

TOSHIBA

公開版

**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**

東芝ネクストクラフトベルケ株式会社

2022年3月

01

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

- **申請者名**：東芝ネクストクラフトベルケ株式会社
- **補助事業の名称（プロジェクト名）**：再エネアグリゲーション実証事業
- **目的**：
 - 再生可能エネルギー／分散型電源を活用した安定かつ効率的な電力システムの実現と、アグリゲーター事業のさらなる発展を実現する。
- **概要**：
 - **F I P 制度下では、再エネ発電事業者において**
1）マーケットリスクと2）インバランスリスクという2つの課題が生じる。
再エネの更なる普及には、これら課題を支援する**アグリゲーターの存在が必要**となる。
 - 本実証においては、共通実証として、アグリゲーターの要件となる**インバランス回避と収益性向上を目的として、①発電量予測技術、②リソース制御技術、③市場取引戦略技術の効果検証**を実施する。
 - 独自実証として、**再エネBGと需要BGとの連携によるインバランス回避効果の検証等**も行う。

コンソーシアム体制図

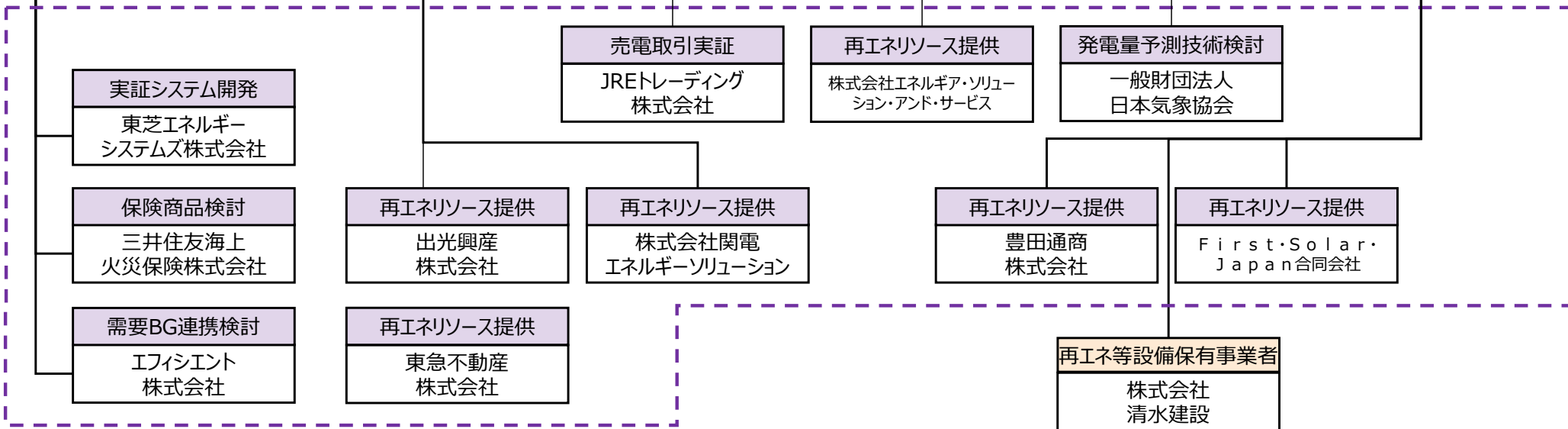
コンソリダー

東芝ネクストラフト
ベルケ株式会社

再エネアグリゲータ 17社

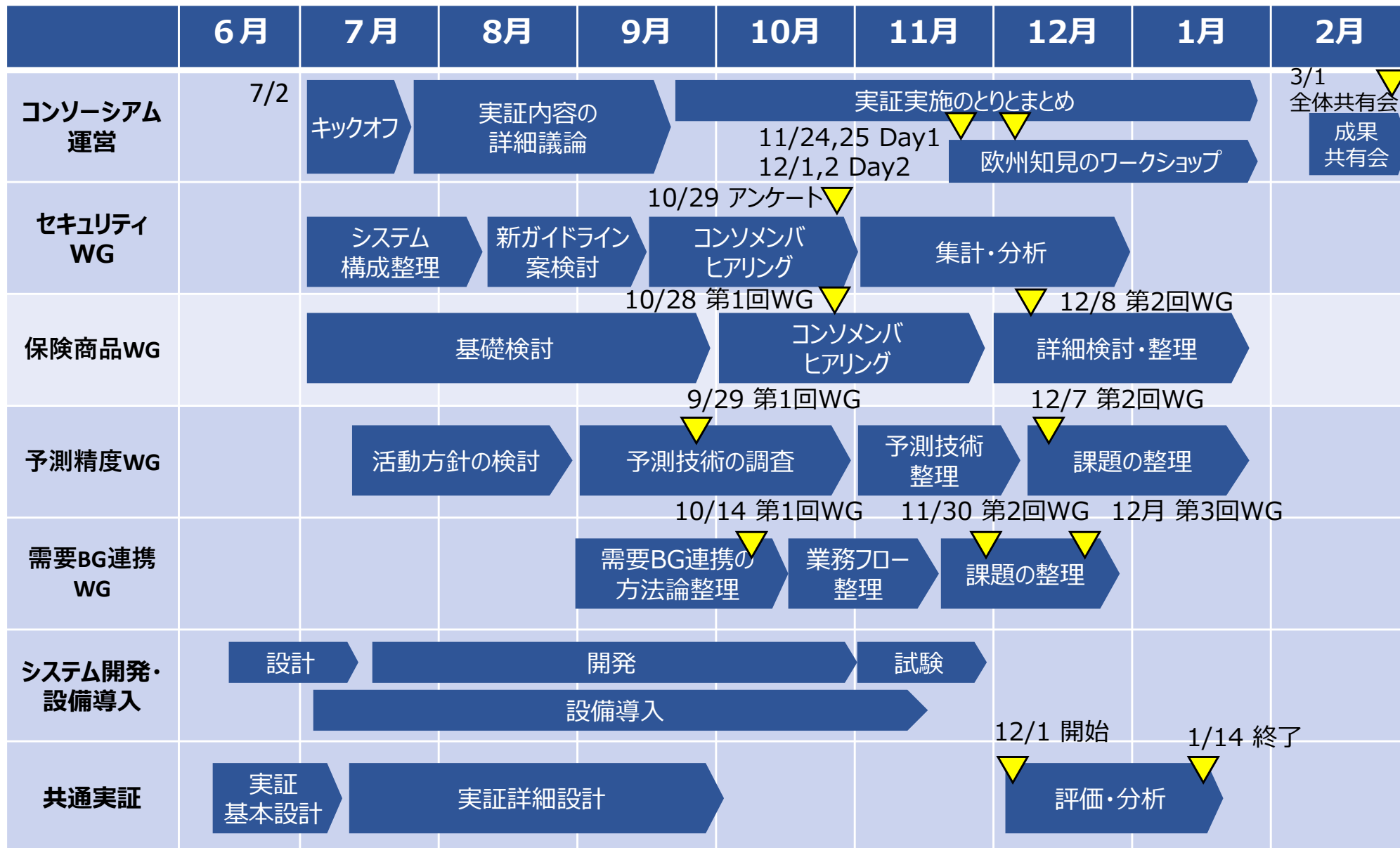


実証協力者 11社



スケジュールと進捗報告

計画通り、実証を実施済み。



※独自実証は各アグリゲーターにて実施済み。3月1日の全体共有会でも共有済み。

02

リソース導入・確保結果

用途別の整理

※予実がわかるよう「実績値/交付申請時予定値」と記載。
また、カッコ内は仮想的に設定した値を記載。

制御対象 再エネ等DER	新設・ 既設	台数	設備出力 (kW)	制御実績 (kW)						
				共通実証			独自実証			
				インバランス 回避	需給 変動	発電量 予測	需給バランス の 確保	DERの 最適運用	事業性の 検証	その他
太陽光	新設	3/2	1542.5/930	1105/500	1105/500	1105/500	437.5/930	0/500	437.5/930	-
太陽光	既設	160/148	666730/68415 (3000)	564547/ 539515 (3000)	387994/ 361962 (3000)	427547/ 402615 (3000)	261424/ 237421	204900/ 180797 (3000)	260103/ 236371	-
蓄電池	既設	11/11	761.8/1631.8 (71743)	761.8/ 1531.8 (71743)	761.8/ 531.8 (69318)	5.9/5.9 (39302)	70/70 (20)	591.8/ 1401.8 (7500)	50/70 (617)	-
風力	既設	52/62	270603/290630	238130/ 258130	155080/ 175080	195230/ 215230	39480/ 59480	95600/ 115600	175580/ 195580	-
バイオマス	既設	3/3	59480/59480	50080/ 59440 (80)	50080/ 50040	50000/ 50000	50000/ 50000	50080/ 50040	59400/ 59400	-
小水力	既設	8/8	2663/2663	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	-
EV	新設	1/1	6/6	6/6	6/6	6/6	0/0	6/6	0/0	-
EV	既設	3/3	18/18	18/18	18/18	18/18	0/0	18/18	0/0	-
エコキュート	既設	1/1	1.5/1.5	1.5/1.5	1.5/1.5	1.5/1.5	0/0	1.5/1.5	0/0	-
バイオガス	既設	8/8	1970/1970	1970/1970	1970/1970	1970/1970	0/0	1970/1970	0/0	-
コジェネ	既設	0/1	0/7800	0/7800	0/7800	0/7800	0/7800	0/7800	0/7800	-
合計	既設	246/245	1002254/ 1050609	855508/ 868406 (74823)	595905/ 597403 (72398)	674772/ 677640 (42302)	350974/ 354771 (20)	353161/ 357628 (10580)	495133/ 499221 (617)	-
	新設	4/3	1548.5/936	1111/506	1111/506	1111/506	437.5/930	6/506	437.5/930	-

エリア別の整理 (1/2)

※予実がわかるよう「実績値/交付申請時予定値」と記載。
また、カッコ内は仮想的に設定した値を記載。

リソース名	太陽光発電		蓄電池		風力		バイオマス		水力	
電力管区	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	4/4	5495.9/5005.9	2/2	11.8/11.8 (0)	2/2	6600/6600	0/0	0/0	1/1	270/270
東北	24/23	256013/254484	1/1	20/20 (10372)	16/16	155550/ 155550	0/0	0/0	2/2	1070/1070
東京	48/39	210079.5/ 205634.5	4/3	940/940 (9118)	0/0	0/0	2/2	9480/9480	2/2	385/385
中部	11/10	16034/14184	0/0	0/0 (499)	30/30	65000/ 65000	0/0	0/0	1/1	420/420
北陸	9/10	9906/10177	0/1	0/20 (5096)	2/2	15480/ 15480	0/0	0/0	0/0	0/0
関西	7/6	55730/55450	1/1	100/40 (16879)	1/1	12000/ 12000	0/0	0/0	0/0	0/0
中国	15/15	19398/19398	2/2	100/100 (11979)	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
四国	5/4	4669/4360	0/0	0/0 (3250)	0/8	0/4000	0/0	0/0	0/0	0/0
九州	39/38	80144/105457	1/2	90/1500 (750)	1/3	16000/ 32000	1/1	50000/ 50000	2/2	518/518
沖縄	1/1	12203/12203	0/0	0/0 (9000)	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
合計	163/150	669672.4/ 686353.4	11/12	1261.8/2631.8 (66943)	52/62	270630/ 290630	3/3	59480/ 59480	8/8	2663/2663

エリア別の整理 (2/2)

※予実がわかるよう「実績値/交付申請時予定値」と記載。
また、カッコ内は仮想的に設定した値を記載。

リソース名	EV		エコキュート		バイオガス		コジエネ	
電力管区	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	4/4	24/24	1/1	1.5/1.5	8/8	1970/1970	0/0	0/0
東北	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/1	0/7800
東京	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
中部	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
北陸	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
関西	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
中国	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
四国	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
九州	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
沖縄	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
合計	4/4	24/24	1/1	1.5/1.5	8/8	1970/1970	0/1	0/7800

03

実証概要（共通実証）

各アグリゲーター毎の共通実証

共通実証の実施方法の概要

インバランス／収益性／予測精度の3つの観点で実証を行う

1. インバランス回避に関する実証
2. 蓄電池活用による利益最大化の実証
3. 予測技術の高度化に関する実証



複数の再エネを束ねたり、蓄電池を併用したり、市場活用したりすることの効果を検証

共通実証①インバランス回避実証： 評価方針、評価指標

再エネを束ねることや蓄電池によるインバランス回避効果を評価

- インバランス回避の手段として以下を想定
 - 複数の再エネルギーソースを束ねることで、発電量の変動を小さくする。
 - 需給当日朝の発電量予測等に基づき、インバランスを減らすような蓄電池の充放電計画を作成する。
 - 当日、時間前市場による取引を行う。

主な評価指標

$$I_t = R_t - P_t$$

※MAPE：平均絶対誤差率

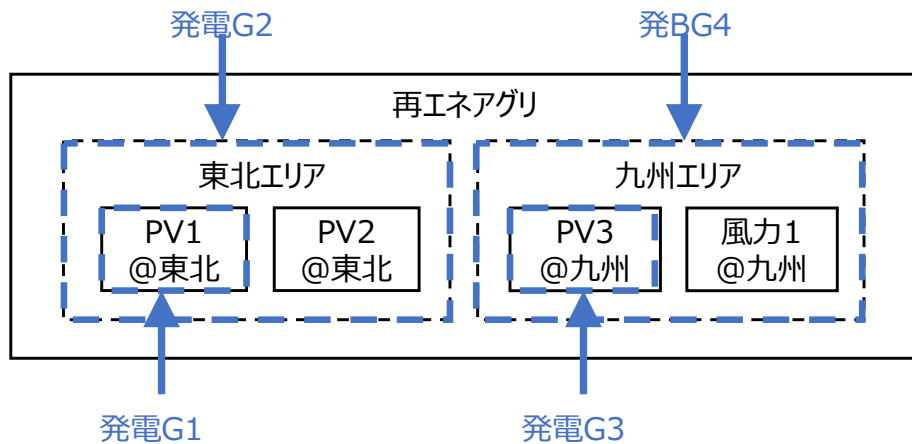
$$\text{インバランス量のMAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{I_t}{L} \right| \times 100$$

変数	説明
I_t	ある30分間におけるインバランス量
R_t	ある30分間コマtにおける最終的な供給電力量(kWh)
P_t	ある30分間コマtにおける 前日時点 の発電計画量(kWh) ただし、当日に時間前市場取引を行う場合は、取引にあわせて発電計画を更新可
L	設備容量(30分単位のkWh)
N	評価期間÷30分で計算される数

共通実証①インバランス回避実証：発電BGの作り方、評価パターン

発電BGの作り方

「再エネ電源単体」と「エリア全体」で、
発電BGを作ることとする。



上図の例の場合、「再エネ電源単体」と
「エリア全体」で合計4つの発電BGを組成して、
それぞれの発電BGについてインバランス量を
評価する。

評価パターン

再エネを束ねる、蓄電池、時間前市場の
3つの方法をそれぞれ評価し、効果を比較。

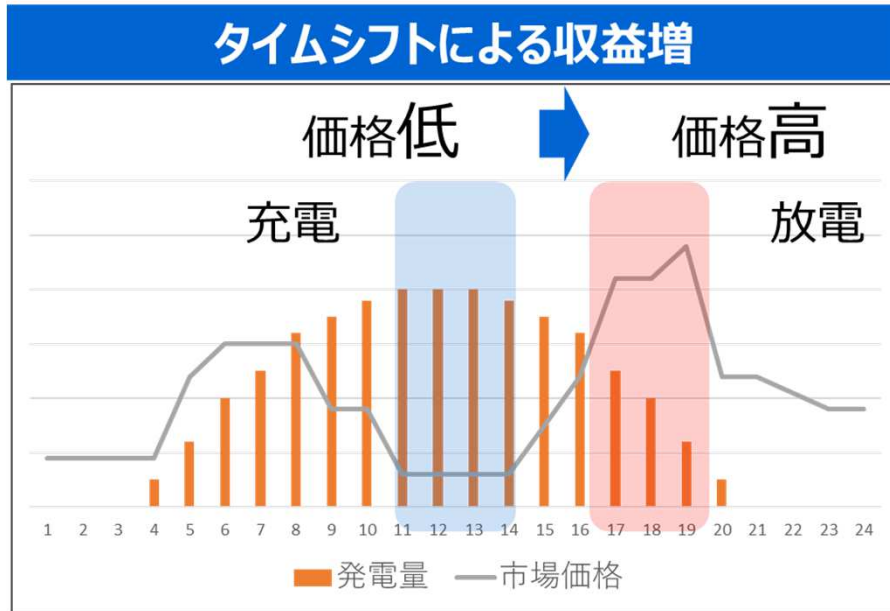
分類	発電BG	蓄電池制御	時間前市場
共通①-1	再エネ電源単体で組成	なし	なし
共通①-2	エリア全体で組成	なし	なし
共通①-3	エリア全体で組成	あり*1	なし
共通①-4	エリア全体で組成	なし	あり

*1: 仮想蓄電池の場合、出力の上限は、発電BGの合計出力とする。容量の上限は、一日分とする。

実証期間：12月1日から1月14日（30分単位）

売電タイミングを蓄電池でシフトすることによる収益変化を評価

- 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する。
予測の方法や、運転計画の詳細な作成方法は問わない
- 実証で想定する市場取引：スポット市場、時間前市場
- 蓄電池がある場合と、無い場合を比較する。



主な評価指標

$$\text{収益} = \text{JEPX売電収入} + \text{プレミアム収入} + \text{余剰インバランス精算} - \text{不足インバランス精算}$$

評価パターン

分類	発電BG	蓄電池
共通②-1	エリア全体で組成	なし
共通②-2	エリア全体で組成	あり*1

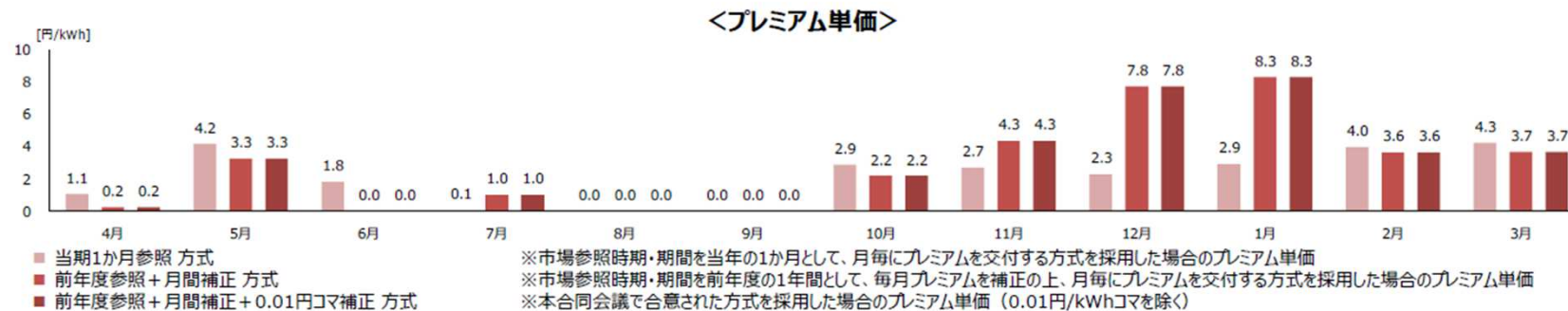
*1: 仮想蓄電池の場合、出力の上限は、発電BGの合計出力とする。容量の上限は、一日分とする。

実証期間：12月1日から1月14日（30分単位）

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

- 「FIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法をふまえた簡易シミュレーション(2021年1月：エネ庁様)」*1にて記載されている、「前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式」の値を用いる。
 - 実証期間中に供給量実績を得ることが難しいため。



• インバランス単価について

- 送配電事業者様がウェブサイトにて公開している「速報値」を用いる。
 - 直近（5日以内）の値が必要な場合は、前の週の、同じ曜日の値を用いる。

*1: https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/023_s03_00.pdf

共通実証③再エネ発電量予測技術実証：評価方針、評価指標

予測タイミング／予想モデルが、予測精度に与える影響を評価

- 予測タイミング：前日予測、当日予測(当日7時に実施)
- 予測モデル：工学モデル、類似検索、など

主な評価指標

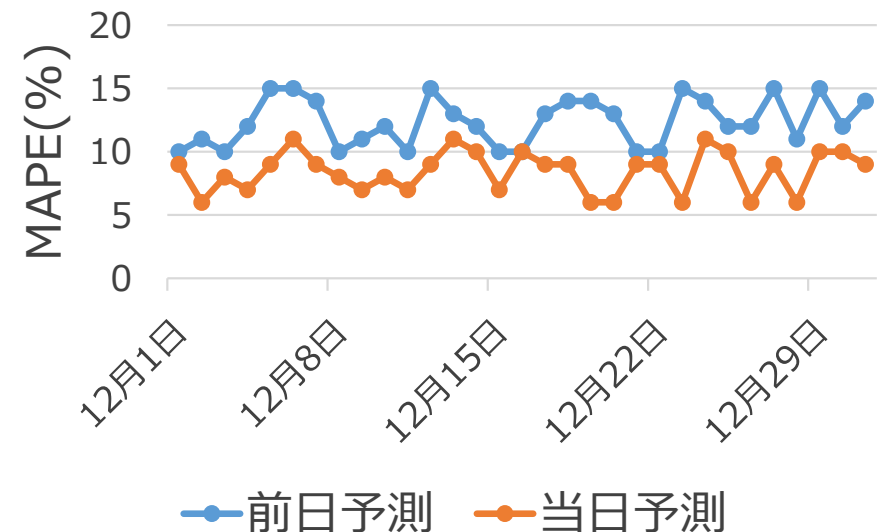
$$A_t = | (J_t - K_t) \div L | \quad \text{※MAPE：平均絶対誤差率}$$

$$\text{発電量予測精度のMAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N A_t$$

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)*2
N	評価期間÷30分で計算される数

*2: PVの場合は「PCSの定格出力(kW)×0.5」の値を用いる。

評価結果のイメージ



共通実証③再エネ発電量予測技術実証： 評価パターン

予測タイミング／予測モデルの組合せで比較評価

評価パターン

分類	発電BG	発電量予測 (タイミング)	発電量予測 (モデル*1)
共通③-1	アグリゲーター毎に、各管区毎に含まれるすべてのリソースで発電BGを組成	前日*2	モデルA
共通③-2	アグリゲーター毎に、各管区毎に含まれるすべてのリソースで発電BGを組成	当日*3	モデルA
共通③-3	アグリゲーター毎に、各管区毎に含まれるすべてのリソースで発電BGを組成	前日	モデルB
共通③-4	アグリゲーター毎に、各管区毎に含まれるすべてのリソースで発電BGを組成	当日	モデルB

*1: 例えばモデルAは工学モデル、モデルBは類似検索モデルでよい。

*2: スポット入札の締め切りが10時であるため、それまでに予測を行う想定

*3: 7時までに予測を行う想定

実証期間：12月1日から1月14日（30分単位）

各アグリゲーター事業者の共通実証の結果のまとめ

インバランス低減／収入増加の効果の現状を把握し、今後の課題を明確化。

	結果	今後の課題
共通実証①： インバランス回避	<ul style="list-style-type: none"> ● 複数の発電リソースで発電BGを組成することで、インバランス量を平滑化できることを確認した。 PV：単体 約4~8%→BG単位 約3~5% ● 蓄電池や時間前市場取引(当日)によるインバランス回避の効果は、予測の実施方法を見直すことで改善の余地あり。 改善効果：約0.1%~0.3%（多くのケース） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 複数の気象モデルの採用 ● 当日の複数回予測に基づき、蓄電池運転計画／時間前市場取引計画を更新
共通実証②： 利益最大化	<ul style="list-style-type: none"> ● 蓄電池のタイムシフト運転により、収入向上効果を確認できた。 増加率：約5~50% ● 今回の実証期間(12月~1月)の市場価格が高かったことや、一日における価格変動が大きかったという前提条件は考慮する必要あり。 	<ul style="list-style-type: none"> ● インバランス制度変更への対応 ● 他季節における収益性評価の継続
共通実証③： 予測精度	<ul style="list-style-type: none"> ● PVの予測誤差(当日・日中)は約 5~9 % (ただし、積雪があったエリアでは、10~16%に増加した) ● 風力の予測誤差は約 14~43% アグリゲーター & エリアごとに大きくばらついた。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 共通実証①の結果もふまえて、複数気象モデルの採用、当日複数回予測、などにより、予測精度改善が必要。

共通実証①（インバンス回避）の結果の概要

- 複数の発電リソースで発電BGを組成することで、インバンス量を平滑化できることを確認した。
 - PVの場合、インバンス量のMAPEを約**4～8%**から**3～5%**に低減できた。
- インバンス回避のために蓄電池を十分に活用するためには、予測の実施方法を見直す必要があることがわかった。
 - 蓄電池によるインバンス低減効果は、多くのケースにおいて、約**0.1～0.3%**であった。
 - 今回の実証方法は、「毎朝一度の発電量予測⇒インバンス量の予測⇒蓄電池運転計画作成」とした。この方法だと、インバンスの余剰 or 不足を逆に予測してしまう場合が発生し、その場合は蓄電池運転によるインバンスが増える結果となった。
- インバンス回避のために当日時間前市場を十分に活用するためには、予測の実施方法を見直す必要があることがわかった。
 - 当日時間前市場によるインバンス低減効果は、多くのケースにおいて、約**0.1～0.3%**であった。
 - 蓄電池のように容量や出力といった調整力の上限はないため、個別のケースで見ると、蓄電池と低減値が異なるケースはあった。
 - 低減効果が小さかった理由は、蓄電池の場合と同じ。
- 今後の課題
 - 複数の気象モデルの採用
 - 当日の複数回予測に基づき、蓄電池運転計画／時間前市場取引計画を更新

共通実証②（利益最大化）の結果の概要

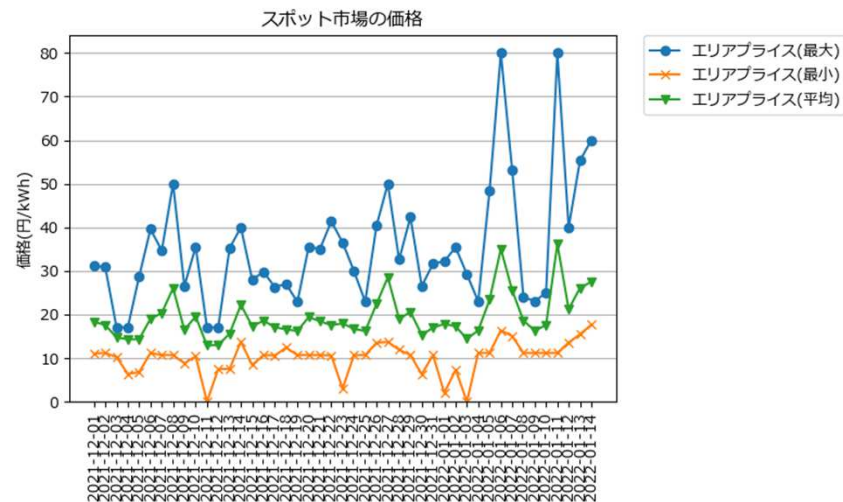
- 蓄電池のタイムシフト運転により、収入向上効果を確認できた。
 - 収入計算には、インバランス精算、プレミアム清算を考慮。^{*1}
 - 収入増加率は **5%～50%**（アグリゲーターごとに、実証に用いた蓄電池の容量や、エリアの違いあり）
 - 12月～1月は、一日における市場価格の変動が大きく、タイムシフトの効果が出やすい状況であった。
- FIT収入よりもFIP収入のほうが高い結果となった。
 - FITに比べて、数%～数十%の収入増。
 - 12月～1月の市場価格が、評価で用いたFIT単価^{*2}よりも高かったことが主要因。
- 今後の課題
 - インバランス制度変更への対応や、他季節における収益性評価の継続が必要

*1, *2: インバランス単価は速報値を使用。プレミアム単価、FIT単価は
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/023_s03_00.pdf の値を使用。

ご参考：JEPX スポット市場価格の統計値

共通実証期間のスポット市場価格の統計値

	システムプライス	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大(円/kWh)	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
最小(円/kWh)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
平均(円/kWh)	18.14	18.66	18.87	19.39	20.42	19.38	18.83	18.83	18.83	15.75
標準偏差(円/kWh)	8.27	9.22	9.28	9.19	9.24	8.33	8.06	8.06	8.06	8.62
0.01円/kWh以下のコマ数	16	4	8	3	3	3	3	3	3	114
5.00円/kWh以下のコマ数	15	16	16	12	12	12	12	12	12	44

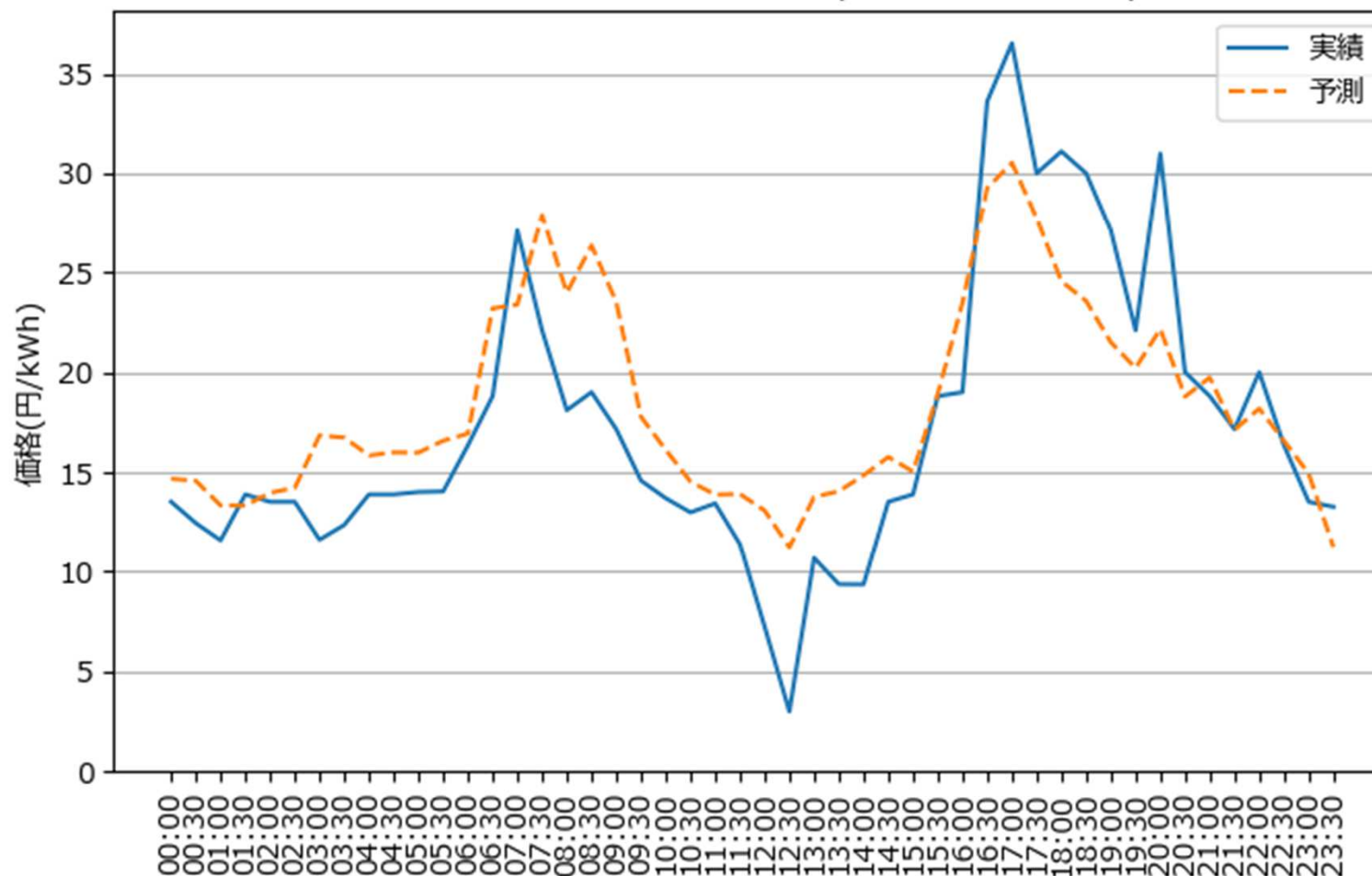


- 九州エリアは価格が安い(1円や2円)コマが他エリアよりも多い。
- 左のグラフは、東京のエリアプライスの一日の最大／最小／平均の推移。このように、一日における最大～最小の幅が20～30円/kWhの日が多かった（タイムシフトの効果が出やすい時期だった）。

ご参考：JEPX 市場価格の予測誤差

市場価格変動が大きい実証期間において、価格の高低を概ね予測できた。

スポット市場 価格予測／実績 (関西 2021-12-23)



ご参考：発電量実績データの欠損率の推移

12月第2週からは約1～3%の欠損率で推移*1



*1: 148リソースの実績で計算

データ欠損率の計算式

$$(\text{データ欠損コマ数} \div \text{総コマ数}) \times 100$$

1コマ = 30分間

総コマ数 = 148リソース × 48コマ

データ欠損の主な理由

- 機器(PCS含む)の異常
- 機器を管理するシステムの異常
- 東芝システムの異常
- ラプラス社のシステムのような、第3社システムからのデータ取得失敗

データ欠損の偏りについて

- 欠損0%のリソースは68個。また、数個のリソースは非常に高い欠損率であった。残りは、たまに欠損が発生していた。

実事業では、データ欠損が予測精度や当日のオペレーションに影響し収益を悪化させる可能性
来年度からはスマートメータ値の利用が可能になることから改めて検証を予定

共通実証③（予測精度）の結果の概要

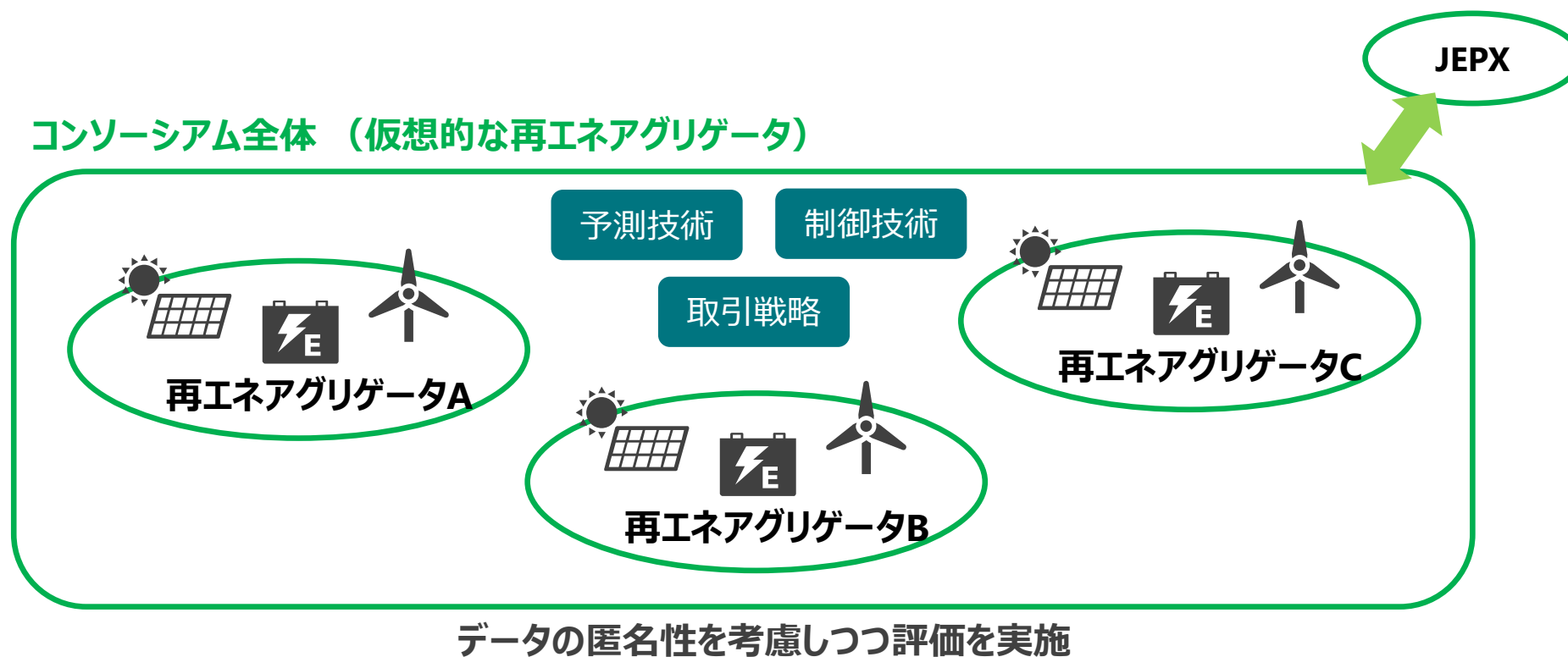
- PVの予測誤差は、日中/前日予測で**約6～11%**。日中/当日予測で**約5～9%^{*1}**。
 - ただし、積雪があったエリアにおける予測誤差は、**約10～16%**となった。
 - 前日予測と当日予測とで、改善度はたかだか1%であった（同じモデルでの比較）。
 - 予測誤差が最小となるケースが多かった予測モデルは、NKWモデルであった。（類似モデルや工学モデルの誤差が最小となるアグリゲーター & エリアもあった。）
- 風力の予測誤差は**約14～43%**。
 - PVと比べると、アグリゲーター & エリアごとに大きくばらついた。
- 今後の課題
 - 共通実証①の結果もふまえて、予測精度改善が必要。
 - アプローチとしては、複数気象モデルの採用、当日複数回予測、などがある。

*1: 各アグリゲーター & エリアごとに、予測誤差が最も小さかった予測モデルの値を参照。

コンソーシアム大での実証

コンソ大の実証実験の概要

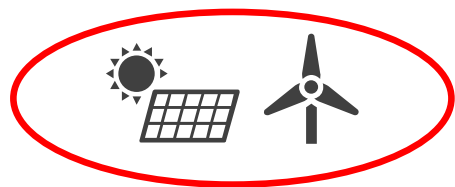
コンソーシアム全体の再エネルギーを束ねた場合の
インバランスリスク低減効果や、収益性の向上効果を定量的に検証



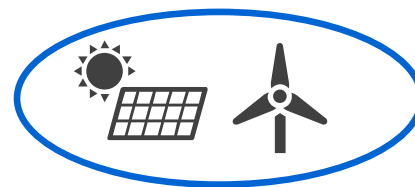
コンソ大の実証実験の方針

- 対象期間：
 - 共通実証期間と同じ期間（12月1日～1月14日）
 - 12月15日～1月14日
- 発電量の実績データを使用し、シミュレーションにより評価する。
- インバンス単価やプレミアム単価は、共通実証と同じ値を使用する。

東京エリアにおける、コンソの発電BG（例）



アグリゲータAの
東京エリアの発電リソース



アグリゲータBの
東京エリアの発電リソース

...

コンソ大の実証実験の結果のまとめ

7エリア(東北、東京、中部、北陸、関西、中国、九州)にて、複数アグリゲーター事業者のリソースを束ねて評価を実施

評価項目	共通実証期間 12/1～1/14 (102リソース)	12/15～1/14 (169リソース)
発電量 予測誤差	<ul style="list-style-type: none"> ● PV： 前日／日中で約5.9～8.4% 当日／日中で約5.5%～8.2% ● PV：積雪の影響を受けたリソースがあっても、束ねることで、誤差低減ができた。 	<ul style="list-style-type: none"> ● PV：リソースを束ねることによる誤差低減を確認した。 東京エリア（当日／日中）：4%台まで減少 ⇔全国各アグリBGの場合約5～9% ● 風力：リソースごとの予測誤差のばらつきが大きく、均し効果の有無を確認できなかった。
インバランス	<ul style="list-style-type: none"> ● リソースを束ねることによるインバランス低減効果を確認した。当日時間前市場を行うことで、インバランス量MAPEは2.4%まで低下。 ⇔各アグリBGの場合約3～5% 	<ul style="list-style-type: none"> ● リソースを束ねて、当日時間前市場を行うことで、インバランス量MAPEは1.8%まで低下(PVのみのBG) ● PVと風力を同一BGにまとめることで、インバランスコストを低減できた。
市場取引による収支	<ul style="list-style-type: none"> ● 全エリアにて収入増加を確認(約10%～36%増)。 ● 蓄電池のイニシャルコストを6万円/kWhとした場合の投資回収期間は、約11～20年。 	<ul style="list-style-type: none"> ● PVと風力を同一BGにまとめて運用することで、収支を改善できることを確認した。

共通実証期間：評価対象のエリア／リソース

- 評価対象選択の方針
 - 共通実証期間(12/1～1/14)において、発電量実績データの欠損が多いリソースは、評価対象から除外
 - 複数アグリゲータの評価対象リソースが存在しないエリアは、評価対象から除外
⇒北海道、四国、沖縄については、単一アグリのリソースしかなかったため、評価対象外とする。

評価対象のエリア／リソース一覧（全102リソース）

	リソース数	風力の有無	合計出力(kW)
東北エリア	12	あり	76,157
東京エリア	25	なし	97,706
中部エリア	5	なし	3,743
北陸エリア	11	あり	15,344
関西エリア	7	あり	67,700
中国エリア	10	なし	9,107
九州エリア	32	なし	64,276

予測精度(PVの予測誤差MAPE)

前日／日中*1で約5.9～8.4%、当日／日中で約5.5%～8.2%の予測誤差

※複数の予測モデルによる予測結果の中から、誤差が最小の結果を記載

*1: 日中 = 06:00～18:00の間

		24H	日中
東北	前日	3.429	6.857
	当日	3.260	6.520
東京	前日	3.236	6.472
	当日	2.858	5.715
中部	前日	2.955	5.911
	当日	2.746	5.491
北陸	前日	4.202	8.403
	当日	4.120	8.240
関西	前日	3.051	6.102
	当日	2.919	5.837
中国	前日	3.237	6.475
	当日	2.893	5.787
九州	前日	3.794	7.588
	当日	2.791	5.581

- 24Hの誤差(MAPE)は約2.8～4.2%、日中だと約5.5%～8.4%
- 前日／日中だと約5.9%～8.4%、当日／日中だと約5.5%～8.2%であり、前日よりも全体的に誤差が下がる。
 - 予測モデルごとに前日～当日を比較すると、誤差の低減値は1%未満。
- 東北／北陸は、積雪の影響で、予測誤差が大きくなっているリソースが存在したため、他エリアよりも誤差が大きくなっている。
 - 積雪の影響がある場合、そのリソース単体の予測誤差は約10～20%になった。別の言い方をすると、積雪の影響を受けているリソースがあっても、リソースを束ねることで、BGとしての予測誤差を6.5～8.4%まで下げられた。

インバランス回避の評価方法

- シミュレーションの設定
 - エリアに含まれる全評価対象リソースで発電BGを組成
 - 蓄電池を使う評価の場合、蓄電池数は、1つ。
 - 蓄電池の出力および容量は、発電リソースの合計出力と等しい値とした。
 - 例：発電所の出力が1MWの場合、1MW/1MWhの容量とした。
 - 充放電効率は95%とした。

蓄電池のパラメータ

	合計出力 (kW)	蓄電池出力 (kWh)	蓄電池容量 (kWh)
東北エリア	76,157	76,157	76,157
東京エリア	97,706	97,706	97,706
中部エリア	3,743	3,743	3,743
北陸エリア	15,344	15,344	15,344
関西エリア	67,700	67,700	67,700
中国エリア	9,107	9,107	9,107
九州エリア	64,276	64,276	64,276

インバランス回避の結果概要

複数リソースかつ蓄電池・当日時間前市場取引により、インバランス量MAPEを2%台まで減らせることを確認

インバランス量のMAPE

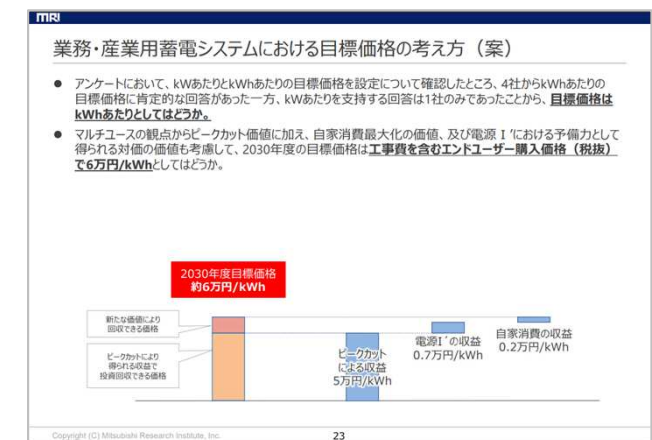
	リソース		①-2 複数リソース	①-3 複数リソース +蓄電池	①-4 複数リソース +当日時間 前市場
	数	風力の 有無			
東北	12	あり	6.560	6.338	6.172
東京	25	なし	3.281	2.969	2.421
中部	5	なし	3.232	3.150	2.743
北陸	11	あり	11.956	11.591	11.346
関西	7	あり	4.221	4.066	4.278
中国	10	なし	3.299	3.337	3.083
九州	32	なし	3.720	3.592	3.379

※①-2よりもMAPEが減っているセルを緑色、増えているセルを赤色とした。

- ①-2：PVのみでBG組成した東京、中部、中国、九州は、いずれも**3%台**となった。アグリゲーターごとの評価では、3~5%と、幅があったため、それと比べて安定している。
 - 北陸のMAPEが、東北や関西よりも大きい理由は、風力のサイト数が多いためだと考えられる。
- ①-3：各アグリゲーターの評価結果と同様、蓄電池による低減効果は**0.1~0.3%**程度。中国エリアではインバランスが増える結果となった。
- ①-4：蓄電池（①-3）と比べると、低減効果は大きかった。東京や中部では**2%台**のMAPEとなった。ただし関西エリアではインバランスが増える結果となった。
- 本評価では、蓄電池はSoCや充放電出力という制約を設けたが、時間前市場取引には売り買い量に制約を設けなかった。そのため、蓄電池よりも時間前市場のほうがインバランス低減効果が大きい結果となった。ただし、関西エリアのように、その調整力の大きさがマイナスに作用しているケースも発生した。

蓄電池による利益最大化の評価方法

- シミュレーションの設定
 - エリアに含まれる全評価対象リソースで発電BGを組成
 - 蓄電池を使う評価の場合、発電所ごとに蓄電池を1つ設定した。
 - 蓄電池の出力および容量は、発電所の出力と等しい値とした。
 - 例：発電所の出力が1MWの場合、1MW/1MWhの容量とした。
 - 充放電効率は95%とした。
- 蓄電池のインシヤルコストの投資回収
 - 蓄電池による収入増加額で、インシヤルコストの回収に要する年数を計算する。
 - 蓄電池のインシヤルコストは、6万円/kWhとした。
 - 右図の検討会の目標価格を参照。



第3回 定置用蓄電システム普及拡大検討会

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/003_04_00.pdf

蓄電池による利益最大化の結果の概要

全エリアにて、蓄電池タイムシフト運転により収入増加の結果

- 全エリアにて収入増加。約10%~36%の収入増加率となった。
- 今回の評価期間は、タイムシフトの効果が出やすい時期であったため、1年間の実データを使って同じ評価をすると、投資回収年数が増える可能性あり。

	②-1 蓄電池なし					②-2 蓄電池あり					蓄電池コスト関連			
	市場清算 (千円)	プレミアム 精算 (千円)	余剰イン バラ清算 (千円)	不足イン バラ精算 (千円)	収支(千 円)	市場清算 (千円)	プレミアム 精算 (千円)	余剰イン バラ清算 (千円)	不足イン バラ精算 (千円)	収支(千 円)	収入増加 率(%)	蓄電池の合 計容量 (kWh)	蓄電池イニ シャルコスト (千円)	投資回収 年数 ^{*1}
東北	195,369	96,392	54,405	53,136	293,031	230,025	96,392	59,578	64,637	321,358	109.7	76,157	4,569,414	20
東京	258,466	62,145	9,409	63,465	266,554	300,176	62,145	12,860	64,579	310,602	116.5	97,706	5,862,378	17
中部	8,592	2,505	841	1,746	10,193	10,383	2,505	957	1,864	11,981	117.5	3,743	224,580	16
北陸	63,853	38,724	25,309	13,992	113,893	72,727	38,724	26,340	17,746	120,045	105.4	15,344	920,664	19
関西	172,111	70,206	31,703	29,924	244,096	210,943	70,206	36,548	35,948	281,749	115.4	67,700	4,062,000	13
中国	19,361	5,152	1,621	4,339	21,796	24,972	5,152	2,087	5,723	26,489	121.5	9,107	546,420	15
九州	94,457	56,772	9,831	38,962	122,097	145,569	56,772	12,600	49,084	165,858	135.8	64,276	3,856,566	11

*1: 今回の評価期間は約1.5か月であるため、1年間で8倍の収入増になるとみなして、投資回収年数を計算。

12/15～1/14：評価対象のエリア／リソース

- 評価対象選択の方針
 - なるべく多くのリソースで評価できる期間として、12/15～1/14（約一か月）を選択
 - 複数アグリゲータの評価対象リソースが存在しないエリアは、評価対象から除外
⇒北海道、四国、沖縄については、単一アグリゲーターのリソースしかなかったため、評価対象外とする。

評価対象のエリア／リソース一覧（全169リソース）

	リソース数	風力の有無	合計出力(kW)
東北エリア	28	あり	102,257
東京エリア	36	なし	128,706
中部エリア	35	あり	68,743
北陸エリア	12	あり	22,824
関西エリア	7	あり	67,700
中国エリア	18	なし	18,067
九州エリア	33	あり	80,276

予測精度の評価方法

- 選択した評価対象リソースを上限として、発電BGに含めるリソース数を変化させて、誤差の推移を評価
 - 複数のアグリゲータのリソースが含まれる状態は維持

BGサイズとPVリソース数*1

BGサイズ	XS	S	M	L	XL
東北エリア	8	11	16	—	—
東京エリア	5	9	18	24	35
中部エリア	3	5	—	—	—
北陸エリア	4	7	—	—	—
関西エリア	3	6	—	—	—
中国エリア	4	9	18	—	—
九州エリア	8	12	16	24	32

BGサイズと風力リソース数*1

BGサイズ	XS	S
東北エリア	6	12
北陸エリア	3	5

*1: データの匿名性を考慮し、なるべく多くのアグリゲータのリソースが含まれるようにリソースを選択した。また、少なくとも2段階のサイズで評価できるようにリソースを選択した。そのため、同じサイズのBGでも、エリアごとにリソース数が異なっている。

予測精度 (PVの予測誤差：日中／統合モデル)

BGのリース数が増えることで予測誤差(MAPE)が減少する傾向を確認

BGサイズ		XS	S	M	L	XL
東北	前日	9.958	8.469	8.354	—	—
	当日	9.442	7.981	7.874	—	—
東京	前日	7.441	7.195	6.038	5.947	4.960
	当日	7.042	6.797	5.662	5.692	4.742
北陸	前日	9.179	9.581	—	—	—
	当日	8.847	9.263	—	—	—
中部	前日	7.173	5.011	—	—	—
	当日	7.002	5.084	—	—	—
関西	前日	8.600	6.158	—	—	—
	当日	8.765	6.043	—	—	—
中国	前日	8.237	6.831	6.521	—	—
	当日	8.133	6.973	6.469	—	—
九州	前日	8.832	8.659	8.751	8.226	8.142
	当日	8.484	8.289	8.346	7.826	7.748

※サイズが大きくなることでMAPEが減ったセルを緑色、増えたセルを赤色とした。

- BGサイズが大きくなることで、前日予測／当日予測の両方の誤差が減少する傾向を確認できた。
- 北陸Sは、他エリアと比べて、予測誤差が大きくなっている。これは、BGサイズSで追加した3リソースのうち、2リソースの予測誤差(統合モデル)が、サイズXSにおけるリソース群の予測誤差を1%以上、上回っていたため。
 - 北陸エリアのリソース群は積雪の影響があり、リソースごとの予測誤差(統合モデル)のばらつきが大きかった。
 - 類似モデルの予測誤差は、サイズXS→Sになることで減少していた。これは、類似モデルによる積雪時の発電量予測精度が高かったためである。

共通実証：①各実証項目ごとの実証結果とそこから得られた成果

予測精度 (風力の予測誤差：統合モデル)

PVと比べてリソースごとの予測誤差のばらつきが大きいいため、均し効果が見えづらい。

BGサイズ		XS	S
東北	前日	25.600	26.580
	当日	26.259	27.105
北陸	前日	29.179	23.521
	当日	29.512	23.524

※サイズが大きくなることでMAPEが減ったセルを緑色、増えたセルを赤色とした。

- 東北エリアでは、BGサイズを大きくすることで予測誤差が約1%大きくなった。一方、北陸エリアでは予測誤差が約6%小さくなった。
- 東北エリアでは、統合モデルに限らず、全ての予測モデルにおいて予測誤差が大きくなった。これは、新たに追加された風力リソースの予測誤差が大きかったためである。
- リソースごとの予測誤差のばらつきが大きく、リソースを束ねることによる均し効果があったとしても分からない状態だと考える。まずは風力予測の精度自体を向上させることが重要。
 - 一日に複数回の予測を行う、風速や風向などのデータも考慮して予測を行う、などの工夫により、予測精度を改善する。

インバランス量の評価方法

- 選択した評価対象リソースを上限として、発電BGに含めるリソース数を変化させてインバランスの推移を評価
 - 複数のアグリゲータのリソースが含まれる状態は維持

**BGサイズとPVリソース数
(予測精度の評価時と同じ) *1**

BGサイズ	XS	S	M	L	XL
東北エリア	8	11	16	—	—
東京エリア	5	9	18	24	35
中部エリア	3	5	—	—	—
北陸エリア	4	7	—	—	—
関西エリア	3	6	—	—	—
中国エリア	4	9	18	—	—
九州エリア	8	12	16	24	32

**BGサイズと風力リソース数
(予測精度の評価時と同じ) *1**

BGサイズ	XS	S
東北エリア	6	12
北陸エリア	3	5

*1: データの匿名性を考慮し、なるべく多くのアグリゲータのリソースが含まれるようにリソースを選択した。また、少なくとも2段階のサイズで評価できるようにリソースを選択した。そのため、同じサイズのBGでも、エリアごとにリソース数が異なっている。

共通実証：①各実証項目ごとの実証結果とそこから得られた成果

インバランス量のMAPE (PV)

リソース数を増やし、当日時間前市場取引を行うことで、約1.8%まで低下

	①-2 XS	①-2 S	①-2 M	①-2 L	①-2 XL	①-4 最大サイズ +当日時間 前
東北	4.948	4.213	4.157	—	—	3.390
東京	3.676	3.562	2.990	2.958	2.470	1.823
中部	3.617	2.324	—	—	—	2.180
北陸	4.420	4.650	—	—	—	4.363
関西	4.198	3.079	—	—	—	3.106
中国	4.003	3.439	3.277	—	—	2.879
九州	4.394	4.313	4.362	4.102	4.060	3.515

- ①-2の結果は、前日予測(統合モデル)の誤差(24H計算)とほぼ同じ。
- そのため、予測誤差の減少傾向と同様に、BGサイズを大きくすることで、インバランスMAPEも減少傾向を示した。
- ①-4：関西エリア以外は、当日時間前市場取引により、インバランスMAPEを削減。東京エリアは**1.8%**まで低下。

※サイズが大きくなることでMAPEが減ったセルを緑色、増えたセルを赤色とした。

インバンス量のMAPE (風力)

蓄電池・当日時間前市場によるインバンス低減を実現するためには予測精度向上が必須

インバンスMAPE (%)

	①-2 XS	①-2 S	①-4 最大サイズ+ 当日時間前
東北	25.694	26.641	27.989
北陸	29.487	23.696	24.595

※サイズが大きくなることでMAPEが減ったセルを緑色、増えたセルを赤色とした。

- 左表の①-2の値は、前日予測(統合モデル)の誤差とほぼ同じ。
- 風力予測の場合は、PV予測よりも予測誤差のばらつきが大きい。そのため、今回の評価では、当日時間前市場取引を行うことで、インバンスが増える結果となった。
- 風力予測の精度の向上が必要。

PV & 風力のBG組成に関する評価方法

- PVと風力を同一BGにまとめて運用した場合と、PVのみ／風力のみで2つのBGを運用した場合とで、インバランスコストや収支を比較する。
 - インバランスコストとは、「市場で売買できていた場合に比べて、損した金額」。正值は「損した金額」であり、負値は「得した金額」を表す。具体的な計算式は以下。

$$\text{（エリアプライス－余剰インバランス料金）} \times \text{余剰インバランス量} + \text{（不足インバランス料金－エリアプライス）} \times \text{不足インバランス量}$$

- 評価対象エリアは、東北、中部、北陸、関西、九州の5エリア。（東京と中国はPVのみ）
- BGのサイズは、最大サイズとする(評価に使える全リソースで構成する)。

PV & 風力のBG組成：インバランスコスト

PVと風力を同一BGに含めることで、インバランスコスト*1は下がった

- **東北、関西、九州**：PVと風力を同一BGとすることで、インバランスコストは減った。
- **中部、北陸**：PVと風力を同一BGとすることで、インバランスコストは減った。（「不足インバランス単価 > エリアプライス」が成立している確率が、中部は54%、北陸は63%と、他のエリアよりも低かった。そのため、PVと風力を同一BGとした場合のインバランスコストは負となった。）

インバランスコスト(単位は千円)

	A: PV&風力BG	B: PV BG (PVのみ)	C: 風力BG (風力の み)	D: B+C	E: インバランスコスト の差D-A*2
東北	8,747	8,474	2,531	11,006	2,258
中部	-4,963	269	-5,203	-4,933	29
北陸	-5,564	384	-5,806	-5,422	142
関西	2,576	3,856	-1,064	2,791	215
九州	3,994	12,475	-8,120	4,355	361

*1: 「市場で売買できていた場合に比べて、損した金額」を表す。値が大きいほど、収支としてはマイナスになる。負の値は、収支としてプラスとなる。計算式は以下。

$$(\text{エリアプライス} - \text{余剰インバランス料金}) \times \text{余剰インバランス量} + (\text{不足インバランス料金} - \text{エリアプライス}) \times \text{不足インバランス量}$$

*2: 正であれば、PV&風力を同一BGで運用することで、インバランスコストが下がったということ。

PV & 風力のBG組成：収支

PVと風力を同一BGに含めることで、4エリアで収支が改善した。

- 収支が改善したエリア（東北、北陸、関西、九州）では、同一BGにまとめることで、個別に運用する場合と比べて、不足インバランス精算の値が減った。それが収支改善に寄与している。
- 中部エリアは収支が悪化した。中部エリアは、他のエリアに比べて、PVに対して風力の数／発電出力が大きい。そのため、まとめて運用しても不足インバランス精算の値があまり減らなかった。

収支(単位は千円)

	A: PV&風力BG	B: PV BG (PVのみ)	C: 風力BG (風力のみ)	D: B+C	E: 収支の差 A-D ^{*2}
東北	450,287	38,569	409,445	448,014	2,273
中部	698,253	7,169	691,131	698,300	-47
北陸	177,268	5,856	171,226	177,082	186
関西	180,454	94,377	85,838	180,215	239
九州	190,387	74,412	115,452	189,864	523

*2: 正であれば、PV/風力をまとめて運用したほうが収支が改善したということ。

共通実証：①各実証項目ごとの実証結果とそこから得られた成果

補足情報：インバランス単価とエリアプライスの関係

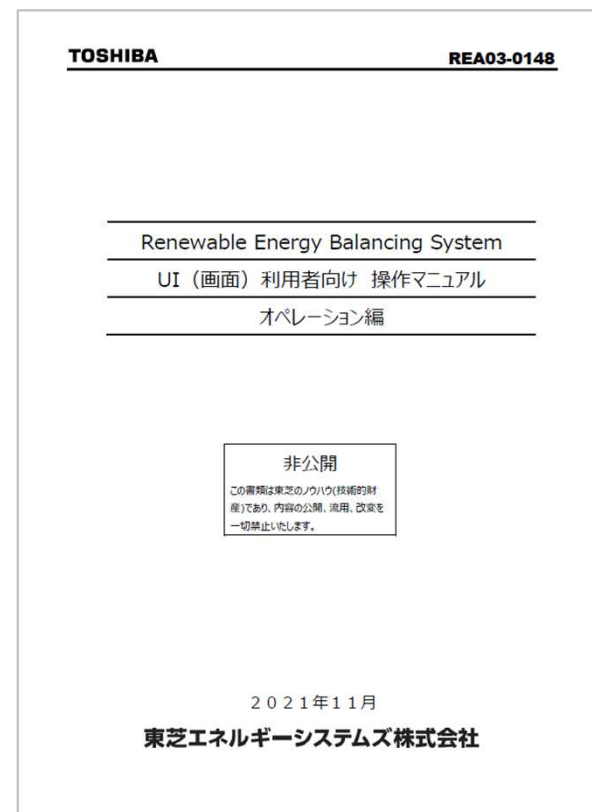
	余剰インバラ単価 ＜エリアプライス の成立コマ数	余剰インバラ単価 ＜エリアプライス の成立確率(%)	余剰インバラ単価 ＜エリアプライス の非成立確率 (%)	不足インバラ単価 ＞エリアプライス の成立コマ数	不足インバラ単価 ＞エリアプライス の成立確率(%)	不足インバラ単価 ＞エリアプライス の非成立確率 (%)
北海道	953	64.05	35.95	1199	80.58	19.42
東北	869	58.40	41.60	1038	69.76	30.24
東京	890	59.81	40.19	1027	69.02	30.98
中部	997	67.00	33.00	808	54.30	45.70
北陸	854	57.39	42.61	951	63.91	36.09
関西	854	57.39	42.61	951	63.91	36.09
中国	854	57.39	42.61	951	63.91	36.09
四国	532	35.75	64.25	632	42.47	57.53
九州	338	22.72	77.28	1351	90.79	9.21

※ 12/15～1/14で集計

③実証の遂行にあたっての他のアグリゲーターとの連携状況

全体会議等を通じて実証内容を共有／相談

- コンソーシアムの全体会議を4回開催し、共通実証の内容、評価指標、スケジュールを共有し、相談、決定した。実証結果の共有も行った。
- 共通実証開始前に、再エネBGシステムの説明会を開催。説明書等を作成、配布。



④ 今後に向けた課題とその解決策・対応方針

予測精度向上と、制御可能リソースの有効活用に向けた技術開発が必要

- **課題**：発電量予測精度の向上

- PV：積雪時や、日中の天候変化時に誤差が増えた。
- 風力：PVと比べて誤差の絶対値やばらつきが大きかった。

解決策：一日に複数回の予測を行うことや、異なる気象モデルを使うことで、予測精度の向上を図る。

- **課題**：制御可能リソースの有効活用

- 一日一度の発電量予測では、インバランスの余剰・不足の予測精度が低く、蓄電池を有効活用しきれなかった。
- ゲートクローズ(GC)後のリソース制御を実機で実施できなかった。

解決策：当日の複数回予測の結果に応じて、蓄電池の運転計画を更新する。GC後のリソース制御の実証を行う。

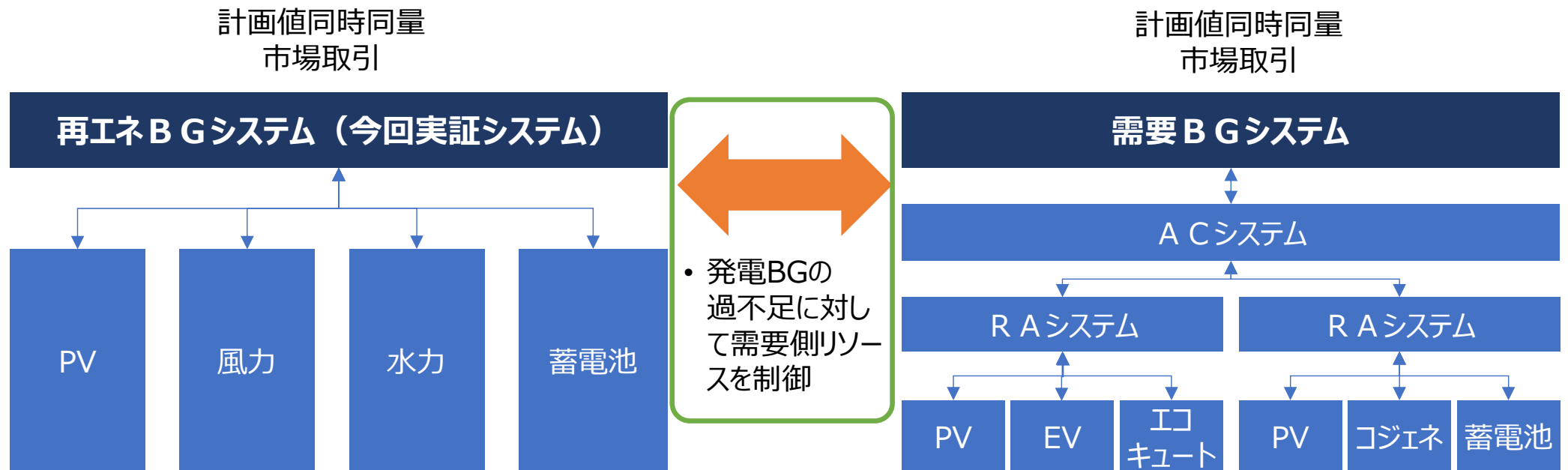
04

実証概要（独自実証）

発電BG～需要BG連携：概要

需要BG連携WGを組成し、WGメンバとユースケースを議論

発電BGのインバランスに対して、需要BGと連携したデマンドレスポンスによる抑制をすることについて、制度面、運用面、技術面および経済性を評価する。



発電BG～需要BG連携：ユースケース(UC)の実現可能性検証

実現可能性が高い再エネ発電BGのインバランス回避を目的としたDRのユースケースについて検討する。

ユースケース	実現可能性	実現可能性評価の根拠
再エネ発電BGのインバランス回避を目的としたDR	○	<ul style="list-style-type: none"> 需要BGの目線では、三次調整力②市場（前日12～14時に開場され、前日15時に約定処理）と並行して、再エネ発電BGのインバランス回避を目的としたDR提供オプションが存在する、とみなせるようなサービスとして位置づけ。 電源 I 'に参加しており、かつ三次調整力②への参加が困難なリソース等が、再エネBGと連携する主なDR提供リソースとして想定される。
需給バランス要因の出力抑制回避UC	×	<ul style="list-style-type: none"> 送配電による出力抑制指令後に、抑制回避が可能な仕組みは不整合を発生させるおそれがある。一般送配電事業者が出力抑制指令後に抑制指令量と相殺可能な量の上げDRを小売が適切に確保できているかを確認する手続きも必要となり、煩雑性の観点から現実性が低い。 ERAB検討会における上げDRに関する議論では、上げDRに伴う再エネ出力制御回避に伴って、FIT買取費用が増加し、最終的に再エネ賦課金を支払う国民の負担の増加となる懸念が指摘された。
系統混雑要因の出力抑制回避UC	△	<ul style="list-style-type: none"> 系統混雑要因の出力抑制指令の実施タイミングは3回あり、上げDR時の混雑予想に上げDRの確保量を反映可能であるとするならば、UCを実現できる可能性はある。 本UCの高度化に向けては、系統混雑情報のよりリアルタイムな提供が必要。しかしながら、現状では系統混雑情報のリアルタイム公開はなされておらず、事後的に公表される情報を活用したUCの実施には検討が必要。
需要BGのインバランス回避を目的とした発電計画の修正	△	<ul style="list-style-type: none"> 現時点では、需要側BGの予測インバランスに匹敵するだけの調整力を発電BG側で調達することが困難な可能性があり、本UCの現実性は相対的に低い。 ドイツでは時間前市場の流動性が十分あるために、時間前市場での調整が容易。日本でも今後、時間前市場の活性化が図られることにより、発電BGとの連携よりも、小売BGの時間前市場での売買による調整がより容易になると想定される。

発電BG～需要BG連携：ユースケース実現に向けた課題と解決策の検討結果

- **ユースケースA：需要家側DRを活用する場合のリソースや報酬**
 - インバランス回避に活用するリソースに要求されるスペック
 - 30分単位で調整できること。応動時間は45分～1時間。
 - リソースの例：蓄電池、自家発電設備、産業用設備、プロセス型（生産調整）設備
 - 三次調整力②や電源 I' のリソースの併用は可能かどうか
 - 三次調整力②：他市場への入札余力分や、非約定分を活用可能
 - 電源 I'：厳気象期の契約電力以外の余力分、端境期の契約電力の一部を活用可能
 - 運用業務が煩雑化する可能性があるため、考慮が必要。
 - インバランス回避のリソースの報酬の適正な価格
 - 他の用途にリソースを活用した場合に得られる収入が、目安となる。

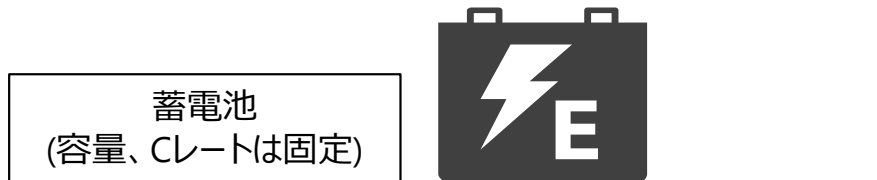
リソース活用先	収入目安（参考値）
電源I'	供出期間を通じて3300円/kW（22年度向け平均・東北）、4600円/kW（同・東京）
需給調整市場三次②	0.1～10.0円/kW/30分 （21/4-21/11の全取引平均で2.3円、9:00コマの東北平均では1.7円）
JEPXスポット	21年度の東北エリアプライスの全コマ平均で10円/kWh程度

発電BG～需要BG連携：ユースケース実現に向けた課題と解決策の検討結果

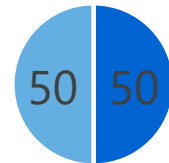
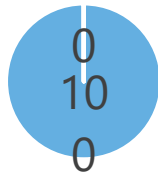
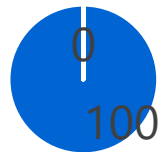
- **ユースケースB：需要家側DRのリソースとしてEVを活用する場合**
 - インバランス回避に必要な車両台数の確保
 - 発電量予測の誤差、EV充放電出力などを考慮して、必要な車両台数の見積が必要
 - 実需給断面でEVが充放電設備に接続されているかが不確実
 - EV充放電設備やEV管理システムの普及にあわせた、接続状況の管理／予測精度向上が重要
- **ユースケースC：風力発電のインバランス回避に対応するDR**
 - 風力発電の特徴
 - 風力発電の発電出力予測は気象庁予報データ、風力発電所情報（設備容量等）、風車情報を利用
 - 気象データに基づく予測では、スポット市場入札時点では誤差はあり、GC直前で急速に精度が高まる。
 - 風力発電は24時間発電する（インバランスが発生する）可能性がある。
 - 風力発電のインバランス回避向けのリソースについて
 - 実需給断面に近くなるとDR可否判断が難しいリソースを束ねて連携できるとよい。

蓄電池のマルチユース：評価方針

蓄電池マルチユース（インバランス回避/タイムシフト）による収益変化を評価



蓄電池の運転計画に使用する容量を変更



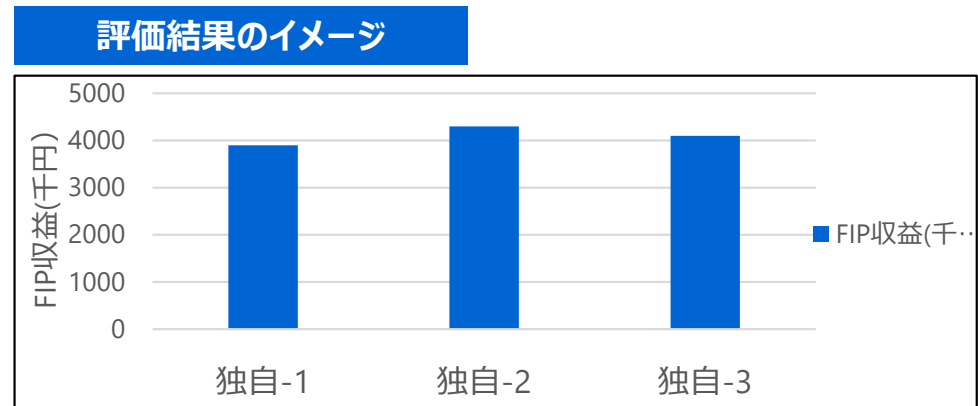
- インバランス回避(%)
- インバランス回避(%)
- インバランス回避(%)
- タイムシフト (%)
- タイムシフト (%)
- タイムシフト (%)

独自-1
(シングルユース)

独自-2
(シングルユース)

独自-3
(マルチユース)

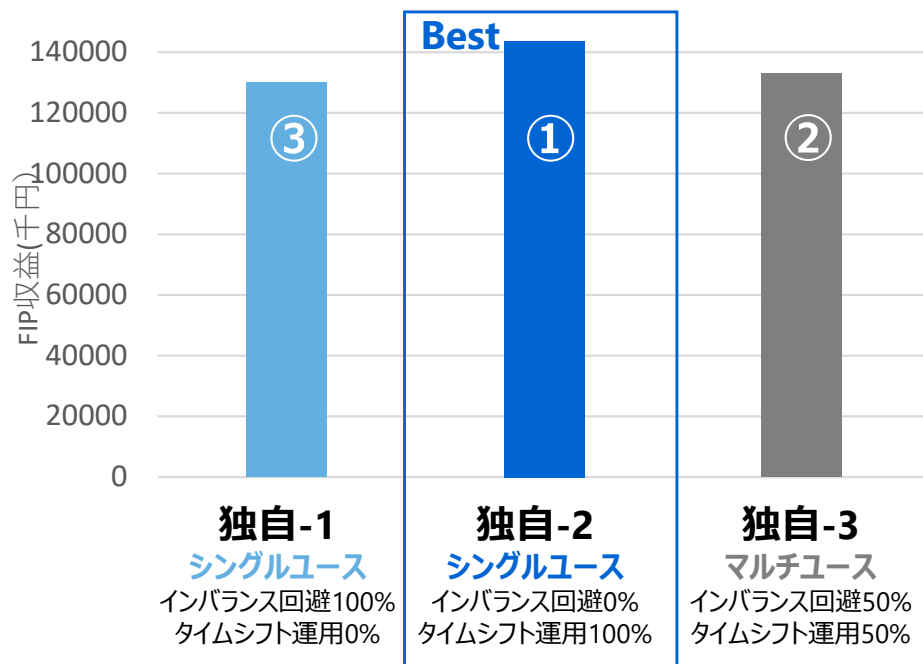
評価パターン			
分類	発電BG	インバランス回避	タイムシフト
独自-1	エリア全体で組成	100%	0%
独自-2	エリア全体で組成	0%	100%
独自-3	エリア全体で組成	50%	50%



蓄電池のマルチユース：評価結果

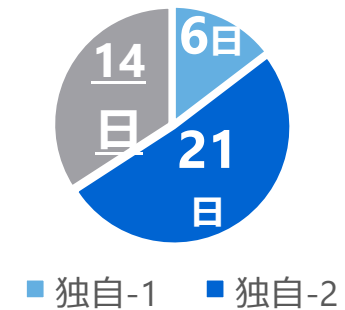
評価期間のトータルの収益では、シングルユース（タイムシフト運用100%）が最も収益性が高い結果となった。日ごとの運用別収益性を比較し、マルチユースの方がシングルユースよりも収益性が向上した日があることも確認。

実証期間（12/5~1/14）の収益の合算



日ごとの収益を計算
最も収益が高かった
日数を集計

最も収益が高かった日数の内数



収益性評価：FIT/FIP収益比較

【前提条件1】

- 対象データ： 某PV発電所（東京電力管内）PV 8MW程度（PCS出力定格）
- 対象期間： 19年度〔平年並〕、20年度〔高騰期〕、21年度〔平年並〕（2022年1月以降は2019年の実績を使用）
※2021年度の市場価格単価、インバランス単価は全て2019年度の実績を使用
- 発電量予測モデル： 統合モデル（工学モデル、工学AIモデル、類似日検索モデル）
- 予測タイミング： 前日の7時に予測を行い計画を作成
- 当日運用： 当日予測に基づく時間前市場取引、蓄電池制御などのインバランス回避策は考慮していない
- FIT、FIP基準価格： 10円
- バランシングコスト： 全期間において1円を適用
- 保険料： 項目のみ記載し、今回は保険料をおよび補償効果は考慮していない
- 間接費用： 運用業務、システム費用等を概算で仮定
- アグリゲーターのビジネスモデル： 再エネを調整前参照価格で調達し、市場取引で売電
※相対販売モデルは考慮していない

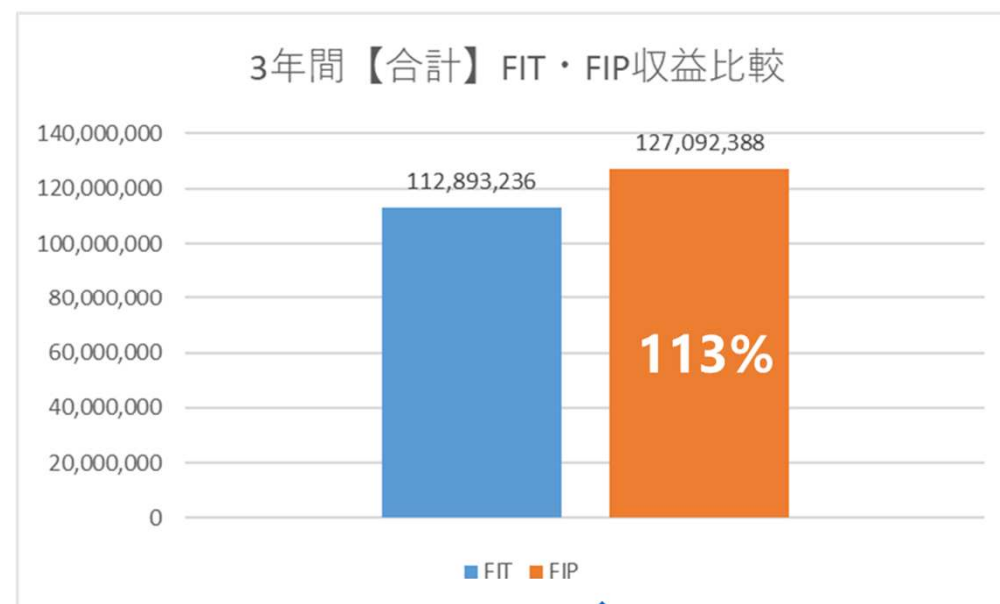
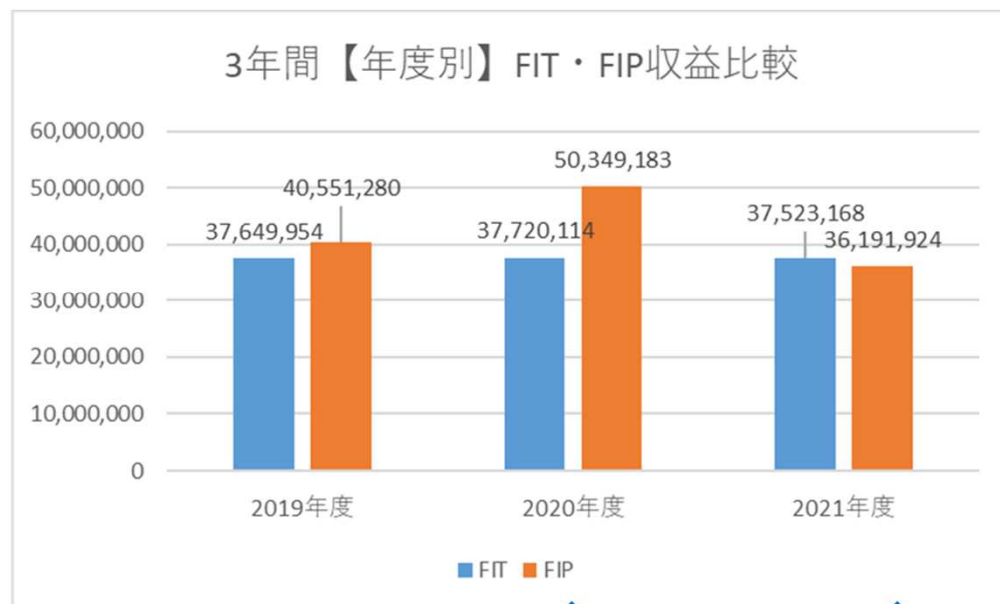
収益性評価：3年間における収益比較

市場高騰を含む3カ年合計の比較で、収益性はFIPの方が高いことを確認

対象データ： 某PV発電所（東京電力管内）PV 8MW程度（PCS出力定格）

対象期間： 19年度 [平年並]、20年度 [高騰期]、21年度 [平年並]（2022年1月以降は2019年の実績を使用）

※2021年度の市場価格単価、インバランス単価は全て2019年度の実績を使用



FIP価格：10円
 バランシングコスト：1円

2021年1月
 市場高騰により
 収益増大

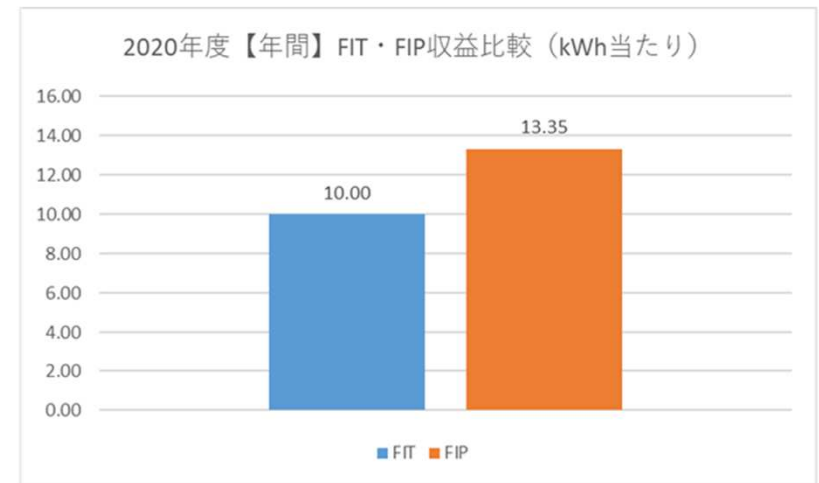
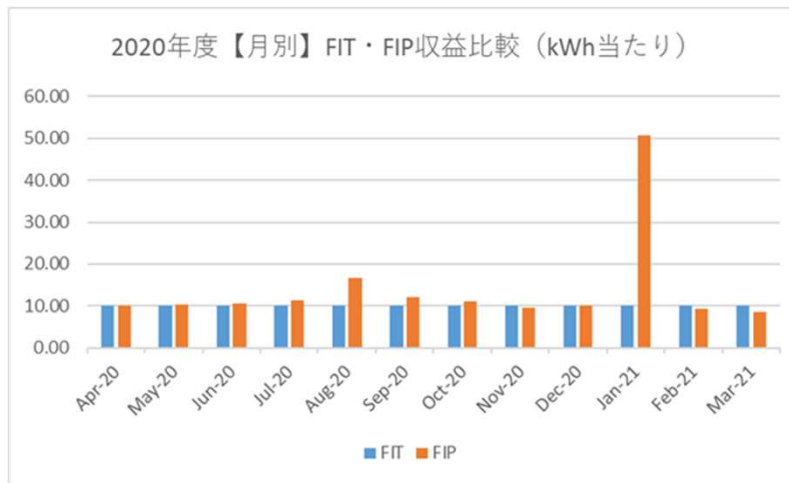
翌年度は
 反動でFITよりも
 収益性がダウン

3年間合計では
 FIPの収益が
 上回る結果

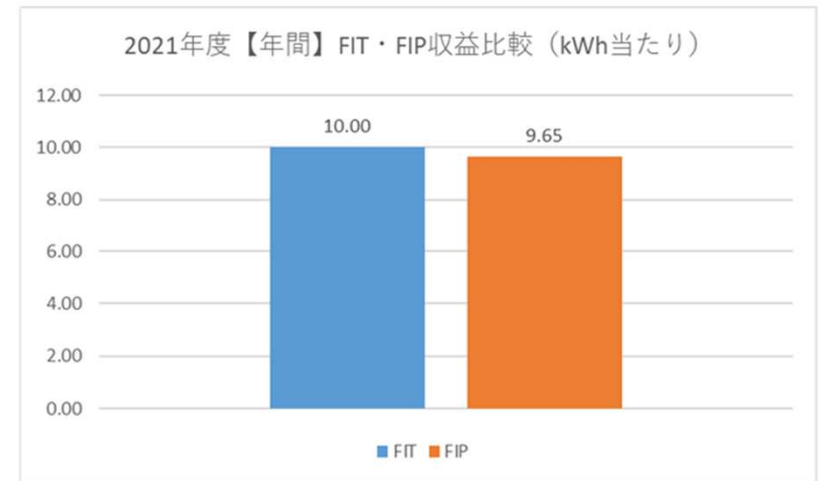
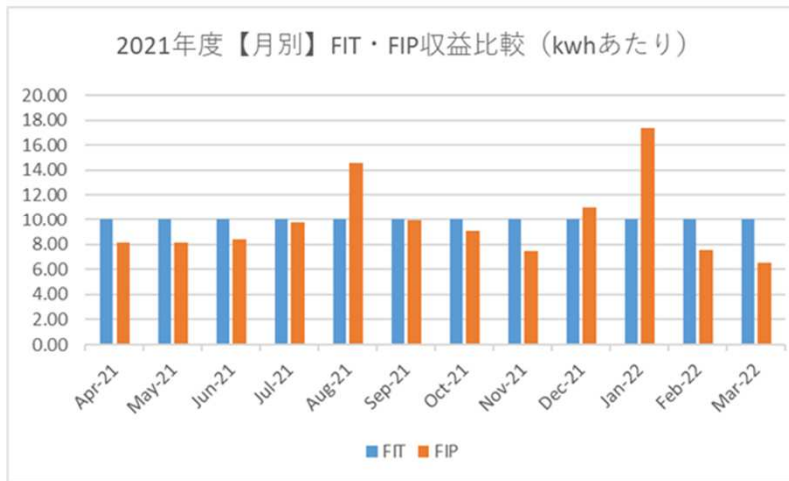
収益性評価：市場高騰年度と翌年度におけるkWh当たりの収益比較

市場高騰時におけるFIPの収益性は高いが、翌年度に反動が出る

2020年度



2021年度

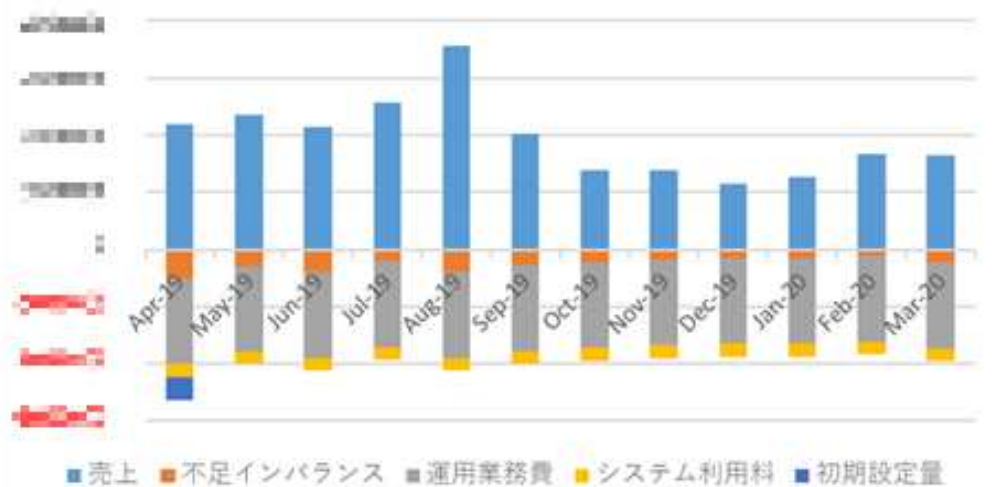


市場高騰翌年度は参照市場価格が高く、プレミアムが減り収益性が悪化

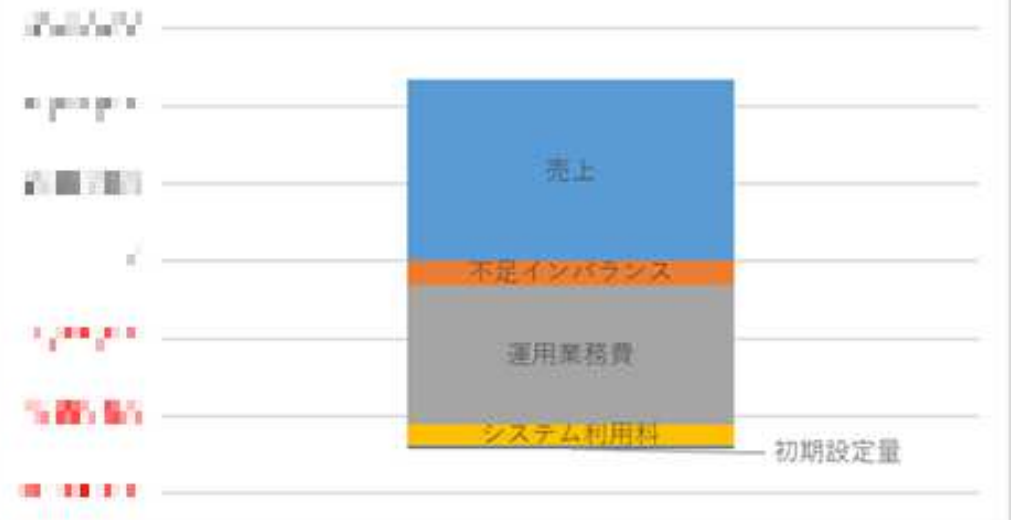
収益性評価：FIPにおける間接費用を含めた収益性と課題

F I P の場合、計画値同時同量に必要なシステムや運用体制を抱える必要があり、規模の小さい発電事業者では、これらの間接費用を自前で負担することは厳しい。アウトソース先としてのアグリゲーターの必要性が高い。

2019年度【月別】FIP損益構成

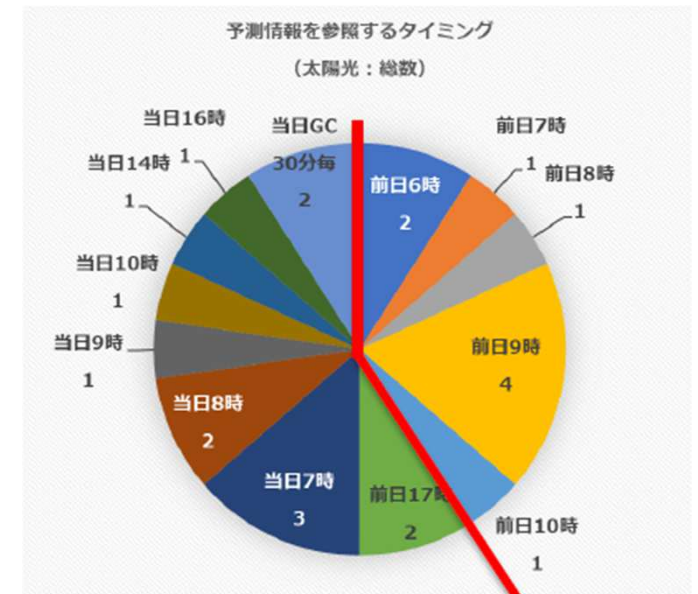


2019年度【年間】FIP損益構成



予測WG：活動概要および成果

- 活動目標
 - 発電量予測技術の高度化に向けて、現状の予測技術の特徴や、課題を整理する。
- 活動内容
 - 会議／アンケート／ヒアリング等で情報共有や意見交換を実施した。
- 予測技術の現状
 - 予測手法：「気象モデル」もしくは「気象モデルと機械学習の組み合わせ」といった予測手法を使用するものが多い。
 - 予測の更新間隔：1日に1回～1時間に1回。
 - 予測結果の参照タイミング：前日6時～前日10時。当日予測は、実需給1時間前まで計画修正が可能という制度を踏まえ、様々な時間に参照されている（右図）。
 - 発電量データの取得タイミング：用途により異なる。当日予測であればリアルタイムに取得したデータ。AI学習用であれば過去1年分をまとめて取得する、など。
- 課題
 - 発電量予測に基づき発電計画を作成した場合のインバランス量の把握
 - 複数の発電所を束ねることにより、インバランスリスクがどの程度低減されるのかの把握
 - 発電量データの取得にかかる投資コスト



保険WG：背景と目的

背景

- 2022年4月から開始されるF I P制度において、アグリゲーター、発電事業者（以下、発電事業者等）は、従来のF I T制度で免除されていたインバランリスクを負担することになる。
- インバランリスクは、不可避免的に発生するものであり、発電計画値と実績値に大きく過不足が発生した場合は、発電事業者等の財務状況が悪化することで、安定的な収益を確保できないリスクがある。

目的

- 発電事業者等の安定的な収益の確保ならびにバンクビリティの向上に資する**インバランリスクを補償する保険を開発・提供**することを目指す。

保険WG：活動内容

◆ 実施体制

事業者	保険WGにおける役割
保険WGメンバー (アグリゲーター、実証協力者)	<ul style="list-style-type: none"> ・説明会、アンケートを通じた保険開発に向けてのアドバイス ・共通実証データ、過去の発電・予測データのご提供
三井住友海上火災保険	<ul style="list-style-type: none"> ・保険WGメンバーのアドバイスの集約ならびに結果のフィードバック ・共通実証データ等からのインバランリスクの計量化、予測技術の検証など ・保険条件の決定、保険料算出に必要な情報の整理などの保険開発プロセスの実施

◆ 保険WG活動日

活動日	内容
2021年10月28日	インバランリスク、保険設計、保険WGのご説明
2021年12月8日	1回目アンケート集計結果と東芝様の保険モデルの提示
2022年1月19日	2回目アンケート集計結果と保険の役割・効能のご説明
2022年2月	共通実証データ等のご提出
2022年3月3日	3回目アンケート集計結果のご報告

保険WG：成果内容

項目	内容
1. 保険開発可否	<p>インバンスリスクを補償する保険商品の開発を検討。 具体的には、発電量実績値が発電量計画値に対して超過または不足したことにより発生する、不足インバンスコストならびに余剰インバンスによって喪失する売電収益を補償する保険商品のモデルを開発した。</p>
2. 保険商品概要	<p>①保険契約者②被保険者③補償事由④補償内容⑤保険金計算方法 ⑥支払限度額⑦免責金額⑧縮小支払割合⑨免責事由⑩損害認識時期 など</p>
3. 保険料の算出に必要な主な情報	<p>①保険契約者、被保険者の情報（属性など） ②発電に関する基本情報 ・アグリゲーター、構成員となる発電事業者の発電設備の概要など ③発電・計画データ ・発電計画値、実績値のデータなど ④発電計画値策定のプロセス ・予測値算出から発電計画値策定までのプロセスなど。 ⑤予測ベンダーの情報 ⑥アグリゲーターと発電事業者との契約内容</p> <p style="text-align: right;">など</p>

ドイツワークショップ： 制度におけるドイツと日本の差異

	ドイツ	日本
特性	欧州各国と接続。ドイツとしては一つの卸価格。	島国。管区同士が連携。
FIPにおける非化石価値	発電事業者に残らない	発電事業者に残り、自身で販売可能
FIPにおける市場参照価格	当該月の電源別取引単価加重平均	前年度年間電源別市場価格平均に対して当該月(昨年)と当該月(当年)の差分を反映
同時同量	卸取引、他BRPとの相対は実質的に計画値同時同量 (発電・需要でBGが分かれていない)	発電BG・需要BGそれぞれにおける計画値同時同量
卸市場システム	前日：入札1回(1時間コマ、前日12時) 時間前：入札1回(15分コマ、前日15時) ザラ場(15分コマ)	前日：入札1回(30分コマ、前日10時) 時間前：ザラ場(30分コマ)
需給調整市場応札期限	1次：前日午前8時(4時間コマ) 2次：前日午前9時(4時間コマ) 3次：前日午前10時(4時間コマ)	1次：前週火曜14時 2次：前週火曜14時 3次：前週火曜14時 (3次①)
調整可能リソース	メイン：火力、水力、非常用電源、バイオガス等々 将来：蓄電池(一次は既にメイン)、水素、VRE	メイン：ガス、石炭、揚水等々 将来：？
需給調整市場の計測点	機器点 (卸市場は受電点)	受電点
卸市場ネガティブ価格	有り	無し
時間前市場ゲートクローズ前の取引可能時間	5分前まで	1時間前まで
需給調整市場におけるDERアグリゲーション	発電側・需要側共に可能 (1～3次)	ポジワットアグリゲーションは不可、需要側は可

05

サイバーセキュリティ対策の実施結果

今年度の事業期間に実施した具体的な取り組み内容、顕在化した課題と対策方針 等

今年度の事業期間に実施した具体的な取り組み内容

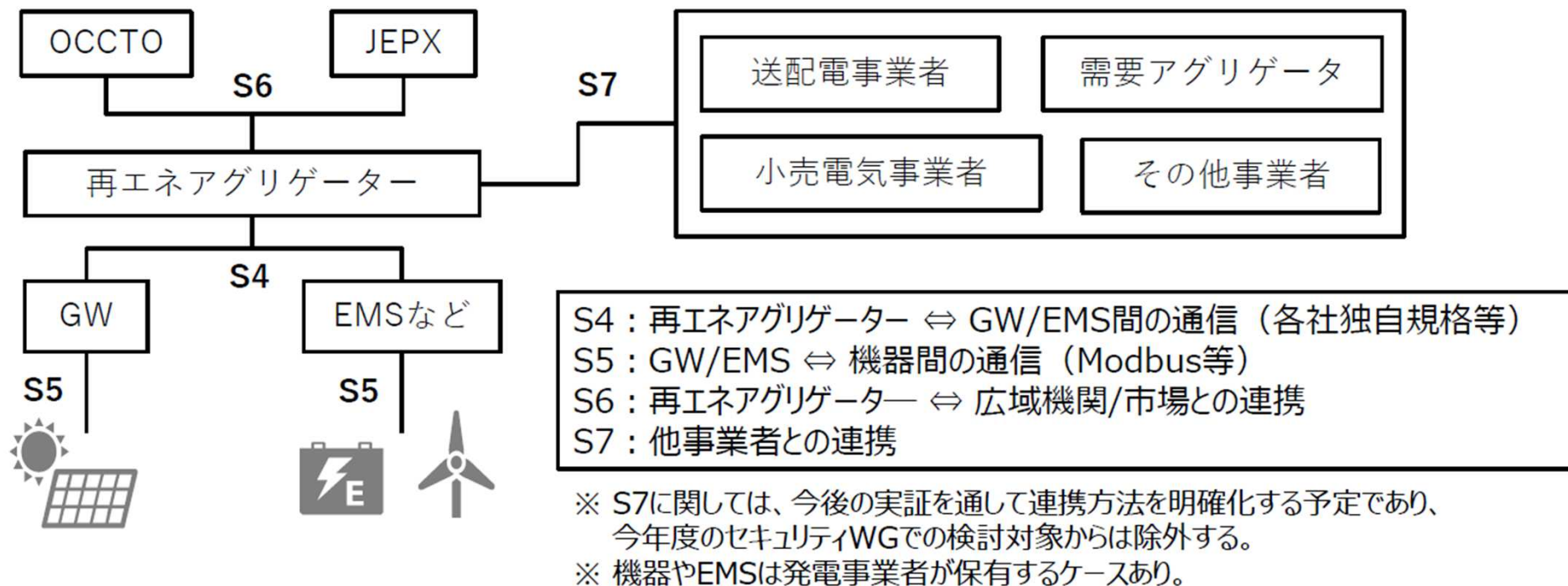
- セキュリティWGの活動として、再エネアグリゲーションシステムを中心としたシステム構成図を検討・定義した。
- 定義したシステム構成図を基に、再エネアグリゲーションならではの観点を整理し、ERABサイバーセキュリティガイドラインと照らし合わせて、ガイドラインの更新要否を検討した。

(上記の取り組みは、コンソの全メンバーでアンケート／ヒアリング等を行いながら実施した)

顕在化した課題と対策方針

- 検討の結果、再エネアグリゲーションシステムに関するシステム構成図および文章は、一部、用語の読み替え等を行うことで、ERABサイバーセキュリティガイドラインのシステム構成図および文章に統一できるという結論となった。読替え案は作成した。

再エネアグリゲーションシステムを中心としたシステム構成図案



上記の構成図案を作成し、コンソメンバと議論した結果、ERABサイバーセキュリティガイドラインのシステム構成図に統一できるという結論となった。ただし、用語の読替えと、留意すべき点がある。

ERABサイバーセキュリティガイドラインの用語の読替え案

◆用語の読替え

No.	ERAB	再エネアグリ	コメント
1	エネルギーリソース アグリゲーションビジネス	再生可能エネルギー アグリゲーションビジネス	読み換え不要ではないか。 (ERABのDERには系統に直接接続される発電設備、蓄電設備が含まれる。参考： https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/term.html)
2	ERAB	再エネアグリ	同上
3	リソースアグリゲーター	再エネアグリゲーター	読み換えが合っても良い。 (AC,RAと似たビジネス上の分担はあろうが、DERアグリと違いAC,RAという役割が無いことを明示できる。)
4	アグリゲーション コーディネーター	再エネアグリゲーター	同上

再エネアグリゲーションにおけるERABサイバーセキュリティガイドラインに対する留意事項の整理結果

※ERAB_CSG：ERABサイバーセキュリティガイドライン

◆本コンソにおけるERAB_CSGの留意事項

項番	ERAB_CSGのタイトル	留意事項
全体	全体	エネルギーリソースアグリゲーションビジネス（ERAB）には、再生可能エネルギーアグリゲーションビジネスも含まれることに留意する。
全体	全体	再エネアグリゲーターはACとRAの性質を併せ持つことから、AC、RA共に再エネアグリゲーターと読替える必要がある点に留意する。
3.4	ERAB システムが維持すべきサービスレベル	ERAB_CSGで記載のサービスレベル確保について、「容量市場、需給調整市場等における要求事項に準拠したサービスレベル」との記載があり、これにはOCCTOやJEPXが含まれることに留意する。
3.6.3	リソースアグリゲーターのシステム及びR3（アグリゲーションコーディネーターとリソースアグリゲーター間のインターフェース）	再エネアグリゲーターの場合、ACとRAは同一となるため、R3は対象外とする。

今後検討すべき項目

「ERABサイバーセキュリティガイドライン」を参考にセキュリティ対策を検討する中で、それを再エネアグリゲーションのシステムに適用するにあたって、不足していると考えられる点や別途検討が必要と考えられる内容

◆ 今後検討すべき項目

No.	検討事項
1	小売との連携についてはR2に従う。ただし、今後の実証において、ERAB_CSGのいずれの場合にも当てはまらない連携形態があればセキュリティ対策の検討が必要と考える。
2	システム重要度の区分は、暫定的にERAB_CSGと同じ規模の区分を利用しているが、今後の実証を踏まえて検討が必要と考える。 また、重要度を決定するkW規模の算定対象についても改めて検討が必要と考える。

※ERAB_CSG : ERABサイバーセキュリティガイドライン

他社GWとの連携に係るセキュリティについて

他社GWを用いる場合におけるセキュリティ及び異常に関する検知を提起する課題として整理

課題の提起

概要	他社のGWとの接続に関してセキュリティの対策が困難
ポイント	<ul style="list-style-type: none"> ① 他システムとの連携においてどう検知するのか ② リソースから取得するのはサマリ情報の取得であり、個別情報は入手していない ③ 解決策の経済合理性 ④ セキュリティの責任に関する分界点（下位のシステムの担保も上位に求められている）

考察・検討案・対策案

他システムのリソース状況を再エネシステムで把握することは現状では困難であるが以下対策を検討してゆくことが望ましい

- ① リソース情報に汎用的なエラー情報も送信する共通の項目定義を行ない、上位システムでも異常を把握できるようにする。（システムごとの個別対応は実施しない）
- ② 責任分界点を明確化し、システム内の異常は当該システム管理者が責任をもって対応する。ただしインシデントの規模に応じた明確な報告ルールを設け、情報共有を行なう。

ドイツにおける対策の状況

ドイツでは送配電に影響のある大規模欠落などの異常はTSOへ報告するが、多数のリソースを制御しているため、小さいリソースのトラブルはプールで飲み込む。アグリゲータとの連携では、2 MW単位ごとに分ける工夫をして、インシデントがあった場合に他リソースへの波及を抑えている。日本において同様の対応が今後必要になるか検討は必要と考える

NEXTBOX（自社エッジ端末）は出力が一定の場合は定期的にデータを上げる
 変動が無い場合：一定時間毎
 変動が設定した量を超えた場合：都度

ドイツにおける他社GWの扱いについてNKWへヒアリング中

需給調整市場への参入においてはエッジ端末は他の目的とは排他的な接続を要求されており、エッジ端末が他のネットワークに繋がらない状態になっている。端末とサーバーとの通信はVPNによりネットワークの秘匿化が行われている。

06

今後のビジネス展望

システム提供モデル

再エネアグリゲーターに対して、必要な機能をクラウドで提供するプラットフォームを構築
アジャイル開発によって、将来的な制度変更にも柔軟に対応



アグリゲーターの役割

データを活用した高度な予測、最適取引、制御によって
発電事業者の収益安定化と需要家に対する安定した再エネ電源の供給に貢献

再エネ発電事業者

安定収益

疑似的な
固定価格買取を実現
(FIP基準価格を長期保証)

バンクビリティの向上

アグリゲーター

高度な発電量予測

価格予測による最適取引

蓄電池等の調整力の
最適制御

データ解析

小売・需要家

安定電源

アグリゲーターが計画通りの
発電量を供給することで、
需給管理に寄与

追加性のある再エネ調達

金融機関とも連携した再エネ電源開発の支援も行います

来年度実証では、金融機関や需要家を含めたニーズの確認、
サービス開発、ビジネスモデル検証にも取り組む予定

07

補足資料

実機／エミュレーション／シミュレーションについて

目的に応じて実機／エミュレーション／シミュレーションを使い分け

TNKコンソにおける言葉の整理

実機かどうか	実機 実システム	仮想（模擬）	
		エミュレーション	シミュレーション
時間の概念	リアルタイム*1		非リアルタイム

各評価方法の特徴

	実機との 差異	評価にかかる時間・ 設備・人的コスト
シミュレーション	中	小
エミュレーション	小	中
実機	なし	大

- 今回、エミュレーション／シミュレーションしたものは、主に蓄電池とJEPX市場。
- エミュレーションはリアルタイムに動作するため、日々の運用業務を再現可能。
- シミュレーションは非リアルタイムであるため、同じ発電量データに対して様々なパターンの評価が可能。（蓄電池の有無、蓄電池のサイズ、当日時間前市場取引の有無など）
- 今回のシミュレーションにおける蓄電池は、充放電効率を考慮して、充放電計画通りに動作する。これに対して、実機の場合は、計画と実績に多少の誤差が発生する場合がある。その理由としては、実機の場合は充放電出力が連続的に変化することや、制御指令をネットワーク経由で伝える際に、指令が蓄電池に到達するタイミングを厳密に制御することが難しいこと、などがある。
- どれだけ実機に沿った評価を行う必要があるか、と、評価にかけられるコストを考慮して、実機／エミュレーション／シミュレーションを適切に使い分けことが重要。