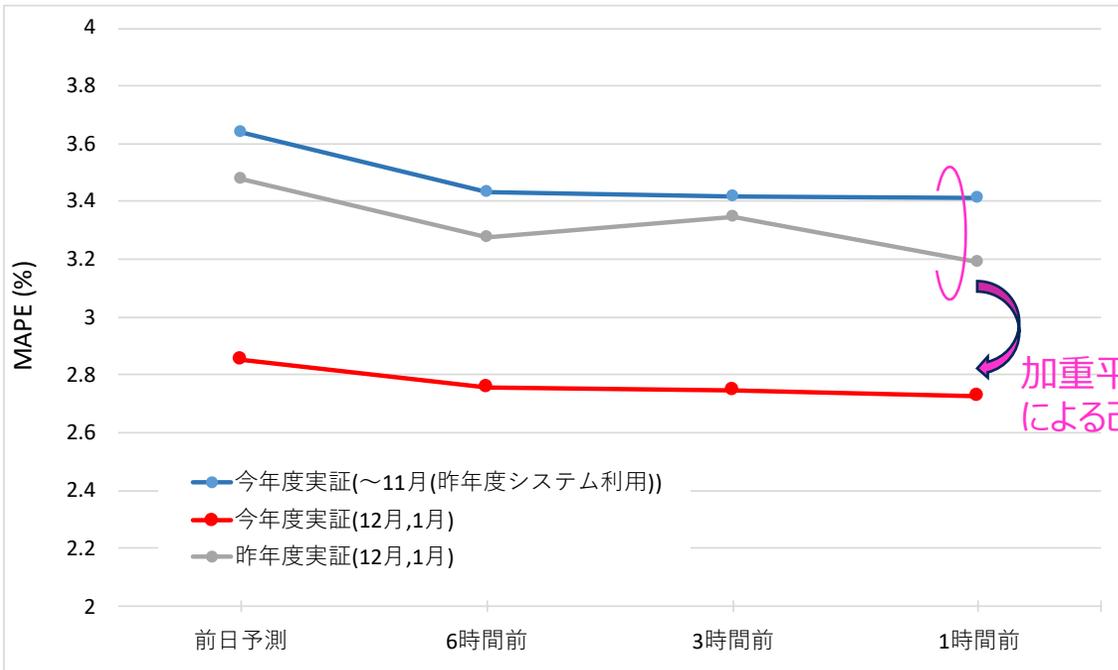
- 2022年度実証においても、異なる気象データによる異なるアプローチでの複数の予測モデルを統合した**統合モデル**により、均し効果による予測精度向上を確認
- 一方で、各個別の予測モデルでの予測精度を見ると予測誤差にバラつきがあり、統合時に予測誤差の大きい予測モデルの結果に引きずられて、予測精度悪化に繋がるケースあり



各個別モデルの予測誤差に応じた加重平均化により、予測誤差の大きい予測モデルの影響を低減

# PV発電量予測結果

## 【全アグリゲーター※における一か月あたりのMAPE(平均)】



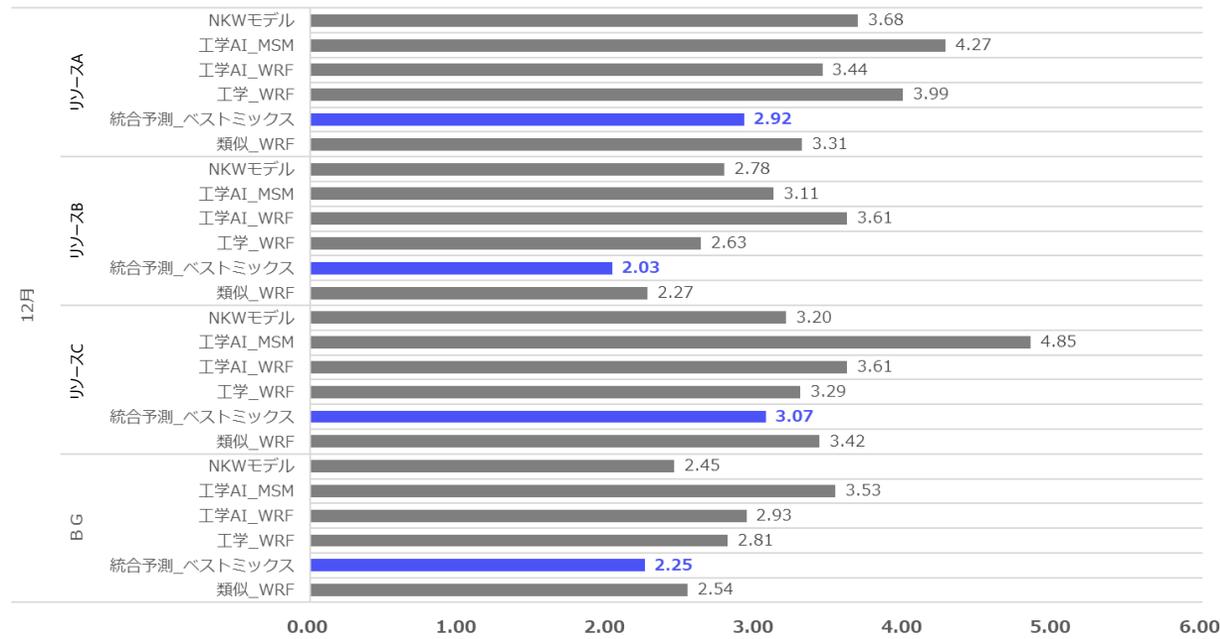
(※)東芝エネルギーシステムズのBGシステムを利用して  
実証評価したアグリゲーターの結果のみを対象

- 昨年度の同時期(12月,1月)における実証 および 今年度実証(～11月)までの予測精度と比較して、**加重平均化による統合手法の効果を確認**
  - 前日朝の予測タイミングで**3%以下**を実現
  - 昨年度同時期と比較して約0.5ポイントほど改善
- 前日朝の予測タイミングで、ある程度良好な予測精度が実現できており、予測タイミングが実需給断面に近づくにつれての予測精度向上は僅か(前日朝⇒GC1時間前においては、約0.1ポイントの改善)
  - PV発電量予測は、ある程度飽和状況に達していると考えられる
- 全アグリゲーターにおける今年度(12月, 1月)実証結果において、GC 1時間前予測での1か月あたりの最大予測誤差は**6.09%**、最小予測誤差は**1.70%**であった
  - 積雪のあるエリアでは、まだ予測精度に改善の余地アリ(上記、最大予測誤差は積雪のあった中部エリア@1月の結果)
  - 全体傾向として、積雪**有**(北海道,中部(一部))と積雪**無**エリア(東京,関西,中部(一部))で比較すると、予測誤差に1%以上の開きアリ
    - ✓ 積雪有 平均: **3.85%**
    - ✓ 積雪無 平均: **2.72%**

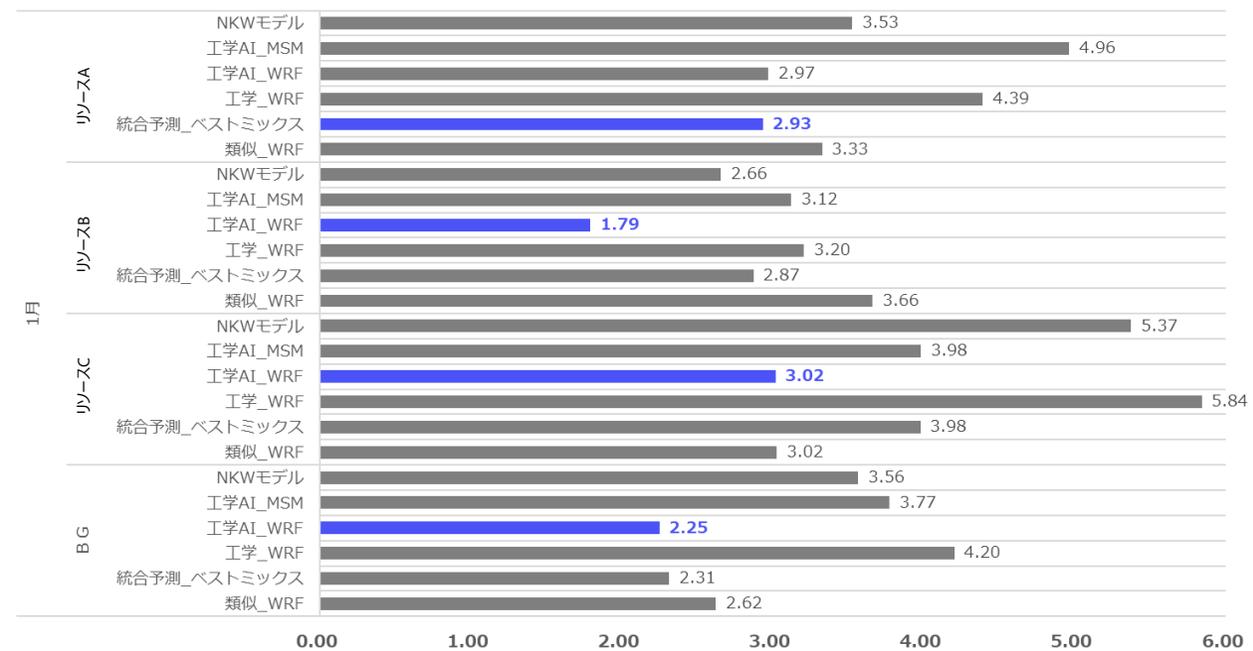
# (参考)各個別モデルの前日朝タイミングでのPV発電量予測精度の例

## 【アグリゲーターA社の東京エリアにおける各手法の予測誤差(%) @12月, 1月】

東京エリア\_前日予測\_12月



東京エリア\_前日予測\_1月



➤ 予測モデルにより、予測誤差が大きく異なる

⇒ 統合モデルにおいて、各モデルを単純平均すると、誤差の大きいモデルに引きずられてしまう可能性アリ (2022年度手法)

⇒ **予測誤差に応じた加重平均することで、誤差の大きいモデルの影響が低減できるため、結果として統合モデルの精度改善 (前ページの結果)**

# 風力発電量予測精度改善への取り組み

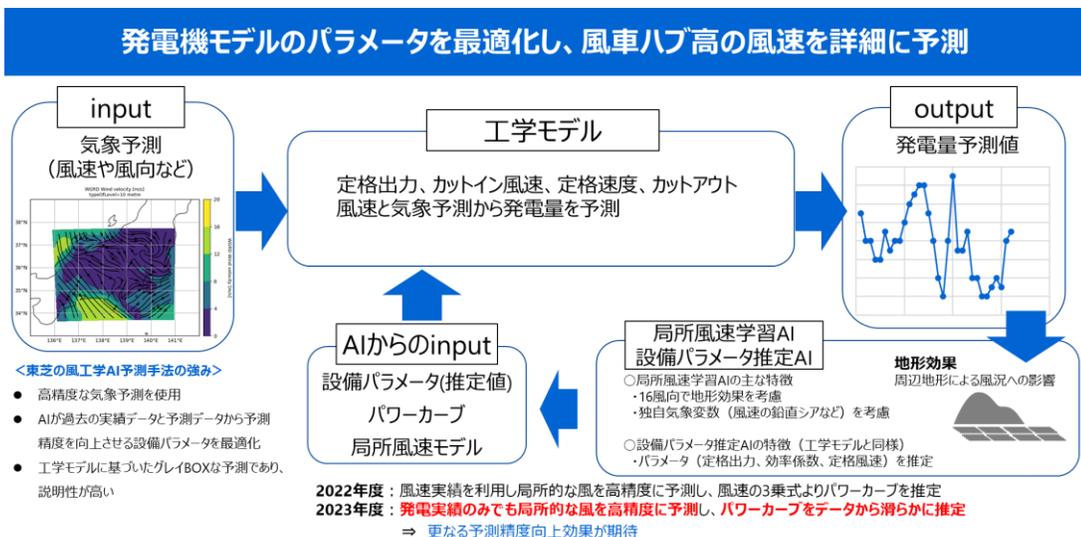
- 実運用を見据えると、風力発電量予測精度は、PV発電量予測精度と比較しても改善の余地アリ



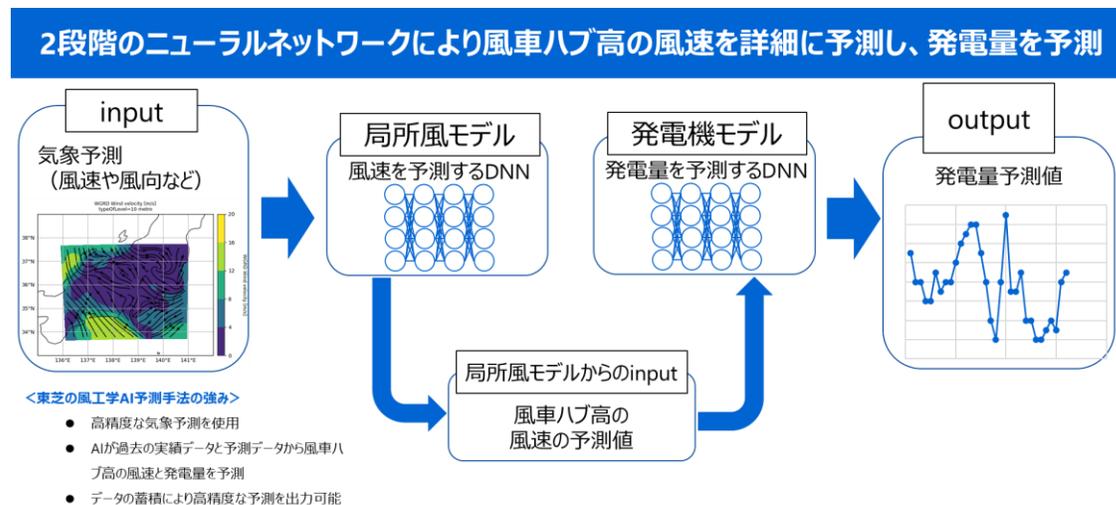
PV発電量予測と同様、各個別モデルの予測誤差に応じた**加重平均化による統合モデルの予測精度向上**に加え、

- 既存個別モデルの1つである**風工学AIモデルの手法改善** ➡ **風工学AIモデルの精度改善の期待**
  - **機械学習による新しい予測モデルの追加(DNNモデル)** ➡ **統合モデルでの更なる均し効果向上の期待**
- を実施

## 風工学AIモデル【改善】

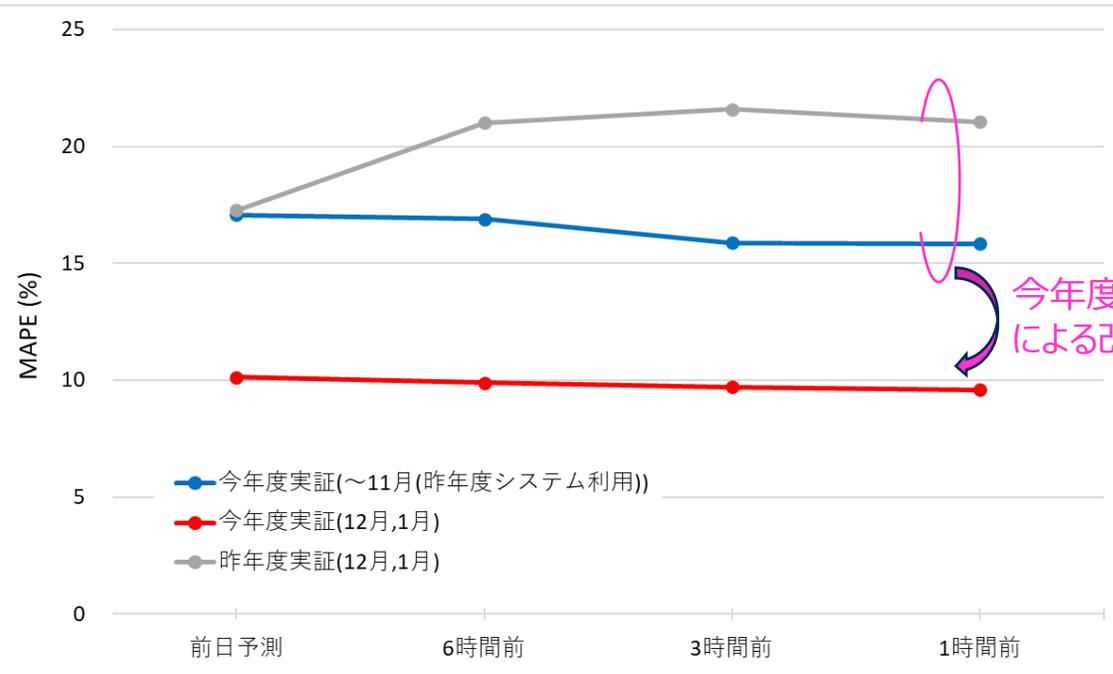


## DNNモデル【新規】



# 風力発電量予測結果

## 【全アグリゲーター※における一か月あたりのMAPE(平均)】



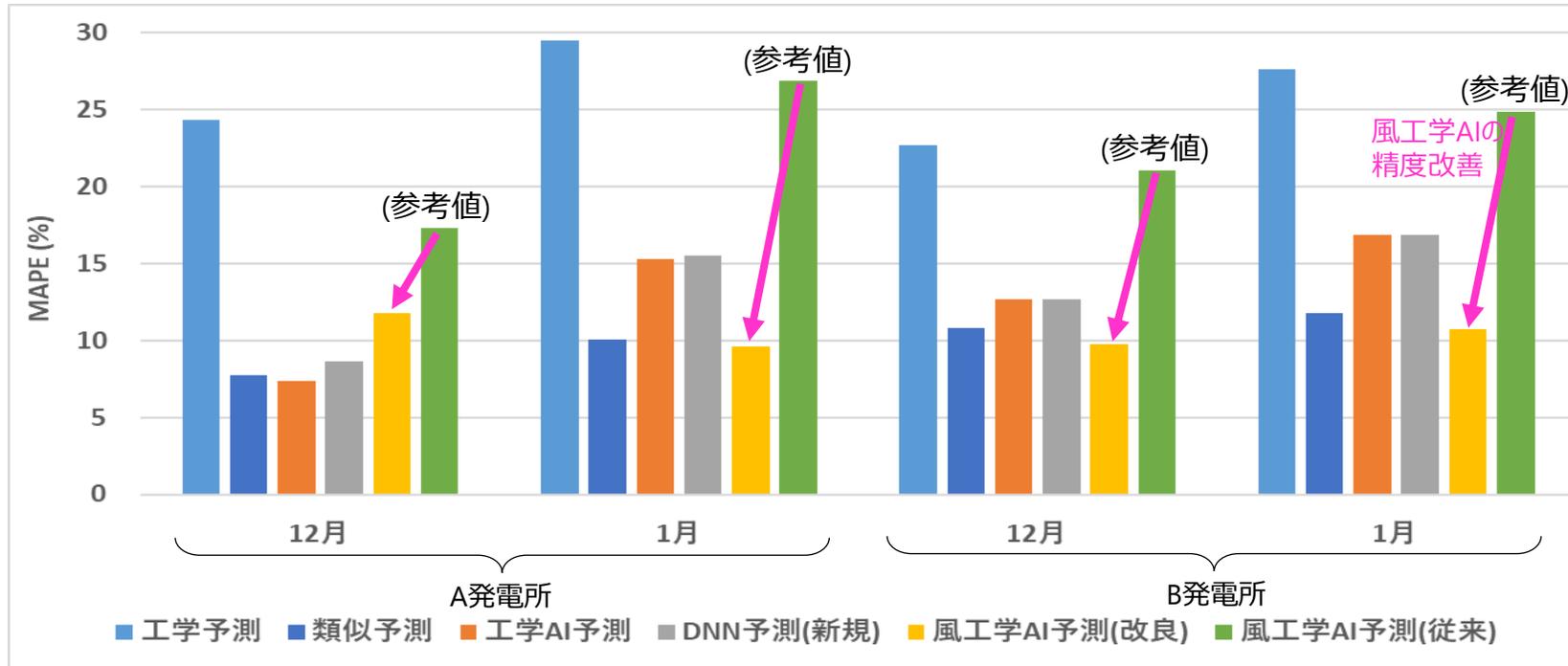
(※)東芝エネルギーシステムズのBGシステムを利用して  
実証評価したアグリゲーターの結果のみを対象

- 昨年度の同時期(12月,1月)における実証 および 今年度実証(～11月)までの予測精度と比較して、**今年度手法での大幅な精度改善効果を確認**
  - 前日朝の予測タイミングで**約10%**を実現
  - 昨年度同時期と比較して**約8～12ポイント**ほど大きく改善
- 前日朝からGC1時間前に予測タイミングが実需給断面に近づくことで、予測精度は、**0.54ポイント**改善
  - 昨年度と比較して大幅に予測精度は改善したが、PVと比較すると予測精度はまだ改善の余地を残すため、実需給断面に近づくにつれて予測精度は改善傾向

昨年度予測手法に比べて大幅な予測精度改善を実現

# (参考)各個別モデルの前日朝タイミングでの風力発電量予測精度の例

【アグリゲーターB社の東京エリアにおける各手法の予測精度(%) @12月, 1月】



- 風工学AIモデルの改良により、風工学AIモデル自身の予測誤差が改良前に比べて**約1/3程度に低減**
- 新規追加したDNNモデルは、機械学習により局地的な風速を予測することで、他モデルと比較しても良好な精度が得られることを確認



**これらの手法を予測精度に応じた加重平均化することで、最終的な統合モデルとしての精度改善を実現**

# 03-2

## 共通実証① インバランス回避実証

# 共通実証①: インバランス回避実証の評価方法(一覧)

評価方法ID	評価の概要	評価の目的	SII分類
共通①-1	発電リソース単体で発電BGを組み、運用する	発電リソース単体で運用した場合のインバランス発生量の把握。この値が、他の評価方法のインバランス低減効果を分析する際の基準となる。	共通①Before
共通①-2	あるエリアの発電リソースを <b>束ねて</b> 発電BGを組み、運用する	リソースを束ねることで、インバランスが低減するかを調べる。	共通①After①
共通①-3	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、GC前に <b>蓄電池</b> の運転計画を作成し、充放電を行う	蓄電池の充放電計画(30分単位)を事前に作成することによる、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After②
共通①-4	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、当日の <b>時間前市場</b> による取引を行う	時間前市場取引による、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After①
共通①-5 (※)一部のアグリのみ	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、実需給断面（GC後）において <b>蓄電池</b> の充放電を行う	実需給断面において蓄電池の充放電を行うことによる、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After②

**BG組成, 蓄電池活用, 時間前市場取引によりインバランス低減効果を評価  
(評価方法自体は昨年度実証と同様の評価)**

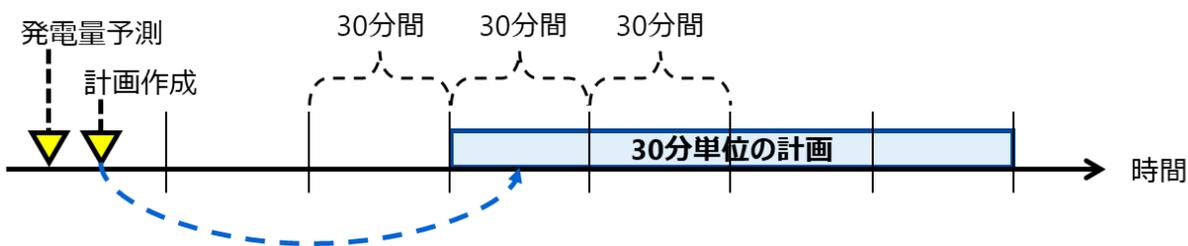
# 共通実証①-3, ①-4, ①-5の評価方法

共通実証①-3  
共通実証①-4

当日の発電量予測に基づき、インバランスを減らす蓄電池の充放電計画(共通①-3) or 時間前市場の取引計画(共通①-4)を作成

## ➤ 計画の立て方

- GC前に作成する (After① / After②)
- 蓄電池の充放電計画 (時間前市場の売買計画) は30分単位で作成
- 当日の最新断面での発電量予測に基づき、計画を更新する

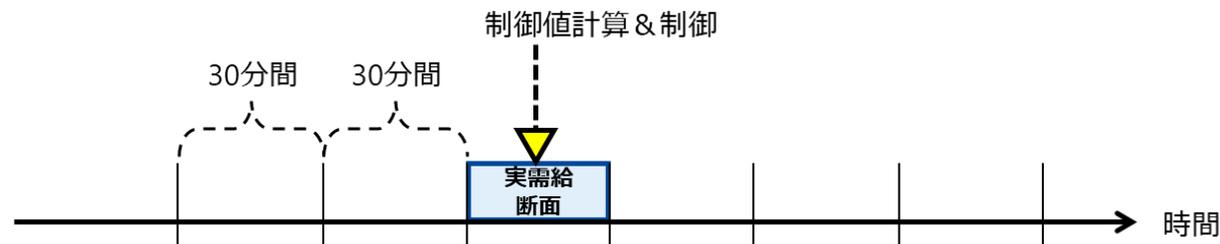


共通実証①-5

実需給断面において、発電量実績値に基づきインバランスを減らすよう蓄電池をリアルタイム充放電制御

## ➤ 蓄電池制御 (GC後インバランス回避)について

- 実需給断面30分コマにおいて、制御値を計算し、蓄電池をリアルタイム制御する (After②)
- 30分コマ内での発電量実績値に基づき、制御値を随時変更し、実需給断面におけるインバランスのシワ取りを行う



# 共通実証①: インバランス回避実証の評価概要

## 評価指標

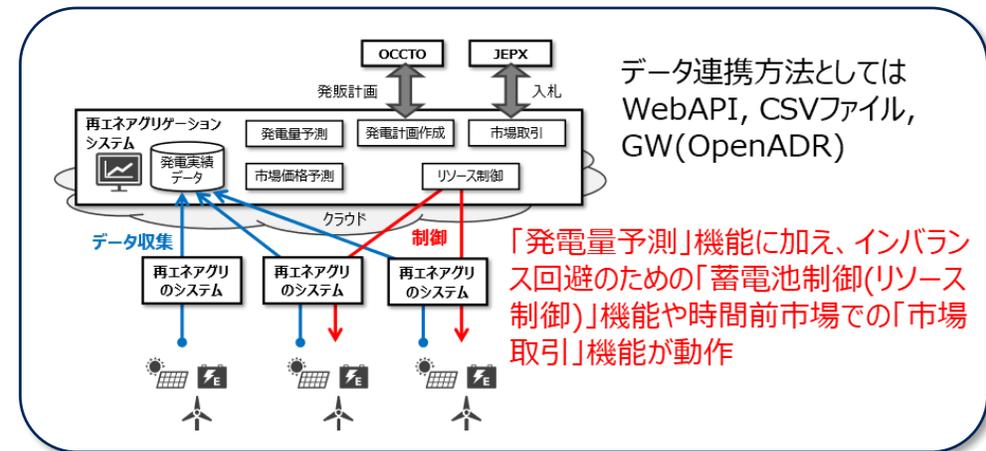
### SII共通評価指標に準拠

- 余剰/不足インバランス電力量 (kWh) = 実発電量 (kWh) - 計画発電量 (kWh)
- 評価期間におけるインバランス量比率 (%)  
= 余剰(不足)インバランス電力量の積算値 ÷ 余剰(不足)インバランス発生時の計画発電量の積算値

## 評価概要

### ➤ 評価期間

- ✓ **2023年8月～2024年1月** (評価開始時期はアグリゲーター毎に異なる)
  - 2023年8月～11月の期間は、昨年度システムを利用した評価
  - (一部、2022年2月～の通年評価も実施)



# インバランス量低減に向けた取組み

## 取組み①

昨年度の蓄電池を活用したGC前インバランス低減(共通実証①-3)実証では、蓄電池アルゴリズムの目的関数として「**インバランス料金**」を最小化するように充放電計画を作成

➡ インバランス料金としては“正”となる余剰インバランスに関しては、積極的に消し込みにいかない課題アリ

蓄電池アルゴリズムの目的関数として「**インバランス量**」を最小化するように充放電計画を作成するよう改良  
不足/余剰インバランスに関わらず、インバランス低減効果を期待

## 取組み②

昨年度の蓄電池を活用したGC後インバランス低減(共通実証①-5)実証では、制御の基になる発電量実績値データに欠損が生じた場合、**前値補間**によりデータを補間

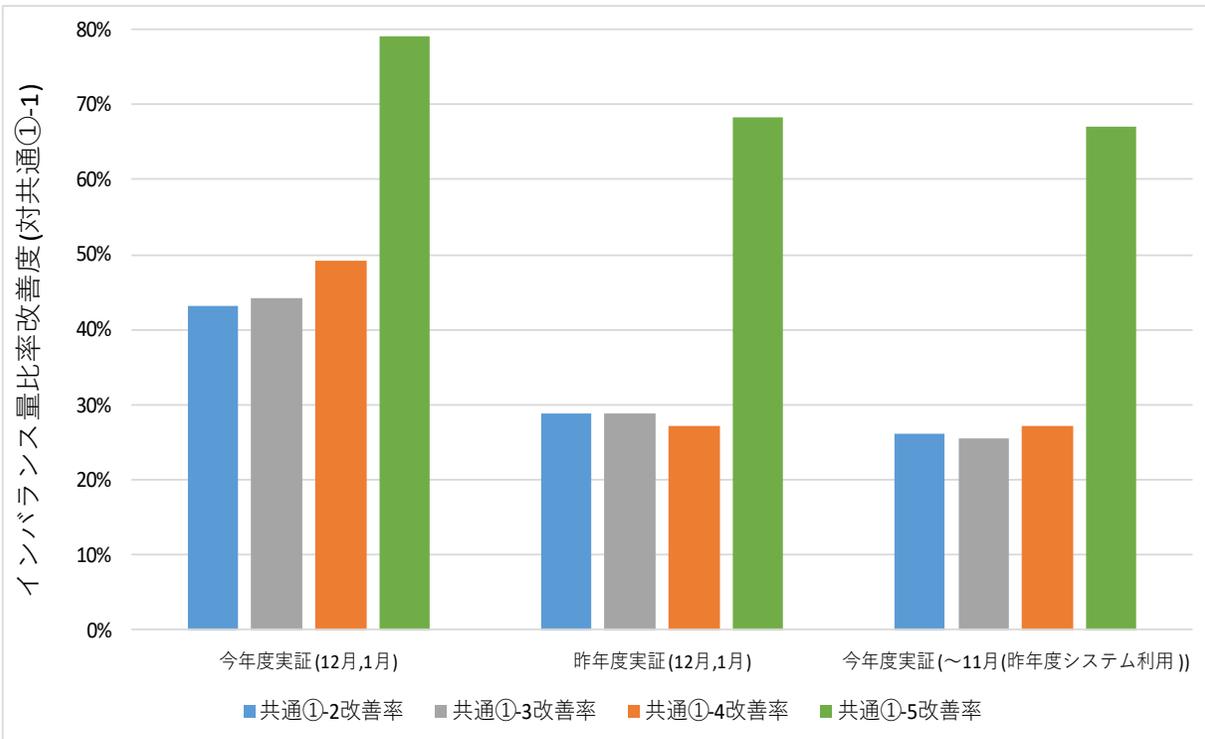
➡ 遅れ時間(蓄電池に制御値が届くまでの時間)分だけズレた補間処理を行ってしまい、正しい制御が行えない

遅れ時間を考慮し、前値補間ではなく制御値から補間するように改良  
より正しいリアルタイム制御によるインバランス低減効果を期待

発電量予測精度向上効果と併せて、上記取組みによるインバランス量低減効果を実証する

# 共通①におけるインバランス比率改善率 (対 共通①-1(Before)比)

## 【全アグリゲーター※ におけるインバランス量比率の改善率(平均)】



(※)東芝エネルギーシステムズのBGシステムを利用して実証評価したアグリゲーターの結果のみを対象

- 昨年度と同様、**BG組成/蓄電池活用/時間前市場取引**によりインバランス低減効果が得られることを確認
- とりわけ、実需給断面での蓄電池リアルタイム制御によるインバランス低減効果(共通①-5)が非常に大きい (改善率**79.1%**)
  - アグリゲーター別の1ヵ月あたりの改善率でみると**最大91.6%**

- 昨年度の同時期(12月,1月)における実証および今年度実証(~11月)と比べると、ベースとなる発電所単体(共通①-1)時と比較した各手法でのインバランス低減改善率は**全体的に向上**

- 発電量予測精度向上に伴う効果
- GC前インバランス回避 w/蓄電池 アルゴリズムの改善効果 (共通①-3)
  - ✓ 【昨年度】インバランス料金を最小化
  - 【今年度】インバランス量を最小化
  - ➡ 昨年度と比較して余剰インバランス量低減効果
- GC後インバランス回避 w/蓄電池 データ補間方法改良の効果 (共通①-5)
  - が得られていると考えられる

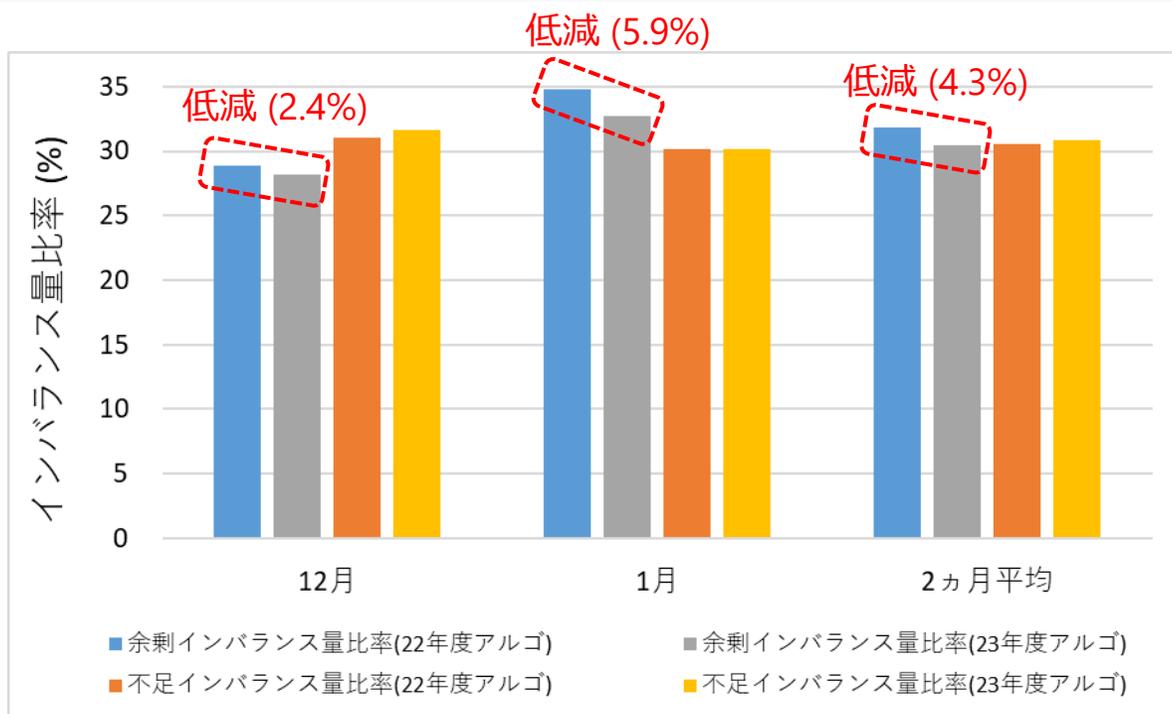
- 各手法別にみると、昨年度の同時期(12月,1月)における実証と比較してそれぞれ

- 共通①-2: **49.8%**
- 共通①-3: **53.6%**
- 共通①-4: **81.3%**
- 共通①-5: **15.7%** の改善度

## 共通実証①-3 GC前インバランス回避アルゴリズムの違い

- 22年度アルゴリズム: **インバランス料金**を最小化するようインバランスを打ち消す  
⇒ 余剰インバランスに関しては積極的に消し込みにいかない
- 23年度アルゴリズム: **インバランス量**を最小化するようインバランスを打ち消す  
⇒ 余剰インバランスに関しても積極的に消し込みにいく

(※)再エネBGシステムとしては選択可



今年度アルゴリズムでは、**不足インバランス量比率を維持**しつつ、**余剰インバランス量比率を低減**できている

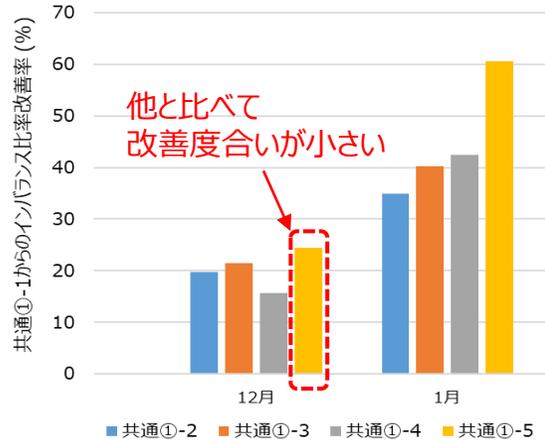
12月～1月の2ヵ月平均で見ると、**昨年度アルゴリズムと比較した余剰インバランス量比率の改善率は4.3%**

**昨年度アルゴリズムと比較し、余剰インバランス量の低減を実現することで  
全体のインバランス量低減に繋がっている**

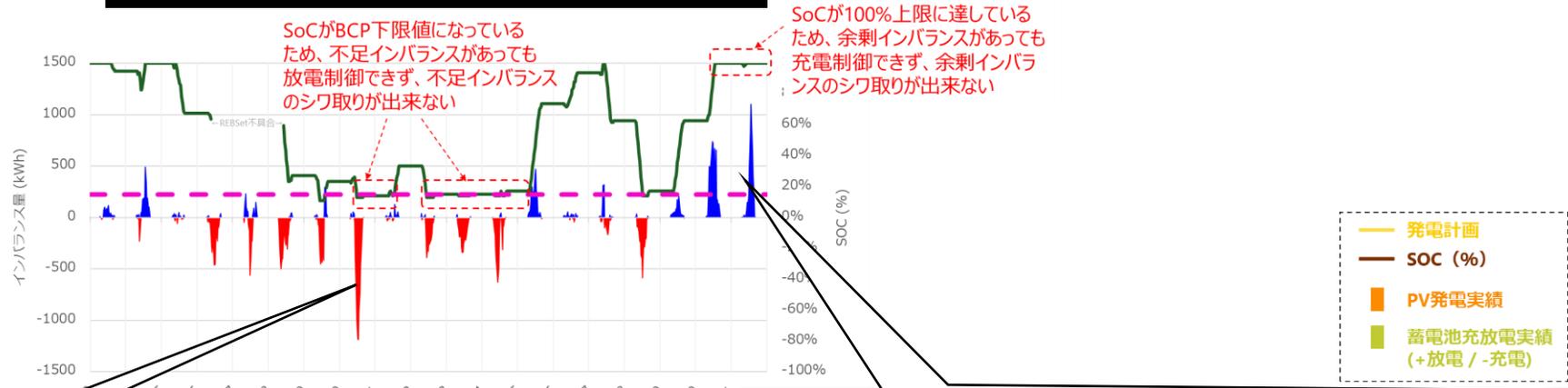
# 共通実証①-5 GC後インバランス回避

- 実需給断面における蓄電池リアルタイム制御におけるインバランス低減(共通①-5)の効果は、共通①-1に比べて、いずれのアグリゲータの結果においても概ね**60%~80%**の改善率が得られており、効果が非常に大きい
- 一方で、改善率が25%程度に留まるケースがあることも確認 ⇒ **蓄電池のSoCが要因**

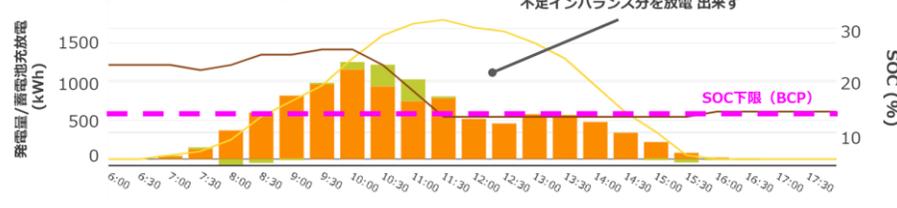
アグリゲーターC社(東京エリア)の実証結果



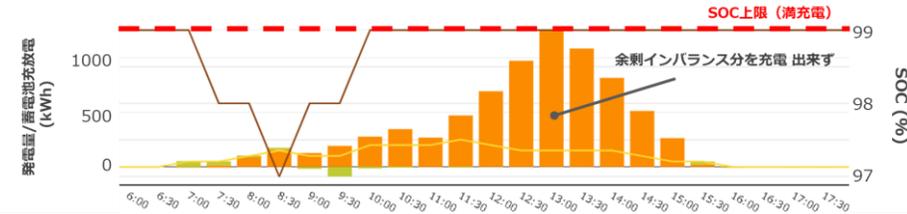
左記12月における蓄電池充放電制御の推移



2023年12月20日 SOC下限時



2023年12月31日 SOC上限時



GC後インバランス回避モードを最大限有効活用するためには、シフト取り機会を逸さないためのSoC管理が重要になる **【今後の課題】**

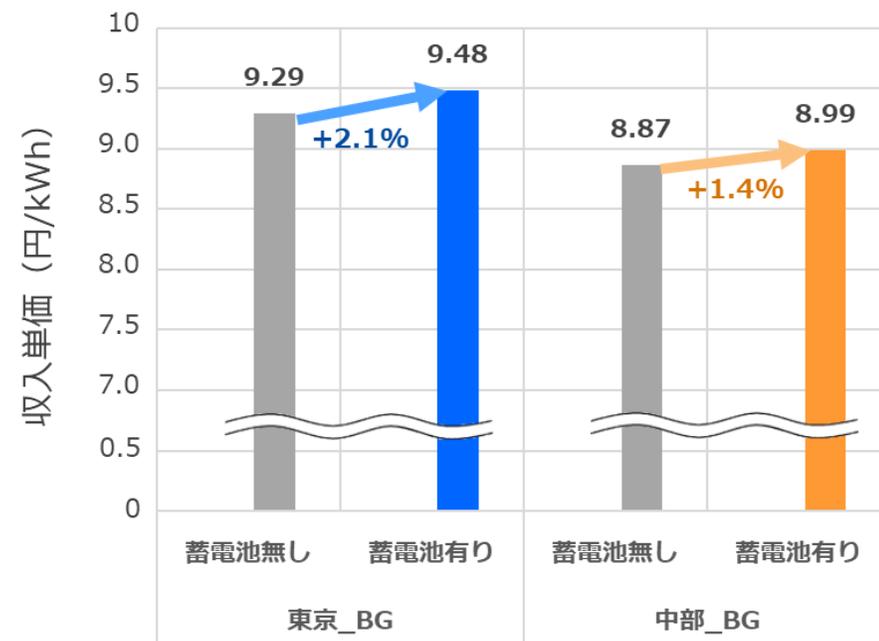
# 共通①-5 GC後インバランス回避によるインバランス低減が与える収益改善効果

## 共通①-2(BG組成)と共通①-5(GC後インバラ)の比較

アグリゲーターD社の実証における評価期間全体  
(評価期間: 12/13~1/4)

リソース	蓄電池 有無	蓄電池 運転モード	インバランス量比率(%) [上段:余剰, 下段:不足]	スポット 収入(円)	余剰インバランス 収入(円)	不足インバランス 支出(円)	プレミアム 収入(円)	収支(円)	収入単価(円/kWh)
東京_BG	蓄電池無し		22.3	2,723,555	346,909	-580,033	72,451	2,562,882	9.29
			21.2						
東京_BG	蓄電池有り	GC後 インバランス回避	17.2	2,723,555	214,897	-365,814	72,451	2,645,089	9.48
			18.7						
中部_BG	蓄電池無し		36.4	2,696,608	458,261	-531,824	87,095	2,710,140	8.87
			35.6						
中部_BG	蓄電池有り	GC後 インバランス回避	15.3	2,696,608	285,660	-286,362	87,095	2,783,001	8.99
			27.4						

GC後インバランス回避により大幅にインバランス量低減が見込めることで、不足インバランス支出は減る一方で、余剰インバランス収入も減るため、現行の制度化では収益改善効果として見ると効果は限定的(ただし、今後のインバランス単価の制度変更(単価上限や余剰/不足インバランス単価の差 etc.)を想定すると、積極的に活用可能性あり))



# 03-3

## 共通実証② 収益拡大に向けた検証

## 共通実証②: 収益拡大実証の評価方法

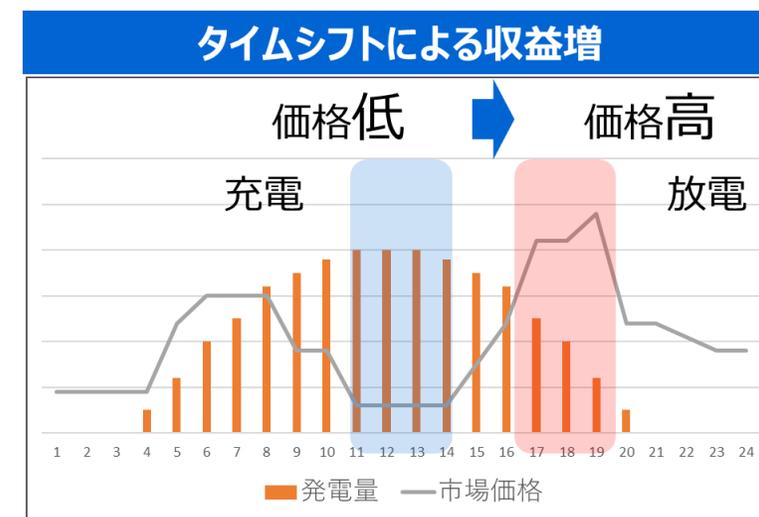
### 蓄電池のタイムシフト運転による収益改善効果を評価 (評価方法自体は昨年度実証と同様の評価)

評価方法ID	評価の概要	評価の目的	SII様の分類
共通②-1	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、運用する。(共通①-2と同じ)	蓄電池を用いない場合の運用収支を調べる	共通②After①
共通②-2	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、市場取引の売上が増えるように <b>蓄電池</b> の充放電計画を作成する。	蓄電池を用いた場合の運用収支を調べる	共通②After②

### 収益が増えるように売電タイミングをシフト(タイムシフト)する蓄電池の充放電計画を作成

#### ➤ 計画の立て方

- 市場価格の予測を行い、安いときに充電し、高いときに放電するような運転計画を作成
- 蓄電池の充放電計画は30分単位で作成



# 共通実証②: 収益性拡大実証の評価概要

## 評価指標

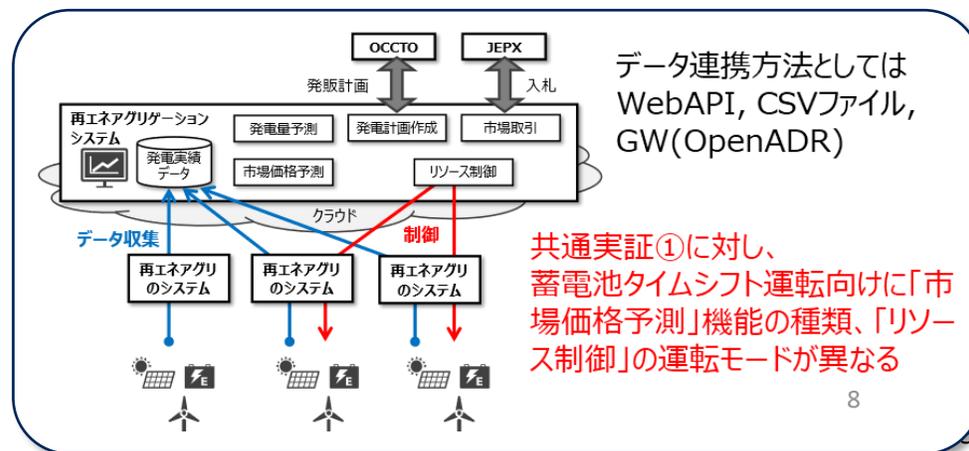
### SII共通評価指標に準拠

- **FIPとしての収入額 (円)** = 売電収入 + プレミアム収入 + インバランス料金損失
- **FIPとしての収入単価 (円/kWh)** = (売電収入 + プレミアム収入 + インバランス料金損失) ÷ 総発電量
  
- プレミアム単価とインバランス単価について
  - ✓ プレミアム単価は、11月まではエリア毎に各月のプレミアム単価を計算。12月以降は1年前の同月のデータから計算。(算出が実証期間中に間に合わないため。SII方針を適用)
  - ✓ インバランス単価は、インバランス料金情報公表ウェブサイトにて公開されているインバランス単価を用いる (<https://www.imbalanceprices-cs.jp/>)

## 評価概要

### ➤ 評価期間

- ✓ **2023年8月～2024年1月** (評価開始時期はアグリゲーター毎に異なる)
  - 2023年8月～11月の期間は、昨年度システムを利用した評価
  - (一部、2022年2月～の通年評価も実施)



# 収益性拡大に向けた取組み

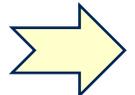
- 昨年度までの実証においても、蓄電池によるタイムシフト運転により大幅な収益向上が見込めることを確認
- 一方で、蓄電池の初期コスト回収年数を考えると、経済合理性の成立はまだ厳しい



**更なる蓄電池価値向上(蓄電池による収益改善)が必要不可欠**

## ■ 当日のインバンス単価予測を1日に48回(30分コマ毎)実施する手法を追加 (昨年度は1回/日のみ)

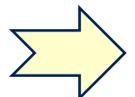
- より精度の高い最新のインバンス単価予測結果を、蓄電池充放電計画作成や時間前市場取引計画作成に活用



**インバンスコストの改善を期待**

## ■ 蓄電池タイムシフト運転アルゴリズムの見直し

- 再エネ発電量予測に一定の予測誤差が生じることを考慮し、インバンスが生じにくい充放電計画作成するように改善 (PVリソースのみに反映)

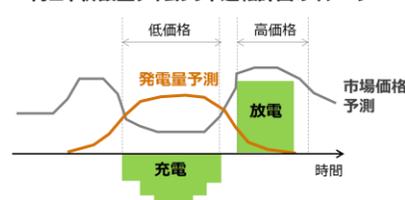


**売電収入の増大/インバンスコストの改善を期待**

市場取引による収益向上を目指し、再エネの売電タイミングをシフト  
運転計画作成アルゴリズムを改修(PV発電量の予測誤差を考慮した計画作成)

- 発電量と市場価格の予測結果に基づき、市場価格が安いと予測される時間帯は再エネを充電し、高いと予測される時間帯に放電するような運転計画作成
- 発電すると予測されるコマのみで充電する計画とする
- PV発電量の下振れ予測を考慮し、不足インバンスを出しにくい充放電計画作成

再エネ併設型タイムシフト運転計画のイメージ



入力

- 併設されている再エネの発電量予測値
- 市場価格予測値
- 蓄電池の情報



再エネ併設型  
タイムシフト運転計画  
作成アルゴリズム

※朝8時頃に  
アルゴリズムを  
実行



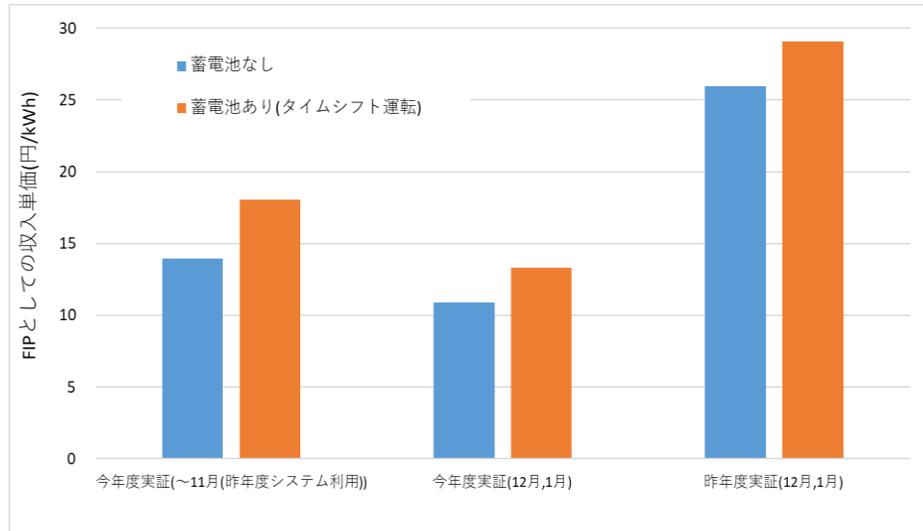
出力

タイムシフト運転計画

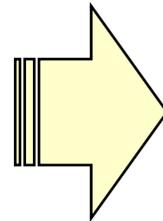
**発電量予測精度向上効果と併せて、上記取組みによる収益性向上効果を実証する**

# 共通②における収益結果

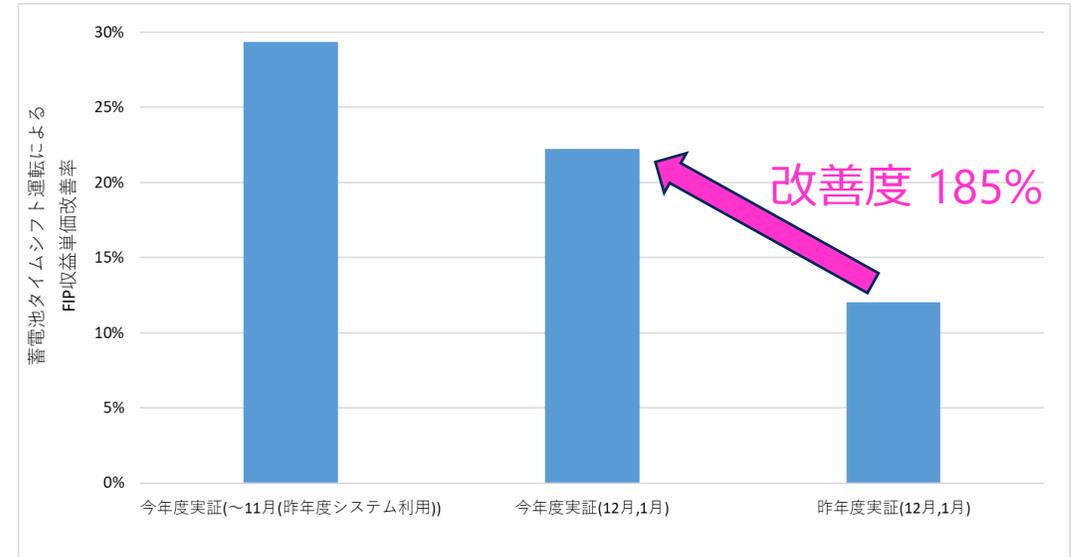
【全アグリゲーター※ におけるFIPとしての収入単価(平均)】



(※)東芝エネルギーシステムズのBGシステムを利用して実証評価したアグリゲーターの結果のみを対象



【蓄電池あり(タイムシフト運転)による収益改善率】

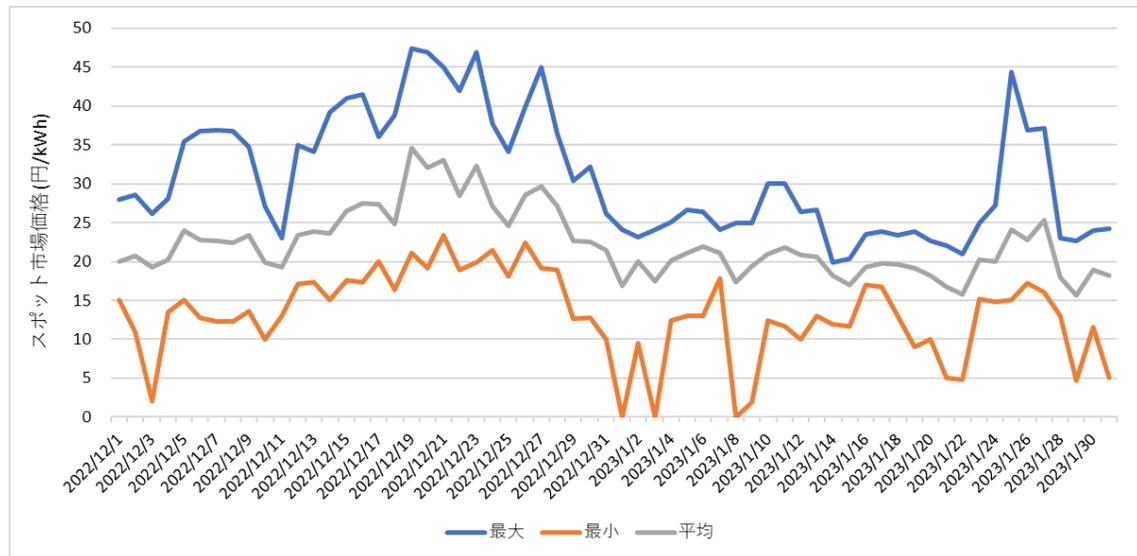


- 昨年度の同時期(12月,1月)における実証および今年度実証(~11月)と比べると、収入単価自体は減る結果となった
  - 理由としては、収入単価自体は卸売り市場価格に依るところが大きく、22年度の方が市場価格が高騰していたため(次ページ)
  - (そのため、蓄電池を用いない場合でも収入単価は25円を超える結果となっていた)

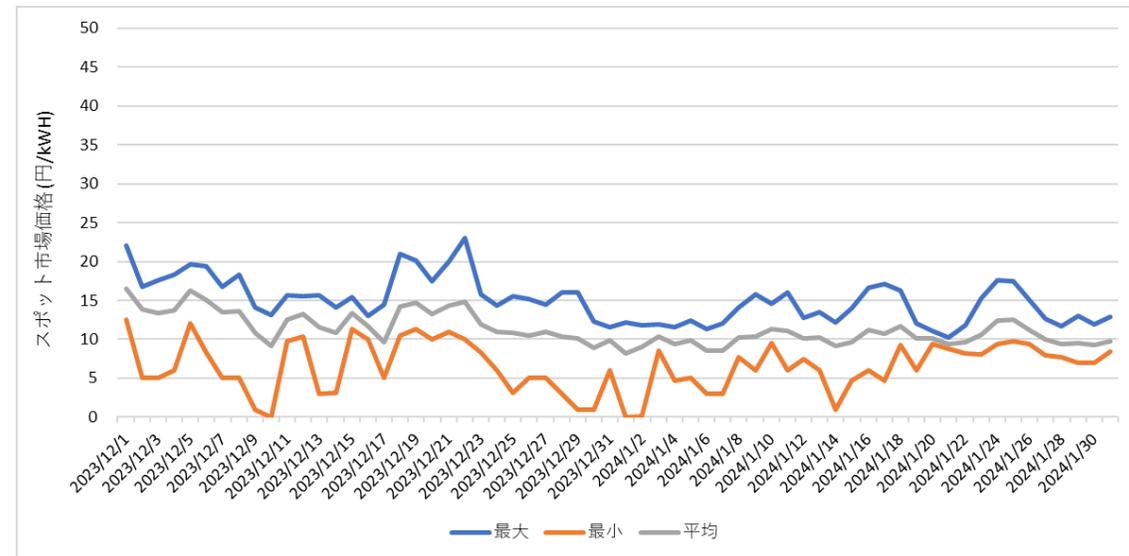
- 蓄電池ありによる収益改善率は、市場価格の値差によってもタイムシフト運転での収益機会が異なり、またインバランス単価によってもインバランスコストが変わってくるため、一概に比較は難しいが、昨年度同時期(12月,1月)の実証結果と比較すると、今年度の方が値差が小さい(次ページ)にも関わらず、収益改善率が向上しているのは、今年度の取組みの効果と考えられる
- 全アグリゲーターの1ヵ月あたりの収益改善率で見ると、**最大146%**、**最小8%**となった(風力発電リソースを含むBGにおいて収益改善率が低い)
- (今年度実証(~11月)における改善率が更に高いのは、市場価格の値差が更に大きい傾向にある点とインバランス単価が低い傾向にある点などの季節性の影響が、今年度の取組み効果以上に大きかったものと考えられる)

# (参考)22年度と23年度の12月～1月におけるスポット市場価格(システムプライス)の比較

## 【22年12月～23年1月】



## 【23年12月～24年1月】



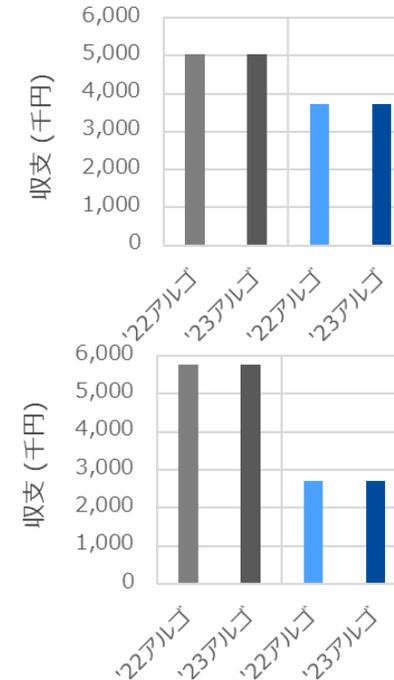
- 23年度12月～1月に比べ、22年度12月～1月の方がスポット市場価格が高騰
- 1日の値差(最大価格のコマと最小価格のコマの価格差)も22年度の方が大きい

## 共通② 今年度改善した蓄電池タイムシフト運転アルゴリズムの効果

### タイムシフト運転アルゴリズム(22年度/23年度)による収益性の比較 アグリゲーターE社の実証結果(12月、1月)

東京エリア	12月	タイムシフトアルゴ	スポット収入(円)	余剰インバンス収入(円)	不足インバンス支出(円)	プレミアム収入(円)	収支(円)	収入単価(円/kWh)
		'22アルゴ	4,761,446	735,116	465,718	0	5,030,844	13.41
	'23アルゴ	4,748,836	738,949	462,973	0	5,024,812	13.40	
1月	タイムシフトアルゴ	スポット収入(円)	余剰インバンス収入(円)	不足インバンス支出(円)	プレミアム収入(円)	収支(円)	収入単価(円/kWh)	
	'22アルゴ	3,003,411	617,221	306,237	417,575	3,731,970	13.46	
	'23アルゴ	2,995,728	620,662	304,828	417,575	3,729,137	13.46	

中部エリア	12月	タイムシフトアルゴ	スポット収入(円)	余剰インバンス収入(円)	不足インバンス支出(円)	プレミアム収入(円)	収支(円)	収入単価(円/kWh)
		'22アルゴ	5,224,019	1,112,547	559,132	0	5,777,434	13.84
	'23アルゴ	5,224,475	1,113,216	563,610	0	5,774,081	13.84	
1月	タイムシフトアルゴ	スポット収入(円)	余剰インバンス収入(円)	不足インバンス支出(円)	プレミアム収入(円)	収支(円)	収入単価(円/kWh)	
	'22アルゴ	2,569,544	546,216	939,866	536,178	2,712,072	13.71	
	'23アルゴ	2,563,255	548,296	935,480	536,178	2,712,249	13.72	



- ▶ 今年度改善した蓄電池タイムシフト運転アルゴリズムでは、PV発電量予測誤差を考慮した充放電計画を立てることで収益改善を期待したが、結果として昨年度アルゴリズムによる結果と大差が無い結果となった(収益改善効果が見受けられなかった)
- ▶ 理由としては、PV発電量予測誤差の改善もあり(共通実証③)、良好な発電量予測精度が得られている結果として、効果を発揮する状況に至らなかったためと考えられる
- ▶ 今年度改善アルゴリズムは、予測誤差が大きい場合の方が収益改善効果が期待できるため、PVに比べて予測誤差が大きい風力発電所への適用で収益改善効果が発揮できる可能性アリ(今年度実証では、PV発電所への限定適用のみ)

実業を見据えて、今後、風力発電所タイムシフト運転アルゴリズムへの拡張を図っていく

# 03-4

## 共通実証

実証参加当初からの改善のまとめ

# 実証参加当初(R3年度)からの改善のまとめ

## 共通実証① (インバランス低減)

- 実証参加当初はインバランス低減に向けた機能は有しておらず (市場取引等の機能も有しておらず)
- ゼロから立ち上げ、3年間通じて各種インバランス低減手法の知見を習得
- インバランス低減効果としては、前段の再エネ発電量予測精度向上・BG組成・蓄電池による実需給断面でのGC後インバランス回避制御の効果が大きい
  - 特に、1年目には無かったGC後インバランス回避制御手法を用いることで、3年目には1ヵ月当たり最大**91.6%**のインバランス量比率低減ができることを実証

## 共通実証② (収益改善)

- 実証参加当初は収益改善に向けた蓄電池タイムシフト運転機能は有しておらず (市場取引等の機能も有しておらず)
- ゼロから立ち上げ、3年間通じて蓄電池を活用した収益改善手法(タイムシフト運転)の知見を習得
- (市況や条件に依る違いもあるが)3年目には蓄電池タイムシフト運転を活用することで、1ヵ月当たり最大**146%**の収益改善ができることを実証

## 共通実証③ (予測精度改善)

- 実証参加当初は研究レベルに留まる
- 初年度の予測誤差の実績(前日予測)として
  - PV: 約6~11%
  - 風力: 約14~43% (バラつきも大)であった予測精度が、3年目の実証では
  - PV: 約**2~5%** (平均**3%以下**)
  - 風力: **約10%**の精度を実現
- 特に、PVに関しては実業で十分に採算が期待できる精度に達したものとする (予測精度的に十分に技術確立出来たものとする)

# 04

## 独自実証

- 出力制御出力制御リスク回避のための蓄電池制御
- 市場マルチユース(JEPX+EPRX)取引戦略による収益性検討
- 需要BGを見据えた需要予測検討
- 風力発電予測向上に向けたWG活動

# 04-1

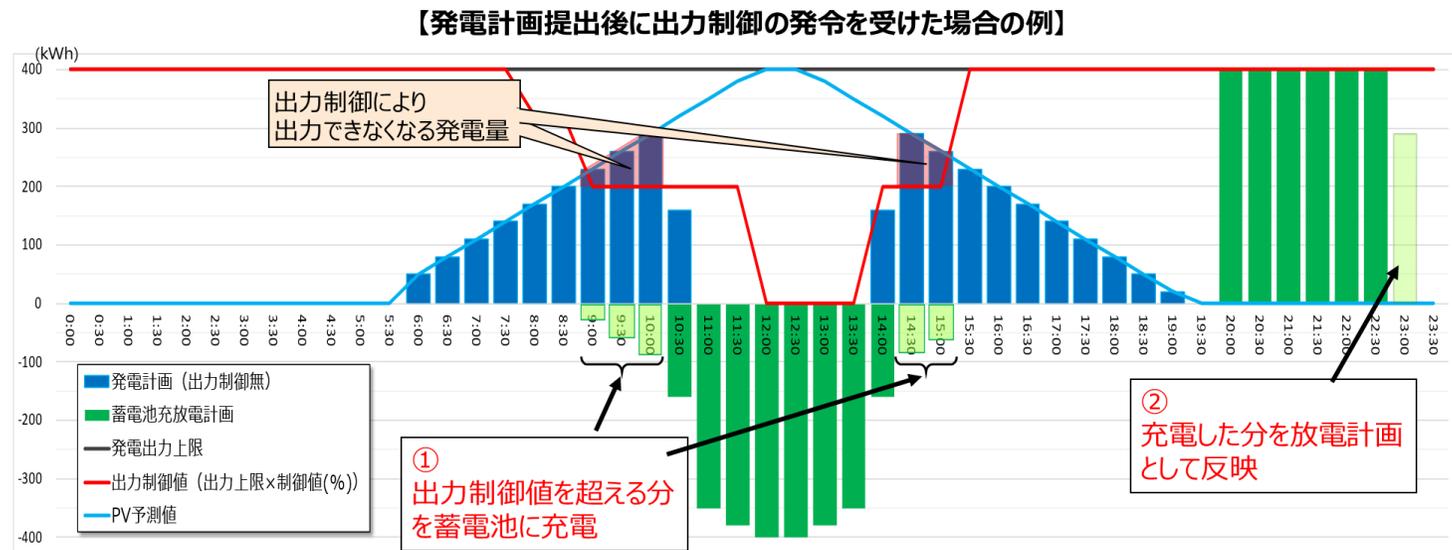
独自実証  
(出力制御リスク回避のための蓄電池制御)

# 目的

- 九州エリアを中心に**出力制御**の発動頻度が増加傾向にあり、再エネ発電事業者やアグリゲーターにとって**収益に影響を及ぼす新たなリスク要因**となっており、再エネ普及に向けても課題となっている
- 新たなリスク要因である出力制御リスクに対し、再エネ併設蓄電池をリスク回避に活用すべく蓄電池制御を行い、収益に対するリスク改善効果を検証する

## 出力制御を考慮した蓄電池制御の概要イメージ

### TSOからの出力制御分を反映した蓄電池の充放電計画を作成



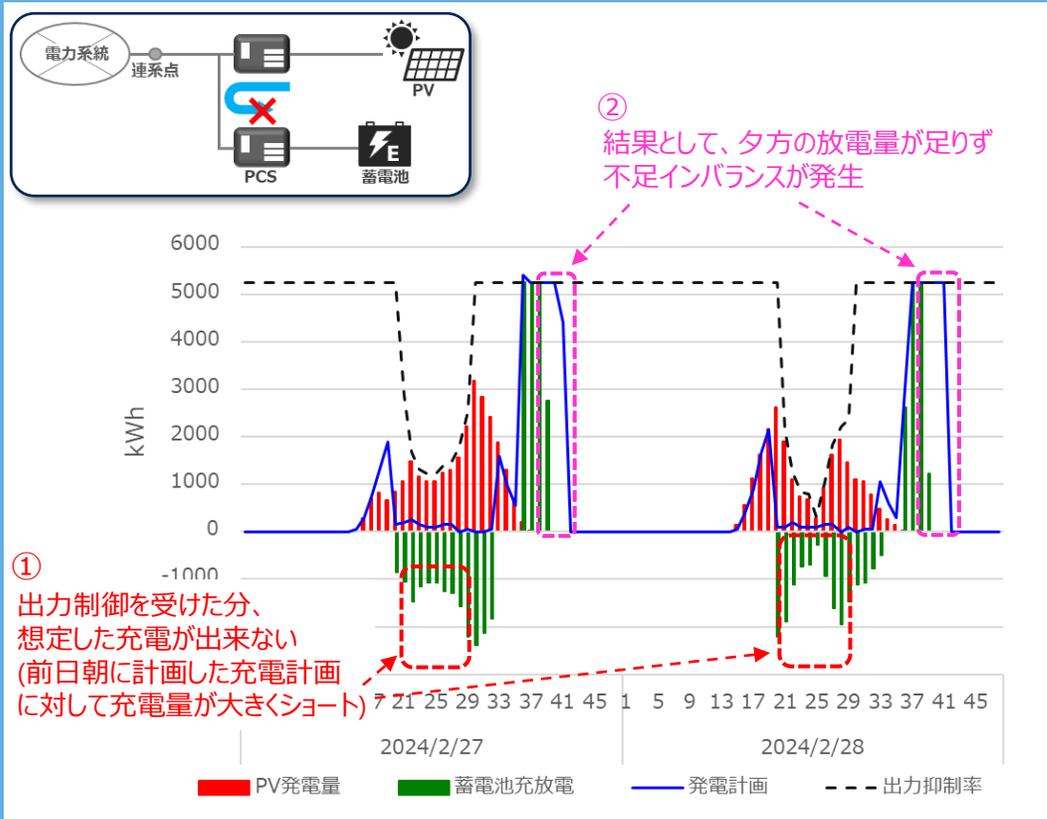
# 評価概要

- 東京エリアにあるPVリソースに対し、出力制御指令が発令された場合を想定した蓄電池充放電制御ならびに収益性を評価する
  - 出力制御指令は、(発電計画提出後の)前日17時に出るものとして想定
  - 出力制御指令値は、九州エリアで12/10および11/20に実際に出た2パターンの指令値情報を、それぞれ2/27および2/28の各コマへのPV発電に対する抑制率として適用  
(評価期間中に、東京エリアでの出力制御指令が出ていないため、九州エリアでの指令情報を活用)
    - ✓ 2/27: 12/10の指令値情報を適用, 2/28: 11/20の指令値情報を適用
  - 4時間容量の蓄電池エミュレータによるリアルタイム動作として評価
- 前日朝に作成した蓄電池タイムシフト運転における充放電計画に対して、出力制御指令が発令された際に、出力制御を考慮しない場合(従来)と出力制御を考慮する場合の結果を比較する

# 出力制御を考慮した場合の蓄電池の動作

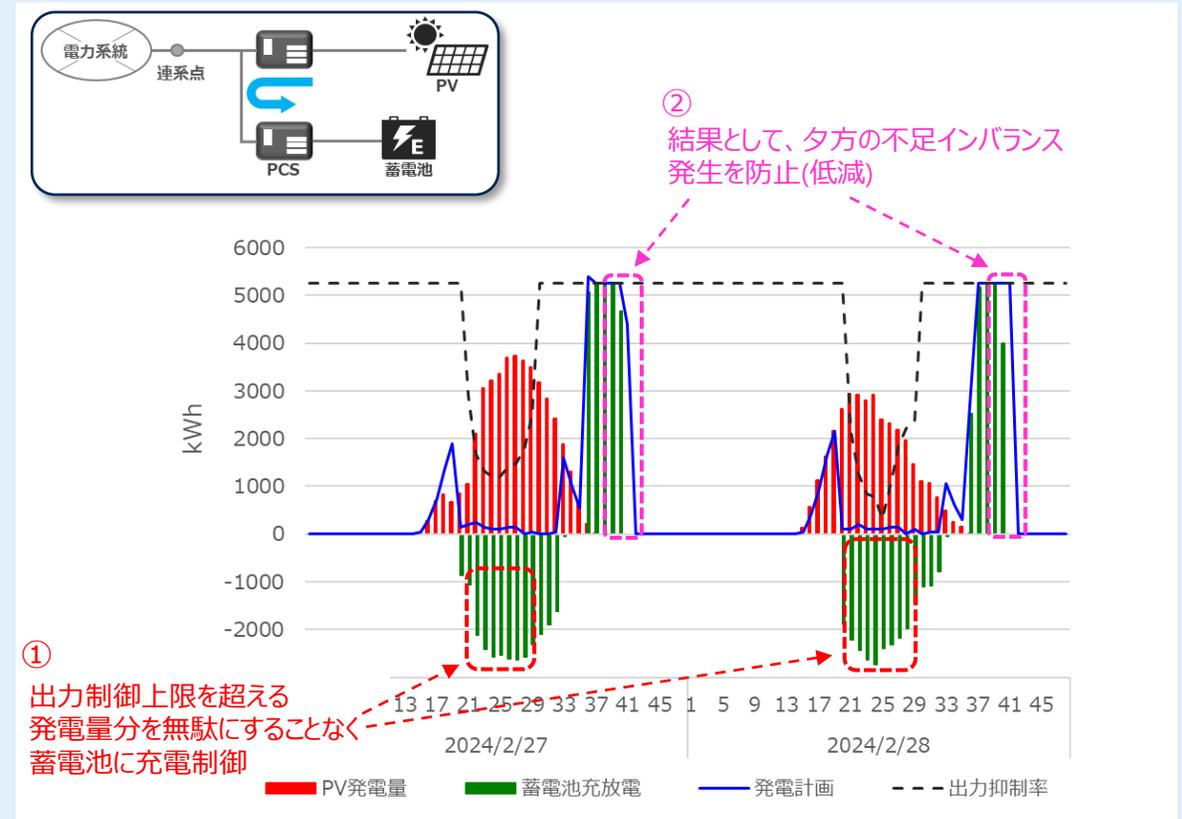
Before

出力制御を考慮しない場合  
(抑制上限を超える発電量が無駄  
になってしまう ⇒ **減益リスク**)



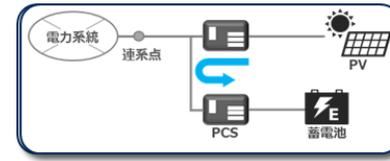
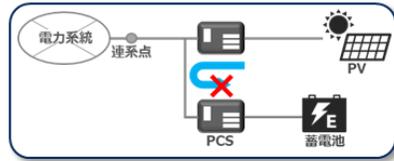
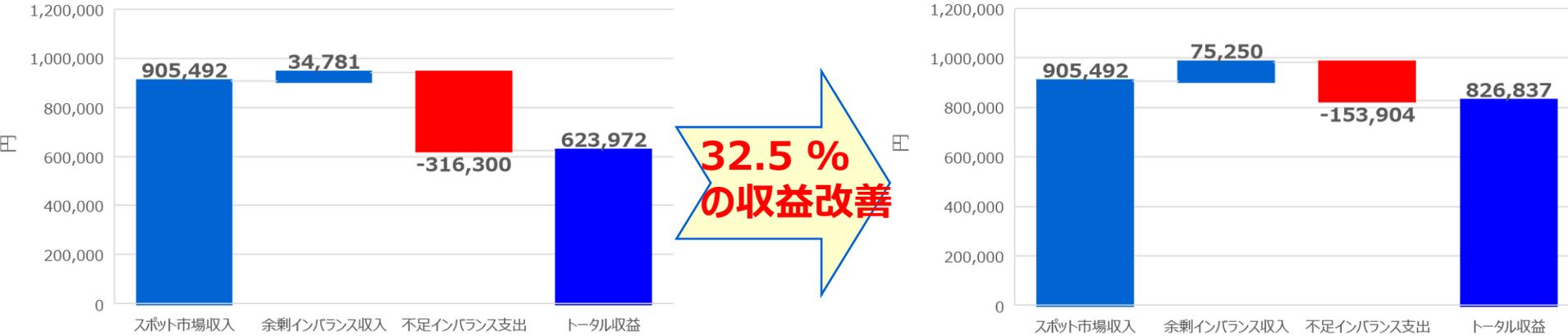
After

出力制御を考慮した蓄電池制御  
(抑制上限を超える発電量を蓄電池に充電)



# 出力制御を考慮した蓄電池制御によるリスク低減効果(収益計算)

## 2/27~2/28(2日間)の合計収益



	スポット市場収入	余剰インバランス収入	不足インバランス支出	トータル収益
出力制御 対応無し型	905,492	34,781	-316,300	623,972
出力制御 対応有り型	905,492	75,250	-153,904	826,837

不足インバランス支出を1/2以下に低減

出力制御率が高い(抑制が大きい)日の方が減収リスクが高くなるため、蓄電池活用による効果は大きくなる傾向

新たなリスク要因となりうる“出力制御”に対し、再エネ併設型蓄電池を上手く活用することでリスク回避に繋げることが可能となる

# 04-2

独自実証

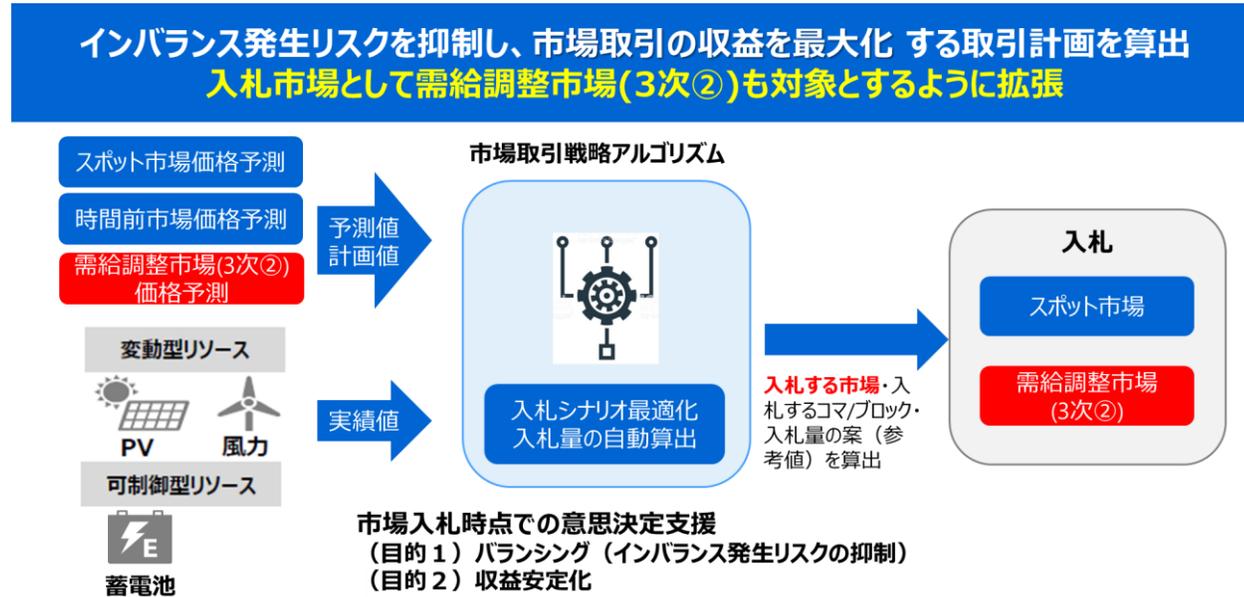
(市場マルチユース取引戦略による収益性検討)

# 目的

- 再エネルギーのFIPへの移行を促すには、蓄電池活用による更なる価値向上が必要不可欠となる
- 卸売り市場における蓄電池タイムシフト運転での収益改善は期待できるものの(共通実証②結果)、蓄電池の初期コスト回収年数を考えると、蓄電池タイムシフト運転に加え、新たな別アプローチによる蓄電池価値向上が期待される

再エネ併設蓄電池を、卸売り市場のみでなく需給調整市場(3次②)への取引に活用して収益性向上を目指す「蓄電池市場マルチユース」により、どの程度の収益改善に繋がる可能性があるのかを実証評価する

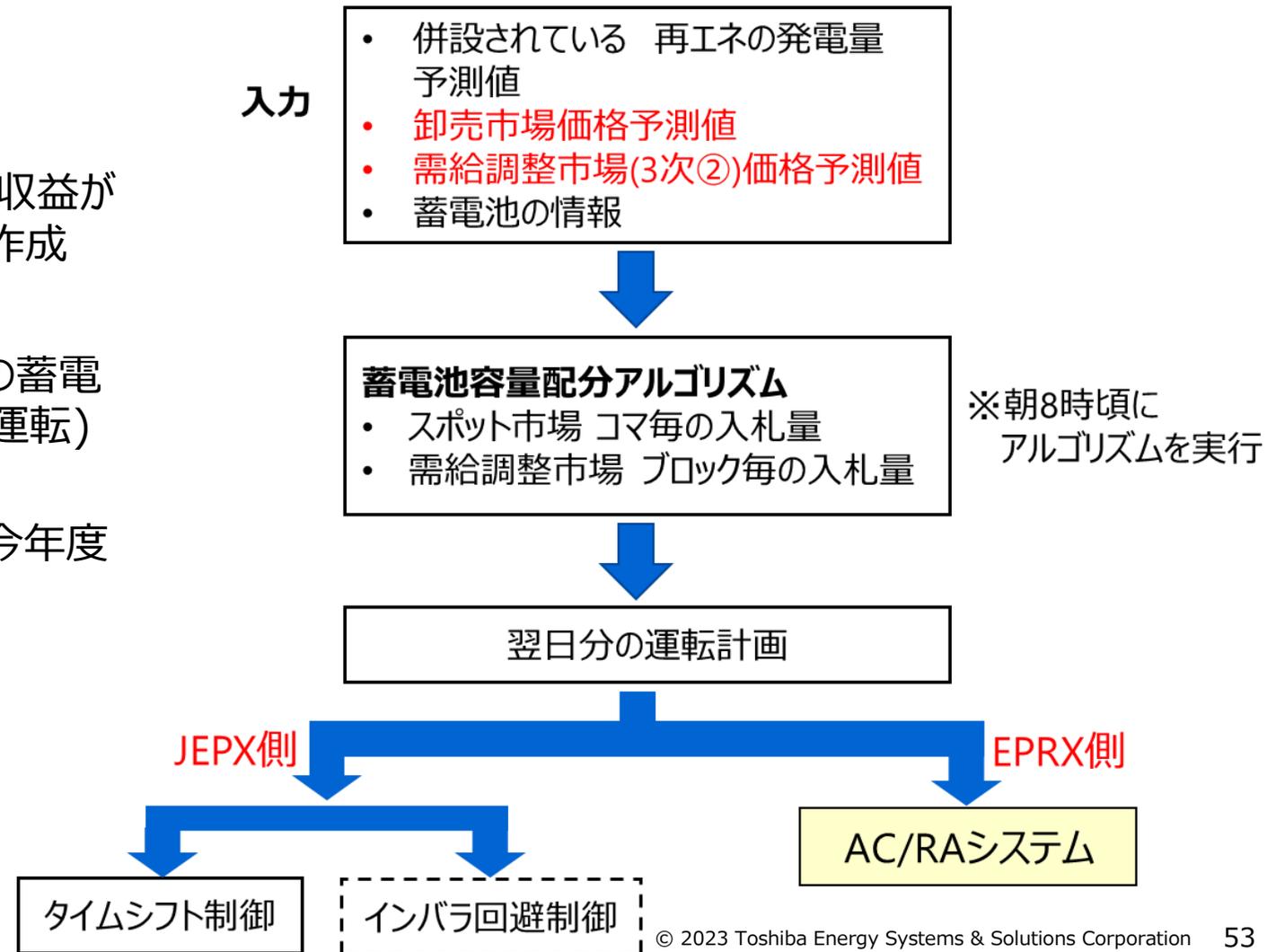
## 蓄電池市場マルチユースのイメージ



## 両市場の価格予測結果を基に、全体として収益最大化となるような入札計画を作成

### 処理フロー概要

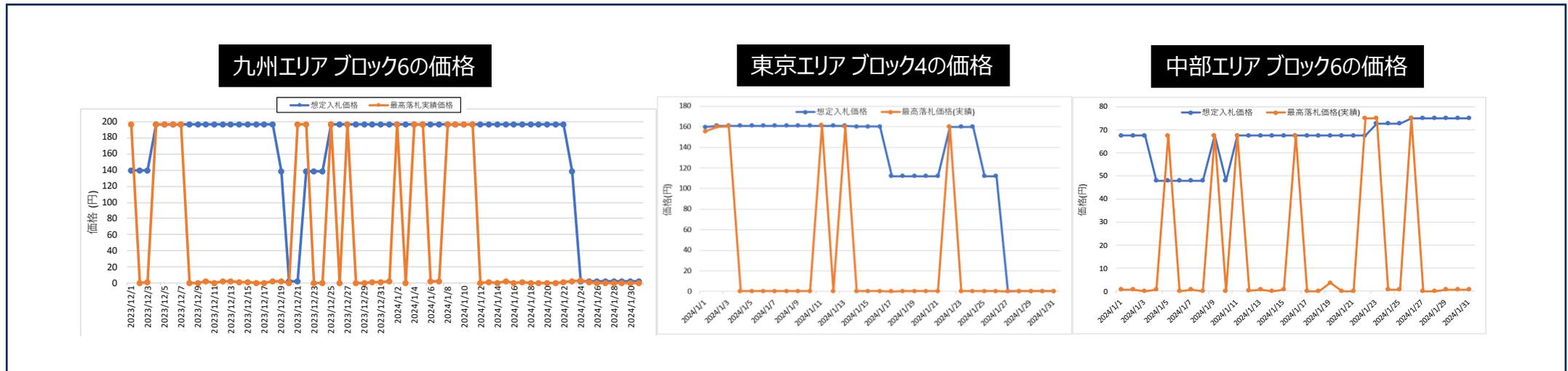
- **発電量と市場価格**の予測結果に基づき、全体の収益が最大化となるよう両市場の翌日分の入札計画を作成
- 卸売市場側に配分された容量に関しては、従来の蓄電池運転モード(タイムシフト運転/インバランス回避運転)にて動作
- 需給調整市場側に配分された容量に関しては、今年度の実証では、AC/RAは模擬環境にて実現
- 単独発電機要件での入札模擬
  - 約定模擬
  - 発動模擬



# 市場マルチユースに向けたEPRX 3次②価格予測の結果

## EPRX 3次②の同一ブロックでの最高約定価格の過去実績値に基づき価格予測を実施

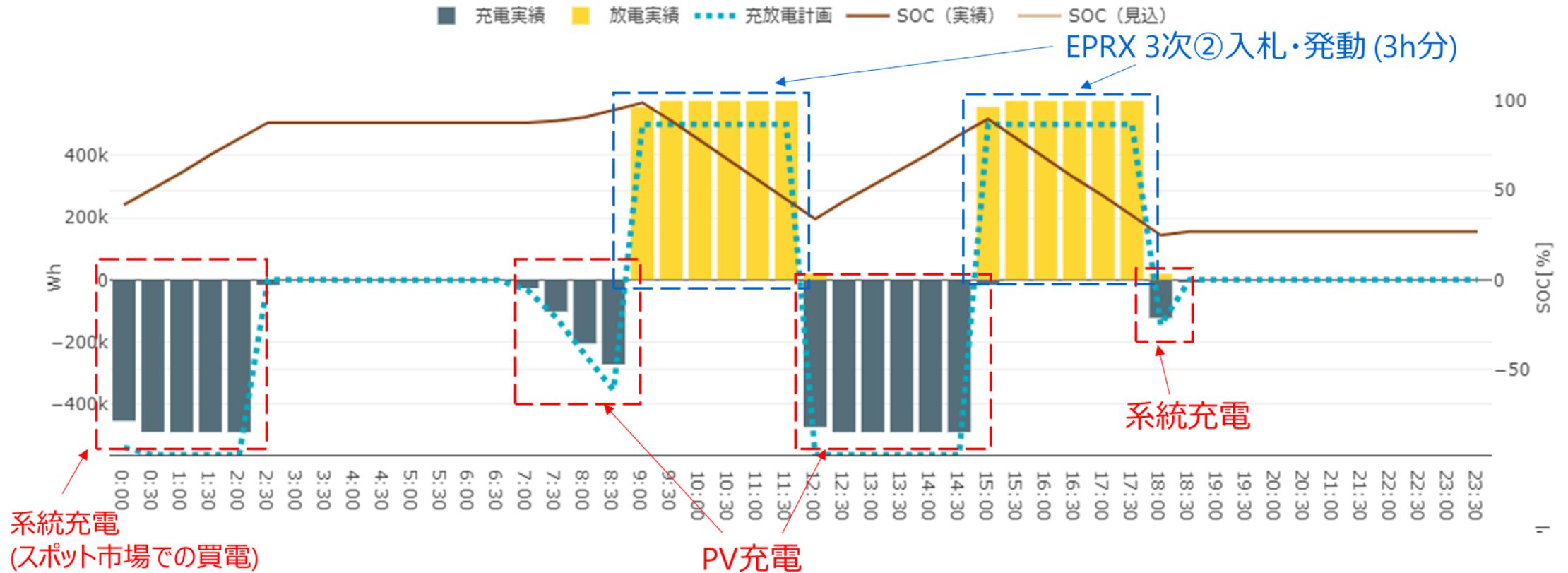
### 各エリア/各ブロックにおけるEPRX 3次②市場の最高約定価格(実績値)と価格予測結果の例



現状、EPRX市場が成熟していないこともあり、いずれのエリアにおいても最高約定価格がスパイク価格として発生してしまっており、それに引きずられる形で、価格予測値としては必要以上に高値で予測を立ててしまう傾向があり安定的な予測はできていないものの、予測値として最高約定価格の実績値を掴めている傾向アリ

**スパイク価格が発生する現況において、安定的な価格予測の手法改善は今後の課題**

# 市場マルチユースとしてEPRX 3次②へ入札時の蓄電池運転計画の動作例



系統充電  
(スポット市場での買電)  
⇒ 再エネからの充電で不足分は  
必要に応じて系統充電  
(系統充電してでも、3次②入札で  
収益が上がると見込んだ場合に実施)

# 蓄電池の市場マルチユースによる収益改善効果

## 蓄電池の市場マルチユース運転において、EPRX 3次②へ入札した入札量に対する収益算出の前提

- EPRX市場はマルチプライスのため、約定条件としては以下に基づき模擬 (約定実績値との関係に基づき決定)
  - 価格予測に基づく入札価格  $\leq$  最高約定価格(実績値)  $\Rightarrow$  「**入札価格で約定**」として扱う
  - 価格予測に基づく入札価格  $>$  最高約定価格(実績値)  $\Rightarrow$  「**未約定**」として扱う
- 約定した $\Delta$ kWh分の収益のみを算出 (発動時のkWh(V1単価)としては、ゼロ円を想定)
- 不約定だった場合は、改めてJEPXの時間前市場売りとしての活用見込みはあるが、今回の収益算出にあたっては、約定できなかった分に対しては考慮しない  
(そのため、市場マルチユースに関しては更なる収益に繋がる可能性アリ)

## JEPXのみに対して蓄電池タイムシフト運転で得られる従来の収益(共通実証②-2)と比較し、蓄電池市場マルチユースにて得られる収益改善率を算出

対象エリア	従来の蓄電池タイムシフト運転による収益	蓄電池市場マルチユースによる収益	収益改善率
東京エリア (評価期間: 1/6~1/27)	1,276,599 円	3,882,521 円	<b>204.13 %</b>
中部エリア (評価期間:1/6~1/19)	282,041 円	643,004 円	<b>127.98 %</b>

各エリアでの実証における評価期間、定格出力や蓄電池容量等はそれぞれ異なる

蓄電池の市場マルチユースでは、両市場の市場価格予測を基により収益性を見込める取引戦略が可能となるため大幅な収益改善に繋がる結果となった

# まとめ

- 蓄電池を市場マルチユースとして活用することで、より収益の得られる市場でのコマ/ブロックに入札を行う取引戦略を立てることが可能になるため、大幅な収益改善率向上に繋がった
- 取引戦略自体は非常に複雑になるが、今回の実証により、実際の発電量予測/実績ならびに市場価格予測/実績を使って、実際に高い収益性の得られる取引戦略としてシステム動作していることが確認できた
- 現行制度下では、再エネ併設型蓄電池においては需給調整市場への参入は認められていないものの、市場マルチユースは大幅な収益性向上が見込め、蓄電池の初期コスト回収年数の低減(、結果として再エネの更なる普及)に大きく貢献することが期待できる
  - 収益改善率が最も小さい中部エリアでの結果においても、通常のJEPXタイムシフト運転では初期コスト回収年数 20.9年だったところ、市場マルチユース運用をすることで**7.7年**にまで低減 ※  
(初期コスト回収年数を**1/2以下**に低減)

(※)蓄電池初期コスト 6万円/kWhで算出

- 一方で、市場が成熟しておらずスパイク価格が発生している現状の需給調整市場3次②では、価格予測結果がスパイク価格に引きずられ高値で予測してしまい、その結果、需給調整市場3次②への入札が不約定になるケースがあるため、daily単位で見ると、従来の卸売り市場のみを想定する場合に比べて収益悪化に繋がる日も発生してしまっている。

需給調整市場3次②市場価格予測も含め、市場マルチユースにおいて、更なる安定的な収益改善が今後の課題となる。

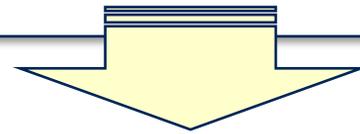
また今回の結果は、実証期間中、需給調整市場3次②の約定価格が非常に高価実績であったことも大きな要因となっている。今後、需給調整市場が成熟した場合、マルチプライスである約定価格も落ち着くことも想定され、また、約定価格の上限制約の可能性なども見据えると、今後も同様の大幅な収益改善が見込めるかは注視が必要と考える

# 04-3

独自実証  
(需要BGを見据えた需要予測検討)

# 目的

- アグリゲーターのビジネス拡大に向けては、発電BGだけでなく、**需要BG向け**のサービス・運用なども考えられる
- 想定されるものとしては、(屋根置きPVなど)需要家における再エネ発電に対し自家消費の余剰分を市場売電や自己託送などの逆潮流が考えられるが、いずれにおいても「計画値同時同量」を守る必要があるため、**インバランスリスク**が生じてしまうため、リスク回避に向けてアグリゲーターの存在がポイントになる
- 需要BG向けのインバランス回避に向けては、再エネリソースでの発電量の予測のみでなく、需要量の予測も必要になり、**需要予測の精度も重要**



## 実際の電力需要実績データを活用し、需要予測手法を検討・検証する

- 2拠点の需要実績データを活用して評価
  - A工場 (約2.4GWh/月の需要量)
  - Bオフィスビル (約32MWh/月の需要量)

## 2種類の予測モデルにより予測精度を評価

### 類似モデル

$$y = \sum_j w_j y_j$$

$$w_j = 1 / \text{dist}(w_i, w_j)$$

$C_i = C_j$  のみのデータで類似度を計算  
但し、 $w$  は合計すると1になるように規格化

$y$  : 需要量 (kWh)  
 $w$  : 気象予測 (気温 : °C、日射量 : W/m<sup>2</sup>)  
 $c$  : カレンダー情報 (カテゴリ変数)  
 $i, j$  : 予測対象コマ、過去の対象コマ  
 $\text{dist}$  : 距離関数 (L2ノルム)

予測対象コマとカレンダー情報が一致する過去データの中で、類似度が高いものでアンサンブルした値を予測とするモデル

### AIモデル

$$y = f(x) + g(w) + S(c)$$

$y$  : 需要量 (kWh)  
 $x$  : 直近需要量 (kWh)  
 $w$  : 気象予測 (気温 : °C、日射量 : W/m<sup>2</sup>)  
 $c$  : カレンダー情報 (カテゴリ変数)  
 $f, g$  : 線形 or 非線形卷子  
 $S$  : ステップ関数

一般化加法モデルを用いて、非線形なモデルとして学習したモデル

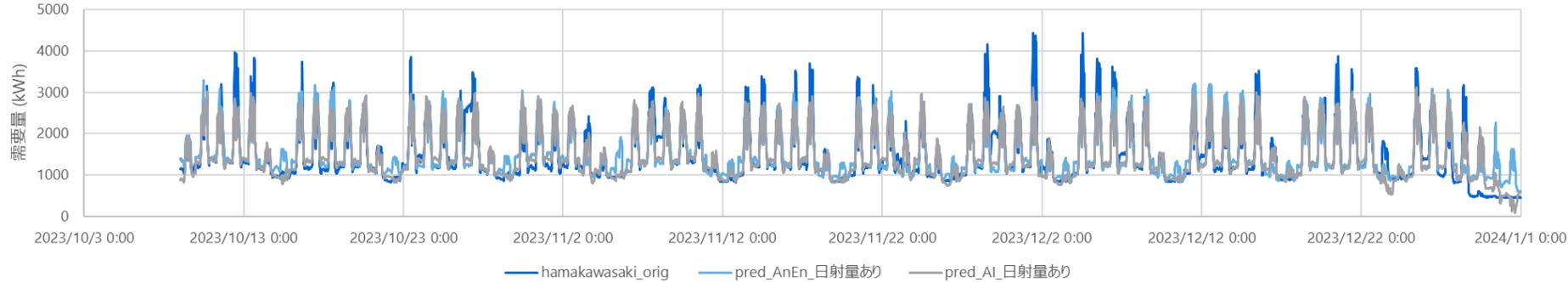
➤ **評価期間:** 2023/10/9 ~ 2023/12/31

➤ **評価指標:** 平均絶対誤差率(MAPE)

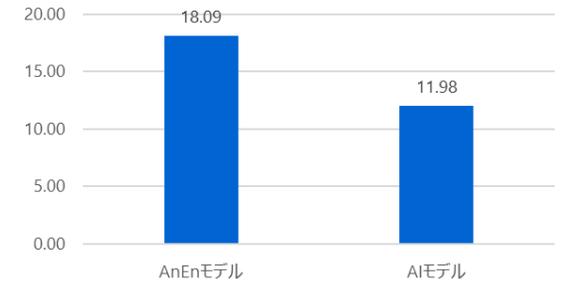
$\text{MAPE} = \sum \text{abs}(F_i - A_i) / A_i$   
( $F$  : 予測値,  $A$  : 実績値)  
※実績が欠損している場合は直近の実績値で穴埋め

# 需要予測結果

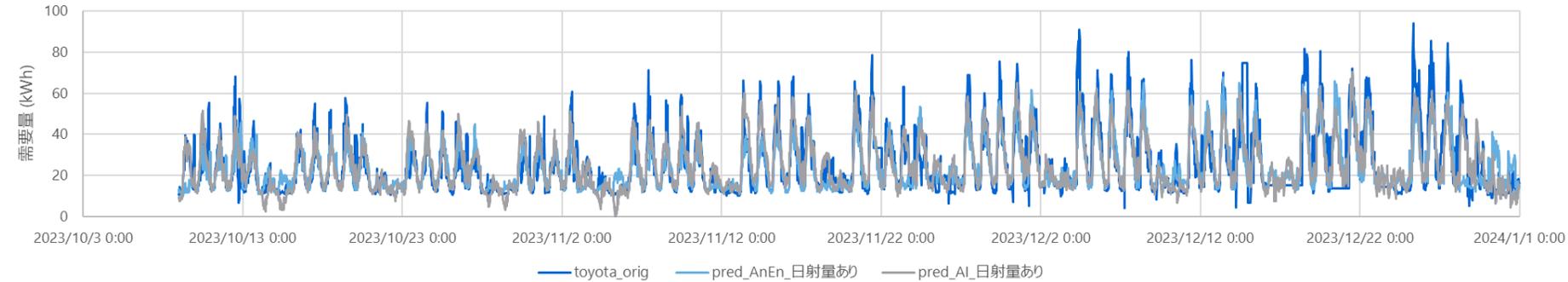
## A工場



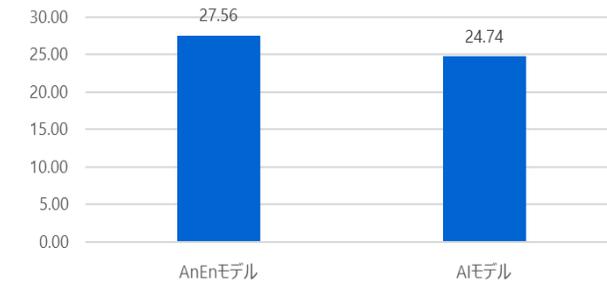
## 予測誤差 MAPE



## Bオフィスビル



## 予測誤差 MAPE



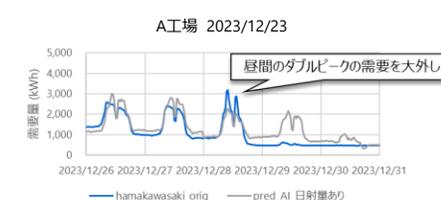
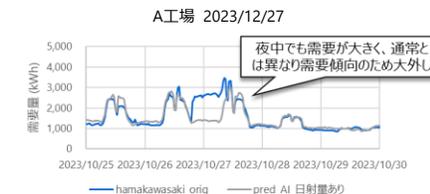
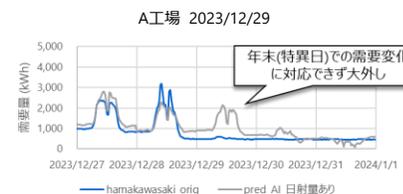
- 両需要拠点ともにAIモデルの方が高い精度
- しかしながら、エリア需要予測(数%)と比較すると低い精度の結果となった
- ⇒ 拠点単体での更なる需要予測精度向上は今後の課題

# 結果分析とまとめ

## 結果分析

### ■ 予測が大きく外れているケースの分析

- A工場 : 年末や通常と異なる需要傾向時に大外しが発生
  - ✓ 大外し日を評価対象から除外した場合、MAPEは**9.7%**
- Bオフィスビル: 需要実績データの欠損(評価では直近の需要値で補間)のため、見かけ上の誤差が大きく見えている
  - ✓ 大外し日を評価対象から除外した場合、MAPEは**20.6%**



## まとめ

- (エリア全体の需要予測に比べると)需要家ごとの需要予測は、予測精度として更なる改善の余地あり【**今後の課題**】
  - ✓ 今回の実証では3か月間の実績データのみで予測を行ったが、更なる期間の実績データを活用することで精度改善の可能性アリ
  - ✓ 需要用途などに応じて特異日や普段と異なる需要傾向日に大外しが発生する傾向が見うけられるため、需要家ごとの特有モデル作り込みで改善できる可能性アリ
  - ✓ 実績データ欠損の影響も確認できたため、確実な需要実績連携が求められる

# 04-4

独自実証

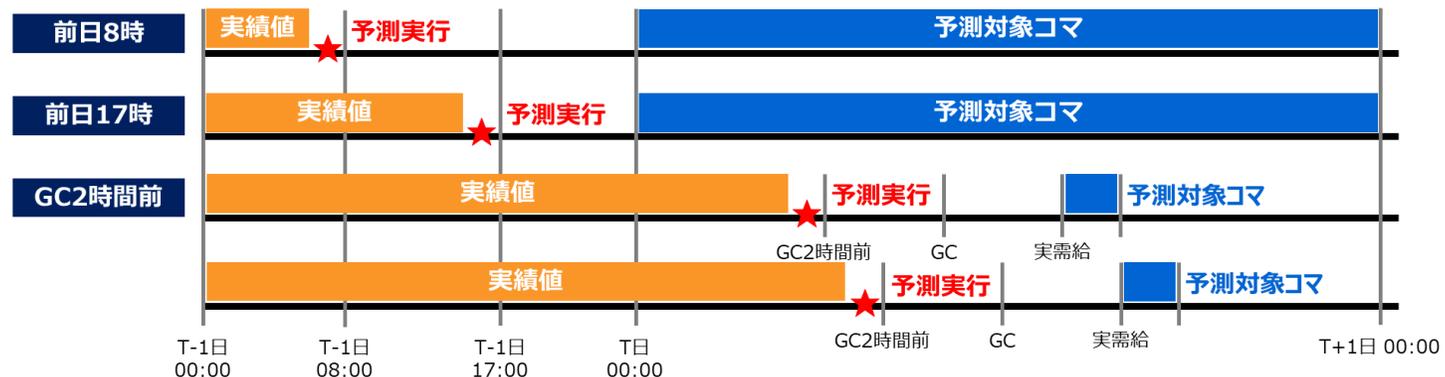
(予測WG活動: 風力発電予測の精度向上検討)

# 目的

- 昨年度までの実証を通じ、PV発電量予測に比べて風力発電量予測はまだまだ改善の余地が残る結果とななり、再エネアグリゲーターとしての実ビジネスに向けて、インバランスコストに直結する風力発電量予測精度の向上は大きな課題
- 更なる風力発電量予測精度の向上に向け、コンソーシアム内の複数企業に跨って各社の風力発電量予測精度を**ベンチマーク目的で比較**する他、異なるアプローチで予測する**「各社の予測情報」を組み合わせた場合の効果を検証**する

- 予測手法は任意
- 予測対象は国内風力発電施設1カ所
- 予測期間は1年間（2022年4月～2023年3月）
- 予測参照タイミングは前日8時、前日17時、GC2時間前の計3回
- 予測の時間粒度は30分
- 評価指標はコンソーシアムと同様にMAPE（24H）を採用
- 予測実行タイミング直前までの発電量実績値を学習データとして利用可能

- 各社とも計算開始から予測発表までのリードタイムを考慮し、参照タイミング時点の最新の予測を用いて評価した。



# 予測WG：各社の予測手法の概要

各社予測手法の特徴はそれぞれ以下のとおり

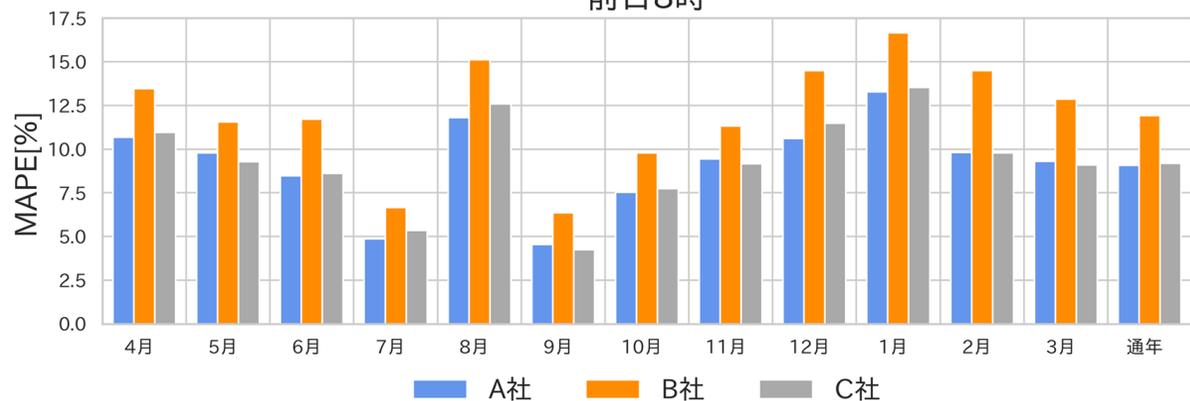
項目	A社		B社		C社	
	翌日予測	当日予測	翌日予測	当日予測	翌日予測	当日予測
気象モデルを使用して発電量を予測	○	○	○	○	○	○
自社の独自気象モデルを使用	○	○	×	×	○	○
複数の気象予測モデルを利用	○	○	○	○	○	○
機械学習を使用	○	○	○	○	○	○
直近の実績値を用いた学習・補正を適用	△ (補正のみ実施)	△ (補正のみ実施)	○	○	×	△ (補正のみ実施)

# 予測WG：予測結果（月別MAPE、前日8時・前日17時・GC2時間前）

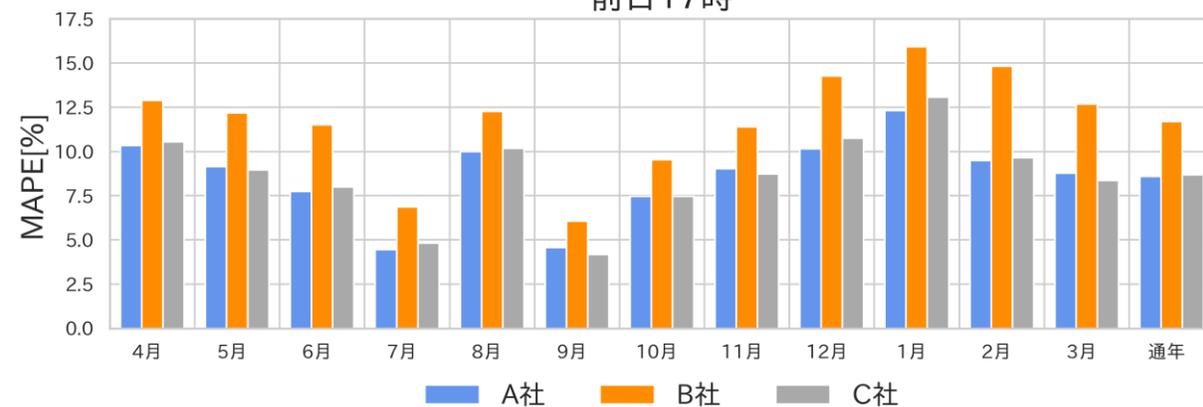
## ■ 各社の予測傾向は類似

- いずれも予測タイミングが実需給に近づくほどMAPEが低減
- 月別の予測傾向や各社精度の関係も同様
- 自社の独自気象モデルを活用しているA社、C社の予測精度が高い傾向

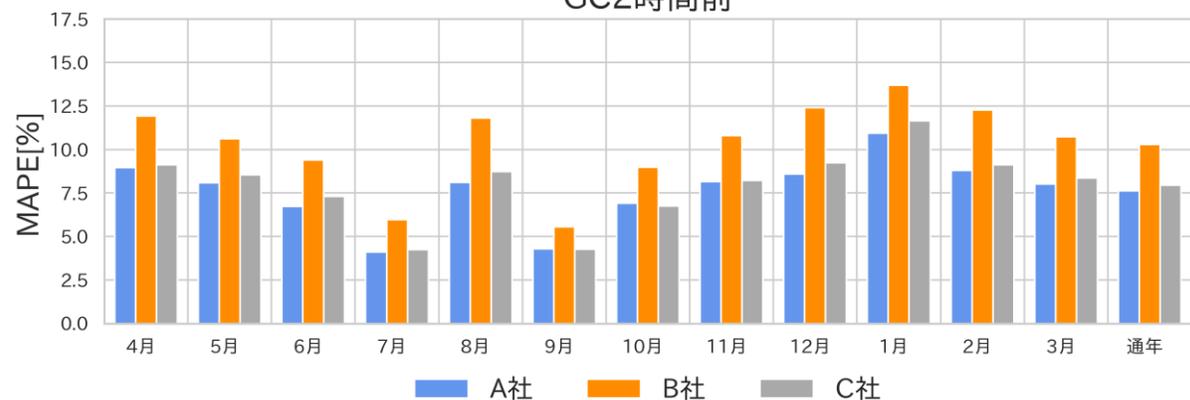
前日8時



前日17時

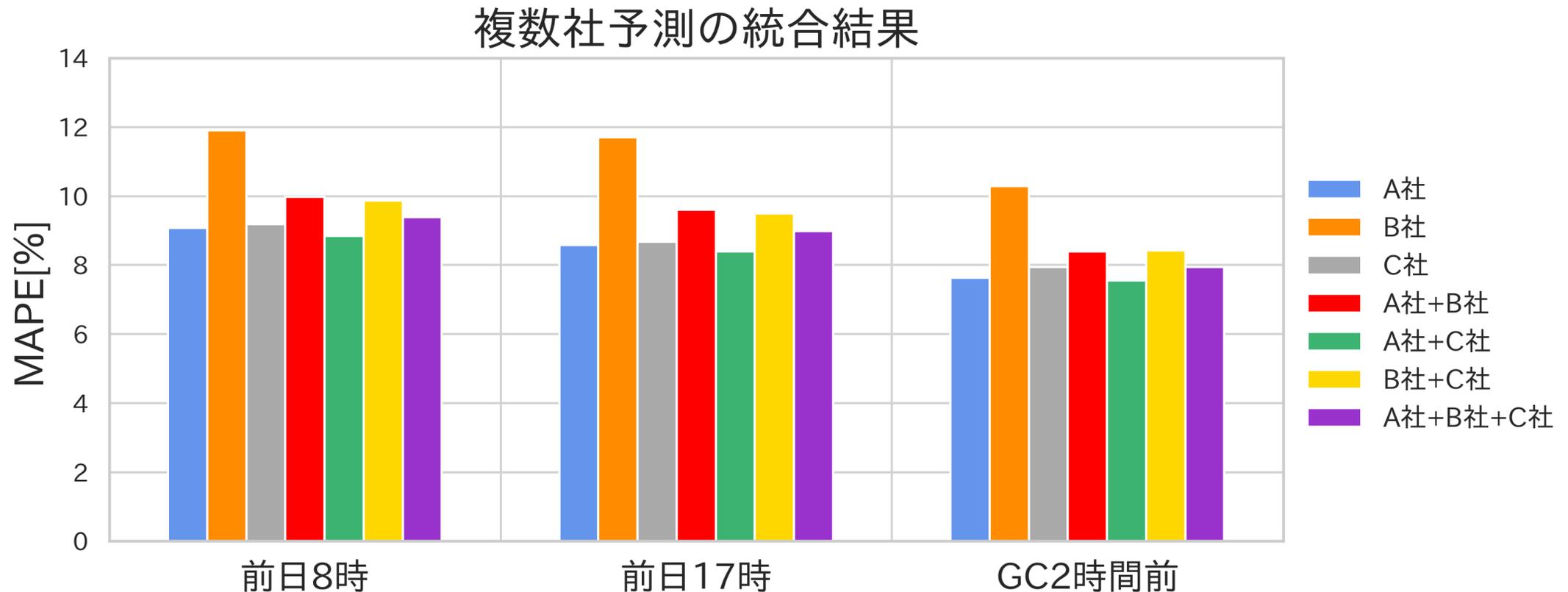


GC2時間前



# 予測WG：複数社予測の統合結果（通年MAPE、前日8時・前日17時・GC2時間前）

- 2社統合・3社統合により均し効果が得られ、各社のMAPEを単純平均した場合よりもMAPEが低減
- A社+C社の予測誤差が最も小さく、次いでA社+B社+C社の3社統合だった
  - 本WGでは単純平均による統合を試行したが、各社の予測傾向を踏まえて統合比率を最適化することにより、予測誤差のさらなる低減が期待できる
- 通年MAPEの低減幅は、前日8時→前日17時に比べて、前日17時→GC2時間前の方が大きかった



# 05

## 実証の総括

# 実証の総括 (これまでの実証の主な成果)

評価軸	実証参加前の状態	実証の成果		
		R3年度	R4年度	R5年度
技術面	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネアグリに必要なシステム 未構築 (発電量予測, 市場取引計画, 市場連携, 蓄電池制御 etc.)</li> <li>技術知見もほとんど無し</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>再エネBGシステム基本構築 完</b></li> <li>インバランス量, 収益性, 予測精度の基本評価を実施し、<b>技術課題の明確化・基本的技術知見の獲得</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>特徴の異なる複数の気象データを用いて <b>予測モデルの多種化</b> および 当日の <b>予測高頻度化</b> により、発電量予測精度向上</li> <li>実需給断面での <b>蓄電池リアルタイム制御</b> による大幅なインバランス量低減の実現</li> <li>長期間の評価により <b>季節性傾向</b> 等の把握</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>複数予測モデルの <b>統合手法の改善, 予測モデルの追加・改良</b> による発電量予測精度向上 (特に風力での精度 大幅改善) <ul style="list-style-type: none"> <li>前日朝のタイミングで PV : <b>3%以下</b> 風力: <b>10%以下</b></li> </ul> </li> <li>発電量予測精度向上および各種アルゴリズム改善に伴うインバランス量低減/収益性改善の実現</li> <li><b>蓄電池市場マルチユース</b> における取引戦略技術の確立ならびにシステム動作確認</li> </ul>
採算性	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIP制度下における2つのリスク(インバランスリスクおよび市場リスク)を踏まえた上での採算性の知見無し</li> <li>アグリゲーション事業ビジネスモデル 未検証 (検証前段階)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT売電よりもFIP収益の方が増加する見込みが得られることを実証</li> <li><b>蓄電池活用</b> により更なる増収効果が得られることを実証</li> <li><b>アグリゲーター運用フローの確立</b></li> <li>先行する欧州の市場環境や(独)ネクストクラフトベルケの知見からの学びと <b>ビジネスモデルの検討</b> (NKWを講師に招きワークショップ開催)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>市場での実取引</b> による収益性確認</li> <li><b>時間前市場取引戦略</b> による収益性改善効果を確認</li> <li>各種機能(入札機能 etc.)の <b>自動化</b> による <b>運用コスト削減</b></li> <li><b>実運用体制構築</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>蓄電池市場マルチユース機能</b> により、JEPXのみでなくEPRXも見据えることで収益性が大幅に増加することを実証、<b>蓄電池初期コスト回収年数の大幅低減(最大1/12以下)</b>の可能性に繋がることを確認</li> <li>蓄電池を活用することで <b>出力制御に伴う減収リスク</b> の回避効果を実証</li> </ul>

# 実証の総括 (実ビジネス化にむけての今後の課題と対策)

評価軸	実ビジネス化に向けての課題	今後の対策
技術面	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電量予測は、大きく予測精度改善ができ、実業でも耐えうるレベルに達することができたものの、収益改善(インバランスコスト低減)に向けては更なる予測精度改善が必要</li> <li>実需給断面での蓄電池リアルタイム制御によるインバランス回避削減効果が大きいことが実証できた一方、SoCの状況によりシフト機会を逸するケースあり。最大限活用するにはシフト機会を逸しないようなSoC管理が必要</li> <li>蓄電池市場マルチユース活用により、一定期間で見ると大幅な収益改善に繋がることは実証できた一方、需給調整市場が成熟していないこともあり、日々の収益で見ると安定的な収益改善には至っておらず、更なる安定的な収益改善に繋げることが必要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>入力として利用する前段の気象予測の改良(ex. 予測エリアのメッシュ分解能細分化)や、風速/風向以外の気象量の活用検討</li> <li>余剰/不足インバランスのいずれのシフト取りにも柔軟に対応できるSoC管理機能の追加</li> <li>需給調整市場の価格予測精度の向上や市場マルチユースにおける取引戦略技術の高度化。また、需給調整市場の活性化に向けた制度面での検討</li> </ul>
制度面	<ul style="list-style-type: none"> <li>現状、余剰インバランス削減に対するインセンティブが働かないため、アグリゲーター/発電事業者の行動原理として余剰インバランスが増加するモラルハザードになる可能性あり(結果として国民負担に繋がる)。余剰インバランス削減に対する何らかのインセンティブが働くような制度の見直し・検討が必要ではないか</li> <li>蓄電池市場マルチユースでの大幅な収益改善効果は実証できた一方、現状、再エネ併設型蓄電池では需給調整市場へは参入できない</li> <li>蓄電池活用により出力制御リスクを回避できる可能性は実証できた一方、足元では蓄電池導入に伴う経済合理性の成立が難しく、必ずしも蓄電池の活用が期待できない場合もあり、出力制御リスクは残る</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>GCを実需給断面に更に近づけた上での時間前市場取引の高度化によるインバランス低減等の検討も併せ、余剰インバランス削減への行動原理に繋がる制度面の見直し・検討</li> <li>個別機器計量を前提に早い段階での併設型蓄電池での需給調整市場参入(市場マルチユース対応)の実現 ならびに 調整電源とする必要性に対する柔軟な運用面での検討</li> <li>蓄電池導入に対する補助金の継続 および 出力制御発令頻度低減に向けた取り組み (系統用蓄電池の活用など)</li> </ul>
採算性	<ul style="list-style-type: none"> <li>インバランスコスト低減に向けて時間前市場の更なる活用</li> <li>風力発電所での更なる収益改善 (蓄電池タイムシフト運転において市場価格が安い日中の時間帯で充電不足に陥りやすい点も課題)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>時間前市場取引戦略の改善</li> <li>風力発電量予測精度の向上と、予測誤差を考慮した蓄電池タイムシフト充放電計画作成</li> </ul>

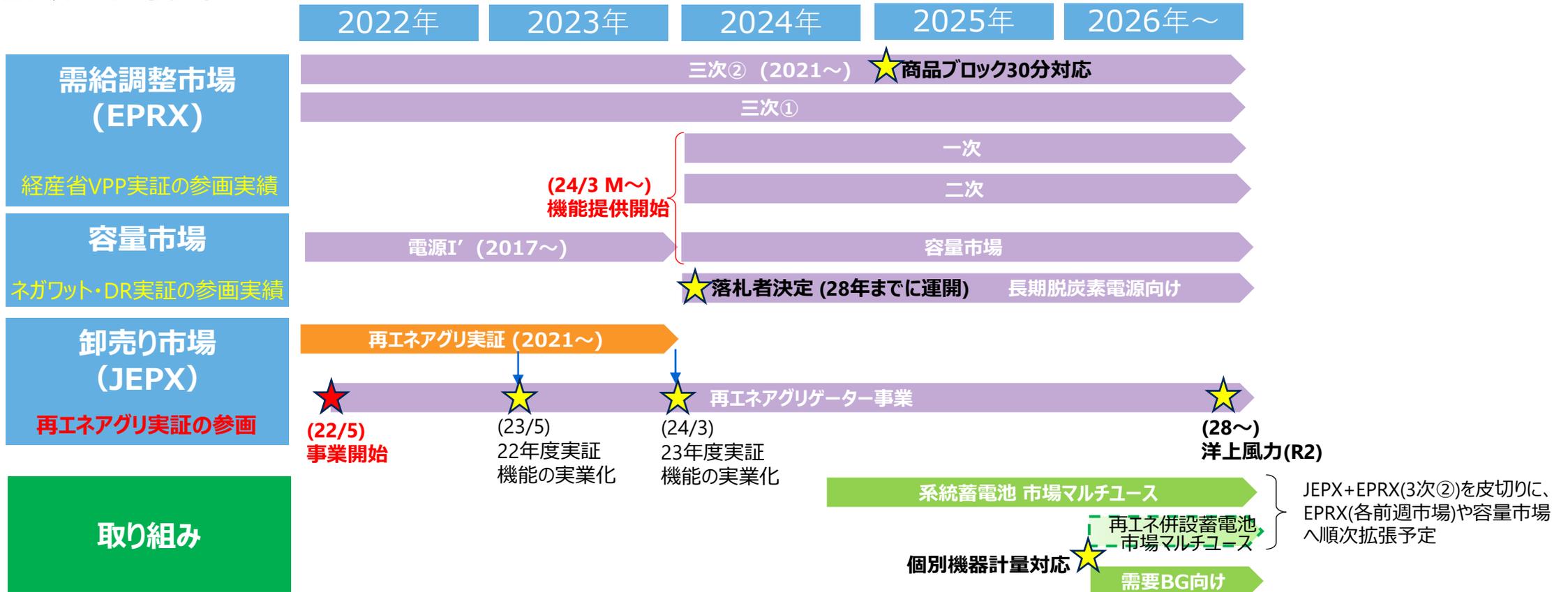
# 06

## 今後の展望

# 今後の展望(各市場への参画や取組など)

2022年5月より再エネアグリゲーター事業を開始した卸売り市場の他、  
現在、電源I'および需給調整市場三次①,②向けの事業を展開中

## 東芝グループとして



- 再エネアグリ実証での成果をタイムリーに事業展開しつつ、各市場への運用/サービスも適宜開始
- 28年度運開予定の洋上風力(R2)も見据えた対応

**TOSHIBA**