

再生可能エネルギー活用を指向した 鉄道用蓄電装置の充放電制御手法

小西 武史* 緒方 隆充* 生出 珠之助** 齋藤 達仁***

A Control Method of Stationary and On-board Energy Storage Systems for Use of Renewable Energy

Takeshi KONISHI Takamitsu OGATA Tamosuke OIDE Tatsuhito SAITO

The installation of renewable energy is accelerating to achieve the carbon neutrality in 2050. This paper proposes a control system for integrating charge/discharge of stationary and on-board energy storage systems in the DC electrified railway. By simulating the performance of a train operation power, we can obtain the effect of the demand response and effective use of renewable energy by adopting the control system.

キーワード：統括制御，地上蓄電装置，車載蓄電装置，DR

1. はじめに

日本の鉄道における輸送量あたりのCO₂排出量は、旅客では自家用乗用車の1/8、貨物では営業用貨物自動車の1/13であり、鉄道はエネルギー効率が強く電化も進んだ交通機関である。ただし、2019年度における鉄道のCO₂排出量約1000万トンのうち9割が電力由来であり、使用電力の4分の3が火力（化石燃料）由来である¹⁾。したがって、鉄道の脱炭素化に向けては、使用電力における非化石燃料由来の割合を高めることが不可欠である。

電力の調達方法が注目されるようになる中、鉄道分野においても非化石燃料由来電力を活用する動きが始まっている。増加する非化石燃料由来電力の多くは太陽光発電（以下PV）に代表される再生可能エネルギー（以下再エネ）による発電が想定され、日本政府による2030年度の再エネ電力の比率の目標は36～38%である。しかし、PV等の再エネは発電量が季節・時刻・天候に依存し、火力発電等と比較して小規模であるうえ、発電に適した地域が限定されるといった課題があり、2020年度の再エネ比率は約20%にとどまっている。さらに、鉄道の需要が朝夕ラッシュ時に大きいものに対して、PVの発電量は昼に最大となり朝夕は小さいといった電力需給のギャップが存在する。したがって、再エネ電力活用の拡大による鉄道の脱炭素化に向けては、そのような時間的・空間的ギャップの存在が大きな課題であり、その解決には蓄電装置によって再エネを一時的に「貯める」ことが必要となる。

鉄道分野においては、変電所等に設けられる「地上蓄電装置」、車両に蓄電池等を搭載する「車載蓄電装置」

が既に多く実用されている。そこで、筆者らは、鉄道における再エネ活用を指向した蓄電装置の制御手法として、①従来の再生電力活用と余剰再エネ電力活用を両立する制御手法、②複数の（地上・車載）蓄電装置を統括する制御手法を検討した。本稿では、提案する制御手法の概要を述べたのち、具体的なケーススタディとして、提案手法による再エネ活用効果の試算結果と、系統側の要請に応じて蓄電装置を充放電するデマンドレスポンス制御（Demand Response: DR）の動作を確認した結果について報告する。

2. 再生電力活用と再エネ電力活用を両立する蓄電装置の制御手法

2.1 鉄道用蓄電装置の概要

直流電気鉄道に適用されている地上蓄電装置に関しては、再生電力活用による省エネ、あるいは停電時の緊急走行等を主目的として、2019年までに国内で約40台が導入されている²⁾。車載蓄電装置に関しては、車両に蓄電池を搭載し、ディーゼル発電機と蓄電池の電力により走行するハイブリッド方式の車両（ディーゼルハイブリッド車両）や、電化区間あるいは充電設備で蓄電した電力により非電化区間を走行する車両（蓄電池電車）が開発され、国内ではこれまでに約140両が導入されている¹⁾。また、電化区間において停電時に駅や安全な箇所まで自力移動するための緊急電源として蓄電池を搭載した電車も開発されている。

鉄道向けの蓄電装置は鉄道運行に伴う消費エネルギーを「減らす」ことが重要な機能であり、再エネ等を「貯める」ことによってその機能が有効でなければならず、各々の機能を両立させる必要がある。また、再エネを「貯める」には新規の大型蓄電装置を導入するのみならず、鉄道側に存在する上記の蓄電装置を可能な限り集約して

* 電力技術研究部 き電研究室

** 元 電力技術研究部 き電研究室

*** 車両技術研究部 水素・エネルギー研究室

有効活用することが求められる。

2.2 両立制御手法の概要

ここでは、蓄電装置によって回生電力活用と余剰再生電力活用を両立する充放電制御法（以下、両立制御）について述べる。両立制御の効果を確認するため、交流系統側の電力潮流計算機能³⁾を運転電力シミュレーションに実装し、モデル線区を対象に試算を実施した。両立制御は、新規に製作する蓄電装置だけでなく、既存の回生電力活用向けの蓄電装置の制御ファームウェアを変更し、通信機能を付加することでの対応も可能である。また、ここでは地上蓄電を対象とした検討を行っているが、停車している列車の車載蓄電にも適用可能である。

両立制御を適用した蓄電装置の導入イメージを図1(a)に示す。蓄電装置は変電所の直流母線に接続されており、回生電力の充電（図1(a)中の①）に加えて整流器を通して交流側より充電を行う（図1(a)中の②）。両立制御の充放電特性を図1(b)に示す。

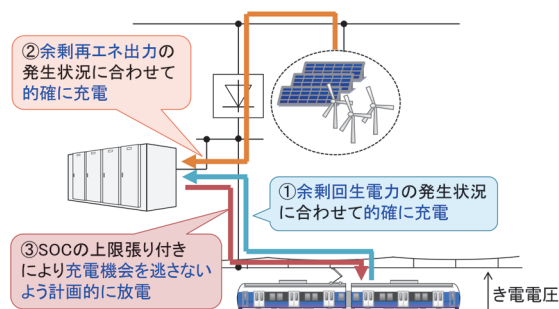
本両立制御は、き電電圧 V が充電開始電圧 V_c を超えると充電を行い、放電開始電圧 V_d を下回ると放電を行うような、回生電力活用向けの蓄電装置の制御（以下、外線電圧制御）を基本とするが、オフセット電流 I_{offset} を外部からの指令で随時設定可能にすることで、回生電力だけでなく交流側からも余剰再生電力等を積極的に充電可能としていることが特徴である。

両立制御は、 V の値に応じて以下のモードで動作する。

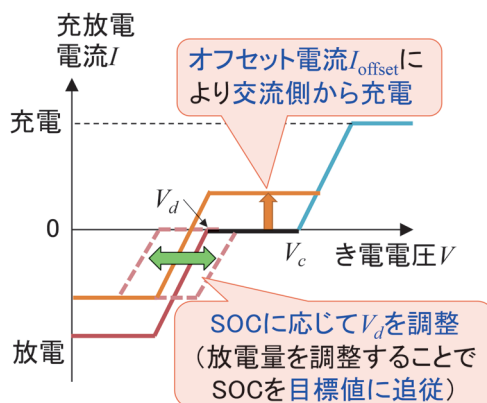
- ・ $V > V_c$ のとき：直流き電回路より回生電力を充電
- ・ $V_d \leq V \leq V_c$ のとき：交流側より電力 $V \times I_{\text{offset}}$ を充電
- ・ $V < V_d$ のとき：直流き電回路に対して放電

また、放電開始電圧 V_d を蓄電装置の充電率（State of Charge: 以下SOC）に応じて自動調整することにより、SOCの調整機能を実現する（図1(a)中の③）。交流側から積極的に充電を行うためには、その充電を開始する時刻までに予めSOCを低下させておく必要がある。そこで両立制御では、SOCの目標値 SOC^* を事前計画として与え、実績SOCが目標SOCに近づくよう放電量を調整する機能を付加している。SOCが SOC^* よりも大きいときには V_d を（上限値 $V_{d\text{max}}$ （ $< V_c$ ）を超えない範囲で）上げて放電量を増加させ、逆にSOCが SOC^* よりも小さいときには V_d を（下限値 $V_{d\text{min}}$ を下回らない範囲で）下げて放電量を低下させる。

SOCに応じた V_d の調整のイメージを図2に示す。SOC目標値の更新間隔を T 、時刻 t におけるSOCの値を $\text{SOC}(t)$ 、時刻 NT （ N : 整数）において与えた目標SOCを $\text{SOC}^*(N)$ とする。実績SOCが目標SOCに到達するまでには遅延があるため、目標値 $\text{SOC}^*(N)$ は、次回SOC目標値更新時刻、すなわち時刻 $(N+1)T$ までに到達すべきSOCの値として与えられるものとする。時



(a) 両立制御における蓄電装置の充放電イメージ



(b) 両立制御の概念

図1 両立制御における蓄電装置の充放電イメージと制御の概念

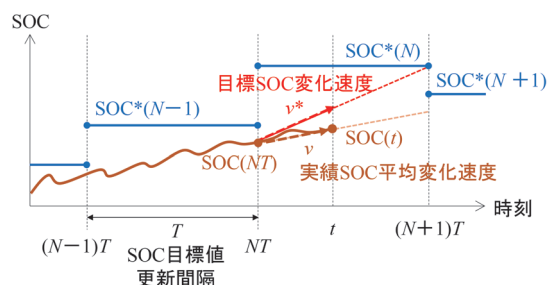


図2 SOCに応じた放電開始電圧 V_d の調整

刻 t （ $NT \leq t < (N+1)T$ ）において、図2に示す前回SOC更新時点から時刻 t 時点までの実績SOCの平均変化速度 v は、

$$v = \frac{\text{SOC}(t) - \text{SOC}(NT)}{t - NT} \quad (1)$$

で表される。一方、図2に示す次回SOC更新時刻までに実績SOCを目標SOCに到達させるための目標SOC変化速度 v^* は、

$$v^* = \frac{\text{SOC}^*(N) - \text{SOC}(NT)}{T} \quad (2)$$

と表される。 $v > v^*$ のときは V_d が低く放電量が不足し

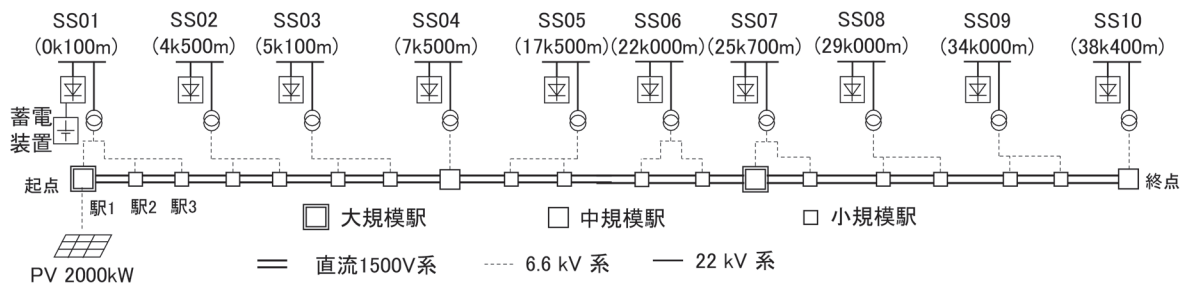


図3 両立制御の効果試算に用いたモデル路線

ていることを示しており、逆に $v < v^*$ のときは V_d が高く放電量が過剰であることを示している。そこで、 v と v^* の差を積算した以下の値を評価値 E とする。

$$E = \int (v - v^*) dt \quad (3)$$

E が評価しきい値 E_{th} (>0) まで増加した際に、 V_d を V_{step} (>0) 分増加させ、 E をリセット ($E=0$) とする。

$$V_d \rightarrow V_d + V_{step} \quad (4)$$

逆に、 E が $-E_{th}$ まで低下した際に、 V_d を V_{step} (>0) 減少させ、評価値 E をリセット ($E=0$) とする。

$$V_d \rightarrow V_d - V_{step} \quad (5)$$

2.3 シミュレーションによる両立制御の効果の試算

両立制御を検討した対象のモデル路線を図3に示す。全長38.5km、駅数19駅、全線複線で変電所が10箇所ある仮想の路線とした。整流器は、全ポストとも3000kW、電圧変動率6%（無負荷直流電圧1590V）としている。ダイヤは、時間帯によって5～20分間隔の平行ダイヤ（全列車が各駅停車）で、全列車とも6両編成を充当する。シミュレーション対象時間帯は、早朝1時から翌朝1時までの24時間とするが、このうち運行列車が存在する時間帯は早朝4時台から深夜0時台までである。

各変電所（SS）は22kV系電力会社系統から個別受電し、直流き電負荷と、6.6kV高配系統の駅負荷に電力を供給する。駅負荷として大規模駅2駅、中規模駅2駅、小規模駅15駅が接続されている。大規模駅、中規模駅、小規模駅の日負荷の最大は、それぞれ1000kW、200kW、20kWとした。また、最も起点側の駅において、最大出力2000kWのPVを高配系統に連系した。PV出力特性は、NEDOの日照量データベース閲覧システム「METPV-11」⁴⁾より取得した1m²あたりの水平面日照量（発電量の大きい季節の晴天日）にPVの想定効率

（20%）と想定PV面積（10000m²）を乗じた結果を用いた。主に日中時間帯において、SS01のPV出力が、同じ高配系統に接続されている駅負荷（駅1～3）を上回ると、図4に示すようにPV出力と駅負荷合計電力の差に相当する「余剰PV電力量」が発生する（1日合計で4846kWh）。余剰PV電力量のうち直流き電回路の負荷として消費されない電力量（1日合計で2990kWh）は、電力会社系統への逆潮流を避けるためにPVの出力を抑制する必要がある、PVの発電能力を十分に活用できない。そこで、SS01の直流母線に地上蓄電装置を接続することで、駅1付近に生じる余剰再生電力の活用とともに余剰PV電力の活用を図る想定とした。接続する蓄電装置のエネルギー容量を6000kWh、最大充放電電流を2000Aにそれぞれ設定した。余剰PV電力をできるだけ充電できるように、エネルギー容量は既存の再生電力活用向け装置（最大500kWh相当）よりも大きく設定した。オフセット電流値として、事前に想定される余剰PV電力の30分平均値を標準電圧1500Vで除した値を与えた。

計算条件として、交流系統より積極的に充電を行わない条件での逆潮流電力量を比較対象とするため、①蓄電装置「なし」、②蓄電装置「従来制御」（外線電圧による制御）、③「両立制御」の3条件について、直流き電回路で活用した1日当たりの余剰PV電力量および余剰再生電力量の試算例を図5に示す。活用した余剰再生電力

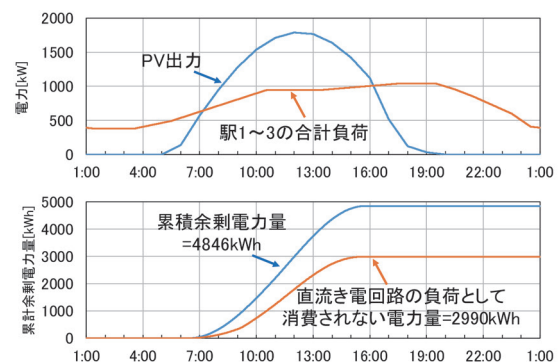


図4 SS01におけるPV、駅負荷と余剰PV電力量の推移

量は、両立制御と従来制御で大きな差がないことから、両立制御でも回生電力活用効果は悪化しないことが分かる。一方、活用した余剰PV電力量は、蓄電なしや従来制御と比較して1500 kWh程度増加した。この増加は、両立制御では駅負荷を差し引いた余剰PV電力を積極的に充電したためであり、その増加割合については蓄電池やPVの容量に依存する。この活用した余剰PV電力量を、2013年度のCO₂排出係数の0.55kg-CO₂/kWhに基づいてCO₂排出削減量に換算すると、0.8t程度に相当する。

蓄電装置のSOC推移を図6上のグラフに示す。8時頃から、実績SOCが目標SOCにやや遅れて上昇する。PV出力が低下する16時半以降は、昼間に蓄電したエネルギーの積極的活用を意図して目標SOCを0%としているため、積極的に放電を行い、実績SOCは時間経過とともに低下する。充放電電流の時間推移を図6下のグラフに示す。回生電力の充電は、運行中において常時行われている。日中の動作モードは、日中のオフセット電流上昇に応動して充電が中心となることが分かる。

時間帯別の充放電特性を図7に示す。5:00~8:00の早朝から朝ラッシュ時間帯にかけては、放電開始電圧 V_d は1575V付近に維持されている。SOCが上昇する9:00~12:00の時間帯では、 V_d が1550V以下の値に推移していく様子を読み取れる。また、500A程度のオフセット電流が確認できる。12:00~15:00の時間帯

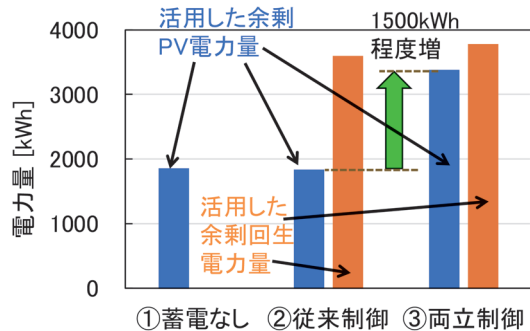


図5 余剰電力量の活用効果の試算例

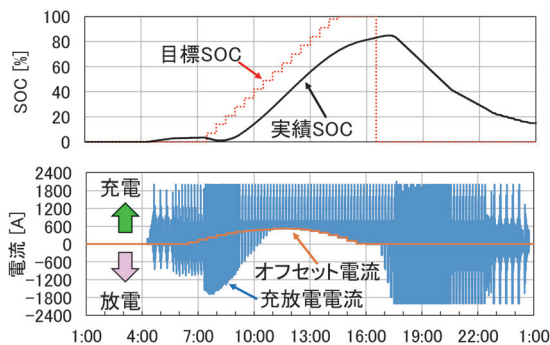
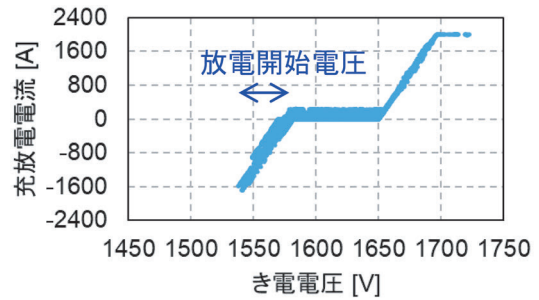
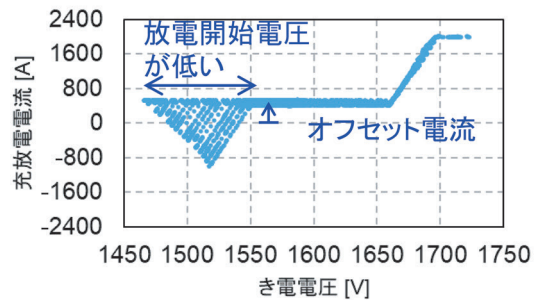


図6 両立制御によるSOCと電流の特性

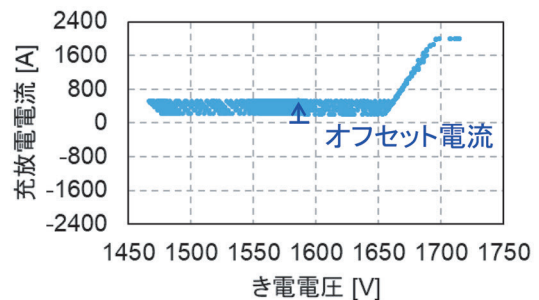
では、 V_d は1470V以下まで低下しており常に充電動作をしている。SOCが低下する18:00~21:00の時間帯では、 V_d が制御上限の1620Vまで上昇しており、積極的に放電を行う特性となる。以上により、時間帯に応じて意図した充放電特性が得られていることが分かる。



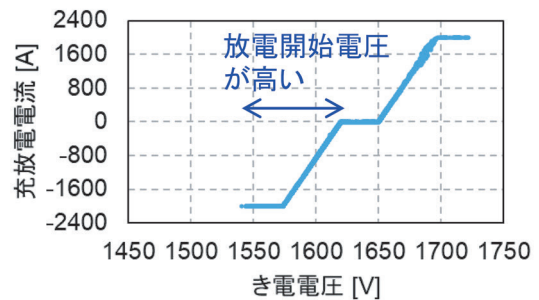
(a) 5:00~8:00



(b) 9:00~12:00



(c) 12:00~15:00



(d) 18:00~21:00

図7 充放電特性の推移

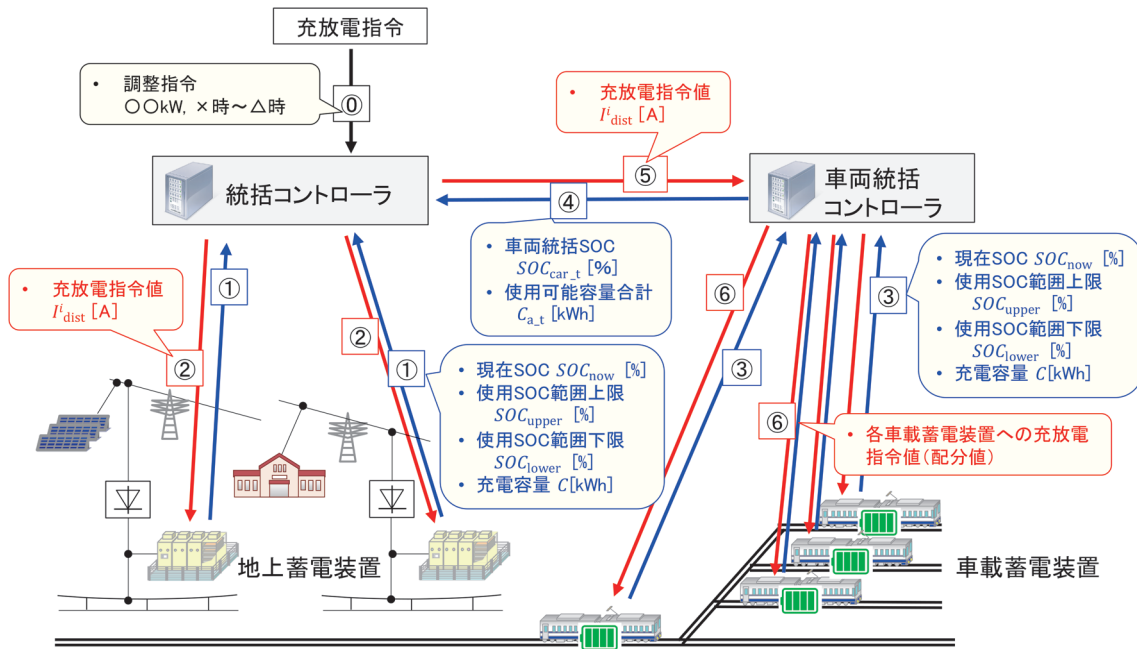


図 8 地上蓄電装置と車載蓄電装置の統括制御のシステム構成

3. 地上蓄電と車載蓄電の統括制御手法

3.1 統括制御手法の概要

前章で提案した両立制御では、余剰再エネ電力に相当するオフセット電流 I_{offset} を、地上蓄電装置が一つだけ存在する前提で設定した。一方、この両立制御を複数の地上あるいは車載の蓄電装置に対して適用可能なように拡張するためには、最も単純な対処として蓄電装置を統括制御する「統括コントローラ」から蓄電装置の台数分で割り振ったオフセット電流値を指令値配分する手法が考えられる。そこで、本章ではその指令値配分手法を地上蓄電装置と車載蓄電装置の双方に適用することとした。

制御対象の車載蓄電装置への拡張に際しては、蓄電装置搭載車両の編成数・走行位置等の変化や車両検査等の影響により、制御可能な蓄電装置台数が変化することが予想される。そこで、統括コントローラの傘下に、車載蓄電装置およびその搭載車両の状態を集約し、制御対象編成数並びに使用可能容量の管理を行う「車両統括コントローラ」を加える構成を提案した。統括制御システムの全体構成を図 8 に示す⁵⁾。

統括コントローラは、まず各地上蓄電装置の充電容量、使用 SOC 範囲、および現在の SOC を集約し、その情報を基に式 (6) に従って各蓄電装置の充放電可能 SOC マージン $\text{SOC}_{\text{margin}}$ を計算する (図 8 ①)。ここで $\text{SOC}_{\text{upper}}$ 、 $\text{SOC}_{\text{lower}}$ 、 SOC_{now} はそれぞれ使用 SOC 範囲の上限、下限、現在の SOC を示す。次に、統括コントローラに入力された充放電電力の指令値を直流 1500V で割った電流 I_{input} (ただし充電を正とする) に変換し、各

蓄電装置の充放電可能 SOC マージンと充電容量の積で重みづけ配分する。地上蓄電装置 i に配分される充放電指令値 I^i_{dist} は、式 (7) により与える (図 8 ②)。ここで、 C^i は蓄電装置 i の充電容量である。

次に、車両統括コントローラは各車載蓄電装置の充電容量、使用 SOC 範囲、および現在の SOC を集約し (図 8 ③)、その情報をもとに式 (8) により車両統括 SOC である $\text{SOC}_{\text{car,t}}$ を計算する。車両統括コントローラは、式 (9) に示す使用可能容量合計 $C_{\text{a,t}}$ と車両統括 SOC を統括コントローラに通知することで (図 8 ④)、複数の車載蓄電装置を 1 台の仮想地上蓄電装置とみなすものとした。また、車両統括コントローラは、統括コントローラから配分された充放電指令値 I_{dist} (図 8 ⑤) に対し、 j 台の車載蓄電装置への充放電指令値の再配分を行う (図 8 ⑥)。ここでは簡単のため、各編成に等配分とした。

その他の制限として、停車中の車両への大電流通電によるトロリ線の温度上昇等を考慮して、速度 1km/h 以下においては、パンタグラフ 1 基あたり 150kW の充放電電力の制限を設けた。今回使用した車両モデルのパンタグラフは編成あたり 3 台のため、実質の制限値は編成あたり 450kW となる。また、車載蓄電装置自体のリミッターとして、C レート (装置の充電容量を 1 時間で使い切る充放電電流) に対し、その 2 倍以下の充放電電流とする制限を設けた。

$$\text{SOC}_{\text{margin}} = \begin{cases} \text{SOC}_{\text{upper}} - \text{SOC}_{\text{now}} & (I_{\text{input}} > 0) \\ \text{SOC}_{\text{now}} - \text{SOC}_{\text{lower}} & (I_{\text{input}} < 0) \end{cases} \quad (6)$$

$$I_{\text{dist}}^i = I_{\text{input}} \times \frac{C^i \times \text{SOC}_{\text{margin}}^i}{\sum (C^i \times \text{SOC}_{\text{margin}}^i)} \quad (7)$$

$$\text{SOC}_{\text{car}_t} = \frac{\sum \{C^j \times (\text{SOC}_{\text{now}}^j - \text{SOC}_{\text{lower}}^j)\}}{C_{a,t}} \quad (8)$$

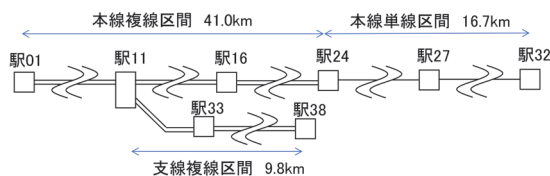
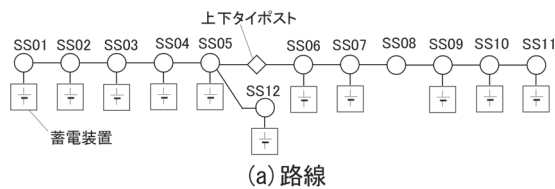
$$C_{a,t} = \sum \{C^j \times (\text{SOC}_{\text{upper}}^j - \text{SOC}_{\text{lower}}^j)\} \quad (9)$$

3.2 シミュレーションによる統括制御の効果の試算

統括制御手法のDRへの活用を目的として、具体的な用途例として想定される日中の上げDRのシナリオを想定したケーススタディを実施した。ここでの上げDRは、需要家側の電力消費の促進、すなわち日中であればPVによる余剰電力を蓄電装置等によって活用することと同様であり、再エネ活用に貢献できる。以降のケーススタディにおいては鉄道総研で開発した列車運行電力シミュレータ⁶⁾を用いた。

3.2.1 検討条件

想定した対象路線の概略図を図9に示す。ダイヤはいずれの区間も日中の平行ダイヤを想定し、駅01～駅16については片道8本/時間、駅16～駅27については片道4本/時間、駅27～駅32については片道2本/時間をそれぞれ設定した。編成路線全体で43編成を想定し、そのうち本線を走行する39編成(1編成7両)に蓄電装置を搭載し、支線を走行する4編成(1編成6両)は蓄電装置なしとした。本線における全車載蓄電装置を車両統括コントローラの制御対象とし、シミュレーション中は制御対象となる編成数は変わらないものとした。変電所は12箇所(SS01～SS12)を想定し、SS08を除く11か所に蓄電装置を設置した。変電所の整流器は全て



(b) 変電所と地上蓄電装置の配置

図9 統括制御の検討モデル路線

容量6000kW、電圧変動率8%(無負荷直流電圧1620V)の設定である。車載蓄電装置および地上蓄電装置の諸元を表1に示す。

3.2.2 日中の上げDRを想定したシミュレーション

シミュレーションは10～14時の4時間を対象とした。DRのシナリオとして、11時から13時まで、再エネ電力余剰電力発生に伴う1000kWの上げDR指令に対し、蓄電装置の充電にて対応する状況を想定した。表2に統括コントローラに入力した充放電指令の設定を示す。

DR指令前の30分は蓄電装置の充電可能容量を増やすため、一定電流での予備放電を行った。続いてDR対応期間では、DR指令値に対し1割程度のマージンを考慮して充放電指令値を750A(電車線電圧1500V時に出力1125kW)に設定した。DR指令後1時間は、地上蓄電装置では各装置のSOCを50%に戻す目的で、50A一定放電を行い、車載蓄電装置ではSOCをフル充電の100%に戻す目的で50A一定充電を行った。

全蓄電装置合計の充放電電力の推移を図10(a)、個々の蓄電装置のSOCの推移を図10(b)にそれぞれ示す。図10(a)において充放電電力が正の方向に振れていることから、回生電力の充電は何れの時間帯においても行われたことが分かる。全蓄電装置合計の充放電電力は、DR対応期間2時間の大半でDR指令値1000kWを上回っていた。しかし、12時以降からSOCが上限に達した車載蓄電装置が増え始めた影響により、蓄電装置全体の充電余力が徐々に低下し、13時直前においてDR指令値を下回った。図10(b)に示すような蓄電装置のSOCのばらつきを是正して均等化することにより、DR対応力を改善する余地がある。

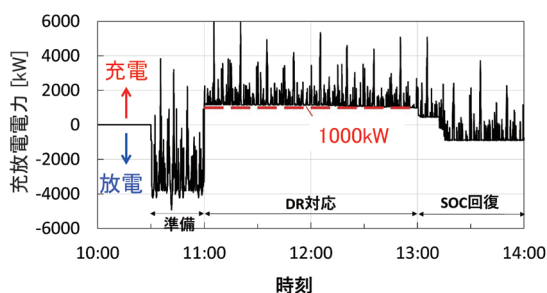
図10(b)よりDR対応期間中の地上蓄電装置と車載蓄電装置のSOCは表2の内容に応じた変化をしている。これらの結果から、地上蓄電装置および車載蓄電装

表1 地上/車載蓄電装置の諸元

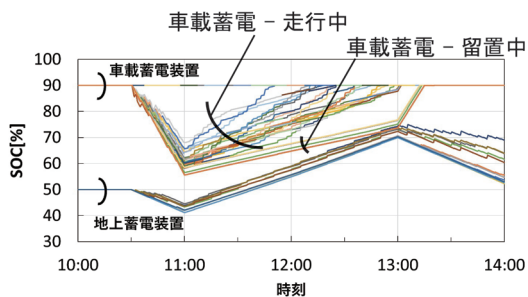
項目	地上蓄電装置	車載蓄電装置
主用途	回生電力	非常走行
容量	500kWh/台	110kWh/編成
台数/編成数	11	39
使用SOC範囲	20～80%	10～90%
使用可能容量	300kWh	88kWh
SOC初期値	50%	90%
充放電効率	90%	90%

表2 設定した充放電指令

時間帯	地上蓄電装置	車載蓄電装置
10:30～11:00	SOC 30%まで各 50A 放電	車両統括 SOC 0%まで各 50A 放電
11:00～13:00	全蓄電装置合計で750A 充電 (統括コントローラが全体に配分)	
13:00～14:00	SOC 50%まで各 50A 放電	車両統括 SOC 100%まで 各 50A 充電



(a) 全蓄電装置合計の充放電電力の推移



(b) 各蓄電装置のSOCの推移

図10 上げDRを想定した統括制御の計算結果例

置が統括コントローラの指令に応じた充放電動作を行っていることを確認した。

4. まとめ

本稿では、鉄道のカーボンニュートラルの実現に向けた一つのソリューション技術として、地上蓄電・車載蓄電の統括制御手法を提案し、以下の内容を報告した。

- (1) 変動する再エネ電力を安定的に利活用する技術として、列車の運行状況と再エネの発電量に応じて蓄電装置のSOCを制御することで、従来の回生電力に加えて余剰再エネ電力を併せて実現する直流電鉄向け蓄電装置の「両立制御」を提案した。活用した余剰回生電力量に関しては両立制御と

従来制御ではほとんど差がなく、活用した余剰PV電力量に関しては蓄電なしや従来制御と比較して1500kWh程度増加したことを、シミュレーションで確認した。

- (2) 地上蓄電装置と車載蓄電装置の充放電を統括制御するシステムを考案し、列車運行電力シミュレータに実装した。各蓄電装置のSOCのばらつきを抑えて蓄電可能な電力量を増やし、意図する1000kWの上げDR対応がおおむね実現できることをシミュレーションで確認した。

将来、鉄道事業者が電力調整市場において蓄電装置のDR対応を活用することも予想される。活用の際の便益を最大化するための蓄電装置の制御の改良手法についても、今後検討していきたい。

本研究の一部は、国土交通省の鉄道技術開発費補助金を受けて実施した⁶⁾。

文献

- 1) 国土交通省：鉄道脱炭素の方向性「鉄道分野におけるカーボンニュートラル加速化検討会」中間とりまとめ、2022
- 2) 小西武史：電力貯蔵装置の変遷、鉄道と電気技術、No.30, Vol.1, pp.9-15, 2019
- 3) 生出珠之助、小西武史：直流き電回路に接続する大規模蓄電装置を活用した鉄道デマンドのPV出力特性追従、2022年電気学会産業応用部門大会、5-1, 2022
- 4) NEDO：日射に関するデータベース、<https://www.nedo.go.jp/library/nissharyou.html> (参照日：2024年6月25日)
- 5) 緒方隆充、齋藤達仁、小西武史：直流電気鉄道における地上蓄電装置と車載蓄電装置の統括制御手法の検討、令和5年電気学会全国大会、5-213, 2023
- 6) 武内陽子、小川知行、森本大観、今村洋一、美濃部晋吾、杉本祥一：列車運行電力シミュレータの開発、鉄道総研報告、Vol.30, No.8, pp.5-10, 2016