

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
博士学位論文

PV 大量導入とデマンドレスポンスに対応した  
系統制御機器と蓄電池の協調電圧制御に関する研究

Study on Cooperative Voltage Control  
with Battery Energy Storage and Voltage Regulator  
for Penetration of PV and Demand Response

2016 年 7 月

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
電気・情報生命専攻 先進電気エネルギーシステム研究

吉永 淳  
Jun YOSHINAGA



## 目次

<b>第1章 序論</b> .....	1
1.1 本研究の背景.....	1
1.1.1 電力供給形態の変化.....	1
1.1.2 配電系統における太陽光発電（Photovoltaic: PV）連系時の課題 .	4
1.1.3 配電系統におけるデマンドレスポンス発動時の課題.....	10
1.1.4 センサ内蔵開閉器を活用した配電系統制御の高度化.....	11
1.2 本論文で扱う課題と論文構成.....	16
1.2.1 蓄電池を配電系統に設置する際の最適な出力方式・配置の評価 ..	17
1.2.2 太陽光発電の大量連系に対応した協調電圧制御.....	17
1.2.3 デマンドレスポンス普及拡大に対応した協調電圧制御.....	18
参考文献.....	19
<b>第2章 蓄電池を配電系統に設置する際の最適な出力方式・配置の評価</b> .....	21
2.1 本章の概要.....	21
2.2 配電系統標準解析モデルの構築.....	22
2.2.1 高圧配電システムのモデル化.....	22
2.2.2 低圧配電系統およびPVのモデル化.....	23
2.3 各モデルにおけるPV導入限界量.....	24
2.3.1 PV導入限界量の算出.....	24
2.3.2 低圧系統細分化および太線化によるPV導入限界量拡大.....	26
2.4 蓄電池の最適な出力方式・配置の評価手法.....	29
2.4.1 提案する評価手法の概要.....	29
2.4.2 蓄電池による最適な設置電圧階級・出力方式・配置.....	29
2.4.3 蓄電池の最適な出力方式・配置に関するシミュレーション結果 ..	30
2.5 本章のまとめ.....	39
参考文献.....	41
<b>第3章 太陽光発電の大量連系に対応した協調電圧制御</b> .....	42
3.1 本章の概要.....	42
3.2 LRT, SVRと蓄電池の協調電圧制御手法.....	43
3.2.1 LRT, SVRと蓄電池の協調電圧制御の必要性.....	43

3.2.2 既設の電圧制御機器（LRT, SVR）の電圧制御手法	44
3.2.3 蓄電池の電圧制御手法	45
3.2.4 LRT および蓄電池の制御パラメータ決定手法	46
3.2.5 蓄電池と LRT, SVR の協調制御ロジック	47
3.3 提案手法の有効性検証	49
3.3.1 配電システムモデルと低圧負荷と PV 発電量	49
3.3.2 電圧制御の評価関数	53
3.4 シミュレーションを用いた協調電圧制御手法の有効性検証	54
3.4.1 シミュレーション条件	54
3.4.2 シミュレーションを用いた電圧制御結果	55
3.5 配電システムシミュレータを用いた効果の検証	64
3.5.1 配電システムシミュレータ	64
3.5.2 ANSWER を用いた検証試験	65
3.5.3 ANSWER を用いた検証結果	67
3.6 本章のまとめ	71
<b>第4章 デマンドレスポンス普及拡大に対応した協調 電圧制御</b>	<b>74</b>
4.1 本章の概要	74
4.2 LRT, SVR の電圧制御手法	75
4.2.1 LRT, SVR の集中電圧制御の必要性	75
4.2.2 DR 発動時の電圧制御のシーケンス	77
4.2.3 DR 発動時の電圧制御手法	79
4.2.4 電圧制御の評価関数	82
4.2.5 DR 発動時の負荷波形	82
4.2.6 ANSWER を用いた電圧制御効果検証試験	85
4.2.7 ANSWER を用いた電圧制御効果検証試験結果	86
4.2.8 DR 解除後の負荷量推定と誤差	89
4.3 DR に対応した蓄電池と LRT, SVR の協調電圧制御手法の検証	91
4.3.1 DR に対応した蓄電池と LRT,SVR の協調電圧制御手法	91
4.3.2 蓄電池を用いた試験線路および試験パラメータ	93
4.3.3 ANSWER による協調電圧制御手法の検証結果	94

---

4.4 本章のまとめ .....	98
参考文献 .....	101
<b>第5章 結論 .....</b>	<b>102</b>
5.1 本研究の成果 .....	102
5.2 今後の課題 .....	104
<b>謝辞 .....</b>	<b>106</b>
<b>研究業績一覧 .....</b>	<b>107</b>
<b>図表目次 .....</b>	<b>109</b>



# 第1章 序論

## 1.1 本研究の背景

### 1.1.1 電力供給形態の変化

日本の電力系統は、短期的な需要予測に加え、中長期的な需要予測に基づく発電機の稼働計画が行われ、電圧や電流、周波数監視に基づく運用・制御により、電力ネットワーク全体の電力需給バランスが管理されている。また、時々刻々と変化する電力需要に対応した発電機出力の調整や電圧調整装置などの電力機器を制御して、高効率に電力需給バランスを図ると共に、周波数や電圧といった電力の品質が確保されてきた<sup>[1-1]</sup>。

一方、供給信頼度の面では、1980年代より配電線搬送や通信線などICTを活用した配電自動化や系統安定化保護リレーを導入し、雷や台風といった自然災害に対して速やかに故障区間を限定して健全区間を自動復旧するなど、変電所の自動再閉路方式や配電自動化を用いて停電区間や停電時間の縮小化が図られているとともに、恒常的かつ定期的な設備点検、補修といった保守・運用作業による設備不具合の早期発見、系統故障の未然防止が図られてきた<sup>[1-1]</sup>。

しかしながら、東日本大震災では原子力発電所や大型火力発電所など約2,100万kWの大規模電源の脱落に伴う供給力不足（図1-1）から、関東エリアでは震災発生直後に計画停電が余儀なくされた<sup>[1-1]</sup>。震災後すぐに、代替火力発電等を用いた需給調整を開始したが、同年の夏季には15%の節電義務を課した電気事業法に基づく使用制限が同エリア内で発動された。震災直後の需給構造を図1-2に示す。ベース電源を担っていた原子力発電が欠落し、火力発電を主体とした電源構成への切り替えが急ピッチで行われた。その後も全国で原子力発電所の大部分が長期間にわたり停止しているなど、夏冬の需給ピーク時は未だ供給力が万全とは言えない状態が続いている。

国内の電源別発電電力量構成比の推移<sup>[1-2]</sup>を図1-3に示す。東日本大震災が発生した2011年以降、発電電力量は減少傾向にあるが、原子力発電の電源比率が大きく下がる一方で、石炭やLNGを主体とした火力発電が大きく伸びており、地熱・新エネルギーの比率も増加している。これに伴い緊急的に稼働している老朽火力発電所の故障のリスクや、代替火力発電に伴う燃料費の高騰およびCO<sub>2</sub>排出量増加などの様々な課題が顕在化している<sup>[1-1,1-3]</sup>。

東京電力の供給力

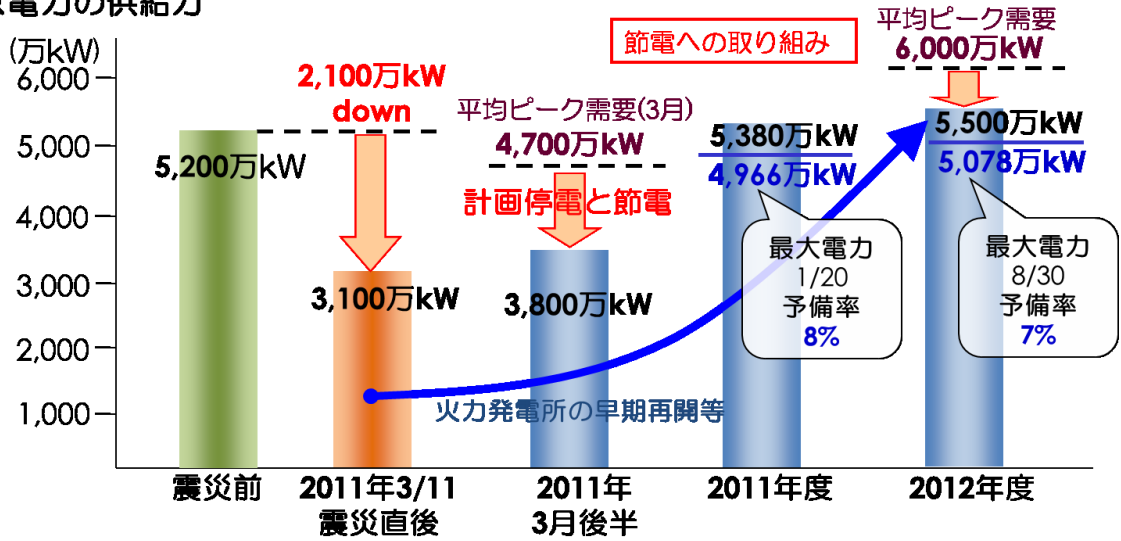


図 1-1 震災直後の需給逼迫と供給態勢の脆弱化

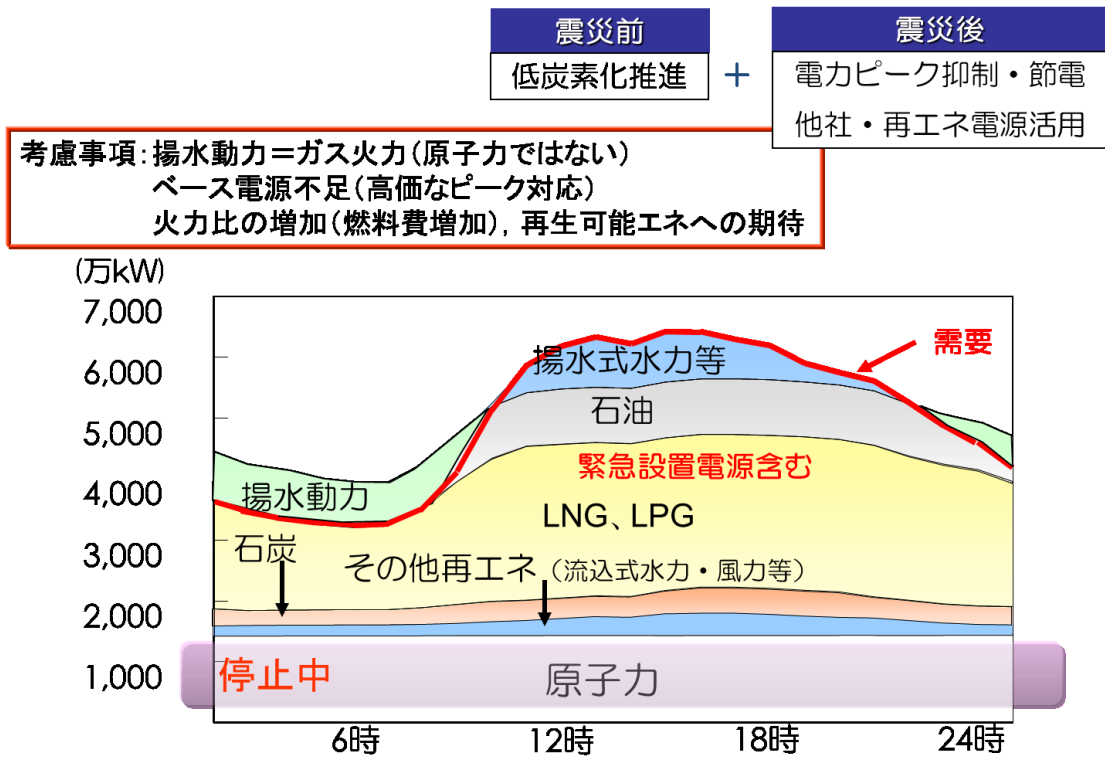


図 1-2 震災後の需給構造の主な課題



### 電源別発電電力量構成比

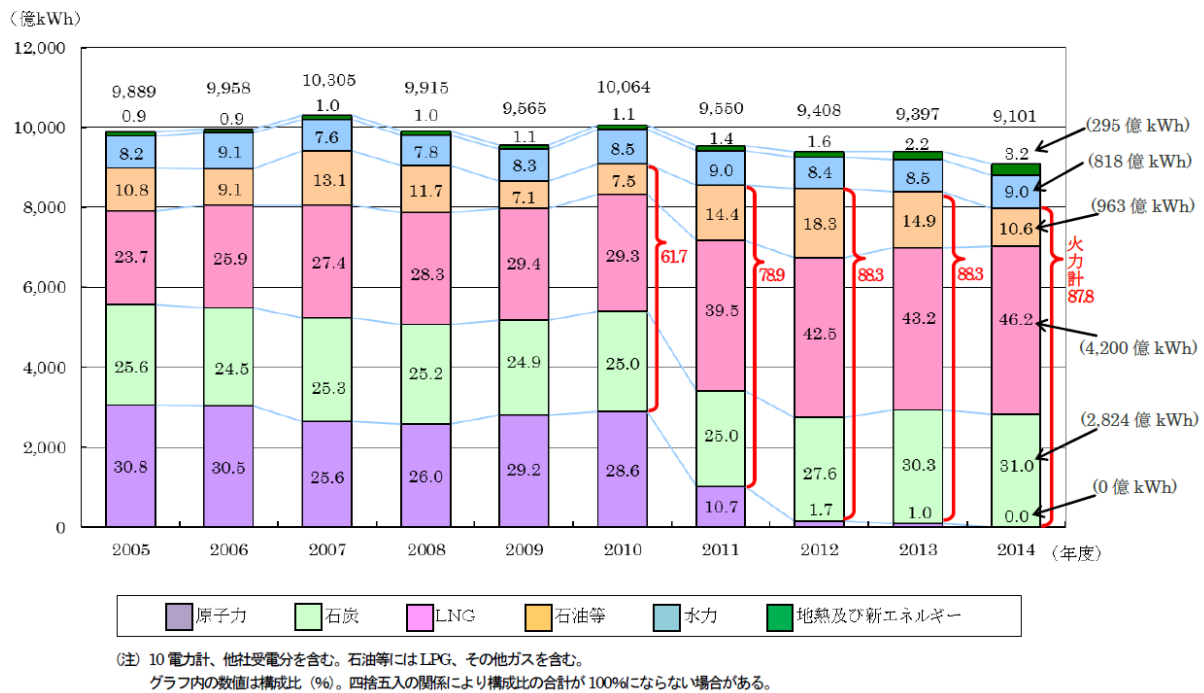


図 1-3 電源別発電電力量構成比の推移  
 (2015年5月22日 電気事業連合会 資料1<sup>[1-2]</sup>)

東日本大震災以降の代替火力発電に伴う CO<sub>2</sub> 排出量など環境負荷の増加，燃料費の高騰および供給力確保といった課題に対する解決策の一環として，「再生可能エネルギー電源の普及拡大」や，「新たな供給力としてコジェネや燃料電池など需要家側での発電設備の導入」，さらには，「供給力と等価な価値としての需要家側（スマートハウスやスマートビル等）での需給逼迫時のピークカットや需要抑制など需要のスマート化（デマンドレスポンス）」への期待が高まってきている（図 1-4）。

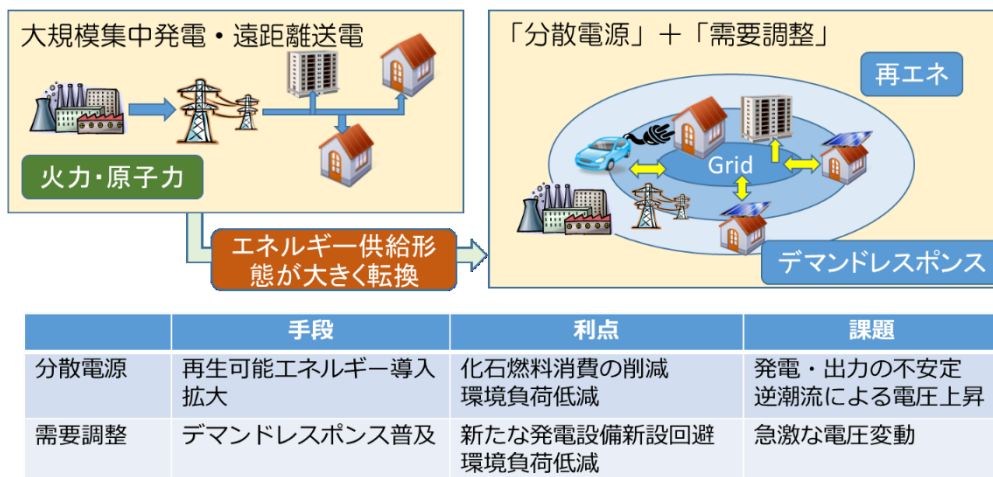


図 1-4 東日本震災前後の需給構造の変動

経済産業省 総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会では示されたわが国の2030年の想定電源構成を図1-5に示す。委員会報告によると「電力需給構造は徹底した省エネルギー（節電）を推進し、かつ再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、火力発電の効率化等を進めつつ、原発依存度を低減すること」としている。「その結果、経済成長等による電力需要の増加を見込む中、徹底した省エネルギー（節電）の推進（17%）及び再生可能エネルギーの最大限の導入（22~24%）により約4割を賄うことにより、原発依存度の低減に大きく貢献することでベースロード電源の比率は56%程度となること」など将来の電源構成のあり方が示されている<sup>[1-4]</sup>。

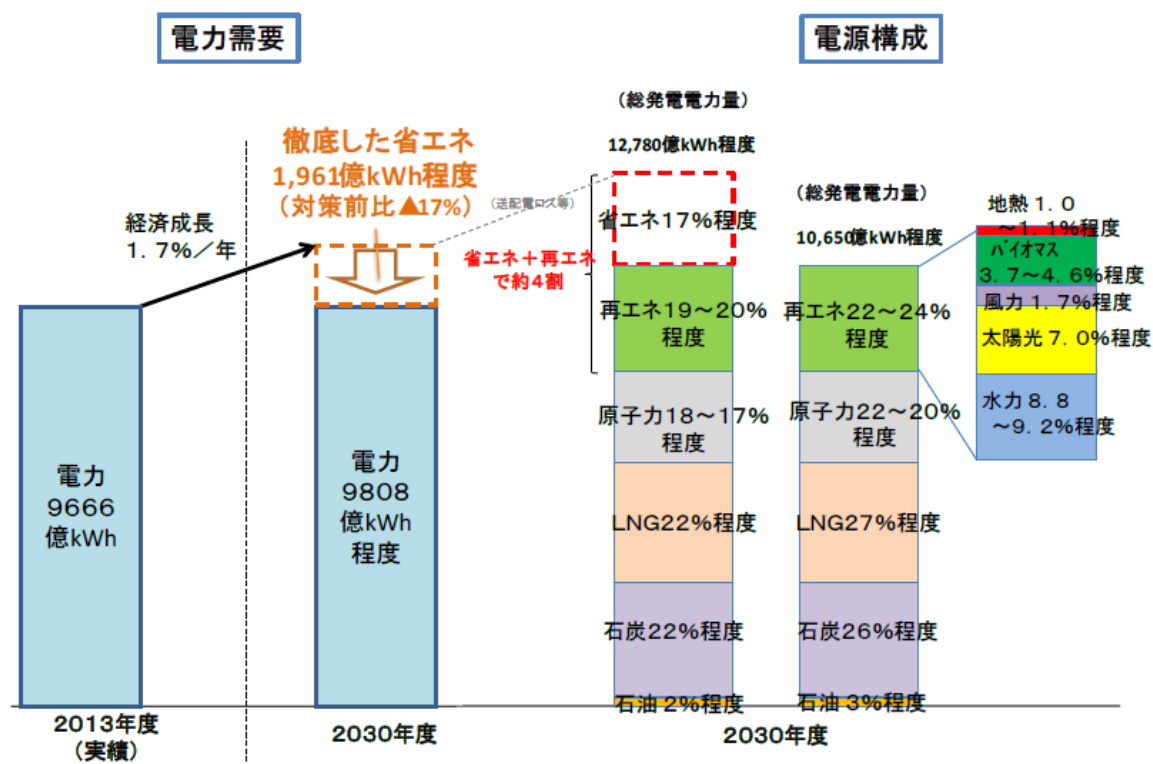


図 1-5 2030 年の想定電源構成

(出典：経済産業省 長期エネルギー需給見通し<sup>[1-4]</sup>)

### 1.1.2 配電系統における太陽光発電（Photovoltaic: PV）連系時の課題

再生可能エネルギーとは、資源が有限である化石燃料と異なり、太陽光、風力など資源が枯渇せず、永続的に供給が可能なエネルギーのことであり、これらを利用することで環境負荷低減や低炭素社会の実現など、燃料の自給率の低いわが国にとってエネルギーセキュリティやエネルギー源の多様化など電力の安全供給面でも期待されている<sup>[1-5]</sup>。

再生可能エネルギーの国内動向としては、2008年7月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」において、CO<sub>2</sub>排出量削減による環境負荷低減および低炭素社会の実現を

目的として、図1-6に示すように太陽光発電の導入目標（2020年までに2800万kW、2030年までに5300万kW）が示されており、これに基づき、再生可能エネルギー導入に対応できるよう電力システム（グリッド）の供給信頼度や電力品質を保ちつつ、安価にかつ効率的に運用できるよう電力システムの監視制御技術を主体としたグリッドの高度化（スマート化）が進められてきた<sup>[1-6]</sup>。

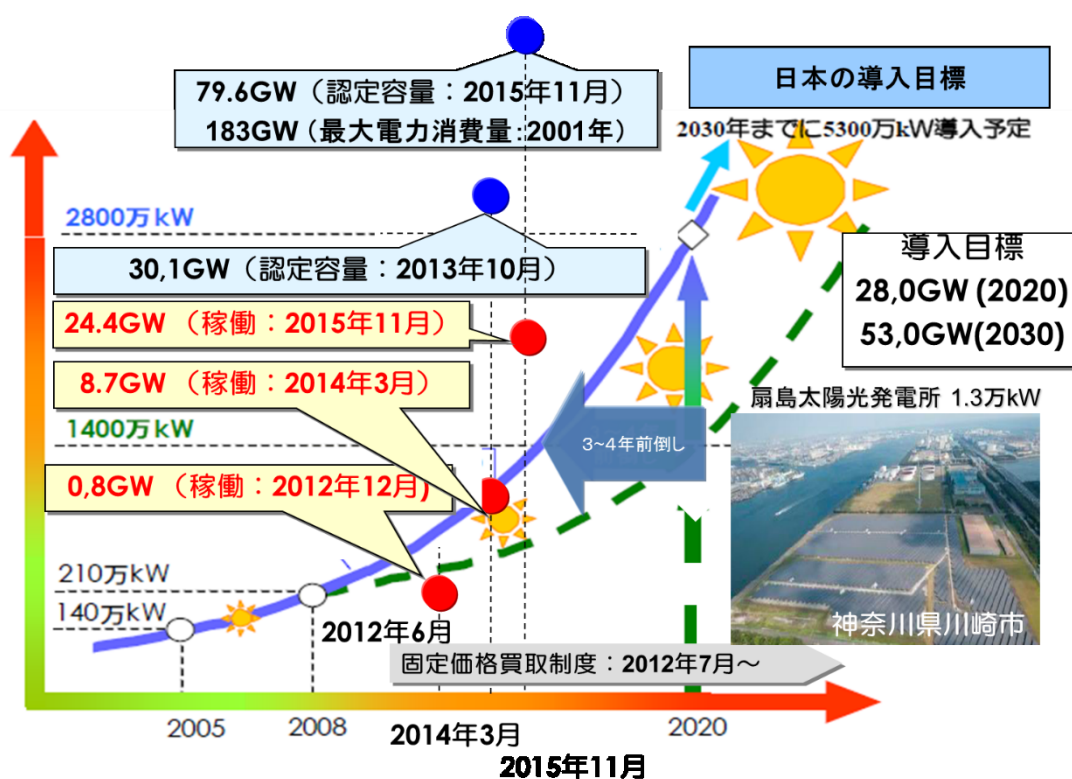


図 1-6 日本の太陽光発電導入拡大の目標値及び導入実態

東日本大震災以降は、再生可能エネルギーの固定価格買取制度が施行されるなど制度面が後押しする形で太陽光発電（Photovoltaic: PV）の導入量が急増し、図1-7、図1-8に示すように2015年11月末までに全国で約80GWが認定を受けるなど導入が進んでいる。北海道電力や九州電力など複数の電力会社では、再生可能エネルギー発電設備の導入量と申込量の合計が軽負荷期のエリアの電力需要を超過して、再生可能エネルギー電源とベース供給量の合計発電量が電力需要を超過することから、軽負荷期には余剰電力が発生する可能性があり（図1-9）、今後更なる増加が見込まれるため、系統設備の容量や電力会社の需給調整力の限界等の理由で、申し込みを保留するといった事態が発生した。これを受け、総合資源エネルギー調査会の新エネルギー小委員会の下に系統WGを設置し、今後の再生可能エネルギーを電力システムに受け入れる際の接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策について審議が行われている<sup>[1-5] [1-7]</sup>。このような課題に対して、軽負荷期における太陽光発電の出力抑制を行うなどの対策や蓄電池を併設することによる余剰電力の吸収、地域間の連系線

の活用・増強などが検討されている。特に、太陽光発電の出力抑制に関しては、図1-10に示すように再エネ措置法の施行規則の改正により、500kW未満の小規模設備までの出力抑制対象の見直しを行い、従来の日数単位（30日）から時間単位（太陽光発電：360時間、風力発電：720時間）で抑制するルールに移行されるとともに、接続可能量を超過した場合に指定電気事業者制度の活用により出力制御の上限を外して接続量が拡大されることとなった<sup>[1-5]</sup>。また、太陽光発電等に適用される調達価格や固定価格買取制度の運用見直しも適宜実施されている。

### 1. 太陽光発電のこれまでの導入量(認定量と運転開始量の推移)

- 太陽光発電の設備認定量については、調達価格の切り替わる年度末に大幅な増加があり、現在7,000万kW弱に達する。
- 運転開始量については、FIT制度開始前の約500万kWから、FIT制度開始を受けて着実に増加しており、平成26年11月に約1,900万kW(220億kWh相当)に到達。

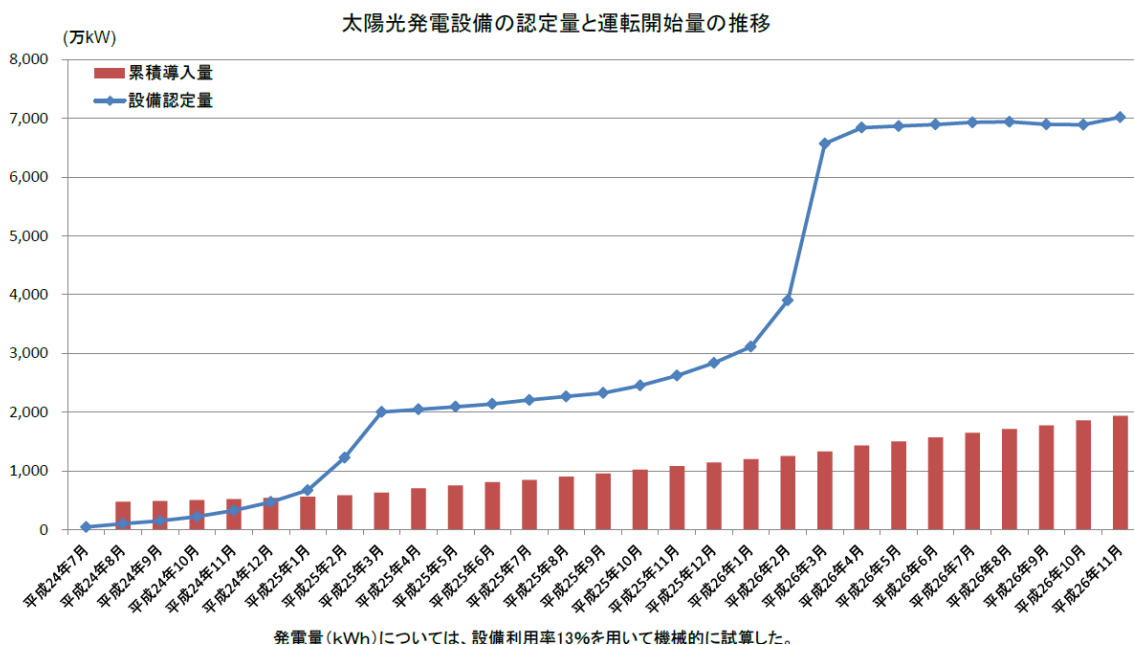


図 1-7 日本の太陽光発電の導入推移  
(長期エネルギー需給見直し小委員会資料より抜粋) [1-8]

■平成27年11月末時点の状況(平成28年3月9日更新)

	(1)導入容量 (万kW)		(2)買取電力量 (万kWh)		(3)買取金額 (億円)(※3)		(4)認定容量 (万kW)
	新規認定分 (※1)	移行認定分 (※2)	平成27年 11月分	制度開始から の累計	平成27年 11月分	制度開始から の累計	新規認定分 (※1)
太陽光 (住宅)(※4)	367 +7	470	54,037 -8,416	1,778,809	227 -36	7,723	433 +8
太陽光 (非住宅)	2,074 +65	26	194,906 -35,289	3,481,252	785 -146	14,310	7,531 -18
風力	38 +0	253	41,416 -6,521	1,545,620	92 -15	3,363	233 +0
中小水力	13 +1	21	10,885 +1,858	310,880	29 +5	809	74 +3
地熱	1 +0	0	615 +65	4,616	3 +0	20	7 +0
バイオマス(※5)	43 +9	113	48,818 +4,928	1,032,377	112 +13	2,106	279 +8
合計	2,537 +82	883	350,677 -43,374	8,153,553	1,247 -179	28,329	8,558 +0

図 1-8 日本の太陽光発電の導入実態(固定買取制度情報公表用ウェブサイトより) [1-9]

需給バランスに基づく接続制約の検証について(機械的な試算によるもの)

■太陽光発電には地域内のマクロの需給の観点から接続可能限界が生じ得る。昨年、系統WGで試算した7電力会社(北海道、東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄)の太陽光発電の接続可能量の合計は2,369万kWであり、その設備利用率を平均13%とすれば、年間約270億kWh相当の発電量となる。地域毎の昼間最低需要の規模から機械的に計算した全国規模での発電量は700億kWh程度(参考:第3次エネルギー基本計画を踏まえて示された2030年の導入水準は572億kWh)。

(注)この導入可能量は現在の需給状況や電源構成を前提とした試算であり、将来の導入量見込みについてはエネルギーミックス全体での検討が必要。また、中3社は風力発電の接続可能枠を設定していないが、風力発電の導入拡大のためには、他エリアから受け入れ余力のあるエリアへの風力発電の流入量についても考慮が必要。さらに、本年1月の省令改正における出力制御ルールの見直しや7社の指定電気事業者制度への移行後の追加的な導入量も見込む必要がある。

各電力会社管内の認定量、接続申込量、接続済量と接続可能量

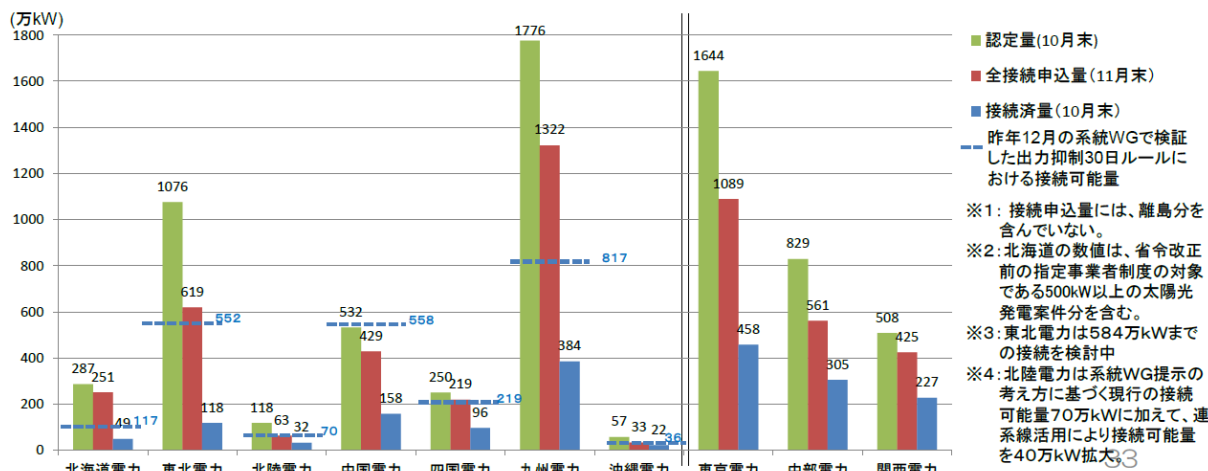


図 1-9 太陽光の接続可能量(長期エネルギー需給見直し小委員会資料より抜粋) [1-10]

表 1-1 太陽光に対する出力制御ルールの適用関係（第4回系統WG資料<sup>[1-5]</sup>より抜粋）

(参考)太陽光に対する出力制御ルールの適用関係				
○ 接続申込み先の電力会社及び設備の出力に応じ、出力制御のルールの適用関係は下表のとおり。(系統の状況等に応じて、①360時間を上限とした時間単位の出力制御(360時間ルール)、又は、②上限を超える出力制御(指定ルール)が適用。)なお、下表に該当しない案件は現行ルール(1月22日現在)がそのまま適用される。				
	～10kW	10～50kW	50kW～500kW	500kW～
東京 中部 関西	出力制御の対象外	出力制御の対象外	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。 <sup>※1</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。 <sup>※2</sup>
北陸 中国	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※1 ※5</sup>	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※1 ※5</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※3 ※5</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※2 ※5</sup>
四国 沖縄	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※1 ※5</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※3 ※5</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※3 ※5</sup>	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。 <sup>※2 ※5</sup>
北海道 東北 九州	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から指定ルールを適用。 <sup>※1 ※4 ※5</sup>	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。 <sup>※4 ※5</sup>	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。 <sup>※4 ※5</sup>	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。 <sup>※4 ※5</sup>
<small>                     ※1 平成27年3月31日までの接続申込み案件は、出力制御の対象外。                      ※2 平成27年1月25日までの接続申込み案件は、30日を上限とした日単位の出力制御(30日ルール)の対象。ただし、電力会社の系統の状況によっては、1月25日以前の接続申込み案件であっても、360時間ルールの対象となる場合もあるので、詳しくは各電力会社にお問い合わせください。                      ※3 平成27年1月25日までの接続申込み案件は、原則出力制御の対象外。ただし、電力会社の系統の状況によっては、1月25日以前の接続申込み案件であっても、360時間ルールの対象となる場合もあるので、詳しくは各電力会社にお問い合わせください。                      ※4 北海道電力、東北電力、九州電力については、既存の接続申込量で接続可能量を超過しており、360時間ルールの対象案件が想定されない。                      ※5 いつ時点の接続申込み案件から「接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件」となるかについては、各電力会社にお問い合わせください。                 </small>				

6

太陽光発電の急速な導入拡大により、配電系統の適正電圧逸脱問題が生じることに加え、需給バランスを崩す恐れがあることが指摘されている<sup>[1-6]</sup>。すなわち、太陽光発電の大量導入により電力ネットワークに生じる主な課題としては、「配電系統における電圧上昇」、「周波数調整力の不足と余剰電力問題」の二つが挙げられる。全く対策を施さないと、電気の品質である電圧と周波数が適正範囲を逸脱してしまうことになり、機器が正常に動作しなくなるだけでなく、広域停電の引き金となる恐れがある。太陽光発電の導入期には電圧逸脱問題が発生し、普及期には電圧逸脱問題に加えて周波数逸脱問題が生じる<sup>[1-1]</sup>。

(1) 配電系統における電圧上昇問題

配電系統では、受電点を適正電圧（101±6V，202±20V）で供給することが、電気事業法第26条で定められている。一方で、配電系統は変電所より需要家側に電気が流れることによる電圧降下を補償して、系統全体が適正電圧に収まるよう設備設計されている。太陽光発電の連系量が増加して発電電力が消費電力を上回ると、図1-10に示すように太陽光発電設置箇所から配電系統への電気が逆向きに流れ（逆潮流）、特に配電系統の末端部において電圧上昇が顕著となる。連系箇所や連系量によっては、適正電圧を逸脱する恐れがあり、結果として太陽光発電の出力抑制機能（電圧上昇抑制機能）の動作が頻発し、太陽光発電の稼働率の低下が生じる。現在用いている配電系統の電圧管理手法では、配電用変電所一

地点の電圧・電流の計測結果から区間電流を按分して管理しているが、近年、太陽光発電など再生可能エネルギー連系量の増加や、高圧需要家に設置される力率改善用コンデンサの増大により配電系統内の電圧、電流分布が複雑化していることから、従来の管理手法では電圧、電流の誤差が大きくなることが懸念されている。

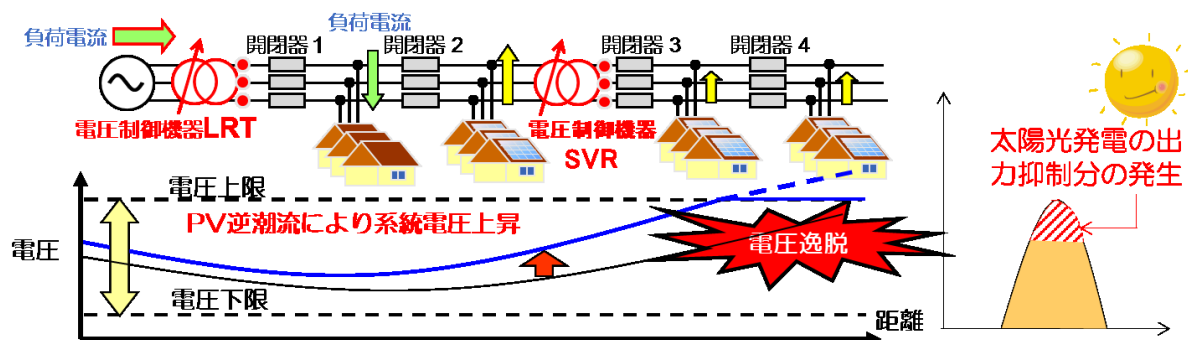


図 1-10 PV 大量連系時の電圧逸脱問題

## (2) 周波数調整力の不足と余剰電力問題

太陽光や風力などの再生可能エネルギー電源は、天候や気象条件により出力が大きく変動するため、連系量が増加すると短期的な需給バランス(発電電力と消費電力の同時同量)が崩れ、周波数の問題が生じる。20分程度以内の小刻みな需要の変動は予測が困難なため、需要変動を検出してから火力・水力発電機の発電量を自動的に調整して周波数を維持しており、この微調整はLFC (Load Frequency Control) と呼ばれる。太陽光発電の導入量が拡大すると、相対的に火力・水力発電機の発電量が減るため、周波数調整力(LFC容量)が不足する。特に、ゴールデンウィークや年末年始といった特異日に加え、春・秋季(端境期)の休日のように電力需要の少ない軽負荷日では、出力調整の難しいベース供給力と太陽光発電の総和が電力需要(消費量)を上回る恐れがあるため、現状では揚水発電所を活用して対策を図っているが、揚水発電の容量にも限界がある。昼間の余剰電力対策として夜間の需要を昼間へシフトすることが考えられるが、全体としての効果は大きくない。需要シフトによる余剰電力対策は、揚水発電の導入量やベース供給力の割合、需要カーブの形状により効果が異なるため、十分な評価が必要となる。

このように余剰電力が発生している状況において需給バランスを保つためには、図 1-11 に示すように太陽光発電の出力を抑制するか、新たに可変速揚水発電や蓄電池などの電力貯蔵設備を建設し、余剰分を吸収する必要がある。今後、電気自動車への充電やヒートポンプ給湯機などの新たな需要を創出できれば、太陽光発電の出力抑制量を軽減もしくは回避することが可能となる。

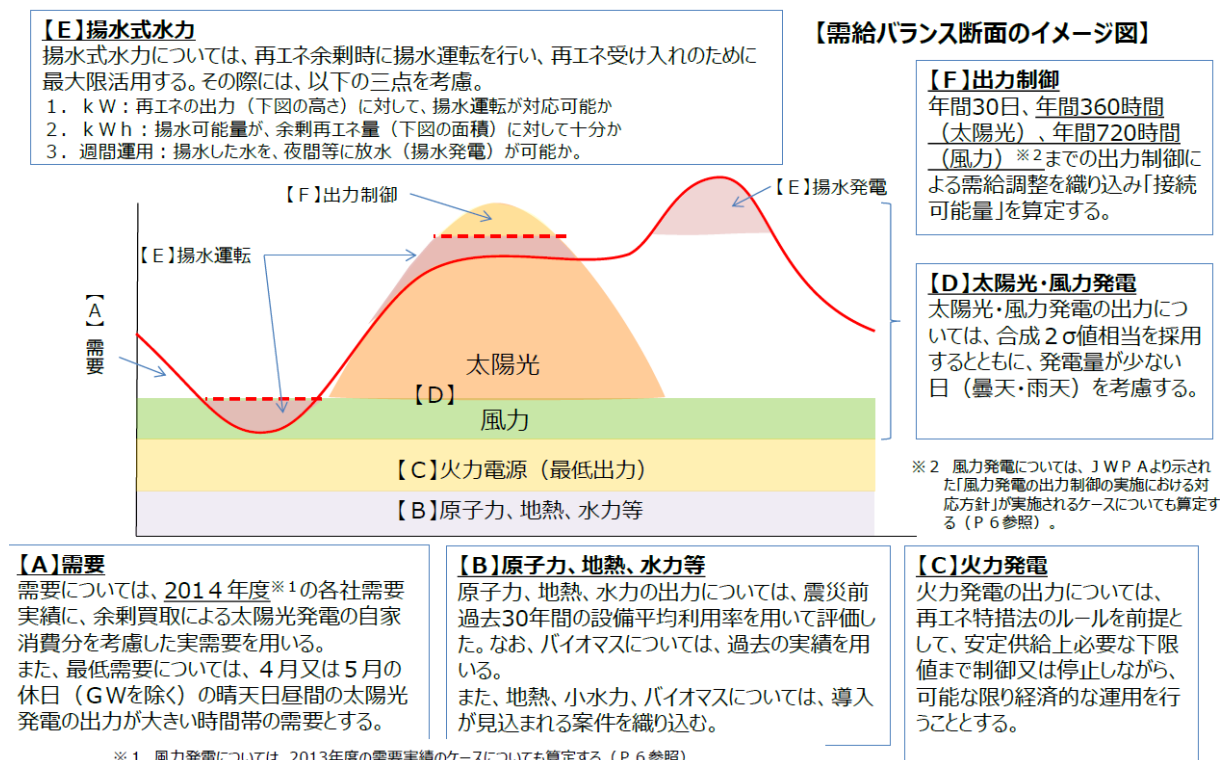


図 1-11 接続可能量（2015 年度算定値）」の算定方法に関する考え方

(出典：経済産業省 系統 WG 第 7 回資料<sup>[1-7]</sup>)

### 1.1.3 配電系統におけるデマンドレスポンス発動時の課題

東日本大震災以降の需給形態の変化を受け、住宅分野における電力消費のスマート化への期待が高まってきている。米国などでは先行して需要調整の実証が行われ、既に実ビジネスでも活用されている<sup>[1-11]</sup>が、日本では震災後に、需給逼迫時のピーク電力抑制や環境負荷軽減が喫緊の課題となり、省エネルギー（節電）の推進の一環としてデマンドレスポンス（Demand Response：DR）実現に向けた各種の実証試験が行われている<sup>[1-12]～[1-15]</sup>。

デマンドレスポンスは、電力のピークカット、ピークシフトを目的として電気事業者などから送信される DR 信号に基づいて需要家の負荷抑制を誘導する需要側の需給調整法の 1 つである。この際、DR を受諾した複数の需要家側で負荷抑制ならびに抑制解除が同時に行われるため、抑制される負荷削減量や配電系統のインピーダンス（線路長，電線の太さ）や DR 発動前後の負荷電流などの条件によっては、DR 発動時や解除時に負荷電流が急激に変動することにより系統電圧が適正電圧から逸脱し、太陽光発電の出力抑制や一斉解列による供給力不足が懸念される。

配電系統の適正電圧維持は、主として負荷時タップ切替変圧器（Load Ratio control Transformer：LRT）や自動電圧調整装置（Step Voltage Regulator：SVR）が用いられており、変圧器の 1 次側の巻き線比（タップ）を機械的に変えることで電圧制御を行っている。そ



のため、タップ動作に伴う機械的な損耗（機器寿命）や系統電圧変動の頻発防止を目的として、動作時限を設けて運用されている<sup>[1-16]</sup>。一方、DR 発動時には、図 1-12 に示すように DR を受諾した複数の需要家の一斉動作に伴う需要の急激な低下や、DR 解除時の需要の増加により系統電圧の急激な変動が生じるため、これら分オーダーの動作時限を持つ電圧制御装置（LRT, SVR）では、急峻な電圧変動補償は困難となること示唆されている<sup>[1-17],[1-18]</sup>。しかしながら、DR や電圧制御装置の時定数を考慮した系統電圧変動対策の検討や、それらの定量的な効果の検証はこれまで行われていない。

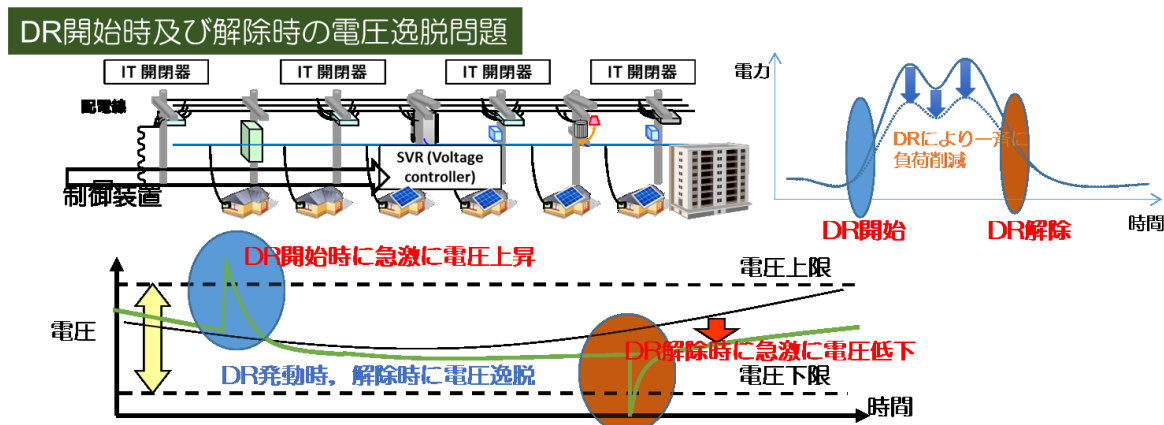


図 1-12 DR 開始時および解除時の電圧逸脱問題

#### 1.1.4 センサ内蔵開閉器を活用した配電系統制御の高度化

前項では、再生可能エネルギー電源の大量導入やデマンドレスポンス発動・解除時の配電系統の技術的な課題について述べた。これらの新たな取り組みは、導入規模や実施状況によっては、電力系統の電圧や周波数といった電力品質への影響が示唆されており、これら課題解決に向けた次世代電力ネットワークであるスマートグリッドへの期待がより一層高まっている。

スマートグリッドとは、情報通信技術（Information and Communication Technology : ICT）を活用して、電力ネットワークを効率的に運用する次世代の賢い（スマートな）送配電網（グリッド）のことであり<sup>[1-19]</sup>、図 1-13 に示すように集中型電源、送配電網、運用・制御を支える情報通信機器、分散型電源や需要家機器など電力ネットワークに接続される巨大なネットワークとして括ることができる<sup>[1-1], [1-20]</sup>。今後、再生可能エネルギーの導入拡大やデマンドレスポンスの普及拡大などにより、電力系統内の電気の流れ（潮流）や電圧の分布が一層複雑になることから、これら複雑化した電力系統の制御・運用に加え、電力品質（周波数、電圧）を確保するため、系統側と需要家側との情報通信技術（ICT）を活用した監視・制御技術の高度化が求められている。本項ではこれら新たな監視制御技術の高度化の一端を担うセンサ内蔵開閉器を用いた電圧管理の高度化に関する取り組み、および高度化の一端を担うと期待される蓄電池について記載する。

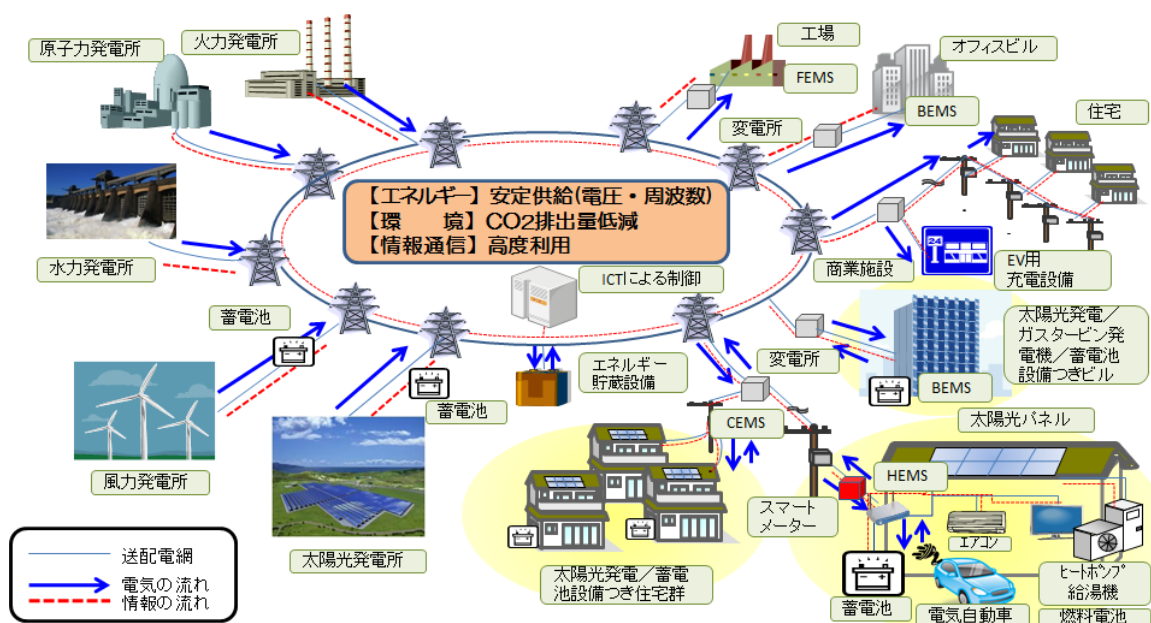


図 1-13 スマートグリッドの概念図

(出典：経済産業省「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会」<sup>[1-19]</sup>の報告書より作成)

### (1) センサ内蔵開閉器および次世代配電自動化システムの導入

配電自動化システムは、配電システム運用、負荷制御に関する自動化を主目的として体系づけられており、国内では1980年代から制御用コンピュータを用いて、自動区分開閉器の遠隔制御による業務効率の向上や配電システム事故の自動復旧による供給信頼度の向上を目的として開発・展開されている<sup>[1-16]</sup>。一例として図1-14に東京電力パワーグリッドの配電自動化システムの構成を示す。

配電自動化システムは、制御所に設置された配電システム（中央処理装置）、中継所に設置された遠方監視制御装置（親）、配電用中継装置および配電用変電所に設置された遠方監視制御装置（子）、搬送結合装置および開閉器子局等から構成されている。主な機能を①～⑨に挙げる。

- ① 電源・配電線事故時の自動復旧
- ② 自動開閉器の監視・遠方制御
- ③ 配電系統の状態表示
- ④ 予定工事に伴う切替手順の自動作成と実行
- ⑤ 負荷記録の管理
- ⑥ シミュレーション（模擬事故での事故復旧訓練）
- ⑦ データメンテナンス
- ⑧ 配電用変電所の運転情報の受信と表示
- ⑨ 配電用変電所の機器操作

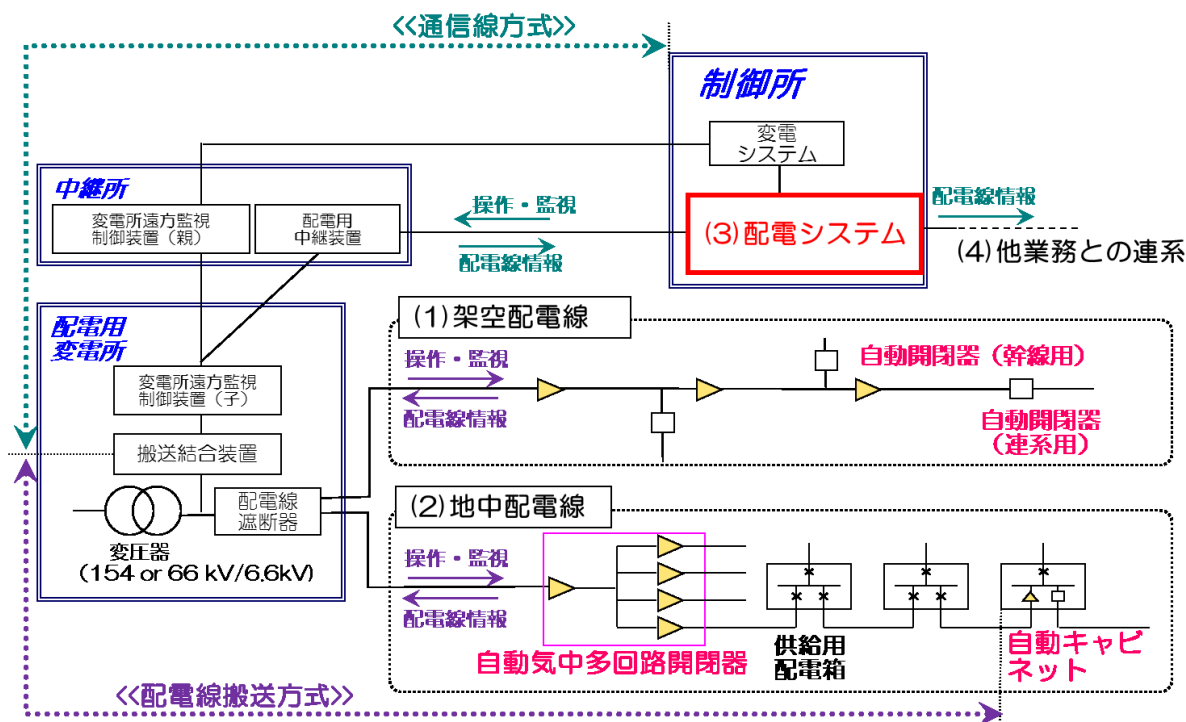


図 1-14 配電自動化システムの構成 (東京電力パワーグリッド)

現在の配電自動化システムは、現地の開閉器に電圧・電流などの計測機能が備えられていないため、変電所引出口での電圧・電流の計測値から区間電流を推定して配電システムの運用を行っている。しかしながら、近年、太陽光発電が配電システムへ大量導入してきており、現状の変電所一地点での計測情報による区間電流の推定では誤差が大きくなり、配電システムの運用に支障をきたす恐れがあることから、電力会社では開閉器設置地点の電圧・電流および力率といった開閉器設置地点の系統情報がリアルタイムで取得可能となるセンサ内蔵開閉器の展開を開始している。現地開閉器と配電自動化システム間の通信は、従来方式と比較して取り扱う情報量が格段に増えることから、光ケーブルやメタルケーブルの通信網を介して監視制御が行われる。これら新たな制御システムは次世代配電自動化システム(図 1-15)と呼ばれ、センサ内蔵開閉器の計測情報から区間電流を精度よく推定できることで、過負荷の発生しない最適なシステム運用が可能となる。さらに、センサ内蔵開閉器より得られた複数地点の電圧・電流計測情報を基に LRT や SVR タップ制御が可能となるなど、分散電源普及時の現地情報の常時監視に基づく集中電圧制御や、配電線の区間単位での事故予兆発生箇所の特定により巡視範囲が縮小して事故未然防止が可能となるなど事故の未然防止の面、配電線路間の電流不平衡をできるだけ小さくして配電システム損失(ロスミニ)を考慮した高効率な電力送電が可能となる配電システムの構築が可能になるなど、保守作業の省力化、供給信頼度確保および設備効率向上が期待できるといった多方面での効果が期待されている。

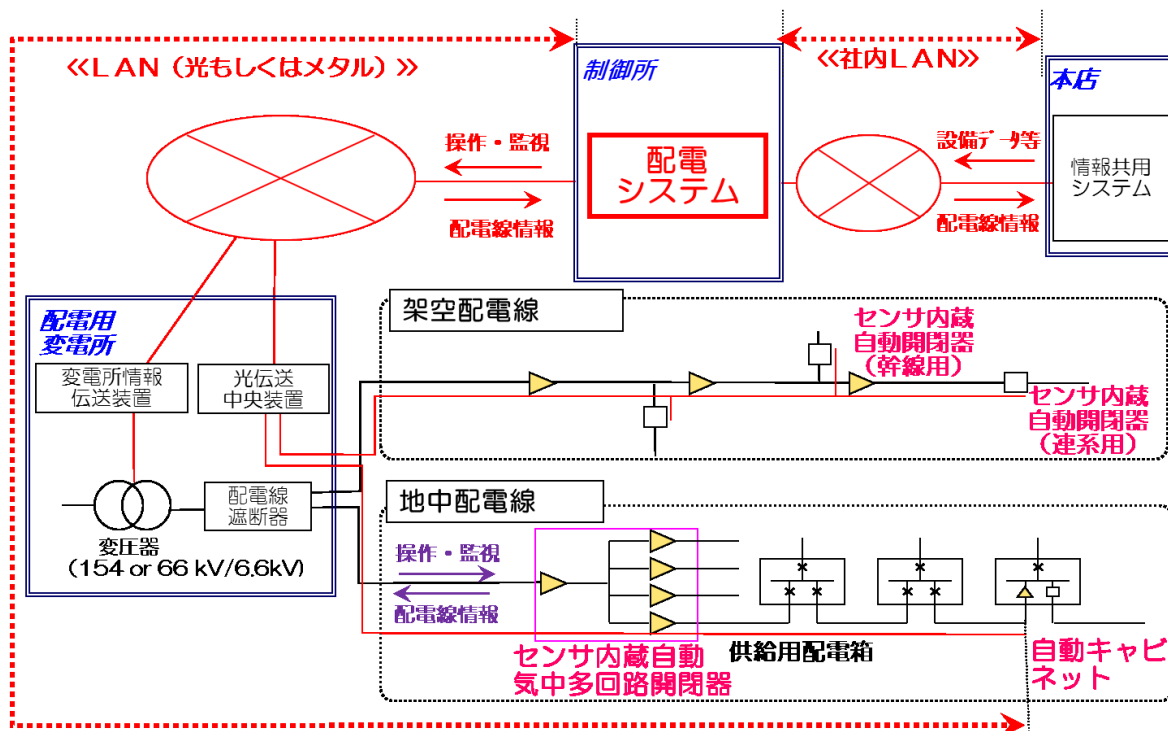


図 1-15 次世代配電自動化システムの構成（東京電力パワーグリッド）

### (3) 系統制御用蓄電池システム

蓄電池は、電気エネルギーを一時的に貯めて、インバータを介して電力系統に任意の時間帯に任意の出力波形を戻すことが可能となる電力貯蔵システムである。出力の安定していない再生可能エネルギー電源の大量導入時の系統安定化や電力品質確保、負荷平準化といった電力系統の運用面で様々な用途が期待されている。以下に主な用途をまとめる<sup>[1-21]</sup>。

#### (a) 再生可能エネルギーの出力安定化

再生可能エネルギー電源より発生する出力変動を蓄電池の充放電制御により吸収する。一般的に再生可能エネルギー電源の出力の平滑化として秒単位から 10 分程度の平滑化が求められる。また、電力取引での最小時間単位である 30 分間の平滑化を求める場合もあるが、蓄電池の充放電制御では十分な応答速度を有している。

#### (b) 再生可能エネルギーの余剰吸収

ゴールデンウィークや年末年始の日中など太陽光の発電量が多く、需要が低い時期や時間帯では供給力が過剰となり、出力調整が難しいベース電源まで食い込むことが懸念される。このような特異日は年間数日しかないので、現状では、再生可能エネルギー電源の出力抑制により対応することとしているが、自然エネルギーの有効活用の観点から、蓄電池システムに余剰電力を吸収させることが検討されている。

(c) 負荷平準化

資源の乏しいわが国は、ベース電源（主に原子力、流れ込み水力、大型火力など）、ミドル電源（主に中型火力など）、ピーク電源（ガスタービン、揚水発電など）といった発電効率や応答特性が異なる複数の電源を組み合わせて、いわゆるベストミックスによる電力供給を行っている。負荷量は時間帯や季節によって大きく異なるため、各時間断面において電源の発電比率が変わり、発電原価や電気料金が異なっている。したがって、夜間の安価な電力を蓄え、昼間の時間帯に放出することは、エネルギー授受としては損失を生むが、経済的には利益を生み出すことができる。電力貯蔵システムはこれまでもこのような用途で広く用いられており、電力会社では揚水発電所の運用をはじめ、需要家へのNAS電池の導入などが実施されてきた。

(d) 移動用電源

移動用電源としては、ガスまたはディーゼルエンジン発電機を車載し、現地に移動して電源供給を行うことが多かったが、設置地点での騒音や排ガスなどが問題になることが多い。NAS電池は使用の際、予め充電しておく必要があるが、静粛で排気を出さないため、移動用電源として期待されている。

(e) 瞬動予備力・運転予備力

予備力には、瞬時に出力を変化させて需給バランスに寄与する瞬動予備力と、指令を受けてから需給バランスに寄与する運転予備力がある。これらは、一般的にはコストの安い発電機でまかなうことが多いが、応答速度の速い蓄電池の活用も期待されている。

(f) 送電線の過負荷緩和と増設先送り

送電線路の過負荷緩和を目的として、需要家サイドに設置される蓄電池等の負荷平準化機器を活用し、ピークシフト等により夜間のケーブルや配電線の設備利用率を高め、昼間の過負荷を解消することにより、地域供給系統や配電系統などの流通設備の増設工事の先送りなど経済的な効果が期待できる。

(g) 需要家のデマンドコントロール

大口需要家の契約電力の設定には実量制（過去1年間の最大実績）が用いられていることが多く、電力消費量を常時監視しながら蓄電池を用いて需要調整を行うなど契約電力の低減に向けたデマンドの監視・制御が行われている。

(h) 非常用電源

オフィスビルなどの大口需要家は、非常用電源を設置することが法令で義務づけられている。蓄電システムは、通常は負荷平準化や電力品質維持などの目的で使用し、

一部機能を非常用電源として割り当てておくことが可能となる。この際、電池の残量がある一定量常に確保しておく必要があるが、蓄電池は日々運用されているため、非常時でも安定した確実な起動が期待できる。

(i) 電力品質改善

国内では、停電自体は非常に少ないが、瞬時電圧低下（瞬低）は避けられない事象である。瞬低は多くの場合、送電線路への落雷に対して保護リレーや遮断器が正常に動作した際に起こる現象で、半サイクル程度の短時間の電圧低下を引き起こす。このわずかな電圧の乱れは、電圧低下率や継続時間によってはデリケートな精密機器や半導体の製造プロセスに多額の被害を与える恐れがあるため、UPS (Uninterruptible Power Supply) 等の瞬低対策機器を需要家側に設置することで対応している。

その他、配電システムの電力品質改善を目的とした蓄電池の活用法を以下に記載する。蓄電池は有効電力、無効電力補償に加え、瞬時補償など幅広い活用が期待されている一方で、導入コストが大きな課題となることから、付加価値を高めるため、容量を複数の機能に割り当てるなど機能を組み合わせて用いることが有効である。

○ 有効電力補償

- ・ 昼夜の電力間格差改善を目的とした負荷平準化のための電力貯蔵
- ・ 系統に複数台蓄電池を設置することによる系統（電圧、電流）不平衡の解消
- ・ 系統事故発生時の非常用電源 など

○ 無効電力補償

- ・ 無効電力の出力制御により、電圧および力率補償 など

○ 電力品質補償

- ・ 瞬時電圧低下、フリッカおよび高調波補償
- ・ 軽負荷時の余剰電力の貯蔵による系統安定度向上 など

## 1.2 本論文で扱う課題と論文構成

2011年の東日本大震災以降、環境負荷の軽減や供給力確保を目的として太陽光発電などの再生可能エネルギー電源の導入拡大や、電力のピークカット、ピークシフトを実現するデマンドレスポンスの導入が国主導で進められている。しかしながら、これら新たな事象が急激に電力系統に普及、拡大すると、再生可能エネルギー電源による逆流やデマンドレスポンスの発動・解除に伴う急激な負荷変動が生じ、既設の電圧制御機器では補償しきれず、電気事業法で定められた適正電圧の維持が困難になる恐れがある。この対策として、蓄電池を配電系統に設置して電圧補償を行うことは有効な方策の1つとしてあげられるが、出力方式や配置など評価するパラメータが多岐に亘るため、これまで統合的に評価する手法はなかった。また、蓄電池はコスト・運用の観点から小型・小出力化が望ましく、これ

を実現するには既設の電圧制御装置（LRT, SVR）と協調して電圧制御を行う必要があるが、これらの協調電圧制御手法はいまだ確立されていない。

そこで本論文では、第2章において電圧対策機器として蓄電池を配電系統に設置した場合に、単位出力あたりの電圧改善効果が最大となる蓄電池の出力方式と配置に関する評価手法を提案した。第3章、第4章はそれぞれ、太陽光発電の大量連系やデマンドレスポンスが普及拡大した配電系統といったシナリオにおいて、第2章で検証した評価結果を用いて蓄電池とLRTやSVRとの協調電圧制御手法を提案し、数値シミュレーションや配電系統シミュレータを用いて提案手法の有効性検証を行った。

### 1.2.1 蓄電池を配電系統に設置する際の最適な出力方式・配置の評価

蓄電池を配電系統に設置して電圧補償を行う場合、出力方式、設置電圧階級、配置や配電線路の形態により効果が異なるなど評価するパラメータが多岐に亘るため、出力方式、設置電圧階級や配置についてこれまで統合的に評価する手法はなかった。

第2章では、蓄電池出力・配置評価手法として4つの地区区分（工業、住宅、繁華街、農山村）と2種類の線路亘長（平均長、長亘長）を用いた配電系統標準解析モデルを構築し、蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果が最大となるような出力方式（有効電力または無効電力）、設置電圧階級（高压系統または低压系統）および配置（集中設置または分散配置）の組み合わせを潮流解析結果に基づき選定する手法を提案した。この手法を用いて、蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果が最も高い出力方式、設置個所を選定し、蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果を定量的に評価した。

### 1.2.2 太陽光発電の大量連系に対応した協調電圧制御

太陽光発電（PV）が急速に普及拡大すると、逆潮流や天候の変動による急峻なPV発電出力の変動により、配電系統において電圧問題が生じる。これら急峻な電圧変動は、分オージャーの時定数を有する既存の電圧制御装置（LRT, SVR）では対応が難しいため、本論文では応答速度の速い蓄電池を配電系統に設置して電圧補償を行うこととした。蓄電池を配電系統に設置して電圧制御を行う場合、設備の効率化の観点から蓄電池の小出力・小型化が望ましく、既設の電圧制御装置と協調して制御の役割分担を行う必要があるが、LRT, SVRが効果的に働く協調電圧制御手法はいまだ確立されていない。

第3章では、太陽光発電が大量連系して電圧逸脱が生じている配電系統に、第2章の提案手法（蓄電池出力・配置評価手法）で得られた蓄電池の出力方式と配置を用いて、蓄電池出力・容量をできるだけ小さくする「蓄電池とLRTとSVRとの協調電圧制御手法（能動的協調電圧制御手法）」を提案する。この手法は、配電系統に電圧変動が生じた場合、応答速度の速い蓄電池が即応して電圧改善を行い、蓄電池出力が継続した場合の出力積算量を管理し、閾値を超えた際は瞬時的な電圧変動ではなく長周期的な電圧変動と判断して

LRT や SVR にタップ動作指令を与える能動的な協調電圧制御手法である。提案手法の妥当性について、晴天日 (1 パターン)、曇天日 (2 パターン) の 3 パターンの気象条件の下、数値シミュレーションおよび配電系統シミュレータを用いて、有効性の検証を行った。

### 1.2.3 デマンドレスポンス普及拡大に対応した協調電圧制御

デマンドレスポンスの発動・解除時は、複数の需要家の負荷抑制および抑制解除が一斉に行われるため、配電線単位で見ると系統電圧が急変し、分オーダーの動作時限を持つ電圧制御装置では補償遅れが生じ、DR による負荷削減量や配電系統の形態 (線路互長、電線の太さ) によっては適正電圧を逸脱し、太陽光発電の出力抑制や一斉解列が懸念されるなどの問題提起がされているものの、具体的な対策の提案には至っていない。

第4章では、デマンドレスポンスの導入期および普及期の2段階に分けて、それぞれ電圧対策の規模や設備コストの観点から電圧変動対策手法を提案している。DR の導入期は DR による電圧変動量も比較的小さいことから、センサ内蔵開閉器情報に基づく電圧予測結果より既設の電圧制御装置の制御を行う集中制御手法を提案している。一方、DR の普及期は電圧変動量も多いため、蓄電池が必要となる配電系統において「電圧変動の短周期成分と長周期成分を分離して蓄電池と LRT と SVR との制御分担を行う機能分担型協調電圧制御手法」を提案している。

具体的には、既設の LRT と SVR のみで電圧制御を行う手法は、DR 導入期の DR の負荷削減による電圧変動が小さい場合、もしくは線路長が短くデマンドレスポンスによる電圧変動が小さい配電系統での対策として提案しており、デマンドレスポンスによる削減量と配電線に設置されたセンサ内蔵開閉器からの現地情報に基づきデマンドレスポンスの発動後の配電系統電圧を推定し、デマンドレスポンスの発動や解除時に適切なタップ制御指令を与える電圧予測型の電圧制御手法である。

一方、蓄電池と LRT と SVR による協調電圧制御手法は、DR 普及期の DR の負荷削減による電圧変動が大きい場合、もしくは線路長が長くデマンドレスポンスによる電圧変動が大きい場合、蓄電池が必要となる配電系統での対策として提案している。提案手法は電圧参照点の計測電圧の移動平均および計測電圧との偏差を用いて、急激な変化の成分 (偏差分) を蓄電池で出力を行い、それ以外の緩やかな変動 (移動平均分) は LRT と SVR で電圧制御を行う機能分担型協調電圧制御手法であり、さらに第3章で提案した能動的な協調電圧制御手法についても検証を実施した。いずれの提案手法も配電系統シミュレータを用いて従来手法との比較・検証を行い、提案手法の有効性を検証した。

第5章は結論であり、本論文の総括、今後の課題および展望について言及する。



## 参考文献

- [1-1] 林泰弘, “スマートグリッドの構築に向けて,” OHM, No. 04, pp. 24–31, 2014.
- [1-2] 電気事業連合会, ” 電源別発電電力量構成比 (電力10社) ” , 2015年5月2日. 電気事業連合会. 資料1.  
[www.fepec.or.jp/about\\_us/pr/pdf/kaiken\\_s1\\_20150522.pdf](http://www.fepec.or.jp/about_us/pr/pdf/kaiken_s1_20150522.pdf)
- [1-3] 林泰弘, “我が国におけるスマートグリッドの展望” 電気設備学会誌, 8月号, pp. 561–564, 2013.
- [1-4] 経済産業省資源エネルギー庁 ニュースリリース, “長期エネルギー需給見通し,” 2015.[Online].  
Available: <http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>.
- [1-5] 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ (第4回) - 配布資料 参考資料2  
[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene\\_shinene/shin\\_ene/keitou\\_wg/pdf/004\\_s02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/004_s02_00.pdf)
- [1-6] 林泰弘, “再生可能エネルギー電源との調和に向けた先進グリッド技術の国内動向”, 電気学会論文誌B, Vol.130, No.11, pp.928-931 (2010).
- [1-7] 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ (第7回) - 配布資料10-1  
[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene\\_shinene/shin\\_ene/keitou\\_wg/pdf/07\\_10\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/07_10_01.pdf)
- [1-8] 総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会 (第8回) 資料3  
[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/008/pdf/008\\_07.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/008/pdf/008_07.pdf)
- [1-9] 固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト  
[http://www.fit.go.jp/statistics/public\\_sp.html](http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html)
- [1-10] 総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会 (第4回) 資料2  
[www.enecho.meti.go.jp/committee/council/.../004\\_06.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/.../004_06.pdf)
- [1-11] Farrokh Rahimi, Ali Ipakchi, "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm," IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 1, Issue: 1, Pages: 82 - 88, 2010
- [1-12] 経済産業省 スマートハウス・ビル標準・事業促進検討会  
<http://www.meti.go.jp/press/2012/09/20120928004/20120928004.html>
- [1-13] 早稲田大学EMS新宿実証センター  
<http://www.waseda.jp/top/news/6382>
- [1-14] 経済産業省スマートコミュニティー実証事業 (4地域実証事業)

- [http://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/smart\\_community/community.html](http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/smart_community/community.html)
- [1-15] 経済産業省インセンティブ型ダイヤモンドリスポンス実証事業  
<http://www.meti.go.jp/press/2013/11/20131122001/20131122001.html>
- [1-16] 一般社団法人電気学会(2013), “電気工学ハンドブック(第7版) 30編 配電”, pp. 1537–1601.
- [1-17] 関崎真也, 西崎一郎, 林田智弘, ”電力小売り自由化における小売り事業者と需要家が配電系統電圧に及ぼす影響”, 電気学会論文誌B, Vol 134 No,11 pp917-929(2014)
- [1-18] 林泰弘, ”東日本大震災以降のスマートグリッドのエネルギーマネジメント”, 電気学会論文誌B, Vol 133 No,3 pp225-228(2013)
- [1-19] 経済産業省, ”次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会”, 報告書  
<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g100129d01j.pdf>
- [1-20] スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会, “スマートグリッドを支える電力システム技術”, 電気学会
- [1-21] 電気化学会エネルギー会議 電力貯蔵技術研究会, “大規模 電力貯蔵用蓄電池”, 日刊工業新聞社

## 第2章 蓄電池を配電系統に設置する際の最適な出力方式・配置の評価

### 2.1 本章の概要

配電系統は、変電所から需要家側に電気を供給する電力ネットワークで、適正電圧維持や供給信頼度確保といった観点から総合的に設備構築が行われている<sup>[2-1]</sup>が、設備構築の際に想定されていなかった再生可能エネルギーによる逆潮流や、デマンドレスポンスによる急激な負荷変動が拡大すると、配電系統の潮流に大きな変化をもたらし、主要な電圧制御機器である負荷時タップ切替変圧器（LRT）や自動電圧調整装置（SVR）では補償しきれず、電気事業法で定められた適正電圧の維持が困難となる恐れがある<sup>[2-2]</sup>。本論文では蓄電池を配電系統に設置して電圧補償を行うことを検討するが、蓄電池の出力方式（有効電力・無効電力）、配置（高圧系統、低圧系統、集中設置、分散配置）や配電線路の形態により電圧改善効果が大きく異なるなど評価するパラメータが多岐に亘るため、これまで統合的に評価する手法はなかった。また、配電系統に蓄電池を設置して電圧制御を行う場合、対処療法的に問題発生個所に設置し、それぞれ独立して電圧制御を行うと、系統全体において効果的な電圧制御が図れないとともに、応答速度の速い蓄電池の出力により系統電圧が改善されるため、LRTやSVRが動作せず、蓄電池が出力を継続して適正電圧維持することとなり、電圧制御に必要な蓄電池容量、設備コストが増大する恐れがある。

そこで、本章では蓄電池を配電系統に設置して電圧制御を行うにあたり、最適な出力方式、配置について、単位出力あたりの電圧改善効果が最大となる評価手法を提案する。蓄電池出力による電圧改善効果は、配電系統の形態や負荷条件により変わるものの、標準的な配電系統モデルというのは存在しない。そこで、配電系統の大きな特徴である地区区分と線路長を基に、4つの地区区分（工業、住宅、繁華街、農山村）と2種類の線路亘長（平均長、長亘長）を組み合わせた8つの配電系統標準解析モデルを構築し、蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果が最大となるような出力方式（有効電力または無効電力）、設置電圧階級（高圧系統または低圧系統）および配置（集中設置または分散配置）を選定する手法を提案する。この手法は、構築した標準解析モデルにおいて蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果を出力方式、設置個所ごとに定量的に求め、最も電圧改善効果が高い出力方式・設置個所を統合的に選出する。

## 2.2 配電系統標準解析モデルの構築

配電系統は変電所を中心として、需要が新增設される都度延伸して形成されているため、いわゆる標準的な配電系統の形態は存在せず、需要密度や地域特性などにより形態が異なる。しかしながら、太陽光発電の導入限界量やデマンドレスポンス発動、解除時の影響は、配電系統の形態や負荷特性により異なることから、汎用性を持った評価・検証を行うためには標準解析モデルを構築する必要があるため、以下に記載する。

### 2.2.1 高圧配電系統のモデル化

配電系統は放射状に延伸して構成されており、標準的な配電系統モデルというものは存在しない。本論文では、高圧配電系統を表1に示す電気協同研究 第66巻第1号「配電系統における力率問題とその対応」（以降、電協研）<sup>[2-3]</sup>において分類された「工業」、「繁華街」、「住宅」、「農山村」の4つの地区区分を用い、それぞれの地区区分において線路亘長が平均値に近い「平均長モデル」と、線路亘長が長く電圧管理の観点で厳しい「長亘長モデル」の2種類=8モデルを設定した<sup>[2-4]</sup>。一例として図2-1および図2-2に工業地区長亘長モデルおよび住宅地区長亘長モデルの形態および線路の概要をそれぞれ示す。

表 2-1 標準解析モデルの詳細

地区区分	モデル	亘長[km]		重負荷/軽負荷	負荷比率 高圧：低圧	SVR 設置数
		幹線	分岐線			
工業地区	平均長	3.8km	0.2km	2220kW/833kW	1:0.07	0
	長亘長	18.4km	5.5km		1:0.95	3
住宅地区	平均長	3.0km	4.3km	2113kW/1132kW	1:1.37	0
	長亘長	6.1km	3.7km		1:0.80	1
繁華街	平均長	1.2km	0.5km	1677kW/631kW	1:0	0
	長亘長	2.8km	1.9km		1:3.44	0
農山村	平均長	7.6km	1.8km	1547kW/823kW	1:0.51	1
	長亘長	6.2km	2.2km		1:0.09	0

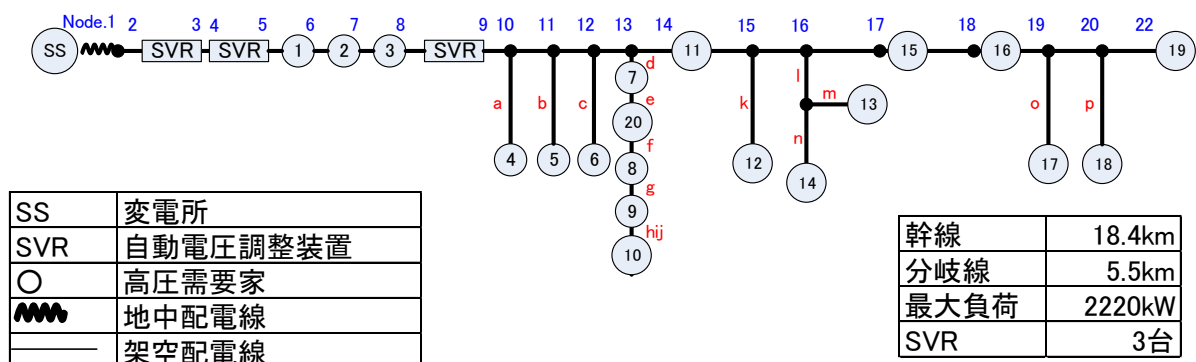


図 2-1 配電系統標準モデル（工業長亘長モデル）

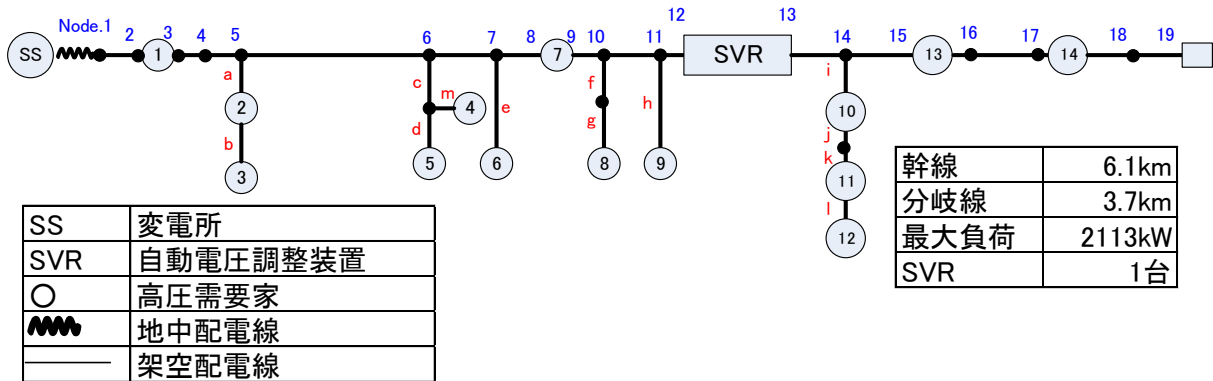


図 2-2 配電系統標準モデル（住宅長亘長モデル）

図中の○は高圧需要家を示しており、○の中の番号は需要家の番号を表している。青色の数値は幹線の Node 番号を示しており、赤字のアルファベットは分岐の Node を示している。一般的に工業地区は高圧需要家の数が多く、線路長が長いのに加え、低圧需要家の契約電力の割合が小さいのが特徴である。一方、住宅地区は低圧需要家の契約電力の割合が大きく、需要が密集しており、線路長が短いのが特徴である。

### 2.2.2 低圧配電系統および PV のモデル化

低圧配電システムのモデルの概念を図 2-3 に示す。本章の検討では具体的な低圧システムモデルは構築せず、重負荷期、軽負荷期のそれぞれの電圧降下の最大値で評価を行う。具体的には図 2-3 に記載するように東京電力パワーグリッドの運用に合わせ、重負荷時および軽負荷時の電圧降下が運用最大値である変圧器内部電圧降下 2V（軽負荷期は 1V）、低圧線電圧降下 3V（軽負荷期は 1.5V）、引込線電圧降下 3V（軽負荷期は 1.5V）とし、計算では、図 2-3 に示す変圧器直下の需要家および最遠端の需要家の電圧値を用いた。低圧需要家の負荷波形、PV 波形は、過去（2007 年 1 年間）に計測した太陽光発電集中連系箇所での 553 軒の需要家における実測値の平均を用いた。低圧配電システムの力率は電協研の実測結果よりほぼ 1（100%）であったことから、低圧配電システムモデルの低圧負荷および PV は有効分のみを模擬し、全低圧負荷を配電線の幹線および分岐線に均等分布するものとして線路長に応じた負荷を割り当てた。PV 連系量は、図 2-4 に示すように PV 設置需要家の発電および負荷の 553 箇所における 2007 年の 1 年間の逆潮流が最大となった日の実測平均値を用い、負荷と PV 出力の比から算出（需要家一軒当たり軽負荷時は、PV 出力/負荷=1.8553、重負荷時=0.00568 とし、全低圧需要家に PV が設置された際に PV（導入率）=100%（以下 PV=100%とする）し、PV 連系量をパラメータとして検討を行った。

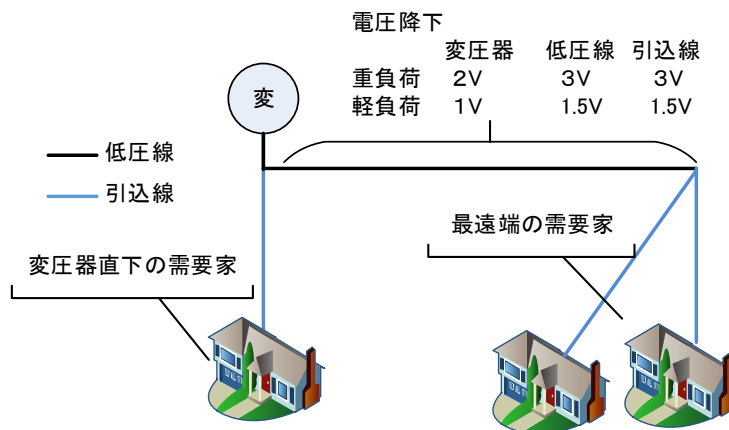


図 2-3 低圧配電系統モデルの概念

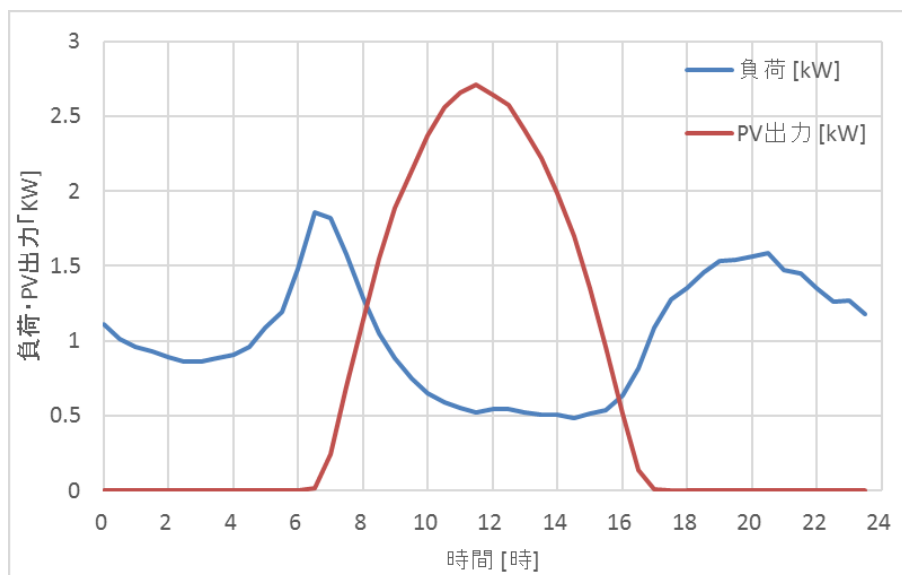


図 2-4 低圧需要家 1 件の負荷と PV 出力（太陽光発電集中連系箇所での実測値平均）

## 2.3 各モデルにおける PV 導入限界量

### 2.3.1 PV 導入限界量の算出

2.2 節で構築した各標準解析モデルに対し、全低圧需要家における PV 導入割合をパラメータとして、重負荷時、軽負荷時それぞれの高低圧配電線路の各地点の電圧を潮流計算により求め、PV 導入割合を増やしていった際に、システムのいずれかの地点において適正電圧逸脱が生じた PV 導入率を PV 導入限界量とした。変電所 LRT および配電線路途中に設置している SVR の制御方式および整定値は、それぞれ東京電力パワーグリッドで採用している線路電圧降下補償（Line Drop Compensator : LDC）制御方式（LRT）および二次側の負荷中心点一定電圧制御方式（SVR）とし、各モデルの対象線路の機器整定値に基づいて設定し

た。LRT の整定値は、配電バンク（6 配電線に供給）全体の重負荷時、軽負荷時の実運用条件を基に再現した。柱上変圧器のタップ比および線種も当該線路条件を忠実に再現しており、潮流計算の結果、PV=0%である初期条件においては、実設備と同様、電圧逸脱および過負荷などの運用上の課題は生じていないことを確認した。

一例として図 2-1、図 2-2 に示した工業長亘長モデルおよび住宅長亘長モデルにおいて、低圧需要家全てに PV を設置した条件を PV=100%とした際に、PV=0%~100%まで可変させた際の 100V 系の低圧に換算した電圧分布の計算結果を図 2-5 および図 2-6 に示す。この 2 つのモデルでは、PV<100%において適正電圧逸脱 ( $V > 107V$ ) が生じている。工業長亘長モデルは幹線亘長が 18.4km と非常に長く、SVR を 3 台設置して適正電圧維持を図っていたが、PV 導入率の増加に伴い逆潮流による電圧上昇が大きくなり、図 2-1 の 1 段目の SVR（ノード 2-3 間）は、PV=100%の場合はタップを下げ方向に動作するべきであるが、当該 SVR が逆潮流時タップ固定型を採用しており、逆潮流が生じた際にタップが固定され、タップ下げ動作が行われなかったことにより 1 段目の SVR 設置点より負荷側の系統電圧が大きく上昇している。住宅長亘長モデルについても、図 2-2 に示すようにノード 12-13 間に設置されている SVR の非線形なタップ動作により PV=100%の条件においてノード 14-19 間で電圧逸脱 ( $V > 107V$ ) が生じている。同様に全ての低圧需要家に対して、PV を導入したケース (PV=100%) を上限として潮流計算を実施したところ、表 2-2 に示すように 3 つのモデル (工業長亘長、住宅長亘長、農山村長亘長モデル) において電圧逸脱が発生し、特に線路亘長が長い工業長亘長モデルでは PV 導入率が 20%を越えると電圧逸脱が発生した。表 2-2 の中で PV 導入限界量が ( $>100%$ ) となっているのは、低圧の全需要家に PV を設置しても系統全体にわたり電圧逸脱が生じなかったケースを示し、都市部の(-)は配電系統が全地中化地域で低圧配電系統が存在しないため、今回実施した線路長に応じた低圧需要家の割付けができず検討を省略したケースを示している。

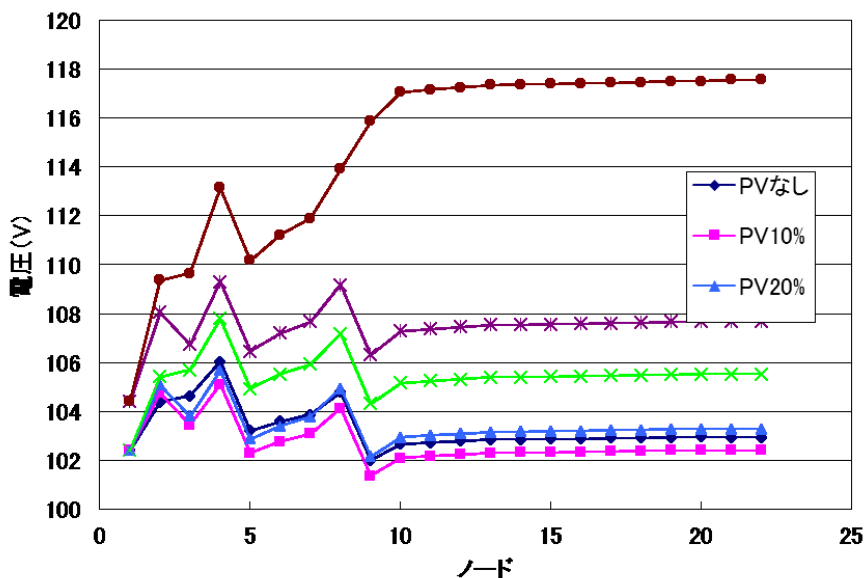


図 2-5 工業長亘長モデルにおける軽負荷時の PV 導入率毎の電圧分布

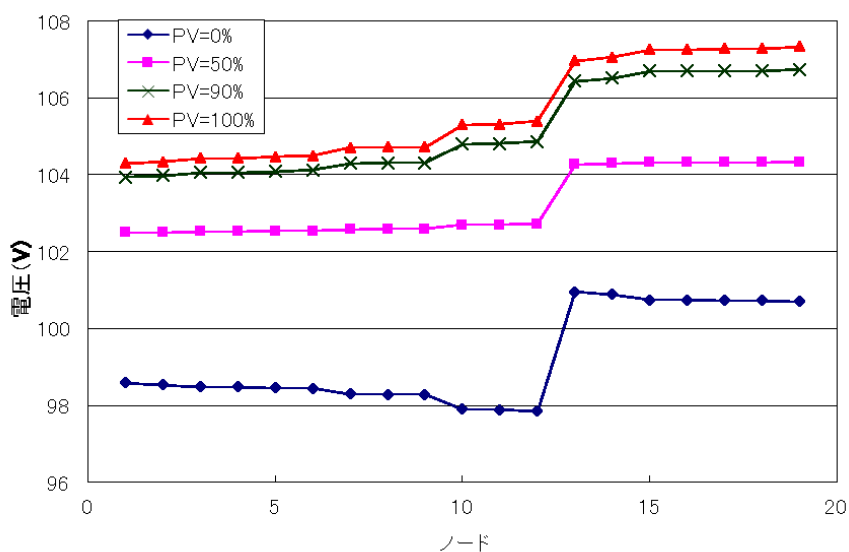


図 2-6 住宅長亘長モデルにおける軽負荷時の PV 導入率毎の電圧分布

表 2-2 各モデルにおける PV 導入限界量の計算結果

地区 区分	モデル	亘長		PV 導入限界量
		幹線	分岐線	
工業 地区	平均長	3.8km	0.2km	>100[%]
	長亘長	18.4km	5.5km	20[%]
住宅 地区	平均長	3.0km	4.3km	>100[%]
	長亘長	6.1km	3.7km	90[%]
繁華街 地区	平均長	1.2km	0.5km	-
	長亘長	2.8km	1.9km	>100[%]
農山村 地区	平均長	7.6km	1.8km	>100[%]
	長亘長	6.2km	2.2km	80

### 2.3.2 低圧系統細分化および太線化による PV 導入限界量拡大

電力会社では太陽光発電の集中連系の申し込みがあると過負荷や電圧逸脱が発生しない様、個別に検討して設備設計を行っている。従来の設備設計では需要家の負荷電流のみを考慮し、契約量に応じた負荷電流を基に過負荷および電圧降下値のみを検討すれば良かったものの、PV 連系量が増えると系統に逆潮流が生じるため、負荷電流だけでなく逆潮流や電圧上昇も検討する必要がある。特に電圧の場合、受電点電圧を  $101 \pm 6V$  に収まるよう電気事業法および施行規則で規定されていることから、重負荷時の下げ幅に加え、軽負荷時の逆潮流による上げ幅も管理幅に加える必要があり、従来と同じ管理幅に納めるにはインピーダンスを下げるか新たに電圧制御を行う必要がある。電力会社ではその対策として図 2-7 に示すように PV 連系の規模や費用対効果を考慮し、広範囲に PV が連系する場合は高压配電線単位での電圧改善が可能となる SVR の設置を、ある程度まとまって PV が設置される場合は、低圧線単位の柱上変圧器細分化および配電線太線化を実施している<sup>[2-7]</sup>。



○ 現状の電力会社の電圧上昇抑制対策

- 低圧系統(100V)側における柱上変圧器の分割設置
- 高圧系統(6,600V)側における電圧調整装置の設置 など

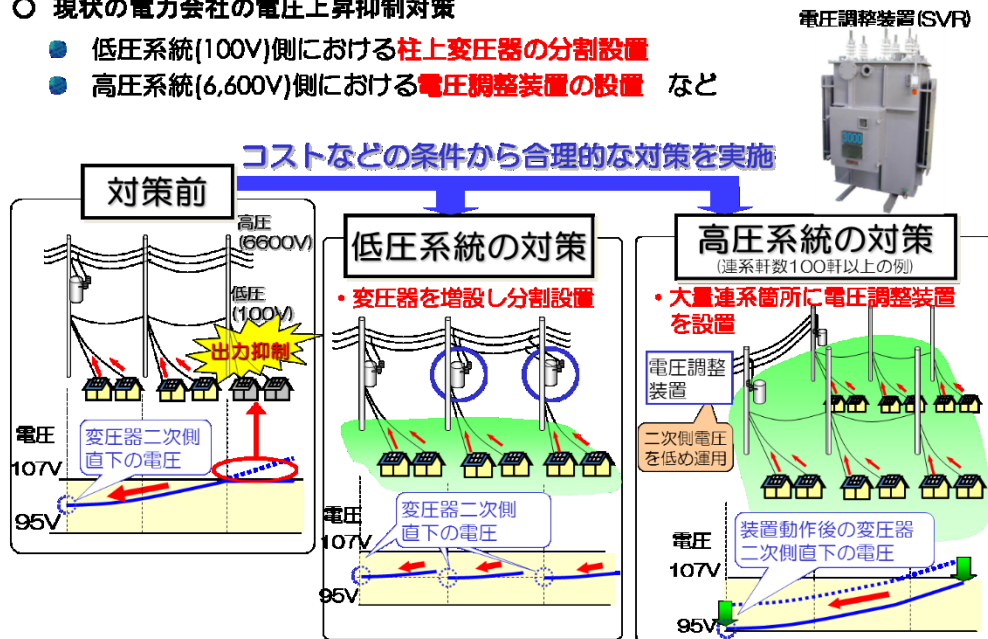


図 2-7 現状の電力会社の電圧上昇抑制対策<sup>[2-7]</sup>

東京電力管内で既に柱上変圧器細分化および配電線太線化が実施されている太陽光集中連系箇所の配電系統データを用いて、変圧器（通常：71台 → 細分化後：90台）、街路灯含む需要家 846軒のデータを対象に、図 2-8 に示すように PV 連系の有無による電圧降下、過電流を考慮しながら PV 連系がなくて変圧器細分化および太線化が行われなかった場合の系統構成を再現し、電圧変動量の比較・検証を行った<sup>[2-5]</sup>。柱上変圧器を細分化すると、個々の変圧器や低圧配電線を通る電流が減少し、配電線の太線化を施すと配電線路のインピーダンスが減少するため、特に柱上変圧器からの遠端需要家の受電点の重負荷時の電圧降下、軽負荷時の逆潮流による電圧上昇などの電圧変動が抑制される。図 2-9 に対策の前後における PV 導入率を横軸に低圧側の電位変動（最遠端電圧－近端（変圧器直下）電圧）の計算結果を示す。PV 導入率が 40%を超えると低圧系統内で逆潮流が生じ、変圧器細分化や太線化といった低圧側の対策を施すことで PV=100%において約 1.5V 程度の改善が見込まれ、PV の更なる導入拡大が可能となることが確認された（図 2-10）。

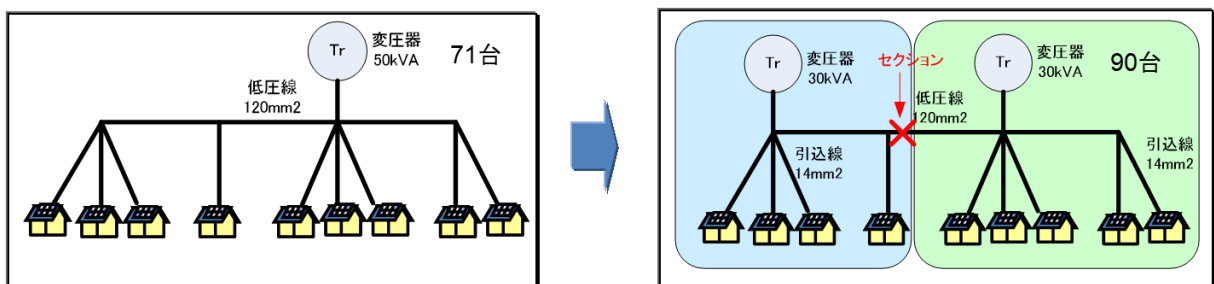


図 2-8 低圧線のインピーダンスを低減（太線化+変圧器増設，分割設置）のイメージ

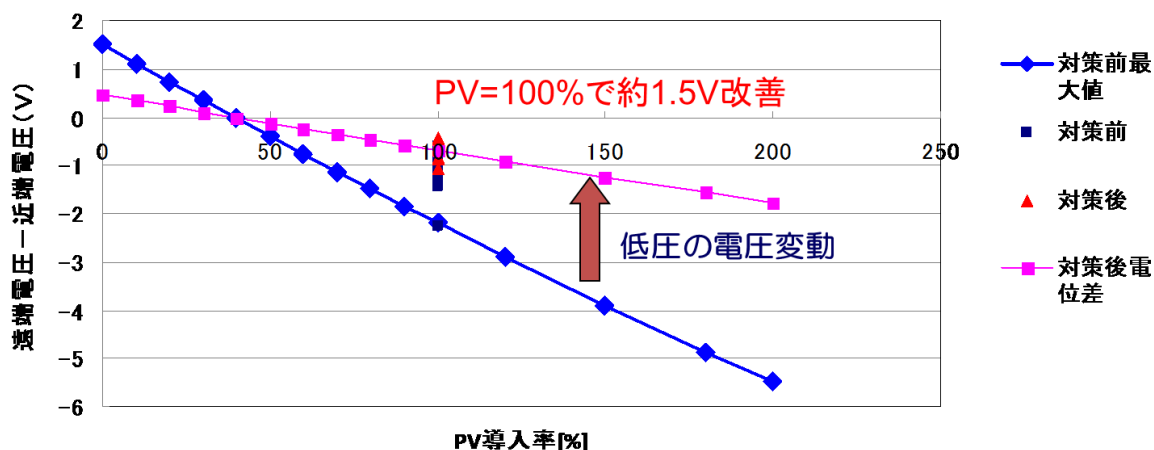


図 2-9 低圧線のインピーダンス低減による電圧改善効果

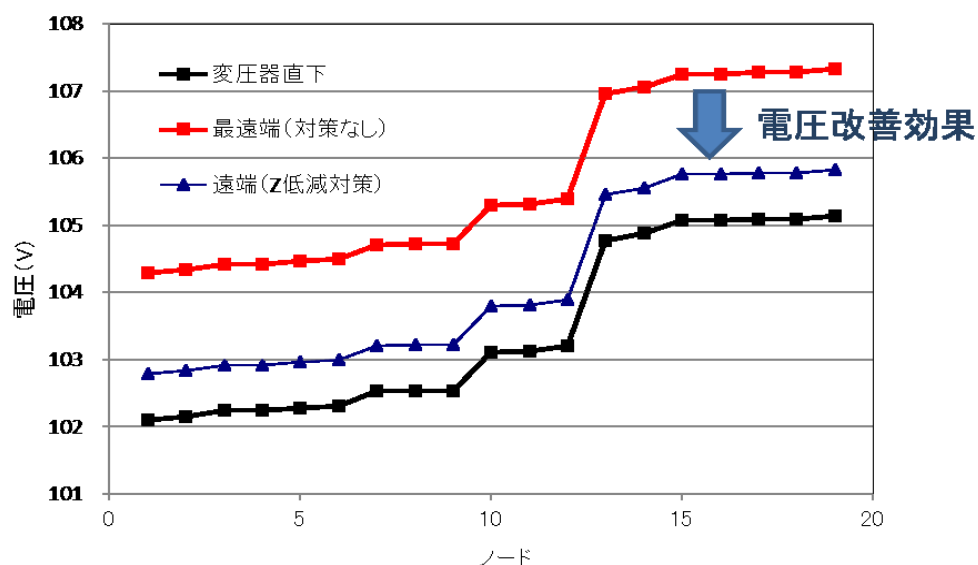


図 2-10 低圧線のインピーダンス低減（太線化+変圧器増設，分割設置）効果を示す電圧分布

同様の検証を 8 モデルに対して実施し，対策前後における PV 導入量拡大の効果を表 3 にまとめる。逸脱したモデルの内，住宅長亘長，農山村長亘長モデルでは低圧側対策により PV 導入限界量が拡大し，特に農山村長亘長モデルでは最大 PV 導入率が 70%増（80%→150%）となり，大幅な改善効果が確認できた。一方で工業長亘長モデルにおいては顕著な改善効果が得られなかった。これは，前述の様に該当配電モデルの幹線亘長が 18.4km と長く，SVR も 3 段設置されており，高圧側での逆潮流により SVR のタップが固定され，上限値に張り付いていたことから，このモデルにおいては，低圧側対策だけでは PV 導入の拡大は難しい。このようなケースにおいて更なる PV 導入拡大を図るには高圧側対策との連携が必要となる。

表 2-3 低圧系統側の対策を実施した際の PV 導入限界量の変化

地区区分	モデル	PV 連系可能量 (%)	
		従来運用	Z 低減対策
工業	平均長	>100%	—
	長亘長	20%	20% (+0)
住宅	平均長	>100%	—
	長亘長	90%	130%(+40%)
繁華街	平均長	—	
	長亘長	>100%	—
農山村	平均長	>100%	—
	長亘長	80%	150%(+70%)

## 2.4 蓄電池の最適な出力方式・配置の評価手法

### 2.4.1 提案する評価手法の概要

蓄電池は応答速度が早く、充放電に加え有効、無効電力の出力制御が可能であり、出力の不安定な再生可能エネルギーを効率的に利用し、電力系統の電力品質維持の面でも期待される。従来の対策では、問題発生箇所に対処療法的に機器を設置することを基本としており、出力方式や配置など個々には検討がされていた<sup>[2-6], [2-7]</sup>が、系統全体での最適な設置箇所、制御手法、出力（有効・無効電力）の統合的な評価は行われていない。今後、センサ内蔵開閉器が配電系統に導入されると、系統全体の電圧・電流分布が把握できるようになり、蓄電池設置の費用対効果や価値を高めるため、系統全体で最適な設置箇所・制御方法を検証することが可能となる。本論文では、系統全体での最適な設置箇所や蓄電池出力方式、容量について評価手法の検討を行う。

### 2.4.2 蓄電池による最適な設置電圧階級・出力方式・配置

本節では、蓄電池を配電系統に設置して電圧制御を行う際の効果的な設置位置、出力制御および配置の評価手法について提案する。具体的には、前節より求めた全低圧需要家への PV 設置により電圧逸脱が生じた配電系統モデルに対し、蓄電池と LRT、SVR は協調制御を行わず、それぞれ自律制御の状態で単位出力あたりの電圧改善効果が最も高くなる設置電圧階級（高圧系統、低圧系統）、出力（有効電力、無効電力）、配置（集中設置、分散配置）の組み合わせについて評価・検証を行う。

### 2.4.3 蓄電池の最適な出力方式・配置に関するシミュレーション結果

#### (1) 蓄電池を高圧配電系統に設置して無効電力出力を行う際の電圧改善効果

蓄電池を高圧配電線に設置し、無効電力出力を行った際の電圧改善効果について検証する。電力会社では、静止型無効電力補償装置 (Static Var Compensator: SVC) 等の電圧対策機器を設置する場合、問題が発生した地点付近に対策機器を設置し、必要な電圧改善効果を見込んで容量を選定する。それゆえ系統全体に亘る電圧改善効果は、設置後でないと詳細に確認できない。本検討では、電圧上昇の原因となる PV は配電系統全域に亘り設置されるため、初めに配電系統の末端に蓄電池を設置し、無効電力出力による効果を検証すると共に、合計容量は同一で等分に最大3分割した際 (末端, 中間, 始端設置) と集中設置した際の電圧改善効果の比較を行った<sup>[2-8]</sup>。蓄電池の制御手法としては電力会社で汎用的に用いられている参照点電圧一定制御法を用い、機器設置地点の電圧を一定に保つ様出力制御をした際の系統全体の電圧改善効果の検証を行った。この制御手法では機器設置地点 (参照点) の電流や電圧をリアルタイムに計測し、その情報を基に参照点電圧が設定した管理幅 (不感帯幅) に収まるよう蓄電池の無効電力出力を行う。

図 2-11 を用いて参照点電圧一定制御法の手順を以下に示す。 $V_{tgt}(t)$  は測定点における目標電圧を、 $V_{mp}(t)$  は測定地点の電圧を、 $Z(t) = R(t) + jX(t)$  は変電所から測定点までのインピーダンスを、 $I(t)$  は測定点の電流を表す。目標電圧と測定地点の電位差  $\Delta V(t)$  は(2.1)式で表される。

$$\Delta V(t) = |V_{tgt}(t) - V_{mp}(t)| \quad (2.1)$$

$\Delta V(t)$  が不感帯幅  $\varepsilon$  を越えると、蓄電池は目標電圧と測定点電圧の差を考慮して  $\Delta V(t)$  を不感帯内に収めるよう無効電力を出力する<sup>[2-3]</sup>。本検討では、電圧変動補償に必要な蓄電池の最低出力を求めることを目的としており、不感帯幅  $\varepsilon = 0$  で計算を実施した。

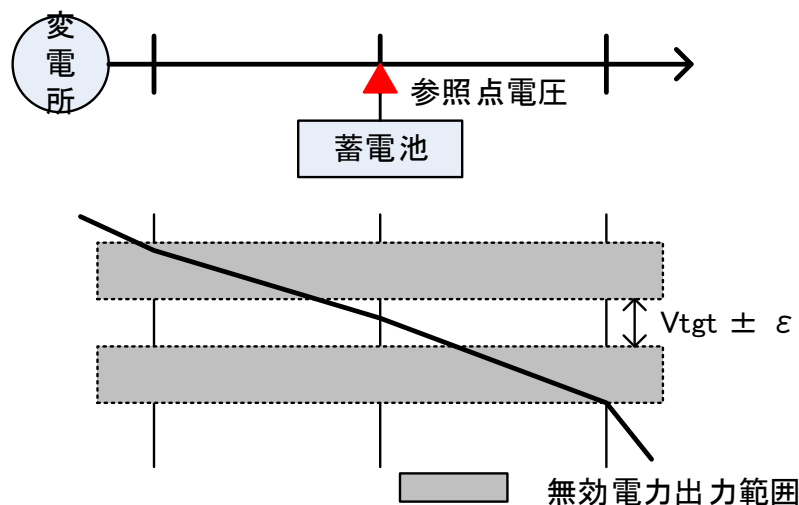


図 2-11 参照点電圧一定制御法を行う無効電力制御

図 2-12 は、PV=100%における電圧逸脱が発生した住宅長亘長モデルにおいて、配電系統の末端に設置した蓄電池の出力をパラメータとして、蓄電池設置地点（系統末端）において 6600V 参照点電圧一定制御を実施した際の電圧分布を示す。このケースでは、無効電力の出力が 50kvar 以上で電圧逸脱が解消されることが確認された。同様に蓄電池の分散配置による電圧改善効果について確認するために、同住宅長亘長モデルにおいて、図 2-13 に示すように蓄電池の合計の容量は同一として 1~3 分割した際の電圧改善効果について検証した。分割後の蓄電池についても、それぞれの機器を連系点において 6600V 参照点電圧一定制御とした。図 2-14 に一例として 3 分割して蓄電池を配置（始端，中間，末端）した際の電圧改善効果を示す。

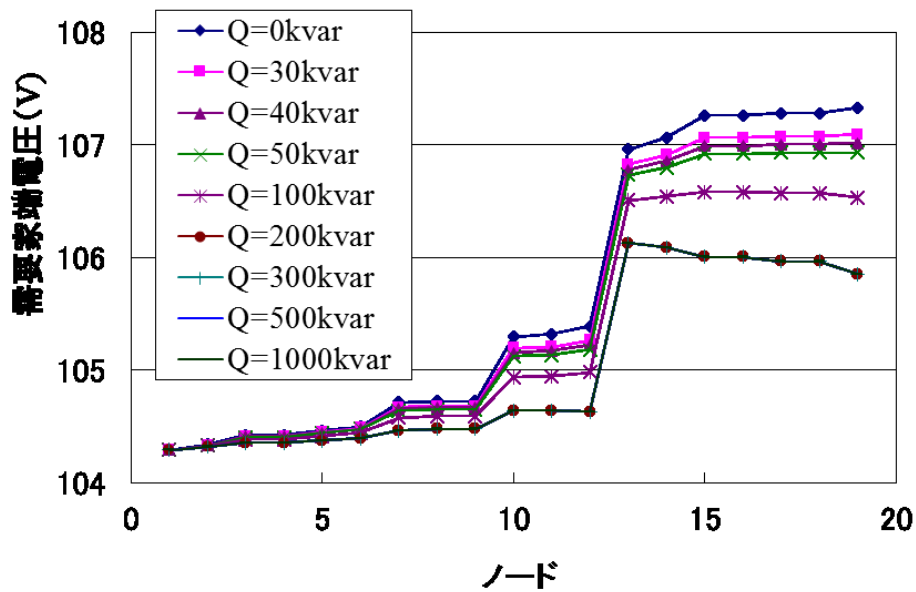


図 2-12 蓄電池の無効電力出力制御による電圧改善効果（住宅長亘長モデル）

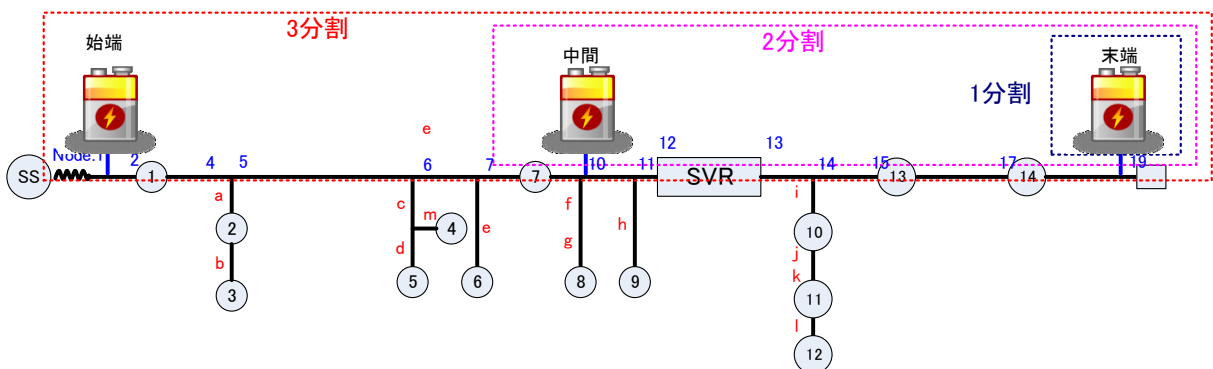


図 2-13 蓄電池を容量分割した配置のイメージ（住宅長亘長モデル）

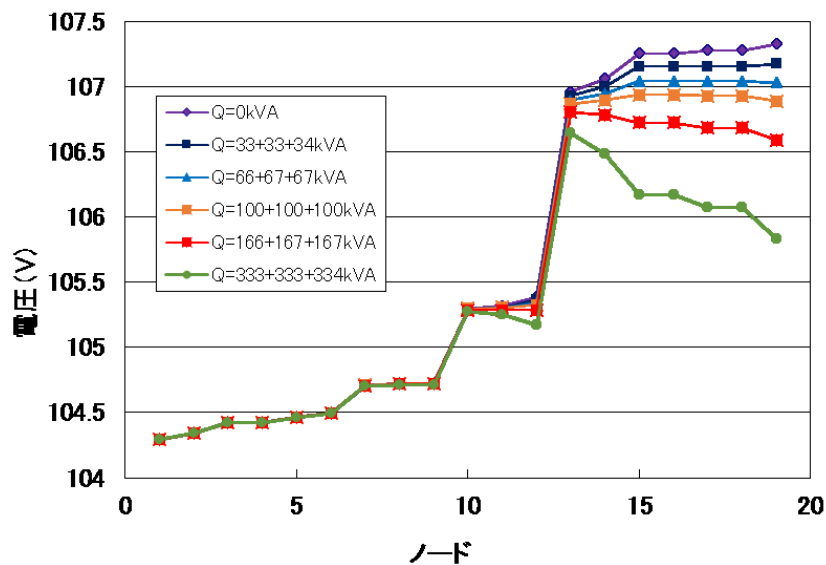


図 2-14 蓄電池を3分割した際の電圧改善効果（住宅長亘長モデル）

図 2-15 に住宅長亘長モデルにおける蓄電池の設置箇所と容量別の電圧改善効果の計算結果を示す。1～3 分割（始端，中間，末端）した中では，分割せずに末端設置するケースが最も効果的であった。これは，無効電力による電圧改善効果が線路インピーダンスと無効電力量の積で効くため，高圧配電系統の場合，末端設置が最も効果が高くなる。住宅長亘長モデルでは，PV=100%の条件で電圧逸脱が発生していたが，図 2-15 に示すように蓄電池を設置し，無効電力出力を 50kvar 以上とすることで適正電圧範囲に収まることが確認された。

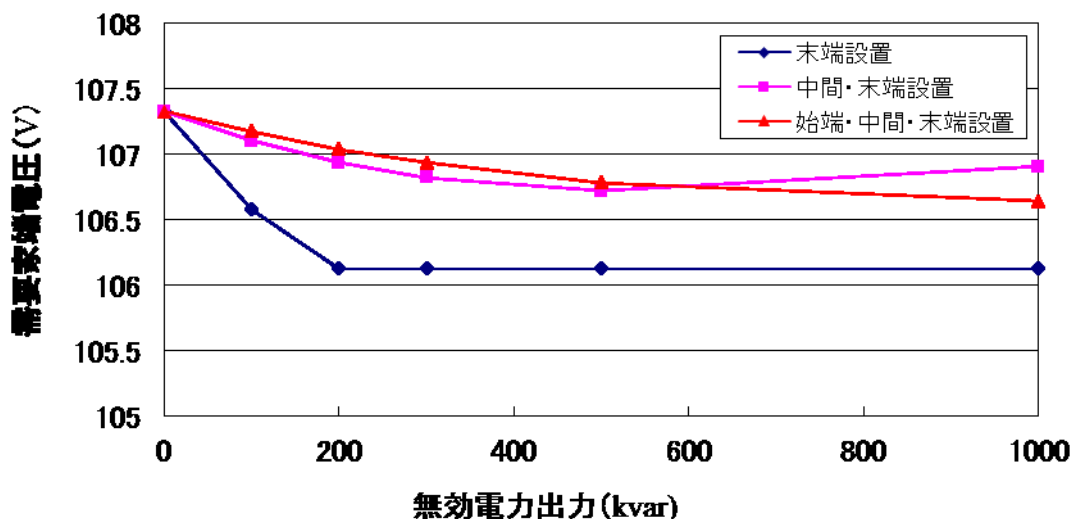


図 2-15 蓄電池を分割した際の電圧改善効果

一方、図 2-16 に示す線路互長が非常に長い工業長互長モデルの場合、無効電力出力を大きくしても電圧改善効果に飽和傾向が見られたため、参照点電圧一定制御の目標電圧そのものを変える必要がある。図 2-17 に工業長互長モデルにおいて目標電圧を 6600V から 6400V に変えた際の電圧分布の計算結果を示す。また、目標電圧を 6600V および 6400V とした際の無効電力出力に対する需要家端電圧の関係を図 2-18 および図 2-19 に示す。図 2-18 より 6600V 参照点電圧一定制御の場合、無効電力出力が 500kvar 以上では出力を増やしても飽和傾向にあるため電圧改善効果はほとんど見られなかった。一方、目標電圧を 6400V に変えたところ、図 2-19 に示すように無効電力出力上昇に伴い電圧が改善される傾向が見られた。しかしながら、無効電力出力は電圧改善だけでなく、系統全体の力率および電力の効率に影響を及ぼすため、力率と電圧両方を考慮して制御を行う必要がある。

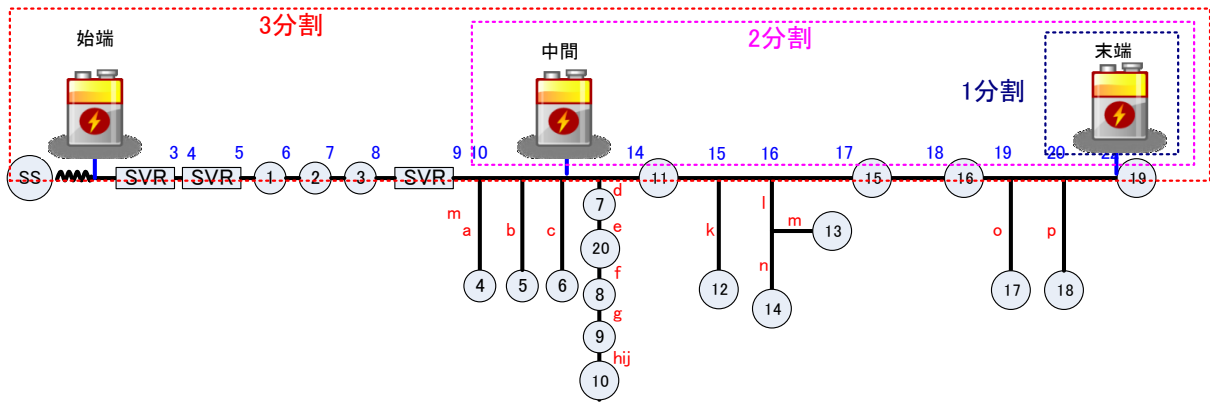


図 2-16 蓄電池を分割した配置のイメージ (工業長互長モデル)

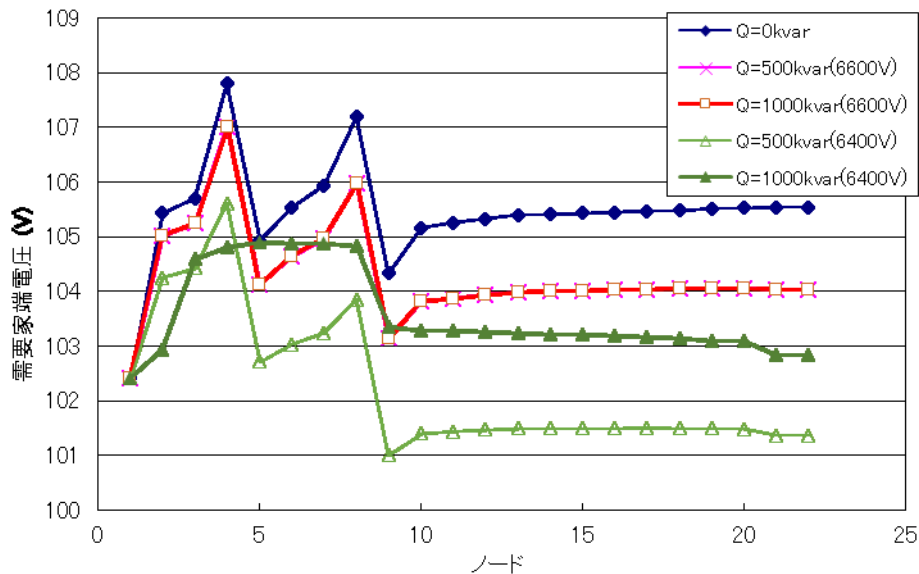


図 2-17 蓄電池末端設置で目標点電圧を変えた際の電圧改善効果 (PV=30%)

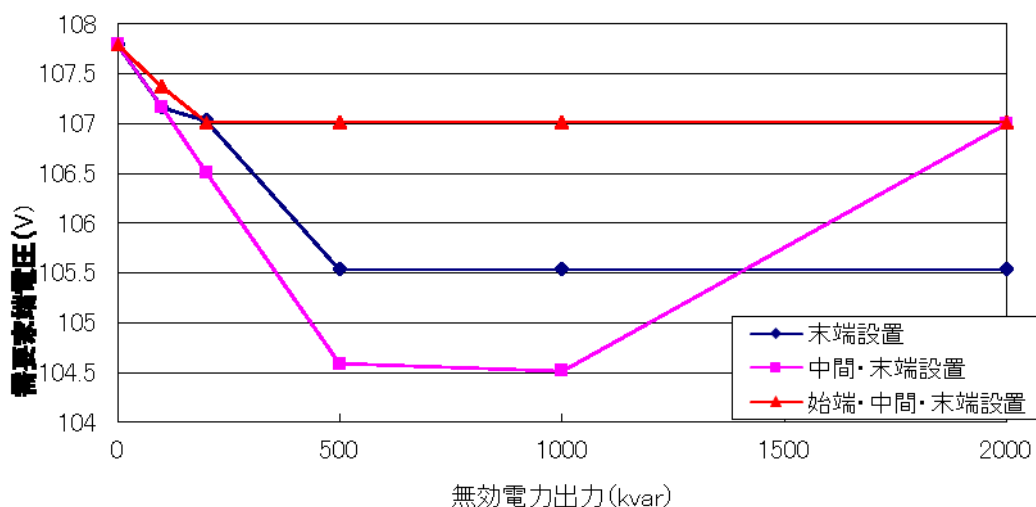


図 2-18 蓄電池を分割した際の電圧改善効果 (PV=30%, 目標電圧 6600V)

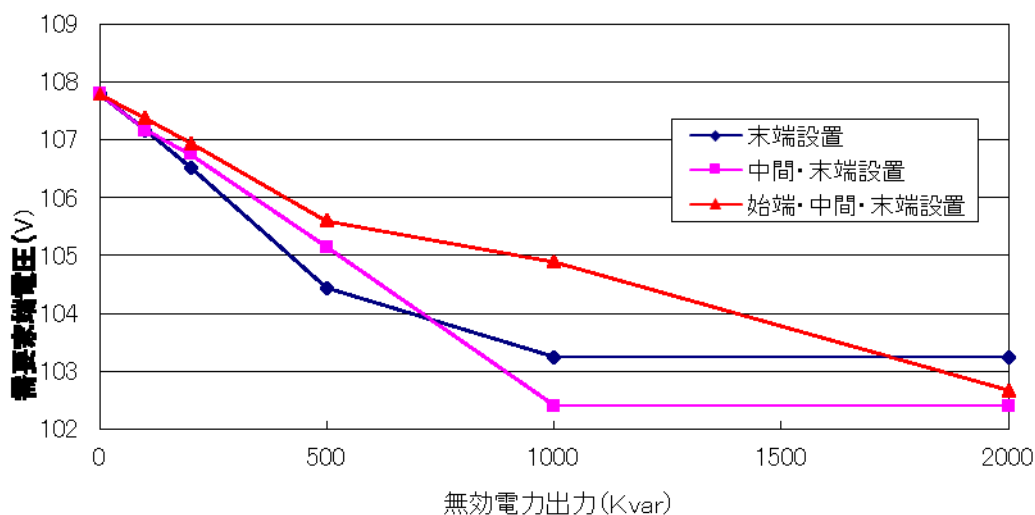


図 2-19 蓄電池を分割した際の電圧改善効果 (PV=30%, 目標電圧 6400V)

## (2) 蓄電池を高圧配電系統に設置して有効電力出力を行う際の電圧改善効果

蓄電池からの有効電力出力は高圧系統における逆潮流を打ち消す働きをするため、主に逆潮流による電位上昇を相殺する効果が期待される。有効電力制御は無効電力制御の際と同様に蓄電池設置地点の電圧を一定にする 6600V 参照点電圧一定制御を行った。住宅長亘長モデルにおいて、末端に設置した蓄電池に対し有効電力制御を実施したときの電圧分布を図 2-20 に示す。有効電力出力を増やすと PV 逆潮流への打ち消し効果により系統全体の電圧改善が見られるが、200kW 以上では電圧改善効果に飽和傾向が現れ、300kW 以上では、逆に負荷が増えたものとして SVR が電圧降下を補償するため、SVR が過補償となり、SVR 設置点以降の電圧が高くなった。



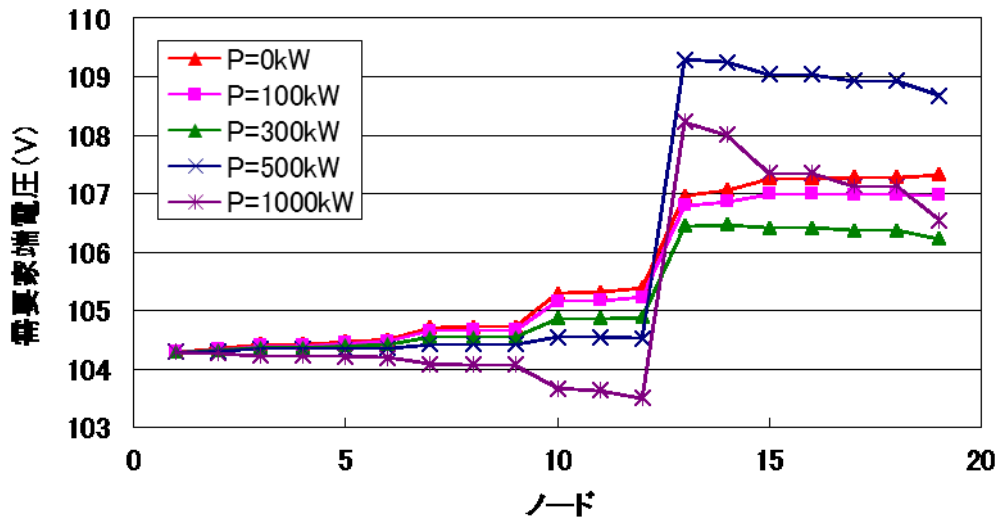


図 2-20 蓄電池末端設置した際の電圧改善効果（住宅長亘長モデル PV=100%）

図 2-21 に有効電力制御を行った際の蓄電池の出力と設置位置の関係を示す。無効電力の場合と同様に蓄電池の合計容量を同一にして最大3分割まで実施したが、有効電力制御の場合、蓄電池を3分割したケース（始端、中間、末端）が、電圧改善効果が最も高くなった。この理由としては、有効電力補償は無効電力補償と異なり面的に施設されている PV 逆潮流を相殺して電圧補償するため、ピンポイントで補償するよりも、分散して面的に逆潮流を補償した方が逆潮流の打ち消し効果が高くなるためである。

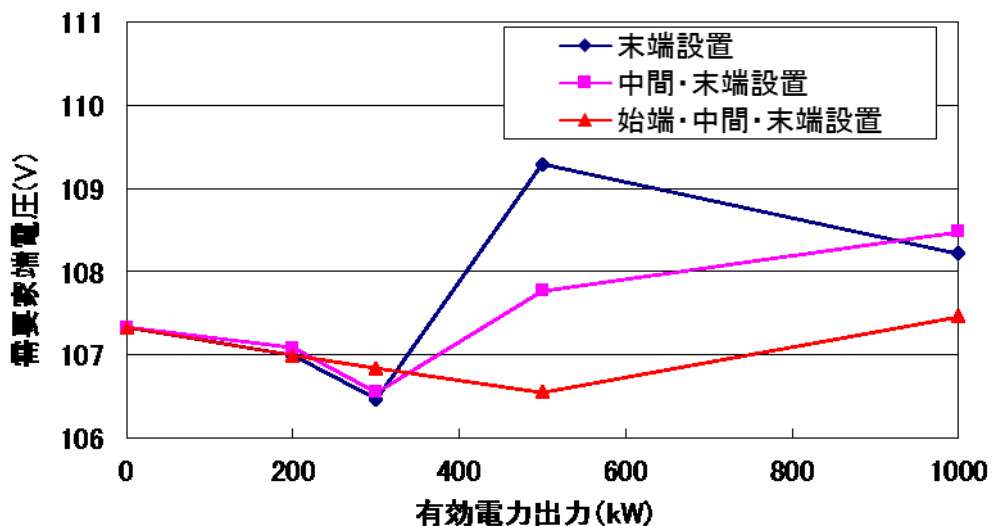


図 2-21 蓄電池を分割した際の電圧改善効果（PV=100%，目標電圧 6600V）

### (3) 蓄電池を低圧配電系統に設置して有効電力制御を行う際の電圧改善効果

本論文で検討の対象としている住宅用太陽光発電は、主として低圧配電系統に連系されることを想定している。したがって、低圧配電系統に蓄電池を設置して PV 逆潮流を補償した方が高圧配電系統の逆潮流による電位上昇抑制に加え、低圧系統（変圧器，低圧線，引込線）での電圧変動も抑制できるため高い効果が期待される。蓄電池を低圧系統へ設置するケースの検討では、電力会社が蓄電池を設置し、制御・運用することを想定し、柱上変圧器単位での設置とした。蓄電池の配置は、以下に示すケース 1，2 について比較・検討を行った。なお、低圧系統は一般的に R/X のインピーダンス比が大きく（10 倍以上）、無効電力による電圧改善効果は小さいため、有効電力のみを評価対象とした<sup>[2-8]</sup>。

ケース 1：（蓄電池容量/低圧需要家数）の蓄電池容量を末端需要家側から優先的に割り振る（末端優先）

ケース 2：蓄電池容量を低圧系統全域に亘り均等に割り振る（均等配置）

図 2-22 に PV 導入率を増加した際の低圧配電系統内での電圧変動（変圧器直下と最も遠い需要家端の電位差）の計算結果を示す。この低圧モデルでは PV ≥ 40% で順潮流から逆潮流となり、低圧系統内で電圧降下から電圧上昇に切り替わる。

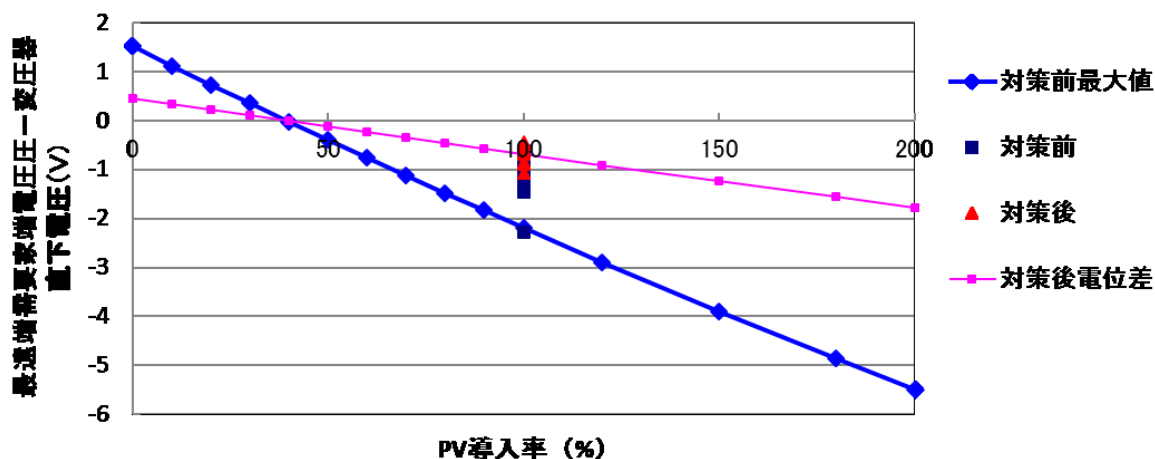


図 2-22 低圧に設置した蓄電池有効電力出力による電圧改善効果

住宅長亘長モデルにおいて、ケース 1 およびケース 2 について、蓄電池からの有効電力出力を変えた際の変圧器直下と最も遠い需要家端の電圧改善効果をそれぞれ図 2-23，図 2-24 に示す。ケース 1，ケース 2 共に有効電力出力の増加に伴い系統電圧の漸減傾向，すなわち電圧改善効果が見られた。図 2-25 に示すようにケース毎の差異は小さいが、ケース 2 の方が系統全域に設置されている PV 出力を面的に相殺できるため高い電圧改善効果が得

られた。蓄電池を低圧系統に設置して有効電力出力を行うケースでは、有効電力制御出力を 50kW 以上とすることで電圧逸脱 (101±6V) が解消され、全低圧需要家に PV を設置したとしても電圧逸脱は生じず、低圧需要家への PV 導入率が 90%→100%に拡大可能となることが明らかになった。

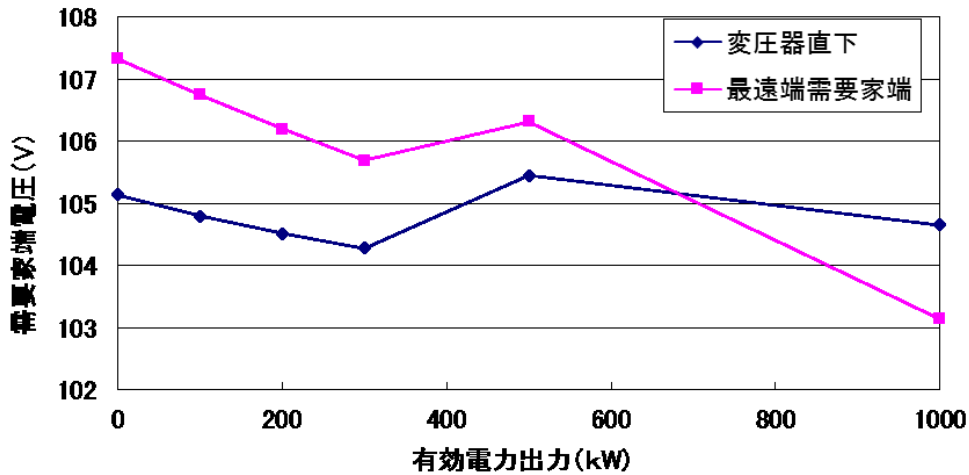


図 2-23 低圧系統における有効電力出力と電圧改善の関係 (ケース 1)

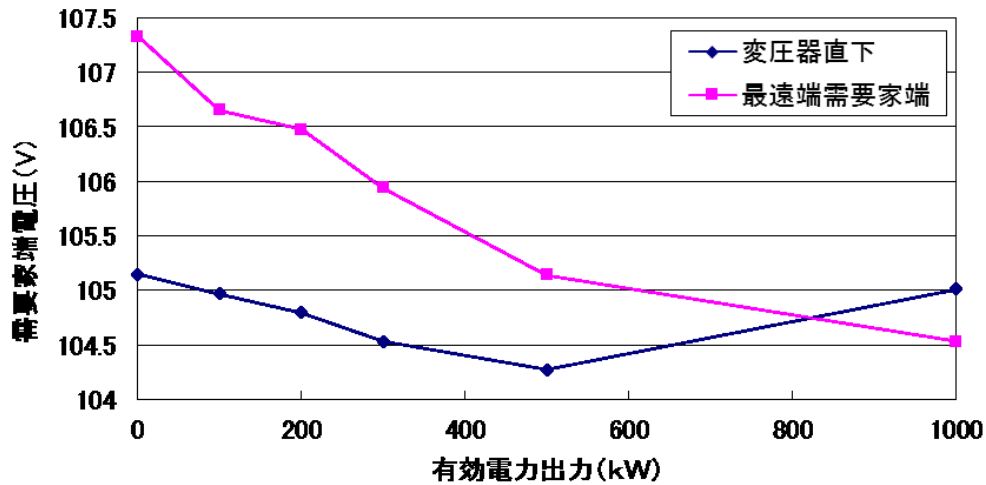


図 2-24 低圧系統における有効電力出力と電圧改善の関係 (ケース 2)

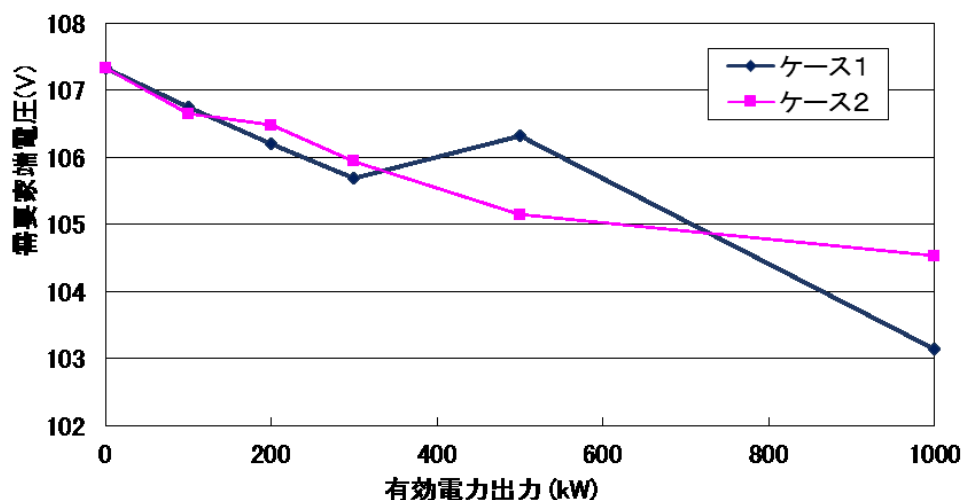


図 2-25 ケース 1 とケース 2 の有効電力出力による電圧改善効果の比較

#### (4) 蓄電池による電圧改善効果の評価手法

蓄電池の設置電圧階級，配置および出力方式は配電系統モデルや負荷により変わる。そこで，蓄電池の各出力方式による電圧改善効果の評価手法として，蓄電池出力 1kW もしくは 1kvar 当たりの低圧 100V 系に換算した際の電圧改善効果を比較・評価する手法を提案した。蓄電池を高圧配電系統に設置して，有効電力，無効電力出力制御を行った際のモデル毎（住宅長亘長モデル，工業長亘長モデル）の出力 1kW もしくは 1kvar 当たりの最大電圧改善効果を表 2-4 にまとめる。表 2-4 より高圧配電系統に蓄電池を設置する場合，いずれのモデルにおいても無効電力制御の方が高い電圧改善効果が得られた。

表 2-4 高圧系統に設置した蓄電池の電圧改善効果

地区区分	住宅長亘長モデル		工業長亘長モデル	
	無効電力出力 (V/kvar)	有効電力出力 (V/kW)	無効電力出力 (V/kvar)	有効電力出力 (V/kW)
最大電圧改善効果	0.008	0.0017	0.007	0.004

次に，蓄電池の設置電圧階級ごとの効果を比較するため，高圧配電系統および低圧配電系統に設置した蓄電池出力 1kW もしくは 1kvar 当たりの電圧改善効果の最大値を，低圧配電系統（100V）に換算した値を表 2-5 に示す。有効電力制御の場合，高圧設置よりも低圧設置の方が電圧上昇の原因である PV 発電による逆潮流を面的に抑制し，変圧器や高圧線での電位上昇を抑制できるため効果的であるが，表 2-5 に示すように蓄電池を高圧配電系統の末端に配置し，無効電力出力を行う手法が，最大 0.008V/kvar と単位出力あたり最も高い電圧改善効果が得られた。これは，高圧系統では R/X 比が約 1/2 であること，PV による電圧問題が生じる軽負荷時にはほとんどの配電系統が進み力率であること<sup>[2-3]</sup>から，電圧

制御効果は無効電力出力で末端設置が最も効果が高くなった。蓄電池を配電系統に設置する際の出力方式・配置毎の電圧改善効果の比較結果を表 2-6 にまとめる。提案する評価手法を用いた結果、高圧配電系統の末端に集中設置を行い、無効電力出力制御を行う方式が最も効果が高いことが明らかになった。

表 2-5 高圧及び低圧系統に設置した蓄電池の電圧改善効果の比較

蓄電池設置 電圧階級	高圧配電系統		低圧配電系統	
	無効電力出力 (V/kvar)	有効電力出力 (V/kW)	有効電力出力 (V/kW)	
ケース1) 均等分布			ケース2) 末端優先	
最大電圧改善 効果	0.008	0.0017	0.006	0.006

表 2-6 蓄電池の電圧改善効果が高い出力方式・配置の条件

電圧改善効果	出力方式	配置	
		設置電圧階級	分散・集約
大	無効電力出力	高圧配電系統	末端集中
小	有効電力出力	低圧配電系統	分散配置

## 2.5 本章のまとめ

本章では急速に普及拡大が行われている太陽光発電 (PV) の電圧問題について、これまで標準モデルが存在しなかった配電系統モデルをその特徴である地区区分と線路亘長を基に 8 モデルを構築し、それぞれのモデルに対する PV 導入限界量を把握すると共に、既存の対策 (変圧器細分化, 太線化) 効果について記述するとともに、新たな対策機器として配電系統に蓄電池を設置し、有効電力および無効電力制御手法を行った際の PV 導入量拡大効果を定量的に検証した。有効電力および無効電力制御は、それぞれ PV 逆潮流に伴う電圧上昇抑制に対し有効であることが確認され、高圧配電系統に設置する場合は、無効電力出力で末端設置した場合、蓄電池単位出力 (kW, kvar) 当たり最大 0.008V 改善効果が得られた。一方、低圧に設置する場合は、PV 逆潮流を打ち消すように面的に配置した方が高く、蓄電池単位出力 (kW, kvar) 当たり最大 0.006V 効果が得られた。このように、高圧配電系統および低圧側への蓄電池の設置は、いずれも PV 導入量拡大に効果があることが確認できたが、蓄電池を高圧配電系統の末端に配置し、無効電力出力を行うことで、最大の電圧改善効果が得られることが明らかとなった。

2.2節では、PV導入や対策効果を定量的に評価するため、配電系統の特徴を示す地区区分と線路亘長を組み合わせた8つの標準解析モデルを構築するとともに、解析で用いる低圧配電系統や負荷、PVプロファイルについて記載した。

2.3節では、2.2節で構築した配電系統標準解析モデルについて、全低圧需要家に対するPV導入率をパラメータとして適正電圧逸脱が生じたPV導入率をPV導入限界量として求め、全ての低圧需要家にPVを導入したケース(PV=100%)を上限として定量評価を行ったところ、3つのモデル(工業長亘長、住宅長亘長、農山村長亘長モデル)で電圧逸脱が発生することを確認した。併せて、現状、東京電力パワーグリッドで実施しているPV導入による電圧対策(変圧器細分化、電線太線化)の効果について定量的に評価した結果について記載した。

2.4節では、2.3節で電圧逸脱が発生した配電系統モデルに対し、配電系統に蓄電池を設置して電圧制御を行う際の最も効果的な出力方式、設置に関する評価手法の提案を行った。蓄電池の最適な出力方式および配置は配電系統モデルや負荷により変わるため、蓄電池出力1kWもしくは1kvar当たりの低圧100Vに換算した際の電圧改善効果を比較・評価する手法を提案した。この手法を用いて検証したところ、蓄電池を高圧配電系統の末端に配置し、無効電力出力を行う手法が、最大0.008V/kvarと最も高い電圧改善効果が得られることが明らかになった。

本研究では、PVの大量導入により電圧逸脱が発生した配電系統に対し、蓄電池を系統に設置して電圧制御を行う際の蓄電池の容量が最小になるような最適な配置や出力の評価法について検証を行った。評価結果から高圧配電系統末端に設置して無効電力出力制御を行うことが最も電圧改善効果が高いことが判明したが、一方で、蓄電池は電圧上昇時に充電することで電圧上昇抑制に加え、蓄電池に充電することができる。電圧下降時には充電したエネルギーを用いて無効電力出力をすることで更に効率的に電圧制御を行うことができると考えられ、制御の目的や系統の特質に応じて最適な制御法を採用する必要がある。蓄電池は高コストで、単なる電圧逸脱時のみ出力する電圧制御用として用いるだけでなく、ピークカット／ピークシフトといった負荷平準化による付加価値を持たせるなど、揚水発電の代替機能やグリッド全体のエネルギーの効率的運用や電力品質管理を踏まえた複数の機能を内包するエネルギーマネジメント実現に向けた検討が必要であると考えられる。

## 参考文献

- [2-1] 一般社団法人電気学会(2013) “電気工学ハンドブック(第7版) 30編 配電,” pp. 1537–1601.
- [2-2] 林泰弘, “我が国におけるスマートグリッドの展望”, 電気設備学会誌, 8月号, pp. 561–564, 2013.
- [2-3] 電気協同研究, “配電系統における力率問題とその対応”, 電気協同研究 第66巻 1号, 2011
- [2-4] 吉永淳, 赤木覚, 林泰弘, “PV導入限界量拡大を目的とした蓄電池による有効・無効電力制御法の検討”, 2013年電気学会全国大会
- [2-5] 三好龍之介, 吉永淳, 林泰弘, “地区区分を考慮した配電系統モデルにおける柱上変圧器細分化と配電線太線化によるPV導入限界量の評価”, 2013年電気学会B部門大会, P21, 2013
- [2-6] Luciano Cocchi, Marico Di Clerico, Fablio Cazzato, Christian D' Adamo, Cristiano D'Orinzi, "Decentralised storage systems for applications on electrical distribution network: tests and field results," CIGRE 2014 C6-209, Aug, 2014
- [2-7] H. Nazaripouya, Y. Wang, P. Chul, H. R. Pota, and R. Gadh, "Optimal Sizing and Placement of Battery Energy Storage in Distribution System Based on Solar Size for Voltage Regulation," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Pages: 1 - 5, 2015
- [2-8] 吉永淳, 林泰弘, 石橋一成, “PV導入量拡大を目的とした蓄電池による有効・無効電力制御”, 2014年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 6 (2014)

## 第3章 太陽光発電の大量連系に対応した協調電圧制御

### 3.1 本章の概要

太陽光発電や風力発電は、天候や風況などの気象条件により出力が急変し、特に配電系統では電圧面での影響が示唆されている<sup>[3-1]</sup>が、その影響はPV導入量や設置箇所、配電系統形態および負荷の状況により異なる。配電系統は、前述のように主に負荷時タップ切替変圧器(LRT)や自動電圧調整装置(SVR)により適正電圧維持が図られているが、再生可能エネルギーが大量に配電系統に連系されると、逆潮流や出力変動に伴う電圧上昇や電圧変動が大きくなり、既存のタップ切替装置のみで対応するのは難しくなる。

本論文では応答速度が速く、有効・無効電力の出力制御が可能な蓄電池に着目して、配電系統の電圧維持とそれに伴うPV導入拡大の検討を行う。これまで蓄電池や静止型無効電力補償装置(SVC)などの無効電力補償装置を配電系統に用いて電圧制御を行う手法の提案<sup>[3-2]~[3-4]</sup>や、既設の電圧制御装置と協調を取りながら電圧制御を行う手法として既設の電圧制御機器との不感帯幅を変えて協調を図る制御方法などが提案されている<sup>[3-5]~[3-7]</sup>が、電圧変動の大きさや変化率によってはLRT、SVRの動作が限定され、結果として蓄電池出力のみで電圧制御が行われ、必要となる蓄電池の高出力・大容量化が懸念される。

そこで、本章では太陽光発電が大量連系して電圧逸脱が生じている配電系統に、第2章の提案手法(蓄電池出力方式・配置評価手法)で得られた蓄電池の出力方式と配置を用いて、蓄電池容量を最小化する「蓄電池とLRTとSVRとの協調電圧制御手法(能動的協調電圧制御手法)」を提案する。この手法は配電系統に電圧変動が生じた場合、応答速度の速い蓄電池が即応して電圧改善を行い、蓄電池出力が継続した際の実出力積算量を管理し、閾値を超えた際は瞬時的な電圧変動ではなく長周期的な電圧変動と判断してLRTやSVRにタップ動作指令を与える能動的な協調電圧制御手法である。提案手法の妥当性については、数値シミュレーションおよび配電系統シミュレータを用いて、蓄電池を設置しない(非設置)ケースと協調制御を行わないケース(非協調制御)との比較・検証を行い、提案手法の有効性を検証する。



### 3.2 LRT, SVR と蓄電池の協調電圧制御手法

#### 3.2.1 LRT, SVR と蓄電池の協調電圧制御の必要性

蓄電池を配電系統に設置して電圧制御を行う場合、図 3-1 に示すように PV 逆潮流により系統電圧が変化すると応答速度の速い蓄電池が先に出力を行い、蓄電池出力により系統電圧が改善されると既存の電圧制御機器 (LRT, SVR) の参照点電圧が不感帯内に収まることから LRT, SVR は動作せず、蓄電池出力の継続により適正電圧に維持されることが想定される。これにより、電圧制御に必要な蓄電池の高出力 (kW, kvar) および蓄電池容量 (kWh, kvarh) の大型化や蓄電池の充放電による損失の増加が懸念される。この問題に対して、図 3-2 に示すように既設の LRT, SVR のタップ動作を活用することにより、系統電圧改善時の蓄電池出力の低減が期待される。本研究では、蓄電池出力の積算値に着目し、蓄電池出力が継続して積算値が閾値を超過した場合には瞬時的な電圧変動ではなく継続的な電圧変動と判断し、LRT, SVR にタップ動作指令を与える協調電圧制御手法を提案する。

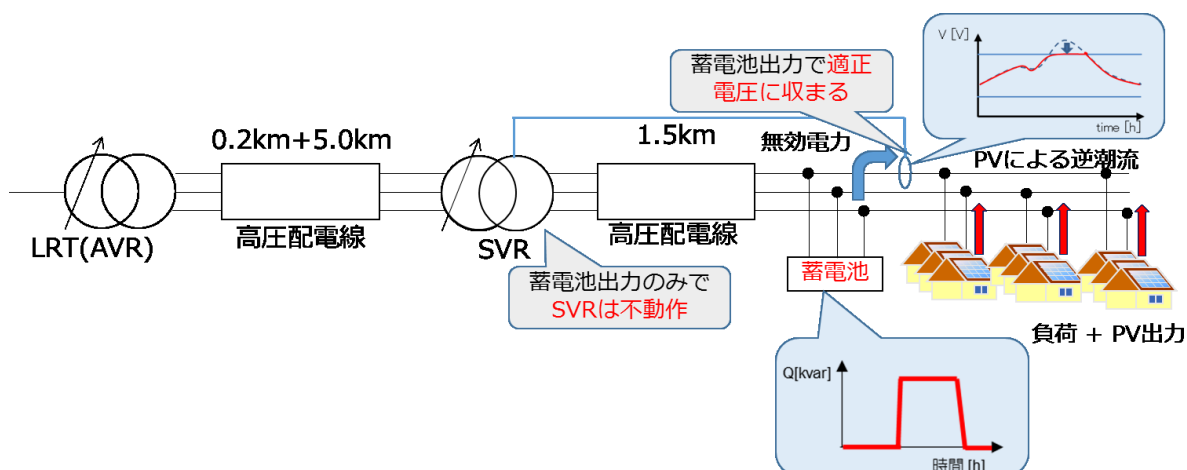


図 3-1 蓄電池を設置した際の蓄電池および SVR の想定される動作

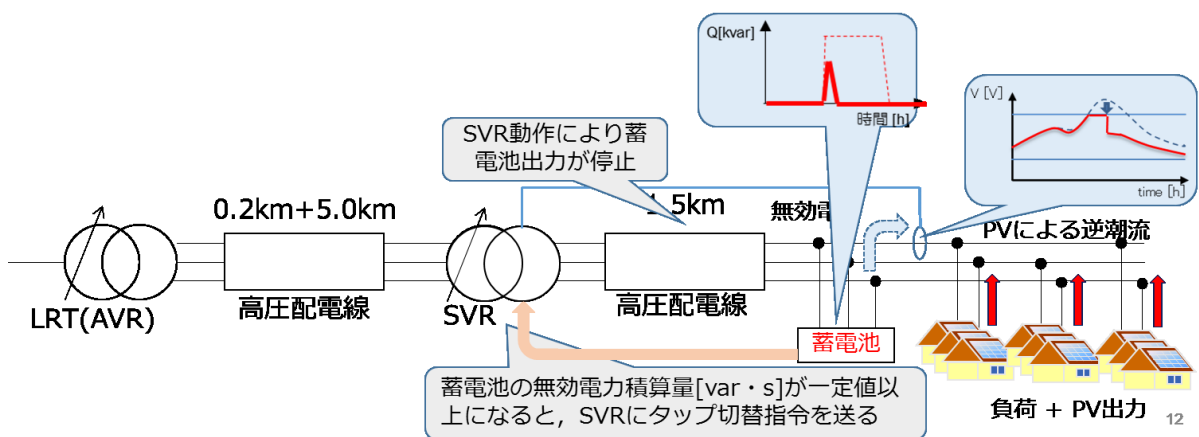


図 3-2 蓄電池と SVR との協調電圧制御で想定される効果

### 3.2.2 既設の電圧制御機器（LRT, SVR）の電圧制御手法

LRT, SVR はタップ制御により二次側電圧を一定範囲で変えることができる配電系統用の大型変圧器である。昇圧時は一次側の変圧タップを上げ、降圧時は変圧タップを下げることで変圧器二次側の電圧管理を行うことができる。LRT は変電所に設置される大容量のタップ制御機器であり、複数フィーダーの電圧を一括で制御する。一方、SVR は配電線の途中に設置されるタップ制御機器であり、設置点以降の電圧制御を行う<sup>[3-8]</sup>。SVR は変電所からの電圧降下が一定範囲を超える箇所に設置されるため、電圧降下の少ない配電系統では設置されず、反対に幹線が長く電圧降下の大きい配電系統では複数台設置されることもある。

現状の LRT, SVR の制御方式は、機器設置地点で計測した自端電圧と通過電流の値から参照点の電圧を推定し、推定参照点電圧(以下、参照点電圧)が不感帯を逸脱し、その逸脱量が整定値を超過した場合にタップを動作させる Line Drop Compensator (以下 LDC) 方式が広く使われている。すなわち、LDC 方式は自端電圧、通過電流の大きさおよび設定力率から参照点電圧の推定を行い、目標範囲内に収めるように電圧制御を行う方式である。図 3-3 において(3.1)式より参照点電圧の推定を行い、図 3-4 に示す不感帯からの推定電圧の逸脱量に応じて(3.4)式に基づきタップ変更を行う。(3.2)式は電圧偏差を、(3.3)式は電圧逸脱の時間積算を示す。

$$V_{ref}(t) = V_{sec}(t) - \sqrt{3}|I(t)|(R'\cos\theta + X'\sin\theta) \quad (3-1)$$

$$\Delta V(t) = V_{ref}(t) - V_{tar} \quad (3-2)$$

$$D(t) = \begin{cases} \int \int (\text{sign}(\Delta V(t)) \times (|\Delta V(t)| - \varepsilon)) dt & (|\Delta V(t)| > \varepsilon) \\ 0 & (|\Delta V(t)| \leq \varepsilon) \end{cases} \quad (3-3)$$

$$\text{tap}(t) = \begin{cases} \text{tap}(t-1) - 1 & (D(t) \geq D_{ref}) \\ \text{tap}(t-1) & (|D(t)| < D_{ref}) \\ \text{tap}(t-1) + 1 & (D(t) \leq -D_{ref}) \end{cases} \quad (3-4)$$

ここで、 $V_{sec}(t)$  : タップ制御機器二次側電圧、 $I(t)$  : 通過電流、  
 $\cos\theta$  : 遅れ力率設定値、 $R'$ 、 $X'$  : 線路模擬インピーダンス、  
 $V_{ref}(t)$  : 参照電圧、 $V_{tar}$  : 目標電圧、 $D(t)$  : 不感帯からの逸脱量  
 $D_{ref}$  : 不感帯からの逸脱量の基準値

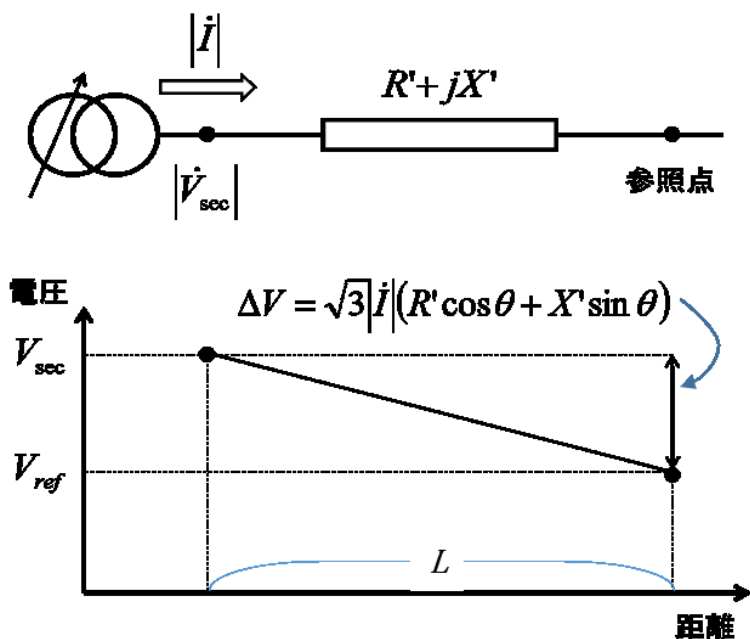


図 3-3 LDC 方式の概念図

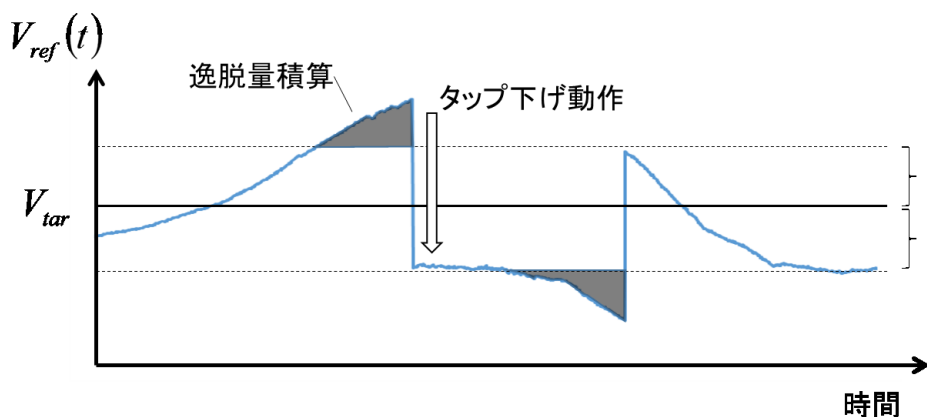


図 3-4 SVR のタップ切り替え動作の概念図

### 3.2.3 蓄電池の電圧制御手法

蓄電池の無効電力制御は、SVR のタップ動作の際と同様に蓄電池の設置地点電圧が設定した不感帯 ( $\pm \epsilon$ ) を逸脱した際に、(3-6)式に示すように目標電圧に収めるよう(3-5)式に基づき無効電力の入出力を行う。蓄電池の電圧制御ロジック回路を図 3-5 に示す。本検討では、蓄電池に制御負担が集中しないよう蓄電池の不感帯  $\epsilon$  は LRT, SVR の不感帯より広く設定した。

$$Q_{BESS}(t) = \begin{cases} K_p \Delta V_{BESS}(t) + K_i \int \Delta V_{BESS}(t) dt & ,if(\Delta V_{BESS}(t) \neq 0) \\ Q_0 - K_D \int Q_i(t) dt & ,if(\Delta V_{BESS}(t) = 0) \end{cases} \quad (3-5)$$

$$\Delta V_{BESS}(t) = \begin{cases} V_{BESS}(t) - V_{up}^{BESS}, & \text{if}(V_{BESS}(t) > V_{up}^{BESS}) \\ V_{BESS}(t) - V_{low}^{BESS}, & \text{if}(V_{BESS}(t) < V_{low}^{BESS}) \\ 0, & \text{if}(V_{low}^{BESS} \leq V_{BESS}(t) \leq V_{up}^{BESS}) \end{cases} \quad (3-6)$$

ただし、 $Q_{BESS}(t)$  : 時刻  $t$  における BESS の無効電力出力値 [kvar],

$Q_0$  : 逸脱していた BESS 自端電圧が不感帯内部に入った時の積算部出力,

$Q_i(t)$  : 時刻  $t$  における積分制御部の出力,

$K_p$  : 比例ゲイン,  $K_i$  : 積分ゲイン,  $K_D$  : 減算ゲイン,

$\Delta V_{BESS}(t)$  : 時刻  $t$  における BESS 自端電圧と不感帯との差分,

$V_{BESS}(t)$  : 時刻  $t$  における BESS 自端電圧,

$V_{up}^{BESS}$  : BESS の電圧制御不感帯上限値,

$V_{low}^{BESS}$  : BESS の電圧制御不感帯下限値

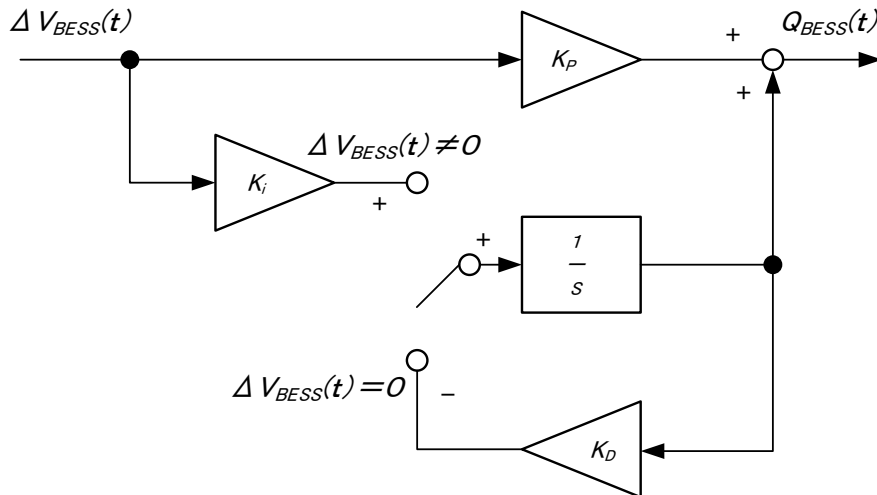


図 3-5 蓄電池の電圧制御ロジック回路

### 3.2.4 LRT および蓄電池の制御パラメータ決定手法

電圧制御の精度および制御に要する蓄電池容量は、それぞれ制御パラメータに依存するため、シミュレーションを実施するにあたり適切な値を算出する必要がある。本研究では、最適な制御パラメータを以下の手順で策定した。

#### (1) LRT の制御パラメータ決定手法

LRT は LDC 方式を用いて電圧制御を行うため、最適化する制御パラメータは電圧参照

点の目標電圧値 $V_{tar}$ および電圧参照点までの距離 $L$ である。LRTは変電所に設置されており、本来ならば複数フィーダーの電圧管理を行うが、本検討では単一フィーダーの電圧を管理するように動作するものとして制御パラメータの整定を実施した。また、系統条件によって最適な制御パラメータは変化するが、PVが一定量連系された状況下で制御パラメータの整定を実施した。この理由は、PV連系に対し既設のLRTが最適に制御を実施した場合でも電圧管理できないことを確かめることで、蓄電池新設の必要性を示すためである。

探索方法としては、目標電圧値 $V_{tar}$ および電圧参照点までの距離 $L$ に対し、探索幅・探索範囲を設け全数探索を行った。また、電圧制御精度を比較するために評価関数を設定し、全数探索した制御パラメータの組合せの中から、評価関数が最も良くなるものを最適制御パラメータとした。目標電圧値 $V_{tar}$ は高圧配電系統の適正電圧範囲内で、距離 $L$ は0[km]（電圧参照点はLRT二次側）から幹線亘長の範囲内で探索を実施した。

## (2) 蓄電池の制御パラメータ決定手法

電圧制御にはPI制御を用いており、それぞれの制御パラメータ $K_p^{volt}$ ,  $K_i^{volt}$ ,  $K_p^{lev}$ ,  $K_i^{lev}$ の探索幅・探索範囲を設け全数探索することで最適化を実施した。また、制御パラメータの値を大きくし過ぎると制御が不安定になることから、制御パラメータの探索範囲は制御の安定性を確認しつつ試行錯誤的に決定した<sup>[3-9]</sup>。

### 3.2.5 蓄電池とLRT, SVRの協調制御ロジック

前述のようにLRTやSVRは一次側の変圧比（タップ）を機械的に変更することで電圧制御を行う電圧制御装置である。タップ動作の運用については、機器寿命やタップ動作に伴う二次側電圧の電圧変動の頻発防止を考慮し、通常は分オーダーの動作時限を設定して運用される。したがって、薄曇りの日のような雲の流れによるPV出力の短時間の電圧変動には対応が難しい一方、電圧維持に常時エネルギーを消費しない。蓄電池は応答速度が速い反面、電圧維持に蓄電池の充放電（エネルギー消費）を伴う。そこで、天候の急激な変動に対応しつつ、蓄電池によるエネルギー消費を極力抑える電圧制御を行うため、急峻な電圧変動は応答速度の速い蓄電池で対応し、緩やかな負荷変動は時定数の大きなLRT, SVRのタップ動作で対応する制御手法の検討を行う。

以下、数式を用いて制御手法について説明する。配電系統に電圧変動が発生すると、最初に時定数の小さい蓄電池が無効電力出力を行い、図3-6に示すように、(3-7)式に示す無効電力出力の積算値 $Q_{int}(t)[var \cdot s]$ が一定値（閾値）以上になると、LRTやSVRに(3-8)式に基づくタップ切替指令を送り、タップ動作を行う。LRTやSVRのタップ動作により系統電圧が改善され、蓄電池の参照点電圧が不感帯内に収まると、蓄電池は出力を停止する。なお、本論文では、蓄電池とLRT, SVRはそれぞれ図3-7に示すような電圧保護区間内での協調電圧制御を行うことを想定しており、LRT, SVRとそれぞれに対応した蓄電池の組み

合わせて協調電圧制御を行う。シミュレーションでは制御区間内外での電圧制御効果についても検証を行う。

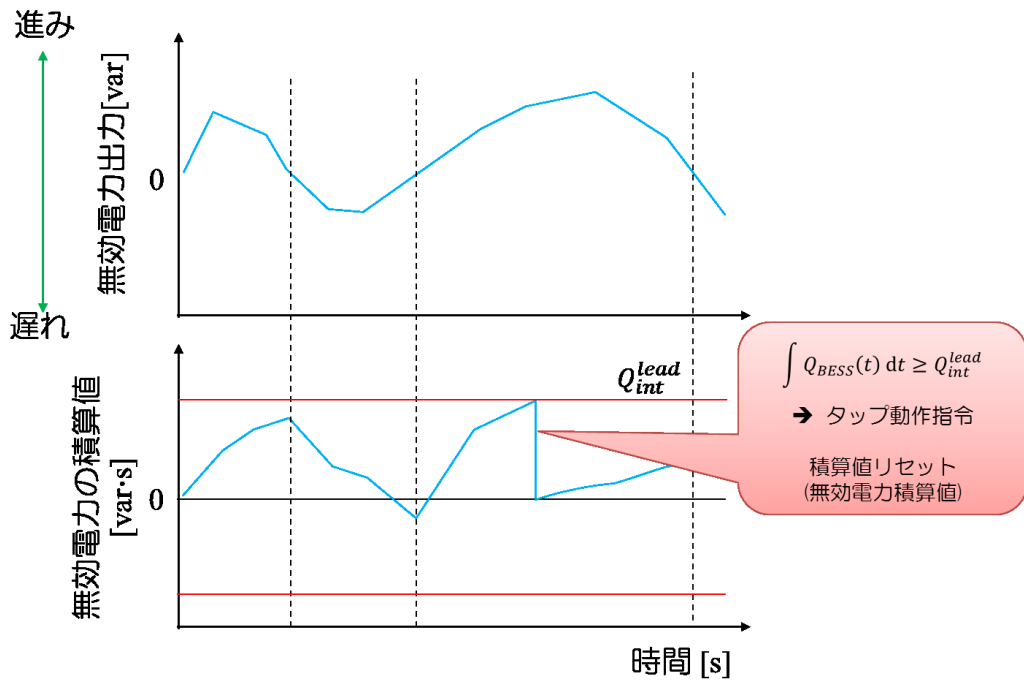


図 3-6 蓄電池出力（上段）と SVR 制御のタイミング（下段）

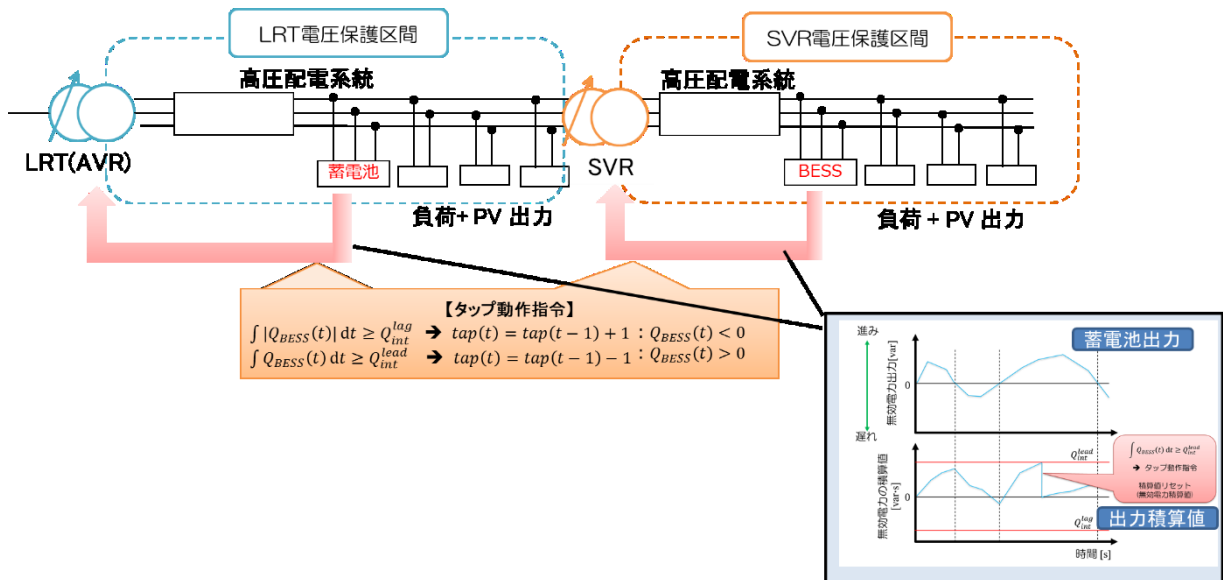


図 3-7 蓄電池と LRT, SVR の能動的協調電圧制御手法の概要

$$Q_{int}(t) = \int Q_{BESS}(t) dt \quad (3-7)$$

$$tap(t) = \begin{cases} tap(t-1) - 1 & ,if (Q_{int}(t) \leq Q_{int}^{lag}) \\ tap(t-1) + 1 & ,if (Q_{int}(t) \geq Q_{int}^{lead}) \\ tap(t-1) & ,otherwise \end{cases} \quad (3-8)$$

ただし,  $tap(t)$  :時刻  $t$  におけるタップ位置,

$Q_{int}(t)$  : 時刻  $t$  における無効電力出力積算量 [kvar·s],

$Q_{int}^{lead}$ : タップ上げ動作指令を発する進み無効電力出力積算量,

$Q_{int}^{lag}$ : タップ下げ動作指令を発する遅れ無効電力出力積算量,

$Q_{BESS}(t)$  : 時刻  $t$  における BESS の無効電力出力値 [kvar]

### 3.3 提案手法の有効性検証

#### 3.3.1 配電システムモデルと低圧負荷と PV 発電量

##### (1) 高圧配電システムモデルおよび負荷プロファイル

シミュレーションでは, 住宅用太陽光発電が対象であることから図 3-8 に示す住宅長亘長モデルを用いて検証を実施した。本モデルは配電線亘長が 10.5km と比較的長く, 電圧制御機器 (SVR) が 1 台接続された住宅地区のモデルである。総負荷容量 2113kW, 高圧需要家 14 軒, 低圧需要家数 479 軒で, 検証に用いた負荷プロファイルを図 3-9 に示す。

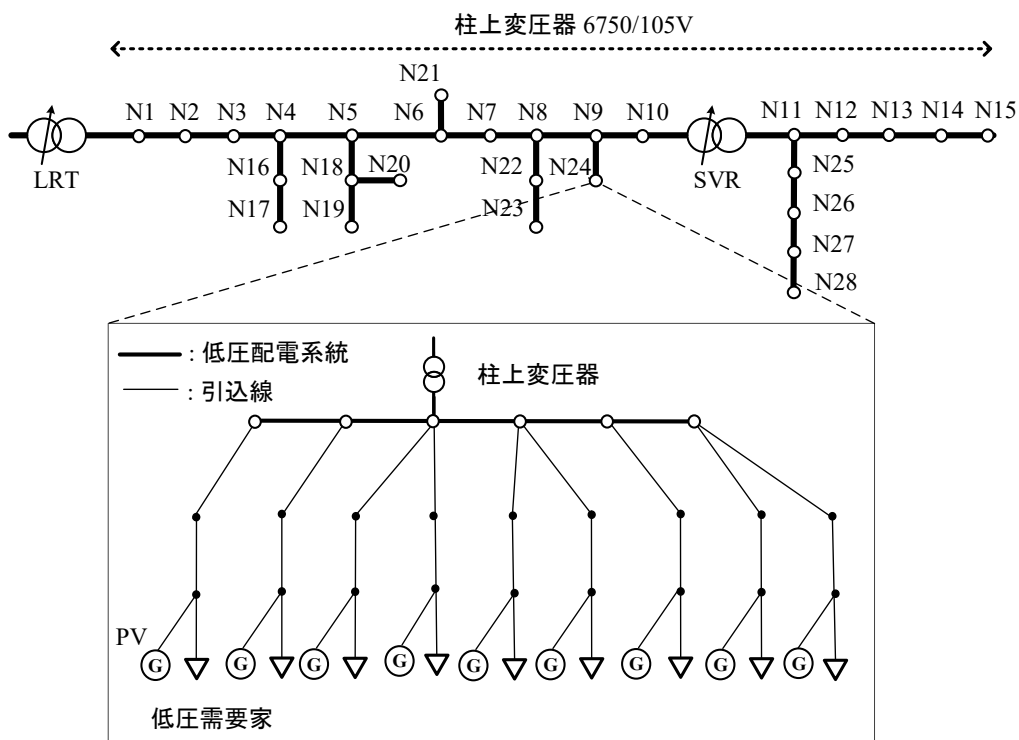


図 3-8 検討に用いた配電系統モデル（住宅長亘長モデル）

## (2) 高圧負荷特性

電協研では工業地区，住宅地区，農山村地区，繁華街地区の配電線単位での負荷曲線（30分値）が重負荷時，軽負荷時に分けて記載されている<sup>[3-10]</sup>。また，1軒当たりの低圧需要家の有効電力は，後述の(4)項に示すように実測値から算出した値を使用することとし，高圧需要家の合計有効電力と低圧需要家の合計有効電力の和が，電協研に記載されている実測の有効電力と等しくなるように図 3-9 に示すように求めた。高圧需要家の負荷波形は，電協研に記載のある重負荷時，軽負荷時の配電線での負荷曲線（30分値）から低圧需要家分（数百件の実測値の移動平均値）を差し引いた値として算出した。具体的には，低圧需要家の負荷波形が全軒同期したものと仮定し，(3-9)式より求めた。

$$(\text{高圧需要家電力}) = (\text{実測電力}) - (\text{低圧需要家電力}) \times (\text{低圧需要家数}) \quad (3-9)$$



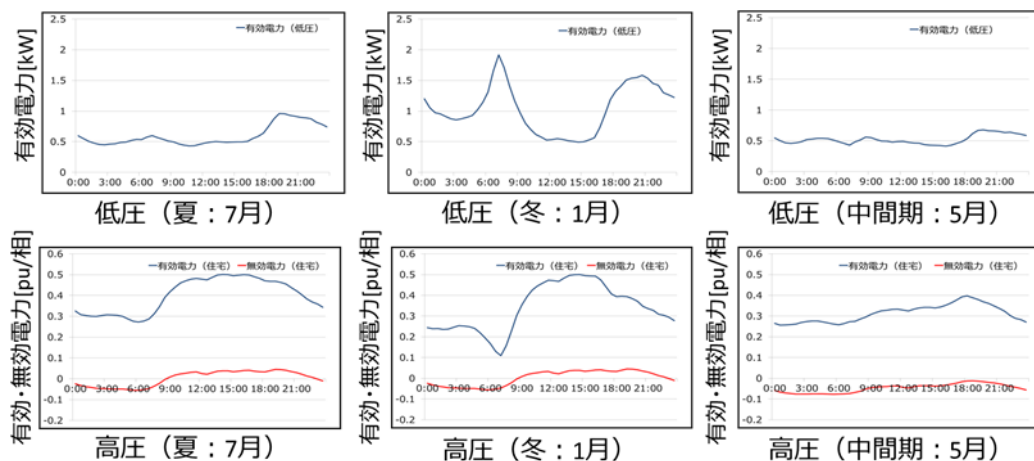


図 3-9 検討に用いた負荷プロファイル（住宅長亘長モデル）

### (3) 低圧配電システムモデル

電協研では、配電系統ごとに低圧配電システムモデルの構築は行っていないが、実測結果より低圧配電線の力率がほぼ 1.0 であった<sup>[3-10]</sup>ため、本検討では図 3-8 の高圧配電システムモデルにおいて、高圧配電線の各ノードに割り当てられる低圧負荷容量から、低圧負荷の定格電圧を 2.0kW と仮定して低圧需要家数を算出し、実低圧系統データの中から低圧需要家数が一致する低圧配電システムを高圧配電システムに当てはめた。図 3-10 に低圧配電システムモデルの一例を示す。低圧配電システムモデルは低圧配電線、引込線、低圧需要家、太陽光発電システムで構成され、柱上変圧器から需要家受電点までを詳細に模擬しているため、需要家単位での電圧評価が可能である。図 3-10 は、低圧需要家が 14 軒連系された低圧配電システムモデルを一例として示している。柱上変圧器の接続相は、接続する高圧ノード周辺で電圧が不平衡にならないように考慮した。

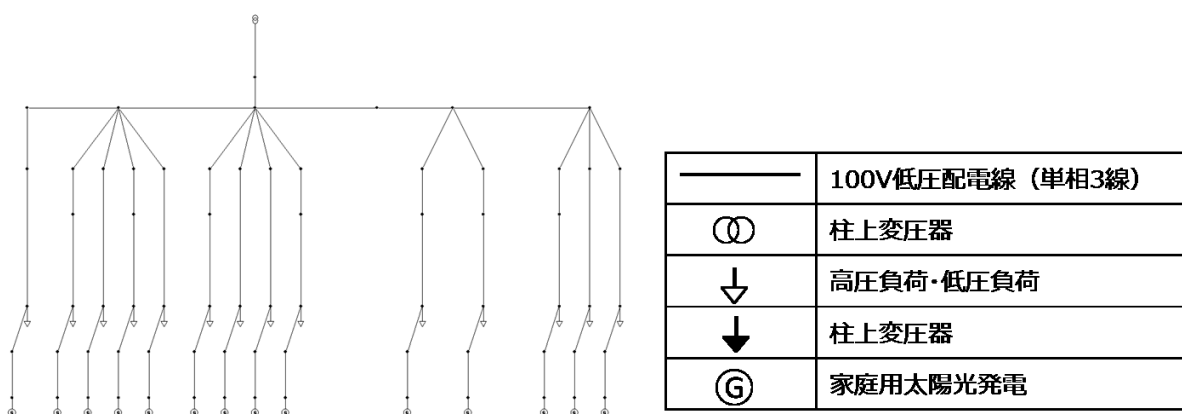


図 3-10 低圧配電システムモデルの一例（低圧需要家：14 軒）

(4) 低圧負荷特性および PV プロファイル

低圧需要家の負荷波形および PV 波形は、数百軒の需要家における実測値の平均値を用いる。実測値は 10 秒刻みであるが、実測値の 30 分間の移動平均をとることにより、急激な変動成分を除いた実測値の 1 日の変化の傾向を抽出し、負荷パターンの基礎検討を行う。図 3-11 に低圧負荷波形および PV 波形の作成手順を示す。この手順により作成した 1 軒当たりの負荷波形、PV 出力を、構築した低圧配電系統モデルに実装する。

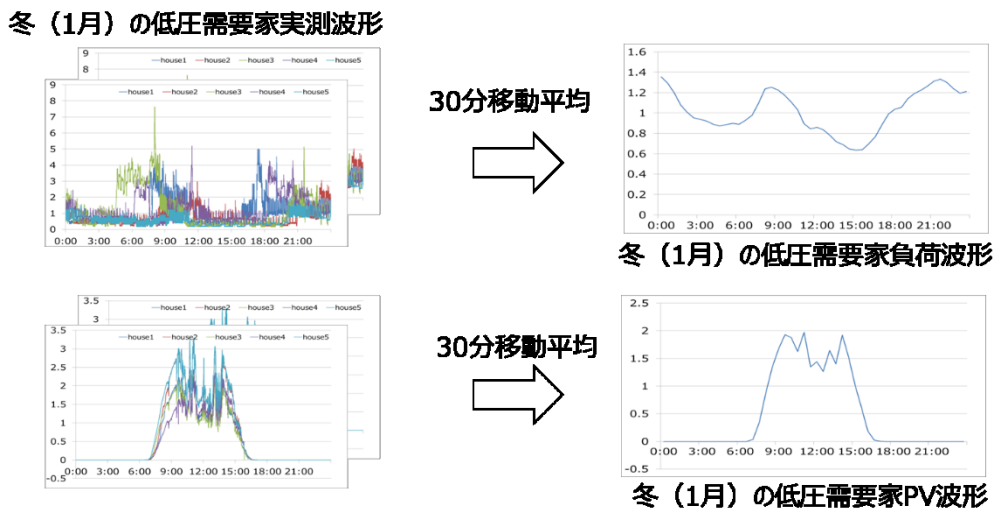


図 3-11 低圧負荷パターン（太陽光発電集中連系箇所での実測値平均）の一例

PV 発電量についても 2 章での検討と同様に、2007 年の 1 年間で逆潮流が最大となった 1 日の実測平均値を用いて、負荷と PV 出力の比から算出 ( $PV \text{ 出力} / \text{低圧負荷} = 1.8553$  で、全低圧需要家へ PV が導入された場合を、 $PV \text{ (導入率)} = 100\%$  (以下  $PV = 100\%$  とする)) し、PV 発電電力は図 3-12 に示す特徴的のある 3 日 (晴天日 1 日、曇天日 2 日) を用いてシミュレーションを実施した。晴天日 (Sunny) は出力が安定しており、変動が少ないものの、逆潮流量が最も大きくなる。曇天日の変動大 (Cloud 1) は太陽の陰りによる PV 出力の変動幅が大きく、PV 出力が急激に変動する。高頻度 (Cloud 2) は、PV 出力は安定しているものの、小刻みな出力変動回数が多い。

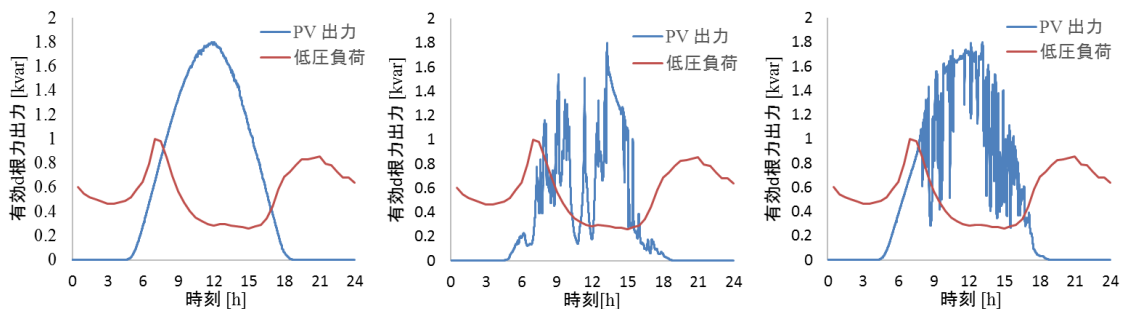


図 3-12 低圧負荷と PV 出力のプロファイル  
(晴天日 (左), 曇天日 (中: 変動大, 右: 高頻度))

### 3.3.2 電圧制御の評価関数

電圧制御の評価関数は、図 3-13（橙色の部分）に示すように適正電圧範囲からのノード電圧（柱上変圧器の高圧側）の逸脱量を時間積算し、それを全てのノード分を足し合わせた値を評価関数  $f_{volt}$  ((3-10)式) で定義した。系統内で電圧逸脱が生じていない場合、評価関数  $f_{volt}$  は 0 となり、電圧逸脱が増加するほど評価関数は大きくなる。また、(3-10)式における判別係数および各定数を(3-11)式に定義した。

$$f_{volt} = \frac{1}{1000} \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \left[ K_{up}(t, i) \{V_i(t) - V_{up}\} + K_{low}(t, i) \{V_{low} - V_i(t)\} \right] \quad (3-10)$$

$$K_{up}(t, i) = \begin{cases} 1 & (V_i(t) > V_{up}) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases},$$

$$K_{low}(t, i) = \begin{cases} 1 & (V_i(t) < V_{low}) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3-11)$$

$$I = 42(\text{Total node number})$$

$$T = 24 \times \frac{3600}{10} = 8640(\text{Time divisions})$$

ただし、 $f_{volt}$  : 電圧制御の評価関数、  
 $K_{up}$  : 電圧上限逸脱の判別係数(1 ならば電圧逸脱あり, 0 ならば逸脱なし)、  
 $K_{low}$  : 電圧下限逸脱の判別係数、  
 $V_i(t)$  : 時刻  $t$  におけるノード  $i$  の電圧、  
 $V_{up}$  : 電圧の適正範囲上限値、  
 $V_{low}$  : 電圧の適正範囲下限値、  
 $I$  : 全ノード数、  
 $T$  : シミュレーション断面数

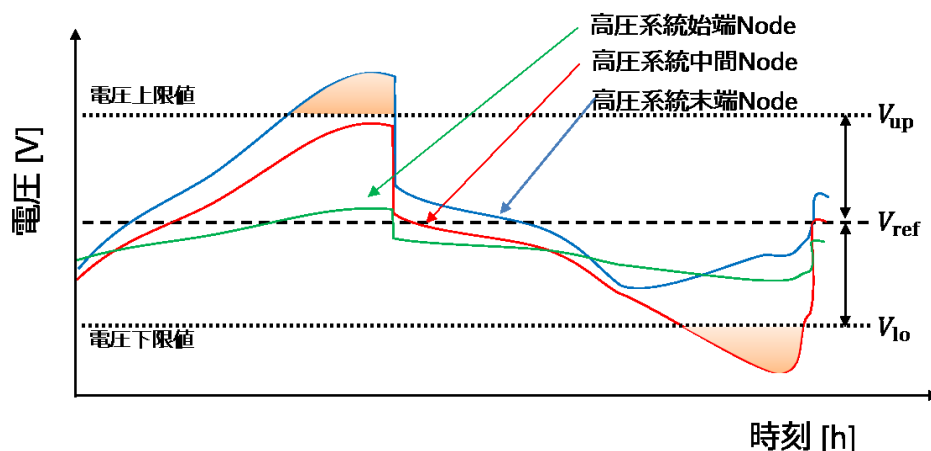


図 3-13 電圧逸脱量のイメージ

### 3.4 シミュレーションを用いた協調電圧制御手法の有効性検証

前節で記載した太陽光発電が大量連系にされた配電システムモデル（住宅長亘長モデル）を用いてシミュレーションを実施し、提案する協調電圧制御手法の効果の検証を行う。

#### 3.4.1 シミュレーション条件

シミュレーションは前節で記載した配電システムモデル、負荷プロファイル、PVの晴天日（1日）・曇天日（2日）の発電出力パターンを変化させ、提案手法の有効性について検証する。検証する試験ケースを表3-1に示す。検証では、電圧制御装置や制御条件を変えて、ケース（1-1）～（1-6）の6つのケースについて数値シミュレーションを実施し、効果の比較・検証を行う。

表 3-1 検証する試験ケース

ケース	電圧制御機器	制御	蓄電池の配置	
1-1	LRT/SVR	自律制御	-	-
1-2	LRT/SVR/BESS		-	末端
1-3			中間	-
1-4			中間	末端
1-5		協調制御	-	末端
1-6	中間		末端	

本検証では、適正電圧範囲として基準電圧  $6750V \pm 2\%$  を適正範囲として検討を行った。この考え方としては、電気事業法施行規則で規定される適正電圧（ $101 \pm 6V$ ）の変動幅 12% において、低圧部分で 8%、高圧部分で 4% を分担すると仮定し、高圧部分の基準電圧  $\pm 2\%$  を適正範囲とした。LRT および SVR の不感帯（1%）、ステップ電圧（1.5%）は、東京電力パワーグリッドで標準的に用いられている値を採用した。LRT, SVR はそれぞれ図 3-14 に示す電圧保護区間の電圧制御を分担するよう制御を行う。蓄電池-LRT 保護区間、蓄電池-SVR 制御保護はそれぞれ区間内において蓄電池と LRT および SVR の協調電圧制御を行うため、試験ケースは表 3-1 に示すように蓄電池を 2 台設置（システムの末端、中間）する場合と、いずれかに設置（システムの末端または中間）する場合とした。シミュレーションに用いた各機器の設定条件を表 3-2 にまとめる。

表 3-2 シミュレーションに用いた各機器の設定条件

項目		設定値	
サンプリング時間 [s]		10	
LRT	定格容量 [MVA]	10	
	ステップ電圧 [V]	100(1.5%)	
	不感帯幅 [%]	1.0	
SVR	定格容量 [MVA]	5	
	ステップ電圧 [V]	100(1.5%)	
	不感帯幅 [%]	1.0	
蓄電池	不感帯幅（電圧制御） [%]	1.5	
配電系統	適正電圧範囲 [V]	上限 / 下限	6726 / 6474
	負荷 [kVA] / PV 出力[kW]		3240 / 4794
	最大有効電力負荷 [kW]		3196
	最大無効電力負荷 [kvar]		1346
	配電線互長 [km]		4.49
	配電系統線路インピーダンス [ $\Omega$ ]		1.56+j3.24

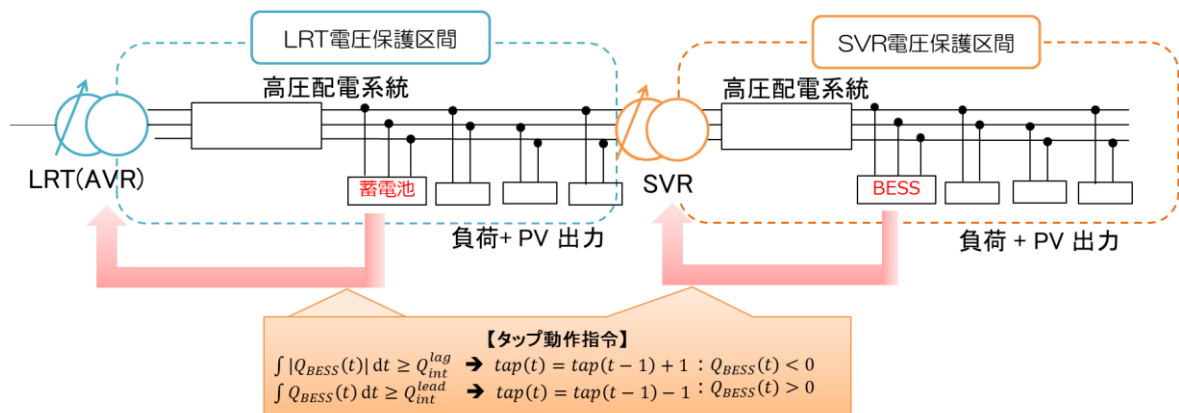


図 3-14 提案手法の電圧制御機器および蓄電池の電圧保護区間とタップ指令の概念図

### 3.4.2 シミュレーションを用いた電圧制御結果

LRT, SVR および蓄電池を用いて電圧制御を実施した際の各制御機器の応答速度の違いによる電圧制御効果, ならびに提案する協調制御手法の有効性について, 数値シミュレーションを用いて検証した。評価指標として 3.3.2 節で記載した電圧逸脱量, タップ動作回数および蓄電池の無効電力出力量を比較し, 提案手法の有効性を検証した。併せて晴天日・曇天日の太陽光発電の出力波形の違いによる電圧制御効果への影響評価も実施した。

(1) 自律制御の LRT, SVR を用いた電圧制御結果

ケース (1-1) は、既設の電圧制御装置である LRT, SVR のみで、それぞれ自律で電圧制御を行うケースである。電圧制御結果の一例を図 3-15 および図 3-16 に示す。電圧曲線図内部の破線は LRT (青の破線), SVR (緑の破線) のそれぞれのタップ推移を示しており、凡例にタップ切替回数を示す。図 3-15 は太陽光の出力変動の少ない晴天時の結果であるが、時刻 16 時~17 時において LRT のタップ下げ動作に起因する電圧の下限逸脱が生じている。これは、LRT がノード 10 の測定電圧を用いて電圧制御を行っているためである。また、図 3-16 は曇天時に太陽光発電の出力変動が大きいケースであるが、太陽光発電が出力変動をしている 8 時~17 時の間で瞬時的な電圧逸脱が発生している。これは、分オーダーの動作時限を有する LRT, SVR のタップ切替が、PV 出力変動に起因する急峻な電圧変動に追従できないためである。また、晴天日と同様に時刻 16 時~17 時において LRT のタップ下げ動作に起因する電圧の下限逸脱が生じている。

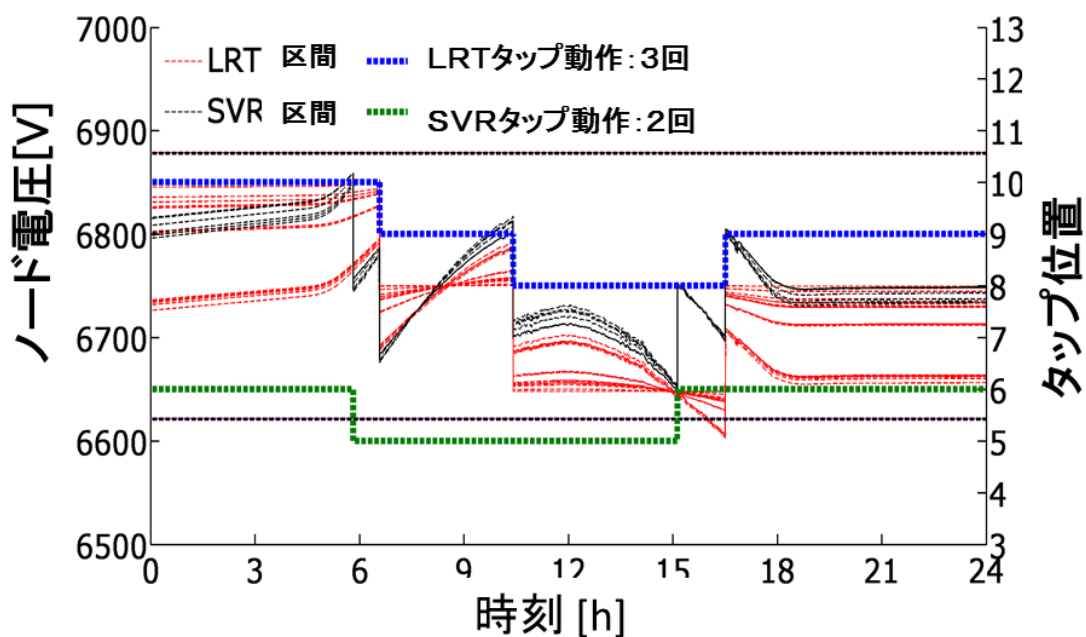


図 3-15 LRT, SVR のみの電圧制御結果 (ケース (1-1), 晴天日)

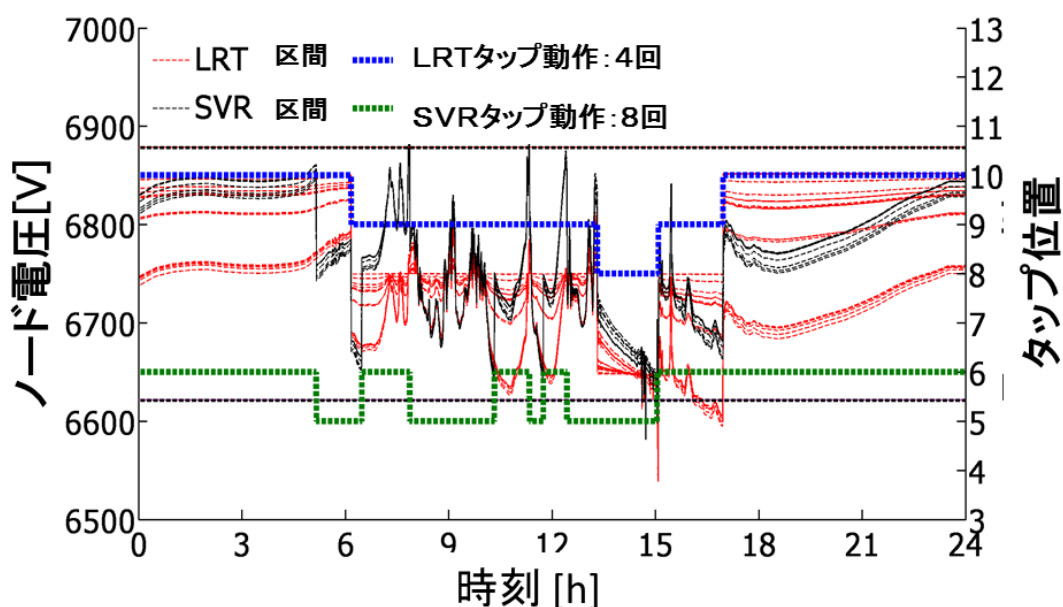


図 3-16 LRT, SVR のみの電圧制御結果 (ケース (1-1), 曇天日 (変動大))

## (2) 自律制御の LRT, SVR および蓄電池を用いた電圧制御結果

ケース (1-2) ~ (1-4) は、電圧逸脱が発生していたケース (1-1) の配電系統に、蓄電池を設置してそれぞれの機器を自律で電圧制御を行うケースである。無効電力出力は、正の値を進み無効電力の注入(系統電圧は上昇), 負を遅れ無効電力の注入(系統電圧は降下)とした。一例として蓄電池を末端のみに設置したケース (1-2) の曇天日の電圧制御結果および蓄電池出力を図 3-17 と図 3-18 に、蓄電池を系統の中間のみに設置したケース (1-3) の電圧制御結果および蓄電池出力を図 3-19 と図 3-20 に、蓄電池を中間と末端に設置したケース (1-4) の電圧制御結果および蓄電池出力を図 3-21 と図 3-22 に示す。いずれのケースにおいても、蓄電池を設置した制御区間内 (ケース (1-2) では SVR 制御区間内において、ケース (1-3) では LRT 制御区間内において、ケース (1-4) では LRT, SVR 制御区間内) においてケース (1-1) で発生していた瞬間的な電圧逸脱は解消されている。このことから、蓄電池の無効電力出力の応答速度は、太陽光の瞬時的な変動に十分対応していることが明らかとなった。しかしながら、制御区間外での電圧逸脱は解消されていないことから、蓄電池の制御範囲は対象となる電圧制御機器から蓄電池設置までの間であることが確認された。また、ケース (1-4) では、中間、末端に設置された蓄電池の無効電力出力により全ての電圧保護区間の電圧逸脱が解消されている一方、特に 16 時以降に SVR 制御区間にある末端設置の蓄電池の無効電力出力が継続して適正電圧維持が行われていることが確認された。

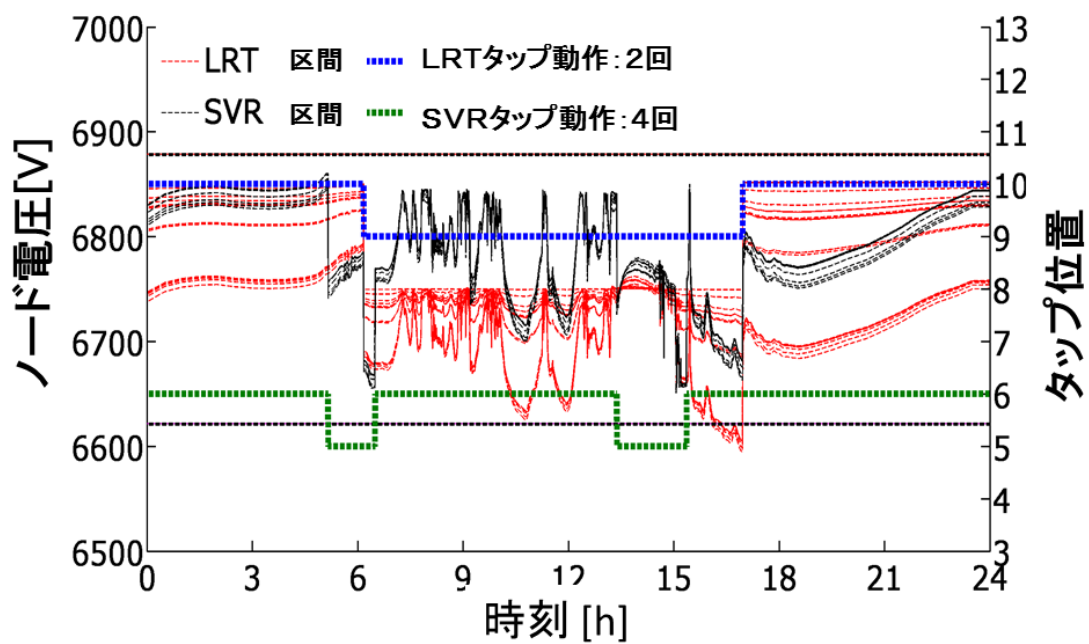


図 3-17 自律制御の LRT, SVR および蓄電池（末端設置）による電圧制御結果  
（ケース（1-2），曇天日（変動大））

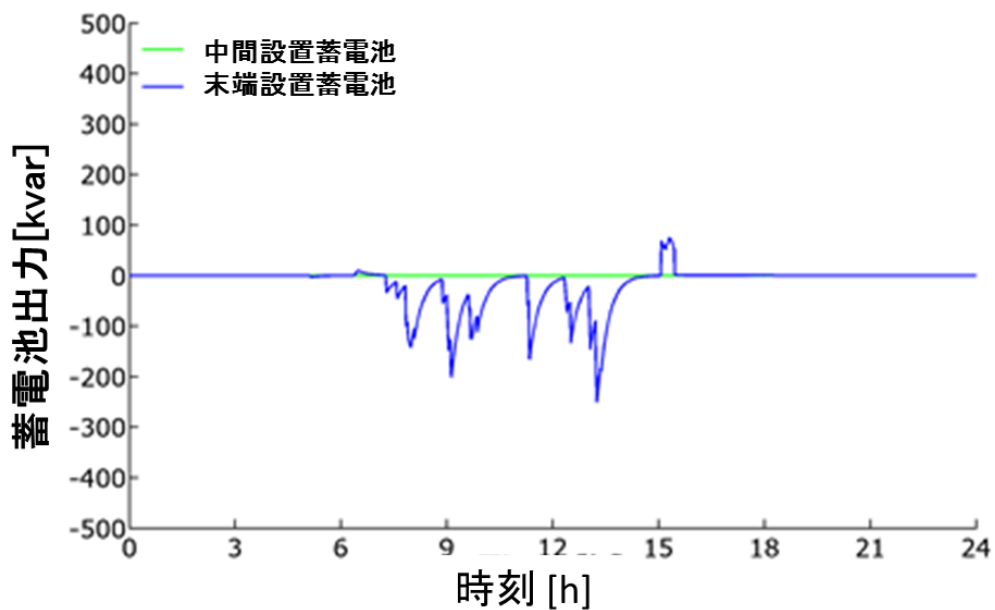


図 3-18 自律制御の LRT, SVR および蓄電池による電圧制御の蓄電池出力  
（ケース（1-2），曇天日（変動大））



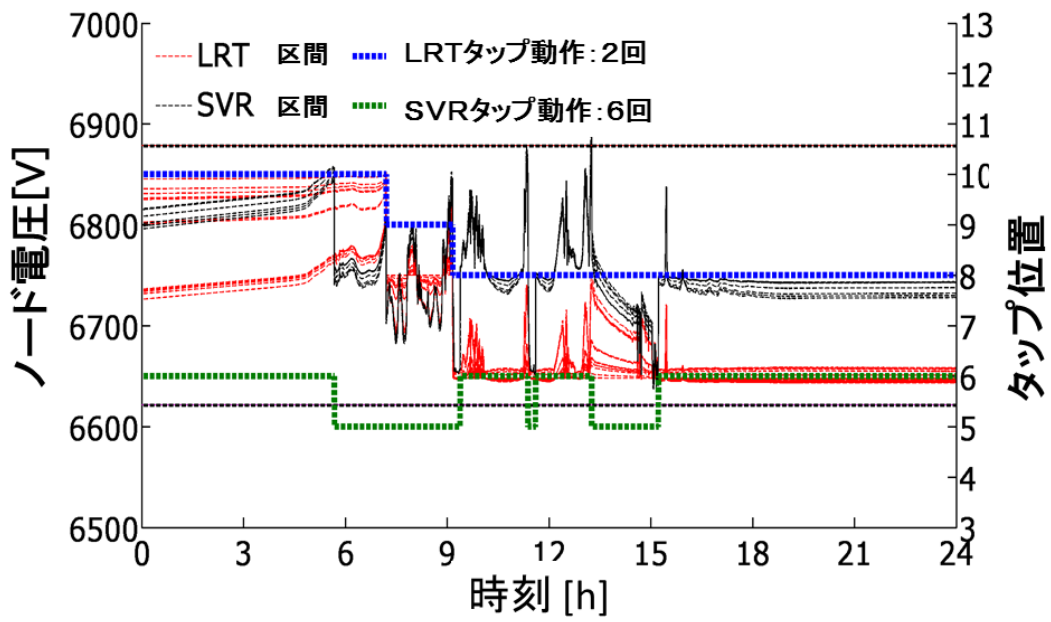


図 3-19 自律制御の LRT, SVR および蓄電池（中間設置）による電圧制御結果  
（ケース（1-3），曇天日（変動大））

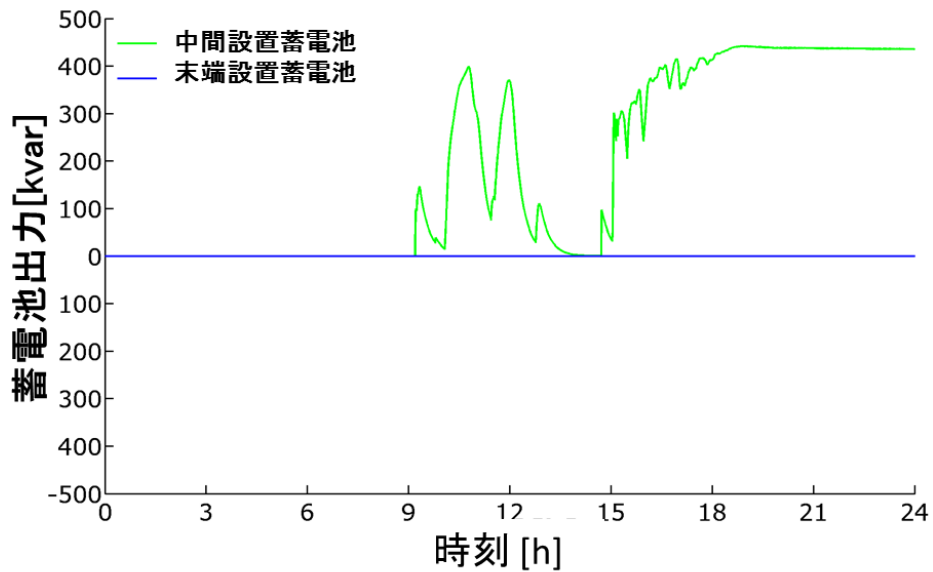


図 3-20 自律制御の LRT, SVR および蓄電池（中間設置）による電圧制御の蓄電池出力  
（ケース（1-3），曇天日（変動大））

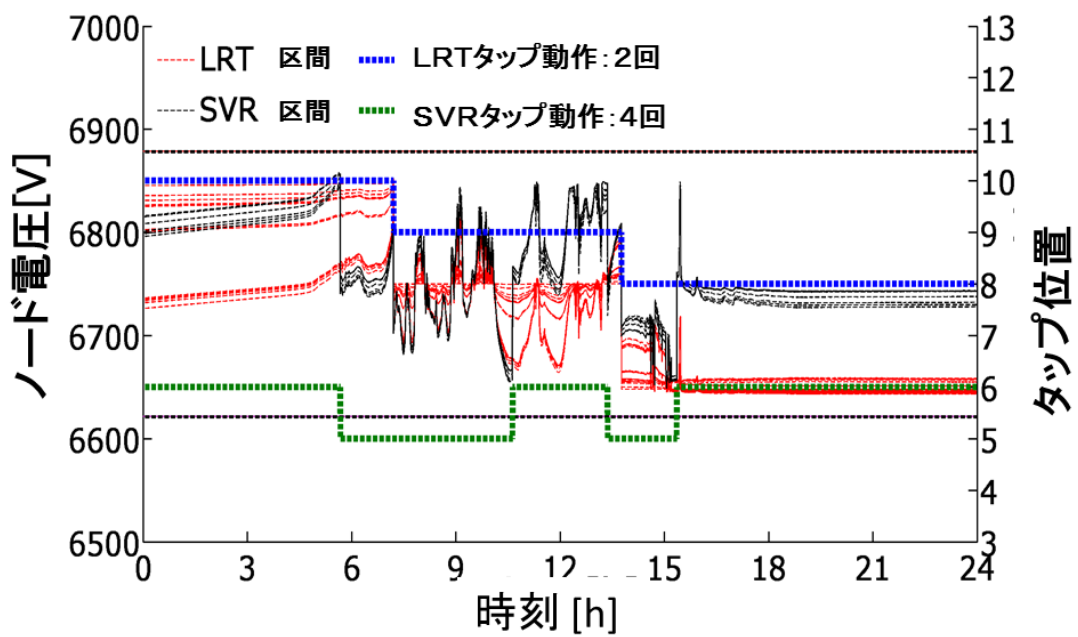


図 3-21 自律制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による電圧制御結果  
（ケース（1-4），曇天日（変動大））

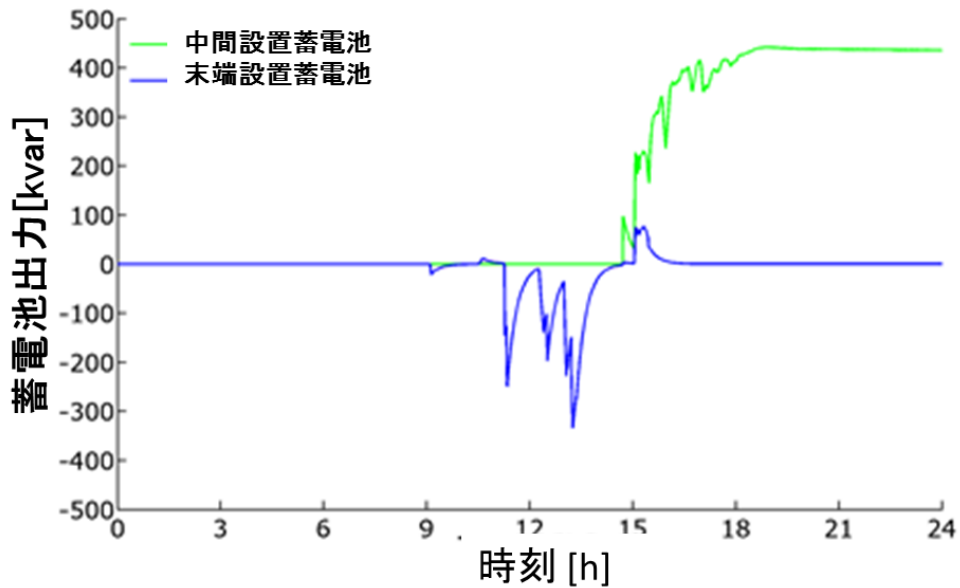


図 3-22 自律制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による電圧制御の  
蓄電池出力（ケース（1-4），曇天日（変動大））

## (3) 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池を用いた電圧制御結果

ケース (1-5), (1-6) は, 各電圧制御機器が自律で電圧制御していた(2)のケースに対し, 提案する協調電圧制御を用いて電圧制御を行うケースである。一例として曇天日を対象とした蓄電池を末端のみに設置したケース (1-5) の電圧制御結果および蓄電池出力を図 3-23 と図 3-24 に, 蓄電池を中間と末端に設置したケース (1-6) の電圧制御結果および蓄電池出力を図 3-25 と図 3-26 に示す。(2)の電圧制御結果と同様に蓄電池を設置した制御区間(ケース (1-5) では SVR 制御区間, ケース (1-6) では LRT,SVR 制御区間)において, 瞬時的な変動による電圧逸脱が解消されている一方で, 制御区間外での逸脱は解消されていない。

また, ケース (1-4) において, 16 時以降も SVR 制御区間の末端設置の蓄電池の無効電力出力が継続して, 適正電圧維持が図られていた事象に対し, ケース (1-6) では蓄電池の無効電力出力の継続を検知し, SVR タップ動作指令を実施する (17 時) ことで, 蓄電池の参照点電圧が不感帯 (1.5%) 内に収まるため, 系統電圧は維持しつつ蓄電池の出力を抑えられていることが確認された。

なお, ケース (1-4) では表 3-2 に示すように LRT, SVR の不感帯幅 1.0%に対し, 蓄電池は 1.5%と差を持たせ, 過去に提案されている蓄電池と LRT, SVR の不感帯幅を変えて協調制御を図る方法<sup>[3-5],[3-6]</sup> (ケース (1-4)) と本論文で提案する協調電圧制御手法 (ケース (1-6)) と比較した。共に電圧逸脱は回避できているが, 本論文の提案手法は過去の提案手法 (ケース (1-4)) と比較して蓄電池の出力の継続時間に応じて SVR を能動的に動作させるため, 電圧逸脱を適正に解消しつつ, 蓄電池の出力を大幅に削減できることが確認された。

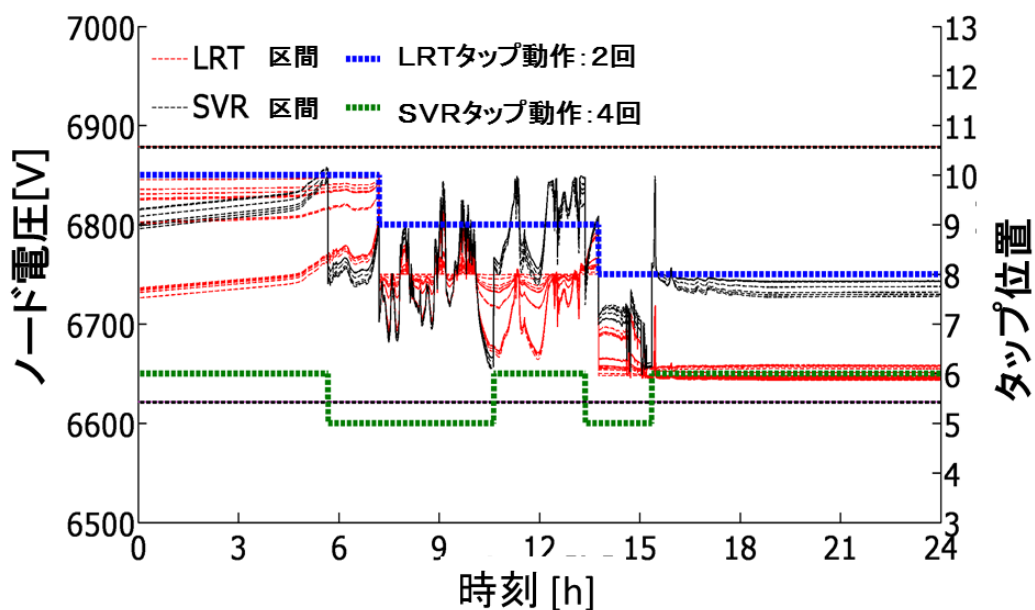


図 3-23 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池 (末端設置) による電圧制御結果 (ケース (1-5), 曇天日 (変動大))

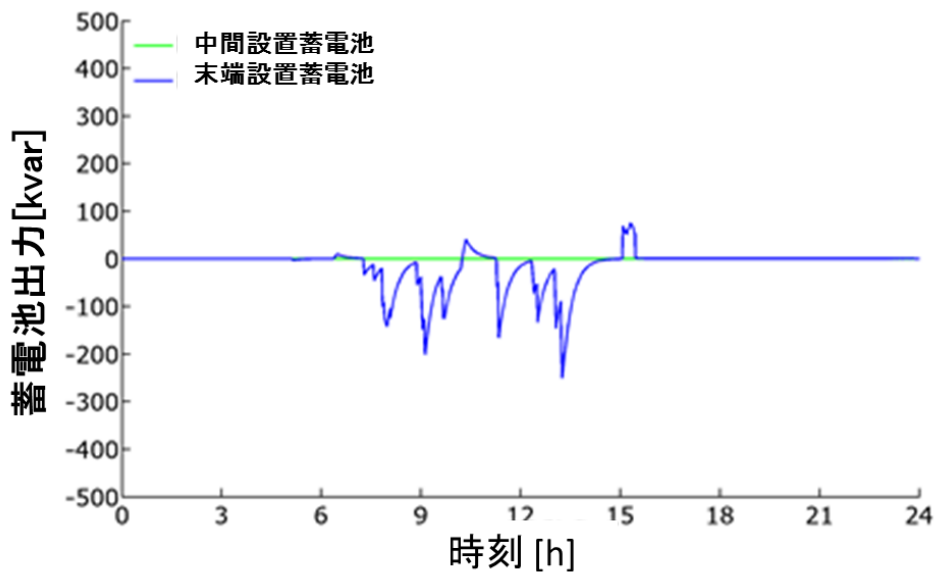


図 3-24 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（末端設置）による電圧制御の蓄電池出力（ケース（1-5），曇天日（変動大））

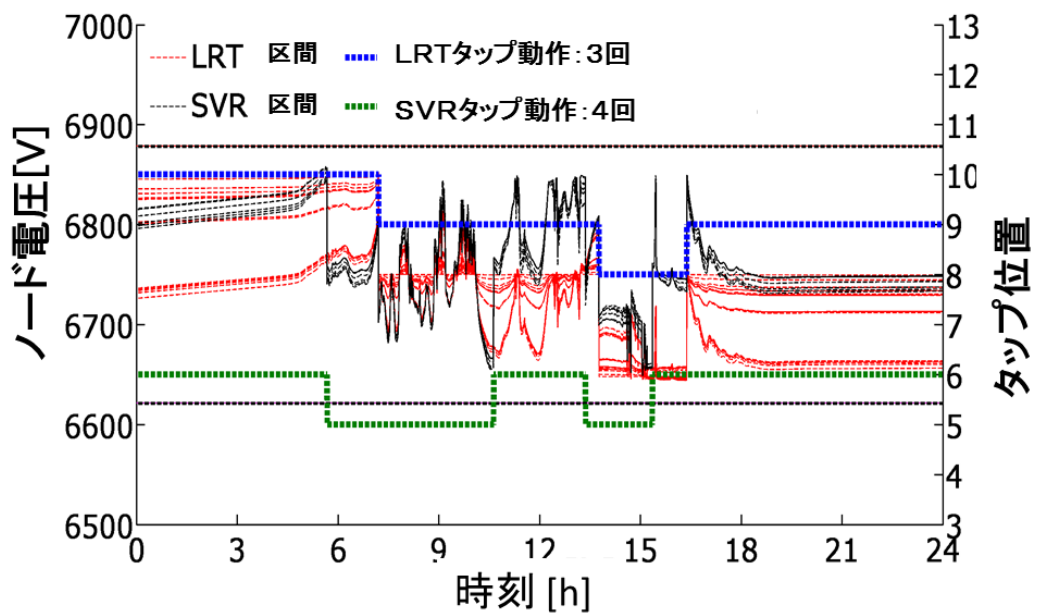


図 3-25 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による電圧制御結果（ケース（1-6），曇天日（変動大））

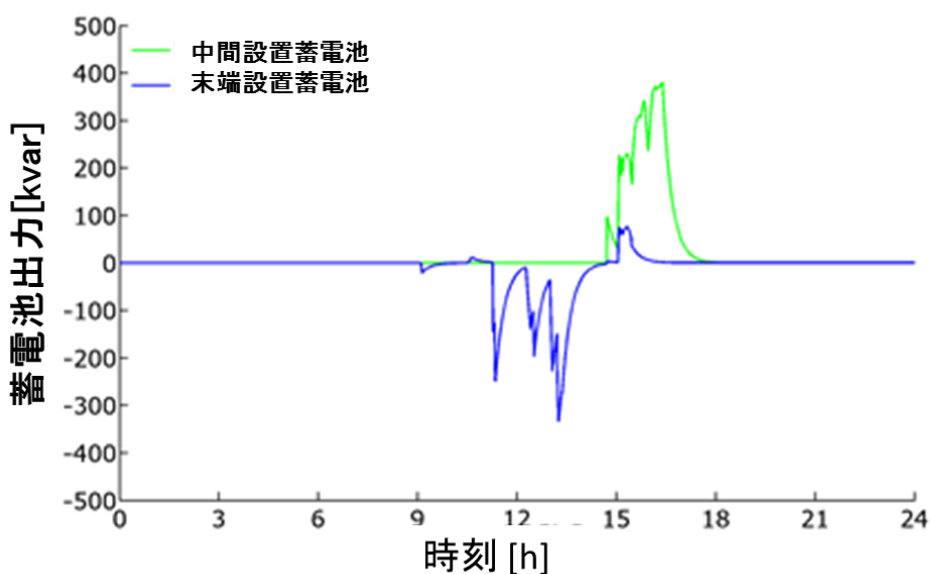


図 3-26 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による電圧制御の蓄電池出力（ケース（1-6），曇天日（変動大））

#### (4) LRT, SVR および蓄電池による電圧制御結果のまとめ

表 3-3 に晴天日（1 パターン）、曇天日（2 パターン）と PV 発電プロファイルを変化させた際の電圧制御結果について、提案手法と既存の電圧制御装置のみのケース、既存の電圧制御装置＋蓄電池を自律制御するケースと比較・検証した結果を表 3-3 にまとめる。

既設の電圧制御装置のみのケースでは電圧逸脱が発生していたが、蓄電池を設置することで、全ての天候条件において電圧逸脱が解消されていることが確認された。しかしながら、蓄電池の電圧制御は対象の制御区間内のみで有効であり、制御区間外では効果が見られなかった。

また、LRT, SVR および蓄電池を設置し、それぞれ自律制御を行うケース（1-4）では、応答速度の速い蓄電池の出力により系統電圧が適正範囲に収まり、以降も蓄電池が無効電力出力を継続することで適正電圧維持が図られることが確認された。これに対し、提案手法（ケース（1-6））では、蓄電池の無効電力出力の積算値を管理し、SVR タップ動作指令を実施することで、SVR タップ動作により蓄電池の参照点電圧が不感帯内に収まり、系統電圧は適正電圧に維持されつつ蓄電池の出力を大幅に（79～92%削減）抑えられることが確認された。この場合の LRT, SVR の動作回数は、既存の電圧制御機器のみのケース（1-1）と比較して同程度以下であることが確認された。

以上より、提案手法を用いることにより全てのケースで電圧逸脱を解消できるとともに、既存の電圧制御装置のタップ動作回数を増やすことなく蓄電池の出力を大幅に（最大 92%削減）抑制できることが確認され、提案手法の有効性が確認された。

表 3-3 シミュレーション結果の集約

ケース	天候	電圧逸脱量[kV・h]	タップ動作回数		無効電力出力量		
			LRT	SVR	出力[kvar]		出力量[kvar・h]
					中間	末端	
1-1	晴天	20.7	3	2	—	—	—
	曇天1	34.4	4	8	—	—	—
	曇天2	21.7	3	10	—	—	—
1-2	晴天	20.7	3	2	—	5.3	2.86
	曇天1	27.5	2	4	—	250.2	430.1
	曇天2	11.2	3	2	—	193.1	485.4
1-3	晴天	0.0	2	2	442.6	—	3286.0
	曇天1	0.4	2	6	441.9	—	4404.8
	曇天2	0.1	2	6	441.6	—	3757.9
1-4	晴天	0.0	2	2	442.6	5.3	3287.7
	曇天1	0.0	2	4	441.9	334.0	4005.4
	曇天2	0.0	2	2	441.6	76.0	3768.8
1-5	晴天	20.7	3	8	—	183.5	65.41
	曇天1	27.5	2	6	—	250.2	423.0
	曇天2	10.54	3	4	—	165.4	303.6
1-6	晴天	0.00	3	2	245.2	9.8	288.3
	曇天1	0.00	3	4	380.5	334.0	857.6
	曇天2	0.00	3	2	230.3	76.0	748.6

### 3.5 配電システムシミュレータを用いた効果の検証

本節では、提案する協調電圧制御手法について、配電システムシミュレータ（実験設備）を用いた検証を行い、非協調時の電圧制御方式と比較し、提案手法の有効性の検証を行う。

#### 3.5.1 配電システムシミュレータ

配電システムシミュレータ(ANSWER: Active Network Simulator with Energy Resources)は、電圧制御機器（LRT, SVR）、配電線路模擬装置、再生可能エネルギー電源/負荷を模擬したインバータ装置、計測装置および制御装置から構成されている。屋内での試験環境のため6.6kVの配電システムを400Vに縮約した模擬システムで、電線路や電圧制御装置、変圧器などそれぞれの機能を有する構成要素をボックス内にアナログ回路もしくは実機を模擬した装置を

構成し、接続ケーブルを介してボックス間を直列および並列に接続することで、柔軟な形態の模擬配電ネットワークを構築することが可能なり、PV 逆潮流や DR 発動といった様々なイベントを模擬・再現可能な低圧模擬システムシステムである<sup>[3-7]</sup>。MATRAB/Simulink および dSpace を用いることで、各装置で計測される電圧や電流情報からリアルタイムシミュレータ（PC）を介した制御信号より、負荷および PV の出力制御、LRT、SVR 装置の変圧器タップ動作や蓄電池の充放電制御が可能となる（図 3-27）。

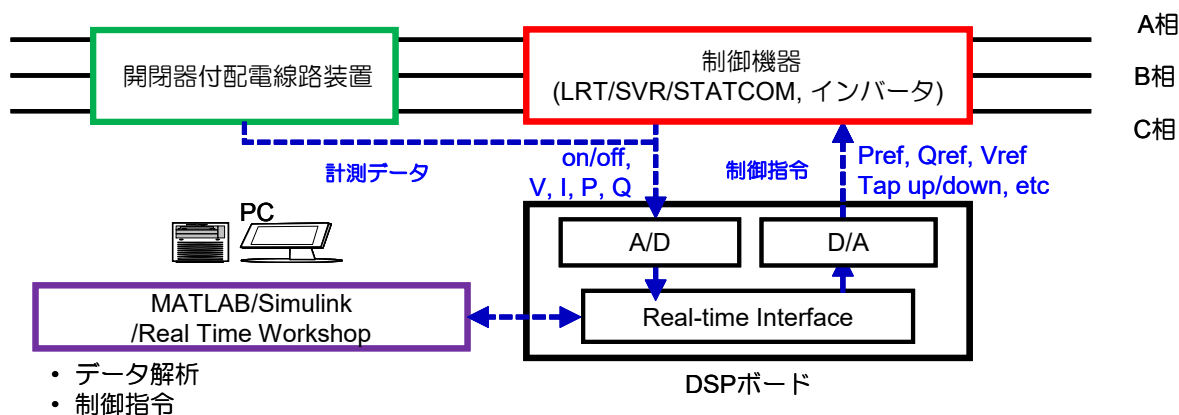


図 3-27 アナログシミュレータ・線路装置の構成と出力制御系

### 3.5.2 ANSWER を用いた検証試験

提案する協調電圧制御手法において、本検証において重要な要素である蓄電池と電圧制御装置の時定数の違いによる電圧制御効果を検証するため、実機ベースの蓄電池、SVR を用いて図 3-28 に示すような ANSWER（模擬配電システム）試験回路を構成し、協調電圧制御効果の有効性を検証した。用いた負荷および PV プロファイル（それぞれ力率 1）を図 3-27 に示す。PV プロファイルは、前節のシミュレーションでの検証において最も過酷な条件となった曇天日（高頻度+変動大）を用い、インバータを介して負荷および PV 逆潮流を配電システムに注入して電圧制御効果の検証を行った。試験条件を表 3-4 に、試験ケースを表 3-5 に示す。適正電圧範囲は、前節と同様の考え方で、高圧部分の基準電圧  $400V \pm 2\%$  を適正範囲とし、試験装置の仕様である SVR の不感帯幅（1.2%）、ステップ電圧幅（1.0%）に対し、蓄電池の不感帯幅を 0.9%、1.4%と 2 種類を用いた試験ケースで検証を行った。評価はシミュレーションの場合と同様に、① SVR タップ動作回数、② 蓄電池最大出力(kvar)、③ 蓄電池出力量(kvar・s)、④ 電圧逸脱量について各試験ケースの比較を行った。

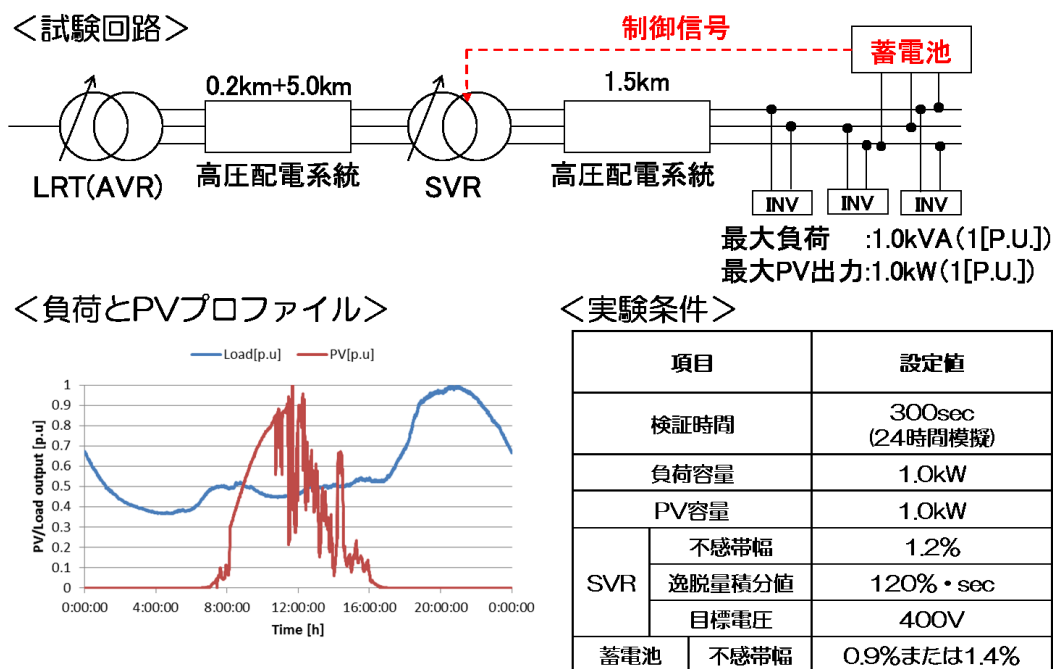


図 3-28 ANSWER を用いた試験回路

表 3-4 試験条件

項目		設定値
SVR	目標電圧 [V]	400
	時定数 (動作時限) [%・sec]	120
	不感帯幅 [%]	1.2%
	ステップ電圧 [V]	4V (1%)
蓄電池	不感帯幅 (電圧制御) [%]	0.9%, 1.4%
	タップ動作を行う $Q_{out}$ [kvar・s]	1.5/ 2.5
	進み無効電力: タップ上げ / 遅れ無効電力: タップ下げ	
配電系統	適正電圧範囲 [V]   上限 / 下限	408 / 392
	最大負荷 [kVA] / PV 最大出力 [kW]	1 / 1
	試験時間 [24 時間等価]	300sec
	配電線路互長 [km]	6.7
	配電線路インピーダンス [ $\Omega$ ]	2.68+j2.53



表 3-5 試験ケース

ケース	SVR	蓄電池	概要
2-1	×	×	電圧制御機器 (LRT,SVR) なし
2-2	○	×	自律制御の SVR のみ
2-3	○	○	自律制御の SVR,蓄電池
2-4	○	○	SVR,蓄電池の協調電圧制御

### 3.5.3 ANSWER を用いた検証結果

#### (1) 電圧制御機器がないケース

ケース (2-1) は電圧制御装置がなく、電圧制御を行わないケースである。したがって、インバータを介して系統内に負荷電流および PV 出力電流が流れだすと、図 3-28 に示すように負荷電流と PV 出力の合算値に基づき系統電圧が変動し、PV 出力すなわち逆潮流量がピークとなる時間帯 (12 時ころ) および負荷量が最大となる時間帯 (20 時ころ) において、最大 7V 程度の電圧逸脱が発生した (図 3-29)。

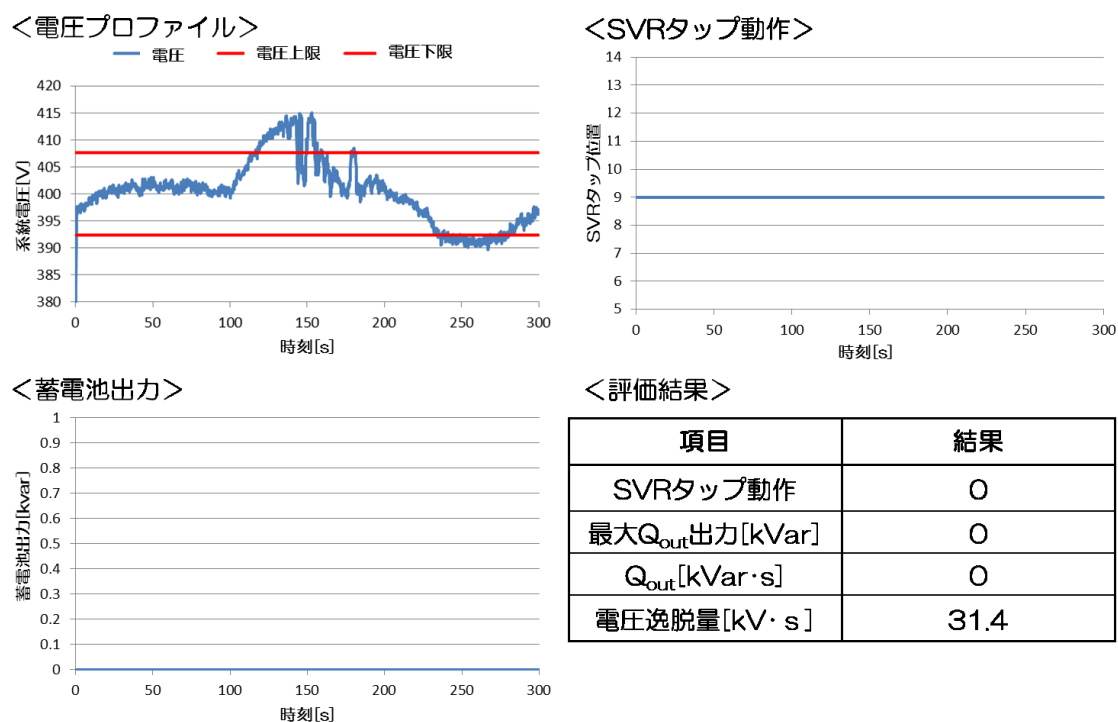


図 3-29 ケース (2-1) の試験結果

(2) 自律制御の SVR のみで電圧制御を行うケース

ケース (2-2) は自律制御を行う SVR のみで電圧制御を行う試験ケースである。図 3-30 に示すようにケース (2-1) で電圧逸脱が生じていた PV 逆潮流量がピークとなる時間帯 (12 時ころ) および負荷量が最大となる時間帯 (20 時ころ) では, SVR 動作によりおおむね適正範囲内に収まっている。しかしながら, 12 時ころの一部の時間帯では, PV の出力変動により生じる急峻な電圧変動に対し, SVR の動作遅れのために瞬時的な電圧逸脱が発生している。このケースでは, 緩やかな時間変化の電圧変動については SVR 動作 (10 回/日) で解消されていたが, 瞬時的な電圧変動には対応できていない結果となった。

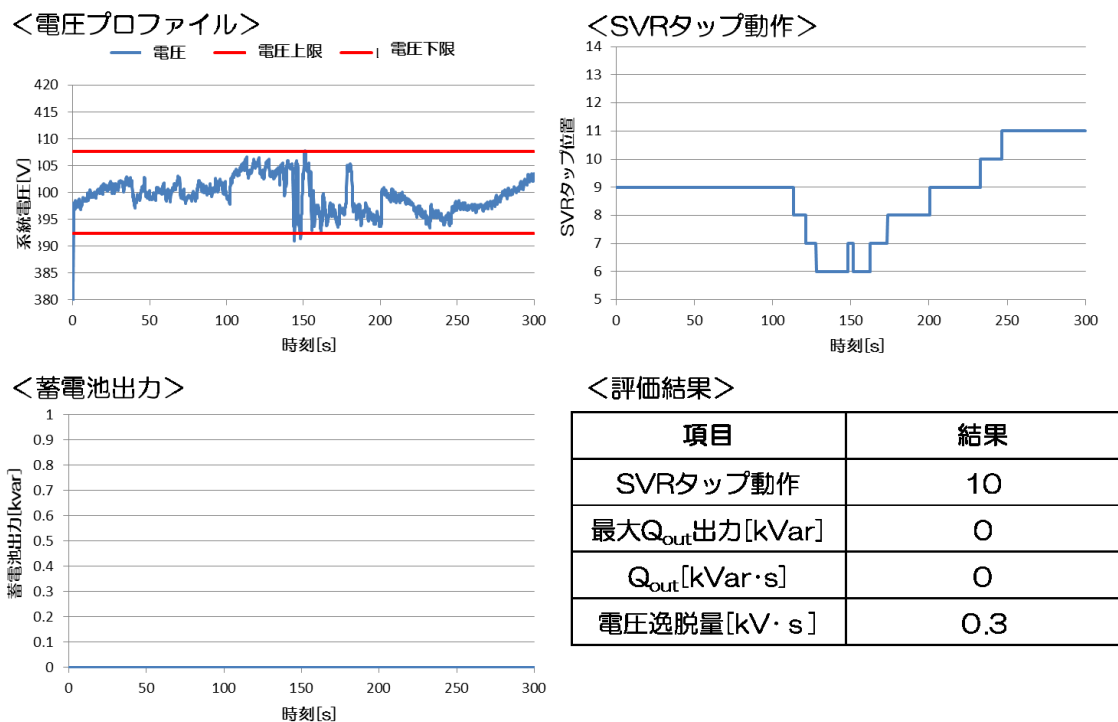


図 3-30 ケース (2-2) の試験結果

(3) SVR と蓄電池それぞれが自律で電圧制御を行うケース

ケース (2-3) は, 蓄電池を配電系統に設置するものの SVR とは協調電圧制御を行わず, 蓄電池, SVR はそれぞれ自律で電圧制御を行うケースである。蓄電池の不感帯は 0.9% と設定し, SVR の不感帯 1.2% より狭く設定した。ケース (2-1) で電圧逸脱が生じていた PV 逆潮流量がピークとなる時間帯 (12 時ころ) および負荷量が最大となる時間帯 (20 時ころ) では, 図 3-31 に示すように応答速度の速い蓄電池の無効電力出力により系統電圧は適正範囲内に収まっている。また, ケース (2-2) で発生していた 12 時ころの短時間の電圧逸脱も解消している。このケースは, シミュレーション結果 (ケース (1-4)) と同様に系統で電圧変動が生じた際, 応答速度の速い蓄電池の無効電力出力により適正電圧に収まり, その後も電圧補償期間中は無効電力出力が継続していた。一方で, 蓄電池の電圧補償により,

SVR の参照点電圧は不感帯内に収まるため、SVR のタップ動作は行われなかった。

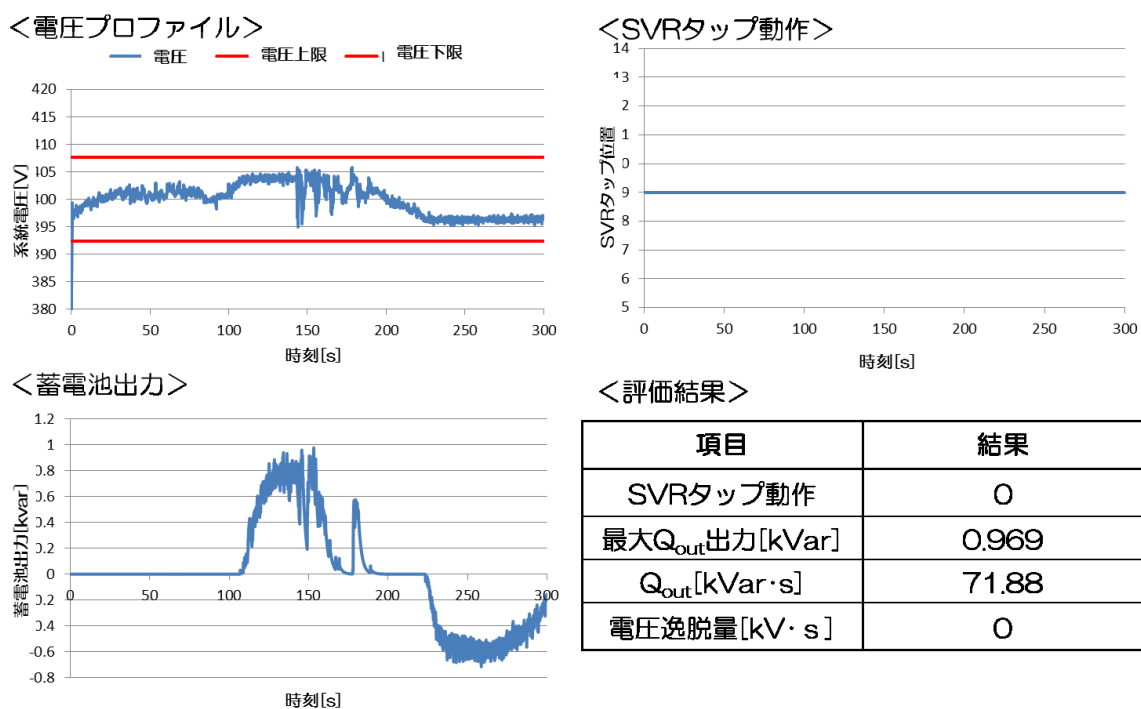


図 3-31 ケース (2-3) の試験結果

#### (4) SVR と蓄電池との協調電圧制御を行うケース

ケース (2-4) は、系統に蓄電池を設置し、蓄電池と SVR との協調電圧制御手法を用いた試験ケースである。蓄電池の不感帯幅は 1.4%と設定し、SVR 不感帯 1.2%より広く設定した。このケースでは、ケース (2-1) で電圧逸脱が生じていた PV 逆潮流量がピークとなる時間帯 (12 時ころ)、負荷量が最大となる時間帯 (20 時ころ) およびケース (2-2) で発生していた 12 時ころの瞬間的な電圧逸脱は解消している。また、図 3-32 に示すように系統電圧が変動すると、初めに応答速度の速い蓄電池出力により電圧補償が行われるが、蓄電池の出力が継続して積算値が閾値を超過すると、SVR タップ動作指令が行われ、タップ動作より蓄電池の参照点電圧が不感帯に収まるため蓄電池出力を停止することが確認された。これにより、急峻な電圧変動は蓄電池が出力し、緩やかな電圧変動は SVR のタップ動作により電圧制御が行われ、電圧逸脱が解消されるとともに、蓄電池出力および出力積算値は、蓄電池のみで出力したケース (2-3) より十分小さくなることが実験環境においても確認され、SVR タップ動作回数も SVR のみで電圧制御を行うケース(2-2)と同数であった。これにより、提案する協調電圧制御の有効性がシミュレーション、実験環境の双方で確認された。

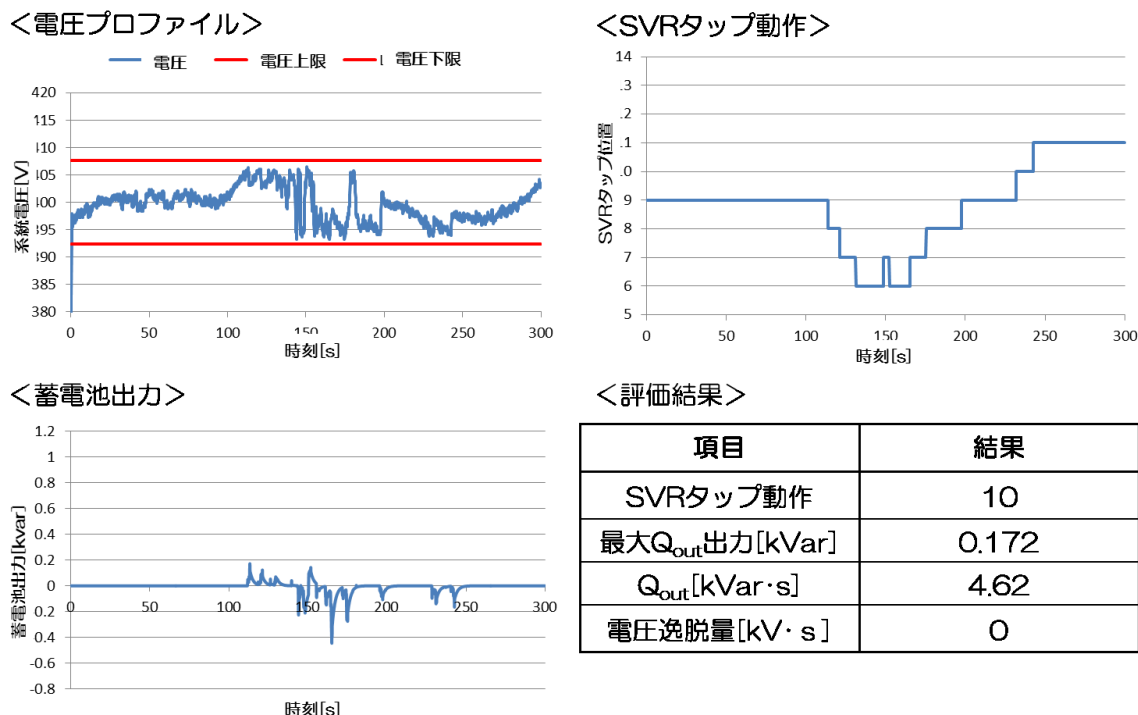


図 3-32 ケース (2-4) の試験結果

表 3-6 に全ての実験結果を取りまとめる。3.4 節のシミュレーション結果と同様に、配電システムシミュレータを用いた検証においても既存の電圧制御機器である LRT, SVR と蓄電池の協調電圧制御を行わず、それぞれ自律で電圧制御を実施した場合、応答速度の違いから蓄電池出力のみで系統電圧が改善されるため LRT, SVR 動作は行われず、蓄電池が出力を継続して適正電圧維持が図られることが確認された。一方、提案する協調電圧制御手法を用いると、PV の急激な出力変動は蓄電池が対応し、一日を通した負荷の緩やかな変動は SVR タップ動作により電圧制御を行うため、蓄電池がない場合と SVR のタップ動作回数は同等で、非協調の場合と比較して蓄電池の出力（44%削減）および容量（93%削減）を大幅に抑制しつつ、系統電圧を適正に収めることが可能となり、提案手法の有効性がシミュレーションだけでなく、実験環境においても検証された。

表 3-6 ANSWER を用いた電圧制御試験結果の集約

ケース	電圧逸脱量 [kV·h]	タップ動作回数	無効電力出力量	
		SVR [回]	出力 [kvar]	出力量 [kvar·s]
2-1	31.4	0	0	0
2-2	0.3	10	0	0
2-3	0	0	0.969	71.88
2-4	0	10	0.172	4.62

### 3.6 本章のまとめ

本章では、太陽光発電が大量連系して電圧逸脱が生じている配電系統に、第2章の提案手法（蓄電池出力方式・配置評価手法）で得られた蓄電池の出力方式と配置を用いて、電圧制御に必要な蓄電池の出力および容量を最小化する蓄電池と LRT と SVR との協調電圧制御手法を提案した。提案手法は、配電系統に PV 逆潮流による電圧変動が生じた場合、初めに応答速度の速い蓄電池が即応して電圧改善が行われるが、蓄電池出力の積算量を管理し、閾値を超過した場合に LRT と SVR にタップ動作指令を与える能動的な協調電圧制御手法である。この制御手法では、協調制御なしの試験ケースにおいて蓄電池が全補償していた電圧制御のうち、長周期的な電圧変動の補償を LRT と SVR に分担させ、短周期的（瞬時的）な電圧変動のみを蓄電池で分担する協調電圧制御手法である。提案手法の有効性については、晴天日（1パターン）、曇天日（2パターン）の3パターンの気象条件の下、シミュレーションおよび配電系統シミュレータを用いて、蓄電池が非設置のケースと蓄電池を設置して協調制御を行わないケース（非協調制御）と比較することで、提案手法の有効性の検証を行った。以下、本章の実施内容をまとめるとともに、今後の課題について述べる。

3.2 節では、配電系統の電圧制御機器である LRT, SVR の制御手法を概説するとともに、配電系統に蓄電池を設置して電圧制御を行う場合の電圧制御機器の時定数の問題点を述べ、これらを解決する既設の電圧制御装置と蓄電池を協調して電圧制御を行う協調電圧制御手法および制御パラメータの決定手法について記載した。

3.3 節では、提案する制御手法の有効性を検証するための高低圧配電系統モデル、負荷および PV 発電（晴天日 1 パターン、曇天日 2 パターン）プロファイルなどシミュレーション条件を述べるとともに、制御効果を定量的に比較・評価するための評価関数について定義した。

3.4 節では、3.3 節で記載したシミュレーションモデル、負荷および PV 出力プロファイル、各種シミュレーション条件に基づき、PV が大量連系にされた配電系統モデル（住宅長亘長モデル）を用いてシミュレーションを実施し、提案する協調電圧制御手法の有効性を検証した。シミュレーションの結果より、既存の電圧制御装置（LRT, SVR）のみのケースにおいて電圧逸脱が発生した系統条件に対し、配電系統に蓄電池を設置し、無効電力制御を行うことで電圧制御区間内の電圧逸脱が解消され、蓄電池設置の有効性が確認された。しかしながら、協調制御を行わず、それぞれの機器が自律で電圧制御を行う場合、応答速度の速い蓄電池出力により適正電圧維持が継続され、結果として既存の電圧制御機器が動作せず、必要となる蓄電池の大容量化や充放電ロスによる損失が課題であることが確認さ

れた。一方、提案する協調電圧制御手法を用いた場合、全ての試験ケースで電圧逸脱を解消できるとともに、電圧制御装置（LRT,SVR）のタップ動作回数を、電圧制御装置のみで制御を行う場合と比較して増やすことなく、非協調の場合と比較して蓄電池の出力を大幅に（最大92%削減）抑制できることが確認された。

3.5 節では、提案する協調電圧制御手法において重要な検証要素である蓄電池と電圧制御装置の時定数の違いによる電圧制御効果を検証するため、実機ベースの蓄電池、SVRを用いて実験環境での試験回路を構成し、提案する協調電圧制御手法の有効性を検証した。SVRと蓄電池をそれぞれ自律で電圧制御した場合、応答速度の違いから蓄電池出力のみで系統電圧が改善され、結果としてSVR動作は行われず、蓄電池が出力を継続して系統電圧維持が図られることが確認された。一方、提案する協調電圧制御手法を用いると、PVの急激な出力変動は蓄電池が対応し、負荷の緩やかな変動はSVRタップ動作により電圧制御が行われるため、蓄電池がない場合とSVRのタップ動作回数は同等で、非協調制御の場合と比較して蓄電池の出力（44%削減）および容量（93%削減）を抑制しつつ、系統電圧を適正に維持することが可能となり、提案手法の有効性がシミュレーションだけでなく、配電系統シミュレータにおいても検証された。

本研究では、電圧制御機器のタップ制御の整定値や蓄電池の整定値および目標電圧範囲の設定などの制御パラメータは、概説したパラメータ決定手法を基に決定した。しかしながら、実系統における電圧制御機器は、十年、二十年スパンでの現場での運用が求められることから、負荷の増減やPV連系量の増加など現実レベルでの系統潮流の変化に対応できるような汎用的なパラメータ決定手法を確立していく必要がある。

## 参考文献

- [3-1] 林泰弘, ”我が国におけるスマートグリッドの展望”, 電気設備学会誌, Vol.33, No.8,(2013)
- [3-2] Diana Moneta, Claudio Carlini, Giacomo Viganò, Lilia Consiglio, Daniels Stein, "Active MV distribution networks: functional validation of the advanced voltage controller in the Grid4EU Italian demonstrator," CIGRE 2014 C6-210, Aug, 2014
- [3-3] Luciano Cocchi, Marico Di Clerico, Fabio Cazzato, Christian D' Adamo, Cristiano D'Orinzi, "Decentralised storage systems for applications on electrical distribution network: tests and field results," CIGRE 2014 C6-2-9, Aug, 2014
- [3-4] Ye Yang; Hui Li; Andreas Aichhorn; Jianping Zheng; Michael Greenleaf, "Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving," IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 5, Issue: 2 Pages: 982 - 991, 2014
- [3-5] 関崎真也, 青木睦, 鶴飼裕之, 重藤貴也, 佐々木俊介, ”太陽光発電大量導入時における小容量蓄電池群を用いた配電系統電圧制御手法”, 電気学会論文誌B, Vol 133 No,5 pp439-448(2013)
- [3-6] 川崎章司, 金本憲明, 田岡久雄, 松木純也, 林泰弘, ”太陽光発電システム群の力率制御とLRTによる協調電圧制御手法”, 電気学会論文誌B, Vol 132 No,4 pp309-316(2012)
- [3-7] 酒井重和, 林泰弘他, ”分散型電源連系課題解決支援実験システム(ANSWER)の構築と分散型電源と配電ネットワークとの協調運用形態の実験検証”, 電気学会論文誌B, Vol.130-B, No.5, pp473-483,2010
- [3-8] 一般社団法人電気学会(2013) “電気工学ハンドブック(第7版) 30編 配電,” pp. 1537-1601.
- [3-9] 吉永淳, 林泰弘他, ”PV導入量拡大を目的としたLRTおよびSVRと蓄電池による協調電圧制御手法”, 電気学会論文誌B, Vol.136-B, No.3, pp291-301,2016
- [3-10] 電気協同研究, ”配電系統における力率問題とその対応”, 電気協同研究 第66巻 1号, 2011

## 第4章 デマンドレスポンス普及拡大に対応した協調 電圧制御

### 4.1 本章の概要

デマンドレスポンス（DR）は、東日本大震災以降、ピーク電力抑制や発電と等価な価値を生むことで環境負荷低減の新たな方策として期待されており、各種の実証実験が行われている<sup>[4-1]~[4-4]</sup>。一方でデマンドレスポンスは、電気事業者等から送られる DR 信号により需要家の負荷抑制や負荷の使用時間帯のシフト（ピークシフト）を誘導し、需給ひっ迫時のピークカットを達成するため、デマンドレスポンス開始時および解除時は、複数の需要家の負荷抑制および抑制解除がほぼ同時に行われることとなる。この際、負荷抑制量や配電系統のインピーダンス（線路亘長、電線の太さ）によっては、配電系統全体の負荷電流の急変に対し、LRT、SVR といった既設の電圧制御装置が追従できないことによる電圧逸脱、および、それに伴う太陽光発電の出力抑制や一斉解列が懸念されている。これら課題については、いくつかの文献において問題提起がされており<sup>[4-5],[4-6]</sup>、先行研究では新たに蓄電池を設置する検討や高速に制御が可能な電圧制御機器を集中制御する方式の検討が行われている<sup>[4-7],[4-8]</sup>が、既存の電圧制御機器を活用した対策の提案および電圧改善効果の検証は行われていない。

本章では、デマンドレスポンスの導入期および普及期の2段階に分けて、それぞれ電圧対策の規模や設備コストの観点から電圧変動対策手法を提案する。DR の導入期は、DR による電圧変動量が比較的小さい場合を想定しており、センサ内蔵開閉器情報に基づく電圧予測結果から既設の電圧制御装置の制御を行う集中制御手法を提案している。一方、DR の普及期は DR による電圧変動量も多いため、蓄電池が必要となる場合を想定しており、「電圧変動の短周期成分と長周期成分を分離して蓄電池と LRT と SVR との制御分担を行う機能分担型協調電圧制御手法」を提案している。

提案手法の妥当性については、複数の家電機器を用いたデマンドレスポンスの実測負荷波形を作成し、デマンドレスポンス開始時および解除時の時定数を算出し、構築した負荷プロファイルを用いて、従来の電圧制御装置のみ（自律制御）のケースと集中制御を行っ



たケース、蓄電池を設置して協調制御を行わないケース（非協調制御）と提案手法について配電システムシミュレータを用いて比較を行い、提案手法の有効性を検証する。

## 4.2 LRT, SVR の電圧制御手法

本節では、デマンドレスポンスの開始時および解除時の電圧変動問題に対して既設の電圧制御装置である LRT, SVR を活用し、DR 信号およびセンサ内蔵開閉器の現地情報に基づき、デマンドレスポンス開始後、解除後の電圧推定を行い、LRT,SVR の時定数による制御遅れが生じないように、予め適切なタップ動作を行う電圧予測型の集中電圧制御手法を提案し、配電システムシミュレータを用いて有用性を検証する。

### 4.2.1 LRT, SVR の集中電圧制御の必要性

LRT, SVR といった配電システムの電圧制御装置は、主として 3.2.2 節で記載した LDC 方式が採用されており、参照点電圧の不感帯逸脱量が一定値を超過した際にタップ動作を行い、通常分オーダーの動作時限を有している。DR 開始時には短時間で需要が低下し、DR 解除時には需要が急激に増加するため、これら動作時限を持つ電圧制御装置では、図 4-1 に示すように DR により生じる電圧変動に対して動作遅れが生じ、電圧変動補償が困難になる。これら動作遅れに対応するには、電圧制御機器の不感帯幅を狭めるか時定数（不感帯逸脱積算量）を下げる可以考虑だが、いずれの方法もタップ動作回数的大幅な増加や、それに伴う電圧変動の頻発が予想され、設備運用面や電力品質面から現実的ではない。

そこで、本章では DR 発動の際、電気事業者が予め負荷削減量が想定できることに着目し、図 4-2 に示すようにセンサ内蔵開閉器より得られる配電システムの電圧・電流情報および DR による負荷削減量情報を基に、DR 開始時、解除時のシステムの電圧・電流を推定することで、既存の LRT や SVR の動作遅れを補償する制御手法を提案する。

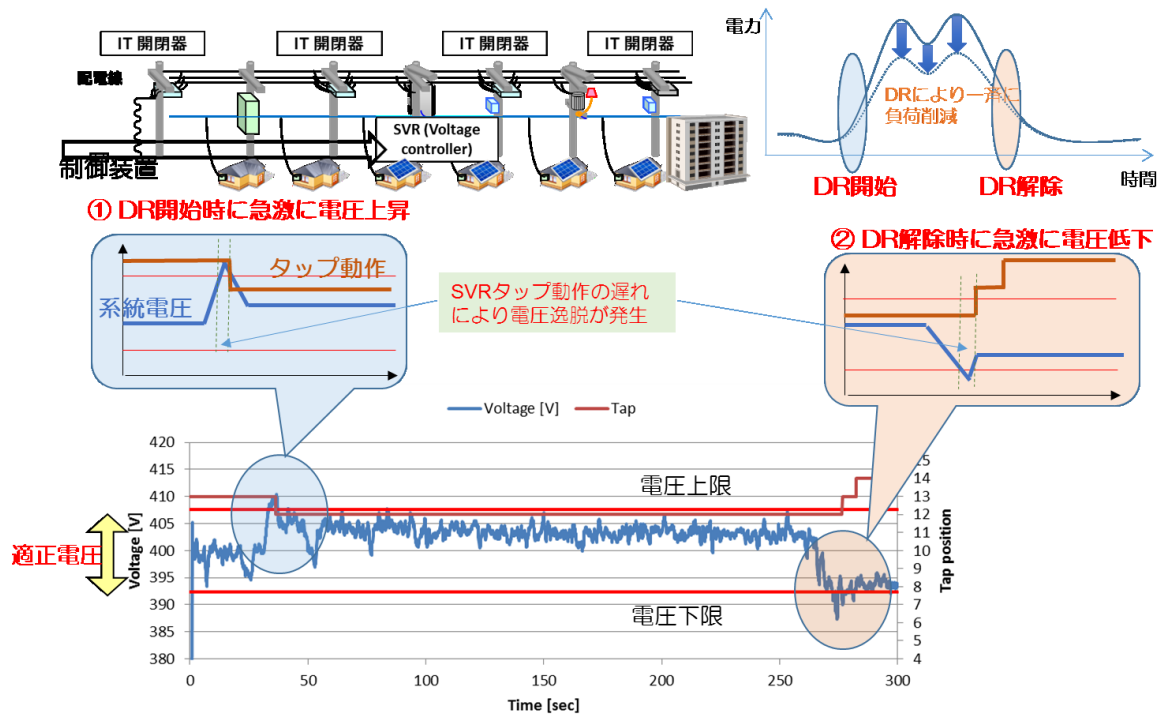


図 4-1 デマンドレスポンス開始時，解除時の電圧逸脱問題のイメージ

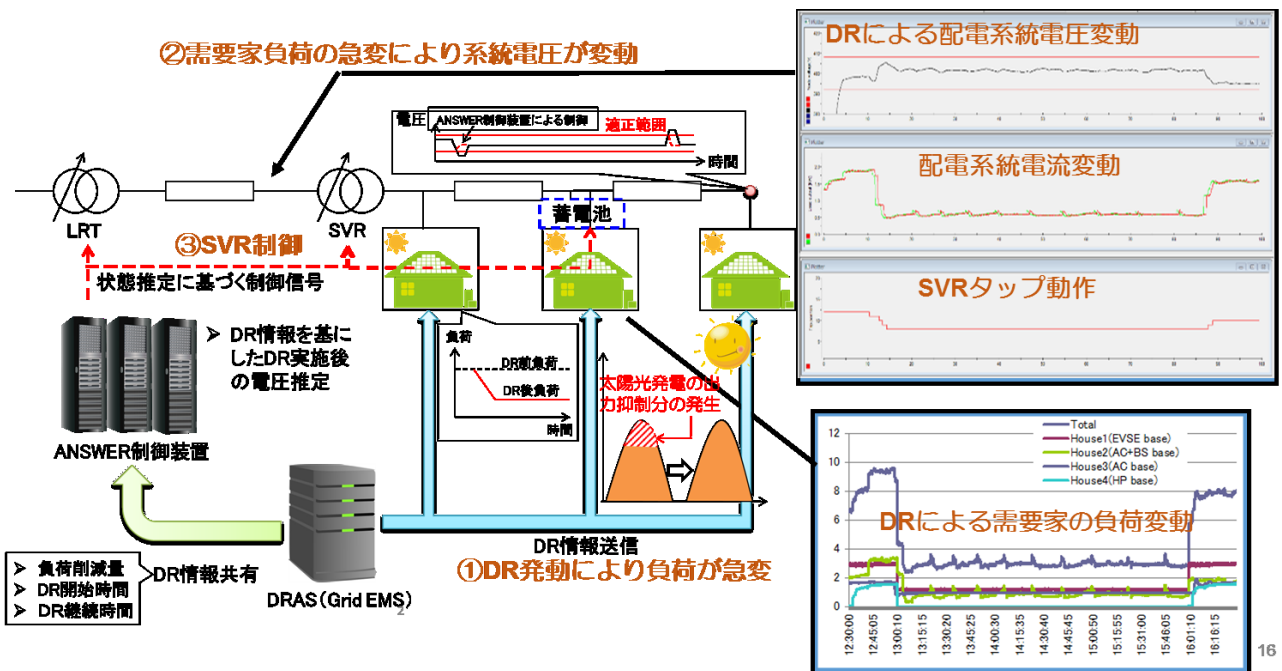


図 4-2 LRT, SVR を用いた電圧予測型電圧制御手法のイメージ

### 4.2.2 DR 発動時の電圧制御のシーケンス

本節では、DR 発動サーバ（以下、DR サーバ）、配電自動化システムおよび電圧制御機器と連携した DR 発動時の一連の電圧制御シーケンスについて記載する。ここでは、DR 発動の際の DR サーバから配電自動化システムへの DR 情報送信のタイミングや受信後の系統監視、制御手順等、通信および電圧制御のシーケンスについて記載する<sup>[4-9]</sup>。

#### (1) DR サーバと ANSWER 間の通信・制御手順

電気事業者は、DR を発動する場合、予め必要な負荷削減量（kW や kWh など）や削減レベルを決定して、アグリゲータや需要家に DR の予告通知・発動依頼を行う。したがって、電気事業者は予め負荷削減量を想定して DR を発動することが前提となる。DR 発動時の手順としては、DR 発動前に DR サーバ（実験では Grid Energy Management System: Grid EMS を使用）より配電系統シミュレータ（ANSWER）<sup>[4-10]</sup>の制御装置に負荷削減情報、DR 開始時間、継続時間などの DR 情報送信を行い、オンサイトに設置しているセンサ内蔵開閉器の計測データ等を活用し、系統の現地状態（負荷電流、系統電圧など）を把握した上で電圧制御装置（LRT、SVR および蓄電池など）に適切な電圧制御指令を与える。具体的には、以下に示す3つの行程で監視・制御を行う。

（以下の文中及び表 4-1 中の○の番号は、図 4-3 の手順に対応する。）

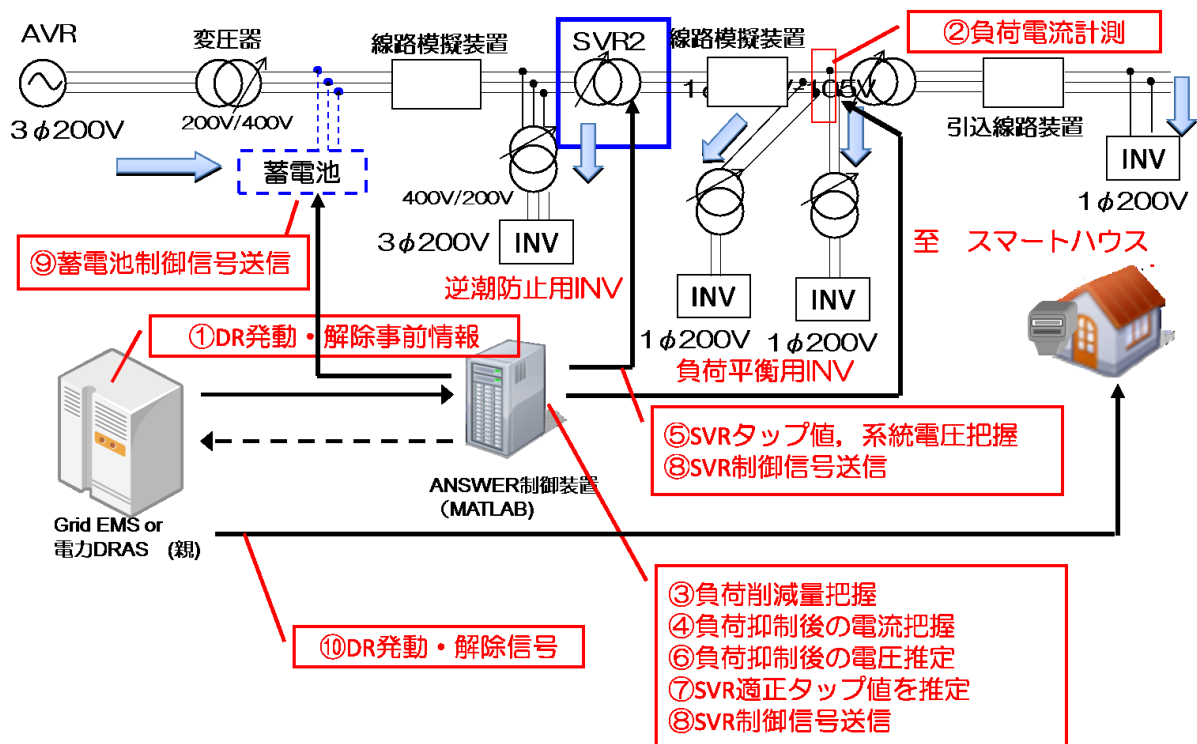


図 4-3 DR 発動システムと連携した配電系統制御システムのシーケンス

① DR 発動情報の事前送信

DR 発動前に、DR サーバより負荷の削減量（kW 削減量，レベルなど）および発動時間等の DR 発動情報を ANSWER に送信する。

② ~⑦ 配電系統の状態把握および DR 発動後の状態推定

DR 発動が開始される一定時間前に配電系統の電圧，電流情報を収集し，DR サーバから送信される負荷削減量情報より提案する電圧推定手法を用いて DR 開始後の配電系統の電圧，電流を推定する。

⑧~⑨ 電圧制御機器の制御

DR 開始直前の LRT, SVR のタップ位置情報を収集し，上記の行程で推定した配電系統の電圧推定情報から DR 開始後の適切なタップ位置を算出し，DR 発動とタイミングを図り電圧制御機器へ制御指令を行う。

これら DR サーバ-ANSWER 間の一連の手順および通信・動作所要時間を勘案し，DR 発動時における DR サーバと ANSWER 間の各機器の通信，動作および手順を図 4-3 および表 4-1 に示す。DR 発動中および解除後は，それぞれの電圧制御機器は自律動作を行う必要があるため，電圧制御は自律制御+電圧推定制御手法となる。

(2) 電圧制御機器動作のタイムフロー

DR 開始時に LRT, SVR など制御遅れの恐れがある電圧制御機器を適切に制御するには，DR 発動の一定時間前に制御を開始する必要がある。この一定時間には，LRT, SVR の動作時限，配電系統の状態（電圧・電流）把握のための計測時間，通信時間および DR 発動後の状態推定（潮流計算など）時間が含まれる。一方で，通信・制御の開始が早すぎて，制御開始から DR 開始までの間隔が開きすぎると，系統状態を把握した時点の電圧・電流と DR 開始時点での電圧・電流の差が大きくなり，不適切な電圧制御になる恐れがある。

そこで本検討では，計測システムの計測時間，SVR 等の電圧調整装置，蓄電池の動作時限および通信システムのスペックを考慮し，4.2.3 節(3)に記載する電圧偏差に基づく制御信号を DR 発動の一定時間前に電圧制御機器に送る DR 発動時のタイムフローを検討した（表 4-1）。

なお，DR 予告信号は，発動の前日や数時間前に通告するケースが多い。一方，本システムの実績として DR 削減情報を ANSWER が受け取ってから配電系統の状態を把握し，潮流計算を行い，その時点での SVR のタップ位置を把握した後，最適タップ位置算出までの時間は 1～2 分（各所要時間の内訳は表 4-1 に示す）で終了することを確認しており，これらを勘案すると SVR 動作時間も含め，DR 開始の 2 分前に ANSWER の動作を開始することが電圧制御上適切な制御となると考えられる。

表 4-1 DR サーバー-ANSWER 間の DR 発動前のタイムテーブル

行程	イベント	DR 発動 サーバ	ANSWER システム	必要な時間	タイムテー ブル
⑩	前日通知	Send	—	数分	前日
①	DR 予告信号	Send	Get	数分	発動 2 分前
② ③	計測データ集約	—	Detect	数秒	
④ ⑤	DR 発動後の電圧推定	—	Estimation	約 30 秒	
⑩	SVR のタップ位置把握	—	Get	数秒	発動 1 分前
⑪	SVR の最適なタップ位置を推定	—	Estimation	約 30 秒	
⑫ ⑨	SVR 制御 (蓄電池制御)	—	Control	数秒	30 秒～1 分 前
⑩	DR 開始	Send	—	—	発動時刻

#### 4.2.3 DR 発動時の電圧制御手法

4.2.2 で提案した電圧制御のシーケンスを用いた電圧制御手法を検討する。DR 発動の際、電気事業者等が予め想定できる DR 削減量に基づく DR 情報と発動直前に取得した DR 開始後の需要予測より、DR 開始後の配電系統電圧を推定し、最適なタップ位置を算出する。その上で、DR 開始時や解除時に適正電圧に収まるよう、事前に SVR に対して制御指令を与える。本検証では、DR 情報として負荷削減量、DR 開始時間および DR 継続時間を ANSWER に送信し、ANSWER はこれら情報を基に電圧制御を行う。ここで、図 4-3 に示した DR 発動時における Grid-EMS-ANSWER 間の通信、動作手順および電圧制御法の動作について、(4-1)式～(4-4)式を用いて概説する。Grid-EMS から送信される負荷削減量 $\Delta P$ 、DR 開始時間 $t_s$ 、DR 継続時間 $t_{DR}$ および常時の負荷変動  $P(t)$ 情報を基に、DR による負荷削減後の負荷需要 $\hat{P}(t)$ を(4-2)式に示すように時刻 $t$ における負荷需要と DR による負荷削減量の差分から予測し、繰り返し潮流計算を行うことで、DR 発動後の予測電圧 $\hat{V}(t)$ を取得する。予測電圧 $\hat{V}(t)$ と電圧制御基準電圧 $V_b$ からの逸脱量状態により、DR 発動前に電圧逸脱量の積算を行う ((4-3)式) ことで DR 開始時、DR 解除時の必要な時間に (4-4)式に基づくタップ切換を行う。

$$DR(t) = \begin{cases} 0 & (0 \leq t < t_s) \\ \Delta P & (t_s \leq t \leq t_s + t_{DR}) \\ 0 & (t_s + t_{DR} < t) \end{cases} \quad (4-1)$$

$$\hat{P}(t) = P(t) - DR(t) \quad (4-2)$$

$$D(t) = \begin{cases} \int (\hat{V}(\hat{P}(t), Z) - V_b - \varepsilon) dt & (V_b + \varepsilon < \hat{V}(\hat{P}(t), Z)) \\ D(t) - D(t - t_{step}) & (V_b - \varepsilon \leq \hat{V}(\hat{P}(t), Z) \leq V_b + \varepsilon) \\ \int (V_b - \varepsilon - \hat{V}(\hat{P}(t), Z)) dt & (\hat{V}(\hat{P}(t), Z) < V_b - \varepsilon) \end{cases} \quad (4-3)$$

$$tap(t) = \begin{cases} tap(t - t_{step}) - 1 & (D_{cv} < D(t)) \\ tap(t - t_{step}) & (-D_{cv} \leq D(t) \leq D_{cv}) \\ tap(t - t_{step}) + 1 & (D(t) < -D_{cv}) \end{cases} \quad (4-4)$$

ただし、 $DR(t)$ : 時刻 $t$ における DR による負荷削減量、

$\Delta P$ : 負荷削減量、 $t_s$ : DR 開始時間、 $t_{DR}$ : DR 継続時間、

$\hat{P}(t)$ : 時刻 $t$ における DR 情報を用いた負荷需要予測、

$P(t)$ : 時刻 $t$ における負荷需要、 $\hat{V}$ : 負荷需要予測による電圧推定値、

$Z$ : 線路インピーダンス、 $V_b$ : 電圧制御基準電圧、 $\varepsilon$ : 不感帯幅、

$D(t)$ : 時刻 $t$ における逸脱量積算値、 $D_{cv}$ : 逸脱量積算規定値、

$tap(t)$ : 時刻 $t$ におけるタップ位置、 $\hat{V}(\hat{P}(t), Z)$ : 負荷需要、

$P(t)$ : 線路インピーダンス  $Z$  における電圧推定値

電圧予測を行う電圧制御手法としては、以下に示す2つの手法（電圧予測、潮流計算）を提案し、従来法（LRT, SVR の自律電圧制御）と比較、検証を行う。

#### (1) 従来法（自律制御方式）

図 4-4 に示すように SVR 設置地点の電圧、電流の計測情報から、負荷中心点など任意の地点(参照点)までの R/X 値を基に、その地点の電圧を一定に保つよう電圧制御を行う。ここでは等価的に参照点の電圧情報をリアルタイムで取得し、その電圧を一定に保つ様に SVR のタップ制御指令を行う。

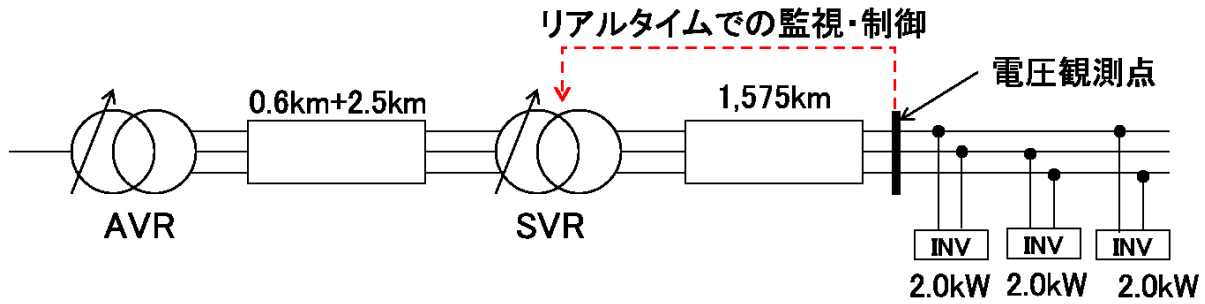


図 4-4 従来の電圧制御手法（自律制御）の概要

(2) 提案手法 1（自律制御方式＋電圧予測）

図 4-5 に示すように参照点（電圧観測点）の電圧情報をリアルタイムで取得し、その地点の電圧 $V(t)$ を過去の電圧 $V(t - t_{step})$ と比較して、その変化率に基づき線形外挿することで電圧 $V(t + t_{step})$ を予測し、SVR のタップ制御指令を行う。

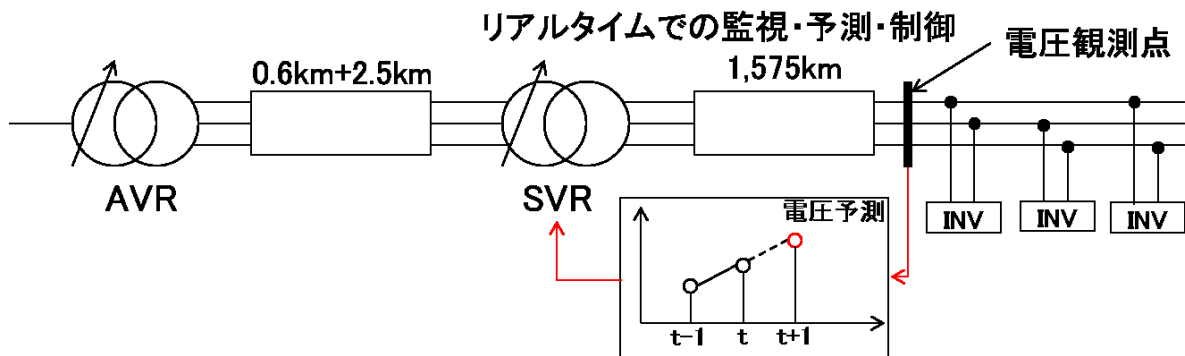


図 4-5 提案手法 1（自律制御＋電圧予測手法）の概要

(3) 提案手法 2（自律制御＋潮流計算手法）

図 4-6 に示すように任意の地点の電圧、電流および SVR タップ位置情報をリアルタイムで取得し、与えられた DR 削減量に基づき潮流計算により DR 発動後の電圧を推定し、その地点の電圧  $V(t)$  が適正になるよう SVR のタップ制御指令を行う。

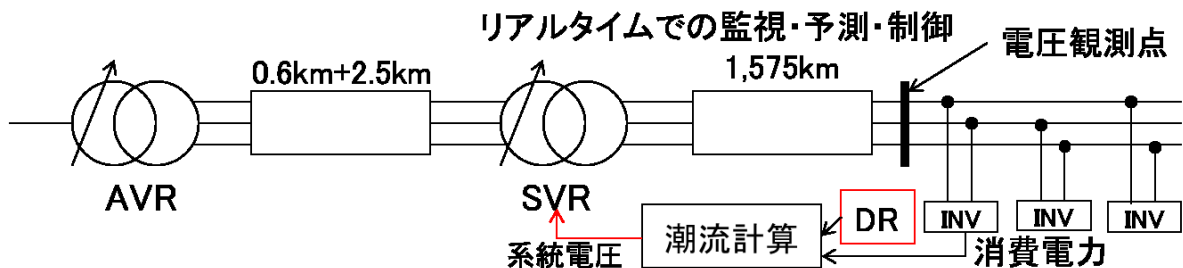


図 4-6 提案手法 2（自律制御＋潮流計算手法）の概要

#### 4.2.4 電圧制御の評価関数

電圧制御の評価関数 $f_{volt}$ は、(4-6)式で定義する電圧逸脱の判定係数を用いて検証期間中の各ノードの電圧が適正範囲からの逸脱した量を時間積算し、全ノード分の電圧逸脱量の積算値を(4-5)式のように定義した。評価においては、10秒毎の1日分のデータに対し、配電システム内の全ての地点（ノード）、時間において電圧逸脱が生じていない場合は $f_{volt}$ が0となるが、電圧逸脱が増加するほど評価関数の値は大きくなる。

$$f_{volt} = \frac{1}{1000\tau} \sum_{t=1}^T \left[ K_{up}(t) \{V_i(t) - V_{up}\} + K_{low}(t) \{V_{low} - V_i(t)\} \right] [\text{kV} \cdot \text{s}] \quad (4-5)$$

$$T = T_{simulation} / T_{sampling} \text{ (Time divisions)}$$

$$K_{up}(t) = \begin{cases} 1 & (V_i(t) > V_{up}) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4-6)$$

$$K_{low}(t) = \begin{cases} 1 & (V_i(t) < V_{low}) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

ただし、 $f_{volt}$ ：電圧制御の評価関数、

$K_{up}$ ：電圧上限逸脱の判別係数(1ならば電圧逸脱あり、0ならば逸脱なし)、

$K_{low}$ ：電圧下限逸脱の判別係数、 $V(t)$ ：時刻 $t$ における電圧、

$V_{up}$ ：電圧の適正範囲上限値、 $V_{low}$ ：電圧の適正範囲下限値、

$T$ ：シミュレーション断面数、 $T_{simulation}$ ：実験のシミュレーション時間、

$T_{sampling}$ ：実験の情報取得周期、

$\tau$ ：電圧逸脱積算量の単位を $\text{V} \cdot \text{s}$ に変換するための係数

#### 4.2.5 DR 発動時の負荷波形

デマンドレスポンスは、通常電気事業者等よりアグリゲータ等を介して、複数の需要家の負荷抑制が同時に行われるため、DR 開始時および解除時の配電システムへの影響評価を行う際、複数の需要家の負荷波形を用いて時定数を検証する必要がある。本検証では、個々の需要家のDRによる負荷削減をスマートハウス内で模擬し、2014年11月～12月に取得したDR発動時の負荷削減の計測結果（図4-7）を基に、図4-8に示す合成負荷波形およびベースラインを求めた。スマートハウス内のDR発動時の負荷波形取得の諸元を表4-2に示す。Room1は主にエアコン（AC）＋ヒートポンプ給湯機（HP）負荷の需要家、Room2は



エアコン（AC）＋蓄電池（BESS）負荷の需要家，Room3 はエアコン（AC）＋ヒートポンプ給湯機（HP）＋蓄電池（BESS）負荷の需要家，Room4 はエアコン（AC）＋ヒートポンプ給湯機（HP）＋蓄電池（BESS）負荷の需要家を想定している。これら負荷データは，それぞれのスマートハウス内に設置されている機器を対象に，HEMS より ECHONET-Lite の通信プロトコルを介した DR 負荷抑制試験により得られた。系統全体の DR 負荷削減量は，それぞれのケースの負荷カーブを合算し，ベースライン値は図 4-8 に示すように DR 開始時および解除時の負荷量を線形で結び，変動分を重畳する形で求めた。応答速度は，DR 開始時の負荷削減が 0.4p.u./分，DR 解除時の負荷回復は 0.13p.u./分であった。

表 4-2 DR 発動時の負荷波形取得の諸元

No.	スマートハウス	エアコン (200V)	エアコン (100V)	ヒートポンプ給湯機	蓄電池	DR 時間帯
1	Room1	○	—	○	—	9:00-12:00
2		○	—	—	—	13:00-16:00
3		○	—	—	—	9:00-12:00
4	Room2	○	○	—	—	13:00-16:00
5	Room3	○	—	○	—	9:00-12:00
6	Room4	○	—	○	—	9:00-12:00
7		○	—	○	—	9:00-12:00

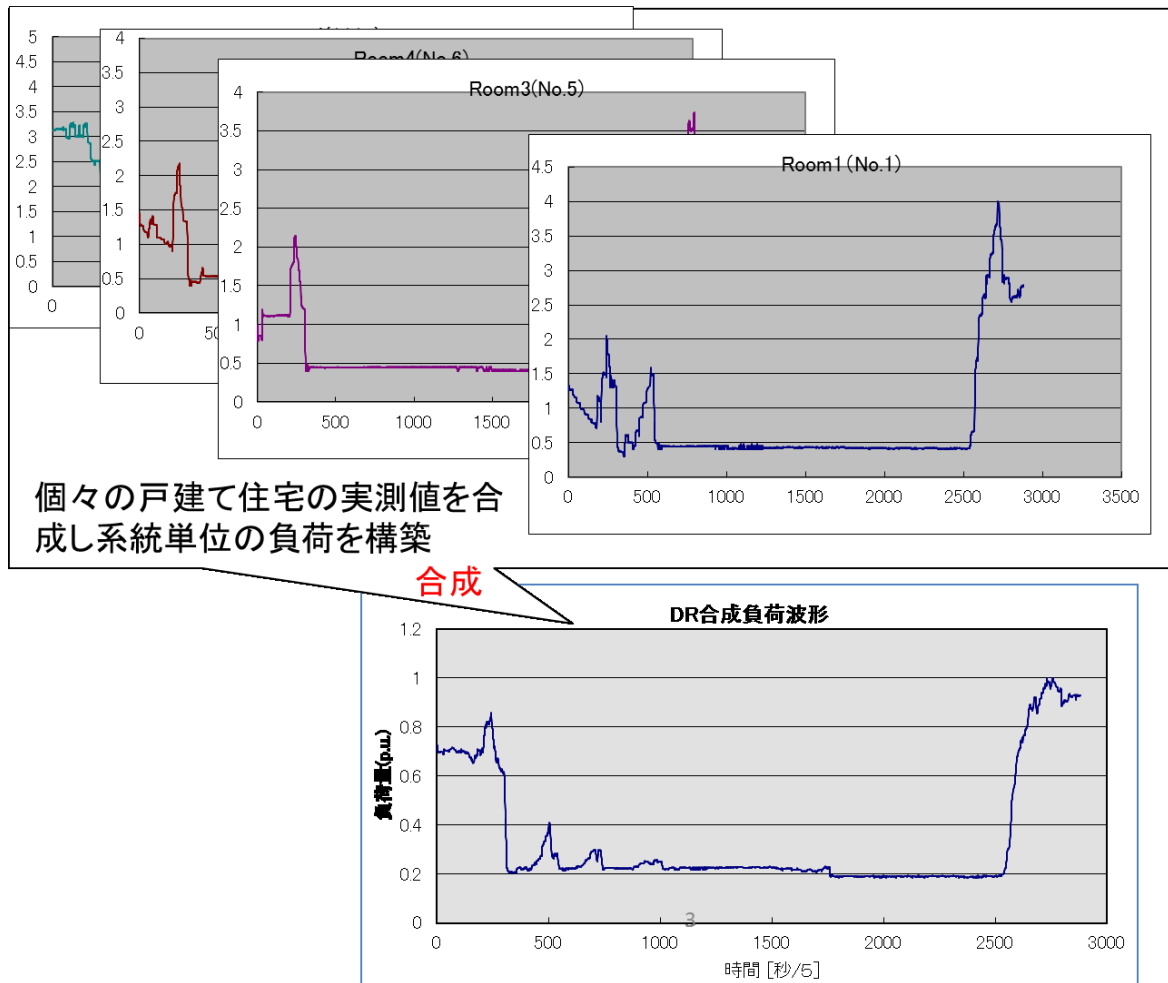


図 4-7 スマートハウスの実測負荷の合成による DR 合成負荷波形のイメージ

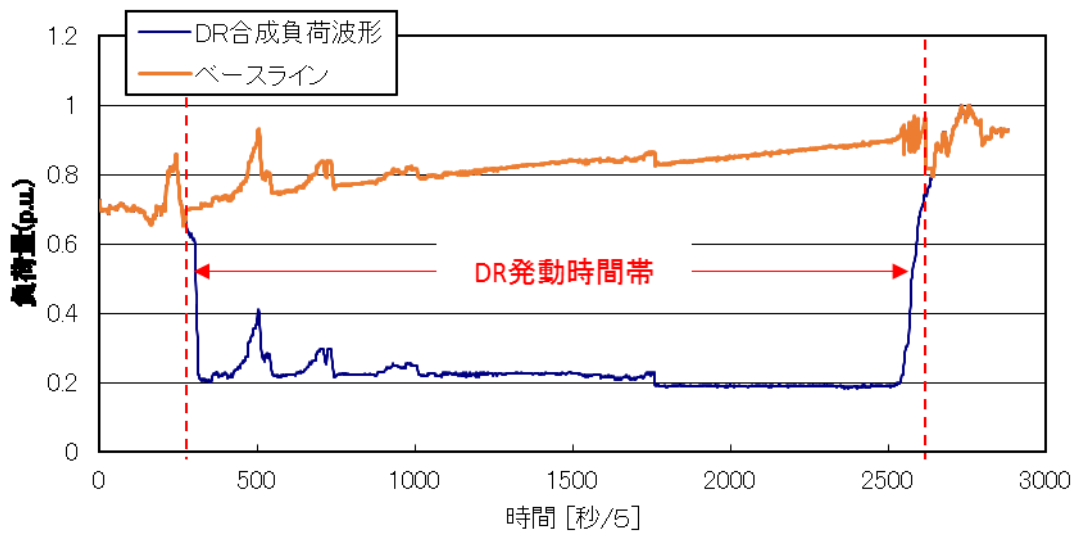


図 4-8 DR 合成負荷波形およびベースライン

#### 4.2.6 ANSWER を用いた電圧制御効果検証試験

電圧制御効果の検証では、図 4-9 に示すように DR 発動サーバと配電システムシミュレータ (ANSWER) を連携して DR 発動および電圧制御試験を実施した。試験線路を図 4-9 の中段に、試験パラメータを表 4-3 に示す。DR 発動サーバより送信された DR 情報を基に ANSWER において電圧、電流の監視を行い、提案する系統の状態推定 (電圧予測) 手法を用いて、DR 発動時の急峻な電圧変動を補償する試験を実施した。

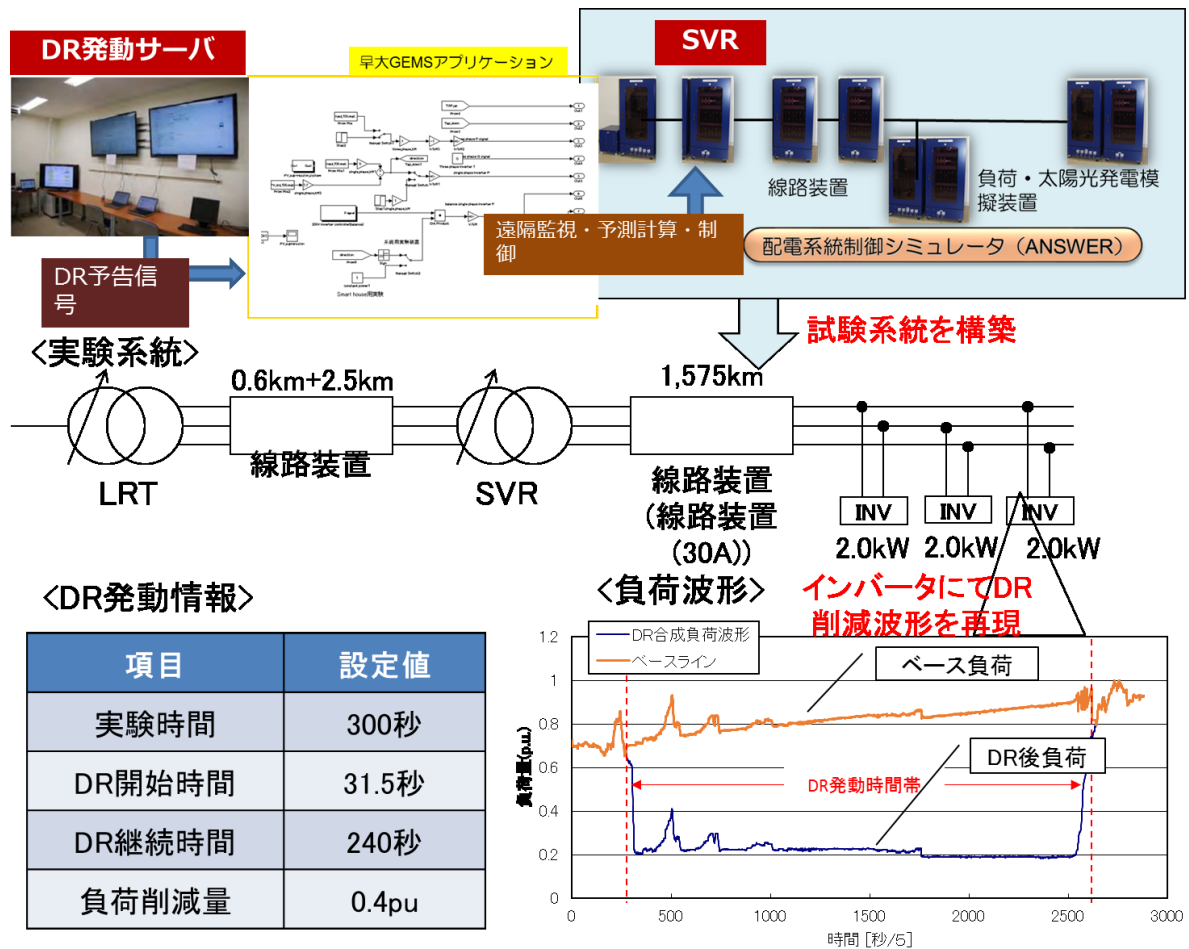


図 4-9 標準ケースの試験回路と負荷波形と DR 発動情報および DR 発動システムとの融合のイメージ

表 4-3 試験条件

実験条件		値
SVR	目標電圧 ( $V_{tar}$ ) [V]	400
	時定数 ( $D_{ref}$ ) [%・s]	90,120
	不感帯幅 ( $\epsilon$ ) [%]	1.1%
蓄電池	なし	—
配電系統	適正電圧範囲 [V]	上限 / 下限
	負荷 [P.U.] / DR 削減量 [P.U.]	1 / 0.4
	線路互長 [km]	4.7, 7.2
試験条件	試験時間 [4 時間の等価換算] ( $T_{simulation}$ ) [s]	300
	開始時間 [s]	31.5
	DR 継続時間 [s]	240
	サンプリング時間 ( $T_{sampling}$ ) [s]	0.1

※アンダーバー (      ) は標準ケースを示す。

#### 4.2.7 ANSWER を用いた電圧制御効果検証試験結果

##### (1) 標準ケース (線路互長 4.7km, 削減量 0.4P.U.)

線路互長を 4.7km とする標準ケースにおいて、4.2.3 節に示した 3 つの制御手法について検証を行った。系統電圧および SVR タップ動作の推移を図 4-10～図 4-12 に示す。従来法 (自律制御方式) では、DR の開始時および解除時に DR による急峻な負荷変動が生じると、それを SVR が検知してから SVR の時定数に相当する動作時限経過後にタップ動作するため、急峻な電圧変動への追従が困難となり図 4-10 の薄緑枠内に示すように、DR 開始時および解除時に電圧逸脱が生じていた。

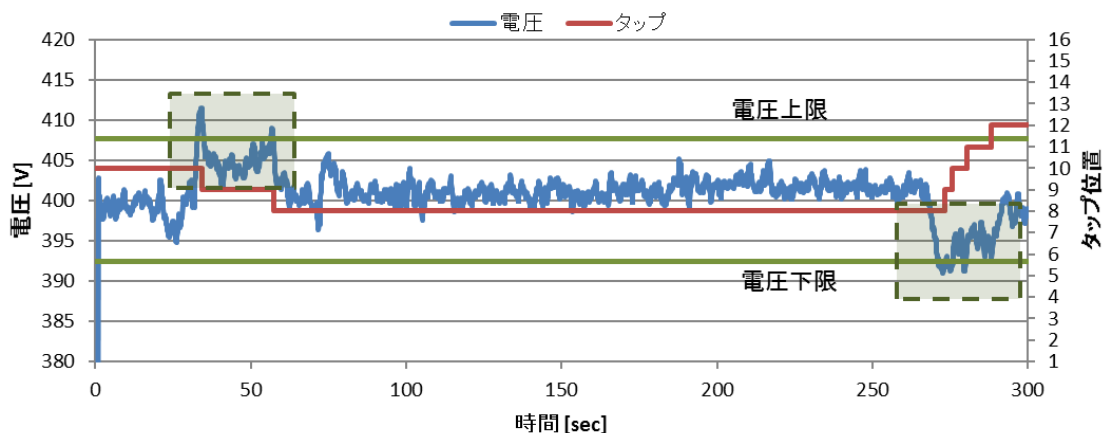


図 4-10 従来法の電圧プロファイル及びタップ動作推移

提案手法1（自律制御+電圧予測手法）では、線形外挿により電圧の変化を捉えて1時間断面後の電圧予測をしながらタップ動作をするため、急峻な電圧変動への追従性が増しており、図4-11に示すように従来法（自律制御方式）と比較して電圧逸脱量の大幅な減少が見られた。しかしながら、電圧変動の傾向を1断面前の電圧と現在の計測電圧の差分により求めることから、理論上、ある一定以上の俊度を持つ電圧変動には対応することができず、薄緑枠内に示すようにDR発動時に短時間の電圧逸脱が生じていた。

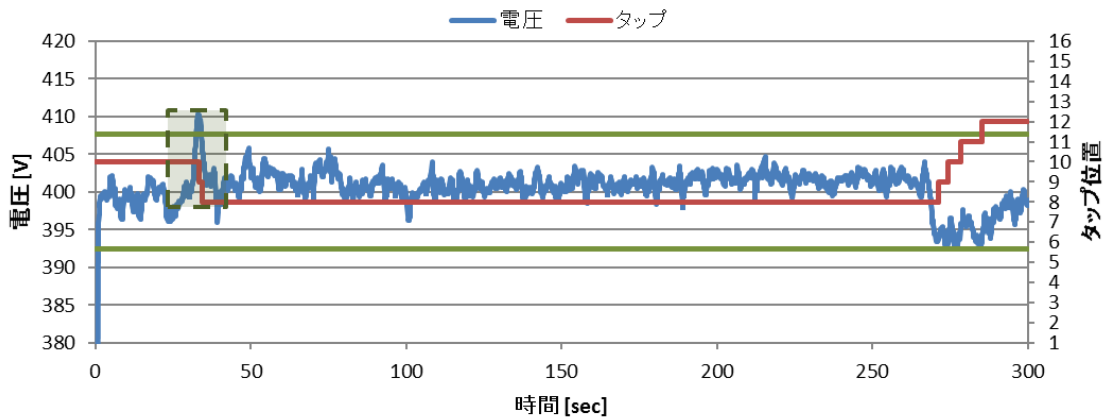


図 4-11 提案手法1（自律制御+電圧予測手法）の電圧プロファイルおよびタップ動作推移

提案手法2（自律制御+潮流計算手法）では、DR削減情報を基に潮流計算を行い、DR発動時に最適なタップ動作の指令を行う。したがって、DR開始および解除する前にSVRの適切なタップ位置を推定し、制御を開始することによりSVRの動作遅れを解消することが可能となり、図4-12に示すように全ての時間帯において適正電圧範囲内に収まることが確認された。

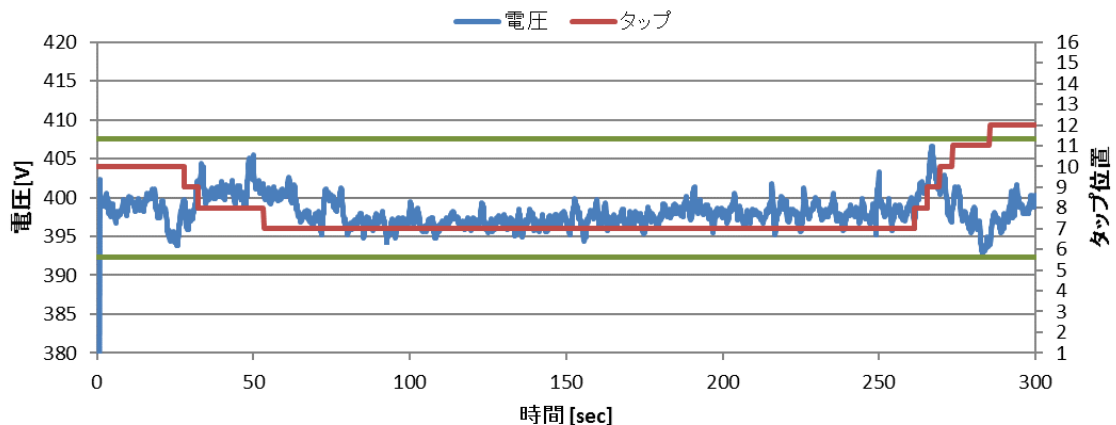


図 4-12 提案手法2（自律制御+潮流計算手法）の電圧プロファイルおよびタップ動作推移

(2) 長亘長ケース（線路亘長 7.2km, 削減量 0.4P.U.）

次に線路長を図 4-13 に示すように、長亘長（亘長 4.7km→7.2km, 負荷削減量 0.4p.u.）としたケースの検証を実施した。検証結果を図 4-14 に示す。このケースでは、線路亘長が長く、線路インピーダンスが大きいことから、DR 発動に伴う電圧変動が大きくなる。その結果、制御効果が最も高かった提案手法 2（自律制御+潮流計算）を用いても、DR 発動中に SVR タップの電圧上限値付近への張り付きが生じ、薄緑枠内に示す時間帯において電圧逸脱が生じた。

・実験系統

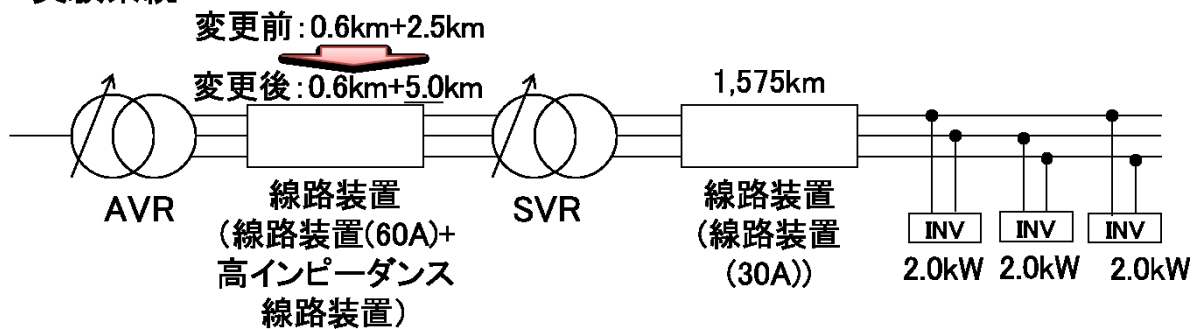


図 4-13 長亘長ケースの試験回路

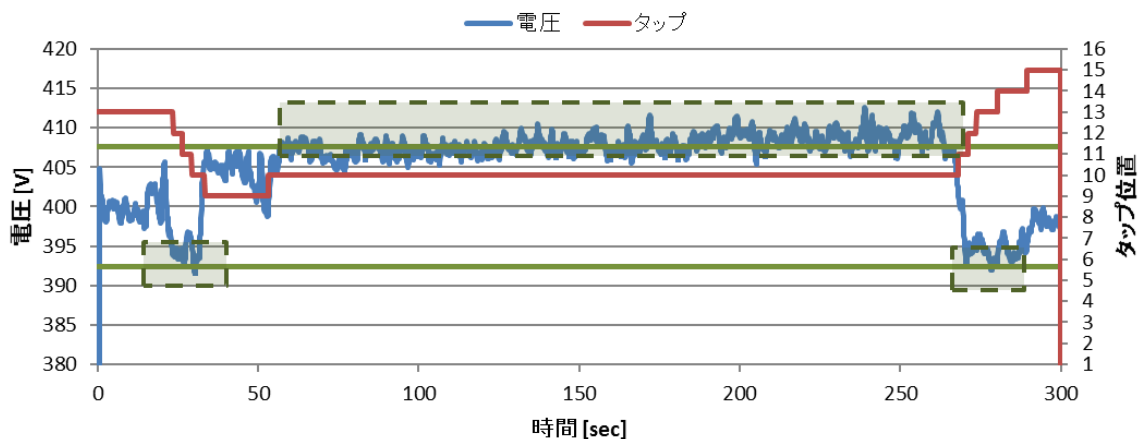


図 4-14 長亘長線路における提案手法 2（自律制御+潮流計算手法）の電圧プロファイルおよびタップ動作推移

標準ケース、提案手法 1, 2 および長亘長ケースにおける SVR タップ動作回数、電圧逸脱量の検証結果を表 4-4 にまとめる。提案手法 1, 2 とともに従来法（標準ケース）において SVR 時間遅れにより発生していた DR 開始時および解除時の電圧逸脱に対し、電圧予測を行うことで SVR の動作遅れを補償する手法である。特に手法 2（自律+潮流計算）では、図 4-15 に示すように事前に送信される DR 情報とセンサ内蔵開閉器の現地情報から DR 発

動後の適切なタップ動作を潮流計算に基づく電圧予測により行うため、SVRの制御遅れを解消することが可能となり、配電系統シミュレータを用いた検証により、LRTとSVRタップ動作回数の合計値が従来手法と比較して6回から8回（130%増）に増えるものの、従来手法や提案手法1で発生していた電圧逸脱を解消できることを確認し、提案手法の有効性を検証した。しかしながら、長亘長モデルでは、同手法を用いてもタップ動作回数、電圧逸脱量ともに大幅に増加し、SVRのみの対策では対応が難しいことから、次節において蓄電池を用いた検討を行う。

表 4-4 既設の電圧制御装置を用いた DR 対応電圧制御結果

ケース	電圧制御手法	線路亘長	SVR タップ動作回数	電圧逸脱量 [kV・s]
標準	自律制御	4.7km	6	8.5
提案手法 1	自律 + 電圧予測		6	2.9
提案手法 2	自律 + 潮流計算	7.2km	11	221.3

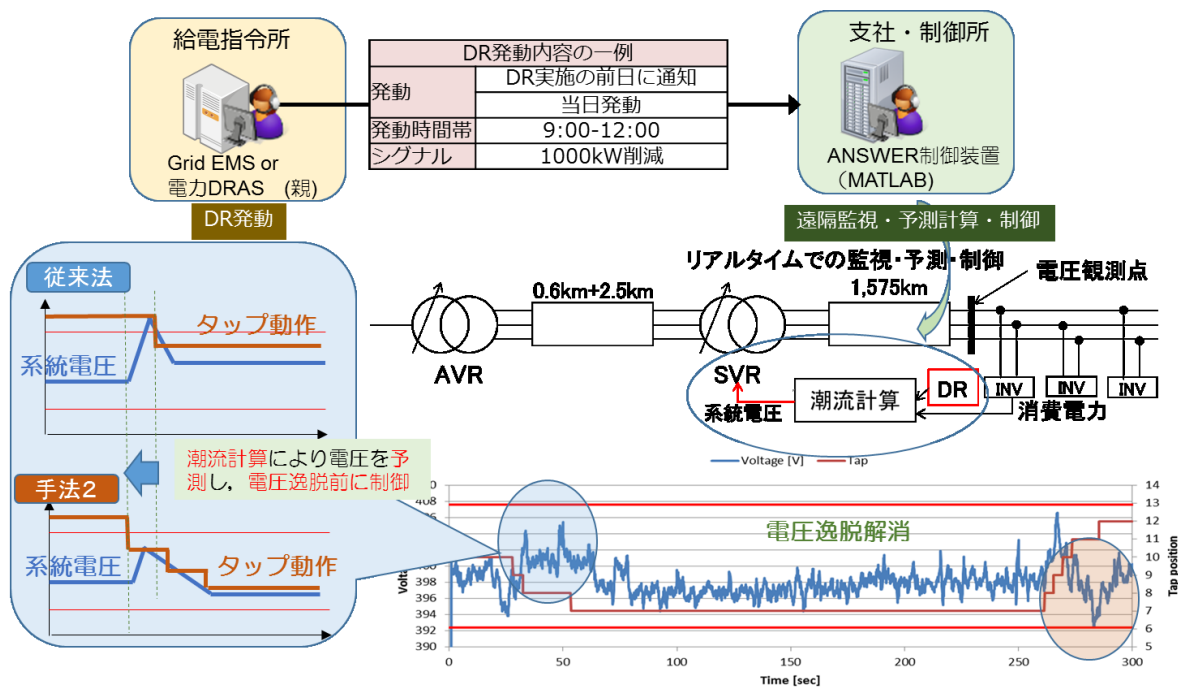


図 4-15 提案手法 2（自律制御 + 潮流計算手法）の電圧逸脱解消のイメージ

#### 4.2.8 DR 解除後の負荷量推定と誤差

既設の電圧制御機器である LRT, SVR のみを用いた電圧制御では、LRT, SVR の持つ動作時限や計測、通信、制御による時間遅れについて、事前に通知される DR 信号情報の負荷削減量より負荷変動前に LRT, SVR の制御を開始することで制御の時間遅れをカバーする

電圧制御手法である。実機を用いた検証を進めていく中で、DR 開始時の負荷削減量を解除時の復帰量として DR 解除前の負荷に重畳した値を DR 解除後の負荷量と推定して電圧制御を行うと、図 4-10 に示すように実際の復帰量と推定量の差が拡大し、電圧制御に影響を及ぼす恐れがあることが判明した。具体的には、提案手法 1 の結果を例にとり、図 4-8 の負荷データを照らし合わせると、図 4-16 に示すように実際の負荷削減と復帰量の差が拡大している。すなわち、DR 開始直後の負荷削減量は DR 情報に基づく削減後の負荷量の推定値と実際の負荷削減量との差は小さいが、DR 解除後の実測された復帰量は負荷削減量よりも大きくなっており、結果として電圧制御量が不足する恐れがある。これは、エアコン負荷を例に考えると、DR 開始前に定常運転を行っていたエアコンを DR 期間中に負荷抑制すると室温が DR 開始前より高くなっており、DR 期間が終了した後に抑制解除すると、エアコンが一気に動き出す始動モードに変わることや、DR 開始前と解除後で時間帯が大きく変わることにより家庭内で使用される家電機器が異なることなどが考えられる。この場合、DR が発動されていない数日前の平均値（ベースライン）と現在値との差分を用いると誤差が小さくなると考えられる。

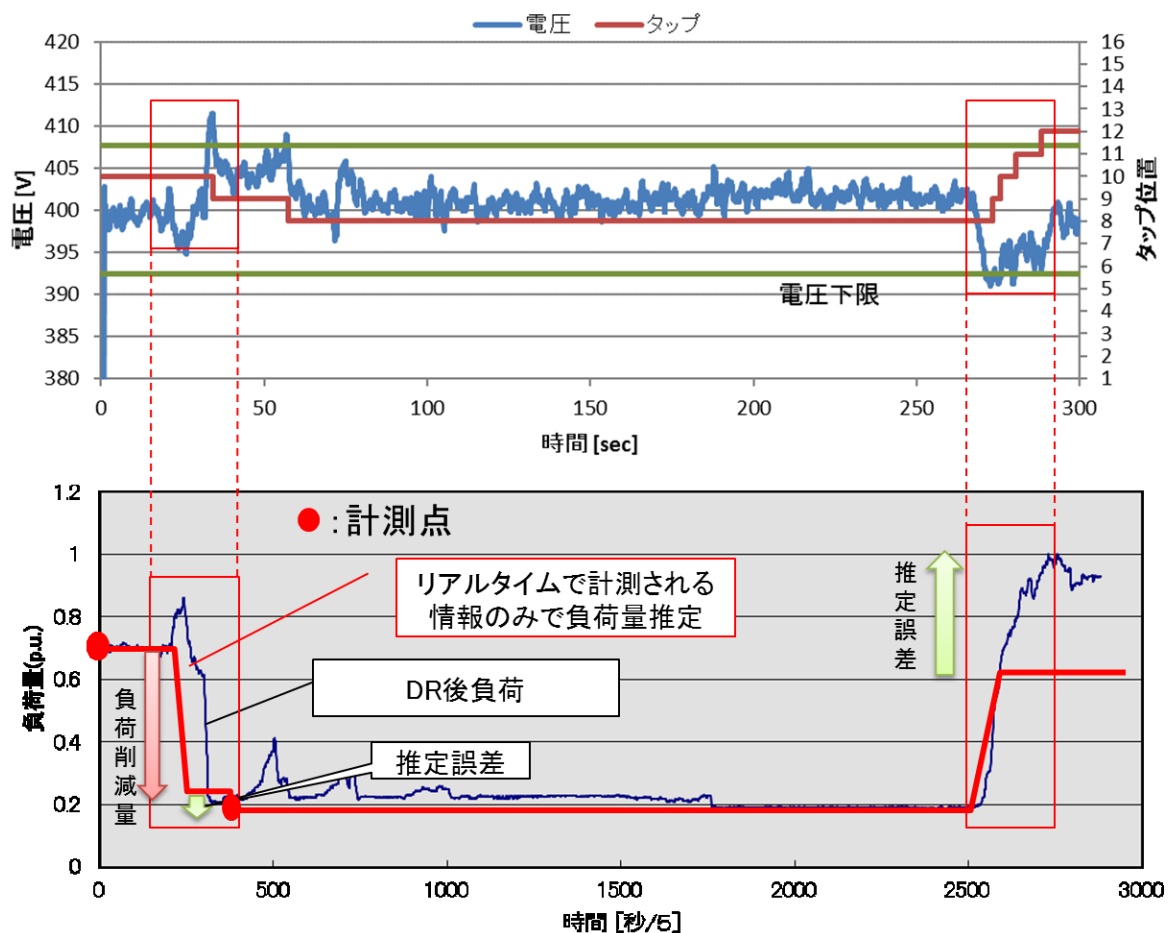


図 4-16 DR 発動前後の負荷変動による誤差のイメージ



### 4.3 DR に対応した蓄電池と LRT, SVR の協調電圧制御手法の検証

前節で提案した既設の LRT, SVR を用いた電圧制御手法は、線路長が短いケースや DR 普及拡大の初期など、デマンドレスポンスによる電圧変動が小さい配電系統での対策として提案している。一方で、線路長が長いケースやデマンドレスポンスが普及拡大し、デマンドレスポンスによる電圧変動が大きいケースでは、前項の長亘長のケースでの検証結果が示すように既設の電圧制御装置のみを用いた提案手法では対策が難しいため、電圧補償効果の高い蓄電池を用いた手法の検討が有効と考えられる。

そこで、本章では配電系統に新たに蓄電池を設置し、既設の電圧制御装置である SVR と協調して電圧制御を行う手法について提案を行い、配電系統シミュレータを用いた提案手法の有効性の検証を実施する。

#### 4.3.1 DR に対応した蓄電池と LRT,SVR の協調電圧制御手法

LRT や SVR は時定数（タップ切換動作時限）を設定して運用されるため、急峻な電圧変動には対応できないものの、電圧維持にはタップ切り替えのみで常時エネルギーを消費しない。一方、蓄電池は応答速度が速い反面、電圧維持に蓄電池の充放電などエネルギー消費を伴う。そこで、急峻な電圧変動について応答速度の速い蓄電池の無効電力出力を用い、それ以外の緩やかな電圧変動には LRT, SVR を用いる機能分担型協調電圧制御手法について提案を行う<sup>[4-9]</sup>。具体的には、以下の2つの手法について検証を行う。

##### (1) 系統電圧の移動平均を用いた協調電圧制御手法（ケース(3-2)）

この手法は、計測電圧と計測電圧の移動平均との偏差を用いて、図 4-17 に示すように電圧変動成分のうち短周期の電圧変動（偏差）を蓄電池で分担し、長周期の電圧変動（移動平均）を LRT, SVR で分担する機能分担型協調電圧制御手法である。具体的には、蓄電池は設置地点の配電系統電圧  $V_{measured}(t)$  を常時計測し、計測電圧  $V_{measured}(t)$  と移動平均  $\frac{1}{10} \sum_{k=1}^{10} V_{measured}(t-k \cdot t_{step})$  の差分である電圧変動成分  $V_h(t)$  を補正するように無効電力  $Q_{BESS}(t)$  を出力する。一方で、LRT, SVR は計測された  $V_{measured}(t)$  の移動平均を入力情報として電圧制御を行う。計測電圧の変動成分は、(4-7)式で与えられる計測電圧と現在時刻から 10 断面前までの移動平均値との偏差（差分）より求まる。

$$V_h(t) = V_{measured}(t) - \frac{1}{10} \sum_{k=1}^{10} V_{measured}(t-k \cdot t_{step}) \quad (4-7)$$

$$T_{sampling} = 0.1$$

ただし、 $V_{measured}(t)$ :時刻  $t$  での計測電圧、 $T_{sampling}$ :電圧計測の時間粒度、 $V_h$ : 電圧の移動平均値

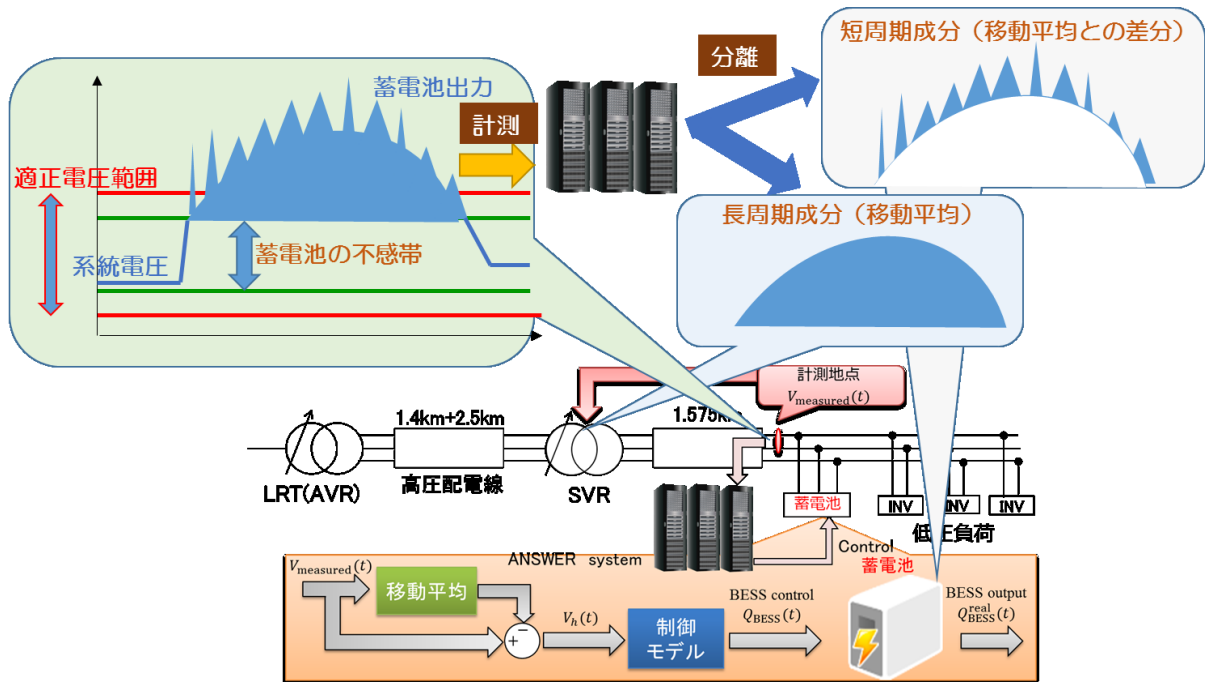


図 4-17 DR に対応した機能分担による SVR と蓄電池の協調電圧制御のイメージ

(2) 蓄電池出力の積算値を基に LRT,SVR 制御を行う協調電圧制御手法 (ケース(3-3))

この手法は、3 章でも記載した蓄電池出力の積算値を管理し、出力が継続した際に LRT,SVR にタップ動作指令を行う能動的協調電圧制御手法である(図 4-18)。具体的には、配電系統の電圧変動に対して、初めに応答速度の速い電池が無効電力出力を行い、無効電力出力の積算量[kvar・s]が一定値 ( $Q_{int}^{lag}$ ,  $Q_{int}^{lead}$ ) を超過すると、LRT や SVR に(4-8)式に示すタップ切り替え指令を送り、タップ制御を行う。タップ動作により系統電圧が改善され蓄電池の不感帯内に系統電圧が収まると、蓄電池出力を停止する。

$$tap(t) = \begin{cases} tap(t-1)-1 & ,if (Q_{int}(t) \leq Q_{int}^{lag}) \\ tap(t-1)+1 & ,if (Q_{int}(t) \geq Q_{int}^{lead}) \\ tap(t-1) & ,otherwise \end{cases} \quad (4-8)$$

$$Q_{int}(t) = \int Q_{BESS}(t)dt$$

ただし、 $tap(t)$ : 時刻  $t$ でのタップ位置、 $Q_{int}$ : 無効電力出力積算量[kvar・s],

$Q_{int}^{lag}$ : タップ上げ動作指令を発する遅れ無効電力出力積算量,

$Q_{int}^{lead}$ : タップ下げ動作指令を発する進み無効電力出力積算量,

$Q_{BESS}(t)$ : 時刻  $t$ における無効電力出力値 [kvar]

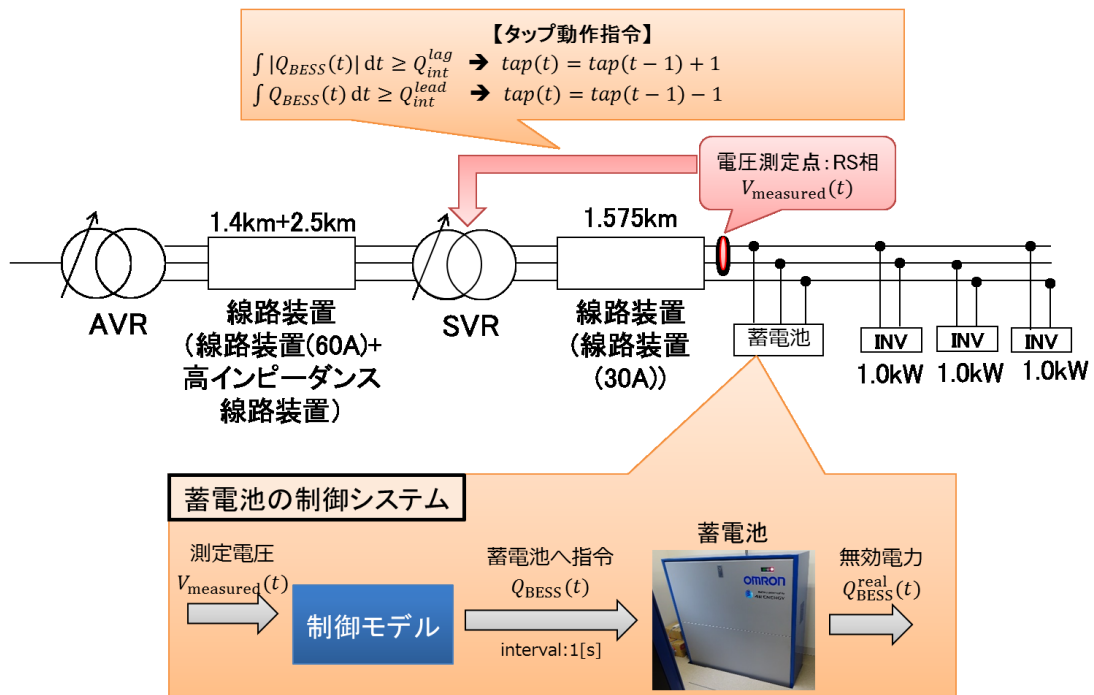


図 4-18 DR に対応した蓄電池と SVR の能動的協調電圧制御のイメージ

### 4.3.2 蓄電池を用いた試験線路および試験パラメータ

本項では、自律制御の LRT, SVR のみでは対応できなかった線路長が長く、DR 発動時の電圧変動が大きい試験ケースについて、蓄電池を導入した際の電圧制御効果の検証を行う。図 4-19 に試験線路を、表 4-5 に試験条件を示す。

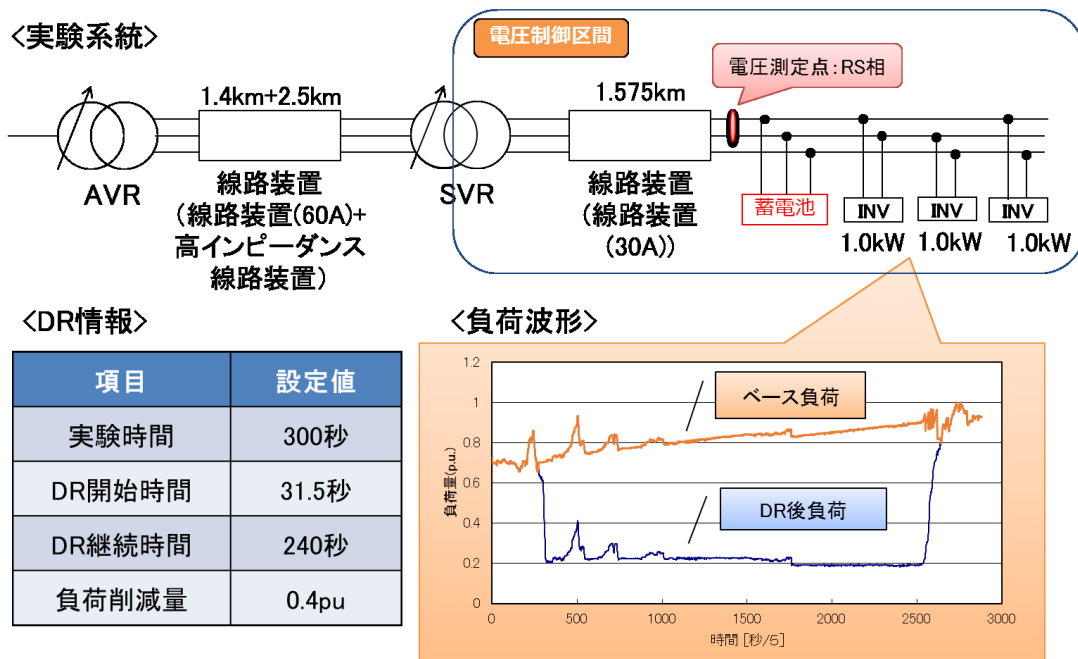


図 4-19 標準ケースの試験回路および実験に用いた諸元

試験ケースを表 4-6 に示す。SVR と蓄電池がそれぞれ自律で動く手法(3-1)および 4.3.1 項で提案した 2 種類の協調電圧制御手法(3-2), (3-3)について, 比較・検証を行う。蓄電池は有効・無効電力制御が可能であるが, 第 2 章での検証結果から, 蓄電池の出力は無効電力出力を選定し, 既設の電圧制御機器である SVR と協調電圧制御効果の検証を行う。

表 4-5 試験条件

項目		値
SVR	目標電圧 ( $V_{tar}$ ) [V]	400
	時定数 ( $D_{ref}$ ) [%・s]	90,120
	不感帯幅 ( $\epsilon$ ) [%]	1.1
蓄電池	不感帯幅(電圧制御) [%]	0.9
配電系統	適正電圧範囲 [V]	408 / 392
	上限 ( $V_{up}$ ) / 下限 ( $V_{low}$ )	
	線路互長[km]	5.5
試験条件	負荷 [P.U.] / DR 削減量[P.U.] ( $\Delta P$ )	1 / 0.4
	試験時間 [4 時間の等価時間] ( $T_{simulation}$ ) [s]	300
	開始時間 [s]	31.5
	DR 継続時間 [s]	240
	サンプリング時間 ( $T_{sampling}$ ) [s]	0.1

表 4-6 試験ケース

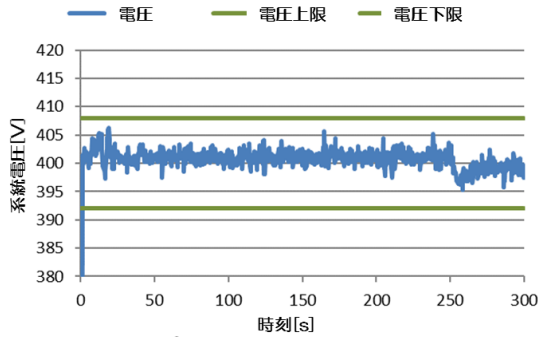
手法	電圧制御手法	SVR	蓄電池
手法 3-1	協調電圧制御なし	自律制御	
手法 3-2	機能分離 (移動平均)	協調電圧制御	
手法 3-3	能動的協調制御 (SVR 制御)		

#### 4.3.3 ANSWER による協調電圧制御手法の検証結果

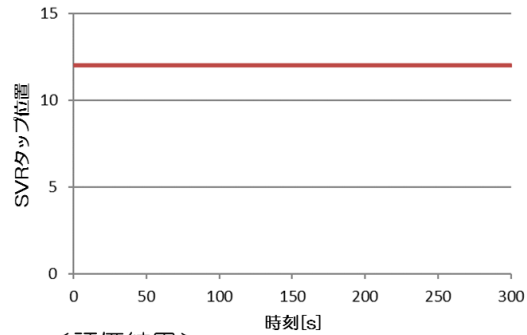
手法(3-1)の検証結果を図 4-20 に示す。このケースでは SVR と蓄電池は協調電圧制御を行わず, それぞれ自律動作するため, 電圧変動が生じると応答速度の速い蓄電池の無効電力出力により系統電圧が改善され, SVR の参照点電圧は SVR の不感帯内に収まることとなる。これにより, SVR の動作は行われず, 以降も蓄電池出力の継続により系統電圧が維持されることとなり, 蓄電池の無効電力最大出力は 0.497[kvar], 無効電力出力積算量は 321.4[kvar・s]となった。なお, 蓄電池の電圧補償効果により電圧

逸脱は発生しておらず，SVR の動作回数は 0 回であった。

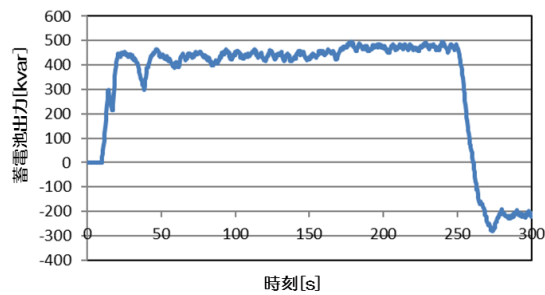
<電圧プロファイル>



<SVRタップ変動プロファイル>



<蓄電池出力プロファイル>



<評価結果>

項目	結果
タップ動作回数	0
最大 $Q_{out}$ [kVar]	0.497
$Q_{out}$ [kVar·s]	321.4
電圧逸脱量[kV·s]	0

図 4-20 手法 (3-1) の試験結果 (タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量)

次に，協調電圧制御手法(3-2)の検証結果を図 4-21 に示す。このケースでは，計測地点の電圧プロファイルの 10 断面の移動平均を取り，計測された電圧プロファイルとの偏差より短周期（蓄電池）と長周期（SVR）に分離して電圧制御を行う協調電圧制御手法である。DR 開始後や解除時の急峻な負荷変動に対し，偏差分（計測された電圧プロファイルと移動平均の差分）のみ蓄電池の無効電力で補償し，SVR は移動平均電圧プロファイル（短周期成分が除かれた移動平均した電圧プロファイル）に対して制御が行われることで，それぞれ短周期と長周期成分に機能分離した協調電圧制御が可能となる。DR 期間中は，電圧逸脱は発生しておらず，SVR のタップ動作回数は 5 回で，蓄電池の無効電力出力は最大 0.366[kvar]，無効電力出力積算量は 16.0[kvar·s]となり，手法 (3-1) と比較して，SVR を動作させることにより蓄電池の出力が大幅に抑えられている。

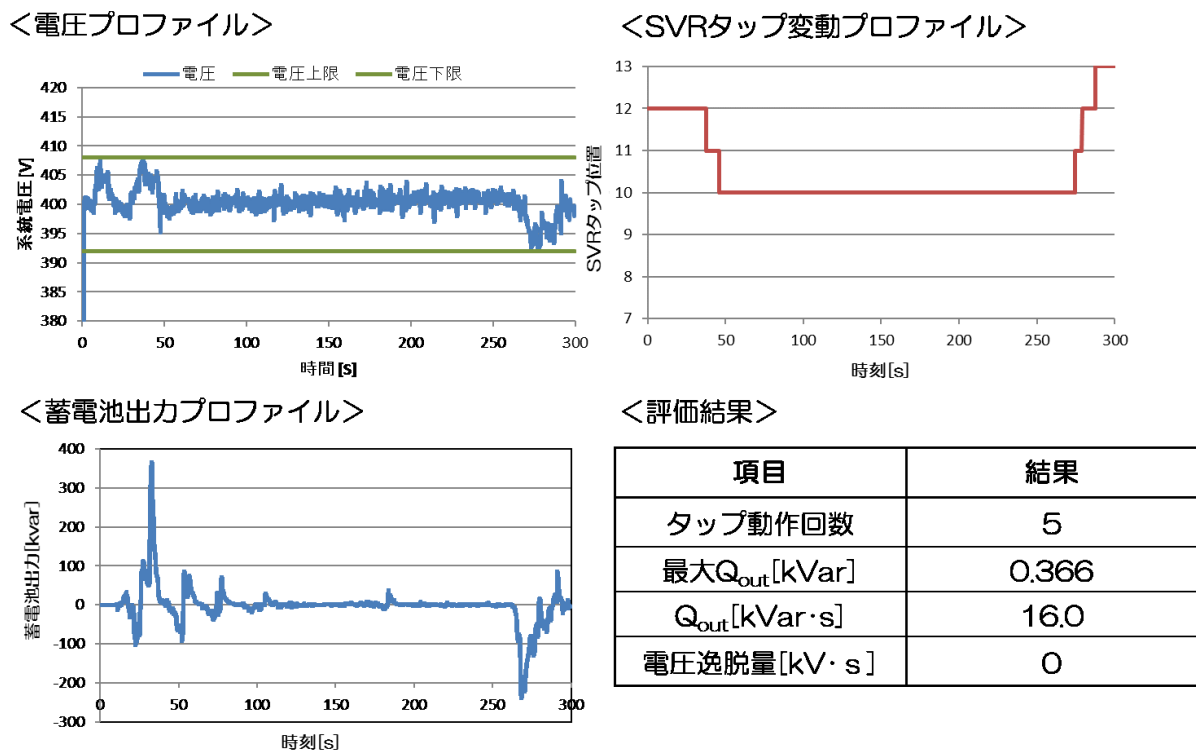
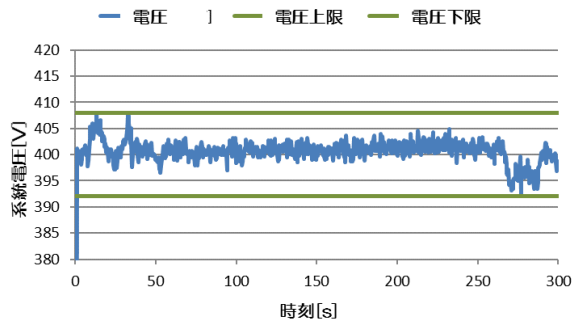


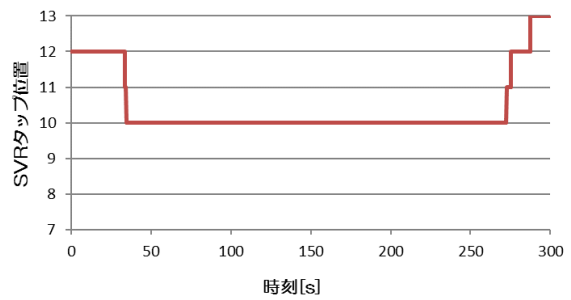
図 4-21 手法 (3-2) の試験結果 (タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量)

能動的協調電圧制御手法(3-3)の検証結果を図 4-22 に示す。このケースでは、3 章でも検証を行った蓄電池出力の積算量に応じて SVR 制御を行う協調電圧制御手法である。DR 開始後の急峻な負荷変動は応答速度の速い蓄電池の無効電力出力により補償され、蓄電池の出力の積算が閾値を超えると SVR タップ制御指令を行い、SVR タップ動作により系統電圧が適正に保たれると、蓄電池出力設置地点の系統電圧は蓄電池の不感帯に収まることから出力を停止するため、電圧制御における蓄電池出力を軽減することが可能となる。試験期間の電圧逸脱は発生しておらず、SVR のタップ動作回数は手法 (3-2) と同数の 5 回で、蓄電池の無効電力最大出力は 0.179[kvar]、無効電力出力積算量は 3.6[kvar·s]となり、蓄電池出力量は手法(3-1), (3-2)と比較して大幅に削減された。

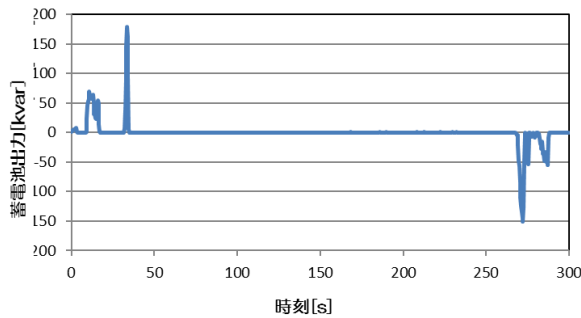
<電圧プロファイル>



<SVRタップ変動プロファイル>



<蓄電池出力プロファイル>



<評価結果>

項目	結果
タップ動作回数	5
最大 $Q_{out}$ [kVar]	0.179
$Q_{out}$ [kVar·s]	3.6
電圧逸脱量[kV·s]	0

図 4-22 手法 (3-3) の試験結果 (タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量)

手法(3-1)~(3-3)の SVR タップ動作回数, 電圧逸脱量および蓄電池の無効電力出力の検証結果を表 4-7 にまとめる。提案する協調電圧手法(3-2), (3-3)は, いずれも電圧制御の短周期成分と長周期成分を分離して SVR と蓄電池で制御分担を行う手法である。協調電圧制御なし(3-1)において蓄電池が全補償していた電圧制御における長周期成分が SVR に分担されることから, SVR タップ動作回数はそれぞれ 5 回発生したものの, 蓄電池の出力値[kvar]を下げることでより PCS 容量削減 (=設備対策コストの低減) が可能となり, かつ, 系統に注入する無効電力量の積算値[kvar·s]を削減できることから, 送電ロス (=エネルギー効率向上) や必要となる蓄電池容量の削減の観点からも有効であることが確認された。また, 蓄電池を用いた全ての試験ケースに対し, DR 開始時および解除時を含めた全ての時間帯における電圧逸脱が回避されていた。

なお, 協調電圧制御の中では, 能動的協調電圧制御手法(3-3)が蓄電池出力積算量に応じて確実に SVR を動作させるため, 蓄電池の無効電力出力を軽減する効果が最も高いことが明らかとなった。

表 4-7 DR 試験における蓄電池と電圧制御装置を用いた電圧制御結果の集約

手法	電圧逸脱量 [kV・h]	タップ動作回数	無効電力出力量	
		SVR [回]	出力 [kvar]	出力量 [kvar・s]
3-1	0	0	0.497	321.4
3-2	0	5	0.366	16.0
3-3	0	5	0.180	3.6

#### 4.4 本章のまとめ

本章では、需給逼迫時のピーク電力抑制や環境負荷低減の新たな手法として今後普及が見込まれるデマンドレスポンスに着目し、DR 開始時および解除時に配電系統の電圧変動問題が生じている配電系統を対象に、既設の LRT と SVR のみを用いて DR 発動情報とセンサ内蔵開閉器の計測情報を活用して電圧予測により集中型電圧制御を行う手法と、蓄電池と LRT と SVR で機能分担を行う協調電圧制御手法の2つの対策手法を提案した。

既設の LRT と SVR のみで電圧制御を行う手法は、DR 導入期や線路長が短くデマンドレスポンスによる電圧変動が小さい配電系統での対策として提案している。この手法は、デマンドレスポンスによる負荷削減量が事前に把握できることに着目し、DR 発動時の電圧制御シーケンスについて検討を行い、LRT、SVR の時定数を考慮した通信・制御の手順を提案した上で、デマンドレスポンスによる負荷削減量とセンサ内蔵開閉器からの現地情報に基づきデマンドレスポンスの開始後の配電系統電圧を推定し、LER や SVR の時間遅れを補償する手法である。一方、蓄電池と LRT と SVR による協調電圧制御手法は、DR 普及期や線路長が長くデマンドレスポンスによる電圧変動が大きい配電系統での対策として提案している。提案手法は電圧参照点の計測電圧の移動平均および現在の計測電圧との偏差を用いて、急激な変化の成分（偏差分）のみ蓄電池で出力を行い、それ以外の緩やかな変動（移動平均）は LRT と SVR で電圧制御を行う機能分担型協調電圧制御手法である。

提案手法の有効性については、実負荷機器を用いた DR 検証試験の結果より得られた DR 負荷波形を用いて、配電系統シミュレータでの検証を行った。初めに標準形態（平均亘長）において、既設の LRT、SVR で電圧制御を行うケースについて、従来の自律制御手法と提案する電圧予測手法や潮流計算手法との比較・検証を行った。次に、LRT、SVR のみ制御では対応できない長亘長ケースについて、配電系統に蓄電池を設置し、協調電圧制御を行わず、それぞれ自律で電圧制御を行うケースと蓄電池と SVR を用いた2種類の協調電圧制御手法（機能分離型協調電圧制御法、能動的協調電圧制御法）との比較・検証を行った。



以下、本章の実施内容をまとめるとともに、今後の課題について述べる。

4.2 節では、既設の LRT と SVR のみで電圧制御を行う手法として、DR 発動の際の DR サーバから配電自動化システムへの DR 発動情報の送信のタイミングや、DR 受信後の系統監視、制御手順等、通信・電圧制御のシーケンスについて提案するとともに、これら DR 発動信号およびセンサ内蔵開閉器からの現地情報に基づき、デマンドレスポンス開始時および解除時の電圧推定を行い、DR を開始する前に適切なタップ動作を行う集中制御型電圧制御手法を提案し、配電系統シミュレータを用いて提案する制御手法の有用性を検証した。提案手法は従来の自律制御手法において、デマンドレスポンスの発動後に LRT や SVR の制御遅れにより生じていた電圧逸脱に対し、電圧予測により制御遅れを解消する手法で、配電系統シミュレータを用いた検証により、LRT と SVR タップ動作回数の合計値が従来手法と比較して 6 回から 8 回（130%増）に増えるものの、従来手法で発生していた電圧逸脱が解消できることを確認し、提案手法の有効性を検証した。

4.3 節では、線路長が長いケースやデマンドレスポンスが普及拡大し、デマンドレスポンスによる電圧変動が大きいケースにおいて、新たに蓄電池を設置し、蓄電池と SVR の協調電圧制御手法を提案した。提案手法は電圧参照点の計測電圧の移動平均および現在の計測電圧との偏差を用いて、急激な電圧変動成分（偏差分）を蓄電池の無効電力出力で補償し、それ以外の緩やかな電圧変動成分（移動平均）は LRT や SVR により電圧制御を行うことで、電圧変動の短周期成分と長周期成分を分離して制御分担する機能分担型協調電圧制御手法である。さらに、3 章で提案した蓄電池の無効電力出力の積算値を管理し、SVR 制御指令を与える能動的協調制御手法についても比較・検証を行った。これら 2 つの提案手法について従来手法との比較を行い、従来の電圧制御手法で発生していたデマンドレスポンスの開始時および解除時の電圧逸脱を解消できるとともに、LRT と SVR のタップ動作回数は従来手法より増やすことなく、適正電圧維持に必要な蓄電池容量を協調制御なしの場合と比較して 95~99%削減できることを明らかにした。

本研究では、第 3 章と同様に、デマンドレスポンスのシナリオにおける電圧制御機器のタップ制御の整定値や蓄電池の整定値および目標電圧範囲の設定などの制御パラメータは概説したパラメータ決定手法を基に決定したが、今後、十年、二十年スパンでの現場適用時の運用に資する汎用的なパラメータ決定手法を確立していく必要がある。また、蓄電池は有効・無効電力制御に加え、充放電が可能であり、応答速度が速く柔軟に制御可能な設備である一方、まだまだ高コストであることから、需給逼迫時には電圧調整だけでなく、緊急時の供給力としての活用も期待される。したがって、電圧調整用としてはできる限り出力を抑え、調整容量を小さくすることで、PCS 容量削減（設備対策コストの低減）と送

電ロス（エネルギー効率向上）低減が可能になるとともに、残りの調整容量をエネルギーマネジメントに活用することが可能となる。これら複数の機能を併用し、蓄電池の付加価値を高めるには既存の LRT, SVR との協調電圧制御や、センサ内蔵開閉器の現地情報を活用して系統全体を最適にするなど多様な運用を可能とする制御法の確立が必要となり、これらを実現するには蓄電池の容量分担を検討しつつ、適切な SOC（State of Charge）管理を行う EMS 運用方法の深彫りが必要となる。

## 参考文献

- [4-1] 経済産業省 スマートハウス・ビル標準・事業促進検討会  
<http://www.meti.go.jp/press/2012/09/20120928004/20120928004.html>
- [4-2] 早稲田大学EMS新宿実証センター  
<http://www.waseda.jp/top/news/6382>
- [4-3] 経済産業省スマートコミュニティー実証事業（4地域実証事業）  
[http://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/smart\\_community/community.html](http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/smart_community/community.html)
- [4-4] 経済産業省インセンティブ型デマンドレスポンス実証事業  
<http://www.meti.go.jp/press/2013/11/20131122001/20131122001.html>
- [4-5] 関崎真也, 西崎一郎, 林田智弘, ”電力小売り自由化における小売り事業者と需要家が配電系統電圧に及ぼす影響”, 電気学会論文誌B, Vol 134 No,11 pp917-929(2014)
- [4-6] 林泰弘, ”東日本大震災以降のスマートグリッドのエネルギーマネジメント”, 電気学会論文誌B, Vol 133 No,3 pp225-228(2013)
- [4-7] J. Yi, P. Wang, P. C. Taylor, P. J. Davison, P. F. Lyons, D. Liang, S. Brown, D. Roberts, "Distribution network voltage control using energy storage and demand side response" , 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Pages: 1 - 8,2012
- [4-8] P. Kadurek, Maryam Mohammadzadeh Sarab, J. F. G. Cobben, W. L. Kling, " Assessment of demand response possibilities by means of voltage control with intelligent MV/LV distribution substation" , 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Pages: 1 - 6,2012
- [4-9] 吉永淳, 林泰弘他, ”デマンドレスポンス発動時の配電系統電圧変動問題と蓄電池とSVRの協調電圧制御手法”, 電気学会論文誌B, Vol.136-B, No.4, pp400-409,2016
- [4-10] 酒井重和, 林泰弘他, ”分散型電源連系課題解決支援実験システム(ANSWER)の構築と分散型電源と配電ネットワークとの協調運用形態の実験検証”, 電気学会論文誌B, Vol.130-B, No.5, pp473-483,2010

## 第5章 結論

### 5.1 本研究の成果

本論文では、東日本大震災以降の新たな動向として太陽光発電の大量連系やデマンドレスポンスが普及拡大した際に生じる配電系統の電圧変動問題に対し、対策機器として蓄電池を配電系統に設置する際に最も電圧改善効果が高くなる配置、出力方式ならびに制御法について提案した。具体的には、「単位出力あたりの電圧改善効果が最大となる蓄電池の出力方式と配置に関する評価手法（①蓄電池出力方式・配置評価手法）」を提案し、その評価結果を基に、「蓄電池の電圧制御出力に応じて LRT や SVR を制御する能動的協調電圧制御手法（②能動的協調電圧制御手法）」および「電圧変動の短周期成分と長周期成分を分離して蓄電池と LRT や SVR で制御分担する分担型協調電圧制御手法（③機能分担型協調電圧制御手法）」を提案した。提案手法の有効性については、太陽光発電が大量連系された配電系統やデマンドレスポンスが普及して電圧逸脱が生じている配電系統といったシナリオを想定し、数値シミュレーションや配電系統シミュレータ実験を通して検証を行った。

第1章では、序論として東日本大震災以降のエネルギー需給形態の変化と、新たな供給力として期待される再生可能エネルギー電源の導入拡大およびデマンドレスポンスの普及拡大の傾向と課題について述べるとともに、わが国の配電系統の電圧管理手法の高度化に向けた取り組みについて概説した。

第2章では、①蓄電池出力方式・配置評価手法として、蓄電池の単位出力あたりの電圧改善効果が最大となるような出力方式（有効電力または無効電力）、設置電圧階級（高圧系統または低圧系統）および配置（集中設置または分散配置）など多岐に亘るパラメータについてそれぞれ潮流解析結果を基に評価する手法を提案し、4つの地区区分（工業、住宅、繁華街、農山村）と2種類の線路亘長（平均長、長亘長）を用いた配電系統標準解析モデルを構築した上で提案手法の検証を行った。シミュレーション結果より、蓄電池を無効電力出力方式で高圧配電系統の末端に集中設置するケースが単位出力あたりの電圧改善効果が最大となり、適正電圧 $\pm 6\%$ に対して無効電力 1Mvar あ

たり最大 8%の電圧改善効果があることが提案手法より明らかとなった。

第 3 章では、太陽光発電が大量連系して電圧逸脱が生じている配電系統への対策として、第 2 章で提案した①蓄電池出力方式・配置評価手法より得られた蓄電池の出力方式・配置を用いて、電圧改善に必要となる蓄電池容量を最小化する「蓄電池と LRT と SVR との協調電圧制御手法 (②能動的協調電圧制御手法)」を提案した。提案手法は配電系統に生じた電圧変動に対し、初めに応答速度の速い蓄電池が即応して電圧改善を行い、蓄電池出力の出力積算量を管理した上で閾値を超えた際は長周期的な電圧変動と判断して LRT と SVR にタップ動作指令を与える能動的協調電圧制御手法であり、協調電圧制御を行わず、蓄電池と LRT と SVR をそれぞれ自律で電圧制御を行うケースにおいて蓄電池が全補償していた電圧制御のうち、長周期的な電圧変動補償を LRT と SVR に分担させ、短周期分的な電圧変動のみを蓄電池で補償するため、必要となる蓄電池の小型・小量化および低コスト化が可能となる。提案手法の有効性については、晴天日 (1 パターン)、曇天日 (2 パターン) の 3 パターンの気象条件の下、数値シミュレーションおよび配電系統シミュレータを用いて、蓄電池が非設置のケースと協調制御を行わないケース (非協調制御) との比較、検証を行った。提案手法では全ての気象条件下で電圧逸脱を解消できるとともに、LRT と SVR のタップ動作回数を蓄電池を設置しないケースと比較して増やすことなく、蓄電池容量を協調制御なしのケースと比較して 79~93%削減できることを確認し、提案手法の有効性について明らかにした。

第 4 章では、ピーク電力抑制や環境負荷低減の新たな対策として今後普及が見込まれるデマンドレスポンスに着目し、デマンドレスポンスの開始時および解除時の急峻な電圧変動に対し、電圧予測に基づき既設の電圧制御装置の集中電圧制御法や「電圧変動の短周期成分と長周期成分を蓄電池と LRT と SVR に制御分担する協調電圧制御手法 (③機能分担型協調電圧制御手法)」を提案した。提案手法は、DR 導入期に有効と考えられる DR による電圧変動が比較的小さい場合に、既設の LRT と SVR のみを用いて集中電圧制御を行う手法と、DR 普及期のように DR による電圧変動が大きい場合の対策として、蓄電池を新たに設置し、蓄電池と LRT と SVR との協調電圧制御手法の 2 つの手法で構成されている。

DR 導入期を対象とした既設の LRT と SVR のみで電圧制御を行う手法は、線路長が短いケースや DR による負荷削減量がそれほど大きくないケースなどデマンドレスポンスによる電圧変動が小さい配電系統での対策として提案している。デマンドレスポンスによる負荷削減量は、予め契約等で決められた削減量を要請することから事前に負荷削減量を把握できることに着目し、デマンドレスポンスによる負荷削減量と配電線路に設置されたセンサ内蔵開閉器からの現地情報に基づきデマンドレスポンスの開始後の配電系統電圧を推定し、デマンドレスポンスの開始時や解除時に LRT と SVR に

適切なタップ制御指令を与える電圧予測型集中電圧制御手法である。この手法は従来の自律制御手法において、デマンドレスポンスの開始後の LRT や SVR の制御遅れにより生じていた電圧逸脱に対し、DR 開始後の電圧予測を取り入れることにより制御遅れを解消することを意図している。配電系統シミュレータを用いた検証により、LRT と SVR タップ動作回数の合計値が従来手法と比較して 6 回から 8 回（130%増）に増えるものの、従来手法で発生していたデマンドレスポンスの開始時および解除時の電圧逸脱を解消できることを確認し、提案手法の有効性が検証された。しかしながら、線路長が長いケースなど DR による電圧変動の大きなケースでは対応が難しいことも試験を通じて確認された。

一方、蓄電池と LRT と SVR による協調電圧制御手法は、線路長が長いケースや DR 普及期の負荷削減量が大きいケースなどデマンドレスポンスによる電圧変動が大きく、新たに蓄電池の設置が必要となる配電系統での対策として提案している。提案手法は、電圧制御に必要な蓄電池の小型・計量化を目的として、蓄電池と LRT と SVR とを協調した電圧制御手法であり、計測電圧の移動平均および計測電圧との偏差を用いて、急激な変動成分（偏差分）のみ蓄電池で出力を行い、それ以外の緩やかな変動（移動平均）は LRT と SVR で電圧制御を行う電圧変動の短周期成分と長周期成分を分離して制御分担する③機能分担型協調電圧制御手法と、第 3 章で提案した②能動的協調電圧制御手法について協調電圧制御を行わないケースと比較、検証を行った。従来の電圧制御手法で発生していたデマンドレスポンスの開始時および解除時の電圧逸脱を解消できるとともに、LRT と SVR タップ動作回数は従来手法より増やすことなく、適正電圧維持に必要な蓄電池容量を協調制御なしの場合と比較して 95~99%削減できることを明らかにした。

第 5 章は結論であり、本論文を総括し、今後の課題および展望について言及した。

### 5.2 今後の課題

本論文では、太陽光発電の大量連系やデマンドレスポンスが普及拡大した配電系統の課題に対し、蓄電池および既設の電圧制御機器を活用した協調電圧制御手法を提案し、その有効性を検証した。本論文で検証した電圧制御機器のタップ制御の整定値や蓄電池の整定値および目標電圧範囲の設定などの制御パラメータは本論文で概説したパラメータ決定手法を基に決定したが、実設備においては十年、二十年スパンでの現場での運用に資する汎用的なパラメータ決定手法を確立していく必要がある。

また、蓄電池は電圧制御機器として単機能で設置するには、まだまだ高価な機器であり、実際に適用されるには蓄電池の付加価値を高めていく必要がある。一方で、蓄電池は有効

電力・無効電力制御に加え、充放電制御が可能であり、応答速度が速く系統の変化に柔軟に対応可能な設備であることから、需給ひっ迫時には電圧補償だけでなく、緊急時の供給力としても期待される。したがって、電圧調整用としてはできる限り出力を抑え、調整容量を小さくすることで、PCS 容量削減（＝設備対策コストの低減）と送電ロス低減（＝エネルギー効率向上）が可能になるとともに、残りの調整容量をエネルギーマネジメントに活用することが可能となる。これら複数の機能を併用し、蓄電池の付加価値を高めるには既存の LRT や SVR との協調電圧制御や、センサ内蔵開閉器等の現地情報を一層活用して系統全体を最適にするような制御法の確立が必要となり、これら多様な運用を可能とするよう蓄電池の容量分担を検討しつつ、適切な SOC (State of Charge) 管理を行う EMS 運用方法の深彫りが必要となる。併せて、今後需要家側にも家庭用蓄電池をはじめ、電気自動車やスマートインバータなど創蓄電設備としてのリソースが拡大することが予想され、系統用蓄電池と協調したエネルギーマネジメントの開発を行う必要がある。

## 謝辞

本論文の研究推進，執筆にあたり，適切なお指導・ご鞭撻を賜った早稲田大学 理工学術院 林 泰弘 教授に厚く感謝申し上げます。

また，本論文をとりまとめるにあたり，貴重なご助言・ご指導をいただいた早稲田大学 理工学術院 岩本 伸一 教授，石山 敦士 教授，若尾 真治 教授に心より御礼申し上げます。

また，研究の遂行や成果のとりまとめにおいて，多大なるご協力をいただいた電力中央研究所 高橋 尚之 氏，東京電力パワーグリッド 塚本 豊司 氏，渡辺 慶一 氏，石橋 一成 氏には厚く御礼申し上げます。

早稲田大学 先進グリッド技術研究所 石井 英雄 先生，藤本 悠 先生，伊藤 雅一 先生，光岡 正隆 氏，広橋 亘 氏には，研究や国プロでの実証事業に関する貴重なご助言を数多くいただきました。ここに，厚く御礼申し上げます。

早稲田大学 林研究室 芳澤 信哉 氏，赤木 覚 氏をはじめ，研究室の方々には，ANSWER 試験やシミュレーション解析の協力など多大なご協力を賜りました。心より御礼申し上げます。

最後に，今日に至るまでの博士後期課程（社会人特別選考）としての学生生活を温かく見守り，支えていただいた家族および職場の方々に深く感謝の意を表します。

平成 28 年 7 月

吉永 淳



## 研究業績一覧

### 査読付き学術論文

- [1] 吉永淳, 赤木覚, 伊藤雅一, 林泰弘, 石橋一成, 高橋尚之「デマンドレスポンス発動時の配電系統電圧変動問題と蓄電池と SVR の協調電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 136, No. 4, 2016 年 4 月 pp400-409.
- [2] 吉永淳, 赤木覚, 伊藤雅一, 林泰弘, 石橋一成, 「PV 導入量拡大を目的とした LRT および SVR と蓄電池による協調電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 136, No. 3, 2016 年 3 月 pp291-301.

### 査読付き国際会議

- [3] J. Yoshinaga, W. Hirohashi, H. Ishii, and Y. Hayashi, “Demonstrations of Communication Standards for Automated Demand Response and Smart Grid,” CIGRE Session 46, Aug. 2016. (採択決定)
- [4] J. Yoshinaga, W. Hirohashi, Y. Hayashi, Y. Isoe, J. Miyake, and S. Tsuchiya, “Demonstrations of Communication Standards for Demand Response and Smart House,” The 6th International Conference on Renewable and Distributed Energy Resources (IREN 2014), Nov. 2014.
- [5] J. Yoshinaga, W. Hirohashi, Y. Hayashi, M. Wada, and, Y. Isoe, “Multi-objective Control Method of Battery Energy Storage System for Distribution System,” CIRED Workshop - Rome, Paper 0029, June. 2014.

### 国内会議

- [6] 吉永淳, 赤木覚, 林泰弘, 石橋一成, 「PV 導入拡大に対応した SVR と蓄電池との協調電圧制御手法の検討」, 平成 27 年電気学会電力・エネルギー部門大会, PE-4-2, No. 193, 2015.

- [7] 吉永淳, 林泰弘, 石橋一成, 「PV 導入限界量拡大を目的とした蓄電池による有効・無効電力制御」, 平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会, PE-3-3, No. 6, (論文 I), 2014.
- [8] 吉永淳, 赤木覚, 林泰弘, 「PV 導入限界量拡大を目的とした蓄電池による有効・無効電力制御法の検討」, 平成 26 年電気学会全国大会, PE-6-221, 2014.
- [9] 三好龍之介・吉永淳・林泰弘: 「地区区分を考慮した配電系統モデルにおける柱上変圧器細分化と配電線太線化による PV 導入限界量の評価」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, P21, 2013.

## その他

### 査読付き国際会議

- [10] J. Yoshinaga, W. Hirohashi, Y. Hayashi, Y. Isoe, J. Miyake, S. Tsuchiya, and M. Wada, “Islanding Operation Methods Integrated with Multiple Power Supplies and HEMS,” 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST 2015) CIGRE SC C6 Colloquim Vienna, IEEE Explore pp.436-441, Sep. 2015.
- [11] J. Yoshinaga, W. Hirohashi, Y. Hayashi, M. Wada, and, Y. Isoe, “Islanding Operation Technology Integrated with Multiple Power Supplies,” 23th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 23rd International Conference & Exhibition) - Lyon, Paper 0294, June. 2015.

## 図表目次

図 1-1 震災直後の需給逼迫と供給態勢の脆弱化	2
図 1-2 震災後の需給構造の主な課題	2
図 1-3 電源別発電電力量構成比の推移	3
図 1-4 東日本震災前後の需給構造の変動	3
図 1-5 2030 年の想定電源構成	4
図 1-6 日本の太陽光発電導入拡大の目標値及び導入実態	5
図 1-7 日本の太陽光発電の導入推移	6
図 1-8 日本の太陽光発電の導入実態（固定買取制度情報公表用ウェブサイトより） <sup>[1-9]</sup>	7
図 1-9 太陽光の接続可能量（長期エネルギー需給見直し小委員会資料より抜粋） <sup>[1-10]</sup>	7
図 1-10 PV 大量連系時の電圧逸脱問題	9
図 1-11 接続可能量（2015 年度算定値）」の算定方法に関する考え方	10
図 1-12 DR 開始時および解除時の電圧逸脱問題	11
図 1-13 スマートグリッドの概念図	12
図 1-14 配電自動化システムの構成（東京電力パワーグリッド）	13
図 1-15 次世代配電自動化システムの構成（東京電力パワーグリッド）	14
図 2-1 配電系統標準モデル（工業長亘長モデル）	22
図 2-2 配電系統標準モデル（住宅長亘長モデル）	23
図 2-3 低圧配電系統モデルの概念	24
図 2-4 低圧需要家 1 件の負荷と PV 出力（太陽光発電集中連系箇所での実測値平均）	24
図 2-5 工業長亘長モデルにおける軽負荷時の PV 導入率毎の電圧分布	25
図 2-6 住宅長亘長モデルにおける軽負荷時の PV 導入率毎の電圧分布	26
図 2-7 現状の電力会社の電圧上昇抑制対策 <sup>[2-7]</sup>	27
図 2-8 低圧線のインピーダンスを低減（太線化+変圧器増設，分割設置）のイメージ	27
図 2-9 低圧線のインピーダンス低減による電圧改善効果	28
図 2-10 低圧線のインピーダンス低減（太線化+変圧器増設，分割設置）効果を示す電圧分布	28
図 2-11 参照点電圧一定制御法を行う無効電力制御	30
図 2-12 蓄電池の無効電力出力制御による電圧改善効果（住宅長亘長モデル）	31
図 2-13 蓄電池を容量分割した配置のイメージ（住宅長亘長モデル）	31
図 2-14 蓄電池を 3 分割した際の電圧改善効果（住宅長亘長モデル）	32
図 2-15 蓄電池を分割した際の電圧改善効果	32
図 2-16 蓄電池を分割した配置のイメージ（工業長亘長モデル）	33
図 2-17 蓄電池末端設置で目標点電圧を変えた際の電圧改善効果（PV=30%）	33
図 2-18 蓄電池を分割した際の電圧改善効果（PV=30%，目標電圧 6600V）	34

図 2-19 蓄電池を分割した際の電圧改善効果 (PV=30%, 目標電圧 6400V) .....	34
図 2-20 蓄電池末端設置した際の電圧改善効果 (住宅長亘長モデル PV=100%) .....	35
図 2-21 蓄電池を分割した際の電圧改善効果 (PV=100%, 目標電圧 6600V) .....	35
図 2-22 低圧に設置した蓄電池有効電力出力による電圧改善効果 .....	36
図 2-23 低圧系統における有効電力出力と電圧改善の関係 (ケース 1) .....	37
図 2-24 低圧系統における有効電力出力と電圧改善の関係 (ケース 2) .....	37
図 2-25 ケース 1 とケース 2 の有効電力出力による電圧改善効果の比較 .....	38
図 3-1 蓄電池を設置した際の蓄電池および SVR の想定される動作 .....	43
図 3-2 蓄電池と SVR との協調電圧制御で想定される効果 .....	43
図 3-3 LDC 方式の概念図 .....	45
図 3-4 SVR のタップ切り替え動作の概念図 .....	45
図 3-5 蓄電池の電圧制御ロジック回路 .....	46
図 3-6 蓄電池出力 (上段) と SVR 制御のタイミング (下段) .....	48
図 3-7 蓄電池と LRT, SVR の能動的協調電圧制御手法の概要 .....	48
図 3-8 検討に用いた配電系統モデル (住宅長亘長モデル) .....	50
図 3-9 検討に用いた負荷プロファイル (住宅長亘長モデル) .....	51
図 3-10 低圧配電系統モデルの一例 (低圧需要家: 14 軒) .....	51
図 3-11 低圧負荷パターン (太陽光発電集中連系箇所での実測値平均) の一例 .....	52
図 3-12 低圧負荷と PV 出力のプロファイル .....	52
図 3-13 電圧逸脱量のイメージ .....	53
図 3-14 提案手法の電圧制御機器および蓄電池の電圧保護区間とタップ指令の概念図 .....	55
図 3-15 LRT, SVR のみの電圧制御結果 (ケース (1-1), 晴天日) .....	56
図 3-16 LRT, SVR のみの電圧制御結果 (ケース (1-1), 曇天日 (変動大)) .....	57
図 3-17 自律制御の LRT, SVR および蓄電池 (末端設置) による電圧制御結果 (ケース (1-2), 曇天日 (変動大)) .....	58
図 3-18 自律制御の LRT, SVR および蓄電池による電圧制御の蓄電池出力 (ケース (1-2), 曇天日 (変動大)) .....	58
図 3-19 自律制御の LRT, SVR および蓄電池 (中間設置) による電圧制御結果 (ケース (1-3), 曇天日 (変動大)) .....	59
図 3-20 自律制御の LRT, SVR および蓄電池 (中間設置) による電圧制御の蓄電池出力 (ケース (1-3), 曇天日 (変動大)) .....	59
図 3-21 自律制御の LRT, SVR および蓄電池 (中間・末端設置) による電圧制御結果 (ケース (1-4), 曇天日 (変動大)) .....	60
図 3-22 自律制御の LRT, SVR および蓄電池 (中間・末端設置) による電圧制御の蓄電池出力 (ケース (1-4), 曇天日 (変動大)) .....	60
図 3-23 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池 (末端設置) による電圧制御結果 .....	61

図 3-24 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（末端設置）による電圧制御の蓄電池出力 （ケース（1-5）, 曇天日（変動大））	62
図 3-25 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による	62
図 3-26 協調電圧制御の LRT, SVR および蓄電池（中間・末端設置）による電圧制御の蓄電 池出力（ケース（1-6）, 曇天日（変動大））	63
図 3-27 アナログシミュレータ・線路装置の構成と出力制御系	65
図 3-28 ANSWER を用いた試験回路	66
図 3-29 ケース（2-1）の試験結果	67
図 3-30 ケース（2-2）の試験結果	68
図 3-31 ケース（2-3）の試験結果	69
図 3-32 ケース（2-4）の試験結果	70
図 4-1 デマンドレスポンス開始時, 解除時の電圧逸脱問題のイメージ	76
図 4-2 LRT, SVR を用いた電圧予測型電圧制御手法のイメージ	76
図 4-3 DR 発動システムと連携した配電系統制御システムのシーケンス	77
図 4-4 従来の電圧制御手法（自律制御）の概要	81
図 4-5 提案手法 1（自律制御+電圧予測手法）の概要	81
図 4-6 提案手法 2（自律制御+潮流計算手法）の概要	81
図 4-7 スマートハウスの実測負荷の合成による DR 合成負荷波形のイメージ	84
図 4-8 DR 合成負荷波形およびベースライン	84
図 4-9 標準ケースの試験回路と負荷波形と DR 発動情報および DR 発動システムとの融合の イメージ	85
図 4-10 従来法の電圧プロファイル及びタップ動作推移	86
図 4-11 提案手法 1（自律制御+電圧予測手法）の電圧プロファイル	87
図 4-12 提案手法 2（自律制御+潮流計算手法）の電圧プロファイル	87
図 4-13 長亘長ケースの試験回路	88
図 4-14 長亘長線路における提案手法 2（自律制御+潮流計算手法）の電圧プロファイルおよ びタップ動作推移	88
図 4-15 提案手法 2（自律制御+潮流計算手法）の電圧逸脱解消のイメージ	89
図 4-16 DR 発動前後の負荷変動による誤差のイメージ	90
図 4-17 DR に対応した機能分担による SVR と蓄電池の協調電圧制御のイメージ	92
図 4-18 DR に対応した蓄電池と SVR の能動的協調電圧制御のイメージ	93
図 4-19 標準ケースの試験回路および実験に用いた諸元	93
図 4-20 手法（3-1）の試験結果（タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量）	95
図 4-21 手法（3-2）の試験結果（タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量）	96
図 4-22 手法（3-3）の試験結果（タップ動作回数, 蓄電池出力, 電圧逸脱量）	97

表 1-1 太陽光に対する出力制御ルールの適用関係（第 4 回系統 WG 資料 <sup>[1-5]</sup> より抜粋）	8
表 2-1 標準解析モデルの詳細	22
表 2-2 各モデルにおける PV 導入限界量の計算結果	26
表 2-3 低圧系統側の対策を実施した際の PV 導入限界量の変化	29
表 2-4 高圧系統に設置した蓄電池の電圧改善効果	38
表 2-5 高圧及び低圧系統に設置した蓄電池の電圧改善効果の比較	39
表 2-6 蓄電池の電圧改善効果が高い出力方式・配置の条件	39
表 3-1 検証する試験ケース	54
表 3-2 シミュレーションに用いた各機器の設定条件	55
表 3-3 シミュレーション結果の集約	64
表 3-4 試験条件	66
表 3-5 試験ケース	67
表 3-6 ANSWER を用いた電圧制御試験結果の集約	70
表 4-1 DR サーバー-ANSWER 間の DR 発動前のタイムテーブル	79
表 4-2 DR 発動時の負荷波形取得の諸元	83
表 4-3 試験条件	86
表 4-4 既設の電圧制御装置を用いた DR 対応電圧制御結果	89
表 4-5 試験条件	94
表 4-6 試験ケース	94
表 4-7 DR 試験における蓄電池と電圧制御装置を用いた電圧制御結果の集約	98