



# 令和3年度 再生可能エネルギーアグリゲーション実証事業 成果報告書(公開版)

交付決定番号:SII-BVA210-02-210608100001-A (株式会社エナリス)

事業名称:再エネ主力電源化に向けたDER活用電力システム構築実証事業

令和4年3月

コンソーシアムリーダー:株式会社エナリス

再エネアグリゲーター:株式会社エナリス、東邦ガス株式会社、  
MHCユーティリティイノベーション株式会社、自然電力株式会社、  
戸田建設株式会社

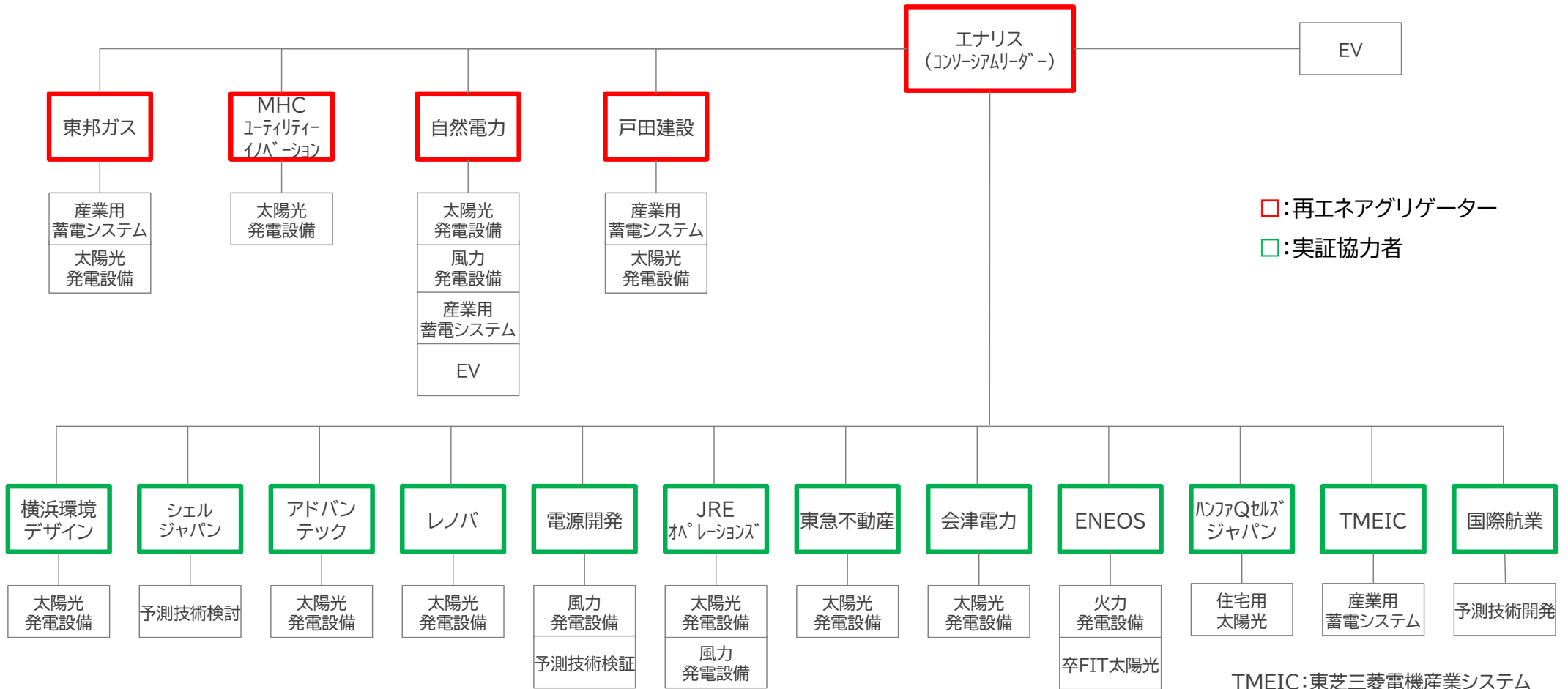
実証協力事業者:JREオペレーションズ株式会社(JRE-OPS)、株式会社レノバ、会津電力株式会社、  
国際航業株式会社、ENEOS株式会社、電源開発株式会社(J-Power)、  
シエルジャパン株式会社、東急不動産株式会社、ハンファQセルズジャパン株式会社、  
東芝三菱電機産業システム株式会社(TMEIC)、株式会社横浜環境デザイン、  
株式会社アドバンテック

# 1. 事業概要

## 1-1. 全体計画概要

事業名	再エネ主力電源化に向けたDER活用電力システム構築実証事業	
コンソーシアムリーダー	株式会社エナリス	
再エネアグリゲーター	株式会社エナリス、東邦ガス株式会社、MHCユーティリティイノベーション株式会社(MUI)、自然電力株式会社、戸田建設株式会社	
実証協力者	JREオペレーションズ株式会社(JRE-OPS)、株式会社レノバ、会津電力株式会社、国際航業株式会社、ENEOS株式会社、電源開発株式会社(J-Power)、シエルジャパン株式会社、東急不動産株式会社、ハンファQセルズジャパン株式会社、東芝三菱電機産業システム株式会社(TMEIC)、株式会社横浜環境デザイン、株式会社アドバンテック	
実証地域	東北電力エリア、東京電力エリア、中部電力エリア、関西電力エリア、中国電力エリア、九州電力エリア他	
発電設備/制御リソース	太陽光発電所(野立て、屋根置き)、風力発電所、火力発電所、産業用蓄電システム、EV(V2H他)	
実証内容	【共通①】 インバランス回避実証:	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 発電BG組成効果の検証、インバランス低減手法の検討、発電側制御可能リソースによる発電BGバランシング検証</li> </ul>
	【共通②】 市場取引での収益拡大に向けた検証	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 市場価格に連動したESS制御の検証(GC前)</li> <li>■ 蓄電池による計画値同時同量制御の検討(GC後)</li> </ul>
	【共通③】 再エネ発電量予測技術実証	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再エネ発電予測技術開発と予測精度評価、PV余剰売電予測の開発・評価</li> </ul>
	【独自①】 需要BGと連携した需給全体でのインバランス低減手法の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 発電BGと需要BGの連携について課題等の抽出</li> </ul>
	【独自②】 コーポレートPPAモデル 発電インバランスリスク検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ コーポレートPPAモデルでの予測技術と発電インバランス低減方法の検討・分析</li> </ul>
	【独自③】 系統ESS/揚水発電の技術・制度課題の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 系統蓄電池の普及拡大のための課題を揚水発電設備と比較し検討</li> </ul>

# 1-2. 実施体制図(17社体制)



# 1-3. リソース導入・確保結果

## 発電設備内訳 ( )内数字は計画

リソース	太陽光発電所 (野立て)		太陽光発電所 (屋根置き)		風力発電所		火力発電所		産業用蓄電池 (発電所併設)		産業用蓄電池 (需要側)		EV		合計	
	拠点数	設備出力 kW(AC)	拠点数	設備出力 kW(AC)	拠点数	設備出力 kW(AC)	拠点数	設備出力 kW(AC)	台	設備 出力kW	台	設備 出力kW	台	設備 出力kW	拠点数	設備出力 kW(AC)
北海道	—	—	—	—	0 (2)	0 (69,000)	—	—	—	—	—	—	—	—	0 (2)	0 (69,000)
東北	13 (12)	200,039 (155,159)	1	200	5 (3)	112,350 (61,750)	1 (0)	30,000 (0)	—	—	—	—	—	—	20 (16)	342,588 (217,109)
東京	16 (18)	118,224 (117,394)	10 (7)	3,802 (2,044)	—	—	0 (1)	0 (35,000)	3 (5)	583 (1,089)	1 (148)	6 (1,480)	4	24	34 (183)	122,639 (157,031)
中部	1 (2)	200 (259)	2	650 (680)	—	—	—	—	—	—	2 (6)	26 (60)	3	18	8 (15)	894 (1,043)
関西	2	24,589	1	550 (572)	—	—	—	—	0 (2)	0 (131)	1 (44)	6 (440)	—	—	4 (49)	25,145 (25,732)
中国	1	2,000	147 (27)	1,436 (722)	—	—	—	—	—	—	0 (8)	0 (80)	—	—	148 (36)	3,436 (2,802)
四国	2 (0)	500 (0)	1 (0)	300 (0)	—	—	—	—	—	—	0 (3)	0 (30)	—	—	3	800 (30)
九州	11 (12)	51,240 (51,740)	5 (4)	533 (33)	5 (6)	45,980 (50,980)	—	—	—	—	1	85 (10)	—	—	22 (24)	97,838 (102,848)
<b>合計</b>	<b>46 (47)</b>	<b>397,792 (351,141)</b>	<b>167 (42)</b>	<b>7,470 (4,251)</b>	<b>10 (11)</b>	<b>158,330 (181,730)</b>	<b>1</b>	<b>30,000 (35,000)</b>	<b>3 (10)</b>	<b>583 (1,331)</b>	<b>5 (210)</b>	<b>123 (2,100)</b>	<b>7</b>	<b>42</b>	<b>239 (328)</b>	<b>593,340 (575,595)</b>

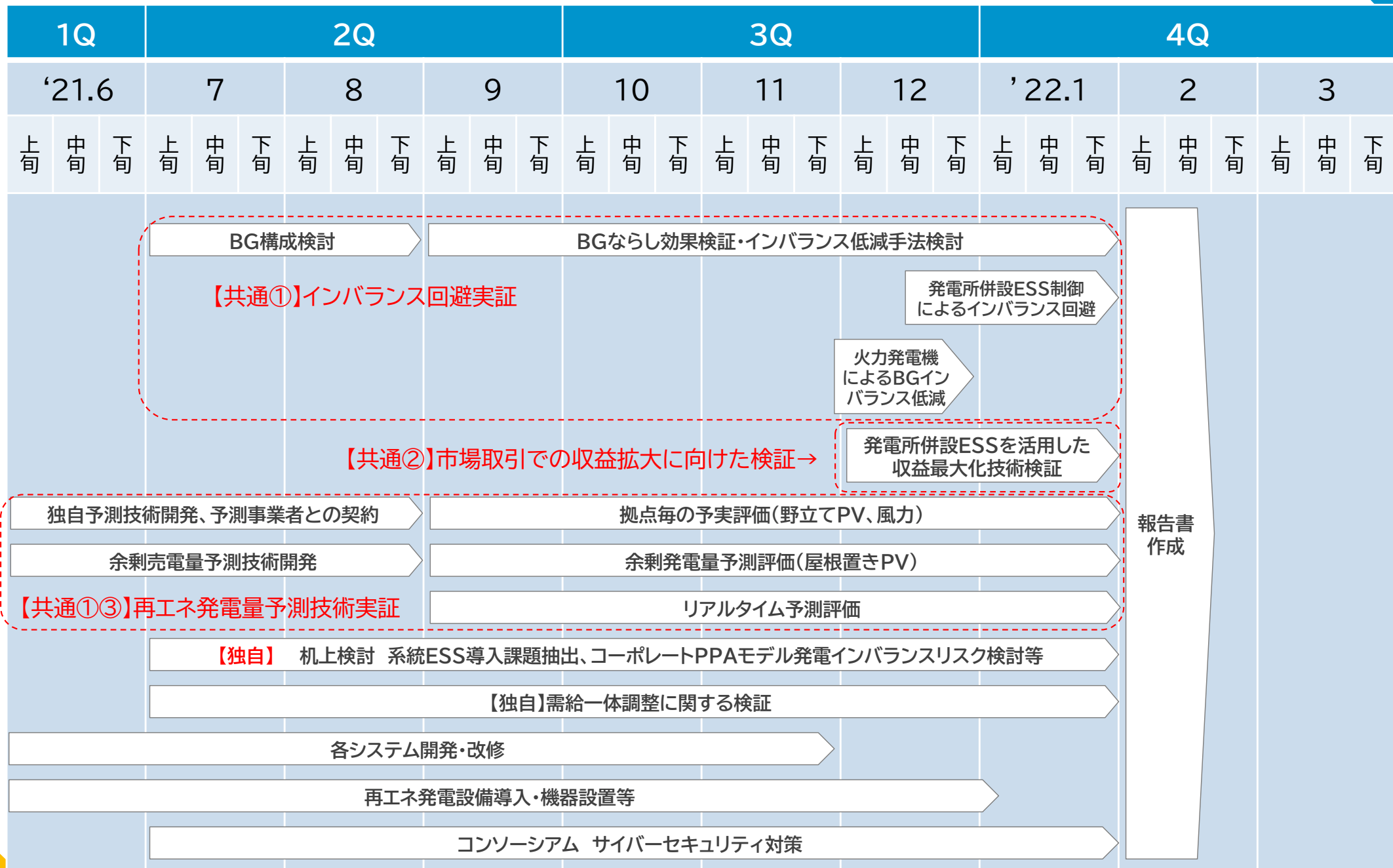
### 【その他】

#### ■ 卒FIT太陽光(住宅用)

エリア:全国

# 1-4. 実証スケジュール

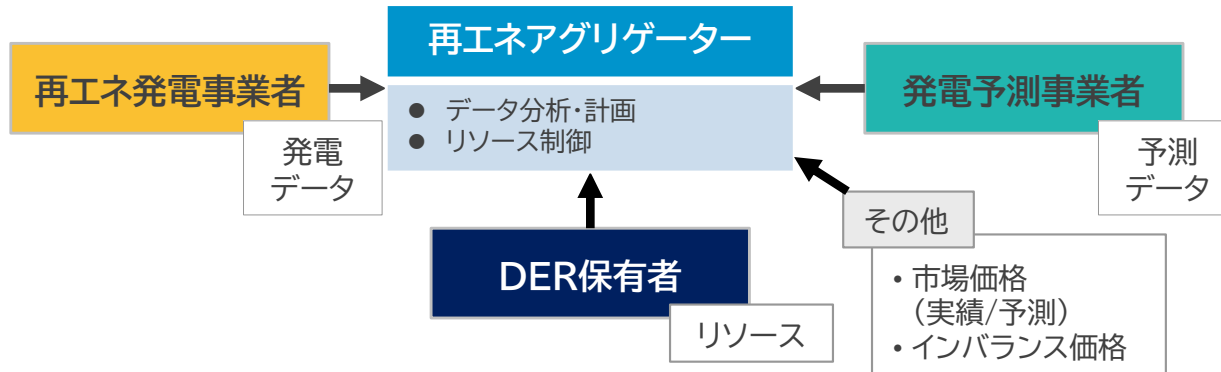
おおよそ当初の計画通りに実証を完了



## 2. 共通実証

## 2. 実証イメージ(共通実証におけるデータ授受・検証方法)

### 【データ授受、実証イメージ】



### 【検証方法】

- 再エネ発電事業者の各発電所の発電データ、発電予測事業者の予測データ、DER保有者のリソース情報等を再エネアグリゲーターが集約。  
 ※ 予測データ配信タイミングは、実際の需給オペレーションを考慮し、以下の3つのタイミングで予測データを配信
  - 前日8時時点での発電量予測
  - 前日16時時点での発電量予測
  - リアルタイム予測データ(予測事業者毎にデータ粒度は異なる)
- 予実データ等を基に、予測精度評価や予測タイミングの違いによるインバランス回避効果を検証(拠点単位、BG単位)。
- 2.に加えてリソース制御した際のインバランス回避効果や市場取引による収益拡大効果を検証。

### 【データ分析(主に下記を整理)】

- 予測事業者毎・予測タイミング毎・拠点毎の**予測精度評価**等(予測誤差、インバランス量・料金等)
- 電源組み合わせによるならし効果やリソース制御による**インバランス回避効果**(予測誤差、インバランス量、発電BGの規模、地域性の違い)
- 発電時間シフトによる**収益効果**の検証

	再エネアグリゲーター	発電事業者	予測事業者	DER保有者
エナリス	○		○	○
東邦ガス	○			○
MUI	○			
自然電力	○		○	○
戸田建設	○			○
JRE-OPS		○		
レノバ		○		
会津電力		○		
国際航業			○	
ENEOS				○
電源開発		○	○	
シエルジャパン			○	
東急不動産		○		
ハンファQセルズ		○		
TMEIC				○
横浜環境デザイン		○		
アドバンテック		○		
予測事業者1			○	
予測事業者2			○	
予測事業者3			○	
予測事業者4			○	



## 2. インバンスリスクの考え方(分析方針)

### 【kWh当たりの予測外れによる損失(インバンスリスク単価)の定義】

本実証事業においてFIP活用の検証を行うにあたり、FIP適用時に付加されるバランシングコスト(1円/kWh)が再エネアグリゲーションする際に十分かどうかを評価する必要がある。

バランシングコストに含まれるインバンスリスク単価(kWh当たりの予測外れによる損失)を以下と定義する。

インバンスリスク単価: 再エネ発電計画値全量をスポット市場に売電する前提のもと、  
発電実績量を誤差なく予測できた場合に比べた損失を、発電実績値で割ったもの

具体的には以下を各コマで計算する。

- ① 実際の収益。計画値(予測値)分全量をスポット市場に販売し、計画値と実績値のズレをインバンス(IB)として清算。

**実際の収益 = 市場収益 + 余剰IB料金 + 不足IB料金**

※ 市場収益 = 発電**予測値** [kWh] × スポット市場価格 [円/kWh]

※ 余剰IB料金 = 余剰量 × 余剰IB単価(コマ毎)。不足IBコストも同様。

※ 余剰IB料金は正、不足IBコストは負

- ② 発電量を誤差なく予測できた理想的な場合の収益。

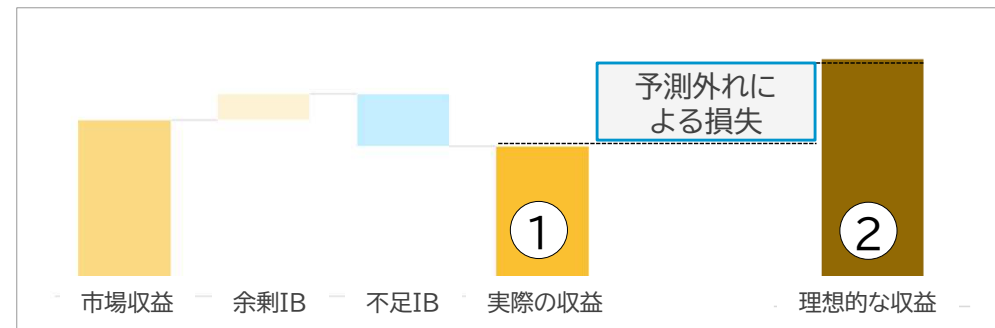
**発電**実績値** [kWh] × スポット市場価格 [円/kWh]**

- ③ 予測外れによる損失を発電量kWh当たりに直すと、以下の通り。

**インバンスリスク単価 =**

**予測外れによる損失(①-②) ÷ 発電実績値 [kWh]**

※一般的にIB発生時は収益が落ちるため、この値は負になる



補足①:今回は、発電事業者にとりだけ損失が出るかというIBリスク(予測外れにより生じた損失)を主な指標として検証するとともに、アグリゲーターとして再エネアグリゲーションする際のIB量・IBコスト(余剰IBコスト+不足IBコスト)も確認予定。

補足②:本実証で示すIBリスク単価は、来年度以降のIB料金の新算定方式に則ったものでないため、参考値として扱う。

---

## 2. 共通実証

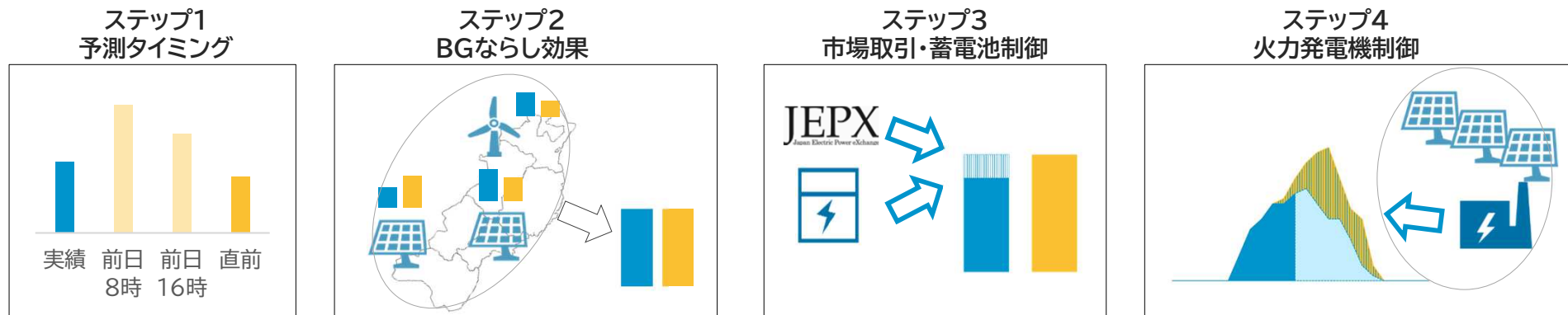
### 2-1. インバランス回避実証

## 2-1. インバランス回避実証 実証内容

### 【検証方法 概要】

下記の4つのステップで、実績値と計画値(予測値)から各コマ毎の発電インバランス量・料金を算出し、月ごとのインバランスコスト評価。

### 【インバランス回避実証のステップ】



### 【評価を行う単位】

- ステップ1は、全発電設備を対象に評価
- ステップ2は、BG組成ロジックに従い仮想BGを組成し評価
- ステップ3・4は、蓄電池容量や火力発電機容量に合わせた仮想BGを組成し評価

### 【評価を行う期間、コマ数】

- ステップ①・②は、9月1日～1月31日
- ステップ③は、12月～1月
- ステップ④は、12月

※ いずれも30分コマ単位で評価

### 【評価軸】

インバランス量、インバランス料金(インバランスリスク単価、インバランスコスト)、コマ毎の予実誤差(%) (MAE、RMSE)、など

## 2-1-1. 再エネ発電量予測タイミングによるインバランス低減評価(ステップ1)

### 【実証内容】

予測タイミングの違いによる発電インバランス(量・料金)の差を評価

### 【予測タイミング】

実際の需給オペレーションを考慮し、以下の3つのタイミングの予測データで検証

- ① 前日8時(スポット市場前): 野立てPV・屋根上PV・風力
- ② 前日16時(時間前市場開場前) : 野立てPV・屋根上PV・風力
- ③ 当日リアルタイム予測: 野立てPV・風力  
(30分~1時間毎に2~5コマ先まで予測)

### 【予測事業者と予測対象】

		予測対象			
		野立てPV	屋根上PV (余剰予測)	風力	卒FIT (余剰予測)
予測事業者	エナリス	○	○	○	○
	自然電力	○		○	
	J-Power			○	
	国際航業	○	○		
	予測事業者1	○	○		
	予測事業者2	○			
	予測事業者3	○		○	
	予測事業者4	○		○	

- 野立てPVは7社、屋根上PVは3社、風力は5社で予測・評価を行う(自然電力、J-Powerは自社設備の予測のみ)。
- 予測事業者4社に加え、エナリス、自然電力、J-Power、国際航業が自社開発の予測モデルで予測・評価を行う。
- その他、卒FIT再エネ(住宅用PV)データを活用した余剰発電量予測・評価を行う。

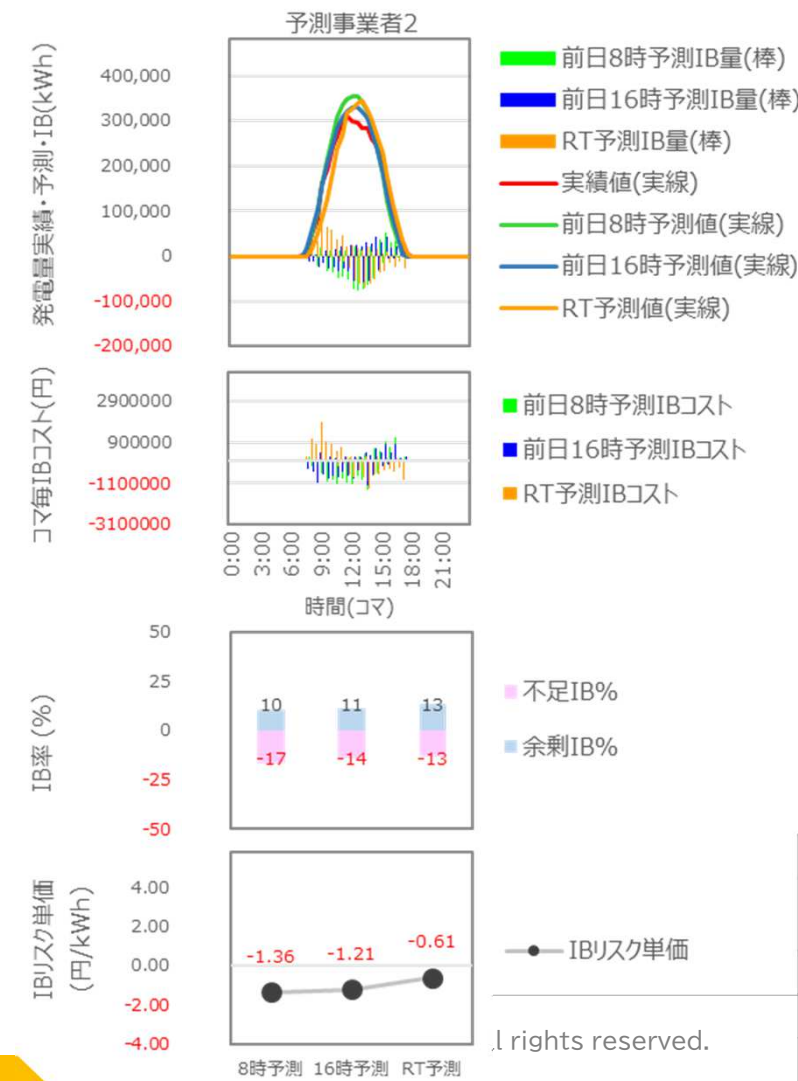
## 2-1-1. 再エネ発電量予測タイミングによるインバランス低減評価(ステップ1)



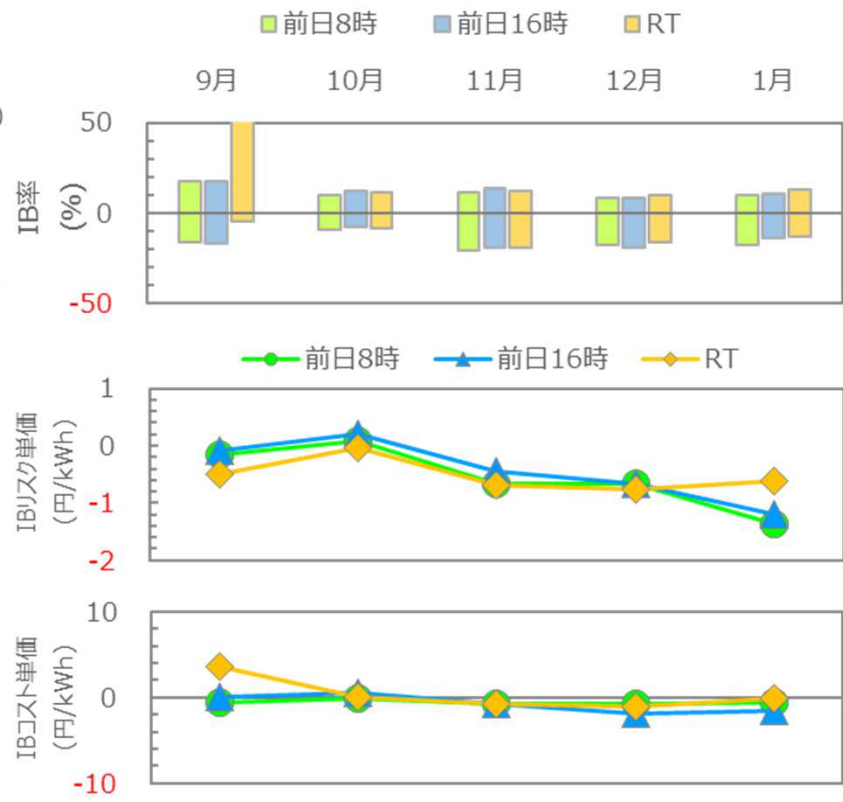
### 予測事業者2の予測タイミング別インバランス評価結果(九州エリア:太陽光オンライン)

エリア	発電種別	拠点数	設備出力kW(AC)合計	採用予測事業者	月別総発電量kWh	2021年9月	2021年10月	2021年11月	2021年12月	2022年1月
						九州	太陽光(9)	9	40,350	予測事業者2

### 22年1月の予実比較



### 月毎および期間(5カ月間)におけるIB評価



予測	5カ月間平均※1			
	余剰IB率平均	不足IB率平均	IBリスク単価平均	IBコスト単価平均
前日8時予測	11.4	-16.2	-0.55	-0.79
前日16時予測	12.4	-15.3	-0.44	-0.69
RT予測	23.0	-12.4	-0.52	0.32

### 【考察】

- 1月の結果ではRT予測時の不足IB率が改善したこともありIBリスク単価が-1円を切っている。
- 9月のリアルタイム予測精度が低いが、予測開始月であったことも影響。その他の期間は安定した予測ができています。
- IBリスク単価については、5カ月平均では-0.5円前後となっているが、1月に関しては、予測精度はそれほど悪くないにも関わらず、市場価格高騰の影響もあり前日8時予測、前日16時予測において、-1円を超えており、年間を通した検証が必要。

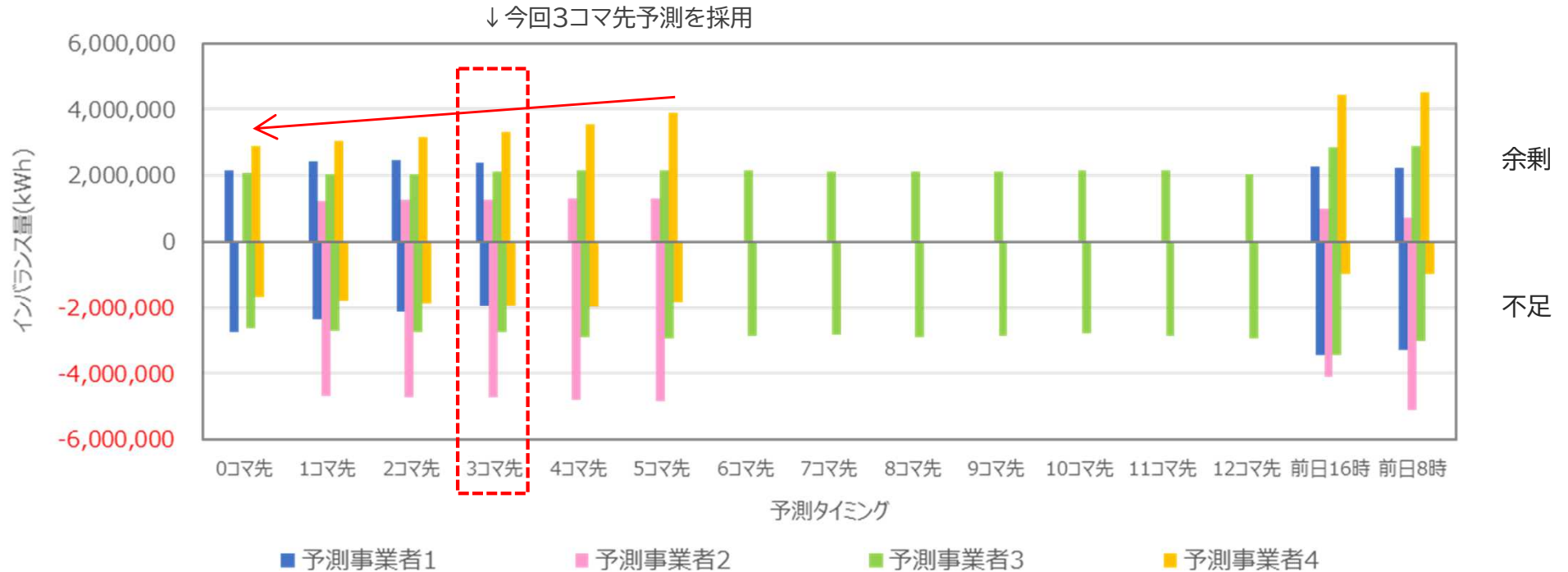
※1 記載しているグラフの数値は、前日8時予測の5カ月間平均で、最もIB量が少ない予測事業者を採用  
 ※2 RT予測は1.5時間先のコマ予測を利用  
 ※3 IB単価に関しては、21年2月時点での制度を基に計算されたものであり、22年4月からの新インバランス制度のものではない。

rights reserved.

## 2-1-1. 再エネ発電量予測タイミングによるインバランス低減評価(ステップ1)

### 予測対象とするコマ別、予測事業者1~4のリアルタイム予測精度比較

- 2021年10月の東北エリア全PVリアルタイム予測(最大12コマ先まで) のインバランス量比較



- 予測事業者毎に違いはあるものの、前日8時・前日16時と比較しても、実需給断面に近くなる方が、インバランス量(余剰と不足の幅)は減少傾向となる。
- 今回は、各予測事業者で確実に配信される3コマ先の予測値をGC前のリアルタイム予測として利用した。
- RT予測に関しては、各予測事業者で予測手法が異なることもあるが、発電事業者から連携されるオンラインの実績値をどう活用するかといった点が重要。今年度実証においては、オンラインでデータを連携していたとしても、連携頻度が異なること(1日毎・1時間毎・30分毎)や、実績値連携の遅れ時間が異なること(1時間遅れ・2時間遅れ)もあり、予測事業者としてはデータ活用に苦労していた模様。アグリゲータと発電事業者の間のオンラインデータ連携について仕様を統一することなどにより精度向上の余地がある。

## 2-1-2. BG組成によるならし効果(ステップ2) 概要

### 【実証内容】

複数の発電設備を適切に束ねたBGを組成し、発電設備個々のインバランス量がならされることによるインバランス量削減効果を検証。

今年度は以下の内容について検証を行う。

- 電源組み合わせによるならし効果の検証（電源種、分布、規模）
- 発電BGならし効果の限界値の推定およびそのエリア間の違いの推定
- 電源組み合わせ手法の検証

### 【今年度実証におけるBG組成の方法】

今年度は各エリアにおいて、以下の $3 \times 3 = 9$ パターンのBG組成を行う。

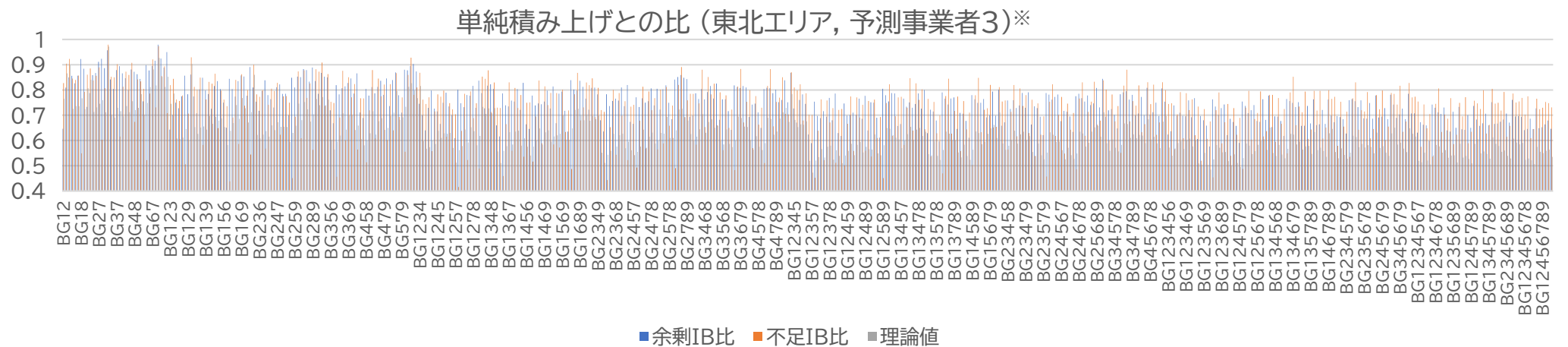
- 発電所の種類: PV+風力、PVのみ、風力のみ
- 組み合わせ方法: 全発電所、ならし最良(※)、ならし最悪(※)  
※ならし効果は $(\text{BG組成後のIBリスク}) \div (\text{個別積み上げのIBリスク})$ で評価

## 2-1-2. BG組成によるならし効果(ステップ2) BG組成の考え方

### IB量のならし効果を理論的に予測する手法を開発

統計学といくつかの近似を用いることで、BGのIB量を理論的に推定する方法を開発し、この手法をもとに、ならし効果が最良と最悪と推定される組み合わせを設定し、実データで理論の妥当性を確認した。また、最適な発電所の配置および、最適なPV:風力比の考察も行った。

#### 誤差の標準偏差とIBの比較(東北エリア, 9拠点の全組み合わせ)



※ 前日16時配信の発電予測を使用

#### 理論および実データからの示唆

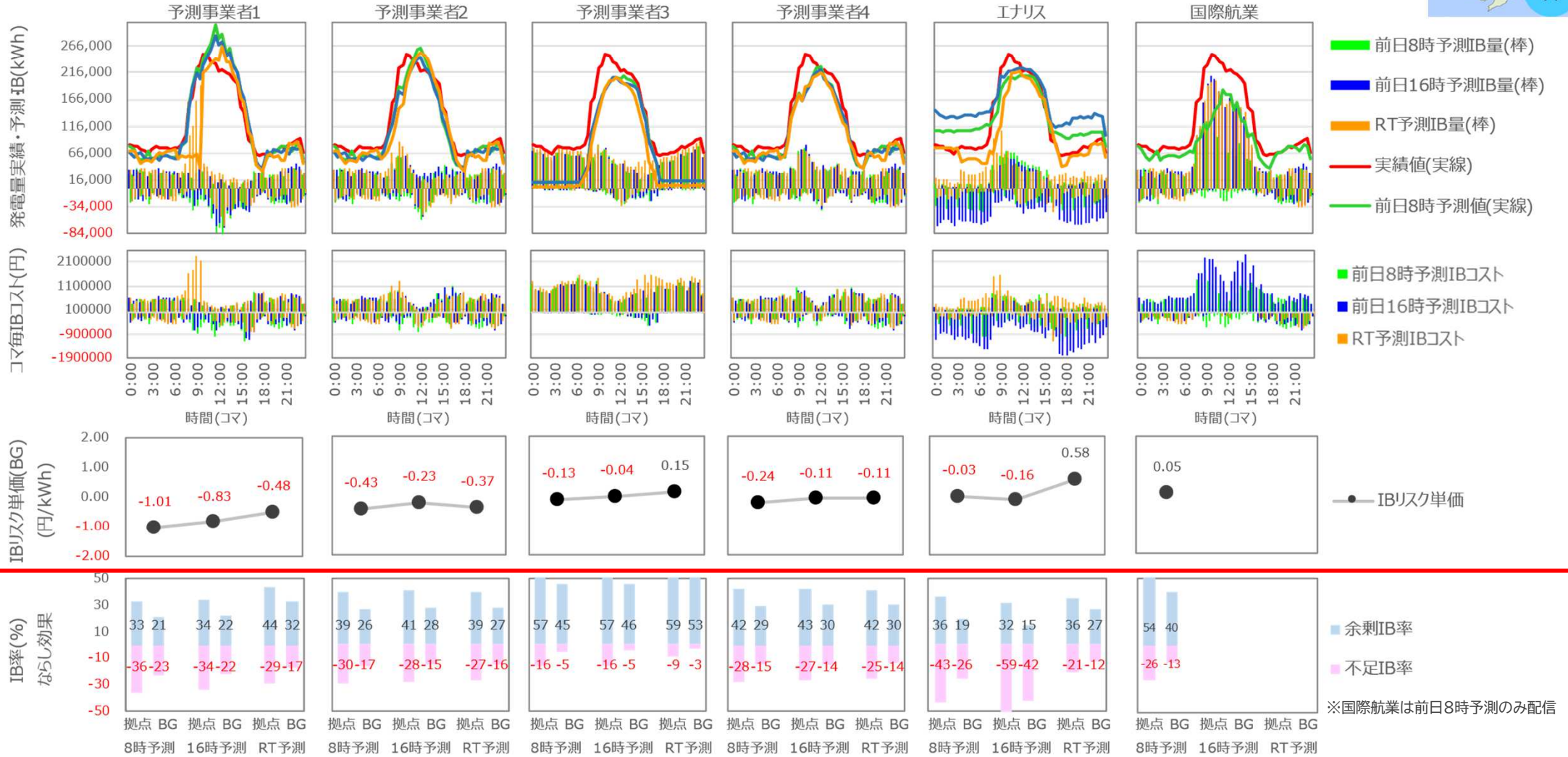
- ・組み合わせ次第でBGのIB量は半分以下に低減するが、**一定の値で頭打ちになる傾向**  
→ **ならし効果だけでは限界がある**ため、予測精度向上や需給一体調整などの別の取り組みも必要
- ・最適な拠点数・設備容量 [MW(AC)] のPV:風力の比は、**エリアにより異なる**ことがわかった
- ・ならし最良BGの設備容量比は理論の結果と整合的であり、ならし最悪BGは逆の傾向であることを確認





## 2-1-2. BG組成によるならし効果(ステップ2)結果(PV+風力最良)

全予測事業者のならし効果検証結果 (PV+風力最良、九州 11月の組み合わせ) 総発電量 5,740,346 kWh

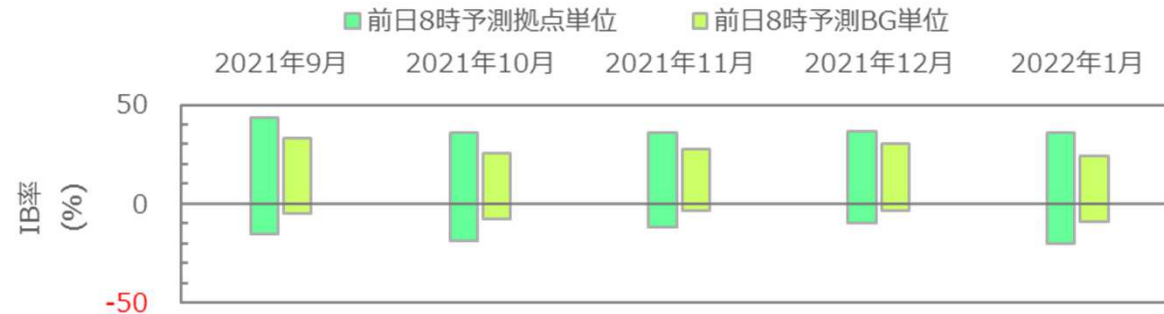
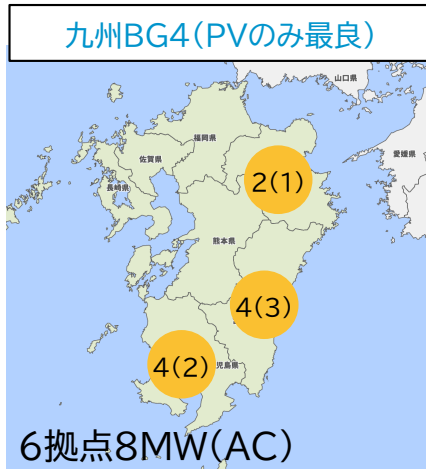


**どの事業者も、拠点毎に比べBG組成することによりIB率が20~30%低減する結果。**

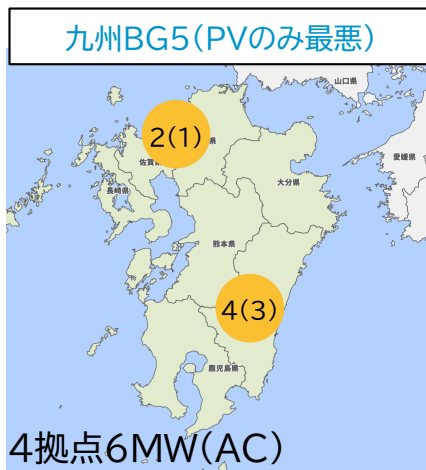
## 2-1-2. BG組成によるならし効果(ステップ2)結果(BG組成ロジックの確認)

理論式にて、ならし効果最良・最悪となったBGの組み方における実際のIB率を比較(ロジックの確認)

- 九州エリアに設定した、ならし最良、ならし最悪のBGでならし効果(前日8時予測)を比較(※)。



余剰・不足共に5カ月平均でIB量が**9.5%減**のならし効果



余剰・不足共に5カ月平均でIB量が**4.3%減**のならし効果

### BGの組み方によっては、インバランスの削減効果に大きな違い → BG組成ロジックの整合性を確認

※最良、最悪の表現は、本実証におけるBG組成ロジックにおいて、ならしが最も効く(最良)または効かない(最悪)と想定された組合せを指す。

## 2-1-3. 時間前取引、蓄電池制御によるインバランス回避の評価(ステップ3)

### ➤ 概要

仮想BG単位での予実をリアルタイムで監視し、蓄電池制御によるインバランス回避を実施

### ➤ 実証内容

- 時間前取引はアグリゲーションシステムにより模擬。蓄電池に関しては、需要側に設置されている蓄電池を発電設備に併設されているとみなし、発電BGのバランスングに特化した実証を実施。
- 蓄電池制御は、蓄電池容量が有限であることを前提とし、インバランス単価(≒スポット価格)を予測した上で、インバランス料金が高くなると見込まれるタイミングに蓄電池を有効活用する蓄電池充放電計画を立てる。
- 以下の各パターンでどの程度インバランスを回避できたか、ステップ①、②の結果に加えてどの程度インバランスコストを低減できたかを検証し、再エネバランスングの事業性を評価する。
  - パターン①:前日10時時点で作成した発電計画に従い蓄電池制御し、インバランス回避
  - パターン②:時間前取引後に作成した発電計画に従い蓄電池制御し、インバランス回避
  - パターン③:GC前にリアルタイム予測値に基づき実施する時間前取引後に作成した発電計画に従い蓄電池制御し、インバランス回避

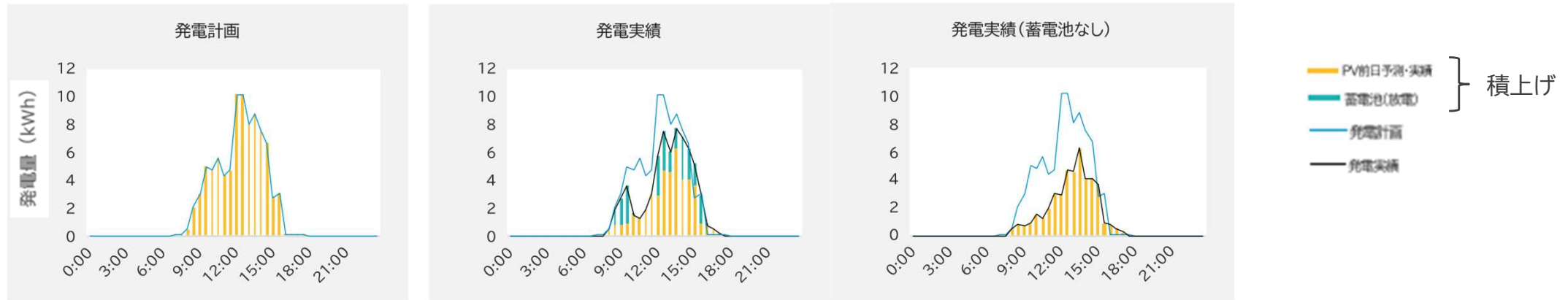
パターン (採用予測値)	時系列				備考
	▼前日	▼当日(前日17時～)	▼GC	▼実需給	
①前日予測値のみ	・前日予測による計画作成	・蓄電池充放電計画作成		リソース制御	前日に計画作成し、実需給断面で制御(蓄電池充放電も計画に組み込む)
②前日予測値のみ	・前日予測による計画作成	・時間前取引(前日予測)	・蓄電池充放電計画作成	リソース制御	GC前は前日予測を基にした時間前取引。GC後の情報を基に蓄電池の充放電計画作成
③前日予測値＋リアルタイム予測	・前日予測による計画作成	・時間前取引(リアルタイム予測)	・蓄電池充放電計画作成	リソース制御	GC前はリアルタイム予測を基に時間前取引。GC後の情報を基に蓄電池の充放電計画作成

## 2-1-3. 時間前取引、蓄電池制御によるインバランス回避の評価(ステップ3)結果

### ▶ パターン①の結果(2022年2月3日)

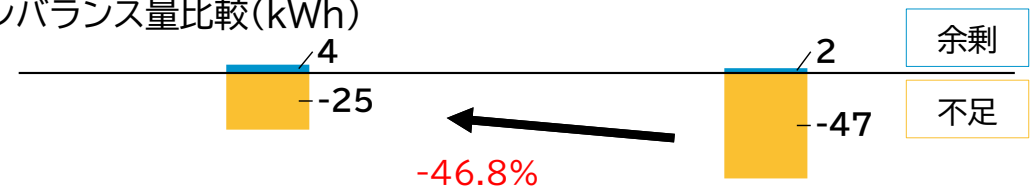
- 事業者: 戸田建設
- リソース PV50kW 蓄電池: 6kW/24kWh × 2台
- 計画と実績

パターン①: 前日10時時点で作成した発電計画に従い蓄電池制御し、インバランス回避



	発電計画	実績 (蓄電池あり)	実績 (蓄電池なし)
IBコスト総額[円]		-446	-1,061
不足IBコスト		-505	-1,098
余剰IBコスト		59	36
IB量総量[kWh]		28.8	49.0
不足IB量		-25.1	-46.9
余剰IB量		3.7	2.2
総発電量 [kWh]	87.9	66.4	43.2

### ■ インバランス量比較(kWh)



### 【考察】

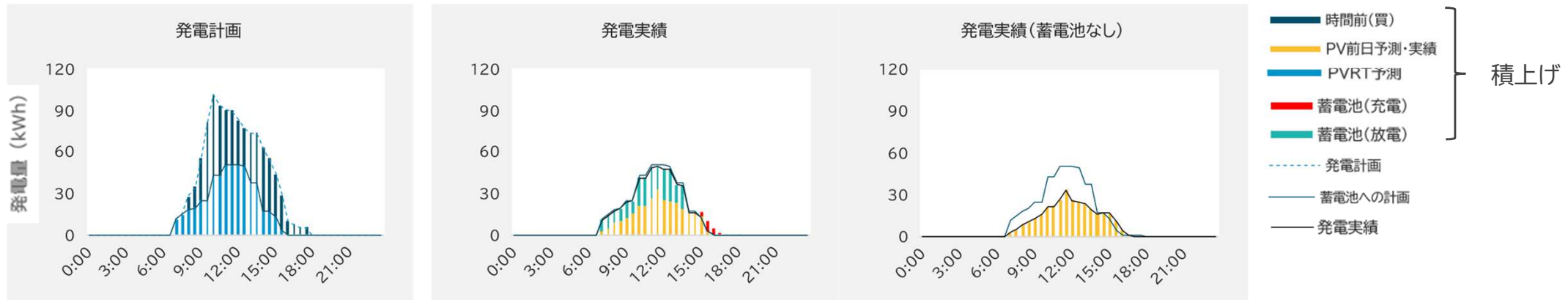
- 実需給断面において、前日時点で作成した発電計画に発電実績を合わせるように蓄電池は充放電を実施。蓄電池出力はPV出力の12%。
- 9時~18時頃までの不足インバランス発生時間帯に蓄電池から放電を行い、蓄電池なしケースと比較し、不足インバランスを回避できた。

## 2-1-3. 時間前取引、蓄電池制御によるインバランス回避の評価(ステップ3)結果

### ▶ パターン③の結果(2022年2月10日)

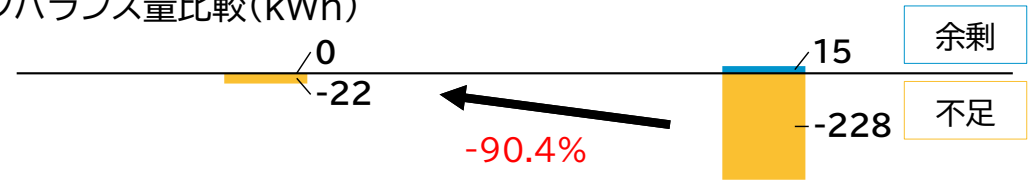
- 事業者: エナリス
- リソース: 400kW 蓄電池: 100kW/1,200kWh(シミュレータ)
- 計画と実績

パターン③: GC前にリアルタイム予測値に基づき実施する時間前取引後に作成した発電計画に従い蓄電池制御し、インバランス回避



	蓄電池への 発電計画	実績 (蓄電池あり)	実績 (蓄電池なし)
IBコスト総額[円]		-1,181	-12,332
不足IBコスト		-1,187	-12,988
余剰IBコスト		6	656
IB量総量[kWh]		22.1	243.9
不足IB量		-22	-228
余剰IB量		0	15
総発電量 [kWh]	534.7	513.2	321.7

### ■ インバランス量比較(kWh)



### 【考察】

- 1.5時間後先のリアルタイム予測値を用いてインバランス回避の評価を実施。蓄電池出力はPV出力の25%。
- PVリアルタイム予測結果に合わせるよう蓄電池に充放電計画を送信し、インバランス回避制御を実施。
- 不足IB発生時間帯は放電、余剰IB発生時間帯は充電を行うことで、蓄電池なしケースと比較しIB量総量を大幅に削減できた。

## 2-1-4. 火力発電機制御によるインバランス回避(ステップ4)

### 【実証内容】

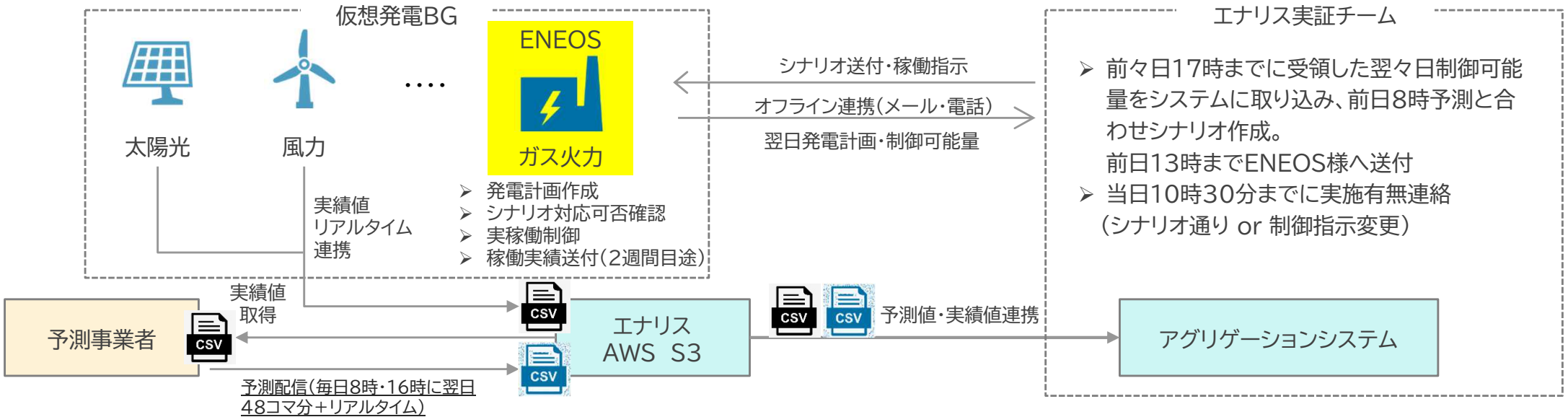
再エネ発電BG内に出力調整可能な火力発電設備(東北エリア・ガス火力・30MW)を組み入れ、インバランス発生時に火力発電設備を制御してインバランスを回避する。

本年度実証では、システム連携による制御の実装は困難であるため、あらかじめ定めたシナリオに従い実制御した。  
 想定シナリオは以下の2つ。(任意の再エネBG組成を想定)

パターン1. 火力設備の翌日発電計画から余力を把握し、エナリスにて翌日の稼働シナリオを作成し、火力設備によるシフト取りを実施。

パターン2. 再エネBGの予実差をリアルタイムで監視し、可能量範囲内で制御指示を変更し、インバランス低減効果を確認。

### 【データ授受・実証イメージ】



### 【火力発電設備仕様】

- 定格容量: 30MW
- 制御可能出力: 上げ最大2MW、下げ最大10MW
- 制御可能時間: 4時間単位(指示値一定)
- 制御指示値変更頻度: 4時間に1回
- 最小制御指示値: 1,000kWh/30分

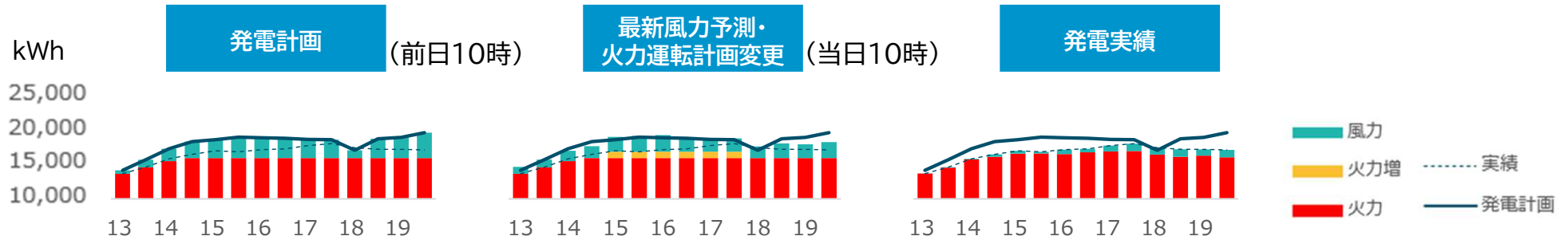
## 2-1-4. 火力発電機制御によるインバランス回避(ステップ4)結果

### ➤ 実証結果(パターン②)結果(2021年12月16日)

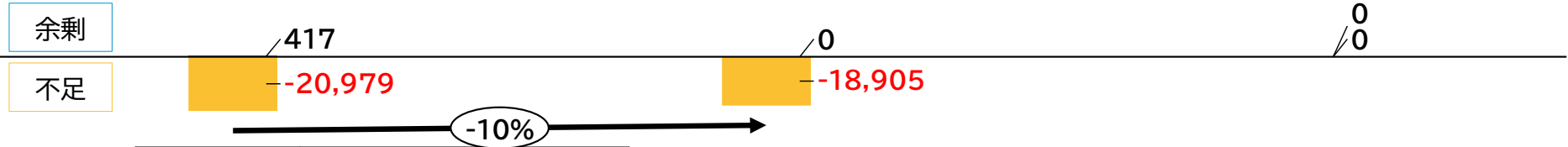
不足インバランス回避のため、当日に火力機に増発指示を出し、15時~18時で制御。インバランス回避効果等を試算。

電源種	エリア	定格出力	備考
火力	東北	30MW	上げ最大2MW、下げ最大0MW 当日は15時~18時まで増減可能
風力	東北	16MW	実際は九州にあるが、火力と同エリアにあると仮定

計画と実績



インバランス量比較



	発電計画	火力運転変更	発電実績
計画外れによる損益(①) =②-③+④ [万円]	-10.4	-7.6	0.0
市場取引総額(②)[万円]	545.5	543.7	503.0
理想取引総額(③)[万円]	502.4	502.4	502.4
IBコスト総額(④)[万円]	-52.9	-48.3	0.0
不足IBコスト	-53.9	-48.3	0.0
余剰IBコスト	1.1	0.0	0.0
IB量総量[kWh]	21,396	18,905	0
不足IB量	20,979	18,905	0
余剰IB量	417	0	0
IBリスク単価 [円/kWh] =①/総発電実績kWh	-0.43	-0.31	0.00
IBコスト単価 [円/kWh] =④/総発電実績kWh	-2.18	-1.99	0.00
市場取引単価 [円/kWh]	20.74	20.80	20.75
風力総発電量 [kWh]	36,503	28,845	9,108
火力総発電量 [kWh]	226,500	232,500	233,333

#### 【考察】

- 実需給断面当日に再エネ(風力)発電量の減少を予測したため、不足インバランス回避のため火力発電機に増発指示を行った。
- 最新の風力予測・火力運転計画変更により、IBリスク単価、IBコスト単価共に低下した。
- 不足インバランス量の削減量はおよそ10%で、3万円程度損失を回避できた。
- 風力発電実績は当日予測よりもさらに出力減となったことで、不足インバランスが残ってしまった影響もあり、今後予測精度向上が望まれる。

※ 火力発電設備の燃料費は未考慮

---

## 2. 共通実証

### 2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証



## 2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証 実証内容

### 【概要】

エナリス再エネアグリゲーションシステム上で再エネ発電設備とDERを組み合わせた仮想発電BGを作成し、システムに連携された再エネ発電量予測およびスポット価格予測情報を基に、蓄電池の充放電計画を加味した翌日のスポット取引計画を作成し、これに基づき実需給断面においてリソース制御を行い、収益性を評価する。

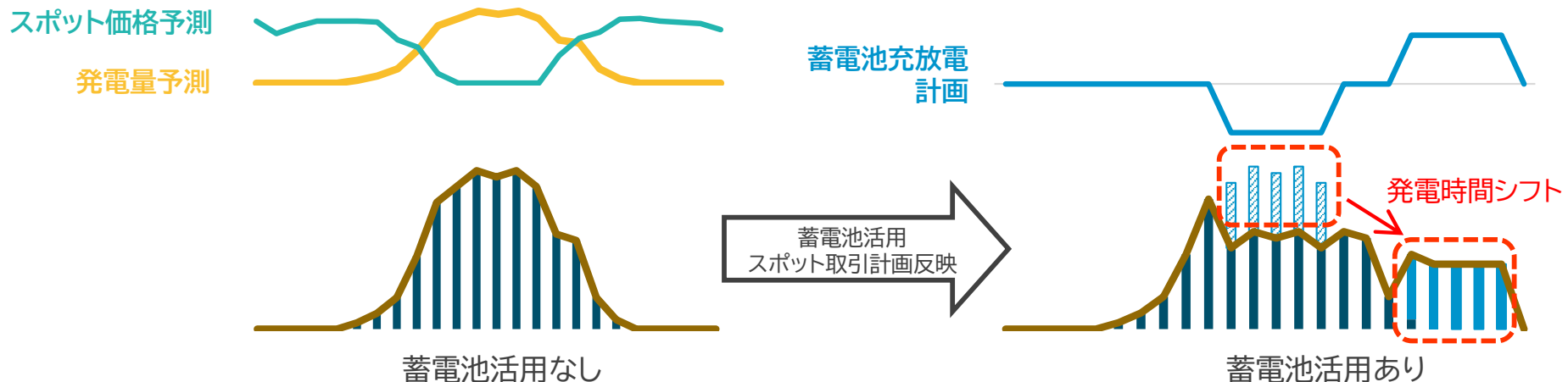
### 【実証内容】

共通実証①ステップ3(時間前取引、蓄電池制御によるインバランス回避の評価)の技術を活用し、以下を実施する。

- 前日時点でのスポット価格予測、再エネ発電量予測に基づき、再エネ発電電力の蓄電池への充放電計画を作成する。その計画値に基づき、スポット取引を実施するとともに、実需給断面では蓄電池を制御し、収益拡大効果を検証する。市場価格値差を活用した充放電計画の最適ロジックについては、VPPサービスにおいて実装した機能を応用する。  
例) 0.01円/kWh予測コマで充電、最も高い予測コマで放電し、収益拡大を検証する。  
→ 発電時間シフト

### 【収益化の手段等】

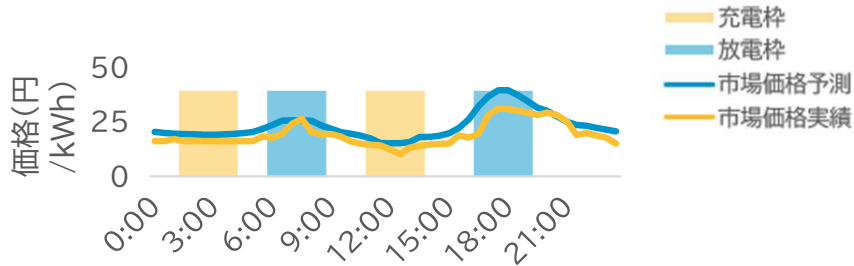
- 収益化の手段: 発電所併設蓄電池を活用した発電時間シフト
- 収益拡大効果の検証方法: 発電量予測とスポット価格予測から、市場価格値差を活用した充放電計画を作成
- 実証で想定する市場取引: スポット市場取引
- 検証を行う期間: 2021年12月~2022年2月



## 2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証 実証結果

### ➤ 共通実証②の結果(2022年2月2日)

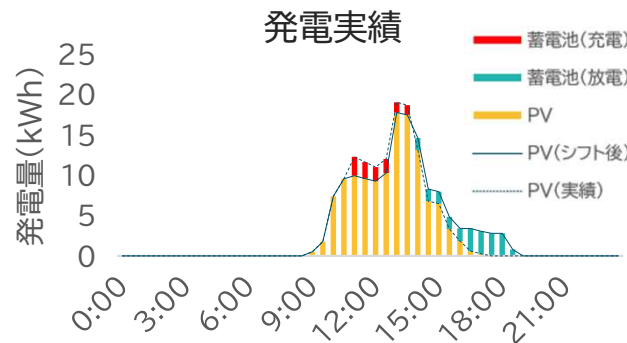
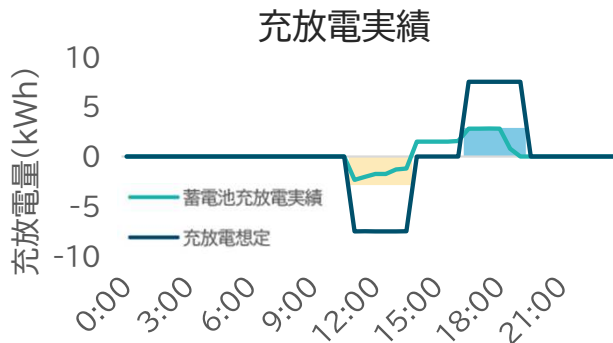
### ➤ 市場価格予測・実績比較(円/kWh)



- 事業者: 戸田建設
- リソース: PV50kW 蓄電池:6kW/24kWh × 2台
- 収益(日単位)

2022年2月2日(水)			
	収益(円)		収益単価 (円/kWh)
	予測	実績	
蓄電池なし	2,548	1,912	14.02
蓄電池あり	3,466	2,229	15.32
差	+918	+317	+1.3

### ➤ 充放電実績と発電実績(kWh)



- 市場価格予測値に基づき蓄電池の充放電計画を作成し、PV発電シフトを行った。
- 計画通りに市場価格予測値の安いタイミングでPVから充電、高いタイミングで放電を行ったことで、317円収益を得られ、kWh当たり1.3円の増益となった。

### 市場取引での収益拡大に向けた検証 総括

- 市場価格予測は、これまでのVPP実証や、今年度DERアグリ実証における市場価格連動DR制御で利用したものをを用いており、実際の市場価格の高い時間帯・安い時間帯の山を精度よく予測できていた。
- また、上記市場価格予測に基づく蓄電池の充放電もできており、蓄電池制御による収益性の向上を確認できた。
- 蓄電池への出力指示ではなく、蓄電池の充放電を加味した発電計画を守るように指示しており、発電実績が計画とズレた場合に発電時間シフトとは関係のないコマで充放電をする仕様であった(結果的にインバランス回避の制御が同時に動作)。今後制御ロジックの改善を検討する。

## 2. 共通実証

### 2-3. 再工ネ発電量予測技術実証

## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証内容

### 【予測事業者と予測対象】

本実証において、自社開発の再エネ発電量予測モデルの評価を行うのは、エナリス、自然電力、J-Power(自社設備のみに適用)、国際航業であり、各予測項目は右表の通り。

その他、エナリスは卒FIT再エネ(住宅用PV)データを活用した余剰発電量予測・評価を実施。

今年度実証においては、野立てPV、屋根上PV、風力、卒FIT太陽光の全ての設備をリアルタイムで実績値連携することが難しく、データのリアルタイム連携有無による予測精度の違いなども検証する。

		予測対象			
		野立てPV	屋根上PV	風力	卒FIT
予測事業者	エナリス	○	○	○	○
	自然電力	○		○	
	J-Power			○	
	国際航業	○	○		
	予測事業者1	○	○		
	予測事業者2	○			
	予測事業者3	○		○	
	予測事業者4	○		○	

## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証概要と結果 株式会社エナリス

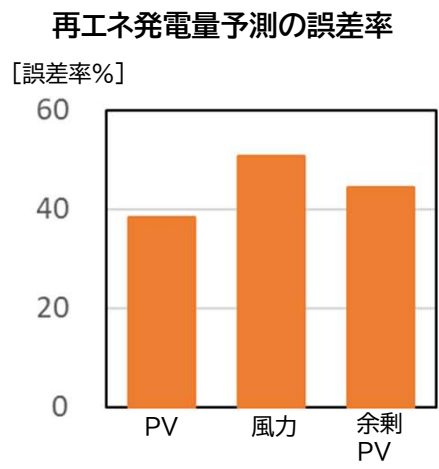
### 【予測手法】

①再エネ発電量予測:地点ごとの気象庁数値予報(日射量・気温・風力・雲量)および実績データを機械学習モデルにより発電量予測値へ変換する。スポット計画(前日8時)、時間前計画(前日16時)、リアルタイムの各配信断面ごとに最新の気象および実績データを反映する。

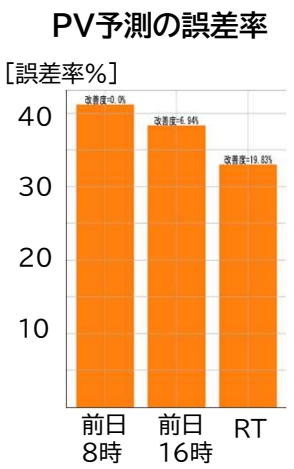
②卒FIT余剰PV予測:基本的には①と同様だが、実績データは管区ごとの合算値であり、かつ最大2ヵ月遅れて確定する為、無次元電力量(=kWh/kW)を目的変数として予測し、予測後に電力量に戻す手法とした。

※誤差率=MAE ÷ 実績平均 × 100  
 ※実績値が欠損または定格出力を超える・発電量が 0kWh 未満の場合は評価対象から除いた。

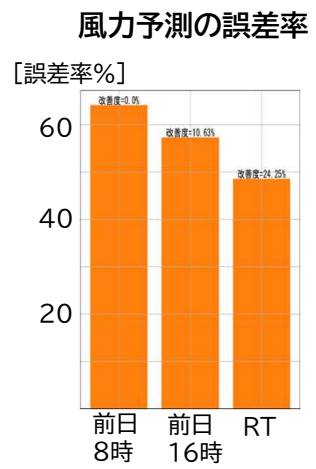
### 【結果考察①】



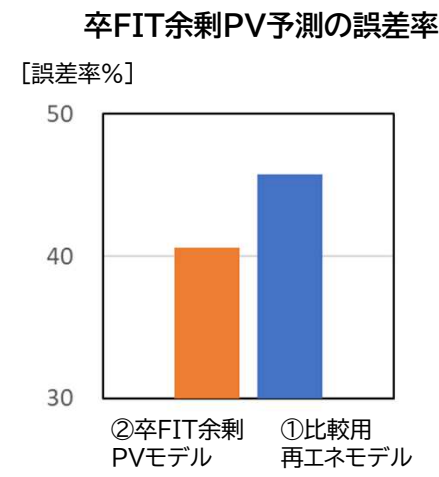
評価期間:2021年10月1日~2022年1月31日  
 ※予測断面は前日8時



評価期間:2020年10月1日~2021年11月30日  
 ※RT:リアルタイム予測



### 【結果考察②】



評価期間:2021年4月1日~2022年11月30日  
 ※予測断面は前日8時  
 ※学習期間は2020年4月~予測対象日の2ヵ月前まで

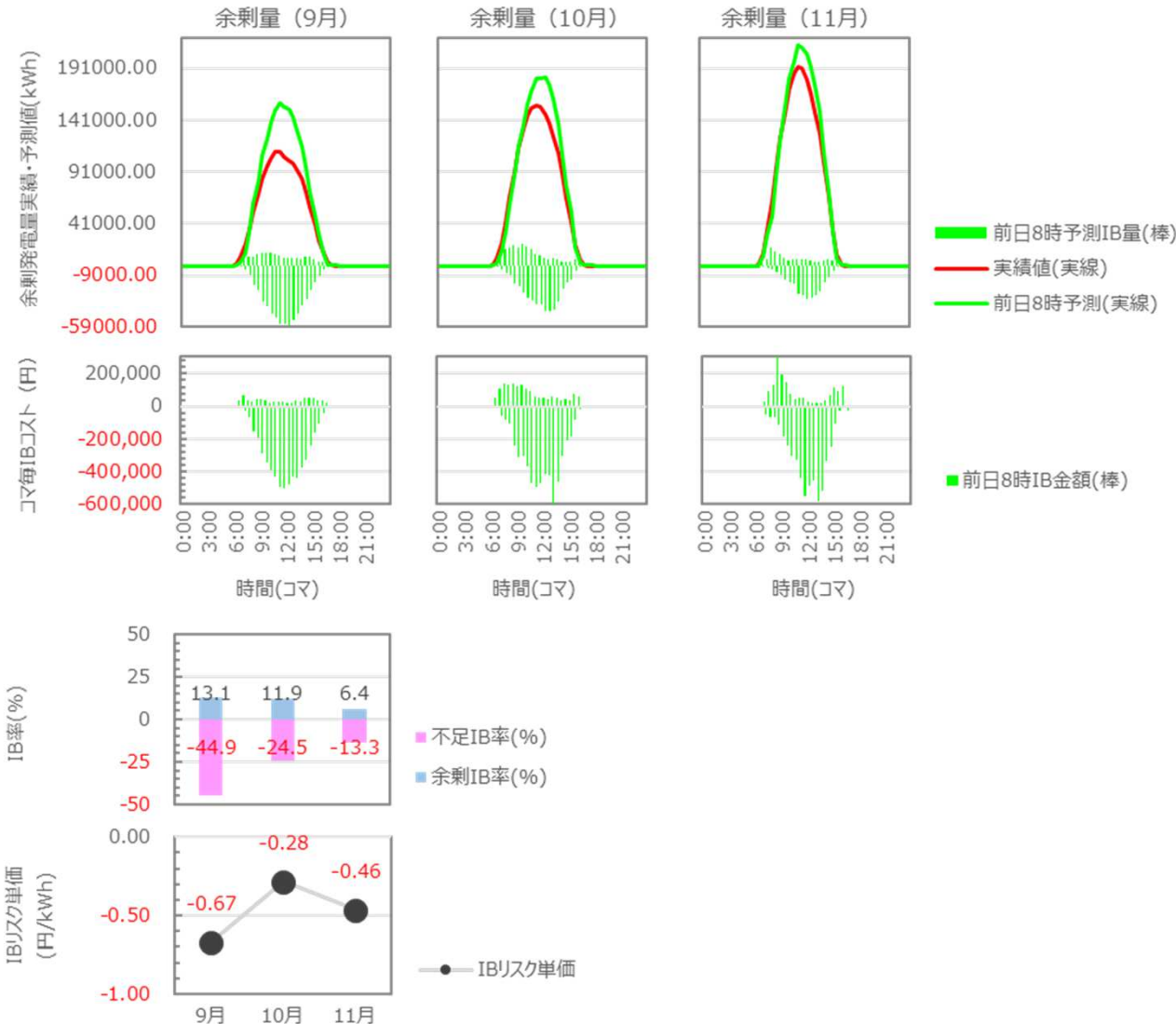
- ・予測精度はPVが最も高く、風力が最も低かった。
- ・余剰PV予測は、需要変動が加わる分だけ純粋なPV予測より精度が低下することが推察される。
- ・配信断面ごとにみると、最新の実績および気象データを用いることによる精度向上が確認できた。

- ・卒FIT余剰PV予測手法が有効であることが確認できた。合計kWは毎月約10-15%増加、期間全体では平均で約3-4倍の規模拡大であったが、この規模変動の影響を吸収できたと推察する。
- ・拠点余剰PVと同程度の精度であったのは、2ヵ月間学習できない条件があるものの、慣らしによる精度向上効果によるものと推察される。

## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 卒FIT余剰予測結果 株式会社エナリス

### 【卒FIT余剰予測結果】

最も件数の多い東京エリアの9月、10月、11月の3カ月の余剰発電量予測結果を以下に示す。

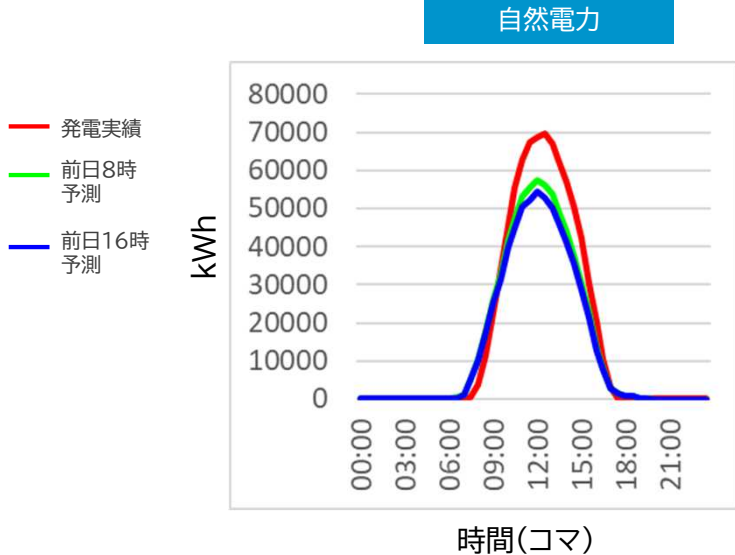


- 卒FITPVの実績データが最大2ヵ月遅れで出てくるため、今回は9月～11月までの比較
- 卒FIT件数の増加に伴い発電量も増加、月を追う毎に予測精度は高くなっている。ただし、予測に利用する実績値が2ヵ月前のkW規模実績で予測しているため、若干不足気味の予測となってしまった(2ヵ月前より件数増)。
- 11月に関しては、野立てPVなどの拠点単位の予測と同程度の精度を出せており、今回の手法が有効であることを確認できた。

## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証概要と結果 自然電力株式会社

### 予測結果、評価(太陽光発電施設)

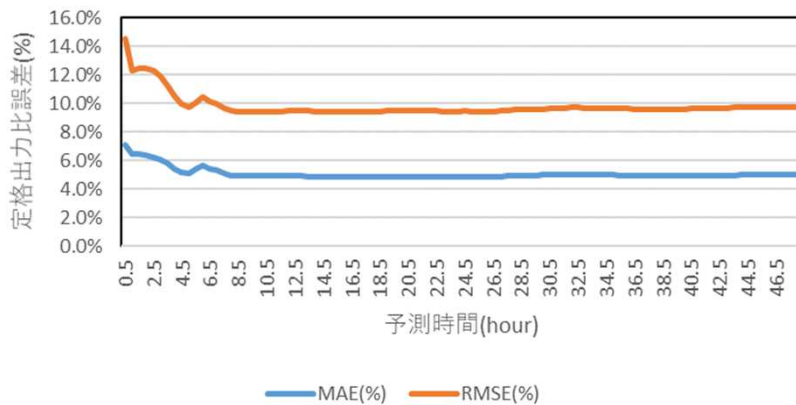
#### ■ 発電量予実比較(月間)



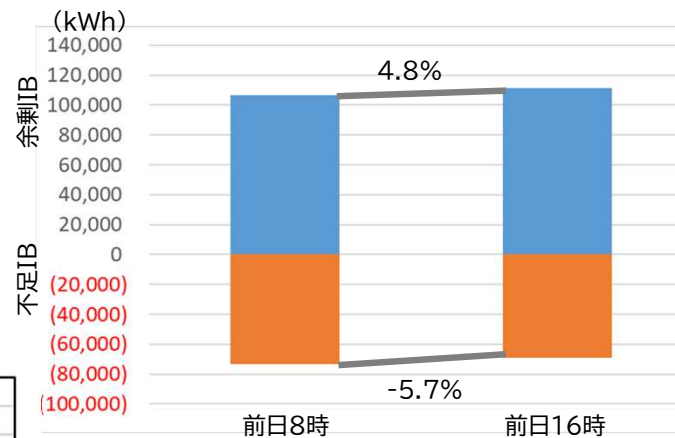
	前日8時	前日16時
期間合計損益[万円]	-77	-73
期間合計市場取引総額(①)	453	457
期間合計理想取引総額(②)	530	530
インバンスリスク単価 [円/kWh]	-1.13	-1.08

#### ■ 発電量予測誤差(MAE、RMSE)

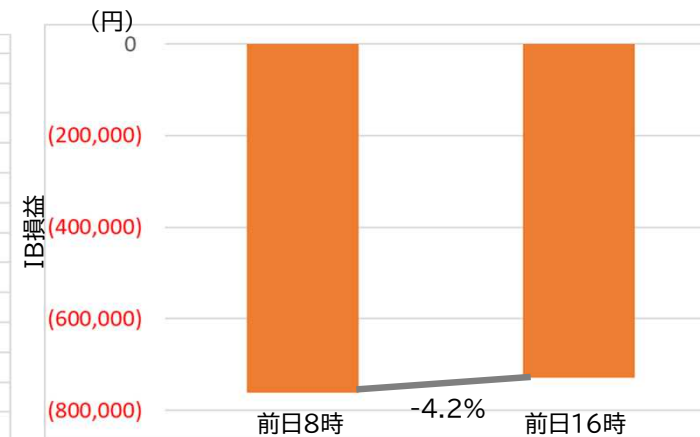
予測時間別平均誤差



#### ■ インバンス量(月間)



#### ■ インバンスリスク量(月間損益)



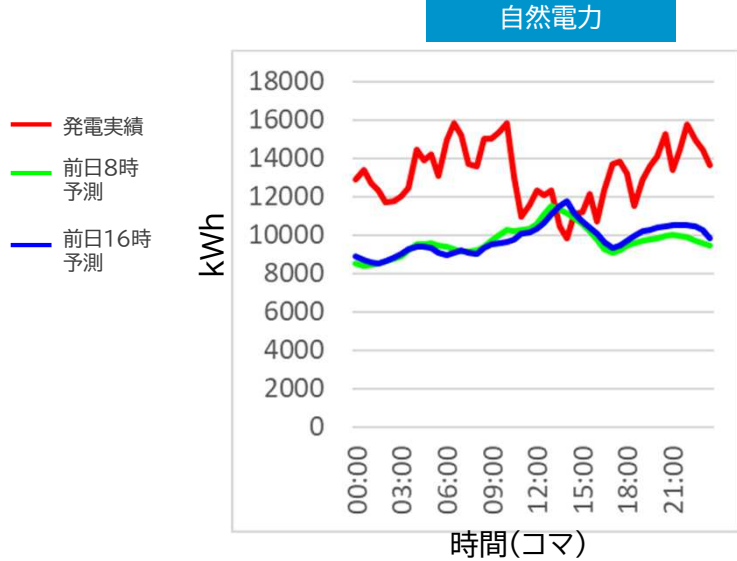
#### ■ 結果・考察

- ・予測時間が数時間前になれば、本来は天気予報の精度が上がり予測誤差も改善されるべきであるが、今回用いた天気予報は直前の予測精度が上がらず、むしろ悪化するような特性が観測された。
- ・天気予報取得先の再検討や、現地観測値を用いて天気予報の補正が可能か今後検討したい。
- ・インバンス料金も予測精度が改善されていないためインバンス量を改善していない。そのため、予測精度の向上が必須と考えられる

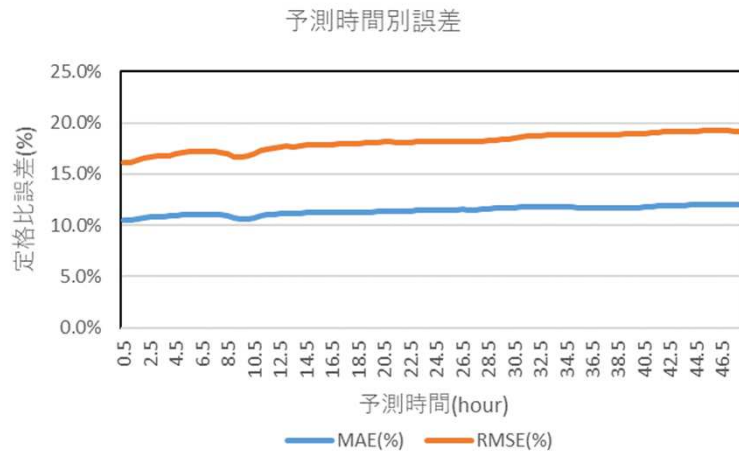
## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証概要と結果 自然電力株式会社

### 予測結果、評価(風力発電施設)

#### ■ 発電量予実比較(月間)

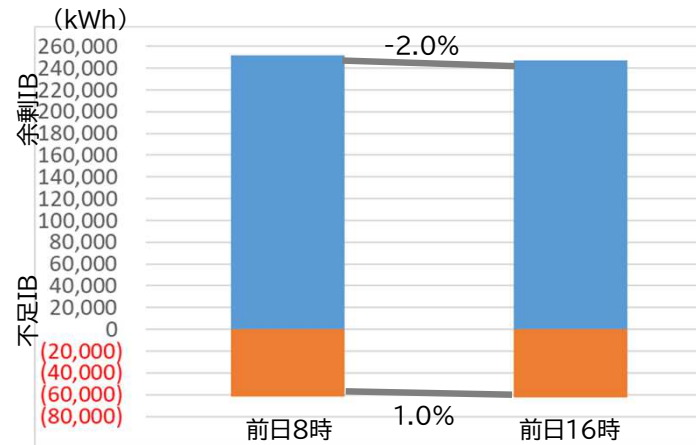


#### ■ 発電量予測誤差(MAE、RMSE)

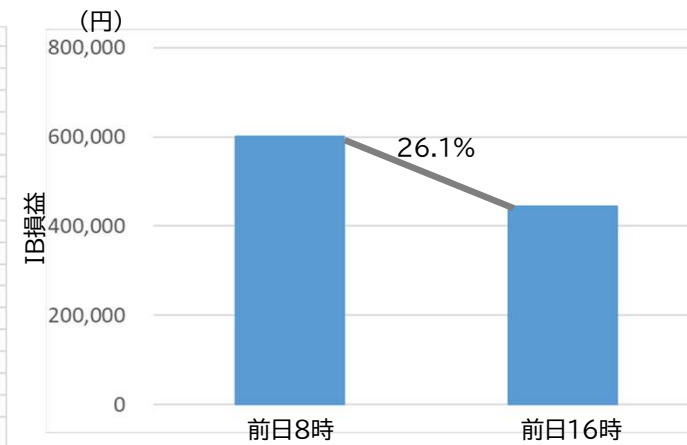


	前日8時	前日16時
期間合計損益[万円]	60	45
期間合計市場取引総額(①)	1165	1150
期間合計理想取引総額(②)	1105	1105
インバンスリスク単価 [円/kWh]	0.95	0.70

#### ■ インバンス量(月間)



#### ■ インバンスリスク量(月間損益)



#### 【結果・考察】

- ・予測時間が数時間前になれば、本来は天気予報の精度が上がり予測誤差も改善されるべきであるが、今回用いた天気予報はあまり精度が向上しないものであったため予測誤差も改善していない。
- ・現地観測値を用いて天気予報の補正が可能か今後検討したい。
- ・インバンス料金も予測精度が改善されていないためインバンスリスク単価も大きくなり、インバンス量を改善していない。予測精度の向上が必須と考えられる。



## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証概要と結果 電源開発株式会社

### 電源開発株式会社 実証結果概要・結果

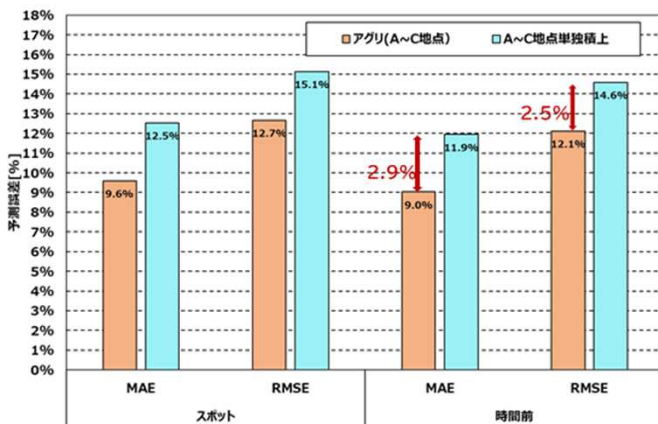
勾配ブースティングに基づく機械学習手法を用いてn時間先ごとの予測モデルを作成し風力の発電電力量を予測する

#### 【検証条件】

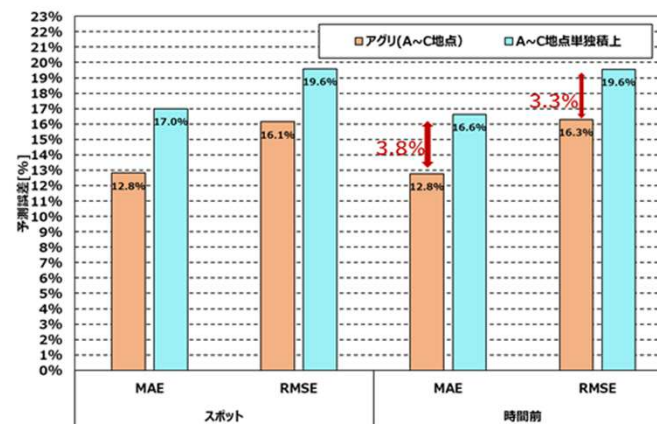
- 当社が保有する風力発電所4地点(A~B:東北エリア、C~D:九州エリア)をサンプルとし、当グループ独自モデルによる風力発電量予測を元に発電計画を作成したうえで、実績との差異を分析することで単独地点の予測精度の検証と、アグリゲーションによる均し効果の効用を検証した。
- アグリゲーションによる効用の検証は11月~12月はA~Cの3地点、1月A~Dの4地点にて検証した。
- 予測の評価については、①スポット市場のみの取引、及び②時間前市場も活用した取引(1日2回(8時、17時)の予測データを活用し、前日8時断面の予測データにてスポット市場入札、その後最大3回の時間前取引活用(前日17時・当日8時・当日17時)するケース)それぞれの誤差指標(MAE・RMSE)及びインバランス量の低減有無を確認した。
- なお、インバランスコストに関して、C~D地点は九州エリアであるが、今回はA~B地点と同様に東北エリアの単価を適用した。

#### 【検証結果】

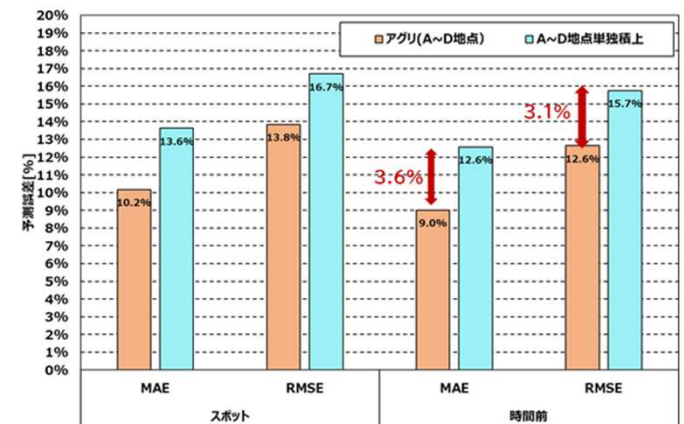
- MAEは月ごとにバラつきがあるが、アグリゲーションによりMAEは3~4%、RMSEは3%前後改善することを確認。



MAEおよびRMSEのアグリゲーション前後比較 (11月)



MAEおよびRMSEのアグリゲーション前後比較 (12月)



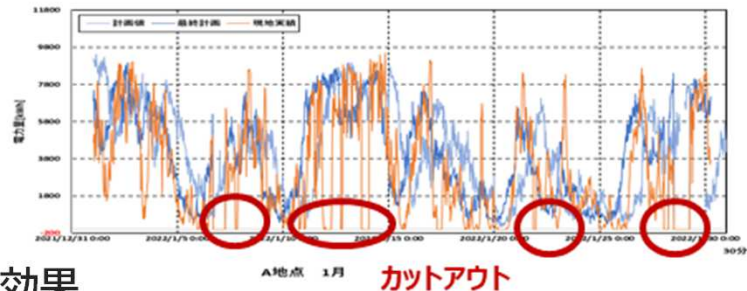
MAEおよびRMSEのアグリゲーション前後比較 (1月)

## 2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証概要と結果 電源開発株式会社

### 電源開発株式会社 実証結果纏め

#### (1)本予測モデル

- 予測精度は平均で12%~16%(MAE)程で推移、予測精度やその傾向にバラつきがあり、その時点での風況等が関係している可能性がある。また、低風況になるほど精度が向上する傾向であった。
- 高風況時における精度低下の要因の一つに、風力発電機のカットアウトを予測しきれないことが要因として挙げられ(下図参照)、この影響は検証の結果、予測精度(MAE)1%以上の低下をまねくことが判った。カットアウトを予見して予測に織り込むことは十分な学習機会に加え十分な予測の信頼度が必要となる。今後改善に取り組んでいく。



#### (2)アグリゲーションによる均し効果

- アグリゲーションの結果、月により異なるがMAEは3%以上、RMSEは2~3%の改善効果があり、インバランスの低減効果が充分ある事を確認。

#### (3)インバランスコスト

- アグリゲーションにより確かな精度向上が確認されたが、本検証内においては、アグリゲーションをしても、インバランスコスト負担が変わらない、或いは増える傾向が見られた。
- インバランスコストは予測の傾向(上振れ下振れ)、市場環境(インバランス料金とスポット価格の関係)に大きく左右され、本検証にて一概にコストを言及することはできない。また、2022年度以降のインバランス制度改正によるインバランスコストの再検証が必要である。

### 3. 独自実証

---

## 3. 独自実証

### 3-1. 需給一体調整に関する検証 (エナリス)

### 3-1. 需給一体調整に関する検証

#### 【需給一体調整の実現に向けて】

- 太陽光発電(PV)・風力発電等自然変動電源の導入拡大や、需要家近傍への蓄電池・エネファーム等小型分散電源電源(DER)導入の拡大など、電力供給源の多様化が進んでおり、PVや風力の出力は気象状況により変動、また需要家に設置されるDERの出力は需要家の電力使用状況により変動する。
- このような中、電力を安定かつ効率的に確保・供給するためには発電側・需要側どちらか一方だけでなく、双方を合わせて考えていくことが望ましく、再エネアグリゲーション、DERアグリゲーション双方を実施(需給一体調整)するアグリゲーターの役割は、欧州で行われているBRP(Balance Responsible Party)による需給調整の概念そのものとする。
- エナリスでは、需給一体調整を行うにあたって必要な要素として以下の6つが重要と考えており、本実証において部分的に検証、システム構築を行った。
- 来年度以降、機能の追加や、本実証において実装した機能の課題解決のため改善等を実施予定。

需給一体調整において必要な要素	重要ポイント	該当するシステム・設備等※
電源の確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ BRPがまとめて契約</li> <li>➢ 供給源の多様化</li> <li>➢ 集合化(BG)</li> <li>➢ 最適な発電と需要のバランス</li> <li>➢ 最適な市場の選択</li> <li>など</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 太陽光・風力・蓄電池等の分散型電源および安定電源</li> <li>• DER制御(インバランス回避・発電時間シフト)、最適BG組成</li> </ul>
不安定さの低減 予備力応動の削減		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 需給一体調整を実施するにあたって最適な市場を選択する意思決定プロセス(どの市場でどのタイミングで取引するか)</li> </ul>
利益の最大化		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 予測技術の向上</li> </ul>
需給調整代行		<ul style="list-style-type: none"> <li>• アグリゲータシステムと発電事業者・小売事業者とのシステム連携によるバランスング</li> </ul>
市場取引代行		<ul style="list-style-type: none"> <li>• アグリゲータシステムと各市場とのシステム連携・取引によるバランスング</li> </ul>

※赤字:今年度実証の取組に該当するもの

## 3-1. 需給一体調整に関する検証

### 【構築した機能】

- 前頁で示した需給一体調整を実施するにあたって、今年度構築した主な機能は以下となる（今年度は初期検討のため主に発電側に特化）。

機能	説明
インバランス低減機能 (計画値の合せ込み)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ スポット市場取引、時間前取引、実需給3時間前、実需給(GC後)の各タイミングで、実績値、発電・計画値と比較した差分を解消するよう蓄電池への制御指示を送信(発電所単体併設、BG単位での指示が可能)</li> <li>・ GC後の実需給断面においては、再エネ発電量または余剰量を監視し、30分後の発電・余剰量を予測。計画との乖離分を蓄電池で解消するよう指示を送信</li> <li>・ 上記は共通実証においていくつかのパターンで蓄電池制御(火力発電機を組み合わせたBGにおけるインバランス回避実証も実施)</li> <li>・ インバランス価格見合いでの蓄電池充放電タイミングの選定</li> </ul>
再エネ発電時間シフトのための蓄電池制御	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ システムへ取込んだ発電量予測、市場価格予測値、蓄電池仕様・状況を基に充放電計画を作成・制御指示送信(収益拡大最適化)</li> </ul>
市場取引機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ スポット取引、時間前取引機能の実装(本実証においては仮想取引を実施)</li> </ul>

### 【成果と課題】

- 今年度実証を通して以下のような成果・課題が得られた。

成果や課題・対策(案)
<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 再エネ発電設備またはBGにおけるインバランス回避機能については、共通実証①の結果に記載の通り、機能の有効性を確認した。ただし、利用する蓄電池の容量を最大限生かしておらず、正確な制御可能量の把握が必要である。</li> <li>➢ 再エネ発電時間シフトについては、共通実証②で実施した通り、一定の成果(1.3円/kWhの収益向上)を出すことはできたが、制御指示が、蓄電池への出力指示ではなく、蓄電池の充放電を加味した発電計画を守るように指示しており、発電実績が計画とズレた場合に発電時間シフトとは関係のないコマで充放電をする仕様であった(結果的にインバランス回避の制御が同時に動作)。このため、一部の時間帯で市場価格の高低と蓄電池の充放電が逆の動きを行った場面があり、利益を最大化する最適な意思決定プロセスを開発する際の課題としたい。</li> <li>➢ 本実証においては、主に発電側に特化した形であったが、今後需要側との連携、各市場取引を活用した発電と需要バランスの最適化を行うための機能を追加し、需給一体調整の実現を目指す。</li> </ul>

---

## 3. 独自実証

### 3-2. コーポレートPPAインバランスク検討 (エナリス/シェルジャパン)

## 3-2. 実証中に発見した課題①:「過積載」「スーパー過積載」について

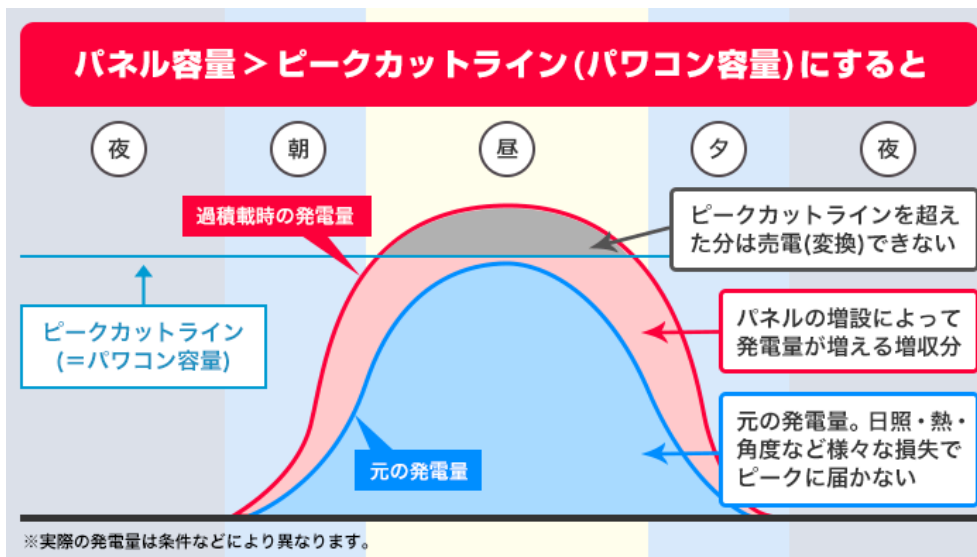
過積載とは？ (スーパー過積載 = 過積載率150%超)

パネル対パワーコンディショナーの容量の比率が異なること

なぜ過積載をする事例があるのか？

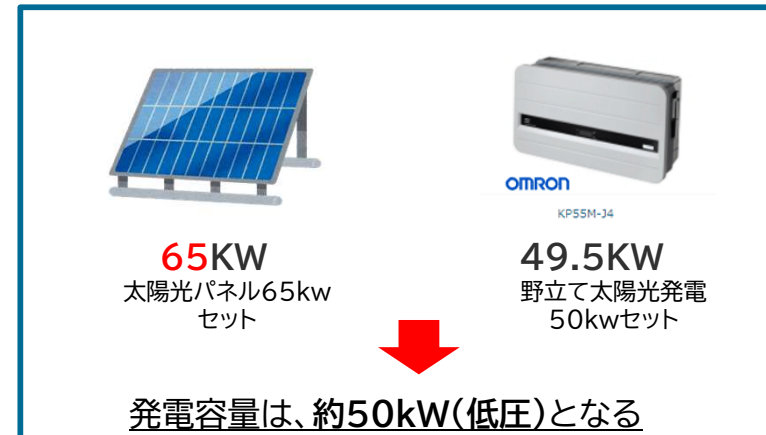
→FIT価格の下落が続くなか、低圧太陽光発電所の採算性を確保する有力な手法

- (1) 低圧(50kW未満)のまま発電量を増やすことができる  
キュービクルや系統連系負担金のコスト面で低圧の方が有利な場合がある  
PV発電容量(認定容量)は、通常パワコン容量である
- (2) 設備利用率を向上させることができる  
発電量が最大になる昼間にはピークカットが発生するが、朝と夕方の発電量がそれ以上に増える



引用: タイナビ「過積載をした太陽光発電と、過積載をしない場合の発電量」

Non-binding document for discussion



### 【発電予測への影響】

- (1) 予測事業者は過積載率をパラメーターとして追加する必要がある  
・過積載のネガティブイメージを排除して情報共有を円滑に  
・期間中のパネル増設・パワコン交換により過積載率が変わると過去データが使えなくなる
- (2) 日射量低下にもかかわらず、設備稼働率が上昇した年がある。  
要因は、過積載率の上昇によると考えられている。(H26→H27)
- (3) ピークカットラインを超えた部分を蓄電池等に充電すれば、発電事業者の利益が上昇すると思われる。(売電 or JEPXへ売却) 来年度の実証の検討項目としたい。



## 3-2. 実証中に発見した課題②:JEPXの最小取引単位問題

### 余剰PV電源をJPEXに売る選択肢は本当にあるのか？

太陽光発電および風力発電の実際の発電実績を用いて、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気をそのままスポット市場で取引しようとするときの取引可能発電電力量の割合について

### 卸電力取引市場(JEPX)の最小取引単位との関係

現行ではJEPXの再商取引単位は50kWh/コマ(30分)である。  
仮に、想定設備利用率※で恒常的に発電すると仮定して機械的に計算すると、50kWh/コマ以上の電気を供給するためには各電源について以下の規模が必要

#### 【50kWh/コマを出力するためには】

50kWh/コマ単位で安定的に卸電力取引市場で取引するためには、想定設備利用率で出力変動なく発電したと仮定した以下の規模よりも十分に大きな規模でなければならない。

太陽光:約580kW  
(設備利用率17.2%)

陸上風力:約390kW  
(設備利用率25.6%)

洋上風力:約330kW  
(設備利用率30.0%)

Non-binding document for discussion



データのばらつき等を勘案すると、太陽光発電で、スポット市場で80%以上の電気供給量するためには、約1MW以上が必要

- そのためには
- ・JEPXに**最小単位の引き下げ**を要請
  - ・**アグリゲーション**で1MW以上にする
  - ・**蓄電池充電**で50kWh単位にする

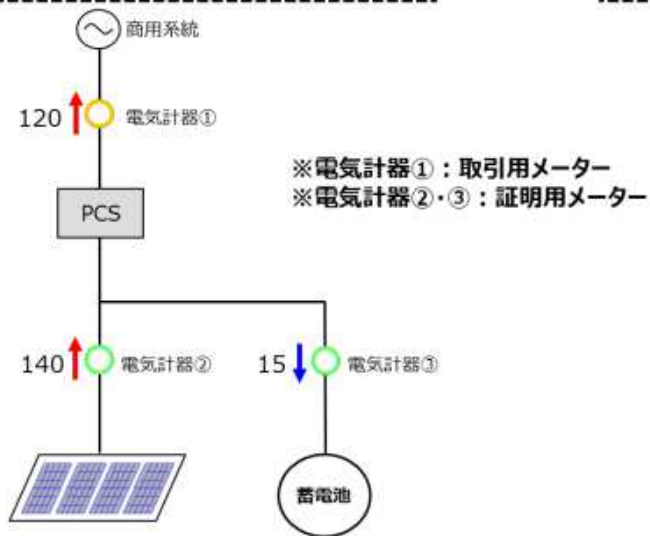
### 3-2. 実証中に発見した課題③:区分計量(PVと蓄電池)

Non-binding document for discussion

PVと蓄電池の区分計量ができない場合に、発電量が不明になる  
 発電量の一部を充電した場合や、充電から放電した場合など、PV発電量が不明になる

<蓄電池に充電する場合>

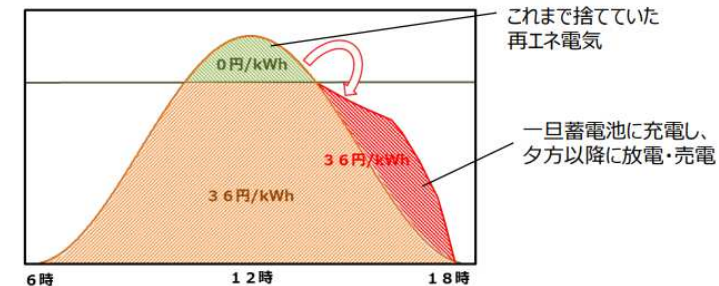
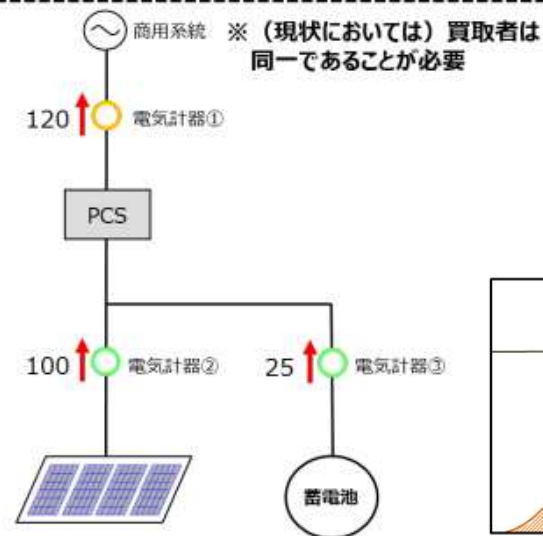
$$\text{FIT逆潮流量} = 120 \times \frac{140}{140 + 0} = 120$$



<蓄電池から放電・逆潮流する場合>

$$\text{FIT逆潮流量} = 120 \times \frac{100}{100 + 25} = 96$$

$$\text{非FIT逆潮流量} = 120 \times \frac{25}{100 + 25} = 24$$



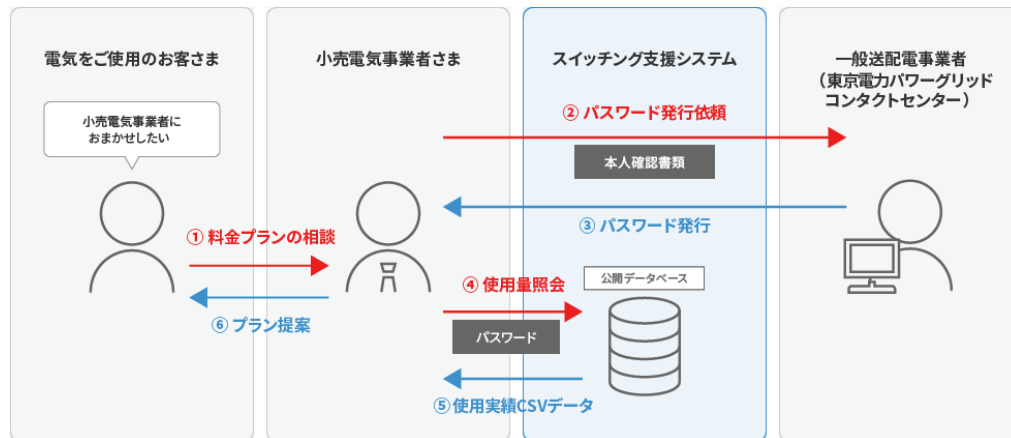
資源エネルギー庁 既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応

### 3-2. 実証中に発見した課題④:データ欠測

Non-binding document for discussion

#### データの精度を保証する仕組みがない

需要側に比べて、システム導入が比較的遅れていたことから、再エネ発電側には統一データフォーマットによる過去データが比較的少ない。  
 需要側の実績データでも、日々、欠測はあるが、最終的には、広域機関(送配電事業者)から100%のデータが提供されるため、過去データには原則として欠測はない。  
 発電側でも、小売電気事業者⇔需要側のように、PPSが直接、公的機関からデータを取得できる仕組みが必要。



東京電力パワーグリッドウェブサイト

EID	DATE	ITEMS	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30
1000294	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.8
1000294	2020/08/01	30min_degC	26.6	26.2	26	25.9	25.7	25.6	25.5	25.4	25.2	25	25	25.1
1000294	2020/08/01	30min_kWh/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.001
1000300	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.8	7.8
1000300	2020/08/01	30min_degC	22.7	22.1	21.8	21.8	21.5	21.1	21.2	20.9	20.7	21.1	21.7	22.4
1000300	2020/08/01	30min_kWh/m2	0.001	0.001	0.001	0.001	0	0.001	0	0	0.001	0.002	0.022	0.02
0001285	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.3
0001285	2020/08/01	30min_degC	25.5	25.4	25.3	25.1	25.1	25.1	25	25	25	25	24.9	25.1
0001285	2020/08/01	30min_kWh/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.02
0001292	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1	2
0001292	2020/08/01	30min_degC	23.3	23.3	23.4	23.8	24	24	24	24	23.9	23.9	23.8	23.8
0001292	2020/08/01	30min_kWh/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.005	0.02
0001308	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8
0001308	2020/08/01	30min_degC	23.4	23.1	22.9	22.9	22.9	22.5	22.1	21.9	21.9	21.7	21.5	21.6
0001308	2020/08/01	30min_kWh/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.003	0.02
1000317	2020/08/01	30min_kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2
1000317	2020/08/01	30min_degC	29.2	28.9	28.9	29	28.7	28.7	28.7	28.5	28.5	28.6	28.6	28.6

## 3-2. 欧州エネルギー取引業者連盟 コーポレートPPA契約ひな形


欧州では2019年に、EFET(European Federation of Energy Traders:欧州エネルギー取引業者連盟)がコーポレートPPAの標準契約書を作成し発表。


この中から主要項目をピックアップしました。

### 【不完全な点】

- ・Additionality(追加性)に関する条項がない。
- ・「再エネ比率100%」と謳うための定義がない。
- ・発電KWHにて需要KWHを埋められなかった場合に、どう対処するかの記事がない。

Version 1.0/June 2019





## EFET

### European Federation of Energy Traders

**PART II (General Provisions) of the Individual Power Purchase Agreement**

**NOTE: USERS USING THIS INDIVIDUAL POWER PURCHASE AGREEMENT AFTER 4 NOVEMBER 2021 ARE STRONGLY RECOMMENDED TO INCLUDE THE CLAUSE UPDATING THE IBOR INTEREST RATE DEFINITIONS PUBLISHED BY EFET ON ITS WEBSITE ON 4 NOVEMBER 2021.**

§ 1.  
**Subject of Agreement**

- Type of Settlement:** This power purchase agreement ("Agreement") governs:
  - if Physical Settlement is specified as applying in Section A of Part I (Individual Terms), the purchase, sale, delivery and acceptance of the Contract Quantity of electricity from the Seller to the Buyer, or
  - if Financial Settlement is specified as applying in Section A of Part I (Individual Terms), this Agreement governs the obligation of each Party to reimburse the other Party, as applicable, for the Price Differential (if any), and

both in the case of Physical Settlement or Financial Settlement, the purchase, sale, the Delivery and acceptance of the Contract Quantity of Certificates from the Seller to the Buyer.
- Balancing Services:** If specified as applying in Section B of Part I (Individual Terms), this Agreement additionally governs the provision of Balancing Services by the Buyer to the Seller.

## 3-2. コーポレートPPAの契約書への記載項目

### 重要な項目

Non-binding document for discussion

#### 想定発電量(KWH)

発電所がある地域の過去データなどを参考に想定発電量を算出する必要がある。

#### 価格(Price)

通常の電力契約であれば、基本料金と従量料金で計算する。  
コーポレートPPAでは基本料金がなく、従量料金単価のみで契約するケースがほとんどである。

#### 環境価値/証書(Environmental Certificate)

非FIT非化石証書(再エネ指定)にて環境価値を証明する。  
発電事業者は、発電量をもとに非FIT非化石証書の認証を受けてJEPXに登録し、その証書を需要家に移転させることで証明する。

#### 発電インバランス(RE Imbalance)

発電インバランスのリスクを発電事業者がとるのか否かを定める。

#### 想定発電量に対する過不足

契約時に定める想定発電量に対する過不足に対する調整方法を定める。

契約項目	規定内容
発電設備	発電事業者名、設備所在地、発電方法、定格出力、運転開始日
想定発電量	年間と月次の発電量（計画値）
補助金	名称（FIT/FIPを含む）、補助内容
受電地点	需要家名、拠点名、所在地、受電電圧
系統接続	送配電事業者名、接続地点
電力供給 (フィジカルの場合)	小売電気事業者名、契約電圧
契約期間	開始日、終了日、契約終了後の更新条件、途中解約の条件
購入価格	単価、その他の費用
差額調整 (バーチャルの場合)	購入価格と市場価格の差額計算方法、精算頻度
証書	証書名、取得方法
設備運転計画	定期保守期間
計画外停止	補償の有無、補償の内容と条件
発電量の過不足	調整の有無、調整の内容と条件



自然エネルギー財団  
欧州エネルギー取引業者連盟  
<https://www.efet.org/home/documents?id=26>

## 3-2. コーポレートPPAの契約形態

### 重要な項目

**想定発電量(KWH)ではなく実発電量(KWH)での精算**  
 想定発電量ではなく、実発電量で精算を行う(火力等と同じ) KWHについてとりきめを行う。

#### 需要量 > 発電量

余剰の電力が生じないように、または需給関係の影響により、需要家の使用量よりも少ない発電量で契約を結ぶのが一般的。

#### KWの価値 > KWHの価値

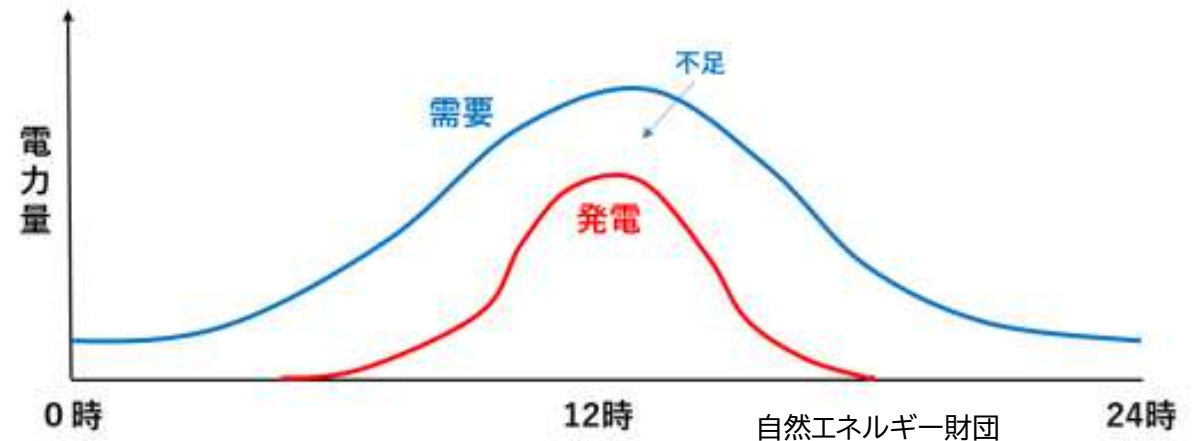
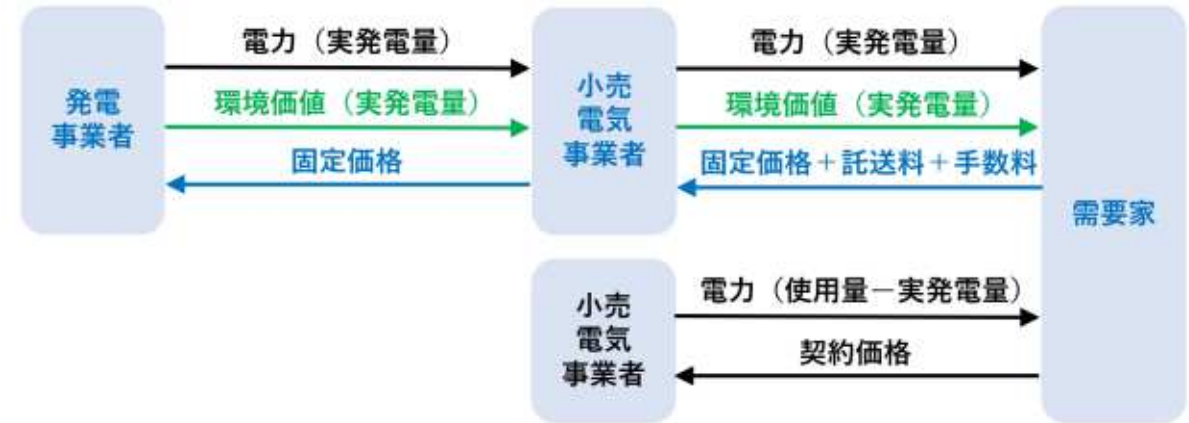
追加性が重視されると、日々の発電量ではなく新設された発電所の規模に価値が出てくるため KWHを埋めることよりも契約電力が重視される流れが出てきている。

#### 【契約上の課題】

「再エネ比率100%」と謳うために、**何に対する100%**との定義なのか各社、異なり業界標準がない状態。

例えば、需要kWhを埋める場合、雨の日(PV発電0KWHのとき)はどうなるのか？

Non-binding document for discussion



- コーポレートPPAインバランスリスク検討に関して、本実証では需要者側との契約の視点が抜け落ちていて、商用化の際の契約リスクが発生する可能性がある。
- 具体的には、一般的な再エネPPA契約の条件交渉の中で、発電事業者、需要家とも、自社がインバランスリスクを負わなくてよいと考えており、その前提で条件(価格)交渉が行われている。最終的に、IRP(Imbalance Responsible Party)がどちらになるのかが決まった場合は、インバランスリスク(約1円/KWH)相当の増額・減額交渉が行われて、商談がブレイクする可能性が高く、インバロコスト削減レベルの話ではなくなる。そのため、最初から、PPA契約ひな型にインバランスリスクを誰が負うのかを入れておくことを、ガイドライン等で提示する必要があると考える。

---

## 3. 独自実証

### 3-3. 系統ESS/揚水発電の技術・制度課題の検討 (エナリス)

### 3-3. 系統蓄電池/揚水発電の技術・制度課題の検討

#### 【背景と内容】

再生可能エネルギーの導入拡大、FITからFIP制度への移行に伴い、系統蓄電池導入に関する動きが加速しており、既に導入を検討している事業者も多く存在する。

本項では揚水発電所とともに再生可能エネルギーの出力変動の調整を担う事が期待される系統蓄電池について、実際に事業展開を検討している事業者からのヒアリング結果も踏まえ、技術・制度課題の検討を行った。(系統蓄電池活用による収益源を以下の5つと整理)

系統蓄電池活用による収益源想定

収益源	商品	契約先	取引形態
卸電力市場	電力料金値差を利用した充放電	JEPX参加者	JEPXへの入札
容量市場	発動指令電源	電力広域的運営推進機関(OCCTO)	容量市場への入札
需給調整市場	一次 応動10秒	送配電網協議会(TDGC) 各属地TSO	需給調整市場への入札
	二次① 応動 5分		
	三次① 応動15分		
	三次② 応動45分		
インバランス費用削減	各事業者のインバランス費用削減	発電事業者 小売電気事業者	委託
容量拠出金削減	小売電気事業者の需要ピークカット	小売電気事業者	委託

系統蓄電池を活用した収益源については上表の通りで、これらを組合わせて行くことで活用の幅が広がると考えられる。また、揚水発電と比較し系統蓄電池は初期費用が安い・充放電効率が良い・設置制約が少ないなどの利点はあるが、導入拡大に際し現状では制度上の課題も存在する。

系統蓄電池事業を検討する事業者への聞き取りを踏まえ、普及拡大にあたり大きく以下の2つの課題があると整理した。

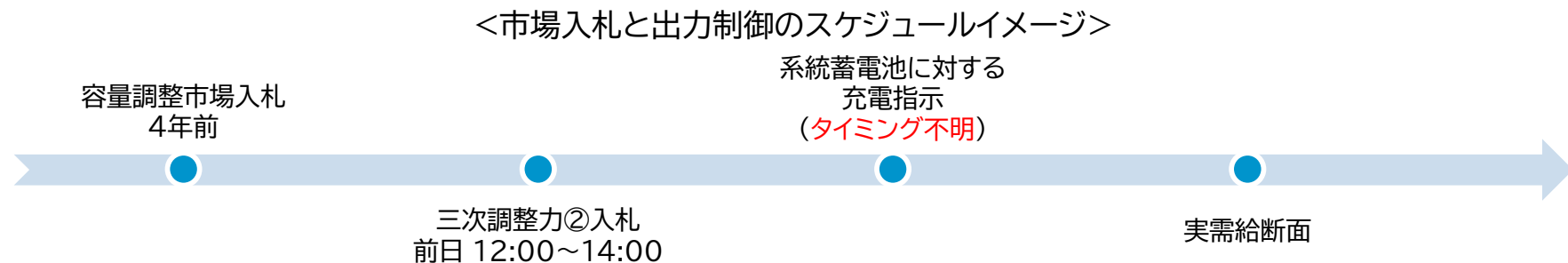
- ① 優先給電ルールによる充電指示を受けた場合の補償及び経済ペナルティの取り扱いが不明確
- ② 蓄電池の価値を最大化するバランシンググループの設定ができない



### 3-3. 系統蓄電池課題①②

#### ① 優先給電ルールによる充電指示を受けた場合の補償及び経済ペナルティの取り扱いが不明確

- 電力貯蔵設備(系統蓄電池)の充電は優先給電ルール上で出力制御の対象になっており、エリア内で送配電等業務指針に基づく系統蓄電池の充電指示・動作に対しての補償の有無・内容が不明瞭であるため、系統蓄電池事業性検討の障壁となっている。
- また、再エネの出力制御指令は前日17時とされているが、再エネより優先順位の高い系統蓄電池への充電指示タイミングも明確ではなく、容量市場や需給調整市場で落札した後である場合、調整力供出量の減少による経済ペナルティ等の損害が生じる可能性があるため、整理が必要。



#### ② 蓄電池の価値を最大化するbalancingグループの設定ができない

- 現行制度では系統蓄電池は充電時は需要BGとなり、発電時は発電BGとなる。
- 再エネ発電所の発電BGと連携時(再エネアグリゲーション)に、GC後余剰IBが予想される場合に再エネを蓄電池が充電することでIB回避する事が理論上可能だが、出来ない。(充電側は需要BGとなるため)
- また、普段使用している発電BGから調整電源BGに組み替えて調整力を拠出しようとしても、現行制度では一度組んだBGを短時間で組み替える事が出来ず、機会損失となっている。

## 4. 今後のビジネス展望

## 4. 需給調整市場以外のアグリゲーションビジネスの展開に向けた状況(株式会社エナリス)

### ■ 実証事業の成果を活用し、事業化を推進

	サービス名	サービス内容	サービス提供先	サービス開始
1	調整力供給サービス	需要家設備をアグリゲートして、調整力公募(電源I')および容量市場へ入札	送配電事業者	2019年度
2	アグリゲーションシステムサービス	アグリゲーターや小売電気事業者向けにアグリゲーションシステムを SaaS 提供 <ul style="list-style-type: none"> <li>調整力公募・容量市場</li> <li>需給調整市場</li> <li>小売電気事業者 経済DR</li> </ul>	アグリゲーター 小売電気事業者	2021年4月
3	再エネアグリゲーションサービス	再エネ発電事業者の発電バランス業務および電力販売を代行 <ul style="list-style-type: none"> <li>発電予測</li> <li>バランスグループ運営</li> <li>卸市場取引・相対取引</li> </ul>	発電事業者	2022年4月
4	系統用蓄電池制御サービス	系統用蓄電池制御システムおよびオペレーションを提供 <ul style="list-style-type: none"> <li>取引要件に基づく制御(卸市場取引, 需給調整市場, 容量市場)</li> <li>発電計画提出・電力取引</li> <li>蓄電池充電用小売電気供給</li> </ul>	蓄電所事業者	2022年度内

## 4. 取組を推進する上で、社内他部門、グループ会社、他社との連携状況(株式会社エナリス)

■ 取り組みを推進するための社内外連携状況は下記の通り。

	サービス名	社内	グループ	社外
1	調整力供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 専門営業担当を設置し、顧客提案を展開</li> <li>・ 実証を通じて制御機能を向上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 実証事業を共同で実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 設備所有者と連携</li> <li>・ DERアグリゲーション実証事業を実施</li> <li>・ 送配電事業者と連携</li> </ul>
2	アグリゲーションシステム	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 実証を通じて制御機能を向上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ KDDIおよびJ-Powerでシステムを活用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ アグリゲーターおよび小売電気事業者へシステム提供</li> </ul>
3	再エネアグリゲーション	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需給管理部門と連携しサービス提供</li> <li>・ 専門営業担当を設置し、顧客提案を開始</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 実証事業を共同で実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 再エネアグリゲーション実証事業を実施</li> </ul>
4	系統用蓄電池制御	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需給管理部門と連携しサービス提供</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 蓄電所事業者と連携</li> <li>・ 送配電事業者と連携</li> </ul>

## 5. 全体総括

## 5. 全体総括(1) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等																				
<b>【共通実証】</b> インバランス 回避実証	予測 タイミング	<ul style="list-style-type: none"> <li>9月に関しては、予測開始月ということもあり、全体的に精度が低かったが、実証期間を通して、前日8時⇒前日16時⇒リアルタイムと実需給断面に近づくにつれ、インバランス率は減少する傾向が見られ、リアルタイム予測を活用することは、インバランス回避をする上では重要なことが示された(下図参照)。</li> <li>ただし、RT予測は、各予測事業者で予測手法が異なることも要因の1つではあるものの、発電事業者から連携されるオンライン実績値をどう活用するかといった点が重要。本実証でのオンライン実績値連携は、1日単位での連携や、リアルタイムでのコマ毎の実績値(kWh)連携でも1時間遅れや2時間遅れで連携される場合があり、予測事業者としてはデータ活用に苦労していた模様。アグリゲータと発電事業者の間のオンライン連携について仕様を統一することなど、事業者側の工夫により精度向上の余地が残されている。</li> <li>前日8時、前日16時予測の精度が低く、リアルタイム予測で劇的に精度が上がるパターンや、前日8時、前日16時の精度が高く、リアルタイム予測でわずかに精度が上がるパターンなど、予測事業者によってバラつきがあり、どの予測を活用するかは、再エネアグリゲーションをする際の事業性に大きく影響する。</li> <li>本実証においては、リアルタイム予測は1.5時間先の各コマの予測を利用し、精度改善を確認した。1ヵ月単位で見ると、劇的に精度が上がっているとは言えないが、これまで蓄積したデータを活用し、予測外しのタイミング分析等を詳細に実施し、予測ロジックに組み込むことが重要。</li> <li>スポット市場、時間前取引、または蓄電池制御によるインバランス回避・収益拡大を検討する上では、基本的にスポット市場へ入札する前提とすると、前日8時予測の精度が非常に重要となる。下記No.2に記載の通り、各予測における精度はわかってきており、ステップ2で実施したBGならし効果の結果も含めて、適切なBG組合せ等により更なるインバランス低減が図れると考える。</li> <li>本実証においては、9月～1月までの5ヵ月での検証であり、再エネアグリゲーションをするにあたっては通年での評価が必要。エナリスコンソーシアムでは、2月以降も継続してデータを取得・予測し、季節性の評価を実施する。</li> </ul> <div data-bbox="448 997 1680 1244"> <p>&lt;前日8時予測とRT予測のIB率比較 (9月～1月の5ヵ月平均)&gt;</p> <table border="1"> <caption>前日8時予測とRT予測のIB率比較 (9月～1月の5ヵ月平均)</caption> <thead> <tr> <th>電源種別</th> <th>前日8時</th> <th>RT</th> <th>変化率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PV (BG: 東京PVのみ)</td> <td>19.6</td> <td>15.9</td> <td>-3.6%</td> </tr> <tr> <td>風力 (BG: 九州風力のみ)</td> <td>30.2</td> <td>38.6</td> <td>+8.4%</td> </tr> <tr> <td>PV (BG: 東京PVのみ)</td> <td>-26.1</td> <td>-19.6</td> <td>-6.5%</td> </tr> <tr> <td>風力 (BG: 九州風力のみ)</td> <td>-32.5</td> <td>-10.3</td> <td>-22.2%</td> </tr> </tbody> </table> </div>	電源種別	前日8時	RT	変化率	PV (BG: 東京PVのみ)	19.6	15.9	-3.6%	風力 (BG: 九州風力のみ)	30.2	38.6	+8.4%	PV (BG: 東京PVのみ)	-26.1	-19.6	-6.5%	風力 (BG: 九州風力のみ)	-32.5	-10.3	-22.2%
	電源種別	前日8時	RT	変化率																		
PV (BG: 東京PVのみ)	19.6	15.9	-3.6%																			
風力 (BG: 九州風力のみ)	30.2	38.6	+8.4%																			
PV (BG: 東京PVのみ)	-26.1	-19.6	-6.5%																			
風力 (BG: 九州風力のみ)	-32.5	-10.3	-22.2%																			
電源種別 予測精度	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電予測は風力発電予測と比較して予測精度は安定しており、余剰・不足IB率共に10%程度までは抑えられている。一方で、風力予測に関しては、安定した時期でも余剰・不足IB率ともに20%～30%程度であり、どの予測事業者も予測が安定してきたのは12月頃からであった(運開して間もない風力設備があったことも要因の一つと考えられる)。</li> <li>屋根上太陽光の余剰予測に関しては、PV発電量と需要予測を差し引く方法(予測事業者1)、直接余剰予測を行う方法(エナリス)のどちらにおいても、野立てPVとそれほど変わらない精度を出せていた。今回は、低圧の住宅用PVの余剰予測であり、需要カーブがそれほど変化しないことも要因と思われる。ただ、月によってはIB率が大きい場合もあり、通年を通した検証が必要と思われる。</li> <li>屋根上PV予測(余剰なし)に関しては、PCS制御がかかる場合があり、予測にあたっては発電事業者側からこの情報を確実に得ることが重要。</li> </ul>																					

## 5. 全体総括(2) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 インバランス 回避実証	BG組成ロジック構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 予測誤差の標準偏差に着目したBG組成ロジックを構築し、その整合性を確認した。</li> <li>▶ 全予測事業者の各月のIB率(余剰・不足)を比較すると、最悪の組み合わせより最良の組み合わせの方がならし効果が効く結果となったことで、本BG組成ロジックの考え方は正しいといえる。</li> <li>▶ ただし、実際にBGを組成する場合、新規の発電設備は過去実績がない。このロジックを活かすためには、新規設備においても、過去の発電量を予測(模擬) + IB量を推定し、適用する手法の検討が必要となる。</li> </ul>
	電源の組み合わせ	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PVのみでBGを組成した方が風力のみで組成したBGと比較しIB率は低く、ならし効果もあり。PVのみでのBG組成の場合、IB率は10%を切るのに対し、風力のみでは、20%前後であり、現状では、風力のみよりもPVと組み合わせることが望ましい。</li> <li>▶ また、拠点間の距離が近いPV4拠点(東北)でBG(BG名:東北BG7PVのみ最悪)を組成した結果では、理論の通り、ならし効果は得られず、拠点の積み上げと比較しIB率は0.1%しか改善しなかった。従って、複数再エネでBGを組成する場合は、拠点間の距離に注意を払う必要がある。</li> <li>▶ その際、東北エリアは風力発電の設備容量に対してPVの設備容量は2倍程度あると望ましいという試算がされた一方で、九州エリアは風力発電の設備容量がPVの設備容量より大きい方が望ましい結果となった。これについては、実証期間(9月～1月)の結果であるため、今後通年を通した検証が必要。</li> </ul>
	BGならし効果限界	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 実証データを用いた理論式より、複数の発電設備を組み合わせるほどならし効果によりIB率は減ることがわかったが、その効果には限界があり、IBを削減するためには予測精度そのものの更なる向上や制御可能電源を組み合わせるなどの取り組みが必要となる。</li> </ul>
	IBリスク単価	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ IBリスク単価は、市場価格の高騰により、月によっては-1円/kWhを超えてしまう場面が見られたが、5カ月平均では-1円/kWhを切っている予測事業者も存在。ただし予測事業者によってバラつきがあり、どの予測事業者を活用するか(または自社予測)は精度と予測費用の観点から検討が必要。また、今回の試算においては、現時点(2022年2月時点)までのインバランス制度の下で評価した結果であり、2022年4月からの新インバランス制度に基づいた結果ではないことに注意が必要。これも踏まえて、今後も継続してデータ取得し、通年で評価していくことが必要となる。</li> </ul>

## 5. 全体総括(3) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 インバランス 回避実証	蓄電池制御による インバランス 回避	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 蓄電池を活用した再エネインバランス回避実証を実施した(本実証においては、需要側の蓄電池を発電所併設と模擬)。</li> <li>➤ 需給管理業務を想定し、3つのパターンでの実証を実施(最終的に蓄電池を制御するための発電計画が変わる。)</li> <li>➤ <b>蓄電池制御により、不足インバランスを90%程度削減できたケースもあり、蓄電池制御によるインバランス回避効果を確認</b>できた。</li> <li>➤ 蓄電池が計画と実績の差分を補完するよう動作することにより、インバランス回避を行うことができたが、適用した発電設備(PV容量)に対して蓄電池容量が小さいなどの問題もあり、蓄電池の能力を最大限に活かせていない結果も見られたため、組合せも含めて、今後さらなる検討とシステムの改善が必要。</li> <li>➤ 今回は、蓄電池容量が有限であることからインバランス回避制御を行うコマを、システムがインバランス価格予測(≒市場価格予測)に基づいて決定しており、結果としては蓄電池に余力があったため、パラメータの設定を変更することで更なるインバランス量低減を期待できると考える。</li> <li>➤ インバランス量(予測誤差)は、実績発電量(kWh)の約10～20%発生することが見えてきており、今回は蓄電池の定格出力をPV定格出力(AC)の10～25%程度に設定し、インバランス回避効果が得られることを確認した。 蓄電池容量(kWh)に関しては有限であるために充電、放電のタイミング設定がアグリゲータとして重要となるが、最低でも2時間(4コマ分)程度を出せれば有効と考える。(大容量だともっと有効だが、費用対効果の検証が必要。)</li> </ul>
	火力機制御による インバランス 回避	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 火力発電機と再エネを同一BGに組み込み、再エネの出力変動によるインバランス回避実証を実施した。</li> </ul> <p>【課題】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 火力発電機/オペレーションにおける制約はあったものの、パターン①、パターン②のシナリオ共に、インバランス回避を確認したとともに、パターン①においては、再エネの有効活用という観点においても、火力発電機を有効に制御した。</li> <li>➤ 実運用を考慮する場合、アグリゲーターのシステムと火力発電設備(制御設備)のシステム連携を行うことにより、より詳細な制御指示、計画更新を実施できるため、更なる効果を期待できると考える。</li> <li>➤ 今回の試算結果では火力機の燃料費を考慮していないため、パターン①の火力機減発指示のケースにおいてはメリット増、パターン②の火力機増発指示のケースにおいてはメリット減の可能性はある。 今後は燃料費も考慮に入れた火力機・再エネ一体運用を検討する必要がある。</li> </ul>
	全体	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 本実証において試算した結果は、2022年2月現在のインバランス制度において試算したものであり、2022年4月からの新インバランス制度に基づいた試算ではないことに注意。今後も継続して検証が必要と考える。</li> </ul>



## 5. 全体総括(4) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 市場取引での 収益拡大に向 けた検証	全体	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 市場価格予測は、これまでのVPP実証や、今年度DERアグリ実証における市場価格連動DR制御で利用したものをを用いており、実際の市場価格の高い時間帯・安い時間帯の山を精度よく予測できていた。(2月10日を除く。)</li> <li>▶ また、上記市場価格予測に基づく蓄電池の充放電もできており、蓄電池制御による収益性の向上を確認でき、1.3円/kWhの収益向上を確認した。今後、PV出力と蓄電池出力・容量の最適な組み合わせ等を検討し、更なる収益向上を目指す。</li> <li>▶ 蓄電池への出力指示ではなく、蓄電池の充放電を加味した発電計画を守るように指示しており、発電実績が計画とズレた場合に発電時間シフトとは関係のないコマで充放電をする仕様であった(結果的にインバランス回避の制御が同時に動作)。このため、一部の時間帯で市場価格の高低と蓄電池の充放電が逆の動きを行った場面があり、今後制御ロジックの改善を検討する。</li> </ul>
【共通実証】 再エネ発電量 予測技術実証	予測 手法	<p>【エナリス】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 気象庁数値予報および実績データを機械学習モデルにより発電量予測値へ変換する手法。必然的に気象庁数値予報が外れた場合は、発電予測値も外れてしまう。同様に発電実績異常値を学習した場合も発電予測値として異常値が出力されてしまう課題あり。</li> <li>▶ 開発した手法の予測タイミングに関しては、実需給に近いほど精度が上がることを確認した。</li> <li>▶ 気象予報値についてはアンサンブル予測を行うことで、大外しを削減できると考える。また異常値の学習については入力時に正しくデータ整形(定格との比較や、発電設備運転状況の連携等)を行う。</li> </ul> <p>【国際航業】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 開発した手法は小規模かつ件数が多い場合の精度が高い為、住宅などの小規模の予測に適している事を確認した。</li> <li>▶ 今回の予測は実績値ベースの為、天気が大きく崩れる場合は大きく外れる事が多い事から、気象予測の比重を大きく取るパラメータの調整が必要。また、大規模な発電所ほど発電ピークが低く出る傾向があるのでピーク時の精度向上が必要。</li> <li>▶ 実績に比重を置いて予測している事から、実績を連携するタイミングの1日1回しか出せなかった為、気象予測と同じ間隔で予測するように改善する。</li> </ul> <p>【自然電力】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 予測時間が数時間前になれば、本来は天気予報の精度が上がり予測誤差も改善されるべきであるが、今回用いた天気予報は直前の予測精度が上がらない特性が観測された。現地観測値による天気予報の補正により精度が向上するか検討したい。</li> <li>▶ 気象予報が外れると発電予測値も外れてしまうので、複数の気象予報を用いて外す幅を小さくできるか検討したい。</li> <li>▶ 発電量予測の学習モデルが線形モデルであり2つまでの説明変数同士の相互作用の考慮に留まっており、より複雑で込み入った事象を学習できない可能性がある。発電量予測についてはこのモデルで十分であったか、他のモデルに切替えるべきか検討したい。</li> </ul>

## 5. 全体総括(5) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 再エネ発電量 予測技術実証	PV	<p>【エナリス】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 卒FIT余剰予測について、月毎に需要家数が変化(増える)すること、発電実績値が2ヵ月遅れで出てくることなどから、無次元電力量(= kWh/kW)を目的変数として予測し、予測後に電力量に戻す手法とし、野立てPVと変わらない精度で予測できた。</li> </ul> <p>【自然電力】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 今回用いた天気予報は直前の予測精度が上がらず、むしろ悪化するような特性が観測された。天気予報取得先の再検討や、現地観測値を用いて天気予報の補正が可能か今後検討したい。</li> <li>➢ 異常値となる積雪時への対応が出来ておらず、天気予報から積雪により発電量がほぼゼロになる予測をできるか今後の課題である。</li> </ul>
	風力	<p>【エナリス】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ <b>風力予測の大外し事例は冬季に集中しており、さらに風力予測の誤差率は急増、急減、急変なしの順に高いことを確認できた。</b>発電実績の急増急変の個所の時系列推移をみると、GPV気象と連動性に乏しく、風車が回転し始める箇所または定格に達する箇所、あるいは発電が定格出力で頭打ちになっている箇所の例えば連続したコマで急増減を上下に繰り返しているデータを除くなどのモデリングの工夫の余地あり。</li> </ul> <p>【自然電力】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 今回用いた天気予報は直前の予測精度が上がらず、発電量予測も精度が上がらなかった。天気予報取得先の再検討や、現地観測値を用いて天気予報の補正が可能か今後検討したい。</li> <li>➢ 今回予測した風力発電所2か所は隣接しており、発電量の傾向は似ているが時折乖離が見られる。現地観測の風速にも乖離が見られるが、天気予報は隣接している為にほぼ同じ予報となっている。このようなケースでも現地観測値による天気予報の補正が有効か今後検討したい。</li> </ul> <p>【電源開発】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 予測誤差は平均で12～16%と一定程度の精度を確認。高風況時における予測精度に課題有り(風力カットアウト影響含む)。3～4地点でのアグリゲーションにより3%程度の誤差指標低減を確認。インバランスコストについては来年度の制度改正も含めて継続検証要。</li> </ul>

## 5. 全体総括(6) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
	需給一体調整に関する検証	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ エナリスとして需給一体調整(欧州で行われているBRPIによる需給調整概念)を行うにあたっての必要な要素を整理し、本実証において部分的に検証、システム開発を行った。今年度は発電側に特化した形で、インバランス低減機能や再エネ発電時間シフトのための蓄電池制御機能、市場取引機能(仮想)によりいくつかのパターンで実証を実施。蓄電池の正確な制御可能量の把握や、制御指示の部分で課題があり、今後需給一体調整を行っていく上での検討材料とする。</li> <li>▶ また、需要側へ導入拡大が期待されるEVを配電線以下のPVによるバンク逆潮流回避のために活用する際に、アグリゲーターとして束ねる必要台数について初期検討を実施した。 その結果、1フィーダー2160軒の住宅全軒にPV導入がされている場合、EVも全軒導入されるとEV導入率0%の時と比較して年間1%の逆潮流回避可という結果になった。PV逆潮流量をEVにより回避するためにはEV充電スケジュールの最適化に加え、昼間の在宅率向上が重要と考えられるため、今後検証シナリオについて検討を深めていく。</li> <li>▶ BGの動的組換え(現制度上実施不可)の初期検討として、実証データを用いて月ごとの発電所間の誤差相関係数の推移を検証。その結果、ある発電所Aに対する別の発電所Bの誤差相関係数は月を追うごとに上がっているが、さらに別の発電所Cとの誤差相関係数は月を追うごとに下がっていることがわかり、季節ごとに最適な組み合わせが変わる可能性があることが分かった。</li> </ul>
【独自実証】	コーポレートPPAインバランスリスク検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 通常(これまでの火力発電所等)の「予測技術、インバランス低減方法」に対して、前提条件やインセンティブが異なってくるコーポレートPPAでの違いについて検討、分析。 ▶ これまでの予測手法に追加すべきパラメータ: 過積載率、発電BGコード、蓄電池の有無及び区分計量可否</li> <li>▶ FITを適用しない場合の発電事業者の収益モデルについても検討。発電事業者の成り立ちや、理想とする運営体制を考えると、初期においては予測・IBリスク管理等は、RA・小売り電気事業者に委託するのが望ましいと考え、コーポレートPPAの概念とは逆に向かうと推測される。</li> <li>▶ コーポレートPPAインバランスリスク検討においては、「需要家との契約」の視点も重要で、抜け落ちると契約リスクが発生する可能性がある。具体的には、一般的な再エネPPA契約の条件交渉の中で、発電事業者、需要家とも、自社がインバランスリスクを負わなくてよいと考えており、その前提で条件(価格)交渉が行われている。最終的に、IRP(Imbalance Responsible Party)がどちらになるのかが決まった場合は、インバランスリスク(約1円/KWH)相当の増額・減額交渉が行われて、商談がブレイクする可能性が高く、インバラコスト削減レベルの話ではなくなる。そのため、最初からPPA契約ひな型にインバランスリスクを誰が負うのかを入れておくことを、ガイドライン等で提示する必要があると考える。</li> </ul>
	系統蓄電池/揚水発電の技術・制度課題の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 普及拡大が期待される系統蓄電池について、系統蓄電池事業検討事業者への聞き取りを踏まえ、普及拡大のための課題を整理。</li> <li>▶ 課題               <ol style="list-style-type: none"> <li>① 優先給電ルールによる充電指示を受けた場合の補償及び経済ペナルティの取り扱いが不明確</li> <li>② 蓄電池の価値を最大化するバランシンググループの設定ができない</li> </ol> </li> <li>▶ ①については、系統蓄電池を複数用途に活用した際の各制約等が統合的に検討されることを期待する。 ②については、蓄電池の特性(充放電)を考慮した制度設計となることを期待する。</li> </ul>



株式会社エナリス

〒101-0062

東京都千代田区神田駿河台2-5-1 御茶ノ水ファーストビル 14F

Tel:03-6657-5453