資料７

「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①－１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

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 再生可能エネルギー部

更新履歴

更新日	更新内容
2021 年月 10 日	初版発行（中間評価）
2024 年 9 月	第 2 版発行（終了時評価）

目次

概　要 1

プロジェクト用語集 1

1.　意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋 1-1

1.1. 事業の位置づけ・意義 1-1
（１）政策的な重要性 1-1
（２）我が国の状況 1-1
（３）世界の状況 1-2
（４）本事業のねらい 1-3
1.2. アウトカム達成までの道筋 1-3
1.3. 知的財産・標準化戦略 1-6

2.　目標及び達成状況 2-1

2.1. アウトカム目標及び達成見込み 2-1
2.1.1. アウトカム目標とその妥当性 2-1
2.1.2. アウトカム目標の達成見込み 2-1
2.2. アウトプット目標及び達成状況 2-3

3.　マネジメント 3-1

3.1. 実施体制（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） 3-1
3.2. 受益者負担の考え方 3-2
3.3. 研究開発計画 3-2
3.4. 中間評価結果への対応 3-3
3.5. 動向・情勢変化への対応 3-4
3.6. 成果普及への取り組み 3-4

4.　目標及び達成状況の詳細 4-1

4.1.　日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 4-2
4.1.（1）ロジック検討 4-6
4.1.（2）特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討 4-30
4.1.（3）仕様検討 4-33
4.1.（4）システム開発 4-35
4.2.　既設システムの改修 4-42
4.2.（1）仕様検討 4-43
4.2.（2）既設システム改修 4-48
4.2.（3）予測システム改修 4-50
4.3.　再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 4-56
4.3.（1）太陽光発電のローカル予測精度の検討 4-59
4.3.（2）風力発電のローカル予測精度の検討 4-68

4.3. (3) 需要のローカル予測精度の検討 4-77
4.3. (4) 需給運用への予測選択手法の開発 4-80
4.3. (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発 4-82
4.4. セキュリティに関する評価 4-83
4.4. (1) セキュリティに関する評価 4-84
4.5. フィールド実証 4-85
4.5. (1) データ分析 4-86
4.5. (2) フィールド実証 4-89
4.6. 海外動向調査 4-102
4.6. (1) 海外動向調査 4-103

添付資料 1

●プロジェクト基本計画 1
●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） 14
●論文・外部発表等リスト 16

概 要

プロジェクト名	NEDO 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①－１　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 METI 予算要求名称：再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業	プロジェクト番号	P19002
担当推進部/ プロジェクトマネージャーまたは担当者 及び METI 担当課	（担当推進部） 2019 年 8 月~2021 年 3 月：スマートコミュニティ部 2021 年 4 月~2024 年 6 月：スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 2024 年 7 月~現在：再生可能エネルギー部 （プロジェクトマネージャー：ＰＭｇｒ） 前野 武史（2019 年 8 月~2023 年 3 月） 小笠原 有香（2023 年 4 月~現在） （担当者） 横溝 拓也（2019 年 8 月~2022 年 3 月） 永田 充穂（2019 年 8 月~2020 月 9 月） 須藤 晴彦（2019 年 8 月~2020 月 9 月） 嘉手苅 敦（2020 年 3 月~2022 年 2 月） 本山 秀樹（2020 年 10 月~2022 年 9 月） 横山 一朗太（2020 年 10 月~2022 年 6 月） 佐々木 雄一（2021 年 4 月~2022 年 3 月） 門吉 宣幸（2022 年 3 月~2024 年 2 月） 小河原 竜一（2022 年 7 月~2024 年 6 月） 山本 航介（2023 年 4 月~現在） 知念 竜希（2024 年 3 月~現在） 栄田 真吾（2024 年 7 月~現在）		
０．事業の概要	再生可能エネルギーの増加に伴う既設系統の混雑に対して、既存系統を最大限活用していくために、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」を実現するため、本事業では、日本版コネクト＆マネージの１つであるノンファーム型接続のためのシステムの開発を目的として、2019 年度のフィージビリティスタディ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、以下の項目について実施した。 （１）日本版コネクト＆マネージメントシステム（C&M システム）の開発を実施。（２）開発する C&M システムに必要となるデータを、電力会社の既設システムから取り出すためのシステム改修を実施。（３）送電系統毎の再エネの発電量や需要を予測するため、既存の予測技術を用いた予測誤差について調査・分析を実施。（４）開発するシステムを運用する際のリスク・セキュリティ対策について、評価検討。（５）開発するシステムを用いて、実系統での実証を実施。（６）海外におけるノンファーム型接続に関連する最新の制度の議論状況、電力系統解析技術、再エネ発電量予測技術等について、欧州・米国等の諸外国の動向について調査。		
１．意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋			
1.1　本事業の位置付け・意義	2018 年 7 月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。当時の日本では、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た。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った。 日本版コネクト&マネージは、資源エネルギー庁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、本事業では、制度設計の取決め状況を確認しながら、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してきた。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した。また、「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ことで、国内において再生可能エネルギーの早期普及拡大が期待できる。
1.2 アウトカム達成までの道筋	系統混雑が発生する電力系統においても、空き容量を柔軟に活用し系統増強を待たずに接続を可能とするノンファーム型接続により再エネ等の電源の導入拡大を推進する。そのため、本事業の成果は原則公開とし、開発した日本版コネクト＆マネージメントシステムの仕様等を一般送配電事業者等に共有することで、各一般送配電事業者にて電力系統に C&M システムの導入を進める。
1.3 知的財産・標準化戦略	本事業の目的は政府の方針であるノンファーム型接続を早期に可能とするシステムの開発であり、本事業に参画していない一般送配電事業者等にも成果を普及することから、システム仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開（オープン）を基本とした。また、事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。 また、「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁）で定められるデータを含め、本事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報としてコンソーシアムメンバへ開示し、成果最大化を図っている。 他方、C&M システムに対するペネトレーションテストの結果詳細は、実運用に鑑み非公開とする。ただし、セキュリティ対策とその考え方はシステム基本機能仕様書に反映し一般送配電事業者に共有している。また、C&M システムの各社システム固有の内容は、ノウハウとして秘匿している。ただし、公開している仕様書にて他の一般送配電事業者は同様のシステム開発は可能となっている。

2．目標及び達成状況

2.1 アウトカム目標及び達成見込み	本事業では、「第 6 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 36～38%程度の実現に貢献するため、系統制約を克服し再エネの早期普及拡大に寄与する日本版コネクト＆マネージメントシステムを全国の電力系統に導入することを目標としている。 各一般送配電事業者がシステムの導入に必要な仕様は共有済みであり、各一般送配電事業者によるシステムの運用開始は 2025～2027 年度予定となっており、当面混雑の発生見込みのない沖縄エリアを除き本事業の目標は達成される見込みである。
2.2 アウトプット目標及び達成状況	アウトプット目標は日本版コネクト＆マネージメントシステムの仕様を検討し、フィールド実証にて開発したシステムの妥当性を確認したうえで、システムの要求仕様を取り纏めることとしている。 本事業においては東京電力パワーグリッドがフィールド実証を通して日本版コネクト＆マネージメントシステムを 2024 年度より運用開始しており、要求仕様も取りまとめ済みであることから目標を達成している。

3．マネジメント

3.1 実施体制	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　主査　小笠原 有香
	プロジェクトリーダー	・プロジェクトリーダー： 岩本　伸一 学校法人早稲田大学　名誉教授 ・サブプロジェクトリーダー：

		奈良 宏一 国立大学法人茨城大学 名誉教授
	委託先	・委託先 東京電力パワーグリッド株式会社（東京 PG）、東京電力ホールディングス株式会社（東京 HD）、北海道電力ネットワーク株式会社（北海道 NW）、東北電力ネットワーク株式会社（東北 NW）、一般財団法人電力中央研究所（電中研）、株式会社テプコシステムズ（テプシス）、東京電設サービス株式会社（TDS）、株式会社日立製作所（日立）、四国計測工業株式会社（四国計測）、一般財団法人日本気象協会（気象協会）、伊藤忠テクノソリューションズ株式会社（CTC）、国立大学法人東京大学（東京大学） ・再委託先 千葉工業大学

受益者負担の考え方

本事業は、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を通じ、ノンファーム型接続を実現することによって、「第５次エネルギー基本計画」及び「第６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の実現に貢献するために実施するものである。政策と連携しつつ、多様なステークホルダーの協力が必要な研究開発であり、再生可能エネルギーの普及や電力の安定供給に貢献するものであるため、民間が自主的に実施することが困難な研究開発である。

3.2 受益者負担の考え方

主な実施事項	2019fy	2020fy	2021fy	2022fy	2023fy	
日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ	委託	—	—	—	—	
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	—	委託	委託	委託	委託	

3.3 研究開発計画

事業費推移 [単位:百万円]

主な実施事項	2019fy	2020fy	2021fy	2022fy	2023fy	総額
日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ	89	—	—	—	—	89
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	—	946	2,411	3,219	1,374	7,949
会計（特別）	89	946	2,411	3,219	1,374	8,038
総 NEDO 負担額	89	946	2,411	3,219	1,374	8,038

情勢変化への対応	○ 社会にとってより合理性のある方法が追求される中、本事業での開発は、国の審議会での議論と同時並行で進めることとなった。当該審議を踏まえ、対象系統の拡大、制御方式の変更が求められ、こ

	うした国の方針に則るべく、事業の途中で C&M システムの仕様の変更等を行いながら開発を進めてきた。 ○ 新型コロナウイルス感染症により、研究開発の進捗に若干の影響があったものの、対面の打ち合わせをオンライン会議にすることや海外調査において机上調査を重点的に行うことなどの工夫を行うことによって、大幅な遅れは発生せずに済んでいる。 ○ さらに、第 5 次及び第 6 次エネルギー基本計画では、メリットオーダーを追求した市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノーダル制）への見直しと早急な実現を目指すとされていた。本事業における、最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討や海外調査と並行して、制度議論への貢献を見据え、NEDO にて 2022 年度に「市場主導型の系統混雑管理手法に関する動向調査及び課題等の抽出検討」を追加的に実施し、海外での先行事例や検討状況に関する動向や課題を整理した。これら検討結果を踏まえ、2024 年度から NEDO 事業「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト＆マネージ 2.0）／市場主導型制御システムの技術検討」を開始し、本事業での検討成果を高度化・発展させてゆく。	
	中間評価結果への対応	中間評価での御指摘を踏まえ、事業を推進してきた。例えば、東西の一般送配電事業者の連携にも十分留意しつつ、システム開発を行うことに対するコメントに対しては、ループ系統を含め、国で整理された制御方法等でも様々な系統に適用できるよう、検証を実施し、システム仕様案についても各一般送配電事業者と情報共有を行いながら、システム開発を実施している。また、各一般送配電事業者の状況を考慮し出力制御対象範囲も変更している。	
	評価に関する事項	事前評価	2018 年度実施　担当部　スマートコミュニティ部
		中間評価	2021 年度実施　担当部　スマートコミュニティ部
		終了時評価	2024 年度実施　担当部　再生可能エネルギー部
別添			
	研究発表、講演、論文	34 件（2024 年 6 月時点）	
	その他の外部発表（プレス発表等）	18 件	
	基本計画に関する事項	作成時期	2021 年 10 月　作成
		変更履歴	2024 年 9 月　改訂（終了時評価）

プロジェクト用語集

用語		説明
ACOPF	AC Optimal Power Flow	AC 潮流計算の潮流方程式を制約条件とした OPF
OPF	Optimal Power Flow	最適潮流計算。各発電機の出力や各母線の電圧、各送電線の送電容量など、電力系統運用上の種々の制約条件を満足させながら、燃料費最小化のような、ある目的を最適化する運用状態を決定するための計算手法
LFM	–	気象庁が運用する数値予報モデルの 1 つで、局地モデル（Local Forecast Model）とも呼ばれる。空間解像度は 2km で 30 分粒度、10 時間先までの予測が利用可能。
N-1 電制	N-1 Intertrip	送変電設備の単一設備事故時にリレーシステムで各発電所から送電線への接続を瞬時に制限することで運用容量を拡大する手法
SOLASAT 9-Now	–	日本気象協会の独自技術により作成した、気象衛星ひまわり 8･9 号の衛星画像を活用した日射量推定情報。空間解像度は 500m で 2.5 分毎のデータが利用可能。
SYNFOS-solar	–	日本気象協会が運用する独自数値気象モデルであり、日射量に特化したチューニングを施している。空間解像度は 5km で、30 分粒度、78 時間先までの予測が利用可能。
Unit Commitment	–	発電機の起動停止計画を作成すること
ΔLMP	Delta-LMP	系統制約による LMP の変化分
運用容量	Operational Capacity	送電線や変圧器等の設備毎に定められた、電力を安定的に送電できる容量。一般的には熱容量による制約となることが多いが、過渡安定性や電圧安定性によって決まる場合もある。
過積載率	DC/AC Ratio	太陽光パネル容量と連系用パワーコンディショナー容量の比
既設システム	Existing system	『需給スケジュール作成システム』、『需要予測システム』、『再エネ予測システム』、『広域情報処理システム』、『需給制御システム』、『託送システム』、『系統制御システム』など、日本版コネクト＆マネージメントシステムと連係する東京 PG が所有するシステムの総称
逆潮流	Reverse Power Flow	系統連系している設備から発電した電力の全てまたは余剰電力分を系統へ逆流させる流れ
系統切替	System switching	機器、送電線等の補修による運転停止や、需要、供給力の季節的変化に対応する潮流是正等のため、開閉装置及び付属装置の操作により系統接続の変更を行うこと

系統制約マネージメントシステム	Network Congestion Management System	潮流状態を予測して混雑箇所を特定し、系統混雑管理を行うシステム
系統利用ルール	Electricity Network Guidelines	発電設備または需要設備を系統へ連系する際の業務運行及び接続検討の基本的な考え方
固有負荷	Inherent Load	各送電線の潮流実績から発電実績等を除外した、その送電線の固有的な需要（負荷量）
混雑	Congestion	送電線の運用容量の制約により、発電事業者の運用や需要側に制約が必要となる状態
混雑管理	Congestion Management	事前またはリアルタイムにおいて、調整力を確保し、潮流が送電線の運用容量以内となるよう運用すること
混雑系統／非混雑系統	Congested power system／Non-congested power system	系統混雑（流通設備に流れる電気の量が、流通設備の運用容量を超過、または超過する虞）が発生する特定の時間断面の潮流状況に対して、制御対象電源による混雑解消の観点から以下を定義する。 ・混雑系統：系統混雑を解消するために出力を下げるべき制御対象電源が接続される部分系統 ・非混雑系統：（混雑系統の）系統混雑を解消するために出力を上げるべき制御対象電源が接続される部分系統
再給電	Redispatch	卸電力市場にて約定した結果に対し、系統制約の発生などを踏まえ、約定結果とは異なる指令を発電・需要に対して行うこと
再給電方式	Redispatch System	系統混雑に対し、メリットオーダー順に混雑系統の電源を制御し、非混雑系統の電源の出力を調整することで、予め混雑を解消する混雑管理手法。日本では、国の審議会の議論を経て 2023 年から、ゲートクローズ後の実需給断面において、基幹系統、ローカル系統に接続する電源（非調整電源を含む）の一定の順序による制御に対して適用することとなっている。
需給制約マネージメントシステム	Supply and demand constraint management system	エリア内での調整力下げ代不足を解消するためのシステム
出力制御	Curtailment	規定の条件下で電力会社が発電事業者に対し、発電設備からの出力を停止または制御を要請する制度のこと
出力制御機能付 PCS	Power Conditioning Systems with output control functions.	電力会社が提示する出力制御スケジュールを取得し、そのスケジュールに基づいて発電出力を制御する PCS
出力制御配信システム	Constrained Dispatch System	『系統制約マネージメントシステム』、『需給制約マネージメントシステム』が算出した出力制御値を対象電源に配信するシステム
順潮流	Forward Power Flow	上位系統から系統連系している設備に対して電力を供給する流れ
上位系統	－	対象系統と接続している、電圧階級が高い系統のこと

セルフディスパッチ	Self-dispatch	市場参加者自身の判断による発電の出力制御のこと
先着優先	First-come、 First-served	系統に空きがあれば、先着順に接続が受けられるアクセスルール
セントラルディスパッチ	Central Dispatch	市場運営者または系統運用者による発電出力に関する給電指令のこと
全量プール	Power Pool	全ての卸電力を系統運用者が運営する取引所を経由させる取引のこと
想定潮流	Assumed Power Flow	過去の潮流実績をもとに、将来系統構成を反映して予測される潮流
ゾーン制	Zonal System	系統混雑の処理方法の一つで、あらかじめ混雑系統を特定し、混雑処理を行う準備を整えた上で、各ゾーンに対して単一価格を設定してメリットオーダーで約定処理を行うことで混雑処理を行う方式
地点別限界費用	Locational Marginal Pricing (LMP)	送電制約や送電ロスを考慮してノード（母線）毎に市場内における電力価格を決定する仕組み
調整電源	Dispatchable Generators	一般送配電事業者が調整力契約を締結している電源等
日本版コネクト＆マネージ	Japanese Connect and Manage	「想定潮流の合理化」、「N-1 電制」、「ノンファーム型接続」といった運用の工夫により、既存系統を最大限活用する観点で、系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件下で系統への接続を認める仕組みで、地内系統に適用される
ノーダル制	Nodal System	系統混雑の処理方法の一つで、全ての系統に対して混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑状況やロスに応じた地点別料金価格を設定してメリットオーダーで約定処理を行うことで混雑処理を行う方式
ノンファーム方式	Non-firm System	ノンファーム型接続の全電源を一律配分で制御する方式
ノンファーム型接続	Non-firm Connection	再エネ電源等に対し、系統制約時の出力制御を条件に早期接続を可能とするアクセスルール
バランシングメカニズム	Balancing Mechanism	ゲートクローズ後の余力を活用し、エネルギー調整（需給調整）と混雑管理を含むシステム調整の両方を解消する取組のこと
パワープールモデル	Power Pool Model	系統運用者が全ての発電・小売りの需給計画を中央集中・一元的に作成するモデル
非調整電源	Non-dispatchable Generator	調整電源に該当しない電源等
放射状系統	Radial System	発変電所間及び変電所相互間が送電線で放射状に接続、運用されている系統
マージン	Margin	発電制御量不足により潮流が運用容量を超過しないよう、あらかじめ予測誤差などを考慮して確保しておく容量

メリットオーダー	Merit Order	限界費用の安い電源から優先的に活用すること
優先給電	Priority Dispatch	特定の電源を他の電源に優先して給電すること
優先給電ルール	Priority Dispatch Rules	需要と供給のバランスを一致させるために、需要の変動などに応じて、稼働中の電源などに対する出力制御の条件や順番を定めたもの
ランプレート	Ramp Rate	電源の出力変化率
ループ系統	Loop System	発変電所間及び変電所相互間が異なったルートの電線路で環状に接続、運用されている系統
ローカル系統	－	154kV、66kV 系などの地方系統、基幹系統以外の特高系統を指す。

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

1.1. 事業の位置づけ・意義

（1）政策的な重要性

大宗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（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月に閣議決定された。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。また、2021年「第６次エネルギー基本計画」では、2030年度の総発電電力量（9,340億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合を36～38%程度とする導入目標が掲げられるなど、再エネ導入拡大の重要性は高まる一方である。こうした中、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を図るためには、「第５次エネルギー基本計画」に引き続き、電力系統の制約を克服していくことが重要であることが示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。

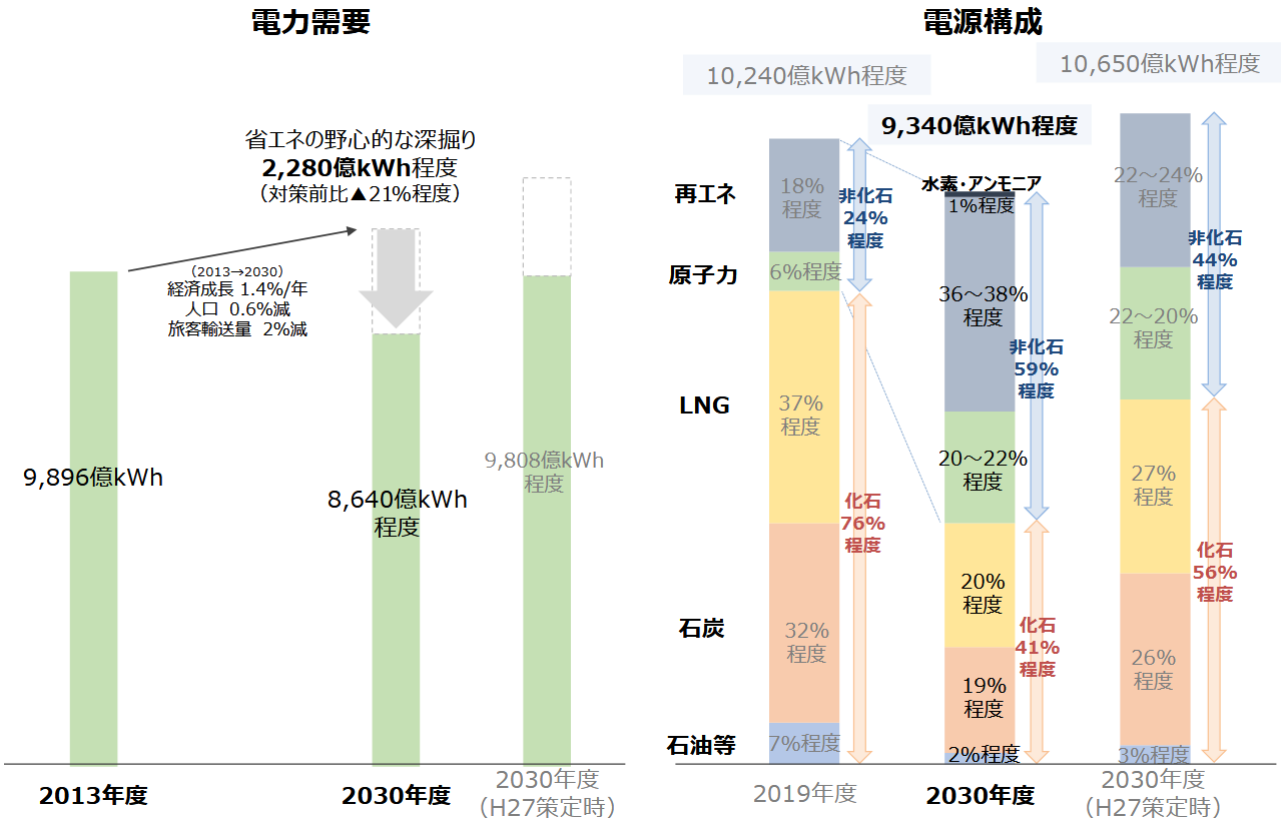


図 1-1 2030 年度における電力需要・電源構成の見通し

出典：2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（第 6 次エネルギー基本計画 関連資料）（資源エネルギー庁、2021 年 10 月）

（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。

従前の日本では、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（OCCTO）を中心に進められてきた。

※日本版コネクト＆マネージについては、資源エネルギー庁及びOCCTOを中心に議論が進められ、①想定潮流の合理化、②Ｎ－１電制、③ノンファーム型接続が施行されている。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事故（単一設備事故）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1 電制」では事故時には電源制限を行うことで、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。

（３）世界の状況

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。

表 1-1　ノンファーム型接続に関する各国の類似制度

	日本	英国	ドイツ	米国
系統運用者	一般送配電事業者	National Grid ESO	50Hertz他	ERCOT
混雑を許容する接続方法	ノンファーム型接続	送電：増強前提で早期接続** 配電：ノンファーム型接続・フレキシブルコネクション	増強前提で早期接続**	ノンファーム型接続（ERIS）
平常時の混雑処理	再給電	送電：再給電（バランシングメカニズム） 配電：出力制御等	送電：再給電＋再エネ出力制御*** 配電：再エネ出力制御***	LMPに基づくノーダル制＋市場外の再給電 （再エネ出力制御含む）
適用系統	送電（66～500kV*） *一般送配電事業者により異なる。ローカル系統（特別高圧）を含む。	送電（275～400kV） 配電（～132kV）	送電（220kV, 380kV） 配電（～110kV）	送電（69kV～）
送電系統の特徴	ループ、メッシュ（多重ループ）、放射状	メッシュ	メッシュ	放射状

**出力制御は補償あり　***Redispatch2.0施行以降、再給電

（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。

1.2.　アウトカム達成までの道筋

本事業では、ノンファーム型接続の早期実現のための制御システム（日本版コネクト＆マネージメントシステム：C&M 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ことをアウトプット目標として据えており、再生可能エネルギー発電の導入拡大に貢献することを念頭に、事業終了後、2026 年頃までに混雑が見込まれる各一般送配電事業者のシステムとして確立し、各電力系統に導入（システムの運用を開始）することをアウトカム目標としている。本事業でのシステム開発を前提に、2021 年 1 月には基幹系統、2023 年 4 月にはローカル系統を対象にノンファーム型接続の適用を開始している。

C&M システムの開発については、ノンファーム型接続に関する制度の方向性がいったん決定したことを受け、2019 年のフィージビリティスタディ（FS）を経て、NEDO 事業「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」（2020～2023 年度）として実施することとなった。社会にとってより合理性のある方法が追求される中、本事業での開発は、国の審議会での議論と同時並行で進めることとなった。2020 年 12 月に開催された「第 22 回　再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）及び「第 5 回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」（電力広域的運営推進機関）等の議論を踏まえ、特に基幹系統の系統混雑時における出力制御方式を、後着電源の制御方式から、調整力活用及び一定の順序による再給電方式に変更すること、調整力活用の再給電方式は遅くとも 2022 年中に開始すること、一定の順序による再給電方式は 2023 年中までに適用することを目指して検討を進めることとされた。また、2021 年 3 月、「第 24 回　再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）等を踏まえ、ローカル系統においてもノンファーム型接続の適用対象とする整理がなされ、本事業の中でローカル系統におけるノンファーム型接続を試行的に実施することとなった。更に、2021 年 11 月の「第 37 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）を踏まえ、システムからの制御指令は、公平性の観点から全電源一律制御を前提としていたところ、2022 年 7 月には、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価の異なる電源Ⅲは、ノンファーム型接続電源を一律制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとなった。こうした国の方針に則るべく、NEDO 事業では、事業の途中で C&M システムの仕様の変更等を行いながら開発を進めてきた（表 1-2）。

表 1-2 国による制度変更（情勢）への主な対応

情勢	対応
調整力活用及び一定の順序による再給電方式の適用の整理がなされた（2020年12月）	**基幹系統の再給電方式に対応するため、仕様の追加を行い、システム開発を実施。** 需給調整市場商品拡大、広域予備率開始対応等がある中、確実かつ早急に対応するため、中給システムも新たに改修することとなった。
ローカル系統においてもノンファーム型接続の適用対象とする整理がなされ、本実証の中でローカル系統におけるノンファーム型接続を試行的に実施することとなった（2021年3月）	将来的に再給電方式に移行することを前提とし、**運用開始時点では、ローカル系統ではノンファーム方式での一律制御とすると整理した。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。**
基幹系統の再給電方式について、制度開始時点は、原則特高電源を制御対象とする整理となった（2021年11月）	低圧10kW以上の全電源を制御対象とすることで検討を進めていたが、当該制度変更を仕様へ反映した。
公平性の観点から全電源一律のプロラタ制御とされていたところ、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価の異なる電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をプロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとなった（2022年7月）	ローカル系統内で制御方式を違えたり、輪番制御等を行うことは改修規模が大きいもの。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。

これら仕様変更を反映させ、C&M システムの標準仕様を策定し、その基本技術を示した仕様書を一般送配電事業者等に共有することを通じて、本事業に参画していない一般送配電事業者の C&M システムの開発と、2026 年度頃の運用開始（導入）に貢献している。一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックについては、NEDO 事業期間中のシステムへの反映は行っていないものの、将来的に再給電方式に移行することを前提として、当該仕様にその内容を反映している。

また、一般送配電事業者の C&M システムからの指令を受けて、発電事業者にて出力制御を行う PCS 等の技術仕様書、伝送仕様書（66kV 以上）を本事業で策定し、電機メーカーが機器開発の検討に早期に着手できるよう、事業途中に公開しており、当該制御装置の開発・普及に貢献している。各一般送配電事業者は本仕様に準じた仕様書のほか、66kV 未満に連系する出力制御機能付 PCS 等の技術仕様も公開済みである。

これらの取組みを通じた各一般送配電事業者への C&M システムの早期実装により、以下の波及効果が得られる。

■2030 年再生可能エネルギー発電割合（総発電量の 36～38%）の達成：

設備増強を行わず既存系統の空き容量を柔軟に活用可能しノンファーム型接続電源が最大限拡大されるとともに、C&M システムの実装により実績データや再エネ予測を組み合わせた潮流予測に基づき不要な系統容量のマージンを省き、ノンファーム電源を最大限受け入れ可能となり、混雑が発生する場合は適切に制御を行うことが可能となることを通じて、再エネ導入目標の達成に貢献。

■システムコスト最小化託送料金の低減（基盤技術開発、保守運用者の負担軽減）：

標準仕様策定により各一般送配電事業者による仕様検討に係る工数の減や開発システムで各既存システムから各種データを連系し、混雑予測から出力制御対象電源への指令までを行うことから、保守運用者の負担を最低限に抑えることなどを通じて社会コストの低減が可能。

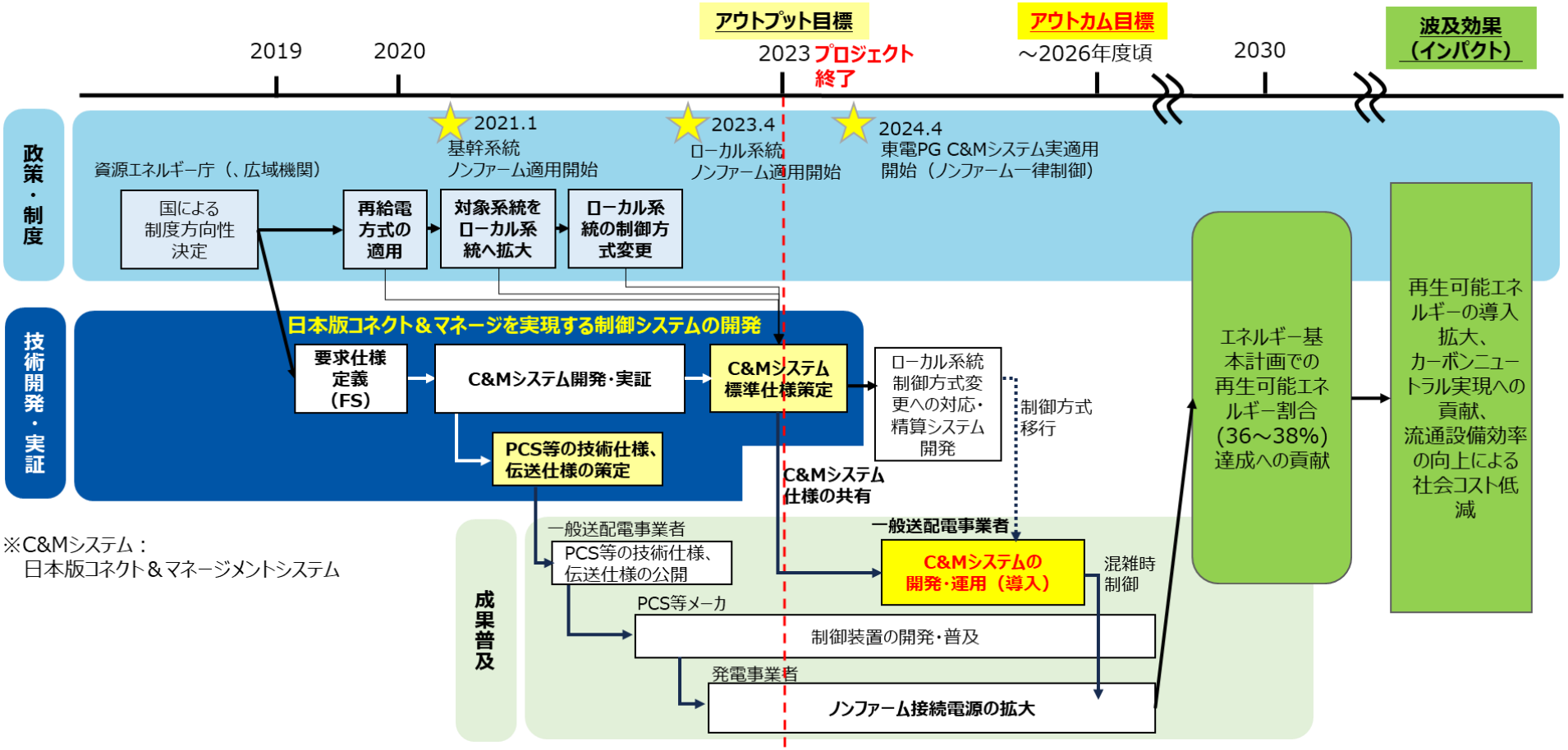


図 1-2 アウトカム達成までの道筋

1.3. 知的財産・標準化戦略

本事業の目的は政府の方針であるノンファーム型接続を早期に可能とするシステムの開発であり、本事業に参画していない一般送配電事業者等にも成果を普及することから、システム仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開（オープン）を基本とした。また、事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた"成果の普及"を積極的に進める。

■仕様・成果の公開を積極的に推進（デファクト標準化） [公開・非競争域]

本事業に参画していない一般送配電事業者やベンダ等においてもノンファーム型接続システム展開を早期に実現し、また発電事業者にとっても必要な情報を提供するため、要求仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開し、各社によりデファクト標準化。

■研究に必要な保持データを開示 [非競争域の系統情報等]

「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁）で定められるデータを含め、本事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報としてコンソーシアムメンバーへ開示し、成果を最大化。

具体的には、本事業での研究開発のために、参加者が従前から保有するデータを授受することも想定し、コンソーシアム内で「知財及びデータの取り扱いについての合意書」を締結。秘密情報を本事業以外の目的で使用してはならないことなどを示す「秘密保持」条項も定め、事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報として実施者内へ開示し、成果最大化を図っている。

表 1-3 事業のために開示した保持データの例

開発内容	開示データ	データ保持者
発電予測の評価	発電量実績（配変単位）	東京電力パワーグリッド
	配電用変電所・諸元データ	東京電力パワーグリッド
	気象実績データ	日本気象協会
	当日・翌日予測気象予報データ	日本気象協会
系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討	非公開の系統情報（リアクタンス、インピーダンス、アドミタンスなど）	東京電力パワーグリッド

■セキュリティに関する評価結果の詳細は非公開 [非公開・非競争域]

C&M システムに対するペネトレーションテストの結果詳細は、実運用に鑑み非公開とする。ただし、セキュリティ対策とその考え方はシステム基本機能仕様書に反映し一般送配電事業者に共有。

■C&M システムの各社システム固有の内容はノウハウとして秘匿 [非公開・競争域]

制御・メンテナンス・ハードウェア等、各社システム固有の内容は、ノウハウとして秘匿。なお公開している仕様書にて他一送は同様のシステム開発は可能。

2. 目標及び達成状況

2.1. アウトカム目標及び達成見込み

2.1.1. アウトカム目標とその妥当性

本事業は、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見通し（36～38%程度）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 年頃までにシステムとして確立し、各電力系統に導入することをアウトカム目標としている。

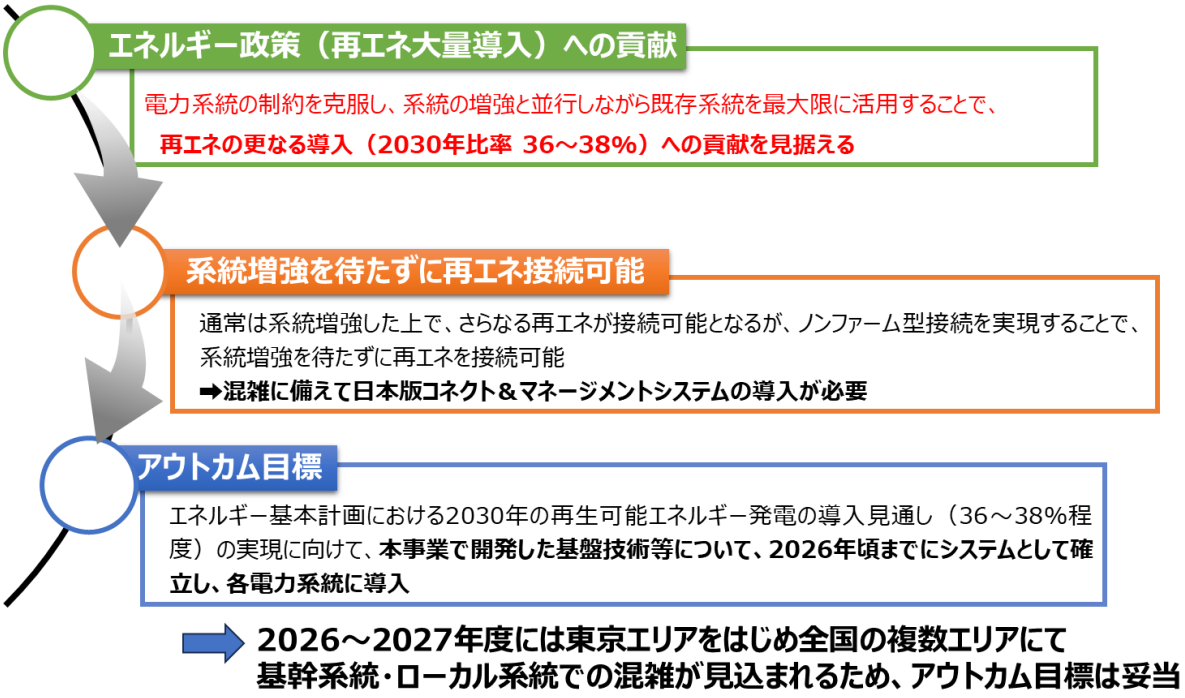


図 2-1 アウトカム目標の妥当性

従前の先着優先での接続ルールにおいては、系統混雑を前提とせず、系統増強をした上で、さらなる再エネが接続可能となるが、ノンファーム型接続を実現することで、系統増強を待たずに再エネを接続することが可能となる。ノンファーム型接続電源が増えることによる系統混雑に備えて、C&M システムの導入が必要となる。2026～2027 年度には、東京エリアをはじめ全国の複数エリアにて基幹系統・ローカル系統での混雑が見込まれることから、2026 年頃までにシステムとして確立し、各電力系統に導入するというアウトカム目標は妥当であると考える。

2.1.2. アウトカム目標の達成見込み

本事業において、幹事企業の東京電力パワーグリッドが C&M システムの基本仕様を開発し、2023 年度におけるフィールド実証による妥当性確認を完了し、2024 年度より運用開始（ノンファーム一律制御）。その後、制御システム及び制御システム及び精算システムの開発・改修等が完了次第、制御方式を再給電方式（一定の順序）へ移行する。

本事業の状況も踏まえつつ、今後の混雑が見込まれる時期までに再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御での混雑処理に対応すべく、各一般送配電事業者（当面混雑の発生が見込めない沖縄を除く）においてシステム仕様が検討されており、2025～2027 年度に運用開始予定（アウトカム目標達成見込み）となっている（図 2-2）。

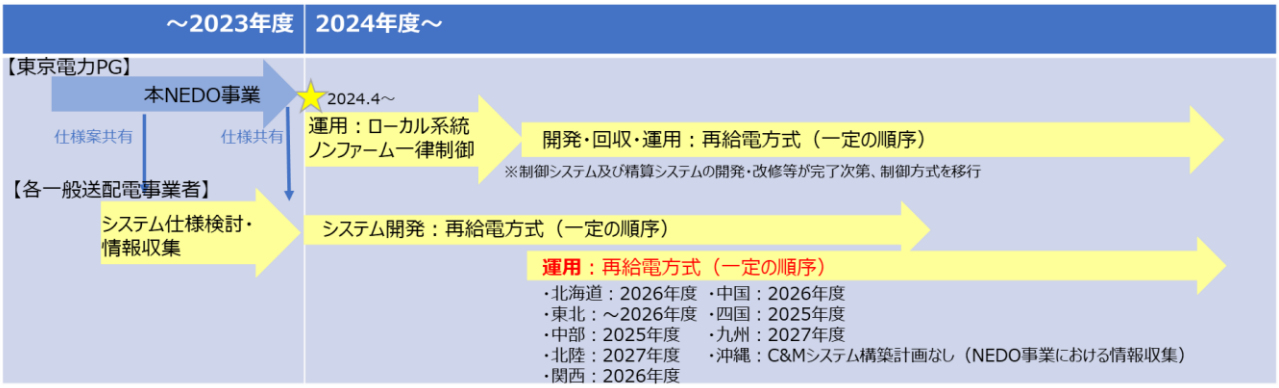


図 2-2 アウトカム目標の達成見込み（C&M システム）

また、ノンファーム型接続電源については、2021 年 4 月以降、その検討・契約申込み容量は年々増加し、順次、接続開始となる。現時点で系統制約による出力制御は実施されていないものの、これらノンファーム電源が系統に接続され逆潮流が増えることによって、近い将来、C&M システムを通じた系統混雑に起因する出力制御が想定される。

なお、2023 年 2 月 1 日以降に接続検討申込を受領するものと、2023 年 4 月 1 日以降に接続検討の受付を行う 10kW 未満の低圧を除く電源は、全てノンファーム型接続適用電源として取り扱うと整理されている。

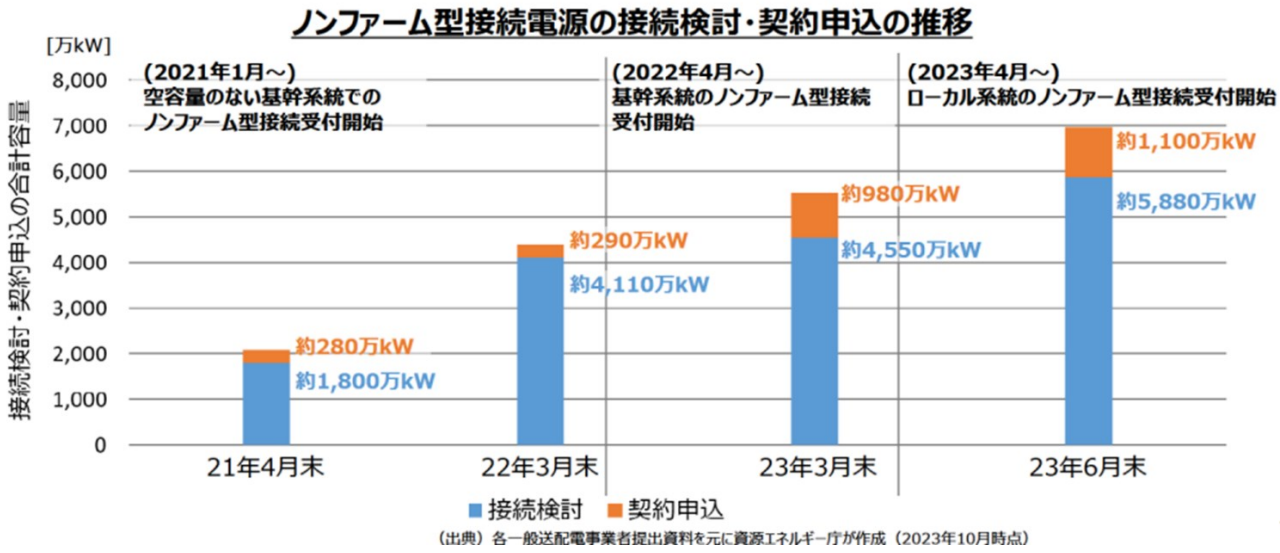


図 2-3 ノンファーム型接続電源の接続検討・契約申込の推移

出典：第 48 回 系統ワーキンググループ 資料 4（2023 年 10 月 16 日）

2.2. アウトプット目標及び達成状況

本事業では、一定の条件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&マネージの仕組みを実現し、既存系統を最大限活用していくための効果的かつ合理的な制御システムの開発と実証を実施。図 2-4 で示されるような、『系統制約』、『需給制約』、『出力制御配信』の３つのサブシステムで構成される日本版コネクト＆マネージメントシステムを具体的に設計・開発。

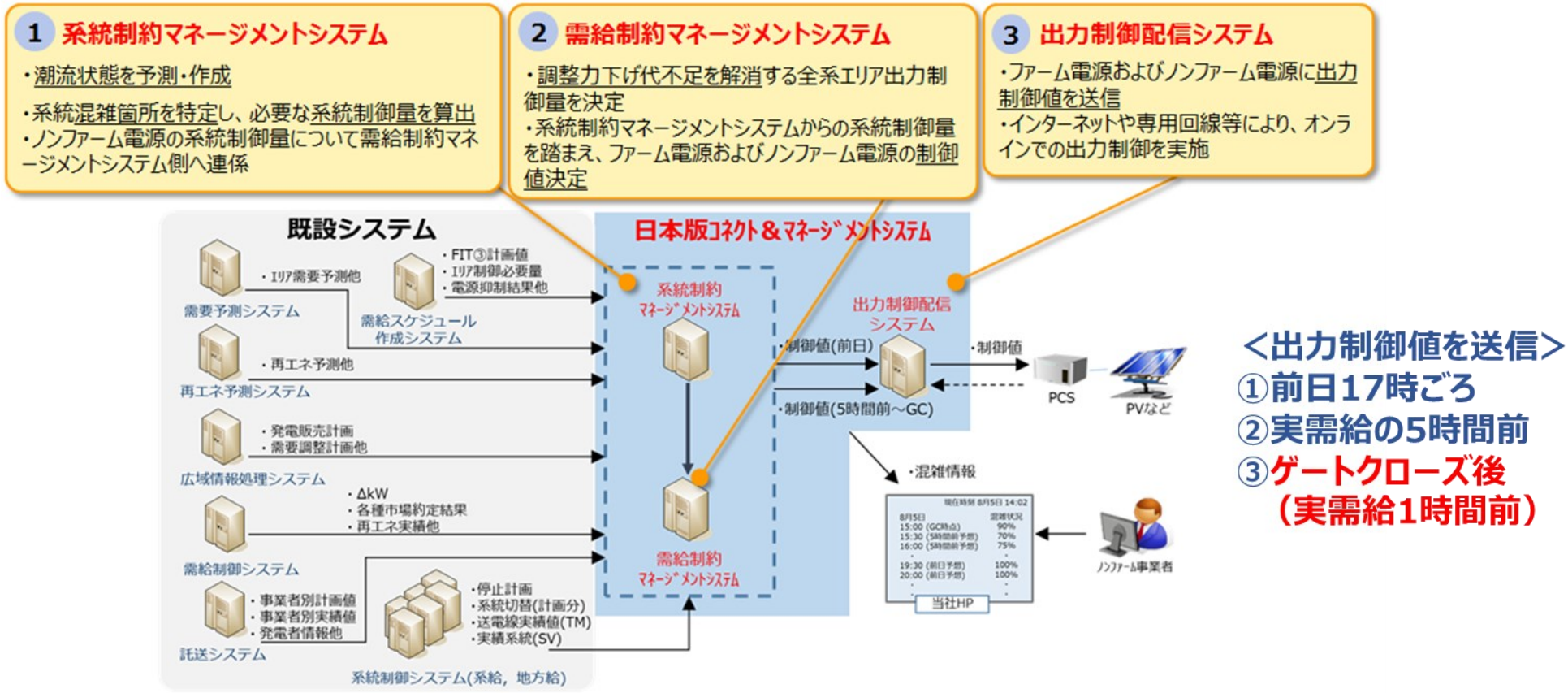


図 2-4 開発システムの概要

日本版コネクト&マネージメントシステムの開発にあたっては、表 2-1 で示すアウトプット目標に対して、（１）日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発、（２）開発するシステムに必要となるデータを一般送配電事業者の既設システムから取り出すためのシステム改修、（３）送電系統ごとの再エネの発電量や需要を予測するための、既存の予測技術を用いた際の予測精度に関する検討、（４）開発するシステムを運用する際のリスク・セキュリティ対策についての評価検討、（５）開発するシステムを用いたフィールド実証、（６）海外におけるノンファーム型接続に関連する最新の制度の議論状況、電力系統解析技術、再エネ発電量予測技術等に関する諸外国の動向調査の６つの項目を一体的に実施し、アウトプット目標に対する成果を得た。（１）～（６）の項目に関する目標及び達成状況の詳細は４章に示す。

表 2-1　アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標（NEDO 基本計画　最終目標）	成果	達成度・根拠
・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	➢ 国の審議会で**新たに整理された系統制約での出力制御ルールと、送配電等業務指針に基づく需給制約での出力制御ルールに則り、OPF に基づく再給電方式（一定の順序）などを含める形でシステムの仕様を策定・実装**※し、基本的な技術仕様を一般送配電事業者等へ共有した。 ※2022 年の国の制度変更にはシステム開発が間に合わないことから、ローカル系統の系統制約での出力制御は、当面、ノンファーム電源のみを対象に一律制御を実施。 ➢ 試験系でのフィールド実証により、既設システムからの各種情報を基に作成した想定潮流と実績潮流の差異を検証し、実潮流と近しい潮流想定が算出可能なことを確認。 ➢ また、系統・需給が協調し、適正な制御量の配分となること、30 分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認した。 ➢ 実系統でのフィールド実証において、出力制御機能付 PCS を設置している発電事業者に対して C&M システムを通じて出力上限値を配信し、事業者が上限値以内で出力を制御できることを一気通貫試験にて確認。出力制御を可能とする機能が適切に実装されていることを確認した。 ➢ また、出力制御を実施した際の系統の潮流変化を確認し、放射状系統・ループ系統ともに机上で算出した制御効果と実制御試験の潮流変化を比較し、C&M システムの有効性を確認した。 ➢ 出力制御機能付 PCS 等の技術仕様、伝送仕様を策定・公開するとともに、フィールド実証による検証結果等を基に、C&M システムに係る仕様書を作成し、公開した。	◎ **当初計画にない制度変更を仕様に反映**、フィールド実証を通じ C&M システムの妥当性・有効性を確認

3. マネジメント

3.1. 実施体制（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）

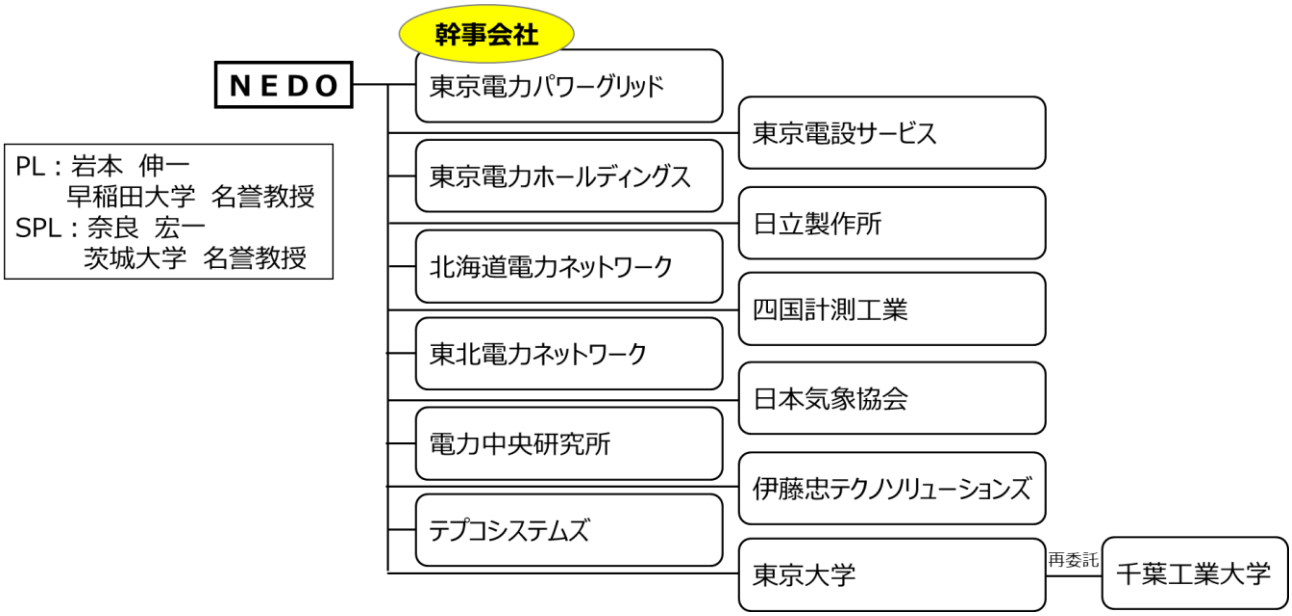


図 3-1 本事業の実施体制

「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」の基本計画において「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」として研究開発課題を設定し、システム開発については 2020 年度に公募を実施して実施者（委託先）を決定した。

本事業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ため、NEDO 再生可能エネルギー部主査 小笠原有香をプロジェクトマネージャーに任命し、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、早稲田大学 名誉教授 岩本伸一氏をプロジェクトリーダー、茨城大学 名誉教授 奈良宏一氏をサブプロジェクトリーダーとして、実施者を主導していただきつつ研究開発を推進した。資源エネルギー庁等とも緊密に連携し、最新の政策及び技術動向を確認しながら、機動的なマネジメントを実施してきた。

図 3-2 に示すとおり、システムの開発にあたっては、「（１）日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発」、「（２）既設システムの改修」、「（３）再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討」とその他セキュリティ評価、次期・将来のシステム改良も見据えた動向調査について、東京電力パワーグリッドの統括の下、御覧の体制で各実施者が分担かつ連携しながら検討を進めた。フィールド実証を行い、仕様検討にフィードバックしながらシステム開発を進める体制とした。

また、本事業を効率的かつ効果的に推進するにあたっては、検討委員会を設置し、外部有識者で構成される検討委員会を設置し、半年に１回程度事業全体の進捗状況と今後の計画について報告し、助言を得てプロジェクトを進めている。この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課や電力広域的運営推進機関（OCCTO）、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。

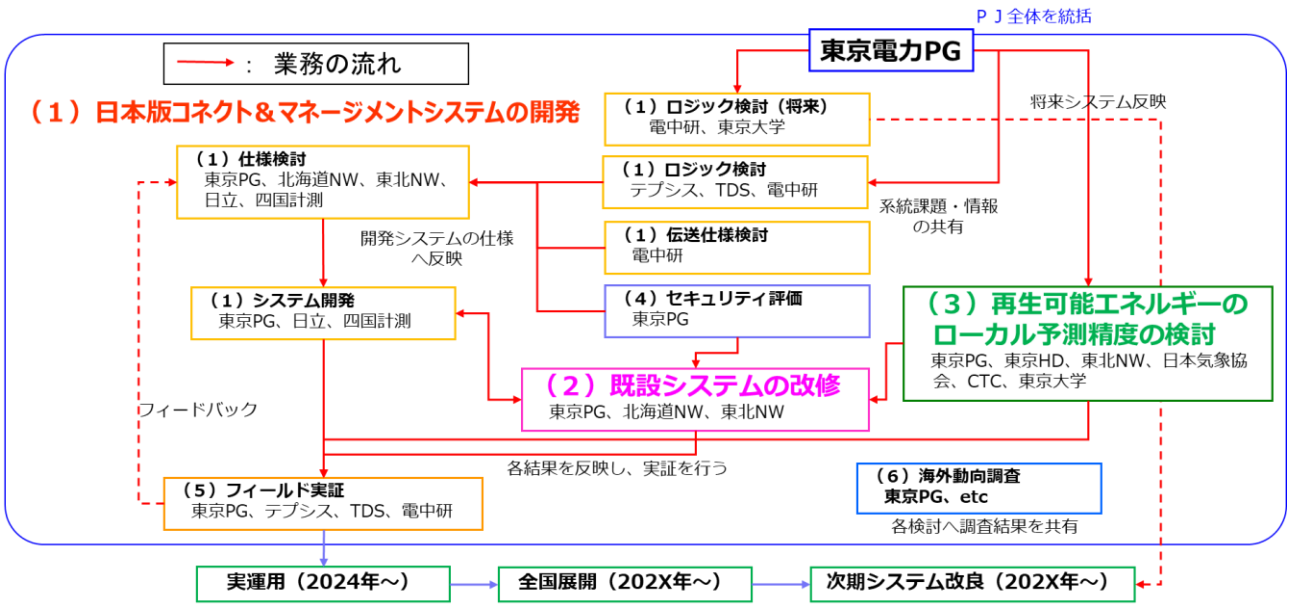


図 3-2　実施項目の分担と連携

3.2.　受益者負担の考え方

本事業は、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を通じ、ノンファーム型接続を実現することによって、「第５次エネルギー基本計画」及び「第６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の実現に貢献するために実施するものである。政策と連携しつつ、多様なステークホルダーの協力が必要な研究開発であり、再生可能エネルギーの普及や電力の安定供給に貢献するものであるため、民間が自主的に実施することが困難な研究開発である。

3.3.　研究開発計画

本事業は、2019 年度の FS を含め、2019 年度から 2023 年度までの 5 年間の計画で実施してきた。

研究項目		2019	2020	2021	2022	2023	
（１）日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ		フィージビリティスタディ					
（２）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日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発		ロジック検討・要件定義	システム設計・製作・総合試験		試験運用・チューニング	終了時評価
	②既設システムの改修		仕様検討	中間評価	システム改修	対向試験	
	③再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討		仕様検討		手法作成・評価	総合評価	
	④セキュリティに関する評価		机上検討		セキュリティ対策検討・構築	ペネトレーションテスト / 追加対策実施	
	⑤フィールド実証				実証方法策定	試験系フィールド実証 / 実系統フィールド実証	
	⑥海外調査		机上調査		Webヒアリング　現地調査	Webヒアリング	
予算（億円）	委託	0.9	9.5	24.1	32.2	13.7	80.4

図 3-3　研究開発計画

2021～2023 年度においては、仕様変更等に伴い、当初計画に対する増額等変更を実施するなど、機動的なマネジメントを実施してきた。

3.4. 中間評価結果への対応

2021 年度に実施した中間評価（評価対象年度：2019～2021 年度）おいていただいた御指摘を踏まえ、事業を推進してきた。具体的には、表 3-1 のとおり対応している。

表 3-1 中間評価での御指摘に対する対応

	問題点・改善点・今後への提言	対応
1	**研究マネジメント：** 【1】2023 年度の実系統のフィールド実証において検討予定のローカル予測精度の向上策に関する研究は、その成果次第で実際の出力制御量に大きな影響を与えると思われるため、本事業終了までに、その成果の扱いについて全一般送配電事業者に展開するか否かを明確にしていただきたい。 【2】今後も、ループ系統を含めて、東日本・西日本の様々な形態の送電系統に導入されることを念頭に、東西の一般送配電事業者の連携にも十分留意しつつ、システム開発を続けていただきたい。	【1】ローカル予測精度向上の研究成果は、前述のとおり一部システムへ反映済み。その他、NEDO 成果報告書、各種学会発表等を通じて成果普及を図る。 【2】ループ系統を含め、国で整理された制御方法等でも様々な系統に適用できるよう、検証を実施。システム仕様案についても各一般送配電事業者と情報共有を行いながら、システム開発を実施。他社の状況を考慮し出力制御対象範囲も変更。
2	**研究開発成果：** 【3】最終目標の達成可能性については、出力制御システムへの具体的な要求性能が明示されていないことから現時点で判断することは困難であり、今後、ノンファーム電源の出力制御指示の発生頻度や、その頻度がシステムの要求性能を検証する上で十分であるか等、検討を進めていただきたい。 【4】再生エネルギーの予測精度向上について検討がなされているが、需給運用等のモデルに関し、少なくとも計画段階において不確実性の観点を考慮することを期待したい。 【5】本事業の成果の普及は社会的に重要であり、学会や論文による成果発表を積極的に行っていただきたい。	【3】試験系フィールド実証において、最長演算時間であっても、30 分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認している。他方、設備数や混雑発生コマ数が増えることで演算時間は変化するため、今後留意して実運用を進める方針。 【4】需給運用等のモデルについて、動的手法も取り入れるなど実用的な観点から不確実性も考慮した上で、高精度化に取り組んだ。 【5】国内外での学会、講演会、シンポジウムなどで本事業の成果を積極的に発信。
3	**成果の実用化・事業化に向けた取り組み及び見通し：** 【6】日本版コネクト＆マネージにおいて、特にノンファーム接続の仕組みを活用する発電事業者の視点も重要であるため、情報提供の観点等で、事業者の意見やニーズにも留意して、システム開発を進めることが望まれる。	【6】引き続き、電力広域的運営推進機関や資源エネルギー庁の委員会等での発表や、ウェブサイトでの技術仕様・伝送仕様の公開等、様々な手法で情報提供を行う。国の審議会で整理された発電事業者等のニーズも考慮し検討を進めた。

3.5. 動向・情勢変化への対応

本事業では、「1.2.章 アウトカム達成までの道筋」にて示したとおり、国による制度変更に対して迅速に対応を行ってきた。一時は期間内の完成が危ぶまれたところ、資源エネルギー庁を含めた関係者での議論を重ね、計画を機動的に変更し関係者全員が一丸となって開発に取組んだ。

また、新型コロナウイルス感染症により、研究開発の進捗に若干の影響があったものの、対面の打ち合わせをオンライン会議にすることや海外調査において机上調査を重点的に行うことなどの工夫を行うことによって、大幅な遅れは発生せずに済んでいる。

さらに、第 5 次及び第 6 次エネルギー基本計画では、再生可能エネルギーが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、メリットオーダーを追求した市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノーダル制）への見直しと早急な実現を目指すとされていた。本事業における、最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討や海外調査と並行して、制度議論への貢献を見据え、NEDO にて 2022 年度に「市場主導型の系統混雑管理手法に関する動向調査及び課題等の抽出検討」を追加的に実施し、海外での先行事例や検討状況に関する動向や課題を整理した。これら検討結果を踏まえ、2024 年度から NEDO 事業「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト＆マネージ 2.0）／市場主導型制御システムの技術検討」を開始し、本事業での検討成果を高度化・発展させてゆく。

3.6. 成果普及への取り組み

本事業の成果普及への取組みとして、実施者にて、国の審議会等（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会や広域系統整備委員会等）で本事業の進捗・成果報告等を実施。国内外の学会等への論文投稿・発表（電気学会全国大会・部門大会等）や講演会・セミナーでの講演等も積極的に行い、成果を PR している。

また、事業で検討した技術仕様書・伝送仕様書（66kV 以上）の一般公開と、C&M システムの基本仕様の一般送配電事業者等への公開を実施。

さらに、本事業の広報の一環として、NEDO 広報誌「Focus NEDO」で本事業の特集を行うとともに、NEDO 主催での成果報告会開催。成果報告会の参加者からは、C&M システムの本格運用と全国への普及への期待などの声を頂戴した。

本事業の成果を国際的にもアピールするため、NEDO にて、ミッションイノベーションのシンポジウムでの講演等で成果を PR するとともに、IEA Photovoltaic Power Systems Programme Task 14（Solar PV in the 100% RES Power System）で発行したレポート「Active Power Management of Photovoltaic Systems」に本事業の概要を掲載した。

4. 目標及び達成状況の詳細

日本版コネクト＆マネージの１つであるノンファーム型接続のための制御システムの開発を目的として、以下の（１）～（６）の項目を実施した。

（１）日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発

需給上の制約を考慮した『需給制約マネージメントシステム』と系統の制約を考慮した『系統制約マネージメントシステム』の算出結果を連係し、電源毎に最適な出力制御値を算出し、『出力制御配信システム』を介して、出力制御値を送信するシステムを開発。

（２）既設システムの改修

日本版コネクト＆マネージメントシステムに必要となるデータ等について、一般送配電事業者の既設システムから取り出すためのシステム改修を実施。また、エリア全体の需要や再エネを予測するシステムについて、項目(3)の検討結果を踏まえ、システム改修を実施。

（３）再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

既存の予測技術を用い、送電系統ごとの潮流予測を実施した場合の予測誤差について調査・分析を実施することで、ローカル予測の精度向上のための方策や、実運用上考慮すべき事項等について検討。

（４）セキュリティに関する評価

項目(1)、(2)のシステム使用時のセキュリティ対策について検討し、日本版コネクト＆マネージメントシステムに対するリスク評価を実施。また、当該システムに対して、ペネトレーションテストを実施し、リスク評価の妥当性を確認し、セキュリティ対策の効果検証及び課題の洗い出しを実施。

（５）フィールド実証

実証では、実際の出力制御機器へ出力制御信号を与えることで、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっていることを確認することを基本とし、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、ローカル系統での実証も実施。

（６）海外動向調査

主として、次の項目について、欧州・米国における TSO・DSO を中心に、現地訪問による調査及び机上調査を実施。

- ・欧州・米国等の諸外国における制度面等の動向調査
- ・将来の日本において期待される制度設計や本事業で開発するシステムの拡張性を見据えた各国の制度面、システム・運用面の動向調査
- ・再エネ導入拡大に伴い整備されている・整備されようとしている主に送電系統における系統連系要件の調査
- ・調整力確保、マージン確保の考え方等のノンファーム型接続の運用
- ・系統解析技術、特に潮流解析技術
- ・OPF を起動停止計画問題（UC）に組み合わせた込んだ運用モデルに関する欧米の運用実態及び研究開発動向
- ・日本版コネクト＆マネージを実現するために適用可能な気象や再エネ発電出力のローカル予測技術

上記項目の関係は図 4-1 に示すとおりであり、各項目の目標及び達成状況の詳細については、4.1 節～4.6 節に示す。

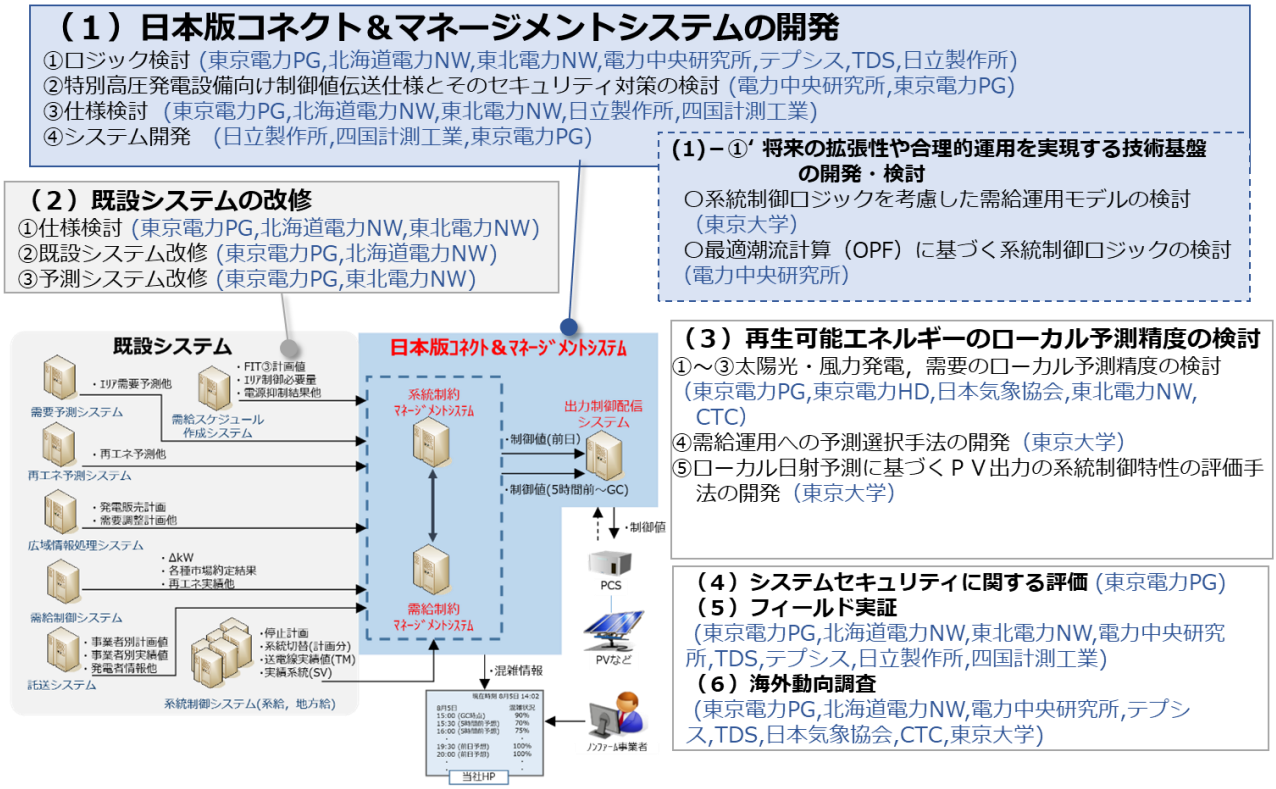


図 4-1　各実施項目（目標達成に必要な要素技術）の概要

4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発

図 4-2 のとおり、需給上の制約を考慮した『需給制約マネージメントシステム』と系統の制約を考慮した『系統制約マネージメントシステム』の算出結果を連係し、電源毎に最適な出力制御を算出し、『出力制御配信システム』を介して、出力制御値を送信する日本版コネクト＆マネージメントシステムを開発した。

システムの開発にあたっては、系統制約に伴う出力制御量を演算するための基となる、想定潮流断面の作成ロジックや、公平性や国の審議会で整理された制御方法を基に制御ロジックについて仕様を反映し、システムを開発した。

系統制約に伴う出力制御については大きく分けて 2 つの制御方法があり、概要については以下のとおり。

ノンファーム方式：ノンファーム型接続電源に対して、発電計画値から一律で出力制御を実施。

再給電方式：国の審議会で整理された一定の順序に則り、調整電源及び非調整電源等をメリットオーダーにより出力制御し、制約量が満たされない場合はノンファーム型接続電源を一律で出力制御を実施。

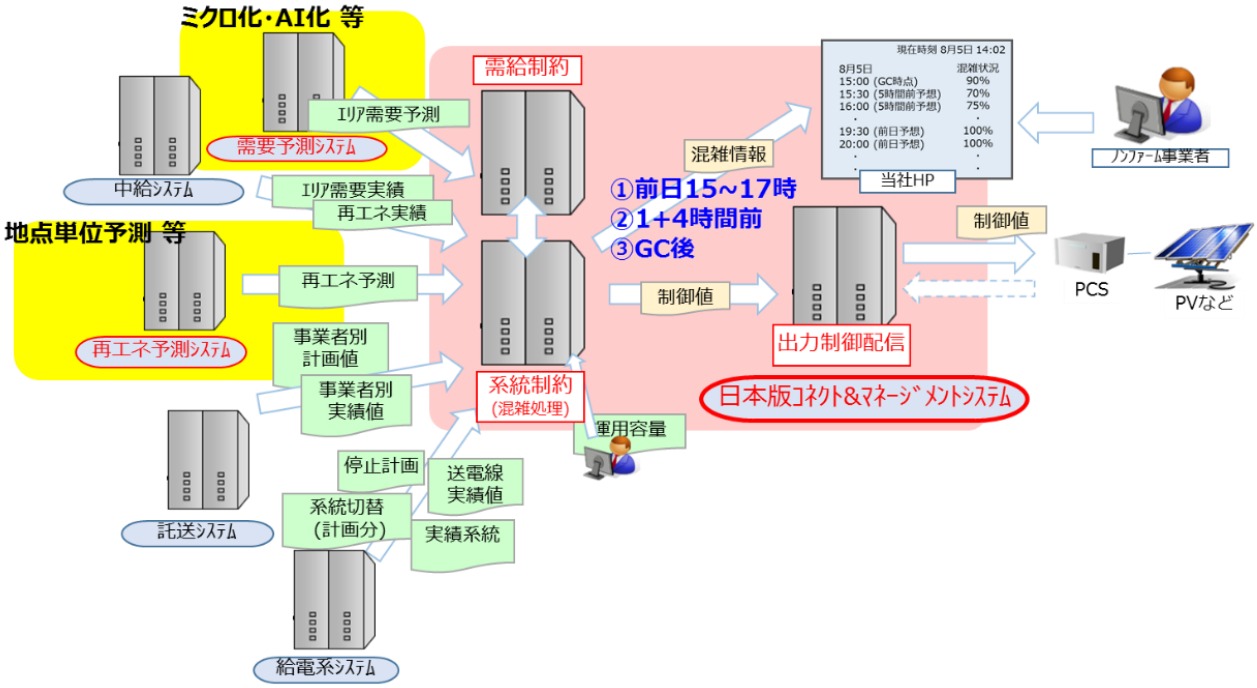


図 4-2　日本版コネクト＆マネージメントシステムのイメージ

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) ロジック検討				
(1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討 ・ロジック検討 ・フィールド実証 データ分析との連携				
(1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討 ・ロジック検討 ・フィールド実証 データ分析との連携				
(1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討 ・ロジック検討、モデル開発 ・運用特性解析				
(2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討 ・仕様書作成 ・システム開発支援 ・仕様評価				
(3) 仕様検討 ・仕様書作成 ・標準仕様への検討事項反映				
(4) システム開発 ・システム開発準備 ・システム開発 ・現地試験 ・試験運用 ・分析				

●実施体制

4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発

(1) ロジック検討
東京PG、北海道NW、東北NW、電中研、テプシス、TDS、日立、東京大学

(1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討
テプシス、TDS

(1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討
電中研

(1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討
東京大学

(2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討
東京PG、電中研

(3) 仕様検討
東京PG、北海道NW、東北NW、日立、四国計測

(4) システム開発
東京PG、日立、四国計測

4.2. 既設システムの改修

(1) 仕様検討

(2) 既設システムの改修

(2)-(a) 既設システム改修

(2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修

(3) 予測システム改修

4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討

(2) 風力発電のローカル予測精度の検討

(3) 需要のローカル予測精度の検討

(4) 需給運用への予測選択手法の開発

(5) ローカル日射予測に基づくPV 出力の系統制御特性の評価手法の開発

4.4. セキュリティに関する評価

(1) セキュリティに関する評価

4.5. フィールド実証

(1) データ分析

(1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析

(1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析

(2) フィールド実証

4.6. 海外動向調査

(1) 海外動向調査

●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.1. (1) ロジック検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、電中研、テプシス、TDS、日立、東京大学		

＜アウトプット目標＞

送電線潮流の予測精度に関する評価自体が新たな技術検討であるため、開発されたシステムによる送電線潮流の予測結果と実績潮流等による実データを用いた分析等により、システム仕様に反映したロジックの妥当性を検証し、送電線潮流予測精度の評価方法を確立する。また、送電線潮流の予測精度が実需給に近づくほど向上することを定量的に評価する。

エリア需要、再エネ予測や発電計画値等による実データを用いた分析等により、システム仕様に反映した需給制御ロジックが、公平性を確保した最適な出力制御値を決定し、系統制御量と需給制御量の協調ができていることを確認する。

送電線利用ルールの見直し等、国の議論状況等を考慮した将来の適用性を検討し、将来適用が必要と想定される最適潮流計算（OPF: Optimal Power Flow）に基づく系統制御ロジックの基本仕様を提示する。

＜目標達成状況＞

机上検証にてシステムに反映した想定潮流作成ロジックをもとに、予測結果と実績潮流を分析し、ロジックの妥当性を確認した。

システムで作成した想定潮流結果から、予測誤差を分析し、予測誤差を踏まえた必要なマージン量の算出方法及び、見直し時期について確立した。

マージン量については、検証から系統規模により予測誤差が異なる事を確認し、一律ではなく、系統毎に設定する必要がある事を整理した。

検証の結果、群馬エリアのひとつのローカル系統では、11%程度のマージンが必要であることを整理した。

需給制御において、優先給電ルールによる電源種別毎の制御順序に基づいた制御配分と制御回数であることを確認した。

また、系統制御と需給制御の協調として、系統制御対象電源に対しても需給制御が必要な場合、国の審議会で整理されたルールどおり、需給制御を実施するロジックを仕様に反映し、試験にて妥当性を確認した。

基幹系統における送電系統制約での出力制御については、送電線利用ルールの見直しにより「再給電方式（一定の順序）の出力制御」となったことから、最適潮流計算（OPF: Optimal Power Flow）に基づく系統制御ロジックを仕様に反映した。

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討	達成状況	○
実施者名	テプシス、TDS		

＜アウトプット目標＞

ノンファーム適用系統において、状態推定ロジックを確立して、システムに反映する。

ノンファーム適用系統において、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を作成するロジックを確立して、システムに反映する。

ノンファーム適用系統において、潮流断面作成ロジックの検討ならびに妥当性の評価を行い、システムに反映する。

＜目標達成状況＞

過去の実績を用いて固有負荷実績の算出、固有負荷・ＰＶ出力等の想定、欠落データ等の状態を推定するロジックを検討し、想定潮流算出ロジックを確立した。また、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を作成するロジックを検討し想定潮流算出ロジックに反映した。

想定潮流算出ロジックに基づき、基幹系送電線想定潮流を作成して実績潮流と比較した結果、概ね実績潮流と合うことを確認した（平均誤差２％程度）。また、ローカル系統においても検証を実施し、実績潮流と比較した結果、概ね実績潮流と合うことを確認した（平均誤差６％程度）。

潮流想定算出に必要なデータ、業務フローを整理しシステム仕様へ反映した。

＜成果の内容＞

(1) 系統制御量算出ロジックの検討

潮流想定ロジックは、FS にて検討された過去実績を基に、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を反映して想定潮流を作成するロジックをベースに作成した。ロジック概要を図 4-3 に示す。

前日時点から過去の送電線潮流実績をもとに、将来系統構成を反映した送電線想定潮流を作成し、作成した送電線想定潮流と運用設定値から制御量を算出するロジックとなっている。

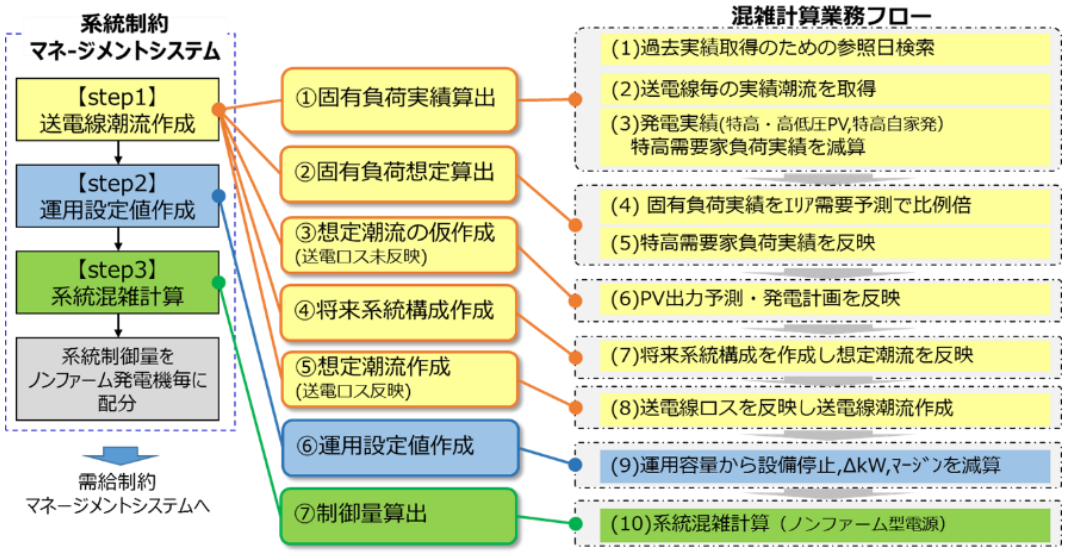


図 4-3 潮流断面作成ロジック概要

【step1 送電線潮流作成の流れ（補足）】

① 固有負荷実績算出

過去の送電線潮流実績から、将来の系統構成や固有負荷想定、発電計画、PV 出力想定を反映し、送電線ごとに想定潮流を算出する。算出した送電線ごとの潮流を積み上げることで、送電線潮流を作成し、送電線ロスを反映し想定潮流を補正する。

送電線ごとの潮流作成にあたっては、図 4-4 に示す 2 つの方法により算出する。1 つは送電線送り出し潮流実績から送電線ごとの想定潮流を算出する方法（手法 1）、もう 1 つは配変や特高需要家ごとの潮流実績から個々の想定潮流を算出する方法（手法 2）である。手法 1 は想定潮流算出が比較的容易で取得データ数が手法 2 より少ないという利点がある。一方、手法 2 は、取得データ数は多くなるが個々の潮流想定によりローカル系統や送電線分岐箇所の潮流想定が行える利点がある。

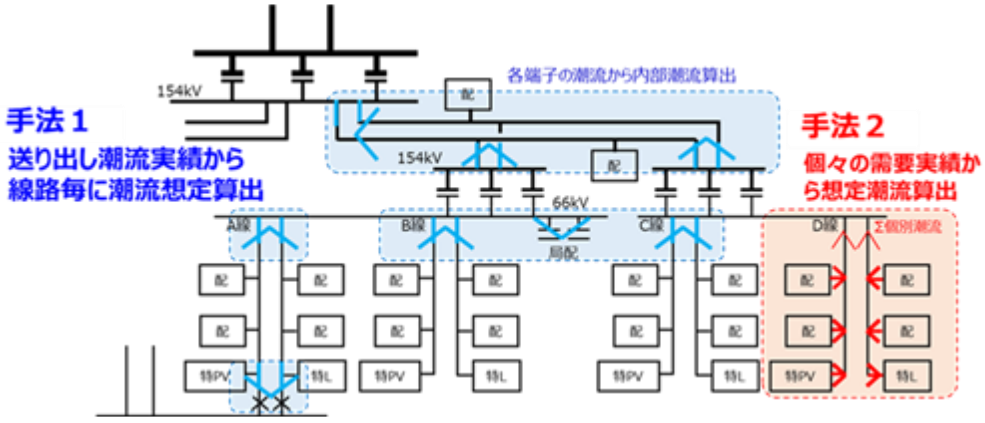


図 4-4 送電線潮流作成方法

想定潮流を算出するためには、需要予測、地点別の気温・季節・曜日など想定日と相関の高い過去実績を抽出する必要がある。固有負荷の変化は気温が大きく影響するため、季節・曜日なども考慮したうえで過去の県域の気温実績(最高・最低の平均）の中から、翌日気温予測(最高・最低の平均）に最も近しい日を抽出し、過去の実績データを取得する。

過去参照日を検索するにあたっては、既設システムにて翌日需給バランスと相関がある過去の需要カーブ(10 日)を自動抽出し、その中から県域毎に実績データの取得日を自動決定するロジックとする。なお、運用者が任意で参照日を設定することも可能な仕様としている。

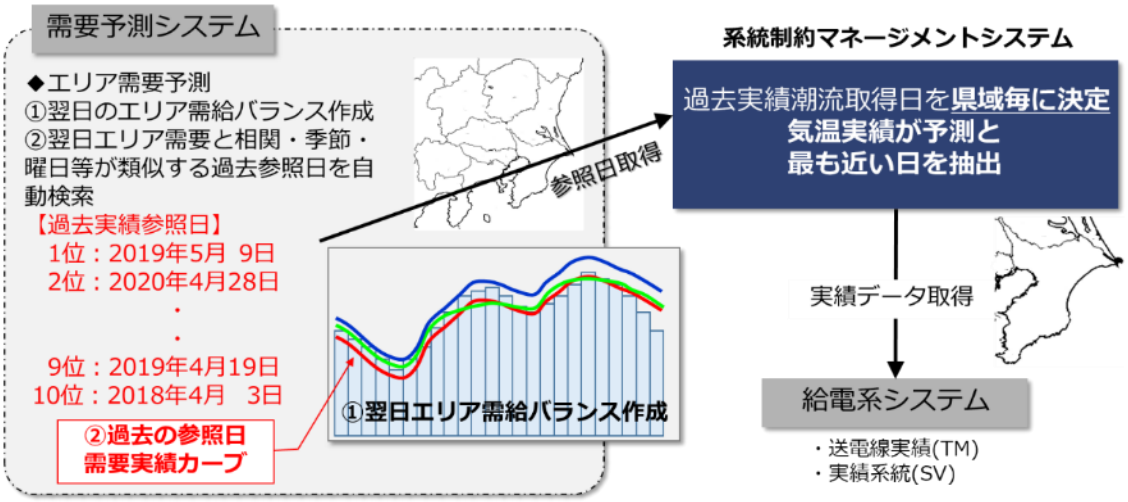


図 4-5 過去参照日の検索

次に、需要比率に応じた固有負荷想定をするため、需要の増減に影響のある固有負荷実績を算出する。取得した送電

線毎の実績潮流から、特高・高低圧 PV 出力推定実績や特高自家発、及び特高需要家負荷実績を減算して固有負荷実績を算出する。なお、高低圧 PV 推定出力実績は、既設の需給制御システムの PV 出力推定実績（ﾒｯｼｭ実績）を配変ごとに紐づけ算出する。

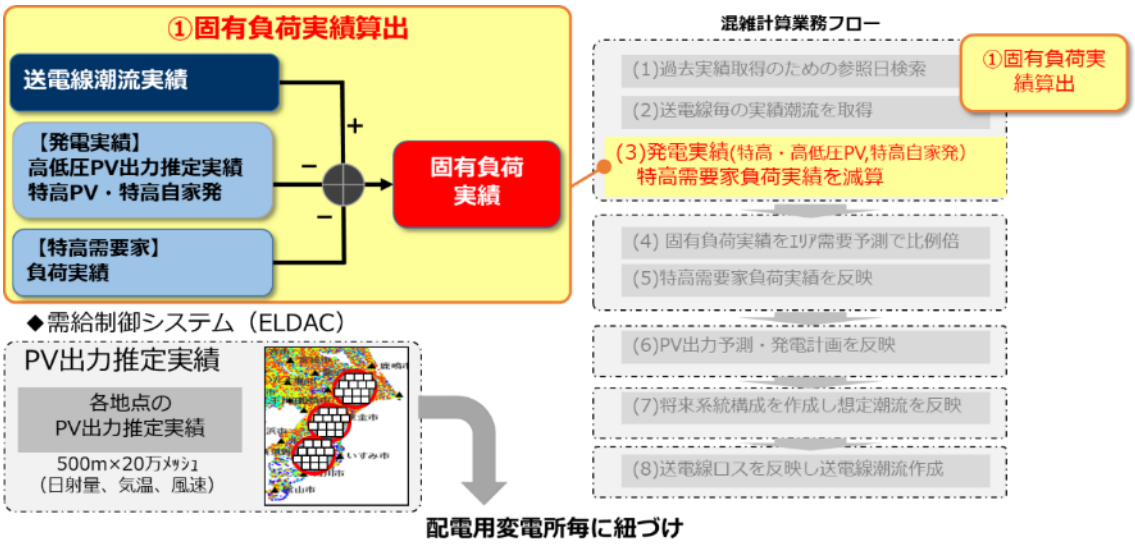


図 4-6　固有負荷実績の算出

② 固有負荷想定算出

算出した固有負荷実績をエリア需要予測で比例倍し、過去参照日の特高需要家負荷実績を加算して送電線ごとの固有負荷想定を算出する。

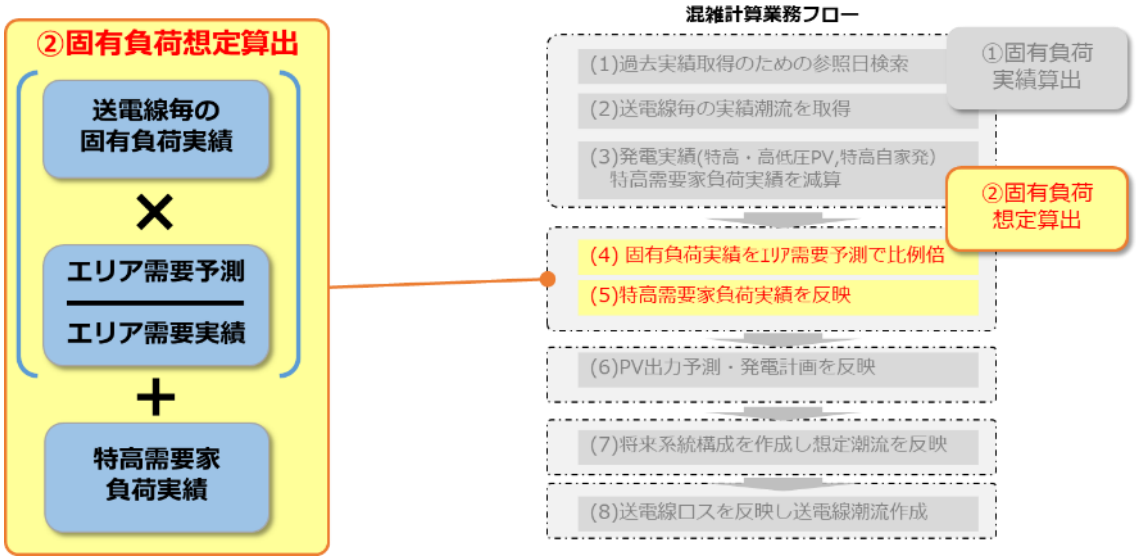


図 4-7　固有負荷想定の算出

③ 想定潮流仮作成

算出した固有負荷想定に PV 出力予測・発電計画を反映し、送電ロス反映前の想定潮流を仮作成する。送電線毎の PV 出力予測は、既設の再エネ予測システムの PV 出力予測（地点別予測）を特高・配変毎に紐づけ算出、または送電線毎、特高・配変毎に算出した PV 設備容量比率を乗じて算出する。

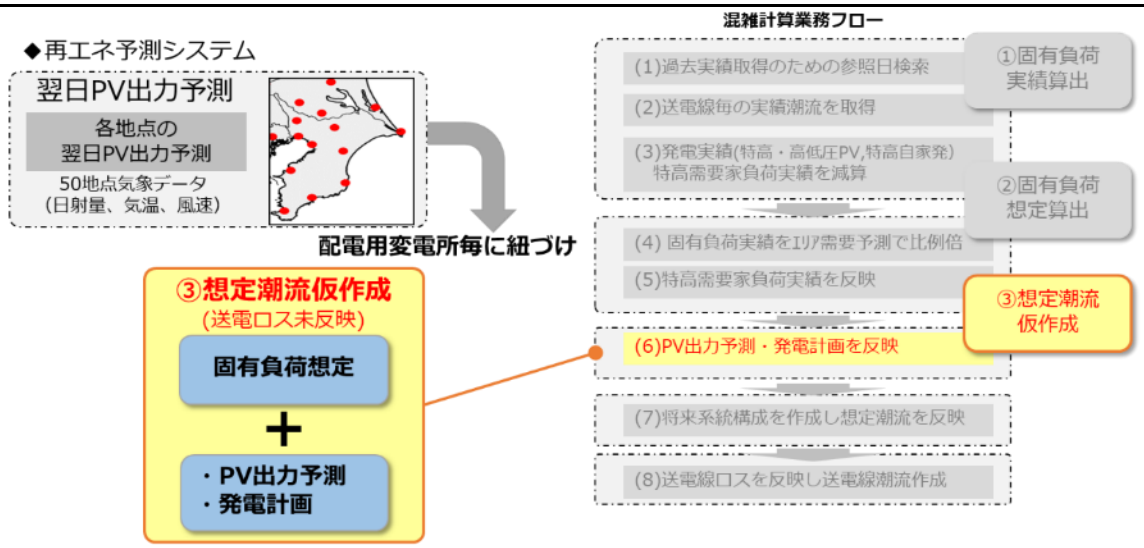


図 4-8 想定潮流仮作成

④ 将来系統構成作成

既設システムから将来の系統状態の変化（設備停止、系統切替など）を取得して、設備停止計画や系統切替計画を反映した将来の系統構成を作成する。

⑤ 想定潮流作成（送電ロス反映）

66kV 送電線潮流を変電所単位で合算し、DC 潮流計算にて上位系の潮流算出をするため、上位系の送電ロス補正が必要となる。DC 潮流計算により算出した上位系の潮流値に対して、ロス計算を実施し送電線潮流を補正する。DC 潮流計算では電圧を 1pu として計算した送電ロスが加味されるが、実際の系統運用電圧は 1pu とは限らないため、電圧制御装置の運用目標値を用いて送電ロスを算出し補正を行えるようにしている。

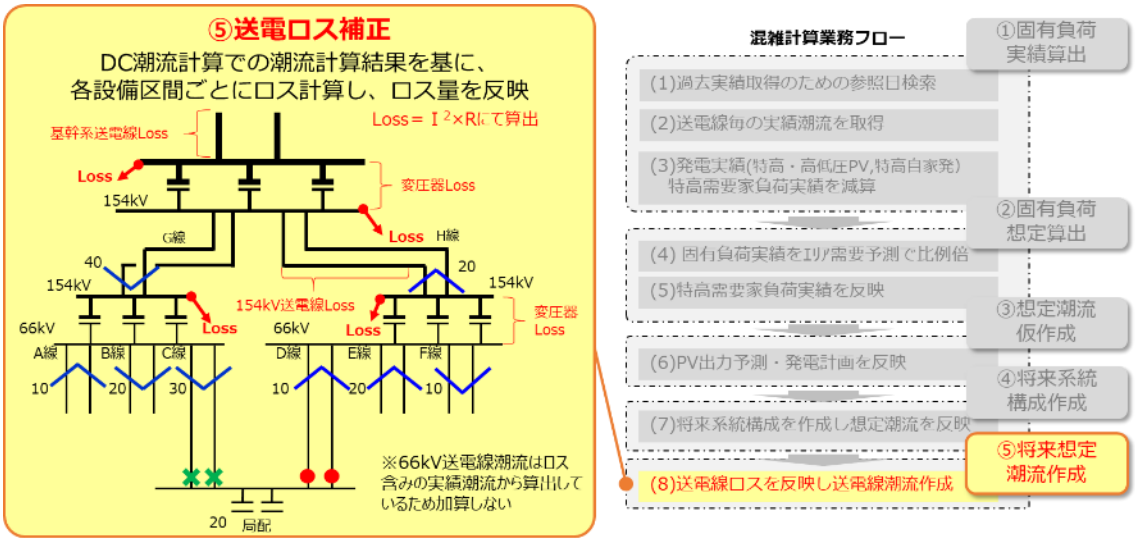


図 4-9 送電ロス反映方法

(2) 想定潮流算出に必要なデータの整理

潮流断面を作成するために必要なデータを整理した。

大分類としては以下 3 種類

- 実績値
- 設備データ（時刻変動の影響なし）

- 設備構成データ（作業停止・系統切替）

また、想定潮流を算出するためを計算するため、予測データが必要である。各分類データにて、必要な情報を下記の通りまとめた。

表 4-1 実績値

種別	必要実績データ	粒度	備考
負荷	送電線潮流 P	48点	TMデータ
	配変 P	48点	TMデータ
	特高 P	48点	TMデータ
	全店需要実績	48点	TMデータ or TMデータの合計値
発電	特高 発電実績 P	48点	TMデータ or 特高から実績値を取得
PV	都県別エリアPV実績	48点	
SV情報	SV情報(操作実績)	48点	事故・計画停止・系統切替の種別を問わず、30分単位でのSVの操作実績
	SV情報(特高)	48点	系統構成(特高の新設・廃止)に変更があった場合に対応
	SV情報(配変)	48点	系統構成(配変の受電先)に変更があった場合に対応
	異常値フラグ	48点	欠落データの判別に必要

表 4-2 設備情報

種別	必要設備データ	粒度	備考
PV	設備量	月単位	高圧・低圧は配変ごと。特高PVは個別の設備量。
	発電効率	－	
	線路と設備の紐づけ	－	
その他	送電線R,X	－	
	変圧器R,X	－	
	送電線・変圧器Pもしくは電流値(実績)	48点	
	電圧値(変電所目標値Vref)	48点	ロス計算で必要

表 4-3 設備構成

種別	必要系統構成データ	粒度	備考
系統構成	母線(系統構成)	－	母線ID
	負荷(系統構成)	－	負荷の識別子ID 接続先CBのID
	発電機(系統構成)	－	発電機の識別子ID 接続先CBのID
	送電線(系統構成)	－	送電線の識別子ID 接続先CBのID(2つ)
	変圧器(系統構成)	－	変圧器の識別子ID 接続先CBのID(2つ or 3つ)
	遮断機(系統構成)	－	遮断機の識別子ID 接続先の識別子ID 2つ (相手先：母線、負荷、発電機、送電線、変圧器、断路器)
	断路器(系統構成)	－	断路器の識別子ID 接続先の識別子ID(CB側) 接続先候補の母線の識別子ID(複数)

表 4-4　予測値／計画値

種別	必要予測・計画データ	粒度	備考
負荷	全店需要予測	48点	
発電	特高　発電計画　P	48点	特高発電想定，不足データ推定時に使用
PV	都県別エリアPV予測	48点	
SV情報	作業停止、系統切替 （SVの計画値）	48点	作業停止・系統切替によるSV操作予定（30分単位） （作業停止手順書、系統切替手順書から作成）

(3) 基幹系送電線の潮流作成ロジックの検証

系統混雑時の出力制御はノンファーム型電源に適用するため、ノンファーム適用系統で検証する事が妥当と考えられたこと、また、再給電方式採用による実需給断面での潮流検証も踏まえ、調整電源が接続し、比較的に広範囲な系統である佐京連系系統にて机上検証を行った。

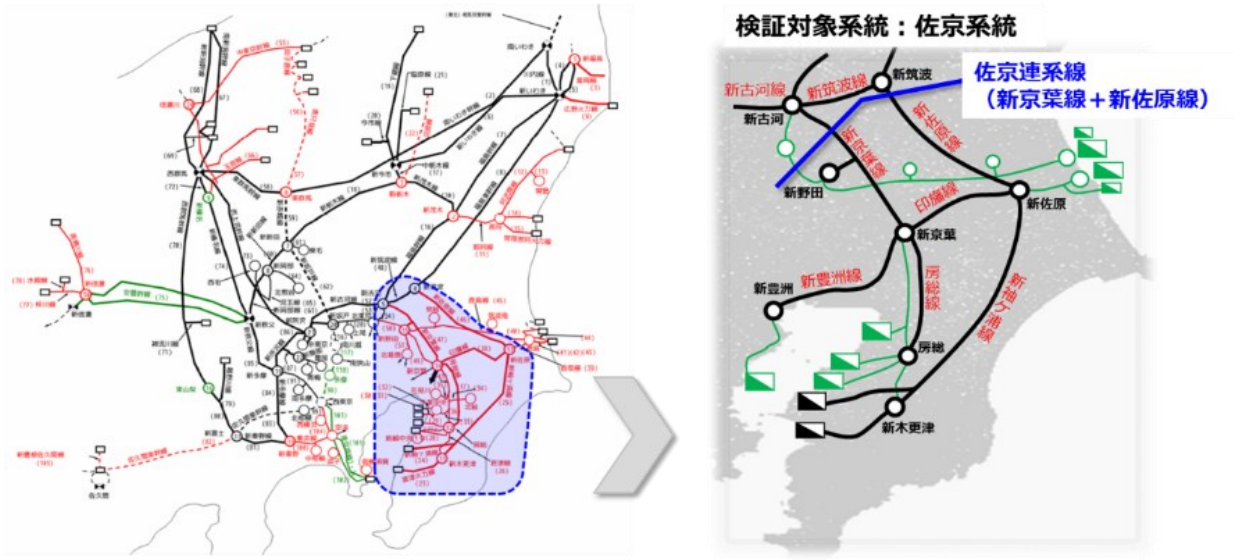


図 4-10　佐京連系系統

出典）東京電力パワーグリッド空き容量マップ　2021 年 2 月 4 日時点

1）想定潮流の妥当性の確認

基幹系送電線潮流作成は、過去の 66kV 送電線送り出し潮流実績から、将来の系統構成や固有負荷想定、発電計画、PV 出力想定を反映し、66kV 送電線ごとに想定潮流を算出し、66kV 送電線ごとの潮流を積み上げることで、基幹系統の送電線潮流を作成した。（図 4-11）

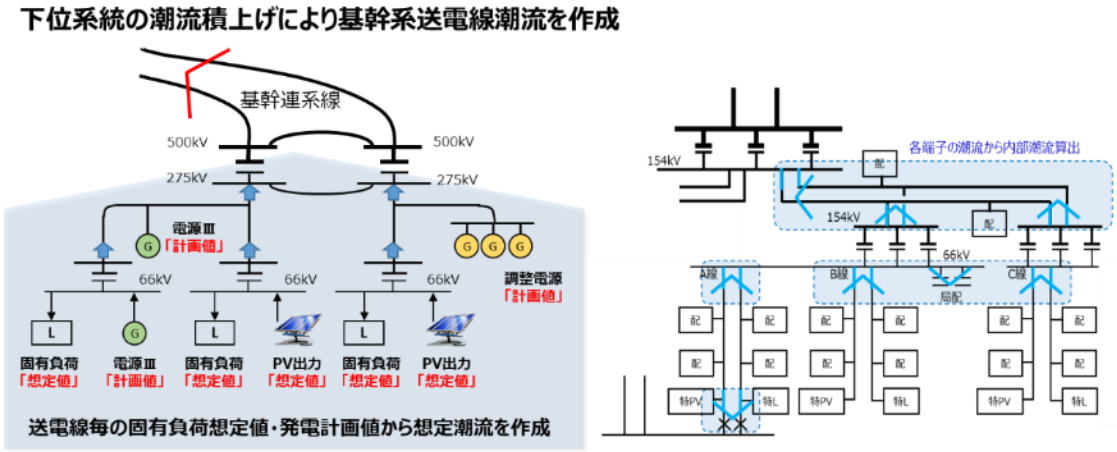


図 4-11　66kV 潮流想定から基幹系統潮流想定の流れ

送電線潮流算出ロジックに基づき、過去実績データから当日の需要予想と過去実績との比率で算出した負荷に、発電計画値とPV 予測値を加え、さらに送電ロスを考慮することで佐京連系線の想定潮流を算出した。想定潮流算出の検証対象日は、PV 出力の影響による想定誤差を踏まえ、天候状況が異なる 2019/8/6 と 2019/8/20 の 2 日を選択して検証を実施した。2019/8/6 は発電重潮流かつ PV 推定出力実績が大きい晴れの日、2019/8/20 は PV 推定出力実績が少ない曇りの日である。この 2 日に対して、佐京連系線の潮流実績と、潮流想定ロジックから算出した想定潮流を比較検証の結果、平均誤差 6.0%、最大誤差 7.2%であり、概ね実績潮流と合うことを確認できた。（図 4-12）

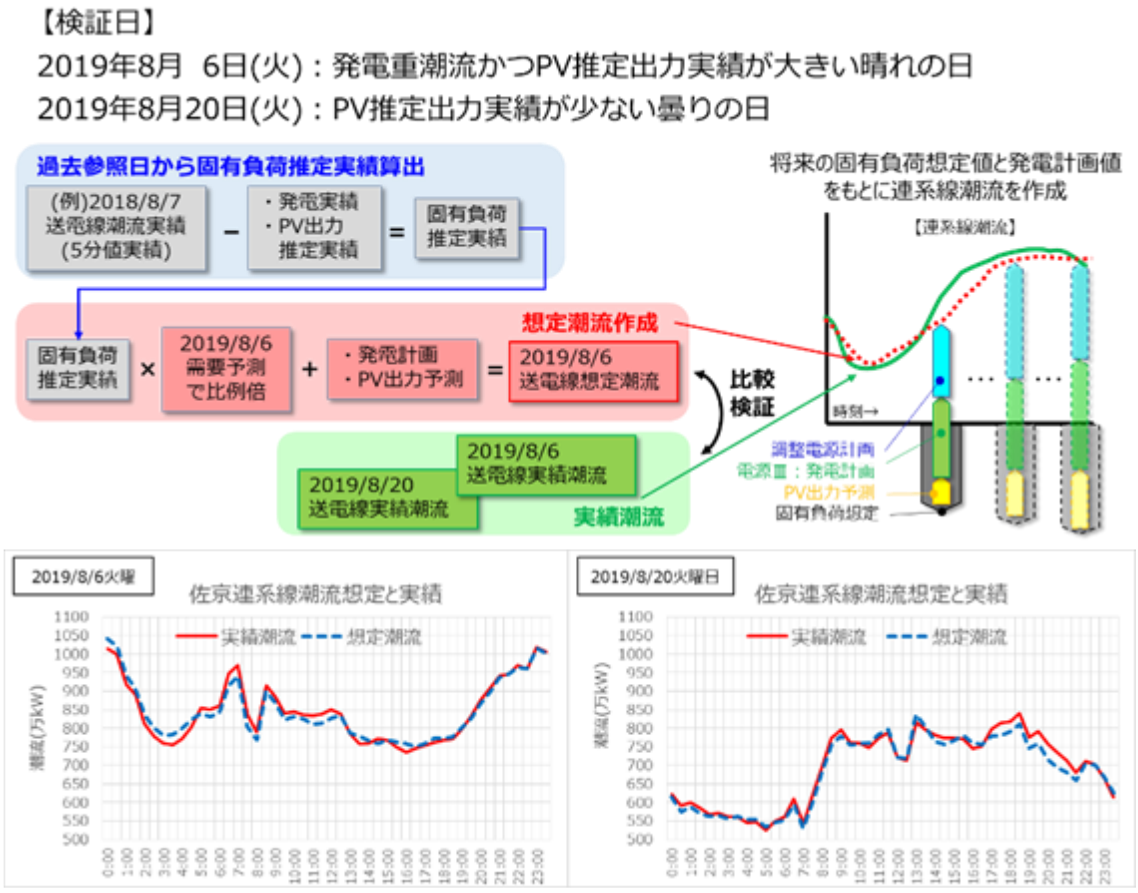


図 4-12 佐京連系線潮流想定と実績

2）運用設定値に対する系統制御の確認

運用設定値を超過した混雑量について、系統制御によりノンファーム適用電源を一律制御し、送電線潮流が運用設定値以内になることを検証した。検証にあたっては、現在の潮流状況では運用設定値を超過する事がないため、将来連係してくるノンファーム適用電源を連系し、運用設定値を超過する潮流状況を作成した。（図 4-13）

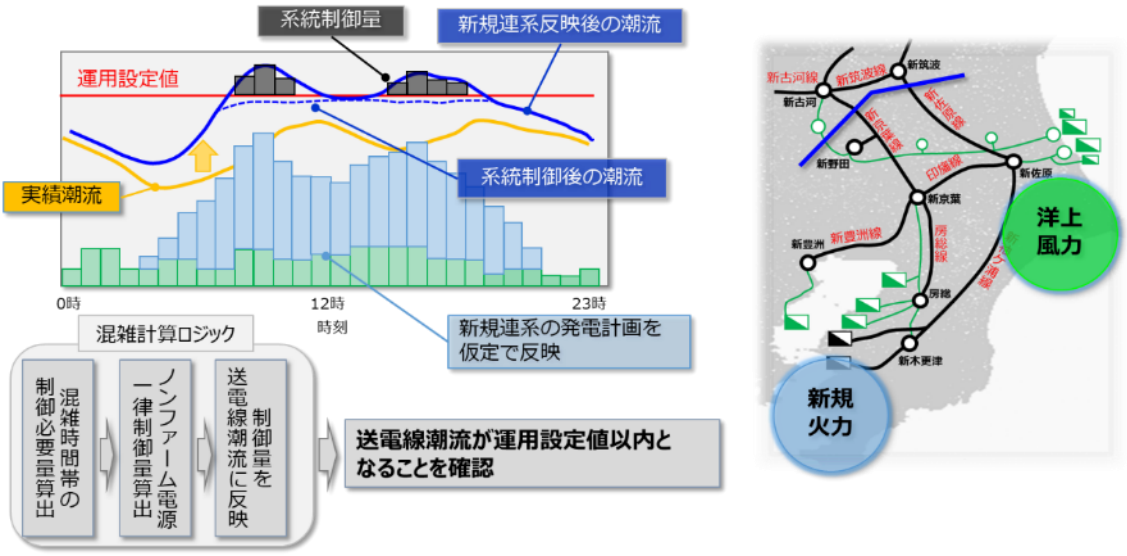


図 4-13　系統制御による出力制御イメージ

系統混雑を発生させるため、佐京系統に新規電源を 200 万 kW 程度連系し系統混雑となるような送電線潮流を作成。系統制御必要量を算出し、一律制御を実施した送電線潮流を再作成した結果、混雑時間帯において運用設定値以内となることを確認できた。（図 4-14）

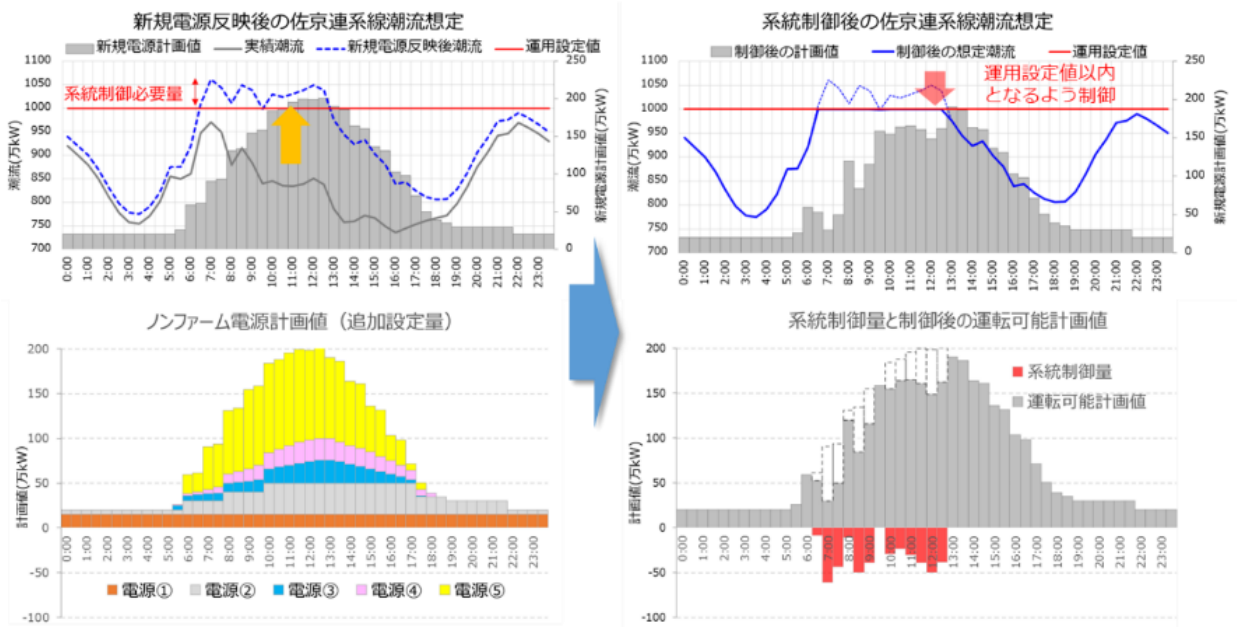


図 4-14　系統制御による送電線潮流

3）系統制御と需給制御を踏まえた送電線潮流の確認

需給制御が必要となる時期は、PV 出力が多く需要が少ない低需要期が想定される。このような状況においては調整力電源などが低出力となり、連系線潮流が減少するため、現状において基幹系統の混雑は発生しない。系統制御と需給制御の検証を実施するため、設備停止により運用設定値を低下させ、系統混雑を発生させ、かつ、再エネ連系量増加や原子力運転など供給力過剰となるような検証断面を作成し、系統制御と需給制御を実施した際の潮流状況について検証した。（図 4-15）

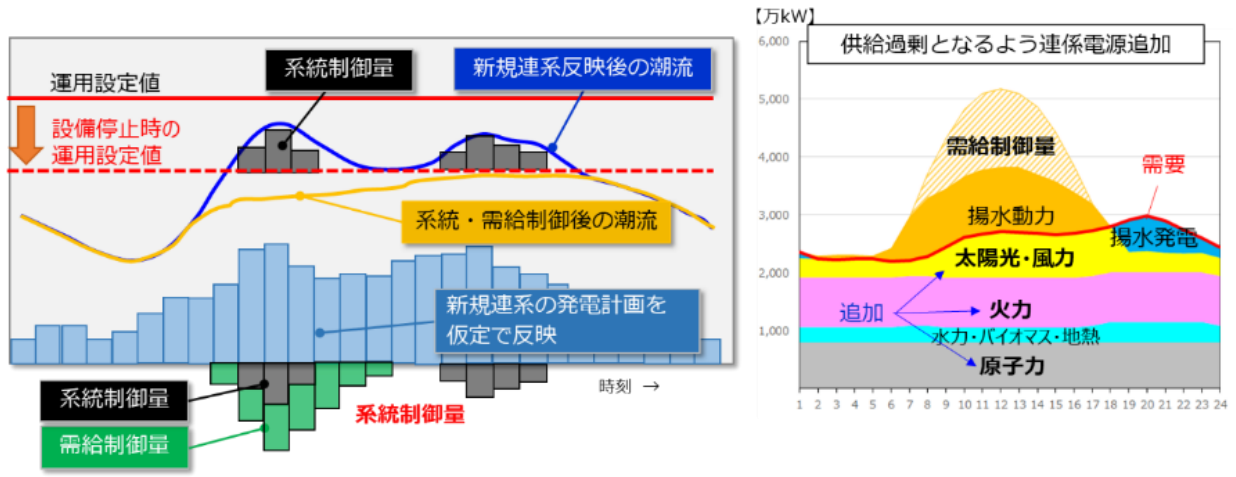


図 4-15　系統混雑・供給力過剰な断面

2020 年度のゴールデンウイーク（5/5）の需給実績をもとに、供給力過剰となるよう東京エリア全体で 900 万 kW 程度の供給力を追加し需給制御必要量を算出した。需給制御必要量の 30%（2024 年度における佐京系統/全エリア再エネ設備比率）を佐京系統にて制御を実施したことによる系統制御と需給制御後の潮流状況について検証を実施した。（図 4-16）

供給力構成内訳（12時）　【万kW】

		2020/5/5実績	検証断面
需要		2,524	2,524
供給力	火力	1,026	838
	非調整電源（連系線含む）	864	836
	太陽光	1,031	1,503※1
	風力	7	264※1
	原子力	0	381
	揚水式水力	▲404	▲1,129※2
	供給力計	2,928	3,822
エリア全体の需給制御必要量（需要-供給力合計-揚水式水力）		0	▲170
佐京系統での需給制御必要量＝（エリア需給制御量－佐京系統制御量）×30%			

※1 2025年度実績から2027年度までの設備伸び率で算出
※2 全台フル揚水

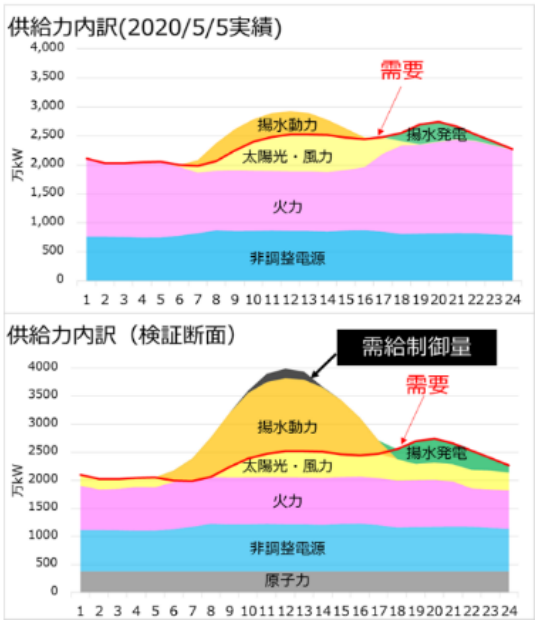


図 4-16　検証断面の供給力構成内訳

系統制御と需給制御後の送電線潮流を作成し、潮流状況を確認した結果、系統制御量と需給制御量を減算した送電線潮流を確認できた。（図 4-17）

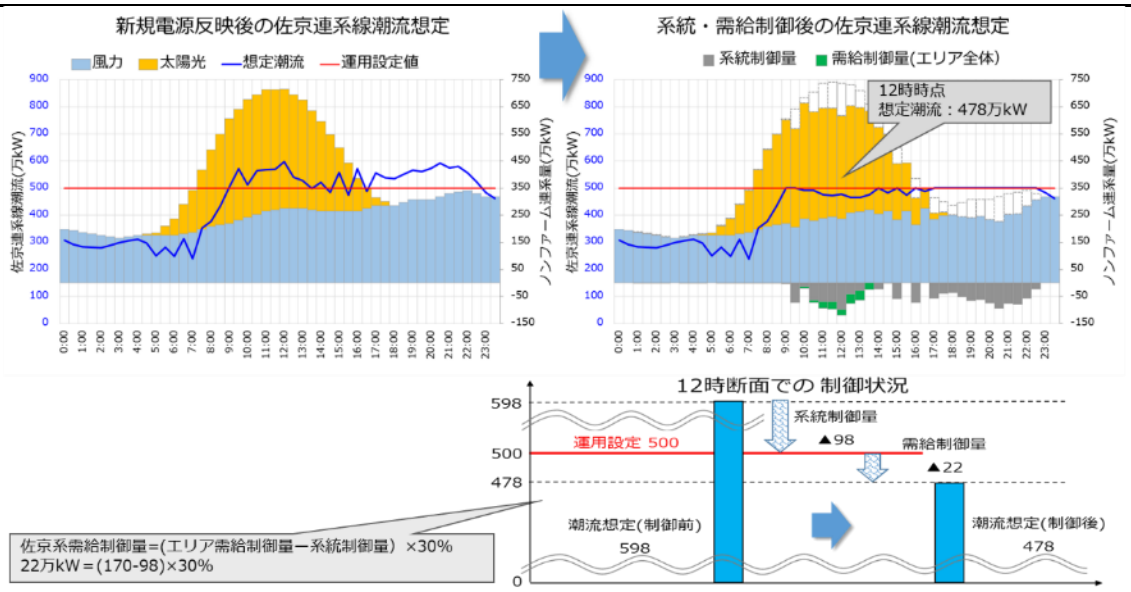
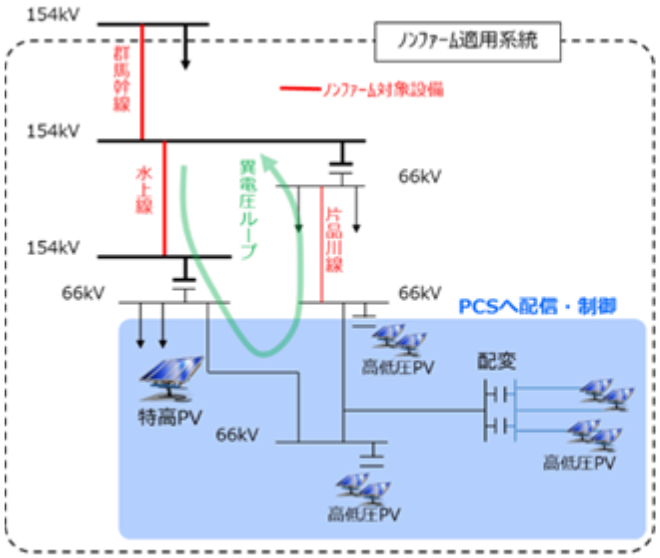


図 4-17　系統制御量と需給制御量を減算した想定潮流算出結果

(4) ローカル系統へのノンファーム適用に向けた潮流検証

ローカル系統に適用した場合のロジック評価、データ分析を実施した。検証対象系統は、2021 年 4 月時点でローカル系統のノンファーム試行運用線路であった東電 PG の 154kV 群馬幹線、154kV 水上線、66kV 片品川線を含んだ異電圧ループ系統とし、ローカル系統向けに一部配変・特高を個別潮流想定する方法を適用した。（図 4-18）



左図系統への連系個所数

種類	個所数
水力	39
配電用変電所	**22**
PV	**5**
バイオ	1
需要家	17

※ 高低圧PVは配電用変電所の2次系に連系

図 4-18　ローカル系統でのノンファーム検証対象系統

ローカル系統の送電線潮流作成は、配変毎に過去の潮流実績から、固有負荷を想定し、将来の系統構成、高低圧 PV 出力想定と特高需要家の発電計画を反映し、送電線の想定潮流を算出した。（図 4-19）

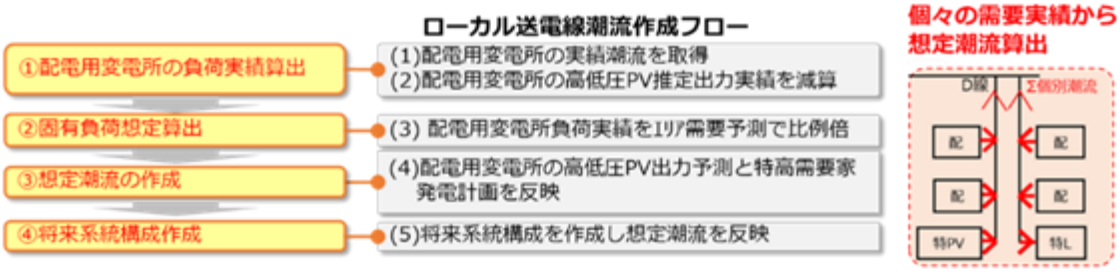


図 4-19 ローカル系統潮流想定の流れ

1）シミュレーションによる想定潮流検証

PV が高出力でアップ潮流となるピーク時間帯（10:00～14:00）における 154kV 群馬幹線系統の平均誤差は 6%程度、最大誤差は 10%程度であった。基幹系統に比べて系統規模が小さく、ならし効果がないため、基幹系統よりは大きな誤差となったが想定の範囲内となった。（図 4-20）

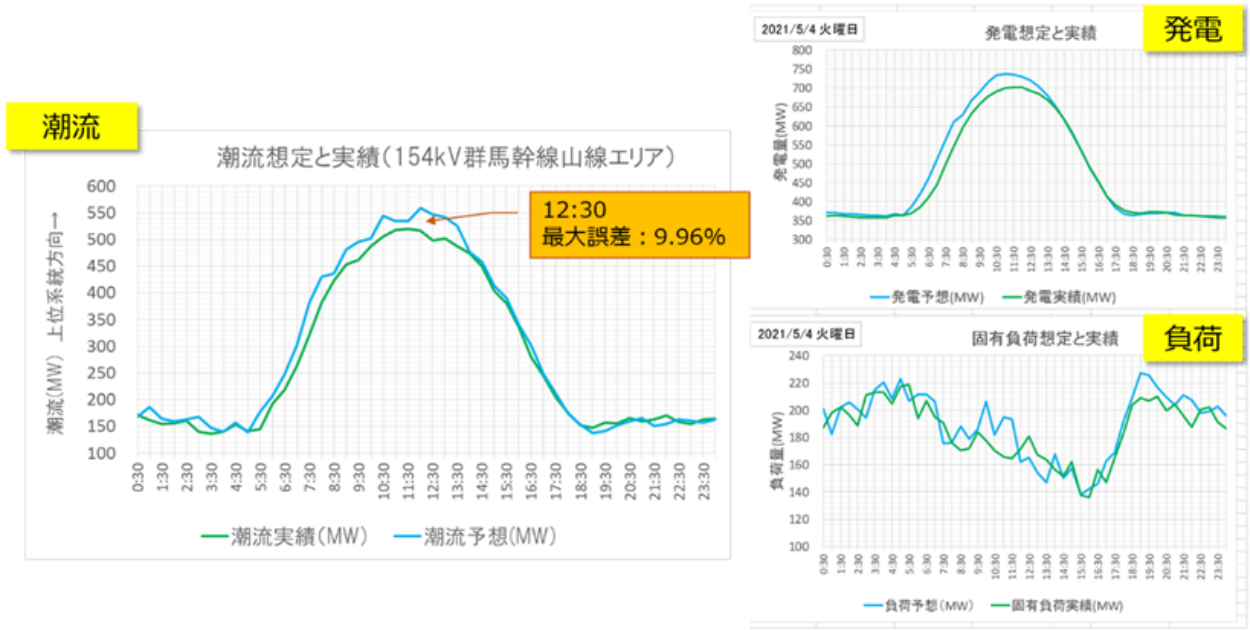


図 4-20 154kV 群馬幹線山線系統の潮流想定結果

潮流想定誤差の大きな要因は PV 出力予測誤差であり、アップ潮流となっている配変のテレメータ改修等、PV 出力予測精度の向上が必須と考えられる。特に、高低圧 PV が増加し、配変の潮流が逆潮流となった場合は、逆潮流対応テレメータでない配変ではテレメータが不読（ゼロ）となってしまう問題がある。（図 4-21）

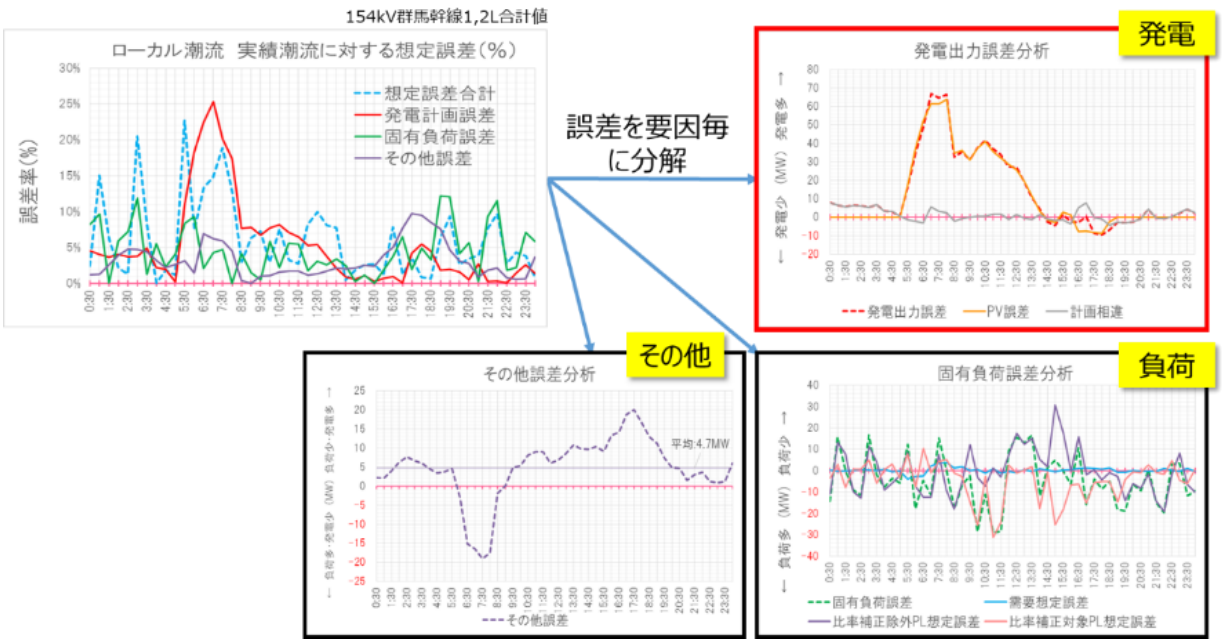


図 4-21　154kV 群馬幹線山線の主要誤差要因

154kV 群馬幹線以下 3 送電線の各号線におけるピーク時間帯の平均誤差は 1～8%程度、最大誤差については 4～16%程度（号線単位のため、更にならし効果は減少）であった。PV 連系数等、系統毎の特性があるため、必要なマージン量は一律ではなく、系統毎の設定が現実的であるとした。（図 4-22）

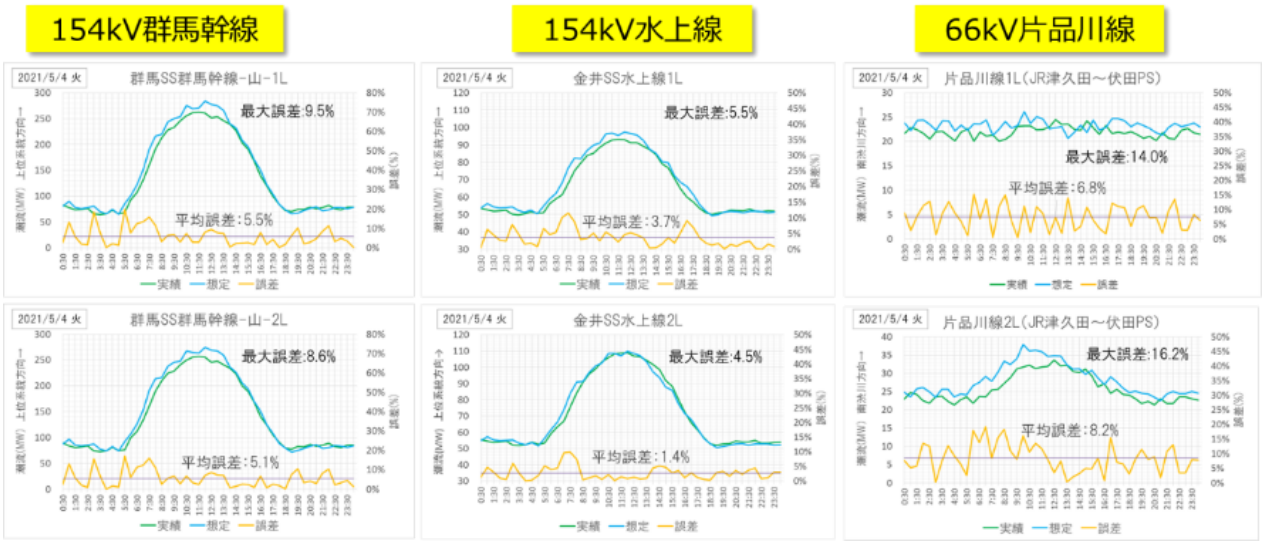


図 4-22　各送電線の誤差率

2）ループ系統における出力制御方法

群馬エリアの系統にはノンファーム設備が 2 線路（154kV 群馬幹線、154kV 水上線）存在し、かつ下位系統(66kV)がループ系統となっている。ループ系統も考慮した、需要側の群馬幹線と電源側の水上線の同時混雑における制御検証を実施した。（図 4-23）

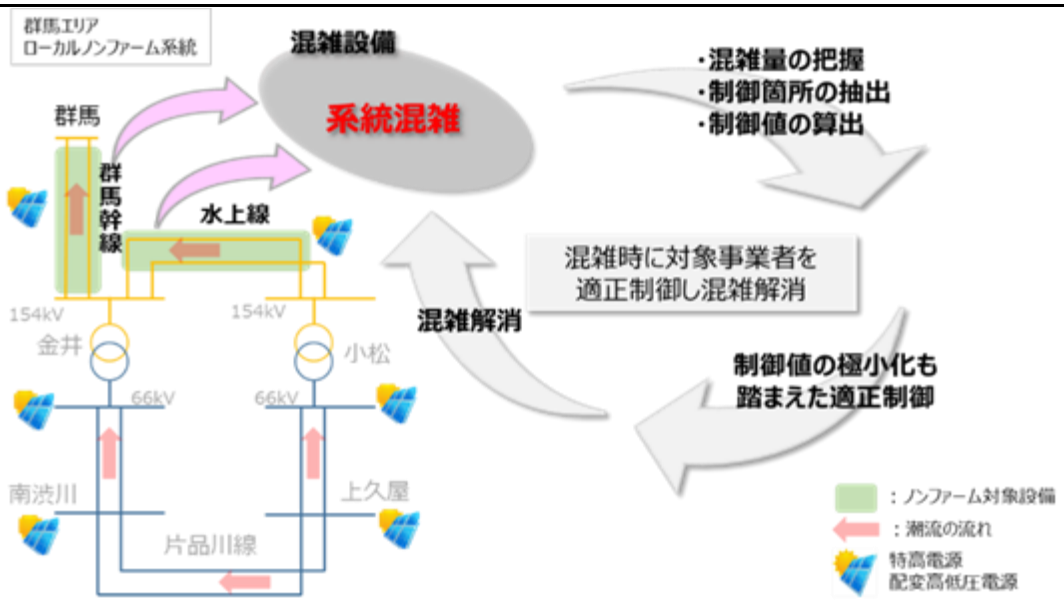


図 4-23　ループ系統における出力制御

ノンファームの概念である制御に寄与する電源の一律制御（公平性の観点）を遵守しつつ制御量の極小化を図る必要がある。ループ系統においては電源の接続箇所により制御効果が異なり、制御により潮流に変化がないことや、混雑を増大させてしまう虞もあるため、不要制御を回避するうえで、電源毎の制御感度から制御対象を選定した。（図 4-24）

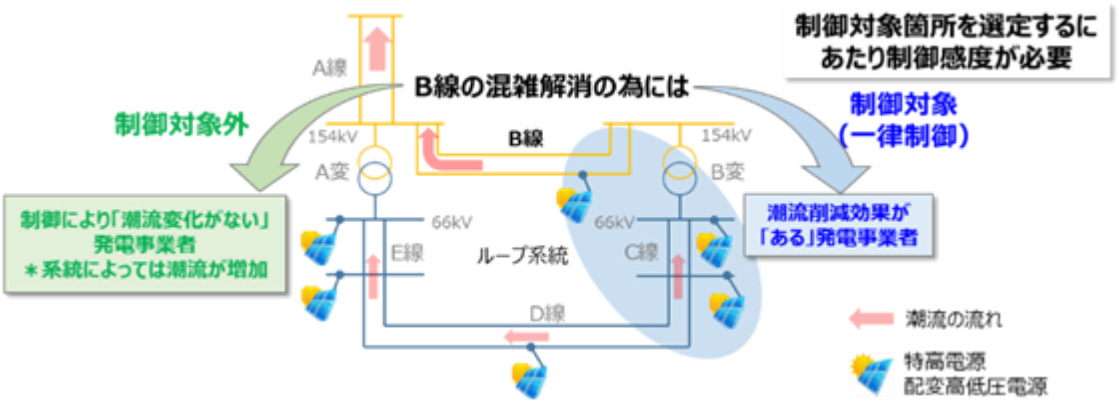


図 4-24　制御感度による制御対象箇所の選定

また、ループ系統では、混雑箇所と制御箇所の送電線のインピーダンスの大きさにより潮流減少効果が異なるものの、制御感度がある（0 以上の）箇所を出力制御の対象とすることを基本とした。（図 4-25）

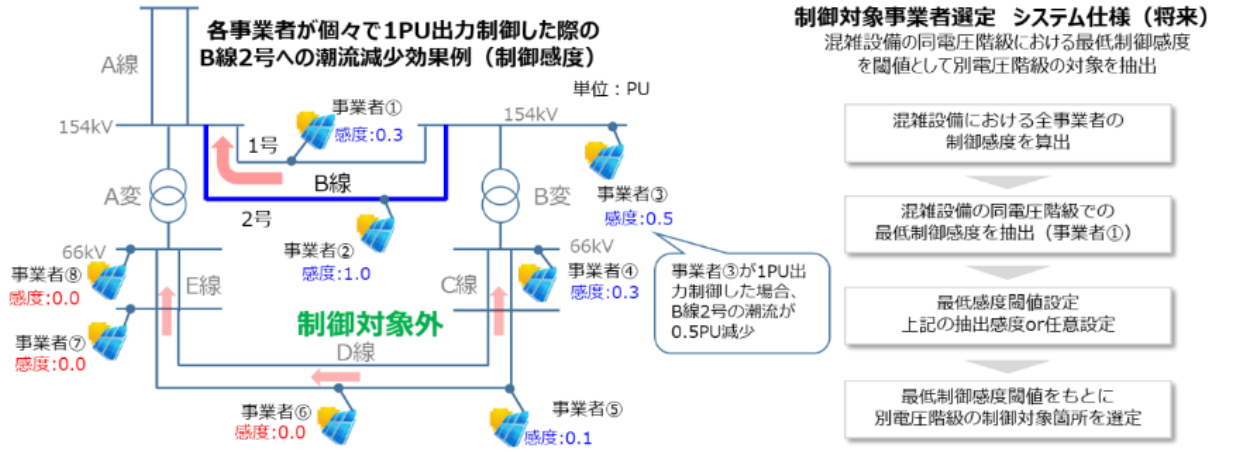


図 4-25　ループ系統の制御対象選定にあたっての制御感度

このようにしてループ系統における制御値の配分にあたって制御感度を用いて制御対象箇所を抽出する際、系統に複数のノンファーム設備が存在する場合は、制御量極小化を考慮した制御値の再配分を実施することとした。（図 4-26）

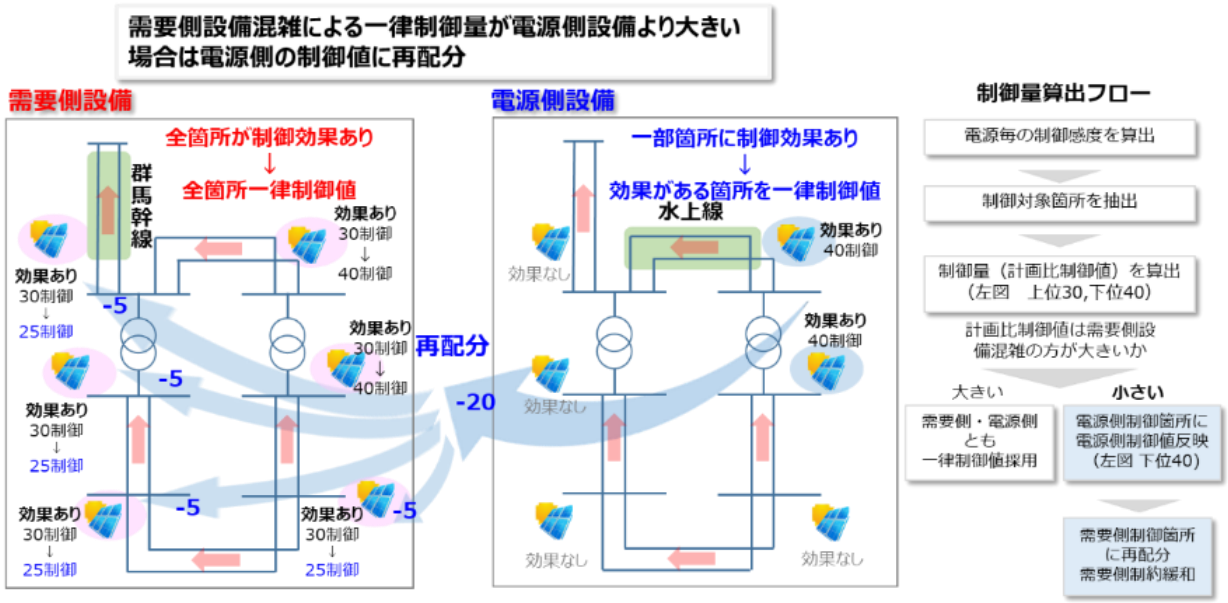


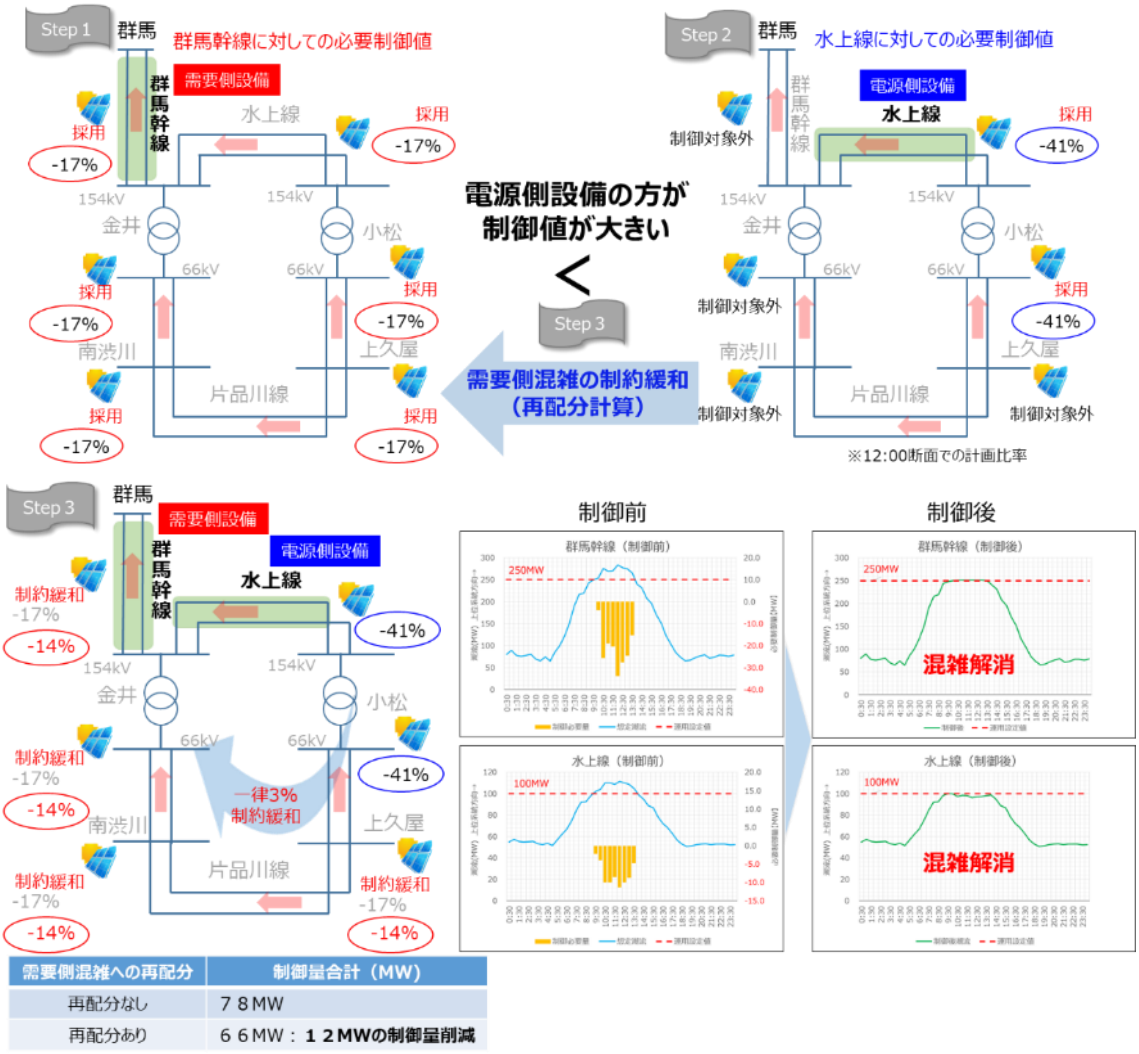
図 4-26　ループ系統における制御量算出フロー

以上を踏まえ、ローカル系統へのノンファーム適用に向けた潮流検証として、群馬エリアの想定潮流を作成し、154kV 群馬幹線（需要側設備）・水上線（電源側設備）の運用設定値を下げて混雑を発生させ、それぞれの制御必要量を算出した。必要制御値が需要側設備より電源側設備の方が大きい為、需要側に制御値を再配分し、制御後の潮流を作成した結果、群馬幹線・水上線とも混雑解消（運用設定値以内）となり、需要側に制御値の再配分を実施する事により制御量の極小化を図ることができた。（図 4-27）

【Step1】群馬幹線には、全箇所一律で計画値より17%の制御が必要。

【Step2】水上線には制御効果がある箇所に対して、一律で計画値より41%の制御が必要。

【Step3】需要側より電源側の方が必要制御値が大きい為、需要側に制御値を再配分。



需要側混雑への再配分	制御量合計（MW）
再配分なし	７８MW
再配分あり	６６MW：**１２MWの制御量削減**

図 4-27　制御値算出結果による制御後の潮流結果

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討	達成状況	◎
実施者名	電中研		

＜アウトプット目標＞

開発した系統制御ロジックの有効性を、想定実系統データ等を用いたデータ分析に基づいて評価し、将来系統への適用性・拡張性を考慮した系統制御ロジックに係る潮流解析の枠組みを提案する。

＜目標達成状況＞

(1) ロジック検討及び 4.5―(1) データ分析において、再給電方式（高度化）のロジックとして、DCOPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様（定式化）を創出した。実系統モデルを用いデータ分析により、開発したロジックを検証・評価・改良し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な高い適用性・拡張性を有する再給電方式（高度化）として開発したロジックがシステムへ実装された。概要は図 4-52 に示す。

また、4.5―(1) データ分析において、我が国の将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討として、関連する先駆的技術の調査を実施するとともに、潮流解析の枠組みとして、系統運用者・利用者の双方に有用な LMP の最適感度（ΔLMP）に基づく系統制約評価手法を提案した。

当初計画にない制度変更を反映し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な高い適用性・拡張性を有する再給電方式（高度化）として期中に追加的に開発したロジックがシステムへ実装されたことから達成度は大幅達成（◎）となった。

＜成果の内容＞

(1) 実施概要

本検討では、日本版コネクト＆マネージにおける電力潮流解析の基盤技術として、送電線利用ルールの動向及び関連する系統解析技術の調査等に基づいて、OPF（Optimal Power Flow）に基づく合理的な系統制御ロジック（再給電（高度化））の基本仕様を開発した。ここで、再給電（高度化）とは、調整電源の調整費用等を最小化する OPF に基づいて、混雑発生の有無、調整電源の最適な上限値、電源Ⅲ等の必要制御量等を算出し、中給システムの EDC 演算に反映する等により、再給電方式の高度化を実現するものである。

図 4-28 は実施項目のロードマップをイメージしたものであり、本検討の位置づけと、その時系列的な流れを示したものである。日本版コネクト＆マネージにおける DCOPF ベースの系統制御ロジックは、混雑を前提とした再エネ導入を推進する TSO 主導の混雑管理に向けた最適化ソリューションである。また、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術は、将来の市場型混雑管理を想定し、再エネ導入の更なる拡大で想定される、混雑の拡大、混雑様相の複雑化、TSO と DSO の協調に対処していくための最適化ソリューションである。

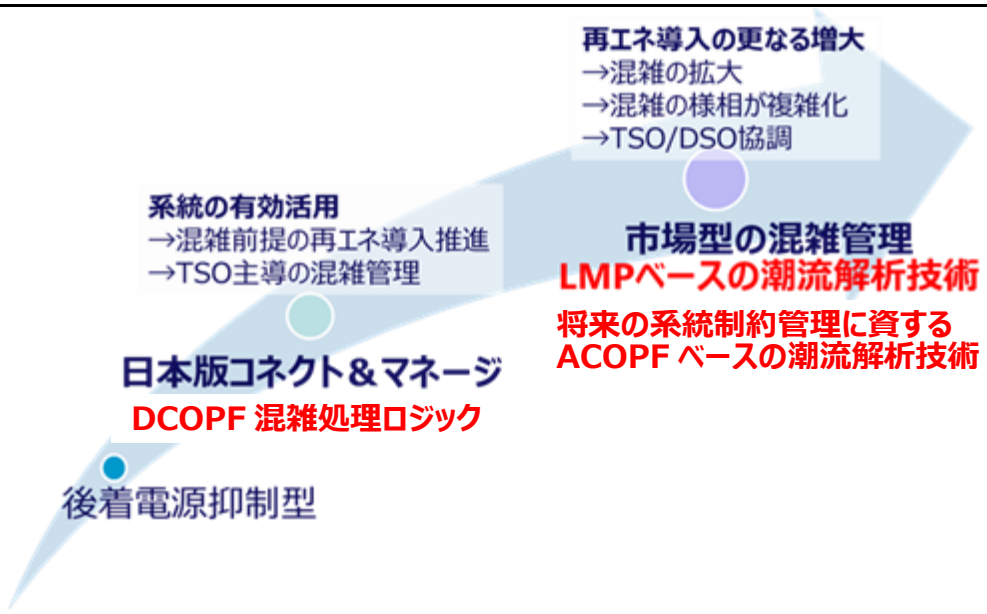


図 4-28　実施項目の位置づけとその時系列的な流れ

図 4-29 は、本検討（青枠部分）に関連する実施項目との連携と得られた成果を示したものである。関連実施項目との連携を密に検討を実施し、図中に赤字で示す「DCOPF に基づく混雑処理ロジックとその改良」、「将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討」を成果として創出した。

図 4-29　関連実施項目との連携と得られた成果

(2) DCOPF に基づく混雑処理ロジック基本仕様の開発

系統制御ロジックに係る電力潮流解析の枠組みを念頭において、DCOPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様（定式化）を開発し、その基礎的な有効性の検証を実施した。実系統モデルを用いたデータ分析により、開発したロジックを検証・評価・改良し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な再給電方式（高度化）としてシステム仕様へ反映した。

2020 年度は、日本版コネクト＆マネージにおける電力潮流解析の基盤技術として、実証システムに実装する OPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様の第一案を検討した。具体的には、系統制御ロジックの大枠イメージならびに OPF 混雑処理ロジックの枠組みを整理するとともに、再給電方式における、メリットオーダーや調整電源以外の電源による混雑処理の任意の処理順序を考慮可能とする、将来のルール動向に柔軟に対応可能な OPF 混雑処理ロジックの基本仕様の第一案を提案した。第一案については、2140 母線の実系統データを用いて、ACOPF 及び DCOPF の計算時間や収束性等の提案ロジックの基本的な適用可能性を確認した。

2021 年度は、実証対象の実系統データを用いて、開発した基本仕様の評価・改良を検討し、実証システム開発における再給電方式の仕様に反映した。基本仕様では、計算対象の調整可能な電源だけでは全ての混雑が解消できない場合においても、計算が収束するように数理モデルの定式化を工夫し、「何処の送電線に、どれだけの量の混雑が残るか」の計算を可能としている。さらに、調整電源以外の電源における混雑処理の任意の順序を考慮することにより、将来の

ルール動向に柔軟に対応可能な混雑処理ロジックとしている。なお、実証システムでは、ノンファーム（NF）システムの想定潮流を用いて、調整費用最小化に基づく調整電源の発電上下限等の算出等を可能とする、DC 潮流計算ベースのOPF（DCOPF）を適用している。成果として、「混雑解消できない場合の計算方法」、「混雑処理における電源グループの優先順位の考慮方法」を確立し、システム開発の仕様に反映した。

2022 年度においては、混雑処理ルールに基づくロジックの改良を実施した。実系統データを用いた検証を実施し、システム開発の仕様に反映した。成果として、「電源グループ間での発電出力の経済差替えを防止するロジック」を開発した。

以上により、最終目標の DCOPF 混雑処理ロジック基本仕様（再給電（高度化））の開発を達成している。

(3) ACOPF ベースの電力潮流解析技術の検討

2022 年度から 2023 年度において、電力潮流解析に係る先駆的技術の海外調査を実施するとともに、ACOPF に基づく系統制約評価の概念実証モデルを構築し、将来の系統制約管理への適用を検討した。成果として、LMP の最適感度ΔLMP に基づく系統指標を提案した。活用先としては、将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）の系統制約管理ロジックを想定している。

ΔLMP により、系統制約の影響を母線/ゾーン毎にコスト化が可能となる。混雑/非混雑系統の判別、混雑の厳しさのレベル化、いつの時点で、何処に、どれだけのコスト的影響があるのかの評価などへの利用が可能である。即ち、ΔLMPは、系統の運用者と利用者の双方に有用な指標としての活用が期待できる。系統運用においては、系統の何処にどれだけの供給力・調整力を準備すべきか、の情報であり、系統利用においては、系統制約を考慮した経済的な電源の配置や運用の事業性の検討に資する情報である。

(4) 系統制御ロジックの大枠イメージ

図 4-30 に示すような適応進化型の系統制御ロジックの大枠イメージを念頭に置いて、OPF に基づく系統制御ロジックの検討を実施した。図 4-30 は、想定した潮流状況に応じた合理的な系統制御の実現を狙いとして、将来系統への拡張性や潮流状況の不確実性への対応を追求するものである。

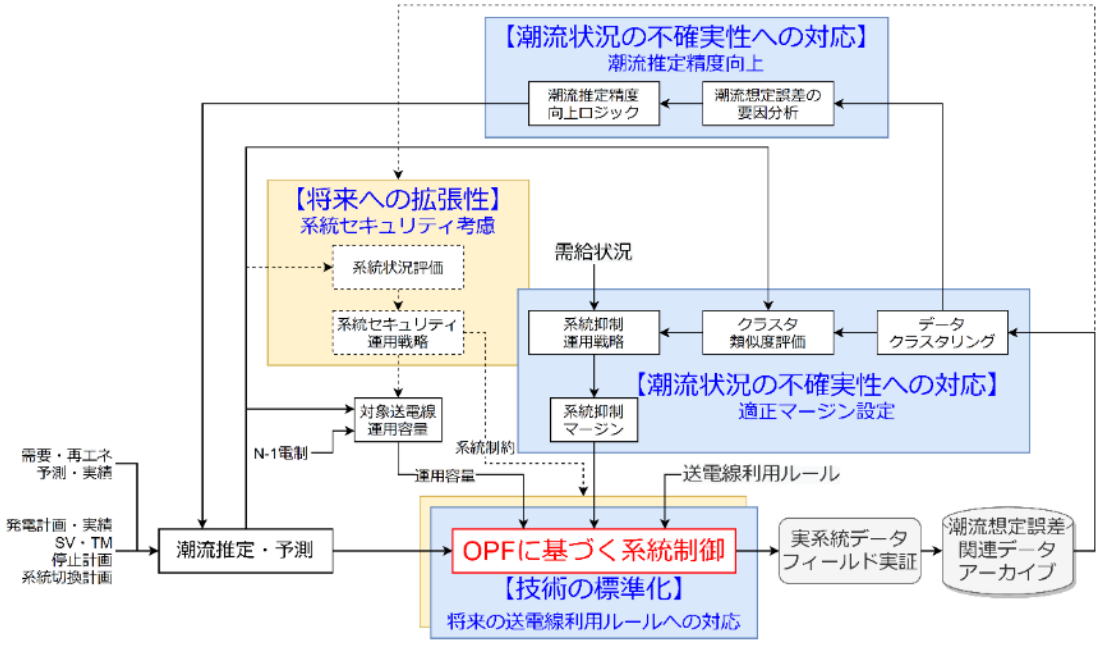


図 4-30　適応進化型の系統制御ロジック（大枠イメージ）

なお、図 4-30 中の赤字の部分が検討の対象であり、2020 年度から 2022 年度にかけて、近い将来における再エネ導入が加速するような送電線利用ルールへの見直しを踏まえた DCOPF に基づく混雑処理ロジックを検討し、2022 年度から 2023 年度において、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術を検討した。

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討	達成状況	◎
実施者名	東京大学		

＜アウトプット目標＞

設備事故モデルなどを含めた需給運用モデル（SCUC+ACOPF）につき、制約違反を複数回反映するプロセスにより高度化し、系統制御を統合した需給運用の基本モデルを開発し、異なるシステム条件における需給運用を評価する。

＜目標達成状況＞

将来の複数の小規模モデルから東京電力上位 2 電圧モデルまで段階的に基本モデルを開発し、エネルギー・調整力の同時最適化、送電網混雑管理、ACOPF による詳細な状態分析・N-1 事故時解析、SCUC と ACOPF の連携による正確なモデル分析を可能とし、将来の市場運営と運用計画に適用可能なモデルを開発し、年間を通して需給運用を評価した。

海外動向も踏まえ、将来的な技術の検討の一環として、当初の実施計画には無かった変圧器などの機器や調整力制約などのモデルを備えた ACOPF のニュートン法による高速化と、SCUC 側の ACOPF 結果の反映方法を工夫した SCUC・ACOPF の連携モデルを用いた年間の解析により、様々な需給条件における連携計算の高速化の検証し、将来の市場運営と運用計画に適用可能な"モデル開発"を行う目途をつるけることができたこと、データの制約や機能上の課題を明らかにできたことから達成度は大幅達成（◎）となった。

＜成果の内容＞

(1) 成果概要

再エネが大量に導入された将来の電力システムにおいて送電網の混雑を考慮した将来のシステム運用・市場運営の先行検討を目的とし、電力システムの需給及び系統の運用モデルを検討し、検討した需給運用モデルの定量評価を行うための年間の需給・系統運用に係る特性解析を行う電力需給解析ツールを開発した。

将来の需給運用モデルでは、TSO が調達する調整力とスポット市場が送電網の混雑管理とともに SCUC により同時決定されることを想定した。さらに、大規模問題の高速の処理が求められる SCUC による計画は、ACOPF（交流法最適潮流計算）による送電線の損失や電圧の条件を反映した費用最小化の解析により、より精度の高い計画に修正され、必要に応じて事故解析などが実施されると考えた。また、SCUC と ACOPF を組み合わせた解析により、毎日の需給運用の精度の高い再現解析が可能となり、将来はリアルタイム後のノーダル価格の提供や異なるシナリオについての解析、事故解析などへの応用を想定した。

次項「SCUC」では、この需給運用モデルを定量的に検討するための解析ツールの一部として、まず直流法最適潮流計算（DCOPF）を組み込んだ信頼度制約付き発電機起動停止計画（SCUC）モデルの開発について述べる。SCUC では、送電線と変圧器の有効電力による潮流制約を守ったうえで 1 日の合計費用が最小となる前日段階での電力需給計画を作成する。開発した SCUC は小規模な 4 母線モデル、電気学会 EAST10 モデル、東京エリア上位 2 電圧（500 kV 及び 275 kV）系統を模擬するデータセット（以下、東京エリア上位 2 電圧モデル）と、段階的に規模の大きなモデルで想定どおりの動作が得られることを検証した。東京エリア上位 2 電圧モデルでは、2019 年度を対象とした年間計算を実施して実績と比較することで、データセットの妥当性を検証し、さらに PV の導入量が拡大した 2030 年度を想定した年間計算により結果を分析した。

続いて「ACOPF」では、SCUC による前日計画段階の想定のもとで、各時間断面における交流法最適潮流計算（ACOPF）モデルの開発について述べる。ACOPF では、電圧、無効電力、調相設備といった系統運用上の条件を考慮して SCUC による運用計画を確認・修正する。

さらに「SCUC と ACOPF の連携」では ACOPF で得られた結果をフィードバックして SCUC を修正する反復計算を行

う。このフィードバックにより、送電損失や系統運用上の電圧などの制約事項と経済性を両立させた計画を作成する。前日段階でのこのフィードバックによる SCUC の計画修正の実運用での実施可能性は、反復計算に要する時間次第となる。計算のイメージを図 4-31 に示す。

図 4-31　SCUC と ACOPF による反復計算のイメージ

SCUC と ACOPF の連携解析は、EAST10 モデル及び東京エリア上位 2 電圧モデルについて実施した。

(2) SCUC

SCUC モデルの概要を図 4-32 に示す。SCUC では、前日の運用計画の作成（Day-Ahead Unit Commitment、DAUC）と、当日の需給運用の模擬（Economic Dispatch、ED） の計 2 段階の処理を実施する。実際の系統運用では当日の予測の修正に基づく起動停止計画の修正も行われるが 、今回の解析ではこのステップを省略し、当日に 1 回だけ ED を行うこととした。

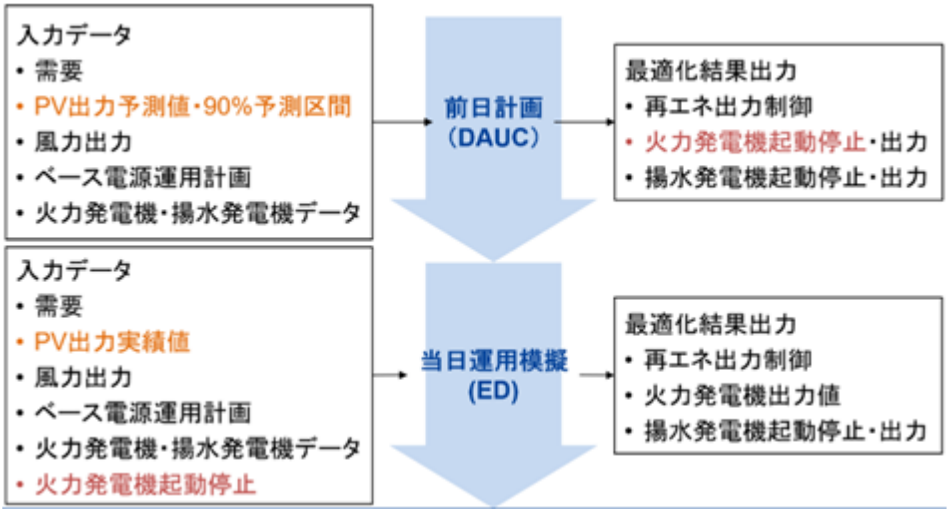


図 4-32　SCUC モデルのイメージ

直流法最適潮流計算（DCOPF）を組み込んだ信頼度制約付き発電機起動停止計画（SCUC）モデルを開発し

た。本モデルは、前日の運用計画の作成と当日の需給運用の模擬の計 2 段階で構成される。本モデルを用いて、送電線と変圧器の潮流制約を守ったうえで 1 日の合計費用が最小となる翌日計画の作成と当日運用模擬による解析を行うことができる。

開発した SCUC モデルは、まず小規模な 4 母線モデルや電気学会 EAST10 モデルを用いて検証し、想定どおりの動作が得られることを確認した。続いて東京エリア上位 2 電圧系統を模擬するデータセットを整備し、2019 年度を対象とした年間計算を実施してデータセットの妥当性を検証した。

最後に、東京エリア上位 2 電圧モデルにより PV の導入量が拡大した 2030 年度を想定して年間計算を行い、その結果を分析した。PV の大量アクセスによる系統混雑が懸念されている佐京連系に着目し、佐京エリアに東京エリア全体の半量またはそれ以上の PV が集中したシナリオを作成した。計算では、PV の大量導入及び偏在に伴う日中の出力増加のため佐京連系において系統混雑が生じ、その結果として PV 出力の系統制御量が増加しうることが示された。また PV 出力の予測誤差によっては前日時点における混雑の予測が外れる場合があることもわかった。

今後は、計算精度向上のためにモデルの改善とデータの整備が課題である。モデルの改善点としては、定期点検の考慮、1 日単位の計算ではなくローリングホライズンなどより実運用に近い時系列に沿った計算手法の開発、系統混雑を考慮した調整力の確保、その他の実運用ルールの考慮などが挙げられる。データ整備の観点では、今回は夏期昼間の 1 断面におけるノード毎の電力需要情報に基づき年間の計算に利用したため、中間期においてモデルと実運用の差が大きくなることが確認された。中間期の各ノードの需要などの情報も入手し、モデルに反映することが重要と言える。

(3) ACOPF

2030 年度相当の東京エリア上位 2 電圧モデルを対象として 1 年間 8,760 時間（時間解像度 30 分）について実施した SCUC による発電計画の結果を入力データとして、準ニュートン法に比べ 20 倍程度の高速のニュートン法による ACOPF 計算を実施した。

ACOPF 計算は 2 段階で構成される。ここで、LFC 調整力制約において、制約を緩和するスラック変数αを導入する。第 1 段階では制約条件が実行可能となる最小のαを求め(step 1)、続く第 2 段階で当該αを代入した LFC 調整力制約条件を課した ACOPF の計算を行う。

step1: LFC 調整力制約のスラック変数αを最小化する最適化問題によって LFC 調整力制約が成り立つような最小のαを求める。

step2: LFC 調整力制約のスラック変数αを step1 で求めたαに固定し、目的関数を燃料費とする ACOPF を実施する。

図 4-33 と表 4-5 に 1 年間 8,760 時間（時間解像度 30 分）の各時間断面に対する求解状況を示す。図 4-33 の左側の図は IPOPT(最適化ソルバー)が出力する結果に含まれる status を表示したもので 0、 -1、 2 のいずれかの値を取る。それぞれの値は status=0 のときアルゴリズムが収束したことを表し、status=-1 のときアルゴリズムが最大反復回数 300 回に到達し計算が終了したことを表す。status=2 のとき最適化問題が実行不能であることを表す。図 4-33 の右側の図より LFC 調整力制約のスラック変数αの値が 0 でない時間帯が日中に集中していることがわかる。

ACOPF の step 1 で求めたαの値を LFC 調整力制約に代入すれば、ACOPF の step 2 は必ず何らかの解に収束すると期待されるが、実際には step 1 で ACOPF が収束しても、step2 で最大反復回数に到達した例が 1 例(2030/07/12 10:00:00)見られた。

表 4-5 ACOPF の求解状況 収束、最大反復回数到達、実行不能等の時間断面総数

ACOPF 収束	最大反復回数到達(300)	実行不能その他	$\alpha = 0$	$\alpha > 0$
17429	41	50	15879	1641

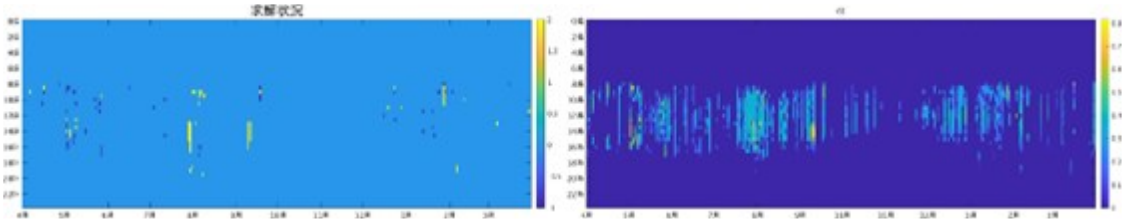


図 4-33 全 17520 断面の ACOPF の求解状況(左)とαの値(右)

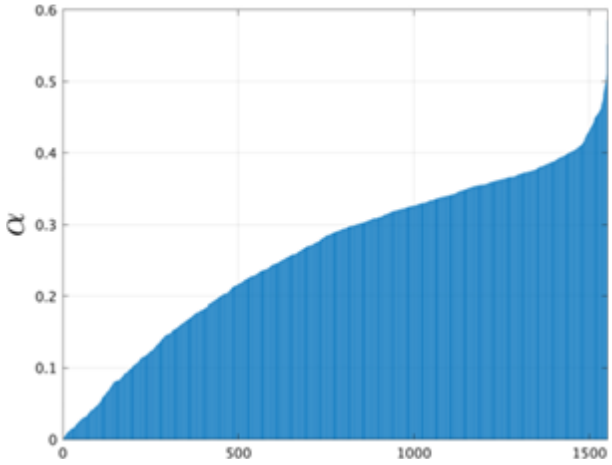


図 4-34 LFC 調整力制約スラック変数αの累積表示

図 4-34 は ACOPF が収束した断面のうち、0 でない値を取るα(1511 断面)の分布である。αの最大値は 0.585 であった。スラック変数αの値が 0 でないということは、その時間断面においてはスラック変数を導入しない本来の LFC 調整力制約を満たす解が求まらなかったことを示唆するが、SCUC と ACOPF の連携においては、このような本来満たすべき制約条件が満たされない解であっても有用である。実際、SCUC と ACOPF の連携によって SCUC の入力データに ACOPF の結果を反映させ SCUC 計算を実施し、その結果をもとに ACOPF を実行するという相互の繰り返し計算を行うことで、最終的にスラック変数を導入しない本来の LFC 調整力制約を課した ACOPF がほぼ全時間断面において求解可能となる。この点については次項の SCUC と ACOPF の連携で述べる。

(4) SCUC と ACOPF の連携

再エネが大量に導入された将来の電力システムにおいて送電網の混雑を考慮した将来の運用体系に資する年間の運用シミュレーションを実施している。具体的には、将来断面における太陽光発電（以下、PV）の導入量を含む電源構成、送電網の構成、翌日発電計画断面における電力需要及び再エネの発電予測を想定し、送電網の制約のもと、SCUC により年間 8、760×2=17、520 断面の電力需給として負荷配分可能な電源の発電出力や再エネの出力制御を算定する。

電力需給の模擬のため、出力の予測誤差を考慮可能なセキュリティ制約付き発電機起動停止計画（SCUC : Security Constrained Unit Commitment）モデルの直流法最適潮流計算（DCOPF : Direct Current Optimal Power Flow）機能を用いて送電線や変圧器の潮流制約を考慮して費用最小となる電力需給を模擬する。

さらに現実の系統運用では、さらに電圧や無効電力、調相設備といった交流電力系統運用として考慮すべき事項を

考慮した上で翌日発電計画を策定する必要がある。このため、交流法最適潮流計算（ACOPF : Alternating Current Optimal Power Flow）を用いて、これらに加えて各母線の電圧や無効電力を考慮する。

本項では、将来のシステム運用への適用に向け、SCUC モデルと ACOPF モデルとを組合せた反復計算により送電損失、変圧器タップ、発電機無効電力出力までを考慮した計画作成のための SCUC と ACOPF を連携したシミュレーションを実施した。

本検討のまとめとして、将来のシステム運用への適用に向け、SCUC モデルと ACOPF モデルとを組み合わせた反復計算により、送電損失、電圧制御、変圧器タップ、発電機無効電力出力までを考慮した計画作成のための SCUC と ACOPF を連携したシミュレーションを行った。具体的な手法としては、まず DCOPF を組み込んだ SCUC で発電機の起動停止計画を作成し、続いて ACOPF で電圧や無効電力も考慮して電源のディスパッチを修正した。その後、ACOPF でしか考慮できない条件を SCUC に与えるため、基本的な送電損失の反映を含む下記の項目を ACOPF から SCUC にフィードバックした。

・ACOPF により得られた送電損失を、追加の電力需要として SCUC にして反映

・ACOPF により得られた各ノードの電圧と各変圧器のタップ値を、ブランチのリアクタンスの変化として SCUC に反映

・ACOPF による電源のディスパッチの修正を、火力発電機と PV 出力上限、及びマストラン出力下限値として SCUC に反映

2030 年度を想定した東京エリア上位 2 電圧モデルにおいて反復計算を実施したところ、運用段階で実用可能と考えられる反復回数及び計算時間内で、SCUC と ACOPF の結果をおおよそ収束させることができた。

反復の初回の計算結果では、SCUC と ACOPF の解の間に乖離が見られた。上記の 3 項目が全て SCUC にフィードバックされる 3 回目以降は、SCUC の解が ACOPF に近づき、収束とみなせる結果に至った。このことは、DCOPF だけで起動停止計画を作成することは系統運用の面で最適とは言えず、送電損失の影響や電圧制御を適切に考慮した起動停止計画作成が重要であることを示唆している。

最後に、SCUC モデルと ACOPF モデルの両者における今後の課題を整理する。まず SCUC モデルでは、より ACOPF に近い要素を取り込んだモデルが求められる。本検討の手法では、SCUC 内では送電損失・電圧・変圧器タップ値は定数として扱われ、電源の起動停止や出力との相関は失われている。このため、ACOPF による送電損失低減や電圧制御の情報を個々の電源の有効電力出力上下限の形で SCUC にフィードバックしているが、必要以上に解空間を制限してしまい、最適解を得られていない可能性がある。送電損失や電圧を電源の起動停止や有効出力を表す変数と関連付け、SCUC の内部で送電損失の低減や電圧制御をある程度考慮した起動停止計画を作成する手法を検討することにより、例えば反復により PV の出力制御率が上昇する点などを解決できる可能性がある。

ACOPF モデルでは、調相設備・変圧器・無効電力出力などのモデル化を実際の装置により近づけ、また今後の新技術導入に伴って更新していくことが今後の課題である。本検討では、電源の無効電力は上下限の範囲内で有効電力と相関なく制御可能、需要と PV は力率一定、などの仮定を置いた。この点を改善するには、各装置の諸元データを整備し、モデルに反映させていくことが必要である。また需要や PV の無効電力出力及び制御に関しては様々な技術検討がなされており、これらをモデルに適切に反映することで、各技術の導入効果や影響の評価が可能となる。

1 年間の計算では、SCUC は 4 並列処理で 4 回合計 16 時間、ACOPF は 10 並列処理で、100 分、反復 4 回の計算時間は、対象日 1 日あたり最大 30 分、平均 10 分で、高速な解析が行われた。今回の ACOPF と SCUC の仕様に基づくこの速度の解析の実現と今後の計算環境整備により、市場運営と運用計画に適用可能なモデル開発の見通しが得られたと考える。なお、SCUC での送電損失を考慮した負荷配分のために、SCUC で送電損失の変化を潮流の線形で与える連携では、ローカル系統の模擬などより大きなモデルによる収束性や計算時間の向上が課題である。

本手法では、SCUC で決定した時系列及びネットワーク上の制約を考慮した発電計画に対して ACOPC では時間断面を一ずつ取り出して評価を行う。そのため、ACOPF においては、時系列方向の制約を考慮することができないという限界があり、今後の課題となる。

4.1. (2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討	達成状況	◎
実施者名	東京 PG、電中研		

＜アウトプット目標＞

「4.4. セキュリティに関する評価」、「4.5. －(2)フィールド実証」から得られたフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、社会実装に耐えうる特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様を確立する。

＜目標達成状況＞

伝送仕様については、同仕様に基づき発電機側装置の設計を実施された企業様よりフィードバックをいただき、記述の不整合（計測値表現が整数と浮動小数点数が混在して記載されている点など）の修正や、装置製作の上で必要となる追加情報（時刻同期サーバの接続台数や、即時制御からスケジュール制御に戻るタイミングなど）の記載を行った。更新した伝送仕様に基づき、TSO 側装置及び発電所側装置における IEC 61850 の通信・監視計測制御のために用いるソフトウェアの参照実装を行い、伝送仕様通りに動作することを確認した。

セキュリティについては、参照実装したソフトウェアに、IEC 61850 のセキュリティ規格 IEC 62351 に基づき、Transport Layer Security（TLS）機能を実装するとともに、TLS による認証・暗号化ための処理時間の増大が実用上問題ないことを確認した。

また、TLS を用いず、かつ、TSO 側装置及び発電所側装置の改造を行わず、必要に応じて制御値伝送のセキュリティを向上させるため、ファイアウォール（FW）やネットワーク異常検知システム（NIDS）等を用いる方法を示し、試験を通じてその有効性を確認した。

なお、伝送仕様に関連する発電所側装置の製作と検証は、4.5.(2)フィールド実証で実施する計画はあったものの、制御値伝送における一つ一つの通信と発電所側装置の内部処理（スケジュール通りに指令値を PCS に出力する機能等）は対象外であった。発電所側装置のベースや通信試験への活用を見込み、当初計画にない追加的な取組みとして、廉価な産業用 PC やサーバ仮想化環境等において、フィールド実証で用いた発電所側装置のハードや製造メーカに限定されない形で、発電所側装置の内部処理に対応したソフトウェアの参照実装が可能であることを示すことができた。未公開のため、添付資料「論文・外部発表等リスト」には掲載していないものの、本成果は、今後学会論文として公開予定となっている。

また、セキュリティに関しても、既存製品の組合せでは対応が困難な、発電所側装置の詳細な内部処理の実装は対象外であり、通信の認証と暗号化は伝送仕様に含まれておらず、これに対応する既存製品も存在していない状況であった。そこで、将来、制御値伝送等の通信に認証や暗号化が必要となった場合を想定し、当初計画にない追加的な取組みとして、試験環境において、伝送仕様に基づく通信、スケジュール運転等の発電所側装置の内部処理、国際標準 IEC 62351 に基づく通信の認証、暗号化の全ての機能を実装し、試験を行ない、認証や暗号化による処理時間の増大が制御値伝送や出力制御そのものに影響を与えないことを確認した。

以上の当初計画にはない追加的取組みを成果に含めることができたことから達成度は大幅達成（◎）となった。

＜成果の内容＞

特別高圧発電設備向けの制御値伝送に関しては、異なる事業者（一般送配電事業者と発電事業者間）の通信になることから、異なるメーカの通信装置同士でも接続できること、及びサイバーセキュリティを確保することが求められる。

異なるメーカの通信装置でも接続するため、電力流通設備の保護制御システムを対象とした国際標準である IEC 61850 をベースに、日本版コネクト&マネージで求められる制御値伝送及び状態・計測値伝送の仕様を作成した。また、作成した仕様に対する企業からのフィードバックに基づき、仕様の修正を施した。

サイバーセキュリティの確保については、必要となるセキュリティ対策を施せる製品の調査を行うとともに、発電所側装置の参照実装を行った上で、結合試験等を行い、施したセキュリティ対策の有効性を示した。

(1) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様

特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様については、電力流通設備の保護制御システムを対象とした国際標準である IEC 61850 に基づいて作成した。

一般送配電事業者とノンファーム電源との間の伝送は、スケジュール配信用途（一般送配電事業者からノンファーム電源方向）と監視・計測用途（ノンファーム電源から一般送配電事業者方向）に大別できる。それぞれの伝送項目を表 4-6 に示す。

表 4-6　一般送配電事業者とノンファーム電源間の伝送項目

用途	項目	概要
スケジュール配信	コマごとの出力制御値	最大 62 コマ※（30 分／コマ）の出力制御値を、定格比 0～100%（1%刻み）の値で整定する。 ※仕様上は、最大 64 コマに定めている。
	先頭コマの開始時刻	先頭コマの出力制御開始時刻を指定する。
	即時制御	ノンファーム電源が受信したら即時適用される定格比制御値を伝送する。
監視・計測	遮断器の入切状態	連系用遮断器及び発電機ごとの並列用遮断器の入切状態を伝送する。
	有効電力	連系点及び発電機ごとの有効電力計測値を伝送する。
	連系点無効電力	連系点の無効電力計測値を伝送する。
	連系点母線電圧	発電所において出力制御値が一定時間受信されていない状態を伝送する。

スケジュール配信のうち、各コマ（30 分単位）の出力制御値は、図 4-35 に示すように、以下の 3 種類のタイミングで送信される

①翌日発電計画提出後
②実需給の 1 +α時間前（αは一般送配電事業者が決定）
③実需給の 1 時間前（発電計画確定の直後）

②及び③のタイミングで出力制御値が伝送されることから、結果的に 30 分ごとに伝送する。また、①のタイミングで翌日 24 時間分（48 コマ分）の出力制御値を伝送する。即時制御は必要時に伝送される。

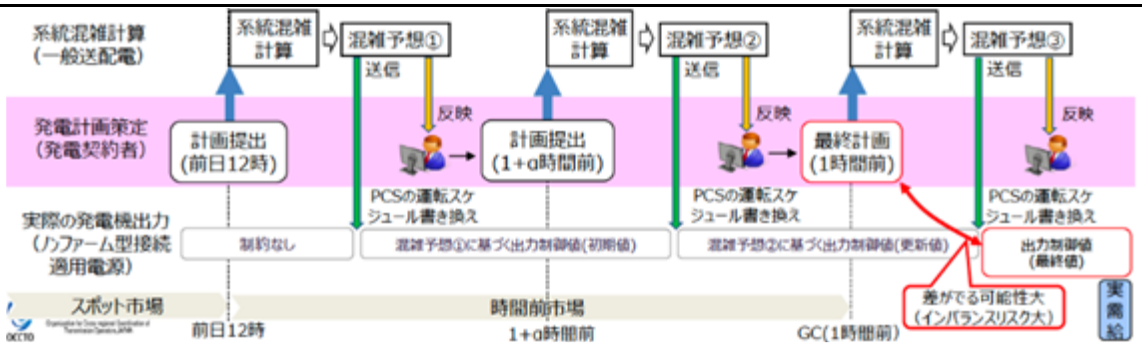


図 4-35　各コマの出力制御値配信タイミング

出典：電力広域的運用推進機関：「系統の接続ルールについて」（2020）

(2) セキュリティ対策含む制御値伝送仕様の実装評価

分散型電源や PCS は、多くの製品が存在し、国内で実際に利用されている。一方、IEC 61850 を用いた制御値伝送仕様に対応する製品は、伝送仕様完成時の段階で存在しない状況であった。また、電気所等で用いる IEC 61850 対応保護監視制御装置をインハウスで製作し、国内の電気所に導入実績のあるメーカは、一部の重電メーカのみであった。

日本版コネクト＆マネージメントシステムの普及拡大のためには、今後新規参入を行うメーカにおける新規参入の技術的ハードルや初期投資の低減を行うことが重要となる。例えば、PCS メーカは、伝送仕様に対応した制御装置を購入し自社製品に組み込むこと、また、IEC 61850 関連機器・ソフトウェアメーカは自社の通信機器との有効電力及び監視・計測情報の入出力に対応した PCS を購入することで、システムが構築可能となるようなことがあげられる。

本検討では、制御値伝送仕様に基づく発電所側装置の試作機やその試験環境を複数の製品の組合せにより構成する。また、制御値伝送に対して、IEC 62351 に基づき認証と暗号化を施し、セキュアかつ確実に出力制御を行うためのセキュリティ拡張の実装評価を行った。以上により、制御値伝送仕様として、IEC 61850 を選定した妥当性を確認した。

将来的に、66kV 以上の発電設備において、専用線の敷設が困難な場合、また、66kV 未満の発電設備において、公衆回線を利用している等に理由により出力制御を手動で操作している発電所（図 4-36 参照）に適用した場合について、認証・暗号化を用いた制御値伝送が可能となることにより、より確実な制度運用が期待できる。

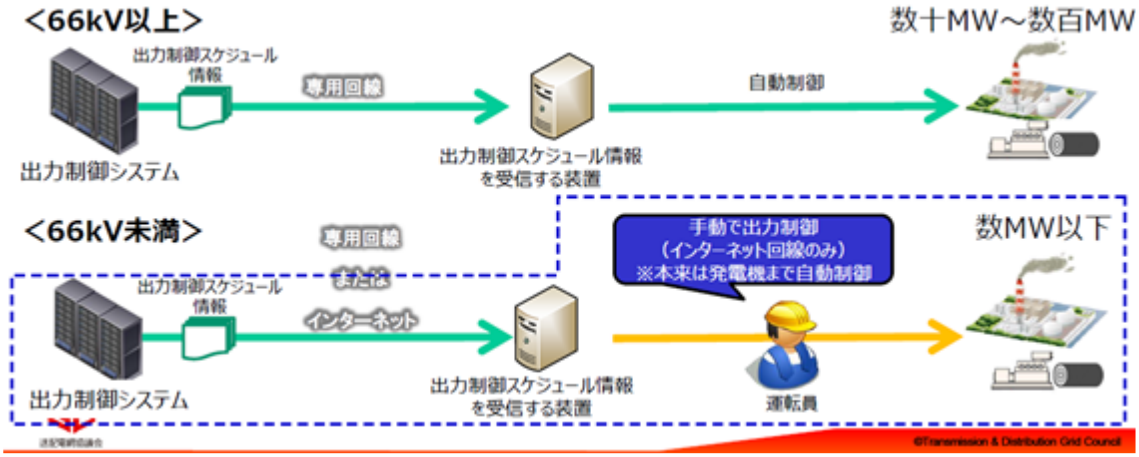


図 4-36　出力制御に公衆回線（インターネット）を用いる 66kV 未満のケース

出典：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（第４４回）送配電網協議会【資料 1-2】ノンファーム型接続に伴う出力制御機器の仕様について（2023.02.28）

4.1. (3) 仕様検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (3) 仕様検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、日立、四国計測		

＜アウトプット目標＞

システム開発する中で検討された内容に基づき、項目「 4.5―(2)フィールド実証」において様々なケースを検証可能な仕様とする。

「4.5. －(2)フィールド実証」から得られたフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、標準仕様を確立する。

＜目標達成状況＞

国の審議会等における送電線利用ルール変更の議論も踏まえ、系統混雑による実需給での制御（再給電方式）についてシステム仕様を反映した。

ループ系統における制御感度を考慮し、制御対象を選定する仕様に加え、上下設備で同時混雑した場合における公平性を担保した制御量の極小化が図れる仕様についても反映した。

一般送配電事業者各社に対し、今後、各社のシステム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した基本仕様書について公開を実施した。

＜成果の内容＞

(1) システム仕様検討

系統制約における制御仕様として、上位系統と下位系統でノンファーム電源が混在する場合の出力制御や、ループ系統における制御感度を考慮した制御などについて検討し、仕様を構築した。

基幹系統における出力制御方式については、開発当初のノンファーム方式から、電力システム制度の改変により、再給電方式に見直しとなったため、将来の拡張性を踏まえ検討を実施していた最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御の算出ロジックを実装し、制度に則った制御順位で出力制御が実施できるよう仕様を構築した。

系統と需給の同時制約を解消する協調した出力制御量を算出するロジックを検討し仕様を構築した。

仕様検討にあたっては、他の一般送配電事業者への展開を可能とする標準的な仕様とすることを基本に検討し、システム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した仕様書について公開を実施した。

なお、公開先は以下のとおり

・北海道電力ネットワーク株式会社
・東北電力ネットワーク株式会社
・中部電力パワーグリッド株式会社
・北陸電力送配電株式会社
・関西電力送配電株式会社
・中国電力ネットワーク株式会社
・四国電力送配電株式会社
・九州電力送配電株式会社
・沖縄電力株式会社
・送配電網協議会（共通システム開発準備室）

(2) 特別高圧向け PCS 技術仕様の検討

IEC61850 の基づく特別高圧ノンファーム電源向け PCS 技術仕様（伝送仕様含む）を作成し東京電力パワーグリッド（株）のホームページに公開を実施した。

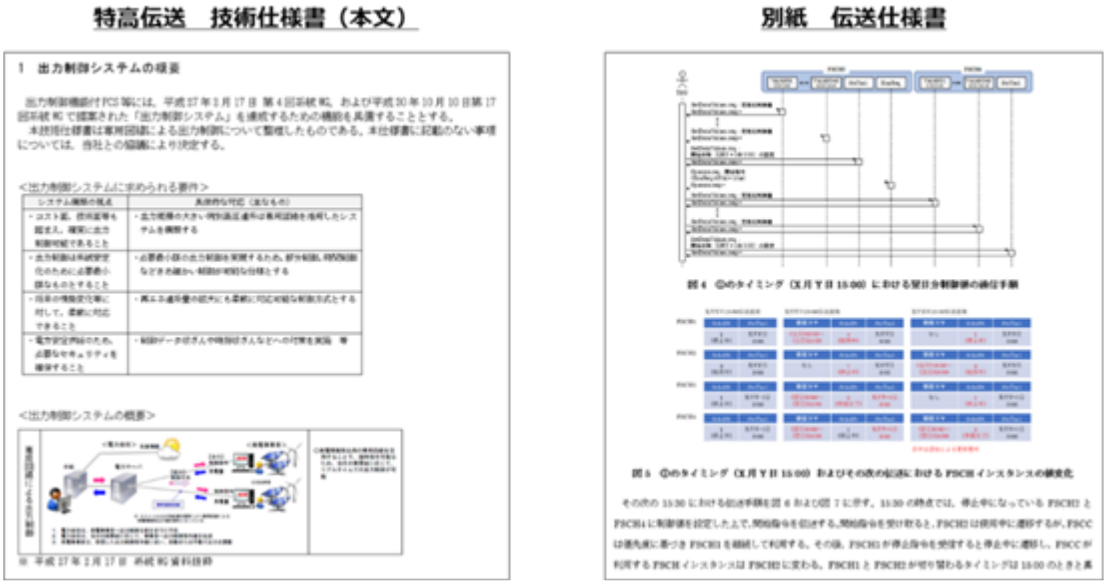


図 4-37　特別高圧向け PCS 技術仕様書抜粋

また、特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討を踏まえ、IEC61850 の仕様改定に向けた動きに合わせて、出力制御機能付 PCS 等（６６ｋＶ以上）の伝送仕様書を改定した。

【改定概要】

改定前：スケジュール情報を 2 種類用意し、30 分毎に交互に仕様

（使用中はスケジュール書き換えができない仕様）

改定後：スケジュール情報を１つ使用し、使用中に自駒以降を書き換え

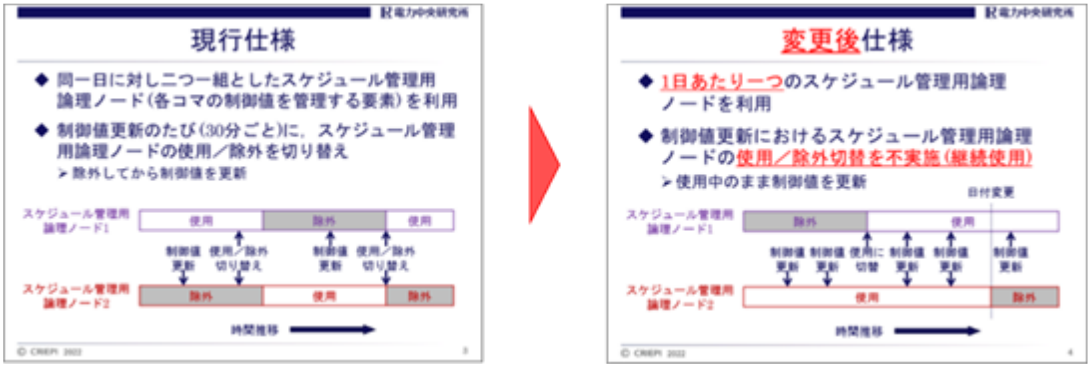


図 4-38　特高向け伝送仕様の改訂

4.1. (4) システム開発

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (4) システム開発	達成状況	○
実施者名	東京 PG、日立、四国計測		

＜アウトプット目標＞

2023 年度中に「 4.5―(2)フィールド実証」が可能な日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発を完了する。

システム開発中に発生した仕様変更部のフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、項目(1)－③と連携して、全国大で利用可能な標準仕様を確立する。

国の審議会（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(第 46 回)で議論・整理されたローカル系統混雑時の出力制御方法等については、項目(1)－③と連携して、2022 年度中に検討し、全国大で利用可能な基礎情報の整理を行い、仕様書へ反映する。但し、当該仕様書を反映した開発は、本実証では行わない前提とする。

＜目標達成状況＞

系統制約マネージメントシステム、需給制約マネージメントシステム、出力制御配信システム、3 つの装置において、設計、製作、試験、現地調整を経てシステム開発を実施した。

設計、製作、試験フェーズにおいては、項目(1)－③と連携をして、検討されたシステム仕様を、各 3 装置に実装した。現地調整フェーズにおいては、既設システムとの接続試験を実施し、フィールドの実データをもととした試験評価を実施した。放射系統／ループ系統といった系統構成によって判明した課題や、計測データの充足性の課題を明確化し、項目(1)-③と連携して仕様を整理してシステムに反映した。

システム開発中に発生した仕様変更分や、国の審議会で議論・整理された仕様においても仕様書に内容を反映し、全国大で利用可能な標準仕様書を作成した。

＜成果の内容＞

本実証にて開発した日本版コネクト＆マネージメントシステムの概要図を示す。本システムは、必要な入力情報を各種既設システムから連係し、系統上の制約と需給上の制約を考慮して電源毎の出力制御値を算出し、各電源の出力制御機能付 PCS 等（以下、PCS）への出力及び各事業者への情報公開を行う。一連の業務を実現するにあたり、下図①～③に示す 3 つのサブシステムから構成される。

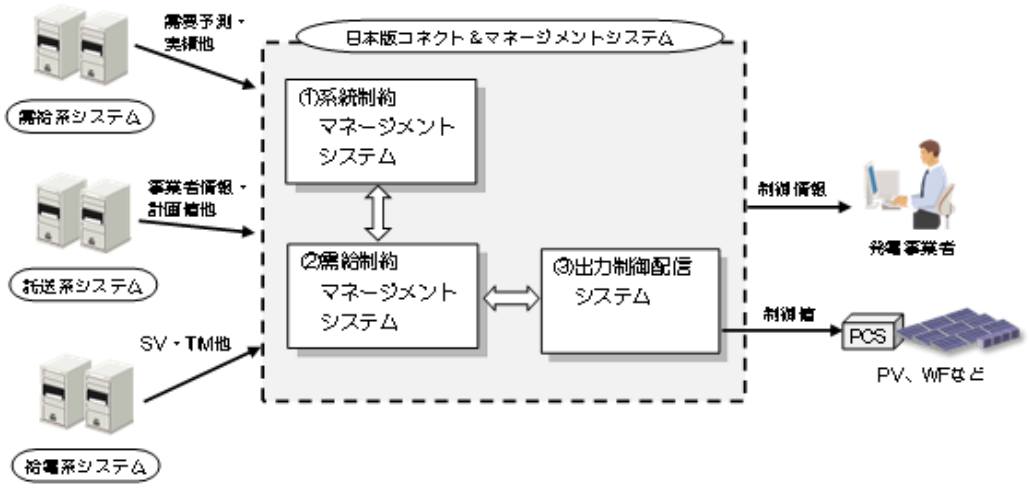


図 4-39 日本版コネクト＆マネージメントシステムの概要

系統制約マネージメントシステムは、外部から受信した各種系統情報を元に潮流状態を予測し、系統の混雑箇所を特定する。予想混雑量を各対象電源に配分することで系統混雑の解消に必要な出力制御値を算出し、需給制約マネージメントシステムに算出結果の連係を行う。

需給制約マネージメントシステムは、エリア内で下げ代不足が発生した際に外部システムからエリア全体の制御必要量を受信し、優先給電ルールに基づいて各対象電源に制御量を配分する。この時、系統制約で求めた制御量を考慮して最適な出力制御値を決定する。決定した制御量は、出力制御配信システムを介して PCS へ出力制御を行う。

出力制御配信システムは、需給制約マネージメントシステムで決定した出力制御値をエリア内のファーム電源及びノンファーム電源に配信する。ノンファーム電源に対しては、インターネットや専用回線によりオンラインでの出力制御を実施するが、既存のファーム電源でオンライン制御に対応していない箇所については、自動電話によるオフライン制御を実施する。

また、出力制御に関する制御情報は WEB 上に公開し、電源Ⅲ・バイオマス・再エネの各発電事業者からの確認を可能とし、連絡先情報、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更を実施させる。

(1) 系統制約マネージメントシステム

系統制約マネージメントシステムの概要図を示す。

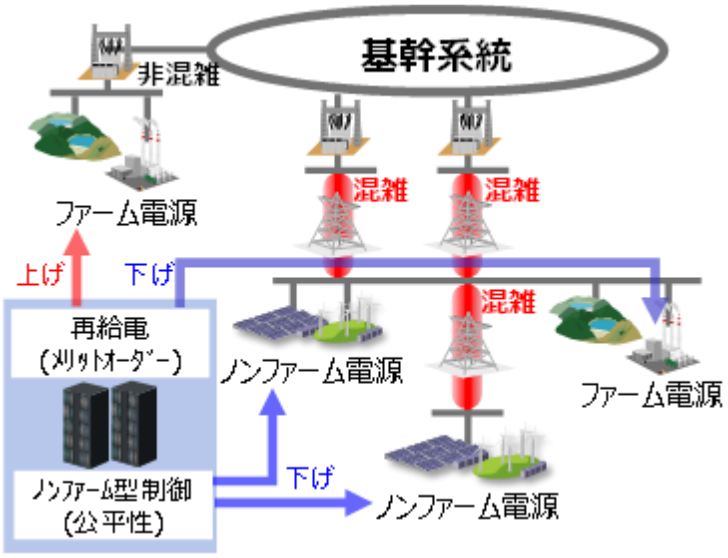


図 4-40　系統制約マネージメントシステムの概要

系統制約マネージメントシステムは、系統の潮流状態を予測し系統の混雑箇所を特定する。特定した混雑箇所において制御必要量を算出し、混雑系統内の対象電源に配分することで混雑を解消するような出力制御値を算出する。

また、制御対象は東京電力 PG 管内の調整電源・電源Ⅲ・ノンファームバイオマス・ノンファーム再エネとする。調整電源・電源Ⅲに対しては経済性を考慮したメリットオーダーに基づく制御量の配分を行う（再給電）。ノンファームバイオマス・ノンファーム再エネに対しては事業者間の公平性を考慮して発電計画比一律による制御量の配分を行う。

本システムは、それぞれの役割に応じて複数の拠点にサーバ及びクライアントを設置してシステムを構成した。系統制約マネージメントシステムと需給制約マネージメントシステム（以下、制御系サブシステムと総称）の各サーバや卓は、中給と基幹給のそれぞれの建屋にサーバ拠点 A・B として分散配置することで片拠点が被災した際にも運用が継続出来るものとする。また、クライアント拠点として都心給と地方給 8 箇所にも運用卓を設置することで、系統制約に関する業務の一部をこれらの拠点でも実施可能とする。

出力制御配信システム（以下、配信系サブシステム）の各サーバはデータセンターに設置され、制御系サブシステムから連係した制御量を元に各事業者への出力制御や情報公開を行う。

各拠点の分類と役割を表 4-7、拠点間の相関関係を図 4-41 に示す。

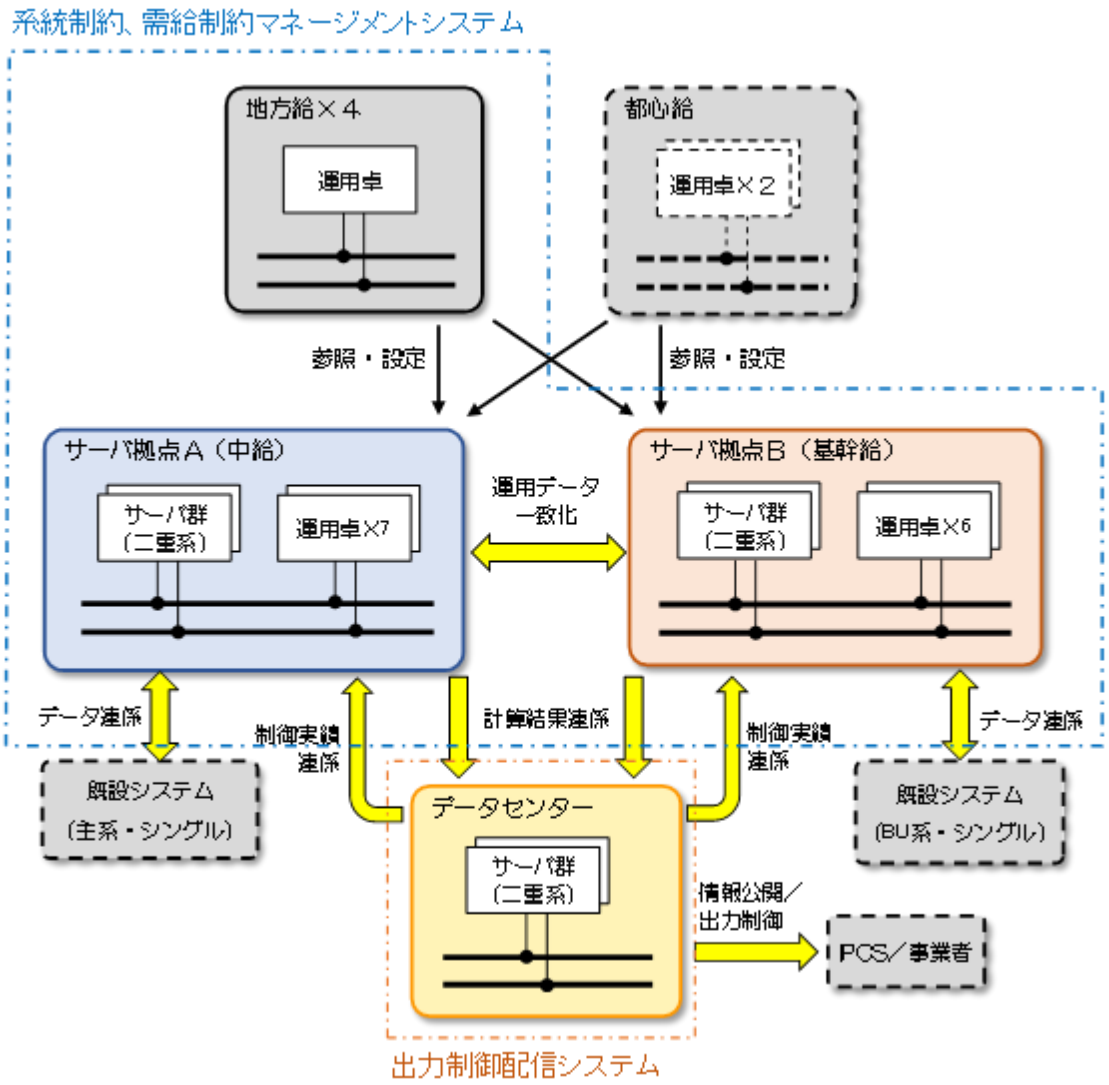


図 4-41　日本版コネクト＆マネージメントシステム全体構成図

表 4-7　各拠点の役割

No.	拠点	サブ システム	本システムにおける役割
1	サーバ拠点Ａ （中給）	制御系	制御系サブシステムの主系サーバ拠点として、系統・需給業務を行う。
2	サーバ拠点Ｂ （基幹給）	制御系	制御系サブシステムの従系サーバ拠点として、平常時における系統業務の補助と中給障害時におけるバックアップを行う。
3	クライアント拠点 （都心給・地方給）	制御系	制御系サブシステムのクライアント拠点として、系統業務の補助を行う。
4	データセンター	配信系	配信系サブシステムのサーバ拠点として、出力制御配信業務を行う。

各拠点に設置した主要ハードウェア外観図を図 4-42、図 4-43、図 4-44 に示す。

図 4-42　サーバ拠点Ａに設置した系統制約・需給制約マネジメントシステムサーバ外観図

図 4-43　サーバ拠点Ｂに設置した系統制約・需給制約マネジメントシステムサーバ外観図

図 4-44 クライアント拠点運用卓外観図

(2) 需給制約マネージメントシステム

需給制約マネージメントシステムは、需給スケジュール作成システムから受信した制御必要量と系統制約マネージメントシステムで算出した制御量（以下、系統制御量）を基に、電源種別毎の制御量及び発電所（発電所 ID）毎の出力制御率（同時最大受電電力に対する発電量の上限率）を算出する。

需給制約マネージメントシステムのシステム構成については、系統制約マネージメントシステム、需給制約マネージメントシステムを制御系サブシステムとして一体で構築しているため、前項「(1) 系統制約マネージメントシステム」に記載の通り。

(3) 出力制御配信システム

出力制御配信システムは需給制約マネージメントシステムから受領した出力制御指示内容を対象の発電所にインターネットを介して配信及び情報公開を実施するとともに、制御ルールに応じた自動電話、メール連絡を実施する。また、それらの実施状況を管理する。

出力制御配信システムは以下の機能から構成される。

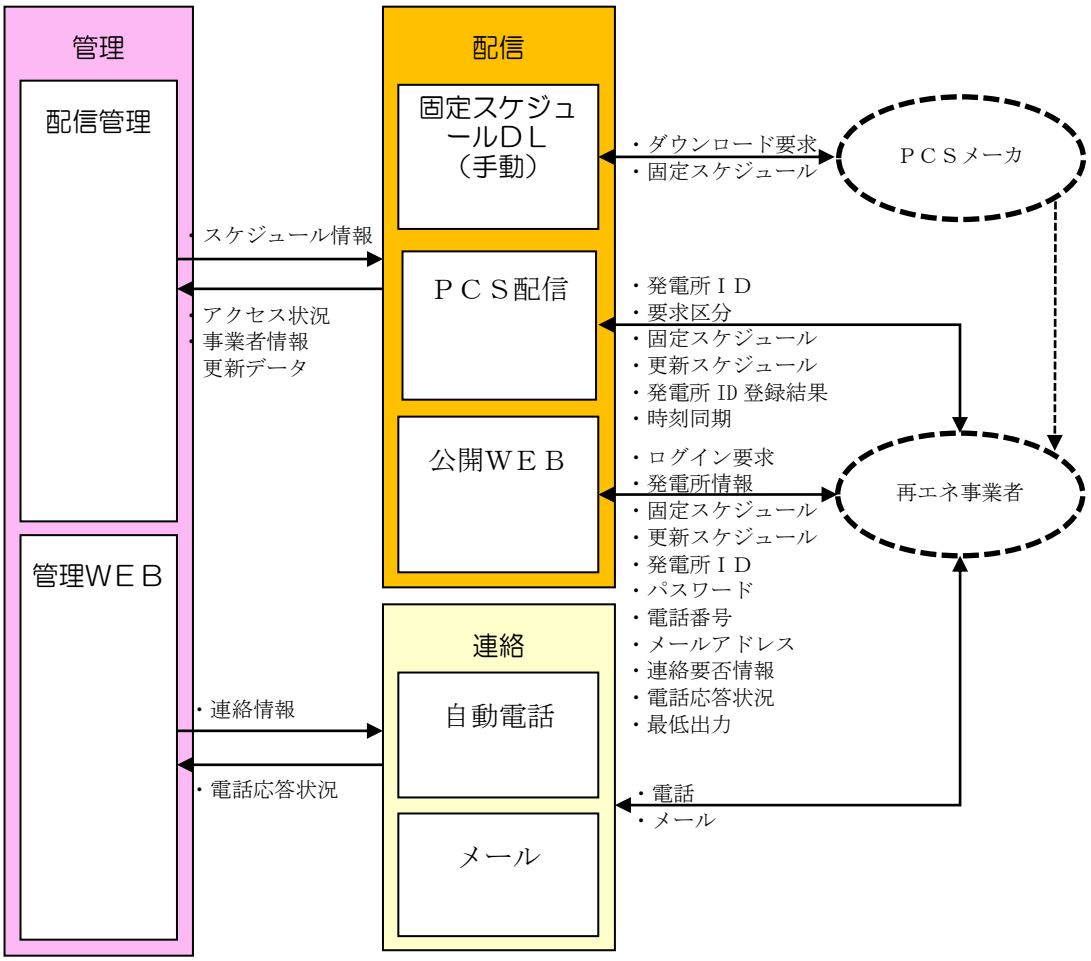


図 4-45　出力制御配信システム各機能間の概要図

出力制御配信システムはデータセンターに構築した。システムの構築範囲は以下の通りであるが、セキュリティの観点からシステム構成の詳細は伏せる。

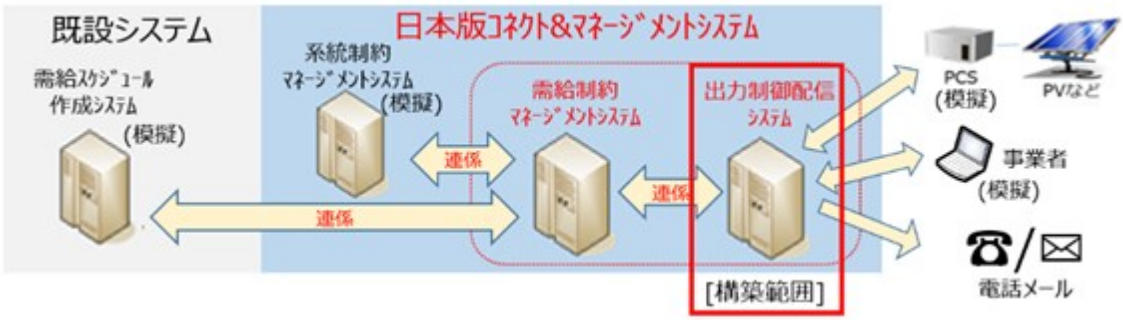


図 4-46　システム構成図

(4) 基本仕様書の公開

本システム開発において、全 41 冊の仕様書を作成し、一般送配電各社に対し、今後、各社のシステム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した、以下 9 冊の仕様書について公開を実施した。

表 4-8 公開仕様書一覧

仕様書名	概要
01_システム基本仕様書	システム全体の概要として各機能や構成の基本的な仕様を記載（システム構成、ソフトウェア、系統制約・需給制約機能、ユーザーインターフェイス、データベース、セキュリティ等）
06_入出力情報伝送機能仕様書 06_入出力情報伝送画面仕様書	本体システムと既設システムが相互に情報を連係するための入出力情報伝送機能について記載
07_予想系統状態作成機能仕様書 07_予想系統状態作成画面仕様書	当日・翌日の予想系統状態作成機能についてロジックの詳細を記載
08_系統制約機能仕様書 08_系統制約画面仕様書	系統制約機能について、再給電方式やゾーン方式も含めたロジックの詳細を記載
09_需給制約機能仕様書 09_需給制約画面仕様書	需給制約機能について、既設の需給スケジュール作成システムや本体システム内の出力制御配信システムとの連係を含めた詳細を記載

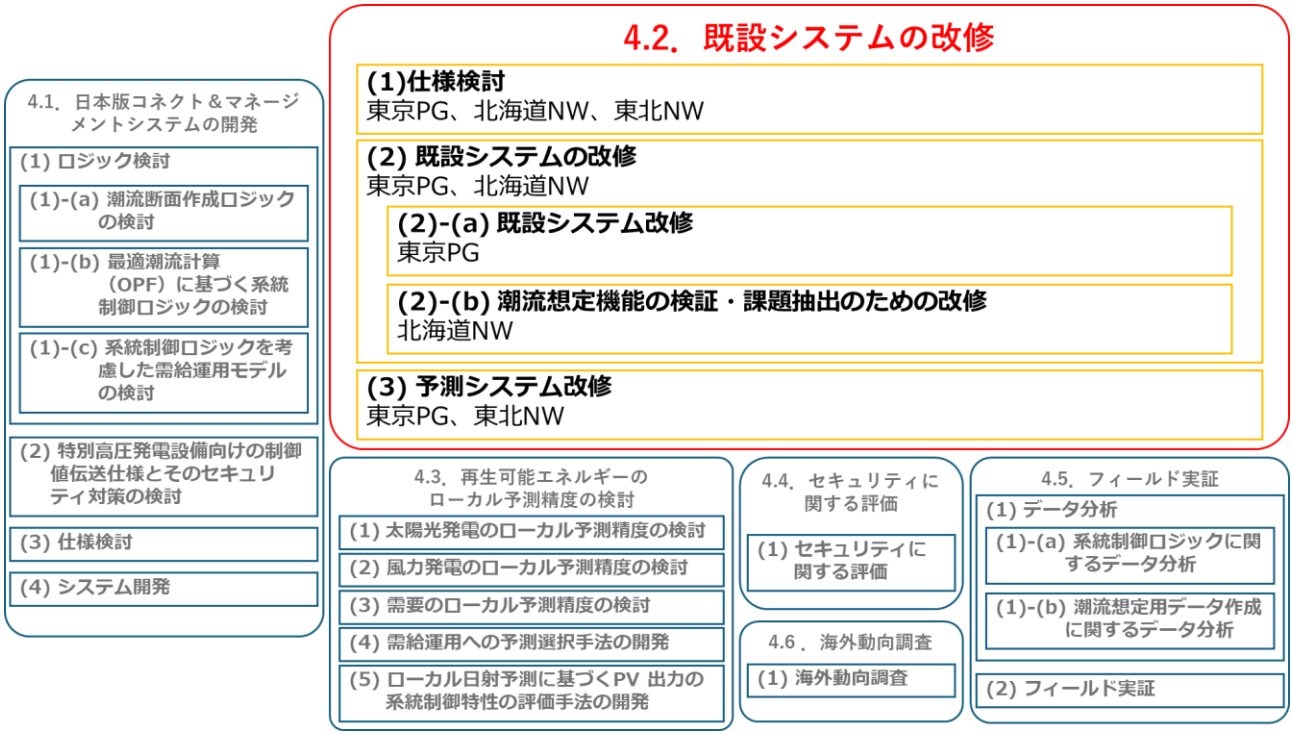
4.2. 既設システムの改修

日本版コネクト＆マネージメントシステムに必要な既設システムからの連携データを整理し、整理した結果をもとに連係フォーマット・連係タイミング等のデータ連係規定を決定し、合わせてデータ連係及び新規データ取得・算出に必要な各既設システムの機能仕様検討を完了した。この機能仕様を元に、既設システム改修を実施した。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 仕様検討				
(2) 既設システム改修				
(2)-(a) 既設システム改修 ・東京電力 PG システム改修				
(2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修 ・仕様検討 ・北海道電力 NW システム改修 ・評価				
(3) 予測システム改修 ・東京電力 PG 仕様検討 ・東京電力 PG システム改修 ・評価 ・東北電力 NW 仕様検討 ・東北電力 NW システム改修 ・評価				

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.2. (1) 仕様検討

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (1) 仕様検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW		

＜アウトプット目標＞

2021 年度上半期目途で既設システム側の改良仕様の検討を完了する。

必要なデータ、インターフェースを標準仕様としてまとめ、日本版コネクト＆マネージメントシステムに連係するシステム仕様を明確にすることで、全国大で活用可能とする。

＜目標達成状況＞

必要なデータ、インターフェースをまとめ、仕様書を作成。作成した仕様書は各一般送配電事業者に配布。

＜成果の内容＞

日本版コネクト＆マネージメントシステムに必要な既設システムからの連携データ一覧を作成し、以下 23 システムの改修が必要なことを整理した。また、連係を要するデータの一部は既設システムが保持していないものが含まれたため、新たに取得・算出することを確認した。

整理した連係データ一覧をもとに連係フォーマット・連係タイミング等のデータ連係規定を決定し、合わせてデータ連係及び新規データ取得・算出に必要な各既設システムの機能仕様検討を完了した。この機能仕様を元に、既設システム改修を実施した。

・需給制御システム×2
・需給スケジュール作成システム×2
・需要予測システム×2
・再エネ予測システム×2
・FIT 業務支援システム×2
・広域情報処理システム×2
・系統制御システム×10
・託送システム

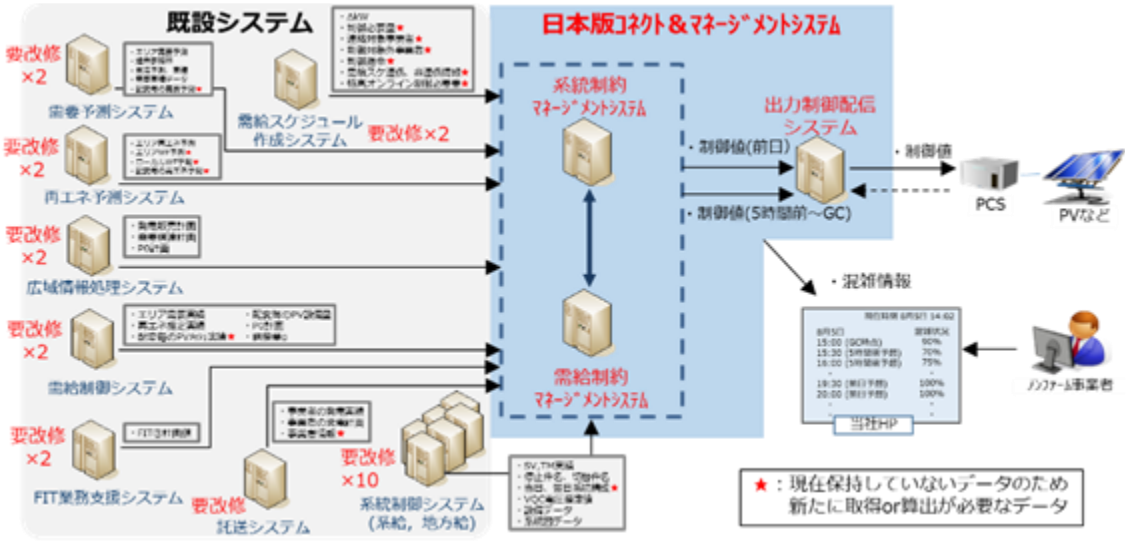


図 4-47　既設システム連係・改修概要

各システムにおける新規データ算出に必要な機能の検討概要を以下に示す。

(1) 需給制御システム

中給システムによる再給電方式を目的に、現在潮流から至近の混雑量を算出し調整力による再給電を行う機能、インバランス料金へ影響を与えない機能、情報公開のための実績管理機能等の仕様検討を実施した。また、中給システムによる再給電方式の活用を前提に、日本版コネクト＆マネージメントシステムを使用した再給電方式の高度化に必要な連係データ算出の機能仕様検討を実施した。

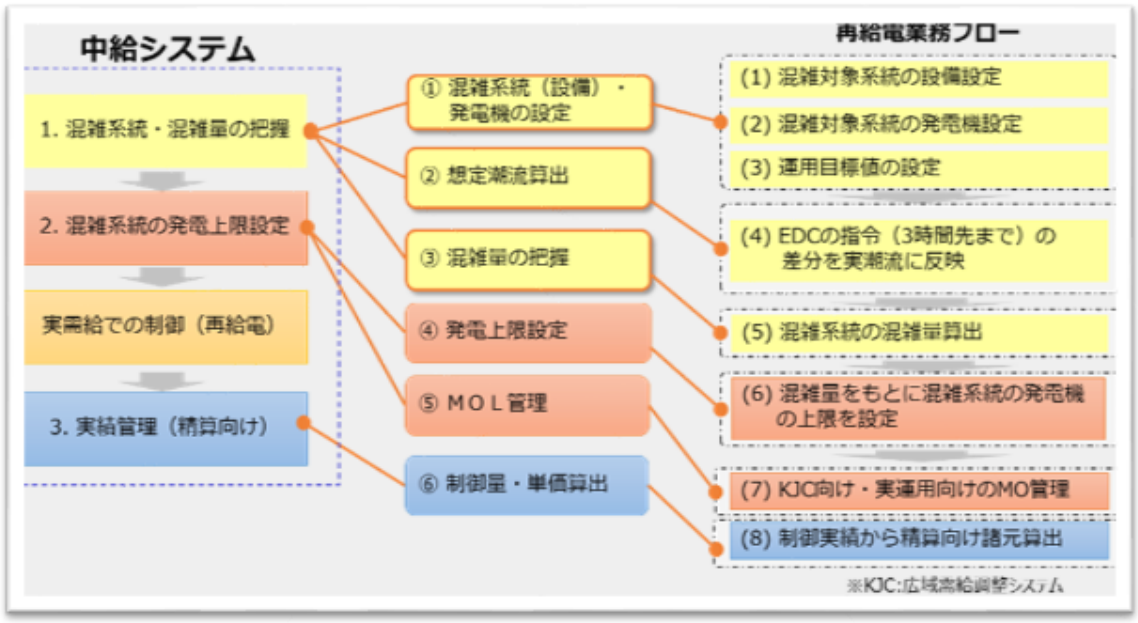


図 4-48　中給システムによる再給電方式の処理フロー・システム処理

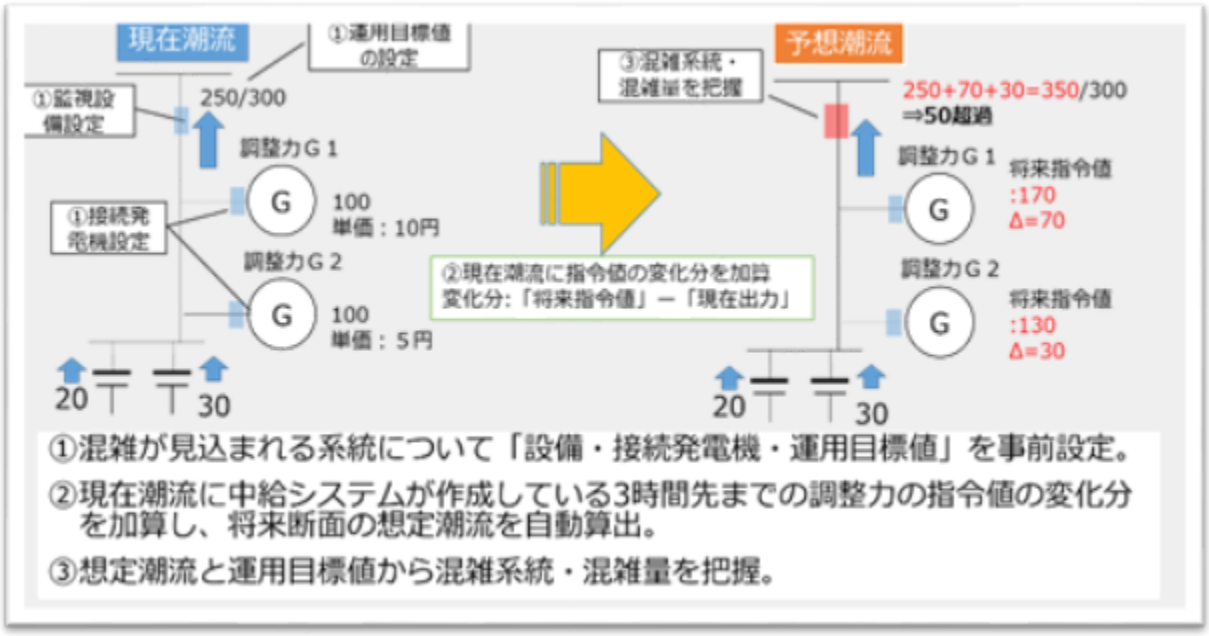


図 4-49　中給システムによる再給電方式（混雑処理概要）

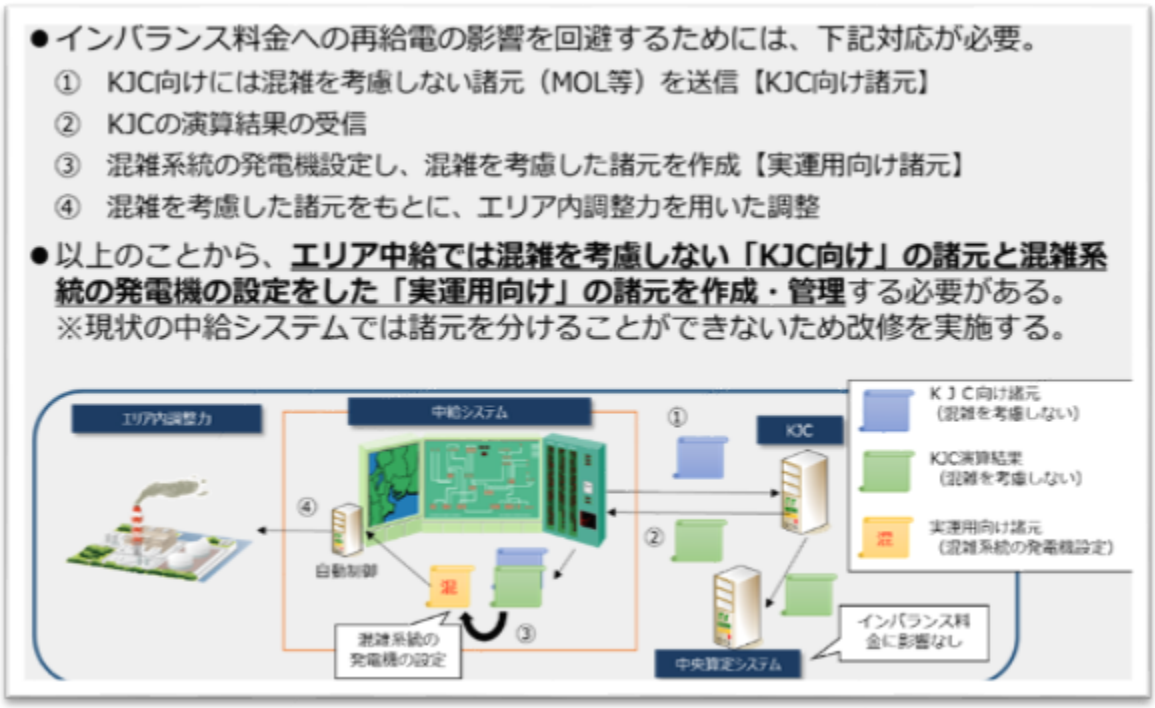


図 4-50　中給システムによる再給電方式（インバランス料金への影響回避）

(2) 需給スケジュール作成システム

日本版コネクト&マネージメントシステムの需給制約マネージメントシステムと協働し、優先給電ルールに基づく各電源種別の必要制御量を算出する機能の仕様検討を実施した。また、需給制御システム及び系統制約マネージメントシステムと協調し、再給電方式・ノンファーム方式の演算結果を需給バランスや実制御に反映する仕様検討を実施した。

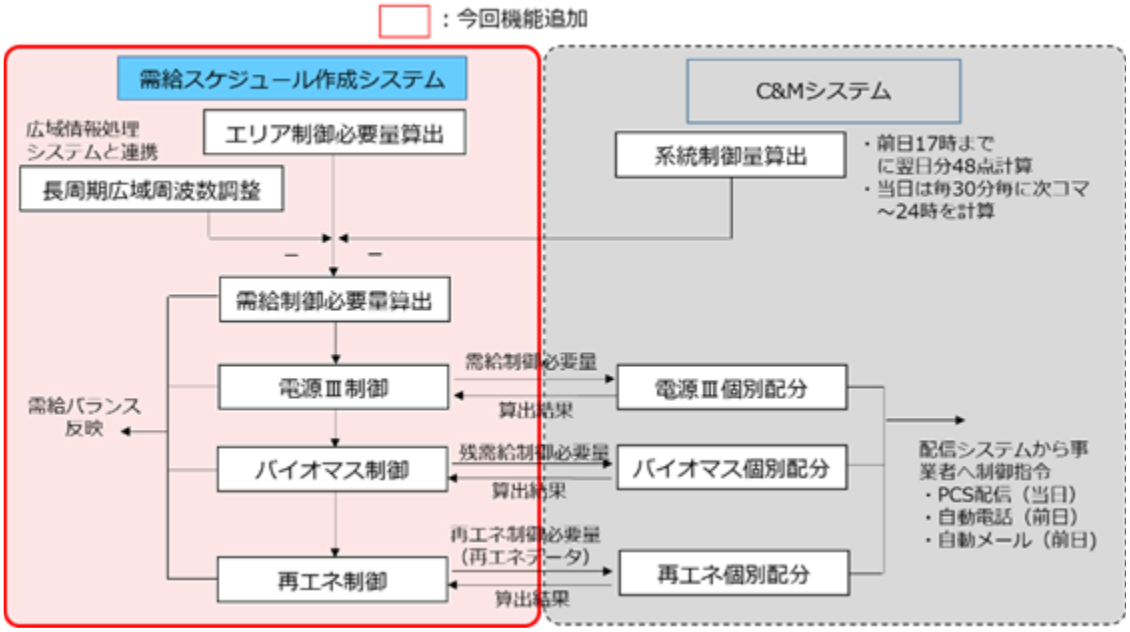


図 4-51　日本版コネクト＆マネージメントシステムと協働した制御量算出

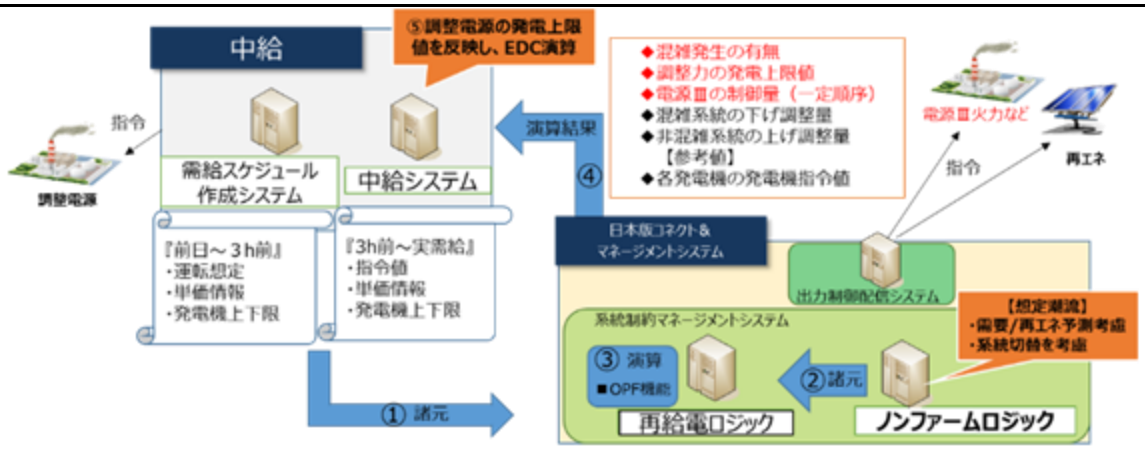


図 4-52　再給電方式・ノンファーム方式の演算結果の需給バランス反映

(3) 需要予測システム

潮流予測精度向上のため過去需要実績データの整備及び参照日数を拡大するための機能仕様検討を実施した。

(4) 再エネ予測システム

現在はエリア単位で算出している太陽光発電量の予測・実績を特別高圧発電所及び配電用変電所単位での算出を可能とするための機能仕様検討を実施した。（詳細は次々項「(3) 予測システム改修」に記載）

(5) 系統制御システム×10

将来の系統操作件名から翌日までの将来系統構成を作成する作成の機能仕様検討を実施した。また、10 給電所の各システムで個別に作成した系統データを、系統データ集約サーバにて統合し、系統制約マネージメントシステムへ連係する機能について仕様検討を実施した。

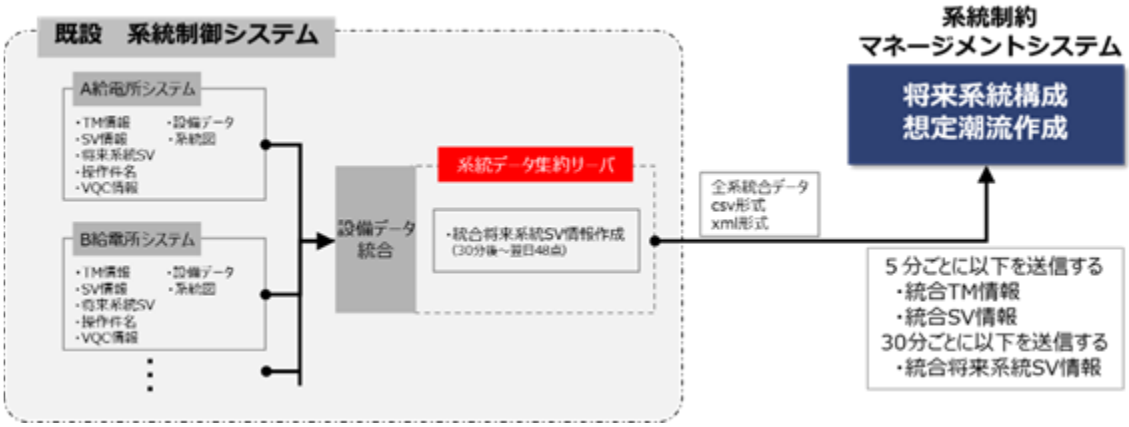


図 4-53　系統制御システム改修概要

(6) 託送システム

ノンファーム制御及び需給制御に必要となる発電事業者情報の追加管理情報を保持するための機能仕様検討を実施した。

4.2. (2) 既設システム改修

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (2) 既設システム改修 (2)-(a) 既設システム改修 (2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW		

＜アウトプット目標＞

2022 年度末～2023 年度初旬を目標に日本版コネクト＆マネージメントシステムと連係し、2023 年度中に「(5)－② フィールド実証」が可能な改修を完了する。

システム開発中に発生した仕様変更部分をフィードバックし、インターフェースを標準仕様としてまとめ、日本版コネクト＆マネージメントシステムに連係するシステムの仕様を明確化することで、全国大で活用可能とする。

2023 年度まで実運用データによる検証及び課題抽出を行い、検証対象において、少なくとも 2022～2023 の実績では「実績潮流 ＜マージンを見込んだ想定潮流」が確実に達成できる潮流想定方法を取り纏める。

＜目標達成状況＞

既設システムを改修し、日本版コネクト＆マネージメントシステムと連係。改修に伴って生じた仕様変更は仕様書にまとめ、各一般送配電事業者に配布。

2022～2023 年度の実運用データによる検証を行い、「実績潮流 ＜想定潮流」を達成するために設定するマージンの考え方について整理した。

＜成果の内容＞

「(1) 仕様検討」で整理した仕様を元に 2021 年度下期より既設システムの改修を実施した。併せて、「4.1. -(1) ロジック検討」で整理した潮流想定機能について、基幹系統が多重的ループ構成となっているなど特殊性を有する北海道系統へ適用するための課題抽出及び検討を実施した。

(1) 既設システム改修

既設システムの改修は 2021 年度下期より開始し、2023 年度下期に完了した。なお、日本版コネクト&マネージメントシステム開発に必要となるサンプルデータについては、データフォーマットを決定し、「4.1. -(4) システム開発」で担当箇所へサンプルデータの提供を行った。

また、出力制御配信システムの仕様書に基づき、既設の 66kV 未満の出力制御機能付 PCS 等スケジュール情報配信システムを改修し、出力制御配信システムを構築した。これにより、試行ノンファームの仕組みに必要となる配信方式に基づく制御スケジュールの配信を開始した。併せて、複数回のスケジュール上書が可能なことを確認した。

(2) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修（多重的ループ系統への適用方法の検討）

本項では、「2.1 ロジック検討」で整理した潮流想定機能を多重的ループ系統で構成される北海道系統に適用した場合に、「実績潮流 ＜想定潮流」が確実に達成できる潮流想定方法（マージン設定の考え方）について次のとおり取り纏めた。

・「実績潮流 ＜想定潮流」を確実に達成するためには、計算結果に内在する想定潮流の不足分を補填するためのマージンを設定する（想定潮流に加算する）ことが適切である。ただし、2σ 相当以上の誤差を基準にマージンを設定するためには、今回の検討ではサンプル数が不足していることから、継続的な実測対比によるサンプル数の増加が必要である。

・DC 潮流計算による今回の評価結果では、「系統構成（ループ系統等）に起因して追加的に発生する誤差」を明確に確認することはできなかった。

他方、今回検討のスコープ外とした「想定誤差（需要想定誤差、再エネ予測誤差等）」、「各送電線固有の特性により発生する誤差」、「無効電力による影響」を踏まえた具体的なマージンの設定については、今後の課題として、本事業で得られた知見・成果も活用しながら、引き続き運用の中で検討していく。

・想定誤差：本事業のフィールド実証結果を適宜活用

・各送電線固有の特性により発生する誤差：本事業のフィールド実証結果を適宜活用

・無効電力による影響：別途実施した系統別電力量調査（図 4-54）から得た力率より、無効電力影響量をマージンに加算

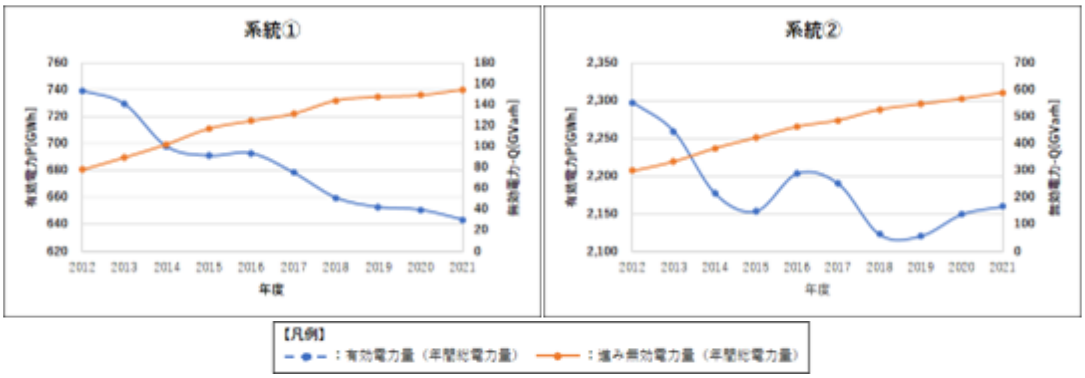


図 4-54 系統別電力量調査結果（一例）

4.2. (3) 予測システム改修

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (3) 予測システム改修	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東北 NW		

＜アウトプット目標＞

「4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討」のローカル予測精度検討の評価を踏まえ、再エネ予測システムを改修し、予測精度が向上していることを確認する。

風力発電のローカル予測手法による予測精度の向上効果を評価する。

＜目標達成状況＞

「4.3. -(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討」及び「4.3. -(2) 風力発電のローカル予測精度の検討」の発電量予測手法について、それぞれ検討された手法・評価結果及び配電用変電所単位での集約機能も踏まえて仕様検討を実施し既設システムを改修した。

複数の気象モデルの活用及び海外気象モデルの更新頻度細分化について、既設予測システムに適用したことにより、ローカルエリアの風力予測精度の向上効果を確認した。

＜成果の内容＞

太陽光ローカル予測及び風力発電のローカル予測の検討結果を踏まえ、東京電力 PG 及び東北電力 NW の既設予測システムを改修した。

(1) 東京電力 PG 予測システム改修

図 4-55 に太陽光発電量予測ロジック改修の概要を示す。現状の予測ロジックでは、東京エリアを 50 領域に区分し、領域毎の太陽光発電量を合計して東京エリアの発電量を算出している。1 領域の中には特別高圧系統に連系している発電設備と全量売電の発電設備及び余剰売電の発電設備の 3 つの発電設備の発電量予測がある。なお、全量売電は高圧系統と低圧系統に連系している発電設備、余剰売電は低圧系統に連系している発電設備が対象。

改修後は東京エリアを 500m 単位にメッシュ化し、1 メッシュ毎に特高と全量及び余剰の太陽光発電量を算出したあと、特高は個別算定、全量と余剰は配電用変電所単位に集約し、それらを合計して東京エリアの発電量を算出する。

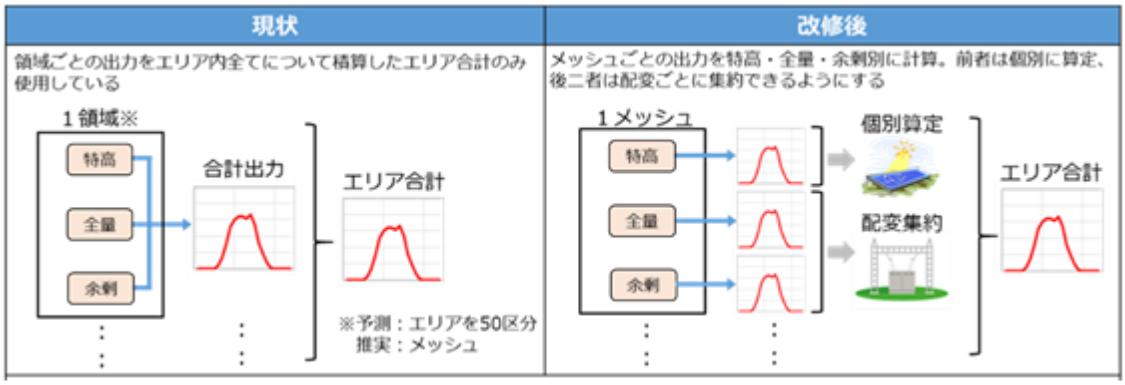


図 4-55 太陽光発電量予測ロジック改修の概要

図 4-56 の配変予測値のメッシュ按分方法のとおり、1 メッシュの中の太陽光設備が複数の配電用変電所に跨がる場合は、設備量按分で対象配電用変電所に配分する。

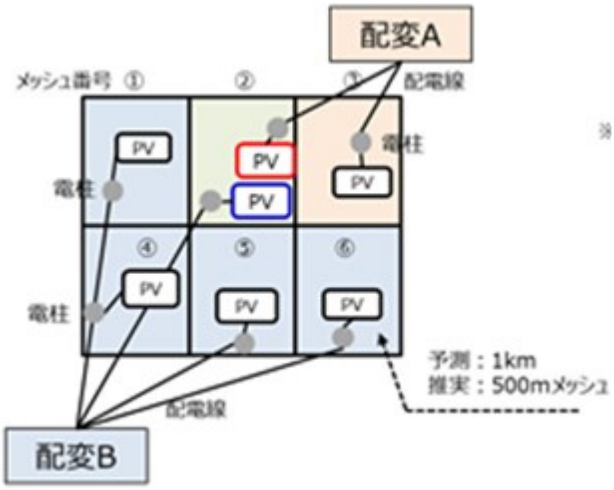


図 4-56 配変予測値のメッシュ按分方法

・日本版コネクト＆マネージメントシステムへの連係データ

送電線の潮流予測に必要となる諸元データ及び特高・配電用変電所単位の PV 発電量を算出（予測・推定実績）してデータ連係を行う。太陽光関連の連係データを表 4-9 に取り纏める。

表 4-9 太陽光関連連係データ

	データ	断面	単位	周期
予測	全系エリア PV 予測	更新断面全て	MW	30 分毎
	都県別 PV 予測（9 地点予測）			
	配変毎に紐づいた PV 予測 （メッシュ予測を配変紐づけ）			
	特高 PV 予測			
実績	全系エリア PV 実績	参照日 0:00～ 23:30 の 48 コマ分	MW	30 分毎
	都県別 PV 実績			
	配変毎に紐づいた PV 実績 （メッシュ実績を配変紐づけ）			
	特高 PV 実績(推定実績)			
設備量	全系エリア PV 設備容量	PV 設備データ 更新断面	MW	毎月
	都県別 PV 設備容量			
	配変毎に紐づいた PV 設備容量 （メッシュ設備容量を配変紐づけ）			
	特高 PV 設備容量			

・ローカル予測精度向上に向けた改修

現状、エリアの出力を予測するモデルとなっており、パラメータは全てのメッシュで共通のためローカル予測に適さないことが課題であったが、気象の類似性を踏まえた地理的区間（クラスタ）に分け、その区間毎にパラメータ（傾斜角・方位角・補正係数）を設定できる機能を具備した。

【例】クラスタ 1

傾斜角：30 度 ○○%

方位角：真南 ○○%

補正係数：全量○○、余剰○○、特高○○

・東京エリアにおける予測精度評価

今回実施した精度評価の対象期間・検証対象及び評価指標は表 4-10 のとおり。

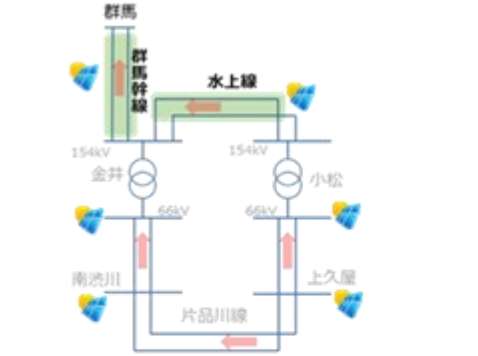
東京エリアにおける予測精度評価においては、時間帯粒度を 30 分単位とし、太陽光と風力の発電量と発電実績を比較して、設備量ベースの%MAE で予測精度評価を実施した。また、実際の需給運用に適用した場合の有効性の有無を確認するため、検証対象はローカルエリアと東京エリアの 2 項目で行った。

まず、太陽光発電量予測のローカルエリア（ケース 1-1）については、図 4-57 東京エリアにおける検証対象(ローカル)図 4-57（a）に示すとおり、フィールド実証系統である群馬幹線及び水上線に接続された配電用変電所 4 箇所と特高発電所 5 箇所を対象とし、対象期間は、実系統フィールド実証期間であった 2023 年 12 月で行い、①気象予報ベース（実需給 5 時間前気象予報での発電量予測）と②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）で精度評価を実施した。東京エリア（ケース 1-2）ついては、②気象実績ベースでの現状の予測システムとの比較検証を実施した。

次に、風力発電量予測のローカルエリア（ケース 2-1）においては、フィールド実証系統に風力発電所の接続がないため、図 4-57（b）に示す東京エリア内の特高発電所を地理分布で近しい地点を集約したウィンドファームグループ(WFG) 9 地点を検証対象とした。予測値については、①気象予報ベースが 5 時間前予報の取得が困難なことから実需給 30 分前気象予報での発電量予測を使用とした。また、②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）は、本事業では発電量算出まで実施していないことから、「4.3. -(2) 風力発電のローカル予測精度の検討」で作成された LFM 推定実績を使用して精度評価を実施した。東京エリア（ケース 2-2）については、WFG9 地点を合計したもので評価を実施した。

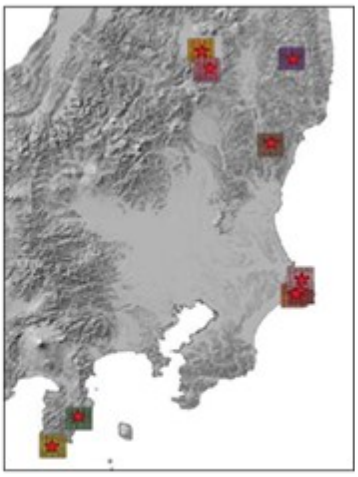
表 4-10 対象期間・検証対象及び評価指標

	PV		WF	
	ケース1-1	ケース1-2	ケース2-1	ケース2-2
検証対象	フィールド実証系統（154kV群馬幹線および154kV水上線）に接続された配電用変電所 4箇所ならびに特高発電所 5箇所	東京エリア※	福島県、茨城県、千葉県、静岡県にあるWFが設置されている９地点	東京エリア
対象期間	①2023年12月19日～2023年12月30日 ②2023年12月1日～2023年12月31日		2023年12月1日～2023年12月31日	
予測値	①5時間前気象予報による想定電力量(30分値) ②気象推定実績による想定電力量(30分値)		30分前気象データによる想定電力量(30分値) (参考)LFM推定データによる想定電力量(30分値)	
実績値	スマートメータ電力量(30分値)		テレメータ電力量(30分値)	
評価指標	%MAE		%MAE	



配電用変電所 (4か所)	中之条，南渋川，湯宿，幡谷
特高発電所 (5か所)	A(水上線)、B(上毛幹線)、C(吾妻川線)、 D(赤谷川線)、E(赤谷川線)

(a)太陽光予測検証対象



(b)風力予測検証対象

図 4-57　東京エリアにおける検証対象(ローカル)

太陽光発電量予測ではフィールド実証系統の９地点の%MAE が本実証の目標値 20%以内の結果となった。また、東京エリアの%MAE は現状の予測システムと同等であることを確認した。太陽光発電量予測は地理的粒度の細分化により、ローカルエリアを対象とした場合の有効性を確認した。

風力発電量予測は今回新たにシステム機能として追加し、ローカルエリアの予測精度検証結果により、設備量ベースにおける誤差が 20%以内であることを確認した。

今後、本事業で得られた成果を活用し、更なる精度向上を図っていく。

(2) 東北電力 NW 予測システム改修

風力発電のローカル予測精度の検討結果を踏まえ、東北電力 NW の既設の予測システムに海外を含む複数の気象モデルを組み合わせたマルチモデルアンサンブル予測手法を適用する改修を実施した。

これまでは、気象庁（JMA）の気象モデルと機械学習の組み合わせにより発電出力を予測していたが、新たな手法では、気象庁（JMA）に加え、米国（NCEP）と欧州（ECMWF）の気象モデルを採用し、それぞれの予測結果にマルチモデルアンサンブル予測を適用することで、最終的な発電出力予測を算出している。

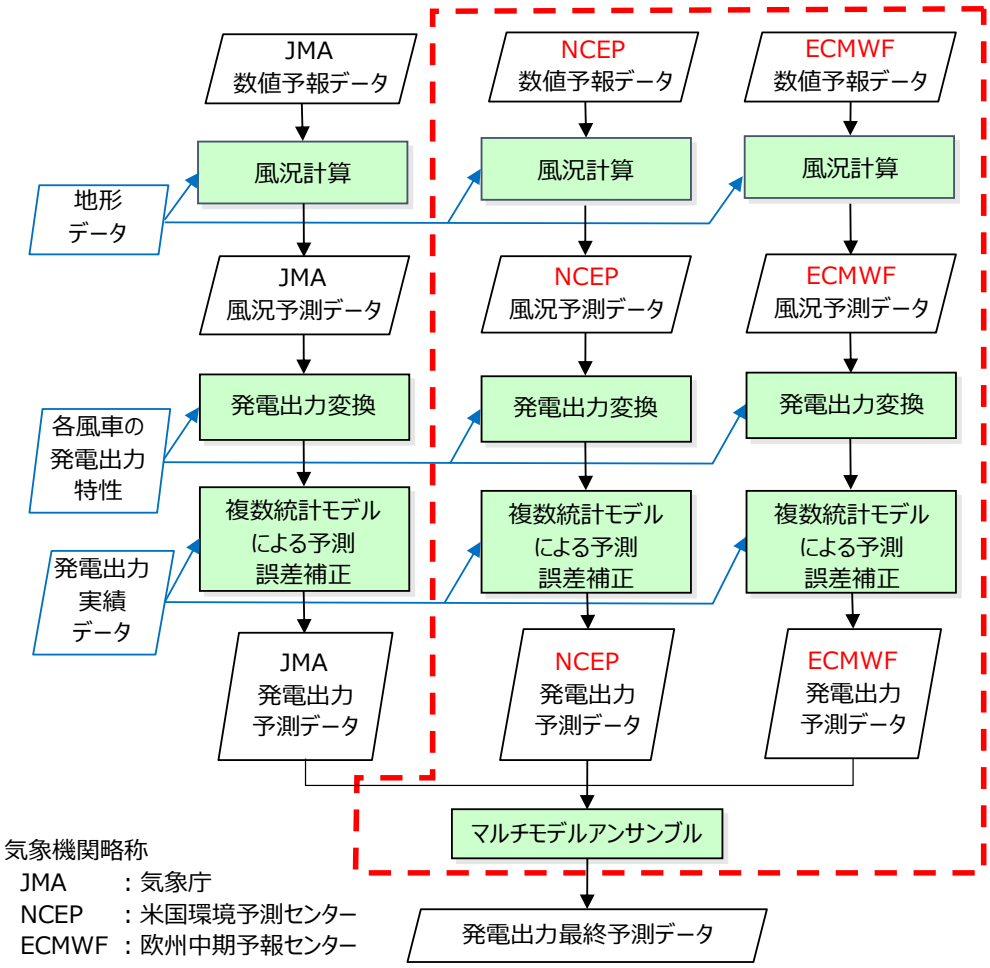


図 4-58 既設予測システムの改修概要

本改修に際し、海外気象モデルの活用による計算負荷の増大とデータ総量の増加に対応するため、サーバ増強及びストレージ拡張を実施した。

表 4-11 既設予測システムのハードウェア増強

機器名称	増強前	増強後
仮想化基盤サーバ	3台	4台
共有ストレージ	SSD 960GB×24	SSD 960GB×48

また、更なる予測精度向上のため、海外気象モデルの更新頻度細分化に取り組み、中期予測の更新頻度を 1 回／日から 4 回／日に細分化した。

表 4-12 海外気象モデルの更新頻度細分化

	長期予測	中期予測
予測頻度	1回/日	1→4回/日
予測先時間	10日先	3日先
配信時間	5時	2、8、14、20時

・東北エリアにおける予測精度評価

ローカルエリアの予測精度を検証するため、東北エリア内の複数サイトを地理的な分布で 7 つのエリアにグルーピングし、予測精度を評価した。

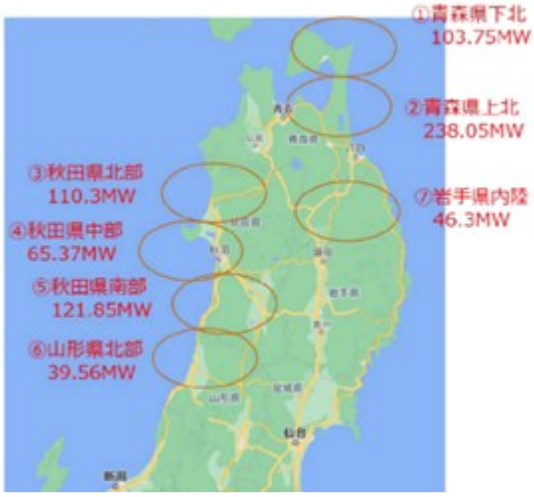


図 4-59 既設予測システムの改修概要

・海外を含む複数気象モデルの活用に関する精度評価

これまでの単一の気象モデルによる予測手法と、新たな複数の気象予報を組み合わせたマルチモデルアンサンブル予測手法について、それぞれの予測精度を評価した。

総合的な評価として、平均的な予測精度と最大誤差のいずれの指標も、マルチモデルアンサンブル予測による予測精度向上の効果を確認した。

・海外気象モデルの更新頻度細分化に関する精度評価

海外気象モデルの更新頻度を細分化したことで、より新しい気象情報を予測に適用することが可能となるため、これまでの更新頻度が 1 回／日の場合と、細分化後の 4 回／日の場合で、それぞれの予測精度を評価した。

総合的な評価として、更新頻度細分化によって、より新しい気象情報を適用するにつれ、予測精度が向上する効果を確認した。

東北エリアにおいて複数の気象モデルの活用及び海外気象モデルの更新頻度細分化について、既設予測システムに適用したことにより、ローカルエリアの風力予測精度の向上効果を確認した。今後のローカルエリアの混雑判定などにおいて、本事業で得られた成果を活用していく。

4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

各一般送配電事業者はこれまで、エリア全体の需給バランスを調整するために、供給エリア全体の需要や再エネの発電量等を予測し、その予測精度を高めることに注力してきた。

一方で、再エネの導入拡大に伴う電力系統の混雑の問題は、需給バランスの問題に対してよりローカルな問題となる。日本版コネクト＆マネージを実現していくにあたっては、系統制約に伴う出力制御量の最小化・最適化をするための手段として、（エリア全体と比較して）より狭いローカルな範囲での再エネの発電量・需要の予測や、潮流把握が重要となっていくと考えられる。

本項目では、既存の予測技術を用い、送電系統毎の潮流予測を実施した場合の予測誤差について調査・分析を実施することで、ローカル予測の精度向上のための方策や、実運用上考慮すべき事項等について検討を行った。検討の概要を図 4-60 に示す。

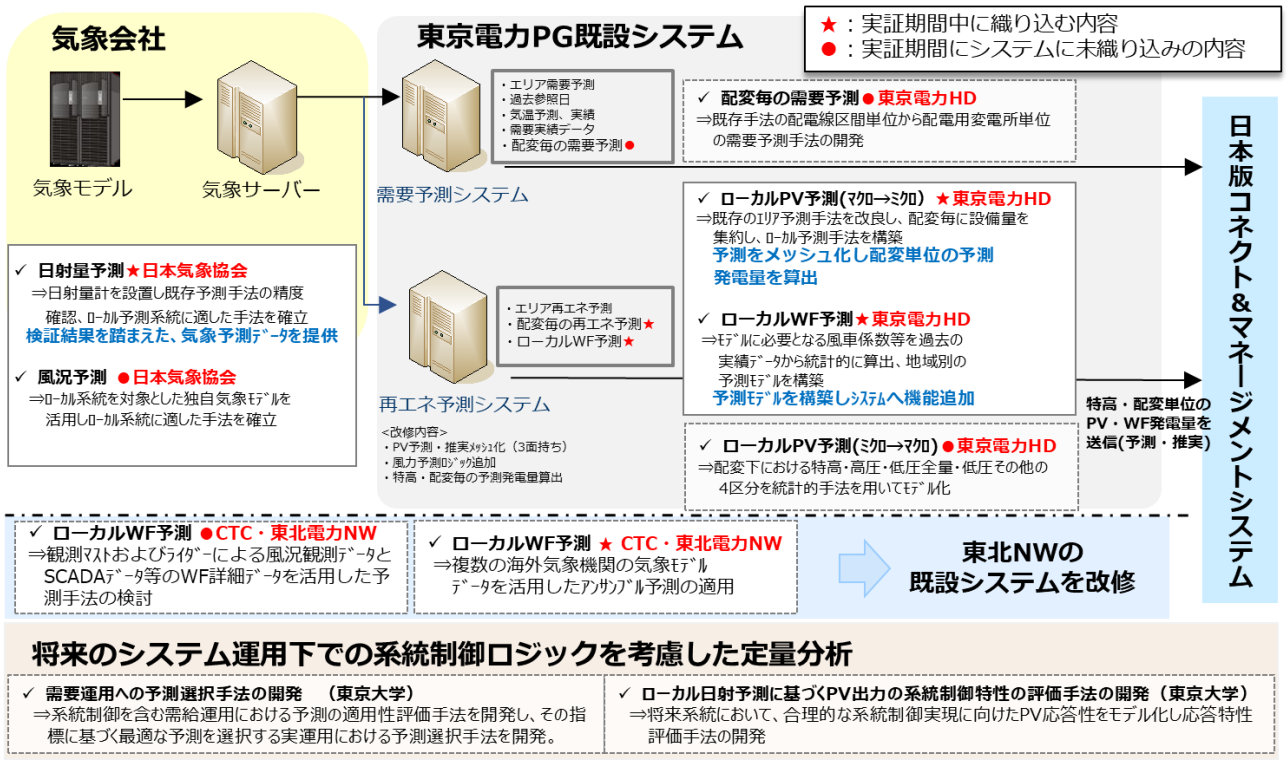
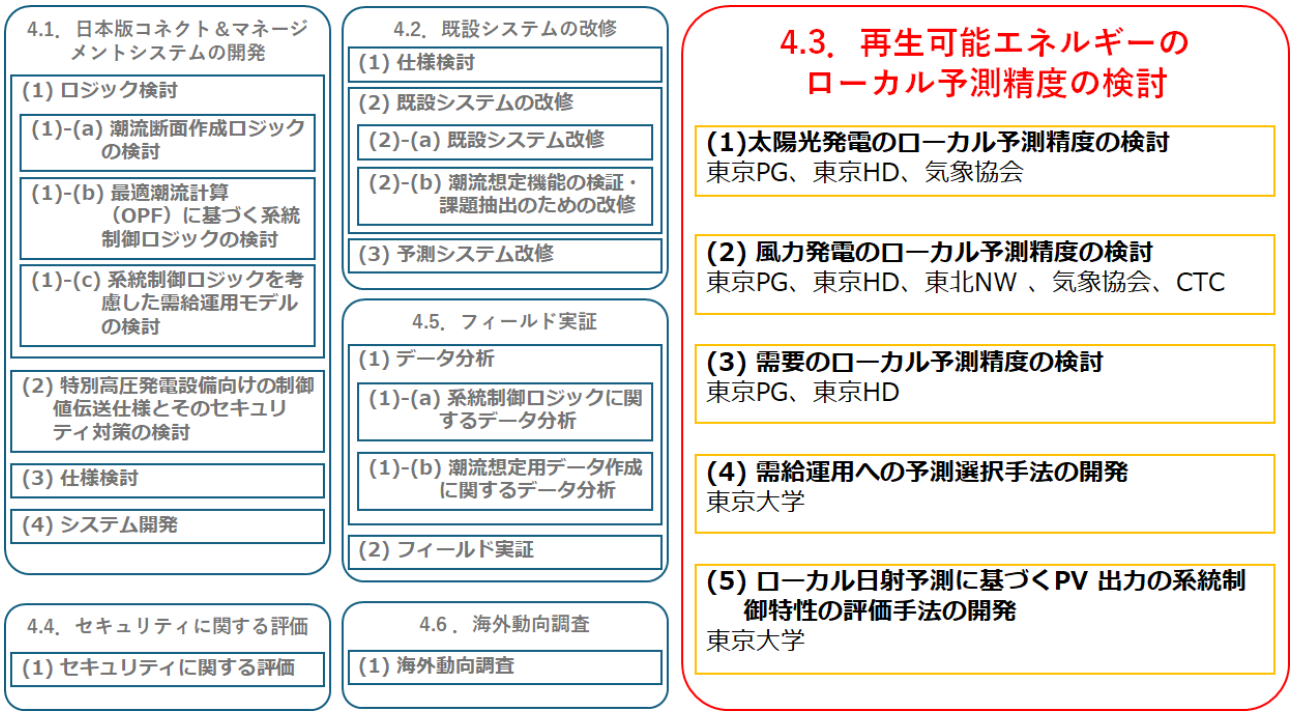


図 4-60 再生可能エネルギーのローカル予測精度検討概要

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討				
・観測機設置	→			
・データ取得・分析		→	→	→
・観測機撤去				→
・日射量予測手法の調査・事前評価	→			
・日射量予測手法検討・評価		→	→	
・発電量予測手法の調査・事前評価	→			
・発電量予測手法検討・評価		→	→	
・総合評価				→
(2) 風力発電のローカル予測精度の検討				
・観測機調達・設置	→	→		
・データ取得・分析		→	→	→
・観測機撤去				→
・予測手法の調査・事前評価	→			
・予測手法検討・評価		→	→	
・総合評価				→
(3) 需要のローカル予測精度の検討				
・手法検討	→	→		
・評価			→	→
・総合評価				→
(4) 需給運用への予測選択手法の開発				
・指標検討	→			
・モデル開発		→	→	
・データ収集			→	→
・実データによる評価・検証				→
(5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発				
・PV 特性検討	→			
・将来系統における検討		→	→	→
・モデル評価		→	→	→
・実データによる定量分析				→

●実施体制


4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発
(1) ロジック検討
(1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討
(1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討
(1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討
(2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討
(3) 仕様検討
(4) システム開発
4.2. 既設システムの改修
(1) 仕様検討
(2) 既設システムの改修
(2)-(a) 既設システム改修
(2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修
(3) 予測システム改修
4.5. フィールド実証
(1) データ分析
(1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析
(1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析
(2) フィールド実証
4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討
(1)太陽光発電のローカル予測精度の検討
東京PG、東京HD、気象協会
(2) 風力発電のローカル予測精度の検討
東京PG、東京HD、東北NW 、気象協会、CTC
(3) 需要のローカル予測精度の検討
東京PG、東京HD
(4) 需給運用への予測選択手法の開発
東京大学
(5) ローカル日射予測に基づくPV 出力の系統制御特性の評価手法の開発
東京大学
4.4. セキュリティに関する評価
(1) セキュリティに関する評価
4.6 . 海外動向調査
(1) 海外動向調査

●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.3. (1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD、気象協会		

＜アウトプット目標＞

フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要となるシステム改修の要件を整理する。

本実証で開発されたシステムに対し、ローカル系統に適した気象予測データを提供する。

検討したローカル発電量予測手法を改良し、その予測精度を、現状のエリアまたはプラントにおける発電量予測手法の予測精度（誤差率 20%）と同程度とすることを目標とする。

＜目標達成状況＞

ローカル系統に適した予測手法として、複数予測モデルを組み合わせた統合予測手法の優位性を確認した。本予測手法を用いて、本実証にて開発されたシステムに対して気象予測データの提供を開始した（2023 年 5 月末開始）。

東京電力のエリア単位または発電所単位での太陽光発電予測手法を配電用変電所単位での予測に適用し、モデル化手法の最適化を図ることにより、配電用変電所単位の平均予測誤差の全箇所平均が 10%程度以下となり、箇所別最大値で見ても最終目標値 20%以下を達成した。

＜成果の内容＞

エリア全体と比較して、送電系統毎の太陽光発電量予測は、ならし効果が期待しにくくなる等の理由から、一般的に予測精度は悪くなると考えられる。

そこで、本項目では、送電系統毎の太陽光発電量に関する予測精度を分析し、系統の効率的な利用に与え得る影響を評価することとした。

具体的には、現地日射量観測の実施及びそのデータを利用した日射量予測誤差評価、複数気象モデルを組み合わせた日射量統合予測手法の検討・評価、気象条件から発電量を推定する予測モデルにより生じる誤差の検討等を実施した。

その結果、ローカル系統に適した予測手法として、複数気象予測モデルを組み合わせた日射量統合予測手法の優位性を確認し、本実証にて開発されたシステムに対して提供を開始した。

また、太陽光発電量の予測については、東京電力のエリア単位または発電所単位での太陽光発電予測手法を配電用変電所単位での予測に適用し、モデル化手法の最適化を図ることにより、配電用変電所単位の平均予測誤差の全箇所平均を10%程度以下とする等、予測精度の向上を達成した上で、本実証の既設システム改修における再エネ予測システムの改修仕様に反映した。

(1) ローカルエリアにおける日射量予測精度の検討

ローカルエリアにおける日射量予測精度を検討するために、独自に日射量の観測を実施し、その値を利用した日射量推定値及び日射量予測値の評価を実施した。

佐京系統や那珂系統の位置する千葉県と茨城県を対象に独自の日射量観測地点を設置し、データ収集を実施した。また、収集したデータは品質管理を行ったうえで前 30 分平均値として整理した。

日射量変動の類似性を確認し、市町村別の PV 導入量も加味したうえで観測地点の候補を選定した。千葉県、茨城県に

おける日射量変動の類似性及び PV 導入量を図 4-61～図 4-62 に示す。図 4-61 において、同じ色のエリアの日射量変動が類似していることを示しており、11 ブロックに分類されていることがわかる。また、図 4-62 をみるとこれらブロックの重心付近については比較的 PV 導入量が多いことがわかる。したがって、各ブロックの重心付近を独自気象観測の設置場所候補として選定した。なお、館野地点については気象庁が日射量観測を実施しているため、独自気象観測の設置場所からは除外した。

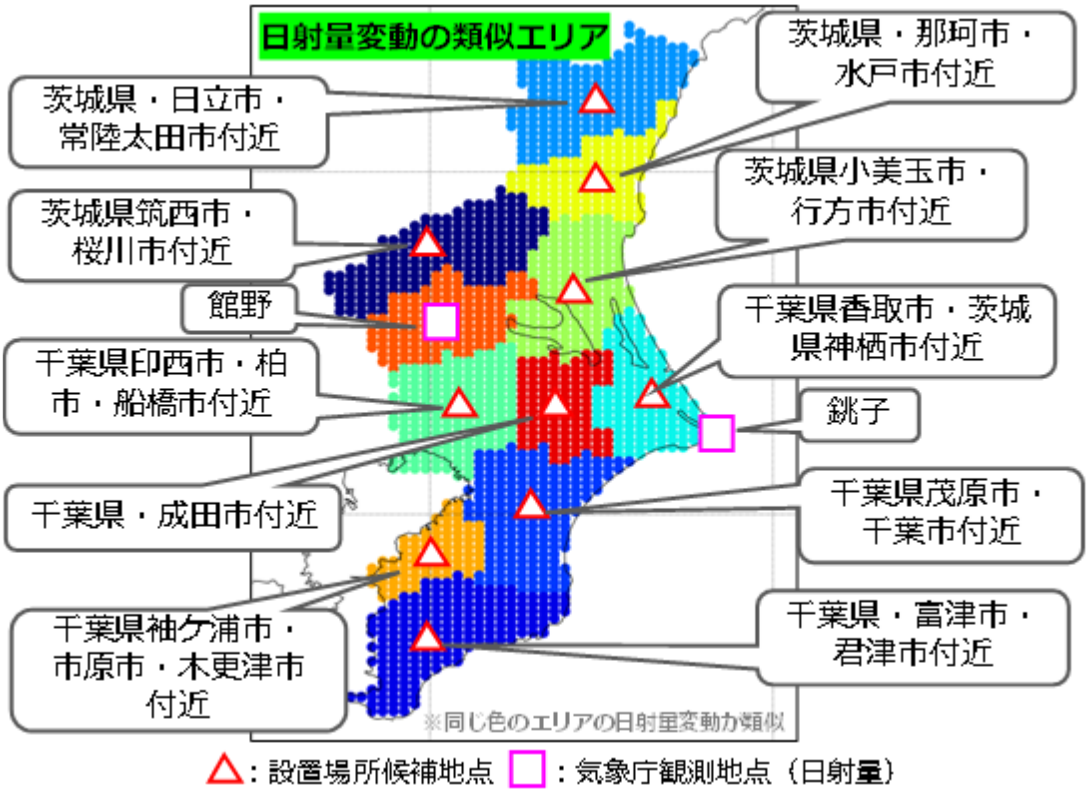


図 4-61　千葉県、茨城県における日射量変動の類似エリア

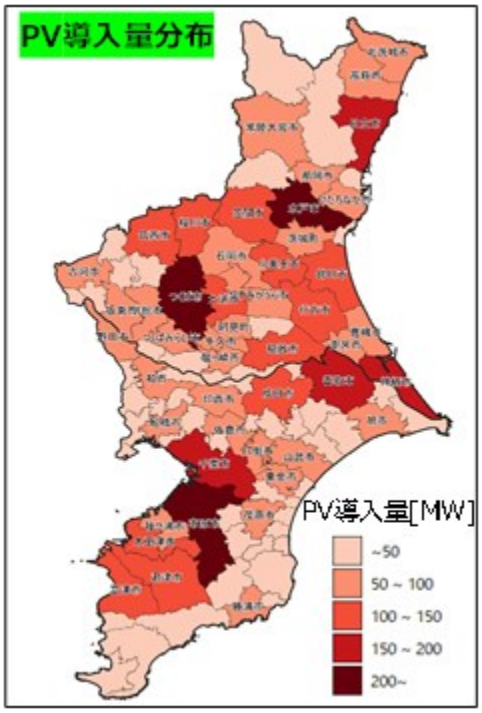


図 4-62　千葉県、茨城県における PV 導入量

出典）固定価格買取制度　情報公表用ウェブサイト B 表　市町村別認定･導入量（2020 年 3 月末時点）の市町村別導入容量（新規認定分+移行認定分）を加工して作成, https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary

2021 年 5 月から 2023 年 12 月までデータ収集を実施。このデータを蓄積することにより、衛星推定日射量の評価や日射量予測の評価に活用。

ローカルエリアを対象とした場合に適した精度評価の要件定義を実施。具体的には、地点に応じた日射量予測誤差特性を把握するため、複数条件での誤差評価を実施した。誤差の頻度分布や誤差出現時の分析を行うことで、誤差が発生しやすい条件を整理した。

数時間先を対象とした予測として日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）と国内外の気象モデルの予測結果を組み合わせた統合予測の 2 種類の日射量予測を利用して精度評価を実施した。精度評価の概要を表 4-13 に示す。

表 4-13　数時間先を対象とした精度評価概要

予測要素	全天日射量[W/m^2]
対象地点	独自気象観測地点の 10 地点
対象期間	2021 年 8 月～2023 年 7 月（2 年間）
使用モデル	①日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar） ②統合予測
計算初期時刻	毎時 00 分、30 分（発表は 1 時間後）
予測時間	計算初期時刻の 6 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）はそのまま利用 ・統合予測は独自気象モデルに加え国内外の複数の気象モデルを統合
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

地点ごとの MAE を図 4-63 に示す。独自気象モデルを利用した場合の MAE は 65～90W/m2 程度で月別のブレ幅は 50～80W/m2 であった。一方、統合予測を利用した場合の MAE は 60～85W/m2 程度で独自気象モデルを利用した時よりも精度向上していることがわかる。また月別のブレ幅も 40～70W/m2 であり、月別のブレ幅で見た場合の誤差も改善していた。なお、独自気象モデルに対する統合予測の精度改善率は 3～9%であった。

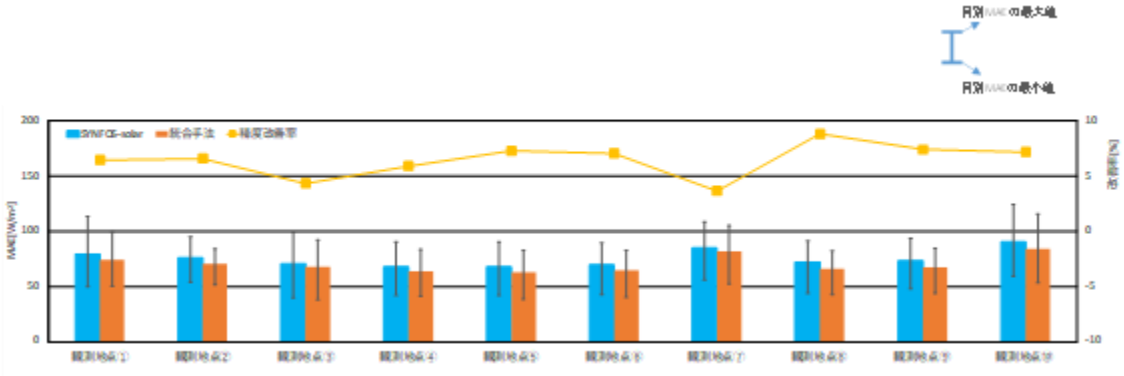


図 4-63　数時間先を対象とした日射量予測の MAE

対象期間：2021 年 8 月～2023 年 7 月

青：SYNFOS-solar、橙：統合予測、黄：SYNFOS-solar に対する統合予測の精度改善率

翌日を対象とした予測として日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）と国内外の気象モデルの予測結果を組み合わせた統合予測の 2 種類の日射量予測を利用して精度評価を実施した。精度評価の概要を表 4-14 に示す。

表 4-14　翌日を対象とした精度評価概要

予測要素	全天日射量[W/m^2]
対象地点	独自気象観測地点の 10 地点
対象期間	2021 年 8 月～2023 年 7 月（2 年間）
使用モデル	①日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar） ②統合予測
計算初期時刻	毎日 9 時（14 時発表）
予測時間	計算初期時刻の 15.5～39 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）はそのまま利用 ・統合予測は独自気象モデルに加え国内外の複数の気象モデルを統合
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

地点ごとの MAE を図 4-64 に示す。独自気象モデルを利用した場合の MAE は 75～100W/m2 程度で月別のブレ幅は 60～90W/m2 であった。一方、統合予測を利用した場合の MAE は 70～95W/m2 程度で独自気象モデルを利用した時よりも精度向上していることがわかる。また月別のブレ幅も 50～80W/m2 であり、月別のブレ幅で見た場合の誤差も改善していた。なお、独自気象モデルに対する統合予測の精度改善率は 1～9%であった。

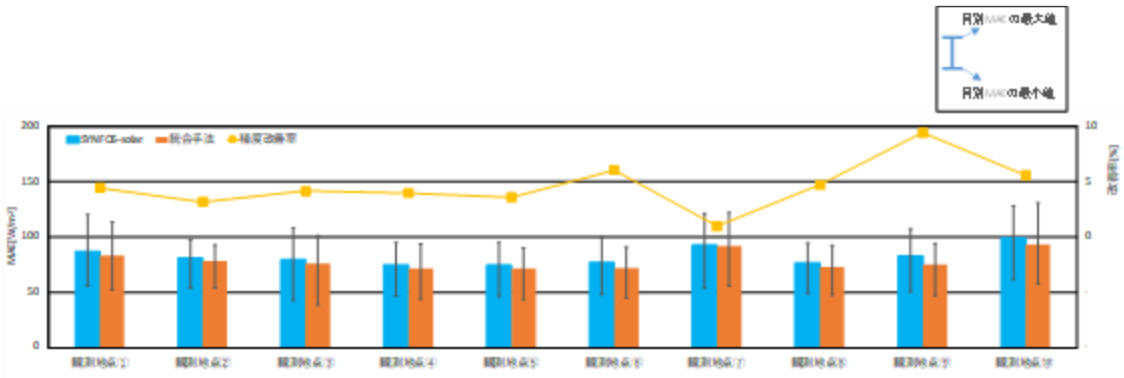


図 4-64　翌日を対象とした日射量予測の MAE

期間：2021 年 8 月～2023 年 7 月

青：SYNFOS-solar、橙：統合予測、黄：SYNFOS-solar に対する統合予測の精度改善率

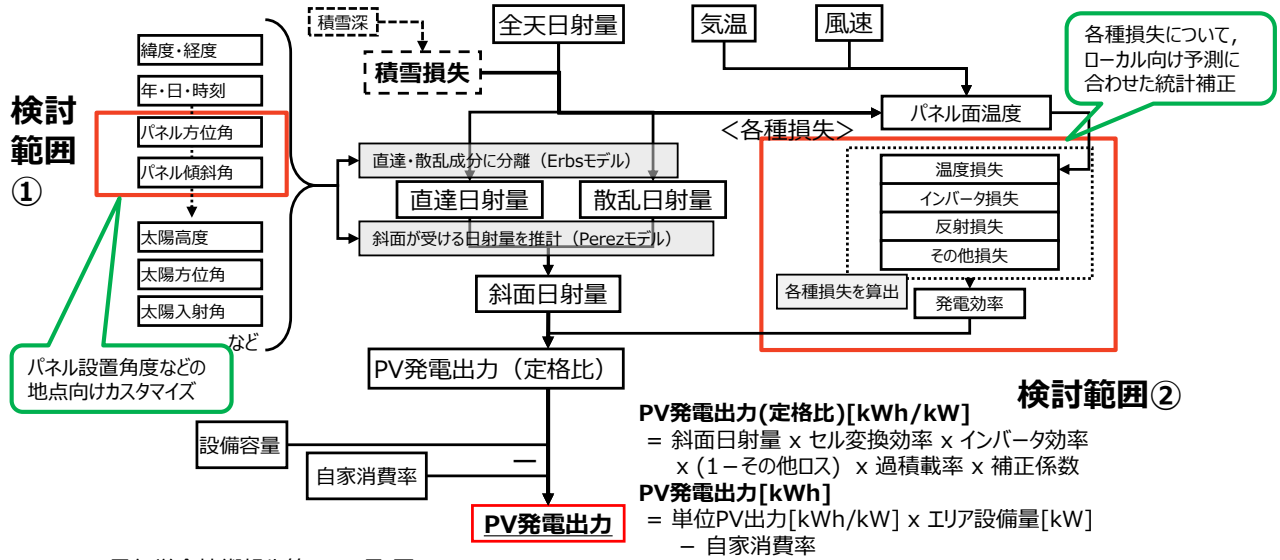
数時間先予測と翌日予測ともに統合予測による精度改善効果が確認された。よってこの統合予測をフィールド実証で利用する予測として東京電力パワーグリッドのシステムに連携することとした。連携する統合予測の仕様は表 4-15 の通りとし、2023 年 5 月末より連携を開始した。

表 4-15　連携する統合予測の仕様

予測要素	全天日射量[W/㎡]
対象領域	東京電力管内
予測時間	計算初期時刻の 3 日先程度まで
時間粒度	30 分値
更新頻度	1 日 48 回（30 分ごとに更新）
予測手法	複数の気象モデルや予測手法を統合した手法（統合手法）
空間解像度	1km メッシュ

(2) 物理モデルによる発電予測（エリア単位の予測手法をローカル予測に適用）

東京電力 PG　中央給電指令所の PV 予測で適応されている物理モデルをローカル予測に適用する。既存の予測で導入されている物理モデルの概要を図 4-65 に示す。



※電気学会技術報告第1329号 図6.6
※小田嶋淳ら，”拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電量推定手法の開発”，電学論B，Vol.140 No.2 pp.42--48

図 4-65　東京電力 PG で導入されている物理モデルの概要

東京電力 PG で導入されているエリア太陽光発電量予測のアプローチを用いて、潮流計算に必要となるローカルエリア（＝配電用変電所）単位での発電量予測を、物理モデルにより実現することを目指す。その際に必要となる発電特性、すなわち発電効率や角度分布については、実際の発電量から逆推定する方法を検討した。

成果として既存のエリア予測モデルをローカルエリア向けに改良し、配電用変電所ごとに太陽光発電量を予測するモデルを開発した。また、ハイパーパラメータである補正係数、角度分布を実データに合わせてチューニングする準線形最適化手法を開発した。補正係数の設定粒度（推定実績ベース）では配変別の設定粒度が予測精度の側面から推奨されることを確認。実運用ベース（予報気象）ではいずれの電圧区分でも誤差率 20%以内を確認し、目標精度達成した。

表 4-16　補正係数の設定粒度の評価（推定実績）単位：%

	出力補正なし	補正あり				
		エリア	都県	クラスタ	営業所	配変別
集約数		1	9	50	75	1600
特高	9.91	8.34	8.17	9.31	6.96	6.43
高圧	7.30	6.34	6.12	6.73	6.03	4.25
低圧全量	6.00	6.69	5.32	5.09	5.05	3.89
低圧余剰	3.83	3.85	3.60	3.60	3.58	2.93

表 4-17 実運用ベースの評価（予報気象）単位：%

集約数	補正あり：配変別		
	推定実績	当日 5h 先 逐次予測	翌日予測
特高	6.43	8.43	**10.97**
高圧	4.25	7.08	**7.94**
低圧全量	3.89	6.87	**7.77**
低圧余剰	2.93	4.94	**5.84**

(3) 統計モデルによる発電予測（発電所単位の予測手法をローカル予測に適用）

発電所単位の太陽光発電量予測手法を基にローカル予測手法を開発するアプローチでは、太陽光発電所のプラント単位での発電量を予測する既存の重回帰モデルによる予測手法を基に、配電系統に連系される太陽光発電所の発電量を、配電用変電所単位で集約して予測する手法を開発した。また、機械学習手法を用いて同様の予測を行った場合の評価も実施した。

・重回帰手法による予測

重回帰手法による予測においては、高圧連系・低圧連系全量売電・低圧連系余剰売電の区分で、太陽光発電所の発電量を、配電用変電所単位で集約してモデル化を行った。モデル化にあたり、説明変数としての気象データとしては、配電用変電所立地点における全天日射量及び気温を使用した。モデル化手法としては、既存のプラント単位での発電量予測手法として実績のある多項式重回帰モデルを使用し、多項式の次数としては 2 次までを考慮した。また、特別高圧連系の太陽光発電所に対しては、配電用変電所のエリアに準じて、ある程度の地域的なまとまりで発電量を集約した上で、同様の手法によりモデル化することとした。

図 4-66 に重回帰による予測実施手法の概要を示す。上述の高圧連系・低圧連系全量売電・低圧連系余剰売電及び特別高圧連系の区分ごとに、配電用変電所単位またはそれに準じた地域的なまとまりにより集約した発電量実績値を、太陽発電所の売電実績値から算定し、これを目的変数とした上で、配電用変電所の位置情報を基にした全天日射量・気温の実績値を説明変数として、モデル化を行った。ただし、低圧連系余剰売電の太陽光発電所については、発電量実績値が直接的には得られないため、配電用変電所単位で集約した余剰売電実績値を目的変数とした。このようにして作成したモデルにより、全天日射量・気温の前日及び当日の予測値を用いて、発電量を予測する。なお、モデル化及び予測実施における時間粒度は 30 分単位を基本とした。

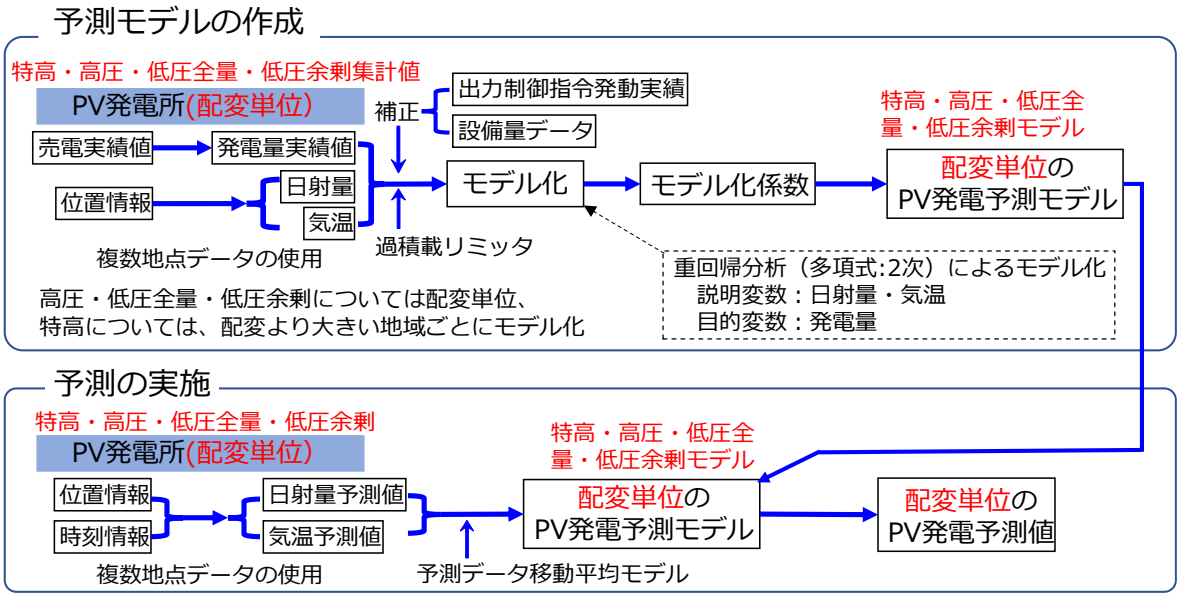
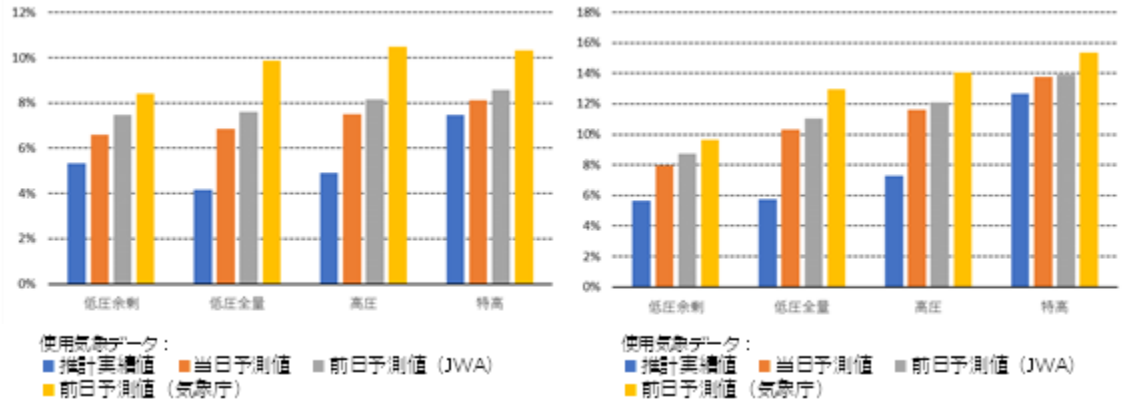


図 4-66　配電用変電所単位での太陽光発電所の発電量集約モデルによる予測手法

重回帰手法では、平均予測誤差の全箇所平均値（4～10%）、及び、箇所別最大値（9～18%）について、目標の予測精度達成を確認した。

重回帰手法により配電用変電所単位で予測した際の予測誤差について、各配電用変電所（特別高圧 33 箇所、高圧全量 730 箇所、低圧全量 1306 箇所、低圧余剰 1357 箇所）において最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAE を算出した後、上記 4 つの電圧区分ごとに当該区分に所属する配電用変電所大の上記予測誤差 MAPE の平均を算出し、使用気象データによる差を比較したものを、図 4-67 (a)に示す。なお、同様の予測誤差評価を RMSE で実施したものについても参考として、図 4-67 (b)に示す。



(a) MAPE(%表示)　　(b) RMSE(%表示)

図 4-67　電圧区分別･使用気象データ別予測誤差の全配電用変電所平均の比較
（配電用変電所単位での最大設備容量基準での予測誤差%表示）

また、予測誤差の分布（最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAPE による配電用変電所箇所数の分布）について、代表例として特別高圧、低圧全量の分布を図 4-68 に示す。特別高圧については、対象箇所数が少ないため、ばらつきが大きい。低圧がばらつきが少ないのは、低圧の方が発電容量の小さい発電所が数多く連系されており、配電用変電所単位で見た場合、均し効果により予測誤差が小さくなり、ばらつきも少なくなるためと考えられる。

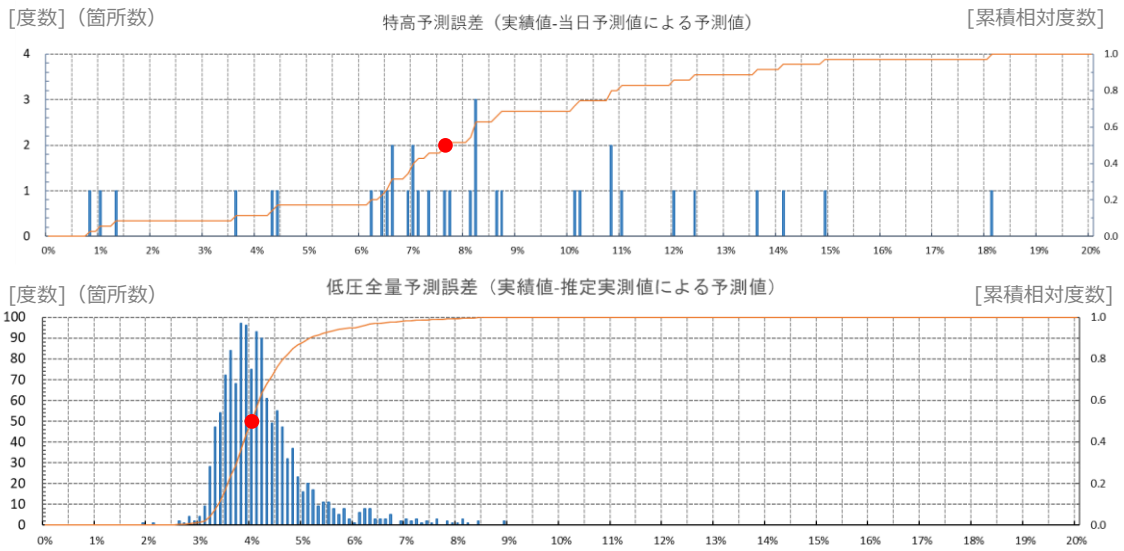


図 4-68　重回帰手法による予測誤差の分布（特別高圧・低圧全量）
（最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAPE による配電用変電所箇所数の分布）

重回帰手法をベースにした改良手法についても検討を実施し、実適用を踏まえた高低圧一括モデル・地域クラスタモデルについて、前者では予測精度が向上すること、後者では若干精度が低下する場合があるが、目標精度の範囲内であることを確認した。また、過積載リミッタモデルについては、一部の地点について若干の精度向上が見られることを確認した。気象予測データの時間的移動平均や複数地点の気象データの使用等の手法を検討し、精度向上を確認した。

・機械学習手法による予測

近年各種予測に使用されている機械学習手法をローカル予測に適用した場合の効果についても検討した。

前述の重回帰手法は、説明変数の数、モデルパラメータの数、計算時間において、現行の予測システムと親和性が高いのに対し、機械学習手法についは、将来的な適用を念頭において、現状のシステム上の制約を考慮せずに、精度向上効果を検討することとした。従って、説明変数としては、重回帰手法では、日射量、気温の 2 個としたのに対し、機械学習手法では、現状利用可能な気象データ全部とし、8 個の説明変数（日射量、気温、風速、風向、雲量、降水量、湿度、気圧）を使用してモデル化を実施した。

機械学習手法としては、よく使用される 20 手法を選定した。また、基本の 8 個の説明変数に対する追加説明変数として、季節、設備容量、7 日前発電実績中央値を考慮し、季節については季節別にデータを分割することによりモデル化を行い、その他については追加説明変数としてモデル化を行うとともに、これらを組み合わせたモデルについても検討した。検討にあたっては、配電用変電所から代表地点を選定し、これら代表地点における評価を実施した上で、機械学習手法・追加説明変数モデルについて絞り込みを行った。

検討結果として、予測精度の高い手法を複数選定し、精度向上効果を確認するとともに、計算時間についても、実用の範囲内であることを確認した。

機械学習手法単独の適用で、平均予測誤差の全箇所平均値（2.5～11.5%）となり、目標の予測精度達成を確認した。精度の高い 6 手法を組み合わせたアンサンブル手法の適用について、代表的地点での検討を実施し、さらに約 0.2%の精度向上を確認した。

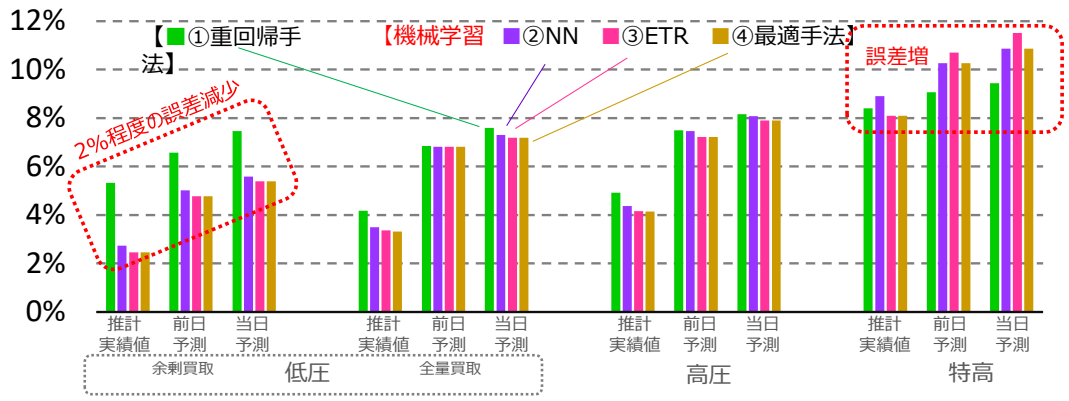


図 4-69 圧区分別・使用気象データ別予測誤差 MAE(%表示)の全配電用変電所平均の比較（手法別）

選定した手法は、「Extra Trees Regressor（ETR）」「CatBoost Regressor」「Light Gradient Boosting Machine（LGBM）」「Gradient Boosting Regressor（勾配ブースティング回帰）」「Random Forest Regressor（ランダムフォレスト）」「Neural Network（NN）」の 6 手法。

4.3. (2) 風力発電のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (2) 風力発電のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD、東北 NW 、気象協会、CTC		

＜アウトプット目標＞

フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要となるシステム改修の要件を整理する。

実運用を見据え、海外を含めた複数の気象予測データ及び風況・発電実績データを活用した予測手法を評価し、必要となるデータの要求仕様を取りまとめる。

検討したエリア風力発電量予測手法を改良し、その予測精度をローカルエリア定格比 20%以下にすることを目標とする。

独自気象モデルを活用したローカル予測を評価し、利点や課題等を取りまとめる。

＜目標達成状況＞

発電所合計発電出力と国内の数値気象予報値のみを活用したローカル予測手法を従来手法と位置づけ、風車情報（SCADA・稼働情報）、風況観測値、海外を含む数値気象予報値を活用した予測手法を構築・精度評価を実施した。精度評価の結果について、ローカル予測精度の精度向上への活用可能性の観点から、各種データの要求仕様についてとりまとめた。

学習時の入力データとして、 複数格子点の過去の局地数値予報（LFM）の初期値を仮の風況実績とみなし、 機械学習モデルを構築した。全 8 グループの予測対象について推定実績・予報値基準それぞれにおける評価を実施し、 全グループにおいて定格比 20%以下の予測精度を達成した。

ローカルエリアを対象とした風況予測手法を評価するために、異なる計算条件での独自気象モデルの仕様を設定し、予測精度評価を実施した。結果として、水平格子間隔を細かくする等したモデルの有効性を確認するとともに、予測補正式の適用や既存気象モデルとの統合による予測精度の向上を確認した。また、実運用を見据えた際の課題等についても取りまとめた。

＜成果の内容＞

地点毎の風力発電出力予測は、ならし効果が期待しにくくなる等の理由から、エリア全体の予測と比較して、一般的に予測精度は悪くなると考えられる。

そのため、送電系統毎の風力発電出力に関する予測精度を分析し、系統の効率的な利用に与えうる影響を評価する必要がある。

そこで、送電系統毎に接続される狭い領域（ローカル）において、風況観測設備（風況マストまたは LiDAR）から得られる風況実績データや気象庁数値予報 GPV モデル等を用いた風力発電の予測誤差評価、気象条件から発電量を推定する予測モデルにより生じる誤差の評価、独自気象モデルを用いた予測手法の検討・評価及び海外を含めた複数の気象予報を組み合わせた予測手法の検討・評価を実施した。

(1) ローカルエリアにおける風況予測精度の検討

佐京系統と那珂系統の位置する、茨城県と千葉県を含むエリアを対象に独自気象モデルの計算仕様を検討した。既存気象モデルに対して独自気象モデルでは、局地的な風況の表現に重点を置いた計算仕様の任意設定が可能である。そこで地表面パラメータや水平格子間隔を変更した 3 パターンの予測計算を行い、既存気象モデルを含めた精度検証の結果から最終的に 1 つの仕様に決定した。

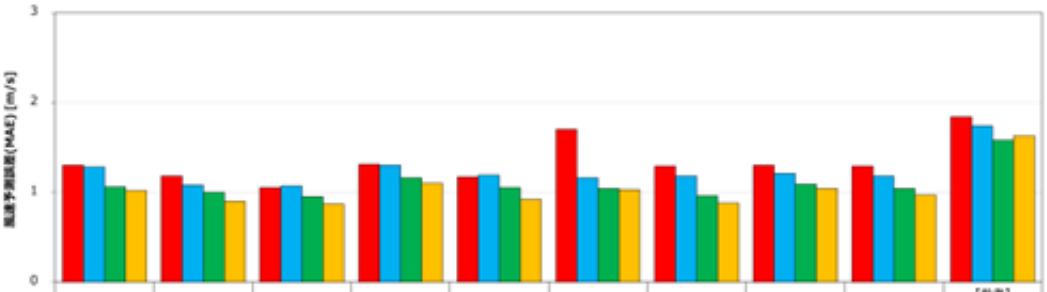
独自気象モデル予測値と上空風推定値を用いて茨城県と千葉県のローカルエリアを対象とした風速の予測精度検証を実施した。ここで、予測精度検証の実施概要を表 4-18 に示す。対象地点はアメダス 7 地点に茨城県神栖市波崎のドップラーライダー観測 1 地点を加えた合計 8 地点とし、対象高度は上空風推定値に合わせて 50m とした。使用モデルは気象庁 LFM・独自気象モデルの 2 種類とし、高度 50m 相当の予測値に関しては上空出力結果を用いた鉛直内挿によって算出した（①②）。加えて、独自気象モデルに関してはさらなる精度向上のため、過去の上空風推定値と上空風予測値を基に作成した地点毎の予測式を適用した（③、以降「予測式適用」と記載）。また、①～③の各手法を単純統合した統合予測（④）の精度も同様に検証した。

表 4-18 精度検証の実施概要

予測要素	風速[m/s]
対象地点	合計 8 地点 ・茨城県・千葉県内のアメダス 7 地点 ・茨城県神栖市波崎のドップラーライダー観測 1 地点
対象高度	高度 50m
対象期間	2022 年 1 月～2022 年 12 月（12 カ月間）
使用モデル	①気象庁 LFM ②独自気象モデル ③独自気象モデル（予測式適用） ④統合予測（①②③の平均値）
計算初期時刻	各日 0、3、6、9、12、15、18、21 時
予測時間	計算初期時刻の 6.5～9 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・上空出力結果を用いた鉛直内挿により算出（①・②） ・過去の上空風推定値と上空風予測値を基に作成した補正式により 予測値を補正（③）
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

表 4-18 を踏まえて実施した地点毎の風速予測精度（MAE）を図 4-70 に示す。対象地点によって各手法の予測精度にばらつきは見られたものの、8 地点平均では④統合予測の精度が最も高かった。また、気象モデル単体では全地点で③予測式適用の精度が最も高かった。

波崎に関しては、上空風推定値のほかドップラーライダー観測値を比較結果とした場合の精度検証も実施した（図 4-70・右端）。上空風推定値とドップラーライダー観測値の傾向の違いにより、全体的に予測誤差は増大したものの、こちらも③や④の精度が高かった。



	アメダス日立	アメダス水戸	アメダス鹿嶋	アメダス銚子	アメダス千葉	アメダス勝浦	アメダス館山	波崎	8地点平均	【参考】波崎ライダー観測値との比較
①気象庁LFM	1.30	1.18	1.05	1.31	1.17	1.70	1.29	1.30	1.29	1.84
②独自気象モデル	1.28	1.08	1.07	1.30	1.19	1.16	1.18	1.21	1.18	1.74
③独自気象モデル（予測式適用）	1.06	1.00	0.95	1.16	1.05	1.04	0.96	1.09	1.04	1.58
④統合予測（①②③の平均値）	1.02	0.90	0.87	1.10	0.92	1.03	0.88	1.04	0.97	1.63

図 4-70　高度 50m における風速予測精度（MAE）
対象地点：気象庁アメダス 7 地点と波崎
対象期間：2022 年 1 月～2022 年 12 月

独自気象モデルを活用した風速予測精度検証の結果、気象モデル単体では③予測式適用の精度が高かったが、各手法を統合した④統合予測の精度が最も高かった。したがって、ローカルエリアを対象とした場合の風速予測手法としては、独自気象モデルの予測値に予測式を適用した上で既存気象モデルの予測値と組み合わせることが有効だといえる。

(2) 発電実績データを活用したローカル発電出力予測手法の検討

本事業の目的である風力発電量のローカル予測の実現に当たっては、 予測対象地点におけるウィンドファームグループ（以下、 WFG）単位で集約された特高配変毎の総発電量をできるだけ正確に予測することが必要である。一方で、風力発電量予測モデルの実運用を想定する場合、 計算リソースと計算時間の制約、 入手可能な気象データ及び発電量データの制約を考慮した上で、 適切な予測モデルを構築することが必要である。

風力発電量の予測手法として、一般的には大きく 2 種類に分類できることが知られている。1 つが物理的手法で、気温や気圧、 地表の粗さ、 障害物などのデータを用いた数値気象予測（NWP）に基づいており、 風速を予測対象の発電所の風車ハブ高さに変換し、 パワーカーブに基づき予測する。一般的に、 本手法は風の物理的な特性を含めてモデル化することができるが、 計算量が多く時間がかかる欠点がある。2 つ目が統計的手法で、 過去の風速と発電量の関係から、回帰分析やニューラルネットワーク等の手法を利用して、風速と発電量の関係をモデル化する。過去のデータに基づいて統計的に予測を行うため、計算量が少なく、比較的簡単に実行できるが、風の物理的な特性を考慮しないため精度にかけることがある欠点がある。近年の研究では、 両手法の利点を織り込んだハイブリッドモデルによる予測が有効であることがわかっているが、 計算量が多いという課題は残るままであり、 風力発電の大量導入に向けて計算負荷の低い予測モデルの需要も想定される。

本検討では、気象データとして局地数値予報モデル（LFM）の初期値である局地解析値を学習に利用することで、予測ロジックとしての数値気象予測のフローを省略し、 計算負荷の低い統計的手法のみを用いて、 シンプル・低コストかつ精度の高いローカル予測手法の実現を検討した。

本検討で利用したデータの一覧を表 4-19 に示す。

表 4-19 利用データ一覧

No	データ名称	時間粒度	提供元	期間
1	発電量実績（総設備容量含む）	30 分単位	東京電力 PG	2019/04/1 0:00 ～2023/03/31 23:30
2	WFG 諸元データ	–	東京電力 HD	対象期間における緯度経度情報（東京電力 HD による推定値）
3	推定気象実績データ（LFM 予報初期値より作成）	30 分単位	東京電力 HD	2019/09/22 0:00 ～2023/03/31 23:30
4	当日予測気象予報データ(LFM5 時間先予測値より作成)	30 分単位	東京電力 HD	2022/04/01 0:00 ～2023/3/31 23:30
5	翌日予測気象予報データ（前日 15 時発表 MSM9-32 時間先予測値より作成）	30 分単位	東京電力 HD	2022/04/01 0:00 ～2022/3/31 23:30

・気象データ

予測対象となる WFG の座標地点は推定した代表地点であり、 当該地点における風速の観測データは存在しない。予測モデル構築のための学習データとなる代表地点近傍の実績風速を推定するにあたり、 気象業務支援センターより配信される局地数値予報モデル（LFM）の初期解析値を利用した。LFM は水平間隔 2km で日本全域をカバーする領域を計算対象とした数値予報モデルであり、1 日 24 回 1 時間毎に発表されている。水平格子間隔が小さく局地的な地形の影響を強く受けている観測データも同化可能となるため、 地形の影響を直接受ける地上風はメソモデルより表現がよくなることがある。

また、 本検討では精度評価をするにあたり当日予測、 翌日予測の精度評価をおこなう。当日予測の場合は LFM の 5 時間先予測値を利用する。翌日予測の場合は、 同じく気象業務支援センターより配信されているメソ数値予報モデル（MSM）の 9-32 時間先予測値を利用する。MSM は、水平間隔 5km の数値予報モデルであり、LFM とは水平格子間隔が異なるため、LFM と同一のメッシュに対応させた上で予測を行った（図 4-71）。

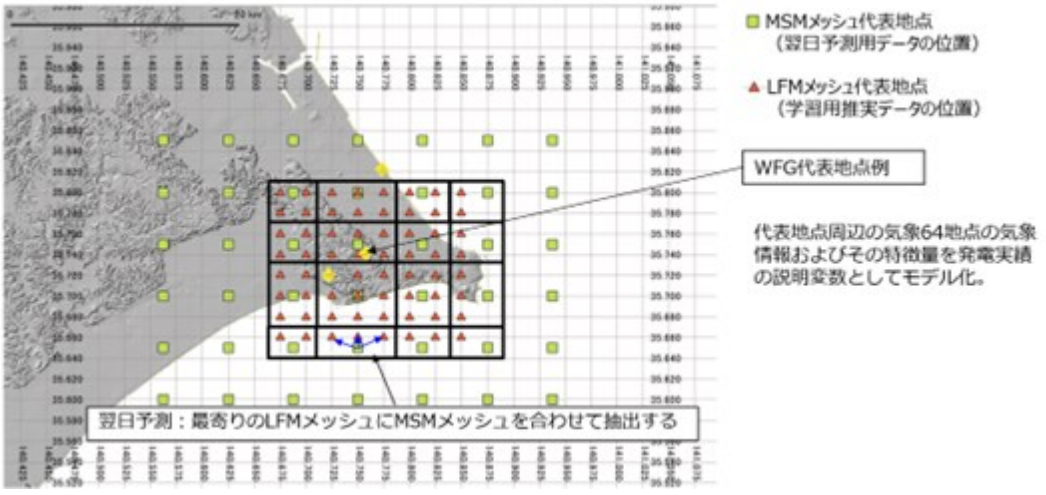


図 4-71 気象データと WFG 代表地点の位置関係例

出典）国土地理院標高タイル（基盤地図情報数値標高モデル），
https://cyberjapandata.gsi.go.jp/xyz/hillshademap/{z}/{x}/{y}.png, 2023 年 10 月 16 日取得より作成

・予測モデル

本検討では、各 WFG の代表地点に対応する周辺の 64（8 × 8）メッシュの局地解析値データと、それらをもとに作成した追加特徴量を機械学習モデルに利用した。予測モデル概要を表 4-20 に示す

表 4-20　予測モデル概要

条件項目	詳細
予測要素	WFG 単位の総発電量[MW]
特徴量	各メッシュにおける風速、風向、湿度、他 （地上 10m）
学習モデル	LightGBM
学習期間	2019 年 9 月 22 日～2022 年 3 月 31 日 （検証期間を除く）
検証期間	学習期間内各月 1 か月間
テスト期間	2022 年 4 月 1 日～2023 年 3 月 31 日
評価指標	%MAE（定格設備量で正規化した MAE）
目標値	テスト期間誤差 20%以内

・予測精度結果

全 31 モデルでテスト期間（2022 年 4 月 1 日 00:00～2023 年 3 月 31 日 23:30）の発電量を予測した際の最も良かったモデル（ベストモデル）における評価値をまとめたものを表 4-21 に示す。予測対象である全 8WFG について、推定実績・5 時間先予測・翌日予測の全断面において誤差率 20%以内を達成した。

気象誤差の少ないと考えられる推定実績基準の評価では、平地・海岸付近の方が総じて精度が良い傾向にあることがわかる。

表 4-21　精度評価結果

Group	設備量 [MW]	推実 予測精度 [%MAE]	5h 先 予測精度 [%MAE]	翌日 予測精度 [%MAE]	地点特徴
A	10.0	9.11	9.70	9.68	山岳地帯
B	80.3	5.18	10.76	9.40	平地かつ海に近い
C	46.0	5.85	8.53	10.00	平地かつ海に近い
E	50.1	7.36	9.04	9.28	山岳地帯, 比較的海に近い
F	34.0	7.28	9.93	10.79	山岳地帯, 比較的海に近い
G	74.0	10.65	17.48	15.70	山岳地帯
H	16.0	10.17	14.31	15.00	山岳地帯, 近傍に湖・市街地
I	66.0	9.80	10.94	13.45	山岳地帯, 近傍に湖

・特徴量重要度

各グループ、全 31 パターンのモデルのうち、テスト期間（2022 年 4 月 1 日 00:00～2023 年 3 月 31 日 23:30）における予測精度が最も良かったモデルにおける、 各グループの風速特徴量重要度の結果を図 4-72 に示す。重要度の score が高いほどそのメッシュの風速が予測に寄与していることを表す。

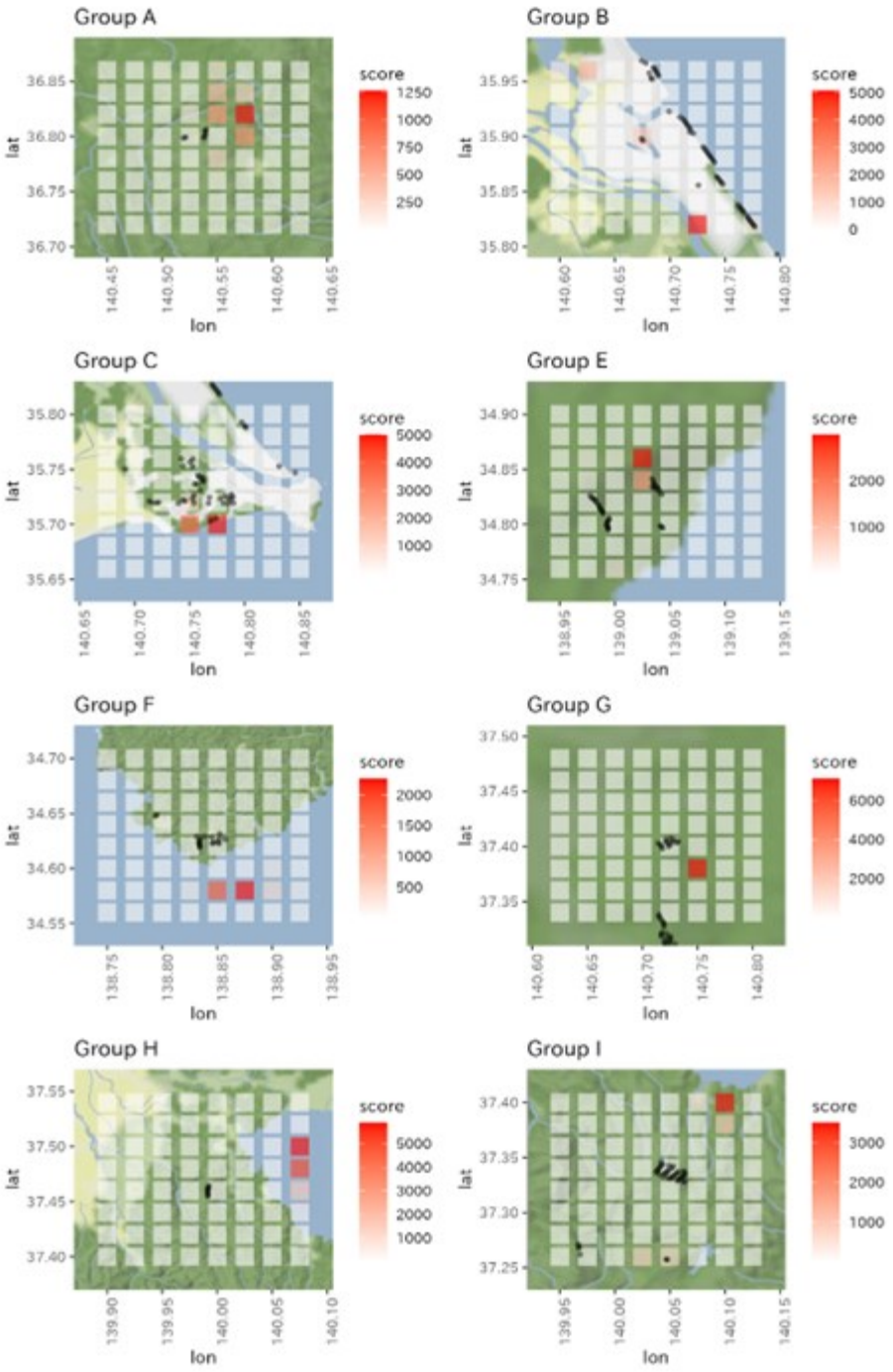


図 4-72 メッシュごとの特徴量重要度（風速）

Map tiles by Stamen Design、under CC BY 3.0. Data by OpenStreetMap、under ODbL.

予測精度の評価値については、各 WFG の地形の特徴を踏まえると、平地・海岸付近の方が総じて精度が良いことがわかる。月別の予測精度を見ても、Group B/C の平地の地点や、Group E/F のような海に近い地点の方が安定した予測精度を示している一方、Group A/G/H/I のような山岳地帯の場合、月毎の予測精度の変動も大きい傾向にあることがわかる。誤差率分布の傾向を見ても、海に近い地点に対して、山岳地帯の場合の方が分布の裾が広く、おお外しの頻度が多いことがわかる。これは、山岳地帯では山の高低差や複雑地形の影響により局所的な風速変化の影響を受けやすく、推定気象実績自体の精度が平地よりも低いためと考えられる。

予報値基準を含めた全体的な精度については、推定実績・5 時間先予測・翌日予測の全断面において誤差率 20%以内を達成した。一方で、 Group A/E/F では推定実績基準と予報値基準での予測精度の差異が明確に表れなかった。これには以下の理由が考えられる。

1.山岳地帯では山の高低差や複雑地形の影響により局所的な風速変化の影響を受けやすいため、 推定気象実績自体の精度が平地よりも低く、 予報気象と推定実績気象の精度の差異が少ない。

2.設備容量に対して低い水準の発電量の頻度が多い Group では、MAE の値が設備容量に対して小さくなり数値上の差異が出づらい。

各グループの特徴量重要度を見ると、 必ずしも風車の位置と近いメッシュが重要とは限らず、周辺のメッシュの重要度の高い場合が多い。Group C/F/H/I については、近傍の海・湖付近のメッシュの重要度が高くなっている。Group E については、周辺でも比較的標高の高い山頂付近のメッシュの重要度が高くなっている。これは、風車のハブ高は少なくとも地上 60-70m 程度であると推定されるのに対し、本検討で利用している LFM のデータでは地上 10m 風を利用している。本来発電量と相関の高い風は、地上ではなくハブ高付近の風であるので、 障害物の少ない海上・湖上・山頂付近の風の傾向が、実際のハブ高の風速と近かったことにより、このような結果を示した可能性が考えられる。

また、採用メッシュ変更による予測精度評価を実施し、各グループにおける特徴量重要度の分布・風車の推定位置・地形の情報をもとに、気象データの採用メッシュ数は変更せず、 位置のみを変更した場合、予測精度にどの程度の変化が生じるかを検討した。採用する気象データのメッシュを変更することによって、わずかに精度が低下している Group もあれば精度が向上する Group もあった。

本検討では、風車位置と特徴量重要度からの仮説をもとに、恣意的なメッシュ選択をしている。最適なメッシュ選択に向けては、 ある程度大きな範囲から重要度の高いメッシュのみを機械的に選択するなどの検討の余地もあると考えられる。

(3) 発電所詳細データを活用したローカル発電出力予測手法の検討

ローカル風力発電出力予測では、エリア予測と比較すると、個々の風車の出力変動の影響を受けやすく、予測精度が低下することが考えられる。したがって、予測精度を改善するためには、個々の風車の出力情報や、そのほかの風況観測値といった種々のデータがどのように予測精度改善に効果があるのかといった検証が必要である。

以上から、本項目ではローカル風力発電出力予測手法を開発するにあたり、予測精度改善に効果があると考えられる個々の風車情報や、風況観測値を取得したうえで、構築した予測手法の予測精度評価を実施することで、種々のデータの活用可能性について検討を行った。

東北域及び関東地域にある 3 つの風力発電所を予測対象とし、予測対象発電所の位置を図 4-73 に示す。

図 4-73　予測対象発電所の位置

SCADA システムにより、発電実績値や風車稼働情報といったデータを取得したうえで、それぞれの発電所付近に新たに風況観測機器を設置し、風況観測値も取得した。今回使用した観測機器に関する特徴を表 4-22 に示す。

表 4-22　風況観測機器の特徴

	SCADA(ナセル)	風況観測マスト	LiDAR
メリット	安価であり、風車の運転状況の把握に活用できる	地形によらず、精度よく風況観測が可能	高高度の測定が可能
デメリット	風車の後流の影響を受けるため、精度に課題あり	高高度測定ができない	高価であり、複雑な地形の場合、精度が低下する

・予測精度評価結果

予測精度評価の結果について青森サイトの予測先日別 MAE を図 4-74 示す。MAE については、他 2 サイトとも同様の傾向であり、①から⑤まで順番に MAE が小さくなっていることが分かる。また、③と④については、従来手法に比べて予測精度が改善していることから、風況観測値の予測精度向上効果が確認できる。さらに、③と④は同程度の予測精度であることから、適切に実績データの処理を行うことで、風況観測マストの代替として LiDAR の利用も可能であると言える。

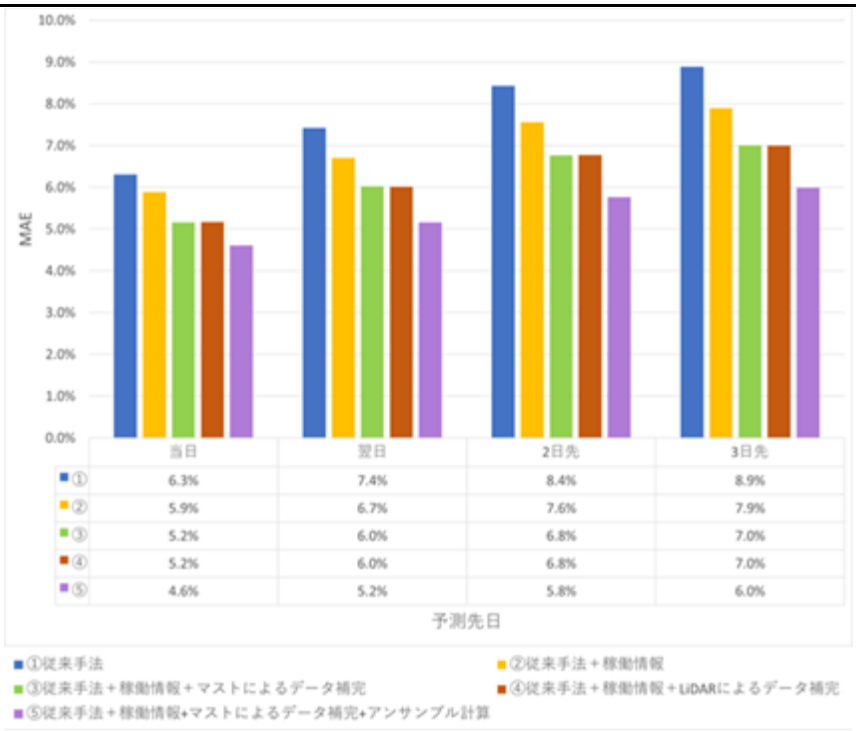


図 4-74　予測先日別 MAE（青森サイト）

本検討では、SCADA システムにより収集した実績データ及び風車情報、風況観測マスト及び LiDAR により取得した風況実績値、海外気象機関を含む数値気象予報値といった各種データを活用した WF 単位の発電出力予測手法を構築し、その予測精度評価を実施することで、各種データの活用可能性について検討した。主な検討結果としては下記となる。

発電実績値のみを活用した従来手法に対して、風車の稼働情報や風況観測値を活用することで、予測精度が改善することを確認した。

LiDAR データについては、データのフィルタリングを適切に実施することで、風況観測マストと同程度の予測精度となることを確認した。

海外気象機関の数値気象予報値によるアンサンブル計算については、WF 単位の予測においても、予測の大外しの低減及び平均的な予測精度の改善効果が得られた。

4.3. (3) 需要のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (3) 需要のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD		

＜アウトプット目標＞

検討した送電系統毎での需要予測手法を改良し、その予測精度を地点別の需要予測手法の予測精度(誤差率10%台)と同程度とする。

＜目標達成状況＞

既存の配電線単位の最大最小需要予測手法に、気温の 2 次を予測式に追加することで日単位の配電用変電所単位の需要予測手法に改良した。これにより、平均予測誤差率 10%前後となり、予測精度目標（誤差率 10%台）を達成した。

＜成果の内容＞

ローカルエリア向けの需要予測方法を開発するため、既に開発済みの需要家契約データ等を用いた配電線区間単位の需要予測方法を改良することで、より広域な配電用変電所単位での需要予測手法を重回帰分析等の統計手法により開発した。また、開発した手法により予測した場合の精度の評価を実施した。

(1) 既存の配電線単位需要予測手法

既存の配電線単位の予測手法は配電線毎に需要家の契約高を集計し、それに重回帰分析で得られた偏回帰係数を乗じることにより、時間毎に実負荷電流値を予測し、夜間の予測値と実測電流値との差を一律補正値として全時間帯を補正することで PV が連系されている配電系統においても予測が可能な手法である。

次に予測の手順は以下の通り。

①各契約を 4 つの種別(電灯・動力・業務用・高圧）に振り分ける。

②配電線区間毎に契約の構成比率毎に 4 つのクラスタに振り分ける。

③各種別・各クラスタ毎の契約容量に偏回帰係数を掛ける。

④③に電流実績をもとにした誤差補正値を足す。

(2) 既存の配電線需要予測から配電用変電所需要予測への改良概要

既存の予測手法は配電線単位の月単位最大または最小需要予測であるため、これを配電用変電所単位の日単位の需要予測手法へ改良開発する。図 4-75 に改良開発するイメージを示す。気象データ等を用いて月単位の最大または最小需要予測を日単位の需要予測が可能となるよう改良開発し、その後、配電用変電所単位に集約することにより最終的な配電用変電所単位の日々の需要予測が可能なように改良していく。

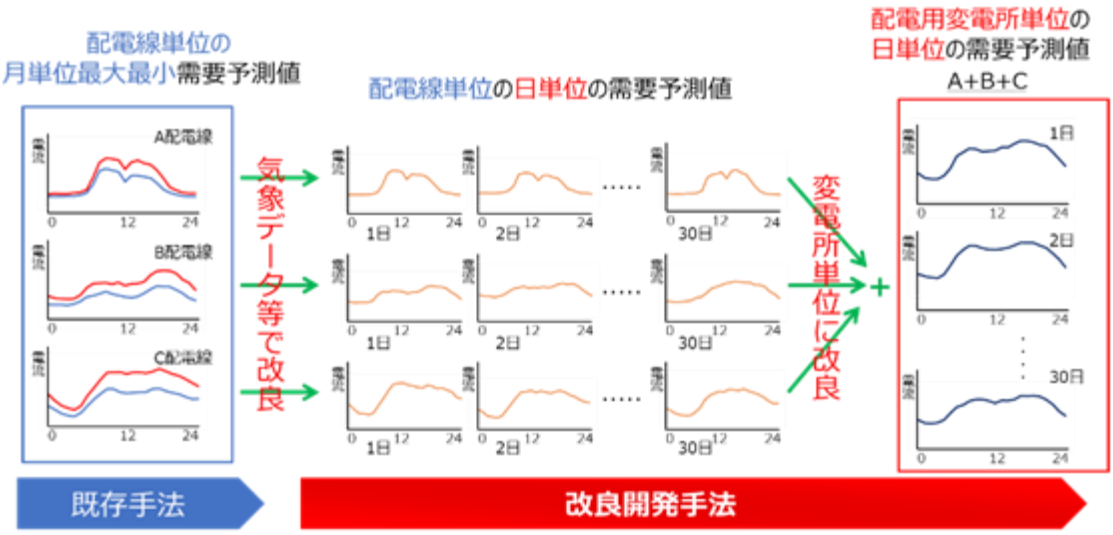


図 4-75　開発する予測手法のイメージ

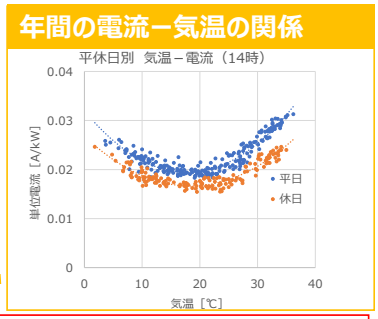
(3) 月単位予測から日単位予測への改良

「月最大最小需要予測」から「日単位需要予測」へ改良するのに活用するデータとして、気象データの分析から気温が電流値と相関の高い指数と見いだし、「月最大最小予測」と気温を使用し予測式を作成した。既存の月単位の最大予測値を最高気温時とし、最小予測値を最低気温時のものとする。最高気温と最低気温の間の気温の予測値は、気温に比例させ電流値とすることで予測をする。

月単位最大最小予測　説明変数：契約容量

$$Y_M^{(t)} = \sum_{w=1}^{4} a_w^{(t)} X_w$$

Y_M：月単位最大または最小負荷電流，a：偏回帰係数
X：電気契約容量，w：電気契約種別（電灯，動力，業務用，高圧）
t：時間断面（24点）



改良

日単位予測　説明変数：契約容量+気温

$$Y^{(t)} = \sum_{w=1}^{4} a_w^{(t)} X_w + \underbrace{\left(a_5^{(t)} Tp^{(t)2} + a_6^{(t)} Tp^{(t)} \right)}_{\text{気温の2次}} \times \sum_{w=1}^{4} X_w$$

$Y^{(t)}$：*実負荷電流（日単位）*，$Tp^{(t)}$：気温

図 4-76　月最大最小需要予測」から「日単位需要予測」へ改良イメージ

結果として、全体の 95.5%（平日）、90.1%（休日）が絶対誤差率 20%以内で予測できた。

仮想変電所単位での日単位予測において平均絶対誤差率 10%以下の精度であり、目標とする予測精度 20%以内を達成し、本予測手法の有効性を確認できた。

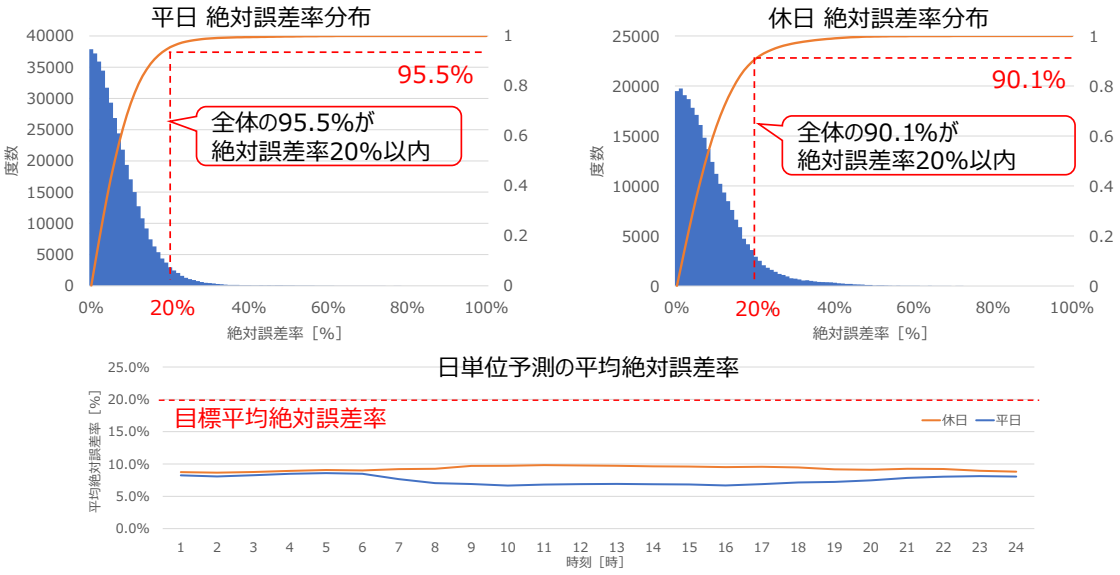


図 4-77　需要のローカル予測精度の評価結果

4.3. (4) 需給運用への予測選択手法の開発

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (4) 需給運用への予測選択手法の開発	達成状況	○
実施者名	東京大学		

＜アウトプット目標＞

適用性評価方法の開発とこれによる指標体系に基づく需給運用への予測選択手法を開発し機能を検証する。

＜目標達成状況＞

指標体系については、予測誤差単独の指標、SCUC-SCED によるエリア全体での指標を開発した。これに続き、混雑管理を含めた運用のための指標として、東京上位 2 電圧モデルを用いて SCUC-SCED を用いた混雑判定の有効性を示した。

静的な予測選択により、過去のデータに基づき予測の特性を評価し、混雑と追加の出力制御の発生に着目した選択が可能であることをプロジェクト内で開発された予測に対して検証した。

＜成果の内容＞

電力システムに複数のローカル予測の適用を検討するにあたり、それらの予測が違う特性を持つ場合、電力システムの運用の状況により適切な予測を選択することが必要になる。本検討では、このニーズに応えるべくローカル予測の選択手法の開発と予測の適用性評価手法の開発を行った。

予測の適用性評価手法の開発の最初のステップとして、エリア予測に関する評価手法の検討を行った。まず、サンプルとなる予測の作成のための基礎的な入力データの収集と整備を行った。さらに、日射量と PV 発電電力（以下、PV 出力）のエリア予測、ローカル予測を作成した。また、プロジェクト内の他機関が開発した予測を対象として、エリア予測に関する適用性評価手法を開発し、各予測の適用性を評価した。

予測の適用性評価にあたって、ローカル予測のデータと電力システム運用モデルの開発の過程で利用可能な情報を活用する予測を評価する指標体系を 3 段階で開発した。一つ目の指標体系はエリア予測の誤差のみに着目し、2 つ目はエリア予測を用いた電力システム運用のシミュレーションによるエリア予測の誤差の影響を評価する。さらに、3 つ目の指標体系はローカル予測を用いた電力システムの運用のシミュレーションに基づく指標体系の開発と評価を行った。

各指標体系及び提案した評価手法により、エリア全体とローカルの PV 出力予測について、予測誤差と混雑管理を含め、電力システムの運用の視点で予測誤差の影響について包括的な評価を行うことができる。電力システムの運用において予測の指標体系を用いて年間の事後評価の結果により予測を選択できる。

また、月ごとや一日ごとでの特性により予測の選択が可能である。混雑の誤判定を重視する場合、事後評価による本評価手法を使って、複数の予測手法により特定の月の混雑判定の結果を分析して各月により適した予測手法を選択できる。

静的な選択手法では、佐京エリアの混雑管理に関して、1)エリアの下げ代と送電線の空き容量が予測区間上限値の幅をカバーできる、2)混雑を見逃しと正しく判定の状況、3)出力制御の増分が少ないという 3 つの条件で、1 年間の SCUC と SCED の結果に基付き、混雑の判定、出力制御量の計画及び運用費用の視点に基づく予測の評価及び選択が可能であることが示された。

動的な選択手法では、前日 SCUC の結果から、PV 出力の予測誤差に対するエリアの対応能力を示唆する「過少予測の最大値に対しブランチの空き容量、火力発電機の下げ代の 24 時間（48 断面）合計」が最小の予測を選択し、いずれもゼロの場合はコストが最小の予測を選択するという選択条件により、年間の追加出力制御量と発電コストについてパレート優位な動的な選択が行われたことが確認できた。

今回実施した動的選択アプローチは、前日の SCUC 結果に基づいており、過去の実績データを直接活用する手法ではない。過去の実績データやパフォーマンス履歴などの情報を統合するアプローチを採用することにより、予測選択の結果がパレートフロントに近接することが期待される。

今後の課題として、今回エリアに集中した PV 設備容量のシナリオで評価したが今後大量の再エネがエリア規模で分散されたシナリオにも予測の選択技術の開発が必要である。最後に本事業で紹介したコンセプトと開発した指標体系は今後、再エネの大量の導入シナリオがますます円滑に実現されるように電力システムの利害関係者のニーズに合わせて開発し続ける。

4.3. (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発	達成状況	○
実施者名	東京大学		

＜アウトプット目標＞

実証試験データに対し PV 出力制御モデルを用いた定量分析を実施し、PV 出力制御モデルの有効性を評価する。

＜目標達成状況＞

ローカル日射予測技術の適用に向け、ローカルエリアの PV の出力分布に着目し、系統制御を確実かつ無駄なく計画し、出力制御マージンの管理を実施する手法を開発し、年間の出力制御量の低減効果と不足頻度を検証し、また運用によるデータ収集にもとづく機能改善のフローをまとめた。

＜成果の内容＞

系統制御時の PV 出力の制御特性の評価手法を開発し、実証試験データに基づく定量分析を実施し、分析をもとに大量に PV が導入された将来系統において、様々な PV を考慮した出力制御特性の検討を行った。本検討では、設置条件や過積載率の異なる太陽光パネルが大量に導入される将来系統において合理的な系統制御の実現のため、限られた PV 出力の実績データを用いて系統制御時の PV 出力の制御特性評価を行い、PV 出力制御（PV 制御）を精度よく実現するための指令値を算出する方法を開発した。

あるローカルエリアの発電出力予測値を元に系統の混雑を考慮し PV 制御を行うときに、一番単純な方法は、制御出来るすべての PV の出力がすべて同一の定格値と仮定し制御指令値を求める方法である。しかし各 PV はその場所での天気、設置条件、過積載率、建物や地形による影、メンテナンスや故障による出力の低下などがあり、出力がすべて同一の定格値となっていない。

より合理的な系統制御を行うため、エリアの過去の PV の発電実績から発電出力の分布の特徴を分析し、その分析した出力分布から制御特性を導き出す手法とすることにした。

結果として、制御指令値関数（PVCF）はエリア内の限られた PV 実績データで作成出来ることが示された。PVCF をその特性(エリア地域性、発電出力帯別、ファーム型・ノンファーム型)に合わせ作成すると、対象時刻の制御指令値とエリア出力の関係式 OCNF の特性を正しく捉えていることがわかった。

PVCF 作成に使用するデータが１ヶ年程度であると「月」「時」「出力帯」のグループデータ数が少なく、月・時刻・発電出力予測から選択した PVCF が安全サイドになっていない OCNF ケースが存在したが、限られた PV 出力データから作成した PVCF 作成方法は合理的であると言え、現時点でもある程度実用的に使用出来ることが示唆された。

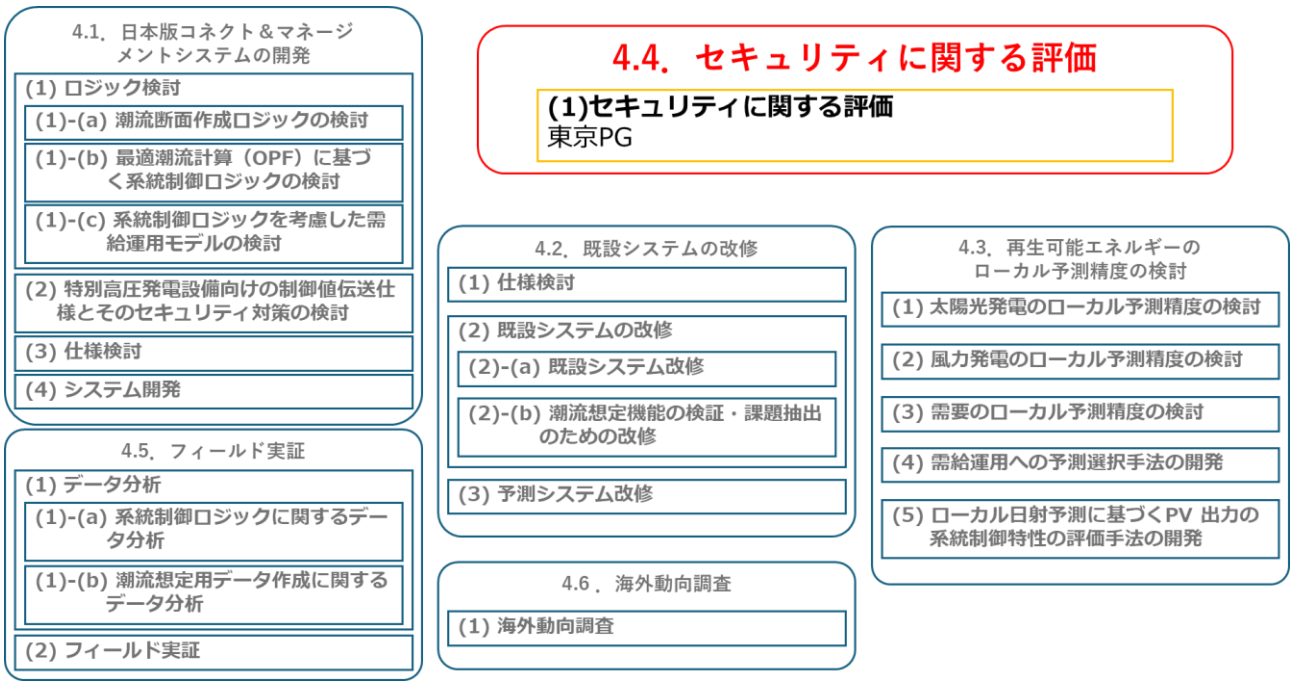
本手法で作成した PVCF は追加収集したデータを用いて改良することが出来る。より精度を高めるため、PV 制御がかかっていない実績データを集めることが重要である。

4.4. セキュリティに関する評価

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) セキュリティに関する評価 ・リスク評価・対策検討 ・ペネトレーションテスト ・評価	→	→	→	→

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.4. (1) セキュリティに関する評価

テーマ名	4.4. セキュリティに関する評価 (1) セキュリティに関する評価	達成状況	○
実施者名	東京 PG		

＜アウトプット目標＞

2022 年度～2023 年度において、ペネトレーションテストにより、リスク評価の妥当性を確認し、セキュリティ対策の効果検証及び課題の洗い出しを完了する。

＜目標達成状況＞

ペネトレーションテストを完了し、課題を抽出し必要なセキュリティ対策を講じた。

＜成果の内容＞

外部のセキュリティ診断専門企業に委託して、開発システムのセキュリティリスク机上検討及び対応策について検討を行った。リスク評価においては、各拠点に含まれるサーバ機器とその重要機能、保存している重要データと接続方法、関連する人を整理してモデル化、NIST SP800-30r1 に基づく網羅的な脅威の一覧を用いて脅威・脅威の源・脅威対象を洗い出し、約 5000 件の攻撃シナリオを評価した。リスク評価の結果として脅威を抽出した。

続いて、リスク評価によりリスク高または中と判定された脅威に関して、当初想定の対策を実施した場合の対策評価を実施し、追加対策が必要な箇所については、日本版コネクト＆マネージメントシステムのプログラム完成後ソースコードセキュリティ診断を実施し、結果に応じてプログラミング修正を行うこととした。また、検討したセキュリティ対策については、日本版コネクト＆マネージメントシステムのセキュリティ仕様書に反映した。

4.5. フィールド実証

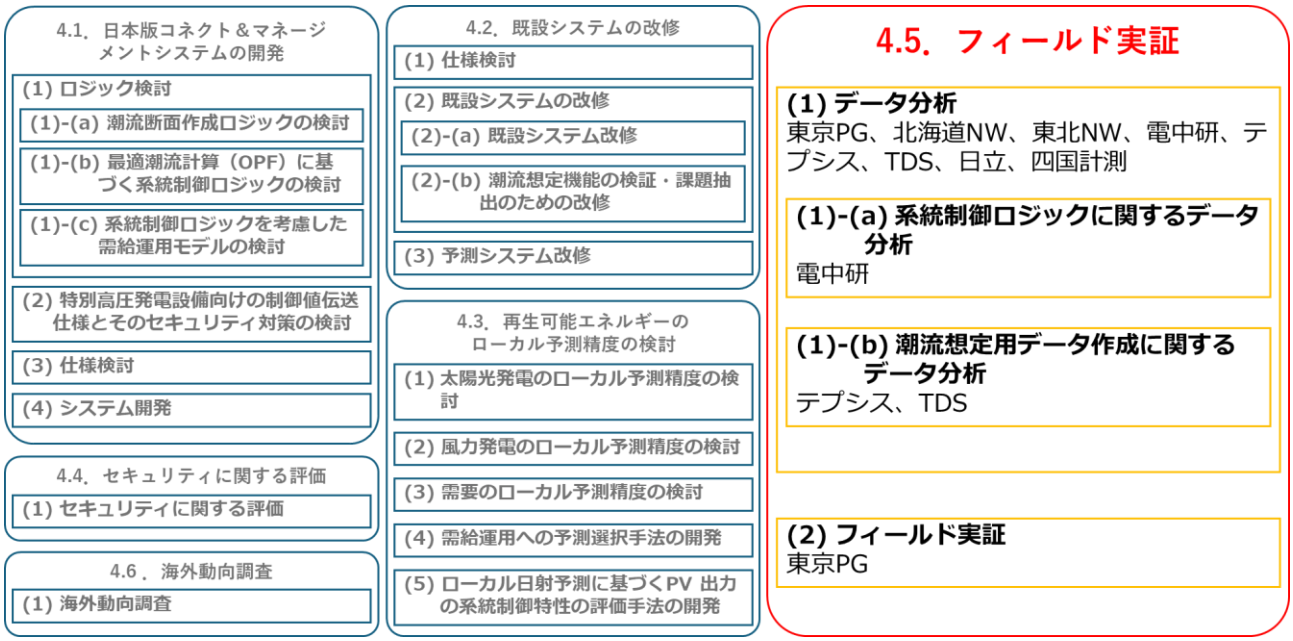
開発したシステムの妥当性を評価するうえで、実際の出力制御機器へ出力制御信号を与え、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっている事を確認するため、東京エリアのローカル系統でフィールド実証を実施し、配信した出力上限値に基づき出力制御を実施している事を確認した。

また、試験系での検証として、システムで作成した想定潮流と実績潮流を比較検証し算出ロジックの妥当性を評価したうえで、予測誤差を踏まえた必要マージン量について整理した。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) データ分析				
(1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析		→	→	→
(1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析		→	→	→
(2) フィールド実証				
・実証・評価方法の検討	→	→		
・実証の実施調整		→	→	
・実証設備の構築		→	→	
・フィールド実証試験			→	→

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.5. (1) データ分析

テーマ名	4.5. フィールド実証 (1) データ分析 (1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析 (1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、電中研、テプシス、TDS、日立、四国計測		

＜アウトプット目標＞

フィールド実証で得られたデータについて、潮流想定ロジック・制御ロジックによる算出結果及び実系統の実績データと比較・分析し、評価したうえで実運用を考慮した算出ロジックを決定する。

全系統において、状態推定ロジックの検証を実施し、フィールド適用が可能である精度を有していること、将来系統への拡張性を有していることを確認する。

全系統において潮流断面作成ロジックの検証を実施し、フィールド適用可能な精度を有していることを確認する。

＜目標達成状況＞

システムで作成した想定潮流結果から、予測誤差を分析し、予測誤差を踏まえた必要なマージン量の算出方法及び、見直し時期について確立した。

マージン量については、検証から系統規模により予測誤差が異なる事を確認し、一律ではなく、系統毎に設定する必要がある事を整理した。

検証の結果、群馬エリアの 1 ローカル系統では 10%程度のマージンが必要であることを整理した。

＜成果の内容＞

システム仕様に反映した潮流想定方法及び系統制御ロジックの有効性や適用性、調整力やエリアの需給状況に与える影響等をデータに基づいて分析実施した。

データ分析において、フィールド実証で得られたデータについて、潮流想定ロジック・制御ロジックによる算出結果及び実系統の実績データと比較・分析し、評価したうえで実運用を考慮した算出ロジックを決定した。

(1) 系統制御ロジックに関するデータ分析

本検討では DCOPF に基づく混雑処理ロジックのデータ分析、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術の検討、電力潮流解析に関する先駆的技術の海外調査を実施した。

2022 年度から 2023 年度において、先駆的技術の海外調査を実施するとともに、ACOPF に基づく系統制約評価の概念実証モデルを構築し、将来の系統制約管理への適用を検討した。成果としては、LMP の最適感度ΔLMP に基づく系統指標を提案した。活用先としては、将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）の系統制約管理ロジックを想定している。

・ΔLMP により、系統制約の影響を母線/ゾーン毎にコスト化が可能となる。
・混雑/非混雑系統の判別、混雑の厳しさのレベル化、いつの時点で、何処に、どれだけのコスト的影響があるのかを評価などへの利用が期待できる。
・ΔLMP は、系統の運用者と利用者の双方に有用な指標としての活用が期待できる。
　✓系統運用においては、系統の何処にどれだけの供給力・調整力を準備すべきか、の情報
　✓系統利用においては、系統制約を考慮した経済的な電源の配置や運用の事業性の検討に資する情報

(2) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析

佐京連系線系統、ローカル系統を用いた検証において、想定の精度を高めるため、固有負荷想定誤差、発電予測・計画誤差、その他誤差に誤差要因を分類し、詳細なデータ分析を実施した。

・佐京連系線における精度向上の検討

佐京連系線におけるデータ分析の結果、精度向上策として、特別高圧需要家等の負荷想定補正や再給電方式による基幹系統の送電線補正といったロジックを追加することで、昼間帯における平均誤差が 2.6%に、最大誤差は 4.2%まで改善することを確認した。（図 4-78）

項目	精度向上前[%]	精度向上後[%]
平均誤差	6.0	2.6
最大誤差	7.5	4.2

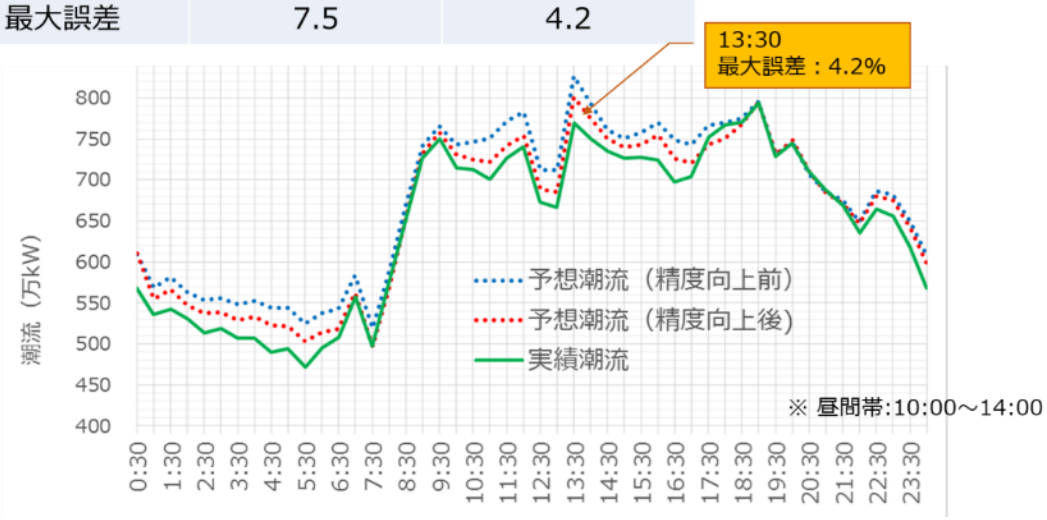


図 4-78 佐京連系線における精度向上結果

・ローカル系統における逆潮流計測不可配変の潮流推定

配変の実績値は逆潮流対応 TM と順潮流 TM の 2 種類がある。逆潮流対応 TM はそのまま使用できるが、順潮流 TM は逆潮流時間帯にゼロが出力されるため補間が必要である。補間方法は、以下の 2 通りの方法を検討した。

✓次のランキングの値を使用する。

✓送電線内の差し引きから配変の実績値を推定する。

ローカル系統の送電線内の複数の配変について、各々の方法で推定した。

推定値の精度を確認するため、配電系統における配変に接続する配電線の送り出し箇所の計測値を参考情報として使用した。（配電系統の潮流情報は、給電システムで採取していないため、現状、C&M システムでは使用できない）

送電線の差し引きによる推定が次のランキングを適用する手法に比べて精度が高いことを確認した。また、以下の図 4-79 は配電系統の計測値と重ねることで比較した結果である。配電系統の計測値と補間値がほとんど一致することが確認できた。

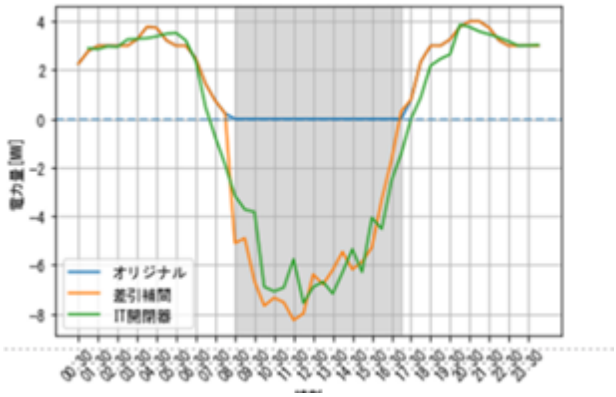


図 4-79 配電系統の計測値との比較

以上の結果から、配変の補間は送電線内の差し引きから算出することとする。

・その他の誤差要因

その他の誤差要因は、需要想定誤差や需要カーブの違いによる誤差に起因する固有負荷想定誤差、再エネの出力予測と実出力との差異、電源Ⅲなどの発電事業者の計画提出値と実出力との差異、テレメータ誤差、変電所所内負荷などのオンライン計測が困難なデータ誤差などが考えられる。これらは、現在の電力設備上、ある程度の精度向上限界があるため、系統ごとの特性を見つつ、適正な安全マージンを設定していくことが必要である。

4.5. (2) フィールド実証

テーマ名	4.5. フィールド実証 (2) フィールド実証	達成状況	○
実施者名	東京 PG		

＜アウトプット目標＞

需給制約と系統制約の協調運用が図れ、混雑を発生させることなく適正運用ができることを可能とする。

インターネットによるスケジュール配信（高圧以下電源）と、専用回線による出力制御（特別高圧電源）に対し、適正な運用を可能とする。

上記についてフィールド実証にて確認し、開発システムの効果確認と課題の抽出を実施する。

＜目標達成状況＞

実制御検証において、高圧事業者（5 社）に対してインターネットを介して出力上限値についてスケジュール配信を実施し、配信した出力上限値に基づき出力制御を実施している事を確認した。

特高事業者（4 社）に対して、出力制御を実施し、系統に与える影響について評価を実施。ループ系統における潮流感度も踏まえ演算結果と実制御結果の妥当性を確認した。

＜成果の内容＞

フィールド実証については、システム単体での検証と、実系統で実際に出力制御を実施しての検証の２つで確認・評価を実施した。

システム単体での検証については、出力制御を算定するうえで必要となる、想定潮流について、ロジック検討で構築した仕様の妥当性の確認・評価を実施した。

また、ノンファーム方式による出力制御により系統混雑が解消できるか、ロジック検討で構築した出力制御演算仕様について妥当性の確認・評価を実施した。

実系統で実際に出力制御を実施しての検証については、東京電力パワーグリッド管内のノンファーム適用系統にて実施した。

実際の出力制御機器へ出力制御信号を与えることで、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっていることの確認と、出力制御による系統の潮流変化を確認した。

上記を実施するにあたり、実証の対象となる系統にノンファーム型接続電源の連系が少なく、検証の評価が得られない虞があったため、ファーム型接続電源に協力を頂き検証を実施した。

(1) 系統混雑解消のためのフィールド実証

本システムは、系統混雑が生じるような状況化で適切な混雑管理を行い、制御対象となる電源に対し、確実に出力制御を実施することで系統混雑を解消する事を目的に、フィールド実証においては、以下の項目を評価し、その結果を出力制御量算出のロジック修正や予測精度向上にフィードバックした。

ａ．想定潮流の妥当性

ｂ．制御量算出ロジックの妥当性

ｃ．実制御後の混雑解消

フィールド実証については、以下の 2 段階に分けて実施した。

実証試験①　本システム単体での検証

実証試験②　実際の出力制御機器を制御して検証

実証試験①　本システム単体での検証

系統制御に関する出力制御量は、本システムで作成した想定潮流をもとに算出するため、想定潮流精度の妥当性を評価する必要がある。

また、想定潮流は自然変動電源や需要変動の影響による想定誤差が不可避なため、適切なマージン量を確保したうえで出力制御量を算出する事が必要。

そのため、本システムで作成した想定潮流と実績潮流の差異を分析し、妥当性評価とマージン量の算出を実施した。

東京エリアの 154kV 上越幹線において、複数日の昼間時間帯の想定潮流と実績潮流の平均誤差について算出した結果、曇りの日と晴れの日で誤差が異なる事が分かった。太陽光発電所が多く連系している系統での混雑については太陽光発電が多く出力する晴れの日に着目した場合、平均誤差は 1%～2%程度の誤差がある事が分かった。

また、想定潮流と実績潮流のズレ（⊿P)を求め、正規分布に置換えた時の 3σ(99.7%)値からマージン量を算出した結果、現時点では晴れの日で 10%程度必要と評価した。

※3σ(99.7%)値を使用しているものの、上振れ誤差側を考慮し 0.3%の半分で評価している。

※評価した時間帯については、本系統は太陽光発電の連系が多いため、太陽光発電出力が大きくなり系統混雑が生じやすいと想定される 11:00~14:00 の時間帯とした。

なお、本評価については一例であり、予測誤差は不可避であること、かつ、送電線に接続する電源や需要等により、想定誤差の生じやすさが異なるため、マージン量は系統一律とはせず、送電線ごとに設定する必要がある。

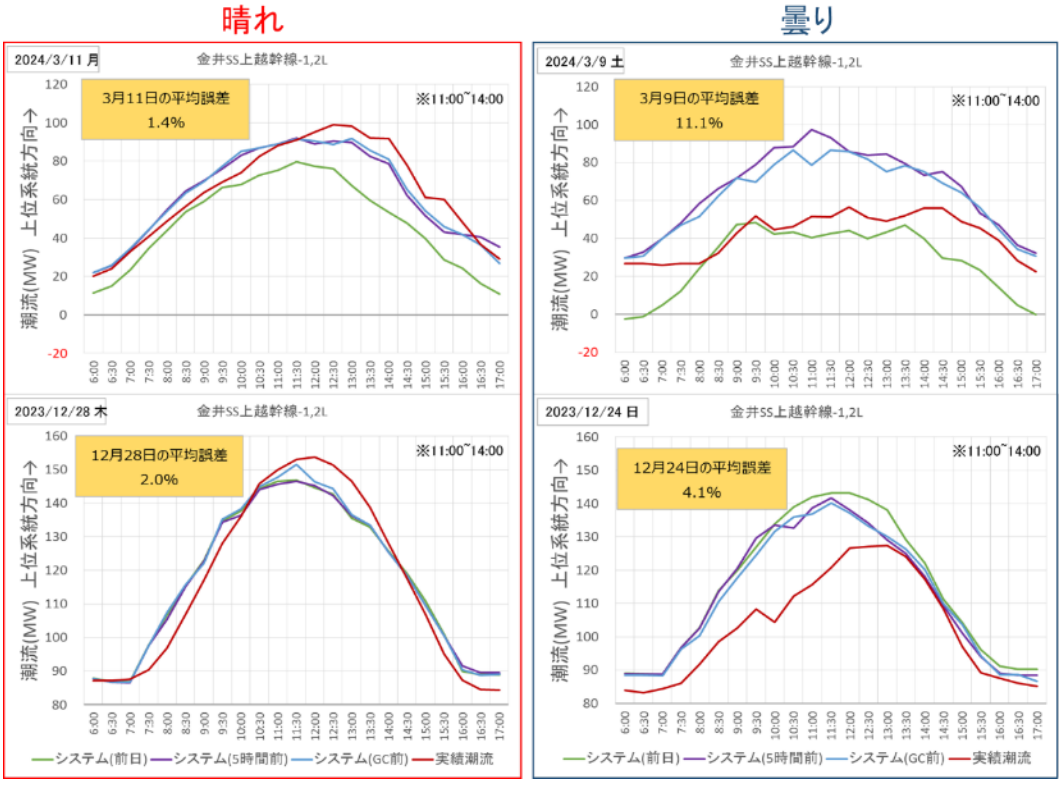


図 4-80　日ごとの実績潮流と想定潮流結果

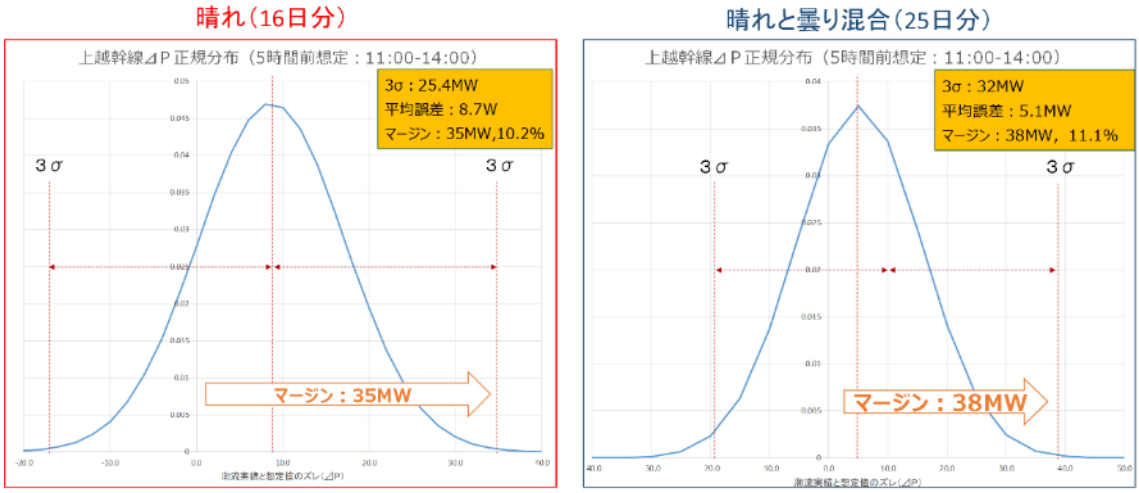


図 4-81　複数日の想定誤差正規分布３σ

系統混雑が生じるような状況化で、制御対象となる電源に対し、確実に出力制御を実施することで系統混雑を解消する事を確認し妥当性を評価した。

図 4-82 演算結果　制御前潮流結果のとおり、仮想的に系統混雑を模擬するため、送電線の運用設定値を下げた値に設定（本試験では 11MW）し、想定潮流演算を行った結果、システムにて混雑と判定し赤色となる事を確認した。

系統混雑に伴う、出力制御量について図 4-83 演算結果　必要制御量算出結果のとおり算出し、当該混雑系統に接続するノンファーム電源に対し、発電計画値に対する一律制御量を図 4-84 演算結果　制御量配分結果の通り配分する事を確認した。

ノンファーム電源が、配分された制御量にて出力制御した結果の潮流演算結果を確認した結果、図 4-85 演算結果　制御後潮流結果のとおり当該送電線の混雑が解消されている事を確認した。

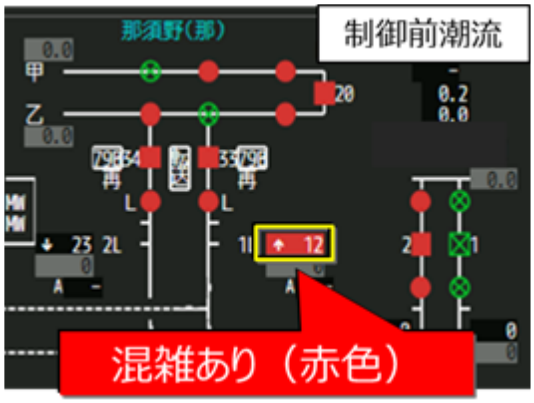


図 4-82　演算結果　制御前潮流結果

図 4-83　演算結果　必要制御量算出結果

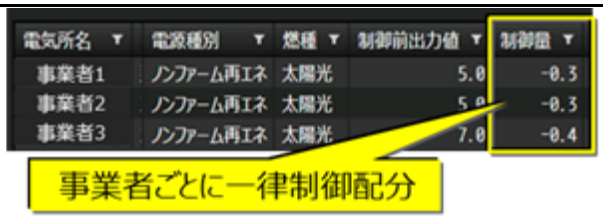


図 4-84　演算結果　制御量配分結果

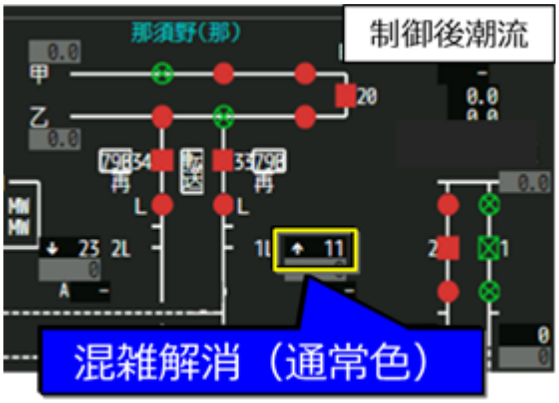
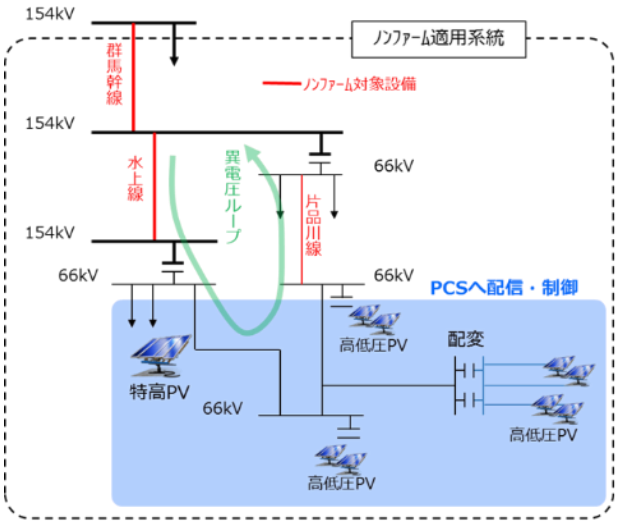


図 4-85　演算結果　制御後潮流結果

実証試験②　実際に出力を制御して検証

実証試験の対象エリアとしては、2021 年 4 月時点で東京エリアにおいてローカル系統のノンファーム試行運用を開始した群馬エリアを選定し、高圧・特別高圧の太陽光発電事業者を対象に実証試験の参加を募集し、参加意思決定を示した事業者に対し試験を実施した。

実証系統については 154kV、66kV の異電圧ループ系統を構成するエリアにて実施した。



左図系統への連系個所数
（154,66kVkV）

種類	個所数
水力	39
配電用変電所	**22**
PV	**5**
バイオ	1
需要家	17

※ 高低圧PVは配電用変電所の2次系に連系

図 4-86　実制御検証対象エリア

出力制御の検証として、以下の 2 つの目的をもとに実証試験を実施した。

・検証Ⅰ：実機器の応動確認

実際の出力制御機器が出力制御信号を与える事で、システムの演算結果に基づき、実機器が応動することを確認する。

・検証Ⅱ：系統の影響確認

系統混雑の解消のため、システムの演算結果に基づいて機器が応動し、潮流が変化する事による、系統に与える影響を確認する。

検証Ⅰ（実機器の応動確認）

実機器への応動確認においては、出力制御機器へ出力制御信号を与える必要があるため、接続ルールとして出力制御機能付ＰＣＳ等の設置が必須である高圧発電事業者の 5 箇所の発電所を対象に 10:00～15:00 でステップ的な出力制御試験を 3 日間実施した。

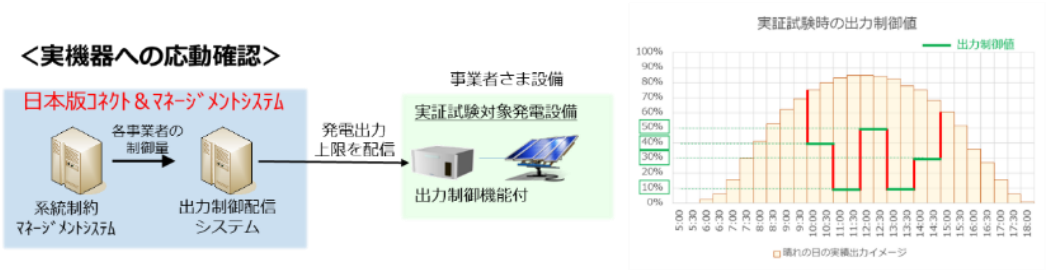


図 4-87　実機器への応動確認試験イメージ

	10:00～10:30	10:30～11:30	11:00～11:30	11:30～12:00	12:00～12:30	12:30～13:00	13:00～13:30	13:30～14:00	14:00～14:30	14:30～15:00
出力制御上限率	40%	40%	10%	10%	50%	50%	10%	10%	30%	30%

出力制御上限率：出力上限量／同時最大受電電力

図 4-88　出力制御時間及び出力制御上限率

本システム（出力制御配信システム）にて試験対象事業者へ図 4-89　出力制御配信システムでの上限値設定状況とおり出力上限値を配信し、図 4-90　発電事業者ごとの上限値取得結果のとおり各対象事業者の出力制御ユニット等で正常に出力上限値を取得できている事を確認した。

図 4-89　出力制御配信システムでの上限値設定状況

図 4-90　発電事業者ごとの上限値取得結果

対象発電所が出力上限値を取得し、上限値どおり実際の発電出力が制御されているかについて、発電事業者の運転データを収集し確認した結果、出力上限値以内で制御されている事を確認した。

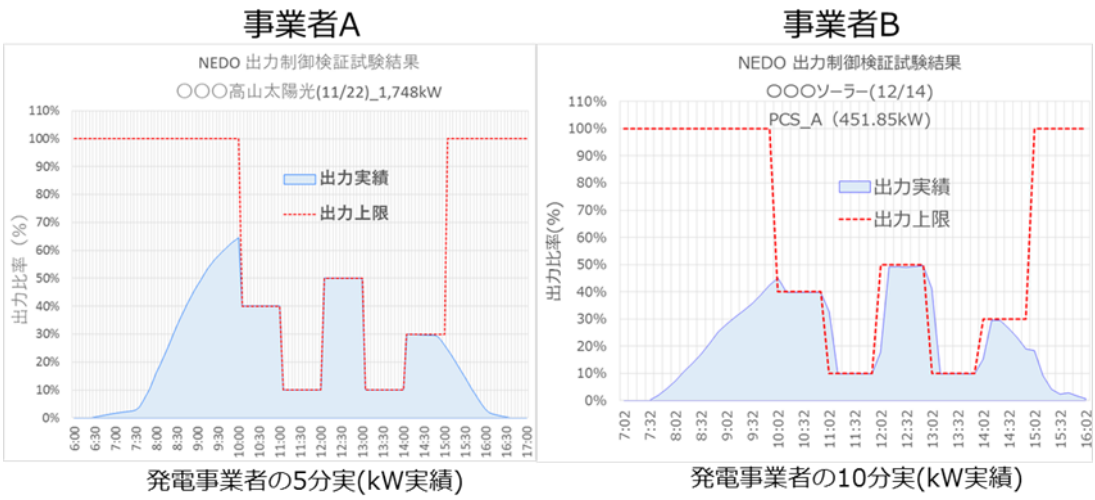


図 4-91　発電事業者ごとの出力制御試験結果

※事業者Ｂについて制御遅れはあるものの、ＰＣＳ技術仕様書の制御遅れ許容範囲内(5~10 分)であることを確認

検証Ⅱ（系統の影響確認）

電力系統への影響を評価するうえでは、発電出力が大きい程、確認に効果的なため、特別高圧事業者を対象に試験を実施した。

なお、出力制御機能付ＰＣＳ等を設置している特別高圧事業者が実証系統に接続していないため、手動にて出力制御が実施可能な特別高圧事業者の 4 箇所の発電所を対象に、出力制御の実施による系統の変化を確認した。

出力制御量については、系統の影響を確認しやすくするため、発電出力を 0%とする試験を 1 日 3 回実施し、同様の試験を 3 日間実施した。

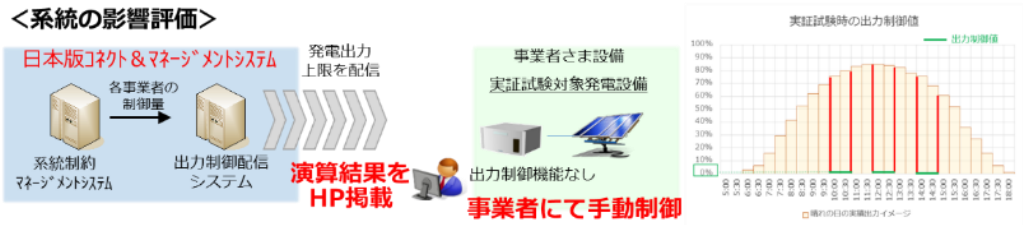


図 4-92　系統の影響評価確認試験イメージ

	10:00～10:30	10:30～11:30	11:00～11:30	11:30～12:00	12:00～12:30	12:30～13:00	13:00～13:30	13:30～14:00	14:00～14:30	14:30～15:00
出力制御上限率	0%	0%	—	—	0%	0%	—	—	0%	0%

出力制御上限率：出力上限量／同時最大受電電力

図 4-93　出力制御時間及び出力制御上限率

実証エリアである群馬系統にて、2023 年 11 月～12 月で出力制御による系統への影響評価の確認を実施した。

本実証エリアは 154kV と 66kV の異電圧ループ系統を構成している。

ループ系統においては、発電出力制御による送電線への潮流変化は、分流効果が影響してくるため、複数個所における潮流確認と、同時に出力制御を実施する発電所を変えて影響評価を実施した。

潮流確認箇所からみた、発電所ごとの潮流影響評価を机上にて算出し、実際の出力制御による潮流変化を確認した。

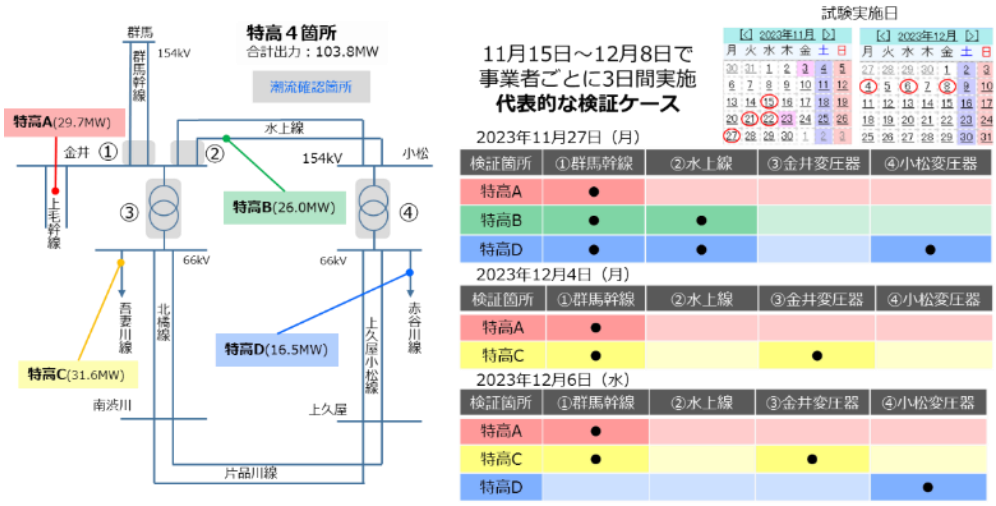


図 4-94　検証エリアと検証パターン

① 2023 年 11 月 27 日（月）の試験結果（天候晴れ）

試験当日は天候もよく、試験対象発電所の出力は高出力となっていた。

出力制御時間帯において、発電出力を 0 出力まで制御を実施し、系統の影響確認を実施した。

	10:00	12:00	14:00
⊿P総合	47MW	54MW	37MW

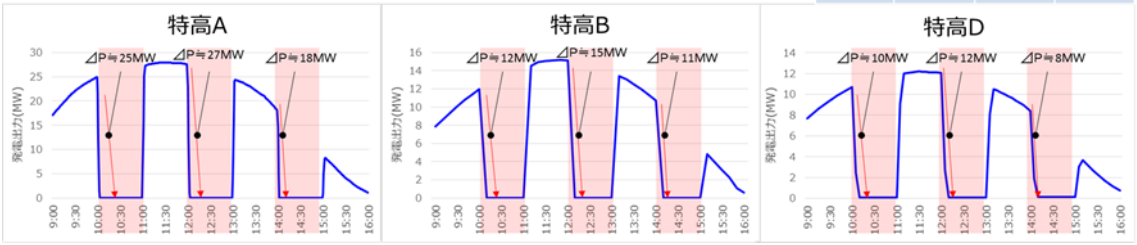


図 4-95　対象発電所の出力制御結果

ａ．群馬幹線の系統影響評価

群馬幹線から見て試験対象電源が放射状系統への接続となるため、群馬幹線の潮流は出力制御した量と同等程度の潮流減少効果を確認した。

検証エリアの太陽光増加や需要減少などが重なり、潮流減少効果は 93%程度となった。

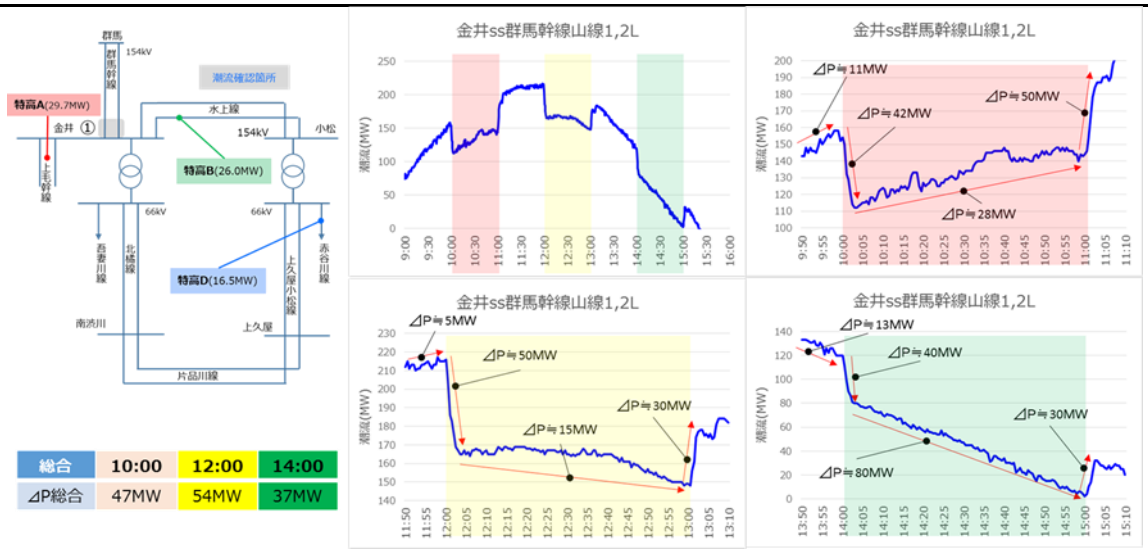


図 4-96　群馬幹線の潮流変化実績

b．水上線の系統影響評価

水上線はループ系統のため、制御量が直接的に潮流変化するわけではない。

机上の計算ツールにより分流効果を算出し、実制御試験での潮流変化と比較を実施。

特高Ｂ・特高Ｄの出力制御量に、机上計算で算出した分流効果を考慮した潮流変化量と、実際の潮流変化実績を比較した結果、ほぼ近しい結果を確認し、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

＊12:00 時点では想定変化量 22.95MW に対し、実際の潮流変化は 23MW 程度

（想定変化量＝特高Ｂ出力制御量 15MW×0.97+特高Ｄ出力制御量 12×0.7=22.95）

分流効果	水上線	小松	金井
特高B	97%	—	—
特高D	70%	69%	26%

図 4-97　机上計算による特高Ｂ・特高Ｄの分流効果結果

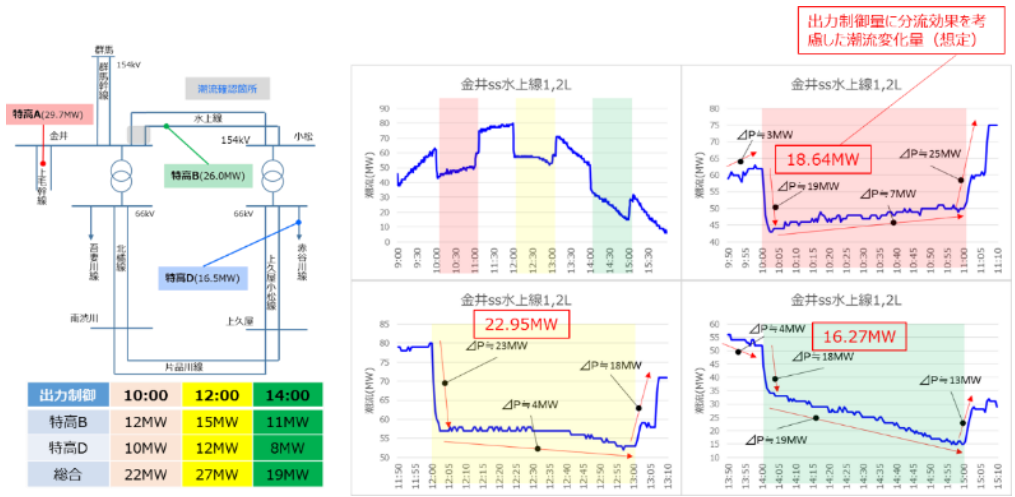


図 4-98　水上線の潮流変化実績

c．小松変圧器の系統影響評価

水上線と同様に、机上で算出した分流効果を踏まえ、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

＊12:00 時点では想定変化量 8.28MW に対し、実際の潮流変化は 7MW 程度

（想定変化量＝特高 D 出力制御量 12MW×0.69=8.28）

分流効果	水上線	小松	金井
特高D	70%	69%	26%

図 4-99　机上計算による特高Ｄの分流効果結果

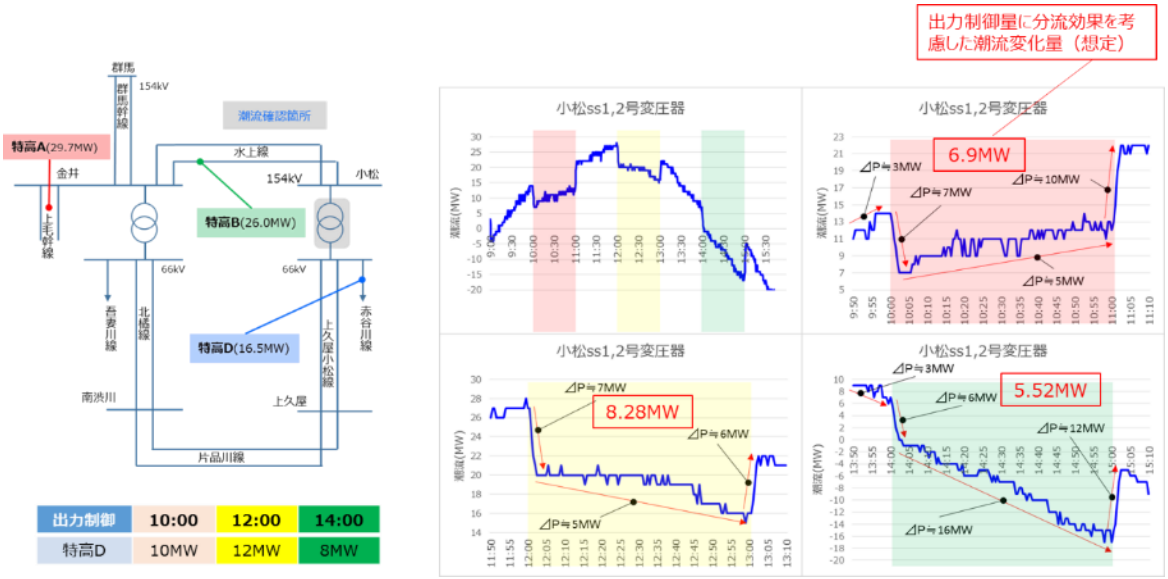


図 4-100　小松変圧器の潮流変化実績

② 2023 年 12 月 4 日（月）の試験結果（天候晴れ）

2023 年 11 月 27 日同様に試験当日は天候もよく、試験対象発電所の出力は高出力となっていた。
出力制御時間帯において、発電出力を０出力まで制御を実施し、系統の影響確認を実施した。
ループ系統内の金井変圧器の影響評価を確認するため、特高Ｃに着目し検証評価を実施した。

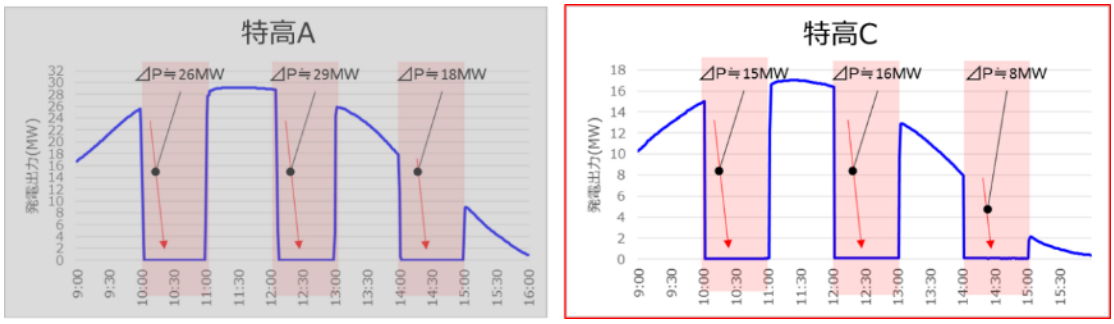


図 4-101　対象発電所の出力制御結果

a．金井変圧器の系統影響評価

金井変圧器はループ系統のため、制御量が直接的に潮流変化するわけではない。

机上の計算ツールにより分流効果を算出し、実制御試験での潮流変化と比較を実施。

特高Ｃの出力制御量に、机上計算で算出した分流効果を考慮した潮流変化量と、実際の潮流変化実績を比較した結果、ほぼ近しい結果を確認し、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

＊12:00 時点では想定変化量 16MW に対し、実際の潮流変化は 14.72MW 程度

（想定変化量＝特高Ｃ出力制御量 16MW×0.92=14.72）

分流効果	水上線	小松	金井
特高C	—	92%	8%

図 4-102　机上計算による特高Ｃの分流効果結果

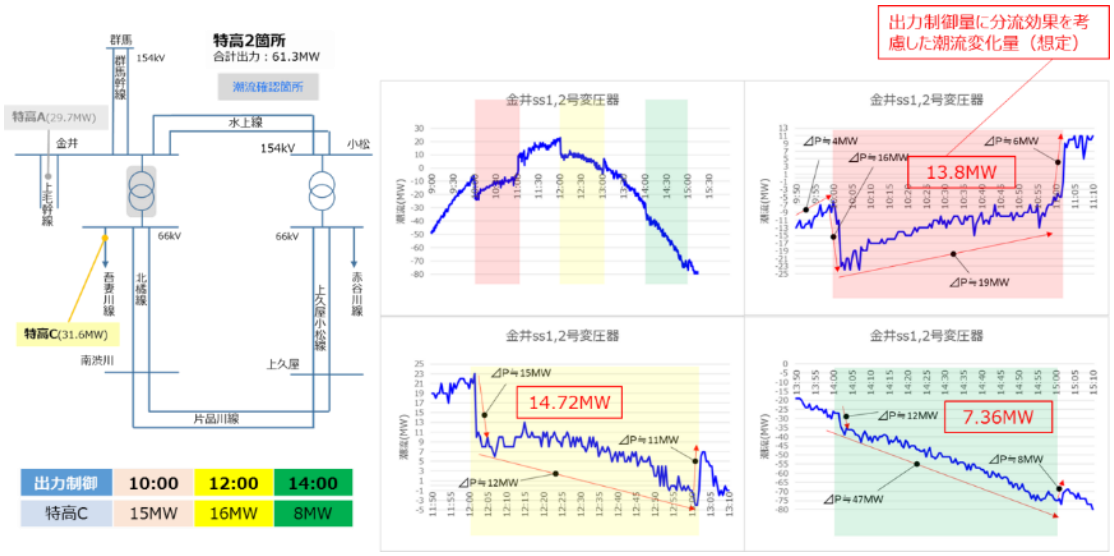


図 4-103　金井変圧器の潮流変化実績

③　日照の変化による系統影響評価（天候曇り）

天候が曇りの時など、日照の変動により潮流が大きく変動し、発電出力との影響を把握する事はできなかった。

ただし、日射の低下により太陽光出力が低下しており、系統制約が解消する方向となるため、系統への影響は小さいものと考える。

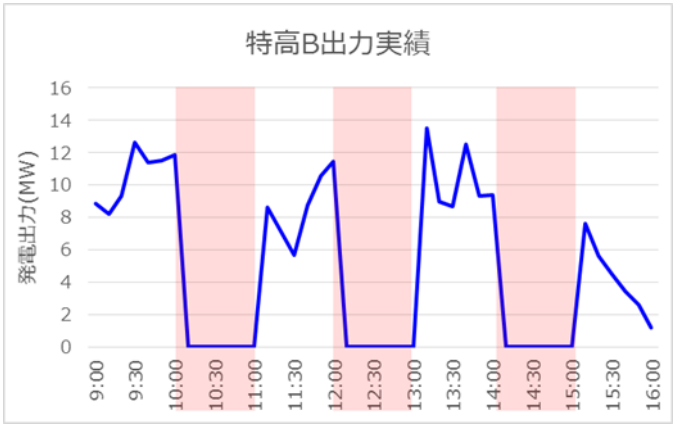


図 4-104　特高Ｂの出力制御結果

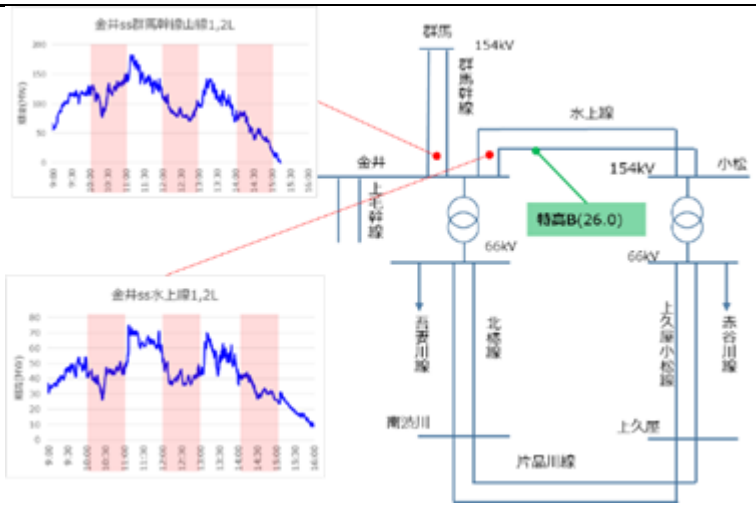


図 4-105　群馬幹線と水上線の潮流変化実績

(2) 下げ調整力不足解消のための試験系フィールド実証

下げ調整力不足が生じるような状況において、優先給電ルールに基づいた出力制御を実施し、下げ調整力不足の解消を目的としていることから、以下の項目について分析評価、ロジックの妥当性の確認を実施。

ａ．電源種別ごとの制御回数の妥当性評価

下げ調整力不足が生じるような状況を作成し、複数日の出力制御を行い、優先給電ルールによる電源種別毎（電源Ⅲ、専焼バイオマス、地域資源バイオマス、太陽光・風力)の制御順位に基づいた制御回数の確認を実施した。

図 4-106　優先給電ルールによる制御回数イメージ

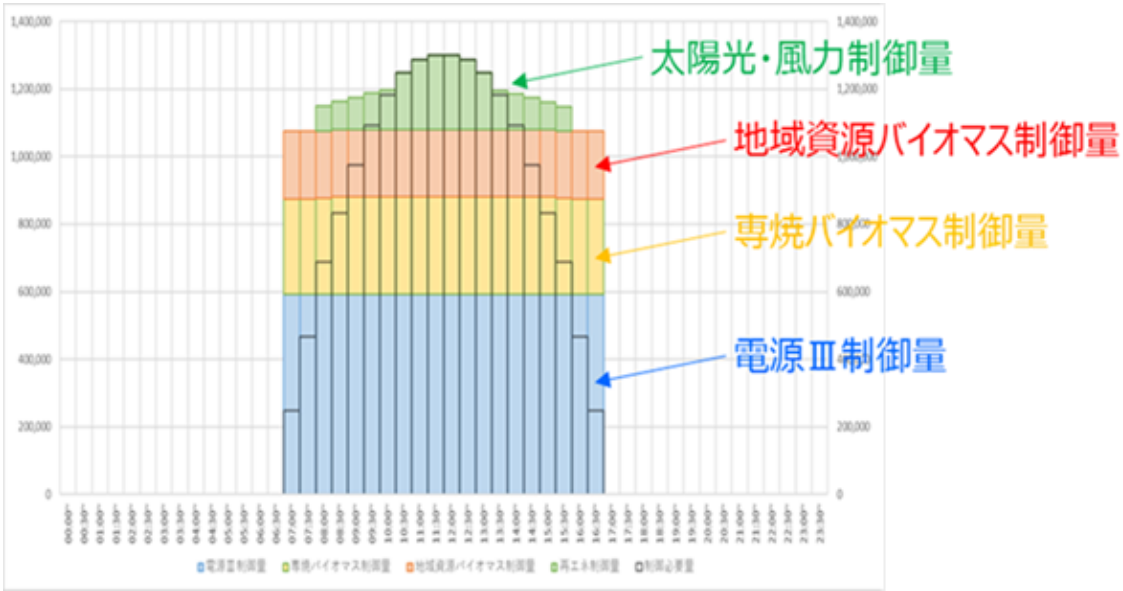


図 4-107　エリア全体での需給制御量配分

複数日の出力制御を行った結果、電源種別毎の制御回数は、電源Ⅲの制御回数が最も多く、続いて専焼バイオマス、地域資源バイオマス、太陽光・風力という結果となり、優先給電ルールによる電源種別毎の制御順序に基づいた制御回数であることを確認した。

	累計制御回数
①電源Ⅲ	10～11回
②専焼バイオマス	8～9回
③地域資源バイオマス	7～8回
④太陽光・風力	6回以下

制御回数 多 → 少

図 4-108　別発電所での累計制御回数

ｂ．系統制御と需給制御の協調を含めた妥当性評価

系統混雑による系統制御を実施する事業者においても、需給制御の選定がされることの確認を実施。

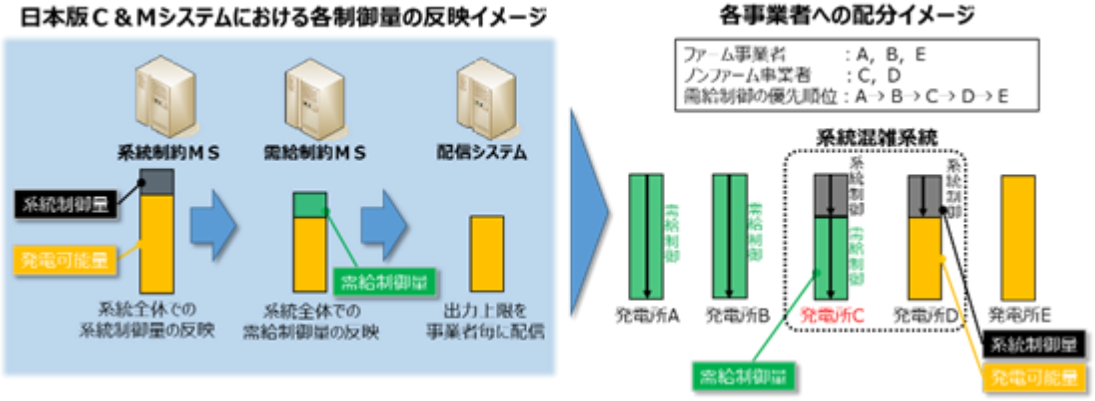


図 4-109　系統制御と需給制御の協調制御イメージ

系統混雑による系統制御を実施する事業者においても、需給制御が必要な場合、ルールどおり、当該事業者に需給制御を実施している結果となり、系統制御と需給制御との協調を含めた配分結果であることを確認した。

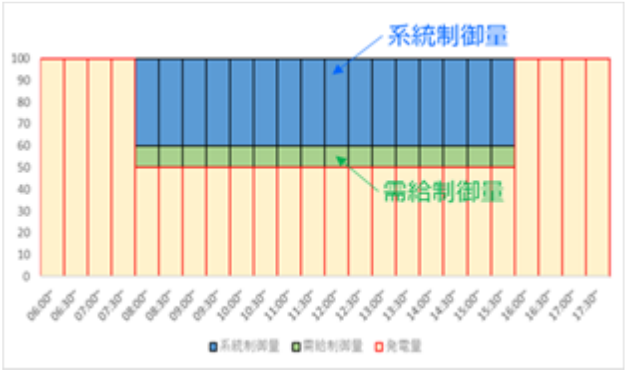


図 4-110　系統制御と需給制御の協調制御の配分結果（個別発電所）

(3) 系統制御と需給制御に要する演算時間の検証

試験系にてローカル系統混雑・基幹系統混雑・下げ代不足の同時発生を模擬し、系統制御（ローカル系統 ⇒ 基幹系統）に次いで需給制御 の順で出力制御した結果、演算時間から配信完了までに要した時間は約 55 分※1となった。

GC 時点（実需給開始の 1 時間前）で出力制御量の演算を開始すれば、30 分コマごとの出力制御量の演算と出

力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認※2。

図 4-111 系統制御と需給制御にようする演算時間の検証

※1 混雑設備数・混雑発生コマ数により演算時間は変化するため、試験系フィールド実証内での最長演算時間を記載

※2 既に需給制御を行っているエリアは、出力制御情報の配信時間も含めて需給制御のみで実需給 2 時間前からの演算開始としている

4.6. 海外動向調査

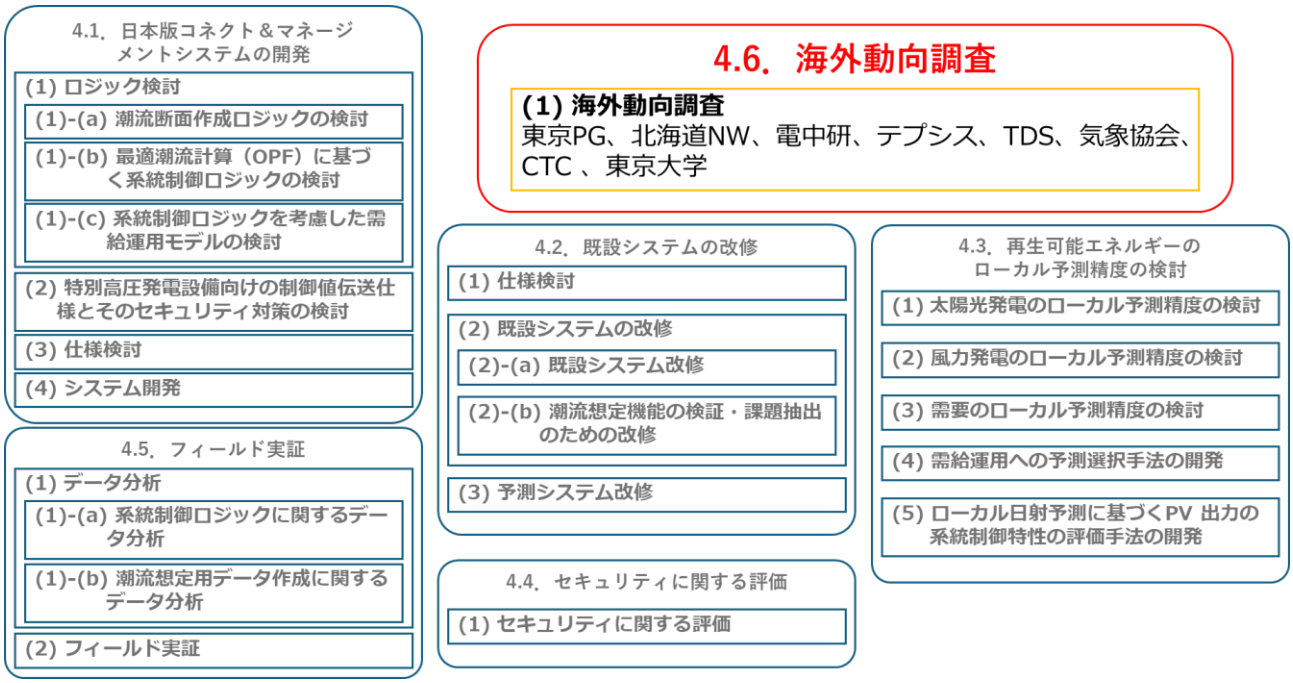
欧米で採用されている電力系統解析技術や再エネ発電量予測技術、送電系統における系統連系要件等について調査を実施し、出力制御に関するシステム開発に反映すべき事項や、系統を効率的に利用している事例等を調査・整理することを目的として、海外動向調査を実施した。

また、欧州や英国で再エネ導入拡大に伴い、整備されている・整備されようとしている主に送電系統における系統連系要件（グリッドコード）についても調査を行った。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 海外動向調査				
・机上調査	――――	――――	――――	
・現地調査		――――	――――	
・総合評価				――――

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.6. (1) 海外動向調査

テーマ名	4.6. 海外動向調査 (1) 海外動向調査	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、電中研、テプシス、TDS、気象協会、CTC 、東京大学		

＜アウトプット目標＞

1. 日本における制度設計の議論動向を踏まえ、本事業で開発するシステムの拡張性等に関する検討にフィードバックするために、欧米のコネクト＆マネージに関する取り組み状況の調査結果をとりまとめる。

2. 諸外国の送電系統に関するグリッドコードの調査を通じ、将来的に日本においても要件化を検討すべき項目についてとりまとめる。

3. OPF を UC に組み合わせた運用モデルを開発・運用している欧米の運用実態及び研究開発動向の調査を行い将来系統における経済性と安定供給を確保する合理的な需給運用の実現に有用な結果をまとめる。

4. 諸外国での気象予測技術調査を受け、日本で利用する場合の利点や課題について取りまとめる。

5. 潮流解析技術等の研究動向調査に基づいて、我が国の将来系統で重要となる技術の方向性をとりまとめる。

6. 風力発電のローカル予測の実用化に向けて、諸外国の送電系統のグリッドコードに取り込まれている要件について調査を行い、結果をまとめる。

＜目標達成状況＞

1. 2020 年度から 2023 年度で、英国、米国(PJM、CAISO、ERCOT)、豪州、ノルウェー、ドイツ、オランダを対象として、混雑管理手法に関する市場制度・運用・制御システムについて、机上調査、Web ヒアリング、現地調査を通じて幅広い調査を実施した。

再給電、ノンファーム、ゾーン・ノーダルなど制度毎に分類した上で対象国を選定し、混雑管理手法や混雑の費用負担、需要・再エネ予測、送電線増強の判断、運用容量のマージンの考え方など多岐に渡る項目の調査を実施。各国の状況と日本の混雑管理の制度設計について比較する形で取りまとめた。

混雑管理手法については、基幹系統とローカル系統の双方においてノンファーム型接続を導入し、再給電とノンファーム制御を組み合わせた制御方法を導入している日本は欧米と比べ、複雑な制度設計となっている事が分かった。また、立地誘導の観点では、送電線増強費用負担がシャロ―で、系統混雑に再給電で対応している国では、混雑処理費用が増加しており、日本も今後の制度設計において同様の課題が顕在する可能性がある。

2. 2020 年度に欧州 ENTSO-E 及び英国のグリッドコードについて調査を実施し、調査結果をまとめた。

3. 米国では FERC や ARPA-e といった政府機関が主導し、戦略的に電力システム運用に混合整数計画（MIP）や ACOPF を導入するための技術開発を実施していることが分かった。

米 ISO の調査では、SCUC にてスポット市場と調整力調達、さらに送電網の混雑回避などを高度な最適化問題を解いて同時最適化を行っている。ARPA-e の GO プロジェクトでは、高速なユニットコミットメント、送電切り替え、及び詳細な事前事故検討モデルを用いたセキュリティ制約付き ACOPF がコンペティション形式で取り組まれ、再エネの系統出力制御を実施する ACOPF のソルバとして、Ipopt が大規模問題で高速に解を得られるという非常に高い性能を発揮した。

4. 諸外国における気象予測技術調査を実施し、海外と日本で用いている予測技術が同等の手法であることを確認した。一方で、発電実績データの収集・整備環境についての課題等について整理した。

5. 我が国の将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討として，関連する先駆的技術の研究動向調査を実施するとともに，潮流解析の枠組みとして，系統運用者・利用者の双方に有用な LMP の最適感度（ΔLMP）に基づく系統制約評価手法を提案した。

6. 国際的な風力発電出力予測に関する最新動向の調査、諸外国（欧州・米国）のグリッドコードの整理、各研究機関の風力発電出力予測に関する研究状況の調査を実施した。調査の結果、諸外国では予測への活用の観点から、マストや SCADA による風況観測値の取得要件をグリッドコードにて定めており、一部では LiDAR の活用についても検討が進んでいることが分かった。

＜成果の内容＞

2020 年度から 2023 年度の間で、再給電、ノンファーム、ゾーン・ノーダルなど制度毎に分類した上で対象国（英国、米国(PJM、CAISO、ERCOT)、豪州、ノルウェー、ドイツ、オランダ）を選定。机上調査、Web ヒアリング、現地調査を通じて、混雑管理手法や混雑の費用負担、需要・再エネ予測、送電線増強の判断、運用容量のマージンの考え方など多岐に渡る項目の調査し、各国の状況と日本の混雑管理の制度設計について比較する形で取りまとめた。

・送電線増強費用負担及び送電線増強の考え方

系統増強費用の負担方式はシャロー（一般負担）とディープ（特定負担）に大別され、そのいずれを採用するかは国によって異なる。ディープの場合、発電事業者の特定負担が大きくなることから、立地誘導に寄与すると考えられている。

系統増強については、各国とも系統増強を行うか否かを判断する基準を設定し、費用便益評価を実施。ただし、費用・便益の費目や評価の判定方法は国によって異なる。

表 4-23　各国の系統増強の考え方

	シャロー（一般負担）	ディープ（特定負担）
適用国	英国、ドイツ、ノルウェー、豪州、日本	米国（PJM、CAISO、ERCOT）
対象電圧	● 英国：400、275kV ● ドイツ：380、220kV ● ノルウェー：420～132kV ● 豪州：550～88kV ● 日本：500、275kV	● 米国：765kV～230kV （一部161kV、138kV、115kV）
系統増強の費用負担	● 英国、ドイツ、ノルウェー、豪州 託送料金を通じて増強費用を負担 ● 日本 基幹・ローカル系統ともに託送料金を通じて増強費用を負担	● 米国 系統利用者ごとに負荷費用配分に基づき、発電機の設備容量（MW）に応じて費用を回収
系統増強の判断基準	● 英国：最小後悔値の評価アプローチによる費用便益評価で判断 ● ドイツ：ENTSO-Eの策定する費目に従い費用便益評価で判断 ● ノルウェー：社会的利益が社会的コストを上回るかを証明するための費用便益評価で判断 ● 豪州：系統運用者と送電事業者が各々費用便益評価で判断 ● 日本：地域間連系線及び地内基幹系統はマスタープラン、地内ローカル系統は一送の増強計画の費用便益評価で判断	● PJM：地域系統計画の中で、増強プロジェクト15年間分の費用便益評価で判断 ● CAISO： 系統計画を策定し、系統増強以外の代替案も含めた費用便益評価で包括的に判断 ● ERCOT：地域系統計画の中で感度分析を用いて将来シナリオに基づく系統計画の費用便益評価を実施

・各国の混雑管理手法

混雑管理手法については、ノンファーム制御、再給電、市場主導型のゾーン制及びノーダル制の４つに大別される。

日本は、基幹・ローカル系統の双方においてノンファーム型接続を導入し、再給電とノンファーム制御を組み合わせた制御方法により混雑を解消する仕組みである。

一方、諸外国においては、基幹系統で発生する系統制約に対して無補償での発電制御を実施するノンファーム制御の導入事例はなかった。

再給電方式については、英国及びドイツで既に導入しているが、系統混雑が拡大してきており、それに伴い、混雑管理費用が年々増加傾向にある。

ゾーン制はノルウェー及び豪州で採用されており、より市場単位を細分化したノーダル制は米国で採用されている。

ノーダル制はノード毎の LMP（地点別料金価格）設定により強い価格シグナルを付与していることから、電源の立地誘導が働きやすい。

市場主導型においても市場メカニズムで解消できない混雑に対しては別途、再給電により対応していることが調査結果

から得られた。なお、市場で解消できない場合の再給電にかかる費用はいずれの国も一般負担として回収されている。

ノンファーム制御については、英国のローカル系統に導入されているが、英国のノンファーム制御はリアルタイム断面で潮流の閾値を超えた場合に制御する方式であり、我が国のような計画断面での潮流予測に基づく制御は行っていない。

表 4-24　基幹系統における混雑管理手法

	再給電	市場主導型（ゾーン制）	市場主導型（ノーダル制）
適用国	英国、ドイツ、日本	ノルウェー、豪州、	米国（PJM、CAISO、ERCOT）
市場分割単位	1（全系一律の市場価格）	5～6ゾーン	～10、000ノード
混雑管理の取り組み実態	● 英国：コネクト＆マネージ導入以降、再エネの偏在による系統制約が増加したため、バランシングメカニズムにより混雑解消 ● ドイツ：再エネ電源も再給電の対象 ● 日本：電源の種別毎に制御を行う再給電方式（一定順序）を導入	● ノルウェー：計画段階ではゾーン間連系線の容量を制約条件として市場約定を行い。実需給段階では調整力を用いて再給電を行うことで混雑管理 ● 豪州：送電線の容量を制約条件に市場約定（市場外での指示もあり）で混雑管理	● 米国：LMPに基づくノーダル制で混雑管理を実施（LMPで混雑解消が図れないケースは再給電により混雑を解消）
混雑管理の費用負担	● 英国：バランシングサービスの市場参加者（小売・発電）からサービス利用料として回収 ● ドイツ、日本：託送料金を通じて費用を回収（一般負担）	● ノルウェー：計画段階ではゾーン制のもとで市場分断、実需給段階では調整力を活用した混雑管理を実施し、費用は託送料金を通じて回収 ● 豪州：ゾーン価格の精算及びFCASコストで回収	● 米国： LMPにより、混雑の原因者が混雑費用を負担
現状の課題・今後の方針	● 英国：BRP制のもと、TSOはゲートクローズ後の再給電となることからフレキシビリティ活用は限定的であり、制度見直しを実施中 ● ドイツ：再エネ電源も再給電の対象。 ● 日本：電源の立地誘導が効きにくいため、中長期的には市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）への移行も検討	● ノルウェー：北欧全体でのCross Zonal Capacityの最適化や、エネルギーサービスとアンシラリーサービスの同時最適化を検討 ● 豪州：混雑緩和市場の開設を検討中	● PJM：運用・制度の改定に向けた動きはなし ● CAISO：蓄電池を活用すべく市場支配力との関係性を考慮のうえ、制度見直しを実施中 ● ERCOT：再エネ・蓄電池向けのノンファーム接続により系統混雑時に出力制御を実施。また、リアルタイム市場における同時最適化を実装予定

表 4-25　ローカル系統における混雑管理手法

	再給電＋ノンファーム制御	ノンファーム制御
適用国	日本	英国（ローカル系統）
対象電圧	● 154～22kV	● 132kV～11kV
系統アクセスルール	● 従来は受益に応じて特定負担により系統増強していたが、原則一般負担で費用便益評価に基づき増強判断を行うよう変更。	● 発電事業者は、増強費用を負担しない代わりに無補償での出力制御を受け入れるノンファーム型接続（フレキシブルコネクション）の選択が可能
混雑管理の取り組み実態	● 再給電方式（一定順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）を導入。ノンファーム電源のうち非調整電源は、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更により出力制御を実施	● 後着電源から順番に無補償の出力制御を行うためのANMの仕組みにより、リアルタイム断面において潮流の閾値を超えた場合に制御信号を送る
混雑管理の費用負担	● ノンファーム電源は無補償での出力制御により費用負担なし	● 無補償での出力制御により費用負担なし（ANMの実装に必要なコストは一般負担と特定負担により回収）
現状の課題・今後の方針	● 電源の立地誘導が効きにくいため、中長期的には市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）への移行も検討	● 一般負担による系統増強を行う送電系統（基幹系統）との不公平性を是正すべく、より配電事業者側の費用負担に寄せる形（Shallower）で制度改正を実施

・市場制度設計と混雑管理の関係性及び運用の考え方、再エネ予測

混雑管理の運用は、市場設計におけるディスパッチ方式の仕組みにより大別され、全量プールによるセントラルディスパッチ方式を採用する米国・豪州と日本の BG 制に相当するセルフディスパッチ方式（BRP 制）を採用する欧州とで状況が異なる。

セントラルディスパッチ方式では、市場取引の中で予め系統混雑も考慮のうえ電源のディスパッチを決定。

セルフディスパッチ方式では、市場取引を行った結果として系統混雑の発生が想定される箇所に対して別途、再給電等により混雑解消を行う。

再給電の方法は国によって異なり、ドイツ・日本では一定の順序で制御を行うルールに基づき系統運用者が出力制御対象電源及び出力制御量を一元的に決定

他方、英国では GC 後の余力を活用するバランシングメカニズムの仕組みにより混雑管理を行っている。

混雑管理に伴う制御はディスパッチ方式によらず、いずれもオンライン制御（専用線または公衆回線経由）を取り入れている。

送電可能容量算出時のマージンの設定は日本では想定潮流の予測誤差を考慮して随時見直を図る方針であるのに対し、諸外国ではマージンは一律の値で運用している例が多く見られた。これは、諸外国が運用容量にあらかじめ十分な裕度を持たせていることが要因と考えられる。

再エネ予測に関しては、日本以外でも屋根置き太陽光のような小規模再エネが普及するカリフォルニアや豪州では、ローカル系統の予測精度向上に取り組んでいることが分かった。

表 4-26　市場制度設計と混雑管理の関係性及び運用の考え方、再エネ予測

	セルフディスパッチ方式	セントラルディスパッチ方式
適用国	英国、ドイツ、ノルウェー、日本	米国（PJM、CAISO、ERCOT）、豪州
ディスパッチ方式	● セルフディスパッチのもと、電源が計画値に基づいて発電するが系統混雑発生が想定される場合には再給電により出力制御	● 系統運用者が予め系統混雑を考慮した市場取引のうえ電源の稼働を決定（計画値そのものに介入）
混雑管理に伴う電源への指令・制御方法	【英国、ノルウェー】 ● 電源およびDRが有する余力の入札情報を基に入札価格のメリットオーダーに応じて電源を制御（または需要を調整）。 ● 対象のリソースに対してオンライン制御を実施 【ドイツ、日本】 ● 一定の順序に基づき電源を制御。 ● 低圧の小規模再エネにもオンライン制御を導入（日本は10kW以上、ドイツは25kW以上）	● メリットオーダーで電源を運用（セントラルディスパッチにおいて混雑管理を包含）。 ● 対象リソースに対してオンライン制御を実施
送電可能容量算出時のマージン設定	● 英国：運用容量はPre-fault Limitの84%を目安。N-1事故時にはループ系統での分流効果や電制により過負荷を解消。再エネの予測誤差も考慮して調整力をあらかじめ確保。 ● 日本：マージンは送電線毎に接続している電源や需要等を考慮した想定潮流の予測誤差により設定	● CAISO：固定のマージンは設定せず、系統事故などのイベント発生時にはISOの裁量でマージンを設定することが可能。 ● 豪州：年間で一律の値を設定し、2-3年毎に修正。予測誤差等は考慮外。
再エネ予測	● 英国：気象予測データおよび大規模電源のテレメーターを基に、132kVの変電所(Grid Supply Point)単位の潮流予測に反映(30 分単位)。予測誤差は配電系統の発電機を組み込めないことに大きく起因しており、今後DNOとの更なる連携が必要。 ● 日本：エリア全体の予測に加えて、送電系統毎の太陽光・風力予測の精度向上にも取り組んでいる。	● CAISO：基幹系統に接続される発電機は個別に予測を実施。配電系統接続の発電機は外部の予測プロバイダからの情報を基に配電系統一体の発電予測値を算出。 ● 豪州：系統運用者が州単位で発電・需要予測を実施。送電系統接続時は個別に、配電系統接続時は推定実績で予測。

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 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、CO_2 削減効果は約 1.25 億トン／年（排出原単位 0.512kg-CO_2/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　主任 小笠原有香を任命して、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、終了時評価を 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．基本計画の改定履歴

（１）2019 年 2 月　制定
（２）2020 年 2 月　改定
（３）2022 年 3 月　改定
（４）2023 年 9 月　改定

（別紙１）

研究開発計画

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

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、「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、フィージビィリティスタディ（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）

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。

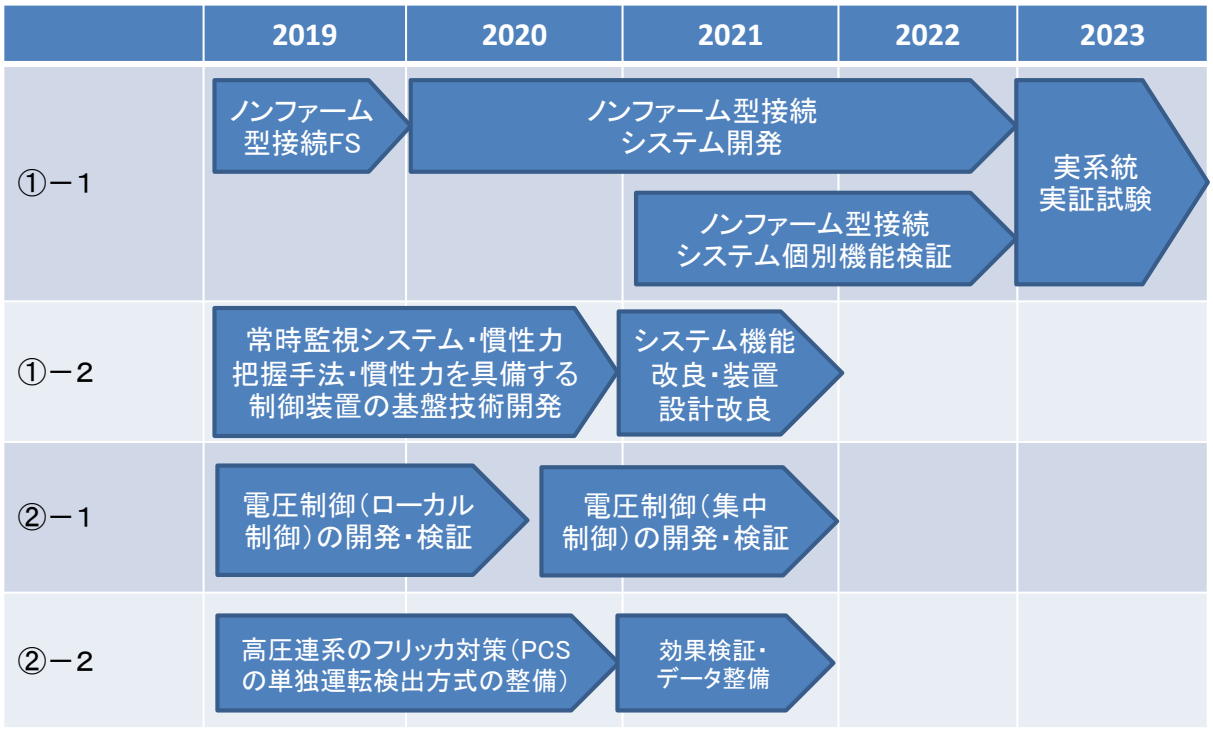
３．達成目標

【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

（別紙２）

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、実施及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】

「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

平成31年3月1日
NEDO
スマートコミュニティ部

NEDO POST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した。

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
1. 研究開発の目的 (3)研究開発の内容		
[意見1]（1件） 同事業計画書に記載されている、再エネの大量導入により、　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。送電系統の増強コストよりも安価となるのではないか？ （＊）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）か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。	[考え方] 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では、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。	[反映の有無と反映内容] 特になし。
[意見2]（1件） 「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数間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。	ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた①高調波注入方式や次数間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。	特になし。

●論文・外部発表等リスト

（2024 年 6 月現在）

【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	田辺　隆也	電力中央研究所	A Practical Method for Analyzing the Impact of Grid Constraints Based on the Optimal Sensitivity of Locational Marginal Pricing	IEEE PES ISGT NA (Innovative Smart Grid Technologies、North America) 2024	2024 年 2 月 19 日	IEEE Xplore に掲載 DOI: 10.1109/ISGT59692.2024.10454122

【外部発表】

(a) 研究発表・講演（口頭発表も含む）

1.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	高瀬　秀和 湯浅　卓也 内野　雅行	東電設計株式会社	日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディーについて（その１）～ 特別高圧系統でのノンファーム接続の導入ポテンシャルの試算 ～	令和 3 年　電気学会　全国大会	2021 年 3 月
2	安藤　希美	株式会社三菱総合研究所	日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディについて（その2）～配電系統でのノンファーム接続の導入ポテンシャルの試算～	令和 3 年　電気学会　全国大会	2021 年 3 月

2.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

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	田山　幸彦	東京電力パワーグリッド株式会社	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プロジェクト推進状況	広域系統整備委員会	2021 年 6 月 29 日
2	森田　歩	株式会社日立製作所	デジタル化が切り拓く 2050 年カーボンニュートラル～電力・エネルギー部門の挑戦～	令和 3 年 電力・エネルギー部門大会	2021 年 8 月 25 日
3	大谷　哲夫、パウデル　サロジュ、石平　祥起、長野　博司	電力中央研究所	ノンファーム型接続対象の特別高圧発電設備に関する IEC 61850 ベースの伝送仕様の検討	令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2021 年 8 月 26 日
4	Dr. Norihiro SUZUKI	株式会社日立製作所	HITACHI's vision for a carbon-neutral future	The 23rd European Conference on Power Electronics and Applications	2021 年 9 月 10 日
5	鈴木　朋子	株式会社日立製作所	カーボンニュートラルに向けたエネルギーシステムと日立の考えるサステナブルな未来	日立 Social Innovation Forum 2021	2021 年 10 月 11 日
6	鈴木　朋子	株式会社日立製作所	2050 年のカーボンニュートラルに向けた産官学の取組	COP26 JAPAN PAVILION ICEF2021 "2050 年へのカーボンニュートラルの道筋"	2021 年 11 月 9 日
7	森田　歩	株式会社日立製作所	カーボンニュートラル戦略の押さえどころ	日経ビジネス、日経クロステック、日経 BP 総合研究所 主催　ゼロカーボノミクスを勝ち抜く経営ビジョン	2021 年 12 月 16 日
8	宇田川　佑介	東京大学	送電網混雑を考慮した Security Constrained Unit Commitment を用いた予備解析	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月
9	石井　英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	太陽光発電出力制御特性把握を目的とした太陽光発電出力の分析	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月
10	田辺　隆也	電力中央研究所	ΔLMP に基づく電力潮流解析手法－系統制約の評価－	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月 9 日

11	齊藤　朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の予備解析	令和４年電気学会全国大会電力・エネルギー部門大会	2022 年 9 月
12	田辺　隆也	電力中央研究所	ΔLMP に基づく系統制約の解析に関する基礎研究	令和 4 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2022 年 9 月 9 日
13	田辺　隆也	電力中央研究所	An OPF Based Method for Analyzing Grid Constraints Using ΔLMP	IEA WIND Task25 34th Research Meeting	2022 年 11 月 9 日
14	石井　英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	太陽光発電出力実績からの太陽光発電出力制御特性関数の作成	令和５年電気学会全国大会	2023 年 3 月
15	平川　哲也、 上田　紀行	電力中央研究所	日本版コネクト&マネージメントシステムにおける制御値伝送シミュレーション環境の基礎検討	令和 5 年電気学会全国大会	2023 年 3 月 15 日
16	田辺　隆也	電力中央研究所	A Practical Method for Analyzing the Impact of Grid Constraints Using ΔLMP Based on ACOPF	IEA WIND Task25 35th Research Meeting	2023 年 5 月 8 日
17	齊藤　朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画による太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月
18	Gari da Silva Fonseca Junior João	東京大学	Power System Congestion and Day-ahead Local PV Power Forecasting: A Case-Study with the EAST10 Model	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月
19	福留　潔	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	SCUC と ACOPF の連携手法に関する検討	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月
20	竹内　知哉	東京大学	変圧器リアクタンスの二次関数近似による ACOPF の性能評価	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月
21	石井　英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	PV の出力多様性を考慮した制御特性関数の作成と検証	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月
22	齊藤　朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	令和 5 年電気学会全国大会電力・エネルギー部門大会	2023 年 9 月
23	拵　博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	WF 稼働情報を利用した風力発電ローカル予測手法の検討	令和 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2023 年 9 月 4 日

24	小笠原　有香	NEDO	Smart Grid Related R&D Activities for Carbon Neutrality in Japan	KOREA SMART GRID EXPO 2023（オンライン）	2023 年 10 月 18 日
25	石井　英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	過積載を考慮した太陽光発電出力制御特性関数の定量的検証	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月
26	齊藤　朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画と交流法最適潮流計算の連携による将来系統の解析	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月
27	福田　拓宏	東京電力パワーグリッド株式会社	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	広域系統整備委員会	2024 年 3 月 8 日
28	小笠原　有香	NEDO	Connect and Manage Projects in Japan	Mission Innovation Green Powered Future Mission Workshop（オンライン）	2024 年 3 月 13 日
29	挾　博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	ローカル風力発電出力予測における WF 詳細データ及び風況観測値の活用可能性	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月 16 日
30	岩本　伸一、 奈良　宏一、 小笠原　有香、 福田　拓広、 国藤　靖彦	早稲田大学、 茨城大学、 NEDO、 東京電力パワーグリッド株式会社	・ カーボンニュートラルを目指した再エネ大量導入と電力安定供給（基調講演） ・ 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事業（事業紹介） ・ 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（成果報告） ・ フィールド実証結果（成果報告） ・ ローカル予測精度の検討（成果報告） ・ 閉会にあたって　～事業の総括と今後の取組みへの期待～ ※詳細はこちら	NEDO　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事業の成果報告会	2024 年 6 月 26 日

(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	東京電力パワーグリッド株式会社 東京電力ホールディングス株式会社 北海道電力ネットワーク株式会社 東北電力ネットワーク株式会社 一般財団法人電力中央研究所	東電ＰＧなど 12 者　ノンファーム型電源接続　制御システム開発へ	電気新聞	2020 年 6 月 30 日
2	東京電力パワーグリッド株式会社	ノンファーム型接続の全国展開へ、システム開発着々と＜第１特集：主力電源化へ系統接続抜本強化＞（３）東電ＰＧの岡本副社長に聞く	創 省 蓄エネルギー時報	2020 年 8 月 15 日
3	四国計測工業株式会社	［トレンド・アプローチ］膨大な再エネ、制御せよ	電気新聞	2023 年 4 月 10 日
4	NEDO、 早稲田大学（岩本 PL）、 茨城大学（奈良 SPL）、 東京電力パワーグリッド株式会社、 株式会社日立製作所、 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	■特集■　再エネ主力電源化の実現へ！　知っておきたい、次世代電力ネットワーク	Focus NEDO 第 90 号	2023 年 12 月
5	四国計測工業株式会社	再エネの主力電源化に向けて　適正な制御で系統連系拡大に貢献	エネルギーフォーラム（雑誌）	2024 年 1 月 1 日
6	NEDO、東京大学、ほか	Active Power Management of Photovoltaic Systems	IEA PVPS Task14 レポート	2024 年 1 月
7	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	ローカル風力発電出力予測における WF 詳細データ及び風況観測値の活用可能性に関する検討	スマートグリッド（雑誌）	2024 年 4 月
8	四国計測工業株式会社	電力の安定供給と再生可能エネルギー電源導入拡大に貢献する再エネ出力制御システム	スマートグリッド（雑誌）	2024 年 7 月

(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	東京電力パワーグリッド株式会社	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の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
2	北海道電力ネットワーク株式会社	再生可能エネルギーの導入拡大に向けた NEDO 実証事業への参画について～「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～	Web	2020 年 6 月 29 日
3	東北電力ネットワーク株式会社	「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について～ＮＥＤＯ公募事業に採択～	Web	2020 年 6 月 29 日
4	一般財団法人電力中央研究所	「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①－１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」を 2020 年度より実施	Web	2020 年 6 月 29 日
5	株式会社テプコシステムズ	「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」の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
6	東京電設サービス株式会社	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の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
7	株式会社日立製作所	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の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
8	四国計測工業株式会社	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の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
9	一般財団法人日本気象協会	日本気象協会、「再生可能エネルギー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」に採択される～「日本版コネクト＆マネージ」実現のため、ローカル系統に特化した再エネ予測技術の確立を目指す～	Web	2020 年 6 月 29 日
10	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	再生可能エネルギーに関連する日本版コネクト＆マネージを実現する制御システム開発に参加	Web	2020 年 6 月 29 日
11	一般財団法人電力中央研究所	日本版コネクト&マネージメントシステム～特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様～	東京電力パワーグリッド HP「出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書・伝送仕様書の公開および高圧・特別高圧の発電所ＩＤに係るお知らせ」	2021 年 9 月 6 日
12	東京電力パワーグリッド株式会社	出力制御機能付き PCS 等（66kV 以上）技術仕様書	東京電力パワーグリッド HP「出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書・伝送仕様書の公開および高圧・特別高圧の発電所ＩＤに係るお知らせ」	2021 年 9 月 6 日

(d)受賞実績

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月日	受賞名
1	拵　博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	WF 稼働情報を利用した風力発電ローカル予測手法の検討	令和 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2023 年 9 月 4 日	YOC 奨励賞
2	齊藤　朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の予備解析	令和 4 年電気学会全国大会電力・エネルギー部門大会	2022 年 9 月 7 日	YOC 奨励賞
3	齊藤　朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画による太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月 25 日	優秀論文発表賞