

**令和2年度 VPPアグリゲーション事業（B事業）
『東北電力VPP実証プロジェクト』
成果報告書（公開資料）**

1. 目的・全体概要

(1) 実証目的

- エネルギーリソース（蓄電池，EV等）を遠隔・統合制御することにより，VPPの需給調整への活用を実証するとともに，風力発電等の再生可能エネルギーが電力系統に与える影響を踏まえ，VPPの具体的な導入ポテンシャルについて検討する。

(2) 実施事項

- 公募要領P22の実施すべき実証内容に該当する以下の①～④を実施する。
 - ①VPP基盤整備事業者と共同で実施する共通実証
 - ②市場価格連動上げ下げDR（スポット市場，時間前市場等での供給力取引を想定した実証）
 - ③電動車（EV/PHV）の電力系統への逆潮流（V2G）の検証（実際に逆潮流を行い系統への影響を評価），EV充放電制御システムの開発と検証
 - ④その他（基準値の精度向上，電圧制御・潮流制御，個別計測機の精度評価，機器の稼働予測と基準値設定に関わる技術の検証，その他SIIが指示する取組みへの対応等）

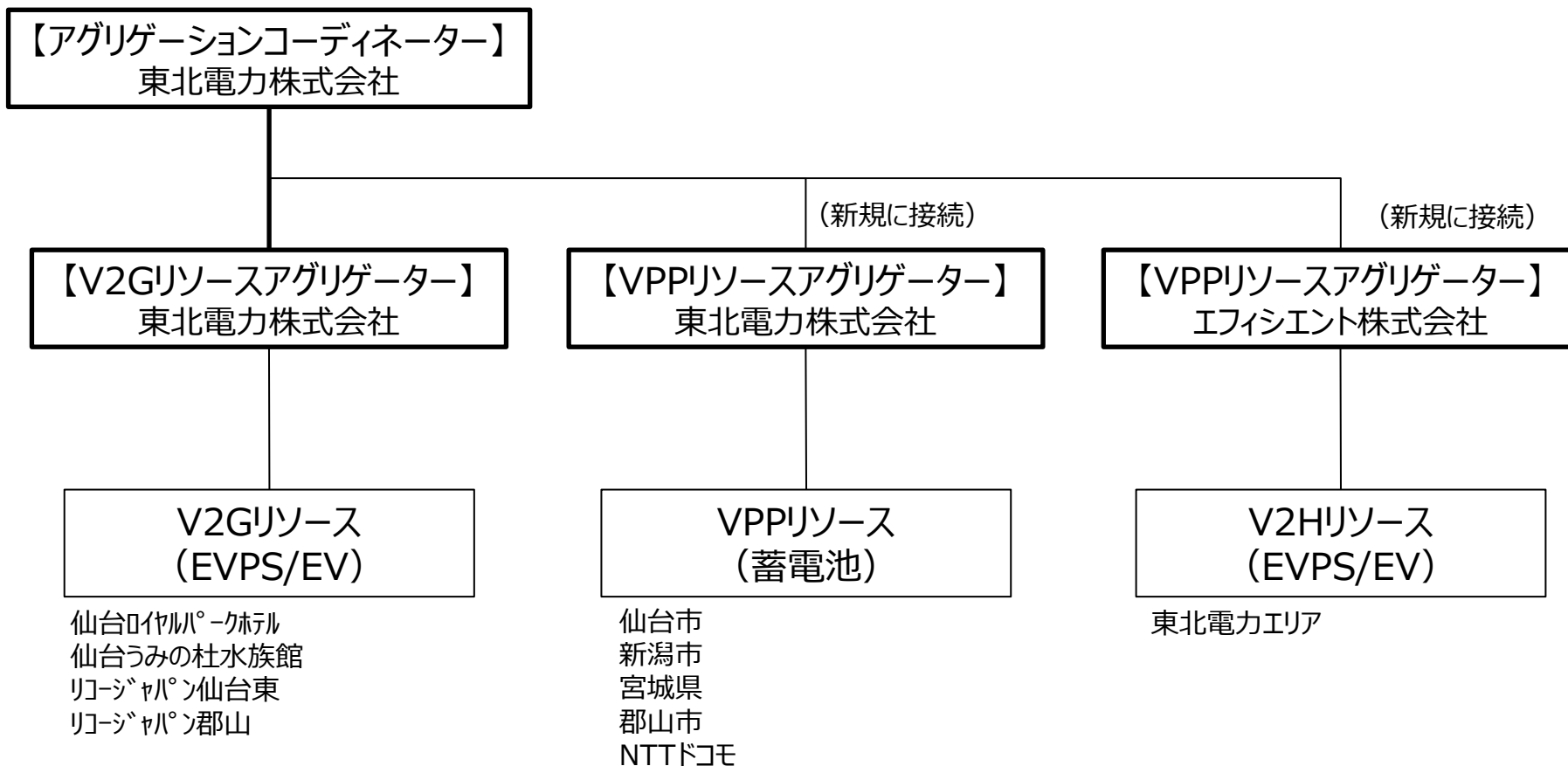
(3) 全体概要

- VPP基盤整備事業者と共同で実施する共通実証への参画
- 調整力に求められるリソースの動作の正確性に関する検証

これまで取り組んできたV2Gアグリゲーション事業（B-2事業）を深掘りし，業種業態別のEVの活用状況を把握するとともに，VPPリソースと併せた複数のリソースを同時制御あるいはリレー制御し，計画した応動時間内に出力指令値まで到達できるか等，調整力に求められる動作の正確性を検証する。
- VPPの導入実現性に関する検討

風力発電など出力変動電源による周波数変動・電圧変動を念頭に，VPPリソースの充放電による影響緩和効果について検討。

- 東北電力はTypeⅢ（リソースアグリゲーターとアグリゲーションコーディネーターの双方を実施する事業者）
- 自社VPPリソースアグリゲーター， 他社（エフィシエント） VPPリソースアグリゲーターを新規に接続。



実証場所，EVPS，EV提供者：
日産自動車，三菱地所，三井物産，リコージャパン

2. 2 制御対象リソース

○制御対象リソースの種別、仕様、台数、設置場所、制御可能容量は以下のとおり。

<リソース種別毎>

リソース種別	台数	設備出力(kW)	制御可能量(kW)				
			三次調整力①	三次調整力②	市場価格連動上げ下げ	周波数制御	EV充放電逆潮流
V2G関連	6	34	34	34	34	34	34
V2H関連	6	36	36	36	36	0	0
蓄電池	34	373	90	90	90	0	0
合計	46	443	160	160	160	34	34

<電力エリア毎(上表の再掲)>

エリア	台数	設備出力(kW)	制御可能量(kW)				
			三次調整力①	三次調整力②	市場価格連動上げ下げ	周波数制御	EV充放電逆潮流
北海道電力	0	0	0	0	0	0	0
東北電力	46	443	160	160	160	34	34
東京電力	0	0	0	0	0	0	0
中部電力	0	0	0	0	0	0	0
北陸電力	0	0	0	0	0	0	0
関西電力	0	0	0	0	0	0	0
中国電力	0	0	0	0	0	0	0
四国電力	0	0	0	0	0	0	0
九州電力	0	0	0	0	0	0	0
沖縄電力	0	0	0	0	0	0	0
合計	46	443	160	160	160	34	34

3. 1 実証総括 (1/4)

○実証の成果および課題は次のとおり。

No.	実施事項	実証・検証項目	実証成果	課題
①	VPP基盤整備事業者と共同で実施する共通実証	VPP基盤整備事業者と共同で共通実証を実施する。	三次調整力①を5回、三次調整力②を9回で合計14回実施し蓄電池の応動特性が良好であることを確認した。	<p>【基準値の観点】 基準値と実際の需要の乖離が大きく、成功判定内に収めることが困難であった。これは実施日の天候や気温、イベントにより需要が変動し基準値予測が正確なものとならなかったことが原因と考える。対策としては需要変動が少ない負荷をDR対象に選定することや、天候や気温、イベントの影響等、様々な要素を考慮した基準値予測が必要と考える。</p> <p>【制御精度の観点】 蓄電池は制御指令どおりに動作することを確認できており、機器端計測であれば問題ないと考えられる。 受電電力を見ながら目標値に対して指令値の±10%を上限に追従(充放電)する機能を実装していたが、蓄電池の容量不足から十分な追従性を発揮できなかった。これはDR時間に対してリソースの容量不足が原因であり、対策としてはDR時間が短いメニューの検討が必要と考える。</p>
②	市場価格連動上げ下げDR	供給力取引を想定した(上げ・下げDR)実証を実施する。	市場価格連動上げ下げDRを4回実施し、取引条件が合えば収益化できることを確認した。	<p>日中の時間帯は、PV余剰電力を蓄電池に充電する運用であったり、EVが満充電状態など、上げDR可能量の確保が難しかった。対策としては、施設工ネマネと市場取引の両方を考慮した運用検討、電池残容量を70%程度で待機するようなEV運用方法の検討が考えられる。</p>

3. 1 実証総括 (2/4)

○実証の成果および課題は次のとおり。

No.	実施事項	実証・検証項目	実証成果	課題
③	電動車 (EV/PHV)の電力系統への逆潮流(V2G)の検証, EV充放電制御システムの開発と検証	<p>1)共通実証の通信先であるVPP基盤整備事業者やRAシステムをインターネットを用いて接続する際のセキュリティ要件対応状況を確認する。</p> <p>2)2024年度の需給調整市場へ追加が見込まれる一次調整力や二次調整力に対するEVの活用可能性を把握するため, 秒制御における追従性, 応動性を確認する。</p>	<p>1)ERABサイバーセキュリティガイドラインに対応していることを確認した。</p> <p>2)周波数対応の短周期化として, 指令を8,7,6秒間隔に対するEVPSの追従性, 応動性を確認した。</p>	<p>RA側のセキュリティ対応状況を把握するために緊急連絡体制を構築し, 定期的な報告会を開催した。ACシステムとRAシステムの間セキュリティレベルの認識共有や費用負担に関してどのように協議していくかが課題になりうると考える。</p> <p>一部リソースでEVPSの電圧上昇防止機能が動作し, 放電出力の抑制が発生した。これは構内電圧が高目の事業所で発生しており, 構内でのEVPSの設置場所やEVPS設置前の電圧測定などの検討が必要と考える。</p> <p>また, AC/RAサーバからEVPSに対して0W指令するとEVPSが1,500W放電(最低出力)で動作したが, メーカー仕様によるもののため, EVPSの特徴を踏まえた指令値の作成が必要と考える。</p>

3. 1 実証総括 (3/4)

○実証の成果および課題は次のとおり。

No.	実施事項	実証・検証項目	実証成果	課題
④	その他（系統影響評価シミュレーション）	1)風力発電などの出力変動電源による周波数変動・電圧変動を念頭に、EV充放電による影響緩和効果について、検討する。	1-1)東北電力管内全体での需給運用への影響に関するシミュレーションを行い、その結果EVは再生可能エネルギーの抑制の回避や調整力として期待できることを確認した。	<p>【需給運用への影響】</p> <p>実系統では、EV連系する配電系統の設備容量の余裕量などの系統条件により、地域で連系できるEV台数が限定されることが想定される。このため実際の運用では、当日のEVの連系可能な台数から必要なEV台数の決定とそのEV蓄電池の充放電計画の作成や再生可能エネルギーの予測技術などを高精度で高速に実行するアルゴリズムの開発が必要になるものとする。</p> <p>また、実運用においては需給運用ニーズの使用法とユーザーの使用形態のマッチングをいかに図るかが課題となる。（EV全体の課題）</p>

3. 1 実証総括 (4/4)

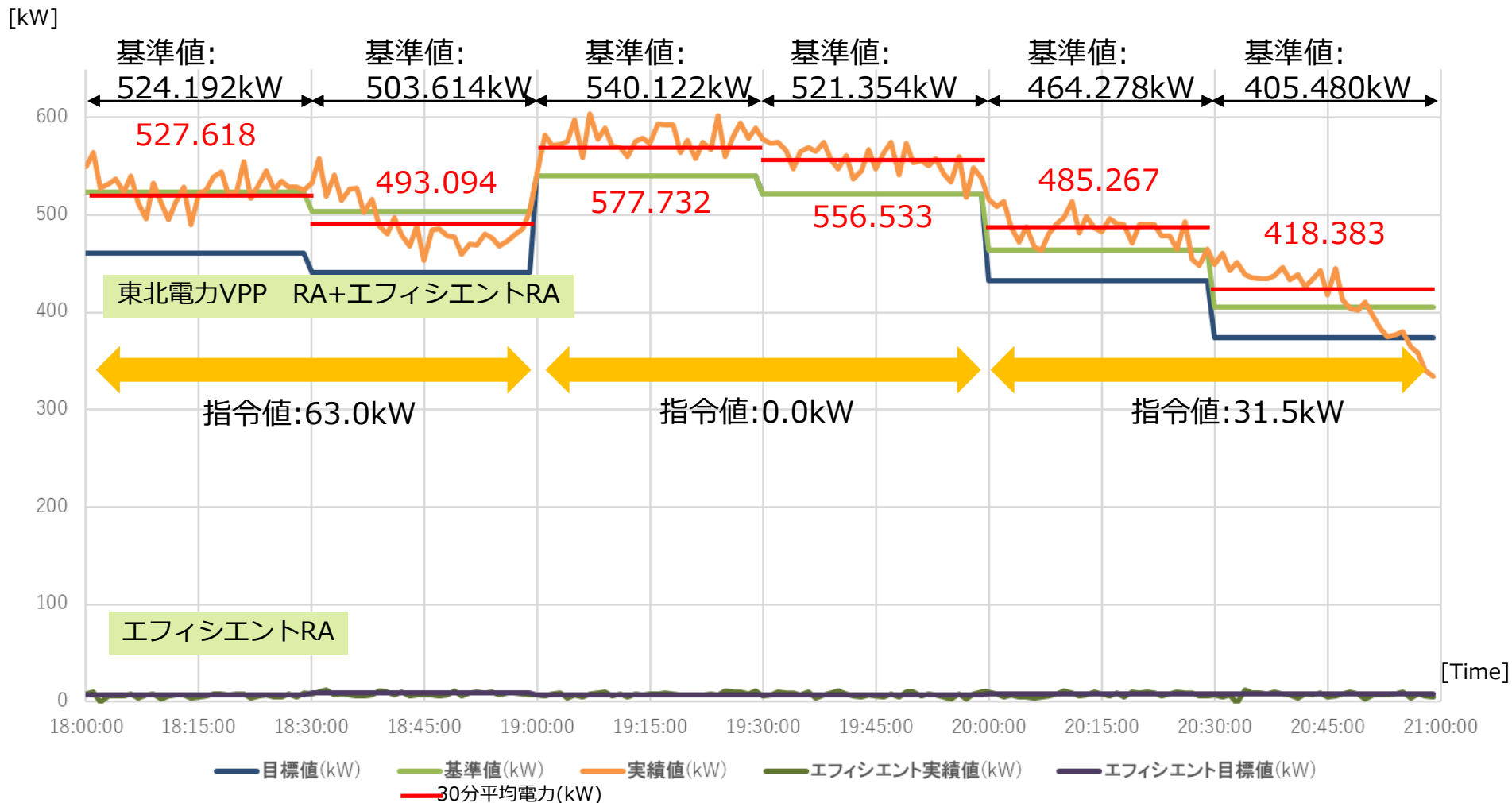
○実証の成果および課題は次のとおり。

No.	実施事項	実証・検証項目	実証成果	課題
④	その他（系統影響評価シミュレーション）	<p>2)テレマティクスデータの活用可能性を検討する。</p> <p>3)業種業態別のEVの活用状況を把握し、それぞれの特性を踏まえて、1日の中で最適な配分が可能かを検討する。</p>	<p>2) 系統影響の緩和効果を効率的に得るためにテレマティクスを活用する場合に必要なテレマティクスデータの項目を整理した。</p> <p>3)ホテルカーシェアモデルと事業所モデルについて上げ可能量と下げ可能量の遷移を確認し、EV調整力の積み上げや組み方のための特性を把握した。</p>	<p>テレマティクスを活用することで、過去のEVの動態データをオフラインで分析・解析し充電需要を予測することが可能と考えられるが、電力系統は常時状況が大きく変化するため、分析・解析のオンライン化やエリア単位での指令機能の拡充が必要と考える。</p> <p>ホテルカーシェアモデルや事業所モデルでは、満充電の状態で待機している時間が長く上げ可能量（充電）の確保が難しい。対策としては、電池残容量を70%程度で待機するようなEV運用方法の検討が考えられる。</p>

3. 2 三次調整力②結果 (抜粋)

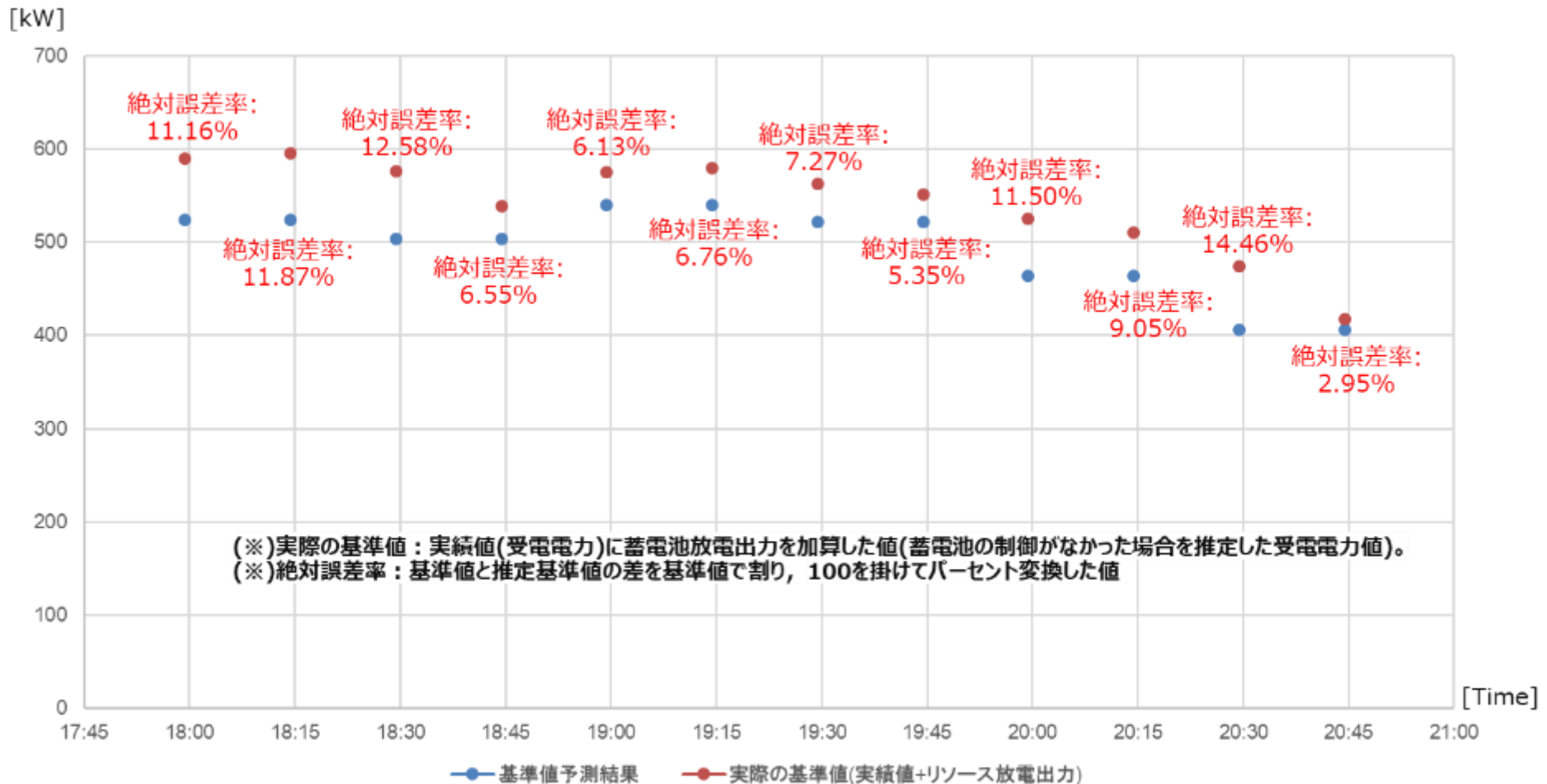
○三次調整力②の基準値、目標値、実績値の遷移を下グラフに示す。

目標値に対して追従する機能をRAは実装していたが、DR時間(3時間)を通して充電や放電を継続するにはリソースの容量が小さく十分な追従性を発揮できず、基準値と目標値の差を埋めるには至らなかった。



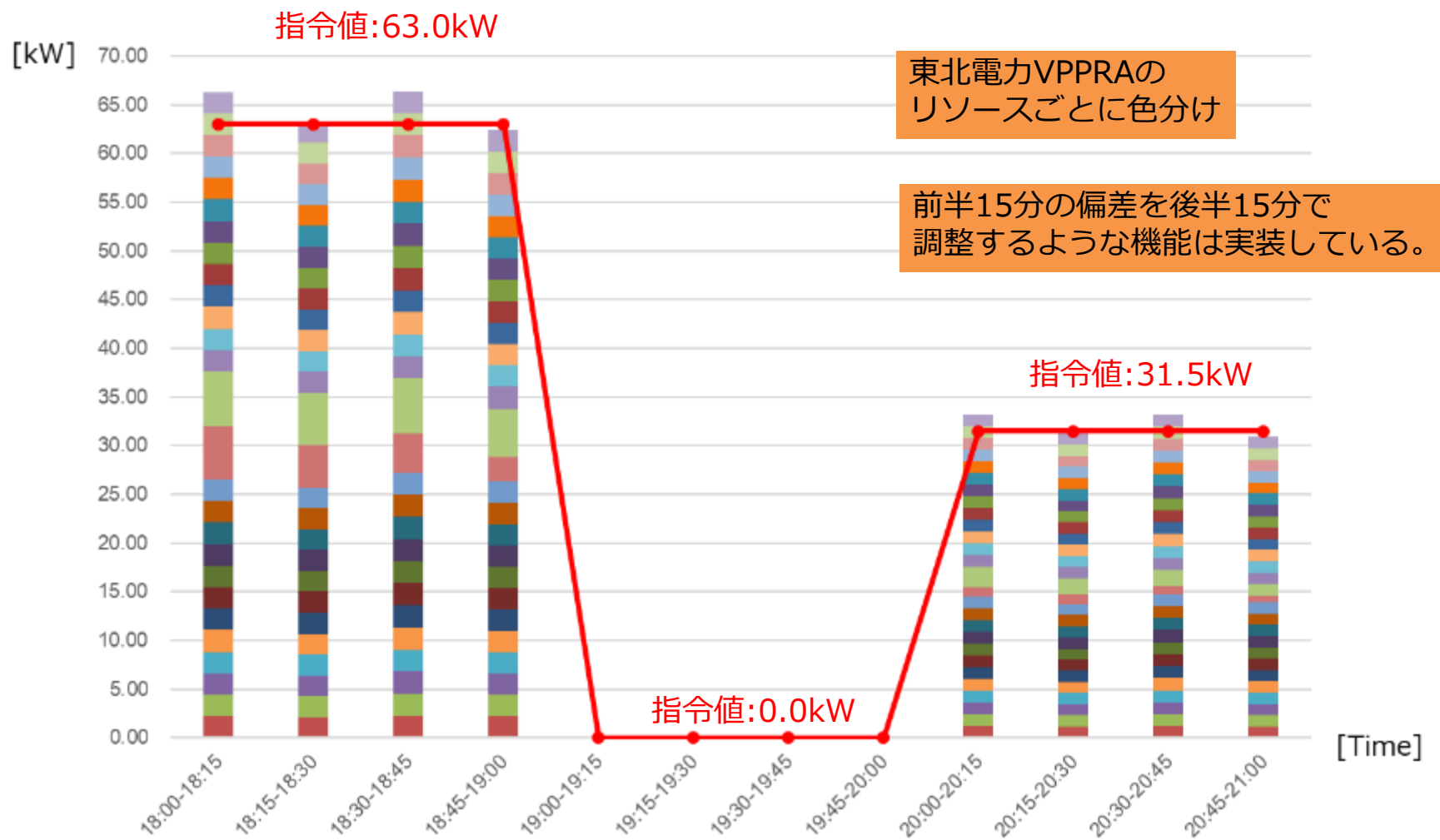
3. 2 三次調整力②結果 (抜粋)

○三次調整力②の基準値予測結果とリソースの放電出力を除外した実際の基準値を示す。全体的に基準値予測は実際の基準値に対して絶対誤差で5~15%程度、小さく予測されており、目標値に合わせるためには、指令値(Δ kW)分に加えてこの差分も下げる必要があった。



3. 2 三次調整力②結果 (リソース出力)

○三次調整力②の東北電力VPPRAのリソースごとの出力を示す。指令値に対してリソースの出力合計が約±5%内にあるため、機器端制御の観点では指令値通りに動作しており問題ないと考える。

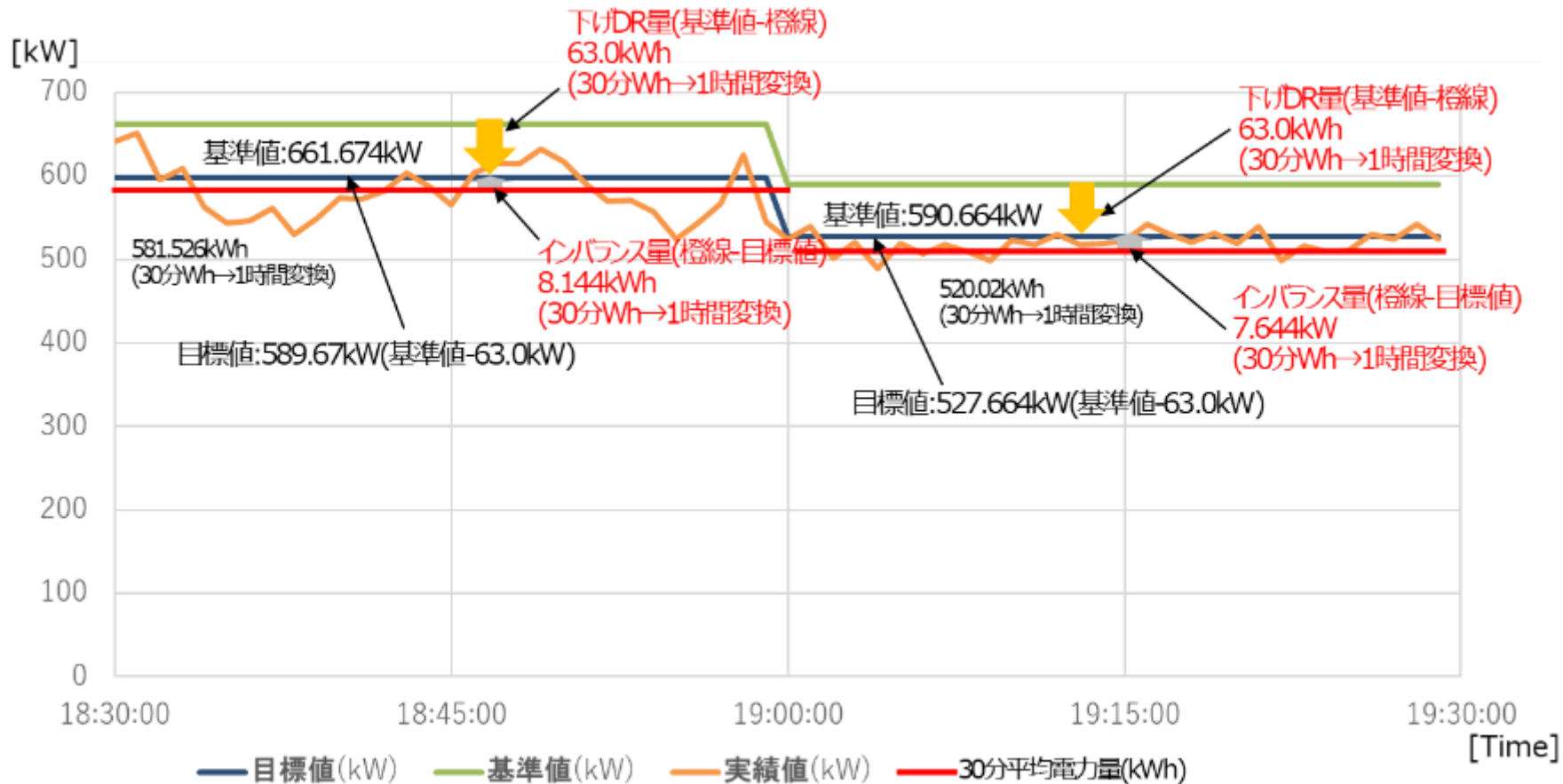


3. 3 市場価格連動 下げDR結果

放電 $\Delta 63.0\text{kW}$

- 実施日：2021/1/7
- DRプログラム：市場価格下げDR（三次②下げDRを使用）
- 対象時間帯：18:30～19:30
- 参加RA:東北電力VPP, V2G

AC指令値	時間	Δ kW
1	18:30-19:30	63.0
2	-	-
3	-	-
4	-	-
5	-	-



3. 3 市場価格連動 結果試算

下げ	データ	1コマ(18:30)	2コマ(19:00)
1	下げ指令値	63.0kW	63.0kW
2	下げDR量[kWh]	63.0kWh	63.0kWh
3	インバランス量[kWh]	8.144kWh	7.644kWh
4	JPEX価格(東北エリア)	100.1	100.02
5	DR報奨金(AC,RA,需要家)【円】 値	a	a
6	インバランス料金(円/kWh)(東北 エリア) ※速報値	144.54	121.35
7	収入【円】	$63.0 \times 100.1 = 6,306.3$	$63.0 \times 100.02 = 6,301.26$
8	支出【円】	【DR報奨金】 a 【インバランス】 $8.144 \times 144.54 = 1,177.134$	【DR報奨金】 a 【インバランス】 $7.644 \times 121.35 = 927.599$
9	収支【円】	$(5,129.166 - a)$ 円	$(5,373.661 - a)$ 円

3. 4 動的周波数対応のさらなる短周期化の試験目的と条件

【背景】

需給調整市場の制度設計検討が進んできており、2021年4月から三次調整力②、2022年4月から三次調整力①の市場が開設される予定。
また、一次調整力や二次調整力については、2024年4月からの市場開設に向け、需給調整市場検討小委員会などで制度設計が検討中な状況。

【試験目的】

2024年度の需給調整市場に向け、一次調整力や二次調整力に対するEVの活用可能性の議論や検討が活発化することが予想される。このため、EVの活用可能性を把握する目的で、指令周期ごとの追従性、応動性を測定。

【昨年度からの変更点】

昨年度は、3秒～10秒と幅広い指令周期に対応したため、指令周期によっては、UF/OFゾーン（充電と放電が交互に動作するゾーン）で狙った模擬周波数が入力されないケースがあった。
このため、昨年度の結果から指令周期を6秒～8秒に絞り、どのケースでも狙った模擬周波数が入力されるように模擬周波数の入力ファイルを変更した。

指令周期(s)	8	7	6
実績値収集周期(s)	3	3	3
周波数変換パターン1	●	●	●
周波数変換パターン2	●	●	●

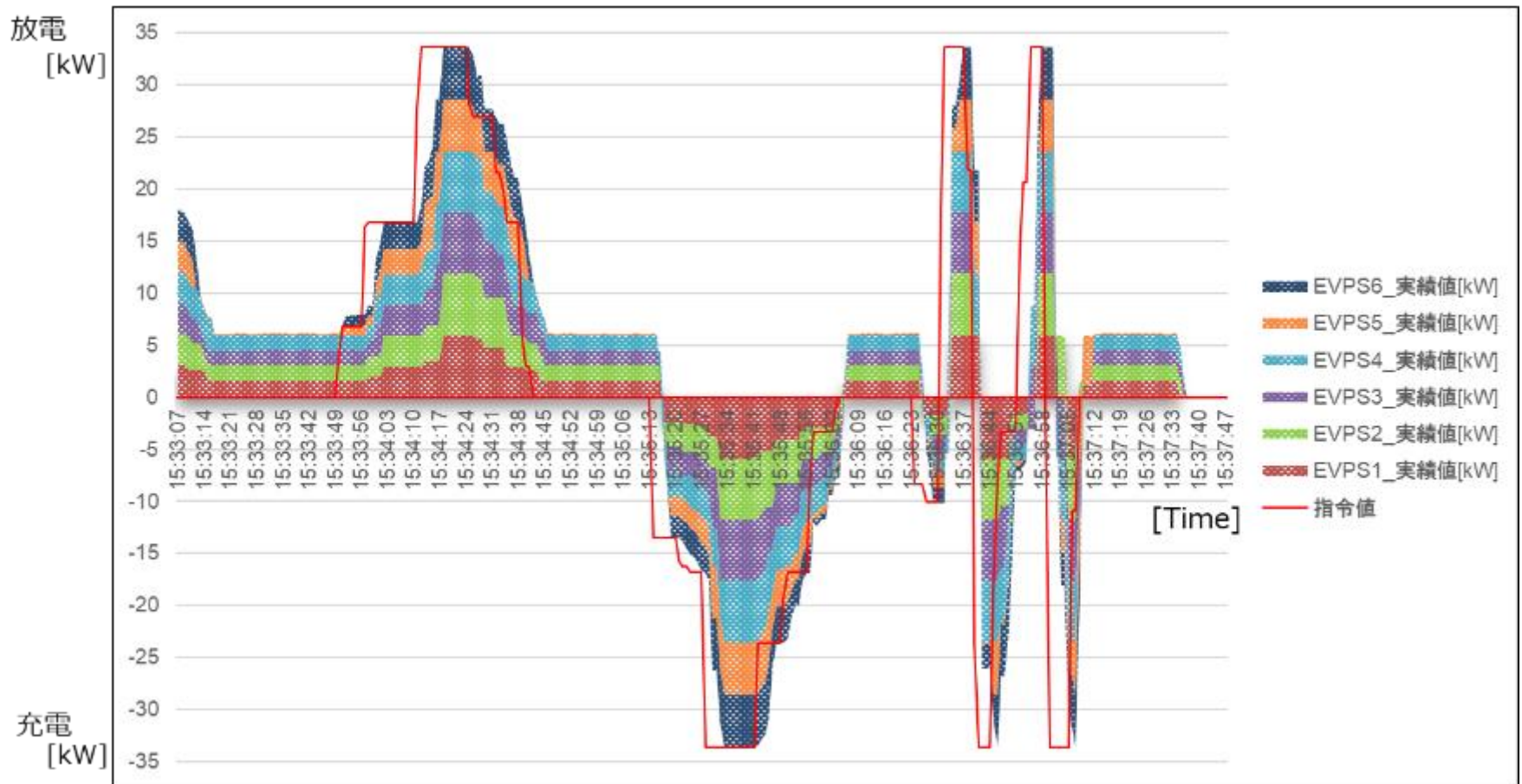
19年度は7秒の結果を報告
本年度は7秒±1秒の指令周期でデータを収集

● : 今回ご報告

3. 4 変換パターン1の結果

○積み上げグラフ

実績値の収集周期が3秒のため、指令値に対してEVPSの動作が遅れているように見えるが、実際は指令値とほぼ同時にEVPSが動作していることを確認した。また、周波数調整の活用メニューとして期待できる二次調整力①の指令間隔が0.5秒～数十秒で検討されており、V2Gの制御は二次調整力①の要件を満たしていると考ええる。



3. 4 周波数対応のさらなる短周期化の試験結果まとめ

○まとめ

前年度に実施した実証結果を踏まえて、指令間隔を6秒,7秒,8秒の3パターンで実施した。

- ①構内電圧が高目の事業所があり、時間帯によりEVPSの電圧上昇防止機能が動作し、放電出力が抑制されるケースがあった件については、放電による電圧上昇を考慮した設置場所の選定が必要と考える。
- ②AC/RAサーバからEVPSに対して0W指令するとEVPSが1,500W放電(最低出力)で動作する件については、メーカーごとのEVPSの特徴を踏まえた指令値の作成が必要と考える。
- ③通信異常により指令値やEVPSから応答を受信できないケースが発生した。これについては、帯域保障がある通信回線を選定することで発生頻度を低減することが可能と考えられるが、通信コストが高くなるため制御内容を考慮して選定することが必要と考える。

→EVを周波数対応のリソースとして使用する場合、追従性や応動性に関しては6秒～7秒間の指令間隔であればV2Gで十分対応でき、周波数調整の活用メニューとして期待できる二次調整力①に適用可能と考える。

EVを調整力とした場合の需給運用のイメージを下図に示す。

EVを調整力とした場合の需給運用では、供給力が需要を超えている時間帯①（需要<供給力）では、揚水運転または再生可能エネルギーの出力制御に加えてEV蓄電池の充電、需要が供給力を超えている時間帯②（需要>供給力）では、揚水発電機の揚水発電とEV蓄電池の放電を実施する。

そこで、風力発電の連系量に対して、EV蓄電池容量を増加した場合のEVの調整力、再生可能エネルギー抑制量の低減の傾向について、シミュレーションにより確認した。

以下、シミュレーション条件、結果について報告する。

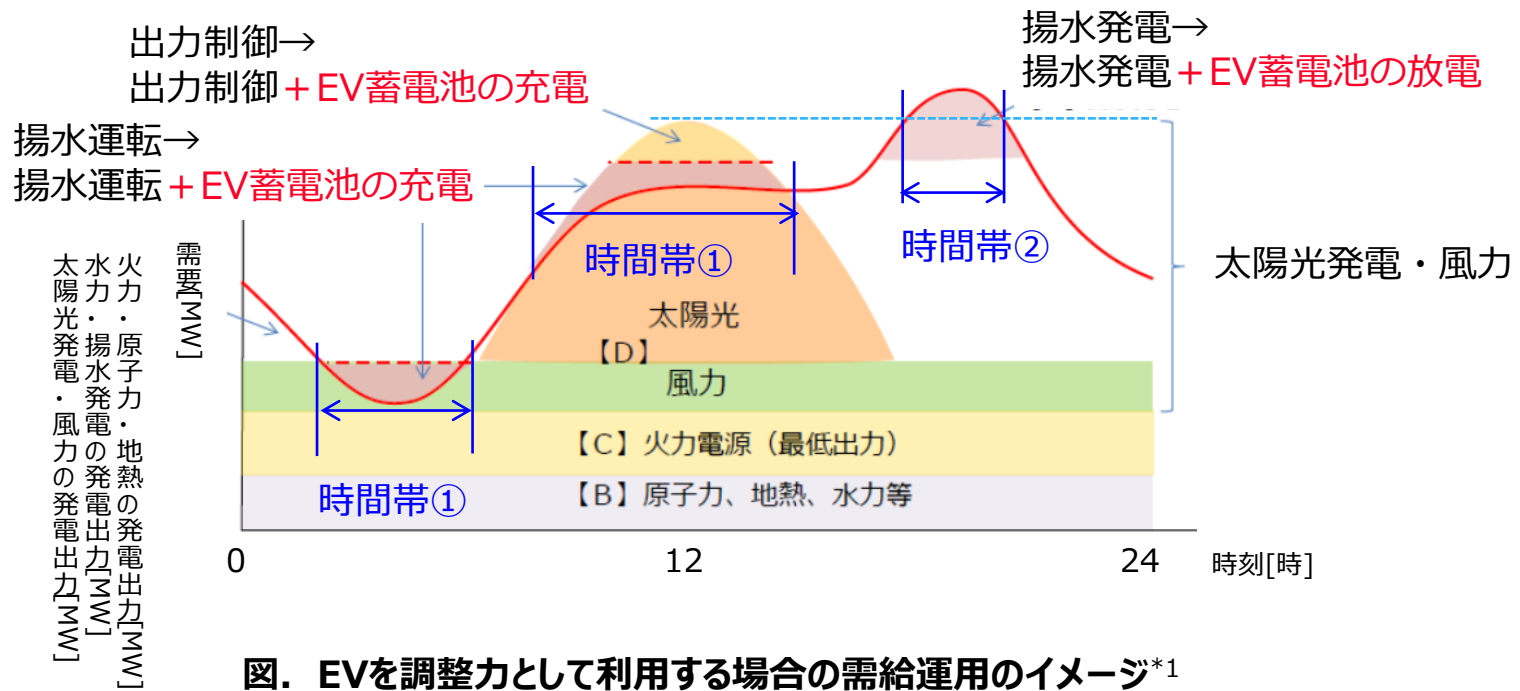


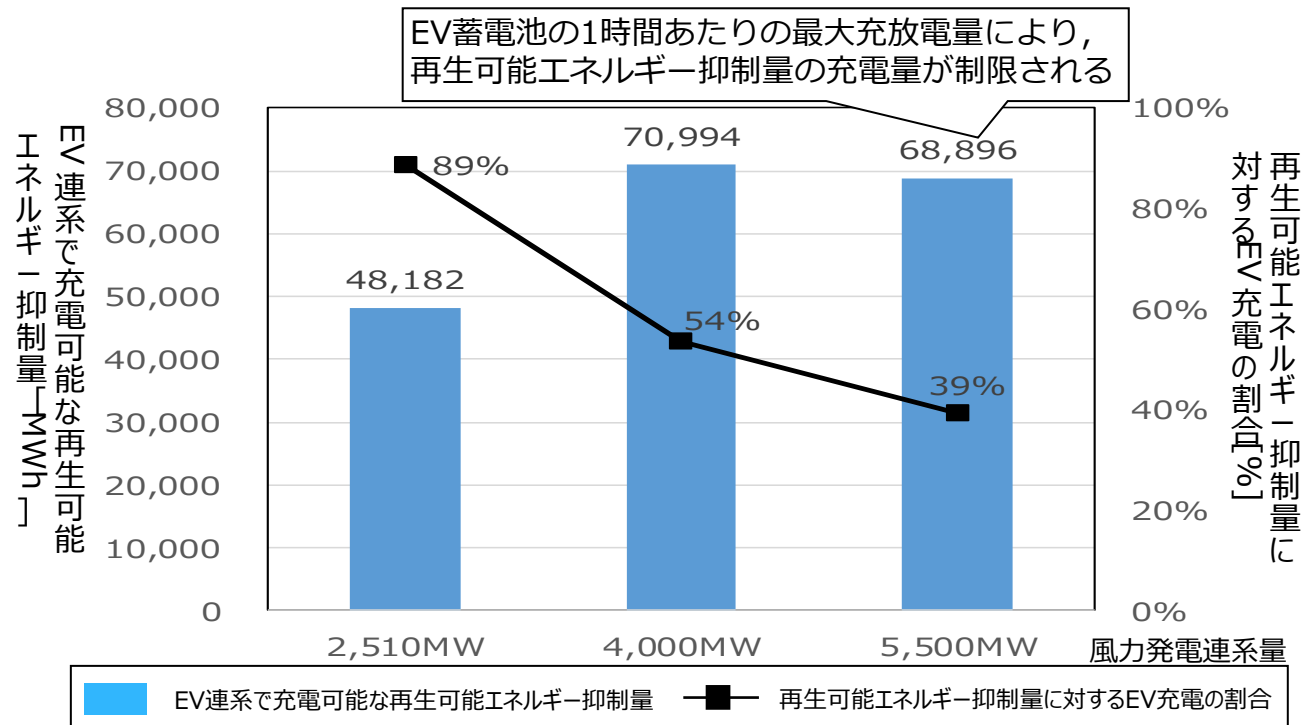
図. EVを調整力として利用する場合の需給運用のイメージ*1

*1：最新の出力制御の見通しの算定について（2019年10月資源エネルギー庁）より抜粋変更
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/023_05_00.pdf

3. 5 EV連系のシミュレーション結果(1)

① 環境省公開情報を利用した場合 (EV台数 = 39万台)

下記に、風力発電連系量とEV連系の時の再生可能エネルギー抑制量のEV連系シミュレーション結果を示す。

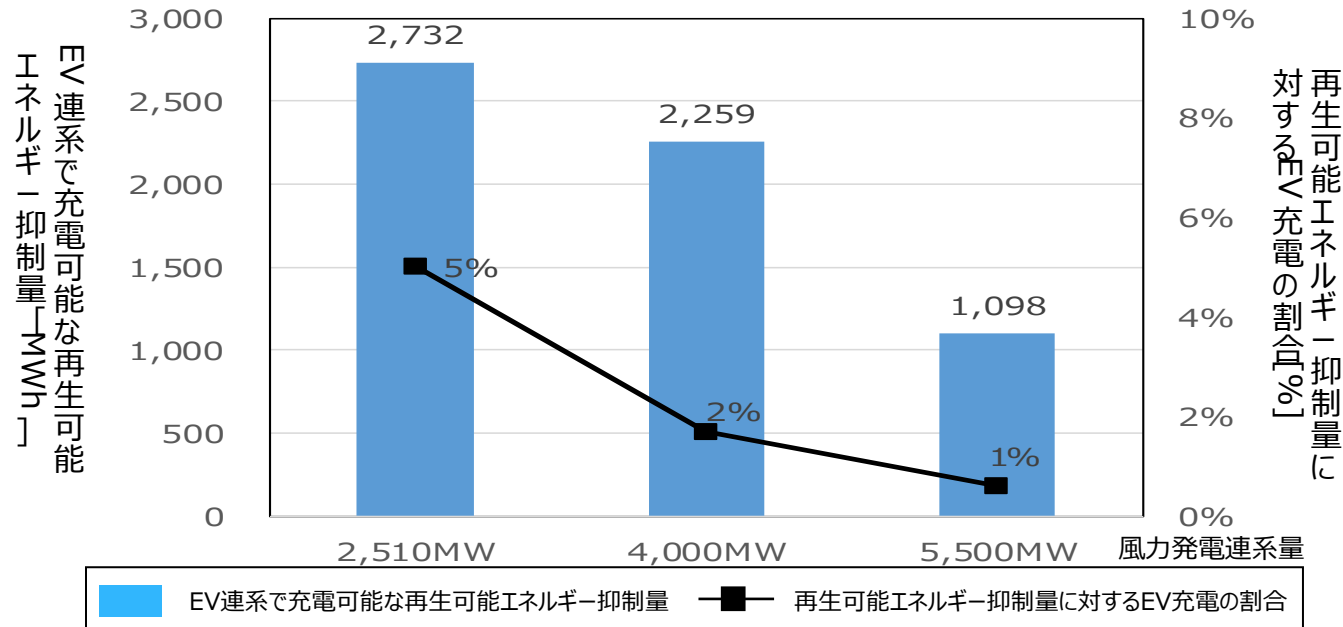


- EV連系39万台では、風力発電連系量2,510MWのときに、再生可能エネルギー抑制量の48,182MWhをEVで充電できた。48,182MWhは再生可能エネルギーの抑制量全体の89%の割合になる。
- 風力発電連系量2,510MWの経済効果は、2019年度システムプライスの平均値*11 (7.93円/kWh)の場合、年間約3.8億円 (≒48,182×7.93) となる。火力発電の運用コストの低減が可能と考えられる。
- 風力発電連系量5,500MWの再生可能エネルギー抑制量のEV充電量が、4,000MWより少ないのは、シミュレーション条件で調整力の確保を優先しているため、1時間あたりの最大充放電量により、再生可能エネルギー抑制量のEV充電量が少なくなるため。

*11: JEPX 2019年度事業の概要 <http://www.jepx.org/aboutus/pdf/BR2019.pdf>

② 2019年までの国内販売台数を利用した場合 (EV台数 = 2.3万台)

下記に、風力発電連系量とEV連系の時の再生可能エネルギー抑制量のEV連系シミュレーション結果を示す。



- EV台数を2.3万台の場合、風力発電連系量2,510MWのときに、再生可能エネルギー抑制量の2,732MWhをEVで充電できた。2,732MWhは再生可能エネルギーの抑制量全体の5%の割合になる。
- 風力発電連系量2,510MWの経済効果は、2019年度システムプライスの平均値*11 (7.93円/kWh)の場合、年間約0.2億円 (≒2,732×7.93) になる。火力発電の運用コストの低減が可能と考えられる。
- EVで充電できる再生可能エネルギー抑制量が少ない理由は、シミュレーション条件で、EVの充電の順位を調整力の確保のための充電、再生可能エネルギー抑制量の低減のための充電としたため、1時間のEV充放電量の制約により、再生可能エネルギー抑制量の低減のための充電量が少なくなるため。
- 再生可能エネルギー抑制量をEVで多く充電するためには、調整力の確保より先にEVに充電を実施することで対応可能だと考えられる。また、再生可能エネルギー抑制量の充電の優先または調整力確保の優先については、コストなどの評価指標により総合的な判断が必要になると考えられる。

*11: JEPX 2019年度事業の概要 <http://www.jepx.org/aboutus/pdf/BR2019.pdf>

年間シミュレーションにより、EV蓄電池容量が増えると調整力の増加と再生可能エネルギー抑制を低減できること確認した。

年間シミュレーションでは、再生可能エネルギーの抑制を回避するためにEV蓄電池の充電に優先的に利用し、充電パターンからの不足分は火力発電機で補った。その結果、再生可能エネルギーの抑制がない時刻では、火力発電機の出力の増加により、調整力が増加し、十分な調整力を確保することができた。

シミュレーション結果により、EV連系による再生可能エネルギーの抑制量のEV充電効果は、風力発電の連系量2,510MWにEV(39万台、EV蓄電池容量:15,636MWh)の場合、再生可能エネルギー抑制量の48,182MWhをEVで充電できた。この数値は再生可能エネルギーの抑制量全体の89%の割合となる。

この充電量の将来的な経済効果は、年間約3.8億円の運用コストの低減を図れると考えられる。

EV連系による調整力の確保については、風力発電の連系量2,510MWにEV(39万台、EV蓄電池容量:15,636MWh)の場合、EVで調整力を74,789MWh確保できた。

74,789MWhは、年間で不足している調整力全体の99%の割合になる。

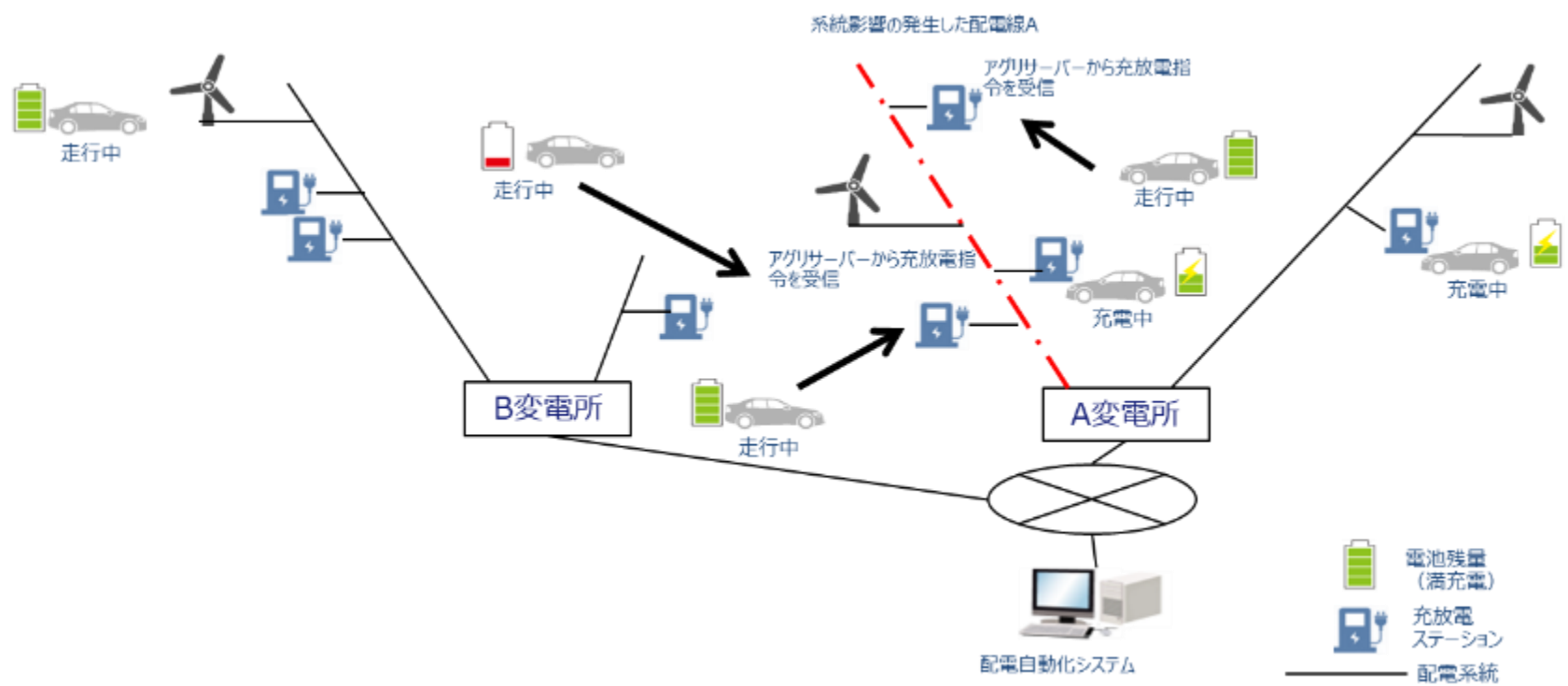
以上の結果より、実運用では、需給の状態に合わせて、EVを再生可能エネルギーの抑制量の低減や、調整力の確保に利用できると考えられる。

ただし、実際の系統では、EV連系する配電系統の設備容量の余裕量などの系統条件により、地域で連系できるEV台数が限定されるため、今回のシミュレーションによるEV連系の効果は、小さくなると考えられる。

実際の運用では、当日のEVの連系可能な台数、各EV蓄電池の充電状態の把握（または推定）、EV連系台数とEV充電状態をもとにEV蓄電池の充放電計画の作成や再生可能エネルギーの予測技術などを高精度で高速に実行するアルゴリズムの開発が必要となる。

3. 6 テレマティクス活用可能性検討の背景

- EVを用いた送配電事業者向けビジネスモデルとして、系統逼迫時、例えば過負荷や電圧変動の緩和に寄与する充放電スポットへEVを誘導することや、EVの充放電出力をコントロールすることにより風力発電の出力抑制回数の低減や再生可能エネルギーの出力変動の緩和が考えられる。
- 今後、系統影響の緩和効果を効率的に得るためには、大量のEVを同時あるいはシリーズに充放電制御していく必要がある事から大規模なデータ収集や制御が可能な『テレマティクスとの活用可能性』に関して検討する必要があると考える。



より、そう、ちから。

■ 全体を通じて得た知見および実ビジネスへの転嫁に向けた取り組みは以下のとおり。

	知見	実ビジネス展開に向けた取り組み
需給調整市場	<ul style="list-style-type: none"> リソース（蓄電池，EV）に対して制御指令どおりに動作することを確認した。 実証に使用したリソース（防災用蓄電池）は基準値と実際の需要の乖離が大きく，基準値予測が難しいことを認識した。 今後の需給調整市場参入に向けてのリソース選びについて，供出可能量の安定性（外部要因に左右されづらいリソース）が最も重要である事を改めて認識した。 機器端での実績計量が可能になればよりビジネスとして成立しやすくなるのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場参加に向けたリソースとして蓄電池を探索していく。 基準値予測（需要予測）の精度を高める方策を検討する。 実需給断面での，基準値に対する実績の合わせ込みロジックを改良していく。
V2G	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場の三次調整力①②相当に対し，EVPS/EV複数台への指令に対する追従性，応動性，継続性が良好であることを確認した。 一次調整力や二次調整力に対するEVの活用可能性を把握し，6秒間隔に対する追従性，応動性を確認した。 再エネ大量導入とEVが大量普及した際に需給与える影響の経済効果について確認した。 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場の二次調整力市場への活用を検討する。 狙った時間に充放電するために工夫が必要なEVの特性を考慮に入れてV2G活用の検討を行う。 EVのテレマティクス情報の活用を視野に入れ検討を行う。

より、そう、ちから。

■ 全体を通じて得た知見および実ビジネスへの転嫁に向けた取り組みは以下のとおり。

	知見	実ビジネス展開に向けた取り組み
市場価格連動上げ下げDR	<ul style="list-style-type: none"> 十分な上げDR量と下げDR量に関して、EVと主用途がBCP向け蓄電池では、SOCが高めに維持されるため、上げDR量が十分に確保できない場合が多かった。 需給調整市場と同様ではあるが、基準値の予測精度が上がらないとインバランス料金の負担が大きくなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 市場連動型のDRを行う場合には、蓄電池の用途等からSOC等を検討することが必要。 需給調整市場と同様であるが、基準値予測の精度を上げていく。
EVと風力発電（再生エネルギー）連系	<ul style="list-style-type: none"> 需給面で、風力発電の特徴の1つである、夜間での発電による夜間時間帯の調整力不足（太陽光発電も含めた日中の調整力不足を含む）の課題把握と、一定のEV使用条件下において、調整力として活用した場合、再エネ連系の増加に伴う出力抑制の機会の低減に繋がることを定量的に確認した。 	<ul style="list-style-type: none"> 狙った時間に充放電するために工夫が必要なEVの特性を考慮に入れてV2G活用の検討を行う。 EVのテレマティクス情報の活用を視野に入れ検討を行う。