

令和2年度
需要家側エネルギーリソースを活用した
バーチャルパワープラント構築実証事業費補助金

九州VPP実証事業（B事業）
成果報告書

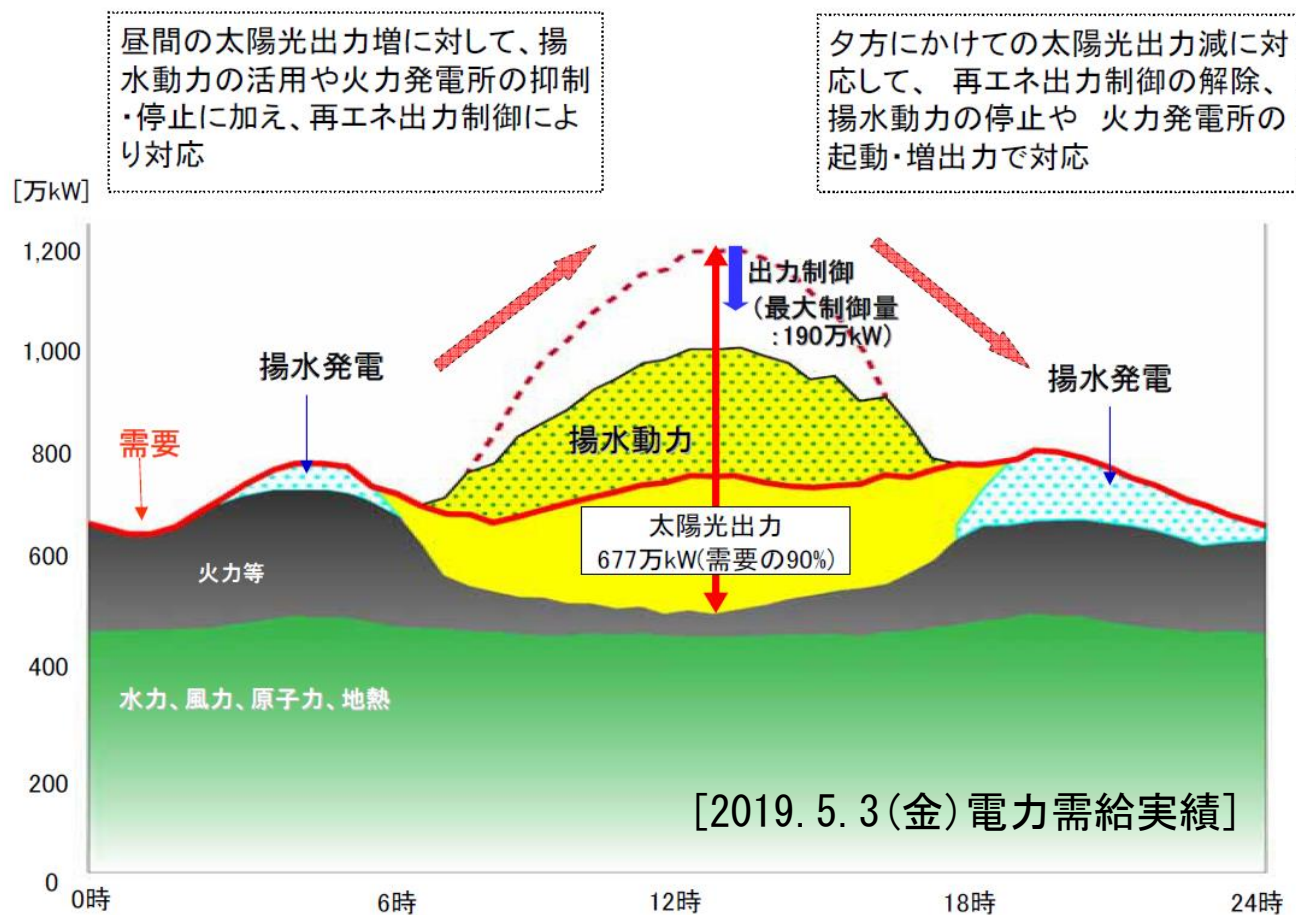
2021年3月8日

幹事社(AC)	九州電力株式会社	
実証協力会社	一般財団法人 電力中央研究所 三菱電機株式会社	
RA [8社] ※50音順	I7ｲｲﾝﾄ株式会社	自然電力株式会社
	九電ｸﾚｼｽﾃﾑｽﾞ 株式会社	ニｼﾐ電子工業株式会社
	九州電力株式会社	日本電気株式会社
	株式会社ﾅﾆｯｸｽ	日本ﾆｼﾐ株式会社

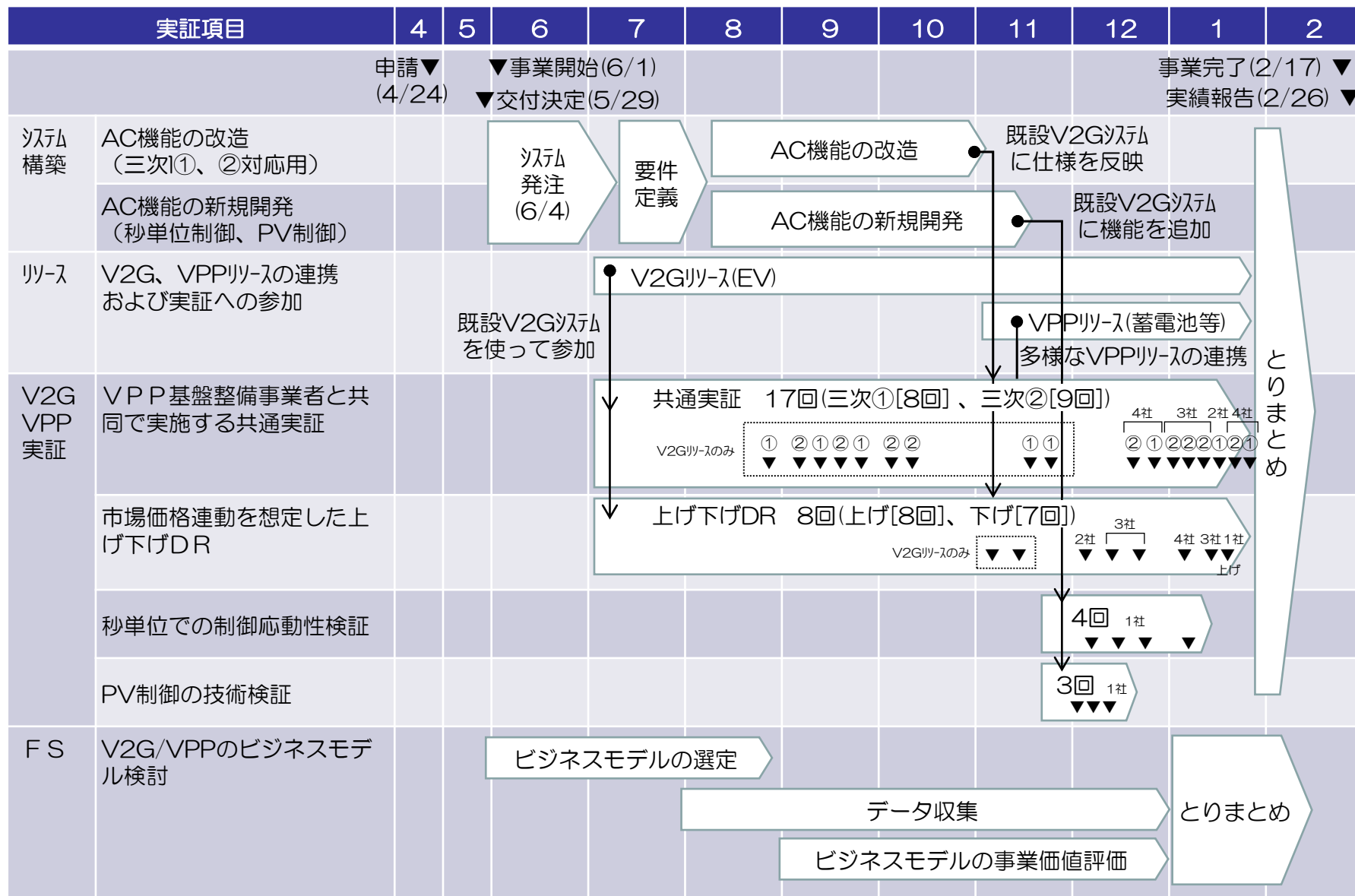
■ 実証内容	検証項目
	本年度の事業内容
① VPP基盤整備事業者と共同で実施する共通実証	
・年間を通じた共通実証への参画による、V2Gシステムの機能検証 ・多様なエネルギーリソース（電気バス、定置型蓄電池等）との連携による共通実証への参加	
② 市場価格連動を想定した上げ下げDR	
・昼間帯と点灯帯の価格差を活用する市場価格連動上げ下げDRの実証試験を実施 ・EVを用いてPV出力制御量の低減や、ダックカーブ対策に活用できるかについて検証	
③ 秒単位制御の実証	
・定置型蓄電池を用いた、秒単位での制御応動性の検証	
④ EV充放電制御システム（V2Gシステム）の検証	
・車両運用計画の精度評価及び需給調整市場への適合性検証	
⑤ その他	
・出力制御対象PVに対するACからの割り込み制御の検証（PV制御技術の検証） ・V2G/VPPのビジネスモデル検討 (1) 昨年度検討したV2Gビジネスモデルのユースケースに対する経済性評価 (2) 需要家の電力使用実績を基にモデルケースを設定し、エネルギーリソースの親和性・経済性について評価	

昼間の太陽光出力増や、夕方の太陽光出力減に対し、揚水機・火力機の出力量調整で対応

今後普及が予想されるEVを用い、①太陽光発電出力制御量の低減や、②揚水機・火力機の出力量調整の負担軽減（ダックカーブ対策）に活用できるかの検証が必要



■ 事業期間：2020年6月1日～2021年2月17日（実績報告:2月26日）



■ 実施体制

【アグリゲーションコーディネーター】

(幹事社)

九州電力株式会社

【V2Gリースアグリゲーター】

九州電力株式会社

【VPPリースアグリゲーター(50音順)】

エフィシエント株式会社

九電テクノシステムズ株式会社

九州電力株式会社

株式会社サニックス

【実証協力事業者】

一般財団法人 電力中央研究所

三菱電機株式会社

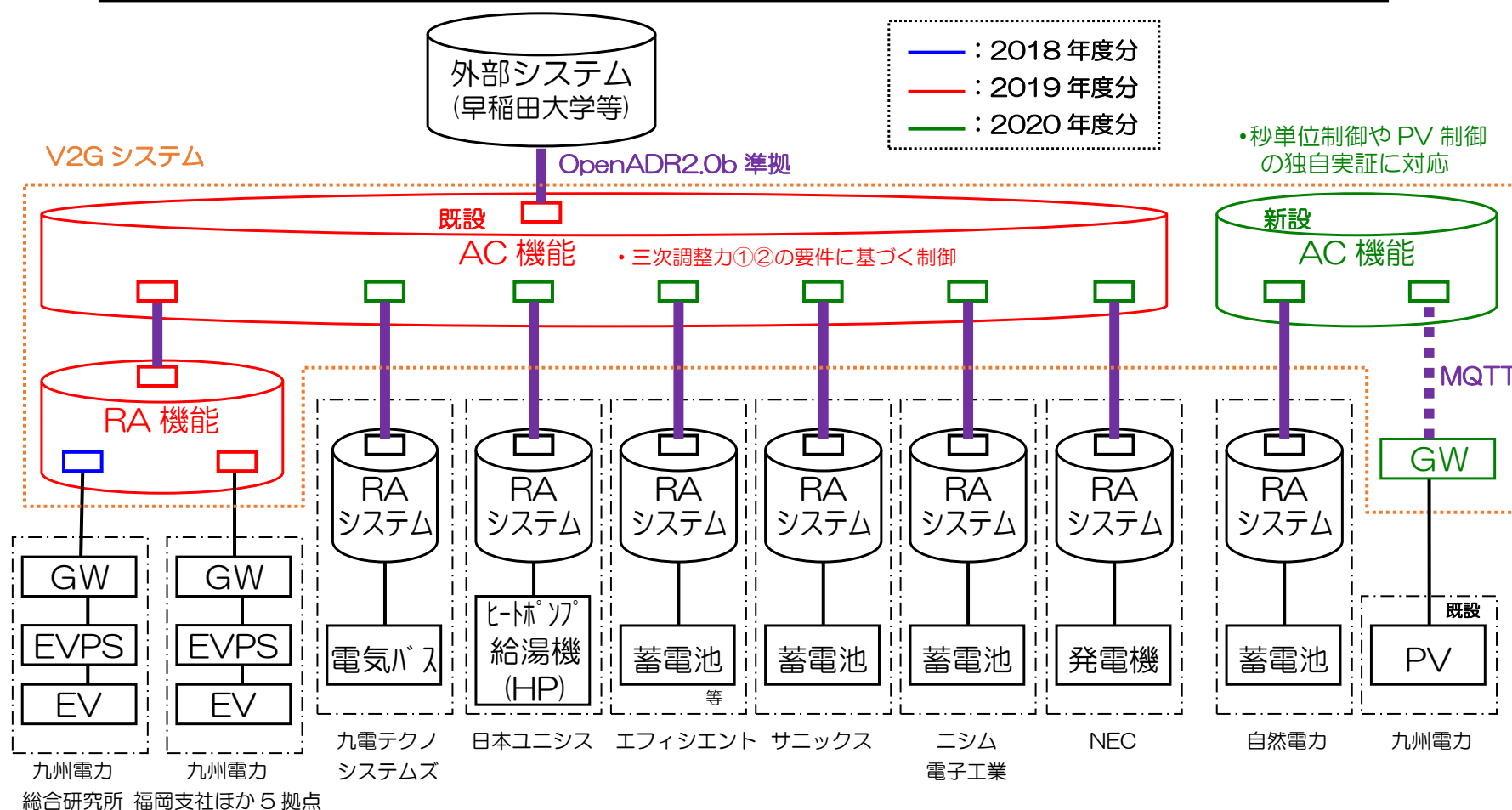
自然電力株式会社

ニシム電子工業株式会社

日本電気株式会社

日本ユニシス株式会社

- ① AC機能（既設）の改造
 - ・ RA事業者との連携
 - ・ 上げDR機能の追加（市場価格連動を想定した上げ下げDR実証）
- ② AC機能の新規開発
 - ・ 秒単位制御の実証のためのAC機能の開発
 - ・ PV制御技術の検証のためのAC機能の開発

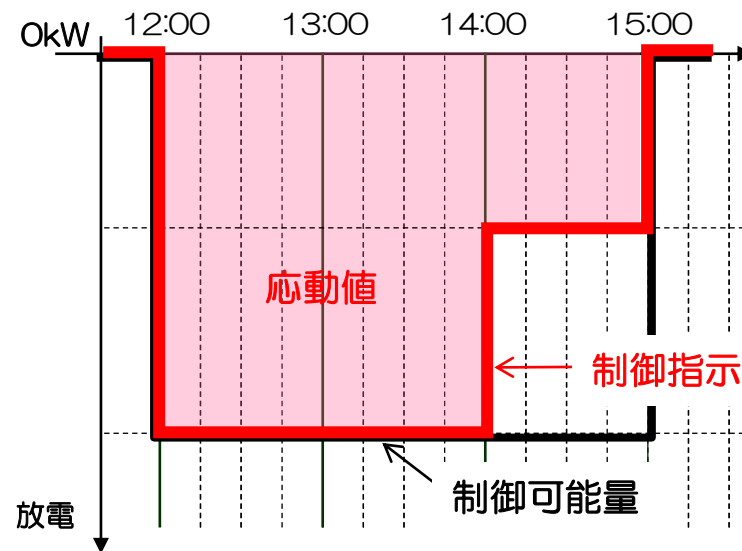
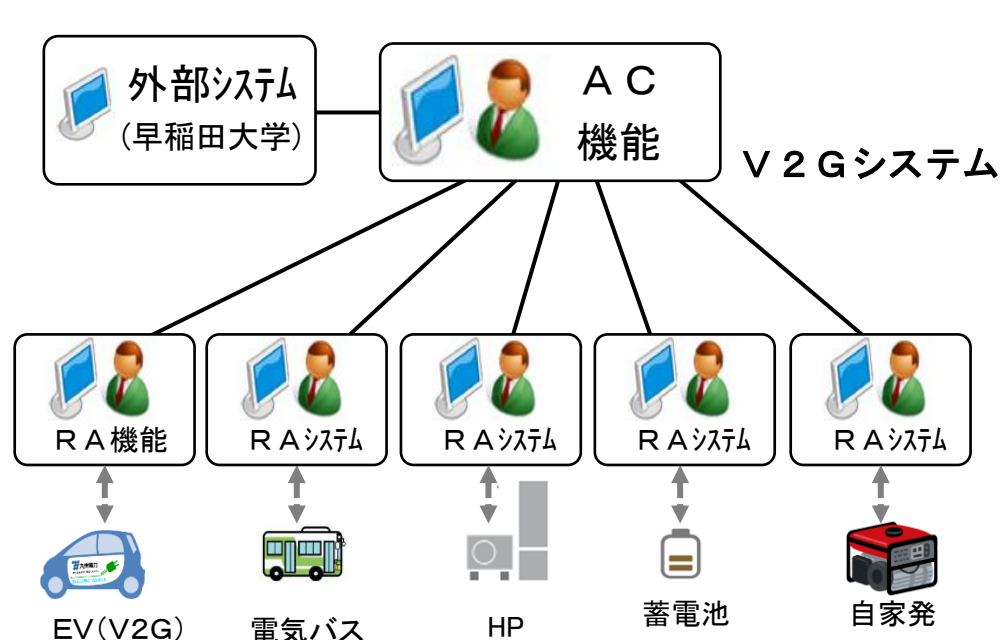


事業者	リソース	台数	容量 (kW)	ACとの 連携試験 ※1	実証試験 ※2				
					参加開始	①	②	③	④
エフシエント	EV(V2H)	10	60	11/4	12/17	●	●		
	家庭用蓄電池	2	6						
九電テクノシステムズ	電気バス	1	20	12/11	12/17	●	●		
九州電力	EV(V2H)	16	95.4	7/16	8/27	●	●		
	PV	1	5.5	11/18	12/1				●
サニックス	家庭用蓄電池	2	11	11/17	12/17	●			
自然電力	家庭用蓄電池	2	6.5	11/27	12/9			●	
ニシム電子工業	大規模蓄電池	2	100	11/25	12/9	●	●		
日本電気	発電機	1	3,000	11/11	1/26	●			
日本ユニシス	HP	4	7.4	11/20	12/3		●		

※1 … ACとの接続試験、及び一気通貫試験を実施。結果(良)で、実証試験の参加を可とする。

※2 … ①DRASとの共通実証、②市場価格連動上げ下げDR、③秒単位制御、④PV制御

V2GシステムにV2Gリソースの他、VPPリソースの遠隔制御・統合管理を行う複数のRAシステムを連携させ、外部システムの指令の元、一気通貫試験を実施し、信号の授受が可能であること、また制御指令に従ってリソースが応動することを確認する。



（参考）昨年度、外部システム（早稲田大学）との連携試験を実施し、外部システム・AC・RA間で制御可能量、基準値、制御指示、応動値の送受信を確認済

需給調整市場に係る取引規定「第3章 事前審査」の第24条（実働試験の実施方法）に基づき、実証試験結果を評価した。（許容範囲：指令量±供出可能量×10%）

三次調整力① 事前審査に準じた評価結果

回数	実証試験日時	実証参加RA	成功点数(30分コマ単位)						事前審査に準じた評価
1	8/27(木) 12:00-15:00	①	29	30	30	30	30	28	適合
2	9/10(木) 12:00-15:00	①	26	5	30	29	30	27	不適合
3	9/25(金) 12:00-15:00	①	30	29	15	7	30	29	不適合
4	11/19(木) 12:00-15:00	①	28	28	26	30	28	27	不適合
5	11/26(木) 12:00-15:00	①	27	28	28	28	28	28	適合
6	12/24(木) 12:00-15:00	①②④⑤	11	22	20	18	8	11	不適合
7	1/21(木) 12:00-15:00	①③④	15	23	19	17	16	20	不適合
8	1/28(木) 12:00-15:00	②③④⑥	0	0	0	0	0	0	不適合

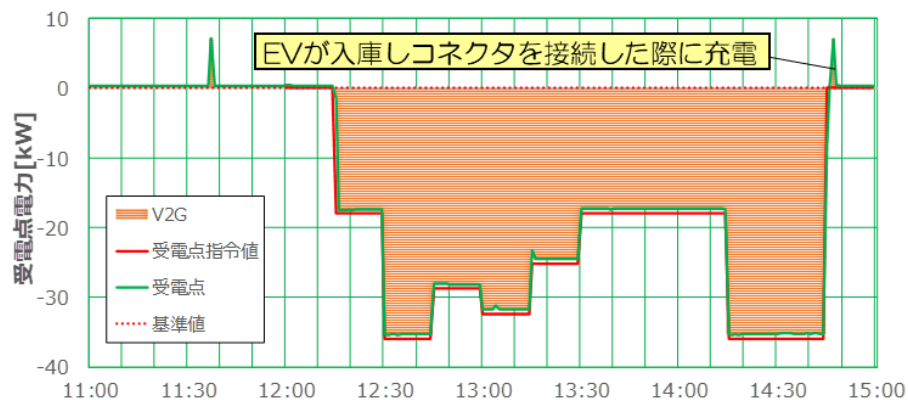
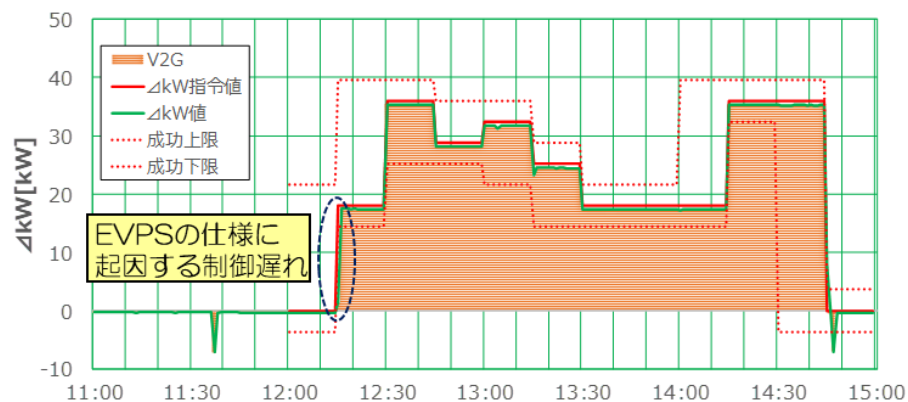
↑
V2Gのみ
↓
VPP
↓

No.	①	②	③	④	⑤	⑥
RA事業者	九電(V2G)	アイエント	Qテック	サックス	シム電子	NEC

- ・ V2Gのみでは、車両の予定外出庫やAC・RAシステムトラブルにより不適合となるケースがあった。
- ・ VPPでは、基準値の予測精度が低く、受電点電力を許容範囲内に収めることが困難であったため、不適合となった。

2020/8/27の試験結果 (V2Gのみ)

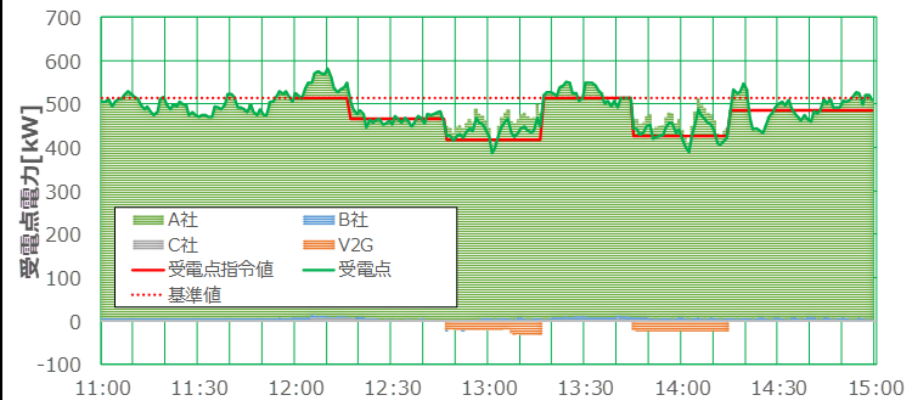
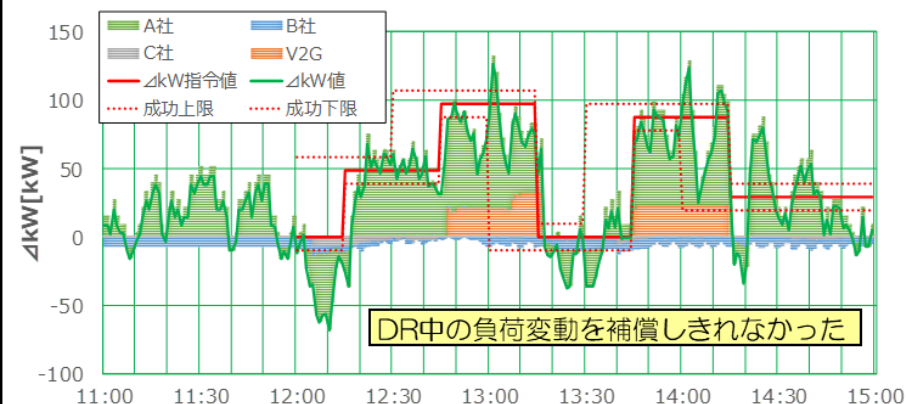
kW	18	36	28.8	32.4	25.2	18	36	0
分	15	15	15	15	15	45	30	15
基準値	V2Gステーションとして基準値「0」の運用							



成功コマ数[30分]			成功率		
177/180			98.3%		
0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
29/30	30/30	30/30	30/30	30/30	28/30

2020/12/24の試験結果 (VPP)

kW	48.5	97	0	87.3	29.1			
分	30	30	30	30	45			
基準値	直前計測値							



成功コマ数[30分]			成功率		
90/180			50.0%		
0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
11/30	22/30	20/30	18/30	8/30	11/30

需給調整市場に係る取引規定「第3章 事前審査」の第24条（実働試験の実施方法）に基づき、実証試験結果の評価を行う。（許容範囲：指令量±供出可能量×10%）

三次調整力② 事前審査に準じた評価結果

回数	実証試験日時	実証参加RA	成功コマ数	事前審査に準じた評価
1	9/4(金) 12:00-15:00	①	35/36	不適合
2	9/17(木) 12:00-15:00	①	29/36	不適合
3	10/1(木) 12:00-15:00	①	36/36	適合
4	10/8(木) 12:00-15:00	①	36/36	適合
5	12/17(木) 12:00-15:00	②③④⑤	22/36	不適合
6	1/7(木) 12:00-15:00	①③④	0/36	不適合
7	1/14(木) 12:00-15:00	①③④	32/36	不適合
8	1/19(火) 12:00-15:00	③④	4/36	不適合
9	1/26(火) 12:00-15:00	②③④⑥	0/36	不適合

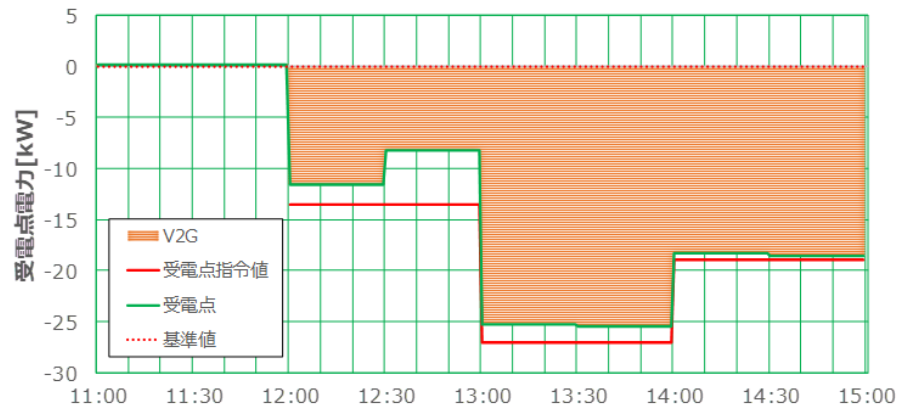
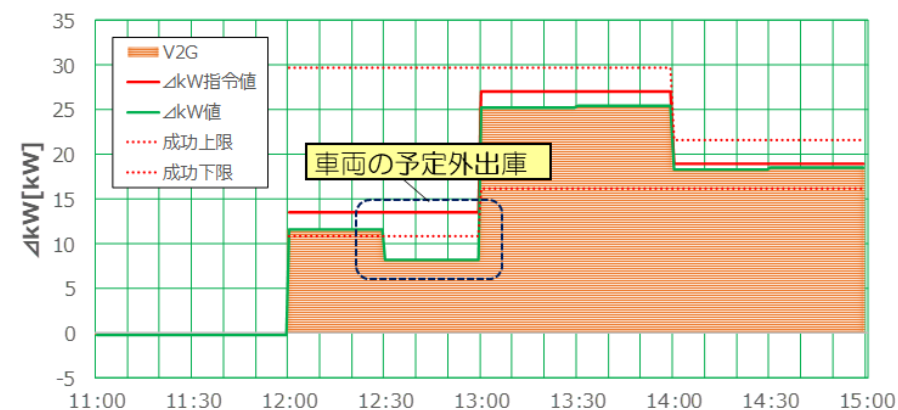
↑
V2Gのみ
↓
VPP
↓

No.	①	②	③	④	⑤	⑥
RA	九電(V2G)	Iフィント	Qテコ	サックス	ニシム電子	NEC

- ・ V2Gのみでは、充放電器の起動特性、車両の予定外出庫、AC・RAシステムトラブルにより、5分コマで許容範囲内に収めることができず、不適合となるケースがあった。
- ・ VPPでは三次調整力①と同様、基準値の予測精度が低いことから、不適合となった。

2020/9/17の試験結果 (V2Gのみ)

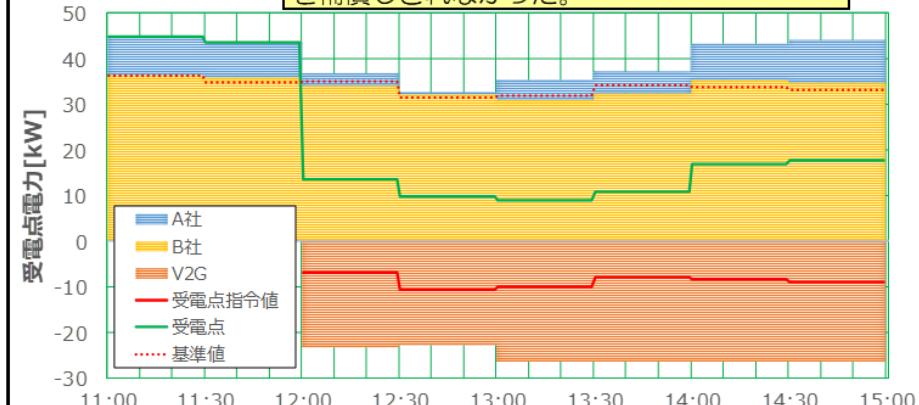
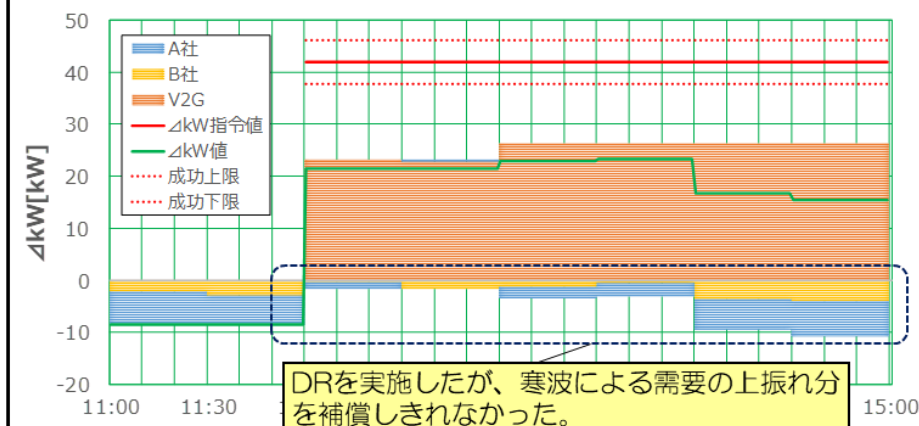
kW	13.5	27	18.9				
分	60	60	60				
基準値	V2Gステーションとして基準値「0」の運用						



成功コマ数[30分]			成功率		
5/6			83.3%		
0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
1/1	0/1	1/1	1/1	1/1	1/1

2021/1/7の試験結果 (VPP)

kW	42						
分	180						
基準値	過去実績値に基づく基準値の算出(High4of5)						



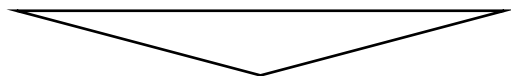
成功コマ数[30分]			成功率		
0/6			0.0%		
0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1

V2Gのみの場合

- 電力系統に直接接続される設備形態のため、基準値の変動に伴う制御が不要であり、VPPと比較して高い成功判定となった。
- DR成功率を上げるため、車両の計画外使用の実態把握及びEVPSの起動特性の確認を行った。
(3.4章に詳述)

VPPの場合

- 「年末年始の需要家機器の使用状況の違い」、「寒波の影響による需要の急変」等の理由により、基準値の予測と実績が乖離し、DRが不成功となった。



基準値の予測精度の向上、及び需要箇所の規模に応じたリソース容量の選定が必要である。

三次調整力①事前審査に準じた評価

リソース		VPP(※)	V2Gのみ
基準値		あり	「0」運用
DR回数		9 回	7 回
30分/177[滞在率90%以上]	6J7	0 回	4 回
	5J7以上 6J7未満	0 回	1 回
	4J7以上 5J7未満	0 回	2 回
	3J7以上 4J7未満	0 回	0 回
	2J7以上 3J7未満	0 回	0 回
	1J7以上 2J7未満	0 回	0 回
	1J7未満	9 回	0 回

※ EV、電気バス、(家庭用/大規模)蓄電池、発電機

三次調整力②事前審査に準じた評価

リソース		VPP(※)	V2Gのみ
基準値		あり	「0」運用
DR回数		14 回	6 回
5分/177(滞在率100%)	36J7	0 回	2 回
	30J7以上 36J7未満	0 回	2 回
	24J7以上 30J7未満	0 回	2 回
	18J7以上 24J7未満	2 回	0 回
	12J7以上 18J7未満	3 回	0 回
	6J7以上 12J7未満	3 回	0 回
	6J7未満	6 回	0 回

※ EV、電気バス、(家庭用/大規模)蓄電池、発電機

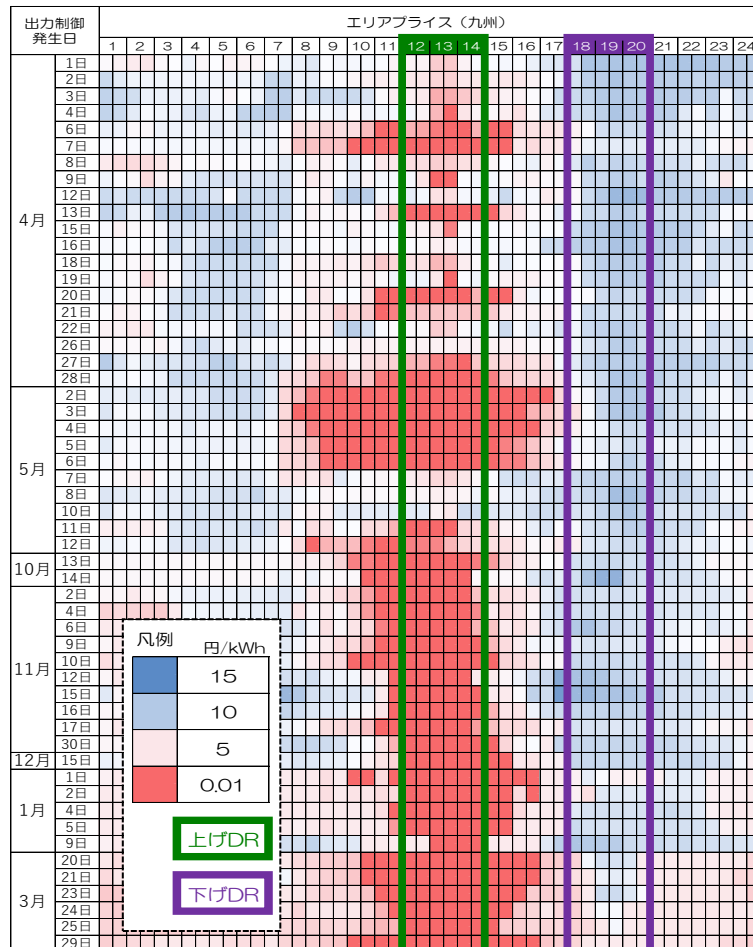
※ 赤枠：事前審査における適合条件

九州エリアでは、再エネ出力制御時の昼間帯のエリアプライスが安価となる傾向

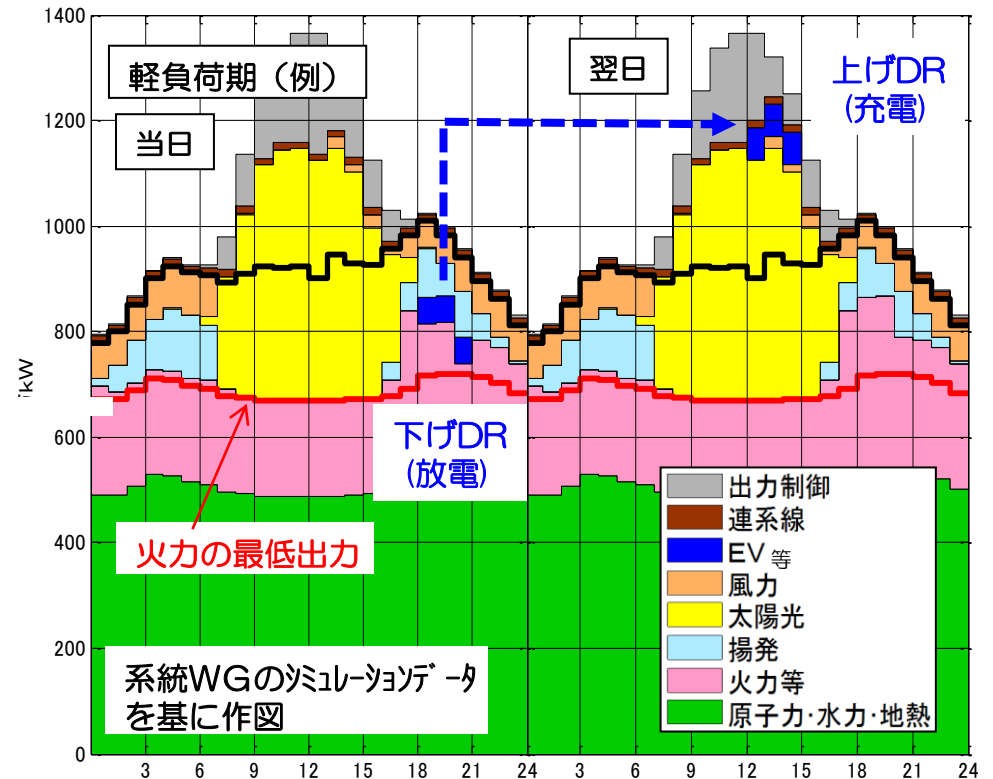
昼間帯と点灯帯の価格差を活用する市場価格連動上げ下げDRの実証試験を実施

PV出力制御量の低減や、ダックカーブ対策に活用できるかについて検証

再エネ出力制御時の市場価格（九州エリア：2019年度実績）



DR	時間帯	考え方	リソース
下げ	18～21時 (3時間)	・ダックカーブ対策(火力機の増出力の代替) ・火力機の下げ調整力を考慮	・EV・蓄電池（放電）
上げ	12～15時 (3時間)	・市場価格が安価となりやすい ・出力制御量の削減	・EV・蓄電池（充電） ・HP



市場価格連動上げ下げDRの試験を上げを計8回、下げを計7回実施した。なお、AC・RA・リソース間での制御可能量、基準値、制御指示、応動値の送受信は三次調整力②を準用した

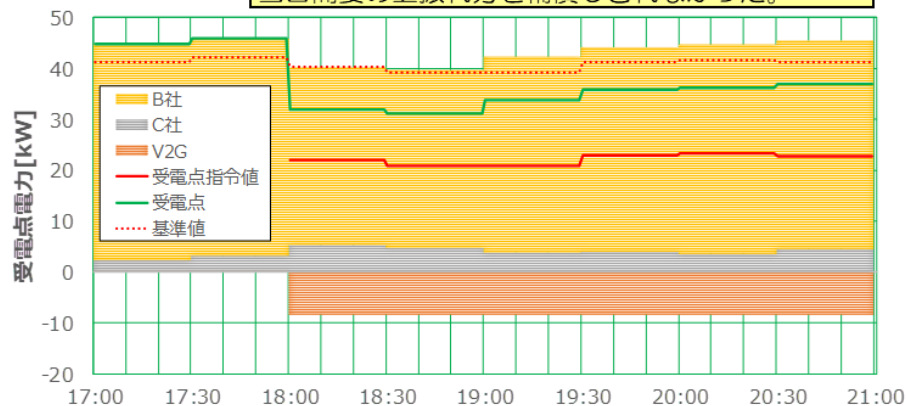
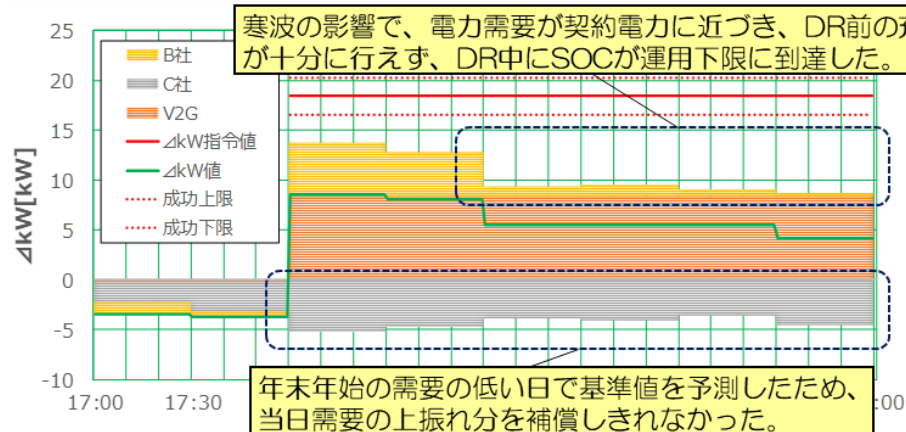
回数	下げDR			上げDR		
	試験実施日	実証参加RA	成功コマ数	試験実施日	実証参加RA	成功コマ数
1	11/5(木)	①	6/6	11/6(金)	①	6/6
2	11/11(水)	①	5/6	11/12(木)	①	6/6
3	12/2(水)	①	6/6	12/3(木)	①⑦	5/6
4	12/9(水)	①⑤	0/6	12/10(木)	①⑤⑦	1/6
5	12/22(火)	①②③	0/6	12/23(水)	①②③	0/6
6	1/7(木)	①②③	0/6	1/8(金)	①②③⑦	0/6
7	1/21(木)	③	0/6	1/22(金)	②③⑦	0/6
8				1/22(金)	②	0/6

No.	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦
RA事業者	九電	アイエント	Qテック	サニックス	ニシム電子	NEC	日本エニックス

- VPPでは、三次調整力②の試験と同様、基準値の予測精度が低いことからDRの成功範囲に収めることはできていない。
(電気バス及びHPの制御応動に関する説明は、付録3、付録4を参照)

2021/1/7 下げDR指令

kW	18.9						
分	180						
基準値	過去実績値に基づく基準値の算出(High4of5)						



成功コマ数[30分]

成功率

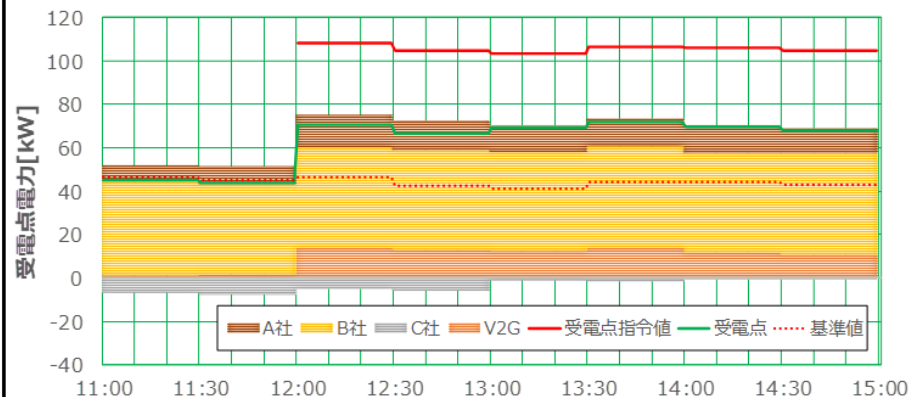
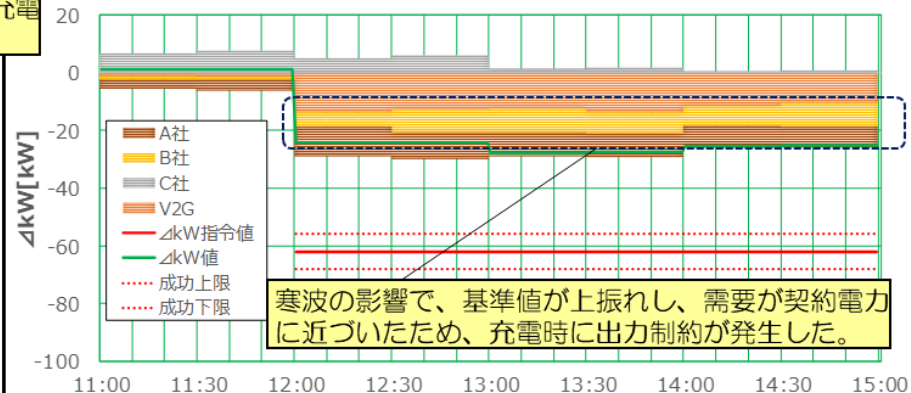
0/6

0.0%

0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1

2021/1/8 上げDR指令

kW	-62						
分	180						
基準値	過去実績値に基づく基準値の算出(High4of5)						



成功コマ数[30分]

成功率

0/6

0.0%

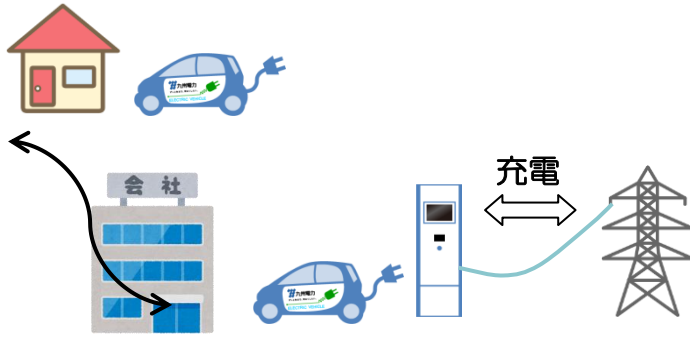
0-30	30-60	60-90	90-120	120-150	150-180
0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1

日産 [新型リーフe+] (62kWhバッテリー搭載車)		上げDR [kW]
V1G	宮崎日産 #1	2.1
V2G	Qテクノ #2	5.9

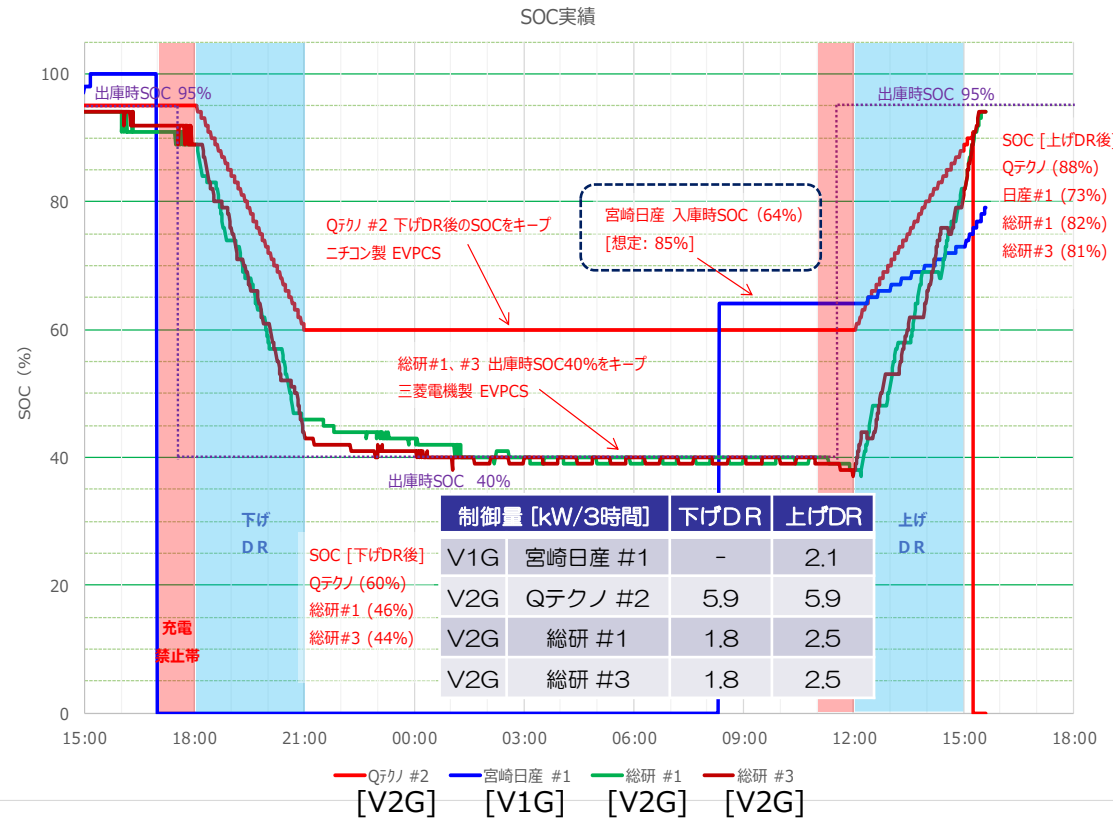
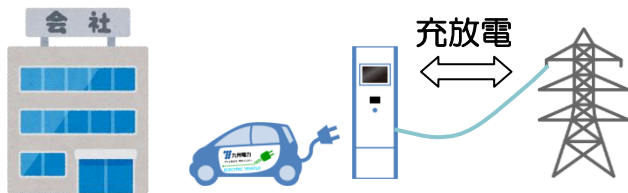
同容量のバッテリー搭載車に対し、
V2Gはより多くの上げDRを獲得

	1日目 (下げDR)			2日目 (上げDR)					
	15	18	21	0	3	6	9	12	15
DR時間帯									
通勤用車両 (V1G)				出庫					
事業用車両 (V2G)									

【通勤用車両 (V1G)】宮崎日産 #1
会社に充電スタンドがあり、EVで通勤する場合



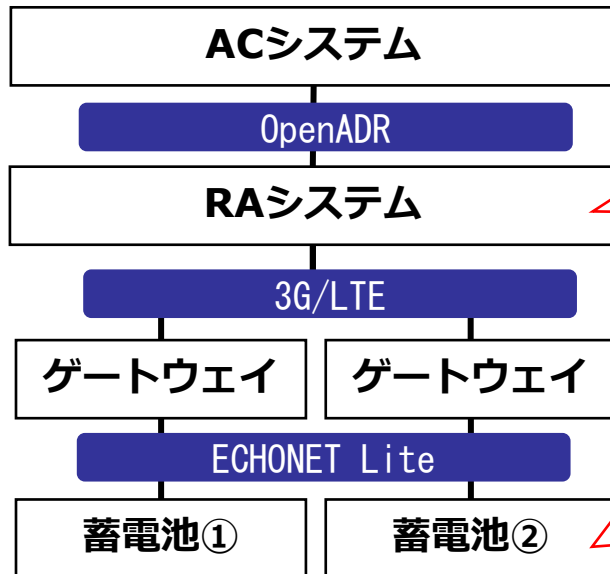
【業務用車両 (V2G)】Qテクノ #2、総研 #1,3
会社に充放電スタンドがあり、終日使用予定のないEV



点灯帯に供出した電力を昼間帯で充当するユースケースをEVの蓄電池SOCをコントロールすることで実証できた。また、V1Gに比べて、V2Gの方が、同容量のバッテリー搭載車に対してより多くの上げDRのポテンシャルを得ることができることを実証で確認できた。

家庭用蓄電池2台を使用し、放電1kW・充電2.0kWをDR可能量とする3時間の秒単位制御（4秒毎のDR指令に対し10秒以内の応動報告を想定する制御）と料金最適化制御とのマルチパーパス制御を検証する。[DR指令：2020年12月17日 13:00～16:00]

システム構成と制御内容概要



4秒毎のDR指令に対し
10秒以内の応動報告

市場価格に連動した
小売料金プランに対する
料金最適制御との
マルチパーパス制御

- DR指令に応じ蓄電池端において指令値通りに応動した。
- 指令値の±10%以内の滞在率：90.8%
- 指令受信から応動報告までの平均時間：8.8秒
- UpdateReportのQualityBad率：5.3%/569件 ※1

※1 応動値集計機能の不具合のため差異が発生（569件）

※2 ベースライン値集計処理不具合のため、DR指示がゼロW指示にも関わらずゼロW以外の応動報告がされている（図1 Aの部分（3コマ））。

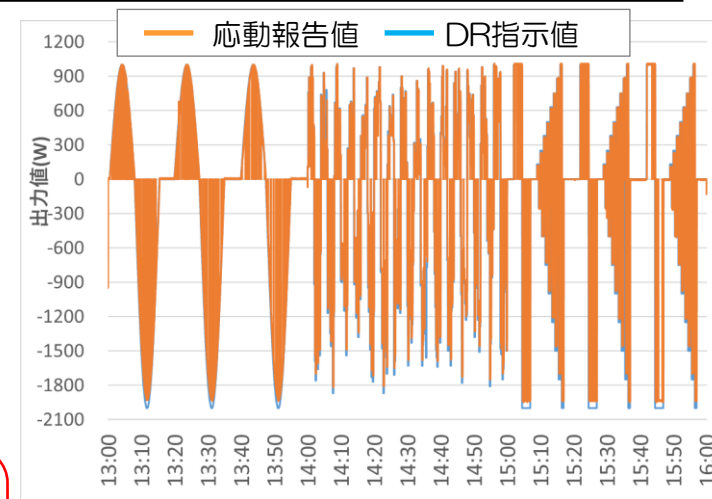


図1. DR指令値と応動報告値

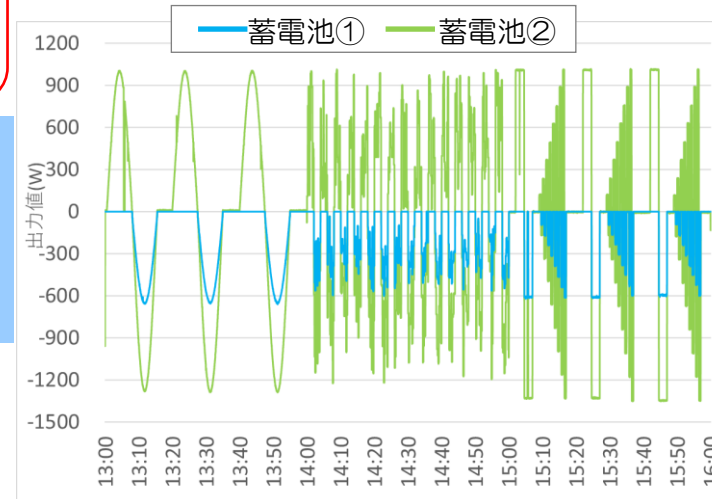


図2. 各蓄電池の出力状況

社外協力者が所有するEVに対して、DR入札日の時点で、DR当日の予約が入っていない台数((a)入札/不使用台数)、およびDR当日の実施時間帯に接続されていた実績((b)当日接続実績台数)を集計し、事前アナウンスの効果について確認する。

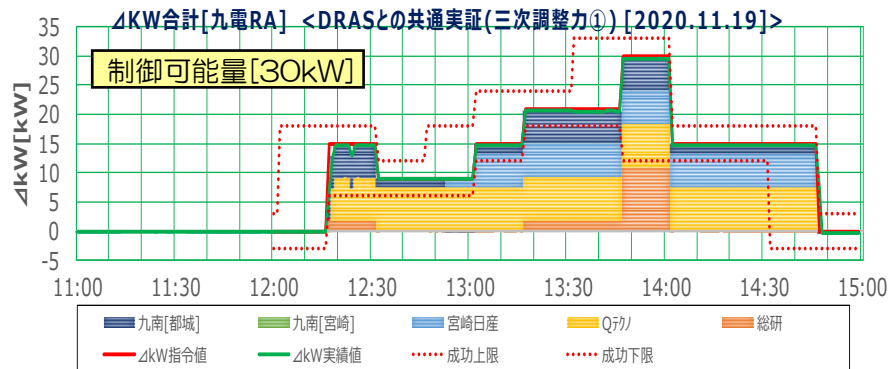
種別		集計 日数	(a)入札/ 不使用台数	(b)当日接続 実績台数	制御可能率 (b)/(a)
三次調整力①	DR実施日	7	35	26	74.3%
	DR実施日以外※	25	144	63	43.8%
三次調整力②	DR実施日	6	21	20	95.2%
	DR実施日以外※	25	125	61	48.8%

※ DR実施日を主に木曜日としたため、比較のためにDR実施日以外は、前週火曜日に相当する9日前及び前日の予約入力実績について集計

- DR実施日の制御可能率（入札台数のうち、DR実施時間帯に接続されていた台数の割合）は三次調整力①が74.3%、三次調整力②が95.2%と、DR実施日以外に比べ向上しており事前アナウンスによる効果を確認できた。
- EVのモビリティとしての特性上、計画外の出入庫は許容せざるを得ないため、実際のビジネス化においては、制御対象車両がDRに参加できない場合を想定して、制御可能量へのマージン設定方法について検討する必要がある。

本実証では、RAシステム（V2G）からACに対する制御可能量の報告時、制御対象車両の予定外出庫による不測のDR不参加を考慮して、RAとして20%のマーシンを確保する。

DR指令を満足できた例



※ 電池容量を基に余力を加味し制御可能量を算出

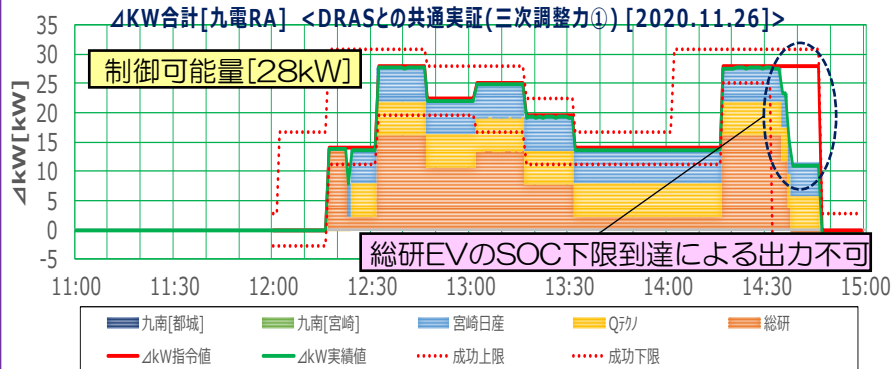
拠点	台数	SOC 使用 範囲	可能量 [最大] [kW]	余力	制御 可能量 [kW]
総研 Q77 日産	8台	30% ~ 95%	32.0	20%	28.3
九南(都)	1台		2.1		1.7
九南(宮)	1台		2.1		1.7
			34.1		30.0

DR当日修正	
余力	制御 可能量 [kW]
0%	30.0
	0.0
	30.0



出庫

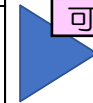
DR途中で出力不可となった例



※ 電池容量を基に余力を加味し制御可能量を算出

拠点	台数	SOC 使用 範囲	可能量 [最大] [kW]	余力	制御 可能量 [kW]
総研 Q77 日産	6台	30% ~ 95%	23.8	20%	20.6
九南(宮)	1台		2.1		1.7
九南(都)	1台		5.9		5.7
			31.8		28.0

DR当日修正	
余力	制御 可能量 [kW]
0%	28.0
	0.0
	0.0
	28.0



出庫

出庫

可能量[最大]を超過

実証試験において、予定外出庫が5／13回あり、そのうち3回はDR途中で出力不可※となったが、2回はDR開始前に制御可能量を再配分することでDR指令を満足できた。

※ 2回：DR制御中の出庫による出力不可、1回：SOCの下限到達による出力不可(右上図)

充放電器の応動特性に係る仕様は下表のとおり。なお実証試験では、三菱電機製は「EMS出力ゼロ指示」、ニチコン製は「EMS停止指示」※を採用した。

※ 現在はニチコン製で「EMS出力ゼロ指示」の製品ラインナップが存在する。

	EMS出力ゼロ指示	EMS停止指示
待機時の充放電器動作	インバーターが常時スイッチング (出力OW目標で充放電動作)	インバーターが スイッチング停止
待機時の消費電力	①制御回路動作のための待機電力 ②インバータースイッチング電力 ③車両側消費電力	①制御回路動作のための待機電力
待機電力供給源	EVバッテリー(EV接続時)	電力系統
制御指令への応動性	制御指令の受信直後に動作可能	制御開始時のEV接続に要する時間が 15秒～20秒程度

2メーカーの現行機種の応動特性は「EMS出力ゼロ指示」及び「EMS停止指示」の2種類となり、DRに用いる際の得失について、下表のとおり整理した。

	EMS出力ゼロ指示	EMS停止指示
メリット	DR指令に瞬時に応答できる。	待機電力は、制御回路動作のための待機電力のみで、系統から消費されることから、EVバッテリーには影響なし。
デメリット	インバータスイッチング電力などをEVバッテリーから常時消費することとなり、待機電力消費量が増加し、また、消費したEVバッテリー電力量の再充電が必要	DR指令を受けてから、充放電器は車両へ接続を開始することから、CHAdeMOプロトコル上、10～20秒程度の時間がかかる。

- 実証設備は、既存製品を活用してのシステム構築であるため、機器仕様の相違が、制御結果に表れることとなった。今後は充放電装置のロスと制御指令に対する応動特性を考慮した最適なシステム設計が必要である。
- 「充放電器の仕様に起因する制御遅れ」によるDR不成功に対して、現行機を用いる場合は問題ないが、実証機を用いる場合は、RAシステムからの指令値変更の1分前に制御指令を発出することで対応可能である。

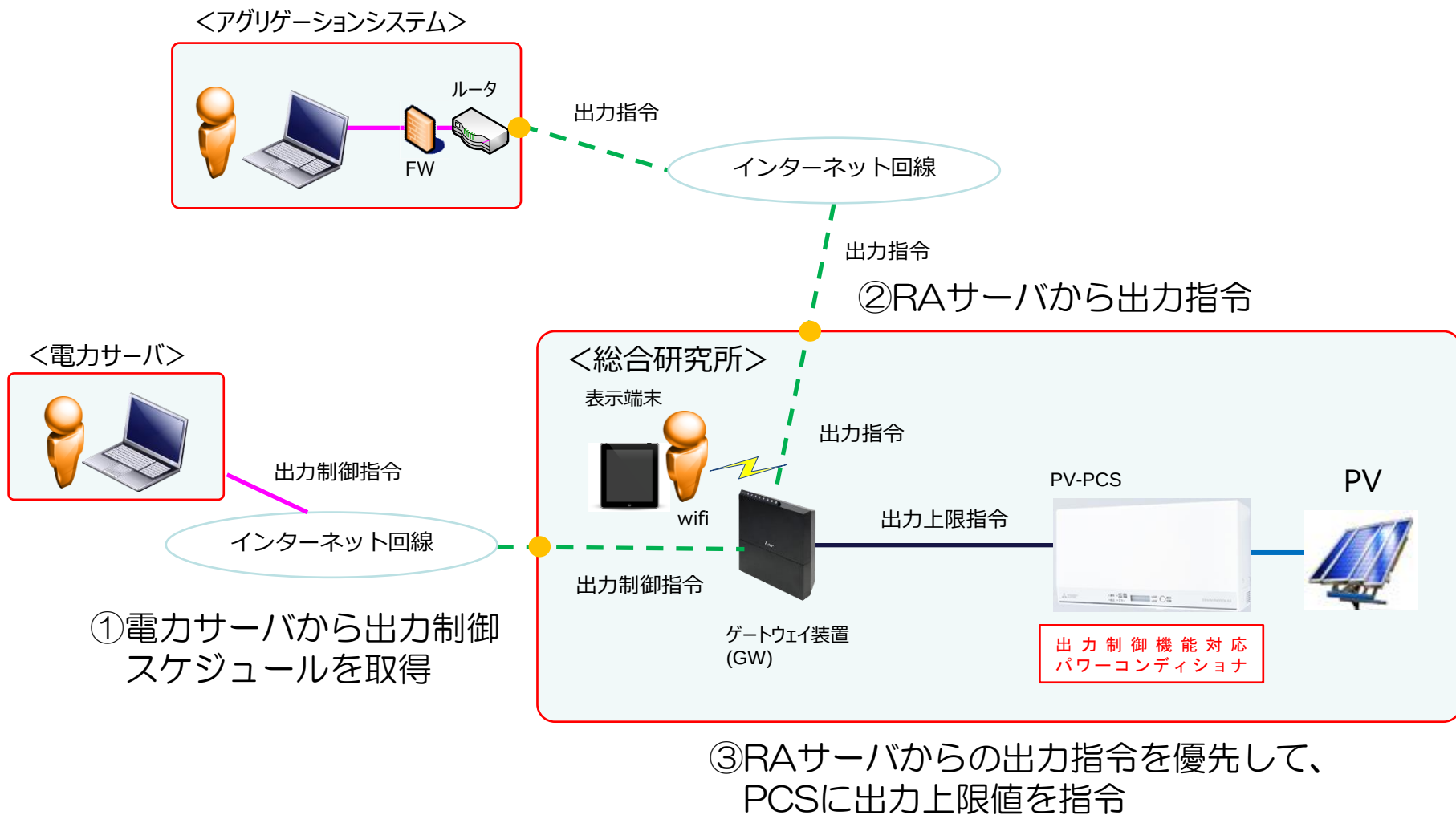
- 本実証事業では充放電器とEV間ではCHAdeMO規格により給電、情報通信を行っており、制御可能量の算出や充放電指示に関する演算などには、電池総容量という値を活用している。
- 今年度実証において、通信から得られる電池容量のデータと実際の容量とに乖離があったことから、電池総容量に関する自動車メーカー別の取扱いについて確認した。

自動車メーカー別の電池総容量に関する取扱い

三菱自動車工業	日産自動車
出荷時の定格容量	現在のSOH（Wh）

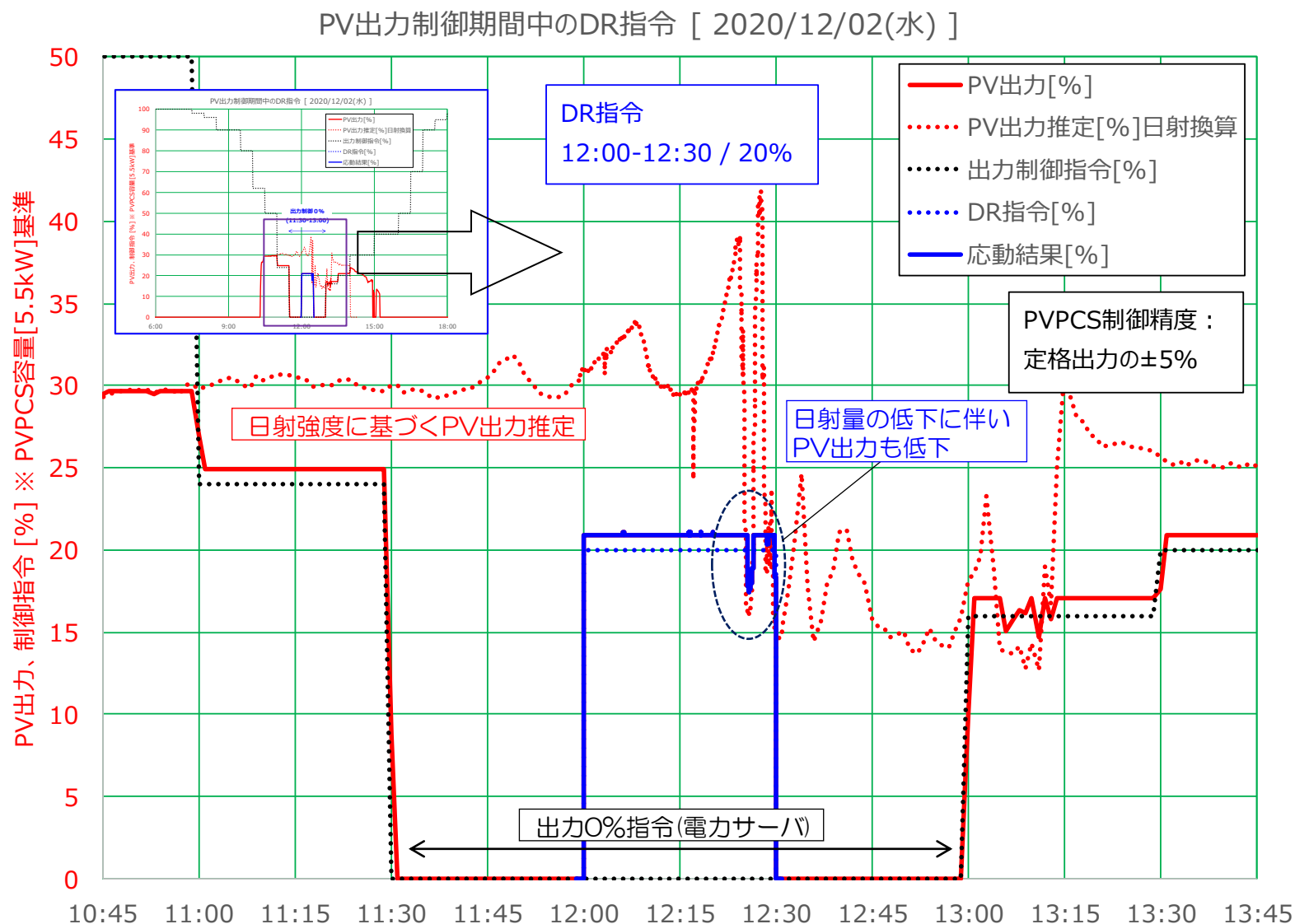
- 電池総容量の取扱いはEVメーカーにより異なることを確認した。
- 電池の劣化が進展した状態など、通信により得られる電池容量と実電池容量との間に乖離がある場合、DRを満足できない可能性があるため、EVをDRに活用する際には、現在のSOHが必要となる。
- CHAdeMOプロトコルにおける通信項目の内容統一、必須化が必要となる。

出力制御の対象となっているPVに対して、アグリゲーションシステムからの割り込み制御の検証を行う。

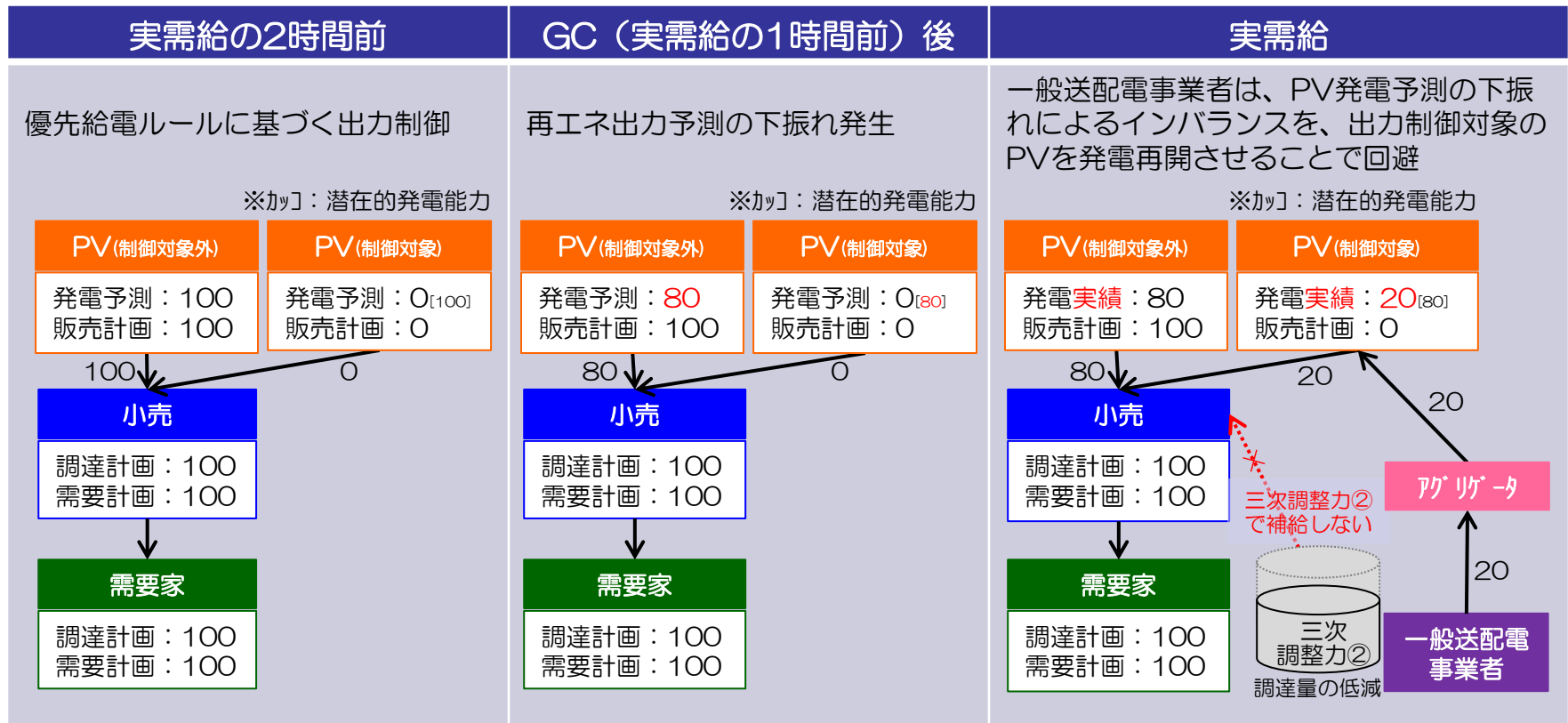


*実証事業所は九州電力総合研究所

電力サーバからの出力0%指令中[11:30~13:00]に、アグリゲーションシステムから20%出力指令(30分間 12:00~12:30)を実施。



実需給の2時間前(優先給電ルールに基づくPV出力制御後)に再エネ出力予測の下振れが発生した場合において、GC後に一般送配電事業者が前日に調達した三次調整力②ではなく、出力制御対象のPVを発電再開させることでインバランスの調整を行うことを想定。



出力制御中のPVに対して、GC後に一般送配電事業者の指令に基づき、アグリゲータが発電再開や発電機出力の調整を行うことで、より柔軟に出力調整が可能であることを確認できた。

路線バスとして運行する電気バスの需給調整力としての活用可能性、および事業所のエネルギーマネージメントへの適用可能性について検証

- 新たに開発した大容量充放電器を用い、主に電気バスが運行計画のない昼間帯において、事業所のエネルギーマネージメントおよび、需給調整力に活用

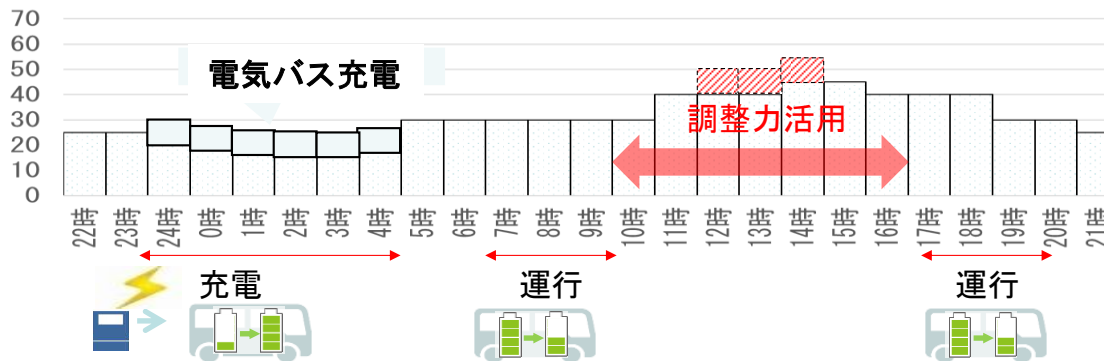
【バスの運用例】

朝：ラッシュ時間帯での運行

昼：調整力として充放電（軽負荷期） ※ 重負荷期はデマンド抑制に活用

夕：ラッシュ時間帯での運行（軽負荷期）

夜：充電



【バス営業所の電力使用量イメージ（軽負荷期）】

【電気バス】

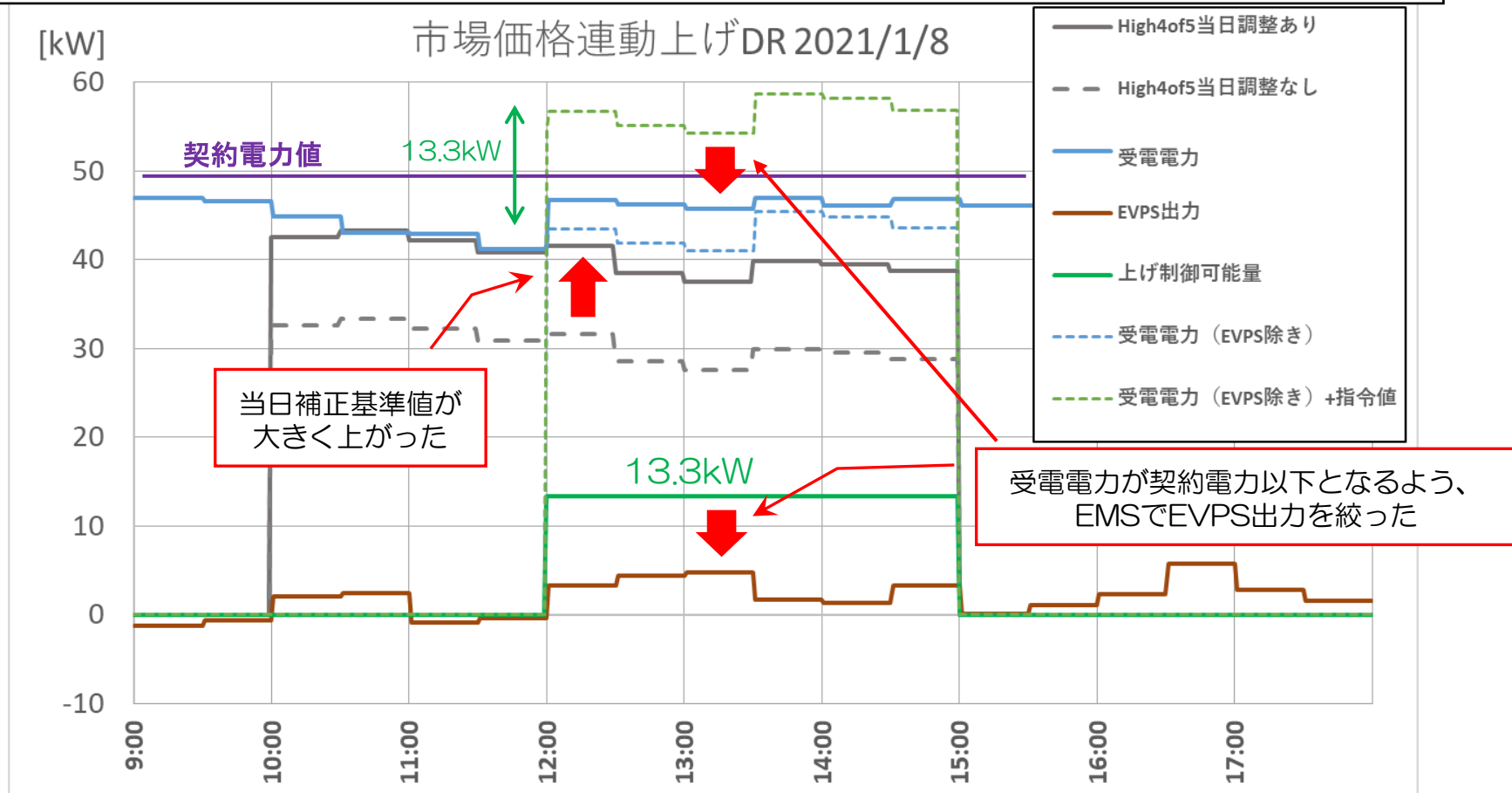


バッテリー搭載容量：105.6kWh

【大容量充放電器の概要】

項 目	内 容
入力電圧	三相200V
定格充電能力	50kW (DC)
定格放電能力	50kW (DC)

市場価格連動上げDR試験結果例（出力指令値13.3kW）



需要場所のエネルギーマネジメントに電気バスが活用できることを確認した。

(事例の補足) 制御可能量は、試験前日の入札時に想定した基準値と契約電力の関係から13.3kWと報告。試験当日、大寒波による暖房需要により需要電力が伸び基準値が上昇、指令値通り(13.3kWの充電)では契約電力を超過するため、EMS機能がEVPS出力を絞ったことを確認した。

目的

HPを遠隔で群制御することにより、太陽光出力制御対応としての上げDR制御について、系統負荷低減の効果を検証する。

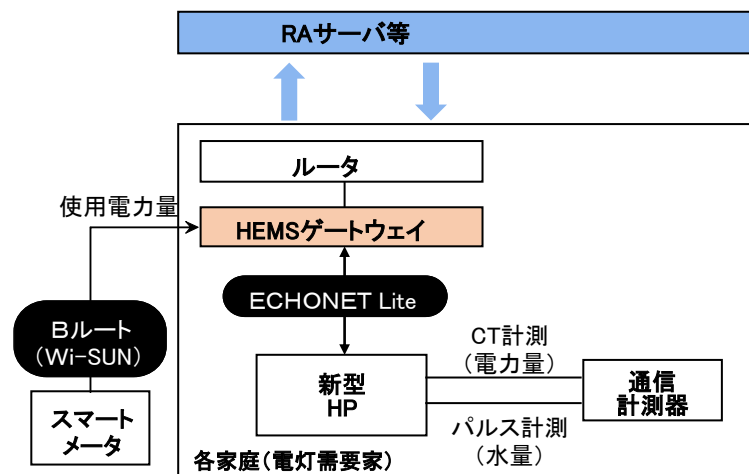
概要

<共通実証>

事前に制御シナリオを定め、HPの遠隔制御の実現性（単体・群の制御可否、応答・継続時間の精度、出力精度、エラー頻度等）について検証。

<独自実証>

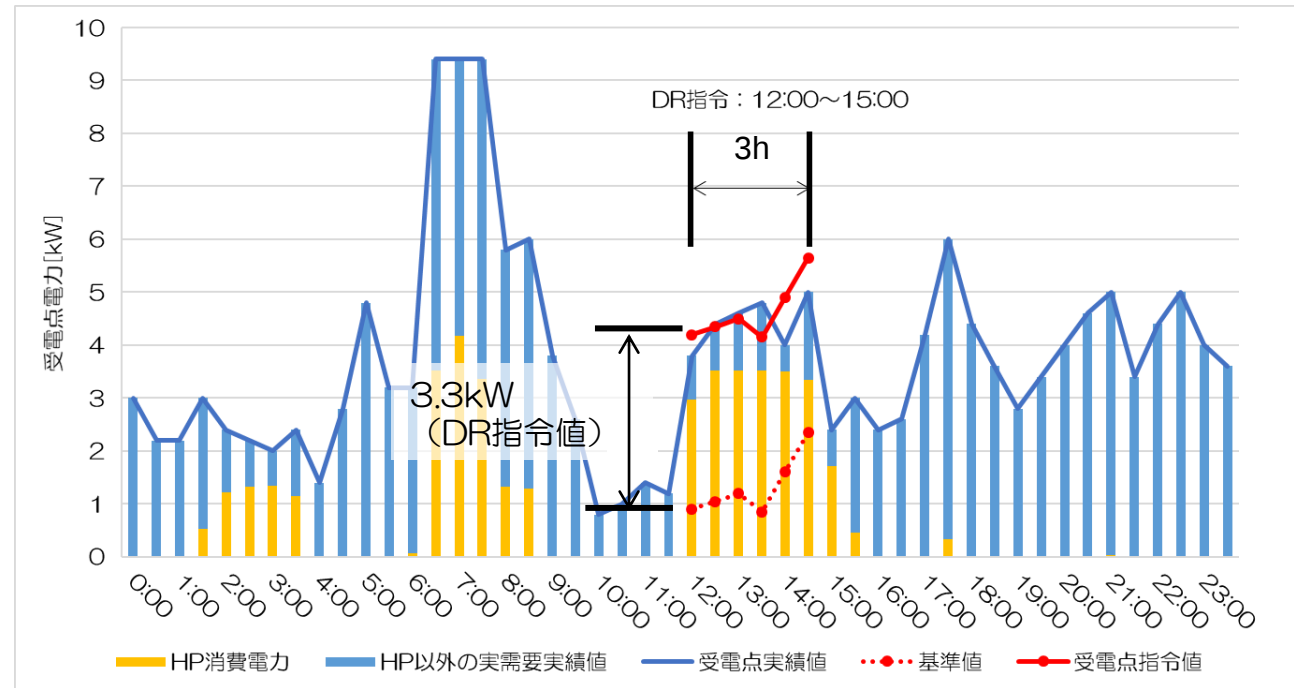
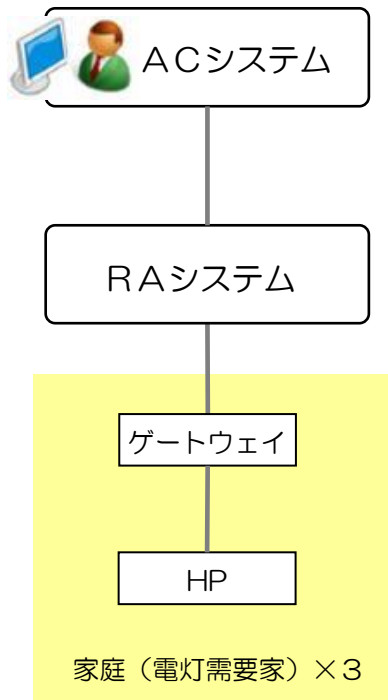
HP搭載センサーでのECHONET Lite取得情報と個別計測による電力使用量の比較による計測精度の検証を行う。



<補足>

新型HP：ECHONET Lite Release Iで追加されたプロパティを使用して遠隔制御を実施。

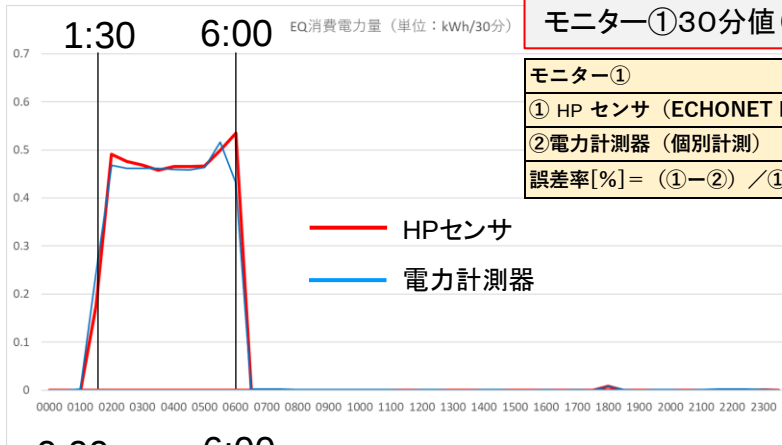
HP3台を使用し、市場価格連動上げ下げDRに参加し、DR指令に対して適切な制御が行われることを確認した。[上げDR指令：3.3kW、3h（12:00～15:00）]



	12:00～12:30	12:30～13:00	13:00～13:30	13:30～14:00	14:00～14:30	14:30～15:00
基準値	0.90	1.05	1.20	0.85	1.60	2.35
①受電点指令値	4.20	4.35	4.50	4.15	4.90	5.65
②受電点実績値	3.80	4.40	4.60	4.80	4.00	5.00
③達成率 (①/②)	90.5%	101.1%	102.2%	115.7%	81.6%	88.5%

上げDR指令値（目標値）3.3kW、3H継続に対し、HP3台を同時に遠隔制御することで応動できた。

HPの消費電力量について、HP搭載センサー（ECHONET Liteにより取得）と個別に取り付けた電力計測器との計測値の比較を行った。



モニター①30分値 (HP稼働時1:30～6:00)

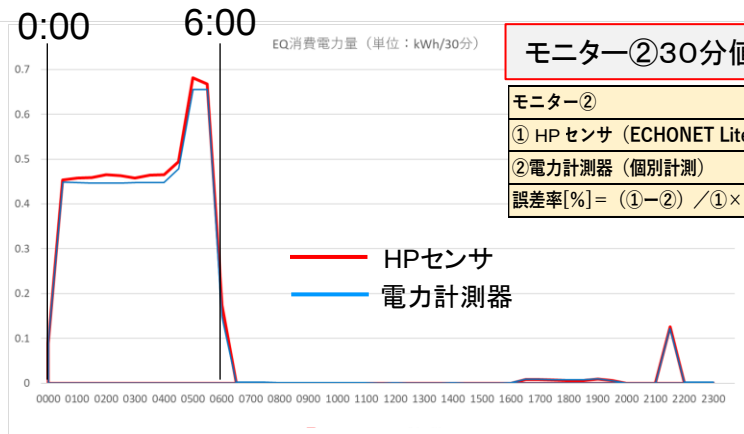
(単位: kWh)

モニター①	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00
① HP センサ (ECHONET Lite)	0.175	0.491	0.476	0.468	0.458	0.465	0.465	0.466	0.498	0.535
② 電力計測器 (個別計測)	0.240	0.468	0.461	0.461	0.461	0.460	0.458	0.463	0.516	0.432
誤差率[%] = (①-②) / ① × 100 %	-27.2%	5.0%	3.2%	1.5%	-0.7%	1.2%	1.4%	0.6%	-3.4%	23.7%

モニター① 1日累計値

(単位: kWh)

モニター①	累計 (一日分)
① HP センサ (ECHONET Lite)	4.506
② 電力計測器 (個別計測)	4.474
誤差率[%] = (①-②) / ① × 100 %	0.7%



モニター②30分値 (HP稼働時0:00～6:00)

(単位: kWh)

モニター②	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00
① HP センサ (ECHONET Lite)	0.09	0.454	0.458	0.459	0.465	0.463	0.458	0.464	0.465	0.494	0.681	0.668	0.174
② 電力計測器 (個別計測)	0.097	0.449	0.447	0.447	0.447	0.447	0.448	0.448	0.447	0.479	0.655	0.655	0.150
誤差率[%] = (①-②) / ① × 100 %	-7.0%	1.2%	2.4%	2.7%	4.1%	3.7%	2.3%	3.7%	4.0%	3.2%	3.9%	2.0%	15.6%

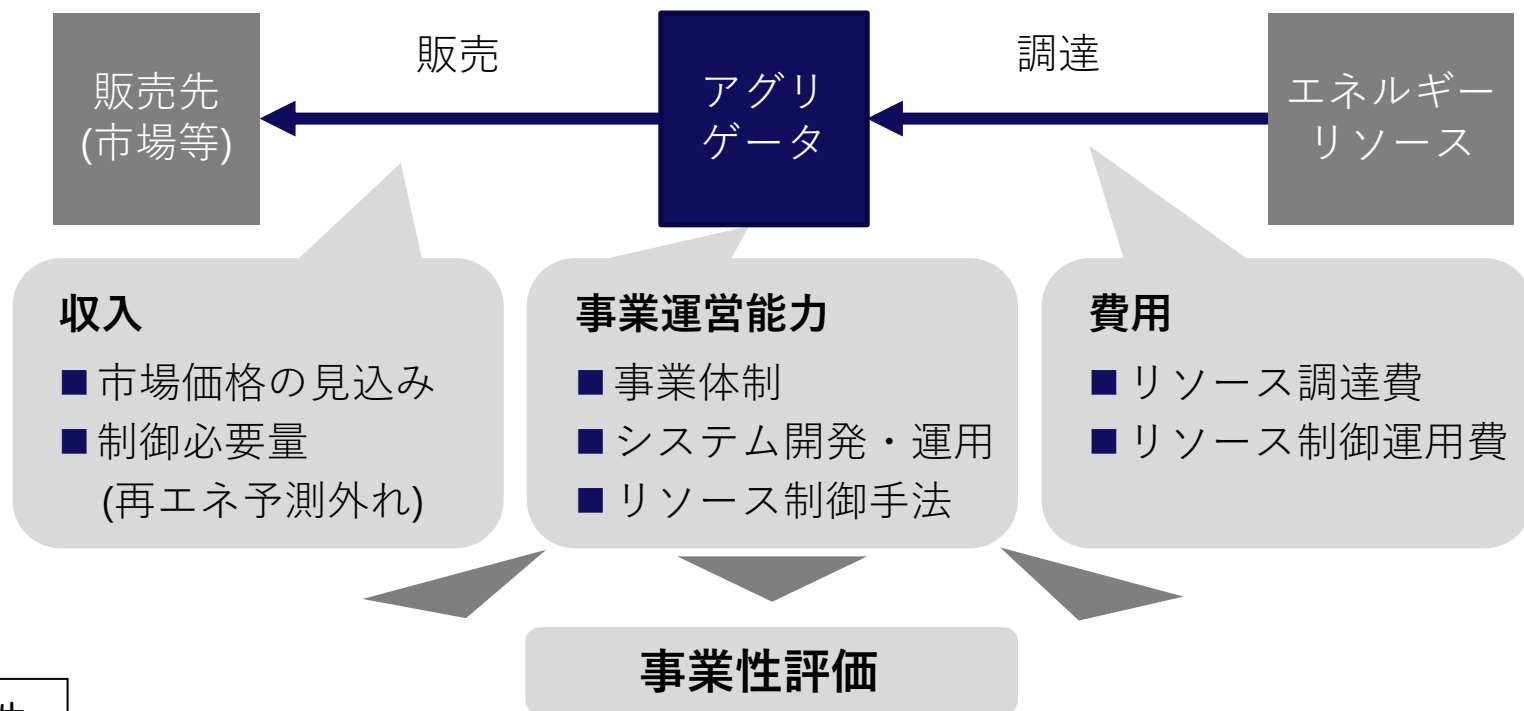
モニター② 1日累計値

(単位: kWh)

モニター②	累計 (一日分)
① HP センサ (ECHONET Lite)	5.97
② 電力計測器 (個別計測)	5.826
誤差率[%] = (①-②) / ① × 100 %	2.5%

HPと電力計測器の時刻は同期されていないこともあり、30分値では出力の立ち上がり時などで比較的誤差率が大きくなっているが、1日累積値では3%以内に入っていることが分かった。（普通電力量計の使用公差＝±3%）

家庭用蓄電池やヒートポンプ（HP）給湯機、電気自動車（EV）など小規模リソースのアグリゲーション事業を、収入、事業運営能力、費用の3要素に分けて、事業価値（NPV）を評価



前提条件

- リソースを所有しないアグリゲーターを評価対象とする。
- アグリゲータは、VPP契約に基づき、リソース所有者に対価として使用料を支払い、調整力 ΔkW を調達、三次調整力②市場に供出することで収入を得る。
- 日本の需給調整市場（三次調整力②）の制度設計を前提に、欧米の需給調整市場のうち、商品設計が相対的に近いドイツの三次調整力の市場価格を選択
- アグリゲータがリソース所有者へ支払う対価として、 ΔkW 契約量あたりの定額料金と kWh の発動実績に応じたパフォーマンス料金を想定

価格高位ケースでもHP給湯以外のリソースでは、2000円/kW/件の事業運営支出を回収できなかったことから、各リソースについて事業価値がプラスになる閾値を計算した。

(円/kW/件)	HP給湯	蓄電池 (逆潮流 NG)	蓄電池 (逆潮流 OK)	V1G	V1G (商業施 設)	V2G (逆潮流 NG)	V2G (逆潮流 OK)
ベース (落札率100%)	1,010 [-990]	275 [-1,725]	515 [-1,485]	585 [-1,415]	730 [-1,270]	306 [-1,694]	535 [-1,465]
価格低位 (落札率100%)	50 [-1,950]	4 [-1,996]	7 [-1,993]	41 [-1,959]	54 [-1,946]	17 [-1,983]	39 [-1,961]
価格高位 (落札率100%)	2,182 [+182]	612 [-1,388]	1,152 [-848]	1,130 [-870]	1,329 [-671]	598 [-1,402]	1,016 [-984]
ベース (落札率50%)	505 [-1,495]	137 [-1,863]	257 [-1,743]	293 [-1,707]	365 [-1,635]	153 [-1,847]	268 [-1,732]

※ []の数字は事業性評価において想定した事業運営支出2,000 (円/kW/件) との差を表す。

- 想定した条件下では、市場価格ベースケースで990円～1,725円/kW/件の事業運営支出の低下が必要である。
- 価格低位ケースでは最大1,996円、HP給湯以外での価格高位ケースでは最大1,402円、落札率50%のケースでは最大1,863円の低下が必要。

評価結果から、小規模リソースアグリゲーションの事業化に向けた課題を抽出した。

■ 市場：需給調整市場の価格動向の見極め

- 価格が高位であれば、事業の成立可能性は高まる。まずは、市場開設後の価格動向を見極め、今回の想定との比較検討が第一の課題。
- 電気自動車や蓄電池は応動速度が速いため、一次・二次など三次②調整力以外の価格が高い市場の検討も課題。
- その上で、小規模負荷アグリゲーション事業の成立に向けて、事業者、制度、双方に以下の課題がある。

■ 事業者：事業運営支出を低減する方策が必要

- システムコスト自体の低減や規模拡大によるシステムコスト低減。
- エネルギーマネジメントやEV利用者へのサービスなど、VPPと他の事業を組み合わせたコスト低減方策（ビジネスモデルの課題）。

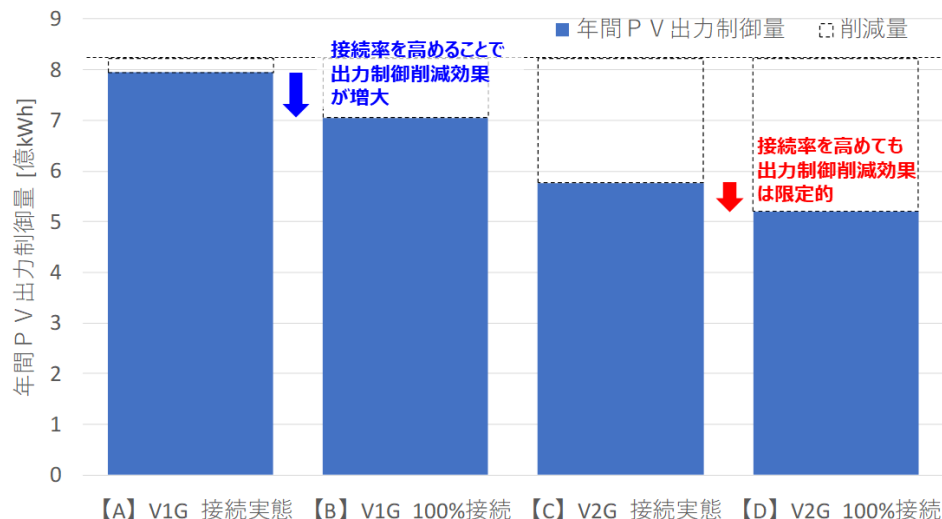
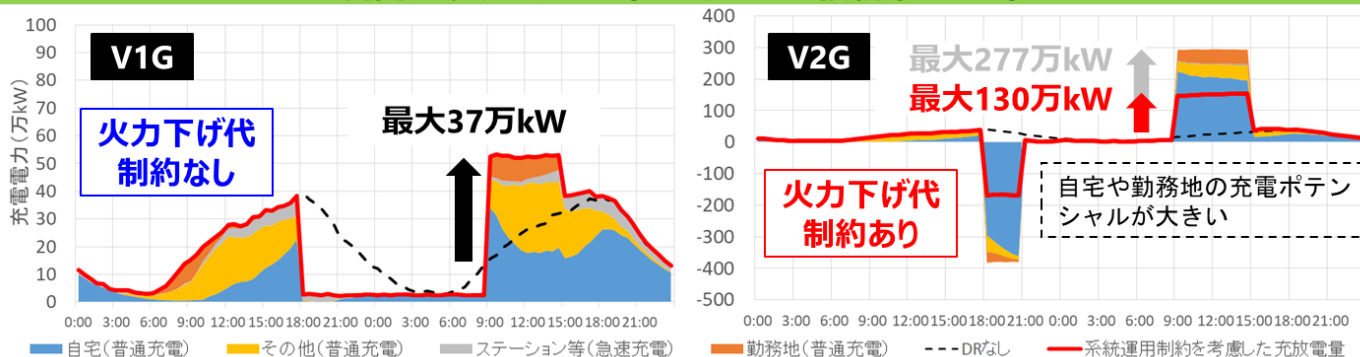
■ 制度：逆潮流を認める制度設計、職場充電環境整備の支援

- 蓄電池からの逆潮流を認めると、1件あたりの調整力が大きいため、少ない契約件数で最低入札量以上の調整力供給が可能となり、事業性が高まる。
- 職場充電環境を整備することで、通勤車EVを活用する平日昼間の調整力供給が可能となり、事業性が高まる。職場充電環境が整備されれば、休日の営業車EVを活用するV1GやV2Gも可能。

(1) V2Gの可能性検証

V2Gのポテンシャル評価を目的に、2030年（120万台のEV普及を想定）におけるV1G、V2Gによる充放電制御量のシミュレーションを実施した(2018年度)。更に、電力系統の受け入れ可能量を加味したシミュレーションを実施した(2019年度)。

2日間シミュレーション（V1G、V2G：接続率100%）



※

V2Gのポテンシャルについて、以下を確認した。

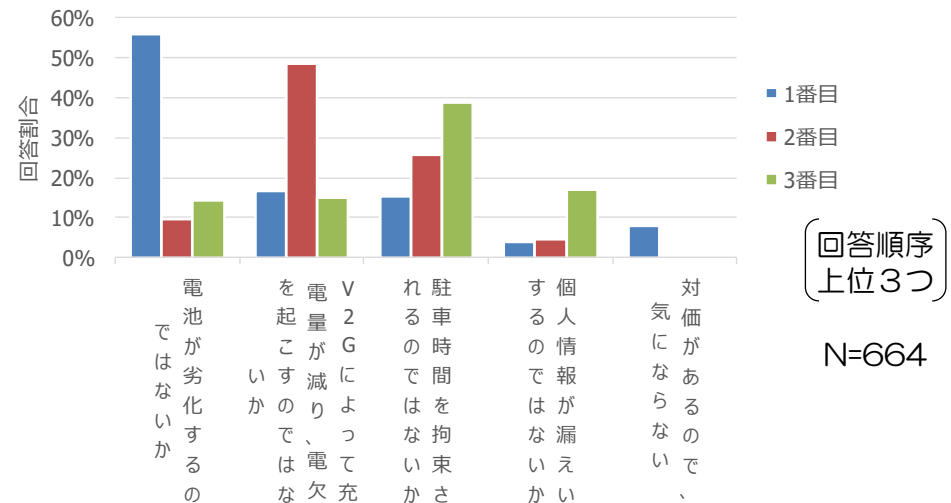
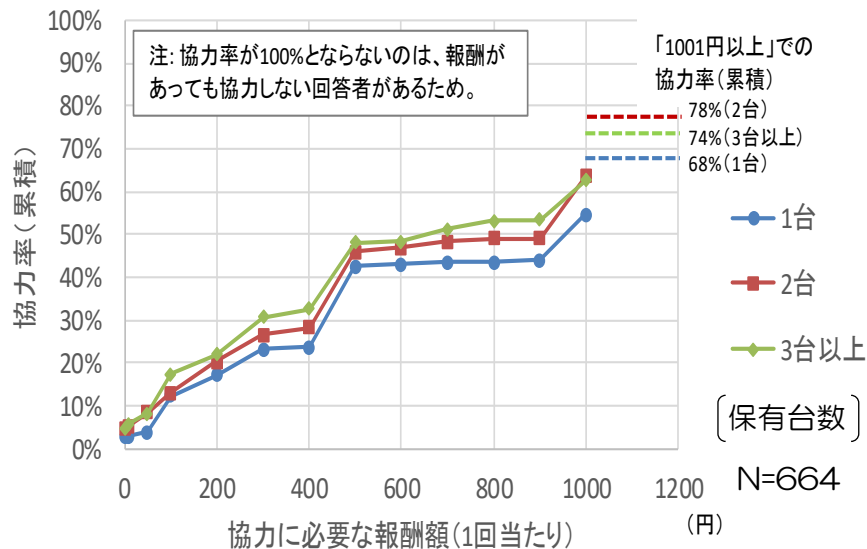
- V2G制御にて、最大130万kW、年間約3億kWhの昼間帯での負荷造成が可能である。
- なお、系統側の受入可能量を考慮した場合、V2Gでは接続率を高めても火力の下げ代が点灯帯の放電量制約となり、出力制御削減効果が限定的で、頭打ちとなる。

※ 2017年度のエリア需要実績を基に、太陽光817万kW、風力180万kWとした場合の需給シミュレーション結果から得られる年間のPV出力制御量の合計値

【出典】再生可能エネルギーの接続可能量の算定に用いた2018年度シミュレーションデータ(九州エリア) / 九州電力HP

(2) EVユーザーの受容性検証、及びビジネスモデルの検討

全国のEVユーザー約600人にアンケートを実施し、充電行動、V2Gへの協力に関する受容性、及び懸念と事項について調査。調査結果等を踏まえユースケースを設定した(2019年度)。家庭用蓄電池、ヒートポンプ式給湯機と比較しながら、経済性評価を実施した(2020年度)。



V1G/V2G協力に対する報酬額と協力率

EV電池の第三者利用に対する懸念事項

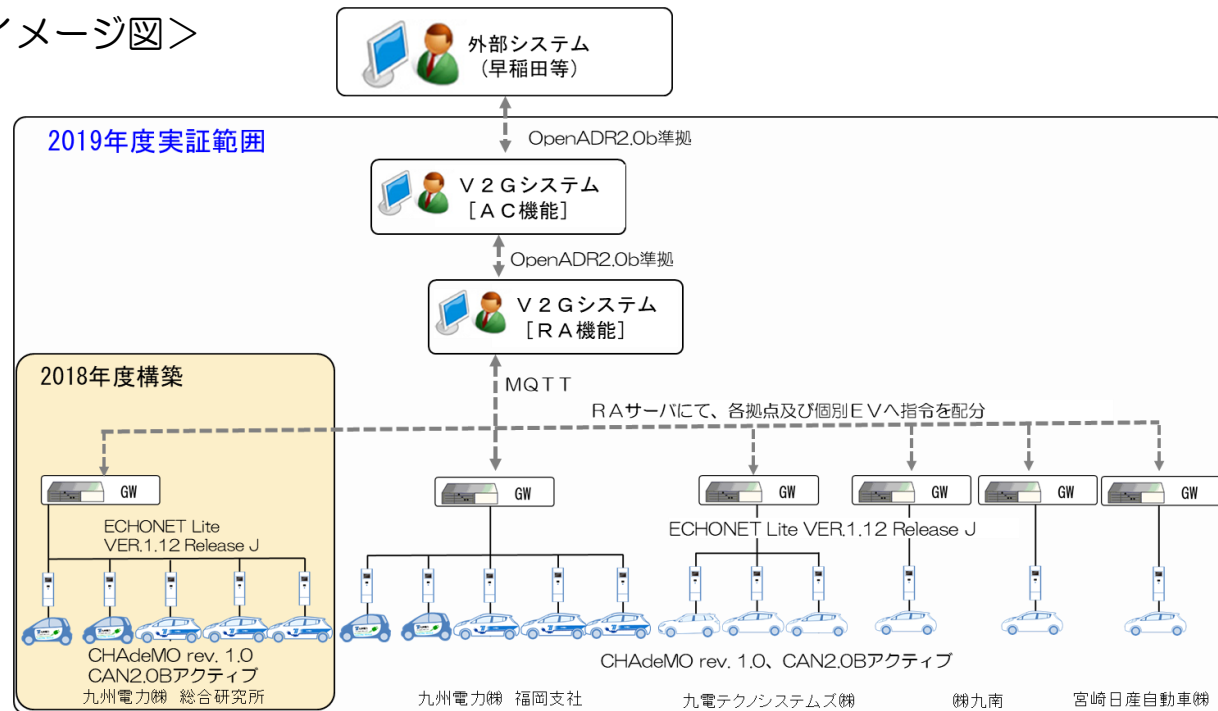
V2Gのビジネス化に向けて、以下の課題を抽出。

- EV電池の第三者利用に対する懸念事項への配慮（電池劣化・電欠への懸念）
- 需給調整市場の価格動向の見極め
- 事業運営支出の低減
- 逆潮流を認める制度設計、職場充電環境整備への支援

(3) EV制御システムの開発と検証

EV制御システムは、5台のEVを制御するプロトタイプを開発(2018年度)し、複数拠点のEVを統括制御するシステムへの拡張、及びEVPSのマルチベンダー化を実施した(2019年度)。更に、需給調整市場への参入を目指し外部システムとの連携を完了した(2020年度)。

<V2G実証システムのイメージ図>



V2G実証システムを構築し、以下の基本性能を確認。

- 拠点の異なる複数のEVステーションに対して、V2Gシステム(RA機能)から三次調整力①、②の技術要件で、制御指令の配分が可能であること。
- 各EVステーションは受信した配分指令に応じて応動できること。

○制度面の課題

1	PV制御技術の実証	より柔軟にPVの出力調整を行うために、出力制御中のPVに対して、GC後に一般送配電事業者の指令に基づき、アグリゲータが発電再開の制御ができるようにするなどの制度設計に係る議論が必要である。
2	CHAdemoのプロパティ見直し	EVの蓄電池容量(SOH)の取り扱いがメーカーにより異なる。EVをリソースとした制御可能量の算定には、現在SOHの情報が不可欠であるため、CHAdemo規格における必須化に向けて関係機関への働きかけが必要である。
3	継続的なサイバーセキュリティ対策	サイバー攻撃の手法は日々進化しており、ERAB事業者は、最新のセキュリティ対策を適用するため、専門的ノウハウや技術について継続的にブラッシュアップすることが不可欠であり、ERAB事業者を対象とした、継続的な教育・訓練の機会提供が必要である。
4	小規模リソースのシステムコストの低減	需給調整市場の価格動向が不明なことなどから、小規模リソースのアグリゲーションの事業化は見通せない。また、経済性評価の結果、アグリゲーションシステムに係る費用は殆どかけられない見込みを得たことから、機器個別計測の採用等のシステムの簡素化等が必要である。

○技術面の課題

1	EV蓄電池をDRに用いる際の制約	- EVを上げDRに活用(充電方向で使用)する場合、車種、経年、蓄電池温度等の変化により、一定出力で充電できるSOCの上限(上限SOC)に、ばらつきがあることを確認した。 - これは、車両の違いにより期待出力が異なることになるため、システム設計上、配慮すべき重要課題である。 - 今後の設計においては、蓄電池容量や上限SOCを把握する仕組みの構築等、DRに使用する車両自体を管理する対策の検討が必要。
2	小規模リソースのシステムコストの低減	(制度面の対策に加えて) 本年度の検討結果から、システム関係費用面から、システム構成の抜本的な見直しが必要。これまで構築した個別制御に寄らない制御の在り方についての検討が必要。
3	基準値、受電点電力維持の精度向上	- 制御指令に対してリソースの反応は十分に早く課題はないが、基準値の予測精度向上および受電点電力の維持に関する課題がある。 - 基準値の予測精度の向上、及び需要箇所の規模に応じたリソース容量の選定が必要である。

AC事業者からの指令値と実績値が乖離した場合、その原因と今後の課題・工夫等（原因の例：選択した基準値と当日需要の誤差、リソースは正常に稼働したが容量不足、リソースの不具合（故障、通信障害など）、制御システムの不具合（アルゴリズムの不具合など）、需要負荷の不足、その他）

- PV発電時間帯における供出可能量がなく、制御実施が困難であるケースが多発した。実証時間帯におけるEV接続状況に大きな影響を受けており、制御の精度にも課題が残る。
- 基準値精度が悪いDR実施日には、リソース能力の範囲を超える場合が出て乖離が大きくなってしまったため、基準値予測精度はさらに向上する必要がある。
- 基準値算出の精度向上が課題。
- 需要予測の精度向上と受電点計測のパルス分解能を高くする必要がある。
- HP単体・群での遠隔制御は可能であり、HP1台あたり約1kWの需要創出のポテンシャルがある。
- 上げDRの達成率の精度を10%以内に収めるためには、需要予測やHP消費電力量予測の更なる予測精度向上が必要。
- 車両の予定外出庫、充放電器の起動特性、EVPS不具合、SOC下限による放電不可といった理由により、指令値に対する許容範囲内に制御することができない場合があるが、EV単体に起因するものであり、V2Gシステムに連携するEV台数の増加とともに影響も緩和される見通し。

基準値の精度が低い場合、その原因と今後の課題・工夫

- 他の負荷の使用状況により、過去データをもとに算出した基準値と当日の系統入力電力との間に差分が出るため、基準値の精度向上はかなり難しく、課題が多いと考える。
- 需要予測の精度向上と受電点計測のパルス分解能を高くする必要がある。

その他（データ欠損や報告時間に関する事項等）

- システム側で健全にも関わらずVENへの連携が遅れることで、VENが“非活性”として報告してしまうケースを確認。システム - VEN間の連携を再確認する。