

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

【テラスエナジー株式会社】

日付：2024年3月26日
社名：テラスエナジー株式会社
部署名：ReEra事業部

- 1. 事業概要**
2. 実証概要 (共通実証)
3. 実証概要 (独自実証)
4. 実証総括

3か年の実証参加の目的・テーマ・事業概要

		令和3年度	令和4年度	令和5年度
参加意義・目的		再エネ発電量予測およびESSマルチユース制御の開発により、 再エネアグリゲーション事業の基盤構築 を目的とする。	令和3年度の目的を踏襲するとともに、個別技術の改善を行った上で、 事業性検証 を目的とする。	令和3～4年度の目的を踏襲するとともに、個別技術の高度化および実用シーンを想定した検証を通じた ビジネスの確立 を目的とする。
課題・テーマ		<ul style="list-style-type: none"> 高精度な再エネ発電量予測技術の検証 発電側ESSの活用方法の検討 需要側ESSの活用方法の検討 需給一体型調整モデルの可能性検討 	<ul style="list-style-type: none"> 発電BGのインバランス回避効果検証 FIP発電所の経済性検証 多様な再エネ電源データの分析 マルチユース制御開発(容量市場追加) 需給バランス確保に係る実証 需要側ESS制御の開発、経済性検証 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰予測およびアグリゲーション効果検証 均し効果の評価対象管区を拡大 kWh、kW、ΔkW制御の効果検証 発電BGインバランスに対し、需要BGによるDRで、GC前調整の効果検証 需要側ESS制御技術の開発、経済性検証
実証概要	共通実証： 発電量予測	<ul style="list-style-type: none"> 高精度な発電量予測の開発に着手、各エリアにおけるバランシンググループの均し効果の検証、インバランス発生量や調整容量の試算などを実施 	<ul style="list-style-type: none"> 発電量予測の高精度化に取り組み、発電バランシンググループのインバランス回避効果に向けた検証を実施 FIPサイトの実運用に向けた検証を実施 多様な再エネ電源データの分析、ポートフォリオ効果のケーススタディ 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰予測の精度評価 アグリゲーション時の均し効果によるインバランスへの影響検証 令和4年度実施管区(東京、中部、関西)へのサイト追加による均し効果評価 均し効果の検証エリア拡大
	共通実証： 発電側ESSマルチユース制御	<ul style="list-style-type: none"> 予測システムと連携し、収益拡大に資する蓄電池制御システムを開発 インバランス回避と市場取引での収益拡大を行うマルチユース制御を開発 	<ul style="list-style-type: none"> インバランス回避と市場取引での収益拡大に容量市場対応を加えたマルチユース制御開発 	<ul style="list-style-type: none"> インバランス調整及びkWh、kW、ΔkW制御を最適選択 発電側ESSに加えて系統用ESSの可能性も検証
	独自実証： 需給一体調整	<ul style="list-style-type: none"> 発電BGと需要BG相互連携による需給一体調整の検証(オフライン想定) 	<ul style="list-style-type: none"> 行動DRリソースの取組を追加、評価を実施 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池制御に関してシステム間のオンライン連携を想定した検証を実施
	独自実証： 需要側ESSマルチユース制御	<ul style="list-style-type: none"> ピークカット+余剰電力吸収+アービトラージの3マルチ制御機能を実装、評価を実施 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場向け制御機能の追加、評価を実施 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場三次②向け振り分けロジックの追加、評価を実施
	その他	<ul style="list-style-type: none"> ERABサイバーセキュリティガイドラインに基づく対策の実施 	<ul style="list-style-type: none"> ガイドラインに基づき、現地GW=サーバ間のセキュリティ等、対策の実施および改善 	<ul style="list-style-type: none"> ガイドラインに基づき、実用システムとして必要な対策の実施

実証実施の体制図

コンソーシアムリーダー
再エネアグリゲーター



Terras Energy

- 凡例
- 新 新規参加
 - 継 継続参加

再エネアグリゲーター

新 豊田通商 発電側及び需要側 ESSマルチ制御実証	新 プロロジス 発電側及び需要側 ESSマルチ制御実証	継 エネマン 需給一体型調整モデル 実証	継 近畿電力 発電量予測精度検証
継 シン・エナジー 発電側ESSマルチ制 御実証	継 テス・エンジニアリング 発電側ESSマルチ制 御実証	継 メディオテック 発電量予測精度検証 発電側ESSマルチ制御実証	

実証協力者

継
アクト
発電量予測精度検証

1. 事業概要

実証スケジュール

一部のスケジュールで遅延があったが、予定していた実証内容を期間内で完了した。

<凡例>

- 計画時
- 計画との差異

期 間	2023年										2024年			
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
補助事業申請	★4/21コンソーシアム参加書類		★5/16申請			★6月下旬 交付決定			★中間検査		★確定検査		★2/21実績報告	★成果報告
実証試験の詳細検討 (実証スキーム・システム構成・成果物・実証サイトデータ等)														
基本合意書 締結														
実証活用データ等やり取り														
実証試験準備 (実証サイトデータ等確認・テスト)														
実証環境構築 (現地調査・要件定義・GW設置・接続試験等)	※新規参加企業はデータ受渡など 実証開始に必要な環境が整い次第、実証開始										※一部サイトにてGW設置が 遅延したため			
システム開発 (追加分) (AI・アグリゲーターシステム)														
情報セキュリティ対策														
共通実証(再エネ余剰アグリゲーション実証)														
共通実証(均し効果実証)														
共通実証(発電側ESSマルチ制御実証)														
独自実証(需給一体型調整モデル実証)														
独自実証(需要側ESSマルチユース制御実証)														
試験結果取り纏め・成果報告														

リソース導入・確保結果（実証メニュー別）

■ 台数は減少したものの、設備出力は確保したため、実証内容への影響は発生せず

①実証メニュー別の制御対象再エネ等DER確保計画

※括弧書きは交付申請時の計画値

制御対象 再エネ等DER	設備区分	新設 ・ 既設	属性情報	台数 (台)	設備出力 (kW)	制御ポテンシャル (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
太陽光発電設備	実機	既設	特高メガソーラー／高圧メガソーラー ／事業者用PV ※PCS出力合計を記載	76 (139)	403,309 (393,363)	401,679 (393,363)	401,679 (392,863)	403,309 (393,363)	390,607 (376,629)	390,607 (376,629)	390,607 (376,629)
太陽光発電設備	模擬装置			83 (47)	25,432 (29,637)	25,432 (29,637)	25,432 (29,637)	25,432 (29,637)	23,592 (29,637)	23,592 (29,637)	23,592 (29,637)
蓄電システム	実機	既設	出力：8kW／制御出力：8kW	2	16	16	16	16	16	16	16
蓄電システム	実機 (仮想出力)	既設	出力：8kW／制御出力：8kW	2	16	16	16	16	16	16	16
蓄電システム	模擬装置			4 (2)	4,800 (2,750)	4,800 (2,750)	4,800 (2,750)	0	750	750	750
太陽光発電設備	実機	R5新設	出力：450kW／制御出力：450kW 出力：300kW／制御出力：300kW	10 (22)	750 (4,850)	300 (4,500)	300 (4,500)	750 (4,850)	0 (4,000)	0 (4,100)	0 (4,100)
蓄電システム	実機	R5新設	出力：1,999kW／制御容量：1,999kW 出力：50kW／制御容量：50kW	18 (15)	3,029 (2,699)	3,029 (2,699)	3,029 (2,699)	1,999	1,999	3,029 (2,699)	1,999
合 計	実機のみ	既設		78 (141)	403,325 (393,379)	401,695 (392,879)	401,695 (392,879)	403,325 (393,379)	390,623 (393,379)	390,623 (393,379)	390,623 (393,379)
	全体 (仮想/模擬含)	既設		167 (192)	433,572 (425,782)	431,943 (425,282)	431,943 (425,282)	428,773 (423,032)	414,981 (407,048)	414,981 (407,048)	414,981 (407,048)
	実機のみ	R5新設		28 (37)	3,779 (7,549)	3,329 (7,199)	3,329 (7,199)	2,749 (6,849)	1,999 (5,999)	3,029 (6,799)	1,999 (6,099)

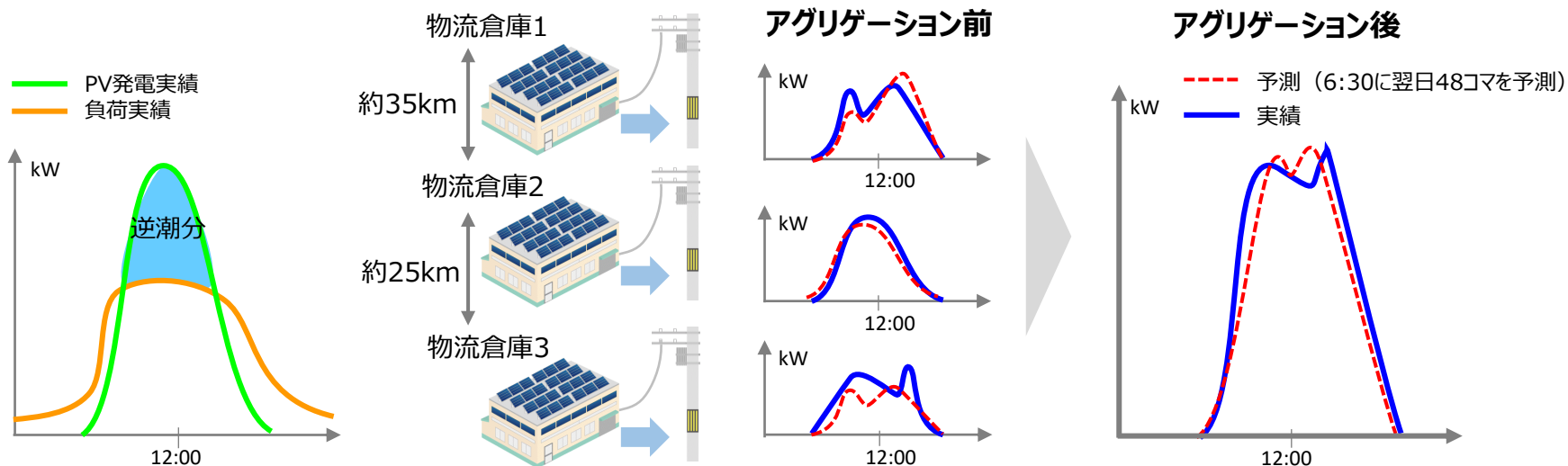
■ 3か年で合計出力5.7MW分の蓄電池を導入

リソース 供給区域	再エネ発電設備 [太陽光発電]		業務用・産業用 蓄電システム		EV		業務用・産業用 燃料電池		自家発電設備 [CGS]		その他	
	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	—	—	0/3	0/2,084	—	—	—	—	—	—	—	—
東北	—	—	0/1	0/10	—	—	—	—	—	—	—	—
東京	9/12	450/1,296	1/10	50/403	—	—	—	—	—	—	—	—
中部	0/8	0/977	4/11	200/428	—	—	—	—	—	—	—	—
北陸	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
関西	1/3	300/333	12/15	780/806	—	—	—	—	—	—	—	—
中国	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
四国	—	—	0/1	0/10	—	—	—	—	—	—	—	—
九州	—	—	1/3	1,999/2,019	—	—	—	—	—	—	—	—
沖縄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計	10/23	750/2,606	18/35	3,029/5,670	—	—	—	—	—	—	—	—

※ 分子はR5年度の合計、分母（青文字）はR3～R5年度の3か年合計

1. 事業概要
- 2. 実証概要 (共通実証)**
3. 実証概要 (独自実証)
4. 実証総括

■ 需要地におけるPV発電の余剰分（逆潮分）に関する予測精度、均し効果を評価



① 物流倉庫(関東で3か所)の消費電力、PV発電量を収集

季節性を考慮した年間評価を行うため、過去1年分のデータを使用 (レベル1実証)

② 「発電-消費」にて逆潮分を予測、特徴や精度を評価

「余剰」には2つの意味があるため、以下とする

- ・発電-消費>0の余剰：逆潮
- ・実績-予測>0の余剰：余剰インバランス

③ アグリゲーション前後のインバランス量を評価

評価式はR4実証と同じで、以下とする

インバランス絶対量に加え、発生時の計画値を分母とした余剰/不足量比率[%]を評価

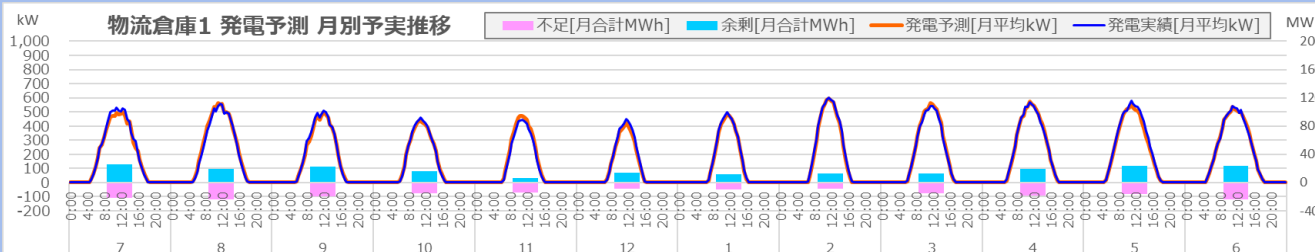
2. 実証概要 (共通実証)

再エネ余剰アグリゲーション -発電量予測結果-

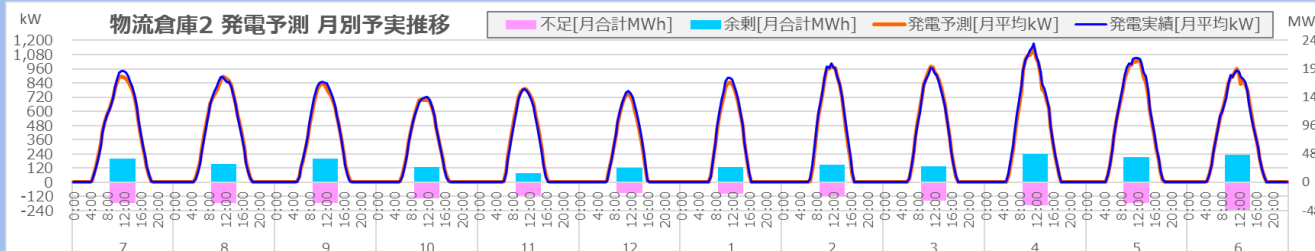
■ 不足・余剰平均で32%のインバランスが発生、予測性能の向上によりR4実証37%より改善

R4実証では関東50サイト平均で、不足39%、余剰35%、両者平均で37%であった。その際に課題となったクレンジング性能などを改善。気象条件が異なるため単純比較はできないが、年間8,760コマ×3サイトの結果として有意な改善と評価。

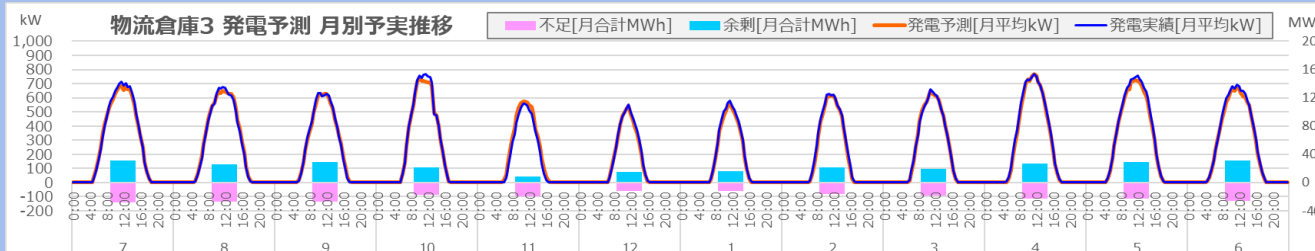
名称	物流倉庫1
PV出力[kW]	1,267
PCS出力[kW]	1,000
設備利用率[%]	14.8
予測精度[%]	90.8
不足量[MWh/年]	196
余剰計[MWh/年]	208
不足量比率[%]	34.6
余剰量比率[%]	29.4



名称	物流倉庫2
PV出力[kW]	2,247
PCS出力[kW]	1,500
設備利用率[%]	18.2
予測精度[%]	88.5
不足量[MWh/年]	366
余剰計[MWh/年]	396
不足量比率[%]	37.2
余剰量比率[%]	29.3



名称	物流倉庫3
PV出力[kW]	1,000
PCS出力[kW]	1,451
設備利用率[%]	19.7
予測精度[%]	88.1
不足量[MWh/年]	249
余剰計[MWh/年]	273
不足量比率[%]	30.8
余剰量比率[%]	31.0

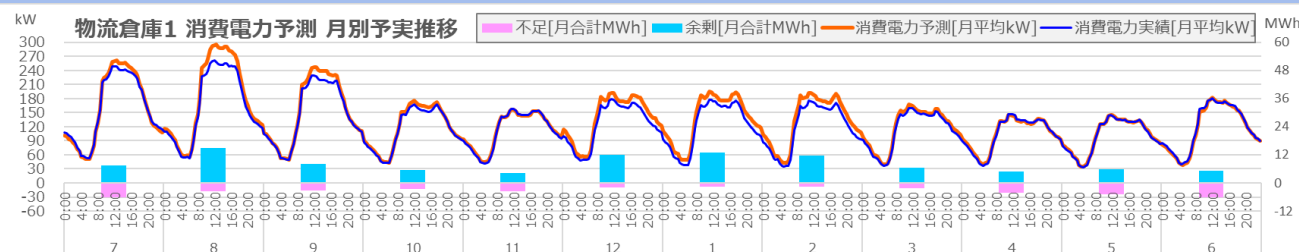


※ 対象期間2022/7~2023/6、前日6:30に48コマ予測、予測精度=(1-MAE/設備容量)、精度は6~18時を評価、余剰/不足量比率=Σインバランス量/Σインバランス発生時の計画値

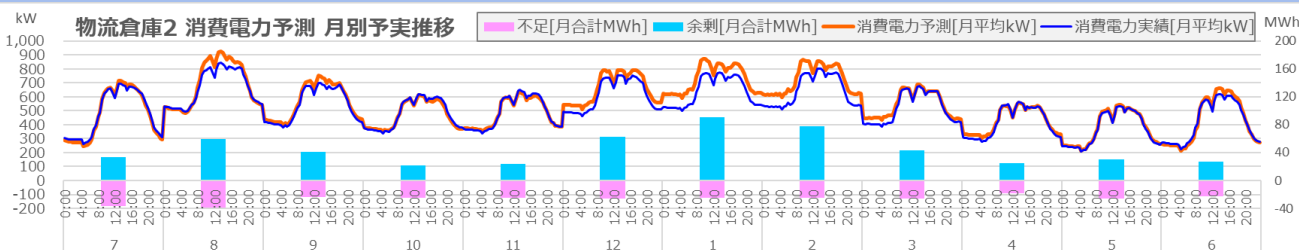
■ 不足・余剰平均で15%のインバランスが発生、物流倉庫の消費電力は予測精度が高め

消費電力の予測精度は施設種別(工場、テナントビル、マンションなど)に大きく依存するが、物流倉庫は比較的、予測しやすい。年間稼働日カレンダーが入手可能な場合、更なるインバランス低減が目指せる(今回は汎用性を考慮して不使用)。

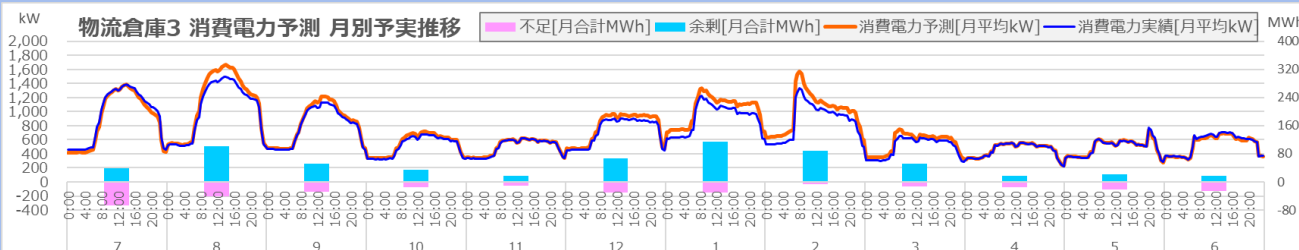
名称	物流倉庫1
最大需要電力[kW]	336
消費電力[MWh/年]	1,085
負荷率[%]	37.1
予測精度[%]	95.2
不足量[MWh/年]	42
余剰計[MWh/年]	99
不足量比率[%]	11.9
余剰量比率[%]	12.5



名称	物流倉庫2
最大需要電力[kW]	1,066
消費電力[MWh/年]	4,548
負荷率[%]	49.0
予測精度[%]	90.8
不足量[MWh/年]	316
余剰計[MWh/年]	535
不足量比率[%]	15.8
余剰量比率[%]	19.3



名称	物流倉庫3
最大需要電力[kW]	2,484
消費電力[MWh/年]	5,985
負荷率[%]	27.7
予測精度[%]	95.8
不足量[MWh/年]	300
余剰計[MWh/年]	619
不足量比率[%]	14.4
余剰量比率[%]	14.6



※ 対象期間2022/7~2023/6、前日6:30に48コマ予測、予測精度=(1-MAE/最大需要)、余剰/不足量比率=Σインバランス量/Σインバランス発生時の計画値

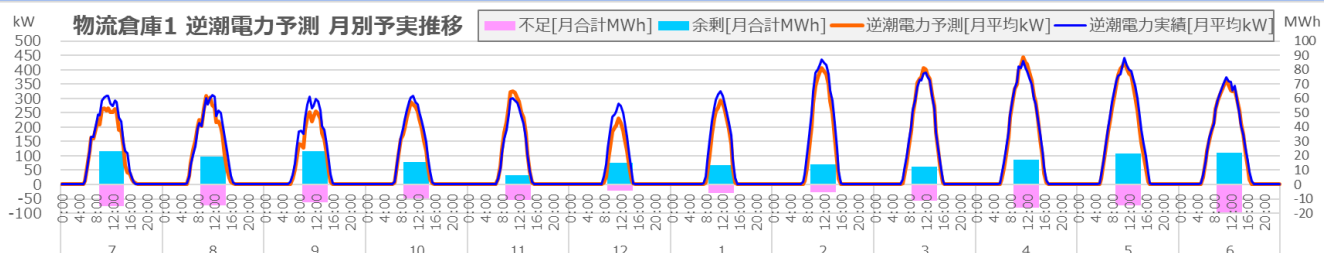
2. 実証概要 (共通実証)

再エネ余剰アグリゲーション -余剰電力予測結果-

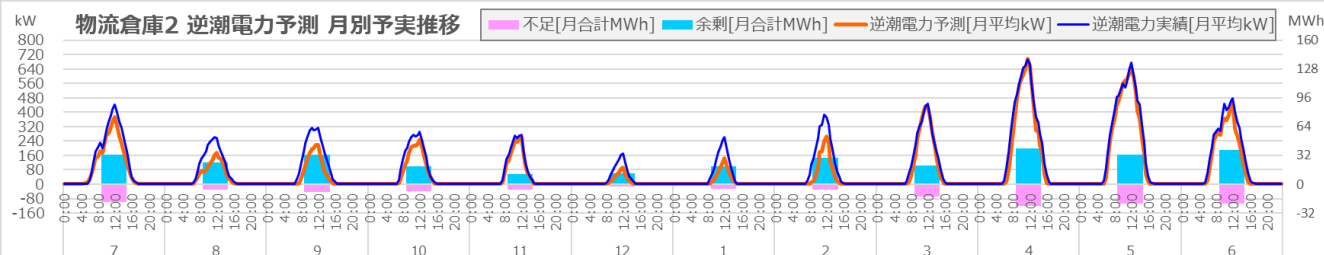
■ 不足・余剰平均で71%のインバランスが発生、逆潮分だけを扱う場合の予測精度は悪化する

「発電定格>>最大需要」であれば、逆潮予測は発電量予測に近いが、そこから発電/消費の比率が小さくなるほど予測精度は悪化し、インバランス量比率が大きくなる（物流倉庫1→物流倉庫2→物流倉庫3）。これは変動が大きい正午コマ前後を主で扱うためである。

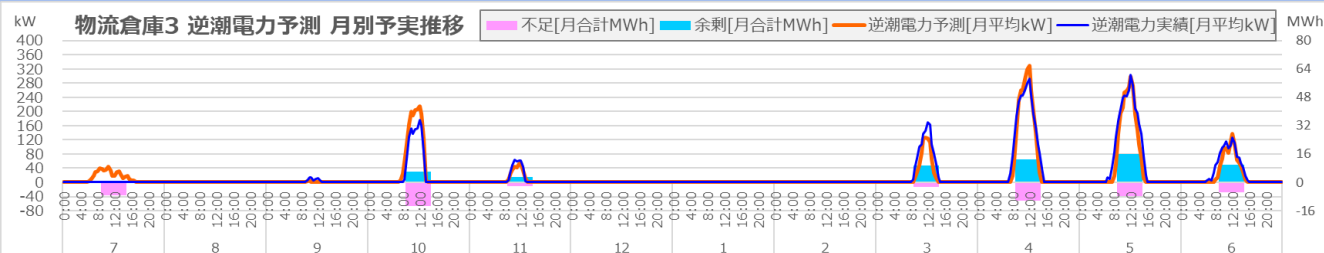
名称	物流倉庫1
発電電力[MWh/年]	1,286
消費電力[MWh/年]	1,085
逆潮電力[MWh/年]	765
予測精度[%]	87.3
不足量[MWh/年]	139
余剰計[MWh/年]	204
不足量比率[%]	46.4
余剰量比率[%]	51.1



名称	物流倉庫2
発電電力[MWh/年]	2,376
消費電力[MWh/年]	4,548
逆潮電力[MWh/年]	747
予測精度[%]	84.8
不足量[MWh/年]	142
余剰計[MWh/年]	312
不足量比率[%]	52.0
余剰量比率[%]	103.1



名称	物流倉庫3
発電電力[MWh/年]	1,715
消費電力[MWh/年]	5,985
逆潮電力[MWh/年]	151
予測精度[%]	77.3
不足量[MWh/年]	49
余剰計[MWh/年]	59
不足量比率[%]	53.4
余剰量比率[%]	117.9



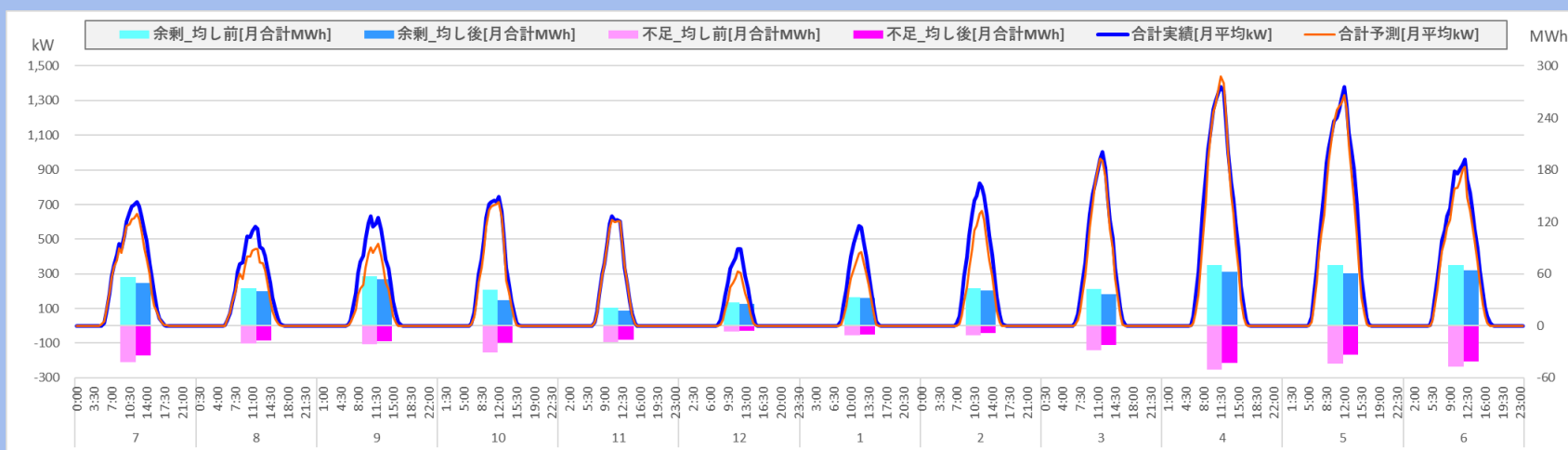
※ 精度・インバランスは（実績>0, 予測>0）コマを評価，その他の条件は発電量予測・消費電力予測と同じ，余剰/不足量比率 = Σインバランス量 / Σインバランス発生時の計画値

2. 実証概要 (共通実証)

再エネ余剰アグリゲーション -均し効果-

■ 3サイトの均し効果として、余剰11%、不足19%のインバランスを低減

月別の傾向として、4～5月の低減効果が大きい。これは発電が大きく、消費が小さい月のため、逆潮分の絶対量が増加し、インバランス絶対量が大きくなるため。変動が大きい時の方が、均し効果は出やすい。



インバランス [MWh/月]	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	年間
余剰 均し前	56	44	57	41	21	27	33	43	42	70	70	70	575
余剰 均し後	49	40	53	30	18	25	32	41	37	62	60	64	512
不足 均し前	42	20	21	31	19	7	11	11	28	51	44	47	331
不足 均し後	34	17	18	19	16	5	10	9	22	43	34	41	268

11%低減
19%低減

■ 均し効果や時間前市場の利用でインバランス量は軽減、一方で事業収益は悪化する事もある

3か所の均し効果でインバランス量は軽減された。一方で時間前市場のインバランスコストは均し前でマイナス値（インバランスを出した方が収益が良くなる状態）であり、均し後に悪化している。これは、インバランス単価が高い時（エリア全体で供給不足の時）に余剰インバランスを抑える調整が、系統に寄与していないためと考えており、制度改善が望まれる。

予測タイミング	項目	均し前	均し後	削減量
前日6:30予測 ※ スポット市場	不足量[MWh/年]	327	266	62
	余剰量[MWh/年]	575	513	62
	インバランス計[MWh/年]	基準 902	→ 良化 779	123
	不足量比率[%]	53.6	43.5	10.1
	余剰量比率[%]	94.2	84.1	10.1
	不足ペナルティ[千円/年]	1,395	1,254	141
	余剰ペナルティ[千円/年]	▲ 969	▲ 842	▲ 127
	インバランスコスト[円/kWh]	0.55	→ 良化 0.53	0.02
90分前予測 ※ 時間前市場	不足量[MWh/年]	389	316	72
	余剰量[MWh/年]	383	311	72
	インバランス計[MWh/年]	良化 772	627	145
	不足量比率[%]	82.2	41.3	40.9
	余剰量比率[%]	▲ 161.7	50.1	▲ 211.8
	不足ペナルティ	890	738	152
	余剰ペナルティ	▲ 947	▲ 784	▲ 163
	インバランスコスト	▲ 0.09	→ 悪化 ▲ 0.07	▲ 0.02

※1 インバランス計 = 不足量 + 余剰量

※2 時間前市場単価はマルチプライスのためスポット価格と同一式でペナルティ算出（指標統一）

※3 不足量・余剰量比率を算出する際の分母は、均し前後で統一（不足/余剰が出た時の均し後予測を使用）

※4 インバランスコストを算出する際の分母は、均し前後で統一（均し後の余剰+不足を使用）

※5 ペナルティ = インバランス価格 - スポット価格

■ R4年度実証から地理的、期間的に実証対象を拡大し、均し効果を評価

R4年度実証

3エリアで実施

北海道電力
東北電力
北陸電力
中国電力
九州電力
東京電力
中部電力
関西電力
四国電力

2021/7~2022/6

画像 @2024 Google Map

地理的拡大
関東・中部・関西以外でも実証し、地理的な影響を考察

期間的拡大
1年→2年を対象とすることで、年度間の影響を考察

R5年度実証

新たにBG加入した場合のインバランス低減量等を評価

+追加サイト

2022/7~2023/6

画像 @2024 Google Map

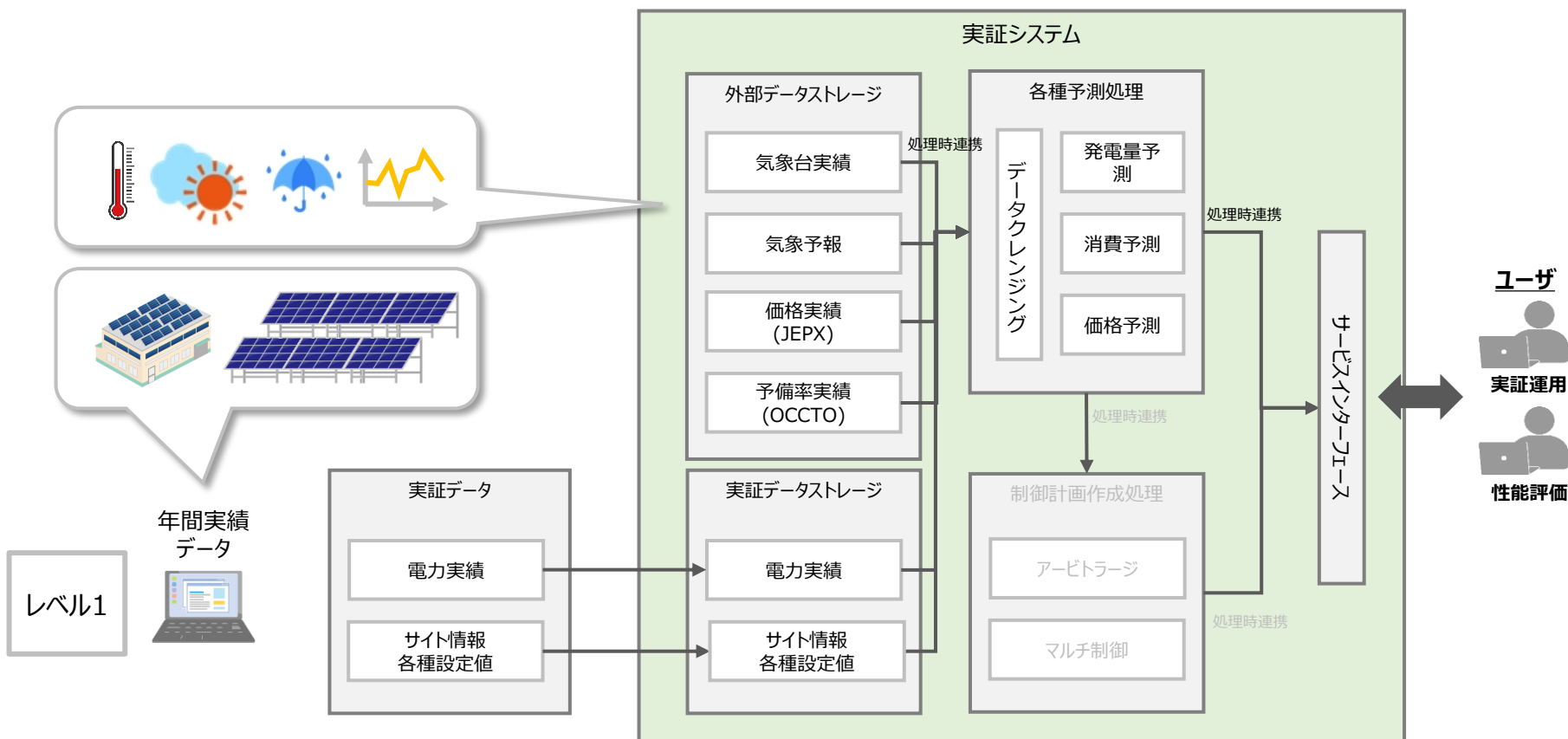
予実差異検証
実事業を想定し、予実差異を検証 (低減量、収益)

出典：「電力の小売全面自由化って何？」(経済産業省資源エネルギー庁)(https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/electricity_liberalization/what/)を加工して作成

均し効果実証 -システム概要-

■ 均し効果実証において下記のようなシステムにて年間の発電量予測ならびにインバランスを試算

R4実証では1サイトの年間シミュレーションに数時間～数日を要したが、システム仕様／アルゴリズムを見直し、1分以内でのシミュレーションが可能に改善。



2. 実証概要（共通実証）

均し効果実証 -予測精度とインバランスマ-

■ 関東・中部・関西以外のエリアにおいても均し効果によるインバランスの減少を確認

各エリアにおいて、単独合計とBGを比較したところ、予測精度（MAE評価）が平均2.6%向上したことを確認した。また余剰/不足インバランス[MWh]においても平均16.1%低減したことを確認した。

エリア	サイト数	設備容量 [MW]	予測精度			余剰インバランス			余剰量比率			不足インバランス			不足量比率		
			加重平均[%]	BG[%]	改善率[%]	単独合計 [MWh]	BG [MWh]	低減率[%]	単独合計[%]	BG[%]	改善率[%]	単独合計 [MWh]	BG [MWh]	低減率[%]	単独合計[%]	BG[%]	改善率[%]
北海道	6	160	85.0	88.1	3.1	54,542	45,525	17	43.2	34.6	9	50,595	41,413	18	43.0	33.8	9
東北	4	11	86.9	89.6	2.7	3,131	2,588	17	46.7	37.1	10	3,093	2,548	18	47.5	37.6	10
東京	30	28	88.4	91.2	2.8	7,406	5,913	20	32.9	25.2	8	6,866	5,350	22	40.4	30.2	10
北陸	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中部	50	49	87.2	89.5	2.2	14,078	12,169	14	29.6	24.6	5	13,389	11,452	14	41.3	33.9	7
関西	15	23	88.4	89.8	1.5	6,034	5,525	8	29.8	26.2	4	5,650	5,124	9	36.0	31.4	5
中国	3	34	84.4	85.7	1.3	13,801	13,325	3	45.8	42.5	3	9,763	9,118	7	43.5	39.0	4
四国	6	8	87.4	90.2	2.8	2,181	1,780	18	35.0	27.4	8	2,094	1,689	19	41.8	32.4	9
九州	13	82	86.0	90.1	4.1	24,512	17,909	27	39.1	27.4	12	25,812	19,263	25	46.3	33.2	13

※1 分析期間は2022/7/1~2023/6/30のうち欠損値、異常値を除外したもの

※2 予測精度=(1 - MAE/設備容量)×100, 06:00~18:00を評価

※3 中国エリアは発電量予測所から取得した出力抑制コマを除外し評価した

均し効果実証 -予測精度とインバランスの変化-

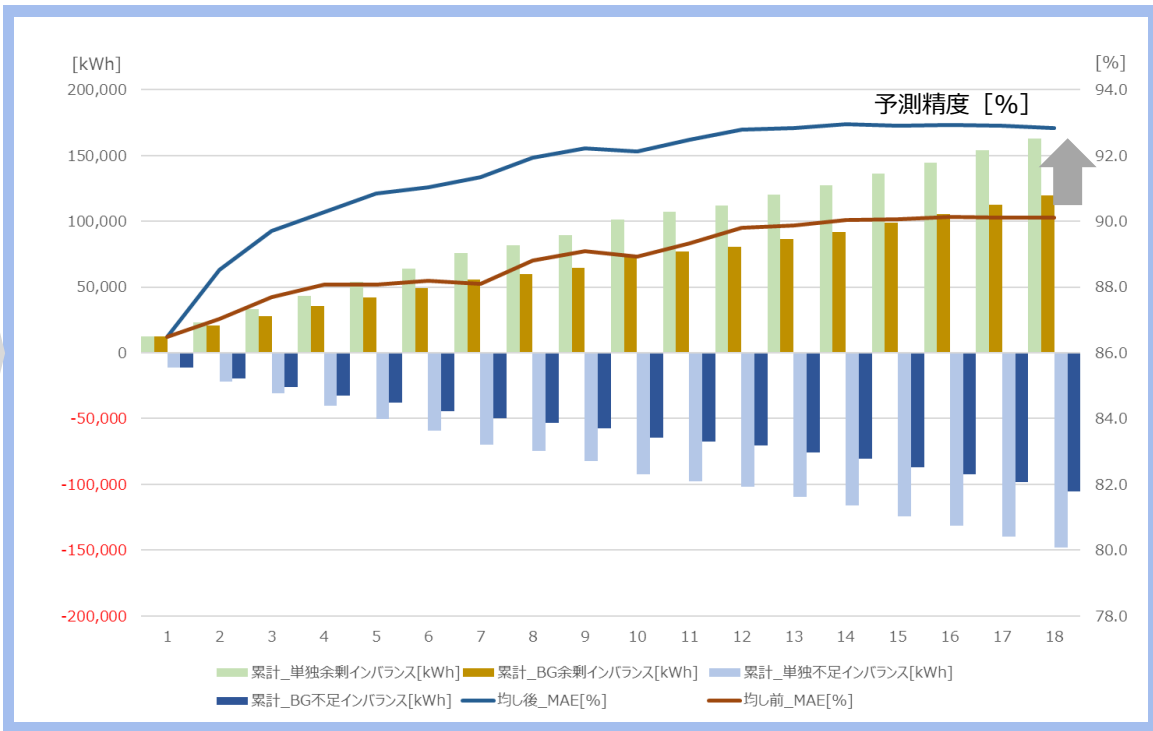
■ 均し効果によるインバランス量低減を各エリアにて確認(本スライドは一例として東京エリア)

東京電力管区低圧18サイト分について、ランダムにBGに追加していき余剰/不足インバランス量、予測精度 (MAE評価) をシミュレーション



BGのサイト数を追加するごとに、インバランスの低減量を比較

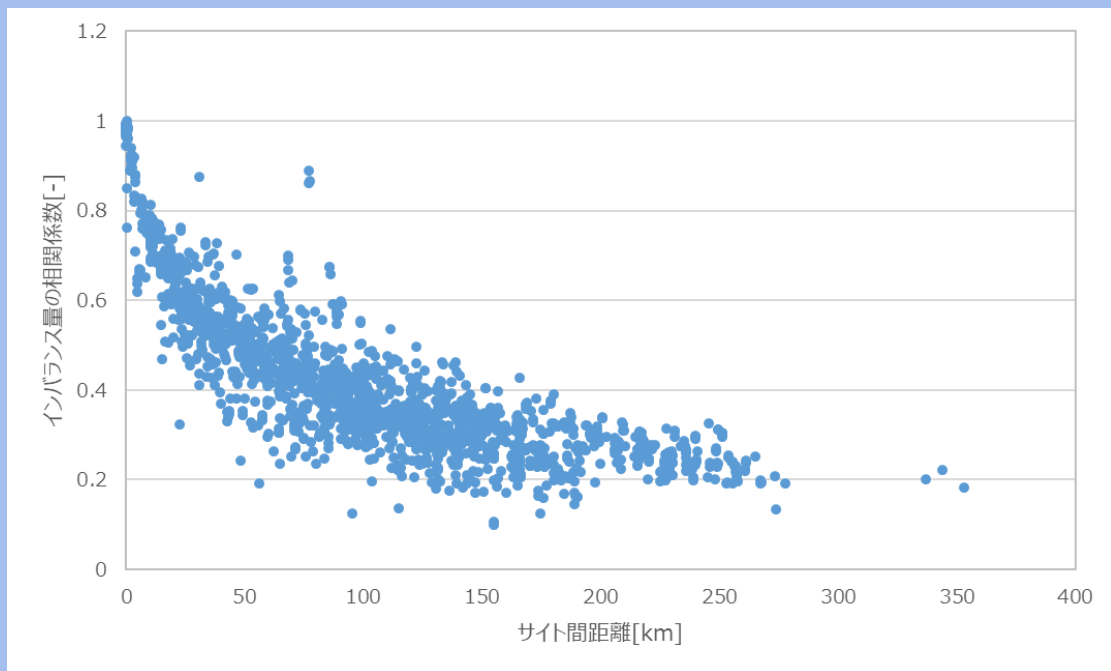
- ※1 東京電力管区についてランダムにサイトを選定、BGを追加していきインバランス、予測精度を分析
- ※2 分析期間は2022/7/1~2023/6/30のうち欠損値、異常値を除外したもの
- ※3 予測精度 = $(1 - \text{MAE} / \text{設備容量}) \times 100$, 06:00~18:00を評価



余剰/不足インバランスは18サイトBG化することにより27.6%改善、予測精度は90.1%から92.8%に良化。次に各サイト間の距離とインバランス量の関係を考察し、均し効果に必要な距離を探索した。

■ サイト間が遠距離になるほど均し効果が期待できることを確認

全エリア(北海道～九州)にて、太陽光発電サイト間の距離とインバランス量の相関係数をプロットしたものが下記



- 近距離（0～3km）： サイトの気象条件や使用している気象予報データが似ているため、相関係数が高くなる。
- 中距離（3～100km）： 距離が離れていくにつれて、指数関数的に均し効果が効いてくる。
- 遠距離（100km～）： 均し効果がある程度大きくなると、距離ほどの効果は出なくなり、頭打ちになっていく。

※1 分析期間は2022/7/1～2023/6/30のうち、欠損値異常値を除いたもの

※2 相関係数は変数間の直線関係の強度を把握することができ、-1～1の間で値が変化する。相関係数が1に近づくほど正の相関があり、今回の場合均し効果が効きにくいと考えることができる。計算式は次スライド参照。

■ 相関係数

$$\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$$

「違う発電推移」の度合いを判定する指標として、本編では相関係数を用いている。式は左記の通りで、コマ別年間データを評価。1～1の間で値が変化し、相関係数が1に近づくほど正の相関があり、今回の場合均し効果が効きづらいと考えることができる。

■ 予測精度[%]

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{y}_i - y_i|$$

平均絶対誤差（MAE：Mean Absolute Error）の式は左記の通り。ここで例えば「インバンス100kWh」と絶対量を提示されても、それが良いのか悪いのか、比較判断がしにくい。そのため、設備容量で正規化している（2MW設備でインバンス100kWhなら精度95%、200kW設備でインバンス100kWhなら精度50%となる）。

$$\text{予測精度[\%]} = ((1 - MAE)/\text{設備容量}) * 100$$

■ F値(F score)

$$F\text{-score} = \frac{2}{\frac{1}{\text{Recall}} + \frac{1}{\text{Precision}}} = \frac{2 \times \text{Recall} \times \text{Precision}}{\text{Recall} + \text{Precision}}$$

F値(F-score)は、適合率(Precision)と再現率(Recall)のトレードオフ関係に着目し、2つの値を調和平均した値。適合率=真陽性/(真陽性+偽陽性)、再現率=真陽性/(真陽性+偽陰性)

2. 実証概要（共通実証）

均し効果実証 -遠距離順にBG組成した際のインバランスの変化-

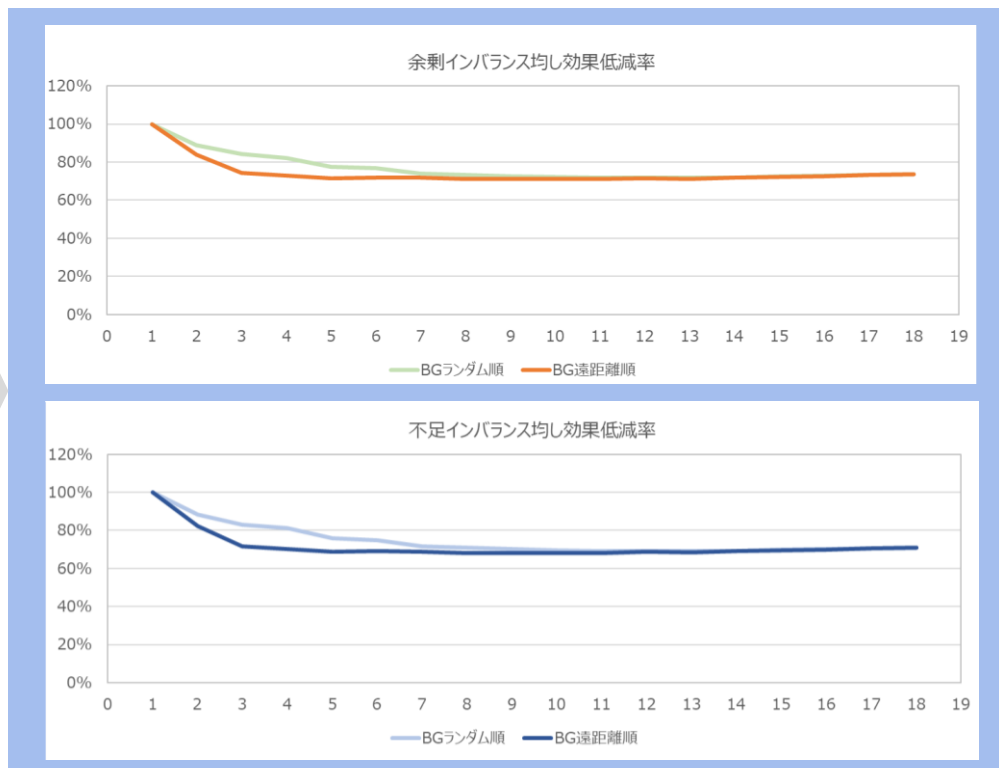
■ 遠距離順にBGを組む方がより早く均し効果を発現できることを確認

東京電力管区低圧18サイト分について、遠距離順にBGに追加していき余剰/不足インバランス量、予測精度（MAE評価）をシミュレーション



無作為にサイトを追加した場合と、サイト間の距離を考慮して追加した場合のインバランス低減効果を比較

- ※1 東京電力管区について遠距離順にサイトを選定、BGを追加していきインバランス、予測精度を分析
- ※2 分析期間は2022/7/1~2023/6/30のうち欠損値、異常値を除外したもの
- ※3 予測精度=(1 - 絶対誤差平均/設備容量)×100, 06:00~18:00を評価

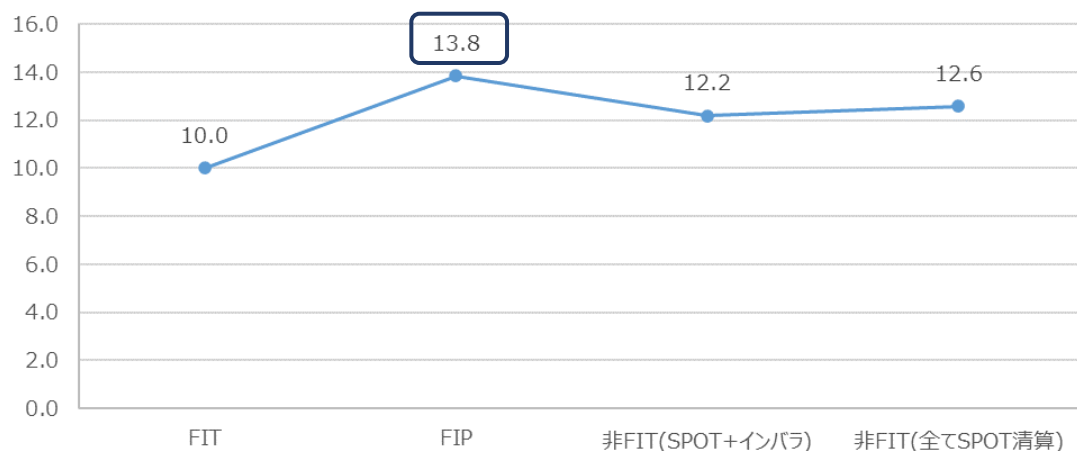


ランダムにBGに追加していく方法と、遠距離順にBGに追加していく方法とでは、遠距離順にBGを組んだ方が均し効果による余剰インバランス量と不足インバランス量の減少が早いことを確認できた。

■ FIT制度よりFIP制度を活用した方が経済性が向上する

東京電力管区低圧18サイトのBGを組成し、4種類の収益方法で試算

[円/kWh]



- ※1 分析期間は2022/7/1~2023/6/30のうち欠損値、異常値をのぞいたもの
- ※2 FIT単価：10円/kWh
- ※3 FIP算出条件
 - 基準価格：10円/kWh
 - FIP参照価格：JEPX公表実績値
 - 環境価値：0円/kWh
 - 市場価格：JEPX公表実績値
 - バランスコスト：1円/kWh
 - プレミアム単価：上記をもとに算出
- ※4 インバランス単価：ICS公表実績値
- ※5 FIT：発電実績量をFIT単価にて清算
- ※6 FIP：発電量予測量をFIP単価にて清算、インバランス量をインバランス単価にて清算
- ※7 非FIT(スポット+インバランス)：発電量予測量をスポット単価にて清算、インバランス量をインバランス単価にて清算
- ※8 非FIT(全てスポット清算)：発電実績量をスポット単価にて清算(予測精度100%の場合)

2022年7月～2023年6月の期間において、FIT制度活用、FIP制度活用した場合、FIP転用した方が経済性が向上することを確認した。また、現行のスポット電力市場での売買を行い、余剰・不足インバランスに対応する方法でもFITより経済性が高い。

2. 実証概要 (共通実証)

均し効果実証 -BG組成時の収益性-

■ 均し効果によりインバランス量は低減するが、事業収益には寄与しない

太陽光発電による収益を①スポット売上 + ②余剰インバランス売上 - ③不足インバランス支出とした際のサイト単独累計とBGでの収益比較が下記



※1 東京電力管区について遠距離順にサイトを選定、BGを追加していき収益性を分析
 ※2 分析期間は2022/7/1~2023/6/30のうち欠損値、異常値を除外したもの

	サイト単独					
	余剰インバランス [kWh]	不足インバランス [kWh]	合計SPOT売上 [円]	余剰インバ売上 [円]	不足インバ支出 [円]	合計収益 [円]
1	5,762	5,254	434,744	84,553	119,712	399,585
2	16,838	15,341	1,303,142	251,313	327,879	1,226,576
3	28,391	25,668	1,973,888	412,910	547,518	1,839,279
4	38,081	34,898	2,742,735	562,680	740,275	2,565,140
5	45,964	42,090	3,350,191	674,585	879,524	3,145,251
6	57,989	52,422	4,140,204	848,219	1,077,449	3,910,974
7	68,070	61,569	5,040,639	1,006,089	1,294,552	4,752,176
8	74,080	67,029	5,430,628	1,090,492	1,394,484	5,126,636
9	78,833	71,243	5,800,386	1,161,454	1,482,534	5,479,306
10	87,145	78,881	6,530,340	1,292,429	1,652,023	6,170,745
11	94,494	85,620	7,068,256	1,408,342	1,802,042	6,674,556
12	104,808	94,816	7,847,677	1,565,106	2,000,148	7,412,636
13	115,911	105,514	8,628,135	1,745,452	2,222,508	8,151,078
14	124,775	113,471	9,338,848	1,882,898	2,401,086	8,820,660
15	132,814	120,727	9,962,650	2,009,164	2,556,795	9,415,018
16	142,328	129,259	10,700,102	2,160,796	2,740,418	10,120,480
17	154,693	140,582	11,723,125	2,370,163	3,008,080	11,085,208
18	163,725	148,786	12,436,745	2,512,904	3,186,781	11,762,868

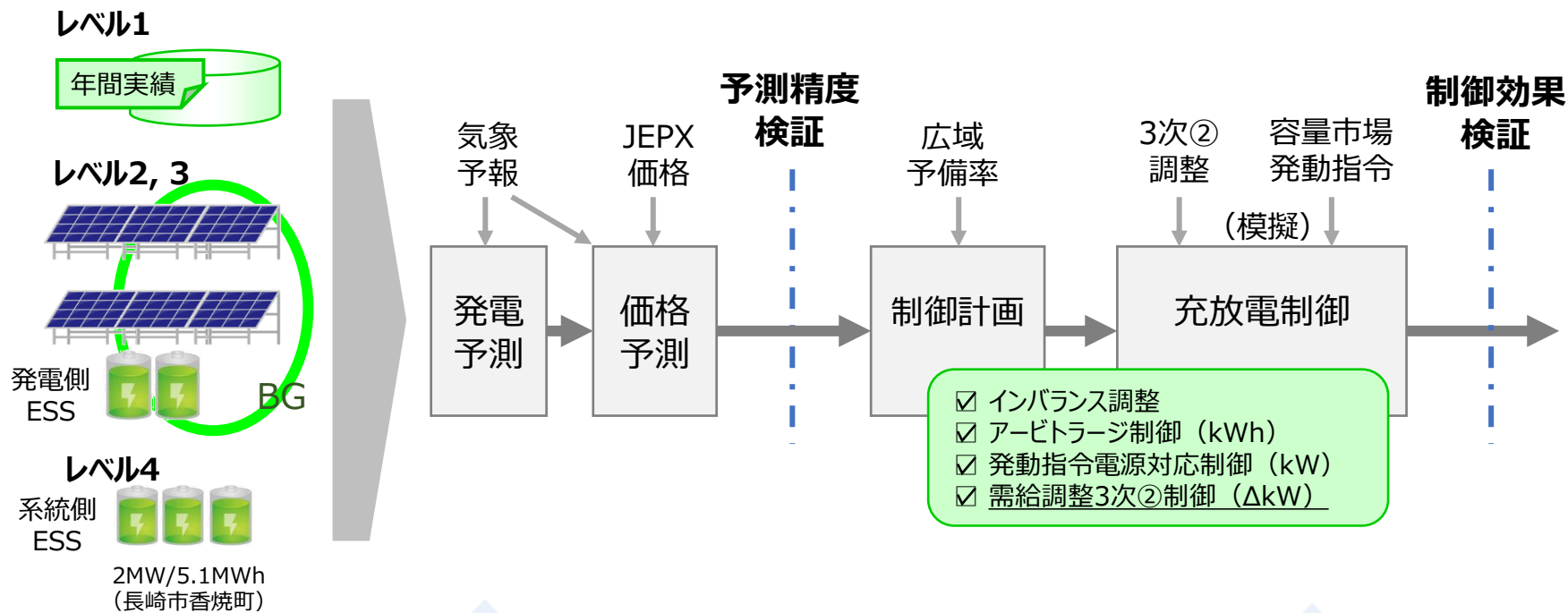
	BG					
	余剰インバランス [kWh]	不足インバランス [kWh]	合計SPOT売上 [円]	余剰インバ売上 [円]	不足インバ支出 [円]	合計収益 [円]
1	5,762	5,254	434,744	84,553	119,712	399,585
2	14,152	12,654	1,303,142	200,865	277,431	1,226,576
3	21,125	18,401	1,973,888	284,358	418,967	1,839,279
4	27,737	24,553	2,742,735	383,239	560,834	2,565,140
5	32,897	29,023	3,350,191	446,777	651,716	3,145,251
6	41,791	36,224	4,140,204	569,295	798,526	3,910,974
7	48,989	42,488	5,040,639	677,693	966,156	4,752,176
8	52,749	45,697	5,430,628	728,094	1,032,086	5,126,636
9	56,250	48,660	5,800,386	775,032	1,096,112	5,479,306
10	62,085	53,820	6,530,340	859,826	1,219,420	6,170,745
11	67,198	58,324	7,068,256	936,257	1,329,957	6,674,556
12	75,178	65,185	7,847,677	1,052,666	1,487,707	7,412,636
13	82,528	72,131	8,628,135	1,176,753	1,653,810	8,151,078
14	89,736	78,432	9,338,848	1,280,209	1,798,396	8,820,660
15	95,875	83,788	9,962,650	1,374,253	1,921,884	9,415,018
16	103,257	90,188	10,700,102	1,481,722	2,061,344	10,120,480
17	113,228	99,117	11,723,125	1,645,796	2,283,713	11,085,208
18	120,725	105,786	12,436,745	1,758,031	2,431,908	11,762,868

余剰インバランス-不足インバランスの
差分はサイト単独とBGで一緒

余剰インバランス-不足インバランスの
差分はサイト単独とBGで一緒

余剰インバランス、不足インバランスはサイト単独累計とBGで総量が変わるものの、余剰インバランスと不足インバランスの差分は変化しないため、太陽光発電による収益を①スポット売上 + ②余剰インバランス売上 - ③不足インバランス支出とした際、現状の制度・料金体系であればBG組成によりインバランス量は低減するが、経済メリットは出ない状況となっている。

■ 発電側ESSの投資対効果を最大化させる予測制御システムの開発、評価



価格予測の精度向上

実用観点に求められる精度指標を追加定義
(下落時精度など)

マルチユース制御の対象拡大

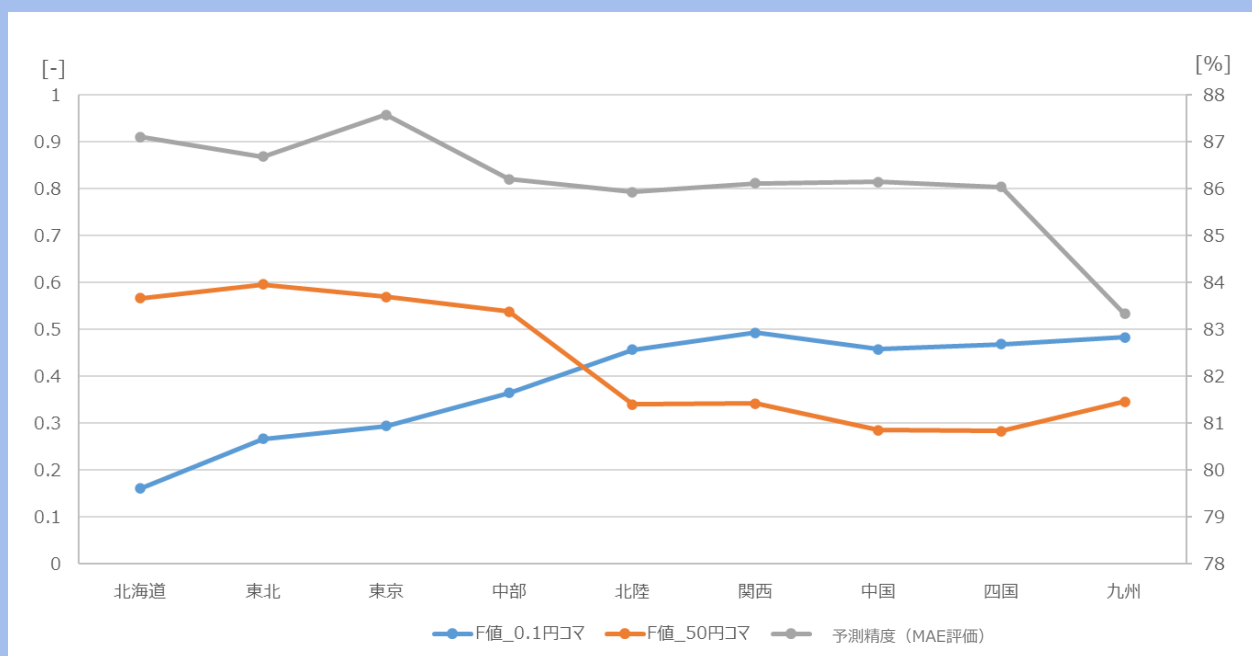
R4実証の3マルチに加えて、需給調整市場を加えた4マルチで制御

※ 需給調整制御はレベル1で実施

※ 系統側ESSはアービトラージ制御のみレベル4、その他実証はレベル1で実施

■アービトラージ制御の経済性を決定づける価格予測を評価/改善

発電量予測と同じく、全体的な予測精度を向上するために、MAE評価を基本に予測モデルを改善する。加えて、価格予測に関しては「高騰コマ、下落コマの予測」が特に重要となるため、F値評価を併用



九州エリアで予測精度の低下が見られた。これは高騰コマの精度が良くない（50円/kWh以上コマのF値が良くない）ためだが、一方で下落コマ（0.1円/kWh以下コマ）の精度は良い。特に昼間の下落コマで適切な充電計画を立てる事ができれば、PV発電率が高いエリアにおいて、系統運用へ寄与できると考える。

※1 分析期間は2022/7/1~2023/6/30

※2 MAE精度=(1 - MAE/当日スポット価格実績最大値)×100

※3 F値は二値分類の問題に対する評価指標の一つで、最大値1に近づくほど、精度高く予測できているとみなせる。今回は0.1円以下のコマ、50円以上のコマを正しく予測できたかを判定する指標として使用。計算式はスライド20を参照。

2. 実証概要（共通実証）

発電側ESSマルチ制御実証 -マルチ制御の結果-

■ R4の3マルチに加え需給調整三次②も含めたマルチ制御試算を実現

東京電力管区における発電側ESSマルチ制御(レベル1)のシミュレーション結果が下記

【エリア/設備】

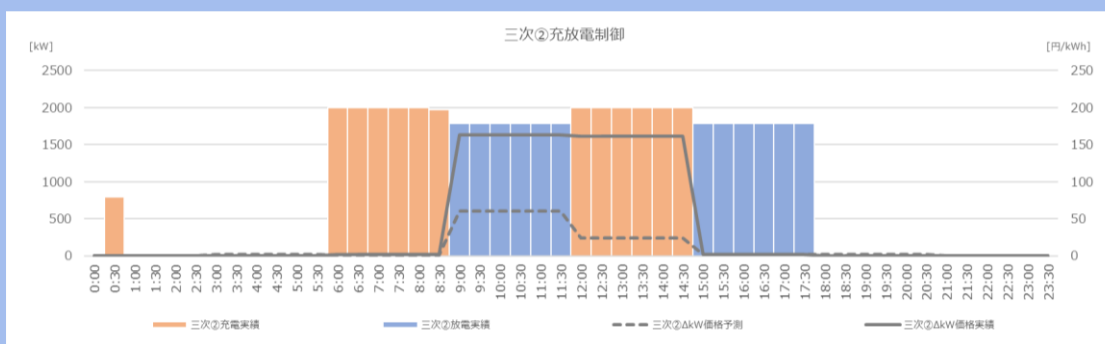
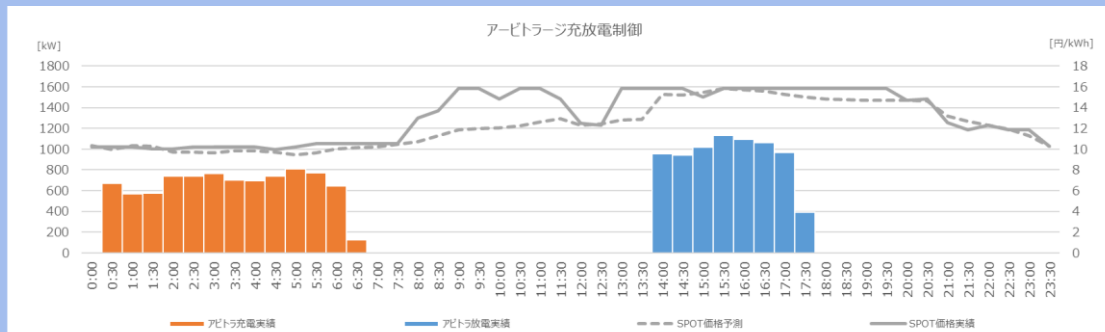
管区	東京電力
ESS出力計[kW]	2,000
ESS容量計[kWh]	6,000

【制御設定/結果（年間）】

SOC平均[%]	25
充放電サイクル[回]	266
制御コマ比率_アービトラージ[%]	35
制御コマ比率_容量市場[%]	1
制御コマ比率_需給調整市場三次②[%]	7
制御コマ比率_待機[%]	58

【経済効果（年間概算）】

アービトラージ効果[円]	14,460,701
容量市場効果[円]	14,754,409
需給調整市場三次②効果[円]	72,039,997
効果合計（概算）[円]	99,649,197
kWhあたり効果合計[円]	16,608



アービトラージによる収益と需給調整三次②による翌日収益予測を行い、より収益が見込める市場へ入札を行うことで経済性を高められる。一方でJEPX スポット市場後に需給調整三次②の入札・約定があるため、三次②約定後に時間前市場を含めた調達が必要。時間前市場の約定量はスポット市場の1%程度であり、今後の需給調整市場の拡大によっては多量のインバランスにて必要量を調達する必要が生じる恐れがある。

※1 分析期間は2022/7/1~2023/6/30

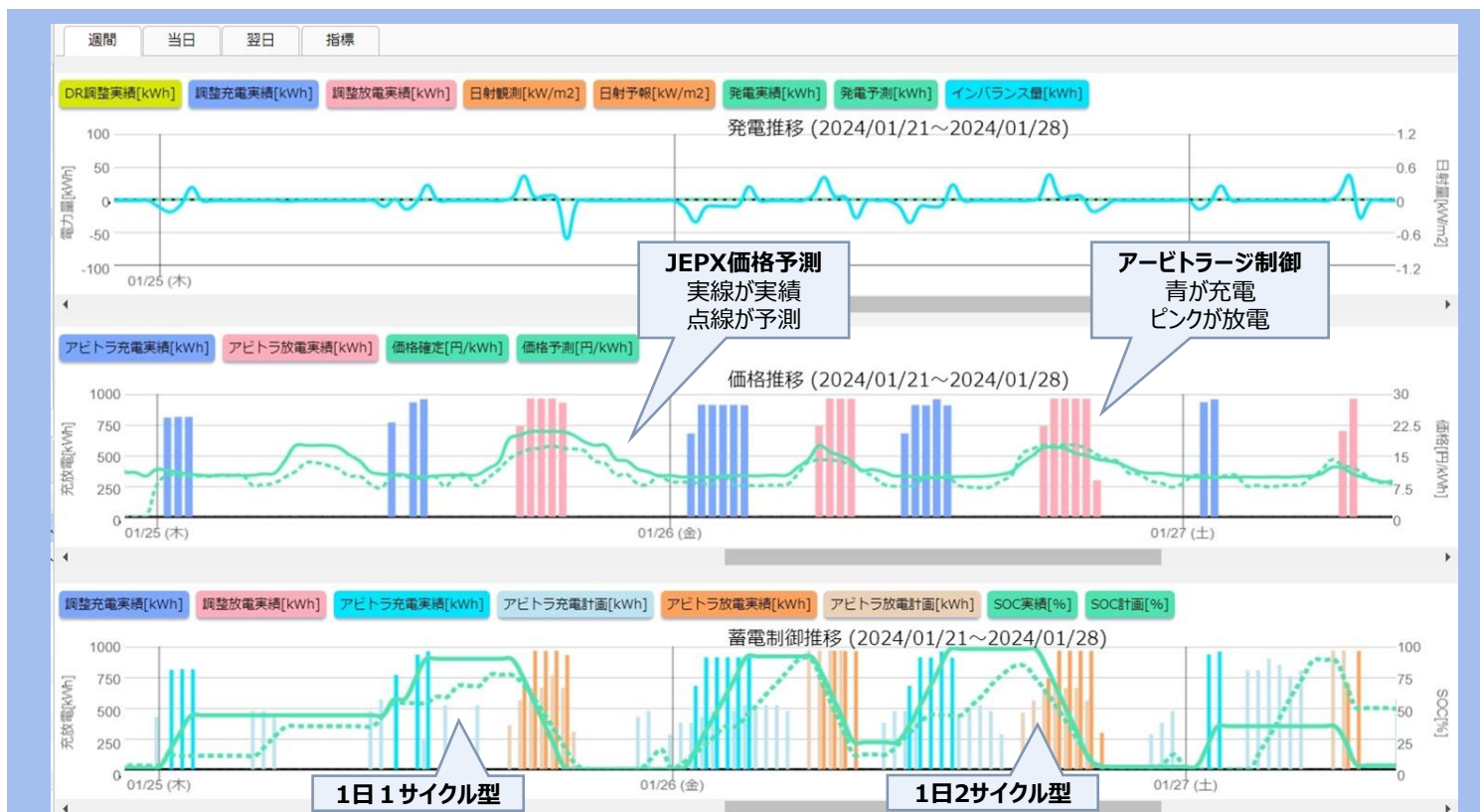
※2 需給調整市場三次②は約定した場合、実需給断面で全量指令される想定。またこの際kWhに関する単価(V1単価)はスポット価格とした。

※3 前日JEPX約定、OCCTO計画提出後に需給調整市場三次②に関する入札・約定処理が実施されるため、三次②にて約定された場合は時間前市場もしくはインバランスにて必要量を充電する必要があるが、今回は時間前市場、インバランスに代わりスポット価格を用いて充電費用を試算した。

発電側ESSマルチ制御実証 -実サイトでの運用結果-

■ 系統側ESS運用を開始し、アービトラージ制御による収益を実現

発電側ESSマルチ制御(レベル4)において、系統蓄電池 (1999kW, 5139kWh, 長崎市) を使ったアービトラージ制御の一例

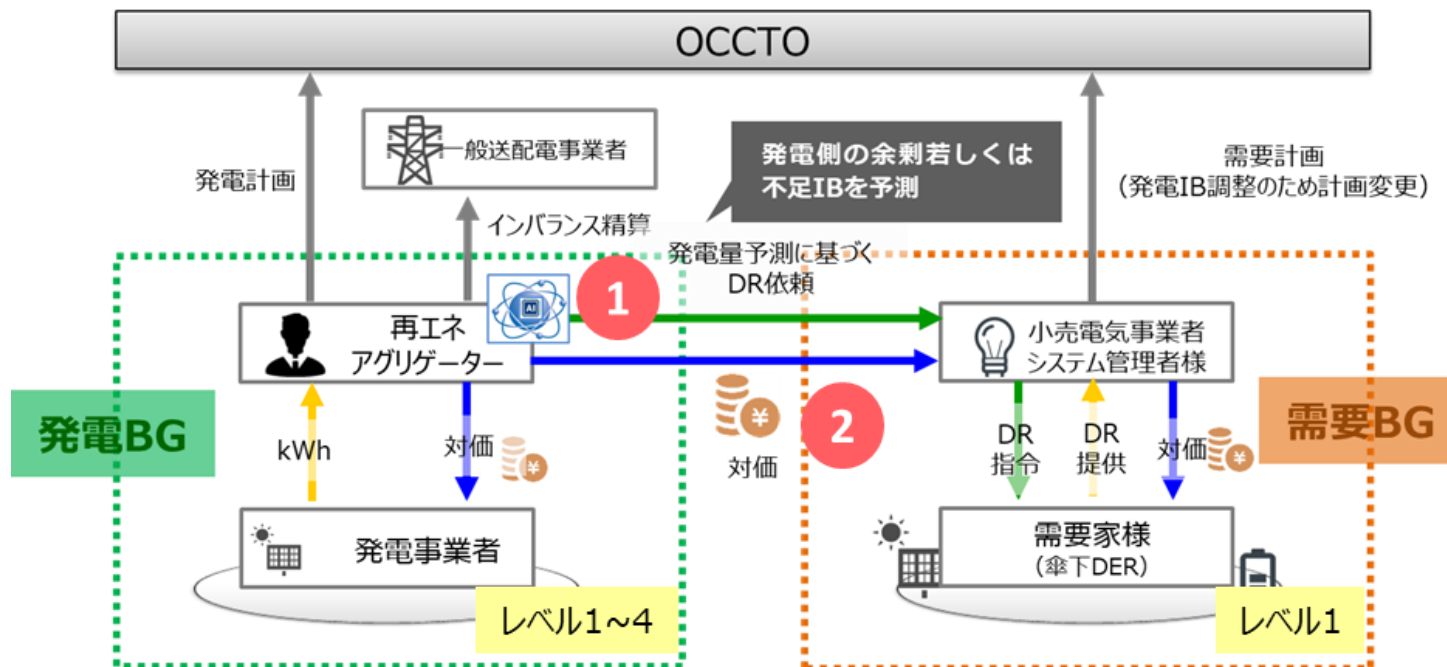


前日 (および前々日) にスポット価格を予測して制御計画を自動策定、JEPX入札およびOCCTOに計画提出。価格予測48コマの最大値差に応じて制御計画を変更。値差4円/kWh以上で制御 (それ以下だと充放電損失やサイクル劣化を考慮すると経済性が出にくい)。価格の山が朝夕で大きい時は、2サイクル充放電を行う。

1. 事業概要
2. 実証概要 (共通実証)
- 3. 実証概要 (独自実証)**
4. 実証総括

需給一体型調整モデル実証 -概要-

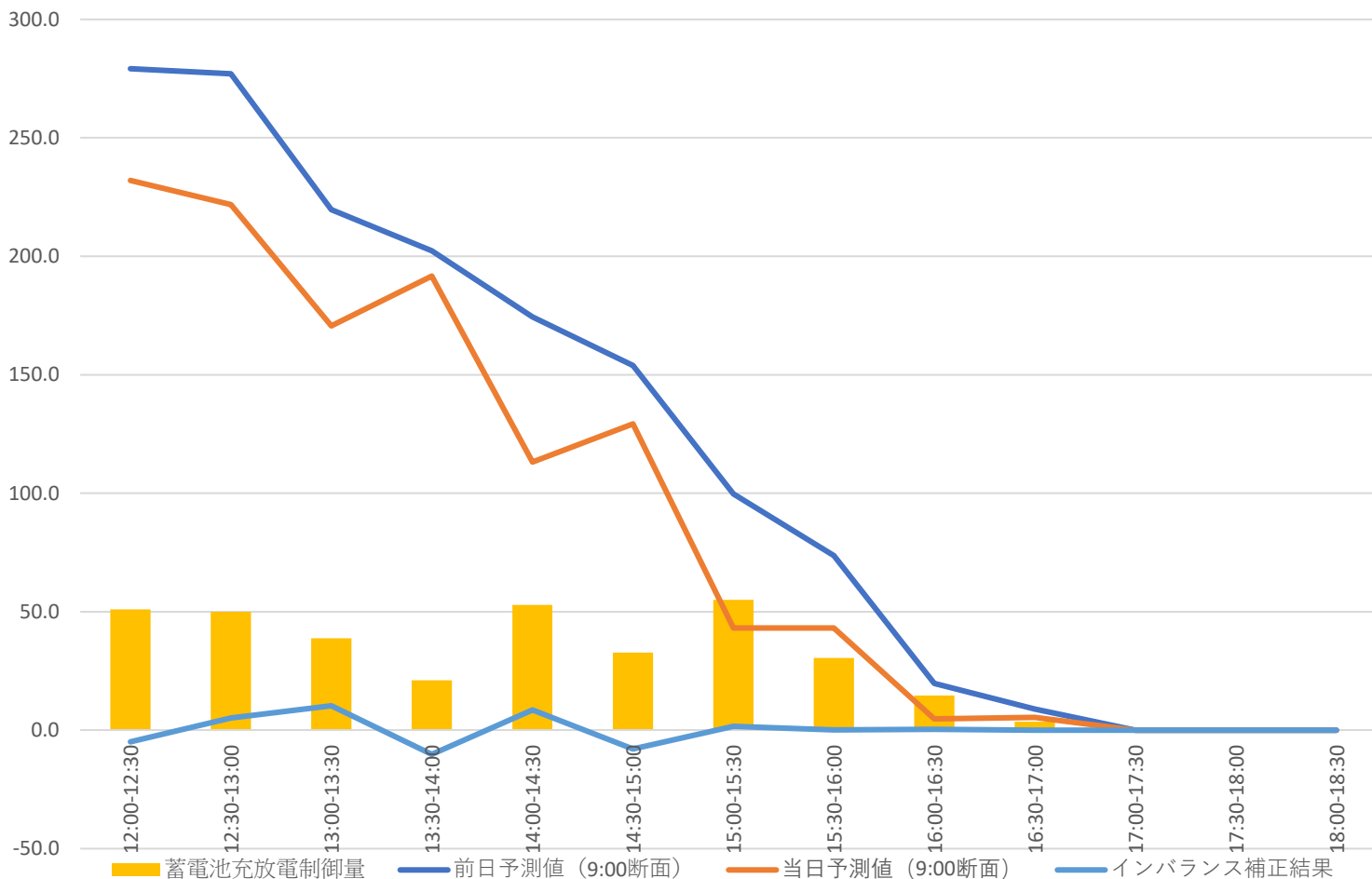
■ 発電BGで発生したインバランス (予測値) に対し、需要BG (PPS) がDRによりGC前調整を実施



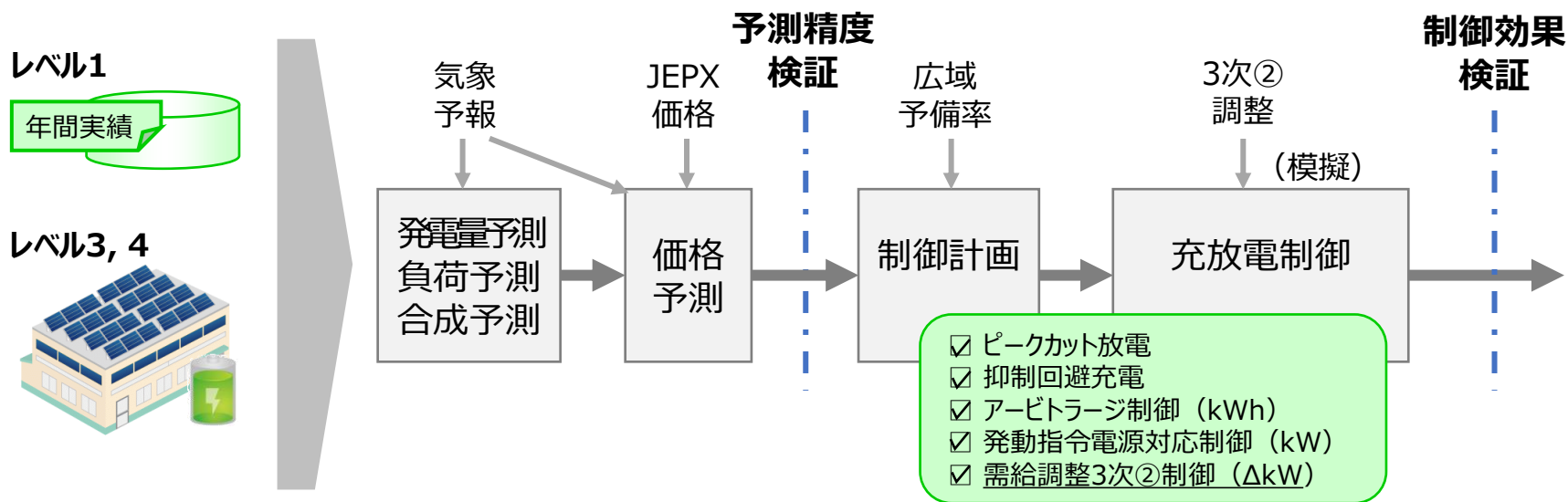
実運用時のリアルタイム対応可否検討
 実ビジネスでの活用を視野にGC前にリアルタイムで調整を行う際の運用検討

■ 当日9:00断面の予測値に基づき、需要側ESS設備を制御してインバランスを補正できることを確認

単位 : kWh



■ 需要地併設のPV・ESSの投資対効果を最大化させる予測制御システムの開発、評価



マルチユース制御の対象拡大

R4実証の3マルチに加えて、需給調整市場を加えた4マルチで制御

※ 需給調整制御はレベル1で実施

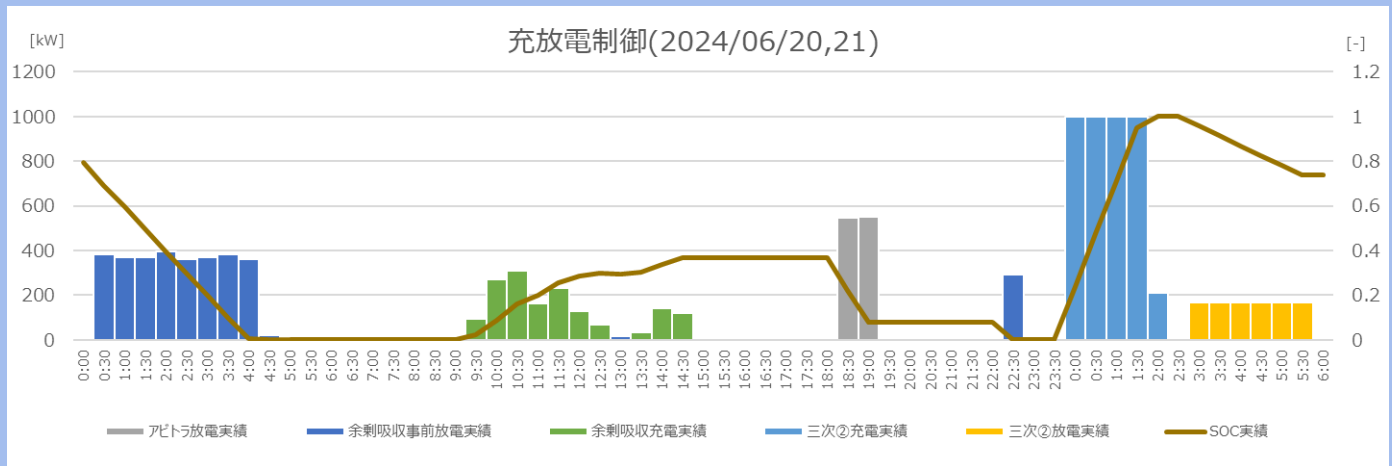
3. 実証概要（独自実証）

需要側ESSマルチユース制御実証 -マルチ制御の結果-

■ 需給調整三次②も含めたマルチ制御試算を実現

東京電力管区における需要側ESSマルチ制御(レベル1)のシミュレーション結果が下記

【エリア/設備】	
管区	東京電力
PV PCS定格容量[kW]	1,000
契約電力(受電)[kW]	2,484
ESS出力計[kW]	1,000
ESS容量計[kWh]	2,000
【制御設定/結果(年間)】	
ピークカット効果[kW]	211
余剰吸収充電[kWh]	123,231
アービトラージ充電[kWh]	353,320
アービトラージ放電[kWh]	380,412
容量市場対応充電[kWh]	14,463
容量市場対応放電[kWh]	9,340
需給調整市場三次②対応充電[kWh]	87,903
需給調整市場三次②対応放電[kWh]	40,979
SOC平均[%]	36
充放電サイクル[回]	268
【経済効果(年間概算)】	
ピークカット効果[円]	4,440,932
余剰吸収効果[円]	2,885,138
アービトラージ効果[円]	5,163,817
容量市場効果[円]	4,988,529
需給調整市場三次②効果[円]	5,798,448
ESS効果合計(概算)[円]	23,276,864
kWhあたりのESS効果合計(概算)[円]	11,638



太陽光発電分を吸収するための事前放電後、太陽光発電余剰分をESSへの充電に充て、後続でアービトラージ放電を実施。またその後三次②用の充電後、三次②用に放電を実施。

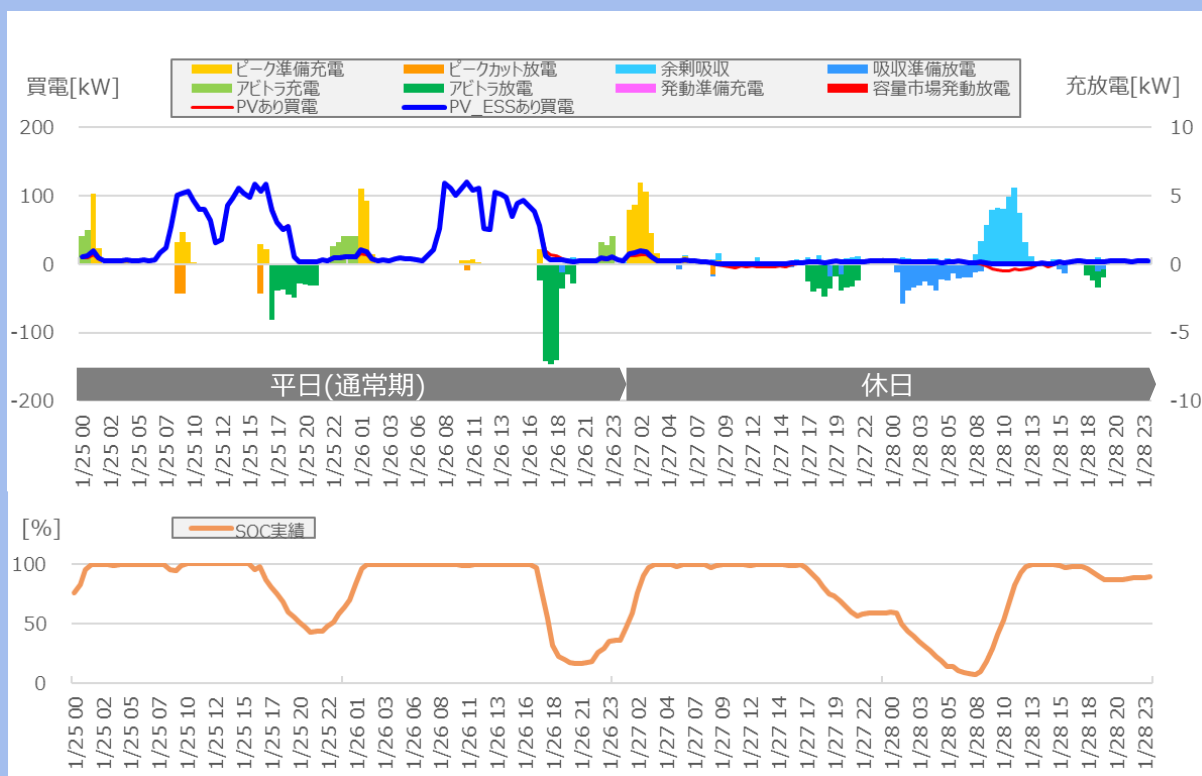
3. 実証概要 (独自実証)

需要側ESSマルチユース制御実証 -マルチ制御の結果-

■ 平日/休日で異なる負荷に合わせて、マルチユース制御が実現できていることを実機で確認

関西電力管区における需要側ESSマルチ制御(レベル3)の結果が下記

【エリア/設備】	
電力管区	関西電力
PV PCS定格容量[kW]	16.5
契約電力(受電)[kW]	144
ESS出力計[kW]	8.0
ESS容量計[kWh]	19.6



通常期はアービトラージやピークカットによる制御、休日は消費電力が少ないため余剰吸収による制御などマルチユース制御されていることを確認

1. 事業概要
2. 実証概要 (共通実証)
3. 実証概要 (独自実証)
- 4. 実証総括**

3か年の成果と実ビジネス化に向けて

これまでの実証の成果

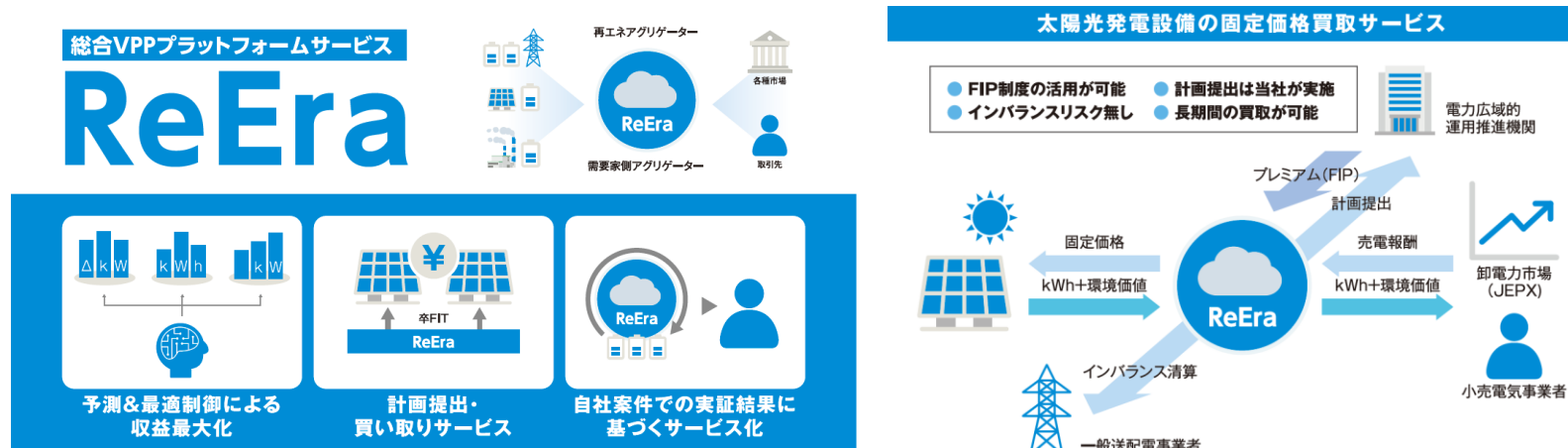
評価軸	実証参加前の状態	実証の成果		
		令和3年度	令和4年度	令和5年度
技術面	発電量予測 ベースとなる予測モデルを開発済だが、特定少数の机上検証が中心となっており、実用性は不透明。	発電量予測 全国のPV発電所で、AIを用いた予測の高精度化に着手、実用性を見通すことができた。	発電量予測 クレンジングを改善。また、風力/水力発電のインバランスを試算し、異種発電BGを検証。	発電量予測 発電/負荷の合成となる余剰電力、BG効果を検証。均し効果検証を9エリアに拡大。
	蓄電制御 [kWh, kW, ΔkW] 供出の振り分けを想定した制御は未実装。	蓄電制御 kWh供出とインバランス制御等の組み合わせ制御を開発/検証。	蓄電制御 [kWh, kW] のマルチユース制御ロジックを開発/検証。	蓄電制御 [kWh, kW, ΔkW] のマルチユース制御を検証。
採算性	再エネアグリゲーション 実績値を使ったFIP経済性は未検証。バランシングコストや均し効果は定量化できていない状態。	再エネアグリゲーション 全国メガソーラーx42で、FITよりFIPの経済性が高い検証結果を得た。	再エネアグリゲーション BG組成した場合のFIPの経済性を3エリアで検証（バランシングコスト、FIP-FIT収益差）。	再エネアグリゲーション BG組成でインバランスが減るものの、経済メリットは出にくく、制度上の課題と認識。
	蓄電制御 マルチユース制御の経済効果は未知。	蓄電制御 異なる制御を組み合わせた場合の経済効果を試算。	蓄電制御 [kWh, kW] 制御で前年比1.7倍程度の経済効果を得た。	蓄電制御 [kWh, kW, ΔkW] 制御で前年比2倍程度の経済効果。

実ビジネス化に向けての課題と今後の対策

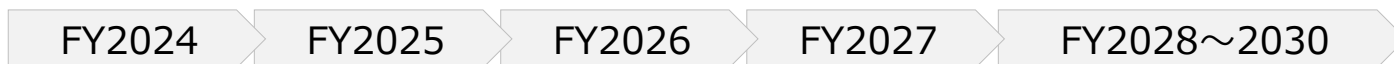
評価軸	実ビジネス化に向けての課題	今後の対策
技術面	一次調整力などの週間市場を取り扱う場合のマルチユース制御ロジック考案、実装	令和6年度開設商品の価格/取引実績を使い、制御ロジックの妥当性を検証（シミュレーション → 高圧・特高ESS実機制御）
制度面	<ul style="list-style-type: none"> 現インバランス制度は、経済的インセンティブが働きにくい 現需給調整制度は充電を伴う蓄電制御で利用しにくい 系統蓄電所の制度が過渡期（発電&需要地、BG調整等） 	実証成果および実用事例で得た知見を元に、制度上の課題と解決案を提言していきたい
採算性	FIPの採算性、マルチユースESS制御の経済性は確認できたが、制度変更リスク、中長期的な予見性リスクを併せ持つ状態	制度提言と実績積み上げにより、中長期的な経済性の蓋然性を高めていく

今後の展望 1/2

■ サービスブランド ReEra (リエラ) として商品化、各種市場に継続対応していく予定



【ロードマップ】



再エネアグリゲーション事業

各種予測サービス（発電、消費、価格等）
BG組成/固定価格買い取りサービス

蓄電池マルチユース制御事業

自社ESS設備で実績検証（高圧、特高）
需給調整一次オフライン対応
需給調整一次専用線対応
需給調整二次/三次対応

※ 2024/3現在の計画。市場動向、顧客ニーズ、制度変更に合わせて対応方針を変更予定。

再エネと調整力は表裏一体、ReEraを軸に再エネ普及の加速に挑戦します



長期：再エネ流通プラットフォームとして再エネ普及を加速

