

戦略的創造研究推進事業 CREST  
研究領域「分散協調型エネルギー管理システム構築  
のための理論及び基盤技術の創出と融合展開」  
研究課題「多数の経済主体が参加する公平かつ合  
理的な電力ネットワークインフラの最適運用手法」

## 研究終了報告書

研究期間 平成25年10月～平成27年3月

研究代表者:杉原 英治  
(大阪大学大学院工学研究科、准教授)

## § 1 研究実施の概要

### (1) 実施概要

太陽光発電や風力発電といった出力変動型再生可能エネルギーが大量導入された電力系統を想定し、前日計画段階における発電機起動停止計画問題と当日運用段階における最適潮流計算問題に対して数理モデルや数理計画アプローチにより最適解を求め、その変化を評価することにより、再生可能エネルギーの導入量増加やそれに伴う運転予備力確保量の増加によって電力系統の経済運用・安定運用に与える影響を定量的に評価するためのモデルを構築した。

前日計画段階の起動停止計画問題では、必要な運転予備力確保量の増加に応じて、運転予備力価格が変化するという予備力市場の理論的な枠組みを整理するとともに、2012年に米国連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)が米国北東部の地域送電機関(PJM)の実データに基づいて作成したRTO UCテストシステム(RTO Unit Commitment Test System)を用いた定量分析を行った。検討した予備力市場は、既存の大型集中電源だけでなく、コージェネレーションシステムなどの分散型電源やデマンドレスポンス(DR)など需要側対策も含めた系統全体での予備力供給力を、公平に価値評価することができる。本理論枠組みは、電力のエネルギーそのものの生産計画と、アンシラリーサービスを前日計画段階において共に最適化するという共最適化を内包するもので、低廉で安定な電力供給に大きく貢献することが期待できる。定量分析では、FERC RTO UCテストシステムに対して、検討した予備力市場の価格の感度分析を行うとともに、DRを予備力市場で調達した場合の電力の総供給コストを試算した。再生可能エネルギー電源が大量導入され、運転予備力要求量が大きくなった場合にDRを活用することで、一日の供給コストを2割以上削減できることを示した。このように、定量分析により、検討した予備力市場の枠組みが、実務上実行可能である可能性を示すとともに、DRを含む分散協調型エネルギー管理システムの活用により、総発電コスト上昇を抑制する可能性をも示した。

一方、当日運用段階においては、前日計画において決定された発電機起動停止パターンを所与として、再生可能エネルギーの局所的かつ急峻な出力変化が起こることを想定し、送電ネットワークの容量制約下における最適な潮流状態を決定する最適潮流計算問題に着目した。特に、電力系統の安定運用の観点から再生可能エネルギーの出力変動ならびにその予測誤差(大外れを含む)について着目すると、将来的に送電線に流れる潮流が大きく変化するリスクが不可避であり、一般的に用いられている線路潮流制約ではなく、本来の送電容量制約の意味である電線温度を変数とした動的最適潮流計算手法を開発した。すなわち、送電線には熱的慣性があり、数分から数十分程度の短時間であれば定格電流以上の電流を流すことができるため、再生可能エネルギーの出力変動や予測誤差によって送電線に定格以上の電流が流れたとしても電線の温度上昇により一時的に許容できる可能性がある。そこで、本研究では数値計算例として、分オーダの日射強度の実測データに基づきローカルなならし効果を考慮した太陽光発電出力をモデル化し、2母線系統において、送電線を通過する電流を算出し、電線温度のシミュレーション評価を行った。特に、(a)出力変動があるものの完全に予測可能であり不確実性の無い場合と、(b)出力変動だけでなく予測に伴う不確実性も有る場合に分けて評価した結果、後者の方が電線温度を考慮する効果が高いことを定量的に示した。さらに、電線温度に影響を与える外生要因として、電線周辺の気象条件(風速、風向、気温、日射)が電線温度変化へ与える影響を評価した。

このように、検討した予備力市場の枠組みや動的最適潮流計算問題は、不確実性の増大した電力系統を安定的かつ経済的に運用するために不可欠な技術であると同時に、本CREST領域の各研究チームで検討されている分散協調型エネルギーシステムが、分散制御を行ないつつ電力システム全体で協調するために不可欠な基盤技術である。

## (2) 顕著な成果

### < 優れた基礎研究としての成果 >

#### 1. 再生可能エネルギーの出力変動および予測誤差に伴う送電線温度への影響評価手法

概要：再生可能エネルギーの出力変動や予測誤差を考慮すると送電線潮流が大きく変化し、送電線容量制約を逸脱する恐れがある。本研究では、送電容量制約を通常の電流制約ではなく、電線温度制約として考慮することにより、送電線の熱的慣性を利用した動的な最適潮流計算法を開発した。数値計算例では、まず出力変動のみ存在する場合を想定し、温度制約方式の優位性を示した。さらに、出力変動のみでなく予測誤差も存在する場合には、温度制約方式の優位性がさらに高まることを定量的に明らかにした。

#### 2. 再生可能エネルギーの出力変動に対応する発電機運用計画と予備力市場の関係の定量的評価

概要：前日計画段階の起動停止計画問題では、必要な運転予備力確保量の増加に応じて、運転予備力価格が変化するという予備力市場の理論的な枠組みを整理し、再生可能エネルギーの出力変動に対応するための運転予備力確保量の増大が予備力市場価格と供給コストの増大をもたらすことを定量的に明らかにした。

これらの研究成果は、今後、論文等で世に問うていきたいと考えている。

### < 科学技術イノベーションに大きく寄与する成果 >

#### 1. 電線周辺の気象条件変化が送電線容量に与える影響の評価

概要：通常、送電線に流すことのできる電流は、気象条件に関わらず一定として扱うことが一般的である。本研究では、送電線温度をリアルタイムで計測・監視することを前提として、上記の「優れた基礎研究としての成果1」を用いて、電線周囲の気象条件変化(風向、風速、気温、日射強度)が送電線容量へ与える影響を評価した。これは、気象分野、電力分野、情報通信分野の新しい融合展開の可能性を示唆している。

#### 2. 発電機起動停止計画と予備力市場の枠組みに基づくデマンドレスポンス(Fast DR)の価値評価

概要：検討した発電機起動停止計画と予備力市場の枠組みを用いて、電力系統運用当日に利用可能なデマンドレスポンスである Fast-DR の価値を定量的に評価した。Fast DR を含む分散協調型エネルギー管理システムの活用により、総発電コストの上昇を抑制する可能性を示した。

## § 2 研究実施体制

### (1) 研究チームの体制について

#### ①「杉原」グループ

研究参加者

氏名	所属	役職	参加時期
杉原 英治	大阪大学工学研究科	准教授	H25.10～
舟木 剛	同上	教授	H25.10～

研究項目

- ・ 送配電ネットワーク余裕度の評価手法開発
- ・ 二次電池によるサイクル劣化試験に基づく劣化特性評価
- ・ 送電線周辺の気象変化がネットワーク余裕度に与える影響評価

#### ②「山口」グループ

研究参加者

氏名	所属	役職	参加時期
山口 順之	電力中央研究所	主任研究員	H25.10～

研究項目

- ・ 電力需給の不確実性が発電機起動停止計画に与えるインパクトの評価
- ・ 送配電ネットワーク余裕度を考慮した発電機起動停止計画問題と解法の開発
- ・ 予備力市場へのデマンドレスポンス参加の効果分析
- ・ 電力コラボレーションルーム(仮称)構築に向けての並列計算の検討

### (2) 国内外の研究者や産業界等との連携によるネットワーク形成の状況について

- (a) 米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)の技術会議に出席し、座長である Richard O'Neill (FERC Chief Economic Adviser)より、電力システムの最適化に関するFERCの今後の動向について意向を伺った。
- (b) カーネギーメロン大学の Marija Ilic 教授を訪問し、頻繁に米国に来るようであれば、PJM や ERCOT などの標準系統モデルを見せることができるとのご意向を頂戴している。
- (c) 株式会社ジェイパワーシステムズは、架空送電線の温度監視システムを製品化しており、実際に事業所(日立市)を訪問し今後の共同研究の可能性について意見交換を行った。
- (d) 米国ローレンスバークレー国立研究所デマンドレスポンス研究センター グリッド統合グループ Sila Kiliccote グループリーダーと会談し、発電機起動停止計画問題の大規模計算について情報交換を行っている。

### § 3 研究実施内容及び成果

#### 3.1 送配電ネットワークの余裕度評価・向上(大阪大学 杉原グループ)

##### 3.1.1 ネットワーク余裕度評価手法の開発

###### (a) ネットワーク余裕度を評価するための送電容量制約の種類

再生可能エネルギーの出力変動や予測困難さ(大外れ)を考慮すると、送電ネットワークに流れる電力潮流はこれまで以上に大きく変動することが予想される。従って、このような送電ネットワークにおける潮流変動リスクを適切に評価するためには、物理的な送電容量に基づいた送電ネットワークの余裕度を適切に評価する必要がある。そこで、潮流計算の結果の評価に用いられる送電容量制約の種類を表 3.1.1 に示す。まず、1の固定電流型制約は、最適潮流計算等の研究において最も一般的に用いられている制約であり、電流値自体に上限制約を課す方法である。しかしながら、原理的には送電容量制約は電流制約ではなく電線温度制約であるため、短時間であれば過負荷運転も可能である。そのような点を考慮した制約が2~4に該当する。

まず、同表における2のステップ型電流制約については、過負荷運転は送電線の事故時においてのみ行われるものと仮定し、通電電流のステップ変化の発生後、予め定められた経過時間(例:5分後, 15分後)において電線温度が上限値に達するための電流値(定格以上の過負荷電流)として求められ、制約式として考慮される。この場合、送電線の過負荷運転を考慮しているものの、通電電流の時間変化を事故時のステップ変化に限定することで取扱いを容易にした容量制約である。

一方、3の温度演算型制約は、通電電流の形状をステップ関数に限定することなく、任意の通電電流パターンに対しても時々刻々の電線温度を演算することにより、電線温度制約下における送電ネットワークの余裕度を評価することができる。ただし、留意すべき点として、この方式は気象条件に関して安全サイドで定められた定格電流算出基準(我が国では気温:40℃, 風速:0.5[m/sec], 風向:45°, 日射強度:0.1[W/cm<sup>2</sup>])を用いることが一般的であり、その地点におけるその時の気象条件に応じた実際の電線温度を求めているわけではなく、安全サイドの(実際の電線温度より高めの)温度により送電容量制約を評価している。ただし、気温に関しては、季節変化を考慮して冬期には25℃を用いる場合もある。なお、この方式の温度演算型過負荷保護リレーは、一部の電力会社の基幹系統や地域供給系統において、実際に導入されている設備である。

最後に、4の温度計測型制約は、実際にその時点の電線温度をリアルタイムで計測しながら上限温度以内であることを確認しつつ、通電電流を決定する方式である。最も直接的な温度監視の方法であるが、正確な電線温度計測に必要な時間的・空間的分解能や情報通信ネットワークの構築など慎重に検討すべき課題も多く、新たな設備投資も必要となる。

以上のことから、本研究では1と3の比較を中心に定量的なシミュレーション評価を行い、最後に4を想定し、気象条件の変化が電線温度変化に与える影響についても検討した。また、本研究では電線自体の熱的慣性を有効に利用する効果を評価するため、電線温度上限値は短時間許容温度(線種 ACSR160mm<sup>2</sup>:120℃)ではなく常時許容温度(同線種:90℃)を用いて統一的に評価を行うこととする。

表 3.1.1 送電容量制約の種類

	電流変化	気象変化	備考
1. 固定電流型制約	×	× (季節変化のみ)	
2. ステップ電流型制約	△	× (季節変化のみ)	
3. 温度演算型制約	○	× (季節変化のみ)	一部の電力会社の過負荷保護リレーに採用されている考え方
4. 温度計測型制約	○	○	

一般に、架空線等に用いられる裸線に関して、電線温度はCIGRE方式に基づき計算される。送電線に流れる電流や気象条件が時間とともに変化する場合には、送電線温度と周囲温度の差 $\theta$ に関して、次の微分方程式が成り立つ。

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{(I^2 R_{ac} \times 10^{-5} + q_s) - (q_r + q_c)}{C}$$

ここで、 $C$ :電線熱容量[J/(cm・°C)]、 $I$ :通電電流[A]、 $R_{ac}$ :使用温度における交流抵抗[Ω/km]、 $q_s$ :日射からの吸熱[W/cm]、 $q_r$ :放射による熱放散[W/cm]、 $q_c$ :対流による熱放散[W/cm]

なお、上式を潮流計算に組み込む際にはオイラー法等を用いて離散化して考慮することとする。

### (b) 再生可能エネルギーの出力変動に対する電線温度制約の効果

本研究では、再生可能エネルギーの出力変動や予測誤差が潮流変動へ与えるリスクを評価することに主眼を置くため、図 3.1.1 に示すような結果の解釈が容易な2母線系統を対象とし数値計算を行うこととする。同モデル系統において、簡単のため受電エリアの負荷は常に一定であるものとし、同じく受電エリアに設置された太陽光発電の出力変動を補償するようにG1から送電線を介して電力供給が行われるものとする。なお、太陽光発電の設置に伴い受電エリアにある燃料費の高い火力は停止するものとする。このときの電線温度変化をシミュレーション評価した結果を図 3.1.2(a)に示す。

まず、電流データは、ある日の日射強度の実測データ(1分刻み)を用いて対象系統規模に合わせてスケールアップしたものであり、ローパスフィルタにより簡易的にならし効果を考慮したものである。電線種類をACSR160[mm<sup>2</sup>]とすると、定常状態を想定した定格電流値は465[A]であり、11:05～11:35までは定格電流値を超えていることが分かる。一方、CIGRE式に基づき電線温度をシミュレーションした結果を見ると、電線自身の熱的慣性により全体的に電流変化より遅れて変化しており、過負荷時間帯においても基準となる90[°C]を大きく超えるのは11:30直後である。ここで、表 3.1.1の温度演算型制約を想定し、演算した電線温度が90[°C]を超える場合に電流値を465[A]に制限するものとする、そのときの温度変化は図 3.1.2(b)となる。ここで、表 3.1.1の固定電流制約と比較するため、(a)の送電容量制約なしのケースで定格電流465[A]を超えている部分に関しては、負荷制限を行うものとする、両ケースの負荷制限量を比較した結果を図 3.1.3に示す。送電容量制約を固定電流型制約ではなく、温度演算型制約とすることにより、約25%の負荷制限量の減少効果が得られている。

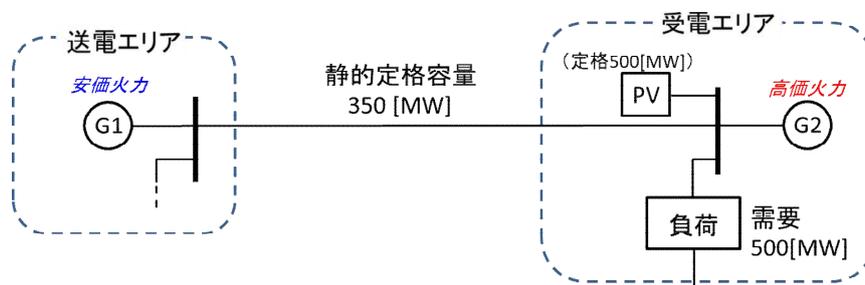
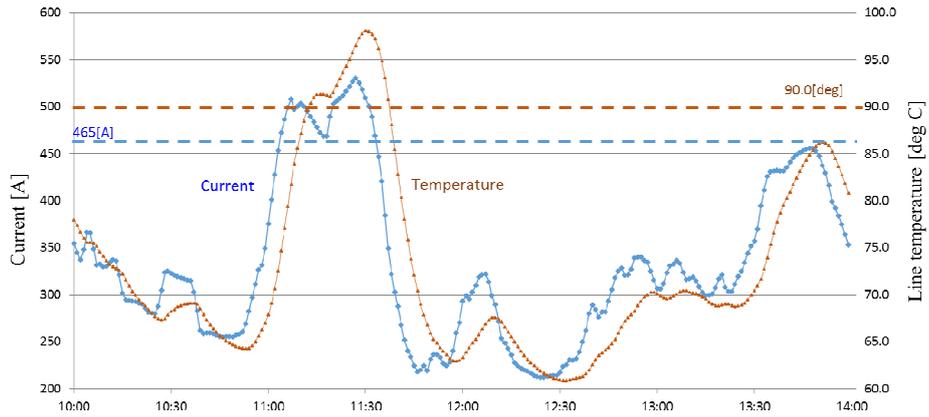
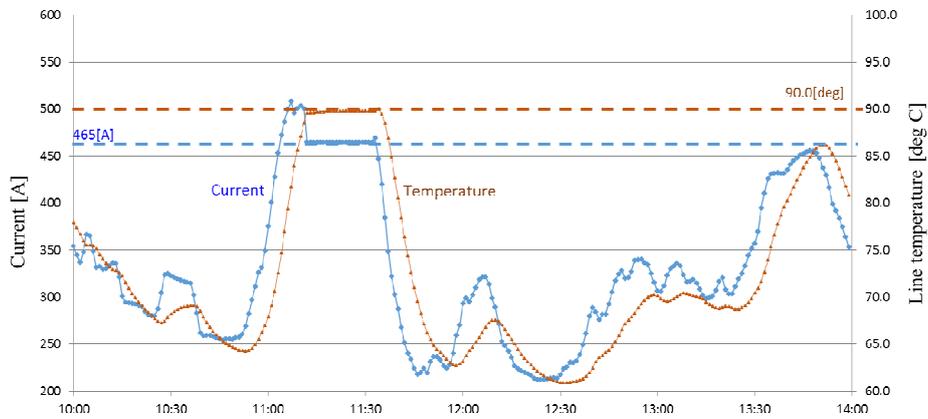


図 3.1.1 対象系統



(a) 送電容量制約なし



(b) 送電容量制約有り(温度演算型制約)

図 3.1.2 通電電流の変化に伴う電線温度変化

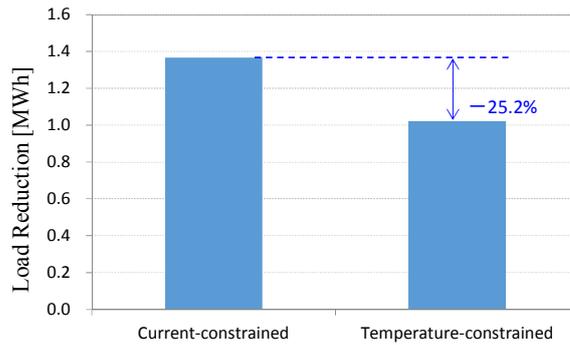


図 3.1.3 出力変動に対する電線温度制約の導入効果

(c) 気象変化を考慮した余裕度評価

これまで述べてきたとおり、本研究では送電ネットワークの余裕度を電線温度を用いて評価してきた。一般に電線温度は、電線周辺の気象条件(風速、風向、気温、日射)により影響を受ける。この影響を評価するため、前述のモデル系統と同じ線種(ACSR160[mm<sup>2</sup>])を想定し、定格電流(465[A])を超える高さ 500[A]のステップ電流を加え、電線温度の時間変化をシミュレーションによ

り評価した結果を図3.1.4に示す。我が国で標準的に用いられている定格電流算出基準を表3.1.2に示す。風速が0.5[m/sec]の場合、約15分後に温度上限(90℃)に達しているものの、風速が2.0[m/sec], 5.0[m/sec]の場合には、それぞれ74℃, 59℃に留まっており、送電ネットワークの余裕度は高くなる事が分かる。また、風向角に関しては、定格電流算出基準では45度であるため、0度(電線に対して直角方向)とすることにより、温度上限(90℃)以内に収まることが分かる。また逆に、風向角を90度(電線に対して同一方向)とすると、対流による放熱効果が弱まるため9分間で温度上昇上限に到達し、最終的な定常状態では123℃まで上昇する。以上のことから、風速や風向は電線温度変化(ネットワーク余裕度)に大きな影響を与えることが分かる。

一方、想定する電線周囲温度については、過去の実績データに基づく最過酷ケースとして一般に40℃が用いられているが、冬期は25℃を想定することも多い。ここでは、25℃とその中間にあたる32.5℃についてシミュレーション評価した。周囲温度32.5℃でも電線温度を90℃以下に抑えることができ、周囲温度25℃ではさらに余裕度が増加している。また、日射強度は、定格電流算出基準では快晴時の0.1[W/cm<sup>2</sup>]を想定しており、曇天時の0.02[W/cm<sup>2</sup>]の場合、電線温度が85℃まで低下する。ただし、同図(a)(b)に示した風速と風向の影響に比べて、気温と日射強度は電線温度上昇への影響が比較的小さいことが分かる。

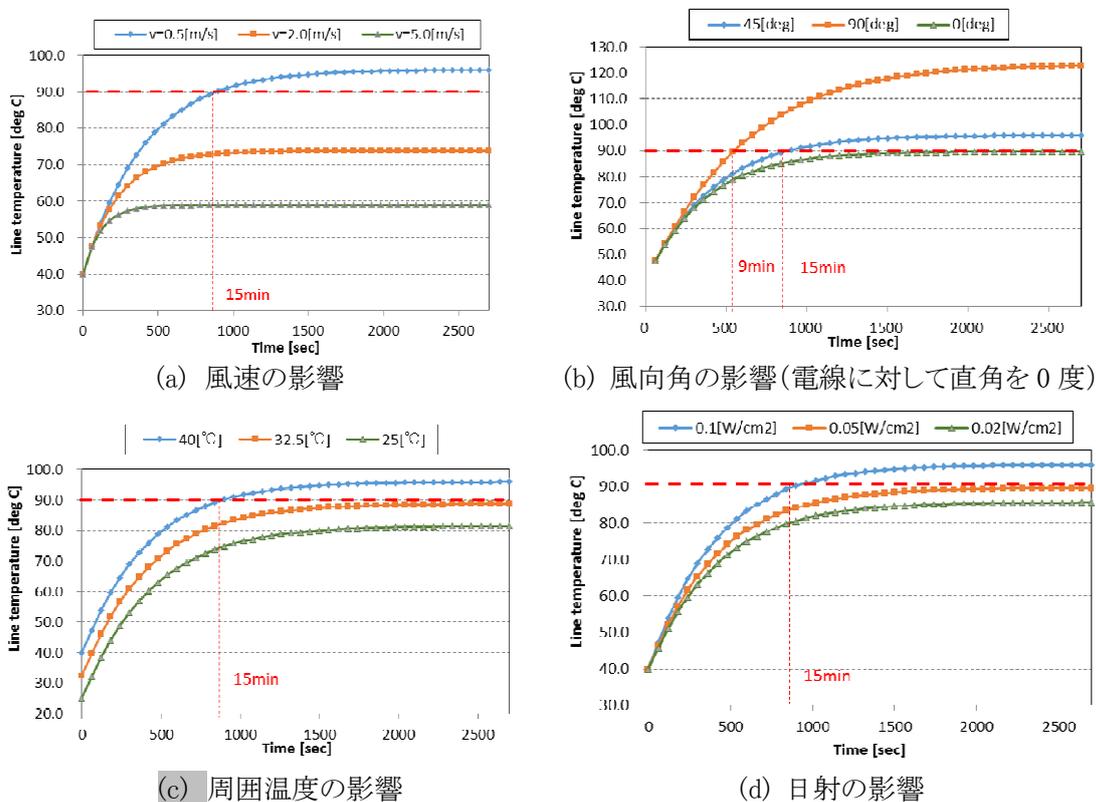


図 3.1.4 電線周辺の風速・風向が電線温度に与える影響

表 3.1.2 定格電流算出時において我が国で標準的に用いる気象パラメータ

風速	風向角	周囲温度	日射強度
0.5 [m/s]	45°	40℃	0.1 [W/cm <sup>2</sup> ]

### 3.2 予備力市場を含めた入札情報に基づく発電機起動停止計画(電力中央研究所 山口グループ)

前日計画段階の起動停止計画問題では、確保量の増加に応じて、運転予備力価格が変化するという予備力市場の理論的な枠組みを整理するとともに、2012年に米国連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)が米国北東部の地域送電機関であるPJMの実データに基づいて作成したRTO UCテストシステム(RTO Unit Commitment Test System)を用いた定量分析を行った。

本研究で取り扱った発電機起動停止問題を含む電力システムの最適化技術は、わが国と同様に、再生可能エネルギーの大量導入が問題となっている米国においても活発な研究テーマの一つである。

米国 FERC が開催した電力システムの最適化に関する技術会議や、米国カーネギーメロン大学主催の電気事業研究大会に参加し、米国実務者にとっては、大規模な電力システムに対して、どのように実行可能な準最適解を求めるかといった問題や、大学における電力システムシミュレーターに関する技術動向の把握を行なった。

本サブテーマでは、以下の4つの小項目について研究を推進した。

- (1) 電力需給の不確実性が発電機起動停止計画に与えるインパクトの評価
- (2) 送配電ネットワーク余裕度を考慮した発電機起動停止計画問題と解法の開発
- (3) 予備力市場へのデマンドレスポンス参加の効果分析
- (4) 電力コラボレーションルーム(仮称)構築に向けての並列計算の検討

各小項目における研究結果は以下の通りである。

#### 3.2.1. 電力需給の不確実性が発電機起動停止計画に与えるインパクトの評価

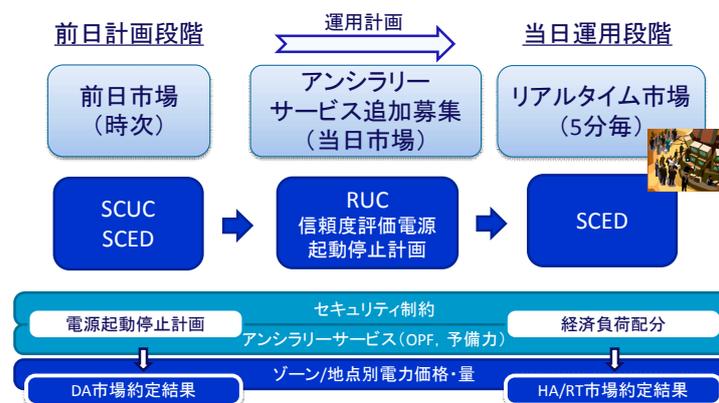
独立系統運用者(ISO)／地域送電機関(RTO)による卸電力市場の運営と電力系統運用の経験を有する米国においては、発電機起動停止計画問題の最適性改善のポテンシャル評価や、太陽光及び風力発電の不確実性への対応、デマンドレスポンスの適切な評価など、様々な問題が議論されてきている。本研究では、社会的に受容性を持ちうる問題構造の検討として、PJMの市場と電力系統の運用制度、ならびに他のISO/RTOにおける運転予備力の供給コストについて調査を行った。

PJMでは、前日市場、信頼度電源起動停止計画(Reliability Unit Commitment, RUC)の段階において、セキュリティ付き電源起動停止計画ならびに経済負荷配分を実施している(図3.2.1)。リアルタイム市場では、電源の起動停止は確定しており、経済負荷配分のみを実施している。さらに前日市場とリアルタイム市場において、地点別電力価格が算出され、基幹系統に接続するローカル系統ごとの電力価格が決定される。このような市場と系統運用が一体となったシステムは、今後の分散協調型エネルギー管理システムの候補として一考の価値を有する。

運転予備力の供給コストについても、活発な評価・分析が行われている。北米電力信頼度機関NERC(North American Electric Reliability Corporation)では、運転予備力(Operating Reserve)は、周波数調整、需要想定誤差、設備停止等への対応のための、想定系統需要を上回る電源容量を指しており、瞬動予備力(Spinning Reserve)と非瞬動予備力(Non-Spinning Reserve)があると定義している。瞬動予備力は、系統と同期しており、直ちに出力増加が可能な電源である。非同期予備力は、系統に連系されていないが、短い時間で供給可能となる発電機の予備力もしくは遮断可能負荷である。こうした運転予備力の分類は、概ねわが国でも同様である。

運転予備力の供給コストについては、最近では、米国再生可能エネルギー研究所 NREL(National Renewable Energy Laboratory)が、要因分析を行っている。NRELは、運転予備力コストは、従来、垂直統合型の電力会社の総コストの中に含まれていたものであったが、電力貯蔵装置やDR、電気自動車などの新しい技術からも運転予備力が供給できる可能性が出てきたことから、運転予備力の価格付けを行う必要があると指摘している。過去の運転予備力コストについては、米

国オークリッジ国立研究所 ORNL (Oak Ridge National Laboratory) が 1996 年に米国の 12 の電気事業者のアンシラリーサービスコストを調査し、運転予備力に分類される負荷追従 (Load Following) と信頼度予備力 (Reliability Reserve) の費用が、発送電費用に対して、それぞれ 0.9%、1.5% となると推計している。近年では、ISO/RTO (Independent System Operator/ Regional Transmission Organization, 独立系統運用者・地域送電機関) が、市場監視レポートの中で、卸電力費用の内訳を示している。例えば 2013 年の PJM 市場監視レポートでは、1MWh あたり 53.92 ドルのうち、運転予備力は 1.1% であったとしている。ただし、今後の再生可能エネルギー導入が運転予備力コストに与える影響を、過去のデータ分析から抽出することは難しいと考えられる。そこで NREL では、電源起動停止計画 UC と各電源への給電指令を工学的にモデル化した発電計画のシミュレーションにより、再生可能エネルギーの導入や水力発電の増加、燃料価格の変動が運転予備力価格に与える影響の分析を行っている。



参考) PJM Operation Manual M11: Energy & Ancillary Services Market Operations, M10: Pre-scheduling Operations, M12 Balancing Operation, M28: Operating Agreement Accounting.

図 3. 2. 1. 米国 RTO/ISO の市場と電力系統運用の関係

これらの議論を踏まえ、様々な不確実性のシナリオを作成し、米国 FERC が提示している RTO の発電機起動停止計画の標準問題 (RTO Unit Commitment Test System) に基づいて、不確実要因が予備力市場、前日市場、リアルタイム市場の価格シグナルへ与える影響についても評価を行なった。電力システムの運用上、様々な不確実性に対し、系統全体としての運転予備力要求量に集約することができるので、運転予備力要求量の制約をパラメータとした感度分析を実施した。

RTO UC テストシステムは、前日市場の発電計画を UC と経済負荷配分を組み合わせた線形混合整数計画法として定式化したもので、目的関数は供給コスト最小化を表している。本研究では、のちの感度分析の実施において、このテストシステムをそのままベースケースとする。ここでの供給コストとは、前日市場において発電事業者の売り注文を系統大の電力需要を満たすように約定させたときの電力購入費用に、DR や PJM で実施されている仮想入札の費用を加えたものである。

$$\min F = \sum_t \left\{ \sum_g \left( c_g^{su} v_{tg} + c_g^{nl} u_{tg} + \sum_s c_{gs}^g p_{tgs}^g \right) + \sum_a c_{ta}^{vs} p_{ta}^{vs} + \sum_e c_e^{dr} p_{te}^{dr} - \sum_d c_{td}^{pd} p_{td}^{pd} - \sum_b c_{tb}^{vd} p_{tb}^{vd} + y^{bal} (s_t^{bal+} + s_t^{bal-}) \right\}$$

ここで各変数は、電源  $g$ 、入札売り注文ステップ  $s$ 、時刻  $t$  において、起動コストを  $c_g^{su}$ 、起動の意思決定を行う 0-1 変数を  $v_{tg}$ 、無負荷時コストを  $c_g^{nl}$ 、起動状態を示す 0-1 変数を  $u_{tg}$ 、エネルギー入札価格を  $c_{gs}^g$ 、約定量を  $p_{tgs}^g$  とする。さらに時刻  $t$  に

において、電源  $g$  の総出力約定量を  $p^{g_{tg}}$ 、仮想供給  $a$  の増分入札価格を  $c^{vs_{ta}}$ 、デマンドレスポンス  $e$  の入札価格を  $c^{dr_e}$ 、プライスレスポンス需要  $d$  のエネルギー入札価格を  $c^{pd_{td}}$ 、仮想需要  $d$  の減分入札価格を  $c^{vd_{tb}}$  とする。このとき、 $p$  は対応する変数の約定量である。 $y^{bal}$ 、 $s^{bal+}_t$ 、 $s^{bal-}_t$  は、それぞれ、系統大の電力需給バランス、系統大での余剰と不足に対するペナルティコストである。

制約条件は以下の通りである。

需給バランス制約：

$$\sum_g p^{g_{tg}} + \sum_e p^{dr_{te}} + \sum_a p^{vs_{ta}} - \sum_d p^{pd_{td}} - \sum_b p^{vd_{tb}} + s_t^{bal+} - s_t^{bal-} = \sum_q p^{fd_{tq}} - \sum_w p^{tw}$$

系統大運転予備力ならびに待機予備力制約：

$$\sum_g p^{res_{tg}} + \sum_{g \in \phi} p_g^{max,g} \cdot (1 - u_{tg}) \geq Res_t$$

系統大運転予備力制約：

$$\sum_g p^{res_{tg}} \geq 0.5 Res_t$$

このほかに、時刻ごとの電源への給電指令制約、電源への給電指令の入札売り注文ステップ制約、電源の最大出力制約、電源の最小出力制約、プライスレスポンス入札最大量制約、仮想供給最大量制約、仮想需要最大量制約、DR 最大量制約、起動・停止状態変数の相互関係制約、最少運転時間制約、最少停止時間制約、最大ランプレート・増加制約、最大ランプレート・減少制約を考慮する。ただし、 $p^{fd_{tq}}$  は、時刻  $t$  における固定需要  $q$  である。さらに、 $u_{tg}$ 、 $v_{tg}$ 、 $l_{tg}$  は 0-1 変数であり、 $l_{tg}$  は停止の意思決定を表す。 $p^{g_{tg}}$ 、 $p^{dr_{te}}$ 、 $p^{vs_{ta}}$ 、 $p^{pd_{td}}$ 、 $s^{bal+}_t$ 、 $s^{bal-}_t$ 、 $p^{gt_{gs}}$ 、 $p^{res_{tg}}$  は非負変数である。

使用されているデータは、米国北東部の RT0 である PJM の実データを基にしており、本研究では、夏季代表日一日 24 時間分のデータを用いる。電源は 1011 機、約 193GW、電力需要ピークは、約 94GW である。ベースケースの一日の燃料費別発電計画を図 3.2.2 に示す。

感度解析のパラメータには、運転予備力確保制約値 (0.5Res) を用いることにする。オリジナルモデルの制約値は、ピークの系統需要に対して 4.03% の確保制約を与えている。これをベースケースとし、将来の再生可能エネルギー大量導入に伴う運転予備力確保量の増加を想定した試行的なシナリオとして 20% と 40% の確保制約を与えることとする。

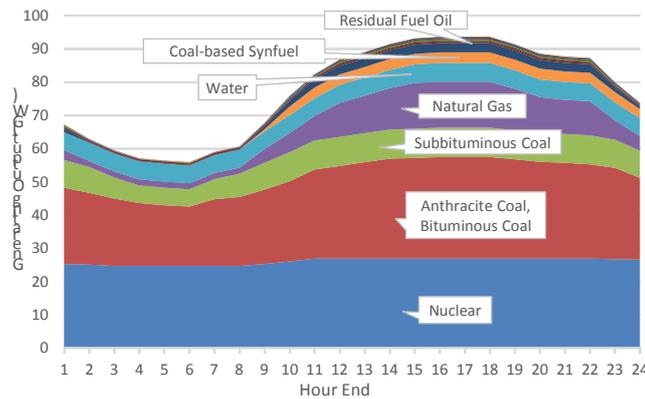


図 3.2.2 燃料費別発電計画 (ベースケース)

図 3.2.3 は、予備力要求量の変化に対する時間毎のエネルギー価格の変化を示したものである。予備力要求量の増加に対して、顕著なエネルギー価格の上昇は見られない。これは、瞬動予備力制約は、電源の起動パターンに変化を及ぼすものの、直接的にエネルギー需要を増減させるものではないためと考えられる。

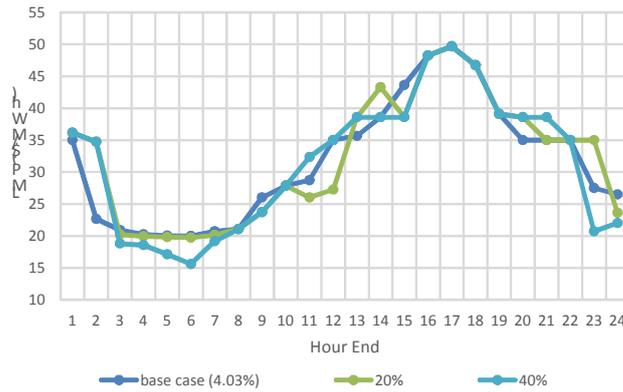


図 3.2.3 予備力要求量の変化に対する時間毎のエネルギー価格の変化

図 3.2.4 は、運転予備力の市場価格の変化である。ベースケースではすべての時間帯において限界費用は 0 ドルである。これは、電力需給バランスや、他の制約を満たすことで、既に運転予備力制約も満たされていることを示している。20%シナリオにおいては、半日以上の間で価格がついている。また、40%シナリオでは、時間帯によっては 5 ドルから 10 ドルの価格の上昇がみられる。

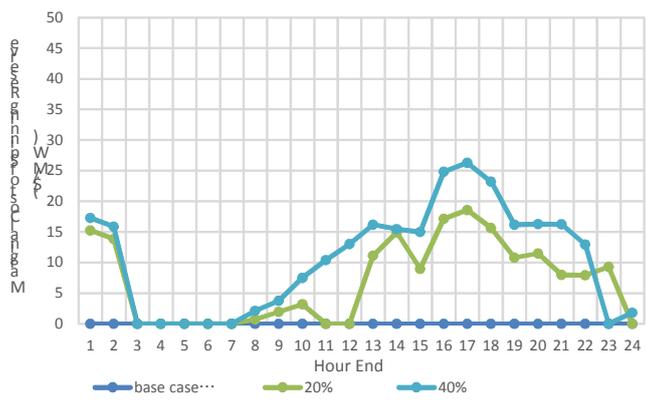


図 3.2.4 予備力要求量の変化に対する時間毎の運転予備力の市場価格の変化

図 3.2.5 は、予備力要求量の変化に対する一日の総供給コストの変化である。運転予備力要求量の増加に対して、総供給コストも約 5%、約 31%と大きく増加している。

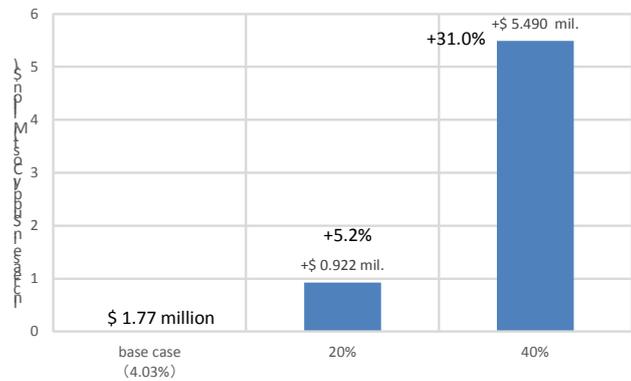


図 3.2.5 予備力要求量の変化に対する一日の総供給コストの変化

### 3.2.2. 送配電ネットワーク余裕度を考慮した発電機起動停止計画問題と解法の開発

次に、米国 ISO/RT0 で実務上適用されている確定的な卸電力市場の約定方式と、確率的最適化問題として定式化した場合の発電機起動停止計画の比較検討を行う。ここでは、確率的最適化手法が予備力市場の約定結果に与える影響を定量的に示すと共に、求められた発電機起動停止計画が、不確実要因に対してロバストであるか評価を行う。

数値分析で用いる FERC RTO UC テストシステムは、米国連邦政府が指定している、重要エネルギー社会基盤情報(Critical Energy Infrastructure Information, CEII)に指定されている機密情報であるが、情報公開請求を行うことで、情報の利用が認められる場合がある。そこで、本研究題目の採択後、情報公開請求を行った。本チームでは、米国連邦政府に情報公開請求を行い、10 か月の審査の上、正式な却下文書を受け取っている。CEII に指定されている情報は、基幹システムのネットワーク情報であるため、この情報がなくても電源の起動停止計画そのものは分析することはできる。そこで、FERC-RTO-UC テストシステムで使用する情報のうち CEII に指定されていない部分を手し、定量分析が実施できるようなモデルの修正を行った。

検討した予備力市場は、既存の大型集中電源だけでなく、コジェネレーションシステムなどの分散型電源やデマンドレスポンス(DR)など需要側対策も含めた系統全体での予備力供給力を、公平に価値評価することができる。本理論枠組みは、電力のエネルギーそのものの生産計画と、アンシラリーサービスを前日計画段階において共に最適化するという共最適化を内包するもので、低廉で安定な電力供給に大きく貢献することが期待できる。このように、検討した予備力市場の枠組みは、電力系統の負荷追従能力をこれまで以上に多く要求する将来の再生可能エネルギー電源の大量導入に対して、マイクロ経済学と電力系統工学の学問の境界領域に位置づけることができ、本 CREST 領域が目指している融合発展的な枠組みとなっている。同時に、本 CREST 領域の各研究チームで検討されている分散協調型エネルギーシステムが、分散制御を行ないつつ電力システム全体で協調するために不可欠な基盤技術である。

### 3.2.3. 予備力市場へのデマンドレスポンス参加の効果分析

本小項目では、実系統に基づいて作成された FERC RTO UC テストシステムに対して、DR を予備力市場で調達した場合の電力価格や総供給コストを試算した。

DR の運転予備力の価値評価を行うためには、発電計画上の制約条件に対応するシャドープライスを求める必要がある。ここでは、オリジナルのモデルとの比較が容易になるよう、用いる発電計画モデルの変更を極力抑えたモデル修正を行う。すなわち、需給バランス制約式から、DR に相当するデマンドレスポンス  $e$  と、プライスレスポンス需要  $d$  の約定量を系統大瞬動予備力制約式に移すことで、DR を前日のエネルギー市場に投入するのではなく、瞬動予備力対応に確保することを模擬する。すなわち、修正後の制約式は以下の通りである。

需給バランス制約 (修正後) :

$$\sum_g p_{ig}^g + \sum_a p_{ia}^{vs} - \sum_b p_{ib}^{vd} + s_i^{bal+} - s_i^{bal-} = \sum_q p_{iq}^{fd} - \sum_w p_{iw}^w$$

系統大瞬動予備力制約 (修正後) :

$$\sum_g p_{ig}^{res} + \sum_e p_{ie}^{dr} + \sum_d p_{id}^{pd} \geq 0.5 Res_i$$

ここでは便宜上、これら 2 つの制約式を置き換えた新しい発電計画モデルを、「DR 予備力モデル」と呼ぶ。なお、テストデータの DR は、PJM の市場設計上、デマンドレスポンス  $e$  とプライスレスポンス需要  $d$  が存在する。モデル上、デマンドレスポンス  $e$  は一日 24 時間を通じて、入札の提示価格と数量が一定で、プライスレスポンス需要  $d$  は、一日のうちの一時間毎に、入札の提示価格と数量が異なるものとして扱われている。

感度解析のパラメータは、これまでと同様に、運転予備力確保制約値（0.5Res）を用いることにする。すなわち、ピークの系統需要の4.03%の確保制約を与えたものをベースケースとし、将来の再生可能エネルギー大量導入に伴う運転予備力確保量の増加を想定した試行的なシナリオとして20%と40%の確保制約を与えることとする。

DR 予備力モデルのベースケースの一日の燃料費別発電計画を図 3.2.8 に示す。図 3.2.2 に示した感度分析における発電計画と比較すると、ほとんど変化がないことがわかる。

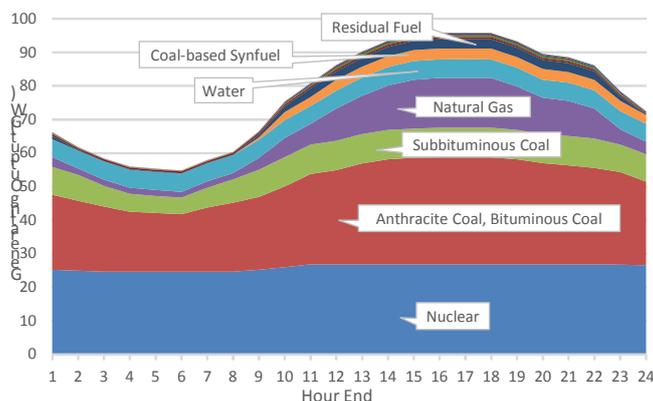


図 3.2.8 DR 予備力モデルにおける燃料費別発電計画（ベースケース）

図 3.2.9 は、DR 予備力モデルにおける、予備力要求量の変化に対する時間毎のエネルギー価格の変化を示したものである。DR 予備力モデルの19時から22時にかけて、予備力40%シナリオにおいて、MWhあたり60ドル以上という価格が出ているが、これは、DR 予備力モデルにてDRが需給制約から外れた分、予備力確保のための電源持ち替え量が生じ、電源側の投機的な入札が約定したことによるものである。それ以外の時間帯については、大きな定量的な変化は見られない。また、予備力要求量の増加に対して、顕著なエネルギー価格の上昇は見られない。これは、瞬動予備力制約は、電源の起動パターンに変化を及ぼすものの、直接的にエネルギー需要を増減させるものではないためと考えられる。

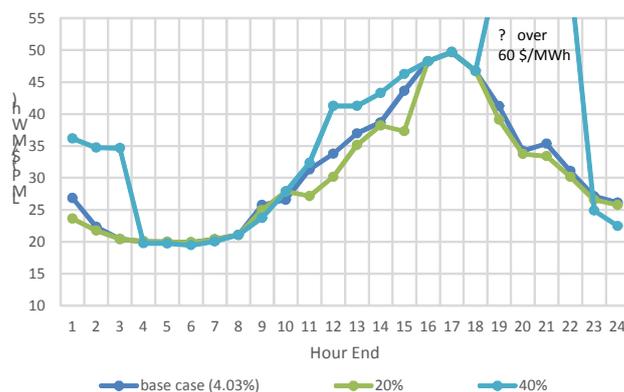


図 3.2.9 DR 予備力モデルにおける予備力要求量の変化に対する時間毎のエネルギー価格の変化

図 3.2.10 は、DR 予備力モデルにおける、運転予備力の市場価格の変化である。ベースケースではすべての時間帯において限界費用は0ドルである。これは、電力需給バランスや、

他の制約を満たすことで、既に運転予備力制約も満たされていることを示している。予備力要求量の変化に対しては、図 3.2.4 では 20%シナリオで半日以上の時間帯で価格がついているのに対し、DR 予備力モデルでは、5つの時間帯でのみ価格がついている。また、40%シナリオでは、19時から22時の時間帯を除けば、DR 予備力モデルの方が低い価格が得られている。なお、19時から22時の時間帯の限界価格 35 ドルは、デマンドレスポンス e の 0～3000MW の範囲の提示価格と一致している。このように、DR を前日通知の需要抑制に用いるのではなく、当日の運転予備力代替として活用することで、アンシラリーサービスとしての運転予備力の価格上昇を抑える効果が期待できる。

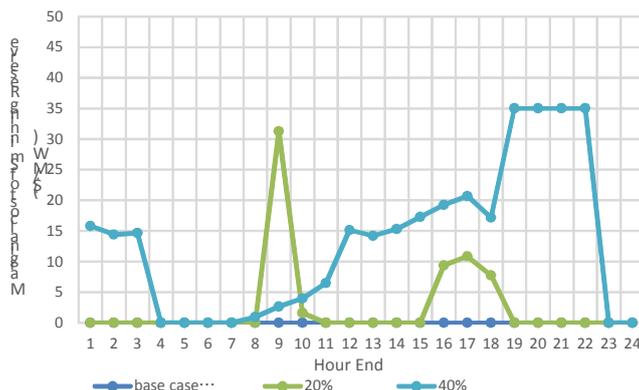


図 3.2.10 DR 予備力モデルにおける予備力要求量の変化に対する時間毎の運転予備力の市場価格の変化

図 3.2.11 は、DR 予備力モデルにおける、予備力要求量の変化に対する一日の総供給コストの変化である。図 3.2.5 では、瞬動予備力要求量の増加に対して、総供給コストも約 5%、約 31%と大きく増加しているが、DR 予備力モデルの総供給コストは 40%シナリオでも約 7%しか増加していない。このように、DR を瞬動予備力として活用することにより、総供給コストを抑えることができる可能性がある。

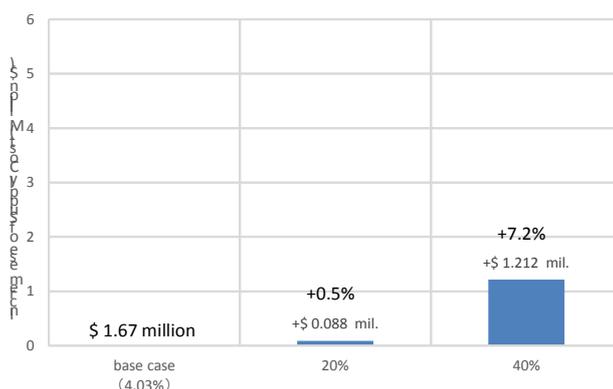


図 3.2.11 DR 予備力モデルにおける予備力要求量の変化に対する一日の総供給コストの変化

再生可能エネルギー電源が大量導入され、運転予備力要求量が大きくなった場合に DR を活用することで、一日の供給コストを 2 割以上削減できることを示した。このように、定量分析により、

検討した予備力市場の枠組みが、実務上実行可能である可能性を示すとともに、DR を含む分散協調型エネルギー管理システムの活用により、電力供給コスト上昇を抑制する可能性をも示した。

## § 4 成果発表等

(1)原著論文発表 (国内(和文)誌 0件、国際(欧文)誌 0件)  
なし

(2)その他の著作物(総説、書籍など)  
なし

(3)国際学会発表及び主要な国内学会発表

① 招待講演 (国内会議 0件、国際会議 0件)  
なし

② 口頭発表 (国内会議 5件、国際会議 0件)

1. 山口順之 (電力中央研究所), 杉原英治: 「Preliminary Study of Large-Scale Penetration of Renewable Resources on FERC RTO UC Test Systems」, 平成 26 年電気学会 B 部門大会講演論文集, No.149, 京都(2014 年 9 月 10 日)
2. 杉原英治 (大阪大学), 山口順之, 舟木 剛: 「送電線の動的容量制約下における多期間最適潮流計算法」第 57 回自動制御連合講演会論文集, No.3A07-5, 群馬 (2014 年 11 月 12 日)
3. 山口順之 (電力中央研究所), 杉原英治: 「予備力アンシラリーサービスを提供するデマンドレスポンスの価値評価手法の一検討」, 電気学会スマートファシリティ研究会資料, SMF-14-053, 東京 (2014 年 11 月 26 日)
4. 杉原英治 (大阪大学), 山口順之, 舟木 剛: 「出力変動型電源の大量導入時における電線温度型送電容量制約の適用に関する基礎的検討」平成 27 年電気学会全国大会講演論文集, No.6-130, 東京 (2015 年 3 月 26 日)
5. 杉原英治 (大阪大学), 山口順之, 舟木 剛: 「気象条件を考慮した電線温度制約下における送電ネットワークの動的最適運用に関する基礎検討」第 59 回システム制御情報学会研究発表会講演論文集, No.126-1, 大阪 (2015 年 5 月 20 日)

③ ポスター発表 (国内会議 1 件、国際会議 1 件)

1. Nobuyuki Yamaguchi (CRIEPI), Hideharu Sugihara: " Impact of Large-Scale Penetration of Renewable Resources to Market Prices ", Sixth international conference on integration of renewable and distributed energy resources (IRED2014), No.P4-2, Kyoto, Japan (2014 年 11 月 18 日)
2. 杉原英治 (大阪大学), 山口順之, 舟木 剛: 「送電線の動的容量管理に向けた電線温度計算モデルに関する一考察」平成 26 年電気関係学会関西連合大会講演論文集, No.G5-8 奈良(2014 年 11 月 24 日)

(4)知財出願  
なし

(5)受賞・報道等  
なし

(6)成果展開事例  
なし

## § 5 研究期間中の活動

主なワークショップ、シンポジウム、アウトリーチ等の活動

年月日	名称	場所	参加人数	概要
2014年10月15日	講演「デマンドレスポンスの海外動向」	中央電気倶楽部	約30名	主たる共同研究者である山口が、電気三学会関西支部専門講習会「エネルギーマネジメントの現状と課題―需要家サイドから電力供給サイドまで―」において、デマンドレスポンスと電力系統運用に関して得られた成果の一部を提供した。
2014年10月23日	講演「電力需要を調整して供給を効率化するデマンドレスポンス」	明治大学中野キャンパス	約30名	主たる共同研究者である山口が、共同利用・共同研究拠点 明治大学先端数理科学インスティテュート(MIMS)「現象数理学拠点」が主催する共同研究集会「スマートグリッドのモデル化とシミュレーション技術」において、デマンドレスポンスと電力系統運用に関して得られた成果の一部を提供した。

## § 6 最後に

本研究課題は、従来から電力・エネルギー分野で取り組まれてきた最適潮流計算問題、発電機起動停止計画問題を取り上げて、再生可能エネルギーの大量導入を実現可能とするための新しい問題の定式化や理論的枠組みの整理、さらに将来的に異分野連携を行う上で不可欠な標準システムモデルを対象とした様々なシナリオ分析について検討を行った。

領域発足後2年目に採択された我々のチームは、最強チーム構築に向けたFS活動と並行しながらの研究活動であった。FS会議や個別ミーティング等において、自らのCREST研究内容を紹介し議論することにより、FS活動を通して具体的な問題が明らかとなった部分もあり、その問題を意識しながら研究活動を進めることで、良い意味でのフィードバックを得ることができた。その結果、次年度以降の最強チームに向けて良い準備ができたと感じており、引き続き4月から最強チームの成果に繋がるように努力していきたいと考えている。



図 6.1 主な実験設備



図 6.2 電力送配電の研究に関するブレインストーミングの一風景  
(杉原研究代表, 井村 FS 会議にて)