

NEDO再生可能エネルギー分野成果報告会2025 プログラムNo.4-2

電力システムの混雑緩和のための分散型エネルギーリソース 制御技術開発(FLEX DERプロジェクト)／

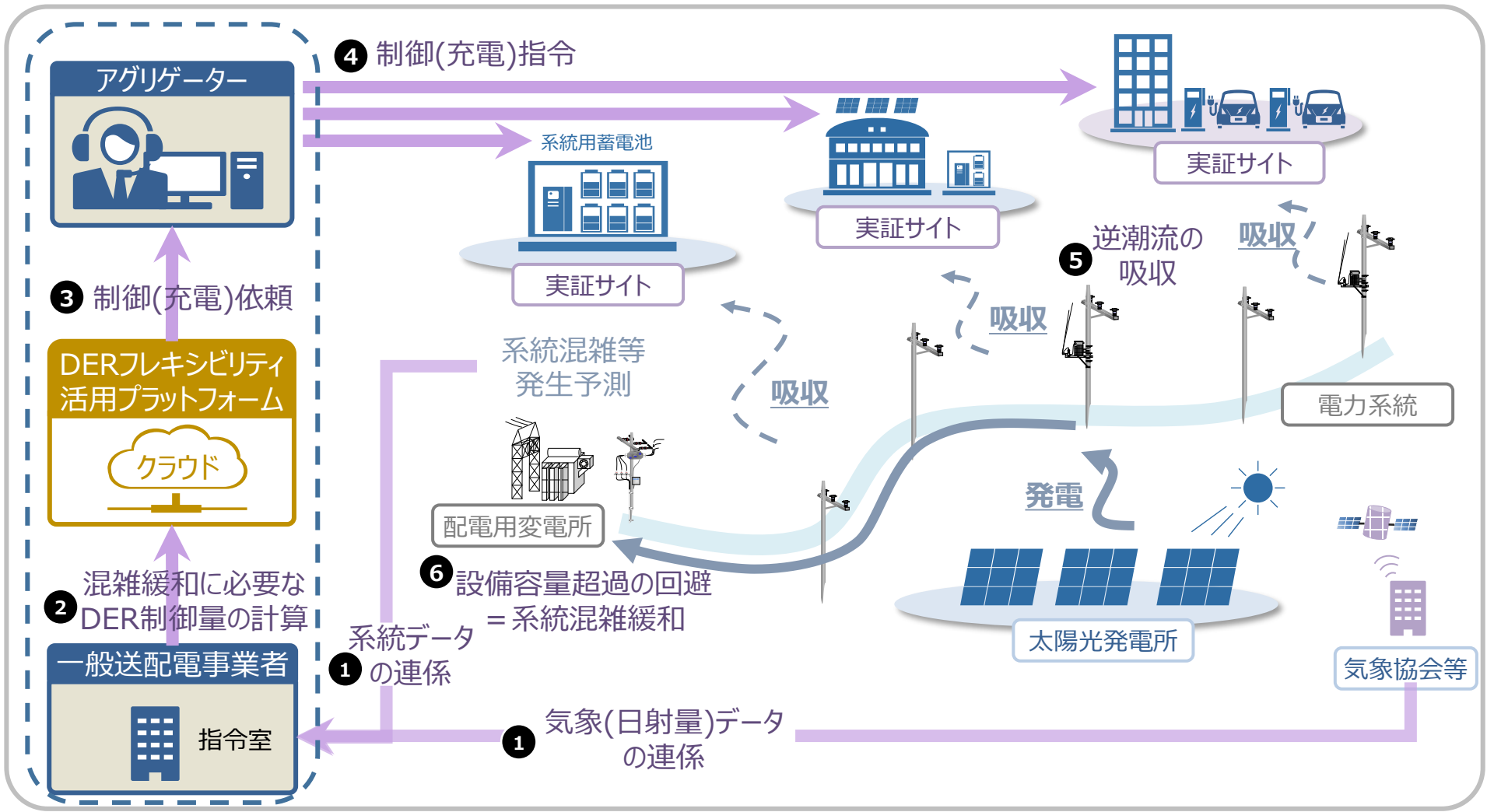
フィールド実証結果と社会実装に向けた 今後の方向性

発表：2025年7月15日

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

発表者名：東京電力パワーグリッド(株) 技術統括室 次世代ネットワークイノベーション推進担当部長 兼 グループ事業推進室 小林 直樹
団体名：東京電力パワーグリッド(株)、(学)早稲田大学、(株)三菱総合研究所、関西電力送配電(株)、京セラ(株)、(国)東京大学、
中部電力パワーグリッド(株)、東京電力エナジーパートナー(株)、東京電力ホールディングス(株)、三菱重工業(株)
問い合わせ先：東京電力パワーグリッド株式会社プロジェクト担当窓口 E-mail: FLEX-DER_CONTACT@ml.tepco.co.jp

- 大量接続された再エネ起因による系統混雑を想定
- 同系統に接続された蓄電池やEV等のDERフレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現可能性を検証



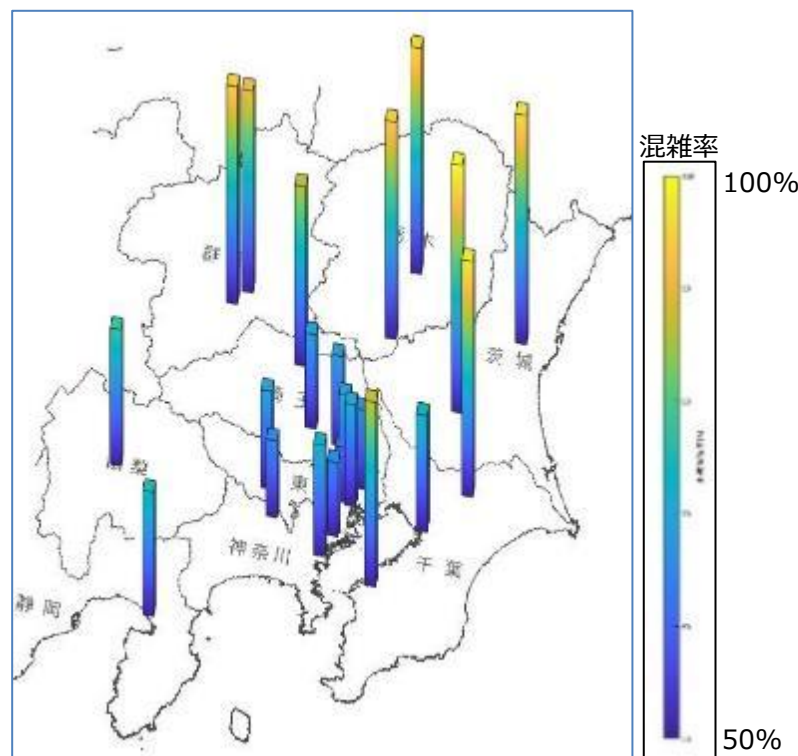
フィールド実証エリアの概要

■実証エリア：栃木県 那須塩原市

- 逆潮流により数年以内に過負荷（混雑）する可能性が高いエリア
- カーボンニュートラル、地域創生に積極的に取り組み、本事業へのご理解とご協力をいただけるエリア

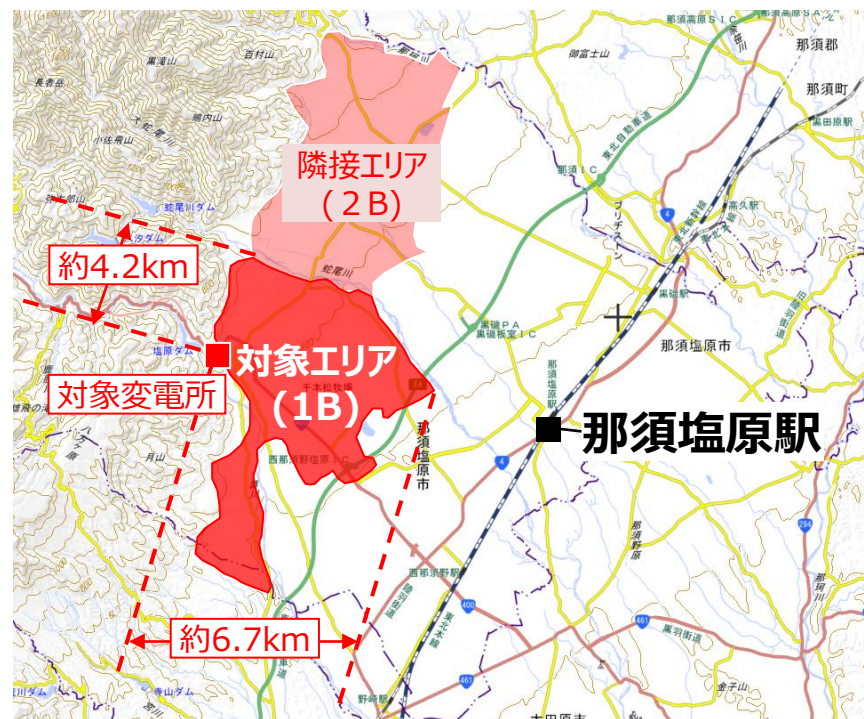
■実運用に悪影響を与えないよう、対象系統の運用容量を仮想設定することで混雑を模擬

地域別系統状況(空容量/運用容量 [%])



※東電PGホームページデータをグラフ化
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>

対象エリア

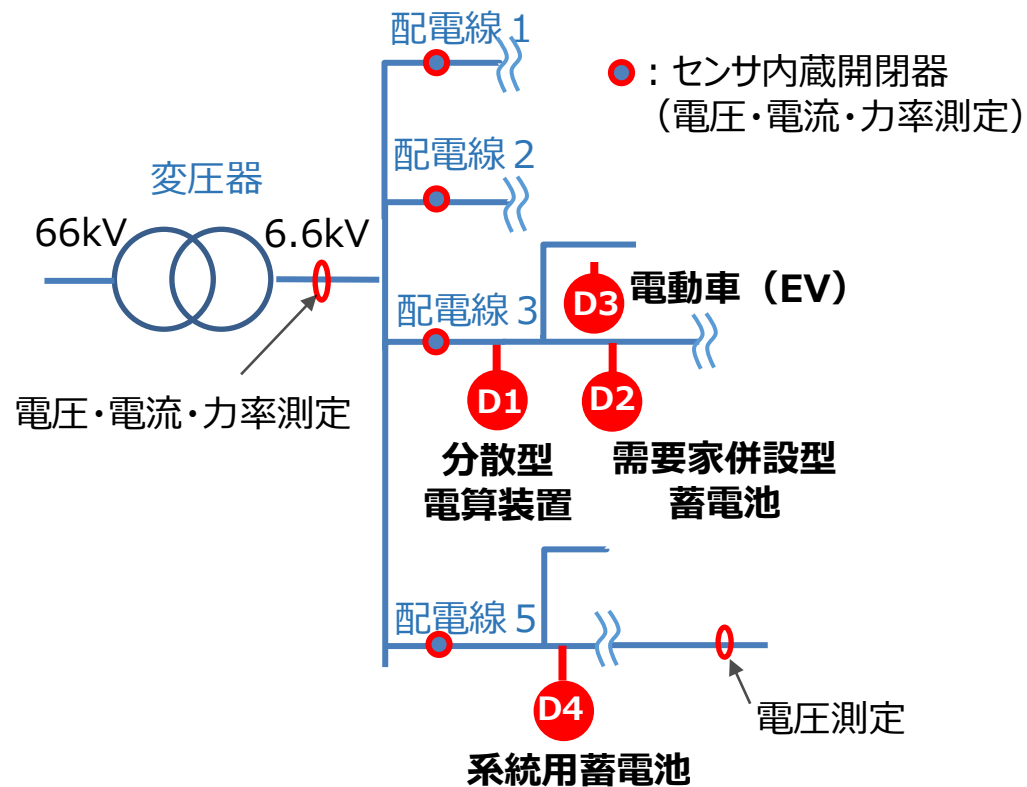


『出典：地理院地図(電子国土Web)をもとに東京電力パワーグリッド株式会社にて作成』

フィールド実証 対象システムの概要図

- 実証対象となる配電用変電所の配電系統（概略）は、以下のとおり
- 系統用蓄電池、需要家併設型蓄電池に加え、事業者さまのご協力を得て、電動車（EV）、分散型電算装置等のDERを現地設置し、検証を実施

対象フィールドの概略



■ 負荷契約

高压需要家 : 7.4MW (約70件)
低压需要家 : 20.0MW (約5,000件)

■ 発電契約(主にPV)

高压連系 : 11.6MW (約10件)
低压連系 : 5.0MW (約200件)

■ 活用したDER

D1 : 分散型電算装置 (50kW)
D2 : 需要家併設型蓄電池 (100kW)
[自治体併設]
D3 : 電動車 (EV) 10台 (最大30kW)
D4 : 系統用蓄電池 (1.99MW)

(負荷・発電契約量は2022/5/16時点の値)

※ 上記は、対象フィールドの幹線を概略的に記したもの。配電線 4 には水力発電所のみが連系しているため省略。

実証設備の概要（系統用蓄電池）

■本事業計画に基づき、実証のための系統用蓄電池（筈根蓄電所）を設置

<設備諸元>

設置場所：那須塩原市関谷地区

設備容量：リチウムイオン電池（出力：1,999kW、公称電力容量：6,310kWh）

■現地状況

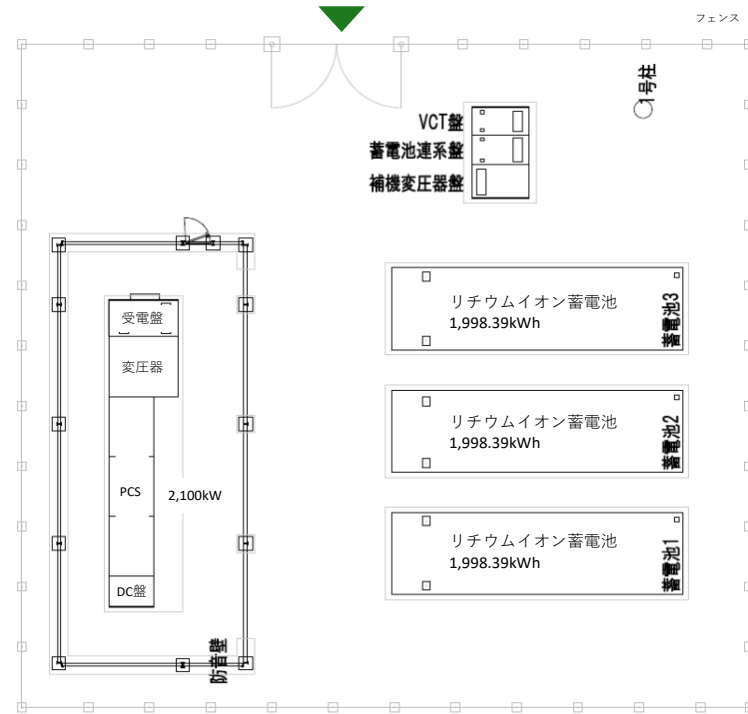
高圧受電盤

蓄電池コンテナ×3

防音壁
(内側にPCS盤)

■機器配置図

撮影方向（左上図）



実証設備の概要（需要家併設型蓄電池）

- 本事業計画に基づき、自治体施設の敷地内に需要家併設型蓄電池を設置

<設備諸元>

設置場所：那須塩原市関谷地区

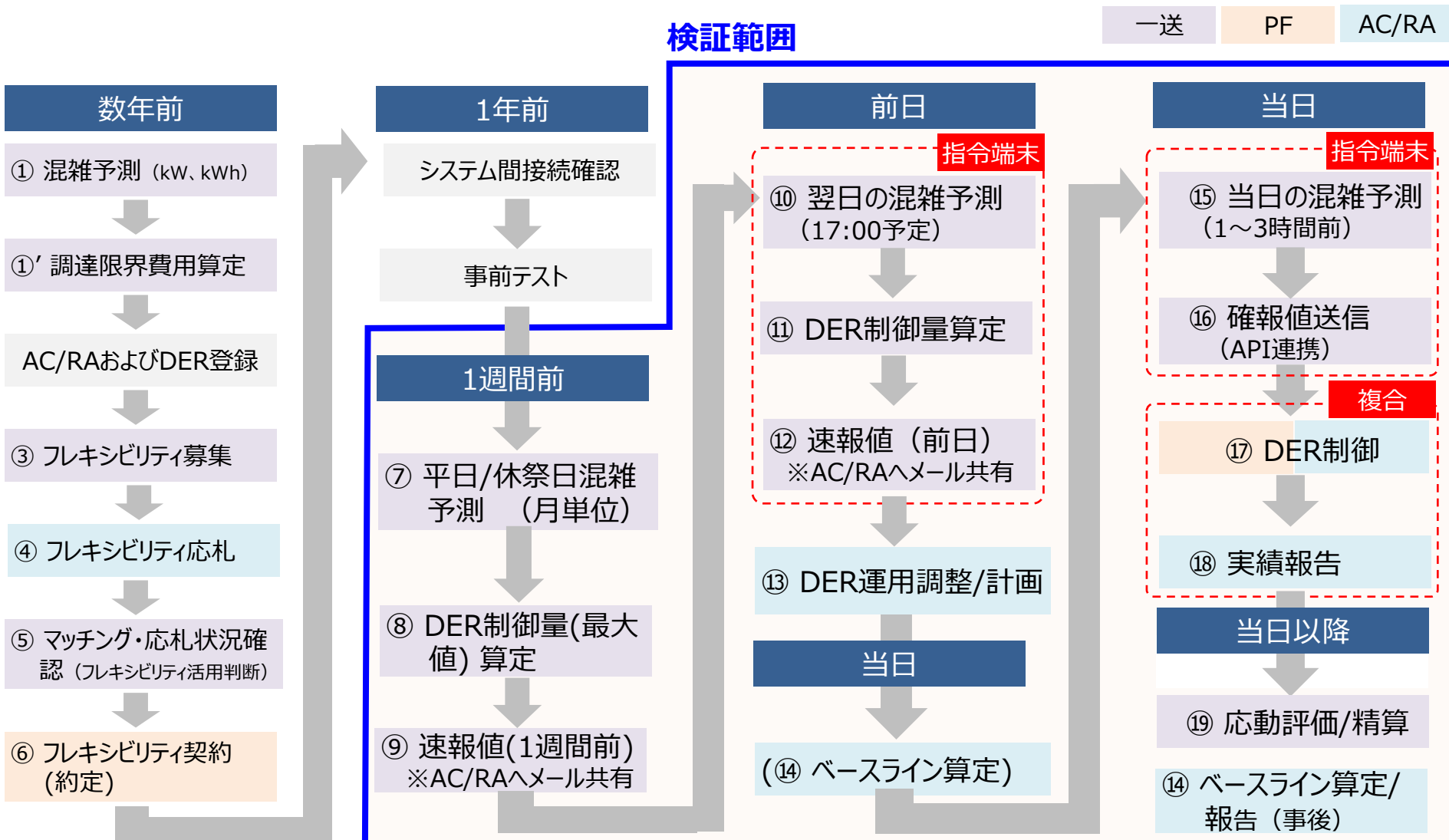
設備容量：リチウムイオン電池（出力：100kW、公称電力容量：643kWh）

■ 現地状況

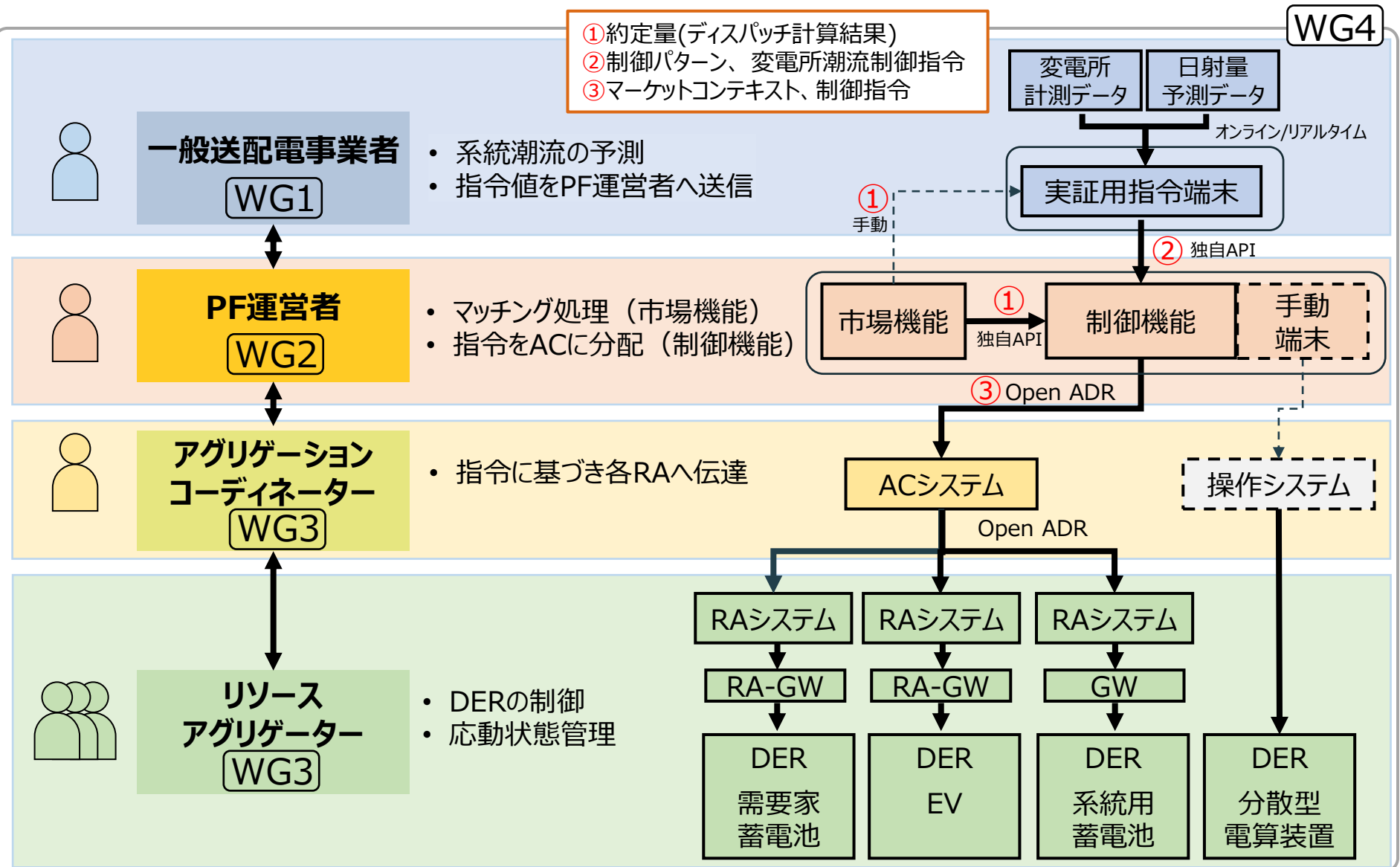


フィールド実証における業務フローと検証範囲

- DERフレキシビリティを活用した混雑緩和の取り組みに関する業務フローを以下のとおり設定
- 実証における検証範囲を「⑦混雑予測」から「⑱実績報告」までとし、2024年5月、9月に実施



■各事業者がそれぞれの役割に基づき、実証用システムの動作・運用性検証、DERの応動評価、業務フローの検証、課題の抽出を実施



実証ケース、シナリオ

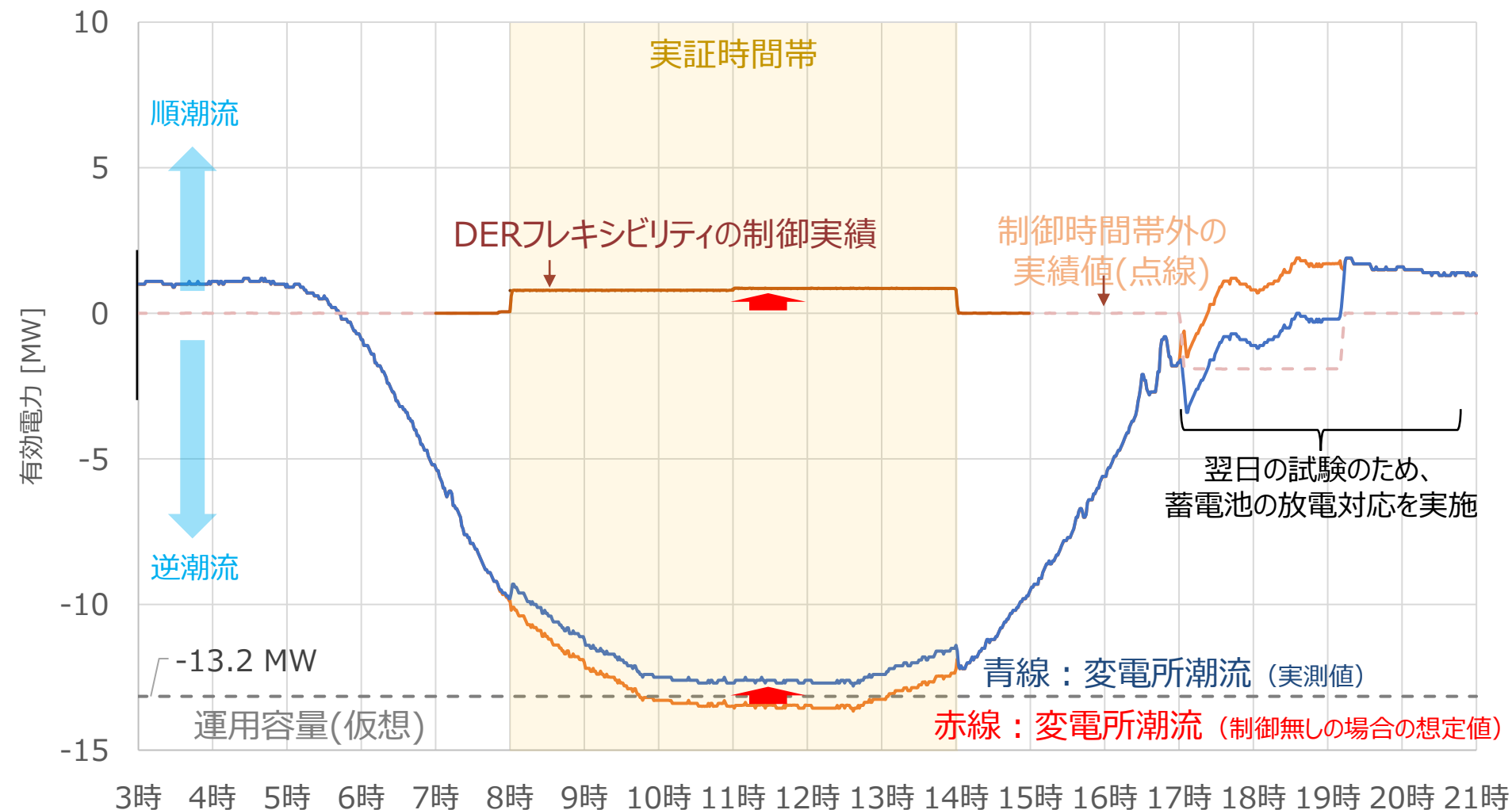
■2種類の制御パターン※を用い、12のシナリオに基づき、システム・手順等の有効性を検証

ケース	制御 パターン	検証項目	シナリオ(概要)	約定量と指令値、指令値と応動量の関係	
				指令値	応動量
1	1	業務フロー	・系統用蓄電池のみ制御	約定量を全部活用	指令値どおり
2			・系統用・需要家蓄電池、分散型電算装置を制御 ・指令変更あり（発出後、1時間毎に指令値見直し）	約定量の一部活用	
3,4			・系統用蓄電池のみ制御	約定量を全部活用	
5	2	マルチユース	・系統用・需要家併設型蓄電池を制御 ・他市場参画も考慮した運用評価	約定量を一部活用	
6			・系統用・需要家併設型蓄電池を制御 ・需要家エネマネ（ピークカット）を考慮した運用評価		
7		応動	・系統用・需要家併設型蓄電池、EVを制御		
8,9		融通	・RAが複数DER間の制御量融通を実施		
10		系統切替	・「系統切替あり」設定時のリソース応動		
11		インシデント	・システムトラブル時の緊急連絡体制の有効性評価		
12		応動不足	・DER不応動時の異常検出（一送システム）	指令値より不足	

※ 制御パターン1：需給調整市場三次調整力②相当・・・実需給1時間前に指令発出（6時間×1回） 参考スライド参照
 制御パターン2：発動指令電源相当……………実需給3時間前に指令発出（3時間×2回）

■指令システムが変電所混雑を予測し、制御指令を発出

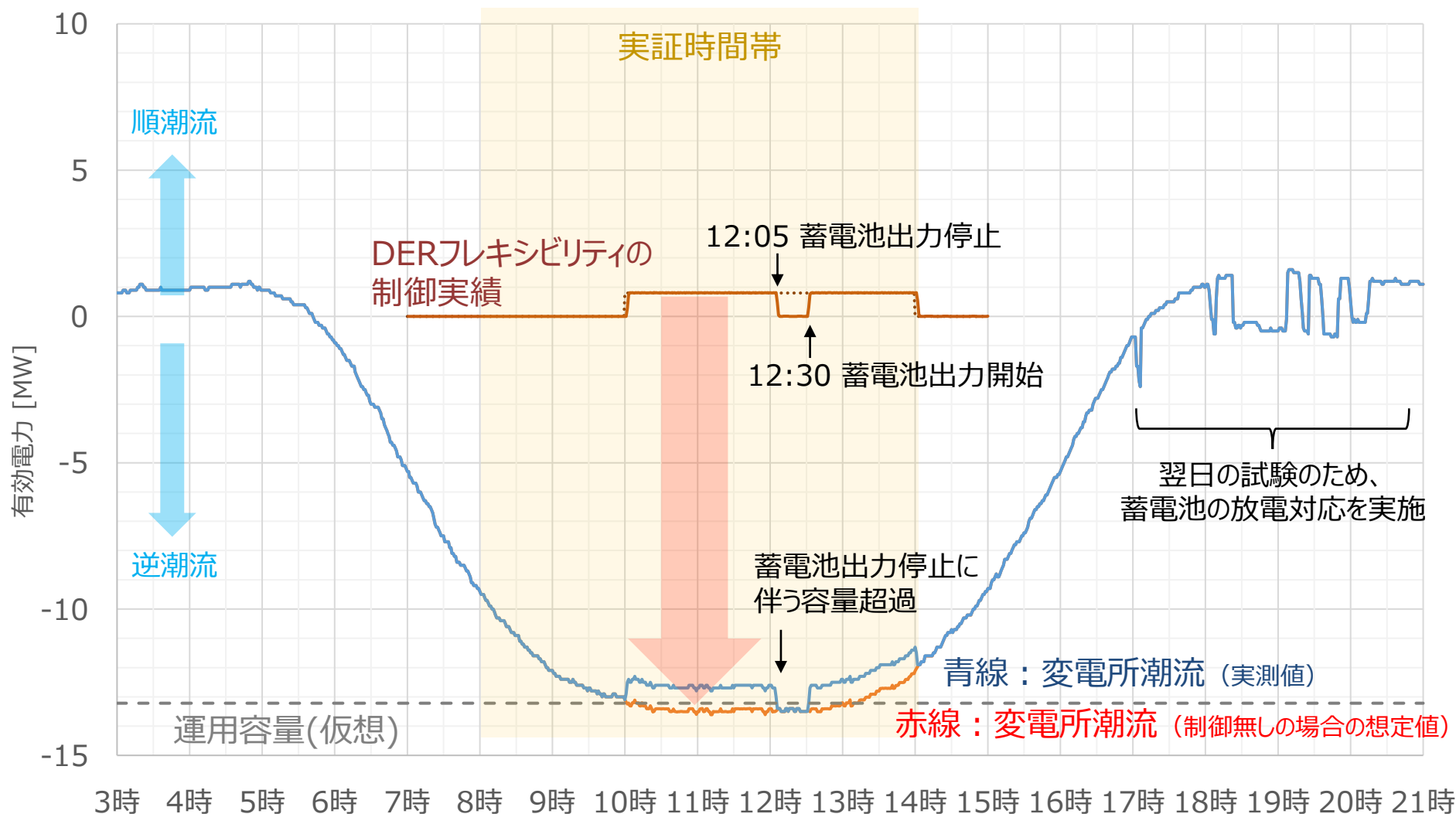
■DERフレキシビリティの応動により系統混雑を回避 (潮流は運用容量内に抑制)



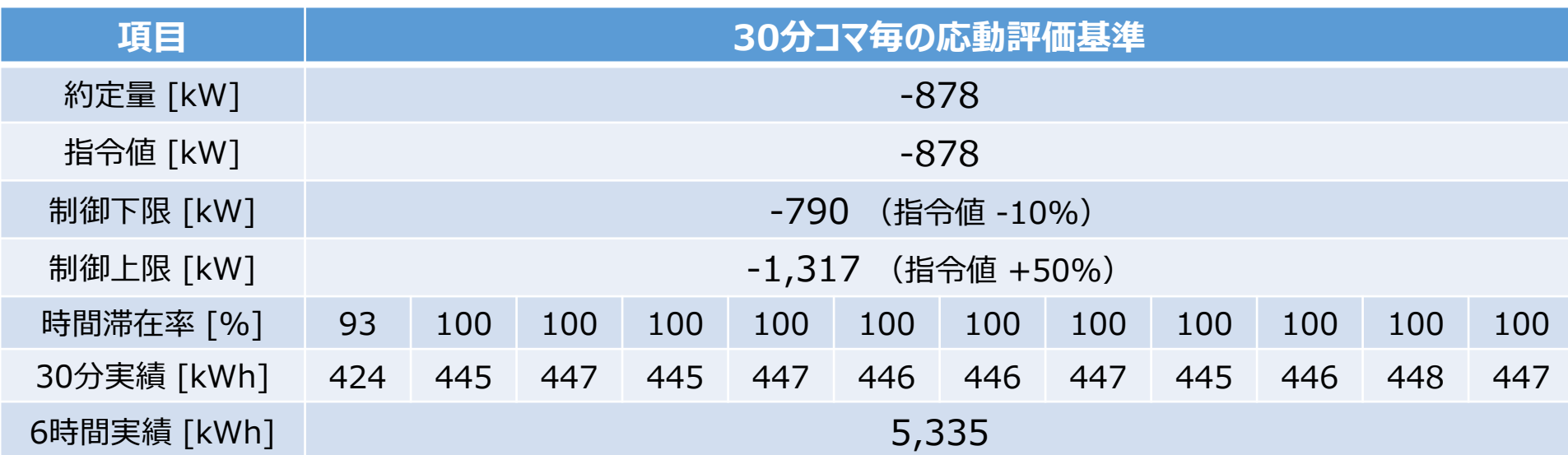
実証結果の一例 (ケース12：応動不足)

■ 応動中に蓄電池が出力停止したことによる混雑発生をシステム側で検出

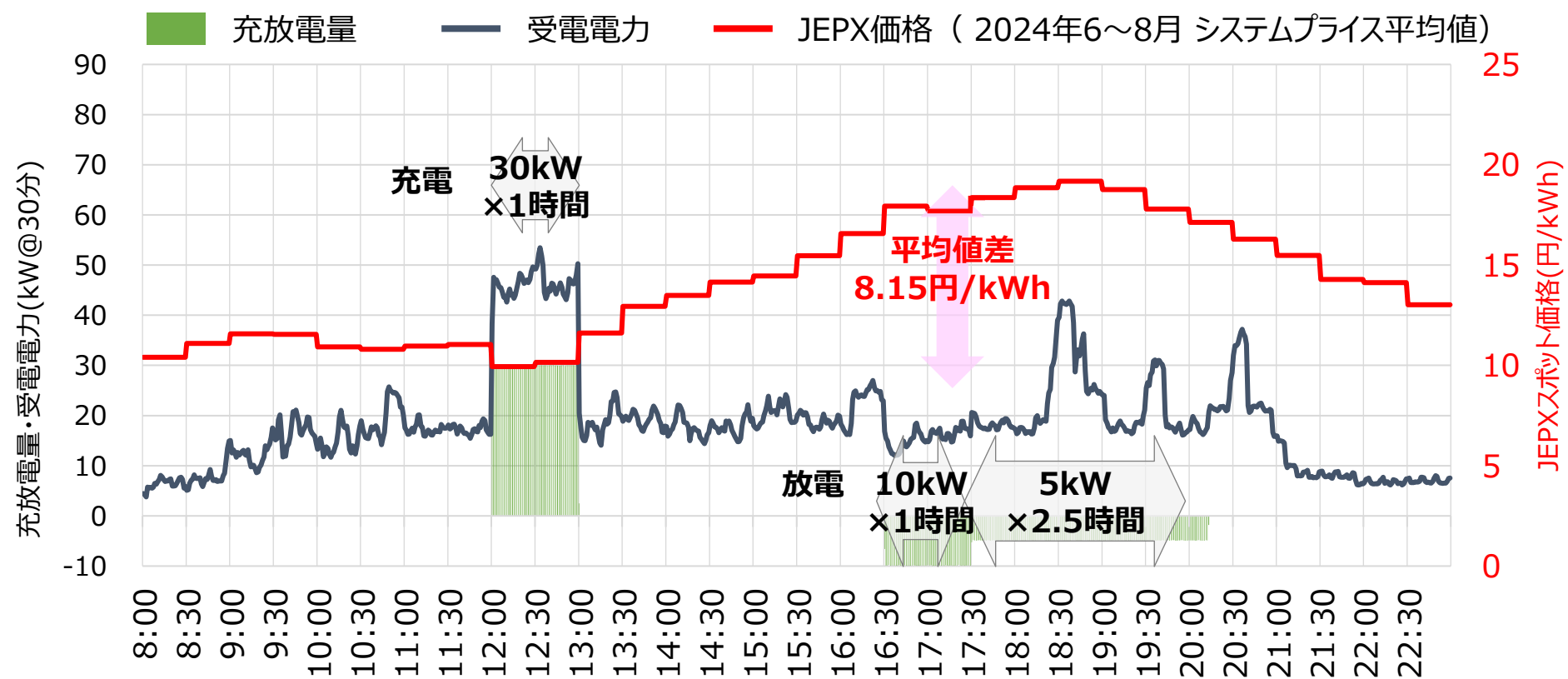
■ 混雑検出後、**再度の制御指令（セーフティーネット発動）**により蓄電池が動作し、混雑を解消



※1 系統用蓄電池、需要家併設型蓄電池は受電点、分散型電算装置は機器点で評価
※2 30分間で各1分値が27/30回以上範囲内に収まれば成功

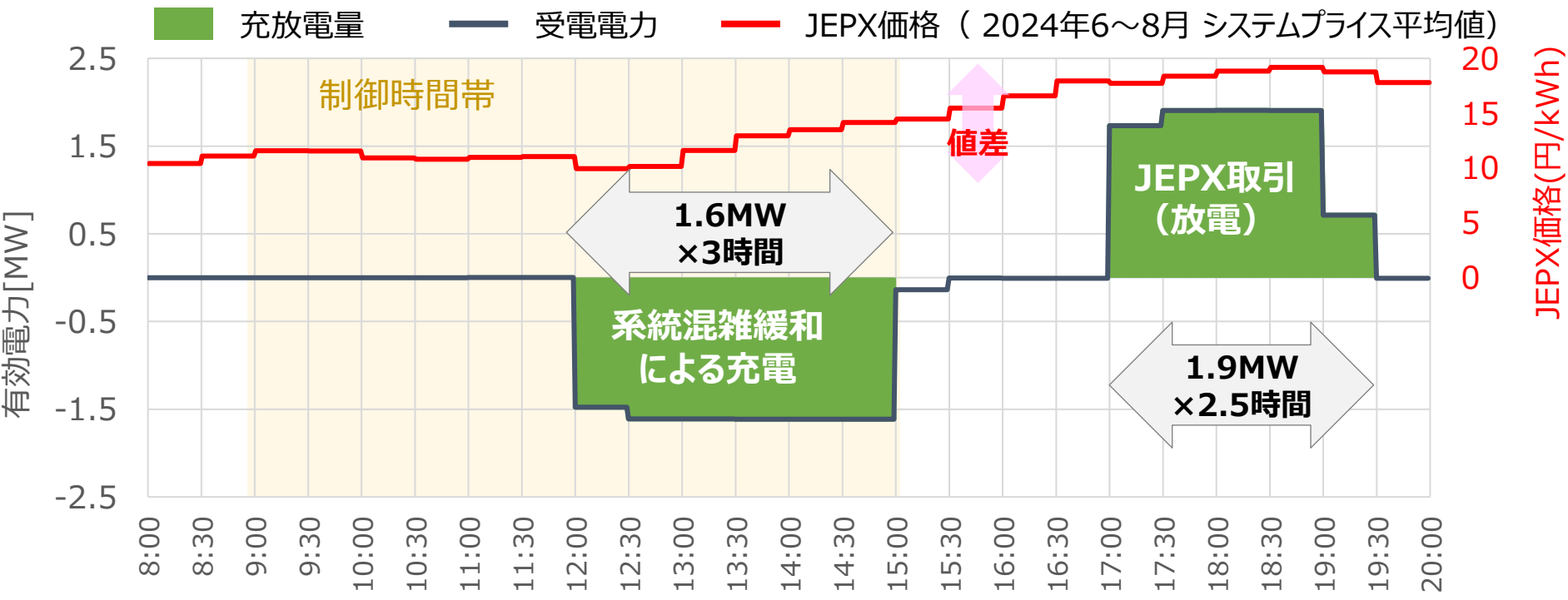


■制御当日に需要家併設型蓄電池へ指令が無い場合、卸電力市場に活用可能であることを確認



項目	12:00	12:30	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	合計
価格 [円/kWh]	9.9	10.2	18.0	17.7	18.4	18.9	19.2	18.8	17.8	17.1	—
充放電量 [kWh]	-14.9	-15.0	4.9	5.0	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	1.1	—
買電費用 [円]	-148	-152	—	—	—	—	—	—	—	—	-300
売電収入 [円]	—	—	88	88	45	46	47	46	44	19	422

■系統混雑緩和の指令に従い充電した電力を、卸電力市場価格の高い時間帯に放電するスキームが、運用上問題なく実施可能であることを確認



時間帯	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	合計
価格 [円/kWh]	9.9	10.2	11.6	12.9	13.5	14.2	17.7	18.4	18.9	19.2	18.8	-
充放電量 [MWh]	-0.7	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	0.4	-0.7
買電費用 [千円]	-7.3	-8.2	-9.3	-10.4	-10.4	-11.4	-	-	-	-	-	-57.6
売電収入 [千円]	-	-	-	-	-	-	15.4	17.5	18.0	18.3	6.7	75.9

- 検討を通じて抽出された「制度面の課題」は以下の通り
- DER導入段階では市場参加できるDERが少ないため、市場ではなく一送による公募調達为主と想定
 - 公募を念頭に、フレキシビリティ活用にあたり優先的に対応すべき項目を優先度「高」と評価

項目	課題の概要	優先度
フレキシビリティ 対価の原資	レベニューキャップ等への計上、インセンティブ設定 （費用便益評価手法およびフレキシビリティ募集・調達手法の整理含む）	高
セーフティーネット （発電制御）	制度上の位置づけ	高
	発動に伴って発生するインバランスの扱い	
調達対象 （発電制御）	フレキシビリティ調達量の不足時に、「発電制御」を認めることの妥当性	
	上記におけるインセンティブの考え方	
商品メニュー	募集要件（調達時期、応動対象期間、調達頻度、ブロック枠、制御要件等）	高
	応動評価基準（時間滞在率、ベースライン、除外日等の設定方法）	
	供出量未達時のペナルティ（約定量に対する未達、途中退出の発生等）	
計量方法	機器個別計測の導入	

各研究項目で抽出された課題（技術/運用面） その1

■検討を通じて抽出された「技術/運用面の課題」（一送、プラットフォーム）は以下の通り

区分	項目	課題の概要	優先度
一送	系統混雑予測	短期予測手法の精度向上	高
		予測誤差やDER応動速度・精度（マージン）を踏まえた募集量と調達コストの考え方	
	フレキシビリティ運用	予測精度を踏まえたフレキシビリティ運用方法	高
		指令発動リリース時のDER運用	
	セーフティーネット	一送システム（指令機能）とセーフティーネットの連携方法	高
		セーフティーネットの実装方法（ハード・ソフト）及び運用方法/発動条件等	
	上位/下位連携	需給調整と系統混雑緩和の両立に向けた情報連携方法およびフレキシビリティ運用方法	高
プラットフォーム	見える化	地図上への募集エリアの提示方法	高
		アグリゲーターがアクセスしやすい情報開示方法	
	拡張性	DER数を踏まえたプラットフォーム構築（市場機能/制御機能のデータ連携含む）	
	制御機能	系統切替情報を踏まえた指令方法	高
	精算	精算を行うための計量データ連携方法	高
		精算の仕組みの実装方法	

■「技術/運用面の課題」（アグリ、共通）は以下の通り

区分	項目	課題の概要	優先度
アグリ	DER運用高度化	長期運用を見据えた蓄電池等の運用高度化（自動化含む）	高
		DERのマルチユース	高
		マルチユースのユースケース多様化	高
		系統毎のDER群管理方法	高
		DER不応動発生時におけるRA側の対応策	
		充放電制約時間帯を踏まえた系統用蓄電池の運用性	高
	フレキシビリティ対象機器の多様化	蓄電池、EV、分散型電算装置以外の機器の活用	高
		オフライン制御の活用可否	
		DERフレキシビリティの社会実装方策拡充（EV-普通充電器相互個体識別技術など）	高
共通	商品/メニュー	追加募集、調達緩和型、余力活用契約等のメニュー/スキーム	
		商品メニュー（長期・短期）の要件・役割分担	
		市場型以外のメニュー/スキーム	

今後の方向性

■短期の取り組み：実運用への移行に向けた課題解決と運用ノウハウの蓄積

- **標準化の推進**・・・エリアごとに異なるルール・インターフェースの乱立を回避
- **市場の最適化**・・・混雑緩和のためだけの市場にしない（後述）
- **適地・適時誘導**・・・後手に回る前の仕組み作り（見える化、インセンティブ、インターフェース等）

■中長期の取り組み：上位/下位連携

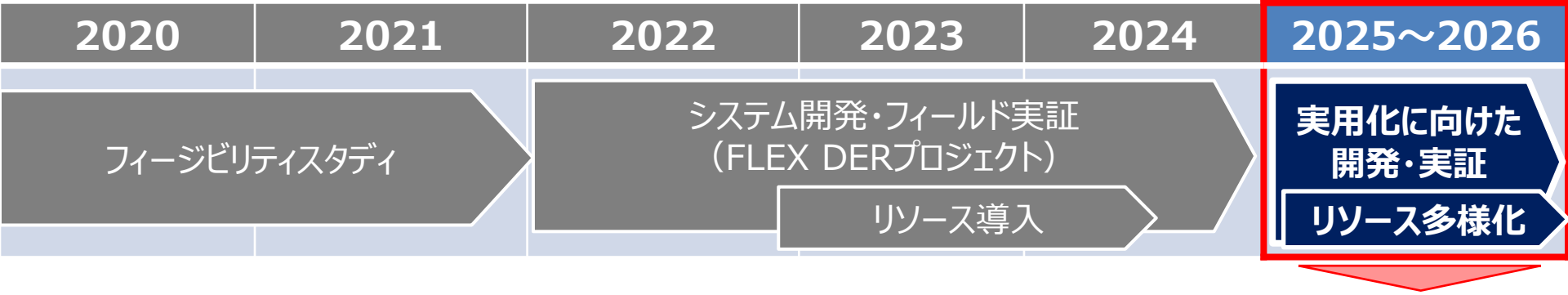
- **DERの最適運用**・・・「卸電力＋需給調整＋容量＋混雑緩和」におけるDERの最適化
- **TSO-DSO連携の推進**・・・「上位/下位連携」の構築による需給・混雑課題の同時解決

■短期と中長期の取り組みは共通点が多く、中長期につなげる観点で短期取り組みを推進すべき

【参考】短期と中長期の取り組みの共通点（主な内容の抜粋）

本事業の研究開発項目	共通点
混雑予測技術	配変バンク、配電系統レベルでの潮流予測
セーフティーネット	必要性・重要性、具体的実施方法等
系統情報とDER情報の連携	一送が系統情報とDER情報を紐付け、発電/小売/アグリ事業者に情報共有
データ連携・通信プロトコル	- DERのグループ化（変電所ごと、配電線ごと等、一定のグループで管理） - マルチプロトコル化に向けた方向性（OpenADR：一送～電気事業者間、IEC61850：一送～系統直結DER 等） - 上位/下位連携（並行発動への対応）を念頭に置いた連携
DER管理・制御（アグリ）	DERのグループ管理を行うためのアグリゲーターシステム仕様

- 前述の課題整理を踏まえた「短期の取り組み」における検討テーマは下表のとおり
- フィールド実証（必要に応じラボ実証も併用）の継続も含め、実用化に向けた開発推進が望まれる



領域	検討テーマ（イメージ）	
一般送配電事業者	予測精度を踏まえたフレキシビリティの運用方法の検討	
	セーフティーネットの技術的手段の確立	
プラットフォーム	募集エリアを伝える仕組み（見える化）の確立	
	DERフレキシビリティ活用PFの高度化	
アグリゲーター	リソースの運用性検証（長期運用） および フィールド実証を踏まえた応動信頼度の分析	系統用蓄電池
		需要家併設型蓄電池
		低圧DER
		EV
		分散データセンター/分散型電算装置
	DERの系統毎のグルーピング（群制御）の検討	
	DERフレキシビリティ活用の社会実装方策の拡充（EV-普通充電器相互個体識別技術など）	

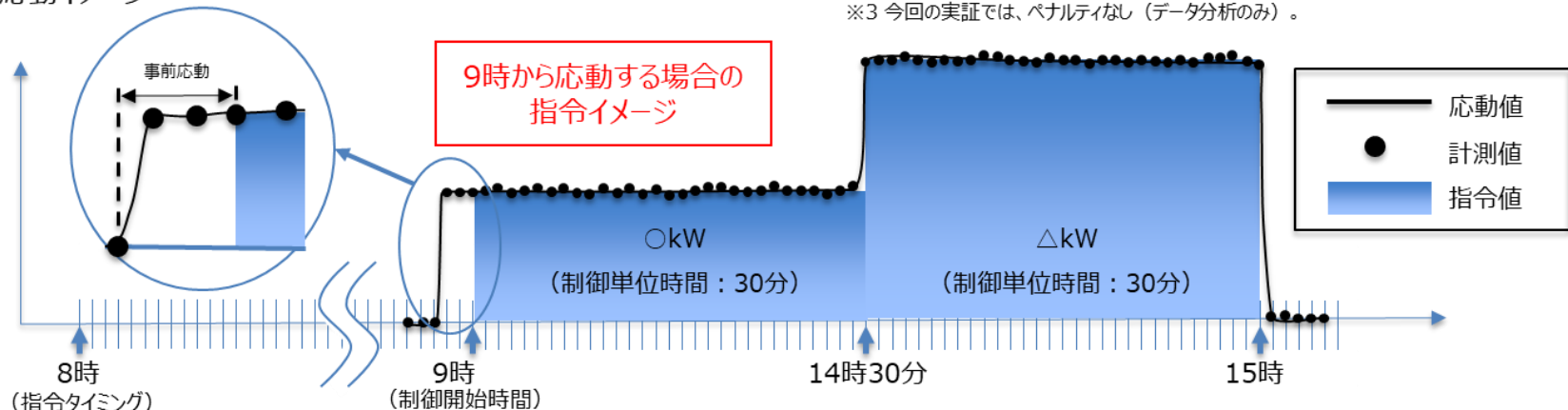
ご清聴ありがとうございました

■需給調整市場調整力三次②の制御要件に準じて、制御要件を設定

パターン1

項目	具体的要件	考え方
指令項目	有効電力量 P [kW]	有効電力指令, ゼロ指令有り
制御連続発動時間	6時間 (5月: 8:00~11:00, 11:00~14:00) (9月: 9:00~12:00, 12:00~15:00)	制御が必要な時間 (9:00~14:00) + 予備制御時間
制御単位時間	30分 (12コマ)	三次調整力②に合わせ設定
指令タイミング	実需給の1時間前 (全コマ分まとめて送信し、変更がある場合に、 変更指令を変更時間帯の1時間前までに送信)	三次調整力②に合わせ設定
事前応動許容時間	実需給の1時間前 (指令が出たタイミングから応動して良い)	三次調整力②に合わせ設定
制御応動報告	制御対象時間帯において1分平均kWを計測し、報告※1 (次コマの制御終了時刻までに一送へ報告)	三次調整力②に合わせ設定
応動精度	上限/制御量超過: +50%, 下限/制御量未達: -10% 時間滞在率: 30ポイント中27ポイント滞在 (三次①参考) (開始1時間前までに指令がない場合は、自由運用ただし放電不可とする)	入札量を基準に、指令値に対し超過及び未達を算定※2 今回の実証に合わせ仮設定 (左記を逸脱する場合ペナルティ※3)

指令/応動イメージ



※1 ただし、今回は実証のため、制御対象時間帯の前後1時間の計測も実施。

※2 入札量100kW、指令値70kWの場合、上限70+50=120kW/下限70-10=60kWとなる。

※3 今回の実証では、ペナルティなし (データ分析のみ)。

【参考】フィールド実証における制御パターン2

■容量市場の発動指令電源の制御要件に準じて、制御要件を設定

パターン2

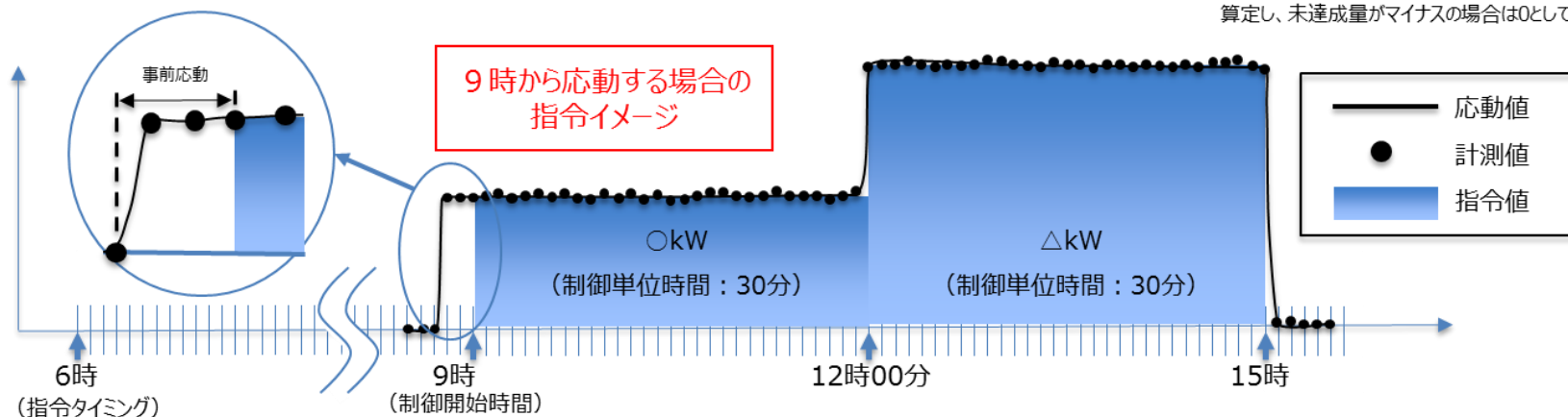
項目	具体的要件	考え方
指令項目	有効電力量 P [kW]	有効電力指令, ゼロ指令有り
制御連続発動時間	3時間×2断面※1 (5月: 8:00~11:00、11:00~14:00) (9月: 9:00~12:00、12:00~15:00)	制御が必要な時間 (9:00~14:00) + 予備制御時間
制御単位時間	30分 (6コマ) × 2断面※1	発動指令電源に合わせ設定
指令タイミング	実需給の3時間以上前 (変更なし)	発動指令電源に合わせ設定
事前応動許容時間	規定なし	発動指令電源に合わせ設定
制御応動報告	30分値 (翌々月末まで報告) ※2	発動指令電源に合わせ設定
応動精度	上下限の規定なし 各コマの未達成量 = (指令値(kW)/2) - 各コマの応動実績(kWh) (未達成量にもとづきペナルティ算定※3)	発動指令電源に合わせ設定

※1 各断面は別々に募集。

※2 実証データは1分毎に採録 (制御前後1時間含む)。

※3 今回の実証では、ペナルティなし (データ分析のみ)。
インセンティブは発動実績から未達成量を差し引いて、算定し、未達成量がマイナスの場合は0として扱う。

指令/応動イメージ



【参考】4.5フィールド実証試験

【2024年度末目標】

- ・実系統でのフィールド実証を行い、**DERフレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を評価**する。
- ・大型の系統用蓄電池を導入した場合の**系統に与える電力品質影響を評価**する。
- ・マルチユースに対応する**需要家併設型蓄電池を用いた系統混雑緩和の技術検証**を行う。
（平時にはエネルギーマネジメントに活用される需要家併設型蓄電池により、系統混雑緩和の指令発出時に各種制御要件に沿った対応が可能か否かを確認し、課題を抽出する。）

【成果】

- ・東京電力パワーグリッド管内の実系統におけるフィールド実証（5月、9月）にて、蓄電池等のDERフレキシビリティ活用により系統混雑緩和の実現可能性を評価する検証結果をまとめた。
- ・実系統に系統用蓄電池を設置し運用するため、系統に影響を与えないよう、「放電禁止制約」「力率一定運転」「段階制御」の制約条件を設定した上で、系統への影響評価として、系統用蓄電池の充放電時の電圧変動データを取得しその結果とまとめた。
- ・当日指令無に基づく他市場転活用の両立可能性、需要家ピークカット機能との併用による系統混雑緩和実現性について検証を行い、結果をまとめた。

<成果のポイント>

●フィールド実証の計画、実施（2024年5月、9月の計19日間）

- 系統混雑緩和効果に関する技術的検証を目的に、12の実証シナリオに基づきフィールドおよび机上にて検証実施

●系統用蓄電池導入による系統影響評価

- 系統連系制約を設定した上で充放電時の影響評価を行った結果、法定電圧管理幅内での電圧変動であり、運用上の問題なしを確認

●需要家併設型蓄電池のマルチユース活用実現性

- 混雑緩和の制御指令が無い場合に、他目的への転用は運用上可能である一方、ピークカット機能との併用においては、需要カーブや利用可能な領域（制御の余裕量）を考慮し入札量を検討する必要あり