

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた 次世代電力ネットワーク安定化技術開発」

- 研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発
研究開発項目[2]- 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発
研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

事業原簿【公開版】

| | |
|-----|--|
| 担当部 | 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 |
|-----|--|

—目次—

| | |
|--|-----------|
| 概 要 | 概要-1 |
| プロジェクト用語集 | 用語集-1 |
| 1. 事業の位置付け・必要性について | 1 |
| 1. 事業の背景・目的・位置づけ | 1 |
| 2. NEDO の関与の必要性・制度への適合性 | 4 |
| 2.1 NEDO が関与することの意義 | 4 |
| 2.2 実施の効果（費用対効果） | 5 |
| 2. 研究開発マネジメントについて | 6 |
| 1. 事業の目標 | 6 |
| 2. 事業の計画内容 | 7 |
| 研究開発スケジュール | 7 |
| プロジェクト費用 | 8 |
| 研究開発の実施体制・運営管理 | 8 |
| 知的財産・標準化に係るマネジメント | 9 |
| 2.1. 研究開発項目[1] – 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 | 10 |
| 2.1.1 研究開発項目の内容 | 10 |
| 開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発 | 10 |
| 開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発 | 19 |
| 2.1.2 研究開発項目の実施体制 | 26 |
| 2.1.3 研究開発項目の運営管理 | 27 |
| 2.2. 研究開発項目[2] – 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 | 28 |
| 2.2.1 研究開発項目の内容 | 28 |
| 2.2.2 研究開発項目の実施体制 | 39 |
| 2.2.3 研究開発項目の運営管理 | 40 |
| 2.3. 研究開発項目[2] – 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発 | 41 |
| 2.3.1 研究開発項目の内容 | 41 |
| 2.3.2 研究開発項目の実施体制 | 43 |
| 3. 情勢変化への対応 | 44 |
| 4. 評価に関する事項 | 44 |
| 3. 研究開発成果について | 46 |
| 1. 事業全体の成果 | 46 |
| 2. 研究開発項目毎の成果 | 48 |
| 2.1. 研究開発項目[1] – 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 | 48 |
| 開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発 | 50 |
| 開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発 | 136 |
| 2.2. 研究開発項目[2] – 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 | 238 |

| | |
|---|------------|
| 2.3. 研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発 | 364 |
| | |
| 4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しについて | 375 |
| 4.1. 研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 | 375 |
| 開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発 | 375 |
| 開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発 | 377 |
| 4.2. 研究開発項目[2]- 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 | 382 |
| 4.3. 研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発 | 384 |
| | |
| 添付資料 | 385 |
| ●プロジェクト基本計画 | 385 |
| ●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果） | 400 |
| ●特許論文等リスト | 402 |

概要

| | | 最終更新日 | 2022年9月27日 | |
|------------------------|---|--------------|------------|--|
| プロジェクト名 | 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発 研究開発項目[1]-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 研究開発項目[2]-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発 | プロジェクト 番号 | P19002 | |
| 担当推進部/ PMr 又は担当者 | <p>(担当推進部) 2019年7月~2021年3月：スマートコミュニティ部 2021年4月~現在：スマートコミュニティ・エネルギーシステム部</p> <p>(プロジェクトマネージャー：PMr) 前野 武史 (2019年7月~現在)</p> <p>(担当者) 横溝 拓也 (2019年7月~2022年3月) 永田 充穂 (2019年7月~2020年9月) 須藤 晴彦 (2019年7月~2020年9月) 串間 洋喜 (2019年7月~現在) 嘉手苺 敦 (2020年3月~2022年2月) 岩佐 正明 (2020年5月~2022年3月) 横山 一朗太 (2020年10月~2022年6月) 本山 秀樹 (2020年10月~現在) 門吉 宣幸 (2022年3月~現在) 小笠原 有香 (2022年4月~現在) 吉田 拓未 (2022年4月~現在) 小河原 竜一 (2022年7月~現在)</p> | | | |
| 0. 事業の概要 | <p>太陽光発電などの再生可能エネルギー（以下、再エネ）が大量に導入されると、電力系統で慣性力の低下や、隣家への売電のような需要家側での電力取引などこれまで想定していない電気の流れが発生し、電力品質が低下するなど、新たな課題が懸念される。具体的には、系統慣性が低下すると、周波数を一定に保とうとする力が弱くなり、系統が不安定になることが懸念され、最悪の場合、大規模停電につながる可能性がある。また、想定していない電気の流れが発生すると配電系統の状態を把握して制御することができず、これまでと異なる制御を強いられ、非効率な電力供給となる可能性がある。さらに、従来の高圧連系の電力変換装置（以下、PCS）が増加すると、その特性により電圧フリッカと呼ばれる電力品質を低下させる現象が発生する可能性が生じる。こうした課題は、従来の技術及び法的な規制の下で解決しようとする、電力系統の大幅な増強が必要となり、多くの費用や時間がかかる。</p> <p>そこで本事業では、将来、電力系統を安定させつつ再エネの導入を促進するため、再エネを大量に導入する際に懸念される、慣性力の低下対策や、配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式、電力品質を低下させない高圧連系PCSなど、以下の次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を行う。</p> <p>研究開発項目[1]-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発</p> <p>慣性力等の把握手法や可視化による運用手法の確立を目指し、PMU（Phasor Measurement Unit）を用いることで時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術を確立する。さらには、新たな慣性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されている制御装置を開発し、電力系統へ適用するための基盤技術の確立及び仕様の国内標準化を図る。</p> <p>研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発</p> | | | |

| | |
|---------------------------|--|
| | <p>将来的な需要能動化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発等を実施する。</p> <p>研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発</p> <p>配電系統において再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発を実施する。</p> <p>なお、同事業の中で、「研究開発項目[1]- 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」として既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」を実現する制御システム等の開発を行っているが、本項目は昨年度に中間評価を実施し、2024 年度に事後評価を実施予定である。そのため、本事後評価においては研究開発項目[1]- 1 は対象外となる。</p> |
| <p>1. 事業の位置付け・必要性について</p> | <p>2018 年 7 月の「第 5 次エネルギー基本計画」において、再エネの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030 年度の総発電電力量のうち、再エネの割合を 22～24%程度とする導入目標が掲げられた。さらに、2021 年 10 月の「第 6 次エネルギー基本計画」において、再エネ割合は 36～38%程度に引き上げられ、この実現に向けた取組が急務となっている。</p> <p>一方、太陽光発電等の再エネの導入が進み相対的に火力・原子力等の同期発電機の発電台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向となり、これまで影響が限定的であった系統事故時でも、大停電に至るおそれがある。近年においても、オーストラリアでは慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生した。このような事態を避け、広域での電力系統の安定運用を維持するためには、電力系統の瞬間的な変動に対応する調整力、いわゆる慣性力及び同期化力（以下、慣性力等）を確保することが必要となる。この必要性に対応するため、本事業では、「研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発」として、再生エネの大量導入に伴う慣性力等の低下対策として、系統周波数維持及び安定度維持による電力の安定供給を目的に対策を講ずる。</p> <p>また、配電系統においては、このまま再エネが電力系統に大量連系すると大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題が顕在化することが予測されていることに加え、多数の需要家側資源を統合制御するバーチャルパワープラント（以下、VPP）の構築に向けた動きが活発化することも想定され、配電系統の電圧・潮流の変動が複雑化することにより適正電圧管理や過負荷防止等、配電系統の安定運用が困難となることが懸念される。こうした変化に対応し、電圧の管理を主体とする従来型の配電系統の監視・制御を抜本的に強化していくこと等が必要であり、本事業では、「研究開発項目[2]- 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発」として、現在取り組まれていない需要能動化や自家消費進展後の潮流・電圧制御方式を開発し、系統安定化に資する技術的な整理と運用技術の開発を行う。</p> <p>さらに、再エネからの逆潮流による電圧上昇対策として、太陽光発電設備の力率一定制御が導入されているが、連系量の増加に伴い無効電力量も増加するため、特別高圧系統への影響も懸念される。加えて、電圧フリッカ、電圧不平衡など電力品質への様々な影響が顕在化してきている。そこで、これらの課題を解決する新たな技術開発が必要であり、「研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発」として実施する。</p> <p>これらの取組みを通じて、慣性力等の低下に向けた対策による広域停電回避、配電系統における電圧制御機能の高度化による電力品質の維持を図ることで、再エネの導入拡大に貢献する。具体的には、「第 5 次エネルギー基本計画」における 2030 年の再エネ発電の導入割合 22～24%の実現、さらに「第 6 次エネルギー基本計画」における再エネ割合 36～38%達成への貢献に向けて、本事業で開発した基盤技術等について、2026 年頃までにフィールド実証等を経てシステムとして確立し、各電力系統に導入していく。</p> |

2. 研究開発マネジメントについて

事業の目標

研究開発項目[1]-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

電力系統の慣性力等を監視するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を検討する。また、慣性力等が具備されている制御装置の仕様の検討を行う。

【最終目標】(2021 年度末)

電力系統の慣性力等を把握するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し要求仕様を取りまとめるとともに、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を提示する。また、慣性力等を具備した制御装置の基盤技術を開発し、実フィールドで使用可能な装置の要求仕様を取りまとめる。具体的には以下の技術レベルに到達することを目標とする。

(1) 慣性力等が把握可能な常時監視システムの基盤技術開発

- ・PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得及び分析ができていないこと。また開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・2つ以上のアプローチを検証した上で、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること

(2) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

- ・慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備えている基盤的な手法が開発されていること。また開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

今後一層の再エネの導入の進展に伴い、顕在化することが予測される大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題を回避するために必要な技術開発について解析、運用・制御の面からそれぞれ取り組み、再エネ導入量に応じた対策の道筋を示す。その中で、将来の電力の全体最適を見据えつつ、需要能動化や自家消費進展後において、需要家側リソース（PV、蓄電池、HP 給湯器等）と連携し、需要家の経済性・利便性を維持しながら、配電系統の潮流・電圧制御及び二次系統への影響緩和を低コストで的確に実現する配電系統潮流・電圧制御方式を開発する。また、需要家側リソースを適切に管理する機器の検討を行い、系統連系可能な要件定義について解析できるシミュレーションプログラムの仕様を検討する。

【最終目標】(2021 年度末)

- ・需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器（SVR、TVR、SVC 等）の制御量を適切に分担する2つの制御方式（ローカル制御方式及び集中制御方式）を開発すること
- ・開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正（101V±6V 以内、過負荷無し）に維持可能であること

研究開発項目[2]-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

再エネの更なる導入拡大時に電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発について保護・保安の面から取り組み、系統連系可能な要件定義について検討を実施する。

【最終目標】(2021 年度末)

- ・インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要なデータを取得できていること

| | | | | | |
|--|--------------------|--|------------------|-----------------|-------|
| 事業の 計画内容 | 主な実施事項 | 2019fy | 2020fy | 2021fy | |
| | 研究開発項目[1] - 2 | 常時監視システム・慣性力把握手法・慣性力を具備する装置の基盤技術開発 | | システム機能改良・装置設計改良 | |
| | 研究開発項目[2] - 1 | 電圧制御（ローカル制御）の開発・検証 | 電圧制御（集中制御）の開発・検証 | | |
| | 研究開発項目[2] - 2 | 高圧連系のフリッカ対策（PCS の単独運転検出方式の整備） | | 効果検証・データ整備 | |
| 事業費推移 (会計・勘定別に NEDO が負担した実績額を記載) (単位:百万円) | 会計・勘定 | 2019fy | 2020fy | 2021fy | 総額 |
| | 一般会計 | - | - | - | - |
| | 特別会計（需給） | 1,256 | 1,305 | 1,549 | 4,109 |
| | 総 NEDO 負担額 | 1,256 | 1,305 | 1,549 | 4,109 |
| | （委託） | 1,231 | 1,265 | 1,515 | 4,010 |
| | （助成） 助成率 1/2 | 25 | 40 | 34 | 99 |
| 開発体制 | 経産省担当原課 | 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課 | | | |
| | プロジェクトリーダー | ・プロジェクトリーダー 岩本 伸一 早稲田大学 名誉教授 ・サブプロジェクトリーダー 奈良 宏一 茨城大学 名誉教授 | | | |
| | プロジェクトマネージャー | スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 主任研究員 前野 武史 | | | |
| | 委託先、助成先 | 研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発（委託） 東京電力ホールディングス(株)、東京電力パワーグリッド(株)、東北電力ネットワーク(株)、中部電力(株)、中部電力パワーグリッド(株)、関西電力(株)、関西電力送配電(株)、中国電力(株)、中国電力ネットワーク(株)、九州電力(株)、九州電力送配電(株)、(株)東光高岳、九州工業大学、早稲田大学、東京大学 再委託先：（国研）産業技術総合研究所、徳島大学、大阪府立大学、北海道大学、広島大学、東京都市大学 研究開発項目[2]- 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（委託） (一財)電力中央研究所、大阪府立大学、東京電力ホールディングス(株)、東京電力パワーグリッド(株)、早稲田大学 再委託先：関西電力送配電(株) 研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発（助成） 東京電力パワーグリッド(株)、(株)ダイヘン | | | |

| | | |
|----------------------|---|--|
| <p>情勢変化への対応</p> | <p>本事業開始後、2019年の台風15号・19号の襲来、2020年以降の世界的な新型コロナウイルスの流行が生じた。この予期せぬ情勢変化に対して、以下のような対応を行い、本事業への影響を極力回避するよう努力した。</p> <p>○2019年9月、10月にそれぞれ発生した台風15号および19号により、東京都新島村に設置された風力発電および太陽光発電の設備の一部が破損し事業の進捗に影響があったが、再エネを必要としない試験を前倒しで実施する等の工夫により大幅な進捗遅れを回避した。</p> <p>○新型コロナウイルスの蔓延により、2020年度以降は海外出張が困難になった。このため、海外現地でのヒアリング等は実施できなかったものの、計画していた海外調査の実施方法を変更し、2020年度からは、文献調査やオンラインでのヒアリング調査を実施した。事前質問内容などの事前調整を行うなどの工夫も行った結果、必要な情報の収集ができ、ほぼ計画していた内容の成果を得られ、本事業の成果報告書に反映することができた。</p> <p>○新型コロナウイルスの蔓延により、2020年度以降は委員会や会議の対面開催が困難になった。このため、2020年度以降の検討委員会とWGをオンラインで開催した。これまでに経験のない開催方式であり、開催準備等に苦労したが、この結果、計画通りの頻度で委員会や会議を開催でき、支障なく本事業を遂行できた。</p> <p>○2020年10月に2050年までにカーボンニュートラルにするとの政府目標を表明する等、再エネ主力電源化に向けた取組みが加速したことから、実施内容を追加した。</p> | |
| <p>中間評価結果への対応</p> | <p>－</p> | |
| <p>評価に関する事項</p> | <p>事前評価</p> | <p>2018年度実施 担当部 スマートコミュニティ部</p> |
| | <p>中間評価</p> | <p>－</p> |
| | <p>事後評価</p> | <p>2022年度 事後評価実施 担当部 スマートコミュニティ・エネルギーシステム部</p> |
| <p>3. 研究開発成果について</p> | <p>研究開発項目[1]－2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発（委託）</p> <p>再エネ大量導入に向けた課題のひとつである系統の慣性低下問題に対応するための基盤技術開発を目的として、系統慣性等の把握可能な基盤技術、慣性力等を備えた制御装置の基盤技術の開発、及び再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査を実施し、以下の成果を得た。</p> <p>〔1〕 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常時監視システムの構築 <p>系統慣性等を把握可能な常時監視システムをゼロベースから開発した。各電力会社に設置したPMUデータはほぼ欠落なく取得でき、搭載した系統慣性等推定手法により30分ごとに慣性、安定度推定を実施することができた。推定結果はHI-PC上で確認できるほか、ダウンロードも可能とした。またオンラインによる分析以外にも、さらなる詳細分析が可能となるようオフライン分析機能を改修し、パラメータ変更などによる分析が短時間で容易に行えるようにした。</p> <p>構築した系統慣性等常時監視システムは必要最低限の機能を備えており、かつ動作などに問題がないことから、構築したシステムをもとに開発時に必要となる要求仕様をまとめ、さらには要件定義（業務要件、機能要件、非機能要件）と、システムを構築するために必要な機能仕様についても整理し、本事業で開発したシステムの再現性を高めた。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統慣性等推定技術の開発 <p>基盤的な手法として高速フーリエ変換（FFT）手法を選定し、検証評価を実施した。</p> <p>検証評価結果を踏まえ精度向上策の検討を実施。そのなかで改良FFT手法を考案・検証し推定精度の向上を確認した。FFT手法の比較指標として慣性積上げ値を整備し、年間を通して慣性推定値が慣性積上げ値の増減の推移を捉えられていることを確認した。さらに異なるアプローチとしてクープマンモード分解（KMD）手法と、電源脱落時のRoCoFから算出した慣性推定値とも比較検証を実施。FFT手法を含めた3手法ともに慣性推定値が慣性積上げ値より大きな値で同様に推移することから、慣性積上げ値以外の系統への寄与分が一定程度存在する可能性が示唆された。</p> | |

系統の慣性を把握する目的上、真値が把握できないなかにおいて実際の RoCoF から算出した慣性推定値を基準としたとき、FFT 手法は電源脱落時しか把握できない RoCoF から算出された慣性と同等に近い値を常時計測できることを確認した。

これにより、FFT 手法は慣性を測る目的である RoCoF や Frequency Nadir の管理を行う上で、活用可能な手法であると言えるが、慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因を把握することが、他への展開も含めて重要となることから、その要因についても検討を実施した。差分の主たる要因としては「発電機制御系」、「需要側慣性」、「計測地点」の影響と整理。発電機制御系や需要側慣性の影響について、実系統では切り分け困難だが、FFT 手法による慣性推定値に含まれて算出されている可能性が高いことが示唆された。計測地点の影響については、慣性中心相当地点を選定することで極小化を図った。これらの影響度の詳細が解明できると更に推定精度が向上できるところではあるが、それを運用マージンとした FFT 手法実用化のイメージまで整理することができた。

〔2〕 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

・対策提言に向けた基盤技術開発

将来の需給シナリオ策定、慣性低下時の合理的対策検討、PCS 対策装置の仕様検討、PCS 対策装置の評価の大きく4つを実施した。

将来の需給シナリオ策定では、広域需給調整シミュレーション (MR) による 2030 年～2040 年の対策技術評価と、起動停止計画モデル (UC) による PV 出力予測誤差と EV 充電需要シフトなどを含む詳細解析・評価および将来シナリオの策定を行った。将来シナリオについては、2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画の「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し」に基づく内容に最終的に改訂した。

慣性低下時の合理的対策検討では、海外動向調査等を踏まえて、慣性低下対策 PCS 及び他の対策オプション (同期調相機や発電機の並列運転等) の慣性低下対策としての特徴を体系的かつ具体的に整理した。それを踏まえて、慣性低下対策の経済性評価等に関する海外事例を参考に、我が国における慣性低下対策の評価のフレームワークを作成し、慣性低下対策 PCS の費用および社会的な効果について分析を行った。

PCS 対策装置の仕様検討では、将来の系統慣性低下に向けた周波数安定化機能等を搭載した PCS 対策装置について、当該機能の定義、機能等より 5 つの方式に分類し、シミュレーションによる比較・検討に基づき、周波数安定化機能等の機器仕様を検討・整理した。検討結果に基づき、複数種類の制御アルゴリズムを選定・実装したプロトタイプを開発した。なお、当初予定していた Grid Following (GFL) 方式の検討に加えて、本事業で情勢変化もあり必要性が高まった Grid Forming (GFM) 方式の検討も実施し、系統連系試験が可能なプロトタイプの実現した。これらの取り組みにより、周波数安定化機能等の主要アルゴリズムについて、短期的に実用化が期待される GFL 方式と中長期的に実用化が必要な GFM 方式を分類して検討を進める指針を得るとともに、実装に必要な基礎的知見が得られた。

また、PCS 対策装置の評価では、シミュレーション (瞬時値解析) により、系統擾乱時の評価条件・評価指標を整理し、複数の PCS 対策装置の効果・影響を明らかにした。整理された評価条件・指標に基づき、PCS 対策装置の適用効果を実機試験により検証した。瞬時値解析の結果も踏まえ、各種制御方式の特徴・課題等を整理し、PCS 対策装置の基本的な評価試験手法を作成した。なお、当初予定していた GFL タイプの評価・検討に加えて、GFM タイプについても、シミュレーション及びプロトタイプの評価を実施した。さらに、実用化を想定した既存の系統連系規程に基づく JET 認証相当の試験に基づく適合試験を実施し、今後の課題の抽出・整理を行った。これにより、保護機能との干渉有無などを明らかにした。また、抽出された課題のうち、過電流対策、パラメータ依存性など本検討により明らかになった課題の解決策及び関連する技術的知見が得られた。

・革新的技術検討

GFM インバータ (Droop) と GFM インバータ (VSM: Vertical Synchronous Machine) のそれぞれの制御技術検討、系統モデル縮約技術検討、系統シミュレーション技術検討の 4 つを実施した。

GFM インバータ (Droop) では、Droop 方式 GFM インバータの制御方式として、Droop ゲインとローパスフィルタのカットオフ周波数で慣性定数を設計できる方式を選定した。その Droop 方式 GFM インバータの回路および制御系モデルを PSCAD および Simulink にて作成し、早稲田大学へ提供した。また、作成したモデルを IEEE 9-bus system モデルと組み合わせてシミュレーション計算を行い、擬似慣性の効果を確認した。さらに、Typhoon HIL と外付制御装置を組み合せ構築した CHIL 実験環境においても有用性を確認した。

GFM インバータ (VSM) では、広島大学にて提案済みの SSI (Single-phase Synchronous Inverter) について検討を行った。時間スケール分割に基づく NIC(Non-interference core dynamics) という独自設計手法を採用し、コア-シェルモデルに基づき制御設計を行った。動揺方程式に基づく同期コントローラ、電圧制御、周波数制御等の基本機能を改良し、実際に実験を行い、検証を実施した。実験結果によって裏付けられた実効値モデルの開発・検証も行き、周波数安定性に対するシミュレーションを通じて、最終的に VSM 方式の系統導入効果および提案方式の効果も確認した。

系統モデル縮約技術検討では、数学的縮約手法の開発を念頭に置き、GFL・GFM インバータの挙動を伝達関数の形式で表現するための数式モデルを開発した。また、数式モデルで表現された GFL・GFM インバータと、配電系統内のその他の要素 (ZIP 負荷、変圧器・線路インピーダンス等) の数式モデルとを数学的にボトムアップ集約し、さらに低次元化する手法を開発した。開発した縮約手法を配電系統モデルに適用し、高い精度で縮約が可能であることを数値計算により示した。加えて、配電系統を含んだ全系シミュレーションの実施に向け、下位系統縮約モデル作成した。

系統シミュレーション技術検討では、IEEE 9-bus system モデルおよび電気学会 EAST 10 系統モデルを用いた数値シミュレーションにより、GFM インバータ導入による慣性力低下対策効果を Nadir や RoCoF の観点から評価した。特に、GFM インバータの導入台数や分布による慣性力低下対策効果を評価した。上記に加え、275kV から 6.6kV までの下位系統を追加模擬したケース、およびその下位系統を縮約技術検討で開発した技術により縮約したケースでの結果を比較評価し、縮約技術の有用性を確認した。

・再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査

慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発や日本版コネク&マネージを実現する制御システムの開発、配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発、高圧連系 PCS における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発などの既存の技術開発の先に必要となる電力ネットワーク技術開発テーマを検討することを目的とし、国内外の電力ネットワークに関わる政策動向、及び技術開発動向を俯瞰した上で、今後我が国で必要となる電力ネットワーク技術開発テーマの抽出を行った。

具体的には、現在の我が国のカーボンニュートラル政策、及び海外の同様の政策・制度事例を踏まえて、今後の更なる再エネ導入に向けた電力ネットワークに関わる政策上の論点を整理した。また、海外の電力ネットワークに関わる技術開発プログラムを整理し、我が国における電力ネットワーク技術開発の今後に向けた視点を取りまとめた。これらの成果をもとに、他国の技術開発事例を参考に、我が国での技術開発状況を踏まえて、今後我が国で必要となる技術開発テーマの抽出を行った。

研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 (委託)

本研究では、PV の大量導入と自家消費化が進展し、多数の需要家側リソースを統合するアグリゲータや VPP の出現が想定される将来の電力系統において、需要家制御と連携した配電系統の電圧・潮流制御方式を開発した。実証評価試験及び各種解析により、以下の成果を得た。

[1] 需要家側リソースおよび制御方式の調査

大阪都市圏内の住宅 150 軒の需要データを収集し、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成した。また、需要能動化による配電系統への影響評価のため、アグリゲータによる統合制御や需要家内の制御をモデル化し、各シナリオを設定した場合の需要パターンを算出した。

[2] 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 (短中期フェーズ)

今後の更なる PV 連系量の拡大が想定される中で、現在行われている系統側対策や力率一定制御を引き続き適用した場合に生じる電圧逸脱などの課題を抽出し、配電系統モデルを用いた数値シミュレーションによる定量的評価と、模擬回路を用いた実験的評価の双方の観点から評価した。また、電圧変動対策の高度化として分散型電源の電圧制御機能を活用し、系統側の電圧調整機器および分散型電源それぞれが制御量を適切に分担する電圧制御手法を検討した。

[3] 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 (中長期フェーズ)

将来の需要能動化や自家消費進展時を想定した配電系統の電圧・潮流制御方式として、強化学習により制御結果を適宜学習し、学習結果を踏まえた無効電力制御を行う制御方式と、需要家群の相互通信により情報を

| | | | | | | | |
|-------------------------------------|--|------|-----------|-----|----------|----------------------|---|
| | <p>共有し、各需要家の力率設定値を適切に設定することで協調制御するローカル自律制御方式を開発した。また、計算機シミュレーションにより各制御方式の有効性を検証した。</p> <p>〔４〕開発方式の実証評価 シミュレーションでの検証が困難な項目の実証評価を行うため、実規模スケールの模擬グリッド試験設備とデジタルシミュレータを構築し、中長期フェーズで開発した制御方式について、各制御方式の効果を実証評価した。また、実証評価結果から、中長期フェーズに想定される各制御方式について、適用時期と適用基準を整理した。</p> <p>〔５〕配電系統用解析ツールの調査と標準化検討 将来の配電系統における運用・制御に資する解析ツールについて、必要な機能・性能を調査し、実現すべき解析ツールの方向性を検討した。具体的には、国内外の電力会社において活用されている解析ツールの仕様や機能およびニーズを調査するとともに、代表的な解析ツールにおいて精度検証および精度向上方策の検討を実施した。本調査・検討結果を踏まえ、我が国において、解析ツールやデータベースに関して必要な取り組みや今後の方向性を整理した。</p> <p>研究開発項目〔２〕－２ 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発（助成）</p> <p>適切な無効電力注入量の評価に向け、実機試験および系統状況（新型・従来型の割合、系統インピーダンス、能動方式）を変更した数値シミュレーションを通して高圧連系PCSによるフリッカの発生条件を整理した。能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式（フリッカ判別付周波数変化率方式）の提案・有効性検証を実施し、方向性を見出すことができた。実運用に向けた検証および諸調整（他メーカーへの展開、製品化・全国展開）については、今後も継続して実施していく必要がある。また、簡易な転送遮断方式は性能面（解列時間）での有効性を確認し、実用化にあたっての課題を整理した。</p> <table border="1" data-bbox="351 985 1450 1265"> <tr> <td data-bbox="351 985 574 1041">投稿論文</td> <td data-bbox="574 985 1450 1041">査読付き 12 件</td> </tr> <tr> <td data-bbox="351 1041 574 1097">特 許</td> <td data-bbox="574 1041 1450 1097">出願済 15 件</td> </tr> <tr> <td data-bbox="351 1097 574 1265">その他の外部発表 (プレス発表等)</td> <td data-bbox="574 1097 1450 1265"> 学会発表・講演 80 件 新聞・雑誌等への掲載 9 件 Web 等での発表 2 件 プレリリース・その他 5 件 </td> </tr> </table> | 投稿論文 | 査読付き 12 件 | 特 許 | 出願済 15 件 | その他の外部発表 (プレス発表等) | 学会発表・講演 80 件 新聞・雑誌等への掲載 9 件 Web 等での発表 2 件 プレリリース・その他 5 件 |
| 投稿論文 | 査読付き 12 件 | | | | | | |
| 特 許 | 出願済 15 件 | | | | | | |
| その他の外部発表 (プレス発表等) | 学会発表・講演 80 件 新聞・雑誌等への掲載 9 件 Web 等での発表 2 件 プレリリース・その他 5 件 | | | | | | |
| <p>4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しについて</p> | <p>研究開発項目〔１〕－２ 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発（委託）</p> <p>(Ⅰ)系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発 本システムの構築にあたり制度面の改定などは必要とせず、システム実装にあたっての課題はないことから、実用化可能ではあるが、現状は系統慣性の閾値の考え方などの検討が電力広域的運営推進機関などで進められている状況であり、系統慣性等常時監視システムの構築は、こういった状況を踏まえながら進めていく必要がある。そのため事業終了後すぐに各一般送配電事業者へ設置はせず、電力広域的運営推進機関などの検討状況を踏まえながら、本事業で残された課題として整理した系統慣性等推定手法による推定結果と慣性積上げ値の差分の要因検討や、東地域の系統慣性推定精度向上策などの課題解決を図るべく継続検討を行う。検討にあたっては、事業終了後 1 年間、開発項目①の参画者で構成した「系統慣性推定手法連絡会」により検討を行うほか、一部の電力と大学による共同研究などにより継続的に検討を行う。なおシステムの実用化にあたっては系統慣性等推定手法の原理上、複数のエリアにまたがってPMUを設置しなければならず、一部の電力のみで構築できるものではないことから、共同研究で得られた成果については参画者間で共有し、一体となって課題解決に取り組んでいく。</p> <p>(Ⅱ)慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発 慣性低下対策 PCS の導入に向けて、プロトタイプ製作を行った。慣性低下対策の効果を確認したが、GFMタイプにおいて、導入に向けた課題を確認することが出来た。慣性低下対策 PCS の導入必要時期については、再エネ導入が加速した場合、早ければ 2030 年に必要となることが判明した。2030 年の慣性低下対策 PCS 導入に間に合うように、次期実証では研究成果を系統連系規程へ反映できるように、各者との調整を行った。</p> | | | | | | |

| | | |
|---------------|---|--------------------------------|
| | <p>研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（委託）</p> <p>本研究により、短中期フェーズにおいては「力率一定制御の設定値更新」、中長期フェーズにおいては「強化学習を用いた無効電力制御」および「ローカル自律制御方式」の有効性が検証された。</p> <p>これらの制御機能を PV-PCS に具備することにより、再エネ電源の導入拡大時に、最適な電圧・潮流の制御が可能となることが期待される。また、再エネ電源の出力により電圧変動を助長し、再エネ電源等が連鎖脱落することを回避することにも繋がることから、発電機会損失の低減効果も期待される。</p> <p>PV-PCS が具備する機能については、系統連系規程（JEAC9701）に規定・整備されているが、本研究で有効性が検証された各制御機能については、現状では規程に反映されていない状況である。PV-PCS が具備する機能は、公平性や効果の観点から、全 PV-PCS メーカー一律同様の機能具備を求めていく必要がある。そのためには、メーカー団体（JEMA）の合意・協力はもちろんであるが、実効性を担保するために各種規程類や認証試験にも反映させていく必要がある。</p> <p>PV-PCS の機能の実用化に向けては、「①系統連系技術要件（グリッドコード）への反映」および「②系統連系規程への反映」を実施することにより、メーカー開発・切替の実効性を高めていく。</p> <p>電力広域的運営推進機関の「グリッドコード検討会」において新たに規定するグリッドコードには、本研究の成果の一部が活用された。具体的には、短中期フェーズにおける「力率一定制御の設定値更新」の検討結果を踏まえ、現状の系統連系規程（JEAC9701）の要件に加え、「力率設定値の変更を可能とする機能を有し一般送配電事業者の求めに応じて変更すること」を提案し、第 7 回グリッドコード検討会にて付議され合意に至ったため、今後系統連系技術要件（グリッドコード）に反映される予定である。</p> <p>研究開発項目[2]-2 高圧連系 PCS における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発（助成）</p> <p>実証事業では、「電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式」を開発し、ラボ環境で有効性を検証した。実用化に向けた課題としては下記が存在しており、フリッカを発生させない単独運転検出機能の実用化を進めていく。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 実用化検証：実験環境での更なる検討が必要（他方式混在など） ● 標準化：JEMA、各メーカーとの調整、系統連系規程への反映 <p>一方、第 6 次エネルギー基本計画に基づく再エネの主力電源化に向け安定供給を図る必要があることから、慣性機能と単独運転検出機能の両方を備えた PCS が必要と認識しており、より汎用的な実用性を志向する観点から両機能を備えた方式についても検討予定であり、慣性力不足の顕在化に対応するため 2030 年頃の実用化を想定している。</p> | |
| 5. 基本計画に関する事項 | 作成時期 | 2019 年 2 月 作成 |
| | 変更履歴 (2022 年 2 月迄) | 2020 年 2 月 改訂（内容を簡潔に記載する軽微な変更） |

プロジェクト用語集

| 用語 | 説明 |
|----------------------------|---|
| AVR | Automatic Voltage Regulator、自動電圧調整装置。発電機の運転状態が変動しても、その端子電圧をあらかじめ設定された基準電圧に維持するため、励磁電流を調整する装置をいう。無効電力制御、負荷遮断時の発電機電圧上昇の抑制、系統安定化の向上等に機能を発揮する。（電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」） |
| BESS | Battery Energy Storage System の略。蓄電池システム。 |
| CE | Central Equipment の略。系統慣性等推定中央装置。 本事業参画電力各エリアに設置した分析機能。系統慣性等推定手法を搭載。 |
| CVR | Conservation Voltage Reduction の略。 配電用変電所の送り出し電圧を低くすることにより、負荷の消費電力を抑制する系統運用手法。 |
| DERMS | Distributed Energy Resources Management System の略。 分散型エネルギー資源（PV、風力、蓄電池、等）を統合的に監視・制御するシステム。 |
| DR | Demand Response の略。デマンドレスポンス。 価格やインセンティブにより電力需要を制御すること。 |
| DSO | Distribution System Operator の略。配電系統運用者。 |
| EMS | Energy Management System の略。 電力需給運用のため、電力需給に関する予測・計画や、電力の需要と供給の監視・制御を行うシステム。 |
| EMT 解析 | 電磁過渡現象（EMT : Electromagnetic Transient）を扱う解析。 |
| ESRE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos / Energy Services Regulatory Authority の略。 ポルトガルにおける規制機関。 |
| FFT | Fast Fourier Transform の略。高速フーリエ変換。 離散フーリエ変換を高速で実行するデジタル信号処理用のアルゴリズム。 |
| FIP | Feed in Premium の略。 再エネ発電に対し、市場での売電価格に一定のプレミアムを上乗せする制度。 |
| FIT | Feed in Tariff の略。固定価格買取制度。 再エネ発電電力を固定価格で買い取りする制度。 |
| Frequency Nadir | イベントに対する周波数変化における最小値（周波数低下最下点）。 |
| Frequency Zenith | イベントに対する周波数変化における最大値。 |
| GFL (Grid Following) インバータ | 制御により電流源のように振る舞うインバータ。慣性低下対策機能を有するもの。 |
| GFM (Grid Forming) インバータ | 制御により電圧源のように振る舞うインバータ。 |

| | |
|--------|---|
| HPF | High Pass Filter の略。 周波数フィルタの一種。ある周波数を境として、それよりも高い周波数はほとんど減衰させず、それよりも低い周波数成分を逡減させる。 |
| IEC | International Electrotechnical Commission の略。 電気工学、電子工学、及び関連した技術を扱う国際的な標準化団体。 |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers の略。 米国の電気・情報工学分野の学会・標準化団体。 |
| KMD | Koopman Mode Decomposition の略。クープマンモード分解。 クープマン作用素の離散スペクトルにもとづく時系列データ解析法。 |
| LFC | Load Frequency Control の略。負荷周波数制御。 主に数分から数十分周期の変動を対象に、電力システムの周波数変化に応じて発電機の出力を変化させる制御。 |
| LRT | Load Ratio Control Transformer の略。負荷時タップ切り替え変圧器。 変圧器に負荷をかけた状態で、電圧の変動に応じて巻線のタップを切り換える機能を持つ変圧器。配電用変電所の変圧器は、一般に LRT が用いられる。 |
| LVR | Low Voltage Regulator の略。 柱上変圧器の 2 次側に取り付ける負荷時タップ切替器を有する単巻変圧器であり、2 次側の電圧を監視してタップを制御することで 2 次側電圧を一定に制御する。 |
| Nadir | 基準周波数から周波数低下最下点までの偏差。 |
| PCS | Power Conditioning System の略。パワーコンディショナ。 太陽光発電などによる直流の発電電力を交流に変換し、系統連系するための装置。直流を交流に変換するインバータ機能、系統異常時の保護機能などを備える。 |
| PCS 電源 | インバータにより電力系統へ連系される電源。 |
| PJM | Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection の略。 米国で最大の RTO（地域送電機関）であり、電力市場も運営している。 |
| PMU | Phasor Measurement Unit の略。同期フェーズ計測装置。 電力系統における電圧や電流のフェーズを GPS 時刻に同期して測定できる計測装置。 |
| PSS | Power System Stabilizer の略。系統安定化装置。 発電機の出力変化やタービン回転数の変化などを用いて、発電機の自動電圧調整装置に補助入力信号を与え、擾乱発生後の電力動揺を抑制する装置をいう。（電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」） |
| RfG | Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators の略。 欧州全域で共通となるグリッドコード。 |
| RMSE | Root Mean Square Error の略。平均平方二乗誤差。 数値予測における制度評価指標の一つで、予測値が正解値からどの程度乖離しているかを示す。 （電気協同研究 第 75 巻 第 3 号「再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴う需給。系統運用上の課題と対策検討」） |
| RoCoF | Rate of Change of Frequency の略。周波数変化率（df/dt）。 |
| Rule21 | カリフォルニアで定められた系統連系される発電・蓄電機器に対する系統連系、運用、計測の要件を定めた規程。 |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition の略。 |

| | |
|-----------|---|
| | コンピュータにより監視と制御を行う制御システム。 |
| SOC | State of Charge の略。 蓄電池の充電残量を示す指標。満充電を 100%、完全放電を 0% で表す。 |
| SSC | Step Switched Capacitor の略。 自動電圧調整用並列コンデンサ装置。あらかじめ定める基準電圧を下回ると自動的にコンデンサを順次投入し、上回ると順次遮断することにより電圧を調整する装置。 |
| SVC | Static Var Compensator の略。 系統電圧を一定範囲内で維持するために、パワーエレクトロニクス変換装置を用いて無効電力を補償する静止型無効電力補償装置。 |
| SVG | Static Var Generator の略。 自励式変換装置を用いて無効電力を補償する自励式 SVC。STATCOM と呼ばれる。 |
| SVR | Step Voltage Regulator の略。 単巻変圧器のタップ制御により高圧配電線の電圧を制御する自動電圧調整器。 |
| TSO | Transmission System Operator の略。送電系統運用者。 |
| TVR | Thyristor Voltage Regulator の略。 SVR と同様にタップ制御を用いる自動電圧調整器であるが、TVR はタップ切換器にサイリスタを採用したサイリスタ式自動電圧調整器であり、SVR よりも動作時間が短い。 |
| V2G | Vehicle to Grid の略。 電気自動車から放電し、その電力を電力系統に流すこと。 |
| V2H | Vehicle to Home の略。 電気自動車から放電し、その電力を家庭内で利用すること。 |
| VDE | Verband Deutscher Elektrotechniker の略。ドイツ電気技術者協会。 ドイツ国内の系統連系要件（グリッドコード）は、VDE が発行している。 |
| Volt-Var | 電圧－無効電力制御。あらかじめ定める設定に基づき、電圧に応じて無効電力を制御すること。 |
| Volt-Watt | 電圧－有効電力制御。あらかじめ定める設定に基づき、電圧に応じて有効電力を制御すること。 |
| VPP | Virtual Power Plant の略。バーチャルパワープラント。 複数の分散型エネルギー資源を通信により統合して仮想発電所として制御すること。 |
| オフライン発電機 | 一般送配電事業者にて遠隔で運転状態の監視ができない発電機。 |
| オフライン分析機能 | CE から取得した PMU ファイルを読み込んで、リアルタイム計測（オンライン分析）とは異なる条件を指定して分析できる機能。 |
| オンライン発電機 | 一般送配電事業者にて遠隔で運転状態の監視ができる発電機。 |
| ガバナ | 発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置。（電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」） |
| ガバナゲイン | 発電機に備わるガバナの入出力比。 |
| 安定度 | 電力システムの安定性には、同期の安定性、電圧の安定性、周波数の安定性がある。一般的に同期の安定性を安定度という。安定度は、対象とする時間領域や擾乱の大きさにより過渡安定度、動態安定度、定態安定度に区分される。安定度が厳しい場合には、擾乱発生時に大きな電力 |

| | |
|--------------------------|--|
| | 動揺が生じる。(電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」) 本事業で取扱う系統慣性等推定手法は定態安定度を対象としている。 |
| 慣性応答 | 同期機の慣性エネルギーの変化を伴う電気出力の変化。 |
| (系統 A の) 慣性中心位相角 | 系統 A 内の n_G 台の発電機の位相角と慣性定数で定義される次の量。なお系統 A は交流で連 系された系統全体、またはその部分系統を指す。 $\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{n_G} M_i \delta_i}{\sum_{i=1}^{n_G} M_i}$ |
| (系統 A の) 慣性中心相当地 点 | 電圧位相角が系統 A の慣性中心位相角に一致するような系統 A 内の地点。単に慣性中心と呼 ぶことがある。系統 A の定義については上に同じ。なお本事業では、当該位相角が慣性中心位相 角に準じた量であるかは推測となるため慣性中心相当地点と呼ぶ。 |
| 慣性積上げ値 | オンライン発電機のうち、並列状態にある発電機の慣性エネルギーを積上げた値及びオフライン発 電機の推定慣性エネルギー ^{※1} を積上げた値の合計値。 |
| 慣性値比率 | 慣性積上げ値÷慣性推定値により算出する指標。慣性積上げ値に対し、慣性推定値の絶対値 が大きいほど 0 に近く、値が等しければ 1 となる。 |
| 慣性低下対策 PCS | 慣性低下対策機能を有する PCS。 |
| 慣性低下対策機 能 | 系統慣性の低下により生じる問題の解決に資するインバータ制御機能。 |
| 慣性定数 | 定格速度で回転している回転子の運動エネルギーの 2 倍の値。(新田目倅造「電力系統技術 計算の応用」) |
| 疑(擬)似慣性 | 系統連系インバータ電源が交流電力系統に対して提供する電力応答としての慣性。 |
| 系統慣性 | 電力系統(送電系統や配電系統のほか、需要家構内の系統も含む)に連系する発電機および タービンなどの発電プラントや需要家のモータなどの回転体が持つ慣性エネルギーの総和。なお、「研 究開発項目[1]-2(II)慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」においては、上記の定 義は「回転慣性」に読み替える。 |
| 系統慣性等常時 監視システム | 広域連系系統(東地域 50Hz 系統、中西地域 60Hz 系統)の広範囲の観測情報を集約し、 分析するシステム。 |
| 系統実効慣性 | 電源/負荷脱落時の RoCoF の抑制に実効的に寄与する慣性エネルギー相当のことで、系統慣 性のほか回転体の慣性以外の寄与分の総和をさす【系統実効慣性 = 系統慣性 + 回転体の慣 性以外 ^{※2} の寄与分】。電源脱落時の RoCoF から算出される慣性推定値や、FFT 手法、KMD 手法で算出した慣性推定値は系統実効慣性が算出されているものと考えられる。なお、「研究開 発項目[1]-2(II)慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」においては、上記の定義は 「系統慣性」に読み替える。 |
| 広域動揺 | 電力系統内で生じた過不足エネルギーを慣性が吸収する際に生じる位相の動揺。電力系統の両 端にてほぼ逆位相に揺れる現象となる。 |
| 広域動揺の支点相 当地点 | 広域動揺の位相が零度となる地点のことで、電力系統をばね多質点系モデルに置き換えた時の支 点を指す。なお本事業では、当該地点が広域動揺の支点に準じた地点であるかは推測となるため 支点相当地点と呼ぶ。なお、広域動揺の支点相当地点は系統全体の慣性中心相当地点と同 地点となる。 |
| 需要側慣性 | 需要家側の自家用発電機、誘導電動機等の回転体の慣性エネルギーの合計値。 |
| 従来型インバータ | 慣性低下対策機能を持たず、擾乱中に定電力源としてふるまうインバータ。 |

| | |
|--------|--|
| 制動定数 | 運動や振動に逆らう抵抗力を作用させて、それらを減衰させる程度（大きさ）を表す値。 |
| 単独運転 | 発電設備等が連系している系統が、事故等によって系統電源と切り離された状態において、連系している発電設備等の運転だけで発電を継続し、線路負荷に電力供給している状態。 |
| 定態安定度 | 平衡運転状態にある電力系統にきわめて微小な擾乱が加わったときに、動揺が収まりもとの状態に戻るか否かの安定性をいう。（電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」） |
| 電圧フリッカ | 電線路の電圧が繰返し変化することで、家庭などの照明がチラつく現象。電圧フリッカは、単独運転検出機能の能動方式が原因の一つであり、当該設定が施された PCS が増加すると電圧フリッカが発生する可能性がある。 |
| 同期化力 | 自ら電圧を確立し、系統と電氣的な繋がりを持って負荷変動等に生じる回転数（位相）の差に応じて電力を出力することで回転数の差を無くし、並列運転を継続しようとする能力。（2021 年 2 月 15 日「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 3） |
| 発電機間動揺 | 同期機の動特性に基づき同期機間で発生する固有振動現象。 |

※1 エリア需要やオンライン発電機の出力などから、オフライン発電機の発電出力を推定し、慣性定数等は仮定値を用いて算出したもの。

※2 回転体の慣性以外の寄与分とは、実際の慣性エネルギーではないが、（電源／負荷脱落時の RoCoF 抑制など）系統慣性と同様な働き・応答する慣性相当の寄与分のことであり、発電機制御系の影響やインバータベースリソースの擬似慣性などがあげられる。

1. 事業の位置付け・必要性について

1. 事業の背景・目的・位置づけ

(1)政策的な重要性

ほとんどのエネルギー源を海外からの輸入に頼る我が国が抱える脆弱性を緩和するとともに、気候変動への抜本的かつ継続的な削減の努力が一層必要となる中、再生可能エネルギー（以下、再エネ）への期待が世界的にかつてなく高まっている。

このような状況の下、わが国では 2030 年のエネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組のさらなる強化を行うとともに、新たなエネルギー選択として 2050 年のエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げた「第 5 次エネルギー基本計画」が 2018 年 7 月 3 日閣議決定された。当該計画において、2030 年に向けた重要な施策の一つとして再エネの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030 年度の総発電電力量（10,650 億 kWh）のうち、再エネの割合を 22～24%程度とする導入目標が掲げられた。

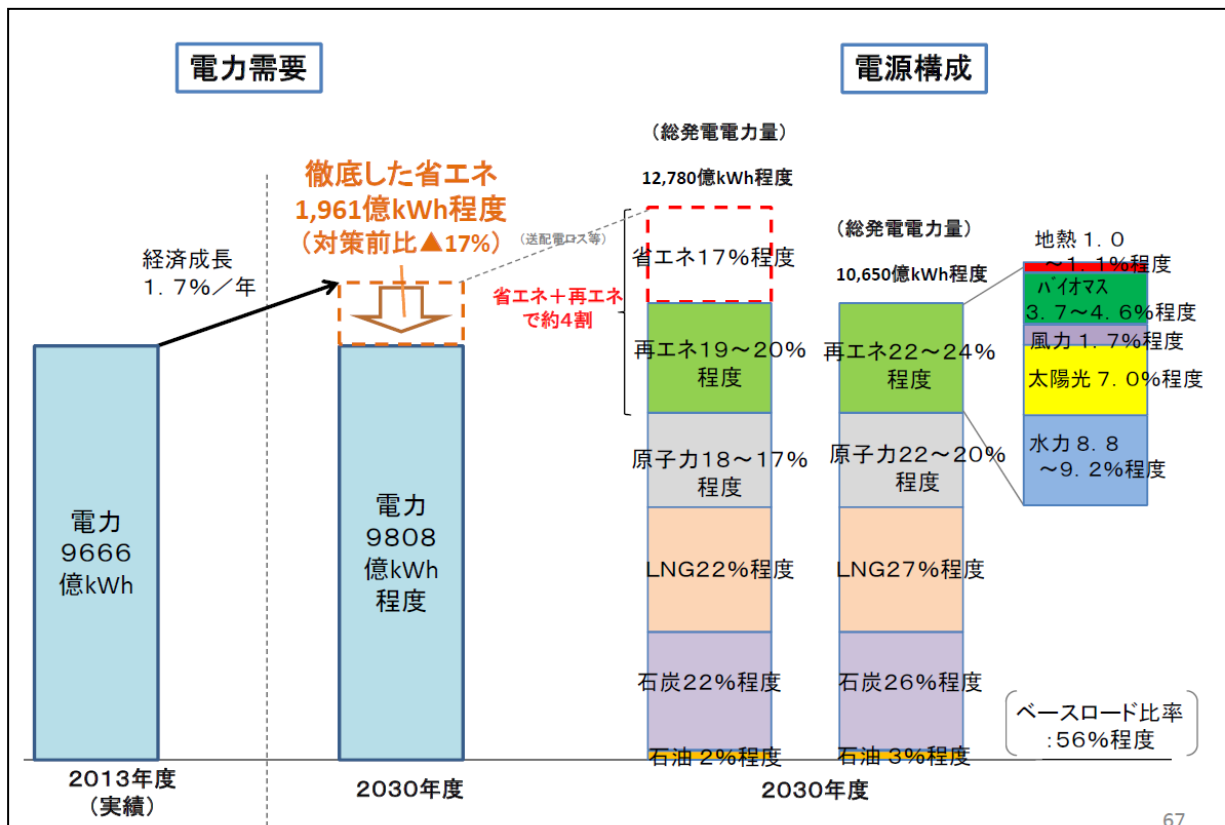


図1 2030年の電力の需給構造

出典：「長期エネルギー需給見通し」（資源エネルギー庁、2015年7月）

再エネの導入拡大に伴い顕在化しつつある「系統制約の克服」とともに、調整力の確保、次世代型の送配電ネットワークへの転換がますます重要となっている。

さらに、2021年10月22日に閣議決定された「第6次エネルギー基本計画」においては、2030年度の総発電電力量のうち再エネ割合は36～38%程度に引き上げられ、この実現に向けた取組みが急務となっている。同期発電機の減少に伴う慣性力不足等の技術的な要因による、系統の突発的なトラブル時に生じる広範囲の停電リスク等の低減を図るため

に、同期調相機等の設置や疑似慣性機能等を具備したインバータの導入などのための技術開発や制度的な検討を進めることが必要とされている。

(2) 我が国の状況

再エネの導入促進に向けては、2009年11月に太陽光の余剰電力買取制度が開始され、2011年8月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立、翌年の2012年7月から再エネの固定価格買取制度（Feed in Tariff）（以下、FIT）が施行された。

この結果、再エネ導入量は、FIT 開始以降、2017年9月時点で新たに約3,906万kW導入された。FIT 開始以前の累積導入量が約2,060万kWであり、FIT開始以前の約1.9倍が僅か5年程度の期間で導入されたことになる。

しかしながら、第5次エネルギー基本計画においては、2030年度の総発電電力量（10,650億kWh）のうち、再エネの割合は22～24%程度、特に太陽光発電の割合は7%程度（749 億kWh）を目標としている。現状（2018年度時点）の太陽光発電の設備利用率（12～14%）を勘案すると、6,500万kW 程度の太陽光発電の設備容量が見込まれる。現状の認定容量は、既にこの想定をはるかに越えたものとなっており、今後も再エネの導入量が拡大していくことは明白である。

太陽光発電等の再エネの導入が進み相対的に火力・原子力等の同期発電機の発電台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな周波数等の変動に耐えられなくなる傾向となり、これまで影響が限定的であった系統事故時でも、大停電に至るおそれがある。このような事態を避け、広域での電力系統の安定運用を維持するためには、電力系統の瞬間的な変動に対応する調整力、いわゆる慣性力及び同期化力（以下、慣性力等）を確保することが重要である。

また、配電系統では、このまま再エネが電力系統に大量連系していくと、電圧上下限値の逸脱、電圧フリッカ等の電力品質上の問題が発生するおそれがあるため、新たな取組が必要である。

(3) 世界の取組状況

昨今、世界各国は再エネの導入拡大に向けた取組を強化している。例えば、米国では、2017年6月末時点で、47.1GWまで太陽光発電の導入が進んでおり、また多くの州で電力部門における再エネの導入義務制度（RPS 制度）を策定している。EUは、2007年に最終エネルギー消費に占める再エネの割合を2020年までに20%とする戦略を決定し、最も導入が進んでいるドイツにおいては、2015年10月時点で、39.5GWの太陽光発電が導入されている。

海外では、一時的に再エネが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再エネの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限を設けて運用している。

研究開発面では、欧州において、研究開発プログラムHorizon 2020及びHorizon Europeの一環として、慣性力関連の基礎検討としてMIGRATEプロジェクト及び実機での検証を行う OSMOSE プロジェクトを実施している。また、これら2プロジェクトを含む電力系統や蓄電システム等の約90の研究開発プロジェクトを連携して推進するBRIDGEイニシアチブが展開され、再エネの普及に向けた研究開発が強力に進められている。米国においても、エネルギー省が主導するGrid Modernization Initiative では、慣性力を含めて将来の電力ネットワーク構築に関する包括的な技術開発が行われている。

(4) 本事業のねらい

NEDOではこれまで、再エネ比率が増えることにより生じる様々な課題に対応する形で、課題が顕在化する前の2000年代から先んじて技術開発等に取り組んできた。

本事業では、再エネの導入を将来的にも可能とするため、次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を実施する。

具体的には、慣性力等の把握手法や可視化による運用手法の確立を目指し、PMU（Phasor Measurement Unit）を用いることで時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術を確立する。さらには、新たな慣性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されてい

る制御装置を開発し、電力系統へ適用するための基盤技術の確立及び仕様の国内標準化を図る。

配電系統では、再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発を実施する。さらに、将来的な需要能動化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発等を実施する。

また、再エネの大量導入と各関連技術の進展等により、これまでにない大きな変革を迫られている電力系統の今後のあり方を検討するため、電力供給の将来の全体最適を見据えた課題の整理及び抽出を行う。

研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

慣性力等の把握手法や可視化による運用手法の確立を目指し、PMU（Phasor Measurement Unit）を用いることで時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術を確立する。さらには、新たな慣性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されている制御装置を開発し、電力系統へ適用するための基盤技術の確立及び仕様の国内標準化を図る。

研究開発項目[2]- 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

将来的な需要能動化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発等を実施する。

研究開発項目[2]- 2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

配電系統では、再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発を実施する。

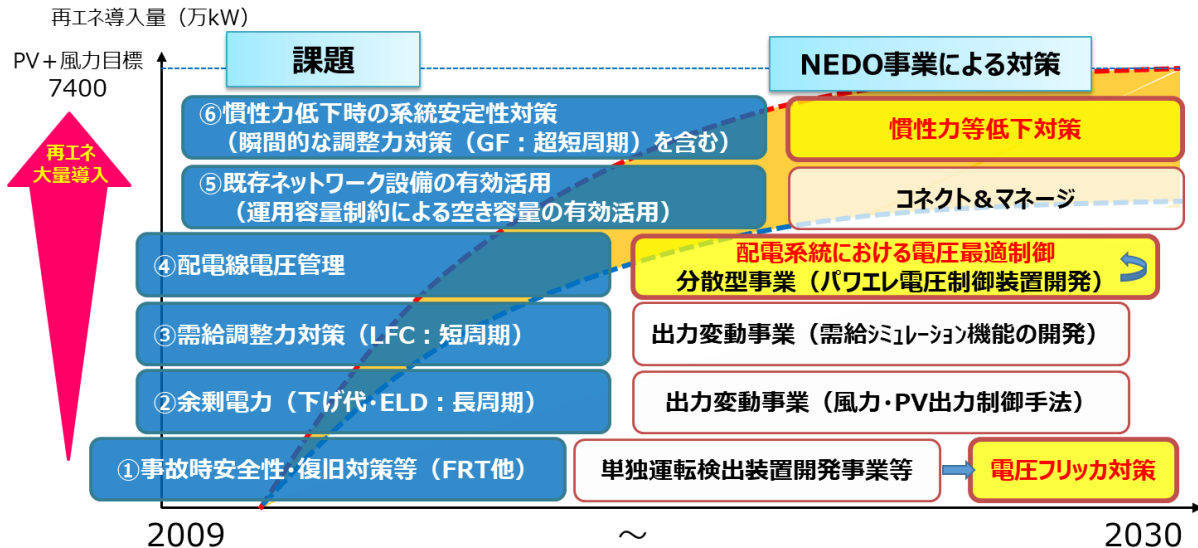


図2 再エネ大量導入に向けた主な課題と対策事業の推移

なお、同事業の中で、「研究開発項目[1]- 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」として既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」を実現する制御システム等の開発を行っているが、本項目は昨年度に中間評価を実施し、2024年度に事後評価を実施予定である。そのため、本事後評価においては研究開発項目[1]- 1 は対象外となる。

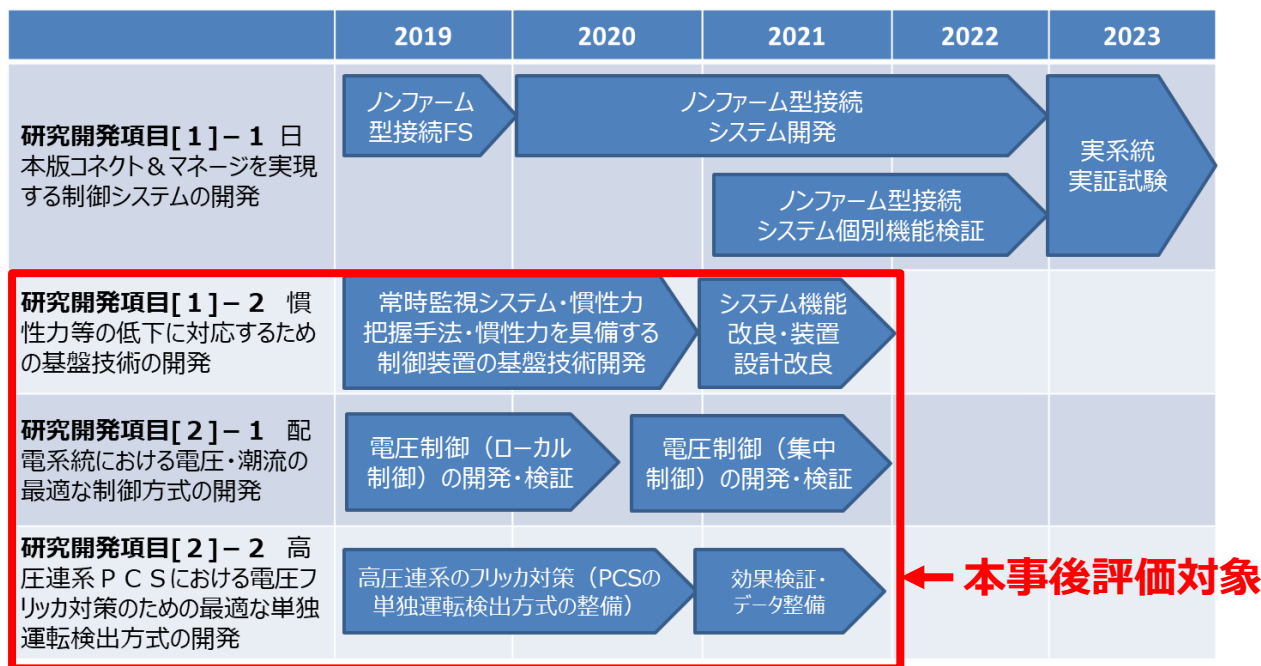


図3 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」の計画

2. NEDO の関与の必要性・制度への適合性

2.1 NEDO が関与することの意義

2030年の再エネ割合は、第5次エネルギー基本計画では22～24%程度、第6次エネルギー基本計画では36～38%程度とされており、当該基本計画においては、これを実現するための「系統制約の克服」が明記されている。例えば、再エネ、特に太陽光発電等が電力系統へ大量に導入されることによる課題として、前述した「慣性力等の確保」がある。現在の電力系統では、同期機である発電機が、系統周波数で位相を同期させながら運転継続されるよう作用する同期化力や系統擾乱時等において発電機出力や回転数が一定に維持されるように調整する慣性力等を保有している。しかし、今後の再エネの導入状況を踏まえると、想定以上に早い時期に同期発電機が減少し、これまで系統が保有していた慣性力等が低下することにより系統が不安定になることが懸念され、最悪の場合、大規模停電につながる可能性がある。また、配電系統の電圧・潮流の変動が複雑化することにより適正電圧管理や過負荷防止等、配電系統の安定運用が困難となることが懸念される。さらに、従来の高圧連系の電力変換装置（以下、PCS）が増加すると、そのPCSが有する機能等により電圧フリッカと呼ばれる電力品質を低下させる現象が発生する可能性がある。こうした課題（慣性力等の確保、配電制御、高圧フリッカ対策）は、我が国において共通的な喫緊の課題として取り組むべきものであるが、従来の技術及び法的な規制の下で解決しようとする、電力系統の大幅な増強が必要となり、多くの費用や時間がかかる。これらの課題に対応する基礎技術は、電力の安定供給を図つつ経済的に2030年の再エネ割合を達成するために必要不可欠であり、この基礎技術の開発にNEDOとして取り組むことには大きな意義がある。

また、本事業においては、電力制度改革及び系統増強計画等と歩調を合わせて、慣性力等の常時監視システムを構築するための基盤技術、慣性力等が具備されている制御装置を電力系統へ適用するための基盤技術、配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式、及び保安上求められる時限以内にて検出可能な電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式等確立し、実適用に向けて仕様の国内標準化を図ることが重要である。この基礎技術の確立及び仕様の国内標準化は、電機メーカ、一般送配電事業者、大学、研究機関等の多様なステークホルダの協力が必要であり、民間のみでの実施は困難である。さらに、開発する基礎技術は、実施事業者のみでなく、全国の一般送配電事業者や発電事業者にも裨益するものであるとともに、系統連系規程への反映等、社会の知的基盤の形成に資するものであることから、ナショナルプロ

プロジェクトとして、産学連携体制で本事業を確実に遂行するためNEDOが課題解決に向けてプロジェクトをマネジメントすることが必要である。

2.2 実施の効果（費用対効果）

本事業で開発するシステムは、エネルギー政策に基づき社会実装するものであり、仕様の国内標準化等を通じて、一般送配電事業者をはじめ多様なステークホルダへ展開することで早期実装が可能となる。実装により、以下の効果が得られる。

①2030年再エネの総発電量の22～24%程度、さらに36～38%程度の達成への貢献

本事業で開発した慣性力等の確保、配電制御、高圧フリッカ対策に係る基盤技術が、系統連系規程や系統連系技術要件（グリッドコード）への反映等も通じて国内で標準化された仕様にて実適用されることで、変動電源の電力系統への影響を最小化し電力の安定供給を図りつつ経済的に2030年の再エネ導入目標を達成することに貢献する。

②慣性力等が低下することによる系統の不安定化や広域停電の懸念の解消

前述のとおり、再エネ導入量が拡大し、同期発電機が減少することにより系統内における慣性力等が低下し、電源脱落等の事故発生時に瞬間的な大きな変動に耐えられなくなるとともに、周波数低下リレーの動作による電源解列や運転継続性能要件の逸脱による分散電源の解列により、最悪の場合、大規模停電につながる可能性がある。国内の東系統（50Hz）に比べより過酷な中西系統（60Hz）において、再エネ発電比率が50%を超えると広域停電の増加が懸念されるという報告もある。

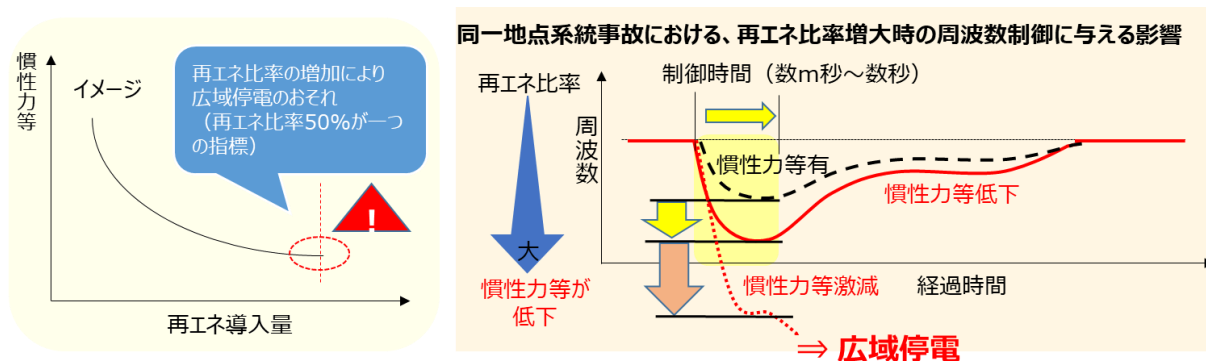


図4 慣性力等の低下イメージ

本事業で開発した基礎技術で対策が講じられることにより、系統の不安定化や、甚大な経済損失等を及ぼす広域停電の懸念の解消することが可能となる。

2. 研究開発マネジメントについて

1. 事業の目標

本事業では、将来、電力システムを安定させつつ再エネの導入を促進するため、再エネを大量に導入する際に懸念される、慣性力の低下対策や、配電システムにおける電圧・潮流の最適な制御方式、電力品質を低下させない高圧連系PCSなど、2021年度を最終目標年次として次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を行う。具体的には、以下のとおり。

研究開発項目[1]－2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

電力システムの慣性力等を監視するためのPMUを用いた常時監視システムの基盤技術を開発し、システムの慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を検討する。また、慣性力等が具備されている制御装置の仕様の検討を行う。

【最終目標】(2021年度末)

電力システムの慣性力等を把握するためのPMUを用いた常時監視システムの基盤技術を開発し要求仕様を取りまとめるとともに、システムの慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を提示する。また、慣性力等を具備した制御装置の基盤技術を開発し、実フィールドで使用可能な装置の要求仕様を取りまとめる。具体的には以下の技術レベルに到達することを目標とする。

(1) 慣性力等が把握可能な常時監視システムの基盤技術開発

- ・PMUを用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得及び分析ができていていること。また開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・2つ以上のアプローチを検証した上で、電力システムの慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること

(2) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

- ・慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備えている基盤的な手法が開発されていること。また開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

研究開発項目[2]－1 配電システムにおける電圧・潮流の最適な制御方式の開発

今後一層の再エネの導入の進展に伴い、顕在化することが予測される大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題を回避するために必要な技術開発について解析、運用・制御の面からそれぞれ取り組み、再エネ導入量に応じた対策の道筋を示す。その中で、将来の電力の全体最適を見据えつつ、需要能動化や自家消費進展後において、需要家側リソース(PV、蓄電池、HP給湯器、等)と連携し、需要家の経済性・利便性を維持しながら、配電システムの潮流・電圧制御及び二次系統への影響緩和を低コストで的確に実現する配電システム潮流・電圧制御方式を開発する。また、需要家側リソースを適切に管理する機器の検討を行い、系統連系可能な要件定義について解析できるシミュレーションプログラムの仕様を検討する。

【最終目標】(2021年度末)

- ・需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器(SVR、TVR、SVC等)の制御量を適切に分担する2つの制御方式(ローカル制御方式及び集中制御方式)を開発すること
- ・開発する制御方式は配電システムの電圧・潮流を適正(101V±6V以内、過負荷無し)に維持可能であること

研究開発項目[2]－2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

再エネの更なる導入拡大時に電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発について保護・保安の面から取り組み、系統連系可能な要件定義について検討を実施する。

【最終目標】(2021年度末)

- ・インバタによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要なデータを取得できていること

2. 事業の計画内容

研究開発スケジュール

系統制約を克服するため、2019年度から「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」において、研究開発項目[1]-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発（開発項目（I） 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発、開発項目（II） 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発）、研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発、研究開発項目[2]-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発を実施。各項目ともに、おおむね2019～2020年度に設計・開発を行い、2021年度に効果検証やシステムの改良等を実施。具体的な内容は以下のとおり。

研究開発項目[1]-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

| 主な実施事項 | 2019fy | 2020fy | 2021fy |
|------------------------------|---|------------------|--------|
| (I)-(1) 常時監視システムの構築 | PMU、CEの整備 | 常時監視システムの検証・改良開発 | |
| (I)-(2) 慣性力等推定技術の開発 | 慣性力等推定技術の調査分析 慣性力等推定手法の研究開発 慣性力等推定アプリケーション開発 慣性力超推定手法の実測評価 | | |
| (II)-(1) 対策提言に向けた基盤技術開発 | 将来の需給シナリオ策定 慣性力等低下時の合理的対策検討 PCS対策装置の仕様検討 PCS対策装置の評価 | | |
| (II)-(2) 革新的技術検討 | 周波数応答・制御技術の検討 系統シミュレーション技術検討 | | |
| (II)-(3) 再エネ主力電源化に向けた課題検討 | 再エネ主力電源化に向けた課題検討 | | |

研究開発項目[2]-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

| 主な実施事項 | 2019fy | 2020fy | 2021fy |
|--|----------------------|-----------------------|--------|
| (1) 需要家側リソースおよび制御方式の調査 | 需要家データの計測・収集、各モデルの作成 | | |
| | 需要家側制御方式・リソースの調査 | | |
| (2) 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ） | PV大量連系時の現行対策の効果検証 | 需要家側対策高度化による効果検証（中長期） | |
| (3) 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（中長期フェーズ） | 各制御方式の開発 | | |
| | 数値シミュレーションによる系統解析評価 | | |
| (4) 開発方式の実証評価 | 実証試験設備・模擬実験設備の構築 | | |
| | 開発方式の実証評価 | | |
| (5) 配電系統用解析ツールの調査と標準化検討 | 解析ツールの実態・ニーズ調査 | | |
| | 精度検証・精度向上方策・仕様検討 | | |

研究開発項目[2]-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

| 主な実施事項 | 2019fy | 2020fy | 2021fy |
|---------------------------------------|------------------------------|--------|------------|
| 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発 | 高圧連系のフリッカ対策（PCSの単独運転検出方式の整備） | | 効果検証・データ整備 |

プロジェクト費用

2019～2021年度の3年間のプロジェクト費用は総額約42億円であり、内訳は以下のとおり。なお、研究開発項目[1]－2慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発及び研究開発項目[2]－1配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発は「委託（NEDO負担100%）」にて、研究開発項目[2]－2高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発は「1/2助成（NEDO負担50%）」にて実施。

研究開発項目ごとの費用

単位：百万円

| 年度 | 2019 | 2020 | 2021 | 合計 | |
|---|-------|-------|-------|-------|------------------------|
| 研究開発項目[1]－2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 | 942 | 704 | 1,257 | 2,903 | 委託事業 (NEDO負担100%) |
| 研究開発項目[2]－1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 | 289 | 560 | 258 | 1,107 | |
| 研究開発項目[2]－2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式 ※1/2助成のためNEDO負担額は1/2 | 49 | 79 | 67 | 195 | 1/2助成事業 (NEDO負担50%) |
| 合計 | 1,280 | 1,344 | 1,583 | 4,207 | |

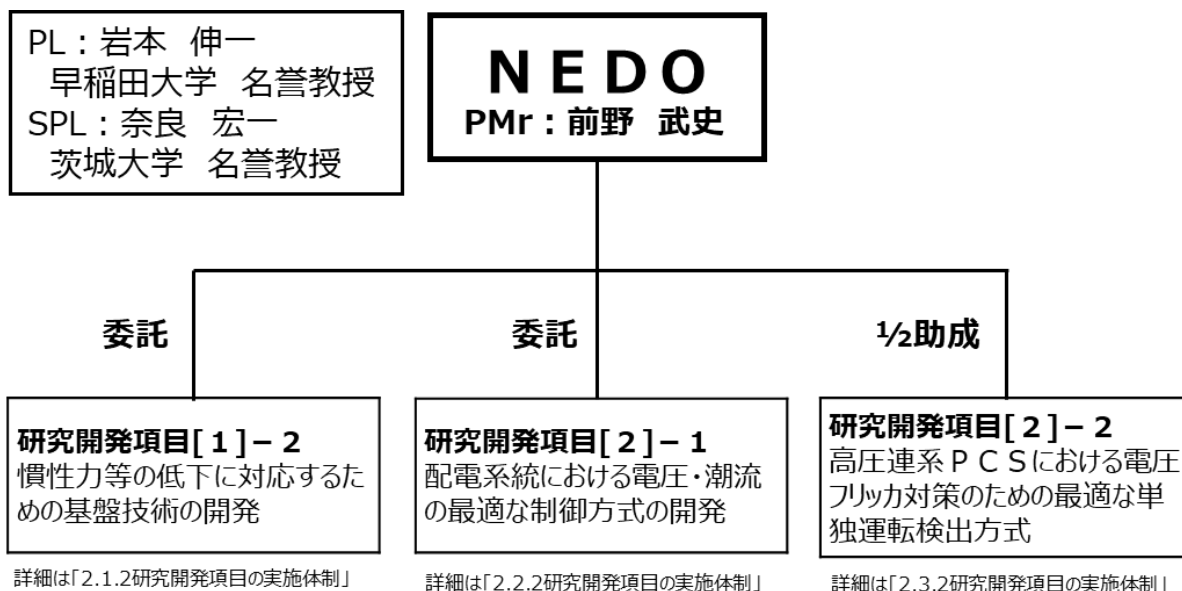
研究開発の実施体制・運営管理

本事業は、再エネを大量に導入する際の系統安定化に必要な次世代の基盤技術の開発を行うものであり、一般送配電事業者、大学等が協調して推進することが求められるものである。NEDOは公募により、複数の企業、大学から研究開発実施者を選定した上で、前身事業「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」のプロジェクトリーダー（PL）であった早稲田大学 岩本名誉教授をプロジェクトリーダー（PL）に、「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業」の推進委員会委員長であった茨城大学 奈良名誉教授をサブプロジェクトリーダー（SPL）に迎え、着任後すぐに的確な助言が得られる体制を構築した。

また、東京電力HDにPL補佐、電力中央研究所にサブPL補佐を依頼するとともに、本事業の中核メンバー（PL、SPL、PL補佐、サブPL補佐）とNEDOがテーマ横断で情報を共有し、議論できる場としてプロジェクト推進会議も設置した。さらに、NEDOは検討委員会を活用し、迅速なマネジメントにつながる取り組みを実施するとともに、委員会とは別に、進捗状況をPL及びSPLに説明し、助言する機会も年数回設けている。

このように各実施者の研究開発能力を最大限に活用する形で、効率的かつ効果的に研究開発を推進するよう努めている。

以下に研究開発の実施体制を示す。



さらに、研究開発項目 [2] - 1 において、シミュレーションの計算能力不足が顕在化した。他の NEDO 事業（多用途多端子直流送電事業）から計算機（RTDS）を一時的に共用使用することで、時間をロスすることなく研究開発を推進するなど、NEDO 資産の有効活用を図った。

加えて、成果の公表と普及を目的に、2022 電気学会全国大会において、一般向け（参加費無料）のシンポジウム『再生可能エネルギー大量導入に伴う系統慣性低下に対応するための技術開発成果 - NEDO「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」-』を開催した。

知的財産・標準化に係るマネジメント

知財は、事業実施後の実用化に向けて、的確なマネジメントを行うことが不可欠であり、国全体のイノベーションシステムを俯瞰した、プロジェクトの結果として生み出された成果のうち未利用であるものについて、活用を希望するユーザとのマッチングを積極的に行う事により、その有効活用を図ることを重要視している。これらの考え方から、NEDO はプロジェクトを支える効果的な知財マネジメントの実施と未利用成果等の有効活用への取り組みを強力に推進することを目的として「NEDO プロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」（以下、「NEDO 知財方針」）を定めている。本事業では、NEDO 知財方針に基づき、知財合意書を再委託先を含む全事業者間にて取り交わし、特許を受ける権利の帰属、大学等と企業の共有特許、事業内での実施許諾、等を規定している。さらに、知財運営委員会を立ち上げ、知財合意書の規定に基づき、知財運営委員会の構成、運営等に関し必要な事項を定めている。本事業においては、本知財方針に沿った特許出願等の事例が複数件ある。

以降、研究開発項目 [1] - 2、[2] - 1、[2] - 2 の計画内容を記述する。

2.1. 研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

2.1.1 研究開発項目の内容

本研究開発項目では、「開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発」として「常時監視システムの構築」および「慣性力等推定技術の開発」、さらには「開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」について、相互に連携して実施する。

開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発

本開発項目では、慣性力等の低下による電力系統への影響を監視することを目的とし、PMU による計測データを用いた常時監視システムを構築する。この常時監視システムを活用して、系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法を開発し、システム開発時に必要となる要求仕様を取りまとめる。本開発項目の概要を図 5 に示す。

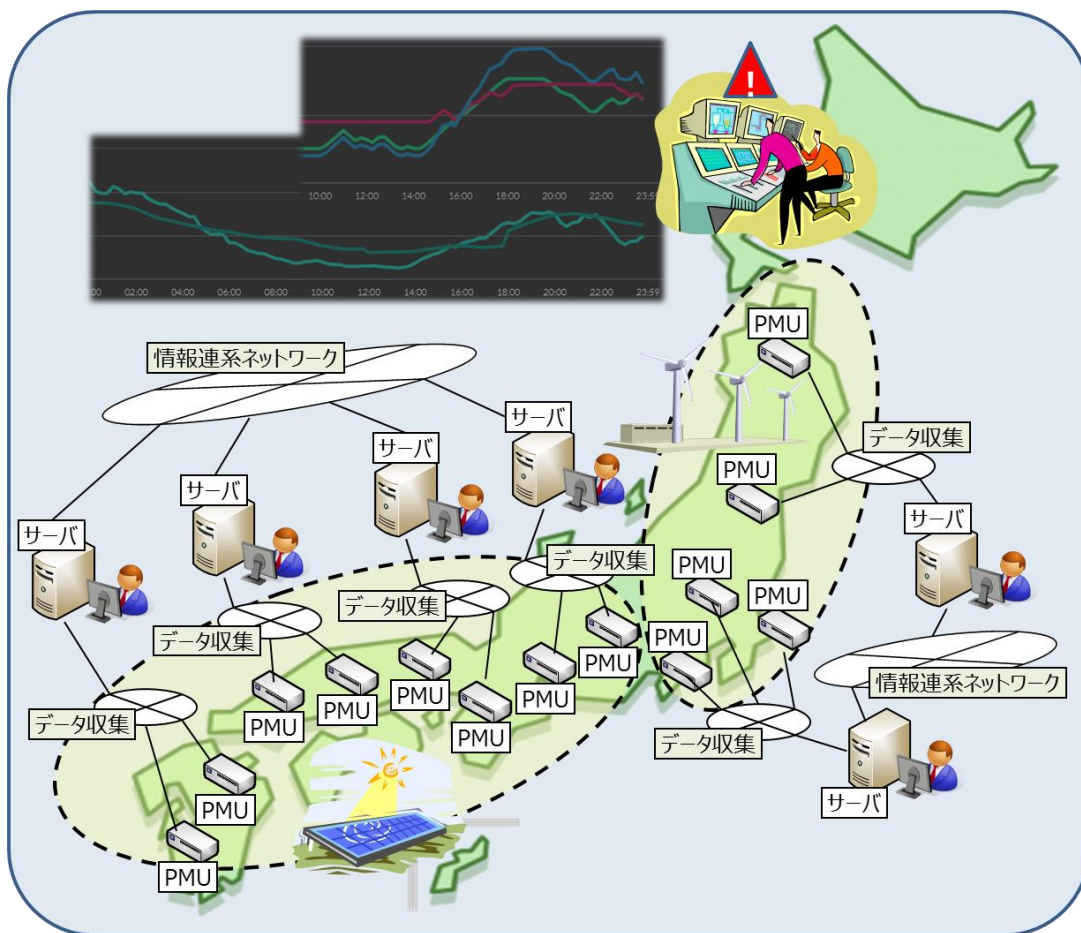


図 5 開発項目 (I) の概要

(1) 常時監視システムの構築

系統運用者が系統・需給監視に用いている常時監視システムは、系統・需給制御等の業務を遅滞なく遂行することを目的に開発、運用されてきたものであり、現在、電圧・潮流監視の常時の更新周期は数秒間隔で、装置毎に非同期である。一方、慣性力等が影響する変動成分はミリ秒オーダーと急峻であり、時間分解能の高い PMU による時刻同期のとれた計測データを取り扱う常時監視システムが必要と考えられ、これにより、PCS 等に具備すべき周波数調整機能の評価等につなげることが可能となる。

(1)-① 電力系統データ計測網整備 (担当：◎※東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・中部電力 PG・関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電)

※◎：主担当法人（以下、同様）

本実施項目では、電力系統データを計測・収集することを目的として、各電力会社の変電所等に PMU を設置する。PMU は電圧振幅、電流振幅、位相などの電力系統計測情報に、GPS から得られる時刻情報を付加し、時系列の情報として計測する装置であり、時間分解能が高く、時刻同期のとれたデータとして多地点の比較が可能である特長から、本事業の要求を満たすものである。

この PMU データを活用することで、従来の電圧・電流等の振幅（大きさ）の情報に加え、位相の情報を利用することが可能となる。慣性力等の問題は、電圧位相に深く関わることから、常時監視システムを利用することによって、従来は困難であった慣性力等の常時監視を実現することができると考えられる。例えば、GPS により時刻同期されているため、主要電気所間の位相差を把握することができる。また、分解能の高いデータサンプリングが可能になるため、従来は把握できなかった電圧位相差や、潮流の振動発生等を監視することができることにより、それらを活用した新たな系統運用方法につなげることが可能となる。

PMU 設置箇所は(2)-②-1)慣性力等推定手法の開発に基づき選定し、各電力会社に必要数を設置する。設置する PMU については、表 1 の要件を満たす仕様のものから選定する。

表 1 PMU 要件項目

| 分類 | 項目 | 必要要件 |
|----|--------|--------------------------------------|
| 計測 | 規格 | IEEE C37.118.1a-2014 に準拠／相当の実力を有すること |
| | 入力 | 既設の PT／CT 出力レベルと合致し、接続／計測可能なこと |
| | 同期 | GPS 信号による時刻同期が可能なこと |
| | サンプリング | 慣性力等推定のため、1 サイクル程度毎のデータ取得が可能なこと |
| 通信 | 規格 | IEEE C37.118.2-2011 に準拠していること |
| | I/F | LAN I/F、RJ45、100BASE-TX |
| 設置 | 調達 | 設置箇所検討による必要数を期限内に納入可能なこと |
| | 施工 | 設置工事が比較的容易であること |

また、PMU データを(1)-②常時監視システムサーバへ伝送するための通信網を整備する。PMU データは高分解能（50 フレーム/s 又は 60 フレーム/s）で計測された情報である。大量の packets を高速かつ確実に伝送できる十分な通信帯域幅が必要となる。加えて、情報セキュリティ面を考慮した構成とする必要がある。なお、通信網については、一般通信事業者の公衆回線を利用する予定である。図 6 に PMU データ計測網の概要を示す。

なお、これらデータ計測網の整備については、東京電力 HD が主体で実施し、事業 2 年目の 2020 年度から実系統データでの検証を開始させるため、事業初年度の 2019 年度末目途で概ね完了させるよう進める。

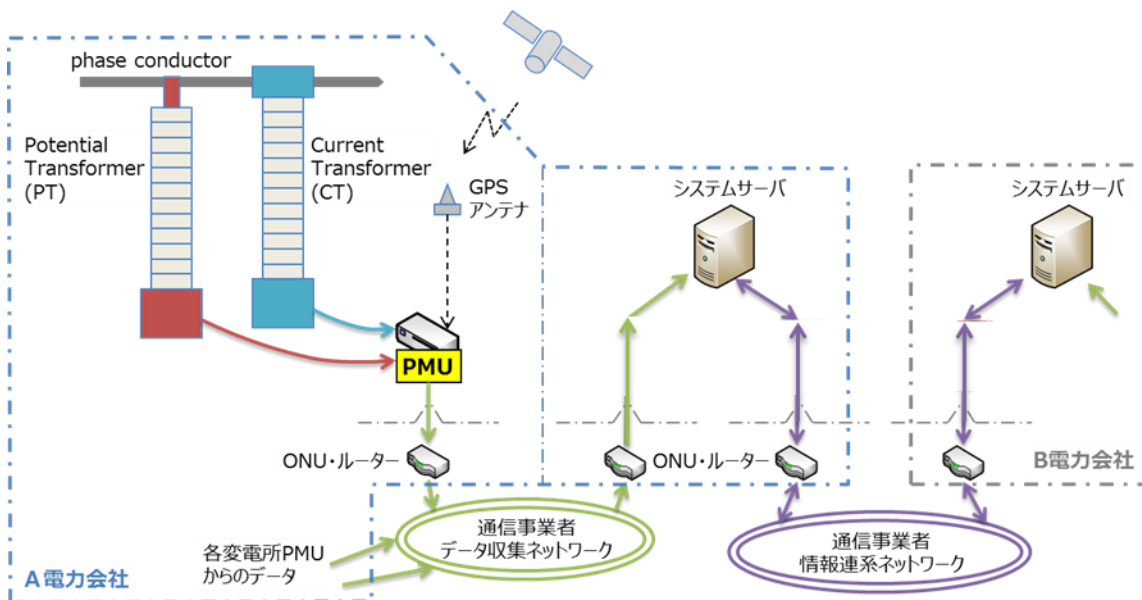


図 6 PMU データ計測網の概念図

(1)-② 常時監視システムサーバ整備（担当：東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・中部電力 PG・◎関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）
 各所に設置した PMU からのデータを受信・蓄積・計算処理するシステムサーバの仕様を検討し、設計・製作、および設置を行う。図 7 に常時監視システムサーバの概要を示す。

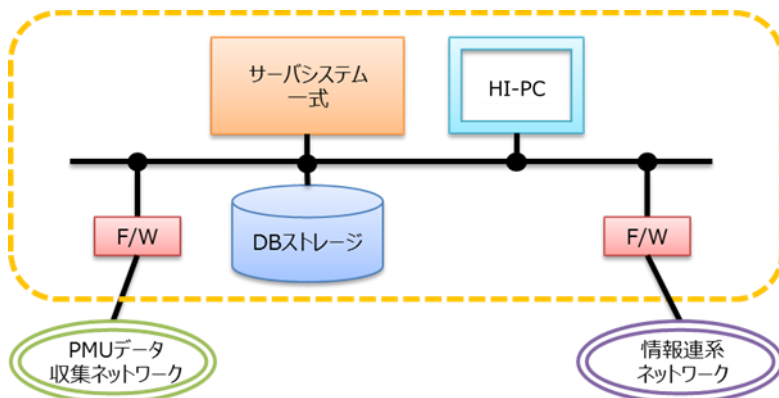


図 7 常時監視システムサーバの概念図

システムサーバ構築の前提条件として、PMU データは高分解能であるため、高速かつ大量のデータを連続して処理する必要があることから、処理能力に見合ったサーバ・必要容量ストレージを採用して構築を行う方針とする。また、情報セキュリティ面を考慮するため、システムサーバは各電力会社に設置して PMU データ蓄積・処理を行い、慣性力等算定に必要なデータのみ各社間送受信する方針とする。

システムが具備する機能の主な項目は下記の通り。

- ・PMU から IEEE C37.118.2-2011 準拠したデータを受信し、データベース（以下、DB）に格納する機能
- ・慣性力等の推定に必要な数値を演算し、DB に格納する機能
- ・他社システムと連携して、必要データの受け渡しをする機能
- ・慣性力等の推定を行い、結果を HI-PC（Human-Interface PC）にグラフ等で表示する機能

- ・DBストレージに格納された過去データを参照する機能
- ・システムおよび各 PMU の異常監視を行い、表示する機能

なお、これら常時監視システムの整備については、関西電力が主体で実施し、事業 2 年目の 2020 年度から実系統データでの検証を開始させるため、事業初年度の 2019 年度末目途で完了させるよう進める。

(1)-③ 常時監視システムの検証・改良（担当：東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・

中部電力・中部電力 PG・◎関西電力・◎関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

(1)-①および(1)-②において構築された常時監視システムの機能検証を行う。

(1)-③-1) 常時監視システム機能の検証評価

構築された常時監視システムにおいて、伝送される PMU データの処理検証を行うとともに、各電力会社システム間でのデータ連携機能の処理検証を行う。また、HI-PC により、オフラインでの蓄積 PMU データ表示やダウンロードが可能なこと、各電力会社分析結果の閲覧が可能なこと等の検証評価を関西電力、関西電力送配電が主体で行う。検証内容について表 2 に記す。

表 2 常時監視システムの検証内容

| 分類 | 項目 | 概要 |
|----|-----------|----------------------------------|
| 品質 | PMU データ品質 | データ不良、データ欠損、ノイズ PT/CT からの計測誤差 |
| | 擾乱時の検知 | 波形ひずみ、ノイズ |
| | 通信環境 | 通信時のデータ欠落、伝送遅延 |
| 活用 | PMU データ表示 | ビッグデータの見える化方法 |
| | 蓄積データ活用 | ビッグデータからの検索、活用アプリケーション |

(1)-③-2)常時監視システムの改良

関西電力、関西電力送配電が主体で計測網やシステムサーバ、PMU 計測データによる慣性力等推定時の課題を抽出し、その対応策を踏まえてシステムを改良して、システムの有効性評価を行う。

(2) 慣性力等推定技術の開発

電力システムの慣性力推定に関して、海外では系統擾乱時の周波数時間変化率（RoCoF：Rate of Change of Frequency）を計測し、その時点の慣性力を算出推定する方法がとられている。また、慣性力の常時監視について、海外では系統運用者が把握している連系中の同期発電機の慣性エネルギーの合計値から推定する方法が主に実施されている状況である。国内では系統の計測データから系統動揺の固有値解析を行い、慣性定数を求める手法等が提案されているものの、実適用には至っておらず、慣性力を推定する実用的な手法の確立が求められる。

本研究項目（2）慣性力等推定技術の開発では、①計測データに基づいた慣性力等推定手法を調査・分析し（研究項目(2)-①）、複数のアプローチによる慣性力等推定技術の開発を行う（研究項目(2)-②）。さらに、開発された推定手法ロジックをシステム導入し（研究項目(2)-③）、実系統での検証を行う（研究項目(2)-④）。

(2)-① 慣性力等推定手法の調査・分析

電力システムの慣性力を把握・推定する方法として、上述した通り、系統擾乱時の PMU 実測データから慣性力を推定している報告例がある。系統運用者がどのように慣性力等を把握し運用しているか実態を調査（研究項目(2)-①-1)）・分析（研究項目(2)-①-2)）を行う。

(2)-①-1) 海外動向調査（担当：◎東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・中部電力 PG・

関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

再エネ大量導入に対する取り組み事例や慣性力等把握技術・慣性力等維持対策等について、東京電力 HD が主体で海外動向の文献調査を行う。文献では明白でない解析手法や運用手法については、諸機関への訪問・意見交換や学会等の会議への参加等により、情報収集を行う。具体的な候補としては、慣性力等把握を先進的に進めている以下が挙げられる：

- ・EirGrid（アイルランド）
- ・National Grid（英国）
- ・Electric Reliability Council of Texas : ERCOT（米国） 等

(2)-①-2) 調査結果の適用分析（担当：◎東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・

中部電力・中部電力 PG・◎関西電力・◎関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

諸外国での調査結果を基に、慣性力等把握手法や運用面等について国内への適用分析を東京電力 HD が主体で行う。また、PMU データを活用したシステム構築や慣性力等監視システムのあり方について分析し、本事業システムへの適用等の検討を関西電力、関西電力送配電が主体で行う。

(2)-② 慣性力等推定手法研究開発

本研究項目では、研究項目(2)-①慣性力等推定手法の調査・分析の結果を踏まえながら、複数のアプローチで慣性力等推定手法の開発を行う（研究項目(2)-②-1)）とともに、複数手法による推定技術を事前評価する（研究項目(2)-②-2)）。

(2)-②-1) 慣性力等推定手法の開発（担当：◎九州工業大学(徳島大学・大阪公立大学)・◎東京電力 HD・

◎東京電力 PG・東北電力 NW・◎中部電力・中部電力 PG・

関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・◎九州電力・◎九州電力送配電）

九州工業大学が全体を取りまとめ、東地域は東京電力 HD・PG、中西地域は中部電力、九州電力、九州電力送配電が主体で、アプローチ[A]および、アプローチ[B]により開発・検討を行う。各アプローチでの主な実施内容は以下のとおりである。また、その他アプローチの可能性についても事業内で検討を行う。

[A] 定常時の PMU データからシステムの慣性力等を推定するアプローチ（その 1）

九州工業大学ではこれまで、多地点同期位相計測による電力系統動特性に関する研究において、地域間の位相差情報を用いることで慣性力・同期化力を推定する手法の検討・評価を行っている。図 8 に GPS 時刻同期による 100V コンセント電圧の位相計測の概念図を示す。

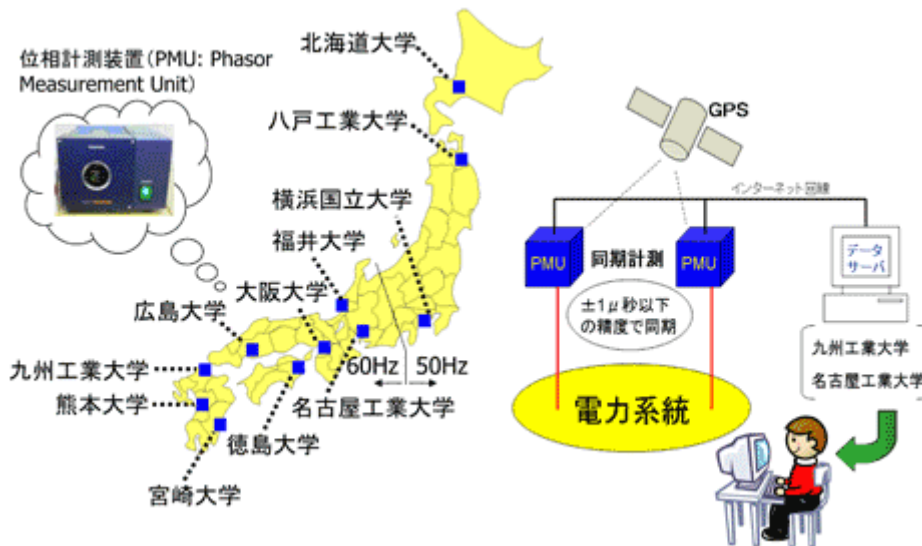


図 8 GPS 時刻同期による位相計測の概念図

計測された位相差情報から広域動揺周波数の観測を行うことで、システムの動揺方程式から導き出される下記式より、同期化力係数 K と慣性定数 M を推定算出する。なお、これら推定には系統間の潮流情報が必要となるが、現状は公開情報等で電力会社から提供されるデータを用いて算出を行っている。PMUにて位相差情報と併せて潮流情報を多地点で取得することが可能となるため、より正確な慣性力等の推定が見込まれる。

$$\text{(同期化力係数)} \quad K = \frac{\Delta P}{\Delta \delta} \quad \begin{array}{l} \text{(潮流)} \\ \text{(位相差)} \end{array}$$

$$\text{(慣性定数)} \quad M = \frac{K}{(2\pi f_0)^2} \quad (f_0 : \text{動揺周波数})$$

また、徳島大学では、これまで多地点同期位相計測による状態観測法のひとつとして、図 9 のように計測結果を図示および定期更新するオンライン観測方法についての研究実績がある。これにより、通常時と、例えば電源脱落といった系統擾乱の発生を区別することができるとともに、系統擾乱時のデータの特徴を抽出することが可能になる。

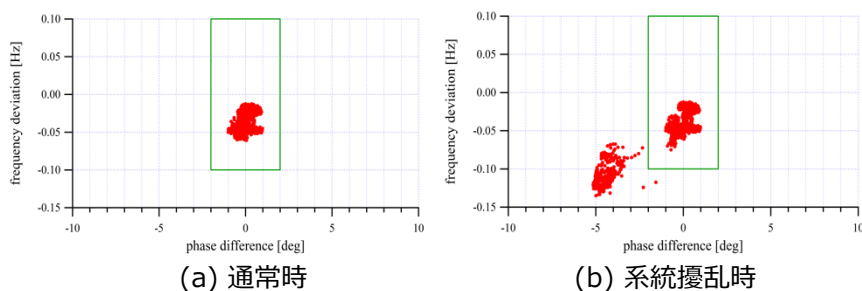


図 9 多地点同期位相計測による状態観測例

その実績に基づき、前述した図 8 の計測により得られた電圧位相データから特徴抽出を行い、状態観測や擾乱検出を行っている。これらを用いて、慣性力等の推定について検討する。

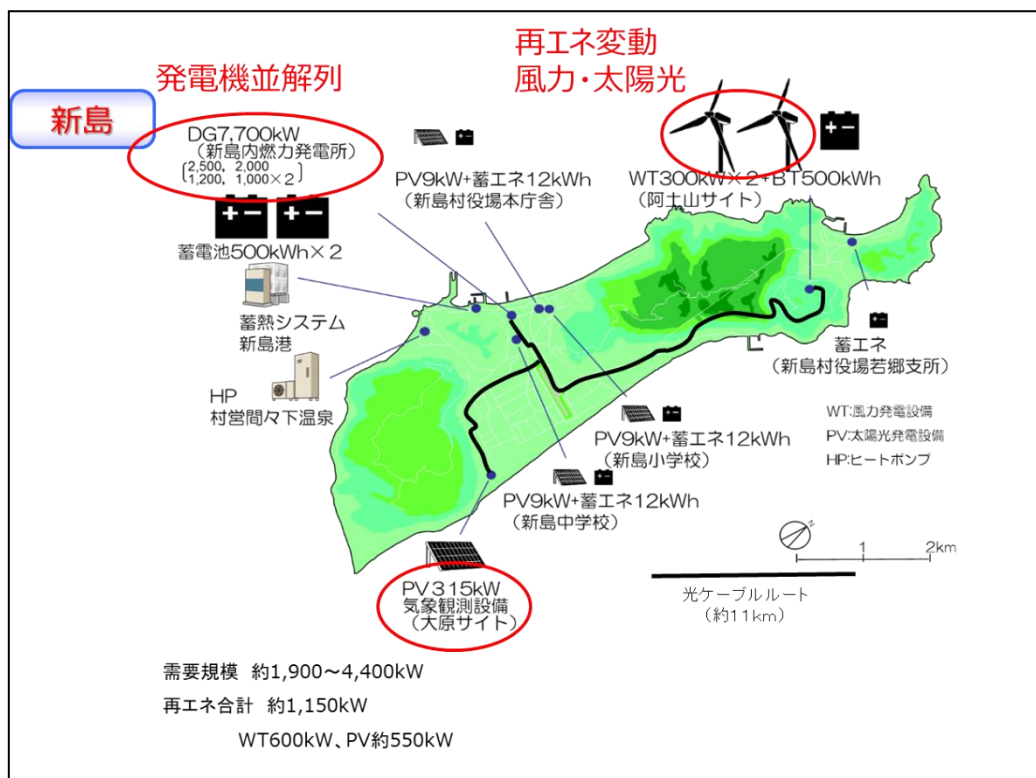


図 1 1 新島実証設備の概念図

また、本手法の本土側での検証については、[A]および[B]で提案する手法の検証で用いる PMU データを活用することが可能なため、追加で設備を導入することなく検証が可能である。

具体的には、発電所構内に全発電電力の変動 ΔP および RoCoF を計測するための PMU 等の装置を設置し、常時データを取得するシステムを構築する。ただし、本土適用拡大可否検討という位置付けにつき、事業費用を抑えることも考慮して、(1)-②とは異なり、PMU データを格納するサーバ機能については、オフラインで解析が可能となるよう PMU データを受信し、DB に格納する機能のみを備えるものとする。詳細な仕様は、実証開始後に検討するものの、現段階では下記を想定している。

[PMU]

PMU は GPS 時計と同期することでマイクロ秒以下の精度で時刻合わせを行い、各発電機に設置された PT、CT から 1/50s (20ms) 周期 (デフォルト) で電圧 (V)、電圧位相角 (θ)、電流 (I)、電流位相角 (ϕ)、周波数 (f)、周波数変化率 (RoCof) を計測する。

[データ収集システム]

データ収集システムは PMU と IEEE C37.118 で通信し PMU の計測データを随時収集する。算出した計測データは DB に保存し、実証期間中 (最大 3 年) 保持する。データ解析をオフラインでできるように、DB に保持されている計測データを USB メモリなどの外部記憶装置にエクスポートすることができる。

なお、常時のデータ収集とは別に、新島 EMS では意図的に変動を生じさせることも可能なことから、基準周波数、電圧内で各種系統変動を起こす試験を計画し、その際のデータをあわせて収集し、手法の検討に活用する。また、試験時には、系統側の変動だけではなく、PMU の計測条件 (例：データサンプリング間隔) の変更による検討等もあわせて行う。手法開発の具体的な体制は下記の通りとなる。

・新島システム構築：東光高岳

- ・試験内容検討・実施：東電 PG、東光高岳
- ・慣性力推定手法開発・評価：東電 HD、東電 PG

(2)-③ 慣性力等推定アプリケーション開発（担当：東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・

中部電力 PG・◎関西電力・◎関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

研究項目(2)-②-2)の慣性力等推定手法の評価結果も踏まえ、(1)-②システムサーバに導入する手法を選定し、解析ロジックを導入したアプリケーションの開発を関西電力、関西電力送配電が主体で行う。アプリケーション開発を行わない手法については、個別に必要なデータを抽出して解析する形とする。

(2)-④ 慣性力等推定手法の実測評価

研究項目(1)で構築された常時監視システムの収集データおよび(2)-③で開発されたアプリケーションによる算定結果を用いて、慣性力等の実測評価を行い（研究項目(2)-④-1)）、誤差検証に基づき推定結果の精度向上を図る（研究項目(2)-④-2)）。また、一連の研究成果を踏まえ、常時監視システムに必要な仕様・要件定義をまとめる。

(2)-④-1) 実システムデータによる推定手法検証評価（担当：◎九州工業大学(徳島大学・大阪公立大学)・

東京電力 HD・東京電力 PG・◎東北電力 NW・◎中部電力・◎中部電力 PG・
関西電力・関西電力送配電・◎中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

(2)-③で開発するアプリケーション等により、伝送される PMU 実測データを用いた慣性力等の常時推定技術の検証評価を行う。検証にあたっては、各推定手法の有効性をはじめ、システム画面への表示方法、考えられる課題（PMU データ欠損、ノイズ等）の影響についても評価を行う。なお、九州工業大学が全体を取りまとめ、東地域は東北電力 NW、中西地域は中部電力と中部電力 PG・中国電力 NW が主体で評価を行う。

(2)-④-2) 誤差検証に基づく精度向上手法の検討（担当：◎九州工業大学(徳島大学・大阪公立大学)・

◎東京電力 HD・◎東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・中部電力 PG・
関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・◎九州電力・◎九州電力送配電）

研究項目(2)-④-1)の評価結果や課題の影響を踏まえ、慣性力等推定精度を向上させる手法・方策について、九州工業大学が全体を取りまとめ、東地域は東京 HD・PG、中西地域は九州電力、九州電力送配電が主体で検討する。また、これにあわせたアプリケーション等の改造を行う。

(2)-④-3) 慣性力等推定のシステム要件定義取りまとめ（担当：九州工業大学(徳島大学・大阪公立大学)・

◎東京電力 HD・東京電力 PG・東北電力 NW・中部電力・中部電力 PG・
◎関西電力・関西電力送配電・中国電力 NW・九州電力・九州電力送配電）

一連の研究成果となる常時監視システムの構築、慣性力等推定手法の開発、検証評価と導入拡大に向けた課題整理に基づき、将来的に慣性力等を常時監視するシステム開発時に必要となる要求仕様・要件定義を東京電力 HD と関西電力が主体で取りまとめる。

開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

再エネの導入が進むと、需給調整のために同期発電機等の大規模集中電源による発電量を減少させる必要がある。その結果、中長期的には電力系統に接続される回転系機器が減少し、電力系統の慣性力等が低下することとなる。系統の低慣性化は系統擾乱時等における周波数安定性に影響を及ぼす可能性が懸念されており、英国・アイルランド等の海外諸国では、低慣性化の課題解決に向けた検討を進めている。電力の安定供給のためには、低慣性系統に周波数安定化対策を講じる必要があり、国内外でいくつかの方策が提案されている。既存の技術としては、同期調相機等の回転機の系統連系等による系統対策が挙げられるが、導入するためには大規模な設備投資が必要になる。海外では分散型電源の PCS に周波数安定化機能等を搭載する対策が検討されており、Grid-following (Gf) や Grid-Support (GS) 方式と呼ばれる電流制御型を主体とした PCS への機能追加や、更には Grid-Forming (GF) 方式と呼ばれる電圧制御型を主体とした PCS の開発などの対策手法の検討が進められている。

本開発項目では、海外での検討状況等の調査結果を踏まえ、将来の需給シナリオ等を想定し、我が国における系統の低慣性化による系統運用への影響、ならびに課題を整理する。また、将来的に電源構成の主体となる再エネ用 PCS による対策手法について検討を実施し、現時点で国内に広く普及する電流制御型を主体とした PCS に周波数安定化機能等を搭載した対策装置（以下、PCS 対策装置）と、革新的な対策技術として、電圧制御型を主体とした PCS に周波数安定化機能等を搭載したものの仕様を検討する。検討した PCS 対策手法について、シミュレータ環境において効果検証を実施し、評価を行う。各検討結果に基づき、PCS 対策装置の標準的な要求仕様の提言に資する内容を整理する。

本事業での検証結果を踏まえて、我が国における系統の低慣性化に対するソリューションとしての周波数安定化対策の経済合理性等を評価する。本事業で検討した対策手法、既存の系統対策等のケイパビリティを比較しながら整理を行う。その上で、各対策オプションに関して、費用対効果等の観点から分析を実施することで、我が国での慣性力等の低下に対する最適なポートフォリオについての検討を行い、国民経済的に見て合理的な対策の確立について提言する。

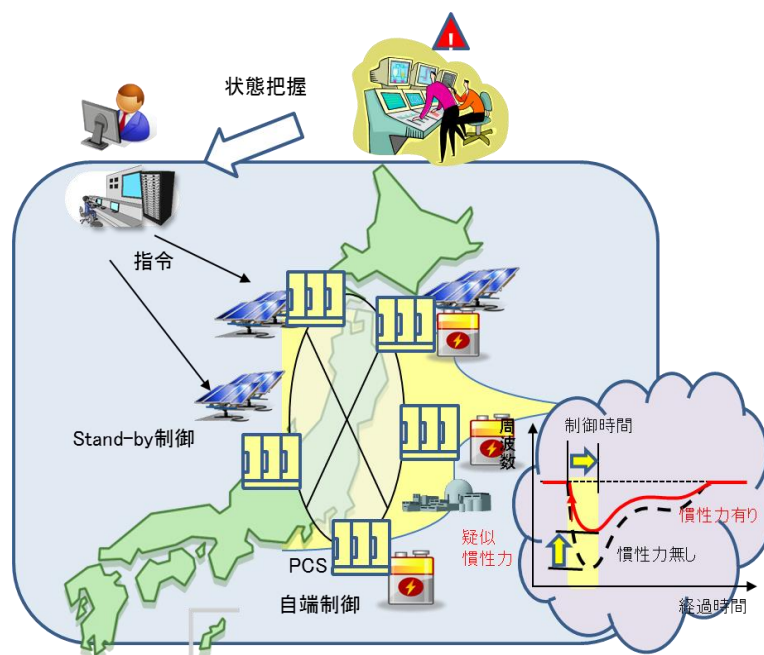


図 1 2 開発項目 (II) の概要

(1) 対策提言に向けた基盤技術開発 (担当：東京電力 HD(産業技術総合研究所)・東京大学・早稲田大学)

本研究項目では、我が国で将来的に想定される系統運用上の課題を明確化するとともに、将来の需給シナリオを策定し、電力系統の慣性力等の想定を行う(研究項目(1)-①)。また、慣性力等に関する調査・分析を行い、その結果を参考に合理的な運用方策の評価(研究項目(1)-②)、PCS 対策装置の仕様検討、制御基板の試作、および効果の検証を実施する(研究項目(1)-③)(研究項目(1)-④)。

これら検証を踏まえて効果的かつ合理的な運用方策を取りまとめ、系統増強を最小限に抑え、再エネを最大限受け入れ可能な電力系統の実現を目指す。以下に本開発項目内容の詳細について記載する。

(1)-① 将来の需給シナリオ策定 (担当：東京大学)

太陽光発電用等の次世代 PCS が実現する様々な機能について、その必要性及び技術的な妥当性の解析、導入効果を評価するための基礎となる将来シナリオを作成する。具体的には、需要については、家庭・業務部門のヒートポンプ給湯、電気自動車などの電化およびバッテリーなどの蓄エネルギーを含むシナリオを作成する。供給側については、従来型電源に加え、太陽光発電や風力発電などの再エネの導入を想定する。送配電網については、全国送電網の想定に基づき連系線の制約などを反映した構成を想定する。

シナリオ作成にあたっては、必要な時間領域における調整力の必要性と対策技術の効果を評価するための各種の安定性解析を行うための条件を作成できる技術、時点などに関する粒度を持ったものとする。このため、作成したシナリオに関しては、全国等を対象とした、毎日から年間の需給運用(以下、「需給運用」)に関する解析(以下「需給解析」)により、その整合性を検証し、将来の需給運用の課題を各種の調整力の需給バランスにおける必要性を含めて評価する。

また、慣性力低下対策について需給解析を行い、競合技術との比較を含め、導入効果を評価する。

上記のシナリオ作成、最新の競合技術、それらを含む需給運用と需給解析に関する最新の知見や情報の収集のため、国内外の動向調査を行う。

(1)-② 慣性力等低下時の合理的対策検討 (担当：東京電力 HD)

将来、我が国において、系統慣性力の低下によりどのような影響・課題が生じるか、想定した将来の需給シナリオに基づき、検討・整理を実施する。英国やアイルランド等の海外諸国では、再エネの普及に伴う慣性力の低下が顕在化しており、対策が検討されている状況にあることから、これらの動向について調査を実施し、その結果を分析する。その調査結果を踏まえて、我が国における慣性力低下に対して最適となるソリューションとして、周波数安定化対策の検討を実施する。検討した対策手法、既存の系統対策等のケイパビリティを比較しながら整理を行う。その上で、各対策オプションに関して、費用対効果等の観点から分析を実施することで、我が国での慣性力低下に対する最適なポートフォリオについて、検討を行う。経済合理性等の評価により、国民経済的に見て合理的な対策について提言する。

(1)-②-1) 海外動向調査

英国やアイルランド等の海外諸国では、再エネの普及に伴う慣性力の低下が顕在化しており、対策が検討されている状況にある。これらの動向について、以下の観点から海外調査を進め、その結果を分析することで、我が国の今後の慣性力低下対策の在り方を整理する。

- ・系統の低慣性化に対する課題意識と対策の方向性
- ・低慣性系統への PCS 等での対応とその開発動向(GF 方式等の新たな技術開発動向を含む)
- ・慣性に対する要求仕様の在り方と系統連系要件や系統運用上等における取り扱い
- ・対策費用の負担の考え方や経済合理性に対する検討

(1)-②-2) 将来系統運用の課題明確化

将来、我が国においても、再エネの増加に伴い、同期発電機の運転台数が減少することによる系統の慣性力低下により、系統の周波数安定化機能等に影響を及ぼす可能性が懸念される。

(1)-②-1)海外動向調査結果や、国内有識者の知見等を踏まえ、我が国における系統の慣性力低下により生じる影響・課題を明確にする。

(1)-②-3) 経済合理性等の評価

海外動向調査（研究項目(1)-②-1)）において得られた情報や、本事業における他の実施項目でのアウトプットを踏まえて、我が国における系統の低慣性化に対するソリューションとしての PCS 対策装置の経済合理性等を評価する。具体的には、まず PCS 対策装置の技術的特徴及び低慣性化対策としてのケイパビリティを、他の対策オプション（同期調相機等）と比較しながら整理を行う。その上で、各対策オプションに関して、費用対効果等の観点から分析を実施することで、我が国での系統の低慣性化に対する最適なポートフォリオについての検討を行い、その中で PCS 対策装置の位置づけを整理する。

(1)-③ PCS 対策装置の仕様検討（担当：東京電力 HD(産業技術総合研究所)）

海外動向調査（研究項目(1)-②-1)）および将来系統運用の課題明確化（研究項目(1)-②-2)）を参考に、PCS 対策装置に要求される機能等の仕様を検討する。検討結果に基づき、当該機能の実装を行う。なお、当該検討にあたっては、「電力系統出力変動対応技術研究開発事業／再生可能エネルギー連系拡大対策高度化」で製作したスマートインバータ等の既存設備を活用する。

(1)-③-1) PCS 対策装置の仕様の在り方の検討

系統に従属的に接続される Gf 方式を参考に、PCS 対策装置の仕様の在り方を検討する。当該検討にあたっては、複数の Gf 方式に関する制御アルゴリズムの比較・検討（研究項目(1)-④-1)）、評価プラットフォーム構築および評価手法検討（研究項目(1)-④-2)）での検討内容を踏まえ、また既存の PCS 設備を活用することを想定している。参考とする Gf 方式の制御仕様候補案を表 3 に示す。

表 3 Gf 方式の制御方式仕様候補案

| 制御方式 | 概要 |
|---|-------------------------|
| 拡張 FW 方式 | スマートインバータの FW 機能を改良する方式 |
| DFDT 方式 | RoCoF に対応した高速出力制御方式 |
| VSM 方式 (Virtual Synchronous Machine) | 慣性模擬型の制御方式 |

(1)-③-2) 制御アルゴリズムの検討

海外動向調査（研究項目(1)-②-1)）および PCS 対策装置の仕様の在り方の検討（研究項目(1)-③-1)）を参考に、周波数対策装置の制御アルゴリズムを検討する。ここで検討されるアルゴリズムとは、系統の低慣性化等による課題（研究項目(1)-②-2)）を軽減する効果を有する制御方式と考えられる以下の方法を想定している。

(1) 拡張 FW 方式

「電力系統出力変動対応技術研究開発事業／再生可能エネルギー連系拡大対策高度化」で製作・取得したスマートインバータを活用し、周波数の変動幅に応じて高速に出力を制御する方式を検証する。

(2) DFDT 方式

既存の蓄電池用 PCS（産業技術総合研究所資産）を活用し、周波数変化率（RoCoF）に対して高速に出力を制御する技術を検証する。

(3) VSM 方式

VSM 方式が実装された既存の PV/蓄電池用 PCS（産業技術総合研究所資産）を活用し、レファレンスとして利用する。必要に応じて制御パラメータの検証を行う。

(1)-④ PCS 対策装置の評価（担当：東京電力 HD(産業技術総合研究所)）

本研究項目(1)-④では、研究項目(1)-③で検討した PCS 対策装置の適用効果を評価する。初めに、シミュレーションによる単機での動作確認および複数台の PCS 対策装置による制御アルゴリズムの性能評価を行う（研究項目(1)-④-1）、次に PCS 対策装置の適用効果に関する評価方法を検証し（研究項目(1)-④-2）、検討した制御アルゴリズムの実装により、PCS 対策装置の効果検証を行う（研究項目(1)-④-3）。

(1)-④-1) 制御アルゴリズムの比較・検討

海外動向調査（研究項目(1)-②-1）、PCS 対策装置の仕様の在り方の検討（研究項目(1)-③-1）を参考に、PCS 対策装置（研究項目(1)-③-2）を評価するためのシミュレーションモデルを検討する。検討にあたっては、各制御アルゴリズムの効果が十分に検証できるものとするように配慮する。その上で、複数の制御アルゴリズムの相互干渉の有無や、同期発電機と PCS 設備の導入設備容量比率などを考慮した上で、PCS 対策装置の低慣性系統の課題低減効果を評価する。

(1)-④-2) PCS 対策装置の評価手法検討

通常では困難な低慣性系統を模擬した条件における当該装置の効果を検証するための評価手法を、制御アルゴリズムの模擬などを通じて検討する。プラットフォームとしては、系統等の条件を柔軟に変更可能なデジタル・リアルタイム・シミュレータ（DRTS）を利用したハードウェア・イン・ザ・ループ（HIL: Hardware-In-the-Loop）技術などを活用することを想定している。

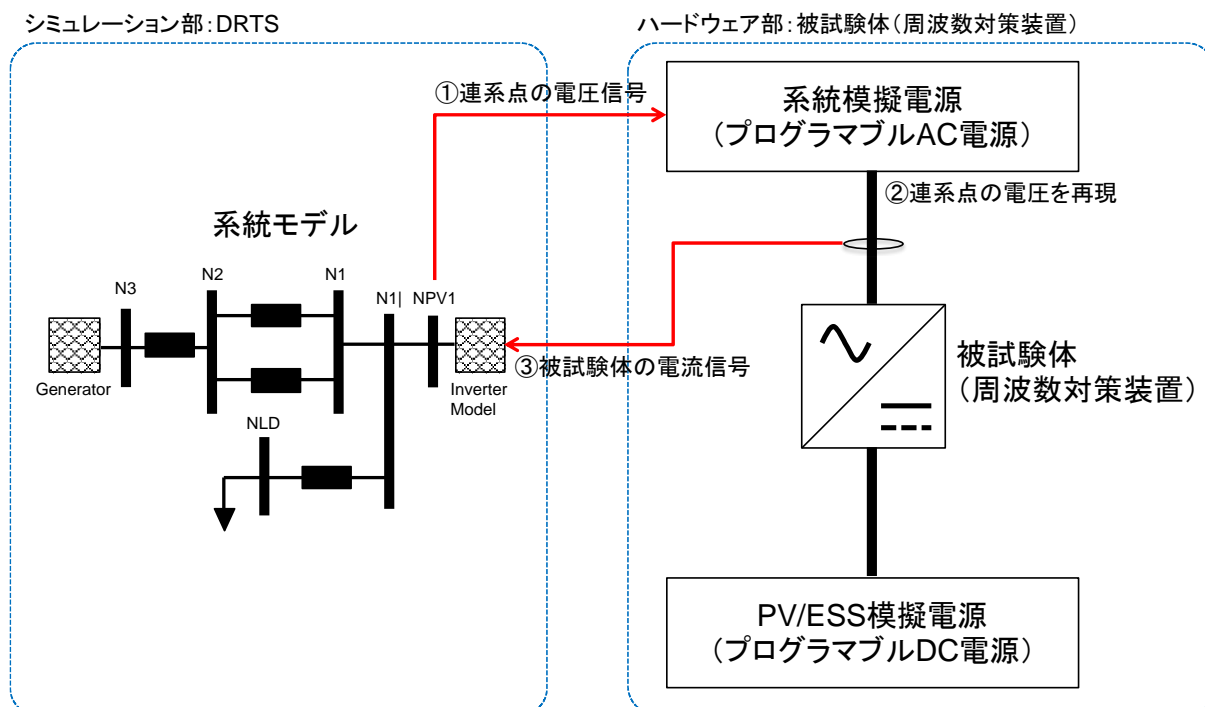


図 13 PCS 評価システム案 (HIL) 概要

(1)-④-3) PCS 対策装置の評価試験

PCS 対策装置の評価手法検討（研究項目(1)-④-2)）で構築した評価プラットフォームを用い、PCS 対策装置の評価を行う。将来系統運用の課題明確化（研究項目(1)-②-2)）の結果に基づき、負荷変動や電源脱落などのケースを想定した際の PCS 対策装置の効果を検証する。制御アルゴリズムの比較・検討（研究項目(1)-④-1)）のシミュレーションによる評価を参考に、PCS 対策装置の実装における課題を整理する。

(2) 革新的技術検討（担当：早稲田大学(北海道大学・広島大学・東京都市大学)・東京電力 HD)

今後の再エネ主力電源化に向けては、2030 年までに 65GW の PV 導入目標が示されており、その半分程度は住宅設置をはじめ、配電系統に導入されるものと予想される。また、固定価格買取期間の終了に伴い、PV 発電電力を自己消費する傾向にあり、需要家への蓄電池の導入が進みつつある。今後、蓄電池の価格低下や、近年記憶に深く刻まれた自然災害等による電力供給停止時の非常用電源としてのニーズ向上とも相俟って、蓄電池の導入も拡大していくものと考えられる。こうした想定を踏まえると、PV、蓄電池をはじめとする PCS 機器の導入は、一般送配電事業者が基幹系統に設置する大規模なものから、配電系統以下に設置される中小容量のものまで広範に広がり、PCS に慣性力低下対策機能を保有させる場合、そのすべてが対象となり得る。

本事業では、こうした状況を踏まえ、周波数対策への挑戦的な革新的技術を検討するとともに、慣性力低下対策機能を有する PV や蓄電池が電力系統に導入された場合に、その効果を定量的に評価するための電力系統モデルと、評価手法の検討を行うことを目的とする。以下に本検討項目内容の詳細について記載する。

(2)-① 革新的な周波数応答・制御技術の検討

本研究項目では、慣性力低下対策機能として、GF 方式を採用する PCS の制御アルゴリズムを検討する。研究項目(2)-①-1)では Droop 方式、研究項目(2)-①-2)では VSM 方式の技術を検討し、HIL 環境等による検証を通じて、有効性を評価する。

(2)-①-1) GF インバータ (Droop)（担当：早稲田大学(東京都市大学)）

GF 方式の評価のためには、電力系統・配電系統側を模擬する電圧源と GF 機能を実装する電圧源型インバータが相対する構成のシミュレーション、HIL 環境の検討が必要となる。リアルタイムシミュレーションの方式(実効値、瞬時値)とインバータの計測・制御系が制御仕上がりに関わるため、これらのパラメータを柔軟に変更可能な HIL 環境を構成する。Droop 方式を中心に HIL 環境による評価を実施することで、制御技術の検討にフィードバックする。

(2)-①-2) GF インバータ (VSM)（担当：早稲田大学(広島大学)）

本研究項目では、PCS 制御装置に周波数応答・制御機能を付加する革新的な技術の検討を目的とし、PCS 制御装置の制御機能として、PCS 出力に所望の回転機特性を付加する VSM 方式を想定する。その上で周波数に応答・制御する技術を検討する。具体的には、回転機特性を模擬し PCS 出力に反映させるための革新的な「新制御アルゴリズム」を検討する。さらに、それを実際に実現するための HIL 環境での簡易的な検証を実施する。また、ここでは将来の汎用性を考慮して三相・単相双方に使用できる単相回路用技術を視野に入れて検討を行う。

(2)-② 革新的系統シミュレーション技術検討

本研究項目(2)-②では、慣性力低下対策機能効果を評価するために必要な系統シミュレーション技術として、配電系統を簡便なモデルで表現するための系統モデルの縮約技術の検討（研究項目(2)-②-1)）を実施する。研究項目(2)-②-2)では、研究項目(2)-②-1)での縮約技術を活用した系統モデルを想定し、慣性力低下対策機能効果を評価するためのシミュレーション技術を検討するとともに、抽出された課題を整理する。

(2)-②-1) 系統モデル縮約技術検討（担当：早稲田大学(北海道大学)）

PCS の多くは配電系統に連系して利用されることが想定される。そのため、新しい機能を実装した PCS が実系統に連系したときに、その機能をどの程度を発揮できるかを把握するためには、実際の配電系統とそこにつながる負荷、他の PCS 等の静的・動的な挙動を模した詳細系統モデルを用いたシミュレーションが必要になる。しかし詳細な配電系統のモデル化は考慮すべき要素数が膨大になり非現実的である。そのため、配電系統を必要な精度で再現可能なより簡便なモデルで表現する縮約技術が必要となる。

本研究項目では、すでに海外などで開発されている Composite Model 等を参考にしながら、日本の配電系統の実態を反映することが可能な配電系統の縮約技術を検討するとともに、そのモデルを用いて PCS の高機能化の効果を定量的に評価するための方策を検討する。

(2)-②-2) 系統シミュレーション技術検討（担当：早稲田大学(北海道大学)）

上述した「配電系統の縮約モデル」での成果を活用して系統モデルを構成する。PV や蓄電池等の分散型エネルギー資源が配電系統に大量に導入される状況において、これらの資源が基幹系統にどのような影響を及ぼすか定量的に評価する必要性が高まってきており、これまでは考慮することがほとんどなかった配電系統のモデル化を行い、基幹系統で電源脱落等の事故が発生した場合の系統の挙動を、配電系統の動的な特性を考慮して評価可能とする研究、いわゆるコ・シミュレーションは欧米で着目され始めている。これに伴い、負荷の特性を考慮して配電系統をモデル化する検討も行われ、標準的なモデルも提案されている。近年、PV の大量導入を背景に、米国の一部地域ではアドバンスインバータ（先進的な PCS）の適用が義務化されている。これらの機器は系統周波数や接続点の電圧に応じて有効・無効電力を出入力する機能を有するため、これらを取り込んだモデル化が最新の研究動向に加わっている。慣性力低下対策機能を有する機器が接続された配電系統モデルを構成することは、かつてほとんど実施されたことのない新たな領域である。

本研究項目では、慣性力の評価のために求められる秒以下の時間スケールでの振る舞いを扱うことを踏まえ、国内外の標準的な系統モデル、例えば電気学会の EAST 10 や IEEE の 9 Bus Model などを参照し、最新の研究動向も踏まえ、実行可能な系統モデルとシミュレーションの方法を検討する。この際、国内には系統の動的な振る舞いを記録したデータが存在しないため、系統モデルとシミュレーション方法の妥当性検証が本質的には困難であることも踏まえ、パラメータサーバイによる差分の評価を行うなど、モデル化の限界を考慮しつつ目的とする慣性力低下対策機能の効果の評価を可能とする戦略を具現化する。

(3) 再エネ主力電源化に向けた課題検討

2030年のエネルギーミックスの確実な実現に向け「第5次エネルギー基本計画」が2018年7月に閣議決定され、重要な施策の一つとして再エネの主力電源化へ向けた取り組みが掲げられた。また、2020年10月、日本政府は2050年までにカーボンニュートラルにすると政策目標を表明した。このように、今後更に再エネ導入が加速していくと考えられる。

これまで、2002年に「集中連系型太陽光発電システム実証研究」が実施され、住宅用太陽光発電システムが複数台連系した場合を対象とした単独運転検出方式の新技術等が開発されるなど、2009年に太陽光の余剰電力買取制度が開始される前から、再エネを速やかに電力系統に連系できるようにするための研究開発が行われてきた。さらに、「電力系統出力変動対策技術開発事業(2016～2018年)」、「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発(2019～2021年)」等を通じて、再エネが大量に導入された際に顕在化すると想定される課題解決に取り組んできたが、今後は、再エネ主力電源化を実現していくために、より積極的な技術開発が必要になる。このため、本項目では、再エネ主力電源化の実現を視野に入れて、電力系統において、これまでに解決された課題とこれから解決すべき課題を整理し、今後必要な技術開発テーマの検討を実施する。

具体的には、STEP1では、図14に示すフレームワークを構築するとともに、再エネ主力電源化の実現に必要な要素を列挙し、それらに資する技術開発テーマリストを作成する。その上で、STEP2では、再エネ導入比率が高い地域での取り組み状況と我が国における政策動向、これまでの技術開発内容等を勘案し、今後必要な技術開発テーマを絞り込むとともに、今後の技術開発の方向性を示す。

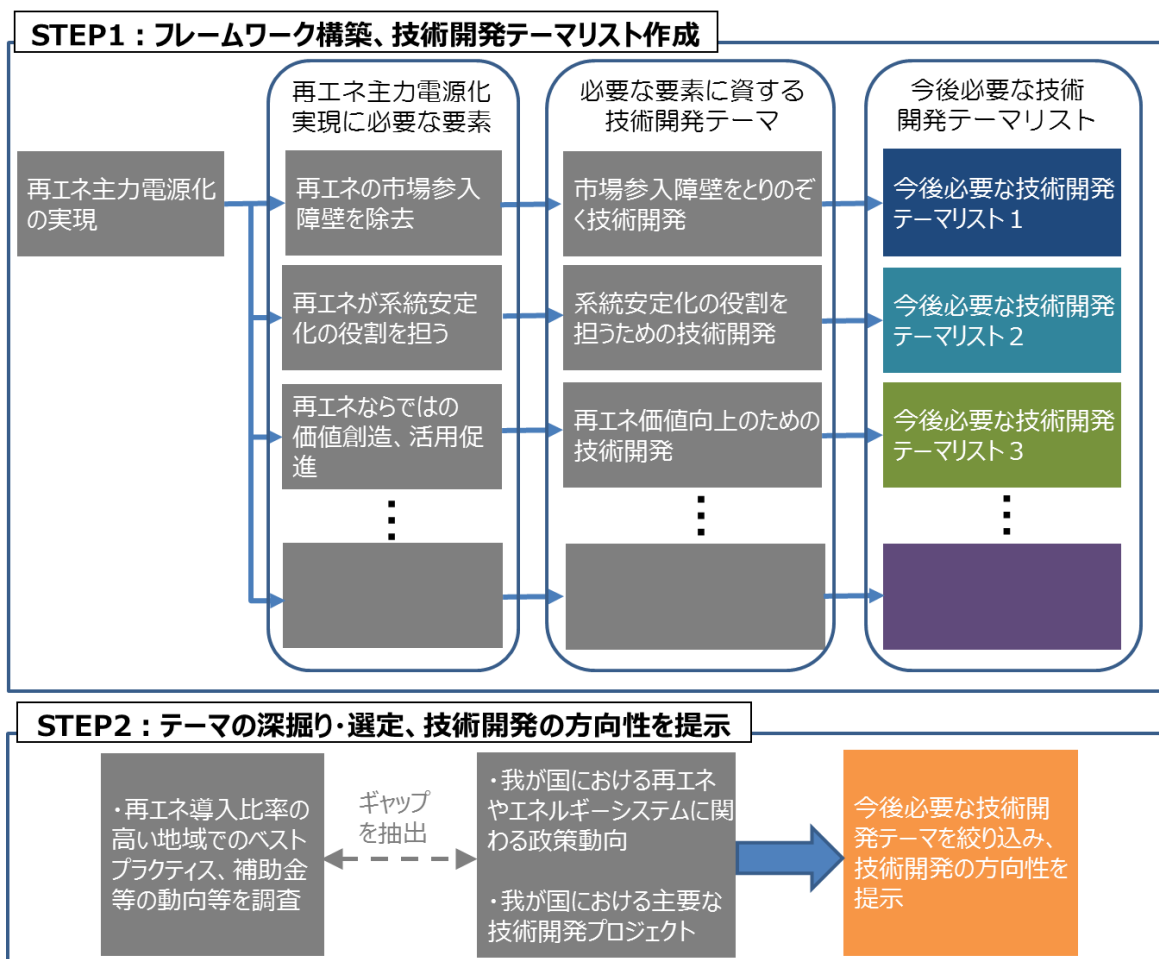
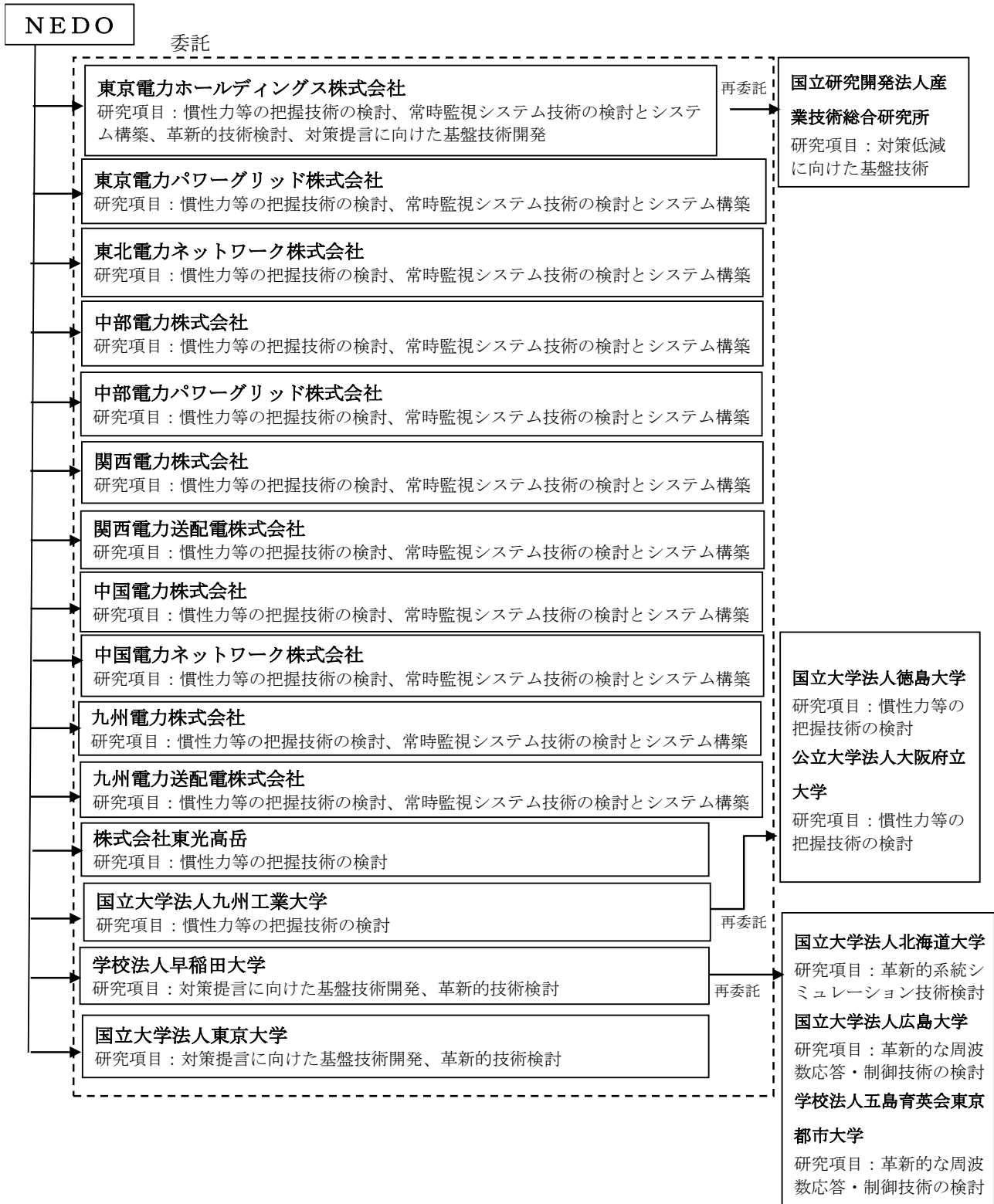


図 14 再エネ主力電源化の実現に向けた課題検討のイメージ

2.1.2 研究開発項目の実施体制

本事業は、一般送配電事業者、大学等が協調して推進していくことが必要であり、東京電力ホールディングスが代表機関となって2019年度より委託事業として実施している。



2.1.3 研究開発項目の運営管理

PL、SPL からの助言に加え、外部有識者が参加する検討委員会を設置し、外部有識者に助言を得ながら、調査及び開発を進めている。また、この委員会には、送配電網協議会（2020 年度までは電機事業連合会）もオブザーバとして参加し、政策の議論と歩調を合わせている。

検討委員会における登録委員

| 氏名 | 所属・役職 |
|------------|---------------------|
| 馬場 旬平（委員長） | 国立大学法人東京大学・教授 |
| 横山 明彦 | 国立大学法人東京大学・教授 |
| 斎藤 浩海 | 国立大学法人東北大学・教授 |
| 石亀 篤司 | 公立大学法人大阪大阪公立大学・教授 |
| 林 泰弘 | 学校法人早稲田大学・教授 |
| 北 裕幸 | 国立大学法人北海道大学・教授 |
| 餘利野 直人 | 国立大学法人広島大学・教授 |
| 北内 義弘 | 一般財団法人電力中央研究所・首席研究員 |

2.2. 研究開発項目[2]－ 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

2.2.1 研究開発項目の内容

[1] 需要家側リソースおよび制御方式の調査

[1] - 1 需要家データの計測・収集（担当：電力中央研究所〔再委託：関西電力送配電〕）

1) データ収集装置の設置

各種制御に関するシミュレーションに必要となる地域大の需要パターン作成のため、大阪府内等における住宅需要家の屋内配線毎の詳細な需要データを収集する。このためのデータ収集装置を製作し各需要家に設置する。測定は、初年度に 30 件程度、次年度に 120 件程度の計測を行うものとし、測定箇所にて VCT 等を設置する。測定項目は主幹部について有効電力（順潮流、逆潮流）・電圧実効値とし、分岐回路は有効電力（順潮流、逆潮流）とする。

2) 需要家データ収集

需要家の屋内配線に設置した CT に通信機器を接続し、専用の携帯回線を用いて 1 分間ごとのデータを収集サーバーへ伝送することで、機器の使用状況に応じたデータを蓄積する。

3) 需要家データ分析

計測・収集した需要データを分析・整理する。

[1] - 2 需要家の負荷モデル、分散電源モデルの作成（担当：電力中央研究所）

計測・収集した需要家の需要データを元に、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成する。

[1] - 3 需要家側制御方式及び需要家側リソースの調査（担当：電力中央研究所）

配電線に接続される VPP 用の需要家側リソースが、系統大のエネルギー市場や需給調整力市場などに活用されることにより、配電系統の電圧・潮流管理に影響を及ぼすことが懸念される。ここでは、まず VPP リソースが配電線に接続され、VPP アグリゲータにより制御されていることを想定するにあたり、

- ① どのようなリソースがどのくらいの容量で連系されているのか
- ② VPP アグリゲータは、それらのリソースを用いて、どの市場に投入し、どのような制御方針の下で VPP リソースを運用しているのか
- ③ どのような通信方式と媒体が適用されているのか

など、上記 3 点について、国内外のプロジェクトなどの文献調査や訪問調査を実施して情報収集する。

調査対象としては、国内は VPP プロジェクトの内容を調査し、国外では VPP 事業を実際に進めていると考えられる、南オーストラリア州の取組み、米国オアフ島の取組み、米国 PJM 管内における取組み、バーモント州における取組み、ドイツにおける取組み等を対象とする。また、本実証においては、VPP 事業に加え、最新の配電制御技術、スマートインバータについても海外調査を実施する。

[1] - 4 アグリゲータや VPP による統合制御、需要家内制御（EMS）のモデル化（担当：電力中央研究所）

需要能動化による配電系統への影響評価のため、[1] - 3 の調査結果から、個別需要家の需要家機器制御方式（PV 発電電力の自家消費、経済運用等）、およびアグリゲータや VPP による需要家側リソースの統合運用制御方式（デマンドレスポンス発動対応、需要ダックカーブ化の改善等）の各シナリオを設定する。また、[1] - 1 で計測した需要データを電力中央研究所既開発プログラム「コミュニティ機器構成・運用法評価プログラム」の入力データとして用い、各シナリオを設定した場合の配電系統全体の負荷電力パターンから分散電源の発電電力パターンおよび蓄電池の充放電電力パターンを差し引いた残余需要パターンを算出する。なお、アグリゲータや VPP の運用制御においては、数値気象モデル等に基づく電力中央研究所既開発の手法を用いて予測された PV 出力を考慮する。ここで作成した残余需要パターンは配電系統の電圧・潮流の解析に活用する。

【2】 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ）（担当：東京電力 HD、東京電力 PG、早稲田大学）

余剰電力買取制度や固定価格買取制度の導入以来、PV の連系量が着実に増加している。PV 連系の申込み後に連系検討を行い、設備対策が必要となった際は、高圧側または低圧側の系統対策が実施されてきた。しかし、PV の更なる連系拡大を目指す中で、電圧対策に対する公平性を向上する観点から、高圧 PCS および低圧 PCS にて力率一定制御が適用され、これまでに一定の効果を上げてきている。一方で、第 5 次エネルギー基本計画が策定され、今後も更なる PV の連系量の拡大が想定されている中で、短中期フェーズにおいて上記に示す系統側対策や力率一定制御を引き続き適用した場合に生じる電圧変動やバンク逆潮流などの課題を整理することが必要である。

また、整理した課題を解決するために、現行対策を高度化することが求められる。具体的には、今まで独立して検討していた系統側の電圧制御機器と需要家側の PCS を協調制御することで、系統電圧や潮流の適正運用の実現を目指す（図 1 5）。

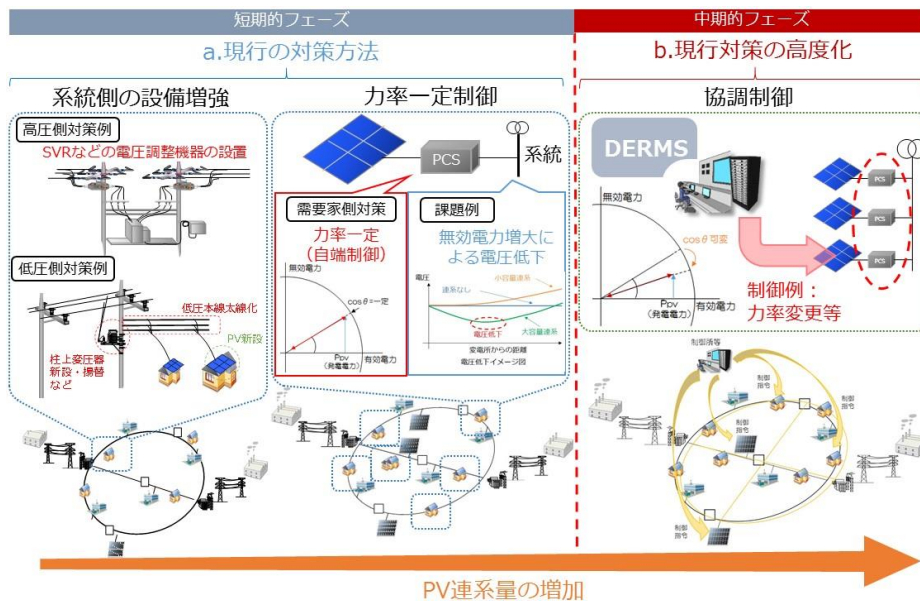


図 1 5 対策手法の概要（短中期フェーズ）

【2】 - 1 太陽光発電大量連系時の現行対策の効果検証

a. 現行対策の効果と課題抽出（担当：東京電力 PG、東京電力 HD、早稲田大学）

PV の新規または増設の申込みがあった際、連系検討の結果、設備増強が必要と判断された場合は高圧側および低圧側の系統対策が実施されてきた。一方で、高圧 PCS および低圧 PCS にて力率一定制御が適用され、これまでに一定の効果を上げてきているものの、第 5 次エネルギー基本計画が策定され、今後も更なる PV の連系量の拡大が想定されている中で、上記に示す系統側対策や力率一定制御を引き続き適用した場合に生じる電圧変動やバンク逆潮流などの課題とその原因を b で構築するシステムでの実証を通して抽出し、どの程度の連系量でどのような課題が生じる可能性があるか等について整理を行う。

b. 現行対策を具備する検証システムの構築（担当：早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG）

PV 大量連系時における系統側・需要家側（分散型電源）の現行対策手法の効果、ならびに、現行対策を引き続き適用した場合によって生じる課題を検証するためには、大規模な配電系統モデルを用いた数値シミュレーションによる定量的評価と、模擬回路を用いた実験的評価の双方の観点からの評価が必要となる。このため、図 1 6 に示すように、配電用変電所から低圧需要家までを模擬し、多数台（例えば数千台規模）の PCS が連系可能となる数値シミュレーションモデルと電圧制御機器や低圧 PCS の模擬回路を接続した実験評価環境を整備する。数値シミュレーションモデルについては、

現行対策の評価を行う上で必要となる PV、電圧制御機器等のモデル化を行い、現行対策を評価するための検証システムを構築する。特に PV の普及を想定するシナリオは類似の実証等で採用されたシナリオの調査を行い、その調査結果も踏まえてシナリオ構築を実施する。実験評価環境では早稲田大学 EMS 新宿実証センターに構築したアナログ配電システムシミュレータ (ANSWER) を活用する模擬回路試験環境を整備することを想定している。

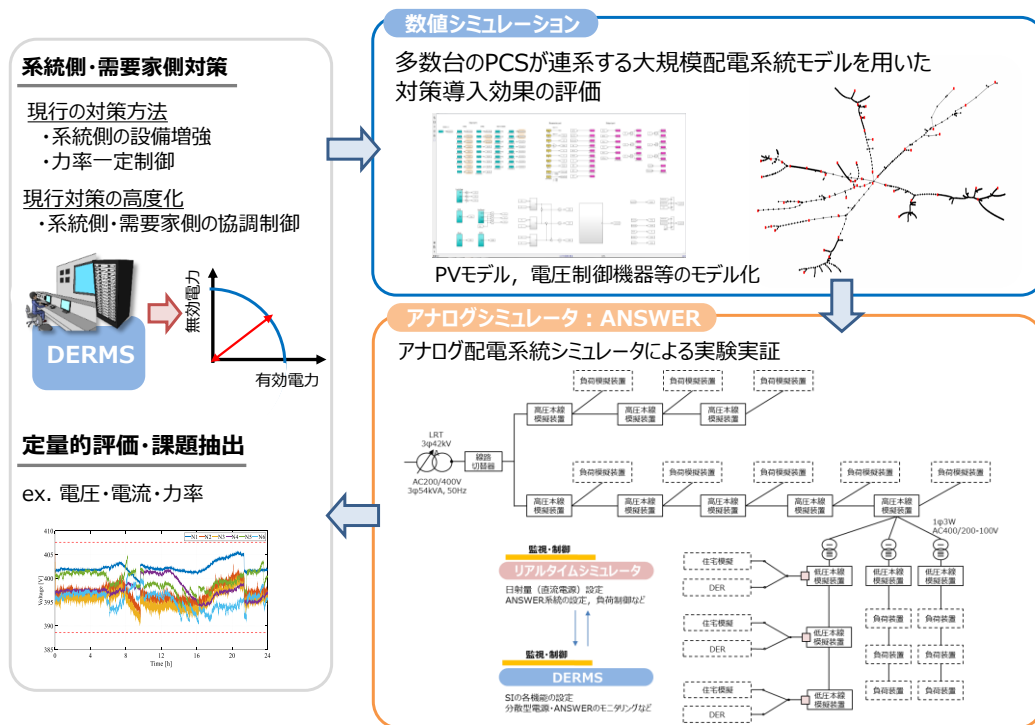


図 16 構築する検証システムのイメージ

[2] - 2 中期的な太陽光発電普及時の需要家側対策の高度化による対策効果検証

a. システム対策及び需要家側対策の協調制御手法の検討 (担当：東京電力 HD、東京電力 PG、早稲田大学)

PV をはじめとする再エネの分散型電源が電力系統に大量導入されていくと、再エネの出力変動による配電線の電圧変動の増大が想定される。電圧変動には、系統側の対策や需要家側 (分散型電源) の対策が考えられ、これまで必要となる対策が都度講じられてきた。配電線によっては PV の連系が集中するケースも想定され、配電系統における電圧変動等の対応がますます困難になり、中長期的には対策コストが莫大になる可能性がある。

本研究では、さらなる再エネの導入拡大を目指す我が国の現状を踏まえ、配電線における電圧変動対策の高度化を目指す。具体的には、分散型電源の電圧制御機能を活用し、系統側の電圧調整機器および分散型電源それぞれが制御量を適切に分担する電圧制御手法を検討する。また、PV の各導入断面における最適な制御手法を明らかにし、実用化に向けた課題と対応を整理する。

b. 需要家側対策を具備する検証システムの改良 (担当：早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG)

PV の導入量が拡大する中期的なフェーズでは、系統側の対策だけでなく、需要家側 (分散型電源) の対策が必要となり、それぞれの対策手法の導入効果を評価可能なシステムを設計する必要がある。電力系統出力変動対応技術研究開発事業において構築した、分散型電源マネジメントシステム (Distributed Energy Resources Management System : DERMS) やスマートインバータの試験システムをベースとして、系統側・需要家側の中期的な対策手法を評価する上で追加・改良すべき機能等について取りまとめ、定量的評価に向けて更なる検証・評価システムの拡張・改良を行う。

c. 太陽光発電普及拡大の各断面での対策効果の評価 (担当：早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG)

構築した検証システムにおいて、PV 普及拡大時の課題を整理し、系統側・需要家側対策の導入効果を数値シミュレーションと模擬回路試験の双方の観点から評価する。また、その結果を PV の導入断面ごとに分析し、系統電圧値、無効電

力量、配電損失量などの評価項目ごとに整理することで PV の導入断面ごとに効果的な対策手法を明らかにし、実用化に向けた課題と対応について取りまとめる。検討結果の評価に際し、類似の実証等の評価指標・評価方法を調査し、その調査結果も踏まえ、対策効果を取りまとめる。

〔2〕-3 海外での検討・実施状況の情報収集

配電線電圧・潮流制御に関して、PV 連系が増加してきたときの系統側対策や需要家側対策に必要な機能等について、欧米での先行適用事例や検討・実証状況について現地視察や意見交換を通して情報収集を行い、〔2〕-1、〔2〕-2 で検討に活用する。調査対象としては、集中型の電圧制御、分散電源の無効電力制御・出力抑制に関する費用便益評価を実施しているフランスの取組み、研究機関と共同で先進的な無効電力を活用した電圧制御に取り組んでいるドイツの取組み、分散型電源導入時の集中制御について検討した事例があるスペインの取組み等を想定している他、文献調査の結果等も踏まえて選定していく。

〔3〕 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（中長期フェーズ）

〔3〕-1 配電線モデルの構築（担当：電力中央研究所）

後述の各種制御方式の評価を目的とした、特性の異なる一般的な配電線モデル（商業地区、住宅地区、郊外地区）を組み合わせた 1 バンク配電線モデルを構築する。

〔3〕-2 強化学習を用いた自端制御方式・自律分散型ローカル制御方式の開発（担当：大阪府立大学）

大阪府立大学にて開発を行ってきた強化学習を用いた自端電圧制御方式および必要最低限の情報から他の EMS 動作を推測し協調を図りながら電圧制御を実施する自律分散型協調制御方式について改良を行い、機能の検証を計算機シミュレーションで実施する。本研究で用いる強化学習の概念を図 1 7 に示す。

強化学習は、数値化された報酬信号を最大にするために、環境から得られた状態情報から行動決定方針（方策）を学習することで、適切な行動選択を行う手法であり、近年注目を集める人工知能を形成する手法の一つである。強化学習は試行錯誤を通じた学習を行うため、従来の手法（最適化理論、教師あり学習）に比べ、不確実性を有する場合や、計測・設定が難しい場合やパラメータが多い場合に対して優れた解を得られる可能性が高いことが報告されている。本研究で対象とする配電系統の電圧適正化問題についても、PV 普及や需要家行動の変化に伴い不確実性が高くなりつつあること、広範囲に渡るシステムであるため、一意にパラメータ設計が難しいことを考慮すると強化学習の適用は有用であると考えられる。強化学習を用いた自端制御方式及び自律分散型ローカル制御方式は、図 1 8 に示すように、柱上変圧器以下の需要家群を対象に制御を行う。本手法はこれまでに自端情報のみに基づいた強化学習による無効電力調整で電圧制御を実施する手法を開発しているが、本実証においては、高度化として PCS 群の無効電力分担の偏りを解消する等の“自端制御ながら協調的”に電圧を制御する手法、及び過去の制御実績をデータベース化し、その情報を活用することで協調的に電圧を制御する手法を開発する。

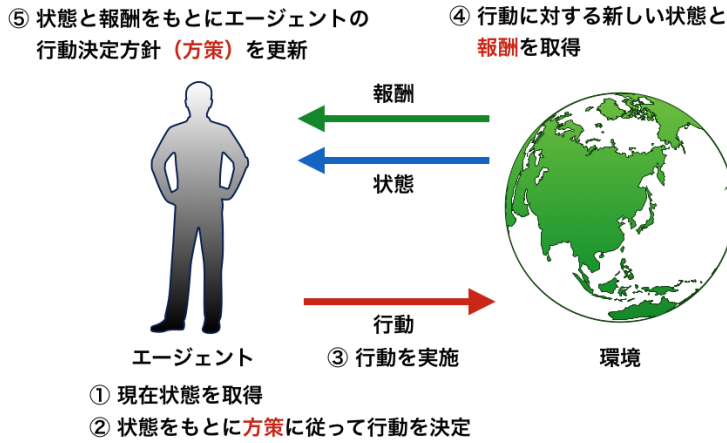


図 1 7 強化学習の概念

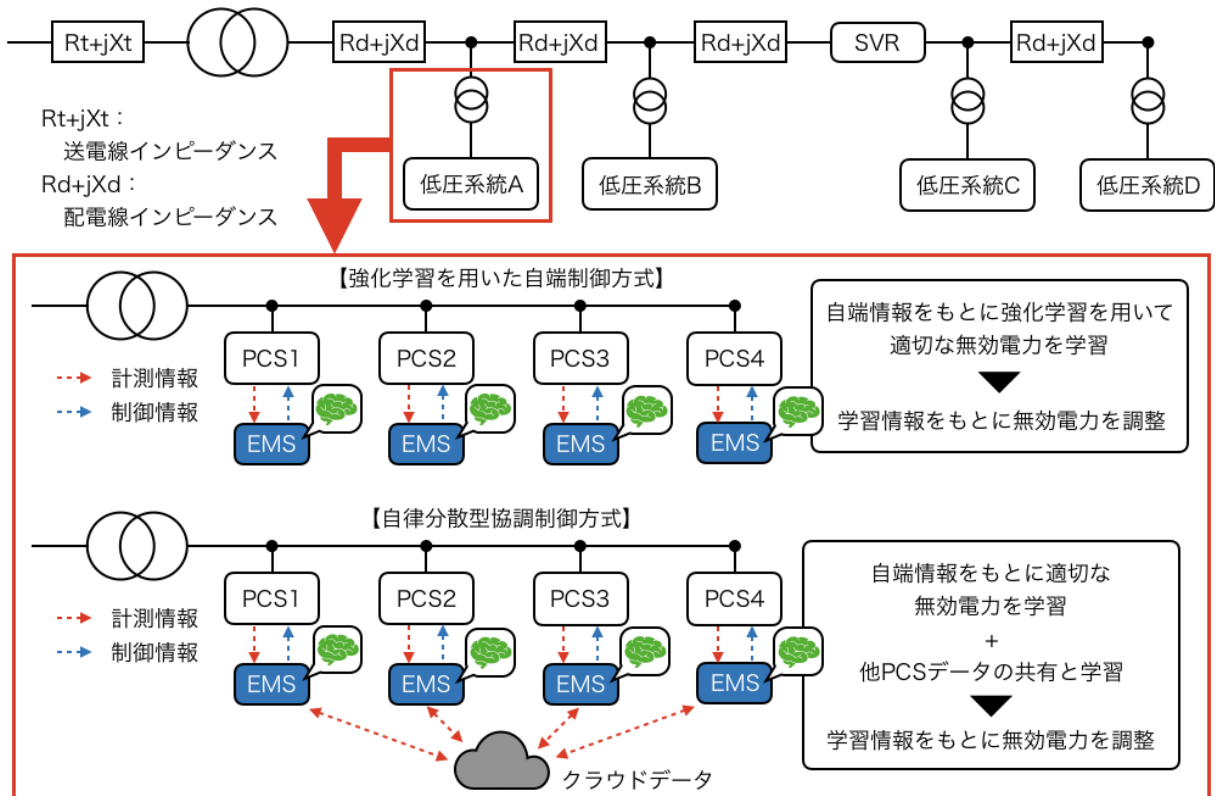


図 1 8 強化学習を用いた自端方式及び自律分散型ローカル制御方式のイメージ

[3] - 3 ローカル自律制御方式の高度化（担当：電力中央研究所）

電力中央研究所にて開発を行ったローカル自律制御をベースとし、高度化・組合せを行う。ローカル自律制御は図 1 9 ローカル自律制御方式の概要 1

に示すように、柱上変圧器以下の需要家群を対象に制御を行う。電力中央研究所がこれまでに開発したローカル自律制御方式は図 2 0 に示すように、柱上変圧器以下の需要家が所有する PCS の連系端電圧、有効電力、無効電力、力率、機器容量、接続地点を共有し、PCS 群が決められた力率上下限値の範囲の力率となるように各 PCS の無効電力分担量を決める手法である。また、無効電力分担量は、連系点電圧が高い PCS を優先することによって、無効電力量を減ら

す工夫を行っている。なお、すべての PCS が設定された力率下限値となってもなお、電圧上昇が抑制しきれない場合においては、力率下限値をより低い値へと変更する。本手法は低圧配電システムのみを対象とし、無効電力低減効果、相互干渉性を評価してきた。本実証では、ローカル自律制御方式の高度化として、低圧配電システムのみならず、高圧配電システムを含めたエリアを対象とし、複数存在する低圧需要家群を対象とした制御手法を開発する。

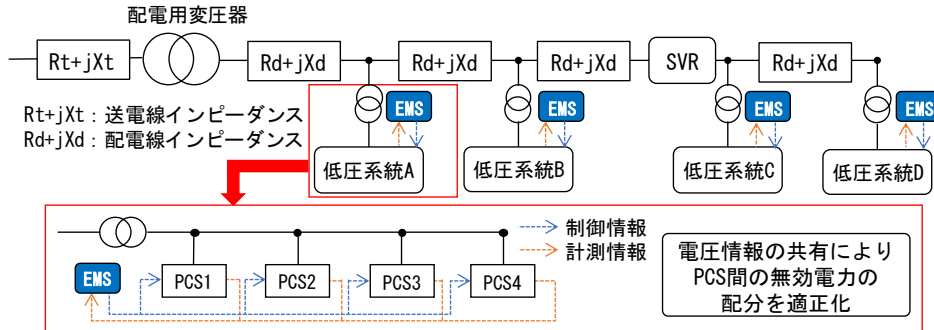


図 19 ローカル自律制御方式の概要 1

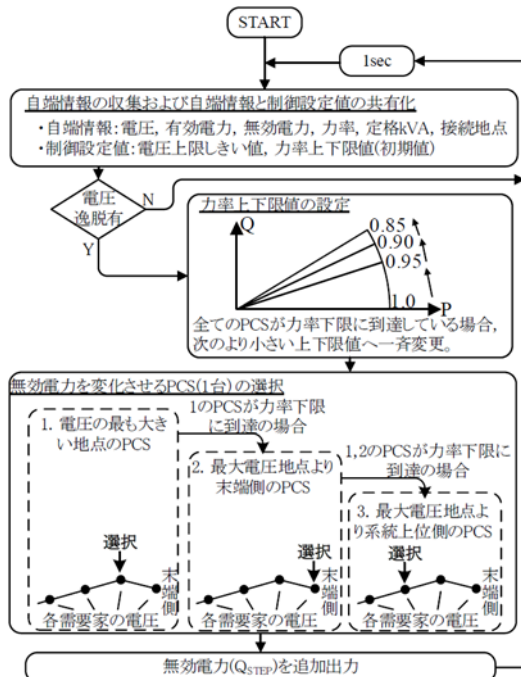


図 20 ローカル自律制御方式の概要 2

[3] - 4 数値シミュレーションによる系統解析評価 (担当：電力中央研究所、大阪府立大学)

[3] - 2、3にて開発を行った各種制御方式に、自端制御方式と集中制御方式を加えた計 4 種の制御方式を比較対象として、適用時期 (中長期フェーズ) に応じた最適な制御方式を検討すると共に電圧・潮流制御性の違い (選択性) を定量的に評価する。比較対象とする自端制御方式は、逆潮流による電圧上昇を抑制する目的で、連系点電圧が適正範囲から逸脱した場合に進相無効電力出力、出力抑制を行う自動電圧調整装置 (電圧上昇抑制機能) や、運転力率を一定にする力率一定制御等を示す。また、集中制御方式は配電線損失最小化とタップ制御機器の長寿命化を目的として、配電線に設置されているセンサ内蔵開閉器や EMS からの無効電力の制御可能量や LRT や SVR といったタップ位置情報を基に、PCSからの無効電力出力と配電線に設置されているタップ制御機器のタップ位置を最適化する方式

を示す。本実証では、理想的な制御量を算出する手法として、集中制御方式を用い、各手法との無効電力量、電圧逸脱発生量等を比較、検証する。

〔4〕 開発方式の実証評価

〔4〕-1 実規模スケール実証試験設備の構築（担当：電力中央研究所）

〔3〕で開発したローカル自律制御方式、及び集中制御方式について、低圧配電線単位および複数の低圧配電線が分散接続した高圧配電線全体での各制御特性について適切に実証するため、高圧配電線の始端部、中間部、末端部の3地点に低圧配電線を接続するとともに、各低圧配電線にはそれぞれ3台の模擬PCS装置を分散接続させる構成を考え、電力中央研究所赤城試験センターの模擬グリッド試験設備に以下の装置を追加設置する。これにより、シミュレーション模擬が困難な通信の応答性や実需要家設備との制御干渉まで含めた総合的な実証評価を行うことを可能にする。

- ① 模擬負荷装置（10kW） 9台
- ② 模擬PCS装置（10kW） 9台
- ③ 低圧模擬配電線 3台
- ④ 柱上変圧器 3台
- ⑤ 計測器（低圧需要家受電点の電圧、電流、有効電力、無効電力） 9台
- ⑥ ローカル自律制御システム 3台
- ⑦ 集中制御システム 1台
- ⑧ 制御用通信システム 1式

まず、複数の需要家を統合制御するためにローカル・集中制御システムが必要となる、監視・制御用の通信システムの構築を行う。ここでは、実際の配電システムの電圧・潮流管理システムへ適用するための仕様を検討するため、通信方式やデータ量の比較およびコストやデータ伝送速度等の課題の抽出も実施する。次に、需要家機器を活用したローカル・集中制御システムの基礎的な動作検証のため、実際の系統に近いインピーダンス値を模擬できる低圧模擬配電線路と、3軒程度の低圧需要家の電力需要パターンおよび需要家所有分散電源の発電パターンを模擬する模擬負荷装置、模擬PCS装置および各需要家のスマートメータを模擬する計測器を設置し、開発したローカル・集中制御システムの制御動作検証および制御効果の一部検証を実施する。

さらに、開発方式の配電システム全体での運用を見据えた実証評価のため、低圧需要家3軒を模擬する低圧系統を配電線上の始端部、中間部、末端部の3地点に分散して設置し、低圧系統間の制御干渉の影響も含めた動作検証を実施可能な模擬グリッド試験設備を構築する。

これらの設備を構築・整備することにより、シミュレーションでは模擬できない通信システムの遅れ、適切な無効電力制御量を計算するためのローカル・集中制御システムの演算時間、制御指令が与えられてからPV用PCS実機が動作するまでの動作遅延を考慮した開発手法の実証評価が可能となる。また、本設備を構築・整備することにより、実際の系統に近いインピーダンス値を任意に設定して実証評価できるようになる。

さらに、実際には配電用変圧器からは複数の配電線フィーダーが接続されているため、模擬グリッド配電線以外の他回線の配電線フィーダーを模擬するため、図2-1に示すように、リアルタイムシミュレータ内に複数の配電線フィーダーモデルを構築し、模擬グリッド試験設備（実機）の実配電線潮流データをリアルタイムでシミュレータ内に取り込み、取り込んだデータを用いてリアルタイムシミュレータ内で演算した配電用変圧器二次側電圧（LRT制御を考慮）を模擬グリッド配電線の送り出し電圧（図2-1ではBTB電源装置の出力電圧指令値）として反映することで、配電用変圧器一バンク規模を模擬する模擬グリッド試験設備を構築する。加えて、リアルタイムシミュレータ内では送電線インピーダンスを模擬することにより、各制御方式適用時の配電系統と二次系統間の有効・無効電力潮流の変化による二次系統の電圧変化の影響も考慮可能とした実証評価設備を構築する。

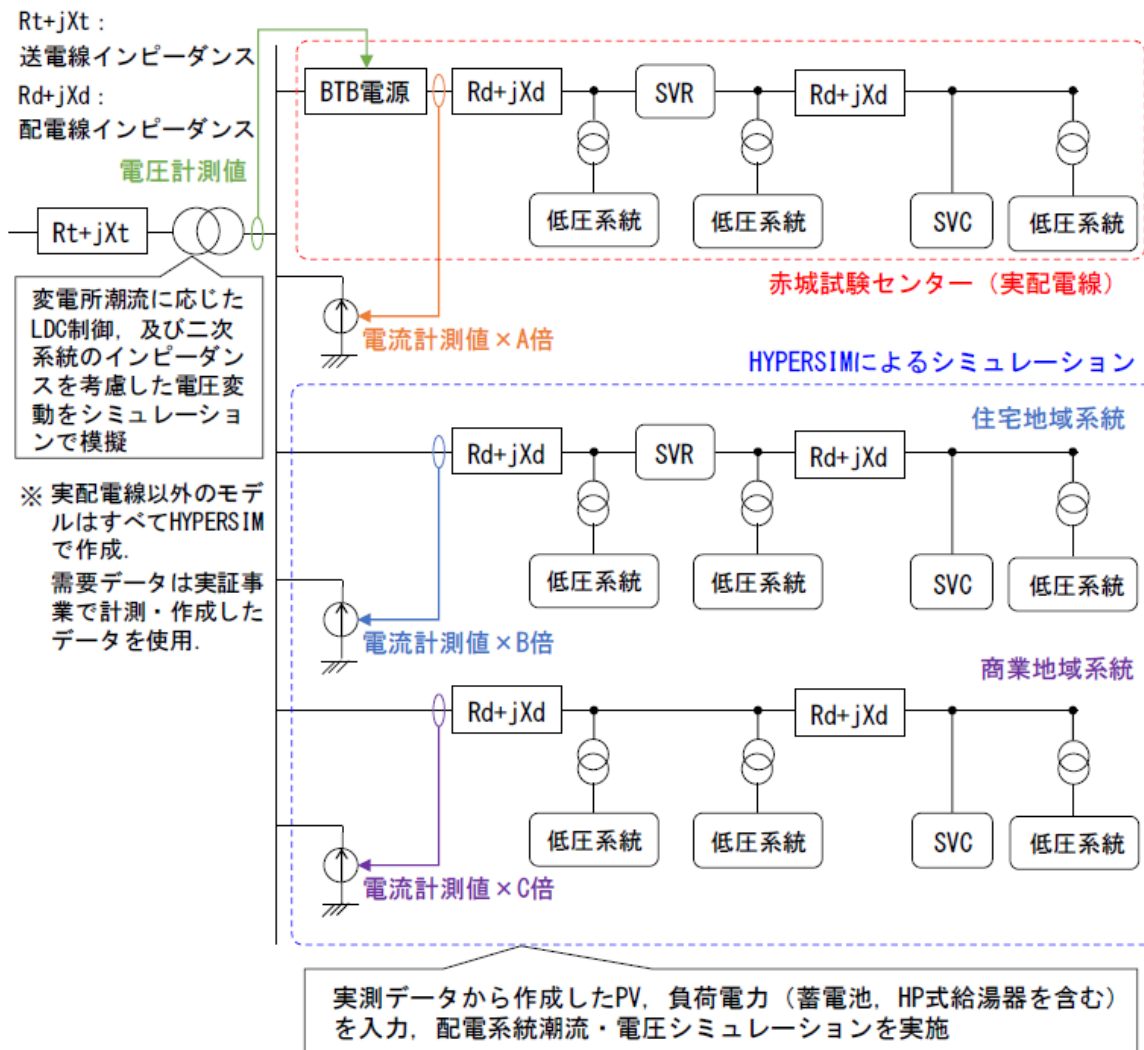


図 2 1 開発方式の実証評価回路構成の概要

[4] - 2 模擬実験設備（単機試験）の構築（担当：大阪府立大学）

[3] の強化学習を用いた自端制御方式および自律分散型ローカル制御方式の学習データの生成と実証評価を行うため、大阪府立大学実験室内に以下の設備を構築し（図 2 2）、実証評価を行う。なお、図 2 2において、既設の実験設備に対する増強部分を青色で示す。

配電系統模擬装置およびインバータ模擬装置を新設する。蓄電池は大阪府立大学所有の Li-ion 電池を用いる。また、負荷模擬として大阪府立大学所有の電子負荷装置を用いて様々な負荷形状を模擬する。PQ の測定結果に基づきコントローラで学習および制御信号の決定を行い、インバータの無効電力を制御することで電圧制御の実証を行う。

なお、本実験設備では開発方式の単機試験を実施し、強化学習による学習データの生成と実証評価を行う。複数の需要家を対象とした検証は、本実験設備で生成した学習データを用いて、[4] - 1 で構築する実規模スケール実証試験設備で実証する。

- ① 配電系統模擬装置 1 台
- ② インバータ模擬装置 1 台
- ③ 太陽電池 1 台

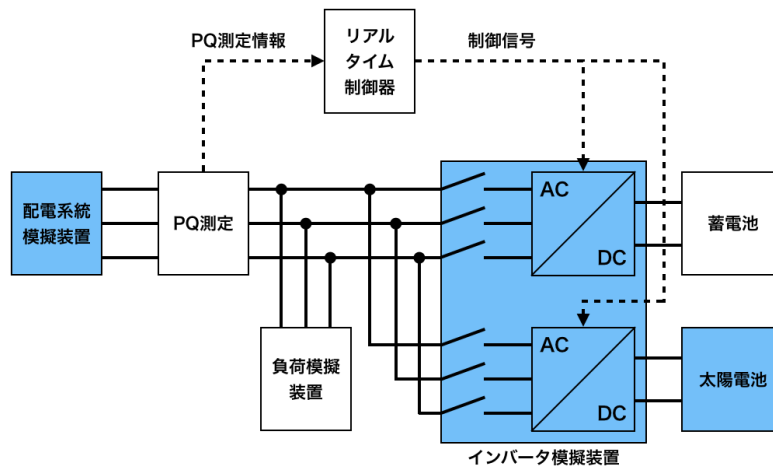


図 2 2 開発方式の模擬実験設備

[4] - 3 開発方式の実証評価 (担当：電力中央研究所、大阪府立大学)

1) 自端制御方式・ローカル自律制御方式の実証評価

① 常時電圧変動時の開発方式の制御動作確認試験

需要能動化が進展した場合の需要変動パターン、PV 出力パターン、および配電用変圧器や SVR のタップ動作による電圧変動時において、開発手法の導入による潮流適正化 (PV 発電機会損失の低減、PV 用 PCS による無効電力出力量の低減)、および電圧適正化の効果を検証する。

② 開発方式と既存方式混在時の協調動作確認試験

同一の低圧系統内において、開発方式を適用した PCS と既存方式 (力率一定制御または自動電圧調整機能) を具備した市販 PCS が混在した場合においても、開発方式適用 PCS の導入により潮流適正化 (PV 発電機会損失の低減、PV 用 PCS の無効電力出力量の低減) および電圧適正化が行えることを確認する。ここで、開発方式適用 PCS の台数をパラメータとして変化させ、試験を実施する。

③ 複数低圧系統間の干渉影響評価試験および系統切り替え時の動作検証試験

同一の 6kV 配電線上に、開発方式を適用した複数の低圧系統が存在する場合に、低圧系統間の制御干渉無く、配電系統の潮流・電圧適正化が行われることを確認する。また、系統切替が発生した場合においても、各低圧系統間で適切に無効電力の分担が行えることを確認する。

④ 通信障害発生時の動作確認試験

ローカル制御システムと需要家間に模擬的に通信障害 (計測情報の取得不可、制御指令の伝達不可、またはその両方) を発生させた場合の、ローカル制御システムおよび各 PV 用 PCS の動作が系統上問題無いことを確認する。

2) 集中制御方式の実証評価

[3] の集中制御方式の実証評価試験を実施する。具体的には、以下の試験を実施する。

① 常時電圧変動時の開発方式の制御動作確認試験

需要能動化が進展した場合の需要変動パターン、PV 出力パターン、および配電用変圧器や SVR のタップ動作による電圧変動時において、開発手法の導入による潮流適正化 (PV 発電機会損失の低減、PV 用 PCS による無効電力出力量の低減)、および電圧適正化の効果を検証する。また、集中制御システム適用時の PV 発電機会損失、および PV 用 PCS による無効電力出力量がローカル自律制御方式を適用した場合と比較して低減されることを確認する。

② 通信障害発生時の動作確認試験

集中制御システムとローカル自律制御システム、および需要家間に模擬的に通信障害（計測情報の取得不可、制御指令の伝達不可、またはその両方）を発生させた場合の、各制御システムおよび各 PV 用 PCS の動作が系統上問題無いことを確認する。

【5】 配電系統用解析ツールの調査と標準化検討（担当：電力中央研究所、東京電力 PG）

【5】 - 1 国内外の配電系統用解析ツールの実態調査

国内の重電メーカーや電力会社において、現在活用されている解析ツールを調査し、仕様や機能を取りまとめる。調査結果より、オンラインとオフライン、現場活用と本店・研究所活用、潮流計算・実効値計算と瞬時値計算など、それぞれの用途や適用箇所において、必要とされる機能や仕様を抽出する。国外において、現在活用されている解析ツールを WEB、文献、および一部聞き取りにより調査し、仕様や機能を取りまとめる。主な調査国は、米国、欧州である。また、解析ツール用の配電系統モデルの整備状況も調査し、モデルのレベルや有用性を取りまとめる。

【5】 - 2 国内外の配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズ調査

国内外の配電事業者に、解析ツールのニーズに関する調査を行い、現在から将来にかけて、配電系統用解析ツールに必要な仕様と機能を取りまとめる。また、国内外の配電系統における問題点を調査し、その対策に必要な解析ツールの仕様と機能を検討する。問題点には、電圧変動などの電力品質面や事故時運用面の他に、電力自由化の進展により出現するであろう VPP 事業者やアグリゲータによる需要家機器の一括制御の影響も含む。

【5】 - 3 配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討

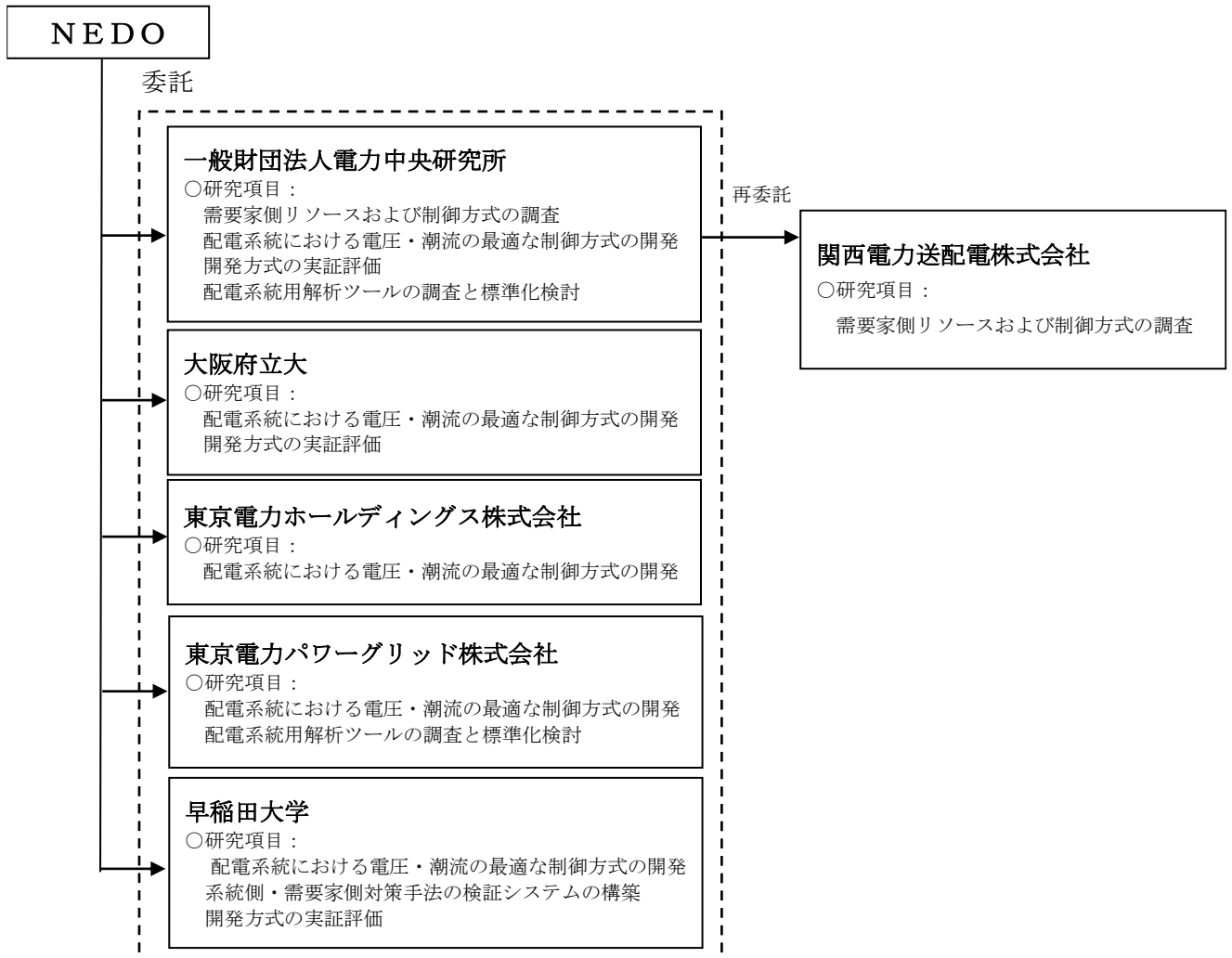
代表的な解析ツールにおいて、実際の配電線センサーを計測し、解析結果と比較することで精度を評価する。具体的には、解析ツールへの入力データである、配電設備データや負荷・発電データの精度向上方策および省力化方策を検討する。

【5】 - 4 実現すべき配電系統用解析ツールの仕様検討

【5】 - 1 ～ 3 の検討結果より、我が国の配電系統の設計、運用管理において、実現すべき解析ツールの仕様と機能を明らかにする。また、この解析ツールにおいて、必要となる入力データの仕様、及び簡易にデータを入力する方法を明らかにする。最終的に、解析ツールの今後の開発の方向性や解析のためのデータベース構築の方向性を明らかにする。

2.2.2 研究開発項目の実施体制

今後一層の再エネの導入の進展に伴い、顕在化することが予測される大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題を回避するために必要な技術開発に取り組むため、一般送配電事業者と大学、研究機関等が協調して推進していくことが必要であり、電力中央研究所が代表機関となり、以下の体制で 2019 年度から委託事業として実施している。



2.2.3 研究開発項目の運営管理

PL、SPL からの助言に加え、外部有識者が参加する検討委員会を設置し、外部有識者に助言を得ながら、調査及び開発を進めている。また、この委員会には、送配電網協議会（2020 年度までは電機事業連合会）もオブザーバとして参加し、政策の議論と歩調を合わせている。

検討委員会における登録委員（2022 年 2 月時点）

| 氏名 | 所属・役職 |
|------------|-----------------|
| 若尾 真治（委員長） | 早稲田大学 理工学術院 教授 |
| 造賀 芳文 | 広島大学 大学院 准教授 |
| 原 亮一 | 北海道大学 大学院 准教授 |
| 田岡 久雄 | 大和大学 教授 |
| 元島 仁志 | 送配電網協議会 工務部 副部長 |

2.3. 研究開発項目[2]－ 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

2.3.1 研究開発項目の内容

再エネの大量導入を目的として、配電系統の電力品質を維持しつつ、保安上求められる時限以内に検出できる技術開発、具体的には、“電圧フリッカを発生させない方式または能動信号（無効電力）に頼らない方式の開発”および“簡易な転送遮断方式の提案”について以下を実施する。

① 逆変換装置を用いた高圧連系における電力品質障害の発生状況調査の実施

全国の一般送配電事業者における逆変換装置を用いた高圧連系発電設備において、電圧フリッカ等の電力品質障害調査を実施する。調査結果から、高圧連系発電設備が起因として発生した電圧フリッカについて、能動的方式の種別・系統条件等を把握する。

② 配電系統における低圧連系の新型能動的方式および従来型能動的方式、高圧連系の従来型能動的方式等の連系量調査の実施

全国における分散型電源の連系量が比較的多い配電系統において、低圧連系量および高圧連系量を調査する。

③ 現系統における適切な能動信号（無効電力）注入量を評価

配電系統における新型能動的方式の導入量については、開発時の想定より大幅に上回っている可能性があることから、電力品質と保安を両立する無効電力の必要注入量を求めるため、配電系統を模擬した試験回路等にて、単独運転状態を発生させたいうで、新型能動的方式 PCS と従来型 PCS（低圧連系の新型能動以外および高圧連系）の連系量比率およびインピーダンス等を可変した場合において、能動信号（無効電力）の注入量を低減させていき、単独運転状態の継続有無を評価する。

④ 電圧フリッカを発生させない方式または能動信号（無効電力）に頼らない方式の開発

現状、一般的に流通している「スリップモード周波数シフト方式」は、定期的に能動信号（無効電力）を注入しない単独運転検出方式として知られている（系統連系規程に記載されている）が、この検出方式については、詳細までは規格化されていないことから、系統電圧の歪み等により周波数変化を誤検出して無効電力を注入してしまい、電圧フリッカを発生させている可能性も考えられる。そこで、電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式を開発する。具体的には、周波数を精度よく検出する技術を活用し、停電発生による周波数変化のみを検出して周波数をシフトさせる技術、およびシフトさせた周波数を一般的な周波数検出ではなく、周波数変化率を検出する新たな方式により少ない無効電力注入量（周波数シフト量）でも高速に単独運転状態を検出できる技術等を開発することで、単独運転は保安上求められる時限以内に確実に検出し、FRT 要件も満足する（瞬時停電や瞬時電圧低下時は誤検出しない）電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式を新たに開発して提案する。

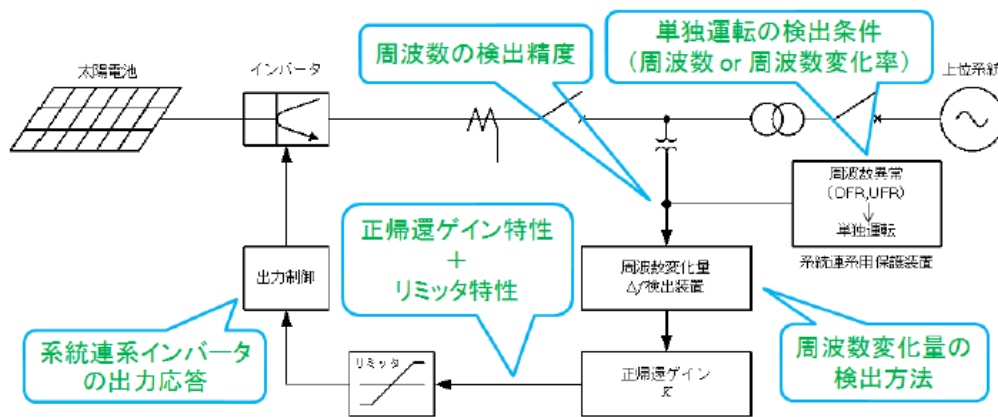


図 2 3 電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式

または、②配電系統における低圧連系の新型能動的方式および従来型能動的方式、高圧連系の従来型能動的方式等の連系量調査をもとに、その配電系統において単独運転が発生したときの電圧の位相跳躍や周波数の変化状況を確認し、受動的方式のみで検出するために要求される性能を明確にして、その要求性能を満足する能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式を開発して提案する。

⑤ 簡易な転送遮断方式の提案

変電所の配電線遮断器や配電線の開閉器の開放信号を転送し、高圧連系点開閉器または、区間開閉器にて受信し開放することで単独運転状態のバランスを崩すなど、無効電力を注入しない方式を検討し提案する。併せて運用に際しての課題についても整理を行う。

⑥ 規程類への反映に向けた整理

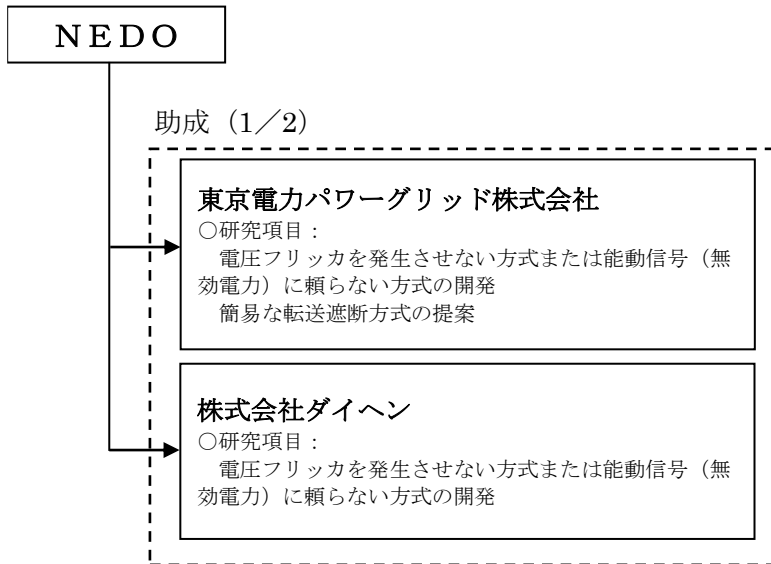
本研究成果の取りまとめを行い、系統連系規程等の規程類への反映に向けた整理を実施する。

さらに、研究開発を効率的かつ効果的に推進するにあたり、本研究開発にかかる委員会を設置し、各分野の外部有識者に参加いただき、プロジェクト運営への意見・示唆を得るとともに、それぞれの研究項目に関する将来の展開に向けた評価を実施する。委員会は、原則年 2 回の開催とし、事務局は東京電力パワーグリッドを中心に行う。なお、有識者委員については、NEDO と協議の上、決定するものとする。

PVに代表される逆変換装置を用いた高圧連系の単独運転方式については、従来型の単独運転検出方式が具備されているが、系統連系規程における単独運転検出機能は逆変換装置を用いた高圧連系と低圧連系の連系要件が同様とされており、新型能動的方式の類似方式を具備しているものも散見される。そのため、連系量の増加により高圧連系起因で電圧フリッカが発生する可能性がある。今後、高圧連系の増加が想定され、電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式または能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式の開発が急がれることから、本研究において電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式や簡易な転送遮断方式について検証し、規程類への反映に向けた整理を行う。

2.3.2 研究開発項目の実施体制

本研究においては、東京電力パワーグリッド、ダイヘンが各実施項目を分担し、太陽光発電を中心とした再エネの大量導入を目的として、配電系統の電力品質を維持しつつ、保安上求められる時限以内に検出可能な、高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式を開発する。



3. 情勢変化への対応

本事業開始後、2019年の台風15号・19号、2020年以降の世界的な新型コロナウイルスの流行が生じた。この予期せぬ情勢変化に対して、以下のような対応を行い、本事業への影響を極力回避するよう努力した。

- 2019年9月、10月にそれぞれ発生した台風15号および19号により、東京都新島村に設置された風力発電および太陽光発電の設備が破損し事業の進捗に影響があったが、再エネを必要としない試験を前倒しで実施する等の工夫により大幅な進捗遅れは発生していない。
- 新型コロナウイルスの蔓延により、2020年度以降は海外出張が困難になった。このため、海外現地でのヒアリング等は実施できなかったものの、計画していた海外調査の実施方法を変更し、2020年度からは、文献調査やオンラインでのヒアリング調査を実施した。事前質問内容などの事前調整を行うなどの工夫も行った結果、必要な情報の収集ができ、ほぼ計画していた内容の成果を得られ、本事業の成果報告書に反映することができた。
- 新型コロナウイルスの蔓延により、2020年度以降は委員会や会議の対面開催が困難になった。このため、2020年度以降の検討委員会とWGをオンラインで開催した。これまでに経験のない開催方式であり、開催準備等に苦労したが、この結果、計画通りの頻度で委員会や会議を開催でき、支障なく本事業を遂行できた。
- 2020年10月に2050年までにカーボンニュートラルにするとの政府目標を表明する等、再エネ主力電源化に向けた取組みが加速したことから、実施内容を追加した。

4. 評価に関する事項

本事業は、2018年度に事前評価（1次）及び事前評価（2次）を次のとおり実施。

- 事前評価（1次）
 - ①評価の実施時期：2018年5月
 - ②評価手法：外部評価
 - ③評価事務局：スマートコミュニティ部
 - ④評価項目・基準：事前評価における標準的評価項目・評価基準（当時）を適用
 - ・アウトカムの妥当性
 - ・研究開発内容及びアウトプットの妥当性
 - ・NEDO（国）が実施することの必要性
 - ・アウトプットからアウトカム達成に至るまでの道筋（ストーリー）の妥当性
 - ・研究開発の実施・マネジメント体制等の妥当性
 - ・費用対効果の妥当性
 - ・非連続ナショナルプロジェクト
 - ⑤評価委員：非公開
- 事前評価（2次）

- ①評価の実施時期：2018年7月
- ②評価手法：外部評価
- ③評価事務局：研究評価部
- ④評価項目・基準：事前評価における標準的評価項目・評価基準（当時）を適用
 - ・アウトカムの妥当性
 - ・研究開発内容及びアウトプットの妥当性
 - ・NEDO（国）が実施することの必要性
 - ・アウトプットからアウトカム達成に至るまでの道筋（ストーリー）の妥当性
 - ・研究開発の実施・マネジメント体制等の妥当性
 - ・費用対効果の妥当性
 - ・非連続ナショナルプロジェクト
- ⑤評価委員：第56回研究評価委員会として実施

3. 研究開発成果について

1. 事業全体の成果

| 最終目標 | 成果 | 達成度 |
|---|---|-----|
| 研究開発項目[1] – 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発 | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ・PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得及び分析ができています。また開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること ・2つ以上のアプローチを検証した上で、電力システムの慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること ・慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備えている基盤的な手法が開発されていること。また開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること | <ul style="list-style-type: none"> ・各電力会社に設置した PMU データはほぼ欠落なく取得でき、搭載した系統慣性等推定手法により 30 分毎に慣性、安定度推定を実施することができた。構築したシステムをもとに開発時に必要となる要求仕様をまとめ、更には要件定義（業務要件、機能要件、非機能要件）と、システムを構築するために必要な機能仕様についても整理した。 ・基盤的な手法として FFT 手法を選定。さらに異なるアプローチとして KMD 手法と、電源脱落時の RoCoF から算出した慣性推定値とも比較検証を実施。FFT 手法、KMD 手法、RoCoF から推定の 3 手法について検証し、いずれも慣性推定値が慣性積上げ値より大きな値で同様に推移することから慣性積上げ値以外の系統への寄与分が一定程度存在する可能性が示唆された。 慣性低下対策 PCS の開発に取り組み、プロトタイプを製作・評価し、基盤的な手法開発を完了した。また、製作・評価を通じて得られた知見をもとに、慣性低下対策 PCS の標準的な機器仕様、試験法をとりまとめた。電流制御方式（GFL）の基盤的開発完了に加え、電圧制御方式（GFM）についても GFL に比べ良い対策効果を確認するとともに今後の実用化に向けた課題を整理した。 | ◎ |
| 研究開発項目[2] – 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発 | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ・需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器（SVR、TVR、SVC 等）の制御量を適切に分担する 2 つの制御方式（ローカル制御方式及び集中制御方式）を開発すること ・開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正（101V±6V 以内、過負荷無し）に維持可能であること | <ul style="list-style-type: none"> ・自端制御方式、強化学習を用いた制御方式、ローカル自立制御方式、集中制御方式の 4 つの制御方式についてシミュレーションで基本的な特性を検証し、それぞれの効果を確認した。また、再エネ大量導入に伴い、需要の密度が高く、その変化も激しくなる将来において効果的と考えられるローカル自立制御方式について、通信の応答性や需要家側設備との制御干渉等のシミュレーションで検証が難しい事項についても問題が無いことを確認した。 ・現行の力率一定制御手法では、再エネ導入が進んだ場合に電圧逸脱発生の可能性があるが、状況に応じて力率一定値を変更することにより、再エネ大量導入下でも電圧 | ◎ |

| | | |
|---|---|----------|
| | <p>を適正に維持できることを示した。本成果はグリッドコード検討会における根拠として活用され、今後グリッドコードに規定される高低圧 PCS の力率一定制御については、「力率設定値の変更を可能とする機能を有し一般送配電事業者の求めに応じて変更する」ことが定められることとなった。</p> | |
| <p>研究開発項目[2]－2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発</p> | | |
| <p>・インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得できていること</p> | <p>実機試験および系統状況（新型・従来型の割合、系統インピーダンス、能動方式）を変更した数値シミュレーションを通して、高圧連系PCSによるフリッカの発生条件を整理し、適切な無効電力注入量を評価した。能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式（フリッカ判別付周波数変化率方式）を提案し、方向性を見出すことができた。</p> | <p>○</p> |

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

2. 研究開発項目毎の成果

2.1. 研究開発項目[1]－ 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

再エネ大量導入に向けた課題のひとつである系統の慣性低下問題に対応するための基盤技術開発を目的として、(I) 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発、(II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術の開発、さらに再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査を実施した。具体的には、(I) において「常時監視システムの構築」と「系統慣性等推定技術の開発」を実施し、(II) においては「対策提言に向けた基盤技術開発」として、将来の需給シナリオ策定、慣性低下時の合理的対策検討、PCS 対策装置の仕様検討、PCS 対策装置の評価の大きく 4 つを実施するとともに、「革新的技術検討」、さらに「再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査」を実施した。

以降、開発項目 (I) と (II) のそれぞれで得られた成果について、以下の項目立てで記述する。

| 開発項目 | 主担当法人 |
|--|--|
| (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発 | |
| 2-①-1. 海外における系統慣性把握の実態と課題 | 東京電力 HD、関西電力、関西電力送配電 |
| 2-①-2. 系統慣性等常時監視システムの構築 | 東京電力 HD、関西電力、関西電力送配電 |
| 2-①-3. 系統慣性等推定手法の開発 | |
| 2-①-3-1. 発電機慣性積上げ値の整備 | 東京電力 HD、東京電力 PG、中部電力、九州電力、九州電力送配電 |
| 2-①-3-2. 常時変動ベース手法の開発 | 九州工業大学 (FFT 手法)、大阪公立大学 (KMD 手法) |
| 2-①-3-3. イベントベース手法 | 東京電力 HD、東京電力 PG、九州電力送配電、徳島大学 |
| 2-①-4. 系統慣性推定手法の検証評価 | |
| 2-①-4-1. 改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の傾向分析 | 東京電力 HD、九州電力、東北電力 NW、中国電力、中部電力、中部電力 PG |
| 2-①-4-2. 複数のアプローチによる慣性推定値の大きさの妥当性評価 | 東京電力 HD、九州電力 |
| 2-①-4-3. 慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きくなる要因 | 東京電力 HD |
| 2-①-4-4. 需要側慣性の検討 | 中部電力、東京電力 HD |
| 2-①-4-5. 発電機制御系の影響検討 | 中部電力 PG、九州工業大学 |
| 2-①-4-6. 計測地点の影響検討 | 東京電力 HD、九州電力、東北電力 NW、中国電力、中部電力、中部電力 PG |
| 2-①-4-7. 慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因検討のまとめ | 東京電力 HD |

| | |
|------------------------------------|---|
| 2-①-5. 東地域における慣性推定 | 九州工業大学（徳島大学・大阪公立大学）、東北電力 NW、中部電力、中部電力 PG、中国電力 NW |
| 2-①-6. FFT 手法における残された課題 | 九州工業大学（徳島大学・大阪公立大学）、東京電力 HD、東京電力 PG、東北電力 NW、中部電力、中部電力 PG、中国電力 NW、九州電力、九州電力送配電 |
| 2-①-7. PMU 設置箇所の考え方の整理 | 九州工業大学（徳島大学・大阪公立大学）、東京電力 HD、東京電力 PG、中部電力、九州電力、九州電力送配電 |
| (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発 | |
| 2.1 将来の需給シナリオ策定 | 東京大学 |
| 2.2 慣性力等低下時の合理的対策検討 | 東京電力 HD（外注：三菱総合研究所） |
| 2.3. PCS 対策装置の仕様検討 | 東京電力 HD（外注：富士電機） |
| 2.4.慣性低下対策 PCS の評価 | 東京電力 HD（産業技術総合研究所） |
| 2.5 革新的技術検討 | 早稲田大学（北海道大学・広島大学・東京都市大学） |
| 2.6 再エネの主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査 | 東京電力 HD（外注：三菱総合研究所） |

開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発

| 実施項目 | 最終目標 | 成果 | 達成度 |
|--------------|---|---|-----|
| 常時監視システムの構築 | <p>・PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得および分析ができています。</p> <p>・常時監視システムの開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること。</p> | <p>・系統慣性等常時監視システムをゼロベースから開発。各電力会社に設置した PMU データはほぼ欠落なく取得でき、搭載した系統慣性等推定手法により 30 分ごとに慣性、安定度推定を実施することができた。推定結果は HI-PC 上で確認できるほか、ダウンロードも可能とした。またオンラインによる分析以外にも、更なる詳細分析が可能となるようオフライン分析機能を改修。パラメータ変更等による分析が短時間で容易に行えるようになり、推定精度向上にも寄与した。</p> <p>・構築した系統慣性等常時監視システムは必要最低限の機能を備えており、かつ動作等に問題がないことから、構築したシステムを基に開発時に必要となる要求仕様がまとめ、更には要件定義（業務要件、機能要件、非機能要件）と、システムを構築するために必要な機能仕様についても整理し、本事業で開発したシステムの再現性を高めた。</p> | ◎ |
| 系統慣性等推定技術の開発 | <p>・二つ以上のアプローチを検証したうえで、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること</p> | <p>・基盤的な手法として FFT 手法を選定し、検証結果を踏まえ精度向上策の検討を実施。比較指標として慣性積上げ値を整備し、年間を通して慣性推定値が慣性積上げ値の増減の推移を捉えられていることを確認した。更に異なるアプローチとして KMD 手法と、電源脱落時の RoCoF から算出した慣性推定値とも比較検証を実施。FFT 手法を含めた 3 手法共に慣性推定値が慣性積上げ値より大きな値で同様に推移することから慣性積上げ値以外の系統への寄与分が一定程度存在する可能性が示唆された。</p> <p>・系統の慣性を把握する目的上、真値が把握できないなかにおいて実際の RoCoF から算出した慣性推定値を基準としたとき、FFT 手法は電源脱落時しか把握できない RoCoF から算出された慣性と同等に近い値を常時計測できることを確認した。これにより、FFT 手法は慣性を測る目的である RoCoF や Frequency Nadir の管理を行ううえで、活用可能な手法であるといえるが、慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因を把握することが、他への展開も含めて重要となることから、その要因についても検討を実施した。差分の主たる要因としては「発電機制御系」、「需要側慣性」、「計測地点」の影響と整理。発電機制御系や需要側慣性の影響について、実系統では切り分け困難だが、FFT 手法による慣性推定値に含まれて算出されている可能性が高いことが示唆された。計測地点の影響については、慣性中心相当地点を選定することで極小化を図った。これらの影響度の詳細が解明できると更に推定精度が向上できると</p> | ○ |

| | | | |
|--|--|--|--|
| | | ころではあるが、それを運用マージンとした FFT 手法実用化のイメージまで整理することができた。 | |
|--|--|--|--|

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

2-①-1. 海外における系統慣性把握の実態と課題

海外調査結果から、系統の慣性モニタリングは TSO が遠方で監視可能な発電機の慣性を積上げた値（以下、発電機慣性積上げ値）で実施している箇所が大半である。しかし図 2 4 のように、現在は発電機慣性積上げ値が系統の慣性の大半を占めているが、今後多くの国では同期機の連系台数が減少し、相対的に発電機慣性積上げ値以外の慣性の割合が大きくなるため、需要側の慣性等の把握が重要になってくる。そのため、系統の慣性の計測および予測は今後ますます系統運用上重要となることが認識できた。

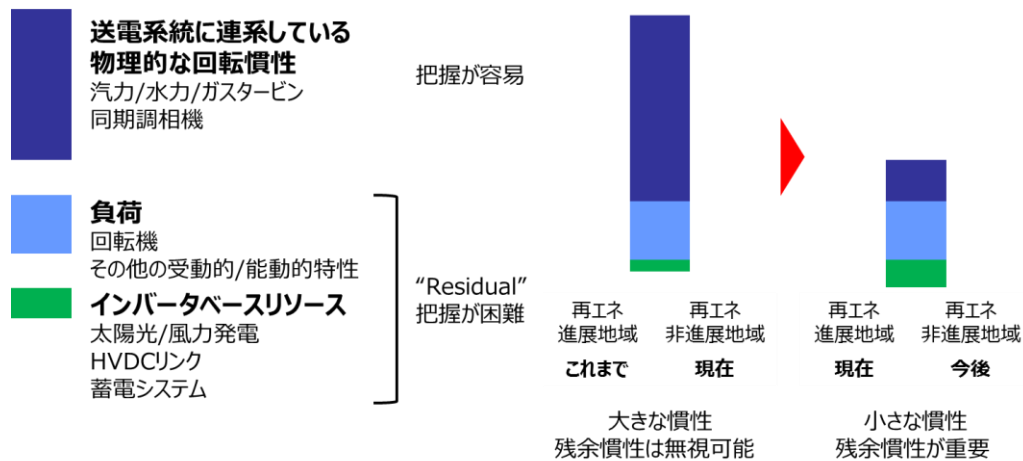


図 2 4 現在と将来の系統の慣性の構成イメージ

出所) GE ヒアリング (2021 年 8 月) より作成

また、現状は想定リスクケースにおける RoCoF を推定したくても、発電機慣性積上げ値以外の寄与分を含めた慣性は電源脱落時のみしか推定できない。系統の慣性は時々刻々と変化しているため、今現在どの程度存在しているのかを常時把握する必要性は高い。

national Grid ESO では図 2 5 のとおり、三つの慣性低下対策を講じているが、その対策コストは図 2 6 のとおり、再エネ導入拡大や連系線の増加に伴い年々増加している。このような背景から、GE と Reactive Technologies それぞれが、開発した慣性推定手法の比較評価を今後数年かけて実施し、系統の慣性の把握・管理を行うことを目指している中で、本事業はその取り組みを踏襲するものといえる。

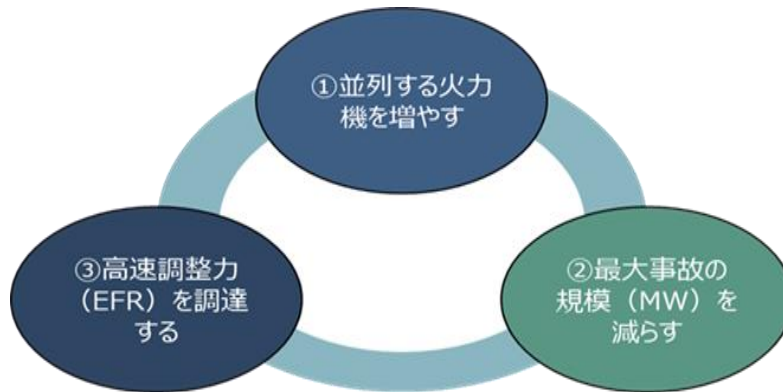


図 2 5 national grid ESO の運用上の慣性低下対応策

出所) 各種文献より作成

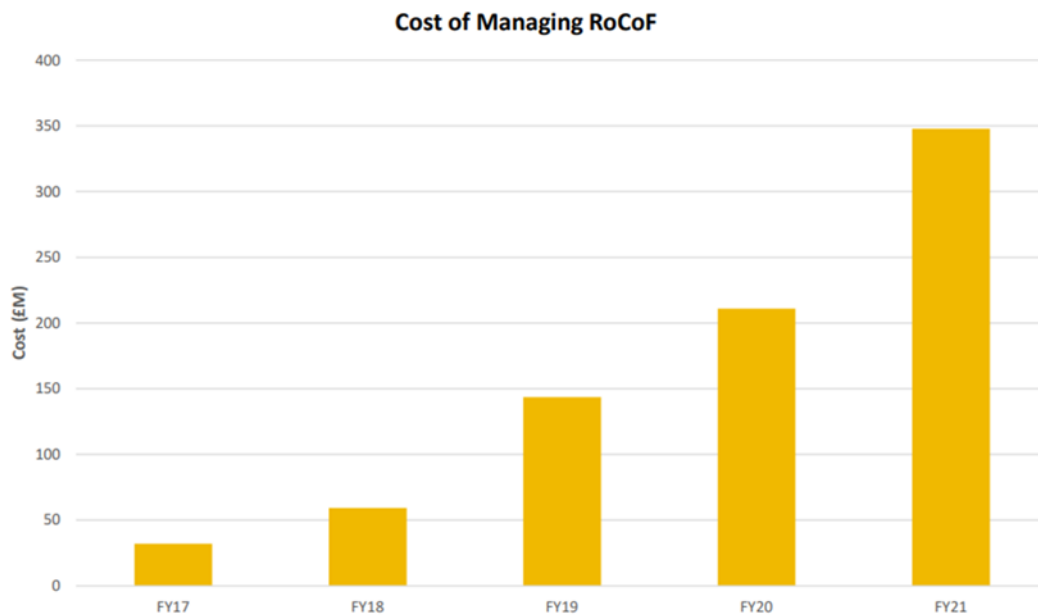


図 2 6 RoCoF 管理にかかるコストの推移

出所) national grid ESO, "System Inertia Monitoring", 閲覧日 : 2021 月 12 月 8 日,
https://www.naspi.org/sites/default/files/2021-06/20210630_naspi_webinar_system_inertia.pdf

2-①-2. 系統慣性等常時監視システムの構築

系統運用者が系統・需給監視に用いている現行のシステムは、系統・需給制御等の業務を遅滞なく遂行することを目的に運用してきたものであり、電圧・潮流監視については装置ごとに非同期である。

一方、今回開発した系統慣性等推定手法には、時刻同期がとれ、時間分解能が高い計測データが必要なため、位相・潮流計測が可能な同期フェーズ計測装置（Phasor Measurement Unit 以下、PMU）を参画電力会社エリア内の基幹系電気所に 40 台設置した。また、これらのデータを受信し、慣性推定を実施する系統慣性等推定中央装置（Central Equipment 以下、CE）を参画電力会社の本社（本店）または研究所に設置した。

最終的には本事業で検証した結果を基に将来的に慣性等を常時監視するシステム開発時に必要となる要件定義の取りまとめまで実施している。

2-①-2-1. 電力系統データ計測網整備

電力系統データのうち、電圧位相差・潮流の情報を計測・収集することを目的として、各電力会社の変電所等に PMU を設置した。

図 2 7 は PMU のイメージ写真である。PMU は電圧・電流振幅、位相等に GPS 時刻情報を付加し、時系列で情報を計測することができる装置である。時間分解能が高く、時刻同期のとれたデータとして多地点の比較が可能である。PMU データを活用することで、従来の電圧・電流等の振幅の情報に加え、位相の情報を活用することが可能となる。また、分解能の高いデータサンプリングが可能になり、従来は把握できなかった電圧位相差や潮流の状況を監視することができるものである。本事業で使用する PMU は、表 4 の条件を満たす「近計システム AMT-7000」を選定した。PMU の設置箇所は後述する系統慣性等推定手法の原理を考慮し、会社間連系線、主要電気所、主要電源近傍に分散配置する方針を定め、東地域 20 台（東京：15 台、東北：5 台）、中西地域 20 台（中部・関西・中国・九州：各々 5 台）を図 2 8 に示す箇所に設置した。



図 27 PMU イメージ

表 4 PMU 要件項目

| 分類 | 項目 | 必要要件 |
|----|--------|--------------------------------------|
| 計測 | 規格 | IEEE C37.118.1a-2014 に準拠／相当の実力を有すること |
| | 入力 | 既設のVT／CT出力レベルと合致し、接続／計測可能なこと |
| | 同期 | GPS信号による時刻同期が可能なこと |
| | サンプリング | 慣性力等推定のため、1サイクル程度毎のデータ取得が可能なこと |
| 通信 | 規格 | IEEE C37.118.2-2011 に準拠していること |
| | I/F | LAN I/F、RJ45、100BASE-TX |
| 設置 | 調達 | 設置箇所検討による必要数を期限内に納入可能なこと |
| | 施工 | 設置工事が比較的容易であること |

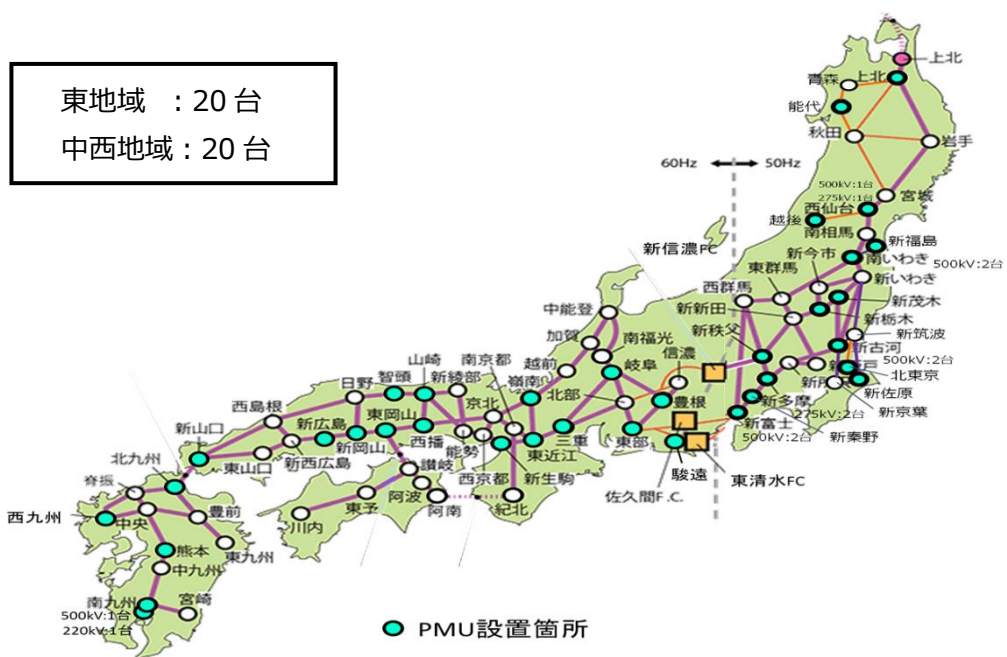


図 28 PMU 設置箇所

出所) 電気事業連合会「全国を連携する送電線」全国基幹連系系統(2014年7月末現在)を一部改変

また、PMUデータを後述する系統慣性等常時監視システムサーバへ伝送するための通信網を整備した。PMUデータは高分解能（50または60フレーム/s）で計測されるデータであるため、データを高速・確実・セキュアに伝送できる通信事業者の公衆回線を利用した。図29にPMUデータ計測網の概要を示す。PMU全40台のうち、光ケーブルを39回線、無線（LTE）を1回線とした。無線（LTE）は比較対象として設置した。

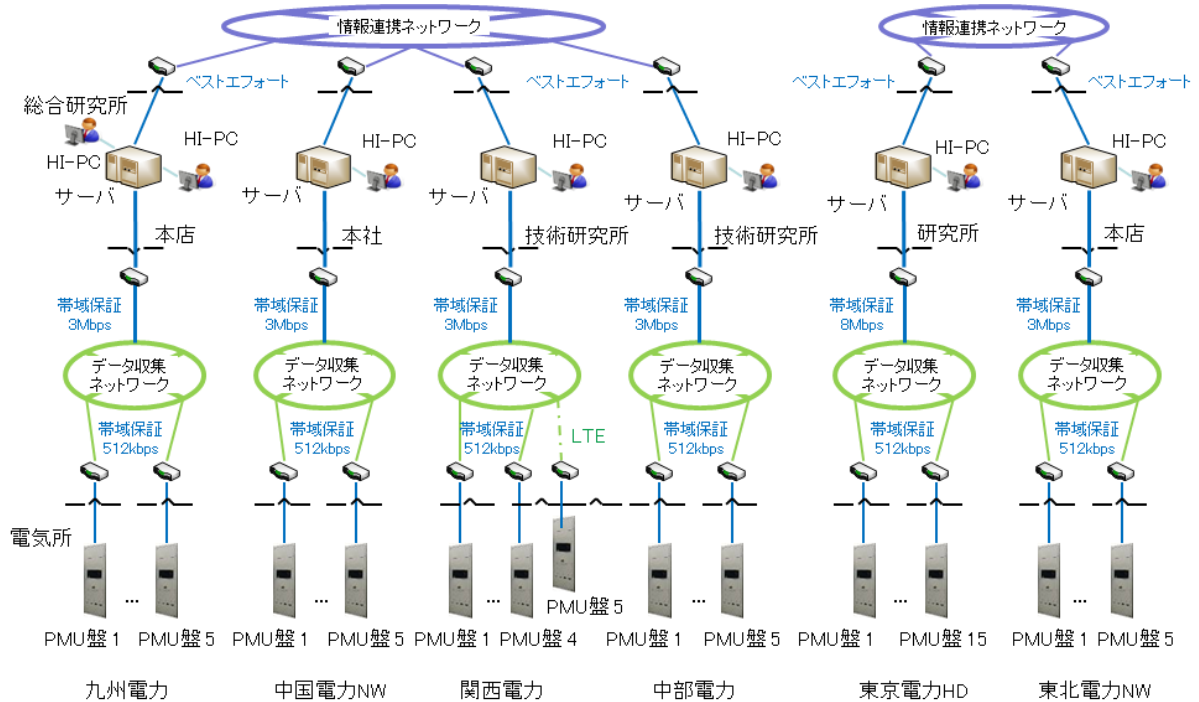


図 29 本事業で構築した電力系統データ計測網概略図

PMU 設置・通信網整備工事については、各電力とも工事施工者等と円滑に調整を行い、予定より早い 2020 年 2 月中に完了。2020 年 3 月から計測を開始した。

なお、PMU および CE は本事業期間中、暫定的に設置したことから、2021 年 10 月より順次取り外しを開始し、2022 年 1 月までに全ての取り外しを完了した。

2-①-2-2. 常時監視システムサーバ整備

系統慣性等常時監視システムの整備にあたり、各所に設置した PMU からのデータを受信し、データの蓄積および計算処理を実行するシステムサーバの仕様を検討し、設計・製作および設置を行った。図 30 にシステム構成の概要を示す。

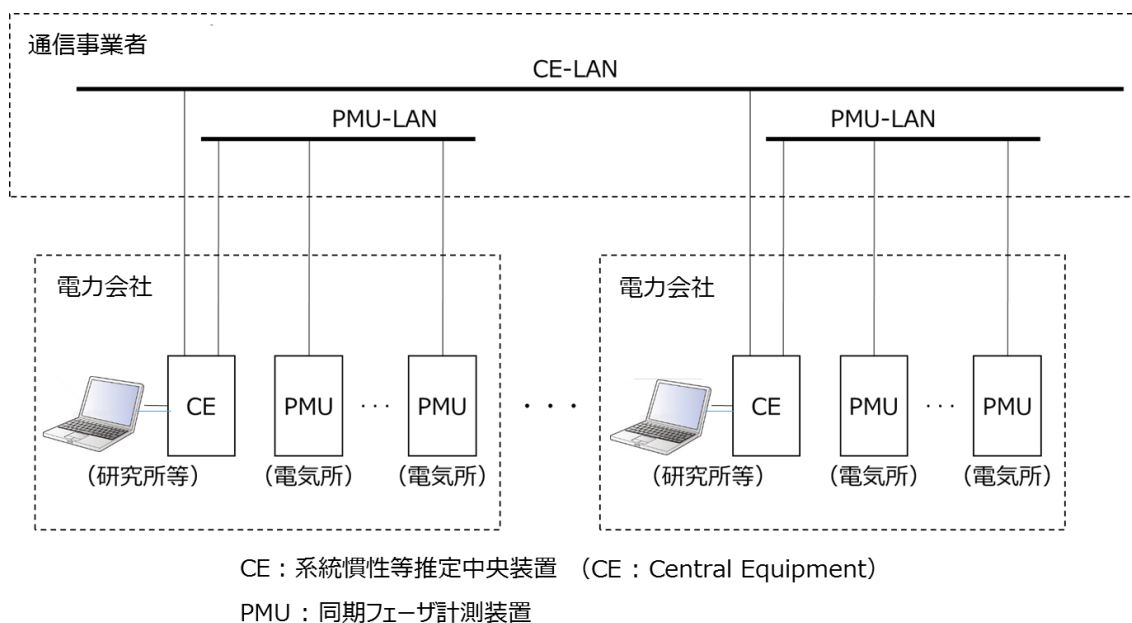


図 30 システム構成概要図

本プロジェクトで開発した系統慣性等常時監視システムは、広域連系系統（東地域 50Hz 系統、中西地域 60Hz 系統）の広範囲の観測情報を集約し、分析するシステムである。システムサーバ構築の前提条件として、PMU データは高分解能であるため、高速かつ大容量のデータを連続して処理する必要があることから、処理能力に見合ったサーバ・必要容量ストレージを採用して構築した。このシステムサーバの機能には、系統慣性等の推定に必要な数値を演算する分析処理機能と受信したデータおよび分析処理した結果をデータベースに格納するデータ保存機能を含む。また、情報セキュリティ面を考慮し、システムサーバは各電力会社のエリアごとに設置して PMU データの蓄積・処理を行い、系統慣性等の算定に必要なデータのみ各社間で送受信する方針とした。

系統慣性等推定中央装置(CE)は、各所に設置した同期フェーザ計測装置(PMU)から同期フェーザ（絶対時刻に同期して測定された電圧電流の実効値と位相角）を受信する機能を有する。受信した同期フェーザは保存・管理され、必要に応じて他社に設置された CE との間で、同期フェーザに含まれる位相角データを連携する。収集された同期フェーザや他社 CE から得られた位相角データを用いて、FFT を用いた手法の解析プログラムを実行し、系統の慣性推定、安定度監視をオンライン（本事業原簿では、現在状態の PMU データを取得して一定の周期で自動的かつ継続的に系統の慣性推定、安定度監視を行うことを示す）で行う。本プロジェクトで開発した系統慣性等常時監視システムの具体的な構成は、以下のとおりである。

- ・PMU は配電盤に同期フェーザ計測ユニットを搭載したものを東地域に 20 箇所、中西地域に 20 箇所、合計 40 箇所に設置した。内訳は、東京電力管内に 15 箇所、その他エリアには各 5 箇所に設置した。
- ・PMU による計測データを受信し、系統慣性等の推定を行う CE は、各電力会社のエリアごとに設置した。また、PMU および CE のユーザインタフェース画面を表示・操作するための HIPC を各 CE に設置した。
- ・PMU から CE には通信事業者の回線によって構築した PMU-LAN を用いてデータを伝送する。ただし、ネットワークは電力会社のエリア単位で分離し、PMU は自エリアの CE にもみ通信可能とした。データ伝送におけるフレームレートは

50Hz の東地域のエリアでは毎秒 50 フレーム、60Hz の中西地域のエリアでは毎秒 60 フレームとし、常時データ伝送する。

- ・各エリアに設置した CE は通信事業者の回線を用いて、CE 間で位相角データを相互に伝送する。ただし、50Hz の東地域と 60Hz 中西地域とはネットワークを分離し、CE-LAN は 30 分ごとに位相角データをファイル転送方式で相互に転送を行う。各 CE は転送されたデータを用いて、系統慣性の推定、安定度監視の分析処理を行う。
- ・時刻修正は、PMU については全数 GPS による時刻同期を行い、CE については東および中西地域に 1 台ずつ NTP サーバを設置し、各 CE は NTP による時刻修正を行う。

50Hz 東地域のシステム構成とデータの流れを図 3 1 に、60Hz 中西地域のシステム構成とデータの流れを図 3 2 に示す。また、本プロジェクトで設置した CE および HIPC の外観を図 3 3 に示す。

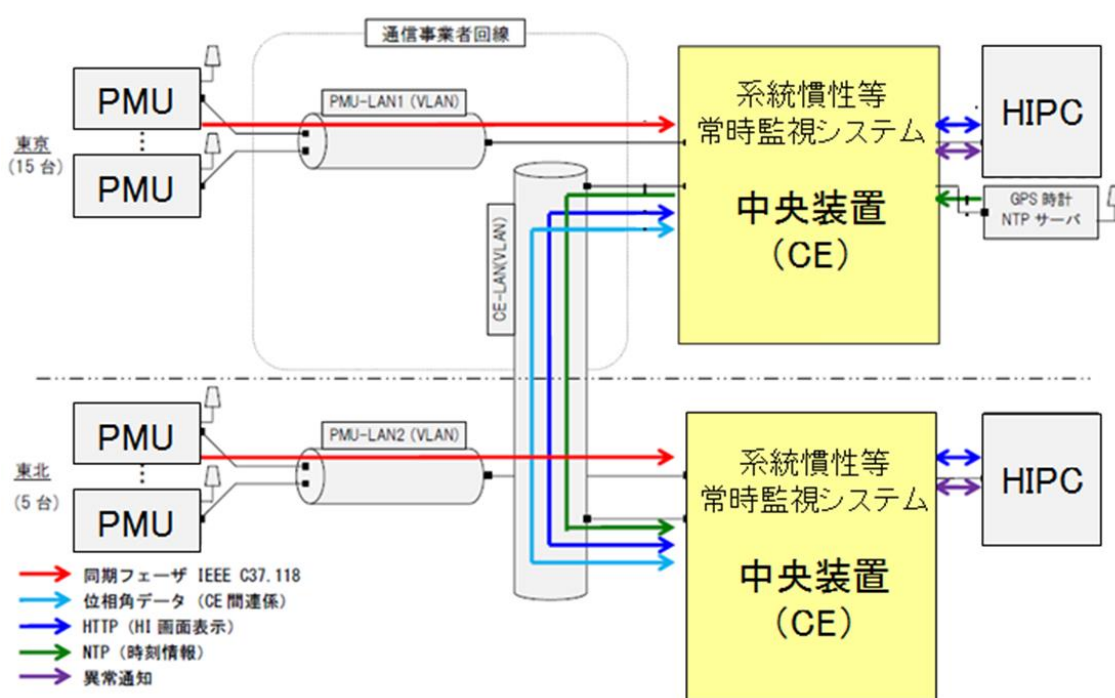


図 3 1 50Hz 東地域のシステム構成とデータの流れ

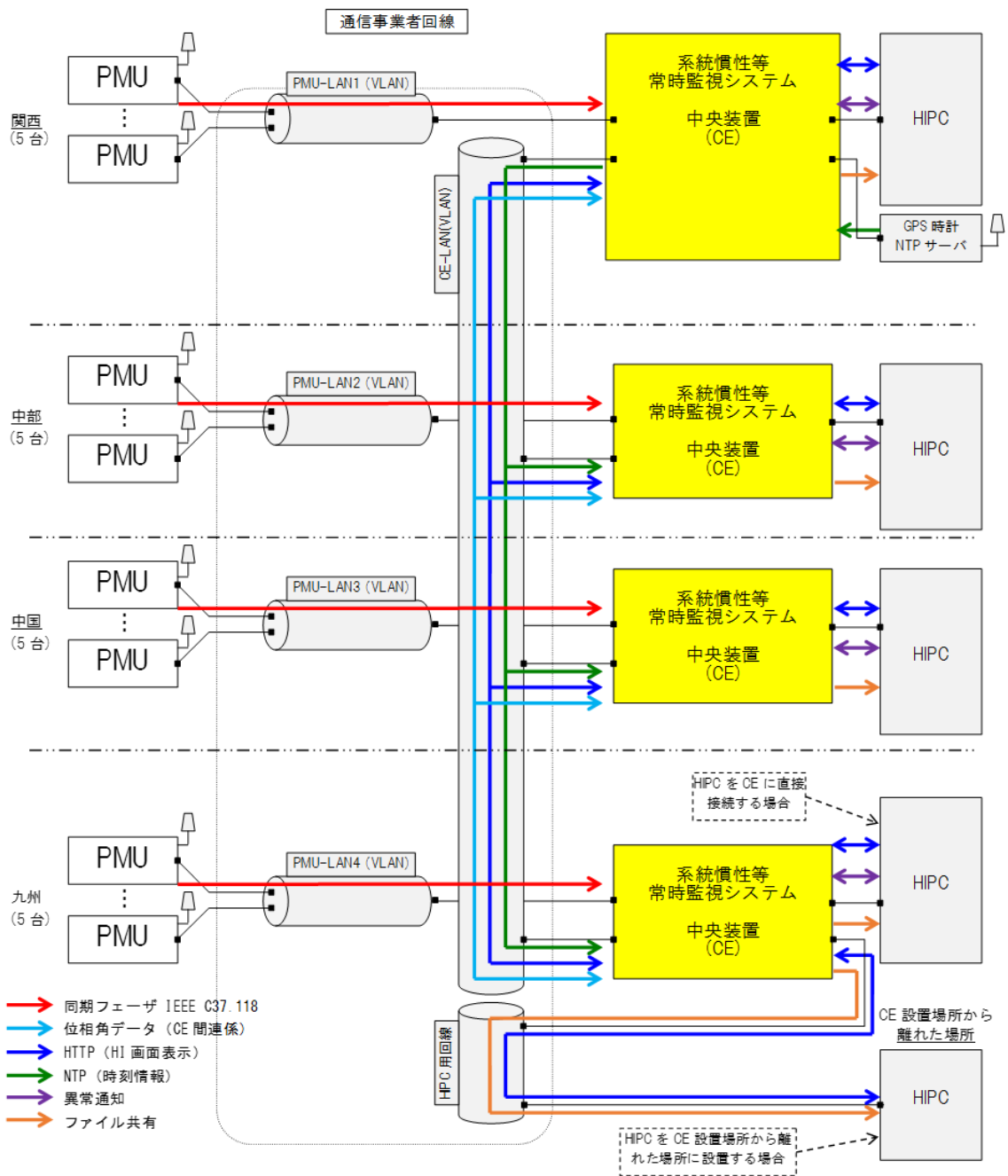


図 3 2 60Hz 中西地域のシステム構成とデータの流れ



図 3 3 CE 外観写真

2-①-2-3. 常時監視システムの検証・改良

2-①-2-3-1. 系統慣性等常時監視システム機能の検証評価

構築した系統慣性等常時監視システムにおいて、伝送されたデータの処理、システム間でのデータ連携機能、蓄積された PMU データの表示やダウンロードが可能なこと、分析結果の閲覧が可能なこと等の評価を行った。系統慣性等常時監視システム機能の検証評価の概要を表 5 に示す。

表 5 系統慣性等常時監視システム機能の検証評価

| 常時監視システムの検証内容 | 検証結果 |
|---|---|
| PMU データ品質 ・データ不良、データ欠損、ノイズ ・VT/CT からの計測誤差 | 本事業で用いた PMU データは、国際規格 IEEE C37.118 に準拠した通信手順・データフォーマットにて、常時監視システム(CE)に受信・保存される。CE に受信・保存された PMU データの不良、欠損（ただし、通信設備の不具合による欠損はあり）、ノイズ等は確認されていない。また、計測誤差については、所定 [*] の誤差範囲内である。 |
| 擾乱時の検知 ・波形ひずみ、ノイズ | 擾乱時における CE に受信・保存された PMU データの波形ひずみ、ノイズ等は確認されていない。 |
| 通信環境 ・通信時のデータ欠落、伝送遅延 | 光ケーブル方式：通信時のデータ欠落、伝送遅延等は発生していない（ただし、通信設備の作業等による欠損、伝送遅延は除く）。無線(LTE)方式：通信時のデータ欠落、伝送遅延等は概ね発生していないが、契約した無線(LTE)通信の仕様上、毎日数秒程度停止する。また、通信事業者の設備不具合による数時間程度の停止が、数回程度発生した。 |
| PMU データ表示 ・ビッグデータの見える化方法 | CE に受信・保存された PMU データおよび慣性推定結果・安定度監視結果等は HIPC より閲覧・ダウンロードが可能。慣性推定結果・安定度監視結果については、トレンドグラフによる表示が可能。 |
| 蓄積データ活用 ・ビッグデータからの検索、活用アプリケーション | CE に受信・保存された PMU データおよび慣性推定結果・安定度監視結果等は HIPC の検索機能により、各種検索が可能。また、設定値を変えて、慣性推定結果・安定度監視結果等を算出できるように、オフライン分析機能を具備した。 |

※ 周波数精度：周波数誤差(FE) $\pm 0.005\text{Hz}$ 以内、周波数変化率誤差(RFE) 0.10Hz/s 以内
同期フェーザ精度：ベクトル量総合誤差(TVE) 1.0%以下

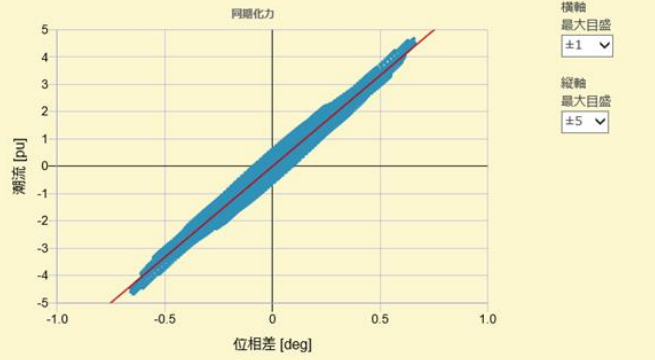
構築された系統慣性等常時監視システムにおいては、伝送される PMU データは設計どおり適切に処理されており、各エリアのシステム間での PMU 位相角データの連携機能についてもファイル転送によって必要なデータの取得が可能となっている。また、HIPC により、蓄積された PMU データの表示やダウンロード、分析結果の閲覧についても問題なく実行できることを確認した。図 3 4 に系統慣性等常時監視システム結果表示画面を示す。慣性分析結果のグラフの傾きが同期化力、安定度分析結果の最大振幅となる周波数が動揺周波数である。

慣性分析結果

| 項目 | 値 | 単位 |
|-------------------------------------|--------------|--------|
| 決定係数 | 0.978080 | - |
| 同相化力 K | 6.651866 | [pu] |
| 動揺周波数 F0 | 0.430833 | [Hz] |
| 電気所1位相振幅 A1 | 0.013487 | - |
| 電気所2位相振幅 A2 | 0.025228 | - |
| 慣性 H | 43186.711726 | [pu·s] |
| 電気所1慣性 H1 | 28141.983677 | [pu·s] |
| 電気所2慣性 H2 | 15044.728050 | [pu·s] |
| 系統慣性Esys異常判定結果 | - | - |
| A1,A2位相抽出数 w | - | [個] |
| $\Delta\delta$, ΔP 位相抽出数 c | - | [個] |
| 動揺周波数 F0b | - | [Hz] |
| 動揺周波数 F0c | - | [Hz] |
| 使用データ率 | 100.000 | [%] |

慣性分析データ [ダウンロード](#)

慣性分析ログ [ダウンロード](#)

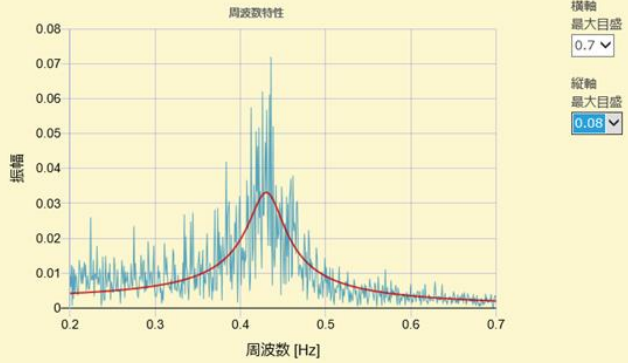


安定度分析結果

| 項目 | 値 | 単位 |
|--------------------------|----------|---------|
| パラメータ A | 0.0243 | - |
| パラメータ a | 0.2710 | - |
| パラメータ b | 7.3462 | - |
| 固有値(実部) α | -0.1355 | [1/s] |
| 固有値(虚部) β | 2.7070 | [rad/s] |
| 動揺周波数(固有値虚部/2 π) F0 | 0.430833 | [Hz] |
| 使用データ率 | 100.000 | [%] |

安定度分析データ [ダウンロード](#)

安定度分析ログ [ダウンロード](#)



期間指定: 始 2020 年 09 月 14 日 終 2020 年 09 月 20 日

分析種別: 慣性推定

トレンド対象: 駿遠～南九州

マーカ表示: 無効

作成

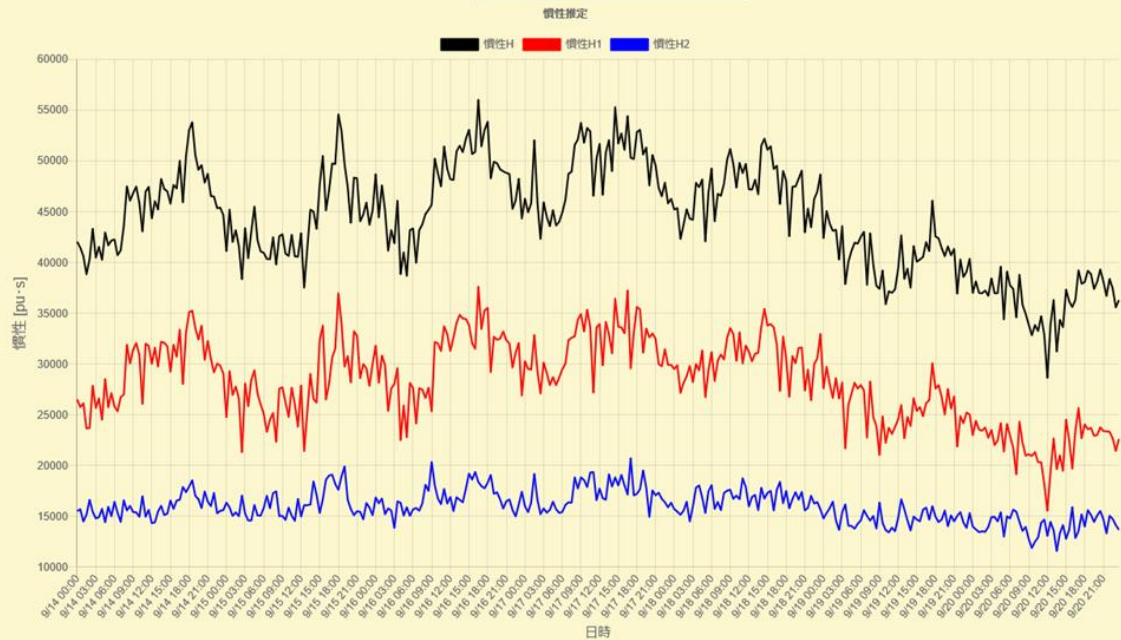


図 34 系統慣性等常時監視システム結果表示画面

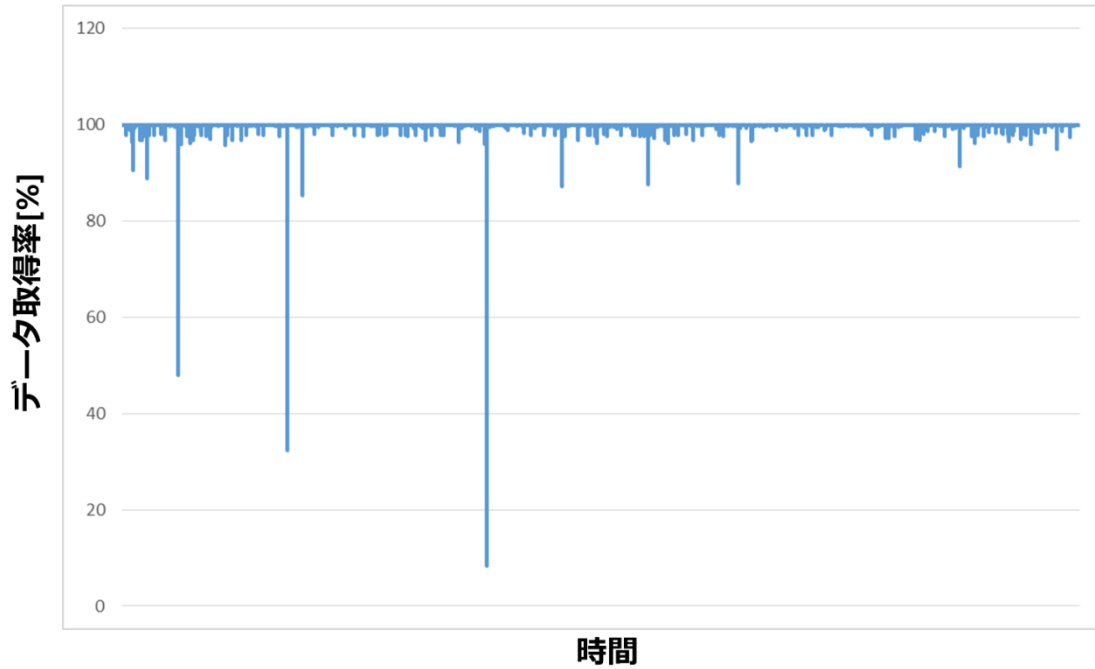
また、海外調査結果によれば PMU データの伝送に一般の無線インターネット回線を使用している事例があったことから、光ケーブルと無線（LTE）の二つの通信方式を採用し、比較検証を行った。光ケーブルを採用した箇所については PMU データがほぼ 100%CE に伝送され、30 分ごとに慣性推定結果、安定度監視結果を確実に表示できることを確認した。一方、通信方式として無線（LTE）を採用した箇所については、PMU データが概ね CE に伝送されているが、契約した無線（LTE）通信の仕様上、毎日数秒程度停止してしまうことを確認した。また、通信事業者の設備不具合による数時間程度の停止が、これまでに数回程度発生することも確認している。CE は 20 分間の PMU データを用いて、30 分ごとに慣性推定結果、安定度監視結果を表示するため、毎日数秒程度の停止であれば、影響は少ないが、数時間程度の停止になると、その間の慣性推定結果、安定度監視結果が得られない影響がある。

図 3 5 では無線（LTE）、図 3 6 では光ケーブルのデータ取得率および慣性推定結果を示す。慣性推定結果を見ると、光ケーブルと比較して、無線（LTE）でも概ね遜色ないといえる。

なお、通信費用は、無線（LTE）の方が光ケーブルよりも安価なため、通信事業者の設備不具合による影響が許容できれば、無線（LTE）方式を採用する方が、より安価にシステムを構築・運用することができることが分かった。

データ取得率（無線(LTE)方式採用箇所）

2020年2月7日 0:00 ~ 2021年8月7日 23:30



慣性推定結果（無線(LTE)方式採用箇所）

2020年9月1日 0:00 ~ 2020年10月31日 23:30

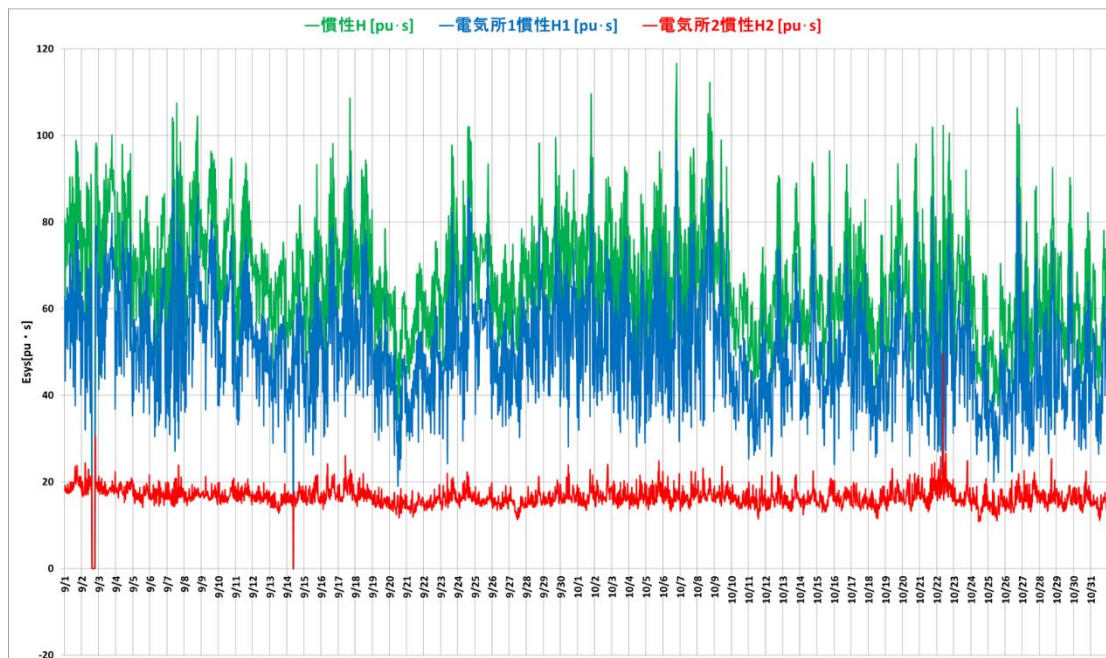
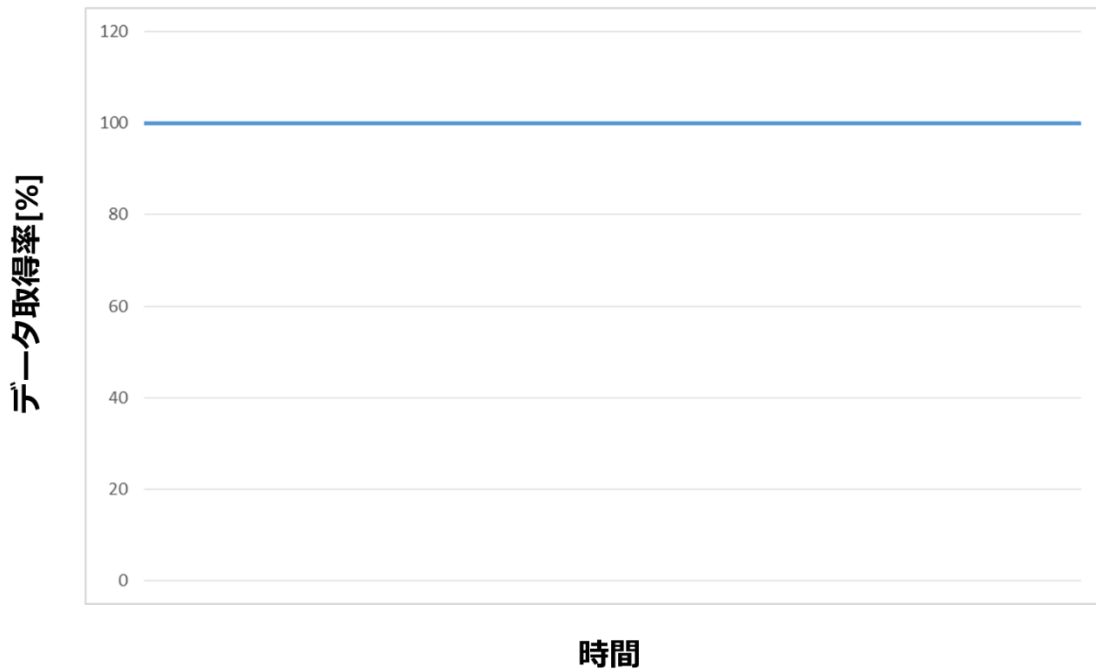


図 3 5 無線(LTE)方式のデータ取得率および慣性推定結果

データ取得率（光ケーブル方式採用箇所）

2020年2月7日 0:00 ~ 2021年8月7日 23:30



慣性推定結果（光ケーブル方式採用箇所）

2020年9月1日 0:00 ~ 2020年10月31日 23:30

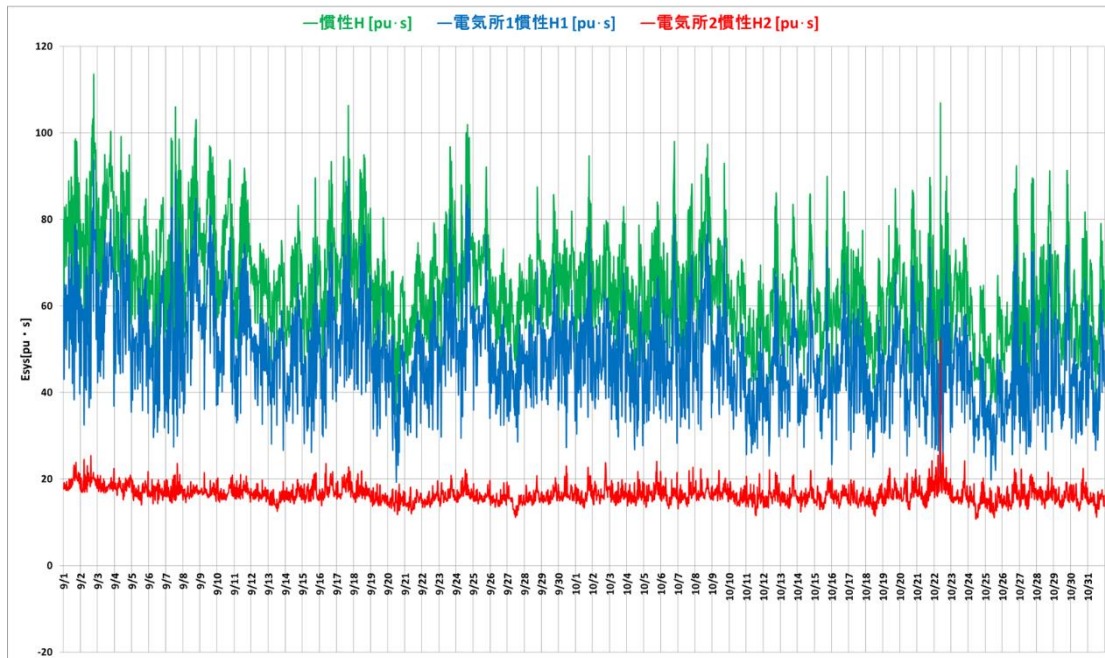


図 3 6 光ケーブル方式のデータ取得率および慣性推定結果

2-①-2-3-2. 系統慣性等常時監視システムの改良

構築した常時監視システムの計測網やシステムサーバ、系統慣性等推定機能を運用評価し、システムの仕様変更を行った。系統慣性等常時監視システムの改良内容の概要を表 6 に示す。

表 6 系統慣性等常時監視システムの改良内容

| 改良項目 | 内容 |
|------------------|---|
| 改良した系統慣性等推定手法の導入 | 従来の手法の検証評価結果を踏まえ、慣性推定結果の精度向上を図るため、ロジックの一部を変更した手法を導入した。 |
| オフライン分析機能の改修 | オンライン分析の結果と計算条件を変えて再計算した結果の比較、オンライン分析エラー時の再計算実行等のため、オフライン分析機能の改修を行った。 |
| ユーザインタフェース画面の改修 | 系統慣性等の推定にあたり、使用者の操作性の確保に資するユーザインタフェース画面の改修を行った。 |

2-①-2-3. 系統慣性等推定のシステム要件定義取りまとめ

構築された系統慣性等常時監視システムサーバは、必要最低限の機能を備えており、なおかつ動作等に問題がないことから、構築された系統慣性等常時監視システムの要求仕様書、要件定義書、機能仕様書の作成を行った。

【要求仕様書】

広域連系系統（東地域、中西地域）の状態をより正確に把握するために、広域連系系統の広範囲の観測情報を集約し、慣性の推定・安定度の監視をオンラインで行うシステムを構築することを目的とし、分析機能およびデータ保存機能を有するシステムサーバを各エリアに分散配置して、慣性推定、安定度監視共に FFT 手法を用いて、系統の広域動揺周波数付近の位相差情報および潮流情報から、慣性推定値および固有値実部・虚部を解析する機能を搭載することとした。

【要件定義書】

系統慣性等常時監視システム要件定義の構成について、図 37 に示す構成とした。

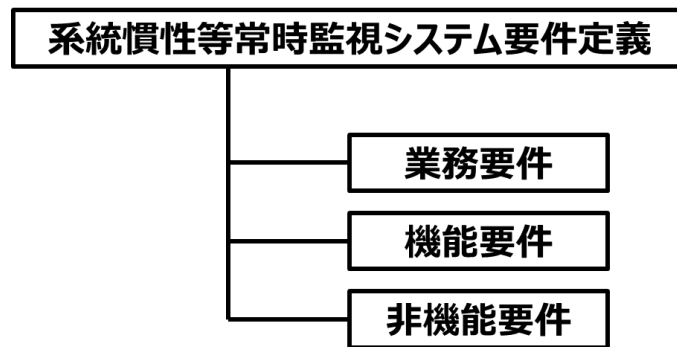


図 3 7 系統慣性等常時監視システム要件定義の構成

【要件定義書（1）業務要件】

本要件定義書の適用範囲は、系統慣性等常時監視システムに係る業務や機能等について具体化したものである。まず、系統慣性等常時監視システムの構築にあたって留意すべき事項を基本方針として定め、系統慣性等の常時監視および分析業務およびシステムの基本構成を定めている。本システムにより下記の業務が実施可能である。

- ・系統慣性等を推定・可視化し、オンライン常時監視が可能。
- ・系統慣性等を推定した結果のトレンド把握が可能。
- ・系統慣性等を推定した結果を長期間蓄積し、さまざまな条件での分析・評価が可能。

【要件定義書（2）機能要件】

系統慣性等常時監視システムは、業務要件として定義した業務を実施するために必要な機能を実装する。データを送受信し慣性等の推定を行う基本機能、各種状態表示、データー表示、分析結果表示、ダウンロード、各種設定値表示および変更操作を実施するためのユーザインタフェース機能、記憶装置に蓄積されたデータを使用して分析条件を指定してのオフライン分析機能を具備する。

CE は、PMU データ受信、保管前処理、他エリアの位相角データ取得、不要データのマスク処理、位相角レコードを他エリアへ公開、分析前処理、分析処理、Web サーバ機能、ファイル共有機能等の処理を実行する。また、PMU によって計測されたデータ、分析結果、CE の設定値等を保存・管理する。

【要件定義書（3）非機能要件】

機能要件以外の要件としては、年間を通して計画停止時を除いて連続して稼働するといった可用性要件、データの滅失や改変を防止する等の完全性要件、利用者数が増加した場合でも性能が落ちることのないよう、処理能力の向上やデータ保存領域の拡張等を可能とするといった拡張性要件等を定めている。また、利用を許可された者のみに本システムの機能を提供するため、ログインするユーザの認証を行う機能を具備し、ユーザレベルに応じて操作できる内容が制限されるといった情報セキュリティに関する事項を定めているほか、サーバの異常を監視する機能、CE と通信を行う機器に対する回線監視および通信監視を行う機能を有し、異常を検出した場合はその情報を異常履歴に記録することとしている。

【機能仕様書】

要件定義に基づき、システム構成、インターフェース仕様、内部処理、データフォーマット、各種設定機能、同期フェーズ受信機能、受信データ保管機能、CE間データ連携機能、CSVファイル出力、分析機能、時刻修正機能、監視機能、異常監視通知機能、Webサーバ機能、HI画面仕様等の詳細を機能仕様の例として取り纏めている。

2-①-3. 系統慣性等推定手法の開発

系統慣性の真値は実質把握不可能だが、推定手法の開発を進めるにあたっては推定結果を何かしらの指標と比較しなければ検証評価ができない。そのため本事業で選定する基盤的な手法に対し、2-①-1 に記載した発電機慣性積上げ値を整備するとともに、複数のアプローチによる慣性推定結果と比較することで検証評価を行った。

調査結果から電力系統の計測データから慣性を推定する手法は大きく分けて 3 手法に大別された。

一つめは、事故等が発生していない定常時において計測したデータを用いて推定する手法で、比較的小規模の変動成分のなかから慣性起因による変動成分のみを抽出して慣性の大きさを推定するものとなる。これを本事業では、“常時変動ベース手法”と称することとする。この手法は定常状態で推定可能なことから、リアルタイムの慣性を把握できる点でメリットがある。デメリットとしては、変動成分のなかにはさまざまな要素が内在していることから、慣性起因の変動成分のみを抽出できない場合は、他の要素による影響が慣性推定結果に含まれてしまう点である。

二つめは、比較的大容量の電源脱落イベントによる系統周波数低下時の RoCoF から慣性を算出する方法で、これを本事業では“イベントベース手法”と称することとする。

この手法は電源脱落時における系統慣性の大きさによって定まる RoCoF を計測し、慣性を求めているため、系統慣性の真値相当の結果を得られるというメリットがある。一方、電源脱落時のみしか把握不可能なことや、RoCoF の取り方次第で結果が大きく変わってしまうといったデメリットがある。

三つめは、英国に本社を置く Reactive Technologies によって提案された“微小変動注入手法”と呼ばれる方法で、微小変動注入装置（モジュレータ）から電力系統に悪影響を及ぼさない範囲の電力変動 ΔP を注入し、その変動による周波数変化率 df/dt から系統の慣性を求める手法となる。本手法に関しては実証することは難しいことから比較手法としての採用は見送った。

本事業は系統慣性を常時把握可能なシステムの開発が目標であることから、常時変動ベース手法のなかから最適な手法を基盤的な手法として選定し、その他の手法については基盤的な手法の比較アプローチとして活用することとした。

2-①-3-1. 発電機慣性積上げ値の整備

海外では系統慣性の把握方法として、系統運用者がオンラインで並解列状態を把握できる発電機（以下、オンライン発電機）のうち、並列している発電機の慣性エネルギーの合計値で管理する方法が主流となっている。ただし、オンラインで並解列状態を把握できない発電機（以下、オフライン発電機）や需要側の回転体の慣性が除かれた値となるため、真値に対しては過小な値となる。しかし、慣性推定結果と同じ性質（慣性エネルギー）であること、オンライン発電機の割合がエリア需要の大半を占めること等から、比較にあたっては過小となることを念頭に置きつつ、比較指標として使用することとした。なお、本事業ではこの比較指標を「発電機慣性積上げ値」と称し、凡例等では単に「慣性積上げ値」、「積上げ値」と略して使用する。

オンライン発電機の慣性積上げにあたっては参画電力会社それぞれ確認可能なツール（解析ツール等に入力されている慣性定数等）の値から集計した。

ただしオンライン発電機については、単機ごとに並解列状態をオンラインで把握可能なものと、発電所全体の出力がオンラインで把握可能で、単機ごとの並解列状態の把握ができないものに大別される。こちらについては前者を「発電機Ⅰ」、後者を「発電機Ⅱ」と大別し、それぞれの積上げ方は以下のとおりとした。

- ・ 発電機Ⅰ：並列している発電機の慣性エネルギーを積上げ
- ・ 発電機Ⅱ：発電所全体の慣性エネルギーを出力比率（対定格出力）で按分し推定

オフライン発電機については正確な慣性エネルギーの把握は実質不可能であることから、以下のとおり推定することとした。

1. エリア需要からオンライン発電機の発電出力、太陽光／風力発電出力、連系線潮流等を控除し、オフライン発電機の発電出力合計値を推定。
2. オフライン発電機の発電出力合計値を 0.9 で除し、定格容量に換算。それに単位慣性定数を $6s^{※1}$ と仮定して掛け合わせたものをオフライン発電機の慣性エネルギー合計値と推定。
3. 本事業に参画していない北陸、四国エリアの慣性積上げ値については、中西 4 社の合計慣性エネルギーに対して、エリア需要比で按分したものと^{※2}。

※1『水車発電機(50MVA 以下)の単位慣性定数(M=2H) : $5.77s / 1.7 \sim 10.86s$ 』¹より、 $6s$ と仮定。

※2 事前評価時は按分にて算出したが、常時監視システム使用開始後の検証評価段階においては北陸電力送配電、四国電力送配電に協力いただき、上記手順 1, 2 で算出した慣性積上げ値で集約している。

上記、オンライン発電機（発電機 I, II）とオフライン発電機の想定慣性エネルギーを合算したものを発電機慣性積上げ値とし、比較指標として活用することとした。

2-①-3-2. 常時変動ベース手法の開発

本事業で開発した常時監視システムに搭載した基盤的な手法を含む 2 手法の開発内容について報告する。

2-①-3-2-1.FFT 手法の開発

本事業で基盤的な手法として選定した手法は、九州工業大学考案の高速フーリエ変換手法（以下、FFT 手法）とした。

FFT 手法は電力系統の広域動揺（系統内に生じた過不足エネルギーを慣性が吸収する際に生じる位相の動揺で系統の両端にてほぼ逆位相に揺れる）に着目した手法で、系統がもつ慣性の大きさが広域動揺の様相に影響を及ぼすことを利用して系統の慣性を推定する手法となる。理論上、算出した慣性は系統全体の慣性になると考えられる。系統慣性算出イメージを図 38 に示す。

¹ 「発電ユニットの単位慣性定数 (M=2H) (2)水力発電機」, 『電気学会技術報告第 105 号』1973 年 14 頁

◎ 系統慣性算出イメージ (例：東地域)

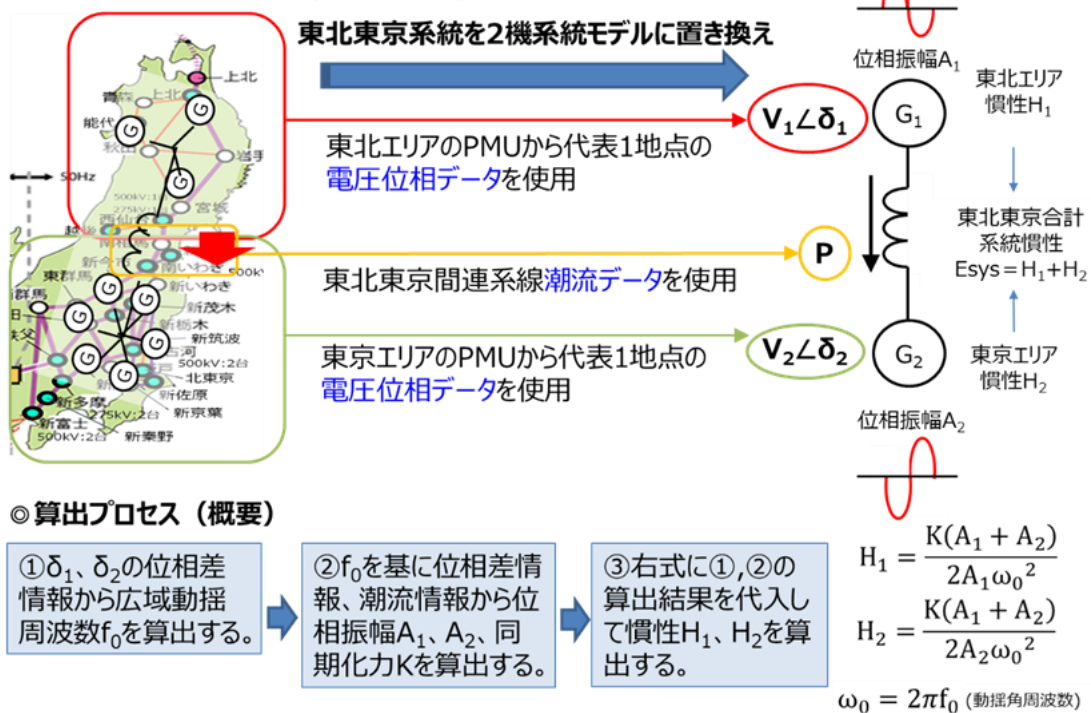


図 3 8 CE に搭載した系統慣性等推定手法概要【FFT(高速フーリエ変換)手法】

出所) 左：電気事業連合会「全国を連携する送電線」全国基幹連系系統(2014年7月末現在)を一部改変

国内外において常時計測データから系統慣性を推定する手法を調査したうえで、系統慣性の推移の傾向を捉えられた実績があることから採用した(主に 60Hz 中西地域系統で豊富な適用実績あり)。

事業初年度は、常時監視システムを構築するまでに数か月程度期間を要することから、入手可能な計測データを用いて、あらかじめ系統慣性等推定手法の検証・改善検討を概略的に行っておくことにより、常時監視システム構築後の検証評価を円滑、的確に行えるようにするため事前評価を実施した。

九州工業大学が事業外で独自に設置した簡易型(100V コンセントから電圧、位相を計測。GPS による時刻同期が可能) PMU 計測データと、同じく電力側が独自に PMU で計測している位相、連系線潮流データを組合せにより事前評価を実施した。事前評価結果を図 3 9 に示す。

入手可能な計測データを用いて、あらかじめ系統慣性等推定手法の事前評価を概略的に行った結果、中西地域に関しては FFT 手法の慣性推定結果と同期機出力の増減が概ね同様の推移にあり、時系列での推移を相応に捉えられていることが確認できた。

東地域に関しては、図 4 0 に示すとおり、広域動揺周波数が現れる時間帯が僅かで、慣性推定に失敗する断面が多いことが分かり、FFT 周波数スペクトルの大きさではなく、他の動揺成分との振幅比(他の成分との切り分けやすさ)を見る必要性について検討が必要なことや、最適な計測地点の探索等で課題があることがわかった。

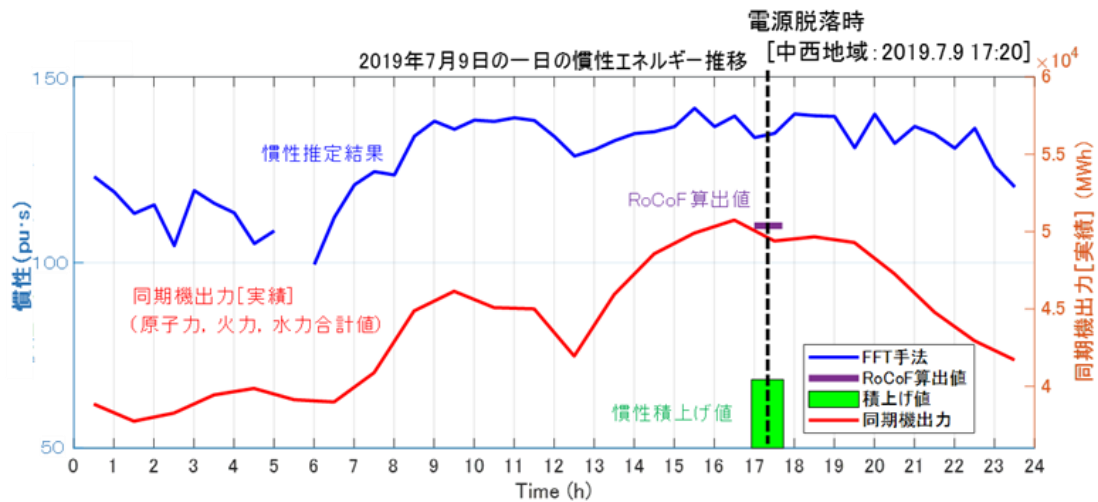


図 39 FFT 手法による推定結果の事前評価内容[中西地域：東近江～九工大]

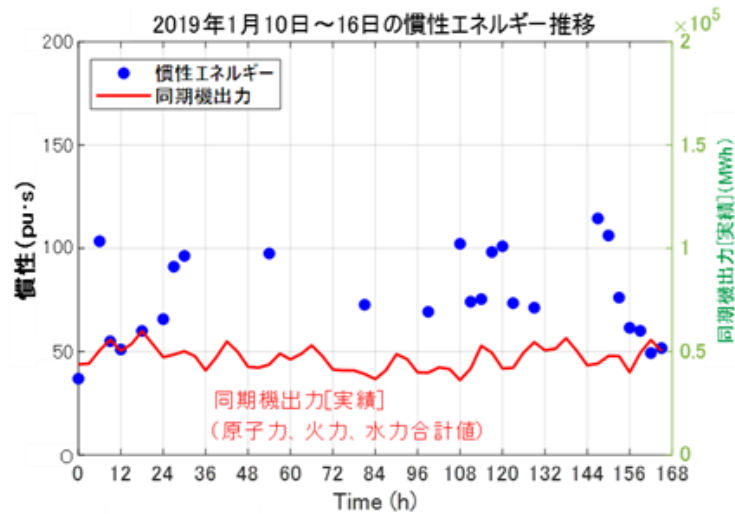


図 40 FFT 手法による推定結果の事前評価内容[東地域：八戸工大～横浜国大]

2020 度は CE に搭載した従来の FFT 手法（以下、従来 FFT 手法）の事前評価結果を踏まえ、改良（以下、改良 FFT 手法）検討を実施した。

図 4 1 は従来 FFT 手法を用いて中西地域において全ての位相角組合せに対して系統慣性を推定した結果である。従来 FFT 手法においては、広域動揺成分近傍の周波数帯も含めたスペクトル和で位相振幅 A_1, A_2 を算出していることから、広域動揺を捉えにくいケースでは、広域動揺成分以外の影響が大きくなる。そのため、図 4 1 に示すように系統の慣性を示しているとはいえない過大な推定値が発生するケースや、図 4 2 に示すように積上げ値の変化に比べ大きなバラつきが発生するケースが散見された。こうした課題に対処するため、FFT 手法における各処理の見直しを実施した。

表 7 に FFT 手法における改良項目とその内容および効果の概要を示す。

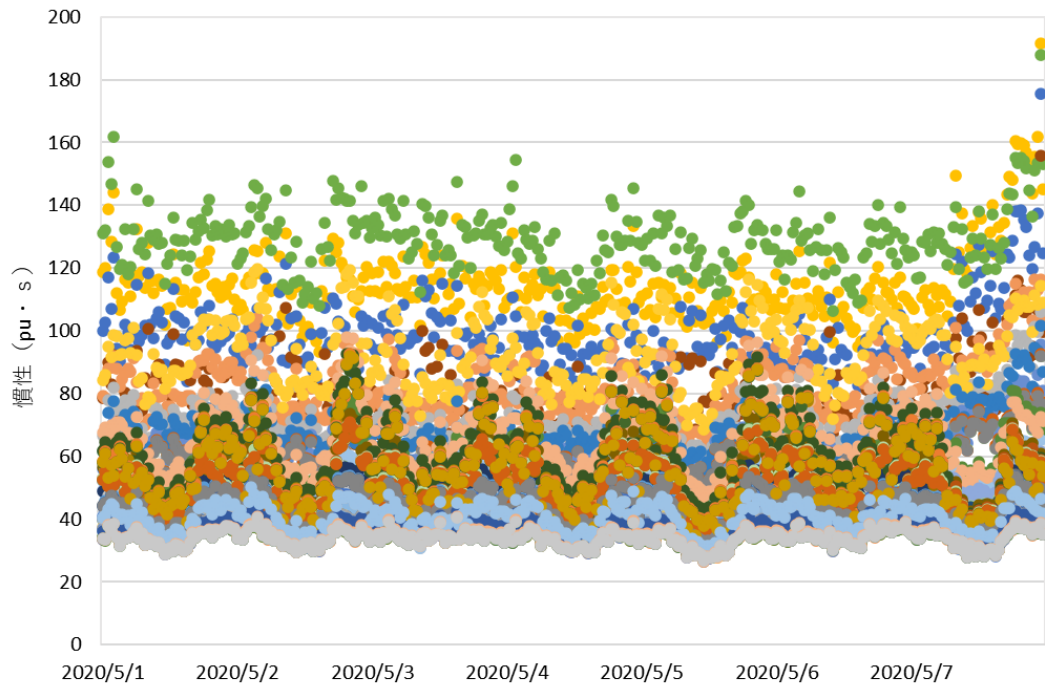


図 4.1 従来 FFT 手法による系統慣性推定結果 (中西地域、全ての位相角組合せ)

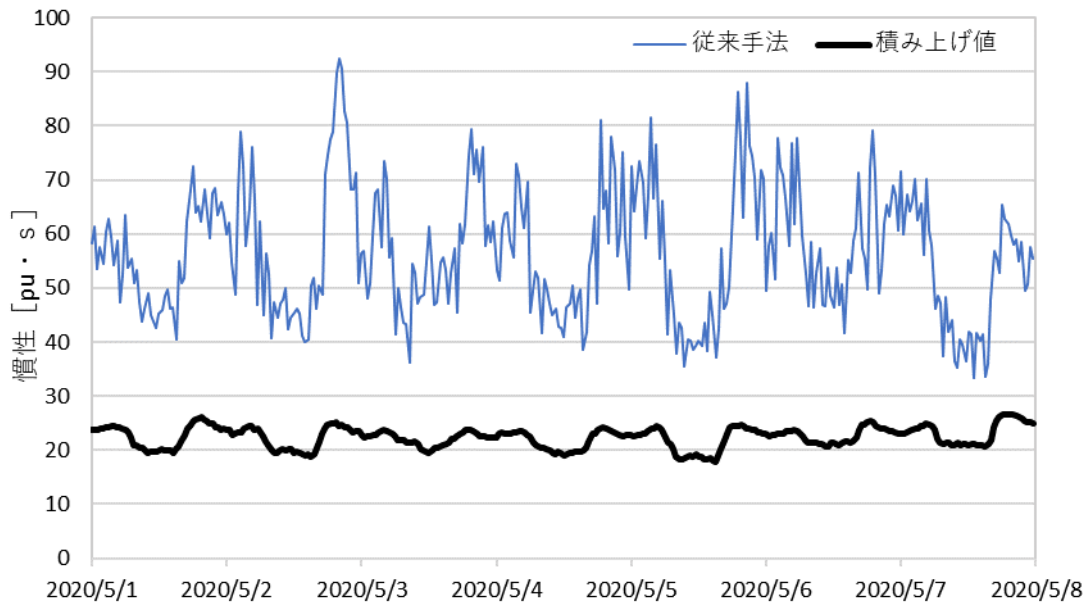


図 4.2 従来 FFT 手法による系統慣性推定結果 (中西地域、位相角：新生駒、西九州)

表 7 改良 FFT 手法における改良項目

| No. | 従来 FFT 手法からの改良項目 | 改修内容および効果 |
|-----|---------------------|--|
| ① | 低周波ノイズ成分除去手法 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 動揺周波数算出過程で、簡易的に低周波ノイズ成分を除去 ・ 広域動揺成分の誤検出を防止 ・ 動揺周波数推定時のみの処理であり、位相振幅比や同期化力の算出過程およびスペクトルフィッティングでは使用せず |
| ② | 一階微分手法、二階微分手法 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 動揺周波数算出アルゴリズムとして追加 ・ 広域動揺成分の誤検出を防止 ・ ただし、慣性推定には使用せず検証用途で活用 |
| ③ | 動揺周波数算出の修正 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 従来手法：サイクル数÷データ長（1200 秒） ・ 改良手法：サイクル数÷全サイクル波長 |
| ④ | スペクトル抽出範囲拡大 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数スペクトル極大点が 2 箇所ある場合においてフィルタリングによるスペクトル抽出範囲を拡大 ・ 広域動揺成分の誤検出を防止 ・ 広域動揺成分の確実な抽出 |
| ⑤ | 位相振幅比算出 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 各エリアの位相振幅ではなく振幅比を算出し、逆位相で動揺する部分のみ抽出 ・ 着目モードの確実な抽出、ばらつきの抑制 |
| ⑥ | 位相振幅比算出条件の設定 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 位相振幅比算出における逆位相ピーク抽出条件を緩和（調整パラメータ pk を導入） ・ 完全な逆位相振動のみを対象とした場合に推定できない場合に有効 |
| ⑦ | 位相角計測地点の設定 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 位相角計測地点の設定ミス防止 ・ 抽出条件に合致させるための内部処理 |
| ⑧ | 連系線潮流方向の指定 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 連系線潮流方向の指定によらず同期化力を算出できるよう修正 ・ 抽出条件に合致させるための内部処理 |
| ⑨ | 同期化力算出方法 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 同位相で動揺する部分のみを抽出 ・ 着目モードの確実な抽出、ばらつきの抑制 |
| ⑩ | 歪み除去 | <ul style="list-style-type: none"> ・ フィルタリング後に前後 10 % ずつのデータを除去 ・ フィルタリングに伴う端点の歪みを除去 |
| ⑪ | 異常値除去 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 実態から乖離した系統慣性を閾値で除外 ・ 異常値の排除による分析効率化 |
| ⑫ | 周波数スペクトルフィッティング方法変更 | <ul style="list-style-type: none"> ・ フィッティング周波数幅の固定値（0.3～0.5Hz）を導出された動揺周波数±0.1Hz に変更 |

改良手法による推定結果バラつきの改善効果を、PMUデータを使用し網羅的に検証した結果を以下に示す。図 4 3、図 4 4 は中西地域における改善効果を、図 4 5、図 4 6 は東地域の改善効果を示したものである。中西地域、東地域共に、過大な推定値の発生や、広域動揺を捉えにくい組合せでのバラつきの抑制が確認された。上記から、従来 FFT 手法に代え、改良 FFT 手法を CE へ搭載することが適当であると判断した。

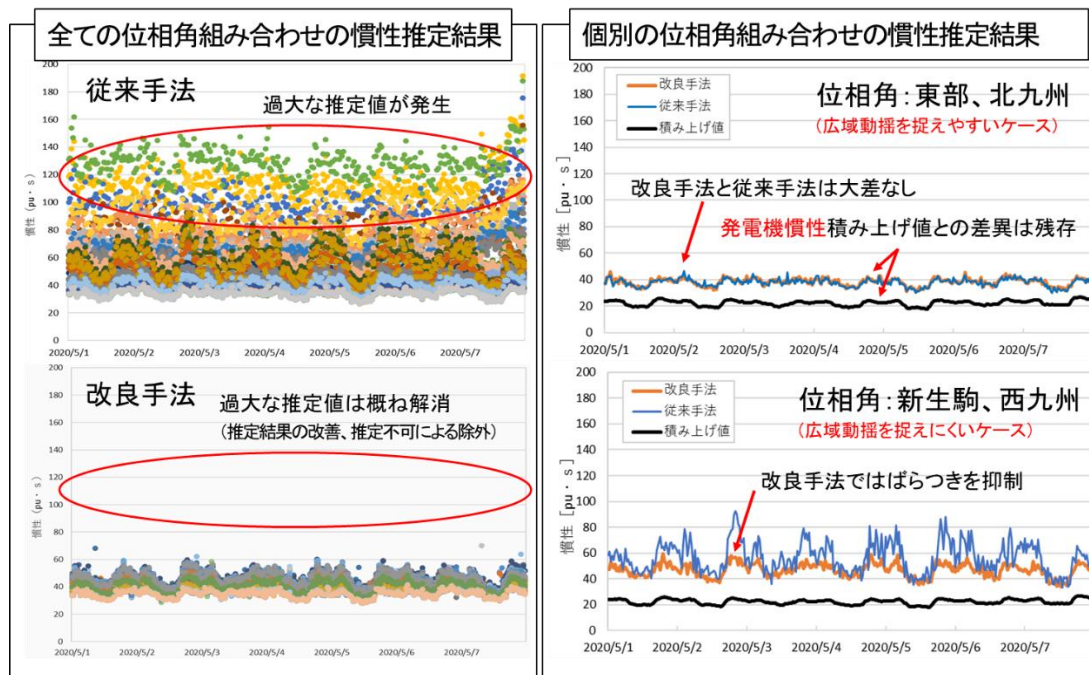


図 4 3 改良 FFT 手法での改善効果（中西地域、低需要期）

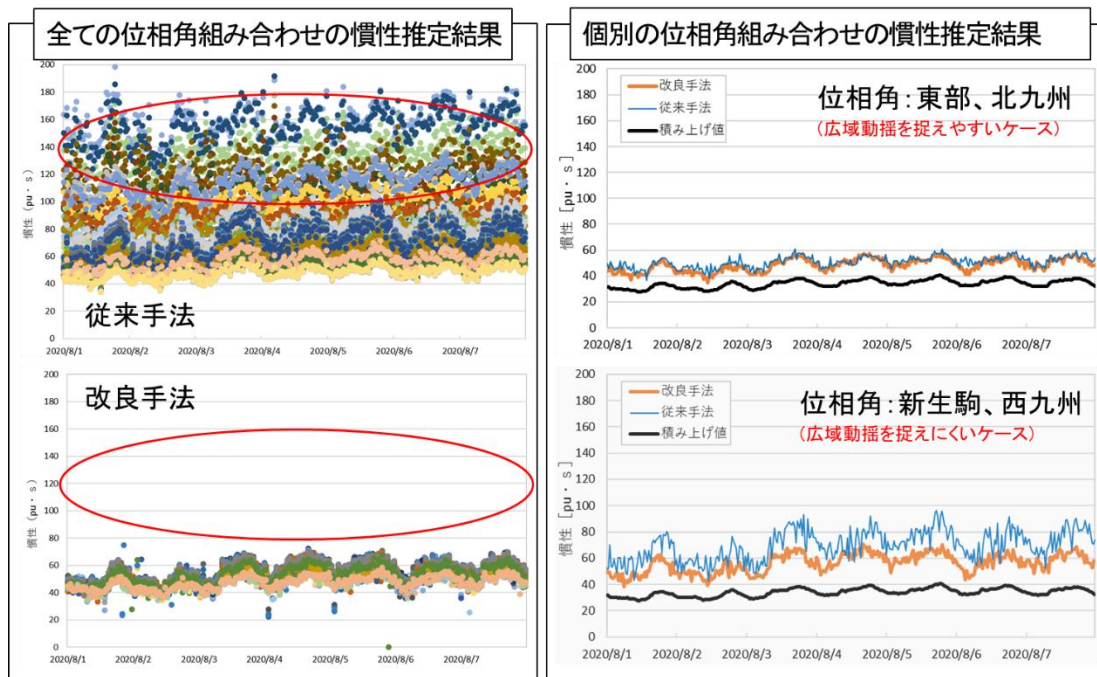


図 4.4 改良 FFT 手法での改善効果（中西地域、高需要期）

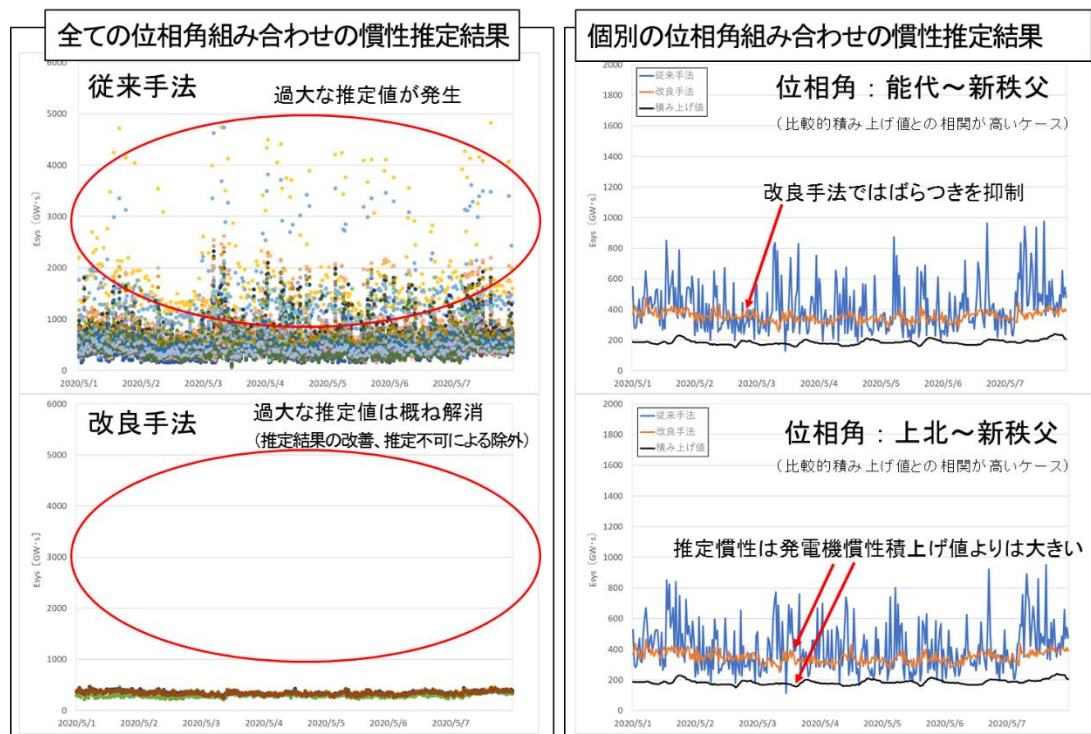


図 4.5 改良 FFT 手法での改善効果（東地域、低需要期）

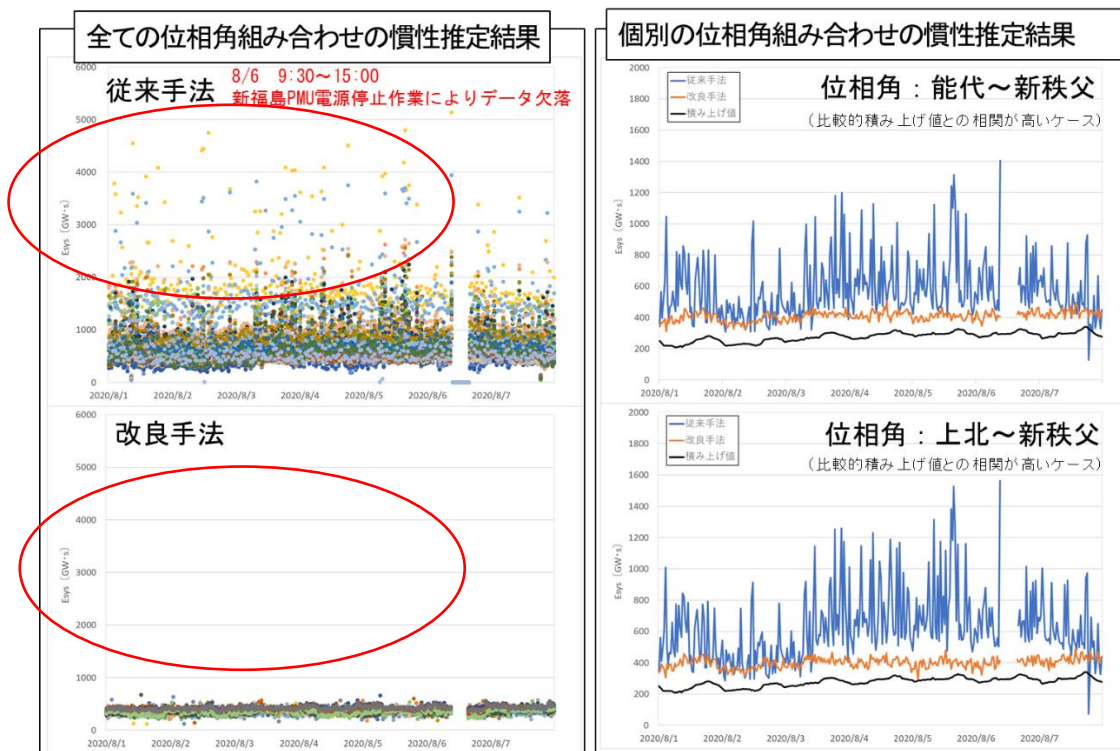


図 4.6 改良 FFT 手法での改善効果 (東地域、高需要期)

図 4.7、図 4.8 は、CE への改良 FFT 手法導入前後における慣性算出結果の例である。MATLAB による検証効果が CE 搭載結果からも確認された。特に東地域に関しては、ノイズの影響が低減されたことで過大に算出される断面が大幅に減少した。

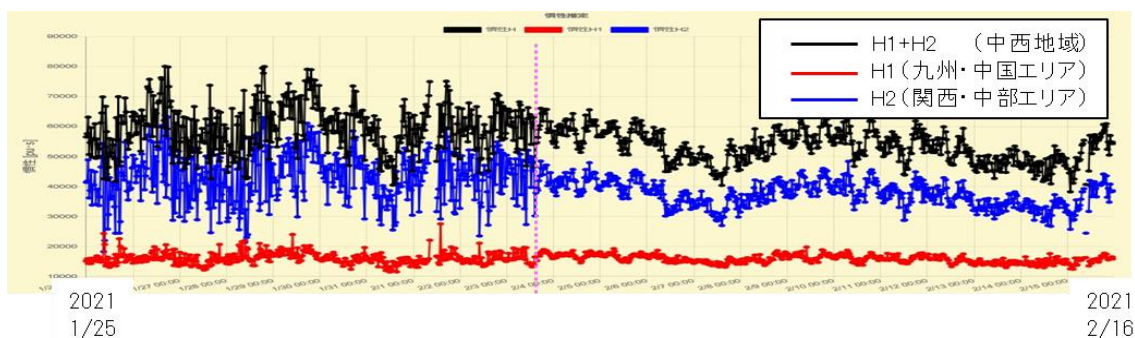


図 4.7 CE 改修前後の慣性算出結果例 (中西地域)

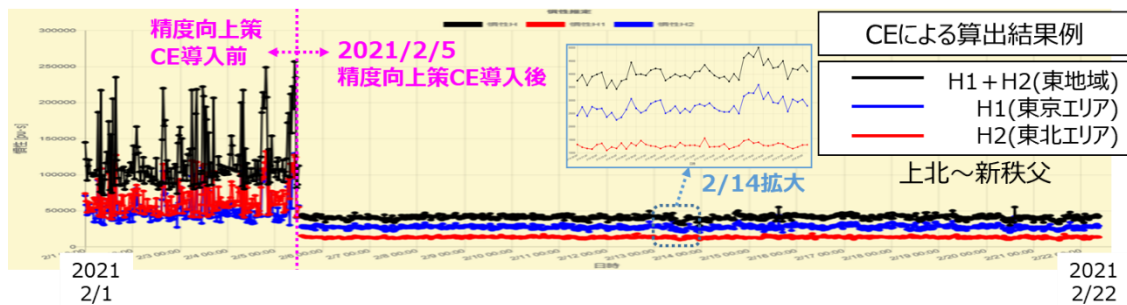


図 4 8 CE 改修前後の慣性算出結果例（東地域）

2-①-3-2-1.KMD 手法の開発

常時計測によるもう一つの比較検証アプローチとして、大阪公立大学が考案したカーブマンモード分解手法（以下、KMD 手法）を選定した。

KMD とは、複雑な振る舞いを表す多変量時系列データを単一周波数で振動するモードに分解する方法で、理論上は無数個のモード（数値的には有限個のモード）に分解できる。KMD のイメージを図 4 9 に示す。

KMD 手法は、PMU で取得した電圧位相から求めた角周波数偏差と電力の時系列データに KMD を適用し、抽出した有限個のモードのなかから広域動揺成分のみを抽出し、系統慣性を推定する手法である。PMU を活用し、FFT 手法と近い条件で慣性推定が可能なることから比較検証アプローチとして選定した。

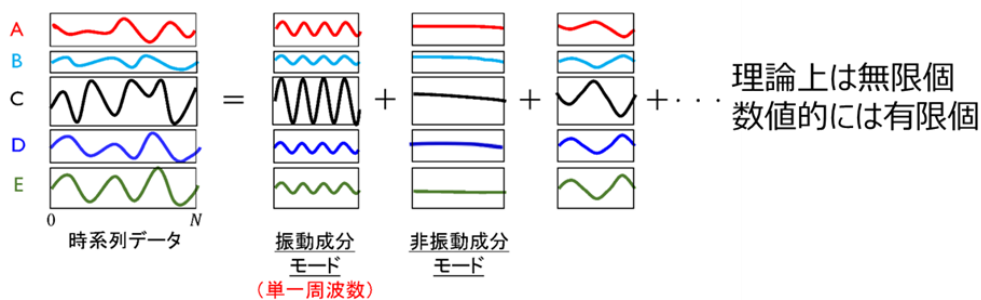


図 4 9 KMD イメージ

KMD 手法は、FFT 手法と異なり短時間のデータでモード分解が可能という長所の反面、雑音に弱いという短所も有している。このため、偶然に広域動揺以外の動揺モードを抽出して、慣性推定や安定度推定の精度を低下させることがないように、実系統で観測される広域動揺の動揺周波数や大きさに応じて用途や地域性を考慮し、パラメータを調整する等実施する必要がある。本事業での実施内容を(1)～(4)に示す。

(1) 入力データの前処理

KMD 手法は雑音に弱いという短所を有しているため、入力データ（連系線潮流データと位相角データ）にバンドパスフィルタを通過させ広域動揺以外の動揺モードを可能な限り除外する前処理を行った。なお、中西地域と東地域では広域動揺の動揺周波数が異なるため、地域ごとに通過帯域を設定した。

(2) 時間窓

KMD 手法は、信号処理の分野において正弦波パラメータの短時間推定に実績があり、小さいサンプル数で動揺モードの分解が可能である特長を有しており、FFT 手法のような大きいサンプル数は不要である。したがって、実系統で観測される広域動揺から慣性推定を行う場合は、それら現象の時間スケールに対して適切な時間窓で処理を行う必要があるが、時間窓を一意に定めることは困難であるため、FFT 手法の時間窓（20 分）を最大として複数の時間窓を試行し、それらの推定結果を相対的に評価して用途別に最適な時間窓の設定を行った。

(3) 異常値処理

広域動揺モードの周波数帯域周辺に広域動揺以外の動揺モードが存在する場合、それらが偶然に抽出されると、慣性推定精度を低下させる原因となりうる。このため、KMD 手法により得られる慣性推定値については、中西地域と東地域のそれぞれの慣性積上げ値を参考に抽出範囲を設定し、範囲外については異常値として除外する処理を行った。

(4) 平均化処理

CE では PMU で取得される連系線潮流データと位相角データを基に 30 分ごとに慣性推定を行う。一方で、KMD 手法は時間窓内に存在する複数のモードから支配的なモード（最大ノルムのモード）を抽出するため、適用する時間窓の時間スケールにより、30 分間に複数個のモードが抽出される。これら抽出されたモードについて、表 8 の平均化処理を試行し、慣性推定値と慣性積上げ値との相関が最もよい「単純平均」処理を採用した。

表 8 平均化処理

| 項目 | 説明 |
|----------|--|
| 単純平均 | 慣性推定値を単純に平均する |
| ノルム加重平均 | 慣性推定値をクープマンモードのノルムの大きさを基に加重平均する |
| 二乗積分加重平均 | 慣性推定値をクープマンモード振動（時間領域信号の二乗積分）の大きさを基に加重平均する |

上記(1)～(4)の結果を踏まえ、中西地域、東地域における KMD 手法と FFT 手法の慣性推定結果を比較し、結果について考察する。

○ 中西地域

表 9 は、KMD 手法による各時間窓の慣性推定結果と慣性積上げ値との相関係数の結果を示している。同表から、KMD 手法は時間窓の僅かな変更でも結果が大きく変わることが分かったほか、低需要期については時間窓（1 分）[図 5 0]、高需要期については時間窓（2 分）[図 5 1] の結果が最も慣性積上げ値との相関係数が高く、かつ改良 FFT 手法と KMD 手法の慣性推定値の相関係数（表 10）も 0.5 を超え、ある程度の相関がみられることが分かった。

FFT手法と異なるアプローチで慣性推定したが、いずれも慣性積上げ値よりもある程度の差をもって同程度で大きめに推移したことから、系統全体の慣性を推定すると、慣性積上げ値とはある程度の差をもって推移する可能性が高いことが分かった。

表 9 KMD 手法による各時間窓の慣性推定結果と慣性積上げ値との相関係数

| 時間窓 | 4 秒 | 30 秒 | 1 分 | 2 分 | 20 分 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 低需要期 | 0.322 | 0.037 | 0.424 | 0.334 | 0.219 |
| 高需要期 | 0.282 | 0.287 | 0.508 | 0.534 | 0.254 |

表 10 改良 FFT 手法と KMD 手法（異常値除外）の慣性推定結果の相関係数

| 時間窓 | 4 秒 | 30 秒 | 1 分 | 2 分 | 20 分 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 低需要期 | 0.376 | 0.196 | 0.516 | 0.436 | 0.394 |
| 高需要期 | 0.365 | 0.322 | 0.558 | 0.574 | 0.293 |

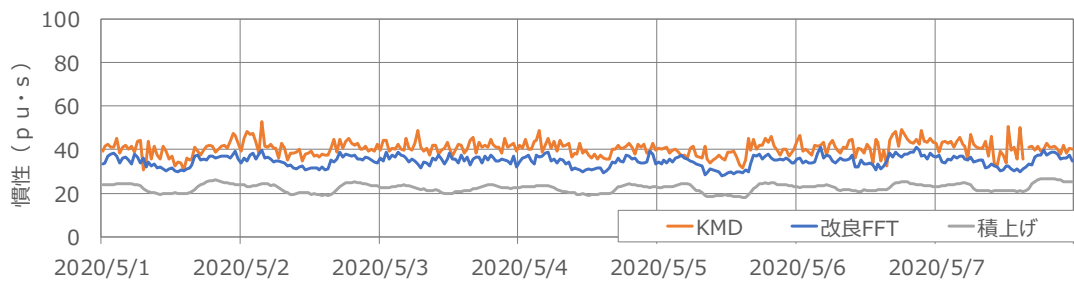


図 5 0 慣性推定結果（低需要期、時間窓（1分））

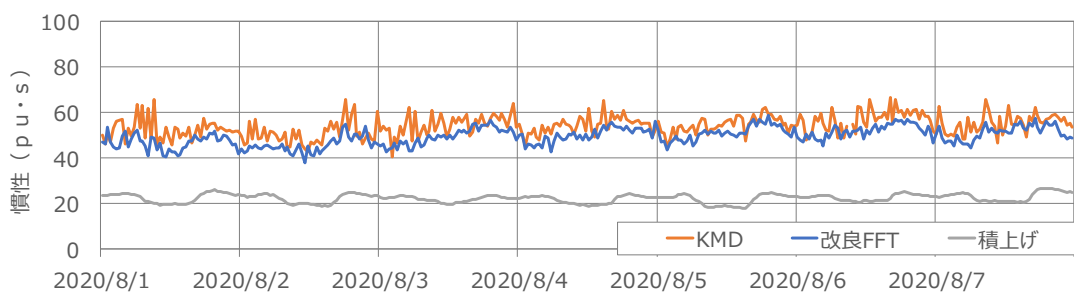


図 5 1 慣性推定結果（高需要期、時間窓（2分））

○ 東地域

表 11 は KMD 手法による各時間窓における慣性推定成功率を示す。FFT 手法と同様に KMD 手法についても広域動揺成分が小さいことが一因として動揺モードを抽出できないことが多く、慣性推定成功率が中西地域と比較して低くなる課題があった。また、同表の結果から KMD 手法は時間窓を短くするほど慣性推定成功率が改善されることがわかる。

表 12 は KMD 手法による各時間窓の慣性推定結果と慣性積上げ値の相関係数を示した。低需要期は時間窓 2 分が相関係数としては最もよかったが、慣性推定成功率は悪く、適切な時間窓とはいえない。高需要期については時間窓 6 秒が最も相関係数がよく、慣性推定成功率もよいので、東地域は比較した範囲では時間窓 6 秒が最も適切である。

中西地域と比較して適切な時間窓が短くなる要因として考えられるのは、動揺モードのもっているパワー、信号としての定常性が中西地域と東地域で異なることが考えられる。

東地域の動揺モードはパワーの観点では見えにくく、定常性という観点では低いものとみられ、時間窓を短くして捉えなないと、KMD 手法で用いるプロニー法では難しいと思われる。他方、中西地域の動揺モードはパワーのピークが見えやすく、定常性が高いことから時間窓が東地域と比較して長い方が確実に捉えられることが結果として表れたと推察する。

表 11 KMD 手法による各時間窓における慣性推定成功率

| 時間窓 | 6 秒 | 30 秒 | 1 分 | 2 分 | 20 分 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 低需要期 | 98.8% | 72.0% | 47.3% | 26.8% | 6.5% |
| 高需要期 | 99.7% | 91.7% | 74.7% | 47.0% | 9.2% |

表 12 KMD 手法による各時間窓の慣性推定結果と慣性積上げ値の相関係数

| 時間窓 | 6 秒 | 30 秒 | 1 分 | 2 分 | 20 分 |
|------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 低需要期 | 0.151 | 0.209 | 0.077 | 0.216 | -0.280 |
| 高需要期 | 0.392 | 0.220 | 0.248 | 0.170 | 0.202 |

上記検討結果をふまえ東地域における最適な時間窓 6 秒による慣性推定結果を図 5 2（低需要期）、図 5 3（高需要期）、KMD 手法と改良 FFT 手法の慣性推定結果の相関係数を表 13 に示す。

中西地域と比較して改良 FFT 手法の推定結果との一致性は低くなるが、東地域も系統全体の慣性を推定すると、中西地域と同様に慣性積上げ値とはある程度の差をもって推移する可能性が高いことが分かった。

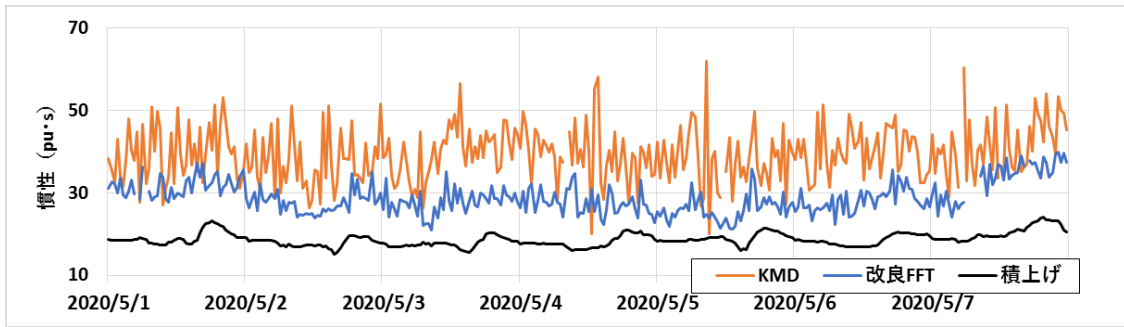


図 5.2 慣性推定結果（低需要期、時間窓（6 秒×200 回）、異常値除外）

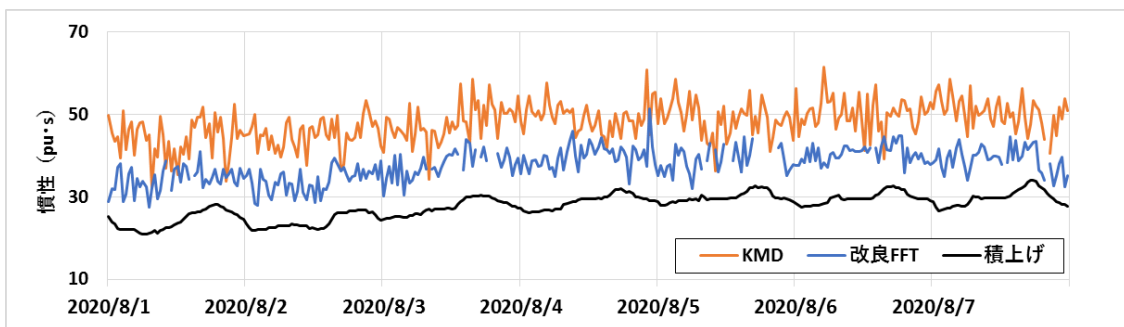


図 5.3 慣性推定結果（高需要期、時間窓（6 秒×200 回）、異常値除外）

表 13 KMD 手法と改良 FFT 手法の慣性推定結果の相関係数

| | |
|------|-------|
| 時間窓 | 6 秒 |
| 低需要期 | 0.300 |
| 高需要期 | 0.292 |

2-①-3-3. イベントベース手法

系統慣性の推定に関して、海外では系統擾乱時の RoCoF を計測し、その時点の慣性を算出推定する方法がとられている。この方法では発電機の動揺方程式を基にした推定手法であることから需要側慣性も含めた系統全体の慣性を推定することが可能である。電力系統の動揺方程式を式①-3-1 に示す。

$$M \frac{d(\Delta f / f_0)}{dt} + k \Delta f = -\Delta P \quad (①-3-1)$$

ここで、 Δf : 周波数変化 (Hz)、 f_0 : 基本周波数 (Hz)、 ΔP : 電源脱落量 (W)、 M : 慣性定数 (W・s)、 K : 系統定数 (%MW/Hz) である (なお、本事業では $(M/2) = E_{\text{sys}}$ (系統慣性) と定義している)。電力変化量は一般送配電事業者で把握していることから既知であり、また、事象発生時点 ($t=0$) では周波数変化は零 ($\Delta f=0$) であるか

ら、その時点での周波数変化率 ($d(\Delta f/f_0)/dt$)を実測から算定すれば系統慣性 (E_{sys}) は式①-3-2 で求められる。

$$E_{sys} = \frac{-\Delta P}{2 \cdot \frac{d(\Delta f/f_0)}{dt}} \quad (①-3-2)$$

この方法では RoCoF (df/dt) と擾乱発生時の電力変化 (ΔP) の二つが必要になるが、ここで問題となるのが「系統擾乱時の RoCoF をいかに正確に推定するか」という点になる。周波数計測および RoCoF 算出方法については海外でもさまざまな検討がなされており一義的に決まっていないのが現状である。そこで本事業では系統慣性等推定手法の比較指標とするためにこのイベント発生時の擾乱から慣性を推定する方法の検討を複数実施した。検討した方法を表 14 にまとめる。系統に発生した擾乱イベントについては設置した PMU による計測データを、 ΔP については擾乱発生エリアの TSO からの提供データを利用して検討を行っている。

表 14 本事業で検討した RoCoF を推定する方法

| No. | 手法名 | 概要 | 出典 |
|-----|-------------------|---|---|
| 1 | 特定時間窓 | イベント発生後から特定時間までの傾きを RoCoF とするもの | <ul style="list-style-type: none"> ● Eirgrd, SONI, “RoCoF Modification Proposal-TSO’s Recommendations” ● D. Wilson, et al., “D2.3: Lessons Learned from Monitoring & Forecasting KPIs on Impact of PE Penetration”, MIGRATE project report, Sep. 2018 |
| 2 | ヒストグラム | イベント発生後から特定時間までを対象に PMU 計測粒度ごとに RoCoF を算出しヒストグラムを構築、その最頻値をイベントの RoCoF とするもの | <ul style="list-style-type: none"> ● 武富、他「同期位相計測を用いた系統周波数の時間変化率推定法」、電気学会 B 部門大会、No.169 (2020-9) |
| 3 | 多項式近似 | イベント発生後から 20s の期間の周波数変化を多項式にて近似し、近似式からイベント発生直後の RoCoF を推定するもの | <ul style="list-style-type: none"> ● 電力中央研究所「実測結果に基づく系統周波数特性の推定手法の開発」、電力中央研究所報告、平成 7 年 5 月 |
| 4 | 多地点加重平均 | 複数地点の周波数データの加重平均値を算出し、これと多項式近似手法を組合せて RoCoF を推定するもの | <ul style="list-style-type: none"> ● 本事業での開発手法 |
| 5 | KMD (多変量 Prony 法) | KMD により周波数データを複数のモードに分解、推定に不要となるノイズ成分以外のモードだけで逆変換したデータで RoCoF を推定するもの | <ul style="list-style-type: none"> ● 薄, システム/制御/情報, vol.61, no.5, pp.175-181, 2017 |

以降各手法の検討内容について説明する。

2-①-3-3-1. 特定時間窓手法

系統慣性を推定する際に必要となる要素の一つである RoCoF を算出する手法として今回検討したなかでは比較的シンプルな手法となるのがこの特定時間窓による算出である。この手法ではアイルランドの TSO である Eirgrid が系統運用時に採用している大規模擾乱イベント発生直後から 500ms 後の周波数偏差を利用して RoCoF とする手法（本検討では以下、特定時間窓手法①）と欧州の電力会社や研究機関が共同で実施している近年の電力系統の変化や技術的な課題に対応するためのプロジェクトである MIGRATE（The Massive InteGRATion of power Electronic devices）のうち、Work Package 2（Real Time Monitoring and Control）のなかで RoCoF 算出に用いられたイベント後 200ms から 400ms の周波数計測値から近似した直線の傾きを RoCoF とする手法（本検討では以下、特定時間窓手法②）の二つを採用して検討を行った。イベント発生時のデータと RoCoF 算出方法のイメージ図を図 5 4 に記載する。

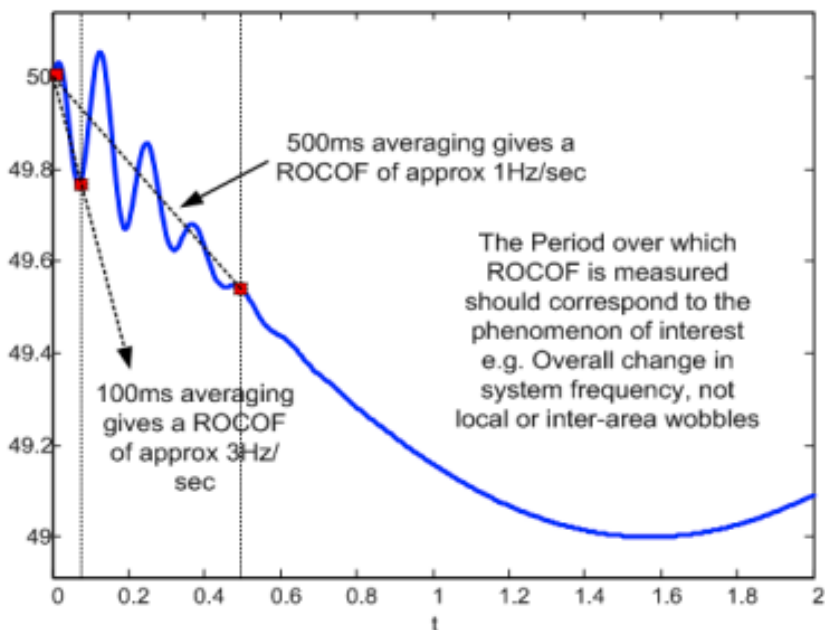


図 5 4 擾乱イベント発生後の周波数と特定時間窓(500ms)による RoCoF 推定の例

出所) Eirgrid, SONI, “RoCoF Modification Proposal-TSO’s Recommendations”より抜粋

特定時間窓手法は計測データが最低でも 2 点以上あれば RoCoF を計測できるといった手法の単純性がメリットとしてあげられる。一方で RoCoF を計測する際のデータ窓長については、イベント後 500ms の期間（本検討で採用）や 500ms～1000ms の間をとるなど、いくつかの考え方があり、これにより算出される RoCoF は同じ擾乱イベントであっても異なってくる。またこの RoCoF 算出に必要なデータ計測期間に位相跳躍等が発生している場合は RoCoF が実態とは異なる値として算出されてしまうことなどがデメリットである。本検討では位相跳躍やその他の計測ノイズによる悪影響を緩和するため移動平均処理（前後各 8 サンプルング）を実施している。しかし、イベントデータによる推定結果を見ると、他の手法と比較しても慣性推定結果が積上げ値の数倍（最大で 4 倍）程度と他のイベントベース手法に比べて

過大になる傾向が見られた。これは手法そのものがイベント直後の周波数跳躍等の計測箇所固有の要素に影響されやすいということが考えられる。また慣性推定値がイベントの計測地点つまり PMU 設置箇所の中央値を取っている影響も考えられる。他手法でも同様だが、本来イベント計測データにより系統慣性を正しく推定する際には系統の慣性中心周波数データを使うことが必要になる。慣性中心周波数の計算方法は式①-3-3である。

$$f_{CoI} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i f_i S_{n,i}}{\sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}} \quad (①-3-3)$$

H は発電機の慣性定数、S は発電機または回転機負荷の容量、f は周波数である。上式より慣性中心周波数を算出するには、イベント発生時に系統に接続する全ての回転体の慣性定数と容量、周波数計測値が必要になる。すなわち発電機、負荷全てに計測装置を付けそのデータを収集する必要があるが、現時点ではそれを実現することは難しく、この慣性中心周波数を推定するさまざまな検討も国内外で提案、検証されている。本事業では PMU の設置箇所や数に限りがあるものの、50Hz、60Hz 系統共に基幹系統に偏りなく分散配置されていることから、これらの計測データによる推定結果の中央値をとることで慣性中心周波数による推定結果に近似させることを画策しているが、少なからず慣性中心周波数との推定結果に差が発生してしまうことになる。これらの要因により特定時間窓手法①②とも他手法と比較して積上げ値との差が増大する結果となった。

特定時間窓手法①②による検討結果の一例を表 15 に示す。発生したイベント 3 ケースについて各 PMU 設置箇所の周波数計測データを用いて RoCoF を計算した結果が表にまとめられている。特定時間窓手法①②の計算方法で若干の違いがあることが見てとれる。また場所によっては両者の差が大きい場合もあることが確認できる。

表 15 特定時間窓手法①②による RoCoF 推定結果例

| 発生日時 | 評価方法 | RoCof (Hz/s) | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | | 南いわき | 新福島 | 新茂木 | 新栃木 | 新古河 | 新佐原 | 新多摩 | 新妻野 | 新秩父 | 新富士 | 北東京 | 平均 | 偏差 |
| 5月29日 18時46分32秒 | ① | -0.031 | -0.031 | -0.033 | -0.033 | -0.033 | -0.033 | -0.031 | -0.038 | -0.033 | -0.033 | -0.035 | -0.033 | 0.006 |
| | ② | -0.030 | -0.031 | -0.032 | -0.030 | -0.024 | -0.020 | -0.033 | -0.039 | -0.033 | -0.034 | -0.028 | -0.030 | 0.019 |
| 7月17日 1時27分19秒 | ① | -0.044 | -0.046 | -0.038 | -0.037 | -0.035 | -0.034 | -0.033 | -0.030 | -0.034 | -0.032 | -0.035 | -0.036 | 0.015 |
| | ② | -0.009 | -0.036 | -0.044 | -0.029 | -0.033 | -0.039 | -0.032 | -0.029 | -0.024 | -0.026 | -0.037 | -0.031 | 0.035 |
| 7月24日 17時58分20秒 | ① | -0.026 | -0.026 | -0.027 | -0.029 | -0.027 | -0.028 | -0.028 | -0.028 | -0.028 | -0.028 | -0.029 | -0.028 | 0.003 |
| | ② | -0.024 | -0.025 | 0.000 | -0.023 | -0.024 | -0.028 | -0.028 | -0.029 | -0.026 | -0.029 | -0.029 | -0.024 | 0.030 |

図 5 5 では、特定時間窓手法①②で算出した RoCoF を傾きとする直線（実線）と実測した周波数（破線）を比較している。図は PMU 設置箇所 4 地点の例だがイベント直後において各地点の周波数変化（破線）を捉えた傾きになっていることが分かる。

上述のとおり、系統全体の慣性を推定するためには慣性中心周波数を計測することが必要だが実系統において慣性中心地点を計測することは困難なことから、本検討では PMU 設置箇所ごとの結果の中央値をイベントの代表値として系統慣性の推定を行った。

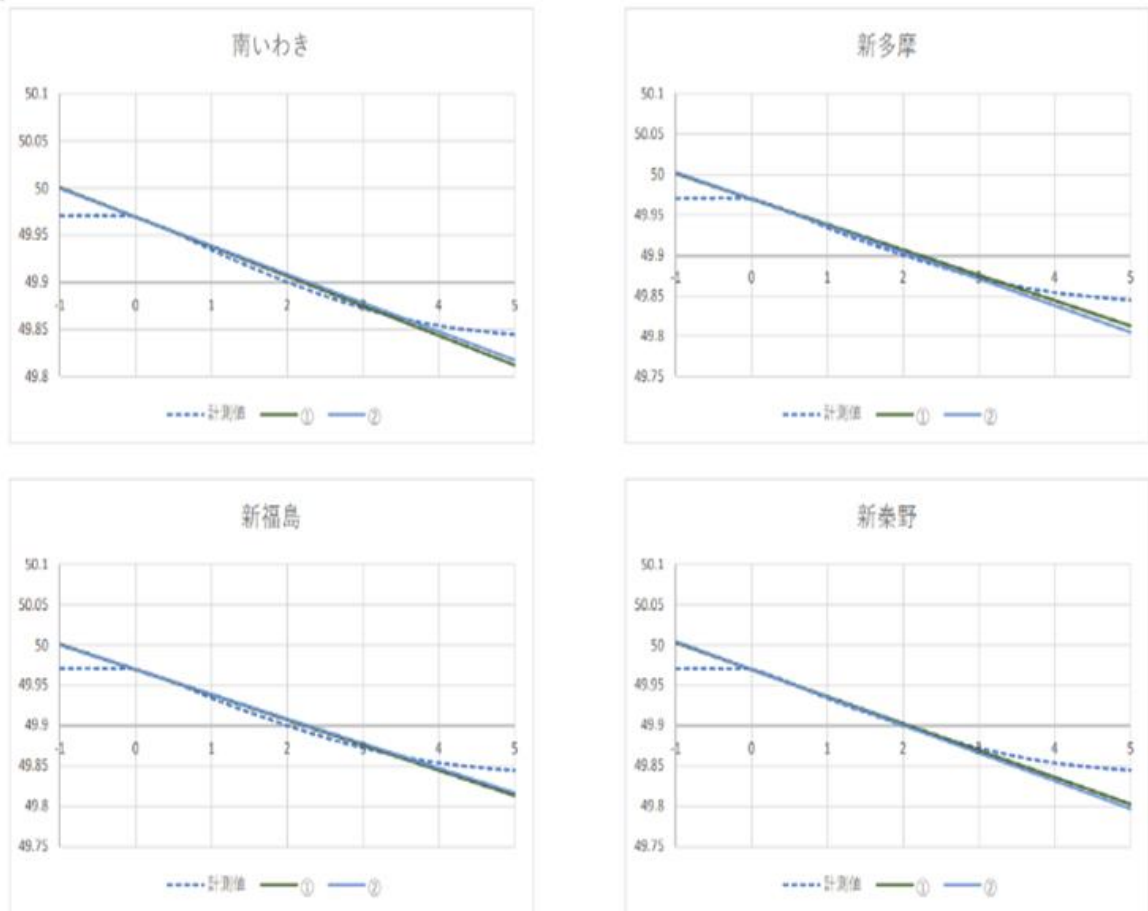


図 5.5 特定時間窓手法①②による各 PMU 設置箇所の RoCoF 推定結果抜粋

2-①-3-3-2. ヒストグラム手法

イベント直後の短時間の周波数データから RoCoF の候補を算出列挙し、そのヒストグラムを調べて確からしさの優位な候補を選出、その計測地点における RoCoF の推定値として決定する方法を開発した。

まず、ある地点の計測によって得られた周波数の時系列データ $f(t_i)$ ($i = 1, 2, \dots$) から RoCoF 候補の算出に用いる基底時刻 t_k を決定する。ここでは、イベント時刻の近傍で、全電気所の周波数平均値の時系列データの差分が最大となる時刻を基底時刻に定める。次に、その基底時刻から、あらかじめ定めた時間窓（ここでは 0.5s とする）の期間のデータから RoCoF 候補を算出、列挙する。すなわち、終端時刻 t_j ($j = k+1, k+2, \dots, k+L$) に対して次式により L 個の RoCoF 候補

$$a_{j,k} = \frac{f(t_j) - f(t_k)}{t_j - t_k} \quad (\text{①-3-4})$$

を求める。ここで計測時間間隔 Δt [s] に対して $L\Delta t$ [s] が時間窓に相当する。

以上の方法で得られた L 個の RoCoF 候補に対してヒストグラムを作成し、RoCoF の推定を行う。ここで、RoCoF 候補 $a_{j,k}$ の最大値を $a_{k_max} = \max\{a_{j,k} \mid j = k+1, k+2, \dots, k+L\}$ 、最小値を $a_{k_min} = \min\{a_{j,k} \mid j = k+1, k+2, \dots, k+L\}$ 、と表すとき、ヒストグラムの階級幅 f_w について次式を満たす最小の自然数 h により選べば、RoCoF 推定の精度を指定することができる。

$$f_w = \frac{a_{k_max} - a_{k_min}}{h} < 0.1 \times \frac{1}{60} \quad (\text{①-3-5})$$

実際、RoCoF 候補はノイズ等の影響を受けて、ばらつきをもったデータ群として得られるが、一方で異常値は最頻値から大きく外れた値として分離できる。したがって、ヒストグラムの最頻値を調べることで、このイベントに対する RoCoF を精度良く得られると考えられる。

また、イベント発生時刻と時間窓には若干の不確実性がある。そこで、RoCoF 候補数を増やすためにその探索範囲を広げる方法が考えられる。前者のイベント発生時刻に対しては、基底時刻を t_k から t_{k+1} , t_{k+2} , \dots のように計測データ刻みで遅らせながら繰り返し RoCoF 候補を探索する方法がある。これについて、本事業では 0.5s 後までを探索範囲として RoCoF 候補を求め、繰り返しヒストグラムを得ることにした。また、後者の時間窓については、その適正值は電力系統の特性にも依存する。ここでは、広く探索するために時間窓を最大 1.0s まで拡大して RoCoF 候補を求め、それぞれのヒストグラムを求めることにした。

以上の手順で追加した RoCoF 候補のなかから最も確からしい RoCoF 推定値を得るために、次の方法がある。RoCoF 推定に望ましくない影響が及ぶ例としては、基底時刻の計測結果にノイズが含まれる場合や、時間窓内の計測結果にローカル動揺や発電機制御系等の影響が現れている場合が考えられる。そこで、あるヒストグラムが得られたとき、RoCoF 候補数を n 、ヒストグラムの頻度の最大値を N として、各ヒストグラムに対して $g(N, n)$ を考える。

$$g(N, n) = \frac{N}{n} \quad (\text{①-3-6})$$

上述のような影響が含まれる場合には $g(N, n)$ の値は小さくなると考えられる。したがって、本手法では $g(N, n)$ が最大となるヒストグラムの推定結果を採用し、このイベントに対する RoCoF の推定値は、そのヒストグラムで最頻値をとる RoCoF 候補の値とする。

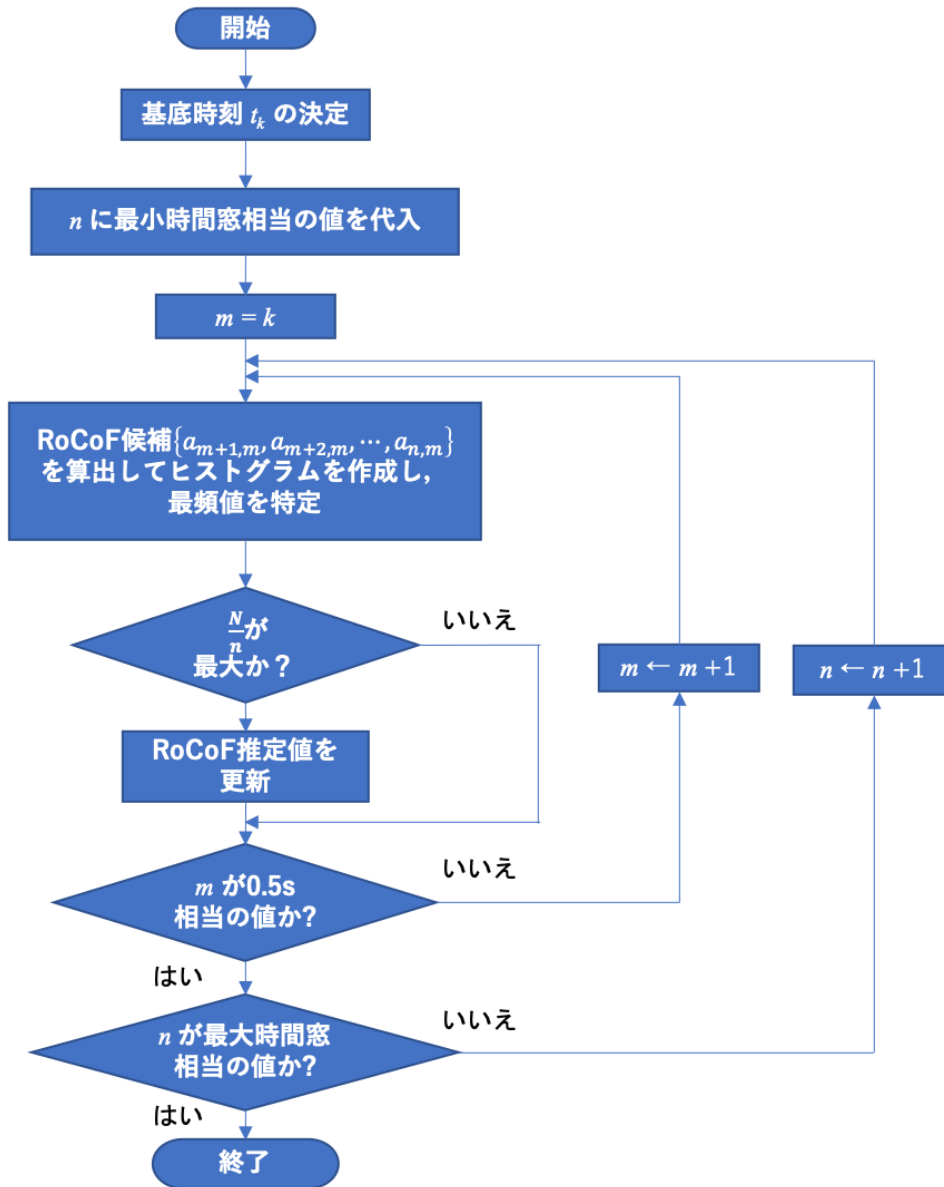


図 5 6 ヒストグラム法のフローチャート

あるイベントを対象に、ヒストグラム法の RoCoF 推定例を示す。ある電気所での計測結果において、 $g(N, n)$ が最大となった時のヒストグラムを図 5 7 に示す。このときの最頻値を示した I の中央値を RoCoF の推定値として得ることができる。

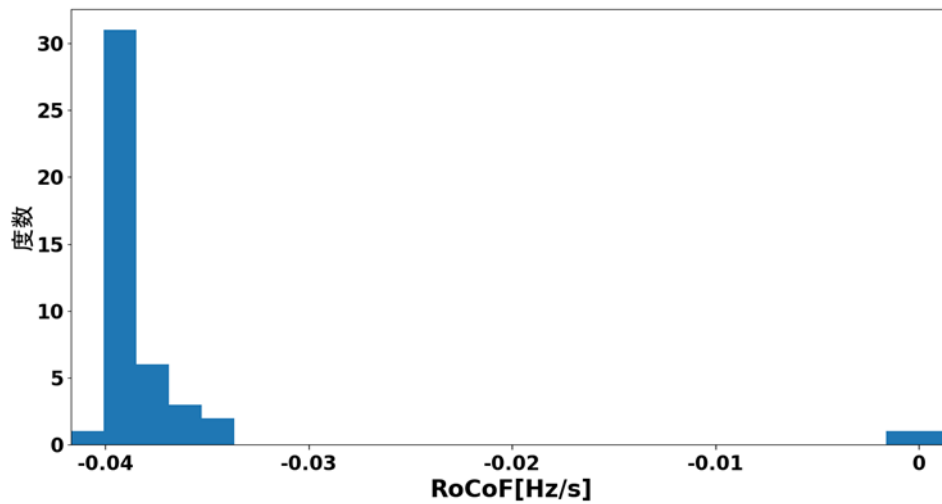


図 5 7 ヒストグラムの例

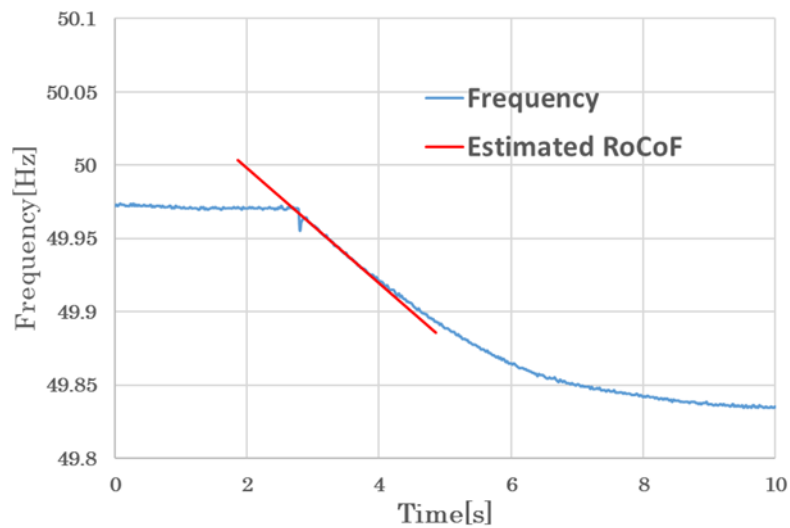


図 5 8 周波数変化と RoCoF の推定結果

RoCoF の推定結果としての傾きをもつ線分を周波数の時間変化とともに示したのが上図である。このように、あるイベント、ある電気所の計測結果に対して RoCoF の推定が適切に行われていると考えることができる。ただし、離島での推定やローカル動揺の影響を強く受けた電気所での推定においては、ノイズやその電気所特有の大きな数値変化が含まれることに起因して、単一箇所でのイベント直後の短時間のデータのみでは妥当な RoCoF 推定が難しい場合もあった。

上述の手法を計測箇所全てに適用して、同じイベントにおける全電気所の推定結果を箱ひげ図にしたものが図 5 9 である。下図より、場所によって推定結果に差があることがわかる。電力システムの動特性を未知として計測結果のみから計測箇所ごとに単独で推定を行っているため、これ以上の推論はできないが、イベントに対して系統全体の周波数変化の様子を

網羅することができるのが本手法の特徴であるといえる。なお、上述の RoCoF 推定が難しかった場合の箱ひげ図では、RoCoF の推定値が広い範囲に分布するような結果となった。

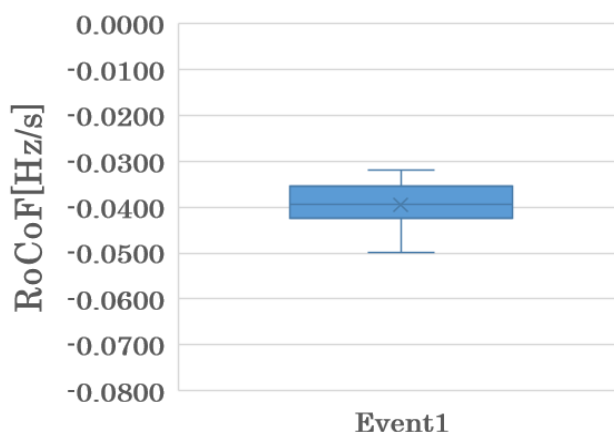


図 59 あるイベントに対する RoCoF 推定値の一覧

2-①-3-3-3. 多項式近似手法

電源脱落時の系統周波数変化近似式を式①-3-7 に示す。

$$E_{sys} \frac{d(\Delta f / f_0)}{dt} + K \Delta f = -\Delta P \quad (①-3-7)$$

電源脱落量は一般送配電事業者で把握できることから既知となり、また、事象発生時点 (t=0) では周波数変化は零 ($\Delta f=0$) であるから、その時点での周波数変化率 ($d(\Delta f / f_0) / dt$) を実測から算定すれば系統慣性 E_{sys} は式①-3-8 で求められる。

$$E_{sys} = \frac{-\Delta P}{2 \cdot \frac{d(\Delta f / f_0)}{dt}} \quad (①-3-8)$$

しかし、周波数変化の実測結果には発電機相互の干渉による同期化力振動成分が含まれているので、事象発生時点の周波数変化率を適切に算定するには、この成分に阻害されずに周波数変化を時間関数として近似することが必要である。

電力中央研究所の報告書²は“振動成分の周期よりも長い時間範囲、すなわち、周波数変化が実測されている時間範囲 (事象発生から 15~20 秒間程度) を対象とし、5 次関数で近似した。”と記載されている。本事業ではイベント発生後から 20 秒間を対象として検討を実施した。

² “実測結果に基づく系統周波数特性の推定手法の開発”, 電力中央研究所, 平成 7 年 5 月 参考文献に記載

$$f(t) = A_5t^5 + A_4t^4 + A_3t^3 + A_2t^2 + A_1t \quad (①-3-9)$$

ただし、

f：事象発生時点の周波数の変化 (pu)、t：事象発生時点からの経過時間(s)である。係数 $A_1 \sim A_5$ を推定すれば、 $df(t)/ft=A_1$ となるため系統慣性は次式で推定できる。

$$E_{sys} = \Delta P / (2 \cdot |A_1|) \quad (①-3-10)$$

ただし、 ΔP ：電源脱落量または負荷脱落量 (MW) である。

周波数変化の実測データに含まれているノイズを除去するため、特定時間窓手法同様、移動平均処理（前後各 8 サンプルの単純移動平均）を用いた。事象発生時点の推定については、処理後のデータより算出した RoCoF を指標とし、最初にその大きさが 0.015(Hz/s)を超えた時点を事象発生点とした。

本手法では周波数の時系列変化を 5 次式で近似しているがゆえに、上記にもあるとおり発電機相互間の同期化力振動成分が除去できる点はメリットである。また特定時間窓手法のようにイベント発生直後のみでなく、20 秒まで対象にしていることから位相跳躍のようなスパイク上の変化にも影響されがたい。一方で 5 次式の制約上、イベント発生後の動揺が長期間持続した場合や、20 秒の間に別の系統事象（イベントによる負荷の脱落、複数の事故、系統の再閉路等）が発生し周波数が通常の復帰動作とは異なる場合等は、それにフィッティングしようとする事で、本来 RoCoF 算出に重要となるイベント直後の実波形との近似誤差が拡大する、つまり慣性推定誤差が増大する点がデメリットとなる。多項式近似手法によるデータ処理のイメージ図を図 6 0 に示す。

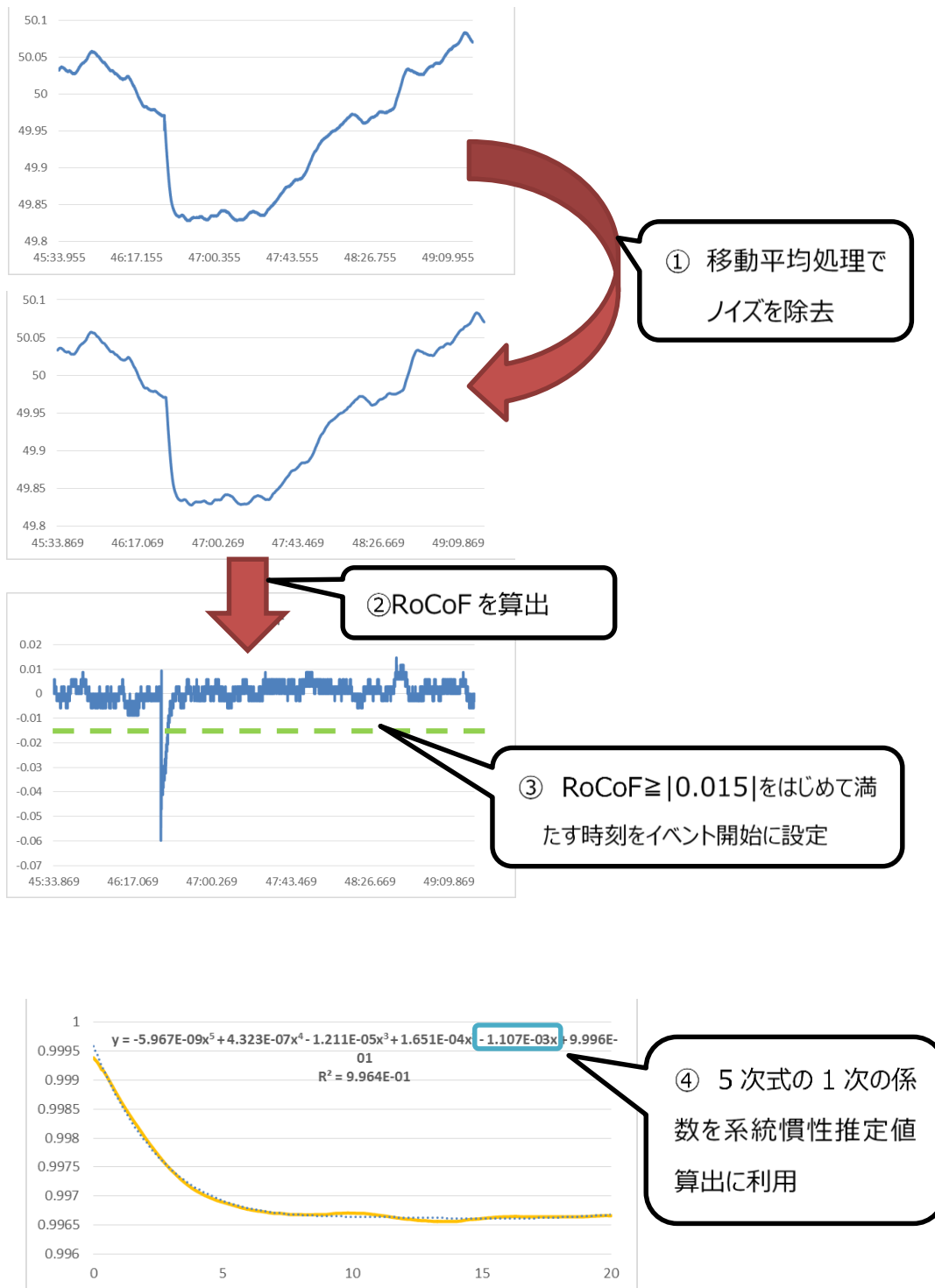


図 60 多項式近似式による計測データの前処理と系統慣性推定フロー概念図

2-①-3-3-4. 多地点加重平均手法

電力系統出力変動対応技術研究開発事業（2014～2018年度）において再エネおよび制御システム（EMS）を導入・構築した新島を試験フィールドとし、新島内燃力発電所に設置した PMU による計測値を用いて、既存の各種慣性推定手法の本土適用を想定した評価を行うとともに、各種ノウハウを取得した。

- ・ 新島ではイベントベース手法の一つである多項式近似手法に着目し検討した。発電所が一箇所であることと、運転している全ての発電機の周波数と出力電力を計測できたこと等から、誤差率 20%程度以下の精度で推定ができた。
- ・ 多項式近似手法を本土系統等大規模系統に適用した例はあるが、必ずしも高精度に慣性が推定されてきたとはいえない。以下本土に多項式近似手法を適用する際の具体的な課題を挙げる。
 - 新島では脱落（遮断）発電機の出力波形を、イベント時刻の検討に活用できたが、本土ではそれが可能でない場合も多い。よって周波数波形のみでイベント時刻を決める方法が重要である。解析者の考え方や習熟度による結果の違いが少ないような、客観的な方法が望まれる。
 - 本土では発電機が多地点に分散配置されていることと、それらが直列インピーダンスを介して接続されていることから、地点ごとに周波数波形が異なる。これらのうちのどの波形を用いるか、あるいは複数波形をどう組合せて用いるかの客観的な手法、考え方が望まれる。

これらの課題を考慮して、本土適用を視野に多項式近似手法を中心にイベントベース手法の改良検討を行った。

一般に本土系統では発電機が送電線や変圧器を介して面的に離れて設置されており、大規模イベント時にはこの発電機間の直列設備のインピーダンスが原因となって、発電機ごとの応答は異なってくる。よって互いに離れた変電所での周波数計測値は異なったものとなり、得られる RoCoF 値も地点ごとに異なる。このように地点ごとに異なる RoCoF 値を活用して系統全体の慣性を求め得る方法を検討する。

単位法で表現した番号*i*の発電機の動揺方程式は次式である。

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{Mi} - P_{Ei} \quad (①-3-10)$$

機械ダンピングは無視している。ベース容量が共通であるとして、全ての発電機について片々加えると、次式を得る。

$$M_T \frac{d\omega_{COI}}{dt} = \sum_{i=1}^{n_G} P_{Mi} - \sum_{i=1}^{n_G} P_{Ei}, \quad M_T = \sum_{i=1}^{n_G} M_i, \quad \omega_{COI} = \sum_{i=1}^{n_G} M_i \omega_i / M_T \quad (①-3-11)$$

M_T は系統慣性の単位系表現、 ω_{COI} は発電機群の COI（center of inertia、慣性中心）角速度である。右辺の機械入力が一一定で電気出力合計に関して大きなステップ外乱 ΔP_{pu} があったとすると上式は次のように書ける。

$$M_T \frac{d\omega_{COI}}{dt} = -\Delta P_{pu} \quad (①-3-12)$$

上式は状態量の一次結合である ω_{COI} に関する一次の微分方程式であるから、系の動的モードの一つを表している。この非振動モードを COI モードと呼ぶ。ここで、発電機の角速度が観測できず、代わりに各地点の周波数が観測できる

ような、より現実的な状況を想定し、COI 周波数 $f_{COI} = f_0\omega_{COI}$ により COI モードを記述しておく。あわせて単位変換を行い、SI 単位系で COI モードを表す微分方程式を次のとおり得る。

$$2E_{sys} \frac{df_{COI}}{dt} = -f_s \Delta P \quad (1-3-13)$$

ここに ΔP は ΔP_{pu} の SI 単位系での表記である。よってステップ外乱 ΔP により COI 周波数 f_{COI} は（機械入力一定等の仮定が成立する限り）一定の傾きで変化する。そしてこの傾き（と ΔP ）がわかれば E_{sys} が推定できる。このような COI 周波数の性質を踏まえ、次のような方針で多地点情報を活用する。

- ・ 図 6 1 に示すような地点別周波数の加重平均により、COI 周波数を推定する。これにより上式から E_{sys} を求める。
- ・ COI 周波数の推定にあたっては、上述のような COI 周波数の単調に変化する性質に着目し、図 6 2 に示すように「加重平均周波数と低次の多項式の最小二乗誤差が最小となる」ように加重平均化重みと多項式係数を決める。なお加重平均重みの合計は 1 である。

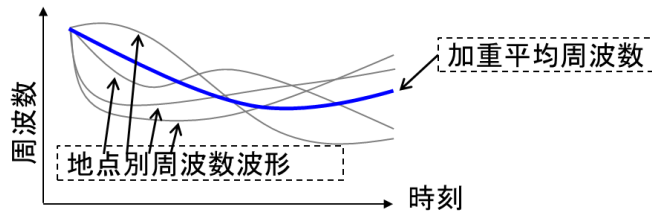


図 6 1 地点別周波数と加重平均周波数の概念

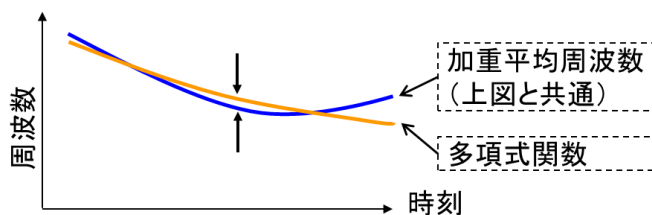


図 6 2 加重平均周波数を単調とするための条件設定

なお上の一点目について、加重平均周波数から直接 RoCoF 値を求めることはできないため、実際には二点目にある多項式の初期傾きから RoCoF 値を求める。

検証結果の概要は次のとおりである。例題系統での安定度シミュレーション結果を用いた数値検討から、全ての発電機の回転角速度情報を参照することで、慣性の情報を全く参照せずとも慣性中心角速度を妥当に推定できることが確認できた。これにより、適切な地点別情報があれば妥当な慣性推定を行える見通しが示された。更に実系統の周波数

データを用いた数値検討では、推定値が積上げ値に対して 5 割程度大きめとなるものの精度の評価としては他のイベントベース手法と同等以上であり、慣性推定自体は可能であることが確認できた。

なおこの手法については本事業内で開発したイベント時刻を特定する方法と併せ、本土側検討体制と協調して評価を行い、他のイベントベース手法と比較して遜色ない慣性推定精度であることを確認している。

本土の電源脱落イベントデータへの多地点加重平均手法適用例を図 6 3 に示す。

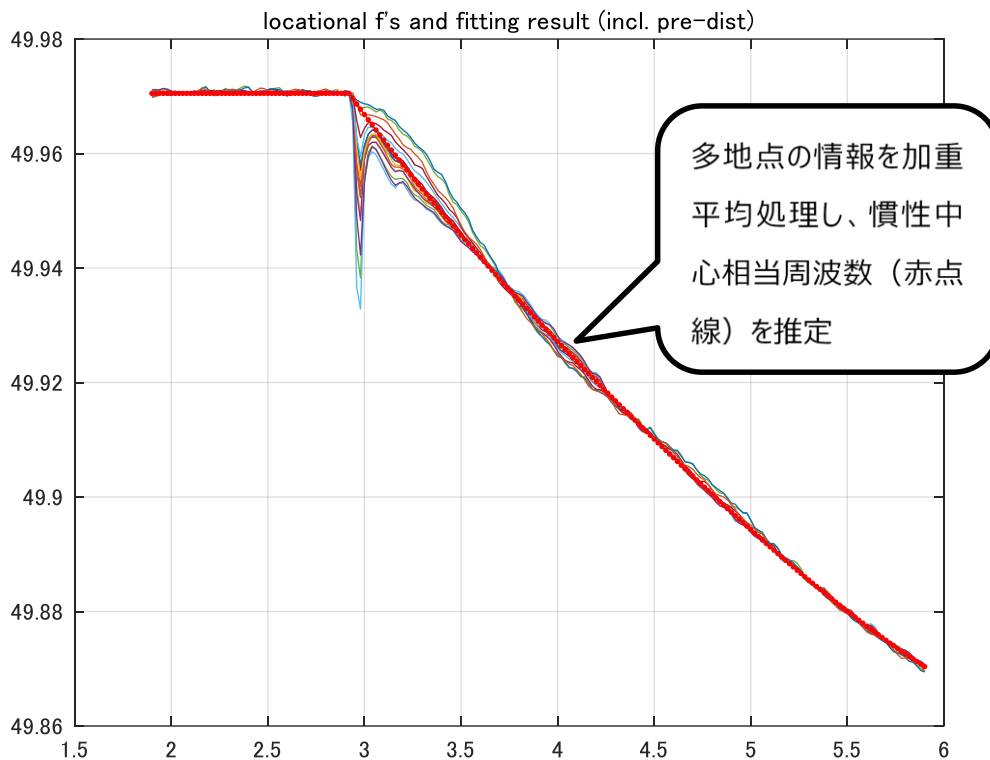


図 6 3 電源脱落イベント発生後の周波数と多地点加重平均手法による RoCoF 推定例

2-①-3-3-5. KMD 手法 (RoCoF 用)

2-①-3-2-1 で述べた KMD 手法は常時計測以外にイベントベース手法としても利用可能である。

電源脱落の事象直後に関する交流系統の周波数偏差 Δf の時系列データに対して、

$$\Delta f(t) \approx \sum_j \exp(v_j t) V_j \tag{①-3-14}$$

の v_j および V_j をデータから同定する (数値計算アルゴリズムは同じ項を参照)。今、 $t = 0$ が電源脱落の発生した時刻とすると、上の式より直ちに RoCoF が

$$\left. \frac{d}{dt} \Delta f(t) \right|_{t=0} = \sum_j v_j V_j \quad (①-3-15)$$

で評価される。そして、電源脱落量のデータと組合せることで慣性が評価される。

本手法のメリットとしては振動成分を含む周波数を有限個のモードに分解することから計測した周波数に重畳する振動成分等を陽に考慮できる点である。他のイベントベース手法では移動平均処理により推定に悪影響を与える振動成分を除去しているが、本手法では KMD により振動成分除去を実現している。本事業では、計測した周波数をモード分解した後固有周期が小さい下位 3 位のモードのみで周波数時系列データを復元し、それを用いて RoCoF を推定している。PMU により計測したある地点の周波数（実線）と下位 3 位のモードのみで復元した周波数データ（丸プロット）の比較例を以下に示す。図 6 4 より PMU 計測データには見られる振動成分が KMD によりモード分解・復元した周波数データでは取り除かれていることが分かる。

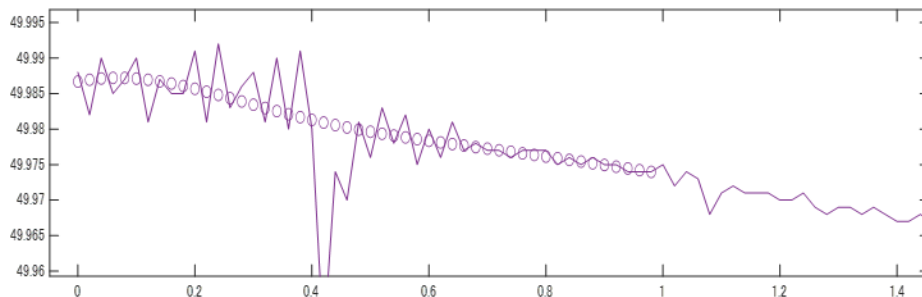


図 6 4 擾乱発生後の周波数（実線）と KMD によるモード分解・復元後の周波数（丸プロット）の比較

2-①-3-3-6. 品質指標（Quality Indicator）について

イベントベース手法では系統で発生する擾乱イベント時の計測データを用いて慣性を推定することになるが当然のことながら、系統で発生するイベントの事象や大きさ、発生場所は一樣ではない。イベントの大きさや様相の違いは計測周波数に現れることになるため、イベントベース手法についてはこれらの影響を受けざるをえない。海外調査結果、MIGRATE プロジェクトの報告書³もこの点について記載があり、イベントベース手法の推定結果の精度に影響があるようなイベントも含めた全てのイベントに対してスクリーニングを行い、その後の手法の評価をする際に対象のイベントを除くべきか考慮すべきかの判断指標としていることが報告されている。MIGRATE プロジェクトにて用いられた QI の 3 条件は以下のとおりである。

1. 開発手法で推定した慣性の偏差（所定の期間で規定値以下となっているか）
2. イベント前の電力変化
3. イベントによる周波数偏差

³ MIGRATE project, "D2.3: Lessons Learned from Monitoring & Forecasting KPIs on Impact of PE Penetration", 閲覧日：2021 年 12 月 9 日, https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/9c7ae793e3316f9a19f4999c4b428fa46f45572a/D2.3%20-%20Lessons%20Learned%20from%20Monitoring%20and%20Forecasting%20KPIs%20on%20Impact%20of%20PE%20Penetration.pdf

本事業でも MIGRATE プロジェクトを参考に QI を適用しイベントのスクリーニングを行った。なお、本事業で採用した QI の条件は以下の 2 点である。

1. イベントサイズ（≒イベントによる周波数偏差）が系統容量基準で 0.50%MW 以下
2. イベント発生前後に通常とは異なる事象が確認できる場合

1 については、イベントサイズが系統容量に対して小さすぎると時々刻々と発生する負荷変動や計測地点のノイズ等によりイベント発生時刻の特定が難しくなること、2 についてはイベント直前に発電機制御系等が働いていることにより、擾乱イベントによる電力動揺以外の要素が入り込むといった推定精度に影響を及ぼすことが想定されるイベントを手法の評価前に除外することを期待して設定した。QI を通過するイベントと QI により除外されるイベント波形の例を図 6 5 に示す。

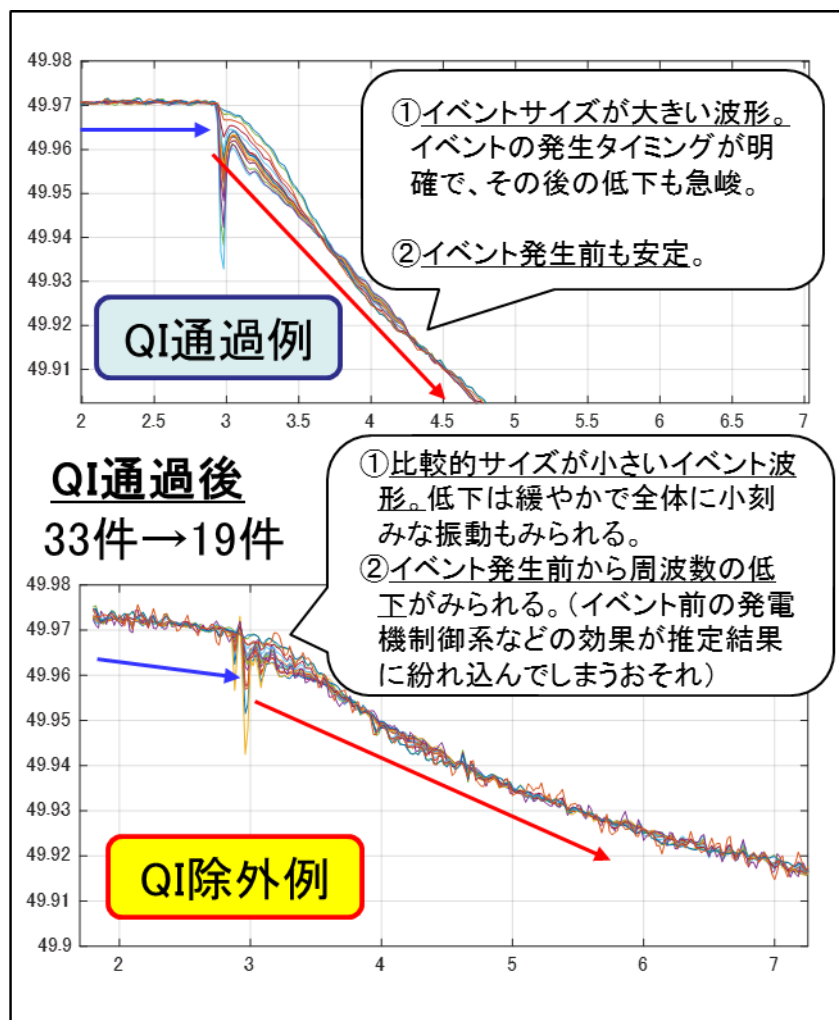


図 6 5 QI の観点から見たイベント時の周波数波形（東地域）

本事業期間中、33 件の擾乱イベントが発生したが、QI を適用するとおおよそ半数のイベントが除外となった。図 6 6 は QI を通過したイベントのみを対象に、本事業で選定したイベントベース手法ごとの推定結果と改良 FFT 手法のイベント前後 30 分レコードにおける推定結果を箱ひげ図で比較評価したものであり、縦軸は積上げ値に対する各手法の推定結果の比率になっている。なお、箱ひげ図は、データのバラつきをわかりやすく表現するための統計図である。箱ひげ図の構成例を図 6 7 に示す。外れ値については一般的に利用されることが多い IQR（Inter Quarter Range）の 1.5 倍を超過したものとした。

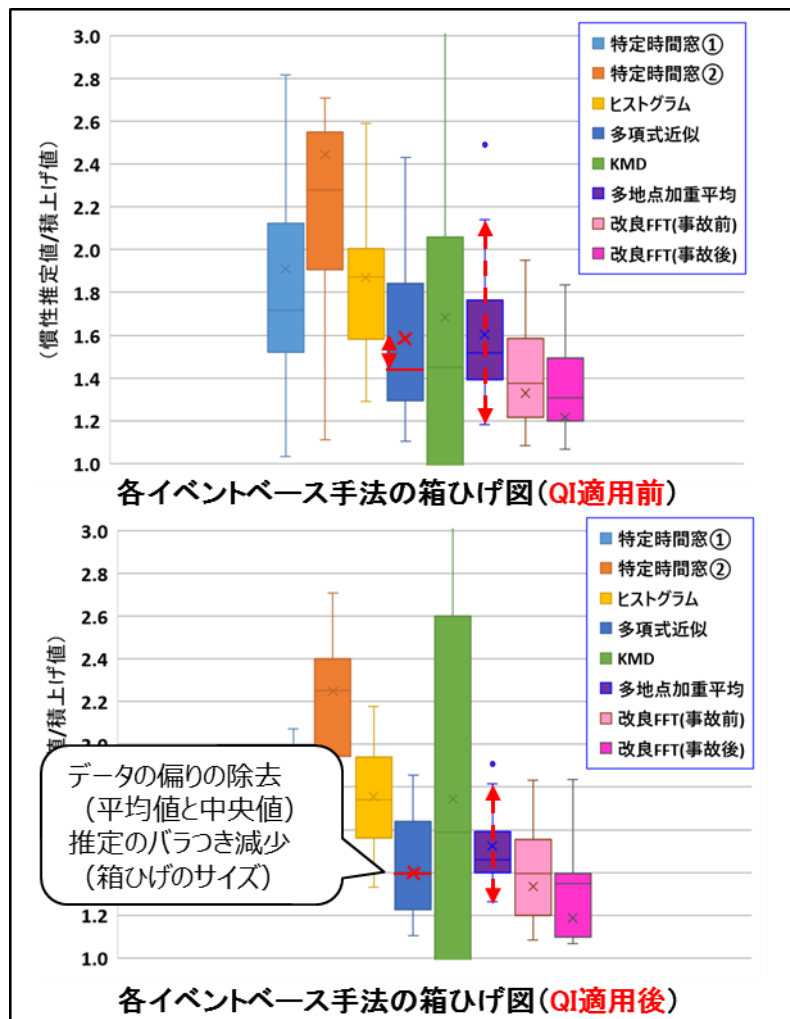


図 6 6 各イベントベース手法による慣性推定結果の箱ひげ図

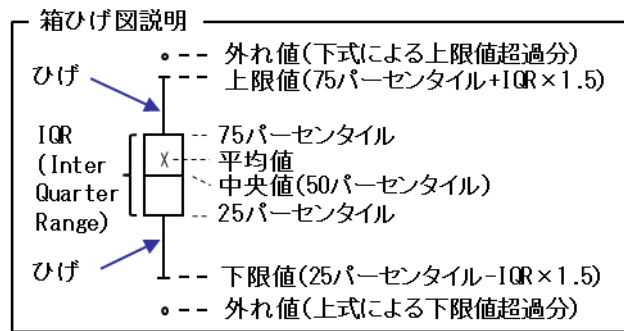


図 6 7 箱ひげ図の構成

QI 適用前と比較して、QI 適用後は各手法の箱ひげの長さ（イベントごとの慣性推定結果のバラつき）が減少し、データの偏り（平均値と中央値）が低減されていることが確認できた。本事業では QI を通過した 19 件のイベントを対象に手法の比較評価を行った。

2-①-3-3-7. イベントベース手法による推定結果のまとめ

先述の QI を通過した 19 件のイベントに対し、各種イベントベース手法による推定結果を箱ひげ図で評価した結果について考察する。なお、イベントベース手法に使用するデータについて、多地点加重平均手法以外は PMU 設置箇所ごとに推定した系統慣性の中央値をイベントの代表値とした。これは系統慣性を正確に推定するためには多地点情報を各地点に応じた重みで加重平均する必要があると考えられるが、計算の過程で自動的に各地点の重みを算出する多地点加重平均手法とは異なり、他の手法では各地点の重みを別の方法で算出する必要がある。本事業では東地域、中西地域それぞれ PMU を分散配置していることから、各地点の重みは全て均一とし計算を行った。

また図 6 8 からわかるように各地点の計測データにみられる振動成分は箇所ごとに異なる。この振動成分の影響により極端に推定結果が悪くなる地点があることも検討のなかで確認されている。そのため検討上このような外れ値を除外することを目的に他の手法では各 PMU 設置箇所の推定結果の中央値を取ることとした。また東地域と中西地域で比較すると中西地域には長周期動揺が擾乱時にも発生しており、推定手法によってはある PMU 設置箇所の推定結果が他の地点と比較して過大または過小となる場合があることからイベントの代表値として中央値を採用する方が望ましいといえる。

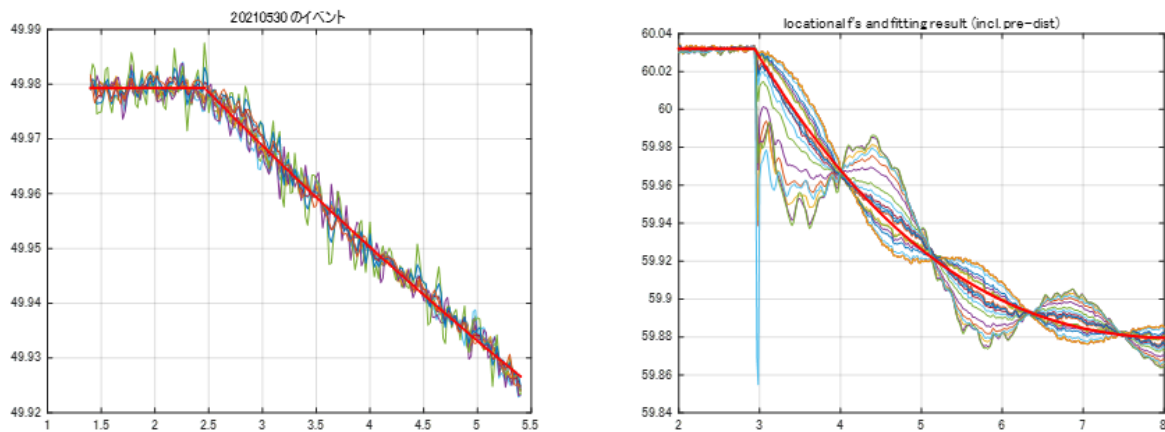


図 6 8 イベント発生時の周波数変化例（左：東地域、右：中西地域）

次に東地域と中西地域のイベントベース手法ごとの慣性推定結果と、改良 FFT 手法のイベント前後 30 分レコードにおける推定結果を箱ひげ図で比較評価した結果を図 6 9、図 7 0 に示す。

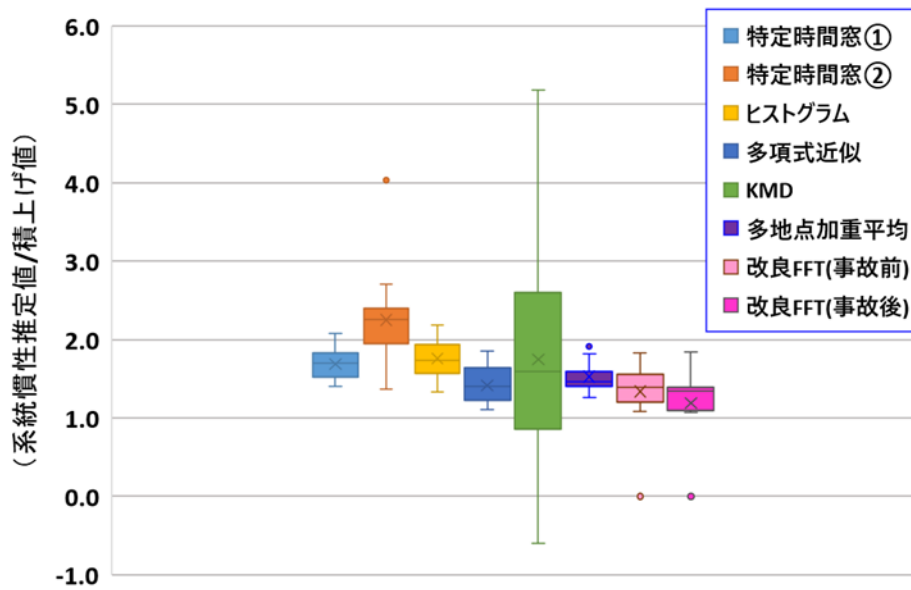


図 6 9 手法ごとの推定結果比較（東地域）

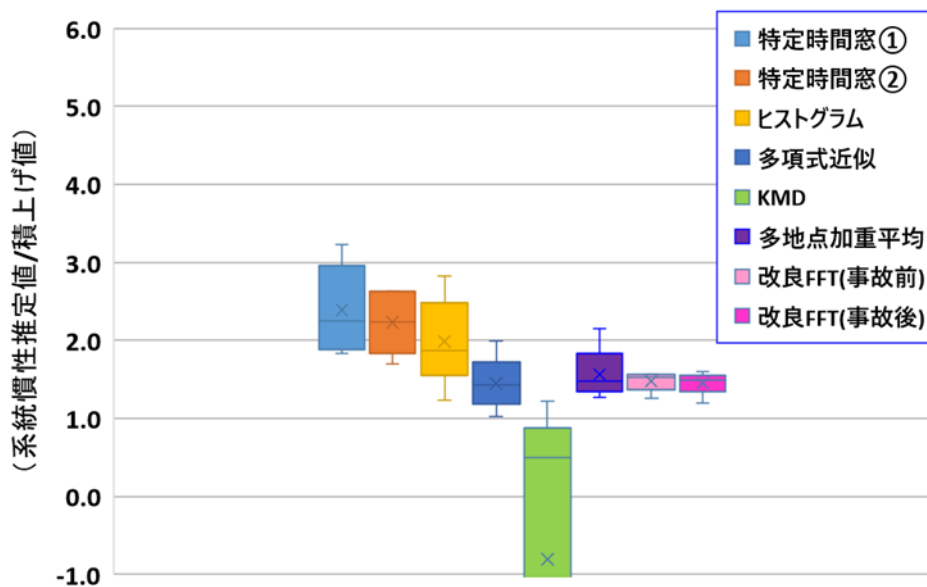


図 7 0 手法ごとの推定結果比較（中西地域）

東地域、中西地域共に KMD 手法を除き、各手法の箱ひげの大きさに大差はなく、FFT 手法の箱ひげの大きさと同等に近い値となる手法も数多く見られた。

図 6 9 および図 7 0 の縦軸を 1～3 倍に拡大したものを図 7 1 および図 7 2 に示す。

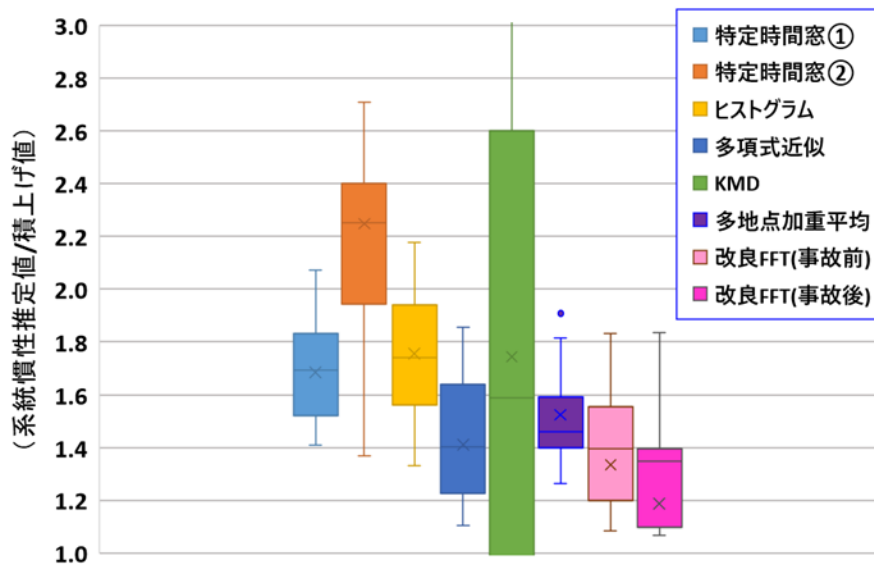


図 7 1 手法ごとの推定結果比較・拡大図（縦軸 1.0～3.0 倍）（東地域）

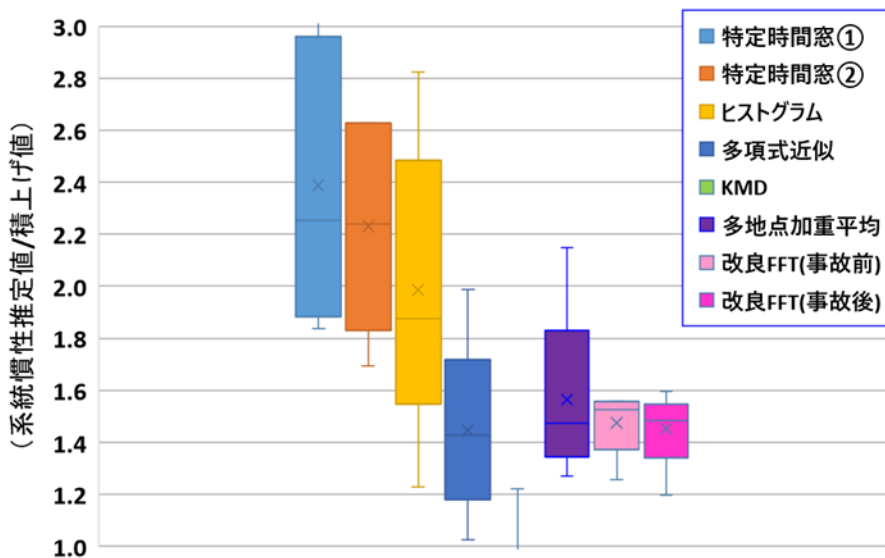


図 7 2 手法ごとの推定結果比較・拡大図（縦軸 1.0～3.0 倍）（中西地域）

箱の底辺である 25 パーセント値に着目すると、KMD 手法を除く全てのイベントベース手法において慣性積上げ値に対して 20%程度以上大きく算出されている。これらは FFT 手法による慣性推定結果も同様である。

これらから、系統全体の慣性を推定すると、慣性積上げ値以外の系統への寄与分が一定程度存在することが示唆される。

なお、KMD 手法による箱ひげの長さが他手法と比べて著しく長くなっている。

KMDにより数十のモードに分解されたなかから、今回は全てのイベントに対して一律に固有周期の小さい下位三つのモードを機械的に抽出したことで実際の周波数低下波形にフィッティングするように再現されなかったことが原因として考えられる。そのため、イベントごとにKMDで分解されたモードのなかから最適なモードを抽出することができれば改善の余地があると考えられるが、そちらについては今後の課題となっている。

次に東地域と中西地域とで図7-1と図7-2の箱ひげ図を比較すると箱ひげの大きさに違い（東地域の方が中西地域よりも相対的に小さい）がある。これはイベント発生件数の差（東地域：14件、中西地域：5件、QI適用後）が一因と考えられる。事業期間中の限られたイベント発生件数による検討ではあるが、手法ごとに箱ひげの長さで比較してみると多地点加重平均手法が他の手法と比較して推定結果のバラつきが小さい手法であることが確認できる。これは多地点の情報を加重平均処理することによって他の手法よりも慣性中心周波数に近い推定結果を得られているためであると考えられる。なお多地点加重平均手法で得られた各PMU設置箇所の重みを活用する等、適切な重みを考慮した加重平均処理を他手法にも適用することで更なる精度向上が期待できると考えられるが、本事業では横並びの評価、代表手法の選定までにとどめている。これらの結果から、本事業では多地点加重平均手法をイベントベース手法の代表手法とし、後述する需要側慣性を推定する際にも活用している。

2-①-4. 系統慣性推定手法の検証評価

2-①-4-1. 改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の傾向分析

図 7 3 は中西地域における改良 FFT 手法による系統慣性推定結果と慣性積上げ値の比較結果である。

図中に記載の「相関係数」は慣性推定値と慣性積上げ値の変動の傾向を把握する指標であり、1 に近いほど慣性推定値が慣性積上げ値の変動の傾向を捉えられていることを示している。相関係数が示すとおり改良 FFT 手法は慣性積上げ値の変動の傾向を捉えられる手法であることが確認できた。

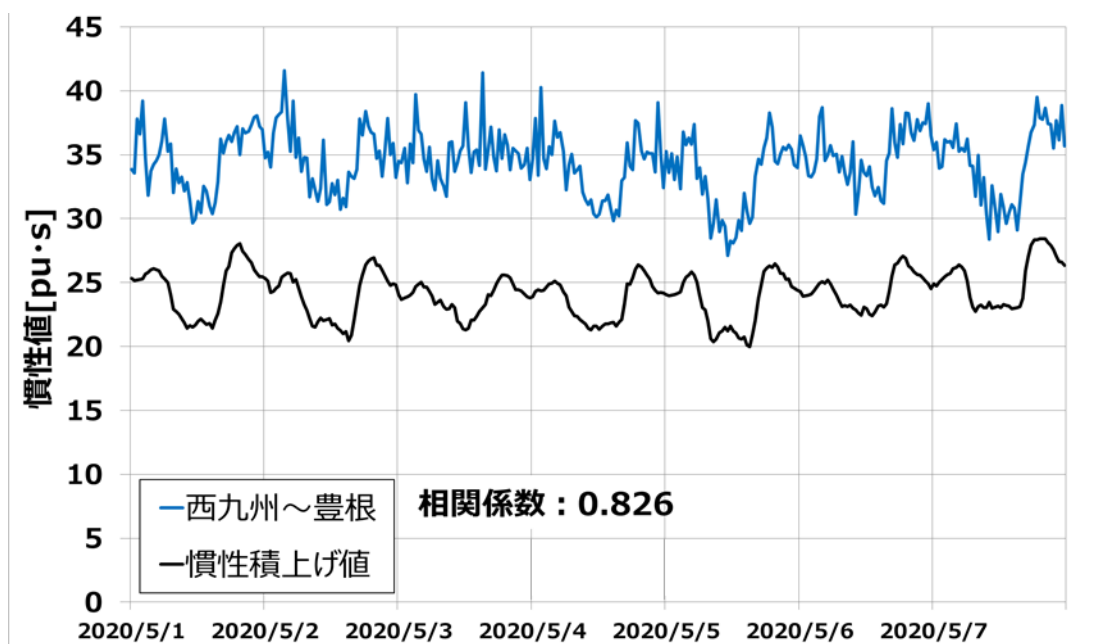


図 7 3 改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較例（中西地域 西九州～豊根）

一方、慣性推定値と慣性積上げ値には一定の差分が存在している。図 7 4 は相関係数が上図と同等に高い PMU の組合せにて、2020 年 4 月～2021 年 2 月までの慣性推定値と慣性積上げ値とその差分と比率の推移を示したものである。また、差分について抜き出し、パーセンタイルグラフとしたものを図 7 5 に示す。差分の傾向については図 7 5 のとおり、中央値は 12～14pu·s、中央値からの偏差(2 σ)は ± 4 pu·s 程度のバラつきがあることを確認した。また年間を通して一定の傾向が得られているが、慣性推定値と積上げ値の相関係数が高く、季節性の慣性の変化傾向を捉えられており、差分はその変化分が相殺されていることが要因と考えられる。

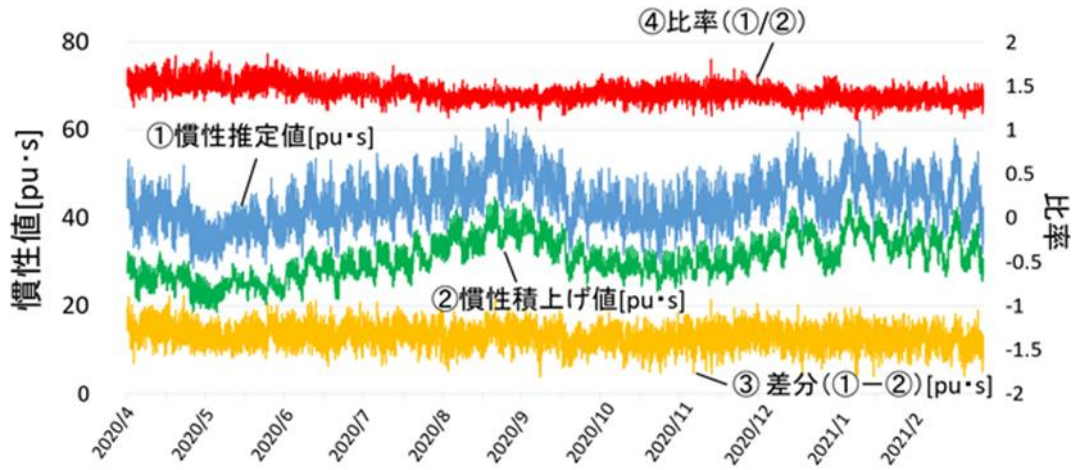


図 7 4 慣性推定値と慣性積上げ値の差分・比率 (2020.4~2021.2 駿遠~西九州)

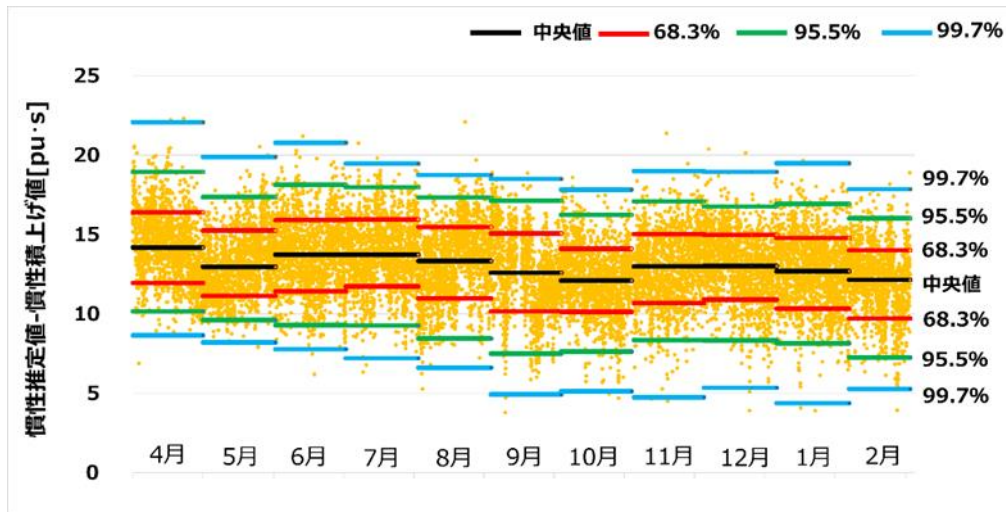


図 7 5 慣性推定値と慣性積上げ値の差分パーセンタイル (2020.4~2021.2 駿遠~西九州)

差分が年間を通して概ね一定であることは確認したものの、パーセンタイルで示したとおりの増減はあることから、差分要因の分析のため、季節、時間帯、再エネ比率、需要等さまざまな時系列データと相関関係を確認した。確認したなかでは図 7 6 に示す需要と慣性積上げ値の相関関係が最もよく、相関係数 0.4 程度の正の相関を確認できた。

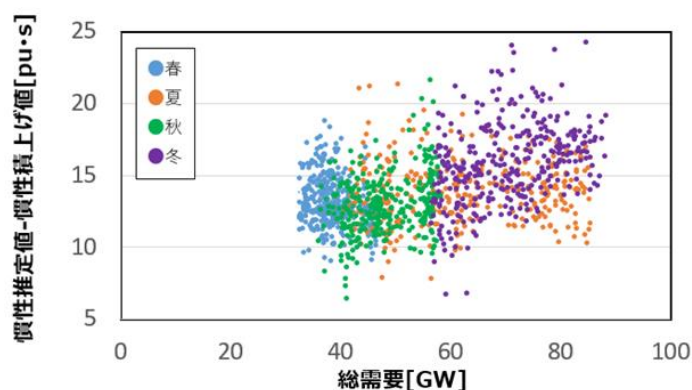


図 7 6 差分と需要の相関関係

2-①-4-2. 複数のアプローチによる慣性推定値の大きさの妥当性評価

先述の通り、改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値には概ね一定程度の差分が見られたことから、複数のアプローチによる慣性推定結果と比較し、妥当性評価を実施した。

2-①-4-2-1. 常時変動ベース手法による慣性推定値の比較評価

異なるアプローチとして並行して検証を進めてきた KMD 手法による慣性推定値と改良 FFT 手法による慣性推定値を比較した中西地域の結果を図 7 7 に示す。両手法の推定結果が同程度の大きさでかつ、慣性積上げ値よりも大きな値で同様に推移し、ある程度の相関がみられた。

異なるアプローチによる慣性推定値が、いずれも慣性積上げ値よりもある程度の差をもって同程度で大きめに推移することから、系統全体の慣性を推定すると、慣性積上げ値とはある程度の差をもって同程度に推移する可能性が高いことが示唆された。

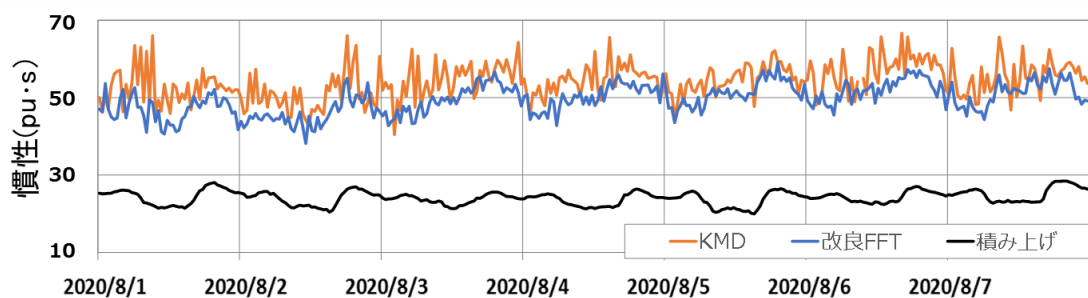


図 7 7 改良 FFT 手法、KMD 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較

2-①-4-2-2. イベントベース手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較評価

本事業では、本事業内で開発した手法や国内外の調査結果から把握した手法等計五つのイベントベース手法を検証した。そのなかから比較的バラつきが小さい多地点加重平均手法を代表手法として選定し、代表手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較評価を実施した。この手法は多地点の PMU 計測データを活用し、慣性中心周波数を推定するとともに、イベント開始時刻の客観的な特定をねらいとした手法である。

図 7 8 は事業期間を横軸、イベント発生時におけるイベントベース手法による慣性推定値と慣性積上げ値を縦軸としてプロットしたものとなる。

慣性推定値と慣性積上げ値の大きさを比較すると、全てのイベントでイベントベース手法による慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きく算出されることが確認された。

改良 FFT 手法、KMD 手法、イベントベース手法それぞれの慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きく算出されたことから、慣性積上げ値以外に系統への寄与分が一定程度存在する可能性が高いことが示唆された。

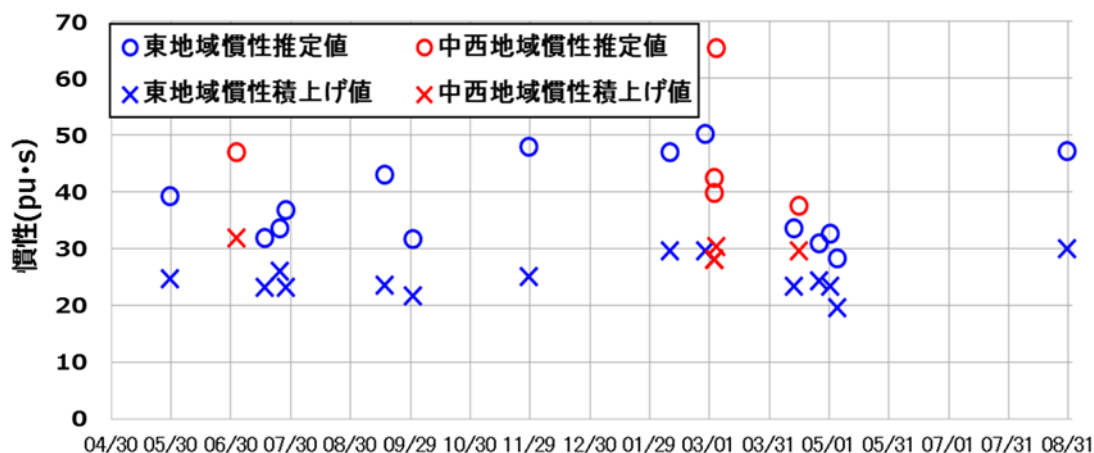


図 7 8 イベントベース手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較

2-①-4-2-2. イベントベース手法と改良 FFT 手法による慣性推定値の比較評価

次にイベント発生時におけるイベントベース手法による慣性推定値と、イベント直前における改良 FFT 手法による慣性推定値を比較した結果を図 7 9 に示す。

両手法による慣性推定値の差分は、半数近くが 5[pu·s]以内の範囲に収まり、残りもほとんどが 10[pu·s]以内に収まったことから、それぞれの手法に誤差要因は考えられるものの、改良 FFT 手法ではイベント時しか計測できない（慣性推定可能なレベルの）RoCoF から算出した慣性と同等に近い慣性を常時推定できることがわかった。

これにより本事業で開発した FFT 手法は、慣性を測る目的である RoCoF や Frequency Nadir を管理するうえで活用可能な手法であるといえる。

なお、慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因について把握することが他への展開も含めて重要となることから、その要因について検討を行った。

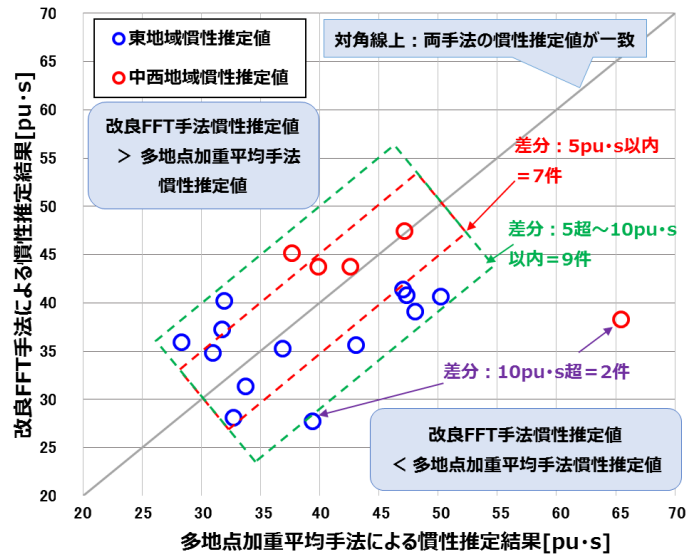


図 79 イベントベース手法による慣性推定値と慣性積上げ値の比較

2-①-4-3. 慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きくなる要因

系統慣性推定手法で算出した慣性は理論上、系統全体の慣性を推定している。一方で、慣性積上げ値には需要側慣性が含まれていないため、慣性推定値の方が大きくなるのは妥当な結果である。したがって慣性推定値が慣性積上げ値と一致しないことは誤差ではなく、慣性積上げ値に対し、系統に寄与するその他の要因が考慮されていないことが考えられるため、慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きくなる主たる要因について図 80 に整理した。以降、主たる要因それぞれの詳細検討結果について記載する。

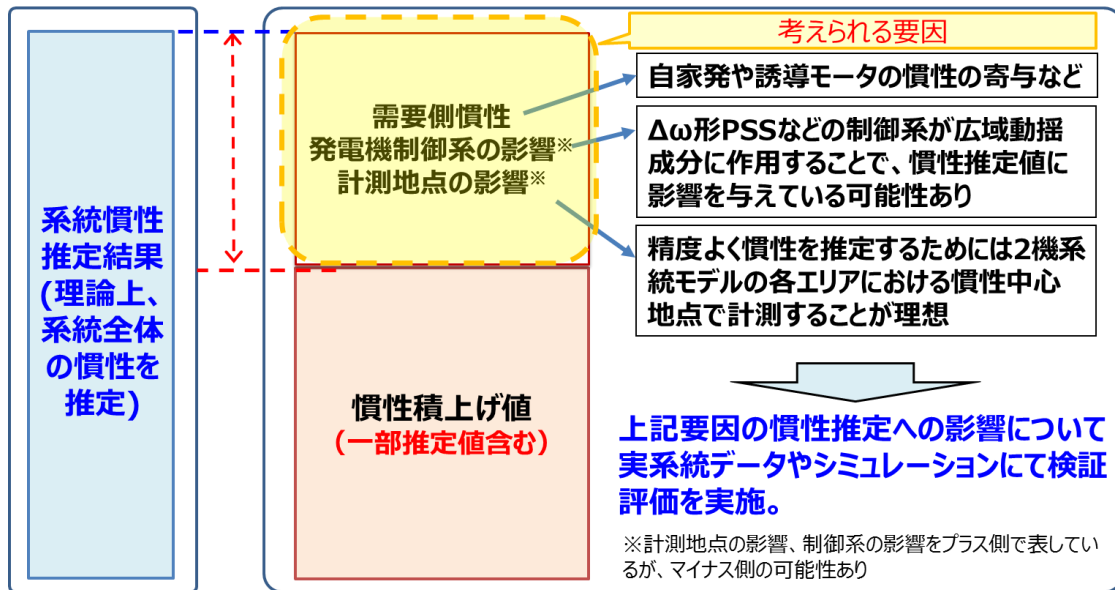


図 8 0 慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きくなる主たる要因

2-①-4-4. 需要側慣性の検討

慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因の一つとして需要側慣性の影響が考えられる。理由として慣性積上げ値には電力会社が遠方から把握可能な発電機の慣性エネルギーしか集計されておらず、需要側慣性が含まれていないためである。したがって、慣性推定値が慣性積上げ値より大きくなることは妥当な結果であるが、どの程度大きければ妥当なのかを把握するためにも、需要側慣性を算出し、慣性積上げ値に考慮することが必要と考える。

2-①-4-4-1. 誘導モータの系統慣性への影響検討

まずは、需要側慣性として考えられるモータのなかから、誘導モータが系統慣性に寄与するのかどうか同期機 + 誘導モータ等簡素な系統による電力中央研究所 Y 法シミュレーションにて確認した。誘導モータ容量や単位慣性定数等をパラメータとした電源脱落時の周波数低下や電力動揺幅等を検討した結果、図 8 1、図 8 2 のとおり誘導モータの慣性による周波数低下・RoCoF の緩和、動揺幅の抑制等の効果を確認した。

また、誘導モータの慣性により電源脱落時の RoCoF が変化していることから、実系統の電源脱落時の RoCoF に誘導モータ慣性が含まれ、誘導モータによって電力動揺幅が抑制されていると考えられ、慣性推定手法に用いる広域動揺においても誘導モータの慣性が含まれるとの見解を得た。なお、誘導モータの運動方程式にも慣性が含まれることから検討結果は妥当と考えられる。

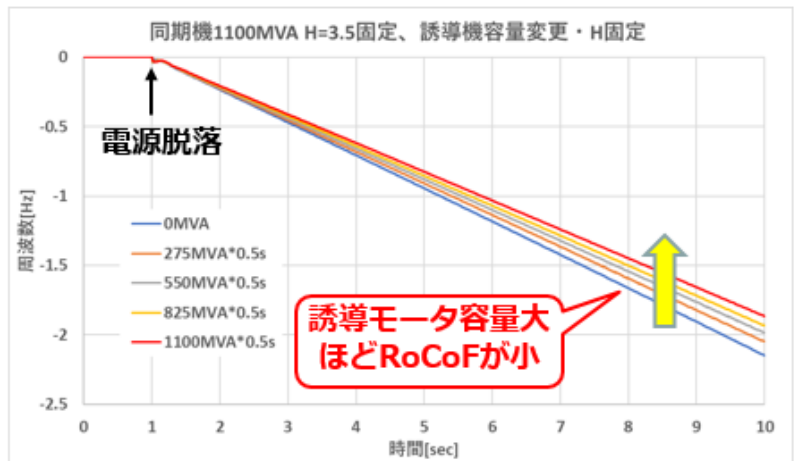


図 8 1 同期機 MW・s、誘導モータ単位慣性定数を固定し、誘導モータ容量のみ変更した場合の電源脱落時の周波数波形（同期機 GOV なし、誘導モータ定トルク特性）

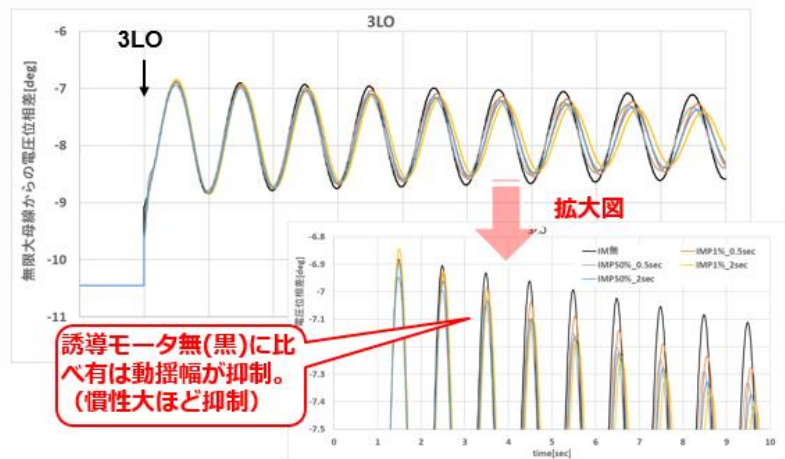


図 8 2 2 機 + 誘導モータにおける微小外乱(3LO)時の電力動揺波形

2-①-4-4-2. national grid ESO モデルによる試算結果との比較

需要側慣性に関しては、真値の把握はほぼ不可能なことから、海外調査結果から確認できた national grid ESO が慣性の管理に活用しているモデル（図 8 3）を本事業に適用した。

NG ESOが系統慣性の運用に活用しているモデル
The measure used by National Grid is:

$$H = \sum \text{RotatingInertia} + 1.8 * \text{Demand}$$

慣性積上げ値

$1.8 \times \text{Demand}$
 → 需要側慣性係数 a_1 [s] × 需要 [GW]

H and RotatingInertia in GVA.s
Demand in GW

図 8 3 national grid ESO が系統慣性の運用に活用しているモデル

出所) D. Wilson, et al., "D2.3: Lessons Learned from Monitoring & Forecasting KPIs on Impact of PE Penetration", MIGRATE project report, Sep. 2018

需要側慣性係数 a_1 に関しては、イベント時における RoCoF から算出した慣性に対し、需要を説明変数として散布図を描いたときの回帰直線から求めている（図 8 4）。

なお、イベント時における RoCoF から慣性を算出するにあたっては、イベントベース手法のなかから代表手法として選定した多地点加重平均手法を使用した。

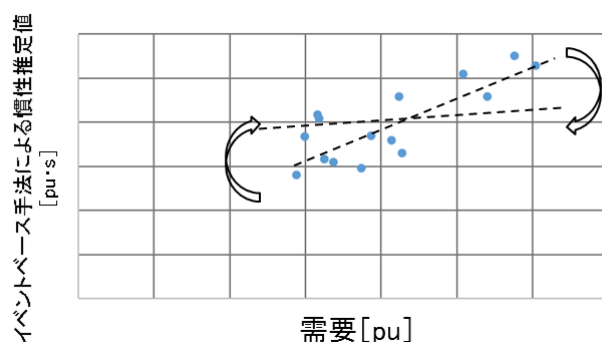


図 8 4 需要側慣性係数 a_1 算出イメージ

上記手順で算出した需要側推定 + 慣性積上げ値と、改良 FFT 手法による慣性推定値の比較評価を行った。中西地域における比較結果の一例を図 8 5 に示す。

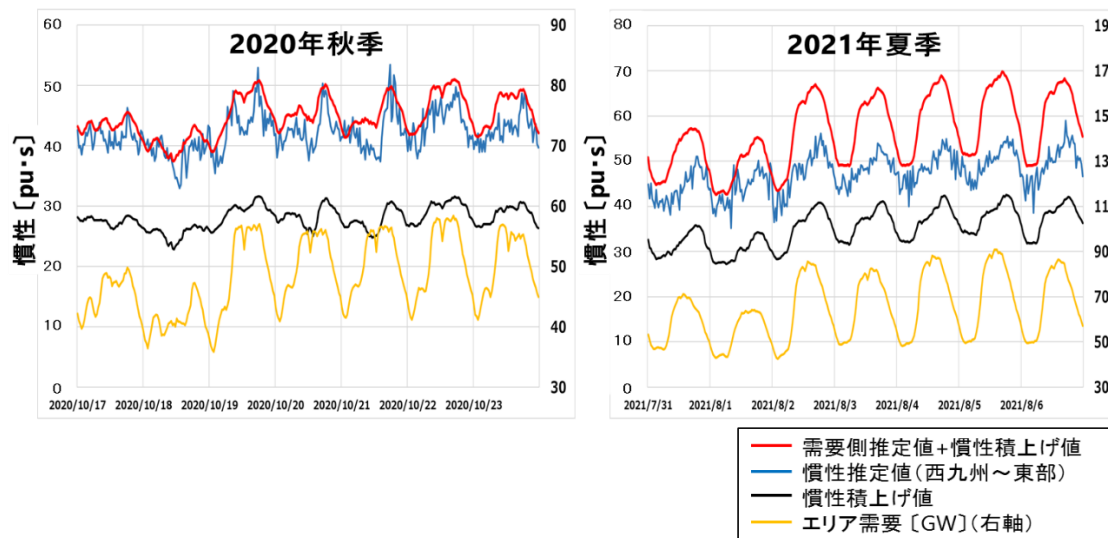


図 8 5 需要側推定 + 慣性積上げ値と改良 FFT 手法による慣性推定値の比較評価（中西地域）

2020 年秋季の結果を見ると、発電機制御系の影響等もあることから慣性推定値と一致はしないものの、全体的には概ね同程度に推移していることから、差分の要因の一つに需要側慣性未考慮分が関係していることが示唆される。

一方、2021年夏季の結果を見ると、重負荷期やピーク需要時間帯等一部の断面で需要側推定値+慣性積上げ値と慣性推定値の差が大きくなった。これはその他の要因による影響も考えられるものの、2020年に発生した僅かなイベント件数から需要側慣性係数 a_1 を算出し、年間通して一律で適用していることが要因の一つとして考えられる。これについては季節ごとのイベント数が増加することにより断面ごとに需要側慣性係数 a_1 の切替えが可能となれば、解消する可能性があると考えられる。

2-①-4-5. 発電機制御系の影響検討

一般に発電機には各種の制御器が設置され、その効果によって電力動揺は抑制される。したがって、広域動揺の特性に基づいて推定した系統慣性には発電機制御系等の影響を含んでおり、動揺抑制効果によって見かけ上変化する可能性がある。しかし、2-①-4-1で $\Delta\omega$ 形PSSの影響について確認できなかったように、実系統においては動揺抑制作用を具備する発電機が多数台設置されていること、また、その他の種々の影響を切り分けて検証することは困難であったことから、図86に示す電気学会WEST10機系統モデルをベースに系統シミュレーションによって定性的な把握を試みた。ここでは、発電機制御系として、ガバナ、超速応AVR、 $\Delta\omega$ 形PSSを対象として、その設置有無による系統慣性推定に対する影響度について、慣性推定に用いる同期化力等の各種パラメータの変化に着目することで評価した。

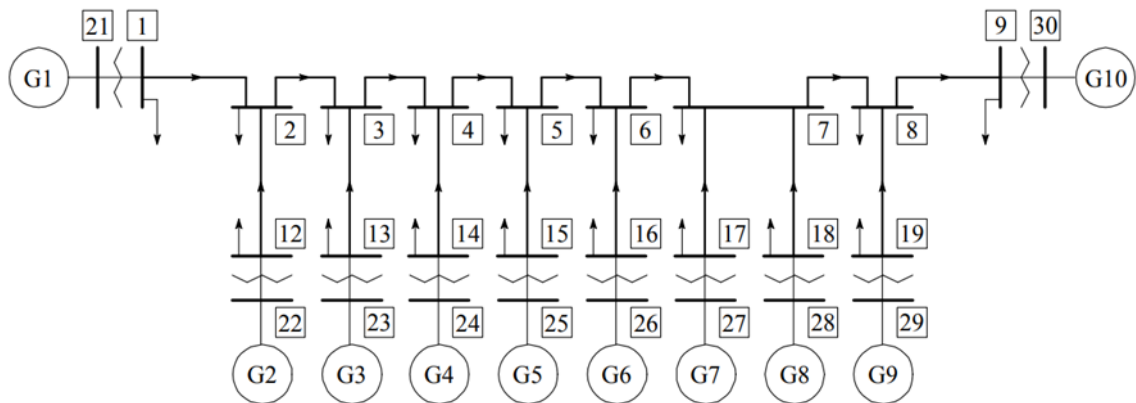


図 8 6 電気学会 WEST10 機系統モデル

(1) 発電機ガバナ

実系統における広域動揺に対するガバナの影響はその応答特性によるため明確にはいえないが、WEST10機系統モデルで検討した結果では、表16の通り、0.4Hzの広域動揺の振幅抑制効果（=慣性推定結果）に対してガバナが大きく寄与するとまでの結果は得られていない。

表 16 ガバナ設置有無による系統慣性等推定結果の比較

| ケース | ガバナ 設置箇所 | 動揺周波数 f_0 [Hz] | 振幅比 A_1/A_2 | 同期化力 K [pu/rad] | 系統慣性 E_{sys} [GW·s] |
|-----|-------------|---------------------|------------------|----------------------|--------------------------|
| 1 | 全台 | 0.386 | 1.667 | 3.161 | 431.47 |

| | | | | | |
|---|----------|-------|-------|-------|--------|
| 2 | なし | 0.386 | 1.667 | 3.150 | 429.77 |
| 3 | G1 - G4 | 0.386 | 1.667 | 3.146 | 429.20 |
| 4 | G5 - G10 | 0.386 | 1.667 | 3.162 | 431.84 |

さらに WEST30 機系統モデルにおいても広域動揺に対するガバナの影響を確認した。その結果、図 8 7 のとおり WEST30 機系統モデルでは WEST10 機系統モデルに比べて動揺周波数が 0.258Hz と低く、タービン出力が動揺周波数で振動しており、ガバナが応動していることがわかった。使用したガバナ制御ブロックのボード線図（図 8 8）から、動揺周波数が低いほどゲインが大きくなる傾向である。

実系統では WEST30 機系統モデルで使用したガバナモデルとは異なると思われるが、一般的に動揺周波数が低いほどガバナは応動しやすいことから、広域動揺・慣性推定結果への影響が大きくなる可能性があると考えられる。

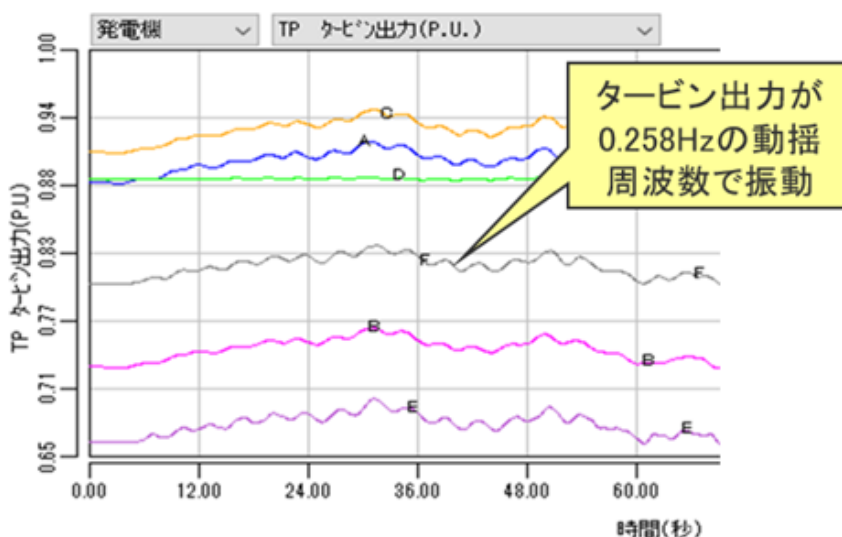


図 8 7 WEST30 モデルのタービン出力波形

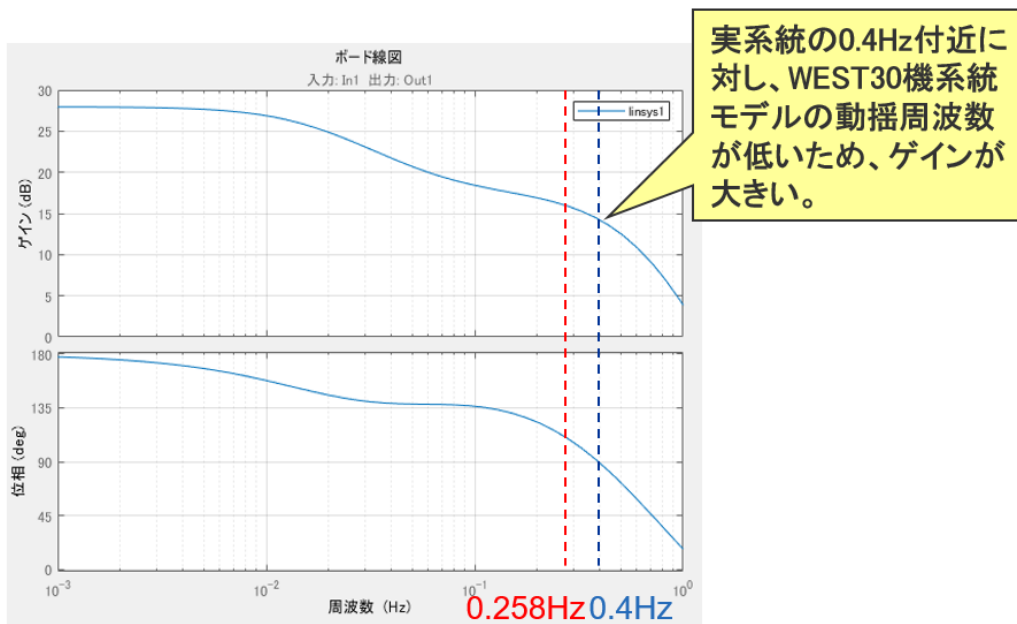


図 8 8 WEST30 機系統モデルのガバナ LPT=1 (火力・原子力機用モデル) 制御ブロックのボード線図

(2) 超速応 AVR

系統慣性推定における超速応 AVR が推定に及ぼす影響を確認するため、 $\Delta\omega$ 形 PSS の信号を 0 として超速応 AVR のみとした制御モデルを図 8 6 の各発電機 G_i 1 機のみを設置した。図 8 9 は、設定値と低速 AVR のみの場合および超速応 AVR を設置したときの推定結果の比較である。いずれの発電機に超速応 AVR を設置した場合においても推定慣性値は設定値からやや小さな値で推移しているものの、大きく乖離した値になっておらず、いずれも設定値の 5 % 未満の誤差率であったことから超速応 AVR が系統慣性推定に及ぼす影響は比較的小さいと考えられる。

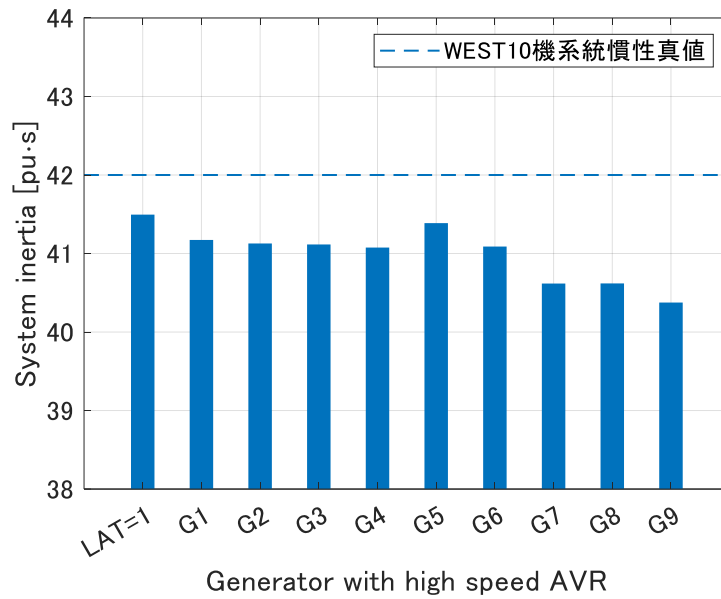


図 89 AVR の違いによる系統慣性推定への影響

(3) $\Delta\omega$ 形 PSS

各発電機に 1 台ずつ $\Delta\omega$ 形 PSS を設置して各種パラメータの変化と制御系から系統側への伝達の様子を観測することで評価した。発電機からのフィードバック信号のなかに含まれる広域動揺成分に対するダンピング効果により見かけ上の同期化力が変化し（図 90）、結果として系統慣性推定に影響を与える可能性を確認できた（図 91）。

また、広域動揺の特性に起因して設置発電機によって影響度が変化し、特に系統端部の発電機に設置した場合に影響が大きくなる傾向が確認できた。設置箇所によっては必ずしも見かけ上の慣性が大きくなるとは限らず、影響なしもしくは小さく推定される可能性もあると考えられる。

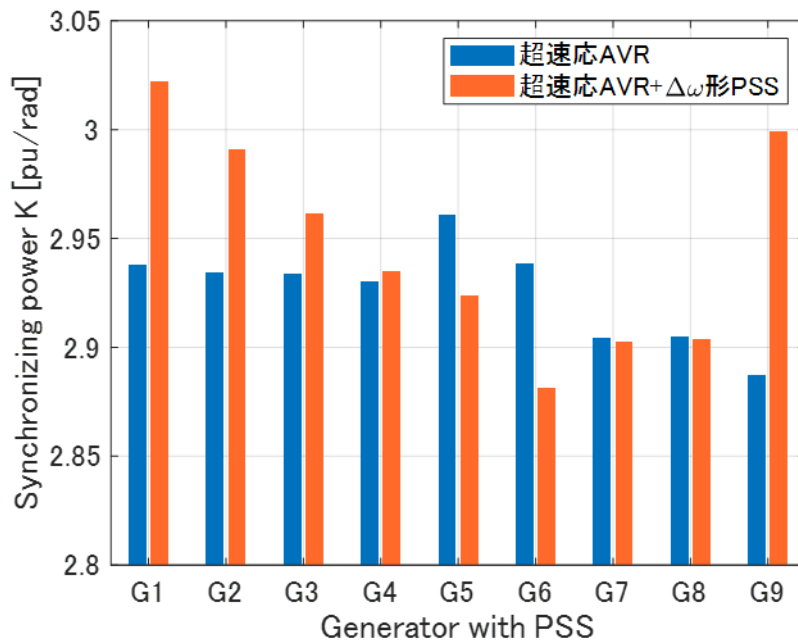


図 9 0 PSS による同期化力への影響

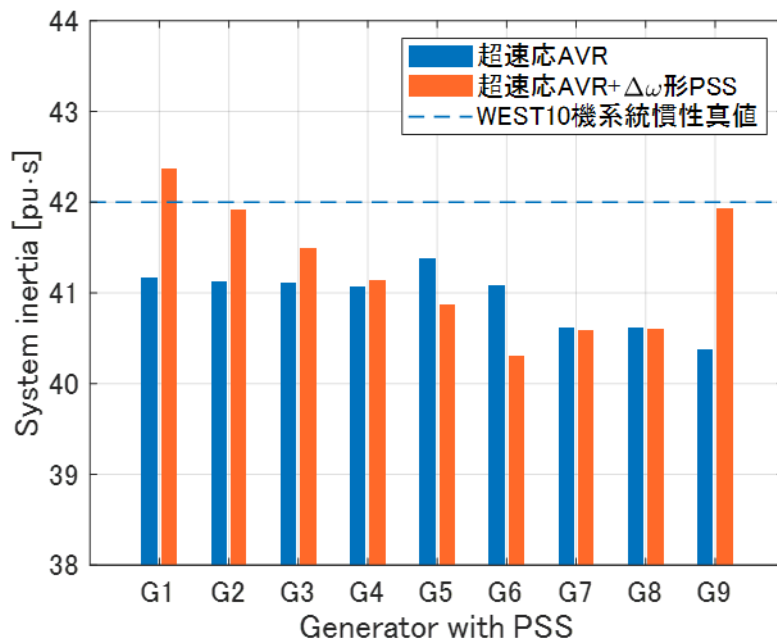


図 9 1 PSS による系統慣性推定への影響

2-①-4-6. 計測地点の影響検討

FFT 手法において、2 機系統モデルの西側と東側の位相角計測地点の組合せによって、図 9 2 のように異なる慣性推定値が得られる。

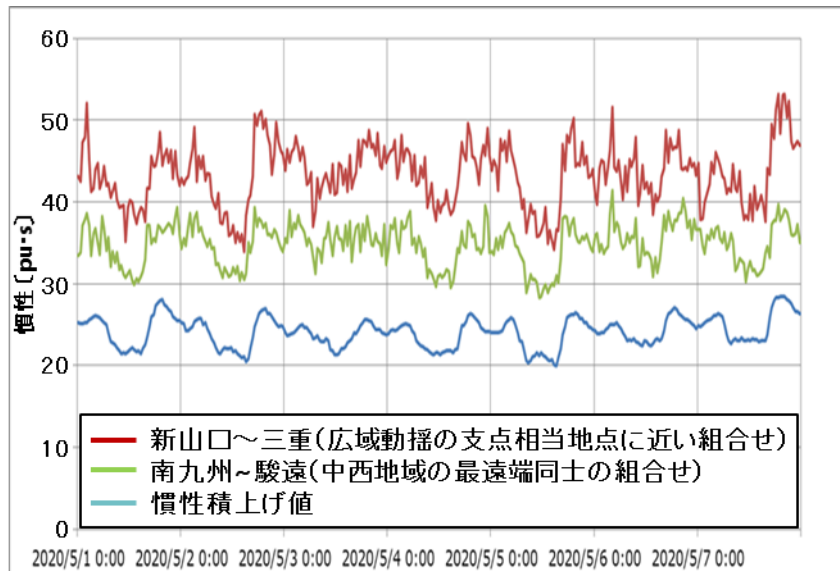


図 9 2 PMU 計測地点による慣性推定値の違い

位相角計測地点の組合せは西側・東側系統のそれぞれの慣性中心位相角の計測地点（以下、慣性中心地点、COI(Center Of Inertia)）を使用することで、理論上確からしい推定ができる。

慣性中心地点の算出式は式①-4-1 のとおり。

$$\delta_{COI} = \frac{\sum H_i \delta_i}{\sum H_i} \quad (①-4-1)$$

上式から、慣性中心地点を特定するには系統に連系する全ての発電機情報が必要なため、実系統での把握は不可能である。また慣性中心地点は一意的電気所に定まるものではないため、慣性中心地点と計測地点の違いにより、慣性推定結果に影響を及ぼすことが考えられる。

2-①-4-6-1. エリアごとの慣性中心相当地点の検討

実系統データから各エリアの慣性中心相当地点を把握する方法として、FFT 手法の算出結果から得られる各エリアの位相振幅 A_1 、 A_2 および、各エリアの慣性積上げ値 H_1 、 H_2 による「 $A_1/A_2 = H_2/H_1$ 」の関係に着目し検討を行った。

具体的には、 A_1/A_2 と H_2/H_1 の相関係数（指標 1）が高く、 A_1/A_2 と H_2/H_1 の比率（指標 2）が 1 に近い PMU の組合せを慣性中心相当地点として選定した。

（1） 中西地域

図 9 3～図 9 6 は、各季節における指標 1 と指標 2 の値を各 PMU の組合せごとに示しており、赤囲みは、指標 1（相関係数）、指標 2（振幅比/積上げ比）とも良好な PMU の組合せである。

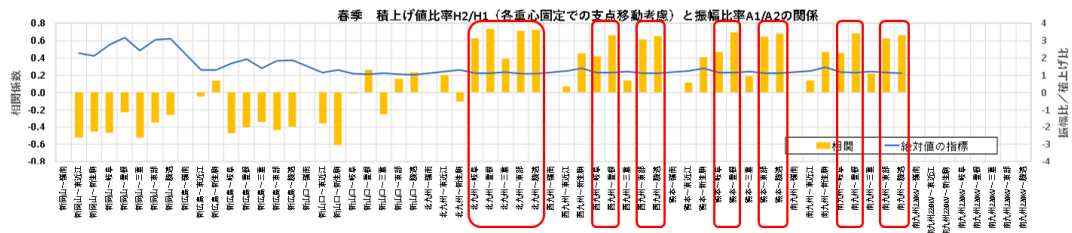


図 9.3 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（春季）

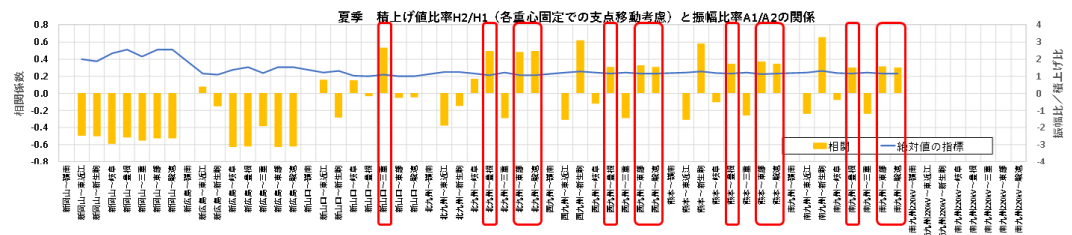


図 9.4 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（夏季）

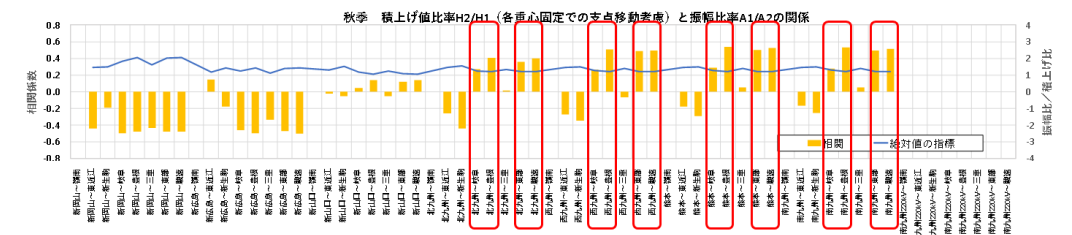


図 9.5 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（秋季）

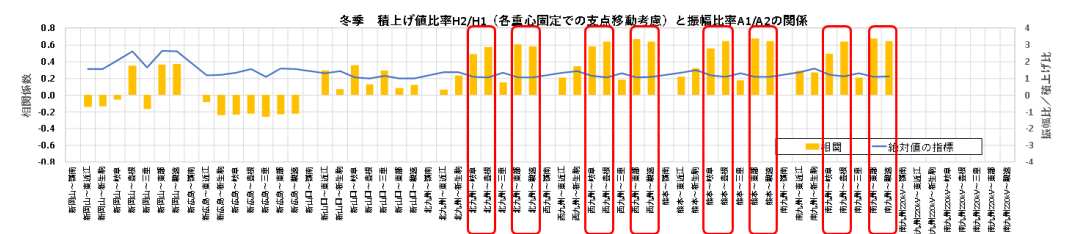


図 9.6 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（冬季）

表 17 は、上記結果をまとめたものである。慣性中心相当地点は系統状況により移動する性質があるが、運用上は計測地点を固定することが望ましいことを考慮し、全ての季節において指標 1, 2 とともに良好な西側 {北九州、西九州、熊本、南九州}、東側 {豊根、東部、駿遠} の組合せを慣性中心相当地点として選定することとした。図 9.7 は、選定地点の地理的位置を示している。

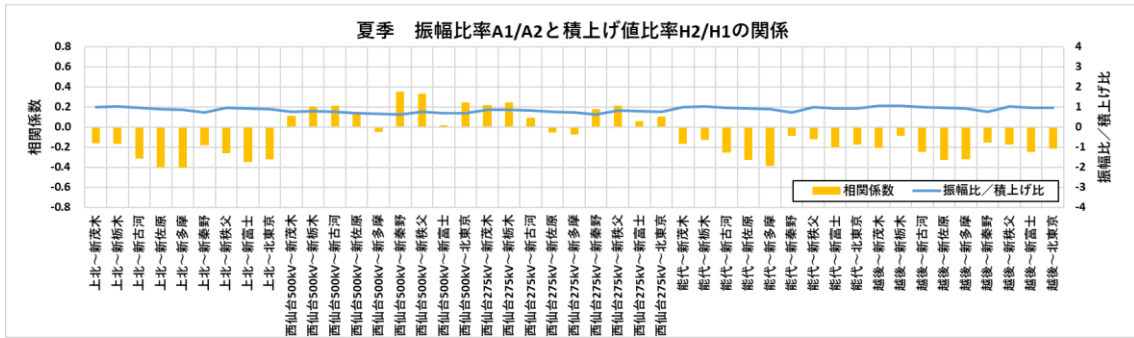


図 99 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（夏季）

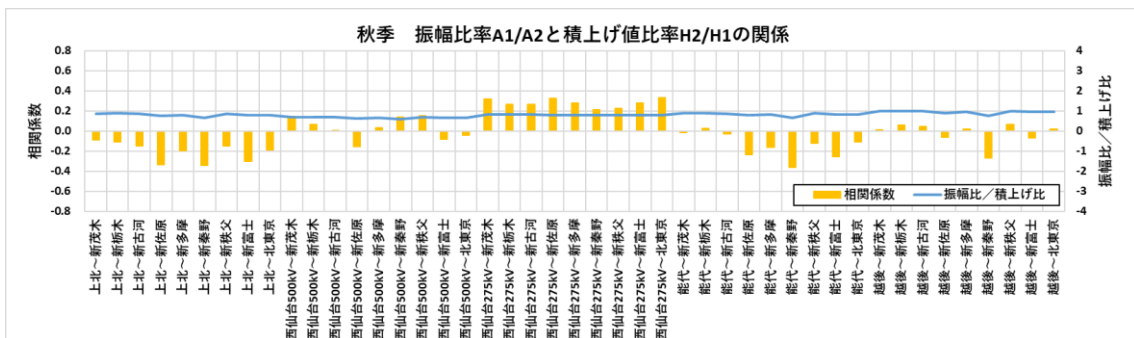


図 100 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（秋季）

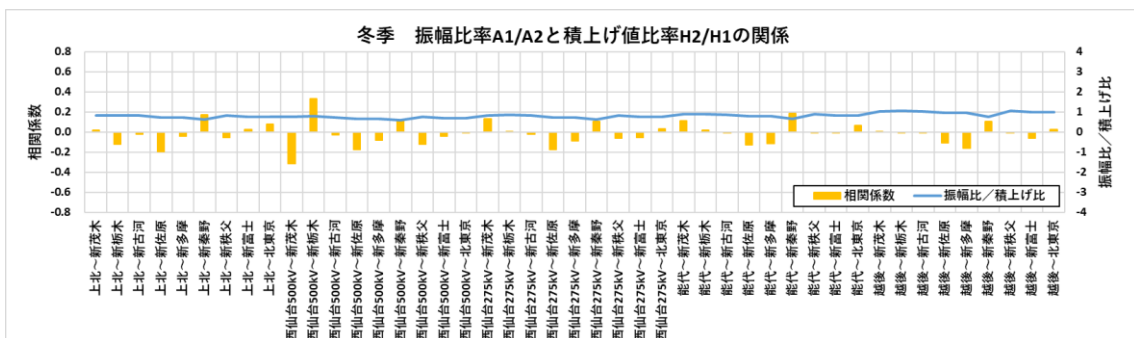


図 101 積上げ値比率と振幅比率の相関関係（冬季）

表 18 は図 98～図 101 のグラフのなかから指標 1 が良好な（＝相関係数が高い）組合せ上位 5 組を季節別にまとめたものとなる。その組合せにおける慣性推定成功率と慣性積上げ値との相関係数も併記しているが、慣性成功率が低い組合せもあれば、慣性積上げ値との相関係数が低い組合せもあり、東地域では指標 1 が良好となる結果が必ずしも精度よく慣性推定できるとは限らないことが分かる。

表 18 季節別 指標 1 が良好な組合せの慣性推定成功率と積上げ値との相関係数

| | 指標1順位→ | 1位 | 2位 | 3位 | 4位 | 5位 |
|----|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 春季 | PMUの組合せ | 西仙台500kV～新佐原 | 越後～北東京 | 越後～新古河 | 西仙台500kV～北東京 | 越後～新秦野 |
| | 指標1 | 0.229 | 0.228 | 0.210 | 0.208 | 0.207 |
| | 慣性推定成功率 | 60% | 91% | 82% | 58% | 96% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.362 | 0.268 | 0.286 | 0.391 | 0.312 |
| 夏季 | PMUの組合せ | 西仙台500kV～新秦野 | 西仙台500kV～新秩父 | 西仙台500kV～北東京 | 西仙台275kV～新栃木 | 西仙台275kV～新茂木 |
| | 指標1 | 0.343 | 0.325 | 0.241 | 0.235 | 0.209 |
| | 慣性推定成功率 | 91% | 52% | 61% | 46% | 43% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.107 | 0.232 | 0.445 | 0.598 | 0.609 |
| 秋季 | PMUの組合せ | 西仙台275kV～北東京 | 西仙台275kV～新佐原 | 西仙台275kV～新茂木 | 西仙台275kV～新富士 | 西仙台275kV～新多摩 |
| | 指標1 | 0.328 | 0.322 | 0.317 | 0.277 | 0.275 |
| | 慣性推定成功率 | 69% | 76% | 44% | 76% | 78% |
| | 積上げ値との相関係数 | -0.044 | -0.106 | -0.033 | -0.087 | -0.032 |
| 冬季 | PMUの組合せ | 西仙台500kV～新栃木 | 能代～新秦野 | 上北～新秦野 | 西仙台275kV～新茂木 | 能代～新茂木 |
| | 指標1 | 0.331 | 0.186 | 0.168 | 0.129 | 0.114 |
| | 慣性推定成功率 | 3% | 100% | 99% | 29% | 51% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.209 | 0.104 | 0.105 | -0.107 | -0.137 |

表 19 は図 9 8～図 1 0 1 のグラフのなかから指標 2 が良好な（1 に近い）組合せ上位 5 組を季節別にまとめたものとなる。こちらも慣性積上げ値との相関係数が低い結果が上位に連なるように指標 2 が良好となる結果が必ずしも精度よく慣性推定できるとは限らないことが分かる。

表 19 季節別 指標 2 が良好な組合せの慣性推定成功率と積上げ値との相関係数

| | 指標2順位→ | 1位 | 2位 | 3位 | 4位 | 5位 |
|----|------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 春季 | PMUの組合せ | 上北～新栃木 | 上北～新秩父 | 上北～新古河 | 上北～新茂木 | 能代～新秩父 |
| | 指標2 | 0.9654 | 0.9639 | 0.9578 | 0.9526 | 0.9392 |
| | 慣性推定成功率 | 78% | 88% | 90% | 77% | 87% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.2805 | 0.3897 | 0.4359 | 0.3223 | 0.4914 |
| 夏季 | PMUの組合せ | 上北～新茂木 | 能代～新茂木 | 越後～新古河 | 能代～新秩父 | 越後～新秩父 |
| | 指標2 | 1.0005 | 1.0008 | 0.9931 | 0.9884 | 1.0163 |
| | 慣性推定成功率 | 59% | 66% | 90% | 94% | 94% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.6645 | 0.5410 | 0.5152 | 0.5662 | 0.5095 |
| 秋季 | PMUの組合せ | 越後～新栃木 | 越後～新秩父 | 越後～新茂木 | 越後～新古河 | 越後～新富士 |
| | 指標2 | 0.9972 | 1.0049 | 0.9899 | 0.9796 | 0.9505 |
| | 慣性推定成功率 | 85% | 98% | 88% | 94% | 100% |
| | 積上げ値との相関係数 | 0.1319 | 0.1197 | 0.1420 | 0.1794 | -0.951 |
| 冬季 | PMUの組合せ | 越後～北東京 | 越後～新富士 | 越後～新茂木 | 越後～新古河 | 越後～新栃木 |
| | 指標2 | 0.9972 | 1.0049 | 0.9899 | 0.9796 | 0.9505 |
| | 慣性推定成功率 | 100% | 100% | 80% | 98% | 82% |
| | 積上げ値との相関係数 | -0.2044 | -0.1695 | -0.2124 | -0.2469 | -0.2553 |

検証結果、東地域は指標 1, 2 共に良い結果となる組合せはなく、いずれか一方の指標が良い組合せについても精度よく慣性推定できるとは限らなかった。

そのなかからあえて慣性中心相当地点を選定するならば、比較的優劣のある指標 1 にて各季節上位 5 組の組合せ内に選出されやすい東北エリア{西仙台 275kV}、東京エリア{新茂木}付近となる。

しかし、上記の組合せによる慣性推定値は慣性推定成功率が低く、慣性積上げ値との相関係数が低い傾向にある。

考えられる要因として、選定地点が東地域全体の広域動揺の支点相当地点に近いということが考えられる。もともと東地域は広域動揺が小さいなかで、更に小さい位置関係にあることから、広域動揺以外の成分をノイズと捉えた時の SN 比が悪く、ノイズの影響を他よりも強く受けてしまうことが考えられる。そのため、僅かな変動に対する影響度合いが大きくなり、結果のバラつきが大きくなり、慣性積上げ値との相関係数が低くなると想定される。

一方、東北エリアの上北や能代等、地理的に北端に位置する電気所は広域動揺が比較的大きくなり SN 比もよくなることから慣性積上げ値との相関係数や慣性推定成功率も良い傾向となっている。

上記の理由から、慣性中心相当地点での計測は東地域の特性上、現状は困難と思われることから、本事業では慣性積上げ値との相関係数が良い東北エリア{能代}、東京エリア{新秩父}を中心に検証評価を進めた。それぞれの地理的位置関係については図 1 0 2 に示す。

〔東地域推定慣性中心相当地点選定結果〕



左記の組合せでは慣性推定精度が低いことから東地域では慣性中心相当地点同士での計測は困難と判断。

〔東地域推定検証地点〕



図 1 0 2 選定した慣性中心相当地点と検証地点の地理的位置 [東地域]

2-①-4-6-2. 広域動揺の支点相当地点の検討

精度よく慣性を推定するためには 2 機系統モデルの各エリア 1, 2 における慣性中心相当地点に加え、広域動揺の位相振幅が小さい支点相当地点で潮流を取得することが理想である。

実系統データから広域動揺の支点相当地点を推定する方法として、本項では、中西地域、東地域各 PMU 電圧位相角データから位相振幅の大きさと位相関係を確認し推定した。

なお、位相振幅の位相を求める手順は以下のとおりである。

① 位相振幅の波形算出

慣性推定にて各所の GPS 位相微分波形の FFT 処理を行った後、図 1 0 3 のように中心周波数 $\pm 0.04\text{Hz}$ 幅で逆 FFT によるフィルタリングを行い、中心周波数付近で動揺する位相微分波形に戻す。



図 1 0 3 位相振幅の波形算出フロー

② 位相振幅波形の位相計算

算出した位相微分波形（正弦波）から、次式を用いて位相を算出する。

($x(t)$ と $y(t)$ に2箇所の位相振幅波形データを代入)

$$\theta = \frac{\pi}{2} - 2\pi f / fs \quad A = \frac{1}{2\cos\theta}$$

$$I_1 = x(t), \quad Q_1 = A\{x(t+1) - x(t-1)\}$$

$$I_2 = y(t), \quad Q_2 = A\{y(t+1) - y(t-1)\}$$

$$A_x = \sqrt{I_1^2 + Q_1^2}, \quad A_y = \sqrt{I_2^2 + Q_2^2}$$

$$D = I_1 \cdot I_2 + Q_1 \cdot Q_2 \quad \varphi = \cos^{-1}(D/(A_x \cdot A_y))$$

f = 動揺周波数, fs = サンプル周波数

(1) 中西地域の分析

中西地域の分析にあたり、2020年5月1日12時00分～12時20分のPMUデータを使用した。中西地域のPMU主要設置箇所の位相微分波形を比較した。

図105から、九州エリアの最南端となる南九州が最も振幅が大きく、同エリア最北端の北九州は同位相であった。また、南九州と中部エリア最東端の駿遠は完全ではないが逆位相の関係であった。

南九州と駿遠の振幅は2倍程度異なり、中部エリア側の慣性の方が重いことが推測される。また、新岡山と西播の間で位相関係が入れ替わっており両箇所の間にある関西中国間連系線付近に広域動揺の支点相当地点があると推測される。

図105の位相関係では新岡山が九州寄り、西播が中部寄りであるが、時間によって入れ替わる（時間によって支点相当地点が移動）傾向があった。

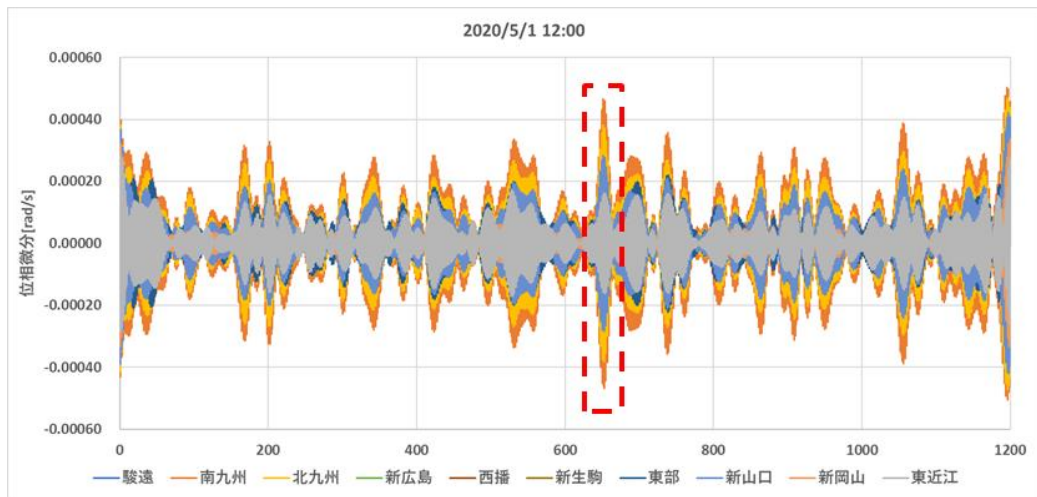


図 1 0 4 5/1(金)12:00~12:20 の位相振幅

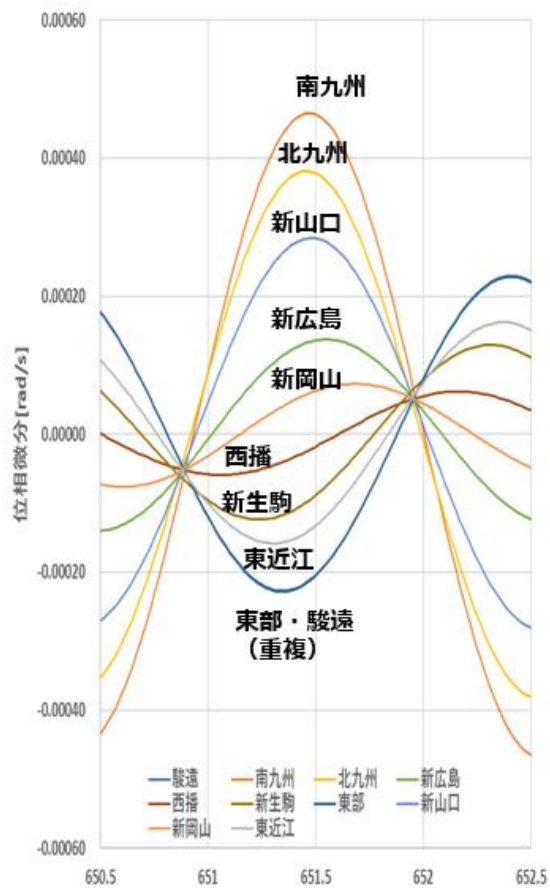


図 1 0 5 5/1(金)12:10:50~52 秒の位相振幅

(2) 東地域の分析

東地域の分析にあたり、2020年8月11日2時00分～2時30分のPMUデータを使用した。これはCEの推定結果画面にて確認可能な周波数スペクトルから広域動揺成分（東地域は概ね0.5Hz近辺）のピークが見える断面であったためとなる。

東地域各所のGPS位相微分波形をFFT処理した後、中心周波数 $0.5\text{Hz} \pm 0.04\text{Hz}$ 幅で逆FFTによりフィルタリングを行い、中心周波数付近で動揺する位相振幅波形の位相関係を確認した結果は図106のとおり。

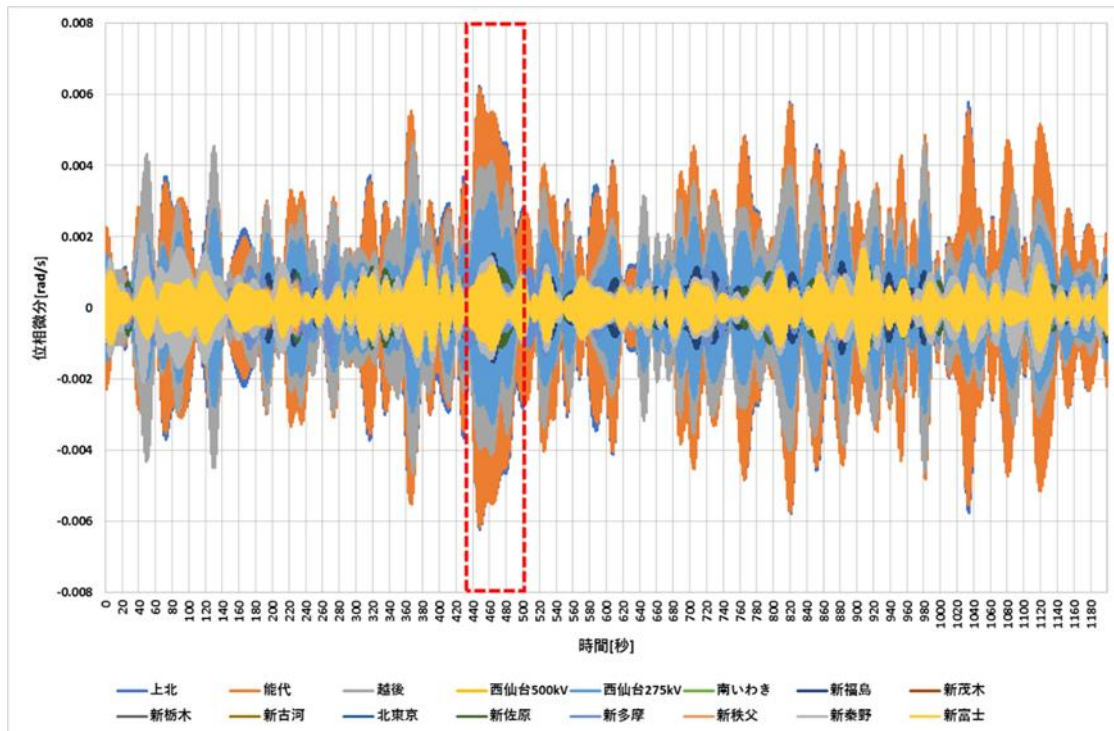


図 106 東地域各 PMU 設置点の位相振幅波形
(2020年8月11日2時00分～2時30分)

次に図106の位相振幅波形の一部を拡大したものを図107に示す。

位相関係と振幅の大きさの関係から、東地域に関しては西仙台から新福島、南いわきの間で位相振幅が反転しているため、東北東京間連系線付近に広域動揺の支点相当地点があると考えられる。

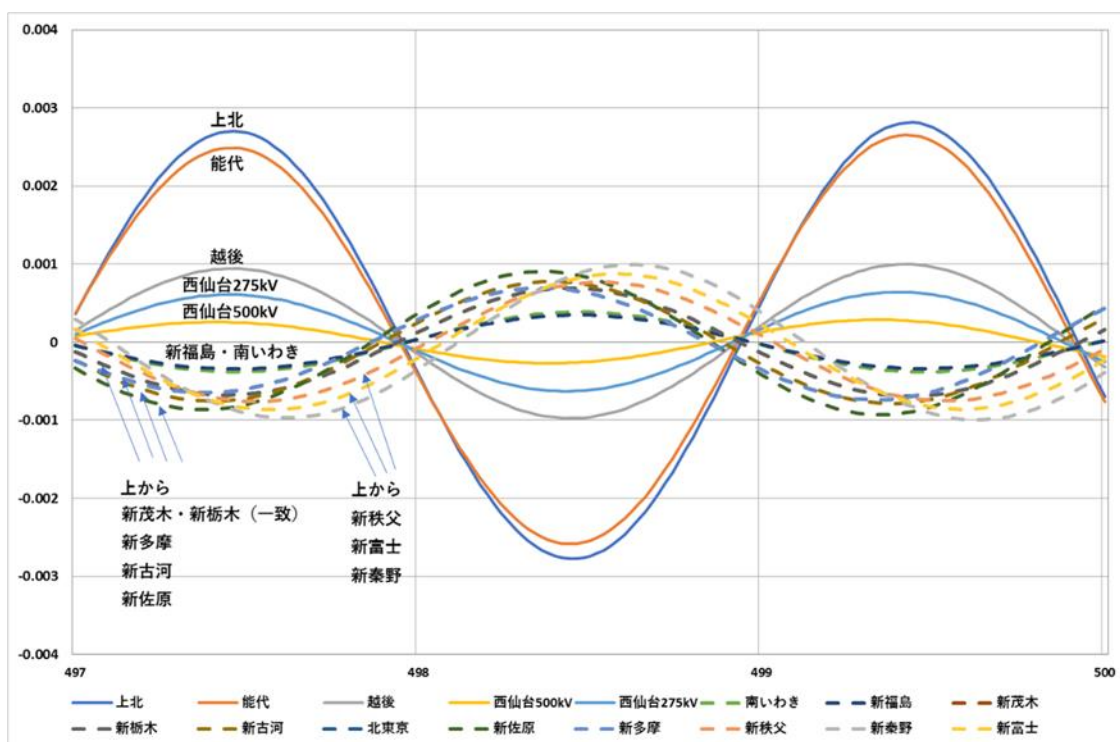


図 107 東地域各 PMU 設置点の位相振幅波形
(2020 年 8 月 11 日 2 時 00 分~2 時 30 分一部拡大図)

2-①-4-6-3. 慣性中心相当地点の組合せの違いにおける慣性推定値への影響

2-①-4-6-1 において、中西地域については慣性中心地点と想定される範囲を選定することができた。

慣性中心相当地点として選定された全組合せの慣性推定値の最大値と最小値の間に、その時点の慣性中心相当地点の慣性推定値があると推測される。図 108 に慣性中心相当地点の全ての組合せの最大値と最小値の比較結果を示す。各季節で多少傾向は異なるが、各組合せにおける慣性推定値の最大値と最小値の差分の比率を見ると、 2σ の範囲内では、最大で 10%前後、平均では 5%前後である。計測地点が慣性中心相当地点から大きく外れた場合、10%前後の影響はあると考えられる。慣性中心相当地点の時系列変化に合わせた適切な組合せを選ぶことは難しいこと、慣性中心相当地点の時系列変化は、前述の結果からおおよそ 1 電気所程度であることから、慣性中心相当地点の各慣性推定値の中間値に近い計測箇所を代表ケースとし、計測点の違いによる慣性推定値への影響を極小化する。

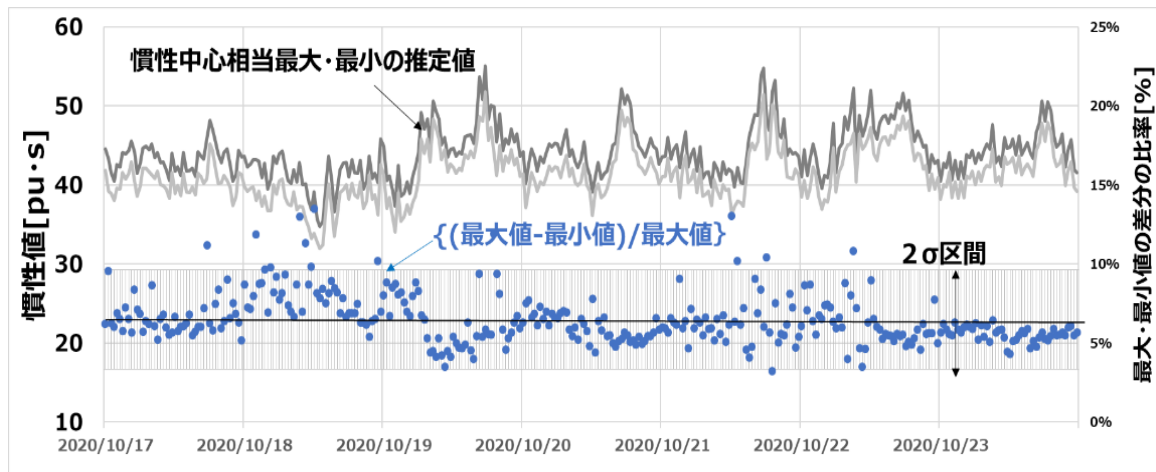


図 108 慣性中心相当地点による慣性推定値の最大値・最小値

中間的な組合せを求めるために、慣性中心相当地点全組合せの慣性推定値の平均と、各組合せの平均との差分を表 20 に季節別と全季節平均で整理した。全季節平均が最も小さいのは西九州～東部の組合せで季節別の差分も概ね小さく、慣性中心相当地点候補全組合せの平均値に近い値を算出しているといえる。したがって、西九州～東部の組合せを代表ケースとすることで慣性中心相当地点の移動による影響の極小化を図った。

表 20 慣性中心相当地点の全組合せの平均との差分

| 西側 計測地点 | 東側 計測地点 | 平均との差分 (単位:pu·s) (慣性推定値平均) | | | | |
|------------|------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| | | 春季 | 夏季 | 秋季 | 冬季 | 平均 |
| 北九州 | 豊根 | 2.2 (38.0) | 2.1 (52.4) | 1.4 (43.7) | 3.1 (57.4) | 2.2 |
| 北九州 | 東部 | 2.6 (38.6) | 1.8 (52.1) | 1.9 (44.2) | 2.8 (57.1) | 2.3 |
| 北九州 | 駿遠 | 2.4 (38.2) | 2.1 (52.4) | 1.4 (43.7) | 3.1 (57.4) | 2.2 |
| 西九州 | 豊根 | -0.8 (35.2) | -0.5 (49.8) | -0.6 (41.7) | 0.1 (54.4) | -0.4 |
| 西九州 | 東部 | -0.3 (35.7) | -0.8 (49.5) | -0.2 (42.1) | -0.1 (54.2) | -0.3 |
| 西九州 | 駿遠 | -0.7 (35.3) | -0.6 (49.7) | -0.6 (41.7) | 0.2 (54.5) | -0.4 |
| 熊本 | 豊根 | -0.7 (35.3) | -0.3 (50.0) | -0.6 (41.7) | -0.8 (53.5) | -0.6 |

| | | | | | | |
|-------|----|----------------|----------------|----------------|----------------|------|
| 熊本 | 東部 | -0.2 (35.8) | -0.7 (49.6) | -0.1 (42.2) | -1.1 (53.2) | -0.5 |
| 熊本 | 駿遠 | -0.7 (35.3) | -0.4 (49.9) | -0.5 (41.8) | -0.7 (53.6) | -0.6 |
| 南九州 | 豊根 | -1.3 (34.7) | -0.7 (49.6) | -0.8 (41.5) | -2.2 (52.1) | -1.3 |
| 南九州 | 東部 | -0.9 (35.1) | -1.1 (49.2) | -0.4 (41.9) | -2.5 (51.8) | -1.2 |
| 南九州 | 駿遠 | -1.3 (34.7) | -0.7 (49.6) | -0.8 (41.5) | -2.2 (52.1) | -1.3 |
| 各断面平均 | | - (36.0) | - (50.3) | - (42.3) | - (54.3) | - |

2-①-4-7. 慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因検討のまとめ

慣性推定値と慣性積上げ値の差分の主たる要因として考えられる「需要側慣性」、「発電機制御系の影響」、「計測地点の影響」の3点について検討を実施した。

需要側慣性や発電機制御系の影響度合いについて、実系統では切り分けが困難であるが、FFT手法による慣性推定値に含まれて算出されている可能性が高いことが示唆された。

計測地点の影響については、慣性中心相当地点を選定することによって極小化を図った。

現状においてもFFT手法はRoCoFから算出した慣性に近い値を算出できており、実用可能とみられるが、上記の解明による改善が加えられると、慣性推定精度向上により、更なる再エネ導入に寄与できると考えられる。

2-①-5. 東地域における慣性推定

FFT 手法や KMD 手法は広域動揺に着目した手法となるが、東地域は中西地域と比較して広域動揺成分が小さく、広域動揺成分以外の成分をノイズと捉えたときの SN 比が悪く慣性推定精度が低かった。対策として、FFT 手法のロジックを見直した改良 FFT 手法を事業内で開発し、適用した結果、従来 FFT 手法と比較して大幅に慣性推定精度が向上した。

しかし、中西地域と比較すると一定の精度にはまだ達していなかったことから、広域動揺成分の様相を分析し、慣性推定精度向上に資する改善策がないか検討した結果を記載する。

2-①-5-1. 東地域における広域動揺の特性分析

改良 FFT 手法は、各エリアの 2 地点における位相角 δ_1 , δ_2 より位相差を算出している。位相差を FFT 処理-逆 FFT 処理する際、広域動揺成分の抽出した時間波形から広域動揺周波数 f_0 を算出している。そこで、東地域における広域動揺を分析するにあたり、電力中央研究所作成の対数区間ウィンドウを用いたスペクトル平滑化プログラムを使用してパワースペクトルを確認することとした。東地域の算出結果と、対比用として中西地域の算出結果を図 109 に示す。

図のとおり、東地域の位相差のパワースペクトルは、中西地域と比較すると半分程度であることが確認できる。また、図 110 のようにパワースペクトルに明確なピークが確認できない断面も多々みられる。

以上より、東地域においては位相差の広域動揺成分が小さく、他の成分をノイズと捉えたときの SN 比が悪いこと、ピークが確認できない断面が多いことが推定精度の低い要因として考えられる。

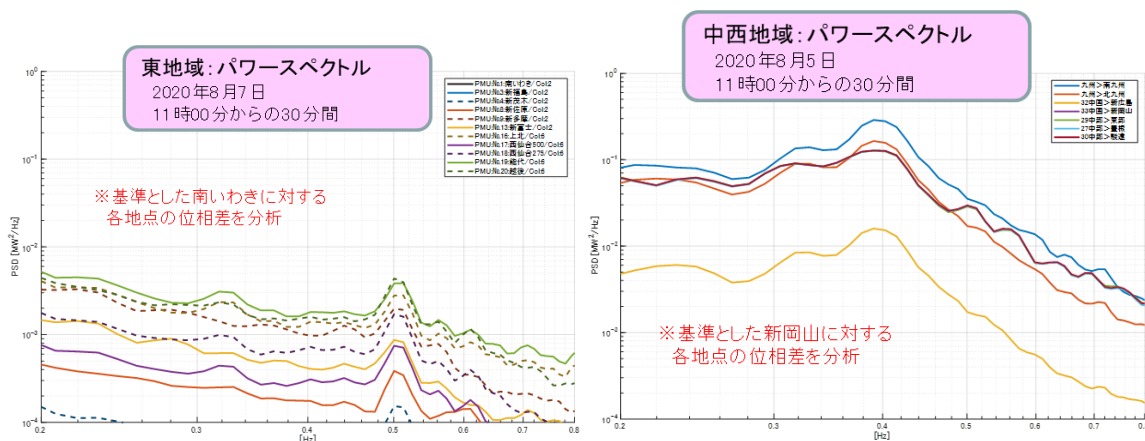


図 109 電圧位相差 δ のパワースペクトル (左: 東地域、右: 中西地域)

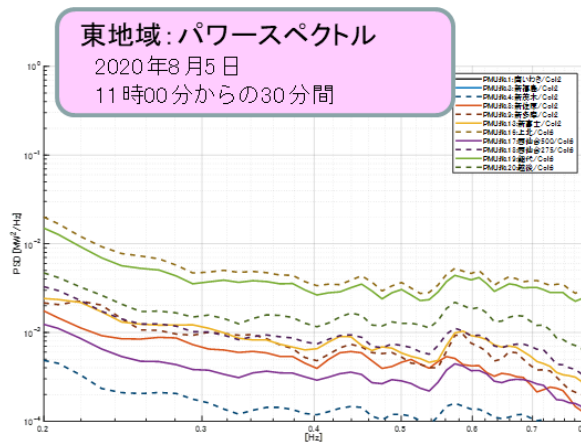


図 1.1.0 位相差のパワースペクトル（東地域：ピーク不明確）

※ なお、図 1.0.9と図 1.1.0の縦軸は同スケール

また、慣性推定に用いる潮流 P の取得箇所となる東北東京間連系線は、500kV 相馬双葉幹線と 275kV いわき幹線による 2 ルート連系であり、異電圧の潮流を単純に合算して P として使用するには広域動揺を的確に捉えられない可能性が考えられた。

図 1.1.1 は連系線潮流による電圧階級別の位相角と同期化力の変化イメージを示している。連系線に流れる潮流が多く（重く）なると東北東京間の位相差は拡大し、軽減すると縮小する。δ₁ のときは同期化力 K₅₀₀ と K₂₇₅ の差は大きく、広域動揺への影響は 500kV 側が支配的となる可能性がある一方で、δ₂ のときは同期化力 K₅₀₀ と K₂₇₅ の差が小さくなる。これにより連系線潮流に流れる広域動揺成分の様相が変化する可能性が考えられる。

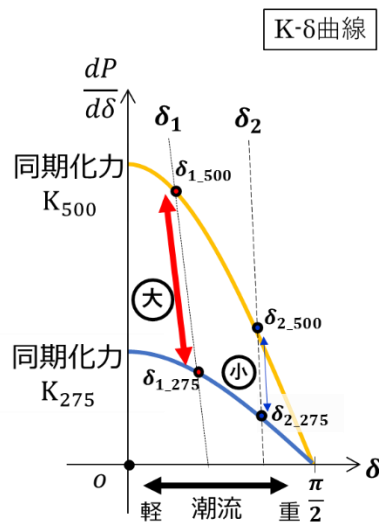


図 1.1.1 連系線潮流による電圧階級別の位相角と同期化力の変化イメージ

上記を踏まえ CE に実装したオフライン分析機能を活用し、改良 FFT 手法による潮流計測地点を 500kV 相馬双葉幹線 + 275kV いわき幹線のフェンス潮流ではなく、500kV 相馬双葉幹線のみとした場合や、275kV いわき幹線のみとした場合の慣性推定結果を比較した。

その結果、500kV 相馬双葉幹線のみを使用した結果が最も慣性推定精度がよかったことから、従来の 2 機系統モデルの潮流取得地点を 500kV 相馬双葉幹線のみに変更することとした。

2-①-5-1.改良 FFT 手法による慣性推定値と需要側推定値 + 慣性積上げ値の比較評価

前項によるモデル改良後の改良 FFT 手法による慣性推定値と、中西地域と同様の手順で算出した需要側推定値 + 慣性積上げ値の比較評価を実施した一例を図 1 1 2 に示す。

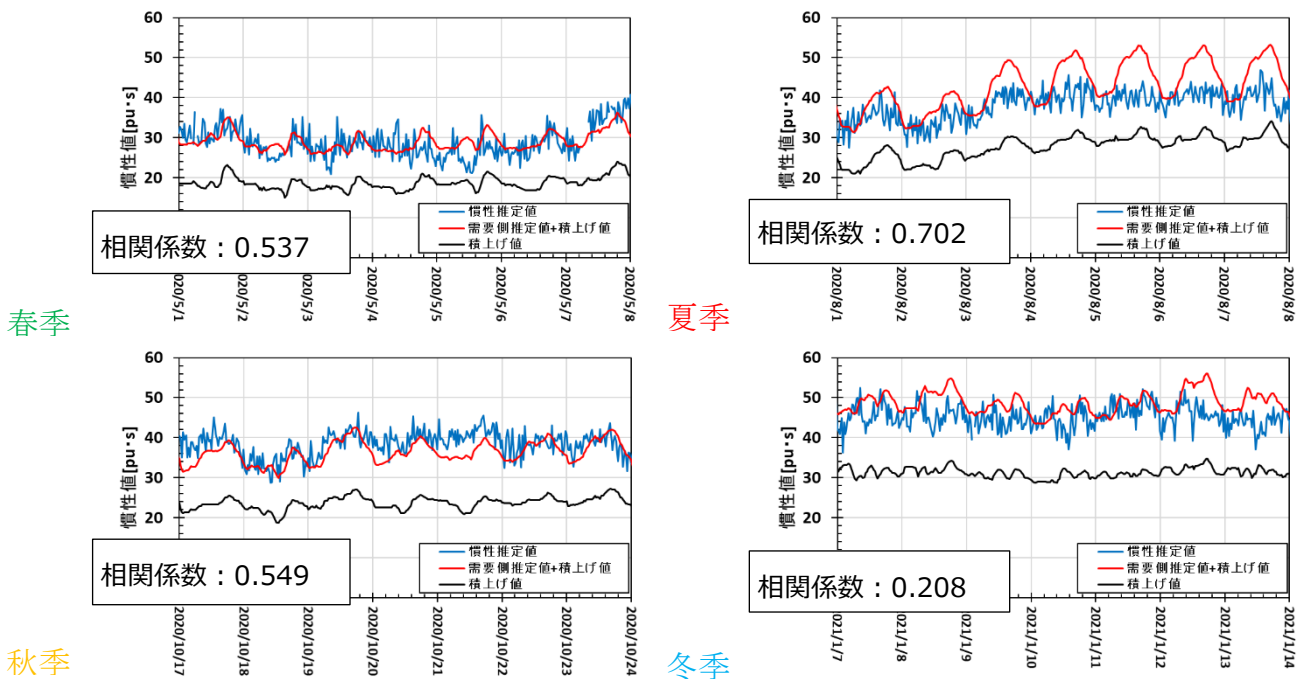


図 1 1 2 モデル改良後の改良 FFT 手法による慣性推定値と需要側推定値 + 慣性積上げ値比較

春季～秋季に関しては、慣性積上げ値との相関がある程度みられ、慣性の変動の推移を捉えられていることが確認できた。

また中西地域と同様に、慣性推定値と慣性積上げ値に需要側慣性や発電機制御系の影響等とみられる差分を確認することができた。

なお、慣性推定値と需要側推定値 + 慣性積上げ値の比較をしたところ、概ね同程度に推移することが確認できた一方で、中西地域と同様に、夏季については慣性推定値との差が大きくなった。これについては東地域も需要側慣性係数 a_1 を年間一律で適用していることが要因の一つとして考えられる。

以上のとおり、モデル改良により中西地域と同等に近い結果が得られるようになった。

しかし冬季については他の季節と比較して相関係数が低かった。これは前述したように、広域動揺による位相差の振幅が他の季節と比較して更に小さいことが要因と推測される。ただし、冬季の慣性推定値と慣性積上げ値の差分は、他

の季節と同等の範囲で推移しており、相関係数の値ほど確からしくない結果ではないと考えられるが、実運用にあたり、慣性推定結果の信頼度指標の一つとして相関係数を扱う場合には、この辺りの向上も課題と考えられる。

2-①-5-2.モデル改良による慣性推定値と慣性積上げ値の差分の傾向分析

2020年度におけるモデル改良後の改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の差分と比率の傾向および差分のパーセンタイルグラフを図 1 1 3 に示す。

年間を通して慣性推定値と慣性積上げ値にはある程度の差分が存在しているが、図中に緑点線枠で囲った 2020 年 5～9 月に関しては差分のパーセンタイルグラフの中央値が低めの傾向となっており、慣性推定値と慣性積上げ値の差分が小さくなっている。差分が小さくなる要因は ΔP として取得していない 275kV いわき幹線側に分流する広域動揺成分の割合が 10～4 月までの様相と異なることが推測される。

ただし今までの検証結果から、いわき幹線まで ΔP として取得する従来モデル（モデル 2）は慣性推定値、差分共に大きくなるが、慣性積上げ値との相関係数は低くなるのが分かっている。どちらが良いかについて、現状は 500kV 相馬双葉幹線のみによる慣性推定値で管理した方が慣性推定値が低めとなり安全サイドとなるが、更なる再エネ導入のためには、差分の傾向が小さくなる期間の更なる分析が今後の課題となる。

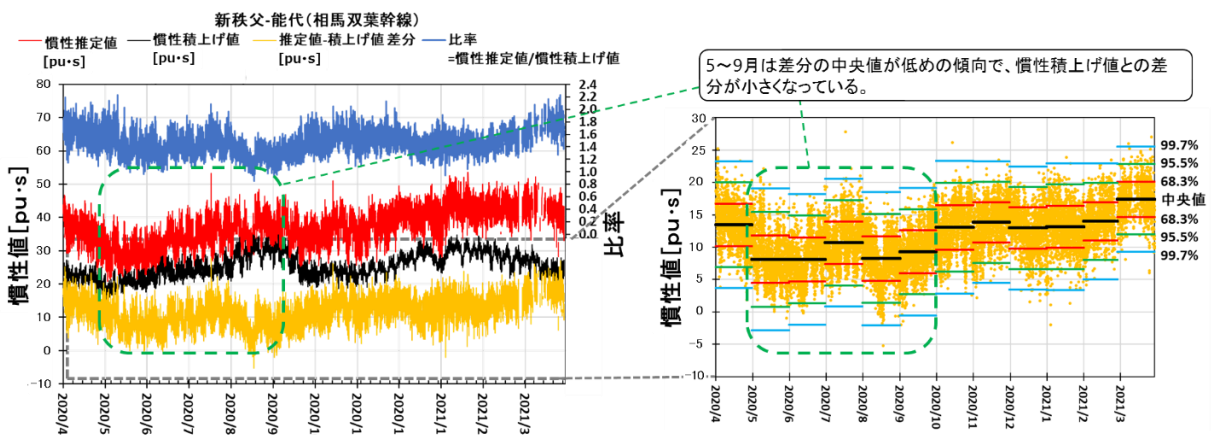


図 1 1 3 モデル改良後の改良 FFT 手法による慣性推定値と慣性積上げ値の差分と比率の傾向および差分のパーセンタイルグラフ (2020 年 4 月 1 日～2021 年 3 月 31 日)

2-①-6. FFT 手法における残された課題

以上までが FFT 手法による慣性推定に関する検討評価結果の要約となるが、本事業では一部において課題が残ったことから残された課題を表 21 に整理した。

表 21 FFT 手法における残された課題

| 対象地域 | 課題 | 内容 |
|-------------|--|--|
| 中西地域 東地域 | 慣性推定値と慣性積上げの差分の主たる要因の影響度の解明 | 差分の主たる要因は「計測地点の影響」「発電機制御系の影響」「需要側慣性」の三つであることは検討結果からも妥当で、「計測地点の影響」については極小化を図り、「発電機制御系の影響」と「需要側慣性」については慣性推定値に含まれていることは確認できたが、それぞれの影響度合いがどの程度となるか、実システムにおいて切り分けることは困難であった。 |
| 東地域 | 改良 FFT 手法による時間窓内での動揺周波数の変動が大きい場合や、位相差 $\Delta\delta$ の振幅が小さい場合における推定精度向上策の検討 | FFT 手法は現状 2 機系統モデルに等価して慣性を推定しているが、これを多機系統モデルに発展することで精度向上の可能性がある。また、広域動揺周波数 f_0 の算出に、MEM (Maximum Entropy Method、最大エントロピー手法) 等のスペクトル算出方法を適用することで、広域動揺が小さな電力系統でも推定精度向上の可能性がある。 |
| 東地域 | 慣性推定値と慣性積上げ値の差分が小さくなる期間における広域動揺の様相分析 | 東地域の 2 機系統モデルにおける潮流計測地点は、広域動揺分析結果から東北東京間連系線のうち 500kV 相馬双葉幹線のみとしている。これに対し、除外した 275kV いわき幹線側に分流する広域動揺成分の割合が変わることが慣性推定に影響し、差分を小さくしている可能性があるため、差分が小さくなる期間の更なる分析による精度向上策の有無の確認をすることにより推定精度向上の可能性がある。 |
| 東地域 | 更なる精度向上が見込める計測地点の探索 | 精度よく慣性を推定するには 2 機系統モデルの各エリアにおける慣性中心地点で計測することが理想となる。しかし、東地域は広域動揺成分が小さく、中西地域のように慣性中心相当地点に近いと考えられる地点は広域動揺成分以外の成分をノイズと捉えたときの SN 比が悪くなり、慣性推定精度が逆に悪化したことから、慣性中心相当地点候補を選定することができなかった。そのため、本事業においては、網羅的な検証結果から広域動揺が比較的捉えやすく慣性積上げ値との相関が良い地点を代表地点として選定している。上記については、広域動揺の分析結果に応じて更なる検討の余地があると考えられる。 |

残された課題のうち、慣性推定値と慣性積上げの差分の主たる要因それぞれの影響度について、切り分けて把握することは困難であり解明の難易度は高い。この点に関して、海外の状況を確認したところ、GE (General Electric) も複数の系統慣性推定手法を提案しており、推定した手法は実効慣性 (effective inertia) と定義している。実効慣性とは系

統内の潮流バランスの変化とそのエリアの RoCoF との関係性を定義するものであり、回転機の質量や慣性定数等といった従来の解釈とは異なっている。従来の解釈での慣性の大部分は、同期発電機の物理的な回転質量により提供されるが、それ以外にも負荷やインバータ連系のリソースによる電圧・周波数特性による寄与があると提唱している。慣性推定における主な課題として、平常時に系統の慣性応答と周波数制御・電圧制御・電気機械工学的ダイナミクス・安定化制御等を簡単に区別することができない点が挙げられている⁴

上記より GE と本事業における課題認識は概ね一致していることから、今後の動向について注視していくことが有用と考えられる。

⁴ Kaur Tuttelberg, et al., “Estimation of Power System Inertia from Ambient Wide Area Measurement”, 閲覧日:2020年7月13日, <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2579324/Uhlen-Estimation+of+Power+system.pdf?sequence=2>

2-①-7. PMU 設置箇所の考え方の整理

本事業の検討結果を踏まえ、PMU 設置箇所の考え方を表 22 の通り整理し、考え方に基づく設置箇所について表 23 の通り整理した。表 23 の組合せによる慣性推定値の検証評価を実施し、精度良い結果が把握できることを確認した。

なお、将来の電源バランスの大きな変更や、基幹系統の流通設備停止などによる大規模な系統変更により、考え方①、②で選定した地点は移動することが考えられる。系統の変化に応じた①、②の箇所を選定するためには、ある程度の間隔を空けた PMU による慣性推定結果などの比較評価をする必要があるため、局所的に設置するのではなく、2 機系統モデルのルート上に等間隔で並ぶよう PMU を設置する。その場合、今回設置していない北陸エリアへの設置も必要と考えられる。

また、東地域においては、広域動揺成分が中西地域と比較して小さいことから広域動揺を適切に捉えられる箇所の考慮も必要となる

表 22 本事業の検証結果を踏まえた PMU 設置箇所の考え方（FFT 手法で精度よく慣性推定するための考え方を整理）

| 考え方 | PMU 設置箇所 | 考え方 |
|-----|----------------------------------|---|
| ① | 2 機系統モデルにおける 1 機(エリア) 毎の慣性中心相当地点 | 精度良く慣性を推定するためには 2 機系統モデルの各エリア 1,2 における慣性中心地点で電圧位相 δ_1, δ_2 を取得することが理想であるため。 |
| ② | 広域動揺の支点相当地点 | 精度良く慣性を推定するためには前述の考え方①に加え、広域動揺の位相振幅が小さい支点相当地点で潮流 ΔP を取得することが理想であるため。 |

表 23 PMU 設置の考え方に基づく設置箇所（太字は本事業未設置箇所）

| 考え方 | 中西地域 | 東地域 |
|-----|-------------------------|---------------------------------|
| ① | 東部、駿遠、豊根、北九州、西九州、熊本、南九州 | 上北、能代、 岩手、宮城 、越後、新古河、新秩父 |
| ② | 西播、山崎、智頭、東岡山 | 西仙台、 南相馬 、南いわき、新福島 |

開発項目 (II) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

| 最終目標 | 成果 | 達成度 |
|--|--|-----|
| <p>・慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備える基盤的な手法が開発されていること。また、開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること。</p> | <p>・慣性低下対策 PCS の開発に取り組み、プロトタイプを製作・評価し、基盤的な手法開発を完了した。また、製作・評価を通じて得られた知見をもとに、慣性低下対策 PCS の標準的な機器仕様、試験法をとりまとめた。</p> <p>・本事業の目標となっていた電流制御方式 (GFL) の基盤的な開発完了に加え、近年のカーボンニュートラルの情勢変化に対応すべく、電圧制御方式 (GFM) についても GFL に比べ良い対策効果を確認するとともに今後の実用化に向けた課題を整理した。</p> | ◎ |

◎ 大幅達成、○ 達成、△ 一部未達、× 未達

2.1 将来の需給シナリオ策定

2.1.1 系統慣性低下の課題への取り組み

PV・風力は、日射や風況の変化による出力の変動（変動性）とその予測の難しさ（不確実性）があり、これらのインバータ連系による、発電・需要・貯蔵の各機器は、各時間コマの出力調整から一次から三次など従来の調整力の時間領域では柔軟な管理・制御機能を提供するが、同時に電力システム全体での同期機の運転容量の低下に起因する系統慣性の低下が様々な課題をもたらす。同期機の運転容量低下の課題把握から対応に向けては、課題と対策の理論的な分類・定義と並行して、日本を含め各国の研究者、系統運用者、機器製作者らの対応が行われている⁵。

系統慣性低下の課題への対策は、その影響、対策技術、システム慣性のモニタリング・予測、システム運用・市場運営など多様な分野について技術研究開発、対策技術開発、設備・運用計画、制度整備など多様な分野で行われている。

系統慣性の課題は、欧州では風力発電の導入割合の大きいアイルランド、そして近年では英国において風力発電の影響として認識され、送電事業者の協力機関である ENTSO-e での検討が行われている。米国では、西海岸の PV 設備が電力システムの電圧・周波数の変動時に大量に運転を停止した事象を契機として、北米の電力システム信頼度維持機関である NERC での検討が開始された。

系統慣性の低下問題に関する総合的な技術研究開発の例としては、欧州の EU 大のプロジェクトとして 2016 年から 2019 年に実施された MIGRATE が挙げられる。MIGRATE では、パワーエレクトロニクスで接続される機器の大量導入に関して、課題の把握と定義⁶、リアルタイムの測定と制御、システムの制御と運用、送電網の保護、電力品質に関する包括的な取り組みが行われた。米国では国立再生可能エネルギー研究所 NREL が課題解決のロードマップを発表するなど、総合的な取り組みを行っている⁷。日本では、系統慣性のモニタリングと対策技術開発に関する NEDO の研究開発が 2019 年から行われている⁸。

対策技術としては、同期化力と同等の周波数維持機能を持つ、従来の Phase Locked Loop により交流電圧波形を基準とした制御ではないグリッドフォーミングインバータ（以下、GFI・GF インバータ）の開発・実用化の技術開発が世界各国で行

⁵ 荻本和彦：電力システム・再エネインテグレーションの将来，電気学会全国大会 講演論文集 シンポジウム H4_3 (2019)

⁶ The MIGRATE Project: <https://www.h2020-migrate.eu/> (アクセス日 2021.11.1)

⁷ National Renewable Energy Laboratory: Research Roadmap on Grid-Forming Inverters (2020)

⁸ NEDO: 次世代の系統安定化技術の開発に着手 (2019) https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101139.html (アクセス日 2021.11.1)

われている⁹。また、同期化力やインバータの高速な制御を模擬して電力システムの安定運用を解析・評価するニーズの高まりを受けて、従来単体設備や限定されたシステムの範囲を中心に使われ電圧波形の変化を解析する瞬時値解析による大規模な電力システムモデルのシステム運用・計画への適用が始まっている¹⁰。

英国は、MIGRATE の成果も活用して、系統慣性のモニタリング、系統慣性供給に関する市場開設の準備が進められている¹¹。検討は、上記のうち、システム計画・運用の基本となる影響分析と対策技術の評価に位置づけられる。

2. 1. 2. 解析手法

本検討では、需給調整力を考慮した連系系統の広域需給解析モデル¹²を用いた。本モデルにより、電源の定格容量、最低運転電力、発電効率、燃料費などの機器データ、PV・風力の出力変動、需要変動、調整力必要量、需給運用方法といった条件のもとで、運用費（燃料費+起動停止費）が最小となる毎時の年間の需給が決定される。

原子力・火力・揚水はユニットの出力の有無により運転中か否かの判定をする。水力と CHP は毎時の出力値を容量とし慣性を計算する。可変速揚水、PV および風力はそれぞれ全容量がインバータ連系されると仮定し、後に述べる対策技術が適用されていない場合は、慣性への貢献はないものとし、慣性を新たに供給する対策技術としては、出力抑制を前提とした PV とバッテリーのモデルを追加した。

系統慣性を運用の制約として扱うために、各需給エリアあるいは複数の需給エリアグループに対し系統慣性の最低必要量（以下、閾値）を運用費最小化の制約に追加した。

なお、送配電会社から公表された 2020 年の運用実績に基づき、8760 時間の需給解析を行い、次節で述べる慣性定数の条件のもとで、各エリアの系統慣性を算出した。また、個別の発電機の運用状態に基づく慣性の積上げ値と一定の一致が得られることを確かめた。

2. 1. 3. 解析シナリオ

本検討における解析条件は、既報告^{5, 6, 7}では 2015 年のエネルギー基本計画に基づく 2030 年のモデルを使用していたのに対し、2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画における 2030 年のエネルギー需給見通し（以下、2030 年見通し）を再現した「2030 年モデル（詳細は文献¹³）」を使用した。また、2040 年までの計算にあたっては、エネルギー基本計画の議論における 2050 年に関する諸検討から 2050 年の姿を想定し、それに向けた 2031 年から 2040 年までの条件の推移を設定した。

2. 1. 3. 1 需要

9 R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu and S. Engelken: Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review," in IEEE Open Journal of Industry Applications, vol. 2 (2021), pp. 93-109,

10 ENTSO-e: Workshop on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters (2020)

11 NGESO: Markets Roadmap to 2025

<https://www.nationalgrideso.com/research-publications/markets-forum-roadmap-2025> (アクセス日 2021.11.1)

12 東 仁, 福留 潔, 蓑津真一郎, 野中俊介, 荻本和彦, 片岡和人: 連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法, 電気学会 Journal B, Vol.137, No.2 (2017)

13 東 仁, 磯永 彰, 福留 潔, 荻本和彦, 岩船由美子, 占部千由, 宇田川佑介, 瀬川周平: 長期エネルギー需給見通しに基づく 2030 年の電力需給解析モデルの構築, エネルギー・資源学会, 経済・社会・エネルギーコンファレンス講演論文集 25-5(2022, 予定)

民生部門・業務部門・産業部門の電力需要は、供給区域別の需給実績¹⁴に基づき 2019 年の家庭部門のヒートポンプ（以下、HP）給湯の需要を除いた需要データを作成し、その需要に一定率を乗じて家庭部門の HP 給湯需要を含まない 2030 年の需要を作成した。その上でこの需要に、DR 効果を含まない深夜・早朝の HP 給湯の沸き上げ需要と電気自動車の帰宅時即時の充電需要を加えて、2030 年の電力需要を作成した。

2030 年以降の需要については、電化による増加と省エネルギーによる減少の双方の動向があることから、HP 給湯の深夜・早朝の沸き上げ需要と EV の帰宅時即時の充電需要の増加を想定しそれ以外は一定とした。また、需要側には家庭用、業務用のバッテリーの導入を想定した。（表 24）

表 24 電化需要と需要側蓄電池の想定

| | | 単位 | 2030年 | 2035年 | 2040年 |
|-----------|--------|-----|-------|-------|-------|
| EV | 乗用車 | 万台 | 1,015 | 1,689 | 2,599 |
| | 小型貨物 | 万台 | 317 | 514 | 772 |
| ヒートポンプ給湯機 | 家庭用 | 万台 | 1,590 | 2,100 | 2,500 |
| | 業務用 | 万kW | 348 | 770 | 1,064 |
| 蓄電池 | 家庭用 | GWh | 22.0 | 33.0 | 44.0 |
| | 業務・産業用 | GWh | 2.4 | 3.9 | 5.4 |
| | 計 | GWh | 24.4 | 36.9 | 49.4 |

表 25 再エネの導入量

| | | 単位 | 2030年 | 2035年 | 2040年 |
|-------|--------------------|----|-------|-------|-------|
| 太陽光 | 慣性機能付きPCSあり（単独） | GW | 6 | 43 | 87 |
| | 慣性機能付きPCSあり（蓄電池併設） | GW | 0 | 1 | 1 |
| | 慣性機能付きPCSなし | GW | 108 | 117 | 119 |
| | 計 | GW | 114 | 161 | 207 |
| 陸上風力 | 慣性機能付きPCSあり | GW | 15 | 18 | 27 |
| | 慣性機能付きPCSなし | GW | 0 | 3 | 1 |
| | 計 | GW | 15 | 22 | 28 |
| 洋上風力 | 計 | GW | 7 | 27 | 48 |
| 風力 | 計 | GW | 22 | 49 | 76 |
| バイオマス | | GW | 8 | 8 | 8 |
| 地熱 | | GW | 2 | 2 | 2 |
| | 計 | GW | 146 | 219 | 293 |

2. 1. 3. 2 設備

(1) 電源

電源の 2030 年モデルは次のように設定した。原子力発電は、2030 年までの公開情報と運用開始および運用年数に基づく廃止を仮定し、33 GW と想定し、2021 年見通しの発電電力量を再現するようにユニット共通の補修日数を調整した。石炭火力、LNG 火力は公開情報等による廃止を想定し、また石炭火力については効率が低い石炭火力の一部を廃止した、この結果、2030 年における容量として石炭火力 45.8 GW、ガス火力は 88.9 GW とした。石油火力は公表された廃止計画のみを反映し、運転年数による廃止は想定せず 13.7 GW とした。コージェネレーションは、今後、排出量削減の流れの中で運用が変わる可能性があるため、ガス火力の内数とするモデルとした。

電源の 2040 年に向けたモデルは、本項の原子力、火力等は設備としては変化せず一定とした。ただし、原子力・火力等が一定であっても、PV・風力の大量導入による同期機の運転容量の減少は、需給解析の結果により反映される。

また、各発電機慣性の計算に用いる定格容量（MVA）は定格出力電力に対し力率 0.9 で算出した。

(2) 再生可能エネルギー

14 OCCTO: 供給区域別の需給実績の公表

https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2016/170106_juyojiseki.html（アクセス日 2021.11.1）

表 25 に再エネの導入量を示す。2030 年の再生可能エネルギーは 2021 年見通しの発電電力量のシェアを再現する値として、バイオマス発電 7.3 GW、地熱 1.5 GW、一般水力 14 GW と設定した。PV と風力の設備容量は、需給解析の結果で出力制御による減少分を控除した発電電力量を再現するべく、それぞれ 114.1 GW、21.9 GW とした。

2040 年に向けては、バイオマス、地熱、一般水力は一定とした。PV と風力は 2050 年の各種検討を参考に 2040 年の値を設定し、各年の値は線形の増加を設定した。PV の各年の導入量は、2050 年の導入想定 300 GW¹⁵ に向かって線形に増加するとした。風力の各年の導入量は、2050 年の導入想定 130 GW¹⁶ に向かって線形に増加すると想定した。

表 26 に 2030 年と 2040 年の PV と風力発電のエリア別設備容量を示す。エリア別の設備容量は、2030 年はバイオマス、地熱発電は足元の導入量に比例するとし、水力発電は資源量ベースの導入を想定した。PV・風力は、電力広域的運用機関（OCCTO）の 2021 の供給計画の想定に設定した。2040 年の PV・風力のエリア分布は、2030 年の考え方をベースに、洋上風力など新たな要素を反映して決定した。

表 26 PV・風力のエリア別設備容量（GW）

| Area | 2030 | | 2040 | |
|----------|-------|------|-------|------|
| | PV | Wind | PV | Wind |
| Hokkaido | 3.5 | 2.6 | 6.4 | 18.4 |
| Tohoku | 14.2 | 9.1 | 25.7 | 21.7 |
| Tokyo | 28.9 | 0.5 | 52.4 | 4.5 |
| Chubu | 16.8 | 0.9 | 30.4 | 2.3 |
| Hokuriku | 2.1 | 1.2 | 3.9 | 3.1 |
| Kansai | 9.9 | 0.3 | 18.0 | 1.2 |
| Chugoku | 11.2 | 1.6 | 20.4 | 3.3 |
| Shikoku | 5.4 | 1.2 | 9.9 | 3.8 |
| Kyushu | 21.4 | 4.6 | 38.8 | 17.8 |
| Okinawa | 0.7 | 0.0 | 1.3 | 0.1 |
| Total | 114.1 | 21.9 | 207.1 | 76.1 |

表 27 エリア間の連系線の運用容量（MW）

| Interconnection | Forward | Reverse |
|------------------|---------|---------|
| Hokkaido->Tohoku | 900 | 900 |
| Tokyo->Tohoku | 6310 | 10280 |
| Tokyo->Chubu | 3000 | 3000 |
| Chubu->Kansai | 2500 | 1340 |
| Chubu->Hokuriku | 300 | 300 |
| Kansai->Hokuriku | 1500 | 1900 |
| Chugoku->Kansai | 4250 | 2780 |
| Shikoku->Kansai | 1400 | 1400 |
| Shikoku->Chugoku | 1200 | 1200 |
| Kyushu->Chugoku | 2780 | 230 |

PV・風力の各エリアの毎時の発電出力の、需要と同じく 2019 年度の「供給区域別の需給実績」を各年度の設備容量で換算した値とした。

(3) 連系線

2030 年は、OCCTO による将来の連系容量に設定した¹⁷（表 27）。また、北海道に導入される風力発電の送電のため、北海道から東京に 4GW（4000 MW）の直流送電の追加を 2040 年に設定した。

15 日本太陽光発電協会（JPEA）：2050 年カーボンニュートラル実現に向けて ～太陽光発電の最大限 導入をめざして～

<https://www.jpea.gr.jp/news/1014/>（アクセス日 2021.11.1）

16 日本風力発電協会（JWPA）：洋上風力の主力電源化を目指して

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_04_01.pdf（アクセス日 2021.11.1）

17 OCCTO：2021～2030 年度の連系線の運用容量（年間・長期）

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2020/unyoyouryou_2020_4_haifu.html（アクセス日 2021.11.1）

(3) 慣性供給

同期機については、運転中の容量と容量当たりの慣性定数を乗じ、その値のエリア合計を系統慣性とした。慣性定数 2H (sec、自己容量 MVA ベース) は、原子力 8.0、従来型火力 8.0、複合発電 11.0、水力 8.0、揚水式水力 10.0 などとした。電源が提供する慣性は電源種別や個別の設計により異なる。しかし今回の解析ではこれらの要素を反映した設定にはなっておらず、これらは今後のより精度の高い解析への課題である。

慣性を直接追加で供給する対策技術としては、PV を対象とした。対策技術として GFI が導入された蓄電池併設の PV は、無条件で 2H=4sec の慣性を供給するとした。また、対策技術として GFI が導入され蓄電池なしの PV は、AC 容量の 10%以上を抑制している場合、容量に対し 2H=4sec の慣性を供給し、それ以下の抑制率の場合は 10%に対する比例した慣性を供給するとした。表 24 および表 25 に示す対策技術の導入シナリオは、プロジェクト内での想定である。

海外の検討では、需要側も電動機の同期化力あるいはその他のメカニズムにより慣性を供給できるとされているが、今回の検討のベースシナリオでは同期機と対策技術による供給の積みあげを供給源とした。

2. 1. 3. 3 運用

(1) 調整力

調整力の供給制約は負荷周波数制御領域を対象とする。調整力の必要量は、需要の 2%、とした。調整力の供給は、従来型の火力のみを対象とし、足下の運用から一定の調整力増強を仮定して、ガス、石炭、石油の各火力発電の運転点からの ±8%、±2%、±5%とした、水力、揚水発電も一定の値を供給できる条件とした。

解析において、調整力の確保の条件は、「各エリアにおいて需要・PV・風力の調整力の必要量の合計を供給力の合計が上回る」という以下の制約で表現される。

$$\text{調整力供給量} \geq \text{必要調整力}_{\text{Load}}$$

(2) 需給運用

PV・風力の出力制御、調整力運用、連系線のエネルギー融通を含めた費用最小化による負荷配分の最適運用とした。PV・風力に対する負荷配分の方式としては、それらに優先的に負荷配分を行う「RE 優先給電」とした。

HP 給湯の沸き上げと電気自動車の充電は、先に述べたように、先述の通り早朝沸き上げ、帰宅時充電とした¹⁴。

(3) Must-run-full/Must-run-partial 運用

本解析では原子力などは補修期間を除き定格運転、バイオマス、流れ込み式の水力は可能な一定出力での must-run-full、貯水池式の水力は残余需要に対し毎時の出力を調整する運転とした。火力については、FIT 制度のもとで出力制御が行われていないエリア（東京・中部・関西）とその他のエリアで設定が異なる。前者では、各発電所で最低 1 台の運転を条件とした（must-run-partial）。後者では、新エネルギー小委員会系統ワーキンググループで審議される出力制御見通しの算定条件として公表されている「平日昼間」の需給バランスで示される並列火力発電機の運転状況に基づき、並列火力発電機を減らした運転とした。

14 岩船由美子, 荻本和彦, 東 仁, 松岡綾子, 下田吉之: 2030 年電力需給におけるヒートポンプ給湯機及び電気自動車のインパクト評価, 電気学会全国大会, 講演論文集 6-250, pp430-431 (2019)

(4) 系統慣性必要量

OCCTO では、系統慣性に関する検討が行われている。本検討では 2021 年 5 月の資料¹⁵において示された北海道エリア 21 GWsec 東北東京エリア 164～178 GWsec、60Hz エリア 239～316 Gwsec の幅に基づき、それぞれの最小値を今回の解析における系統慣性の必要量の閾値とした。

6. 1. 4 解析結果：2030 年～2040 年

6. 1. 4. 1 検討ケース

解析は、4. 1 および 4. 2 で述べた HP 給湯の沸き上げと EV 充電の需要の増加と、再エネの導入量の増加のシナリオにより 2030 年から 2040 年の 11 年間について、以下のケースを実施した。

Case I0 : 系統慣性の確保制約なし

Case I1 : 系統慣性の確保制約あり

Case I1+PCS : PV の慣性供給対策 GFI 方式 PCS あり

6. 1. 4. 2 解析結果

(1) 発電設備容量

図 1 1 4 に 2031 年から 2040 年の発電設備容量を示す。シナリオに基づき PV・風力の容量のみが変化している。

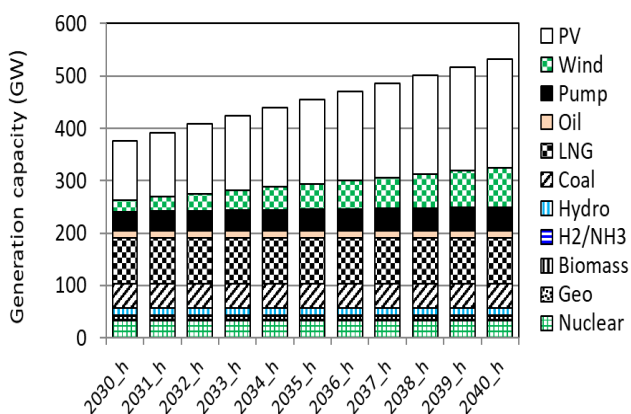


図 1 1 4 全国の発電設備容量のシナリオ

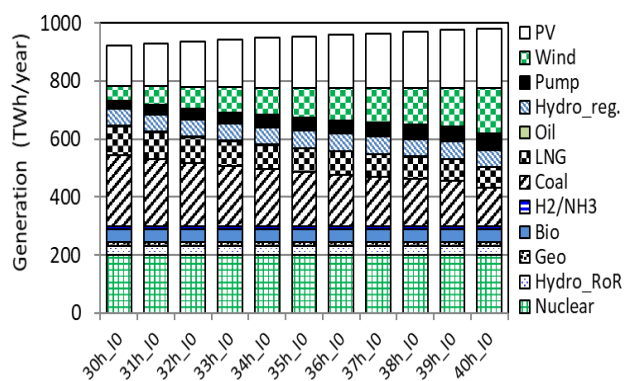


図 1 1 5 全国の年間の発電電力量

(PV:PV、wind: 風力、Pump:揚水、Oil:石油、LNG: 天然ガス火力、Coal: 石炭、Hydro: 水力、H2/NH3: 水素、Biomass: バイオマス、Geo: 地熱、Nuclear: 原子力、Hydro_reg.: 貯水池・調整池式水力、Hydro_RoR: 流れ込み式水力)

(2) 発電電力量と再エネ出力制御

図 1 1 5 に Case I0 の 2030 年から 2040 年の発電電力量を示す。

15 OCCTO 第 61 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会: 資料 4 「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について

図 1 1 6 に、PV と風力の出力制御による発電電力量の減少の割合である出力制御率を示す。系統慣性確保制約で一
 旦増えた出力制御率が、対策技術を適用した Case I1+PCS では減少する傾向が示されている。2040 年の出力制御率の
 低下は、北海道から東京への 4GW の HVDC の効果である。

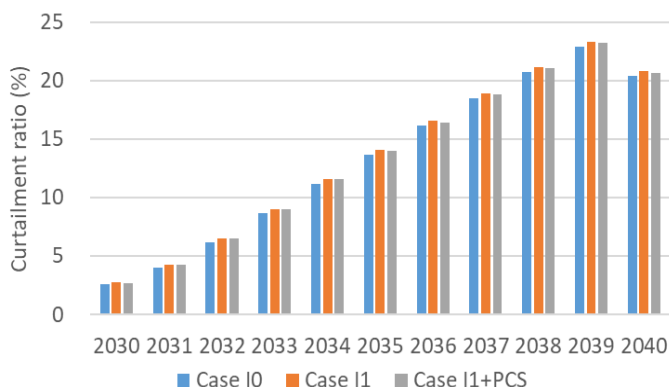


図 1 1 6 全国の年間の PV と風力の出力制御率 (%)

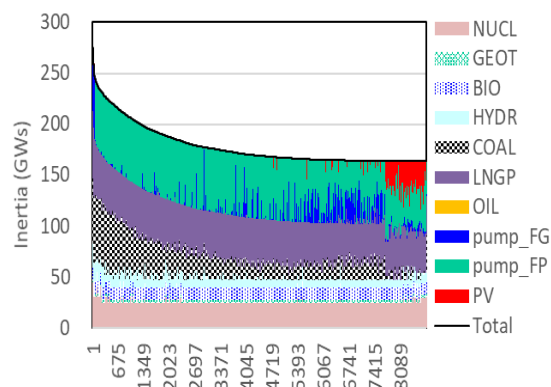


図 1 1 7 東北・東京エリアの系統慣性
 年間の持続曲線の積み上げ (2040、シナリオ I0)
 (凡例は図 1 1 4 に準じる。Pump_F: 固定速揚水)

(3) 系統慣性

図 1 1 7 に、系統慣性の供給のイメージとして、Case I1+PCS の 2040 年の、東北・東京エリアの系統慣性について、
 持続曲線と電源種別の慣性の積み上げの例を示す。各種の電源について、各時間で決定された負荷配分の結果である運転
 の有無により慣性供給のあり/なしが決まり、それらの積み上げで系統慣性が決定される状況が示されている。

図 1 1 8 に北海道、東北・東京エリアおよび 60Hz エリア (中部・北陸・関西・中国・四国・九州) の 2030 年から
 2040 年の系統慣性の年間 8760 時間の持続曲線を示す。北海道と本州の間は直流で連系され、周波数 0.3Hz 以上
 の変動が 0.3 秒以上継続することで起動する「緊急時 AFC」が運用されているが、今回の解析では北海道エリアは系統慣性分
 析を行う上では連系されたエリアとは考えられないため、50Hz エリアは北海道と東北・東京を分けて分析を行った。

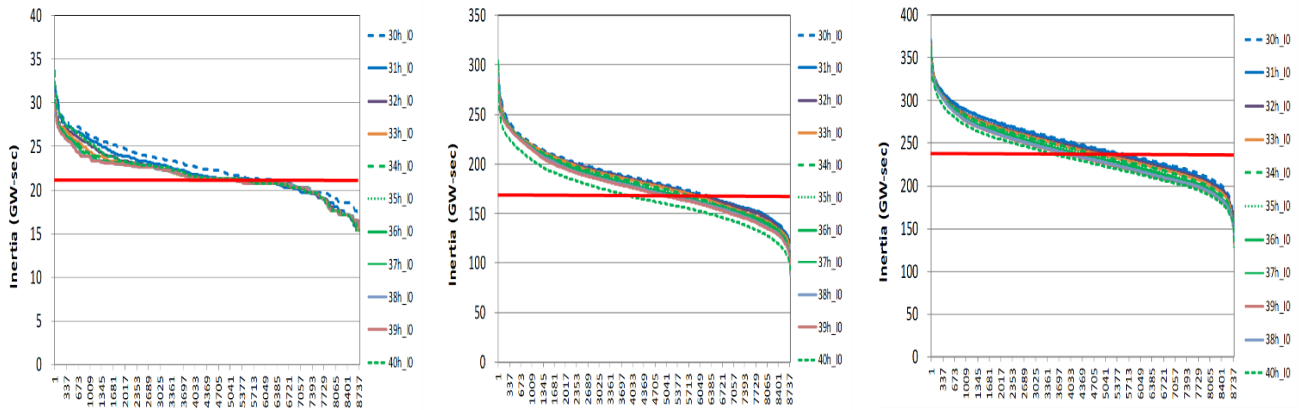


図 1 1 8 系統慣性の年間の持続曲線

(左：北海道エリア、中：東北・東京エリア、右：60Hz エリア)

確保制約がない場合（Case I0）の系統慣性（図 1 1 8）は、PV・風力の導入量の増加により同期機である従来火力の運転容量の低下により、経年的に低下する。これに対して、後の考察で述べるように、閾値による確保制約がある場合は、閾値を下回る負荷配分を避けるためにより大きい値が維持される。

(5) 運用費

図 1 1 9 に全国の各年の運用費（燃料費＋起動費）を示す。運用費は、系統慣性確保制約なしの I0、同制約ありの I1、確保制約ありで PV のインバータに対策技術適用の I1+PCS の 3 ケースとも、2030 年の 2.3 兆円/年の水準から、PV・風力の導入量の増加に伴い 2040 年には 1.6 兆円/年の水準に低下する。ケース間の運用費用の差は、I1 年間の単純平均で I0 に対し I1 は 195 億円/年上昇し、I1+PCS は I1 に対し 89 億円/年となった。2040 年に費用が下がっているのは、北海道から東京への 4GW の HVDC が加わって、北海道内の再エネの出力制御が減少したためである。

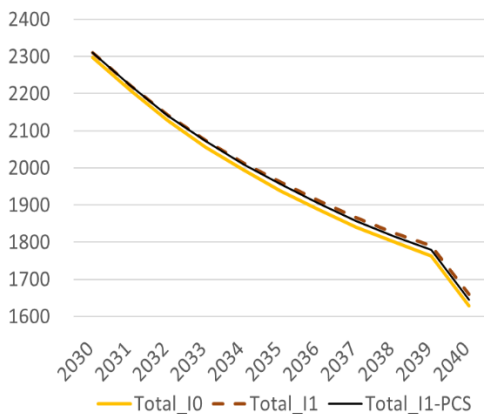


図 1 1 9 全国の年間の運用費 (B Yen/year)

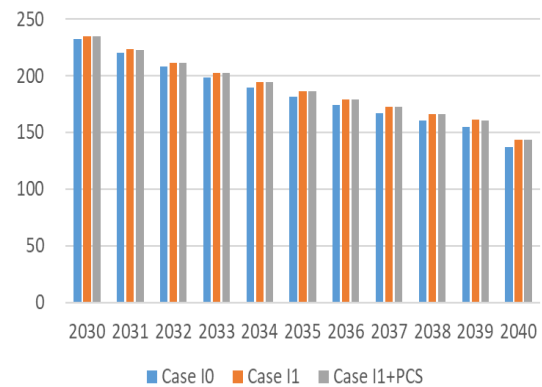


図 1 2 0 全国の年間の CO₂ 排出量 (百万 t/年)

(6) CO₂ 排出量

図 1 2 0 に 2030 年から 2040 年の CO₂ 排出量を示す。PV と風力の導入量の増加により火力発電の発電電量が減少し、2030 年の 2.3 億トン/年の水準から 1.4 億トン/年の水準に漸減する。3 ケースの比較では、系統慣性の確保制約の

ない I0 から、確保制約のある I1 に変わると、CO₂ 排出量は、石炭火力を中心にした火力発電電力量増加により増加し、PV に対策技術が適用される I1+PCS になると若干減少する。

2. 1. 4. 3. 考察

(1) 解析手法

系統慣性制約なし I0、制約あり I1、系統慣性対策あり I1+PCS のケースを比較して、系統慣性の閾値確保制約の動きと、PV のインバータの対策技術モデルの動きを確かめる。図 1 2 1 では 60Hz エリアの 6 月 10 日の系統慣性の積み上げにより、系統慣性供給の対策技術である PCS が慣性を供給することが示される。

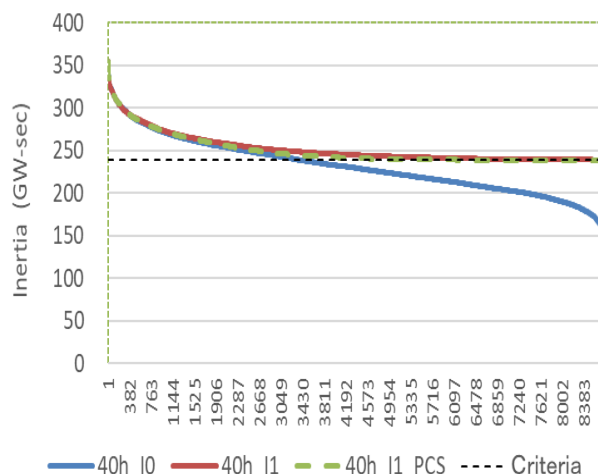
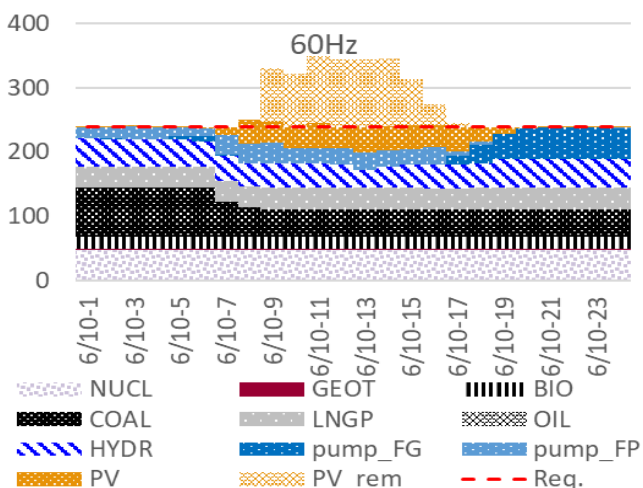


図 1 2 1 60Hz エリアの 6 月 10 日の慣性のバランス

(I1+PCS 対策あり、凡例は図 1 1 4 に準じる、
pump_FG/FP: 定速揚水の発電/揚水)

図 1 2 2 確保条件による系統慣性の比較

(2040 年、60Hz エリア、I0: 系統慣性制約なし、
I1 制約あり、I1+PCS: 対策あり)

出力制御が行われている時間帯を含めて慣性を供給し（橙色の PV）一部供給が余剰（薄橙色の PV_surp）していることが示される。

図 1 2 2 では、系統慣性の年間の持続曲線により、I0 では閾値（Criteria）を割り込むのに対し、I1 および I1+PCS では閾値以上となることが示される。これらにより、今回開発した解析手法の動きが検証される。

(3) 系統慣性対策技術の費用対効果

同期機の運転容量の減少による系統慣性低下時の確保対策として、本検討では系統慣性の確保制約のない Case I0 に対し、確保制約を有りとした Case I1、さらに PV のインバータに対策技術を適用した Case I1+PCS の解析を実施し、2030 年から 2040 年の 11 年間の慣性制約が適用されるエリア別、および全国の運用費が得られた。（表 28）系統慣性維持に必要な費用の増加（I0→I1）と、対策技術を適用した場合の費用減少（I1→I1+PCS）の値は、PV・風力の導入容量の増大に伴い増加するが、対策技術により増加額の半分程度は削減される。本検討では PV の系統連系用インバータに対し、蓄電池なしで新しく開発される擬似慣性を発生する制御系の適用による対策を主として想定する設定とした。この新しい制御系は、基本的にはソフトウェアの書き換えにより実装できると考えられ、蓄電池併設なしの場合の設備導入時の増

分費用は僅少と考えられる。このため、2035 年以降 50～150 億円水準の運用費の低減が見込まれる新技術の開発には、十分な費用対効果が期待される。

表 28 運用費の変化 (I0→I1、I1→I1+PCS、10 億円/年)

| | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | Total |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| I0 | 2298 | 2208 | 2127 | 2056 | 1995 | 1939 | 1888 | 1841 | 1801 | 1763 | 1628 | 21543 |
| I1 | 2311 | 2222 | 2143 | 2074 | 2013 | 1961 | 1912 | 1865 | 1826 | 1791 | 1660 | 21779 |
| I1+PCS | 2310 | 2221 | 2141 | 2072 | 2009 | 1956 | 1905 | 1856 | 1816 | 1779 | 1644 | 21710 |
| $\Delta = I1 - I0$ | 13 | 14 | 16 | 19 | 19 | 22 | 24 | 24 | 25 | 28 | 32 | 235 |
| $\Delta = I1 + PCS - I1$ | (1) | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (7) | (9) | (10) | (11) | (15) | (69) |

2. 1. 5 解析結果: 2040 年における感度解析

電力システムの変革においては、将来のシナリオをベースに固定するのではなく、変化させた検討が有効である。本検討では、表 29 に示す様に、2. 1. 3 で述べたベースシナリオと感度解析のための各シナリオについて、2. 1. 4 と同様に I0/I1/I1+PCS のケース検討を行い、系統慣性制約、慣性対策 PCS の効果を分析した。

表 29 2040 年感度解析におけるシナリオ

| Scenario | Description |
|----------|--|
| Base | Base scenario in 2040 |
| L_255 | Increased requirement for secondary control reserve. 5% and 5% for PV and wind generation, respectively. |
| P_pen | 50% reduction of pumping operation of pumped storage by setting a penalty cost against pumping cost. |
| P_ope | No simultaneous generation and pumping in each area. |
| DRo | Optimization of EV and heat-pump water heater |
| C_FO | Fade-out of 50% coal-fired plant with lower efficiency. |
| D_10 | Inclusion of demand inertia of 10%. |
| D_20 | Inclusion of demand inertia of 20%. |
| D_30 | Inclusion of demand inertia of 30%. |

シナリオ DRo では、ヒートポンプ給湯機 (HPWH) と電気自動車 (EV) 充放電の時間シフトによる最適化を想定した

¹⁸。例えば、日射が強く需要が小さい中間期においては、HPWH の沸き上げと EV 充電は昼間に行われ、残余需要の大きい夕方には EV の放電が行われる。

表 30 は、Case I0 の東北・東京エリアの系統慣性のパーセンタイルを閾値の 164GW と比較している。この表からは、二次調整力の増分を確保するために従来型の発電機の運転容量の増加を仮定した L_255 シナリオ、需要側慣性の増加を仮定した D_10、D_20、D_30 では系統慣性が増加するのに対し、揚水の運転容量が減少する P_pen シナリオ、デマンドシフトが行われる DRo シナリオでは、系統慣性が減少することが示される。

表 30 2040 年の感度解析における東北・東京エリアの系統慣性のパーセンタイル

| | Bace_I0 | L_255_I0 | P_pen_I0 | P_ope_I0 | DRo_I0 | C_FO_I0 | D_10_I0 | D_20_I0 | D_30_I0 |
|------|---------|----------|----------|----------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Max. | 274.4 | 386.9 | 304.0 | 274.4 | 236.5 | 295.8 | 300.3 | 326.2 | 352.0 |
| 90% | 207.2 | 285.9 | 189.2 | 207.7 | 174.2 | 207.8 | 227.7 | 248.2 | 268.6 |
| 80% | 189.6 | 252.9 | 174.0 | 189.4 | 164.6 | 190.6 | 208.6 | 227.5 | 246.8 |
| 70% | 179.7 | 234.0 | 162.0 | 179.4 | 158.0 | 180.5 | 197.9 | 216.1 | 234.4 |
| 60% | 171.6 | 219.7 | 152.5 | 171.5 | 149.8 | 172.5 | 189.1 | 206.5 | 224.0 |
| 50% | 164.9 | 208.3 | 144.3 | 164.9 | 142.9 | 166.5 | 182.1 | 198.9 | 215.8 |
| 40% | 158.8 | 197.9 | 136.4 | 158.5 | 134.3 | 160.0 | 175.1 | 191.5 | 208.0 |
| 30% | 151.6 | 188.5 | 128.5 | 150.6 | 127.2 | 152.1 | 167.9 | 183.5 | 199.4 |
| 20% | 142.3 | 178.9 | 120.3 | 141.2 | 119.6 | 143.0 | 157.4 | 172.5 | 187.4 |
| 10% | 130.1 | 166.3 | 110.7 | 129.2 | 107.7 | 131.5 | 144.3 | 158.8 | 172.9 |
| 5% | 120.5 | 156.7 | 105.8 | 119.6 | 102.1 | 123.1 | 134.6 | 148.5 | 162.1 |
| 2% | 111.0 | 146.2 | 100.2 | 110.5 | 96.3 | 114.9 | 125.6 | 139.6 | 152.8 |
| Min. | 87.5 | 125.1 | 86.2 | 86.8 | 83.5 | 94.2 | 101.9 | 116.3 | 130.7 |

表 31 各シナリオの各ケースについて、運用費、そのケース間の変化、運用費を発生する火力の発電電力量に影響する PV と風力の出力制御電力量を比較する。L_255 シナリオと P_pen シナリオでは、総運用費のベースシナリオの I0 からの変化($\Delta I0$) は、火力発電機の発電電力量の増加に対応して、増加する。これに対し、DRo シナリオでは火力発電電力量の減少に伴い、総運用費は大幅に減少する。系統慣性維持のための増分費用($\Delta I1$)は、L255、C_FO および D_10、D_20、D_30 では小さく、その結果、慣性対策 PCS による費用削減効果はこれらのシナリオでは小さい。

これらの結果から、系統慣性維持のための費用と慣性対策 PCS のコスト削減効果は、二次調整力供給や揚水運用、電源構成、需要側慣性などに大きく影響されることが分かる。

表 31 感度解析における 2040 年の運用費の比較

(運用費とその変化: Billion Yen/year、PV+Wind 出力制御率: %)

| Scenario | I0 | $\Delta I0 =$ I0-BaseI0 | I1 | $\Delta I1 =$ I1-I0 | $\Delta PCS =$ PCS-I1 | I0 | $\Delta I0 =$ I0-BaseI0 | I1 | $\Delta I1 =$ I1-I0 |
|----------|-------|----------------------------|-------|------------------------|--------------------------|------|----------------------------|------|------------------------|
| Base | 1,670 | — | 1,701 | 32 | -16 | 20.4 | — | 20.8 | 0.5 |
| L_255 | 2,308 | 638 | 2,317 | 9 | -3 | 40.8 | 20.5 | 41.1 | 0.3 |
| P_pen | 1,875 | 206 | 1,899 | 23 | -7 | 30.8 | 10.4 | 29.4 | -1.4 |
| P_ope | 1,671 | 2 | 1,704 | 33 | -11 | 20.4 | 0.1 | 21.0 | 0.6 |
| DRo | 1,477 | -193 | 1,528 | 51 | -12 | 13.9 | (6.4) | 14.1 | 0.2 |
| C_FO | 1,725 | 55 | 1,733 | 8 | -3 | 20.4 | 0.0 | 20.4 | 0.1 |
| D_10 | 1,670 | 0 | 1,684 | 15 | -5 | 20.4 | 0.0 | 20.5 | 0.2 |
| D_20 | 1,670 | 0 | 1,676 | 6 | -3 | 20.4 | 0.0 | 20.4 | 0.1 |
| D_30 | 1,670 | 0 | 1,673 | 3 | -1 | 20.4 | 0.0 | 20.4 | 0.0 |

¹⁸ Yumiko Iwafune, Kazuhiko Ogimoto, Hitoshi Azuma “Integration of EV into the Electric Power System Based on Results of Road Trac Census” (energies-12-01849, 2019)

2. 1. 6 まとめと今後の課題

PV・風力の大量導入のもとでの同期機の運転容量の減少により低下する系統慣性の確保に関する解析を行うために、需要、電源構成、連系線運用容量などの電力需給に関するシナリオを設定し、PV インバータに模擬慣性を持たせる対策技術として GF インバータの適用を含めた需給解析による特性分析を行った。

単一エリアおよび複数エリアを跨いで指定された閾値を制約として系統慣性を確保する 8760 時間の電力需給解析手法により、第 6 次エネルギー基本計画で示された電力需給を再現した 2030 年から、その後の 2040 年までの HP 給湯と EV による電化と PV・風力の導入拡大のシナリオのもと、系統慣性の確保制約と、対策技術の適用による年間の電力需給解析を行った。この結果、表 8 に示すように系統慣性の確保のためには 2030 年から 2040 年の 11 年の全国の運用費用は合計 2350 億円/年増加し、PV のインバータに擬似慣性を持たせる対策の効果により 690 億円低減する結果となった。また、以上のベースケースの解析に対し、需給運用のシナリオを変化させた感度解析により、デマンドレスポンス、揚水運用、需要側慣性などを変化させた場合の慣性対策 PCS の導入効果を分析した。系統慣性の確保に関する多方面での技術開発、制度整備が世界で並行して行われる中、日本における取り組みに定量的な見通しを提供することができたと考える。

2.2 慣性力等低下時の合理的対策検討

本事業では、慣性低下時の合理的対策の検討として、海外動向の調査を行うと共に、慣性低下対策 PCS の経済性評価を実施した。

2.2.1 海外動向調査

事業の内容に関連する諸外国の動向を調査した。調査対象は以下の通りである。

- 欧州
 - 英国
 - アイルランド
 - 北欧
- 米国
 - テキサス
 - ハワイ
- 豪州
- 研究機関・メーカの動向
 - AIT (オーストリア技術研究所)
 - SINTEF (ノルウェーの研究機関)
 - Fraunhofer IEE (ドイツの研究機関)
 - EPRI (米国の研究機関)
 - UT Austin (テキサス大学オースティン校)
 - NREL (米国の研究機関)
 - Schneider Electric (フランスのメーカ)

➤ SMA（ドイツのメーカ）

海外調査において得られた主要な示唆のうち、「ルール・標準の内容及び運用実態」に関するものを表 32 に、「慣性低下対策 PCS の検討状況」に関するものを表 33 に整理する。

表 32 各国における慣性に係るルール・標準の内容及び運用実態

| 対象 | 主な調査結果 |
|----|---|
| 欧州 | <ul style="list-style-type: none"> ● 英国では、現在グリッドコードにて GFM の要件化が進められている。 ● National Grid ESO は、Stability Pathfinder や GFM のグリッドコード化、周波数応答サービス改革の取り組みを通じて、慣性をはじめとする系統課題に対し複数のソリューションを組み合わせ対応するスタンスである。 |
| 米国 | <ul style="list-style-type: none"> ● 送電系統に接続されるインバータ電源に対する要件（IEEE P2800）が策定中であり、FFR に関する規定が盛り込まれる見込みである。 ● NERC の IBR Performance Working Group の white paper の中で、送電系統に連系する蓄電池については GFM を使うべきという記載がなされる予定である。 ● ハワイでは、送電系統の蓄電池併設型リソースに対して GFM を求めており、RfP の中で要件が定義されている。 ● ハワイ電力は、将来、慣性を系統サービスとして調達することも考えている。 |
| 豪州 | <ul style="list-style-type: none"> ● 具体的要件は決まっていないが、GFM 機能を推奨している。 ● 送電系統の蓄電池併設型リソースに対して優先的に GFM の適用を検討している。加えて、将来的には PV や風力単体への適用も考えている。 ● 複数技術からの慣性の組合せにより、慣性を確保することを考えている。費用対効果やケイパビリティを考慮し組み合わせる。 ● 慣性の市場は現時点では予定されていないが、慣性等の系統サービスに対しインセンティブを付けることが検討されている。 |

表 33 各国における慣性低下対策 PCS の検討状況

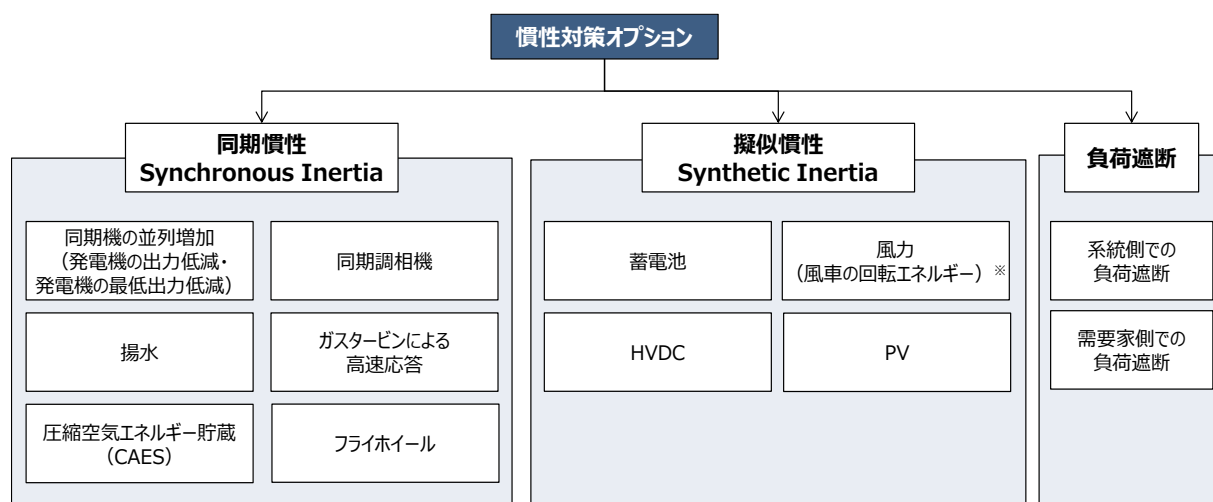
| 対象 | 主な調査結果 |
|----|---|
| 欧州 | <ul style="list-style-type: none"> ● ベンダー（Schneider Electric、SMA）は、マイクログリッドソリューションとして GFM を開発している一方、研究機関（Fraunhofer IEE、Sintef、AIT）は、大規模システムでも慣性低下対策 PCS（GFM、GFL）は将来的に必要となる技術と考えている。 ● GFL に比べ GFM にはまだ課題が多く、各国において盛んに研究開発が進められている。 ● PCS 等の慣性低下対策機能のパフォーマンス評価指標として、Nadir（Frequency Nadir）と RoCoF が最も一般的である。 ● 研究機関では、実システムの縮約モデルや IEEE 等の標準システムモデルを採用したシミュレーションを行っている。 ● 慣性低下対策 PCS の実システムへの実装について、以下の技術的課題が認識されている。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 実システムにおける実装や要件化はマイクログリッドを除いて至っていない ➢ DC 側の制約を考慮する必要がある（短絡電流を同期機と同様には提供不可） ➢ 既存インバータ、スマートインバータ、同期機が存在する中で適切に振る舞うための制御パラメータの設定が課題となっている ● PV に適用する際は蓄電池の併設もしくは出力抑制運転が必要であると認識されている。 ● SMA は、GFM により再エネマイクログリッド等のニーズに対応しており、商用化済みである。 ● Schneider Electric は、マイクログリッド向けに VSG を開発しており、実証段階にある。 |
| 米国 | <ul style="list-style-type: none"> ● UT Austin では、既設 PV に GFM 及び蓄電設備を増設する形の PVSG を開発している（UT Austin はマイクログリッドのシステム安定化に活用することを目的としているが、システム運用者は広域動揺等のシステム安定化の観点から注目）。 ● NREL は、GFM についてマイクログリッド向けに加え、最近ではシステム安定性の観点で主システムに連系することへの関心が高まっていると認識している。 ● NREL、ハワイ電力とも、複数技術からの慣性の組合せにより慣性を確保することが必要であり、慣性低下対策 PCS もその一つとして位置づけている。 ● GFM は既存インバータのソフトウェアのアップデートで適用できるため、主なコストは、制御方式の開発や実証・検証のコスト、運用時に慣性提供のためのエネルギーを保持するためのコスト等である。 ● NREL とハワイ電力は、2023 年のハワイのシステムを対象とした PSCAD シミュレーションにより、慣性低下対策 PCS のシステムへの影響等を評価している。 |
| 豪州 | <ul style="list-style-type: none"> ● GFM は、マイクログリッド向けに加え、慣性やシステム安定性の観点で主システム向けの技術としての認識が広がっている。 ● Tesla、Hitachi Energy はそれぞれ、実システムで大型蓄電池による慣性機能提供の技術実証を実施している。 ● Tesla の慣性低下対策 PCS は、GFL に並列して GFM を連系することで二つの制御を共存させており、1 つのインバータとなっている。 ● Hitachi Energy の慣性低下対策 PCS は、VSM 制御を用いている。 ● Tesla、Hitachi Energy とも、GFM では慣性応答向けのインバータ容量が必要と認識している。 ● Tesla、Hitachi Energy とも、慣性機能付き蓄電池は、蓄電池に対し追加的に価値を提供することができるため、コストに対し十分な便益が得られると認識している。 |

即ち、本事業に対し、海外動向の調査の結果、以下の示唆を得た。

- 調査対象各国において、慣性低下という課題に重点的に取り組まれている。また、各国の研究所も当該問題に関して精力的に研究に取り組んでおり、主要なインバーターメーカーは将来の市場に向け現段階から製品開発を進め準備を行っている。
- 慣性が低下するなか、慣性対策として GFL・GFM が注目されており、英国や豪州では実証が進められている。ハワイでは、RfP の中に GFM の要件が入っており、英国ではグリッドコードとして具体的な要件の検討が進められている。豪州では GFM の推奨が出されたところであり、米国（NERC）でも GFM の推奨が出される予定である。
- 各国は、複数のソリューション（GFL、GFM、同期調相機等）をうまく組み合わせながら慣性低下の課題に対応していく方針である。

2.2.2 経済合理性等の評価

前項に見てきた通り、我が国のみならず、諸外国において再エネの導入拡大の背景を受けて、慣性の低下という課題に直面しつつあり、検討が進められている。本事業では経済合理性の検討を行うにあたり、まずは一般的に慣性低下への対策にはどのようなものが考えられているのかについて整理を行った。その結果を図 1 2 3 に示す。



※制御はインバータにより行うため、便宜上インバータ側に分類する。

図 1 2 3 慣性低下対策の全体像

慣性対策は大きくは同期慣性、擬似慣性、負荷遮断の3つに分類される。同期慣性（Synchronous Inertia）に分類される技術は、同期発電機等の回転エネルギーを以て慣性低下対策とする技術である。同期機（同期発電機、同期電動機）はその特性によって、慣性を有するため、系統に連系される同期機を増やすことにより、慣性低下そのものを防ぐような方策が含まれる。






また、太陽光発電や蓄電池等の分散型電源などの多くは PCS を介して系統連系される。PCS は同期発電機のような回転エネルギーをもたないため、そのままでは上述の同期慣性を系統に提供できないが、電力システムに対して慣性を提供するような機能を PCS の制御系に与えることにより、慣性低下対策となりうる。このような対策を、「擬似慣性（Synthetic Inertia）」と呼ぶ。擬似慣性を提供するエネルギーリソースには、以下のようなものが含まれる。

- 蓄電池
- HVDC（高電圧直流送電）
- 風力発電
- PV（太陽光発電）

この他に、事故等のイベントで生じる周波数低下時に系統内の一部の負荷を遮断することで周波数の更なる低下を食い止めるという方策も考えられ、海外ではこの方策も一つの慣性低下対策としてみなされている。この方策には、系統側による負荷遮断と、需要側での負荷遮断の二つがある。

以上の通り、慣性低下対策の整理を行ったうえで、本事業では、我が国における慣性低下対策技術の費用便益評価を実施するにあたり、先行して対策を検討している国における慣性低下対策の評価事例の調査を行い、その内容を整理した。今回収集した事例の評価主体と、その評価の概要を整理すると、表 34 の通りとなる。欧州の ENTSO-E やアイルランド Eirgrid、オーストラリア AEMO では定性的な評価を実施している一方で、英国 National Grid ESO と米国テキサスでは、慣性に関連する定量的な費用対便益分析を行っている。

表 34 諸外国での慣性低下対策の費用便益評価事例のまとめ

| | 評価主体 | 経済性評価事例の概要 |
|--|---------------|---|
| 北歐  | ENTSO-E | <ul style="list-style-type: none"> 慣性対策オプションを多基準評価を用いて定性的に比較する評価を行っている。 |
| 英国  | National Grid | <ul style="list-style-type: none"> 慣性対策オプション毎に慣性の低下に伴う課題への有効性とコストを定性的に比較する評価を行っている。 高速周波数応答を市場調達することによる経済的な利点を評価するために費用便益分析を実施している。将来的に高速周波数応答を提供しうるリソースの容量についても想定している。 |
| アイルランド  | Eirgrid | <ul style="list-style-type: none"> 慣性対策オプションについて、重み付け評価を用いて定性的に比較して評価している。 |
| テキサス  | ERCOT | <ul style="list-style-type: none"> アンシラリーサービスの再編成を検討しており、現在と再編成後のアンシラリーサービスの費用便益を算出し比較を行っている。慣性を提供するための調整力に関する評価を行っているかは確認できていない。 |
| オーストラリア  | AEMO | <ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答を提供しうる技術の定性評価や、高速周波数応答の必要性和利点について検討を行った。 |

また、上記の調査を行った結果、当該分野における評価を実施するにあたっては、一般的に図 1 2 4 に示す手順で検討が進められていることが明らかとなった。上記の検討事例が、図 1 2 4 の検討手順上のどの点に重点を置いて分析を行っているかという点を整理した結果が図 1 2 5 である。

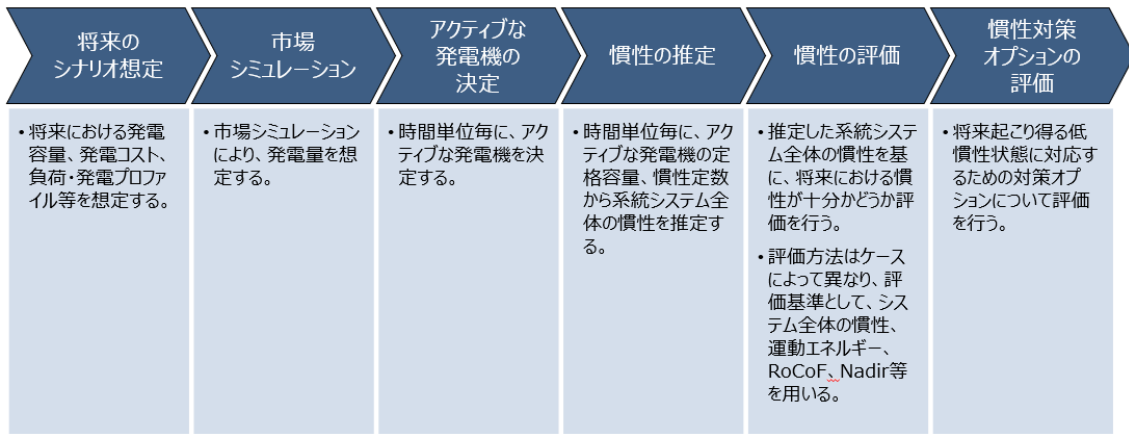


図 1 2 4 慣性低下に関わる一般的な検討手順

| 地域 | 文献 | 将来のシナリオ想定 | 市場シミュレーション | アクティブな発電機の決定 | 慣性の推定 | 慣性の評価 | 慣性対策オプションの評価 |
|---------|--|-----------|------------|--------------|-------|-------|------------------|
| 大陸欧州 | Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions (ASSET project) | | | | | | |
| 北欧 | Future system inertia2 (ENTSO-E) | | | | | | 対策オプションの比較 |
| 英国 (GB) | From Zero to 100% NSG using a reduced GB model (National Grid) | | | | | | 対策オプションの比較 |
| | The Enhanced Frequency Control Capability Network Innovation Competition Project (National Grid) | | | | | | 高速周波数応答のCBA |
| アイルランド | RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment (DNV-GL) | | | | | | 対策オプションの比較 |
| テキサス | Cost-Benefit Analysis of ERCOT's Future Ancillary Services Proposal (The Brattle Group) | | | | | | アンシラリーサービス刷新のCBA |
| オーストラリア | Technology Capabilities for Fast Frequency Response (General Electric) | | | | | | 対策オプションの比較 |

□ 文献内で扱っている範囲

図 1 2 5 調査対象の検討手順上へのマッピング

本事業では、慣性低下対策 PCS を系統に導入することの費用対効果の評価を行うという目的から、英国の事例を参考として我が国における費用便益評価のフレームを検討することとした。本事業において検討した費用便益評価のフレームワークを図 1 2 6 に示す。まず慣性の制約を閾値として設定した上で、将来の需給シナリオを策定する。想定されたシナリオをもとに、慣性低下対策 PCS 導入の有無の条件の下で需給シミュレーションを行うことで、費用、便益を算出するというフローとなっている。

| | | |
|-------------|---------------------|---|
| 費用便益評価の詳細検討 | Step1 慣性制約の設定 | ■ 系統慣性閾値の制約を設定する。 |
| | Step2 将来のシナリオ想定 | ■ 将来シナリオにおいて、以下を想定する。 > 電力需要 > 電源構成 > 分散型エネルギーリソースの導入量 > 慣性低下対策PCSの導入量 |
| | Step3 需給シミュレーション | ■ 系統慣性制約有り/無しの条件で、年間の需給シミュレーションを行い、以下を算出する。 > 発電量 > 運用費 > 系統慣性 > 再エネ抑制量 > CO2排出量 |
| | Step4 費用・便益の設定 | ■ 費用・便益項目を設定し、「慣性低下対策PCSを導入しないケース」と「慣性低下対策PCSを導入するケース」それぞれの下で、費用・便益を算出して比較する。 |

図 1 2 6 費用便益評価のフレームワーク

評価対象は「北海道」、「東地域（東北＋東京エリア）」、「中西地域」の3エリアとし、それぞれで試算を行うことで、日本全体の試算を行うこととした。費用便益の評価期間は2030～2040年度と設定した。本試算では、慣性低下が懸念される将来時点において、「慣性低下対策PCSを導入しないケース」と「慣性低下対策PCSを導入するケース」の二つのケースを比較した。それぞれのケースにおける具体的な想定を表35に示す。両ケースにおいて、各エリアで確保すべき慣性（系統慣性閾値[GWs]と呼ぶ）を上回る必要があるという制約を課しており、「慣性低下対策PCSを導入しないケース」では系統慣性閾値を上回るように同期機が起動されることで、再エネの出力抑制が起こる。一方で、「慣性低下対策PCSを導入するケース」では、慣性対策PCSが系統慣性へ寄与するために系統慣性閾値を満たすことができ、「慣性低下対策PCSを導入しないケース」に比べて同期機を起動させる必要性が低減し、再エネの出力抑制が低減する。

表 35 費用便益評価におけるケース設定

| | 慣性低下対策PCSを導入しないケース | 慣性低下対策PCSを導入するケース |
|----------------|---|--|
| 想定 | <ul style="list-style-type: none"> 系統慣性閾値を満たすように同期機を起動させておく必要がある。 それに伴って、再エネを出力抑制する必要がある。 | <ul style="list-style-type: none"> 系統慣性閾値を満たすために同期機を起動させる必要性が低減する。 そのため、再エネの出力抑制が低減する。 |
| 需給シミュレーションへの反映 | <ul style="list-style-type: none"> 系統慣性閾値[GWs]を上回るように制約を設定。 | <ul style="list-style-type: none"> 太陽光・蓄電池も慣性に寄与できることから、太陽光・蓄電池の慣性定数を設定し、系統慣性閾値[GWs]を上回るように制約を設定。 |

本試算では、系統慣性閾値として、「第6 1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において示された各エリアで確保すべき慣性の一例の試算結果(2)を系統慣性の閾値として全期間一律に適用しており、また将来のシナリオ想定を表 36 及び図 1 2 7の通りと想定した。

表 36 本試算で用いる需給シナリオ想定のみとめ

| [単位] | | 2030年 | 2040年 |
|---------------------|------|---|--|
| 需要(需要端) | 億kWh | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(7,783 億kWh) | 2030年の値で横置き(7,783 億kWh) EV・ヒートポンプの増加による需要増加はベース需要の外側で考慮(東京大学にて想定) |
| 原子力発電 | GW | 東京大学にて想定 | |
| 水力発電 | GW | | |
| 石炭 | GW | | |
| 石油 | GW | | |
| LNG | GW | | |
| 太陽光発電 [*] | GW | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(114 GW) | 2050年にJPEAビジョンを達成するとして2030年から線形推移(207 GW) |
| 陸上風力発電 [*] | GW | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(15 GW) | 2050年にJWPAビジョンを達成するとして2030年から線形推移(28 GW) |
| 洋上風力発電 [*] | GW | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(7 GW) | 2050年にJWPAビジョンを達成するとして2030年から線形推移(48 GW) |
| バイオマス発電 | GW | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(8 GW) | 2030年の値で横置き(8 GW) |
| 地熱発電 | GW | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(2 GW) | 2030年の値で横置き(2 GW) |
| 蓄電池 | GW | 第4回定置用蓄電システム普及拡大検討会で示された導入容量見通し(8 GW) | 2030年以降線形で推移(16 GW) |
| EV | 万台 | 2030年度におけるエネルギー需給の見通し ^{***} を基に想定(1,332 万台) | 2050年のEV普及率を100%とし、2030年との中間年については回帰曲線により導入量を想定(3,370 万台) |
| ヒートポンプ | 万台 | ヒートポンプ・蓄熱センターのヒートポンプ普及見通し調査における家庭用ヒートポンプ給湯機の台数で想定(1,938 万台) | 同左(3,564 万台) |

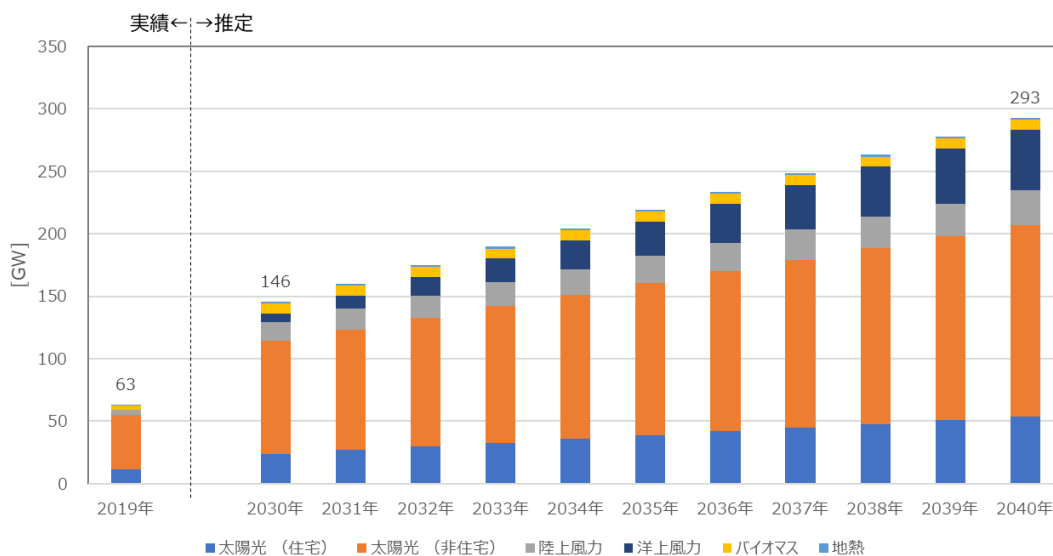


図 1 2 7 再エネ導入量の想定

慣性に寄与できるリソース（慣性低下対策 PCS が具備されるリソース）として、50kW 以上の太陽光発電、及び 50kW 以上の蓄電池を想定し、慣性低下対策 PCS によって提供される慣性の等価慣性定数は、事業での検討を踏まえて、2H=4s とした。蓄電池が併設されていない太陽光の場合、瞬間的に出力を上げて慣性を提供するためには事前の出

力抑制が必要であるが、慣性低下状態のときは需給起因での出力抑制が発生しており、追加の出力抑制は実施しないと想定した。2H=4sの慣性を提供するため事前に必要な抑制量は10%とし、事前抑制量が10%未満の場合は、その事前抑制量に比例して低減した慣性を持つとする。蓄電池が併設されるPVは出力抑制なしで慣性を提供できることとした。慣性低下対策PCSの普及率については、2030年以降に新規に導入される50kW以上の太陽光・蓄電池のPCSは全て慣性低下対策PCSであると仮定した。2030年以前に導入された既設リソースについては、PCS更新タイミング（設置10～15年目）に慣性低下対策PCSへ置き換わると想定した。例えば、2020年に導入された太陽光（50kW以上）がX[MW]であった場合、これらの太陽光のPCS更新タイミングは、2030～2035年の6年間と想定し、各年における更新量は、X/6[MW]と想定し、他の年度も同様の方法で想定した。以上の方法で想定した太陽光（蓄電池併設なし）、太陽光（蓄電池併設あり）に具備される慣性低下対策PCS導入量の想定を、図128に示す。

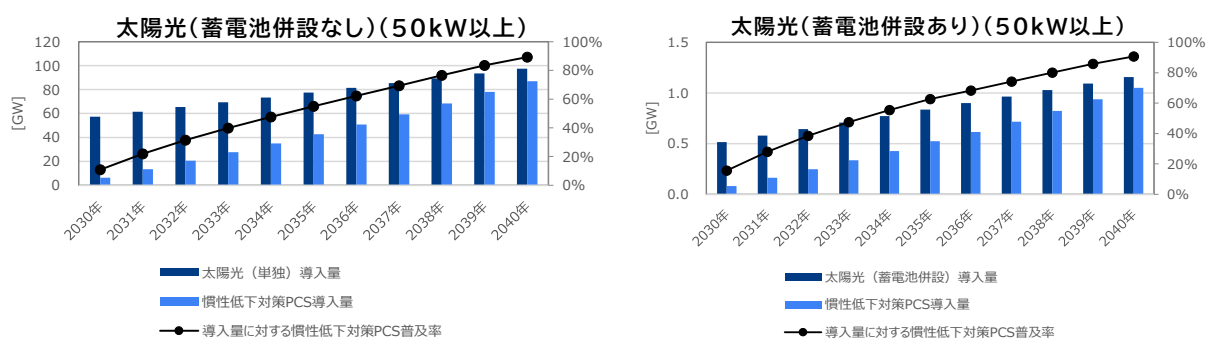


図 1 2 8 慣性低対策 PCS 導入量の想定

以上に示した条件・想定の下、慣性低下対策PCSの経済合理性の検討を行った。検討は、前節の「将来の需給シナリオ策定」において実施されたシミュレーション結果をもとに、費用及び便益を設定して試算を行っている。

本試算において設定した費用・便益を表37に示す。このうち、「PCS改修コスト」「追加で必要となる機器コスト」「慣性提供のために必要となる追加の出力抑制コスト」の3項目については、表37の通り追加で必要となる費用は発生しないと想定される。

表 37 本試算で設定した費用と便益の項目

| | | |
|----|----------------------------|---|
| 費用 | PCS研究開発コスト[円] | ・ 慣性低下対策機能をPCSに具備するために必要な研究開発費用を計上する。 |
| | PCS改修コスト[円] | ・ - (慣性低下対策PCSとする上でPCSのプログラムの書き換えのみで対応可能なため、予め慣性低下対策機能がPCSに具備された場合は追加費用は無い。) |
| | 追加で必要となる機器コスト[円] | ・ - (慣性低下対策PCSとする上でハードウェアを変更する必要は無く、追加で必要となる機器も無い。) |
| | 慣性提供のために必要となる追加の出力抑制コスト[円] | ・ - (慣性低下状態のときは需給起因での出力抑制が発生しており、追加の出力抑制は無いことを想定。) |
| 便益 | 運用費削減効果[円] | ・ PCSが慣性を提供することで系統慣性閾値を維持するための火力発電機の出力が低減すると想定。 ・ 慣性低下対策PCSあり・なしの2ケースについて系統慣性閾値制約付きの需給シミュレーションを行い、運用費の変化を計算する。 |
| | 出力抑制量削減効果[kWh, %] | ・ PCSが慣性を提供することで系統慣性閾値を維持するための火力発電機の出力が低減し、再エネの出力抑制量を削減することができる。 ・ 需給シミュレーションの結果から出力抑制量の差分を計算する。 |
| | CO2排出量削減効果[t-CO2] | ・ PCSが慣性を提供することで系統慣性閾値を維持するための火力発電機の稼働が低下し、その結果CO2排出量も減ると想定。 ・ 需給シミュレーションの結果から二酸化炭素排出量の差分を計算する。 |

得られた結果（慣性低下対策 PCSを導入することによる費用便益）を表 38 に示す。今回、慣性低下対策 PCSを導入することによる費用便益を試算した結果、様々な便益があり、慣性低下対策の一つとして有益であることがわかった。

慣性低下対策として、慣性低下対策 PCS 以外の対策も存在するものの、海外においても様々な対策を組み合わせるポートフォリオを構成しており、日本においても慣性低下対策の一つとして導入を検討していくことが良いと考えられる。

表 38 費用便益評価の結果まとめ

| | | 2030年 | 2040年 | 2030~2040年の 累積 |
|----|----------------------------|----------|-----------|-------------------|
| 費用 | PCS研究開発コスト[円] | ※1 | ※1 | 数十億円程度 |
| | PCS改修コスト[円] | —※2 | — | — |
| | 追加で必要となる機器コスト[円] | — | — | — |
| | 慣性提供のために必要となる追加の出力抑制コスト[円] | — | — | — |
| 便益 | 運用費削減効果[円] | 7 億円 | 153 億円 | 689 億円 |
| | 出力抑制量削減効果[kWh] | 16 GWh | 851 GWh | ※3 |
| | CO2排出量削減効果[t-CO2] | 0 万t-CO2 | 47 万t-CO2 | ※3 |

※1 米国の事例を参考としており、累積で示している。

※2 「—」は、本試算の中では発生しないと想定していることを表す。

※3 出力抑制量削減効果及びCO2排出量削減効果については、単年度で評価結果を示している。

2.3. PCS 対策装置の仕様検討

本節では、電力系統の慣性低下時に懸念される周波数変動への対策として、電力変換装置である Power Conditioning Subsystem (PCS) を用いた慣性低下対策 PCS の仕様検討を行う。まず、慣性低下対策 PCS の仕様のあり方の検討として、電力系統の慣性低下に伴う課題への対策効果を有すると考えられる PCS 制御方式の調査を行い、有用と考えられる制御アルゴリズムを抽出し、分類して選定する。選定の際には、PSCAD を用いた EMT 解析を実施し、制御アルゴリズムの周波数変動対策効果等を評価する。また、選定した制御アルゴリズムを実機へ実装するための仕様として、標準機器仕様案を検討し、その結果を示す。次に、実機へ実装する制御アルゴリズムの検討として、各メーカ製作機一覧を示す。最後に、太陽電池アレイ (PV アレイ) のみが入力電源として PCS に接続される場合において想定される課題に対する機能実装についての検討結果を示す。具体的には、PCS が上げ調整力を確保するためには、直流側の最大出力電力に対して出力電力を抑制した運転を行い、直流側の電力マージンを確保することが必要になると考えられるため、直流側の制御も考慮した機能実装について追加的な EMT 解析を実施した結果を示す。

2.3.1. 慣性低下対策 PCS の仕様の在り方の検討

慣性低下対策 PCS の仕様の在り方の検討では、調査により抽出した PCS 制御アルゴリズムを慣性低下対策機能に着目して 5 方式の制御アルゴリズムに分類した。次に、電力系統の慣性低下時における安定化に資すると考えられる、周波数変動対策効果を EMT 解析により評価した。本節の検討では、PCS の基本的な特性として、電圧源のように振る舞うものをグリッドフォーミングインバータ (Grid-Forming inverter : 以下、GFM インバータ) 、電流源のように振る舞うものをグリッドフォローイングインバータ (Grid-Following inverter : 以下、GFL インバータ) に大別している。本事業における GFM インバータと GFL インバータの定義と機能は表 39 に示した通りである。

表 39 本事業における GFM インバータと GFL インバータの定義と機能

| | GFM インバータ | GFL インバータ |
|----|-------------------------------|--------------------------|
| 定義 | 電圧源のように振る舞うインバータ | 電流源のように振る舞うインバータ |
| 機能 | 指定された電力に加えて、負荷変動量に応じた電力を供給する。 | 負荷変動量に関係なく、指定された電力を供給する。 |

2.3.1.1. 検討方針

対策提言に向けて、慣性低下対策 PCS により提供可能な機能について、以下の方針に従い検討した。

◆ 主な目的と方向性

- 既存の PCS を用いた再エネの電力系統への連系量増加により、同期発電機の連系量が減少したケースにおいて、「電源脱落」および「負荷脱落」イベント発生時における周波数変動の増大を解消、もしくは抑制し、従来の同期発電機が主体の電力系統と同等の安定性を維持できるか確認する。

◆ 慣性低下対策 PCS の仕様検討と評価手法の検討

- 既存の PCS に慣性低下対策機能を実装した、慣性低下対策 PCS の標準機器仕様案を提案する。(本節 2.3.の内容)
- 慣性低下対策 PCS の性能評価のための試験条件および試験環境等を提案する。また、その際の評価指標案を策定する。(次節 2.4.の内容)

◆ 慣性低下対策 PCS による解決を目指す課題

- 既存の PCS の連系量が増加し、同期発電機の連系量が減少した場合に、「電源脱落」や「負荷脱落」イベント発生時における周波数変動の増大を起因として、次のような課題が発生すると考えらる。

- 1) イベント発生直後の周波数変化率 (Rate of Change of Frequency : 以下、RoCoF) が増大することに起因する課題。

- PCS の RoCoF 耐量を超える周波数変動が発生することにより、多数の PCS が同時に解列する可能性がある。この場合、周波数変動がさらに増大し、負荷遮断や残存する同期発電機などの電源解列に至る恐れがある。
 - RoCoF が増大し、負荷遮断による周波数変動の対策が間に合わず、電源解列に至る恐れがある。
- 2) イベント発生後の周波数低下最下点 (Frequency Nadir) や周波数上昇最上点 (Frequency Zenith) などの、周波数変動ピークが増大することに起因する課題。
- PCS の系統保護機能である周波数低下リレー (UFR) や周波数上昇リレー (OFR) の整定値を超える周波数変動が発生することにより、多数の PCS が同時に解列する可能性がある。この場合、周波数変動がさらに増大し、負荷遮断や電源解列に至る恐れがある。

◆ 除外する項目

- 同期安定性に関する検討は行わない。具体的には、地絡事故や短絡事故等のイベントは検討シナリオに含めない。
- 自立運転機能、ブラックスタート機能、(自動)再並列機能、短絡電流供給能力は、慣性低下対策 PCS の評価項目からは除外する。

2.3.1.2. 制御アルゴリズムの定義・分類

本事業で検討する慣性低下対策 PCS の位置づけを整理するため、慣性低下対策機能としての周波数安定化への貢献の有無に着目して、PCS 制御手法の全般的な分類を行った。PCS 制御手法の全般的な分類を表 40 に示す。「周波数安定化への貢献の有無」、「周波数変動時の他電源との負荷分担調整の可否」によって細分化し、GFL インバータでは 3 つの制御手法 (A、B、C)、GFM インバータでは 2 つの制御手法 (D、E) に分類した。次節では、調査対象とした慣性低下対策 PCS の制御アルゴリズムについて、1)電源運用能力、2)制御構造、3)周波数応答要素の、3 つの分類軸を用いて分類する。

表 40 PCS 制御手法の全般的な分類

| 分類ラベル | 制御手法 A | 制御手法 B | 制御手法 C | 制御手法 D | 制御手法 E |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|
| 電源としての振る舞い | 電流源的 (GFL インバータ) | | | 電圧源的 (GFM インバータ) | |
| 周波数安定化への貢献 | なし (Grid-Tied) (Grid-Feeding) | あり (Grid-Supporting) | | あり (Grid-Forming) | |
| 周波数変動時の他電源との負荷分担調整 | 不可 (分担しない) | 可 (低速) | 可 (高速) | 不可 (分担はするが、調整は不可) | 可 |
| 例 | 従来型 PCS | スマートインバータ | DFDT | UPS | 周波数 Droop VSG VSM |
| 検討状況 | 現行既製品 | 系統連系規定改訂検討中 | 研究開発段階 本事業で検討 | UPS の自立運用機能として現行既製品 | 研究開発段階 本事業で検討 |
| 備考 | — | 数 sec~数十 sec 程度の応答を想定 | 0.5sec~数 sec 程度の応答を想定 | — | 数 ms~数 sec 程度の応答を想定 |

2.3.1.3. 制御アルゴリズムの調査・選定

本事業では、関連技術を幅広くまとめているサーベイ論文を中心に調査し、10個の制御アルゴリズムを抽出し、先述した3つの分類軸に加え、パラメータ設定自由度を含めた4つの観点から各制御アルゴリズムを分析した。分析結果を基に制御アルゴリズムを分類すると、図129に示すように5種類に分類できる。GFMインバータとして振る舞う制御アルゴリズムを3方式（GFM1～GFM3）、GFLインバータとして振る舞う制御アルゴリズムを2方式（GFL1、GFL2）に分類した。

| 制御方式 分類結果 | No. | アルゴリズム | 1)電源運用能力 分類 | 2)制御構造 分類 | 3)周波数応答要素 分類 | 4)パラメータ 設定自由度 |
|--------------|-----|-------------------|----------------|--------------|-----------------|------------------|
| GFM1 | 1 | VSG1 | 電圧源 (GFM) | 電圧制御方式 | 慣性項I制御 | あり |
| | 2 | VSG2 | | | | |
| | 3 | 周波数Droop | | | | |
| | 4 | dVOC | | | | |
| GFM2 | 5 | Matching | | | | なし |
| GFM3 | 6 | VSG3 | | | | |
| GFL1 | 7 | VSG4 | 電流源 (GFL) | 電流制御方式 | 慣性項D制御 | あり |
| | 8 | $d\omega/dt$ -P | | | | |
| | 9 | $\Delta\omega$ -P | | | | |
| GFL2 | 10 | Optimising-PLL | | | 慣性項なし | なし |

図 1 2 9 制御アルゴリズムの分類結果

1) 分類した制御アルゴリズムの特徴

分類した制御アルゴリズムの特徴を簡単に示す。

◆ 分類① : GFM1

対応するアルゴリズムは図 1 2 9 中の No.1～No.4 であり、全て機能的には運動方程式(swing equation)ベースの応答を示す制御演算を行っている。GFM1 に分類される制御アルゴリズムは発電機回転体の運動方程式を模擬しており、慣性項と制動項に相当する演算を含む。発電機とは異なり、制御回路を用いて運動方程式を数値的に演算しているため、単位化された慣性定数および制動定数の値として、任意の値を電子的に設定することが可能である。

◆ 分類② : GFM2

対応するアルゴリズムは図 1 2 9 中の No.5 : Matching 方式のみであり、発電機回転体の運動方程式を模擬する演算を、直流側主回路の一部である直流コンデンサを用いた電気回路演算で実施することを特徴としている。単位化された慣性定数の値は直流コンデンサの静電容量に依存するため、任意の値を電子的に設定することはできない。

◆ 分類③ : GFM3

対応するアルゴリズムは図 1 2 9 中の No.6 : VSG3 のみであり、主たる制御である周波数制御部分は分類① : GFM1 に対応する周波数 Droop 方式と同一である。これに加え、仮想インピーダンスモデルを用いた演算によって出力電流指令値を算出することを特徴としている。仮想インピーダンスモデルの実装が必要になるため、他の方式と比較して実装は複雑になると考えられる。制御回路を用いて運動方程式を数値的に演算しているため、単位化された慣性定数および制動定数の値として、任意の値を電子的に設定することが可能である。

◆ 分類④ : GFL1

対応するアルゴリズムは図 1 2 9 中の No.7~No.9 であり、全て同様な制御演算を行っている。系統電圧の周波数を計測することを特徴としており、計測された周波数と定格周波数の偏差を算出し、慣性項として偏差の微分に比例する値を、制動項として偏差に比例する値をそれぞれ算出し、有効電力出力指令値として用いることを特徴とする。本制御演算では、単位化された慣性定数は微分ゲインに相当し、制動定数は比例ゲインに相当する。全て数値演算であり、任意の値を電子的に設定することが可能である。

◆ **分類⑤ : GFL2**

対応するアルゴリズムは図 1 2 9 中の No.10 : OPLL 方式(Optimizing PLL 方式)のみである。既存の PCS で用いられている電流制御方式と制御構造は同じであるが、系統電圧の位相検出に用いられている PLL の応答速度を遅くすることにより、系統電圧の周波数が変動した際に、PCS 自身の出力基準となる位相の追従が遅れ、その結果として系統へ出力される有効電力が変化することを特徴とする。発電機回転体の運動方程式を模擬するものではないため、単位化された慣性定数および制動定数の値はパラメータとして存在しない。

2) 制御アルゴリズム選定に向けた EMT 解析

制御アルゴリズムの分類結果と各制御アルゴリズムの特徴を踏まえ、各分類の中から EMT 解析により基本性能を評価すべき制御アルゴリズムとして、次に示すように計 5 方式を抽出した。なお、分類に使用した名称、振り番号等は、本節のみの記述方式である。

- ◆ 分類① : GFM1 ⇒ 周波数 Droop 方式 (図 1 2 9 中の No.3)
- ◆ 分類② : GFM2 ⇒ Matching 方式 (図 1 2 9 中の No.5)
- ◆ 分類③ : GFM3 ⇒ 独自 VSG 方式 (図 1 2 9 中の No.6)
- ◆ 分類④ : GFL1 ⇒ DFDT+ Δf 方式 (図 1 2 9 中の No.7、8、9 の 3 方式を集約したもの)
- ◆ 分類⑤ : GFL2 ⇒ OPLL 方式 (図 1 2 9 中の No.10)

EMT 解析評価の目的は「制御アルゴリズムの基本性能の評価」であるため、制御アルゴリズムの基本動作に必要なもののみをモデル化した。具体的には、各種系統保護機能および FRT 機能は EMT 解析モデルに実装しない。また、PWM のスイッチング動作の詳細模擬も制御アルゴリズムの基本性能評価には不要と考え、EMT 解析の演算コストを軽減可能な基本波モデルを採用する。各種保護機能および FRT 機能を含む動作の評価については、実機評価で行う。

3) 制御アルゴリズム選定結果

EMT 解析評価結果のまとめを表 41 に示す。周波数変動対策効果の項目に加え、安定性、実装容易性、パラメータ調整容易性に関する評価を行った。EMT 解析結果より次の事が言える。

- 再エネ電源として慣性低下対策なしの従来型 PCS を大量導入した場合、電源脱落または負荷脱落による周波数変動が拡大する。慣性低下対策制御アルゴリズムの搭載が必要である。
- 慣性低下対策制御アルゴリズムのうち、GFM1、GFM2、GFM3、GFL1 の 4 方式については、周波数変動の方向(下降方向 : 電源脱落、上昇方向 : 負荷脱落)および、PCS の動作モード(放電方向、充電方向)に依存することなく、全ての検討ケースにおいて周波数変動対策効果があることを確認した。
- GFL1 : DFDT+ Δf 方式については、周波数計測品質および微分制御による不安定化リスクがあると考えられるが、ランプ制限を追加する等の対策により不安定化を抑制できる可能性がある。
- GFL2 : OPLL 方式については、周波数変動対策効果があることは確認できなかった。

- GFM2：Matching 方式については、直流回路を用いた制御演算を行う方式であり、パラメータを調整するためには回路の調整が必要となり、パラメータ調整容易性に課題がある。

表 41 慣性低下対策 PCS 制御アルゴリズムの EMT 解析評価結果のまとめ

| 項目 | 慣性低下対策 PCS 制御アルゴリズム (5 方式) | | | | |
|-----------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|
| | GFM1 周波数 Droop | GFM2 Matching | GFM3 独自 VSG | GFL1 DFDT+Δf | GFL2 OPLL |
| 制御方式 | GFM インバータ 電圧制御方式 慣性項：I 制御 | GFM インバータ 電圧制御方式 慣性項：I 制御 | GFM インバータ 電流制御方式 慣性項：I 制御 | GFL インバータ 電流制御方式 慣性項：D 制御 | GFL インバータ 電流制御方式 慣性項：なし |
| 周波数変動 対策効果 | ○ 効果あり | ○ 効果あり | ○ 効果あり | ○ 効果あり | × 無効電力設定依存 |
| 安定性 | ○ 問題なし | ○ 問題なし | ○ 問題なし | △ 微分制御による不安 定化リスクあり | △ 導入率が高くなると 不安定化リスクあり |
| 実装容易性 | ○ 瞬時電圧制御系の 設計が必要 | △ 慣性定数を実現する 直流回路設計が必要 | △ 仮想インピーダンスモデル の実装が必要 | ○ 従来の電流制御型 PCS に付加的に 機能追加可 | ○ 実装は PLL のパラ メータ調整のみ。 |
| パラメータ 調整容易性 (慣性項/制動項) | ○ 慣性定数と 制動定数を 調整可。 | × 直流側の回路によって 間接的に慣性定数、制 動定数を調整。パラメ ータ調整自由度に制限。 | ○ 慣性定数と 制動定数を 調整可。 | ○ 慣性定数と 制動定数を 調整可。 | △ 慣性定数、 制動定数の 明示的調整不可。 |

上記評価結果を基に、機器標準仕様案を検討する制御アルゴリズムとして、以下 2 方式を選定した。

- ◆ GFM インバータの方式として、GFM1：周波数 Droop 方式を選定した。
- ◆ GFL インバータの方式として、GFL1：DFDT+Δf 方式を選定した。

2.3.1.4. 標準機器仕様案

2.3.1.4.1. 本仕様案の適用範囲および目的

ここに示す標準機器仕様案は、PCS に周波数安定化機能などを搭載した対策装置のうち、主に特別高圧・高圧連系の蓄電池システム用 PCS を想定したものである。ただし、低圧ならびに PV 用 PCS 等の試験検討時に参照することを妨げるものではない。本件は、PCS 対策装置に係る仕様及び評価手法の検討・開発・効果検証した成果に基づき、将来求められる PCS 対策装置の標準仕様の基礎情報を整理したものである。主に、周波数安定化機能についての制御仕様を想定しており、将来的に必要なとされるすべての機能を網羅したものではない。

2.3.1.4.2. GFL インバータに対する要求仕様案

1) 周波数応答出力

- (a) 以下の関係式に準じる有効電力出力指令 P^* を算出し、直流電源（太陽電池アレイ、蓄電池等）の制約と機器定格の範囲内で、本指令を用いた出力制御を行う。

$$P^* = P_0 - \frac{1}{f_0} \left\{ 2H \cdot \frac{df}{dt} + D \cdot (f - f_0) \right\} \quad (\text{式②-3-1})$$

ここで、 P^* ：PCS 有効電力出力指令[puMW]

P_0 : PCS 基準有効電力出力設定[puMW]
 H : 単位慣性定数[puMW・sec]
 D : 単位制動定数[puMW/puHz]
 f : PCS 連系点周波数計測値[Hz]
 f_0 : 基準周波数[Hz]

- (b) 単位制動定数は、 $D_{GFL_min} \sim D_{GFL_max}$ の範囲で設定可能とする。
- (c) 単位慣性定数は、 $H_{GFL_min} \sim H_{GFL_max}$ の範囲で設定可能とする。
- (d) 周波数変化率(周波数時間微分) df/dt および周波数偏差 $f - f_0$ について、それぞれ不感帯を設けても良い。不感帯は0.0を中心とし、幅はそれぞれ $0.0 \sim 2DB_{DFDT_max}$ および $0.0 \sim 2DB_{DF_max}$ の範囲で設定可能とする。
- (e) 周波数計測は精度 $\pm F_{ACC}$ [Hz]および応答時間 T_{F_RSP} [sec]以内を満たすこと。
- (f) 周波数計測値に対しては、LPF（ローパスフィルタ）等を設けても良い。
- (g) 有効電力指令 P^* について、ランプ制限関数等を設けて急激な出力変化を緩和する等の処理を追加しても良い。
- (h) 周波数の変化後、または周波数変化率の変化後、上式で算出される有効電力出力指令 P^* に対し、 $T_{GFL_RSP_STT}$ [sec]以内出力変化を開始し、 $T_{GFL_RSP_FIN}$ [sec]以内出力変化を完了すること。
 (※記載例：「0.5sec 以内出力変化を開始し、2.0sec 以内出力変化を完了すること」など。)

2) 保護機能、FRT 機能、その他

系統連系規程（JEAC9701）に準じる。規程改訂される場合は、最新版の内容に準じることを想定する。

2.3.1.4.3. GFM インバータに対する要求仕様案

1) 周波数応答出力

- (a) 以下の関係式に準じる自己基準位相 θ を算出し、これを位相とする電圧を、直流電源（太陽電池アレイ、蓄電池等）の制約と機器定格の範囲内で発生する。

$$\theta = 2\pi \int f_{GFM} \cdot dt \quad (\text{式②-3-2})$$

$$f_{GFM} = \frac{f_0}{2H} \int \left\{ (P_0 - P) - D \left(\frac{f_{GFM}}{f_0} - 1 \right) \right\} \cdot dt \quad (\text{式②-3-3})$$

ここで、 θ : 自己基準位相[rad]

f_{GFM} : 自己基準周波数[Hz]

f_0 : 基準周波数[Hz]

P : PCS 有効電力出力計測値[puMW]

P_0 : PCS 基準有効電力出力設定[puMW]

H : 単位慣性定数[puMW・sec]

D : 単位制動定数[puMW/puHz]

- (b) 単位制動定数は、 $D_{GFM_min} \sim D_{GFM_max}$ の範囲で設定可能とする。
- (c) 単位慣性定数は、 $H_{GFM_min} \sim H_{GFM_max}$ の範囲で設定可能とする。
- (d) 系統電圧の位相跳躍に対して、 $T_{GFM_RSP_STT}$ [sec]以内に有効電力の出力変化を開始すること。
 (※記載例：「5ms 以内に有効電力の出力変化を開始すること」、ただし、応答性の評価方法・確認方法については要検討であり、今後の課題である。)

2) 保護機能、FRT 機能、その他

系統連系規程（JEAC9701）に準拠することを想定するが、GFM インバータ向けの要件を含めた系統連系規定の見直しが今後の検討課題である。

2.3.1.4.4. 解説および実装例

1) GFL インバータの標準仕様案について

(a) 公知の GFL インバータ制御アルゴリズムの周波数応答を成す基本的な共通要素として、以下を抽出し、これらを組み合わせた。

(ア) 慣性項出力：周波数の時間微分に比例する有効電力出力

(イ) 制動項出力：周波数偏差に比例する有効電力出力

(b) 周波数計測値に依存する制御アルゴリズムとなるため、周波数計測の精度および応答性について付記した。

要求レベルについては、分散型電源の周波数計測の要件 IEC/TS62786-41（精度 0.05Hz、応答 0.1sec 以内）等を参考に今後検討する必要がある。

(c) 慣性項の出力は微分演算を含むことから安定性を損なう懸念があるため、周波数の計測値あるいは有効電力指令それぞれにフィルタを設けること、また不感帯を設けることを許容する旨を付記した。

(d) 制御遅れや上記フィルタによる出力応答の遅れが生じ、その応答性によっては慣性の効果が低下する懸念があるため、応答性能について要件を付記した。

(e) GFL インバータ制御アルゴリズムの実装例を図 1 3 0 に示す。

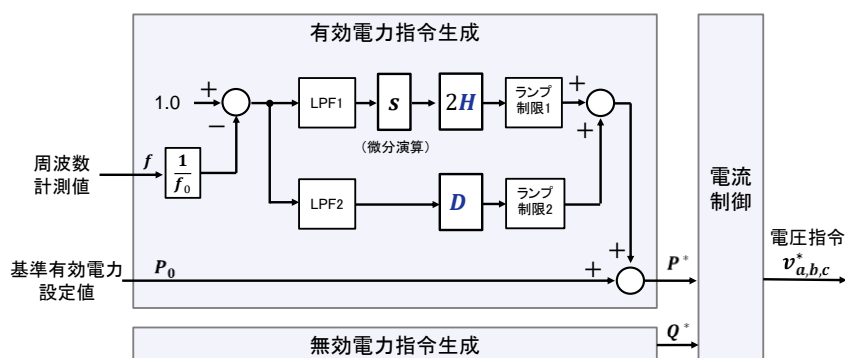


図 1 3 0 GFL タイプ制御アルゴリズムの実装例（制御ブロック）

2) GFM インバータの標準仕様案について

(a) 公知の GFM インバータ制御アルゴリズムの周波数応答を成す基本的な共通要素として、同期発電機回転体の慣性および制動の作用を模して計算される回転位相を電圧位相指令とする方式を抽出、これを明確に表現するために積分演算を含む数式を用いて記載した。

(b) GFM インバータ制御アルゴリズムは、系統電圧の位相変動に対して PCS 対策装置の出力変化を伴いながら電圧位相が同期しようとする特徴（同期化力）があり、この特徴を具備することを、数式表現の他、系統電圧の位相跳躍に対する有効電力出力の応答性として要件付けた。

(c) GFM インバータ制御アルゴリズムの実装例を図 1 3 1 に示す。

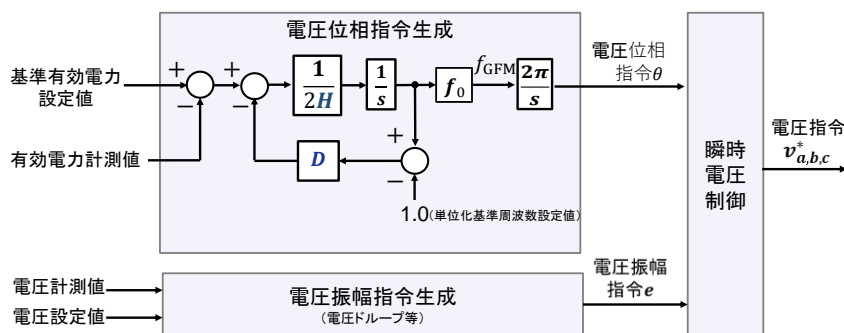


図 1 3 1 GFM タイプ制御アルゴリズムの実装例（制御ブロック）

2.3.1.4.5. 標準仕様案検討に関する今後の課題について

1) 共通課題

- 今回の検討では直流電源を理想電源として仮定したが、実運用では、太陽電池や蓄電池等の制約（日射量、SOC 等）を考慮した制御の検討が必要と考えられる。なお、「2.3.2.3. PV 向け機能実装についての検討」では、一検討として、太陽電池の電源特性による制約を考慮した機能実装についてシミュレーションを実施した。

2) GFL インバータ制御の課題

- GFL インバータ制御のみでの大量導入には限界が有るため、GFM インバータ制御の導入も必要になる（インバータ電源の大量導入計画の検討課題）。
- 微分演算（慣性項）により出力が不安定になる懸念がある。比例分（制動項）のみでも十分な周波数変動対策効果があるため慣性項を無効にする運用も検討要。

3) GFM インバータ制御の課題

- 連系規程との整合（単独運転検出機能、FRT 機能等）
- 単独運転検出機能の検出時限や方式の再検討
- 瞬時過電流の抑制方法の検討（FRT 時に擬似慣性機能を厳密に動作させようとすると過電流保護で停止した）
- 単位制動定数 D の適切な設定範囲の検討（値が小さい場合に、電力動揺が継続する傾向にあった）

2.3.1.4.6. 標準仕様案の要求数値例

GFL インバータ制御の要求数値例を表 42 に、GFM インバータ制御の要求数値例を表 43 にそれぞれ示す。

表 42 GFL インバータ制御の要求数値例

| 項目 | 値/範囲 |
|--|------------|
| 単位制動定数の範囲 $D_{GFL_min} \sim D_{GFL_max}$ [puMW/puHz] | 0~75 |
| 単位慣性定数の範囲 $D_{GFL_min} \sim D_{GFL_max}$ [puMW・sec] | 0~10 |
| 周波数時間微分不感帯の幅 DB_{DFDT_max} [Hz/sec] | 0.1 |
| 周波数偏差不感帯の幅 DB_{DF_max} [Hz] | 0.1 |
| 周波数計測精度 F_{ACC} [Hz] | ± 0.05 |
| 周波数計測応答時間 T_{F_RSP} [sec] | 0.1 |
| 出力応答開始時間 $T_{GFL_RSP_STT}$ [sec] | 0.5 |
| 出力応答完了時間 $T_{GFL_RSP_FIN}$ [sec] | 2 |

表 43 GFM インバータ制御の要求数値例

| 項目 | 値/範囲 |
|--|---------|
| 単位制動定数の範囲 $D_{GFM_min} \sim D_{GFM_max}$ [puMW/puHz] | 0~75 |
| 単位慣性定数の範囲 $H_{GFM_min} \sim H_{GFM_max}$ [puMW・sec] | 0.05~10 |
| 出力応答開始時間 $T_{GFM_RSP_STT}$ [sec] | 0.005 |

2.3.2. 実機へ実装する制御アルゴリズムの検討

本事業では、表 44 に示すように、GFL インバータとして 2 機、GFM インバータとして 2 機、合計で 4 機の製作機へ慣性低下対策制御アルゴリズムを実装した。

表 44 製作機一覧

| 製作機名 | 実装する制御アルゴリズムの方式 | 備考 |
|-------|----------------------------------|--------------------------------------|
| 製作機 A | GFL インバータ DFDT+ Δf 方式 | 定格出力 20kVA ハードウェアは製作機 C と共用 |
| 製作機 B | GFL インバータ DFDT 方式 | 定格出力 49.9kVA DFDT 方式をベースとした独自法 |
| 製作機 C | GFM インバータ 周波数 Droop 方式 | 定格出力 20kVA ハードウェアは製作機 A と共用 |
| 製作機 D | GFM インバータ 独自 VSG 方式 | 定格出力 50kVA 仮想インピーダンスを備えた独自 VSG 方式 |

2.3.2.3. PV 向け機能実装についての検討

太陽電池アレイ (PV アレイ) が入力電源として接続される場合、その電源特性によって慣性低下対策 PCS は動作に制限を受けることが考えられる。GFM インバータまたは GFL インバータにおける慣性低下対策制御アルゴリズムは、擬似慣性となる形で系統への出力電力を瞬時に調整する機能を有する。同期発電機が機械的な回転体に慣性エネルギーを保持しているのに対して、慣性低下対策 PCS 単体では擬似慣性として保持すべきエネルギーを貯蔵する機構が存在しない。通常、PCS は直流側に電解コンデンサなどの比較的容量の大きい直流キャパシタンスを有するが、そこに貯蔵できるエネルギー量を単位慣性定数に換算すると数十 ms 程度であり、同期発電機の単位慣性定数である数 sec 程度と比較すると無いに等しい。そのため、慣性低下対策機能によって PV 用 PCS が上げ調整力を保有するためには、PV アレイの発電可能な最大出力電力に対してマージンを取り、定常的に出力電力を抑制した運転を行うといった運用が必要になると考えられる。PV アレイを入力としたときの慣性低下対策 PCS の制御仕様について検討を行うことを目的として、GFM インバータ (製作機 D に類似する) 独自 VSG 方式の慣性低下対策制御アルゴリズムを持つインバータに対し、追加的な EMT 解析を実施した。PV アレイを接続した PCS の回路構成を図 1 3 2 に示す。

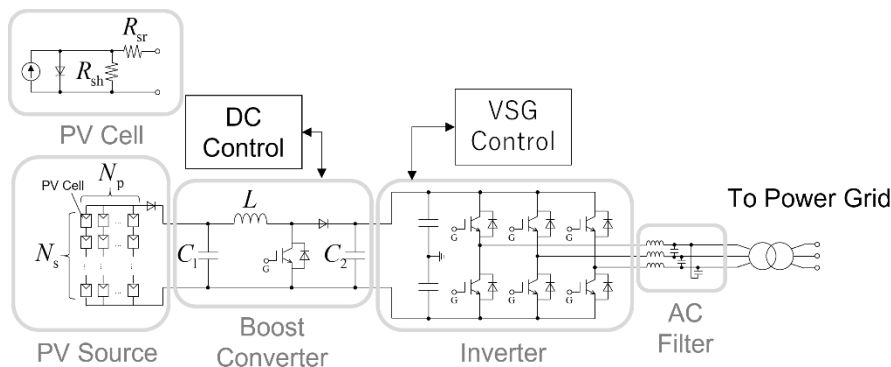


図 1 3 2 PV アレイを入力とした PCS の回路構成図

まず、慣性低下対策 PCS のインバータ回路に接続される DC/DC コンバータ回路の制御方式として、最大電力点追従制御（MPPT 制御）方式、一次側電圧一定制御方式、二次側電圧一定制御方式の 3 つの制御方式が考えられる。各制御方式が参照するパラメータを図 1 3 3 に示す。DC/DC コンバータ回路の通流率制御方式として二次側電圧一定制御方式を適用した場合に、慣性低下対策 PCS（VSG 方式）は安定的に動作した。一方で、MPPT 制御方式や一次側電圧一定制御を適用した場合には、EMT 解析の初期段階から慣性低下対策 PCS（VSG 方式）の動作が不安定となる結果となった。PV アレイのみを入力とした慣性低下対策 PCS（VSG 方式）に対して、MPPT 制御方式などを適用するためには、蓄電池の併用や発展的な VSG 方式の制御アルゴリズム開発等が別途必要になる。上記の結果を受けて、慣性低下対策 PCS の直流側に接続する DC/DC コンバータの制御として、二次側電圧一定制御方式を用いることとした。

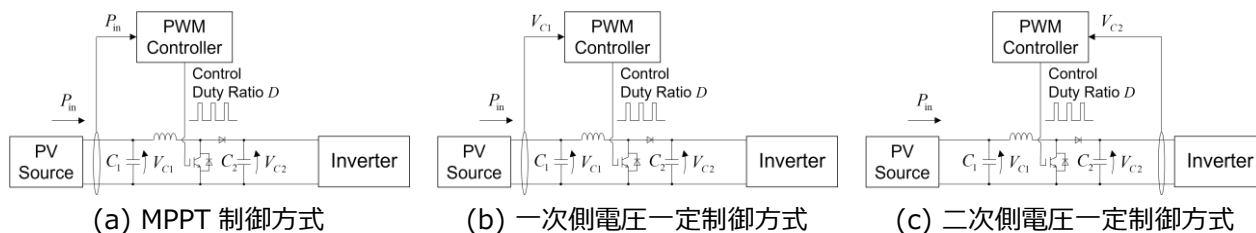


図 1 3 3 DC/DC コンバータの各制御方式が参照するパラメータ

次に、系統擾乱として負荷変動（負荷量の増減）が発生した場合に必要な上げ調整力を確保するために、慣性低下対策 PCS が確保すべき出力抑制量（リザーブ量）が不足した場合における挙動を確認した。要求される上げ調整力に対し PV アレイの最大電力が不足するケースにおいて、慣性対策 PCS（VSG 方式）の動作が不安定化し、系統の周波数も不安定化することが確認できた。不安定化するケースではインバータ回路の入力電圧が低下しており、直流側キャパシタへの入出力電力がインバランス状態になったためである。慣性低下対策 PCS（VSG 方式）では、連系点における電気角周波数の変動に対して、インバータ出力の増減が行われるように指令値が調整される。これに対して、PV アレイ側の出力が不足する場合には、直流側キャパシタ電圧を維持できなくなり、動作が不安定化したと考えられる。このことから、PV アレイの最大出力に対して十分なマージン量を持たずに慣性低下対策 PCS（VSG 方式）を運転した場合、負荷変動（負荷量の増加）または電源脱落などにより、マージン量を超える負荷増大に伴って慣性低下対策 PCS の有効電力出力が不足、または消失することにより、系統へ悪影響を与える可能性がある。そのため、PV アレイのみを入力とする慣性低下対策 PCS が調整力を保持するためには、PV アレイの出力可能な最大電力に対する出力抑制量の設定について、今後の検討が必要になると考えられる。また、慣性低下対策 PCS に用いる PV アレイの特性として考慮する場合には、IV 特性よりも最大出力量の方が重要になると考えられる。

2.3.3. 慣性低下対策 PCS の仕様検討に関するまとめ

本節 2.3. では、電力系統の慣性低下時に懸念される周波数変動への対策として、電力変換装置である PCS を用いる慣性低下対策 PCS の仕様検討を行った。まず、慣性低下対策 PCS の仕様のあり方の検討（2.3.1.）として、電力系統の慣性低下に伴う課題への対策効果を有すると考えられる PCS 制御方式の調査を行い、有用と考えられる制御アルゴリズムを抽出して 5 種に分類した（2.3.1.3.）。分類した 5 種に対して PSCAD を用いた EMT 解析を実施し、制御アルゴリズムの周波数変動対策効果等を評価することで標準仕様に相応しい制御アルゴリズムを 2 種選定した。選定した制御アルゴリズムは、GFM インバータの方式として GFM1：周波数 Droop 方式、GFL インバータの方式として GFL1：DFDT+ Δf 方式である。それぞれの制御アルゴリズムについて、周波数安定化機能についての制御仕様を想定して、標準機器仕様案を検討した（2.3.1.4.）。

また、これらの検討結果に基づき、実機へ実装する制御アルゴリズムの検討（2.3.2.）として、複数 PCS メーカーによる製作機 4 機種への実装アルゴリズムを示した。最後に、太陽電池アレイのみが入力電源として PCS に接続される場合において想定される課題に対して、機能実装についての検討結果を示した（2.3.2.3.）。具体的には、PCS が上げ調整力を確保するための直流側の制御も考慮した機能に関する EMT 解析結果を示した。

2.4. 慣性低下対策 PCS の評価

海外動向調査、慣性低下対策 PCS の仕様の在り方の検討を参考に、慣性低下対策 PCS を評価するための性能評価指標（KPI¹⁹）を検討した。検討にあたっては、EMT²⁰シミュレーション解析(以下、EMT 解析)モデルを作成し、各制御アルゴリズムの効果が十分に検証できるように配慮している。その上で、複数の制御アルゴリズムの相互干渉の有無、同期発電機と PCS 設備の導入設備容量比率などを考慮し、低慣性系統における慣性低下対策 PCS の効果を評価可能な評価指標とすることを目指した。

慣性低下対策 PCS の開発及びプロトタイプ被試験体(以下、DuT²¹)の評価を実施するため、当該技術の性能を評価するための統一的な手法を確立していく必要がある。本検討項目では、PSCAD を用いた EMT 解析及び DuT を用いた試験を通じ、適切な評価手法、評価指標、試験環境について検討した。

初めに、基本方針を説明する。本事業では、慣性低下対策 PCS の周波数安定化能力に着眼しており、その効果を評価する手法の確立を目的としている。このため、十分な慣性を有する現在の電力系統に連系した試験や、従来の認証試験のように定電圧源に PCS を接続した状態での試験などは、低慣性の状態を模擬することはできない。また、慣性低下対策 PCS の挙動が周波数安定化に資する効果も評価できないため、試験環境として十分ではない。そこで、慣性低下対策 PCS が連系される電力系統の慣性の大きさや、慣性低下対策 PCS の容量を仮想的に調整可能とする HIL²²技術活用による評価環境を検討した。HIL は、DuT とシミュレータを組み合わせた試験方法であり、シミュレータ内に電力系統をモデリングすることで、仮想的に DuT が電力系統に接続された環境を模擬することができる。加えて、シミュレータ内で連系する PCS の容量を調整可能である。

本検討項目における具体的な報告事項は以下の通りである。

1. 慣性低下対策 PCS の評価指標の検討
2. 慣性低下対策 PCS の試験条件の検討
3. 追加検討事項
4. 慣性低下対策 PCS の評価試験

2.4.1. 制御アルゴリズムの効果検討等に基づく評価指標の検討

慣性低下対策 PCS に実装する GFL タイプ及び GFM タイプのアルゴリズムの慣性応答に係る評価のため、EMT 解析を実施した。また、EMT 解析により、後述する実機試験条件の選定を行った。また、開発する慣性低下対策 PCS の評価のため、図 1 3 4 に示す 3 つの Step により同期発電機及び従来型 PCS との比較を行うことによりその効果を検証した。なお、電力系統は、IEEE 9-bus 標準系統モデルの一部を変更したものである。

3 つの Step の概要を次のとおり示す。

Step 1: 同機器のみの系統モデルによる検討

Step 2: 電源（S3）を従来型 PCS に置換

Step 3: 電源（S3）を慣性低下対策 PCS に置換

¹⁹ Key Performance Indicator

²⁰ Electromagnetic Transient

²¹ Device under Test

²² Hardware-In-the-Loop

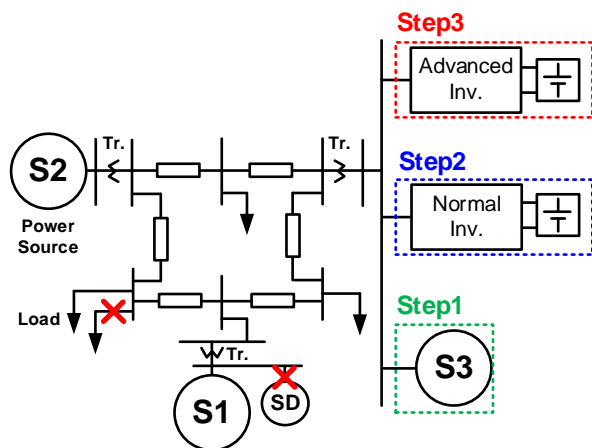


図 1 3 4 電力系統モデル及び検討ステップのイメージ

① 周波数の評価指標

周波数変動の評価をするにあたり、最も重要な要素は系統周波数の最大偏差 Frequency Nadir（以下、Nadir）である。これは、機器保護、系統保護のための周波数リレーが周波数の基準値からの偏差を参照し、整定値との大小関係に基づき動作するためである。また、周波数安定性を評価する上で、最大偏差に加え、周波数の変化率 RoCoF も重要である。電源脱落等で周波数が下降する場合、負荷の遮断などにより、周波数の回復がなされる。この際、RoCoF が大きい場合、負荷遮断の指令が出てから実際に遮断動作が間に合わない場合が想定される。また、現行の系統連系規程は、2 Hz/s を超える RoCoF に対して、分散電源は連系を継続しないことが認められている。このため、RoCoF が一定値を超える場合、分散電源の一斉解列が起こることが懸念される。したがって、PCS 電源の増加によってこの RoCoF 閾値を超える周波数変化が発生しないように確認する必要がある。これらの理由により、Nadir および RoCoF を評価指標とした。また、様々な EMT 解析結果を検討の上、RoCoF の時間窓長は、100 ms とした。加えて、擾乱直後の時間窓において RoCoF が必ずしも最大とならないことから、Nadir までの 100 ms 毎の RoCoF が最大となる値を RoCoF と定義することとした（図 1 3 5）。

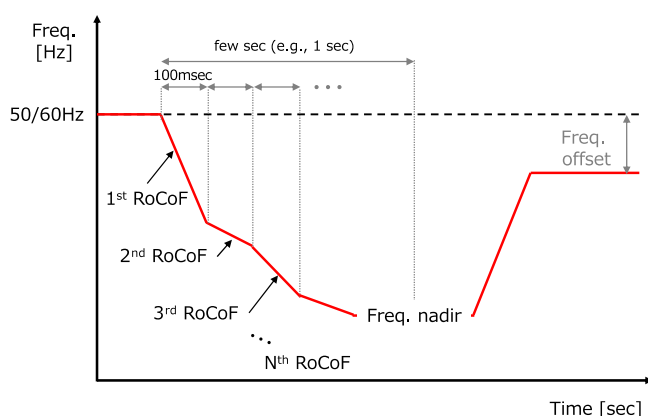


図 1 3 5 周波数の評価指標

② エネルギー量の評価指標

電源脱落などの擾乱が発生すると、その逸失電力は系統のすべての同期発電機が分担して補償する。この分担は、事故発生箇所から見た各電源までのインピーダンスや慣性の大きさ、ガバナのゲインなど様々な要因によって決まり、また、時間的にもその分担は変化していく。周波数の挙動を説明するには、各電源の出力挙動についても把握しなくてはならない。そのため、PCS 電源が擾乱時から一定時間経過時までに分担するエネルギー量を同期発電機の慣性応答により吸収された電力がガバナに持ち替えられる過程にあることを示すため、ガバナ相当応答の即応性・エネルギー量を評価する指標として設定した（図 1 3 6）。

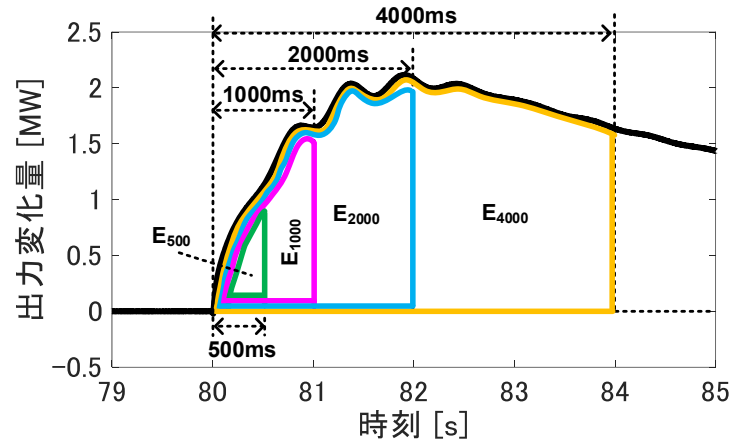


図 1 3 6 電源出力の評価指標

2.4.2. 慣性低下対策 PCS の試験条件の検討

検討した評価指標に基づき、様々な評価条件を考慮の上、EMT 解析を行い、類似ケースなどを除外するなどにより実機試験に向けた評価試験ケースを選定した。

初めに、210 条件を選定し EMT 解析を実施した。2.4.1 で定義した周波数及びエネルギー量の KPI に基づき類似ケース等を除外し、慣性低下対策 PCS の挙動、周波数変動の様相に影響が顕著な条件を選定した。結果の一例を図 1 3 7 に示す。本ケースは、電源脱落時の条件として PCS 電源の導入量、負荷量の影響を確認したものである。同期発電機のみ Step1 と比較して、従来型 PCS を連系した Step 2 は、PCS 導入量の増加に伴い RoCoF、Nadir 共に悪化している。一方、GFM タイプの慣性低下対策 PCS を連系した Step3 では、RoCoF、Nadir 共に改善していることが窺える。このような KPI に有意な差が見られる試験ケースを抽出する検討に基づき、試験ケースを PCS 比率（全電源容量に対する PCS 電源の導入容量）が 4 条件、PCS 制御パラメータが 4 条件、系統異常が 2 条件の組合せによる、全 32 条件に整理した。

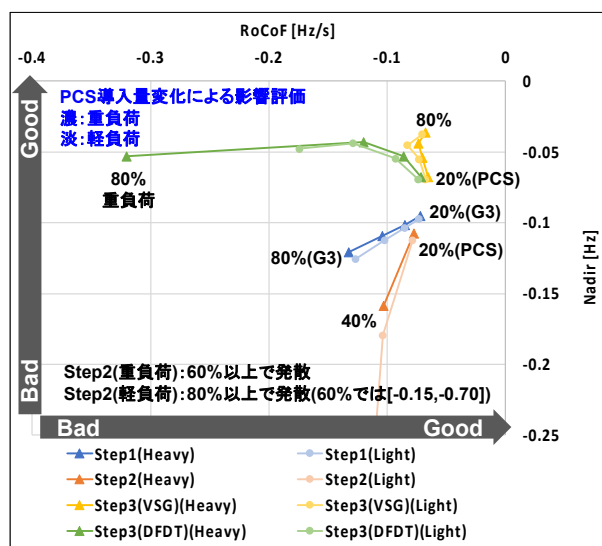


図 1.3.7 慣性低下対策 PCS の影響評価結果一例 (RoCoF-Nadir 相関図)

2.4.3. 追加検討項目

① PV 向け慣性低下対策 PCS の検討

太陽光発電 (PV) システムにおいて、慣性低下対策機能による上げ調整力を発揮させるためには、最大出力から調整力分の出力を下げて運転をする必要がある。ここでは、慣性低下対策 PCS に要求される外乱補償のための出力変動幅について一定の条件下のもとで解析し、PV 向け慣性低下対策 PCS (以下、PV-VSG²³) の運用やパラメータ設定に関する知見を得ることを検討した。

本検討では、PCS 電源の導入率と負荷変動量を変化させ、その影響を把握した。解析モデルは、2 機系統モデルを用いた EMT 解析とした。PV-VSG の制御パラメータは、様々な組み合わせを検討し、最大出力偏差²⁴への影響に関する解析を実施した。

選定した合計 162 ケースについて分析した結果、ガバナゲインと最大出力偏差について、以下の関係が確認された。

- PCS 電源の導入率が低い系統の場合、ガバナゲインを調整すると最大出力偏差が大きく変化する。
- PCS 設備容量に対し、最大出力偏差の比が最大となる場合、最大出力偏差が PCS 設備容量に対して 12%程度となる。これは負荷変化量に対し、1.6 倍程度に相当する。
- 出力が負荷変化量より大きくなる原因は、制御系のオーバーシュートと推察される。

この結果より、PV-VSG による周波数低下の補償を期待するためには、想定する負荷変化量に加えてオーバーシュートを加味した抑制運転を行う必要がある。そのため、PV システムに PV-VSG のような擬似慣性機能を求める場合には、予め期待する調整力 (PV システムの余力) を推算することが重要となる。

また、PV の場合、日射の急減等により最大電力点 (MPP) 電力が PV-VSG の指令値を下回る可能性がある。その場合、DC 電圧が急減し PV-VSG が正常運転するための必要電圧を維持できなくなる。この対処には、PV-VSG の出力等を日射変動に応じて動的に制限する必要がある。そこで、オンラインで上限値設定を制御・調整するリミッタ方式を開発した。同様に、2 機系統モデルを用いて日射変動時の新たに開発したリミッタ方式の解析を行い、日射変動後による MPP 電力が初期運転出力を下回った場合において安定運転できることを確認した。一方で、初期出力を定格出力の 90% に設定した場合、リミッタ方式の有効・無効に関わらず、システムが不安定化することが確認されている。これは、リミッタ方式に用いた PV-VSG モデルが出力低下による周波数低下に同期機のカバナ応答が追従できないことが原因である。新たに開発したリミッタ方式を実装した場合においても、抑制出力が十分確保されない運転状態の場合、日射変動によ

²³ Photovoltaic System - Virtual Synchronous Generator

²⁴ 最大出力偏差とは負荷変動に伴う PCS 出力の最大変化量と定義する。

る系統不安定化リスクがあることが明らかになった。

② PCS の電流容量の不足が慣性低下対策機能の性能に与える影響の解析

系統故障の発生に対し、同期発電機は瞬間的に定格容量を大きく超えて電流を出力することができる。一方で PCS の通電電流制限値は、定格容量の 1.5 倍程度までに制限されていることが一般的である。この電流容量の差により、慣性低下対策 PCS は十分に同期発電機の挙動を模擬できない場合がある。本検討項目では、電流容量の制約に起因して慣性低下対策機能からの出力指令を実行できない場合の慣性低下対策 PCS の挙動および周波数安定性への影響を解析した。また、電流容量の制約に起因する慣性低下対策機能の不安定化現象を回避するための補正ロジックを開発し、有効性を評価した。

図 1 3 8 に電源脱落事象に対する慣性低下対策 PCS の挙動および周波数の時間変化の解析結果を示した。GFL タイプについて、電流が上限値である 1.2pu に達すると、制限がない場合に比べ周波数変動が増大し、Nadir の悪化が引き起こされることがわかる。一方で、本解析においては電流が制限値に到達するまでに数百ミリ秒ほどかかるために擾乱直後の RoCoF への悪影響は見られなかった。GFM タイプについては、単純に電流制限をかけた場合、制御が不安定化し発振に至った。これは、電流が制限された際に PCS の出力が低下し、それを検知した慣性低下対策 PCS が内部で模擬する同期発電機を加速させたことに起因する。そこで、図 1 3 9 に示すような電流制限に起因する内部発電機の加速を抑制する補正ロジックを開発した。図 1 3 8 (c)より、開発ロジックによりこの不安定化現象を回避できることが分かった。周波数の挙動としては GFL と同様に Nadir の悪化が確認された。このように慣性低下対策 PCS では同期発電機とは異なり慣性応答が制限される可能性があるため、その影響を考慮して必要量を確保することが重要である。

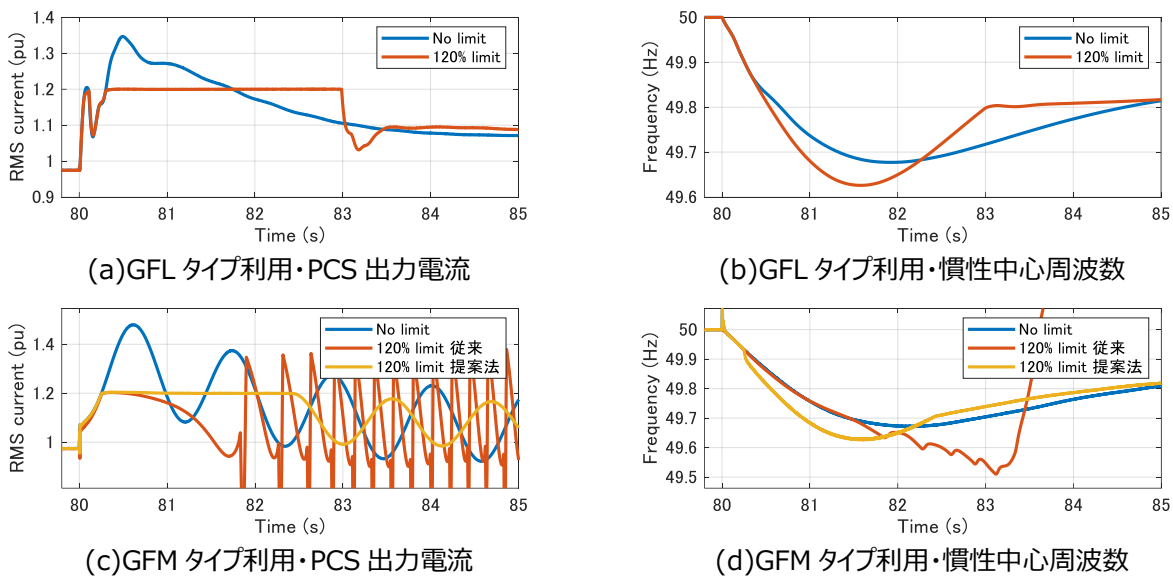


図 1 3 8 電源脱落に対する慣性低下対策 PCS および系統周波数の挙動

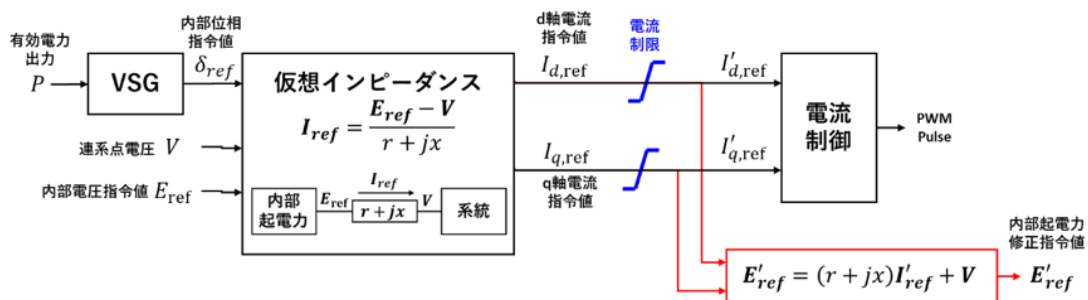


図 1 3 9 GFM タイプの慣性低下対策 PCS における内部位相修正ロジック

③ 高圧配電系統に連系された慣性低下対策 PCS の性能解析

本事業における試験条件選定のための EMT 解析では、特別高圧系統に連系された PCS 電源を対象としていた。一方で、PCS 電源は高圧配電系統、低圧配電系統にも多数連系される。配電系統に連系された慣性低下対策 PCS は特別高圧連系の場合と比較して同期発電機との電氣的距離が長くなってしまいうため、動作安定性、導入効果が低下してしまう恐れがある。本検討項目では、高圧配電系統を簡易的に模擬し、配電線巨長をパラメータとして慣性低下対策 PCS の性能解析を実施した。

PCS 電源と系統の間に高圧配電線を模擬したリアクタンスを挿入し、リアクタンスの大きさを変化させて EMT 解析を実施した際の結果を図 1 4 0 に示す。リアクタンスが 70%までは安定に動作したが、80%では 60Hz 程度の持続振動が発生した。70%までの範囲では、出力波形が大きく変化することはなかったが、配電線が長くなるほど、擾乱直後の出力上昇が遅れる傾向が確認された。

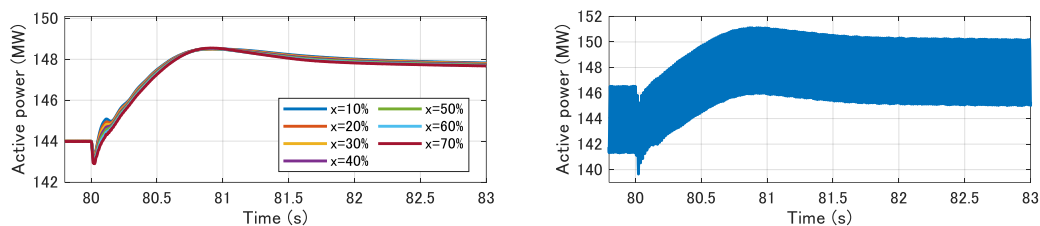


図 1 4 0 高圧配電線の巨長が慣性低下対策 PCS (GFL タイプ) の挙動に与える影響
(左：リアクタンス $x=70\%$ までの結果、右：リアクタンス $x=80\%$ の結果)

PCS 電源の大量連系は様々な振動現象を引き起こす恐れがあり、原因も様々である。慣性低下対策機能を有する PCS も例外ではなく、このような振動現象の詳細な解析およびそれに基づく対策の立案が必要である。本検討においては一試行として、PLL および制御系のパラメータチューニングによる対策について基礎的検討を行った。結果として、PLL による周波数計測の感度を低下させることで図 1 4 1 に示すように動作を安定化することができた。ここでは GFL タイプについての検討結果を示したが、GFM タイプについても同様の検討を実施しており、リアクタンス増加による不安定化が発生し得ること、制御パラメータのチューニングにより動作が安定化し得ることを確認している。今後、より詳細な検討により振動の発生条件やその対策を明らかにしていく必要がある。

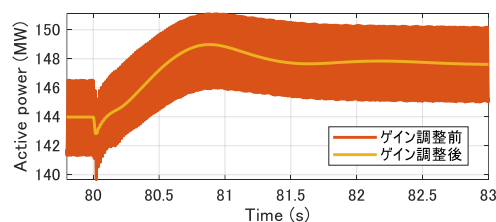


図 1 4 1 PLL パラメータのチューニングによる動作安定化(GFL タイプ)

④ 慣性低下対策 PCS の並列運転時の性能解析

本検討では、慣性低下対策 PCS 同士の干渉の発生条件やその程度を検討することを目的とした EMT 解析を実施した。2 台の PCS 電源が並列接続されたモデルを用いて、制御方式、定格容量、慣性定数、ガバナゲインの組み合わせを変更しながら周波数変動抑制効果を評価した。

まず同方式を組合せる場合について、GFL タイプの場合は共通の連系点で計測した情報に基づく制御となることから容量や制御パラメータを変化させても干渉は見られなかった。一方で、GFM タイプ同士の組合せでは、図 1 4 2 に示すように、互いの出力に逆位相の振動成分が現れ、同期発電機間で生じる電源間動揺に類する現象が確認された。制御パラメータや定格容量が互いに異なるケースでは振動の様相は完全な逆位相ではなくなるケースも見られた。これは系統側も含めた形で複数モードの振動が発生したためであると考えられる。

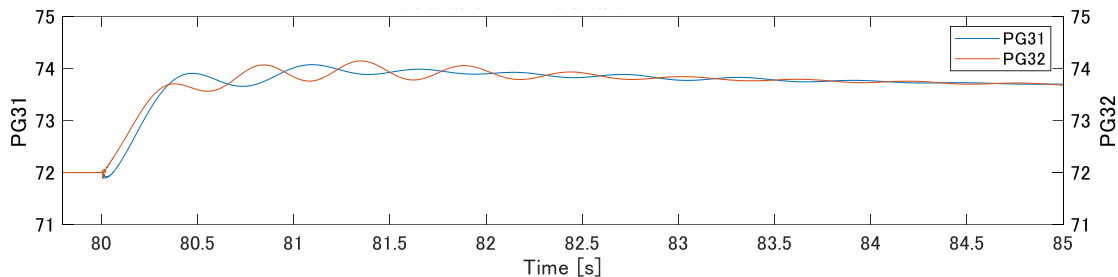


図 1 4 2 PCS 出力の時間変化 (GFM タイプ同士・制御パラメータ同一, PG31 と PG32 は PCS の出力(MW))

また、GFL タイプと GFM タイプを組合せた場合も同様に逆位相または異なる位相の振動が互いの PCS の出力に重畳する結果となった。図 1 4 3 のように一方の出力のみが大きく振動するケースや、図 1 4 4 のように互いに振動が著しく小さくなるケースなど、振動の様相については様々なパターンが確認された。しかしながら、今回の検討の範囲(容量については 1:5 の比まで、慣性定数、ガバナゲインについては 1:3 の比まで)では、振動が発散し不安定化に至るケースは見られなかった。また、慣性中心に因る周波数安定性の評価において、振動が原因となって評価が悪化するケースは見られず、慣性定数、ガバナゲインの総和が大きくなるほど安定性が増す結果となった。制御方式や制御パラメータの組合せと振動の様相の関係はまだ明らかにはなっておらず、台数が増えた場合やより極端なパラメータの差がある場合には不安定化する恐れがある。相互影響についても今後より詳細な検討が必要と考えられる。

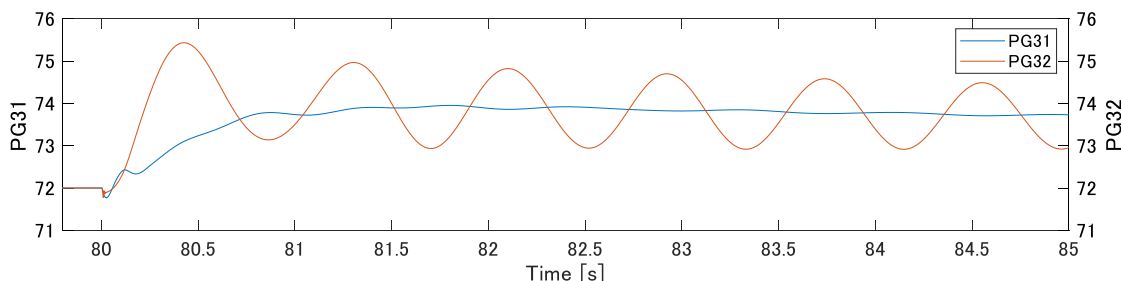


図 1 4 3 PCS 出力の時間変化(GFM と GFL の組合せ・GFM の慣性定数設定が GFL の 3 倍)
(PG31 : GFL タイプ PCS の出力, PG32 : GFM タイプ PCS の出力(MW))

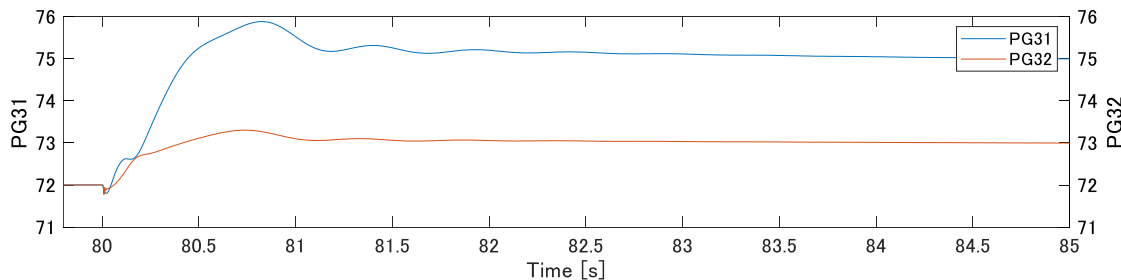


図 1 4 4 PCS 出力の時間変化(GFM と GFL の組合せ・GFL のガバナゲイン設定が GFM の 3 倍)
(PG31 : GFL タイプ PCS の出力, PG32 : GFM タイプ PCS の出力(MW))

2.4.4 慣性低下対策 PCS の評価試験

① CHIL 試験

プロトタイプに実装される慣性低下対策 PCS のうち、GFL タイプについて CHIL²⁵環境を活用して制御パラメータが性能に与える影響について検証した。図 1 4 5 に感度分析結果の一例を示す。df/dt 機能動作の出力曲線の傾き (Slope) を変更した場合の周波数安定性への影響を確認したものである。また周波数は、同期機の内部周波数である。傾きを急峻にする程、Nadir が改善する傾向が確認できる。一方で、持続的な振動が発生する。このように、各パラメータの感度分析の結果をまとめ、その特徴を明らかにした。

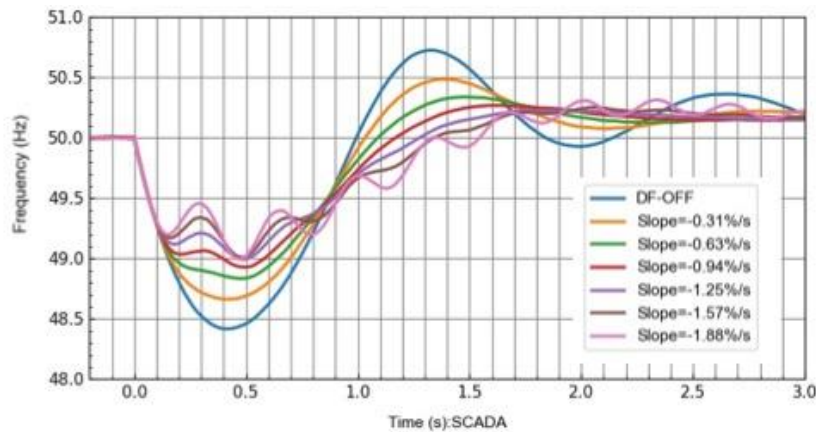


図 1 4 5 感度分析結果一例 (df/dt 機能動作の慣性定数) ※DF-OFF: DFDT 機能無効

③ 実機試験

慣性低下対策 PCS のプロトタイプを産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所 (FREA) に持ち込み実機評価試験を行った。実施した実機試験項目を表 45 に示す。実機試験では、主に基本試験と特定機能試験の 2 つの試験を実施した。基本試験では、プロトタイプ開発時に検討した機器仕様が正しく実装されているかを確認した。特定機能試験では、系統への効果・影響および慣性低下対策 PCS の挙動を確認することを目的としており、本事業では PHIL²⁶環境による評価試験を実施した。また、今後の課題を整理する目的で、既存の系統連系規程に対する適合性を確認するため系統連系の認証試験相当 (JET 試験²⁷) を実施した。試験対象である慣性低下対策 PCS は、4 機種 5 機能 (GFL タイプ: 2 機能、GFM タイプ: 3 機能) で、1 機種については、GFM タイプと GFL タイプの両方が実装された。

²⁵ Controller Hardware-In-the-Loop

²⁶ Power Hardware-In-the-Loop

²⁷ 一般財団法人電気安全環境研究所 (JET) が発行する「系統連系保護機能等試験方法」に準拠する試験

表 45 試験項目一覧

| 項目 | 試験番号 | 項目 |
|----------|------|----------------------|
| 基本試験 | #1 | 有効・無効電力運転範囲確認試験 |
| | #2 | 周波数・電圧変化試験 |
| 特定機能試験 | #3 | 3 機系統モデルを用いた PHIL 試験 |
| | #4 | 交流過電圧及び不足電圧試験 |
| | #5 | 周波数上昇及び低下試験 |
| | #6 | 単独運転防止試験 |
| JET 試験相当 | #7 | 系統電圧急変試験 |
| | #8 | 系統電圧位相急変試験 |
| | #9 | 瞬時電圧低下試験 (FRT 試験) |
| | #10 | 周波数変動試験 (FRT 試験) |

図 1 4 6 に試験の機器構成を示す。基本試験は、系統模擬電源、慣性低下対策 PCS、蓄電池模擬電源の機器構成で、系統模擬電源に予めプログラムされた試験条件を設定して実施する。特定機能試験（PHIL 試験）では、基本試験の構成に加えてデジタルリアルタイムシミュレータ（DRTS²⁸）を接続した構成である。なお、PHIL 試験に用いる DRTS 内の系統モデルは、EMT 解析で用いた系統モデルと同様の EMT モデルであり、リアルタイムで系統解析が実施可能である。DRTS 内（計算ステップ 50μsec）で算出される結果のうち、図 1 4 6 の S3 が接続される Bus 電圧を系統模擬電源に指令し、実機の基準電圧に増幅させ、印加する。接続された慣性低下対策 PCS の出力電流等を DRTS にフィードバックすることで実機の出力応答を踏まえた系統周波数の評価が可能である。

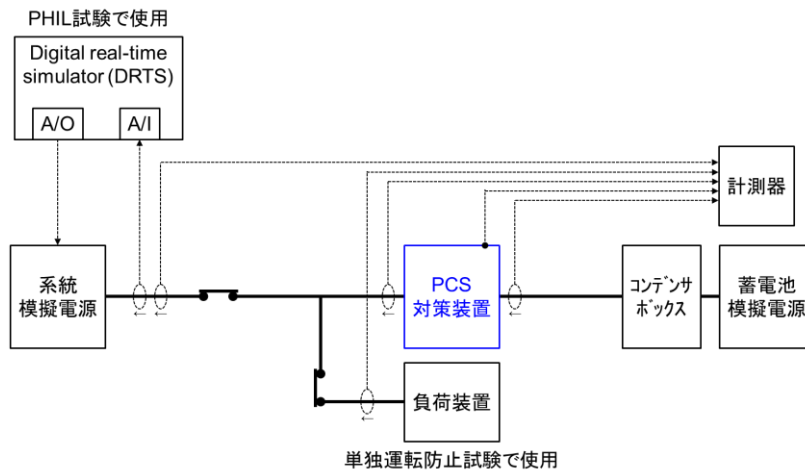


図 1 4 6 試験環境の構成図

図 1 4 7 に特定機能試験（PHIL 試験）による評価結果の一例を示す。なお、系統モデル等の試験条件は、軽負荷（負荷率 40%）で系統擾乱には電源脱落を想定した。GFL タイプ、GFM タイプのいずれの慣性低下対策 PCS も PCS 比率 60%までは、RoCoF、Nadir の KPI において従来型 PCS に比べて大きく改善し、GFL タイプは GFM タイプと同等の効果が確認された。一方で、PCS 比率 80%の試験ケースでは、GFM タイプが RoCoF、Nadir のいずれも改善効果があり安定していたのに対して、GFL タイプは不安定（発散）であった。これらの結果より、一定の PCS 比率までは GFL タイプによる対策が有効であること、将来的に更なる再エネ導入拡大を実現するためには GFM タイプ等の機能検討が不可

²⁸ Digital Real Time Simulator

欠であることが示唆された。ただし、系統条件により結果は異なること、周波数安定性以外の安定性についても検討が必要であることなどに留意が必要である。また、今後の課題を整理する目的で JET 試験の一部を実施し、GFL タイプについては機器構成・制御アルゴリズムの軽微な改良により適合可能となる見通しを得た。他方、GFM タイプについては、擾乱時に GFL タイプに比べて過電流時の制御のあり方等を含めた短絡電流に係る検討が必要である。加えて、GFM タイプは現行の系統連系規程には想定されていない機能を求めるものであり、想定される連系点（電圧階級等）を含めて GFM タイプに期待する機能とルールについての議論が必要である。

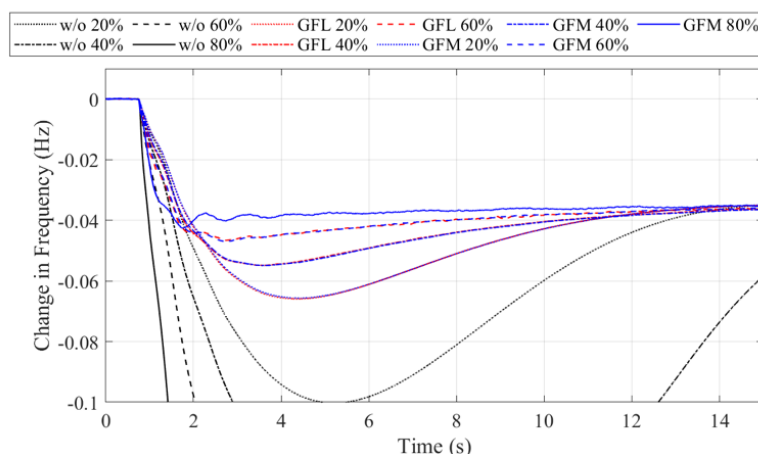


図 1 4 7 PCS 比率による GFL/GFM の評価結果一例
 特定機能試験 (PHIL 試験) : 軽負荷、基本パラメータ

2.5 革新的技術検討

革新的技術検討については、再エネ大量導入に伴う系統慣性低下の対策に向けて、今後の革新的技術として期待されている擬似慣性機能を供出する慣性対策低下対策 PCS の制御アルゴリズムの検討、ならびに電力系統に導入した際の効果や課題の整理、評価手法の検討を行った。PCS の制御アルゴリズムの検討として、Droop 方式および VSM 方式の GFM インバータを対象とした開発および実機試験による評価を実施し、評価手法の検討として配電系統の縮約技術の開発および全系シミュレーションによる評価を実施した。それらの各パートで得られた成果について以下で説明する。

GFM インバータ (Droop) については、Droop 方式 GFM インバータの基本動作を確認するためシミュレーション解析を行った。解析に用いた Droop 方式 GFM インバータの全体構成を図 1 4 8 に示す。GFM インバータの出力電力制御系は、有効電力 P - 角周波数 ω - 出力電圧位相角 θ 間の Droop 制御と、無効電力 Q - 出力電圧振幅 V 間の Droop 制御で構成される。また、この基本となる電力制御系の後段には、図 1 4 9 に示す電圧制御系および電流制御系が直列接続されている。GFM インバータでは、インバータ出力電圧の位相角と振幅を調整しつつ、電圧源として動作している。PLL (位相同期制御系) を用いて系統電圧に位相同期することは行っていない。

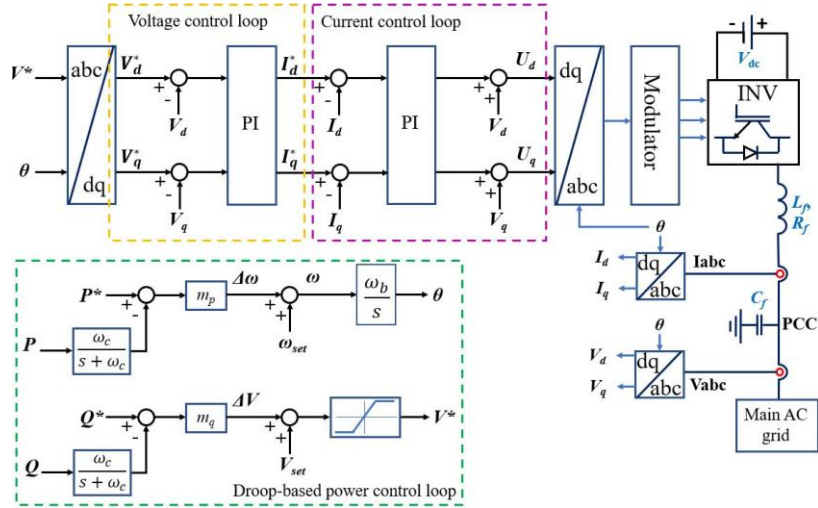


図 1 4 8 Droop 方式 GFM インバータの全体構成

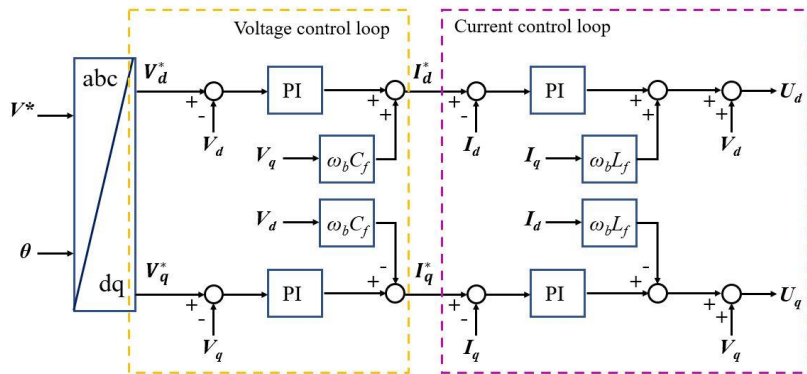


図 1 4 9 電圧制御系、電流制御系の構成

GFM インバータの出力電圧の位相角 θ は角周波数 ω の積分値として、式 (2-2-1) のように求められる。

$$\theta = \int (\omega_{set} + m_p(P_{ref} - \frac{\omega_c}{s + \omega_c}P)) dt \quad (2-2-1)$$

ここで、 θ は GFM インバータの出力電圧の位相角、 m_p は有効電力制御の Droop ゲイン、 ω_c は有効電力検出値に対するローパスフィルタのカットオフ角周波数、 P_{ref} は有効電力指令値、 P は有効電力検出値である。ローパスフィルタは、有効電力検出値に含まれるインバータのスイッチングノイズを除去して平滑化するために用いている。

一方、GFM インバータの出力電圧の振幅 V^* は、式 (2-2-2) のように求められる。

$$V^* = V_{set} + m_q(Q_{ref} - \frac{\omega_c}{s + \omega_c}Q) \quad (2-2-2)$$

ここで、 V^* は GFM インバータの出力電圧の振幅、 m_q は無効電力制御の Droop ゲイン、 Q_{ref} は無効電力指令値、 Q は無効電力検出値である。

一方、同期発電機の動揺方程式は式 (2-2-3) で表される。

$$2H \frac{d\omega}{dt} + K_D \Delta\omega = T_m - T_e \quad (2-2-3)$$

ここで、 H は単位慣性定数(sec)、 K_D は制動定数(pu)、 T_m は機械入力トルク(pu)、 T_e は電気出力トルク(pu)である。式(7.48)を単位法で表現し、角周波数 ω もほぼ 1.0pu と仮定すれば式 (2-2-4) となる。

$$2H \frac{d\omega}{dt} + K_D \Delta\omega = P^* - P_e \quad (2-2-4)$$

$$P_e = P^* - 2H \frac{d\omega}{dt} - K_D \Delta\omega$$

一方、Droop 方式 GFM インバータの有効電力には式 (2-2-5) が成り立つ。

$$\omega = \omega_{VSC} = \omega_{set} + m_p (P^* - P \frac{\omega_c}{s + \omega_c}) \quad (2-2-5)$$

式 (2-2-5) を有効電力 P について展開すれば式 (2-2-6) となる。

$$P = \frac{s + \omega_c}{\omega_c} [P^* + \frac{1}{m_p} (\omega_{set} - \omega)] \quad (2-2-6)$$

式 (2-2-6) は、定数項の微分を取り除いて簡略化すれば式 (2-2-7) となる

$$P = P^* - \frac{1}{m_p \omega_c} s\omega + \frac{1}{m_p} (\omega_{set} - \omega) \quad (2-2-7)$$

式 (2-2-4) と式 (2-2-7) が等しいとおけば、同期発電機と Droop 方式 GFM インバータの等価性は式 (2-2-8) で表される。

$$2H = \frac{1}{m_p \omega_c} = \frac{1}{m_p (2\pi f_c)} \quad (2-2-8)$$

$$K_D = \frac{1}{m_p}$$

式 (2-2-8) より、同期発電機の制動定数 K_D に該当する値は、Droop ゲイン m_p の逆数である。同期発電機の単位慣性定数 $2H$ に該当する値は、ローパスフィルタの時定数 $T_c = 1/\omega_c$ に Droop ゲイン m_p の逆数を乗じたものである。したがって、有効電力の Droop 制御において、有効電力の検出値にローパスフィルタを設けなければ擬似慣性はゼロということになる。このように、Droop ゲインとローパスフィルタのカットオフ角周波数を調整すれば、Droop 方式 GFM インバータは、所期の擬似慣性と擬似制動定数をもつ同期発電機を模擬することが可能である。

Droop 方式 GFM インバータの基本動作と系統安定化効果を検証するために、IEEE 9-bus system モデルを用いたシミュレーションを行った。同期発電機 3 台は、詳細同期発電機モデル、ガバナ制御系モデルおよび励磁制御系モデルで表現した。IEEE 9-bus system モデルには Droop 方式 GFM インバータを 1 台または複数台接続した。PSCAD は Ver4.6 を使用した。

シミュレーションでは、GFM インバータの動作を正確に評価するために、同期発電機の詳細モデルに加えて、電気学会標準モデルのガバナ制御系と励磁電圧制御系を用いた。具体的には、水力発電機には LPT=3 のガバナ制御系、火力発電機では LPT=1 のガバナ制御系を用いた。また、いずれの発電機にも PSS つきサイリスタ励磁電圧制御系 (LAT=102) を用いた。また、系統安定性の高い条件でシミュレーションを行うことを目的として、IEEE 9-bus system モデルの元データに比べて、すべての送電線の線路長を 1/4 に短縮している。

以下では、Droop 方式の電力制御系を備え、後段に電圧制御系および電流制御系をもたないシングルループの GFM インバータについて、基本動作のシミュレーション検証結果を述べる。シングルループの GFM インバータの基本動作検証のための IEEE 9-bus system モデルを図 1 5 0 に示す。GFMA と呼ぶ Droop 方式 GFM インバータ 1 台を、連系リアクタンス 0.25pu の変圧器を介してノード 5 に接続した。同期発電機 4 (G4) は、同期発電機 2 (G2) と同一母線 (ノード 2) に接続している。GFM インバータの基本動作を確認するための解析条件として、計算開始 50 秒後に G4 を電源脱落させることとした。

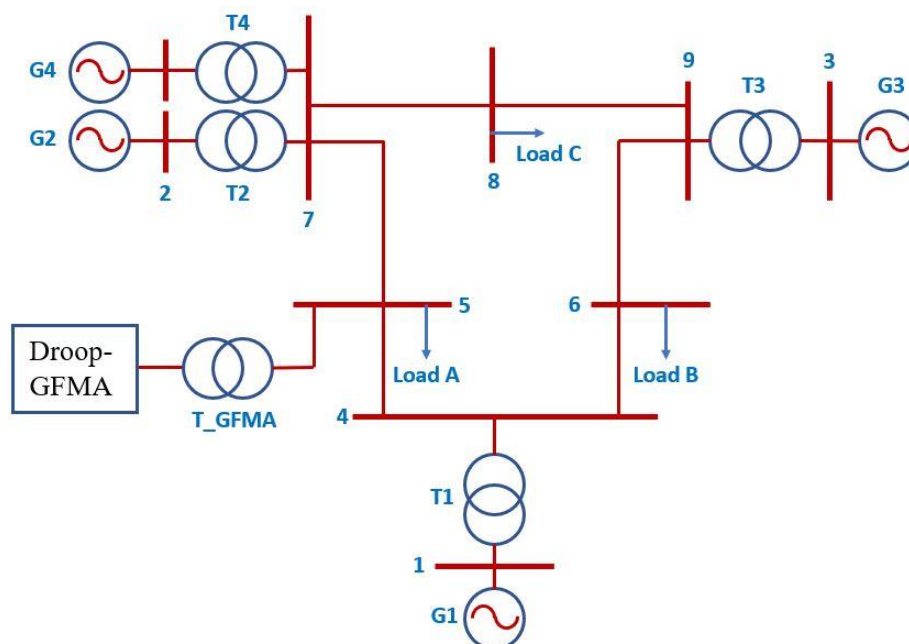
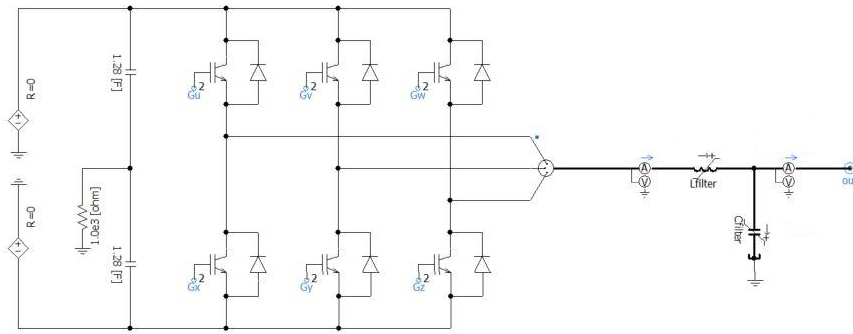
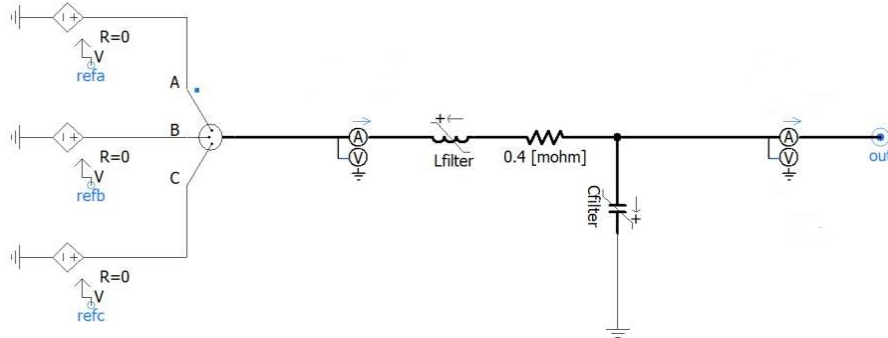


図 1 5 0 GFM インバータの基本動作の解析条件

Droop 方式 GFM インバータのモデルとしては、図 1 5 1 に示すように PWM インバータで模擬した詳細モデルと、三相個別に電圧瞬時値が制御系から指令される正弦波電源で模擬した基本波モデルの 2 種類を用いた。詳細モデルおよび基本波モデルの諸元を表 46 に示す。



a) 詳細モデル



b) 基本波モデル

図 151 GFM インバータの解析モデル

表 46 GFM インバータモデルの諸元

| 項目 | 詳細モデル | 基本波モデル |
|-------------------|----------------------------|-------------------------|
| 定格容量 n | 50MW | |
| 定格周波数 | 50Hz | |
| 定格交流電圧（変圧器低圧／高圧側） | 0.63kV/ 230kV | |
| 定格直流電圧 | 1.25kV | |
| 交流電圧基準値 | 0.9922 pu | 0.9925 pu |
| 有効電力基準値 | 39.375MW | |
| 無効電力基準値 | 0.0MVar | |
| 有効電力 Droop ゲイン | 0.0099 | |
| 無効電力 Droop ゲイン | 0.10 | |
| ローパスフィルタのカットオフ周波数 | 2.0Hz（角周波数は 4.0nrad/s） | |
| 電圧制御系の比例積分制御定数 | 比例ゲイン 1.0 積分ゲイン 5.0 | 比例ゲイン 2.0 積分ゲイン 5.0 |
| 電流制御系の比例積分制御定数 | 比例ゲイン 2.0 積分ゲイン 10.0 | 比例ゲイン 0.5 積分ゲイン 20.0 |
| PWM スwitching 周波数 | 4950Hz | -- |
| シミュレーション計算時間刻み | 5.0 μ s | 50.0 μ s |
| 連系変圧器定格容量・リアクタンス | 定格容量 50.0MVA、リアクタンス 0.08pu | |

GFM インバータを詳細モデル（PWM インバータ）で模擬して、計算時間刻みを 5.0 μ s に設定し、電源脱落の解析条件で 70sec 分のシミュレーションを実行するためには約 3 時間もの計算時間が必要であった。そこで、計算刻み 5.0 μ s の詳細モデルと計算刻み 50 μ s の基本波モデルのシミュレーション結果を比較したところ、電圧瞬時値、電流瞬時値、有効電力、周波数のいずれについても、両モデルの波形は良く一致した。GFM インバータの擬似慣性力により系統安定性が向上するかどうかを分析する目的においては、基本波モデルを用いることの妥当性が確認できた。計算時間刻み 50 μ s の基本波モデルを用いれば、70 秒分のシミュレーションの所要時間は 10～15 分に短縮できた。

以下には、IEEE 9-bus system モデルでの電源脱落時における、GFM インバータによる系統安定化効果のシミュレーション検証結果を示す。

はじめに、有効電力制御の Droop ゲイン m_p をパラメータとして変化させながら、電源脱落時の GFM インバータの応答の変化を分析してみることにする。Droop ゲインを 0.0099、0.02、0.05 に設定した場合の GFM インバータの有効電力出力、発電機 G1 の回転周波数から換算した周波数、発電機 G1 の回転周波数から換算した RoCoF を図 1 5 2～図 1 5 4 に示す。

図 1 5 2～図 1 5 4 より、Droop ゲインが小さいほど、すなわち擬似慣性定数が大きいほど、GFM インバータ GFMA からの擬似慣性力により、周波数最下点が上昇し、RoCoF が減少し、系統安定化効果を示していることがわかる。また、擬似慣性定数が大きいほど、GFM インバータの有効電力は短時間ながら増大している。この GFM インバータの出力急増により、周波数最下点は 49.85Hz から 49.92Hz に上昇し、RoCoF は 0.25Hz/s から 0.08Hz/s に減少していることがわかる。

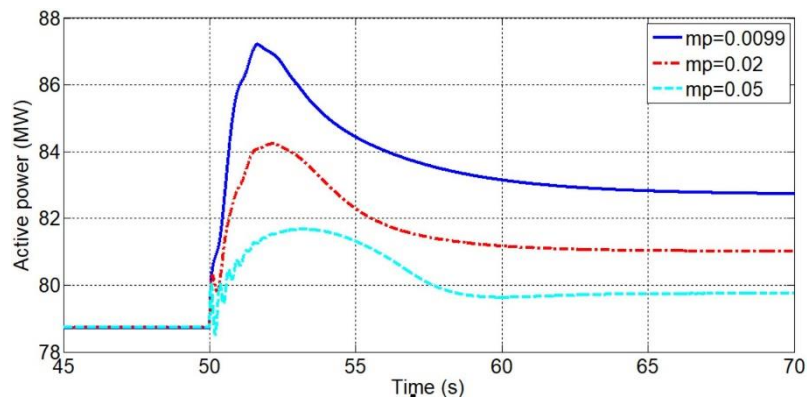


図 1 5 2 GFM インバータ GFMA の有効電力出力と Droop ゲインの関係

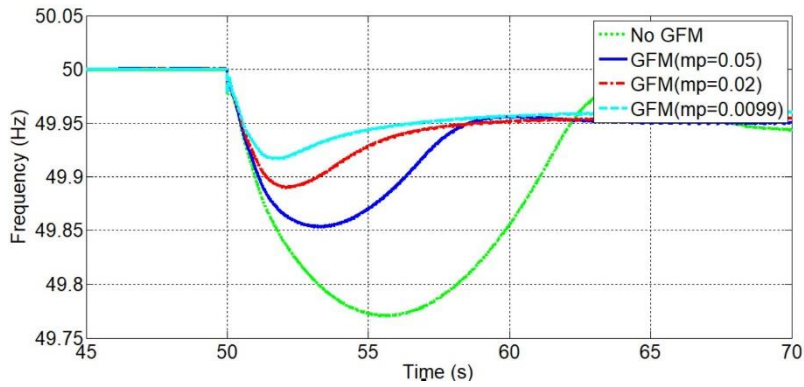


図 1 5 3 発電機 G1 の回転周波数から換算した周波数と Droop ゲインの関係

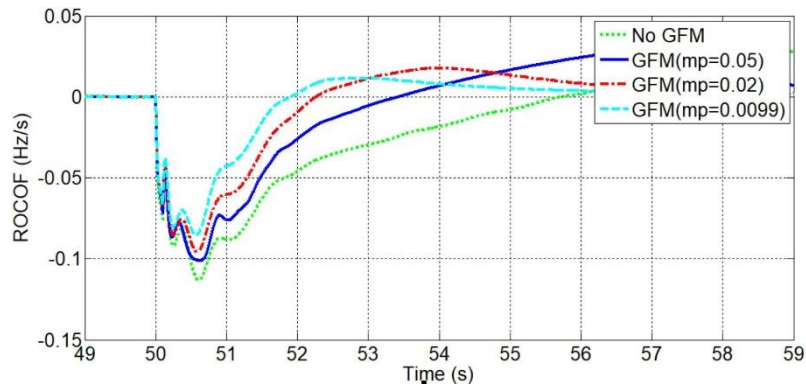


図 1 5 4 発電機 G1 の回転周波数から換算した RoCoF と Droop ゲインの関係

つぎに、Droop ゲインは一定とし、電力検出のローパスフィルタのカットオフ周波数をパラメータとして、電源脱落時の GFM インバータの応答の変化を分析した。カットオフ周波数を 2.0Hz、5.0Hz、10.0Hz（角周波数では 4.0 π rad/s、10.0 π rad/s、20.0 π rad/s）に設定した場合の GFM インバータの有効電力出力、発電機 G1 の回転周波数から換算した周波数、発電機 G1 の回転周波数から換算した RoCoF を図 1 5 5～図 1 5 7に示す。ローパスフィルタのカットオフ周波数を変化させても、GFM インバータの有効電力出力は変化せず、結果として系統周波数と RoCoF も変化しないことがわかる。

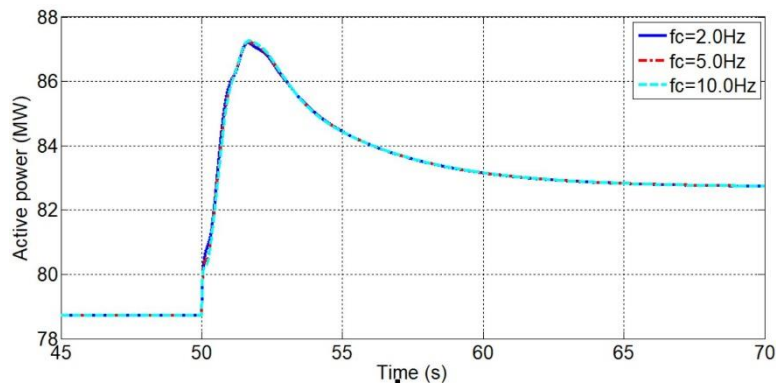


図 1 5 5 GFM インバータ GFMA の有効電力出力とカットオフ周波数の関係

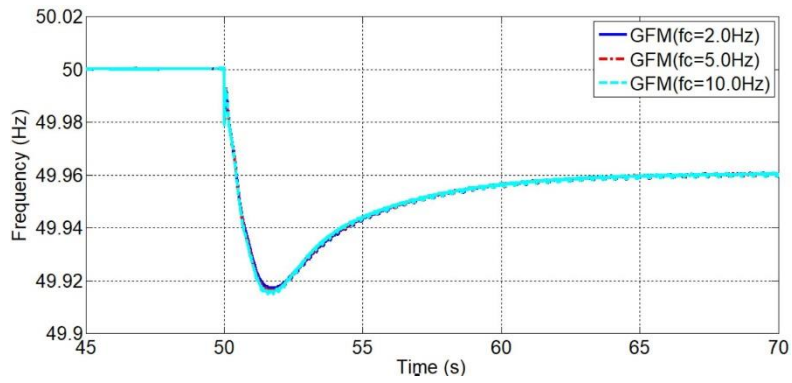


図 1.5.6 発電機 G1 の回転周波数から換算した周波数とカットオフ周波数の関係

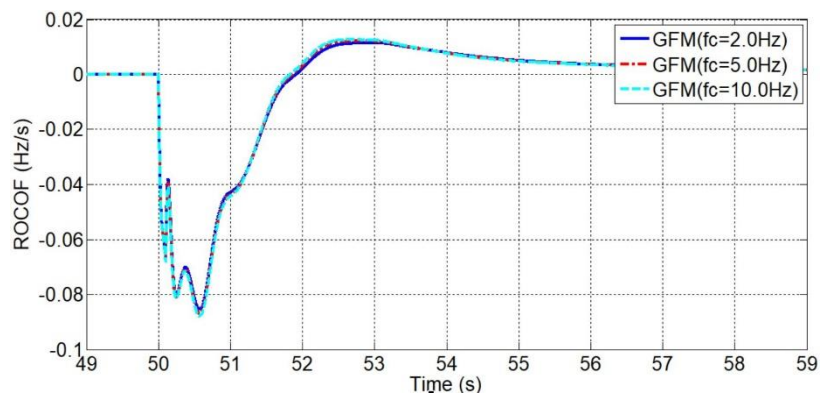


図 1.5.7 発電機 G1 の回転周波数から換算した RoCoF とカットオフ周波数の関係

上記では、PSCAD によるシミュレーション結果を示したが、さらに Droop 方式 GFM インバータの系統安定化効果を CHIL (Controller hardware in the loop)シミュレーション実験でも検証するために、図 1.5.8 に示すように実験装置を構築した。実験装置は、TyphoonHIL 社製のデジタルリアルタイムシミュレータ HIL402、D/A コンバータ MWPE-IFRX4-PRO、デジタルコントローラ PE-EXPERT4 で構成されている。

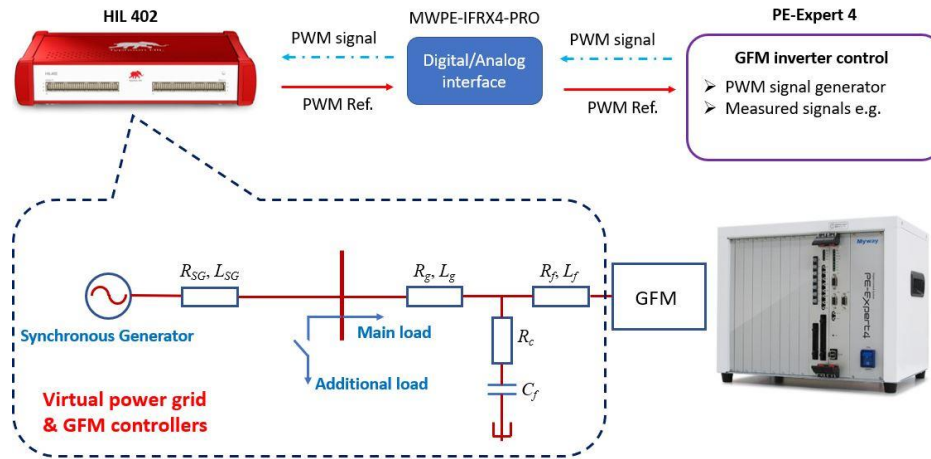


図 1 5 8 CHIL 実験装置の構成

HIL402 では、内蔵されている高速プロセッサのリソースの制約上、複雑な電力システムを構成することはできないため、今回の CHIL 実験では変圧器をもたない低圧配電線に同期発電機 1 台、負荷 1 台、GFM インバータ 1 台が接続された解析モデルを構築した。

また、使用した同期発電機のモデルは、図 1 5 9 に示す HIL402 の標準モデルである。ジェネリックモデルと呼ばれる簡略型の同期発電機モデルであり、標準的な機器定数および慣性がデフォルトで定義されている。機器定数および慣性について詳細なチューニングはできないが、この同期発電機部分だけは $50\mu\text{s}\sim 500\mu\text{s}$ の粗い計算時間刻みで実行することが可能であり、リアルタイムシミュレーションが比較的容易に実行できるようになっている。また、各種モデルの諸元を表 47 にまとめておく。

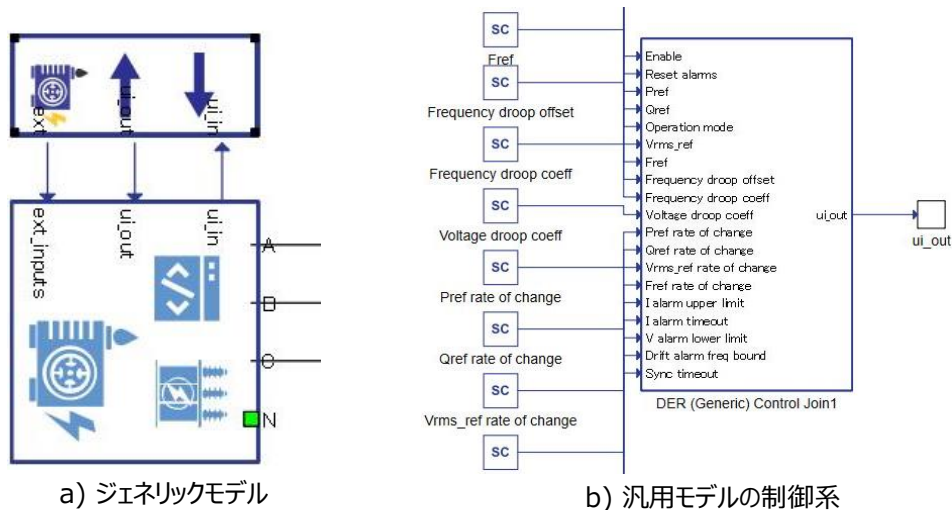


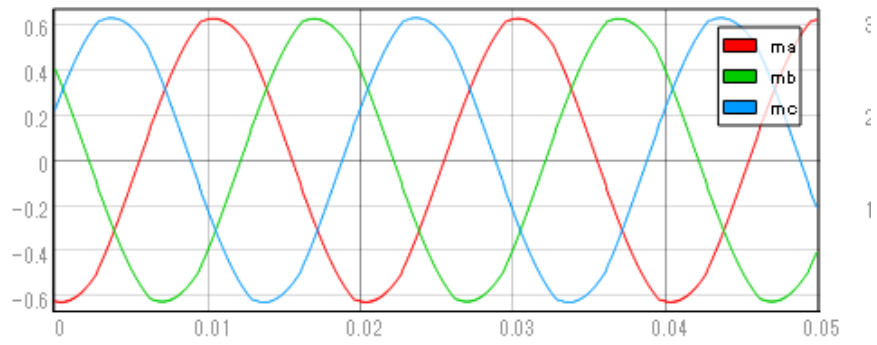
図 1 5 9 同期発電機の解析モデル

表 47 各種モデルの諸元

| モデル | 諸元 |
|-----------------------|---|
| 同期発電機 | ジェネリックモデル 定格容量 62.5kVA、有効電力出力 50kW 定格電圧 207.8641V、定格周波数 50Hz |
| Droop 方式 GFM インバータ | 定格容量 14.1kVA、定格電圧 207.8641V 電力検出ローパスフィルタのカットオフ周波数 10 Hz 有効電力 Droop ゲイン 0.01 無効電力 Droop ゲイン 0.05 |
| 配電線 | 抵抗 10mΩ、インダクタンス 5μH (インバータ寄り) 抵抗 50mΩ、インダクタンス 25μH (発電機寄り) |
| 負荷 | 定インピーダンス負荷 10kVA、遅れ力率 0.9 |
| 負荷増加用の負荷 | 定インピーダンス負荷 2kVA、遅れ力率 0.9 |
| HIL402 の設定 | 同期発電機モデル部分の計算時間刻み 50μs GFM インバータモデル～外部制御装置の遅延約 50μs 計算時間刻み 1.0μs |
| インバータの設定 | インバータの制御信号は HIL402 から外部制御装置にいったん出力されて演算の後に HIL402 へ戻る。 インバータ回路は HIL402 ソフトウェアモデルを使用。 スイッチング周波数 50kHz、デッドタイム 1.0μs |

CHIL での実験条件は、10kVA から 12kVA への負荷増加とした。GFM インバータの出力変化および系統周波数の変化を分析した。図 160 より負荷増加前の定常状態では GFM インバータは安定した有効電力と無効電力を出力していることが確認できる。系統周波数は 50Hz 近傍で変動しているが、変動幅は 0.001Hz オーダーと非常に小さい。

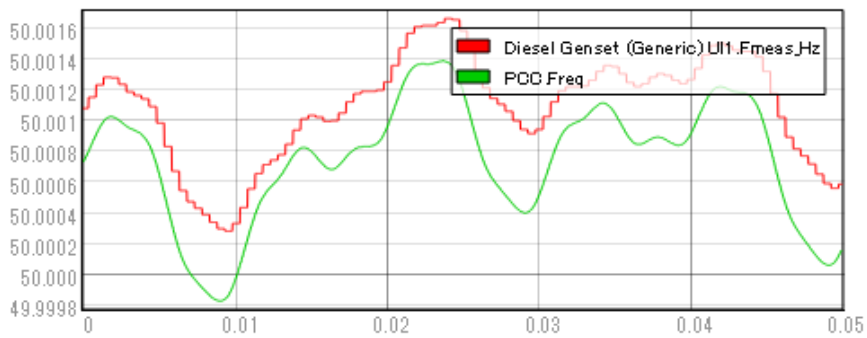
一方、負荷増加時の GFM インバータの出力変化、系統周波数の変化を図 161、図 162 に示す。Droop 方式 GFM インバータの擬似慣性は有効電力 Droop ゲインの逆数に比例することから、Droop ゲインが 0.01 の場合に比べて、Droop ゲイン 0.025 の場合のほうが周波数最下点は上昇しており、周波数変動もすみやかに減衰していることがわかる。また、GFM インバータの有効電力出力は、Droop ゲインが小さいほど負荷増加直後の振動が小さいことがわかる。その後の GFM インバータの有効電力出力は、同期発電機のカバレッジと、GFM インバータの Droop ゲインとの比によって定まる出力分担値へと収束していく様子がみられる。



a) 生成された PWM 信号

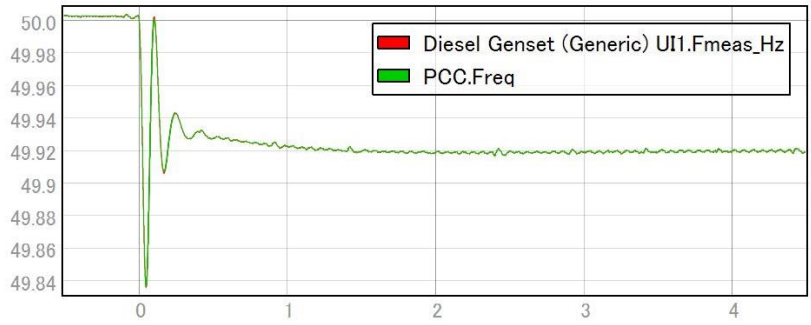


b) インバータの出力(W, Var)

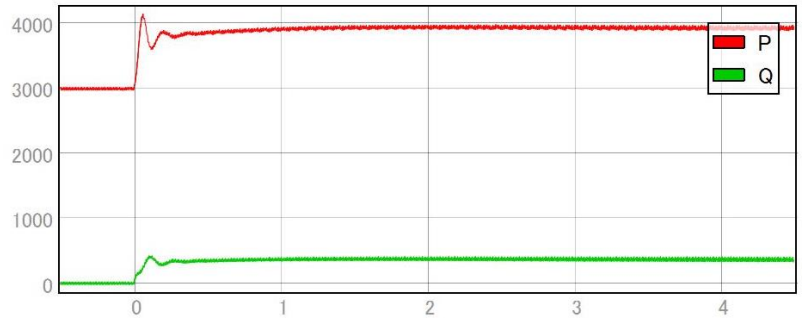


c) 系統周波数 (Hz)

図 160 CHIL 実験における定常状態でのインバータ出力電力、系統周波数

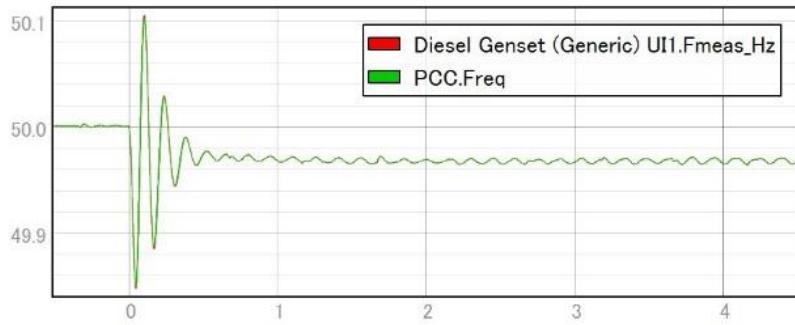


a) 系統周波数

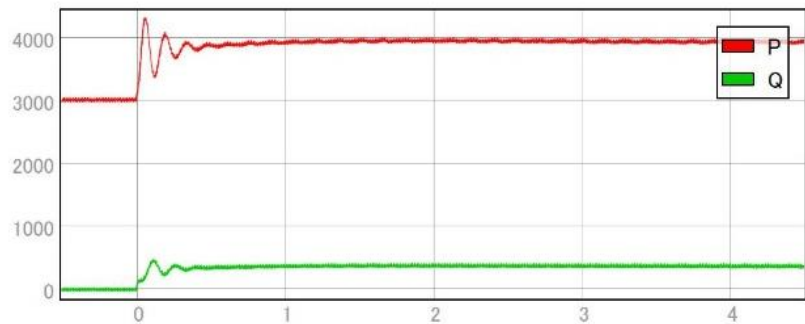


b) インバータの出力(W、Var)

図 1 6 1 有効電力 Droop ゲイン 0.025 の場合の CHIL 実験結果



a) 系統周波数



b) インバータの出力(W、Var)

図 1 6 2 有効電力 Droop ゲイン 0.01 の場合の CHIL 実験結果

これらの結果から、CHIL 実験においても Droop 方式 GFM インバータが擬似慣性による系統安定化効果を備えていること、また、Droop ゲインの設計によって擬似慣性を設計できることが確認できた。以上より PSCAD でのオフライ

ンシミュレーションおよび TyphoonHIL (HIL402) を用いた CHIL の両面からの系統安定化効果の検証ができたものと考えられる。

GFM インバータ (VSM) については、広島大学が提案する VSM 方式の GFM インバータを導入する場合の効果を検討する。提案する単相同期化カインバータ (single-phase synchronous inverter: SSI) は単相交流の GFM インバータであり、同期機と同等の機能を持つ VSM の一種である。このため、同期発電機と原理的に同じ特性を持ち、再エネ大量導入時に同期発電機が減少する状況において、慣性力・同期化力を供給し、電力系統を安定化できる能力を有する。よって、ここではこれまでに開発した SSI の実験機 (以下、実機) に基づいて、電力系統の周波数安定性の改善効果を検討する。具体的には、SSI 実機を改良して電力系統を模擬した実験回路を構成し、実験と HIL を比較しながら SSI のモデルを検討し、電力系統解析のための実効値モデルを構築する。そして、この実効値モデルを用いて、SSI を大量導入した際の電力系統のシミュレーションを行い、RoCoF および Nadir の改善に着目して、VSM 方式の GFM インバータの周波数安定化効果を調べる。

【SSI の制御系モデル】

まず SSI の構成に関して、インバータモデルの概要、NIC 設計手法 (コアシェルモデル) に関する考え方を述べる。次に、インバータに組み込んだ発電機モデル (動揺方程式)、自動電圧調整装置として AVR/AQR モデル、一次遅れ制御と PI 制御の切替について概説し、周波数応答の設計に関連して、一次遅れ调速機モデル、ダンピング特性について概説する。

《SSI の構成》

〈インバータモデルの概要〉

SSI は、図 1 6 3 の直流リンク電圧 V_{DC} を交流電圧 v^{inv} に変換する単相フルブリッジインバータ回路を用いている。直流側にはリンク電圧 V_{DC} として鉛蓄電池を接続している。交流側にはインダクタンス L のみを使用しキャパシタンス C は用いていない (図 1 6 3 における X)。SSI はインダクタンス L を介して外部系統に接続し、SSI 端子と内部起電圧との相互関係に基づいて系統への有効電力出力をやりとりする。

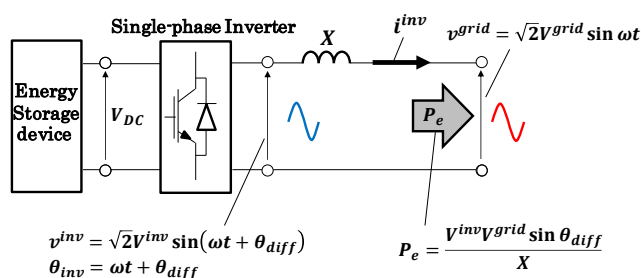


図 1 6 3 単相同期化カインバータモデル

図 1 6 4 に提案 SSI の制御系全体図を示す。この図において、 v^{inv} は SSI 出力電圧 (実効値: V^{inv})、 v^{grid} は瞬時グリッド電圧 (実効値: V^{grid})、 ω_{inv} は SSI の内部周波数、 θ_{inv} は SSI の擬似回転子角度、 i^{inv} は瞬時 SSI 出力電流 (実効値: I^{inv}) である。

〈NIC 設計手法 (コアシェルモデル) 〉

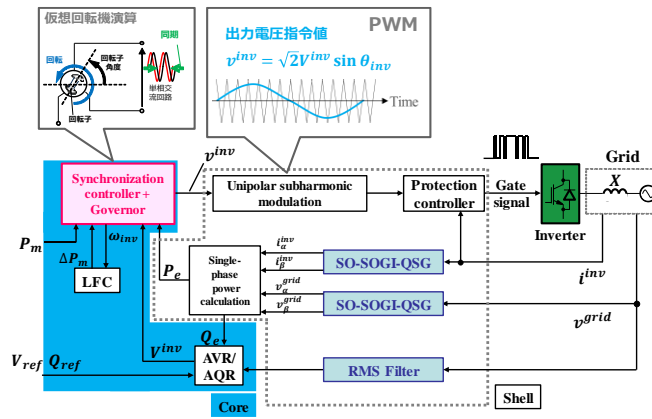


図 1 6 4 提案 SSI 用制御系概略図

図 1 6 5 は、インバータの NIC 設計手法を説明したものである。制御系設計に際して、中核部分（コア）とコアをサポートする殻の部分（シェル）という概念を提案した。ここでは特異摂動理論に基づき、時間スケール分割で得られる低速応答サブシステムと高速応答サブシステムを用いて、インバータを含む電力システム全体を近似している。この特異摂動理論は、低速サブシステムと高速サブシステムの双方が安定であるときに元システムが安定となることを保証するもので、電圧安定性などの電力システムの安定性解析に広く用いられている。この理論に基づき、電力システムの複雑な現象を解析・制御することができる。

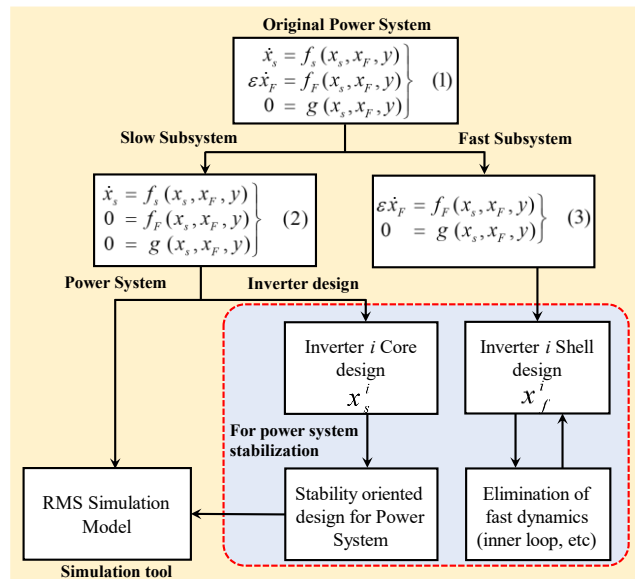


図 1 6 5 時間スケール分割に基づく NIC 設計

提案する設計法のコンセプトは、実効値解析で検証した系統安定化制御系をそのままインバータのコア部分に実装すれば、期待する系統安定化効果が得られることである。これをインバータ設計において実現するために、図 1 6 6 に示す枠組みでの設計法を提案した。

1. コア的设计：NIC 設計法においては、制御系のコア部分は、いわゆる電力システムの安定化に重要な特性を実装する。コア的设计法としては、従来の安定化制御系的设计法が全て対象となる。

2. シェルの設計：コア特性を実現する PWM 制御系をシェルとして独立に構築する。シェルの特性は、コア部分で設計した制御性能をそのまま実現できる制御系として設計する。また、多数のインバータ運転により高速サブシステムが不安定化しない設計とする。このため過電流抑制等の内部ループは可能な限り排除する。

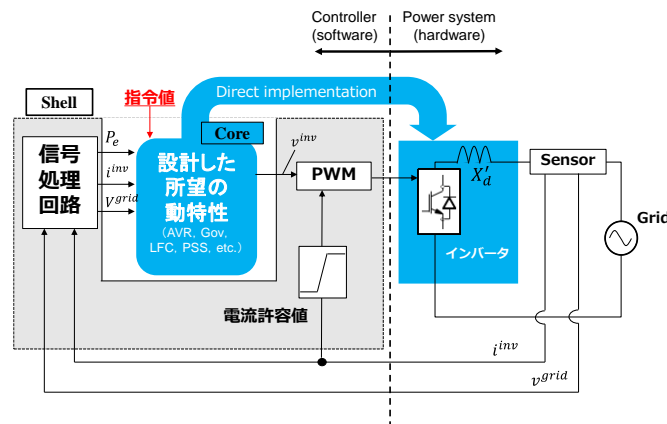


図 1 6 6 Core-shell 型インバータモデルの概念図

〈コアの回路構成〉

コア部分には、後述する同期機 X_d' モデルによる動揺方程式に一時遅れ系の調速機機能 (Governor: GOV) を付加したモデルを採用した (図 1 6 7)。インバータの内部周波数 ω_{inv} と内部位相角 θ_{inv} はこのモデルから得られる。この部分と次節以降で述べる自動電圧調整装置 (AVR / AQR) がコア部分のモデルであり、このモデルに基づく演算結果よりインバータ出力電圧を制御する。これより、実際の同期機の挙動を模擬し、同期化力を発生させる。これは、系統内のダンピングの向上に寄与し、複数台の SSI による単相マイクログリッドの安定運用を可能とする。

以上は三相同期機のモデルに相当するものであるが、提案モデルでは動揺方程式に基づいた内部の回転系物理モデルにより、動特性と等価な θ_{inv} を演算し、 θ_{inv} に基づいてインバータ出力電圧を制御することで、単相系統と安定して同期できるようにしている。

図 1 6 7において、 θ_{inv} は SSI の擬似回転子角度、 M_{inv} は擬似慣性定数、 D_{inv} は擬似ダンピング係数、 P_m は擬似機械入力、 P_e は単相有効電力出力、 P_{gov} はガバナ出力、 K_{gov} はガバナゲイン、 T_{gov} はガバナ時定数、 ω_{ref} は周波数指令値である。この同期機の同期メカニズムは、PLL なしに同期を実現することができ、PLL の不安定性を回避し、安定な同期を達成することができる。

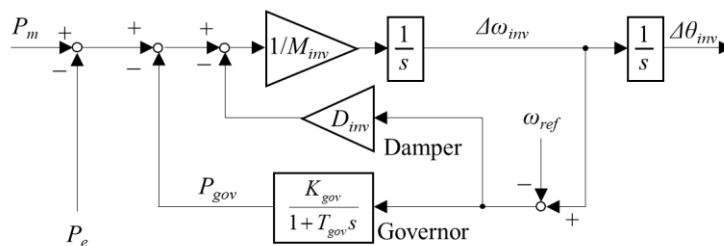


図 1 6 7 同期機モデル

〈最適なシェルの構築〉

シェル部分は、コアの特性がそのままインバータ本体の特性となるように設計する。このため、シェル部分に起因する不安定化要因は排除している。通常的设计では、過電流抑制のためにフィードバックループ内に電流制御系を置き、さら

に GFM インバータ特性を保証するための電圧制御系を構成するが、このような通常のインバータでは、内部ループによる制御系に起因する不安定構造を内在させてしまう。このため、シェルにおいては、コアにおける発電機特性を忠実に発揮できるよう、シェルにおいて内部ループ等の動的要因を極力排除し、シェルの特性がインバータの全体特性に干渉しないよう設計している。

〈SO-SOGI-QSG〉

単相回路では、周波数が ω_0 のとき、三相回路とは異なり瞬時有効電力が $2\omega_0$ で振動する。SSI は有効電力出力 P_e に基づき同期するため、有効電力出力の振動は同期性能を悪化させる。この振動を除去するため、静止座標系を用いた有効電力出力演算を行う。静止座標系において、単相有効電力 P_e は次式で計算される。

$$P_e = \frac{v_\alpha^{grid} i_\alpha^{inv} + v_\beta^{grid} i_\beta^{inv}}{2}$$

ここで、添字 α と β は直交座標変換により計算された α 軸成分と β 軸成分を表す。先行研究において、SOGI-QSG (second order generalized integrator based quadrature signal generation) が採用されている。しかしながら、入力電圧や電流が直流成分や高調波成分を含む場合、SOGI-QSG は演算誤差を生むことがある。さらに、SOGI-QSG のゲインが適切でない場合、設計した SSI の同期機特性が阻害される。設計した同期機特性を SSI に正確に実装するためには、単相有効電力出力 P_e はノイズ等によって阻害されるべきではないため、単相回路用の直交信号を生成するために、図 1 6 8 に示す SO-SOGI-QSG (second order SOGI-QSG) を採用する。

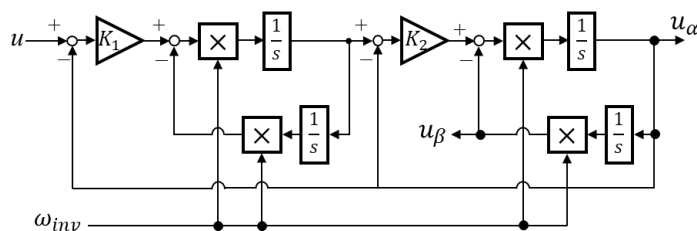


図 1 6 8 SO-SOGI-QSG

《発電機モデル（動揺方程式）》

SSI では、図 1 6 7 に示した同期機 X_d' モデル、ガバナ、および自動電圧調整装置 AVR から成る同期機モデル式群を採用した。

SSI においては回転機の回転エネルギーを系統との間で授受するため、直流リンク部に回転エネルギー分を蓄える小容量の電力貯蔵装置が設置されることを想定している。SSI は動揺方程式を解くことで求めた位相に基づき出力電圧を制御することで、同期機の挙動を模擬し、擬似的な慣性力と同期化力を供給する。

〈自動電圧調整装置（AVR/AQR）〉

電圧・無効電力制御系の制御方式について、従来型の小容量発電機は、系統連系時には無効電力を指令値に制御する AQR 運転により系統に追従し安定性を維持している。一方、大容量発電機は、AVR 運転により系統に無効電力を供給しながら系統電圧を維持する。よって、系統連系運転およびマイクログリッド運転の両者を想定する SSI 制御系には、AVR と AQR の両者を想定した図 1 6 9 の制御系を用いている。提案 SSI は GFM インバータとして設計しており、系統解列時にも単独運転またはマイクログリッド運転にそのまま移行できるように、系統連系時に AQR 運転している。連系時に SSI においてこの運転形態を採用すれば、従来型の同期発電機の AQR 運転と全く同様に系統に同期化力と慣性力を供給することができる。ここで、 Q_{sig} はパラメータであり、運転中に値を変更することができる。開発したシステムでは、単独運転時またはマイクログリッド運転時は AVR 制御を行うことで SSI の自立運転を可

能とする。このため図 1 6 9 の Q_{sig} を 0 または 1 に設定し、電圧制御（AVR 制御）と無効電力制御（AQR 制御）の切替に対応する。

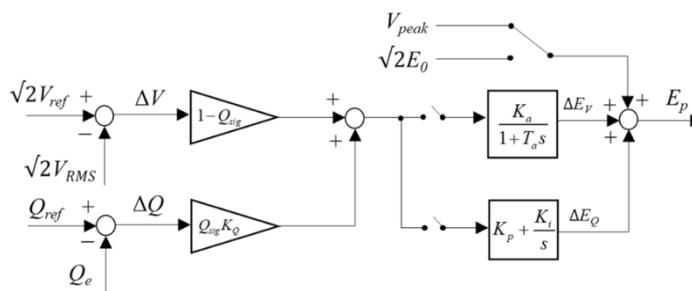


図 1 6 9 AVR/AQR モデル

AVR 運転では、基本的には電圧指令値 V_{ref} は 100V を指令し、単相 100V を安定して出力させる。複数機で協調運転をするためには垂下特性が必要であるため、1 次遅れ系を用いる。一方、AQR 運転は系統連系時あるいはマイクログリッド運転において、グリッド側で電圧が維持されている場合に用いる。この場合、無効電力指令値として $Q_{ref} = 0$ を指令し、比例積分（PI）制御を用いて、無効電力は出力させない。複数機の SSI を連系させて独立形マイクログリッド（オフグリッド）運用を行う際には、AVR 運転により電圧を維持することが必要になる。このとき複数機の SSI が AVR 運転において PI 制御を用いると、SSI 間で干渉し不安定となるので、その際は 1 次遅れ制御を用いる。

図 1 6 9 における V_{RMS} は、実験環境におけるノイズやオフセットの対策により提案された実効値フィルタにより計算された v^{grid} の実効値である。 V_{RMS} は一般的な実効値計算式により計算されるが、正弦波の半周期ごとに計算範囲を変更していく。この場合、最大で T [sec]（約 0.02 秒）の遅れが生じる。

《周波数応答の設計》

SSI の周波数応答は、以下の調速機およびダンピング特性により設定する。これらは図 1 6 7 に組み入れている。

〈一次遅れ調速機モデル〉

GOV は負荷変動により発電機の角速度が増減した場合に、その変化量を回転エネルギーにループさせることにより、角速度を一定の値に維持する周波数安定化装置である。

〈ダンピング特性〉

通常同期発電機には制動巻線が設けられており、これがダンピングとして機能する。今回インバータでも同様の特性を模擬するために発電機の角周波数の変化量に対して、ダンピング係数 D_{inv} をかけることでダンピング出力を得て、動揺を抑制する効果を持たせている。また、インバータ特有の高周波成分を取り除くために、変化量に対してフィルタを設ける機能もある。

【周波数応答・制御機能の実験的検討】

本節では、電力系統を模擬した電源に前節で説明した SSI 実機を接続し、短絡故障等の系統外乱を発生させて、SSI の過渡的な特性を実機実験により検討する。この検討では、実験的に得られたデータ、HIL シミュレーション結果、さらに MATLAB/Simulink を用いた実効値シミュレーション結果を詳細に比較する。そして、この検討に基づき、実効値シミュレーションモデルの妥当性を検証する。

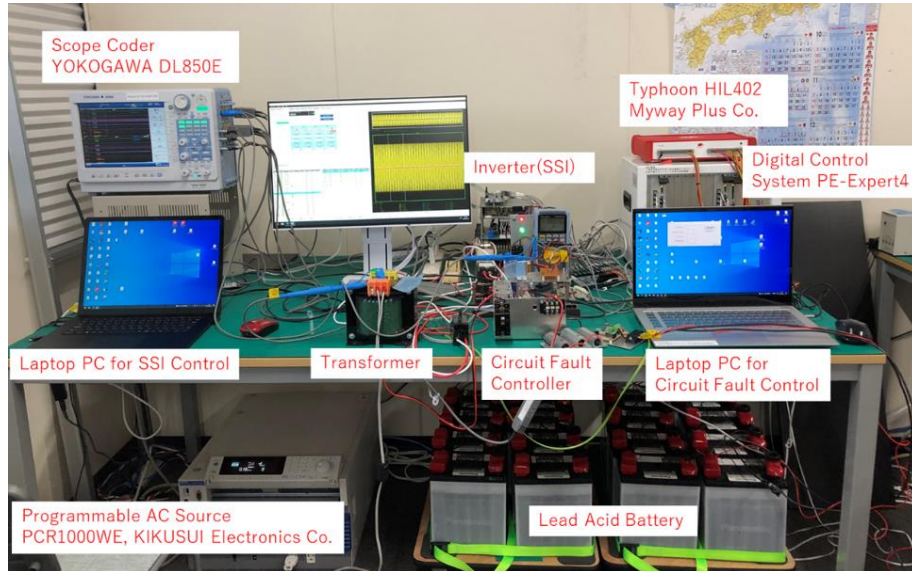


図 170 実験環境

《構築した実験回路》

図 170 に広島大学工学部実験研究棟の実験室環境を、図 171 に構築した実験回路を示す。これは今回実施する実験のために構築したものである。直流電圧源として、鉛蓄電池（12[V]）を 16 台直列に繋いだ（ $V_{dc}=192[V]$ ）。AC リアクトルの出力端にノイズフィルタを挿入して電源ラインのノイズ対策をとっている。交流電源側には系統模擬電源を配置した。

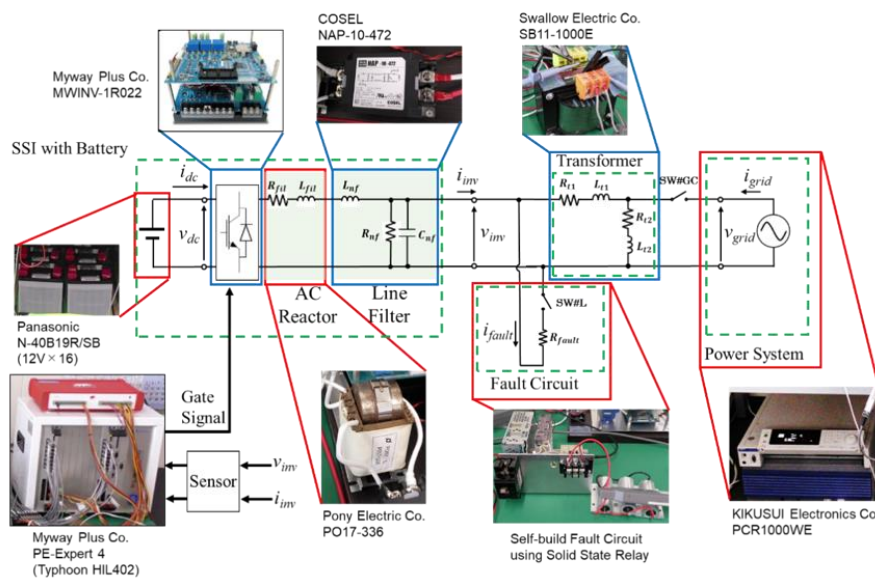


図 171 実験回路

《実験方法》

構築した一機無限大母線系統（図 1 7 1）における各種パラメータを表 48、表 49 に示す。

今回行う実験では、図 1 7 1 に示す実験系統において、時刻 0 秒から定常状態で運転する。そして、時刻 0.4 秒において SW #L を閉じ、故障抵抗を介した外乱（遠方短絡事故を模擬）を発生させる。故障は時刻 0.5 秒まで 0.1 秒間継続し、その後事故が除去されたケースを想定する。故障発生・除去のタイミング（位相条件）としては、独自に作成した故障発生回路を用いて SSI 出力端の端子電圧 v_{inv} の直近のゼロクロスから SW を ON するまでの角度を設定する。故障抵抗については、実験で SSI が過電流を検出して停止しないよう設定を行った。

表 48 実験機器のパラメータ

| Parameters | Values |
|-------------|---------|
| R_{fil} | 0.48Ω |
| L_{fil} | 10mH |
| L_{nf} | 1.4mH |
| R_{nf} | 470kΩ |
| C_{nf} | 0.95μF |
| R_{fault} | 100/3Ω |
| R_{t1} | 0.86Ω |
| L_{t1} | 1.36mH |
| R_{t2} | 43.4Ω |
| L_{t2} | 516.1mH |

表 49 SSI 制御系パラメータ

| Parameters | Values |
|--------------------------------|--------|
| M | 1 |
| P_m [W] | 0 |
| ω_{ref} | 2π60 |
| D [Simulink, HIL] | 100 |
| D [Experimental] | 50 |
| V_{ref} | 100 |
| Q_{ref} | 0 |
| Q_{sig} ("0": AQR, "1": AVR) | 1 |
| SW condition ("0"=1L, "1"=PI) | 1 |
| K_p | 0 |
| K_i | 5 |
| K_o | 0.05 |

《位相条件を考慮した実機実験》

一般に故障発生のタイミング（位相条件）がその後の過渡現象に影響する可能性があると考えられたため、故障発生位相を 10°毎に変化させて過渡現象を調べた。比較内容としては、まず故障発生タイミング毎の過渡状態における最大有効電力とその発生時刻について定量的な評価を行う。そして波形による比較から過渡現象への影響を調べた。これらの実験結果から得られた結論としては、「実効値解析を行う際には故障の位相条件は無視できる」という点である。詳細な実験結果をとりまとめたものを表 50 に示す。同表から、故障発生位相角は、故障後の過渡波形における電力 P_e の最大値やその発生時刻に殆ど影響していないことが観察される。

表 50 故障発生タイミング毎の最大有効電力とその発生時刻

| 故障位相角[°](※) | Time [sec] | 故障発生後経過時間 | P_e [W] (RMS) 最大値 |
|-------------|------------|-----------|---------------------|
| 0 | 0.4160 | 0.0160 | 50.51 |
| 10 | 0.4158 | 0.0158 | 52.73 |
| 20 | 0.4153 | 0.0153 | 52.61 |
| 30 | 0.4147 | 0.0147 | 50.40 |
| 40 | 0.4142 | 0.0142 | 49.65 |
| 50 | 0.4136 | 0.0136 | 48.08 |
| 60 | 0.4133 | 0.0133 | 50.79 |
| 70 | 0.4123 | 0.0123 | 45.30 |
| 80 | 0.4205 | 0.0205 | 45.97 |
| 90 | 0.4201 | 0.0201 | 47.06 |
| 100 | 0.4197 | 0.0197 | 48.74 |
| 110 | 0.4194 | 0.0194 | 50.24 |
| 120 | 0.4189 | 0.0189 | 50.08 |
| 130 | 0.4186 | 0.0186 | 51.69 |
| 140 | 0.4179 | 0.0179 | 52.02 |
| 150 | 0.4177 | 0.0177 | 52.68 |
| 160 | 0.4173 | 0.0173 | 53.06 |
| 170 | 0.4167 | 0.0167 | 53.70 |
| 180 | 0.4161 | 0.0161 | 51.93 |

※ゼロクロスからの故障発生タイミング（位相条件）

《実験・HIL・実効値シミュレーションの比較》

前節での主張をここではさらに詳細に検討する。まず、実機実験および HIL における有効電力値 P_e のレスポンスの遅れについて検討する。実機実験および HIL において計測値（瞬時値）より実効値を求める過程での SO-SOGI-QSG フィルタと以下の式で算出した有効電力の実効値（平均値）には遅れが存在すると考えられる。これは、2 倍周波数で変動する単相電力の 1 周期分 T の遅れが必然的に混入するためである。

$$P_e = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t (i_{inv}(t) * v_{inv}(t)) dt, \quad T = \frac{1}{2 * 60}$$

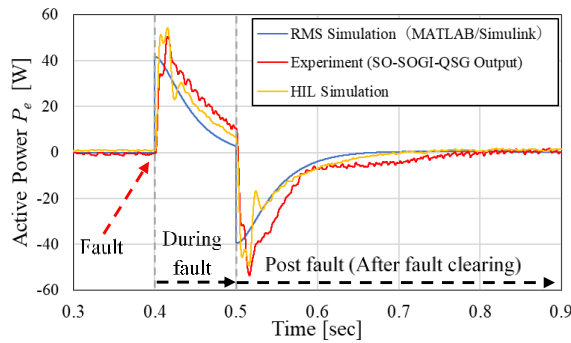
$$\cong \frac{1}{T} * \sum_{n=t-T}^t \left(\frac{1}{2}\right) * \Delta t * (P_{e_{n+\Delta t}} - P_{e_n}), \quad \Delta t = 0.00002$$

位相条件としては、実機は 0°と 90°、HIL は約 9°となっており、実機実験・HIL・実効値シミュレーションの 3 者を比較する。

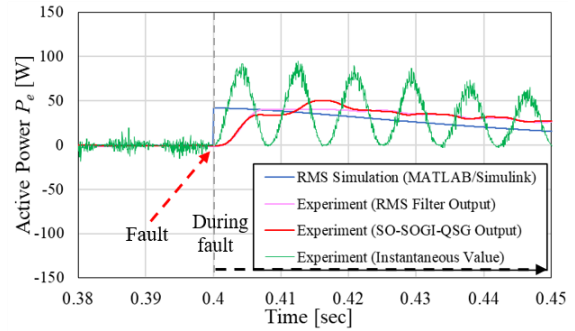
結果より、瞬時波形を観察すると故障発生後には SSI から遅れなく瞬時電力が供給されていることが確認できる。言い換えれば SO-SOGI-QSG フィルタと計算にて算出した有効電力の実効値（平均値）には遅れが存在するが、実機においては遅れのない瞬時電力が供給されていることがわかる。これは SO-SOGI-QSG フィルタでの計測値がフィードバック制御される前に、GFM インバータの定電圧源としての内部電圧から系統側条件に応じて、瞬時にキルヒホッフの法則に基づく電流と電力が供給されるためである。フィルタでの演算遅れを考慮していない実効値モデルでは、むしろこの実機 SSI の特性を正確に表現していると結論できる。

図 1 7 2 (a)および図 1 7 3 (a)において、有効電力 P_e （実効値）が全て概ね近い値となっていることが確認できた。差異については、実機では使用しているノイズ対策用素子などの影響があり、実効値シミュレーションではこれらを考慮していないこと等の要因がある。

以上の検討を通して、実効値解析の有効性が示せたと言える。なお、報告書においては、故障発生位相を 10°毎に変化させて観測した過渡現象の様子なども列挙している。



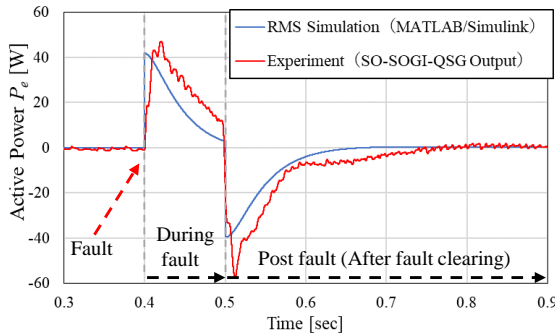
(a) Active Power P_e of SSI[W] (Mean Values)



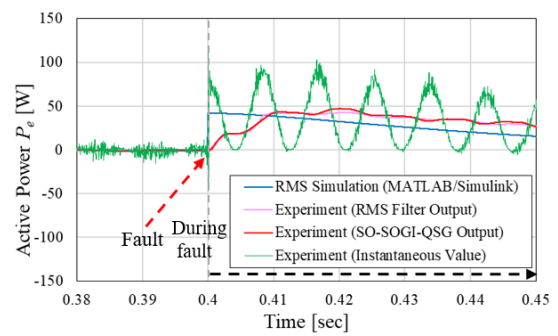
(b) Active Power P_e of SSI[W]

図 1 7 2 実機とシミュレーションの比較結果 (ゼロクロス点 (0°) における故障発生)

※HIL の結果については、位相条件を考慮できず約 9°での故障発生となっている。



(a) Active Power P_e of SSI[W] (Mean Values)



(b) Active Power P_e of SSI[W]

図 1 7 3 実機とシミュレーションの比較結果 (90°における故障発生)

【SSI を考慮した電力系統の実効値解析シミュレーションモデル】

本節では、これまでの検討で有効性を明らかにした SSI の実効値解析モデルを用いて、電力システムの安定性解析のためのシミュレーションツールを構築する。構築した解析ツールは、従来型の電力系統の実効値解析モデルに前節の SSI 実効値解析モデルを組み合わせたものである。ここで、低圧単相配電線に接続する GFM インバータとして開発した SSI は、任意の複数の 3 相負荷母線に平衡して配置するケースを想定し、多数の SSI を発電機の等価縮約法を用いて、負荷母線毎に 1 台の 3 相機器として集約する。一方、電力系統の発電機表現は簡略モデルによるものであり、将来的にはモデルの拡張が必要であるが、過渡安定度解析等で広く用いられるモデルである。よって、本節で述べる電力系統の解析ツールは、SSI の導入効果を概略的に検討するためには、十分に妥当なモデルと考えられる。

《SSI モデルと発電機モデルの概要》

提案する実効値解析モデルは図 1 7 4 のように SSI および発電機モデルとネットワークモデルより構成され、同期コントローラ、AVR/AQR などの提案制御系を実装した SSI と発電機モデルを MATLAB/Simulink モデルとして設計した。SSI と発電機部分を以降、SSI 発電機モデルと呼ぶこととする。

従来型発電機は、 X_d' 発電機モデルに 1 次遅れの AVR およびガバナ制御系を付加した簡略モデルで表現した。詳細検討には必ずしも十分とは言えないが、系統全体の本質的な特性を把握するためには信頼性が担保されている表現方法である。SSI についても、先に詳述したようにコア部分には、このモデルを概ねそのまま用いている。

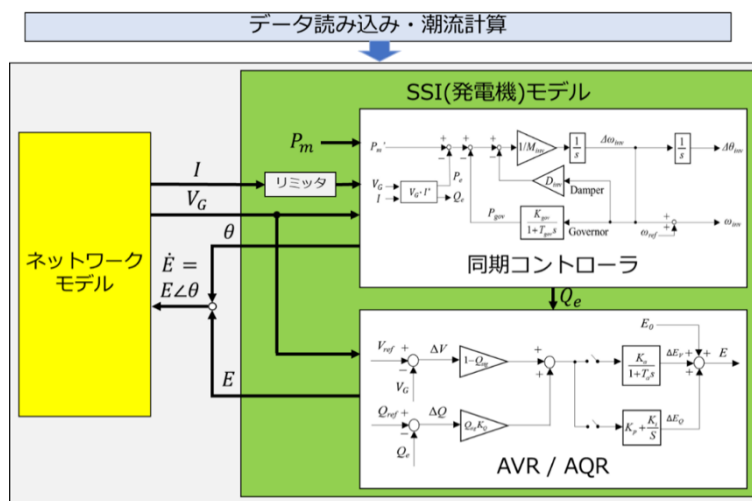


図 174 実効値解析モデル全体概要

ネットワークモデルは、系統全体のインピーダンスより系統内の各 SSI と発電機に流れる電流、電圧を計算する。SSI 発電機モデルは SSI と発電機および両者の各種制御系をモデル化している。なお、SSI と発電機は細部に関しては異なるモデルを用いているが、慣性定数など各種パラメータを設定することで SSI としても大規模な同期発電機としても模擬できるように設計している。

この SSI 発電機モデルは実機実験により特性評価を行い、モデルとしての妥当性を検証した。概ね回転型同期発電機モデルと等価であるが、SSI モデルにおいては、以下の点異なる。

- ・ 発電機インピーダンスに相当する Z_G としては、実機の単相フルブリッジインバータに用いるフィルタのインピーダンスを用いる。
- ・ 実機におけるガバナおよび AVR の遅れは機器構造上発生するものであるが、インバータにおいてはノイズ除去と制御性向上の両面で活用するため、若干フィードバック構造を変えている。
- ・ インバータにおいては厳格な電流上限が存在する。過電流抑制方式については、様々な方式が存在するが、ここでは電流リミッタを用いて模擬している。ただし、ここでの検討においては電流リミッタの上限は設定しない。

SSI は単相配電線の低圧需要家に設置することが想定されるが、SSI を 3 相構成にして高圧配電線に配置することも可能である。ここでの検討では、3 相不平衡が生じないよう低圧配電線に均一に配置された状況を想定する。

《太陽光発電 (PV) の表現方法》

負荷母線には負荷と従来型インバータ (R-INV) と SSI が並列して接続されていると想定する (図 175 参照)。SSI は単相配電線に配置されるが、高圧側で不平衡が生じないよう均等に配置されるものと仮定する。すなわち、同一の負荷母線に接続された多数の SSI は変圧器インピーダンスを介して等価的に 1 機の 3 相 SSI として集約して模擬する。

なお、提案している実効値解析モデルと過渡安定度解析ツールの計算結果は一致している。また、過渡安定度解析ツールと電力中央研究所の Y 法との比較検証も実施しており、同一の結果が得られることを確認している。

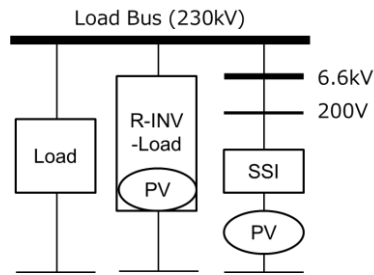


図 1 7 5 負荷、従来型インバータ、PV、SSI の導入方法

【多機系統における周波数安定性の解析】

《周波数安定性の評価方法》

ここでは、図 1 7 6 の 3 機 9 母線系統（Anderson-Fouad(AF) 9-bus、以降 AF9 と呼ぶ）および IEEE 9-bus system モデル（一部改変）を用いて、電力系統の安定性解析を行う。両者は全く同じ系統構成であるが、発電機のパラメータが大きく異なる。ただし、スペースの都合上 IEEE 9-bus system モデルに対する結果は省略している。

ここでは、開発したシミュレーション解析ツールを用いて、将来系統における SSI の導入効果を検討する。外乱として発電機脱落を想定し、そのときの周波数安定性（初期 RoCoF、Nadir）を評価する。

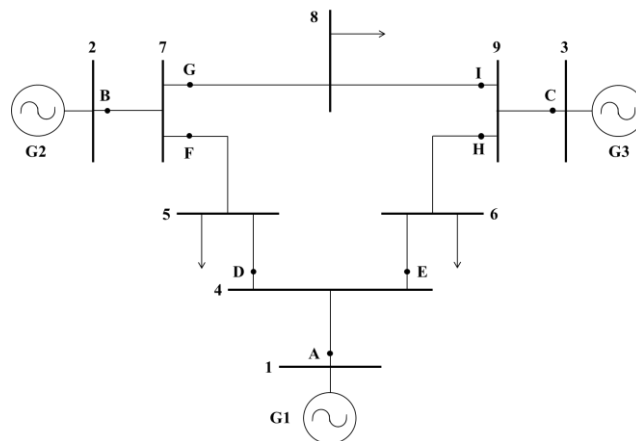


図 1 7 6 AF9 モデル系統図

《発電機脱落》

ここでは発電機 G1 が複数ユニットで構成されているものとし、その一部が脱落する状況を想定する。そして、脱落後の周波数安定性をシミュレーションにより調べる。周波数安定性は、系統全体の慣性中心周波数を算出し、周波数変化の傾きである初期 RoCoF および Nadir により評価する。初期 RoCoF には擾乱開始から 0.1[sec]までの変化率を採用している。Nadir は擾乱後に現れる 60[Hz]との最大偏差とする。

《既存発電機の出力低下の想定方法》

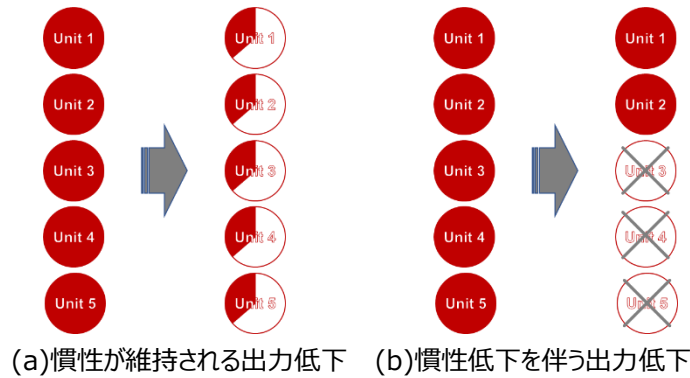


図 1 7 7 PV 導入による既存発電機出力低下模擬

PV の導入に伴い既存発電機の出力を低下させる際には、発電機群の出力を単に低下させる場合（慣性が維持される出力低下）と、発電機が複数ユニットで構成され一部が解列されたとみなす場合（慣性低下を伴う出力低下）が想定される。図 1 7 7 にて、1 つの発電機群に 5 ユニットの発電機が存在し、出力を 60%低下させる例を示す。前者（図 1 7 7 (a)）の場合、発電機 5 台全ての出力を 40%で運転を行っていると考え。後者（図 1 7 7 (b)）の場合、発電機 5 台中 3 台を停止させ、2 台で運転を行っていると考え。これらと比較したとき後者の場合には慣性が低下するため、前者に比べ厳しい条件になる。今回の検討ではより厳しい条件である後者を採用する。

【AF9 における周波数安定性シミュレーション】

《AF9 でのケース設定》

AF 9 の発電機および系統パラメータは、文献 (Paul M. Anderson and A. A. Fouad, "Power System Control and Stability," Iowa State University Press (1977)) のままである。ただし、開発手法においては、AVR とガバナについて 1 次遅れ系で簡略模擬している。SSI のパラメータは、系統末端に大量導入されることを想定した上で、定格容量 1 kVA のインバータを想定して設定した。

評価する運用状態としては、例題系統のオリジナル潮流断面を基準状態 (Case 1) と考え、図 1 7 6 の 5 番母線に PV および SSI を導入していく。このとき表 51 に示すように、PV が全発電量の 60[%]設置される状況において、PV 全てに従来型インバータを用いるケース (Case 2)、PV の半分に SSI を用いるケース (Case 3 : 30[%]導入ケース)、PV 全てに SSI を設置する場合 (Case 4 : 60[%]導入ケース)を想定する。ただし、SSI は末端の低圧配電系統への導入を前提とし、接続母線から SSI 設置点までの配電線インピーダンスも考慮する。

AF9 系統においては、発電機 G1 は 2 ユニットでの並行運転中であり、そのうち 1 ユニットが 0 [sec]時点で脱落する状況を想定する。また、PV の増加に伴う既存発電機の出力低下に際しては、すべて「慣性低下を伴う出力低下」としてシミュレーションを実施した。

表 51 AF9 におけるケース設定

| Cases | 発電機総出力割合 [%] | PV 総出力割合 [%] | |
|--------|--------------|--------------|------|
| | (G1+G2+G3) | 従来型インバータ | SSIs |
| Case 1 | 100 | 0 | 0 |
| Case 2 | 40 | 60 | 0 |
| Case 3 | | 30 | 30 |
| Case 4 | | 0 | 60 |

《AF9 での周波数安定性シミュレーション結果》

図 1 7 8 に慣性中心周波数を示し、そこから読み取った特性指標値を図 1 7 9 に示した。これより SSI の導入効果を定量的に把握することができる。PV 導入前の Case 1 では周波数変化は小さいが、PV 導入後の Case 2 では周波数変動が非常に大きくなっている。ここに SSI を導入した Case 3 ではかなり改善効果が見られ、さらに SSI を導入した Case 4 では PV 導入前と同程度あるいはそれ以上に周波数変動が改善している。

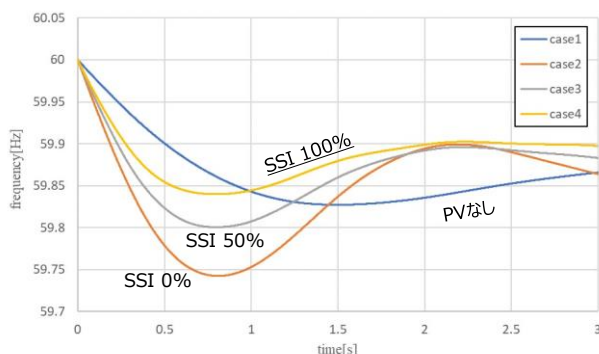


図 1 7 8 慣性中心周波数波形 (AF9)

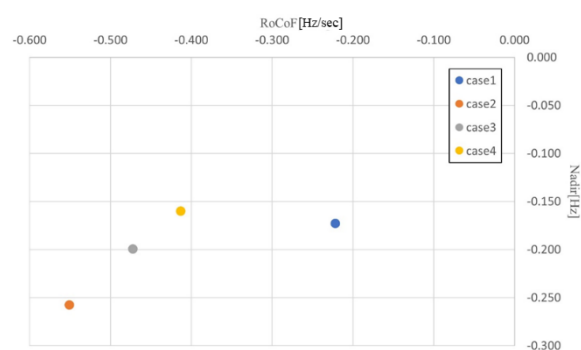


図 1 7 9 RoCoF-Nadir プロット (AF9)

※なお、IEEE 9-bus system モデルにおいても同様の検討を行い、同じく SSI の効果を確認している。

【GFM インバータのまとめ】

本節では、革新的な周波数応答・制御技術として、GFM インバータのうち VSM 方式を対象に検討した内容について報告した。具体的には、以下のとおりである。

- (1) 広島大学にて提案済みの VSM 方式である SSI を対象として、動揺方程式に基づく同期コントローラ、電圧制御、周波数制御等の基本機能を検討した。
- (2) NIC と命名した独自設計手法により、具体的に制御アルゴリズムの改良やノイズ対策等を実施し、GFM インバータとしての完成度を高めた。
- (3) 電力システムを模擬した実験回路や、故障位相条件を正確に再現するための故障発生回路などを整備し、実験用実機に SSI 制御アルゴリズムを搭載することで評価試験環境を構築した。
- (4) 実機実験の結果と HIL シミュレーションとを比較しながら、SSI のモデルおよび制御アルゴリズムの評価・検討を実施し、GFM インバータとしての機能を検証した。ここでは故障位相条件による過渡的な振る舞いの違いについても詳細に検討し、「故障直後からの過渡状態において故障位相条件は実効値レベルでは殆ど影響しない」など、実効値解析を行う際の有用な結果も得られた。
- (5) 実験によって裏付けられた動作を模擬する実効値モデル、およびこれを含む実効値シミュレーションツールを開発し、検証を行った。ここでは実機実験・HIL・実効値シミュレーションの間の 3 者比較により、詳細な検討を実施した。結果、ノイズ対策素子の影響や有効電力の算出に必要なフィルタ演算遅れなどによる違いがあるように見えるが、実際には故障発生時に遅れのない瞬時電力が SSI から供給されていることを確認した。開発した実効値モデルはこれらの影響を考慮しておらず、むしろ実機 SSI の特性を正確に表現しているということが判明した。
- (6) 3 機 9 母線電力システムを例題として、具体的に周波数安定性に対する実効値シミュレーションを実施し、SSI の導入による周波数安定性の改善効果を定量的に検討した。RoCoF および Nadir の改善に着目して VSM

方式 GFM インバータの周波数安定化効果を評価した結果、SSI の導入割合が増えるにつれて大幅な改善が見られ、最終的に SSI を大量導入した際には極めて大きな周波数安定化効果が確認された。

系統モデル縮約技術検討では、慣性低下対策 PCS が多数設置された配電系統を対象とした縮約技術を開発した。ここでの開発の目的は、縮約非対象系統(主系統)と対象系統との連系点(縮約点)の電圧振幅・周波数が変化した場合に、連系点有効電力・無効電力潮流 (P、Q) を精度よく再現することである。本パートで開発した縮約手法の概要を図 180 に示す。提案手法は次の 3 つの手順で構成されている。

(1) 系統構成要素の数式モデル化

慣性低下対策 PCS の構成要素である自励式インバータ、制御システム、連系用ローパスフィルタ(LPF)の特性を考慮しながら、慣性低下対策 PCS の連系点電圧から出力電流までの伝達関数を求める。また、系統に接続連系している負荷についても、まず定電力負荷、定電流負荷、定電力負荷の組み合わせで構成される三相 ZIP-Load としてモデル化し、負荷の連系点電圧から流入電流までの伝達関数形式を求める。これらの伝達関数を慣性低下対策 PCS ならびに負荷の数式モデルと呼ぶ(図 180 (a)→(b))。

(2) 系統の上流インピーダンスとの合成

負荷や慣性低下対策 PCS が接続する変圧器、電線路などの上流インピーダンスと各慣性低下対策 PCS、需要の数式モデルを合成する。本研究では合成モデルと呼ぶ(図 180 (b)→(c))。

(3) 数式モデルの集約

複数の系統構成要素が連系するバスにおいて、(2)で求めた各系統構成要素の合成モデル同士をパデ近似や Routh 近似を用いて集約する(図 180 (c)→(d))。

この(1)~(3)の計算を、対象系統内の全ての系統構成要素が縮約されるまで繰り返す(図 180 (d)→(f))。

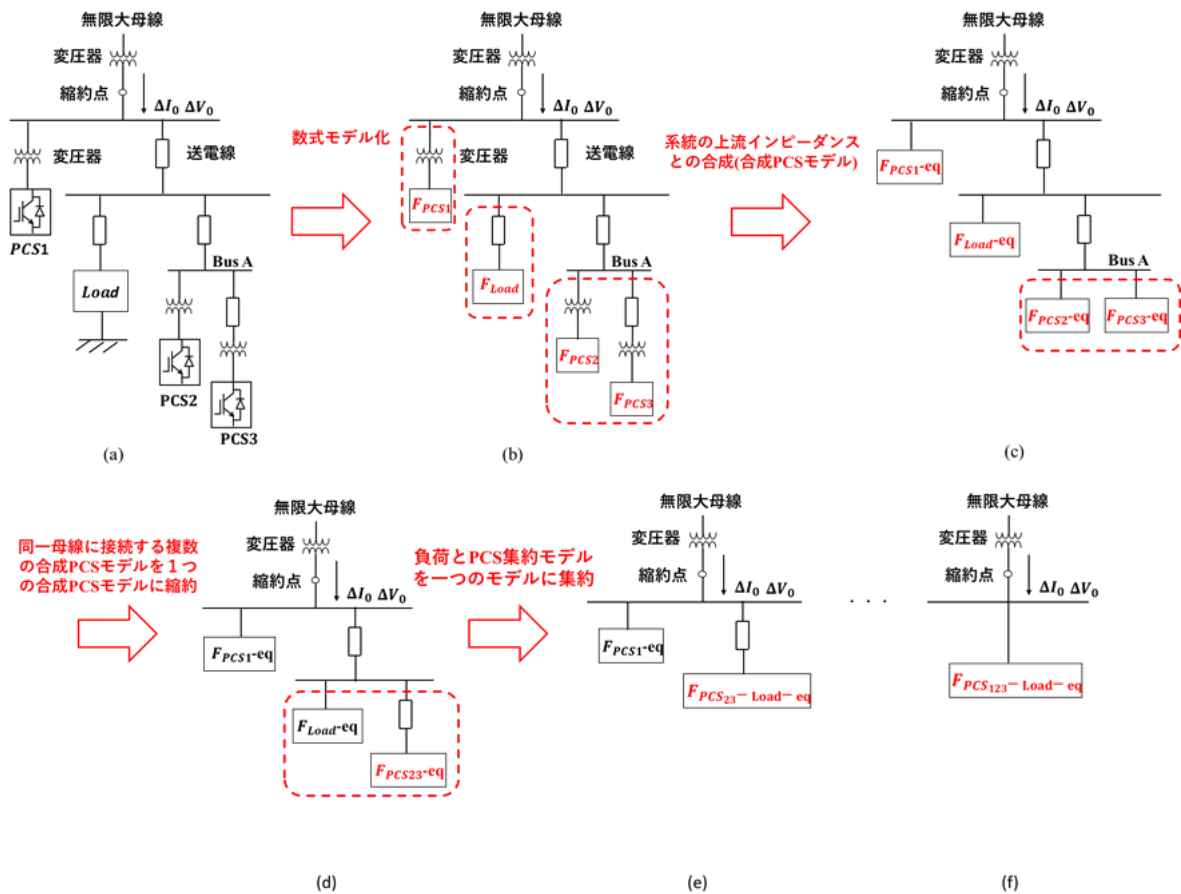


図 180 開発した提案する縮約手法の概要

本事業では縮約対象の慣性低下対策 PCS を、周波数 Droop 方式の GFL インバータ、シングルループ型の Droop 方式 GFM インバータ、マルチループ型の Droop 方式 GFM インバータとした。

周波数 Droop 方式の GFL インバータの主回路構成として図 181 に示すように PWM 制御される自励式インバータが LC-LPF を介して低圧連系している状況を想定した。周波数 Droop 方式の GFL インバータは図 182 に示す周波数 Droop 特性に従って有効電力出力を調整する。すなわち、周波数低下時（上昇時）にはその変動量に応じて出力を増加（減少）させる。なお定格周波数における有効電力出力指令は、GFL インバータの基準出力(P_0)に相当する。なお、GFL インバータの系統サポート機能のもう一つの主要な機能である、インバータの連系点(PCC : Point of Common Coupling)電圧に応じて無効電力を制御する Volt-Var 制御について今回は考えていない。以上の制御を実現可能な制御システムを図 183 に示す。なお、図中の変数の右肩に付した「*」は、当該変数が目標値であり、添え字 Δ は定常状態からの偏差であることを表している。

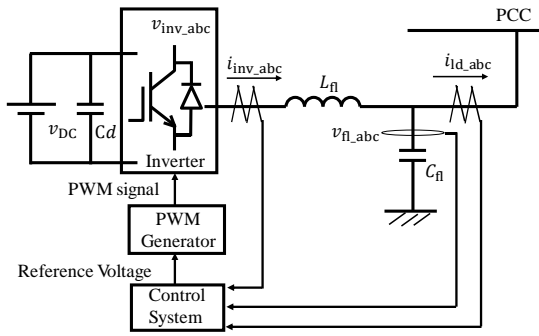


図 1 8 1 想定する GFL インバータ

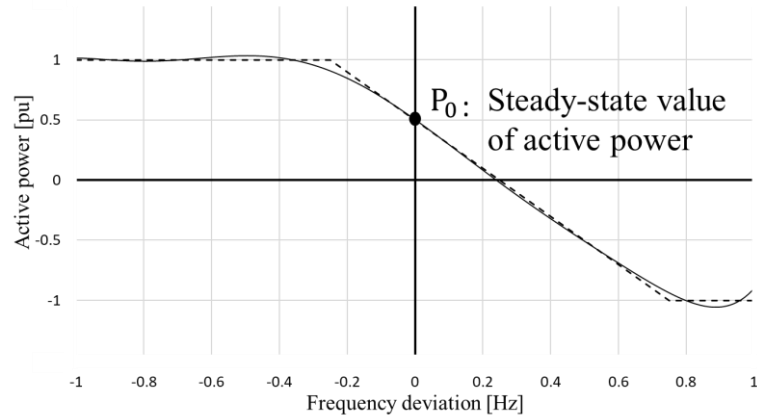


図 1 8 2 周波数 Droop 特性曲線(実線)とその多項式近似曲線(点線)

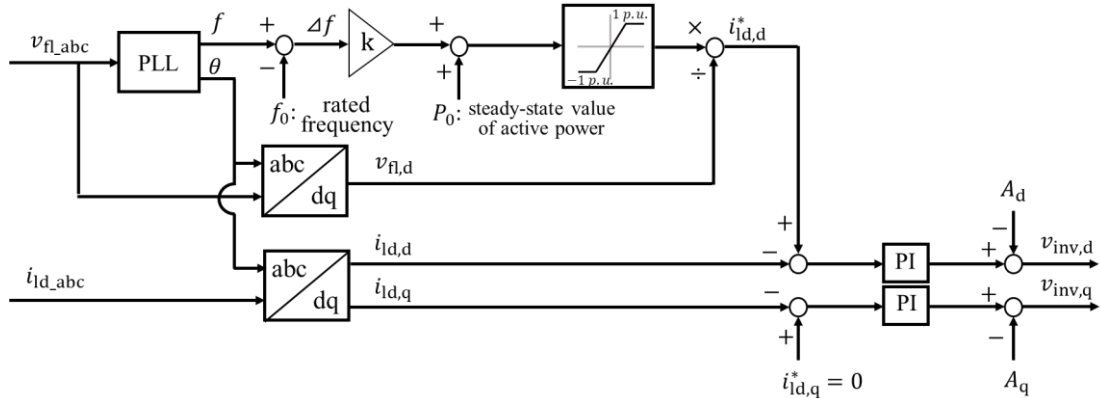


図 1 8 3 周波数 Droop 機能を有する GFL インバータの制御システム

図 1 8 1 の回路における LC-LPF の電圧方程式と図 1 8 3 の制御システムをラプラス変換し、整理することで周波数と連系点電圧から連系点電流への伝達関数を導出できる。得られる伝達関数は以下のような形式で表現できる。

$$\Delta I_{ld,d} = G_{vfl,d} \Delta V_{fl,d} + G_{I^*,d} \Delta I^* \quad (2-2-1)$$

$$\Delta I_{ld,q} = G_{vfl,q} \Delta V_{fl,q} \quad (2-2-2)$$

上式において、 $G_{vfl,d}$ 、 $G_{vfl,q}$ 、 $G_{I^*,d}$ ：各入力に関する伝達関数、 ΔI^* ：周波数変動から算出される負荷電流指令値(図 1 8 2 内点線)であり、最終値の定理により定常的な挙動に影響を与えない初期値依存項は除外している。

ΔI^* は図 1 8 2 の破線のように、リミッタによりインバータの容量で制限される。本研究では、このリミッタの取り扱いについて 2 種類のアプローチを検討しているが、そのうちの一つは、リミッタの特性を多項式近似により表現するものである。多項式近似においては、定常状態では GFL インバータの基準出力(P_0)を指令値としなければならない。すなわち図 1 8 2 における切片は P_0 とする。リミッタ特性(図 1 8 2 の実線)が奇関数であることを留意しつつ、7 次の多項式で近似させる場合、負荷電流指令値は次式のように表す。

$$i_{ld,d}^* = \frac{P_0}{v_{fl,d}} + k_1 \Delta f + k_2 \Delta f^2 + k_3 \Delta f^3 + k_4 \Delta f^4 + k_5 \Delta f^5 + k_6 \Delta f^6 + k_7 \Delta f^7 \quad (2-2-3)$$

上式において、 $k_1 \dots k_7$ は各項の係数である。この式を用いると $\Delta I_{ld,d}$ の伝達関数は以下のような形式となる。

$$\begin{aligned} \Delta I_{ld,d} = & G_{vfl,d} \Delta V_{fl,d} + G_{F1,d} \Delta F + G_{F2,d} \Delta F^2 + G_{F3,d} \Delta F^3 + G_{F4,d} \Delta F^4 \\ & + G_{F5,d} \Delta F^5 + G_{F6,d} \Delta F^6 + G_{F7,d} \Delta F^7 \end{aligned} \quad (2-2-4)$$

上式において $G_{F1,d} \dots G_{F7,d}$ ：各入力に関する伝達関数である。

数式モデル化を試みる GFM インバータの主回路構成として、図 1 8 4 に示すように PWM 制御される自励式インバータが LCL-LPF を介して低圧連系している状況を想定した。図 1 8 5 にシングルループ型の Droop 方式 GFM インバータの制御システムを示す。図 1 8 5 に示すように、コントローラは PCC 電圧 v_{fl} と出力電流 i_{ld} を測定し、有効電力 P 、無効電力 Q 、インバータ内部電圧 v_{mag} の大きさを計算する。有効電力 P は LPF を通過し、インバータ内部電圧の内部位相角 θ_{inv} の算出に使用される。LPF は GFM インバータの擬似慣性提供に作用する。瞬时无効電力 Q は基準インバータ内部電圧 $v_{inv,d}$ の大きさを算出するために使用される。図 1 8 5 において、 P_m 、 Q_m は LPF 通過後の有効電力、無効電力、 m_p は $P - \omega$ Droop 特性、 m_q は $Q - V$ Droop 特性、 v_b は GFM インバータ接続点 (POC) 電圧、 v_{set} は定常時の電圧設定値、 ω_c は LPF のカットオフ周波数、 K_{inv} は積分コントローラの積分ゲインである。

マルチループ型の Droop 方式 GFM インバータの制御システムを図 1 8 6 に示す。このコントローラには、 $P - \omega$ Droop、 $Q - V$ Droop、電圧・電流制御ループが含まれる。コントローラは PCC 電圧 v_{fl} 、負荷電流 i_{ld} 、インバータ出力電流 i_{inv} を測定する。基準 PCC d 軸電圧 $v_{fl,d}^*$ は $Q - V$ Droop 制御により算出される。また、電圧制御ループには、外乱の影響を抑制するためのフィードフォワード制御も含まれている。電圧制御ループの出力 $i_{inv,d}^*$ と $i_{inv,q}^*$ は電流ループの基準電流である。電流制御ループの出力 $v_{inv,d}^*$ と $v_{inv,q}^*$ は PWM 制御のための基準電圧である。また、電圧制御と電流制御では非干渉制御を含む。このように、電圧制御ループと電流制御ループが適切に設計されていれば、コントローラは PCC 電圧 v_{fl} をほぼ制御可能な電圧源として動作させられる。図 1 8 6 において、 ω_{inv} はコントローラで計算される角周波数、 θ_{inv} は ω_{inv} を積分して得られる位相である。なお、シングルループ型、マルチループ型ともに出力リミッタは考慮していない。

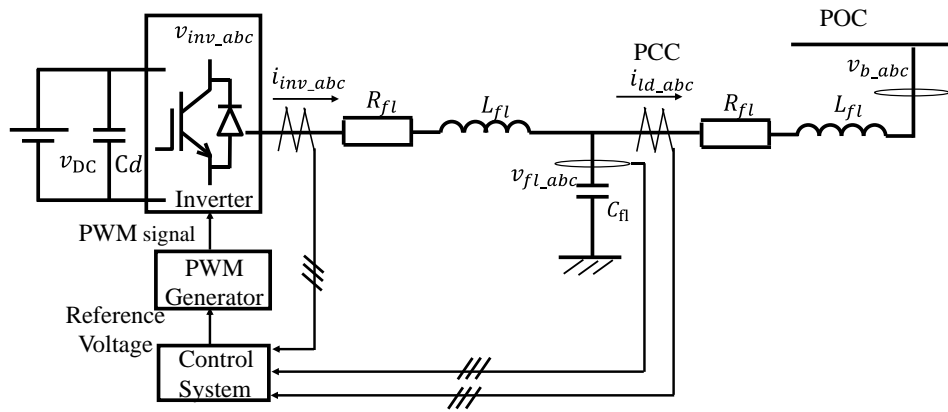


図 1 8 4 想定する GFM インバータの回路構成

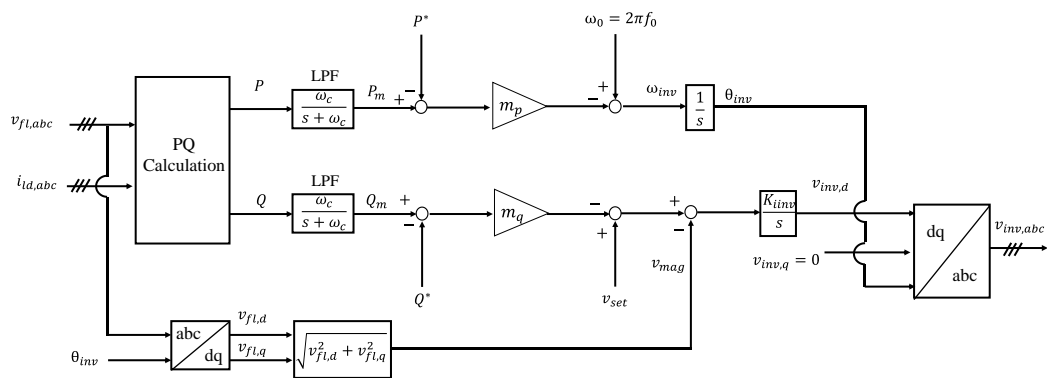


図 1 8 5 シングルループ型の Droop 方式 GFM インバータの制御システム

出所) W. Du et al., "A Comparative Study of Two Widely Used Grid-Forming Droop Controls on Microgrid Small-Signal Stability," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 8, no. 2, pp. 963-975, June 2020 より作成

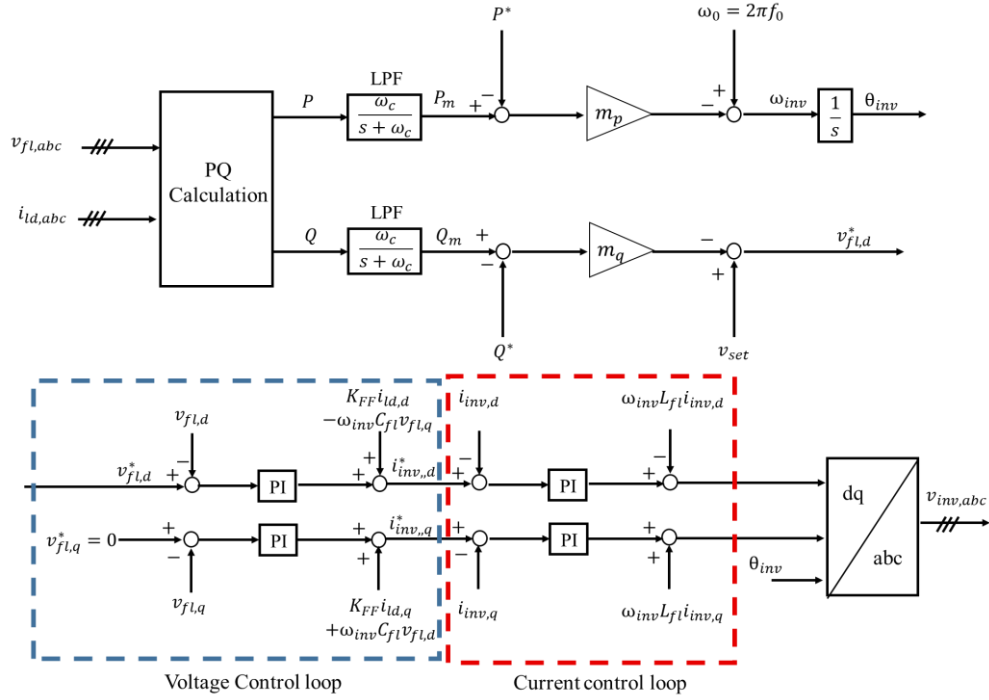


図 1 8 6 マルチループ型の Droop 方式 GFM インバータの制御システム

出所) Iraklis P. Nikolakakos, H. H. Zeineldin, Mohamed Shawky El-Moursi, and James L. Kirtley, Jr. "Reduced-Order Model for Inter-Inverter Oscillations in Islanded Droop-Controlled Microgrids", in IEEE Transactions on smart grid, vol. 9, no. 5, pp. 4953-4963, September 2018 より作成

GFL インバータと異なり、一般的に GFM インバータは PLL を用いず、制御システム内で保持する位相 θ_{inv} を基準として d-q 変換を行っている。一方、LPF 部分の回路方程式は PCC 電圧を基準とする d-q 軸成分で表現されている。そのため、両者の数式モデルを連結するために、LPF 部分の回路方程式における d-q 軸成分を次式を用いて、連系点電圧基準の d-q 軸成分に変換する。

$$\begin{pmatrix} X_D \\ X_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\theta_{inv-grid} & -\sin\theta_{inv-grid} \\ \sin\theta_{inv-grid} & \cos\theta_{inv-grid} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_d \\ X_q \end{pmatrix} \approx \begin{pmatrix} 1 & -\theta_{inv-grid} \\ \theta_{inv-grid} & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_d \\ X_q \end{pmatrix} \quad (2-2-5)$$

上式において添え字 d, q はコントローラで計算された位相基準で変換された変数の d-q 軸成分、添え字 D, Q は PCC 電圧位相基準で変換された変数の d-q 軸成分であることを示している。また、 $\theta_{inv-grid}$ は GFM インバータのコントローラで計算された基準フレームと PCC 電圧位相基準フレーム間の位相差である。

LPF 部分の回路方程式、制御システムの関係式、上記の回転行列式をラプラス変換して組み合わせ、線形化処理を施すことで、周波数と連系点電圧から連系点電流への伝達関数が次のように求められる。

$$\Delta I_{d,d} = G_{vfd,d} \Delta V_{f,d} + G_{vflq,d} \Delta V_{f,q} + G_{f,d} \Delta F \quad (2-2-6)$$

$$\Delta I_{d,q} = G_{vfd,q} \Delta V_{f,d} + G_{vflq,q} \Delta V_{f,q} + G_{f,q} \Delta F \quad (2-2-7)$$

なお、 $G_{vflq,d}$ 、 $G_{f,d}$ 、 $G_{vfd,q}$ 、 $G_{f,q}$ は各入力に関する伝達関数である。

慣性低下対策 PCS や ZIP 負荷の数式モデルは上流のインピーダンスと合成される。それにより、各要素の数式モデルは各要素の連系点の電圧と連系点に流れる電流の関係式から、インピーダンス通過後(上流側)の地点の電圧からその地点に流れる電流の関係式へと変換される。このように各要素の数式モデルと上流のインピーダンスとの合成をボトムアップ式に行くと、同一のバスに複数の合成モデルが並列に接続された状態になる。この複数の合成モデルを、一つの伝達関数に集約する。本研究では複数の伝達関数の集約法を3つ開発した。

一つ目は、パデ近似を用いた集約法である。この手法は集約対象の伝達関数をパデ近似を用いて、多項式に変換し、全ての等価多項式を足し合わせ、再度パデ近似を用いて所望の次数の伝達関数に変換する手法である。

二つ目は、Routh 近似を用いた手法である。この手法は集約対象の伝達関数を足し合わせ、その集約伝達関数をラウス近似を用いて、所望の次数に下げる手法である。

三つ目は、集約対象の伝達関数の各インパルス応答エネルギーを算出し、全インパルス応答エネルギーの合計における各伝達関数が占める割合から、集約伝達関数の次数の中で各伝達関数が請け負う次数を決定し、その次元まで Routh 近似を用いて次数下げした後、全ての近似伝達関数を足し合わせる手法である。

変圧器と電線路を介して高電圧バスに連系された GFL インバータを複数含むシステムモデル (図 1 8 7) を縮約対象として高電圧バスの潮流を解析し、上記の三つの手法の精度を検証した。精度検証のため、各 GFL インバータを PWM によるスイッチング動作までを詳細に模擬したモデル (以下、詳細モデル) についても解析を実施した。なお、詳細モデルには PLL を含んでおり、各 GFL インバータの周波数 Droop 機能は、連系点電圧から検出される周波数に基づく。本シミュレーションではこれを縮約点の周波数で代表させていることから、以下の試算結果は縮約点の周波数で代表させる近似の影響もまとめて評価していることになる。

図 1 8 7 の各 GFL インバータはそれぞれ定格出力と周波数 Droop 特性が異なる。各 GFL インバータのパラメータを表 52 に示す。 k_{FW} は周波数 Droop 特性の傾きである。

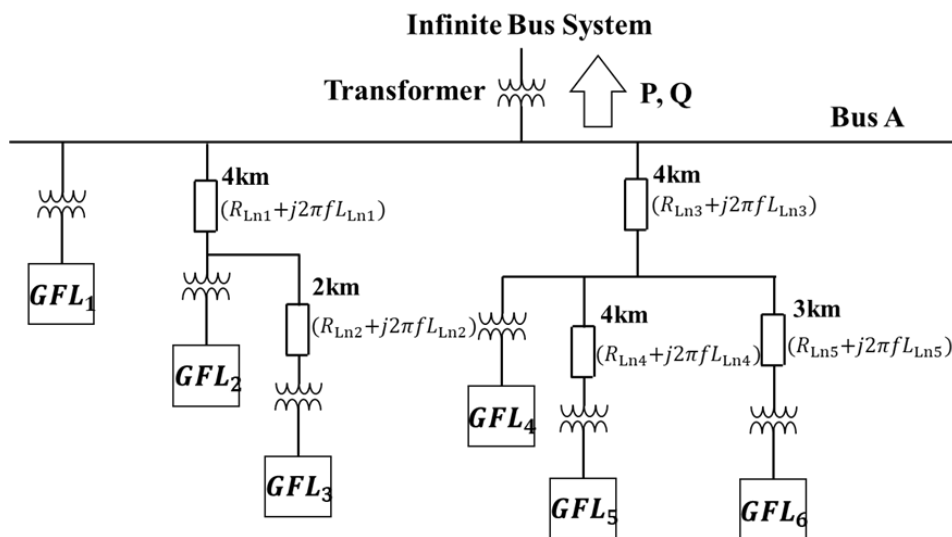


図 1 8 7 シミュレーション系統

表 52 GFL インバータの機器特性

| | Rated power [MW] | k_{FW} [pu/Hz] | P_0 [pu] |
|------------------|------------------|------------------|------------|
| GFL ₁ | 1.50 | -2.00 | 0.50 |
| GFL ₂ | 1.20 | -1.50 | 0.50 |
| GFL ₃ | 1.20 | -1.75 | 0.40 |
| GFL ₄ | 1.00 | -1.50 | 0.40 |
| GFL ₅ | 1.60 | -1.75 | 0.30 |
| GFL ₆ | 1.20 | -1.50 | 0.40 |

簡単のため、縮約対象システム内の変圧器と電線路は次に示す共通のパラメータを想定した。

- (1) 電線路： $R_{Ln}=1.263$ [mΩ/km]、 $L_{Ln}=0.9845$ [mH/km]
- (2) 変圧器：定格 20[MVA]、66,000/230[V]、Y-Y 結線、 L_{Tr1} 、 $L_{Tr2}=0.08$ [pu]、 R_{Tr1} 、 $R_{Tr2}=0.001$ [pu]
縮約点である高電圧 Bus A の周波数が変化した場合の Bus A の有効電力潮流 (P) と無効電力潮流 (Q) について、詳細モデルの解析から得られた厳密解(Precise)と、提案手法によって得られた解(Proposed)とを比較することで提案手法の精度を検証する。評価には以下の誤差評価関数を用いる。

$$J = (X - X_{precise})(X - X_{precise})^t \quad (\textcircled{2} - 2 - 8)$$

ここで、 X ：提案手法によって得られる時系列データ、 $X_{precise}$ ：厳密解の時系列データである。

数値解析では、縮約対象システムの解析モデルとして、下記に示すモデルを用いた。

- (1) 詳細システムモデル (Precise)
- (2) パデ近似を用いた集約法 (Proposed 1)
- (3) Routh 近似を用いた集約法 (Proposed 2)
- (4) インパルス応答エネルギーを考慮した集約法 (Proposed 3)

なお、パデ近似を用いた集約法で導出した各伝達関数の分母は 2 次である。伝達関数の集約をパデ近似で行う際に 2 次より高い次数で近似を行うと安定である伝達関数セットが不安定になってしまったためである。提案手法 2、3 の各伝達関数の分母はソルバーの関係上 10 次とした。

縮約点電圧の周波数を、シミュレーション開始後 0.5[s]から 1.0[s]までの期間、定格の 50.00[Hz]から次の通り変動させた。さらに 0.5[s]後の 1.0[s]の時点で再度 50.00[Hz]に戻した際の挙動をシミュレートした。変動中の周波数を 49.65[Hz]とした。変動幅は 0.35[Hz]であり、表 52 の条件から、GFL₁、GFL₂、GFL₃の 3 台はリミットにかかり、その他の GFL インバータはリミットにはかからない条件である。

シミュレーション結果を図 188、各手法の誤差評価関数値を表 53 に示す。誤差評価関数値は擾乱発生直後から、定常状態に落ち着くまでの 0.5[s]から 1.3[s]までの数値データを用いて算出した。図 188 より、提案手法 1 は電流指令値のリミット特性を多項式で近似しているため、直流ゲインが厳密解と異なっていることから、周波数の変動が収まった定常状態において、厳密解との間に偏差が生じている。そのため、有効電力の誤差評価関数値においても他の 2 つの手法に比べて値が大きい。提案手法 2 は負荷電流指令値を調整しているため、直流ゲインが厳密解と一致している。しかし、集約伝達関数の極の選定を行う際に直流ゲインの大きさを考慮していないため、特に有効電力に関して振動数が厳密解と異

なっている。提案手法 3 は提案手法 2 と同様にリミット特性を考慮する際に負荷電流指令値を調整しているため、厳密解と直流ゲインが一致している。振動の振る舞いについても、有効電力、無効電力共に厳密解とよく一致している。誤差評価関数値においても優位性は示されており、有効電力の誤差評価関数値は他の手法に比べてとても小さい。無効電力の誤差関数評価値においても提案手法 3 が最も小さいが三手法ともほとんど変わらない。

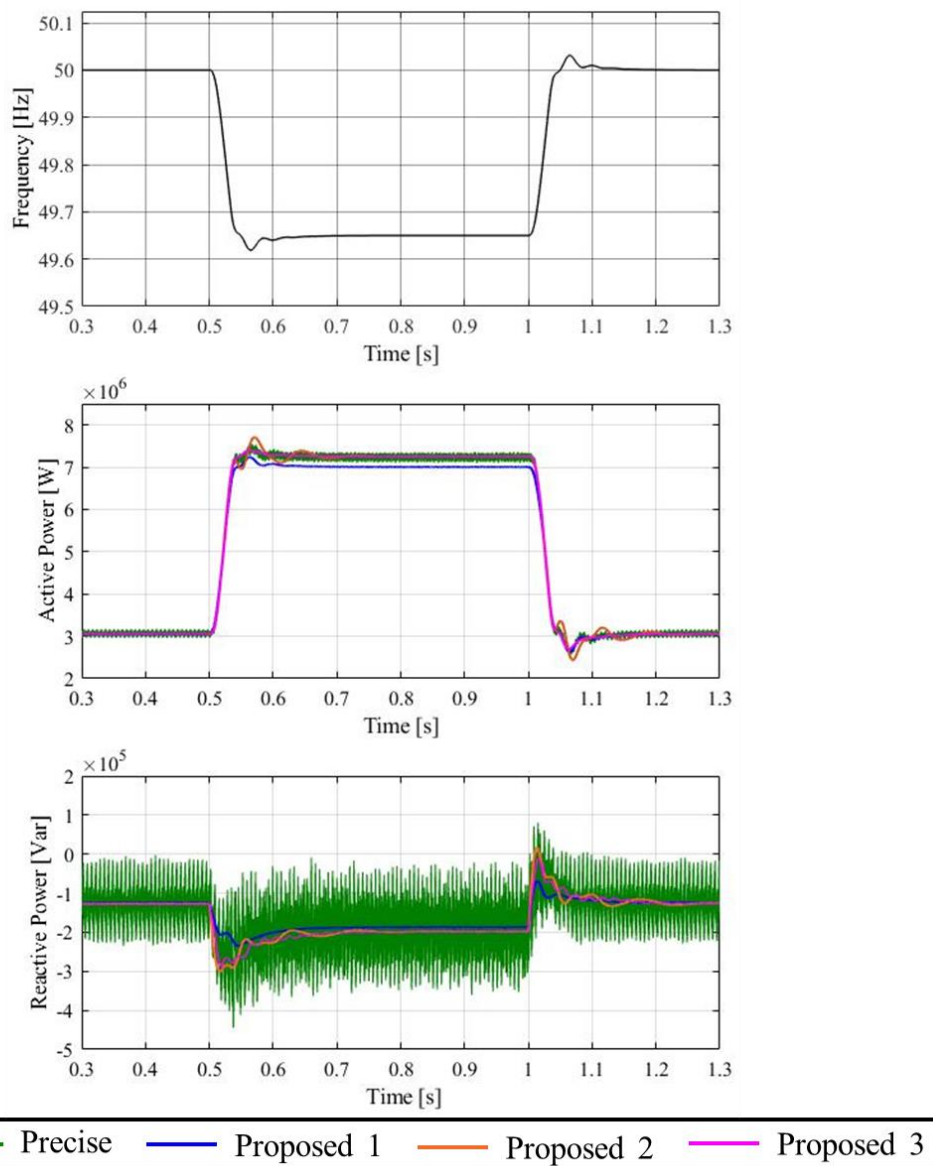


図 188 シミュレーション結果

表 53 提案手法の誤差評価関数値

| | 有効電力 | 無効電力 |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|
| Proposed method 1 | 1.60×10^{16} | 1.42×10^{15} |
| Proposed method 2 | 4.22×10^{15} | 1.44×10^{15} |
| Proposed method 3 | 1.26×10^{15} | 1.38×10^{15} |

上記のシミュレーションでは系統内のインピーダンスによる影響は小さいものと仮定して、各 GFL インバータが連系点電圧から検出する周波数（以下、検出周波数）を、縮約点における周波数で代用してモデル化した。しかし、発電機脱落等により大きな周波数変動が生じた場合、それに対応して各 GFL インバータが出力を調整し、各 GFL インバータの連系点電圧の位相は異なって変化することになる。結果的に検出周波数は GFL インバータごとで変わるため、縮約点周波数による代用では正確な模擬ができない可能性が考えられる。そこで本研究では、縮約点の電圧・周波数情報から、個別 GFL インバータによる周波数の検出モデルを開発した。

GFL インバータは Phase Locked Loop(PLL)を用いて周波数を検出している。PLL の一つの実装として、連系点電圧を dq 変換し、その q 軸値が 0 になるように位相を調整する方法がある。この機構を用いて、q 軸電圧値から個別 GFL インバータの検出周波数の算出を試みた。具体的には、周波数変動時の θ の変動があまり大きくないと仮定することで(②-2-9)式の関係式を導出した。

$$v_q = v_{q0} + \Delta v_q \cong v_{q0} + v_{d0} \Delta \theta \quad (②-2-9)$$

(②-2-9)式を縮約点（添字RP）と GFL インバータ連系点（添字GFL）に対して求め、両者の差をとることで、縮約点から見た GFL インバータ連系点の電圧位相差（ $\Delta \theta^{RP-GFL}$ ）が近似的に求められる。この位相差に提案 PLL モデルが、保持する位相差 $\Delta \theta^{PLL,RP-GFL}$ を追従させるように PI 制御により連系点検出周波数（厳密には各 GFL インバータによる検出周波数と縮約点周波数の差、 Δf^{RP-GFL} ）を求める。上記の算出手順を図 189 に示す。なお、GFL インバータの連系点電圧は直接取得することはできないため、縮約点の電圧・周波数情報から導出する必要がある。上流インピーダンスとの合成モデルを導出する過程で、上流の側の電圧・周波数と下流側の電圧の関係式が得られるため、それを用いることで GFL インバータの連系点電圧算出できる。

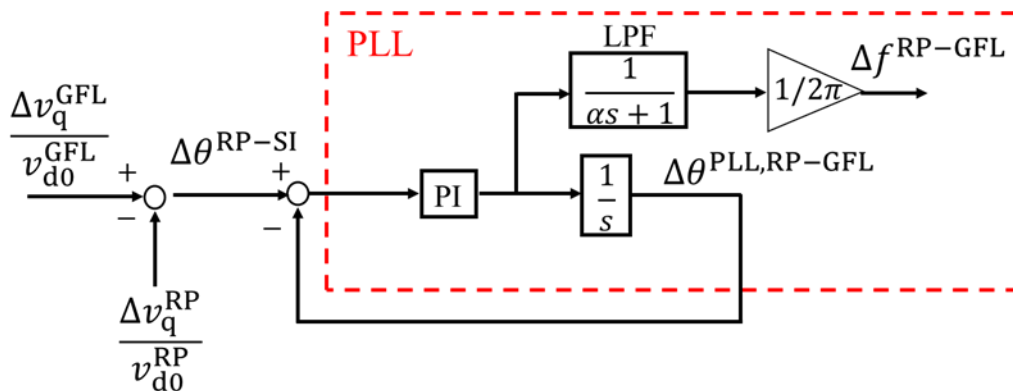


図 189 q 軸電圧を用いた 2 地点の周波数偏差の算出法

Droop 方式 GFM インバータを含む配電系統に対して開発した縮約手法を適用し、再現精度を検証した。試算に使用した配電系統の構成を図 190 に示す。Bus A に流れる電流の動的応答を、詳細モデルと提案手法で縮約モデルとで比較した。ここではインパルス応答エネルギーを考慮した集約法を用いて、縮約モデルを作成した。詳細モデルにおける GFM インバータをスイッチング動作まで含めてモデル化することは計算時間を短縮するため、ここでも詳細モデルの評価に際しては可変三相交流電圧源としてモデル化した。シミュレーションモデルは、3 つの ZIP 負荷、2 つのシングルループ型の GFM インバータ、2 つのマルチループ型の GFM インバータが連系している。すべての負荷において、有効・無効電力とも、定電力負荷：定電流負荷：定インピーダンス負荷の構成比を 6:3:1 と設定した。定電力負荷の時定数は 0.01 秒である。定格電圧と周波数、線路長、ZIP 負荷・変圧器・GFM インバータの容量は図 190 内に示す通りである。

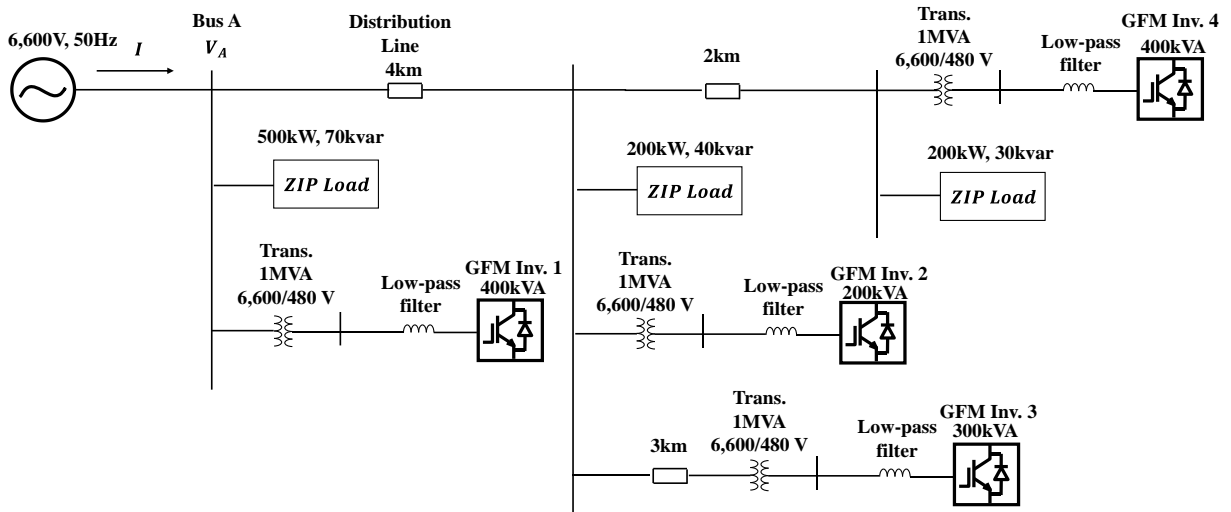


図 190 シミュレーション系統

配電線と LCL-LPF とのパラメータはすべて同じで、表 54 に示す。各 GFM インバータコントローラの設定値は表 55 に示す。

表 54 配電線、LCL-LPF の数値

| 項目 | 数値 |
|----------|--|
| R_{Ln} | 0.215 [$\Omega/\text{km} \times \text{line length}$] |
| L_{Ln} | 1.95 [$\text{mH}/\text{km} \times \text{line length}$] |
| L_{fl} | 0.035 [pu] |
| C_{fl} | 0.05 [pu] |
| R_{fl} | 0.02 [pu] |

表 55 各 GFM インバータ固有のコントローラの設定値

| | GFM Inv. 1 | GFM Inv. 2 | GFM Inv. 3 | GFM Inv. 4 |
|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| m_p | 1.571 [rad/W] | 0.942 [rad/W] | 1.267 [rad/W] | 1.267 [rad/W] |
| m_q | 0.002 [V/Var] | 0.003 [V/Var] | 0.003 [V/Var] | 0.002 [V/Var] |
| P^* | 0.2 [pu] | 0.3 [pu] | 0.4 [pu] | 0.2 [pu] |

Bus A の周波数を、5.0 秒で 50.0[Hz]（定格）から 49.9[Hz]までステップ状に変化させ、10.0 秒で再び 50.0[Hz]に戻す条件でシミュレーションを行った。2 つのモデルの動的応答を図 191 に示す。縮約モデルの d 軸電流応答は詳細モデルのそれとよく一致している。q 軸電流応答は外乱発生直後はほぼ一致している。しかし、基準フレーム回転の線形化((2)-2-5式)のため、2 つのモデルの間には定常的な偏差が存在している。また、線形化した詳細モデルの次数は 92 であるのに対し、縮約モデルでは 60 次元まで次元下げを行っている。20 秒の現象解析で詳細モデルに費やした計算時間

は 32 時間 18 分 11 秒である。一方、縮約モデルを用いた場合の計算時間はわずか 32 秒であった。つまり、提案した縮約手法の良好なモデリング精度を維持しつつ、計算時間の大幅な短縮とともに確認できる。

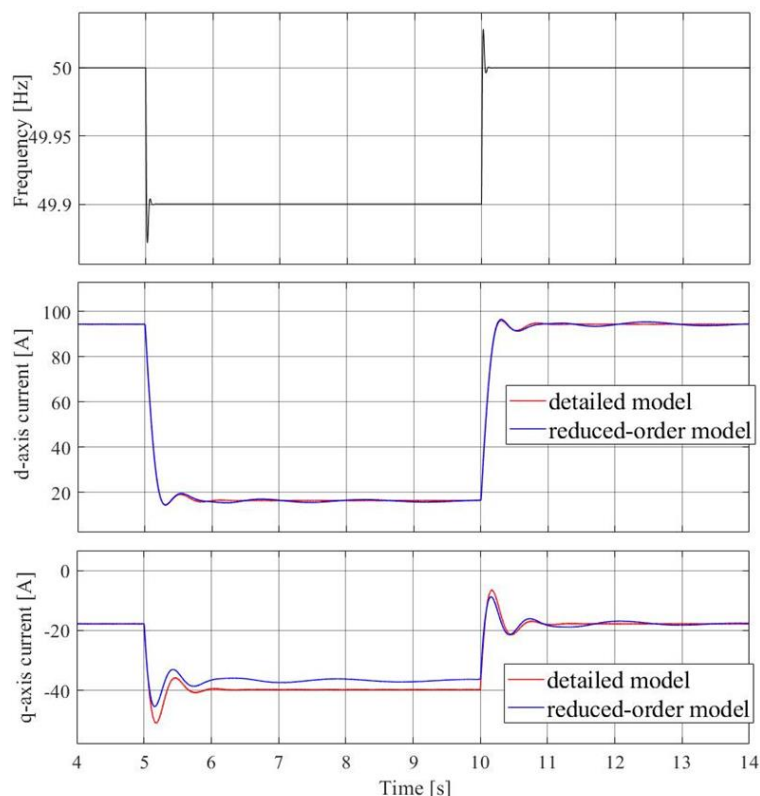


図 191 シミュレーション結果

系統シミュレーション技術検討では、全系シミュレーションにより GFM インバータ導入時の系統慣性低下対策効果を評価した。全系シミュレーションの前段階として、まず簡易的な送電系統モデルとして広く利用されている IEEE 9-bus system モデル²⁹を用いて、インバータ電源の導入に伴う同期発電機の停止が系統慣性へ与える影響を評価し、さらに GFM インバータ導入時の慣性力向上効果を導入量および導入地点を変化させ網羅的に評価するとともに導入時の課題を抽出した。また、インバータ電源である GFM インバータのふるまいを正確に再現するためには、スイッチングデバイスの PWM 動作を模擬する必要があり、計算時間がかかる。そこで、スイッチング部分を交流電源として模擬し、計算の高速化を図る平均値モデルの開発も実施し、その精度評価を行った。さらに、系統規模を拡張した検討として、日本の送電系統モデルである電気学会 EAST10 機系統モデル³⁰に GFM インバータを導入した際の評価も実施する。IEEE 9-bus system モデルと比較して、系統規模が大きいため、GFM インバータの導入分布が与える影響を詳細に評価することができる。また、系統モデル縮約技術検討で開発した GFM インバータを含む系統の縮約手法を電気学会 EAST10 機系統モデルに適用した検証を実施した。

まず、慣性低下対策機能を持たない GFL インバータ（従来型インバータ）の導入および慣性対策機能を有する GFM インバータの導入による系統慣性への影響評価の基礎検討として、図 192 に示す発電機 3 台と負荷 3 台からなる 3 機 3 負荷のループ系統の IEEE 9-bus system モデルを用いた評価を実施した。

²⁹ P.M. Anderson and A.A. Fouad, "Power system control and stability"

³⁰ 電気学会技術報告 第 754 号「電力系統の標準モデル」

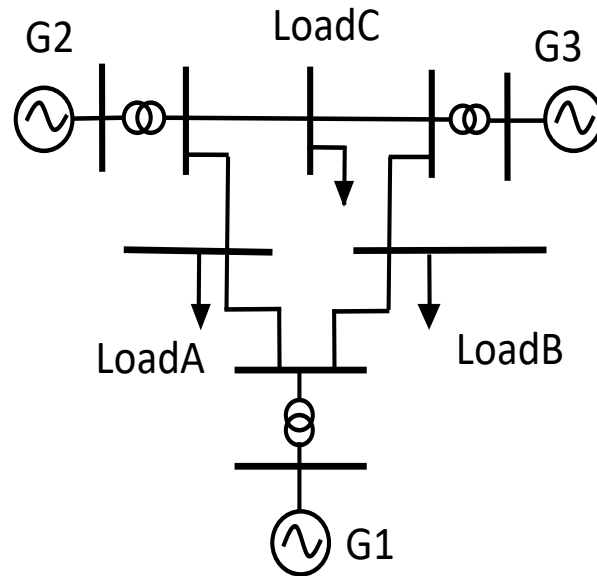


図 1 9 2 IEEE 9-bus system モデル

この系統で使用した発電機の本体定数、線路定数、負荷容量は、参考文献を参考とし、発電機脱落時の周波数変化を評価しやすくするため、線路長を変更した。発電機励磁系の AVR (Automatic Voltage Regulator) モデルや発電機调速機系のガバナ (Governor) モデルは電気学会標準モデル²で使用されている電力中央研究所 Y 法の標準ブロックや標準定数を使用した。シミュレーションツールとしては、スイッチング動作を計算可能な瞬時値解析プログラム PSCAD³¹を使用し、刻み時間は 5 μ 秒とした。系統慣性を把握するための系統の周波数変化を模擬するために、発電機 G1 と同一母線に脱落発電機を追加した。

本検討での評価指標は主に以下の 2 つとした。一つは、周波数最大変化量 Nadir[Hz]で、基準周波数に対して、周波数が減少する場合には負の符号を与えることとする。もう一つが、周波数変化率で RoCoF (Rate of Change of Frequency) [Hz/s]、周波数の増加/減少を繰り返す場合を想定して、擾乱発生直後から 1 秒間までの 0.1 秒刻みで計算した周波数変化率のうちの最大値とした。周波数が増加方向にある場合には正、周波数が減少方向にある場合には負の符号を与えることとする。

まず、最初に、慣性低下対策機能を持たないインバータ (従来型インバータ) が系統に導入された場合の系統慣性への影響を評価した。従来型インバータは、PWM 三角波比較スイッチング制御を模擬した詳細モデルを使用した。設置位置は、図 1 9 2 の Load A と同一母線とした。

従来型インバータの導入量に関わらず、3 台の発電機が停止していない、つまり系統慣性が同じ系統を対象に、PV 導入量の影響を確認するため、従来型インバータの導入比率を変化させ、PSCAD による計算を行い、系統周波数の時間変化をまとめた図を図 1 9 3 の左に、評価指標 Nadir と RoCoF をまとめた結果を表 56 に示す。また、従来型インバータ導入に伴い同期発電機が停止し系統慣性が低下した際の影響を確認するため、1 台の同期発電機 G3 を停止した場合の系統周波数の時間変化を図 1 9 3 の右に、評価指標 Nadir と RoCoF をまとめた結果を表 57 に示す。

³¹ PSCAD ホームページ, 閲覧日: 2022 年 1 月 28 日, [online], Available: <https://www.pscad.com/>

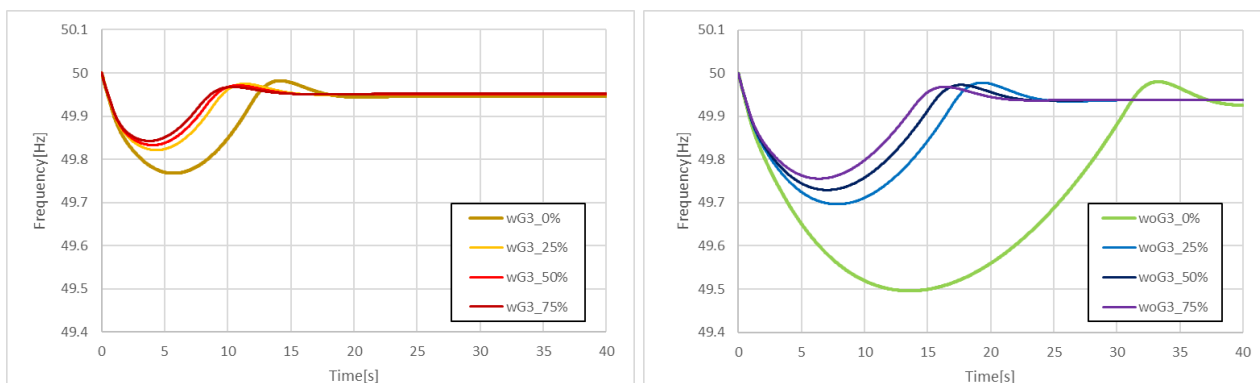


図 193 従来型インバータ導入時の系統周波数の時間変化
 (同期発電機を停止していない場合 (左)) (同期発電機 G3 を停止している場合 (右))

表 56 同期発電機が停止していない場合の評価指標

| インバータ比率 [%] | 0% | 25% | 50% | 75% |
|--------------|--------|--------|--------|--------|
| Nadir [Hz] | -0.232 | -0.179 | -0.167 | -0.158 |
| RoCoF [Hz/s] | -0.113 | -0.110 | -0.110 | -0.110 |

表 57 同期発電機 G3 が停止している場合の評価指標

| インバータ比率 [%] | 0% | 25% | 50% | 75% |
|--------------|--------|--------|--------|--------|
| Nadir [Hz] | -0.504 | -0.304 | -0.271 | -0.244 |
| RoCoF [Hz/s] | -0.122 | -0.119 | -0.119 | -0.118 |

いずれも従来型インバータの導入量が増加することで、発電機からみた見かけの負荷が小さくなるため、Nadir の絶対値は減少することが確認できる。また、従来型インバータの導入量が増加するものの同期発電機を停止していないため、系統の慣性は、すべてのシナリオで変わらず、慣性に大きく関係している RoCoF には大きな変化がないことが確認できる。また、発電機停止により系統慣性が低下するケースでは、系統周波数低下を確認でき、RoCoF が大きく異なることがわかる。

上記の系統追従型である従来型の GFL インバータを対象とした評価に対して、自立運転が可能な系統形成型である GFM インバータを導入することを想定し、その導入による系統慣性向上効果を評価した。また、GFM インバータを含んだ系統を対象として全系シミュレーションをする際の計算時間短縮のための手法についても検討を実施したため、合わせて説明する。

GFM インバータの詳細モデルは PWM スイッチングを含むモデルであり、数値シミュレーションの高速化を図るためには、PWM スイッチング部分を三相交流電源に置換した平均値モデル化が効果的であると考えられる。GFM インバータの詳細モデルおよび平均値モデルは、前述に記載の東京都市大学で開発した Droop 方式の GFM インバータモデルであり、詳細モデル図を図 194 の左に、平均値モデル図を図 194 の右に示す。

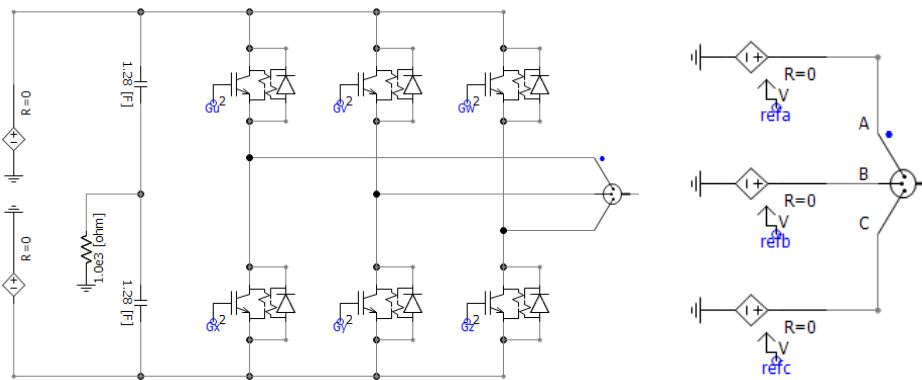


図 194 GFM インバータのモデル（詳細モデル：左、平均値モデル：右）

詳細モデルは IGBT モデルのスイッチング動作までを模擬しているのに対し、平均値モデルでは、GFM インバータ制御系で三相交流の電圧源の制御指令値を計算し、その瞬時値の制御指令値による交流電源を介して系統と接続するため、スイッチング動作を模擬していない。平均値モデルへの置換にあたり、比較検証の結果、両者がよく一致していることを確認した。また、モデルの置換により、計算時間は約 12 分の 1 になり、計算時間の大幅な短縮になることから、より多くのケースの検証が詳細モデルと同様の精度で可能になることを確認した。

次に、従来型インバータを GFM インバータに置き換えた場合のシミュレーションを行い、従来型インバータと GFM インバータの導入による周波数時間変化への影響を比較した。使用した GFM インバータモデルは、東京都市大学開発の Droop 方式のモデルで、従来型インバータとの比較のため、PWM 制御を模擬した詳細モデルとした。

まず最初に前述した従来型インバータの系統導入効果に対して、従来型インバータを GFM インバータに置換した場合について比較検討を行った。Case1-1 は同期発電機 G3 を停止せず、インバータ電源導入量も 0% の場合、Case1-2 は同期発電機 G3 を停止し、従来型インバータが発電している場合、Case1-3 は Case1-2 の従来型インバータを GFM インバータに置換した場合である。各ケースにおける系統周波数の時間変化を並べた図 195、各シナリオにおける評価指標 Nadir、RoCoF および擾乱発生直後から Nadir までの時間をまとめた結果である表 58 を参照すると、Case1-1 に対して Case1-2 は、前述で示した通り、従来型インバータの導入量増加に伴い発電機 G3 を停止することで系統慣性が低下し、周波数低下と各評価指標の悪化を確認することができ、Case1-2 と Case1-3 を比較すると、GFM インバータ導入時は、GFM インバータの周波数変動抑制機能により、周波数変動が小さくなっていることが分かる。また、Case1-3 の GFM インバータを導入した場合は、Case1-1 に対して、系統慣性が小さくなっているにもかかわらず、周波数変動が小さく、各評価指標の改善もみられる。

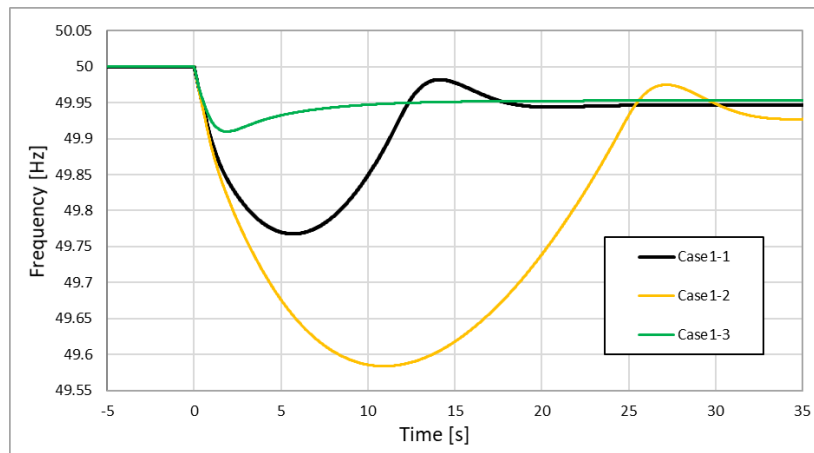


図 195 従来型インバータと GFM インバータの比較時の検討システムでの系統周波数の時間変化

表 58 評価指標（従来型インバータと GFM インバータの比較）

| | Case1-1 | Case1-2 | Case1-3 |
|-----------------|---------|---------|---------|
| Nadir [Hz] | -0.232 | -0.416 | -0.090 |
| RoCoF [Hz/s] | -0.113 | -0.122 | -0.103 |
| Nadir までの時間 [s] | 5.69 | 10.92 | 1.85 |

次に、GFM インバータの導入容量が系統慣性に与える影響について、検討を行った。Case2-1 は上記の Case1-3 と同じケースである。Case2-2 は Case2-1 に対して、2 倍の容量の GFM インバータが導入された場合、Case2-3 は Case2-1 に対して、3 倍の容量の GFM インバータが導入された場合である。各ケースにおける系統周波数の時間変化を並べた図 196 と各シナリオにおける評価指標 Nadir、RoCoF と擾乱発生直後から Nadir までの時間をまとめた

表 59 の結果から、GFM インバータの導入量が増加するにつれて、GFM インバータの周波数変動抑制効果が高まり、周波数変動が小さくなることわかる。また同様に各評価指標が改善したことを確認することができる。

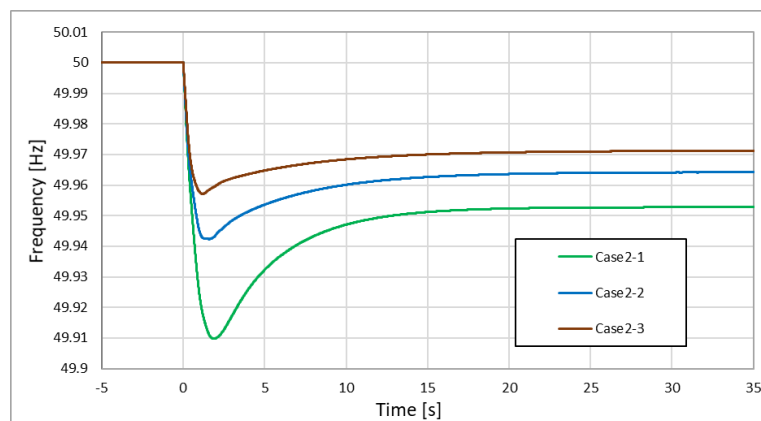


図 196 GFM インバータ導入量増加時の系統周波数変化

表 59 GFM インバータ導入量増加時の評価指標

| | Case2-1 | Case2-2 | Case2-3 |
|-----------------|---------|---------|---------|
| Nadir [Hz] | -0.090 | -0.058 | -0.043 |
| RoCoF [Hz/s] | -0.103 | -0.093 | -0.083 |
| Nadir までの時間 [s] | 1.85 | 1.59 | 1.17 |

また、GFM インバータの設置地点変更が系統周波数変動へ与える影響について検討したところ、IEEE 9-bus system モデルのような小規模な系統においては、GFM インバータの導入地点を変更しても系統周波数安定性にほとんど影響を与えないことを確認した。GFM インバータの定格容量や慣性定数を変えずに出力のみを増加させた場合も、系統慣性は変化していないことから、周波数変動に影響を与えないことを確認した。複数台の GFM インバータを 1 台に縮約した場合については、電圧・電流制御部のゲインの違いによる周波数変動に若干の振動がみられ、多少の違いは見られるもののよく一致していることから、同一母線に設置している複数台の同一の GFM インバータは 1 台に等価縮約することができることが確認できた。

ここまでで、簡易的な送電系統モデルとして広く利用されている IEEE 9-bus system モデルを用い、従来型インバータや GFM インバータの導入量や導入地点等が系統慣性に与える影響評価を実施した。その結果から、従来型インバータの系統導入に伴う同期発電機が停止し、系統が低慣性となる場合は、系統周波数低下が大きくなること、GFM インバータの導入時は、GFM インバータの周波数変動抑制効果により、周波数変動が小さくなることを定量的に確認した。また、GFM インバータの詳細モデルと平均値モデルでの影響評価を実施し、両者がよく一致することを確認し、計算時間の低減が図れることを確認した。

次に、電気学会 EAST10 機系統モデルを用いることで、日本の送電系統の特徴を踏まえつつ系統規模の大きな条件での GFM インバータ導入効果を評価した。加えて、EAST10 機系統モデルの 1 母線の負荷を 6.6kV 系統まで簡易的に拡張した評価と、その下位系統を前述で説明した手法（北海道大学が開発した手法）により縮約した際の評価結果を比較することで、開発した縮約技術の有用性を全系シミュレーションの下で評価した。電気学会 EAST10 機系統モデルの系統図の概形を図 1 9 7 に示す。

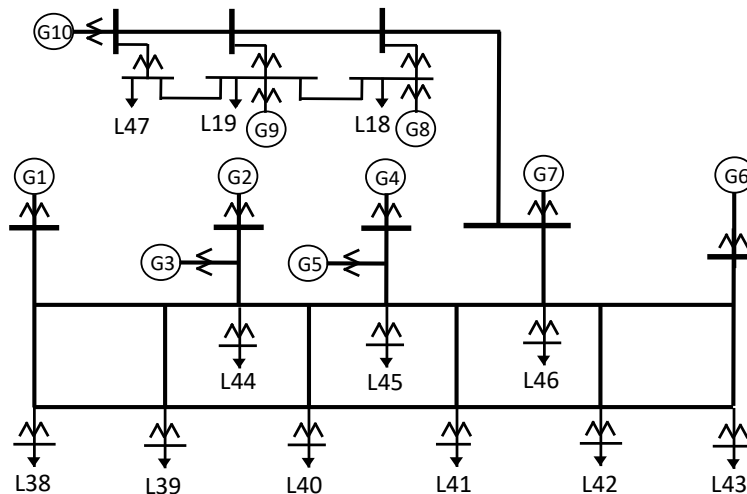


図 1 9 7 電気学会 EAST10 機系統モデル系統の概形

ここでは、上述の電気学会 EAST10 機系統をベースにした検証系統について述べる。まず最初に、PSCAD (Manitoba 社製電力系統解析ソフトウェア) および RSCAD (RTDS Technologies 社製 DRTS : デジタル・リアルタイム・シミュレーションの GUI ソフトウェア) でのシミュレーションデータを作成した。PSCAD および RSCAD で作成した EAST10 系統を図 1 9 8 および図 1 9 9 に示す。

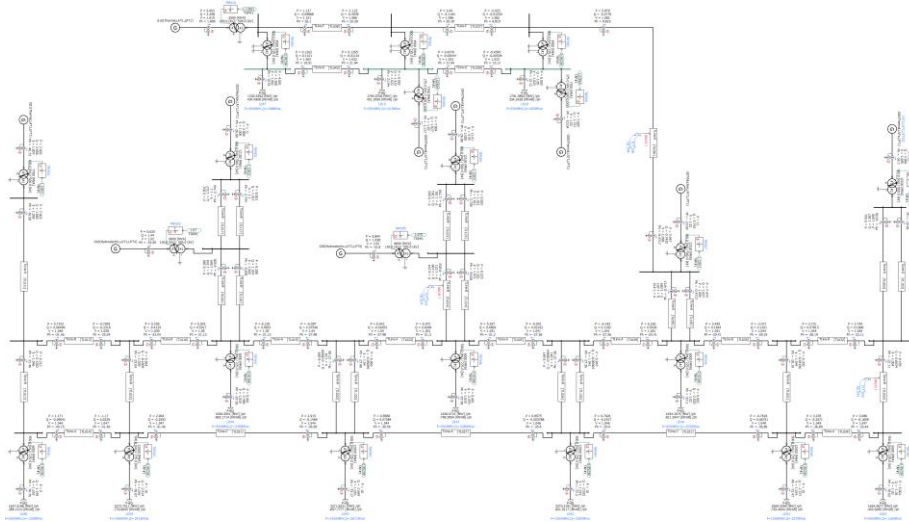


図 1 9 8 電気学会 EAST10 機系統モデル系統 (PSCAD)

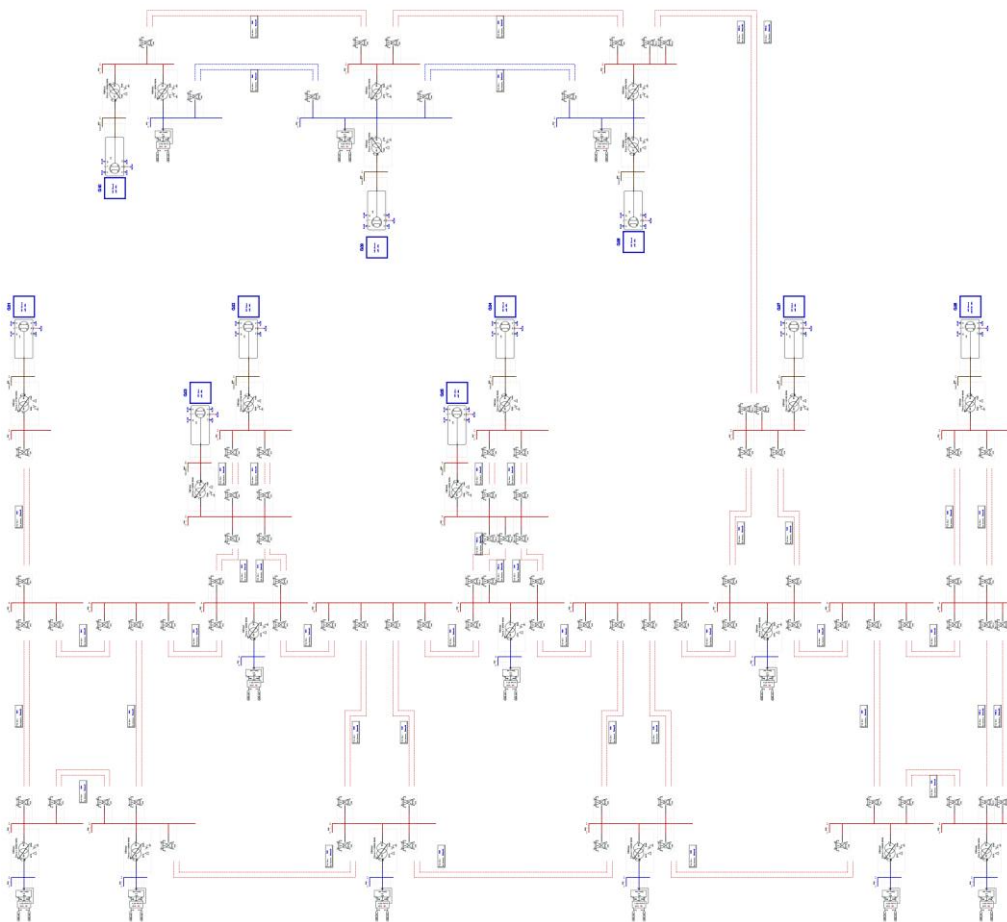


図 1 9 9 電気学会 EAST10 機系統モデル系統 (RSCAD)

PSCAD および RSCAD で作成した EAST10 機系統モデルの基本的な動作検証については、電力中央研究所の安定度解析プログラム CPAT の潮流計算（L 法）と動特性計算（Y 法）の結果との比較により行い、本事業で評価対象とする周波数領域でのモデルとしては十分な精度であることを確認している。ただし本検討で評価対象とする発電機脱落時において、各発電機が定格出力超過制約を違反することを回避するため、負荷合計をもとの 80% の設定し、評価する。IEEE 9-bus system モデルでの検討と同様に、系統の周波数変化を模擬するための脱落用発電機 G100 を発電機 G1 と同一母線に追加し、その初期出力は総負荷に対して 4% 程度の脱落量になるように設定した。

まず、インバータ電源の系統への導入による系統慣性の影響検証を行う前に、EAST10 機系統における系統慣性の低減が発電機脱落時の周波数時間変化に与える影響を RSCAD で確認し、特定の発電機を小容量化した低慣性系統では、Nadir は低下することがわかった。発電機台数が限定された IEEE 9-bus system モデルに対して、多数台の発電機を有する電気学会 EAST10 機系統モデルでは、擾乱発生後の周波数変動に影響を与える発電機の多様な運転特性を模擬することができるため、より現実的な発電機構成を実現でき、単純化した系統では浮かび上がってこなかった問題が顕在化してくることも考えられる。

次に、従来型インバータおよび GFM インバータ導入に伴う、同期発電機の停止による系統慣性への影響を DRTS である RTDS Technologies 社製の NovaCor で検証した。従来型インバータは出力が負の定電力負荷、すなわち定出力電源として模擬をし、GFM インバータは平均値モデルで模擬をした。シナリオ 1 は従来型インバータを設置しない場合、シナリオ 2 は、基本パターンとし、容量 3000MVA、有効電力出力を 3000MW とした従来型インバータを 1 台導入したケース、シナリオ 3、4 は、それぞれ基本パターンにて導入した従来型インバータの導入台数を 2 台、4 台としたケースである。シナリオ 5 とシナリオ 6 は、それぞれシナリオ 1 とシナリオ 3 の従来型インバータを GFM インバータに置換した場合である。インバータ電源の増加分については、同量の発電機定格容量を減少させ、インバータの系統への導入による同期発電機の停止を模擬し、系統慣性が低下した状況を再現した。この条件の下で、発電機 G100 を脱落させた場合の周波数変化を従来型インバータについては図 200 の左に、GFM インバータについては図 200 の右に示し、評価指標に関しては、従来型インバータでの値を表 60 に、GFM インバータでの値を表 61 に示す。従来型インバータ導入に伴う同期発電機容量の減少で、系統慣性が低減し、その結果、Nadir は大きくなるのがわかる。また、従来型インバータの導入容量が増加するにつれて、系統容量に対する同期発電機比率の低下に伴い、RoCoF は悪化することがわかる。これに対し、GFM インバータの導入により、評価指標 RoCoF や Nadir が改善され、また、Nadir までの時間も短くなっていることがわかる。特に GFM インバータの高速応答性による Nadir の改善が顕著であり、慣性対策効果が大きいことがわかる。

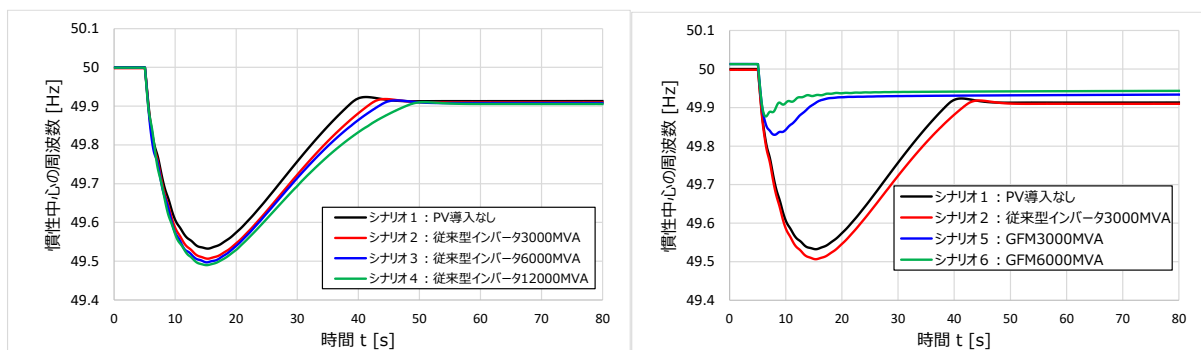


図 200 インバータの導入量と発電機脱落時の周波数変動の関係
 (従来型インバータの場合 (左)) (GFM インバータの場合 (右))

表 60 従来型インバータ導入量と発電機脱落時の評価指標

| | 周波数最大 降下量 [Hz] | RoCoF [Hz/s] |
|-----------------------------|----------------------|--------------|
| シナリオ 1 ：PVなし | -0.467 | -0.171 |
| シナリオ 2 ：従来型インバータ3000MVA | -0.491 | -0.178 |
| シナリオ 3 ：従来型インバータ6000MVA | -0.503 | -0.187 |
| シナリオ 4 ：従来型インバータ12000MVA | -0.509 | -0.199 |

表 61 GFM インバータ導入量が発電機脱落時の評価指標に与える影響

| | 周波数最大降下量 [Hz] | RoCoF [Hz/s] |
|---------------------------|------------------|--------------|
| シナリオ1 ：PVなし | -0.467 | -0.171 |
| シナリオ2 ：従来型インバータ3000MVA | -0.491 | -0.178 |
| シナリオ5 ：GFM3000MVA | -0.184 | -0.165 |
| シナリオ6 ：GFM6000MVA | -0.136 | -0.169 |

また、GFM インバータ導入地点を変更した場合の同期発電機の停止による系統慣性への影響については、導入位置によって、その様相が異なるが、いずれの地点に GFM インバータを導入した場合でも改善効果を期待できることがわかった。

次に、前述で説明した下位系統縮約技術を取り入れた全系シミュレーションに関して、275kV-6.6kV の下位系統の模擬方法およびそれらを用いた評価結果に関して、順に述べる。

図 1 9 7 で示した電気学会 EAST10 機系統モデルの太線部分は 500kV 系統を表しており、変圧器を介した 275kV 母線には、下位系統に接続される送電線、変圧器、負荷等をすべて縮約し、通常、電圧特性や周波数特性で表現し、場合によっては、脱落特性を加えた一つの負荷として模擬している。しかしながら、インバータ電源の接続先としては下位系統も考えられ、GFM インバータが導入されることによる系統慣性向上効果を適切に評価するためには、下位系統モデルの正確さがどれほど系統慣性の評価へ影響を与えるか確かめる必要がある。そのため、縮約されて、一つの負荷としてまとめられていて模擬されている負荷をインバータの動作特性を考慮して、あらためて下位系統までの模擬に置き換えることを考えた。この下位系統の縮約のイメージを図 2 0 1 に示す。各電圧階級の送電線や配電の巨長や定数は、電気学会の電力系統の標準モデルの中の地域供給系統モデル³²や東京電力の系統混雑マップ³³を参考にして設定した。

³² 電気学会「地域供給系統モデル」, 閲覧日: 2022 年 1 月 28 日, [online]. Available: http://denki.iee.jp/pes/?page_id=966

³³ 東京電力パワーグリッド「275kV 以上系統空容量マッピングの記載方法ならびに留意事項について」, [online], 閲覧日: 2022 年 1 月 28 日, Available: https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf_new/akiyouryou_kikan.pdf

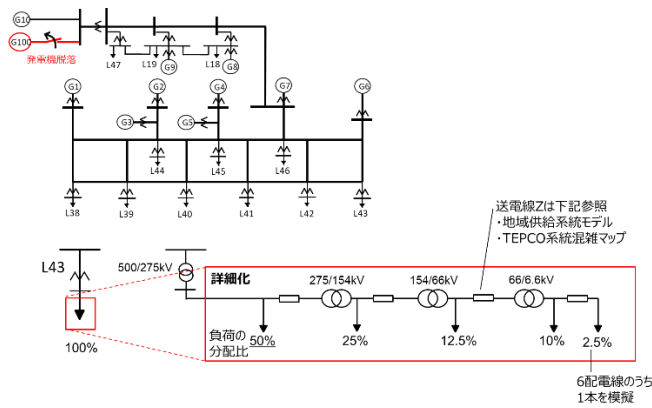


図 201 下位系統模擬のイメージ

ここでは、図 201 の電気学会 EAST10 機系統モデルの L43 負荷を 6.6kV 系統まで詳細化したモデルに対して、GFM インバータを導入し、発電機脱落時の周波数時間変化などを評価する。本検討は、図 202 に示す 3 通りの下位系統模擬について実施した。「下位系統詳細モデル」は、各電圧階級の線路インピーダンスや線路長、変圧器、負荷需要、詳細モデルの GFM インバータで模擬されている。この「下位系統詳細モデル」に対し、前述の系統モデル縮約技術を用いて縮約したモデルを「下位系統縮約モデル」とする。これらに対し、通常の基幹系統解析での特定のある電圧階級以下の系統を負荷として模擬したモデルを「1GFM1 負荷モデル」とする。

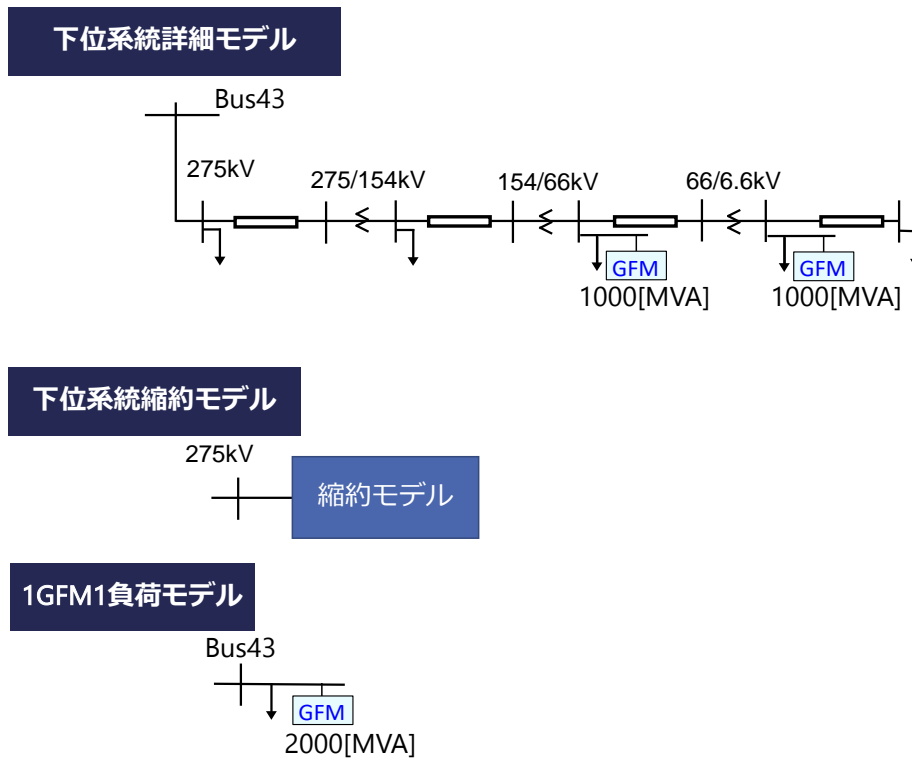


図 202 評価対象とする下位系統模擬方法

上記の下位系統モデルを電気学会 EAST10 機系統モデルに組み込み、時間刻みは 5 μ 秒として PSCAD で計算を実施し、GFM インバータの慣性低下対策効果について比較をした。評価により得られた、下位系統の模擬方法が異なるモデルそれぞれでの系統周波数の時間変化を並べた図を図 203 に示す。ただし、「Detailed」が「下位系統詳細モデル」、

「Reduction」が「下位系統縮約モデル」を意味する。さらに評価指標 Nadir、RoCoF と 150 秒間分のシミュレーションを実施するのにかった時間を表 62 に示す。

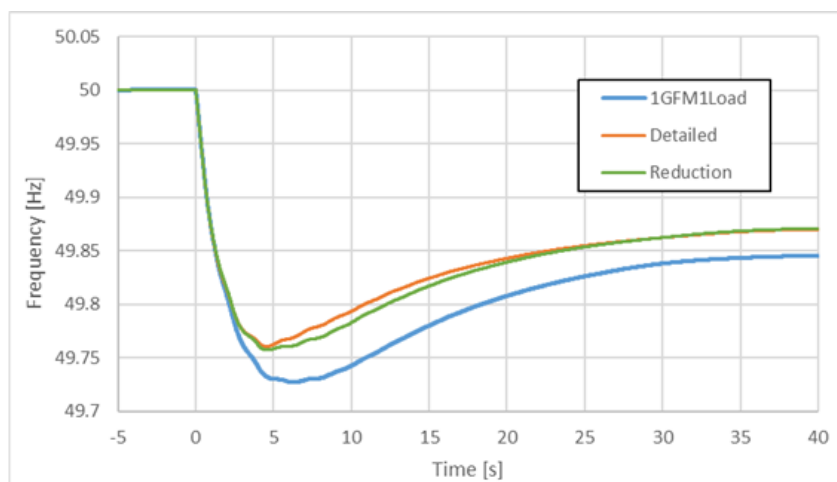


図 203 下位系統モデルの模擬方法相違時の周波数変化

表 62 下位系統モデルの模擬方法相違時の評価指標

| 評価指標 | 1GFM1 負荷モデル | 下位系統詳細モデル | 下位系統縮約モデル |
|-----------------|-------------|-----------|-----------|
| Nadir [Hz] | -0.273 | -0.239 | -0.243 |
| RoCoF [Hz/s] | -0.150 | -0.152 | -0.152 |
| シミュレーション計算時間[s] | 1123 | 1549 | 1278 |

図 203 の下位系統のモデル化の違いによる周波数の変化をみると、「下位系統詳細モデル」と「下位系統縮約モデル」では、Nadir の到達以降に若干の相違は見られるものの、それ以外の擾乱発生時から擾乱発生後の周波数の落ち着き先がよく一致していることがわかる。これは、「下位系統縮約モデル」では、下位系統に含まれる様々な系統モデルや複数の分散配置されている GFM インバータを正確に縮約しており、縮約精度が高いことを示している。これに対し、下位系統の模擬を行っていない「1GFM1 負荷モデル」では、擾乱発生時から Nadir の到達付近までの周波数変化の波形は、下位系統の模擬をしている二つのモデルとよく一致しているが、それ以降の Nadir に達する付近から、周波数の落ち着き先までについては、大きな乖離がある。評価指標で数値的に示した表 62 でも上記の考察と同様である。計算時間については、「下位系統縮約モデル」は「下位系統詳細モデル」にくらべて、計算時間の増加を防ぐことができている。多くの下位系統を模擬するような詳細モデルの場合には、計算時間は大幅に増加することが予想されるため、縮約による計算時間の低減効果はさらに大きくなると考えられる。

ここでは、膨大な下位系統の一放射状系統に含まれる様々な系統モデルや複数の分散配置されている GFM インバータの縮約モデル化が慣性低下に与える影響について検証した。この結果、下位系統を負荷や分散電源の足し合わせで模擬した場合に得られる評価結果と、下位系統のトポロジーを再現したモデルで得られる結果には差異が生じ、適切に系統慣性を評価するためには、下位系統の模擬が必要であることが確認された。加えて、北海道大学が開発した縮約技術により詳細模擬した下位系統を縮約した評価では、詳細モデルで得られた結果と縮約モデルでの結果がおおよそ一致しており、縮約技術の有用性を確認できた。

2.6 再エネの主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に含まれる事業は、2018年7月3日閣議決定された「第5次エネルギー基本計画」における再エネの導入目標（2030年度の総発電電力量（10,650億kWh）のうち、再エネの割合を22～24%程度）の達成を見据えて、次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を行うものであるが、我が国では現在、カーボンニュートラル政策の進展が行われているところであり、2021年10月22日には「第6次エネルギー基本計画」が閣議決定され、再エネの導入目標は更に高みを目指すものとなった。即ち、今後は上記に示した事業が開始された時点での想定よりも、多くの再エネの大量導入が行われるものと予想される。

以上の背景を踏まえて、「再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術に関する調査」（以下、本調査）では、上記に掲げた既存の技術開発の先に必要となる電力ネットワーク技術開発テーマを検討することを目的とし、国内外の電力ネットワークに関わる政策動向、及び技術開発動向を俯瞰した上で、今後我が国で必要となる電力ネットワーク技術開発テーマの抽出を行った。

本調査における検討のアプローチを図204に示す。大きく3つの調査項目（タスク）から構成されており、現在の我が国のカーボンニュートラル政策、及び海外の同様の政策・制度事例を踏まえて、再エネの今後更なる導入に向けた政策上の論点を整理した。そして他国の技術開発事例を参考に、我が国での技術開発状況を踏まえて、我が国で今後必要となる技術開発テーマの抽出を行っている。

なお、我が国のカーボンニュートラルに関する議論では、第6次エネルギー基本計画が策定され、2030年の見通しが示されたが、カーボンニュートラルの達成を目指す2050年時点では、その際の社会像、電気事業の構造、実現に向けた具体的なパス等が提示されておらず、今後引き続き議論を要するものである。

本調査は、カーボンニュートラルに向けて再エネを更に導入していくことを志向する際に、現時点で議論されている論点を起点として、その先に何があるかを検討したものであり、ここで抽出された技術開発テーマの実現を以てカーボンニュートラルが達成されるものではない点に留意する必要がある。

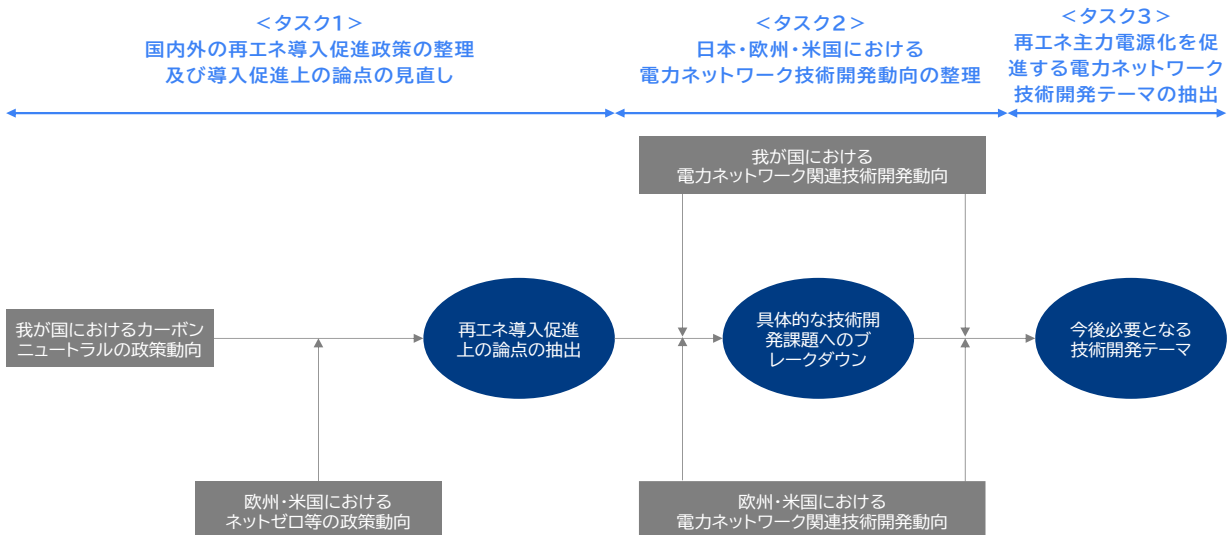


図 204 本調査のアプローチ

2.6.1 国内外の再エネ導入促進政策の整理及び導入促進上の論点

本調査では、今後必要となる電力ネットワーク技術開発テーマを検討するにあたり、まず我が国におけるカーボンニュートラルに向けた政策動向を、各国における同様の動向を踏まえながら整理を行い分析することで、再エネ大量導入時の電力ネットワークの政策上の論点を明らかにした。

2021年のバイデン大統領就任を機に、世界的なカーボンニュートラルに関する動きが加速した。我が国においては、2020年10月に2050年カーボンニュートラル、2030年温室効果ガス46%減を宣言しており、COP26での提示に向けて、2021年10月に第6次エネルギー基本計画の閣議決定がなされた。世界のこれまでのカーボンニュートラルの動向を整理したものを図205に示す。

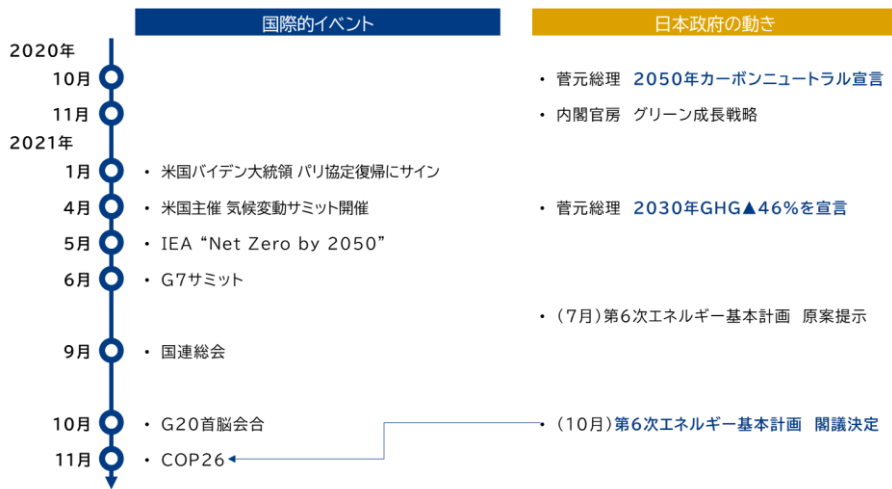


図 205 カーボンニュートラルに向けた国際的なイベント及び日本政府の動き

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会において、グリーンイノベーション戦略推進会議の議論内容も取り込みながら、カーボンニュートラル実現に向けた方向性が議論されている。その中では、RITE（地球環境産業技術研究機構）による2050年カーボンニュートラルに向けたシナリオ分析結果を踏まえ、2030年に向けた第6次エネルギー基本計画の議論が進められてきた。

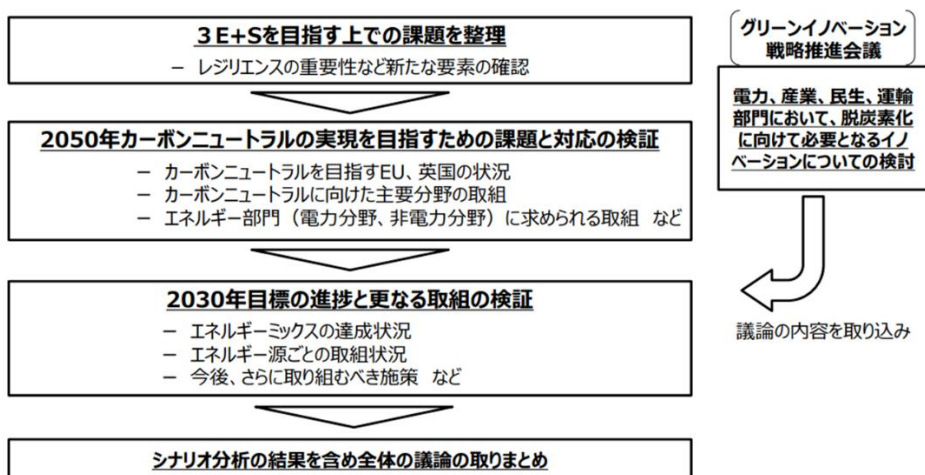


図 206 カーボンニュートラルに関する議論の方向性

出所) 資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第36回会合),

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/036/036_005.pdf (閲覧日: 2022/1/14)

我が国がカーボンニュートラルに向かう中、再エネの今後更なる導入はますます重要となってくるが、再エネの更なる導入は電力ネットワーク上に多大なインパクトをもたらす。我が国において、この電力ネットワークの将来の課題を検討している主体として、基本政策分科会、送配電網協議会、OCCTO が挙げられる。これらの主体による検討上の課題を整理すると、図 207 の通り、4つの論点（「①出力変動への対応」、「②送電容量の確保」、「③系統安定性の維持」、「④遠隔分散型グリッドにおける再エネ比率向上」）に集約される。

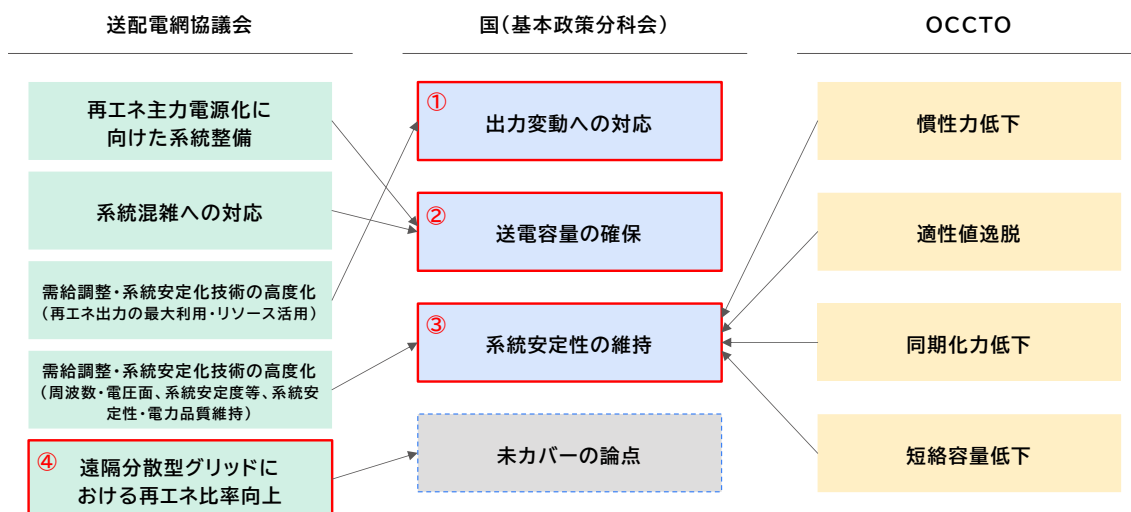


図 207 各主体の提示する電力ネットワーク上の課題の対応関係

上記の現状認識されている電力ネットワーク上の課題を基軸として将来の電力ネットワークの在り方を検討するにあたっては、日本の電力ネットワーク特有の状況に着目し、それを解決する視点を以て検討を行うべきである。本調査では、日本の電力ネットワークの特有な課題を図 208 の 3 点として定め、これらを解決する方向性について、カーボンニュートラルを目指すために検討されている視点（コンセプト）を対応させた。

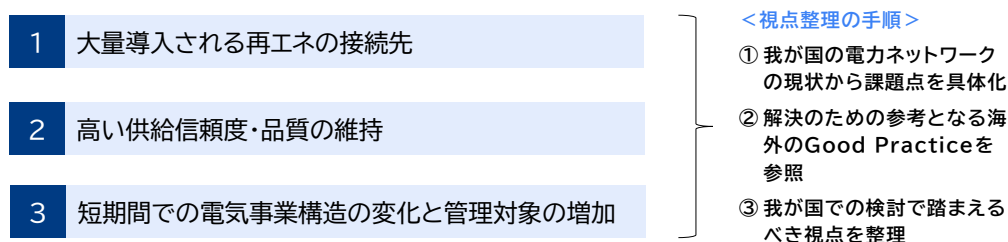


図 208 電力ネットワーク上の日本特有の課題

上記 3 つの課題から、海外の Good Practice を踏まえて我が国での検討で考慮すべき視点を抽出すると、図 209 ～図 211 となる。

- 大量導入される再エネの接続先に関する課題解決に向けた「分散型エネルギーネットワークの構築」
- 再エネ大量導入化において供給信頼度・品質への影響を緩和するための「フレキシビリティリソースの更なる活用」

● 短期間での電気事業構造の変化と管理対象の増加に対応するための「電力ネットワーク分野での DX 化の推進」

| | |
|--------------------|---|
| 我が国の電力ネットワークの現状と課題 | <ul style="list-style-type: none"> 再エネの大量導入と導入先の偏在化が進むことにより送電網では、需要と供給の隔たりを解消すべく、大規模直流送電等のための投資が必要になる。 適地の減少から今後はカーボンニュートラル実現に向けて郊外や僻地の配電系統にも大量導入が求められるが、末端の配電系統に大量の再エネ電源が接続すれば、系統整備コストが生じる。 |
| 海外の Good Practice | <ul style="list-style-type: none"> 諸外国ではカーボンニュートラルの実現に向けた電力ネットワークは分散型を志向。 例えば英国では、ネットゼロに向けた白書において、再エネを含む分散型の電源のみでなく、EV等を含む大量の分散型の需要が導入され、これらがフレキシビリティを活かして連携しながら電力の需給を最適化する世界を想定。 |
| 我が国での検討で考慮すべき視点 | <ul style="list-style-type: none"> 再エネ接続先の偏在化が見通される我が国においても、「分散型のエネルギーネットワークの構築」を目指すべきではないか。 <ul style="list-style-type: none"> 地産地消の実現により、再エネ電力の需給ギャップを解消することで、カーボンニュートラルに向けた系統運用/整備に伴う社会コスト低減が可能に 分散型エネルギーネットワーク内のフレキシビリティ活用で、効率的なエネルギーシステム実現が可能に 分散型エネルギーネットワーク(再エネ主体のマイクログリッド等)構築による効率的な配電系統の整備/運用が可能に |

図 2 0 9 課題 1 から導かれる視点

| | |
|--------------------|---|
| 我が国の電力ネットワークの現状と課題 | <ul style="list-style-type: none"> 我が国は世界でもトップクラスの供給信頼度・電力品質を誇るが、今後再エネが大量導入され、相対的に大規模電源が減っていくことが予想される中で、現在の供給信頼度・品質水準の維持が困難となることが見込まれる。 |
| 海外の Good Practice | <ul style="list-style-type: none"> 諸外国では、低炭素発電が主力となる時代に向けて、蓄電池やEV、再エネ自身が提供する「フレキシビリティ」を有効活用するように検討が進められている。 <ul style="list-style-type: none"> 英国: BEISのネットゼロに向けた主要コミットメントの中で、balancing市場やローカルフレキシビリティ市場におけるフレキシビリティリソースの活用を推進としている フランス: 「エネルギー多年度計画(Multi annual energy plan)」において、電力の供給安定性確保のための施策として、電力ネットワークにフレキシビリティを与えるツールの開発を掲げている カリフォルニア: 「2018年100%クリーンエネルギー法」に基づくCEC、CPUC等の共同政策レポートにおいて、100%クリーンな電力を実現するためには蓄電池はこれまでの約8倍の速度で導入する必要があるとしている |
| 我が国での検討で考慮すべき視点 | <ul style="list-style-type: none"> 我が国においても、今後カーボンニュートラルを実現しながら供給信頼度の・品質水準の維持をしていくためには、「フレキシビリティリソースの更なる活用」を目指すべきではないか。 <ul style="list-style-type: none"> 系統安定化の一躍を担う既存電源の減少のインパクトを緩和することが可能 |

図 2 1 0 課題 2 から導かれる視点

| | |
|--------------------|--|
| 我が国の電力ネットワークの現状と課題 | <ul style="list-style-type: none"> 我が国は2011年の東日本大震災以降の約10年の短期間において、世界に類を見ないペースで、数々の電気事業に関わるルール見直しを行い、事業環境が変化してきた。 新規参入者を含め、電力ネットワーク上のプレイヤーの増加により、その計画・運用は複雑化を続けている。 今後、設備面でもPV、蓄電池、EV等のDERの増加が見込まれるが、特に日本では諸外国と比べて小型のリソースの接続が多く、小粒のリソースを上手く活用する必要がある。 |
| 海外の Good Practice | <ul style="list-style-type: none"> 複雑化する電力システム計画・運用に対応するため、海外ではデジタルトランスフォーメーション(DX)による業務の高度化、効率化を志向。 例えば英国では、データ・アセットの状態の可視化やそれを通じた最適化を行う“Digitalized Energy System”を、英国におけるネットゼロ実現に向かう速度を早くするコンセプトとして位置づけ、これへのシフトを進めている |
| 我が国での検討で考慮すべき視点 | <ul style="list-style-type: none"> 我が国においても複雑化する電力システムの計画・運用を高度化すると共に、データ・アセットの管理を効率化すべく、「電力ネットワーク分野でのDX化の推進」を目指すべきではないか。 <ul style="list-style-type: none"> プレイヤー間のインタラクションを効率化するとともに、透明性の高い電気事業環境を構築 データに支えられた効率的な運用により、業務(計画・運用)の最適化が可能に 統合的に管理されたデータベースにより、個々の管理対象が可視に DERからのフレキシビリティの最大限の活用が可能に |

図 2 1 1 課題 3 から導かれる視点

日本特有の課題から抽出された、課題解決のために有すべき3つの視点を以て、現時点で整理されている日本の政策上の課題を見直すと、我が国が今後カーボンニュートラルを目指す上で検討していかなければならない政策上の論点が見えてくる。その結果は、図 2 1 2 に示される通り、8つの論点に集約される。

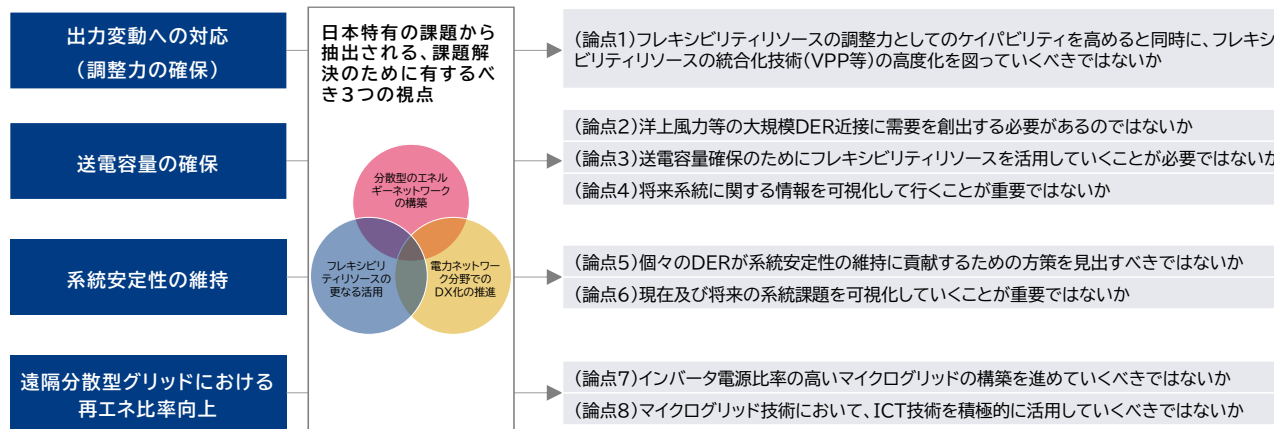


図 2 1 2 再エネ大量導入時の電力ネットワークの政策上の論点

2.6.2 日本・欧州・米国における電力ネットワーク技術開発動向

欧州や米国、英国などの諸外国では、積極的に電力ネットワーク技術の開発が進められてきている。これらの動向を把握するために、ここでは各地域における研究開発プログラムに関する調査を実施した。この調査から得られた結果は次の通りとなっている。

■ 欧州

- 欧州全体での重要な技術開発として位置づけられている EU Framework Programme(FP)において、エネルギー分野の研究開発が継続的に実施されている。中でも、FP5 以降ではエネルギーシステムが大項目としても挙げられるようになっており、重要テーマの一つとなっている。
- エネルギーシステム分野の予算額は FP5 以降顕著に増加しており、現在に至るまでエネルギーシステムの技術開発の重要性が高まっている。
- FP8 (Horizon 2020) では、「フレキシビリティの統合」がエネルギーシステムにおける重点課題の一つとなっており、再エネ大量導入を見据えたエネルギーシステムの在り方が積極的に検討されている。
- 2020 年末に Horizon 2020 が終了した後も、後継プログラムである Horizon Europe において「エネルギーシステム・システム」が主要分野として入っており、「より高性能の再生可能エネルギーソリューションに基づくスマートグリッドおよびエネルギーシステムによる、効率的・クリーン・安定・競争力のあるエネルギー供給の実現」が主な目標の一つに掲げられている。引き続き、エネルギーシステムに対する技術開発が積極的に行われることが見込まれる。

■ 米国

- 2009 年に始まった Smart Grid Investment Grant Program (SGIG) や Smart Grid Demonstration Program (SGDP) に端を発して、米国ではスマートグリッドに関する技術開発は継続的に取り組まれ、現在は Grid Modernization Initiative(GMI)でスマートグリッドに関する技術開発が取組まれている。
- 系統関連技術開発における課題は図 2 1 3 に示す通り、再エネの普及などが 2015 年以降の GMI において、新たな課題の一つに取り上げられている。
- GMI で 2017 年にレジリエンスに関連したプログラムに対して追加投資が行われるなど、技術開発テーマはその時代における課題に合わせたテーマが設定されている。



図 2 1 3 米国における系統関連技術開発における課題の変遷

■英国

- 英国では、NIA（Network Innovation Allowance）・NIC（Network Innovation Competition）という枠組みによりエネルギーシステム分野の技術開発に対する資金援助が行われており、各系統運用者の系統における技術課題から英国全体の低炭素化に資する技術開発に至るまで幅広い技術開発が促進されている。
- 各系統運用者は、それぞれの技術開発戦略（innovation strategy）に基づきプロジェクトを具体化し、NIA・NICからの資金援助のもと技術開発を実施している。
- NIA・NICの予算は、この枠組みが開始した2013年以降、一定規模の予算が継続して割り当てられており、この傾向は今後も続くと思われる。
- さらに近年は、英国全体でゼロカーボンに向けた取り組みの必要性が高まっており、各系統運用者の戦略にも将来の脱炭素化を見据えた長期的な視点が反映されている。こうした状況を踏まえると、今後脱炭素化に向けた技術開発が積極的に行われていくものと考えられる。

我が国におけるこれまでの電力ネットワーク技術開発の変遷は図 2 1 4 の通りに整理され、「再エネ系統連系」、「出力予測」、「大型蓄電池」、「スマートコミュニティ・マイクログリッド・VPP」の 4 分類に大別される。日本における技術開発の特徴として、必要となる要素技術をそれぞれの実証プロジェクトで個別に検討、開発することで各年次の多様なニーズに対応している（ゆえに、実証間の継続性やつながりは比較的小さい）ことが挙げられる。

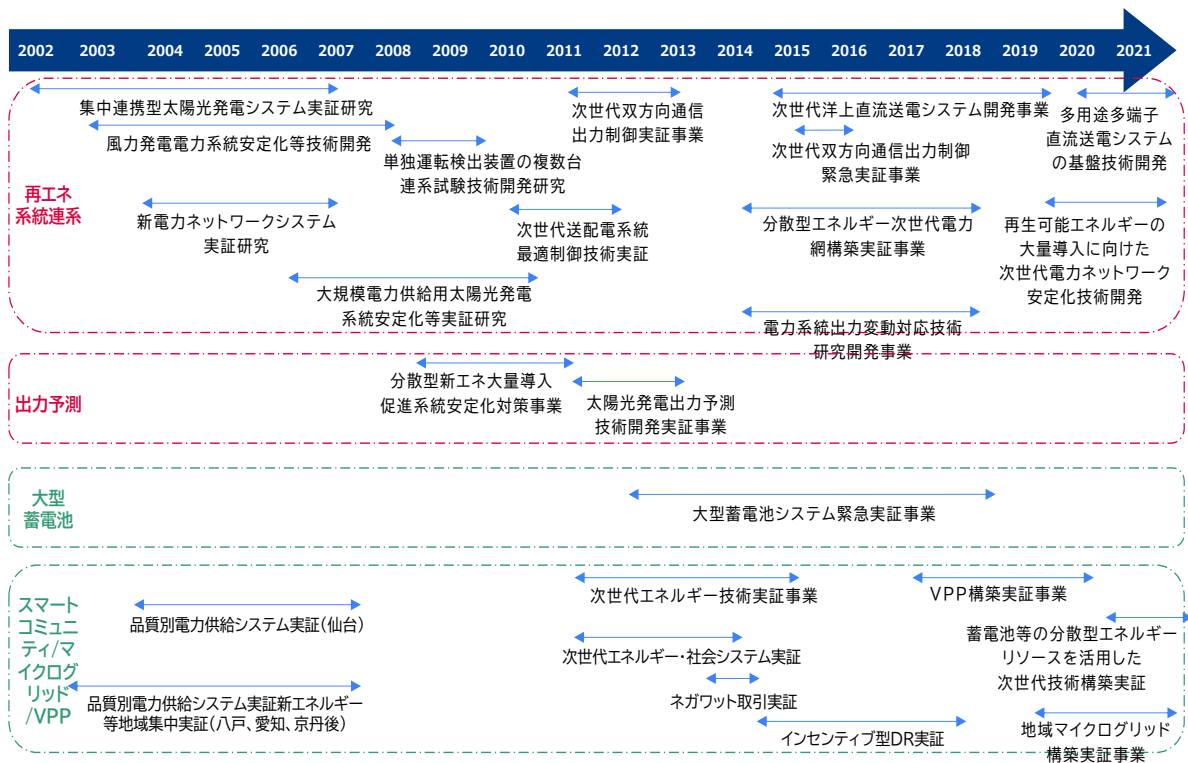


図 2 1 4 日本における電力ネットワーク技術開発動向の経緯

海外での技術開発プログラムを Good Practice と捉えると、今後の我が国の電力ネットワーク技術開発の在り方への示唆が得られる。

示唆①：技術開発の規模

欧州、米国、英国のいずれにおいても、電力ネットワーク分野に対し、一定以上の規模の予算が継続的に割り当てられており、一部では再エネ導入比率を高めるために近年拡大傾向にある。欧州では、再エネ導入比率を高めていくという方針に呼応して、電力ネットワーク分野の公的投資が拡大傾向にある。特に、FP8（Horizon2020）では、年間約 8.0 億ユーロ（約 1050 億円）という規模の予算が電力ネットワーク分野に投資されている。また、米国では、経済刺激策の側面が強い ARRA によってスマートグリッドに向けたネットワーク開発が推進されて以降も、国立研究所主導で更なるグリッドの先進化に向けた技術開発に継続的に取り組んでおり、2019 年には 8000 万ドル（約 90 億円）が投じられている。さらに、英国でも、送電分野では年間 1000 万ポンド（約 15 億円）以上、配電分野では年間 3000 万ポンド（約 45 億円）以上の予算が継続して割り当てられている。

これらを踏まえると、電力ネットワーク分野の技術開発に終わりはなく、日本においても現在と同じ規模もしくは再エネ拡大に向けより大規模な技術開発を実施していくことが重要であると考えられる。

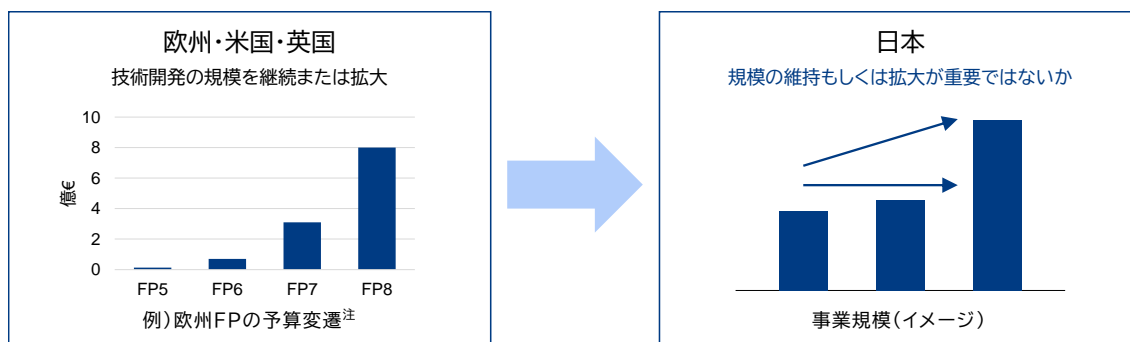


図 2.15 技術開発の規模の理想像（イメージ）

示唆②：技術開発の枠組み

欧州、米国、英国のいずれにおいても、課題が顕在化する前に、先行的に「枠組み」を作り、開発に対する投資を行っていると思われ。例えば、欧州の Bridge Initiative、米国の GMLC、英国の NIA・NIC がそれに相当する。

個別プロジェクト間のインタラクションの推進を図るためにも、日本においても「枠組み」を作り、取り組み間の横ぐしを通していくことが重要であると考えられる。例えば、「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」や「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」では、複数の研究開発項目を束ねる形の枠組みが作られており、良い例であると言える。同様のフレームワークを作り、定型化していくことが重要であると考えられる。

技術開発の戦略

欧州、米国、英国のいずれにおいても、政策に基づいた電力ネットワークのビジョンやミッション、戦略が策定され、それに基づき、前項で述べたような先行的な「枠組み」が位置付けられている。欧州の FP では、ミッションに起因した（「Mission-Oriented」な）研究開発が目指されている。英国では、Innovation Strategy に基づき、プロジェクトが具体化、提案さ

れている。米国においても、GMLC はプログラム全体の Strategy を作成し、定期的にアップデートしながらプロジェクトをリードしている。

今後、エネルギー基本計画等の政策を、電力ネットワークの論点に落とし込んだ「電力ネットワークの戦略」を作成し、将来求められる対応を見据えた先行的な枠組みの設定や投資を行っていくことが望ましいと考えられる。

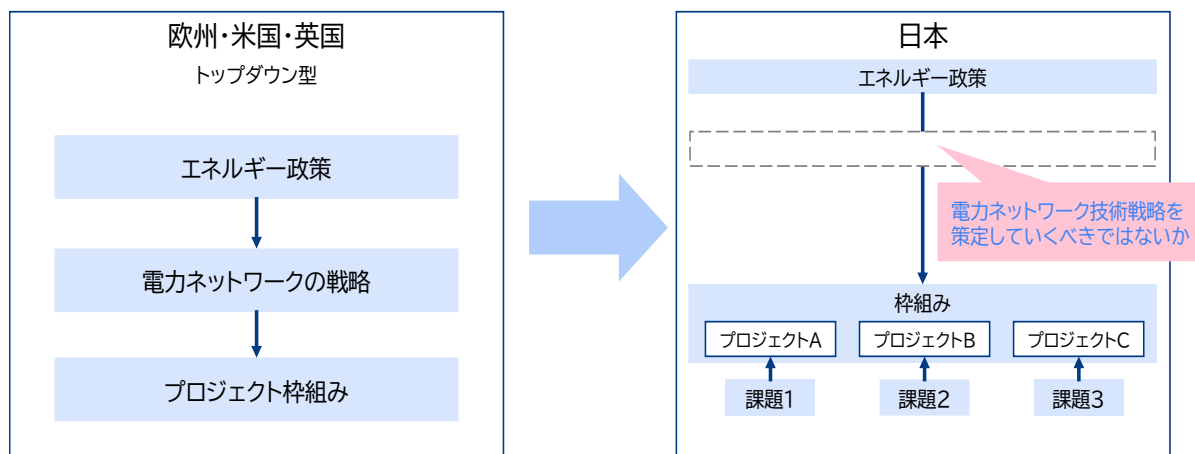


図 2 1 6 技術開発の枠組みと戦略の理想像 (イメージ)

2.6.3 再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術開発テーマ

図 2 1 2 に示す通り、「再エネ大量導入時の電力ネットワークの政策上の論点」は以下に示す 8 つである。

- 論点 1 : フレキシビリティリソースの調整力としてのケイパビリティを高めると同時に、フレキシビリティリソースの統合化技術 (VPP 等) の高度化を図っていくべきではないか
- 論点 2 : 洋上風力等の大規模 DER 近接に需要を創出する必要があるのではないか
- 論点 3 : 送電容量確保のためにフレキシビリティリソースを活用していくことが必要ではないか
- 論点 4 : 将来システムに関する情報を可視化して行くことが重要ではないか
- 論点 5 : 個々の DER がシステム安定性の維持に貢献するための方策を見出すべきではないか
- 論点 6 : 現在及び将来のシステム課題を可視化していくことが重要ではないか
- 論点 7 : インバータ電源比率の高いマイクログリッドの構築を進めていくべきではないか
- 論点 8 : マイクログリッド技術において、ICT 技術を積極的に活用していくべきではないか

本調査では、これら 8 つの論点それぞれに対して、「我が国の現状 (当該分野では現在我が国では何が行われているか)」、「次なる展開に向けての課題 (次なる展開を図っていく上で、何が課題か)」、「課題解決のヒント (海外の Good Practice。上記課題を解決するために参考となる他国の事例には何かがあるか)」、「課題解決に向けた技術開発のテーマ (他国の Good Practice を踏まえて、我が国では何をすべきか)」の順に検討を行うことで、技術開発テーマの抽出を行った。なお、この中で、課題解決のヒントとなる海外の Good Practice として、3.2 に示した諸外国の技術開発プログラムで実施されているプロジェクトなどを取り上げている。

図 2 1 7 ~ 図 2 2 4 に、8 つの論点それぞれに対する技術開発テーマの検討内容を示す。

| | | |
|-----------------------------|--|---|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> ● フレキシビリティリソースの調整力向けの活用について、対応可能メニューの拡張と制御精度の向上が必要 ● 調整力以外の用途も含めてフレキシビリティリソース活用方法を活用していくことが必要 ● 多数のリソース、多様なユースケースを組み合わせたフレキシビリティリソースの統合的な管理・運用・制御が必要 | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● ドイツやアイルランド等の欧州諸国では既に蓄電池が高速の調整力の市場への参入を進めている状況であり、蓄電池の調整力への活用は技術的には十分可能 ● Horizon2020では、調整力のみならず、多様なユースケースの間で協調しながらフレキシビリティリソースを活用することを旨としたプロジェクトを複数展開 | |
| 必要となる 技術開発 | 調整力としてのフレキシビリティリソース活用の高度化 | <ul style="list-style-type: none"> ● 制御精度の向上(フィードバック制御等) ● より高速の調整力に対応する技術(自端周波数制御、アグリゲーターとリソースのインタラクションの高速化) |
| | 新たなユースケースに関する技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● 短期・長期の系統混雑緩和に向けたフレキシビリティ活用 |
| 政策上の 課題 | 多様なリソースと多様なユースケースを考慮したフレキシビリティリソースの統合化 | <ul style="list-style-type: none"> ● 多数のフレキシビリティリソースの運用・管理を統合し、最適化するシステムの構築 ● TSO-DSO間のフレキシビリティリソース情報の共有スキームおよびシステムの構築 ● 水素等の他のエネルギー貯蔵オプションの活用検討 |
| | 蓄電池大量導入の実現 | <ul style="list-style-type: none"> ● 大量生産/導入が可能となる蓄電池に係る技術開発の政策的推進 ● 蓄電池の大量導入に向けた産業政策 |
| | DERの市場参入を促進する制度設計とルール緩和 | <ul style="list-style-type: none"> ● 機器点計量の電力市場取引での導入 ● DERに対する需給調市場参画要件の緩和 ● 低圧リソース(逆潮流を含む)の需給調整市場等への参画を認める制度設計 |

図 2 1 7 論点 1 から抽出される技術開発テーマ

| | | |
|-----------------------------|---|--|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> ● 洋上風力発電等が立地するエリア近傍に需要を創出し、地産地消を促すことが重要であるが、かかる巨大な需要を特定地域に創出することは、産業政策や制度に大きく依存する ● 需要代替案となりうる技術の検討が必要 | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● 欧州のNorth Sea Wind Power Hubでは、洋上ネットワーク最適化のために、P2X技術の活用を目指している ● 米国等において洋上風力発電のピークカットを行う目的での蓄電池の導入が進められている ● 日本発ベンチャーのPower Xは、洋上風力の電力を船で運ぶ「Power Ark」の構想の実現に向けて検討を進めている | |
| 必要となる 技術開発 | P2G技術の活用と洋上電力ネットワークとの統合 | <ul style="list-style-type: none"> ● P2G技術開発(大容量化・実用化に向けた検討) ● 洋上・陸上水素インフラと洋上電力ネットワークの統合運用技術 |
| | 洋上風力発電向けの大型蓄電池 | <ul style="list-style-type: none"> ● 蓄電池を用いた洋上風力発電出力の制御技術の開発 ● 実証を通じた運用の検討 |
| 政策上の 課題 | 再エネポテンシャル地域における需要創出 | <ul style="list-style-type: none"> ● 大規模洋上風力発電等の近隣地域に、電力消費の大きい産業を誘致 |

図 2 1 8 論点 2 から抽出される技術開発テーマ

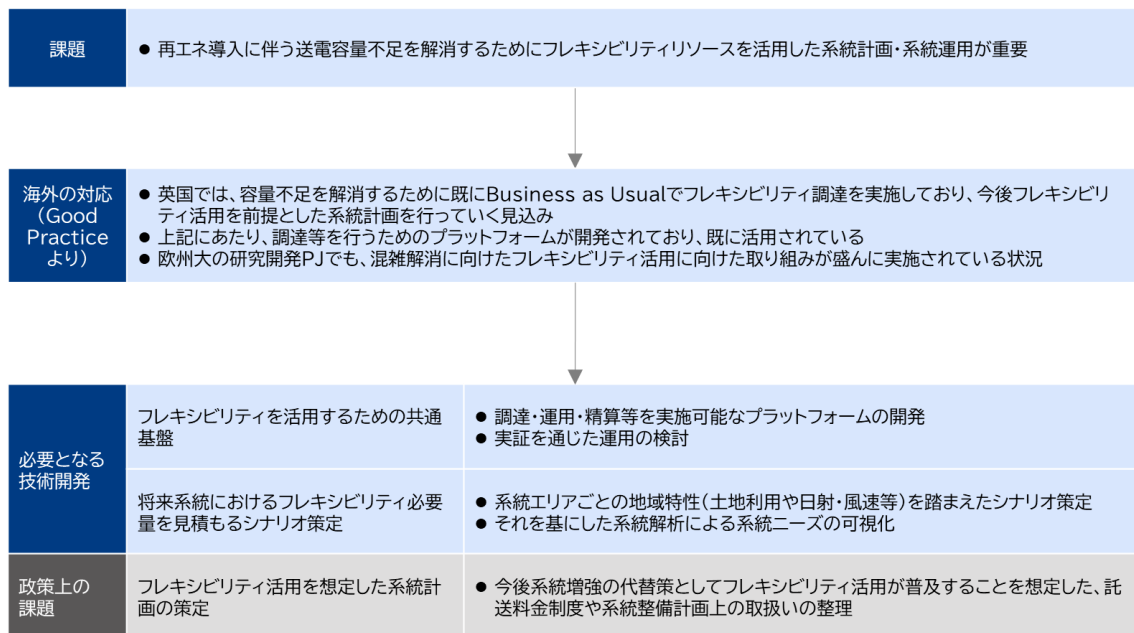


図 2 1 9 論点 3 から抽出される技術開発テーマ

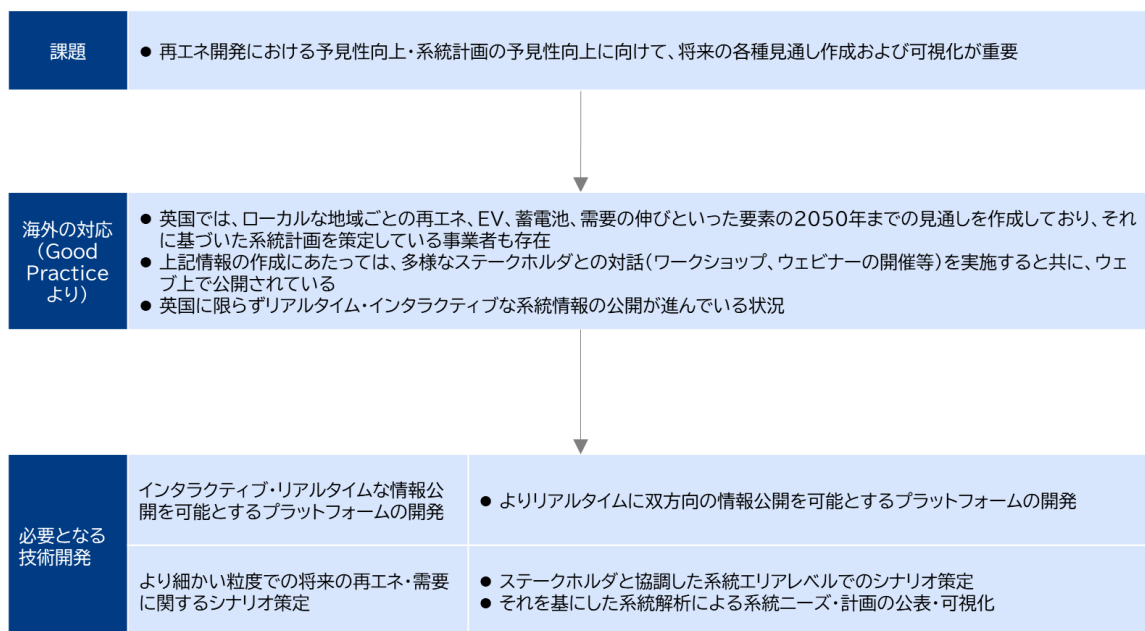


図 2 2 0 論点 4 から抽出される技術開発テーマ

| | | |
|--------------------------|--|--|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> ● 再エネや蓄電池等のDERに、左の系統諸課題の解決に貢献する制御を付けていき、系統制御機器とのポートフォリオを組んで対策を講ずることが必要 ● 左の系統諸課題に対する調整能力を、「サービス」として提供できる仕組みを作り、インセンティブ付けしていくことが重要 | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● 英国ではPathfinderで各種系統課題に対するサービスを調達している ● 慣性提供について、欧州では基礎検討としてのMIGRATEから、実機での検証を行うOSMOSEに展開している ● 英国では同期調相機に関する技術開発や蓄電池用VSMの技術開発が進められている ● 英国ではPower Potentialにおいて、分散型電源からの無効電力供給サービスに関する検討を進めている ● 英国DNOは新たな事故検出方法に関する検討を進めている ● Distributed ReStartプロジェクトにおいて、分散型電源の大規模系統ブラックスタートへの貢献の可能性を模索 | |
| 必要となる技術開発 | 周波数維持能力に関する技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● GFMを搭載した蓄電システム等のフィールドでの検証 ● 同期調相機・MGセット等のフィールド実証 |
| | 電圧変動対策・電圧維持能力に関する技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● DERからの無効電力をアグリゲートして供給可能とする技術開発 ● 高速無効電流注入(Fast Reactive Current Injection)に関わる技術開発 ● 高速無効電力注入の遠隔通信等による設定変更に関わる検討 |
| | 同期安定性に関わる技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● 同期調相機・MGセット等のフィールド実証 ● 再エネ・蓄電池による同期化力維持のための制御方式の開発 |
| | 新たな系統保護に関わる技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● 新たな系統保護方式の開発 |
| | 系統復旧に関わる技術開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● ブラックスタートサービスが提供可能なGFMの技術開発とGFMを搭載したシステムのブラックスタート貢献の検証 |
| 政策上の課題 | 調整能力のサービス化 | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統諸課題(慣性・高速周波数応答・電圧維持能力、同期安定性、ブラックスタート)に対応する能力を「サービス」として調達する仕組み作り |

図 2 2 1 論点 5 から抽出される技術開発テーマ

| | | |
|--------------------------|---|--|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統課題を適切にマネージしていくために、現時点及び将来時点の系統状況を適切に把握できる推定システムが必要 ● 複雑化するシステムを統合的に解析できるプラットフォームが求められる | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● 英国では、柔軟な電圧解析プラットフォームの検討が進められている ● 米国では、HELICSで系統を包括的にシミュレーションできる方策について検討が進められている | |
| 必要となる技術開発 | 系統課題に対応した計画・監視システムの構築 | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統運用者が系統に存在する無効電力供給能力を把握・評価するためのツール開発 ● 同期安定性等の常時監視システム |
| | 将来系統の包括的解析が可能な統合型シミュレーションプラットフォームの開発 | <ul style="list-style-type: none"> ● 送電＝配電＝市場のインタラクションを統合するシミュレーションプラットフォーム |

図 2 2 2 論点 6 から抽出される技術開発テーマ

| | | |
|--------------------------|---|--|
| 課題 | ● マイクログリッドの普及拡大に向けて、再エネ+蓄電池のようなDER主体のマイクログリッドの運用技術を開発することが重要 | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● 英国ではDistributed ReStartに向けた検討の中で再エネ、DER主体のマイクログリッドを起点としたブラックスタートの方法を検討するとともに、その安定的な運用に向けた解決策を整理検討 ● 米国GMLCのCleanStart DERMSのプロジェクトにおいても、同様にDERやマイクログリッド起点のブラックスタートの技術を検証 | |
| 必要となる技術開発 | DER主体マイクログリッドの運用技術 | ● インバータ電源比率の高いマイクログリッドの技術課題解決 (電源の安定性、保護等) |
| | 系統安定化の観点からのDER主体マイクログリッドの運用技術 | <ul style="list-style-type: none"> ● Grid forming機能 <ul style="list-style-type: none"> ✓ ブラックスタート機能 ✓ 慣性応答 ✓ 保護 |
| 政策上の課題 | 制度要件における上記開発技術の具備や規定に関する取扱い ※ 論点8とも共通 | ● 配電事業ライセンス制度など、マイクログリッドに関わるステークホルダーが遵守すべき要件における上記開発技術や規定の位置づけの整理 |

図 2 2 3 論点 7 から抽出される技術開発テーマ

| | | |
|--------------------------|--|---|
| 課題 | ● マイクログリッドの普及拡大に向けて、上位系統とマイクログリッドの連携に関する技術開発を進めることが重要 | |
| 海外の対応 (Good Practice より) | <ul style="list-style-type: none"> ● Horizon2020のSimrisやTilosではマイクログリッドの自立運転や、上位系統との連携制御について検討を行い、マイクログリッド内の系統安定化に留まらず、上位系統へのアンシラリーサービス等の供出についても検証 ● 米国カリフォルニア州でもマイクログリッドと上位系統の連携に向けた技術的な検証(Redwood Coast Airport Microgrid)が行われている他、その在り方に関してResiliency & Microgrids Working Groupで議論 ● 個別の電力事業者の取組としてマイクログリッドの連系規定等の整理が進められており、ニューヨーク州ではConEdison連系要件を整理したほか、カリフォルニア州ではPG&EがCommunity Microgrid Technical Best Practicesを公開 | |
| 必要となる技術開発 | マイクログリッドと上位系統との協調に向けた技術 | <ul style="list-style-type: none"> ● 連携制御と自立運転の双方を実現するための技術・運用手順 ● 平常時・非常時の保護協調 ● マイクログリッドからTSOに対する需給調整、系統安定化等の貢献を実現する技術(アンシラリーサービスの提供可能性 等) |
| | マイクログリッドと上位系統との情報交換に関わる技術 | <ul style="list-style-type: none"> ● システム共通化 ● 情報交換、情報プラットフォームの整理 ● サイバーセキュリティ |
| | マイクログリッドの系統連系や運用手順等に関わる規程の開発 | ● 系統連系規程の素案作成と技術的な検証 |
| 政策上の課題 | 制度要件における上記開発技術の具備や規定に関する取扱い ※ 論点7とも共通 | ● 配電事業ライセンス制度など、マイクログリッドに関わるステークホルダーが遵守すべき要件における上記開発技術や規定の位置づけの整理 |

図 2 2 4 論点 8 から抽出される技術開発テーマ

8つの「再エネ大量導入時の電力ネットワークの政策上の論点」それぞれについて、今後我が国において再エネ主力電源化を促進するために必要となる電力ネットワーク技術開発テーマの抽出分析を行った結果を示した。多岐にわたる分野での技術開発が必要となるが、一つ一つを着実に進め、今後の更なる再エネの導入促進を図っていくことが大切である。

また、上記では、今後検討を行っていくことが必要となる政策上の論点についても整理した。この結果を表 63 に示す。

表 63 本調査で抽出された政策上の論点のまとめ

| | | |
|-------|-----------------------------|---|
| 論点1 | 蓄電池大量導入の表現 | <ul style="list-style-type: none"> ● 大量生産/導入が可能となる蓄電池に係る技術開発の政策的推進 ● 蓄電池の大量導入に向けた産業政策 |
| 論点1 | DERの市場参入を促進する制度設計とルール緩和 | <ul style="list-style-type: none"> ● 機器点計量の電力市場での導入 ● DERに対する需給調市場参画要件の緩和 ● 低圧リソース(逆潮流を含む)の需給調整市場等への参画を認める制度設計 |
| 論点2 | 再エネポテンシャル地域における需要創出 | <ul style="list-style-type: none"> ● 大規模洋上風力発電等の近隣地域に、電力消費の大きい産業を誘致 |
| 論点3 | フレキシビリティ活用を想定した系統計画の策定 | <ul style="list-style-type: none"> ● 今後系統増強の代替策としてフレキシビリティ活用が普及することを想定した、託送料金制度や系統整備計画上の取扱いの整理 |
| 論点5 | 調整能力のサービス化 | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統諸課題(慣性・高速周波数応答・電圧維持能力、同期安定性、ブラックスタート)に対応する能力を「サービス」として調達する仕組み作り |
| 論点7・8 | 制度要件における上記開発技術の具備や規定に関する取扱い | <ul style="list-style-type: none"> ● 配電事業ライセンス制度など、マイクログリッドに関わるステークホルダーが遵守すべき要件における開発技術や規定の位置づけの整理 |

以上の通り、本調査では今後の再エネ主力電源化を促進する電力ネットワーク技術開発テーマが抽出されたが、我が国では、2050年にカーボンニュートラルという野心的な目標を掲げており、将来的には現時点で我々が想像できないエネルギー需給構造に転換していく可能性がある。本調査で整理した技術開発テーマの先に、更に電力ネットワーク上の課題が生じる。抜本的な電力ネットワーク形成・運用のコンセプトの変化が必要かもしれない。

今後、2050年のエネルギー需給構造、及び電力供給の在り方の検討が進んでいくものと予想されるが、その検討に呼応して、更に必要となる技術開発の検討が今後必要である。

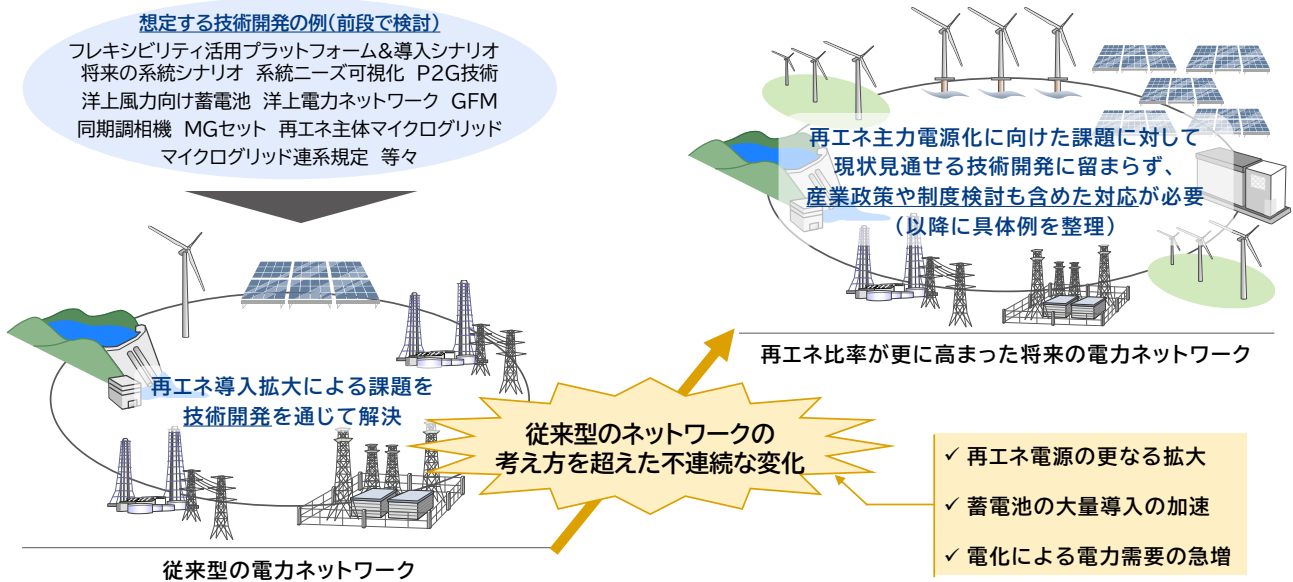


図 2 2 5 再エネ主力電源化に伴う電力ネットワークの劇的変化(イメージ)

2.2. 研究開発項目[2]－ 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

[1]. 需要家側リソースおよび制御方式の調査（担当：電力中央研究所〔再委託：関西電力送配電〕）

本項では、需要家側リソースおよび制御方式を調査した結果を示す。具体的には、各種制御に関するシミュレーションに必要な地域大の需要パターン作成のため、データ収集装置を製作し、大阪府内等における 150 軒の住宅需要家の詳細な需要データを収集・分析・整理した。次に、収集した需要家の需要データを元に、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成した。このとき、VPP リソースが配電線に接続され、VPP アグリゲータにより制御されていることを想定するため、国内外のプロジェクトなどの文献調査や訪問調査を実施して情報収集した。また、需要能動化による配電系統への影響評価のため、アグリゲータによる統合制御や需要家内制御をモデル化し、各シナリオを設定した場合の配電系統全体の負荷電力パターンから分散電源の発電電力パターンおよび蓄電池の充放電電力パターンを差し引いた残余需要パターンを算出した。このとき、分散電源の発電電力パターンは、数値気象モデル等に基づく電中研既開発の手法を用いて予測された PV 出力を考慮した。

本項における実施項目と目標、及び成果・達成度は表 64 の通りとなっている。

表 64 需要家側リソースおよび制御方式の調査の実施項目と目標、成果・達成度

| 実施項目 | 目標 | 成果 | 達成度 |
|--------------|--|---|-----|
| 需要家データの計測・収集 | <p>①データ収集装置の設置</p> <p>シミュレーションに必要な地域大の需要パターン作成のため、大阪府内等における住宅需要家の屋内配線毎の詳細な需要データを収集する。このためのデータ収集装置を製作し各需要家に設置する。また、事業終了時に取り外す。</p> <p>②需要家データ収集、③需要家データ分析</p> <p>需要家の屋内配線に設置した CT に通信機器を接続し、専用の携帯回線を用いて 1 分間ごとのデータを収集サーバーへ伝送することで、機器の使用状況に応じたデータを蓄積する。その計測・収集した需要データを分析・整理する。</p> | <p>①データ収集装置の設置</p> <p>シミュレーションに必要な地域大の需要パターン作成のために、大阪都市圏内の住宅 150 世帯（2020 年度：30 世帯、2021 年度：120 世帯設置）に屋内配電線ごとの需要データを収集する装置を製作し設置した。また、必要なデータの収集を終え、装置を撤去した。</p> <p>②需要家データ収集、③需要家データ分析</p> <p>需要家の屋内配線に設置した CT に通信機器を接続し、専用の携帯回線を用いて 1 分間ごとのデータを収集サーバーへ伝送することで、機器の使用状況に応じデータを蓄積した。計測・収集した需要データに基づき、各世帯の実負荷を算出して、対象世帯の消費電力パターン、世帯属性に応じた日負荷曲線や電力使用量等を分析・整理した。</p> | ○ |

| | | | |
|---|--|---|----------|
| <p>需要家の負荷モデル、分散電源モデルの作成</p> | <p>計測・収集した需要家の需要データを元に、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成する。</p> | <p>計測・収集した需要家の需要データを元に、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成した。</p> | <p>○</p> |
| <p>需要家側制御方式及び需要家側リソースの調査</p> | <p>配電線に接続される VPP 用の需要家側リソースが、系統大のエネルギー市場や需給調整力市場などに活用されることにより、配電系統の電圧・潮流管理に影響を及ぼすことが懸念される。ここでは、まず VPP リソースが配電線に接続され、VPP アグリゲータにより制御されていることを想定するにあたり、容量、市場、運用、通信方式・媒体について、国内外のプロジェクトなどの文献調査や訪問調査を実施して情報収集する。</p> | <p>VPP アグリゲータによる需要側リソースの制御を想定するにあたり、国内外のプロジェクトなどの文献調査や訪問調査を実施して情報収集した。 調査対象としては、国内の VPP プロジェクト、国外では、米国オアフ島の取組み（ハワイ電力）、米国 PJM 管内における取組み（VPP 事業者）、ドイツ（Next Kraftwerke）を対象とした。</p> | <p>○</p> |
| <p>アグリゲータや VPP による統合制御、需要家内制御（EMS）のモデル化</p> | <p>①需要能動化による配電系統への影響評価のため、調査結果から、個別需要家の需要家機器制御方式、およびアグリゲータや VPP による需要家側リソースの統合運用制御方式の各シナリオを設定する。 ②計測した需要データを電中研既開発プログラムの入力データとして用い、各シナリオを設定した場合の配電系統全体の負荷電力パターンから分散電源の発電電力パターンおよび蓄電池の充放電電力パターンを差し引いた残余需要パターンを算出する。なお、このとき数値気象モデル等に基づく電中研既開発の手法を用いて予測された PV 出力を考慮する。ここで作成した残余需要パターンは配電系統の電圧・潮流の解析に活用する。</p> | <p>①将来の需要能動化を想定し、個別需要家が PV 余剰電力を自家消費する場合、アグリゲータが需要側リソースを VPP 運用する場合のシナリオを設定した。 ②アグリゲータによる統合制御や需要家内制御（EMS）をモデル化し、各シナリオを設定した場合の配電系統全体の負荷電力パターンから分散電源の発電電力パターンおよび蓄電池の充放電電力パターンを差し引いた残余需要パターンを算出した。このとき、分散電源の発電電力パターンは、数値気象モデル等に基づく電中研既開発の手法を用いて予測された PV 出力を考慮した。</p> | <p>○</p> |

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達

[1].1 需要家データの計測・収集

[1].1.1 データ収集装置の設置

(1) 需要家データの計測・収集の目的

本事業の目的は PV の大量導入と自家消費化が進展し、多数の需要家側リソースを統合するアグリゲータや VPP の出現が想定される将来の電力系統において、需要家制御と連携した配電系統の電圧・潮流制御方式を開発し、実証評価試験ならびに各種解析により開発方式の有効性を検証することである。その検証のため、本研究においては各種制御に関するシミュレーションを実施するが、そのためには、地域大の需要パターンの作成が必要となる。そこで、本項目では、住宅需要家の屋内配線毎の詳細な需要データを収集するための装置を製作するとともに、大阪都市圏内における住宅需要家に設置を行う。本項目では、まずデータ収集装置の概要について述べた後、収集装置を設置した世帯の計測期間や世帯属性について述べる。次いで、需要家データの収集結果並びにその分析結果について述べる。

(2) 需要家データ計測・収集システム

図 2 2 6 に対象需要家のデータ計測・収集システムの構成を示す。基本構成は以下のとおりである。分電盤にて、電力計測器を設置して、主幹回路と分岐回路の線間電圧と電流を取得し、有効電力を演算する。また、主幹回路については無効電力も演算している。分岐回路は最大 5 つ計測可能で、個別機器（給湯機、IH コンロ、PV、蓄電池、EV）の計測に用いている。電力計測器の測定データおよび演算値は、特定小電力無線を介して、宅内に設置したデータ収集装置に送信される。データ収集装置に蓄積されたデータはルータを介して有線もしくは無線 LAN により、需要家データ収集用のサーバーに蓄積される。

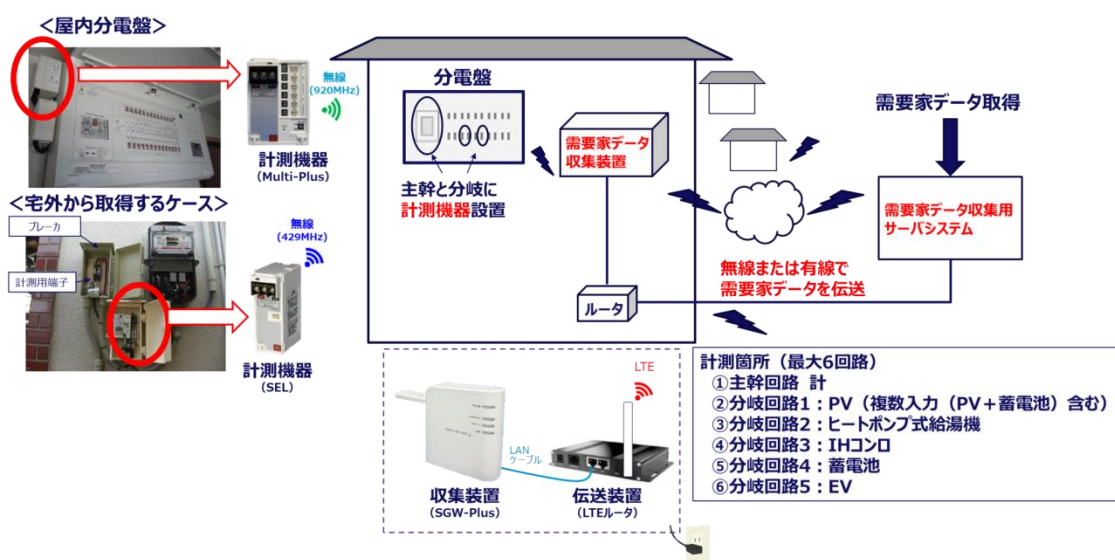


図 2 2 6 需要家データ計測・収集システムの構成

(3) データ取得項目および計測時間間隔

表 65 にデータ取得項目（回路構成）と計測時間間隔を示す。主幹回路と分岐回路の線間電圧と電流を 1 分間隔で計測して、有効電力を演算する。また、主幹回路は無効電力も演算している。分岐回路は最大 5 つあり、分岐回路数は需要家ごとの所有機器によって異なる。各回路では、潮流を区別しているほか、計測開始時点からの積算電力量を演算し、1 分間隔で出力するようにした。なお、分岐回路は、回路 1 : PV、回路 2 : 給湯機、回路 3 : IH コンロ、回路 4 : 蓄電池、回路 5 : EV を接続することを基本としている。世帯によって回路接続と機器が異なる場合（例：1 世帯に PV パネルが 2 枚設置されている場合 等）がある。また、機器を所有していない場合には、当該回路は無接続となる。

表 65 計測項目と計測時間間隔

| No | 回路 (主幹/分岐) | 設置機器 (世帯により異なる場合あり) | 項目 | 潮流等 | 計測時間間隔 |
|----|---------------|------------------------|------------------|-----|--------|
| ① | 主幹 | | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | 1分 |
| ② | | | | 逆潮流 | |
| ③ | | | 無効電力推定値 [var] | 順潮流 | |
| ④ | | | | 逆潮流 | |
| ⑤ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ⑥ | | | | 逆潮流 | |
| ⑦ | | | 電圧[V] | U | |
| ⑧ | | | | V | |
| ⑨ | | | 電流[A] | U | |
| ⑩ | | | | V | |
| ⑪ | 分岐1 | PV | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | |
| ⑫ | | | | 逆潮流 | |
| ⑬ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ⑭ | | | | 逆潮流 | |
| ⑮ | 分岐2 | 給湯機 | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | |
| ⑯ | | | | 逆潮流 | |
| ⑰ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ⑱ | | | | 逆潮流 | |
| ⑲ | 分岐3 | IHコンロ | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | |
| ⑳ | | | | 逆潮流 | |
| ㉑ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ㉒ | | | | 逆潮流 | |
| ㉓ | 分岐4 | 蓄電池 | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | |
| ㉔ | | | | 逆潮流 | |
| ㉕ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ㉖ | | | | 逆潮流 | |
| ㉗ | 分岐5 | EV | 有効電力量[Wh] | 順潮流 | |
| ㉘ | | | | 逆潮流 | |
| ㉙ | | | 有効電力[W] | 順潮流 | |
| ㉚ | | | | 逆潮流 | |

(4) データ収集装置の設置世帯数

需要家データ収集装置の設置は、2019年度（設置開始は2020年1月）に30軒、2020年度120軒とし、2021年2月末までに150軒のデータが取得可能になるようにした。2019年度における需要家データ収集装置の設置（30軒）は2020年2月20日までに概ね完了し、2020年3月1日にはデータが収集可能な状況になった。2020年度における需要家データ収集装置の設置（120軒）は2020年11月中旬から設置を開始し、2021年1月までに設置が完了した。以上より2021年3月以降は150軒の需要家データを収集しており、2021年8月末日までデータを取得した。

(5) データ収集装置設置世帯の面的分布

本研究でデータ収集装置を設置した各世帯の所在地(市町村別)を地図上に表示する(図 2 2 7)。図中の円の大きさは同市町村に位置する対象世帯の数を示している。この図から分かるように、計測対象世帯は特定の市町村に偏りなく、大阪都市圏内に所在することが分かる。

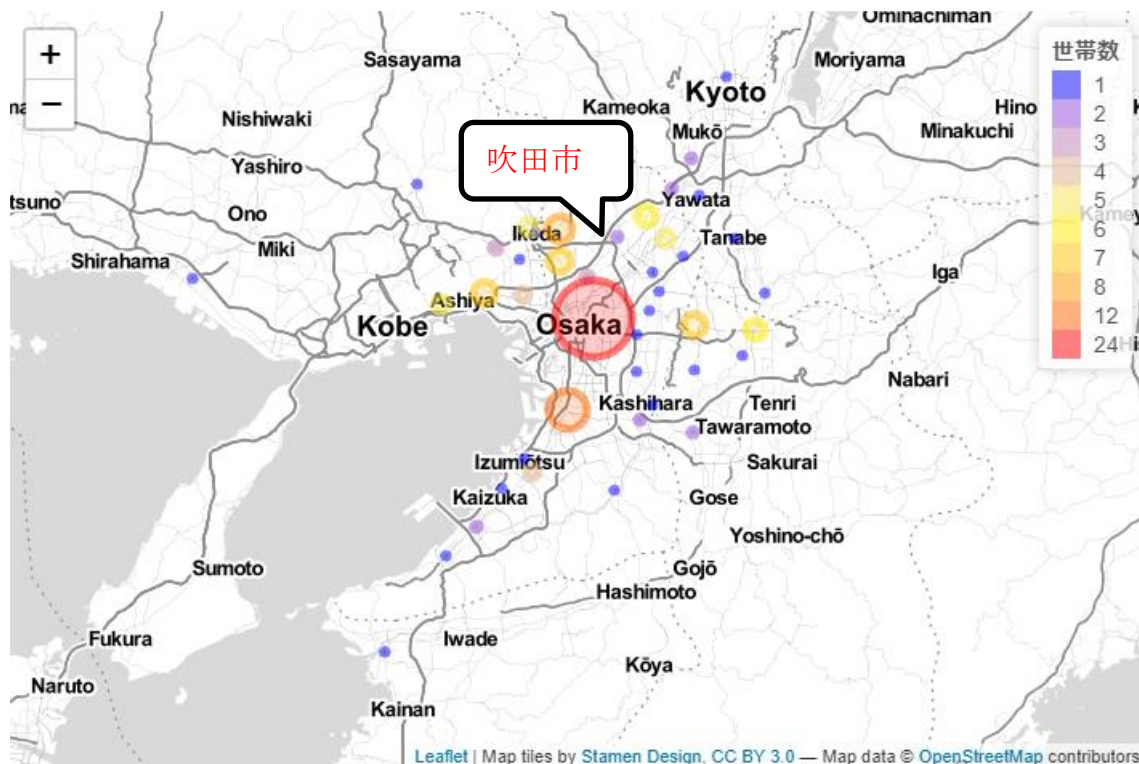


図 2 2 7 データ収集装置設置世帯の面的分布

[1].1.2 需要家データ収集

需要家データ収集装置の設置は、2019 年度に 30 軒、2020 年度 120 軒とし、2021 年 2 月末までに 150 軒のデータが取得可能になるようにした。図 2 2 8 は、主幹順潮流回路データに基づき、需要家データ収集装置の設置状況の推移とデータの取得状況を示す。図中の青い線はデータ取得に当たり、データ蓄積サーバー側の準備が整った世帯数を示す。2020 年度設置が予定されている 120 軒については、新型コロナウイルス感染拡大の影響もあり、10 月以降に需要家収集装置の設置およびデータ収集の準備を開始した。図中の赤い線は 1 日当たりの欠測時間の合計が 30 分以内の世帯（1 日当たり欠測時間帯が約 2%以内）を示している。2020 年度設置世帯のデータは 2020 年 11 月中旬以降から取得が始まり 2021 年 3 月 1 日までは 150 軒のデータが揃った状態となった。2021 年 3 月 1 日以降に関しても、欠測は 2021 年 8 月末までの主幹順潮流回路データのうち約 0.2%に留まり、需要家データの収集が問題なく実施できた。

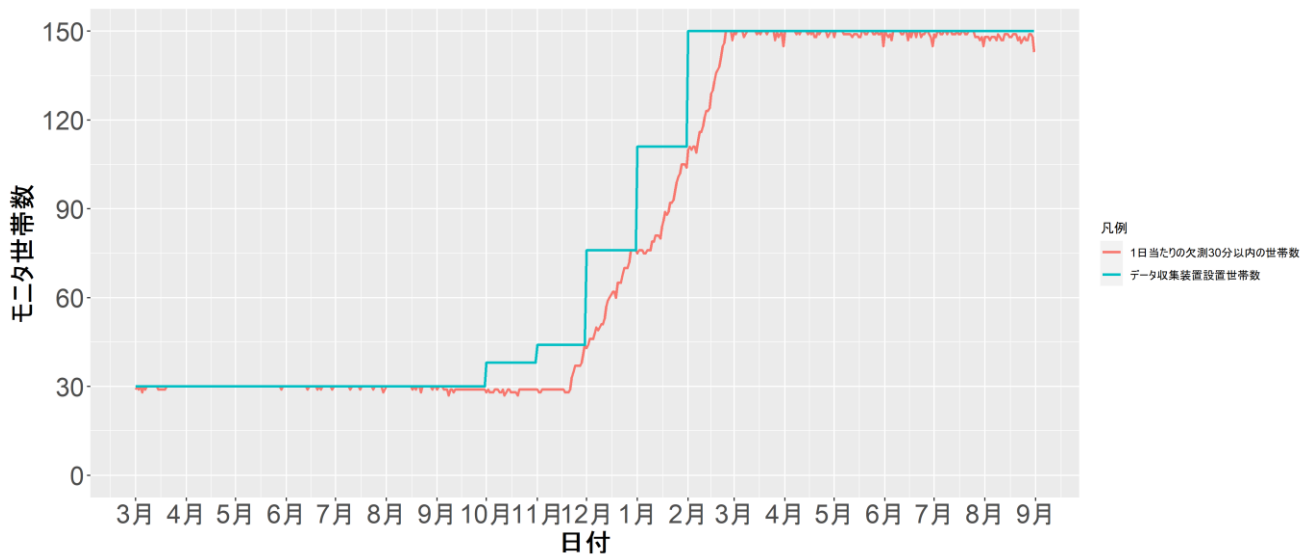


図 2.2.8 需要家データの取得状況の推移(2020年3月～2021年9月)

[1].1.3 需要家データ分析

図 2.2.9 は年間を通して計測を実施した 30 世帯の日負荷曲線を月別・曜日別に示したものである。ヒートポンプ給湯機および電気温水器を設置している世帯が多いことから、深夜に負荷が大きくなっており、その傾向は給湯需要が多くなる冬期ほど顕著である。昼間の負荷は平日に比べて土日に高くなっており、在宅によるものと考えられる。特に 7・8 月は顕著になっており、在宅時のエアコン冷房使用によるものと推察される。

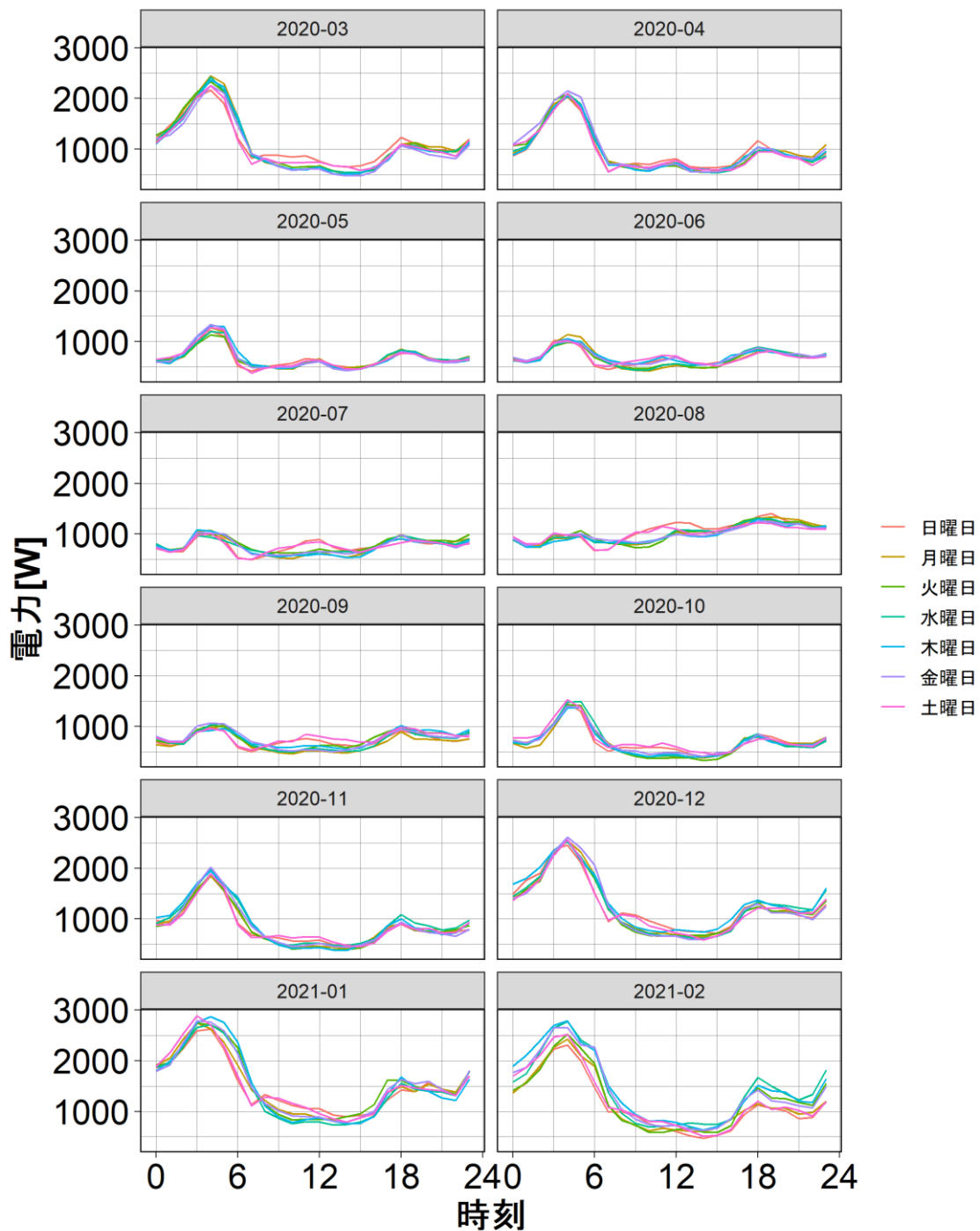


図 2 2 9 年間を通じて計測を実施した 30 世帯の日負荷曲線（月別・曜日別）

図 2 3 0 は実負荷の各月における日消費量の平均値を示したものである。給湯・暖房需要の大きくなる冬期の日消費量が多く 30kWh/day を越えている。冷房需要の多くなる 8 月は 25kWh/day 程度だった。

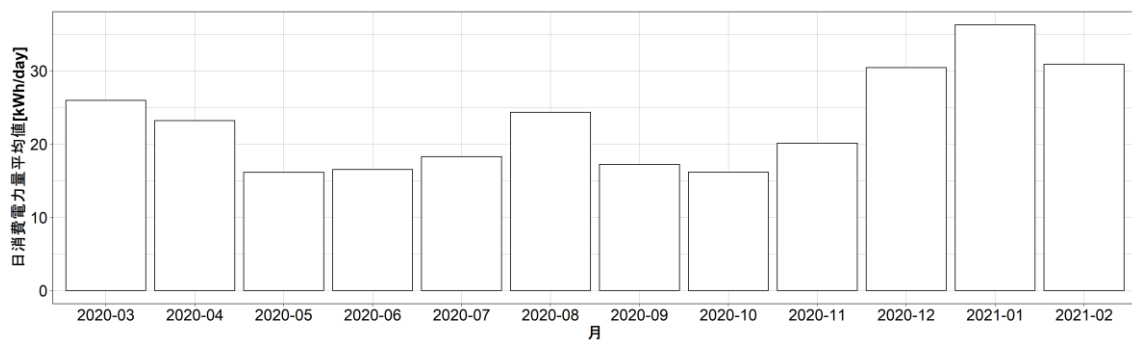


図 2 3 0 各月における日消費量の平均値

図 2 3 1 に日負荷曲線を住宅種別（戸建住宅と集合住宅）・月別に示す。本計測の対象世帯は約 8 割が戸建住宅であり、そのうちの約 8 割がオール電化住宅である。ヒートポンプ給湯機が多く設置されていることから、夜間の需要が顕著になっている。他方、計測対象世帯全体の約 2 割の集合住宅は、オール電化の割合が半数を下回っていることから実負荷全体も少ない傾向にある。

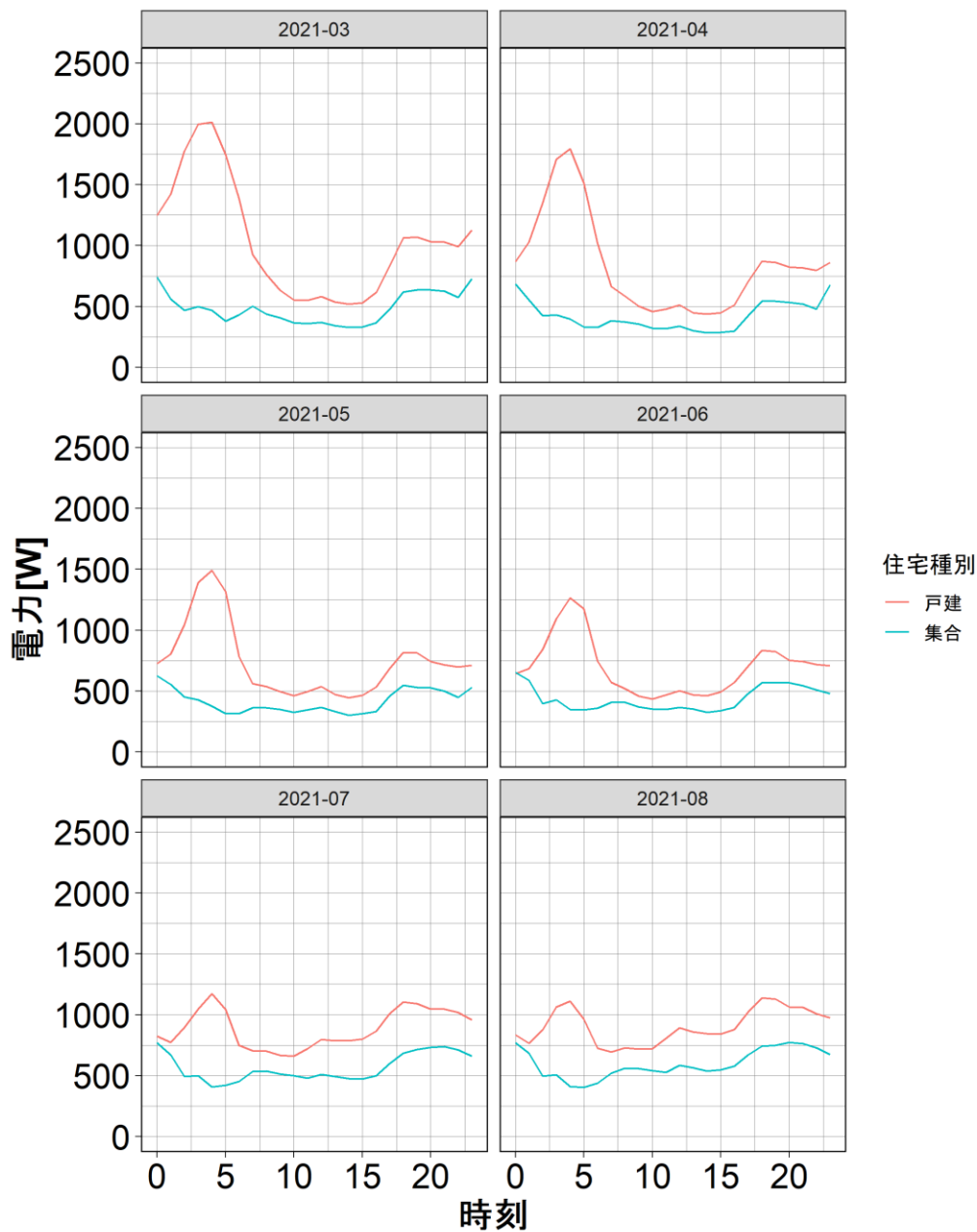


図 2 3 1 日負荷曲線（住宅種別：戸建住宅・集合住宅）

図 2 3 2 に日負荷曲線を契約種別（オール電化とガス併用）・月別に示す。前述のとおり本計測の対象世帯は約 8 割がオール電化世帯である。オール電化世帯のうち、ヒートポンプ給湯機が多く設置されていることから、図 2 2 9 と同様に夜間の需要が顕著になっている。

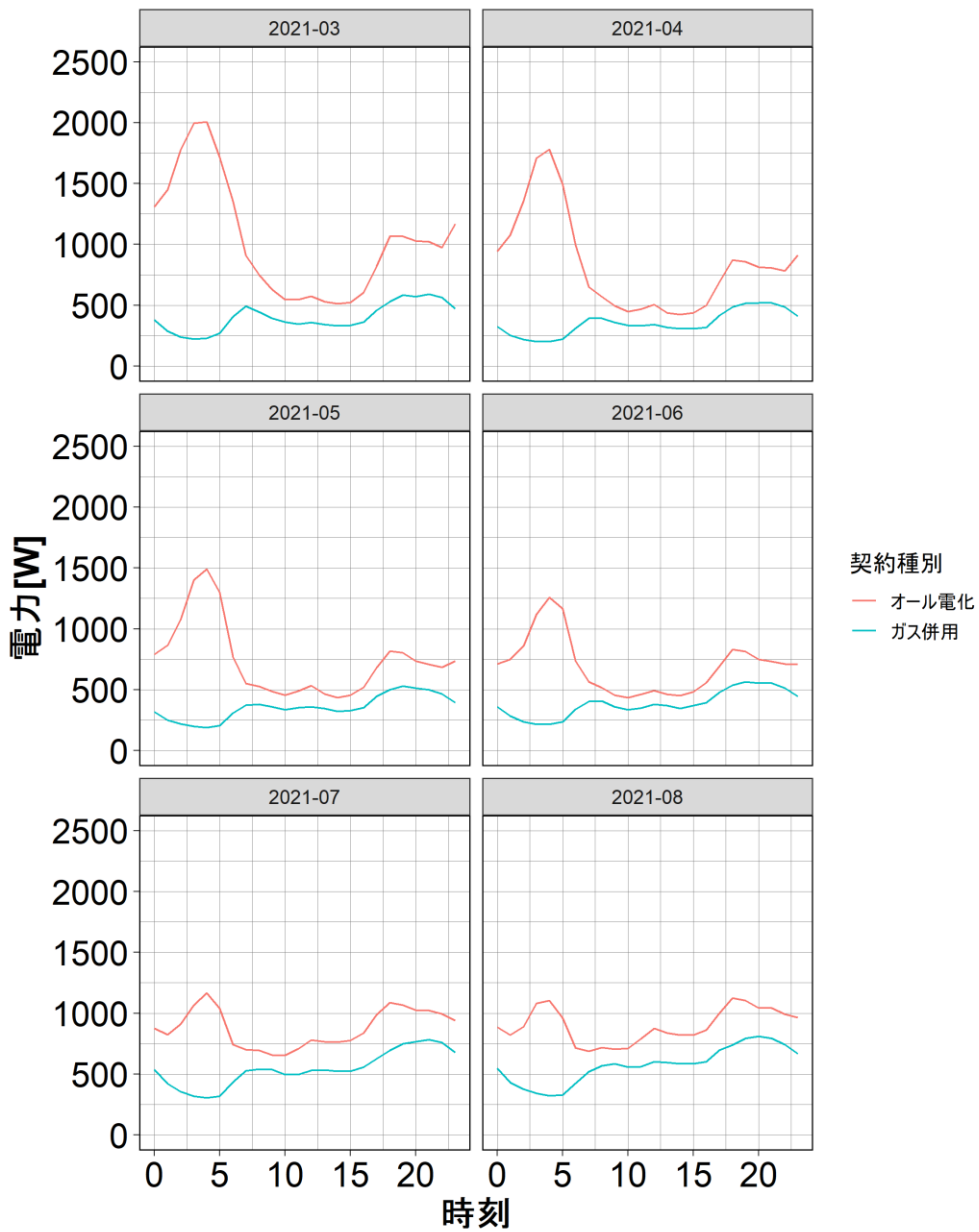


図 2 3 2 日負荷曲線（契約種別：オール電化・ガス併用）

図 2 3 3 は PV 設置世帯と非設置世帯の日負荷曲線を示したものである。前述のとおり PV 設置世帯は計測対象世帯の約 3 割（戸建住宅の 4 割弱に PV が設置）を占めている。したがって、PV 設置世帯は戸建住宅かつオール電化世帯が多く、特に深夜から明け方は PV 非設置世帯よりも実負荷が顕著に大きくなる傾向が見られる。

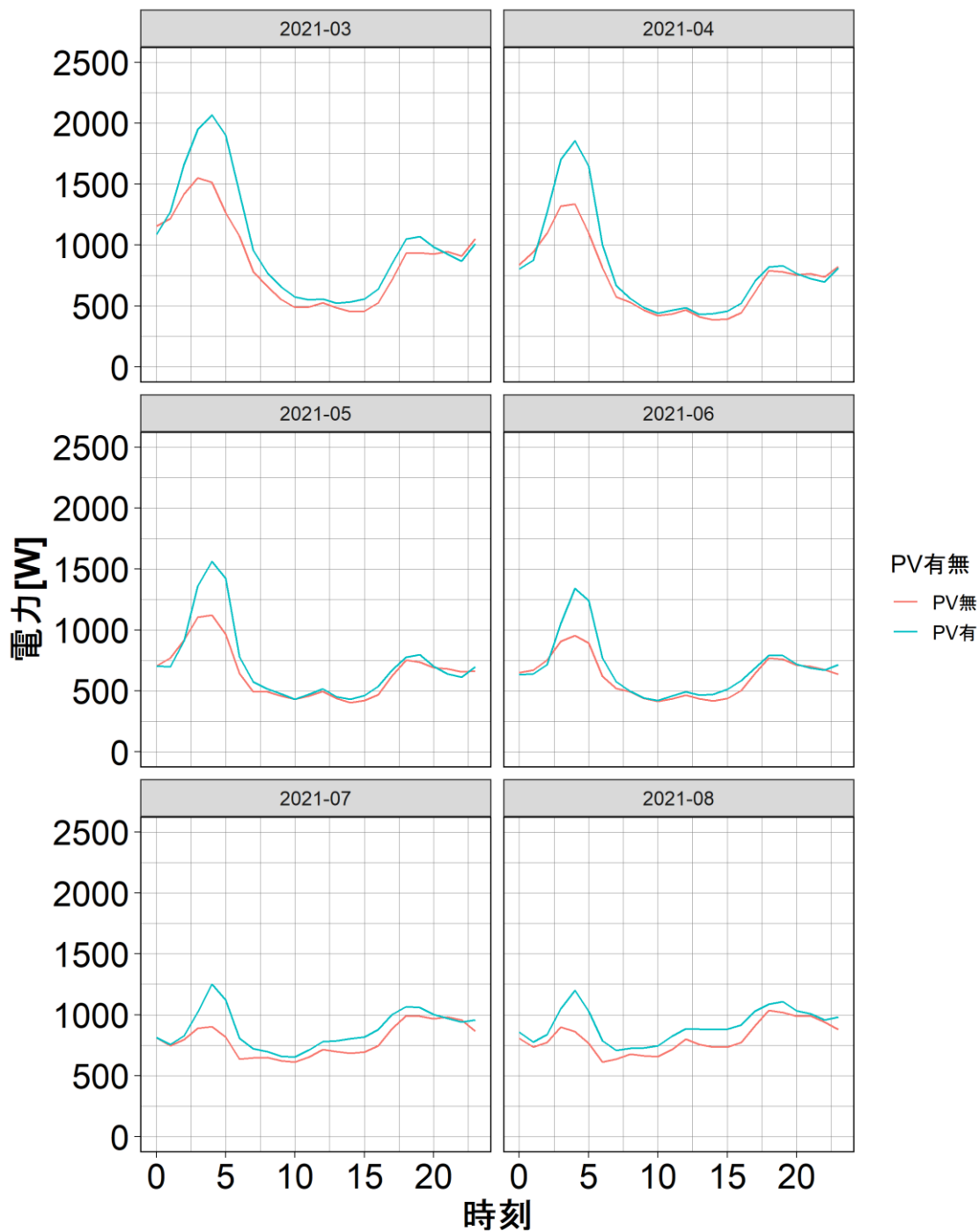


図 2 3 3 日負荷曲線 (PV 設置世帯・非設置世帯)

図 2 3 4 は日平均外気温 (気象庁・大阪) と当該温度における各世帯 (150 世帯 : 2021 年 3 月 ~ 8 月) の日消費電力量の平均値を示したものである。外気温 22℃程度を境に温度が高くなるあるいは低くなることで消費電力量が増加する典型的な傾向が見られる。

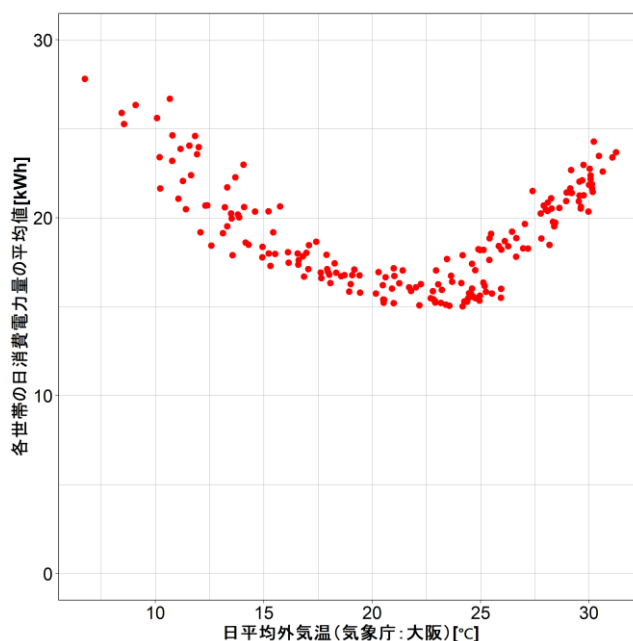


図 2 3 4 日平均外気温と各世帯の日消費電力量（実負荷：2021 年 3 月～8 月）の関係

[1].2 需要家の負荷モデル、分散電源モデルの作成

本節では、計測・収集した需要家の需要データを元に、各種制御に関するシミュレーションおよび実証評価で必要となる需要家の負荷モデルおよび分散電源モデルを作成した結果を示す。

[1].2.1 需要シミュレータによる吹田市 8000 世帯の需要推定

(1) 需要シミュレータの概要

以下では、地域レベルの電力需要を推定するために電中研開発の「需要シミュレータ」を用いている。ここでは、需要シミュレータについて概説する。

需要シミュレータは、「対象地域の需要家の多様性や地域特性を考慮し、住宅・事業所を含む地域全体の需要をシミュレーションするためのツール」であり、住宅の電力需要を推定するための「住宅モデル」と事業所の電力需要を推定するための「事業所モデル」に分かれる。

図 2 3 5 に住宅モデルの概要を示す。住宅モデルは、大きく「地域内の属性別世帯数を推定するモデル」と「住宅内用途別消費電力を推定するモデル」の 2 つに分けられる。前者は対象とする地域において、世帯の延べ面積や世帯人数、住宅種別それぞれの『組み合わせ』ごとの世帯数を推定し、それらの属性を入力条件として後者のモデルに与えるためのものである。後者は入力として世帯の人数・各世帯員の種別や住宅の延べ面積等に関する情報を与え、その特性に応じて、一軒の世帯について用途別の電力日負荷カーブを統計データに基づいて算出するためのものである。

図 2 3 6 に事業所モデルの概要を示す。事業所モデルでは主に、(1)総務省統計局及び経済産業省から一般に公開されている「経済センサス」の「基礎調査 町丁・大字別集計」、(2) (社)環境共創イニシアチブ(SII)から一般に公開(要アカウント登録)されているエネルギー管理システム導入促進事業による BEMS 実績データ、(3)経済産業省資源エネルギー庁から一般に公開されている「都道府県別エネルギー消費統計」、の 3 つの統計データを利用して、計算を行う。モデルの目的は対象地域における産業種別・月別・曜日別の需要カーブを出力することである。大産業種別に、都道府県レベル・年間合計値として(4)の都道府県別エネルギー消費統計とフィッティングしている。

図 2 3 7 に、需要シミュレータによる試算例を示す。計算対象としたのは東京都大田区内にある 3 つの地域であり、それぞれ商業、工業、住宅が主となっている地域である。図は割愛するが、地域 A、地域 B では集合住宅の数が多く、地域 C では戸建住宅が多くなっている。また地域 B は主要な用途地域が工業地域とはなっているが、住宅も多く、世帯数、人口

密度共に地域 C を上回っている。地域 A は他地域と比べて世帯あたりの人数が少なく圧倒的に 1 人世帯が多いという特徴がある。また地域によって主要な業種が異なり、地域 A では情報通信業が、地域 B では製造業が、地域 C では医療、福祉業が多くなっている。

図 2 3 7 にモデルによって計算を行った結果を示す。ここでは例として 2 月の需要カーブについて平日(月～金)と休日(日・祝)について示した。住宅についてはどの地域も、休日は在宅率が高いため、日中の消費電力が大きくなっていることが分かる。事業所のパターンは地域によって大きく異なっており、地域 B・地域 C では、平日と比べて休日の日中の消費電力が小さくなっていることが分かる。地域 A では、夜間にピークが生じ、地域 B・地域 C と比べて、平日と休日間の差が小さい。

このように、近隣の地域でも電力需要の特性が全く異なるため、電力需給のマネジメントや省エネ・CO2 削減量等の試算等の解析を行う際には、地域の特性を熟考する必要があることが分かる。

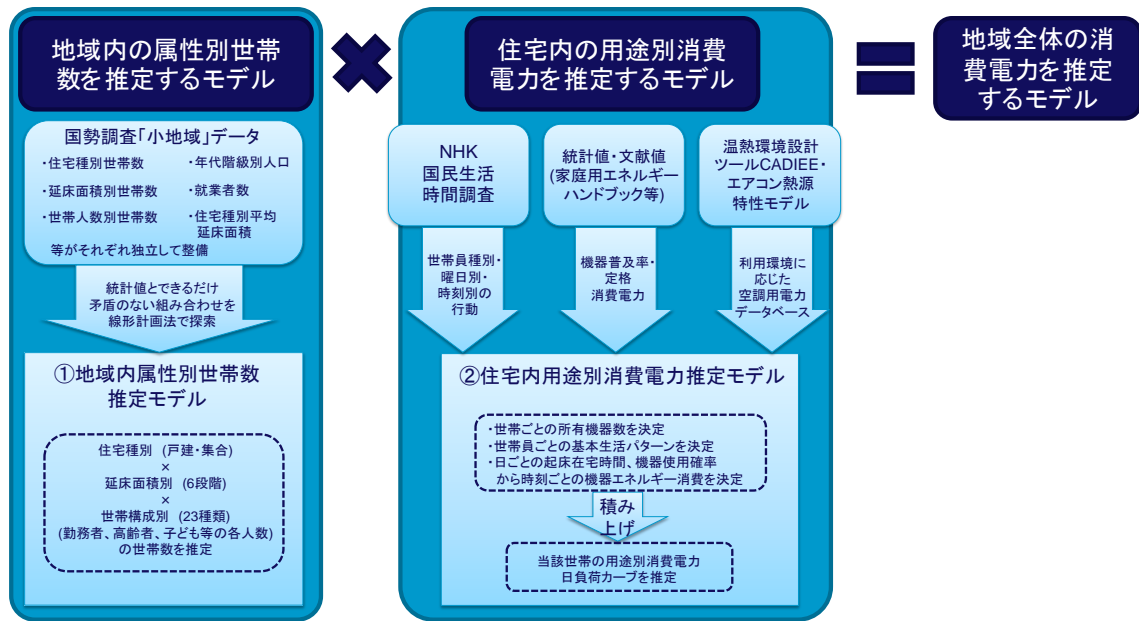


図 2 3 5 住宅モデルの概要

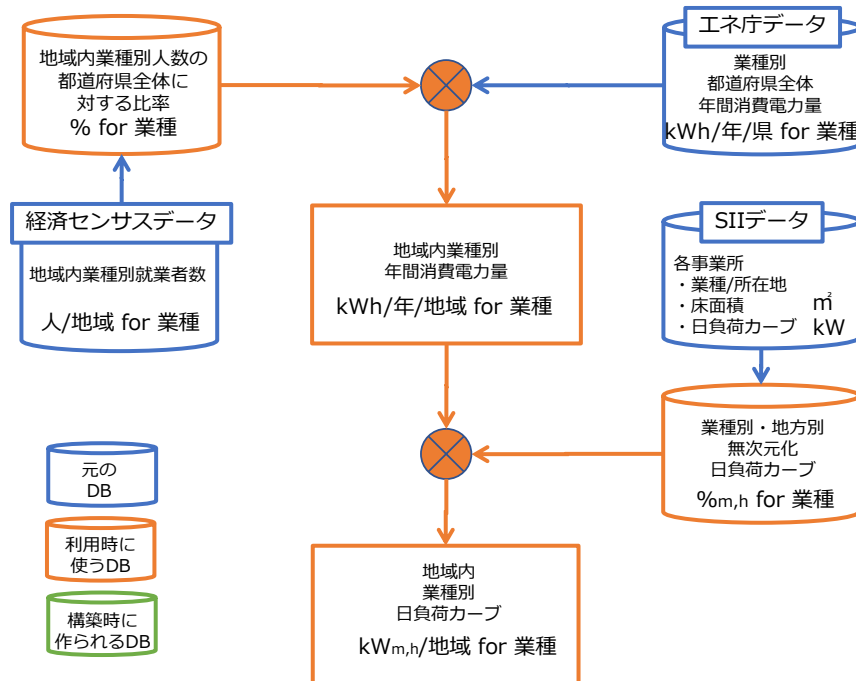


図 2 3 6 事業所モデルの概要

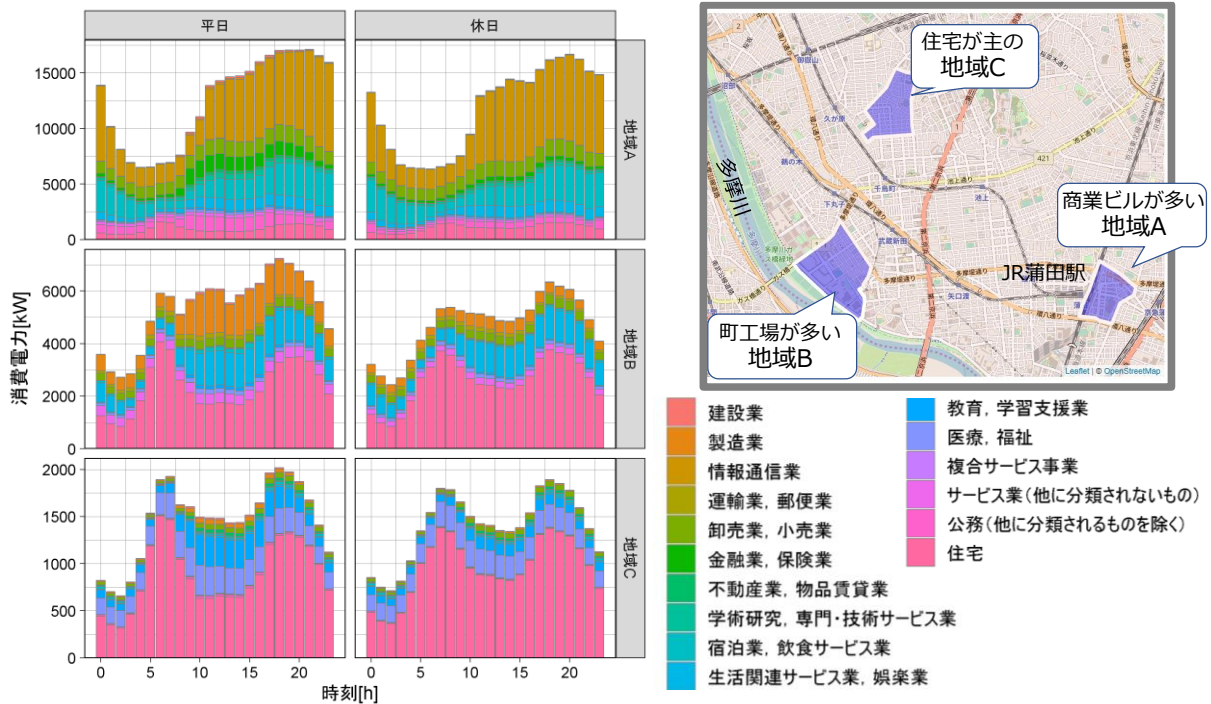


図 2.3.7 需要シミュレータの試算例

地図の描画には R Shiny(<https://shiny.rsudio.com/>)を介し、Open Street Map を用いた。本データは Open Database License(<https://www.openstreetmap.org/copyright>)の元によりのみ利用可能である。

(2) 配電系統大の低圧需要パターンの作成

ここまで述べてきたように、本研究では 150 軒の実需要家の消費電力の実測調査を行っているが、配電系統大の低圧需要パターンを用いた検討を行うためには、より多くの住宅、かつ実態に合った住宅分布のデータを用いる必要がある。そこで本節では、需要シミュレータを用いて、8000 軒の住宅需要家の消費電力パターンを作成する。

図 2.3.8 に、需要シミュレータによる配電系統大の低圧需要パターンの作成に関する全体像を示す。まず、対象とする地域を選定し、その地域における住宅の需要パターンを作成する。前述のように、計測対象世帯の所在地域は、大阪都市圏内に偏りなく所在した。そこでここでは、大阪都市圏の典型的なベッドタウンである大阪府吹田市を想定して計算を行うこととした。

次いで、計測した需要データを用いて、需要シミュレータにて生成した需要パターンのチューニングを行う。これによって、実住宅の実態にあう(ここでは、月別・時刻別について、実住宅の重みづけ平均値と需要シミュレータによる 8000 軒の平均値が等しくなることを指す)計算結果となる。

また需要シミュレータによる計算結果は、0.1 時間(6 分)毎であるが、より短時間間隔のデータを生成するため、ここではまず住宅の実測データを用いて、6 分間データから 1 分間データへの拡張を行ったうえで、線形補間によって指定時間刻みの需要パターンを生成している。なおシミュレーションの対象期間は 150 軒のデータが揃った 2021 年 3～6 月としている。

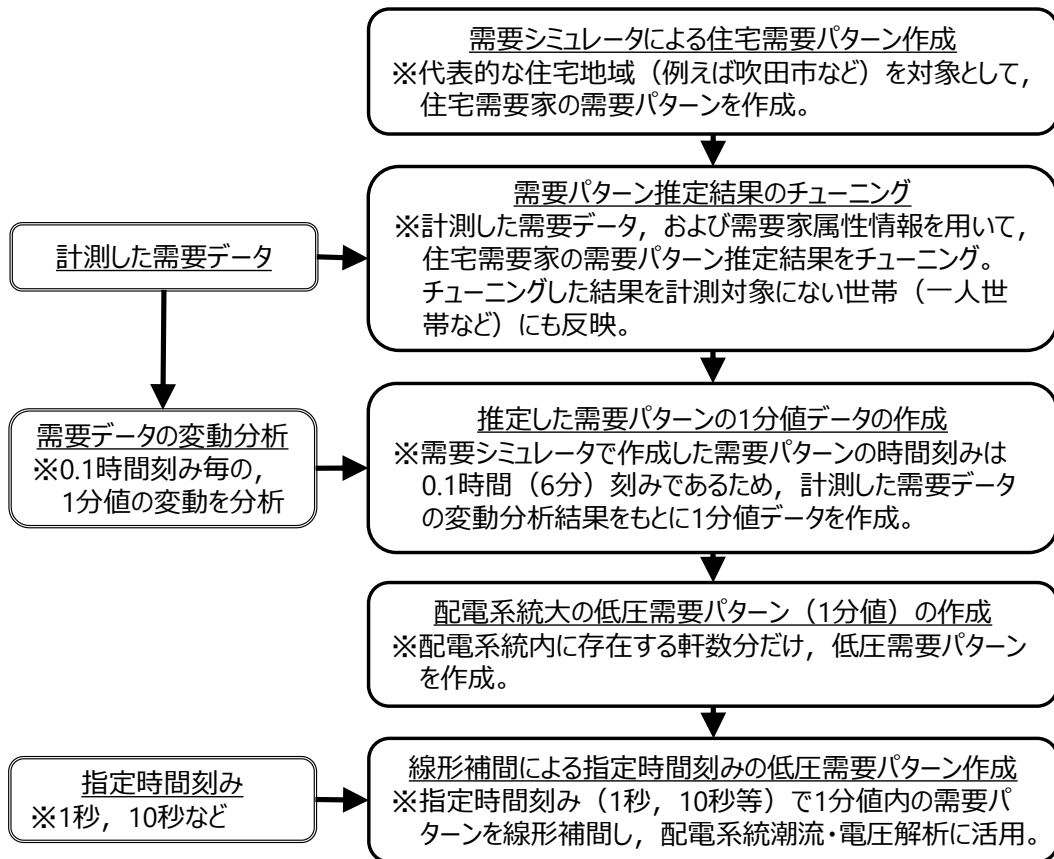


図 2 3 8 需要シミュレータによる配電系統大の低圧需要パターン作成の概要

需要シミュレーションツールによる推定値(6分ごと×8000軒)に対して、前節までに述べた方法によって需要家データを用いて月別・時刻別消費電力を補正し、その上で1分毎の消費電力を推定した。図 2 3 9 に、需要パターンの生成例を示す。ある世帯のある日・4-8時を対象に計算を行った例であり、上行が6分毎の推定値、中行が時刻別・月別の補正係数を用いて平均値が実測値と合うように補正したもの、下行が1分ごとに拡張した結果である。

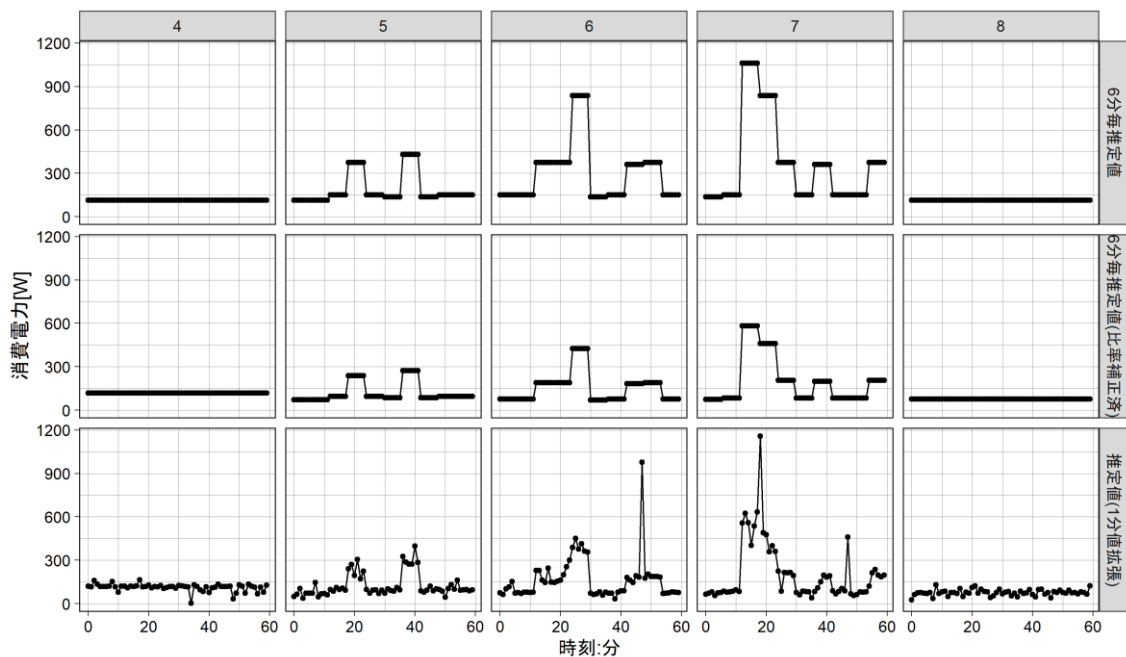


図 2 3 9 低圧需要パターンの生成例

[1].3 需要家側制御方式及び需要家側リソースの調査

配電線に接続される VPP 用の需要家側リソースが、系統大のエネルギー市場や需給調整力市場などに活用されることにより、配電系統の電圧・潮流管理に影響を及ぼすことが懸念される。ここでは、まず VPP リソースが配電線に接続され、VPP アグリゲータにより制御されていることを想定するにあたり、国内外のプロジェクトなどの文献調査や訪問調査により情報収集した。調査対象としては、国内は VPP プロジェクトの内容を調査し、国外では VPP 事業を実際に進めていると考えられる、米国オアフ島の取組み（ハワイ電力・ヒアリング）、米国 PJM 管内における取組み（VPP 事業者・文献調査）、ドイツ（Next Kraftwerke・文献調査）を対象とした。

（１）PJM 管内の VPP や DR の動向

PJM の周波数調整市場は、PJM 管内では最も取引価格の高い市場であり、おおよそ 1 万 2 千円～3 万円/ Δ kW/年で推移している。周波数調整市場において、昨今増えたリソースとして、蓄電池と電気温水器がある（図 2 4 0）。周波数調整市場において、電気温水器を大量に登録した事業者のひとつに Mosaic Power がある。PJM 管内であるメリーランド州に本拠を置く VPP 事業者であり、電気温水器 14,000 台を対象として、PJM の周波数調整市場および容量市場でマネタイズしている。対象となる電気温水器は、（低所得者住宅に取り付けられているものであり、）一つのゲートウェイを設置して、集合住宅の戸数分のすべての温水器を無線通信で制御する。各戸の温水需要予測を通して、温水器本体の運転計画から調整力分を算定する。各温水器の調整力を合計し、周波数調整市場に投入する。周波数調整信号は、各戸の容量に応じて比例配分すること。

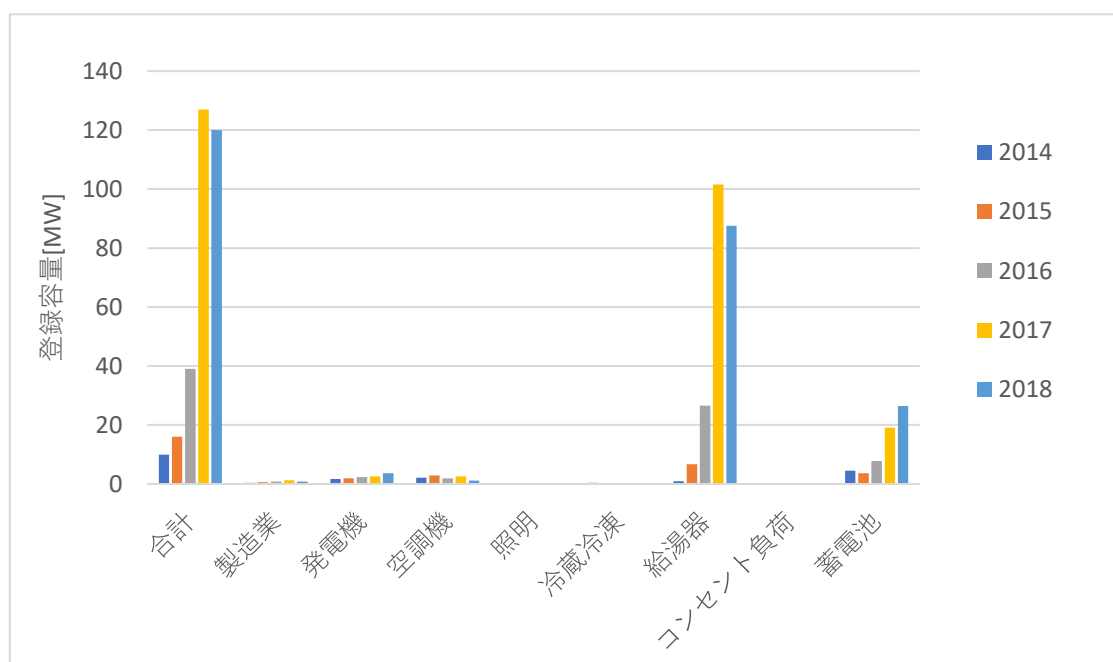


図 2 4 0 周波数調整に登録する DR 資源の内訳[MW]

出所) PJM ホームページ (<https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response> 閲覧日: 2022 年 2 月 1 日) の各年 Monthly Activity Reports のデータを基に電力中央研究所が作成

（２）ドイツの VPP や DR の動向

ドイツにおいては容量市場がなく、主に PCR（一次調整力）と SCR（二次調整力）、近年では TCR（三次調整力）が DR や VPP の主戦場となりつつある。ドイツには、世界でも最大の VPP 事業を展開している Next Kraftwerke が

ある。主に自治体が所有する CHP（おおよそ 500kW 程度）を中心に 6GW のリソースと契約し、GF 制御、LFC 制御や予備力、再エネ出力の予測外れに対応する調整力として、市場投入している。需要側リソースは少なく、水道ポンプ、水素製造装置などを対象にしている。

ただし、一般的に登録リソースはほとんど発電機であり（図 2 4 1）、そのほとんどはシュタットベルケが所有するバイオガスを燃料としたコージェネレーションシステムである。発電規模は 100kW を超えるものでないと、契約しないという閾値を明らかにしており、EV 蓄電池などの契約は（実証試験を除けば）ない。

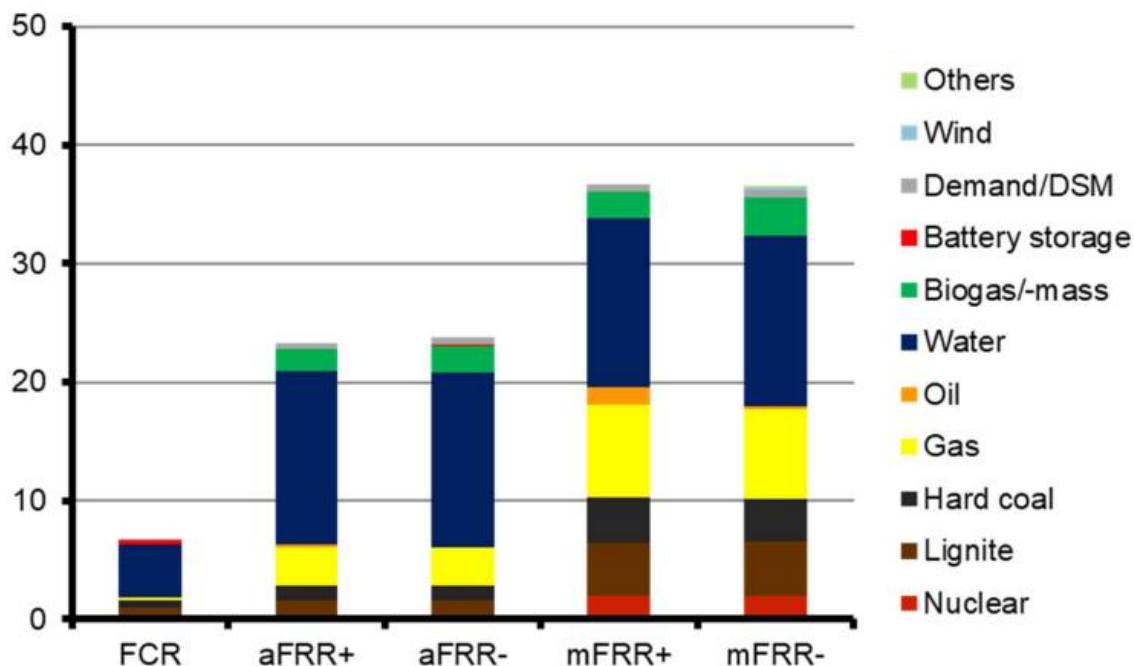


図 2 4 1 ドイツの需給調整市場における登録リソースの内訳 (2020 年 9 月)

出所) Regelleistung ホームページ https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity 閲覧日: 2022 年 2 月 1 日)

(3) ハワイの VPP や DR の動向

ハワイ・オアフ島は観光業が盛んなため、電力需要パターンの特徴としては、点灯ピークの夜間需要が大きく、昼間は低いという傾向がある。一方、ハワイの火力燃料費は全米で最も高く、電気料金も高いので、住宅向けの太陽光発電が盛んに導入されており、家庭用蓄電池も徐々に広まり始めている。よって、昼間に余剰電力が発生することが懸念されており、昼間の需要をいかに大きくするかが、オアフ島の電力システムの課題である。

以前は、負荷平準化プログラム“Energy Scout”が実施されており、携帯電話網の一方向通信を用いた 3,000 台の電気温水器（最大 15MW）の昼間の蓄熱、点灯ピーク時の 4,000 台のエアコンのピークカットが行われていた。

ハワイにおいては太陽光発電の大量導入（466MW）、8,685 台の EV が導入され、さらに家庭用蓄電池の導入拡大も進んでいる。ハワイ電力では、きめ細かい VPP 制御を目指して Grid Service Purchase Agreement (GSPA) を導入（2019 年）した。GSPA の主なプログラムとして緊急型プログラムがあるが、これは系統周波数が 59.7Hz（基準周波数は 60.0Hz である）となると、0.2 秒以内に負荷遮断され、最長 30 分間継続されることとなる。他にも容量型プログラムがあるが、ほとんどの負荷は前述した緊急型である。

容量型は 4 時間連続で負荷の増減を求めるものである。

[1].4 アグリゲータや VPP による統合制御、需要家内制御（EMS）のモデル化

本節では、計測した需要データを活用して、将来の需要能動化（PV の自家消費やアグリゲータによる運用等）を想定した場合の需要パターンをモデル化する方法について説明する。

（１）需要能動化のモデル化

ここでは、個々の需要家機器の運用をアグリゲータが統合運用（VPP 運用）できるものとし、電力市場価格に基づいてアグリゲータの利益が最大化されるように需要家機器を運用した場合の、アグリゲータによる需要家機器の運転パターンをモデル化する。

ここで、アグリゲータが運用対象とする需要家機器としては、今後普及が見込まれる EV を対象とした。アグリゲータの運用対象として想定される需要家機器としては、ヒートポンプ式給湯機、定置用蓄電池、EV 等がある。ヒートポンプ式給湯機は ON/OFF 制御であることや、給湯需要パターンを自動学習してヒートポンプ式給湯機の運用パターンを作成するロジックが各メーカーにより組み込まれておりアグリゲータからの指令の通りに運転できない場合もある。また、蓄電池と EV は機能が重複する部分もあり、非常用電源としての機能は V2H 対応充電器（または V2G 対応充電器）を設置することで EV でも対応できると想定されることから、将来的には定置用蓄電池は EV+V2H（又は V2G）対応充電器に置き換わるものと想定される。今回は、長期的な視点から、EV が本格的に普及し、各需要家に V2G 対応充電器が導入されていることを想定して、アグリゲータが各需要家の EV の運転パターンを考慮して、電力市場価格に基づきアグリゲータの利益最大化のために各需要家の EV を統合運用した場合の、各需要家の EV の充放電パターンをモデル化する。

各需要家の EV の運転パターンは電力中央研究所既開発の EV 交通シミュレータ（EV-OLYENTOR）を活用した。同シミュレータでは、国土交通省が実施した自家用車利用実態アンケート調査結果に基づき、各 EV の目的トリップ毎のトリップ長、トリップ時刻等をモデル化し、対象地域の人口・就業者数・事業所数および道路データや走行速度などを考慮して、各 EV の運転パターンをシミュレーションするものである。ここで、各 EV の走行経路の走行速度、勾配を考慮することで、速度および勾配に応じた電費の変化も考慮している。また、走行中に SOC が 50%を下回る場合に、目的地よりも最寄りの急速充電 ST が近ければ、急速充電 ST を利用すると設定することで、急速充電 ST の利用ロジックも設定している。なお、SOC50%を下回る場合に急速充電 ST を利用する設定は、EV ユーザーアンケート調査結果に基づいたものである。

図 2 4 2 に EV 交通シミュレータの概要を、図 2 4 3 に EV 交通シミュレータの計算フローを示す。

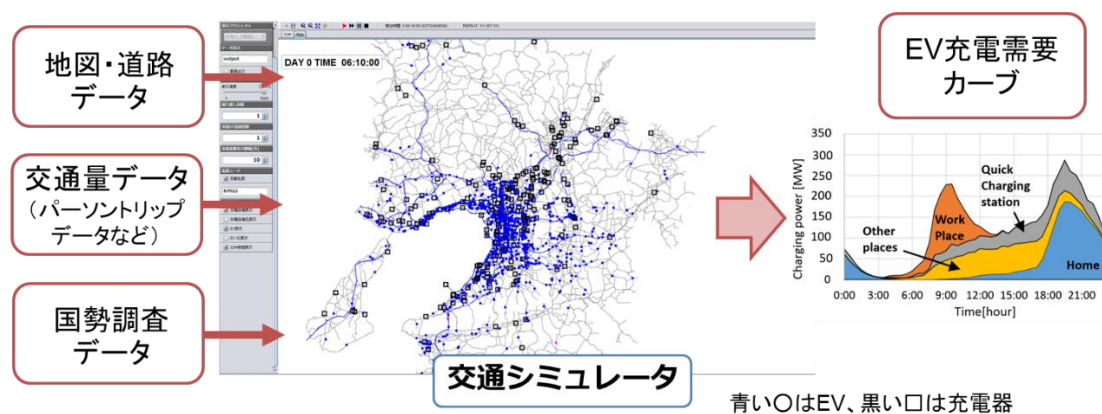


図 2 4 2 EV 交通シミュレータの概要

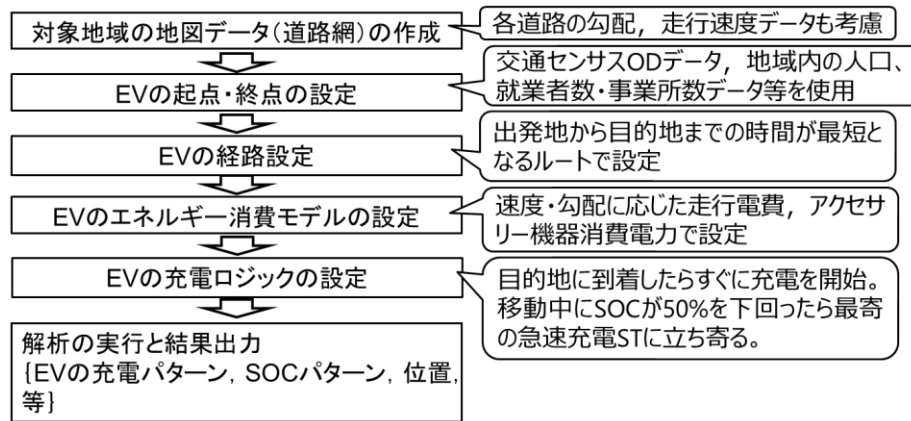


図 2 4 3 EV 交通シミュレータの計算フロー

図 2 4 4 に、アグリゲータの運用・制御のフローをまとめる。ここで、翌日の電力価格予測をする必要があるが、本研究では価格の予測は考慮せず、翌日の実績値を用いた。また、需要家側に導入されている太陽光発電の PV 発電電力を含む、対象エリアの残余電力需要パターンの予測において、太陽光発電予測は電力中央研究所機開発の NuWFAS の予測結果を活用し、電力需要予測は予測誤差無しとして実績値を活用した。また、実際には、前日計画・入札だけではなく、当日のインバランス量を精算するためのリアルタイム市場での取引もあるが、本研究では簡単のため、前日に作成した計画通りに EV を運用するものとした。

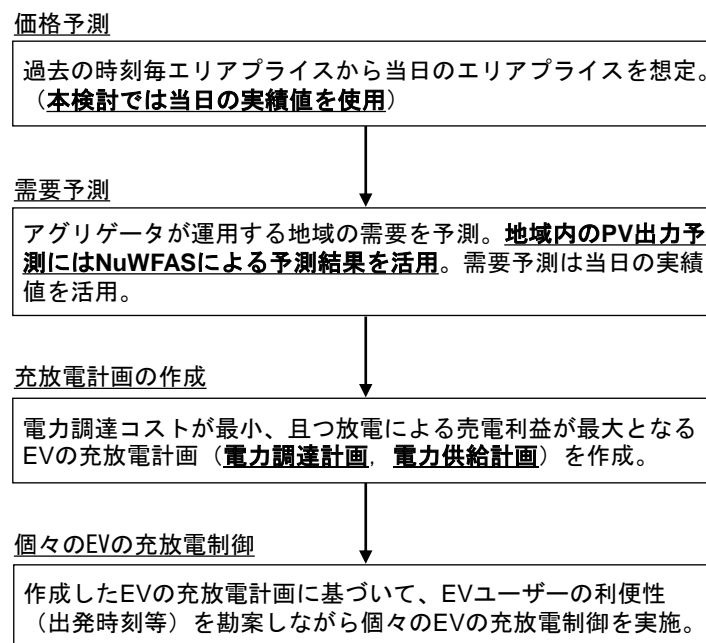


図 2 4 4 アグリゲータの運用・制御フロー（概要）

(2) 気象予測 NuWFAS を用いた PV 出力予測

アグリゲータの行動の根拠となる当該 PV 群の翌日の出力予測は、電中研既開発の気象予測システム NuWFAS により行った。本節では、予測のシステム・条件の概要や、地上観測データとの比較による予測の評価結果を述べる。

PV 出力の主要因である日射量予測に用いた NuWFAS (Numerical Weather Forecasting and Analysis System) は、数日先までの気象の予測・解析を目的としたシステムであり、米国大気研究センターと米国環境予測セン

ターが中心となって開発した領域気象モデル WRF (Weather Research and Forecasting) を中核としている。ここでは、NuWFAS を関西地域に適用して翌日の日射量予測を行った。具体的には、予測対象日前日の夕方頃に予測結果が提供できるよう、前日 9 時を予測初期時刻として 36 時間先 (予測対象日 21 時) までの計算を一日一回行った。計算は予測計算を開始する時点で入手可能な気象データ等を用いて、日々のリアルタイム予測と同じ条件で行った。

日射量予測は、気象場の状況によっては大きな予測誤差を生じる場合もあり、予測の不確実性に関する情報も不可欠となっている。この予測の不確実性を評価するため、アンサンブル予測という、初期値にわずかな摂動を加え複数の予測結果を得る確率予測手法が有効となる。ここでは、日射量の確率予測情報を需要家アグリゲータの行動の根拠として活用するため、前述した NuWFAS を用いて領域アンサンブル気象予測を実施する。

領域アンサンブル気象予測は、気象庁が提供する週間アンサンブル予報の初期値・境界値を NuWFAS に与えて実施する手法である。気象庁週間アンサンブル予報は、27 通りのメンバーで構成されるが、日本域での初期摂動の成長が見込まれるメンバーは限られているため、日本域で摂動の特徴的な成長パターンを持つメンバー順に並び替えを行う。アンサンブルメンバーの順序が若いほど、特徴的な気圧配置を示す。本研究では、27 アンサンブルメンバー全てを評価対象とした。

需要家アグリゲータの行動の根拠として提供する日射量予測値は、27 アンサンブルメンバーそれぞれで、関西エリアで平均した日射量予測値とする。この関西エリア平均は、需要家が立地する最近傍のモデル格子の日射量を、需要家が設置している PV パネルの容量を用いた加重平均として算出される。

大阪管区気象台を対象に、確率予測の有効性を評価した。計算条件を表 66 に示す。大阪管区気象台を対象に、2020 年 3 月 5 日から 10 日までの日射量確率予測の例を図 2 4 5 に示す。黒丸が観測値、赤線が 27 メンバーから構成される予測結果である。3 月 6 日や 9 日の予測では、すべてのアンサンブルメンバーが終日晴天を予測し、メンバー間の差が非常に小さい。このようにメンバー間の差が小さい場合では、予測の信頼度は高いと評価できる。一方、3 月 5 日や 8 日の予測では、アンサンブルメンバーそれぞれの日射量予測結果が異なり、ばらつきが大きい。この場合は予測の信頼度は低いと評価できる。

表 66 確率予測の計算条件

| 計算条件の項目 | 計算条件の内容 |
|----------------|---|
| 予測対象期間 | 2020 年 2 月 1 日から 2021 年 9 月 30 日まで |
| 水平計算領域 / 格子解像度 | 第 1 領域 : 約 1,200km×1,200km / 12km 第 2 領域 : 約 168km×168km / 4km |
| 大気鉛直層数 | 60 層 |
| 大気の初期・境界条件 | 気象庁週間アンサンブル数値予報モデル GPV |

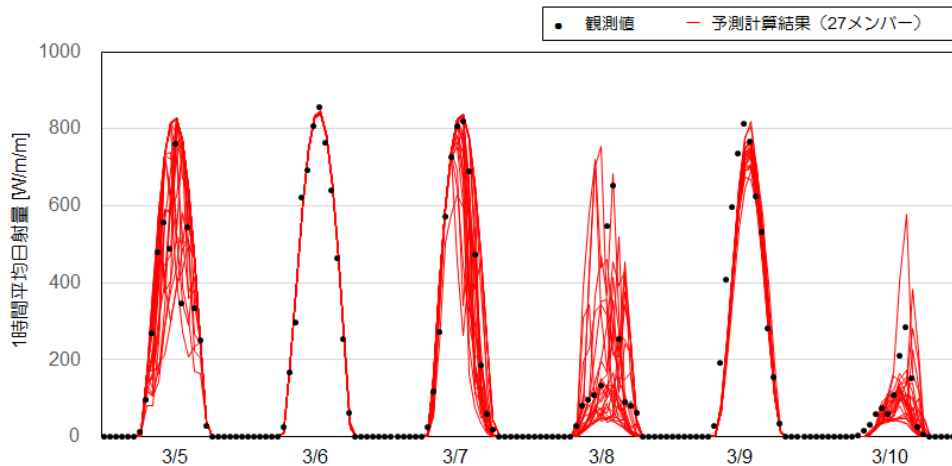


図 2 4 5 日射量の確率予測の例 (2020 年 3 月 5 日~10 日)

(3) アグリゲータのモデル化による需要家負荷モデルの作成

アグリゲータのモデルに基づき作成した EV への充放電指令を用いて、低圧需要家の需要パターンを作成した。図 2 4 6 にアグリゲータによる運用パターンを反映した需要カーブとアグリゲータが無い場合における需要カーブの比較結果を示す。この例ではアグリゲータからの充放電指令に従い、夕方から夜間にかけて放電を行い、深夜帯に充電を行う傾向がある。

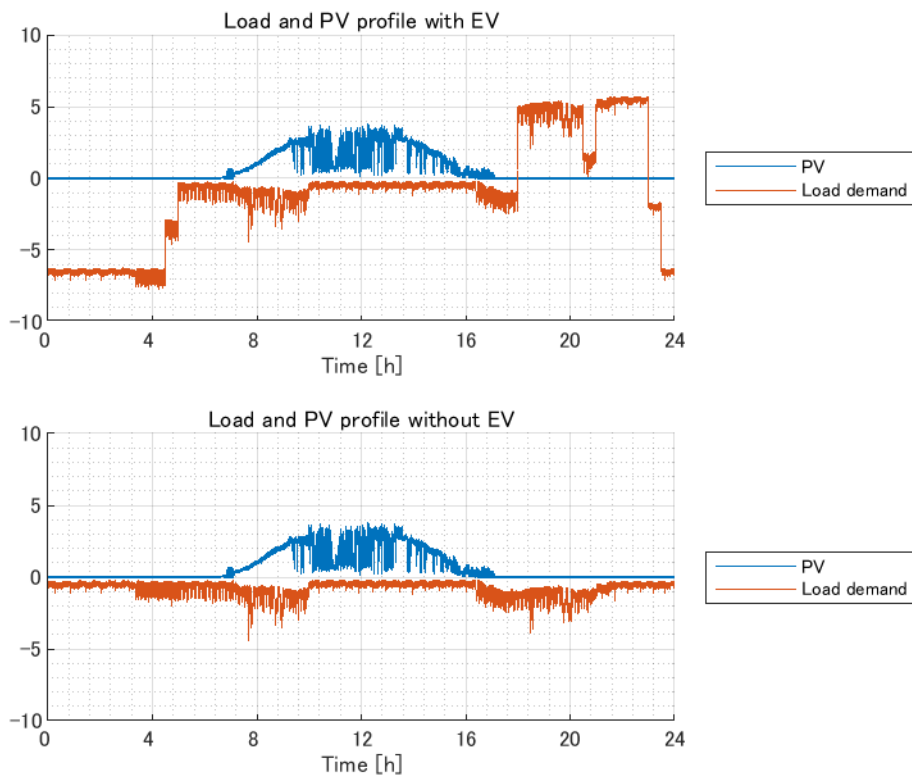


図 2 4 6 アグリゲータによる需要家カーブの変化

[2]. 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ）（担当：東京電力 HD、東京電力 PG、早稲田大学）

本項では、再エネの大量導入に対応するための電圧制御について、短中期的な対策を念頭に置いて検討を行った結果を示している。具体的には、今後の更なる PV 連系量の拡大が想定される中で、現在行われている系統側対策や力率一定制御を引き続き適用した場合に生じる電圧逸脱などの課題を抽出することを目的に、配電系統モデルを用いた数値シミュレーションによる定量的評価と、模擬回路を用いた実験的評価の双方の観点から評価した。

また、電圧変動対策の高度化として分散型電源の電圧制御機能を活用し、系統側の電圧調整機器および分散型電源それぞれが制御量を適切に分担する電圧制御手法の検討を制御性能など評価項目ごとの整理により実施した。

加えて、PV 連系が増加してきたときの系統側対策や需要家側対策に必要な機能などについて、欧米での先行適用事例や検討・実証状況について情報収集を行い上記検討に活用した。

本項で対象とする技術開発の実施内容と目標、及び成果・達成度は表 67 の通りとなっている。

表 67 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ）の実施項目と目標、成果・達成度

| 実施項目 | 目標 | 成果 | 達成度 |
|----------------------|---|---|-----|
| 太陽光発電大量連系時の現行対策の効果検証 | ①高圧 PCS および低圧 PCS にて力率一定制御が適用され、これまでに一定の効果を上げてきているが、今後の更なる PV の連系量の拡大を想定した場合、従来の系統側対策や力率一定制御を引き続き適用した場合に生じる電圧変動や、バンク逆潮流などの課題とその原因を、 | <ul style="list-style-type: none"> ・電圧・潮流対策として系統増強方法をシミュレーションに反映するために一般送配電事業者 10 社に対して、各社で実施・検討されている系統対策方法に関するアンケート調査を実施し、全ての一般送配電事業者に適用しうる対策を反映した。 ・PCS による電圧制御手法を検討するための、本実証全体で使用する系統モデルを選定した。 ・標準的な配電系統および電圧制御の厳しめな配電系統モデルを対象に PV 導入シナリオを想定した数値シミュレーションを実施した。 ・現行力率一定制御では、厳しめな配電系統において PV 導入量の増加に伴う電圧変動に起因して電圧上下限逸脱が発生することを確認した。 ・評価対象である PV 導入量は線路容量をひっ迫する程度の量を設定した。 | ◎ |
| | ②にて構築するシステムでの実証を通して抽出し、どの程度の連系量でどのような課題が生じる可能性があるか等について整理を行う。 | | |
| | ②PV 大量連系時における系統側・需要家側（分散型電源）の現行対策手法の効果、ならびに、現行対策を引き続き適用した場合によって生じる課題を検証するために、配 | <ul style="list-style-type: none"> ・日本全体のマクロシナリオに基づき、将来の配電系統に想定される各年次の PV 導入量を推定し、PV 導入シナリオを作成した。 | ◎ |

| | | | |
|---|---|--|---|
| | <p>電用変電所から低圧需要家までを模擬し、多数台の PCS が連系可能となる数値シミュレーションモデルと電圧制御機器や低圧 PCS の模擬回路を接続した実験評価環境を整備する。特に P V の普及を想定するシナリオは過去に採用されたシナリオの調査を行い、その調査結果も踏まえてシナリオ構築を実施する。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・実配電系統に基づき 7 配電線から構成され、配電用変電所から低圧需要家までを模擬した配電系統モデルを構築した。 ・高低圧 PV-PCS の制御モデルとして、力率一定制御、時間帯別力率一定制御、出力依存型力率制御のモデルを構築した。 ・実機試験環境では、実機スマートインバータによる制御手法の性能評価および系統側対策として線路切替が実施可能な環境を構築した。 | |
| <p>中期的な太陽光発電普及時の需要家側対策の高度化による対策効果検証</p> | <p>さらなる再エネの導入拡大を目指す我が国の現状を踏まえ、配電線における電圧変動対策の高度化を目指す。具体的には、分散型電源の電圧制御機能を活用し、系統側の電圧調整機器および分散型電源それぞれが制御量を適切に分担する電圧制御手法を検討する。また、PV の各導入断面における最適な制御手法を明らかにし、実用化に向けた課題と対応を整理する。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・PCS 電圧制御手法の高度化として、公平性を担保可能な制御手法について検討した。 ・10 電力会社を対象としたアンケートの結果に基づき、LRT/SVR、柱上変圧器の設定を調整した上で、需要家側対策である PV-PCS の各制御手法の評価を実施した。 ・PV-PCS の各制御手法を対象に、電圧逸脱の有無や無効電力注入量などに基づく横並びの評価を実施し、制御性能を比較した。その際、電圧制御性能に寄与する制御パラメータの設定値を総当たり的に変更し、最適設定を探索した。 | ◎ |
| | <p>電力系統出力変動対応技術研究開発事業において構築した、分散型電源マネージメントシステム (DERMS) やスマートインバータの試験システムをベースとして、系統側・需要家側の中期的な対策手法を評価する上で追加・改良すべき機能等について取りまとめ、定量的評価に向けて更なる検証・評価システムの拡張・改良を行う。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・DERMS を用いて PV-PCS の設定力率を変更した際の低圧電圧を評価した。 ・配電系統の電圧制御対策として挙げられる、系統構成の切り替えや需要家側蓄電池の制御効果を評価するため、それらの機器を導入し、ANSWER を改良・拡張した。 ・近年の家庭用蓄電池普及拡大の流れを踏まえ、家庭用蓄電池による PCS 電圧制御への影響について検討した。 | ◎ |

| | | | |
|------------------|--|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> ・実機蓄電池の運転モード（余剰 PV 吸収モード、余剰 PV 売電モード）による違いが低圧電圧に与える影響を評価した。 ・さらに蓄電池 PCS が PV-PCS と別置き型か一体型かによる電圧への影響を評価した。 | |
| | <p>構築した検証システムにおいて、PV 普及拡大時の課題を整理し、系統側・需要家側対策の導入効果を数値シミュレーションと模擬回路試験の双方の観点から評価する。また、その結果を PV の導入断面ごとに分析し、系統電圧値、無効電力量、配電損失量などの評価項目ごとに整理することで PV の導入断面ごとに効果的な対策手法を明らかにし、実用化に向けた課題と対応について取りまとめる。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・各 PV-PCS の制御手法の電圧制御性能を電圧逸脱量、無効電力注入量、LRT/SVR のタップ動作回数の観点で多角的に評価した。 ・評価結果から力率一定制御における力率値の更新と時間帯別力率制御が電圧制御性能の向上をしつつ、無効電力注入量の低減に寄与することが確認された。 ・シミュレーション結果および各手法の運用イメージに基づき電圧制御手法を評価する際の評価指標を検討し、それをういた評価の結果について整理した。 ・広域機関グリッドコード検討会にて本結果を報告しており、グリッドコードで規定する要件に活用されたことで、実用化に向けた道筋が立てられた。 | ◎ |
| 海外での検討・実施状況の情報収集 | <p>配電線電圧・潮流制御に関して、PV 連系が増加してきたときの系統側対策や需要家側対策に必要な機能等について、欧米での先行適用事例や検討・実証状況について現地視察や意見交換を通して情報収集を行い、各種実施項目の検討に活用する。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・欧州・米国の配電系統における電圧制御について、分散型電源の連系要件やその制御の電力会社における活用実態、他の電圧制御に関わる取り組み等に関する動向を整理した。 ・電圧制御手法の検討と海外調査結果の関係性について整理した。 | ○ |

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達

[2].1 太陽光発電大量連系時の現行対策の効果検証

[2].1.1 現行対策の効果と課題抽出（担当：東京電力 PG、東京電力 HD、早稲田大学）

(1) 現行対策の整理

本実証において太陽光発電の大量導入を模擬し現行の電圧・潮流対策として系統増強方法をシミュレーションに反映するにあたり、各一般送配電事業者の対策方針を確認した上で、全ての一般送配電事業者に適用しうる対策を反映する必要がある。本事業では一般送配電事業者 10 社に対して、各社で実施・検討されている系統対策方法に関するアンケート調査を実施した。このアンケート結果に基づき選定した系統側および需要家側現行対策手法の一覧を図 2 4 7 に示す。系統側対策として、既存の LRT や SVR の制御パラメータの更新による対策、続いて、柱上変圧器のタップ比を更新する対策、低圧および高圧線の太線化、そして SVR の新設が挙げられる。需要家側対策として、PV-PCS による制御において現在適用されている力率制御の高度化に着目している。それぞれ、力率値の更新、力率値をスケジュールに従い更新する時間帯別制御、PV の出力に応じて力率値を変化させる出力依存型力率制御の 3 つが挙げられる。

本事業では、図中の青枠で囲んだ系統側対策と需要家側対策を実施した状況を現行対策とし、需要家側対策の中で赤枠で示した力率値の更新および時間帯別力率制御、出力依存型力率制御の電圧制御性能向上効果を対策手法として評価する。



図 2 4 7 システム側対策と需要家側対策の概要

(2) 現行対策の計算結果

上述した系統側および需要家側の現行対策による電圧制御性能を評価するために実施した数値計算に用いた配電システムモデルおよび条件、数値計算結果について説明する。

1) D バンク, H バンクの説明

本事業では JST-CREST126 配電線モデルを参考に、分析を実施する配電線モデルを選定した。上記モデルについては、早稲田大学 スマート社会技術融合研究機構、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電株式会社と共同で開発した配電システムモデルであり、各社提供の実配電線データに基づき構築した、1 配電線規模の配電システムモデルである。具体的には、JST-CREST126 モデルを参考に 8 バンク分のモデルを抽出し、その中から PCS 電圧制御手法を検討するにあたり適切なモデル 2 バンクを選定した。

分析にあたり、以下 4 つの項目に基づいて、評価対象とする配電システムモデルの選定を実施した。

- ① LRT 制御のみで、電圧のコントロールが困難な系統。
- ② 負荷特性の違い（農山村、住宅、工業）を考慮可能な系統。

- ③設備形成の方針（系統側対策）または需要家側対策（インバータ制御）を検討可能な系統。
- ④電圧調整機器（SVR）の有無によるインバータ制御効果を検討可能な系統。

また、配電系統は配電用変電所から LRT 制御によって一括で電圧が管理されていることから、分析を行う系統は配電線単位ではなくバンク単位とした。各条件に適した系統は表 68 のようにまとめられ、本実証において PCS 電圧制御手法の検討に使用するバンクモデルは D、H を選定した。また、D、H バンクの巨長に着目すると、D バンクは比較的標準的な長さの配電線で構成されており、H バンクは長巨長の配電線が多いことがわかる。これより、本事業では、D バンクモデルを電圧制御という観点で標準的な系統、H バンクモデルを厳しめ系統として取り扱う。

表 68 分析用系統の選定結果

| | A | B | C | D | E | F | G | H |
|----------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ①LRT制御のみで、電圧のコントロールが困難な系統 | ○ | | | ○ | | | | ○ |
| ②負荷特性の違い(農山村、住宅、工業)を考慮した検討 | | | | ○ | | ○ | ○ | ○ |
| ③設備形成の方針または需要家側対策を検討 | ○ | | | ○ | | | | ○ |
| ④電圧調整機器の有無によるインバータ制御効果を検討 | | | | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

2) PV シナリオ

本検討では、PV 導入量の増加が、配電系統の現行の電圧制御に与える影響、そしてその状況下における対策手法の有用性を評価するために、現状(2020年)のPV導入量から将来的なPV導入量までの推移を模擬したPV導入シナリオを作成する。PV導入シナリオは、エネルギー長期需給見通しなどの文献を参考に、2020年から2040年相当までを5年間刻みで作成した。また、想定以上にPVが導入された状況も視野に入れた評価を実施するために、シナリオ作成ケースは、基本導入ケースと大量導入ケースの2つとした。

DバンクおよびHバンクモデルにおけるPV導入量の推移をそれぞれ図248と図249に示す。Dバンクの基本導入ケースでは、2030年から2040年にかけてPV導入量が大きく増加している。図248を参照すると、各フィーダへのPV導入量は、フィーダごとに異なっていることが確認できる。大量導入ケースでは、基本導入ケースに対してPV導入量が大きく、2040年では、大量導入ケースは基本導入ケースに対して1.24倍のPVが導入されている。図249に示すHバンクモデルのPV導入量に関しては、Dバンクと同様に、フィーダ間でのPV導入量の差異が存在する。大量導入ケースの2030年は、基本導入ケースにおける2040年と同等のPV導入である。

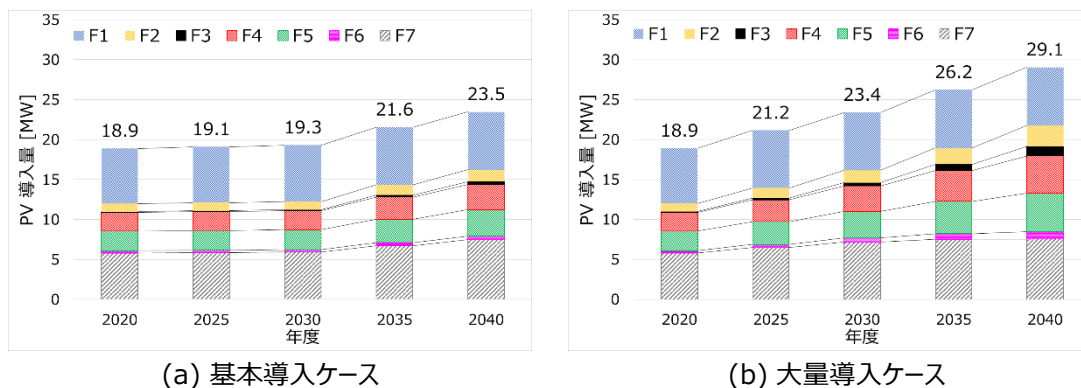


図 248 Dバンクモデルにおける各フィーダのPV導入分布

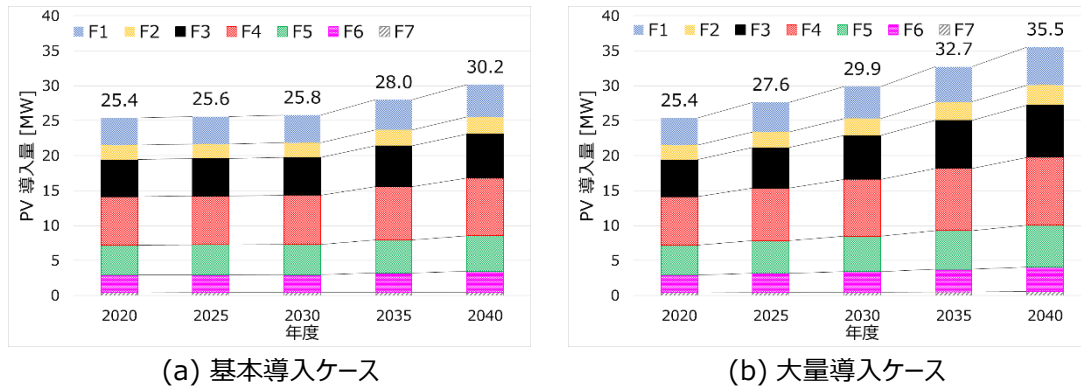


図 249 Hバンクモデルにおける各フィーダの PV 導入分布

3) 現行対策手法の結果

以下では、力率一定制御において、DバンクとHバンクを対象に各年度の電圧評価を実施した際の電圧逸脱の有無について説明する。ただし、現行の力率一定制御では、高圧 PV の力率値 HPF を 90、低圧 PV（事業用および需要家）の力率値 LPF を 95 と設定している。また、系統側対策である LRT および SVR の制御パラメータ、柱上変圧器のタップに関しては、年度ごとに調整をするものとした。

電圧制御性能の評価指標として、電圧逸脱の有無を用いる。電圧逸脱の判定は、各低圧需要家の受電点電圧が、電圧適正範囲である $101 \pm 6V$ の範囲から逸脱しているかどうかを基準とする。ただし、評価に用いる電圧値は、潮流計算により得られる 10 s 値の電圧値を 10 分ごとに平均した電圧を用いることとした。平均電圧の粒度は、センサ開閉器の計測粒度を参考に 10 分と決定した。

(ア) Dバンクモデルの評価結果

PV 基本導入ケースおよび大量導入ケースそれぞれを対象に、2020 年から 2040 年の電圧逸脱の有無を表 69 と表 70 に示す。

表 69 Dバンクモデル現行対策における適正電圧の維持（基本導入ケース）

| 年度 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 適正電圧の維持 | ○* | ○ | ○ | ○ | ○ |
| 逸脱量 [V・10min] (上限/下限) | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 |

*○：4 日間の評価期間において適正電圧の維持ができたことを意味する。

表 70 Dバンクモデル現行対策における適正電圧の維持（大量導入ケース）

| 年度 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 適正電圧の維持 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| 逸脱量 [V・10min] (上限/下限) | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 |

表にまとめた結果より、Dバンクにおいては基本導入ケースと大量導入ケースいずれにおいても、現行の力率設定によって適正電圧の維持が可能であることが確認される。

(イ) Hバンクモデルの評価結果

Hバンクにおいても、Dバンクと同様の基準で、低圧需要家の受電点電圧における適正電圧の維持を評価した。その結果をPV基本導入ケースと大量導入ケースに対して、それぞれ表71と表72に示す。Dバンクと比較して配電線の線路長が長く、負荷容量やPV導入量も多いHバンクでは、適正電圧の維持が難しく、基本導入ケースでは2040年度で、大量導入ケースでは2030年度以降で電圧逸脱が発生していることが確認される。電圧逸脱は、適正範囲の上限値と下限値それぞれに対して発生している。つまり、配電システムのトポロジーや負荷容量・PV導入状況によっては、現行の力率設定（HPF 95/LPF 90）による制御で適正電圧からの逸脱が生じる恐れがあることが確認された。電圧逸脱の発生は、電力品質の低下だけでなくPV受け入れ可能量の低下にもつながることから、現行制御の高度化など対策が必要であると考えられる。

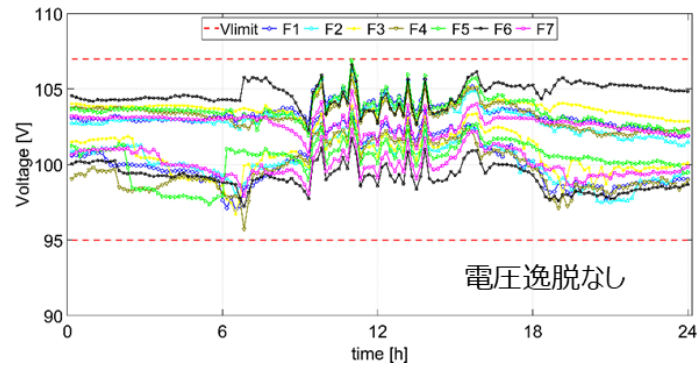
表 71 Hバンクモデル現行対策における適正電圧の維持（基本導入ケース）

| 年度 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 適正電圧の維持 | ○ | ○ | ○ | ○ | × |
| 逸脱量 [V・10min] (上限/下限) | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 2.1/0.3 |

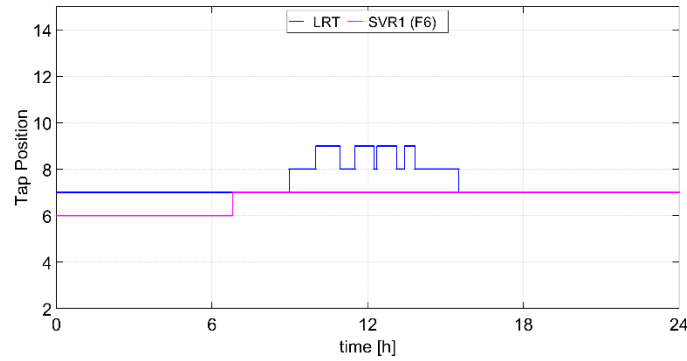
表 72 Hバンクモデル現行対策における適正電圧の維持（大量導入ケース）

| 年度 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 適正電圧の維持 | ○ | ○ | × | × | × |
| 逸脱量 [V・10min] (上限/下限) | 0.0/0.0 | 0.0/0.0 | 2.1/0.3 | 3.5/1.0 | 1.1/1.4 |

基本導入ケースの2040年で電圧逸脱が生じたのは、重負荷快晴および曇天日であった。そこで、以下では基本導入ケースの2020年の重負荷曇天日、電圧逸脱が生じた2040年の重負荷曇天および快晴日の電圧波形をそれぞれ図250と図251、図252に示し、逸脱の原因を考察する。まず、図250に示す2020年の電圧波形を参照すると、Dバンクと比較して、1日を通して電圧分布が広いことが確認される。これはHバンクの線路長が長く電圧降下および上昇が生じやすいことに起因する。電圧逸脱が発生していないものの、日中における最大電圧も107V付近であり、電圧制御が過酷であることが伺える。



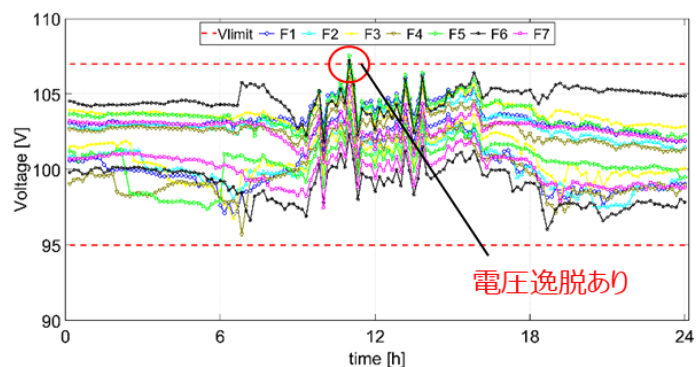
(a) 電圧波形



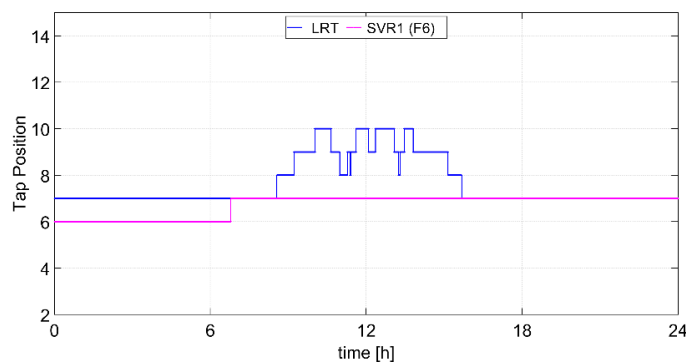
(b) LRT・SVR のタップ動作

図 2.5.0 Hバンク基本導入ケース 2020 年度重負荷曇天の制御結果

図 2.5.1 に示す 2040 年における電圧波形を見ると、2020 年と比較して日中の電圧変化が大きくなっており、11 時ごろに電圧上限逸脱が生じている。上限逸脱の解消のためには、力率値を小さくし、電圧を下げる必要があるが、その一方で、図 2.5.2 に示す快晴日においては 7 時ごろに F4 において下限逸脱が生じている。従って、Hバンクにおいては PV 導入量の増加は電圧上限および下限方向の双方にとって適正電圧の維持を困難にすることが確認でき、力率値の更新や PV インバータによる無効電力制御の高度化の必要性と考えられる。

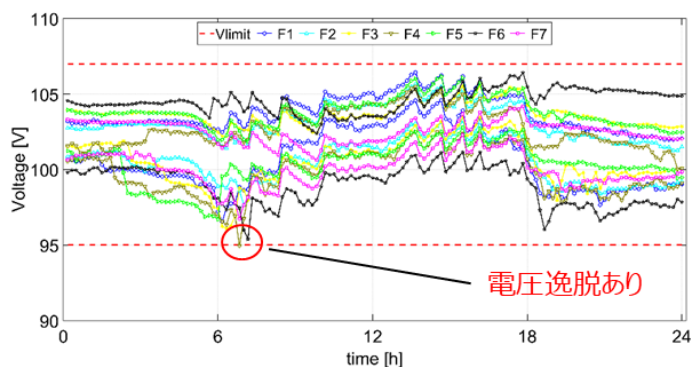


(a) 電圧波形

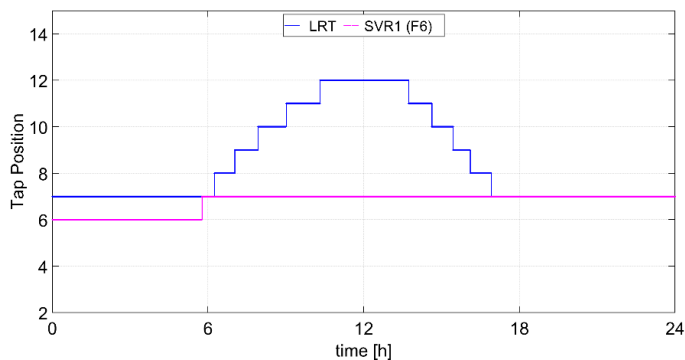


(b) LRT・SVR のタップ動作

図 2.5.1 Hバンク基本導入ケース 2040 年度重負荷曇天の制御結果



(a) 電圧波形



(b) LRT・SVR のタップ動作

図 2.5.2 Hバンク基本導入ケース 2040 年度重負荷快晴の制御結果

[2].1.2 現行対策を具備する検証システムの構築（早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG）

数値シミュレーションによる検証に加えて、早稲田大学が所有する実機試験環境（以下、ANSWER：Active Network System With Energy Resources）における現行対策による電圧制御の検証を実施する。主な検証対象は、数値シミュレーションによる評価が難しい線路切替時の PV-PCS の挙動および系統電圧への影響評価である。その評価のために、線路切替装置を導入するなどの ANSWER の拡張を実施した。

実機試験環境の全体像を図 2 5 3 に示す。ANSWER では、配電系統の 6.6 kV 高圧系統から 100V の低圧需要家までの電気の流れを、400 V/100 V にスケールダウンして再現し、PV 導入による配電系統電圧への影響を、模擬回路モデルを用いて評価することが可能である。

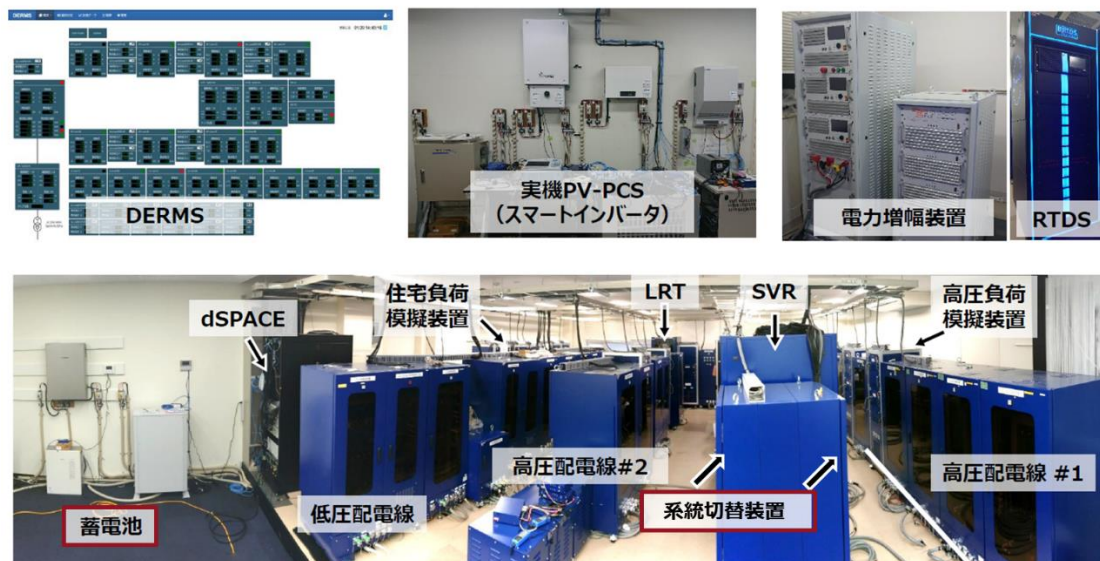


図 2 5 3 実機試験環境の全体像

現行対策の電圧制御実験としてまず、PV 導入および力率制御による電圧への影響を評価するため、図 2 5 4 に示す 1 フィーダの系統を構築し、PV 導入前ケース、PV が導入され力率 100% で運転しているケース、PV が導入され力率 95% で運転しているケースの 3 つを対象に電圧制御実験を実施した。ただし、評価日の PV プロファイルは、PV 発電による電圧上昇への影響を評価するために、快晴日とした。

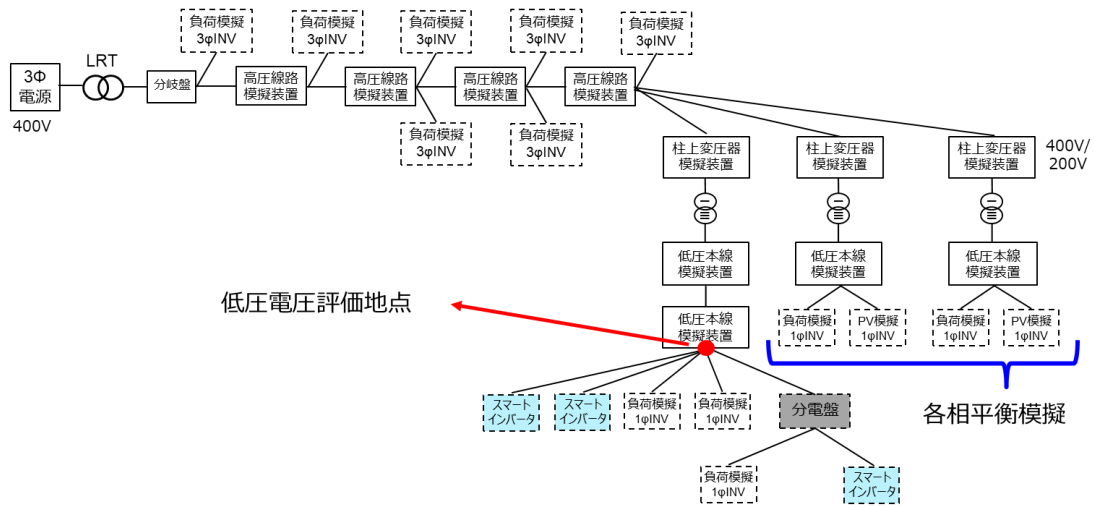


図 254 実機試験時の系統構成

各ケースで得られた低圧需要家電圧を図 255 に示す。スマートインバータの導入により、低圧需要家電圧が 6.0V 程度上昇している。力率一定制御の力率を 95% に設定することで電圧上昇が 1.0V 程度緩和されていることが確認される。従って、PV 導入による系統電圧への影響および力率一定制御の導入による系統電圧上昇緩和効果を確認できた。

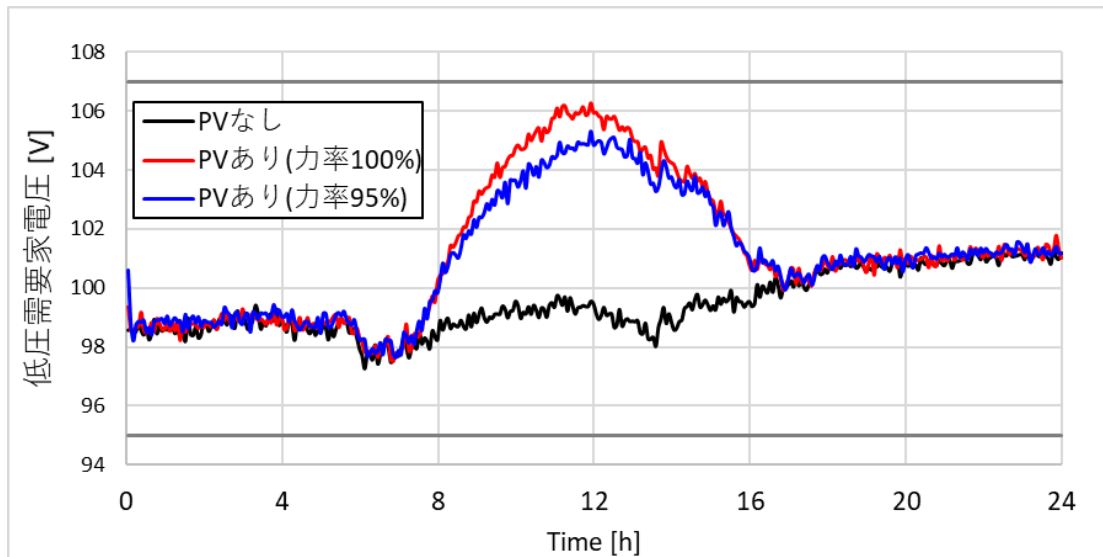


図 255 PV 導入による低圧電圧への影響

続いて、線路切替装置を用いた電圧制御実験を実施した。その実験では、図 256 に示す 2 フィーダの放射状系統を対象に線路切替装置の制御により末端側の負荷をフィーダ間で持ち変えた際の電圧およびスマートインバータの動作への影響を評価する。構築した系統は、線路切替制御による電圧への影響を評価しやすくするために、上側のフィーダ 1 にのみ PV を導入し、フィーダ 2 には、PV を導入しないものとし、フィーダ間の潮流の傾向に差異があるように設定した。ただし、この時、系統切替による電圧への影響を評価するため、負荷や PV 模擬装置への指令は、一定値とした。

また、実験中の系統構成の切り替えは、図 256 に示す線路切替装置 (SW1 と SW2) の状態を制御することで実施する。具体的には、初期の放射状系統 (SW1 : close、SW2: open) から双方の SW を閉じるループ系統へ変更し、その後 SW1 を開くことで低圧系統の持ち替えを行う。評価指標とする系統電圧には、初期放射状系統におけるフィーダ 1 の末端側と末端から一つ手前の高圧配電線電圧および、フィーダ 2 の末端側の高圧配電線電圧である。

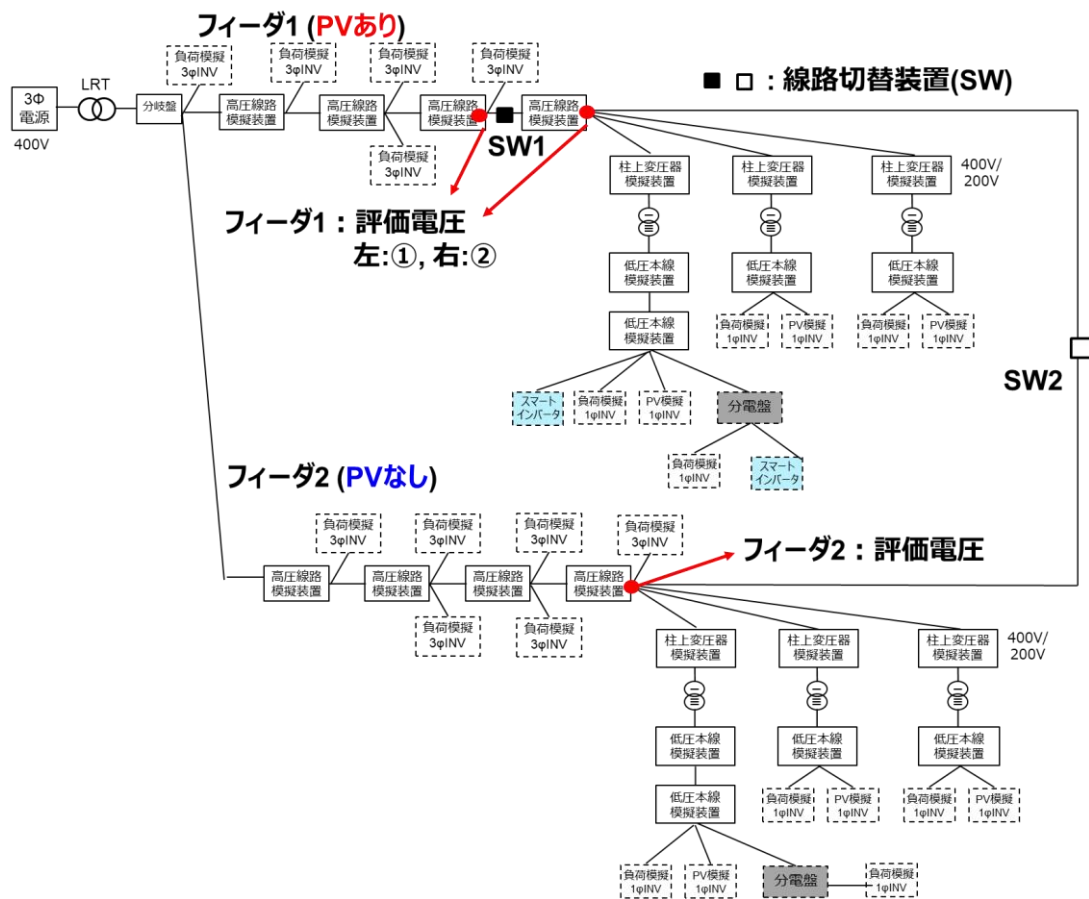


図 2 5 6 系統切替装置を用いた実機検証の構成と条件

実験結果として線路切替時における各高圧線路装置の 2 次側電圧を図 2 5 7 に示す。初期の系統構成である放射状①における各フィーダの末端電圧である「フィーダ 1 : ②」と「フィーダ 2」を比較すると PV 導入の偏りの影響で、電圧幅が 10V 程度ある。一方で、線路切替装置 SW2 を閉じることでループ系統にすると各フィーダの末端が接続されるため、双方の電圧がほぼ同等の値となる。値が振動しているのは、計測誤差や実験上の特性である。さらに、38 秒付近でループ系統から放射状系統②へ変更した状況において、各フィーダの末端である「フィーダ 1 : ①」と「フィーダ 1 : ②」を比較すると、電圧幅は 4V 程度であり、初期の放射状系統に対して半分程度の電圧幅に抑えることができている。系統の電圧幅を低減することは、LRT による電圧制御を簡易化することから PV 導入可能量の拡大に寄与すると考えられる。また、線路切替装置を制御した時のスマートインバータの挙動は、切替前後で大きな影響は見られなかった。ただし、受電点電圧に依存して無効電力や有効電力を制御する機能を PV が有している場合は、系統電圧の変更前後で出力が変化する可能性があるため、その点は留意する必要があると思われる。

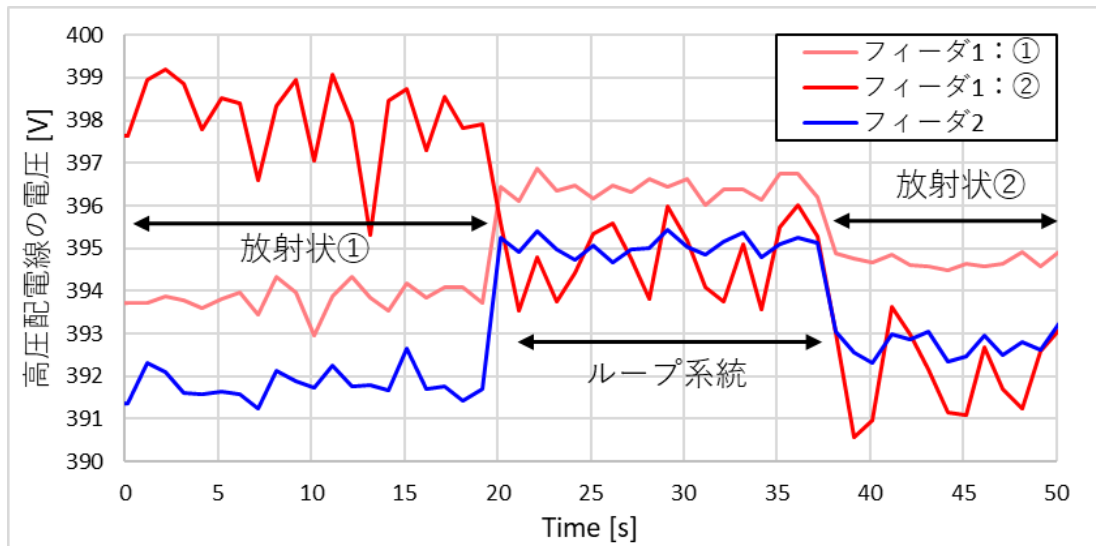


図 2 5 7 線路切替時における電圧変化

最後に、RTDS を用いて実施した検討について説明する。RTDS は、図 2 5 8 に示すように、配電系統モデルの構築と潮流計算の実施ができ、さらに配電系統の根元の潮流値をアンプに指令することで、実機との連携が可能である。本検討では、ANSWER 拡張を目的に、RTDS による配電系統モデルの構築と RTDS からアンプへの電流値の指令および出力結果の確認を実施した。

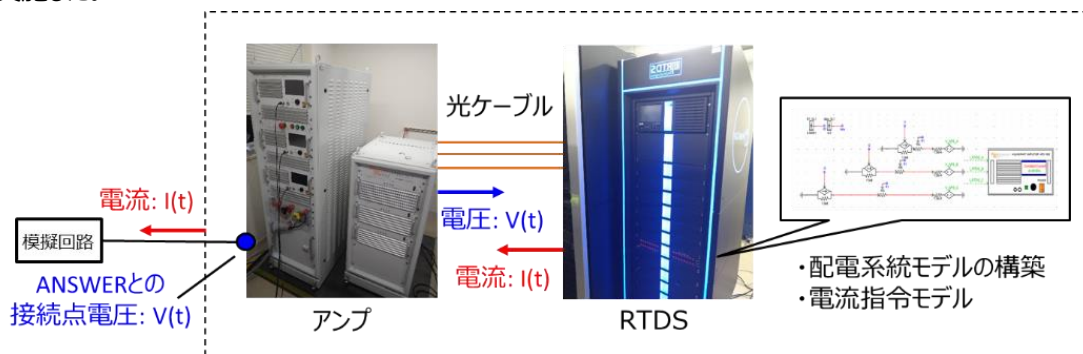


図 2 5 8 RTDS の役割の概要

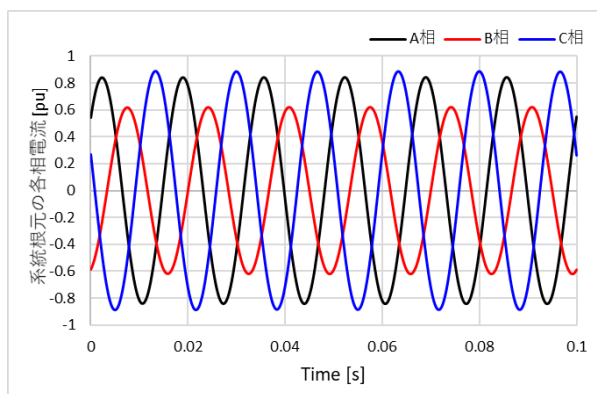
RTDS には、配電系統モデルの一例として IEEE 13-bus model が組み込まれており、そのモデルを対象に PV を導入した際の配電線根元の潮流の変化を評価するため、表 73 評価対象とするケース設定に示すケースを対象に実験した。

表 73 評価対象とするケース設定

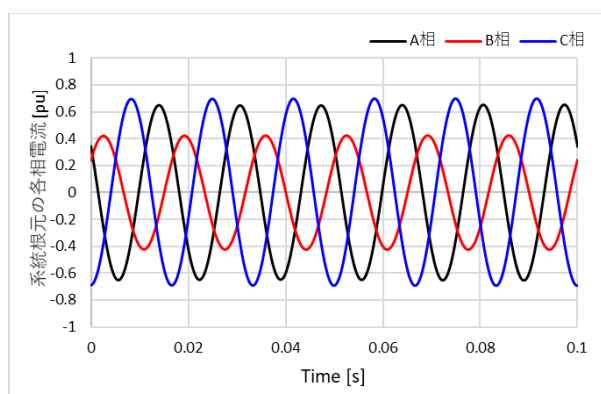
| Case # | PV 容量 kW | 力率% |
|----------|----------|-----|
| Case 0 | 0 | - |
| Case 1.1 | 1000 | 100 |
| Case 1.2 | | 90 |

図 2 5 9 に配電系統の根元における各相の電流値の瞬時値を示す。この根元の電流値をアンプに指令し、その出力を ANSWER へ流し込むことで、ANSWER との HIL を組むことができる。各ケースの電流値を比較すると、PV 導入や力率の設定により、電流値の高さが変化していることから、PV 導入の影響を適切に再現できていることを確認できる。PV 発電量の

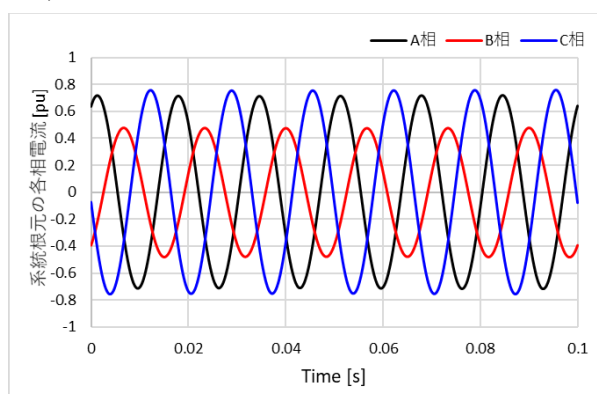
増加により、正味の負荷が小さくなるため波高値が小さくなり、力率を 90% に設定することで無効電力注入量が増えるため、波高値が大きくなっている。上記の評価から、RTDS 内での PV 導入配電システムモデルの構築ができていることが確認できる。



(a) Case 0 (PV 導入なし)



(b) Case 1.1(PV 1000kW, 力率 100%)



(c) Case 1.2(PV 1000kW, 力率 90%)

図 2 5 9 配電系統根元の通過電流値の波形

RTDS 内における配電システムモデルの構築に加え、ANSWER と RTDS を接続するための試験として、RTDS からアンプへの指令および出力電流の確認試験を実施した。その時の機器構成を図 2 6 0 に示す。RTDS の電流指令値を変更した数ケースを対象に評価したところ、指令値通りにアンプから電流が出力されていることをオシロスコープにより確認した。



図 2 6 0 RTDS からのアンプへの電流指令検証の概要

[2].2 中期的な太陽光発電普及時の需要家側対策の高度化による対策効果検証

[2].2.1 系統対策及び需要家側対策の協調制御手法の検討（担当：東京電力 HD、東京電力 PG、早稲田大学）

[2].1 の検討から、現行の設定力率による電圧制御では、適正電圧の維持が難しくなることが確認され、PV 受け入れ可能量の最大化のためには、電圧制御手法の高度化が必要である。そこで、需要家側対策として、公平性を担保でき、かつ現行広く適用されている力率一定制御を高度化することに着目し、図 2 6 1 に示す①力率一定制御における力率値の更新、②時間帯別力率一定制御、③出力依存型の力率制御の 3 つの制御手法を取り上げる。そして、それらの手法を電圧制御性能や無効電力注入量、タップ動作回数、実装に必要なコストなどの多角的な観点から評価し比較することで、短中期的な電圧制御手法の指針の一助となる検討を実施した。ただし、本検討での公平性とは、それぞれの PCS が同じ有効電力出力であれば、出力すべき無効電力出力も同じであることを意味する。上記 3 つの高度化手法の電圧制御性能は、設定パラメータによって異なる。そこで、各高度化手法を横並びで評価する際は、事前に各高度化手法の中で設定パラメータをいくつか振って評価を行い、その中で最適な制御結果となったものを選定し、横並びの評価を行うものとした。

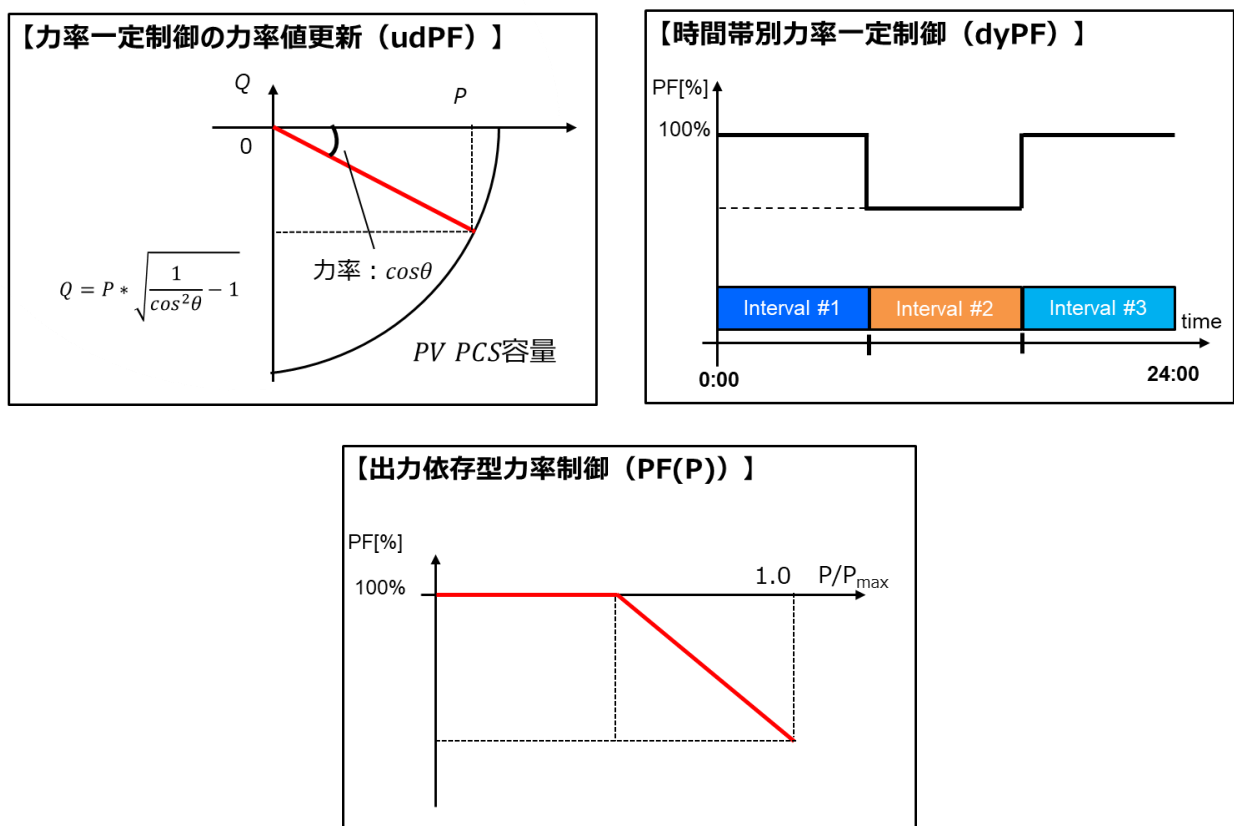


図 2 6 1 需要家側対策の高度化として扱う手法の一覧

以下で各高度化手法と設定パラメータの振り方を説明する。

力率一定制御の力率値更新（udPF）では、高圧 PV と低圧 PV の力率をそれぞれ更新する。力率値の更新のみで適用が可能であることから実運用に取り入れやすいという利点がある。設定パラメータとして、高圧 PV と低圧 PV それぞれに 7 通り（85、88、90、92、95、98、100%）の力率値の候補を用意し、それらの組合せである計 49 通りの組合せの中から最適な力率設定値を決定する方針を取る。ここで、最適な力率設定値とは、電圧逸脱を生じない中で、現行力率設定値での潮流計算結果における無効電力注入量、タップ動作回数に対する改善率が最大となるものを選択する。

時間帯別力率一定制御（dyPF）では、予め決定したスケジュールに従い、時間によって力率を変更する制御である。この制御では、PV 発電量の小さな時間帯では力率を大きく設定し、PV 発電量が大きく無効電力による電圧制御が必要な日中の時間帯で力率を小さく設定することで、無効電力注入量を抑えつつ適正電圧の維持が可能になると期待される。本検討では、図 2 6 1 に示すように、力率変更する時間帯を 3 区間に分ける方針を取る。その際、Interval #1 と Interval #3 は、明け方や夜間であり PV 発電量が小さく電圧制御に必要な無効電力が小さいと想定されるため、本検討では力率値を 100%と設定する。また、Interval #2 の時間帯は、前述の力率値更新にて最適と選択された力率値で制御を行うものとした。ただし、Interval #2 の開始および終了時間は、高圧 PV と低圧 PV の力率値を 100%で運用した際に電圧逸脱が生じた最初と最後の時間を 1 時間刻みで丸め込んだ時間を設定した。

出力依存型力率制御は、定格容量に対する PV 発電出力の比率に基づいて力率を決定し、無効電力を出力する制御である。電圧上昇が大きくなると想定される、発電出力が大きい状況で力率を下げ、発電出力が小さい状況では力率を高め設定することができるため、少ない無効電力で適正電圧への制御が可能になることが期待される。本検討で対象とする出力依存型力率制御は、ドイツ電気技術者協会が定めた国内系統連系要件 VDE-AR-N 4105 を参考に、発電出力が定格容量の 50%を超えた段階で力率を下げ始めることを想定する。また、設定パラメータとして、PV 発電出力が定格に達した際の力率値を想定し、候補には、85、88、90、92、95、98[%]の 6 つを取り上げる。ただし、ドイツ国内の系統連系要件 VDE-AR-N 4105 の対象は、小規模な分散電源であるため、高圧 PV のような大規模な PV に関して、出力依存型力率制御の特性カーブは明確化されていない。そこで、本検討では、2 パターンの出力依存型力率制御を検討する。一つが、高低圧 PV がともに出力依存型力率制御をする制御、もう一つが低圧 PV のみ出力依存型力率制御で適用され、高圧 PV は力率一定制御を行う制御である。この時、高圧 PV の設定力率の候補は、力率更新時の時と同様に 7 通りとした。

D バンクモデルにおける対策手法の性能評価結果を、PV 基本導入ケースと大量導入ケースに関して順に説明する。

基本導入ケースにて、得られた 5 つの制御手法の最適パラメータにおける電圧逸脱量の評価結果を図 2 6 2 に、各制御手法で選択された最適パラメータの値を表 74 に示す。この結果から、高低圧の PV がともに出力依存型力率制御である場合は、電圧逸脱が発生していることが確認され、それ以外の 4 つの制御においては 2020 年から 2040 年を通して適正電圧の維持が可能であった。

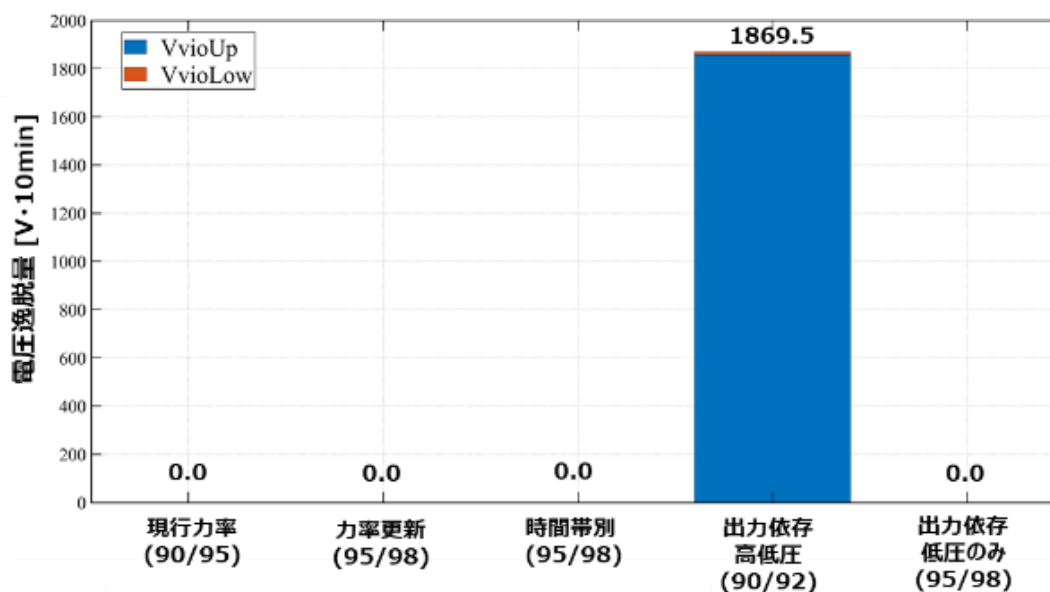


図 2 6 2 D バンク基本導入ケース電圧逸脱量の結果

表 74 D バンク基本導入ケースにおける各手法の最適パラメータ

| | 現行力率 (CurPF) | 力率更新 (udPF) | 時間帯別力率(dyPF) | 出力依存型 双方 (bothPFp) | 出力依存型 低圧のみ (fixedPF/PFP) |
|-----|--------------|-------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| HPV | HPF : 90 | HPF : 95 | HPF : 95 | HPF _{min} :90 | HPF : 95 |
| LPV | LPF : 95 | LPF : 98 | LPF : 98 | LPF _{min} :92 | LPF _{min} :98 |
| 備考 | - | - | Interval #2 (6:00-18:00) | 電圧逸脱あり | - |

各対策手法の横並び評価として、2020 年から 2040 年を通して PV から注入された無効電力出力の総量、タップ動作回数を図 2 6 3 に示す。無効電力出力は、PV の種別（高圧 PV : HPV、低圧事業用 PV : LBPV、低圧需要家用 PV : LHPV）ごとに記載しており、タップ動作回数は LRT、SVR1、SVR2 それぞれに分けて記載している。

無効電力注入量を見ると、力率更新および時間帯別力率、出力依存型力率制御（低圧 PV のみ）は現行力率一定制御に対して、6 割程度の無効電力量で適正電圧の維持ができています。対策手法間では、低圧のみ出力依存型力率制御である場合が最も無効電力量が小さくなっています。タップ動作回数に関して、力率更新および時間帯別力率、出力依存型力率制御（低圧 PV のみ）では、現行力率制御に対して 20%程度の低減が確認される。

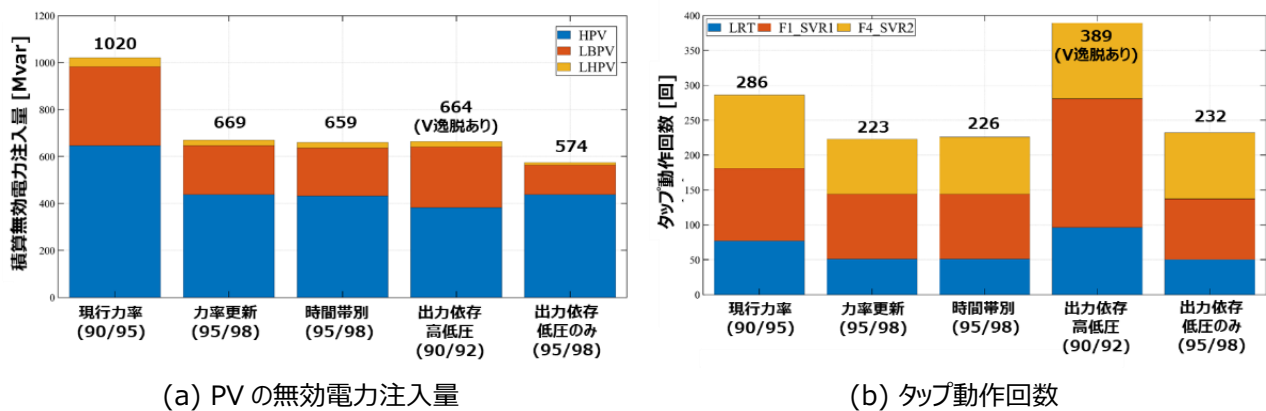


図 2 6 3 D バンク基本導入ケースの横並び評価結果

高低圧出力依存型力率制御にて、大きな電圧逸脱が生じた原因について考察する。電圧逸脱が発生した出力依存型力率制御（高低圧 PV）では、2020 年度の PV 導入状況においても電圧逸脱が発生していた。その時の現行力率制御と出力依存型力率制御（高低圧 PV）の電圧波形を、図 2 6 4 に示す。図の (a) は、現行力率制御において、各フィールドの最大・最小電圧を記録した低圧需要家の電圧を描画している。図 (b) の出力依存型力率制御では、明け方と夕方電圧逸脱が生じている。この原因は、出力依存型力率制御では、PV 発電出力が定格に対して 50%を超えた際に無効電力を出力するため、系統への無効電力注入が遅れてしまうことと考えられる。従って、高圧 PV に出力依存型力率制御を適用する際は、力率を下げ始める出力比率を含めた最適化が必要であると考えられる。

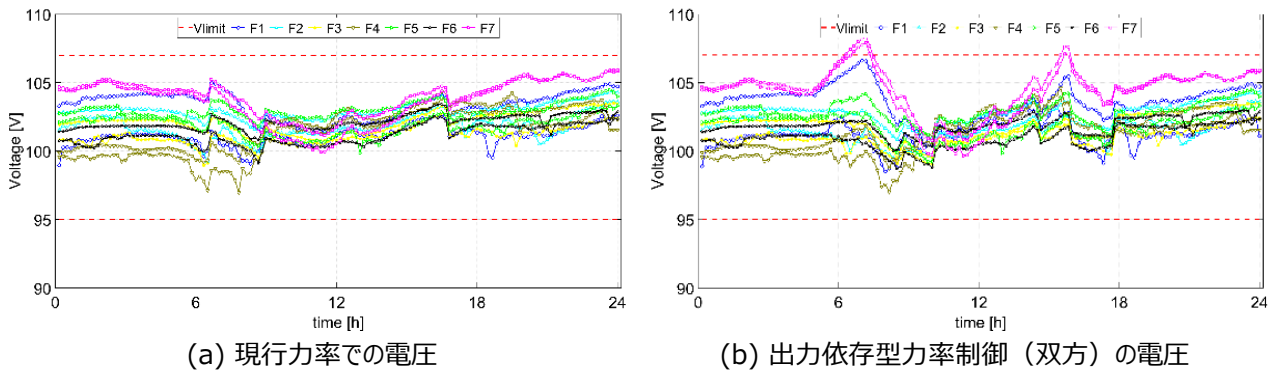


図 264 現行力率一定制御と出力依存型力率制御の比較（2020 年輕負荷・快晴）

D バンクの大量導入ケースの結果に関して説明する。ただし、基本導入ケースにおいて電圧逸脱が発生した高低圧 PV をともに出力依存型力率制御とする制御については、大量導入ケースにおいても電圧逸脱が生じることから評価対象から除いた。まず、電圧逸脱の有無を図 265 に示す。出力依存型力率制御（低圧 PV のみ）の場合は、電圧逸脱が発生しており、それ以外の制御では 2020 年から 2040 年を通して適正電圧の維持が可能であることが確認される。各制御における最適な制御パラメータを表 75 に示す。力率更新制御で最適と決定された力率値は、基本導入ケースから変化しており低圧 PV の力率値が 98 から 95 へ低減している。これは、PV 導入量の増加により低圧 PV の力率を 98 とした場合では、電圧逸脱が生じたことに起因する。時間帯別力率制御における Interval #2 の開始および終了時間は、基本導入ケースから変わらず 6 時から 18 時であった。

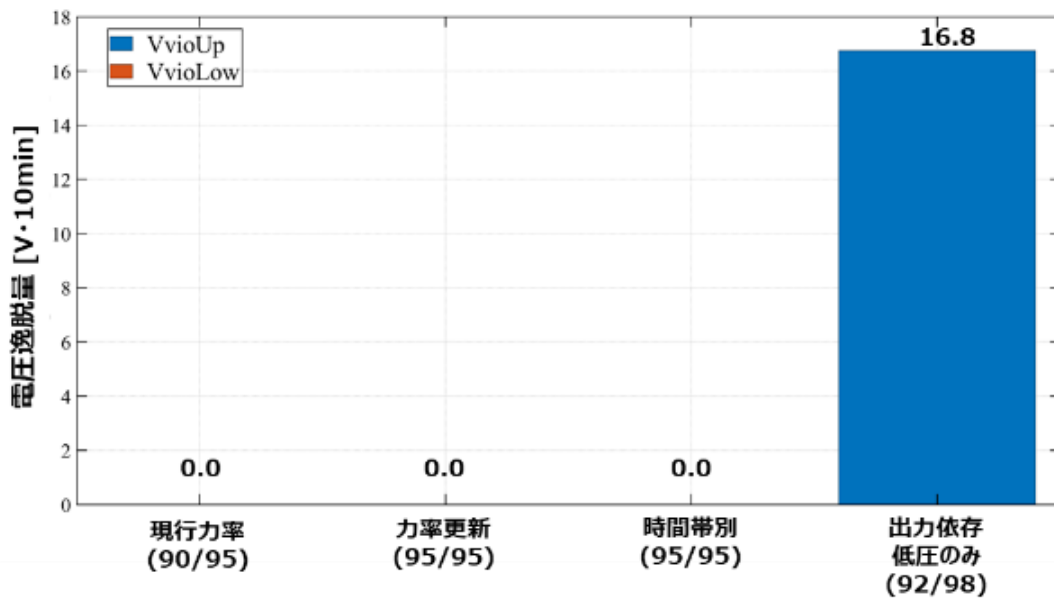
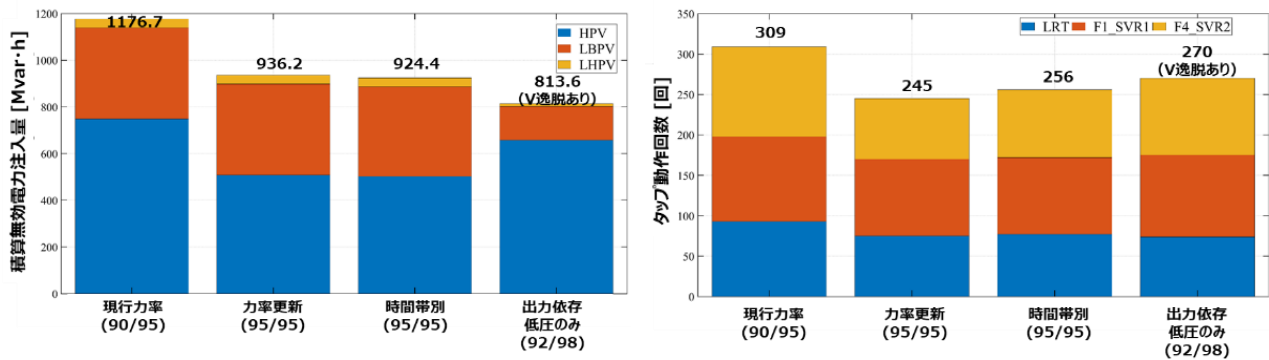


図 265 D バンク大量導入ケース電圧逸脱量の結果

表 75 D バンク大量導入ケースにおける各手法の最適パラメータ

| | 現行力率 (CurPF) | 更新力率 (udPF) | 時間帯別力率 (dyPF) | 出力依存型 高低圧 PV (bothPFp) | 出力依存型 低圧 PV のみ (fixedPF/PFp) |
|-----|-----------------|----------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------------|
| HPV | HPF : 90 | HPF : 95 | HPF : 95 | - | HPF : 92 |
| LPV | LPF : 95 | LPF : 95 | LPF : 95 | - | LPF _{min} : 98 |
| 備考 | - | - | Interval #2 (6:00-18:00) | - | 電圧逸脱あり |

続いて、PV の無効電力出力、タップ動作回数に関して図 2 6 6 に示す。まず、PV の無効電力出力に関して着目すると、電圧逸脱を回避した現行力率、力率更新、時間帯別力率制御のうち、現行力率制御のみ無効電力注入量が 20% 程度大きな値となっている。タップ動作回数に関しては、力率値の更新により、4 日間×5 か年の評価期間（20 日間）で 50 回程度低減が見られた。電圧制御機器のタップ動作回数の制約には、20 万回/20 年という基準があり、1 日単位の換算すると 27 回となる。いずれの手法においても、この制約を違反することはないため、タップ動作回数の観点では、各手法が同程度の性能を持つと言える。

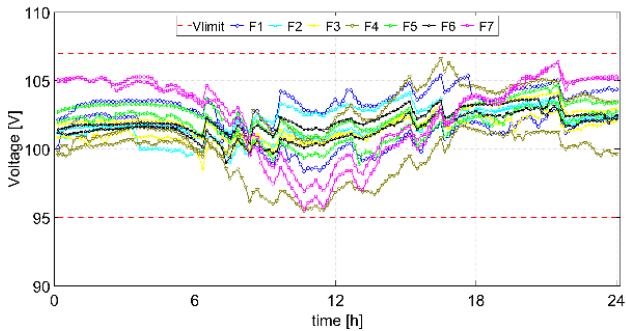


(a) PV の無効電力注入量

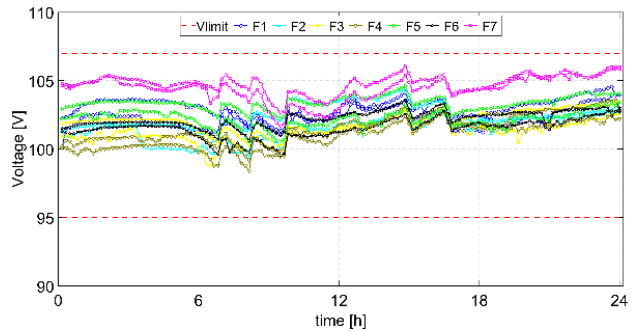
(b) タップ動作回数

図 2 6 6 D バンク大量導入ケースの横並び評価結果

電圧制御結果の一例として PV 導入量が最大である 2040 年重負荷快晴における電圧プロファイルを図 2 6 7 に示す。現行力率一定制御では、日中において電圧分布が広がり、適正電圧の下限值付近を電圧が推移している。これは PV 導入量が増え力率一定制御による無効電力注入量の増加により電圧降下が生じていることが原因である。一方で、高圧 PV の力率を 95 に変更する力率更新制御では日中の電圧降下量が緩和され、103V 付近で電圧が推移している。高圧 PV は低圧 PV と比較して接続容量が大きく、力率設定値により注入される無効電力量が大きく変化することから、低圧需要家の電圧へ与える影響も大きい。



(a) 現行力率での電圧



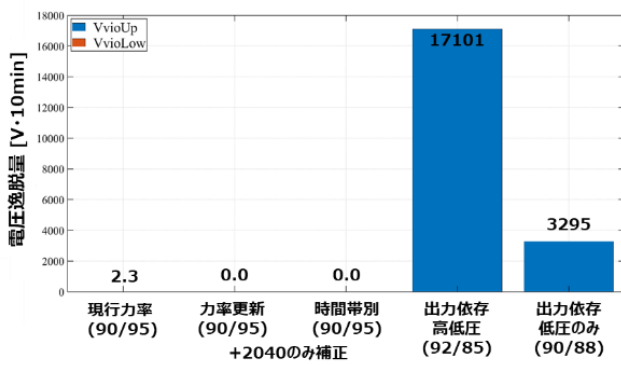
(b) 力率更新の電圧

図 2 6 7 D バンク大量導入ケースでの電圧制御結果の一例

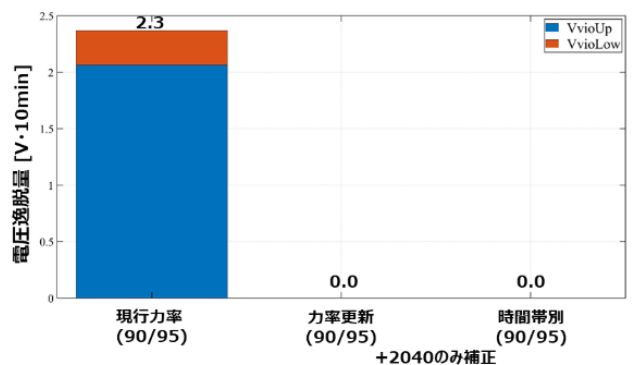
続いて、H バンクモデルにおける対策手法の性能評価結果も同様に各 PV 導入ケースに関して説明する。まず、各制御手法の最適パラメータにおいて制御した際に、2020 年から 2040 年を通して電圧逸脱量を図 2 6 8 に示す。図 2 6 8 から、H バンクの基本導入ケースにおいて 2020 年から 2040 年を通して適正電圧の維持が可能であったのは力率一定制御の設定力率更新制御と時間帯別力率一定制御のみであることが確認できる。ただし、2040 年断面において、力率値の更新制御の候補である 49 通り（高圧 PV 力率、低圧 PV 力率 7 通り）の制御では電圧逸脱を解消することができなかったため、フィーダ単位で高圧 PV の設定力率を調整することで電圧逸脱を解消した。

表 76 に力率値更新制御における各年度の設定力率の値を示す。時間帯別力率一定制御では、Interval #2 の開始および終了時刻を 6 時と 18 時に、Interval #2 中の設定力率を力率更新制御と同じものを設定し、評価を実施した。出力依存型力率制御に関しては、高低圧 PV 両方の場合と低圧 PV のみの場合の双方において、電圧逸脱が発生した。図示した評価値は 36 通りの候補のうち 2020 年から 2040 年を対象とした電圧逸脱量の合算値が最小となった組合せを選定している。そのパラメータを表 76 に示す。

現行力率制御において電圧逸脱が発生した 2040 年における重負荷曇天日を対象に、現行力率、力率更新、時間帯別力率一定制御の電圧プロファイルを図 2 6 9 に示す。現行力率一定制御において生じていた上限逸脱が、力率更新制御および時間帯別力率制御で解消されていることが確認できる。従って、D バンクにおける評価結果と同様に、無効電力を出力し始める PV 発電出力の値の決め方が、適切な電圧制御にとって重要であることが考えられる。



(a) 5 つの制御手法まとめ



(b) 3 つの制御手法まとめ

図 2 6 8 H バンク基本導入ケース電圧逸脱量の結果

表 76 Hバンク基本導入ケースにおける力率更新制御の高圧 PV と低圧 PV の力率設定

| 年度 | 高圧 PV | | | | | | | 低圧 PV |
|---------------|-------|----|----|----|----|----|----|-------|
| | F1 | F2 | F3 | F4 | F5 | F6 | F7 | |
| 2020 -2035 | 90 | | | | | | | 95 |
| 2040 | 92 | 92 | 92 | 98 | 90 | 92 | 92 | 95 |

表 77 Hバンク基本導入ケースにおける出力依存型力率制御の最適パラメータ

| | 出力依存型 高低圧 PV (bothPFp) | 出力依存型 低圧 PV のみ (fixedPF/PFp) |
|-----|---------------------------|---------------------------------|
| HPV | $HPF_{min} : 92$ | $HPF : 90$ |
| LPV | $LPF_{min} : 95$ | $LPF_{min} : 88 : 88$ |

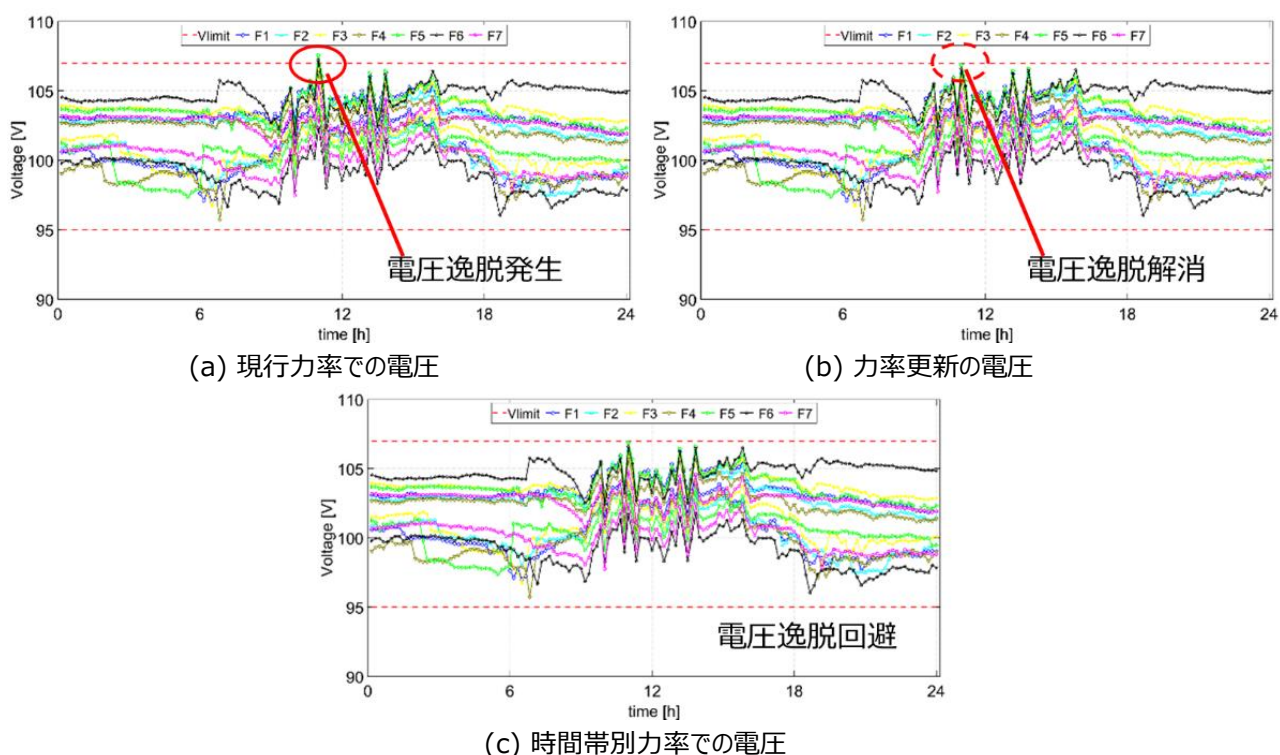
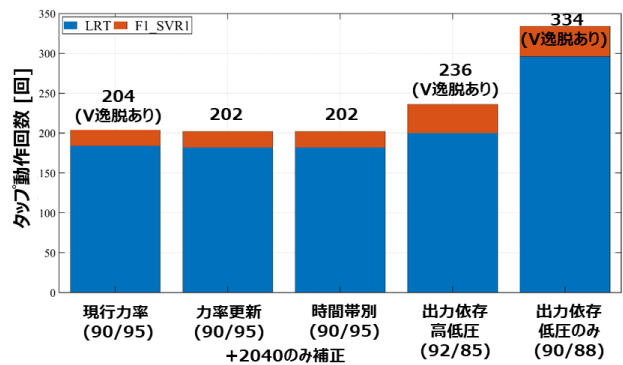
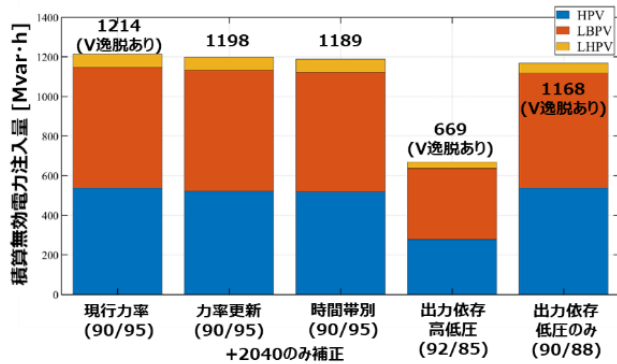


図 2 6 9 Hバンク基本導入ケース比較 (2040年重負荷・曇天)

続いて、無効電力出力量、タップ切替回数の比較結果図 2 7 0 に示す。出力依存型力率制御については、電圧逸脱が発生しているが参考値として記載している。電圧逸脱を回避した現行力率制御、力率更新制御、時間帯別力率制御の各指標に着目すると、同程度の値となっている。無効電力出力に関しては、力率更新制御、時間帯別力率一定制御は現行力率制御に対して無効電力出力を低減できているものの、その低減量は少量である。これは力率値が異なるのが 2040 年のみであることに起因する。



(a) PVの無効電力注入量

(b) タップ動作回数

図 270 Hバンク基本導入ケースの横並び評価結果

大量導入ケースでは、力率値の更新と時間帯別力率一定制御において、2020年から2040年を通して、電圧逸脱の解消が可能であることを確認し、両者の電圧制御性能、無効電力注入量、タップ動作回数に大きな差異がないことを確認した。ただし、2030年と2035年では、フィード単位で力率値を更新、2040年では一部の柱上変圧器の接続相を変更することで、電圧逸脱を解消した。

表 78 に、上述した D・Hバンクでの評価結果から考えられる各制御手法の電圧制御性能をまとめる。現行の力率一定制御では、多くのケースで適正電圧の維持が可能であったが、厳しめ系統において PV が大量に導入された場合において、電圧逸脱の発生が確認された。一方で、力率値の更新やそれに基づき時間帯で力率を変更する時間帯別力率一定制御では、本検討で扱ったいずれのケースにおいても電圧逸脱の解消が可能であった。そのため、それら 2 つの対策手法による電圧制御性能の向上効果および PV 受け入れ可能量の増加効果が大きいものと考えられる。一方で、出力依存型力率制御については、標準系統における PV 基本導入ケースにおいては、現行手法に対し少ない無効電力注入量で、適正電圧の維持が可能であったが、大量導入ケースや厳しめ系統では、電圧逸脱が発生した。本検討では、出力依存型力率制御の特性カーブとして、VDE を参考に出力が定格比で 50%を超えた際に力率を下げ始めるものを取り上げ、定格出力時の力率をパラメータとして評価をした。電圧逸脱は、出力が定格に対し 50%に達していない時間帯で発生していたことから、力率を下げ始める出力比を含めた最適化により制御性能の向上が期待できる。

表 78 数値計算結果から得られた各対策手法の電圧制御性能の評価

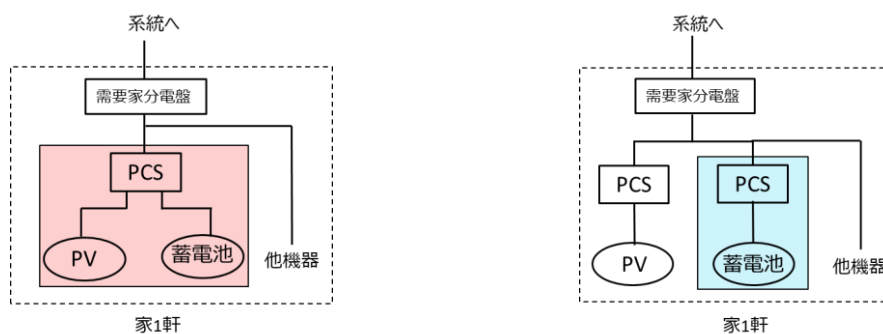
| PV-PCS 制御手法 | 電圧制御性能* | 特徴の整理 |
|-------------------------|---------|--|
| 現行の力率一定制御 | ○ | <ul style="list-style-type: none"> 標準系統では電圧逸脱の回避可能 厳しめ系統かつ PV 導入量が増えてきた場合に電圧逸脱の恐れあり |
| 力率一定制御 設定値更新 | ◎ | <ul style="list-style-type: none"> 標準系統、厳しめ系統ともにいずれの PV 導入状況においても電圧逸脱回避可能 現行力率に対して、少ない無効電力で適正電圧の維持が可能 |
| 時間帯別力率一定制御 | ◎ | <ul style="list-style-type: none"> 標準系統、厳しめ系統ともにいずれの PV 導入状況においても電圧逸脱回避可能 力率更新に対して、数%程度無効電力量を低減 |
| 出力依存型力率制御 (高低圧 PV) | × | <ul style="list-style-type: none"> 標準系統、厳しめ系統いずれも電圧逸脱が発生 |
| 出力依存型力率制御 (低圧 PV のみ) | △ | <ul style="list-style-type: none"> 標準系統の PV 基本導入ケースで逸脱回避可能 そのケースで最も無効電力量を低減することを確認 PV 大量導入ケースおよび厳しめ系統での逸脱発生 |

*電圧制御性能が高いものから順に◎>○>△>×と表記した。

[2].2.2 需要家側対策を具備する検証システムの改良（担当：早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG）

(1)ANSWER への蓄電池の導入

蓄電池の制御ロジックについては、メーカーごとに差異が存在する可能性があることから、実機を用いた評価を検討した。蓄電池の設置方式については大きく2種類に分けることができ、1つは、蓄電池とPVがPCSを共有する蓄電池（以下、一体型蓄電池）であり、もう一つが、蓄電池とPVのPCSがそれぞれ別で設置される蓄電池（別置き型蓄電池）である。その概念を図271に示す。本検討では、蓄電池の運転モードおよびPCSの設置状況による系統電圧への影響を評価するために、それぞれのPCS設置形態の蓄電池をANSWERに導入し、検討を実施した。



(a) PV と蓄電池が PCS を共有(一体型)

(b) PV と蓄電池がそれぞれ別で PCS を持つ(別置き型)

図 271 導入した蓄電池の概念図

(2) ANSWER での蓄電池制御実験

実験は図272に示す系統構成で実施した。現行対策に関する検討と同様に1フィードの系統構成を対象に評価する。一体型蓄電池と別置き型蓄電池の両方をそれぞれ評価する。評価日は、逆潮流による電圧上昇が大きくなる快晴日とする。実験時間は、線路切替装置の検証と同様に、1日を360秒で倍速するものとした。その場合、SOCの挙動に関しては実世界と乖離が生じるが、本検討では理想的な蓄電池制御における電圧制御効果に着目するため、倍速で実験をするものとした。つまり、以下の結果は、SOCが上下限值に達せずに、所望の出力が可能な状況での評価である。

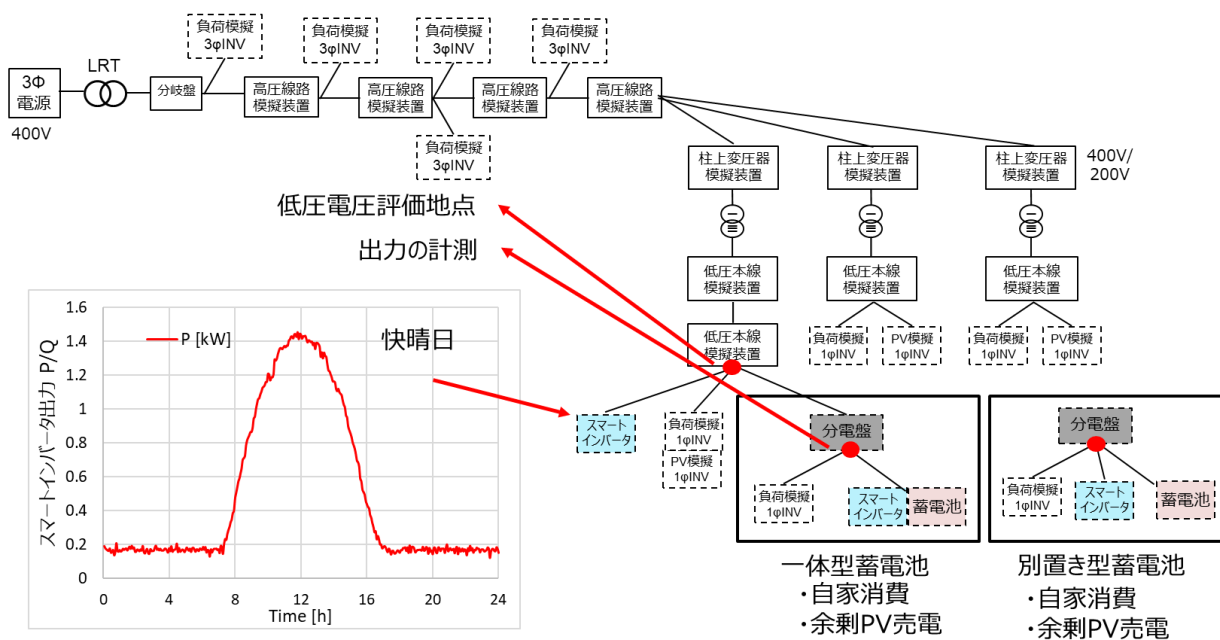
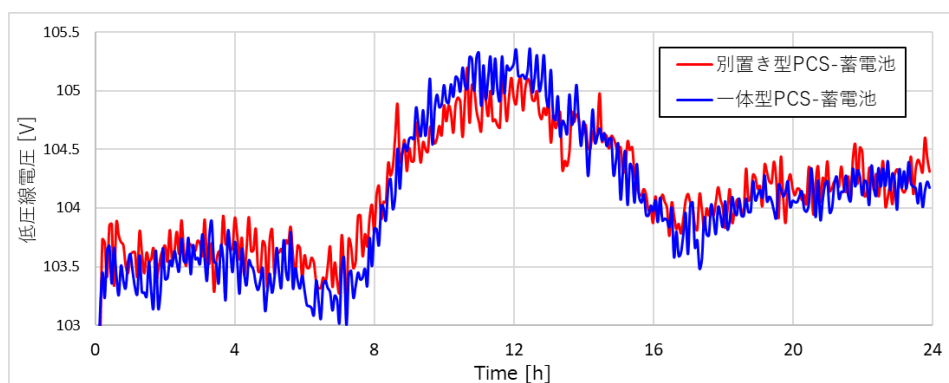
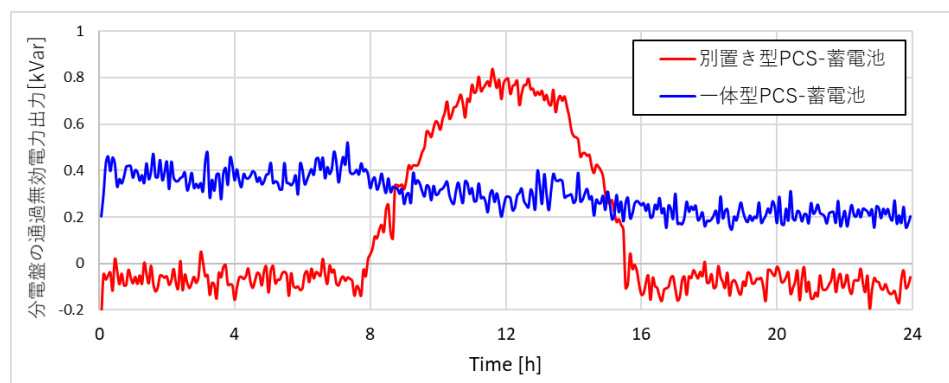


図 2 7 2 蓄電池の運転モードの差異による電圧制御への影響評価系統

蓄電池 PCS の設置状況による系統電圧への影響は図 2 7 3 に示す通りとなる。二つの設置方式によりそれぞれ電圧値が異なることが確認された。これは、図 2 7 4 に示す無効電力出力量の差異が影響していることが判明した。結果として、日中において別置き型 PCS・蓄電池の方が無効電力出力量が一体型 PCS・蓄電池より多くなるので、電圧が低くなることがわかった。

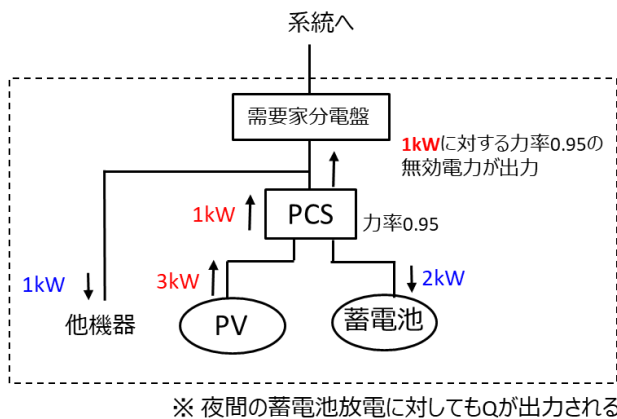


(a) 低圧線電圧

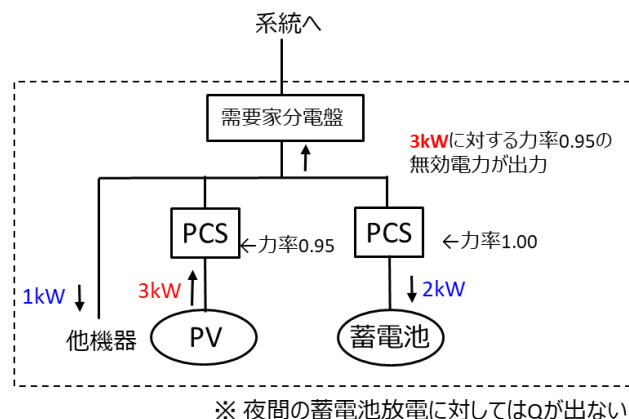


(b) 蓄電池の無効電力出力

図 2 7 3 蓄電池の種類が与える電圧制御結果への影響



(a) PV-蓄電池がPCSを共有(一体型)



(b) PVと蓄電池がそれぞれ別でPCSを持つ(別置き型)

図 274 PCS 設置状況による無効電力出力の差異

[2].2.3 太陽光発電普及拡大の各断面での対策効果の評価 (担当：早稲田大学、東京電力 HD、東京電力 PG)

ここでは、[2].2.1 で示したシミュレーション結果に基づき電圧制御手法を評価する際の評価指標の検討および、検討を踏まえて採用した評価指標を用いた評価の結果について整理する。

1) 電圧制御手法の評価事例調査および評価指標の類型化

電圧制御手法の評価事例を調査し、7つの事例(事例1~7)を収集した。各事例では複数の評価指標が異なる組合せで用いられているが、表79に示す通り「制御性能」、「制御の副作用」、「他機器との協調」、「コスト」、「公平性」、「運用リスク」の6項目に分類される。したがって、これら6項目を考慮することで総合的な評価を実施することが可能であると考えられる。

表 79 事例 1～7 で用いられた評価指標の類型化

| 評価項目 | 事例1～7で用いられた具体的評価指標 | |
|---------|--------------------|--------------------------------|
| 制御性能 | 電圧 | 電圧逸脱量 |
| | | 電圧逸脱時間 |
| | | 電圧逸脱量×電圧逸脱時間 |
| | | 最大電圧 |
| | | 電圧変動 |
| | | フィーダ内電圧差(最大電圧と最小電圧の差) |
| | | 電圧不均衡(三相間) |
| | | 電圧逸脱需要家数 |
| | | 再エネ導入可能容量(Hosting Capacity) ※1 |
| 制御の副作用 | 無効電力確保 | 無効電力補償(注入/吸収)量 |
| | | 力率 |
| | | 有効電力出力制御量 |
| | | 損失(無効電力増加による損失) |
| | | 損失(電流増加による損失) |
| 他機器との協調 | | 電圧調整器の運用回数 |
| | | (負荷時)タップ切替器のタップ切替回数 |
| | | 配電変圧器の負荷 |
| コスト | | イニシャルコスト |
| | | 運用コスト ※2 |
| 公平性 | | 無効電力補償調達に関するプロシューマ間の公平性 |
| 運用リスク | | データプライバシー |

※1 最大電圧が電圧上限に収まる範囲で導入可能な PV の容量として定義されており、本質的には電圧の指標と捉えられる。

※2 運用コストは有効電力出力制御、損失から計算されるため、本質的には有効電力出力制御量、損失と同じ指標。

2) 本事業における評価

表 79 で整理された 6 項目に基づき、本事業における評価指標を検討した。6 項目のうち、「公平性」については、本事業では公平性が担保される手法に絞った検討を行っており、「運用リスク」については、いずれの制御手法でも対策が取られることが前提となることから、ここでの評価項目からは除くこととし、残る 4 項目から評価指標を 1 つずつ選定した。4 項目それぞれから 1 つずつ指標を選定することにより、網羅的かつ重複のない評価が可能となる。

選定した評価指標を表 80 に示す。制御性能の指標として、逸脱の大きさと時間的変動の両方を加味できる「逸脱量×逸脱時間」を選定した。また、制御の副作用の指標として、最も代表的な指標である「無効電力注入量」を、他機器との協調の指標として「LRT および SVR のタップ制御回数」を、それぞれ選定した。コストについては、「現行の力率一定制御から各手法へのイニシャルコストの増分」と定義した。

表 80 各項目の選定された評価指標

| | |
|---------|-----------------------------|
| 制御性能 | 逸脱量×逸脱時間 |
| 制御の副作用 | 無効電力注入量 |
| 他制御との協調 | LRTおよびSVRのタップ制御回数 |
| コスト | 現行の力率一定制御から各手法へのイニシャルコストの増分 |

以下では、前述の指標に基づいた評価結果について述べる。シミュレーションが実施された現行の力率一定制御（手法1）、設定値可変力率一定制御（手法2）、時間帯別力率一定制御（手法3）、出力依存型力率制御（手法4）の4手法を対象に評価を行った。各手法の具体的な運用イメージは表81に示す通りである。

表 81 各手法の具体的な運用イメージ

| | |
|------------------------------------|---|
| 手法1: 力率一定制御(現行) | <ul style="list-style-type: none"> 現行の力率設定値(高圧90%(東京エリアの値を採用)、低圧95%(全国一律))による制御 |
| 手法2: 力率一定制御(設定値可変) | <ul style="list-style-type: none"> 現在固定されている力率(高圧90%、低圧95%)を自由な設定に変更できるようにするもの。 送配電事業者が電圧逸脱の懸念される配電線について、1~5年に1回程度、適切な力率の値を計算し、力率値の変更が必要な場合はその値を発電事業者/メーカ等に通知する。 発電事業者/メーカ等は、メンテナンス等の際に、現地作業(オフライン)で対象PCSをその力率に設定する。 |
| 手法3: 時間帯別力率制御 | <ul style="list-style-type: none"> 適切な力率設定値を、一日の計画値として時間帯別に設定するもの。 一日の時間帯別の計画値は、一般送配電事業者にて事前に想定するいくつかのプロファイルの中から、系統状況や天候に応じ当該日に適切なプロファイルを選択し、カレンダー情報として送信する。 カレンダー情報の送信には、既存のPCS出力制御のスキーム(カレンダー方式)を活用する。現在の出力制御システムでは出力制御量を指令しているが、これに力率値を加えるという変更を行う。 |
| 手法4: 出力依存型力率制御(PF(P)) ※オフライン | <ul style="list-style-type: none"> 予めPCS内に設定したPF(P)カーブに基づき、力率制御を行うもの。 PF(P)カーブは、系統の状況に柔軟に対応するため、主要なパラメータ(傾き、動作開始出力等)を可変としておく。 PF(P)カーブのパラメータ変更は手法2と同様の方法で行う。 |

制御性能（逸脱量×時間）、制御の副作用（無効電力注入量）、他制御との協調（LRT および SVR のタップ制御回数）については、[2].2.1 で示したシミュレーション結果をもとにそれぞれ算出した。Dバンクの計算結果を表82に、Hバンクの計算結果を表83にそれぞれ示す。逸脱発生有無に着目すると、Dバンクでは手法4を用いた場合に大量導入ケースの2030年、2040年において逸脱が発生した。また、Hバンクでは、手法4では両ケース・全年次において、現行手法（手法1）では導入量の大きい場合（基本ケースの2040年、大量導入ケースの2030年、2040年）において、それぞれ逸脱を回避できない結果となった。

表 82 Dバンクの制御性能、制御の副作用、他制御との協調に関する結果

| 逸脱量×時間(V・min) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
|--------------------|-------|------|------|---------|------|---------|
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 0 | 0 | 0 | 0 | 16.7 | 0.00337 |
| 無効電力注入量(kvarh) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 188 | 193 | 234 | 188 | 232 | 288 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 124 | 126 | 154 | 150 | 184 | 229 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 122 | 124 | 153 | 148 | 181 | 227 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 106 | 108 | 133 | 130 | 160 | 199 |
| LRT・SVRのタップ制御回数(回) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 57 | 56 | 60 | 57 | 64 | 69 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 47 | 46 | 40 | 47 | 50 | 47 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 48 | 47 | 40 | 48 | 51 | 55 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 44 | 44 | 50 | 45 | 57 | 61 |

注) 有効数字 3 桁で表記。赤字は電圧逸脱発生を意味する。

※基本ケースは、高圧の力率を 95 で一定、低圧の力率を PCS 出力が 1p.u.時に 98 となるよう設定した場合、大量導入ケースは、高圧の力率を 92 で一定、低圧の力率を PCS 出力が 1p.u.時に 98 となるよう設定した場合の結果を示している。

表 83 Hバンクの制御性能、制御の副作用、他制御との協調に関する結果

| 逸脱量×時間(V・min) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
|--------------------|-------|------|------|---------|------|------|
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 0 | 0 | 2.37 | 0 | 2.36 | 2.52 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 205 | 219 | 1580 | 230 | 1680 | 8180 |
| 無効電力注入量(kvarh) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 228 | 232 | 272 | 228 | 269 | 319 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 228 | 232 | 257 | 228 | 257 | 310 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 226 | 230 | 255 | 228 | 255 | 308 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 219 | 223 | 262 | 208 | 245 | 291 |
| LRT・SVRのタップ制御回数(回) | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 36 | 36 | 54 | 36 | 54 | 102 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 36 | 36 | 52 | 36 | 52 | 98 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 36 | 36 | 52 | 36 | 52 | 98 |
| 手法4:出力依存型力率制御※ | 52 | 52 | 98 | 50 | 84 | 146 |

注) 有効数字 3 桁で表記。赤字は電圧逸脱発生を意味する。

※基本ケースは、高圧の力率を90で一定、低圧の力率をPCS出力が1p.u.時に88となるよう設定した場合、大量導入ケースは、高圧の力率を90で一定、低圧の力率をPCS出力が1p.u.時に90となるよう設定した場合の結果を示している。

コストについては、前述の通り「現行の力率一定制御から各手法へのインシャルコストの増分」、すなわち必要となる設備・対応のコストとして、定性的に評価した。前述の各手法の具体的運用イメージ（表81）に基づくと、手法1から手法2～4の各手法に移行するにあたり必要となる設備・対応、そのコストは表84のように整理される。コストの相対的な大小関係を踏まえると、手法2、手法4、手法3の順にコストが大きくなることが見込まれる。

表 84 現行手法から各手法に移行するにあたり必要な設備・対応およびそのコスト

| 手法 | 必要となる設備・対応 | 費目 | コストの見込み | コストの大小 |
|----------------------------------|---|-----------------|---|--------|
| 手法1 →手法2 力率一定制御 (設定値可変) | PCS力率設定の仕様変更(現在の固定力率を設定変更可能とする) | 開発コスト (PCS) | 軽微な修正で容易に対応できる見込み ※一部のメーカー製品は既に当該機能を有しており、対応不要 | 小 |
| | 設定の変更作業(メンテナンス等の際に、現地作業で対応) | 作業コスト | 必ず行うメンテナンス時に実施するため、基本的にコストは発生しない | - |
| | 認証用試験のコストアップ(新たな試験項目を追加することによる) | 認証コスト | 各手法で同一と仮定し、手法間で相殺される | - |
| 手法1 →手法3 時間帯別力率 制御 | PCS出力制御ユニットの仕様変更(出力制御値のみならず、力率も制御できるようにする) | 開発コスト (PCS) | 手法2に比べると難易度は高い | 中 |
| | 一般送配電事業者の出力制御システムの改修(都度時間帯別の力率計画値を指令できるようにする) | 開発コスト (システム) | 一般送配電事業者の出力制御システムの改修を要するため、ある程度大きなコストが見込まれる | 大 |
| | 認証用試験のコストアップ(新たな試験項目を追加することによる) | 認証コスト | 各手法で同一と仮定し、手法間で相殺される | - |
| 手法1 →手法4 PF(P) (オフライン) | PCS力率制御方式の仕様変更(PF(P)を実装する) | 開発コスト (PCS) | 手法3と同程度の難易度 | 中 |
| | 設定の変更作業(メンテナンス等の際に、現地作業で対応) | 作業コスト | 必ず行うメンテナンス時に実施するため、基本的にコストは発生しない | - |
| | 認証用試験のコストアップ(新たな試験項目を追加することによる) | 認証コスト | 各手法で同一と仮定し、手法間で相殺される | - |

以上の各指標の結果を総合的に評価するため、評価結果をレーダーチャートで示す。単位や大きさが異なる指標を横並びで評価するため、表85に示す考え方に基づき各評価指標をスコア化した。算出されたスコアは表86に示す通りであり、この結果に基づきレーダーチャートを作成した。

表 85 各評価指標のスコア算出の考え方

| 評価軸 | 評価指標 | スコア算出の考え方 |
|---------|-----------------------------|---|
| 制御性能 | 逸脱量×逸脱時間 | <ul style="list-style-type: none"> 逸脱が発生しない場合をスコア1とする 逸脱が発生する場合は、スコア0.8を基準に逸脱量×逸脱時間(V・min)の値の大きさに従いスコアが小さくなるようスコア化※ |
| 制御の副作用 | 無効電力注入量 | <ul style="list-style-type: none"> 4手法のうち無効電力注入量(kVarh)が最も小さい結果をスコア1とし、無効電力注入量の大きさに従いスコアが小さくなるよう正規化 |
| 他制御との協調 | LRTおよびSVRのタップ制御回数 | <ul style="list-style-type: none"> 4手法のうち制御回数(回)が最も小さい結果をスコア1とし、制御回数の大きさに従いスコアが小さくなるよう正規化 |
| コスト | 現行の力率一定制御から各手法へのインシャルコストの増分 | <ul style="list-style-type: none"> 現行の力率一定制御をスコア1とする 前述の評価結果をもとに、コスト小:0.1、コスト中:0.2、コスト大:0.3をそれぞれ差し引くことでスコア化 |

※逸脱が発生する場合、逸脱量×逸脱時間の値の桁が1つ大きくなるごとにスコアが0.1ずつ小さくなるよう計算式を設定した。計算式は以下の通り。

逸脱量×逸脱時間<1V・min: スコア=0.8

逸脱量×逸脱時間≥1V・min: スコア=0.8-0.1×Log₁₀(逸脱量×逸脱時間)

表 86 各評価指標のスコア

| | Dバンク | | | | | | Hバンク | | | | | |
|-------------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|
| | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | | 基本ケース | | | 大量導入ケース | | |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| 制御性能※ | | | | | | | | | | | | |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0.763 | 1 | 0.763 | 0.760 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 手法4:出力依存型力率制御 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0.678 | 0.800 | 0.569 | 0.566 | 0.480 | 0.564 | 0.478 | 0.409 |
| 制御の副作用※ | | | | | | | | | | | | |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 0.562 | 0.562 | 0.569 | 0.689 | 0.691 | 0.693 | 0.962 | 0.962 | 0.936 | 0.912 | 0.912 | 0.912 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 0.856 | 0.856 | 0.866 | 0.865 | 0.869 | 0.872 | 0.962 | 0.962 | 0.992 | 0.912 | 0.955 | 0.938 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 0.871 | 0.870 | 0.873 | 0.879 | 0.883 | 0.879 | 0.970 | 0.970 | 1 | 0.912 | 0.963 | 0.945 |
| 手法4:出力依存型力率制御 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0.973 | 1 | 1 | 1 |
| 他機器との協調※ | | | | | | | | | | | | |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 0.772 | 0.786 | 0.667 | 0.789 | 0.781 | 0.691 | 1 | 1 | 0.963 | 1 | 0.963 | 0.961 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 0.936 | 0.957 | 1 | 0.957 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 0.917 | 0.936 | 1 | 0.938 | 0.980 | 0.855 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 手法4:出力依存型力率制御 | 1 | 1 | 0.800 | 1 | 0.877 | 0.770 | 0.692 | 0.566 | 0.531 | 0.564 | 0.619 | 0.671 |
| コスト | | | | | | | | | | | | |
| 手法1:力率一定制御(現行) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 手法2:力率一定制御(設定値可変) | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 |
| 手法3:時間帯別力率制御 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 手法4:出力依存型力率制御 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |

注) 値が大きいほど高評価であることを示す。

※有効数字3桁で表記(1は除く)

2040年における評価結果のレーダーチャートを図 275 に示す。

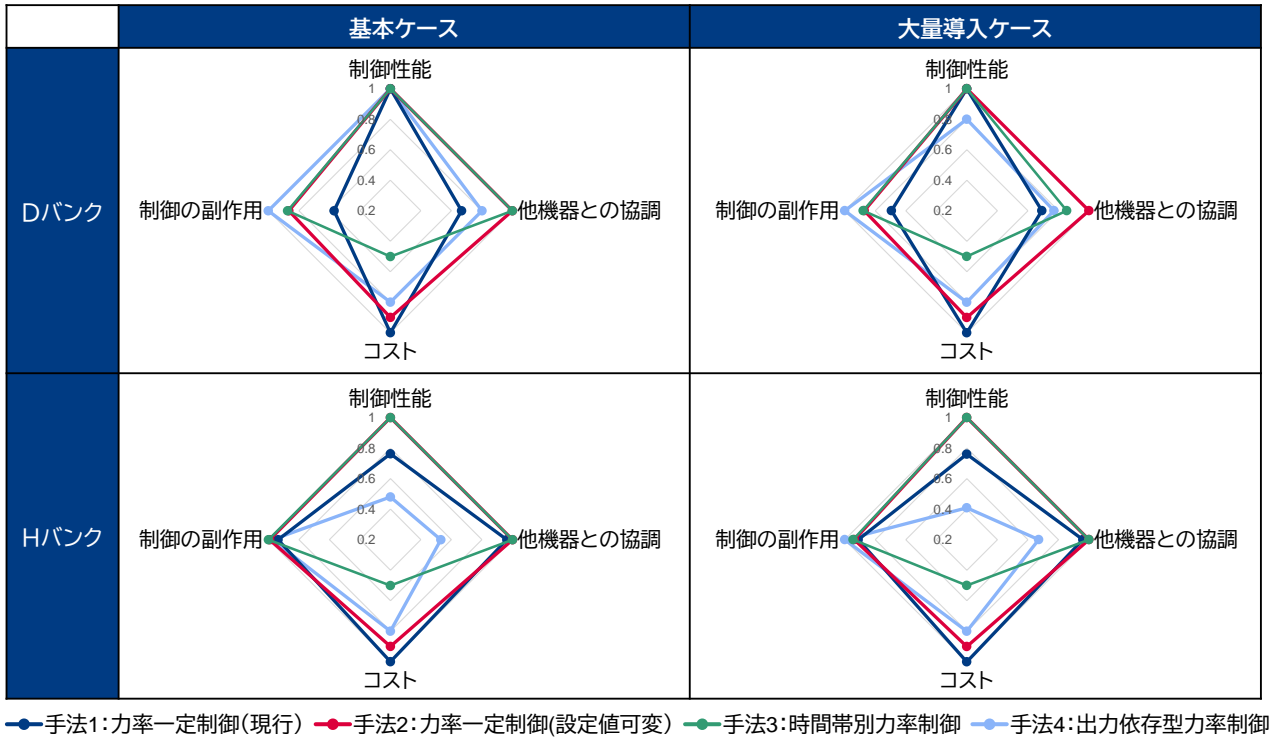


図 275 評価結果のレーダーチャート (手法 1~4)

注) 値が大きいほど高評価であることを示す。

以下では、2 手法または 3 手法ずつを比較することで各手法の特徴や優劣を考察する。

● 手法 4 と現行手法（手法 1）の比較

図 2 7 6 に、手法 4 と現行手法（手法 1）のみのレーダーチャートを示す。手法 4 を現行手法と比較すると、制御の副作用については手法 4 の方が優れている。一方、制御性能については D バンクの基本ケースを除き現行手法の方が優れている。また、他機器との協調については、電圧制約の厳しさにより両手法の優劣が異なる。手法 4 の適用にはコストが必要な点も含め今回の結果を総合的に評価すると、手法 4 よりも現行手法の方が優れていると言える。

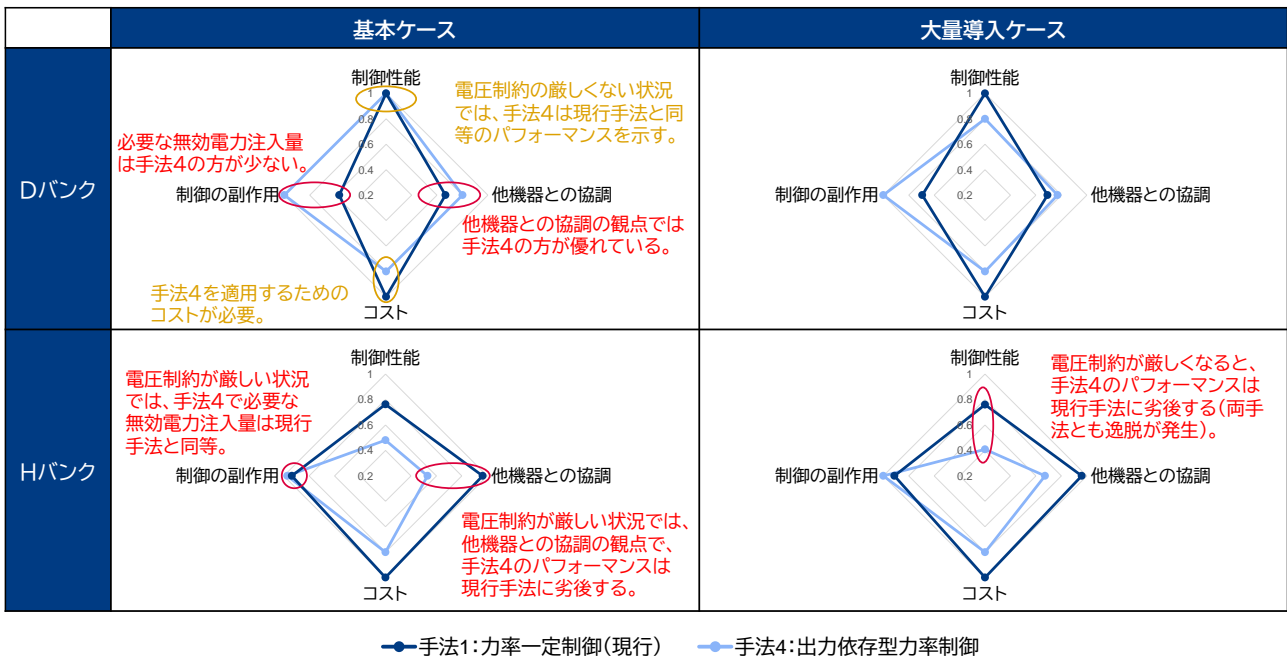
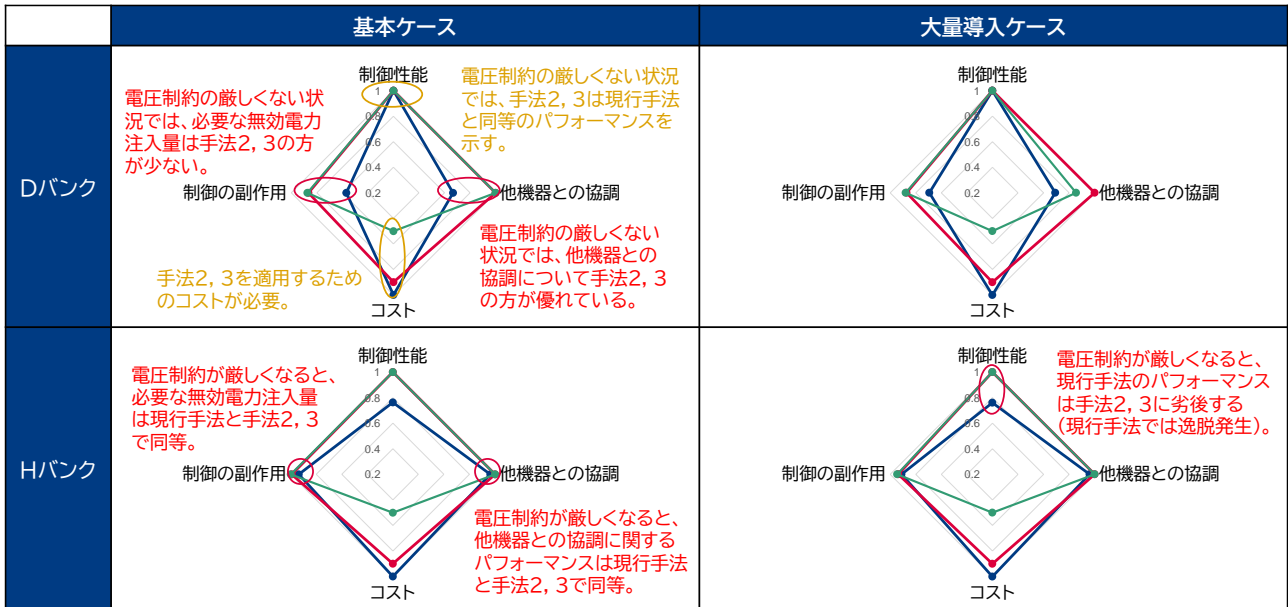


図 2 7 6 評価結果のレーダーチャート（手法 4 と現行手法の比較）

注) 値が大きいほど高評価であることを示す。

● 手法 2, 3 と現行手法（手法 1）の比較

手法 2, 3 と現行手法（手法 1）を比較するため、図 2 7 7 に手法 4 を除く 3 つの手法のレーダーチャートを示す。電圧制約の厳しくない状況において、制御性能の観点では手法 2, 3 と現行手法のパフォーマンスは同等である一方、制御の副作用と他機器との協調の観点では手法 2, 3 が現行手法よりも優れている。電圧制約の厳しい状況においては、制御の副作用と他機器との協調に関する手法 2, 3 と現行手法のパフォーマンスは同等である一方、電圧制御の観点で手法 2, 3 が現行手法よりも優れている。今回の結果を総合的に評価すると、現行手法よりも手法 2, 3 の方が優れていると言える。



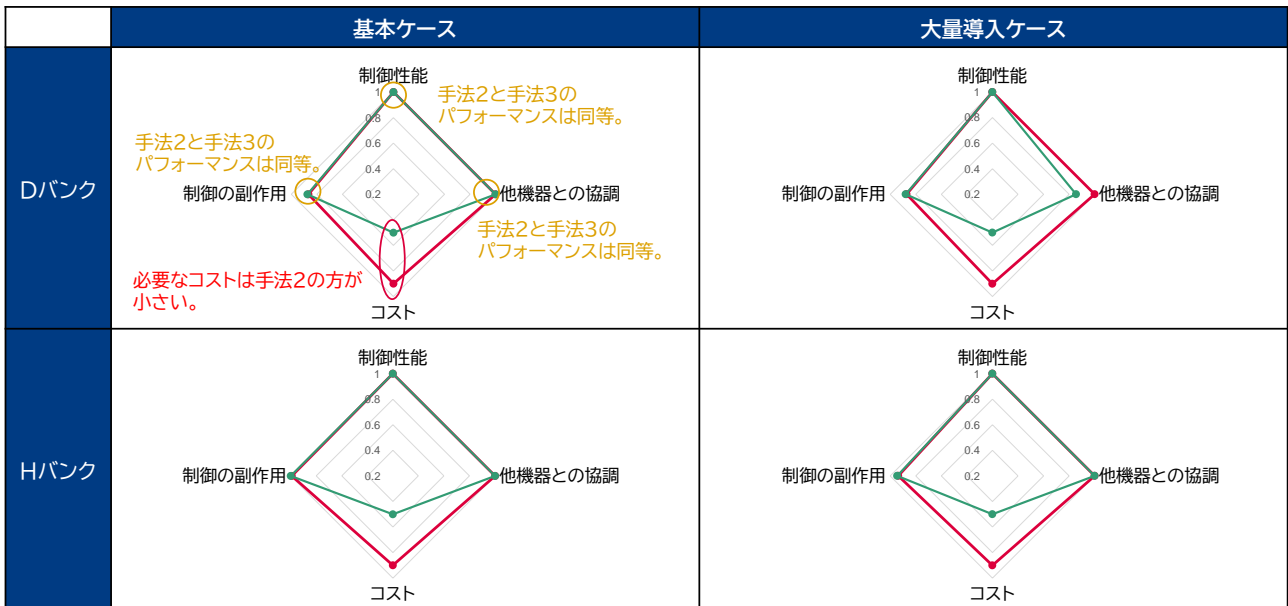
● 手法1: 力率一定制御(現行) ● 手法2: 力率一定制御(設定値可変) ● 手法3: 時間帯別力率制御

図 2 7 7 評価結果のレーダーチャート(手法 2, 3 と現行手法の比較)

注) 値が大きいほど高評価であることを示す。

● 手法 2 と手法 3 の比較

図 2 7 8 に、手法 2 と手法 3 のみのレーダーチャートを示す。手法 2 と手法 3 を比較すると、電圧制御、制御の副作用、他機器との協調のいずれについても、手法 2 と手法 3 での大きな差は見られない。一方、必要なコストは手法 2 の方が小さく、今回の結果から 4 つの評価軸に基づき総合的に評価すると手法 2 の方が優れていると言える。



● 手法2: 力率一定制御(設定値可変) ● 手法3: 時間帯別力率制御

図 2 7 8 評価結果のレーダーチャート(手法 2 と手法 3 の比較)

注) 値が大きいほど高評価であることを示す。

以上の結果を踏まえると、本事業で設定した計算条件下では、4つの評価軸を考慮した総合的なパフォーマンスは手法2が4つの手法の中で相対的に優れていると言える。

[2].2.4 グリッドコード検討会への付議（担当：東京電力 PG）

再生エネを大量導入したときの電力システムの信頼性や経済性を保持するために必要となる、系統に接続される電源が従うべきルール（グリッドコード）を検討することを目標として、電力広域的運営推進機関において「グリッドコード検討会」が設置され、議論がされている。

本検討会で検討されている「要件化が必要な技術要件」の一つとして、「電圧変動対策（高低圧 PCS 対象）」があり、現在高低圧 PCS に対して標準的に適用されている「力率一定制御」が規定されることとなった。規定するにあたり、将来的な PV 連系量を踏まえて標準的な力率値を検討する必要があるが、本 NEDO 事業での検討結果が活用された。具体的には前節まで述べてきたとおり、配電系統における PV 連系量の増加により、現行の低圧 PV 力率値（95%）では、高圧 PV の力率一定値によっては適正電圧維持困難となる可能性が示唆されており、それを根拠として新たに規定するグリッドコードとしては、現状の系統連系規程（JEAC9701）の要件に加え、「力率設定値の変更を可能とする機能を有し一般送配電事業者の求めに応じて変更すること」を規定することを提案するに至った。

なお、本技術要件は第7回グリッドコード検討会（図279）にて付議され合意に至ったため、提案内容で今後グリッドコードに反映される予定である。

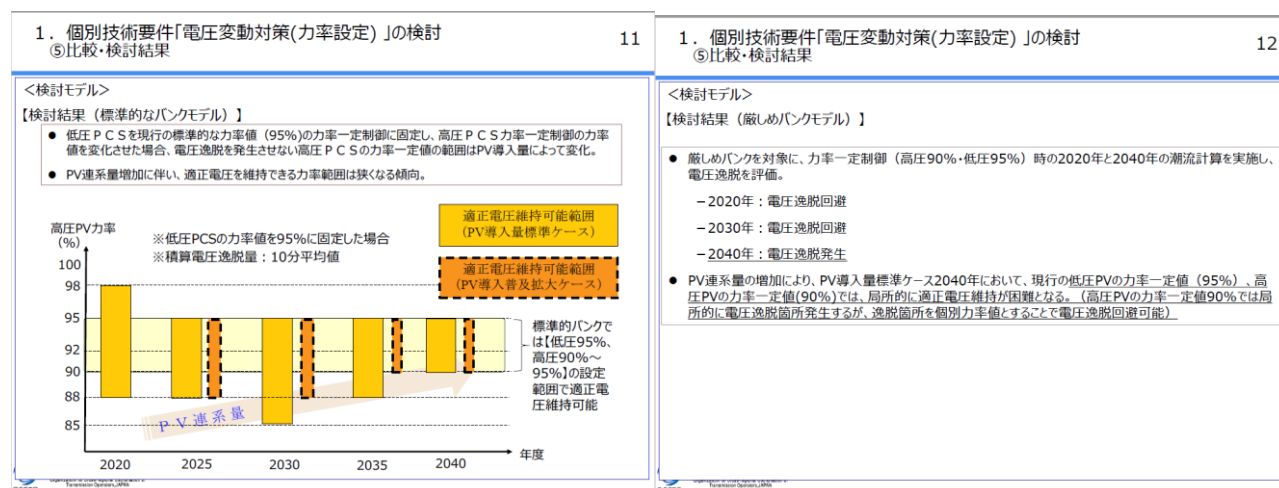


図 279 第7回グリッドコード検討会（2021.9.16）資料7 抜粋

出所）グリッドコード検討会、電力広域的運営推進機関ホームページ、閲覧日：2022年2月16日、

<https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/index.html>

[2].3 海外での検討・実施状況の情報収集

本事業では海外での検討・実施状況として、欧州及び米国における電圧制御の動向を調査した。両地域において、分散型電源の電圧制御要件はグリッドコードとして定められており、DSO (Distribution System Operator)はそのグリッドコードに基づいて分散型電源の電圧制御に関わる運用を決定している。また、これと同時に、系統側での電圧対策も実施している状況にある。本節ではこの動向をまとめている。

[2].3.1 欧州の動向

欧州では、欧州全域で共通となるグリッドコードである RfG (European Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators)が策定されており、また配電系統における分散型電源の系統連系に関わる共通仕

様となる EN 50549-1、及び EN 50549-2 が存在する。欧州域内の各国は、これらの共通のグリッドコードに基づいて自国内のグリッドコードを整備している状況にあることがわかった。RfG の設定要件については下記目的で定められていることが判明した。

<RfG 策定の目的>

- 欧州域内での公平な競争環境の確立
- 欧州全域でのエネルギー取引の円滑化
- システムセキュリティの確保と再エネの統合

欧州共通のグリッドコードにおいて、発電設備は制御モード（Q 無効電力一定制御、力率一定制御、Q(U)電圧無効電力制御、Cosφ(P)有効電力-力率制御、Q(P)有効電力-無効電力制御）の内 4 種類あるいは 5 種類の制御モードで運転できるようにすることが求められる。なお、一度に一つのモードを動作させることとする。今回、特に電圧制御での取組状況が進んでいる、フランス・ドイツ・ポルトガルについて調査を実施した。その結果を表 87 にまとめた。また、系統側の電圧対策について、配電線電圧の違い等から、日本のような電圧制御機器（SVR,SVC）ではなく、基本的に変電所 LRT による電圧制御を実施していることがわかった。

表 87 欧州各国における電圧制御方式の採用状況

| 調査項目 | 主な調査結果 |
|-------|--|
| ドイツ | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統連系に関する国内要件VDEにおいて分散電源を活用したローカルな電圧制御機能を複数規定しており、DSOごとに運用。 ● LVについては主にcos φ(P)を採用（3種類が規程されており、DSOが選択可能）。 ● MVについては主に電圧に基づく無効電力制御Q(U)を採用（4種類が規程されており、DSOが選択可能）。 ● HVおよびMV（変電所の母線に直接連系）についてはSCADAからの直接制御を採用（一部力率一定もあり）。 |
| フランス | <ul style="list-style-type: none"> ● MVでは、DSOであるEnedisの自社規格NOI-RES-60Eによって、Q(U)が採用されている。 |
| ポルトガル | <ul style="list-style-type: none"> ● Portaria n.º 73/2020において、MVに連系されるType B電源（1～50MW）はcos φ (P)及びQ(U)が採用されている。 |

[2].3.2 米国の動向

米国の配電系統における系統連系要件は、IEEE1547 になっている。分散型電源の導入が加速した 2010 年頃以降、電圧制御等の新たな機能の必要性が顕在化した。2014 年の改定では具体的な要件の決定には至らなかった。特に導入の加速が進んだカリフォルニア、ハワイでは独自にスマートインバータの連系要件（Rule 21 及び Rule 14H）が定められた。それぞれの規程の変遷は図 280 に示す通りとなる。

米国における系統連系要件の変遷

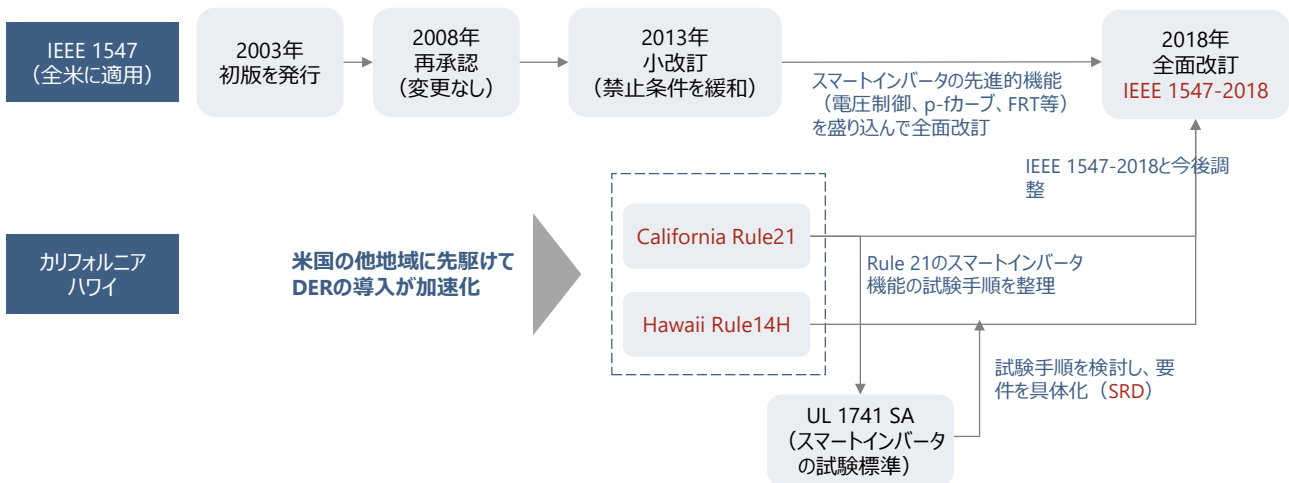


図 280 米国における系統連系要件の変遷

ハワイ・カリフォルニアへのヒアリングの結果、従来の力率一定制御から、Volt-Var への移行を進めていることが判明した。また、カリフォルニアに関しては、Volt-Watt との組み合わせがデフォルトとして選択されていることがわかった。Volt-Watt 制御に関しては抑制発生の可能性のあるものの、電圧逸脱が発生した場合にのみ有効となる制御であるため抑制機会そのものが少なく、公平性については現在・将来とも課題とは捉えていない。ただし、Volt-Watt 制御による抑制発生状況の開示が義務付けられている。再エネに関する考え方として、電圧制御は顧客側で発生した問題を是正するための措置であり、制御に対する金銭的な対価を与えることは考えていない。

米国全体の規程である IEEE1547-2018 では、各要求事項が分散電源の能力に応じて、カテゴリが設けられており、電圧制御については二つのカテゴリ（A:必要最低限、B;より要求水準が高い）が設けられている。カリフォルニアの Rule21 は3つの大手電力会社（PG&E、SCE、SDG&E）のエリアごとに定められているが、基本的に3社とも共通の電圧制御（Volt-Var 制御、力率一定制御、Volt-Watt 制御）の要求事項を定めている。ハワイの Rule14H 及び SRD でもカリフォルニアと同じ電圧制御機能が要件化されている。それぞれの規程におけるカテゴリと、要求事項については図 281 に表される。

| | IEEE1547-2018の電圧制御機能 | | | カリフォルニアとハワイの電圧制御に係る要件 | |
|---------------|----------------------|--------|--------|-----------------------|-----------------|
| | 制御機能 | カテゴリ-A | カテゴリ-B | カリフォルニア Rule21 | ハワイ Rule14H・SRD |
| 有効電力制御による電圧抑制 | Volt-Watt制御 | - | ○ | ○ | ○ |
| 無効電力制御による電圧抑制 | Volt-Var制御 | ○ | ○ | ○ | ○ |
| | 力率一定制御 | ○ | ○ | ○ | ○ |
| | Watt-Var制御 | - | ○ | - | - |
| | 無効電力一定制御 | ○ | ○ | - | - |

○：要求、-：要求していない

公平性が担保されと思われる機能

図 281-1 米国における電圧制御に係る要件

| | IEEE 1547-2018 | カリフォルニア Rule21 | ハワイ Rule14H・SRD |
|----------|---|--|---|
| 力率一定制御 | <ul style="list-style-type: none"> ● このモードでは、力率を一定に保たなければならない。 ● 力率の設定値はエリア系統の運用者が指定し、ローカル/遠隔で調整することが認められる。 ● 最小無効電力を超える無効電力は不要。 ● 10秒以内に応答しなければならない。 | デフォルト設定： 遅れ力率0.95 無効電力性能： <ul style="list-style-type: none"> ● 合計出力が15 kWを超える規模の発電所：遅れ力率0.85～進み力率0.85（有効電力が定格の20%以上の場合） ● 合計出力が15 kW以下の発電所：遅れ力率0.90～進み力率0.90（有効電力が定格の20%以上の場合） | デフォルト設定： 遅れ力率0.95 無効電力性能： <ul style="list-style-type: none"> ● 合計出力が15 kWを超える規模の発電所：遅れ力率0.85～進み力率0.85（有効電力が定格の20%以上の場合） ● 合計出力が15 kW以下の発電所：遅れ力率0.90～進み力率0.90（有効電力が定格の20%以上の場合） ● 力率一定の応答時間は最大10秒 |
| 無効電力一定制御 | <ul style="list-style-type: none"> ● このモードでは、無効電力を一定に保たなければならない。 ● 無効電力の設定値、注入/吸収は、前段で規定された無効電力性能の範囲内で、エリア系統の運用者が指定しローカル/遠隔で調整することが認められる。 ● 10秒以内に応答しなければならない。 | - (要求されない) | - (要求されない) |

図 281-2 各標準における力率一定制御・無効電力一定制御の要求事項

[2].3.3 海外調査のまとめ

欧州・米国共に、分散電源の電圧制御方式として、グリッドコード上は複数の制御方式がオプションとして示されており、そのオプションからどの方式を採用するかは系統運用者の判断となることがわかった。系統運用者は、自エリアでの状況等に合わせて、必要な制御方式を決定する。ドイツの DSO は、低圧 PCS に対しては、運用の容易性等の観点から、 $\cos \varphi(P)$ を採用している例が多かった。また、米国では、分散型電源の増加を踏まえ、力率一定制御から電圧制御能力が高い手法（Volt-Var 及び Volt-Watt）にシフトしつつある。複数の制御手法についてその効果や系統への影響を十分に評価したうえで規程や運用を決定しており、制御の効果や系統への影響を十分に評価することが重要であることがわかった。

本事業と海外調査結果と各国の関係性について、以下の通り整理を実施した。

本事業の着目点

| ドイツ | 日本 | カリフォルニア | ハワイ |
|---|----|--|-----|
| <ul style="list-style-type: none"> 需要家間において発電機会損失の<u>公平性が担保されることを重要視</u>している。 需要家間の<u>出力抑制量に差をなくすことを指向</u>している。 需要家間での<u>発電機会損失の公平性が保たれているため、出力抑制に対する金銭的補償は不要</u>。 | | <ul style="list-style-type: none"> 出力抑制は系統末端など特定に発生する可能性が高く、<u>需要家間の公平性が担保できない</u>。 PV全体の<u>出力抑制量が少なくなることを指向</u>している。 <u>需要家側で発生した問題を是正する措置であるため、抑制に対する金銭的補償はしていない</u>。 | |



- インバータの電圧制御方法は複数あるが、大きく分けて二つの考え方が存在することが判明した。
- 本事業では、左側の考え方に基づき広く海外で採用されている手法も含め手法の得失を評価し、有用な手法を実施するために必要な事項をグリッドコードに反映できるようにした。

[2].4 まとめ

本項では、短中期フェーズにおける電圧制御対策手法の評価検討として下記の点に取り組んだ。

- ・短中期フェーズの電圧制御手法の評価環境の構築
- ・現行手法による電圧制御性能の評価と課題の抽出
- ・PV-PCSの高度化制御手法の電圧制御性能の整理と比較評価
- ・実機検証環境の構築と対策手法の評価
- ・海外調査によるPV-PCSの検討と実施状況の評価

評価環境として、実配電システムモデルに基づいて標準的な配電システムと電圧制御の厳しめな配電システムモデルの2つを構築した。さらに、短中期フェーズにおけるPV導入状況を想定した検討を実施するため、エネルギー長期需給見通しなどの文献を参考に、基本導入ケースと大量導入ケースを作成した。

上記のシミュレーション環境において、現行広く適用されている力率一定制御を対象に電圧制御性能を評価したところ、標準的な配電システムを対象にした評価では電圧逸脱が生じなかったものの、電圧制御が厳しめな配電システムにおいて電圧上下限逸脱が発生した。従って、配電システムによっては、現行力率制御の逸脱に対する対策が必要なことを明らかにした。その対策として、本検討では、4つのPV-PCSの制御手法（①力率一定制御の力率値の更新、②時間帯別力率一定制御、③出力依存型力率制御（高低圧PV）、④高圧PV力率一定制御、低圧PV出力依存型力率制御）を取り上げた。これらの制御手法は、同じ有効電力出力であれば要求される無効電力出力が同じという意味での公平性が担保される手法であり、現行制御である力率一定制御を高度化することで実装可能な手法である。これらの手法の制御性能を横並びで評価したところ、力率値の更新と時間帯別力率一定制御では、本検討の全PV導入状況に対して適正電圧の維持が可能であり、手法の有用性が確認された。また、Dバンク評価におけるPV基本導入ケースと大量導入ケース間の力率更新値の最適パラメータが異なることから、同じ配電システムであってもPV導入状況に応じて適切な設定が異なることを確認した。各対策手法を総合的に評価した結果、①力率一定制御の力率値更新が最も優れていると評価し、その結果は、広域機関グリッドコード検討会にて新たに規定を検討しているグリッドコードの根拠として活用された。

実機試験環境においては、6.6kV から 100V の配電系統を 400V から 100V の規模で再現したアナログシミュレータ（ANSWER）を用いて、数値シミュレーションでの検討が難しい評価を実施した。具体的には、線路切替による PV-PCS 挙動や電圧への影響、そして蓄電池の運転モードおよび PCS 設置形態の違いが低圧電圧に与える影響の評価である。線路切替により、PV-PCS の挙動への影響がないこと、フィーダ間の負荷・PV 分布を調整することで電圧の適正電圧の維持に貢献することを確認した。また、蓄電池の運転モードや PCS 設置形態により、PV 余剰の吸収状況や無効電力の注入量が変わり、低圧電圧の挙動が変化することを確認した。そのことから将来的に実系統において、蓄電池が分散的に無数に導入された状況を見据えると、系統電圧を評価する際には、蓄電池の運転モードや PCS 設置形態を考慮する必要性を示した。

海外調査においては、欧州・米国の配電系統における電圧制御について、分散型電源の連系要件やその制御の電力会社における活用実態、他の電圧制御に関わる取り組み等に関する動向を整理した。また、本事業の電圧制御手法検討と海外調査結果の関係性について整理した。

[3]. 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（中長期フェーズ）（担当：電力中央研究所、大阪府立大学）

本項では、中長期的な対策として、将来の需要能動化や自家消費進展時を想定した配電系統の電圧・潮流制御方式について検討した結果を示す。まず、計算機シミュレーションに用いるための配電線モデルの構築について述べる。次に、電圧・潮流制御方式として、需要家側リソースも制御対象に取り入れた制御方式の開発について、強化学習を用いた制御方式とローカル自律制御方式について述べる。さらに、作成したモデルを用いた計算機シミュレーションにより有効性を検証した結果を示す。

本項における実施項目と目標、及び成果・達成度は表 88 の通りとなっている。

表 88 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（中長期フェーズ）の実施項目と目標、成果・達成度

| 実施項目 | 目標 | 成果 | 達成度 |
|---------------------------------|---|--|-----|
| 配電線モデルの構築 | 各種制御方式の評価を目的とした、特性の異なる一般的な配電線モデル（商業地区、住宅地区、郊外地区）を組み合わせた 1 バンク配電線モデルを構築する。 | D・H バンクモデルをベースとして、配電用変電所と SVR の制御方式及び、その制御方式のパラメータ整定に加えて低圧需要家に対して実測負荷、中長期フェーズでの需要能動化を模擬した負荷を反映した配電線モデルを構築した。 | ○ |
| 強化学習を用いた自端制御方式・自律分散型ローカル制御方式の開発 | 大阪府立大学にて既開発の強化学習を用いた自端電圧制御方式および必要最低限の情報から他の EMS 動作を推測し協調を図りながら電圧制御を実施する自律分散型協調制御方式について改良を行い、機能の検証を計算機シミュレーションで実施する。強化学習を用いた自端制御方式及び自律分散型ローカル制御方式は、柱上変圧器以下の需要家群を対象に制御を行う。本実証においては、高度化として PCS 群の無効電力分担の偏りを解消する等の“自端制御ながら協調的”に電圧を制御する手法、及び過去の制御実績をデータベース化し、その情報を活用することで協調的に電圧を制御する手法を開発する。 | 強化学習を用いた自端電圧制御方式として、連系点電圧の情報をもとに学習を行い、力率を変更する方式を開発した。学習方法としては、事前学習による方式とオンライン型強化学習方式を提案した。また、クラウド情報を活用することで他の地点の情報を考慮しながら適切に出力分担する協調制御方式を開発し、その有効性を確認した。 | ○ |
| ローカル自律制御方式の高度化 | 電中研にて既開発のローカル自律制御をベースとし、高度化・組合せを行う。本実証では、ローカル自律制御方式の高度化として、低圧配電系統のみならず、高圧配電系統を含め | 既開発のローカル自律制御方式に対して、柱上変圧器以下を最小単位として需要家群を形成し、協調制御する方式を開発した。 | ◎ |

| | | | |
|---------------------|--|--|--|
| | たエリアを対象とし、複数存在する低圧需要家群を対象とした制御手法を開発する。 | | |
| 数値シミュレーションによる系統解析評価 | 開発を行った各種制御方式に、自端制御方式と集中制御方式を加えた計4種の制御方式を比較対象として、適用時期（中長期フェーズ）に応じた最適な制御方式を検討すると共に電圧・潮流制御性の違い（選択性）を定量的に評価する。本実証では、理想的な制御量を算出する手法として、集中制御方式を用い、各手法との無効電力量、電圧逸脱発生量等を比較、検証する。 | 中長期フェーズでの需要能動化を想定したシナリオにて電圧上昇抑制機能、提案方式、集中制御方式を比較・検証することで、各制御における有効性を検証した。その結果、提案方式が集中制御方式に最も近い状態で制御できることを確認した。 | |

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達

[3].1 配電線モデルの構築

本項では、低圧需要家の能動化による配電線への影響を評価するため、従来の高圧配電線モデルに加えて、柱上変圧器以下の低圧配電線を模擬した配電線モデルを構築した。構築した配電線モデルは JST-CREST126 配電線モデルを参考に、平均的な 1 バンクモデルとして D バンクモデル、需要家数が多く電圧管理が厳しい H バンクモデルの異なる特性のバンクを配電系統総合解析ツール (CALDG) にて作成した。

負荷・PV プロファイルについて、需要家間の負荷のバラつきを考慮するために NEDO 実証事業「集中連系型太陽光発電システム実証研究」で実測された 553 軒の負荷・PV データからデータ欠損が少ない需要家を 300 軒程度抽出し、D バンクモデルでは 2742 軒、H バンクモデルでは 7750 軒の需要家に対して抽出した 300 軒の計測データをランダムで設定を行った。また、PV プロファイルに関しては無効電力制御方式の基礎的な特性を検証するために単位時間当たりの変化量が小さく、電圧上昇効果が大い晴天日、LRT・SVR 等の系統側に設置される制御機器への影響評価と急峻な出力変化に対する追従性を評価するための曇天日を太田市の計測データより抽出した。

晴天日の特徴として発電量が大いこと、単位時間当たりの変化量が小さいことに着目して、2007/5/21 を晴天日とした (図 2 8 2)。曇天日の抽出に関しては、最大変動量に加えて、電圧制御機器の動作時限で設定した時間窓での変動量についても評価を行った。動作時限は SVR に設定される動作時限として 45 秒、60 秒、120 秒とした。この結果、曇天日としては 2007/2/15 を採用した (図 2 8 3)。

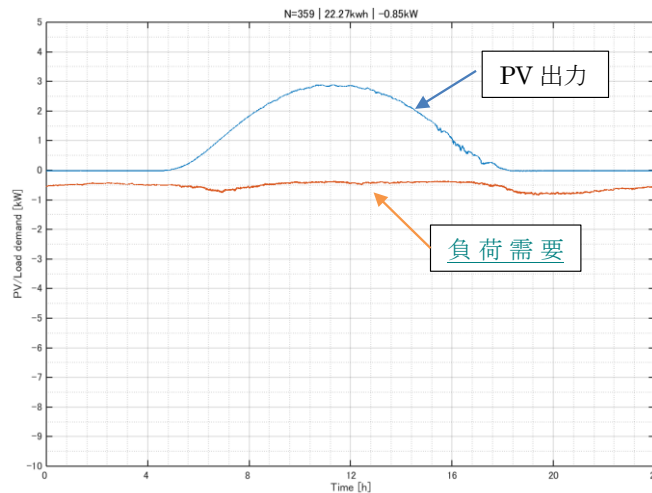


図 2 8 2 晴天日の負荷・PV プロファイル

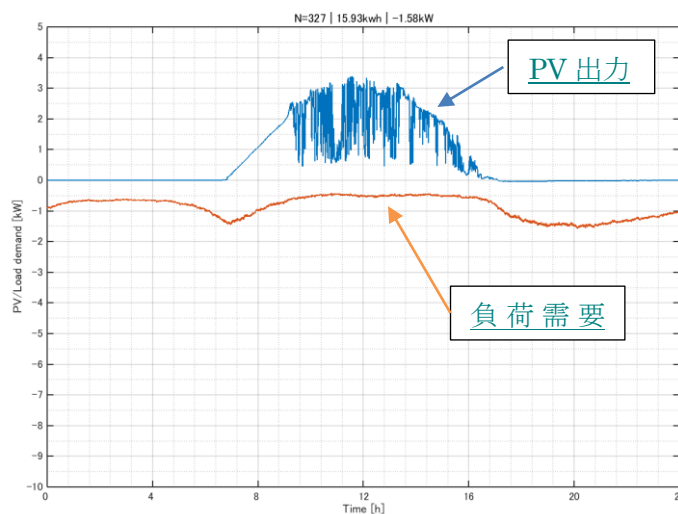


図 2 8 3 曇天日の負荷・PV プロファイル

[3].2 強化学習を用いた自端制御方式・自律分散型ローカル制御方式の開発

[3].2.1 強化学習の概要

強化学習とは、エージェントがもつ方策を、環境に対して行う行動を通して得られる報酬をもとに試行錯誤的に学習する機械学習の手法の一種である。強化学習の枠組みは、エージェント、環境およびそれらの間の相互作用から成り立っている。エージェントは行動決定の主体である。環境は、エージェントが相互作用を行う対象である。相互作用とは、情報の受け取りと引き渡しを行うことである。強化学習の概要図を図 2 8 4 に示す。エージェントと環境は、ステップごとに状態、行動、報酬という三つの情報のやり取りをする。三つの変数のうち、状態は、エージェントが置かれている状態を表す。行動は、エージェントが環境に対して行う働きかけの種類をあらわす。報酬は、目標の達成度合いを表しており、各エージェントは報酬を最大化することを目的としている。エージェントが行動を決定するルールは方策と呼ばれる。強化学習問題を解くということは、できるだけ多くの報酬を受け取れるように、方策を設計するということを目的としている。

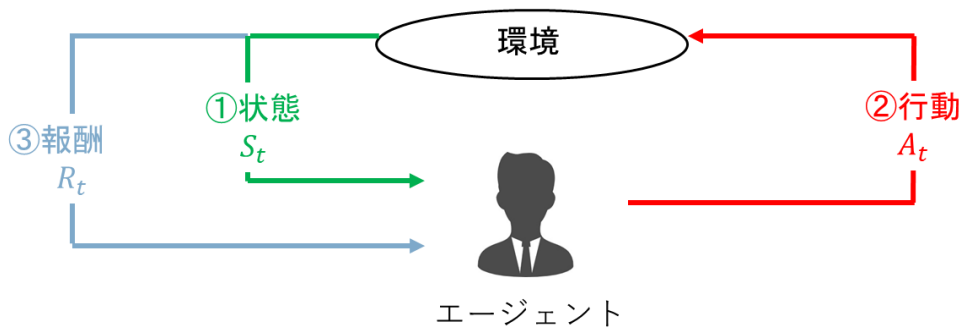


図 2 8 4 強化学習の概要

[3].2.2 オフライン学習における電圧制御

本研究では強化学習の一手法である Q 学習を用いた。Q 学習では、報酬の見積もりを表す行動価値 Q 値を更新しながら学習を進め、その Q 値をもとに得られる報酬が大きくなるように行動決定を行う。Q 値は Q テーブルと呼ばれる表に格納される。

無効電力制御による電圧制御に対して Q 学習を適用した場合、図 2 8 5 のように割り当てる。環境は配電系統、エージェントは需要家、行動は力率の変更(無効電力出力量の調整)とした。本研究では、無効電力出力量の調整という行動が配電系統の電圧の適正化に貢献すると報酬がもらえる環境を想定した。なお、Q 学習の状態は、本研究では連系点電圧、1 ステップ前の力率とした。連系点電圧の情報をもとに Q 学習を行うことで間接的に PV 出力、負荷消費電力の変化による電圧情報も学習可能であると考えられる。また、1 ステップ前の力率を入力することで、測定電圧の変化の要因を推定することができる。そのため、本研究では連系点電圧と 1 ステップ前の力率を状態として Q 学習を行う。

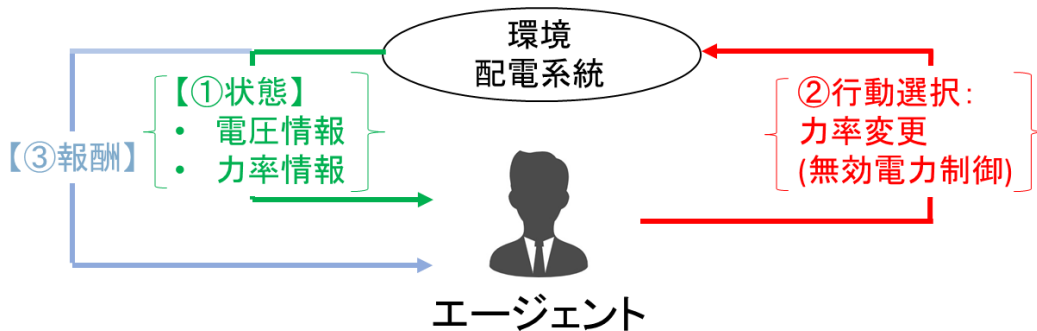


図 2 8 5 Q 学習を適用した電圧制御の概要

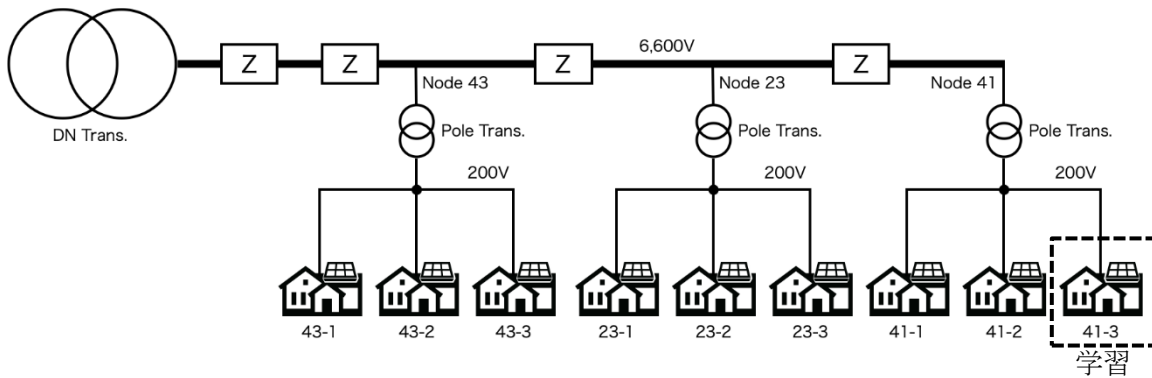


図 2 8 6 の配電システムモデルと、図 2 8 7 の PV 出力波形を用いてシミュレーションを行った。PV 出力波形は、事前学習シミュレーションには sin 波を用い、テストシミュレーションには大阪府立大学で測定された実際の PV の出力波形を用いた。また、導入する PV は定格 10kW のものを想定し、従来法の力率一定制御の力率は 0.95 を用いた。

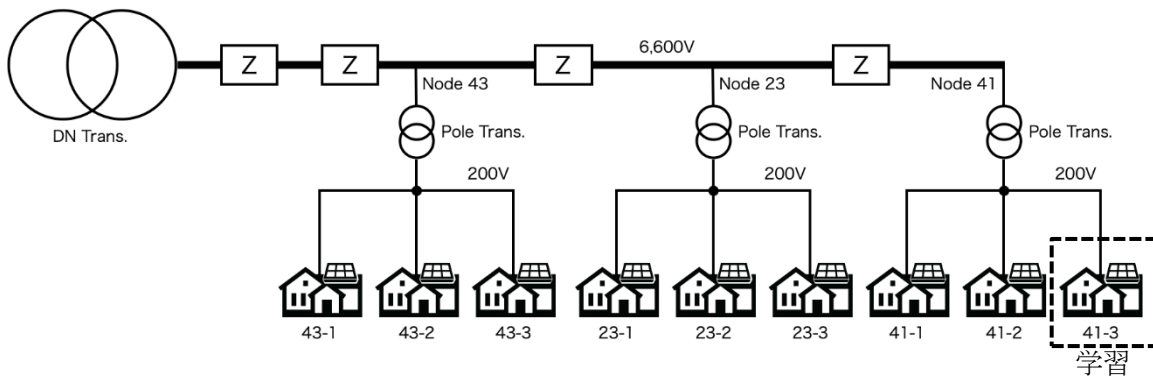


図 2 8 6 簡略化配電システムモデル

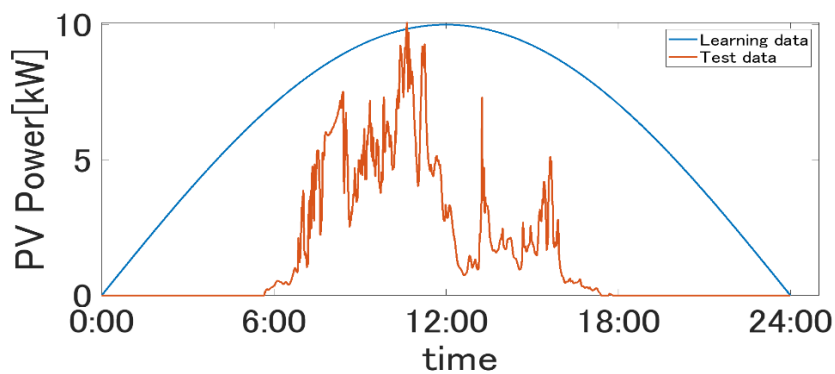


図 2 8 7 PV 出力データ

106.5V を目標値とした事前学習の結果について示す。図 2 8 8 に各制御手法を用いて電圧制御した時の 41-3 ノードの電圧推移を示す。Q 学習を活用することで力率一定制御と比較して規定範囲内に保った状態で高い電圧を維持できていることが分かる。

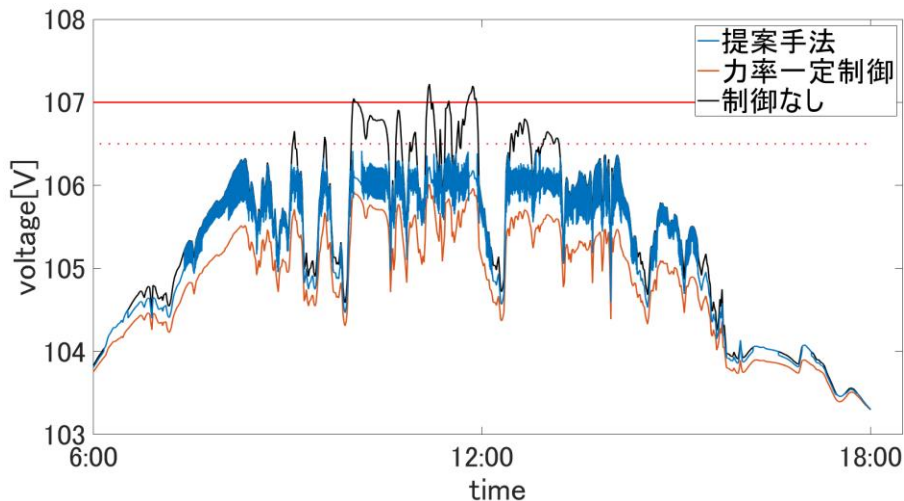


図 288 オフライン学習時の電圧推移

[3].2.3 オンライン型強化学習を用いた自律分散型電圧制御

強化学習を実制御に適用するためには、事前学習を通して適切な行動を学習しておく必要があるため、系統情報が事前に必要となる。そこで、事前学習を行わずにオンラインで得られた経験をもとに行動を決定するオンライン型強化学習による無効電力決定手法を提案する。オンライン機械学習とは、機械学習における学習の枠組みの一つである。オンライン機械学習は、全データを一度に用いるのではなく、データが一つ与えられるたびに、与えられたデータのみを用いて逐次モデルを改良するものである。機械学習技術を用いた継続的なサービス運用が一般的になるにつれて研究開発も促進されている。

今回はオンライン機械学習の中でもオンライン型強化学習を用いた。配電系統の自律分散型電圧制御に適用する利点として、オンラインで得られた経験をもとに行動決定するため、系統情報を必要とせずに制御が可能であることがあげられる。

本研究では、事前学習を行わないオンライン型強化学習を無効電力制御に適用するために、Q テーブルの初期値としてハイ電力の規定を参考に Volt-Var 曲線を設定した。ハイ電力の規定に基づいた初期値を導入することで、学習初期の段階で目標電圧から大きく逸脱する行動(力率)の選択を防ぐことができる。その Q テーブルを基に、オンライン型強化学習を行う。また、今回のフローチャートを図 289 に示す。

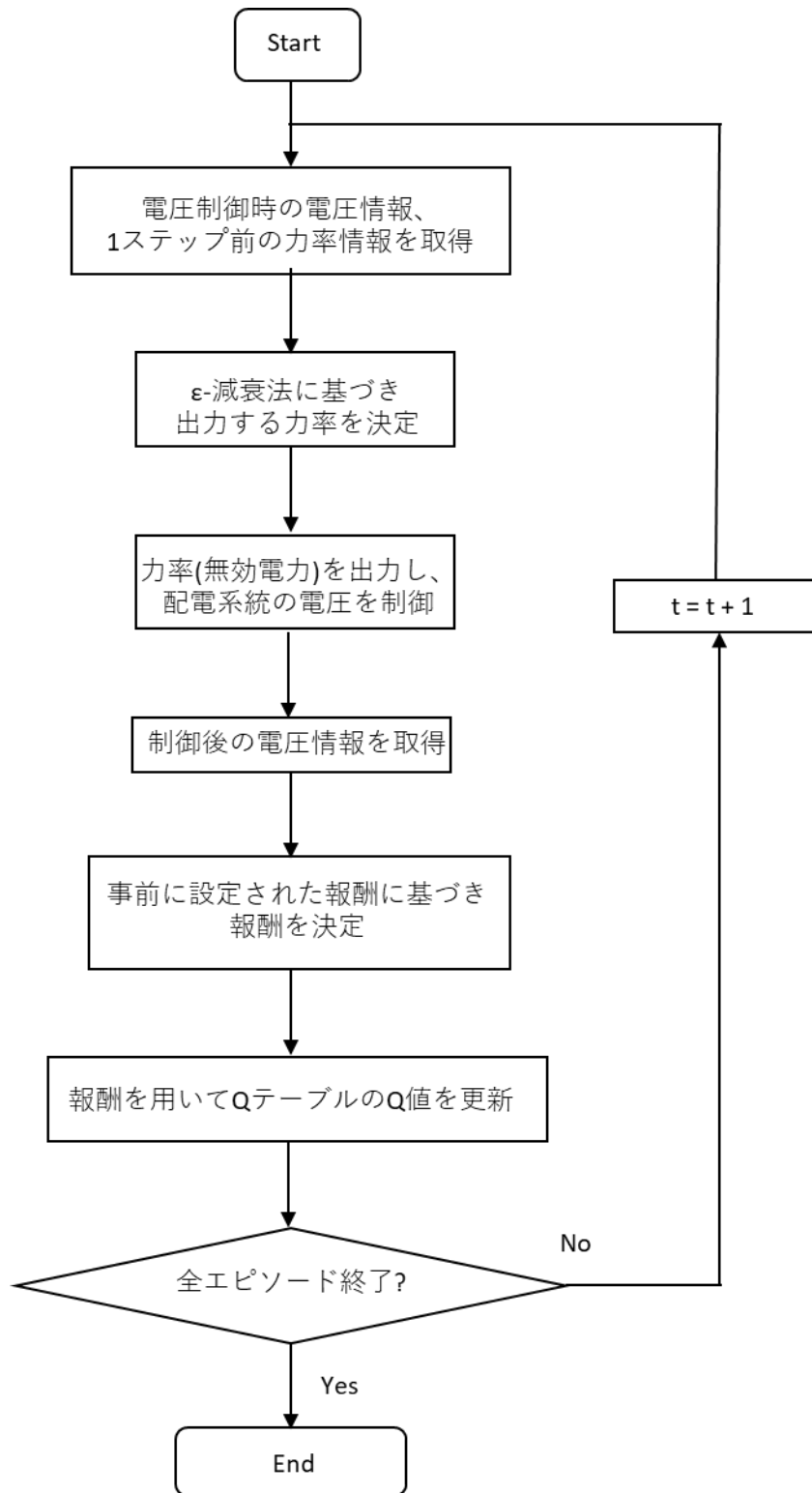


図 289 オンライン型強化学習を適用した無効電力制御のフローチャート

オンライン型強化学習を行う上で、学習速度を速めるための工夫点は 2 点ある。

1 点目の概要図を図 290 に示す。通常、報酬として罰が与えられた場合、その状態の 1 点のみに罰を与える。しかし今回は、報酬として罰が与えられた場合、それ以上の力率を選択しても無効電力の不足に伴い電圧が逸脱するであろうと判断し、罰が与えられた行動より無効電力が少なくなる行動についても同時に罰を与えることとした。

2 点目は行動選択手法についてである。今回は、Q テーブルに基づく行動選択には、 ϵ -greedy 法を用いた。しかし、従来の ϵ -greedy 法では確率 ϵ でランダムな行動選択を行うため、無効電力の決定時に電圧が逸脱する行動を選択する可能性がある。本検討では探索の幅を Q 値の最大値から+2 の幅に制限することでこの問題を回避する。なお、探索範囲内の Q 値が負の場合、目標電圧を超過する行動を意味するため、行動選択から除外した。

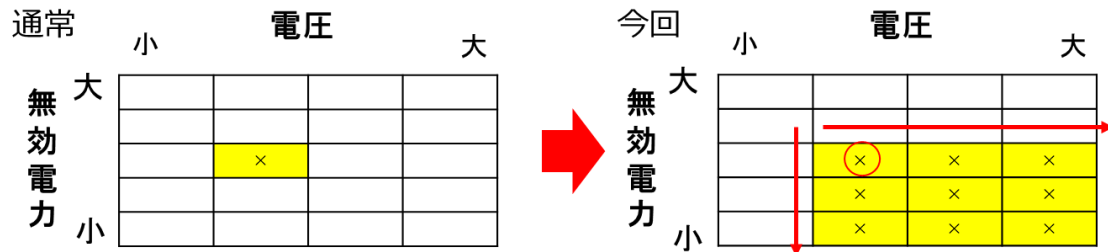


図 290 Q 学習における追加的更新手法

図 291 に各制御手法を用いて電圧制御したときの末端ノードの電圧推移を示す。図 291 より、無効電力制御を実施しない場合は目標電圧である 106.5V や規定範囲である 107V を超過しているのに対して、Volt-Var 制御や力率一定制御、提案手法で電圧逸脱の抑制を達成している。また、Volt-Var 制御や力率一定制御と比べて提案手法では規定範囲内の高い電圧を保った状態で電圧を維持することができる。つまり、提案手法では必要最低限の無効電力によって電圧を規定範囲内に収めることを示している。

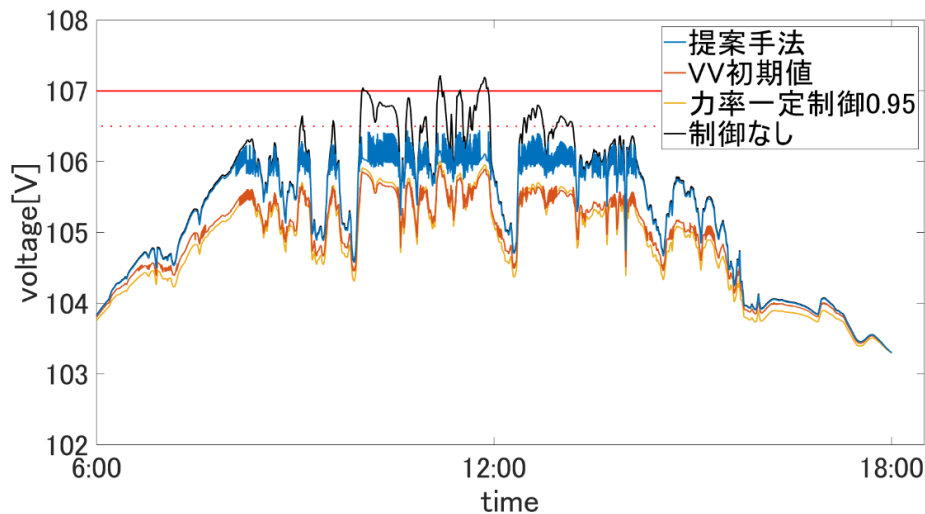


図 291 オンライン型強化学習を用いた電圧制御による電圧推移

一方でオンライン型強化学習における無効電力制御の課題について確認した。図 292 に図 291 に示した電圧推移時に制御した無効電力を示す。図 292 より無効電力を制御する際にハンチングのような細かい周期変動が確認でき、図 291 からも他の比較手法に比べて短周期の変動が電圧にも確認できる。この理由として強化学習において方策から行動を決定する際に用いる ϵ -greedy 法に着目した。 ϵ -greedy 法では確率 ϵ でランダムな行動選択を取るため、図 290 で述べた制約を設けたとしてもランダム要素が残ってしまい、結果短周期変動を生んだと考えられる。そこで、行動選択する方法として新たな手法を提案する。

それは無効電力制御を実施した結果、電圧が 106.5V 以下であった場合、それ以上力率を悪化させて電圧抑制を実施する必要がないとの想定をし、次の力率(行動)は Q テーブルを参照することに加えて、その力率より悪化する行動は取ら

ないという条件を追加した。これにより、 ϵ -greedy 法における探索をなくしても所要の力率を探索できるようになることが狙える。

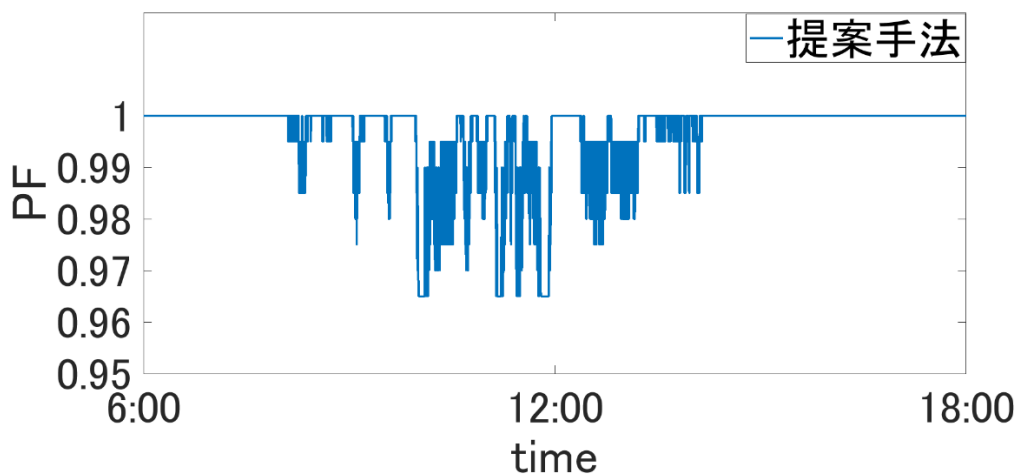


図 2.9.2 オンライン型強化学習を用いた電圧制御による無効電力推移

この改良を加えて図 2.9.1、図 2.9.2 と同日のデータを用いてシミュレーションした結果を図 2.9.3、図 2.9.4 に示す。図 2.9.3 より図 2.9.1 に比べて電圧波形の短周期変動が抑制できていることが確認できる。また、これは図 2.9.2 と図 2.9.4 を比較することでも明らかである。以上より、改良を加えることによって行動決定時に生じるランダム要素を除くことができ、電圧の短周期変動の抑制が達成できることが確認できた。

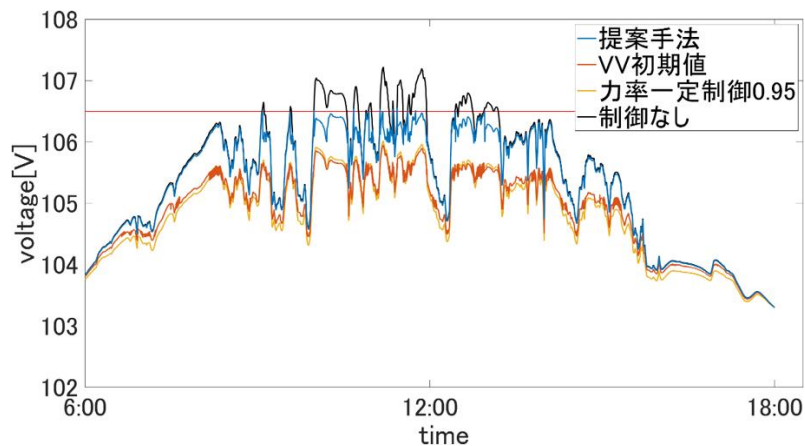


図 2.9.3 改良オンライン型強化学習を用いた電圧制御による無効電力推移

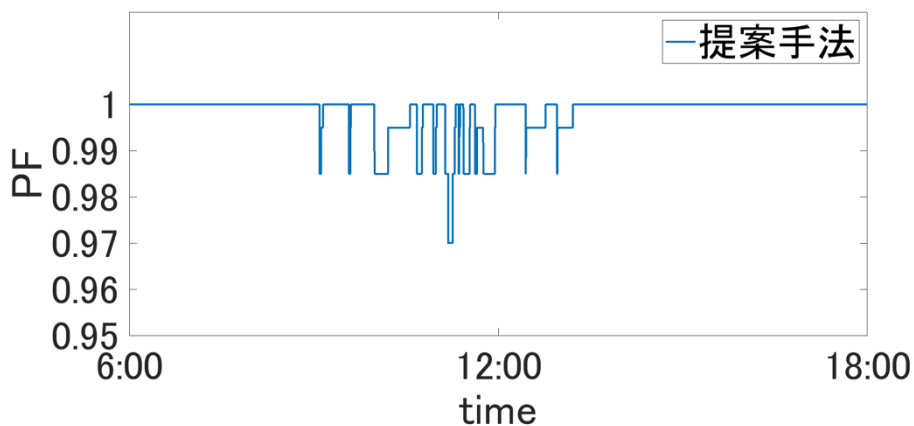


図 2 9 4 改良オンライン型強化学習を用いた電圧制御による無効電力推移

[3].2.4 マルチエージェントへの拡張とクラウド情報を用いた協調的な無効電力制御

前節までに、系統モデル末端に連系している 41-3 に対して強化学習を用いた無効電力制御ロジックを導入し、少ない無効電力量で制御ができたことを確認した。次に、このような自端情報から学習するエージェントが複数連系した場合にどのような動作となるか評価を行う。本検討では複数の需要家に前節までに提案した強化学習を導入し評価を行う。なお、マルチエージェントシステムへの変化に伴う提案手法の検討をするために、PV データは晴天を想定した sin 波形を利用した。

はじめに各エリアの末端となる 43-3、23-3、41-3 に提案手法を適用したケースについて評価を行なった。電圧推移を図 2 9 5 に示す。なお、41 エリア、43 エリア、23 エリアは、ほぼ同様な電圧推移となっている。無効電力の局所性の影響により、シングルエージェントでの制御とほぼ同様な制御結果となっていることが確認できた。この結果より、将来の配電システムを想定すると、需要家間の長い農山村のようなバンクやメガソーラーの連系によりポイントで電圧制御が必要なバンクに対して提案手法の適用は有用であることが示唆される。

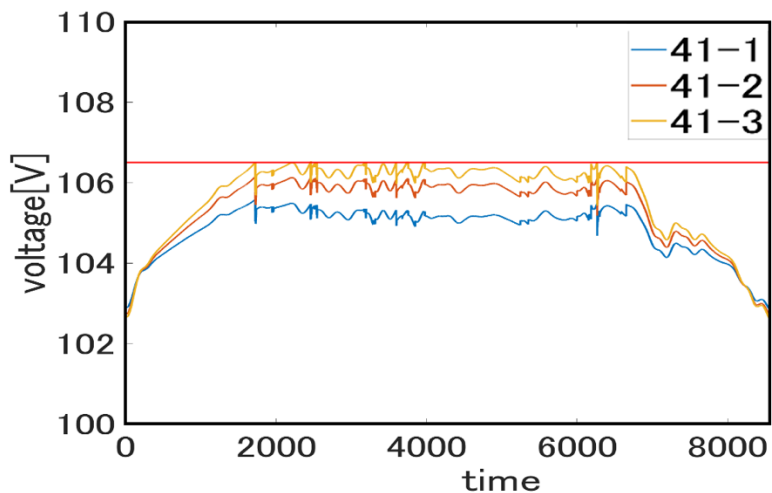


図 2 9 5 43-3、23-3、41-3 のマルチエージェント時の電圧推移

次に、41 エリアの 3 件に強化学習による無効電力制御を適用した場合についてシミュレーションを行なった。図 2 9 6 に 41 エリアの電圧推移を、図 2 9 7 に 41 エリアの力率推移を示す。41 エリアの 3 件に提案手法を適用した場合、41-3 の自端電圧が逸脱しているため力率を調整し電圧を下げるように無効電力を調整しているが、この調整が 41-1 や 41-2 に波及し、これらが無効電力制御を行わなくても電圧が規定範囲内に収まるため、無効電力出力を減らす学習を行い、結

果、41-1 はシミュレーション期間の力率は全て 1、41-2 も力率一定制御時の 0.95 より高い力率設定を学習している。これまでは力率 0.95 の力率一定制御を行っていた 41-1 や 41-2 が力率を 1 あるいは 0.95 より高い値としたため、電圧制御の負担が 41-3 にかかり、図 2 9 7 に示すように 41-3 の力率が 0.85 まで悪化している。ただし、最低力率の 0.85 であっても電圧が逸脱しており自端情報のみでの制御の課題を確認できる。

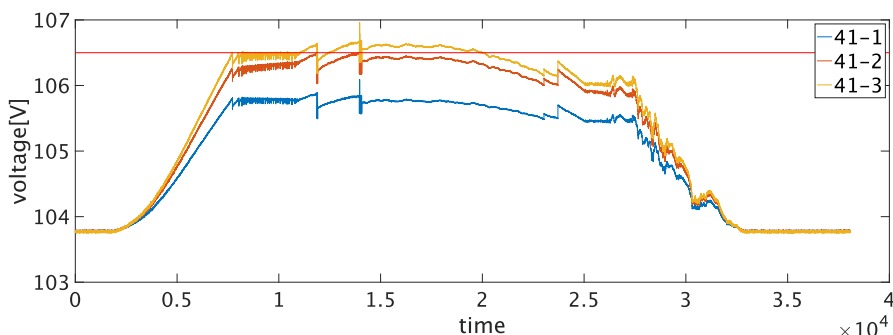


図 2 9 6 41 エリアのマルチエージェント時の電圧推移

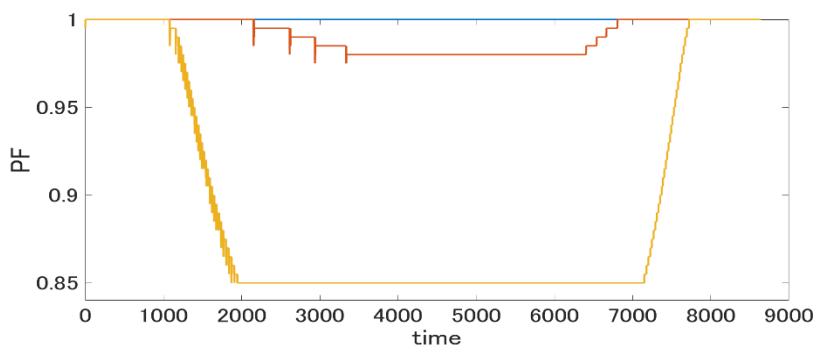


図 2 9 7 41 エリアのマルチエージェント時の力率推移

自端の情報のみでは、他のノードが逸脱していたとしても協調して制御をすることがない。そのため、本検討ではクラウドによるオフラインデータを活用した強化学習による無効電力制御を提案する。クラウドを活用するメリットとしては 2 点あると考える。1 点目は、自端の情報だけでなく他のノードの情報を活用するため、全体最適を目指しつつ、電圧逸脱を防ぐことができる点である。これは先程示した通り、自端情報のみでは電圧制御できないような PV の大量連系を想定した配電システムでは重要な要素であると考えられる。2 点目は、様々なデータから学習を進めることができるため、局所最適解に陥ることを防ぐことができる点である。特にオンライン機械学習では時系列データを活用し学習していくため、データ間の相関が大きく学習が局所最適解に陥りやすい点が懸念されている。強化学習では学習データの数が必要となるが、時系列データのような相関性を除く方が良いことは知られているため、オンラインの情報通信よりもオフラインのクラウド活用は強化学習にとって適していると考えられる。

提案手法では、これまでに提案した改良オンライン型強化学習を用いた無効電力制御に対してクラウド情報を活用した制御を追加する。具体的には、提案の Q 学習で自端情報を用いて Q テーブルを更新したのち、クラウドから得られた情報を用いて再度 Q テーブルを更新する。なお、クラウドデータは、5 秒のタイムラグを置いて取得できると想定した。

具体的な学習については、クラウドによる更新は同エリア内で電圧逸脱しているノードが発生していた場合、それは制御できなかつたと判断し、全て罰を報酬関数として設定する。なお、同エリアに電圧逸脱が発生していなかった場合、クラウドによる学習は行わないものとする。つまり、自端で制御できていたとしても同エリア内で逸脱が発生している場合には罰と判断され、より電圧を下げるように無効電力を調整することを学習させる。提案フローチャートを図 2 9 8 に示す。

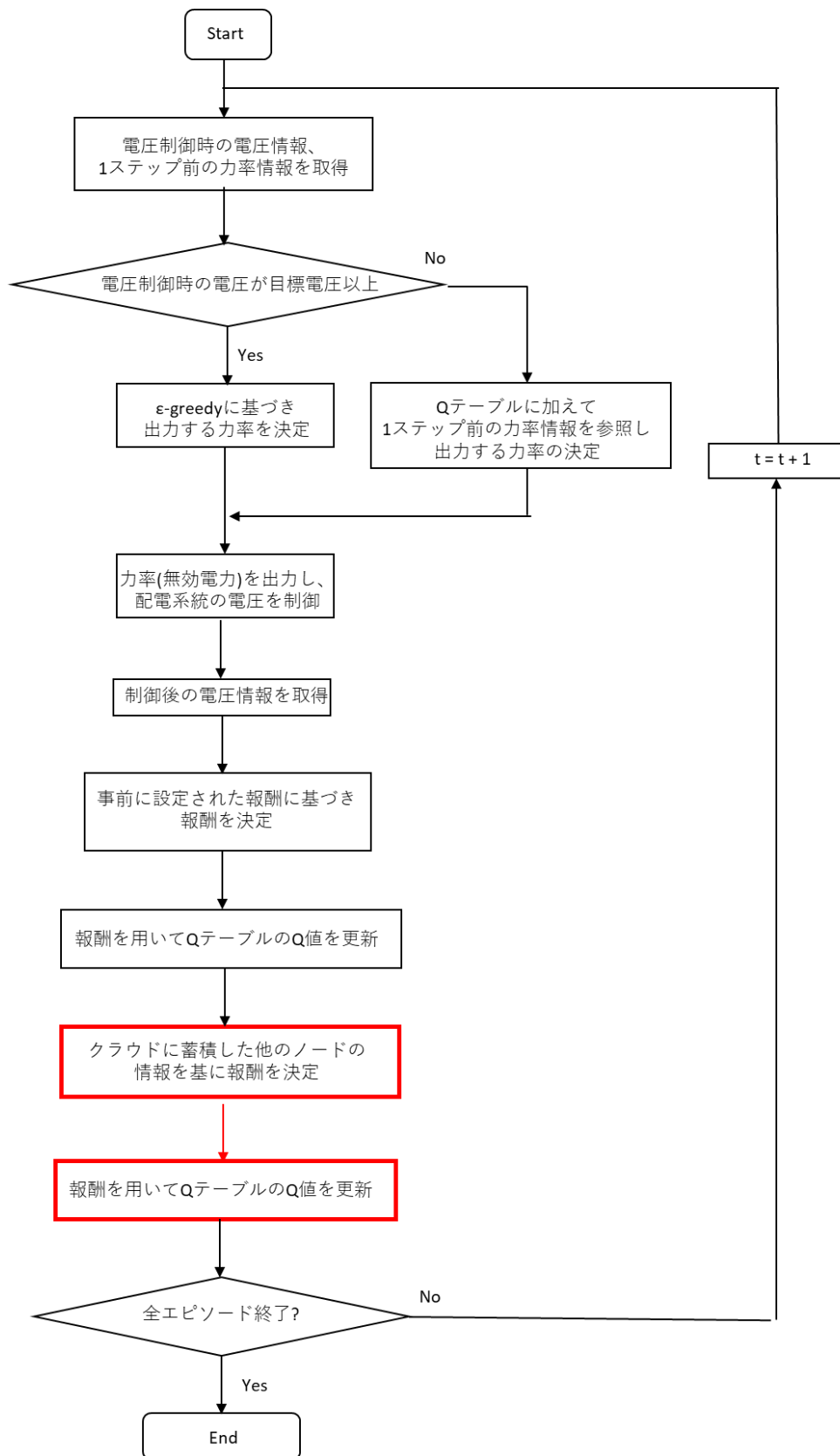


図 2 9 8 クラウドを活用したオンライン型強化学習のフローチャート

提案手法の動作を確認するために、PV 出力が時間とともに増加する状態を模擬したデータを用いてシミュレーションを行った。クラウドなしで行った制御とクラウドを活用して行った制御の比較を図 2 9 9 に示す。クラウド情報を活用せずに制御を

行った場合、前章の結果と同様、電圧上昇が生じやすい末端の需要家の無効電力負担量が増加している。また、他のノードは自端が電圧逸脱しない限り無効電力を出力しないため、末端ノードの力率が 0.85 と最低値の時も他のノードが協力することはない。そのため、末端ノードの電圧が目標範囲から逸脱し続けていることがわかる。対してクラウドを活用した制御では、末端ノードが電圧逸脱した場合、協力して電圧上昇を抑えるために無効電力を出力する。そのため、各ノードが無効電力を最大出力することなく電圧上昇の抑制につなげることができる。

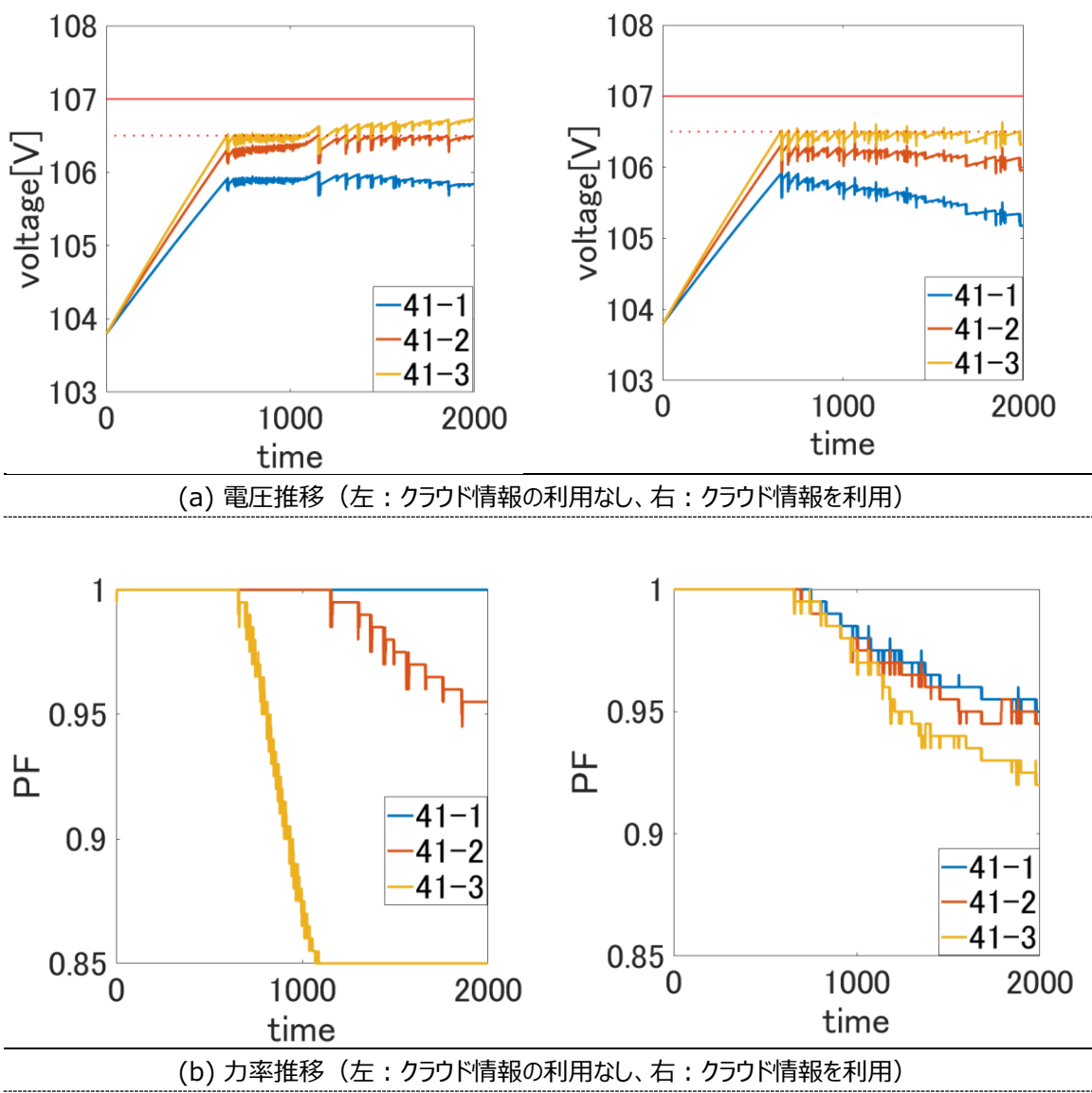


図 299 クラウド利用の有無による出力結果

この手法を用いて 2011 年 8 月の PV データによるシミュレーションを行った。図 300 に各制御手法を用いて電圧制御したときの 41 エリアの電圧推移、図 301 に 41 エリアの力率推移を示す。図 300 より、規定範囲内に電圧が抑えられていることが分かる。

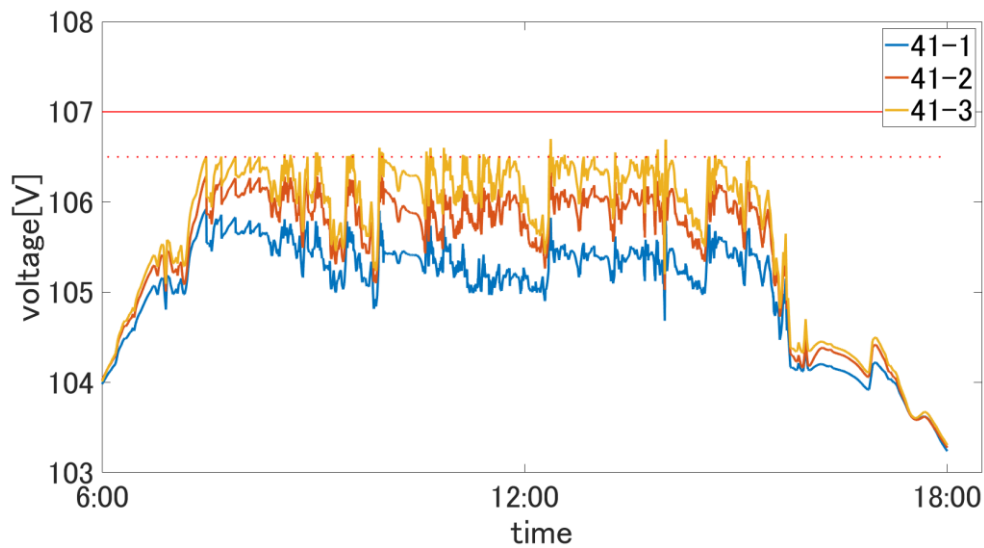


図 3 0 0 クラウドを活用した制御の電圧推移(2011/8/30)

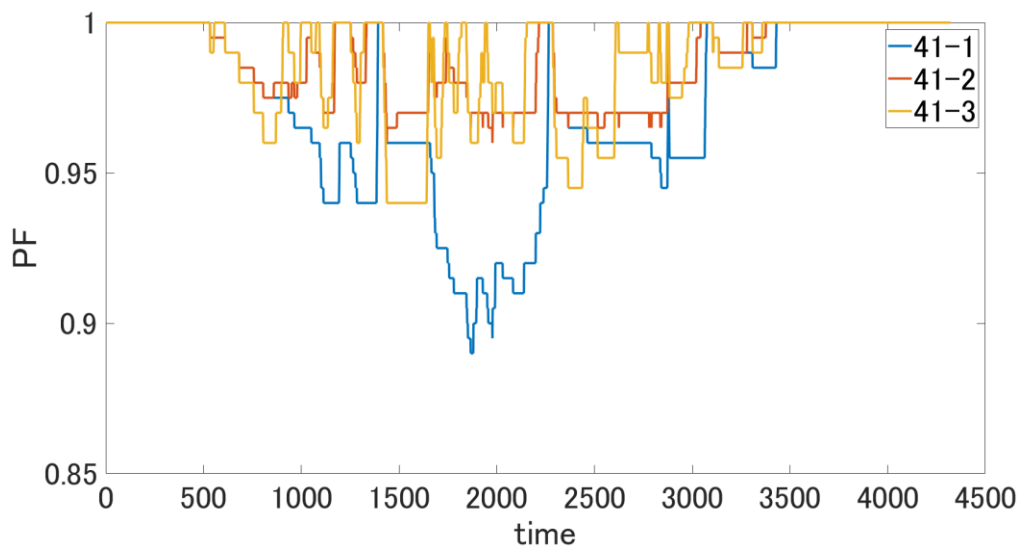


図 3 0 1 クラウドを活用した制御の力率(2011/8/30)

図 3 0 0 より、クラウドを活用し協調制御を行うことで電圧上昇を抑えることができたが、この手法では始端である 41-1 ノードで多くの無効電力を出力していた。一方、無効電力の出力の最小化を目指す際は電圧が上昇しやすい地点で多くの制御を実施することが有効であると考えられる。そこで、無効電力出力量を減らすために、無効電力出力量の配分を考慮した制御を行う。提案手法のフローチャートを図 3 0 2 に示す。目標範囲より高い電圧を観測した際、現在の力率の状態により追加学習するノードを決定する。追加学習ノードの決定方法を図 3 0 3 に示す。追加学習を指定のノードに限定することで、無効電力出力をより少なくするために有効的なノードで制御をすることができる。

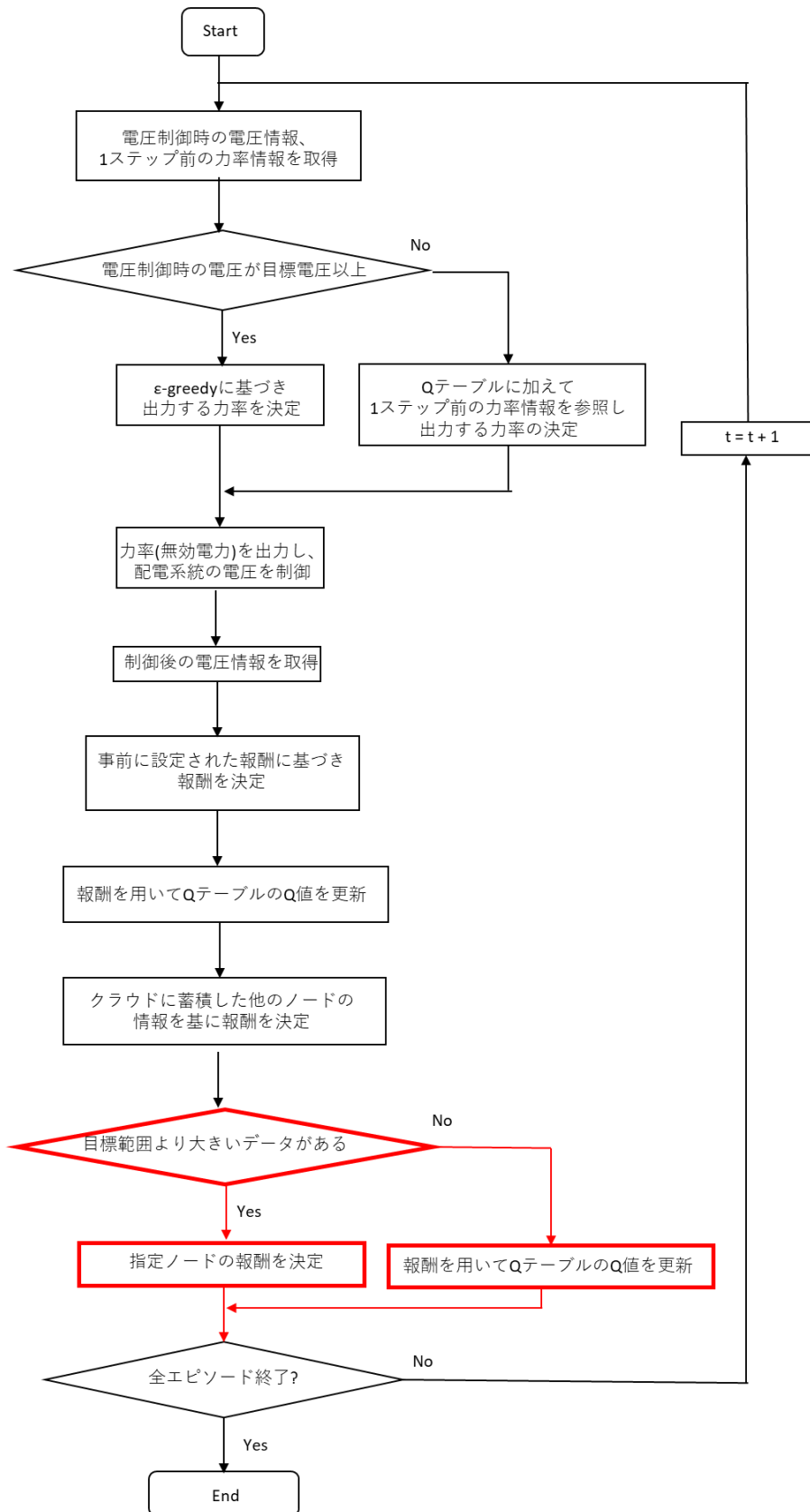


図 3 0 2 出力分担を考慮したオンライン型強化学習フローチャート

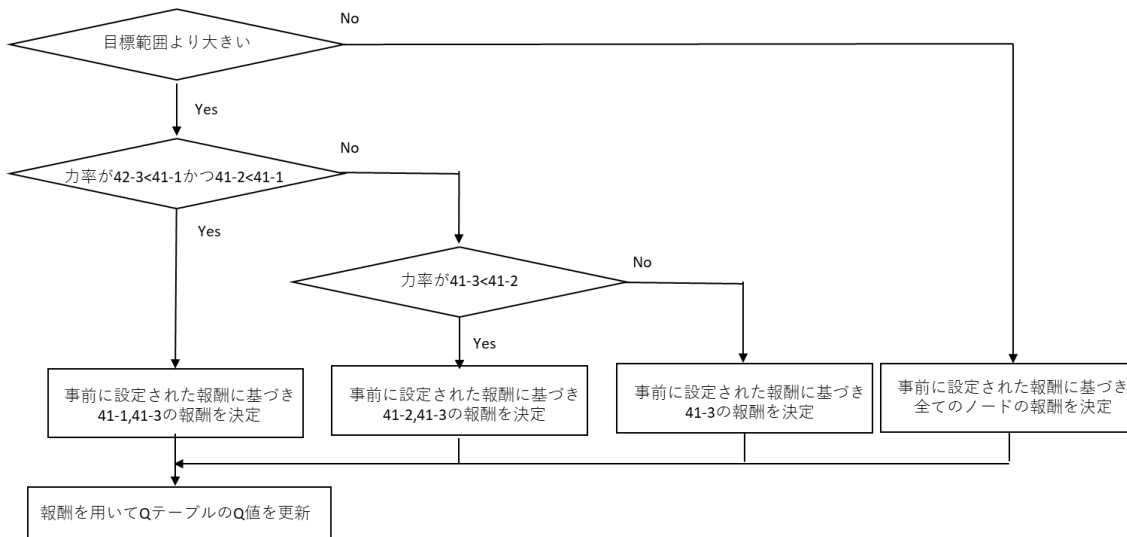


図 3 0 3 追加学習ノードの決定方法

提案手法を用いて 2011 年 8 月の PV データでシミュレーションを行った。図 3 0 4 に各制御手法を用いて電圧制御したときの 41 エリアの電圧推移、図 3 0 5 に 41 エリアの力率推移を示す。図 3 0 4 より、実際の PV データに活用した場合でも、3 台とも電圧を規定範囲内に抑えるように学習できたことが分かる。また、無効電力出力も出力分担を考慮するように強化学習を行った結果、始端が最も少なく、末端が最も出力するように学習できている。

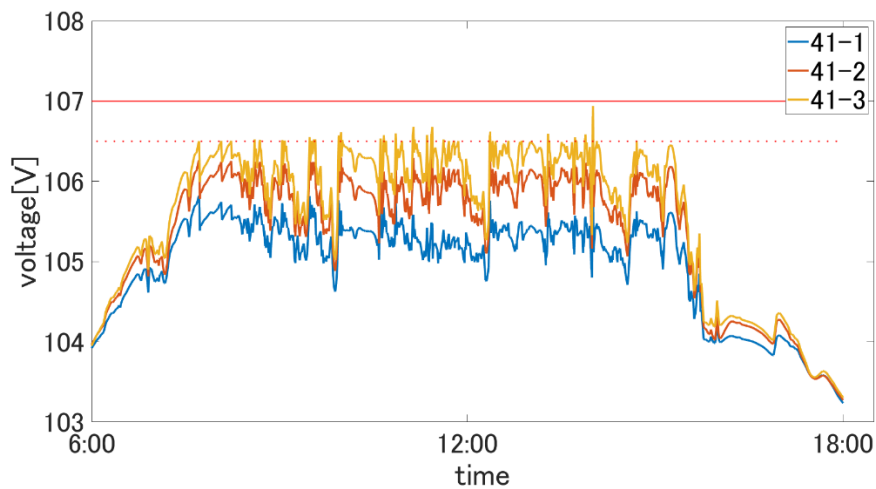


図 3 0 4 出力分担を考慮したオンライン型強化学習の電圧推移(2011/8/30)

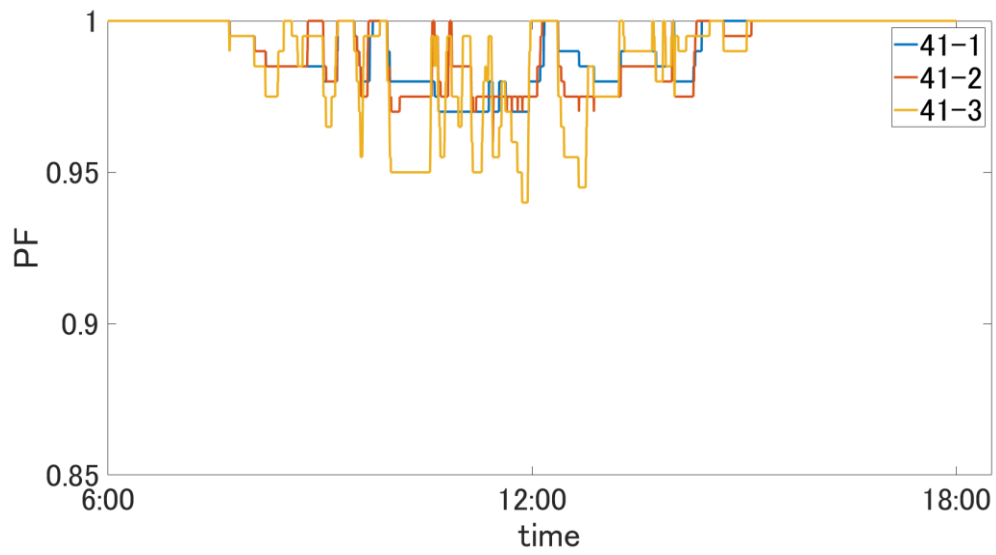


図 3 0 5 出力分担を考慮したオンライン型強化学習の力率推移(2011/8/30)

[3].3 ローカル自律制御方式の高度化

本項では、電力中央研究所が開発したローカル自律制御の基本動作について述べる。ローカル自律制御方式は、任意の柱上変圧器以下の低圧需要家群を1つのグループとして、PVシステムを所持する需要家間が相互通信により情報を共有し、無効電力出力を分担制御する。ここで、需要家間が共有する情報とは、自端情報と制御設定値に大別される。自端情報は、「PCS 連系端電圧」、「力率」を示す。そして、これらの情報を基に図 3 0 6 に示すフローに従って、無効電力の増減、現状維持を判断する。電圧上限値 V_{SH}^{UP} を超過する PCS が 1 台以上確認された場合に無効電力を増加させる処理を行い、すべての PCS 端電圧が解除電圧閾値 V_{SH}^{DN} を下回った時に無効電力を減少させる処理を行う。ここで、ハンチング防止を目的として、電圧上限値 V_{SH}^{UP} と解除電圧閾値 V_{SH}^{DN} は異なる値を採用し、無効電力の増減に対してヒステリシス性を持たせている。

無効電力出力増減は図 3 0 7 に示すフローに従い、PCS の選定及び、力率設定値の変更を行う。無効電力出力増加時は、需要家間で共通の力率下限値 θ_{LIM}^{DN} に至っていないかつ、PCS 端電圧が高い PCS から順に力率変化刻み θ_{IN} で力率設定値を遅れ方向に変更する。また、すべての PCS が力率下限値 θ_{LIM}^{DN} に至っている場合は、力率上下限値を 1 段階下げる処理を行う。一方、無効電力出力減少時は、需要家間で共通の力率上限値 θ_{LIM}^{UP} に至っていないかつ、PCS 端電圧が高い PCS から順に力率変化刻み θ_{IN} で力率設定値を進み方向に変更する。また、すべての PCS が力率上限値 θ_{LIM}^{UP} に至っている場合は、力率上下限値を 1 段階上げる処理を行う。これに加え、図 3 0 6 ～ 図 3 0 8 に示すフローチャートに記載していないが、有効電力出力が 0kW となった場合に、無効電力を出力し続ける可能性があることから、有効電力出力が 0kW となった場合には、1 秒毎に力率設定値を 0.01 ずつ 1.0 に至るまで変更する例外処理を加えることとした。

ローカル自律制御方式は、電圧上限閾値に達するまで無効電力を出力しないことから、必要以上に無効電力を供給しない利点を持つ。加えて、需要家間で共通の段階分けした力率上下限値を持つことから、特定の需要家に無効電力出力が偏ることなく、需要家間の公平性を確保できる利点も持つ。

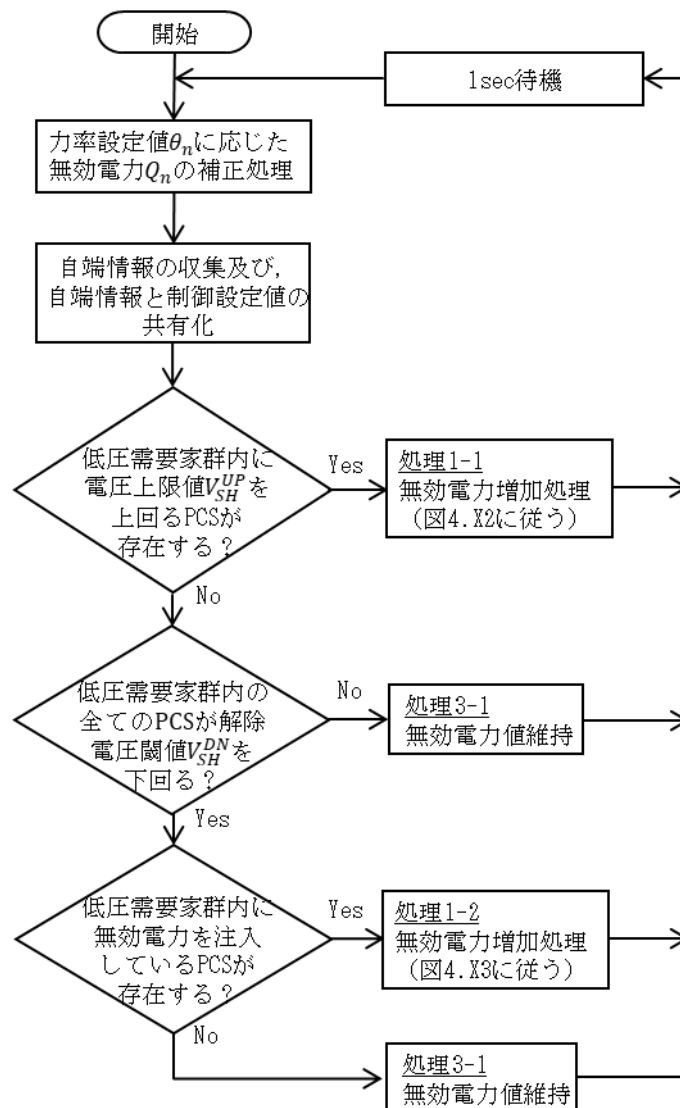


図 3 0 6 ローカル自律制御方式のフロー1（無効電力増減の判定）

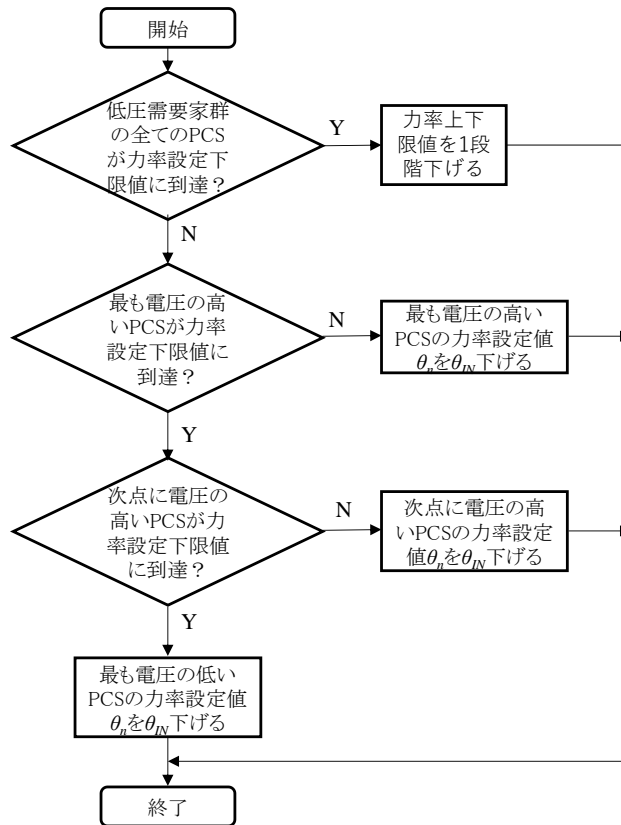


図 3 0 7 ローカル自律制御方式のフロー-2 (無効電力増加時)

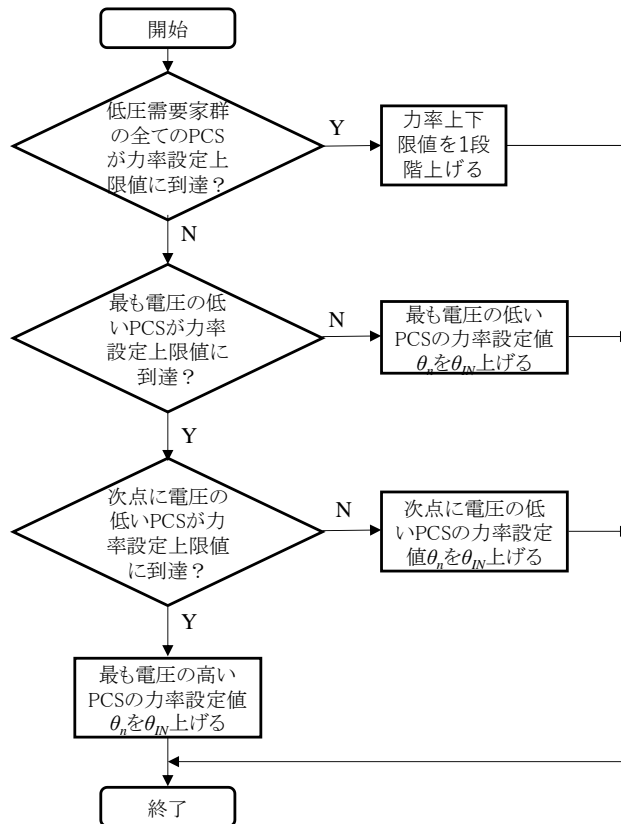


図 3 0 8 ローカル自律制御方式のフロー-3 (無効電力減少時)

[3].4 数値シミュレーションによる系統解析評価

本項では、数値シミュレーションにより、ローカル自律制御方式を従来方式である電圧上昇抑制機能および集中制御方式と比較することで有効性を検証した結果を示す。表 89 に、設定した計算ケースと、各ケースにおけるシミュレーション条件を示す。

表 89 シミュレーションケース

| 配電システムモデル | 計算ケース | ケース概要 | 制御モード |
|-------------|--|---|------------|
| D・Hバンクモデル | 基本ケース | PV 導入量、PV 分布形態、PV プロファイルを変化させて、各制御手法を比較評価。 | 従来制御方式 |
| | | | ローカル自律制御方式 |
| | | | 集中制御方式 |
| | 定置型蓄電池設置ケース | 基本ケースを基準として、蓄電池運用により余剰電力を充電した場合における各制御手法への影響を評価。 | 従来制御方式 |
| | | | ローカル自律制御方式 |
| | | | 集中制御方式 |
| | EV 設置ケース | 基本ケースを基準として、EV 交通シミュレータにより計算された充電パターンが各需要家に設置された場合における各制御手法への影響を評価。 | 従来制御方式 |
| | | | ローカル自律制御方式 |
| | | | 集中制御方式 |
| | アグリゲータによるEV 運用ケース | 基本ケースを基準として、アグリゲータにより各 EV が充放電した場合における各制御手法への影響を評価。 | 従来制御方式 |
| | | | ローカル自律制御方式 |
| | | | 集中制御方式 |
| 需要シミュレータの適用 | 需要シミュレータ計算された需要パターンを用いて、集合住宅等の需要家の属性情報を取り入れた負荷パターンを用いた場合における影響を評価。 | 従来制御方式 | |
| | | ローカル自律制御方式 | |

[3].4.1 制御方式の評価方法

各制御方式の系統への影響を評価するために①電圧逸脱量、②無効電力に起因する送電ロス、③需要家より系統に注入される無効電力出力量、④系統側に設置されるタップ制御機器の動作回数を用いる。

[3].4.2 シミュレーション結果

(1) 基本ケース

基本ケースでは、PV 導入形態、PV 導入量、および PV プロファイルをパラメータとして各種制御方式の基礎的な特性を評価した。表 90 に、基本ケースにおける各制御方式の総合評価結果を示す。上限電圧逸脱量については各制御方式で逸脱回避できることから各制御方式の評価としては同等の評価結果とした。下限電圧逸脱量では集中制御方式が逸脱量

を最小化することが可能となり、続いて提案方式、従来方式の順にて下限電圧逸脱量が増加する。従来方式では設定力率に応じて常時無効電力出力がされるため、電圧逸脱が発生しない時間断面においても過剰な無効電力により下限逸脱が発生することが要因である。送電ロスについて、重負荷期では PV 出力時間において力率改善コンデンサを設置される高圧負荷の力率が 100%に近い状態になり、PV から遅れの無効電力を出力することで送電ロスが増加する。一方で、軽負荷期では高圧負荷が PV 出力断面において進み力率となるため、PV から出力される無効電力により打ち消しあうことで系統内の力率が改善し、高圧配電線で発生するロスが改善する。PV 導入量が 60%以上となる状況においては、PV からの遅れの無効電力が過剰となり、送電ロスが提案方式と比較して増加する結果となった。過剰な無効電力出力は配電用変電所のリアクタンス成分での電圧降下を発生させ、配電用変電所のタップ動作回数が増加する。特に曇天日のように急峻に PV 出力（有効電力）が発生する場合について、一定力率で無効電力が出力される制御方式では無効電力出力も急峻に変化し、配電用変電所のタップ位置の動作回数が増加する。タップ動作回数合計値については無効電力出力量が低減可能な集中制御方式と提案方式が従来方式と比較して有効性が高いと評価した。

以上より基本ケースにおいては、従来方式の適用により過剰な無効電力出力な供給されることで、下限電圧逸脱量の増加、送電ロスの増加、高圧配電線に設置される電圧制御機器の動作回数が増加することから、提案方式のように電圧抑制が必要な箇所に対して局所的に無効電力出力をする制御方式が有効であることを確認した。

表 90 各制御方式の総合評価結果(基本ケース)

| 制御方式 | 上限電圧逸脱量 | 下限電圧逸脱量 | 送電ロス | 無効電力出力量 | タップ動作回数合計値 |
|------------------|---------|---------|------|---------|------------|
| 従来方式 (PF=95%) | ○ | △ | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=90%) | ○ | △ | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=85%) | ○ | ×～△ | ○～△ | × | △～× |
| 提案方式 | ○ | △～○ | ○ | ○ | ○ |
| 集中制御方式 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

※集中制御方式の評価値と同等の場合は○、集中制御方式>評価対象 1 >評価対象 2 となる場合については評価対象 1 を△、評価対象 2 を×とした相対評価として記載。

(2) 定置型蓄電池設置ケース

定置型蓄電池設置ケースにおける各制御方式の総合評価結果を表 91 に示す。定置型蓄電池設置ケースでは、PV 出力（有効電力）の一部が低圧需要家に設置される蓄電池に充電され、無効電力の出力状態によっては下限電圧逸脱が発生しやすい状態になっている。上限電圧逸脱量については各制御方式で逸脱回避できることから各制御方式の評価としては同等の評価結果とした。下限電圧逸脱量については蓄電池が PV 出力を充電している時間帯において従来方式の適用により下限逸脱が発生していることから、有効電力のみが地産地消され、不要な無効電力が系統に流入することで下限逸脱が発生したことが下限逸脱の原因である。送電ロスについて、重負荷期では PV 出力時間において力率改善コンデンサを設置される高圧負荷の力率が 100%に近い状態になり、PV から遅れの無効電力を出力することで送電ロスが増加する。一方で、軽負荷期では高圧負荷が PV 出力断面において進み力率となるため、PV から出力される無効電力により打ち消しあうことで系統内の力率が改善し、高圧配電線で発生するロスが改善する結果となった。PV 導入量が 80%以上となる状況においては、PV からの遅れの無効電力が過剰となり、送電ロスが提案方式と比較して増加する結果となった。過剰な無効電力出力は配電用変電所のリアクタンス成分での電圧降下を発生させ、配電用変電所のタップ動作回数が増加す

る。特に曇天日のように急峻に PV 出力（有効電力）が発生する場合について、一定力率で無効電力が出力される制御方式では無効電力出力も急峻に変化し、配電用変電所のタップ動作回数が増加する。タップ動作回数合計値については無効電力出力量が低減可能な集中制御方式と提案方式が従来方式と比較して有効性が高いと評価した。

以上より定置型蓄電池設置ケースにおいては従来方式の適用により過剰な無効電力出力が供給されることで、下限電圧逸脱量の増加、送電ロスの増加、高圧配電線に設置される電圧制御機器の動作回数が増加することから、提案方式のように電圧抑制が必要な箇所に対して局所的に無効電力出力をする制御方式が有効であることを確認した。

表 91 各制御方式の総合評価結果(定置型蓄電池設置ケース)

| 制御方式 | 上限電圧逸脱量 | 下限電圧逸脱量 | 送電ロス | 無効電力出力量 | タップ動作回数合計値 |
|------------------|---------|---------|------|---------|------------|
| 従来方式 (PF=95%) | ○ | △ | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=90%) | ○ | × | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=85%) | ○ | × | ○～△ | × | △～× |
| 提案方式 | ○ | △～○ | ○ | ○ | ○ |
| 集中制御方式 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

※集中制御方式の評価値と同等の場合は○、集中制御方式>評価対象1>評価対象2となる場合については評価対象1を△、評価対象2を×とした相対評価として記載。

(3) EV 設置ケース

EV 設置ケースにおける各制御方式の総合評価結果を表 92 に示す。EV 設置ケースの特徴として、EV 設置ケースでは朝方と夕方に充電を行う EV が多いため、PV 出力時間帯における潮流変化は小さく、朝方と夕方に潮流変化が大きくなる。そのため、潮流のピークが夜間となり、一般送配電事業者が設置する電圧制御機器のパラメータ整定に影響を与える。本研究での検証断面への影響として、EV の夜間充電によるパラメータ整定の影響が、間接的に日中のタップ動作に影響を与える。上限電圧逸脱量については各制御方式で逸脱回避できることから各制御方式の評価としては同等の評価結果とした。下限電圧逸脱量については蓄電池が PV 出力を充電している時間帯において従来方式の適用により下限逸脱が発生していることから、有効電力のみが地産地消され、不要な無効電力が系統に流入することで下限逸脱が発生したことが下限逸脱の原因である。送電ロスについて、重負荷期では PV 出力時間において力率改善コンデンサを設置される高圧負荷の力率が 100%に近い状態になり、PV から遅れの無効電力を出力することで送電ロスが増加する。一方で、軽負荷期では高圧負荷が PV 出力断面において進み力率となるため、PV から出力される無効電力により打ち消しあうことで系統内の力率が改善し、高圧配電線で発生するロスが改善する結果となった。PV 導入量が 80%以上となる状況においては、PV からの遅れの無効電力が過剰となり、送電ロスが提案方式と比較して増加する結果となった。過剰な無効電力出力は配電用変電所のリアクタンス成分での電圧降下を発生させ、配電用変電所のタップ動作回数が増加する。特に曇天日のように急峻に PV 出力（有効電力）が発生する場合について、一定力率で無効電力が出力される制御方式では無効電力出力も急峻に変化し、配電用変電所のタップ動作回数が増加する。タップ動作回数合計値については無効電力出力量が低減可能な集中制御方式と提案方式が従来方式と比較して有効性が高いと評価した。

以上より定置型蓄電池設置ケースにおいては従来方式の適用により過剰な無効電力出力が供給されることで、下限電圧逸脱量の増加、送電ロスの増加、高圧配電線に設置される電圧制御機器の動作回数が増加することから、提案方式のように電圧抑制が必要な箇所に対して局所的に無効電力出力をする制御方式が有効であることを確認した。

表 92 各制御方式の総合評価結果(EV 設置ケース)

| 制御方式 | 上限電圧逸脱量 | 下限電圧逸脱量 | 送電ロス | 無効電力出力量 | タップ動作回数合計値 |
|------------------|---------|---------|------|---------|------------|
| 従来方式 (PF=95%) | ○ | △ | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=90%) | ○ | × | ○～△ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=85%) | ○ | × | ○～△ | × | △～× |
| 提案方式 | ○ | △～○ | ○ | ○ | ○ |
| 集中制御方式 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

※集中制御方式の評価値と同等の場合は○、集中制御方式>評価対象1>評価対象2となる場合については評価対象1を△、評価対象2を×とした相対評価として記載。

(4) アグリゲータによる EV 運用ケース

表 93 にアグリゲータによる EV 運用ケースにおける各制御方式の総合評価結果を示す。アグリゲータによる EV 運用ケースでは将来的にアグリゲータにより EV が能動的に運用されたケースを模擬しており、EV 設置ケースと大きく異なる点としてアグリゲータからの放電指令により PV 出力が増加・減少するタイミングとは異なる部分で逆潮流が増加する。本研究では、従来方式と提案方式は PV 出力に対する力率を制御することで無効電力を決定している。そのため、EV からの放電が PV 出力が減少している時間に発生する場合には、電圧上昇を抑制するための無効電力が不足することで上限逸脱を発生させる可能性がある。提案方式の適用により無効電力出力を抑制することができ、配電用変電所や SVR 地点の電圧変動を抑制し、系統状況にあったタップ制御が可能となることを確認した。

送電ロスについては、これまでのケースと同様の傾向にあり、重負荷期では PV 出力時間において力率改善コンデンサを設置される高圧負荷の力率が 100%に近い状態になり、PV から遅れの無効電力を出力することで送電ロスが増加することを確認した。タップ動作回数合計値については無効電力出力量が低減可能な集中制御方式と提案方式が従来方式と比較して有効性が高いと評価した。

以上により、アグリゲータによる EV 運用ケースは従来方式の適用により無効電力出力が供給されることで EV からの放電時間帯で配電用変電所や SVR のタップ動作に影響を与え上限電圧逸脱を発生させる可能性がある。提案方式のように電圧抑制が必要な箇所に対して局所的に無効電力を出力することで、一般送配電事業者が設置する電圧制御機器と協調動作を行える可能性がある。

表 93 各制御方式の総合評価結果(アグリゲータによる EV 運用ケース)

| 制御方式 | 上限電圧逸脱量 | 下限電圧逸脱量 | 送電ロス | 無効電力出力量 | タップ動作回数合計値 |
|------------------|---------|---------|------|---------|------------|
| 従来方式 (PF=95%) | △ | △ | △ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=90%) | △ | △ | △ | × | △～× |
| 従来方式 (PF=85%) | △ | × | △ | × | △～× |
| 提案方式 | ○ | △ | ○ | ○ | ○ |
| 集中制御方式 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

※集中制御方式の評価値と同等の場合は○、集中制御方式>評価対象1>評価対象2となる場合については評価対象1を△、評価対象2を×とした相対評価として記載。

[4]. 開発方式の実証評価（担当：電力中央研究所、大阪府立大学）

本項では、実規模スケールの模擬グリッド試験設備を構築し、開発した制御方式の効果を実証評価した結果を示す。本項における実施項目と目標、及び成果・達成度は表 94 の通りとなっている。

表 94 開発方式の実証評価の実施項目と目標、成果・達成度

| 実施項目 | 目標 | 成果 | 達成度 |
|------------------|--|--|-----|
| 実規模スケール実証試験設備の構築 | 開発したローカル自律制御方式、及び集中制御方式について、低圧配電線単位および複数の低圧配電線が分散接続した高圧配電線全体での各制御特性について適切に実証するため、高圧配電線の始端部、中間部、末端部の 3 地点に低圧配電線を接続するとともに、各低圧配電線にはそれぞれ 3 台の模擬 PCS 装置を分散接続させる構成を考え、電力中央研究所赤城試験センターの模擬グリッド試験設備に以下の装置を追加設置する。これにより、シミュレーション模擬が困難な通信の応答性や実需要家設備との制御干渉まで含めた総合的な実証評価を行うことを可能にする。 | シミュレーションでの検証が困難な実証評価を行うのに必要な試験設備を構築した。具体的には、次の設備を構築した。 <ul style="list-style-type: none"> ● 模擬低圧線路装置 ● 需要家模擬電源装置 ● ローカル自律制御装置（プログラム） ● 計測装置 ● 制御用通信システム ● クラウドシステム | ○ |
| 模擬実験設備（単機試験）の構築 | 開発した強化学習を用いた自端制御方式および自律分散型ローカル制御方式の学習データの生成と実証評価を行うため、大阪府立大学実験室内に実験設備を構築し、実証評価を行う。 配電系統模擬装置およびインバータ模擬装置を新設する。蓄電池は大阪府立大学所有の Li-ion 電池を用いる。また、負荷模擬として大阪府立大学所有の電子負荷装置を用いて様々な負荷形状を模擬する。PQ の測定結果に基づきコントローラで学習および制御信号の決定を行い、インバータの無効電力を制御することで電圧制御の実証を行う。 | シミュレーションでは検証できない制御演算時間を実証評価するため、大阪府立大学にデジタルシミュレータを構築した。開発した強化学習を用いた制御方式の実証評価を行い、電圧制御動作に問題ないことを実証した。 | ○ |
| 開発方式の実証評価 | ①自端制御方式・ローカル自律制御方式の実証評価 | <ul style="list-style-type: none"> ● ローカル自律制御方式において、基礎特性を計測して、制 | ◎ |

| | | | |
|--|--|---|--|
| | <p>当所開発の制御方式（ローカル自律制御方式）について、基礎的な動作特性の検証として、電圧変動時における動作確認試験を実施する。ローカル自律制御方式の実用性検証として、ローカル自律制御方式と既存方式（力率一定制御方式）の混在時の協調動作確認試験を実施する。加えて、ローカル自律制御方式の系統大での動作特性検証のために、複数低圧系統間の干渉影響評価試験および系統切り替え時の動作検証試験を実施する。機器などの異常時のローカル自律制御方式の挙動確認のため、通信障害発生時の動作確認試験を実施する。</p> <p>②集中制御方式の実証評価 ローカル自律制御方式との比較のため、集中制御方式の電圧変動時における動作特性を確認する。</p> | <p>御追従特性を把握した。一般的な曇天時の変化特性に十分追従できることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 晴天時および曇天時の日射を入力として、動作特性を確認した。その結果、想定通り、無効電力を協調して出力し、電圧を適正範囲に調整出来ていることを確認した。より現実に近い状況の模擬のため、関西の晴天時のデータを用いた実施も行った。 ● 系統切替時の動作検証試験を実施した。不具合など無く追従することを確認した。 ● 通信が途絶したときのローカル自律制御の挙動を確認した。 ● SVR が設置された条件でローカル自律制御手法の動作特性を検証した。 ● クラウドデータを活用したローカル自律制御手法の有効性を確認した。 | |
|--|--|---|--|

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達

[4].1 実規模スケール実証試験設備の構築

(1) 試験設備の概要

実規模スケールでの開発方式の実証評価には、電力中央研究所・赤城試験センターに既設の「需要地系統ハイブリッド実験設備」を使用した。

この実験設備は、分散形電源の導入が系統の電力品質や保護保安等に与える影響、ならびにこれらの課題に対する系統側・分散形電源側それぞれの対策技術の開発・評価や総合的な実証試験を行うことを目的に、電力中央研究所が赤城試験センター（群馬県前橋市）に構築したものである。図 309 に需要地系統ハイブリッド実験設備の構成を示す。

試験設備は、実規模の配電設備（変電所，変圧器（66kV/22kV/6.6kV）2000kVA×2バンク，22kV および 6.6kV の高圧配電線，高圧模擬線路）、電圧制御装置（SVR、SVC）、分散形電源設備（同期発電機，誘導発電機，インバータ電源）、模擬負荷装置（インピーダンス負荷，回転機負荷，電子負荷）、光ファイバ情報通信ネットワークなどにより構成される。また、バーチャル実験設備（リアルタイムシミュレータと BTB 電源装置）により、上位系統や隣接系統の挙動をリアルタイムで模擬することができる。

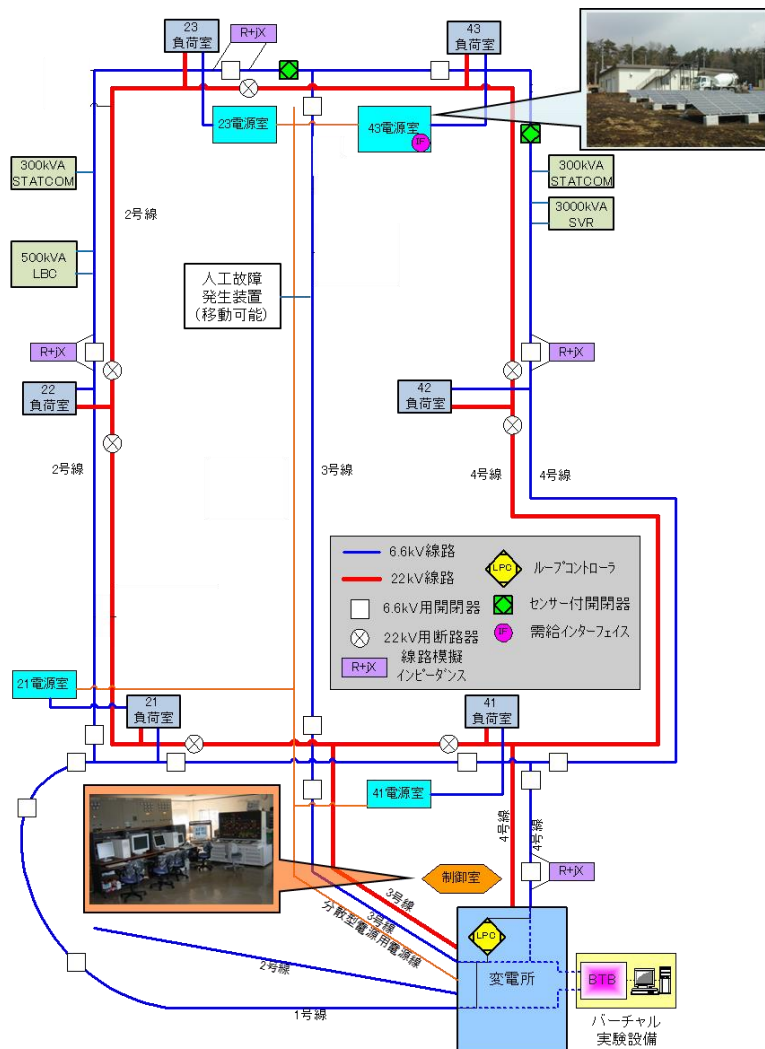


図 309 需要地系統ハイブリッド実験設備の構成図

(2) 実験設備の増強

実規模スケール実証試験の実施に向け電力中央研究所において、以下のような試験設備の増強を行った。

①10kW 級 住宅需要家模擬電源装置（双方向型）

本装置は、50Hz・60Hz、三相 3 線式 200V の商用系統に連系運転可能な住宅需要家の分散形電源を模擬したものである。図 3 1 0 の通り、PV パネル、蓄電池等の直流出力発電、住宅需要家負荷を模擬した双方向直流電源、先の直流出力を商用系統に連系するための系統連系インバータ、これらの機器を制御する制御部、装置整定・保護監視 PC、外部指令信号入力により構成される。

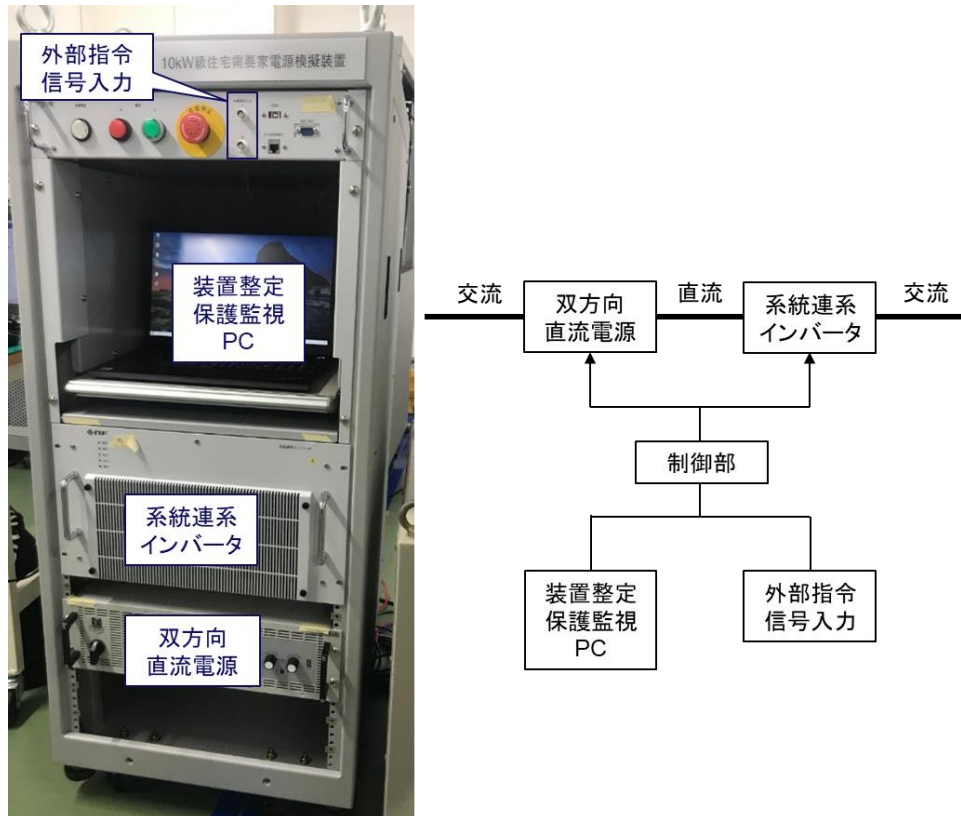


図 3 1 0 10kW 級住宅需要家模擬電源装置（双方向型）の外観と構成図

②低圧線路 R・L 模擬装置

本装置は、高圧 6.6kV 配電系統から柱上変圧器により低圧 200V 配電系統の線路を模擬したものである。外観図を図 3 1 1 に示す。線路の抵抗(R)成分を模擬した低圧線路 R 模擬装置と、線路のリアクトル(L)成分を模擬した低圧線路 L 模擬装置により構成される（表 95）。

低圧線路 R 模擬装置は所定の 2 端子間に指定値の抵抗があり、それらの端子間を直列に接続することで、抵抗 $0.01\Omega - 0.1\Omega$ まで 0.01Ω 刻みで各相に設定することが可能である。また、低圧線路 L 模擬装置は、共通端子と指定されたインダクタンスの端子を接続することで、リアクタンス $0.01\Omega - 0.1\Omega$ まで 0.01Ω 刻み(50Hz の場合)で各相に設定することが可能である。

表 95 低圧線路 R・L 模擬装置の主な仕様

| | |
|-------|--|
| 抵抗 | $0.01\Omega \times 3$ 相分 $\times 1$ セット $0.02\Omega \times 3$ 相分 $\times 2$ セット $0.05\Omega \times 3$ 相分 $\times 1$ セット 鉄製抵抗体 |
| リアクトル | $0.03\text{mH} - 0.3\text{mH} \times 3$ 相分 (0.03mH 刻み 10 タップ) 空芯リアクトル |



(a) 低圧線路 R 模擬装置



(b) 低圧線路 L 模擬装置

図 3 1 1 低圧線路 R・L 模擬装置の外観図

③低圧系統模擬グリッド

本実証のために構築した低圧系統模擬グリッドは、①10kW 級住宅需要家電源模擬装置（双方向型）3 台と②低圧線路 R・L 模擬装置 2 式により構成される。模擬した低圧系統は、既設の変圧器を実系統の柱上変圧器に見立てて、柱上変圧器直下から引き込まれる住宅需要家①、柱上変圧器から 1 径間分低圧線路を介してから引き込まれる住宅需要家②、さらに 1 径間分低圧線路を介してから引き込まれる住宅需要家③とした。構築した低圧系統模擬グリッドの構成図と外観図を図 3 1 2 に示す。

低圧線路は、低圧線路 R・L 模擬装置と装置間の電線にて、引込線は実線材と同等品を実巨長 20m にて構築した。また、各住宅需要家の受電点に遮断器、計測機材(VT・CT)を接続し、計測機材の計測信号を後述する瞬時値計測・演算装置にて処理した。

本低圧系統模擬グリッドを、高圧配電系統の上流部、中流部、下流部となる 3 か所に構築した。

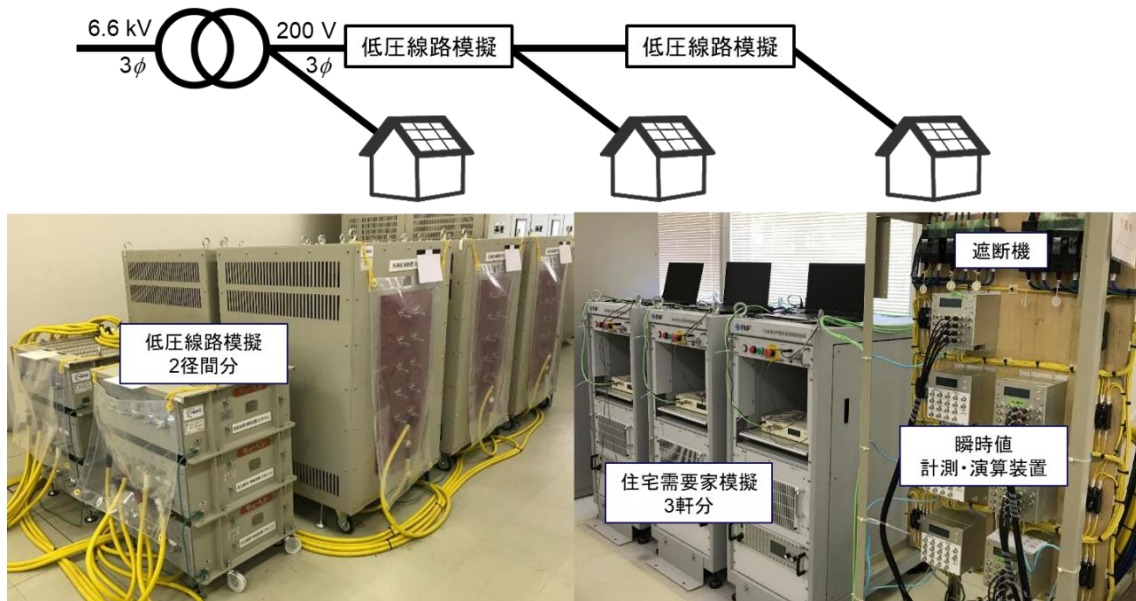


図 3 1 2 構築した低圧系統模擬グリッドの構成図と外観図

④リアルタイムシミュレータおよびクラウドサーバー

リアルタイムシミュレータとクラウドサーバーの概要を図 3 1 3 に示す。リアルタイムシミュレータでは、各電源室に設置されているセンサ機器から電圧、有効電力、無効電力の 3 つの情報を 1msec 刻みで取得しており、計測された情報を 1 秒ごとに間引きしてテキストファイル形式でホスト PC へ出力する。クラウドサーバーを模擬した PC (クラウド模擬サーバー) では、リアルタイムシミュレータよりホスト PC へ出力されたテキストデータの読み込みを行い、読み込んだ計測データをクラウドサーバーへアップロードしている。一方、クラウドサーバーからはクラウドデータサーバー上に保存されているデータベースより最新データから 1000 行分のデータ (約 16 分程度) をテキストファイル形式でホスト PC 側へアップロードしており、ホスト PC ではクラウドサーバーからアップロードされた計測情報をリアルタイムシミュレータへ送信している。ホスト PC 側からリアルタイムシミュレータへの更新頻度についてはクラウドサーバーから実機への反映時間を模擬するために可変としている。

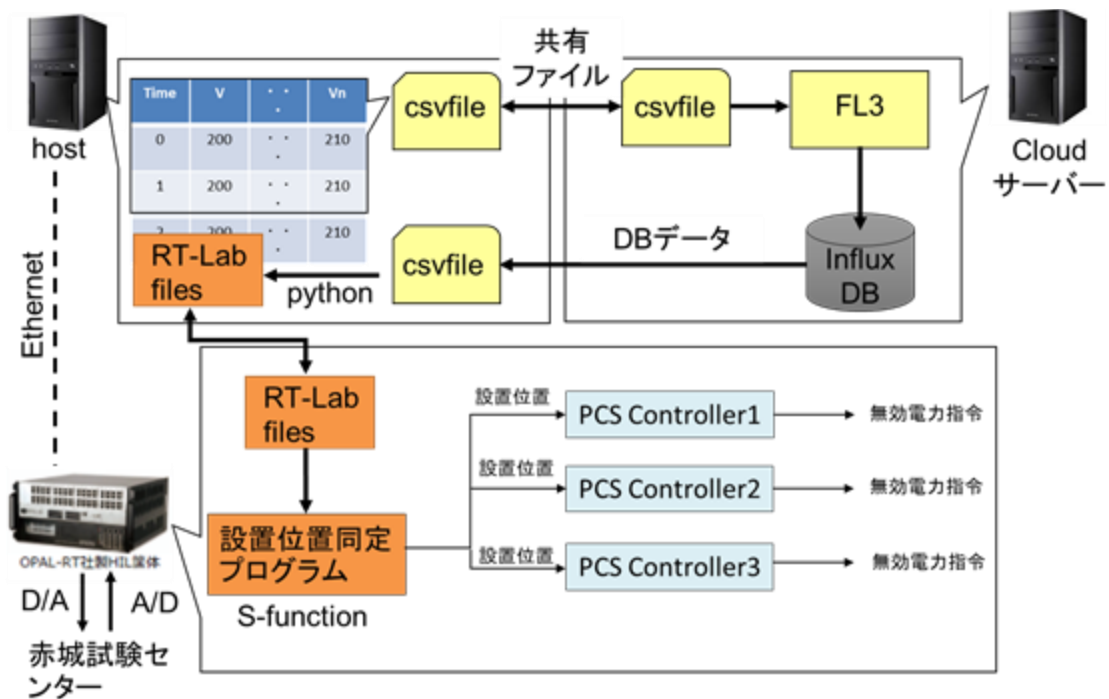


図 3 1 3 リアルタイムシミュレータとクラウドサーバーの概略図

⑤集中制御システム

リアルタイムシミュレータにて集中制御システムを構築するために Matlab/Simulink で赤城試験センターの計測系統、指令系統および、制御系統をモデリングした。構築したリアルタイムシミュレータではアナログ入力として 96 チャンネル、アナログ出力として 32 チャンネルの構成とし、アナログ入力は赤城試験センターに設置されているセンサ機器から計測された情報を収集するために用いられ、アナログ出力は需要家模擬インバータへの制御指令と SVR への制御指令のために用いられている。リアルタイムシミュレータでは低圧需要家を模擬している各電源室に設置されているセンサ機器にて計測された UV 間の線間電圧、有効電力、無効電力がデジタル信号に変換されリアルタイムシミュレータに併設されている D/A 変換にてアナログ信号に変換され、リアルタイムシミュレータにアナログ値として入力される。赤城試験センターでは計測地点からリアルタイムシミュレータの設置地点までの伝送距離が 1km 以上あるため、計測情報をデジタル信号に変換し、光ケーブルにてリアルタイムシミュレータの近くまで伝送したデジタル信号をリアルタイムシミュレータの直近でアナログ信号に変換することで伝送に伴うノイズを軽減している。本実証では 43 電源室、23 電源室、41 電源室に構築された低圧需要家模擬インバータの連系点における UV 間の線間電圧、有効電力、無効電力、模擬柱上変圧器における UV 間の線間電圧、有効電力、無効電力を合わせた 3 項目×12 地点=36 をリアルタイムシミュレータで常時計測を行っている。リアルタイムシミュレータに入力されるアナログ信号はセンサ機器にて設定されている変換比を用いて線間電圧、有効電力、無効電力に変換される。本実証では低圧系統は三相系統として構築されているため、低圧系統の電圧も三相を計測されているがリアルタイムシミュレータの I/O のポート数の制約上、三相系統の UV 相を代表相として計測した。高圧系統における計測点として、フィード送り出し点における三相の線間電圧、三相の相電流、有効電力、無効電力を計測し、高圧配電線では SVR 設置地点における一次側と二次側における三相の線間電圧、三相の相電流、有効電力、無効電力を計測している。

リアルタイムシミュレータで構築した制御系では各需要家模擬インバータに対する有効・無効電力指令、SVR のタップ位置を演算し、リアルタイムシミュレータで設定されたサンプリング周期にて各制御対象に 1msec 刻みで制御指令値を送っている。構築した需要家模擬インバータの制御モデルとしては電圧上昇抑制機能、ローカル自律制御方式、集中制御方式、クラウドサーバーを活用したローカル自律制御を実装した。ローカル自律制御方式については、本研究で開発した制御フローに従い実装した。クラウドサーバーを利用したローカル自律制御方式ではクラウドサーバーより伝送されるデータを設置位置同定

プログラムに入力することで、各電源室に設置される需要家模擬インバータの設置位置を推定し、設置地位に従いローカル自律制御方式を実行している。ここでの設置位置同定プログラムとは計測された線間電圧の電圧差を統計分析することで需要家模擬インバータの設置順を推定している。

高圧配電線に設置されている SVR の制御モデルとしては、任意のタイミングでタップ位置の上げ・下げ指令を行えるモデルを構築し、SVR のタップ位置が変更されるまで次の制御指令を受け付けないようにすることで SVR の実機への過度なタップ変更の指令を軽減するようなモデルとした。

集中制御方式は、[3]で提案した集中制御方式をリアルタイムシミュレータ上で構築した。集中制御方式では 1 サンプル前の需要家模擬インバータへの無効電力指令値と SVR のタップ位置及び、各インバータへの有効電力指令値をもとに BFS 法による潮流計算を用いて系統の高低圧の電圧を推定し、各インバータへの無効電力出力値と高圧配電線に設置される SVR のタップ位置を変数として電圧逸脱が解消できる制御量を繰り返し計算によりリアルタイムで算出している。制御の優先度としては制御範囲が広域となる高圧配電線に設置される電圧制御機器を優先的に活用し、個別に電圧逸脱が発生している箇所についてはローカル自律制御方式を用いて個別に無効電力出力量を決定した。

⑥需要家群及び集中制御システムの制御信号・制御量測定・電圧波形計測装置

需要家群及び集中制御システムの制御信号・制御量測定・電圧波形計測装置は、メモリハイコーダ（HIOKI MR8827）に 32 チャンネル分のアナログユニット（HIOKI 8966）を組み合わせて構成しており、最小で 50ns サンプリングの瞬時波形を計測できる。

[4].2 模擬実験設備（単機試験）の構築

本節では提案する強化学習を活用した無効電力制御の実証および実証に向けた学習データ生成のためのデジタルシミュレータの構築及びモデル構築について説明する。本研究では図 3 1 4 に示す RT-LAB デジタルシミュレータを構築し実証に向けたシミュレーションを行った。デジタルシミュレータに Ethernet を介して接続された PC に MATLAB/Simulink による作成したモデルを作成し起動することでリアルタイムシミュレーションが可能となる。また、RT-LAB に蓄電池や模擬負荷などのハードウェア接続も可能である。当初、ハードウェアを用いた実験を想定していたが、都合により用意できなかったため、本検討ではデジタルシミュレータ内にモデルを用意してシミュレーションを実施する。

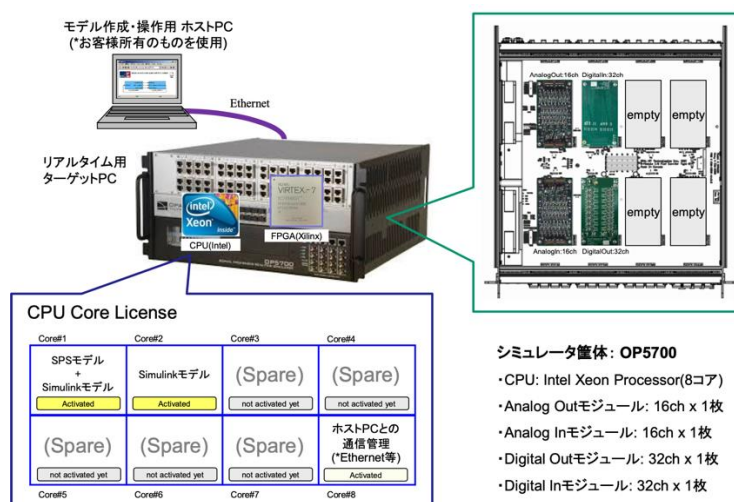


図 3 1 4 RT-LAB デジタルシミュレータの構成

(1) 強化学習を用いた無効電力制御モデル

開発した強化学習を用いた無効電力制御モデルを図 3 1 5 に示す。図 3 1 5 左から測定された電圧を Q テーブルの状態として扱うために離散化し、それらの状態番号をそれぞれ Q 学習によって学習を行う Qlearning ブロックと行動を決定する ϵ -g ブロックに入力する。状態と Q テーブル情報を用いて ϵ -g ブロックによって行動 (力率) を決定し力率を無効電力に変換したのち、配電系統モデルの PQ Controller ブロックに無効電力指令値として設定する。また、指定した力率を次の時間帯の状態として考慮するため、状態とともに Qlearning ブロックに入力する。Qlearning ブロックでは状態より報酬を計算し、Q 学習の Q テーブルを更新する。この動作を繰り返すことによって Q テーブルに学習情報を蓄積し、適切な力率設定が可能となる。

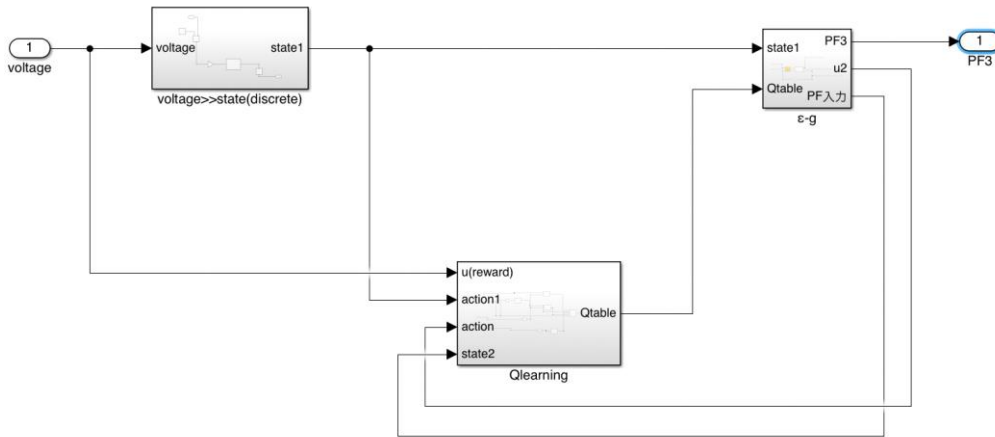


図 3 1 5 強化学習を用いた無効電力制御モデル (全体)

(2) 実証試験ケース

表 96 に実証試験で評価した全 6 ケースをまとめる。本検討では Case 1 では、最末端の 41-3 に提案手法を適用し、他は 95% の力率一定制御を実施した場合について検討を行う。Case 2 では 41 電源室の 3 つに提案手法を適用し、Case 3 では各電源室の末端に対して提案手法を適用する。Case 4 では全てに提案手法を適用し、Case 5 では 23 電源室と 41 電源室間にある SVR が動作する状況を試験する。また、4-1 として全てに提案手法を適用するが、各電源室で一つの Q テーブルを共有できるという前提のもと試験を行った。

表 96 実証試験ケース

| Case | 系統構成：変電所→43電源室→23電源室→SVR→41電源室 | | | | | | | | |
|-------------|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------|
| | 43電源室 | | | 23電源室 | | | 41電源室 | | |
| | PCS1 | PCS2 | PCS3 | PCS1 | PCS2 | PCS3 | PCS1 | PCS2 | PCS3 |
| 1 | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 強化学習 |
| 2 | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 |
| 3 | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 強化学習 | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 強化学習 | 力率一定 95% | 力率一定 95% | 強化学習 |
| 4 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 |
| 5 (SVR有) | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 |
| 4-1 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 | 強化学習 |

(3) 実証試験結果

図 3 1 6 に Case 1 における 41 電源室の試験結果を示す。上から電圧、有効電力、無効電力を示している。なお、計測器の電圧の分解能が 0.4V であるため、ノイズによる 0.4V の短周期変動があることに留意されたい。図 3 1 6 より電圧については規定範囲の 214V 以内に抑制することができていることがわかる。また、無効電力については、初日は比較的無効電力を多めに調整しているが、2 日目以降は徐々に無効電力の日間ピーク値が下がっていているため、オンライン型強化学習も動作していることも確認できた。

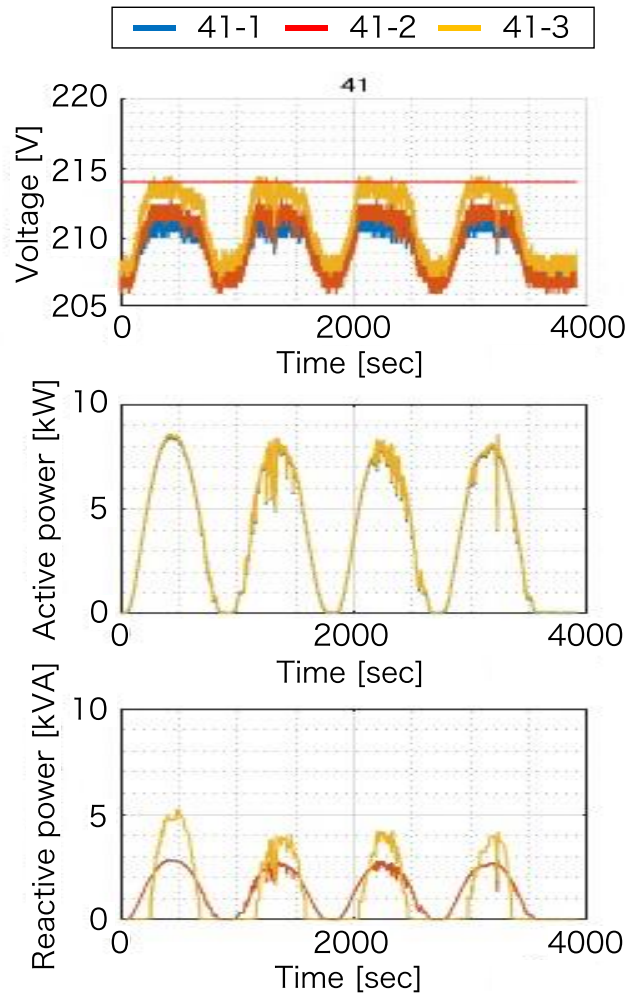


図 3 1 6 Case 1 における 41 電源室の試験結果

図 3 1 7 に Case 3 における各電源室の試験結果を示す。なお、実証試験を実施している系統では、インバータ出力がない状態で各地点に連系されている変圧器での励磁電流により、高圧線側で電圧降下が発生するため、初期状態で変電所側の 43 地点が適正電圧に収まるように変電所の電圧調整を行うと、末端 41 地点の電圧が下がりすぎ 41 地点で電圧制御が行われない結果となる。今回の実験では、41 地点で一定の制御効果がみられるように変電所で電圧をあげる設定となっているため、変電所側 43 地点は電圧逸脱の回避が困難となっていることに留意されたい。図 3 1 7 よりマルチエージェント環境下でも 23 電源室及び 41 電源室の電圧については規定範囲の 214V 以内に抑制することができていることがわかる。また、無効電力については、始端に近い 43 電源室、23 電源室の無効電力が増加したため、41 電源室の 41-3 の無効電力は力率一定制御より少なくとも電圧制御が実行できていることが確認できる。

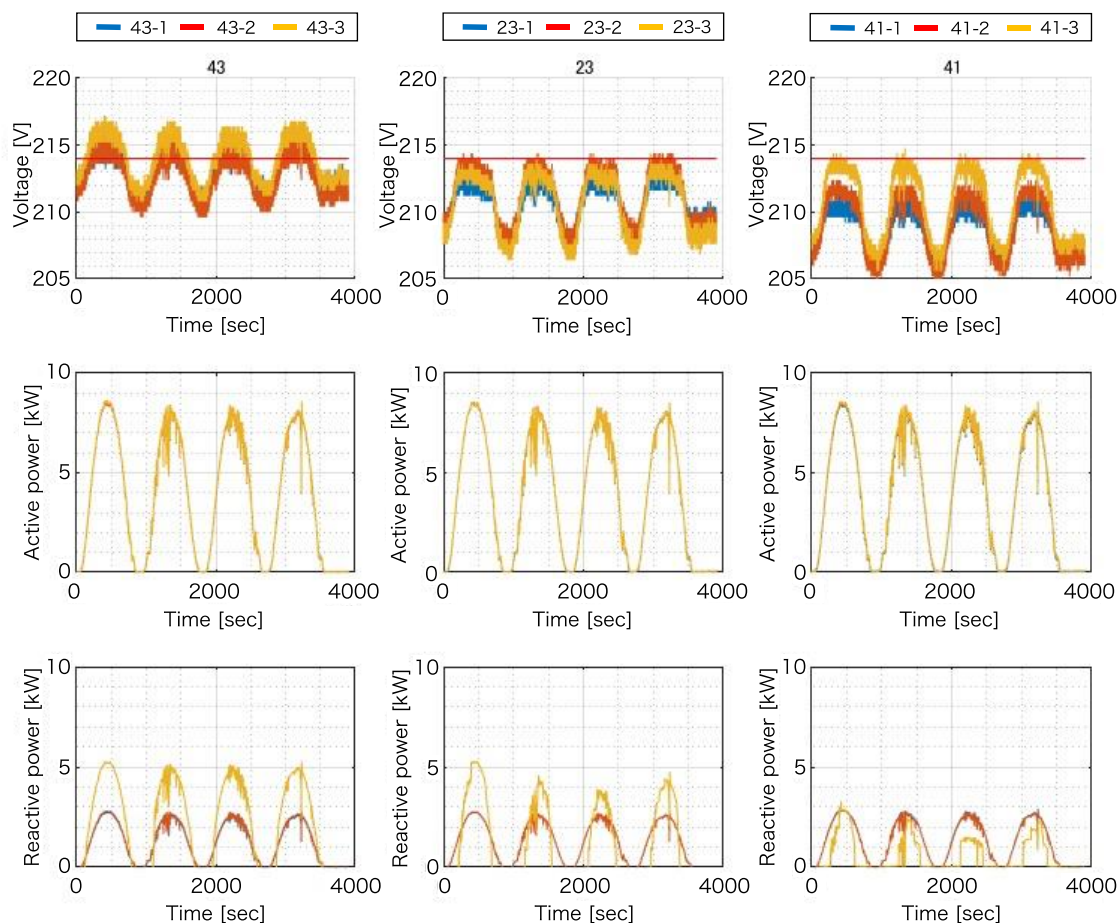


図 3 1 7 Case 3 における各電源室の試験結果

図 3 1 8 に Case 4 における各電源室の試験結果を示す。始端に近い 23-1 や 41-1 が無効電力制御を行わないように学習されたため、23-2、23-3、41-2、41-3 の無効電力負担量が増加している。この結果、41 電源室は電圧を規定範囲内に収めることができているが、23 電源室は一部電圧逸脱が確認できる。23 電源室の無効電力が増加したため、41 電源室のみで制御する場合よりは少ない無効電力で電圧制御が実施できている。

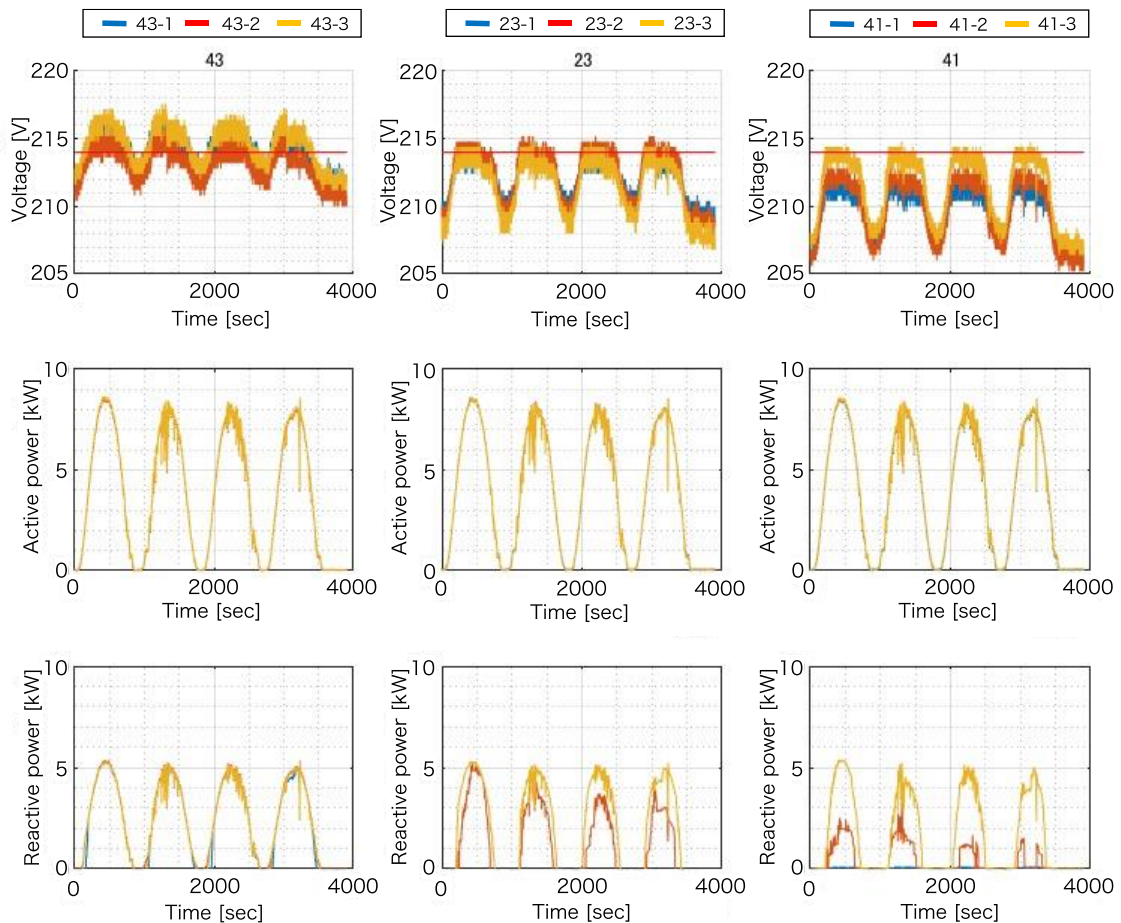


図 3 1 8 Case 4 における各電源室の試験結果

図 3 1 9 に Case 4-1 における各電源室の試験結果を示す。図 3 1 9 より Q テーブルを共有しているため各電源室の無効電力量はそれぞれ一緒となっており、無効電力の均等化が図られている。一方、41 電源室は電圧を規定範囲内に収めることができているが、23 電源室は一部電圧逸脱が確認できる。また、図 3 1 8 と同様に 23 電源室の無効電力が増加したため、41 電源室は少ない無効電力で電圧制御が実施できている。

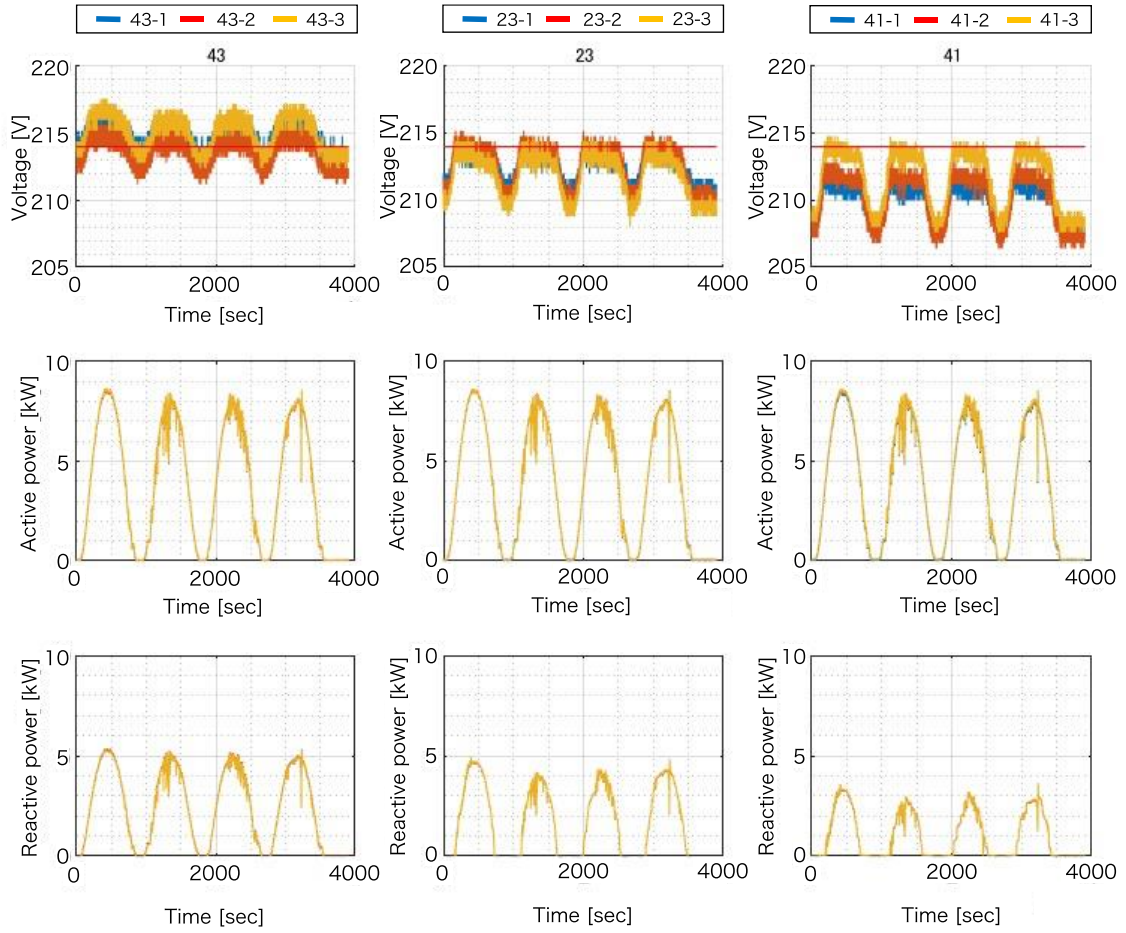


図 3 1 9 Case 4-1 における各電源室の試験結果

[4].3 開発方式の実証評価

赤城試験センター需要地系統ハイブリッド実験設備内にある、3 地点の電源室にローカル自律制御が適用可能な需要家群を構築し開発方式の実証評価を実施した。

(1) ローカル自律制御方式の実装

図 3 2 0 に、41 電源室で構築したローカル自律制御システムの構成を示す。ローカル自律制御の演算は各需要家模擬電源装置に設置した PC（需要家制御 PC）に実装した。その需要家制御 PC を用いて需要家電源装置は制御ボードを介して有効電力および無効電力を制御する。需要家制御 PC は、スイッチングハブを介して需要家制御 PC 同士が相互通信を行っている。この通信は、国際通信規格 IEC61850 に準拠し、GOOSE（Generic Object-Oriented Substation Event の略称）方式を採用している。計測システムには、各地点の電圧と有効電力、無効電力、力率の情報が計測されており、各需要家の PC がそれに対応する各地点の計測情報を取得している。この計測情報を需要家制御 PC の相互通信により各需要家間で共有し、各需要家制御 PC が実装されたローカル自律制御の手順に従って無効電力出力の制御を実施している。

なお、実験で実装したローカル自律制御手法は、通信遅延や機器の制御応答の裕度を考慮し、制御周期を 1 秒、力率の変化速度を 1 %/秒と設定した。

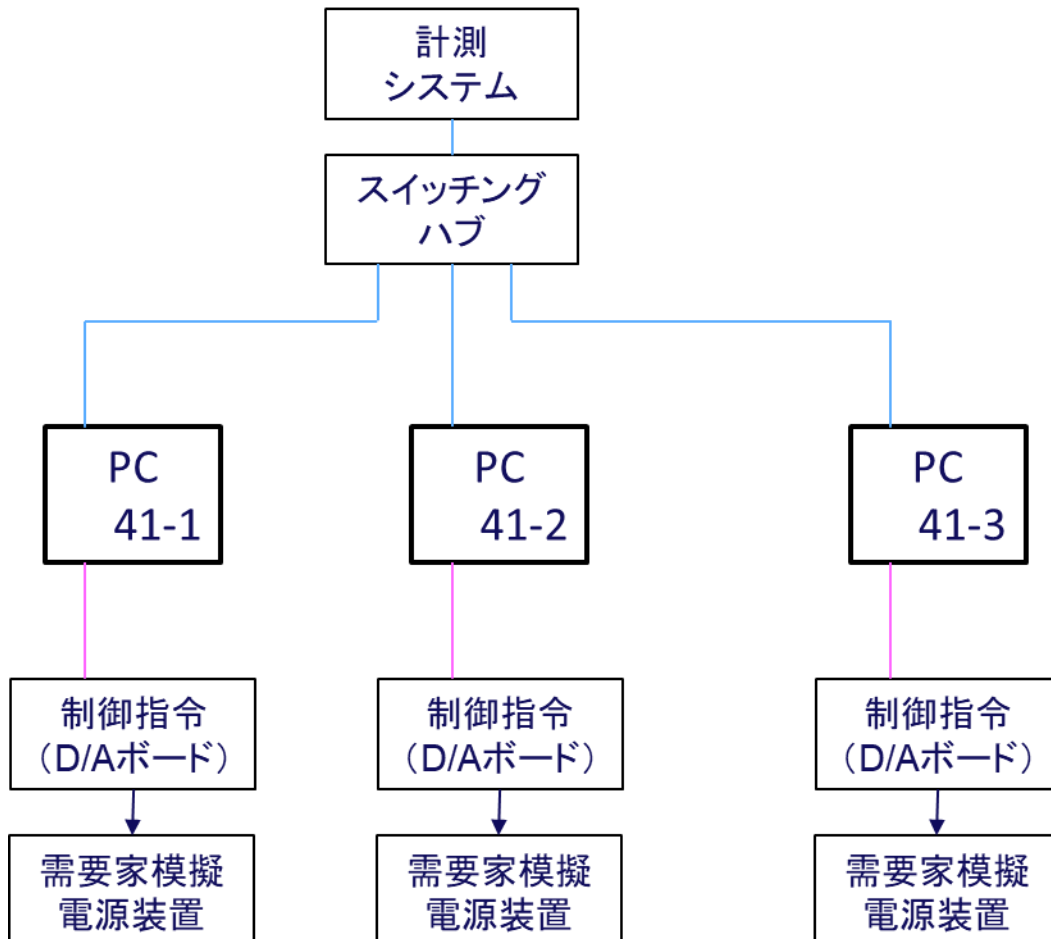


図 3 2 0 電源室でのローカル自律制御システムの構成

(2) 基本動作の確認

図 3 2 1 に、電圧上昇時における需要家電圧と需要家模擬電源装置の力率の経時特性結果を示す。系統の電圧変更により系統電圧が上昇すると、需要家 3 の電圧が上限しきい値（215V）を超えたため、ローカル自律制御により需要家 3 の PCS から無効電力が出力され力率が 0.95 まで低下している。需要家 3 の PCS が力率 0.95 に到達し、それでも電圧の上限しきい値以下とならないため、需要家 2 の PCS から無効電力が出力されている。需要家 2 の PCS が力率 0.95 に到達し、電圧の上限しきい値以下とならないために、需要家 1 の PCS から無効電力が力率 0.95 となるまで出力される。3 台とも力率が 0.95 に到達したとき、需要家の電圧が電圧の上限しきい値以下とならないため、制御範囲を力率 0.90 として需要家 3 の PCS から順に力率 0.90 に到達するまで無効電力を出力している。PCS の力率が 3 台とも 0.90 に到達したとき、需要家電圧の上限しきい値以下とならないために、制御範囲を力率 0.85 として需要家 3 の PCS から順に力率 0.85 に到達するまで無効電力を出力している。この一連の制御動作は、設定したローカル自律制御の電圧上昇時における無効電力出力の手順と一致している。

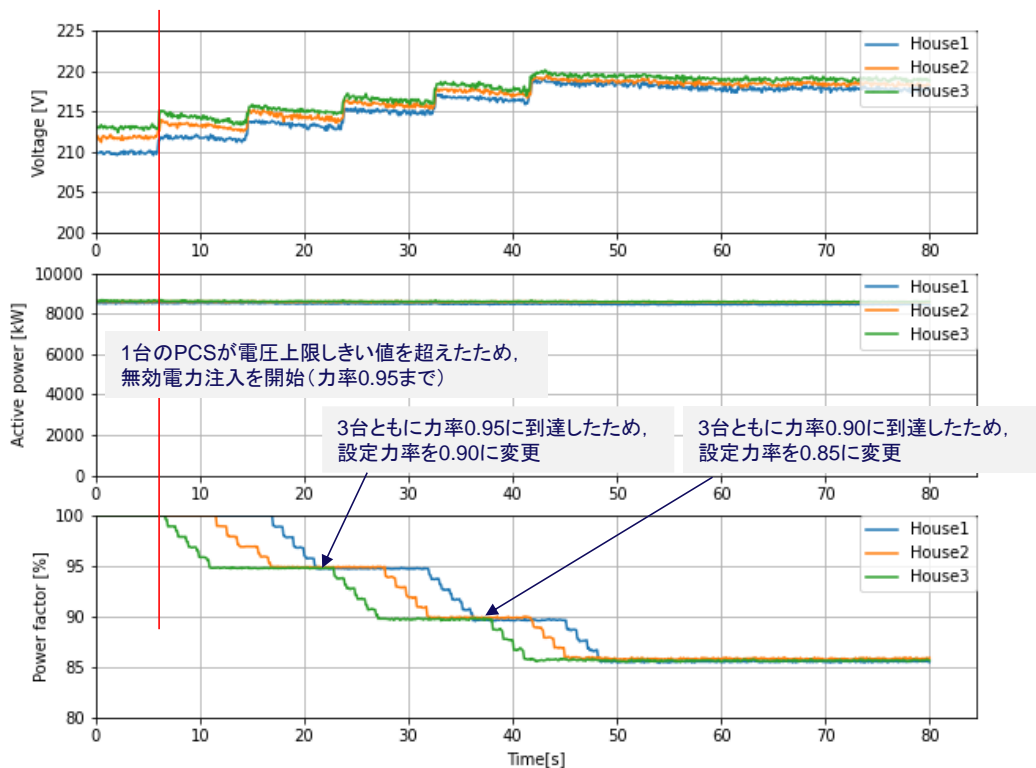


図 3 2 1 電圧上昇時における需要家電圧と需要家模擬電源装置の力率の経時特性

(3) 配電線の 3 地点での動作特性検証

本節では、配電系統での実用性を評価するため、配電系統 1 回線分の始端、中間、末端の地点を模擬した 3 地点の電源室（系統上位側から 43 電源室、23 電源室、41 電源室）において、ローカル自律制御手法を適用して各地点でのローカル自律制御の動作特性を検証する。実用性評価のために、表 97 に示す試験ケースを実施した。配電系統の実運用状況を想定し、常時、系統切替、異常時を大分類に相当する試験ケースを実施した。常時では、ローカル自律制御の基本的な動作特性を確認し、従来手法として力率一定制御との動作比較を実施する。系統切替では、系統の実運用で起こりうる過渡的な変化に対する、制御手法の応答を確認する。異常時では、通信の異常時が発生したことを想定し、そのときの制御手法の応答を実験的に確認する。

表 97 試験ケース一覧

| 分類 | 目的 | ケース番号, 条件 | 備考 |
|------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 常時 | ローカル自律制御手法の基本的な動作特性を確認する。従来手法と比較する。 | ①晴天(同一入力, 負荷なし) | 基本特性, 太田市の晴天データ(40倍速) |
| | | ②曇天(同一入力, 負荷なし) | 基本特性, 太田市の曇天データ(30分実時間)を入力 |
| | | ③晴天(関西個別, 負荷なし) | 実状模擬, 需要家計測データを活用 |
| | | ④晴天(同一入力, EV想定) | 自家消費を模擬, 昼間にEV充電を想定 |
| | | ⑤晴天(同一入力, 負荷なし), ※力率一定制御 | 従来手法(比較検証), 力率0.95 |
| | | ⑥晴天(同一入力, 負荷なし) ※SVR設置のケース | SVR設置の系統条件での制御特性の確認 |
| 系統切替 | 系統の実運用で起こりうる過渡的な変化に対する, 制御手法の応答を確認する。 | ⑦ローカル自律制御 | ループイン・アウト |
| | | ⑧力率一定制御 | 従来手法(比較検証), 力率0.95 |
| 異常時 | 異常時の制御手法の応答を確認する。 | ⑨通信途絶 | 3台のPCSのうち, 1台の通信が途絶 |

① 常時—晴天(同一入力, 負荷なし)

最も基礎的な動作特性試験として, 同一の晴天時の有効電力出力を 3 地点 9 台の需要家模擬電源装置に与え, その時のローカル自律制御による無効電力出力を確認した。晴天の入力データは, 12 時間分を 18 分に短縮, すなわち 40 倍速で実施した。動作特性の結果から, 3 地点ともに日射変動に合わせて各地点の需要家で協調して無効電力を出力し 需要家電圧を適切に維持していることが確認できた。

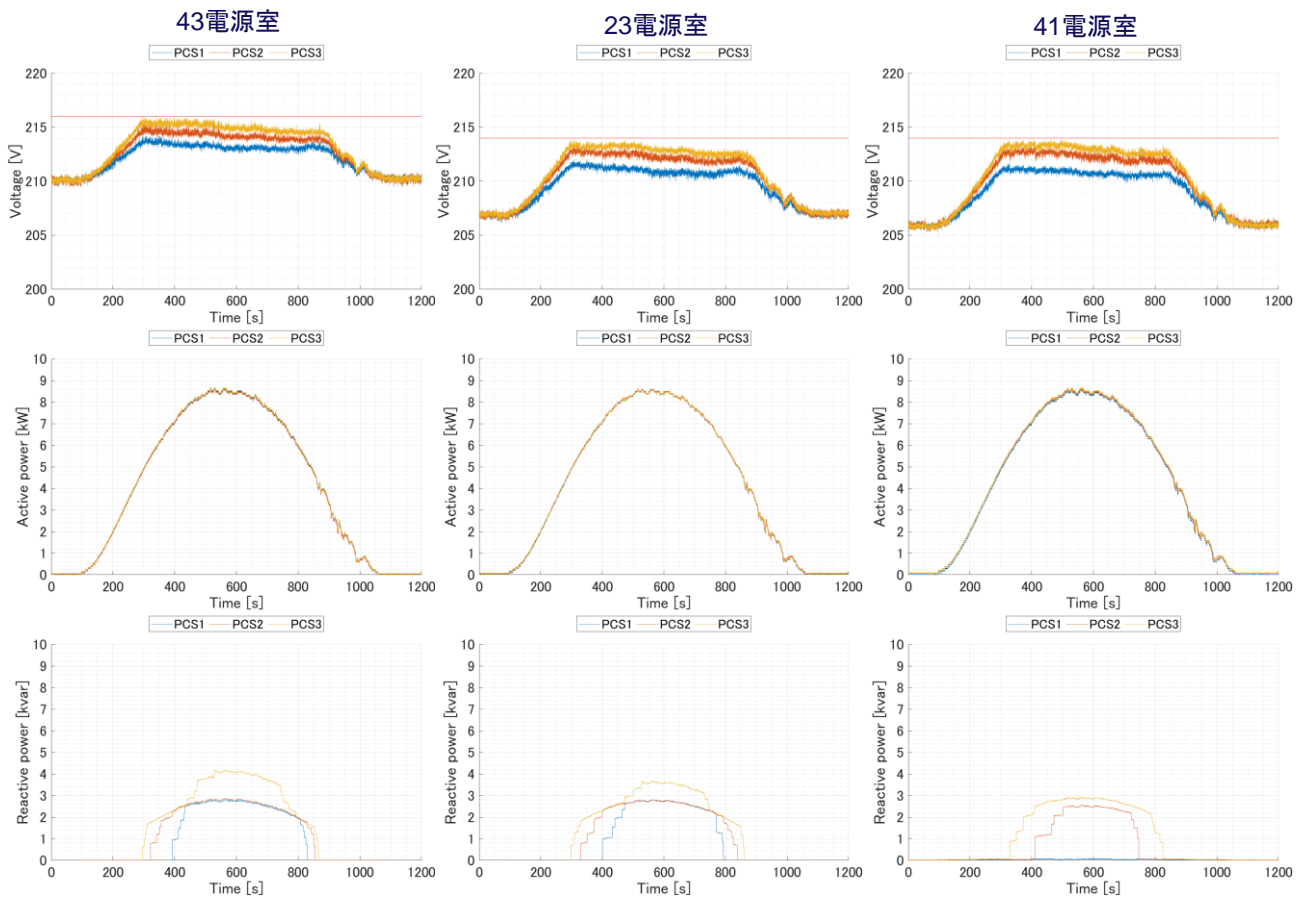


図 3 2 2 需要家模擬電源装置の需要家電圧，有効電力出力，無効電力出力特性
 (①晴天 (同一入力，負荷なし) のケース)

② 常時—曇天 (同一入力，負荷なし)

曇天の有効電力出力は、実時間での変動を 1 秒データとして実時間で検証を実施した。この結果から、実際の曇天時の急峻な変化にも対応し、需要家電圧を維持できていることが確認できた。

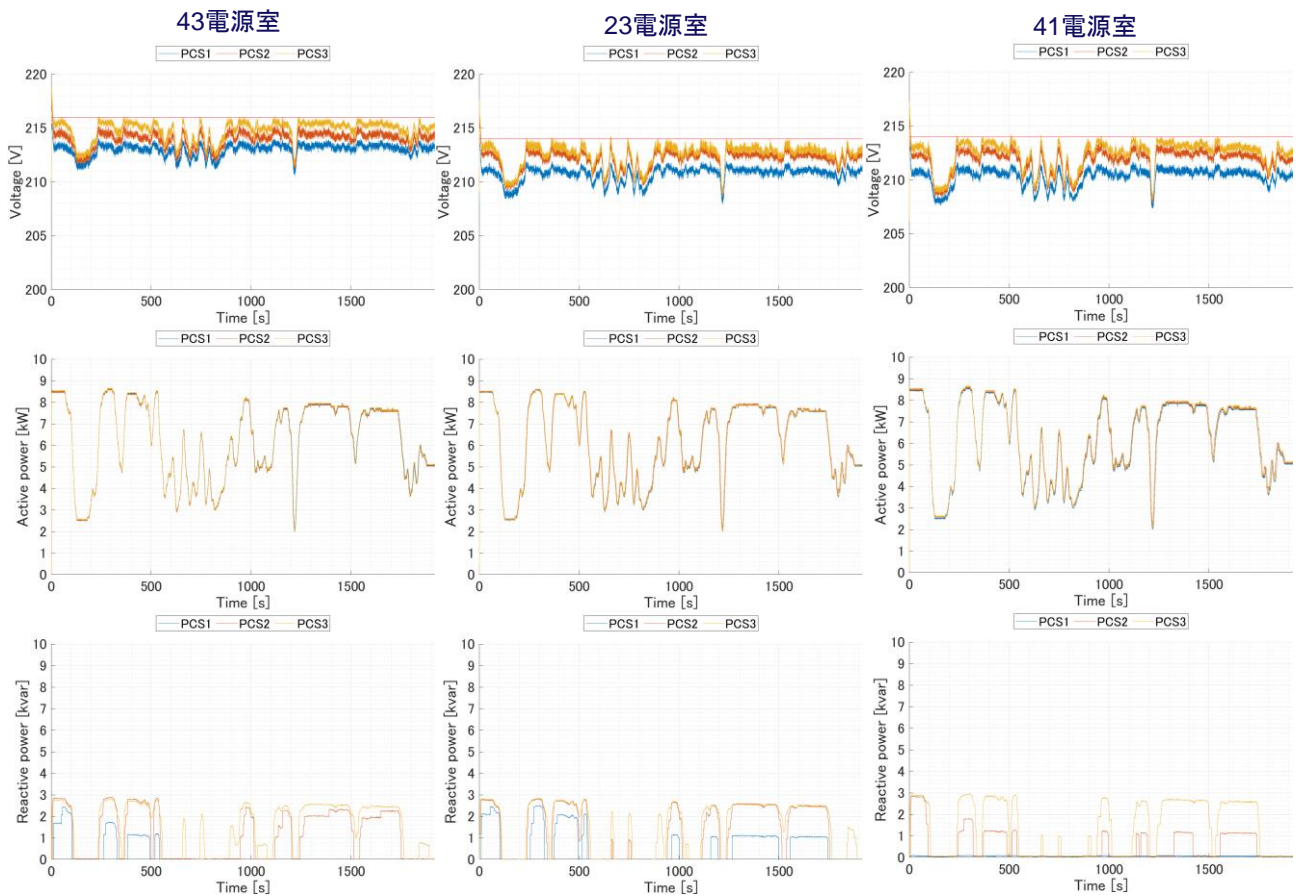


図 3 2 3 需要家模擬電源装置の需要家電圧，有効電力出力，無効電力出力特性
 (①晴天 (同一入力，負荷なし) のケース)

③ 系統切替え時の動作特性

実配電線では、工事などのために一時的に系統を切替えることがある。その時に、ローカル自律制御が適切に対応可能であることは、実用性の観点から重要である。そこで、図 3 2 4 に示すように、系統切替を想定した線路変更を実施し、ローカル自律制御の動作を検証した。

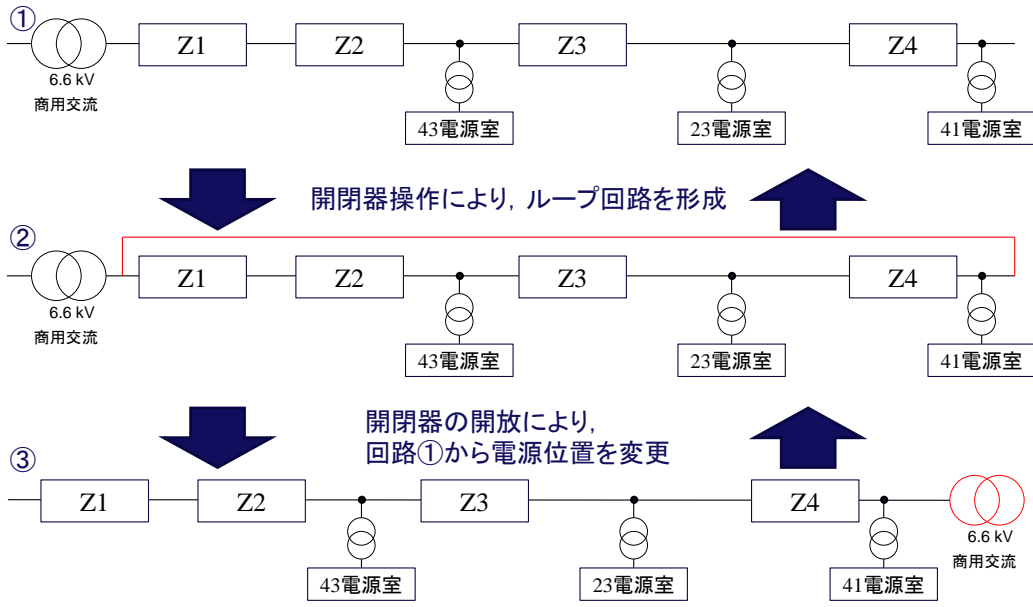


図 3 2 4 系統切替を想定した線路変更

系統切替を想定した線路変更を実施した時のローカル自律制御の動作特性を、図 3 2 5 に示す。系統切替に伴う過渡的な系統インピーダンスの変化に対しても対応できている。

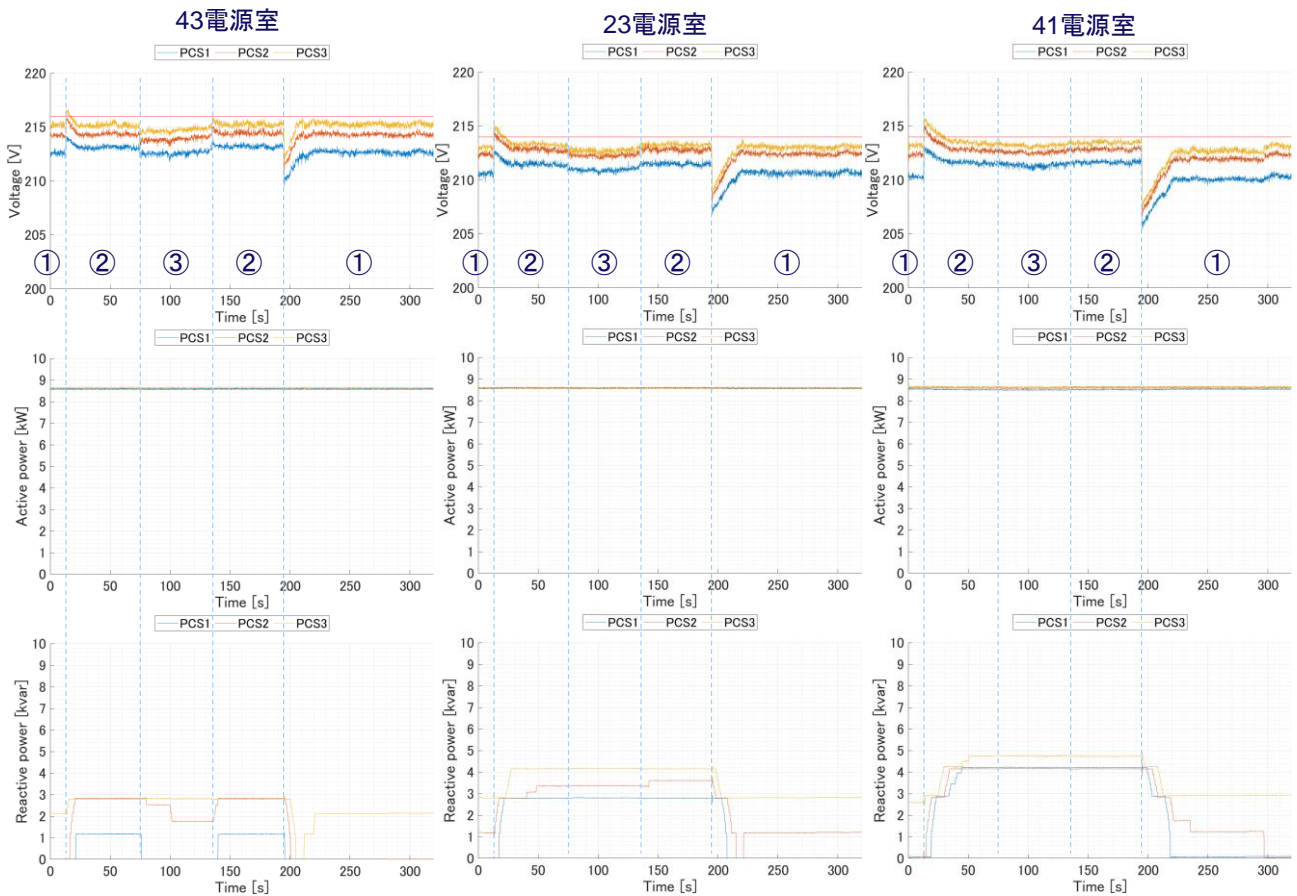


図 3 2 5 需要家模擬電源装置の需要家電圧，有効電力出力，無効電力出力特性
(⑦系統切替，ローカル自律制御のケース)

④ 協調制御の通信が途絶したときのローカル自律制御方式の動作特性

ローカル自律制御では通信を用いているため、通信の異常が生じた場合に制御が適切に出来ない可能性がある。しかし、適切に出来ない状況であってもローカル自律制御が系統へ悪影響を与えないことが重要である。そこで、通信が途絶した状況を模擬して、制御が系統へ悪影響せずに対応することを実験的に確認した。

今回の試験では、PCS2 の計測制御線を途絶させた。そのときの結果を示す。PCS2 以外の 2 台で協調制御を実施し、1 台は情報が無い代わりに自端の情報のみで制御を実施している。通信が復帰した場合に、協調制御を再実施し無効電力が出力されている。これにより通信が途絶した場合でもローカル自律制御が適切に対応できていることを確認した。

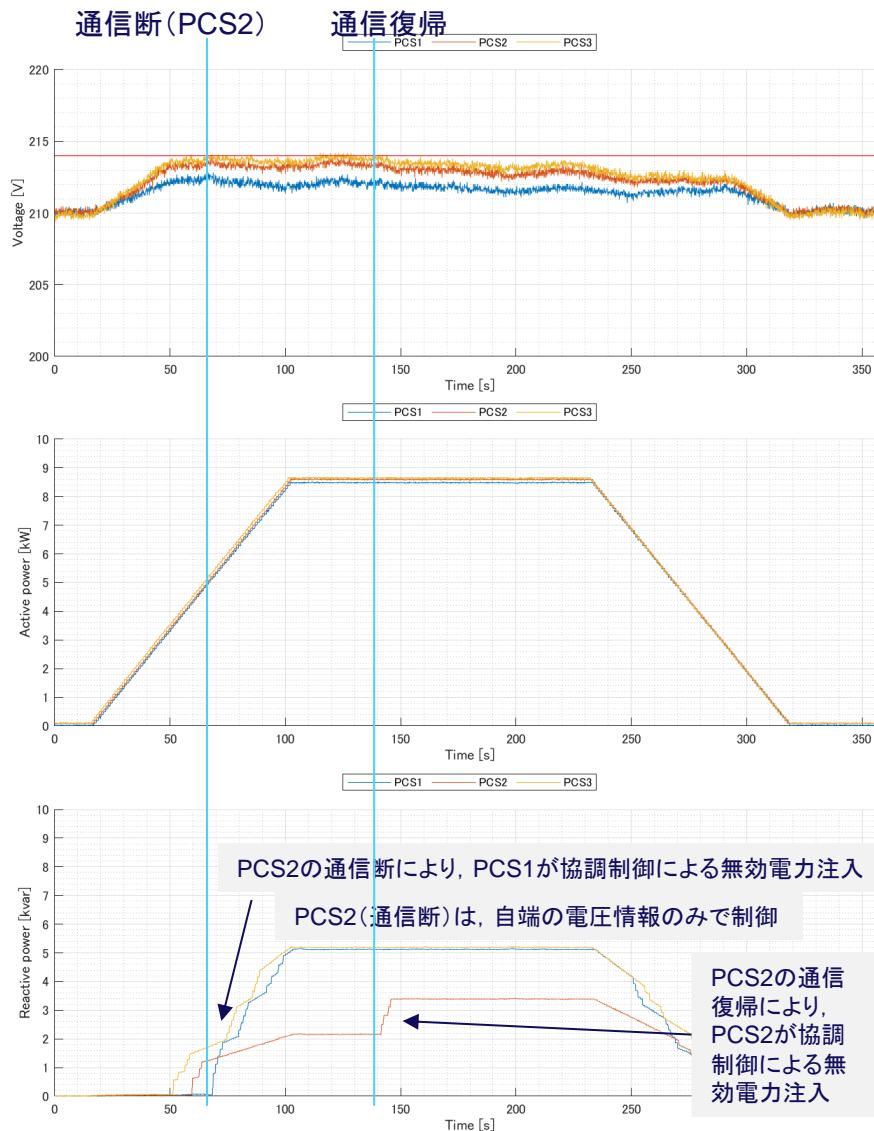


図 3 2 6 需要家模擬電源装置の需要家電圧, 有効電力出力, 無効電力出力特性 (⑨異常時, 通信途絶のケース)

[5]. 配電系統用解析ツールの調査と標準化検討（担当：電力中央研究所、東京電力 PG）

本項では、将来の配電系統における運用・制御に資する解析ツールについて、必要な機能・性能を調査し、実現すべき解析ツールの方向性を検討した。具体的には、国内外の電力会社において活用されている解析ツールの仕様や機能およびニーズを調査するとともに、代表的な解析ツールにおいて精度検証および精度向上方策の検討を実施した。本調査・検討結果を踏まえ、我が国において、解析ツールやデータベースに関して必要な取り組みや今後の方向性を整理した。本項で対象とする実施内容と目標、及び成果・達成度は表 98 の通りとなっている。

表 98 配電系統用解析ツールの調査と標準化検討の実施項目と目標、成果・達成度

| 実施項目 | 目標 | 成果 | 達成度 |
|-----------------------------|---|---|-----|
| 国内外の配電系統用解析ツールの実態調査 | <p>国内の重電メーカーや電力会社において、現在活用されている解析ツールを調査し、仕様や機能を取りまとめる。調査結果より、オンラインとオフライン、現場活用と本店・研究所活用、潮流計算・実効値計算と瞬時値計算など、それぞれの用途や適用箇所において、必要とされる機能や仕様を抽出する。</p> <p>国外において、現在活用されている解析ツールを WEB、文献、および一部聞き取りにより調査し、仕様や機能を取りまとめる。主な調査国は、米国、欧州である。また、解析ツール用の配電系統モデルの整備状況も調査し、モデルのレベルや有用性を取りまとめる。</p> | <p>国内一般送配電事業者に対しアンケート調査を実施し、解析ツールの現在の利用状況を整理した。また、国内の解析ツールプロバイダへのヒアリングを実施し、解析ツール開発状況を整理した。</p> <p>米国、欧州の配電系統運用者が用いている解析ツールを整理し、中でも広く利用されている PowerFactory、PSS/SINCAL について、文献調査およびヒアリング調査からその機能や系統モデル構築を含む解析方法について整理した。</p> <p>上記調査結果から、必要とされる機能や仕様を取りまとめた。</p> | ○ |
| 国内外の配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズ調査 | <p>国内外の配電事業者に、解析ツールのニーズに関する調査を行い、現在から将来にかけて、配電系統用解析ツールに必要な仕様と機能を取りまとめる。また、国内外の配電系統における問題点を調査し、その対策に必要な解析ツールの仕様と機能を検討する。問題点には、電圧変動などの電力品質面や事故時運用面の他に、電力自由化の進展により出現するであろう VPP 事業者やアグリゲータによる需要家機器の一括制御の影響も含む。</p> | <p>国内一般送配電事業者に対しアンケート調査を実施し、将来に向けた課題認識、解析ツールに対するニーズを整理した。また、国内の解析ツールプロバイダへのヒアリングを実施し、ニーズの把握状況や対応状況、意向を整理した。</p> <p>国外の解析ツールプロバイダや配電事業者へのヒアリング調査を踏まえ、国外の配電事業者の課題認識や将来に向けた解析ニーズ、それに対する対応状況、意向を整理した。</p> | ○ |

| | | | |
|----------------------------|---|---|---|
| 配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討 | 代表的な解析ツールにおいて、実際の配電線センサを計測し、解析結果と比較することで精度を評価する。具体的には、解析ツールへの入力データである、配電設備データや負荷・発電データの精度向上方策および省力化方策を検討する。 | 代表的な解析ツール（CALDG）において、センサデータ数やセンサ設置位置を変化させ、センサデータの計測データと比較することにより、計算精度を評価した。 | ○ |
| 実現すべき配電系統用解析ツールの仕様検討 | 検討結果より、我が国の配電系統の設計、運用管理において、実現すべき解析ツールの仕様と機能を明らかにする。また、この解析ツールにおいて、必要となる入力データの仕様、及び簡易にデータを入力する方法を明らかにする。最終的に、解析ツールの今後の開発の方向性や解析のためのデータベース構築の方向性を明らかにする。 | 各実施項目（国内外の配電系統用解析ツールの実態調査、国内外の配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズ調査、配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討）の結果を踏まえ、我が国において、解析ツールやデータベースに関して必要な取り組みや今後の方向性を整理した。 | ○ |

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達

[5].1 国内外の配電系統用解析ツールの実態調査

配電系統用解析ツールについて検討を進めるにあたり、まずは国内外の配電系統運用者の利用実態や解析ツールプロバイダの動向を調査した。本節ではこれらの動向について、以下の観点から整理を行っている。

- 国内の送配電事業者の実態
- 海外の系統解析ツールの動向

[5].1.1 国内の送配電事業者の実態

送配電事業者における解析ツールの現在の利用状況を明らかにするため、一般送配電事業者を対象に、アンケート調査を実施した。アンケートでは、低圧・高圧別に系統連系技術要件における主な対象項目（図 3 2 7）それぞれに対する解析ツール利用の現状（解析内容や手法等）を調査した。

| | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● 発電機の種類 ● 電気方式 ● 運転可能周波数 ● 力率 ● 高調波 ● 発電出力の制御 ● 不要解列の防止 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 保護協調（連系する系統以外の事故時には、発電設備は解列しないこと） ✓ 事故時運転継続（FRT要件） ✓ その他 ● 保護装置の設置 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 発電設備故障対策 ✓ 系統側短絡事故対策 ✓ 系統側地絡事故対策 ✓ 高低圧混触事故対策 ✓ 構内設備故障対策 ✓ 単独運転防止対策 ✓ その他 | <ul style="list-style-type: none"> ● 保護装置の設置場所 ● 解列箇所 ● 保護リレーの設置相数 ● 接地方式 ● 直流流出防止変圧器の設置 ● 電圧変動対策 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 常時電圧変動対策 ✓ 瞬時電圧変動対策 ✓ その他 ● 短絡容量 ● 電力品質に関する対策 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 高調波障害対策 ✓ フリック対策 ✓ その他 |
|---|--|

図 3 2 7 系統連系技術要件における主な対象項目

高圧を対象とした各検討項目に対する数値計算の有無、検討内容を表 99 に示す。各検討項目に対する数値計算の有無の傾向は各社で一致している（ただし一部異なる部分がある）。

解析ツールによる数値計算を行っていない項目については、メーカーに対し仕様書等の書面上で確認を実施している状況であることが明らかになった。具体的な検討内容としては、各社とも系統連系規程に基づいた内容を実施している。

表 99 高圧を対象とした各検討項目に対する数値計算の有無、検討内容

| | | |
|------------|-----------|--|
| 力率 | | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・シミュレーションより適切な力率値を算出。 |
| 不要解列の防止 | 保護協調 | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・短絡電流や保護リレーの適切な整定値を算出。 |
| 保護装置の設置 | 発電設備故障対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・整定値を求め、条件に合うか検証。 |
| | 系統側短絡事故対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・短絡電流、もらい事故、分流効果、OCR整定値等を分析。 |
| | 系統側地絡事故対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・変電所リレーとの協調を判定、事故検出リレーの整定。 |
| | 単独運転防止対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。（数値計算は実施無し） |
| 電圧変動対策 | 常時電圧変動対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・低圧需要家の電圧が適正値を逸脱していないかを判定。 |
| | 瞬時電圧変動対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・電圧変動が常時電圧の10%以上低下しないことをシミュレーションにより確認。 |
| 短絡容量 | | <ul style="list-style-type: none"> ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・発電設備連系後の短絡電流が12.5 kAを超過しないことをシミュレーションにより確認。 |
| 電力品質に関する対策 | 高調波障害対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・発電設備からの高調波流出電流の総電流歪み率及び各次電流歪み率が規定値以下であることを確認。 |
| | フリッカ対策 | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・連系後の電圧変動ΔV10が基準値を下回ることを検証。 |
| 過負荷対策 | | <ul style="list-style-type: none"> ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・逆潮流が設備の許容電流を超過しないか確認。 |

低圧を対象とした各検討項目に対する数値計算の有無、検討内容を表 100 に示す。常時電圧変動対策については全社で数値計算が実施されており、それ以外に瞬時電圧変動対策を計算している事業者が 1 社、過負荷対策の計算を

実施している事業者が 1 社あった。その他の項目については数値計算を行わず、仕様書等の書面上で確認を実施している状況である。具体的な検討内容としては、各社とも系統連系規程に基づいた内容を実施しており、常時電圧変動対策としては全社とも低圧需要家の電圧が適正値を逸脱していないかの判定を実施している。瞬時電圧変動対策として、電圧変動および到達電圧が基準をクリアした状態を維持できるかを、過負荷対策としては発電設備の連系に伴う逆潮流による設備容量超過の有無をそれぞれ計算により確認している。

表 100 低圧を対象とした各検討項目に対する数値計算の有無、検討内容

| | | |
|------------|-----------|--|
| 保護装置の設置 | 系統側短絡事故対策 | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| | 構内設備故障対策 | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| | 単独運転防止対策 | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| 電圧変動対策 | 常時電圧変動対策 | ・基本的に各社とも解析ツールを用いた検討を実施している。 ・低圧需要家の電圧が適正値を逸脱していないかを判定。 |
| | 瞬時電圧変動対策 | ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・一部の装置・発電機について、電圧変動や到達電圧が基準を満たすかを確認。 |
| 短絡容量 | | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| 電力品質に関する対策 | 高調波障害対策 | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| | フリッカ対策 | ・基本的に各社とも書面にて確認を実施している。(数値計算は実施無し) |
| 過負荷対策 | | ・一部の社にて解析ツールを用いた検討を実施している。 ・逆潮流が各設備容量を超過しないかを確認。 |

[5].1.3 海外の系統解析ツールの動向

日本の一般送配電事業者同様、海外の系統運用者も、自身の業務において解析ツールを活用している。ここでは、その動向を整理するために、まずは以下の 7 つの欧州・米国の配電系統運用者が用いている解析ツールを整理し、その中でも広く利用されている解析ツールについては、その機能を整理している。

- Enedis (フランス)
- EDP Distribuição (ポルトガル)
- Bayernwerk Netz (ドイツ)
- ENSO Netz (ドイツ)
- Avacon Netz (ドイツ)
- HECO (米国ハワイ)
- PG&E (米国カリフォルニア)

上記配電系統運用者への調査の結果、欧州、米国では、各社とも解析事象ごとにツールを使い分けており、独自開発、または実績のある汎用ツールをそのままの形か、あるいはカスタマイズして使用していることが明らかとなった。その状況を整理すると表 101 の通りとなるが、様々な汎用ツールが存在することがわかる。中でも DIgSILENT 社が提供する「PowerFactory」と、Siemens PTI 社が提供する「PSS/SINCAL」が複数の系統運用者に利用されている。ここでは、これら二つの解析ツールに関して、具備する機能等を整理する。

表 101 海外の系統運用者の解析ツールの利用状況

| | 系統運用者 | シミュレーションツール |
|---------------|------------------|--|
| フランス | Enedis | <ul style="list-style-type: none"> ● ERABLE : 中長期の運用最適化に使用。DigSILENT PowerFactoryの運用計画機能をベースに、Enedisが拡張開発。 ● STC : リアルタイム分析。10分値データを用いる。Enedisが開発。 ● モトーン : 中長期計画で使用。年間計画として2～4シナリオで比較。 |
| ポルトガル | EDP Distribuição | <ul style="list-style-type: none"> ● PREDISH : HV,MV接続の分散電源の有効/無効電力を短期予測から潮流計算。EDPが開発。 ● DPlan : 潮流を計算、15分粒度で解析。 ● 統計的な分析 : 実績値やモデル値を元に、マルコフダイアグラムで現実に近いデータを推定。EDPで開発中。系統増設計画などに使用。 |
| ドイツ | Bayernwerk | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統計画に使用するツールは以下。基本的にOptimization power worst case calculation。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ LV: Excel tool。電圧降下が計算可能。ワーストケースシナリオの計算のみ。 ➢ MV: Load flow calc by PSS/SINCAL ➢ HV: Load flow calc by Integral and PSS/SINCAL |
| | ENSO Netz | <ul style="list-style-type: none"> ● DigSILENT PowerFactory、NEPLAN、PSS/SINCAL : 中長期の運用最適化に使用。 ● 系統連系希望者にmatlabモデルを提出させており、シミュレーションに織り込むことが可能。 |
| | Avacon Netz | <ul style="list-style-type: none"> ● DigSILENT PowerFactory : MVと一部LVの分析で使用。 ● LVについては、GISデータとPower Factoryを連携した評価も行う。 |
| 米国 ハワイ | HECO | <ul style="list-style-type: none"> ● Synergi Electric : 最大電圧と最小電圧が基準から逸脱していないか、変圧器の過負荷を確認。 |
| 米国 カリフォルニア | PG&E | <ul style="list-style-type: none"> ● CYME Power Engineering Software : 主に定常状態の電圧、フリッカ、過負荷、末端での事故検出、負荷の大きい機器、保護について評価。 ● 最小負荷と最大負荷の単一点でのシミュレーションを実施している。 |

PowerFactoryとPSS/SINCALの機能比較から、いずれのツールにも含まれている機能（共通機能）と、いずれかのツールにしか含まれていない機能（相違点）を抽出した。

共通機能を表102に示す。基本的な機能はいずれのツールでもカバーされている。PowerFactory、PSS/SINCAL共に過渡的な分析から長期的な設備計画に至るまで幅広いタイムスケールのシミュレーションをカバーしている点が特徴である。

表 102 PowerFactory と PSS/SINCAL の共通機能

| 項目 | 内容 |
|---------|---|
| 潮流計算 | 潮流計算、(負荷やDERの容量に関する) 感度分析、最適潮流計算 |
| 事故・保護 | 短絡電流の計算、事故時の影響及び復旧に係る分析、過電流保護機能、距離リレー、アークフラッシュ |
| 周波数 | 高調波、リップル制御、周波数掃引、フリッカ |
| 動的解析 | 回転機始動時の電圧・電流の計算、定態安定度(固有値解析)、電磁的過渡現象の計算、比較的長時間の(過渡的ではない)安定度の分析 |
| 配電系統 | 開閉器操作によるロス最小化、電圧最適化(無効電力制御やタップ切替)、接続相変更による不平衡の改善、コンデンサの最適容量・配置の計算、接続可能量の計算、ドイツの系統連系規程に対する適合性評価 |
| 系統計画 | 設備計画(長期的な時系列シミュレーション)、系統増強の経済性分析、電線のサイズ・電流容量の決定 |
| サポートツール | 地図上へのマッピング・可視化、電力機器(発電機、FACTS等)のモデル、系統情報や関連データの管理ツール、Python等による処理の自動化・業務における利用、SCADAやメータシステム等との連携 |
| その他 | 最適なパラメータの特定(最適化計算) |

相違点を表 103 に示す。主にオプション的、派生的な機能について、それぞれのツールの特色が見られる。

表 103 PowerFactory と PSS/SINCAL の相違点

| 項目 | PowerFactory | PSS/SINCAL |
|---------|--|---|
| 潮流計算 | ● 確率的な潮流計算及び最適潮流計算 | |
| 事故・保護 | | ● 低圧システムのヒューズ設定値の検証 |
| 周波数 | | |
| 動的解析 | | ● ねじれ相互作用 |
| 配電系統 | ● 変電所の再構成や負荷のマネジメントに伴う計画停電のシミュレーション | |
| 系統計画 | | ● 最適な系統構成（増強及び撤廃）の計算 ● NWAに必要な蓄電池の容量・場所を計算 |
| サポートツール | ● 他ツール（PSS/SINCAL, Integral 7(FGH), CIM1 (ENTSO-E)等）のデータ形式との互換性・連携 | |
| その他 | ● 異常値の特定・除外及び状態推定（P, Q, V, Iの測定値が無いノードの補完） ● 発電機のユニットコミットメント及びディスパッチの最適化（再経済ディスパッチ） | ● 鉄道・電車システムのシミュレーション |

注) それぞれの製品紹介ウェブサイトから読み取れる情報をベースにして整理しているため、共通機能も含まれる可能性がある。

[5].2 国内外の配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズ調査

[5].2.1 国内の送配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズおよび対応

将来にかけて配電系統用解析ツールに必要な機能を整理するため、国内の一般送配電事業者配電部を対象に、解析ツールのニーズに関するアンケート調査を行った。具体的には、将来の解析ニーズについて、検討項目、検討内容、必要となる時期、対象系統（高圧・低圧）、開発への取り組みの有無を調査した。

表 104 国内の一般送配電事業者から挙げられた解析ツールに対するニーズ

| 検討項目 | 解析ツールに追加したい機能 |
|----------------|---|
| 実負荷把握 | 発電量を除く実負荷の把握を、解析ツールで実施したい。 |
| 配電ロス | 配電ロスの計算を、解析ツールで実施したい。 |
| 電圧フリッカ | 単独運転検出機能の新型能動的方式等に起因した電圧フリッカ解析機能を追加したい。 |
| 系統切り替え | 系統切り替え後の電圧・潮流に問題がないか、解析ツールを用いて確認したい。 |
| 電圧調整器の整定値の自動計算 | 電圧調整器の自立運転による適正電圧維持の精度向上に向け、過去実績値をもとに最適整定値の自動計算をしたい。 |
| VPP | VPPがアグリゲータの指令によって自由に電力供給・消費するにあたり、適正電圧逸脱や配電線の過負荷が生じないかを、解析ツールで確認したい。 |
| 蓄電池・EVの影響 | 蓄電池・EV充電の需要増加による配電系統への影響評価（電圧・電流面）を実施する機能を追加したい。 |
| マイクログリッド | マイクログリッドが自立運転の際に保護協調が取れているかを、解析ツールを用いて確認したい。地絡・短絡電流の計算を、解析ツールを用いて実施したい。 |

調査の結果、将来解析ツールに望む機能として、主に

表 104 に示す項目が挙げられた。これらのニーズについてはいずれの事業者も 1～5 年後に必要であると回答しており、比較的近い将来に必要となることが確認された。これらの検討項目のうち特に、実負荷把握、電圧フリッカ、電圧調整器の整定値の自動計算については一部の事業者で既に開発に取り組まれていることが分かった。対象系統は基本的には高圧が主であり、実負荷把握、配電ロス、電圧フリッカ、VPP、蓄電池・EV 影響、マイクログリッドについては低圧も対象とするニーズが確認された。また以上の解析ニーズに加え、5～10 年後に必要となる解析項目としてノンファーム運用における電圧計算が挙げられた。

さらに、こうしたニーズに対する認識や対応状況について、メーカへもヒアリング調査を実施した。その結果、メーカとしても一般送配電事業者から挙げられたニーズを把握しており、顧客のニーズに対応していることが分かった。一部のメーカに対しては、一般送配電事業者以外に配電ライセンスを目指す事業者からの解析ニーズも寄せられているが、その場合も一般送配電事業者と共同で検討していく予定であるとしている。ニーズの実現性について、基本的には現状のツールおよび今後の高度化により、ほとんどのニーズに対応可能であることが明らかになった（

表 105) 。ただし、フリッカや高調波については、瞬時値解析が必要であることや必要な系統情報が膨大であることから計算が難しく、CALDG を組み込むことで対応する社も存在した。加えて、マイクログリッドや VPP 等については、制度の詳細が定まっていないためにモデル化や解析が難しいという状況も確認された。

表 105 国内の一般送配電事業者から挙げられた解析ツールに対するニーズの実現性

| | |
|-------|---|
| A社 | <ul style="list-style-type: none"> フリッカやマイクログリッドについては細かい周期での検討が必要になるため、現状の解析ツールのカスタマイズだけで対応することは困難。別途検討中。 フリッカについては全系のデータが必要であるという点も課題。 |
| B社 | <ul style="list-style-type: none"> 情報プラットフォームの整備が課題。 計算自体は可能。ただし、制度と密接にかかわる内容（VPPやマイクログリッド等）はまだ難しい。 |
| C社 | <ul style="list-style-type: none"> 電圧計算は実施できるが、フリッカや高調波等の事象を再現するところは解析ツールの中ではなく、CALDG等の個別ツールで対応。 系統切り替えや電圧調整の整定値自動計算、VPP、蓄電池・EV影響解析は、その時の電圧・潮流の状態を模擬することは現状でも可能。電圧調整器の整定値についても現状はSVRのみであるが、今後はそれ以外についても自動計算できるようにしていきたいと考えている。 配電ロス計算して負荷を作るというのは今回のCALDG適用の中でも進めている。 マイクログリッドは今後の状況次第での対応となる。 系統切り替えは自動ではないが、系統切り替え前後での電圧・潮流に問題がないかを見ることは現状でも可能。 蓄電池やEVについては、5分間隔ではあるが、連続的なシミュレーションを実施できるようにする予定。負荷と発電量を与えて計算する。 |
| CALDG | <ul style="list-style-type: none"> 計算そのものは可能。 VPP等についてはどのようにモデル化するかが課題。 |

[5].3 配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討

[5].3.1 配電系統用解析ツールの精度検証の実施概要

実現すべき配電系統用解析ツールの仕様検討にあたり、代表的な解析ツールにおいて実際の配電線センサを計測し、解析結果と比較することで精度を評価することが重要である。代表的な解析ツール（CALDG）を用いて、センサデータ数やセンサ設置位置を変化させ、センサデータの計測データと比較することにより、計算精度を評価する。具体的には、現状は、図 3 2 8 のように、配電線立上り点の計測情報（センサ付き開閉器）を基にして、配電線の潮流計算を実施しているが、配電線の末端や中間の計測情報を利用できるとした場合に、計算精度がどの程度向上するか検証する。

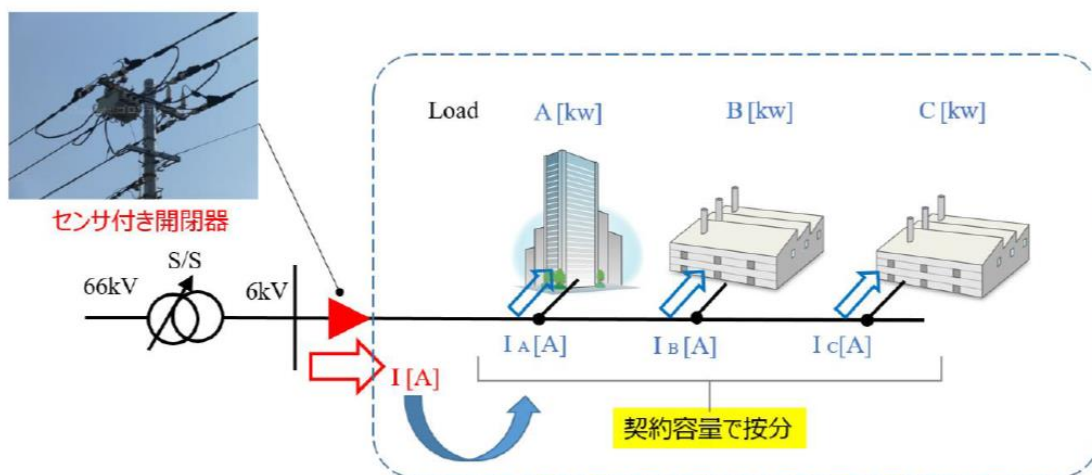


図 3 2 8 配電線立上り点の計測情報のイメージ

検証に用いたモデル系統を図 3 2 9 に示す。亘長は約 3.2 km で SVR 有の系統となっている。検証は 2 断面（軽負荷 5 月・重負荷 8 月の快晴日）で実施する。

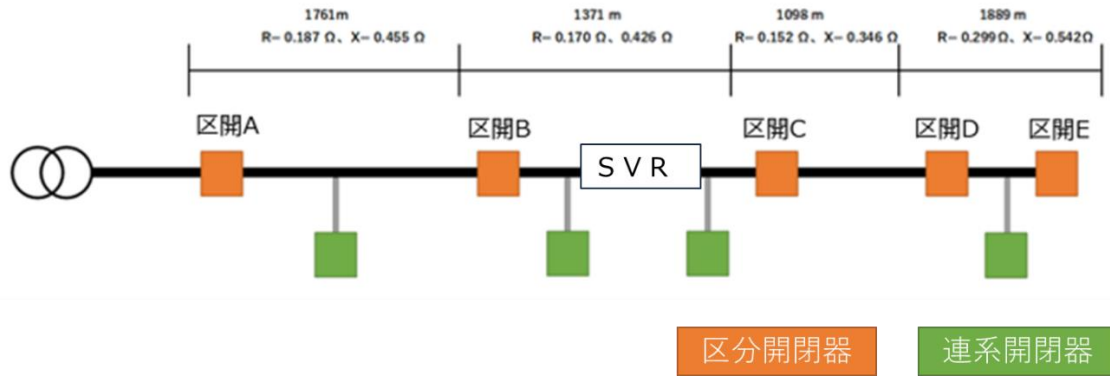


図 3 2 9 検証に用いたモデル系統

計測地点の潮流データ（有効電力・無効電力）および電圧を図 3 3 0 に示す。図 3 3 0 の5か所の区間開閉器地点の計測値であり、①：区開 A、②：区開 B、③：区開 C、④：区開 D、⑤：区開 E の対応となっている。

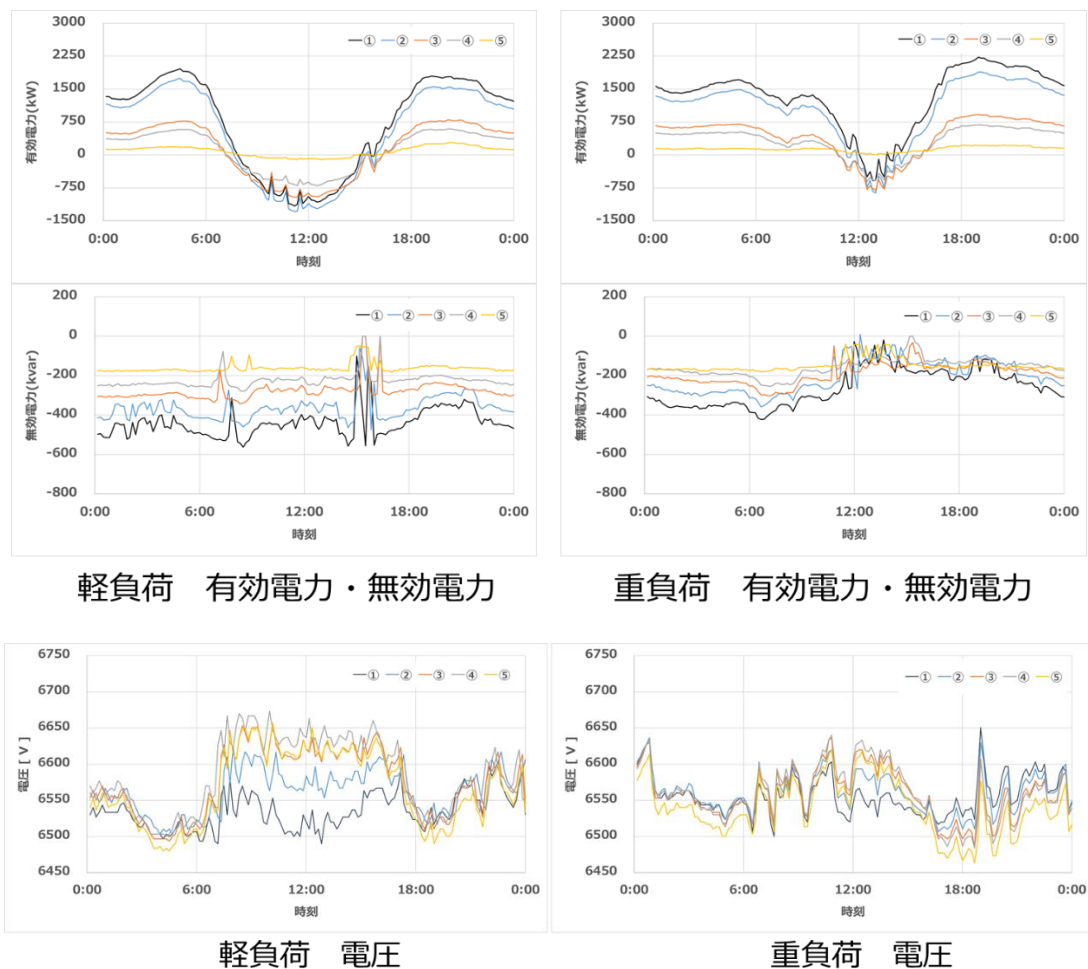


図 3 3 0 計測地点の潮流データ（有効電力・無効電力）および電圧

検証にあたっては、下記 3 ケースで比較をする。

- ・ケース 1：センサ 1 台（送り出しのみ）

- ・ケース2：センサ2台（送り出し、末端）
- ・ケース3：センサ3台（送り出し、末端、中間）

ケース1の概要図を図3.3.1に示す。配電線送り出しの計測値（電圧・電流・力率）を、PV出力（PG、QG）と負荷（PL、QL）に分離し、全区間の各ノードに設備容量比で按分して電圧変動解析を実施する。

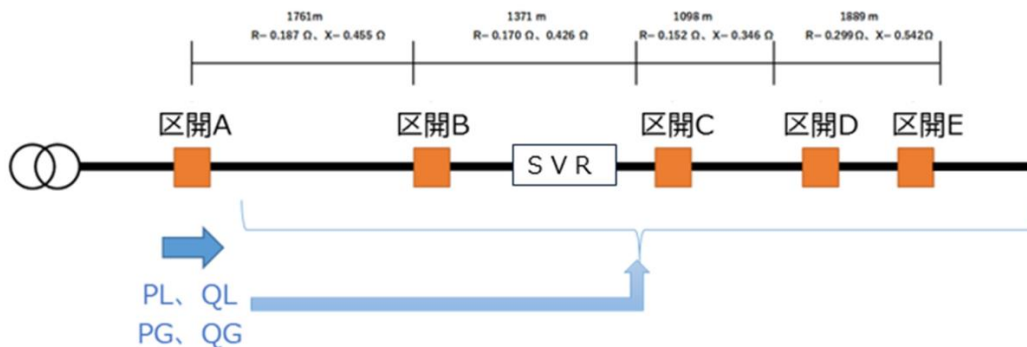


図 3 3 1 ケース1の概要図

ケース2の概要図を図3.3.2に示す。配電線送り出しと配電線末端の計測値（電圧・電流・力率）を、PV出力（PG、QG）と負荷（PL、QL）に分離し、その差分をセンサ間のPV出力と負荷に容量比で按分（末端センサの値は、末端センサ～配電線末端に容量比で按分）して電圧変動解析を実施する。

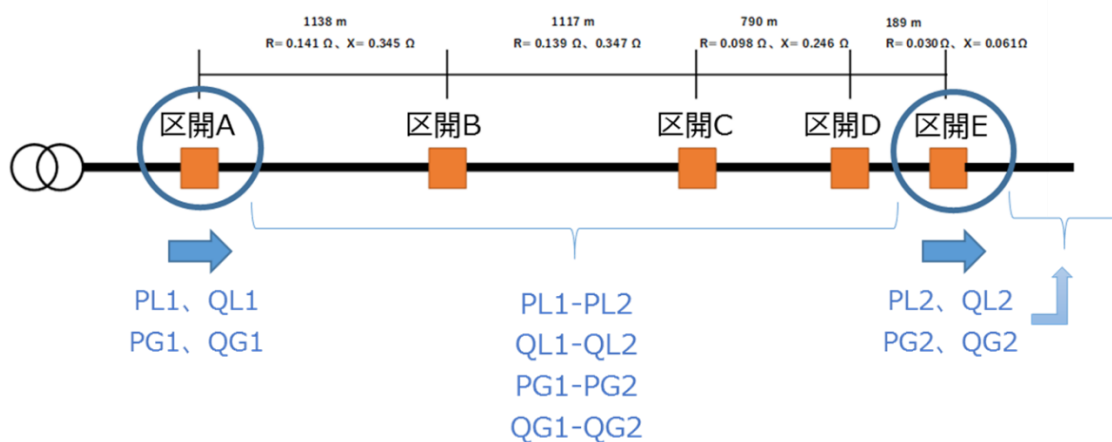


図 3 3 2 ケース2の概要図

ケース3の概要図を図3.3.3に示す。配電線送り出し、配電線末端、中間の3か所の計測値（電圧・電流・力率）を、PV出力（PG、QG）と負荷（PL、QL）に分離し、その差分をセンサ間のPV出力と負荷に容量比で按分（末端センサの値は、末端センサ～配電線末端に容量比で按分）して電圧変動解析を実施する。

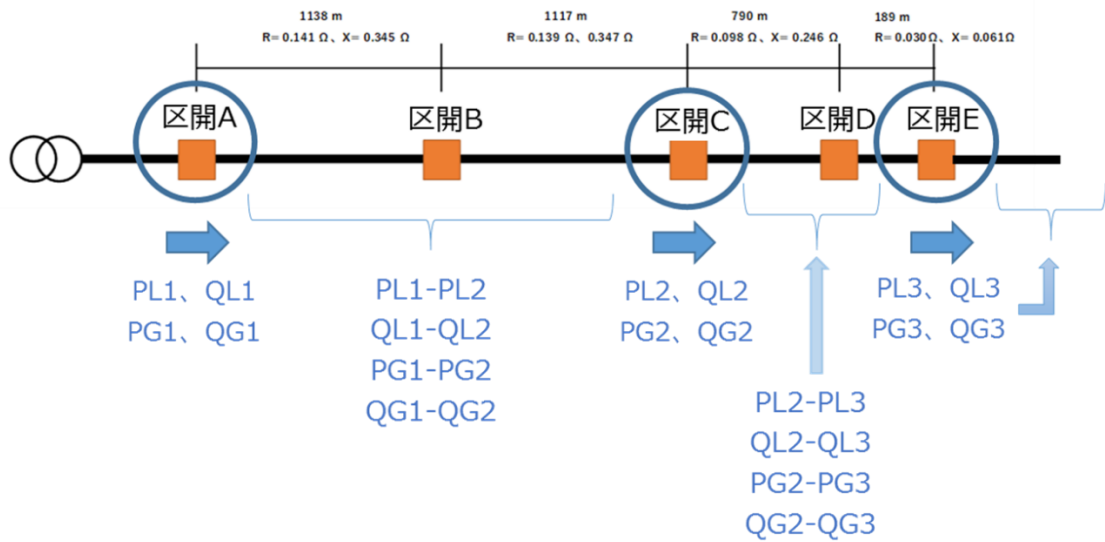


図 3 3 3 ケース3の概要図

[5].3.2 配電系統用解析ツールの精度検証結果と精度向上方策の検討

上項で示した解析モデル、解析パターンでシミュレーションを実施し、精度検証を実施した。精度検証にあたっては、次の通り、計算値と測定値の百分率誤差を計算し、その一日平均で評価を行った。

$$\text{百分率誤差} = \frac{|\text{計算値} - \text{測定値}|}{\text{測定値}} \times 100[\%]$$

重負荷における結果を図 3 3 4 に示す。

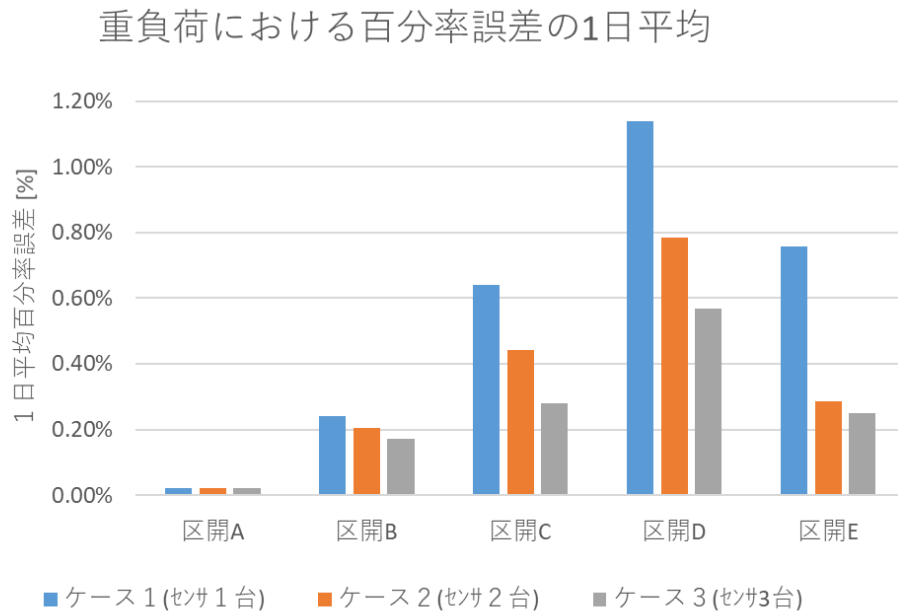


図 3 3 4 重負荷における結果

本結果より、ケース1（センサ1台）では、系統末端に向けて誤差が大きくなるが、センサを複数台利用することで誤差が改善し、ケース3（センサ3台）では、系統末端側の誤差がケース1と比較して平均で0.57%改善し、最大100V（6,600V系）の誤差が縮小できた。
 続いて、軽負荷における結果を図335に示す。

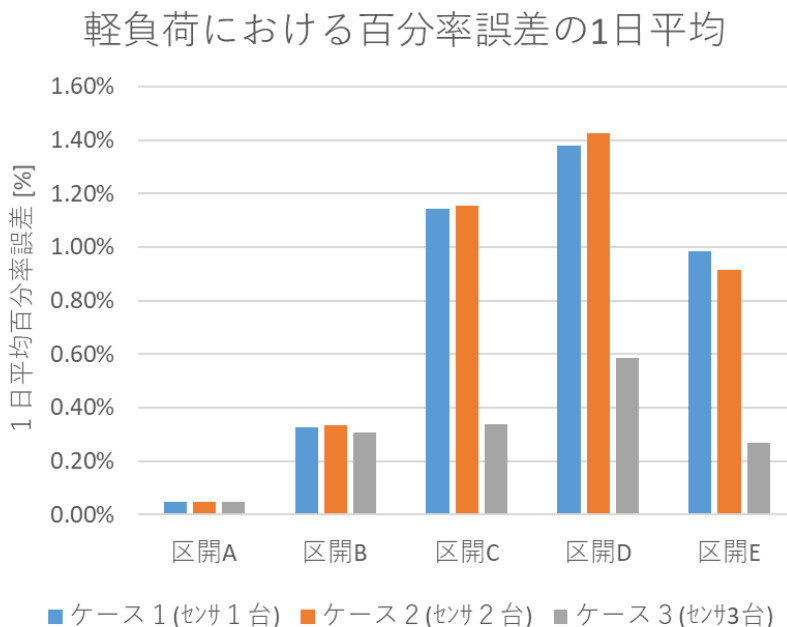


図 3 3 5 軽負荷における結果

ケース1（センサ1台）とケース2（センサ2台）を比較すると、区間Cおよび区間Dにおいて、ケース2の誤差が拡大してしまっている。この要因としては、SVRのタップ制御に用いる計測値サンプリングと実機器の計測サンプリング差により、シミュレーションと実機器でSVRタップ位置にズレが生じているためと考えられる。ケース3において中間地点の計測値を活用することで、SVR前後の計測値を用いてSVRタップ位置を推定し補完することができるようになり、精度が向上することを確認した。ケース3ではケース1と比較し区間D地点で平均0.82%改善した。

以上から、解析に用いるセンサ開閉器データ数を増やすことで解析精度が向上することがわかった。センサ開閉器等の各種データを解析ツールとリンクさせることで、精度向上が期待されるため、今後、一般送配電事業者が解析に求めるニーズや精度に応じて、各種データを整備し活用していくことは有益であるといえる。

[5].4 実現すべき配電系統用解析ツールの仕様検討

[5].4.1 入力データ及び今後に向けた検討

海外事例において「配電ロスの計算」及び「蓄電池・EV等の影響評価」に用いられているデータを整理すると

表 106 の通りとなる。現在一般送配電事業者において活用しているデータの他に、例えばスマートメータのデータや、EV プロファイルのデータ等、新たなデータを用いている点が特徴的である。今後わが国で、配電系統計画・運用のための解析というシーンにおいてこれらのデータを活用する必要性が生じるかは吟味を要するが、解析ツールの入力データとして、時系列で変化するデータ等を活用していく必要性が出てくる可能性はある。

表 106 配電ロスの計算・蓄電池・EV 等の影響評価で海外事例で用いられるデータ

| アプリケーション | 必要な入力データ | |
|--------------|--|---|
| 配電ロスの計算 | <ul style="list-style-type: none"> SCADAの潮流データ 大規模需要家・発電機のメータの負荷データ GISデータ 設備データ(変圧器のパラメータ等) 需要家のメータデータ | <ul style="list-style-type: none"> 30分ごとの需要家のメータデータ(計測潮流) 変電所のピーク需要(11kV) 標準負荷プロファイル 中圧以上における大規模需要家の電力消費・発電と位置情報 変圧器の高圧側潮流データ |
| | <ul style="list-style-type: none"> 系統接続状況 電圧 線路パラメータ(抵抗、リアクタンス、サセプタンス) 変圧器パラメータ(抵抗、リアクタンス) 変圧器タップ切替パラメータ(タップ位置、最大・最小位置、基準電圧、基準位置) シャントキャパシタのパラメータ(制御が発動した場合の対象変電所、電圧スケジュール) 負荷データ(潮流の向き) 発電データ(有効電力、無効電力の最大・最小出力、電圧スケジュール) 位相角調整器データ(タップ位置、最大・最小位置、基準電圧、基準位置) 計測データ(有効電力、無効電力、電流、電圧) | |
| 蓄電池・EV等の影響評価 | <ul style="list-style-type: none"> EVデータ <ul style="list-style-type: none"> EV台数 バッテリー容量 燃費 充電器データ <ul style="list-style-type: none"> 充電器台数 出力[kW] | <ul style="list-style-type: none"> 運転・充電プロファイル <ul style="list-style-type: none"> 充電頻度 充電開始時刻プロファイル 充電開始時SOCプロファイル 1日当たりの走行距離プロファイル |
| | <ul style="list-style-type: none"> 線路データ(アドミタンス行列、インピーダンス行列など) ノード単位の電圧 PVの発電プロファイル EVの運転プロファイル、SOCプロファイル BESSのSOCプロファイル | |

また、「海外の系統解析ツールの動向」における海外調査結果からは、今後の解析ツールのトレンドとして、「解析の自動化」及び「ツール・データのインテグレーション」という二つのキーワードが主流となってくるのではないかという知見が得られた。今後再エネの導入が拡大し、系統の状況を正確に把握する必要が出てくる中、確かにこれらの二つのキーワードは我が国においても重要である。解析の自動化を進めるためには、解析ツールにデータが自動的に入力される仕組みが必要となり、またツール・データのインテグレーションを行うためには、統合化されたデータベースが必要となるであろう。更に「配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討」からは、配電線センサからのデータをより多く用いることで、精度が向上することが明らかとなっている。現在よりよりも地理的粒度、時間的粒度共に詳細なデータを解析ツールで利用するためのデータベースの在り方を検討していくことが重要である。

以上を踏まえて、本事業では、将来に向けて必要となる解析ツールのための入力データの在り方及びその入力方法、あるべきデータベースについて、以下の通りの考察を行った。

(1) データの自動入力インタフェースの構築

現在、解析用のデータは、マニュアルで準備される事例が多い。再エネの普及が進み、接続申請が多くなっている昨今、系統解析業務において最も時間を要するのはこの解析用データのマニュアルでの準備である。上述の通り、今後取り扱うべきデータが増える可能性がある状況下、当該作業の省力化は非常に重要であり、そのために、解析用のデータが自動生成されれば、当該作業の負担は大幅に軽減される。

また、解析用のデータが自動生成されることにより、解析自体の自動化の可能性も開ける。これにより、将来的により高度な解析が求められる際においても、柔軟に対応できるであろう。

解析用のデータを自動で準備するためには、元となる一般送配電事業者のデータベースから自動的にデータを取得し、解析用のデータに変換するインターフェースが必要である。その一つの事例として、電力中央研究所が検討している「配電システムシミュレーションプログラム用の自動データ生成システム」が存在する（図 3 3 6）。このシステムでは、一般送配電事業者の配電設備データベースから、解析ツールの一つである CALDG 等において用いられる入力データを自動的に抽出することを可能とするものである。今後、このようなシステムを活用することで、解析の自動化に向けて検討を進めていくことが重要である。

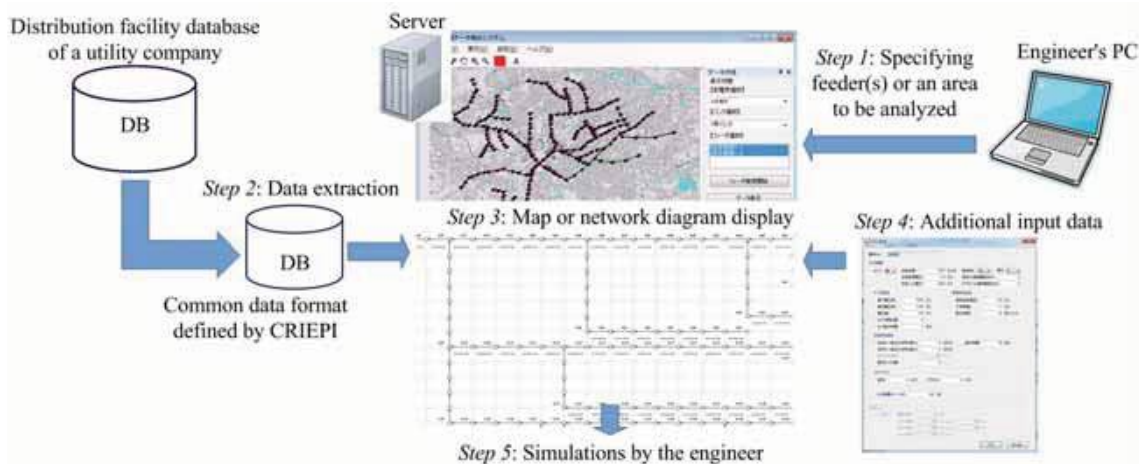


図 3 3 6 配電システムシミュレーションプログラム用の自動データ生成システム

出所) T. Tadokoro, et al., "Automatic Generation of Input Data for Distribution System Simulation Programs", 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia)

(2) 統合的なデータベースの構築

配電分野では、現状それぞれの業務に対応してデータベースが構築されているのが一般的であり、それぞれのデータベースは独立して検討・構築されてきた。しかし今後、上記に示される通り、例えばスマートメータのデータを系統解析に利用する可能性があるなど、異なる業務で用いられる様々なデータを解析に利用する可能性がある。従って、今後は業務に依らず、一般送配電事業者が有するデータは共通して様々な業務に活用されていくことが望ましい。

そのために、図 3 3 7 のイメージに示すように、業務に紐づいてデータが別々に管理されている現在 (As-Is) から、統合的にデータを管理できるような形 (To-Be) に、配電分野におけるデータベースの在り方が検討されていくべきであるが、配電システム構成の抜本的な見直しが必要であり、実施可否については慎重に検討する必要がある。

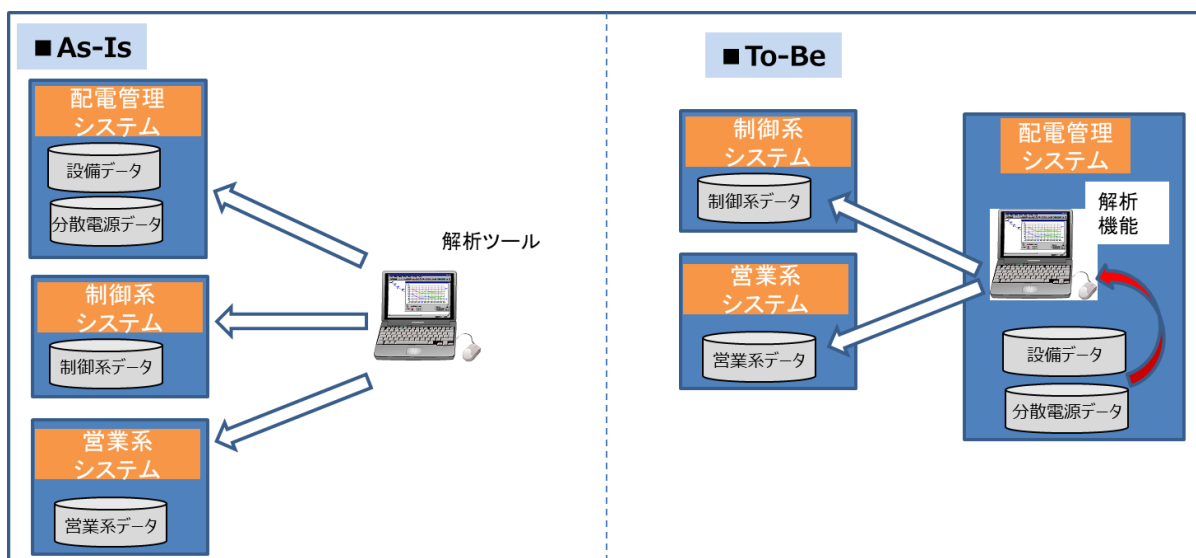


図 3 3 7 ツール・データのインテグレーション実現イメージ

[5].5 まとめ

本項では、配電系統用解析ツールの調査と標準化検討として下記の点に取り組んだ。

- ・国内外の配電系統用解析ツールの実態調査
- ・国内外の配電事業者の配電系統用解析ツールへのニーズ調査
- ・配電系統用解析ツールへの精度検証と精度向上方策の検討
- ・実現すべき配電系統用解析ツールの仕様検討

国内の一般送配電事業者における、解析ツールを用いた具体的な検討内容について、おおよその傾向は各社で一致していた。さらに、網羅的に開発（パッケージ化）しているという意味では CALDG がメインの解析ツールであるといえる。また、海外調査の結果、国内の解析ツールと PSS/SINCAL、DIgSILENT などの比較を考えた際、表 99 および表 102、表 103 から、国内の一般送配電事業者の配電部門の業務を踏まえると両者とも基本となるアプリケーションはカバーされていることが分かった。

国内の一般送配電事業者から解析ツールへのニーズがいくつか得られたが、ニーズを深堀すると、スマートメータデータや EV プロファイル等の新たな入力データが必要となる可能性が示唆された。また、海外調査をした結果、「解析の自動化」や「ツール・データのインテグレーション」というトレンドが確認され、これらを可能とする仕組みやインターフェースの検討の重要性が示唆された。

また、代表的な解析ツール（CALDG）において、精度検証および精度向上方策の検討を実施し、センサ開閉器データ等の各種データを解析ツールとリンクさせることで、精度向上等が期待されることがわかった。

上記の調査・検討結果を踏まえ、今後我が国における解析ツールにおいて必要となる入力データや今後に向けた検討を実施した。実際に導入を進めるかどうかは、一般送配電事業者のニーズや実態を踏まえ吟味が必要ではあるが、将来に向けて必要となる解析ツールのための入力データの在り方及びその入力方法、あるべきデータベースについて、検討を進めていくことが重要であるといえる。

2.3. 研究開発項目[2]- 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

本事業における最終目標と、2019 年度から 2021 年度の 3 か年の開発実績（成果）及び達成度は以下のとおり。具体的な成果内容を以降に記述する。

| 最終目標 | 成果 | 達成度 |
|--|---|-----|
| インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要なデータを取得できていること | 実機試験および系統状況（新型・従来型の割合、系統インピーダンス、能動方式）を変更した数値シミュレーションを通して高圧連系 PCS によるフリッカの発生条件を整理し、適切な無効電力注入量を検証した。能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式（フリッカ判別付周波数変化率方式）の提案・有効性検証を実施し、方向性を見出すことができた。実運用に向けた検証および諸調整（他メーカーへの展開、製品化・全国展開）については、今後も継続して実施していく必要がある。また、簡易な転送遮断方式について、提案手法を性能面（解列時間）、システム面、運用面に基づいた評価を通して、規定反映に向け様々な課題を整理した。 | ○ |

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

2-2-①：逆変換装置を用いた高圧連系における電力品質障害の発生状況調査の実施（担当：東京電力パワーグリッド）

逆変換装置を用いた高圧連系発電設備について、電圧フリッカ等の電力品質障害調査を実施した。調査結果から、2012 年 FIT 法施行に伴い太陽光発電の連系量が増加し、単独運転検出機能の新型能動的方式を具備した PCS 能動信号（無効電力）に起因した電圧フリッカが急増したことが明らかとなった。また、電圧フリッカ対策として PCS の設定変更（無効電力注入量の低減）や恒久対策品（無効電力発振抑制機能）が市場投入されたことで、低圧 PCS 起因の電圧フリッカ発生件数が減少傾向であることも確認された。

2-2-②：配電系統における低圧連系の新型能動的方式および従来型能動的方式、高圧連系の従来型能動的方式等の連系量調査の実施（担当：東京電力パワーグリッド）

分散型電源の連系量が比較的多い配電系統について、一般送配電事業者 10 社を対象に新型能動的方式を主に使用している低圧 PCS の連系量および従来型方式を主に使用している高圧 PCS の連系量の調査を実施した。

2-2-③：現系統における適切な能動信号(無効電力)注入量を評価（担当：東京電力パワーグリッド）

電圧フリッカ発生の防止と単独運転検出を両立するための必要最小限の PCS 能動信号（無効電力）の注入量の把握を目的とし検証試験を実施した。

（一財）電力中央研究所赤城試験センターの試験設備を用いて、低圧に連系される新型能動的方式（ステップ注入付き周波数 FB）PCS と高圧に連系される従来型能動的方式（ステップ注入付き FB 以外）PCS を模擬し、方式の組み

合わせや発電出力を変化させ、能動信号（無効電力）や線路インピーダンスをパラメータとした試験を実施し、電圧フリッカ発生・継続有無や単独運転検出時間を評価した。

2-2-④：電圧フリッカを発生させない方式または能動信号（無効電力）に頼らない方式の開発（担当：ダイヘン）

(a) 単独運転検出方法の事前検証

無効電力を極力注入しない単独運転検出方式開発に向けた事前検証として、(1)単独運転検出方法の事前検証を行うためのミニモデル PCS の製作および、(2)電力中央研究所の赤城試験センターにおける事前検証試験を実施した。

(1) 単独運転検出方法の事前検証を行うためのミニモデル PCS の製作

電力中央研究所の赤城試験センターでの事前検証試験にあたり、三相 10kW のミニモデル PCS を 2 台（従来型能動的方式 PCS と供試機 PCS）製作した。製作したミニモデル PCS の仕様を表 107 に示す。

※製作したミニモデル PCS は、三相 500kW 太陽光発電用 PCS 製品（ダイヘン製）を 1/50 にスケールダウンしたものである。

※ミニモデル PCS の設計は、JEM1509 規格「太陽光発電システム用三相パワーコンディショナの等価ミニモデル設計基準」に準拠したものである。

表 107 製作したミニモデル PCS の仕様一覧

| 仕様 | | 従来型能動的方式 PCS | 供試機 PCS | 備考 |
|--------|--------|-----------------------|---------|--------------------------|
| 交流側 | 定格電力 | 10kW | 10kW | |
| | 定格電圧 | AC180V | AC180V | 外付け絶縁変圧器で AC200V に昇圧して接続 |
| | 定格電流 | AC32.1A | AC32.1A | |
| 直流側 | 定格電圧 | DC300V | DC300V | |
| | 定格電流 | DC33.3A | DC33.3A | |
| 系統連系保護 | 交流過電圧 | 120% (最大)、2sec (最大) | 切 | 設定変更、入/切 可能 |
| | 交流不足電圧 | 80% (最小)、2sec (最大) | 切 | 設定変更、入/切 可能 |
| | 周波数上昇 | 51.5Hz (最大)、2sec (最大) | 切 | 設定変更、入/切 可能 |
| | 周波数低下 | 47.5Hz (最小)、2sec (最大) | 切 | 設定変更、入/切 可能 |
| 単独運転検出 | 受動的方式 | 周波数変化率検出方式 | 切 | 入/切 可能 |
| | 能動的方式 | 周波数シフト方式 | 切 | 入/切 可能 |

(2) 電力中央研究所の赤城試験センターにおける事前検証試験

○従来型能動的方式による電圧フリッカ発生の確認

新型能動的方式 PCS が接続された電力系統に製作した従来型能動的方式 PCS が接続されると、従来型能動的方式の能動信号（無効電力）の注入によって電圧フリッカが発生することを確認した。

○能動信号（無効電力）に頼らない方式を開発するための基礎データ取得

能動信号（無効電力）に頼らない単独運転検出方式として、単独運転時における既設 PCS の能動信号による交流電圧等の変動をとらえる方式を検討する。検出方法の開発にあたり、製作した従来型能動的方式 PCS および供試機 PCS を用いて試験し、下記のデータを取得した。

- ・ 新型能動的方式 PCS のみが連系した系統における単独運転状態の周波数等の変動データ
- ・ 新型能動的方式 PCS と従来型能動的方式 PCS の両方が連系した系統における単独運転状態の周波数等の変動データ

(b) 無効電力を極力注入しない単独運転検出方式開発・検証

(1) 能動信号（無効電力）に頼らない新しい単独運転検出方式の開発

開発した新しい単独運転検出方式「フリッカ判別付周波数変化率方式」（仮称）は、新型受動的方式+従来型能動的方式から構成されており、電圧フリッカの発生有無に応じて運転状態を切替える方式としている。具体的には、既設 PCS 起因の電圧フリッカ（電圧と周波数の両方が変動）を検出すると、既設 PCS が運転状態にあると判断して新型受動的方式のみ動作させ、電圧フリッカが収束すると新型受動的方式と従来型能動的方式を動作させる。新しい単独運転検出方式の制御ブロックを図 3 3 8 に示す。

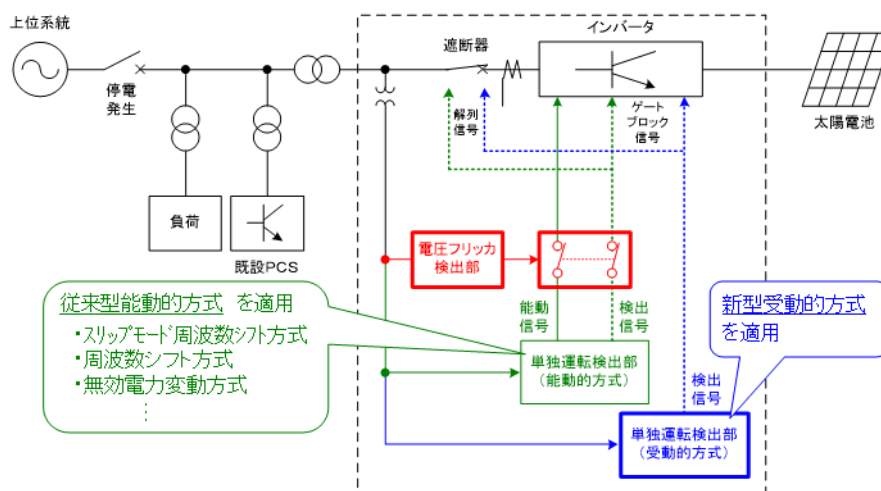


図 3 3 8 「フリッカ判別付周波数変化率方式」の制御ブロック図

既設 PCS に起因する電圧フリッカを検出するため、図 3 3 9 ～図 3 4 1 に示すように電圧と周波数の両方の変化量を監視し、電圧と周波数の両方とも判定条件を満足した時に電圧フリッカが発生したと判定する方式とした。具体的な判定条件として、電圧変化量については $\Delta V10$ 値の規定値（0.45V）相当、周波数変化量については、電圧フリッカの検出漏れおよび誤検出が生じないように試験結果に基づき設定した。なお、「電圧フリッカ検出部」は本事業で開発した方式に限らず、既設 PCS に起因する電圧フリッカを正確に検出する方法であれば問題ない。

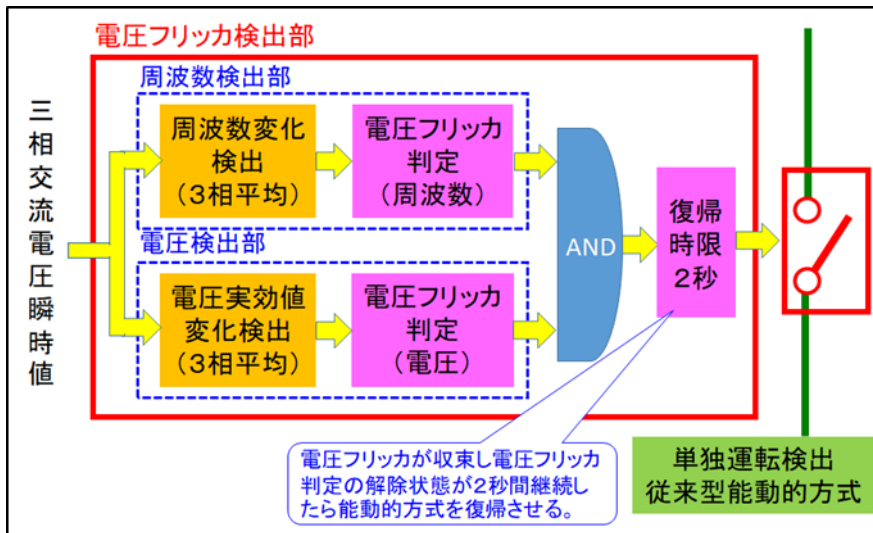


図 3 3 9 「電圧フリッカ検出部」の制御ブロック図

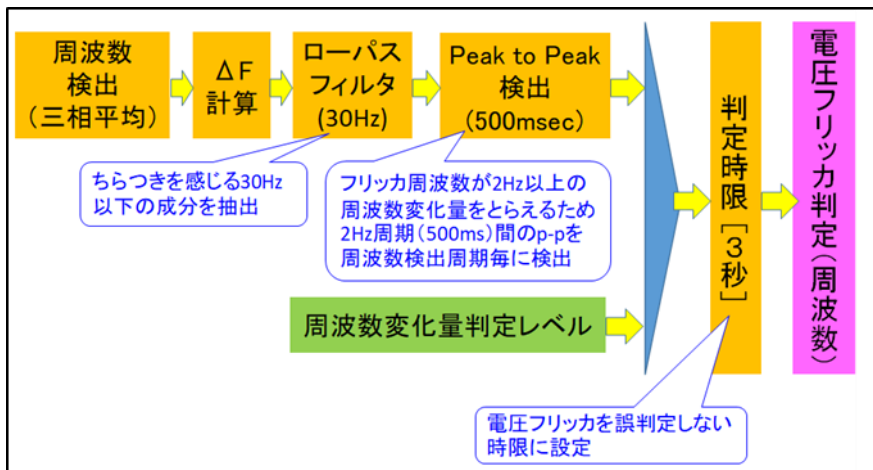


図 3 4 0 周波数変動検出部の制御ブロック図

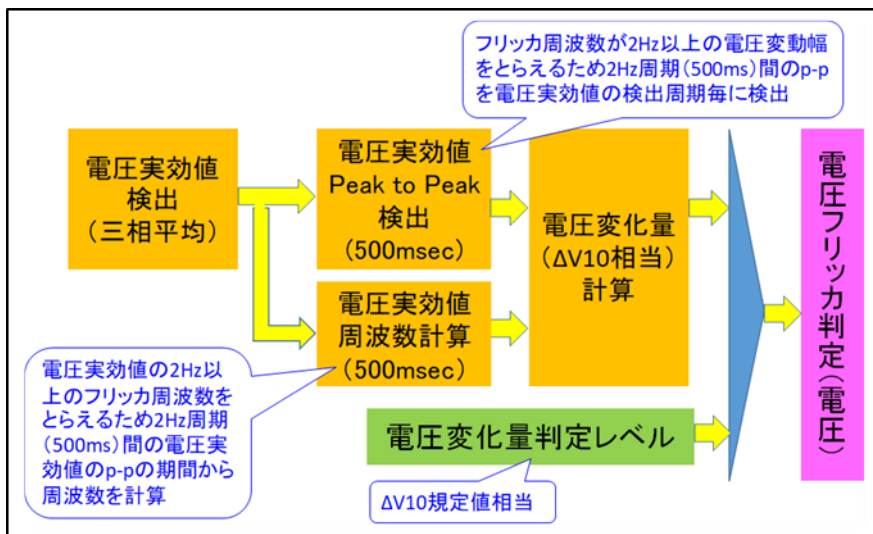


図 3 4 1 電圧変動検出部の制御ブロック図

(2) 新しい単独運転検出方式の検証試験

フリッカ判別付周波数変化率方式について各種検証試験を実施し、要求性能を満足することを確認した。その詳細を以下に記す。

○電圧フリッカ検出精度確認

実系統における電圧フリッカ発生時の電圧実効値実測データを用いて、提案した電圧フリッカ検出部が精度よく電圧フリッカを判定することを検証した。

○電圧フリッカ検出部機能検証試験

開発した電圧フリッカ検出部について、電圧フリッカの大きさ (ΔV_{10} 値) が規定値を大幅に超過するケース、多少超過するケースのどちらの条件においても電圧フリッカを検出し、従来型能動的方式を停止することを確認した。また、電圧フリッカ収束後に従来型能動的方式を起動し、従来型能動的方式 + 新型受動的方式の動作に戻ることを確認した。試験回路構成図を図 3 4 2 に、試験条件及び試験結果の一例を表 108、波形データを図 3 4 3 に示す。

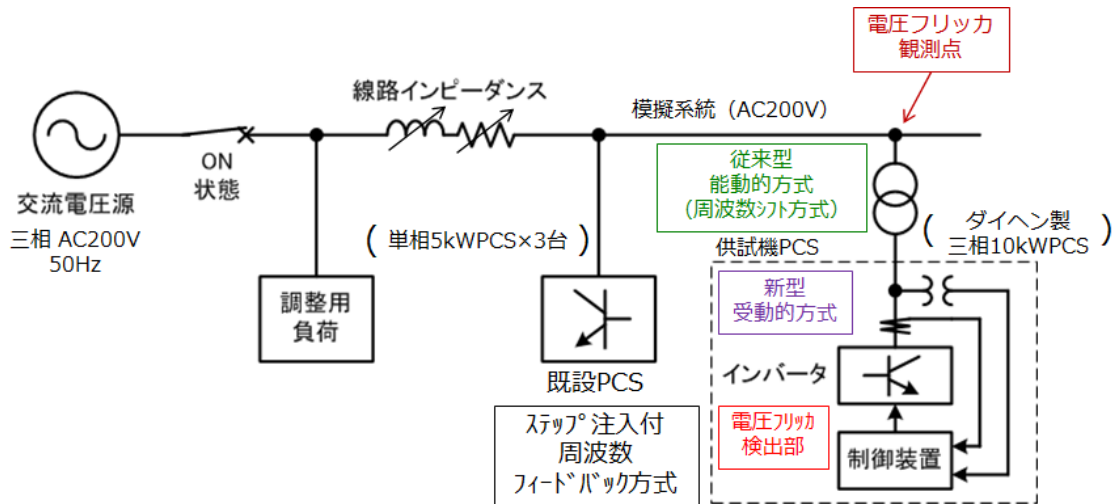


図 3 4 2 電圧フリッカ検出部機能検証試験回路構成図

表 108 試験条件及び試験結果 (ΔV_{10} が規定値を大幅に超過するケース)

| 試験条件 | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------------------------|------------------|-----------------|---------------|----------|------------------------------------|-----------------|
| 既設 PCS | | | 共試機 PCS 設定 | | 調整 負荷 | 線路 抵抗 | 電圧フリッカの発 生方法 |
| 出力 P | 定格 Q | 能動設定 | 出力 P | 従来能動 (ゲイン) | | | |
| 1.0 kW | 1.0 kW (最大 125var) | STEP 1.0 | 5.0 kW | ON (75) | 5.0 kW | R: 0.7 Ω X: 0.7 Ω | 位相跳躍 |
| 結果 | | | | | | | |
| 電圧フリッカ 発生時の ΔV_{10} | 電圧フリッカ 収束時の ΔV_{10} | 能動信号 OFF 動作判定 | 能動信号 ON 動作判定 | 判定 | | | |
| 6.387 V | 0.205 V | 良 | 良 | 良 | | | |

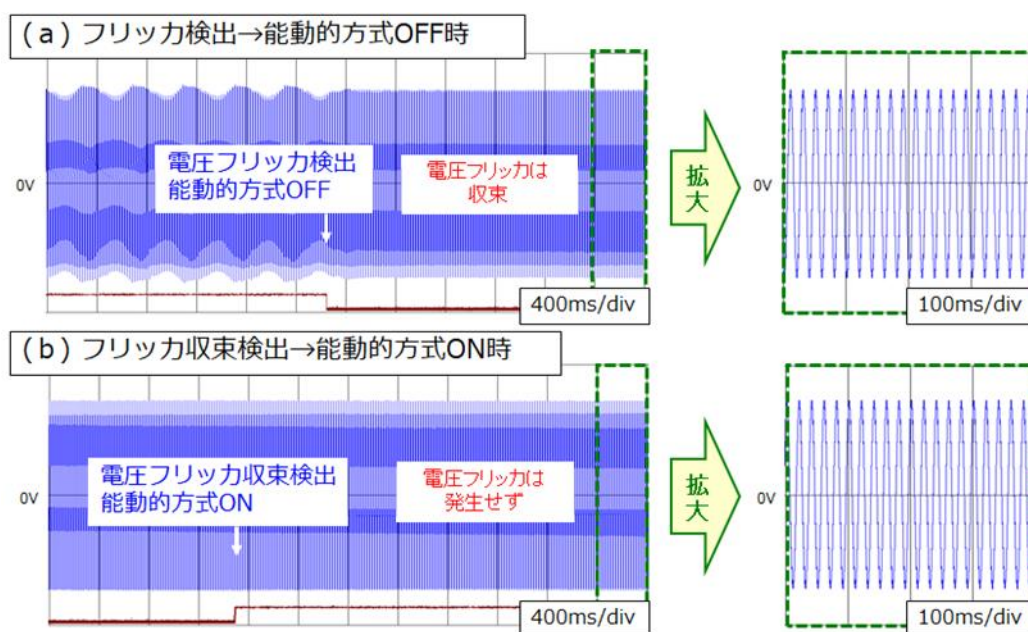


図 3 4 3 電圧フリッカ検出部機能検証試験結果 (ΔV_{10} が規定値を大幅に超過するケース)

○単独運転検出性能確認試験

既設 PCS が停止した場合も含め、いかなる状況で停電（単独運転）が発生した場合においても、フリッカ判別付周波数変化率方式により停電発生から 3 秒以内に単独運転状態を検出すること確認した。図 3 4 2 の回路の交流電圧源直下の開閉器操作により停電状態を作り出し、単独運転状態を発生させて試験を実施した。実施試験の一例について、停電（単独運転）の発生タイミングを図 3 4 4 に、試験条件を表 109～表 110 に、波形データを図 3 4 5～図 3 4 6 示す。

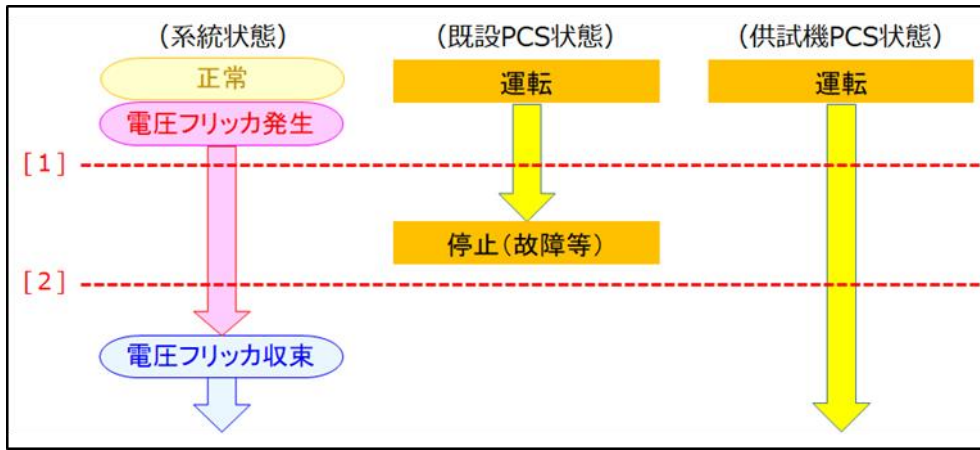


図 3 4 4 停電（単独運転）発生タイミング [1] , [2]

表 109 停電（単独運転）発生タイミング [1] の試験条件

| 状態 | 既設PCS | | | 供試機PCS | | 調整 負荷 | 線路 インピーダンス | 潮流 (P,Q) | 備考 |
|----|----------------|---------------------|----------|---------|---------------|----------|---------------|-------------|--------------|
| | 出力 P | 定格Q | 能動 設定 | 出力 P | 従来能動 (ゲイン) | | | | |
| 1 | 1.0kW | 1.0kW (最125kvar) | STEP1.0 | 5.0kW | ON (75) | 5.0kW | 0.7Ω + j0.7Ω | (※) | 電圧フリッカ 発生 |
| 2 | 停電（単独運転）を発生させる | | | | | | | | |

表 110 停電（単独運転）発生タイミング [2] の試験条件

| 状態 | 既設PCS | | | 供試機PCS | | 調整 負荷 | 線路 インピーダンス | 潮流 (P,Q) | 備考 |
|----|----------------|---------------------|----------|---------|---------------|----------|---------------|-------------|---------------|
| | 出力 P | 定格Q | 能動 設定 | 出力 P | 従来能動 (ゲイン) | | | | |
| 1 | 1.0kW | 1.0kW (最125kvar) | STEP1.0 | 5.0kW | ON (75) | 5.0kW | 0.7Ω + j0.7Ω | (※) | 電圧フリッカ 発生 |
| 2 | 停止 | 停止 | 停止 | “ | “ | “ | “ | “ | 既設PCS 手動停止 |
| 3 | 停電（単独運転）を発生させる | | | | | | | | |

(備考)

出力 P : PCS の出力電力

定格 Q : PCS の定格電力の設定（設定した定格電力に対応する無効電力 Q が注入される）

潮流 (P,Q) : 連系点における PCS 累計出力を 100%としたときの有効電力 P(%)及び無効電力 Q(%)の潮流量の割合

※本試験では、能動的方式を OFF にした供試機 PCS のみ運転（既設 PCS は停止）した状態で停電を発生させたときに運転継続する潮流条件に設定した。

【試験結果】：良

停電（単独運転）発生タイミング [1]、[2] の何れの場合においても、「フリッカ判別付周波数変化率方式」が、停電（単独運転）発生から3秒以内（ [1] :最大 409.5ms、[2] :最大 446.5ms）に単独運転状態を検出することを確認した。

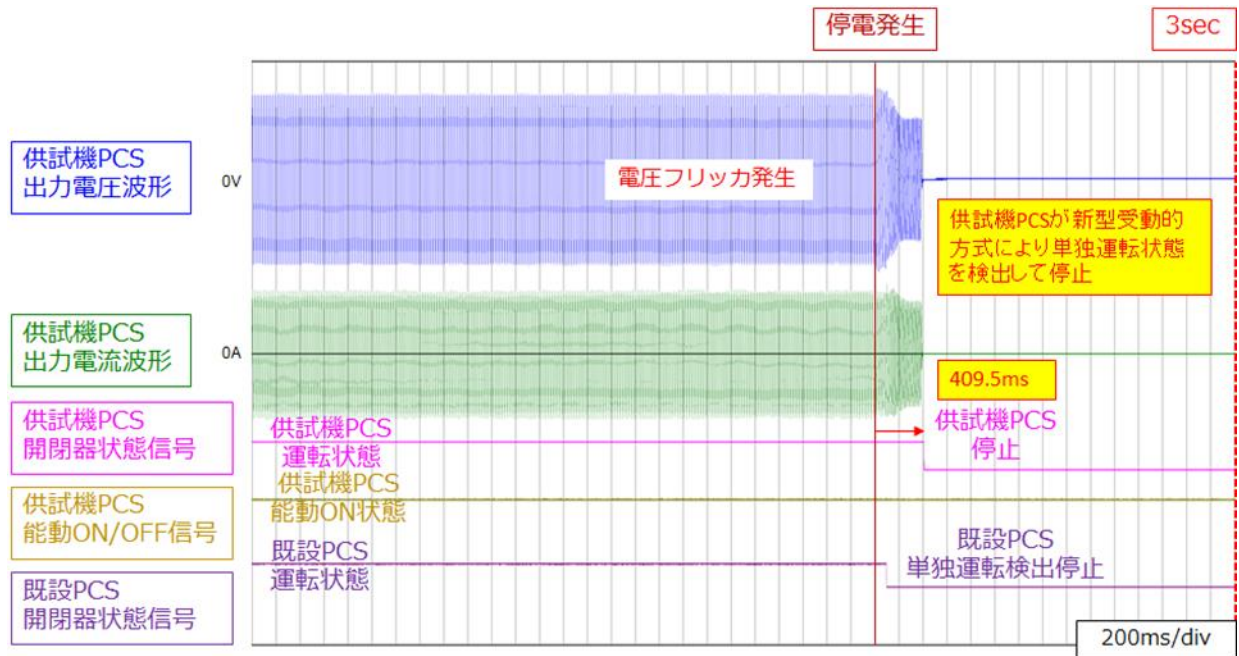


図 3 4 5 停電（単独運転）発生タイミング [1] の試験結果波形データ

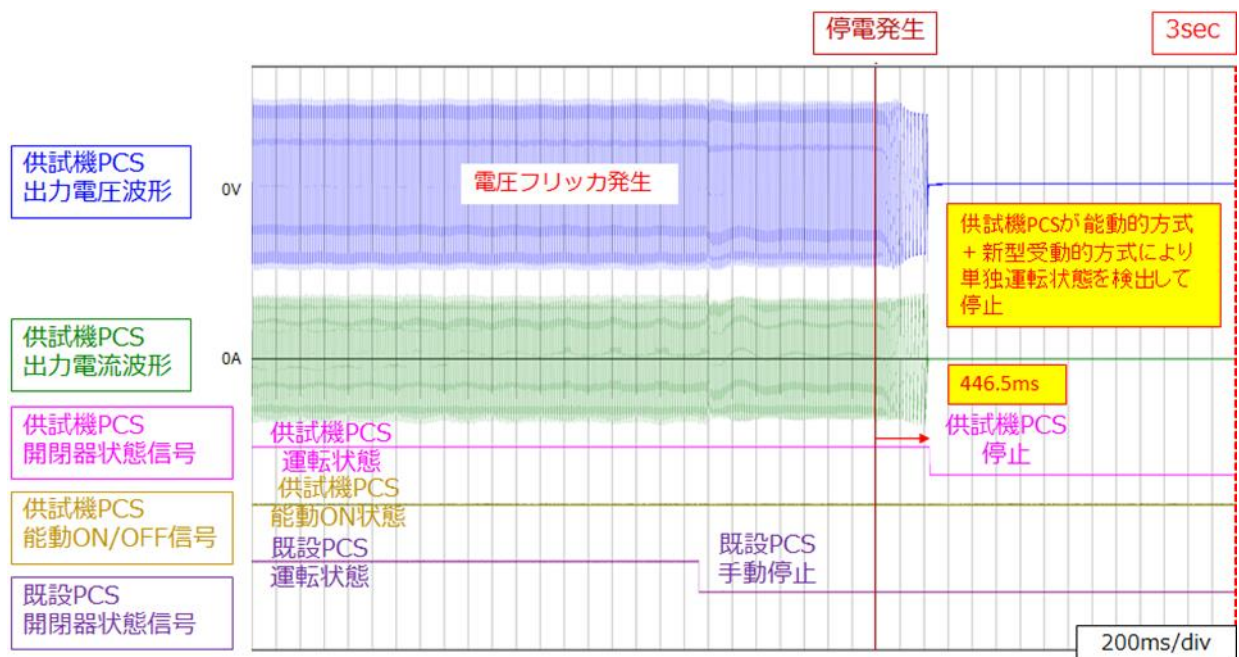


図 3 4 6 停電（単独運転）発生タイミング [2] の試験結果波形データ

2-2-⑤：簡易な転送遮断方式の提案（担当：東京電力パワーグリッド）

現行運用されている転送遮断方式を基本として、電力系統側の幹線開閉器および引込開閉器を用いた新たな転送遮断方式を検討した。具体的には、配電用変電所 CB（以下、CB）の遮断信号および遠方制御可能なセンサ付開閉器（以下、IT 開閉器）を用いた転送遮断方式について検討し、基本設計・動作ロジックおよび課題を整理した。

<基本設計>

- ・ 現行の転送遮断方式は専用設備（転送遮断の指令装置、通信線、需要家の引込開閉器）を用いるため、対象となる高圧設備数の増加に伴い敷設が長期間化し、コストがかさむ懸念があった。一方、既存の IT 開閉器、通信線、配電自動化システムを用いることで、従来方式よりも簡易かつ低廉に転送遮断を行うことが期待される。
- ・ 過酷と思われる状況においても単独運転状態を解消可能な転送遮断方式の検討を行う。区間内において発電量と負荷量が釣り合うことで生じる区間内単独運転状態が過酷な単独運転として想定される。そのような状況下では、単独運転状態において幹線開閉器にはほとんど電流が流れないため、幹線開閉器の開放では単独運転状態を解消できない。そのため、転送遮断により高圧発電機の引込開閉器を開放することで発電機を系統から切離す必要がある。

<動作ロジック>

- ・ 通常であれば、事故発生後に CB が開放し、その後太陽光発電などの発電機は解列する。一方で、樹木接触など事故点が自然消滅するようなケースにおいて、CB 開放後に発電量と負荷量が釣り合う場合には、単独運転状態となる恐れがある。この時、系統の状態としては、「CB 開放」かつ「発電機が運転している（= IT 開閉器を電流が通過、充電されている）」状態であり、この 2 条件を満たしたときに単独運転状態と判定するものとした。
- ・ 単独運転状態の判定後、下記方式によって転送遮断を実施する。

<幹線・引込開閉器方式>

- ・ IT 開閉器を開放することで、発電量と負荷量の均衡を崩すことで高圧発電機の各種リレーにより解列させ、単独運転状態を解消する。

<課題>

- ・ IT 開閉器の必要台数について（最小限での設備構築が必要）
- ・ 事故発生から代表発電所の転送遮断までの応動時間について（3 秒程度は可能か）

検証試験実施及び結果解析

<試験概要>

実証試験では、解列時間の検証を実施した。(1)解列時間の検証：各転送遮断方式が単独運転解消に要する時間を計測し、単独解消の目標値 3 秒（系統連系規程）に基づき各方式の有効性を検証した。単独運転状態の判定方式（電圧方式、電流方式）と転送遮断方式（幹線・引込開閉器方式）を組み合わせ検証した。

<結果概要>

検証の結果、幹線・引込開閉器方式／強制地絡方式によらず電圧判定方式を用いることで 3 秒以内に単独運転状態を解消することが確認され、その有効性が示された。

2-2-⑥：規程類への反映に向けた整理（担当：東京電力パワーグリッド、ダイヘン）

本事業で開発した新しい単独運転検出方式について、規程類へ反映する内容とその実証データを明確にした。

【規程類へ反映する単独運転検出方式】・・・フリッカ判別式周波数変化率方式（仮称）

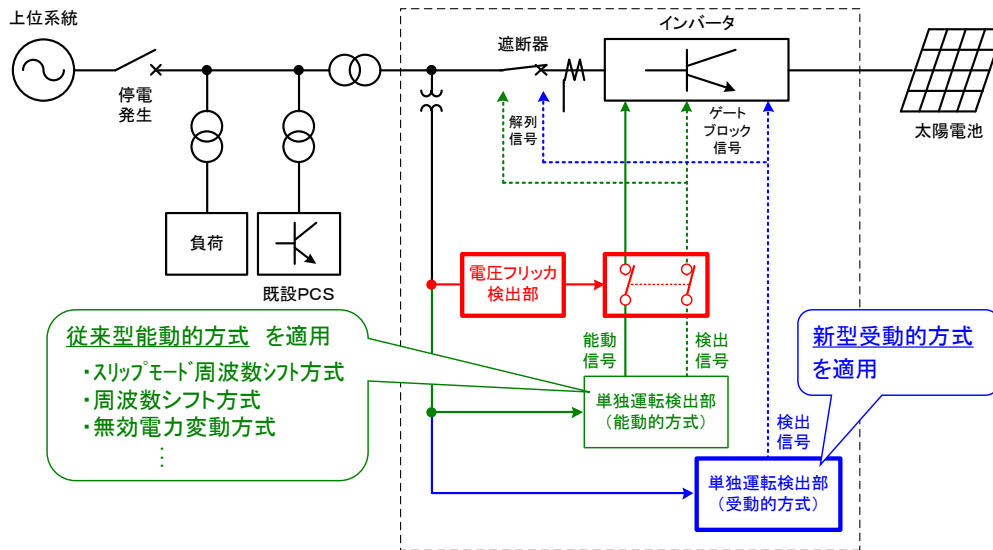


図 3 4 7 規程類へ反映する単独運転検出方式「フリッカ判別式周波数変化率方式」の制御ブロック図

【規程類へ反映する単独運転検出方式の構成要素】

(a) 単独運転検出部（受動的方式）

「新型受動的方式」（2020 年度に開発）を適用する

※既設 PCS が注入する能動信号による周波数変化をとらえて単独運転を検出するという新しい受動的方式であるため具体的な方法を示す。

① 1 周期ごとの周波数から周波数変化量 (Δf) を算出する。

$$\text{周波数変化量 } (\Delta f) = \text{最新周波数から 40ms 分の移動平均値 (現在の周波数)} \\ - \text{最新周波数から 240ms 分の移動平均値 (過去の周波数)}$$

②周波数変化量 (Δf) が検出レベルを規定時間超過したら単独運転状態と判定する。

(b) 単独運転検出部（能動的方式）

「従来型能動的方式」（具体的な方式は指定しない）を適用する

※既存の検出方式であるため、新しい検出方式に適用するために追加で必要となる仕様のみを示す。

- ①能動的方式を OFF 状態（能動信号を停止した状態）にできること。
- ②能動的方式を OFF 状態から ON させた時に即単独運転を検出できること。
- ③「新型受動的方式」のみで単独運転を検出できない条件において、「電圧フリッカ検出部」を組み込んだ状態で停電を発生させた時に能動的方式を ON して 3 秒以内に単独運転を検出できること。

(c) 電圧フリッカ検出部

具体的な検出方法は指定しないこととする

※PCS が起因となる電圧フリッカを検出する方法は問わないため、電圧フリッカ検出部の構成と周波数検出部および電圧検出部に要求される仕様のみを示す。

- ① 電圧フリッカ検出部は PCS が起因となる電圧フリッカ（周波数変化量と電圧変化量）を検出したら能動的方式を OFF し、電圧フリッカの収束を検出したら能動的方式を ON にできること。
- ②周波数検出部は PCS が起因となる電圧フリッカによる周波数変化量を検出できること。
- ③ 電圧検出部は電圧フリッカの電圧変化量が $\Delta V10$ の規定値を超過しているかどうかを検出・判定できること。

4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しについて

本事業における実用化・事業化の定義は以下のとおりである。

当該研究開発に係る試作品、サービス等の社会的利用(顧客への提供等)が開始されることを実用化、さらに、当該研究開発に係る商品、製品、サービス等の販売や利用により、企業活動(売り上げ等)又は再エネの導入拡大に貢献することをいう。

開発した技術やシステムは、エネルギー政策に基づき、着実に社会実装すべきであるものの、実装し運営する一般送配電事業者の利益としては現れにくいものであるため、波及効果である再エネの導入拡大に貢献することまでを事業化の定義に含めている。以降、各研究開発項目の成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しを記述する。

4.1. 研究開発項目[1] – 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

開発項目 (I) 慣性力等の把握可能な基盤技術の開発

系統の慣性を把握する目的上、慣性の真値が把握できないなかでは、電源脱落イベント時の RoCoF から算出した慣性を基準に考えることとした。

イベント時の RoCoF から算出した慣性と慣性積上げ値を比較したところ、全てのイベントにおいて慣性推定値が慣性積上げ値よりも大きく算出されており、慣性積上げ値以外の系統への寄与分の存在が確認された。

また、イベントベース手法による慣性推定値と FFT 手法による慣性推定値を比較したところ、大差のない結果がある程度みられたことから、FFT 手法はイベント時しか計測できない(慣性推定可能なレベルの) RoCoF から算出した慣性と同等に近い慣性を常時推定できることがわかった。

FFT 手法における慣性推定値と慣性積上げ値の差分に関して、「発電機制御系の影響」や「需要側慣性」は慣性推定値に含まれて算出されていると考えられ、「計測地点の影響」は極小化を図っていることから、一部において課題は残るものの、それをマージンとして考慮することで、FFT 手法の実用化は可能と考える。

なお、現状においては、実用化にあたり、本事業内で解明できなかった慣性推定値と慣性積上げ値の差分の要因を考慮し、慣性推定値に合理的な範囲でマージンを設け運用(慣性推定値から一定量差し引く)することが実用化の開始段階では考慮する必要があると考える。GE でも考案した常時変動ベース手法の運用にあたっては、慣性推定値から逆算した RoCoF と、イベント発生時に実測した RoCoF を比較して適宜常時変動ベース手法の較正を実施していることをウェブヒアリングで確認している。

図 348 は、運用マージン算出方法の一例となる。イベント時の RoCoF から算出した慣性推定値を基準として、FFT 手法による慣性推定値との差分データを蓄積し、需要を説明変数に回帰分析から補正係数を算出する方法が考えられる。

しかし、現状はイベント数が少なく、差分の影響も考慮できていないことから、決定係数 R^2 が低く、算出したマージンの誤差は大きくなることが考えられる。

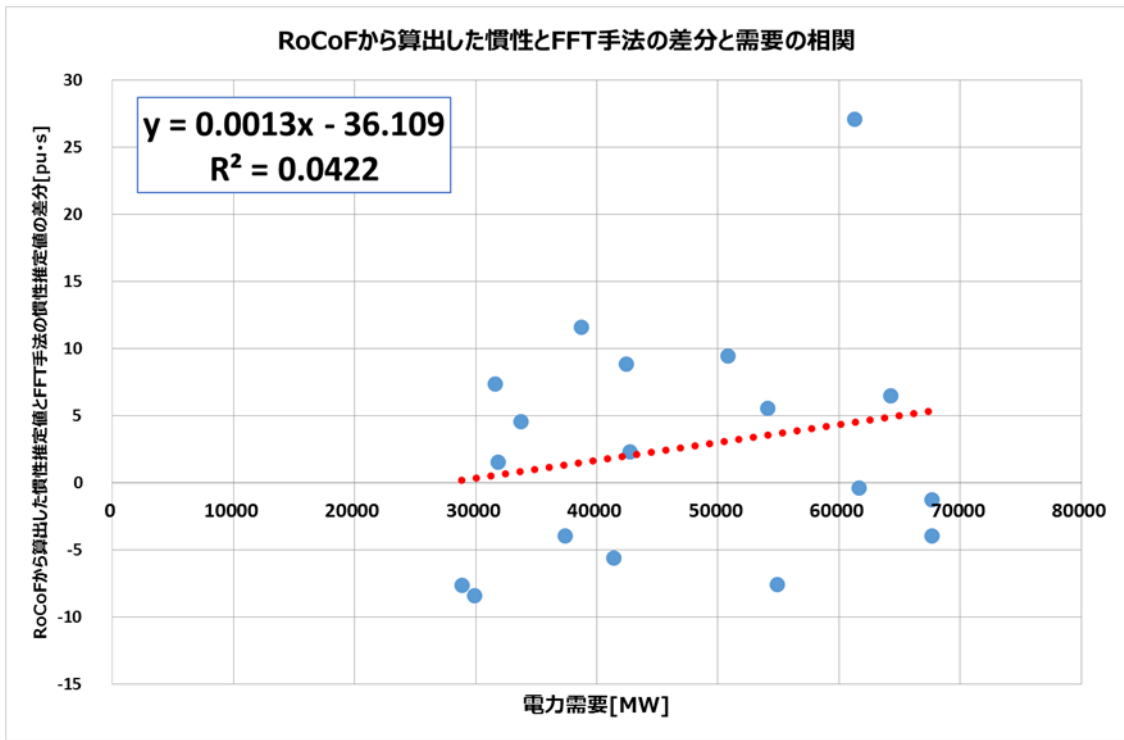


図 3 4 8 運用マージン算出方法一例（東地域）

図 3 4 9 は先述したマージンを FFT 手法による慣性推定値に考慮した一例で赤線のグラフがマージンを考慮した系統慣性となる。黒線の慣性積上げ値との差分が黄色のグラフとなり、慣性積上げ値のみで管理することに対する慣性調達削減量となる。現状においては決定係数が低いことから、安全サイドとして追加マージンを考慮しなければならないことが課題となる。

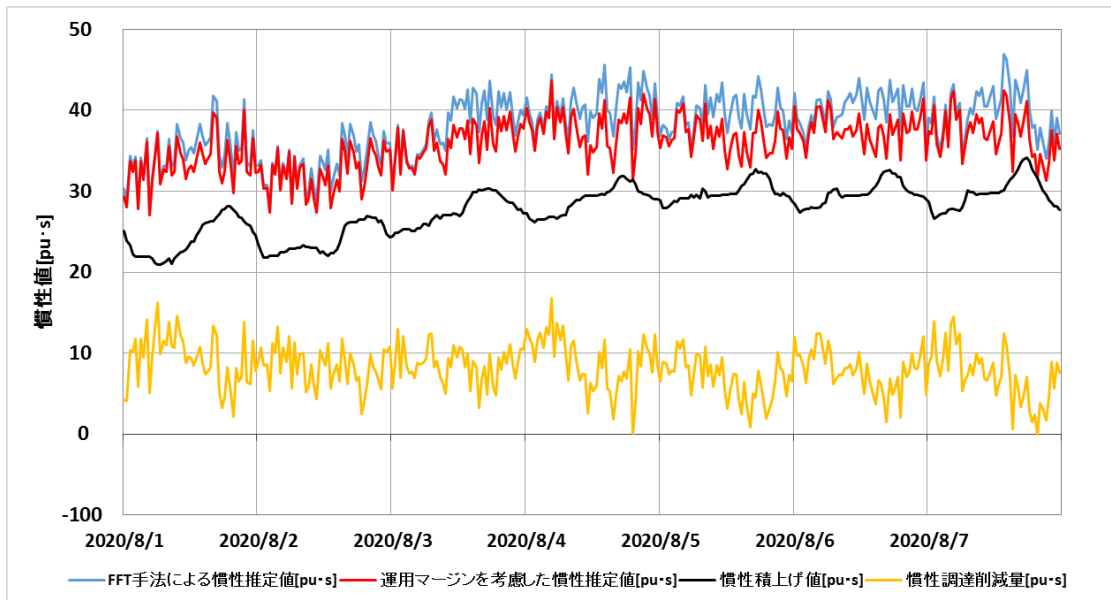


図 3 4 9 運用マージンを考慮した慣性推定値と慣性調達削減量（東地域夏季）

本システムの構築にあたり制度面の改定などは必要とせず、システム実装にあたっての課題はないことから、実用化可能ではあるが、現状は系統慣性の閾値の考え方などの検討が電力広域的運営推進機関などで進められている状況であり、系統慣性等常時監視システムの構築は、こういった状況を踏まえながら進めていく必要がある。

そのため事業終了後すぐに各一般送配電事業者へ設置はせず、電力広域的運営推進機関などの検討状況を踏まえながら、本事業で残された課題として整理した系統慣性等推定手法による推定結果と慣性積上げ値の差分の要因検討や、東地域の系統慣性推定精度向上策などの課題解決を図るべく継続検討を行う。

検討にあたっては、事業終了後 1 年間、開発項目（I）の参画者で構成した「系統慣性推定手法連絡会」により検討を行うほか、一部の電力と大学による共同研究などにより継続的に検討を行う。

なおシステムの実用化にあたっては系統慣性等推定手法の原理上、複数のエリアにまたがって PMU を設置しなければならず、一部の電力のみで構築できるものではないことから、共同研究で得られた成果については参画者間で共有し、一体となって課題解決に取り組んでいく。

【事業終了初年度の検討実施項目（予定）】

・発電機制御系の影響の更なる深掘り

本事業内では電気学会 WEST10 機系統モデルにて発電機 1 台ごとに $\Delta\omega$ 形 PSS を設置した時の影響について検討を行った。その結果、発電機からのフィードバック信号のなかに含まれる広域動揺成分に対するダンピング効果により見かけ上の同期化力に変化し、結果として系統慣性推定に影響を与える可能性を確認した。

一方、実系統データによる $\Delta\omega$ 形 PSS の影響について相関分析を実施した結果、明確な相関関係は確認できなかった。この要因として、実系統では、広範囲に発電機が設置されているため、 $\Delta\omega$ 形発電機の増減の比率は全体として小さく、慣性推定値への影響として表面化されないことが考えられた。

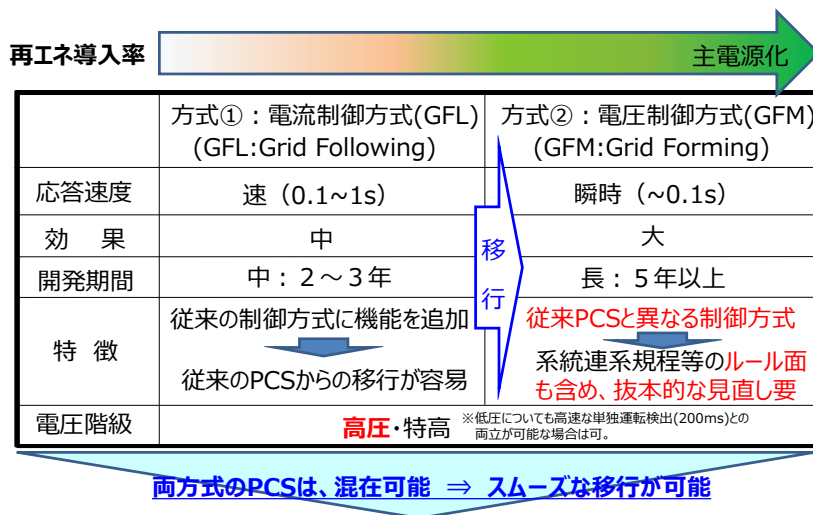
それらを踏まえ、電気学会 WEST10 機系統モデルにて複数台に $\Delta\omega$ 形 PSS を設置した時の影響について確認を行い、 $\Delta\omega$ 形発電機比率のわずかな増減では、系統慣性への影響として見られないか検証を行う。

・東地域の慣性推定精度向上策検討

東地域は常時の広域動揺成分が小さいことから、中西地域と比較して慣性推定精度が低い。その対策として、広域動揺周波数 f_0 の算出に、MEM（Maximum Entropy Method、最大エントロピー手法）等のスペクトル算出方法を適用することで、系統慣性推定精度の向上が見込めないか検討を行う。

開発項目（II）慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

本事業では慣性低下対策 PCS として、電流制御方式（GFL）と電圧制御方式（GFM）に大別し、それぞれの特性に対して、系統への導入に向けた分担を図 350 の通りに整理した。また、導入に向けた想定としては、GFL は従来 PCS と制御ロジックが近く、GFM は従来と異なる制御手法であるため、今後開発を行うに際してそれぞれの制御タイプによって異なる開発期間を想定した。それぞれの PCS は再エネ導入が加速した時に必要となる時期が異なりつつも、両方の制御は系統で干渉することなく混在が可能のため、本事業では両方の制御に焦点を当てて開発を進めた。



両方式 (GFL・GFM) に焦点を当てて開発を実施

図 3 5 0 各 PCS 制御手法の整理

本事業における成果の1つとして、前章で記載した様に慣性低下対策PCSによる対策効果が確認できた。そういった慣性低下対策PCSの製作・評価を通じて得られた知見を元に、標準的な機器仕様や試験法をとりまとめた。また、慣性低下対策が必要になる時期については、再エネ導入が加速した場合2030年頃が一つの分岐点となることが判明した。そこで、次期実証では事業成果を元に、慣性低下に対して、慣性を供給するようなグリッドコードを要件化していくことが重要だと考えられる。そこで、本事業の成果を元に、第10回グリッドコード検討会にて、要件化時期と実証の成果と要件化に対する関係性を明確化した。

◆成果の実用化見通し

慣性力提供のグリッドコード化：要件化時期(案)は2030年前後として織り込み済(P6)

◆フェーズ3:長期(2030年前後)要件化を検討

- ・周波数変化率耐量(RoCoF) [3①]
- ・慣性力の供給(疑似慣性) [3①]
- ・発電設備の制御応答性 適用拡大(小容量火力)[3②]
- ・情報提供(モデル等) 適用拡大(太陽光・風力・蓄電池)[3②]
- ・情報提供(慣性力) 適用拡大(特高の慣性供給同期発電機以外)[3②]
- ・事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)[3③]
- ・事故時優先順位指定[3③]
- ・制御・保護システムの協調・優先順位[3③]

[3①]早急に発電側で具備したほうがよいが、引き続き技術的検討や実証試験などが必要と想定されるもの。

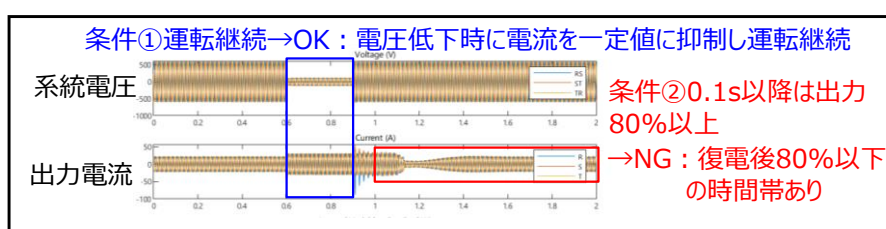
出所：2022/6/1 第10回グリッドコード検討会 資料7

本事業および次期事業の結果を受けて、事業成果が要件化に反映される見通し

図 3 5 1 次期実証を見据えた慣性低下対策 PCS 要件化の建付け

将来的な慣性低下対策PCSの導入を想定した場合、日本における再エネ導入割合が高圧に多いことから、高圧PCSを対象とした開発が将来的に有効である。高圧におけるGFMタイプの慣性低下対策PCSの導入にはいくつかの問題が存在することが今回判明した。図 3 5 2 に示すのは今回判明した課題の一つであるが、従来の系統連系規程はGFMの制御特性と相反する応答を要求する場面が存在する。

- 現行のPCS認証試験との整合性を確認し、**実用化に向けた課題を整理**
- GFLは概ね現行の認証試験をクリア。前事業で**基礎的開発完了**
⇒**本事業で実用化開発**
- GFMは制御の特性もあり、実用化に向けては以下の**課題をクリアする必要あり**
⇒**本事業で下記課題解決に取組後、実用化開発へ移行**
 - 課題1：周波数/電圧変化時にGFLに比べ**過電流**で停止しやすい
 - 課題2：**瞬時電圧低下**からの復帰時に電流出力が振動（現行認証試験基準不適合）
 - 課題3：慣性機能と**単独運転検出**の両立ができない



GFM 瞬時電圧低下試験結果例（課題2）

図 3 5 2 GFM における課題点

こういったGFM導入に向けた課題点を解決しなければ、系統に慣性低下対策PCSの導入を進めることができない。今後の方針としては、送配電事業者や認証機関を含めた体制で更なる開発を進めていく必要がある。

開発のスケジュールについては、図 3 5 3 に示すようなスキームが考えられる。機器作成には想定し得ない問題や課題が発生する可能性が高いことから、課題解決に向けたPCSの開発品の作製、シミュレーション試験、模擬系統による実機試験を含む、多段階の試験と慣性低下対策PCSの改良を行うことで仕様を策定できると考えられる。

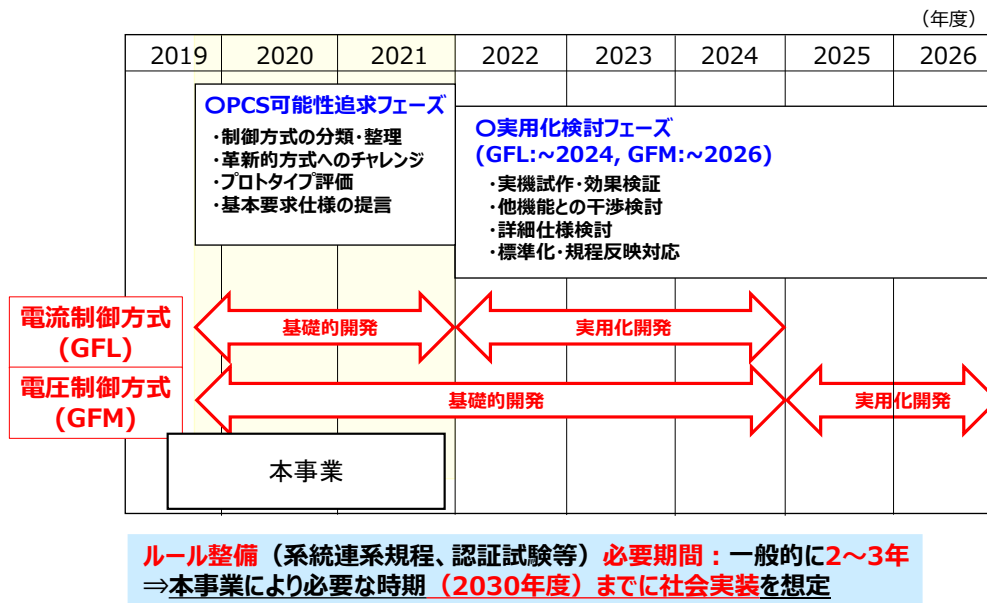
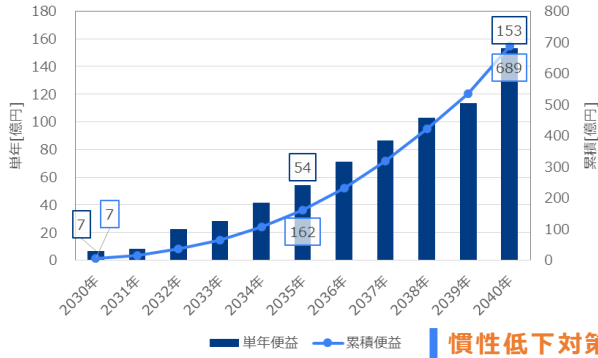


図 3 5 3 慣性低下対策 PCS 開発のスケジュール案

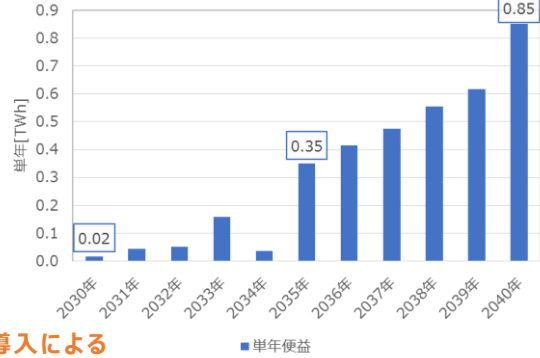
慣性低下対策PCS導入に向けた課題点は本実証で明らかになった。一方で慣性低下対策PCSを導入し、火力発電などの、慣性維持のための炊きべらしによる運用費削減効果や、慣性低下対策PCS導入に伴う、出力抑制の削減効果、また、慣性低下対策PCSによるエネルギーの供給量が増えることによるCO2排出量の削減量については図 3 5 4のように試算することが出来た。また、慣性低下対策PCSは従来PCSにプログラミングを変更する形で実現することができるため、ハード面の変更は無く、製造コストが大幅に上がる要因は無い。こういった成果から、継続して慣性低下対策PCSの導入に向けた開発を続けていくことは大変有意義であることがわかった。

◆慣性低下対策PCSの導入による効果

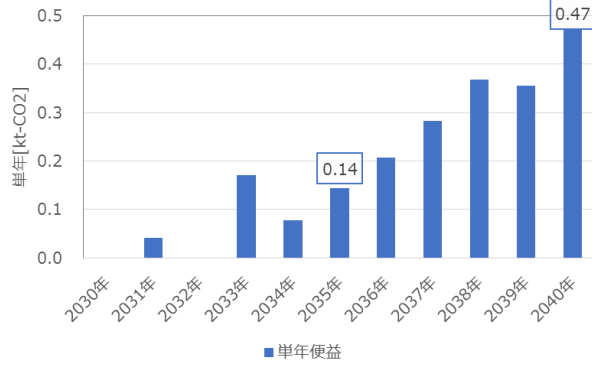
慣性低下対策PCS導入による
運用費削減効果の推移[億円]



慣性低下対策PCS導入による
出力抑制量削減効果の推移[TWh]



慣性低下対策PCS導入による
CO2排出量削減効果の推移[百万t-CO2]



慣性低下対策PCS導入により、**運用費の削減、出力抑制の低減、CO2排出量の削減などの効果が見込まれる。**

図 3 5 4 慣性低下対策 PCS 導入による各種効果

4.2. 研究開発項目[2]－1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

4. 1 実用化が期待される成果の性能評価および導入効果

研究項目[2]配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ）において、各 PV-PCS の制御手法を複数の評価軸（制御性能、制御の副作用、他制御との協調、コスト、公平性）で評価した結果、「力率一定制御の設定値更新」が最も優れた手法と評価された。

また、研究項目[3]配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（中長期フェーズ）においては「強化学習を用いた無効電力制御」および「ローカル自律制御方式」の有効性が検証された。

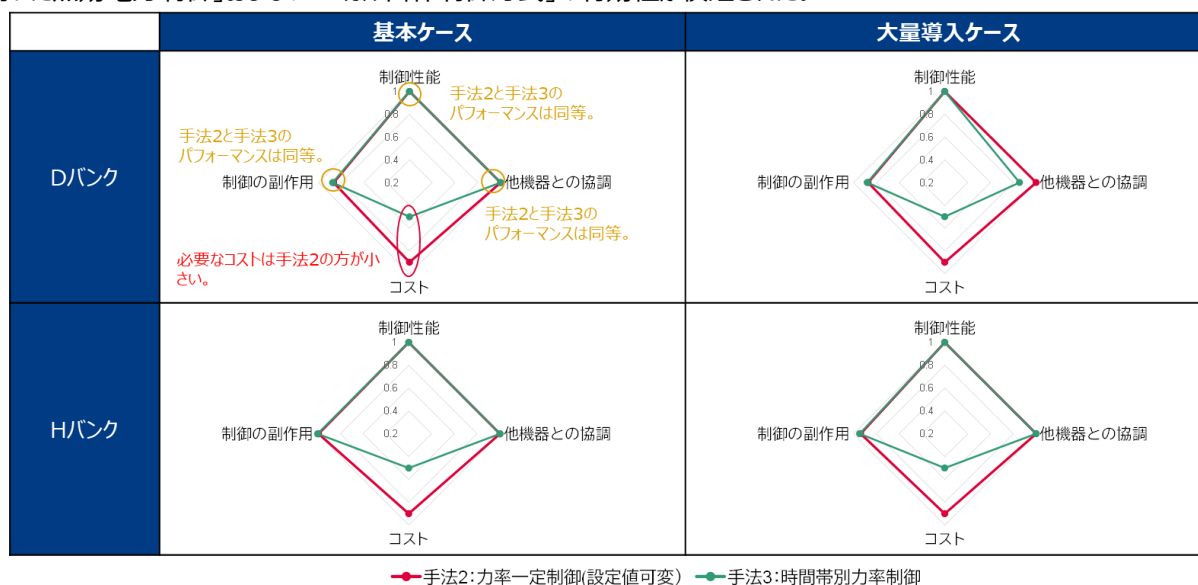


図 355 各制御手法の評価結果例

これらの制御機能を PV-PCS に具備することにより、再エネ電源の導入拡大に伴い、再エネの比率が高まり、大規模集中電源の調整能力が減少した状況において、最適な電圧・潮流の制御が可能となることが期待される。また、再エネ電源の出力により電圧変動を助長し、再エネ電源等が連鎖脱落することを回避することにも繋がることから、発電機会損失の低減効果も期待される。

4. 2 実用化に向けた課題と今後の方針

PV-PCS が具備する機能については、系統連系規程（JEAC9701）に規定・整備されているが、本研究で有効性が検証された各制御機能については、現状では規程に反映されていない状況である。

PV-PCS が具備する機能は、公平性や効果の観点から全 PV-PCS メーカー一律同様の機能具備を求めていく必要がある。そのためには、メーカー団体（JEMA）の合意・協力はもちろんであるが、実効性を担保するために各種規程類や認証試験にも反映させていく必要がある。

4. 3 実用化・事業化までのシナリオ

研究項目[2]配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発（短中期フェーズ）において、有効性を検証した「力率一定制御の設定値更新」機能の実用化に向けては、図 356 の通り、①グリッドコードへの反映、②系統連系規程への反映を実施することにより、③メーカー開発・切替の実効性を高めていく。

| | 2019年度 | 2020年度 | 2021年度 | 2022年度 | 2023年度 | 2024年度 | 2025年度 |
|--------------------------------------|--------|---------------------|--------|---------------|-----------------|--------|-----------------------|
| ①グリッドコードへの反映 広域機関・一般送配電事業者・JEMA等 | | 規定内容および時期関係者合意 → | | | 系統連系技術要件改定 → | | 「力率の設定値更新機能」 必須要件化 |
| ②系統連系規程への反映 日本電気協会・一般送配電事業者・JEMA等 | | | | 系統連系規程改定 → | | | |
| ③メーカ開発・切替 JEMA・各メーカ | | | | | 製品開発・順次切替 → | | |

図 3 5 6 実用化に向けた取組計画

再エネを大量導入したときの電力システムの信頼性や経済性を保持するために必要となる、系統に接続される電源が従うべきルール（グリッドコード）を検討することを目標として、電力広域的運営推進機関において「グリッドコード検討会」が設置され、議論がされている。

本検討会で検討されている「要件化が必要な技術要件」の一つとして、「電圧変動対策（高低圧 PCS 対象）」があり、現在高低圧 PCS に対して標準的に適用されている「力率一定制御」が規定されることとなった。規定するにあたり、将来的な PV 連系量を踏まえて標準的な力率値を検討する必要がある、本 NEDO 事業での検討結果が活用された。具体的には前節までで述べてきたとおり、配電系統における PV 連系量の増加により、現行の低圧 PV 力率値（95%）では、高圧 PV の力率一定値によっては適正電圧維持困難となる可能性が示唆されており、それを根拠として新たに規定するグリッドコードとしては、現状の系統連系規程（JEAC9701）の要件に加え、「力率設定値の変更を可能とする機能を有し一般送配電事業者の求めに応じて変更すること」を規定することを提案するに至った。本技術要件は前述のとおり第 7 回グリッドコード検討会（図 2 7 9）にて付議され合意に至ったため、提案内容で今後系統連系技術要件（グリッドコード）に反映される予定である。

また、グリッドコード検討会では、本機能のメーカ開発・移行期間についても議論・合意された（図 3 5 7）。これにより、本機能は 2025 年 4 月までに開発、順次切替をしていくことが関係者で合意された。

経過措置の必要性

【新规定切替についての従前の方法】

- ・並列時許容周波数、力率可変機能（電圧変動対策）※については新規の開発が必要
※力率可変機能については大型機では実装済みであるが、小型機では力率0.95にしか対応していない機種が大多数
- ・製品の切替には **メーカー開発期間＋商品化期間＋流通在庫消化期間** が必要
- ・新规定への対応についてこれまでは、**新製品からの順次切り替え**で対応
新製品を発売後も市場には旧型品が残存するが、自然切替され切替がスムーズに進む

【経過措置についての 送配協—JEMAの事前確認】

- JEMA** 2023年4月の系統連系技術要件改定後も、**従前の認証品について引き続き認証品として接続を認めて**頂けるように送配協へ要望
- 送配協** 系統連系技術要件に記載した以降は、最新の技術要件に適合した製品にて連系することが必要。よって、**既認証取得品であっても連系する際には最新の技術要件に適合しなければならないとの見解。**



- ・メーカー側が製品の切替をほぼ終了する時期を以て 系統連系技術要件に記載していただきたい。
- ・JEMA要望 開発・商品化期間3年（実績値）＋ 流通在庫消化期間2年＝5年 に対し、3年に短縮し **2025年4月※に系統連系技術要件を改定**することを提案したい。
※詳細仕様確定の2022年4月を起点に3年間

図 3 5 7 第 8 回グリッドコード検討会（2021.12.17） 資料 5 別紙抜粋

出所）グリッドコード検討会，電力広域的運営推進機関ホームページ，閲覧日：2022年2月16日，

<https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/index.html>

これを踏まえ、グリッドコード（系統連系技術要件）には、本要件は2025年4月に規定されることとなったが、その間を補完、さらに実効性を高めるべく、系統連系規程への反映について関係者で調整中である。

4.3. 研究開発項目[2]－ 2 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運

転検出方式の開発

実証事業では、「電圧フリッカを発生させない単独運転検出方式」を開発し、ラボ環境で有効性を検証した。実用化に向けた課題としては下記が存在しており、フリッカを発生させない単独運転検出機能の実用化を進めていく。

- 実用化検証：実験環境での更なる検討が必要（他方式混在など）
- 標準化：JEMA、各メーカーとの調整、系統連系規程への反映

一方、第 6 次エネルギー基本計画に基づく再エネの主力電源化に向け安定供給を図る必要があることから、慣性機能と単独運転検出機能の両方を備えた PCS が必要と認識しており、より汎用的な実用性を志向する観点から両機能を備えた方式についても検討予定であり、慣性力不足の顕在化に対応するため 2030 年頃の実用化を想定している。

添付資料

●プロジェクト基本計画：

P19002

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」 基本計画

スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

1. 研究開発の目的・目標・内容

(1) 研究開発の目的

① 政策的な重要性

ほとんどのエネルギー源を海外からの輸入に頼る我が国が抱える脆弱性を緩和するとともに、気候変動への抜本的かつ継続的な削減の努力が一層必要となる中、再生可能エネルギーへの期待が世界的にかつてなく高まっている。

このような状況の下、わが国では2030年のエネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組のさらなる強化を行うとともに、新たなエネルギー選択として2050年のエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げた「第5次エネルギー基本計画」が2018年7月3日閣議決定された。当該計画において、2030年に向けた重要な施策の一つとして再生可能エネルギーの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030年度の総発電電力量(10,650億kWh)のうち、再生可能エネルギーの割合を22～24%程度とする導入目標が掲げられた。さらに、2021年10月の「第6次エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギー割合は36～38%程度に引き上げられ、この実現に向けた取組が急務となっている。

② 我が国の状況

再生可能エネルギーの導入促進に向けては、2009年11月に太陽光の余剰電力買取制度が開始され、2011年8月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立、翌年の2012年7月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度(Feed in Tariff)(以下「FIT」という。)が施行された。

この結果、再生可能エネルギー導入量は、FIT開始以降、2017年9月時点で新たに約3,906万kW導入された。FIT開始以前の累積導入量が約2,060万kWであり、FIT開始以前の約1.9倍が僅か5年程度の期間で導入されたことになる。

然しながら、第5次エネルギー基本計画においては、2030年度の総発電電力量(10,650億kWh)のうち、再生可能エネルギーの割合は22～24%程度、特に太陽光発電の割合は7%程度(749億kWh)を目標としている。現状の太陽光発電の設備利用率(12～14%)を勘案すると、6,500万kW程度の太陽光発電の設備容量が見込まれる。現状の認定容量は、既にこの想定をはるかに越えたものとなっており、今後も再生可能エネルギーの導入量が拡大していくことは明白である。

現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受け入れ

を行うこととなっている。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化に向けた検討が資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関を中心に進められている。

一方、太陽光発電等の再生可能エネルギーの導入が進み相対的に火力・原子力等の同期発電機の発電台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向となり、これまで影響が限定的であった系統事故時でも、大停電に至るおそれがある。このような事態を避け、広域での電力系統の安定運用を維持するためには、電力系統の瞬間的な変動に対応する調整力、いわゆる慣性力及び同期化力(以下「慣性力等」という。)を確保することが重要である。

また、配電系統では、このまま再生可能エネルギーが電力系統に大量連系していくと、電圧上下限值の逸脱、電圧フリッカ等の電力品質上の問題が発生するおそれがあるため、新たな取組が必要である。

③ 世界の取組状況

昨今、世界各国は再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組を強化している。例えば、米国では、2017年6月末時点で、47.1GWまで太陽光発電の導入が進んでおり、また多くの州で電力部門における再生可能エネルギーの導入義務制度(RPS制度)を策定している。EUは、2007年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を2020年までに20%とする戦略を決定し、最も導入が進んでいるドイツにおいては、2015年10月時点で、39.5GWの太陽光発電が導入されている。

海外では、一時的に再生可能エネルギーが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再生可能エネルギーの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限を設けて運用している。

また、コネクト&マネージについて、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」(英国等)、「Priority Connection」(ドイツ等)、「Non Firm Access」(アイルランド等)といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。

④ 本事業のねらい

本事業では、再生可能エネルギーの導入を将来的にも可能とするため、次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を実施する。

送電系統では、既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」*を実現する制御システムを開発するとともに、基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図る。

また、慣性力等の把握手法や可視化による運用手法の確立を目指し、PMU(Phasor Measurement Unit)を用いることで時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術を確立する。さらには、新たな慣

性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されている制御装置を開発し、電力系統へ適用するための基盤技術の確立及び仕様の国内標準化を図る。

配電系統では、再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発を実施する。さらに、将来的な需要能動化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発等を実施する。

また、再生可能エネルギーの大量導入と各関連技術の進展等により、これまでにない大きな変革を迫られている電力系統の今後のあり方を検討するため、電力供給の将来の全体最適を見据えた課題の整理及び抽出を行う。

※日本版コネクト&マネージについては、経済産業省及び電力広域的運営推進機関を中心に議論が進められており、①想定潮流の合理化、②N-1電制、③ノンファーム型接続が検討されている。それぞれの詳細は次のとおり。

- ①想定潮流の合理化：エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）を評価し生じる容量を活用。
- ②N-1電制：従来、系統の信頼性等の観点から、N-1故障（1回線）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1電制」では故障時には電制を行うことで、この容量を活用する。
- ③ノンファーム型接続：送電容量を超えた系統接続が可能であるが、系統の空き容量の範囲内で運転を可能とする新たな電源接続の仕組み。

(2) 研究開発の目標

① アウトプット目標

(1) 研究開発項目①-1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

2019年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的としたフィジビリティスタディ(FS)を行い、2020年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020年度以降については、2019年度のFSの結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、以下の通り達成目標を設定する。

【最終目標】(2023年度末)

- ・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30分毎48コマ/日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の1時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。
- ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること

- ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること
- ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること

【中間目標】(2021 年度末)

- ・ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステムの設計に織り込まれていること
- ・フィールド実証に向けて、効果的かつ合理的な検証を行うための実証計画が策定されていること

【初年度目標】(2019 年度末)

- ・ノンファーム型接続システム実現のための要件が定義されていること。また、2020 年度以降、速やかに発注ができるよう要求仕様がまとめられていること
- ・2020 年度以降の具体的な実証用システム開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容、実証スケジュールがまとめられていること
- ・再エネ発電事業者が精度のよい発電予測を可能とする汎用ソフトウェアについて調査されていること。また、送配電事業者の実施するサイトの需要予測精度向上のための手法について調査されていること

(2) 研究開発項目①-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

【最終目標】(2021 年度末)

- ・PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータの取得及び分析ができていること。また、開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・2つ以上のアプローチを検証した上で、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること
- ・慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備える基盤的な手法が開発されていること。また、開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

(3) 研究開発項目②-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

【最終目標】(2021 年度末)

- ・需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器(SVR、TVR、SVC 等)の制御量を適切に分担する

2つの制御方式(ローカル制御方式及び集中制御方式)を開発すること

- ・ 開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正(101V±6V以内、過負荷無し)に維持可能であること

(4) 研究開発項目②-2 高圧連系 PCS における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

【最終目標】(2021 年度末)

- ・ インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得できていること

② アウトカム目標

本事業により、送電系統における日本版コネクト&マネージによる系統連系制約回避や、慣性力等の低下に向けた対策による広域停電回避、配電系統における電圧制御機能の高度化による電力品質の維持を図ることで、再生可能エネルギー発電の導入拡大に貢献する。2018年7月の「第5次エネルギー基本計画」における2030年の再生可能エネルギー発電の導入目標である22~24%の実現に向けて、本事業で開発した基盤技術等について、2026年頃までにフィールド実証等を経てシステムとして確立し、各電力系統に導入していく。その場合、CO₂削減効果は約1.25億トン/年(排出原単位0.512kg-CO₂/kWhで算出)となる。

③ アウトカム目標達成に向けての取組

アウトカム目標の達成に向け、本事業最終年次(2023年度)のアウトプット目標を達成できるよう事業を進めることで、送電から配電まで一連のシステムである電力系統の各所における課題を着実に解決していく。また、事業終了後、開発装置の更なる高機能化や、実用化技術の成熟、装置の普及促進を進める。さらに、本成果の普及に向けた系統連系規程への反映や、必要に応じて関連政策や法改正等に向けた取組を実施する。

(3) 研究開発の内容

上記目標を達成するために、以下の研究開発項目について、別紙の研究開発計画に基づき研究開発を実施する。

【委託事業】

- 研究開発項目①-1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発
- 研究開発項目①-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発
- 研究開発項目②-1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

【助成事業】

- 研究開発項目②-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

2. 研究開発の実施方式

(1) 研究開発の実施体制

プロジェクトマネージャーにNEDO スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 主査前野武史を任命して、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、そのプロジェクトに求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させる。

NEDOは公募により研究開発実施者を選定する。

研究開発実施者は、企業や大学等の研究機関等(以下「団体」という。)のうち、原則として日本国内に研究開発拠点を有するものを対象とし、単独又は複数で研究開発に参加するものとする。ただし、国外の団体の特別の研究開発能力や研究施設等の活用又は国際標準獲得の観点から必要な場合は、当該の研究開発等に限り国外の団体と連携して実施することができるものとする。

なお、研究開発項目①及び②の各実施者の研究開発能力を最大限に活用し、効率的かつ効果的に研究開発を推進する観点から、NEDOは研究開発責任者(プロジェクトリーダー)を選定し、各実施者はプロジェクトリーダーの下でそれぞれの研究テーマについて研究開発を実施する。

(2) 研究開発の運営管理

NEDOは、研究開発全体の管理、執行に責任を負い、研究開発の進捗のほか、外部環境の変化等を適時に把握し、必要な措置を講じるものとする。運営管理は、効率的かつ効果的な方法を取り入れることとし、次に掲げる事項を実施する。

① 研究開発の進捗把握・管理

NEDOは、主としてプロジェクトリーダーをとおして研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握する。また、必要に応じて外部有識者で構成する技術委員会を組織し、定期的に技術的評価を受け、目標達成の見通しを常に把握することに努める。

② 技術分野における動向の把握・分析

NEDOは、プロジェクトで取り組む技分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について必要に応じて調査し、技術の普及方策を分析、検討する。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施する。

3. 研究開発の実施期間

2019年度から2023年度までの5年間とする。

ただし、研究開発項目①-2、研究開発項目②-1、研究開発項目②-2は2019年度から2021年度までの3年間とする

4. 評価に関する事項

NEDOは技術評価実施規程に基づき、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、プロジェクト評価を実施する。

評価の時期は、中間評価を2021年度、事後評価を2024年度とし、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

また、中間評価結果を踏まえ必要に応じて研究開発の加速・縮小・中止等の見直しを迅速に行う。

5. その他の重要事項

(1) 研究開発成果の取扱い

① 共通基盤技術の形成に資する成果の普及

研究開発実施者は、研究成果を広範に普及するよう努めるものとする。NEDOは、研究開発実施者による研究成果の広範な普及を促進する。

② 標準化施策等との連携

研究開発実施者は、国内標準化に向けた検討を行う。

③ 知的財産権の帰属、管理等取扱い

研究開発成果に関わる知的財産権については、「国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー・産業技術業務方法書」第 25 条の規定等に基づき、原則として、全て委託先に帰属させることとする。なお、開発段階から、事業化を見据えた知財戦略を構築し、適切な知財管理を実施する。

④ 知財マネジメントに係る運用

本プロジェクトは、「NEDOプロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」を適用する。

⑤ データマネジメントに係る運用

本プロジェクトは、「NEDOプロジェクトにおけるデータマネジメント基本方針(委託者指定データを指定しない場合)」を適用する。

(2) 「プロジェクト基本計画」の見直し

NEDOは、当該研究開発の進捗状況及びその評価結果、社会・経済的状況、国内外の研究開発動向、政策動向、研究開発費の確保状況等、プロジェクト内外の情勢変化を総合的に勘案し、必要に応じて目標達成に向けた改善策を検討し、達成目標、実施期間、実施体制等、プロジェクト基本計画を見直す等の対応を行う。

(3) 根拠法

本プロジェクトは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第 15 条第 1 項第 1 号イ及び第 3 号並びに第 9 号に基づき実施する。

6. 基本計画の改訂履歴

(1) 2019 年 2 月 制定。

(2) 2020 年 2 月 改訂。

(3) 2022 年 3 月 改訂。

研究開発計画

研究開発項目①ー1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

1. 研究開発の必要性

現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。一方、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」(英国等)、「Priority Connection」(ドイツ等)、「Non Firm Access」(アイルランド等)といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化に向けた取組を進めていく必要がある。

2. 研究開発の具体的内容

既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」を実現する効果的かつ合理的な制御システムを開発する。開発した装置についてはフィールド試験を実施しその効果が十分であることを確認する。また、各種学会発表等を通じて全一般送配電事業者にローカル予測精度向上に関する成果を含めて情報提供するとともに、「日本版コネクト&マネージ」の基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図る。

なお2019年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的として、フィージビリティスタディ(FS)を行い、2020年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020年度以降については、初年度のFSの結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえて策定することとし、以下の通り達成目標を設定した。

3. 達成目標

【最終目標】(2023年度末)

開発したノンファーム型接続システムについて、実フィールド実証等を通じ効果を検証し、合理的かつ効率的なシステムを構築する。また、ノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続システム活用による運用方法を確立する。さらに、フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し、一般送配電事業者や発電事業者等に展開できるよう要求仕様を取り纏める。具体的には、以下の目標を設定する。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限

受け入れた際にも、計画通りに出力制御(制度設計に基づき、算出した各コマ(30分毎 48コマ/日)の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後(実需給断面の1時間前)に送信)を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること
- ・ また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること
- ・ フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること

【中間目標】(2021年度末)

FSの結果から得られたシステム実現のための要件定義やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続を実現するためのシステム設計・開発を実施する。なお、2021年度末時点においては、以下の技術レベルに到達することを目標とする。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・ システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステムの設計に織り込まれていること
- ・ フィールド実証に向けて、効果的かつ合理的な検証を行うための実証計画が策定されていること

【初年度目標】(2019年度末)

2019年度に実施するFSの達成目標については、以下の技術レベルに到達することを目標とする。なお、2020年度以降の達成目標は、FS結果を踏まえて新たに策定する。

- ・ ノンファーム型接続システム実現のための要件が定義されていること。また、2020年度以降、速やかに発注ができるよう要求仕様がまとめられていること
- ・ 2020年度以降の具体的な実証用システム開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容、実証スケジュールがまとめられていること
- ・ 再エネ発電事業者が精度のよい発電予測を可能とする汎用ソフトウェアについて調査されていること。また、送配電事業者の実施するサイトの需要予測精度向上のための手法について調査されていること

研究開発項目①-2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

1. 研究開発の必要性

現在の電力系統では、発電機は同期機が支配的であって、全ての発電機が一定の回転数を保ちながら同期運転している。同期機は、その基本的な特性として、系統周波数で位相を同期させながら運転継続されるよう作用する同期化力や系統擾乱時等において発電機出力や回転数が一定に維持されるように調整する慣性力等を保有している。しかし、今後の再生可能エネルギーの導入状況を踏まえると、想定以上に早い時期に同期発電機が減少し、これまで系統が保有していたこれらの力が低下することにより系統が不安定になることが懸念される。これは、世界的にも慣性力(イナーシャ)低下問題として議論されている。

海外では、一時的に再生可能エネルギーが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再生可能エネルギーの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足(再エネ発電比率約 48%)が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限(65%)を設けて運用している。

一方、国内でも電力中央研究所による研究では、東系統(50Hz)に比べより過酷な中西系統(60Hz)において、再エネ発電比率が 50%を超えると広域停電の増加が懸念されると報告されており、アイルランドでも当初は制限値を 50%から制約を設け運用していることから、「50%」が国内での一つの指標とみている。また、2030 年にはこの「50%」を超える系統断面が顕在化していることが予想される。

本事業では、再生可能エネルギーの大量導入に伴う慣性力、同期化力の低下対策として、系統周波数維持及び安定度維持による電力の安定供給を目的に対策を講ずる。

2. 研究開発の具体的内容

電力系統の慣性力等を監視するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を検討する。また、慣性力等が具備されている制御装置の仕様の検討を行う。

3. 達成目標

【最終目標】(2021 年度末)

電力系統の慣性力等を把握するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し要求仕様を取りまとめるとともに、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を提示する。また、慣性力等を具備した制御装置の基盤技術を開発し、実フィールドで使用可能な装置の要求仕様を取りまとめる。具体的には以下の技術レベルに到達することを目標とする。

(1) 慣性力等が把握可能な常時監視システムの基盤技術開発

- ・ PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得及び分析ができていること。また開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・ 2つ以上のアプローチを検証した上で、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること

(2) 慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

- ・ 慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備えている基盤的な手法が開発されていること。また開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

研究開発項目②－1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

1. 研究開発の必要性

2014年度から2018年度までNEDOにおいて実施している「分散型エネルギー一次世代電力網構築実証事業」では、配電系統における系統側機器による電圧制御に関する一定の成果が得られている。

然しながら、FIT以降の急激な再生可能エネルギーの配電系統接続、更には2018年7月3日に閣議決定された「第5次エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギーを主力電源化、一層の再生可能エネルギーの導入目標が掲げられたところであり、今後一層の再生可能エネルギーの導入が進むと見込まれ、大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題が顕在化することが予測されているため、これらを回避するための技術開発が必要な状況である。

また、FIT終了などを背景に今後は多くの需要家が蓄電池等の蓄エネルギー技術を活用して太陽光発電の自家消費の移行も起きてくると考えられる。加えて、地域単位での経済運用や系統需給運用の問題(余剰電力、インバランス、ダックカーブ、出力急変等)に対する調整力として需要家側資源(PV、蓄電池等)を活用するアグリゲータが出現しており、多数の需要家側資源を統合制御するバーチャルパワープラント(VPP)の構築に向けた動きが活発化することも想定され、配電系統の電圧・潮流の変動が複雑化により適正電圧管理や過負荷防止等、配電系統の安定運用が困難となることが懸念される。

こうした変化に対応し、アグリゲータビジネスや需要家側での活発な電力の取引を積極的に推進するためにも、電圧の管理を主体とする従来型の配電系統の監視・制御を抜本的に強化していくことが必要であり、現在取り組まれていない需要能動化や自家消費進展後の潮流・電圧制御方式を開発し、系統安定化に資する技術的な整理と運用技術の開発が必要である。

また、電力系統は、再生可能エネルギーの大量導入と各関連技術の進展等により、大きな変革を迫られており、現状及び今後に予想される技術の進展、社会の変化の方向性を踏まえ、2050年頃までの電力系統の将来像を念頭におくことは非常に重要である。

2. 研究開発の具体的内容

今後一層の再生可能エネルギーの導入の進展に伴い、顕在化することが予測される大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題を回避するために必要な技術開発について解析、運用・制御の面からそれぞれ取り組み、再エネ導入量に応じた対策の道筋を示す。その中で、将来の電力の全体最適を見据えつつ、需要能動化や自家消費進展後において、需要家側リソース(PV、蓄電池、HP給湯器、等)と連携し、需要家の経済性・利便性を維持しながら、配電系統の潮流・電圧制御及び二次系統への影響緩和を低コストで的確に実現する配電系統潮流・電圧制御方式を開発する。また、需要家側リソースを適切に管理する機器の検討を行い、系統連系可能な要件定義について解析できるシミュレーションプログラムの仕様を検討する。

3. 達成目標

【最終目標】(2021年度末)

- ・ 需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器(SVR、TVR、SVC等)の制御量を適切に分担する2つの制御方式(ローカル制御方式及び集中制御方式)を開発すること
- ・ 開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正(101V±6V以内、過負荷無し)に維持可能であること

研究開発項目②-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

1. 研究開発の必要性

再生可能エネルギーからの逆潮流による電圧上昇対策として、太陽光発電設備の力率一定制御が導入されているが、連系量の増加に伴い無効電力量も増加するため、特別高圧系統への影響も懸念される。さらに、電圧フリッカ、電圧不平衡など電力品質への様々な影響が顕在化してきており、これら課題を解決するために必要な技術開発が求められている。

2. 研究開発の具体的内容

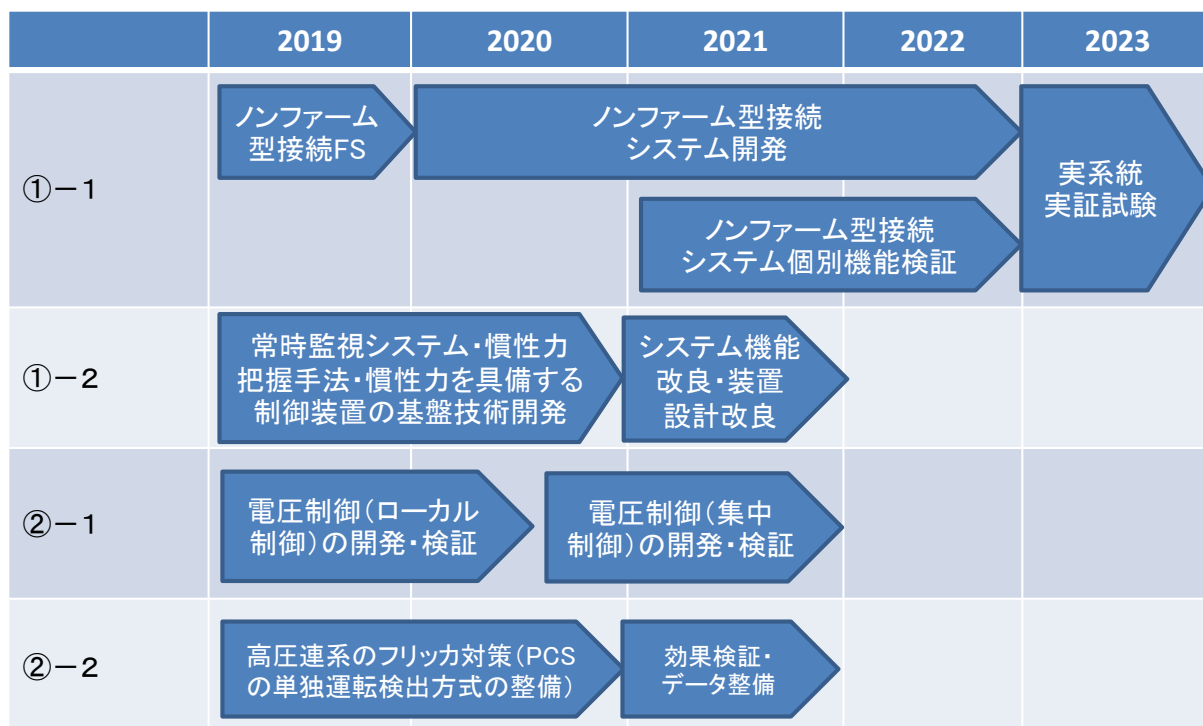
再エネの更なる導入拡大時に電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発について保護・保安の面から取り組み、系統連系可能な要件定義について検討を実施する。

3. 達成目標

【最終目標】(2021 年度末)

- ・ インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得できていること

研究開発スケジュール



●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果）

事前評価結果

2019 年度（平成 31 年度）新規案件に係る事前評価結果について

| | |
|--------|--|
| 案件名 | 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術 |
| 推進部署 | スマートコミュニティ部 |
| 総合コメント | 再生可能エネルギーの出力変動に対応した電力系統安定化は、喫緊の課題であり成果の公益性が高い。電力系統の慣性力を考慮した系統運用技術の開発は、先進的に取り組むべき重要な課題の一つである。そのため世界的に再生可能エネルギー導入が活発化する中で、この技術の導入時期を前倒しすることを是非期待したい。研究開発内容、実施およびマネジメントの体制ともに明確に設定されているが、個々の要素技術の研究開発がどのように有機的に作動して、電力系統の安定化が得られるのかを示したアウトカムへの道筋については、曖昧であるので見直しが望まれる。アウトカムの道筋の明確化により、送電・配電の全体最適化につなげることを期待したい。 |

【参考2】

平成31年3月1日
NEDO
スマートコミュニティ部

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に対するパブリックコメント募集の結果について

NEDO POSTIにおいて標記基本計画(案)に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。
貴重なご意見をいただき、ありがとうございます。

1. パブリックコメント募集期間
平成30年12月27日～平成31年1月11日
2. パブリックコメント投稿数<有効のもの>
計2件
3. パブリックコメントの内容とそれに対する考え方

| ご意見の概要 | ご意見に対する考え方 | 基本計画・技術開発課題への反映 |
|--|---|----------------------------------|
| <p>1. 研究開発の目的 (3) 研究開発の内容</p> <p>【意見1】 (1件)</p> <p>同事業計画書に記載されている、再エネの多量導入により、火力等の同期発電機の運用台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向であり（オーストラリアでは慣性力不足による大規模停電が発生）、調整力（慣性力）の確保が重要となる。発電効率はリチウムイオン蓄電池より悪いが、大規模化（>1GWh）が可能であり、設備コストとO&Mコストが安価な同期発電機（慣性力）を有する蓄熱発電（*）の導入は有効と思われる。（*）再エネ余剰電力を熱変換して貯蔵し必要な時に電力（汽力発電）もしくはコージェネ（熱電併給）が熱供給としてエネルギー供給するシステム。欧州にて先行する技術。</p> | <p>【考え方】</p> <p>ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた蓄熱発電も、電力系統の慣性力不足の課題解決に貢献する有効な手法の一つと考えます。ただし、本事業では、電力系統全体をカバーする手法を対象としており、ご提案いただいた内容は、適用の範囲が限定的となるため、本事業とは別に検討すべきものと考えます。</p> | <p>【反映の有無と反映内容】</p> <p>特になし。</p> |
| <p>【意見2】 (1件)</p> <p>「研究開発項目②-2 高圧連系PCSにおける電圧フリック対策のため最適な単独運転開発方式の開発」について以下意見致します。 (意見) ① 高調波注入方式や次回数高調波方式等の非無効電力注入方式の利用についても検討内容に含める。 ② 大容量設備においては、PCS単体で対応するのではなく、設備一括での対応も含めた対応も併せて検討する。</p> | <p>ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた①高調波注入方式や回数高調波方式等の非無効電力注入方式及び②大容量設備において設備一括での対応についても情報収集を実施し、最適な方式を検討したいと考えています。</p> | <p>特になし。</p> |

●特許論文等リスト

研究開発項目[1]- 2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

【特許】

<開発項目 (I) >

| 番号 | 出願者 | 出願番号 | 国内外 国 PCT | 出願日 | 状態 | 名 称 | 発明者 |
|----|---------------------|-------------------|--------------|-----------|------------|------------------------------|-------|
| 1 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010132 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 2 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010133 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 3 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010134 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 4 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010135 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 5 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010136 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 6 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010137 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |
| 7 | 東京電力 PG、 東京電力 HD | 特願 2021-010138 | 国内 | 2021/1/26 | 出願 (公開) | 情報処理装置、情報 処理方法及びプログ ラム | 片岡良彦他 |

【論文】

<開発項目（Ⅰ）>

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 発表誌名、ページ番号 | 査読 | 発表年月日 |
|----|--|-----------------|---|--|----|-----------|
| 1 | 立松正幹、澤崎正明、前川友哉、上田順一 | 関西電力、近計システム | 系統慣性等常時監視システムの開発 | エネルギー・資源学会論文誌 | 有 | 2021/9/10 |
| 2 | Thongchart kerdphol、渡邊政幸、西川倫太郎、玉木貴裕、三谷康範 | 九州工業大学 | PMUs-based Polynomial Approximation to Determine Inertia of 60 Hz Japan Power System during Transient Event | 5th Annual IEEE Texas Power and Energy Conference 2021 | 有 | |
| 3 | Thongchart kerdphol、渡邊政幸、西川倫太郎、林優樹、三谷康範 | 九州工業大学 | Inertia Estimation of 60 Hz Japan Power System from Ambient Synchrophasor Measurements | IEEE Transactions on Power Systems | 有 | |
| 4 | 片岡良彦、保坂直貴 | 東京電力 PG、東京電力 HD | 電力系統のイベントベース慣性推定におけるイベント時刻特定の一方法 | 電気学会論文誌 B | 有 | 2022/4 |
| 5 | 片岡良彦、保坂直貴 | 東京電力 PG、東京電力 HD | 電力系統のイベントベース慣性推定における地点別周波数情報を用いた慣性中心周波数の推定 | 電気学会論文誌 B | 有 | 2022/4 |

<開発項目（Ⅱ）>

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 発表誌名、ページ番号 | 査読 | 発表年月日 |
|----|--|----------------------|---|--|----|-----------|
| 1 | 荻本和彦、岩船由美子、占部千由、東仁、磯永彰 | 東京大学、JPOWER ビジネスサービス | 同期発電機の運用容量による系統慣性の特性分析 | エネルギー・資源学会論文誌 No.42(1)、pp30-37 (2021) | 有 | 2021/1 |
| 2 | 平瀬祐子、上崎和沙、織原大、喜久里浩之、橋本潤 | 東洋大学、産業技術総合研究所 | Characteristic Analysis and Indexing of Multimachine Transient Stabilization Using Virtual Synchronous Generator Control | Energies 2021、14(2)、366 | 有 | 2021/1/11 |
| 3 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータ群の縮約手法 | 電気学会論文誌 B Vol. 141No.4、pp.307-315 (2021) | 有 | 2021/4 |
| 4 | 織原大、田岡久雄、喜久里浩之、橋本潤、大谷謙仁、高松尚宏、大関崇、松浦隆祥、宮崎 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | Contribution of Voltage Support Function to Virtual Inertia Control Performance of Inverter-Based Resource in Frequency Stability | Energies 2021、14(14)、4220 | 有 | 2021/7/13 |

| | | | | | | |
|---|---|------------------------------|---|-------------------------------------|---|-----------|
| | 聡、濱田拓、宮崎輝 | | | | | |
| 5 | 濱田拓、草柳儀隆、立松正幹、渡邊政幸、喜久里浩之 | 東京電力HD、関西電力、九州工業大学、産業技術総合研究所 | Challenges for a Reduced Inertia Power System Due to the Large-Scale | Global Energy Interconnection (GEI) | 有 | |
| 6 | 織原大、田岡久雄、喜久里浩之、橋本潤、大谷謙仁、高松尚宏、大関崇、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、宮崎輝 | 産業技術総合研究所、東京電力HD | Internal Induced Voltage Modification for Current Limitation in Virtual Synchronous Machine | Energies 2022、15(3)、901 | 有 | 2022/1/26 |

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

<開発項目 (I) >

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 会議名 | 発表年月日 |
|----|--|---------------|--|--|-----------|
| 1 | 玉木貴裕、西川倫太郎、米澤実、渡邊政幸、三谷康範 | 九州工業大学 | 位相計測装置を用いた慣性推定手法の評価 | 令和2年電気学会全国大会 | 2020/3/1 |
| 2 | 西川倫太郎、三谷康範、渡邊政幸、玉木貴裕 | 九州工業大学 | 位相・潮流情報を用いた系統慣性推定における位相観測地点決定手法 | 2020年度電気・情報関係学会九州支部連合大会 | 2020/9/1 |
| 3 | 玉木貴裕、西川倫太郎、渡邊政幸、三谷康範 | 九州工業大学 | 位相・潮流情報を用いた系統慣性推定手法に関する評価 | 令和2年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会 | 2020/9/1 |
| 4 | 武富大輝、北條昌秀、渡邊政幸、三谷康範 | 徳島大学、九州工業大学 | 同期位相計測を用いた系統周波数の時間変化率推定法 | 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会 | 2020/9/11 |
| 5 | 立松正幹、澤崎正明、前川友哉、上田順一 | 関西電力、近計システム | 系統慣性等常時監視システムの開発について | エネルギー・資源学会 第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス | 2021/1/27 |
| 6 | Thongchart Kerdphol、渡邊政幸、西川倫太郎、玉木貴裕、三谷康範 | 九州工業大学 | Determining Inertia of 60 Hz Japan Power System using PMUs from Power Loss Event | 5th Annual IEEE Texas Power and Energy Conference 2021 | 2021/2/1 |
| 7 | 薄良彦、渡邊政幸、三谷康範 | 大阪府立大学、九州工業大学 | 系統慣性評価へのクープマンモード分解の適用に関する一検討 | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 8 | 草柳儀隆、保坂直貴、吉山和宏、森健二郎、 | 東京電力HD、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その1～事業概要～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |

| | | | | | |
|----|--|--|--|---------------------------|-----------|
| | 本庄昇一、渡邊政幸、三谷康範 | | | | |
| 9 | 立松正幹、澤崎正明、前川友哉、上田順一、神崎龍造、吉山和宏 | 関西電力、近計システム、関西電力送配電、東京電力 HD | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その2～系統慣性等常時監視システムの開発～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 10 | 伊是名篤志、本郷賢和、守未奨、草柳儀隆、佐藤智彦、中地芳紀、松原貢、三谷康範 | 九州電力、九州電力送配電、東京電力 HD、東京電力 PG、中部電力、中部電力 PG、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その3～系統慣性推定手法の精度向上について～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 11 | 保坂直貴、佐藤智彦、伊是名篤志、守未奨、中地芳紀、松原貢、三谷康範 | 東京電力 HD、東京電力 PG、九州電力、九州電力送配電、中部電力、中部電力 PG、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その4～多項式近似による RoCoF および系統慣性の推定結果について～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 12 | 山崎渉、久芳史朗、飛田雄一、中地芳紀、松原貢、三谷康範 | 中国電力 NW、東北電力 NW、中部電力、中部電力 PG、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その5～系統慣性推定手法による推定結果の評価～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 13 | 柴田真吾、中地芳紀、佐藤慧、山崎渉、飛田雄一、三谷康範 | 中部電力、中部電力 PG、中国電力 NW、東北電力 NW、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その6～系統安定度推定結果の傾向～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 14 | 中地芳紀、柴田真吾、佐藤慧、山崎渉、飛田雄一、三谷康範 | 中部電力、中部電力 PG、中国電力 NW、東北電力 NW、九州工業大学 | 系統慣性等の低下に対応するための基盤技術開発（その7～系統安定度推定結果の評価方法～） | 令和3年電気学会全国大会 | 2021/3/10 |
| 15 | 武富大輝、北條昌秀、渡邊政幸、三谷康範 | 徳島大学、九州工業大学 | 同期位相計測を用いた東日本系統における周波数変化率の推定 | 2021 電気・電子・情報関係学会四国支部連合大会 | 2021/9/25 |
| 16 | 草柳儀隆、保坂直貴、吉山和宏、宮崎輝、本庄昇一、渡邊政幸、三谷康範 | 東京電力 HD、九州工業大学 | 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発（I～事業概要～） | 令和4年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 17 | 立松正幹、澤崎正明、岸下竹志、前川友哉、 | 関西電力、近計システム、関西電 | 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発（I-1～系統慣性等常時監視システムの開発～） | 令和4年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |

| | | | | | |
|----|---|---|---|---------------------|-----------|
| | 上田順一、佐本進、吉山和宏 | 力送配電、東京電力HD | | | |
| 18 | 渡邊政幸、三谷康範、柴田裕之、西田圭吾、草柳儀隆、保坂直貴、佐藤智彦、中地芳紀、松原貢 | 九州工業大学、九州電力、九州電力送配電、東京電力HD、東京電力PG、中部電力、中部電力PG | 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発（I-2～系統慣性等推定技術の開発～） | 令和4年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 19 | 山崎渉、久芳史朗、田口公陽、中地芳紀、松原貢、渡邊政幸 | 中国電力NW、東北電力NW、中部電力、中部電力PG、九州工業大学 | 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発（I-3～系統慣性等推定結果の検証・評価～） | 令和4年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 20 | 大原尚、里悠太、片岡良彦、大熊武、新井利男、唐澤典行、保坂直貴 | 東京電力PG、東光高岳、東京電力HD | 系統慣性等の把握可能な基盤技術の開発（I-4～新島における実証試験と系統慣性推定手法開発に向けた取組～） | 令和4年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 21 | 保坂直貴、大原尚、佐々木和人、柴田真吾、松原貢、立松正幹、山崎渉、伊是名篤志、守未奨、大熊武、渡邊政幸、三谷康範、北條昌秀 | 東京電力HD、東京電力PG、東北電力NW、中部電力、中部電力はPG、関西電力、中国電力NW、九州電力、九州電力送配電、東光高岳、九州工業大学、徳島大学 | Development of basic technology for estimating system inertia in real time | CIGRE 2022 京都シンポジウム | 2022/4/6 |
| 22 | 武富大輝、北條昌秀、渡邊政幸、三谷康範 | 徳島大学、九州工業大学 | An Estimation Method of Rate of Change of Frequency by Wide-Area Phasor Measurements Based on Histogram of Its Candidates | CIGRE 2022 京都シンポジウム | 2022/4/6 |

<開発項目（Ⅱ）>

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 会議名 | 発表年月日 |
|----|-------------------------------------|------------------------------|----------------------------|--|-----------|
| 1 | 荻本和彦、Joao Fonseca Júnior、東仁、磯永彰、福留潔 | 東京大学、J-POWER ビジネスサービス | VRE 大量導入による電力システム運用への影響と対策 | エネルギー・資源学会第38回研究発表会講演論文集 8-1 (2019)、pp.162-167 | 2019/8/5 |
| 2 | 荻本和彦、岩船由美子、占部千由、Joao Gari da Silva | 東京大学、Jpower Business Service | 同期機の運用容量減少の影響と対策 | エネルギー・資源学会 第37回社会・経済・エネルギーシステム・経済・環境コ | 2020/1/28 |

| | | | | | |
|----|--|-----------------------|---|---|-----------|
| | Fonseca Junior、東仁、磯永彰 | | | ンファレンス講演論文集 15-5 | |
| 3 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | スマートインバータ群を含む配電システムの縮約-同一地点に連系するスマートインバータ群の縮約手法の基礎検討 | 令和 2 年電気学会全国大会 | 2020/3 |
| 4 | 上村浩文、高野幸雄、原田慈、吉岡康利、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、森健二郎 | 富士電機株式会社 | 電力システムの周波数変動対策インバータの制御アルゴリズム分類に関する一検討 | 令和 2 年電気学会全国大会 | 2020/3 |
| 5 | 玉木貴裕 | 九州工業大学 | 位相計測装置を用いた慣性推定手法の評価 | 令和 2 年電気学会全国大会 | 2020/3 |
| 6 | 荻本和彦、岩船由美子、占部千由、片岡和人、東仁、磯永彰 | 東京大学、J-POWER ビジネスサービス | 電力システム運用のシステム慣性への影響分析 | 令和 2 年全国大会、講演論文集 6-092 | 2020/3/11 |
| 7 | 荻本和彦、岩船由美子、占部千由、東仁、磯永彰 | 東京大学、J-POWER ビジネスサービス | 同期発電機の運用容量による系統慣性の特性分析 | エネルギー・資源学会、第 39 回研究発表会講演論文集 10-6、pp303 | 2020/7/28 |
| 8 | Joao Gari da Silva Fonseca Junior、Yusuke Udagawa、Takashi Oozeki、Kazuhiko Ogimoto | 東京大学 | Characteristics of Day-Ahead Residual Demand、PV Power and Demand Forecasts in a Scenario of Large Penetration of PV | 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition(EUPVSEC 2020) | 2020/9/9 |
| 9 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータ群の縮約手法 | 令和 2 年電力・エネルギー部門大会 | 2020/9/11 |
| 10 | Joao Gari da Silva Fonseca Junior、Yusuke Udagawa、Takashi Oozeki、Kazuhiko Ogimoto | 東京大学 | 残余電力需要の予測、勾配ブースティングツリー、太陽光発電の高導入、数値予報データ | 令和 2 年電力・エネルギー部門大会 | 2020/9/11 |
| 11 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 連系点電圧を考慮した周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータの数式モデル | 令和 2 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会 | 2020/11/7 |
| 12 | 矢部邦明、林泰弘 | 早稲田大学 | 自然変動電源と蓄電池の導入拡大が非同期電源比率に及ぼす影響評価 | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/9 |
| 13 | 志熊亮佑、金子曜久、芳澤信哉、石井英雄、林泰弘 | 早稲田大学 | Grid-Forming インバータ導入による系統周波数安定性への影響評価の基礎検討 | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/9 |
| 14 | 織原大、喜久里浩之、橋本潤、大谷謙仁、高 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | インバータ電源への慣性模擬機能の実装手法の違い | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/9 |

| | | | | | |
|----|--|-------------------|--|------------------------|-----------|
| | 松尚宏、大関崇、田岡久雄、竹中清、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、森健二郎 | | が周波数変動抑制効果に与える影響 | | |
| 15 | 上村浩文、高野幸雄、原田慈、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、森健二郎 | 富士電機株式会社、東京電力 HD | 周波数変動対策インバータ制御アルゴリズムのオフラインシミュレーション比較 | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/9 |
| 16 | 上崎和沙、大内和樹、平瀬祐子、織原大、喜久里浩之、橋本潤 | 東洋大学、産業技術総合研究所 | 仮想同期発電機制御による多機系統過渡安定化の特性分析と指標化 | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/11 |
| 17 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 周波数・有効電力制御機能を有する スマートインバータ群を含む配電系統の縮約 -スマートインバータ連系点における周波数検出モデル- | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/11 |
| 18 | 志熊亮佑、金子曜久、芳澤信哉、石井英雄、林泰弘 | 早稲田大学 | Grid-Forming インバータの導入量増加による電源脱落時の系統周波数安定性への影響評価 | 令和 3 年電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/24 |
| 19 | 川島伸明、原亮一、北裕幸 | 北海道大学 | シングルループ方式の Grid-Forming インバータの数式モデル | 令和 3 年電力・エネルギー部門大会 | 201/8/25 |
| 20 | 喜久里浩之、織原大、高松尚宏、大関崇、橋本潤、大谷謙仁、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、森健二郎 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | 模擬慣性機能付きインバータの周波数応答評価試験のための PHIL シミュレーションに基づく試験環境の構築 | 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/26 |
| 21 | 高松尚宏、大関崇、織原大、喜久里浩之、橋本潤、大谷謙仁、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、森健二郎 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | 太陽電池を入力電源とした仮想同期発電機インバータの回路解析シミュレーション | 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/26 |
| 22 | 餘利野直人、稲見啓生、松本宗一郎、小石純平、島田拓也、田中敬太、佐々木豊、関崎真也、造賀芳文 | 広島大学 | 単相同期化カインバータの実効値シミュレーションに関する検討 | 令和 3 年電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/26 |
| 23 | 餘利野直人、小石純平、松本宗一郎、稲見啓生、島田拓也、田中敬太、佐々木豊、関崎真也、造賀芳文 | 広島大学 | 単相同期化カインバータ系統の実効値シミュレーション | 令和 3 年電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/26 |
| 24 | 本庄昇一 | 東京電力 HD | 再エネ主電源化に向けた系統対策と技術開発 | スマートコミュニティサミット 2021 | 2021/9/22 |

| | | | | | |
|----|---|---|---|--|------------|
| 25 | 稲見啓生、小石純平、島田匠、餘利野直人、造賀芳文、佐々木豊、関崎真也 | 広島大学 | 電力系統の安定性解析のための単相同期化インバータモデル～シミュレーションと実機の比較～ | 令和3年(2021年)電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会 | 2021/9/22 |
| 26 | 小石純平、稲見啓生、餘利野直人、造賀芳文、佐々木豊、関崎真也 | 広島大学 | Grid-Forming Inverter の導入による電力系統安定化効果 | 令和3年(2021年)電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会 | 2021/9/22 |
| 27 | 平瀬祐子、織原大、喜久里浩之、橋本潤 | 東洋大学、産業技術総合研究所 | Analysis of Center of Inertial Frequency in a Power Grid that Includes Distributed Energy Resources Connected via Smart Inverters | 2021 IEEE The 4th International Conference on Power and Energy Applications (ICPEA 2021) | 2021/10/10 |
| 28 | 濱田拓 | 東京電力 HD | 再生可能エネルギー大量導入に伴う慣性低下対策 | 第18回「次世代の太陽光発電システム」シンポジウム(第1回日本太陽光発電学会学術講演会) | 2021/10/14 |
| 29 | Joao Gari da Silva Fonseca Junior、Yumiko Iwafune、Kazuhiko Ogimoto | 東京大学 | A Comparison of Two Methods to Forecast Residual Demand One Day Ahead of Time in Japan | Solar World Congress 2021 | 2021/10/26 |
| 30 | 橋本潤 | 産業技術総合研究所 | R&D project of advanced inverter for RE penetration - advanced inverter and Grid forming inverter | Philippines-Japan RE & Energy Resiliency Workshop 2021 | 2021/11/10 |
| 31 | 荻本和彦、岩船由美子、占部千由、草柳儀隆、宮崎輝、安藤希美、入江寛、東仁、磯永彰 | 東京大学、東京電力HD、三菱総合研究所、Jpower Business Service | 再生可能エネルギー大量導入の下での系統慣性の低下と対策の解析・評価 | エネルギー・資源学会 第38回社会・経済・エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集9-2 | 2022/1/25 |
| 32 | 濱田拓 | 東京電力 HD | 再生可能エネルギーが大量連系される電力系統における慣性低下対策 | エネルギー・環境戦略特別セミナー | 2022/1/31 |
| 33 | 宇田川佑介、荻本和彦、Joao Gari da Silva Fonseca Junior、向井克、齊藤朋世、東仁 | 東京大学、構造計画研究所、J-POWER ビジネスサービス | 太陽光発電出力予測誤差を考慮可能な電力需給解析 | 令和4年電気学会全国大会 | 2022/3/21 |
| 34 | 喜久里浩之、織原大、橋本潤、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、宮崎輝 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | 擬似慣性機能付きインバータの PHIL シミュレーション | 令和4年電気学会電力技術/電力系統技術/ | 2022/3/10 |

| | | | | | |
|----|--|---|---|----------------------|-----------|
| | | | シオンに基づく周波数応答性能試験 | 半導体電力変換合同研究会 | |
| 35 | 宇田川佑介、荻本和彦、Joao Gari da Silva Fonseca Junior、向井克、齊藤朋世、東仁 | 東京大学、構造計画研究所、J-POWER ビジネスサービス | 太陽光発電出力予測誤差を考慮可能な Unit Commitment を通じた 8760 時間解析 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/21 |
| 36 | 前野武史 | NEDO | はじめに NEDO 事業紹介 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 37 | 濱田拓、松浦隆祥、宮崎聡、宮崎輝、織原大、喜久里浩之、橋本潤 | 東京電力 HD、産業技術総合研究所 | 「慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」概要 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 38 | 荻本和彦、岩船由美子、ジョアン ガリダシルバ フォンセカ ジュニア、占部千由、宇田川佑介、東仁、磯永彰、向井克、齊藤朋世 | 東京大学、構造計画研究所、J-Power ビジネスサービス | 「慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」① 将来の需給シナリオ策定 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 39 | 入江寛、攝待彰久、安藤希美、向井康太、神戸健太郎、宮崎輝、濱田拓、宮崎聡、草柳儀隆、松浦隆祥 | 三菱総合研究所、東京電力 HD | 「慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」② 慣性力等低下時の合理的対策検討 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 40 | 橋本潤、織原大、喜久里浩之、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、宮崎輝 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | 「慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」③ 慣性低下対策 PCS の仕様検討及び評価技術開発 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 41 | 石井英雄、金子曜久、林泰弘、原亮一、中島達人、造賀芳文、餘利野直人 | 早稲田大学、北海道大学、東京都市大学、広島大学 | 「慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発」④ 革新的技術検討：GFM 制御アルゴリズムと評価基盤の開発 | 令和 4 年電気学会全国大会シンポジウム | 2022/3/23 |
| 42 | 喜久里浩之、織原大、橋本潤、松浦隆祥、宮崎聡、濱田拓、宮崎輝 | 産業技術総合研究所、東京電力 HD | インバータ電源における疑似慣性機能と保護機能の相互作用の検証 | 令和 4 年電気学会全国大会 | 2022/3/23 |
| 43 | Kazuhiko Ogimoto、Yumiko Iwafune、Yoshitaka Kusayanagi、Kenjiro Mori、Nozomi Ando、Hiroshi Irie、Hitoshi Azuma、Akira Isonaga | The University of Tokyo、Tokyo Electric Power Company Holdings、Inc.、Mitsubishi Research Institute、Inc.、J-Power Business Service Co. Ltd. | Scenarios and Countermeasures to Manage System Inertia under Massive Penetration of Renewable Energy in Japan | CIGRE 2022 京都シンポジウム | 2022/4/6 |

| | | | | | |
|----|--|---|---|---|------------------------|
| 44 | Naoto YORINO、 Yoshifumi ZOKA、 Yutaka SASAKI、 Shinya SEKIZAKI、 Ahmed BEDAWY | Hiroshima University | Possibility of Introducing Grid- Forming Inverter into Distribution Systems and its effect on the Power System Stability | CIGRE 2022 京都シンポ ジウム | 2022/4/6 |
| 45 | Nobuaki KAWASHIMA, Ryoichi HARA, Hiroyuki KITA, Hideo ISHI | Hokkaido University, Waseda University | Analysis of the Accuracy on Model Order Reduction for A Distribution System Including Smart Inverters with Frequency-Watt Control | CIGRE 2022 京都シンポ ジウム | 2022/4/6 |
| 46 | Hirofumi Uemura、 Sachio Takano、 tsushi Harada、 Takahiro Matsuura、Satoshi Miyazaki、Hiromu Hamada、Teru Miyazaki | FUJI ELECTRIC CO., LTD、Tokyo Electric Power Company Holdings、Inc. | A Study on Emulated- Inertia Controls of Grid-Connected Inverter-Based Power Supplies for Mass Integration of Renewable Energy Resources | International Power Electronics Conference 2022 (IPEC 2022 ECCE ASIA) | 2022/5/15- 19 |
| 47 | Akihisa Kaneko、 Ryosuke Shikuma、 Hideo Ishii、 Yasuhiro Hayashi、 Tatsuhito Nakajima | Waseda University、Tokyo City University | Evaluation of Frequency Response in Bulk Power System with Grid-Forming Inverters under Generator Trip | the 33rd International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC- 33) | 2022/11/13- 17(投稿中) |

(b)新聞・雑誌等への掲載

| 番号 | 所属 | タイトル | 掲載誌名 | 発表年月日 |
|----|--------------------|------------------------------------|---------|-----------|
| 1 | 東京電力 HD、東京電力 PG | 「次世代技術開発へ東電 HD NEDO 系統安定化事業 採択」 | 電気新聞 | 2019/6/26 |
| 2 | 東京電力 HD、東京電力 PG | 「NEDO、電力安定化再生エネ利用増へ技術開発」 | 日刊工業新聞 | 2019/6/26 |
| 3 | 東京電力 HD、東京電力 PG | 「東電、送配電網安定へ技術開発 再生エネ増加で対 策」 | 日経新聞電子版 | 2019/6/26 |
| 4 | 東京電力 HD、東京電力 PG | 「東電、送配電網安定へ技術開発」 | 日経産業新聞 | 2019/7/4 |

(c)プレスリリース・その他

| 番号 | 所属 | タイトル | 発表先等 | 発表年月日 |
|----|-----------------|---|------|-----------|
| 1 | 東京電力 HD、東京電力 PG | 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」の実施について | Web | 2019/6/25 |
| 2 | 早稲田大学 | 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」に採択 | Web | 2019/6/25 |

(d)受賞

<開発項目(Ⅱ)>

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 会議名 | 発表年月日 |
|----|----------------|-------|--|---------------------------|-----------|
| 1 | 川島 伸明、原 亮一、北裕幸 | 北海道大学 | スマートインバータ群を含む配電システムの縮約－同一地点に連系されたスマートインバータ群の縮約手法の基礎検討－ | 令和 2 年電気学会全国大会 | 2020/3/13 |
| 2 | 川島 伸明、原 亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータ群の縮約手法 | 令和 2 年電力・エネルギー部門大会 | 2020/9/11 |
| 3 | 川島 伸明、原 亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 連系点電圧を考慮した周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータの数式モデル | 令和 2 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会 | 2020/11/7 |
| 4 | 川島 伸明、原 亮一、北裕幸 | 北海道大学 | 連系点電圧を考慮した周波数・有効電力制御機能を有するスマートインバータの数式モデル | 令和 2 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会 | 2020/11/7 |

研究開発項目[2]－ 1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

【論文】

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 発表誌名、ページ番号 | 査読 | 発表年月 |
|----|---|-------------------|---|---|----|-----------|
| 1 | Marika Nakamura, Shinya Yoshizawa, Hideo Ishii and Yasuhiro Hayashi | Waseda University | Advanced voltage control method for improving the voltage quality of low-voltage distribution networks with photovoltaic penetrations | Enegrgy Informatics, Vol. 4, No.31, pp. 1-18, | 有 | 2021/9/24 |

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

| 番号 | 発表者 | 所属 | タイトル | 会議名 | 発表年月 |
|----|------------------------|-------|--|----------------|-----------|
| 1 | 中村麻理香, 芳澤信哉, 石井英雄, 林泰弘 | 早稲田大学 | PV と EV を導入した低圧系統の電圧分布分析に基づく電圧制御パラメータ決定手法の検討 | 令和 2 年電気学会全国大会 | 2020/3/11 |

| | | | | | |
|----|---|---|---|--|---------------|
| 2 | 中村麻理香, 芳澤信哉, 石井英雄, 林泰弘 | 早稲田大学 | PV と EV を導入した低圧系統の電圧分布分析に基づく LRT 制御パラメータ決定頻度に関する電圧制御性能評価 | 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会 | 2020/9/9 |
| 3 | 岩松・上野・大嶺・尾上 | 電力中央研究所 | 配電系統の消費電力パターンのモデル化に向けた住宅における消費電力特性に関する調査 (その 1) 計測調査の概要と対象需要家の選定 | エネルギー・資源学会 第 37 回 エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス | 2021/1/27 |
| 4 | 吉田・高山・石亀 | 大阪府立大学 | オンライン型強化学習を用いた PV-PCS による自律分散型電圧制御 | 令和 3 年電気学会全国大会 | 2021/3/9-11 |
| 5 | 中村麻理香, 芳澤信哉, 石井英雄, 林泰弘 | 早稲田大学 | Advanced Voltage Control Method for Improving the Voltage Quality of Low-Voltage Distribution Networks with Photovoltaic Penetrations | Energy Informatics Academy Conference Asia2021 | 2021/5/29-30 |
| 6 | 中村麻理香, 芳澤信哉, 金子曜久, 石井英雄, 林泰弘 | 早稲田大学 | 配電系統の高圧系統における電圧情報の計測時間粒度が LRT の制御パラメータ決定へ与える影響 | 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会 | 2021/8/24 |
| 7 | 吉田・高山・石亀 | 大阪府立大学 | Deep Q -Networkを用いた PV-PCS による自律分散型電圧制御 | 令和 3 年電気関係学会関西連合大会 | 2021/12/4-5 |
| 8 | 中村麻理香, 金子曜久, 芳澤信哉, 石井英雄, 林泰弘 | 早稲田大学 | Granularity Impact of Smart Meter Measurement on Control Parameters of OLTC in Distribution Networks with PV | ISGT NA2022 | 2022/2/21-24 |
| 9 | 金子曜久, 芳澤信哉, 石井英雄, 林泰弘, 池田欧世, 高橋和紀, 西田直樹, 吉永淳, 松浦隆祥, 濱田拓, 森健二郎 | 早稲田大学, 東京電力パワーグリッド, 東京電力ホールディングス | Construction of Middle and Low Voltage Distribution Network Models as Platforms for Quantitative Evaluation on Performance of Voltage Control Methods | CIGRE 2022 Kyoto Symposium | 2022/4/5-8 |
| 10 | 上村敏, 八太啓行, 林泰弘, 石亀篤司, 吉永淳, 森健二郎 | 電力中央研究所, 早稲田大学, 大阪府立大学, 東京電力パワーグリッド, 東京電力ホールディングス | Development of Voltage and Power Flow Control Method for Distribution System using Distributed Energy Resources | CIGRE 2022 パリ大会 | 2022/8/28-9/2 |

(b)新聞・雑誌等への掲載

| 番号 | 所属 | タイトル | 掲載誌名 | 発表年月 |
|----|------------------|---|------|-----------|
| 1 | 早稲田大学 | 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」に採択 | Web | 2019/6/25 |
| 2 | 東京電力ホールディングス株式会社 | 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」の実施について | Web | 2019/6/25 |
| 3 | 東京電力パワーグリッド株式会社 | 「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発事業」の実施について | Web | 2019/6/25 |
| 4 | 大阪府立大学 | 大阪府立大学が次世代エネルギーの普及に必要な電力系統安定化技術の研究開発に着手 | Web | 2019/7/9 |
| 5 | 電力中央研究所 | 再エネ大量導入時の配電系統における電圧・潮流制御技術の開発 | Web | 2020/11/6 |

研究開発項目[2]-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

【特許】

| 番号 | 出願者 | 出願番号 | 国内外 国 PCT | 出願日 | 状態 | 名 称 | 発明者 |
|----|------|----------------|--------------|-----------|------------|--|-------|
| 1 | ダイヘン | 特願 2020-40867 | 国内 | 2020/3/10 | 出願 (公開) | 単独運転検出装置、 単独運転検出方法、 および、単独運転検 出装置を備えたパ ワーコンディショナ | 田村亨他 |
| 2 | ダイヘン | 特願 2020-159503 | 国内 | 2020/9/24 | 出願 (公開) | 単独運転検出装置、 単独運転検出方法、 および、単独運転検 出装置を備えたパ ワーコンディショナ | 川本哲裕他 |
| 3 | ダイヘン | 特願 2020-159504 | 国内 | 2020/9/24 | 出願 (公開) | 単独運転検出セン サ、単独運転検出装 置、分析装置、およ び、単独運転検出方 法 | 川本哲裕他 |
| 4 | ダイヘン | 特願 2021-23539 | 国内 | 2021/2/17 | 出願 (公開) | 分析装置、および、プ ログラム | 小林亮他 |

※助成事業であり、その他成果等は本事業原簿では非公開とする。