

「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／  
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 および 参考資料

公開版



## 目次

### 1. 事業原簿

「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／  
①-1 日本版コネク&マネージを実現する制御システムの開発」

### 2. 参考資料

2019 年度成果報告書

「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&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ」





「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

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



# —目次—

概 要 .....	1
プロジェクト用語集 .....	1
<b>1. 事業の位置付け・必要性について .....</b>	<b>1</b>
1. 事業の背景・目的・位置づけ .....	1
2. NEDO の関与の必要性・制度への適合性 .....	3
2.1 NEDO が関与することの意義 .....	3
2.2 実施の効果 .....	3
<b>2. 研究開発マネジメントについて .....</b>	<b>1</b>
1. 事業の目標 .....	1
2. 事業の計画内容 .....	2
2.1 研究開発の内容 .....	2
2.2 研究開発の実施体制 .....	22
2.3 研究開発の運営管理 .....	24
2.4 研究開発成果の実用化・事業化に向けたマネジメントの妥当性 .....	24
3. 情勢変化への対応 .....	25
4. 評価に関する事項 .....	26
<b>3. 研究開発成果について .....</b>	<b>1</b>
I 日本版コネク&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ .....	1
1. 事業全体の成果 .....	1
2. 研究開発項目毎の成果 .....	2
2-1. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算 .....	2
2-1-1. 特別高圧系統での導入ポテンシャル試算（実施者：東電設計） .....	2
2-1-2. 配電系統での導入ポテンシャルの試算（実施者：三菱総合研究所） .....	12
2-2. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理（実施者：東京電力 PG） .....	14
2-2-1. 特別高圧系統 .....	14
2-2-1-1. 広域系統整備委員会における整理状況 .....	14
2-2-1-2. ノンファーム型接続システム実現のための課題整理 .....	19
2-2-1-3. ノンファーム型接続システム構成 .....	31
2-2-1-4. 実運用を踏まえた出力制御の対応事項 .....	31
2-2-2. 配電系統 .....	41
2-3. 実証試験の内容・スケジュールの検討（実施者：東京電力 PG） .....	43
2-3-1. システム開発規模 .....	43
2-3-2. 実証エリア .....	43
2-3-3. 実証内容 .....	43
2-3-3. 実証スケジュール .....	44
2-4. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取り組み事例の調査（実施者：三菱総合研究 所） .....	45

2-5. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査委及び整理（実施者：三菱総合研究所） .....	49
II 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 .....	55
1. 事業全体の成果 .....	55
2. 研究開発項目毎の成果 .....	55
2-1. 日本版コネクト&マネージシステムの開発 .....	55
2-1-1. ロジック検討 .....	55
2-1-1-1. 潮流断面作成ロジックの検討（実施者：テブシステムズ、東京電設サービス） .....	56
2-1-1-2. 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討（実施者：電力中央研究所） .....	60
2-1-1-3. 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討（実施者：東京大学） .....	72
2-1-2. 特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討（実施者：電力中央研究所、東京電力 P G） .....	82
2-1-3. 仕様検討（実施者：東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW、日立製作所、四国計測工業北海道） .....	84
2-1-4. システム開発（実施者：東京電力 PG、日立製作所、四国計測工業） .....	85
2-2. 既設システム改修 .....	87
2-2-1. 既設システム改修の仕様検討（実施者：東京電力 P G、北海道 NW、東北 NW） .....	87
2-2-2. 既設システム改修（実施者：東京電力 PG） .....	91
2-2-3. 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修（実施者：北海道 NW） .....	91
2-2-4. 予測システム改修（実施者：東京電力 PG、東北電力 NW） .....	93
2-3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 .....	96
2-3-1. 太陽光発電のローカル予測精度の検討（実施者：東京電力 PG、東京電力 HD、日本気象協会） .....	96
2-3-2. 風力発電のローカル予測精度の検討（実施者：東京電力 PG、東京電力 HD、東北電力 NW、日本気象協会、CTC） .....	104
2-3-3. 需要のローカル予測精度の検討（東京電力 PG、東京電力 HD） .....	113
2-3-4. 需給運用への予測選択手法の開発（実施者：東京大学） .....	117
2-3-5. 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（実施者：東京大学） .....	123
2-4. セキュリティに関する評価（実施者：東京電力 PG） .....	130
2-5. フィールド実証 .....	131
2-5-1. 系統制御ロジックに関するデータ分析（実施者：電力中央研究所） .....	131
2-5-2. 潮流想定用データ作成に関するデータ分析（実施者：テブシス、TDS） .....	132
2-5-3. フィールド実証（実施者：東京電力 PG） .....	134
2-6. 海外動向調査（実施者：東京電力 PG、北海道電力 NW、電力中央研究所、テブシス、TDS、日本気象協会、CTC、東京大学） .....	135
<b>4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しについて .....</b>	<b>1</b>
<b>添付資料 .....</b>	<b>1</b>
・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
・特許論文等リスト .....	16

# 概要

		最終更新日	2021年9月28日	
プロジェクト名	再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／研究開発項目①－1 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	プロジェクト番号	P19002	
担当推進部/ PMまたは担当者	スマートコミュニティ部 PM 前野武史 (2019年8月～2021年3月) スマートコミュニティ部 担当者 横溝拓也 (2019年8月～2021年3月) スマートコミュニティ部 担当者 永田充穂 (2019年8月～2020年9月) スマートコミュニティ部 担当者 須藤晴彦 (2019年8月～2020年9月) スマートコミュニティ部 担当者 嘉手苺敦 (2020年3月～2021年3月) スマートコミュニティ部 担当者 本山秀樹 (2020年10月～2021年3月) スマートコミュニティ部 担当者 横山一朗太 (2021年10月～2021年3月) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 PM 前野武史 (2021年4月～現在) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 担当者 横溝拓也 (2021年4月～現在) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 担当者 嘉手苺敦 (2021年4月～現在) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 担当者 本山秀樹 (2021年4月～現在) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 担当者 横山一朗太 (2021年4月～現在) スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 担当者 佐々木雄一 (2021年4月～現在)			
0. 事業の概要	<p>再生可能エネルギーの増加に伴う既設システムの混雑に対して、既存システムを最大限活用していくために、システムの空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下でシステムへの接続を認める「日本版コネクト&amp;マネージ」を実現するため、本事業では、日本版コネクト&amp;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、以下の項目について実施する。</p> <p>2019年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的としたフィージビリティスタディ (FS) を行い、2020年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討する。</p> <p>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、次の通り実施する。(1) 日本版コネクト&amp;マネージメントシステムの開発を実施する。(2) 開発する日本版コネクト&amp;マネージに必要なデータを、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する。(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・分析を実施する。(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、評価検討する。(5) 開発するシステムを用いて、実システムでの実証を実施する。(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する。</p>			
1. 事業の位置 付け・必要性について	<p>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ており、この実現に向けた取組が急務である。現在の日本では、新規に電源をシステムに接続する際、システム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システムを強化した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。システムの強化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、既存システムを最大限活用していくことが重要である。システムの空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下でシステムへの接続を認める「日本版コネクト&amp;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。</p> <p>日本版コネクト&amp;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、既存システムの空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下でシステム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&amp;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&amp;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によって、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。</p>			
2. 研究開発マネジメントについて				

事業の目標

(1) 研究開発項目①-1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

2019 年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的としたフィージビリティスタディ（FS）を行い、2020 年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討する。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。

【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

【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

【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認し要求仕様を取り纏めること

事業の計画内容

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	フィージビリティスタディ				
ノンファーム型接続システム開発		システム開発			
システム個別機能検証			個別機能検証		

	実系統実証試験					実証
事業費推移 (会計・勘定別に NEDO が負担し た実績額 (評価 実施年度につい ては予算額) を記 載) (単位:百万円) (委託)・(助 成)・(共同研 究)のうち使用し ない行は削除	会計・勘定	2019fy	2020fy	2021fy	2022-2023	総額
	一般会計	-	-	-	-	-
	特別会計 (電源・需給の別)	100	1050	1990	3940 (仮)	7080 (仮)
	開発成果促進財源	-	-	1470	-	1470
	総 NEDO 負担額	100	1050	1990	3940 (仮)	8550 (仮)
	(委託)	89	946	3460	未定	
開発体制	経産省担当原課	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課				
	プロジェクト リーダー	・プロジェクトリーダー 岩本 伸一 早稲田大学 理工学術院 名誉教授 ・サブプロジェクトリーダー 奈良 宏一 茨城大学 名誉教授				
	プロジェクト マネージャー	スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 前野武史				
	委託先 (助成事業の場合 「助成先」とするなど 適宜変更) (組合が委託先に 含まれる場合は、そ の参加企業数及び 参加企業名も記 載)	I.日本版コネクと&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ (2019) 東京電力パワーグリッド(株)/東電設計(株)/(株)三菱総合研究所  II.日本版コネクと&マネージを実現する制御システムの開発 (2020-2023) 東京電力パワーグリッド(株)/東京電力ホールディングス(株)/北海道電力ネットワ ーク(株)/東北電力ネットワーク(株)/(一財)電力中央研究所/(株)テプコシステムズ/ 東京電設サービス(株)/(株)日立製作所/四国計測工業(株)/(一財)日本気象 協会/伊藤忠テクノソリューションズ(株)/東京大学				
情勢変化への 対応	<p>○ノンファーム型接続の早期実現が期待されていることから、システム開発の前倒しのため、2020 年度に大 幅な開発成果促進財源を獲得し、2020 年度以降のシステム開発について予算を増額して公募を行っ た。</p> <p>○新型コロナウイルスにより、研究開発の進捗に若干の影響があるものの、対面の打ち合わせをオンライン会 議にすること等の工夫により、大幅な遅れは発生していない。</p> <p>○事業開始時点では、ノンファーム型接続は基幹システムを対象とする方針であったが、制度検討状況より、 ローカルシステムも適用対象となったため、2021 年度にローカルシステムも対象に含めるように対応。</p> <p>○2020 年度に、ノンファーム型接続には再給電方式を考慮することとなったことから、制度に合わせて実施内 容を追加した。</p>					
中間評価結果 への対応	—					
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				

	事後評価	2024 年度施予定
3. 研究開発成果について		<p>I.日本版コネクト&amp;マネージ実現に向けたフィジビリティスタディ（2019）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ノンファーム型接続の導入ポテンシャルを試算するとともに、2020 年度以降に実施するシステム開発の要件を定義し、要求仕様（必要事項及び課題）を詳細にまとめた。</li> <li>・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、実証スケジュールを詳細にまとめた。</li> <li>・発電予測を可能とする汎用ソフトウェア及び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した。</li> </ul> <p>II.日本版コネクト&amp;マネージを実現する制御システムの開発（2020-2023）</p> <p>(1) 日本版コネクト&amp;マネージメントシステムの開発</p> <p>ノンファーム型接続を大量に連系した際にも、系統混雑を発生することなく適正な運用が可能となるよう、ロジックについて検討し、システム開発に必要となる潮流想定ロジック、最適潮流計算（OPF）による混雑処理ロジックを確立し、システム仕様へ反映した。また、将来に向け、系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルについての検討・検証を行った。</p> <p>特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討として、標準化を図るべく、IEC61850に基づく伝送仕様をまとめ、またセキュリティに対して評価を実施中。</p> <p>システム仕様検討では、特別高圧系統（基幹系統～ローカル系統）を対象として、ノンファーム型接続、再給電を実現するシステム仕様を取りまとめ、その仕様をもとにシステム開発に向け詳細仕様の検討および機能仕様書の作成を2021年度中に完了予定である。</p> <p>(2) 既設システムの改修</p> <p>開発システムに連携が必要なデータ一覧を取り纏め、改修が必要となる23システムの機能仕様を2021年度中に取りまとめる予定である。一部完成した改修仕様を元に、改修を実施している。また、北海道電力NWの保護継電器整定支援についても、検討した仕様を元に2021年度中に改修を予定している。</p> <p>予測システムにおいても同様に、既設システム改修仕様を元に、再エネ予測システムの改修を開始しており、東北電力NWの風力発電ローカル予測システムも検討仕様を元に2021年度中に改修予定。</p> <p>(3) 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討</p> <p>太陽光発電のローカル予測精度の検討について、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を定義した。また、既存のエリア予測手法、発電所ごとの発電量予測手法をカスタマイズしたローカル予測手法の検討を実施している。</p> <p>風力発電のローカル予測精度の検討について、観測器を設置しており、2021年度中に観測を開始予定。単機の風車の物理モデルをベースとした予測モデルの構築および精度評価を実施した。またローカルエリアを対象として独自気象モデルの計算仕様を2021年度中に決定する。</p> <p>需要のローカル予測精度の検討について、既存技術の地点別（配電線単位）の需要予測を改良し、ローカル需要予測手法を検討中。</p> <p>需給運用への予測選択手法の開発として、6つの予測を作成し、過去の予測実績に基づき統合する手法を2021年度中に実装する。また、複数予測統合手法および選択手法の開発を行う。</p> <p>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として、500地点のPV発電データに基づくPV出力特性を検討。PV出力の系統制御特性の基本モデルを作成し、2021年度中に275kV母線の合計PV出力における系統制御模擬と基本モデルの評価を実施する。</p> <p>(4) セキュリティに関する評価</p>



	<p>外部のセキュリティ診断専門企業にて、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の検討を実施した。脅威、脅威の源、脅威対象を洗い出し、約5,000件の攻撃シナリオを評価し、リスク評価の結果に対しリスク低減策を整理した。検討結果をシステム仕様へ反映した。</p> <p>(5) フィールド実証</p> <p>現在のノンファーム適用系統である佐京系統を用いて、送電線潮流作成ロジックの検証を実施し、想定潮流と実績潮流の平均誤差が5%程度あることを確認した（最大誤差11%）</p> <p>基幹系統における実証を佐京連系線で、ローカル系統における実証を154kV以下の試行的ノンファームの取組み対象の系統にて実施中であり、2021年度中に検証対象系統、制御対象、運用目標値設定などの課題を整理予定。</p> <p>(6) 海外動向調査</p> <p>ドイツ、ノルウェー、アメリカ（PJM）を対象として電線利用ルールに関する制度およびシステム面、運用面の調査、実証や実用化に関する最新情報の調査を実施し、比較表や系統運用者の混雑処理のタイムチャートにて整理した。</p>	
	投稿論文	該当なし
	特 許	該当なし
	その他の外部発表 (プレス発表等)	<p>学会発表・講演 4 件</p> <p>新聞・雑誌等への掲載 13 件</p>
4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見直しについて	<p>社会実装に向けて、システム開発とフィールド実証の結果をもとに、国内標準となるシステム仕様（以降、標準仕様）を取りまとめる。その後、各一般送配電事業者へその標準仕様を展開し、標準仕様を元に一般送配電会社からシステムベンダーへ発注されると想定。各一般送配電事業者の系統混雑状況に応じて、システム必要時期は異なるが、2023 年度の事業終了以降、システム導入が可能となるため、次の流れで全国展開がされるものと想定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・2024 年度 事業で取り纏めた標準仕様を元に、開発システムの機能改修・追加を実施</li> <li>・2024 年度以降 一般送配電事業者からの発注に応じて、システムベンダーにてシステムを構築・導入し、順次実系統へ適用。</li> </ul>	
5. 基本計画に関する事項	作成時期	2019 年 3 月 作成
	変更履歴	2020 年 2 月 改訂（2019 年度コネクト&マネージを実現するためのフィージビリティスタディを踏まえ、2020 年度以降の開発内容を追加）



## プロジェクト用語集

用語	説明
ACOPF	交流法最適潮流計算 Alternating Current Optimal Power Flow 有効・無効電力の潮流分布および母線電圧の大きさ・相角度の分布を厳密に計算することができる（交流フロー法）の潮流方程式を制約条件とした OPF
DCOPF	直流法最適潮流計算 Direct Current Optimal Power Flow 母線電圧の大きさ，隣接母線間の電圧位相差，送電線等インピーダンスに関する特性を利用して簡易化した（直流フロー法）の潮流方程式を制約条件とした OPF
GPV	格子点値 grid point value
Grid Code	グリッドコード 信頼性の高い電力システム運用のために電力系統や市場に接続した発電所が遵守しなければならないルールや条件のこと
KJC	広域需給調整システム
MAE	平均絶対誤差 Mean Absolute Error
ME	平均誤差 Mean Error
MOL	メリットオーダーリスト
OPF	最適潮流計算 Optimal Power Flow
PPM	Power Park Module
RMSE	二乗平均平方根誤差 Root Mean Square Error
SCUC	系統制御ロジックを含めた需給運用モデル Security Constrained Unit Commitment
系統制御システム	開閉器への指令等により設備停止・系統変更等の系統制御を行うシステム
広域情報処理システム	広域機関や他の一般送配電事業者との情報連係を行うシステム
再エネ予測システム	気象情報、発電設備情報等をもとに再生可能エネルギーの発電量を予測するシステム
需給スケジュール作成システム	発電機の運転計画、需要予測、再生可能エネルギーの発電予測等をもとに将来の需給スケジュールを作成するシステム
需給制御システム	発電機への指令等により周波数調整等の需給制御を行うシステム
需要予測システム	気象情報、過去実績等をもとに電力需要を予測するシステム
託送システム	需要家・発電事業者の託送情報を管理するシステム



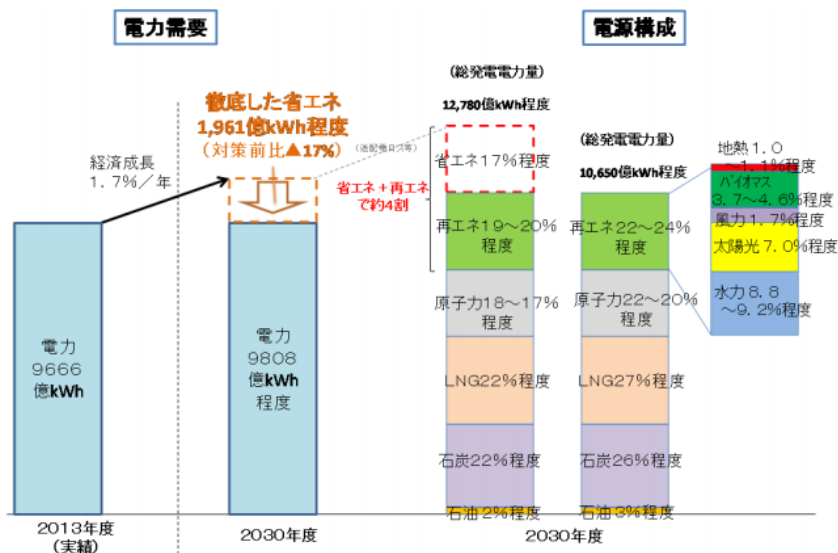
# 1. 事業の位置付け・必要性について

## 1. 事業の背景・目的・位置づけ

### (1)政策的な重要性

ほとんどのエネルギー源を海外からの輸入に頼る我が国が抱える脆弱性を緩和するとともに、気候変動への抜本的かつ継続的な削減の努力が一層必要となる中、再生可能エネルギー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に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、この実現に向けた取組が急務である。



【出典】長期エネルギー需給見通し 経済産業省 2015年7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。

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&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いる。

### (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生可能発電比率に制限を設けて運用している。

また、コネク&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&マネージ」※を実現する制御システムを開発するとともに、基盤技術を確認し仕様の国内標準化を図る。

※日本版コネク&マネージについては、経済産業省及びOCCTO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. NEDO の関与の必要性・制度への適合性

### 2.1 NEDO が関与することの意義

ノンファーム型接続は、資源エネルギー庁や OCCTO を中心に検討されている通り、我が国として対策を進めているものであり、「第 5 次エネルギー基本計画」で掲げられた再生可能エネルギーの割合を 22～24%程度とする導入目標を実現するために、NEDO として取り組むことには大きな意義がある。

また、ノンファーム型接続を許容した上で、将来、送電線の混雑が発生した際に適切に混雑管理・出力制御を実施するためには、一般送配電事業者において、混雑管理・出力制御に対応したシステムを開発・導入する必要があり、各社が制度に遅延なく早期に導入して行くためには、基盤技術を開発し、国内標準化を図ることが重要となる。この基盤技術の開発は、電機メーカー、一般送配電事業者、大学、研究機関等の多様なステークホルダーの協力が必要であり、民間のみでの実施は困難であることから、国プロとしてNEDOが課題解決に向けてプロジェクトをマネジメントすることが必要である。

### 2.2 実施の効果

本事業で開発するシステムは、エネルギー政策に基づき社会実装するものであり、全一般送配電事業者に活用可能な標準仕様を策定し、展開することで早期実装が可能となる。実装により、以下の効果が得られる。

#### ・2030 年再生可能エネルギーの総発電量の 22～24%の達成

実績データや再エネ予測を組み合わせた潮流予測により、不要な系統容量のマーヅンを省き、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で再エネ導入目標の達成が可能。なお、第 6 次エネルギー基本計画（素案）においては、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が第 5 次の 22～24%から、36～38%とする野心的な見通しが示された。また、再エネの主力電源化を実現するための、具体的な取組の 1 つに、「系統制約の克服」が示され、「ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大」と明記されたことから、より本事業で開発するシステムの重要性が高まることが想定される。

#### ・投資繰延べ

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にすることから、投資繰延べ効果はさることながら、費用対効果が得られない系統に関しても増強せずに最大限再エネの受け入れが可能。

#### ・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）

標準仕様策定による各一般送配電事業者による仕様検討に係る工数の減および開発システムで各既存システムより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によりコストの低減が可能。





## 2. 研究開発マネジメントについて

### 1. 事業の目標

本事業は、5年間の事業期間において、1年間のフェジビリティスタディと4年間のシステム開発に分けられることから、フェジビリティスタディに対応した1年目の初年度目標とシステム開発に対応した3年目の中間目標、事業終了時の最終目標の3つの目標を定めており、さらに詳細な開発目標については実施計画書に定めている。

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。

#### 【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

#### 【中間目標】（2021年度末）

FSの結果から得られたシステム実現のための要件定義やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続を実現するためのシステム設計・開発を実施する。なお、2021年度末時点においては、以下の技術レベルに到達することを目標とする。

- ・ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステムの設計に織り込まれていること
- ・フィールド実証に向けて、効果的かつ合理的な検証を行うための実証計画が策定されていること

#### 【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システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（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

## 2. 事業の計画内容

### 2.1 研究開発の内容

本事業の全体スケジュールは、図 2.1 のとおりであり、前項でも記載したように、1年間の I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェージビリティスタディ（2019）と4年間の II.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）に分けられるため、本項ではそれぞれ分けて記載する。

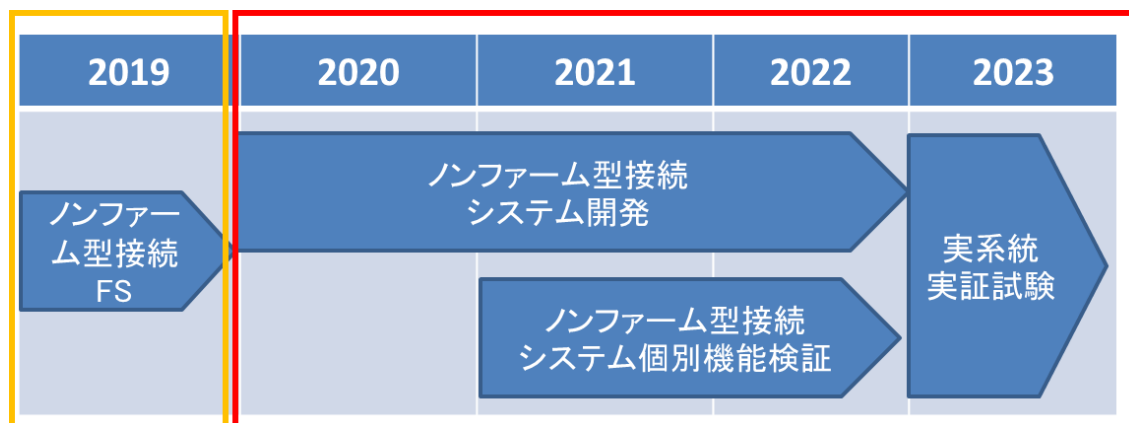


図 2.1 本事業の全体スケジュール

#### I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェージビリティスタディ（FS）

本フェージビリティスタディ（FS）では、ノンファーム型接続の導入ポテンシャルとして、発電種別を考慮しつつ、利用可能な送配電設備の空き容量の試算を①特別高圧系統②配電系統で行う。超高圧系統（基幹系統）については、広域系統整備委員会等で議論されない系統について、FS内で実施の有無、実施内容について関係箇所と調整を図りながら進める。この試算結果を踏まえ、広域系統整備委員会等で示されるルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題の整理をし、得られた調査結果を将来の具合的な業務フローに落とし込むための整理を行う。これらを踏まえ、次年度以降の具体的な実証用システム開発規模や実証エリア、実証内容、実証スケジュールを検討する。

再生エネ発電出力を予測するための汎用ソフトウェアに関する状況、及び送配電事業者による再生エネ・需要予測の精度向上に向けた取り組みを調査する。国内外の文献調査を実施するとともに、海外におけるノンファーム型接続事例として、イギリスやアイルランド等での制度、設備、運用等について事例を調査する。

## ① 導入ポテンシャルの試算及びノンファーム型接続システム開発の必要事項や課題の整理

本項目では、ノンファーム型接続の導入ポテンシャルとして、発電種別を考慮しつつ、利用可能な送配電設備の空き容量の試算を行う。当試算は、①特別高圧系統でのポテンシャル、及び②配電系統でのポテンシャルを試算する。超高圧系統（基幹系統）については、広域系統整備委員会等で議論されない系統について、FS 内で実施の有無、実施内容について関係箇所と調整を図りながら進める。

### a. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算

#### i)特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算（担当：東電設計）

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&マネージ」の仕組みの具体化に向けた取り組みを進めていくべく、資源エネルギー庁や OCCTO 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、特別高圧送電線のノンファーム型接続適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算する。

具体的には、将来の 1 年間（8760 時間）で想定される特別高圧送電線の潮流を想定し、送電線運用容量との差分（空き容量）を算定。これに基づいて、新規にノンファーム型接続を適用した際の導入ポテンシャルを試算する。

メリットオーダーに基づき、想定される 1 年間（8760 時間）の送電線潮流状況を試算し、送電線運用容量との差分から利用可能空き容量算定を行う。

なお、以下のデータを収集し、想定される 8760 時間の潮流状況のシミュレーションを実施する。

需要想定：供給計画及びエリアの需要実績から想定

供給力想定：供給計画、各種委員会資料等から、想定される電源構成、太陽光、風力発電の出力想定、火力、調整力、メリットオーダーを想定

系統データ：系統公開情報に記載の回線数、設備容量、運用容量、制約要因（熱容量制約）、N-1 電制提供可否、N-1 電制適用可能量、系統構成、ループ系統の送電線、変圧器インピーダンスから想定

#### ii)配電系統での導入ポテンシャルの試算（担当：三菱総合研究所）

配電系統についても、ノンファーム型接続適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算する。具体的には以下の方法を想定しているが、適宜 NEDO と相談しながら進めて行く。

ノンファーム型接続が必要となり得る対象配電線の整理のために、配電線稼働率（最大潮流〔逆潮流〕/運用容量）と連系予定電源(配電線)の状況を調査する。現状の連系量に連系予定電源を加味した場合に、運用容量を超過し増強が必要となる配電線において、配電線に設置されている電流計測可能な開閉器（センサ開閉器等）または変電所の電流計測記録をもとに発電種別を考慮した 8,760 時間のデューションカーブを作成し導入ポテンシャルを試算する。試算にあたっては、全国の一般送配電事業者の配電系統を対象とすることを想定している。

また、配電系統においてノンファーム型接続を適用した場合における配電系統固有の課題について整理する。

### b. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理（担当：東電 P G）

a.の検討状況を踏まえ、OCCTO の広域系統整備委員会等で示されるルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題の整理など各種検討を実施する。

※事業実施時点での広域系統整備委員会での検討状況における前提条件

＜ノンファーム接続の考え方＞

現在接続されている電源は、現行の託送供給等約款に基づき連系しており、平常時の出力抑制は同約款において規定されていないため、ノンファーム型接続の早期適用を図るため、まずは、オペレーション（出力抑制）と費用負担を切り分けず、ノンファーム電源を抑制する。（なお、社会コスト最小化の観点からは、既存電源を含めて効果的に抑制する方が有効であることから、送電権等の仕組みについても、制度全般との整合性も図りつつ検討されていく予定）

以下のような各事業者間の公平性確保や現行の計画値同時同量制度を前提とする。

「平常時に出力制約がないように系統対策をしたうえで接続しているファーム電源」と「平常時の出力抑制を前提に系統対策なしで接続するノンファーム電源」の系統利用は、ファーム電源が優先される。

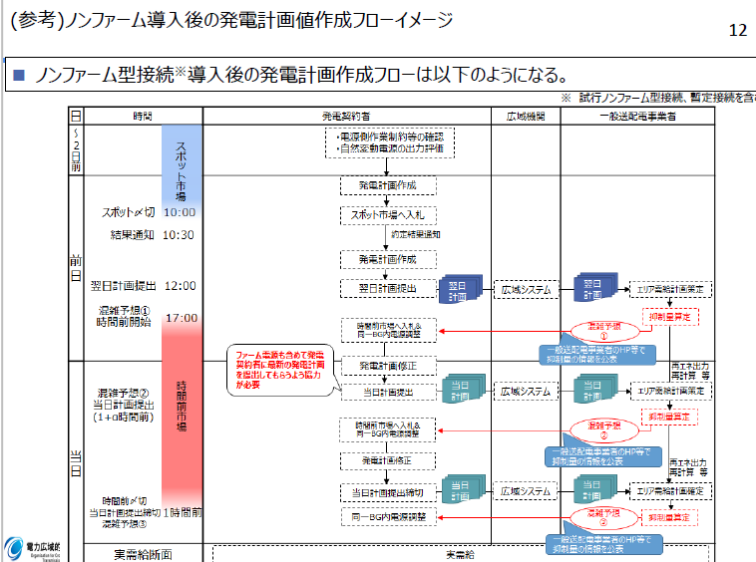
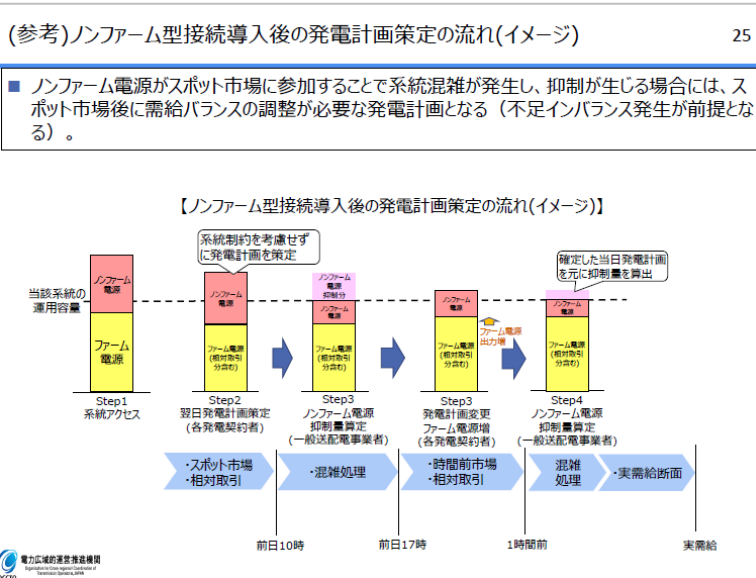


図 ノンファーム接続の考え方（第 41, 42 回広域系統整備委員会議論資料より抜粋）

そのうえで、

適正な対価なしにファーム電源が出力抑制されるといった不利益が生じないこと

適正な対価を支払ったノンファーム電源が運転できないといった不利益が生じないこと

特定の種別の電源を優先的に接続することがないよう公平に取り扱う

＜ノンファーム型接続における FIT 電源の扱い＞

現状では、FIT 電源は全量スポット市場へ投入されており、小売買取分の FIT 電源についても全量が BG の需給バランスの中に組み込まれている。また、系統利用はファーム電源を優先させることが基本的な考え方である。

ノンファーム電源もスポット市場へ参加可能と整理されたため、一般送配電買取分の FIT も同様にスポット市場で取引可能となるため、FIT 制度上の不整合は生じない。

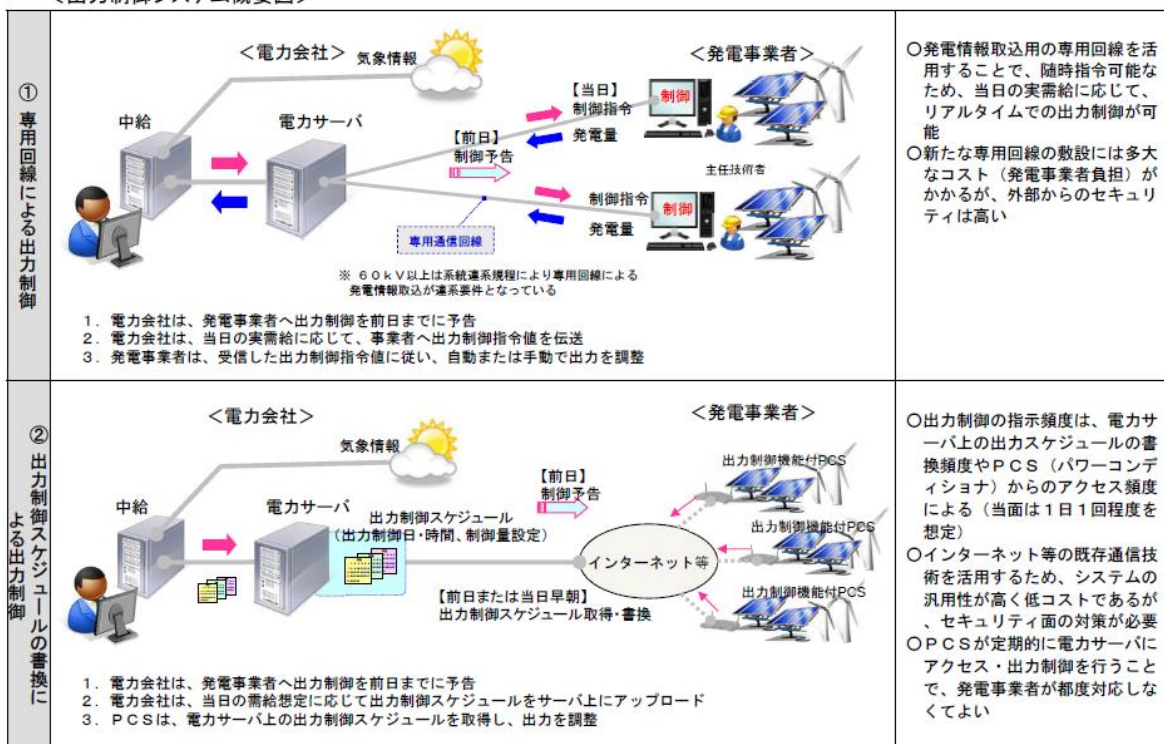
ただし、系統制約による抑制やインバランスリスクについて、FIT 制度上の整理をしておく必要がある。

上記の通り、ノンファーム型接続については広域系統整備委員会での制度設計が進められており、まだルールが固まっていないため、現時点の検討状況における前提条件を元に、ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理を進めることとし、同委員会の今後の議論を注視しながら、必要に応じて前提条件に織り込んでいくことを予定している。

システムの検討にあたっては、ノンファーム対象系統の空き容量の算定方法、ノンファーム電源への出力制御手法、それに必要なデータ収集内容など、システム実現のための要件（必要事項）を整理した上で、現時点での検討状況における業務フローに基づいた要求仕様（必要事項及び課題）についてまとめ、得られた調査結果を将来の具的な業務フローに落とし込むための整理を行う。

ノンファーム電源への出力制御については、変動再エネの導入拡大に伴い必要となっている需給面での出力制御において適用が進められている出力制御機能付 PCS を系統制約面での出力制御にも活用する形で発電事業者の負担を軽減する方向で検討を進める。なお、検討を進める中で設備耐量等の観点から需給面での出力制御では制御が間に合わないなど支障がある場合は、別手法を検討することとする。

＜出力制御システム概要図＞





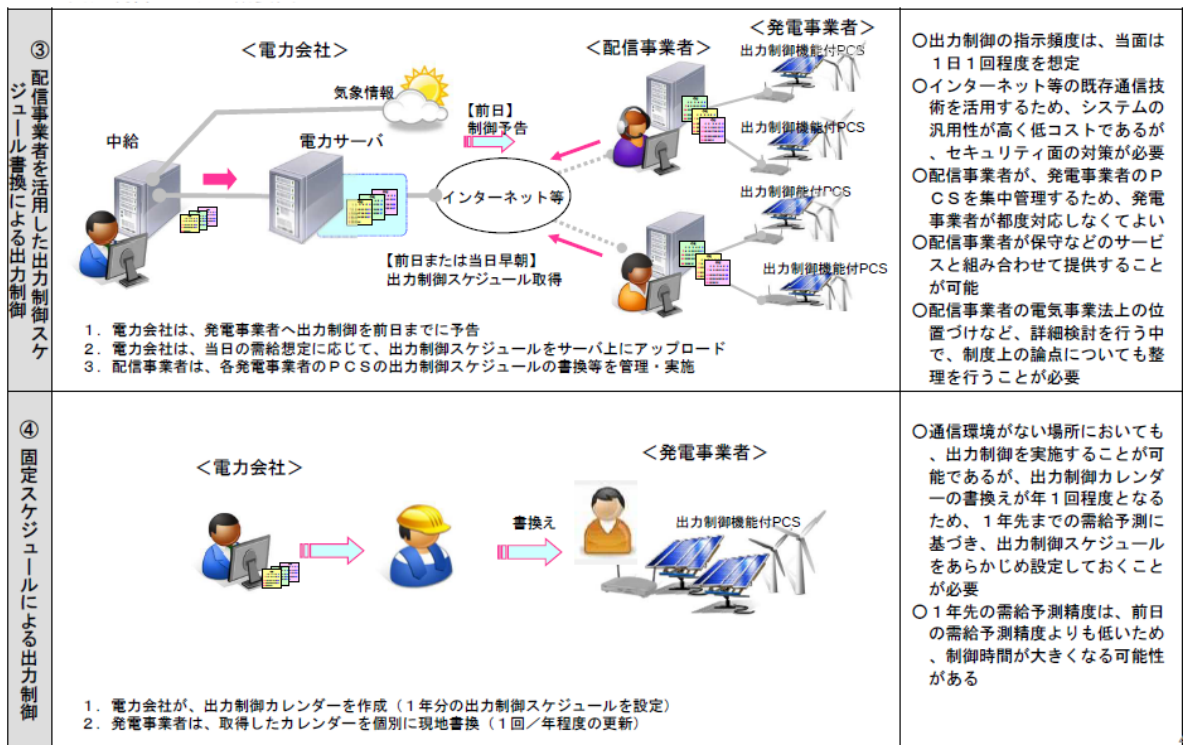


図 出力制御機能付 PCS の技術仕様（JWPA 資料より抜粋）

c. 実証試験の内容・スケジュールの検討（担当：東電 P G）

b.の検討状況を踏まえ、次年度以降の具体的な実証用システム開発規模や実証エリア、フィールド試験における実証内容、実証スケジュールを提案する。

d. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査（担当：三菱総合研究所）

本項目では、送配電事業者の再エネ発電出力予測の向上に向けた取り組みを中心に、再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例に関する調査を行う。

再エネ発電出力予測ツールについては主に、国内外における汎用ソフトウェアの開発・活用状況の調査を行う。予測精度向上に向けた取組事例については、国内において特に主だった取組を実施している東京電力パワーグリッド等を中心に、ノンファーム接続が制度として確立されているイギリスの DNO（配電ネットワーク運用者）、アイルランドの TSO（送電系統運用者）を対象に調査を行うこと等を想定している。

国内での検討事例については、文献情報をもとに調査を進めるとともに、適宜対象事業者に対するヒアリング等を通じて情報の補強を行う。また、海外の検討事例については、当該分野に知見のあるコンサルへの外注等を通じて情報を取得することを想定している。

e. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理（担当：三菱総合研究所）

「ノンファーム接続」については、海外において、イギリス及びアイルランド等において事例が存在する。イギリスの配電系統においては、系統混雑発生時に出力抑制をすることを前提に、系統増強せずに接続が可能な Active Network Management (ANM)という取り組みが試行されている。また、アイルランドの送電系統においては、将来的にはファーム電源となるものを暫定的に接続することで早期接続を実現させ、出力抑制を行う取り組みが存在する。

上記の取り組みが適用されている系統はいずれも冗長構成であり、そのうち 1 回線に事故が発生して送電できなくなった場合を想定した系統空き容量の考え方（N-1 基準）となっている。一方、日本では既に熱容量の限度値までの接続を許容した 1 回線系統（配電系統）にもノンファーム型接続を適用することを検討しており、イギリスおよびアイルランドとは前提が異なる。

本調査では、以上のような国内でのノンファーム接続と海外でのノンファーム接続の違いなどを踏まえながら、海外におけるノンファームの制度や、ノンファーム接続を可能とするシステムなどに関する調査を実施し、整理を行う。

調査にあたっては、英国・アイルランドにおけるノンファーム制度について、OCCTO の「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成 30 年度－海外調査）」最終報告書<sup>1</sup> などの文献に記される情報から、制度に関わる文献調査を実施するとともに、当該分野に知見のあるコンサル会社への外注を通じて、「ノンファーム接続を許容している系統の運用」や「ノンファーム接続に関わるシステム」などに関して、文献調査の中では得られない情報を補強する。

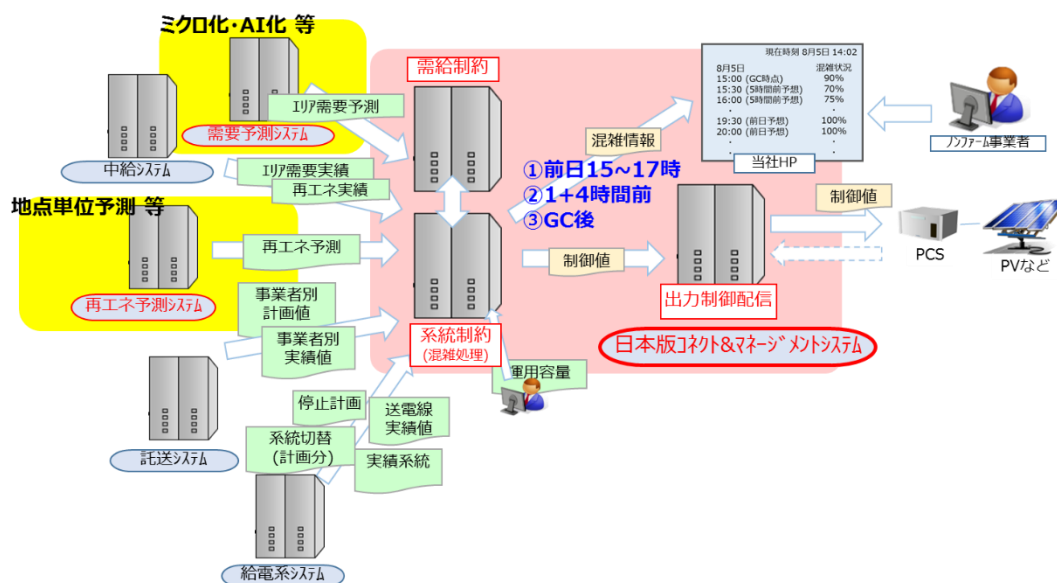
---

<sup>1</sup> <https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

## II. 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

本項目では、下図に示すノンファーム型接続システム（以下、日本版コネクト&マネージメントシステム）の開発を実施する。同システムでは、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。



図(1)-1 日本版コネクト&マネージメントシステムのイメージ

#### (1)-① ロジック検討

(◎東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW、電力中央研究所、テプシス、TDS、日立製作所、東京大学)

電力系統の需給状況や潮流状態を十分に把握できていない場合、安全のために、系統抑制において過剰なマージンを確保することになり非効率となる。日々変わり得る電力系統の構成に対応するため、開発するシステムには電力系統の潮流状態を推定する数理モデル（状態推定モデル）を実装することが望ましいと考えられる。また、昨今の電力システム制度改革の動向も踏まえ、将来に向けた拡張性や汎用性も考慮しておくことが望ましいと考えられる。

また、開発するシステムは需給上の制約を考慮した出力制御量とも協調できるよう業務フローを整理し、適切なロジックを実装する必要がある。

そこで本項目では、潮流状態を適切に想定する状態推定モデル、ならびに想定した潮流状況に応じた合理的な系統抑制を実現するロジックを検討・評価する。また、需給上の制約による出力制御量との関係や将来系統への拡張性の観点での検討も併せて実施する。なお、検討にあたっては、項目(1)-③のシステムの仕様検討との協調を図る。

#### (1)-①-(a) 潮流断面作成ロジックの検討（◎テプシス、◎TDS）

潮流断面作成には、断面を作成する元となる各種データと、そのデータを元に断面を作成するためのロジックが必要となる。本項目では、潮流計算に必要なデータ項目を整理し電力会社の既設システムで不足データが存在する場合は不足データを推定するロジックを検討する、ならびに、過去実績を参照した潮流想定方法について妥当性を検証し、改良の必



要がある場合は改良方法の検討を行う。

具体的には下記項目について実施する。

【潮流想定方法の妥当性検証および改良方法の検討】

- ・固有負荷実績算出方法、固有負荷想定・P V出力等の想定方法検討（TDS）
- ・潮流想定補正方法、ロス補正方法検討（TDS）
- ・潮流想定算出ロジック検討、実績潮流を用いた妥当性評価（TDS）

【必要データ整理および状態推定ロジックの検討】

- ・潮流想定算出に必要なデータ整理（テブシス）
- ・検討対象システムにおける状態推定方法検討（テブシス）
- ・取得データをもとに、将来システム構成作成（テブシス）
- ・想定潮流計算結果の分析、評価（テブシス、TDS）

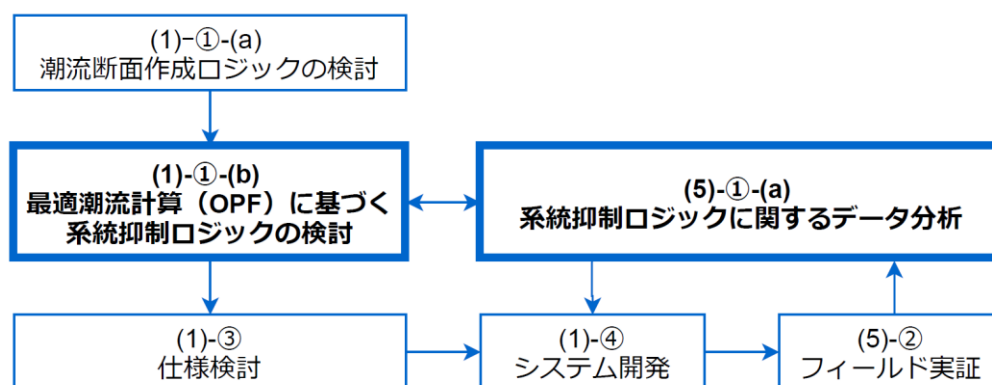
#### (1)－①－(b) 最適潮流計算（OPF）に基づくシステム抑制ロジックの検討（◎電力中央研究所）

「(1)－①ロジック検討」で要求される技術水準は、日本版コネクト&マネージを実現する、潮流状態推定やシステム抑制の実用化技術である。日本版コネクト&マネージは新しいシステム技術であり、実用システムは無い。既存技術は、潮流状態推定や潮流計算などの要素技術のレベルであり、要素技術を組み合わせたシステム技術レベルのシステム抑制ロジックの開発が必要である。

そこで本項目では、送電線利用ルールの動向および関連するシステム解析技術の調査等に基づいて、最適潮流計算（OPF）に基づく合理的なシステム抑制ロジックの基本仕様を概念実証（PoC: Proof of Concept）レベルで開発する。

具体的には、他のノンファーム適用システムや将来の送電線利用ルールも視野に入れた適用性（技術の標準化）、ならびに将来システムへの拡張性（システムセキュリティ等の考慮）も配慮するため、適応進化型（システム状況に応じて精度を向上させる継続的な改善サイクルの仕組み）のシステム抑制ロジックの枠組みの提案を検討する。

検討にあたっては、下図に示す関連項目との連携を密に、本項目に続いて項目(5)－①－(a)を併せて、以下に示す中間目標と最終目標をもって実施する。



図(1)－①－(b)－1 関連項目との連携の概要

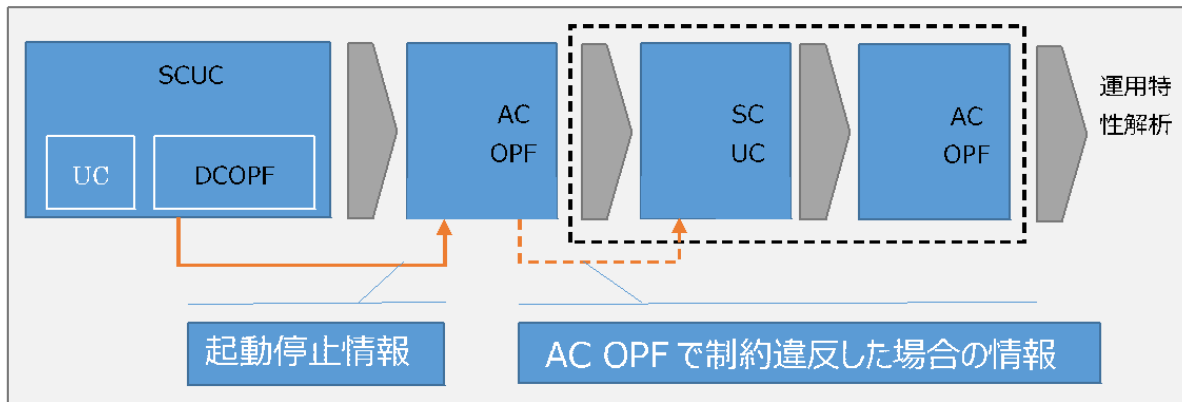
(1)－①－(c) 系統抑制ロジックを考慮した需給運用モデルの検討（◎東京大学）

系統抑制ロジックを含めた需給運用モデル SCUC(Security Constrained Unit Commitment)等によって、系統抑制の結果を需給計画に統合する機能を開発し、将来系統における系統抑制を含めた経済性と安定供給を確保する合理的な需給運用を実現する技術基盤を開発する。開発・検討内容は以下の通り。

需給運用エリア全体の再エネ出力等の予測、もしくはローカル（例：275kV 変電所単位）の再エネ出力等の予測を入力データとした前日の起動停止計画（UC:Unit Commitment）＋最適潮流計算(DCOPF)を組み合わせ、Security Constrained Unit Commitment（SCUC）モデルを検討（開発）する。

さらに ACOPF をベースに、需給抑制、系統抑制を統合した需給運用モデルを検討（開発）する。

本 PJ で検討・開発される予測、実証試験などのデータに基づき、再エネ電源大量導入時の電力システムの運用特性を検証する。



図(1)－①－(c)－1 需給抑制、系統抑制を考慮可能な需給運用モデルの計算フローイメージ

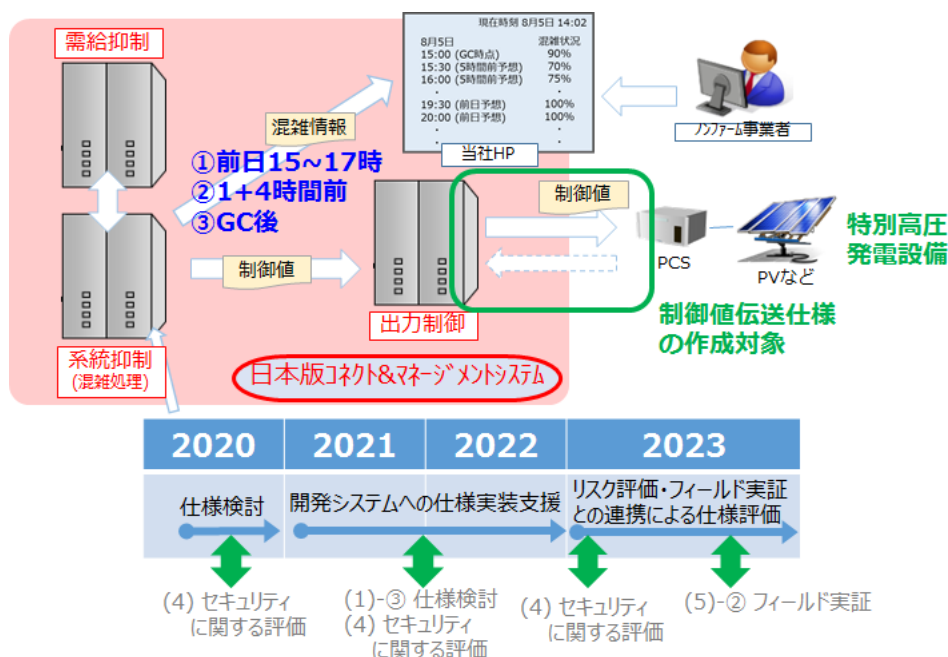
(1)－② 特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討（東京電力 PG、◎電力中央研究所）

需給上の制約に基づく再エネ電源に対する出力制御は、電圧階級によって、インターネットによるスケジュール配信（66kV 未満の電源）と、専用回線による出力制御（66kV 以上の電源）で異なっている。66kV 未満の電源の出力制御については、過去の NEDO 実証での検討も踏まえ一般送配電事業者間で同等の仕様となっているが、66kV 以上の電源の出力制御については、一般送配電事業者間で異なる仕様となっている。

現在、66kV 以上の特別高圧系統に連系する電源に対する需給上の制約による出力制御は、伝送仕様として主に C D T（Cyclic Digital data Transmission）方式が採用されており、一般送配電事業者間で異なる送受信設備の開発・設置が必要となっている。今後のさらなる再生可能エネルギーの導入拡大に向けては、制御値の伝送仕様を標準化し、そのセキュリティ対策を明らかにすることで、送受信設備を安価に設置することが求められていると考えられる。

そのため、本項目では、66kV 以上の特別高圧系統に連系するノンファーム電源※3 に対する出力制御値の伝送仕様とそのセキュリティ対策を検討する。具体的には、ノンファーム電源と日本版コネクタ& マネージメントシステムとの間で受け渡される制御値や計測値のデータを、IEC が定める電力用通信の国際標準に基づいて伝送する仕様を作成する。作成した伝送仕様およびセキュリティ対策については、「(1)－③ 仕様検討」（さらにその先の「(1)－④ システム開発」）と連携して、フィールド実証に用いるシステムに反映させる。最終的には、「(4)セキュリティに関する評価」「(5)－② フィールド実証」との連携により、作成した伝送仕様およびセキュリティ対策を評価する。

※3：OCCTOの広域系統整備委員会においては、ノンファームの本格的な制度が確立するまでの間、「試行ノンファーム電源」と用語定義している。（以下、簡単のためノンファーム電源と呼ぶ）



図(1)－②－1 制御値伝送仕様の検討対象と実施スケジュール

(1)－③ 仕様検討 (◎東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW、日立製作所、四国計測工業)

本項目では、2021 年度以降のシステム開発へのスムーズな移行を見据え、2020 年度中に、システムの要件定義および仕様の詳細検討、セキュリティ対策検討を実施する。仕様検討にあたっては、一般送配電事業者間の連携により、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とする。また、開発メーカーも仕様検討段階から連携することにより、実証期間中に開発可能な開発規模・工程に関してフォローする。

なお、上位システムと下位システムでのノンファーム運用や、ループ系統における分流効果等、特別高圧系統の実運用を踏まえたロジックや、項目(1)－①の検討結果も踏まえ、需給上の制約を考慮の上、系統混雑を解消する最適な出力制御量を算出するロジックのシステムへの実装方法を検討する。また、項目(1)－②の検討結果も踏まえ、特別高圧発電設備に対する出力制御を実施するために構築する通信システムについても検討する。

(1)－④ システム開発 (東京電力 PG、◎日立製作所、◎四国計測工業)

【目的】

本項目では、項目(1)－③で作成された仕様書をもとに、図(1)－1 に示す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の 3 つから構成される日本版コネク特&マネージメントシステムの開発を行う。

各機能の概要を以下に示す。

➤ システム制約マネージメントシステム

必要な情報を一元管理する情報基盤を元に、(1)－①で検討されたロジックに従い潮流状態を予測し、系統の混雑箇所を特定する。系統の混雑箇所を解消すべく、必要な出力制御量を算出する。「需給制約マネージメントシ

システム]で管理する制御量と協調して、ノンファーム電源の制御量を決定するロジックを実装する。決定した制御量は、「出力制御配信システム」を介して出力制御機能付 PCS 等へ送信する。

➤ 需給制約マネージメントシステム

エリア内の需要に対して発電量の大幅な余剰が見込まれる場合等、下げ代不足（軽需要時に下げ方向の調整力の不足）が発生する、または発生する懸念が生じた場合には、公平性確保に関するルールに基づき、再エネも含めた出力制御を行う。需要上の制約に基づく出力制御値を算出する際、「系統制約マネージメントシステム」で求める制御量と協調して、エリア内の制御対象となる電源に対し、最適な出力制御値を決定するロジックを実装する。決定した制御量は、「出力制御配信システム」を介して出力制御機能付 PCS 等へ送信する。

➤ 出力制御配信システム

「系統制約マネージメントシステム」により算出された出力制御値をノンファーム適用系統内のノンファーム電源に、「需給制約マネージメントシステム」により算出された出力制御値をエリア内のファーム電源ならびにノンファーム電源に送信する。ノンファーム電源に対しては、昨年度フィージビリティスタディでまとめられた通り、電圧階級・燃料種別等によらず、インターネットや専用回線等により、オンラインでの出力制御を実施する。また、既設の電源Ⅲ等のファーム電源に対しては、すでに他エリアで実施されている需給上の制約による出力制御を考慮し、オフライン(電話等)による出力制御も実現する必要がある。なお、66kV 以上の特別高圧に連系する電源に対する出力制御は、項目(1)－②～③の検討結果により、既存の電力システムを介して送信する可能性があることに留意する。

【作業内容】

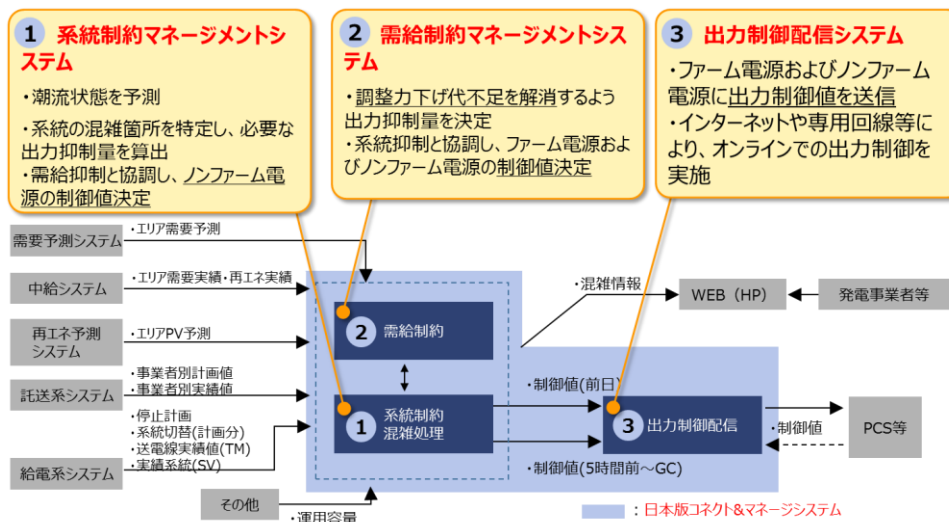
システム開発は、以下のフェーズに分けて実施する。

- ・設計フェーズ
- ・製作フェーズ
- ・試験フェーズ
- ・現地調整フェーズ

製作フェーズにおける、ハードウェアの準備には、準備後の手戻りができないため、項目(1)－③で決定する仕様等の方針について、NEDO へ相談の上、実施する。

本システムは、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、出力制御配信システムの 3 つの装置から構成される。

具体的な実施事項は、項目(1)－④－(a)～(c)で、装置ごとに示す。



図(1)－④－1 システム構成図

(1)－④－(a) 系統制約マネージメントシステム (©日立製作所)

(A) 系統制約マネージメントシステムの設計

仕様を規定した機能仕様書を元に、ソフトウェア機能の詳細仕様を決定する。系統制約マネージメントシステムの持つソフトウェア機能について以下に示す。

➤ 入出力情報伝送機能

既設システムなど、他装置データ連係を行う。

➤ 予測系統状態作成機能

将来系統構成をシステム内で展開し、送電線/変圧器の予想潮流を算出する。次の①～③の断面の潮流量を予想する。

- ① 1 時間後
- ② 5 時間後
- ③ 翌日分 48 断面

➤ 系統制約機能

運用容量から需給調整市場における約定結果 ( $\Delta kW$ ) と運用上のマージン等を考慮して、制御目標値を算出する。算出した制御目標値に対して、予測系統状態作成機能にて算出した予想潮流が超過している送電線/変圧器について、出力抑制量を算出する。

(B) 系統制約マネージメントシステムの製作

設計した機能仕様に基づいて、ソフトウェアの製作を行う。  
ソフトウェアを実装するハードウェアを用意する。

(C) 試験

工場にて製作したソフトウェアが機能仕様通り動作することを試験する

#### (D) 現地調整

現地に向けたソフトウェアの出荷手続きを行い、現地へ輸送する。現地調整試験及び既設システム、需給制約マネジメントシステム、出力制御配信システムとの対向試験を行う。

#### (1)－④－(b) 需給制約マネジメントシステム（◎日立製作所、◎四国計測工業）

##### (A) 需給制約マネジメントシステムの設計

仕様を規定した機能仕様書を元に、ソフトウェア機能の詳細仕様を決定する。需給制約マネジメントシステムの持つソフトウェア機能について以下に示す。

- 入出力情報伝送機能  
既設システムなど、他装置データ連係を行う。
- 需給制約機能  
既設システムにて決定された需給抑制量に対して、優先給電ルールに基づいて各発電機の抑制量を算出する。また、系統制約との協調を図り、抑制量を算出する。

##### (B) 需給制約マネジメントシステムの製作

設計した機能仕様に基づいて、ソフトウェアの製作を行う。

ソフトウェアを実装するハードウェアを用意する。

##### (C) 試験

工場にて製作したソフトウェアが機能仕様通り動作することを試験する。

#### (D) 現地調整

現地に向けたソフトウェアの出荷手続きを行い、現地へ輸送する。

現地調整試験及び既設システム、系統制約マネジメントシステム、出力制御配信システムとの対向試験を行う。

#### (1)－④－(c) 出力制御配信システム（◎四国計測工業）

##### (A) 出力制御配信システムの設計

仕様を規定した機能仕様書を元に、ソフトウェア機能の詳細仕様を決定する。出力制御配信システムの持つソフトウェア機能について以下に示す。

- 出力制御機能  
出力制御値を定格比に換算し、出力制御機能付 PCS 等へスケジュール配信する。
- 出力制御情報公開機能  
事業者向けに制御情報等を Web 上に公開する。

##### (B) 出力制御配信システムの製作

設計した機能仕様に基づいて、ソフトウェアの製作を行う。

ソフトウェアを実装するハードウェアを用意する。

##### (C) 試験

工場にて製作したソフトウェアが機能仕様通り動作することを試験する。

#### (D) 現地調整

現地に向けたソフトウェア/ハードウェアの出荷手続きを行い、現地へ輸送する。現地調整試験及び PCS、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との対向試験を実施する。

### (2)既設システムの改修

本項目では、項目(1)で開発する日本版コネクト&マネージに必要となるデータ等について、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する。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する。

#### (2)－① 仕様検討（◎東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW）

本項目では、項目(1)－③で作成される日本版コネクト&マネージメントシステムの仕様で示される必要データを電力会社の既設システムから取り出すために必要なインターフェース等のシステム改修の仕様を検討・作成する。なお、日本版コネクト&マネージに必要となるデータの種類（契約情報・系統情報・設備情報等）・データ数が多岐かつ膨大になることが想定されるため、既設システムの現状保持しているデータや性能を考慮したうえで、検討を進める。また、他の既設システムにデータを渡す必要がある場合や、既設システムで必要なデータの一部が保持されていないことも考えられるため、本実証に必要なデータの追加や補完方法についても同様に既設システム改修の仕様を検討・作成する。仕様検討にあたっては、一般送配電事業者間で連携することにより、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とする。

#### (2)－② 既設システム改修（◎東京電力 PG、◎北海道電力 NW）

本項目では、項目(2)－①で作成された仕様を元に、実証に必要なデータの保持及び必要に応じた加工をした後、日本版コネクト&マネージメントシステムへのデータ連係を目的とした既設システムの改修を実施する。

また、潮流想定機能等の一部機能の検証や課題抽出を実施するために、既設システムの機能改修を実施する。

システム改修における、ハードウェアの準備については、準備後の手戻りができないため、準備の方針について NEDO へ相談の上、実施する。

#### (2)－②－(a) 既設システム改修（東京電力 PG）

既設システムの改修を実施する。データ出力におけるインターフェース部およびデータ出力のための改修が必要な既設システムは以下を想定しているが、対象の詳細は項目(1)－③および(2)－①検討に基づく、必要データの整理により決定する。

- ・中給システム
- ・給電システム（基幹系給、地方給）
- ・需給スケジュール作成支援システム
- ・需要予測システム
- ・再エネ予測システム
- ・FIT 配分システム
- ・出力制御機能付 PSC 等スケジュール情報配信システム※ 5
- ・託送システム

## ・次世代 SCADA システム

※5:東京電力 PG において試行的な取り組みを開始するにあたり 66kV 未満の出力制御機能付 PCS 等が電力サーバとのインターネット接続を行うため、他電力において需給制御用に普及しているシステムを念頭に構築したシステム。

### (2)－②－(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修（北海道電力 NW）

既設システムの機能改修を実施する。「(1)－①ロジック検討」において検討する潮流想定機能について、基幹系統が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に適用した場合の検証や課題抽出を行う。

### (2)－③ 予測システム改修（◎東京電力 PG、◎東北電力 NW）

これまで一般送配電事業者はエリア需要予測やエリア全体の再エネの発電量予測を実施するために予測システムを構築してきた。

本項目では、今後、当該予測システムを改修することで、地内系統の潮流予測精度が向上する可能性について検討を実施する。再エネ予測システムを改修し、精度検証を行う。

風力発電の発電量予測については、項目(3)－②の検討をふまえたローカル予測手法を、東北電力 NW の既設予測システムへ適用するための改修を実施し、ローカル予測精度の向上効果を評価する。

## (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)より狭い範囲である送電系統毎に再エネの発電量や需要を予測し、潮流を把握することの重要性が高ま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う。

### (3)－① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（東京電力 PG、◎東京電力 HD、◎日本気象協会）

エリア全体と比較して、送電系統毎の太陽光発電量予測については、エリア全体の予測時に期待できる「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。

本項目では、日本版コネクト&マネージを実現していくにあたり、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。

具体的には、対象となる送電系統に接続される狭い領域（ローカル）において、日射量観測を実施し、日射量等の気象実績データを用いた気象予測誤差の検討、および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する。

なお、太陽光発電量の予測については、導入量拡大の経緯から、すでに一般送配電事業者による予測技術や精度検証方法がある程度確立されており、実運用に反映されている。そこで、本項目では、新たに以下のようなアプローチを想定し、ローカル予測の手法や精度検証方法等について検討する。

- ローカル系統に連系された太陽光発電の発電量を、気象データや過去の太陽光発電量のエリア推定実績データ等を用いて推定する手法を検討。
- 太陽光発電のローカル発電量推定手法をフィールドに適用した場合の予測精度を評価。



(3) - ② 風力発電のローカル予測精度の検討（東京電力 PG、東京電力 HD、東北電力 NW、日本気象協会、◎CTC）

エリア全体と比較して、地点毎の風力発電量予測については、エリア全体の予測時に期待できる「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。

本項目では、日本版コネク&マネージを実現していくにあたり、送電系統毎の風力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。

具体的には、東北・東京エリアで対象となる送電系統に接続される狭い領域（ローカル）において、風況観測設備（風況マストまたはライダーなど）から得られる風況実績データ等を用いて、風力発電の変動に影響を与える高度における風速等の気象予測誤差の評価、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・評価およ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・評価等を実施する。

なお、発電量の予測については、以下のようなアプローチで検討する。

- ローカル系統に連系された風力発電に対して、既存の風力発電の予測手法を適用することで、ローカル予測のベンチマーク評価をおこなう。
- 海外含む複数予報 GPV を収集し、複数の気象予測データを組み合わせることで、ローカル予測の精度向上効果について評価をおこなう。
- 風力発電設備における風況・発電実績データを収集・分析し、ローカル予測の精度向上に貢献可能性のあるデータを評価し、風力発電のローカル予測精度の向上効果を評価する。
- ウィンドファームの発電機出力などの SCADA 情報は、現在、系統制御システムに連係していない。SCADA 情報を利用した予測（CTC）と利用しない場合の予測（東京電力 HD）で精度を比較し、情報の有用性を評価する。

(3) - ③ 需要のローカル予測精度の検討（東京電力 PG、◎東京電力 HD）

系統が混雑する可能性のある送電系統毎の潮流予測方法は、昨年度のフィージビリティスタディで整理されたとおり、最も相関の高い過去の潮流実績から過去の発電実績を除くことで固有需要を想定する方向で検討されている。一方で、地点別の需要予測として需要家の契約情報等の精緻なデータに基づく需要予測を積み上げて予測を実施する手法等も考えられる。

本項目では、地点別の需要予測等を積み上げて送電系統毎の需要予測を実施した場合の予測精度に関する検討を行う。

(3) - ④ 需給運用への予測選択手法の開発（◎東京大学）

複数の予測手法では、季節・時間帯・気象状況などにより、需給抑制を含むエリア全体での需給運用の従来の使用目的に加え系統抑制を過不足なく実施するなどの需給運用の新たな使用目的によりその適用性が異なる。例えば、季節や時間帯により複数の予測の精度や予測誤差の特性が異なり、特定の条件下や、特定のニーズについては予測を選択して使い分けることが考えられる。

本検討では、需給モデルなどに基づき、各予測手法の系統抑制などの需給運用における選択に用いる適用性に関する評価方法の開発と、実運用における予測の選択に関わる情報を出力するシステムを検討する。

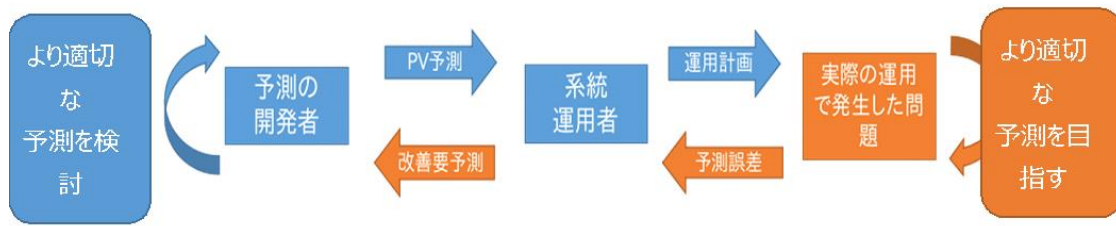


図 (3) - ④ - 1 太陽光発電予測研究と需給運用の研究との関係

従来は予測と実績の差（統計的予測誤差）から差が最も小さくなる予測を良い予測として評価してきた。しかし、需給運用に与える影響がより少ない予測を良い予測として評価できる可能性がある。そのためには新たな予測の指標体系（統計的指標と運用上の指標から構成される）が必要である。その指標体系の作成方法として、電力需給解析を行いその結果を整理し、予測を選択する手法を開発する。

開発・検討内容は以下の通り。

- 統計的な予測誤差の指標(RMSE、大外し、等)を整理する。
- 検証用にメソスケール気象予報(5km メッシュ)に基づくローカル予測を作成。
- 各予測における系統抑制を考慮した需給解析を行うことで経済性（発電コスト）・信頼性（供給力不足）に与える影響を整理する。予測を入力として需給解析の経済性と信頼性など需給運用の目的に関する結果との関係を示す指標体系を検討する。
- 複数の予測から開発した指標体系に基づき、適切な予測を選択する手法を開発する。

(3) - ⑤ ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統抑制特性の評価手法の開発（◎東京大学）

PV への出力制御を実施した際に、太陽光パネルの設置条件により各パネルの日射条件が異なるため、PCS への出力制御の結果、出力される電力は出力制御の通りとならない。また、ファーム型、ノンファーム型の PV が混在する場合にそれぞれ別に出力制御を実施する必要がある。本検討では、気象客観解析データを含めて局地日射データを適用し、系統抑制時の PV の応答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行う。大量に PV が導入された将来系統においてこうした様々な PV を考慮した出力制御の応答を検討する。

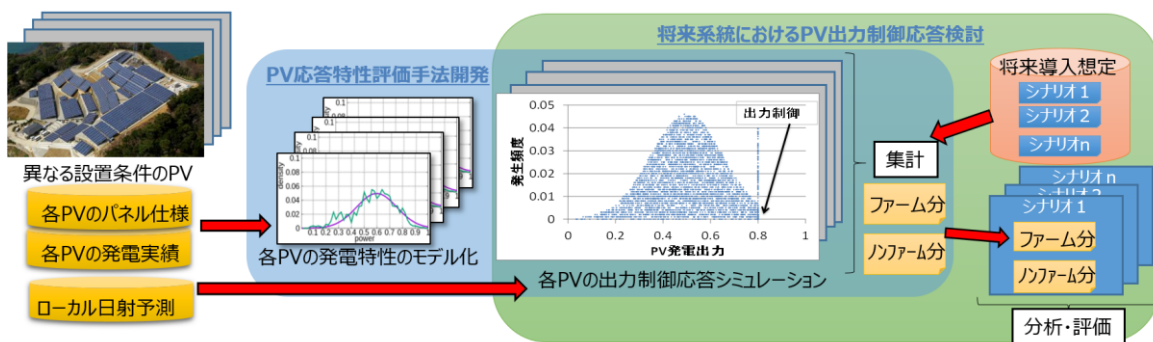


図 (3) - ⑤ - 1 ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統抑制特性の評価手法

設置条件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抑制の実現のため、様々な PV の応答特性をモデル化し、系統抑制時の PV の応答特性評価手法を開発する。開発した評価手法を適用して実証試験データに基づく定量分析を行う。

#### (4)セキュリティに関する評価（◎東京電力 PG）

本項目では、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、開発するシステムに対するリスク評価を実施する。

リスク評価に当たっては、システム固有のリスクを洗い出したうえで評価するとともに、リスク低減策の検討に際しては他の一般送配電事業者への展開を考慮した標準的な対策とすることを基本とする。

また、項目(1)－④で開発するシステムに対して、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および課題の洗い出しを実施する。

#### (5)フィールド実証

本項目では、開発するシステムの仕様を考慮して、具体的なフィールド実証の方法について整理し、実システムでフィールド実証を実施する。

なお、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、必要に応じてローカルシステムでの実証も検討する。

##### (5)－① データ分析

(◎東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW、電力中央研究所、TDS、テプシス、日立製作所、四国計測工業)

本項目では、システム仕様に反映した潮流想定方法および系統抑制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し、得られた知見や技術を今後のシステム開発・改良にフィードバックする。

データ分析において、フィールド実証で得られた結果が実際の潮流状態と合致しないケース等が想定される。その場合、潮流計算モデルのデータと実証データを比較して原因を追究し、潮流計算データ作成ロジックの精度向上の検討を実施する。

##### (5)－①－(a) 系統抑制ロジックに関するデータ分析（◎電力中央研究所）

本項目では、想定実システムデータ等を用いたデータ分析に基づいて、項目(1)－①－(b)で開発した系統抑制ロジックの有効性を評価し、問題点の抽出と必要な対策案の検討を実施する。また、データ分析で得られた知見や技術等に基づいて、他のノンファーム適用システムも視野に入れた適用性ならびに将来システムへ向けた拡張性の観点から系統抑制ロジックの高度化についての概念実証を実施する。

本項目の中間目標と最終目標は、項目(1)－①－(b)に併せて記載する。

##### (5)－①－(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析（◎テプシス、◎TDS）

本項目では、フィールド実証で作成された潮流計算用データによる計算結果と潮流実績を確認し、潮流断面作成に関わるロジックに問題がないかを分析する。ここでは、項目(1)－①－(a)で開発したロジックが原因のもののみならず、項

目(1)－①－(b)等で考案された新しいロジックを含めて、フィールド適用に向けた総合評価を実施する。想定と実績の差異分析の結果、有意な差異がある場合は、原因を探索し精度向上に向けた対応策の検討と評価を実施する。

具体的には、項目(1)－①－(a)で開発した潮流断面作成ロジックの大規模モデル系統（佐京連系等）適用時のデータ分析、検証および精度向上策の検討、評価を実施する。また、将来系統への拡張性の観点から様々なノンファーム適用系統を想定したロジックの検討、評価を実施する。

#### (5)－② フィールド実証（◎東京電力 PG）

本項目では、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。なお、開発するシステムの仕様を考慮し、本実証の中で、具体的なフィールド実証の方法について詳細を整理する。

具体的には、以下のような検証項目の評価が必要になると想定される。

- 広域系統整備委員会で整理されたノンファーム電源への出力制御方法により、システム演算結果が各電源の計画値に対する制御値（計画比制御値）が一律となっているか、各電源に送信される制御値が定格出力に対する制御値（定格比制御値）に換算されているかの確認・評価。
- フィールド実証対象エリア内のノンファーム電源の多くは FIT 特例制度③が適用される電源であると考えられ、一般送配電事業者が想定する出力(計画)に対して、一律の出力制御を実施することになると想定されることから、送電線毎や変電所毎等の一般送配電事業者の予測単位毎に定格比制御値が適正か等の確認・評価。

また、上記を実施するために、実証の対象となる電源および実証方法を整理する必要がある。対象となる電源については、ノンファーム適用系統内の全ノンファーム電源を対象とする方法も考えられるが、社会コストの観点から、有効な結果を得られる出力制御対象電源を選定して対象とする方法も検討する。なお、実証期間中に実際に連系されるノンファームの特別高圧発電設備は、連系にあたり比較的長期の工事が必要と考えられ、対象となる電源が限定される可能性があることに留意が必要となる。また、実証方法については、実証期間内に対象送電線の実際の運用容量を超過しない場合には、システム上の運用容量を模擬的に低めに設定する等により確認することとする。なお、広域系統整備委員会で認定されているノンファーム系統で実施することを基本とするが、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、必要に応じてローカル系統での実証も検討する。

#### (6)海外動向調査（◎東京電力 PG、北海道電力 NW、電力中央研究所、テプシス、TDS、日本気象協会、CTC、東京大学）

昨年度のフィージビリティスタディで明らかにされた英国およびアイルランドにおけるノンファーム型接続事例の調査及び整理を受けて、欧州・米国等の諸外国の動向についての調査も実施することが望ましいと考えられる。

また、制度の議論状況のみならず、各国が採用す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も、海外調査を実施し、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・整理することが必要と考えられる。

本項目では、主には次の項目を対象として、欧州・米国における TSO・DSO を中心に、現地訪問による調査を実施する。詳細な訪問箇所は、調査時点での動向を踏まえ決定する。新型コロナウイルスの状況を踏まえ、2020 年度については机上調査を主として、現地訪問調査の実施は、NEDO へ相談の上で実施する。

- 欧州・米国等の諸外国における制度面等の動向調査

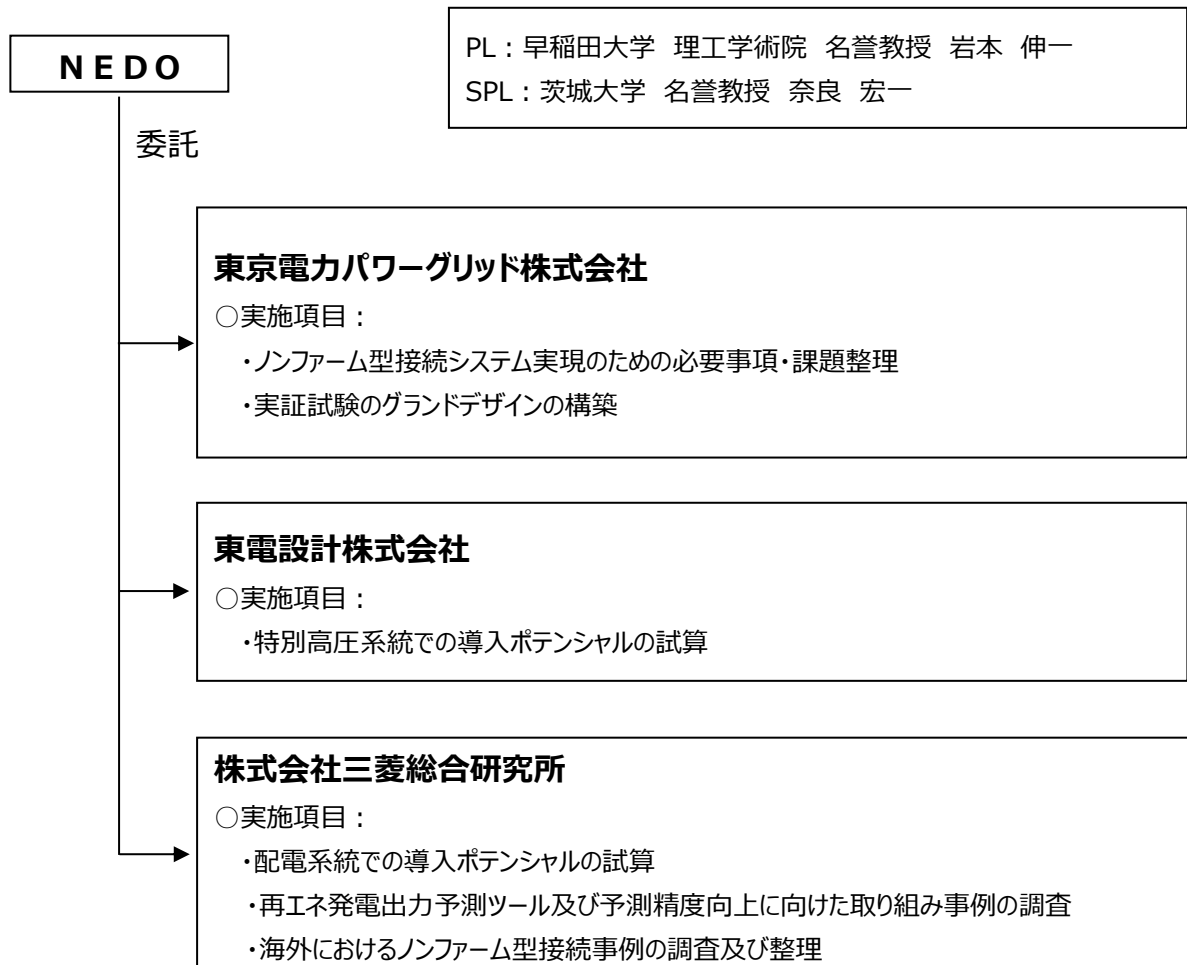
- 将来の日本において期待される制度設計や本事業で開発するシステムの拡張性を見据えた各国の制度面、システム・運用面の動向調査
- 再エネ導入拡大に伴い整備されている・整備されようとしている主に送電系統における系統連系要件の調査
- 調整力確保、マージン確保の考え方等のノンファーム型接続の運用
- 系統解析技術、特に潮流解析技術
- OPF を UC に組み合わせた込んだ運用モデルに関する欧米の運用実態及び研究開発動向
- 日本版コネクト&マネージを実現するために適用可能な気象や再エネ発電出力のローカル予測技術

## 2.2 研究開発の実施体制

研究体制についても、I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェージビリティスタディ（2019）とII.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）に分けて記載する。また、本テーマを含めて、早稲田大学の岩本名誉教授がプロジェクトリーダー（PL）、茨城大学の奈良名誉教授がサブプロジェクトリーダー（SPL）となっている。

### I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェージビリティスタディ

東京電力パワーグリッドが代表機関となり、東電設計及び三菱総研が参画した3者で分担してフェージビリティスタディを実施。



### II.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

本事業で開発するノンファーム型接続システムは、一般送配電事業者と電機メーカー、大学、研究機関等が協調して推進していくことが必要でありNEDOは公募により、複数の企業、大学、研究機関から研究開発実施者を選定し、2020年度より委託事業として実施している。

また、本事業は実系統で検証する必要があることから、我が国の系統の管理・運営を担っている一般送配電事業者が複数参加しており、東京電力パワーグリッドが代表機関となっている。

NEDO

PL：早稲田大学 理工学術院 名誉教授 岩本 伸一  
SPL：茨城大学 名誉教授 奈良 宏一

委託

**東京電力パワーグリッド株式会社**

研究項目：出力抑制システム開発（ロジック検討、仕様検討等）、既設システム改修、再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討、セキュリティ評価、フィールド実証、海外動向調査

**東京電力ホールディングス株式会社**

研究項目：再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

**北海道電力ネットワーク株式会社**

研究項目：出力抑制システム開発、既設システム改修（既設システムの改修等）、フィールド実証、海外動向調査

**東北電力ネットワーク株式会社**

研究項目：出力抑制システム開発、既設システム改修（予測システムの改良等）、再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討、フィールド実証

**一般財団法人電力中央研究所**

研究項目：出力抑制システム開発（伝送仕様検討等）、フィールド実証、海外動向調査

**株式会社テプコシステムズ**

研究項目：出力抑制システム開発（ロジック検討等）、フィールド実証、海外動向調査

**東京電設サービス株式会社**

研究項目：出力抑制システム開発（ロジック検討等）、フィールド実証、海外動向調査

**株式会社日立製作所**

研究項目：出力抑制システム開発（システムの開発等）、フィールド実証

**四国計測工業株式会社**

研究項目：出力抑制システム開発（システムの開発等）、フィールド実証

**一般財団法人日本気象協会**

研究項目：再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討（PV 予測）、海外動向調査

**伊藤忠テクノソリューションズ株式会社**

研究項目：再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討（風力予測）、海外動向調査

**国立大学法人東京大学**

研究項目：出力抑制システム開発（ロジック検討等）、再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討（需要予測等）、海外動向調査

## 2.3 研究開発の運営管理

NEDO は、本研究開発の目的及び目標に照らして適切な運営管理を実施している。具体的には、I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェジビリティスタディ及び II.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、それぞれ、外部有識者が参加する検討委員会を設置し、外部有識者に助言を得ながら、調査及び開発を進めている。また、これらの委員会には、資源エネルギー庁や OCCTO、送配電網協議会（2020 年度までは電機事業連合会）にもオブザーバとして参加し、政策の議論と歩調を合わせている。

### I.日本版コネクト&マネージ実現に向けたフェジビリティスタディ

#### 検討委員会における登録委員

氏名	所属・役職
大山 力（委員長）	横浜国立大学 教授
岩船 由美子	東京大学 教授
大橋 弘	東京大学 教授
坂本 織江	上智大学 准教授
造賀 芳文	広島大学 准教授

### II.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

#### 検討委員会における登録委員

氏名	所属・役職
加藤 政一（委員長）	東京電機大学 教授
坂本 織江	上智大学 准教授
造賀 芳文	広島大学 准教授
辻 隆男	横浜国立大学 准教授
馬場 旬平	東京大学 教授
原 亮一	北海道大学 准教授
飯岡 大輔	中部大学 准教授

## 2.4 研究開発成果の実用化・事業化に向けたマネジメントの妥当性

### 2.4.1 プロジェクト運営マネジメント

「2.3 研究開発の運営管理」で述べた通り、NEDO は検討委員会を活用し、迅速なマネジメントにつながる取り組みを実施している。また、委員会とは別に、進捗状況を PL 及び SPL に説明し、助言する機関も年数回設けている。



また、本事業は、電力市場や系統増強に関する制度の議論との協調が必要であることから、委員会のオブザーバとして、エネ庁、OCCTO、送配電網協議会（2020年度までは電事連）も参加。また、OCCTOの委員会において、本事業の進捗を報告している。

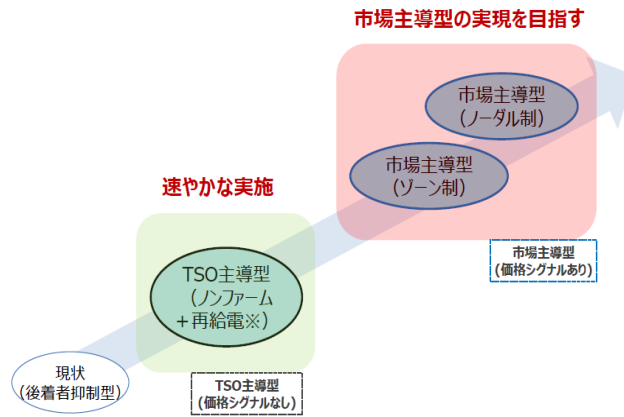
## 2.4.2 知的財産・標準化に係るマネジメント

知財は、事業実施後の実用化に向けた出口戦略を構築・実現するに当たり鍵を握るとともに、戦略的な取組を関係者の合意の下で進める必要があり、その実現に向けた的確なマネジメントの実施が不可欠であり、国全体のイノベーションシステムを俯瞰した、プロジェクトの結果として生み出された成果のうち未利用であるものについて、活用を希望するユーザとのマッチングを積極的に行う事により、その有効活用を図ることを重要視している。これらの考え方から、NEDOはプロジェクトを支える効果的な知財マネジメントの実施と未利用成果等の有効活用への取り組みを強力に推進することを目的として「NEDOプロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」（以下、「NEDO知財方針」）を定めている。本事業では、「NEDO知財方針」に基づき、知財合意書を取り交わし、出願による権利化、特許を受ける権利の帰属、知的財産権の実施許諾などについて規定している。さらに、知財運営委員会を立ち上げ、知財合意書の規定に基づき、知財運営委員会の構成、運営等に関し必要な事項を定めている。現時点においては特許出願等の事例はなく、運営委員会の開催実績は無い。

## 3. 情勢変化への対応

本事業は、開発するシステムを早期に社会実装すべく、制度の取り決めと並行して進めており、経済産業省の総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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や、OCCTOの混雑管理勉強会等の各委員会による、系統利用ルールの見直しに関する動向と情勢を把握し、以下の対応を実施した。なお、実施に伴い、仕様や実証内容等の追加はあるものの、当初計画通りの期間での終了を見込んでいる。

- 基幹系統の系統混雑時における出力制御方式を、後着電源の抑制方式から、調整力活用および一定の順序による再給電方式に変更するべきとの議論がなされ（2020年12月）、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中。
- 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べきとの議論がなされ（2021年2月）、仕様を追加し、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、課題などの整理を行うこととした。



出典：総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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 23 回）

### 課題⑦ 適用の範囲

- ノンファーム型接続が適用可能となるローカル系統の条件の整理等については、課題①（システム費用・開発期間）や課題②（出力制御の実行システム）などの検討を NEDO実証プロジェクトにおいて進めていく中で、検討していくこととしてはどうか。
- また、詳細ルールの検討については、NEDO実証の結果を踏まえながら、以前よりノンファーム型接続の詳細ルールを検討してきた電力広域機関においても、必要に応じて、検討を深めていくこととしたい。
- なお、先日の本小委員会において、東京電力パワーグリッドからローカル系統へのノンファーム型接続を早期に適用したいとの発言があったが、NEDO実証の一貫として試行的に行うことで、適用可能となる条件の整理や技術的な課題解決等にも貢献しうる可能性があることも踏まえ、次回以降の本小委員会で東京電力パワーグリッドより詳細を説明の上、試行的な取組の是非について判断したらどうか。

出典：総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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 24 回）

## 4. 評価に関する事項

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

事前評価（1次）

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

- ・費用対効果の妥当性
- ・非連続ナショナルプロジェクト

⑤評価委員 : 非公開

#### 事前評価（2次）

①評価の実施時期 : 2018年7月

②評価手法 : 外部評価

③評価事務局 : 研究評価部

④評価項目・基準 : 事前評価における標準的評価項目・評価基準（当時）を適用

- ・アウトカムの妥当性
- ・研究開発内容及びアウトプットの妥当性
- ・NEDO（国）が実施することの必要性
- ・アウトプットからアウトカム達成に至るまでの道筋（ストーリー）の妥当性
- ・研究開発の実施・マネジメント体制等の妥当性
- ・費用対効果の妥当性
- ・非連続ナショナルプロジェクト

⑤評価委員 : 第56回研究評価委員会として実施。



### 3. 研究開発成果について

研究開発成果について、2019年に実施した I.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及び、2020年度より実施している II.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分けて記載する。

#### I 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

##### 1.事業全体の成果

フィージビリティスタディは、2019年度末に成果をとりまとめ、初年度目標を達成している。

表Ⅲ. I -1. 初年度目標の達成度

事業項目	初年度目標	成果	達成度
日本版コネクト&マネージを実現するフィージビリティスタディ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ノンファーム型接続の導入ポテンシャルを試算するとともに、2020年度以降に実施するシステム開発の要件を定義し、要求仕様（必要事項及び課題）を詳細にまとめた。</li> <li>・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、実証スケジュールを詳細にまとめた。</li> <li>・発電予測を可能とする汎用ソフトウェア及び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した。</li> </ul>	◎

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

## 2.研究開発項目毎の成果

### 2-1. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算

特別高圧系統と配電系統では、ノンファーム接続に関する検討状況、設備増強にかかる費用・期間等、それぞれの条件が異なるため、同一条件でノンファーム適用時の導入ポテンシャルの試算を行うことが困難である。また、ノンファーム適用の導入ポテンシャルに対して、一意な定義がないため、本事業においては特別高圧系統と配電系統での検討の方向性を統一するため、ノンファーム適用時の導入ポテンシャルは、「ノンファーム適用系統となる可能性がある線路」と定義した。

ここで、導入ポテンシャル試算の検討対象となる線路は、各系統における年間潮流の最大値が運用容量を超過する可能性があるものとした。また、本事業においては、上位系統と下位系統で同時にノンファームによる抑制が発生する場合（例えば、特別高圧系統 154kV と 66kV で同時に抑制が発生する場合）は考慮しないものとした。

#### 2-1-1. 特別高圧系統での導入ポテンシャル試算（実施者：東電設計）

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「ノンファーム型接続」の制度設計を念頭に、特別高圧送電線のノンファーム型接続適用時における導入ポテンシャルを試算した。

##### (1)特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

特別高圧送電線の潮流の想定に際し、表 1 に示す前提条件を設定した。

表 1. 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

項目	前提条件
系統構成	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
需要（8760 時間）	2018 年度エリア実績
再エネ（太陽光）	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
再エネ（風力）	2019 年度実績 + 追加連系量
再エネ（上位以外）	公開情報より想定
火力	公開情報より想定
原子力	再稼働済みの 9 基
揚水	公開情報より想定
連系線	2019 年計画の運用容量およびマージン
その他	停止計画等は考慮しない

##### (2)検討対象線路の選定

特別高圧送電線の電圧階級は、154kV 以上と定義し、検討対象となる特別高圧送電線は次の条件とした。

- ・全国 10 社の一般送配電事業者毎に送電線潮流が公開されている全ての送電線の内、新たな発電設備を検討する際に設備工事が必要となる線路
- ・一般送配電事業者が公開している空き容量マッピングで空き容量がない線路
- ・広域系統整備委員会等で議論されている線路については除外

検討対象とする線路の選定は図 1 に示すフローにしたがい、3 つの検討対象に分類した。

- 検討対象①: 空き容量が無く、N-1 電制の適用ができない線路（基幹ループ系統等）  
 検討対象②: N-1 電制の適用が可能だが、既に接続申込量で空き容量がない線路  
 検討対象③: フェンス潮流で管理している箇所での空き容量が無い線路

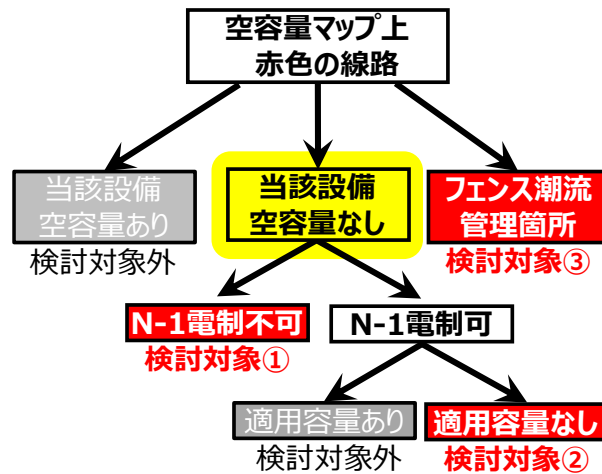


図 1. 検討対象線路の選定フロー

図 1 のフローにしたがって選定した検討対象線路数を表 2 に示す。

表 2. 154kV 以上の検討対象線路数

	500kV	275~187kV	154kV	フェンス	小計
検討対象①	0	28	9	-----	37
検討対象②	0	13	29	-----	42
検討対象③	-----	-----	-----	1	1
				合計	80

\*1) 一般送配電事業者各社が 2019 年 8 月時点で公開した系統空容量一覧表を使用した

\*2) 広域系統整備委員会で議論されている 1 系統については除外した

### (3) 電力系統シミュレーションモデルの作成

電力系統シミュレーションモデル作成手順を図 2 に示す。電力系統シミュレーションモデルは、各送配電事業者から情報公開されている、送電線データ、変圧器データおよび電力系統構成データに基づき作成した。また、送配電事業者各社から公開されていないが、シミュレーション上必要なデータについては、インターネット地図情報など、比較的容易に入手できる情報を活用するとともに、電気定数は文献などに記載されている合理的な定数を使用した。

### (4) 需給データの作成

需要データは、図 2 に示すように送配電事業者各社から情報公開されている変電所の実績潮流に基づいた。このデータには、当該変電所と連系されている再エネなどの発電力も合算されているため、純粋な需要データとはならない。そこで、各変

電所と再エネなどの発電所を市町村単位で結びつけ、実績潮流から発電力を除外して、各変電所の需要データを作成した。

#### (5)供給データの作成

供給データは、需要データと同様に図 2 に示すように変電所ごとの需要データに基づいて、電力広域的運用推進機関で公開している連系潮流シミュレーションツールを使用して 8760 時間のシミュレーションを実施した。この連系潮流シミュレーションの計算結果は、発電所の燃料種別毎の発電力となるため、燃料種別毎の発電量を設備容量で案分し、電力系統シミュレーション上の各発電設備に再配分した。なお、太陽光発電設備はエリア毎の伸び率（19～53%）を乗じた。

#### (6)電力系統シミュレーション

電力系統シミュレーションは、作成した需給データに基づいて直流法を適用し 1 時間毎に 8760 時間（1 年間）分の潮流計算を行った。

#### (7)対象線路の潮流想定

ノンファーム型電源は、至近年度で数十 MW～数百 MW 規模の開発が進められていくと想定される風力電源を想定した。

追加連系するノンファーム型電源は、対象線路に流れる最大潮流時の上流側の変電所に連系することを基本とした。ノンファーム型電源の追加連系量は、100MW、300MW、500MW、1,000MW、1,500MW とし、この時のファーム電源の供給力はノンファーム型電源の追加連系量を考慮した。

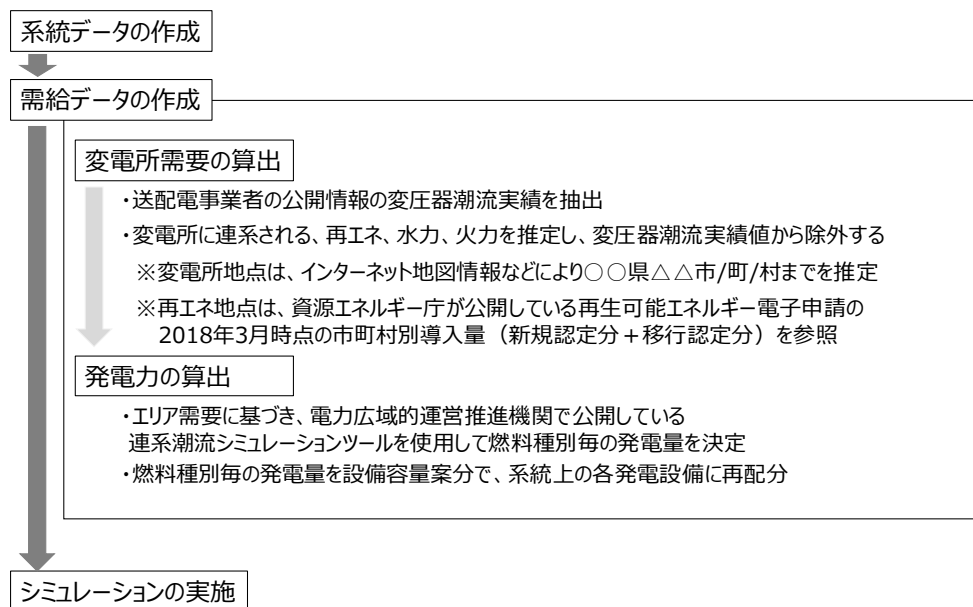


図 2. 電力系統シミュレーションモデルの作成手順



(8)ノンファーム型電源追加連系後の抑制量の算出

ノンファーム型電源追加連系後の抑制量の算定は、ノンファーム型電源追加前のデューレーションカーブ（1年間の潮流を大きい順に並び替えたグラフ）を作成し、その後、図3に示すようにノンファーム型電源追加連系後のデューレーションカーブを重ねノンファーム型電源の抑制量を算定した。

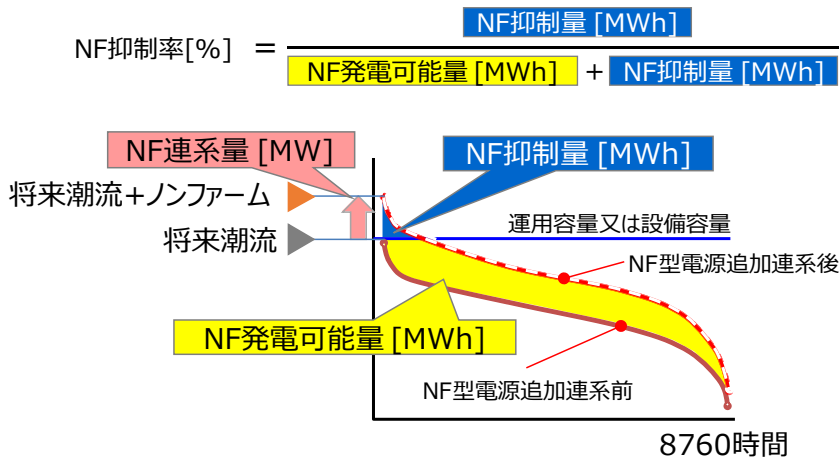


図 3. 抑制率算定イメージ

(9)本シミュレーションで考慮していない事項

本シミュレーションは、一定の条件に基づいて全国の需給シミュレーションを実施したため、費用便益を評価する上で考慮すべき項目が必ずしも反映できていない。このため、実際に個別系統で費用便益を評価する際には、各系統の個別事情から、費用便益を計算する上で考慮すべき項目を設定することで、より正確な想定潮流や抑制量を算出することができる。費用便益を評価する際には表3に示す項目について考慮するべきだと考えられ、これらの項目を考慮した場合は同表に示す影響があると考ええる。

表 3. 費用便益を評価する際に必要な項目例と影響

考慮していない項目例	考慮した場合の影響
流通設備の作業停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>当該設備の作業停止を考慮すると、運用容量が低下し、抑制量が増加する可能性がある</li> <li>他系統の設備停止や電源停止を考慮すると、当該系統の電源の稼働率が上昇し、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
潮流想定年度以降の連系申込済み電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>2023年度以降の連系申込済みの電源が連系されると、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
実運用上の制約	<ul style="list-style-type: none"> <li>メルिटオーダーと異なる運転制約（燃料制約、発電量契約による運転など）を考慮すると、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
発電設備量の想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> <li>本シミュレーションは、公開情報に基づき、電源の配置を想定しているため、当該系統の発電設備量が想定よりも大きかった場合には、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>

#### (10)シミュレーション結果の傾向

本シミュレーションは、設備形成上の空き容量がない線路を検討対象としているが、デューションカーブのピークは運用容量よりも下回り、一般送配電事業者が想定している潮流よりも低めに算出される傾向となった。この関係性のイメージを図4に示す。

一般送配電事業者は、OCCTOで示された想定潮流合理化に基づき空き容量の検討を実施している。一方、本シミュレーションでは表3に示すような事項について考慮していないことや、電源の発電構成は運用実態を反映できないなど、一般送配電事業者が想定しているシナリオを反映できていない。本シミュレーションは、全国の需給シミュレーションによりメリットオーダーで発電機出力が配分されているため、検討対象線路の想定潮流が小さくなりやすい（特に発電単価の高い電源が多い系統では顕著となる傾向がある）。このため、本シミュレーションの検討対象となった送電線潮流デューションカーブのピークは運用容量を下回り、送電線潮流は一般送配電事業者の想定潮流よりも下回っていると考察する。

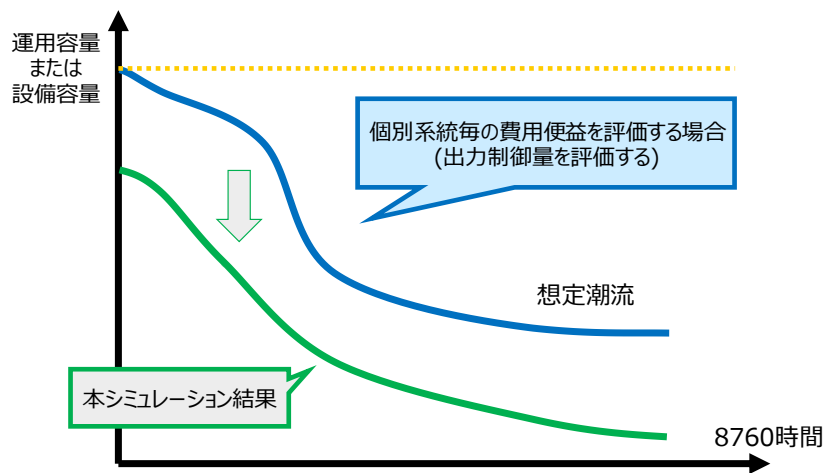


図4. シミュレーションの結果で得られたデューションカーブのイメージ

#### (11)シミュレーション結果の評価

本シミュレーション結果は、前述したように、見込まれていない条件が多く含まれているため、本シミュレーション結果のデューションカーブのピーク値は、運用容量または設備容量まで達しなかったものと考えられる。したがって、本シミュレーション結果に基づいたノンファーム抑制率は少なく見積もられてしまう可能性がある。このため、ノンファーム抑制率を一般送配電事業者が想定する潮流で評価する方が実態に近づけられると考え、運用容量または設備容量と本シミュレーション結果のデューションカーブのピーク値の差を、図5に示すように本シミュレーション結果のノンファーム電源連系前のデューションカーブに加算することとした。この加算したデューションカーブに基づいてノンファーム抑制率を算出することとした。

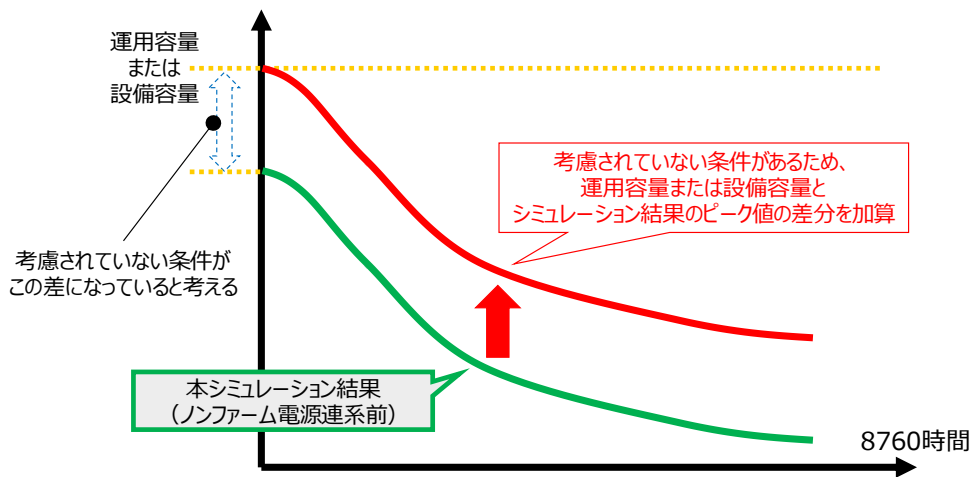


図 5. 運用容量または設備容量とシミュレーション結果のピーク値の差を加算するイメージ

(12)ノンファーム抑制率の算出結果

ノンファーム抑制率算出結果から特徴分析を行った。その結果、放射状系統とループ系統で特徴が大きく変わり、さらに放射状系統では、当該送電線に連系される電源種別によって異なる特徴が明らかになった。

1)パターン 1 (放射状系統+ミドル電源/変動電源)

パターン 1 は、154kV 以上の放射系統で、当該送電線に連系されている電源がミドル電源 (LNG) と変動電源 (再エネ) が混在する系統である。需給上のメリットオーダーによる発電機の出配分によって、発電機の高出力時間が短い傾向にあり、デレーションカーブの傾斜が大きい系統となっている。当該線路は電源に連系されているため比較的大きい運用量となり、抑制率は低い傾向となっている。

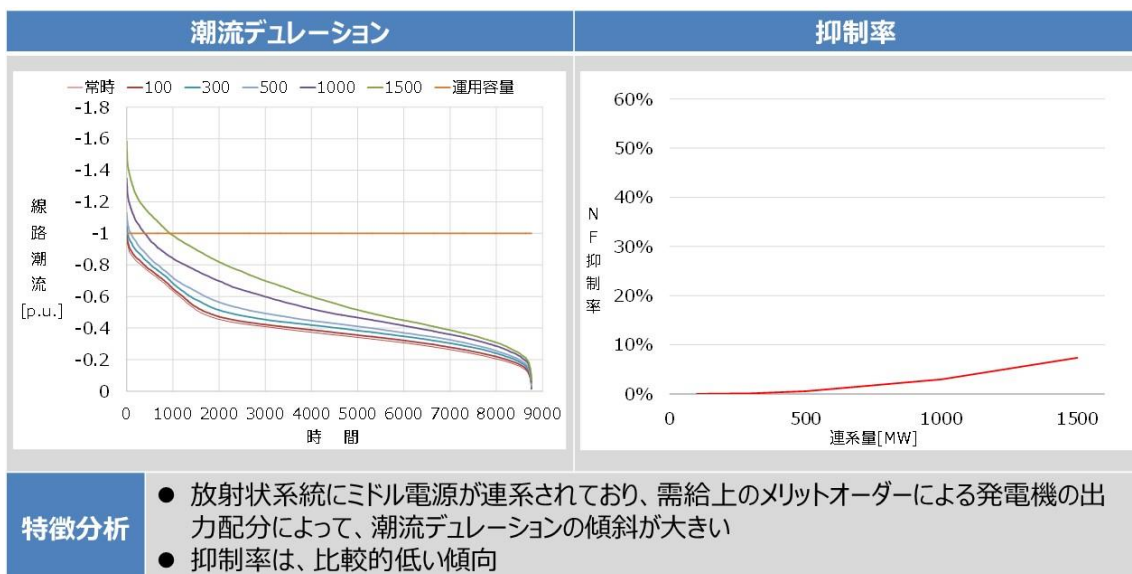


図 6. パターン 1 のノンファーム抑制率の代表例

## 2)パターン 2 (放射状系統+ベース電源/変動電源)

パターン2は、154kV以上の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源がベース電源（石炭）と変動電源（再エネ）が混在する系統である。放射状系統にベース電源が連系されているため、当該線路の潮流は、需給状況によらず一定となっている傾向があり、デレージョンカーブは全時間に亘って高い潮流状況となり、デレージョンカーブの傾斜が比較的フラットな傾向を示している。当該線路は年間を通して出力変化が少ないベース電源が接続されているため、抑制率は高い傾向となっており、運用容量とベース電源の出力差により抑制率が大きく変動する。

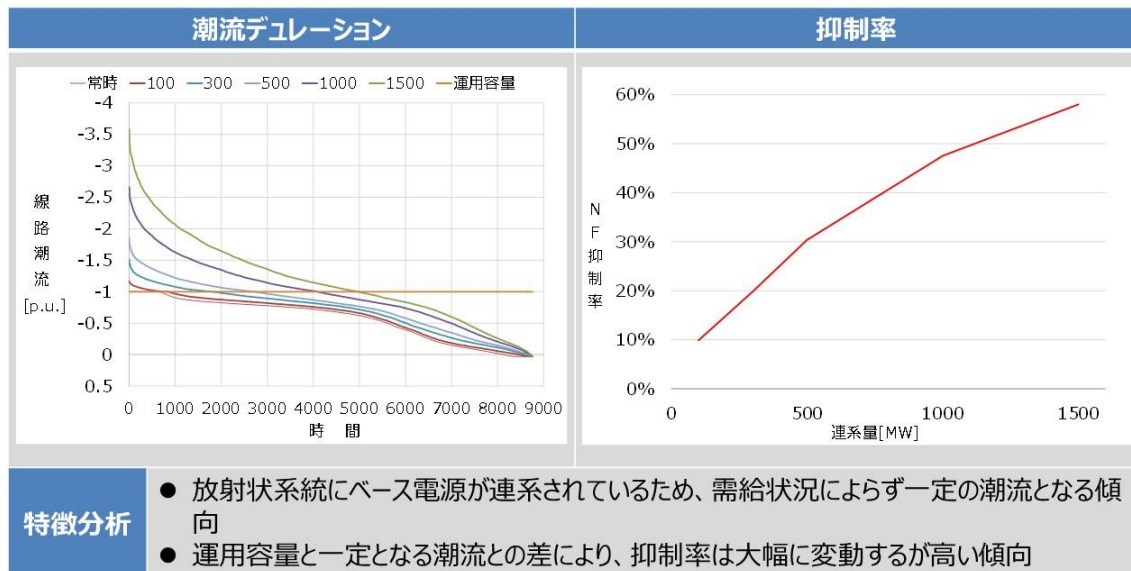


図 7. パターン 2 のノンファーム抑制率の代表例

## 3)パターン 3 (放射状系統+変動電源)

パターン3は、154kV以上および66kV以上154kV未満の放射上系統で、当該送電線に連系されている電源が変動電源（再エネ）主体の系統である。放射状系統に再エネが連系されているため、当該線路は再エネ電源の出力状況に左右される傾向があり、風力であれば風況などによってデレージョンカーブの形状が変化する。当該線路は運用容量が小さい線路が多く、連系量が少ないうちは抑制率が低く、多くなれば抑制率が高くなる傾向となっている。

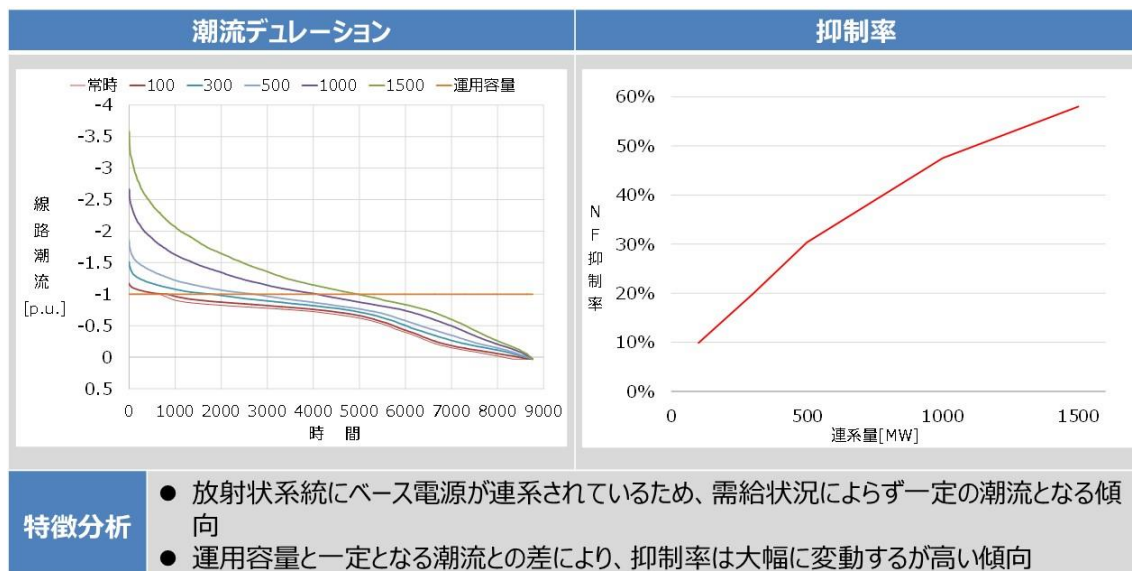


図 8. パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（154kV 以上の線路）

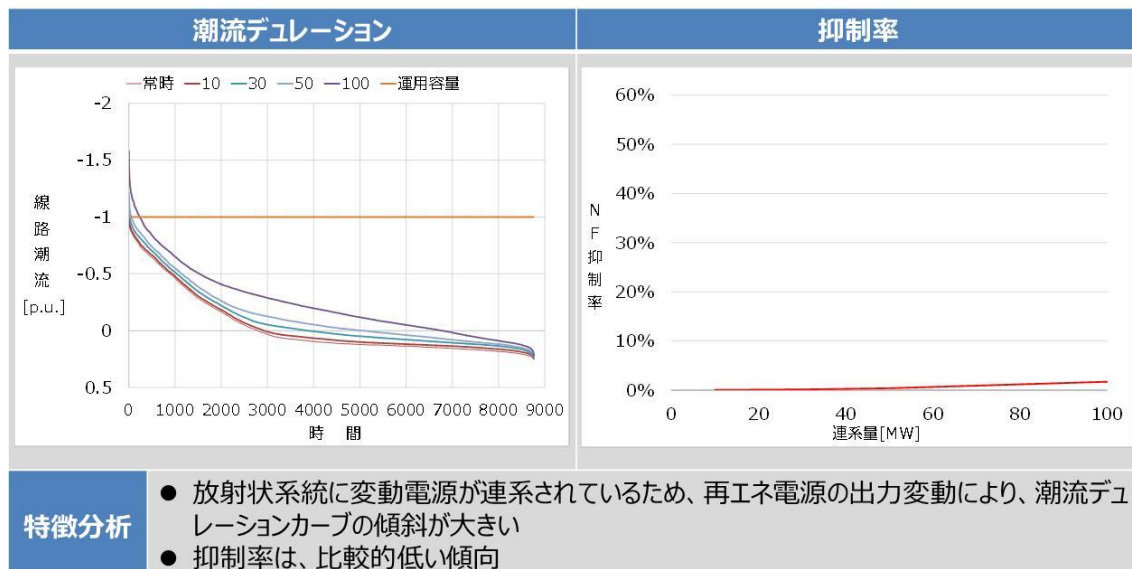


図 9. パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（66kV 以上 154kV 未満の線路）

#### 4)パターン 4（ループ系統）

パターン 4 は、154kV 以上のループ系統で、ノンファーム型電源の連系量に関わらずデレージョンカーブに変化が少ない結果となった。ループ系統では、放射状系統と比べて分流効果により、当該線路の潮流に与える影響が少ないため、連系量に対して潮流が増えにくい特徴がある。このため、当該送電線に着目すると抑制率は低くなっている。

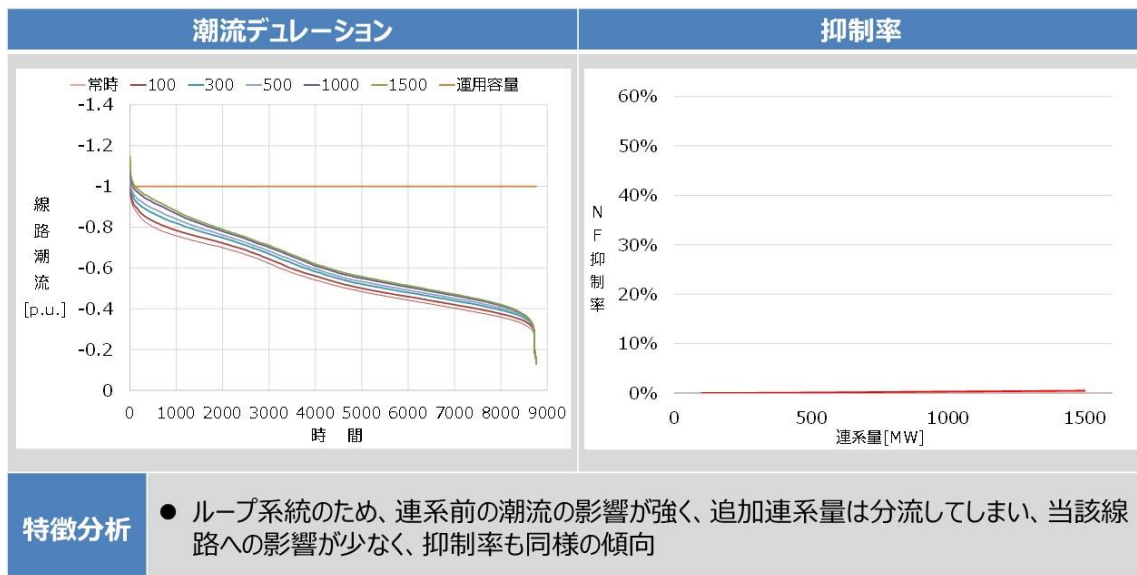


図 10. パターン 4 のノンファーム抑制率の代表例

(13) 系統特徴とノンファーム抑制率

検討対象となった 154kV 以上の 80 線路の内、新たに広域系統整備委員会で議論されている 3 系統・4 線路と公開情報から潮流を推定するのが困難など評価できない 5 線路を除いた 71 線路についてパターン分けし特徴を分析した。系統特徴と各系統特徴別に仕分けしたノンファーム抑制率の平均値のパターン一覧を表 4 に示す。

表 4. ノンファーム抑制率のパターン一覧 (154kV 以上の線路)

パターン (対象 線路数)	系統 特徴	電源種別	年間抑制率の平均
パターン 1 (23)	放射 状系 統	ミドル電源(LNG)と 変動電源(再エネ)が 混在する系統	
パターン 2 (6)	放射 状系 統	ベース電源(石炭)が 多く、変動電源(再エネ) が混在する系統	

パターン3 (24)	放射状系統	変動電源(再エネ)が主体の系統	
パターン4 (18)	ループ系統	-----	

検討対象とした 66kV 以上 154kV 未満の 5 線路については、いずれも放射状系統で変動電源（再エネ）が主体となる「パターン 3」であった。66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率の平均値を表 5 に示す。

表 5. 66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率

パターン	系統特徴	電源種別	年間抑制率の平均
パターン 3	放射状系統	変動電源(再エネ)が主体の系統	

#### (14) 結論

##### 1)154kV 以上の線路

パターン毎の特徴分析結果より、「パターン 1」、「パターン 2」、「パターン 3」は、ノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は電源の運用状況で大きく変わる特徴がある。この特徴を有する 154kV 以上の送電線は、71 線路のうち 53 線路（約 75%）であった。

「パターン 4」もノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は既設電源等の制御に左右される。しかしながら「パターン 4」は、出力制御を必要とする電源の判断が困難であり、一度、出力制御が必要となれば当該ループ系統でノンファーム運用の適用を増やす必要があるなど、出力制御範囲が広範囲に及ぶ可能性が高い。このため、ノンファーム運用を検討す



る前段で電源の制御方法について詳細な検討が必要であると判断される。この特徴を有する 154kV 以上の送電線は、71 線路のうち 18 線路（約 25%）であった。

なお、「パターン 1」および「パターン 3」はデレレーションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられ、全国で 154kV 以上では 47 線路（約 66%）であった。

### 2)66kV 以上 154kV 未満の線路

66kV 以上 154kV 未満の代表 5 線路は、154kV 以上の線路の特徴分析結果の「パターン 3」に仕分けられた。このため、今回検討対象となった 5 線路は、154kV 以上の送電線と同様にデレレーションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられる。

66kV 以上 154kV 未満の線路についてもデータが入手できれば、154kV 以上の線路と同様にパターン 1～4 に分類できるものと想定される。

### 3)留意事項

本検討では、公開情報から OCCTO の連系線潮流シミュレーションに基づくメリットオーダーで発電機の出配分を決定している。このため、パターン毎の傾向は把握できたが、全体的に送電線潮流が低めとなった。さらなる詳細な抑制率の検討を行う際には、開示情報を活用するなどして局所的な系統での検討が必要である。

## 2-1-2. 配電系統での導入ポテンシャルの試算（実施者：三菱総合研究所）

本項目では、配電系統におけるノンファーム型接続の導入ポテンシャルを検討し、ノンファーム型接続適用を配電系統に拡大することの可能性について検討した。具体的には、ノンファーム適用時の導入ポテンシャルを「ノンファーム適用系統となる可能性がある線路数」と定義し、将来的に連系が予定される電源の量を加味した際に最大逆潮流量が運用容量を超過する配電線をノンファーム適用対象の配電線として試算した。試算のフローを下図に示す。

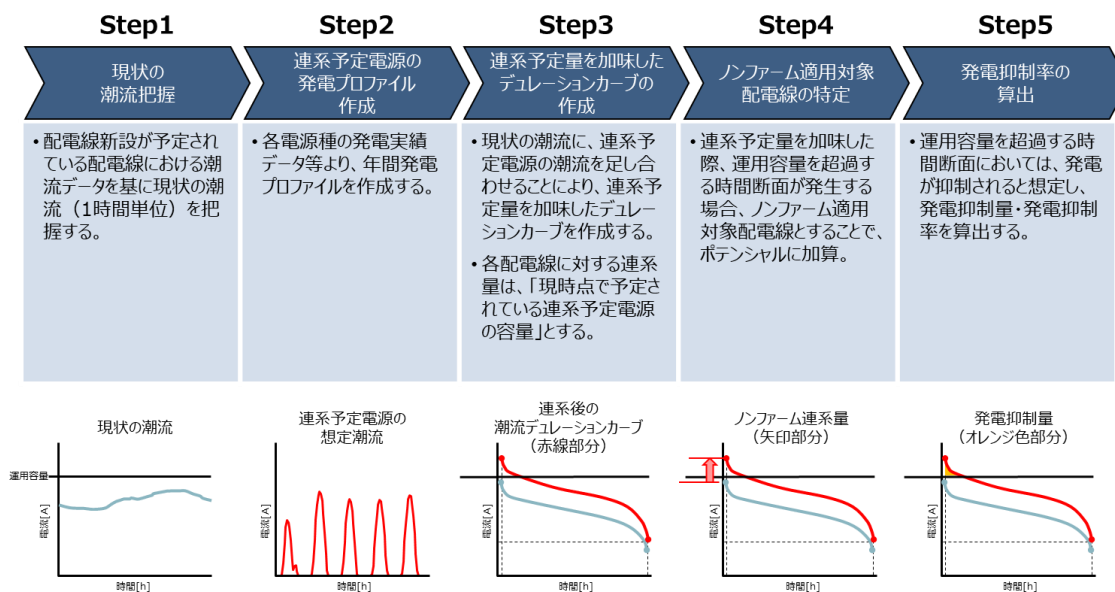


図 11. 配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー



上記の試算フローによって推計した配電系統における導入ポテンシャルの推計結果は東京電力エリア、全国レベルで整理をすると下表の通りとなった。

表 6. 東京電力エリア・全国の導入ポテンシャルの推計結果

	東京電力エリア	全国
ノンファーム適用配電線数 (導入ポテンシャル)	29	50
ノンファーム連系量[MW]	83.7 (すべて PV)	226.1 (うち PV 221.4)
出力抑制量[MWh]	16,195	34,601 (うち PV 34,426)
出力抑制率[%]	15.2	11.2 (PV 12.1)

本検討では、上記の通り算出された導入ポテンシャルの推計結果を基に、系統増強にかかるコストと、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストを試算し、系統増強とノンファーム型接続のどちらが経済的であるかを、分析を行うことで評価した。試算に当たり、配電系統のノンファーム制御システムは、各配電線に連系する PV 等の発電量をリアルタイムかつ高精度に計測できるセンサ内蔵開閉器の利用することとし、「系統抑制サーバ（混雑処理）」は 1 制御所ごとに 1 システム、「出力制御サーバ」は 1 拠点に 1 システムを基本として想定した。OCCTO の資料や電気共同研究、減価償却資産の耐用年数等に関する省令 別表第一等に示される数値等を参考に、系統増強コストとノンファームコストの比較検討を行った結果が下図となる。この図は 2019 年から 2038 年の各年の系統増強コスト（負の値）とノンファームコスト（正の値の積算値）を示している。20 年間でコストを比較すると、ノンファーム型接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

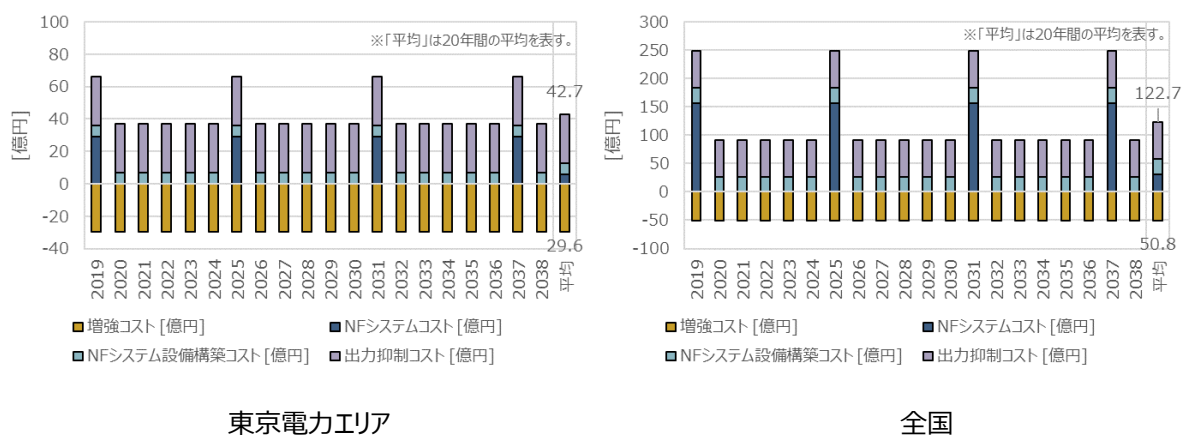


図 12. 2019-2038 年におけるコスト試算結果

ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強を行った場合に発生するコストを比較すると、現時点での回避可能費用等を考慮すれば、系統増強の方がコストを抑えることができるという結果になった。また、配電系統にノンファーム型接続を適用する際、配電系統内の機器や電線の許容電流が異なることからセンサを配電系統の各所に配備し、監視する必要があるとともに、現行の制度では、10kW以下の低圧連系の申し込みについて連系の状況に依らず受け入れざるを得ないといった運用上の課題が存在し、現段階では配電系統においてノンファーム型接続を適用するメリットは乏しいと言える。

ただし、今回行ったコスト試算は、あくまで現時点の情報及び想定に基づいて実施したものであり、今後の情勢の変化等があれば、状況は変わる可能性がある。また、今後、配電系統への蓄電池やヒートポンプ等の分散型エネルギーリソースの導入が期待されるが、これらのリソースが提供するフレキシビリティを十分に活用し、再エネの出力抑制量を低減することが可能となれば、配電系統における柔軟なコネクとマネージも実現できる可能性がある。今回の試算結果は将来における配電系統のノンファーム型接続適用を否定するものではない点に留意が必要である。

## 2-2. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理（実施者：東京電力 PG）

### 2-2-1. 特別高圧系統

#### 2-2-1-1. 広域系統整備委員会における整理状況

現在、広域系統整備委員会における日本版コネクとマネージの検討スケジュールは、に示す通りである。

ノンファーム型接続シ図 13 ステムの構築は、試行ノンファーム型接続および暫定接続について、現時点で適用が可能となることを踏まえ、運用開始当初は「試行ノンファーム型接続」を念頭に構築する。

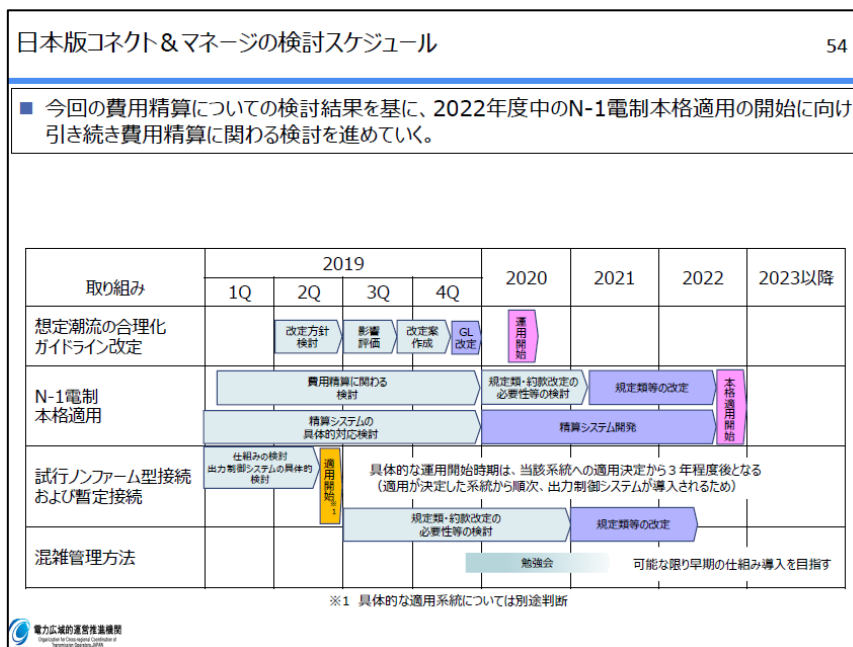


図 13. 日本版コネクとマネージの検討スケジュール

出所) OCCTO,第46回広域系統整備委員会資料

広域整備委員会における主な整理項目を表 7 にまとめた。広域系統整備委員会においては、各市場との整合性やノンファーム電源の事業予見性等に係わる制度全体の設計が進められており、一方で、システム開発を進める上では、運用上の細かなルールについても方針を決定しておく必要があるため、広域系統整備委員会で議論される予定がない項目について整理が必要となる。

**表 7. 広域系統整備委員会での主な整理項目**

広域系統整備委員会での 主な整理項目	決定回	概要
ノンファーム電源間の出力制御の順番	第42回	・発電計画値に対し、一律に抑制する
容量の一部がノンファーム型接続となる 電源の扱い	第46回	・ファームの契約を超過した部分のみをノンファームとして取り扱う
スポット市場における扱い	第41回	・スポット市場への参加に制約はない
時間前市場における扱い	第42回	・時間前市場への参加に制約はない
需給調整市場における扱い	第46回	・需給調整市場へは参加できない
容量市場における扱い	第40回	・容量市場へは参加できない
系統制約と需給上の抑制の関係	第40回	・系統制約による抑制後に、需給上の制約による抑制を実施する
設備作業停止時の扱い	第32回	・ノンファーム電源を優先的に抑制する

ここで、広域系統整備委員会で整理された、ノンファーム電源を制御するための出力制御値の提供方法、算出方法、算出条件を次に示す。

### (1) 出力制御値の提供方法

設備保護の観点から、平常時に系統混雑が予想される場合、一般送配電事業者から発電所へ直接、出力制御値を送信する。一方で、発電契約者が系統混雑を考慮した発電計画を作成するためには、一般送配電事業者の系統混雑予想が、広く公表されることが合理的となる。

1-(1)-2. 出力制御値の提供方法について

- ノンファーム電源が系統混雑により抑制されることが予想される場合、設備保護の観点から、一般送配電事業者から直接PCS等へ出力制御値が送られる。このため、発電契約者は発電所の出力制御値の情報を自ら取り込まない限り抑制量の把握ができない。
- 個々の事業者への出力制御値の通知をノンファームのシステムとして行うことも考えられるが、ノンファーム電源は特別高圧から低圧(10kW未満除く)までが対象であるため、合理的な情報提供方法として、**一般送配電事業者のHP等で公表したものを事業者が取得する形**としたい。

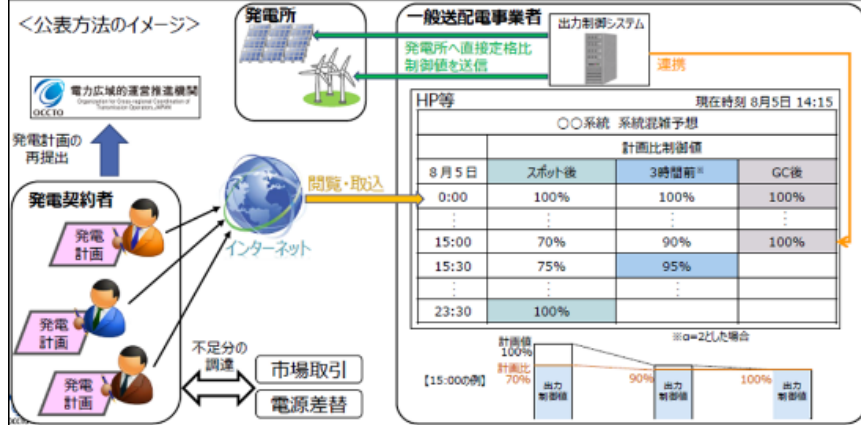


図 14. 出力制御値の提供方法について

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

## (2) 出力制御値の算出方法

図 15 および図 16 に示すように、発電契約者へは、発電計画値に対し公平な出力制御値を算出するため、計画比制御値は一律となる。一方、発電所へは、発電可能な上限を直接送信するため、定格出力に対する出力制御値に換算する必要があり、発電所間で異なる定格比制御値となる。

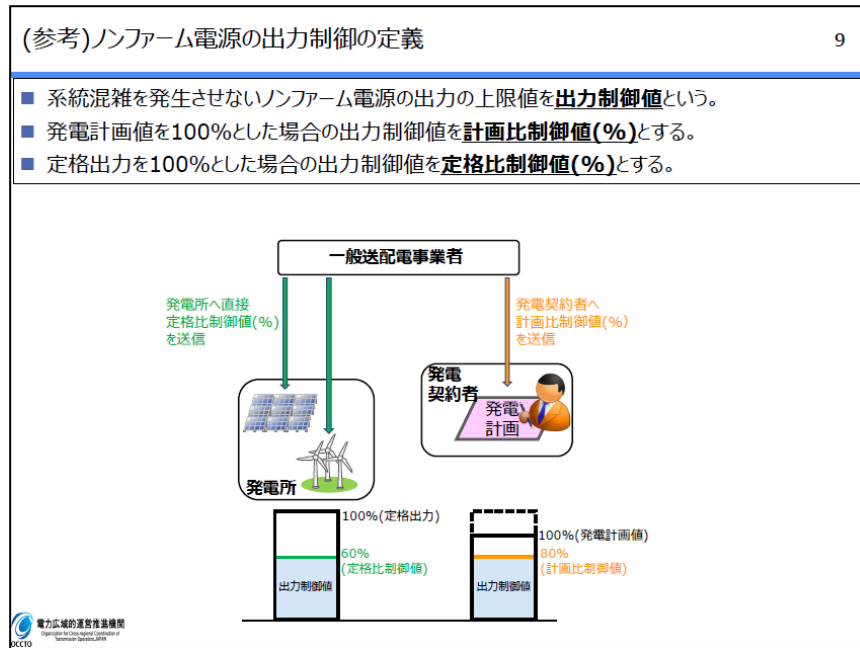


図 15. 計画比制御値と定格比制御値の定義

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

### 計画比制御値と定格比制御値の違い

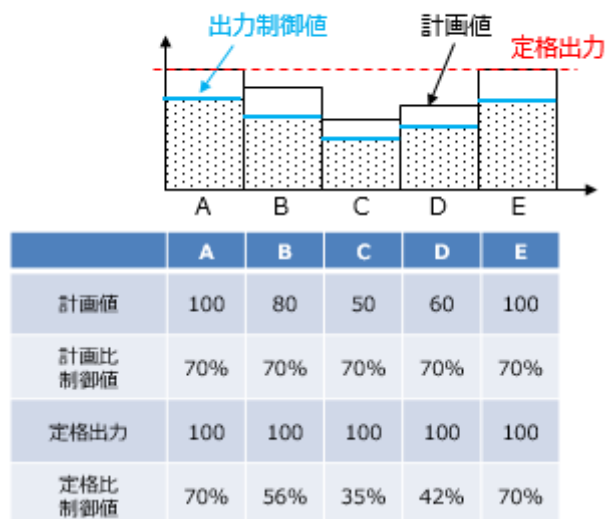


図 16. 計画比制御値と定格比制御値の違い

### (3) 出力制御値の算出条件

一般送配電事業者は、系統混雑計算の都度、常に最新の想定(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき、必要最小限の出力制御値を算出する。

この系統混雑計算は、図 17 に示されるようにスポット市場後～実需給までの間に、次の①～③で示すタイミングの 3 回実施する。

- ① 翌日計画提出後
- ② 1+α時間前
- ③ GC 後

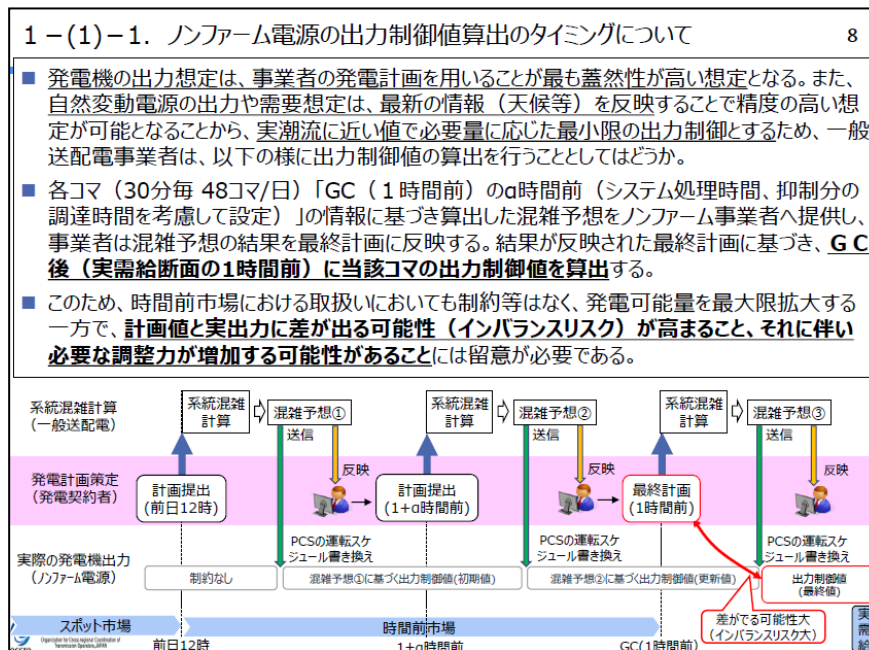


図 17. 出力制御値算出のタイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

なお、N-1 電制とノンファーム型接続の関係を図 18 に示す。

N-1 電制の導入により、運用容量が増加し、ノンファーム型接続の適用により、運用容量内の空きが効率的に利用される。

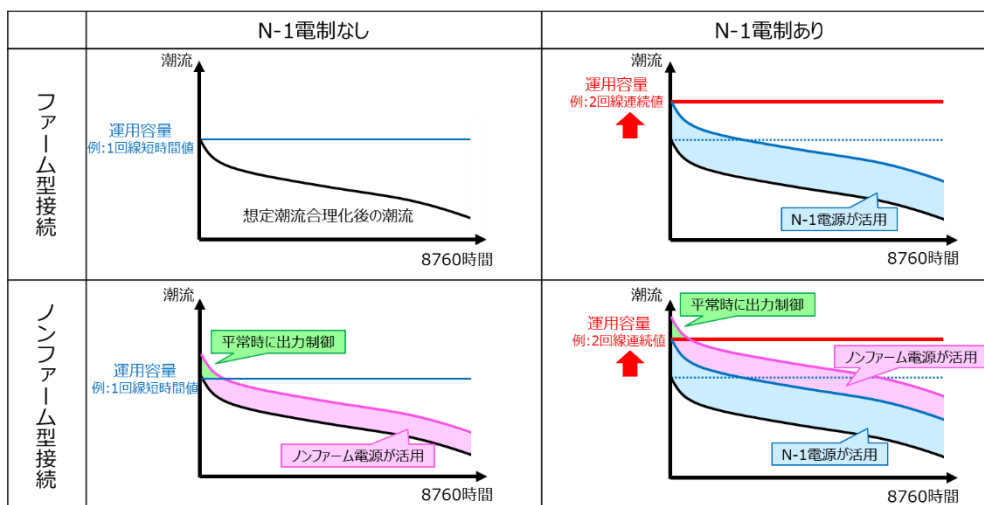


図 18. N-1 電制とノンファーム型接続の関係

### 2-2-1-2. ノンファーム型接続システム実現のための課題整理

ノンファーム型接続システムを開発可能とするために運用上整理が必要な課題を、出力制御方法、出力制御値の算出条件、インバランスの扱い、容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱いの大項目 4 つに対して、それぞれ要素ごとに 9 つの中項目に分けて整理を行った。

表 8. 運用上の整理しておくべき課題

大項目	中項目	課題整理の概要
I 出力制御方法	(1)発電所への出力制御方法	・電源種別に依らず全電源をオンライン化
	(2)実需給前日スケジュール	・1回目の処理は、前日15~17時に実施
	(3) $\alpha$ の時間設定	・ $\alpha = 4$ 時間とする
II 出力制御値の算出条件	(4)低圧NF電源の発電計画提出方法	・個別の発電計画を提出する
	(5)エリア全体に必要な調整力の確保	・ $\Delta kW$ を確保して出力制御値を算出する
	(6)マージンの設定	・マージンを設定可能とする
	(7)現行ルールを踏まえたFIT③の扱い	・系統制約を考慮してスポットに入札する
IV 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱い	(8)発電計画提出方法	・一般送配電事業者側で切り分ける
	(9)需給調整市場における扱い	・ファーム分は需給調整市場に参加できる

## I. 出力制御方法

### (1) 発電所への出力制御方法



(課題)

発電所へ出力制御値を送信する方法の一つとして、優先給電ルールに基づく出力制御のための出力制御機能付 PCS の設置がすでに進められており、同装置を系統混雑による出力制御にも活用することを前提に検討する。ただし、優先給電ルールでは、出力制御値を直接送信する発電所を、自然変動電源（太陽光・風力）に限定しているため、系統混雑による出力制御については、自然変動電源以外の発電所に対する出力制御方法を新たに確立する必要がある。

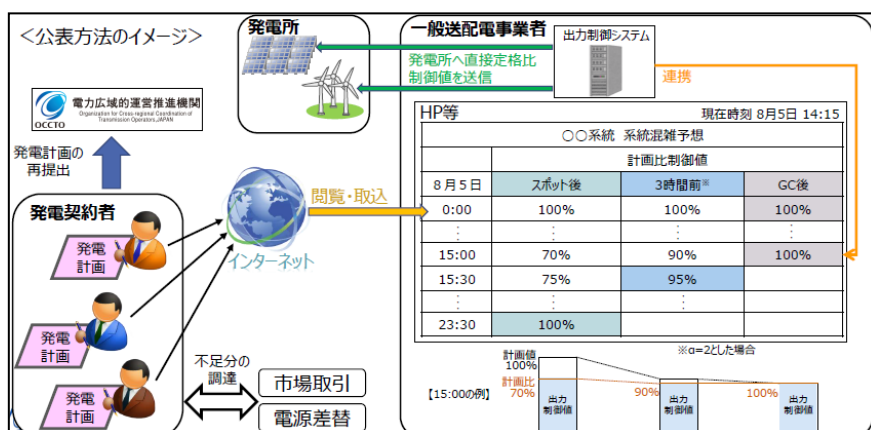


図 19. 発電契約者への公表・発電所への制御方法

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1 (抜粋)

(課題の整理)

系統混雑による出力制御は、以下の 2 つの理由から、自然変動電源（太陽光・風力）以外の発電所（バイオマス・同期発電機等）へも、オンラインで直接出力制御を実施する必要がある。

- ・ 電源種別に依らない公平な出力制御が必要なこと
- ・ 出力制御量を少なくするために、より実需給に近いタイミングでの出力制御が必要なこと

具体的には、出力制御機能付 PCS の技術仕様が確立されている太陽光発電設備・風力発電設備に準じて、表 9 に示すように自然変動電源以外の発電所に対しても自然変動電源と同等の通信回線を使用した設備構成を求めていく。

表 9. 発電所との通信回線

	通信回線	系統混雑による制御	(参考例)※1 優先給電ルールによる制御
特高	太陽光	専用線	専用線
	風力	専用線	専用線
	その他(バイオマス,同期機)	専用線	自動電話システム(※2)
高圧 ※4	太陽光	インターネット	インターネット
	風力	インターネット	インターネット
	その他(バイオマス,同期機)	インターネット※3	自動電話システム(※2)

【留意事項】

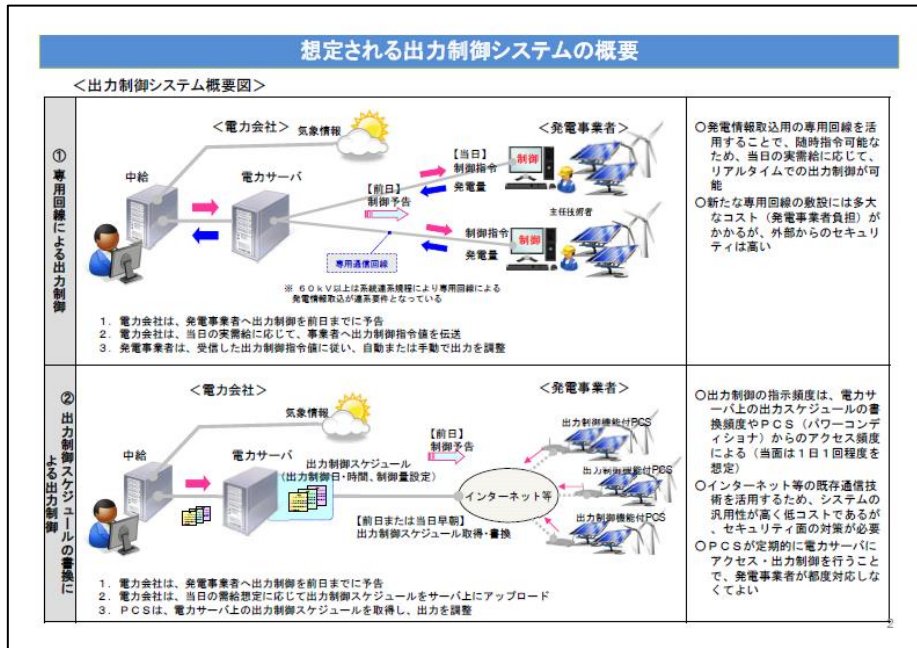
※1：FIT法における旧・新・指定ルールの違い等により異なる扱いとなる場合がある。

※2：優先給電ルールに基づき、太陽光・風力よりも優先的に出力制御されるため、運転停止が必要となる蓋然性が高く、実需給前日夕方に連絡することから、自動電話システムが構築されている。

※3：協議によっては専用線とさせて頂く可能性がある。

※4：低圧については、系統連系規程により逆潮流の場合、逆変換装置の設置が義務付けられている。





**図 20. 出力制御システムの概要**  
出所) METI, 第 4 回系統 WG 資料 2

## II. 出力制御の算出条件

出力制御値の算出条件について、広域系統整備委員会では、算出方法と算出タイミングが次のように決定されている。

【算出方法】 発電計画値に対する一律制御

【算出タイミング】①翌日計画提出後 ②1+a時間前 ③GC 後 の 3 回の算出を行う

この前提において、(2) ～ (6) で課題を整理した。

### (2) 実需給前日のスケジュール

(課題)

図 21 の 1 回目の系統混雑計算は、翌日計画の提出期限である実需給前日 12 時以降と整理されているが、発電契約者が時間前市場を活用することを考えると、時間前市場の開場する実需給前日 17 時まで実施することが望ましい。

一方で、実需給前日においては、様々な業務が輻輳する状況にあり、他の制度の検討状況も考慮した業務フローを整理しておく必要がある。

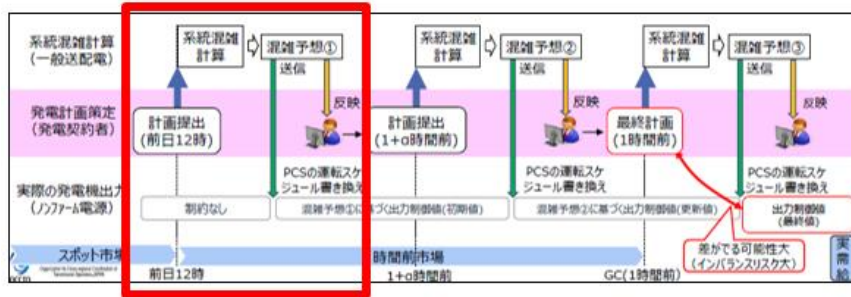


図 21. 1 回目の混雑計算

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋) , 赤枠追記

(課題の整理)

系統制約による出力制御値は、需給調整市場における約定結果( $\Delta kW$ )を考慮して算出する必要があることから、実需給前日 15 時以降の演算開始となる。

以降、演算時間や、出力制御値の発電所への送信および混雑予想の HP 公表に要する時間は、現時点で想定となるが、およそ 2 時間あれば対応可能。

そのため、1 回目の出力制御値の算出は、実需給前日 15 時～17 時で実施する方向で詳細検討していく。

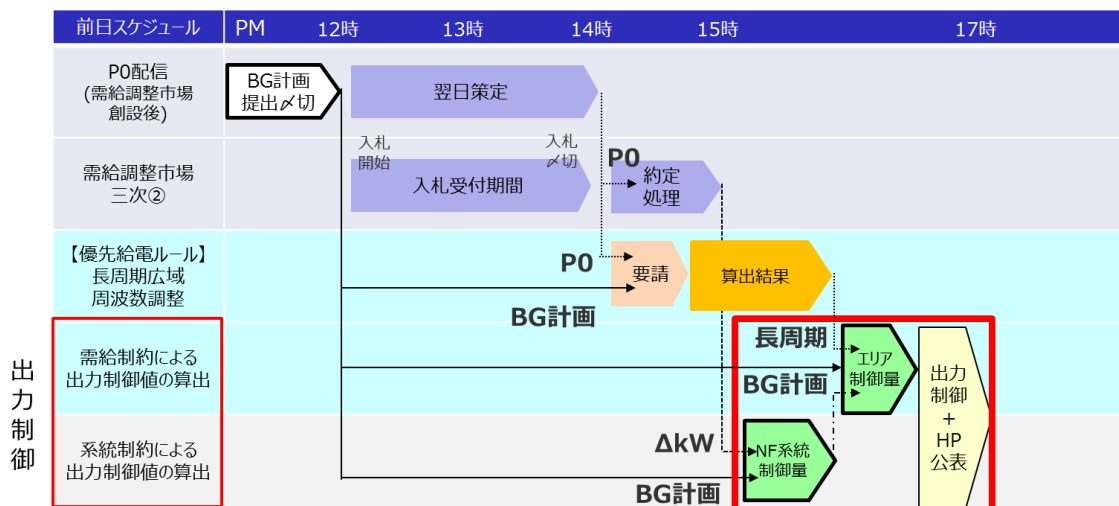


図 22. 実需給前日のスケジュール

### (3) $\alpha$ の時間設定

(課題)

2 回目の系統混雑計算は、実需給の「1 +  $\alpha$ 時間前」と整理されている。

これは、発電契約者が系統の混雑予想を反映した最新の発電計画を GC(実需給 1 時間前)までに提出するために、作業に要する時間として「 $\alpha$ 」が設定されたことによる。ここで、システム開発上、また運用上は、「 $\alpha$ 」の時間を指定することが必要となる。

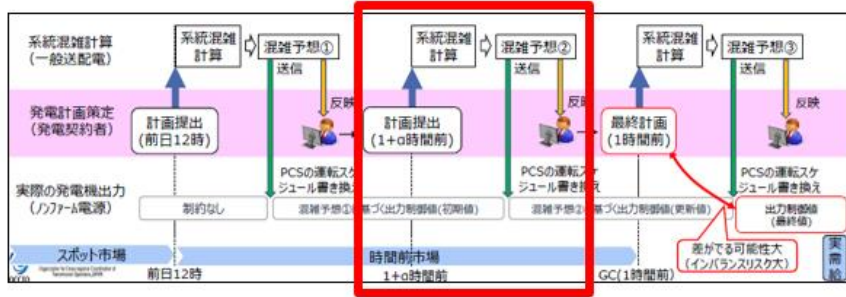


図 23. 2 回目の系統混雑計算

出所) OCCTO, 第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠追記

(課題の整理)

GC 時点の最終発電計画に出力制御量を反映するための時間は、FIT 特例①の再通知に関する業務フローのヒアリング時の、「BG が入札量を決定するまでに必要な作業時間」の最長時間を踏まえ「 $\alpha = 4$ 」とする。

### 論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間(注)程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、**FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する**、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー (ヒアリングベース)

【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



19

図 24. FIT 特例①の再通知

出所) METI, 第 18 回電力・ガス基本政策小委員会資料 4

#### (4) 低圧ノンファーム電源の計画提出方法

(課題)

系統混雑計算は、発電契約者の提出する発電計画値に対する一律制御となる。しかしながら、現状は、低圧の発電計画については、エリア全体の設備量を集約した(群でまとめた)発電計画値を提出することとされている。

低圧のノンファーム電源(10kW 未満を除く)に対しても、発電計画値に対する一律制御を実施していくためには、発電計画値を切り分けて提出していただく必要がある。なお、ここでは、今後新たに接続される低圧の電源を対象に検討しており、発電契約者が発電計画を提出する対象とならない FIT 特例③の電源は検討の対象外とする。

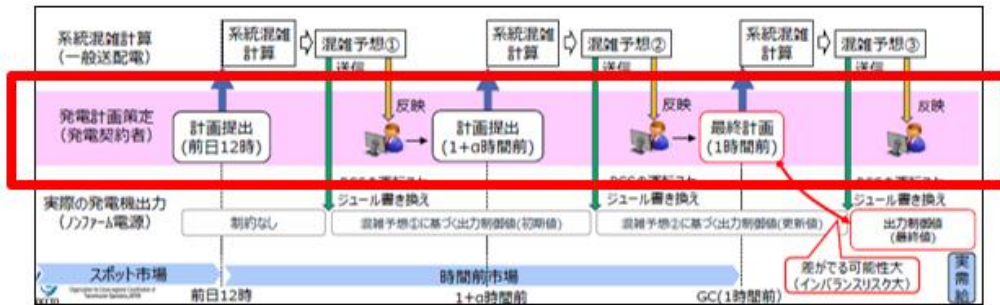


図 25. 発電計画策定タイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠追記

(課題の整理)

現状、新たに接続される電源の大部分が FIT 特例③となっており、実態としては、発電計画を提出する低圧のノンファーム電源は相当少ないと考えられる。

そのため、計画値に対する一律制御の観点から、まずは低圧のノンファーム電源に対し、個別の発電計画提出を求めていく。

ただし、今後の制度変更や、低圧のノンファーム電源の増加により、個別の発電計画提出では非現実的な混雑計算となることも考えられるため、検証結果によっては対策(配変単位での計画提出に変更する等)が必要となる可能性があり、留意が必要。

表 10. 低圧ノンファーム電源の計画提出方法の比較

	案1:電源個別	案2:電源群(配変単位)	案3:電源群(エリア単位)
メリット	○契約件数が少ない場合、特高・高圧と同様に管理することが可能 ○計画値抑制の公平性が高まる	○契約件数に関係なく、管理・運用が可能	○現状運用と変わらない
デメリット	△契約件数が多い場合、管理・運用が煩雑 △業務フローの整理が必要	×計画値抑制は可能だが、群の中で不公平が生じる △業務フローの整理が必要	×エリア単位の計画では、系統混雑時の計画値抑制が不可能
識別方法	系統コードを低圧ノンファーム個別に発行	系統コードを低圧ノンファーム群に発行	低圧のノンファームは区別できない

(5) エリア全体で必要な調整力の確保

(課題)

ノンファーム電源の増加やノンファーム適用系統の増加に伴い、ノンファーム系統内の調整力が活用できなくなると、系統全体の調整力が不足し、周波数品質の悪化や停電の長期化等のリスクが増大する可能性がある。

そのため、ノンファーム型接続の導入にあたっては、このようなことが生じることがないよう、エリア全体で必要な調整力を適切に確保することで、リスクを低減する必要がある。

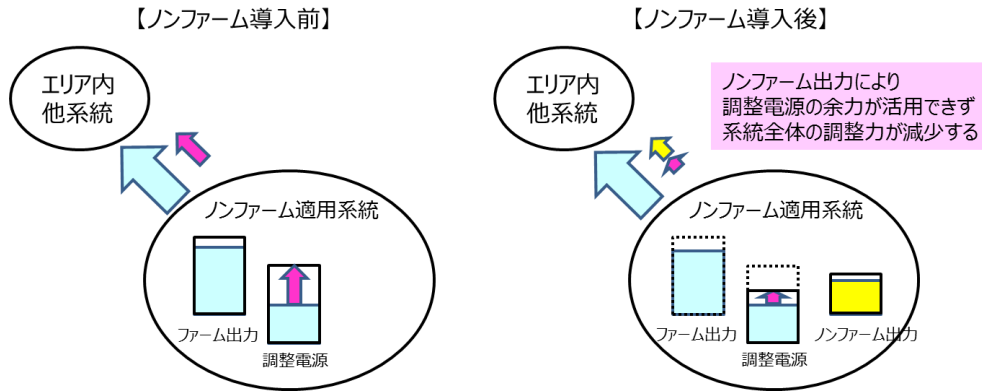


図 26. ノンファーム電源による調整力への影響

(課題の整理)

将来的に、需給調整市場ですべての商品(調整力)を調達するようになれば、調達した調整力 $\Delta kW$ を確保した上で、ノンファーム電源への出力制御値を算出することとする。

一方、現状は、電源Ⅱ余力に期待する量を踏まえて電源Ⅰで対応する量を年間調達しており、エリア内の調整電源の上げ余力にも期待した運用を行っている。

そのため、システム上は、エリア内に必要な調整力(例えばエリア需要の $X\%$ )を確保した上で、出力制御値を算出するロジックを実装する。



図 27. ノンファーム系統内の調整力確保の考え方

## (6) マージンの設定

(課題と課題の整理)

出力制御値は常に最新の情報(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき算出するものの、算出時点から実需給までの間には、必ず誤差が生じることとなる。この誤差に対応できる下げ調整力がない場合、送電線の運用容量を超過する虞があることから、システム上は、マージンを設定できるようにしておく。ただし、マージンの確保量については、個別系統毎の事情等も踏まえ、実証で検証していく。

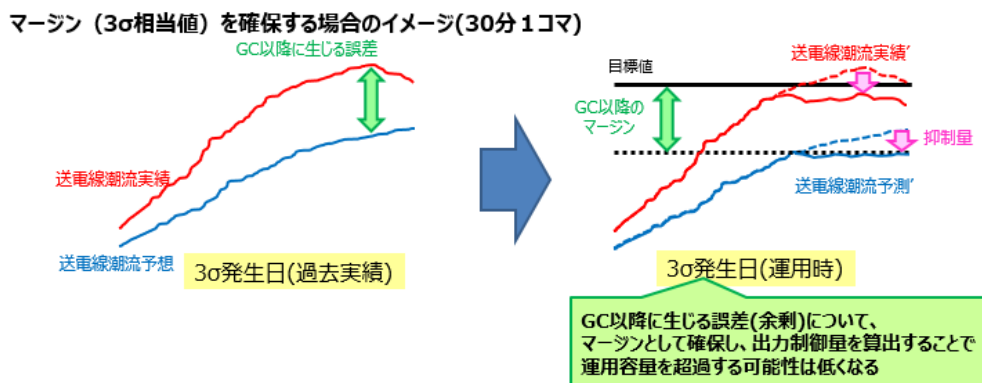


図 28. ノンファーム系統内の確保すべきマージンの考え方



### Ⅲ. インバランスの扱い

インバランスの扱いについて、現行の FIT インバランス特例制度は、FIT 発電事業者がインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用の FIT 電源についても同制度が適用される。一方で、同電源の運用方法、すなわち一般送配電事業者がインバランスリスクを負う場合の運用方法は整理されていない。そのため、FIT③の扱いについて課題として整理する。

試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するためのFIT関係法令の改正等（案）	8
<ul style="list-style-type: none"><li>● <b>ノンファームの制度化前に早期の連系を可能とするため特例的に認められる試行ノンファーム適用電源（増強前に接続している暫定接続適用電源を含む）は、基幹系統の設備増強コストを負担しない代わりに、系統容量を確保せず、平常時系統混雑時の出力制御の補償を前提としない電源となるが、制度化されていないため、試行ノンファーム適用のFIT電源についてもFIT関係法令上、その位置づけが明記されていない。</b></li><li>● <b>このような状況のもと、ノンファームの制度化前における試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するため、FIT関係法令において、試行ノンファーム適用電源による発電が基幹系統の送電容量を超過することが合理的に認められる場合は出力制御指示に従うこと、当該出力制御に伴う補償を求めないことを明記することとしてはどうか。</b></li><li>● また、平常時混雑処理に伴う出力制御指示により不足インバランスが発生する可能性が高まるため、当該指示により発生する不足インバランス相当については、発電事業者自らが調整責任を負うという考え方はあるが、<b>現行のFITインバランス特例制度は、電力市場における「計画値同時同量制度」の下においても、FIT発電事業者はインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用のFIT電源についても同制度が適用される。</b></li><li>● <b>試行ノンファーム適用電源は、ノンファームの制度化前に特例的に接続を認めているものであり、制度開始以降は同制度が適用されると整理されているものであるため、試行ノンファーム適用のFIT電源についても、当該制度開始までに行われるノンファーム型接続に関連するFIT関係法令の改正等を適用するための事前合意が発電事業者及び一般送配電事業者等の間で必要ではないか。</b></li><li>● <b>なお、発電事業者の事業予見性の向上のため、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-中間整理（第2次）でとりまとめた、送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報の公開・開示を実行しているところ。今後、ノンファーム型接続の制度化議論のなかで公開等の必要性が高い情報があるとなった場合には、当該情報についても公開等ができるよう当ワーキンググループ等で審議のうえ、関連する規程類の改正等も検討すへまではないか。</b></li></ul>	

図 29. 試行ノンファーム適用の FIT 電源を円滑に導入するための FIT 関係法令の改正等（案）  
出所）METI, 第 23 回 系統ワーキンググループ資料 3

#### (7) 現行ルールを踏まえた FIT③の扱い

(課題)

GC まで発電計画の変更が可能な電源と異なり、FIT③電源は、一般送配電事業者がスポット市場へ入札した以降の出力増減は、すべて系統のインバランスとなる。特に需給上の制約による出力制御と異なり、高需要期に送電線の潮流が大きくなる可能性も考えられ、需給バランスの逼迫した状況下でも出力制御が行われる可能性がある。

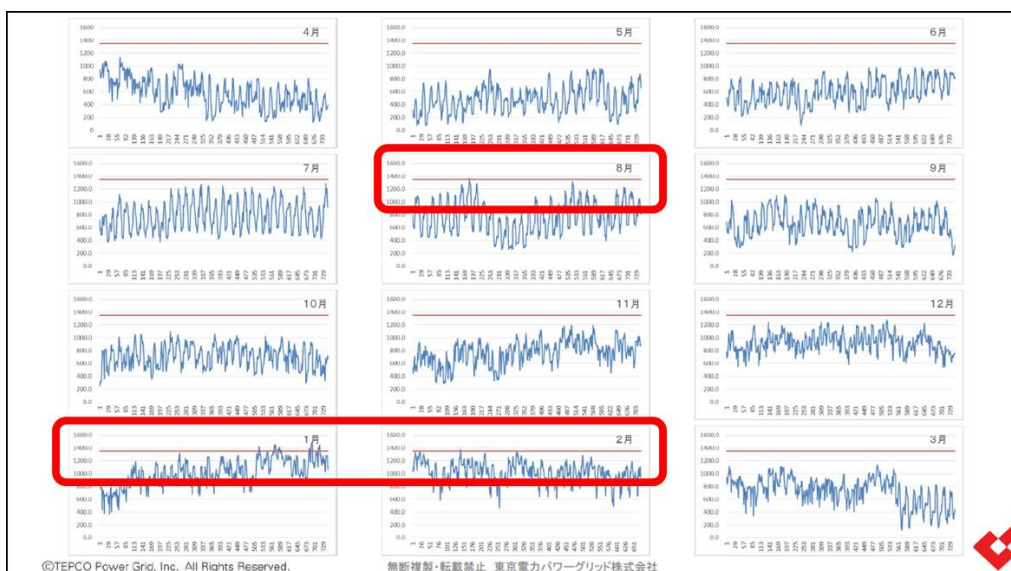


図 30. 試行的取り組み導入後の想定潮流

出所) 東京電力パワーグリッド事業者説明会「千葉方面における「試行的な取り組み」の概要」抜粋＋赤枠追加

(課題の整理)

需給バランスの逼迫した状況下で、ノンファーム電源の出力制御が行われる可能性が高い場合に、ノンファーム電源の出力予測量を全量スポット市場に投入すると、出力制御量だけ、系統の不足インバランスが増大するリスクが高まる。

そのため、一般送配電事業者は予め出力制御値も考慮し、スポット市場への入札量を適切に算出するシステムを構築していくこととする。

表 11. FIT 特例②③の比較

代表例	FIT②	FIT③
インバランス調整主体者	小売電気事業者	送配電事業者
スポット利用後の発電計画修正	可能	不可能
スポット市場入札時の出力制御の考慮	任意	<b>必要</b>
スポット市場入札時の出力制御の考え方	・電源差替を前提とすれば、出力制御を考慮せず全量活用可能	・送配電事業者は、供給力を保有しないため、電源差替が不可能 ⇒需給逼迫時に出力制御が発生する場合等、供給力への影響等を考慮して、入札量を決定する必要がある

(8) 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法

(課題)

容量の一部がノンファーム型接続となる電源については、発電計画提出の際に、ファーム分とノンファーム分の容量を区別可能な状態にしておく必要がある。

ノンファーム分の発電計画値に対し、一律の出力制御を実施するためには、以下の2つの案のうち、いずれかを選択しておく必要がある。

案 1 : 提出された発電計画を一般送配電事業者側で切り分ける

案 2 : ファーム分とノンファーム分の発電計画を分けて提出する



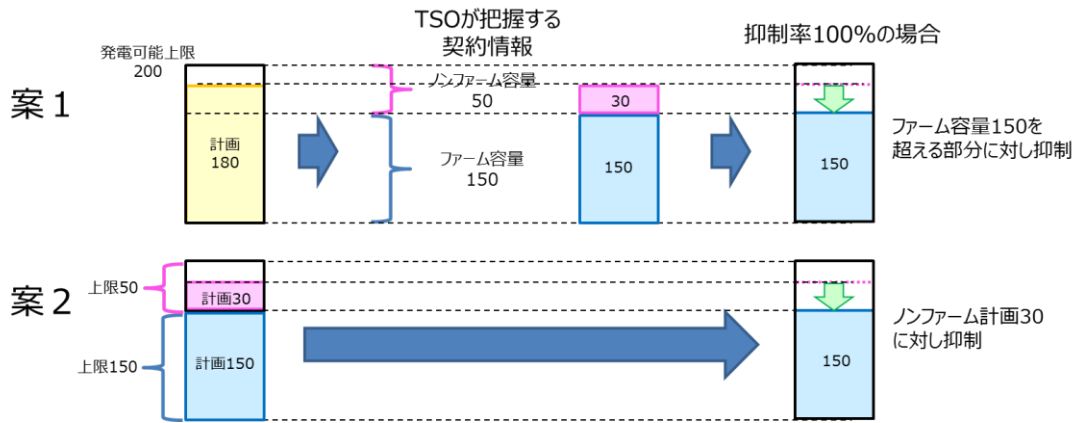


図 31. 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)

(課題の整理)

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の数は限定的と考えられ、既存システムの改修が必要な案 2 による費用対効果が望めないことから、まずは案 1 を採用する。

ただし、当該電源の増加等により運用上の課題が生じた場合等には、必要に応じて発電計画提出方法を見直すこととする。

表 12. 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)の比較

	案 1	案 2
計画提出方法	ファーム・ノンファーム合計 NF容量50 F容量150 計画 180 上限 200	ファーム/ノンファーム別 上限150 計画150 上限50 計画30
出力制御方法	○ファーム容量150を超える部分を抑制	○ノンファーム計画30に対し抑制
既存システムへの影響	○現行運用で対応可	×同一地点の複数の系統コード発番に対応できるよう、託送システム改修や広域機関システム改修が必要な見込み
ノンファーム電源間の公平性	○ファーム分の活用後に、ノンファーム分の計画提出が可能となるため、ノンファーム電源間の公平性に影響を与えない	△ファーム分の計画を下げて、ノンファーム分の計画を上げる等、他の事業者の抑制率に影響を与える虞

(9) 需給調整市場における扱い

(課題)

調整力の確実な確保、余力活用電源の有効利用や市場活性化等の観点から、容量の一部がノンファーム型接続となる電源のファーム分について、需給調整市場への参加を認めることとしたい。

一方で、ノンファーム電源は出力制御時に発電計画値以上に出力を上げられないため、需給調整市場に参加できないとされており、需給調整市場におけるファーム分の扱い（リクワイアメント・アセスメント）について整理が必要。ただし、「2-2-1-2. ノンファーム型接続システム実現のための課題整理」(8)の案1を採用することを前提に検討する。

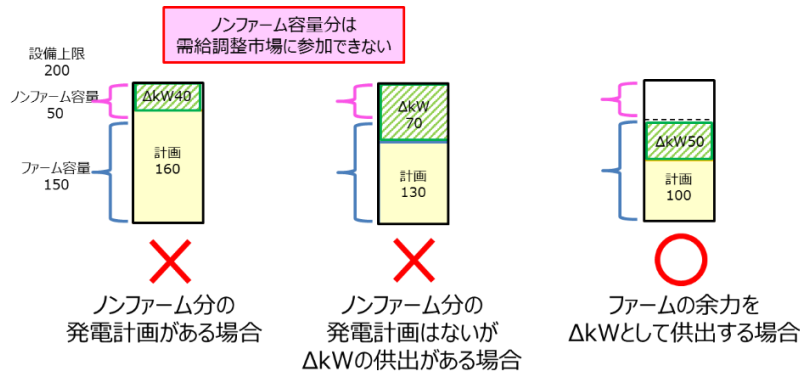


図 32. 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の需給調整市場における扱い

(課題の整理)

需給調整市場における三次調整力②の発電機に関するアセスメントを確認。

容量の一部が NF 型接続となる電源のアセスメント I・IIの基本的な考え方は、ファーム電源と同じであり、ファーム分は需給調整市場に参加可能と考えられる。

違いは発電可能上限値の扱いのみとなるため、需給調整市場の事前審査時の確認方法等について一般送配電事業者で検討しておく必要がある。

表 13. 需給調整市場におけるアセスメントと容量の一部がノンファーム型接続となる電源の関係

三次②	ファーム電源（発電機）	容量の一部がNF型接続となる電源（発電機）
アセスメント I	<p>・発電可能上限値および発電計画値の差分が <math>\Delta kW</math> の落札量を上回っていることを確認</p>	<p>・発電可能上限値および発電計画値の差分が <math>\Delta kW</math> の落札量を上回っていることを確認</p>
発電可能上限値の扱い	<p>以下のうち、最も小さい値を採用</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 発電計画の発電可能上限</li> <li>② MMSに登録された定格出力</li> <li>③ 作業抑制を考慮した出力上限(CSV)</li> </ul>	<p>以下のうち、最も小さい値を採用</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 発電計画の発電可能上限(ファーム容量分)</li> <li>② MMSに登録された定格出力(ファーム容量分)</li> <li>③ 作業抑制を考慮した出力上限(CSV)</li> </ul>
アセスメント II	<p>・実出力と発電計画の差</p>	<p>・実出力と発電計画の差</p>

### 2-2-1-3. ノンファーム型接続システム構成

ノンファーム型接続システム(以下、出力制御システム)は、需給制約と個別系統制約を踏まえた演算を『需給制約演算』と『系統制約演算』パートで実施し、『出力制御』パートにて制御値の授受を行う。

各コマの混雑予想を公表するタイミング(①前日 15~17 時、②5 時間前、③GC 後)で混雑処理を実施。①②③を同時演算するコマを考慮した処理が求められる。

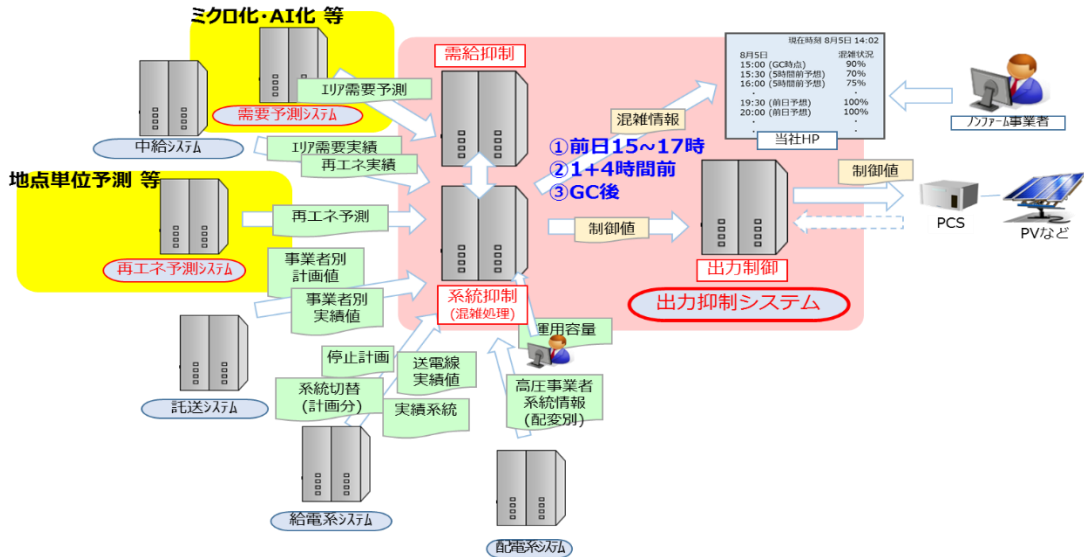


図 33. ノンファーム型接続システムのイメージ

### 2-2-1-4. 実運用を踏まえた出力制御の対応事項

#### ○混雑処理の基本フロー

混雑処理は 48 コマ毎に①前日 15~17 時 ②実需給 5 時間前 ③GC 後に 3 回実施する。

混雑処理の都度、事業者の発電計画、再エネ電源の出力予測、需要予測等を、常に最新の情報に更新し、最適な出力制御値を算出する。

混雑処理(系統混雑計算~混雑予想)は、以下の演算フローにより実施される。

- I : 対象送電線潮流の想定
- II : 出力制御値の算定
- III : 出力制御値の通知

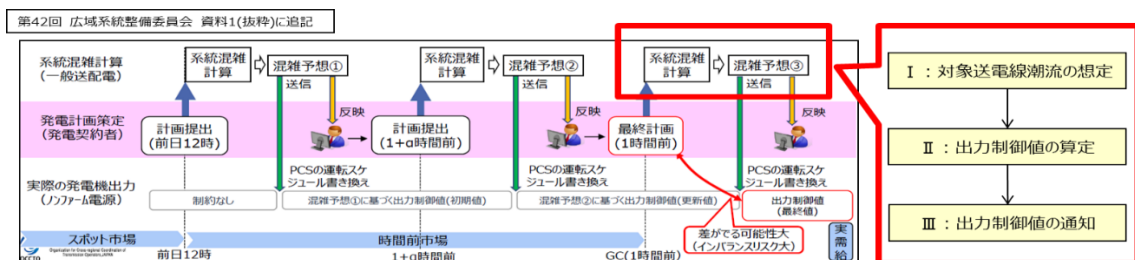


図 34. 混雑処理の基本フロー

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠・吹出追記

本システム構成における混雑処理の基本フローを次に示す。

既存システムと連携し、各種実績値・予測値・計画値などを取り込み、ノンファーム対象送電線の潮流想定を実施し、調整力( $\Delta kW$ )等を考慮した出力制御値の算定を行う。

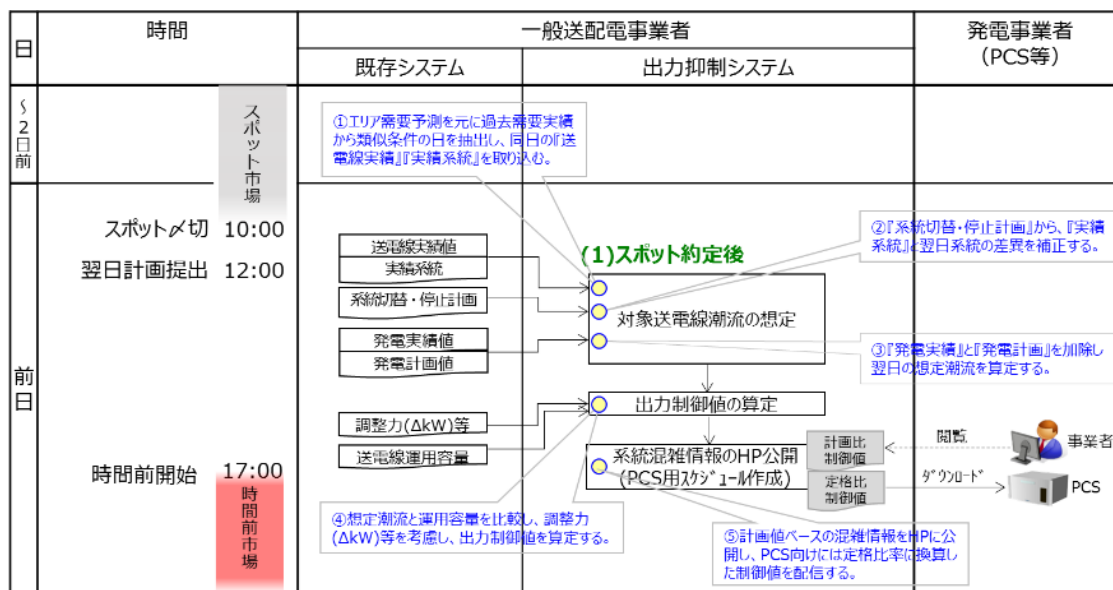


図 35. システムフロー①

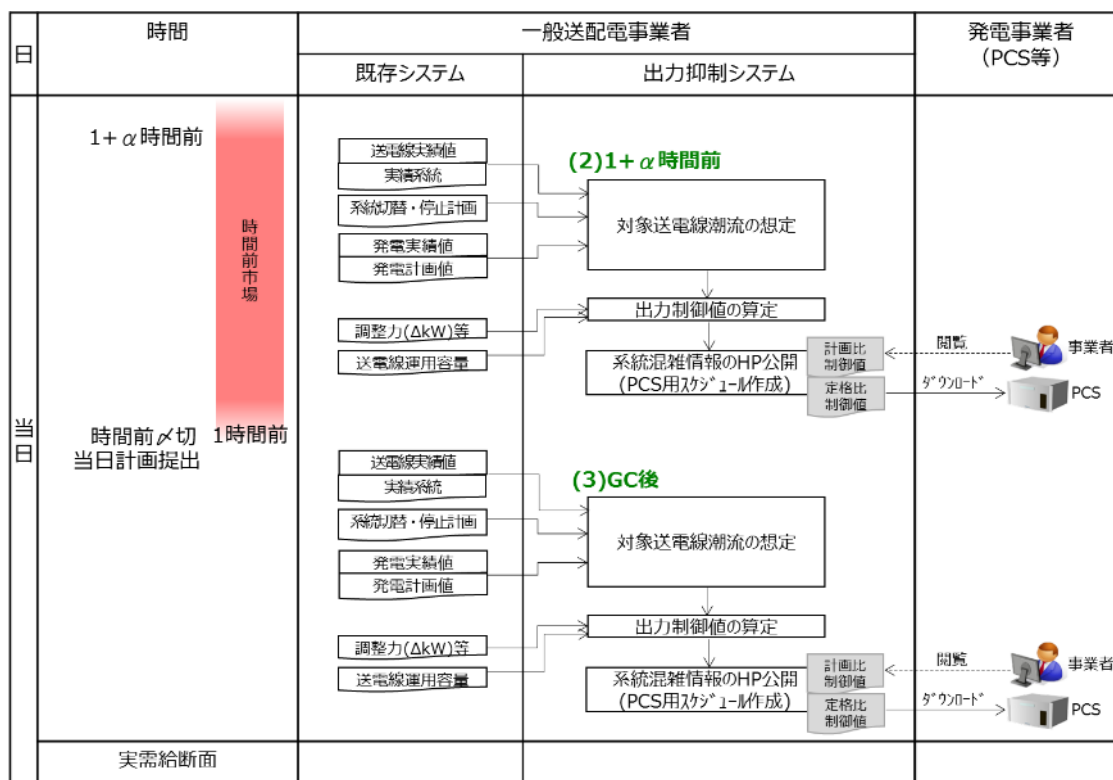
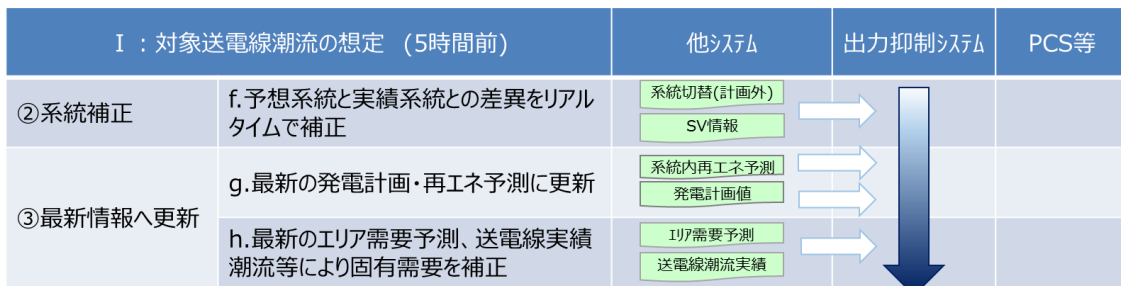
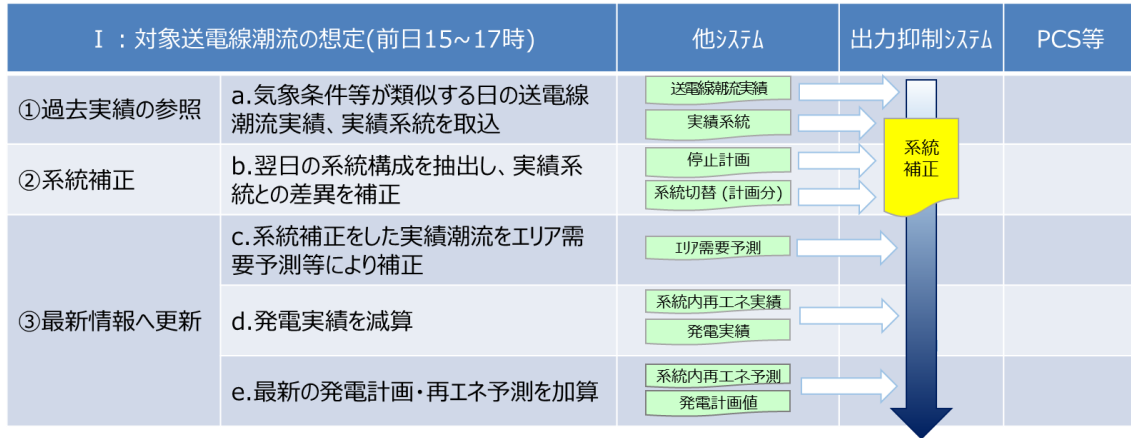


図 36. システムフロー②

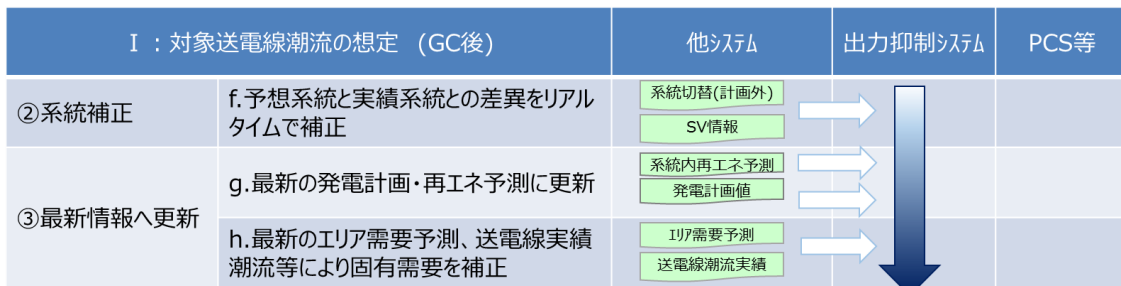
## I 対象送電線潮流の想定

「対象送電線潮流の想定」の基本的な考え方は以下のとおり。

- ① 過去実績の参照
- ② 系統補正
- ③ 最新情報へ更新



II : 出力制御値の算定へ



II : 出力制御値の算定へ

図 37. 対象送電線潮流の想定フロー

### I-① 過去実績の参照

将来の需要や潮流を想定するためには、過去実績を参照することが有効となる。

過去実績の参照日は、送電線潮流の想定日と最も相関の高い日について、運用者が以下のようなパラメータを確認することで設定する。

エリア需要予測、地点別の気象予測、季節・曜日、系統構成 等

なお、上記以外にも様々なパラメータから、最適な解を想定する A I の開発を視野に、検討が進められることが期待される。

## I-② 系統補正

### (特別高圧の扱い)

対象送電線の過去の潮流実績を取得した後は、実需給当日の系統を正確に把握し、過去の実績系統との差異を補正することが重要。

系統補正を実施するためには、「系統切替」に関する情報を、システムにデータ登録する必要があるが、各一般送配電事業者の現在の系統切替情報の管理方法によっては、データ登録が手動となる可能性があることに留意が必要。

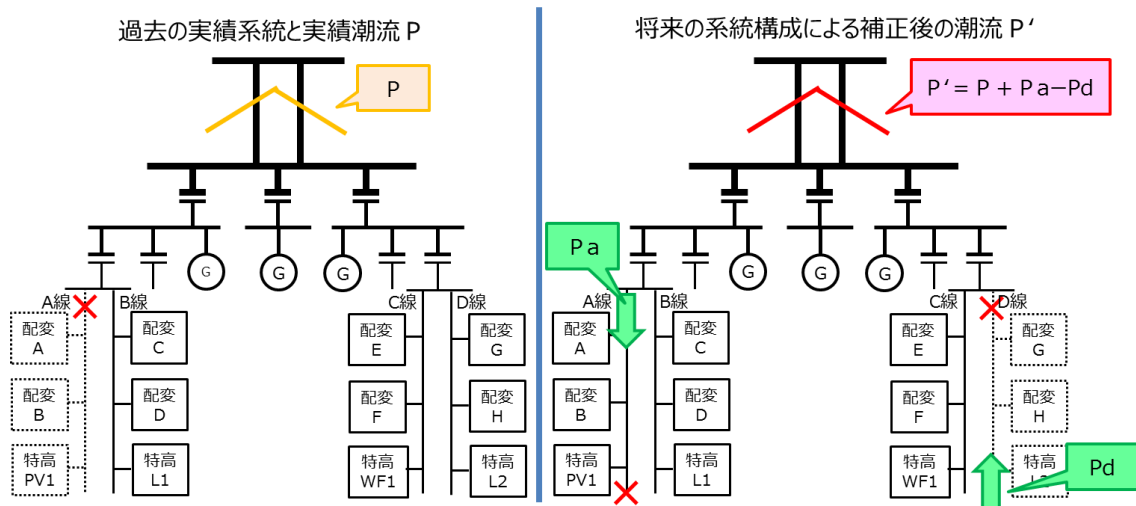


図 38. 特別高圧系統の系統補正イメージ

### (高低圧の扱い)

現状、N 数の多い高圧以下の系統切替情報や、将来の系統構成を一元的に管理するシステムの導入には、莫大な費用と期間を要すると考えられる。

そのため、当面は「高低圧の系統構成は固定する」ことで割り切ることとしたい。

なお、将来の運用方法については、実証によるデータ分析等の結果も踏まえ、今後の扱いを検討する。

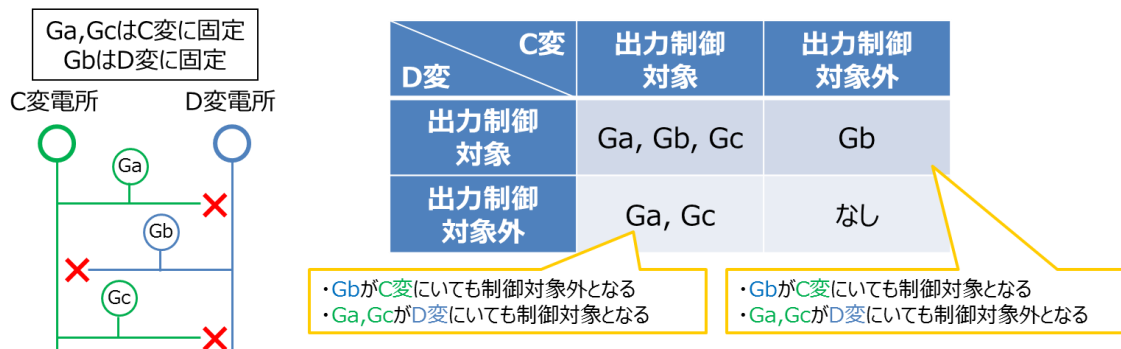


図 39. 高低圧系統の系統補正イメージ



### I-③ 最新情報へ更新

#### (太陽光(PV))

ノンファーム対象送電線を流れる潮流を想定する際には、発電計画や再エネ出力予測を常に最新の情報に更新することが重要となる。特に PV 予測については、日本版コネクト&マネージを実現していく観点からも、これまでのエリア単位の予測から、『地点単位の予測精度向上』が重要な課題になると考えられる。

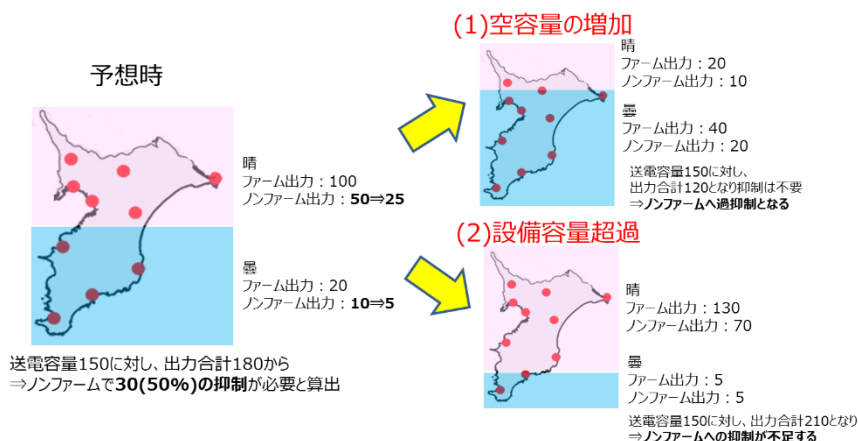


図 40. 地点単位の太陽光予測精度がノンファーム運用に与える影響

#### (風力(WF))

風力についても同様に、『地点単位の予測および予測精度向上』が必要。

ノンファーム導入により、現在の予測手法とマッチしているか、調査・分析が必要。

- A) エリア合計→地点単位の出力予測とした場合の予測精度への影響
- B) 出力予測モデルの検証（出力制御値の影響 等）
- C) リアルタイム性の追求（風況予測の更新頻度 等）

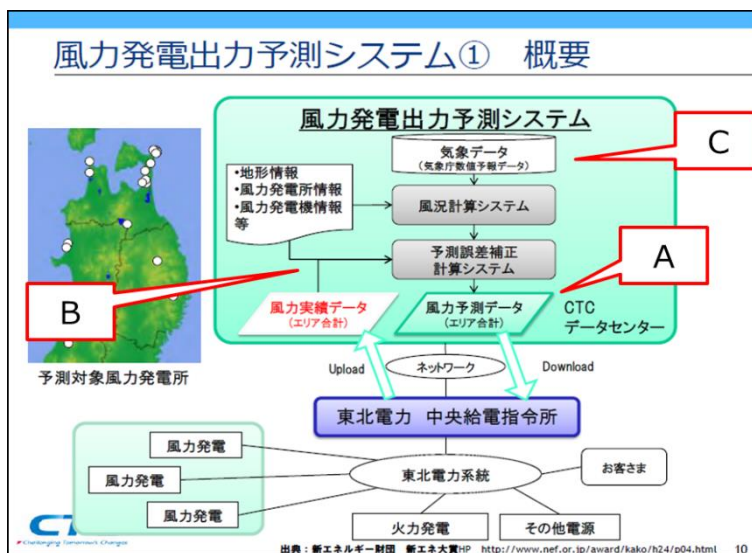


図 41. 現状の風力発電出力予測と地点単位予測の関係

出所) CEE ワークショップ「再生可能エネルギー発電導入のための気象データ活用」(2014.3.25 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社)[http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/html/workshop/20140325/20140325\\_5.pdf](http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/html/workshop/20140325/20140325_5.pdf)(閲覧日 2020.1.15) (赤枠の吹き出し追記)

## II : 出力制御値の算出

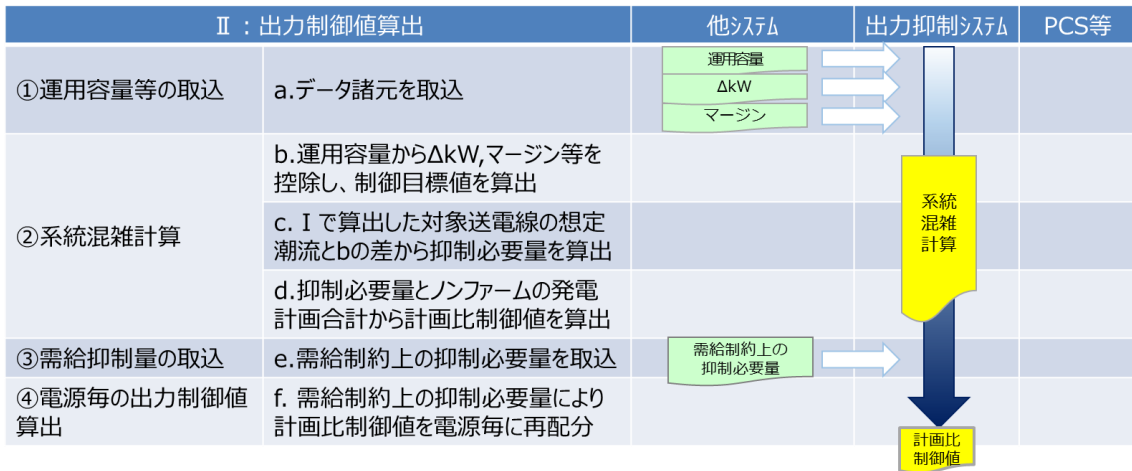


図 42. 出力制御値の算出フロー

### II-① 運用容量の取込

運用容量については、運用容量が変化する設備作業停止時の扱いに注意が必要となり、少なくとも以下の停止情報はシステムヘデータ登録しておく必要がある。

- i. 常時の運用容量
- ii. 作業停止日時(開始・終了)
- iii. 作業停止中の運用容量

なお、停止時期や系統構成等の違いにより、停止中の運用容量は一意に定まらないことに留意が必要。

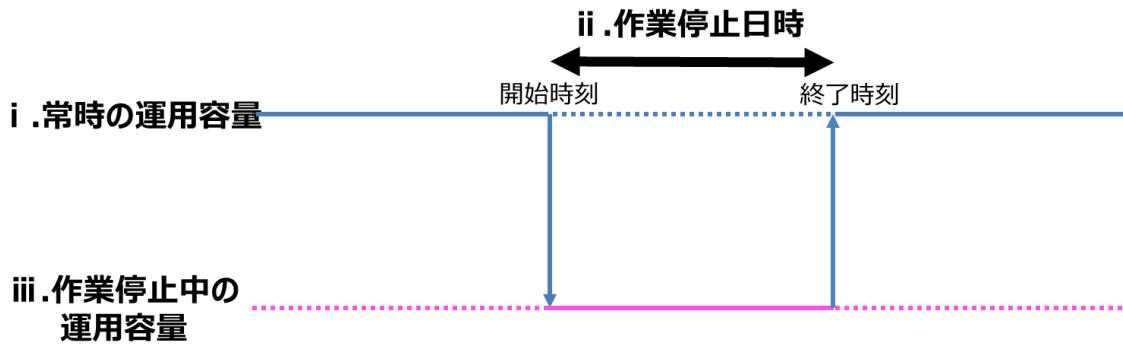


図 43. 作業停止中の運用容量の変化



(参考) 停止設備別 運用容量の目安 (佐京連系関連設備)

No	停止設備	運用容量 (目安) ※	制約要因
①	新京葉線 1 回線停止	約900万kW程度	新京葉線 1 回線停止中の残回線常時潮流制約
②	新佐原線 1 回線停止	約1,000万kW程度	新京葉線ルート事故時の新佐原線残回線熱容量制約
③	新京葉500kV1U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV1U残母線事故時の電圧安定性維持 (房総線+新袖ヶ浦線 潮流約950万kW以下)
④	新京葉500kV2U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV2U残母線事故時の電圧安定性維持
⑤	新古河500kV1U母線停止	約830万kW程度	新古河(変)500kV母線停止中の使用側母線セクション直列機器設備容量 (セクション直列機器: 8000A)

※ 過去の事故対策書より (運用容量は系統状況、電源状況、停止時期 (需要、PV出力状況) 等で変動)

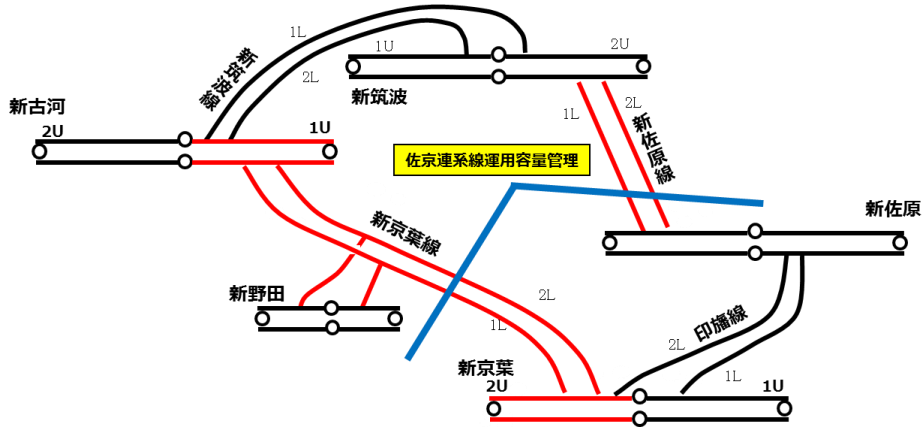


図 44. 作業停止中の運用容量の変化 (佐京連系線の一例)

II-②~④: 系統混雑計算から電源毎の出力制御値算出

送電線の運用容量から $\Delta$ kW やマージン等の予め確保すべき量を控除した制御目標値を算出し、対象送電線の予想潮流との差を求め、系統制約による抑制量を算出する。

また、需給抑制時の処理や、上位系と下位系でのノンファーム運用時、ループ系統における分流等の実運用を踏まえたロジックを実装し、必要な抑制量を充足するように電源毎に適切な出力制御量を配分する。

なお、マージンの確保量や実運用を踏まえたロジック等については、海外事例の継続調査や机上検討から、最適な方法を反映する。

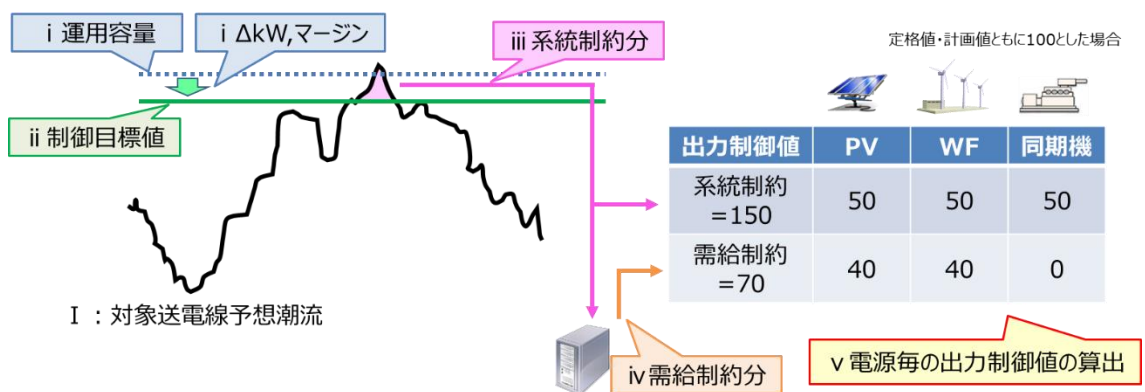


図 45. 系統混雑計算から電源毎の出力制御値の算出

系統混雑計算の基本ロジックに加えて、以下のような運用面や制度面へ対応するための個別処理が必要となると考えられる。

#### (4) 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

同一系統で複数の送電線がノンファーム対象となる場合の算定方法を検討する。同時混雑時には下位系制御値が上位系制御値を上回らないよう制御することが適当と考えられる。

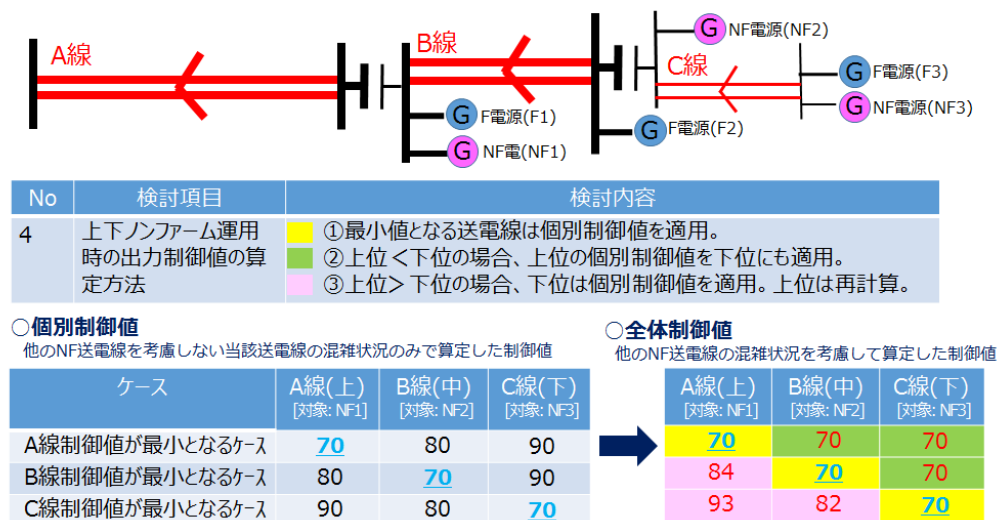


図 46. 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

#### (5) ループ系統やフェンス系統等の処理

ループ系統やフェンス系統等で出力制御が必要となる場合、分流効果により必要抑制量よりも出力制御量が大きくなる。分流効果が出力制御量の増減に与える影響については、データ分析等の結果も踏まえ実証で検討する。

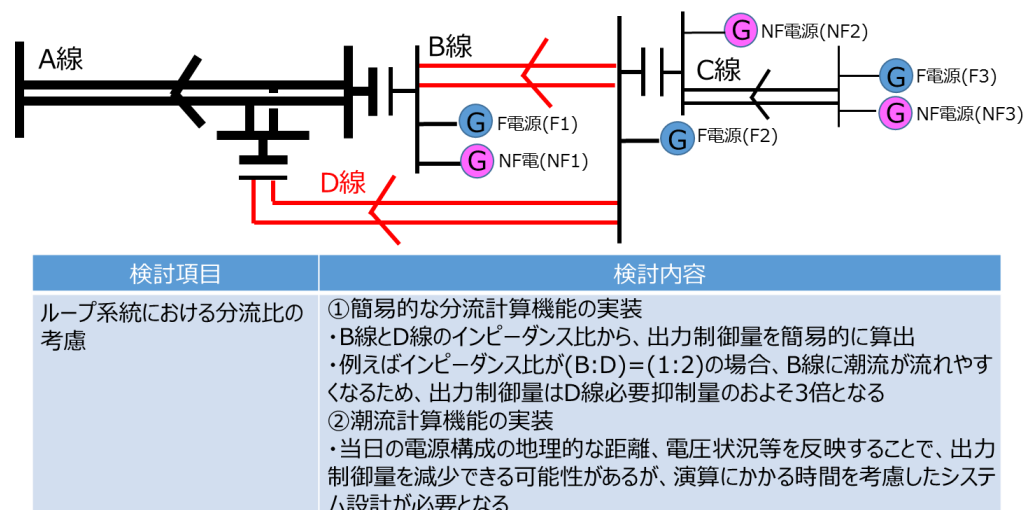


図 47. 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

## (6) 事故・作業停止・系統切替時の処理

電力系統に事故が生じた場合や、作業停止や系統切替等が予定時刻に実施できなかった場合等、予想と異なる系統構成となった場合に、実系統や実潮流を取込んで、出力制御値を補正できるロジックの検討が必要となる。

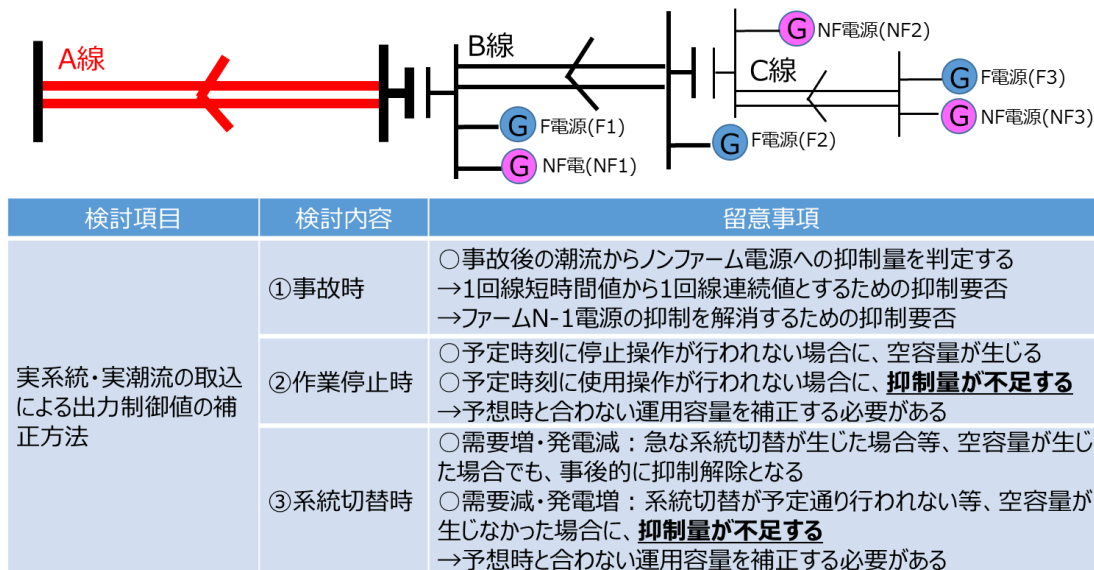
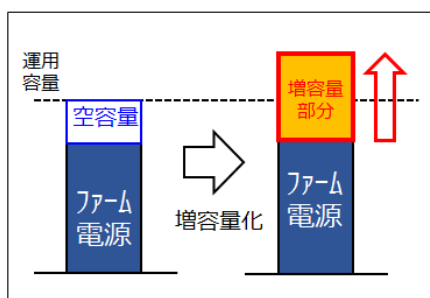


図 48. 事故・停止作業・系統切替時の処理

## (7) 容量の一部がノンファームとなる電源の処理

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画に対して、既設ファーム分の発電計画を考慮した出力制御値を算出できるロジックの検討が必要。

＜既設電源の増容量化に伴う部分NF＞



	F分	NF分	合計	出力制御値(一律)	部分NF事業者	
					NF分出力上限	出力制御値
ケース1 (NF分0)	90	0	90	100%	0	100%
ケース2 (NF有抑制無)	90	10	100	100%	10 (10×100%)	100%
ケース3 (NF有抑制有)	90	10	100	90%	9 (10×90%)	99% (90+9)/100

(NF分) 10  
 (F分) 90  
 ノンファーム分×制御値(一律)  
 (ファーム設備量+ノンファーム出力上限)/PCS定格

No	検討項目	検討内容
5	部分ノンファーム電源のノンファーム計画の把握	・事業者からはF+NF分の合計計画値を提出してもらい、システム側でF分設備量を控除した値をNF分として扱う。 (F分とNF分を個別に計画値を提出してもらい、システム側で同一電源の認識をした上で算出する案もあるが、設備量把握はいずれも必要のため上記の方がシンプル)

図 49. 容量の一部がノンファームとなる電源の処理

### Ⅲ：出力制御値の通知

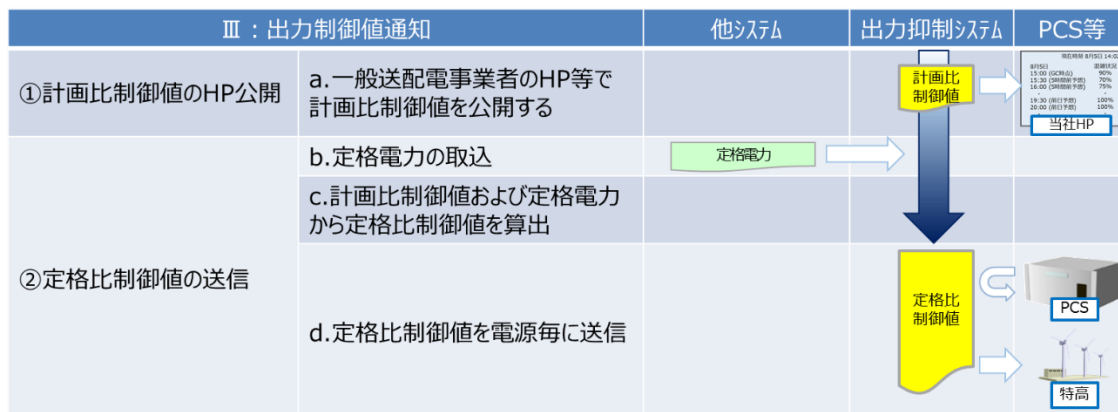


図 50. 出力制御値の通知フロー

#### Ⅲ-① 計画比制御値の HP 公開

系統混雑計算の結果は、閲覧者の利便性を考慮して、エリア毎の混雑情報がわかるような形で構築するイメージを進める。

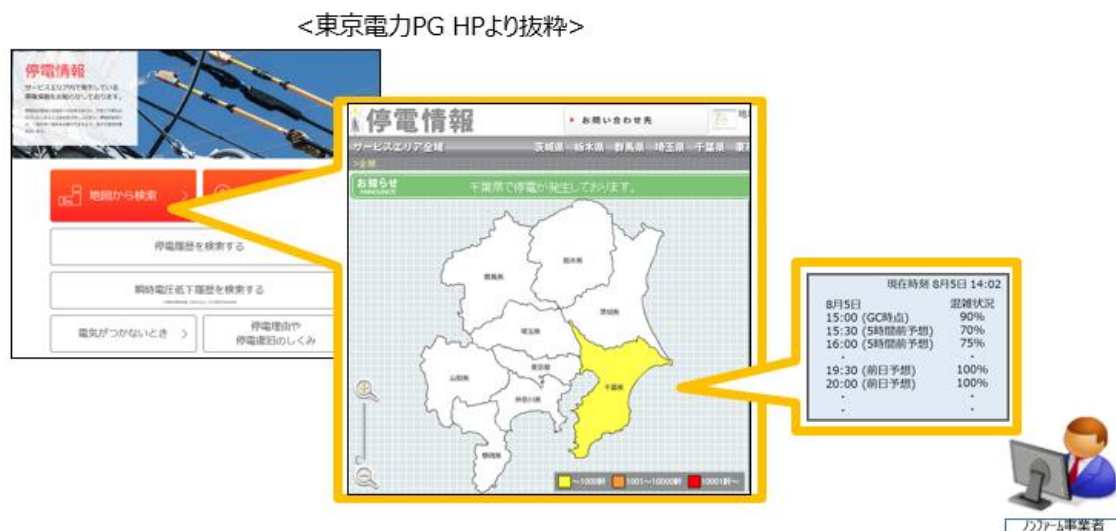


図 51. 混雑情報の HP 公開イメージ

#### Ⅲ-② 定格比制御値の送信

系統混雑計算の結果は、発電所へ直接送信する必要があるが、システムトラブル時や通信線トラブル時を考慮したセキュリティの確保についても検討する。

また現状は、特別高圧に連系する電源に対して、専用回線による出力制御が求められているが、各一般送配電事業者により伝送仕様が異なっており、国際標準の調査や日本国内の規格化等についても検討する。

## 2-2-2. 配電系統

配電系統については、特別高圧系統におけるノンファーム型接続システム実現のための課題整理を踏まえ、システム構成イメージと配電系統における固有の運用課題を整理した。

配電系統におけるノンファーム型システムの全体構成例を図 52 に示す。本システム構成では、配電制御所等に既存で設置されている①計測情報サーバ（配電自動化システム）と、新規開発が必要となる②系統抑制サーバ（混雑処理）、③出力制御サーバおよび既開発品の④出力制御機能付き PCS 等によって構成される。本システム構成を踏まえ、配電系統個別の機能要件、構築費用の想定を行った。

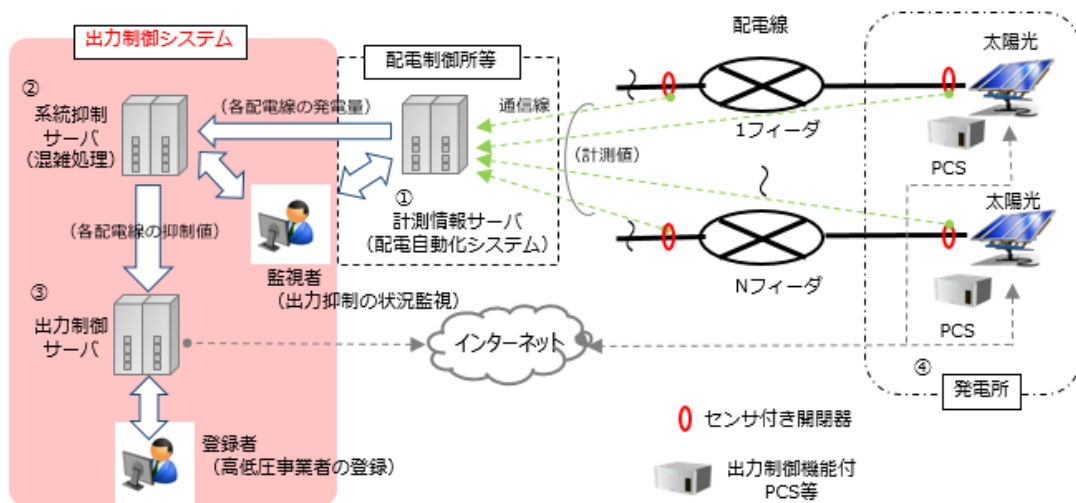


図 52. 配電系統におけるノンファーム型システム構成例

配電系統におけるノンファーム型接続には、次に示す配電系統の特徴を踏まえた運用課題の整理が必要である。

<配電系統の特徴>

- ・高圧（配電）系統は、供給工事や設備点検や事故などによる系統切替の頻度が多い。
- ・夏季対策や供給工事等で、標準系統の見直しがある（連系当初の配電線が変更する場合あり）。
- ・運用容量が異なる配電線（フィーダ）どうしも連系されている。
- ・同一配電線内に、定格容量（＝許容電流）が異なる機器材料が存在する。
- ・低圧 PV（10kW 未満の家庭用）はノンファーム適用電源の対象外

これら特徴を踏まえた運用課題を、

表に整理した。

表 14. 配電系統におけるノンファーム型接続運用課題

運用課題	
配電線の系統切替による課題	配電線の系統切替の都度、対象電源の移動を管理しノンファーム適用電源と抑制対象配電線の紐付けが必要となる。かつ、接続される配電線の許容電流や他の電源の出力に応じて抑制量が変わるため抑制量や抑制時間を制御（変更）する必要がある
	系統切替（標準系統の見直し）によるノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しが必要となる
	機器（開閉器やS V R）や電線等の設備毎で許容電流が異なるため、機器毎の抑制情報管理が必要となる。設備許容電流の制約箇所が異なることで運用が煩雑となる
低圧PV連系による課題	低圧PV（10kW未満の家庭用）が連系される度に、ノンファーム適用電源の抑制量の見直しが必要となる

### 2-3. 実証試験の内容・スケジュールの検討（実施者：東京電力 PG）

システム実現のための必要事項・課題整理の検討を踏まえ、次年度以降のシステム開発規模、実証エリア、実証内容、実証スケジュールについて、次の通り整理した。

#### 2-3-1. システム開発規模

「2-2-1-3. ノンファーム型接続システム構成」で示すシステム構成にて開発を実施する。

#### 2-3-2. 実証エリア

第1回検討委員会のご意見を踏まえ、ノンファーム適用系統に整理された系統とする（2020年1月24日時点で東京電力パワーグリッドの佐京連系線、鹿島線が対象となる）。しかしながら系統規模が大きいため、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、必要に応じてローカル系統での実証も検討する。

#### 2-3-3. 実証内容

出力抑制システム開発、既設システム改修、フィールド実証、再エネ予測精度の検討、システムセキュリティ、海外調査の6つの項目の実施をもって実証を実施する。

- ・出力抑制システム開発

- ◇ 実運用を踏まえた出力制御量算出ロジックの検討を行う。
- ◇ 「2-2. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理」で整理した必要事項を考慮したシステム開発を行う

- ・既設システム改修

- ◇ 出力抑制システムは、既設システムと様々なデータを関係することで、より精緻で最適な出力制御を行う。
- ◇ そのため、既設システムと関係するデータフォーマット等の仕様を定めておくことで、一般送配電事業者間で異なる出力抑制システムの仕様とならないように留意する。
- ◇ 併せて、既設システムの改修内容や改修規模等を確認していくこととする。
- ◇ また、過去参照機能の追加等の予測システムの改良についても、調査・検討を実施する。

- ・フィールド実証



- ◇ システム開発後に、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。
- ◇ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。

・再エネ予測精度の検討

- ◇ コネクト&マネージの観点から、太陽光や風力等の自然変動電源の出力予測については、地点単位（ローカル）の予測の重要性が高まっている。
- ◇ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。
- ◇ そのため、気象予測や出力予測モデル等について、地点単位（ローカル）の予測精度等の調査・検討を行う。

・システムセキュリティ

- ◇ 昨今のサイバーセキュリティに関する事案等を踏まえ、電力系統におけるセキュリティ対策の整備は、以前にも増して重要となっている。
- ◇ 実証においても、新たにシステムを構築する観点から、有効なセキュリティ防護策を講じることとする

・海外調査

- ◇ システム開発や運用にフィードバックするため、最新の海外の動向については、継続して調査を実施する。

### 2-3-3. 実証スケジュール

表 15 の通り実証スケジュール（案）をまとめた。

表 15. 実証スケジュール（案）

実証項目	主な内容	2020	2021	2022	2023	2024
システム開発	ロジック検討(潮流計算等)	ロジック検討				
	仕様書作成	仕様検討・要件定義				
	システム開発(系統抑制)		システム開発			
	システム開発(需給抑制)		システム開発			
既設システム改修	既設システム(IF)改修	仕様検討	システム改修			
	予測システム改良(過去参照機能等)	調査・検討				
フィールド実証	計算結果等・データ分析		データ分析			
	フィールド実証（検証）				試験系フィールド実証	
再エネ予測	ローカルの予測精度の検討(PV)	調査・検討				
	ローカルの予測精度の検討(風力)	調査・検討				
システムセキュリティ	セキュリティに関する評価・検証	評価・検証				
海外調査	最新の海外動向の調査	調査・検討				
	国際標準等の調査	調査・検討				



## 2-4. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取り組み事例の調査（実施者：三菱総合研究所）

ノンファーム電源が接続されたシステムを運用していくためには、再生可能エネルギーの出力予測、需要予測は極めて重要な課題となる。本検討では、ノンファーム接続等のコネクタ&マネージに必要となる再生可能エネルギーの出力予測がどのようにあるべきかを検討するために、国内外での動向を調査した。

国内においては、現状、需要予測は基本的に一般送配電事業者によって実施されている。再生可能エネルギーの出力予測については、現在、下表に示すような各事業者が予測サービスを展開している。また一般送配電事業者においても、再生可能エネルギーの出力予測について、「地点数の細分化」や「最新データの活用」等を始め、様々な取組を実施してきている。

表 16. 我が国の再エネ出力予測サービスプロバイダーのサービス一覧

	日本気象協会	伊藤忠テクノソリューションズ	気象工学研究所			気象情報通信	応用気象エンジニアリング
			HyREF	ソラリオン	アポロン		
対象電源	太陽光	風力/太陽光	風力	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光
情報提供先	送配電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 送配電事業者	発電事業者 (一般家庭向け)	送配電事業者	発電事業者	一般
予測範囲	地点別/ 1kmメッシュ	メッシュ	地点別	メッシュ	メッシュ	地点別/メッシュ	20kmメッシュ
予測時間	78時間先	短期:3日先 短時間:6時間先	30日先	24時間先	3時間30分先まで	30時間先/72時間先	48時間先
予測間隔	30分	短期/短時間:30分	15分	1時間	3分	30分(30時間予測) 1時間(72時間予測)	1時間
情報提供タイミング	8回/日	短期:6時間毎 短時間:1時間毎	1回/1日	注1		カスタマイズ可 8回/日(30時間予測) 4回/日(72時間予測)	1回/1日
データ形式	XML(地点別) PNG(1km mesh)	注1		Google Map	カスタマイズ可	CSV形式	Open Street Map
提供方法	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	カスタマイズ可	オンライン配信 (FTP)	オンライン配信
提供情報	①日射量予測 (全天・直達・散乱・傾斜面日射量) ②太陽光出力予測	①再エネ発電予測 ②設備異常予測 ③監視・診断 ④運転レポート	①気象予測 (風速、風向、日照等) ②発電量予測	日射量予測	①日射量予測 ②太陽光出力予測	①日射量予測 ②発電量予測	①日射量予測 (日射量、日射量確率)
予測手法	気象モデル +統計補正	数値モデル +機械学習	数値モデル +データ同化	数値モデル	数値モデル	数値モデル	注1
サービスの強み	電力エリアごとの日射量分布予測(メッシュ予測)が提供可能	IoTクラウドサービスでエネルギー利用を統合的に管理できる、長年にわたる出力予測関連技術開発/民間気象会社としての経験	風力タービン毎の気象観測値を同化させることで、タービン単位での発電予測可	大阪市近郊では0.5kmメッシュ、その他の地域では2.5kmメッシュで日射量を予測(国内最小)	衛星画像の活用で、日射計が無い地点においても推定/予測可、推定/予測計算、情報提供の種類はカスタマイズ可	気象観測施設を設置し独自データも取得/活用可、全国1kmメッシュ単位での予測可	任意の地点における高精度の気象予測モデルを開発、独自のデータを配信

注1) 公開情報では明確な情報を得ることができなかった

一方で、欧州では、「Forecasting Provider」と呼ばれるサービス事業者が存在し、気象情報の提供のみならず、電力システムの運用に資する様々な予測サービスを提供している。我が国におけるエリア需給のための再生可能エネルギーの出力予測においては、サービスプロバイダーは気象情報を提供し、それを送配電事業者が出力予測に変換するというのが一般的であるが、欧州ではこうした Forecasting Provider が出力予測までを行い、TSO・DSO等のシステム運用者にサービスとして提供するという特徴の違いがある。下表に欧州の出力予測サービスプロバイダーが提供しているサービスの内容、及び代表的な事業者のサービス提供状況を整理したものを示す。日本で行われている「エリア全体の予測」も提供しているのはもちろんのこと、太陽光発電や風力発電等の個別サイトの出力予測も提供している点が特徴的である。

表 17. 出力予測サービスプロバイダーが提供しているサービスの内容

サービス	説明
Wind	風力発電の出力予測
Solar	太陽光発電の出力予測
Hydro	水力発電の発電量予測
Power Demand / Load	地域の電力需要予測
Gas Demand	ガスの需要予測
Probabilistic	信頼区間幅予測
Energy Price	前日/当日の電力取引価格予測
Curtailment	出力抑制予測
Extreme weather warnings	異常気象予報
Utility Outage Prediction	異常気象による停電予測
Regional / National level forecast	広域の風力/太陽光発電量予測
Wind turbine icing	着氷による風力発電の出力損失予測
Seasonal Forecast	長期(数か月先)の風力/太陽光発電量予測
API	API 経由による予測データの取得
Windiness Index	長期的な風力予測と比較するための月ごとの風力データの提供
Planned availability incorporation	発電事業者の設備計画に合わせた風力/太陽光発電の調節

表 18. 代表的な事業者のサービス提供状況

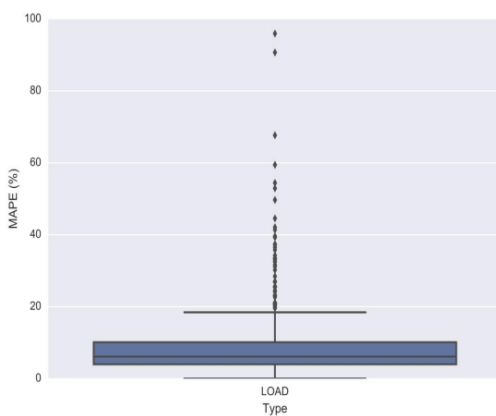
	Wind	Solar	Hydro	Power Demand / Load	Gas Demand	Probabilistic	Energy Price	Curtailment
DNV GL	Yes <sup>注1</sup>	Yes	Dev <sup>注1</sup>	Yes		Yes	Yes	Dev
3E	Yes							
Aeolis	Yes	Yes		Yes	Yes			
Amira Technologies	Yes							
AWS	Yes	Yes		Yes				
ConWX	Yes	Yes		Yes		Yes		
Enercast	Yes	Yes						
EnergyMeteo	Yes	Yes		Yes				Yes
Enfor	Yes	Yes	Yes	Yes			Yes	
Global Weather Corporation	Yes	Yes						
Meteo Logic	Yes	Yes					Yes	
MeteoDyn	Yes	Yes						
Meteologica	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes		Yes	
MeteoTest		Yes						
Storm Geo	Yes	Yes		Yes			Yes	
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes		Yes		Yes		
Vaisala	Yes	Yes	Yes					
Vortex	Yes	Yes						
WindSim	Yes	Yes						
Nnergix	Yes	Yes	Yes					

	Extreme weather warnings	Utility Outage Prediction	Regional / National level forecast	Wind turbine icing	Seasonal Forecast	API	Windiness Index	Planned availability incorporation
DNV GL	Yes		Yes	Yes	Yes	Dev	Yes	Yes
3E								
Aeolis								
Amira Technologies			Yes					
AWS	Yes							
ConWX			Yes		Yes			
Enercast								
EnergyMeteo	Yes		Yes	Yes				
Enfor			Yes					
Global Weather Corporation								
Meteo Logic			Yes					
MeteoDyn								
Meteologica	Yes		Yes					
MeteoTest	Yes			Yes	Yes	Yes		
Storm Geo	Yes							
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes			Yes	Yes		
Vaisala			Yes		Yes	Yes		Yes
Vortex			Yes	Yes			Yes	
WindSim								
Nnergix								

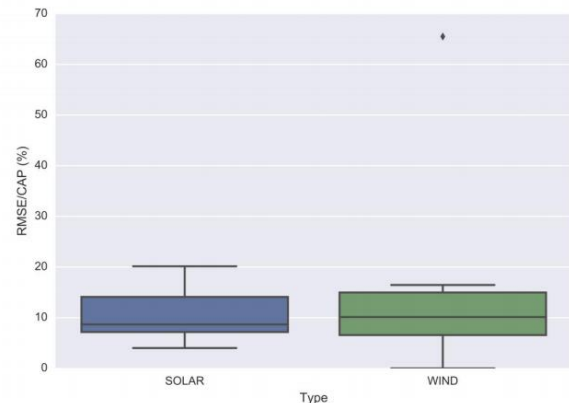
注 1) Yes は、Web 上の公開情報にてサービスを提供していることが確認できたものを示す。また Dev は、DNV GL への聞き取りから現在開発中のステータスと伺ったものを示す。空欄は、公開情報からサービスの提供有無が明らかにならなかったものを示す。

注 2) 本表の記載は、Web 上の調査で得られた情報である。そのため表に記載されているサービス以外を各社が実施している可能性もある。

また、欧州の送配電事業者でも、予測精度向上に向けた取り組みを実施しているところが存在する。例として、英国の DNO (Distribution Network Operator)である UKPN では、East Kent Area で再エネ導入拡大に伴う系統制約を解消するため、“Kent Active System Management”というプロジェクトを実施しており、その中で再エネ発電量と需要予測について、機械学習（人工ニューラルネットワーク、サポートベクターマシン、ファジー論理など）を活用した予測技術を開発している。その結果は下図に示される通り、負荷では MAPE（Mean Absolute Error）で 9%程度、太陽光発電、風力発電については RMSE（Root Mean Squared Error）でそれぞれ 10%、17%という結果となった。



需要(MAPE で評価)



太陽光発電・風力発電 (RMSE で評価)

図 53. UKPN の KASM による予測結果 (誤差の評価)

以上の調査結果を踏まえると、今後我が国においてノンファーム接続が適用される際に、求められる再生可能エネルギーの出力予測、需要予測での対応は以下の考えられる。

- これまでわが国ではエリア全体の予測という観点からの取組が多かったが、各サイトで計画値を提出しなければならない事情に鑑みると、例えばサイトごとなどの「個別予測」が極めて重要である。サービスプロバイダーのより一層のサービス向上が求められる。
- サービスプロバイダーが再生可能エネルギーの個別予測を実施する際には、当該サイトにおける実績値データや、サイトの運転状況等のデータをオンラインで受け取ることが非常に重要である。これらのデータを、例えば発電事業者の SCADA からサービスプロバイダーに提供できるような仕組みを検討することで、予測精度向上につながる可能性がある。
- 欧州の事例にみられるように、再生可能エネルギーの出力や需要を予測するにあたり、機械学習などの AI 技術を予測技術に活用していくことも含めて検討していくことが重要。

## 2-5. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査委及び整理（実施者：三菱総合研究所）

我が国におけるノンファーム制度のように、ローカル制約を踏まえて再生可能エネルギーの抑制を行う事例は海外にも存在する。本検討では、このような事例の中でも、特に制度として確立し、実運用がなされている事例として、英国及びアイルランドの事例を取り上げ、その制度や制御システム、運用等について調査を行った。

英国におけるノンファーム型接続は、再生可能エネルギーの接続量拡大を目的に、配電システムの制約が発生するエリアにおいて系統増強を待たずに安価に電源接続するための系統アクセスルールであり、同ルールで接続する電源は緊急時のみ出力抑制を受ける。なお、英国では送電システムにおいてノンファーム型接続制度は適用されておらず、配電システムのみでの適用となっている。日本と同様、配電システムの運用は需給制約を考慮しないため、系統制約のみを対象に混雑処理が行われている。

英国のノンファーム型接続は系統増強の実施を前提としておらず、DNO は出力抑制に対し対価を支払わない。そのため、ノンファーム型接続を選択する発電事業者は継続的に出力抑制に伴うコストを負う必要がある。ノンファーム型接続のソリューションには、系統接続時に抑制量を全て明示する従来のノンファームコネクション、出力抑制条件を事前に電源に設定するフレキシブルコネクション、ANM（Active Network Management）ベースのフレキシブルコネクションが存在するが、ANMを中心に運用されている。英国の調査結果の概要を下表に示す。

表 19. 英国のノンファーム（ANM）に関する調査結果の概要（制度・運用面に関する内容を抜粋）

ノンファーム型接続適用システム及び対象電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM は ANM ゾーンと呼ばれる DNO が指定した一次またはグリッド（二次）変電所レベルで供給されるネットワークエリアを対象に、主に 33kV の系統に接続された電源を中心に適用されている。</li> </ul>
ノンファーム型接続電源の接続費用負担	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 各コストは ANM のシステム導入、運用・メンテナンスコストを一般負担（DUoS：Distribution Use of System（託送料金））で回収する DNO、特定負担（Customer）で回収する DNO があり、運用が統一されていない。</li> </ul>
アクセス検討プロセス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム型接続の申込事業者に対し、DNO が条件を提示。事業者が受諾すると ANM スキームおよび通信の詳細設計、仕様策定とともに、出力抑制の分析が着手可能となる。</li> <li>● ノンファーム型接続の新規希望者は、通常の系統接続と共通のコストである「接続申請手続きに関連する費用」および「系統接続に関連する初期工事費用・接続期間における維持費用」に加え、「ANM 機器、システム、通信の初期導入費用・ANM 機器、システム、通信の維持費用」を支払う必要がある。</li> <li>● 発電事業者は、ファーム型接続、ノンファーム型接続に関わらず電源接続時または電源の要件の変更の度に、出力容量の最大値を DNO と合意する。</li> <li>● 多くの DNO では、新規接続を希望する発電事業者に対して 30 分単位の需要・発電プロファイルを用いた系統解析により評価した抑制量を提示する。</li> </ul>
出力抑制順序の決定方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM スキームにおいてノンファーム型接続の電源は、LIFO（後着優先）、または Pro-rata（定格容量比率按分）のルールに従い抑制を受ける。</li> <li>● ANM を実運用済みの DNO 各社は ANM プロジェクトによって LIFO、Pro-rata を使い分けている。</li> </ul>
系統制約および出力抑	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM では、主に変電所からの電圧、電流、電力品質に関するデータ、ノンファーム型</li> </ul>

制の判定	<p>接続電源の監視データおよび系統トポロジーから系統制約発生判定とノンファーム型接続電源への出力抑制判定を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故を想定した系統上で実潮流が運用閾値を超える場合に判定を行う Pre-event 方式、現在系統で実際に実潮流が運用閾値を超えた場合に判定を行う Post-event 方式、両社の組み合わせである Partial pre-event 方式の 3 つの方式がある。</li> </ul>
ノンファーム型接続電源の抑制実績	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 各 ANM ゾーンの取り組み状況によって抑制実績は異なる。</li> <li>● DNO 各社では過去の実績を基に定期的にノンファーム接続電源の抑制量を評価しており、例えば UKPN の場合、特定の ANM ゾーンにおける 2014 年の評価では最大で 5% 強の抑制率になるとの見立てを出している。</li> </ul>
運用方法と出力制御のタイムフロー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM においては、系統制約判断から出力抑制まですべてのプロセスが自動で行われ、一般的には、電源への出力制御指示は ANM システム、伝送装置、ローカル ANM コントローラ、電源の制御システム、電源の順に伝送される。</li> </ul>
市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム型接続電源は容量市場への参加が可能である。また、ノンファーム型接続電源は容量市場に参加する、もしくは Non-BMU として登録することで、balancing service への参加も可能である。</li> </ul>
出力抑制に対する金銭的補償	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM による出力抑制に対し、DNO から事業者への対価補償はない。</li> <li>● インバランスについては、長期の電力購入契約（PPA Offtake 契約）を発電事業者と小売事業者間で結んでいる場合は、当該小売事業者がノンファーム型接続電源の出力抑制に伴って発生するインバランスリスクを負う。</li> </ul>

英国における ANM のシステムアーキテクチャは、集中型と分散型に大別され、両者を組み合わせたハイブリッド型アーキテクチャと呼ばれる概念も存在する。集中型アーキテクチャ、分散型アーキテクチャそれぞれにメリット・デメリットが存在するが、分散型アーキテクチャの場合、分散配置された遠隔制御装置等で自律的に出力抑制を行うことから、DNO 側で一元的に系統状況を把握することが集中型アーキテクチャに比べて難しくなる。このことから、集中型アーキテクチャを採用するプロジェクト事例が多い。ただし、広範囲に渡る ANM を展開するためにはコストや処理性能の観点から分散型アーキテクチャの採用が不可欠である。アーキテクチャ毎のシステムの特徴を以下に示す。

表 20. 英国のノンファームに関する調査結果の概要（システム面に関する内容を抜粋）

システムの全体像	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 英国の ANM は集中型アーキテクチャ、分散型アーキテクチャでそれぞれ以下に示すシステムを活用している。</li> </ul>												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>設置箇所</th> <th>集中型アーキテクチャ</th> <th>分散型アーキテクチャ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DNO 制御所</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM 集中制御サーバ</li> <li>● SCADA</li> </ul> </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● SCADA</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td>変電所 (系統制約監視ポイント)</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> </ul> </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> <li>● ANM 分散制御システム</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td>電源</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul> </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	設置箇所	集中型アーキテクチャ	分散型アーキテクチャ	DNO 制御所	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM 集中制御サーバ</li> <li>● SCADA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● SCADA</li> </ul>	変電所 (系統制約監視ポイント)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> <li>● ANM 分散制御システム</li> </ul>	電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul>
	設置箇所	集中型アーキテクチャ	分散型アーキテクチャ										
	DNO 制御所	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM 集中制御サーバ</li> <li>● SCADA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● SCADA</li> </ul>										
変電所 (系統制約監視ポイント)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU</li> <li>● ANM 分散制御システム</li> </ul>											
電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTU または発電制御システム</li> </ul>											
<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ANM 集中制御サーバ</li> <li>◇ SCADA から連携される監視データを基にアルゴリズムを実行し、SCADA</li> </ul>													



	<p>を介して電源を制御するシステム</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ SCADA <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ システムや発電所の監視を行うシステム</li> </ul> </li> <li>➤ ANM 分散制御システム <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 変電所に設置され、ケーブルと変圧器の熱制約、電圧制約および送電系統への逆潮流による制約を管理するシステム</li> </ul> </li> <li>➤ Remote Terminal Unit (RTU) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 発電制御システムが設置されていない個別サイトの電源に設置する遠隔監視制御装置</li> </ul> </li> <li>➤ 発電制御システム <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 電源の監視制御・運用を行うシステム</li> </ul> </li> </ul>																																								
システムに必要な機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ANM システムは SCADA と組み合わせて ANM に必要な機能を実現する。</li> <li>● 集中型アーキテクチャに用いられる機能は以下の通り。ANM 集中制御サーバは ANM ゾーンごとの要件に従ってソリューションが選択される。不足する系統監視機能、発電制御システムの監視制御は SCADA が補完する。</li> </ul> <table border="1" data-bbox="619 891 1284 1438"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>ANM ソリューション (最小構成)</th> <th>ANM ソリューション</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">シミュレーション・分析</td> <td>時系列分析 (出力抑制計算)</td> <td>○</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>潮流計算 (系統制約判断)</td> <td>○</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>偶発事故解析</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="5">リアルタイムオペレーション</td> <td>DER 監視</td> <td>○</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>リアルタイム制御</td> <td>○</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>状態推定</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>予測</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>オンラインシミュレーション</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">その他</td> <td>フェールセーフ / オンサイト保守</td> <td>○</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>カスタマーポータル</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>調整力取引・精算</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 分散型アーキテクチャでは、系統監視機能、高速処理が可能な系統トポロジーモデル、リアルタイム系統解析ソフトウェア、発電機のリアルタイム制御機能が ANM 分散制御システムに具備されている。SCADA は主に ANM 分散制御システムから連携される各電源の出力とセットポイントの記録に使用される。</li> </ul>			ANM ソリューション (最小構成)	ANM ソリューション	シミュレーション・分析	時系列分析 (出力抑制計算)	○	○	潮流計算 (系統制約判断)	○	○	偶発事故解析			リアルタイムオペレーション	DER 監視	○	○	リアルタイム制御	○	○	状態推定			予測		○	オンラインシミュレーション		○	その他	フェールセーフ / オンサイト保守	○	○	カスタマーポータル		○	調整力取引・精算		
		ANM ソリューション (最小構成)	ANM ソリューション																																						
シミュレーション・分析	時系列分析 (出力抑制計算)	○	○																																						
	潮流計算 (系統制約判断)	○	○																																						
	偶発事故解析																																								
リアルタイムオペレーション	DER 監視	○	○																																						
	リアルタイム制御	○	○																																						
	状態推定																																								
	予測		○																																						
	オンラインシミュレーション		○																																						
その他	フェールセーフ / オンサイト保守	○	○																																						
	カスタマーポータル		○																																						
	調整力取引・精算																																								

一方でアイルランドでのノンファーム接続は、2001 年規制機関 CER (Commission for Energy Regulation) の決定 (CER/01/111) によりできた制度であり、ノンファーム型接続 (Non-firm financial access) が定められた。アイルランドにおけるファーム型接続 (firm financial access) とノンファーム型接続の違いは、系統制約による出力抑制が生じた際に金銭的補償があるか否かであり、原則的にファーム型接続に対して物理的な送電権を与えているわけではない。ノンファーム型接続で接続している電源は、系統運用者によって系統制約に基づく出力抑制を行われても、系統運用者から金銭的な補償がなされない一方、ファーム型接続では系統制約に基づく出力抑制が生じた場合、系統運用者から金銭的な補償がなされる。

またアイルランドでは、系統増強工事を実施する前提でノンファーム型接続の制度を導入している。つまり、ノンファーム型接続は系統増強工事が終了するまでの暫定的な対応であり、系統増強工事が完了すれば、全てファーム型接続となる。系統に接続する電源の接続容量（MEC：Maximum Export Capacity）のうち、系統運用者による接続検討を経て、ファーム型接続で接続できる容量のことをファーム容量（FAQ：Firm Access Quantity）という。FAQを割り当てられなかった容量は、ノンファーム接続容量となる。アイルランドでは、一つの電源の中に、ファーム型接続容量とノンファーム型接続容量が混在する場合があります、「部分出力ノンファーム電源」も存在している。アイルランドの調査結果の概要を下表に示す。

**表 21. アイルランドのノンファームに関する調査結果の概要（制度・運用面に関する内容を抜粋）**

<p>ノンファーム型接続適用システム及び対象電源</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム型接続制度が適用される電源は、送電系統（110,220,440kV）に接続する電源と規定されている。一方で配電系統（原則 38kV 以下）に接続されている電源に対してはノンファーム型接続制度が適用されず、全てファーム型接続として扱われる。</li> <li>● 対象電源を電源種によって制限していない。</li> </ul>
<p>ノンファーム型接続電源の接続費用負担</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 最終的にノンファーム型接続はファーム型接続になるため、ノンファーム型接続電源の接続費用負担は、ファーム型接続電源の費用負担と区別されていない。既存の送電系統に電源を接続する際の接続費用、接続申請を出した発電事業者が支払う。</li> </ul>
<p>アクセス検討プロセス</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● GPA（Group Processing Approach）プロセスによって風力を中心とした再生エネルギー電源のアクセス検討を実施し、系統増強前に各電源に対してどのようにファームアクセス容量を割り当てるのかを決定する。</li> <li>● EirGrid は、発電事業者からの接続容量リクエストに基づき、検討対象電源を地理的グループに選別し、想定潮流解析を実施する。その上で発電事業者に対して FAQ の割り当て結果を通知。</li> </ul>
<p>出力抑制順序の決定方法</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力電源の出力抑制は、①ノンファーム型接続電源②部分ノンファーム型接続電源③ファーム型接続電源の順に実施される。</li> <li>● ノンファーム型接続電源間での抑制順序は、後着の募集プロセスで連系した電源から先に抑制される、つまり LIFO に従い抑制される。</li> </ul>
<p>系統制約および出力抑制の判定</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 最終的な出力抑制の決定はリアルタイム断面で決定・制御している（Real Time Commitment（RTC）、Real Time Dispatch（RTD））。ただしリアルタイム断面の前に、需要予測や電源の発電計画、再生エネルギー発電量予測に基づき、経済的に最適な系統運用をできるように事前に潮流をシミュレーションしている（Long Term Schedule（LTS））。</li> <li>● 各風力電源に対して、実需給より前の時点で系統制約による出力抑制と需給制約による出力抑制を予めラベル付けしておき、実需給後に最終的な出力抑制の要因を再度ラベル付けすることで、出力抑制の要因が系統制約か需給上の制約かを切り分ける。</li> </ul>
<p>ノンファーム型接続電源の抑制実績</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 下図の通り。</li> </ul>

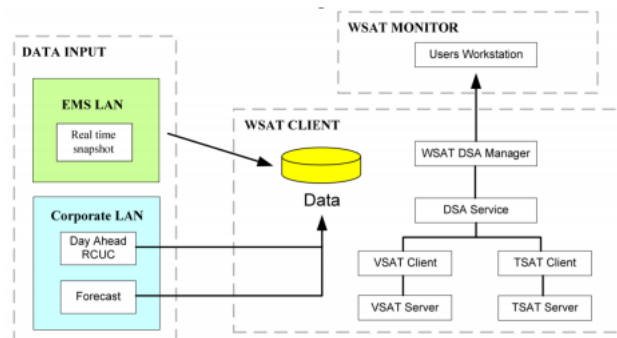


	<table border="1"> <caption>風力電源の抑制率と抑制量 (2011-2018)</caption> <thead> <tr> <th>年</th> <th>系統制約による出力抑制 (GWh)</th> <th>需給上の制約による出力抑制 (GWh)</th> <th>風力電源の抑制率 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2011</td><td>20</td><td>80</td><td>2.4%</td></tr> <tr><td>2012</td><td>30</td><td>70</td><td>2.4%</td></tr> <tr><td>2013</td><td>40</td><td>120</td><td>3.6%</td></tr> <tr><td>2014</td><td>80</td><td>150</td><td>4.4%</td></tr> <tr><td>2015</td><td>130</td><td>220</td><td>5.1%</td></tr> <tr><td>2016</td><td>80</td><td>100</td><td>2.8%</td></tr> <tr><td>2017</td><td>80</td><td>180</td><td>3.7%</td></tr> <tr><td>2018</td><td>170</td><td>280</td><td>5.0%</td></tr> </tbody> </table>	年	系統制約による出力抑制 (GWh)	需給上の制約による出力抑制 (GWh)	風力電源の抑制率 (%)	2011	20	80	2.4%	2012	30	70	2.4%	2013	40	120	3.6%	2014	80	150	4.4%	2015	130	220	5.1%	2016	80	100	2.8%	2017	80	180	3.7%	2018	170	280	5.0%
年	系統制約による出力抑制 (GWh)	需給上の制約による出力抑制 (GWh)	風力電源の抑制率 (%)																																		
2011	20	80	2.4%																																		
2012	30	70	2.4%																																		
2013	40	120	3.6%																																		
2014	80	150	4.4%																																		
2015	130	220	5.1%																																		
2016	80	100	2.8%																																		
2017	80	180	3.7%																																		
2018	170	280	5.0%																																		
<p>運用方法と出力制御のタイムフロー</p>	<p>● 下図の通り。</p> <pre> graph TD     A[①RTDの実行] --&gt; B[②RTDにより試算された電源の出力(ディスパッチ値)の確認]     B --&gt; C[③電源の管轄の確認]     C --&gt; D[④ディスパッチ機能の選択とセットポイント計算方法の選択]     D -- 自動で計算・入力 --&gt; E[⑤ディスパッチ目標値の入力]     D -- 手動で入力 --&gt; F[⑦電源の選択とセットポイントの入力]     E --&gt; G[⑥セットポイントの計算]     F --&gt; H[⑧入力値のレビュー]     G --&gt; H     H --&gt; I[⑨抑制理由の選択]     I --&gt; J[⑩セットポイントの送信]     J --&gt; K[⑪実績値の確認]     K -- 成功 --&gt; L[終了]     K -- 失敗 --&gt; M[⑫再指令か判断]     M -- 再指令 --&gt; J     M -- 抑制 --&gt; N[⑬強制的に抑制(フェールセーフ)]     N --&gt; L   </pre>																																				
<p>市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い</p>	<p>● ノンファーム型接続電源は、容量市場、前日市場・当日市場、バランシング市場のいずれにも参加可能。</p>																																				
<p>出力抑制に対する金銭的補償</p>	<p>● インバランス負担は、ノンファームの場合は発電計画と実発電量の差分をインバランス精算（ファーム型接続の場合は、発電計画で提出していた分の収益は、抑制を受けても確保される）</p>																																				

アイルランドの系統運用者の EirGrid は、主に風力電源の出力抑制を実施するために系統分析や風力電源の出力抑制値を決定するためにシステムを活用している。以下にそのシステムの全体像とそのシステムに必要な機能を示す。

**表 22. アイルランドのノンファームに関する  
調査結果の概要（システム面に関する内容を抜粋）**

<p>システムの全体像</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● EirGrid は風力電源の出力制御等を制御するために必要なシステムとして以下に示すシステムを活用している。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Energy Management System (EMS) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ リアルタイムの系統情報の取得、WSAT への情報共有</li> </ul> </li> <li>➤ Wind Security Assessment Tool (WSAT) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 系統の過負荷監視、各種安定性（電圧・過渡安定性）の評価</li> </ul> </li> <li>➤ Remote Terminal Unit (RTU) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 個別サイトの電源に設置する遠隔監視制御装置</li> </ul> </li> <li>➤ Electronic Dispatch Instruction Logger (EDIL) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ EirGrid が電源に対するディスパッチシグナルを送るためのシステム</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
<p>システムに必要な機能</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 上記のシステムのうち、特に出力抑制制御に関わる分析や監視をするシステムは、WSAT である。WSAT は、N-1 条件での系統安定性の分析評価を行う。リアルタイムの系統情報や前日の発電稼働スケジュールと風力発電の予測情報等を取りこんで分析している。具体的に WSAT に必要な機能は以下の通り。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 過渡安定性評価ツール（TSAT : Transient Security Assessment Tool) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 偶発事象のシナリオを基に周波数の安定性評価を行う。</li> </ul> </li> <li>➤ 電圧安定性評価ツール（VSAT : Voltage Security Assessment Tool) <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ 指定された条件の下での静的電圧安定限界の分析が可能であり、P-V 曲線、Q-V 曲線、感度分析等、様々な方法で評価が可能である。</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>● WSAT のソフトウェア構成は以下の図の通り。</li> </ul>



## II 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. 事業全体の成果

中間目標については、事業全体として達成見込みである。

表Ⅲ.Ⅱ-1. 中間目標の達成度

中間目標	成果	達成度
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ノンファーム発電事業者の発電を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を確立。</li> <li>・制度の議論に基づき、当初の計画になかったローカルシステムも対象範囲とし、再給電方式も追加しつつ、シンプルで効率的なシステムを開発。</li> <li>・合理的にフィールド実証ができるように準備を進めた。</li> </ul>	<p>△ (2022年3月に達成見込み。達成時には◎。)</p>

◎大幅達成、○達成、△達成見込み(中間)、×未達

### 2. 研究開発項目毎の成果

#### 2-1. 日本版コネクト&マネージシステムの開発

##### 2-1-1. ロジック検討

日本版コネクト&マネージシステムにおいて、電力システムの潮流状態を推定する数理モデル(状態推定モデル)を実装することが望ましいと考えられ、項目 2-1-1-1、2-1-1-2 において、システムへ反映するロジックの検討を行っている。また、昨今の電力システム制度改革の動向も踏まえ、項目 2-1-1-2、2-1-1-3 において、将来に向けた拡張性や汎用性の検討を行っている。各項目の検討を踏まえ、本項目全体における中間目標である「実績データ等から送電線潮流予測手法の妥当性を検証し、システム仕様に反映する。予測手法の妥当性は、エリア需要やエリア再エネ発電量の予測誤差率等から判断し、想定される範囲であることを検証する」については、項目 2-1-1-1 の結果をもって、達成見込みである。中間目標「需給制御ロジックの妥当性は、先行会社を考慮の上、系統制御量と需給制御量の協調を図り公平性を確保するとともに最適な出力制御値を決定するロジックであることを評価する」については、送電線潮流作成ロジックと系統制御ロジックについて検証を実施し、需給制御ロジックについては検証にて公平性が確保できていることを確認しており、達成している。中間目標「電力会社の既設システムで不足するデータを明らかにし、不足するデータを推定するロジックを確立して、システム仕様に反映する。」は、項目 2-2-1 において成果を示しており、達成見込み。

### 2-1-1-1. 潮流断面作成ロジックの検討（実施者：テプコシステムズ、東京電設サービス）

潮流断面作成に必要となる各種データの選定と潮流断面を作成するためのロジックの検討を実施した。送電線潮流作成ロジックの検討と検証は、現在のノンファーム適用系統で検証することが妥当であり、かつ再給電方式採用による実需給断面での潮流検証を踏まえ、調整電源が多数接続されている佐京連系線系統（図 54）を適用した。

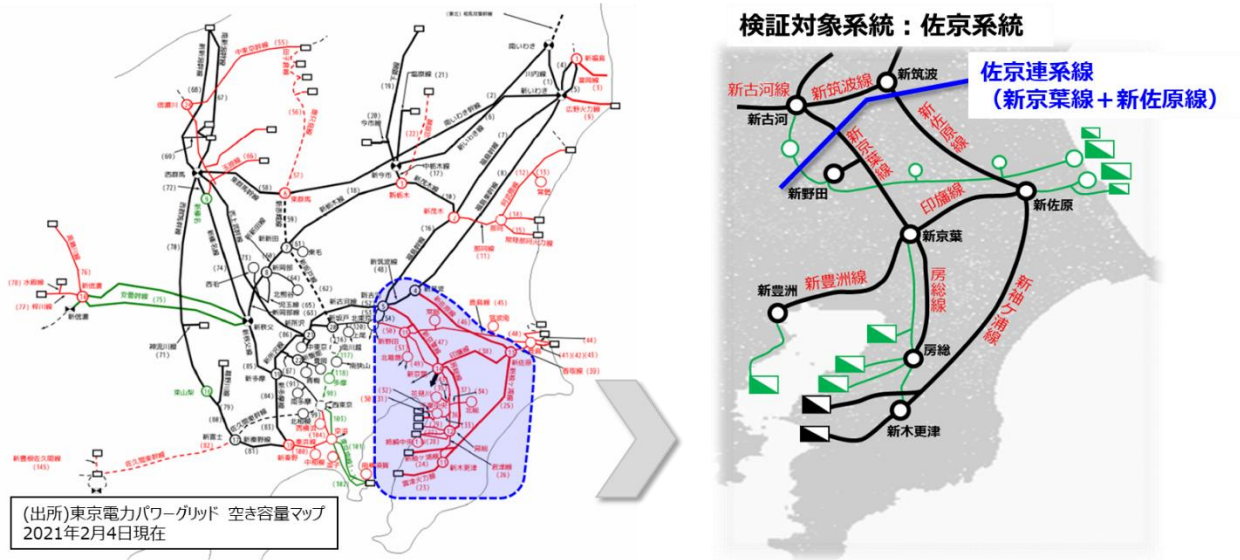


図 54. 佐京連系線系統

潮流想定ロジックは、フィージビリティスタディ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 55 に示す。本システムでは、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システムを構築する。

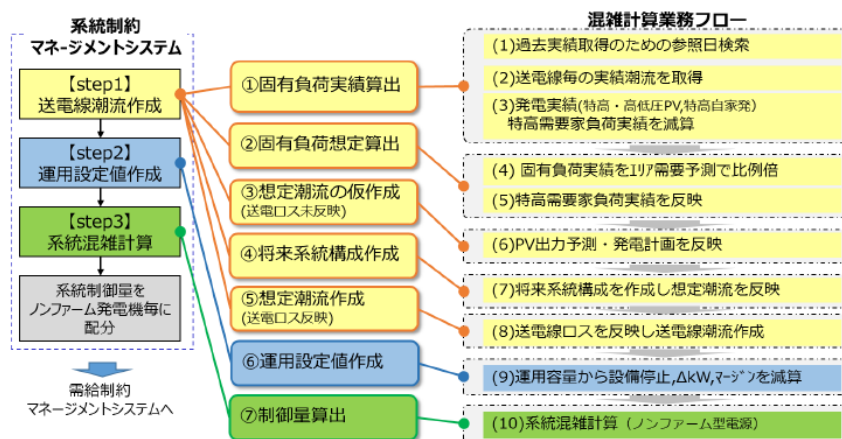


図 55. 潮流断面作成ロジック

送電線潮流作成イメージを系統図で表したものが図 56 である。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する。算出した 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する流れとなる。

### 下位系統の潮流積上げにより基幹系送電線潮流を作成

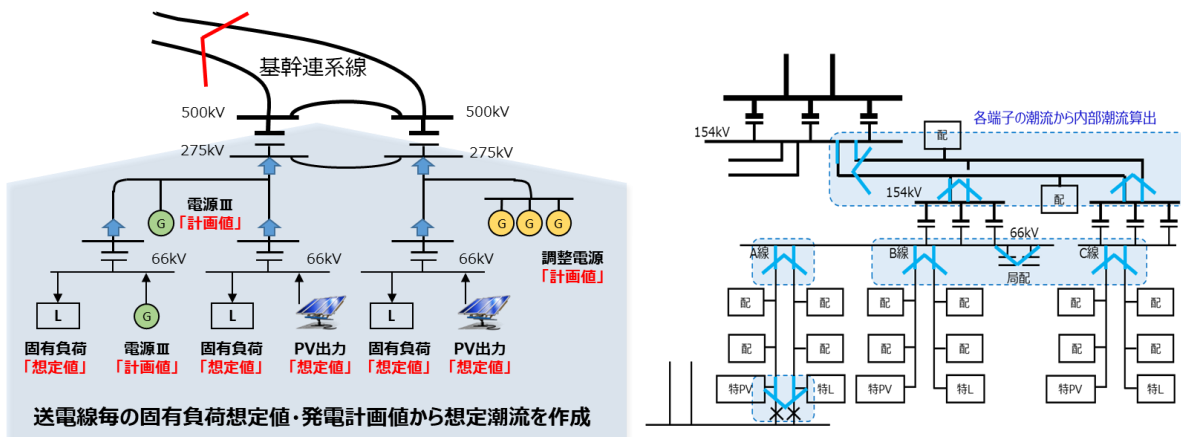


図 56. 66kV 潮流想定から基幹系統潮流想定の流れ

なお、送電線潮流作成にあたっては図 57 に示す 2 つの方法により算出可能な仕様とした。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 は個々の潮流想定により送電線分岐箇所での潮流想定も行える利点があるが、高低圧 PV 出力増大により配変が逆潮流となった時はテレメータが不読（ゼロ）となるため推定が必要であること、また取得データ数が多くデータ欠落時の推定が必要であることから、佐京連系線の検討に際しては手法 1 を適用して検証している。

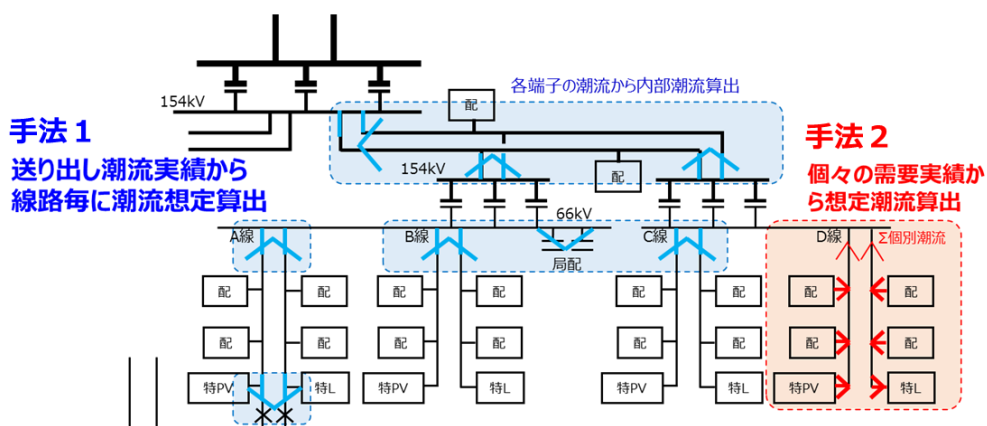


図 57. 送電線潮流作成方法

潮流断面は、過去実績データをベースとして作成しており、断面作成に必要なデータとその取得元の整理を実施した。また、潮流断面作成に必要なデータが取得できない場合、もしくは本来は取得できるが実績値が欠落している場合において、実績値の状態を推定するロジックを作成した。

具体的な推定ロジックの方法としては、短時間欠落の場合は線形補間での推定することとした。長時間の欠落では、欠落箇所に接続している変電所や送電線周辺の実績データや別な過去類似日の実績データを適用して推定することとしている。なお、変電所や送電線内で複数欠落している場合は、補間値を按分処理することにした。また、発電実績欠落時は発電計画値を代替して用いるなどして、実績値を推定するようにした。(図 58)

また、過去実績データをベースとした潮流断面を作成する場合、設備の新設・廃止や系統切替といった系統構成の差異が発生する可能性がある。その場合は、系統が合致する過去類似日のデータを選択して実績データを推定することで潮流断面を作成することにした。

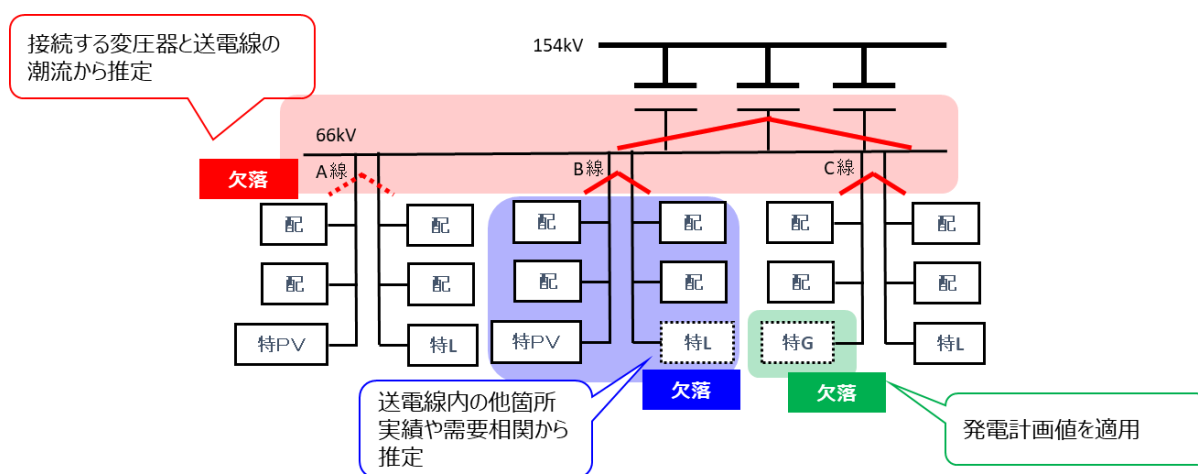


図 58. 実績値が取得できない場合の推定方法

想定潮流の作成にあたっては、送電ロスの反映も必要である。系統制約マネージメントシステムにおいて、抑制量は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するため、上位系の送電ロス補正が必要となる。ここでは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方法とした。(図 59)

通常、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。しかし、実際の系統運用電圧は1puとは限らず、佐京連系線系統ではより高めに維持されている箇所が多くあり、実運用電圧と乖離している部分がある。そこで、電圧制御装置の運用目標値を用いて送電ロス算出補正を行うことで、より精度の高い送電ロス算出を行えるようにもしている。



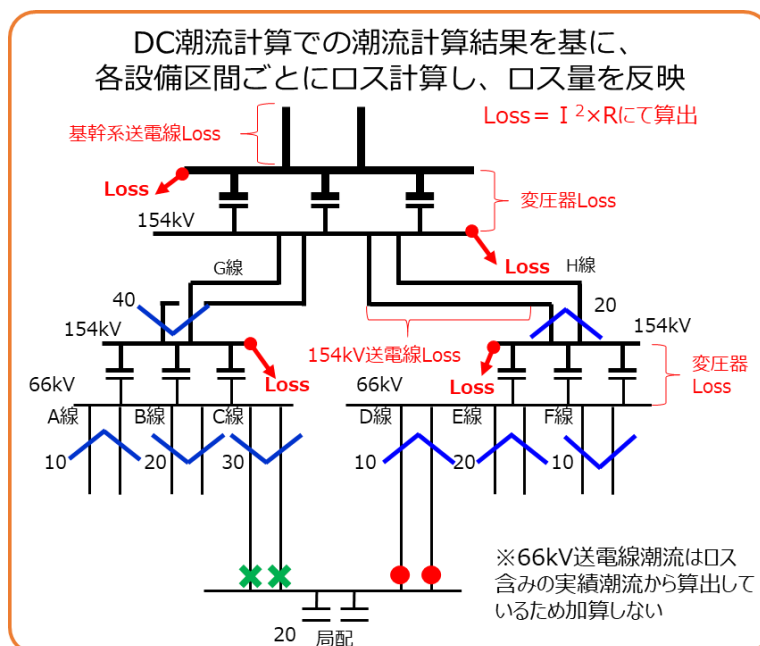


図 59. 送電ロス反映方法

実績取得もしくは上記推定ロジックにより推定されたデータを実績に用い、図 55 に示すように、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 予想値を加え、さらに送電ロスを考慮することで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した結果を図 60 に示す。

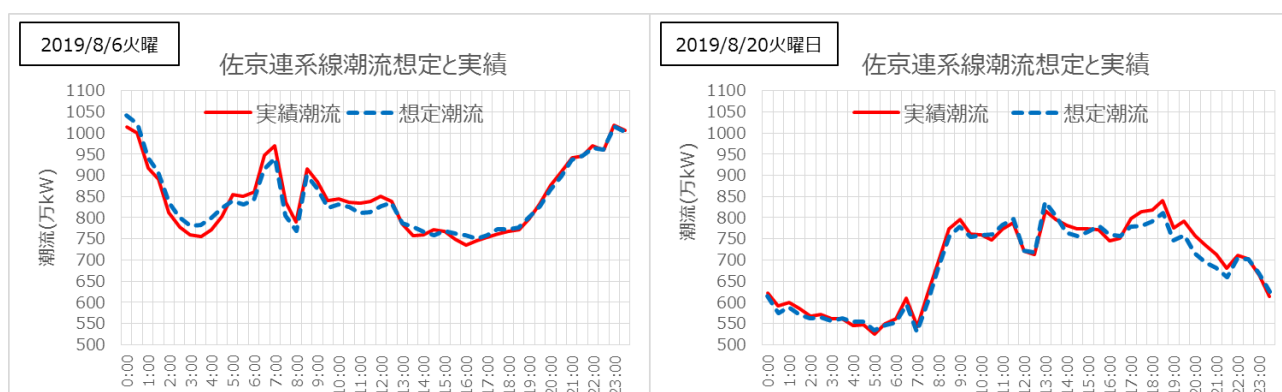


図 60. 佐京連系線潮流想定と実績

比較検証の結果、概ね実績潮流と合うことが確認できたため、基本的な潮流想定ロジックは確立したものとした。ここで確立した潮流想定ロジックについては、現在作成中のシステム仕様に反映予定であり、中間目標・最終目標については達成した。以降、「2-5-2. 潮流想定用データ作成に関するデータ分析」にて、2021 年度から想定精度向上を目指したデータ分析を行い、必要に応じてロジックの修正を行っていく予定である。

### 2-1-1-2. 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討（実施者：電力中央研究所）

本検討では、送電線利用ルールの動向および関連する系統解析技術の調査等に基づいて、日本版コネクト&マネージにおける潮流解析の基盤技術として、OPF に基づく合理的な系統制御ロジックの基本仕様を開発する。「2-5-1. 系統制御ロジックに関するデータ分析」と併せて、関連項目との連携を密に以下の目標をもって実施する（図 61）。

#### <中間目標（2020 年度末）>

- ・ メリットオーダー等の想定する送電線利用ルールへの適用を考慮した、OPF に基づく合理的な系統制御を実現する（再給電メリットオーダー型）ロジックの基本仕様を開発する。

#### <最終目標（2023 年度末）>

- ・ 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き評価することにより、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。

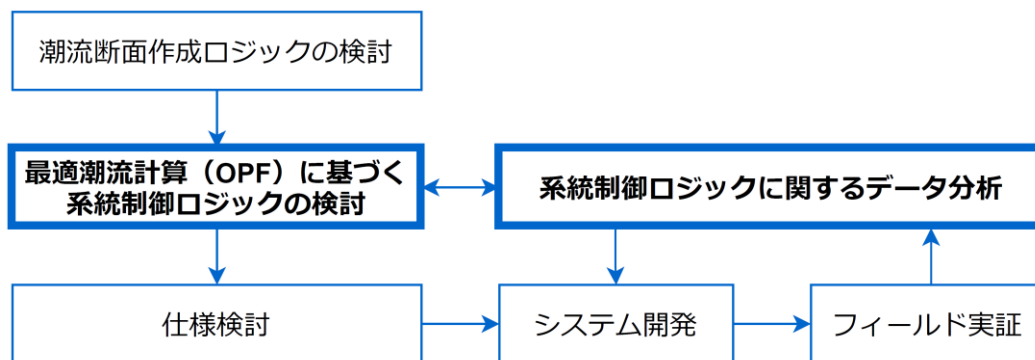


図 61. 関連項目との連携

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ルール（処理順序）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 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 および 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へ反映した。基本仕様では、計算対象の調整可能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 OPF 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。



以上により、中間目標を達成できる見込みが得られている。2022 年度以降は、最終目標の達成に向けて、実システムデータ等を用いたデータ分析に基づいて、OPF に基づく系統制御ロジックを改良・高度化し、将来システムへの適用性・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していく。

以下に、検討の概要を述べる。

### (1) 系統制御ロジックの大枠イメージ

OPF に基づく系統制御ロジックの検討においては、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た、図 62 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、将来システムへの拡張性や潮流状況の不確実性への対応を追求する。なお、図 62 中の赤字の部分が発見の対象であり、2020・2021 年度は、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 の適用方法について検討した。

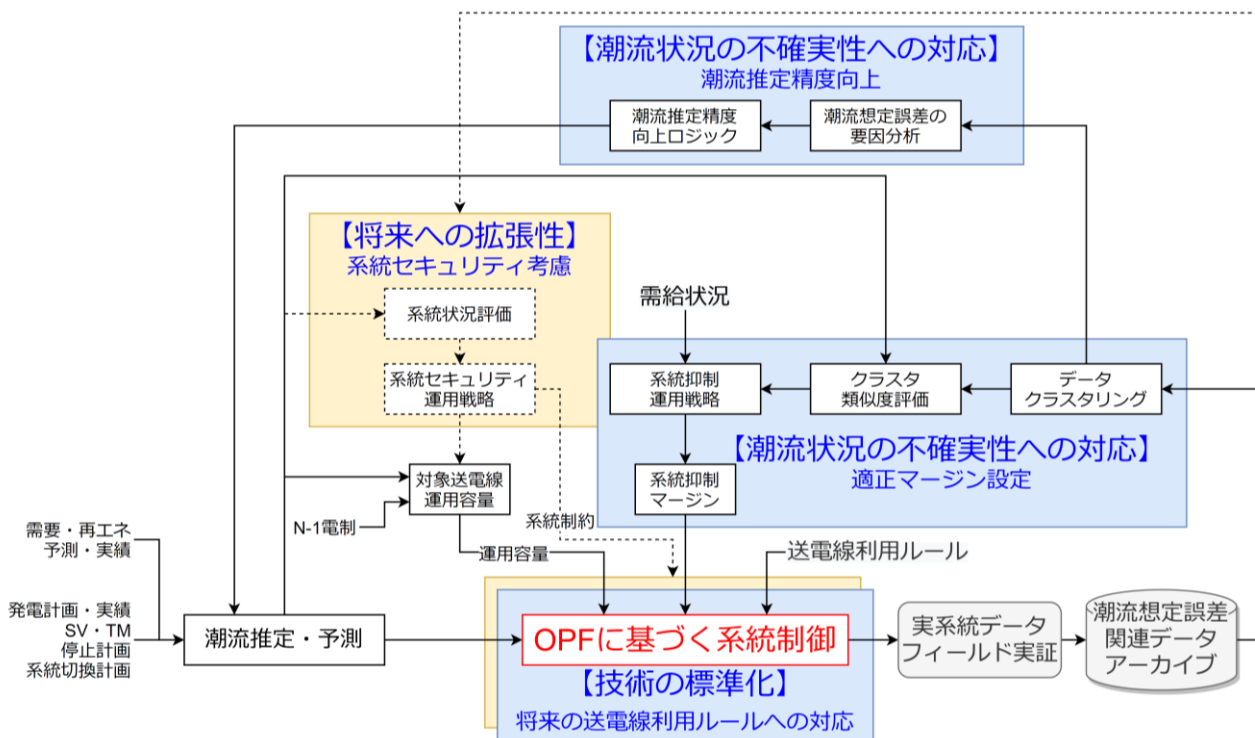


図 62. 適応進化型の系統制御ロジック (大枠イメージ)

### (2) OPF に基づく混雑処理ロジックの枠組みと必要データの整理

OPF 混雑処理ロジックの枠組みの概要を図 63 に示す。将来の混雑処理ルールやルール変更への柔軟な対応を指向し、AC 潮流計算、即ち ACOPF も適用可能なデータ構造とルールの動向に適時的に対応可能なロジック構造を検討した。

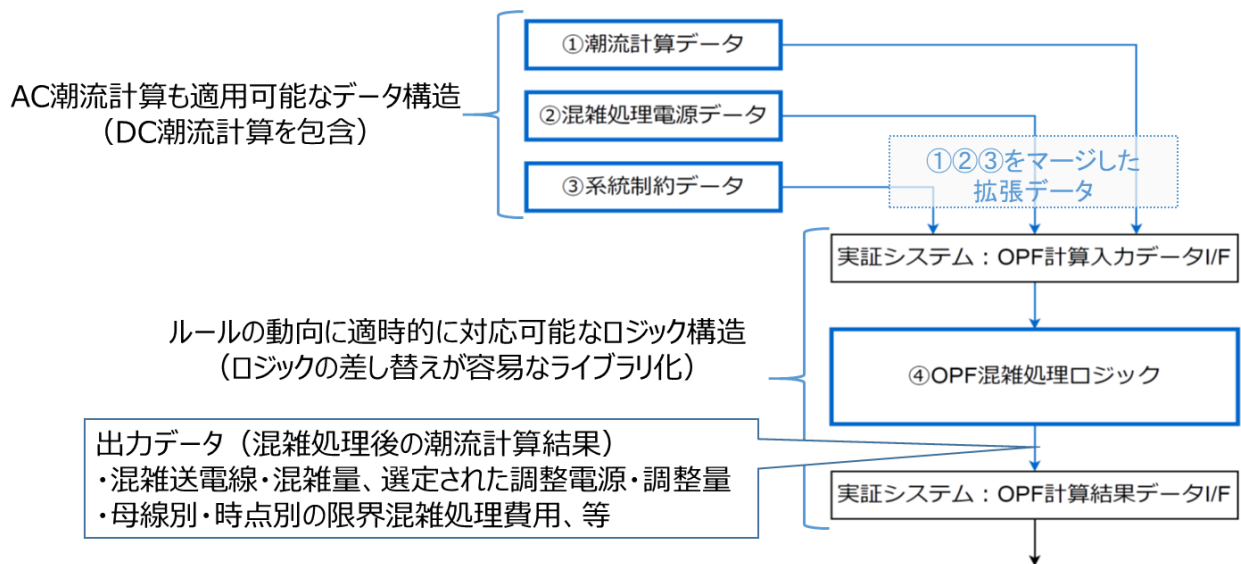


図 63. OPF に基づく混雑処理ロジックの枠組み

OPF に基づく混雑処理の計算では、一般的な潮流計算に必要な系統データに加えて、1) 送電線利用ルールに基づく目的関数（メリットオーダ等のコスト評価関数）および 2) 運用容量や発電出力上下限等の実運用上の制約条件に関するデータが必要である。まずは、実証システムへの適用において、将来の送電線利用ルールを考慮した混雑処理ロジック（OPF の目的関数や制約条件の定式化）に必要なデータを整理した。

#### ■ 潮流計算データ：

将来を見据え、DC 潮流計算を包含する AC 潮流計算が適用可能なデータ構造とし、簡易計算の「DC 潮流計算」では考慮できない厳密な送電ロス計算、無効電力や電圧制約などを考慮した AC 潮流計算ベースの混雑処理が将来必要となった場合に備える。

#### ■ 混雑処理電源データ（電源種別）

議論中の混雑処理ルールに柔軟に対応するため、調整電源だけでは混雑解消できない場合における調整電源以外の電源による混雑処理ロジックを整理する必要がある。そこで、混雑処理の観点から電源を区別する以下のような「電源種別」を定義した。

- 調整電源（火力、揚発などの調整の優先順位がある場合の区別が必要）
- 非調整電源
- 電源Ⅲ火力等（オンライン・オフライン）
- バイオマス（オンライン・オフライン）
- ノンファーム再エネ
- ファーム再エネ、等々

#### ■ 計算断面毎の各電源の出力

潮流計算データの想定出力/指令値は、ノンファーム（NF）システムの想定潮流に調整電源の想定値/指令値を反映し、計算断面毎の各電源の出力を設定する（図 64）。

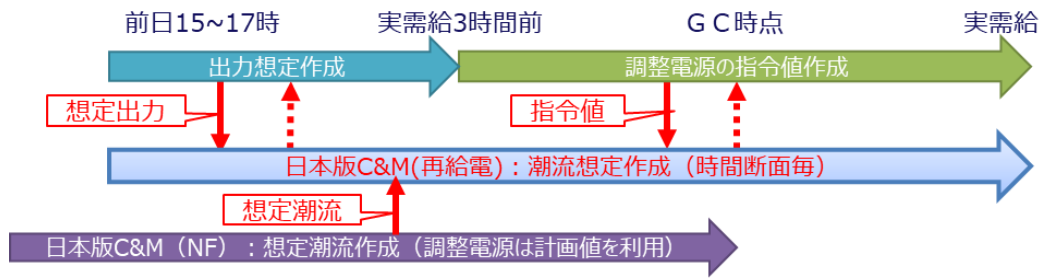


図 64. 計算断面毎の各電源の出力の設定

■ 計算断面毎の各電源出力の調整範囲（出力の上下限值）

各計算断面における出力変化速度やキープ時間等から、次の計算断面迄に増加/減少可能な電源毎の出力範囲を設定する（図 65）。

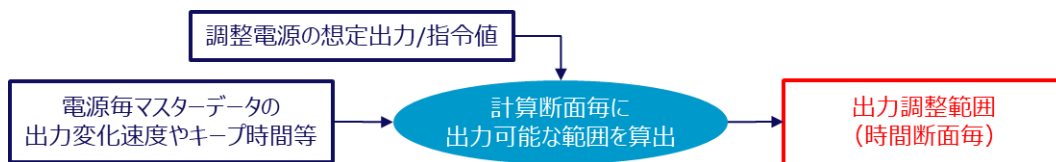


図 65. 計算断面毎の各電源の出力範囲の設定

■ 混雑処理電源データ（調整費用）

調整電源の混雑費用（発電コスト）の最小化では、電源毎の V1・V2 単価に基づいて各電源の燃料費特性データ（abc 定数）を設定する。

■ 系統制約データ

N-1 電制を考慮した N-1 基準（1 回線故障時）の送電線熱容量（有効電力上限値）をデータとして入力する。また、潮流想定誤差や抑制の実効性等の不確定性を考慮したマージン（安全率）、系統全体で最低限確保する上げ・下げ余力、電圧や安定度の面から制限される潮流調整に相当する運用容量データを入力可能とする。さらに、ルールの変更や将来を見据え、データフォーマットの枠組みとしては、電圧面の系統制約（母線電圧の上下限值等）も入力可能とする。

■ 混雑処理ロジック用 ACOPF の基本的な入力データ

混雑処理ロジックに適用する ACOPF の基本的な（実証系統への適用に必要な）入力データ（DC-OPF 入力データを包含）の概要は表 23～表 25 の通りである。表中のタイトル行の DC、①、②、③の○印は、それぞれ DC : DCOPF の入力データ、①：潮流計算データ、②：混雑処理電源データ、③：系統制約データであることを表している（図 63）。なお、青字は一般的な潮流計算データにはないデータを整理したものである。

表 23. 混雑処理ロジックに適用する ACOPF の基本入力データ (DC-OPF 入力データを包含) の概要(1/3)

	DC	①	②	③	データ説明	単位	備考
システム		○	○		システムベース	MVA	pu換算のベース値
		○			○システム全体で確保する上げ余力	pu	ΔkWの扱いの検討要
		○			○システム全体で確保する下げ余力	pu	ΔkWの扱いの検討要
母線		○	○		母線ID	文字列	
		○		○	母線の種別番号 (電源種別の番号含む)	番号	母線種別 (0~9) : 負荷、発電機、変圧器中間・3次、スラック、PSVR、等 電源種別 (10~99) : 調整電源 (火力、揚発、等の区別)、電源Ⅲ火力等 (オンライン・オフライン)、バイオマス(オンライン・オフライン)、ノンファーム再エネ、ファーム再エネ、等
		○	○		母線名	文字列	
		○	○		母線エリア	番号	
		○			母線ベース電圧	kV	
		○			母線電圧の大きさ	pu	潮流計算結果
		○			母線電圧の位相	rad	潮流計算結果
		○	○		発電有効電力	pu	
		○			発電無効電力	pu	潮流計算結果
		○	○		負荷有効電力	pu	
		○			負荷無効電力	pu	
		○			分路コンダクタンス	pu	調相設備、SVC等の投入容量より算出
		○			分路サセプタンス	pu	調相設備、SVC等の投入容量より算出
		○			分路サセプタンス上限値	pu	調相設備、SVC等の設備容量より算出
		○			分路サセプタンス下限値	pu	調相設備、SVC等の設備容量より算出
		○			調相設備 (制御/固定)	番号	1 : 制御対象, 0:固定
		○			調相設備の電圧階級	文字列	
		○			調相設備系列ID	番号	
					○母線電圧上限値	pu	
					○母線電圧下限値	pu	

表 24. 混雑処理ロジックに適用する ACOPF の基本入力データ (DC-OPF 入力データを包含) の概要 (2/3)

	DC	①	②	③	データ説明	単位	備考
母線		○	○		発電機定格容量	MVA	
		○		○	発電有効電力上限値 (次の計算断面迄に変化可能な上限)	pu	制御対象電源以外は発電有効電力初期値
		○		○	発電有効電力下限値 (次の計算断面迄に変化可能な下限)	pu	制御対象電源以外は発電有効電力初期値
		○	○		ΔkW (上げ余力)	pu	制御変数としての扱いを検討要
		○	○		ΔkW (下げ余力)	pu	制御変数としての扱いを検討要
		○	○		ノンファーム電源の想定出力合計	pu	当該母線の下位系統に接続する電源の想定出力の合計
		○			発電無効電力上限値	pu	
		○			発電無効電力下限値	pu	
		○	○		発電コスト係数a (1時間換算)	円/(pu)^2	$cost = c + b \cdot (p\_gen) + a \cdot (p\_gen)^2$
		○	○		発電コスト係数b (1時間換算)	円/(pu)	$cost = c + b \cdot (p\_gen) + a \cdot (p\_gen)^2$
		○	○		発電コスト係数c (1時間換算)	円	$cost = c + b \cdot (p\_gen) + a \cdot (p\_gen)^2$
					○総需要電圧感度 dV/dL最小値		dV/dL : 運用点におけるPVカーブの傾き
					○総需要電圧感度 dV/dL最大値		dV/dL : 運用点におけるPVカーブの傾き
					○総需要電圧感度 dV/dL		dV/dL : 運用点におけるPVカーブの傾き
					○母線想定故障	0/1	0 : 無, 1 : 有
		○	○		発電所内有効電力	pu	
		○			発電所内無効電力	pu	
		○			PSVR係数a、b、c		$vt - (a+1/tap) \cdot vref - b \cdot iref + c = 0$ n : 昇圧Tr.タップ比、vref : 基準検出電圧、iref : 基準無効電流
		○			PSVR基準無効電流	pu	
		○			PSVR昇圧Tr.のブランチID	文字列	
	○			PSVR昇圧Tr. (2段) のブランチID	文字列		

表 25. 混雑処理ロジックに適用する ACOPF の基本入力データ (DC-OPF 入力データを包含) の概要 (3/3)

	DC	①②③	データ説明	単位	備考
ブランチ	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ブランチ通し番号	番号	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	from側母線番号	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	to側母線番号	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ブランチ種別	番号	送電線=0、固定タップ変圧器=1、 OLTC変圧器=2、短巻変圧器3次側=3
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ブランチ名	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	正相抵抗	pu	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	正相リアクタンス	pu	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	正相充電容量Y/2	pu	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器タップ比		
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器タップ比上限値		
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器タップ比下限値		
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	送電線有効電力潮流	pu	潮流計算結果
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> 送電線運用容量	pu	計算断面における運用容量
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> 送電線運用容量マージン		運用容量に対する比率
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ブランチID (変圧器ID含む)	文字列	3巻/短巻変圧器は3ブランチで1つのID
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器を構成するブランチID	文字列	3巻/短巻変圧器は3ブランチで構成
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	単巻Tr.3次側タップ計算係数a、b		$r3 = a * r1 + b$ R3 : 3次側タップ比、r1 : 1次側タップ比
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> ブランチ想定故障	0/1	0 : 無、1 : 有
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器タップグループID	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	変圧器タップグループ内のタップ通し番号	番号	
フェンス ブランチ	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> フェンス潮流送電線グループID	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> フェンス潮流送電線グループID	文字列	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	IDのフェンス潮流	pu	潮流計算結果から算出
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> IDのフェンス潮流運用容量 (from-to)	pu	潮流の向き毎に設定
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> IDのフェンス潮流運用容量 (to-from)	pu	潮流の向き毎に設定

(3) 実証システムに実装する再給電ロジックにおける DCOPF の基本仕様

DCOPF に基づいて、調整費用の最小化や混雑処理における調整力の優先順位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再給電の高度化を図る。混雑処理 OPF のアルゴリズム概要を図 66 (a)に示す。主な創意点は以下の通りである。

- 全ての混雑が解消できない場合の求解性を確保のため、混雑処理スラック変数を導入し、計算対象の調整力だけでは全ての混雑が解消できない場合、何処の送電線/フェンス潮流に、どれだけの量の混雑が残るかを計算する。
- 混雑処理における電源グループの優先順位 (混雑処理の順序) を考慮するため、混雑処理順序の入れ替えが容易な逐次近似最適化アルゴリズム (図 66 (a)) を構築する。

さて、混雑処理 OPF アルゴリズムの選定においては、図 66 (a)と(b)の2つの方法を比較検討した。図 66 (a)は、数理計画における逐次近似法に基づくものであり、混雑処理の優先順位に従って電源種別を順次追加するアルゴリズムである。このアルゴリズムで最適性の必要条件は、目的関数と制約条件の凸性と連続性であり、DCOPF の定式はこれを満足している。一方、図 66 (b)は、それぞれの電源種別の目的関数が相互に分離するように混雑処理を順位付ける仮想的な abc 定数を設定するヒューリスティック手法である。

図 66 (b)方法では、仮想的な abc 定数の設定を系統に応じてヒューリスティックにチューニング (試行錯誤による事前解析) が必要であり、実用上扱い難い。一方、図 66 (a)の方法は、電源種別ごとにデータを管理することにより、確実な混雑処理が可能であり、系統に応じたアルゴリズムのチューニングは不要で実用的であることから、図 66 (a)を選定した。

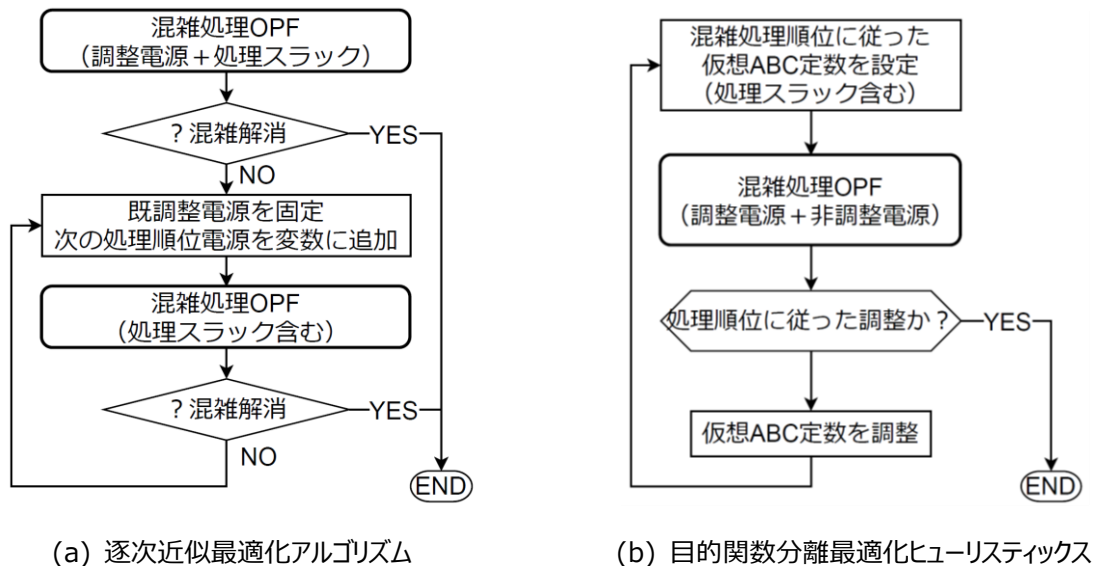


図 66. 混雑処理 OPF のアルゴリズム概要

実証システムへの適用における DCOPF の定式化の概要は以下の通りである。

- 制御変数：各種の調整力による混雑処理
- 目的関数：調整費用/調整量の最小化
- 制約条件：500~66kV 系統における全母線の DC 潮流方程式、送電線の運用容量・フェンス潮流の運用容量、調整電源出力の上下限、等

実証システムへの適用における DCOPF を、非線形計画問題として以下のように定式化する。

#### ■ 集合の定義

- $BUS$  : 母線の集合
- $GBUS$  : 発電機 (PV 指定) 母線の集合 (計算対象の制御電源種別の発電機母線)
- $LBUS$  : 負荷 (PQ 指定) 母線の集合 ( $GBUS$  の補集合)
- $BRANCH$  : ブランチの集合
- $GLINE$  : フェンス潮流の集合
- $YBUS$  : アドミタンス行列 (Y マトリックス)

#### ■ パラメータの定義

- 母線データ;
  - $bus\_type_i$   $i \in BUS$  : 母線種別
    - ◇ PQ 指定母線=0、変圧器中間母線・3 次母線=1、PV 指定母線=2、Slack 母線=3、PSVR 発電機母線=4、等
    - ◇ 制御電源種別：グループ 1 =11、グループ 2=12、…、グループ  $i=1i$
  - $bus\_angle0_i$   $i \in BUS$  : 電圧位相の初期値
  - $bus\_p\_gen_i$   $i \in BUS$  : 発電有効電力の初期値



- $bus\_p\_load_i$   $i \in BUS$  : 有効電力負荷
- $bus\_p\_loadg_i$   $i \in BUS$  : 所内負荷
- 発電機データ※ ;
  - $gen\_p\_min_i$   $i \in BUS$  : 次の時間断面までに到達可能な発電出力の下限值
  - $gen\_p\_max_i$   $i \in BUS$  : 次の時間断面までに到達可能な発電出力の上限値
  - $gen\_alpha_i$   $i \in BUS$  : 燃料費特性関数の 2 次項の係数 (定数 a)
  - $gen\_beta_i$   $i \in BUS$  : 燃料費特性関数の 1 次項の係数 (定数 b)
  - $gen\_gamma_i$   $i \in BUS$  : 燃料費特性関数の 0 次項の係数 (定数 c)

但し、目的関数に応じて以下のように定数 a、b、c を設定する。

- ◇ V1V2 価格による調整費用の凸関数近似の最小化の目的関数の場合
  - 運転点周りにおける V1V2 単価のそれぞれの厳密な区分線形特性を制御出力範囲において凸関数近似した定数を設定する。
- ◇ 調整量の最小化の目的関数の場合
  - 全ての制御対象の定数を同一値に設定する。

※GBUSは時間断面および制御対象電源によって変わるので、データ定義の範囲としては**BUS** とする。

- ブランチデータ
  - $branch\_type_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : ブランチ種別
    - ◇  $l$ : ブランチ ID,  $k$ : from bus ID,  $m$ : to bus ID
    - ◇ 送電線=0、固定タップ Tr.=1、OLTC 付 Tr.=2、単巻 Tr.3 次側=3
  - $branch\_x_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : ブランチのリアクタンス
  - $branch\_tap0_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : 変圧器タップ比
  - $branch\_p\_max_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : ブランチの運用容量 (from→to 方向)
  - $branch\_p\_min_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : ブランチの運用容量 (to→from 方向)
  - $line\_group_{l,k,m}$   $(l, k, m) \in BRANCH$  : 当該ブランチが所属するフェンス潮流の ID
- アドミタンス行列
  - $B\_dc_{k,m}$   $(k, m) \in YBUS$  : サセプタンス分

if  $k = m$ :

$$B\_dc_{k,m} = \sum_{l,k,i}^{BRANCH} -1/branch\_x_{l,k,i}/(branch\_tap0_{l,k,i})^2 + \sum_{l,i,k}^{BRANCH} -1/branch\_x_{l,i,k}$$

if  $k \neq m$ :

$$B\_dc_{k,m} = \sum_{l,k,m}^{BRANCH} 1/branch\_x_{l,k,m}/branch\_tap0_{l,k,m} + \sum_{l,m,k}^{BRANCH} 1/branch\_x_{l,m,k}/branch\_tap0_{l,m,k}$$

- フェンス潮流データ
  - $gl\_flow0_i$   $i \in GLINE$  : フェンス潮流の有効電力潮流の初期値
  - $gl\_flow0\_max_i$   $i \in GLINE$  : フェンス潮流の運用容量 (from→to 方向)
  - $gl\_flow0\_min_i$   $i \in GLINE$  : フェンス潮流の運用容量 (to→from 方向)
- 全ての混雑が解消できない場合の考慮

- $w_{br}$  : ブランチ潮流の重み係数
- $w_{gl}$  : フェンス潮流の重み係数
- 簡易送電ロス考慮
  - $dist\_losses_i$   $i \in BUS$  : 母線に配分される送電ロス分
  - (参考) 簡易的に送電ロスを考慮する方法の例
    - Step-1: 一度、送電ロスの考慮なしの DCOPF を計算し、その結果とブランチの抵抗分とから「系統全体の送電ロス」を算出する。ここで、系統全体の送電ロスは、AC 潮流計算で求めた値、あるいは配分すべき送電ロスが予め分かるのであれば、その値の方が望ましい。
    - Step-2: Step1 の送電ロスを各母線の負荷の大きさに応じて（総負荷に対する比率で）分配（各 DC 潮流方程式にロス分を加算）したうえで、再度、DCOPF を計算する。
- 簡易相差角安定性制約
  - $delta$  : 相差角 90 度に対する比率
  - $p\_max_{l,k,m}$   $(l,k,m) \in BRANCH$  :  $delta$  で決まるブランチ有効電力の制限値

### ■ 変数の定義

- $bus\_angle_i$   $i \in BUS$  : 母線の電圧位相
- $p\_gen_i$   $i \in GBUS$  : 発電有効電力
- $branch\_p\_dc_{l,k,m}$   $(l,k,m) \in BRANCH$  : ブランチ有効電力潮流
- $gl\_p\_dc_i$   $i \in GLINE$  : フェンス有効電力潮流
- $br\_eps_{l,k,m}$   $(l,k,m) \in BRANCH$  : ブランチ潮流制約のスラック変数
- $gl\_eps_i$   $i \in GLINE$  : フェンス潮流制約のスラック変数

### ■ 目的関数・制約条件の定義

#### (発電コスト最小化)

調整費用は、計画出力における発電コスト（計画費用）からの差分で定義できる。ここで、計画費用は固定値なので、調整費用の最小化は、調整費用に計画費用を加えた発電コストの最小化と等価となる。したがって、調整費用最小化を実現する出力は以下の発電コスト最小化問題として定式化することができる。

$$\begin{aligned}
 & \underset{p\_gen, br\_eps, gl\_eps}{\text{minimize}} \quad \sum_i^{GBUS} \{ gen\_alpha_i \cdot (p\_gen_i)^2 + gen\_beta_i \cdot p\_gen_i + gen\_gamma_i \} \\
 & + W_{br} \sum_{l,k,m}^{BRANCH} (br\_eps_{l,k,m})^2 + W_{Gb} \sum_{j=1}^{GLINE} (gl\_eps_j)^2
 \end{aligned}$$

where,

$$gen\_alpha_i, gen\_beta_i, gen\_gamma_i$$

: V1・V2 単価の各出力帯平均を全出力帯で一次近似した単価の積分から算出

#### (V1V2 価格による調整費用の凸関数近似の最小化)



V1V2 単価による調整費用の特性は、区分線形関数を用いれば厳密に考慮できるが、連続性と凸性が要求される最適化手法を、そのまま適用することはできない。そこで、区分線形関数となる調整費用を、次断面までに変化できる出力範囲（制御出力範囲）での連続で凸な関数で近似する（図 67）。

この近似は、一般的な abc 定数のように各出力帯の V1V2 単価の平均を全ての出力帯で一次近似するものではなく、運転点周りにおける V1V2 単価のそれぞれの厳密な区分線形特性を時間断面毎の制御出力範囲において凸関数近似するものであることに留意されたい。

この近似では、次断面までの期間が短いほど、制御出力範囲に含まれる V1V2 出力帯の数が少なくなると期待できるので、近似の精度が高まる。また、計画出力帯の V1V2 が等しく、制御範囲が一つの V1V2 出力帯に含まれる場合、線形な特性となり厳密な調整費用となる。

これは発電コストの最小化の abc 定数を、V1V2 単価による調整費用を制御出力範囲で近似したものに置き換えて設定したものと等価となる。したがって、V1V2 価格による調整費用の凸関数近似の最小化を実現する出力は、以下の発電コスト最小化問題として定式化することができる。

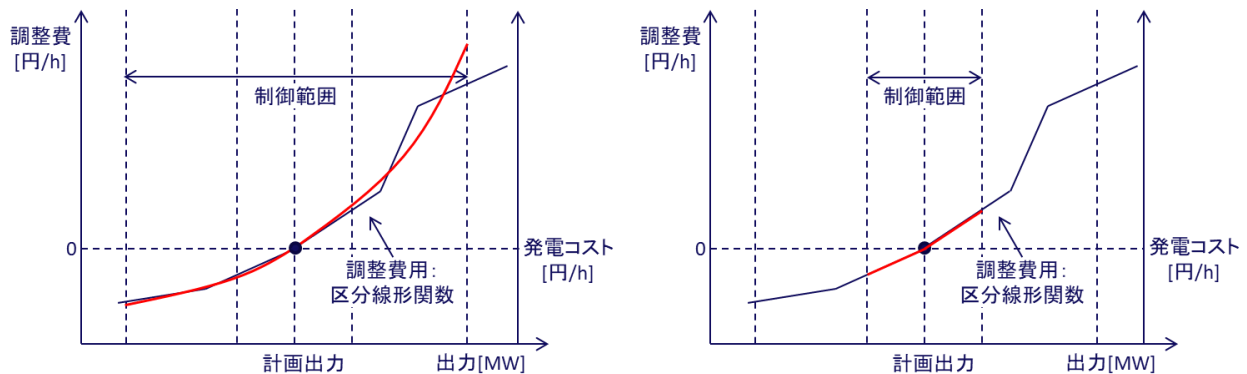


図 67. V1V2 単価による調整費の凸関数近似のイメージ

$$\begin{aligned}
 & \underset{p\_gen, br\_eps, gl\_eps}{\text{minimize}} \quad \sum_i^{GBUS} \{ gen\_alpha_i \cdot (p\_gen_i)^2 + gen\_beta_i \cdot p\_gen_i + gen\_gamma_i \} \\
 & + W_{br} \sum_{l,k,m}^{BRANCH} (br\_eps_{l,k,m})^2 + W_{Gb} \sum_{j=1}^{GLINE} (gl\_eps_j)^2
 \end{aligned}$$

where,

$gen\_alpha_i, gen\_beta_i, gen\_gamma_i$  : 運転点周りにおける V1V2 単価のそれぞれの厳密な区分線形特性を制御出力範囲において凸関数近似で算出

(調整量の最小化)

$$\begin{aligned}
& \underset{p\_gen, br\_eps, gl\_eps}{\text{minimize}} \sum_i^{GBUS} \{ gen\_alpha_i \cdot (p\_gen_i)^2 + gen\_beta_i \cdot p\_gen_i + gen\_gamma_i \} \\
& + W_{br} \sum_{l,k,m}^{BRANCH} (br\_eps_{l,k,m})^2 + W_{Gb} \sum_{j=1}^{GLINE} (gl\_eps_j)^2
\end{aligned}$$

where,

$gen\_alpha_i, gen\_beta_i, gen\_gamma_i$  : 全ての制御対象の abc 定数を同一値に設定

subj. to

(発電機出力の上下限制約)

$$gen\_p\_min_i \leq p\_gen_i \leq gen\_p\_max_i \quad i \in GBUS$$

(DC 潮流方程式)

$$bus\_p\_gen_k - bus\_p\_load_k - dist\_losses_k - bus\_p\_loadg_k$$

$$- \sum_{k,m}^{YBUS} B\_dc_{k,m} \cdot (bus\_angle_k - bus\_angle_m) = 0 \quad k \in LBUS$$

$$p\_gen_k - bus\_p\_load_k - dist\_losses_k - bus\_p\_loadg_k - \sum_{k,m}^{YBUS} B\_dc_{k,m} \cdot (bus\_angle_k - bus\_angle_m) = 0$$

$k \in GBUS$

(ブランチ潮流制約)

$$-branch\_p\_min_{l,k,m} \leq branch\_p\_dc_{l,k,m} + br\_eps_{l,k,m} \leq branch\_p\_max_{l,k,m}$$

$(l, k, m) \in BRANCH$

where,

$$branch\_p\_dc_{l,k,m} = (bus\_angle_k - bus\_angle_m) / branch\_x_{l,k,m} \quad (l, k, m) \in BRANCH$$

(フェンス潮流制約)

$$-gl\_flow\_min_i \leq gl\_p\_dc_i + gl\_eps_i \leq gl\_flow\_max_i \quad i \in GLINE$$

where,

$$gl\_p\_dc_i = \sum_{l,k,m}^{BRANCH: line\_group_{l,k,m}=i} (bus\_angle_k - bus\_angle_m) / branch\_x_{l,k,m} \quad i \in GLINE$$

(簡易相边角安定度制約)

$$-p\_max_{l,k,m} \leq branch\_p\_dc_{l,k,m} \leq p\_max_{l,k,m} \quad (l, k, m) \in BRANCH$$

where,

$$p\_max_{l,k,m} = delta \cdot (\pi/2) / branch\_x_{l,k,m} \quad (l, k, m) \in BRANCH$$

#### (4) OPF 混雑処理ロジックの基礎検証

上述の定式化に基づく DCOPF、および電圧・無効電力も考慮した AC 潮流方程式に基づく ACOPF の PoC (Proof of Concept) モデルを作成し、実証系統の実系統データ (図 68 ; 東京電力 PG 提供の東京管内の全系データ ; 500kV~66kV 母線を模擬、179 発電機、2140 母線、2651 ブランチ) を用いて、OPF 混雑処理ロジックの基本的な適用可能性を検証した。

これらの PoC モデルは、最適化分野のデファクトスタンダードの汎用数理計画モデリング言語 AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) を用いて構築した。混雑処理ルールの動向に柔軟に対応するため、ハードコーディングを避け、スクリプト言語によるインタラクティブな開発環境としている。ここでは、ルールの変更や将来を見据えた拡張性 (例えば、ACOPF への差し換え) に対応するため、ロジックをライブラリー化し、複数のロジックの差し替えが容易なモジュール化 (ロジックライブラリ) を指向して開発している。

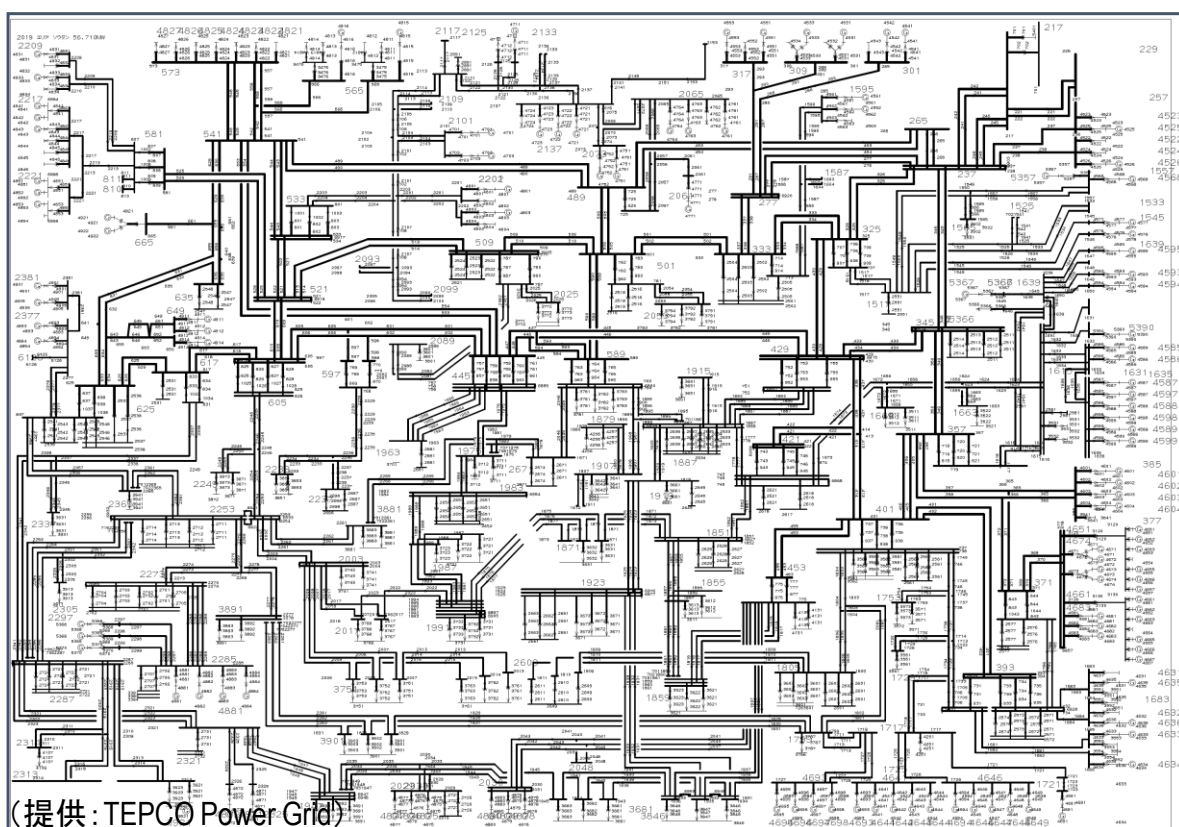


図 68. 検証データ (500kV~66kV 母線を模擬、179 発電機、2140 母線、2651 ブランチ) の単線結線図

基礎検証として、OPF の数理モデルが実務で用いられている AC 潮流計算と整合しているかを検証するため、作成した ACOPF の数理モデルで計算した初期潮流状態と実務の潮流計算結果とを比較し、両者が計算収束判定の精度で完全に一致することを確認した (図 69) 。これにより、電源・負荷・変圧器・送電線・調相設備等の電圧制御機器などの実系統データを構成する全ての機器の数理モデルと OPF の数理モデルとが数値計算的に一致することが確認できた。なお、DCOPF も ACOPF と同じ数理モデルを用いている。

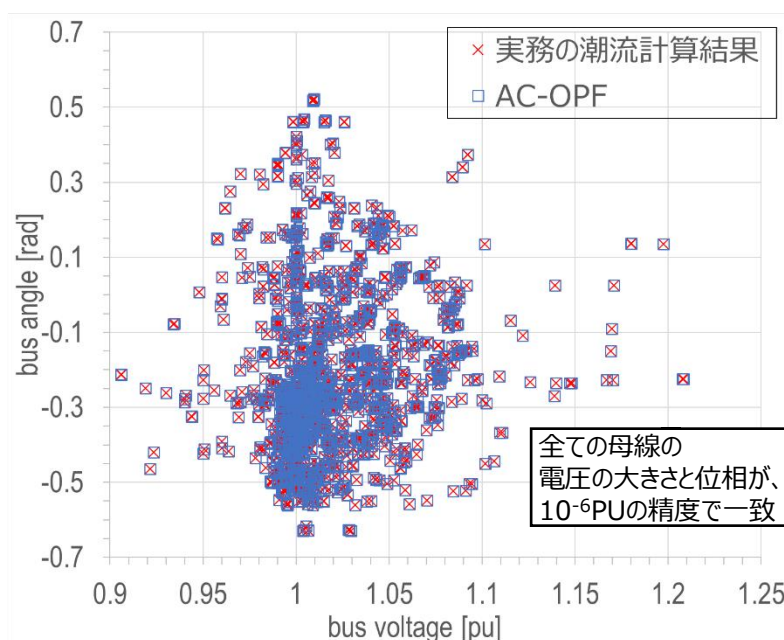


図 69. 実務の潮流計算結果と ACOPF 初期潮流計算における母線電圧の大きさと位相の比較

また、実適用が可能な計算時間を検証するため、軽負荷から重負荷までを簡易に模した 48 断面において、混雑箇所 10 か所迄に対する混雑処理計算を実施した。1 断面の平均的な計算時間は、DCOPF で 0.1 秒以下、ACOPF で 2~3 秒程度（ノート PC インテル第 10 世代 Core i7）であり、実適用に問題ない見込みであることを確認した。

### 2-1-1-3. 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討（実施者：東京大学）

#### (1) 位置づけ

日本では、欧米など海外で先行した市場化を過去 10 年強力に推し進めてきたが、2012 年に開始された再生可能エネルギーの固定価格買取（FIT）制度による太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー発電の大量導入により、九州エリアで再生可能エネルギーの出力制御が始まり、2019 年時点でファーム接続（出力制御を前提としない系統接続）では太陽光発電、風力発電の系統接続に大きな滞留が生じる事態となった。この状況で、送電線混雑管理による再生可能エネルギー発電の導入促進として、ノンファーム接続と送配電事業者による再負荷配分の制度を導入するために、そのためのシステム運用技術開発として本プロジェクトが開始された。さらに、プロジェクト開始後の現段階では、混雑管理は、上位 2 電圧については全国の一斉適用が開始され、ローカル系統（154kV, 66kV など）では実証運用が計画されている。本項目では、これらの動向に対応し、今後の更なる再生可能エネルギーの導入のもとでの将来の需給運用モデルの検討として、系統制御ロジックを含めた需給運用モデル SCUC(Security Constrained Unit Commitment)等によって、系統制御の結果をエネルギー市場の取引に統合する機能を開発し、将来系統における送電網の混雑管理を含めた経済性と安定供給を確保する合理的な需給運用を実現する技術基盤の開発を行っている。

現在、JEPX の kWh 市場の約定では、連系線混雑を考慮しているが、地内送電線の混雑を考慮する機能がない。米国の ISO などの動向を見ると、エネルギー（kWh）市場で約定を決定する時点で、地内送電線の混雑を考慮するなど、系統運用者の持つ情報を考慮した上で約定が行われている。我が国において、将来、系統混雑を前提とした系統利用では、市場主導型（ゾーン制）、指導主導型（ノード制）では、米国と同様に市場で約定する際に系統混雑を考慮することとなる。今後の電力システムにおいては、電源と送配電網の設備形成とシステム運用においては、混雑管理を導入し、さ



らに地理的および時間的粒度を向上し、リアルタイムに近い運用を拡充する必要があることが、政府の審議会等でも指摘されている。(図 70)

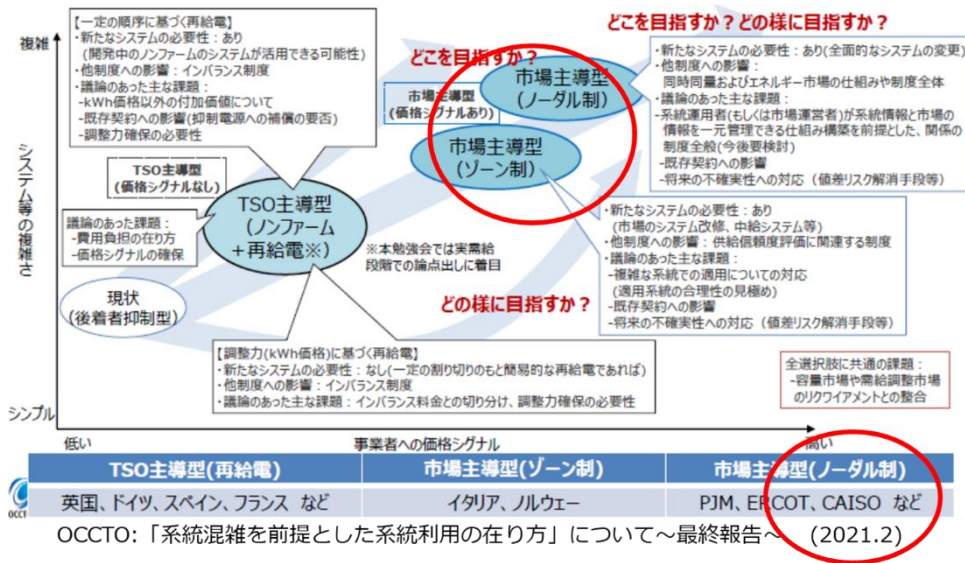


図 70. 将来のシステム運用下での系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討, 赤丸は追記  
(出典：OCCTO:「系統混雑を前提とした系統利用の在り方」について～最終報告～ (2021.2))

本検討では、海外の動向、そして 2020 年に日本政府が発表したカーボンニュートラルを目指す目標、2021 年のエネルギー基本計画の議論の過程での再エネのさらなる大量導入の方向性を踏まえ、米国が実践しているノーダルプライシング、リアルタイム直前までのエネルギー市場の取引とその後の TSO の再給電による調整の運用の枠組みや、日本に近いゾーン制ではあるが更なる市場の再設計を検討している欧州の動向を参考に、将来の電力システム・電力市場運営における混雑管理に焦点を当て、送電網の制約条件付き起動停止計画 (SCUC) と最適潮流計算 (ACOPF) を組み合わせた運用システムの検討を行う。(図 71)

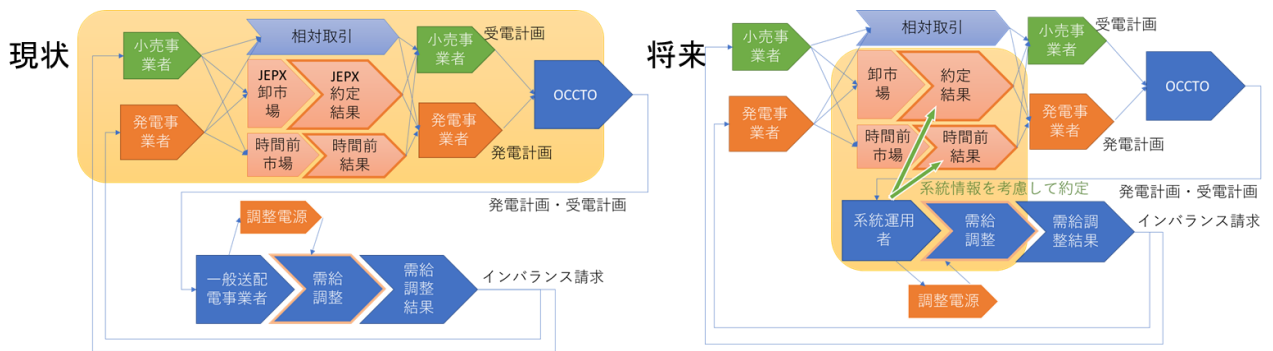


図 71. 現行および将来の電力需給フローイメージ

(2) SCUC

本項では、送電網のモデルを含まない起動停止計画 (UC: Unit Commitment) に直流法による簡易潮流条件 (DCOPF) を組み合わせた SCUC (Security Constrained UC) の検討状況として、4 母線モデル、East10 モデルによる検討開発状況について述べる。

#### 4 母線モデルによる SCUC 検証

UC+DCOPF のモデルを開発し、4 母線系統のネットワークモデル（以下 4 母線モデル）を対象として、SCUC と UC による計算結果を比較し、モデルの妥当性を検証した。計算期間は 1 日間 48 断面とした。図 72 に対象とした 4 母線系統モデルを示す。火力発電機を母線 1（G1）と母線 4（G4）に設置し、母線 2 と母線 3 に需要を置いた。コストは G1 の方が G4 と比べて高くなるよう設定した。本検証では PV 出力が計算に及ぼす影響も確認するため、PV を母線 1 に設置した。なお、PV 出力は制御可能なものとしている。図 73 に時系列需要データを、図 74 に時系列 PV 出力データを図示する。系統の混雑を模擬するため、ブランチ 1-3 とブランチ 2-3 に送電線容量を 5000MW として設定し、その他の送電線容量には制限を設けない。

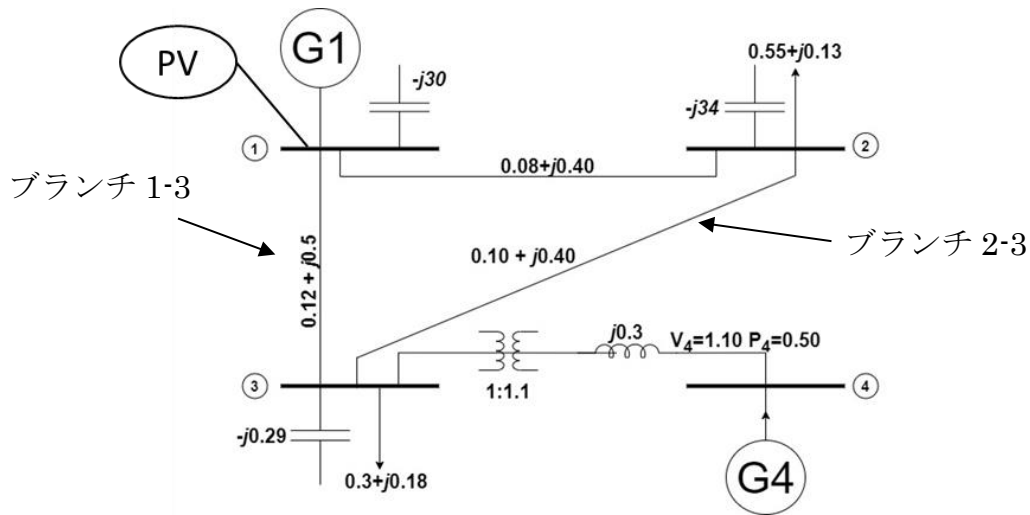


図 72. 4 母線系統のネットワークモデル（4 母線モデル）

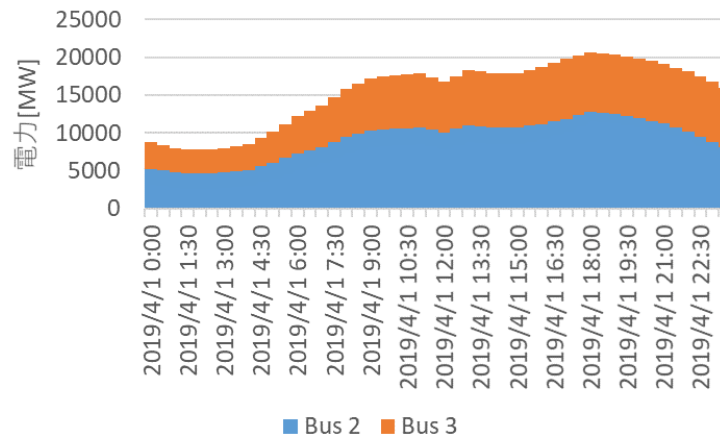


図 73. 母線 2 と母線 3 の需要の時系列データ

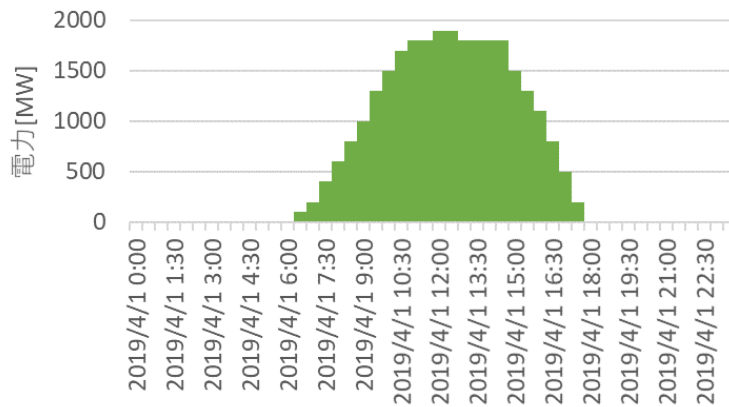


図 74. 母線 1 の時系列 PV 出力データ

本検証では、直流法潮流制約（以下 DCPF 制約）の有無が計算に及ぼす影響と、PV 出力の大きさを変化させたときの潮流の変化を確認するため、表 26 のケースを設定した。SCUC の場合は PV 出力を 0 倍～10 倍まで、比較のため UC のみの場合では PV を 1 倍と 10 倍を設定した。なお、最適化計算は需給均衡制約を満たしコストを最小化する起動停止計画の最適化を行った。

表 26. 4 母線モデルを用いた計算ケース一覧

計算ケース	DCPF 制約	PV 出力
Case SCUC	O	0 倍
Case SCUC PV	O	1 倍
Case SCUC 5PV	O	5 倍
Case SCUC 10PV	O	10 倍
Case UC PV	X	1 倍
Case UC 10PV	X	10 倍

図 75 に、各ケースの計算結果を記載する。Case UC PV と Case SCUC PV を比較すると、Case UC PV ではコストの安い火力発電機 G4 のみが稼働するのに対し、Case SCUC PV では G4 に加えて高コストの火力発電機 G1 も稼働していることがわかる。G1 が稼働する理由はブランチ 2-3 の潮流が送電線容量に達し G4 の出力が制限されるためである。次に Case UC 10PV と Case SCUC 10PV を比較する。Case UC 10PV では 12:00 付近に PV 出力のみで需要とバランス状態にあるのに対し、Case SCUC 10PV では火力発電機 G4 も稼働している。火力発電機 G4 が稼働する理由は先程と同様にブランチ 1-3 の潮流が送電線容量に達し PV からの出力が制約されるためである。

図 76 では DCPF 制約を考慮した状態で、PV 出力を増加させたケースを比較する。PV 出力の増加に伴い、G1 の出力がより燃料費のかからない PV に置き換えられる。各ブランチの潮流の時系列変化を図 77 に示す。図 77 から 6:00 に全ての計算ケースでブランチ 2-3 の潮流が送電線容量に達している。DCPF 制約を考慮した場合、送電線容量の影響により火力発電機 G4 のみでは需要を賄うことができなくなり、ブランチ 2-3 の潮流が送電線容量に達すると同時に火力発電機 G1 が稼働を始める。また、図 77 を見ると Case SCUC 10PV のみ 9:00 にブランチ 1-3 の潮流が送電線容量に達しおり、これは PV の出力が送電線容量により頭打ちになることを意味する。以上の計算ケースの比較から、DCPF 制約が送電線の混雑条件を反映することと PV 出力の大きさによりブランチ潮流が変化することを観察し、発電機起動停止計画への影響を確認した。

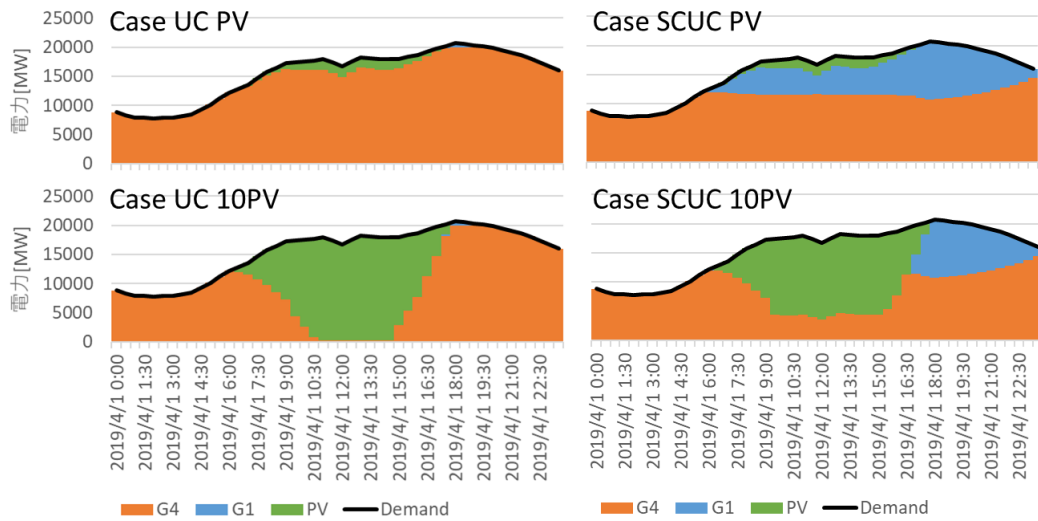


図 75. 4 母線モデルの解析結果の比較 (UC と SCUC の比較)

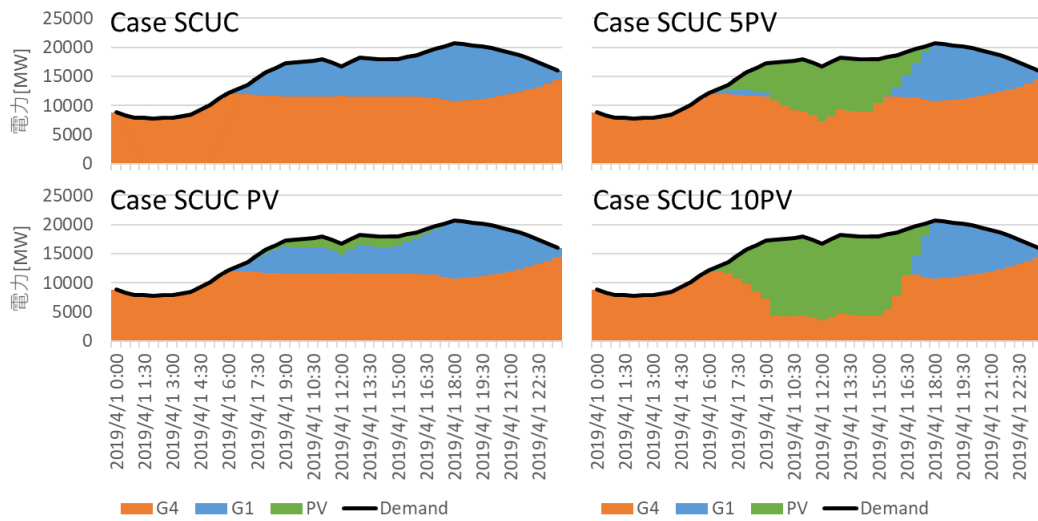


図 76. 4 母線モデルの解析結果の比較 (SCUC における PV の増加)



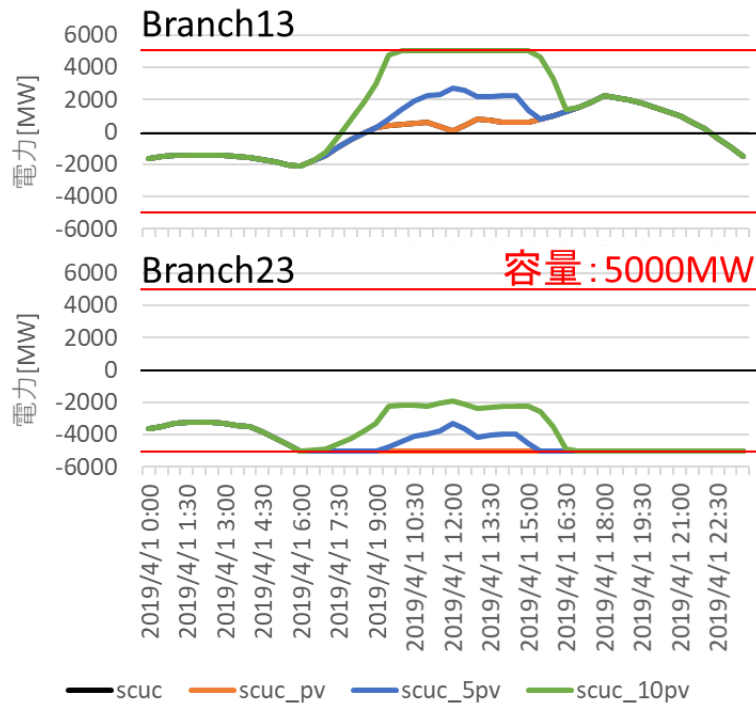


図 77. 4 母線モデルの解析結果：ブランチ 1-3 とブランチ 2-3 の潮流

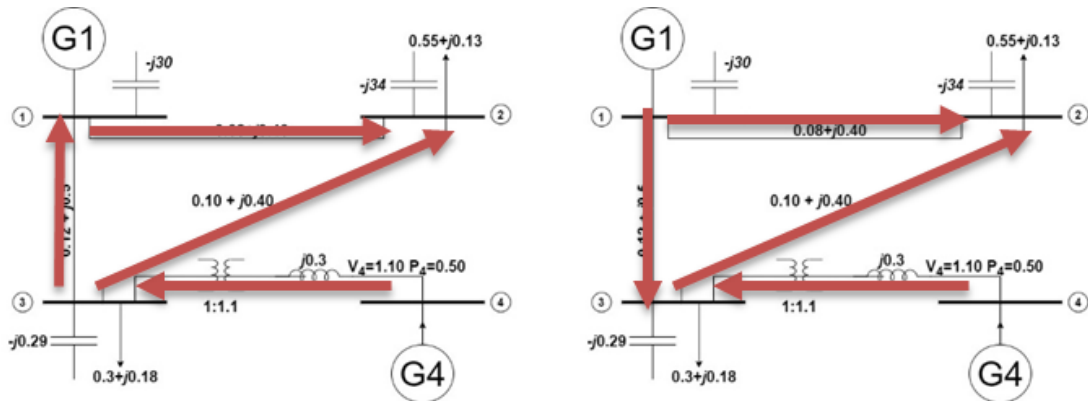


図 78. 4 母線モデルの解析結果：3:00（左）と 12:00（右）の潮流の向き

### EAST10 モデルによる SCUC 検証

より複雑なモデルを用いて DCPF 制約の影響を確認するため、電気学会の EAST10 機-O/V 系統モデル（以下 EAST10 モデル）を用いて、2 日間 96 断面の検証計算を実施した。EAST10 モデルのイメージを図 79 に示す。需要や再エネ等の計算に使用するデータは 2020 年度を仮定した。本検証計算では DCPF 制約の有無が発電機起動停止計画に及ぼす影響を目的としているため、表 27 に示す DCPF 制約の有無を変更した 2 ケースを実施し、計算結果を比較した。

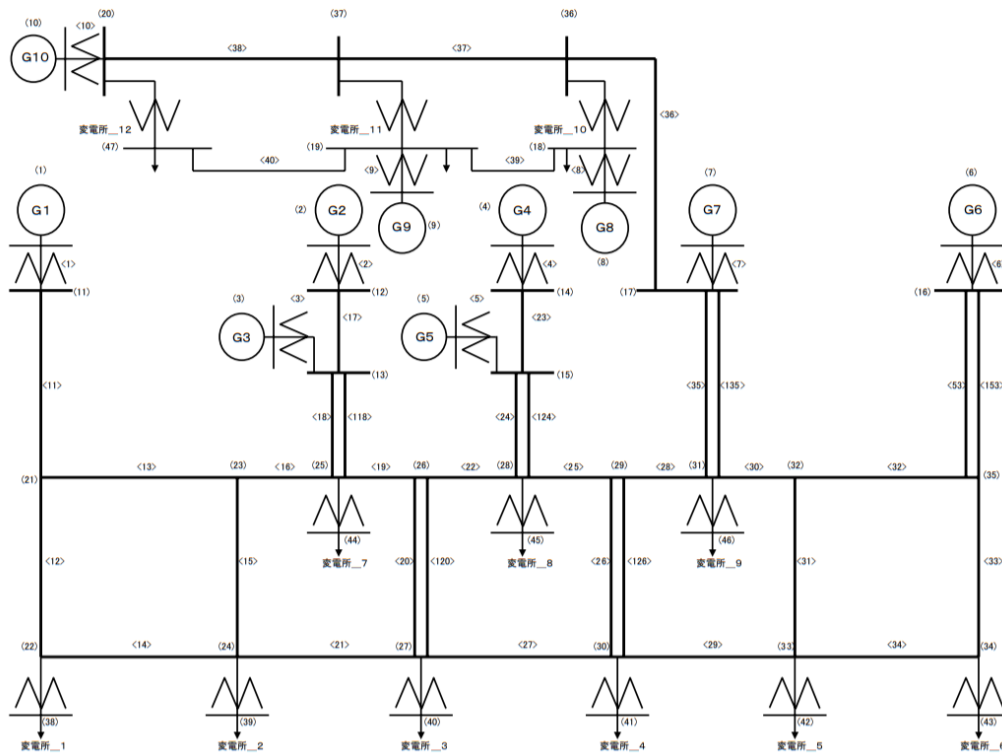


図 79. EAST10 モデル

(出所：日本電気学会電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会『モデル拡充に関する報告書（マニュアル）』)

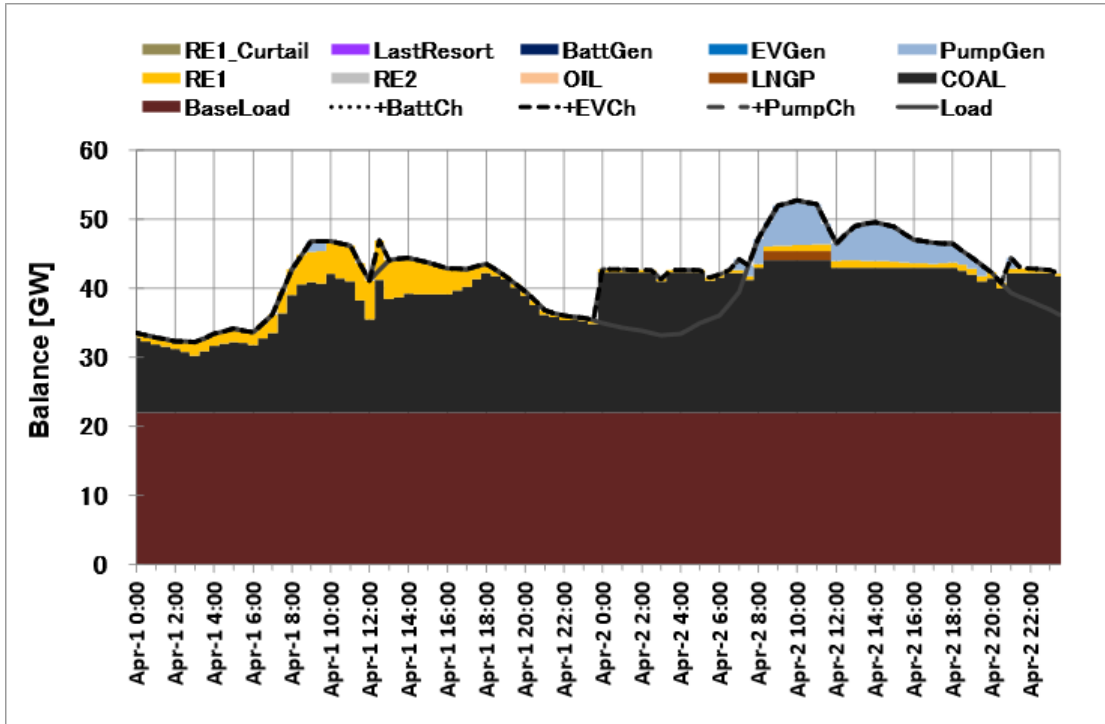
表 27. EAST10 モデルを用いた計算ケース一覧

計算ケース	DCPF 制約
Case UC EAST10	O
Case SCUC EAST10	X

図 80 に 2 ケースの 4 月 2 日の需給バランスを比較する。これを見ると 4:00 ごろの需給バランスが大きく異なっていることが分かる。Case UC EAST10 では石炭火力発電機 (COAL) の出力を利用し揚水発電機 (Pump) に電力を貯蔵する。そして、需要 (Load) の多い日中に揚水発電機の発電により貯蔵した電力を効率良く利用している。これに対し、Case SCUC EAST10 ではその時間帯に揚水発電機への電力貯蔵は生じていない。また、図 81 に示す火力発電機の種類別稼働率の比較を見ると、Case UC EAST10 では低コストの石炭火力発電機 (COAL) や LNG 火力発電機 (LNGP) が稼働しているのに対し、Case SCUC EAST10 では石炭火力発電機に加えコストの高い石油火力発電機 (OIL) も稼働していることがわかる。図 82 の 4/2 の 10:00 の潮流図により、Case SCUC EAST10 にて LNG 火力発電機が稼働しない原因を確認する。図 82 から Case SCUC EAST10 で稼働している石油火力発電機は G08 であることがわかる。Case SCUC EAST10 にて Case UC EAST10 と同様に石油発電機以外の発電機から L18 の需要地に電力を供給するためには、中橙色枠で囲った送電線により送電する必要があるが、いずれかの送電線容量に達することで、石炭や LNG 等低コストの発電機からの出力が制約されることが確認される。

UC+DCOPF については、より複雑な EAST10 モデルにおいても、DCPF 制約の有無が発電機起動停止計画に影響を及ぼすことを確認した。今後、EAST10 モデルにおいて ACOPF の実施および検証をする見込みである。

### Case UC



### Case SCUC

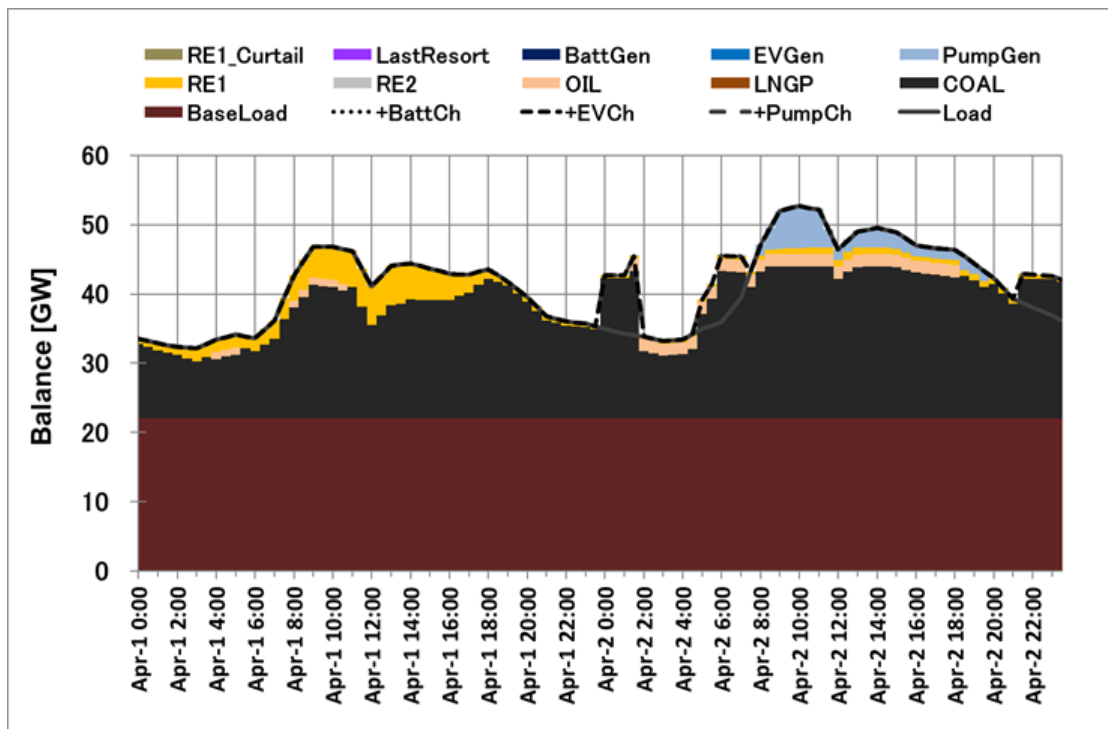
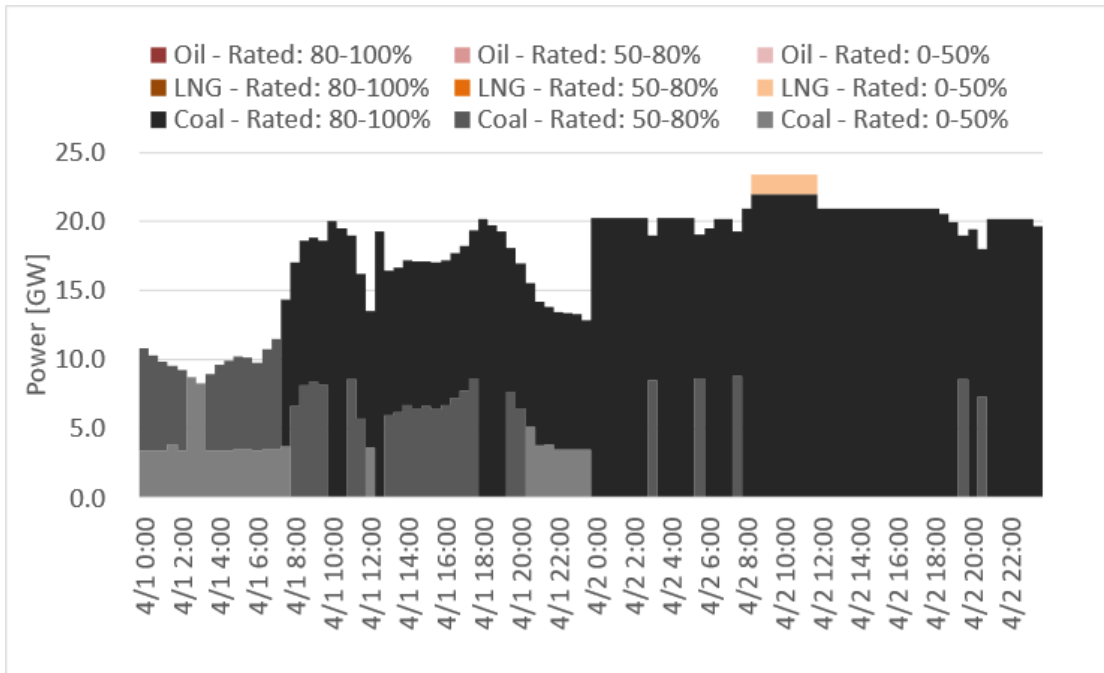


図 80. EAST10 モデルによる SCUC 計算結果 (需給バランス)

### Case UC



### Case SCUC

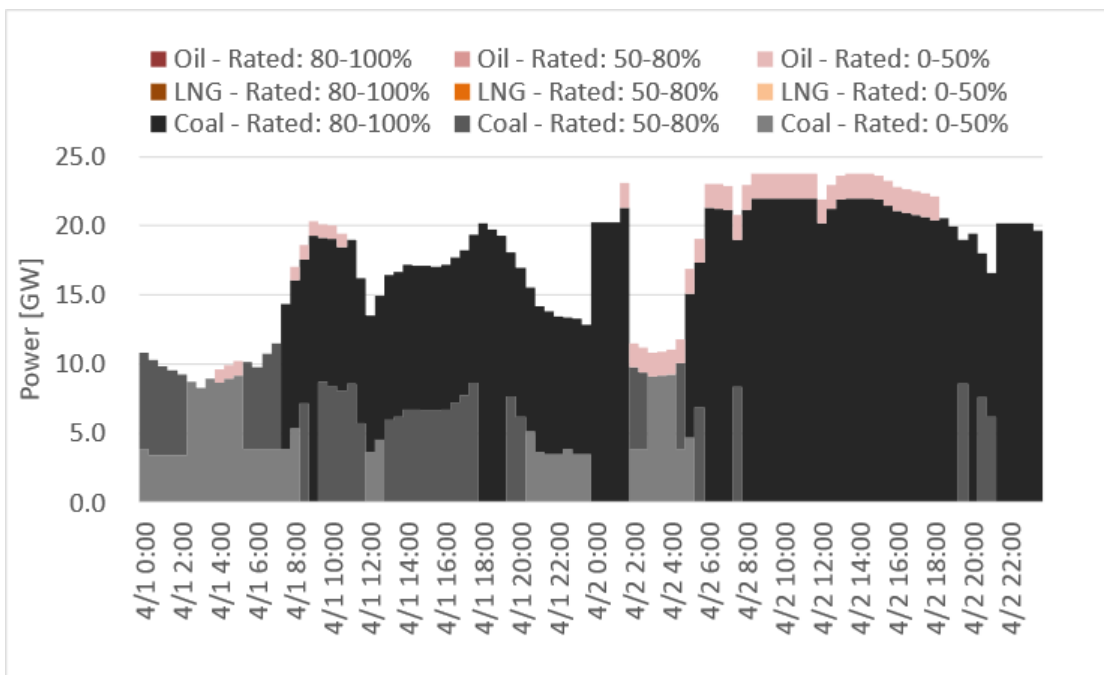


図 81. EAST10 モデルによる SCUC 計算結果 (火力発電機、種類別稼働率)

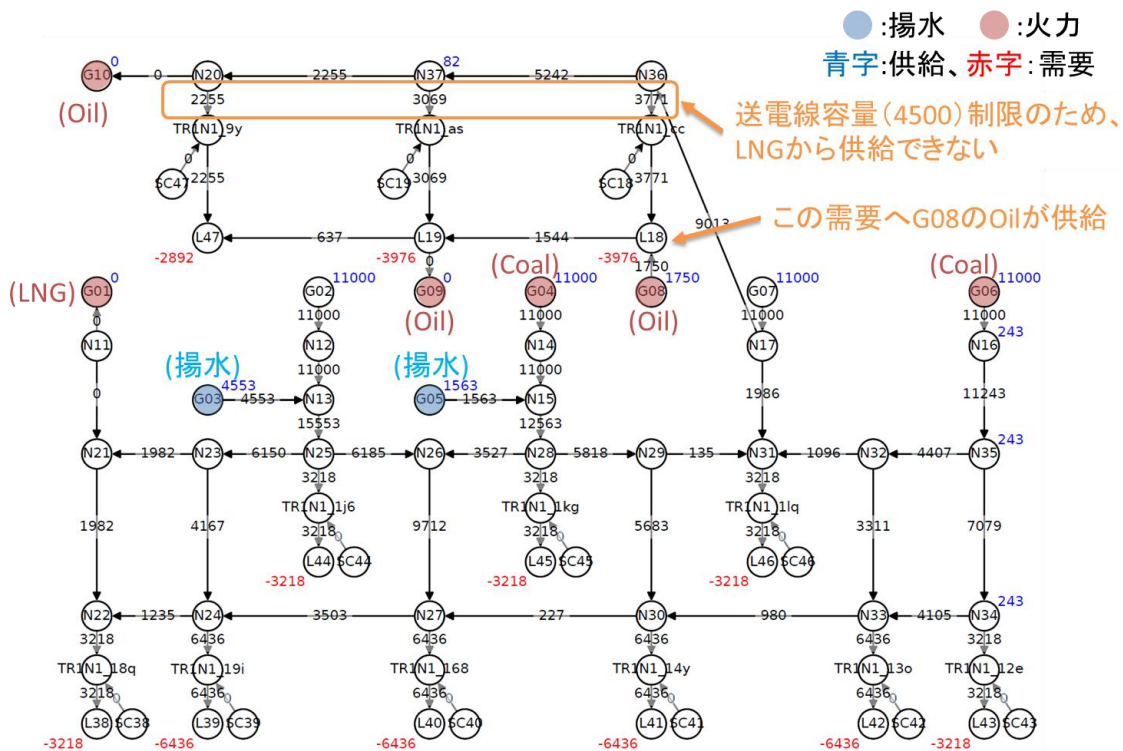


図 82. EAST10 モデルによる SCUC の計算結果 : 4/2 10:00 の潮流図 (単位 : MW)

今後、本年度末までに EAST10 モデルを用いて ACOPF の制約違反情報を一度 SCUC ヘフィードバックする SCUC+ACOPF 計算を東京電力エリア全系の 1 日 48 断面で実施・検証する予定であり、ベースの系統制御を含めた需給モデル (SCUC+ACOPF) の作成を計画通り完了する見込みである。

以上により、2021 年度末中間目標「系統制御を統合し需給運用モデル (SCUC+ACOPF) につき、制約違反を 1 回反映するプロセスにより基本ロジック開発する。」を達成する見込みであり、最終目標「設備事故など系統制御を含めた需給モデルの高度化をはかり、異なるシステム条件下における需給運用評価を実施する。」に対しては、計画通りのスケジュールで進めている。

### (3) ACOPF

本検討では将来のエネルギー市場の再負荷配分を想定して SCUC と ACOPF の連携のプロセスとそれに対応する大規模な問題に適用可能 ACOPF を開発する。

SCUC では、送電線の混雑を考慮して各発電設備への時間軸を含めた経済負荷配分を直流法潮流計算 (DCOPF) で決定する。交流法最適潮流計算 ACOPF では、SCUC の負荷配分の結果を受けて、電圧および無効電力の制約を考慮した上での電力需給を確認する。ACOPF は、SCUC による経済負荷配分とそれほど変化なく需給がバランスする場合は問題がない旨の結果を SCUC に返す。電圧や無効電力の制約を考慮することで、SCUC による経済負荷配分から大きく変化させないと需給がバランスしない場合は、問題がある旨の結果を変化した経済負荷配分結果を SCUC に返す (図 83)。

本プロセスについては、海外調査により検討中である。詳細については海外調査の項を参照されたい。

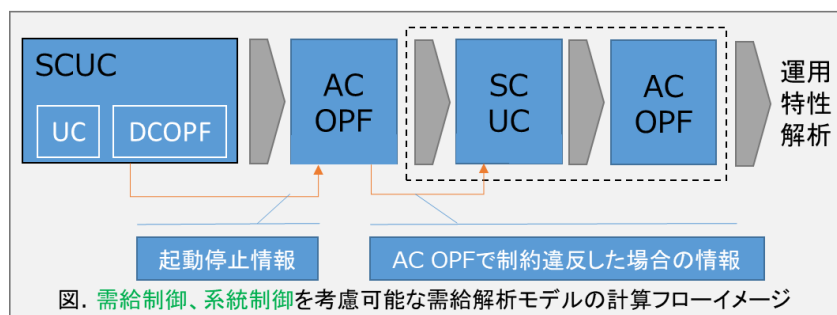


図. 需給制御、系統制御を考慮可能な需給解析モデルの計算フローイメージ

図 83. 需給制御、系統制御を考慮可能な需給計画モデルフロー

表 28 に、SCUC と ACOPF 間のインターフェースとして検討している情報交換項目を示す。基本的な発電機毎の出力と再生可能エネルギーの出力値、負荷の値と、各送電線と変圧器の潮流の情報を交換する。現在は、有効電力の値を交換する作業に着手しており、2021 度中に完了予定である。

表 28. インターフェースイメージ (左: ノード) (右: ブランチ)

Name	G1	PV1	L2	L3	G4	Name	L1	L2	L3	L4
Type	Generatio	PV	Demand	Demand	Generatio	From	B1	B1	B2	B3
BusID	B1	B1	B2	B3	B4	To	B2	B2	B3	B4
2019/4/1 0:00	0	0	5286	3524	8810	2019/4/1 0:00	1626.462	-1626.46	-3659.54	-8810
2019/4/1 0:30	0	0	5022	3348	8370	2019/4/1 0:30	1545.231	-1545.23	-3476.77	-8370
2019/4/1 1:00	0	0	4758	3172	7930	2019/4/1 1:00	1464	-1464	-3294	-7930
2019/4/1 1:30	0	0	4719	3146	7865	2019/4/1 1:30	1452	-1452	-3267	-7865

2020 年度は、プロトタイプ ACOPF に対して、系統混雑により系統内の再生可能エネルギーの系統制御を模擬する機能を追加した。

より詳細な情報交換のため、制約条件のシャドープライス（その制約条件を緩和することで全体の費用削減の感度情報）に相当するラグランジュ乗数の利用を視野に入れており、今後、検討を実施する予定である。

大規模な問題煮適用可能な ACOPF については、海外調査で有効と考えられるソルバーである Ipopt につき、現在は、大規模問題に対するモデルの構築方法を調査し、実装評価の準備中である。詳細については、海外調査の項を参照されたい。

### 2-1-2. 特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討（実施者：電力中央研究所、東京電力 P G）

2020 年度に、特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様案を、電力分野における制御用通信の国際標準である IEC 61850 に基づき、制御や監視・計測の項目を IEC 61850 の情報モデルで表す方法と、そのデータを伝送する際のメッセージ種別やタイミングを記載した。情報モデルで表す方法については、制御項目に関するマッピングを表 29 に、監視・計測項

目に関するマッピングを表 30 に示すとおり取りまとめた。これにより、特別高圧発電設備との通信で用いる IEC 61850 の情報モデルを特定した。

**表 29. 制御項目と IEC 61850 情報モデルとのマッピング**

制御項目	値	論理ノード	データオブジェクト	指定方法
即時制御	定格比 0~100% (1%単位)	DWMX (有効電力 最大値制御)	WMaxPctSpt (最大値に関する 指令値)	ctlVal.f (整数で 0~100)
出力制御 開始時刻	時刻	FSCH (スケジュール)	StrTm1 (開始時刻)	setTm
各コマにおける 定格比制御値	コマに対応する 識別番号	FSCH (スケジュール)	ValASG{n} (制御値)	ValASG{n}の n
	定格比 0~100% (1%単位)	FSCH (スケジュール)	ValASG{n} (制御値)	setMag.f (整数で 0~100)

注) 論理ノードとデータオブジェクトの名称は、IEC 61850 で定められたものをそのまま記載。それぞれの名称は略称に基づいて命名されているため、括弧内に意味を記載。

**表 30. 監視・計測項目と IEC 61850 情報モデルとのマッピング**

監視・計測項目	値	論理ノード	データオブジェクト	データ属性
連系用遮断器	入/切	XCBR (遮断器)	Pos (開閉位置)	stVal (1 = 切, 2 = 入)
発電機ごとの 並列用遮断器	入/切	XCBR (遮断器)	Pos (開閉位置)	stVal (1 = 切, 2 = 入)
指令回線異常	発生/復帰	CALH (警報処理)	GrAlm (警報)	stVal (真偽値)
連系点有効電力	kW	MMXU (実効値計測)	TotW (有効電力)	mag.f (浮動小数点数)
連系点無効電力	kVar	MMXU (実効値計測)	TotVAr (無効電力)	mag.f (浮動小数点数)
連系点母線電圧 (代表相)	kV	MMXU (実効値計測)	PPV (線間電圧)	phsAB.cVal.mag.f (浮動小数点数)
発電機ごとの 有効電力	kW	MMXU (実効値計測)	TotW (有効電力)	mag.f (浮動小数点数)

注) 論理ノード、データオブジェクト、データ属性の名称は、IEC 61850 で定められたものをそのまま記載。それぞれの名称は略称に基づいて命名されているため、括弧内に意味を記載。

伝送する際のメッセージ種別としては、各コマにおける定格比制御値を送信する場合に IEC 61850 のデータ設定用メッセージ (SetDataValues) などを、監視・計測データを送信する場合に IEC 61850 の通知用メッセージ (Report) を、それぞれ利用することを定めた。一例として、ある日 (X 月 Y 日) に翌日分の制御値を伝送する手順を図 84 に示す。本



図に示すように、各コマに対応する ValASG{n} に対して定格比制御値を送信した後、その設定を有効とする通信（図における開始指令）を送信する。

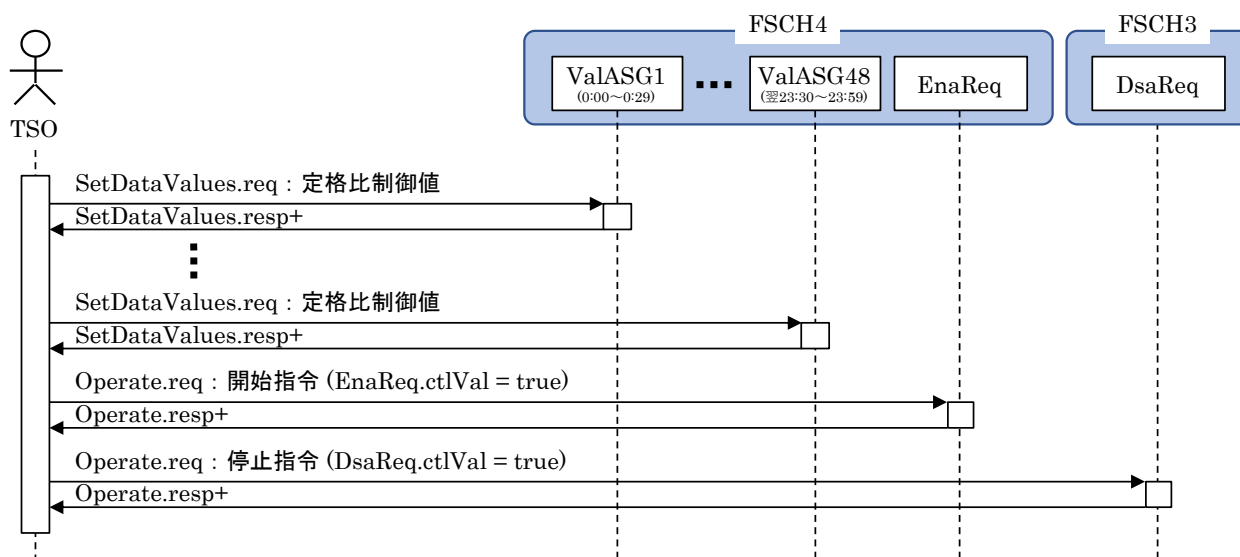


図 84. 翌日分制御値の伝送手順

セキュリティ対策については、専用線を用いない場合における IEC 62351 ベースのセキュリティプロトコルとして IEC 62351-4 T-security が最有力であることを示した。また、IEC 62351-4 を運用する際に課題となる暗号鍵管理について、IEC 62351-9 で求められる要件を整理した。専用線を用いる場合でも、平文（暗号化しない通信方法）にて伝送する ID とパスワードを用いた接続時認証は実効性がない上、相互運用性確保の障害となることを明らかにした。

2021 年度は、伝送仕様案をシステム開発に反映させるため、「2-1-4. システム開発」の実施者との連携を通じて、システム開発に必要な情報の追加、システム開発の観点に基づく評価結果の反映および仕様の修正などを実施し、同伝送仕様案の実用性を確保する。これまでに、図 84 に示した伝送手順の処理を簡便にする方法等について協議を行い、IEC 61850 の範囲で改良することなどについて合意した。また、伝送仕様に基づく出力制御システムの実装例の検討とそのミニチュア環境の製作を通じて、出力制御システムの開発・運用段階で生じる可能性のあるセキュリティ上のリスクを特定し、その対応策を検討する。

以上により、中間目標を達成できる見込みが得られており、かつ最終目標の達成に向けて順調に進捗している。

### 2-1-3. 仕様検討（実施者：東京電力 PG、北海道電力 NW、東北電力 NW、日立製作所、四国計測工業北海道）

「2-1-1. ロジック検討」により得られた送電線潮流作成ロジックと系統制御ロジック、「2-1-2. 特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討」において検討された伝送仕様、「2-4. セキュリティに関する評価」のセキュリティリスク評価を踏まえ、ノンファーム方式におけるロジック検討、要件定義・仕様書作成を実施した。

また、昨今の電力システム制度改革の動向も踏まえ、再給電方式についても、仕様検討時点で議論されていた内容・他開発項目の検討結果を考慮し、中給システムによる再給電方式の要件定義および日本版コネクト&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ついて要件定義・仕様書作成を実施した。

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ついては、日本版コネクト&マネージメントシステムに先立って本実証で改修・機能実装する中給システムによる再給電方式の機能を前提に、機能拡張（一定順序再



給電の対応等) やノンファーム方式のロジック (潮流断面作成ロジック等) を活用した想定潮流・発電上限値算出の高度化を目指す仕様として整理した。

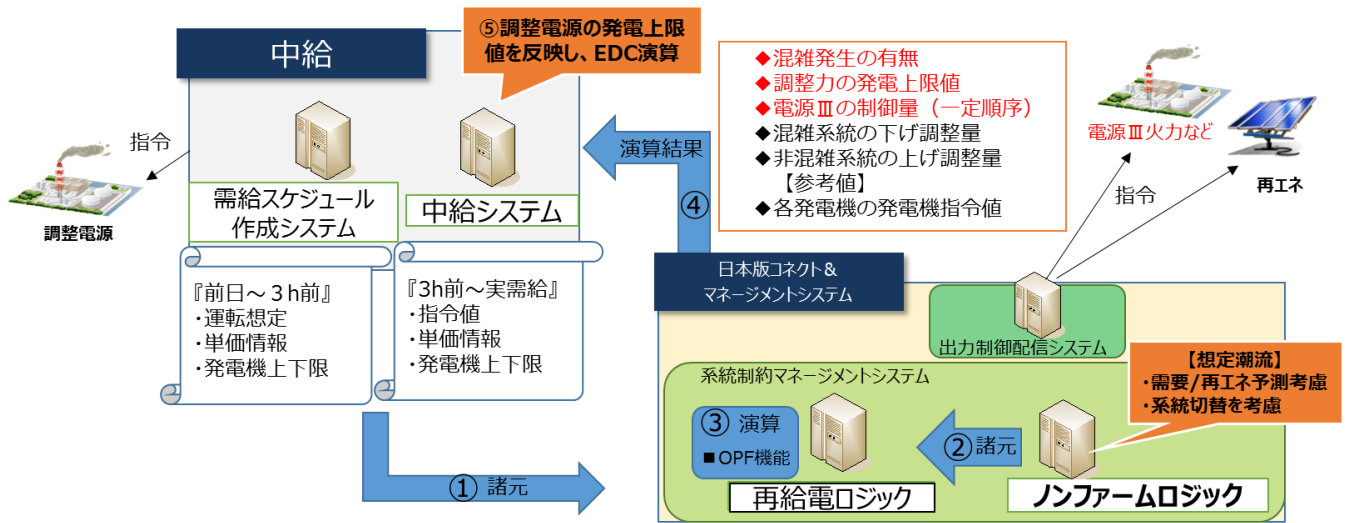


図 85. 日本版コネクト&マネージメントシステムを使用した再給電の高度化の概要

各グループ 順番に計算	グループ	制御量配分対象	機能	配分ロジック
	グループ①	調整電源(上限算出)	OPF	メリットオーダー
	グループ②	電源Ⅲ火力等	OPF	メリットオーダー
オフライン 前日指令	グループ③	ノンファームバイオマス(オンライン)	ノンファーム ロジック	一律配分
	グループ④	ノンファーム自然変動電源 【風力・太陽光】(オンライン)	ノンファーム ロジック	一律配分
	グループ⑤	ファームバイオマス(オフライン)	以降原則制御なしと整理されているため制御量は配分しない ただし管理上、システム内でのグループ分けは実施	
	グループ⑥	ファーム自然変動電源【風力・太陽光】 (オンライン・オフライン)		

図 86. 再給電の高度化の制御量配分対象と配分ロジック

#### 2-1-4. システム開発 (実施者 : 東京電力 PG、日立製作所、四国計測工業)

本開発については、「2-1-3.仕様検討」で検討した仕様を元に、システム構成、システムフロー、システム画面の検討を実施した。「2-1-1.ロジック検討」で検討した各種ロジックについて、下図の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への実装方法と、システム画面における表示内容の整理を実施した。

具体的には、ノンファーム方式については仕様を確定し、システム設計製作フェーズに移行している。再給電方式については、制度面の方向性について整理が完了し、今後システム開発へと移行していく。また、需給制御ロジックについて、システム

上、実現可能であることを確認するため、需給制御必要量を基に制御対象発電所を決定するシミュレータの作成を実施した。

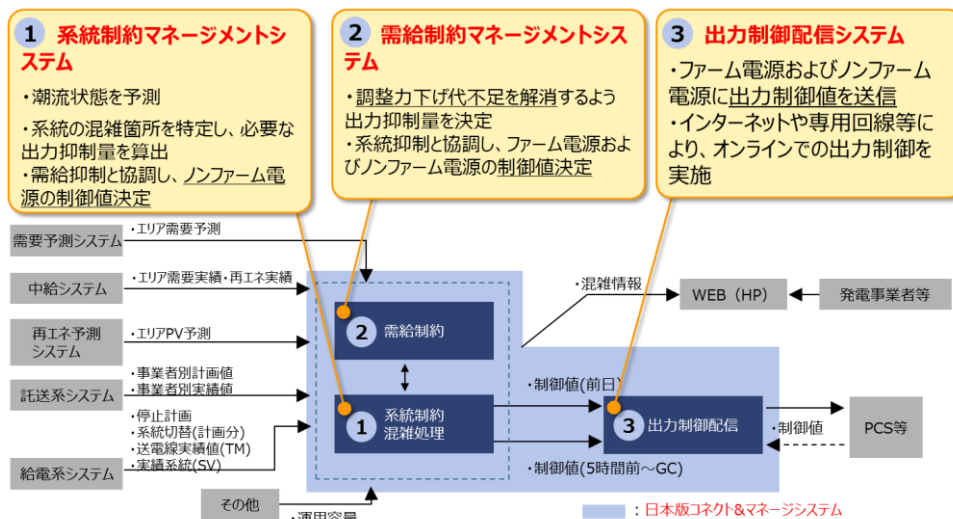


図 87. システム構成図

システムの実現方法として、各サブシステムの詳細仕様の検討および機能仕様書の作成を完了し、設計フェーズから、製作フェーズ、試験フェーズへと進捗する見込みである。また、開発用機器を購入しシステム開発・検証が行える環境の構築を実施した。

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の出力結果として、下図に示す出力制御総括画面の設計を実施している。以下は画面イメージの一例である。

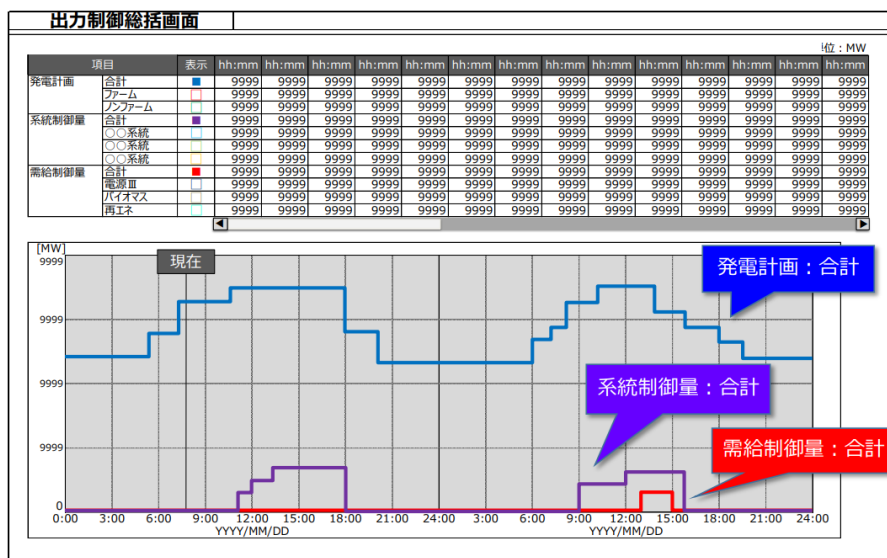


図 88. システム制御・需給制御の総括画面イメージ

## 2-2. 既設システム改修

### 2-2-1. 既設システム改修の仕様検討（実施者：東京電力PG、北海道NW、東北NW）

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、関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。

整理した関係データ一覧をもとに関係フォーマット・関係タイミング等のデータ関係規定を決定し、合わせてデータ関係および新規データ取得・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、2021年度から順次既設システム改修に着手する。

- ・ 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

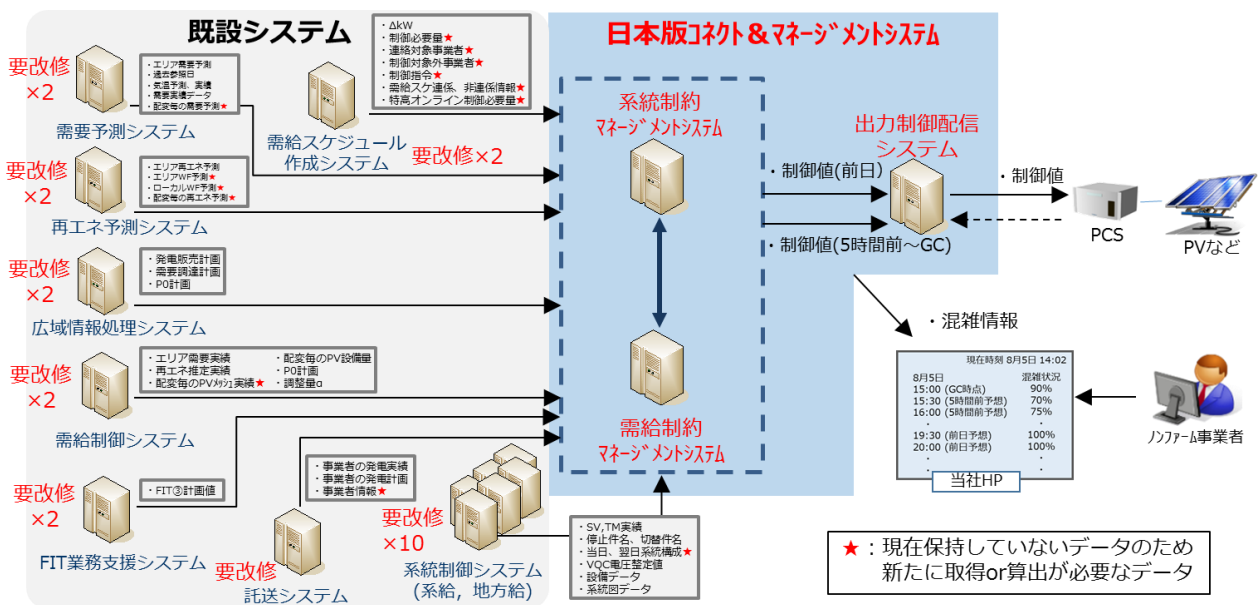


図 89. 既設システム関係・改修概要

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。

#### ・ 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関係データ算出の機能仕様検討を実施した。

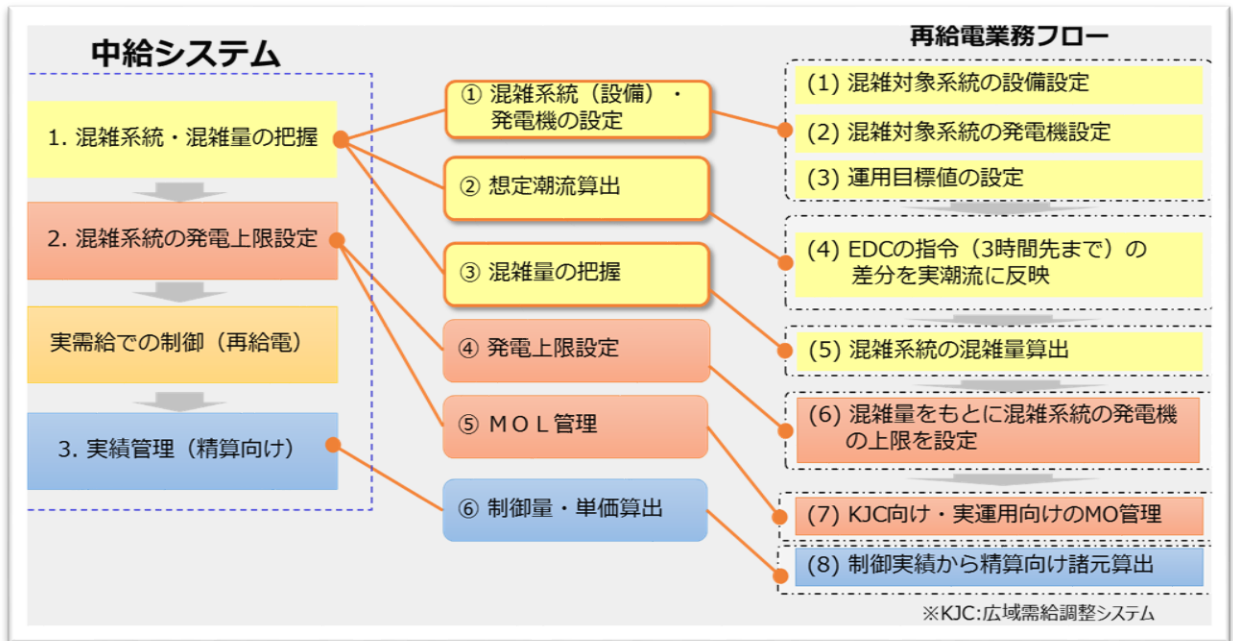


図 90. 中給システムによる再給電方式の処理フロー・システム処理

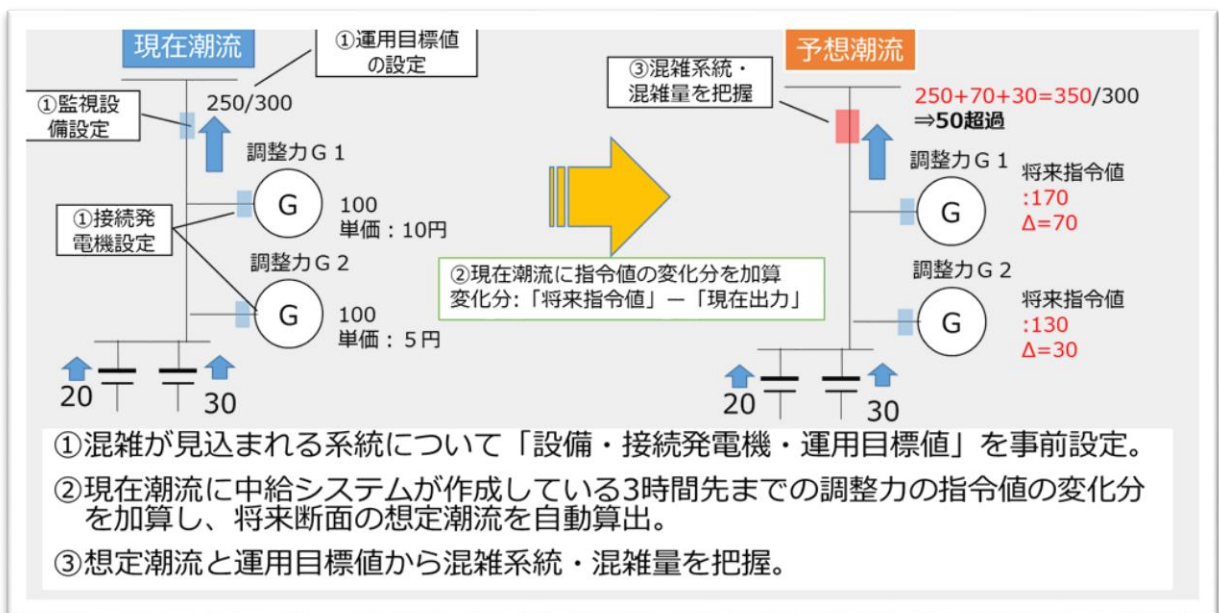


図 91. 中給システムによる再給電方式（混雑処理概要）

- インバランス料金への再給電の影響を回避するためには、下記対応が必要。
  - ① KJC向けには混雑を考慮しない諸元（MOL等）を送信【KJC向け諸元】
  - ② KJCの演算結果の受信
  - ③ 混雑システムの発電機設定し、混雑を考慮した諸元を作成【実運用向け諸元】
  - ④ 混雑を考慮した諸元をもとに、エリア内調整力を用いた調整
- 以上のことから、**エリア中給では混雑を考慮しない「KJC向け」の諸元と混雑システムの発電機の設定をした「実運用向け」の諸元を作成・管理**する必要がある。  
 ※現状の中給システムでは諸元を分けることができないため改修を実施する。

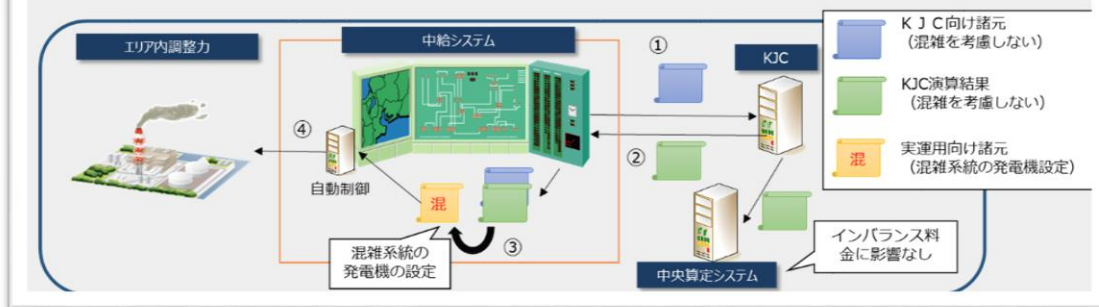


図 92. 中給システムによる再給電方式（インバランス料金への影響回避）

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、需給制御システムおよ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。

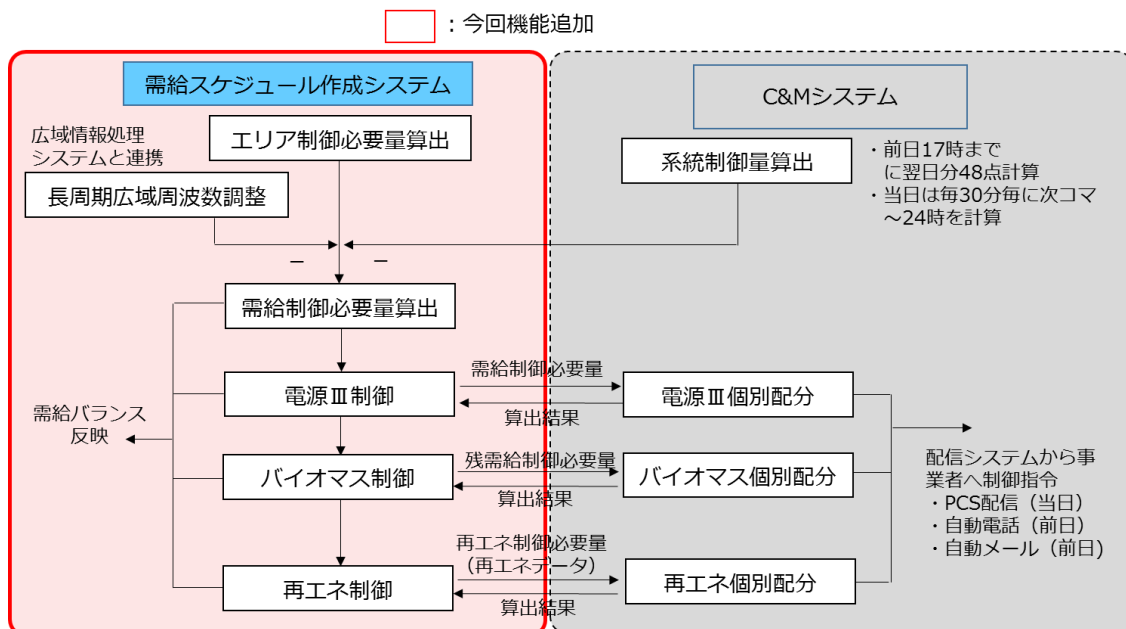


図 93. 日本版コネクト&マネージメントシステムと協働した制御量算出



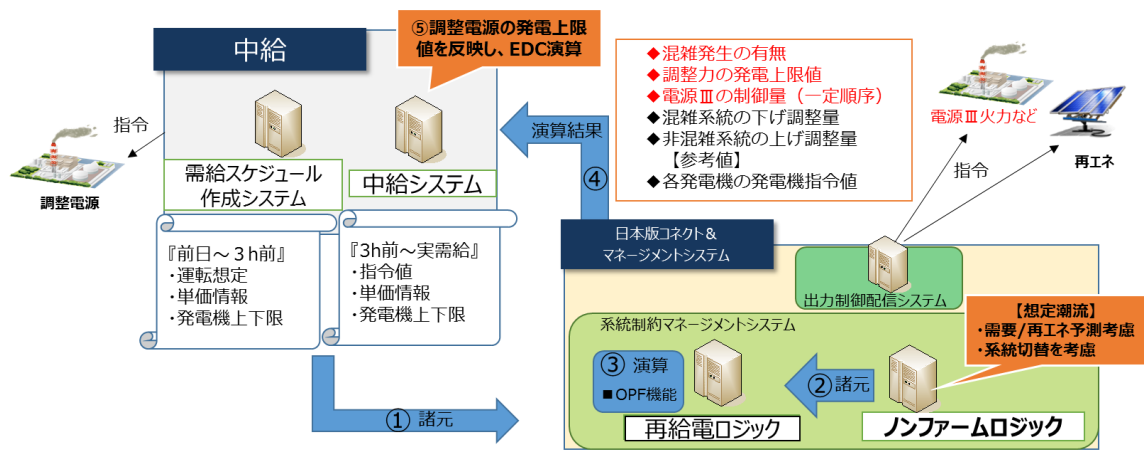


図 94. 再給電方式・ノンファーム方式の演算結果の需給バランス反映

・ 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および参照日数を拡大するための機能仕様検討を実施した。

・ 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およ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 2-2-4「予測システム改修」に記載)

・ 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。

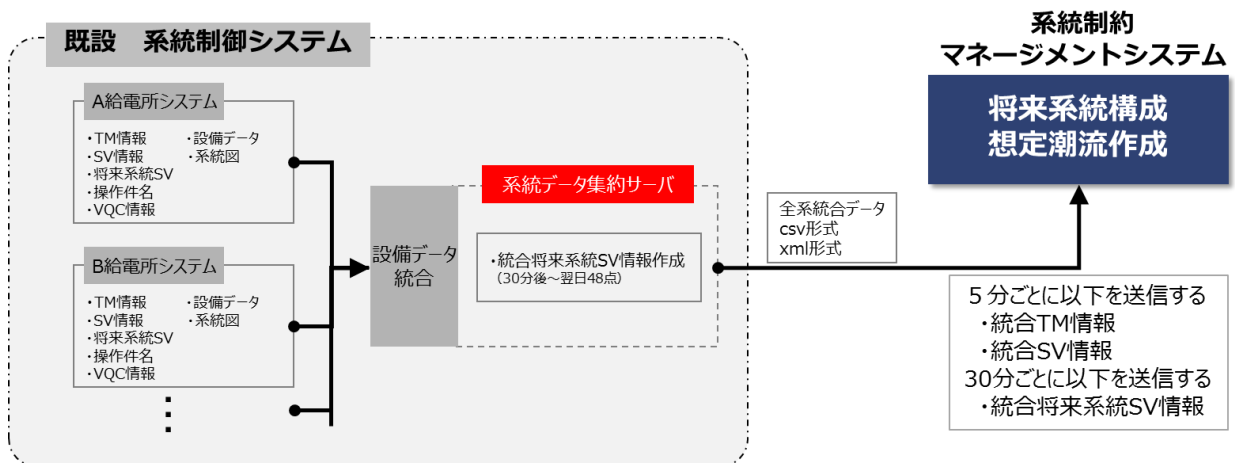


図 95. 系統制御システム改修概要

- ・ 託送システム

ノンファーム制御および需給制御に必要な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。

### 2-2-2. 既設システム改修（実施者：東京電力 PG）

2-2-1 で整理した仕様を元に 2021 年度下期より開発工程に移行する予定。なお、日本版コネク&マネージシステム開発に必要な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、「2-1-4 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（上期中実施見込み）。

また、2-1-3 で検討した試行ノンファーム型配信方式の仕様書に基づき、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、試行ノンファームの仕組みに必要な配信方式に基づく制御スケジュールの配信を開始した。複数回のスケジュール上書が可能なることを確認した。

### 2-2-3. 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修（実施者：北海道 NW）

北海道は多重的なループ系統構成（図 96）であることから、無効電力を含めた潮流想定精度への影響、多数連系している水力発電所の運転状態の変化による潮流状況への影響、送電線事故発生時の事故回線以外の送電線における潮流増加の影響、他回線への潮流回り込みに伴う事故回線における潮流減少の影響について 2022～2023 年度に検証および課題抽出を行う。

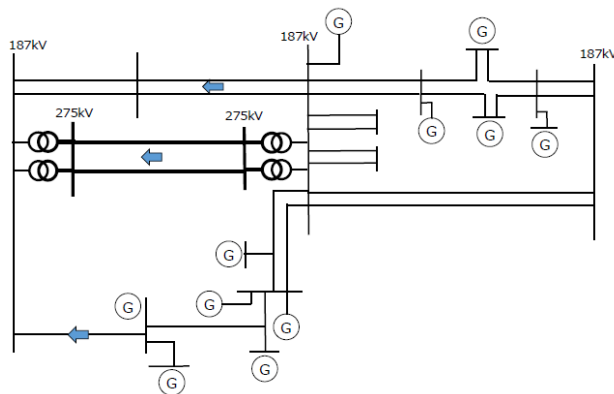


図 96. 北海道系統の多重的なループ構成イメージ

これらの検証を行うため、後述する保護継電器整定支援システムに実装する潮流計算機能をベースとする改修仕様検討を実施した。本潮流計算機能は本来、特定の一断面の検討を目的としていることから、複数断面の検討を速やかに行うため、期間や N-1 対象の送電線をあらかじめ指定し、一括で多断面の検討を可能とするようなアルゴリズムとする。処理概要を図 97、データ入力イメージ図 98 をに示す。

既設システムで保有する系統設備データ（図 97 における psa ファイル）および潮流実績、発電実績、発電予測、需要予測等のデータを読み込みまたは設定し、平常時断面および N-1 断面における潮流計算を実施する。結果は計算に使用した設定・入力データを含めて、CSV ファイルなどに出力する。出力した CSV ファイルを読み込むことで、データ入力を省略して再計算することや、あるケースをベースとして一部パラメータを個別に変更して速やかに計算を行える仕様とする。

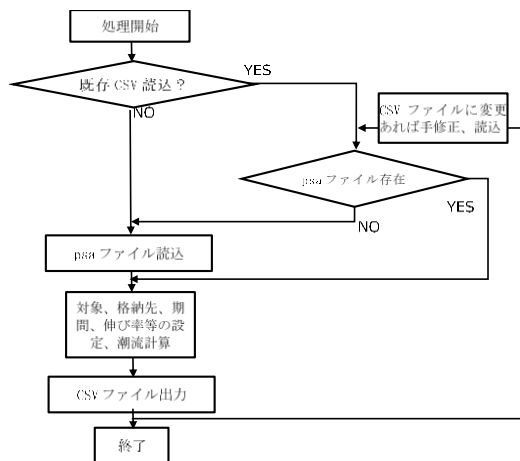


図 97. データ処理概要

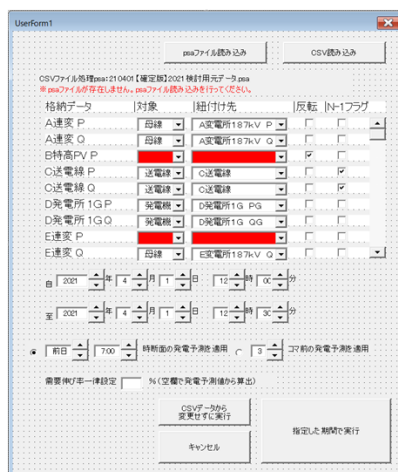


図 98. データ入力イメージ

検証機は、流用性の面から既設システムである保護継電器整定支援システム（図 99）をベースに、不確定要因のある多数のパラメータを用いた多断面の潮流想定機能およびデータ入出力機能を 2021 年度下期に構築し、2022 年度以降に開始する検証に向けた任意断面の実績データを用いた各種試験および試験結果を踏まえた機能変更・パラメータ調整を 2021 年度末までに完了する。



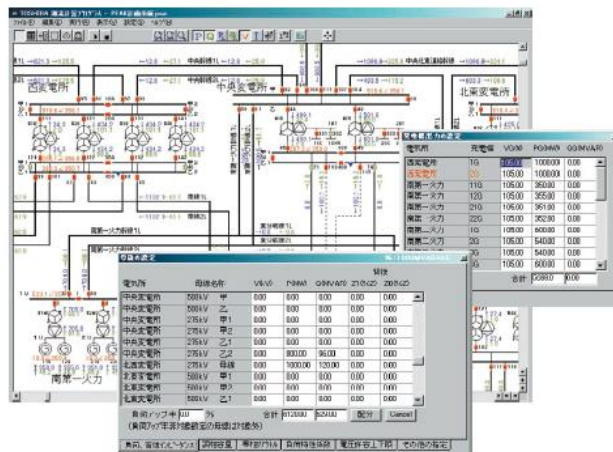


図 99. 保護継電器整定支援システム

#### 2-2-4. 予測システム改修（実施者：東京電力 PG、東北電力 NW）

（東京電力 PG）

「2-2-1. 既設システム改修の仕様検討」で整理した、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関係データを満足するための再エネ予測システムの機能仕様検討を実施した。

##### ・太陽光発電量予測、推定実績

現行の1つの領域ごとにおける特別高圧連系、高低圧連系全量売電、低圧連系余剰売電の一括算出から、それぞれを個別に算出し、高低圧連系全量売電と低圧連系余剰売電分について接続する配電用変電所単位に紐付けて集約する機能の仕様を検討した。また、高低圧の全量・余剰比率等の地域特性を反映したパラメータ設定が可能となる機能を付加予定。

表 31. 日本版コネクト&マネージメントシステムへの連携データ

太陽光発電に関するデータ			
予測	配電用変電所毎の発電量	推定 実績	配電用変電所毎の発電量
	特別高圧設備ごと発電量		

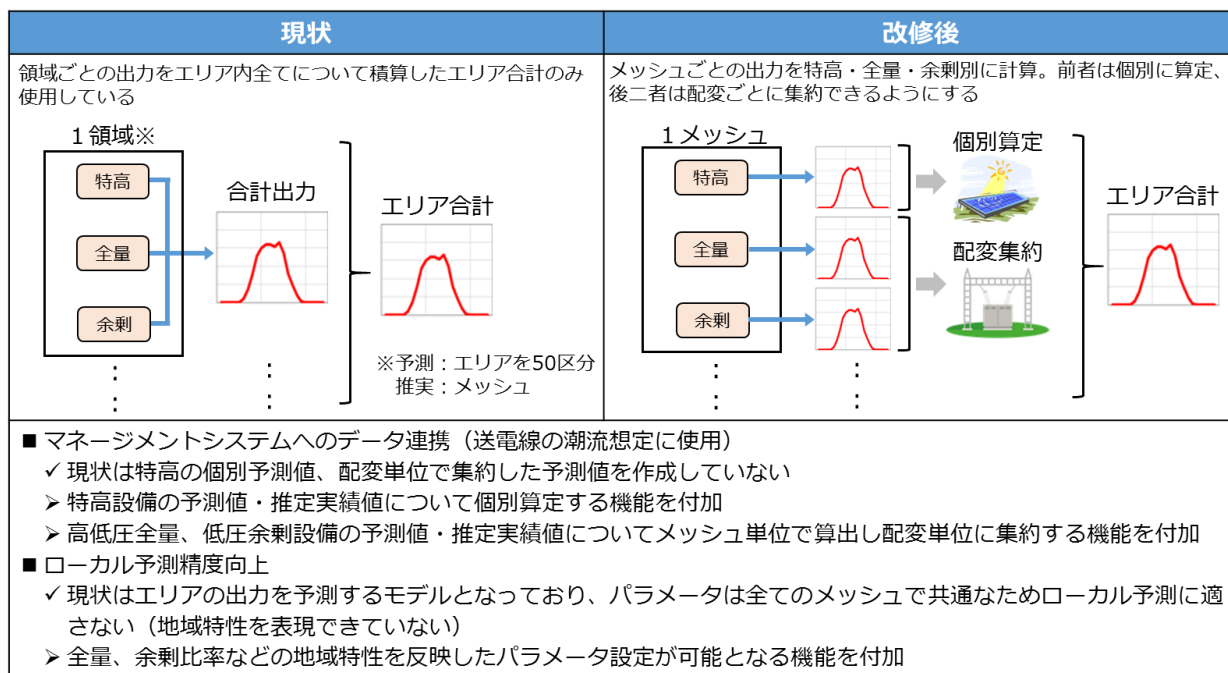


図 100. 太陽光発電量予測改修の概略イメージ図

・風力発電量予測、推定実績

現行のエリア一括算出から、特別高圧連系、高低圧連系をそれぞれ個別に算出し、高低圧連系分について接続する配電用変電所単位に紐づけて集約する機能の仕様を検討した。

表 32. 日本版コネクト&マネージメントシステムへの連携データ

風力発電に関するデータ			
予測	配電用変電所毎の発電量	推定 実績	配電用変電所毎の発電量
	特別高圧設備ごと発電量		

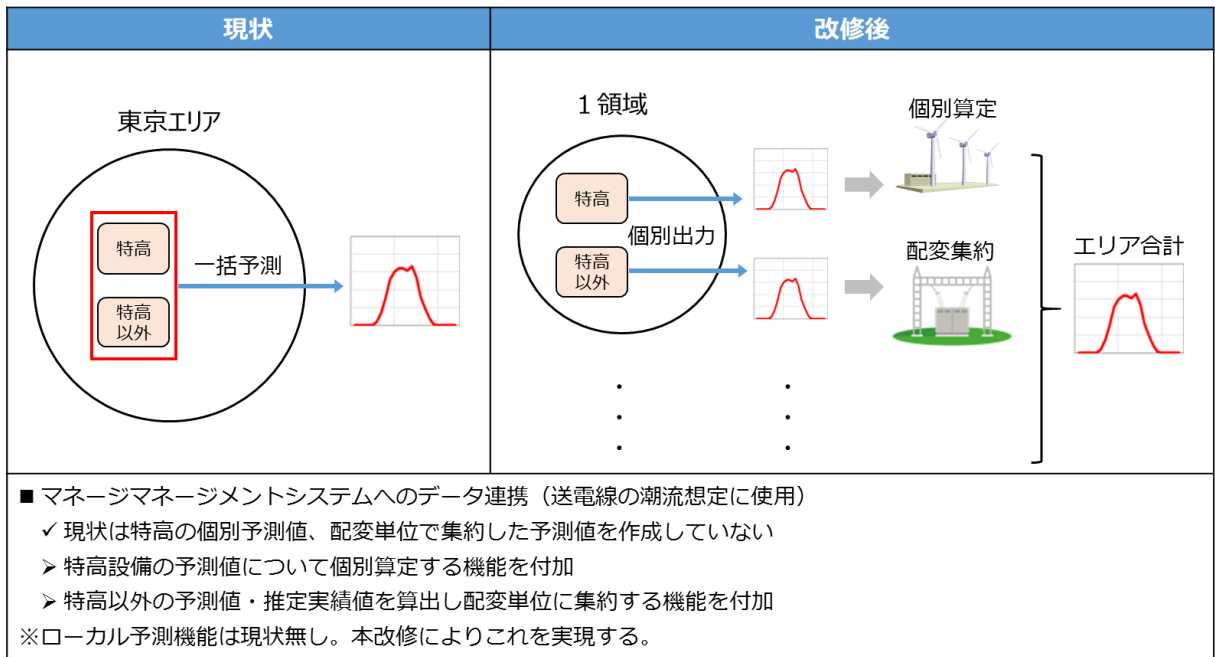


図 101. 風力発電量予測改修の概略イメージ図

今後は、「2-3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討」における予測精度検証結果を踏まえ、太陽光発電量および風力発電量予測の出力変換モデルに設定するパラメータの検討を実施する。

（東北電力 NW）

風力発電の発電量予測については、「2-3-2. 風力発電のローカル予測精度の検討」において実施したローカルエリア予測のベンチマーク評価結果から、海外気象機関の気象モデル予報データを活用したアンサンブル予測により、ローカルエリア予測の平均的な予測精度改善、および定格出力比 $\pm 20\%$ 以上の過大な誤差の発生頻度低減が見込めることを確認した。そのため、海外気象機関の気象モデルデータを活用したアンサンブル予測手法を、既存の予測システムへ適用するための改修仕様について検討を進め、既存予測システムの改修に着手した。

既存予測システム改修の概略イメージを図 102 に示す。ローカルエリア予測機能の精度向上を目的として、海外気象機関の気象モデルデータを活用した予測機能の追加、および複数の気象モデルデータを活用して算出した予測値のアンサンブル機能の追加を実施する。また、機能追加による入出力データや計算負荷の増大に伴い、既存のサーバスペックを超過することから、既存予測システムのサーバ等を増設する。

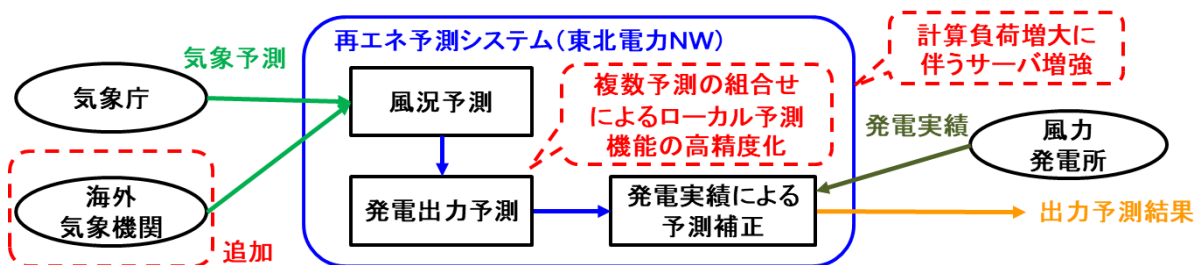


図 102. 予測システム改修の概略イメージ

海外気象機関の気象モデルは、アメリカ国立環境予測センター（NCEP）の全球気象予報モデルである GFS（Global Forecast System）、およびヨーロッパ中期予報センター（ECMWF）の全球気象予報モデルである HRES（Atmospheric Model high resolution 10-day forecast）を使用する。気象庁（JMA）の GSM と GFS、HRES のデータ概要について、表 33 に示す。

表 33. 各気象モデルのデータ概要

	JMA (GSM)	NCEP (GFS)	ECMWF (HRES)
水平解像度	0.2 度×0.25 度	0.25 度×0.25 度	0.125 度×0.125 度
初期時刻	00, 06, 12, 18UTC	00, 06, 12, 18UTC	00, 06, 12, 18UTC
予報期間 (最長)	264 時間	384 時間	240 時間
主な気象要素	地上 10m 風 気圧面（下層）風	地上 10m 風 地上 80m 風 地上 100m 風	地上 10m 風 地上 100m 風
時間間隔	0～84 時間： 地上 1 時間，気圧面 3 時間 87～264 時間予報： 地上 3 時間，気圧面 6 時間	0～240 時間： 地上，気圧面とも 3 時間 252～384 時間： 地上，気圧面とも 12 時間	0～90 時間： 地上，気圧面ともに 1 時間 90～144 時間： 地上，気圧面ともに 3 時間 150～240 時間： 地上，気圧面ともに 6 時間

各気象モデルは、データ配信時刻が違うことから、予測に用いる気象断面の整合性が図れない。そのため、アンサンブル手法に各気象モデルを適用するための検討を行った。各気象モデルのデータ配信時刻の違いによる誤差傾向の検証を行い、重み（補正係数）を算出する手法を開発した。これにより、各気象モデルのデータをアンサンブル手法に適用することができ、予測精度向上が図られることを確認した。

既設予測システムの改修については、2021 年度末に完了し、その後、実データによりローカルエリア予測の予測精度の向上効果を評価する予定である。

## 2-3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

### 2-3-1. 太陽光発電のローカル予測精度の検討（実施者：東京電力 PG、東京電力 HD、日本気象協会）

太陽光発電のローカル予測精度の検討については、図 103 の赤枠の項目が主な検討内容となる。

太陽光発電のローカル予測精度検討における本事業で検討中の発電量予測手法について、現時点版で予測に必要なデータ（日射量や設備量等）として、東京 PG 保有データや気象予測機関から入手可能なデータに汎用性があることを確認済み。

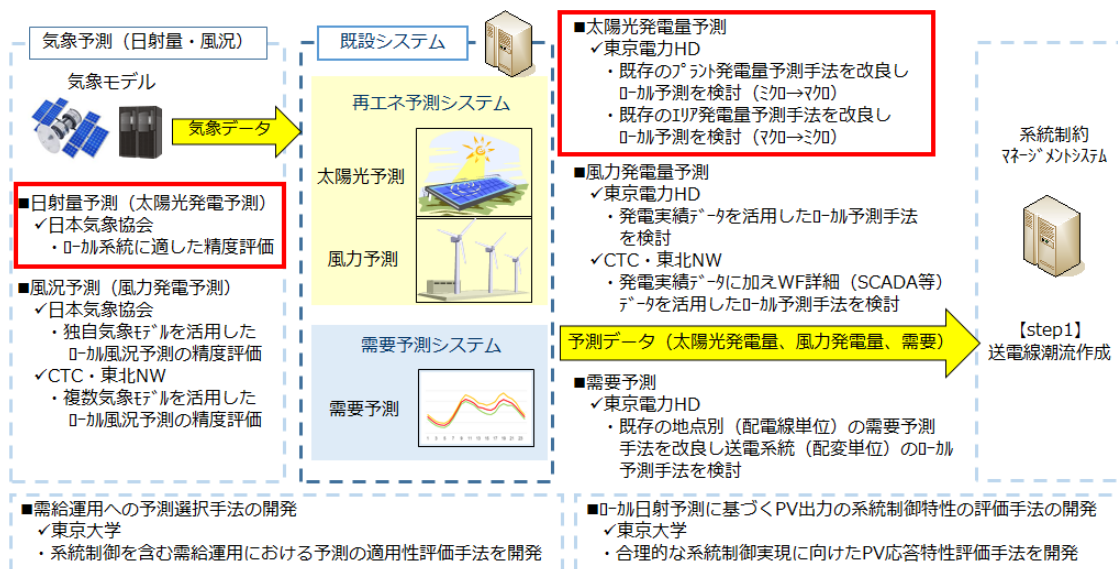


図 103. 再生可能エネルギーローカル予測精度の検討内容 (赤枠内：太陽光発電)

### 日射量予測 (ローカル系統に適した精度評価) (日本気象協会)

ローカルエリアにおける太陽光発電量の予測精度を把握し、系統の効率的な利用に与え得る影響を評価する目的で、本実証の対象エリアである千葉県と茨城県の10エリア (図 104) に日射計と温湿度計を設置し、2021年5月より順次、観測を開始した (図 105)。引き続き、このデータを蓄積し、衛星推定日射量の評価や日射量予測の評価に利用する予定である。

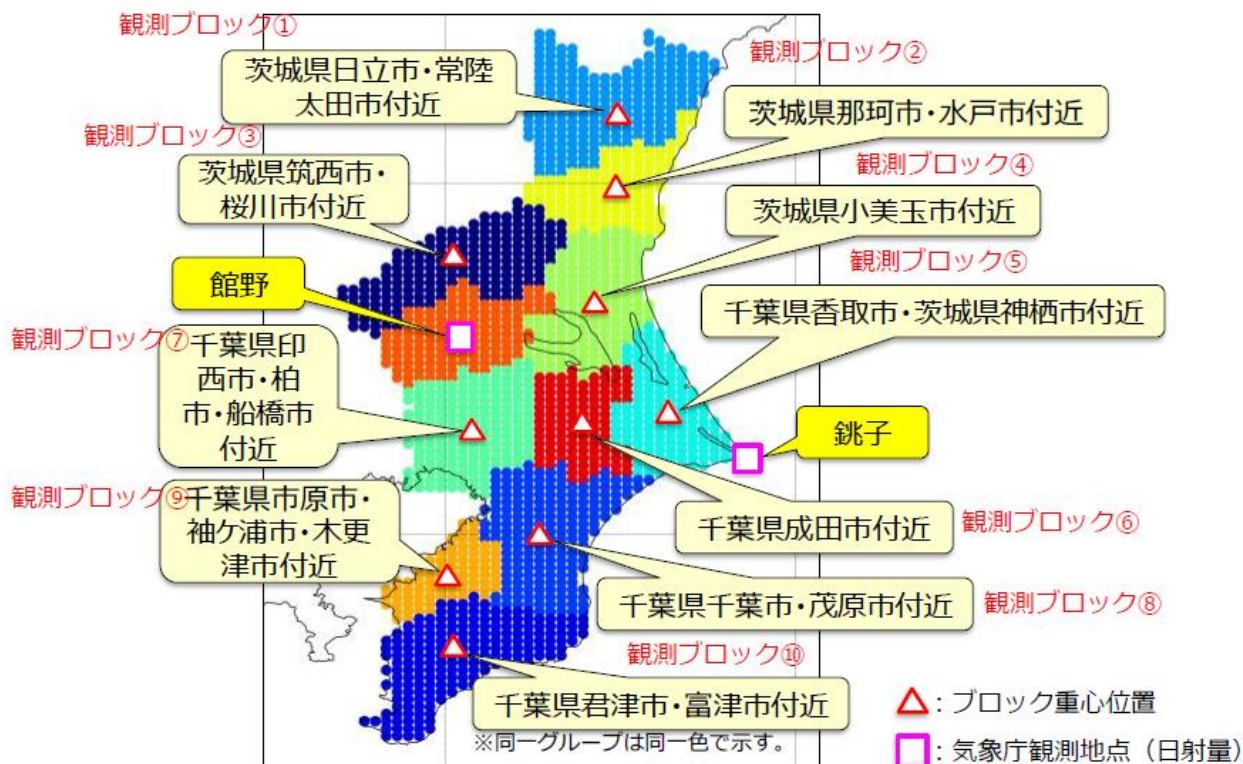


図 104. 観測機器設置エリア



図 105. 観測機器設置風景（観測ブロック①の例）

また、ローカルエリアでは東京電力エリア全体と比較してならし効果が得られにくいことが想定されるため、地点に応じた日射量予測誤差の特性把握が重要となる。そこで、一般的に使用される月別や年別の平均誤差、二乗平均平方根誤差の分析に加え、時間帯別、天候別の評価や誤差の頻度分布（図 106）、最大誤差（図 107）、最大誤差出現時の分析も行うことで地点に応じた予測誤差の特性を整理している。整理した結果をもとに 2021 年度中にローカルエリアを対象とした予測精度評価に適した指標を設定する予定であり、中間目標は達成できる見込みである。今後は設定した評価手法を用いて、ローカルエリアに適した予測作成手法の検討を進め、システムへの予測データ提供を実施する。

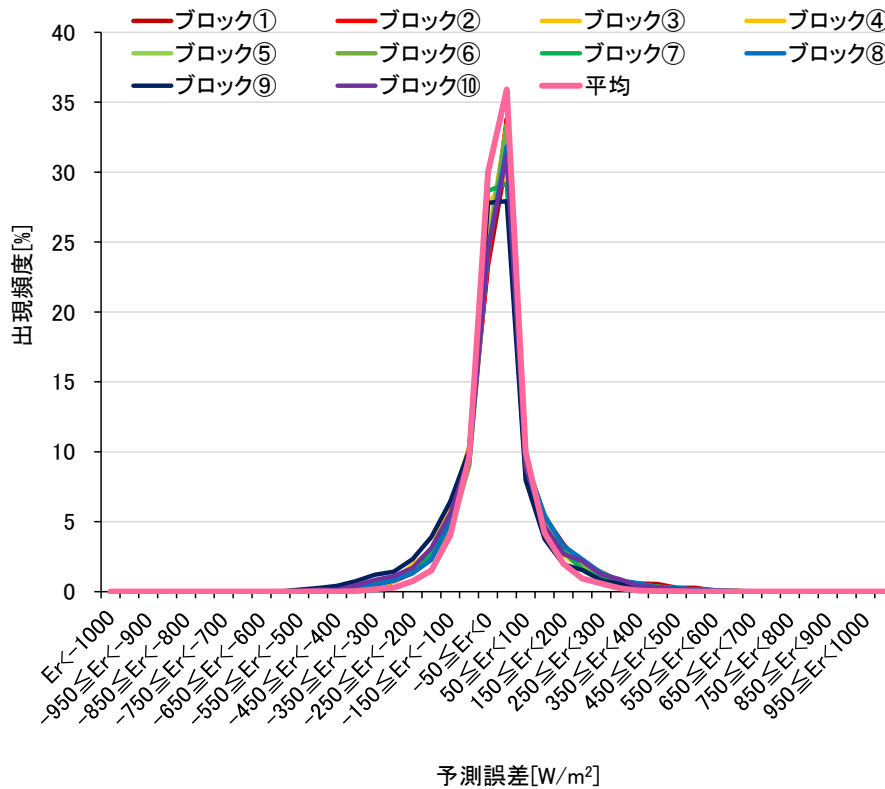


図 106. 観測機器設置場所を対象とした場合の予測誤差の頻度分布（翌日予測）



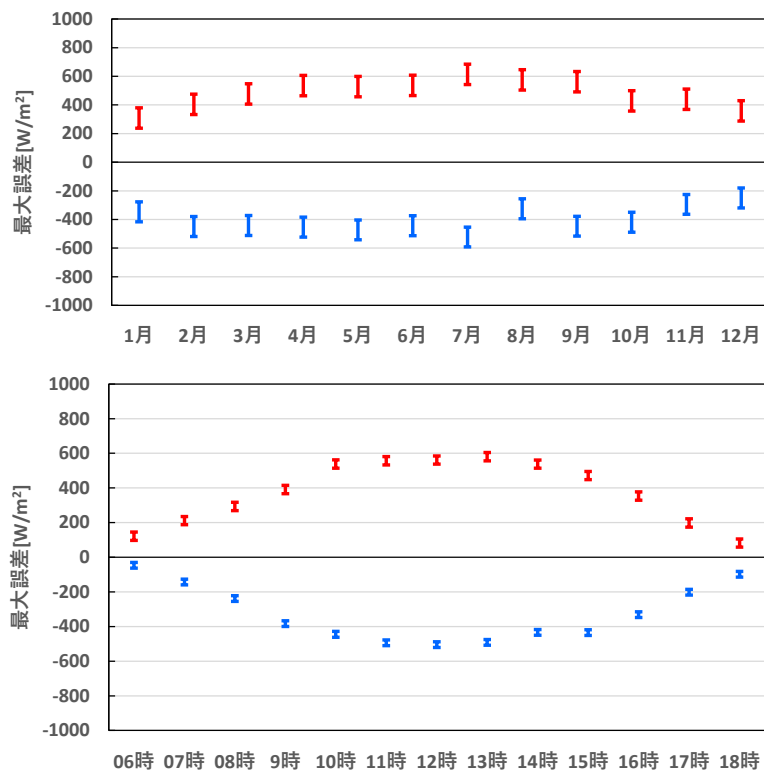
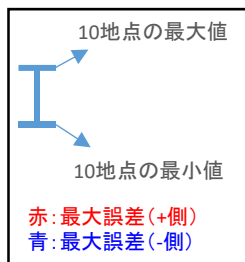


図 107. 観測機器設置場所を対象とした場合の月別・時間帯別の最大誤差（翌日予測）

### 太陽光発電量予測（東京電力 HD）

東京電力 HD では、太陽光発電のローカル発電量予測手法として、エリア予測手法を基にしてローカル予測手法を開発するアプローチと、発電所ごとの発電量予測手法を基にしてローカル予測手法を開発するアプローチの両アプローチにて検討を進めている。

2020 年度はモデル構築のための、配電用変電所エリアごとの太陽報発電量データの取得および気象実績・予報データの取得を、2021 年度はモデル構築および仕様検討を実施した。対象とする配電用変電所エリアの一部を、図 108 に示す。



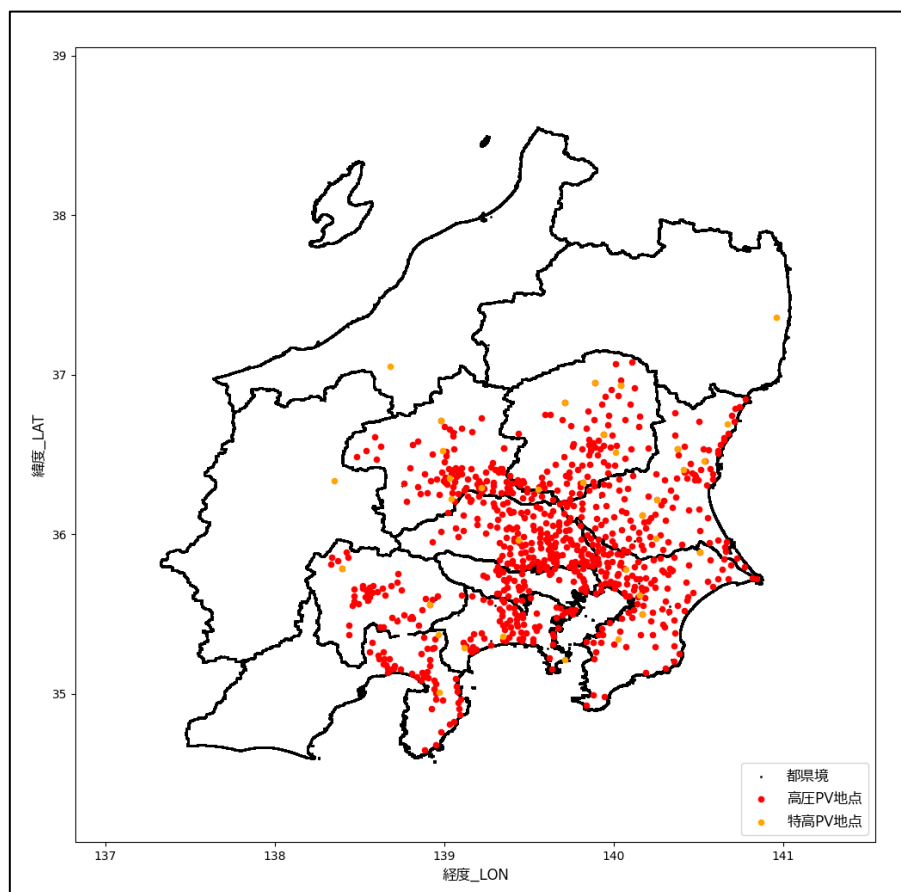


図 108. 対象とする配電用変電所エリアの一部（高圧，特高）

エリア予測手法を基にした開発では、すでに需給運用で活用している物理モデル（図 109）をベースとする。各配電用変電所エリアで異なるパネルメーカーの分布、設備劣化状態などに起因する発電量予測値への補正を、各配電用変電所エリアの発電量実績に合わせる統計補正項として導入した。モデル自身を持つ誤差量を、2019 年度気象実績を用いて検証した結果を、次の図 110 に示す。適用手法は、以下の 3 つを試行した。

- ・発電量予測値に統計補正を加えないパターン（補正なし）
- ・エリア発電量予測値とエリア発電量実績の差分を埋める補正值（エリア補正值）を求め、エリア補正值を各配電用変電所エリアの発電量予測値に適用するパターン（エリア補正）
- ・各配電用変電所エリアの発電量予測値と実績値の差分を埋める補正值（ローカル補正值）を求め、各配電用変電所エリアの発電量予測値に適用するパターン（ローカル補正）

また評価は、次に示す定格ベース絶対誤差率により実施した。

$$\frac{1}{n} \sum_{koma} \frac{(|\text{推定}_{koma} - \text{発電実績}_{koma}| \times 2) [\text{kW}]}{(\text{設備量}_{koma}) [\text{kW}]} \times 100 [\%]$$

手法ごとの誤差率中央値の比較を図 110 に示す。図の左側に各補正手法の中央値を月別に示したものを、右側に全 730 配変の月別誤差率を箱ひげ図として記したものを示す。図より、全体的にローカル補正の誤差率が 5.1% と一番低く、エリア補正（6.1%）、補正なし（6.6%）の順で誤差率が高くなることからわかる。つまり全体的な精度としては、ローカル補

正、エリア補正を行うとよい、といえる。しかしエリア補正では、図 110 右の箱ひげ図に示す通り、○で示される外れ値が多く存在し、誤差率最大値としては補正なし、ローカル補正を上回ることがわかる。

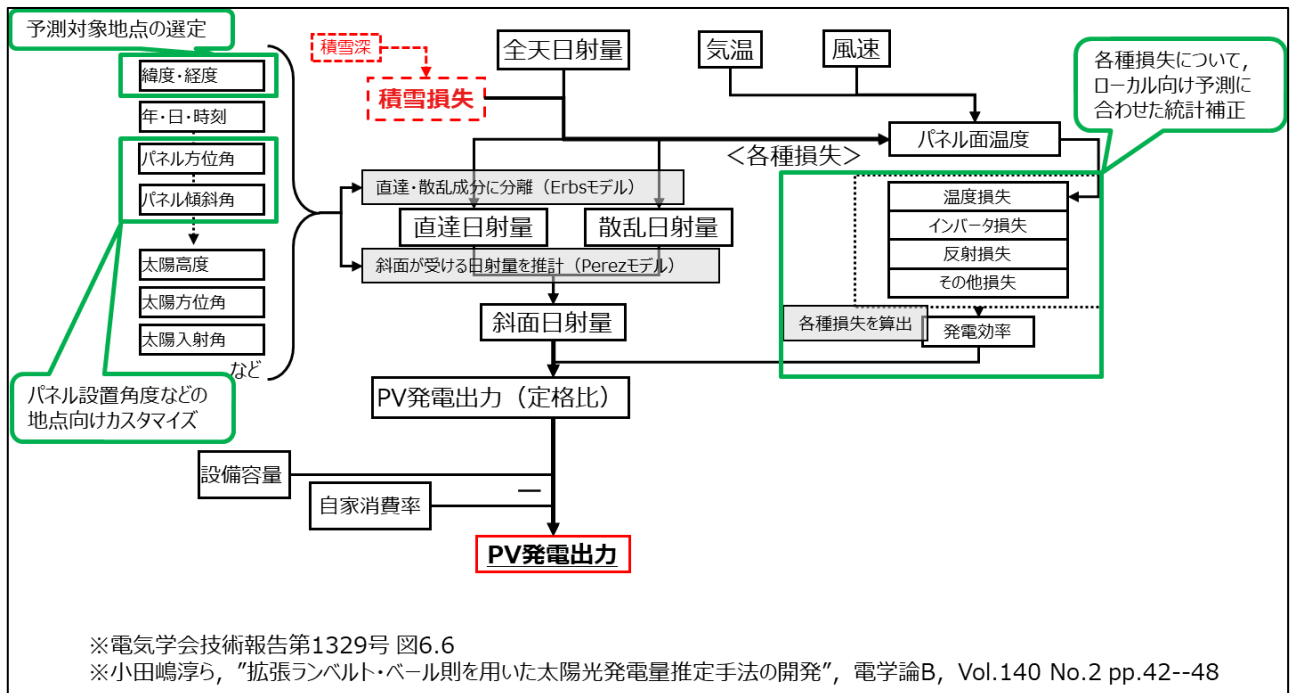


図 109. エリアにおける太陽光発電の発電量予測手法

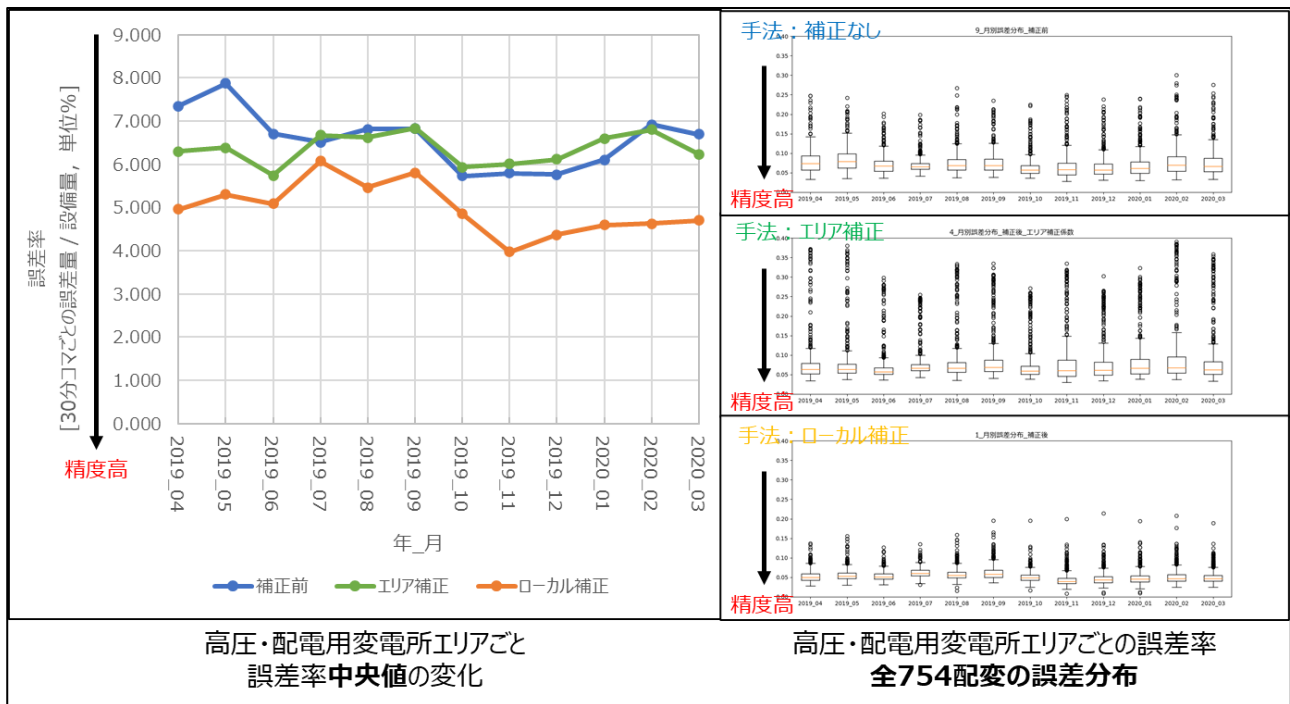


図 110. エリア予測を基にした手法による評価結果例

発電所ごとの発電量予測手法を基にした開発では、既存の太陽光発電所のプラント単位での発電量予測手法を基に、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。

具体的には、高圧連系・低圧連系全量売電・低圧連系余剰売電の種別で、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い、モデル化にあたり、説明変数としての気象データとして、配電用変電所立地点における全天日射量および気温を使用した。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 111 に予測実施手法の概要を示す。上述の種別のうち、高圧連系・低圧連系全量売電および特別高圧連系については、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、太陽光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。一方、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、当該配電用変電所における他区分（高圧連系・低圧連系全量売電）の売電実績値・配電線電流実績値・需要推定値から演算することにより、発電量実績値を算定する。このようにして作成したモデルにより、全天日射量・気温の前日および当日の予測値を用いて、発電量を予測する。なお、モデル化および予測実施における時間粒度は30分単位を基本とした。

本手法による予測実施例を図 112 示す。それぞれ、晴・晴後曇・曇後晴の天候における前日予測と当日予測の典型例を示している。晴の場合（特に快晴の場合）は、予測値と実績値の曲線はほぼ重なり、予測精度は高くなる。これに対して、晴後曇・曇後晴の場合、雲の動きのタイミングを正確に予測することが困難なため、予測精度は低くなる傾向にある。

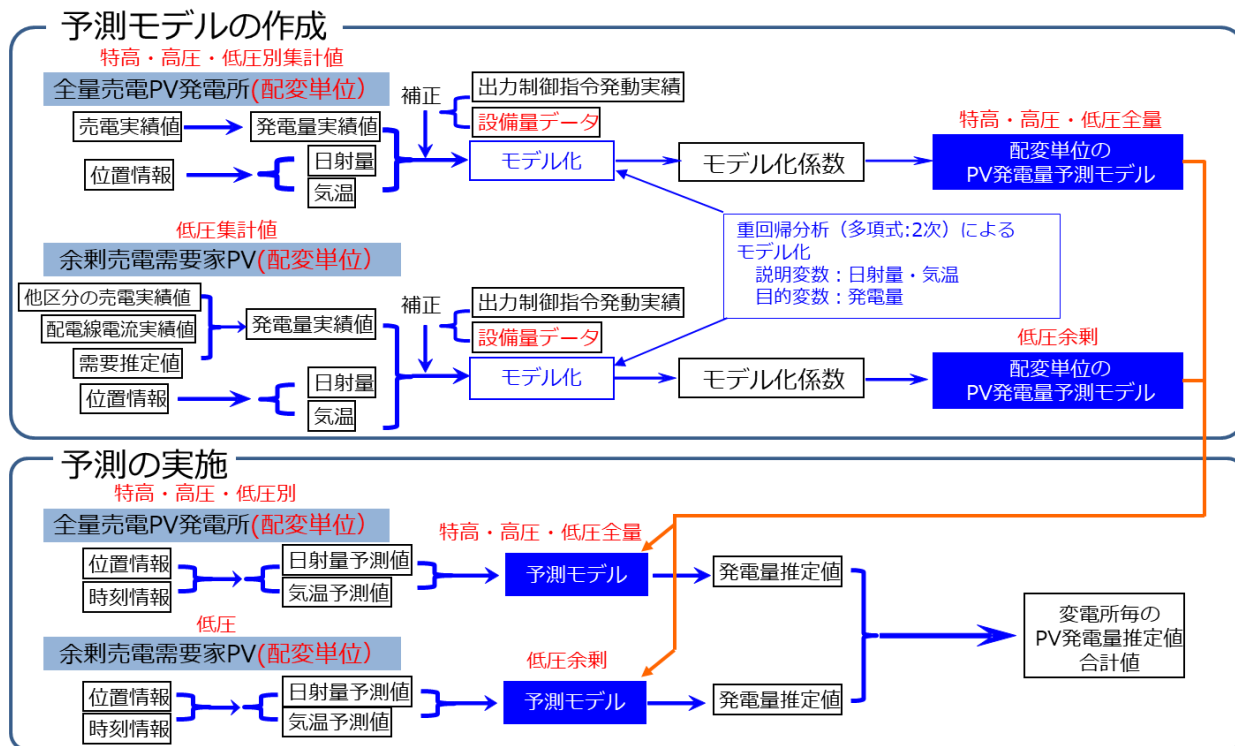
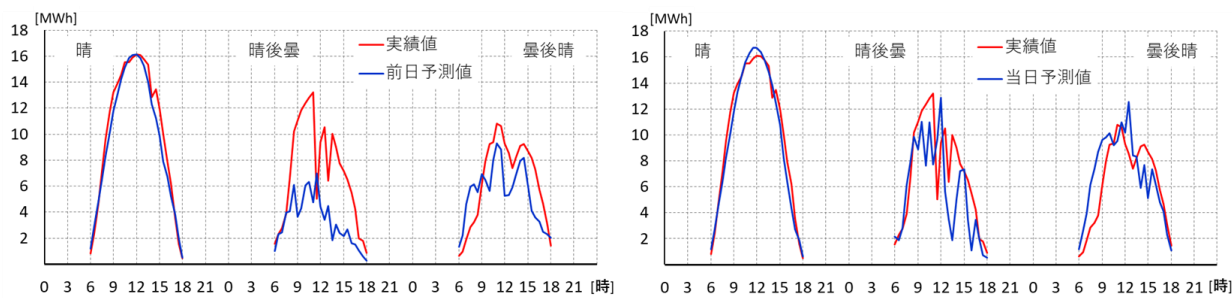


図 111. 配電用変電所単位での太陽光発電所の発電量集約モデルによる予測実施手法

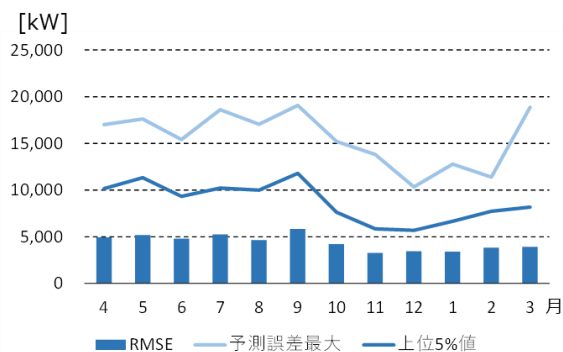


(a) 前日時点における予測実施例

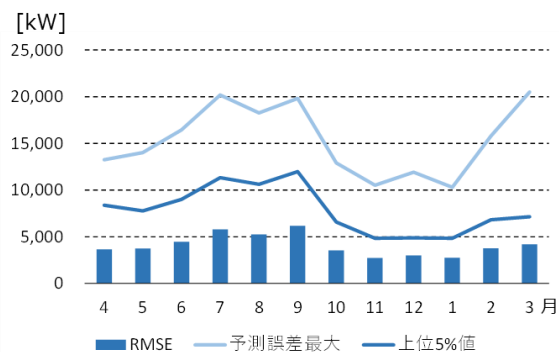
(b) 当日における予測実施例

図 112. 配電用変電所単位の高圧連系太陽光予測モデルによる予測実施例

予測誤差の評価にあたっては、上記手法により予測した発電量の予測値に対して、発電量実績値との誤差を、RMSE・予測誤差最大値（絶対値）・予測誤差の上位5%値（絶対値）の各指標により評価した。予測誤差の評価結果を図113、図114に示す。配電用変電所の代表例として、太陽光発電所が多く連系している、太陽光発電量の集約値の通年最大値が33MWとなる変電所A、および太陽光発電所の連系量が平均的で、太陽光発電量の集約値の通年最大値が4.4MWとなる変電所Bの2箇所を選定し、高圧連系の太陽光発電所について評価を実施した。

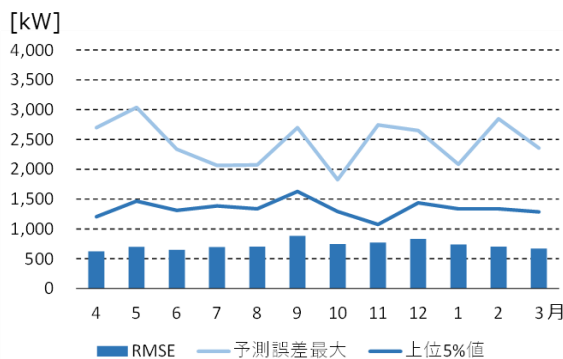


(1) 前日予測の場合

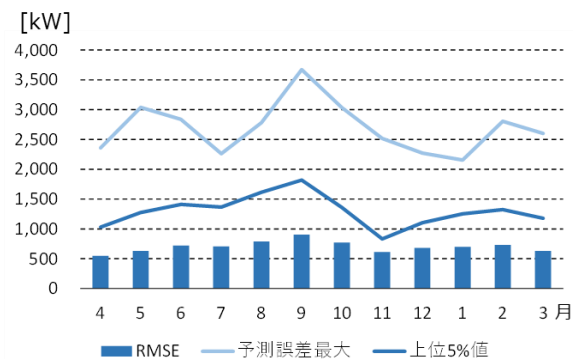


(2) 当日予測の場合

図 113. 予測誤差評価例（太陽光発電量通年最大値 33MW の変電所 A の例）



(1) 前日予測の場合



(2) 当日予測の場合

図 114. 予測誤差評価例（太陽光発電量通年最大値 4.4MW の変電所 B の例）

今回使用した各評価指標の定義（計算式）を以下に示す。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\text{実績値} - \text{予測値})^2}$$

$$\text{予測誤差最大値} = \max |\text{実績値} - \text{予測値}|$$

予測誤差の上位5%値： $|\text{実績値} - \text{予測値}|$  を値の大きい順に並べた上位から5%の値

変電所 A においては、前日予測・当日予測ともに、太陽光発電の出力が少ない冬季において、誤差も減少する傾向を示しているが、変電所 B においては顕著ではない。また、前日予測と当日予測を比較した場合、全般的傾向としては、当日予測の方が、誤差が少ない傾向があるが、月によっては必ずしも当日予測の誤差が少なくなるから、予測誤差の発生原因について、更なる精査が必要である。本代表例のうち、変電所 A では、太陽光の発電量通年最大値に対して、予測誤差の通年の RMSE が、前日予測では 14.0%、当日予測では 13.3%となった。一方、変電所 B では、同じく予測誤差の通年の RMSE が、前日予測で 16.5%、当日予測では 16.2%となった。変電所 A の方が、太陽光発電の連系容量が大きいため、ならし効果により、誤差が少なくなっていると考えられる。

以上の検討により、太陽光発電のローカル発電量予測手法として、エリア予測手法を基にしてローカル予測手法を開発するアプローチと、発電所ごとの発電量予測手法を基にしてローカル予測手法を開発するアプローチの両アプローチで、配電用変電所単位での予測手法が開発され、中間目標を達成している。また、最終目標となる、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%：通年 RMSE にて評価）に対して、今回評価を実施したプラントモデルからローカルモデルへのアプローチによる予測手法での、高圧連系の太陽光発電所代表例 2 箇所について、誤差率 13~17%（通年 RMSE）となり、予測精度の改善が確認された。今後、特別高圧・低圧連系全量売電の太陽光発電所についても同様の手法で予測精度の評価を実施するとともに、配電用変電所の立地点の影響や低圧連系余剰売電の太陽光発電所についても、モデル化および予測評価を行い、予測精度の改善を図っていく予定である。

### 2-3-2. 風力発電のローカル予測精度の検討（実施者：東京電力 PG、東京電力 HD、東北電力 NW、日本気象協会、CTC）

風力発電のローカル予測精度の検討については、図 115 の赤枠の項目が主な検討内容となる。

風力発電のローカル予測精度検討における本事業で検討中の発電量予測手法について、現時点版で予測に必要なデータ（風況や設備量等）として、東京 PG 保有データや気象予測機関から入手可能なデータに汎用性があることを確認済み。

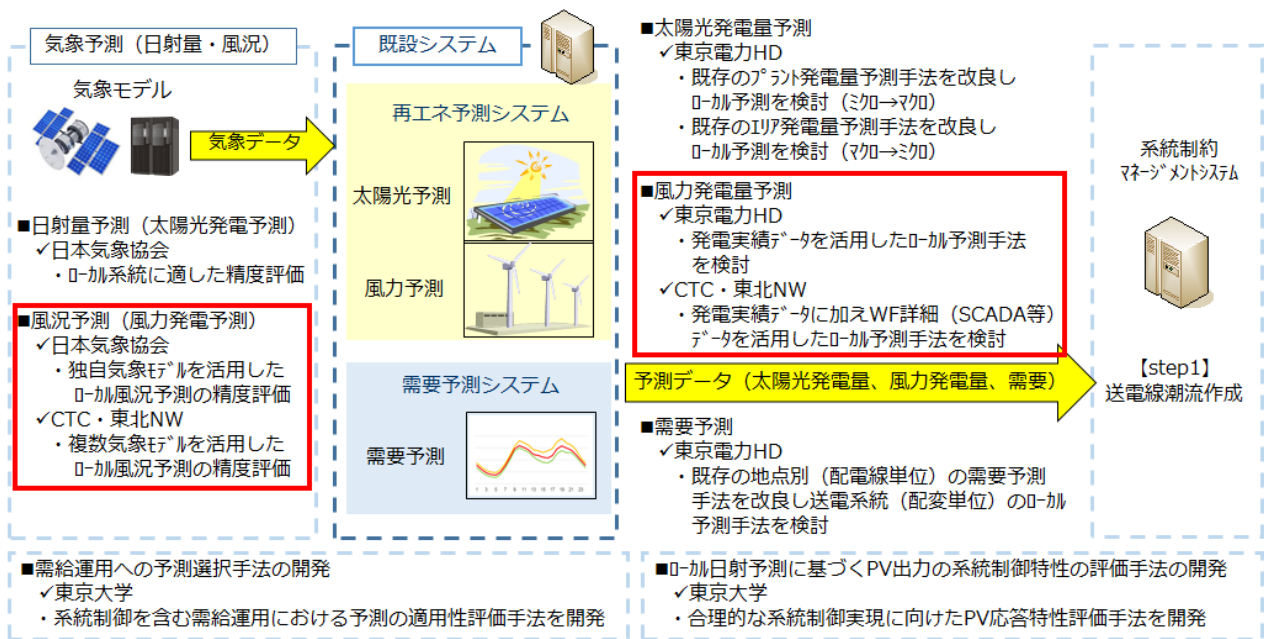


図 115. 再生可能エネルギーローカル予測精度の検討内容 (赤枠内：風力発電)

### 風況予測 (日本気象協会)

日本気象協会では、ローカルエリアにおける風力発電量の予測精度を把握し、システムの効率的な利用に与え得る影響を評価する目的で、独自気象モデルによる予測計算を実施した。風速は周辺地形の影響を大きく受けるため、予測にあたっては対象地点周辺の詳細な地形を加味する必要がある。そこでクラスター計算機を導入し、千葉県と茨城県を含むローカルエリアに特化した予測計算を試行した。また、アメダス地点の風向風速データに加え、東京電力エリアの特別高圧連系風力発電所の発電データ (ある程度のエリアで統計したもの) を並行して入手し、予測精度検証に利用した。独自気象モデルの計算領域・仕様を図 116 とし、既存の気象モデルと比較した結果、独自気象モデルでは季節別・風速帯別のプラス方向の最大誤差が減少することが分かった (図 117)。今後、計算時間と精度を勘案した上で独自気象モデルの計算仕様を2021年度中に決定する予定であり、中間目標は達成できる見込みである。また、決定した仕様で計算した独自気象モデルの予測結果を評価し、利点や課題等を取りまとめる。



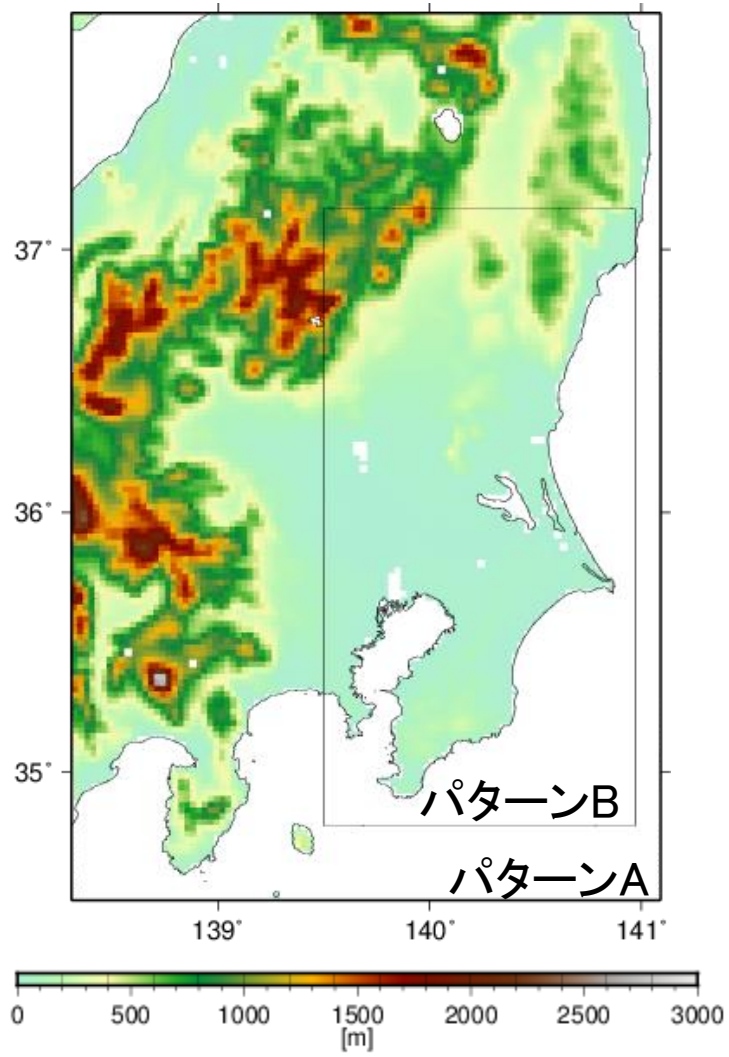


図 116. 独自気象モデルの計算領域（千葉県・茨城県を含むエリアの計算設定例）  
 （パターン A : 2.5 km 格子、パターン B : 0.5 km 格子）



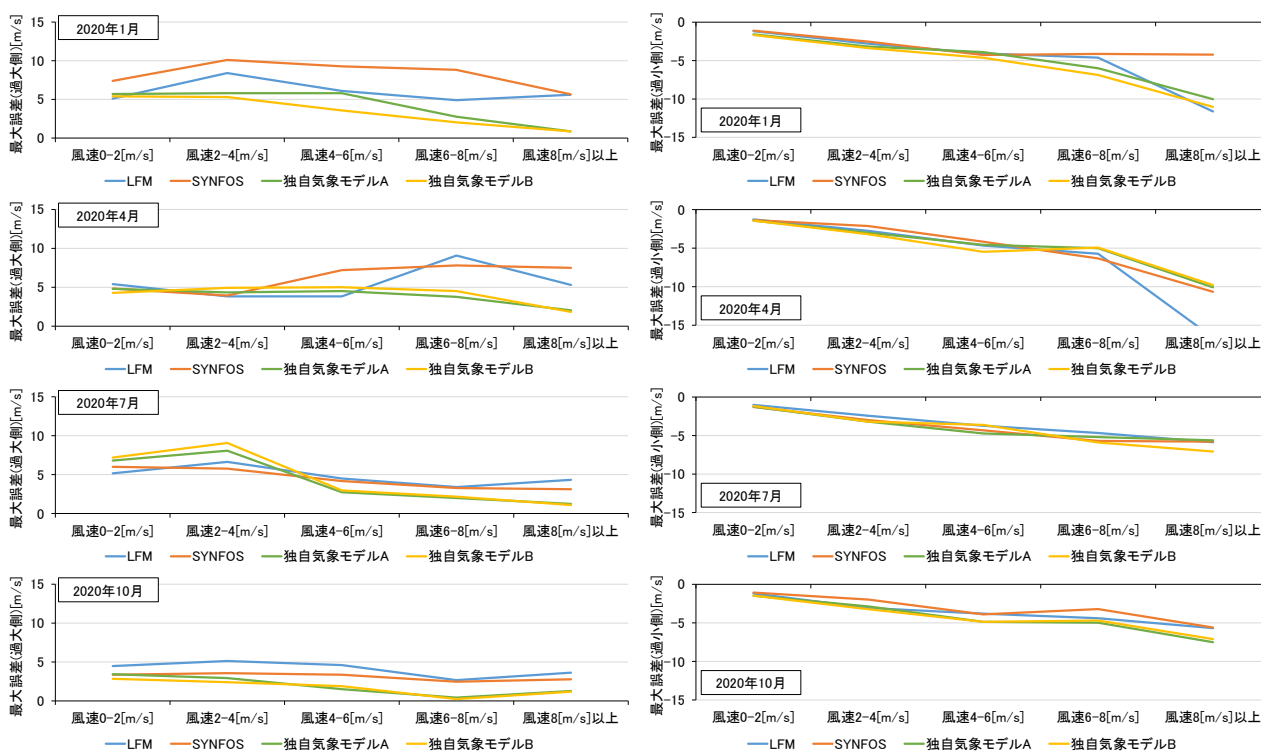


図 117 . 独自気象モデルと既存気象モデルの季節別・風速帯別最大誤差  
(LFM:気象庁モデル、SYNFOS:日本気象協会日本域モデル、千葉県・銚子地点の結果)

### 風況予測・風力発電量予測 (CTC・東北電力 NW)

風力発電のローカル予測精度の評価に向けて、風況観測機器の設置場所の選定及び機器の調達を実施した。2021 年度中に風況観測器の設置は完了し、風況観測を開始し中間目標を達成する見込み。風況観測場所は、東北地方 2 か所、関東地方 1 か所の合計 3 か所を予定している。

また、風力発電予測精度のベンチマーク評価や風力発電事業者より提供された詳細な発電実績 (SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition) データ活用の検討を進めている。具体的には東北地域を 7 つのローカルエリアに分けて風力発電のローカル予測のベンチマーク評価の実施をおこなっており (図 118)、中間目標は達成している。日本 (GSM: Global Spectrum Model) と米国 (GFS: Global Forecast System) の数値気象予報モデルの GPV を用いた、マルチモデルアンサンブル (MME: Multi Model Ensemble) 手法による風力発電のローカル予測の精度評価を実施した結果、日本の GSM のみを用いた場合と比較して、MME により全てのローカルエリアで平均的な予測精度の改善 (図 119) が確認された。その改善率は多くのローカルエリアで 5%を超え 15%に近いローカルエリアもみられ、予測先が長いほど改善率は大きくなる傾向であった。また、GSM・GFS と比較した予測大外れ (定格比±20%以上の誤差) 確率の減少 (図 120) が確認された。

今後、実運用を見据えたローカル予測評価に向けて、海外を含めた複数の気象予測データおよび発電事業者から収集した発電実績 SCADA データや風況観測機器から得られたデータを活用した評価を進める。また、最終目標である風力発電のローカル予測に必要なデータの要求仕様の取りまとめに向けて、風力発電のローカル予測手法の評価結果を踏まえて検討を実施する。

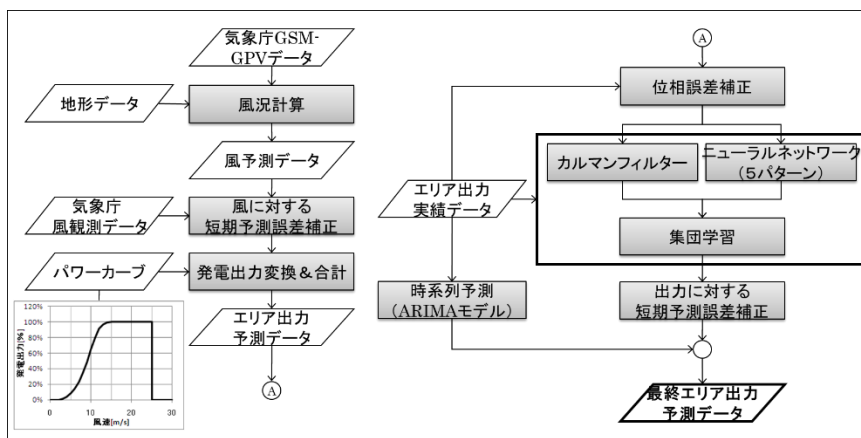
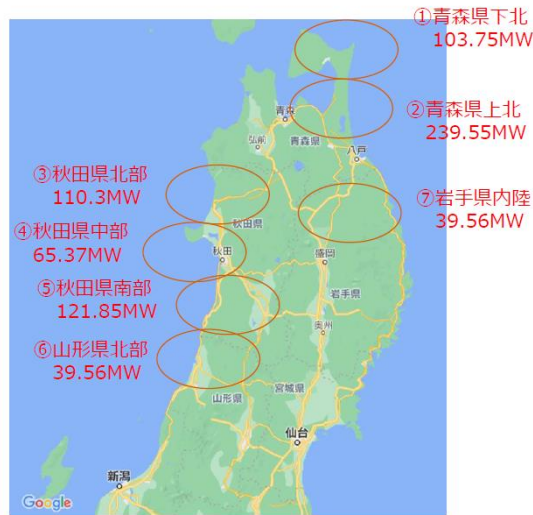


図 118. 風力発電のローカルエリア予測におけるベンチマーク評価の対象エリア（上）と計算手法（下）

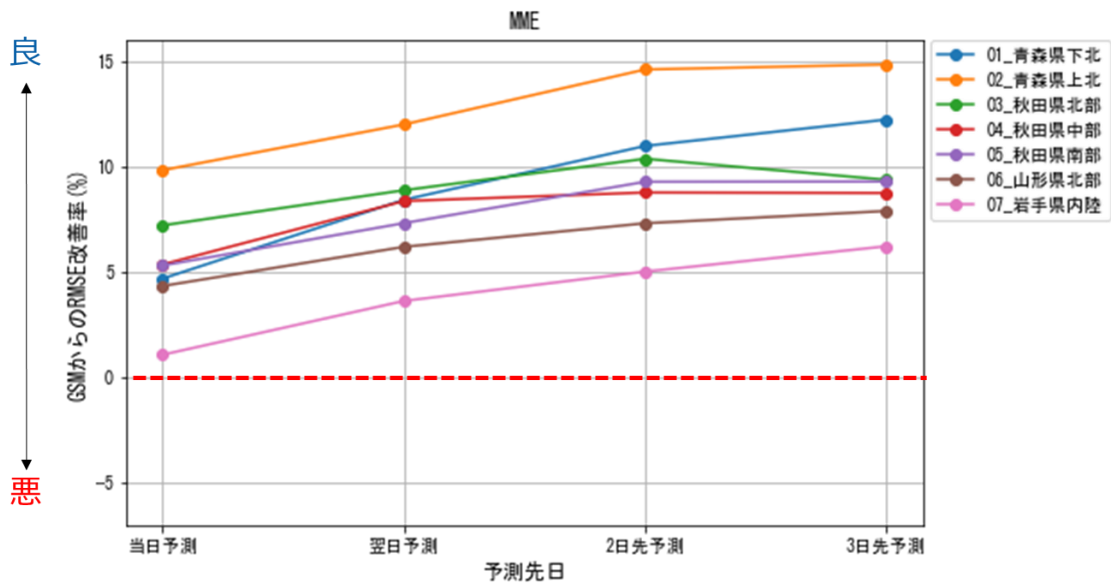
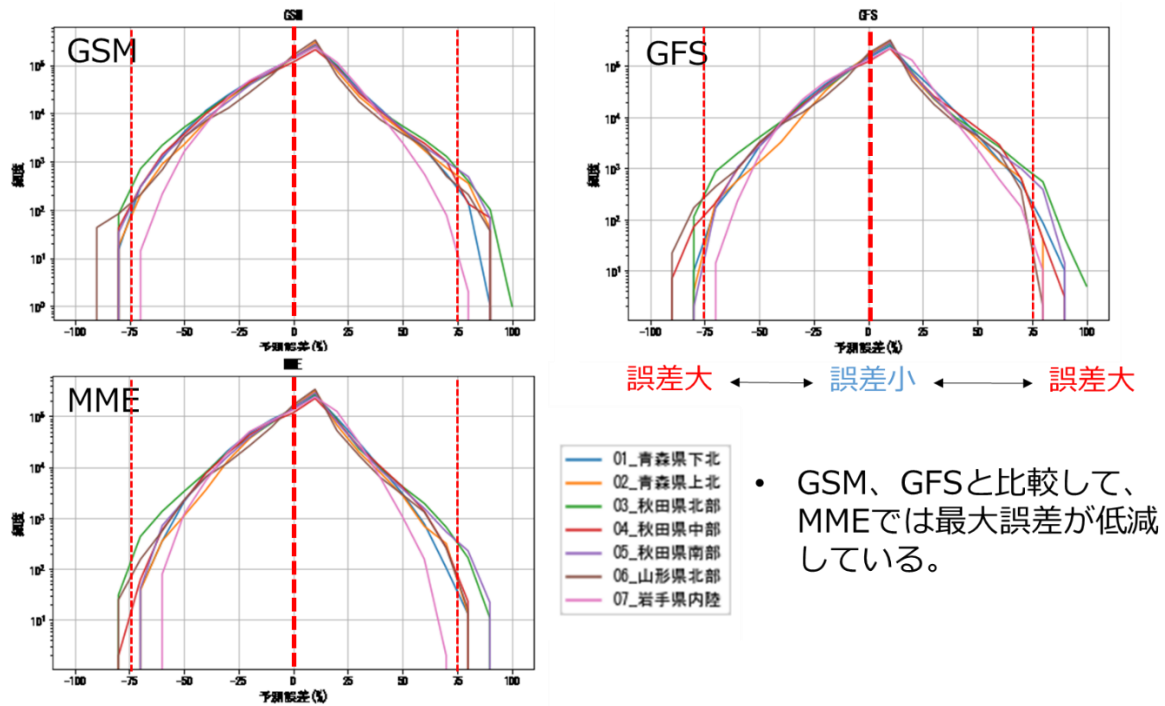
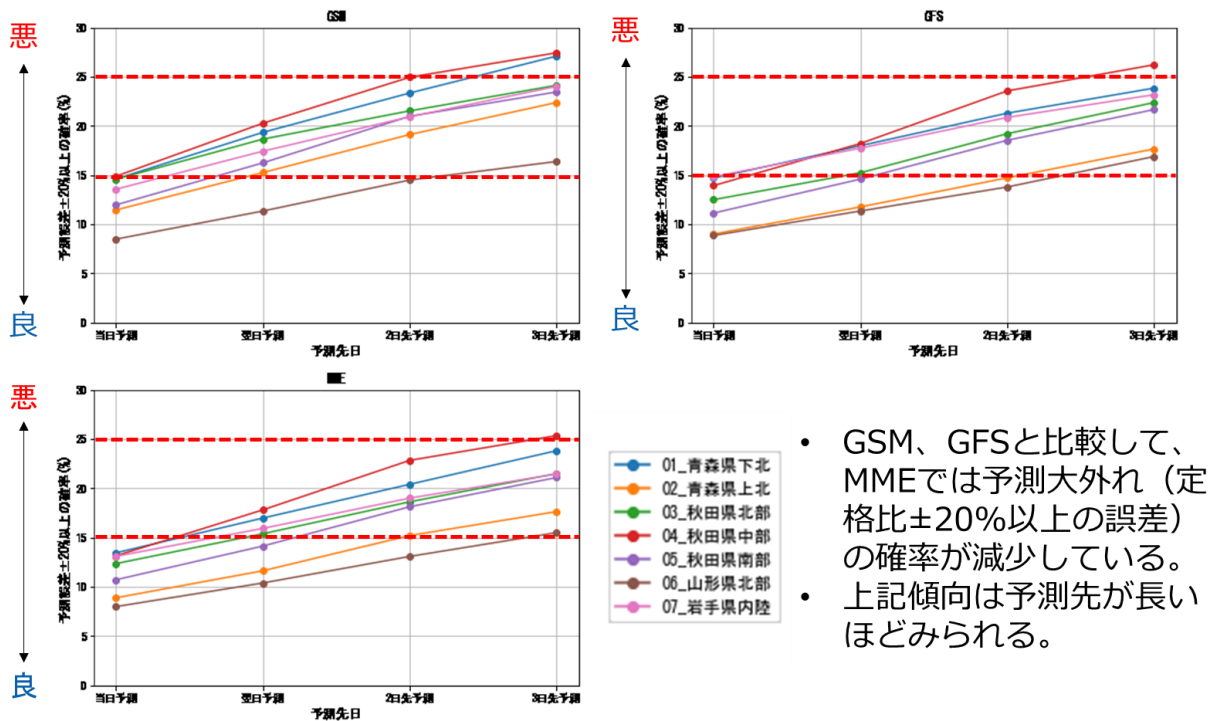


図 119. 風力発電のローカルエリア予測における海外の数値気象予報を用いたマルチモデルアンサンブルの評価（平均的な予測精度誤差の改善）

日本（GSM）と米国（GFS）の数値気象予報 GPV を用いたマルチモデルアンサンブル（MME）をおこなうことで、日本（GSM）の GPV のみを用いた場合と比較して 5～15% 程度のローカルエリア予測の平均的な予測精度の改善を確認



(A) 予測誤差頻度分布



(B) 定格比±20%以上の誤差の頻度（予測先日別）

図 120. 風力発電のローカルエリア予測における海外の数値気象予報を用いたマルチモデルアンサンブルの評価（最大誤差の改善）

日本（GSM）と米国（GFS）の数値気象予報 GPV を用いたマルチモデルアンサンブル（MME）をおこなうことで、GSM・GFS と比較した予測大外れ（定格比±20%以上の誤差）の確率が減少していることを確認（図 121）

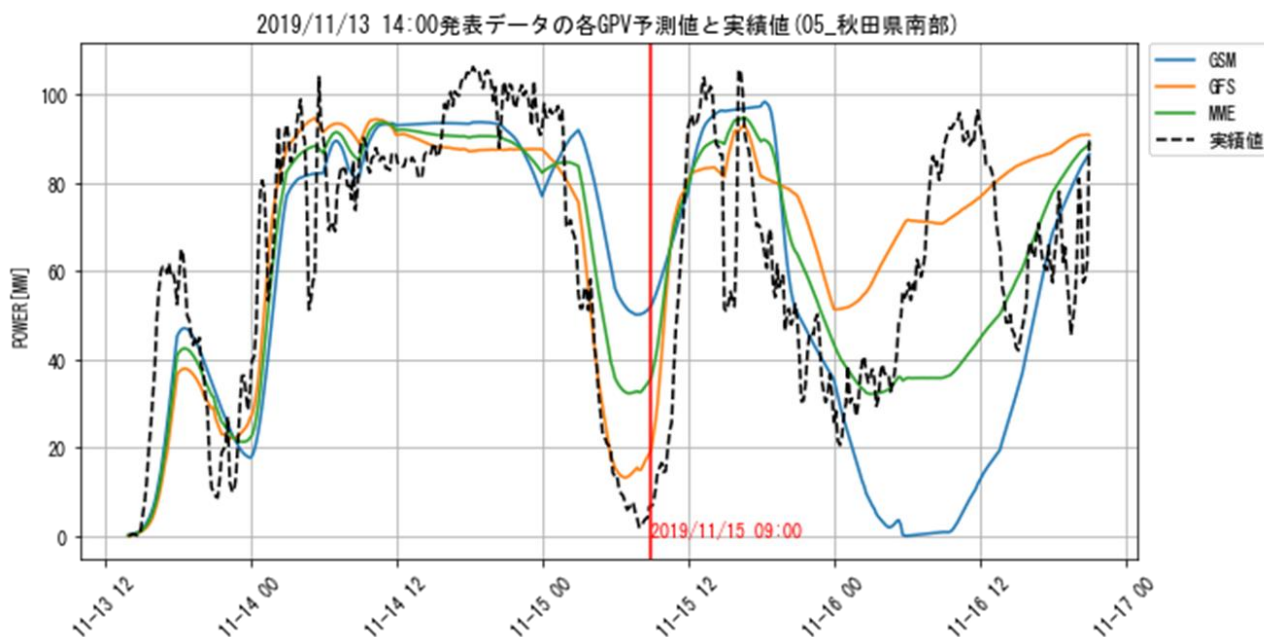


図 121. 日本（GSM）の数値気象予報 GPV だけでは過大・過小予測が起こった事例  
マルチモデルアンサンブル（MME）をおこなうことで予測が改善

### 風力発電量予測（東京電力HD）

東京電力 HD では、WF のテレメータ値、設備仕様、風速のみを使用したシンプルかつ低コストな予測システムの確立を目的として、気象データおよび発電実績データから、単機の風車の物理モデルをベースとした予測モデルの構築を目指している。

エリア予測手法を基にしたローカル予測手法の開発の検討を進めており、2020 年度においては発電実績データの入手、モデル構築用の WF 諸元データの確認を実施した。2021 年度は入手・調査したデータから単機の風車を元にしたベースモデル構築および精度評価を実施しており、中間目標を達成見込みである。

風力発電量のローカル予測手法のイメージを図 122 に示す。

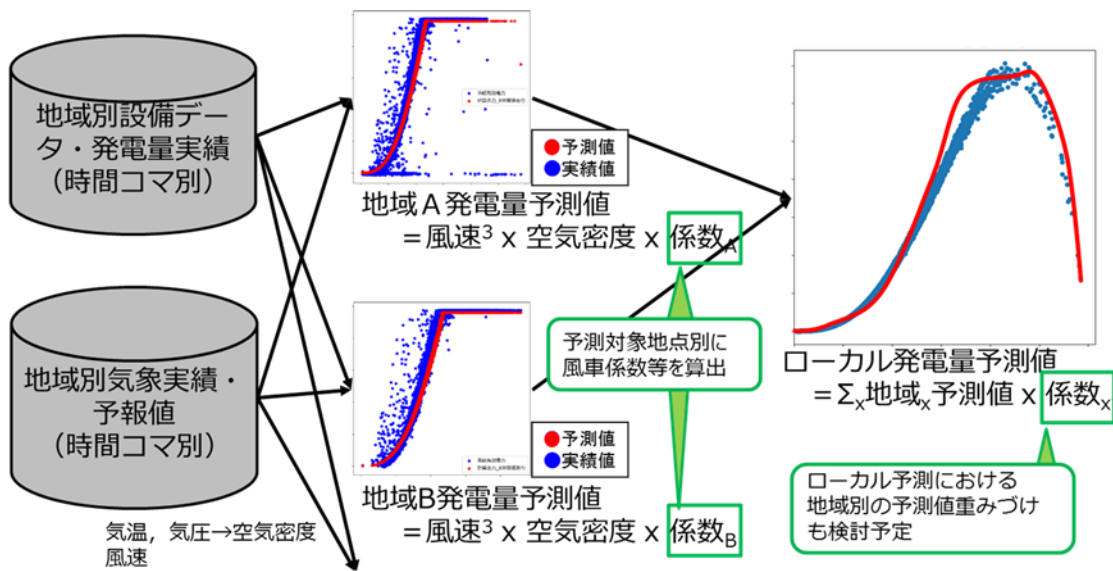


図 122. ローカル風力発電の発電量予測手法

図 123 に単独の風車を想定した場合に使用するデータイメージを示す。ベースモデルの構築に当たっては、図 122 に示す以下のデータを用いて計算を実施した。

- 発電量実績
- 高度補正後の気象データ（風速・気温・気圧・空気密度）
- 風力発電機の諸元（ハブ高・ロータ径・カットイン風速・定格風速・カットアウト風速・定格出力）

WF グループを想定したモデル化においては、WF グループ内の最大容量の風車諸元を代表値として用いた。

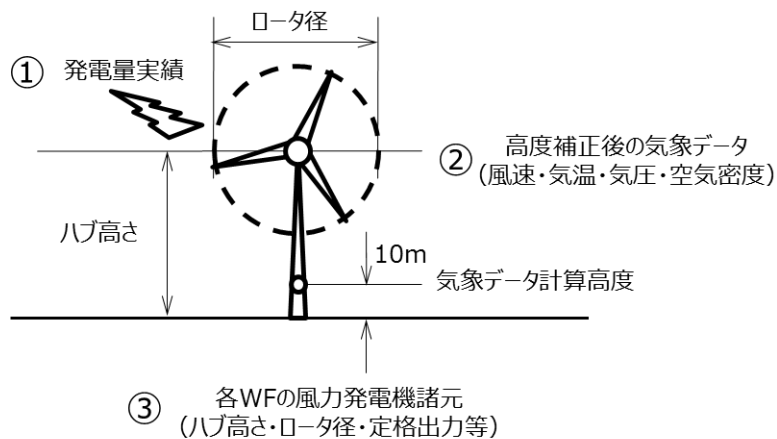


図 123. モデル作成時に使用するデータ

図 124 に単独の風車の発電実績と実績気象データから得られた性能曲線とパワー係数の算出結果例を示す。この場合、理想形に近い性能曲線の算出、およびパワー係数のモデル化まで実施できることが確認できた。一方、図 125 はある WF グループにおいて、MSM(メソスケールモデル)の予報気象データを用いて算出した性能曲線から得られた発電量と、発電実績値の比較結果である。WF グループの発電実績を用いた場合については、風速に対する発電実績値が大きくばらついており、近似した性能曲線も疑義のある形状となった。また、性能曲線から算出した発電量は実績値と大きな乖離があることがわかる。

これは、発電実績データは地域によっては複数の WF の実績が統合されたものとなっており、

- 複数の WF の発電量の合計データを用いていること
- 諸元データとしてそのグループ内の最も定格出力の大きいと推測される発電機の諸元データを代表値として用いて計算を行っていること
- 用いた気象データ (MSM) が、WF グループの地点と完全には一致していないこと

に起因すると考えられる。

以上から、様々な定格の発電機の実績が混在している場合、単機の風車を元にした単一の物理モデルでの予測は難しい可能性が高いことが分かった。今後は、WF グループにおける正確な座標における気象データを用いて検討を行うとともに、各ローカルにおける発電機の定格の混在状況によって、物理モデルに加え、統計モデルの手法の採用検討を実施する。

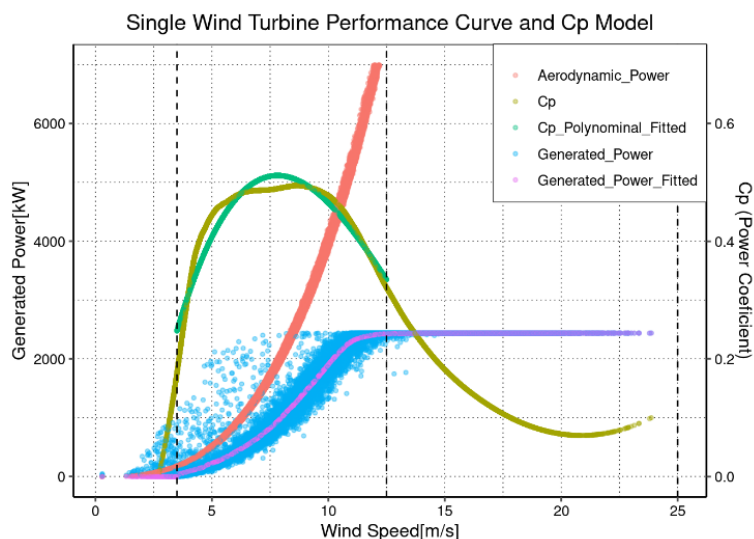


図 124. 物理モデルによる性能曲線とパワー係数の算出例

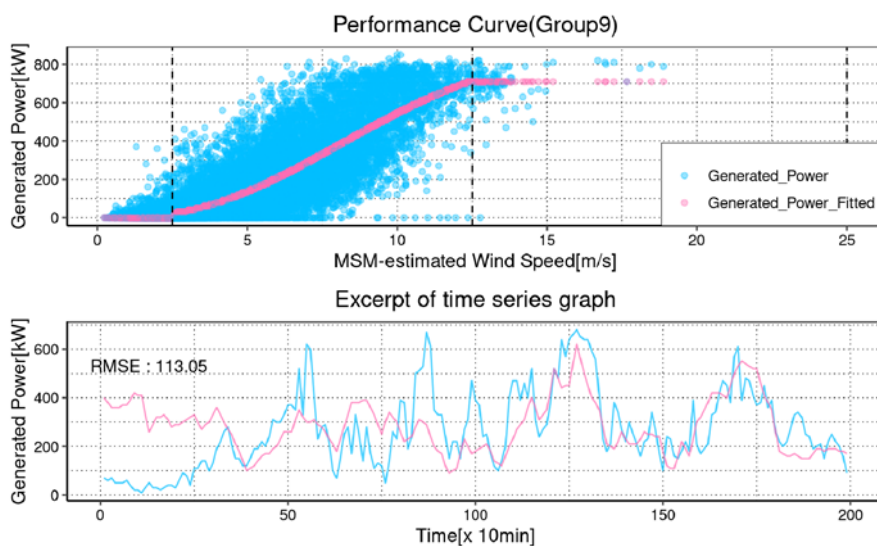


図 125. 物理モデルより算出した発電量と実績値の比較例



### 2-3-3. 需要のローカル予測精度の検討（東京電力 PG、東京電力 HD）

既存技術の地点別（配電線単位）の需要予測を改良し、送電系統（配電用変電所単位）のローカル需要予測方法の検討を実施。具体的には、既存技術である需要家契約データ等を用いた配電線の月最大・最小需要予測手法をカスタマイズし、配電用変電所単位、日単位（翌日予測）の予測手法の検討を実施している（図 126）。

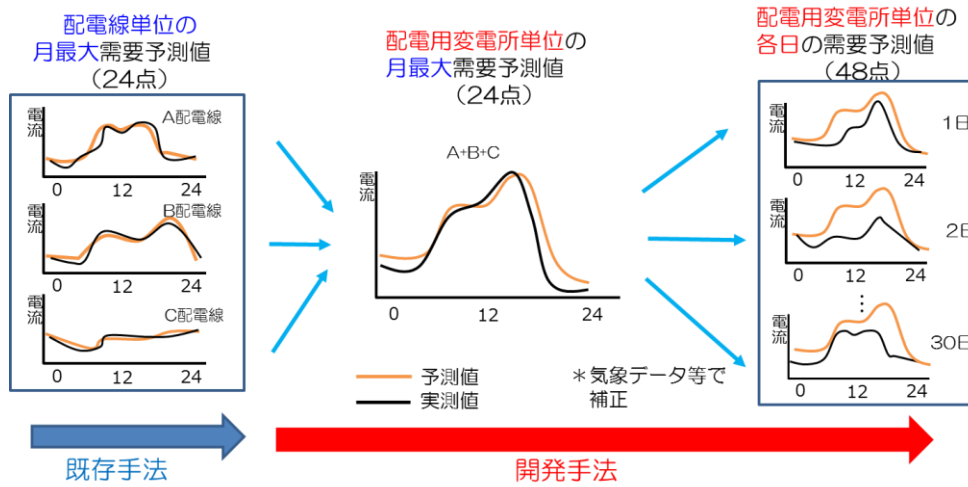


図 126. 既存手法と開発手法のイメージ

まず、既存手法で算出した月最大電流予測値を用い、各日を予測した場合の精度を確認した(図 127)。結果例として、図 128 に任意月の日毎の絶対誤差率の平均値を示す。月最大電流に近い日は 10%以下の誤差率の日もある一方、40%を超える日も散見され、目標の 10%台に及ばない日が多く存在し、予測精度向上が必要であることを確認した。

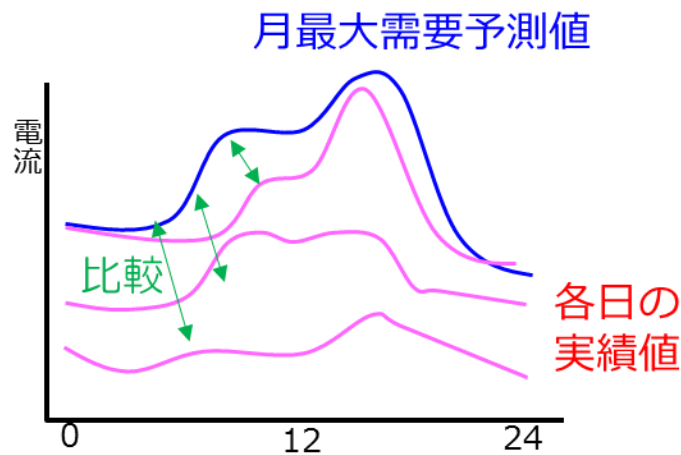


図 127. 既存技術での予測



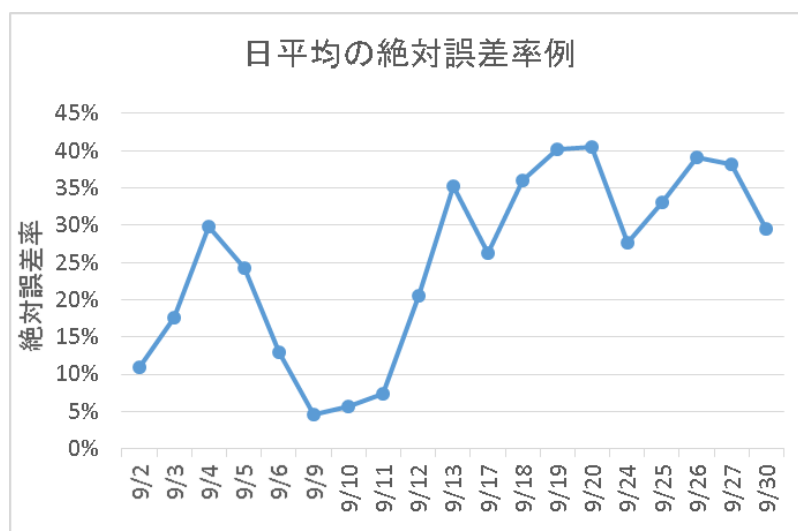


図 128. 既存技術による予測例

ここで、既存手法について補足説明する。既存手法は、各配電線の需要家契約データ等を用いて統計的に実需要を予測した手法であるため、PVの有無に関わらず需要予測が可能なのが特徴である。

予測精度向上方法として気象データに着目をした。気象データの中でも、一般的に電力需要との相関があることが知られている気温を用いて検討を実施した。なお、実際の予測にあたっては気象庁等で発表される予測気温を活用する予定であるが、ここでは、気温と電流値の関係を精査するため実績値を使用した。

検討例としてABCの3例を示す。検討例Aは各月各時間毎に、電流と気温は線形関係と仮定し気温を説明変数、電流を目的変数として予測式を作成した(図129)。この手法のデメリットとして、PV有の変電所では昼間の時間帯の実需要の実績値がないため予測式が作成不可であることが挙げられる。今回はPV無の変電所を用いている。

検討例Bは、Aの手法と既存手法の月最大予測電流を活用した手法である。図130に示したようにまず、夜間の時間帯はAの手法により予測(X)をする。予測する各日のロードカーブと月最大予測のロードカーブの形状(M)は同じであると仮定し、月最大予測のロードカーブの夜間部分と各日のAでの予測値(X)との平均差を補正值(e)として算出する。この補正值を用い昼間部分( $Y=M-e$ )を予測した。

検討例Cは、既存手法で算出が可能な月最大・最小予測電流を活用した手法である。電流と気温が相関関係にあることから、夏季であれば各月の最高気温日=最大予測電流日、最低気温日=最小予測電流日、冬季であれば各月の最低気温日=最大予測電流日、最高気温日=最小予測電流日とし、気温と電流を線形関係と仮定し予測式を作成した(図131)。

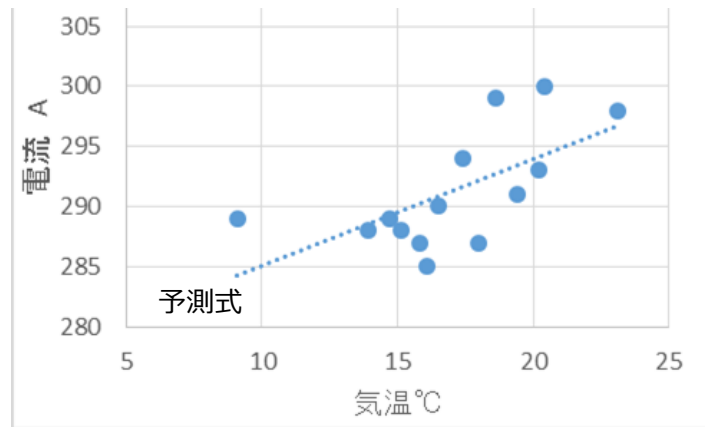


図 129. 検討例 A の説明図

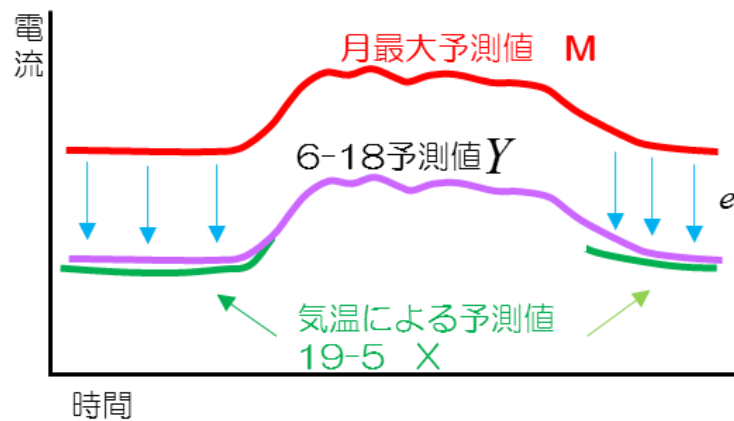


図 130. 検討例 B の説明図

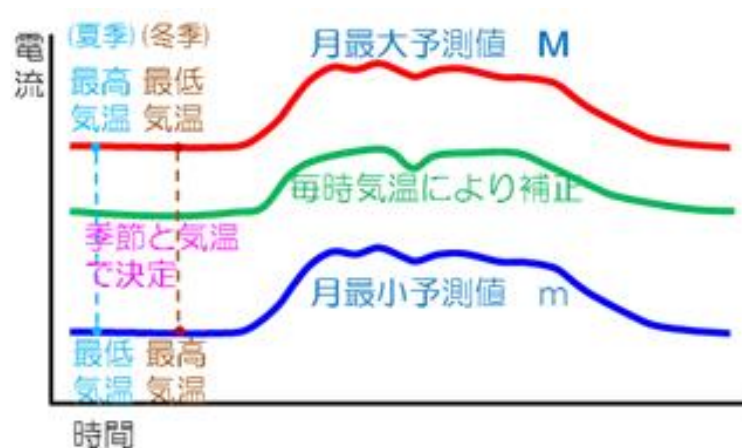


図 131. 検討例 C の説明図

検討例 ABC における任意の日の実測値と予測値、絶対誤差率の結果例 (図 132) と、代表月の時間毎の平均絶対誤差率の結果例 (図 133) を示す。検討例 A が年間・時間を通じて絶対誤差率約 5%と高精度であるといえる。しかし、この手法は PV 有の変電所では PV の発電時間帯に使用できないデメリットがある。一方、検討例 BC は 1 日を通じ予測可能である。BC を比較すると、総じて C の方が精度が高いといえるため、検討例 C をベースに精度向上に取り組んでいく。

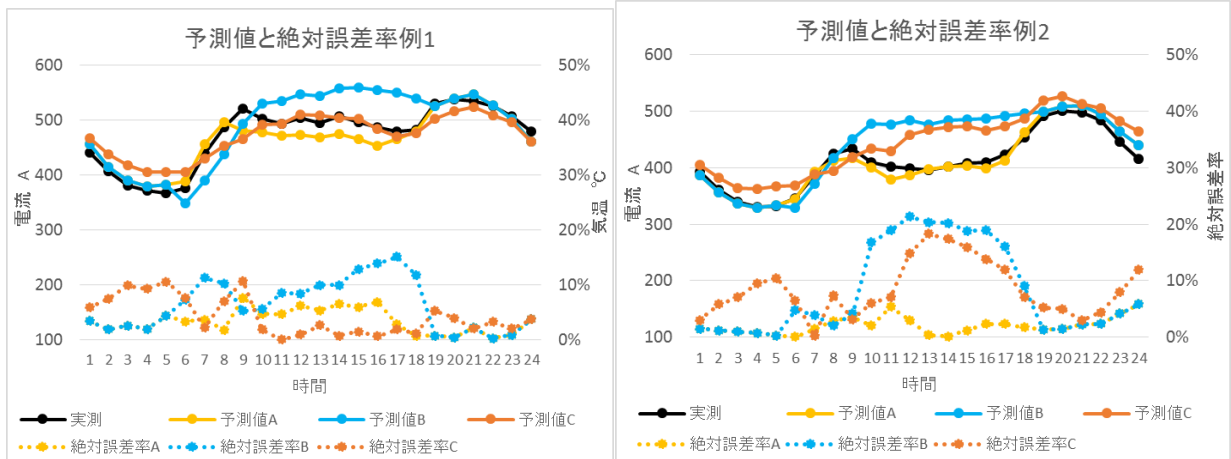


図 132. 検討例 ABC の予測例 (任意日)

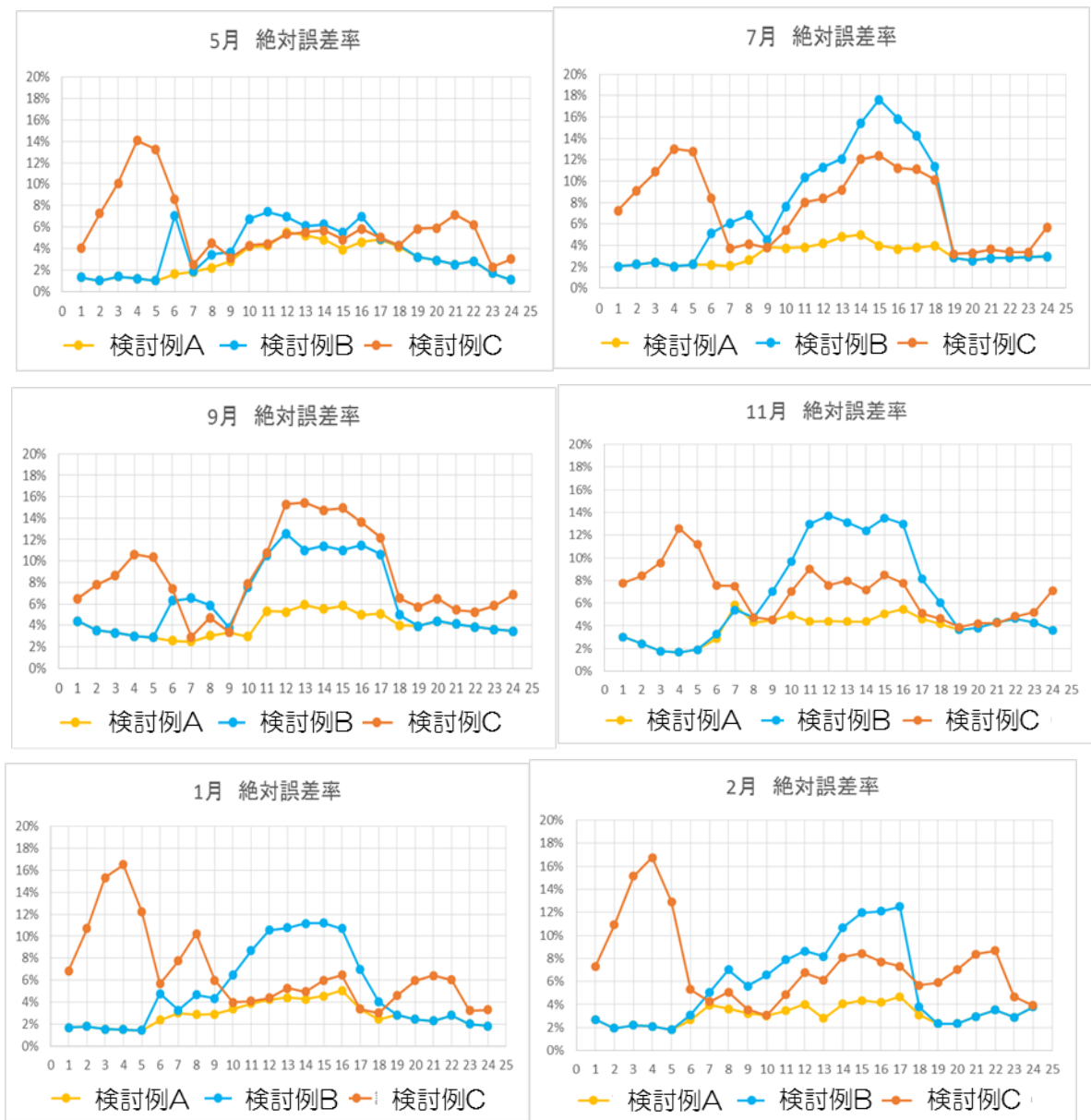


図 133. 検討例 ABC の予測例 (代表月)

精度向上の検討として絶対誤差率が高い箇所を分析したところ、同気温であっても電流に幅があることが要因の一つであった。同時時間の気温と電流の関係を1年分プロットした図134に示したように、同気温であっても電流に幅が生じ、電流値の決定要因として気温だけでは説明が困難であるといえる。気温以外の気象要素等で電流に影響を与える要因を追究し、説明変数として取り入れ精度向上を試みる予定である。以上により、既存技術と気象要素等を活用し、中間目標である送電系統毎での需要予測手法の開発を達成できる見込みであり、最終目標の予測精度10%台に向け、検討を続ける。

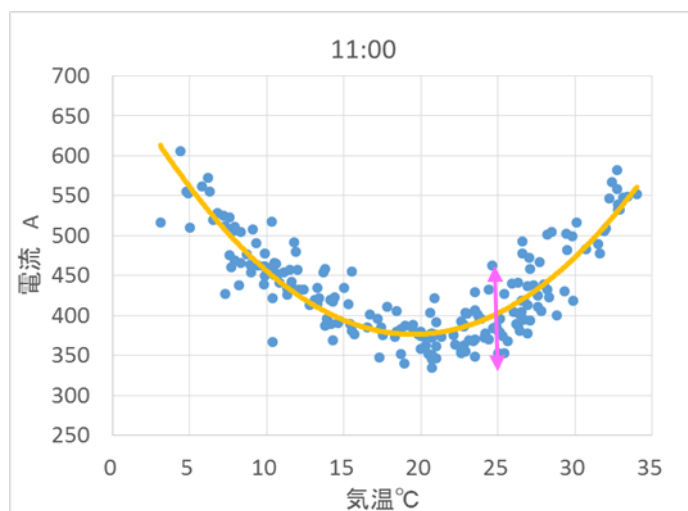


図 134. 年間の電流と気温の関係例

#### 2-3-4. 需給運用への予測選択手法の開発（実施者：東京大学）

2021年度末までに、需給運用に即した予測の適用性評価手法として指標体系を開発し、需給解析モデルにより有効性の検証を行う予定であり、需給解析を行う準備として、PVのエリア予測を評価するための指標体系を整備した。

##### 2-3-4-1. 予測の適用性評価手法の開発

ローカル予測の選択手法のための適用性評価手法を開発として、エリア予測に関する適用性評価手法の検討を行った。

適用性評価手法の開発にあたり、サンプルとす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い、日射量とPV発電毎時発電電力量（以下、PV出力）のエリア予測、ポイントを作成した。また、他のチームの予測を対象として、エリア予測に関する適用性評価手法（指標体系と呼ぶ）による評価を行った。

##### (1) 日射量とPV発電出力の予測

本項では、指標体系検討のサンプルとする自主開発のPV出力予測について述べる。機械学習予測の説明変数となる基本データは主にGPV-MSMの数値予報である。このためGPV-MSMのダウンロードと本検討を行うための整備を行った。まず対象エリアのデータとしてGPV-MSMデータのダウンロードを行い、太陽光発電予測データセットを作成し、本事業で対象とするエリア、期間、予測リードタイムなど必要な条件で予測のための入力データのデータベース構築した。具体的には、2019年の予測を行うため、JST06、JST09、JST12に配信されたデータについて、2018年01月から2020年12

月、39 時間先までの複数気象変数の予測を含む毎時の GPV-MSM の地上データをダウンロードした（容量は凡そ 600GB）。その後、気象学用の GRIB 形式で保存されているのでデータを展開した。

気象庁では、2015 年から 17 年まで提供した GPV-MSM の気象変数に日射量を追加したことから 18 年以前と以後で GRIB ファイル内容が異なるため、その内容の変更を考慮し、ダウンロードしたファイルを緯度と経度によりデータを展開するプログラムを作成した。プログラムの作成と検証後、最初に JST09 に配信の GPV-MSM を展開した。太陽光発電予測を作成するために必要となる太陽光発電或いは日射量の実績については、気象庁の気象台で測定した日射量を使用することとし、対象エリアの気象台の緯度と経度に相当する GPV-MSM の格子点のデータを展開し、データベースを構築した。

続いて、2018 年～2020 年まで、時間毎、の対象エリア日射量の実績のダウンロードと整備を行った。公開データではあるが、一回、一ヶ所、一年毎の単位でしかダウンロード出来ない仕組みとしているため、手動で 3 年間の分をダウンロードし、日射量の単位を kWh/m<sup>2</sup> への変換や欠損の特定などの前処理の作業を行い、前段階で展開した GPV-MSM データと統合した。

観測日射量と GPV-MSM のデータの整合性の確認と同じデータベースで統合する作業を行った。この作業は次に述べる 3 段階で行った。第一段階では、日射量予測に必要な GPV-MSM 変数のデータと日射量の実績を年月日と時刻と緯度と経度により選択し、時系列の行列としたデータを整備した。更に、予測を行うために必要となる大気外日射量を計算した。この計算では、プログラムで過去に開発した大気外日射量ライブラリーを呼び出し、大気外日射量を計算データから GPV-MSM と日射量の実績の行列に緯度と経度と時刻に相当する値を追加した。この処理で、一ヶ所毎、3 年間の日射量予測の入力データを整理して一段の出力ファイルで保存した。

第二段階では整理した GPV-MSM データ、日射量実績及び大気外日射量データを別プログラムで読み込んで無効データに関連する 2 つの処理を行った。1 つ目の処理ではこれまで特定した欠損の対応として、ある時間、ある変数に対して欠損データがあればその時間の日を特定しその日のすべての時刻とデータをデータベースから消去した。2 つ目の処理では時刻そのものの整合性をチェックする。時系列のデータベースには 39 時間先の各変数の値が必要である。一方、もとの GPV-MSM 或いは測定日射量のデータファイルに時刻の欠損があると、GPV-MSM データと日射量と統合する時に不整合が発生する可能性がある。このため、本処理で全日に必要時刻が存在していることを確認し、一時間でも欠損があればその時間の日もデータベースから消去した。

第三段階では必要な入力変数の値を正規化して、人工的な変数を算出し、対象とする 5 時から 20 時以外の時間のデータを消去した。これにより対象エリアの翌日日射量予測の入力データ・セットが得た。同様の作業を JST12 と JST06 による予測の入力データ・セットの整備も行い、機械学習のための入力データの準備に関して統合作業を終了した。

次にそのデータを用いて、前日の日射量予測を行った。今回使用した予測モデルでは、サポーターベクター回帰と 60 日間の過去データで一日に専用予測モデルを生成し、対象日の入力データでその日の日射量予測（時間単位で）を行う。各日のため専用予測モデルを生成しつつ時間毎の予測を行う。

## (2) 気象庁予測

本項では、二番目の評価指標体系検討のサンプルとしての予測である気象庁の予測について述べる。気象庁による基礎的なデータ・セットの整備により、2018 年から公開している GPV-MSM には日射量予測の値も含まれる。このデータを展開し、他のデータと同様に処理し、二番目の予測として整備した。

今後、(1)の自主開発による予測、(2)の気象庁予測に加え、最も簡易な予測である持続モデルと、完全予測の整備を行い、日射量から太陽光発電への変換モデルを用いて各日射量予測から PV 発電出力予測のデータを算出する。本作業で 6 つ予測を予測選択手法に利用できるようになる。図 135 で予測データ・セットの準備を表示する。

本年度は、以上で整備したデータを用いて、左京フェンスや他のローカル複数予測のデータ・セットを整備し、指標体系とローカル予測の評価と選択手法の検討にも展開する。

PV・日射量予測への説明  
変数のデータ・セット

PV・日射量予測の複数翌日予測事  
例のデータ・セット(2019年度)

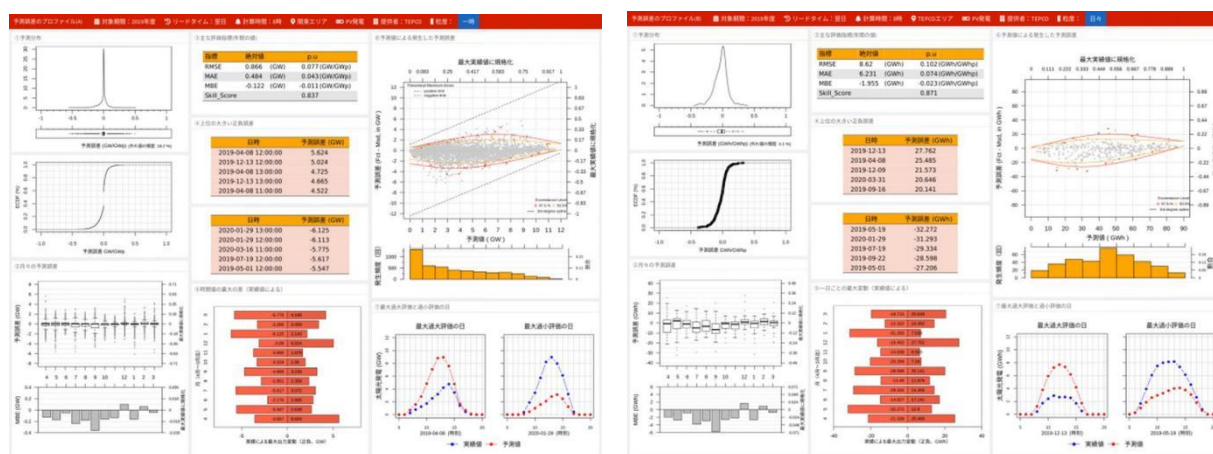


図 135. データ整備の流れ

### (3) 予測の適用性評価手法のプロトタイプの作成について

第 1 段階の指標体系の検討事例として、前日エリア予測について検討した。電力システムの運用のための予測誤差の影響を分析するために、予測性能を、「予測誤差そのもの」、そして「予測誤差をもつ予測を用いた電力システムの運用」の 2 つの視点で評価することとした。指標体系の開発はまず第 1 の視点で行い、現在第 2 の視点の指標の検討を行うシミュレーションの準備をしている。

予測誤差そのものによる指標体系は、電力システム運用に特化するものではないが、幅広い適応性を持つ一般的な予測誤差指標として電力システムに有用な情報も持つ。更に、毎時の需給バランスの観点からは時間単位の誤差評価が基本であるが、揚水発電など電力貯蔵の観点から日単位でも予測誤差の評価を行うこととした。指標としては、予測誤差を中心として一般に利用される RMSE と MAE に加え、誤差の分布、はずれ値の割合、月々の傾向、誤差の変動と各予測値に対して期待できる誤差とその分布、そして最大の外れの日と時間を表す指標も表示する指標体系を提案した（図 136 (a) と図 136 (b)）。提案した指標体系では、大外れを箱ひげ図の定義により抽出し、全誤差における外れの割合を算出した。同図に示されるスキルスコアは、評価する予測の誤差の持続モデルの誤差に対する差を示す。提案した指標体系の構造を Rmarkdown と flexdashboard という R 言語のライブラリーで作成し、入力データの入れ替えにより自動作成するようにしている。



(a) 時間単位

(b) 日単位

図 136. 指標体系



(4)他チーム作成の予測への適用例 [残余需要]

作成した指標体系の有効性を検証するため、プロジェクトで提供される複数の予測事例の性能の評価を実施した。予測事例としては、本事業の他のチームが作成した、関東エリアを対象とした 2019 年の翌日の需要、PV 発電出力、風力発電出力、そして残余需要の予測を対象とした。本項では、残余需要の評価を紹介する。残余需要 (residual load) は、電力システム運用で重要な負荷配分可能な電源 (火力、水力、揚水など) による需給調整の対象となる、本来需要から PV や風力など出力が不規則に変動する再生可能エネルギー発電を差し引いた「正味の需要 (net load と呼ばれる)」である。

残余需要の予測と実績は、提供されたデータの予測と実績の組み合わせで作成した。実施した残余需要の時間単位の予測誤差の特性の指標を図 137 に示す。残余需要の翌日の予測では、正規化した年間の RMSE が 2.6% で年間の MAE が 1.8% で、MBE が 0.5% だった。平均誤差は、電力需要自体の値より 50% 以上高く、これは、現状の PV と風力発電の設備容量と電力需要では既に最エネの予測誤差が残余需要に強い影響を与えていることがわかる。PV や風力の設備容量の増加にそれらの出力予測誤差が増加するとその影響が更に強くなる。バイアスに関して、月々の傾向を見たら電力需要と同程度の 1% 以内であるが、正バイアスの発生が多く過大評価の傾向がある。絶対値で月の最大バイアスが約 0.4GW である。最大誤差は、最大実績値の 20% まで生じ、絶対値で 10GW 程度の事例があった。最大の過大評価は 1 月 29 日の 12 時に発生し、最大の過小評価は 12 月 13 日の 12 時に発生した。PV 予測の最大の過小評価誤差が残余需要に反映されたことが見られる。最大誤差が冬に発生する特徴を持つ予測だったが、3 月と 4 月にも大外れが発生したこともあった。更に、需要の予測と比べると差大誤差の日の場合、後者と違って一日にほぼ同じ誤差が発生することなく極端に数時間の間大きい誤差が発生する状況であった。一方で大外れの頻度は低く、年間の時間の 6% 未満であった。

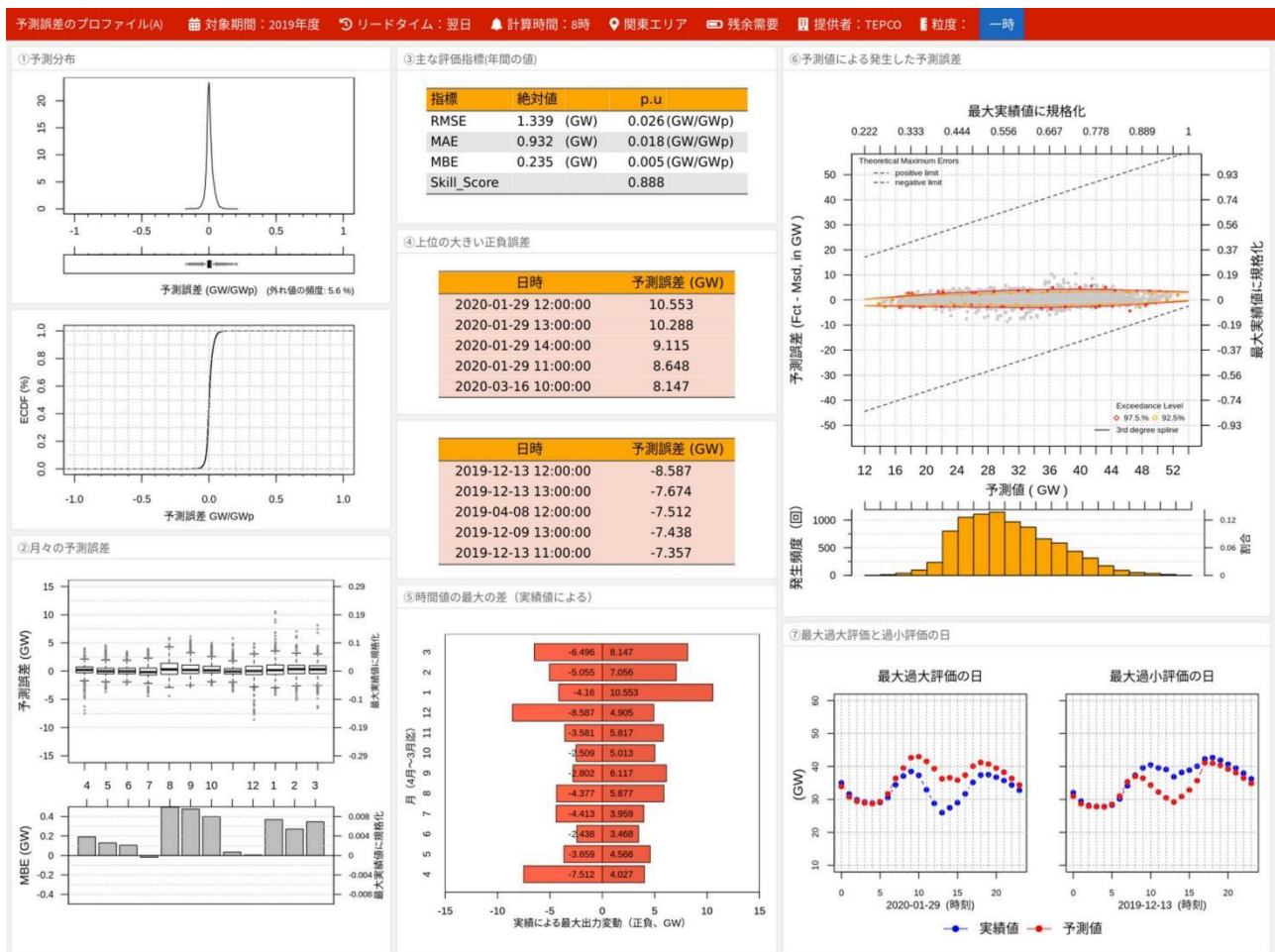


図 137. 残余需要の予測の性能 (他チーム作成の予測から作成、時間単位)



日単位の残余需要の予測の誤差の指標を図 138 に示す。残余需要の予測場合では、日単位でも全体的な傾向と平均誤差が時間単位と大きく変わらない。大外れの頻度は時間単位の 5.6%から 5.3%に若干減少し、平均 RMSE と MAE が時間単位の場合よりすこし小さくなった。日単位では、電力需要の予測の誤差がかなり低いのでそれが残余需要にも反映されていると考えられる。バイアスの傾向も変わらず、月ごとに正バイアスの発生が明らかに多いがその値は 1%以内に収まった。最大誤差は、過大評価が 84.8 GWh、過小評価が-68.1GWh であり、最大実績値の 10%程度で、時間単位の場合の半分であった。更に、誤差の最大発生頻度に関しては、残余需要の予測が 650GWh~750GWh の時に生じていることがわかった。

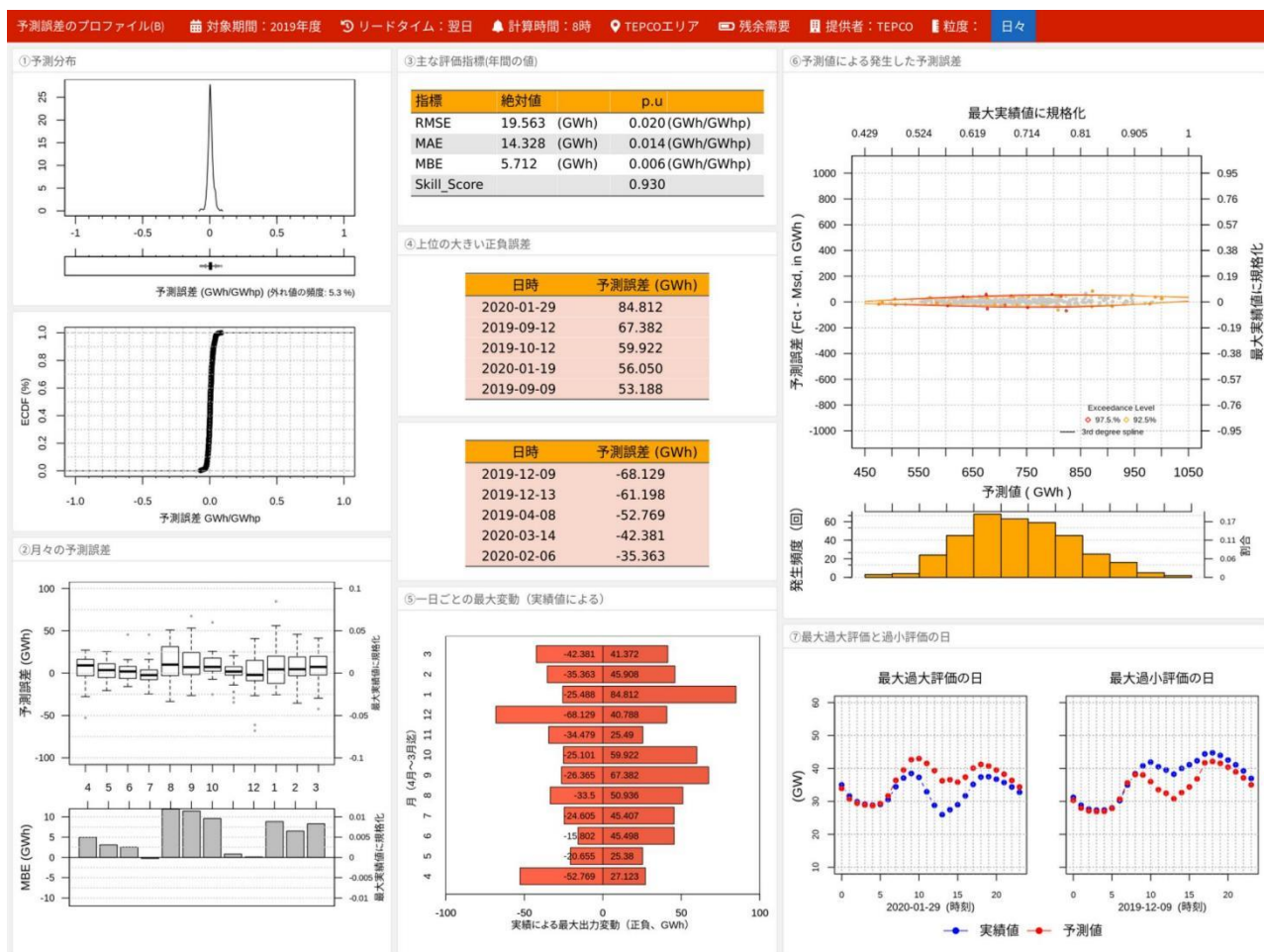


図 138. 残余需要の予測の性能 (他チーム作成の予測から作成、時間単位)

予測誤差を中心とした指標体系の作成と検証作業後、膨大な PV 設備容量のシナリオで需給解析を行い、予測誤差が電力システムの運用に与える影響を把握する指標体系の開発を行う。

## 2-3-4-2. 予測選択手法

### (1) 対象とした予測

各参画機関から提示される複数の太陽光発電量予測 (以下、PV 予測) の中から需給運用に資する予測を選択する「予測の選択手法」、および各予測を統合しより精度の高い予測を構成する「予測の統合手法」の開発を目的としてい

る。PV 予測手法は各機関において開発途上にあるため、2-3-4-1.(1)、(2)で作成した複数の翌日 PV 予測（エリア / ポイント予測）を、過去の予測実績に基づき統合する手法を実装した。下図に、第 1 日から第 t-1 日までの PV 予測と実績、予測の起点（予測の配信時刻）、予測対象である翌日 t+1 日の各予測とその統合予測および実績を示した。

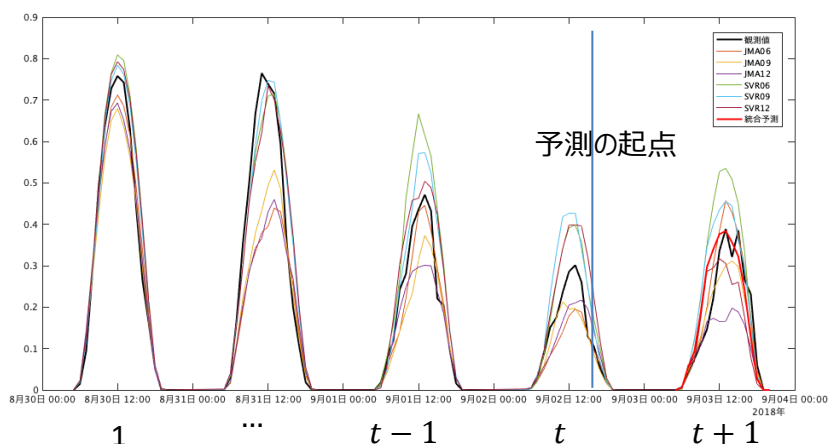


図 139. PV の複数予測と実績（黒線）と統合（赤線）の例

## (2) 統合手法

予測の統合手法の概略について簡単に述べる。t 日の 8 時から 17 時の太陽光発電量の実績値を  $y(t) = (y_8(t), y_9(t), \dots, y_{17}(t))$ , t-1 日に配信した第 k 番目の予測モデルによる予測値を  $f^k(t|t-1) = (f_8^k(t|t-1), f_9^k(t|t-1), \dots, f_{17}^k(t|t-1))$  とするとき、統合予測  $f(t|t-1)$  を 6 つの予測モデルの重み付き  $f(t) = \sum_{k=1}^6 w^k(t) f^k(t|t-1)$  により統合予測を構成した。重み係数  $w(t) = (w^1(t), w^2(t), \dots, w^6(t))$  は t-1 日までの予測実績の平均 2 乗誤差を最小にする係数として算出、すなわち以下の凸最適化問題を解くことにより求める。

$$\begin{aligned} \min_{w(t)} \sum_{i=1}^{t-1} \left\| y(i) - \sum_{k=1}^6 w^k(t) f^k(i|i-1) \right\|^2 \\ \text{subject to } \sum_{k=1}^6 w^k(t) = 1, w^k(t) \geq 0 \quad (k = 1, \dots, 6) \end{aligned}$$

重み係数は予測を配信する度に計算しており、各予測モデルの過去の実績に応じて動的に変化する。

## (3) 統合結果

この方法により、2019 年 4 月～2020 年 3 月の関東エリアの PV 予測を統合した。個別予測と統合予測の時間別予測誤差（平均 2 乗誤差）を下図に示す。任意の時間帯において、統合予測は個別予測に比べて予測精度がよいことが確認できる。

個別予測と統合予測の時間別予測誤差

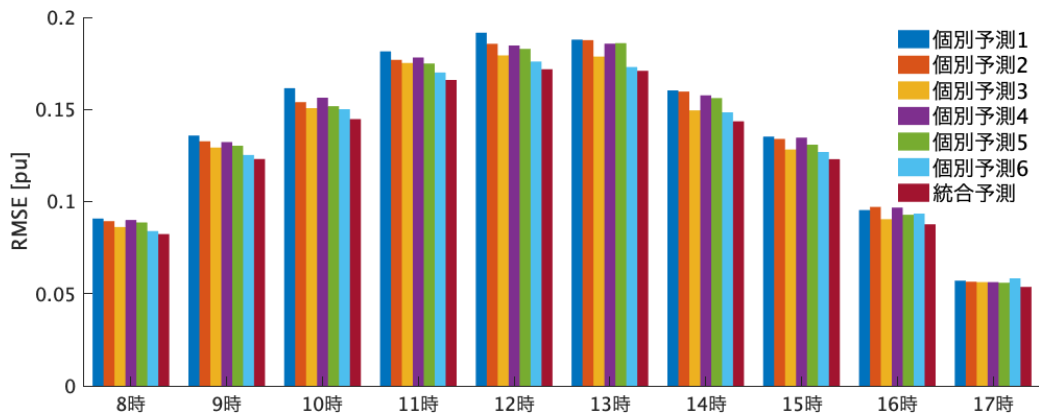


図 140. 予測統合における個別予測と統合予測の時間別予測誤差

この方法では重み係数の算出において、過去の実績データを均等に扱っているが、目的関数の変更により、過去の実績データのうち、気象観測データなどの付加情報が、予測の配信当日と類似している日の実績データを重視するメカニズムを導入し、重み係数を算出することが可能である。また、Lasso 型の正則化項を追加し、算出される重み係数をスパースにすることで、予測選択も可能となる。さらに、評価指標として平均 2 乗誤差のみならず、様々な評価指標を導入することが可能である。今後は PV 予測を前日発電機起動計画に取り込むことで、需給に与える影響を考慮した PV 予測評価の指標体系が開発されれば、予測の統合に適用する。

(4) 今後の見通し

2021 年度末中間目標（需給運用に即した予測の適用性評価手法として指標体系を開発し、需給解析モデルにより有効性を検証する。更に、実運用における予測の選択手法の開発を行う。）は、項目 2-3-4 において成果を示した通り、達成見込み。最終目標「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。」については、計画通りのスケジュールで進めている。

2-3-5. 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（実施者：東京大学）

PV の導入量や運用実績を元に PV の時間単位の発電電力量（以下 PV 出力）特性をモデル化し、PV 出力制御モデルの開発を進めており、購入した 500 地点の PV の発電電力量データ（以下、PV データ）より、出力帯別にヒストグラムを作成し、関数フィッティングにより PV 出力特性を検討した。

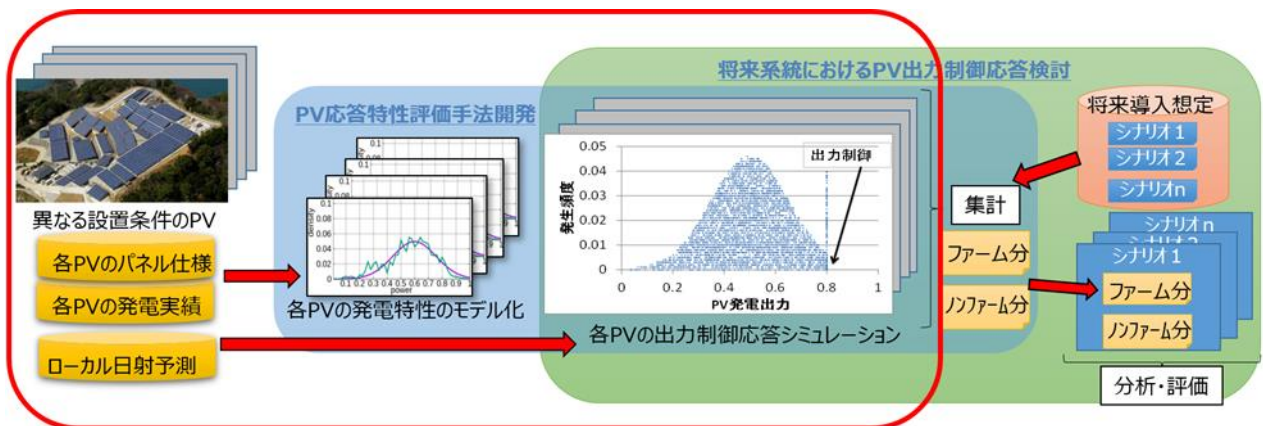


図 141. PV 制御特性のモデル化および関数フィッティングによる PV 出力制御シミュレーションの例

東京電力殿より 2019 年度の PV データ（特別高圧 35 地点、高圧 754 地点、低圧全量 1325 地点、低圧余剰 1376 地点、合計 3490 地点）をご提供いただいた。このデータは、東京電力管内全体の PV 出力パターンを把握することができる。ただし、高圧および低圧は、配電変電所にて集約された値であり、どのような PV パネルがどの程度集約されたものかといった情報が得られなかった。PV 出力の系統制御特性を模擬するには、代表地点の日射量が与えられた際に PV パネルの方位・角度・過積載率といった条件によって、出力が異なることに着目し、系統制御の影響の違いを考慮したい。そのため、どのようなパネルが設置されているかといった情報を集めることがモデル作成の出発点となった。

PV データを販売する事業者より東京電力管内の PV データを 500 地点購入する際に、2805 地点の下記項目の一覧を入手した。

厳密ではないがこの緯度経度情報より、最近傍に位置する配電変電所を特定することができた。そこから、どのような特性を持ったパネルで構成されるかについて整理を実施した。

この中から、佐京エリアに位置する PV データすべてとそれ以外のエリアについては、約 10km メッシュで切ったエリアのうち、中心位置に最も近く、南方向を向いたパネルのデータを 1 地点ずつ選択した。この選択した地点について 2018 年 4 月 1 日から 2020 年 3 月 31 日までの 2 年間の 1 時間ごとの PV 出力値を購入した。

供給電気方式

電力買取方式

電力会社

郵便番号

緯度

経度

モジュールメーカー

モジュール出力

パワコンメーカー

パワコン出力

定格出力

過積載率

設置方位\_1

設置角度\_1





図 142. パネル特性を入手した 2805 地点分布



図 143. 時系列データを購入した 500 地点

また、東京大学が保有する東京電力管内 329 地点の PV データについて適用について調査を実施した。

郵便番号	太陽光発電買取価格
都道府県	太陽光発電出力
H25 省エネ区分	太陽光発電(PV)の方位
契約電力会社	太陽光発電区分
契約料金コース	

東京大学が保有する PV データは、所在地が郵便番号で提供されており、詳細な位置の特定ができないが、方位などの情報が得られるため、2805 地点のデータをマージする形で利用することを検討している。

なお、提供されている期間は、2019 年 5 月 1 日—2020 年 11 月 17 日であり、時系列のデータは先に購入したデータとは若干異なる。



- ① 各発電サイトの発電量をインバータ電力で規格化する。
- ② 月毎、時刻毎にデータを集約する
- ③ 集約したデータを高出力・中出力・低出力に3区分する。
- ④ 規格化し集約した発電データ0.1p.u.単位でのヒストグラムを作成する。
- ⑤ ヒストグラムを関数フィッティングしそのエリアに於ける各出力帯の発電電力の密度関数とする。
- ⑥ 制御指令値に関する実出力検討はこの作成した密度関数に対し指令値を適用し、実出力がどの程度になるかの推定値を導出する。

(1)高出力モデルの関数形

高出力では、関数の形として対数正規分布を使用した。

$$y = ae^{-(\ln(d-x)+b)^2/c}$$

推定パラメータは a、b、c、d の4種類とした。

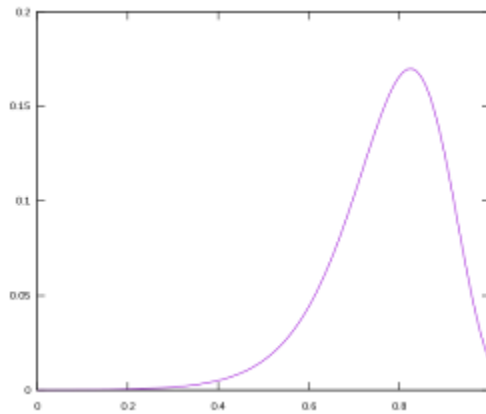


図 145. 1.2-0 を反転した対数正規分布

(2)中間出力の関数形

中間出力では、関数の形として正規分布を使用した。

$$y = ae^{-(x-b)^2/c}$$

推定パラメータは a、b、c の3種類とした。



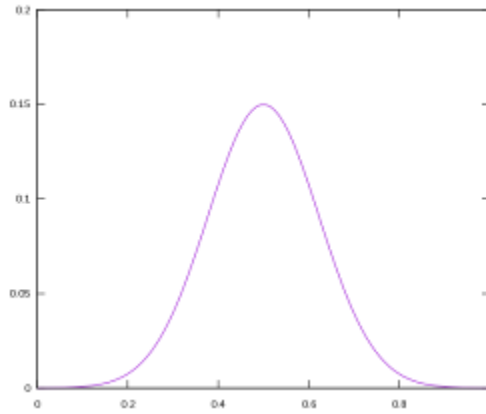


図 146. 正規分布概形

(3)低出力の関数形

低出力では、関数の形として対数正規分布を使用した。

$$y = ae^{-(\ln(x+d)+b)^2/c}$$

推定パラメータは a、b、c、d の 3 種類とした。

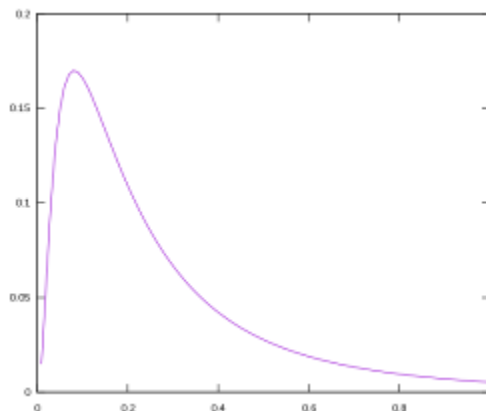


図 147. 対数正規分布概形

東京電力 PG 殿提供の 35 地点の特高および 754 地点の高圧接続、低圧全量 1325 地点、低圧余剰 1376 地点、合計 3490 地点などに基づき、154kV 系統の母線への接続が多いことを確認し、上位で接続する 275kV 母線を特定した。なお、低圧については一部、配電変電所の上位の 154kV 系統への接続情報がご提供いただけていなかったが、全体に占める割合が 6 %程度であり影響が低いと判断し解析を進めている。別途追加での情報提供を依頼している。

基本的に放射状系統運用している 154kV 母線から上位の 275kV の変電所までの経路を東京電力殿からご提供頂いた系統図より目視で確認し、最終的に 154kV の上位の 275kV の変電所を特定した。また、目視では間違えがある可能性があるため、別途、グラフ理論を活用し、ご提供頂いた 154kV 系統送電線の From TO 情報より上位の 275kV 変

電所を確認した。最終的に約 3300 地点の PV データを 62 の母線に紐づけた。

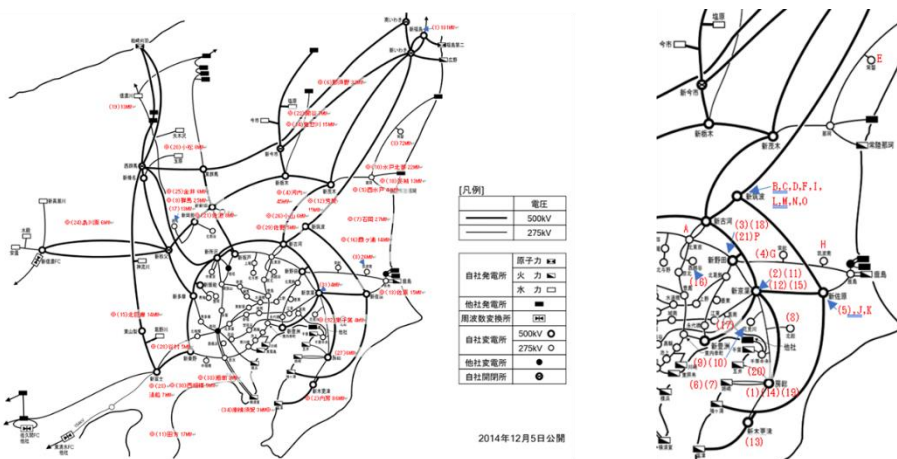


図 148. 特別高圧（左図）および高圧（右図）PVデータの275kV母線番号紐付け

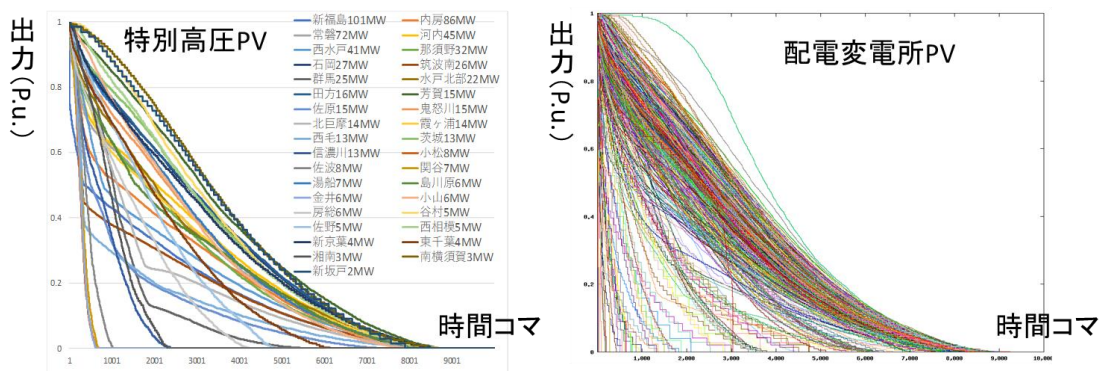


図 149. 特別高圧（左図）および高圧（右図）PVデータの持続曲線

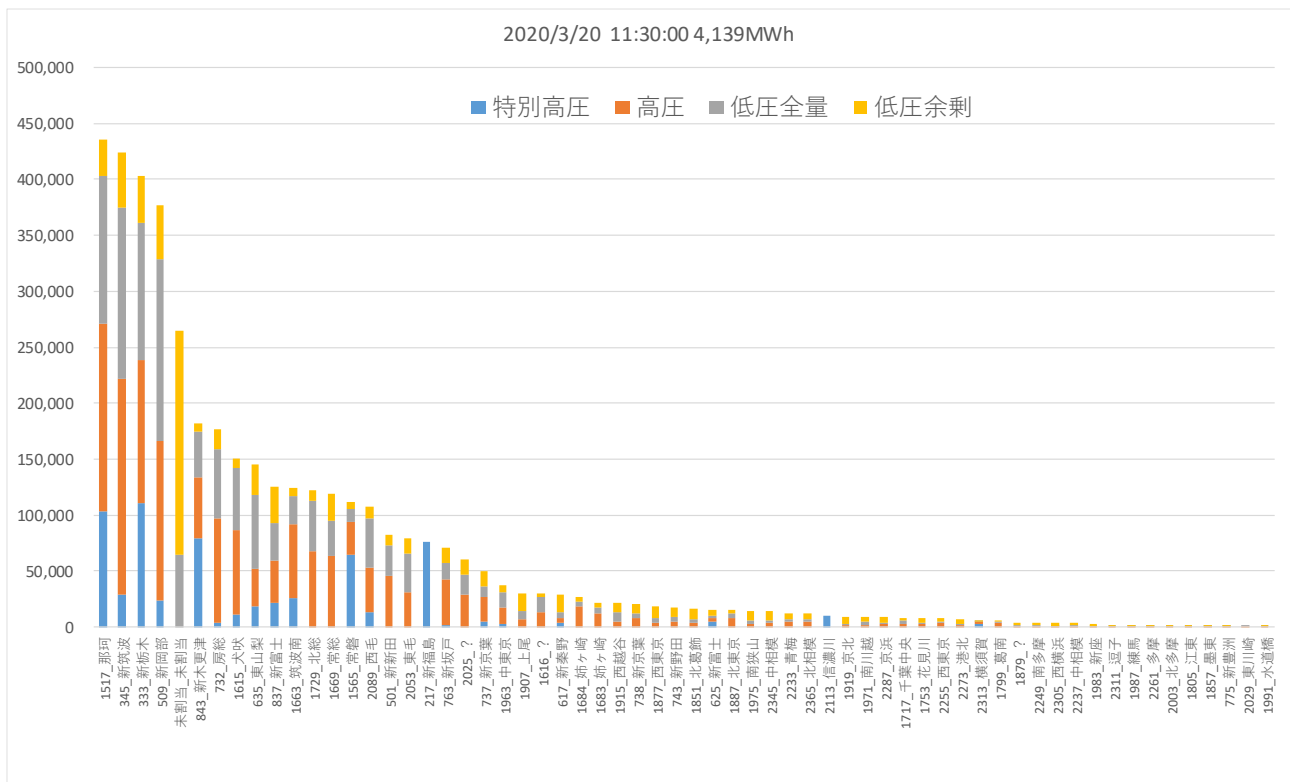


図 150. 61の母線のPV出力値 2020年3月20日11:30断面

上記に基づき、PV出力の系統制御特性モデル評価として、275kV母線の合計PV出力における系統制御模擬を検討する見込みである。

2021年度末中間目標「PVの導入量や運用実績を元にPVの出力特性をモデル化し、PV出力制御モデルを開発する。」を達成する見込みである。最終目標「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。」に対しては、計画通りのスケジュールで進めている。

#### 2-4. セキュリティに関する評価（実施者：東京電力PG）

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、主な脅威として以下の2つが挙げられた。具体的な評価結果の一部を下表に示す。

- ✓ 重要サーバに対する悪意のある第三者による間接的な攻撃
- ✓ インターネット接続部分に対する悪意のある第三者の脅威

表 35. リスク評価の結果（一部抜粋）

脅威	直接的な脅威	脅威の源		脅威対象 機器
		名称	故意/過失	
パスワード総当たり攻撃	パスワード搾取	悪意のある第三者	故意	再エネ配信(WEB)サーバ
水飲み場攻撃（サイト改竄）	マルウェア感染	悪意のある第三者	故意	再エネ配信(WEB)サーバ
未使用なサービスの攻撃	マルウェア感染	悪意のある第三者	故意	再エネ配信(WEB)サーバ
DoS攻撃	機能停止	悪意のある第三者	故意	再エネ配信(WEB)サーバ
外部接続の不正利用	マルウェア感染	悪意のある第三者	故意	事業者マイページ～配信サーバ
標的型マルウェア	マルウェア感染	悪意のある第三者	故意	外部連携情報管理サーバ
ソーシャルエンジニアリング	不正アクセス	悪意のある第三者	故意	外部連携情報管理サーバ
廃棄装置の不正利用	パスワード搾取	悪意のある第三者	故意	共有ディスク
標的型マルウェア	マルウェア感染	悪意のある第三者	故意	ファイル中継サーバ

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、当初想定の方策を実施した場合の方策評価を実施した。各脅威に対する方策状況をマップし、機器別・ネットワーク別での十分性を評価した結果、ほぼすべての検討箇所に対し問題ないことが確認できたが、インターネット接続部分に対する脅威に関して、プログラミングコードに依存する脆弱性が残る可能性ある旨の指摘があった（表 36）。そのため、追加方策として、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方策については、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。

表 36. リスク低減策の評価結果

検討箇所	評価
中給システム～C&Mシステム	脅威としては、悪意ある第三者による間接的な攻撃が多いが、要員の教育・訓練含めて方策としては問題なし
給電系システム～C&Mシステム	
C&Mシステム内（運用拠点～主系、BU拠点）	
C&Mシステム内（主系、BU拠点～配信サーバ）	
特高発電者PCS～C&Mシステム	
インターネット～配信サーバ	インターネットに接続しているサーバのプログラミングコードに依存する脆弱性に対する脅威が残る可能性がある

今後の予定としては、日本版コネクト&マネージメントシステムの構築後、2022年度～2023年度の実証の中で、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、セキュリティ方策の効果検証及び課題の洗い出しを実施する。

## 2-5. フィールド実証

### 2-5-1. 系統制御ロジックに関するデータ分析（実施者：電力中央研究所）

本項目の2021年度末迄の実施内容・結果は、「2-1-1-2. 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討」に記載する。

## 2-5-2. 潮流想定用データ作成に関するデータ分析（実施者：テプス、TDS）

佐京連系線系統を用いた基本ロジックの作成・検証において、想定精度を高めるため、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。

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、実績値欠測時や系統変更時の補間処理方法を見直すことで、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。その結果を図151に示す。表37は想定潮流誤差を「固有負荷想定」「発電計画」「PV予測」等に切り分けて分析・改善した結果を示している。「固有負荷想定」と「その他」について、平均1～2%程度、精度を向上することができた。

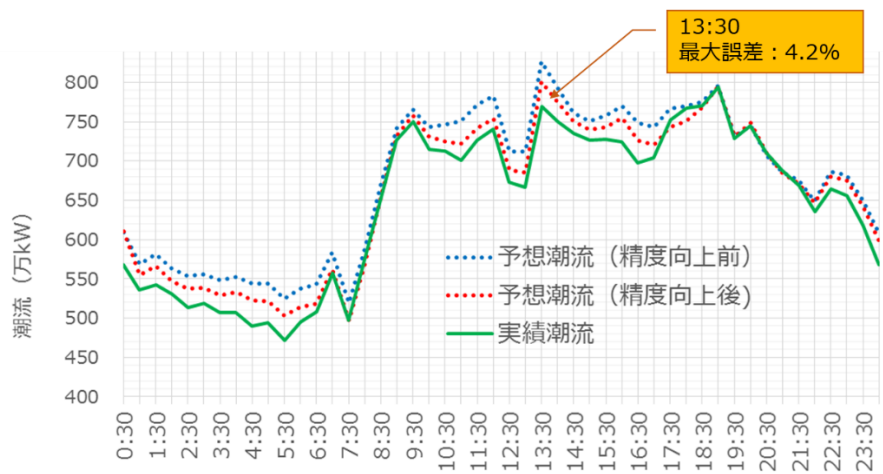


図 151. 佐京連系線潮流想定と実績

表 37. 誤差の精度向上前と精度向上後の比較

誤差要因	平均誤差		最大誤差	
	精度向上前	精度向上後	精度向上前	精度向上後
固有負荷想定	2.7%	1.5%	4.4%	2.4%
発電計画	0.5%	0.4%	1.1%	1.3% <sup>※1</sup>
PV予測	1.2%	1.4% <sup>※1</sup>	2.6%	3.0% <sup>※1</sup>
その他	3.7%	1.4%	4.6%	2.0%
総合最大誤差 <sup>※2</sup>	-		7.5%	4.2%

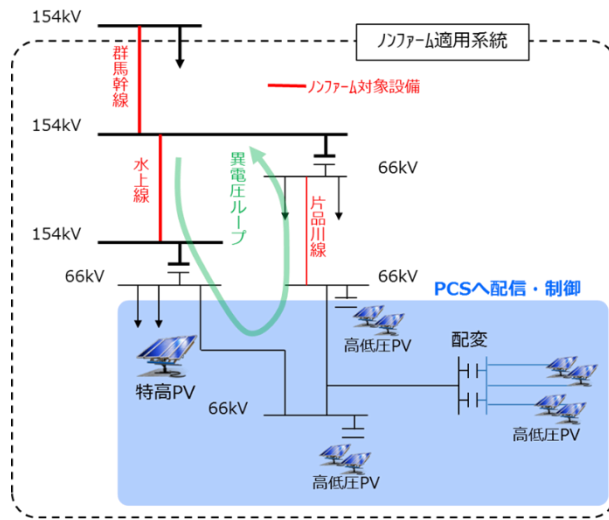
※1 ロジック設定を修正したことにより増加

※2 同時に生じた最大誤差

精度向上後の総合最大誤差が4.2%となったことから、必要な安全マージンとして、本シミュレーション結果においては、5%程度のマージンを確保しておけば十分であることが確認できた。ただし、実運用においてはコネクト&マネージシステムへのデータ取り込み等の誤差も考慮する必要があることから、2023年度の実証試験において各断面での検証を行う。

なお、残る誤差要因は、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、適正な安全マージンを設定していくことが必要である。

一方、佐京連系線は基幹系統を対象としているのに対し、実際はローカル系統のノンファーム接続もあることから、基本ロジックをローカル系統に適用した場合のロジック評価、データ分析も実施する。机上検証対象系統は、試行ノンファーム適用対象線路である東京電力 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（図 152）とし、基本ロジックをベースに、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。



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 152. ローカルノンファーム机上検討対象系統

シミュレーションによる想定潮流検証結果を図 153 に示す。PV が高出力でアップ潮流となるピーク時間帯における 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範囲内である。

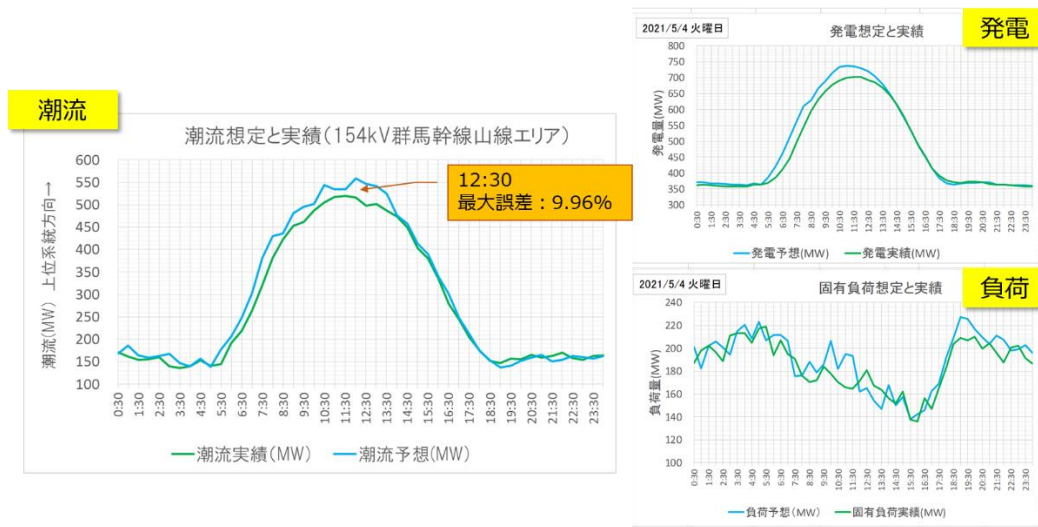


図 153. 154kV 群馬幹線山線系統の潮流想定結果

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電用変電所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。この対策として、他の配変や特別高圧需要家のテレメータ値を活用して補間するロジックを検討した（図 154）。

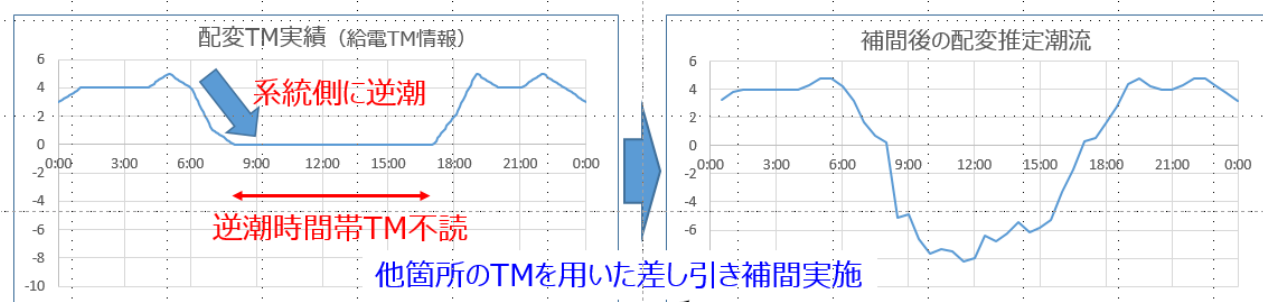


図 154. 逆潮流未対応配変の補間処理

なお、各送電線、各号線におけるピーク時間帯の平均誤差は3～8%程度、最大誤差については4～16%程度であった。PVの連系量等、系統ごとに特性があるため、必要なマージン量は系統ごとの設定が現実的であり、フィールド実証等を含め、引き続き詳細検討を継続する予定である。

### 2-5-3. フィールド実証（実施者：東京電力PG）

2023年度のフィールド実証システムについては「2-5-2.潮流想定用データ作成に関するデータ分析」で机上検証した系統を対象に基幹系統の再給電制御方式とローカル系統のノンファーム制御方式および需給制御における検証を実施する。

2021年度中に制御量や制御箇所および費用清算方法などについての課題を整理し、詳細な実証・評価方法について整理し、2022年度に制御対象事業者を選定する。

フィールド実証における検証としては、下表の項目を評価し、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する。

表 38. フィールド実証の評価項目

評価項目	概要
想定潮流の妥当性	・想定潮流と実績潮流の差異を分析することにより、想定潮流の妥当性を評価
制御量算出ロジックの妥当性	・系統制御と需給制御の協調制御含めた制御算出量の妥当性を評価
実機制御後の混雑解消	・PCS実機への制御信号配信、実制御状況、混雑解消状況を確認

検証方法としては、コネクト&マネージシステム単体での検証と、実際の出力制御機器に制御信号を送信しての検証の2段階に分けて実施する。

#### ○システム単体での想定潮流・制御量算出ロジックの検証

コネクト&マネージシステムを用いた想定潮流と実績潮流との差異を分析評価し、適正なマージン量を仮決定できるような検証を実施する。

検証対象系統としては、ノンファーム方式については154kV以下のローカルノンファーム系統にて実施し、再給電方式については500kV佐京連系線にて実施する。

検証期間については、様々な気象条件下における、複数日、24時間を通した検証を実施する予定。

#### ○実制御による潮流・制御検証

システムの演算結果通りにPCS含む実機器が正しく応動することと、系統に与える影響について検証を実施する。



検証対象系統としては、ノンファーム方式を適用する154kVローカルノンファーム系統にて実施する。

検証期間については、再エネ電源の出力が多く、送電線潮流が多く流れる低需要期の昼間帯で実施する予定。

制御時間や制御回数については実証費用の精算方法等の整理を踏まえ決定していく。

なお、実制御について、2023年度の実証時期の東京エリアにおいては、まだ、系統混雑は発生しない見込みであるため、下図のとおり、試験時間帯のみシステム内の運用設定値を下げる事により、仮想的に混雑を発生させ検証を実施する予定。

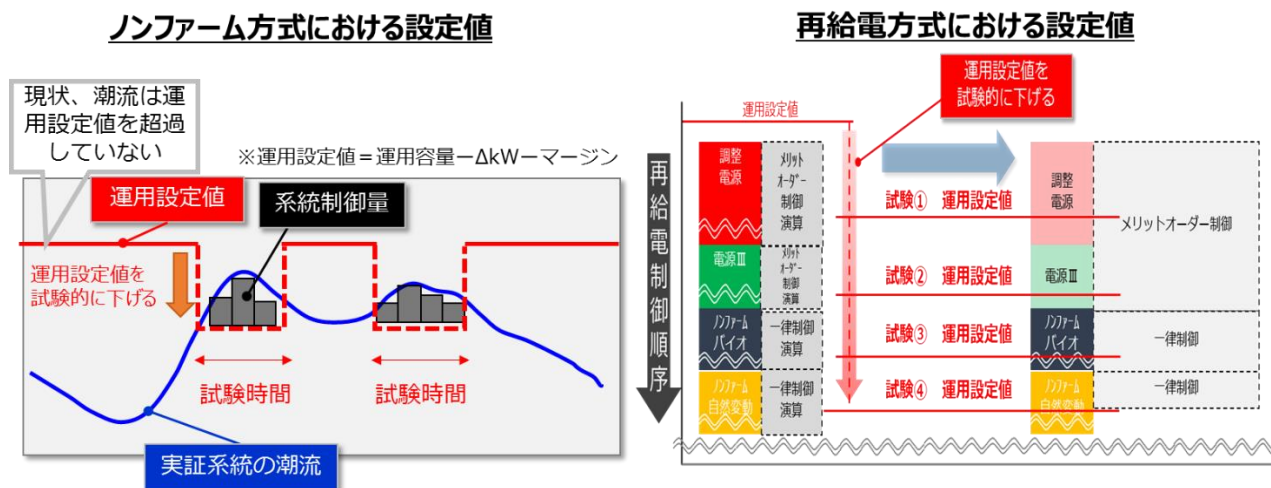


図 155. フィールド実証における運用設定値

### 2-6. 海外動向調査（実施者：東京電力 PG、北海道電力 NW、電力中央研究所、テプシス、TDS、日本気象協会、CTC、東京大学）

下表の調査主体と調査項目に沿って、各調査内容を、以下に示す

表 39. 海外動向調査の調査主体と調査項目

調査主体	調査項目
東京電力 P G	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧米等の諸外国における制度面等の動向</li> <li>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やシステム、運用面の動向</li> <li>再エネ導入拡大に伴い整備されている、また、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</li> </ul>
電力中央研究所	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統制約を解析、評価する潮流解析技術等に関する研究開発動向</li> </ul>
日本気象協会	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本版コネク&amp;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</li> </ul>
伊藤忠テクノソリューションズ	
東京大学	<ul style="list-style-type: none"> <li>OPFをUCに組み合わせ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</li> </ul>

## (東京電力PG)

2020年度においては、ドイツ、ノルウェー、アメリカ（PJM）における送電線利用ルールに関する制度およびシステム面、運用面の調査、実証や実用化に関する最新情報の調査を実施した。また、制度の議論状況のみならず、各国が採用する電力系統解析技術や再エネ発電量予測技術についても調査のうえ、比較表や系統運用者の混雑処理のタイムチャートにて整理した。

なお2021年度においては調査対象国（オーストラリア・英国・オランダ）を拡大し、将来の日本において期待される制度設計やシステム拡張を見据えた各国調査を実施する。最終目標では日本における制度設計の議論動向を踏まえ、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こととしており、将来的の制度設計にあたっては、本調査結果が示唆となることが期待される。

表 40. 各国の制度等比較表①

対象国(例)	日本	ドイツ	ノルウェー	PJM
C&M	ノンファーム (後着制御)	再給電	市場分割（ゾーン）	市場分割（ノーダル）
平常時の 混雑管理方法	TSO間：エネルギー市場 TSO内：後着電源制御	再給電 + 再エネ制御	TSO内ゾーン間： エネルギー市場 ゾーン内：調整力 (mFRR)	エネルギー市場 ※周波数調整力市場+プライ マリー予備力市場と同時決定
費用負担	市場参加者	一般負担	市場参加者	市場参加者
制御の補償	無	有	無	無
需給調整	安定電源確保 (非再エネ電源)	容量リザーブ電源 (相対)	容量市場	容量市場
	エリア調整力確保	需給調整市場 ※下げは確保しない	需給調整市場	アンシラリーサービス市場 ※エネルギー市場と同時決定
混雑処理	調整力確保	後着制御 (混雑処理用としては確保なし)		
慣性力確保	—	特になし	低慣性対策のための FFRの調達を実証で実 施中	特になし

表 41. 各国の制度等比較表②

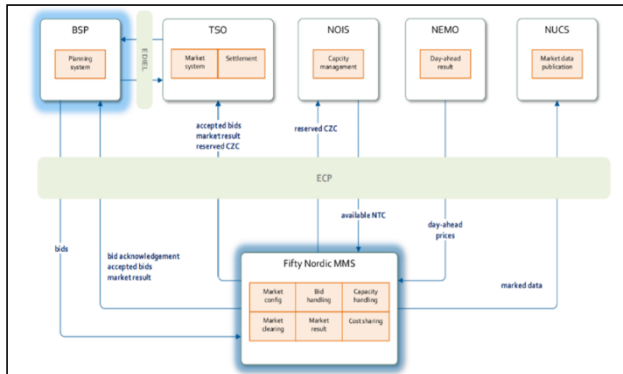
対象国	ドイツ		ノルウェー	PJM
C&M	再給電	再エネ制御	市場分割（ゾーン）	市場分割（ノードル）
出力制御分がインバランスの精算対象か	インバランス対象外（変更分のコスト・期待収入分はTSOと相对契約に基づき精算）	出力制御に伴うバランスをTSOが行う場合、対象外 BRPが自身でバランスを行う場合、一部対象	市場で落札されない電源が結果的に制御されるためインバランス対象外	出力制御分はリアルタイム市場で未約定の処理となり、インバランス対象外
各国の混雑管理（再給電/ゾーン/ノードル）に利用される需要予測	DSOによりモデル化されたノードごとの負荷予測データ（実績・気象などから算出）および大規模負荷ユニットの需要スケジュール		BRPが予測し計画値として市場に提出（TSOは市場に対し、ゾーン間の転送可能量の制約を提示するのみ）	系統運用者（PJM）や配電事業者（EDC）が気象データ、過去の同等日の需要実績等で予測
各国の混雑管理（再給電/ゾーン/ノードル）に利用される再エネ予測	TSO系統：TSOによる気象・実績データによる予測 DSO系統：負荷予測データに内包			外部の予測プロバイダーが立地情報、過去のデータ（発電実績や気象情報）、リアルタイム情報（発電実績と気象データ）等を基に予測
市場に提出する計画への系統切替考慮	考慮しない		発電/需要ともに入札エリアに属するノード間の接続を公表し、BRPが入札エリアを考慮	考慮しない
市場においてTSOが計画に介入する際の系統切替の考慮（TSO）	考慮されている （再給電計画策定前に系統切替などの系統措置（Network related measure）での混雑解消が求められる）		—	—
FIT有無	あり（FIPへ移行済）		なし	なし
制御指令の主体・システム保持者	TSO	TSO・DSO（接続系統の運用者が保有・指令）	— （市場原理で結果的に制御）	系統運用者（PJM） （市場原理で結果的に制御）
制御の対象	予め相対で確保した従来電源	混雑解消に寄与する再エネ電源	市場で落札されない電源が結果的に制御	各ノード内で入札価格が高く、市場で約定しなかった電源
送電線の増強判断	基本的に増強を行う前提の下、2年毎にTSOが作成する系統増強計画に基づく。（費用便益評価未実施）		入札エリア間を跨る送電線において系統増強を実施した場合の費用便益評価を実施	混雑管理エリアにおいて系統増強を実施した場合の費用便益評価を実施（毎年の系統増強計画内）。一定の便益/コスト比を上回れば系統増強を実施。

システム面での調査では、主に国内で議論されている市場主導型の国において計画断面と実需給断面でシステムや混雑管理ソフトを分けて対応していることが判明した。

ゾーン型のノルウェーでは、計画断面で混雑解消にも利用される調整力の調達の自動や実需給断面での混雑管理を含めた調整力の一元的な管理のためのプラットフォーム(mACE Contoroller)の開発を目指しているなど、需給調整と系統混雑処理を密接管理することを指向していることが判明した。また、ノードル制のPJMでは、需給調整と系統混雑処理を実需給断面まで同時に最適化処理をしているが、PJMコントロールセンター内の様々なシステム・アプリケーションの組み合わせで実現されており、長い期間をかけて開発・改修されていることであった。日本においても市場主導型に移行する際には需給調整と系統混雑処理を同時に解決する最適化計算がシステムで可能となれば望ましいと考えられ、最終目標に向け2021年度は最適化計算についても調査を進める。

## 混雑処理システム（ノルウェー/計画段階）

- 計画段階の混雑管理は、Siemensの潮流計算ソフト（PSS/E）を使用して実施しており、StatnettのEMS(SCADA)から33~132kVの系統データを反映している。（22kV以下のデータは考慮されない。）
- バランシング市場における調整力は、Fifty MMSというシステムを通じて調達され、混雑管理に利用されるmFRRは需給調整・混雑解消の双方に使用される。
- mFRRの応動時間は15分以内であり、電話で指令される。
- 現状はmFRRの混雑管理への割り当ては『手動』で行われておりメリットオーダーで自動最適化する機能を開発中。



BSP(Balancing Service Provider): バランシングサービスプロバイダ (調整力提供者)  
 ECP(Energy Communication Platform): エネルギー通信プラットフォーム  
 NOIS (Nordic Operational Information System): 4つのTSO間の運用データ共有  
 NUCS (Nordic Unavailability Collection System): 発電、需要および送電に関する利用不可能な容量を示す情報  
 NEMO (Nominated Electricity Market Operator): 卸電力取引所  
 CZC (Cross-Zonal Capacity): ゾーン間容量

出所) Statnett, "BSP - Implementation Guide", 閲覧日: 2020年9月30日,  
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/reservemarkeder/implementation-guide--afrr-capacity-market--bsp.v4.pdf>

図 156. 混雑処理システム（ノルウェー/計画段階）

## 混雑処理システム（ノルウェー/実需給段階）

- 実需給段階の混雑管理は、4つのコントロールセンターに配置された監視制御システム(EMS)で行われている。（全系で1つ、リージョンで3つ）
- 現状は各国間のインバランスネットティングにより北欧全体の需給バランスを調整しているが、各国内で生じるインバランス(混雑含む)は各国内で処理される。
- そのため、ゾーン間のインバランスネットティングと利用可能な調整力の集中化・最適化に向けた検討を進めており、混雑管理を含めたmFRRの一元的な管理のためのプラットフォーム(mACE Controller)の開発を目指している(~2024)。

### <Statnettのコントロールセンター>

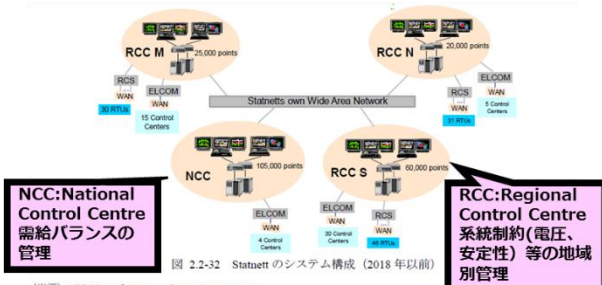


図 2.2-32 Statnettのシステム構成 (2018年以前)  
 (出所) ABB Network Manager Energy Management,  
<https://library.e.abb.com/public/7efccfe83a816dec125760c00552a46/NM%20EMS%20Transmission%20Applications.ppt>  
 閲覧日: 2020年9月30日

※2018年12月にALSTOM社(現GE社)のe-Terraが稼働しているが、  
 上図はそれ以前に稼働していたVentyx・ABB社のSPIDERの例。  
 システムはコスト低減を目的に更新されており、基本的な機能は変更がないと想定。

### <系統制約を考慮した需給調整の変遷>

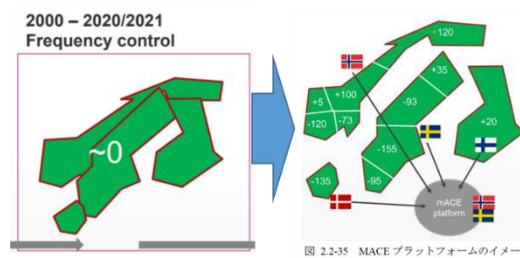


図 2.2-35 mACEプラットフォームのイメージ

出所) NBM, Statnett, "Nordic balancing stakeholder seminar", 閲覧日: 2020年9月30日,  
<http://nordicbalancingmodel.net/wp-content/uploads/2018/11/Nordic-Balancing-Stakeholder-seminar-November-7.pdf>

図 157. 混雑処理システム（ノルウェー/実需給段階）

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について欧州の系統連系要件「RfG (Network Code on Requirements for Generators)」の調査を実施した。技術的中立性の観点から、「一般的要求事項（Title II Chapter1）」では、基本的に電源種別ではなく容量に応じて要件が定められている。一方、同期発電機/非同期発電機（“Power Park Module (PPM)”。太陽光、風力などはこれに該当）/洋上非同期発電機それぞれで個別に設定しなくてはならない要件については、Chapter2~4 において別途定められている。具体的な要求事項としては示されていないものの再エネ等の PPM (Power Park Module)には、「合成慣性提供能力」や「高速故障電流の提供」等、新たな機能に関するものも存在しており、日本においても必要となってくる可能性がある示唆を得た。

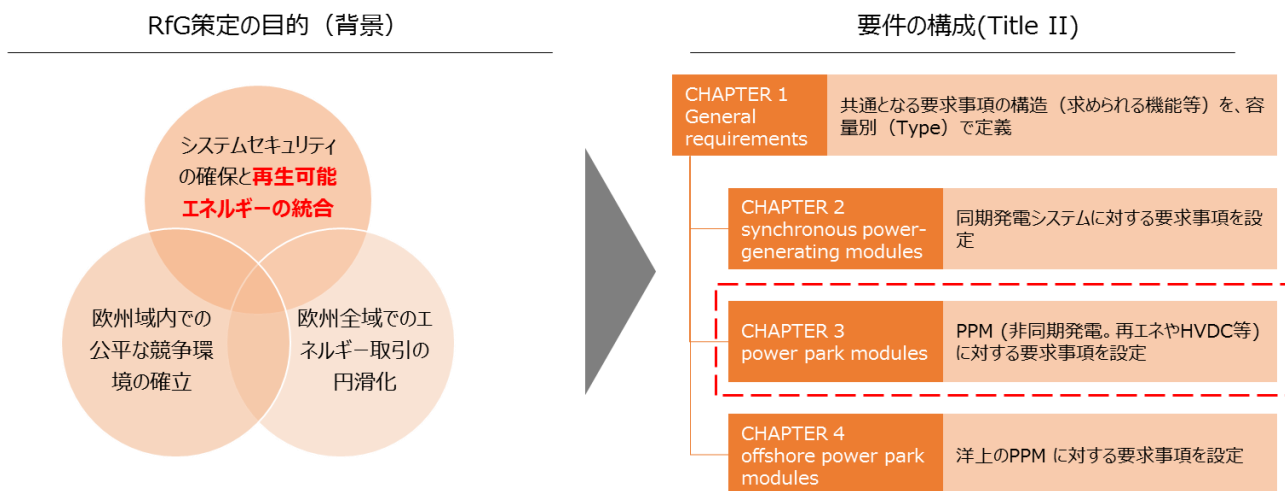


図 158. RfG 策定の目的と構造

**周波数逸脱時の合成慣性提供能力**：関連するTSOはPPMに対して、高速の周波数変動に対応する合成慣性の提供能力を要求する権利を持たなければならない。また、運用の考え方や関連する性能パラメータはTSOによって特定されなければならない。  
**高速故障電流の提供**：TSOと協力する系統運用者（DSO等を指す）はPPMに対して、三相对称事故時に連系点における高速故障電流の提供能力を要求する権利を持たなければならない。単相、二相事故向けには、非対称電流の注入に関する要件を定める権利を持たなければならない。

エリア	Type A	Type B	Type C	Type D
大陸欧州	1MW未滿	1MW～50MW未滿	50MW～75MW未滿	75MW～
グレートブリテン島	1MW未滿	1MW～50MW未滿	50MW～75MW未滿	75MW～
北欧	1.5MW未滿	1.5MW～10MW未滿	10MW～30MW未滿	30MW～
アイルランド、北アイルランド	0.1MW未滿	0.1MW～5MW未滿	5MW～10MW未滿	10MW～
バルト三国	0.5MW未滿	0.5MW～10MW未滿	10MW～15MW未滿	15MW～

RfGにおけるPPMに特化した要求事項

カテゴリー	要件	Type A	Type B	Type C	Type D
電圧安定性	高速故障電流の提供		○	○	○
	非対称電流の注入		○	○	○
	周波数逸脱時の合成慣性提供能力			○	○
	無効電力能力			○	○
	最大容量を下回る無効電力能力			○	○
	無効電力制御モード			○	○
	有効/無効電力の貢献の優先順位			○	○
ロバスト性	電力動揺の減衰制御			○	○
	故障後の有効電力回復		○	○	○

出所) 経済産業省、「平成30年度新鋭国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）」[https://www.meti.go.jp/medi\\_lib/report/H30FY/000766.pdf](https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/H30FY/000766.pdf) (アクセス日: 2021/2/19)

図 159. RfG における PPM に特化した要求事項



欧州・米国における TSO・DSO を中心に、現地訪問による調査を実施する予定であったが、新型コロナウイルスの状況を踏まえ、2020 年度については机上調査を実施した。2021 年度は海外調査対象者へ WEB 会議を用いてヒアリングをすることでさらなる調査を実施する予定。

### （電力中央研究所）

2020 年度は、文献サーベイを実施し、将来システムに向けた OPF 技術の動向調査の基礎調査として、系統セキュリティ制約を考慮した OPF 適用のコスト削減ポテンシャル（OPF への期待と挑戦の状況）を概観するため、各種 OPF の定式化（数理モデル）の整理を実施した。2021 年度は、基礎調査に基づいて、系統セキュリティ確保のための OPF 潮流解析に関する技術調査の論点・アウトプットならびにアウトカムイメージを整理した。

2022 年度以降、「EMS のタイムライン」と「想定故障解析」の観点から潮流解析に係る問題を調査する。需給や混雑だけでなく、電圧・安定性に係る系統制約に関する事項を対象とし、タイムライン（例えば、前日～実需給）における潮流解析機能、ならびに各時点の想定故障解析に基づく系統制約の決定プロセスを調査する。そして、これらの調査結果を、タイムラインの時点別・系統制約の項目別に潮流解析のコア要素をマッピングすることにより、EMS と想定故障解析の全体像ならびに各機能の問題設定を整理する。この整理に基づいて、EMS と想定故障解析で用いられる各種 OPF モデルを可能な範囲で解明し、我が国の将来システムへの適用に向けて準備すべき OPF 技術を考察する。

### （日本気象協会）

日本版コネクト&マネージに適用可能な気象のローカル予測技術を把握するために、コネクト&マネージ制度が既に導入された欧米諸国で利用されている気象予測技術の調査を実施し、とりまとめを行った。欧米では複数の気象予測サービスプロバイダーが存在し、各社日射量や風速の予測情報を提供している。気象予測のほかにも、発電量や信頼区間幅、出力制御に関する予測情報なども提供している。また、発電所で計測された発電量・日射量・風速などの過去実績データやリアルタイムデータが入手可能なこともあり、機械学習等を用いながら精度向上を図っている。日本では、気象予測サービスプロバイダーは気象予測のみを行い、発電量への変換は送配電事業者が実施するケースが一般的である。そのため、サービスプロバイダー側で発電量実績値等を入手するハードルが高く、代用として気象衛星画像から推定した日射量より現地の発電量を類推する方法などがとられている。以上のように欧米で実施されている気象予測技術の調査およびとりまとめは実施でき、中間目標は達成の見込みである。今後は、日本の制度を踏まえたうえで、海外で活用されている気象予測技術の利用方法を検討し、利点や課題を取りまとめる。

### （CTC）

欧米の系統運用機関（CAISO、PJM、EirGrid など）を対象として、風力発電の出力予測のために発電・気象データの収集を Grid Code に組み込んでいる事例を調査した（

表 42）。その結果、米国の系統運用機関（CAISO、PJM など）は、発電・気象データの収集を Grid Code に組み込んでおり、風力発電の出力予測や現況把握に活用していることが確認された。また、欧州の系統運用機関においては、ドイツ・デンマークなどは気象データの収集は Grid Code になっていないが、風力の導入率が高いアイルランドは Grid Code に気象データの収集を組み込んでいることが確認された。データ収集の対象となる風力発電所は、系統運用機関ごとに設備規模が異なっている（10MW 以上等）。調査結果は下記の表に整理している。

中間目標を概ね達成しており、今後、最終目標である諸外国の送電システムのグリッドコードに取り込まれているローカル予測のためのデータ要件の取りまとめに向けて、調査を継続して進める。

表 42. 風力発電の出力予測のために発電・気象の実績データの収集事例の調査

国	系統運用機関	設備規模	気象観測設備		取得データ項目						備考
			気象観測塔	LIDAR/SODAR	発電出力	稼働情報	風速風向	気温	気圧	湿度	
アメリカ	CAISO	定格出力5MW以上	○ (ハブ高)	△ (条件付)	○	○	○	○	○	-	・対象サイトには気象観測塔を少なくとも2つ設置が必要 ・LIDAR/SODARは、CAISOから事前に同意が得られれば気象観測塔の代替として利用可能
	PJM	全て (記載なし)	○ (ハブ高)	-	○	○	○	○	○	△ 任意	・PJMはWFに応じて追加で気象観測塔の設置を要求する可能性がある ・発電事業者は、気象観測計測器の精度を毎年確認しなくてはならない
アイルランド	EirGrid	定格出力10MW以上	○ (ハブ高)	検討中	○	○	○	○	○	-	・各風車のカットイン・アウトの発生割合のデータも提供が必要 ・定格出力5MW以上は発電出力・稼働情報データを提供する必要がある ・気象観測塔の代替でLIDAR/SODARを適用できるかは検討中
スペイン	REE	定格出力5MW以上	-	-	○	○	○	○	-	-	・当初10MW以上の発電設備が対象だったが、2015年に要件が変更され5MW以上となり、対象設備が拡大された

(東京大学)

(1) SCUC

最適潮流計算 (OPF) を起動停止計画 (UC) モデルに組み込んだシステムを運用している米国独立系統運用者 (ISO)および地域送電機関 (RTO) の運用実態について調査した。

米国の ISO/RTO は、卸電力と調整力の調達さらには送電網の混雑回避などを含めた前日運用計画および当日の計画修正を、高度な同時最適化問題を解く (co-optimization) ことによって達成している。この最適化計算の結果に基づく計画では、供給側の効率と需要側の便益確保のもとで社会費用を最小化する運用を行う。エネルギー価格やその他のアンチラリーサービスの補償費用は、リアルタイムの実績を反映して決定される。

具体的には、市場取引に基づいて、数千台の発電機と数千本の送電網を対象とし、送電線の運用制約や信頼性基準などを制約にした大規模な混合整数計画問題を解く。システムの最新の運用状況と予測に基づいたセキュリティ制約付き起動停止計画 (SCUC) やセキュリティ制約付き経済付加配分 (SCED) 等の運用最適化計算により、前日 (Day-ahead)、当日 (Intraday)、ゲートクローズ後のタイミングで起動停止と負荷配分の計画が決定、改訂される。

例として、ニューヨーク独立系統運用者 (NYISO) における前日からリアルタイムの流れを図 160 に示す。混雑管理は前日の SCUCと当日のリアルタイムに向かう RTC、RTD で行われる。



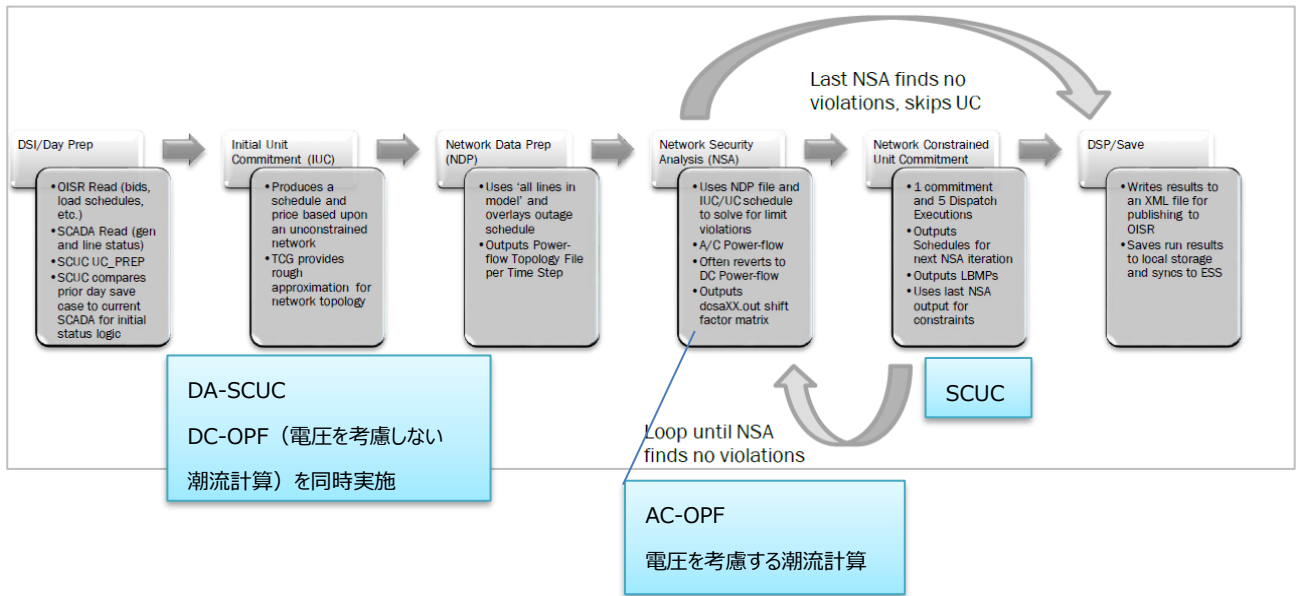


図 160. NYISO における前日からリアルタイムの流れ (出所: FERC WS 資料)

NYISO における市場運営全般の前日からリアルタイムの流れを図 161 および図 162 に示す。赤枠で囲った部分が最適化計算である。

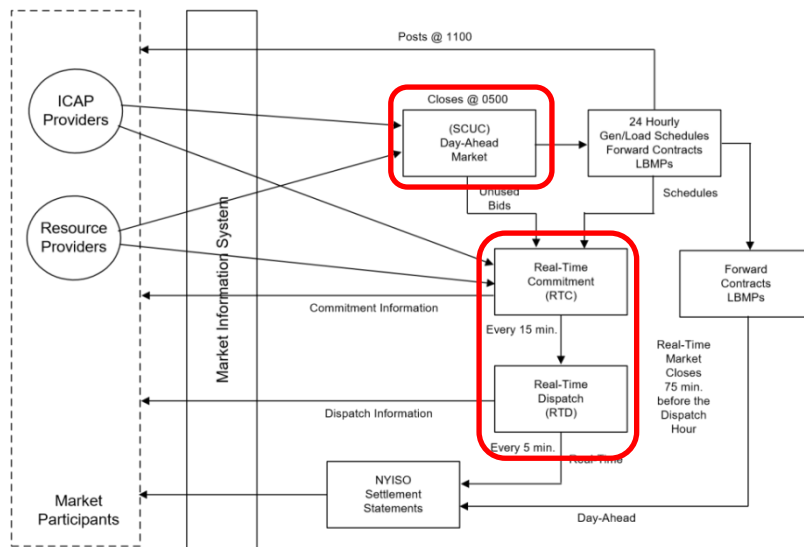


図 161. NYISO における市場運営全般を含めた前日からリアルタイムの流れ

(出所: NYISO: Manual 12, Transmission and Dispatch Operations Manual, Dec., 2020)

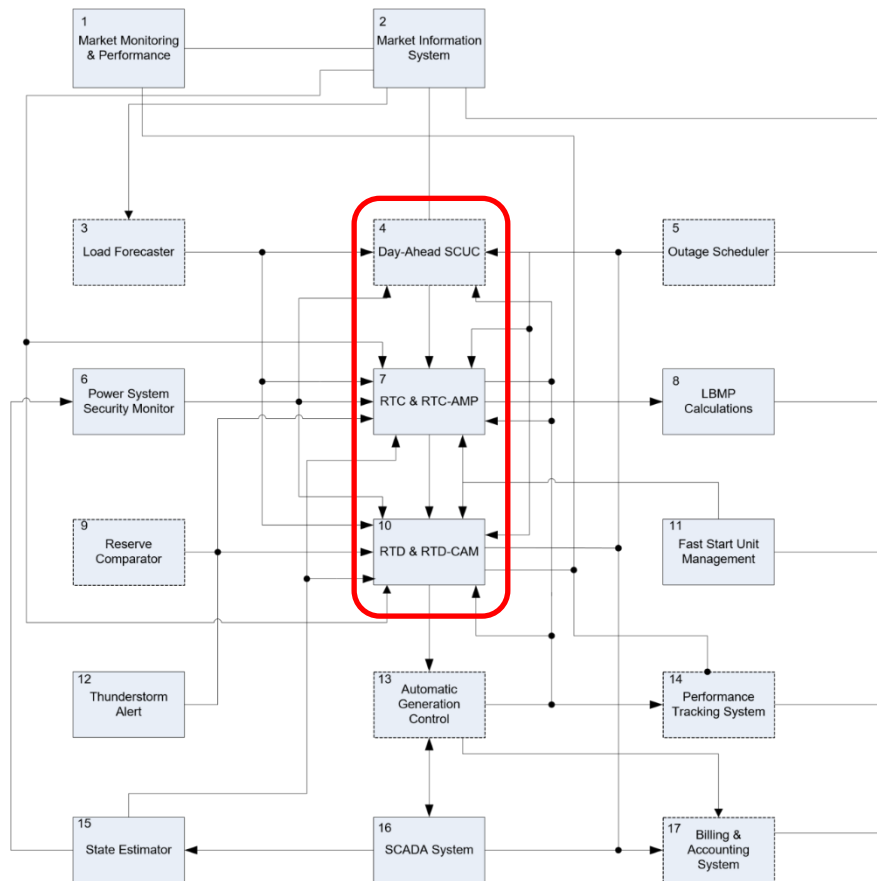


図 162. NYISO における市場運営全般を含めた前日からリアルタイムの流れ

(出所: NYISO: Manual 12, Transmission and Dispatch Operations Manual, Dec., 2020)

SCUC に関する内容として、図 162 の赤枠で示した 4. SCUC, 7. RTC & RTC-AMP, 10. RTD & RTD-CAM の概要について以下で述べる。

SCUC では、各種予測およびニューヨーク州の電力系統信頼性に関する要件に基づき、前日市場の結果を出力する。向こう 24 時間の需要予測に基づく SCUC により、前日市場に入札された発電機資源の起動停止および毎時の出力を算出する。SCUC の結果に基づき、前日市場における送電損失および混雑状況を算出することができる。

Real-Time Commitment (RTC) および Real-Time Automated Mitigation Process (RPAMP) では 2 時間 15 分後までの最適化計算を時間分解能 15 分で行い、結果を毎時 0 分、15 分、30 分、45 分に出力する。

Real-Time Dispatch (RTD) では 50 分後、55 分後、60 分後までの最適化計算を時間分解能 5 分で行い、5 分おきに結果を出力する。通常と異なる電力系統システムの状況に対応するため、NYISO のオペレータの決定に基づいた RTD-Corrective Action Mode (RTD-CAM) によって RTD の結果を更新する。RTD の結果に基づき、リアルタイム市場における送電損失および混雑係数を算出することができる。

## (2) ACOPF

ACOPF を実際の大規模電力システムに関して実用時間内で安定的に求解できることが課題であり、その実現方法について海外調査を実施した。

ACOPF の適用に関する最新技術調査として、米国 FERC が整理した ACOPF に関する資料の情報を精査し、高速計算のための AC モデル定式化に関する情報を得た。

また、ACOPF の解析技術については、米国の Arpa-e が系統最適化手法について、複数の参加者を募り、「Grid Optimization Competition」というコンペティションを実施している。<https://gocompetition.energy.gov/>

ここでは、2018年度から開始されたチャレンジ1では、26チームが、下記定式化を含むACOPFで設備の事故脱落を考慮して再給電を行う処理能力の比較を実施した。

- ①交流（AC）の潮流方程式バランス
- ②セキュリティ上の制約
- ③ベースケース時運用制約と事故時運用制約
- ④予防・是正措置
- ⑤送電線（ライン/変圧器）の偶発性モデリングとそれに対応する
- ⑥発電機の偶発事故モデリング
- ⑦母線とブランチのモデル
- ⑧負荷モデリング
- ⑨いくつかの制約違反を目的関数に含む

上位チームの特徴として下記のソルバーを利用しているという情報提供があった。

- Ipopt 3.12.13 を使用 6 件  
(うち Gurobi 8.1.1.1 との組み合わせ 2 件、CPLEX 12 との組み合わせで 1 件。)
- CPLEX 12 を追加ソルバーライブラリなしで使用 1 件
- AMPL のソルバーを使用 1 件

非線形計画のソルバーとしては、ACOPF を特徴づける非線形の定式化に対応するため、Ipopt が最も多く使われている。Ipopt は、内点法という最適化手法として高速な手法を採用したフリーのソルバーである。Gurobi や CPLEX は、混合整数線形計画のソルバーである。Gurobi は二次式の非線形性を扱う機能があるが、ACOPF で記述される有効電力と無効電力を含む複素電力を直接モデル化できないことから、これらは、前述の FERC 資料にあった、非線形特性を線形化し、収束計算により非線形性を取り扱う手法であると考えられ、高速性で劣ると考えられる。

チャレンジ1で公開されたランキングでは、米国の国立ローレンスリバモア研究所のチームが2位に大きく差つけて優勝している。ローレンスリバモア研究所の開発した手法について、公開されている情報を確認した。主要な高速化は、分散処理に実現しており、Ipoptによる最適化を利用していることが分かった。大規模なOPF問題を定式化上、関係の少ない箇所でも合理的に分割し、分割した問題の間の情報のやりとりには、BFGS法と呼ばれる二階微分値を反復計算により近似的に計算する手法が採用されていることが分かった。大規模問題を問題分割して小規模な問題に落としつつ、問題全体では合理的に分割した問題間の情報をヒューリスティクスではなく、数学的に工夫した手法で伝達する手法を採用している。こうしたことが手法の高速化や安定的な求解につながっていると推察できる。

ローレンスリバモア研究所のチームは、変圧器のタップや調相設備のバンクといった整数変数を扱うチャレンジ2では、4つの課題では4位から6位に位置し、一度も1位になっていない。そのため、非線形計画としてのACOPFに対しては、ローレンスリバモア研究所のアプローチが有効であるが、より現実的な整数変数を利用する問題では、他社の後塵を拝している。

チャレンジ2では、米国の国立ロスアラモス研究所から個人で参加しているチーム名 gravityx が4つの課題すべてが1位となった。このチームはチャレンジ1では総合5位であった。

表 43. Grid Optimization Competition チャレンジ 1 の順位

順位	*上位10位	分野1	分野2	分野3	分野4
1	組織名: Lawrence Livermore National Laboratory チーム名: gollnp リーダー: Cosmin G. Petra メンバー: Omar DeGuchy, Ignacio Andres Aravena Solis, Deepak Rajan	1	1	1	1
2	組織名: Lehigh University チーム名: GO-SNIP リーダー: Frank Edward Curtis メンバー: Daniel Kenneth Molzahn, Andreas Waechter, Ermin Wei, Elizabeth Wong	4	3	2	2
3	組織名: Georgia Institute of Technology チーム名: GMI-GO リーダー: Xu Sun メンバー: Santanu Subhas Dey, Amin Gholami, Kaizhao Sun, Shixuan Zhang	2	7	3	3
4	組織名: individuals チーム名: BAT リーダー: Andrew George Telyatnik メンバー: Oleg Michailovich Strelnikov	8	2	6	5
5	組織名: individuals チーム名: gravityx リーダー: Nathan Lemons メンバー: Hassan Lionel Hijazi	6	6	5	4
6	組織名: University of Colorado - Boulder チーム名: Tartan Buffs リーダー: Kyri Alys Baker メンバー: Mohammadhafez Bazrafshan, Kaitlyn Garifi, Soumya Kar, Javad Mohammadi	3	5	7	8
7	組織名: Northwestern University チーム名: NU_Columbia_Artelys リーダー: Richard A Waltz メンバー: Daniel Bienstock, Jorge Nocedal	5	4	9	9
8	組織名: Pearl Street Technologies チーム名: Pearl Street Technologies リーダー: Hui Zheng メンバー: David Bromberg, Marko Jereminov, Amritanshu Pandey, Larry Pileggi	9	9	4	6
9	組織名: Mississippi State University チーム名: YongOptimization リーダー: Yong Fu メンバー:	10	11	8	7
10	組織名: Los Alamos National Laboratory チーム名: ARPA-E Benchmark リーダー: Carleton Coffrin メンバー:	7	10	11	11
11	組織名: Global Optimal Technology, Inc. チーム名: GOT-TJU-OPF リーダー: Gilbert Chiang メンバー: Simon Wyatt, Lin Zeng	11	12	10	10
12	組織名: Penn State チーム名: PennStateUP リーダー: Vinayak V Shanbhag メンバー: Shisheng Cui, Afroz Jalilzadeh, Jinlong Lei, Wendian Wan	17	8	13	12

なお、Grid Optimization Project には、米国の主要な ACOFP の研究者が参加していると推察され、さらにその実力がランキングにて公表されており、手法の比較検討の重要な手がかりとなる。この情報を用いて海外調査を継続中である。

ACOFP を解くための非線形ソルバー IPOPT について調査した。

IPOPT は、ノースウェスタン大学 McCormick School of Engineering の Center for Optimization and Statistical Learning 教授の Andreas Wächter 氏がカーネギーメロン大学在籍中に取り組んだ博士論文(2002、指

導教員 Lorenz T. Biegler)において提案した大規模非線形内点法アルゴリズムが実装されたフリーのソルバーで、次の最適化問題を解くことができる。

$$\begin{aligned} \min_{x \in \mathbb{R}^n} \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & g^L \leq g(x) \leq g^U \\ & x^L \leq x \leq x^U \end{aligned}$$

IPOTO は、不等式制約  $g^L \leq g(x) \leq g^U$  をスラック変数の導入により等式制約条件へ変換し、もとの問題を上限・下限制約付きの等式制約最適化問題へ帰着し、主双対内点法と IPOPT の特徴である filter line search を組み合わせることと、変換後の最適化問題に対する最適性条件（KKT 条件）を満たす解の近似列を生成する。

IPOPT を使用するために必要な情報は以下の通り。

- 問題のサイズ
  - 変数の次元  $n$
  - 不等式制約の数
- 上限・下限の情報
  - 変数の下限  $x^L$ 、上限  $x^U$
  - 制約の下限  $g^L$ 、上限  $g^U$
- 初期条件
  - $x$  の初期値
  - warm start を利用する場合は、ラグランジュ乗数の初期値
- 問題の構造（スパース性を表す行列の設定）
  - 不等式制約関数の微分 (Jacobian) の粗構造を表すスパース行列
  - ラグランジュ関数の 2 階微分の粗構造を表すスパース行列
- 目的関数  $f(x)$  および、その微分  $\nabla f(x)$
- 制約関数  $g(x)$  および、その微分  $\nabla g(x)^T$
- ラグランジュ関数の 2 階微分  $\sigma_f \nabla^2 f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla^2 g_i(x)$

ただし、ソルバーのオプションで準ニュートン法を使用する場合は、2 階微分の情報は不要である。

IPOPT の実装については、開発者の Wächter 氏 による Fortran コードが公開されているが、現在はメンテナンスされていない。Fortran の他に、Carl Laird による C++ コードが公開されている。これは現在 GAMS Software の Stefan Vigerske 氏によって保守・管理がなされており、Github から入手可能である。IPOPT は AMPL や GAMS などの数値モデリング言語や Python、Julia、MATLAB などの開発環境において利用ことができ、プロトタイプの開発に便利である。

ACOPF を効率的に解くには、ソルバーのハイパーパラメータを問題のサイズや特性に合わせて調整する必要があり、ハイパーパラメータの探索については本年度中に完了する見込み。

IPOPT のアルゴリズムや実装の詳細については以下の文献を参照した。

- J. Nocedal, A. Wächter, and R.A. Waltz. [Adaptive barrier strategies for nonlinear interior methods](http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2005/03/1089.html). *SIAM Journal on Optimization*, 19(4):1674–1693, 2008. preprint at [http://www.optimization-online.org/DB\\_HTML/2005/03/1089.html](http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2005/03/1089.html).
- A. Wächter. *An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering*. PhD thesis, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA, January 2002.

- A. Wächter and L.T. Biegler. [Line search filter methods for nonlinear programming: Local convergence](#). *SIAM Journal on Optimization*, 16(1):32–48, 2005.
- A. Wächter and L.T. Biegler. [Line search filter methods for nonlinear programming: Motivation and global convergence](#). *SIAM Journal on Optimization*, 16(1):1–31, 2005.
- A. Wächter and L.T. Biegler. [On the implementation of a primal-dual interior point filter line search algorithm for large-scale nonlinear programming](#). *Mathematical Programming*, 106(1):25–57, 2006. preprint at [http://www.optimization-online.org/DB\\_HTML/2004/03/836.html](http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2004/03/836.html).

### [電力システムへの予測の評価について]

最エネ発電システムの予測誤差が電力システム運用に何の影響があるのが重要な課題である。一方、太陽光発電が数年前まで世界中に有意な導入量がなかったのでその検討は風力発電システムで開始した。例えば Milligan ら 1995 年に既にそのような検討を行い、電力システムに風力発電予測精度の価値を評価した。そのため、2 つ電力システムをシミュレーションし、各システムに風力発電がピークロードの 4 % 供給することをシミュレーションした。その条件で一貫として過大評価が一貫として過小評価する風力発電予測を用い、Elfin 確率的な生産コストモデルによる各電力発電システムの運用コストを推定した<sup>1</sup>。太陽光発電の予測誤差の影響自体、2015 年に Zhang らは調整力の削減目標の基にした太陽光発電予測の改善価値を評価する方法論を提案した<sup>2</sup>。その手法で太陽光発電予測を用いる電力システムの調整力コストを算出し、そのコストが数%を減らすため予測誤差とランプ検出も一様にどのくらい改善する必要があることを特定する。更に、同著者らがその予測誤差の改善がどのように予測評価する指標に反映されることも示し、複数予測リードタイムでその方法論を検証した。翌日太陽光発電予測に着目したら Brancucci らは NewEngland の電力システムに太陽光発電予測誤差の低減の便益を Plexos モデルで評価した<sup>3</sup>。それをするため、基準予測から予測誤差の低減が 25%、50%、75%と 100% まで想定し、誤差の低減が増加すると誤差の低減に関連されている便益が減ることが分かった。著者らはそれが電力システムの需要の不確かさに対応するため持つべき能力の必要性に関連していると考えた。Pierro らは北イタリアの配電システム運用者にとって太陽光発電予測の価値を分析した<sup>4</sup>。その分析を行うため持続モデルの予測、最先端予測と予測なしという 3 つシナリオを想定した。各シナリオで発生したインバランスによる予測精度の価値を評価したら最先端予測を用いる時に発電機の運用計画誤差がピークロードの 3.4% まで低減できることが分かった。同著者ら別の検討で同じ電力システムインバランスを低減するため確率予測の価値も分析した<sup>5</sup>。電力システムに太陽光発電予測の影響を量化検討に関して益田らは日本の関東エリアを対象として 0GW から 30GW 迄の太陽光発電の導入量を想定し、複数観点で翌日太陽光発電予測が電力システムの運用への影響を調べた<sup>6</sup>。著者らはその検討で周波数の調整と停電とインバランスの問題は季節的な特性があることを示した。

### [予測の評価指標について]

予測指標について Zhang らはロバスト指標組を作成するため予測評価に普通に使われている幅広い指標を分析した<sup>7</sup>。その検討で複数時空間規模の予測を用いて予測誤差の改善率による各指標の変動性を調べた。その結果として普通に利用されている平均誤差指標が (RMSE、MAE、MBE など) 予測精度の改善率を評価するため適切な指標であると証明した一方、ランプの改善を評価するため歪度、尖度とレイニイのエントロピーが一番適切であることが分かった。Perez らは米国の複数時空間規模で太陽光発電予測精度の特性を調べ、予測誤差が電力システムへの影響を定量化するため 2 つ新しい指標を提案した<sup>8</sup>。両方指標が予測誤差に関連するコストを示すが一つ目は過大評価の誤差がバッテリーで対応するコストを測り、二つ目は過小評価誤差が抑制で対応するコストを測り (本来抑制が損であるから)。両方コストの組み合わせで予測誤差の改善の効果を分析したら米国の西部で局地予測から広域予測への予測誤差の変動で電力システムのコストが 4% から 1% 減少することが分かった。更に、Perez ら提案した太陽光発電予測誤差を評価する指標を進展し、完全予測



を達成する最低コストとして改作し、米国とイタリアの電力システムのシミュレーションでその指標の有用性を示した<sup>9</sup>。Hansenらは別観点で予測評価の問題を検討している。著者らによる本来予測評価が予測のユーザが自分のニーズによる行すべきであることを認識してそれを実現するため Solar Forecast Arbiter という評価フレームワークを提案し、DOEの事業としてオープン評価プラットフォームを開発した<sup>10</sup>。そのプラットフォームで日射量予測、太陽光発電予測及び残余需要予測を再現性、公平と監査可能な形で評価できる。更に、そのフレームワークに普通に利用されている平均誤差の指標他、確率的な指標とスキルも評価する指標が提供され、各ユーザが自分の予測とニーズにより評価を行い、他の予測とも公平に比較が出来る。最後に NREL も Cambrium と呼ばれるオープンプラットフォームを作成し、米国の様々な電力システムのシナリオによる最エネシステムの導入量の影響を推定している<sup>11</sup>。そのプラットフォームが幅広いのシミュレーションできるが最エネの導入の影響が3つ項目のみで行われる。それがエネルギーの損とコストの変動と二酸化炭素の排出の変動である。直接に太陽光発電予測の影響ではないが全体的に太陽光発電の費用対効果も行うので評価プラットフォームとして貴重な参考である。

1. M. R. Milligan, A. H. Miller, and F. Chapman, "Estimating the economic value of wind forecasting to utilities," National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States), 1995.
2. J. Zhang *et al.*, "Baseline and target values for regional and point PV power forecasts: Toward improved solar forecasting," *Sol. Energy*, vol. 122, pp. 804–819, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.09.047.
3. C. Brancucci Martinez-Anido *et al.*, "The value of day-ahead solar power forecasting improvement," *Sol. Energy*, vol. 129, pp. 192–203, May 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.01.049.
4. M. Pierro *et al.*, "Photovoltaic generation forecast for power transmission scheduling: A real case study," *Sol. Energy*, vol. 174, pp. 976–990, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.09.054.
5. M. Pierro *et al.*, "Residual load probabilistic forecast for reserve assessment: A real case study," *Renew. Energy*, vol. 149, pp. 508–522, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.12.056.
6. T. Masuta, T. Oozeki, J. G. da Silva Fonseca, and A. Murata, "Impact of forecast error of photovoltaic power output on demand and supply operation in power systems," in *2014 Power Systems Computation Conference*, 2014, pp. 1–7, doi: 10.1109/PSCC.2014.7038463.
7. J. Zhang *et al.*, 'A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting', *Solar Energy*, vol. 111, pp. 157–175, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.10.016.
8. R. Perez, J. Schlemmer, K. Hemker, S. Kivalov, A. Kankiewicz, and J. Dise, 'Solar energy forecast validation for extended areas economic impact of forecast accuracy', in *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2016, pp. 1119–1124, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749787.
9. R. Perez *et al.*, 'Operationally Perfect Solar Power Forecasts: A Scalable Strategy to Lowest-Cost Firm Solar Power Generation', in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2019, vol. 2, pp. 1–6, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.9198973.
10. The Solar Forecast Arbiter: An Open Source Evaluation Framework for Solar Forecasting, C. W. Hansen, W. F. Holmgren, A. Tuohy, J. Sharp, A. T. Lorenzo, L. J. Boeman, A. Golnas, *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, June 2019. DOI: 10.1109/PVSC40753.2019.8980713.
11. NREL Cambrium, <https://cambium.nrel.gov/?project=579698fe-5a38-4d7c-8611-d0c5969b2e54>



### **[予測の選択手法および予測の統合手法について]**

過去の予測実績に基づき予測を選択する手法は 1970 年代から活発に研究されている。予測を一つ選択するより、(複数の) 予測を機械学習等によって統合する方が予測精度が高いという結果が多く見られる([1]-[5])。今後は文献調査で得られた知見を基に予測選択を視野に入れつつ、複数予測統合手法の開発を行う。

1. Hibon, Michele, and Theodoros Evgeniou. "To combine or not to combine: selecting among forecasts and their combinations." *International journal of forecasting* 21.1 (2005): 15-24.
2. Genre, Véronique, et al. "Combining expert forecasts: Can anything beat the simple average?." *International Journal of Forecasting* 29.1 (2013): 108-121.
3. Wang, Lin, et al. "Optimal forecast combination based on neural networks for time series forecasting." *Applied soft computing* 66 (2018): 1-17.
4. Fletcher, David. "Why Model Averaging?." *Model averaging*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2018. 1-29.
5. Qiu, Yue, Tian Xie, and Y. U. Jun. "Forecast combinations in machine learning." (2020): [https://ink.library.smu.edu.sg/soe\\_research/2379/](https://ink.library.smu.edu.sg/soe_research/2379/)



## 4. 成果の実用化・事業化に向けた取組及び見通しについて

本事業における実用化・事業化の定義は以下の通りである。

- 当該研究開発に係る試作品、サービス等の社会的利用(顧客への提供等)が開始されることであり、さらに、当該研究開発に係る商品、製品、サービス等の販売や利用により、企業活動(売り上げ等)及び再生可能エネルギーの導入拡大に貢献することをいう。

再生可能エネルギー導入拡大への貢献を設定した理由として、ノンファーム型接続のシステムは、エネルギー政策に基づき、早期に社会実装すべきであるものの、実装し運営する一般送配電事業者の利益にはなりにくいものであるため、波及効果である再生可能エネルギーの導入拡大に貢献することまでを事業化の定義に含めた。

再エネの導入割合については、第6次エネルギー基本計画(素案)において、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が第5次の22~24%から、36~38%とする野心的な見通しが示された。また、再エネの主力電源化を実現するための、具体的な取組の1つに、「系統制約の克服」が示され、「ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大」と明記されたことから、より本事業で開発するシステムの重要性が高まることが想定される。

### 2030年におけるエネルギー需給の見通しのポイント① ※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。

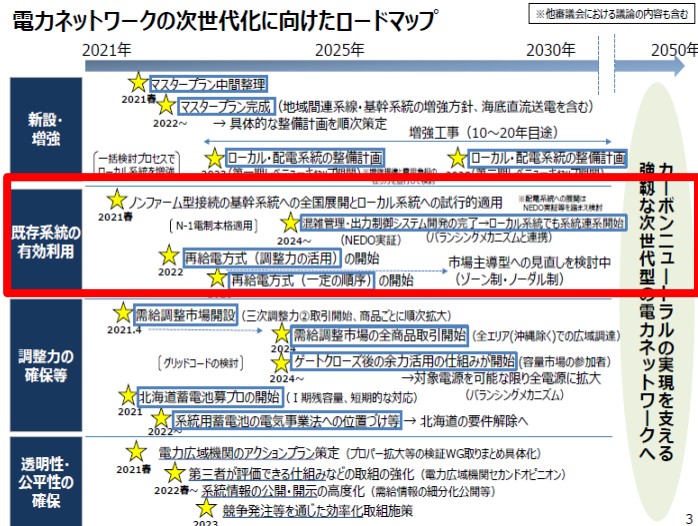
- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。(例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。)

	(2019年 ⇒ 現行目標)	2030年ミックス (野心的な見通し)
省エネ	(1,655万kl ⇒ 5,030万kl)	約6,200万kl (省エネ削減の最終消費：約35,000万kl)
電源構成		
再エネ	(18% ⇒ 22~24%)	36~38%
水素・アンモニア	(0% ⇒ 0%)	1%
原子力	(6% ⇒ 20~22%)	20~22%
LNG	(37% ⇒ 27%)	20%
石炭	(32% ⇒ 26%)	19%
石油等	(7% ⇒ 3%)	2%

発電電力量：  
10,650億kWh  
⇒  
約9,300~9,400  
億kWh程度

出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第48回会合)資料3

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/電力・ガス事業分科会 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経済産業省の電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ(2021年9月)の「電力ネットワークの次世代化に向けたロードマップ」に NEDO 事業終了後(2024年~)に社会実装されることが示されている。



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／電力・ガス事業分科会 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 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ（概要）

社会実装に向けて、本事業では、全国で日本版コネク&マネージを実現するシステム開発とフィールド実証の結果をもとに、国内標準となるシステム仕様（以下、標準仕様）を取りまとめる。その後、各一般送配電事業者へその標準仕様を展開し、標準仕様を元に一般送配電会社からシステムベンダーへ発注されると想定。各一般送配電事業者の系統混雑状況に応じて、システム必要時期は異なる※が、2023年度の事業終了以降、システム導入が可能となるため、次の流れで全国展開がされるものと想定する。

- ・ 2024年度 事業で取り纏めた標準仕様を元に、開発システムの機能改修・追加を実施
- ・ 2024年度以降 一般送配電事業者からの発注に応じて、システムベンダーにてシステムを構築・導入し、順次実システムへ適用。

※基幹系統のノンファーム型接続の受付は、2021年1月13日以降全国で開始されているが、接続見込を踏まえ、出力制御が必要となる時期は、各一般送配電事業者により異なる。

上記想定を踏まえ、標準仕様書の検討においては、各一般送配電事業者と連携し、全国展開をできるものを目指しており、システム開発段階の現時点での仕様書案についても展開を行い、各社の意見を踏まえ仕様を策定していく。

# 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、この実現に向けた取組が急務である。

###### 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、基盤技術を確認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認する。さらには、新たな慣性力等を確保するための技術の確認を目指し、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認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、将来的な需要電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、これまでになく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。

- ② N-1 電制：従来、系統の信頼性等の観点から、N-1 故障（1 回線）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1 電制」では故障時には電制を行うことで、この容量を活用する。
- ③ ノンファーム型接続：送電容量を超えた系統接続が可能であるが、系統の空き容量の範囲内で運転を可能とする新たな電源接続の仕組み。

## （２）研究開発の目標

### ① アウトプット目標

#### （１）研究開発項目①- 1 日本版コネクト& マネージを実現する制御システムの開発

2019 年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的としたフィジビリティスタディ（FS）を行い、2020 年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020 年度以降については、2019 年度の FS の結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、以下の通り達成目標を設定する。

#### 【最終目標】（2023 年度末）

- ・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30 分毎 48 コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の 1 時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。
- ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること
- ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること
- ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確認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ます。また、開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・ 2 つ以上のアプローチを検証した上で、電力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な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<sub>2</sub>削減効果は約 1.25 億トン／年（排出原単位 0.512kg-CO<sub>2</sub>/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部 主査前野武史を任命して、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、そのプロジェクトに求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させる。

NEDOは公募により研究開発実施者を選定する。

研究開発実施者は、企業や大学等の研究機関等（以下「団体」という。）のうち、原則として日本国内に研究開発拠点を有するものを対象とし、単独又は複数で研究開発に参加するものとする。ただし、国外の団体の特別の研究開発能力や研究施設等の活用又は国際標準獲得の観点から必要な場合は、当該の研究開発等に限り国外の団体と連携して実施することができるものとする。

なお、研究開発項目①及び②の各実施者の研究開発能力を最大限に活用し、効率的かつ効果的に研究開発を推進する観点から、NEDOは研究開発責任者（プロジェクトリーダー）を選定し、各実施者はプロジェクトリーダーの下でそれぞれの研究テーマについて研究開発を実施する。

### (2) 研究開発の運営管理

NEDOは、研究開発全体の管理、執行に責任を負い、研究開発の進捗のほか、外部環境の変化等を適時に把握し、必要な措置を講じるものとする。運営管理は、効率的かつ効果的な方法を取り入れることとし、次に掲げる事項を実施する。

#### ① 研究開発の進捗把握・管理

NEDOは、主としてプロジェクトリーダーをとと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術分野について、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

N E D Oは技術評価実施規程に基づき、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、プロジェクト評価を実施する。

評価の時期は、中間評価を2021年度、事後評価を2024年度とし、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

また、中間評価結果を踏まえ必要に応じて研究開発の加速・縮小・中止等の見直しを迅速に行う。

#### 5. その他の重要事項

##### (1) 研究開発成果の取扱い

###### ①共通基盤技術の形成に資する成果の普及

研究開発実施者は、研究成果を広範に普及するよう努めるものとする。N E D O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、「N E D O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、「N E D O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

N E D Oは、当該研究開発の進捗状況及びその評価結果、社会・経済的状況、国内外の研究開発動向、政策動向、研究開発費の確保状況等、プロジェクト内外の情勢変化を総合的に勘案し、必要に応じて目標達成に向けた改善策を検討し、達成目標、実施期間、実施体制等、プロジェクト基本計画を見直す等の対応を行う。

##### (3) 根拠法

本プロジェクトは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第15条第1項第1号イ及び第3号並びに第9号に基づき実施する。

6. 基本計画の改訂履歴

- (1) 2019年2月 制定。
- (2) 2020年2月 改訂。

## 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」の基盤技術を確認し仕様の国内標準化を図る。

なお2019年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、2020年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020年度以降については、初年度のFSの結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえて策定することとし、以下の通り達成目標を設定した。

#### 3. 達成目標

##### 【最終目標】（2023年度末）

開発したノンファーム型接続システムについて、実フィールド実証等を通じ効果を検証し、合理的かつ効率的なシステムを構築する。また、ノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続システム活用による運用方法を確立する。さらに、フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確認し、一般送配電事業者や発電事業者等に展開できるように要求仕様を取り纏める。具体的には、以下の目標を設定する。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30分毎48コマ/日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の1時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。
- ・ ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること
- ・ また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること

- ・ フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること

#### 【中間目標】（2021 年度末）

FS の結果から得られたシステム実現のための要件定義やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続を実現するためのシステム設計・開発を実施する。なお、2021 年度末時点においては、以下の技術レベルに到達することを目標とする。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・ システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステム的设计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る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 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

### 1. 研究開発の必要性

再生可能エネルギーからの逆潮流による電圧上昇対策として、太陽光発電設備の力率一定制御が導入されているが、連系量の増加に伴い無効電力量も増加するため、特別高圧系統への影響も懸念される。さらに、電圧フリッカ、電圧不平衡など電力品質への様々な影響が顕在化してきており、これら課題を解決するために必要な技術開発が求められている。

### 2. 研究開発の具体的内容

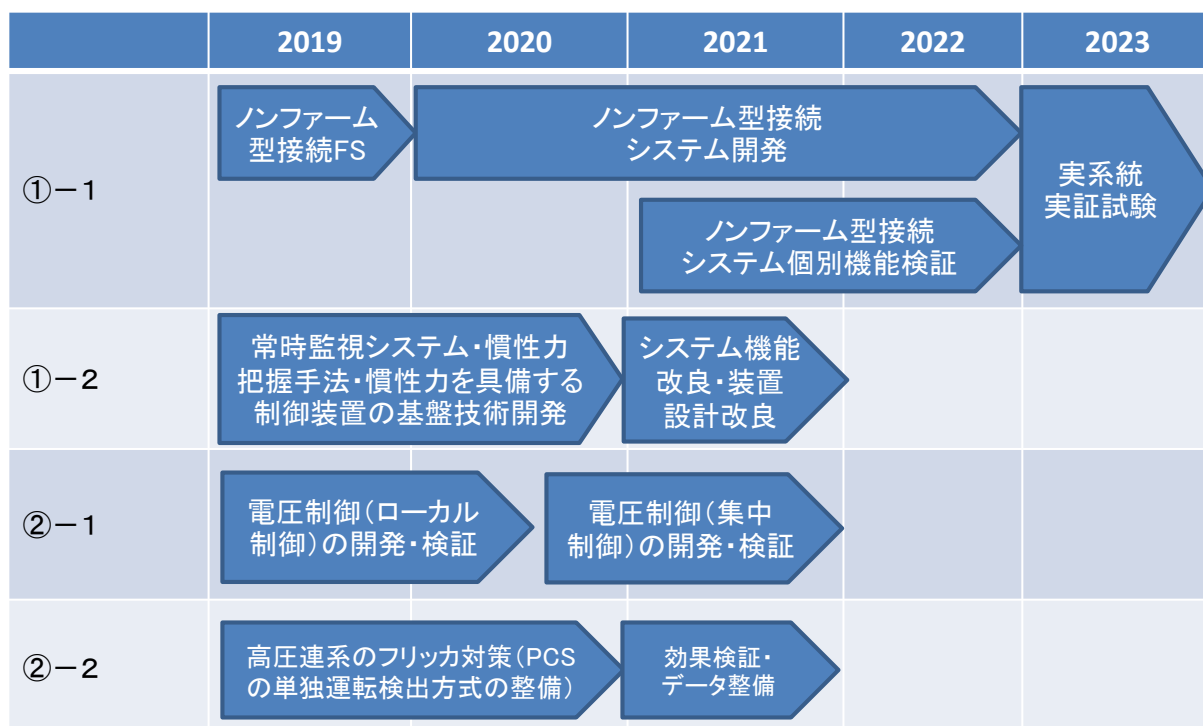
再エネの更なる導入拡大時に電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発について保護・保安の面から取り組み、系統連系可能な要件定義について検討を実施する。

### 3. 達成目標

【最終目標】（2021 年度末）

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

## 研究開発スケジュール



## ・プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果）

### 事前評価結果

平成 31 年度新規案件に係る事前評価結果について

案件名	中間目標再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術
推進部署	スマートコミュニティ部
総合コメント	再生可能エネルギーの出力変動に対応した電力系統安定化は、喫緊の課題であり成果の公益性が高い。電力系統の慣性力を考慮した系統運用技術の開発は、先進的に取り組むべき重要な課題の一つである。そのため世界的に再生可能エネルギー導入が活発化する中で、この技術の導入時期を前倒しすることを是非期待したい。研究開発内容、実施およびマネジメントの体制ともに明確に設定されているが、個々の要素技術の研究開発がどのように有機的に作動して、電力系統の安定化が得られるのかを示したアウトカムへの道筋については、曖昧であるので見直しが望まれる。アウトカムの道筋の明確化により、送電・配電の全体最適化につなげることを期待したい。

【参考2】

平成31年3月1日  
NEDO  
スマートコミュニケーション部

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に対するパブリックコメント募集の結果について

NEDO POSTIにおいて備記基本計画(案)に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。  
貴重なご意見をいただき、ありがとうございます。

1. パブリックコメント募集期間  
平成30年12月27日～平成31年1月11日
2. パブリックコメント投稿数＜有効のもの＞  
計2件
3. パブリックコメントの内容とそれに対する考え方

ご意見の概要	ご意見に対する考え方	基本計画・技術開発課題への反映
<p>1. 研究開発の目的 (3) 研究開発の内容</p> <p>【意見1】 (1件)</p> <p>同事業計画書に記載されている、再生エネの多量導入により、火力等の同期発電機の運用台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向であり(オーストラリアでは慣性力不足による大規模停電が発生)、調整力(慣性力)の確保が重要となる。発電効率はリチウムイオン蓄電池より悪いが、大規模化(&gt;1GWh)が可能であり、設備コストとO&amp;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? (*) 再生エネ剰余電力を熱変換して貯蔵し必要な時に電力(汽力発電)もしくはコージェネ(熱電併給)が熱供給としてエネルギー供給するシステム。欧州にて先行する技術。</p>	<p>【考え方】</p> <p>ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた蓄熱発電も、電力系統の慣性力不足の課題解決に貢献する有効な手法の一つと考えます。ただし、本事業では、電力系統全体をカバーする手法を対象としており、ご提案いただいた内容は、適用の範囲が限定的となるため、本事業とは別に検討すべきものと考えます。</p>	<p>【反映の有無と反映内容】</p> <p>特になし。</p>
<p>【意見2】 (1件)</p> <p>「研究開発項目②-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッ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。</p>	<p>ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた①高調波注入方式や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。</p>	<p>【反映の有無と反映内容】</p> <p>特になし。</p>

## ・特許論文等リスト

【特許】該当なし

番号	出願者	出願番号	国内外 国 PCT	出願日	状態	名 称	発明者

【論文】該当なし

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

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

1. 日本版コネクと&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	日本版コネクと&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	日本版コネクと&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. 日本版コネクと&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	日本版校ネクと&マネージを実現す る制御システム開発プロジェクト推進 状況（ご紹介）	電力広域的運営推進機 関 第 54 回広域系統整 備委員会	2021 年 6 月 29 日
2	大谷哲夫	一般財団 法人電力 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	電気学会電力・エネル ギー部門大会	2021 年 8 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	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	株式会社テプコスシステムズ	「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	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
12	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
13	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

## 2019年度成果報告書

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&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ

2020年3月

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

(委託先) 東京電力パワーグリッド株式会社  
東電設計株式会社  
株式会社三菱総合研究所

## まえがき

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代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&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ」（本調査）では、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適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算するとともに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題を整理することを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、次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ました。

本報告書は、その成果を取りまとめたものです。

# 目次

<b>1. はじめに</b> .....	<b>1</b>
1.1 事業の目的 .....	1
1.2 事業の概要 .....	1
<b>2. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算</b> .....	<b>2</b>
2.2 特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算 .....	3
2.2.1 検討対象線路の選定 .....	3
2.2.2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件.....	6
2.2.3 導入ポテンシャル試算方法 .....	7
2.2.4 ノンファーム抑制率の算出 .....	12
2.3 配電系統での導入ポテンシャルの試算 .....	21
2.3.1 配電線利用率の現状把握.....	21
2.3.2 導入ポテンシャルの推計.....	22
2.3.3 ノンファーム型接続と系統増強のコスト比較.....	25
2.3.4 まとめ.....	37
<b>3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理</b> .....	<b>38</b>
3.1 特別高圧系統.....	38
3.1.1 広域系統整備委員会における整理状況.....	38
3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理 .....	42
3.1.3 ノンファーム型接続システム構成 .....	54
3.1.4 実運用を踏まえた出力制御の対応事項 .....	54
3.2 配電系統.....	64
3.2.1 ノンファーム型システム構成 .....	64
3.2.2 配電系統におけるノンファーム接続運用課題.....	68
<b>4. 実証試験の内容・スケジュールの検討</b> .....	<b>72</b>
4.1 システム開発規模 .....	72
4.2 実証エリア .....	72
4.3 実証内容.....	72
4.4 実証スケジュール .....	73
<b>5. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査</b> .....	<b>75</b>
5.1 我が国における再エネ発電出力予測に関する取組 .....	75
5.1.1 国内における再エネ発電出力予測ツール・サービス .....	75
5.1.2 国内の送配電事業者の取組 .....	82
5.2 諸外国における再エネ発電出力予測に関する取組 .....	98
5.2.1 欧州における再エネ発電出力予測ツール・サービス .....	98
5.2.2 欧州の送配電事業者の取組 .....	108

5.3 ノンファーム接続で必要となる再エネ出力予測に関する論点 .....	124
<b>6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理 .....</b>	<b>125</b>
6.1 英国 .....	125
6.1.1 制度面 .....	125
6.1.2 運用面 .....	135
6.1.3 システム面 .....	154
6.1.4 制度全体における課題 .....	159
6.2 アイルランド .....	162
6.2.1 制度面 .....	162
6.2.2 運用面 .....	164
6.2.3 システム面 .....	186
6.2.4 制度全体における課題 .....	193

## 目次

図 2-1	用語の定義	3
図 2-2	一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングのイメージ	4
図 2-3	一般送配電事業者各社が公開している運用容量一覧表のイメージ	4
図 2-4	空容量マップで赤色表示となっている線路のイメージ	5
図 2-5	検討対象線路の選定フロー	5
図 2-6	電力系統シミュレーションモデル作成手順	7
図 2-7	ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ	10
図 2-8	設備容量と運用容量のイメージ	10
図 2-9	放射状系統の送電線系統構成イメージ	11
図 2-10	ループ系統の送電線系統構成イメージ	11
図 2-11	N-1 電制適用線路の送電線系統構成イメージ	11
図 2-12	ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ	12
図 2-13	シミュレーションの結果で得られたデュレーションカーブのイメージ	13
図 2-14	運用容量または設備容量とシミュレーション結果のピーク値の差を加算するイメージ	14
図 2-15	パターン 1 のノンファーム抑制率の代表例	15
図 2-16	パターン 2 のノンファーム抑制率の代表例	16
図 2-17	パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例 (154kV 以上の線路)	16
図 2-18	パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例 (66kV 以上 154kV 未満の線路)	17
図 2-19	パターン 4 のノンファーム抑制率の代表例	17
図 2-20	東京電力エリアにおける配電線利用率の分布	21
図 2-21	配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー	23
図 2-22	実際の潮流データを用いたデュレーションカーブ・各種試算例	23
図 2-23	逆潮流に起因した配電線新設数実績	25
図 2-24	大容量配電線・一般配電線の開閉器数	27
図 2-25	系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方	29
図 2-26	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	30
図 2-27	全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果	31
図 2-28	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	32
図 2-29	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	33
図 2-30	系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方	34
図 2-31	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	35
図 2-32	全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果	36
図 3-1	日本版コネク&マネージの検討スケジュール	38
図 3-2	出力制御値の提供方法について	39
図 3-3	計画比制御値と定格比制御値の定義	40
図 3-4	計画比制御値と定格比制御値の違い	40
図 3-5	出力制御値算出のタイミング	41
図 3-6	N-1 電制とノンファーム型接続の関係	42

図 3-7	発電契約者への公表・発電所への制御方法	43
図 3-8	出力制御システムの概要	44
図 3-9	1 回目の混雑計算	45
図 3-10	実需給前日のスケジュール	45
図 3-11	2 回目の系統混雑計算	46
図 3-12	FIT 特例①の再通知	46
図 3-13	発電計画策定タイミング	47
図 3-14	ノンファーム電源による調整力への影響	48
図 3-15	ノンファーム系統内の調整力確保の考え方	48
図 3-16	ノンファーム系統内の確保すべきマージンの考え方	49
図 3-17	試行ノンファーム適用の FIT 電源を円滑に導入するための FIT 関係法令の改正等 (案)	50
図 3-18	試行的取り組み導入後の想定潮流	51
図 3-19	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)	52
図 3-20	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の需給調整市場における扱い	53
図 3-21	ノンファーム型接続システムのイメージ	54
図 3-22	混雑処理の基本フロー	54
図 3-23	システムフロー①	55
図 3-24	システムフロー②	55
図 3-25	対象送電線潮流の想定フロー	56
図 3-26	特別高圧系統の系統補正イメージ	57
図 3-27	高低圧系統の系統補正イメージ	57
図 3-28	地点単位の太陽光予測精度がノンファーム運用に与える影響	58
図 3-29	現状の風力発電出力予測と地点単位予測の関係	58
図 3-30	出力制御値の算出フロー	59
図 3-31	作業停止中の運用容量の変化	59
図 3-32	作業停止中の運用容量の変化 (佐京連系線の一例)	60
図 3-33	系統混雑計算から電源毎の出力制御値の算出	60
図 3-34	同一系統内の上下ノンファーム時の処理	61
図 3-35	同一系統内の上下ノンファーム時の処理	61
図 3-36	事故・停止作業・系統切替時の処理	62
図 3-37	容量の一部がノンファームとなる電源の処理	62
図 3-38	出力制御値の通知フロー	63
図 3-39	混雑情報の HP 公開イメージ	63
図 3-40	ノンファーム型システム構成例	64
図 3-41	出力制御機能付き PCS によるシステム例	65
図 3-42	センサ開閉器設置個所	66
図 3-43	ノンファーム型接続システムの設置個所	67
図 3-44	(ケースI) の系統切替イメージ	70
図 3-45	(ケースII) の系統切替 (標準系統の変更) イメージ	70
図 3-46	同一配電線内における許容電流の制約	71
図 3-47	低圧 PV (10kW 未満の家庭用) 連系による制約	71



図 5-1	発電出力予測サービス SYNFOSS-solar の概要	76
図 5-2	出力予測サービス Power Forecast の概念図	77
図 5-3	エネルギー統合型クラウドサービス E-PLSM の概要	78
図 5-4	東北エリア 2017 年 12 月 12 日 11:00am に出力した統合予測と その統合に用いた各機関の予測時系列	79
図 5-5	発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ	80
図 5-6	太陽光発電出力予測システム アポロンの概要	81
図 5-7	系統運用者の再エネ出力予測の流れ(イメージ)	82
図 5-8	予測タイミングの予測誤差に対する影響の検討結果	84
図 5-9	パラメータ推定における集約粒度の考え方	86
図 5-10	積雪考慮モデルの検証 (2018 年 1/22~26 のデータ)	87
図 5-11	積雪考慮モデルの検証 (2018 年 2/1~3 のデータ)	87
図 5-12	積雪考慮モデルの太陽光発電量予測システムへの統合	88
図 5-13	新島における再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要	88
図 5-14	地域特性を考慮した土地利用区分データ及び標高データ	89
図 5-15	地域特性を考慮した風速予測補正	89
図 5-16	様々な時間スケールにおける予測情報の提供	90
図 5-17	再エネ予測の予測信頼区間のイメージ	90
図 5-18	需給計画から需給制御の流れ	91
図 5-19	確率論的予測 (信頼区間) を用いた需給運用計画	91
図 5-20	複数の気象モデルを活用した日射量予測	92
図 5-21	東北電力の新しい太陽光発電出力予測システムの概要	93
図 5-22	東北電力の風力発電予測システムの全体像と予測手法	94
図 5-23	風力発電予測システムの予測事例	94
図 5-24	中部電力の太陽光出力予測システムの変遷	95
図 5-25	電力中央研究所による太陽光発電量算出モデル	96
図 5-26	太陽光発電出力予測の信頼区間幅	97
図 5-27	統合手法による信頼度区分	97
図 5-28	DNV GL の出力予測サービスのラインナップ	102
図 5-29	Meteo-Logic の風力発電・太陽光発電出力予測の流れ	105
図 5-30	DNV GL の出力予測サービスの基本ロジック	105
図 5-31	複数の数値気象予測データと実績データの活用	106
図 5-32	DNV GL の出力予測サービスのインタフェース	106
図 5-33	DNV GL の予測サービスの予測精度	107
図 5-34	風力発電の予測と実績値の比較 (上: 1 社目、下: 2 社目)	109
図 5-35	メットマストの概形	110
図 5-36	UKPN が活用している Forecasting tool の概要	112
図 5-37	KASM のシステム構成	113
図 5-38	KASM の予測システムエンジン	113
図 5-39	KASM による負荷予測の平均絶対パーセント誤差	114
図 5-40	KASM による太陽光発電量および風力発電量予測の二乗平均誤差	115
図 5-41	WPD が構築する EFFS の概要	116

図 5-42	予測ツールを用いた DSO の柔軟性を向上させるソリューションの構想	117
図 5-43	ユースケース 1 における 6 カ月先までの GSP の有効電力予測波形	120
図 5-44	ユースケース 2 における 1 カ月先までの BSP の有効電力予測波形	121
図 5-45	ユースケース 4 における 1 カ月先までの BSP の有効電力予測波形	121
図 5-46	ユースケース 3 における 1 カ月先までの有効電力の予測波形	122
図 5-47	ユースケース 5 における 1 カ月先までの有効電力の予測波形	122
図 5-48	ユースケース 6 における 1 日先までの風力発電機の発電予測波形	123
図 5-49	ユースケース 7 における 1 日先までの PV の発電予測波形	123
図 5-50	ノンファーム電源の制御量を決めるためのフローイメージ	124
図 6-1	接続サービスの体系 (SPEN の例)	126
図 6-2	Orkney Registered Power Zone の全体像	128
図 6-3	ANM 適用系統の概念図	130
図 6-4	Power Potential の運用イメージ	133
図 6-5	Power Potential のシステム連携	134
図 6-6	ノンファーム型接続検討プロセス (SPEN の例)	135
図 6-7	年間抑制プロット (WPD の例)	139
図 6-8	LIFO による出力抑制のイメージ	140
図 6-9	VPW のコンセプト	141
図 6-10	Pro-rata による出力抑制のイメージ	142
図 6-11	ノンファーム型接続による電源接続数	143
図 6-12	UKPN のノンファーム型接続 (稼働中) の内訳	144
図 6-13	Pre-event 方式における抑制例	145
図 6-14	Post-event 方式における抑制例	146
図 6-15	Partial Pre-event 方式における抑制例	147
図 6-16	制御のトリガーとなる閾値	148
図 6-17	運用マージン算出の方程式	149
図 6-18	ANM の出力抑制指示の伝達手段と応動時間	152
図 6-19	集中型アーキテクチャ	155
図 6-20	分散型アーキテクチャ	155
図 6-21	SGS の ANM ソリューションの例	157
図 6-22	ZIV の集中型 ANM ソリューションの例 (集中型アーキテクチャ)	158
図 6-23	ZIV の Altair を内蔵したローカル ANM システム (分散型アーキテクチャ)	159
図 6-24	アイルランドのノンファーム型接続制度での接続容量とファーム容量の概念	163
図 6-25	GPA プロセスにおけるアクセス検討手順	166
図 6-26	系統制約による風力電源の出力抑制順序	168
図 6-27	EirGrid による各電源の稼働計画シミュレーションのタイムライン	171
図 6-28	風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(1)	175
図 6-29	風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(2)	176
図 6-30	アイルランドの風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移	177
図 6-31	2018 年度の時間帯別の風力電源の出力抑制発生量 (平均値)	177

図 6-32	風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フロー	178
図 6-33	I-SEM の各市場のタイムライン及び取引ルール概要	181
図 6-34	系統制約による出力抑制の場合のファーム/ノンファームのインバランス負担の在り方	184
図 6-35	系統分析と風力電源の出力抑制に活用するツール	186
図 6-36	発電スケジュール（指令値）の連携	187
図 6-37	発電サイトとの指令情報の連携	187
図 6-38	Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) ソフトウェア構成	188
図 6-39	Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) ハードウェア構成	189
図 6-40	Wind Security Assessment Tool (WSAT) ソフトウェア構成	189
図 6-41	Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) メイン画面	190
図 6-42	風力発電の実績と予測	190
図 6-43	TSAT の画面	191
図 6-44	VSAT の画面	192
図 6-45	Wind Dispatch Tools (WDT) の抑制量目標値 (Setpoint) の修正画面	193

## 表目次

表 2-1	154kV 以上の検討対象線路数 .....	6
表 2-2	特別高圧送電線の潮流想定的前提条件 .....	6
表 2-3	交流法と直流法の特徴 .....	9
表 2-4	費用便益を評価する際に必要な項目例とその影響.....	13
表 2-5	ノンファーム抑制率のパターン一覧（154kV 以上の線路） .....	18
表 2-6	66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率.....	19
表 2-7	東京電力エリア・全国の導入ポテンシャルの推計結果.....	24
表 2-8	系統増強コストの前提条件（配電線 1 本あたり） .....	26
表 2-9	系統増強コストの費用想定（配電線 1 本あたり） .....	26
表 2-10	ノンファームコストの前提条件 .....	28
表 2-11	ノンファームコストの費用想定 .....	28
表 2-12	設備の耐用年数.....	28
表 3-1	広域系統整備委員会での主な整理項目 .....	39
表 3-2	運用上の整理しておくべき課題 .....	42
表 3-3	発電所との通信回線 .....	44
表 3-4	低圧ノンファーム電源の計画提出方法の比較.....	47
表 3-5	FIT 特例②③の比較 .....	51
表 3-6	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)の比較52	
表 3-7	需給調整市場におけるアセスメントと容量の一部がノンファーム型接続となる電源の関係.....	53
表 3-8	PCS に関する用語の定義 .....	65
表 3-9	配電系統におけるノンファーム型接続運用課題.....	69
表 4-1	実証スケジュール（案） .....	74
表 5-1	我が国の再エネ出力予測サービスプロバイダーのサービス一覧.....	76
表 5-2	各社の太陽光発電出力予測方法の考え方（2019 年 3 月時点） .....	83
表 5-3	各社の気象予測地点の考え方と地点数 .....	83
表 5-4	東京電力 PG の再エネ出力予測向上に向けた取組の変遷.....	85
表 5-5	九州電力の太陽光発電出力予測精度向上の取組.....	92
表 5-6	発電量予測と検針実績との比較 .....	96
表 5-7	欧州における出力予測に用いるデータ .....	98
表 5-8	サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式.....	99
表 5-9	欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧.....	100
表 5-10	欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧の凡例.....	101
表 5-11	Enfor 社のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェア .....	104
表 5-12	Forecasting tool の入力データ.....	114
表 5-13	EFFS における予測データ .....	116
表 5-14	EFFS における入力データ .....	118
表 5-15	予測したユースケースの概要 .....	118
表 5-16	EFFS による予測精度 .....	119

表 5-17 UC1 における GSP 全体および GSP を構成する各変圧器に対する予測精度	120
表 5-18 KASM と EFFS それぞれの予測誤差	123
表 6-1 系統混雑回避のための再エネ出力抑制スキームの例	125
表 6-2 フレキシブルコネクションの一覧	127
表 6-3 各 DNO における LCNF Tier1-2 の対象 ANM 実証プロジェクトおよび ANM の 実運用状況	129
表 6-4 Orkney Registered Power Zone の電源構成 (2013 年)	130
表 6-5 ARC の電源構成 (2017 年)	131
表 6-6 各 DNO の ANM 関連費用回収の考え方	132
表 6-7 Power Potential で対象とする系統制約と市場調達するフレキシビリティサービ ス	132
表 6-8 FPP におけるノンファーム型接続コスト	136
表 6-9 各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組み	137
表 6-10 年間抑制量評価結果 (UKPN の例)	138
表 6-11 WPD の ANM エリアの発電量	138
表 6-12 各出力抑制方式の例における合計抑制量	147
表 6-13 ANM において一般的に使用される閾値	148
表 6-14 Dunbar and Berwick ANM (SPEN) において特別に設定された運用閾値	150
表 6-15 UKPN の ANM エリアの電源別の抑制率	151
表 6-16 ANM システム構成要素	156
表 6-17 SGS が提供する ANM ソリューションの機能一覧	157
表 6-18 英国の ANM スキームにおける課題	159
表 6-19 UKPN の Energy Exchange プロジェクトの目的	160
表 6-20 UKPN の Energy Exchange プロジェクトにて検討中の市場	161
表 6-21 GPA プロセスの各 Gate での募集概要	165
表 6-22 シミュレーションで活用するインプットデータ	172
表 6-23 架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量	173
表 6-24 RTD から出力抑制指令までの実施事項の概要	179
表 6-25 ノンファーム型接続電源の各市場への参加可否及び取り扱い	182
表 6-26 系統制約による出力抑制時のインバランス負担の取り扱い	184
表 6-27 Eirgrid の NCC で活用している系統制約解消のためのツール	186
表 6-28 WDT における制御可能電源の区別	192
表 6-29 アイルランドのノンファーム型接続における問題点	193

## 和文要約

件名：2019年度成果報告書 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&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ

本調査は、「日本版コネクト&マネージ」の実現のためのシステムに関するフィージビリティスタディとして、以下に示す調査を実施した。

調査項目1-1「特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算」として、検討線路にノンファーム電源が連系された場合の抑制率の試算を行った。検討対象線路は、一般送配電事業者毎に公開されている送電線とし、空容量マップ上で空容量が無い線路を検討線路とした。抑制率の試算の結果、系統の特徴毎に4つのパターンに分類できた。この内、放射状系統にミドル電源と変動電源、または主に変動電源が連系される系統は、ノンファーム電源が連系しやすい線路であるという結果を得た。

調査項目1-2「配電系統での導入ポテンシャルの試算」として、配電系統におけるノンファーム型接続の導入ポテンシャルの試算を行った。試算の結果、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は全国で50本となったが、コストの比較分析を実施したところ、現在の回避可能原価等、現時点での条件を前提とすれば、系統増強コストに比べてノンファームコストの方が高いという結果を得た。

調査項目2「ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理」として、電力広域的運営推進機関の広域系統整備委員会で示されているルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに特別高圧系統、配電系統それぞれで課題整理を実施した。この結果を踏まえ、特別高圧系統では、システムの構成、混雑処理の基本フロー、運用・制度面から個別処理が必要な事項についてまとめた。配電系統では、システム構成の一例を示し、配電系統固有の運用課題をまとめた。

調査項目3「実証試験の内容・スケジュールの検討」として、調査項目2の検討結果を踏まえ、次年度以降のシステム開発規模、実証エリア、実証内容、実証スケジュールを整理した。

調査項目4「再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査」として、再エネ発電出力予測サービスプロバイダーが提供するサービス・ツール及び系統運用者の再エネ予測精度向上の取組について、国内・海外の調査を行った。調査の結果、今後ノンファームが本格運用されるにあたっては、個別のウインドファームや太陽光発電サイトの発電予測などの取組が重要ではないかとの示唆を得た。

調査項目5「海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理」として、我が国で検討されているノンファーム制度に類似した他国のスキームの中でも、特に制度として確立し、運用実績があるイギリス、アイルランドの事例を取り上げ、その制度面、運用面、システム面に関する調査を行った。

## 英文要約

Title: Next-generation power network stabilization technology development for a large-scale integration of renewable energies /Research subject [1]-1 Feasibility Study for realizing "Japanese Connect and Manage" scheme (FY2019) Final Report

This study examined the following topics as a feasibility study of power systems in realizing the "Japanese Connect and Manage" scheme.

In the topic 1-1 "Potential for introducing the scheme to extra-high voltage systems", the curtailment rate when non-firm generators are connected to target power systems was estimated. The target systems were assumed to be transmission lines disclosed by each general transmission and distribution company, and with no available capacity in the available capacity map. As a result of the estimation, the target systems were classified into four patterns based on their characteristics.

In the topic 1-2 "Potential for introducing the scheme to distribution systems", potential for introducing a non-firm connection to power distribution systems was estimated. As a result of the estimation, the number of target distribution systems was 50 lines nationwide. However, a cost comparative analysis resulted that non-firm costs would be higher than grid reinforcement costs, assuming that conditions such as avoidable cost are the same as current ones.

In the topic 2 "Identifying requirements and issues in realizing non-firm connection systems", issues concerning extra-high voltage systems and power distribution systems were identified based on information on rule design and business flow, etc. provided by OCCTO. For extra-high voltage systems, issues required to be addressed individually from operational and institutional aspects, such as system configuration and basic flow of congestion management, were summarized. For power distribution systems, an example of system configuration was presented, and its peculiar operational issues were summarized.

In the topic 3 "Study on the content and schedule of the demonstration test", based on the result from the topic 2, the system development size, the demonstration area, the demonstration content and schedule in the next fiscal year and later were clarified.

In the topic 4 "Case studies on forecasting tools for renewable power generation and efforts for improving the forecasting accuracy", service tools provided by renewable generation forecasting service providers and efforts for improving the forecasting accuracy in Japan and overseas were investigated. The investigation indicated that it would be important to make efforts to forecast power generation for individual wind farm and solar power generation site toward full operation of a non-firm connection in the future.

In the topic 5 "Investigating overseas cases for a non-firm connection", the related institutions, operations and systems for overseas cases were investigated with a focus on cases in the UK and Ireland, which have already established and operated the scheme.



## 1. はじめに

### 1.1 事業の目的

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り組みを進めていく必要がある。

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適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算するとともに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題を整理することを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、次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する。

### 1.2 事業の概要

本調査では、上述の目的に鑑み、我が国におけるノンファーム型接続システムの在り方を検討するために、以下の調査を実施している。

#### <本調査の実施内容>

- 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算
  - 特別高圧系統におけるポテンシャルの試算
  - 配電系統におけるポテンシャルの試算
- ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理
- 実証試験の内容・スケジュールの検討
- 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査
- 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理

## 2. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算

特別高圧系統と配電系統では、ノンファーム接続に関する検討状況、設備増強にかかる費用・期間等、それぞれの条件が異なるため、同一条件でノンファーム適用の導入ポテンシャルの試算をすることが困難である。また、ノンファーム適用の導入ポテンシャルに対して、一意な定義がないため、本事業においては特別高圧系統と配電系統での検討の方向性を統一するため、次のようにノンファーム適用時の導入ポテンシャルを定義する。

### (1) ノンファーム適用の導入ポテンシャル

ノンファーム適用時の導入ポテンシャルは、「ノンファーム適用系統となる可能性がある線路数」と定義する。

ここで、導入ポテンシャル試算の検討対象は、各系統における年間潮流の最大値が運用容量を超過する可能性があるものとする。また、本章においては、上位系統と下位系統で同時にノンファームによる抑制が発生する場合（例えば、特別高圧系統 154kV と 66kV の系統で同時に抑制が発生する場合）は考慮しないものとする。

### (2) 用語の定義

本検討において使用する用語の定義を次に示す。

- 現在潮流：  
ノンファーム適用前の 8760 時間の潮流によるデュレーションカーブ
- 将来潮流：  
ノンファーム適用時の 8760 時間の潮流によるデュレーションカーブ
- 運用容量：  
対象系統の運用容量
- 新規電源の連系容量：  
ノンファーム適用時の新規に連系される電源の容量[kW]
- NF 抑制量  
ノンファーム適用時に抑制される電力量[kWh]
- NF 発電可能量  
ノンファーム適用時に発電される電力量[kWh]
- NF 抑制率  
ノンファーム適用時に連系電源が抑制される電力量の発電可能な総電力量に対する比率[%]。次式で示す。

$$\text{NF 抑制率} = \text{NF 抑制量} \div (\text{NF 発電可能量} + \text{NF 抑制量}) \times 100$$

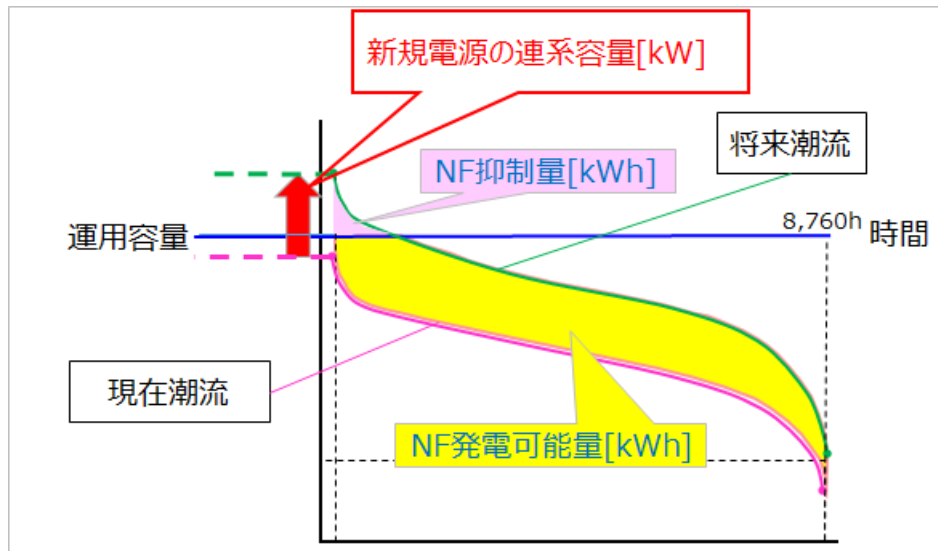


図 2-1 用語の定義

## 2.2 特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算

系統の空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「ノンファーム型接続」の制度設計を念頭に、特別高圧送電線のノンファーム型接続適用時における導入ポテンシャルを試算する。

### 2.2.1 検討対象線路の選定

#### (1) 特別高圧送電線

154kV 以上の特別高圧送電線は、全国 10 社の一般送配電事業者毎に送電線潮流が公開されている全ての送電線を検討対象とした。66kV 以上 154kV 未満の特別高圧送電線は、一部の代表送電線を検討対象とした。

#### (2) 検討対象とする線路の選定

検討対象とする線路は、新たな発電設備を連系する際に設備対策工事が必要となる特別高圧送電線を選定する。

#### (3) 空容量マップ

検討対象とする線路は、一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングに基づき、空容量マップ上の赤色の線路で示される空容量が無い線路を基本として選定することとした。一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングと送電線の運用容量一覧表のイメージを図 2-2、図 2-3 に示す。ただし、広域系統整備委員会等で議論されている線路については、検討対象線路から除外した。

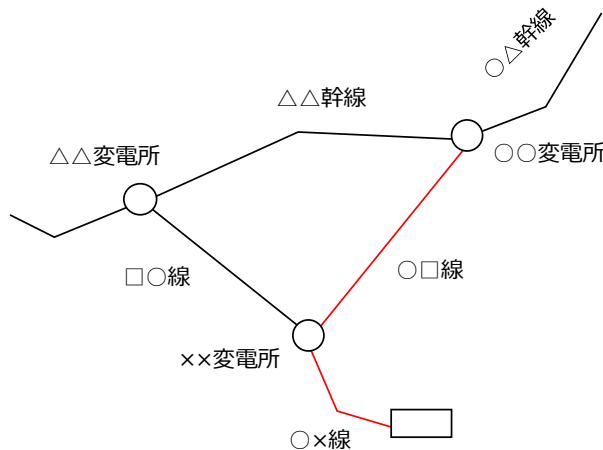


図 2-2 一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングのイメージ

運用容量一覧表～xxxkVの特高設備～

送電線 No	送電線名	電圧 (kV)	回線数	設備容量 (100%×回線数)	運用容量値 (MW)	運用容量 制約要因	空容量		N-1電制 適用可否	N-1電制 適用可能量	備考
							当該設備	上位系考慮			
〇〇県 275kV 1	〇△幹線	xxx	2	-	-	-	500	0	-	-	
〇〇県 275kV 2	△△幹線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	可	100	
〇〇県 275kV 3	□〇線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	可	200	
〇〇県 275kV 4	〇□線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	不可	-	
〇〇県 275kV 5	〇×線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	不可	-	

図 2-3 一般送配電事業者各社が公開している運用容量一覧表のイメージ

#### (4) 空容量無し線路の種類

空容量マップ上の赤色の線路で示された線路は、図 2-4 に示す状況となっている。

##### 1) 空容量マップで赤色の線路

図 2-4 a)の A 線および D 線は、運用容量に対し連系量（潮流）が同量となり空容量なしとなっているが、B 線、C 線、E 線はこれらの線路の上位系統の A 線に空容量が無い場合、運用容量に対し連系量が下回っているにもかかわらず、空容量なしとなっている。

##### 2) フェンス潮流管理された線路

図 2-4 b)では、F 線と G 線の各線路は運用容量に対して連系量が下回っているが、管理対象となっている線路の合計値で管理されるフェンス潮流値が運用容量値と同量となり空容量なしとなっている。

##### 3) N-1 電制線路

図 2-4 c)では、H 線路は運用容量に対して連系量（潮流）が上回っているが、N-1 事故時に電源を制限すること（N-1 電制）で、運用容量値と同量となり空容量なしとなっている。

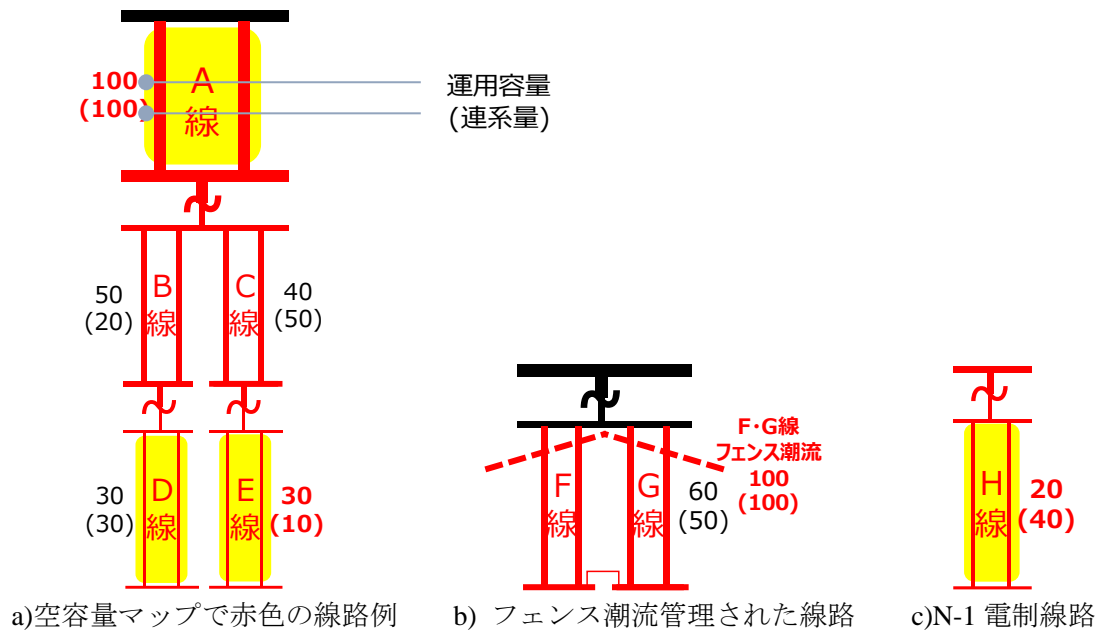


図 2-4 空容量マップで赤色表示となっている線路のイメージ

#### (5) 検討対象線路の選定

検討対象線路の選定は、図 2-5 に示すフローにしたがった。これに基づき次の線路を選定した。

検討対象①：空容量が無く、N-1 電制の適用ができない線路（基幹ループ系統等）

検討対象②：N-1 電制の適用が可能だが、既に申込量で空容量がない線路

検討対象③：フェンス潮流で管理している箇所为空容量がない線路

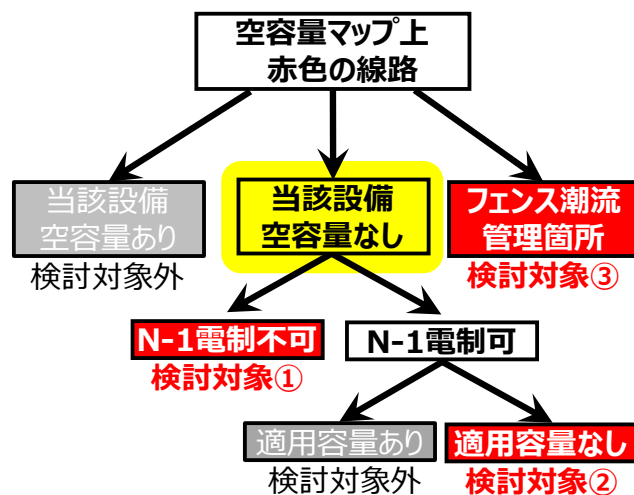


図 2-5 検討対象線路の選定フロー

## (6) 検討対象線路数

前項に示した検討対象線路の選定フローに従い全国の一般送配電事業者の送電線を対象に選定した 154kV 以上の線路数を表 2-1 に示す。また、66kV 以上 154kV 未満の線路についても 154kV 以上の線路と同様に検討対象線路の選定フローに従い抽出したが、66kV 以上 154kV 未満の線路については公開情報が限定されていることから、送電線潮流実績などのデータが入手できた 5 線路を対象にした。

表 2-1 154kV 以上の検討対象線路数

単位：線路

	500kV	275~187kV	154kV	フェンス	小計
検討対象①	0	28	9	-----	37
検討対象②	0	13	29	-----	42
検討対象③	-----	-----	-----	1	1
				合 計	80

\*1)一般送配電事業者各社が 2019 年 8 月時点で公開した系統空容量一覧表を使用した

\*2)広域系統整備委員会で議論されている 1 系統については除外した

### 2.2.2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

特別高圧送電線の潮流を想定するにあたり、表 2-2 に示す前提条件を設定した。

表 2-2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

項 目	前 提 条 件
系統構成	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
需要（8760 時間）	2018 年度エリア実績
再エネ（太陽光）	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
再エネ（風力）	2018 年度実績 + 追加連系量
再エネ（上位以外）	公開情報より想定
火力	公開情報より想定
原子力	再稼働済みの 9 基
揚水	公開情報より想定
連系線	2019 年度計画の運用容量およびマージン
その他	停止計画等は考慮しない

\*1)今後の需要の伸び率は低いため 2018 年度の実績データを使用した

### 2.2.3 導入ポテンシャル試算方法

導入ポテンシャル試算は次の方法に基づき行った。

#### (1) 電力系統シミュレーションモデルの作成方法

##### 1) 概要

電力系統シミュレーションモデル作成手順を図 2-6 に示す。電力系統シミュレーションモデルの作成は、大きく分けて系統モデルの作成と需給データの作成に分けられる。

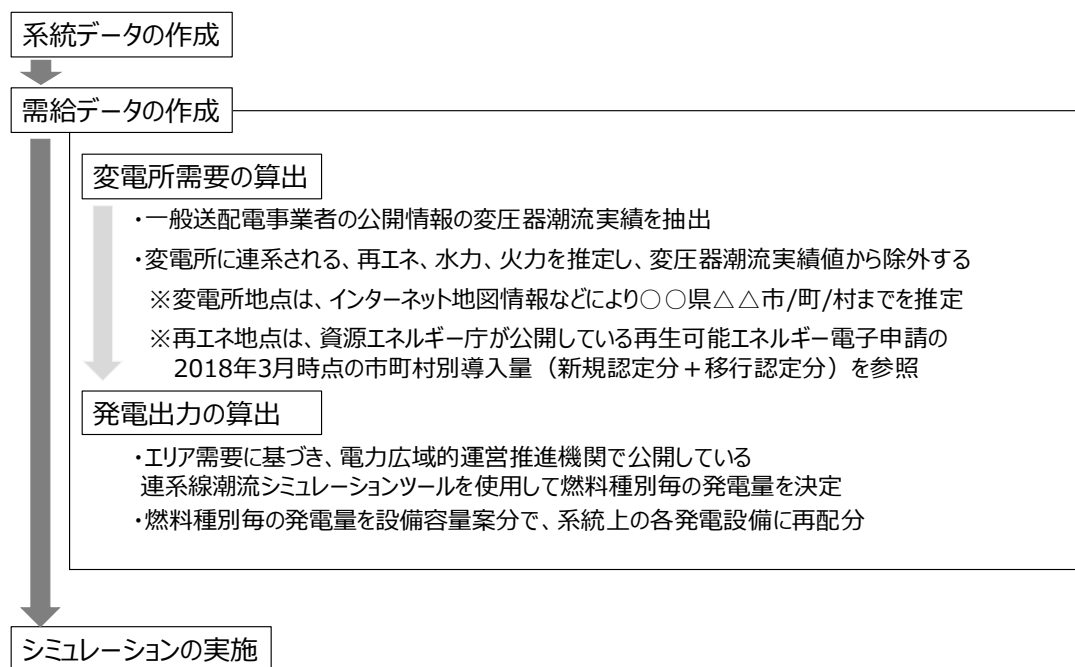


図 2-6 電力系統シミュレーションモデル作成手順

#### 2) 電力系統シミュレーションモデルの作成

電力系統シミュレーションモデルは、各一般送配電事業者から情報公開されている送電線データ、変圧器データおよび電力系統構成データに基づき作成した。また、一般送配電事業者各社から公開されていないが、シミュレーション上必要なデータについては、インターネット地図情報など、比較的容易に入手できる情報を活用するとともに、電気定数は文献などに記載されている合理的な定数を使用した。

#### 3) 需給データの作成

需給データのうち需要データについては、図 2-6 に示すように一般送配電事業者各社から情報公開されている変電所の実績潮流に基づき算定した。このデータには、当該変電所と連系されている再エネなどの発電出力も合算されているため、純粋な需要データとはならない。そこで、各変電所と再エネなどの発電所を市町村単位で結びつけて、実績潮流から発



電出力を除外し各変電所の需要データを作成した。

需給データの供給力についても図 2-6に示すとおり、変電所毎の需要データに基づいて、電力広域的運営推進機関で公開している連系線潮流シミュレーションツールを使用して8760時間のシミュレーションを実施した。この連系線潮流シミュレーションの計算結果は、燃料種別毎の発電出力となるため、燃料種別毎の発電量を設備容量で案分し、電力系統シミュレーションモデル上の各発電設備に再配分した。

## (2) 検討対象とするノンファーム型電源

検討断面となる2023年度の潮流を想定するにあたり、太陽光発電設備は供給計画上のエリア毎の伸び率(19~53%)を乗じて、2023年度の電源構成に織り込んだ。さらに、至近年で数十MW~数百MW規模の開発が進められていくと想定される風力電源を追加連系量のパラメータとして設定した。

## (3) 電力系統シミュレーションの方法

電力系統シミュレーションに使用する電力潮流計算は、大きく分けて交流法と直流法に大別できる。交流法と直流法の特徴を表 2-3に示す。交流法は電力系統の電力潮流の他、電圧状況も計算が可能であるが、実際の計算では収束計算が必要となり、大規模系統や需給状況が厳しい(送電線の重潮流や電圧の低下など)条件では解が見つからないといった場合がある。他方、直流法は収束計算が不要で、近似条件があるものの大規模系統や需給状況が厳しい条件であっても必ず計算結果が得られるといった特徴がある。なお、交流法も直流法も電力系統のループ系統においては、リアクタンスに応じた分流を考慮できるので、直流法の近似条件を逸脱しなければ電力潮流計算の有効電力部分の結果に大きな差は生じない。

本検討の目的は、電力系統の送電線の潮流状況を明らかにし送電線の運用容量を超える電力量を推量するため、有効電力のみ計算できれば要件を満足できる。また、場合によっては送電線の運用容量を大幅に超過したケースも想定されるため、収束計算を行わない方が望ましい。そこで、電力系統シミュレーションは直流法を適用することとした。

表 2-3 交流法と直流法の特徴

		交流法		直流法	
入力 データ	系統構成	ノード、ブランチ接続		ノード、ブランチ接続	
	設備定数	インピーダンス、リアクタンス、アドミタンス、変圧器タップ		リアクタンス	
	運用条件 (拘束条件)	基準ノード	電圧と位相角		基準ノード
上記以外のノード		有効電力と無効電力、または有効電力と電圧		上記以外のノード	有効電力
出力 データ	ノード	電圧、無効電力、電圧、位相角		有効電力、位相角	
	ブランチ	有効電力、無効電力		有効電力	
基本方程式		$i = Y\hat{V}$ 、 $P + jQ = \hat{V}i^*$		$\delta \approx xP$ [近似条件] ① $V_j \approx 1.0 [P.U.]$ ② $\sin \delta_{ij} \approx \delta_{ij} [rad]$ ③ $(r/x) \ll 1$	
計算量		多い		少ない	

出所) 新田目 倅造,『電力系統技術計算の基礎』, 電気書院

#### (4) 電力系統シミュレーションソフト

本電力系統シミュレーションの実施に際し、交流法や直流法を用いて 8760 時間の断面を効率良く解析が可能なソフトウェアを調査したが見つけることができなかった。そこで、直流法の理論式に基づいて 8760 時間の断面を効率よく解析が可能なソフトウェアを作成した。なお、作成した電力系統シミュレーションソフトの妥当性は、作成したソフトで計算した計算結果と、既存のソフトウェア<sup>1</sup>の計算結果を比較し同じ答えとなることを確認した。

#### (5) 導入ポテンシャル試算方法

導入ポテンシャルは次の手順で試算した。

##### 1) 対象線路の潮流想定

2023 年度の電源を公開情報等に基づき想定し、需給データを作成して 8760 時間断面を計算する。なお、太陽光発電量は検討対象線路の設備量に、エリア毎の伸び率 (19~53%) を乗じて 2023 年度の電源構成に織り込んだ。また、追加連系するノンファーム型電源は、図 2-7 に示すように対象線路に流れる最大潮流時の上流側の変電所に連系することを基本とし

<sup>1</sup> 東京電力パワーグリッド株式会社で使用されている電力系統解析システム

た。ノンファーム型電源の追加連系量は 154kV 以上の線路では、100MW、300MW、500MW、1,000MW、1,500MW とし<sup>2</sup>、66kV 以上 154kV 未満の線路では 10MW、30MW、50MW、100MW とした。この際、需給データの発電出力はノンファーム型電源の追加連系量を考慮して需給データを再作成した。

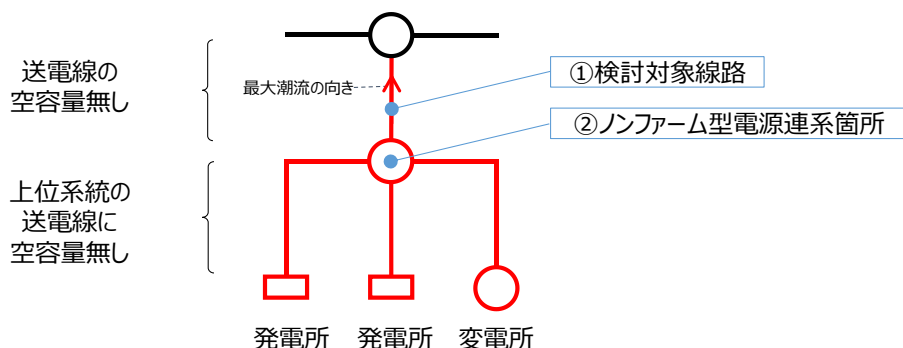


図 2-7 ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ

## 2) 設備容量と運用容量

一般送配電事業者各社が公開する設備容量と運用容量は図 2-8 に示すような関係となる。設備容量は設備の定格または設備の熱耐量で示される値であり、運用容量は当該区間の例えば 2 回線送電線の内、1 回線が停止した際に残り 1 回線で送電できる容量のことを示す。ただし、運用容量は短時間値を示し、この短時間の内に設備容量以下にするため系統切り替えを行うことになる。

本検討では、運用容量を潮流の管理値として使用することを基本とするが、1 回線送電線など運用容量が設定されていない送電線は設備容量を管理値として使用することとした。また、N-1 電制対象線路は発電所が抑制することを前提として設備容量を管理値として使用した。

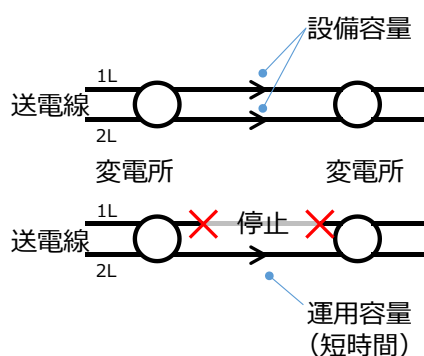


図 2-8 設備容量と運用容量のイメージ

<sup>2</sup> 風力発電所に関わる環境影響評価上の出力（2019 年度の環境影響評価上の出力 平均：約 300MW 最大：約 1500MW）を参考とした。

### 3) 検討対象線路の系統構成

本検討では運用容量を指標として扱うため、検討対象送電線が2回線以上ある場合には1回線を停止した状態でシミュレーションを実施した。

検討対象となる送電線の系統状態のイメージを図 2-9～図 2-11 に示す。

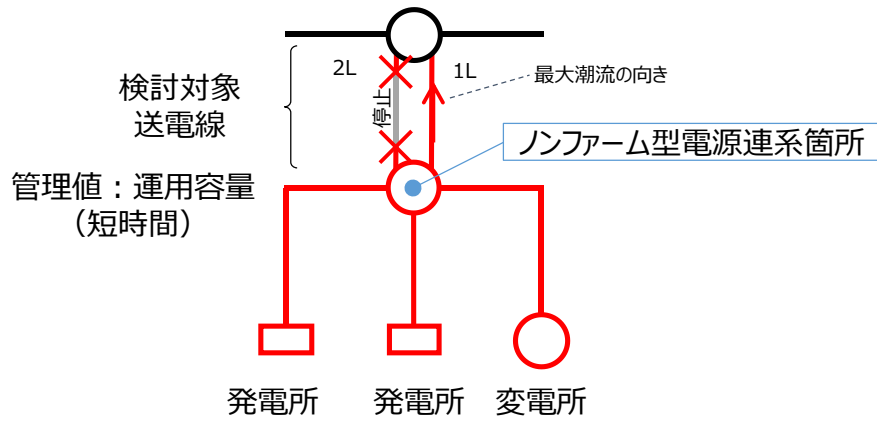


図 2-9 放射状系統の送電線系統構成イメージ

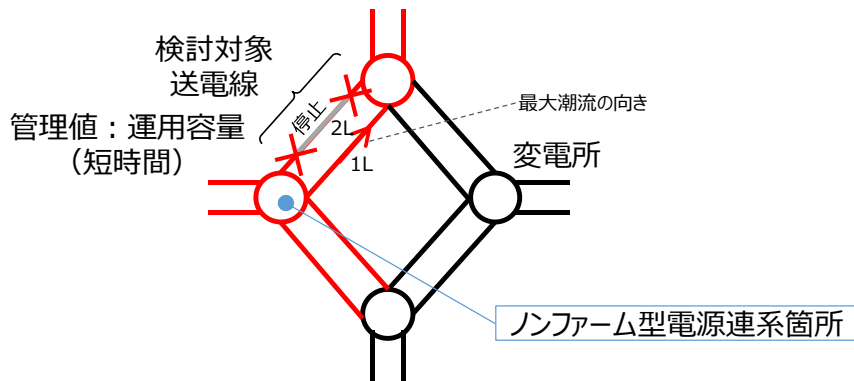
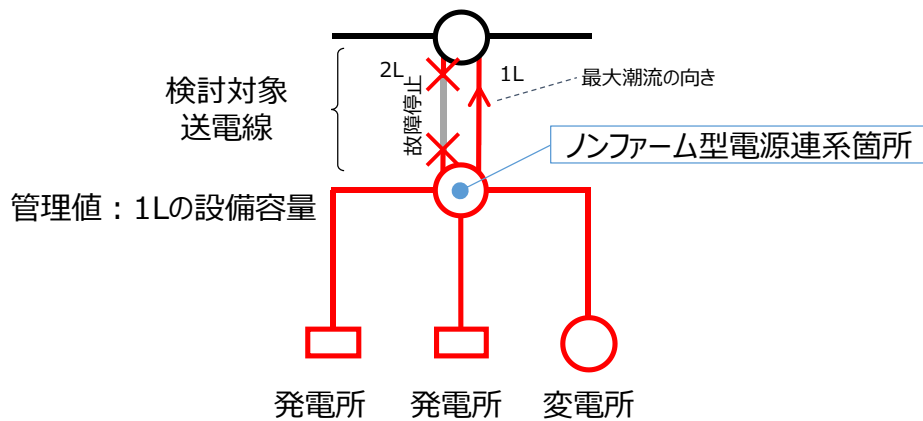


図 2-10 ループ系統の送電線系統構成イメージ



\*)N-1事故時は、発電機出力などを設備容量まで抑制する

図 2-11 N-1 電制適用線路の送電線系統構成イメージ

#### 4) ノンファーム型電源追加連系後の抑制量の算定

抑制量の算定は、ノンファーム型電源追加連系前の対象線路のデュレーションカーブを作成し、その後、ノンファーム型電源追加連系後のデュレーションカーブを重ね図 2-12 に示す式を用いてノンファーム型電源の抑制率を算定する。

NF連系量[MW]を導入した際のNF抑制量[MWh]をNF抑制率[%]で示す。

$$\text{NF抑制率}[\%] = \frac{\text{NF抑制量}[\text{MWh}]}{\text{NF発電可能量}[\text{MWh}] + \text{NF抑制量}[\text{MWh}]}$$

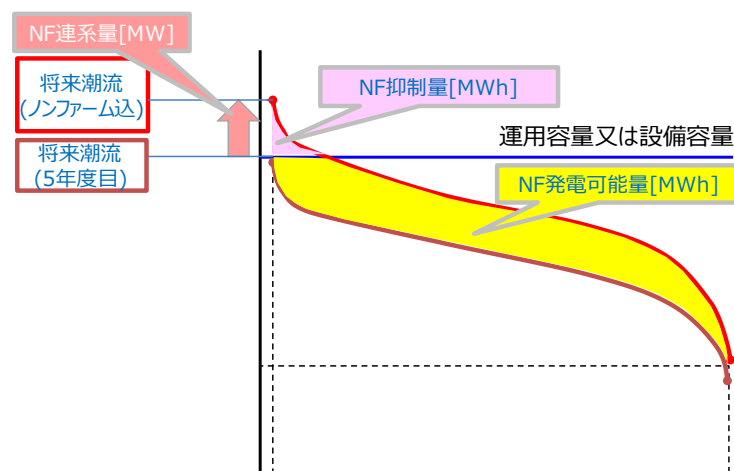


図 2-12 ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ

#### 2.2.4 ノンファーム抑制率の算出

前述した方法および検討対象線路に基づきノンファーム抑制率を算出した。ノンファーム抑制率は、グループ別に体系立てて分析を実施した。

##### (1) 本シミュレーションで考慮していない事項

本シミュレーションは、一定の条件に基づいて全国の需給シミュレーションを実施したため、費用便益を評価する上で考慮すべき項目が必ずしも反映できていない。このため、実際に個別系統で費用便益を評価する際には、各系統の個別事情から、費用便益を計算する上で考慮すべき項目を設定することで、より正確な想定潮流や抑制量を算出することができる。費用便益を評価する際には、表 2-4 に示す項目について考慮すべきだと考えられ、これらの項目を考慮した場合は同表に示す影響があると考えられる。

表 2-4 費用便益を評価する際に必要な項目例とその影響

考慮していない項目例	考慮した場合の影響
流通設備の作業停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・当該設備の作業停止を考慮すると、運用容量が低下し、抑制量が増加する可能性がある</li> <li>・他系統の設備停止や電源停止を考慮すると、当該系統の電源の稼働率が上昇し、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
潮流想定年度以降の連系申込済み電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2023 年度以降の連系申込済みの電源が連系されると、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
実運用上の制約	<ul style="list-style-type: none"> <li>・メリットオーダーと異なる運転制約（燃料制約、発電量契約による運転など）を考慮すると、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>
発電設備量の想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本シミュレーションは、公開情報に基づき、電源の配置を想定しているため、当該系統の発電設備量が想定よりも大きかった場合には、抑制量が増加する可能性がある</li> </ul>

## (2) 本シミュレーション結果の傾向

本シミュレーションは、設備形成上の空容量がない線路を検討対象としているが、デュレーションカーブのピークは運用容量よりも下回り、一般送配電事業者が想定している潮流よりも低めに算出される傾向となった。この関係性のイメージを図 2-13 に示す。

一般送配電事業者は、電力広域的運営推進機関で示された想定潮流合理化に基づき空容量の検討を実施している。一方、本シミュレーションでは表 2-4 に示すような事項について考慮していないことや、電源の発電構成は実設備の運用実態を反映できないなど、一般送配電事業者が想定しているシナリオを反映できていない。本シミュレーションは、全国の需給シミュレーションによりメリットオーダーで発電機出力が配分されるため、検討対象線路の想定潮流が小さくなりやすい（特に発電単価の高い電源が多い系統では顕著となる傾向がある）。このため、本シミュレーションの検討対象となった送電線潮流のデュレーションカーブのピークは運用容量を下回り、送電線潮流は一般送配電事業者の想定潮流よりも下回っていると考察する。

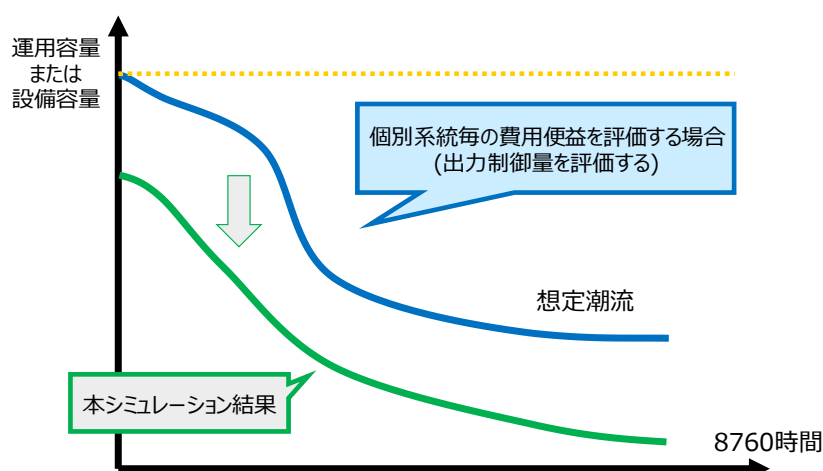


図 2-13 シミュレーションの結果で得られたデュレーションカーブのイメージ

### (3) 本シミュレーション結果の評価

本シミュレーション結果は、前述しているとおり見込まれていない条件が多く含まれているため、本シミュレーション結果のデュレーションカーブのピーク値は、運用容量または設備容量まで達しなかったものとする。したがって、本シミュレーション結果に基づいたノンファーム抑制率は少なく見積もられてしまう可能性がある。

このため、ノンファーム抑制率を一般送配電事業者が想定する潮流で評価する方が実状態に近づけられると考え、運用容量または設備容量と本シミュレーション結果のデュレーションカーブのピーク値の差を、本シミュレーション結果のノンファーム電源連系前デュレーションカーブに加算することとした。この加算したデュレーションカーブに基づいてノンファーム抑制率を算出することとした。

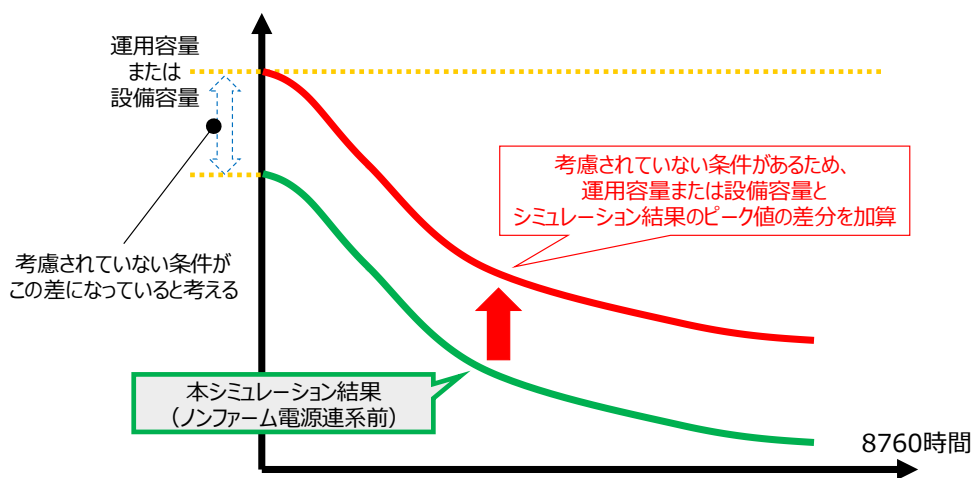


図 2-14 運用容量または設備容量とシミュレーション結果のピーク値の差を加算するイメージ



#### (4) ノンファーム抑制率の算出結果

ノンファーム抑制率算出結果から特徴分析を行った。その結果、放射状系統とループ系統で特徴が大きく変わり、さらに放射状系統では、当該送電線に連系される電源種別によって特徴があることが明らかになった。

##### 1) パターン 1 (放射状系統+ミドル電源/変動電源)

154kV 以上の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源がミドル電源 (LNG) と変動電源 (再エネ) が混在する系統である。需給上のメリットオーダーによる発電機の出力量配分によって、発電機の高出力時間が短い傾向にあり、デュレーションカーブの傾斜が大きい傾向となっている。当該線路は電源に連系されているため比較的大きい運用容量となり、抑制率は低い傾向となっている。

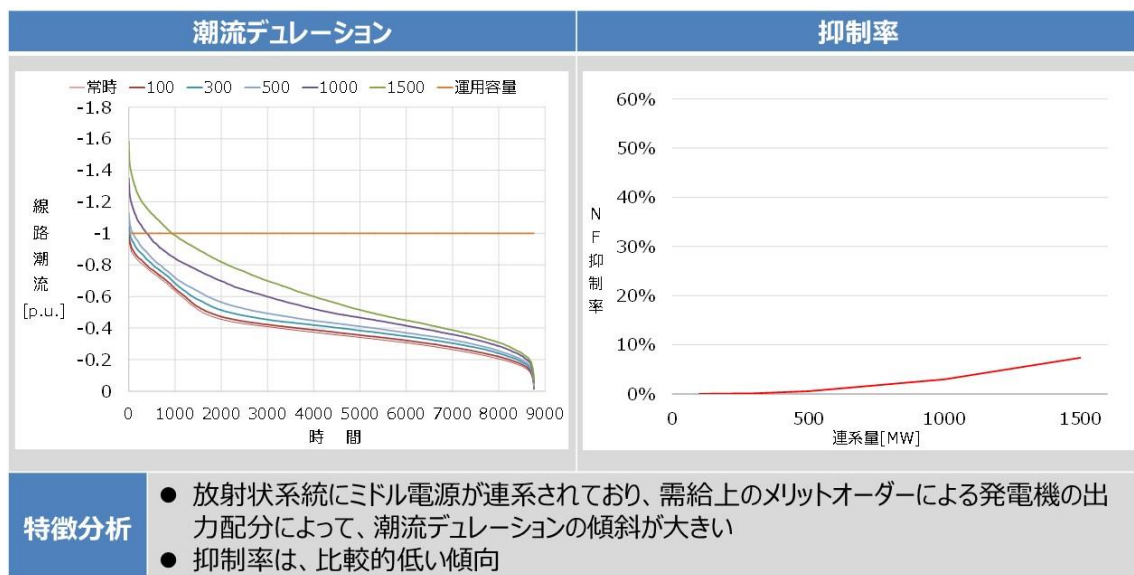


図 2-15 パターン 1 のノンファーム抑制率の代表例

##### 2) パターン 2 (放射状系統+ベース電源/変動電源)

154kV 以上の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源がベース電源 (石炭) と変動電源 (再エネ) が混在する系統である。放射状系統にベース電源が連系されているため、当該線路の潮流は、需給状況によらず一定となっている傾向があり、デュレーションカーブは全時間に亘って高い潮流状況となり、デュレーションカーブの傾斜が比較的フラットな傾向を示している。当該線路は年間を通して出力変化が少ないベース電源が接続されているため、抑制率は高い傾向となっており、運用容量とベース電源の出力差により抑制率が大きく変動する。

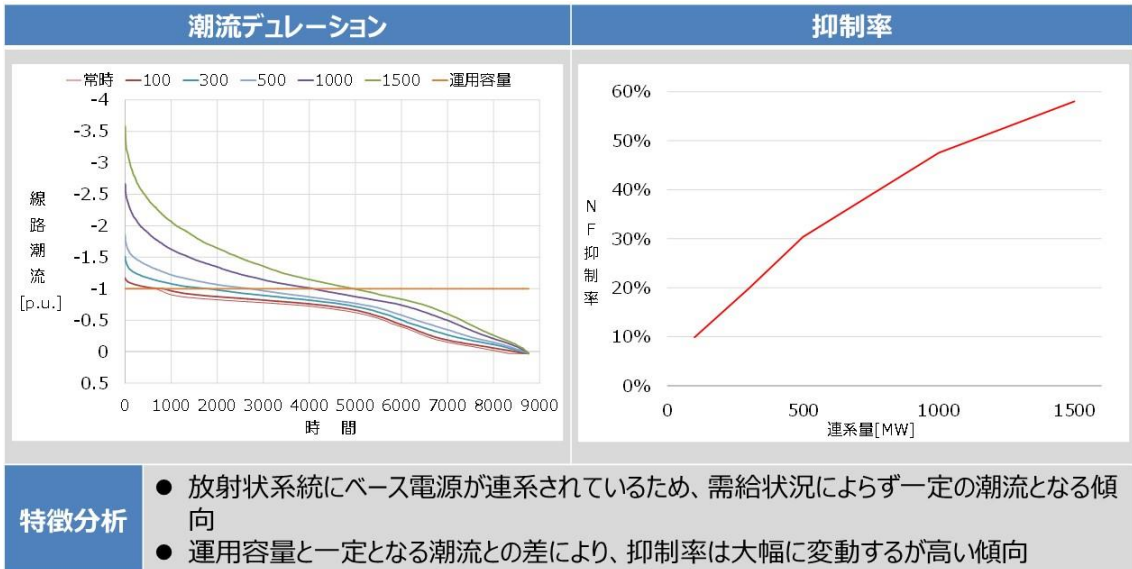


図 2-16 パターン 2 のノンファーム抑制率の代表例

### 3) パターン 3 (放射状系統+変動電源)

154kV 以上および 66kV 以上 154kV 未満の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源が変動電源 (再エネ) 主体の系統である。放射状系統に再エネが連系されているため、当該線路は再エネ電源の出力状況に左右される傾向があり、風力であれば風況などによってデレージョンカーブの形状が変化する。当該線路は運用容量が小さい線路が多く、連系量が少ないうちは抑制率が低く、多くなれば抑制率が高くなる傾向となっている。

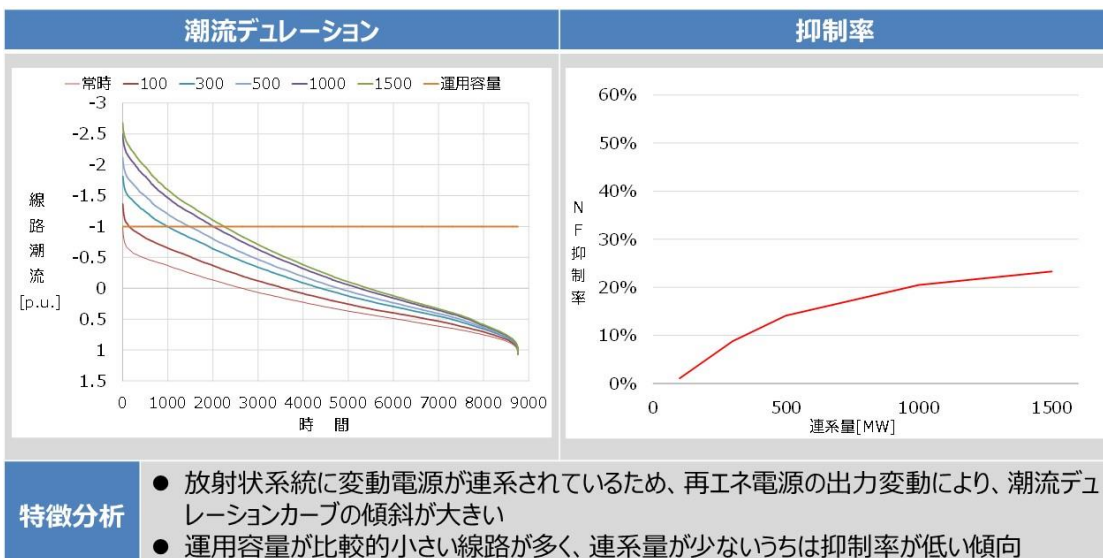


図 2-17 パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例 (154kV 以上の線路)

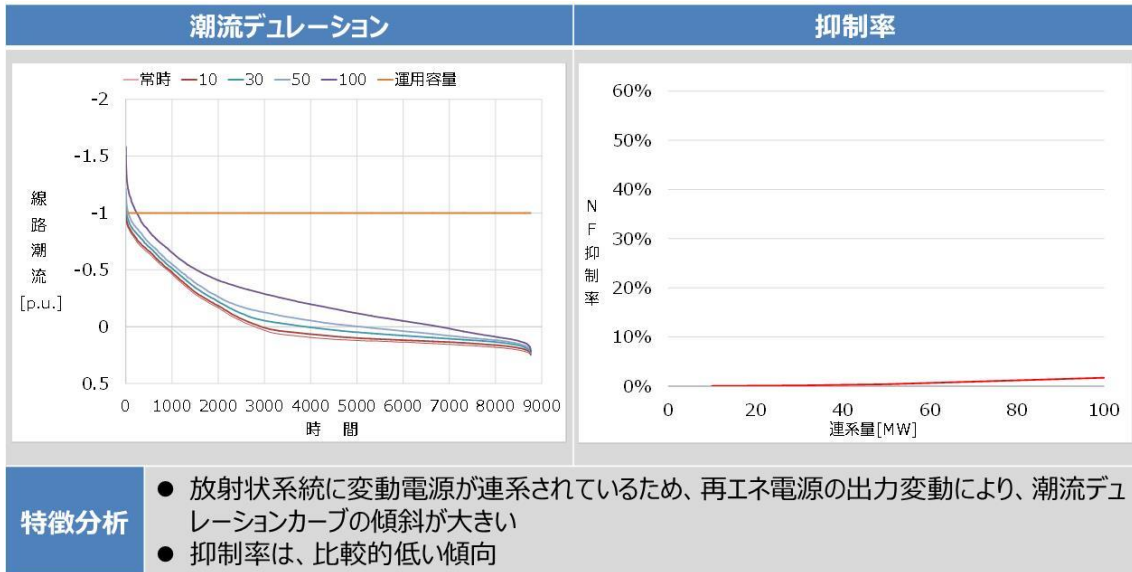


図 2-18 パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（66kV 以上 154kV 未満の線路）

#### 4) パターン 4（ループ系統）

154kV 以上のループ系統の特徴は、ノンファーム型電源の連系量に関わらずデレージョンカーブに変化が少ない結果となった。ループ系統では、放射状系統と比べて分流効果により、当該線路の潮流に与える影響が小さいため、連系量に対して潮流が増えにくい特徴がある。このため、当該送電線に着目すると抑制率は低くなっている。

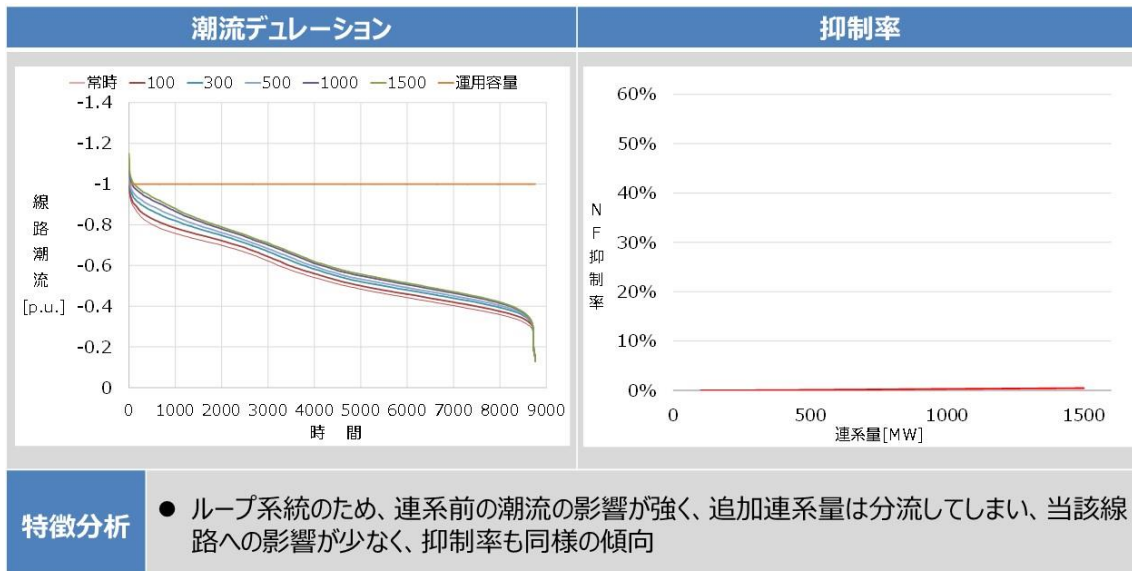


図 2-19 パターン 4 のノンファーム抑制率の代表例

## (5) 系統特徴とノンファーム抑制率

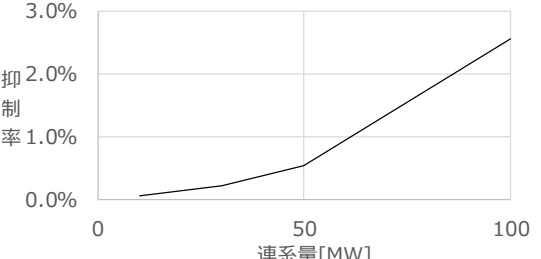
検討対象となった 154kV 以上の 80 線路の内、新たに広域系統整備委員会で議論されている 3 系統・4 線路と公開情報から潮流を推定するのが困難など評価できない 5 線路を除いた 71 線路についてパターン分けし特徴を分析した。系統特徴と各系統特徴別に仕分けしたノンファーム抑制率の平均値のパターン一覧を表 2-5 に示す。

表 2-5 ノンファーム抑制率のパターン一覧 (154kV 以上の線路)

パターン (対象 線路数)	系統特徴	電源種別	年間抑制率の平均
パターン 1 (23)	放射状系統	ミドル電源(LNG)と 変動電源(再エネ)が 混在する系統	<p>抑制率</p> <p>連系量[MW]</p>
パターン 2 (6)	放射状系統	ベース電源(石炭)が 多く、変動電源(再エネ) が混在する系統	<p>抑制率</p> <p>連系量[MW]</p>
パターン 3 (24)	放射状系統	変動電源(再エネ)が主 体の系統	<p>抑制率</p> <p>連系量[MW]</p>
パターン 4 (18)	ループ系統	-----	<p>抑制率</p> <p>連系量[MW]</p>

検討対象とした 66kV 以上 154kV 未満の 5 線路については、いずれも放射状系統で変動電源（再エネ）が主体となる「パターン 3」であった。66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率の平均値を表 2-6 に示す。

表 2-6 66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率

パターン	系統特徴	電源種別	年間抑制率の平均
パターン 3	放射状系統	変動電源(再エネ)が主体の系統	 <p>The graph plots the average annual non-farm suppression rate (%) on the y-axis against the connection capacity in MW on the x-axis. The y-axis has major ticks at 0.0%, 1.0%, 2.0%, and 3.0%. The x-axis has major ticks at 0, 50, and 100. A single line shows the relationship, starting near 0% at 0 MW and increasing to approximately 2.5% at 100 MW.</p>

## (6) 結論

### 1) 154kV 以上の線路

パターン毎の特徴分析結果より、「パターン1」、「パターン2」、「パターン3」は、ノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は電源の運用状況で大きく変わる特徴がある。この特徴を有する154kV以上の送電線は、71線路のうち53線路（約75%）であった。

「パターン4」もノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は既設電源等の制御に左右される。しかしながら「パターン4」は、出力制御を必要とする電源の判断が困難であり、一度、出力制御が必要となれば当該ループ系統でノンファーム運用の適用を増やす必要があるなど、出力制御範囲が広範囲に及ぶ可能性が高い。このため、ノンファーム運用を検討する前段で電源の制御方法について詳細な検討が必要であると判断される。この特徴を有する154kV以上の送電線は、71線路のうち18線路（約25%）であった。

なお、「パターン1」および「パターン3」はデューションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられ、全国で154kV以上では47線路（約66%）であった。

### 2) 66kV 以上 154kV 未満の線路

66kV以上154kV未満の代表5線路は、154kV以上の線路の特徴分析結果の「パターン3」に仕分けられた。このため、今回検討対象となった5線路は、154kV以上の送電線と同様にデューションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられる。

66kV以上154kV未満の線路についてもデータが入手できれば、154kV以上の線路と同様にパターン1～4に分類できるものと想定される。

### 3) 留意事項

本検討では、公開情報から電力広域的運営機関の連系線潮流シミュレーションに基づくメリットオーダーで発電機の出力配分を決定している。このため、パターン毎の傾向は把握できたが、全体的に送電線潮流が低めとなった。さらなる詳細な抑制率の検討を行う際には、開示情報を活用するなどして局所的な系統での検討が必要である。

## 2.3 配電系統での導入ポテンシャルの試算

配電系統においても、ノンファーム型接続を適用することにより、系統設備を増強することなく再エネ導入量の拡大が可能となる可能性がある。本節では、この可能性について検討した結果について示している。2.3.1 では現状の配電線の稼働状況の把握として、配電線利用率を調査した結果を整理しており、2.3.2 では、現状の配電系統におけるノンファーム型接続の導入ポテンシャルを試算した結果について記述している。2.3.3 では、2.3.2 の試算結果を基に、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強にかかるコストを試算し、それらを比較することによって、どちらが経済的かを分析した結果について記述している。

### 2.3.1 配電線利用率の現状把握

現状における配電線の稼働状況を把握するために、東京電力エリアにおける配電線毎の2018年度の各種実績データを収集した。この実績データにおける各配電線の年間最大逆潮流流量[A]と運用容量[A]の比率より、各配電線の配電線利用率を算出し、東京電力エリア全体における分布を図 2-20 に示した。配電線利用率が0に近いほど配電線の運用容量に対する空き容量が大きく運用に余裕がある状態、1に近いほど空き容量が少なく運用が厳しい状態と見なすことができる。図 2-20 より、東京電力エリアにおいては、全配電線のうち約90%の配電線の利用率が30%以下となっており、比較的空き容量に余裕がある状況とすることができる。また、実際の運用においては、新規電源の接続等に伴って当該配電線に系統混雑が起きると想定した場合、一部区間を隣接配電線の配下に切替えることにより、極力、系統増強をしないように運用を行っている。

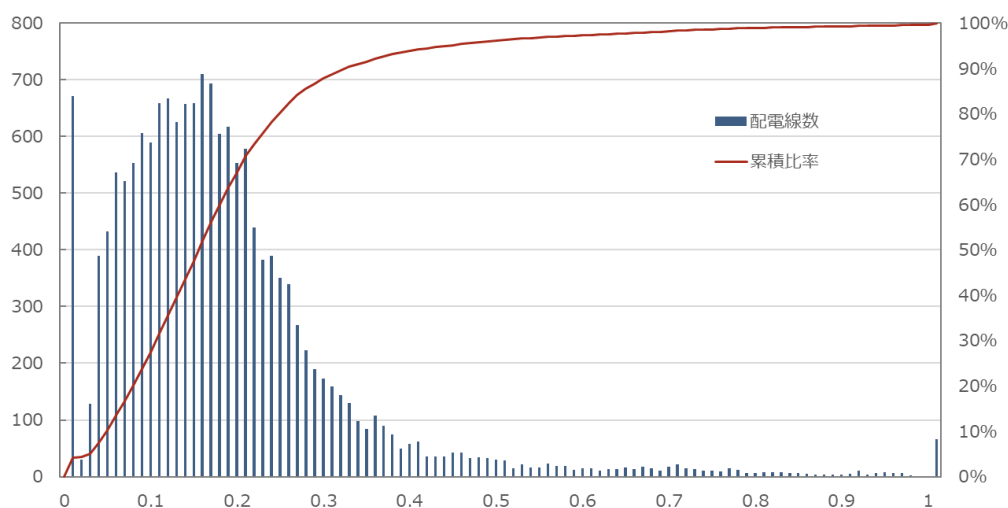


図 2-20 東京電力エリアにおける配電線利用率の分布



## 2.3.2 導入ポテンシャルの推計

### (1) 前提条件

配電システムのノンファーム型接続の導入ポテンシャルの検討においては、逆潮流に起因して配電線新設が予定されている配電線<sup>3</sup>を、将来的に系統混雑が発生し得る配電線と見なし、そのうち将来的に連系が予定される電源の連系予定量を加味した際に最大逆潮流量が運用容量を超過する配電線をノンファーム適用対象となる候補の配電線とする。

また、それらの配電線に対して想定される連系予定量は、当該配電線に申し込み済みの連系予定電源の総容量とする。

### (2) 配電システムにおける導入ポテンシャルの試算フロー

まず、ノンファーム適用対象配電線の現状の潮流把握として、逆潮流に起因して配電線新設が予定されている配電線に着目し、該当する配電線の潮流データを、全国の一般送配電事業者より収集し、1年間の潮流の推移を1時間単位で整理した。潮流データの時間粒度が1時間よりも短い場合は、1時間における逆潮流方向の最大値を抽出した。（例：データの粒度が10分単位であれば、10分×6の潮流データのうち最大の値を抽出）（図 2-21 における Step1）

次に、現状の配電線に対して、連系予定量を加味した潮流を想定するため、連系予定電源の発電プロファイルを作成した。発電プロファイルについては、全国の一般送配電事業者が公表している各エリア需給実績より得られる各電源種の発電実績データを、経済産業省が固定価格買取制度の情報公表用ウェブサイト<sup>4</sup>で公開している各エリアの再エネ導入容量により除すことによって、電源種毎の1kWあたりの発電量[kWh]を算出し、それを電源種毎の年間発電プロファイルとした<sup>4</sup>。（図 2-21 における Step2）

作成した年間発電プロファイルを用いて、現状の配電線潮流に、連系予定電源の容量に相当する潮流分を足し合わせることで、連系予定量を加味したデュレーションカーブを作成する。（図 2-21 における Step3）

連系予定量を加味したデュレーションカーブを作成した際に、運用容量を超過する時間断面が発生する配電線を、ノンファーム適用対象配電線とすることで、導入ポテンシャルに加算する。（図 2-21 における Step4）

運用容量を超過する時間断面においては、ノンファーム適用によって発電が抑制されると想定し、年間における出力抑制量[kWh]・出力抑制率[%]を算出する。（図 2-21 における Step5）

<sup>3</sup> 太線化が予定されている配電線については、新設と比べて用地交渉不要かつコストが安く短工期である、かつ、ノンファームは増強困難地帯に設置すると整理されているが、太線化ができる地域は増強困難地域ではないと考えられることから対象外とする。

<sup>4</sup> なお、バイオマスに関しては本手順で算出される発電プロファイルが不安定であることから、発電コスト検証ワーキンググループの発電コストレビューシートより設備利用率70%と想定した。

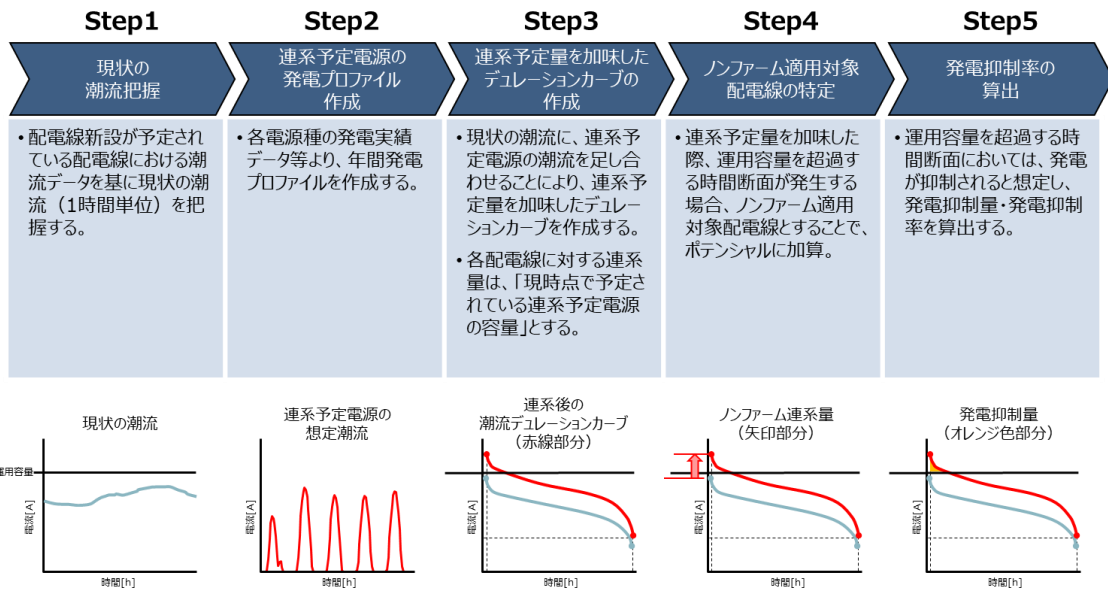


図 2-21 配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー

実際の潮流データを用いて、上記の通りに連系予定量を加味したデューレーションカーブを作成し、ノンファーム連系量[MW]、出力抑制量[MWh]、出力抑制率[%]を試算した例を図 2-22 に示す。図 2-22 の左図で示す配電線は、連系予定量を加味すると運用容量を超過する時間断面が発生するため、ノンファーム適用対象配電線となる。一方、右図で示す配電線は、連系予定量を加味しても運用容量を超過しないため、ノンファーム適用対象配電線ではない。

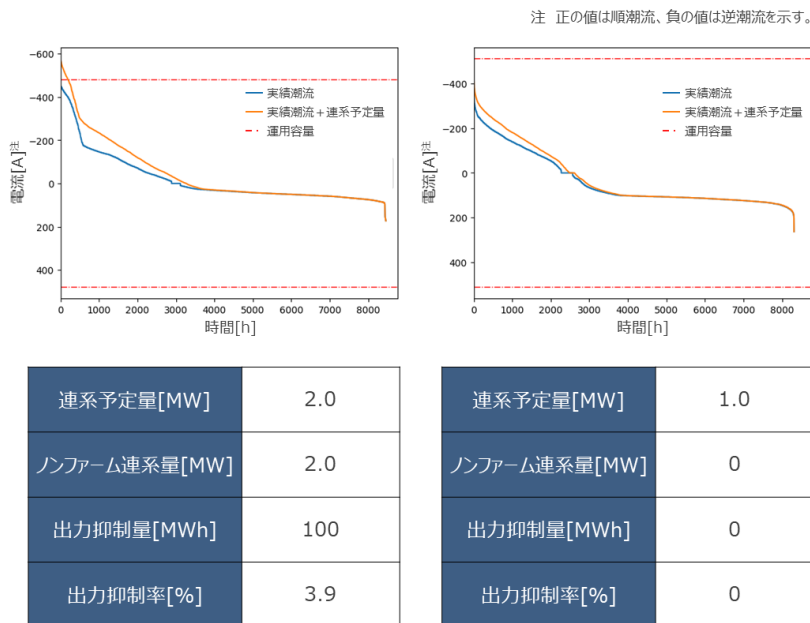


図 2-22 実際の潮流データを用いたデューレーションカーブ・各種試算例

### (3) 配電系統における導入ポテンシャルの推計結果

上記の試算フローによって推計した配電系統における導入ポテンシャルの推計結果を、東京電力エリアと全国において取りまとめると、表 2-7 のようになる。

東京電力エリアにおいて、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は 29 本であり、ノンファーム型接続を適用した場合、約 16,000MWh 抑制（抑制率 約 15%）の条件で約 84MW の電源を連系することが可能となる。

一方、全国において、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は 50 本であり、ノンファーム型接続を適用した場合、約 34,000MWh 抑制（抑制率 約 12%）の条件で約 226MW の電源を連系することが可能となる。

表 2-7 東京電力エリア・全国の導入ポテンシャルの推計結果

	東京電力エリア	全国
ノンファーム適用配電線数 (導入ポテンシャル)	29	50
ノンファーム連系量[MW]	83.7 (すべて PV)	226.1 (うち PV 221.4)
出力抑制量[MWh]	16,195	34,601 (うち PV 34,426)
出力抑制率[%]	15.2	11.2 (PV 12.1)

### 2.3.3 ノンファーム型接続と系統増強のコスト比較

本節では、2.3.2.で算出した導入ポテンシャルの推計結果を基に、系統増強にかかるコストと、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストを試算し、系統増強とノンファーム型接続のどちらが経済的かを分析する。

以下でコスト想定の詳細について説明する。

#### (1) 前提条件

コスト試算の対象期間は2019年からの20年間とする。理由としては、FIT制度における事業用太陽光発電の買取期間が20年間であり、それに対応する出力抑制コストを考慮するため、対象期間を20年間と設定した。

また、図2-23に示す通り、逆潮流に起因した配電線新設数の前年度からの変化率は、東京電力エリアで-38～26%、全国で-8～9%の範囲で変動しており、再エネ導入量が拡大している一方で、配電線新設数は常に増加するわけではない。そのため、本試算においては、20年間の各年において、増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数は常に一定であると仮定してコスト試算を行う。増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数は、表2-7で示した推計結果を用いて、東京エリアでは毎年29本、全国では毎年50本と想定する。また、同様に、各年の出力抑制量も一定と仮定し、表2-7で示した推計結果を用いて、東京エリアでは毎年16,195MWh、全国では毎年34,601MWhと想定する。

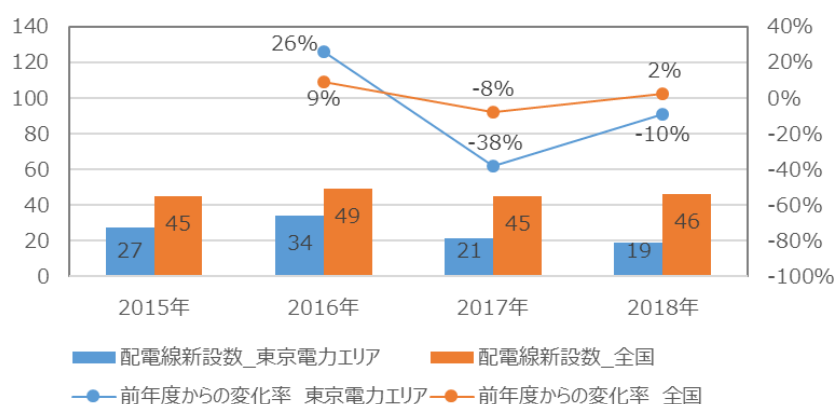


図 2-23 逆潮流に起因した配電線新設数実績

#### (2) コスト想定

系統増強コストとしては、配電線1本の新設にかかる費用を想定しており、具体的な費用としては、配電線1本あたり、大容量配電線の場合は10,241万円、一般配電線の場合は9,920万円と想定した<sup>5</sup>。その前提条件と各種費用・耐用年数については以下の通りとなっている。

<sup>5</sup> 大容量配電線と一般配電線とで必要となる開閉器の台数が異なるため、配電線1本あたりの費用は異なる。(図2-24参照)

表 2-8 系統増強コストの前提条件（配電線 1 本あたり）

項目		想定	単位	出所
架空線		4.674	km	電気共同研究 第 60 巻 第 2 号、高圧配電線の巨長調査結果（2003 年）の平均値
電柱		134	本	東京電力ヒアリングより、電柱間隔 35m で算出
開閉器	大容量配電線	9	台	東京電力ヒアリングより
	一般配電線	6	台	東京電力ヒアリングより
地中線		50	m	東京電力ヒアリングより
マンホール		2	個	東京電力ヒアリングより
光ケーブル		4.674	km	東京電力ヒアリングより

表 2-9 系統増強コストの費用想定（配電線 1 本あたり）

項目		費用	単位	出所	
架空線	電柱	3,819	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、コンクリート柱 5~52 万円/本の平均値	
	高圧線	2,337	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、架空電線・架空ケーブル 0.1~0.9 万円/m の平均値	
	自動開閉器	大容量配電線	963	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、開閉器・自動開閉器 38~138 万円/個の平均値
		一般配電線	642	万円/本	
地中線	土木工事	管路	375	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、土木工事、管路 0.3~1.2 億円/km の平均値
		マンホール	2,200	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、土木工事、マンホール 0.02~0.2 億円/個の平均値
	ケーブル敷設工事	80	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、高圧ケーブル布設工事 0.02~0.3 億円/km の平均値	
通信設備	光ケーブル	467	万円/本	東京電力ヒアリングより、光ケーブル 100 万円/km	
計	大容量配電線	10,241	万円/本		
	一般配電線	9,920	万円/本		

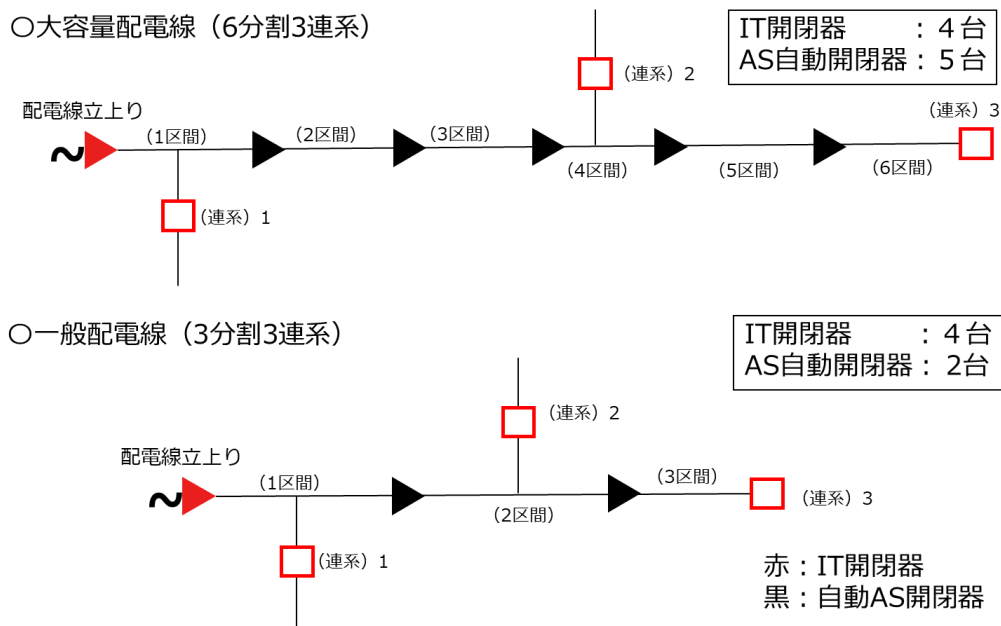


図 2-24 大容量配電線・一般配電線の開閉器数

ノンファーム型接続のコストとしては、ノンファームの運用を行うために系統に導入される出力制御システム等のノンファームシステムコストと、1 配電線毎に必要なセンサ開閉器、制御器、通信線等の設備費用と制御所のシステム運用管理に係る人件費を含むノンファームシステム設備構築コストに加えて、出力抑制によって生じる発電事業者の機会損失を出力抑制コストとして想定する。

ノンファームシステムコスト、ノンファームシステム設備構築コストについては、3.2 節に記載しているノンファーム型システムに係る費用想定を用いた。その前提条件と各種費用・耐用年数については、表 2-10、表 2-11 に詳細を示す。

出力抑制コストは、2.3.2 で算出した年間の出力抑制量[kWh]に回避可能費用[円/kWh]を乗じることによって、本来発電されるはずであった再生可能エネルギーの損失を想定する。回避可能費用は、日本卸電力取引所における回避可能原価全国値の 2016～2018 年度<sup>6</sup>の年平均値である 9.3[円/kWh]を使用した。

また、設備の耐用年数を表 2-12 に示す。

<sup>6</sup> 回避可能費用原価は 2016 年度より市場価格連動となったため、2016～2018 年度の 3 年間の平均値とした。

表 2-10 ノンファームコストの前提条件

項目		想定	単位	出所
出力制御システム	東京電力エリア	56	制御所	東京電力ヒアリングより
	全国	302	制御所	
センサ開閉器 + 制御器		4	箇所/本	東京電力ヒアリングより
光ケーブル		4.674	km/本	電気共同研究 第 60 巻 第 2 号、高圧配電線の巨長調査結果(2003 年)の平均値
駐在人件費		292	時間/(年・制御所)	東京電力ヒアリングより、8 時間×245 日を想定

表 2-11 ノンファームコストの費用想定

項目	費用	単位	出所
出力制御システム	5,200	万円/制御所	東京電力ヒアリングより
センサ開閉器 + 制御器	100	万円/箇所	東京電力ヒアリングより
光ケーブル	100	万円/km	東京電力ヒアリング
保守メンテナンス	38	万円/(月・制御所)	東京電力ヒアリングより
駐在人件費	1	万円/(時間・制御所)	東京電力ヒアリングおよび NEDO 労務単価一覧表より、責任者 5800 円/時間、作業員 4200 円/時間より算出。

表 2-12 設備の耐用年数

項目		耐用年数	出所 (減価償却資産の耐用年数等に関する省令 別表第一「機械及び装置以外の有形減価償却資産の耐用年数表」のうち、相当する項目)
架空線	電柱	42	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、鉄筋コンクリート柱
	高圧線	30	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、高圧線
	自動開閉器	15	電気設備（照明設備を含む。）、その他のもの
地中線	土木工事	管路	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
		マンホール	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
	ケーブル敷設工事	25	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
通信設備	光ケーブル	10	電気通信事業用のもの、通信ケーブル、光ファイバー製のもの
出力制御システム		6	東京電力ヒアリングより



### (3) 各年のコストの計上方法

対象期間である 20 年間における各年の系統増強とノンファーム型接続それぞれにおけるコストの計上方法を図 2-25 に示す。今回の試算においては、キャッシュアウトが発生した年にコストを計上する考え方を適用しており、具体的なコストの計上方法を以下で説明する。

系統増強コストについては、毎年対象配電線が新たに生じるため、その分のインシヤルコストを毎年計上する。

ノンファーム型接続コストのうち、ノンファームシステムコストは、システム導入年にインシヤルコストを計上し、その後リプレース毎に同様にインシヤルコストを計上する。ノンファームシステム設備構築コストは、毎年対象配電線が新たに生じるとともに、毎年システム運用費用が生じるため、その分のインシヤルコストを毎年計上する。出力抑制コストについては、再エネの運用期間を 20 年と想定し、その期間に亘って生じる抑制コストを導入年に全て計上する。

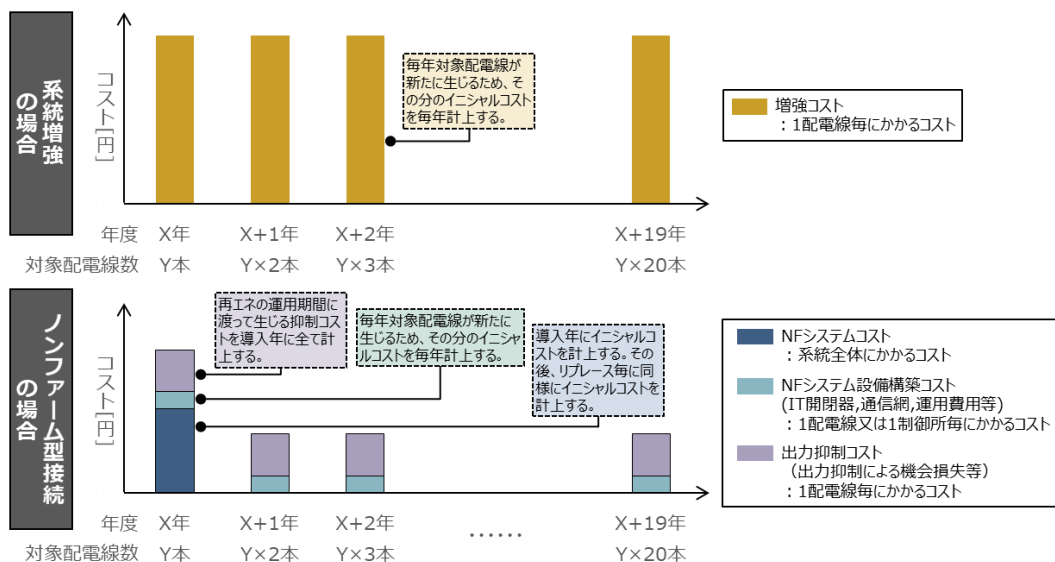


図 2-25 系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方  
(キャッシュアウトが発生した年にコストを計上する考え方)

### (4) コスト試算結果

#### 1) 東京電力エリア

(3)の考え方に基づいて試算した、東京電力エリアにおける系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-26 に示す。この図は 2019 年から 2038 年の各年における系統増強コストとノンファームコストを示しており、負の値は系統増強コストを、正の値の積算値はノンファームコストを表している。

毎年の増強対象配電線数は一定であるため、系統増強コストも毎年一定で推移する。一方、

ノンファームコストのうち、ノンファームシステムコストは導入初年度とリプレースが生じる年度に計上される。ノンファームシステム設備構築コストは、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定、かつ毎年のシステム運用費用が一定であるため、毎年一定で推移する。出力抑制コストについても、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定であるため、毎年一定で推移する。20年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは29.6億円、ノンファームコストは42.7億円となる。したがって、2019年からの20年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム型接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

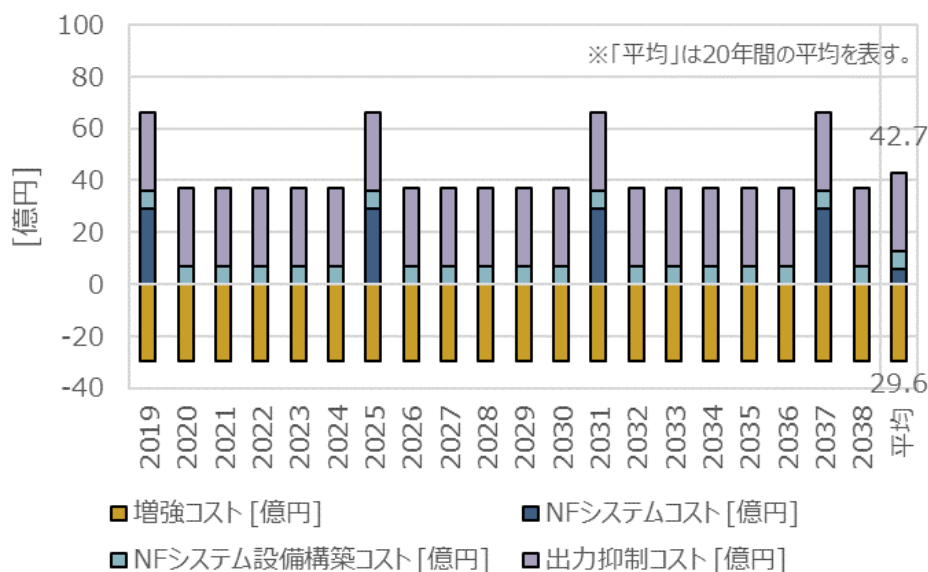


図 2-26 東京電力エリアにおける2019-2038年におけるコスト試算結果

## 2) 全国

同様に、全国における系統増強コストとノンファームコストの結果を図 2-27 に示す。

20年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは50.8億円、ノンファームコストは122.7億円となる。したがって、2019年からの20年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

東京電力エリアと比較して、全国では増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数が1.7倍程度であるのに対し、ノンファームシステムを導入する制御所数が5倍程度と多いため、東京電力エリアと比較してノンファームシステムコストが大きく、系統増強コストとノンファームコストの差異が大きくなっている。

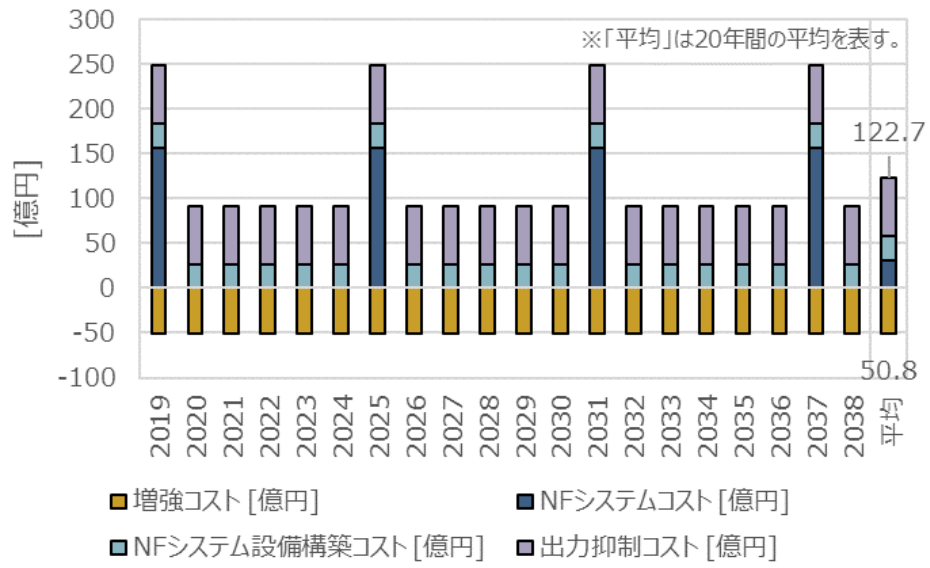


図 2-27 全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果

(参考) 出力抑制コストを発電事業者の機会損失として想定した場合のコスト試算結果

出力抑制コストの考え方としては、2.3.3(2)に示した、本来発電されるはずであった再生可能エネルギーの損失を想定する考え方の他に、2.3.2 で算出した年間の出力抑制量[kWh]に売電単価[円/kWh]を乗じることによって、発電事業者の機会損失コストを想定する考え方もある。この考え方において、コストを試算した結果を以下に示す。

表 26 に記載の通り、ノンファーム適用となる電源はほぼ太陽光発電であるため、売電単価は、事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格を想定する。本試算においては、①売電単価が 2019 年度における事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格 14 円/kWh で一定の場合、②売電単価が 2019 年度における事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格 14 円/kWh から、2025 年の価格目標である 7 円/kWh に一定の比率で低減し、2025 年以降は 7 円/kWh で一定の場合の 2 パターンを想定する。

1) 東京電力エリア

①売電単価 14 円で一定

東京電力エリアにおける系統増強コストと、①の単価を用いて試算したノンファームコストの結果を、図 2-28 に示す。

20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 29.6 億円、ノンファームコストは 57.9 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム型接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

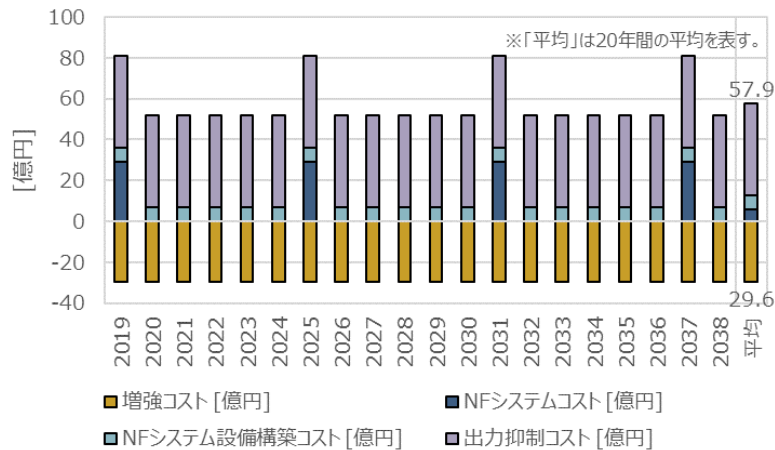


図 2-28 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果 (①売電単価 14 円で一定)

## ②売電単価 14 円から 7 円に低減

東京電力エリアにおける系統増強コストと、②の単価を用いて試算したノンファームコストの結果を、図 2-29 に示す。20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 29.6 億円、ノンファームコストは 39.2 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

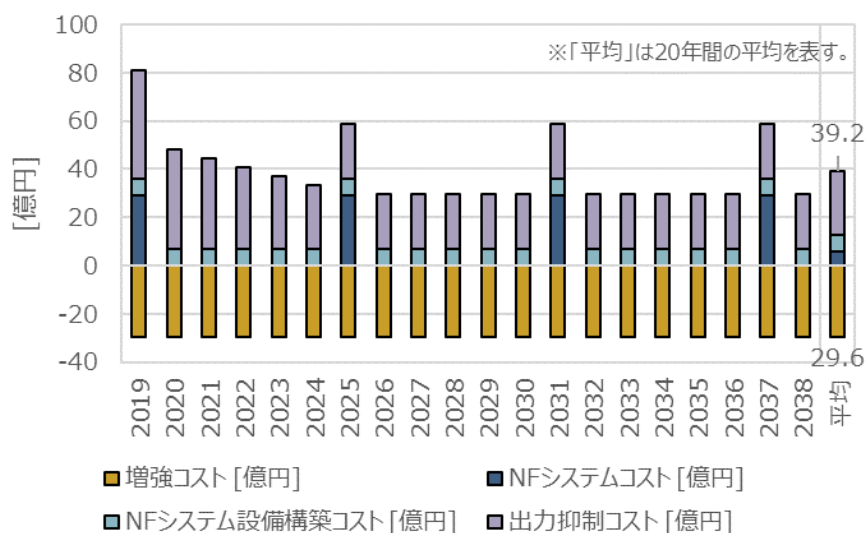


図 2-29 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果  
(②売電単価 14 円から 7 円に低減)

### (参考) 設備の耐用年数を考慮した場合のコスト試算結果

コストの計上方法については、図 2-25 で示すキャッシュアウトが発生した年にコストを計上した場合の考え方の他に、図 2-30 で示す設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方も適用しうる。

この場合、系統増強コストについては、設備の耐用年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。

ノンファーム型接続コストのうち、ノンファームシステムコストは、サーバ等のリプレースまでの年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。ノンファームシステム設備構築コストは、設備の耐用年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。出力抑制コストについては、各年に生じる出力抑制コストを毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。

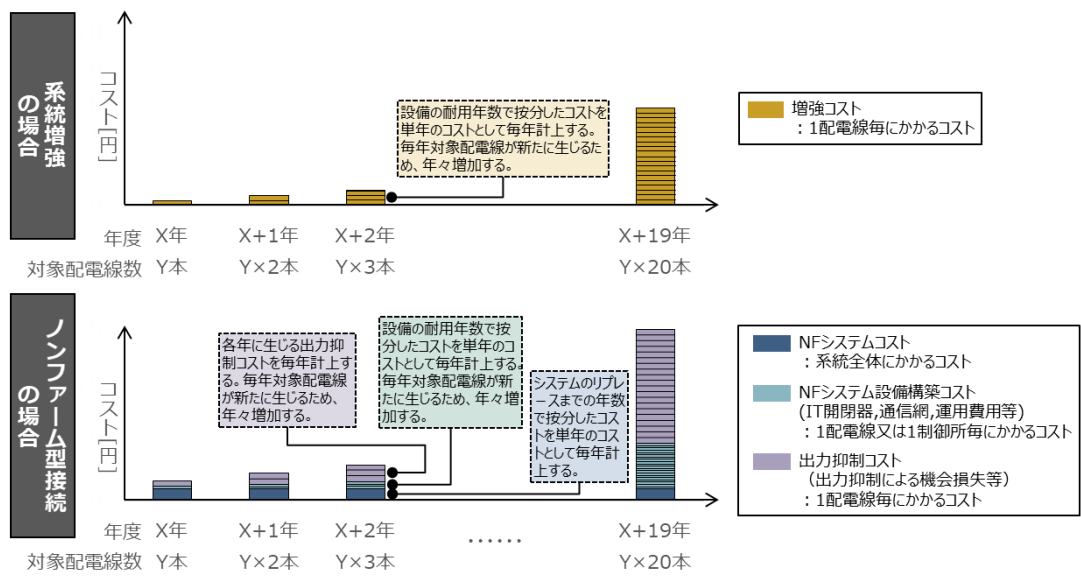


図 2-30 系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方  
(設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方)

この考え方においても、同様に東京電力エリア、全国についてコストを試算した。結果を以下に示す。(出力抑制コストの単価は回避可能費用を想定した。)

### 1) 東京電力エリア

設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方に基づき試算した、東京電力エリアにおける系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-31 に示す。

毎年の増強対象配電線数は一定であるため、系統増強コストは毎年一定の割合で増加する。一方、ノンファームコストのうち、ノンファームシステムコストはリプレイスまでの年数で按分したコストが、単年のコストとして毎年一定で計上される。ノンファームシステム設備構築コストと出力抑制コストは、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定であるため、毎年一定の割合で増加する。20年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは11.7億円、ノンファームコストは27.4億円となる。したがって、2019年からの20年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

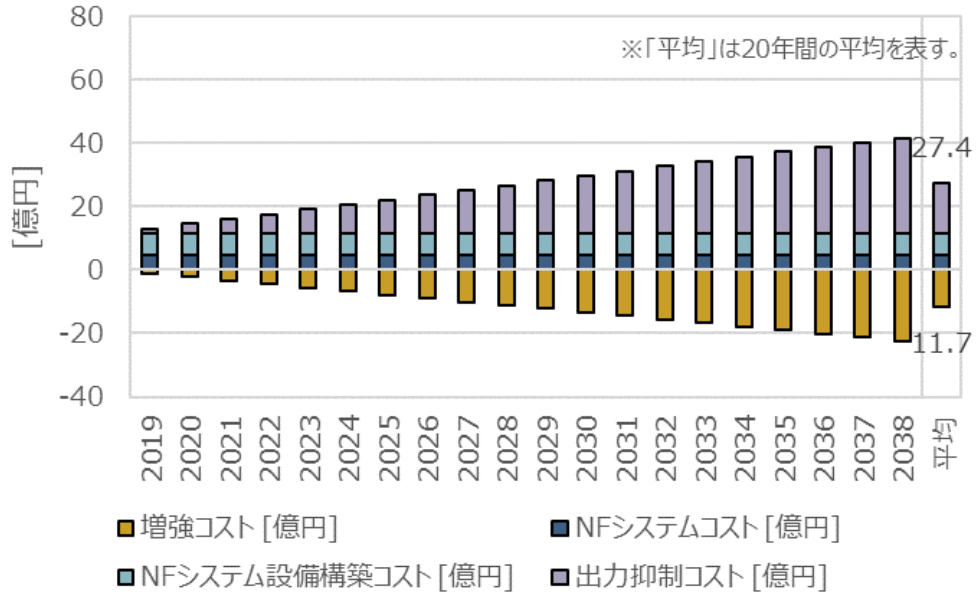


図 2-31 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果

## 2) 全国

全国における系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-32 に示す。20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 19.9 億円、ノンファームコストは 86.9 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。



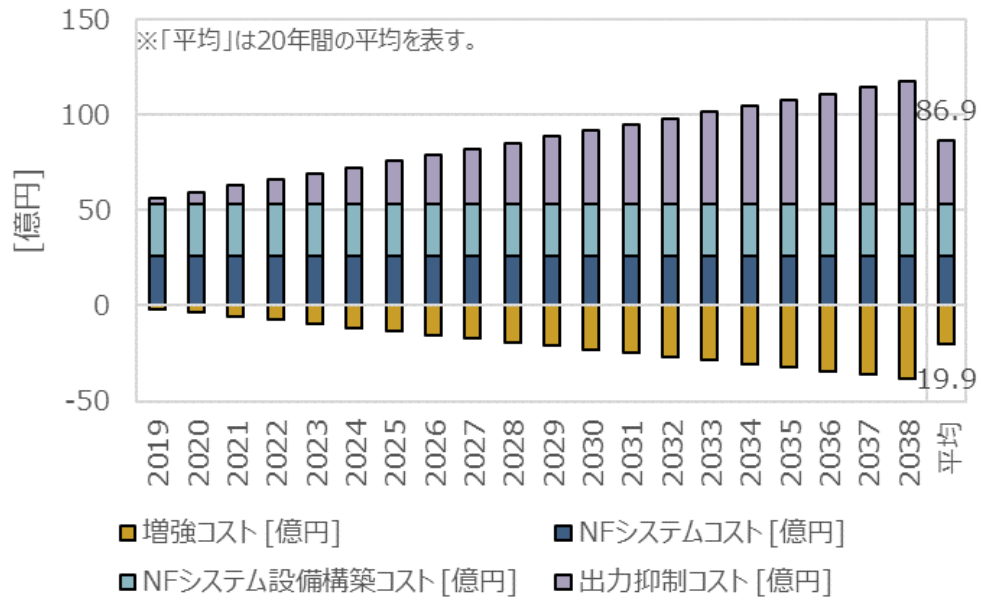


図 2-32 全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果

### 2.3.4 まとめ

本節では、配電系統におけるノンファーム型接続の適用可能性について検討を行った。配電系統においてノンファーム型接続を適用した場合は、全国において、ノンファーム型接続適用の対象候補となる線路数は 50 本あり、約 34,000MWh の発電エネルギーを抑制するという条件のもと、約 226MW のノンファーム電源を連系することが可能となることが明らかとなった。一方で、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強を行った場合に発生するコストを比較すると、現時点での回避可能費用等を考慮すれば、系統増強の方がコストを抑えることができるという結果になった。この経済性の観点や、3.2 節に示す通り、運用上の課題を踏まえると、現段階では、配電系統においてノンファーム型接続を適用するメリットは乏しいと言える。

ただし、今回行ったコスト試算は、あくまで現時点の情報及び想定に基づいて実施したものであり、今後の情勢の変化等があれば、状況は変わる可能性がある。まず、今回の試算においては、系統増強の対象又はノンファーム型接続適用系統の対象となる配電線数は、直近のトレンドから対象期間の毎年で常に一定であると仮定しているが、今後再エネ導入が、現在のトレンドより更に加速的に進めば、対象となる配電線数はより多くなる可能性が考えられる。また、出力抑制コストの単価として用いた回避可能費用についても、今回の試算では対象期間において常に一定と仮定している。将来的に回避可能費用の低減が起これば、ノンファームコストのうち出力抑制コストが低下することとなる。

また、今回の試算では、現在議論されているノンファーム制度を配電系統に適用した場合を想定しており、配電系統に過負荷が生じた場合には、配電線に連系する分散型電源（再エネ含む）を抑制することを前提条件として検討を進めている。今後、配電系統への蓄電池やヒートポンプ等の分散型エネルギーリソースの導入が期待されるが、これらのリソースが提供するフレキシビリティを十分に活用し、再エネの出力抑制量を低減することが可能となれば、配電系統における柔軟なコネクタンドマネージも実現できる可能性がある。

以上に鑑みると、現状の再エネ連系の申し込み実態や配電系統の増強工事の実態を考慮したコスト構造、及び制度フレームワークを想定すれば、系統増強の方が経済的には有利であるという結果になってはいるものの、コスト構造及び制度フレームワークの変化をうまく見極め、当該領域における技術革新をうまく活用していくことで、将来的には配電系統におけるノンファーム型接続が成立する可能性もありうる。その意味で、今回の試算結果は将来における配電系統のノンファーム型接続適用を否定するものではない点に留意が必要である。

### 3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理

電力広域的運営推進機関の広域系統整備委員会で示されているルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに特別高圧系統、配電系統それぞれでノンファーム型接続システムを実現するための必要事項・課題整理を実施した。

#### 3.1 特別高圧系統

##### 3.1.1 広域系統整備委員会における整理状況

現在、広域系統整備委員会における日本版コネクト&マネージの検討スケジュールは、図3-1に示す通りである。

ノンファーム型接続システムの構築は、試行ノンファーム型接続および暫定接続について、現時点で適用が可能となることを踏まえ、運用開始当初は「試行ノンファーム型接続」を念頭に構築する。

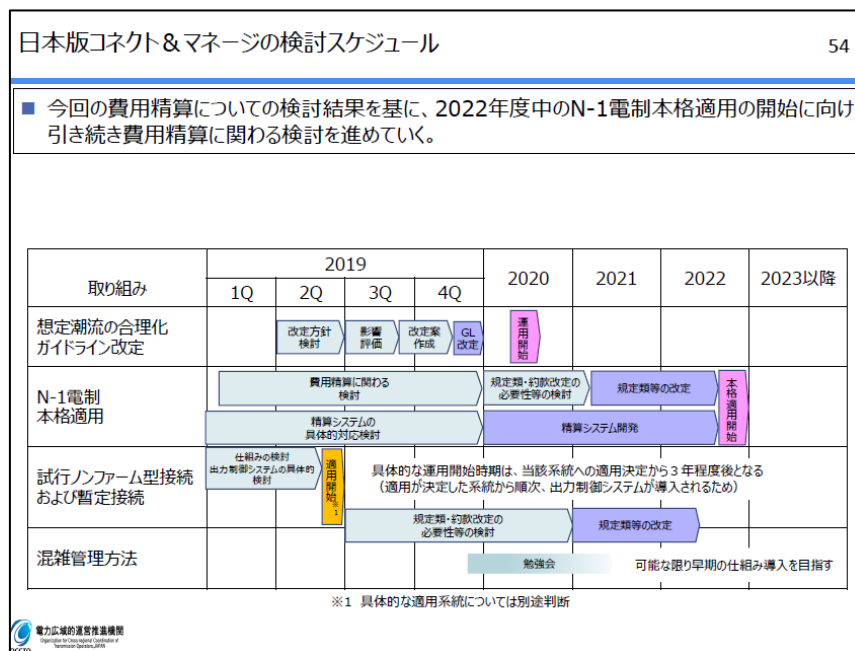


図 3-1 日本版コネクト&マネージの検討スケジュール

出所) OCCTO,第46回広域系統整備委員会資料

広域整備委員会における主な整理項目を表3-1にまとめた。広域系統整備委員会においては、各市場との整合性やノンファーム電源の事業予見性等に係わる制度全体の設計が進められており、一方で、システム開発を進める上では、運用上の細かなルールについても方針を決定しておく必要があるため、広域系統整備委員会で議論される予定がない項目について整理が必要となる。

表 3-1 広域系統整備委員会での主な整理項目

広域系統整備委員会での 主な整理項目	決定回	概要
ノンファーム電源間の出力制御の順番	第42回	・発電計画値に対し、一律に抑制する
容量の一部がノンファーム型接続となる 電源の扱い	第46回	・ファームの契約を超過した部分のみをノンファームとして取り扱う
スポット市場における扱い	第41回	・スポット市場への参加に制約はない
時間前市場における扱い	第42回	・時間前市場への参加に制約はない
需給調整市場における扱い	第46回	・需給調整市場へは参加できない
容量市場における扱い	第40回	・容量市場へは参加できない
系統制約と需給上の抑制の関係	第40回	・系統制約による抑制後に、需給上の制約による抑制を実施する
設備作業停止時の扱い	第32回	・ノンファーム電源を優先的に抑制する

ここで、広域系統整備委員会で整理された、ノンファーム電源を制御するための出力制御値の提供方法、算出方法、算出条件を次に示す。

(1) 出力制御値の提供方法

設備保護の観点から、平常時に系統混雑が予想される場合、一般送配電事業者から発電所へ直接、出力制御値を送信する。一方で、発電契約者が系統混雑を考慮した発電計画を作成するためには、一般送配電事業者の系統混雑予想が、広く公表されることが合理的となる。

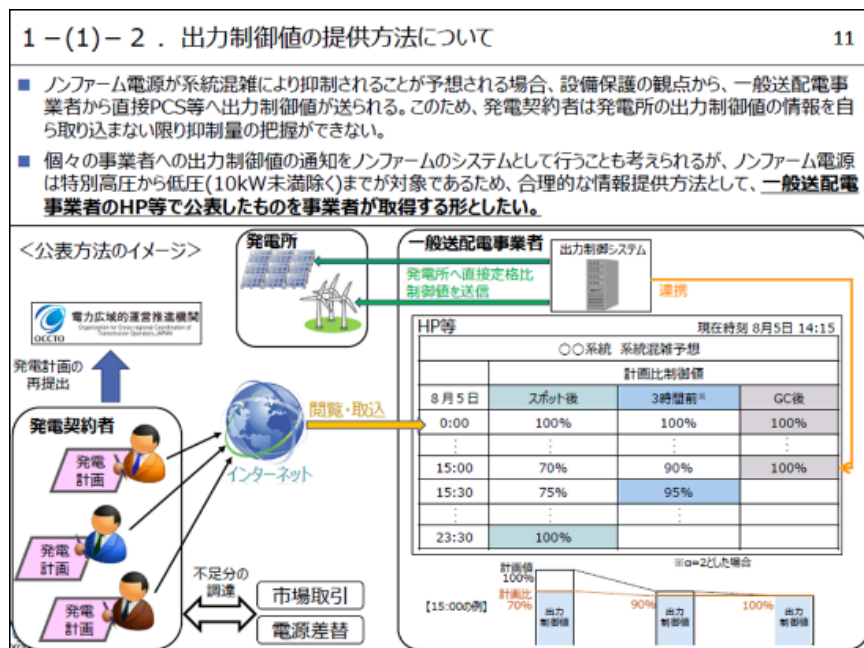


図 3-2 出力制御値の提供方法について

出所) OCCTO,第42回広域系統整備委員会 資料1

## (2) 出力制御値の算出方法

図 3-3 および図 3-4 に示すように、発電契約者へは、発電計画値に対し公平な出力制御値を算出するため、計画比制御値は一律となる。一方、発電所へは、発電可能な上限を直接送信するため、定格出力に対する出力制御値に換算する必要があり、発電所間で異なる定格比制御値となる。

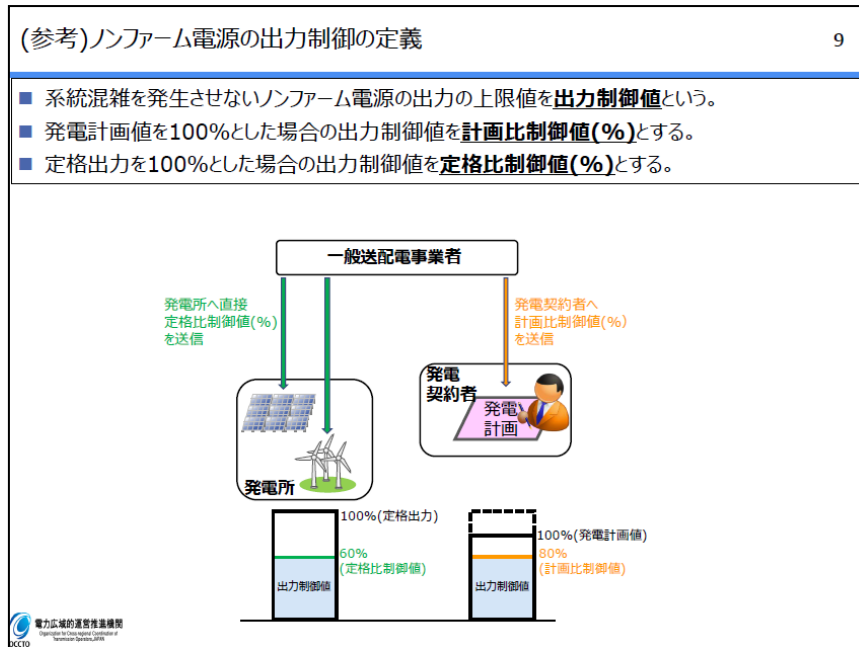


図 3-3 計画比制御値と定格比制御値の定義

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

### 計画比制御値と定格比制御値の違い

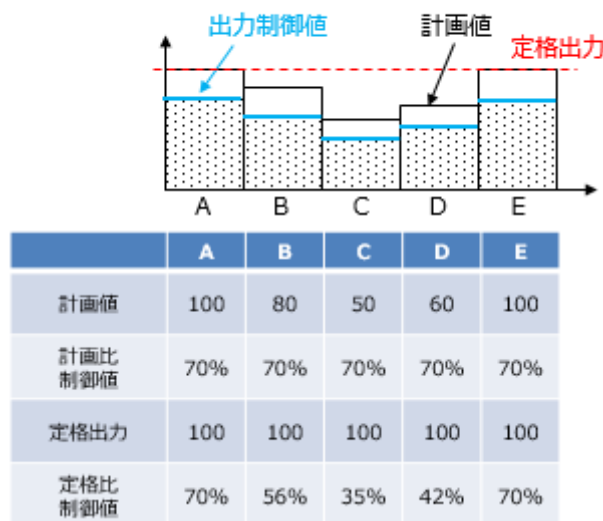


図 3-4 計画比制御値と定格比制御値の違い

### (3) 出力制御値の算出条件

一般送配電事業者は、系統混雑計算の都度、常に最新の想定(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき、必要最小限の出力制御値を算出する。

この系統混雑計算は、図 3-5 に示されるようにスポット市場後～実需給までの間に、次の①～③で示すタイミングの3回実施する。

- ① 翌日計画提出後
- ② 1+ $\alpha$  時間前
- ③ GC 後

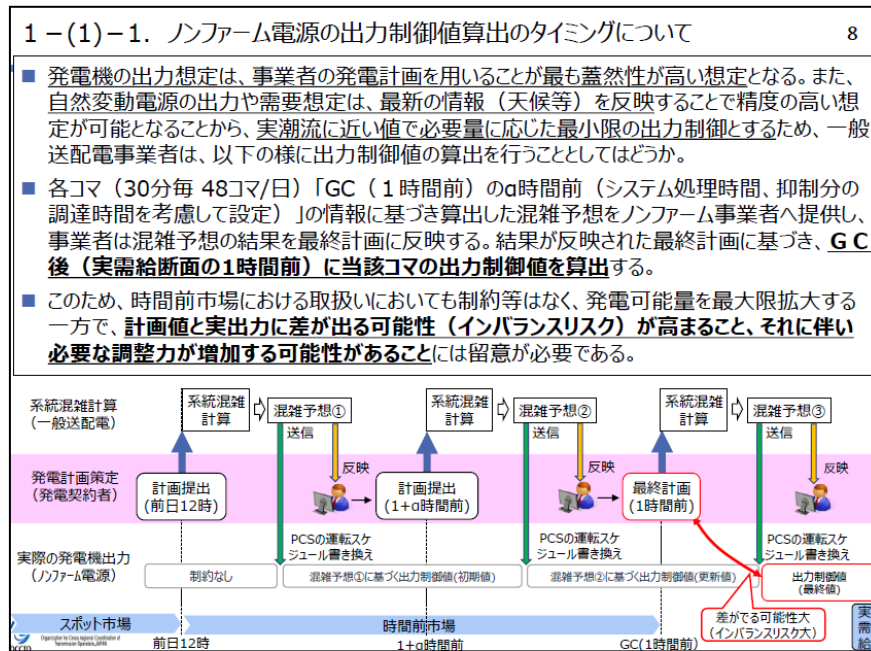


図 3-5 出力制御値算出のタイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

なお、N-1 電制とノンファーム型接続の関係を図 3-6 に示す。

N-1 電制の導入により、運用容量が増加し、ノンファーム型接続の適用により、運用容量内の空きが効率的に利用される。

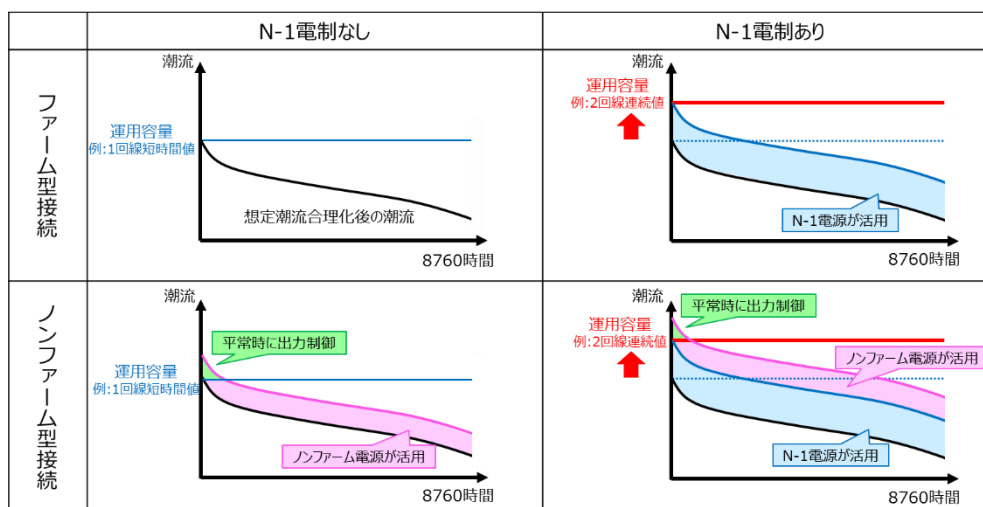


図 3-6 N-1 電制とノンファーム型接続の関係

### 3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理

ノンファーム型接続システムを開発可能とするために運用上整理が必要な課題を、出力制御方法、出力制御値の算出条件、インバランスの扱い、容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱いの大項目 4 つに対して、それぞれ要素ごとに 9 つの中項目に分けて整理を行った。

表 3-2 運用上の整理しておくべき課題

大項目	中項目	課題整理の概要
I 出力制御方法	(1)発電所への出力制御方法	・電源種別に依らず全電源をオンライン化
	(2)実需給前日スケジュール	・1回目の処理は、前日15~17時に実施
II 出力制御値の算出条件	(3) $\alpha$ の時間設定	・ $\alpha = 4$ 時間とする
	(4)低圧NF電源の発電計画提出方法	・個別の発電計画を提出する
	(5)エリア全体で必要な調整力の確保	・ $\Delta kW$ を確保して出力制御値を算出する
	(6)マージンの設定	・マージンを設定可能とする
III インバランスの扱い	(7)現行ルールを踏まえたFIT③の扱い	・系統制約を考慮してスポットに入札する
IV 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱い	(8)発電計画提出方法	・一般送配電事業者側で切り分ける
	(9)需給調整市場における扱い	・ファーム分は需給調整市場に参加できる



## I. 出力制御方法

### (1) 発電所への出力制御方法

#### (課題)

発電所へ出力制御値を送信する方法の一つとして、優先給電ルールに基づく出力制御のための出力制御機能付 PCS の設置がすでに進められており、同装置を系統混雑による出力制御にも活用することを前提に検討する。ただし、優先給電ルールでは、出力制御値を直接送信する発電所を、自然変動電源（太陽光・風力）に限定しているため、系統混雑による出力制御については、自然変動電源以外の発電所に対する出力制御方法を新たに確立する必要がある。

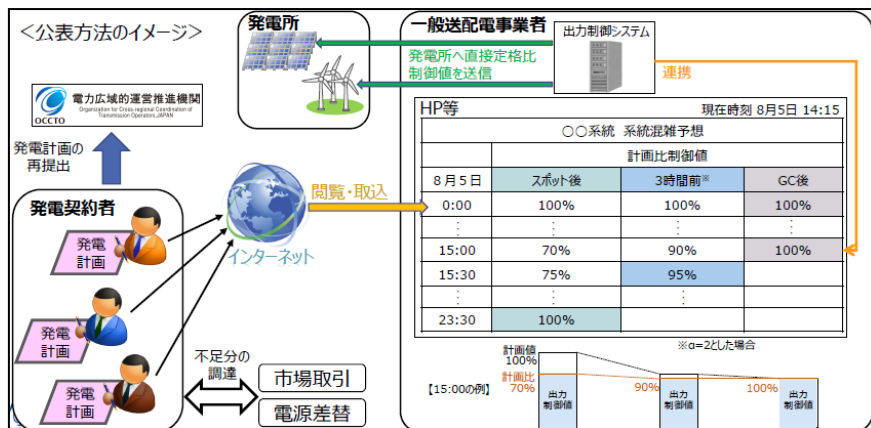


図 3-7 発電契約者への公表・発電所への制御方法

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1 (抜粋)

#### (課題の整理)

系統混雑による出力制御は、以下の2つの理由から、自然変動電源（太陽光・風力）以外の発電所（バイオマス・同期発電機等）へも、オンラインで直接出力制御を実施する必要がある。

- ・ 電源種別に依らない公平な出力制御が必要なこと
- ・ 出力制御量を少なくするために、より実需給に近いタイミングでの出力制御が必要なこと

具体的には、出力制御機能付 PCS の技術仕様が確立されている太陽光発電設備・風力発電設備に準じて、表 3-3 に示すように自然変動電源以外の発電所に対しても自然変動電源と同等の通信回線を使用した設備構成を求めていく。

表 3-3 発電所との通信回線

	通信回線	系統混雑による制御	(参考例)※1 優先給電ルールによる制御
特高	太陽光	専用線	専用線
	風力	専用線	専用線
	その他(バイパス,同期機)	専用線	自動電話システム(※2)
高圧 ※4	太陽光	インターネット	インターネット
	風力	インターネット	インターネット
	その他(バイパス,同期機)	インターネット※3	自動電話システム(※2)

【留意事項】

- ※1：FIT法における旧・新・指定ルールの違い等により異なる扱いとなる場合がある。
- ※2：優先給電ルールに基づき、太陽光・風力よりも優先的に出力制御されるため、運転停止が必要となる蓋然性が高く、実需給前日夕方に連絡することから、自動電話システムが構築されている。
- ※3：協議によっては専用線とさせて頂く可能性がある。
- ※4：低圧については、系統連系規程により逆潮流の場合、逆変換装置の設置が義務付けられている。

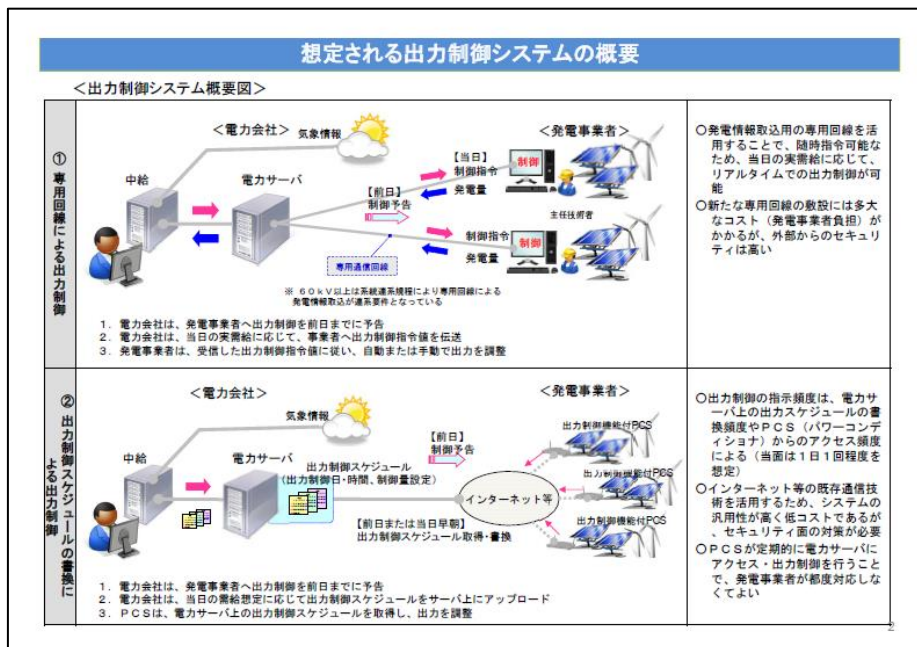


図 3-8 出力制御システムの概要

出所) METI, 第4回系統WG資料2

II. 出力制御の算出条件

出力制御値の算出条件について、広域系統整備委員会では、算出方法と算出タイミングが次のように決定されている。

【算出方法】 発電計画値に対する一律制御

【算出タイミング】 ①翌日計画提出後 ②1+α時間前 ③GC後 の3回の算出を行う  
この前提において、(2)～(6)で課題を整理した。

## (2) 実需給前日のスケジュール

### (課題)

図 3-9 の 1 回目の系統混雑計算は、翌日計画の提出期限である実需給前日 12 時以降と整理されているが、発電契約者が時間前市場を活用することを考えると、時間前市場の開場する実需給前日 17 時までに実施することが望ましい。

一方で、実需給前日においては、様々な業務が輻輳する状況にあり、他の制度の検討状況も考慮した業務フローを整理しておく必要がある。

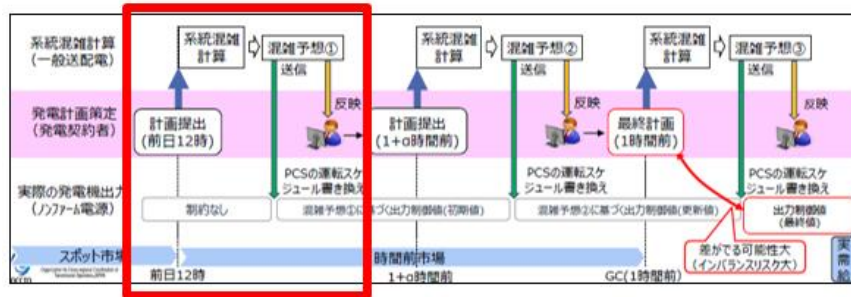


図 3-9 1 回目の混雑計算

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠追記

### (課題の整理)

系統制約による出力制御値は、需給調整市場における約定結果( $\Delta kW$ )を考慮して算出する必要があることから、実需給前日 15 時以降の演算開始となる。

以降、演算時間や、出力制御値の発電所への送信および混雑予想の HP 公表に要する時間は、現時点で想定となるが、およそ 2 時間あれば対応可能。

そのため、1 回目の出力制御値の算出は、実需給前日 15 時～17 時で実施する方向で詳細検討していく。

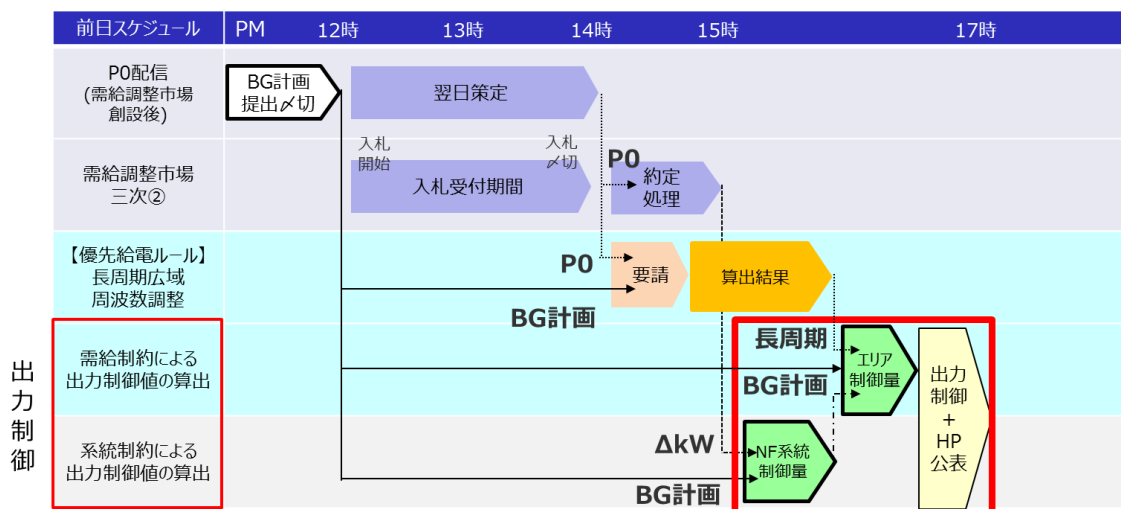


図 3-10 実需給前日のスケジュール

### (3) $\alpha$ の時間設定

(課題)

2回目の系統混雑計算は、実需給の「 $1+\alpha$ 時間前」と整理されている。  
 これは、発電契約者が系統の混雑予想を反映した最新の発電計画をGC(実需給1時間前)までに提出するために、作業に要する時間として「 $\alpha$ 」が設定されたことによる。  
 ここで、システム開発上、また運用上は、「 $\alpha$ 」の時間を指定することが必要となる。

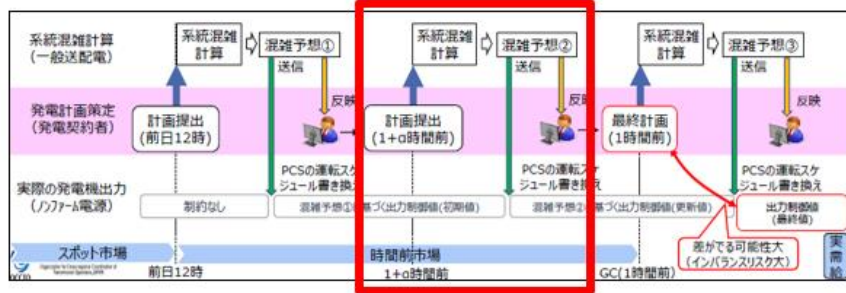


図 3-11 2回目の系統混雑計算

出所) OCCTO,第42回広域系統整備委員会資料1(抜粋),赤梓追記

(課題の整理)

GC時点の最終発電計画に出力制御量を反映するための時間は、FIT特例①の再通知に関する業務フローのヒアリング時の、「BGが入札量を決定するまでに必要な作業時間」の最長時間を踏まえ「 $\alpha=4$ 」とする。

#### 論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間(注)程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、**FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する**、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー(ヒアリングベース)

【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】

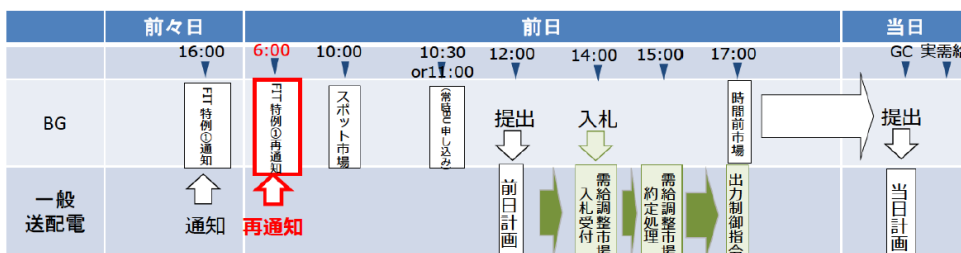


図 3-12 FIT特例①の再通知

出所) METI, 第18回電力・ガス基本政策小委員会資料4

#### (4) 低圧ノンファーム電源の計画提出方法

##### (課題)

系統混雑計算は、発電契約者の提出する発電計画値に対する一律制御となる。しかしながら、現状は、低圧の発電計画については、エリア全体の設備量を集約した(群でまとめた)発電計画値を提出することとされている。

低圧のノンファーム電源(10kW 未満を除く)に対しても、発電計画値に対する一律制御を実施していくためには、発電計画値を切り分けて提出していただく必要がある。なお、ここでは、今後新たに接続される低圧の電源を対象に検討しており、発電契約者が発電計画を提出する対象とならない FIT 特例③の電源は検討の対象外とする。

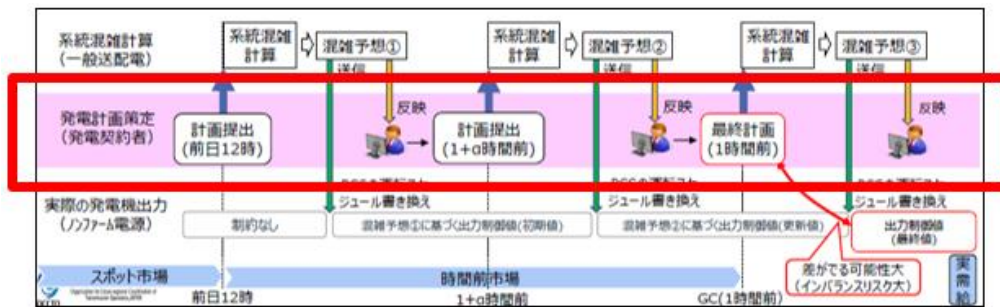


図 3-13 発電計画策定タイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠追記

##### (課題の整理)

現状、新たに接続される電源の大部分が FIT 特例③となっており、実態としては、発電計画を提出する低圧のノンファーム電源は相当少ないと考えられる。

そのため、計画値に対する一律制御の観点から、まずは低圧のノンファーム電源に対し、個別の発電計画提出を求めていく。

ただし、今後の制度変更や、低圧のノンファーム電源の増加により、個別の発電計画提出では非現実的な混雑計算となることも考えられるため、検証結果によっては対策(配変単位での計画提出に変更する等)が必要となる可能性があり、留意が必要。

表 3-4 低圧ノンファーム電源の計画提出方法の比較

	案1:電源個別	案2:電源群(配変単位)	案3:電源群(エリア単位)
メリット	○契約件数が少ない場合、特高・高圧と同様に管理することが可能 ○計画値抑制の公平性が高まる	○契約件数に関係なく、管理・運用が可能	○現状運用と変わらない
デメリット	△契約件数が多い場合、管理・運用が煩雑 △業務フローの整理が必要	×計画値抑制は可能だが、群の中で不公平が生じる △業務フローの整理が必要	×エリア単位の計画では、系統混雑時の計画値抑制が不可能
識別方法	系統コードを低圧ノンファーム個別に発行	系統コードを低圧ノンファーム群に発行	低圧のノンファームは区別できない



(5) エリア全体で必要な調整力の確保

(課題)

ノンファーム電源の増加やノンファーム適用系統の増加に伴い、ノンファーム系統内の調整力が活用できなくなると、系統全体の調整力が不足し、周波数品質の悪化や停電の長期化等のリスクが増大する可能性がある。

そのため、ノンファーム型接続の導入にあたっては、このようなことが生じることがないように、エリア全体で必要な調整力を適切に確保することで、リスクを低減する必要がある。

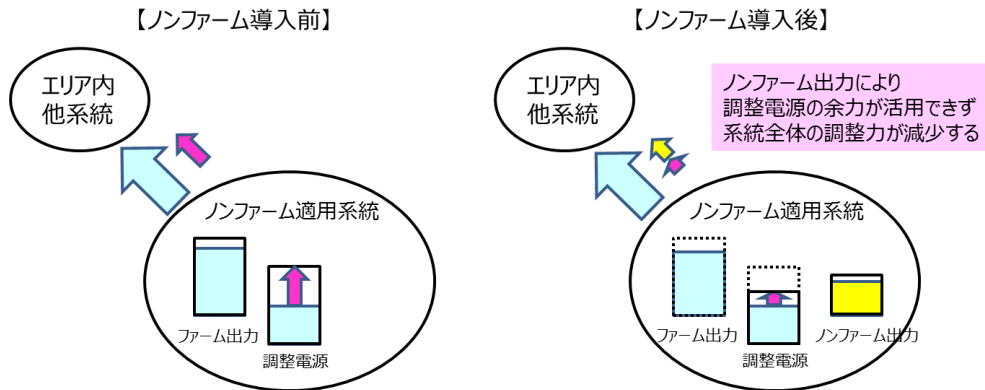


図 3-14 ノンファーム電源による調整力への影響

(課題の整理)

将来的に、需給調整市場ですべての商品(調整力)を調達するようになれば、調達した調整力  $\Delta kW$  を確保した上で、ノンファーム電源への出力制御値を算出することとする。

一方、現状は、電源Ⅱ余力に期待する量を踏まえて電源Ⅰで対応する量を年間調達しており、エリア内の調整電源の上げ余力にも期待した運用を行っている。

そのため、システム上は、エリア内に必要な調整力(例えばエリア需要の X%)を確保した上で、出力制御値を算出するロジックを実装する。

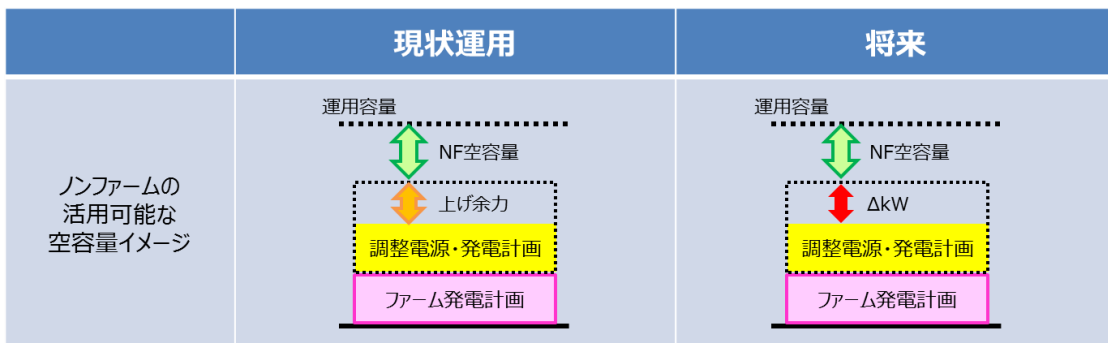


図 3-15 ノンファーム系統内の調整力確保の考え方

## (6) マージンの設定

### (課題と課題の整理)

出力制御値は常に最新の情報(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき算出するものの、算出時点から実需給までの間には、必ず誤差が生じることとなる。この誤差に対応できる下げ調整力がない場合、送電線の運用容量を超過する虞があることから、システム上は、マージンを設定できるようにしておく。ただし、マージンの確保量については、個別系統毎の事情等も踏まえ、実証で検証していく。

### マージン (3 $\sigma$ 相当値) を確保する場合のイメージ(30分1コマ)

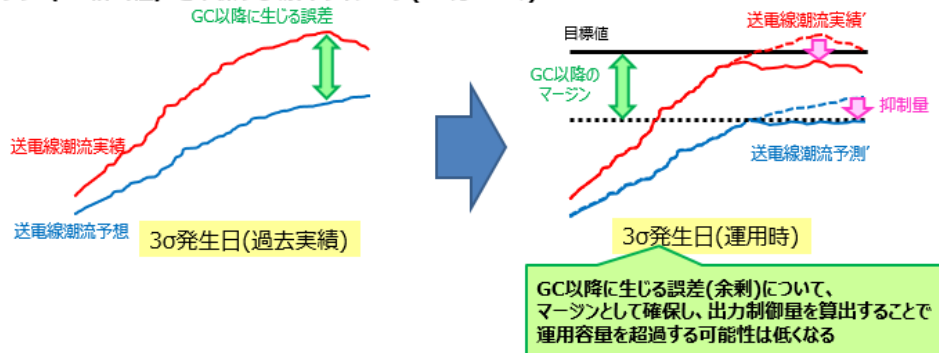


図 3-16 ノンファーム系統内の確保すべきマージンの考え方



### Ⅲ. インバランスの扱い

インバランスの扱いについて、現行の FIT インバランス特例制度は、FIT 発電事業者がインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用の FIT 電源についても同制度が適用される。一方で、同電源の運用方法、すなわち一般送配電事業者がインバランスリスクを負う場合の運用方法は整理されていない。そのため、FIT③の扱いについて課題として整理する。

試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するためのFIT関係法令の改正等（案）	8
<ul style="list-style-type: none"><li>● <u>ノンファームの制度化前に早期の連系を可能とするため特例的に認められる試行ノンファーム適用電源（増強前に接続している暫定接続適用電源を含む）は、基幹系統の設備増強コストを負担しない代わりに、系統容量を確保せず、平常時系統混雑時の出力制御の補償を前提としない電源となるが、制度化されていないため、試行ノンファーム適用のFIT電源についてもFIT関係法令上、その位置づけが明記されていない。</u></li><li>● <u>このような状況のもと、ノンファームの制度化前における試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するため、FIT関係法令において、試行ノンファーム適用電源による発電が基幹系統の送電容量を超過することが合理的に認められる場合は出力制御指示に従うこと、当該出力制御に伴う補償を求めないことを明記することとしてはどうか。</u></li><li>● <u>また、平常時混雑処理に伴う出力制御指示により不足インバランスが発生する可能性が高まるため、当該指示により発生する不足インバランス相当については、発電事業者自らが調整責任を負うという考え方はあるが、現行のFITインバランス特例制度は、電力市場における「計画値同時同量制度」の下においても、FIT発電事業者はインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用のFIT電源についても同制度が適用される。</u></li><li>● <u>試行ノンファーム適用電源は、ノンファームの制度化前に特例的に接続を認めているものであり、制度開始以降は同制度が適用されると整理されているものであるため、試行ノンファーム適用のFIT電源についても、当該制度開始までに行われるノンファーム型接続に関連するFIT関係法令の改正等を適用するための事前合意が発電事業者及び一般送配電事業者等の間で必要ではないか。</u></li><li>● <u>なお、発電事業者の事業予見性の向上のため、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-中間整理（第2次）でとりまとめた、送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報の公開・開示を実行しているところ。今後、ノンファーム型接続の制度化議論のなかで公開等の必要性が高い情報があるとなった場合には、当該情報についても公開等ができるよう当ワーキンググループ等で審議のうえ、関連する規程類の改正等も検討すべきではないか。</u></li></ul>	

図 3-17 試行ノンファーム適用の FIT 電源を円滑に導入するための FIT 関係法令の改正等（案）

出所) METI, 第 23 回 系統ワーキンググループ資料 3

#### (7) 現行ルールを踏まえた FIT③の扱い

(課題)

GC まで発電計画の変更が可能な電源と異なり、FIT③電源は、一般送配電事業者がスポット市場へ入札した以降の出力増減は、すべて系統のインバランスとなる。特に需給上の制約による出力制御と異なり、高需要期に送電線の潮流が大きくなる可能性も考えられ、需給バランスの逼迫した状況下でも出力制御が行われる可能性がある。

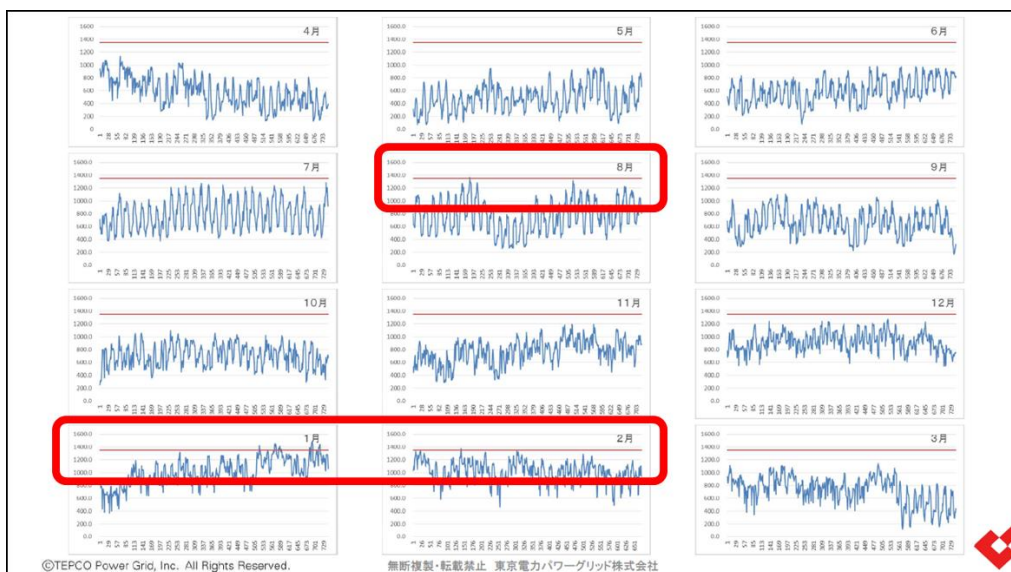


図 3-18 試行的取り組み導入後の想定潮流

出所) 東京電力パワーグリッド事業者説明会 「千葉方面における「試行的な取り組み」の概要」 抜粋  
 +赤枠追加

(課題の整理)

需給バランスの逼迫した状況下で、ノンファーム電源の出力制御が行われる可能性が高い場合に、ノンファーム電源の出力予測量を全量スポット市場に投入すると、出力制御量だけ、系統の不足インバランスが増大するリスクが高まる。

そのため、一般送配電事業者は予め出力制御値も考慮し、スポット市場への入札量を適切に算出するシステムを構築していくこととする。

表 3-5 FIT 特例②③の比較

代表例	FIT②	FIT③
インバランス調整主体者	小売電気事業者	送配電事業者
スポット利用後の発電計画修正	可能	不可能
スポット市場入札時の出力制御の考慮	任意	<b>必要</b>
スポット市場入札時の出力制御の考え方	・電源差替を前提とすれば、出力制御を考慮せず全量活用可能	・送配電事業者は、供給力を保有しないため、電源差替が不可能 ⇒需給逼迫時に出力制御が発生する場合等、供給力への影響等を考慮して、入札量を決定する必要がある

(8) 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法

(課題)

容量の一部がノンファーム型接続となる電源については、発電計画提出の際に、ファーム分とノンファーム分の容量を区別可能な状態にしておく必要がある。

ノンファーム分の発電計画値に対し、一律の出力制御を実施するためには、以下の2

つの案のうち、いずれかを選択しておく必要がある。

案1：提出された発電計画を一般送配電事業者側で切り分ける

案2：ファーム分とノンファーム分の発電計画を分けて提出する

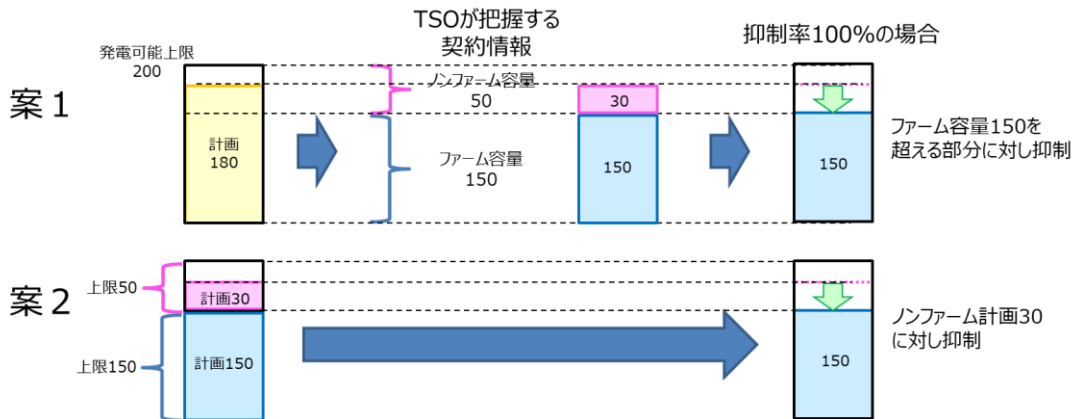


図 3-19 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)

(課題の整理)

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の数は限定的と考えられ、既存システムの改修が必要な案2による費用対効果が望めないことから、まずは案1を採用する。

ただし、当該電源の増加等により運用上の課題が生じた場合等には、必要に応じて発電計画提出方法を見直すこととする。

表 3-6 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)の比較

	案1	案2
計画提出方法	ファーム・ノンファーム合計 NF容量50 F容量150 計画180 上限200	ファーム/ノンファーム別 上限150 計画150 上限50 計画30
出力制御方法	○ファーム容量150を超える部分を抑制	○ノンファーム計画30に対し抑制
既存システムへの影響	○現行運用で対応可	×同一地点の複数の系統コード発番に対応できるよう、託送システム改修や広域機関システム改修が必要な見込み
ノンファーム電源間の公平性	○ファーム分の活用後に、ノンファーム分の計画提出が可能となるため、ノンファーム電源間の公平性に影響を与えない	△ファーム分の計画を下げて、ノンファーム分の計画を上げる等、他の事業者の抑制率に影響を与える虞

## (9) 需給調整市場における扱い

### (課題)

調整力の確実な確保、余力活用電源の有効利用や市場活性化等の観点から、容量の一部がノンファーム型接続となる電源のファーム分について、需給調整市場への参加を認めることとしたい。

一方で、ノンファーム電源は出力制御時に発電計画値以上に出力を上げられないため、需給調整市場に参加できないとされており、需給調整市場におけるファーム分の扱い（リクワイアメント・アセスメント）について整理が必要。ただし、「3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理」(8)の案1を採用することを前提に検討する。

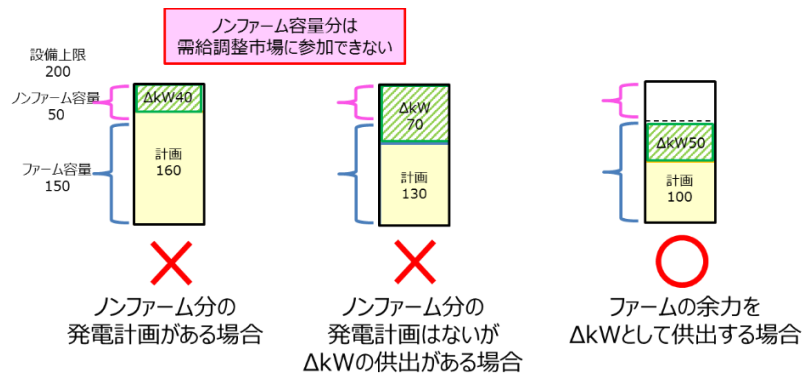


図 3-20 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の需給調整市場における扱い

### (課題の整理)

需給調整市場における三次調整力②の発電機に関するアセスメントを確認。

容量の一部がNF型接続となる電源のアセスメントI・IIの基本的な考え方は、ファーム電源と同じであり、ファーム分は需給調整市場に参加可能と考えられる。

違いは発電可能上限値の扱いのみとなるため、需給調整市場の事前審査時の確認方法等について一般送配電事業者で検討しておく必要がある。

表 3-7 需給調整市場におけるアセスメントと容量の一部がノンファーム型接続となる電源の関係

三次②	ファーム電源（発電機）	容量の一部がNF型接続となる電源（発電機）
アセスメント I	<p>・発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認</p>	<p>・発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認</p>
発電可能上限値の扱い	<p><b>以下のうち、最も小さい値を採用</b></p> <p>①発電計画の発電可能上限 ②MMSに登録された定格出力 ③作業抑制を考慮した出力上限(CSV)</p>	<p><b>以下のうち、最も小さい値を採用</b></p> <p>①<b>発電計画の発電可能上限(ファーム容量分)</b> ②<b>MMSに登録された定格出力(ファーム容量分)</b> ③作業抑制を考慮した出力上限(CSV)</p>
アセスメント II	・実出力と発電計画の差	・実出力と発電計画の差

### 3.1.3 ノンファーム型接続システム構成

ノンファーム型接続システム(以下、出力制御システム)は、需給制約と個別系統制約を踏まえた演算を『需給制約演算』と『系統制約演算』パートで実施し、『出力制御』パートにて制御値の授受を行う。

各コマの混雑予想を公表するタイミング①前日15~17時、②5時間前、③GC後で混雑処理を実施。①②③を同時演算するコマを考慮した処理が求められる。

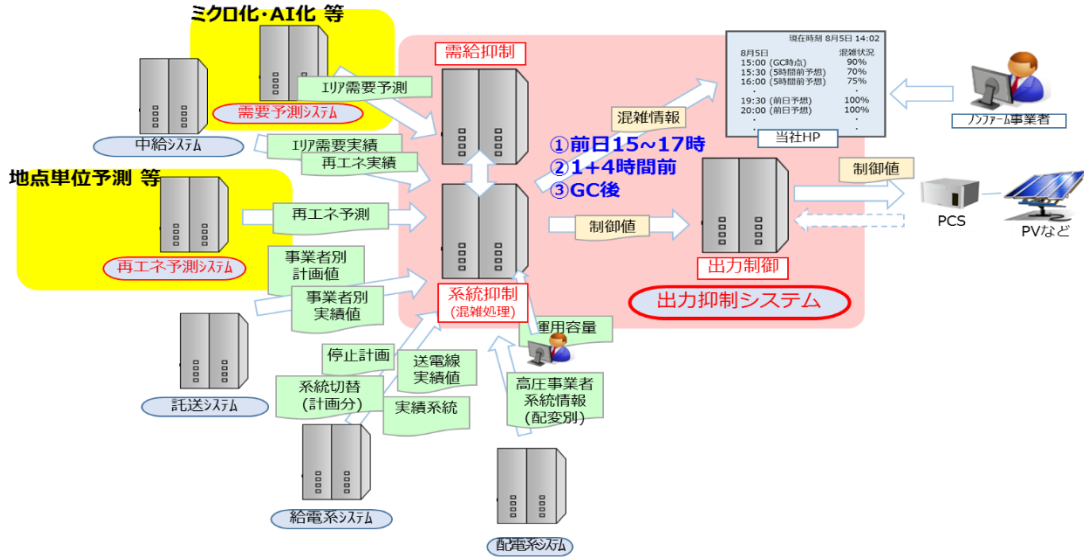


図 3-21 ノンファーム型接続システムのイメージ

### 3.1.4 実運用を踏まえた出力制御の対応事項

#### ○混雑処理の基本フロー

混雑処理は48コマ毎に①前日15~17時 ②実需給5時間前 ③GC後に3回実施する。混雑処理の都度、事業者の発電計画、再エネ電源の出力予測、需要予測等を、常に最新の情報に更新し、最適な出力制御値を算出する。

混雑処理(系統混雑計算~混雑予想)は、以下の演算フローにより実施される。

- I : 対象送電線潮流の想定
- II : 出力制御値の算定
- III : 出力制御値の通知

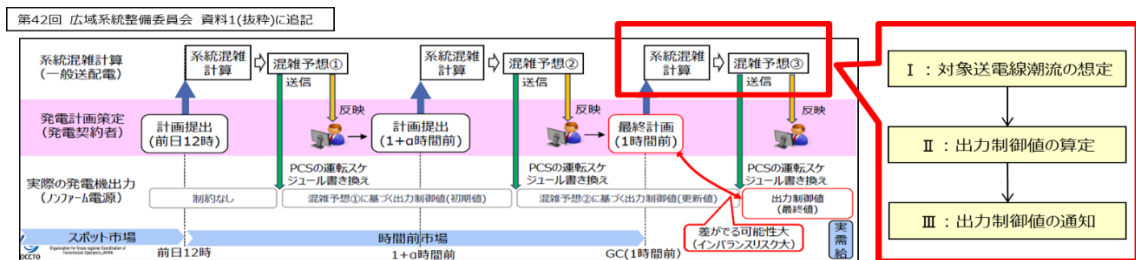


図 3-22 混雑処理の基本フロー

出所) OCCTO,第42回広域系統整備委員会資料1(抜粋), 赤枠・吹出追記



本システム構成における混雑処理の基本フローを次に示す。

既存システムと連携し、各種実績値・予測値・計画値などを取り込み、ノンファーム対象送電線の潮流想定を実施し、調整力( $\Delta kW$ )等を考慮した出力制御値の算定を行う。

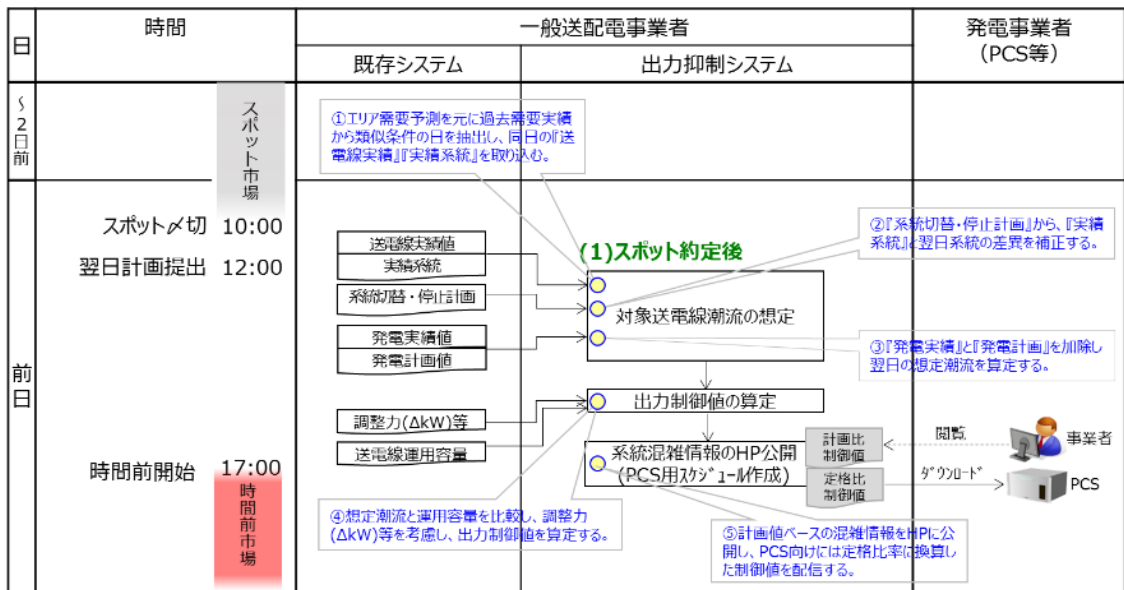


図 3-23 システムフロー①

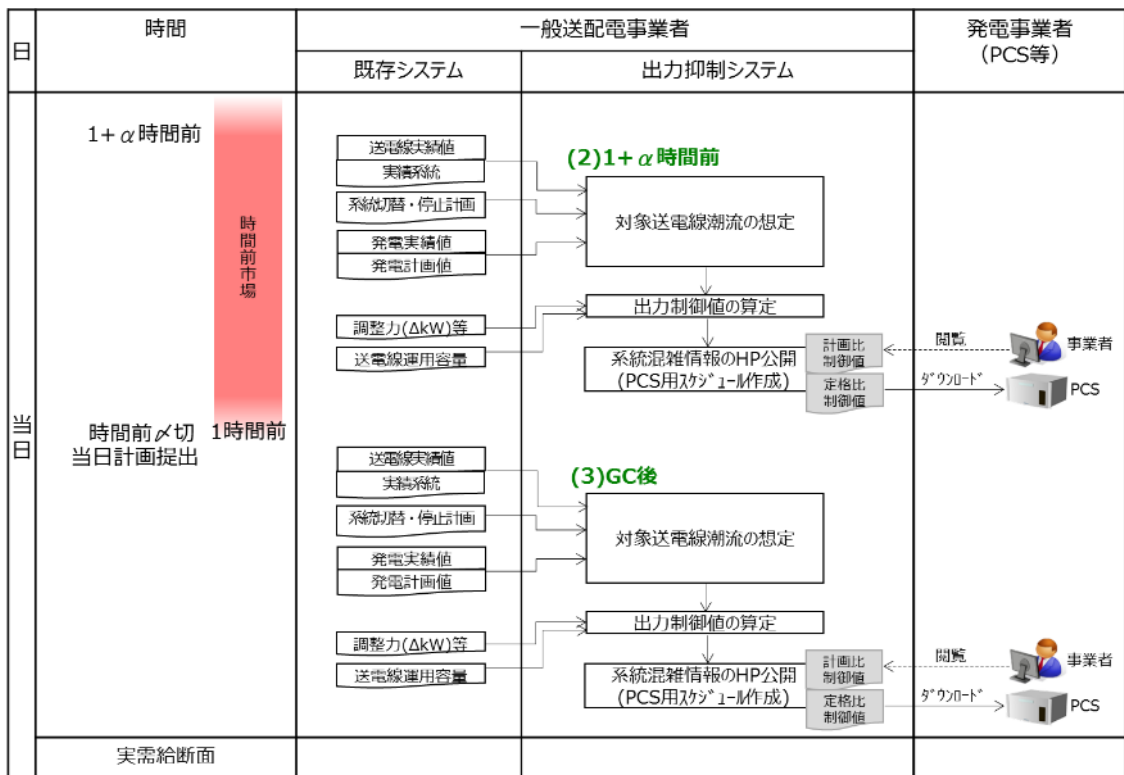


図 3-24 システムフロー②

## I 対象送電線潮流の想定

「対象送電線潮流の想定」の基本的な考え方は以下のとおり。

- ① 過去実績の参照
- ② 系統補正
- ③ 最新情報へ更新

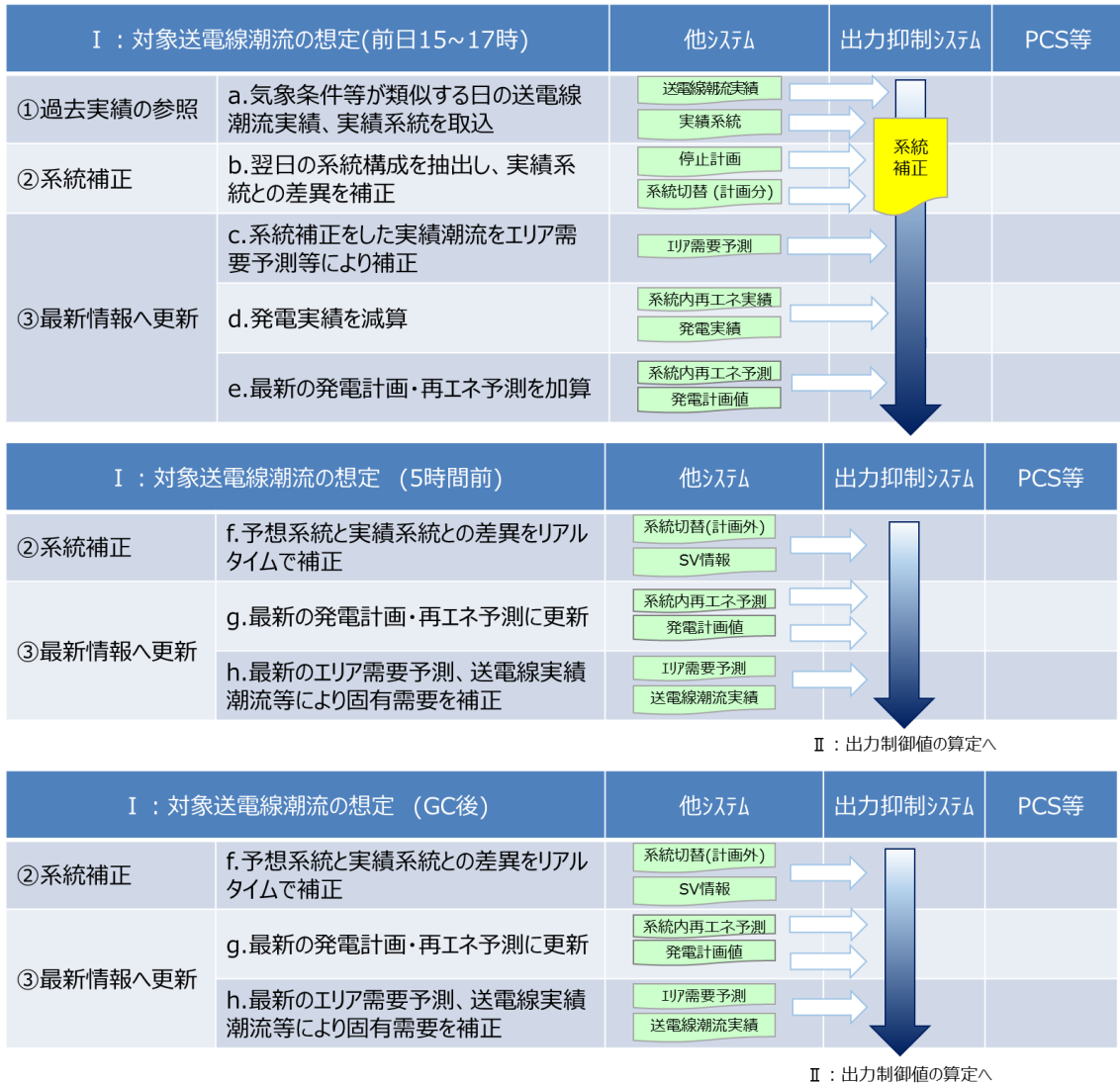


図 3-25 対象送電線潮流の想定フロー

### I-① 過去実績の参照

将来の需要や潮流を想定するためには、過去実績を参照することが有効となる。

過去実績の参照日は、送電線潮流の想定日と最も相関の高い日について、運用者が以下のようなパラメータを確認することで設定する。

エリア需要予測、地点別の気象予測、季節・曜日、系統構成 等

なお、上記以外にも様々なパラメータから、最適な解を想定するAIの開発を視野に、検討が進められることが期待される。



## I-② 系統補正

### (特別高圧の扱い)

対象送電線の過去の潮流実績を取得した後は、実需給当日の系統を正確に把握し、過去の実績系統との差異を補正することが重要。

系統補正を実施するためには、「系統切替」に関する情報を、システムにデータ登録する必要があるが、各一般送配電事業者の現在の系統切替情報の管理方法によっては、データ登録が手動となる可能性があることに留意が必要。

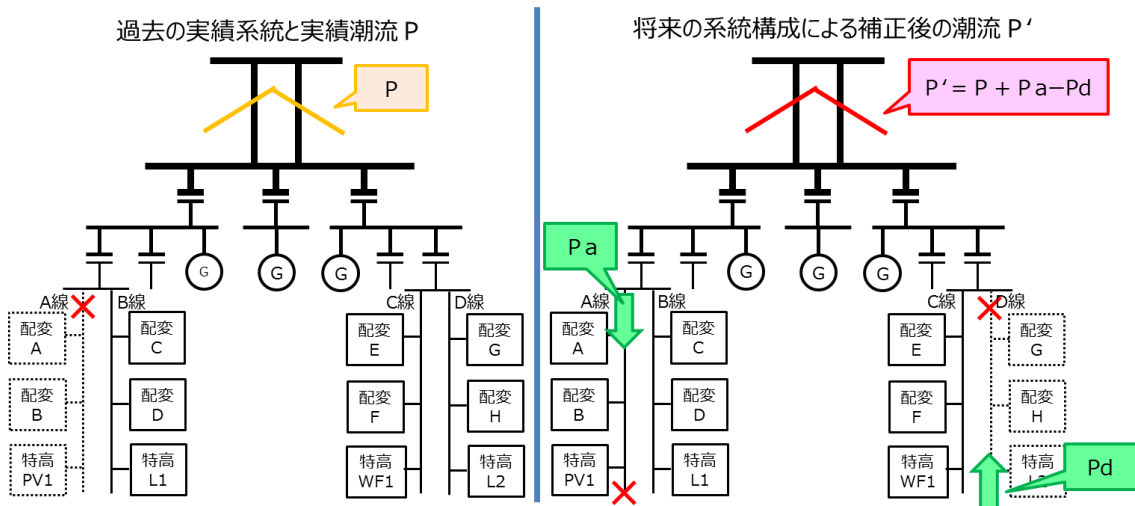


図 3-26 特別高圧系統の系統補正イメージ

### (高低圧の扱い)

現状、N数の多い高圧以下の系統切替情報や、将来の系統構成を一元的に管理するシステムの導入には、莫大な費用と期間を要すると考えられる。

そのため、当面は「高低圧の系統構成は固定する」ことで割り切ることとしたい。

なお、将来の運用方法については、実証によるデータ分析等の結果も踏まえ、今後の扱いを検討する。

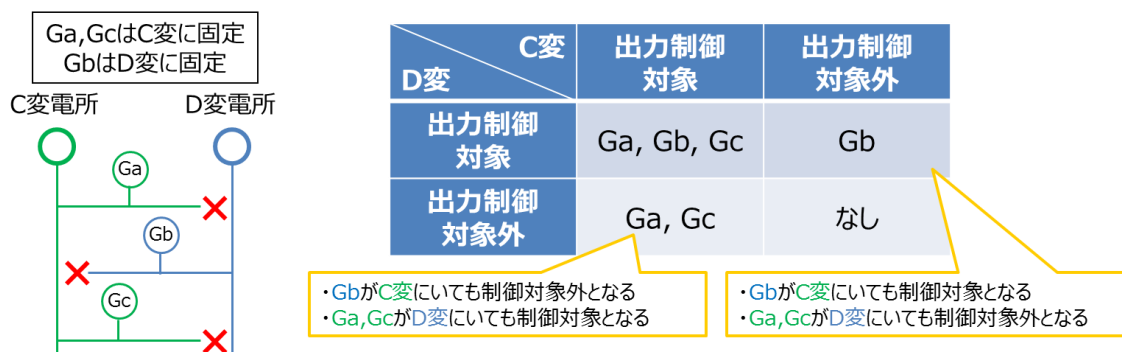


図 3-27 高低圧系統の系統補正イメージ

### I-③ 最新情報へ更新

#### (太陽光 (PV))

ノンファーム対象送電線を流れる潮流を想定する際には、発電計画や再エネ出力予測を常に最新の情報に更新することが重要となる。特に PV 予測については、日本版コネクト & マネージを実現していく観点からも、これまでのエリア単位の予測から、『地点単位の予測精度向上』が重要な課題になると考えられる。

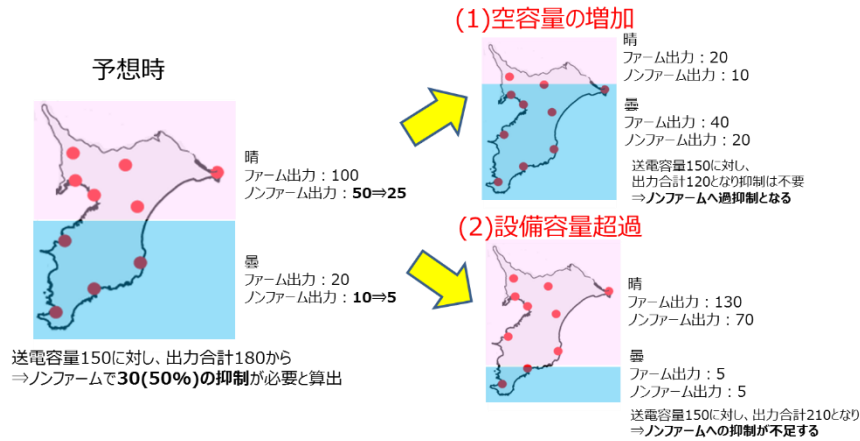


図 3-28 地点単位の太陽光予測精度がノンファーム運用に与える影響

#### (風力 (WF))

風力についても同様に、『地点単位の予測および予測精度向上』が必要。  
 ノンファーム導入により、現在の予測手法とマッチしているか、調査・分析が必要。

- A) エリア合計→地点単位の出力予測とした場合の予測精度への影響
- B) 出力予測モデルの検証（出力制御値の影響 等）
- C) リアルタイム性の追求（風況予測の更新頻度 等）

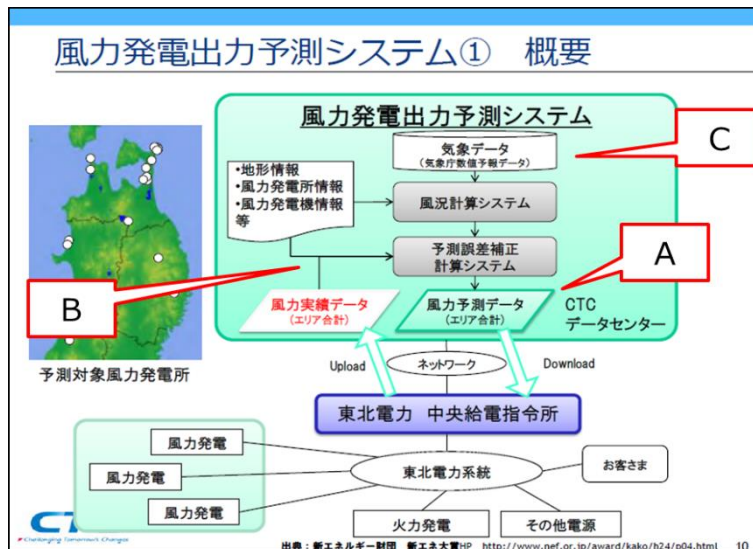


図 3-29 現状の風力発電出力予測と地点単位予測の関係

出所) CEE ワークショップ「再生可能エネルギー発電導入のための気象データ活用」(2014.3.25 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社)[http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/html/workshop/20140325/20140325\\_5.pdf](http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/html/workshop/20140325/20140325_5.pdf)(閲覧日 2020.1.15) (赤枠の吹き出し追記)

## II：出力制御値の算出

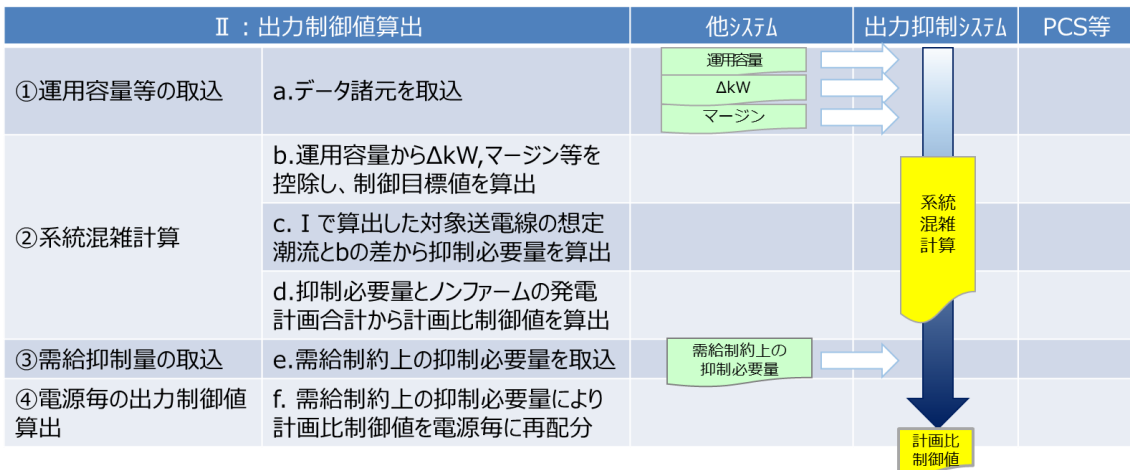


図 3-30 出力制御値の算出フロー

### II-① 運用容量の取込

運用容量については、運用容量が変化する設備作業停止時の扱いに注意が必要となり、少なくとも以下の停止情報はシステムヘデータ登録しておく必要がある。

- i. 常時の運用容量
- ii. 作業停止日時(開始・終了)
- iii. 作業停止中の運用容量

なお、停止時期や系統構成等の違いにより、停止中の運用容量は一意に定まらないことに留意が必要。

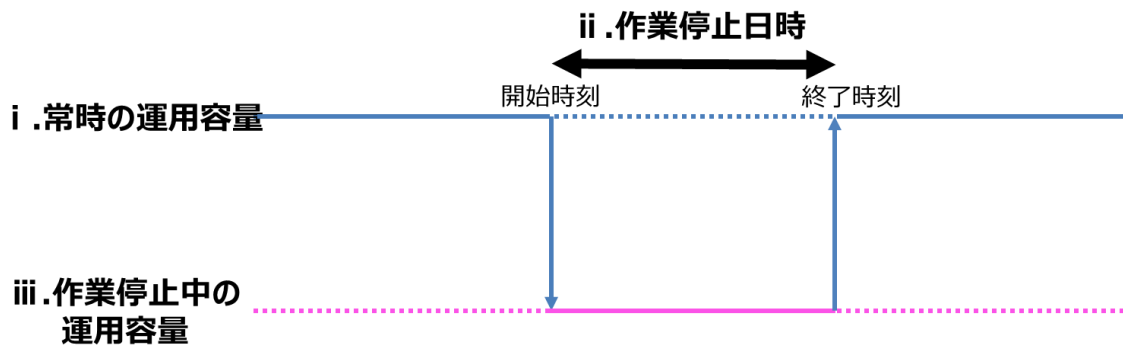


図 3-31 作業停止中の運用容量の変化

(参考) 停止設備別 運用容量の目安 (佐京連系関連設備)

No	停止設備	運用容量 (目安) ※	制約要因
①	新京葉線 1 回線停止	約900万kW程度	新京葉線 1 回線停止中の残回線常時潮流制約
②	新佐原線 1 回線停止	約1,000万kW程度	新京葉線ルート事故時の新佐原線残回線熱容量制約
③	新京葉500kV1U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV1U残母線事故時の電圧安定性維持 (房総線+新袖ヶ浦線 潮流約950万kW以下)
④	新京葉500kV2U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV2U残母線事故時の電圧安定性維持
⑤	新古河500kV1U母線停止	約830万kW程度	新古河(変)500kV母線停止中の使用側母線セクション直列機器設備容量 (セクション直列機器: 8000A)

※ 過去の事故対策書より (運用容量は系統状況、電源状況、停止時期 (需要、PV出力状況) 等で変動)

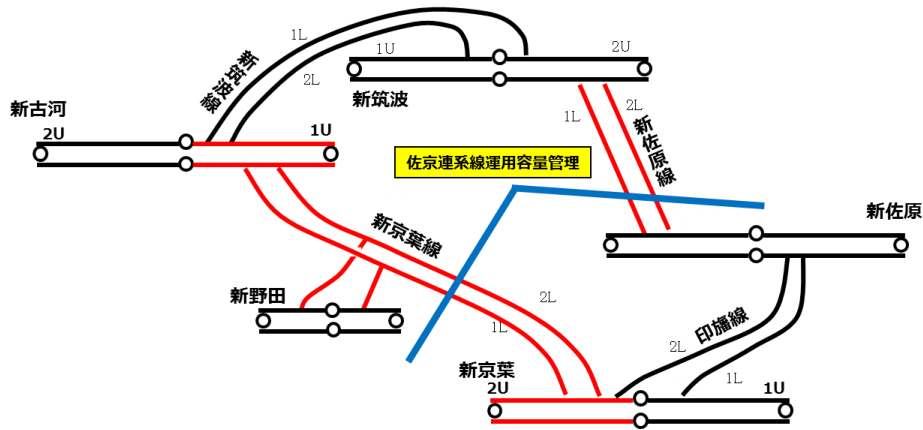


図 3-32 作業停止中の運用容量の変化 (佐京連系線の一部)

II-②~④: 系統混雑計算から電源毎の出力制御値算出

送電線の運用容量から  $\Delta kW$  やマージン等の予め確保すべき量を控除した制御目標値を算出し、対象送電線の予想潮流との差を求め、系統制約による抑制量を算出する。

また、需給抑制時の処理や、上位系と下位系でのノンファーム運用時、ループ系統における分流等の実運用を踏まえたロジックを実装し、必要な抑制量を充足するように電源毎に適切な出力制御量を配分する。

なお、マージンの確保量や実運用を踏まえたロジック等については、海外事例の継続調査や机上検討から、最適な方法を反映する。

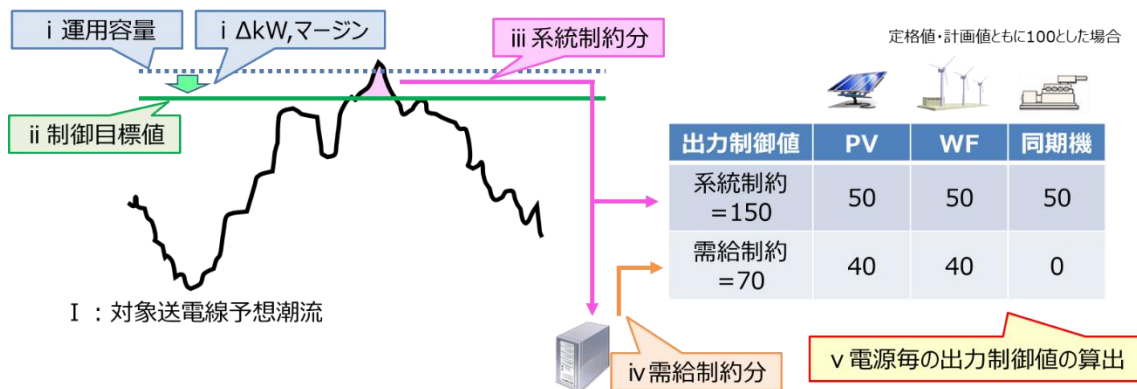


図 3-33 系統混雑計算から電源毎の出力制御値の算出

系統混雑計算の基本ロジックに加えて、以下のような運用面や制度面へ対応するための個別処理が必要となると考えられる。

### (1) 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

同一系統で複数の送電線がノンファーム対象となる場合の算定方法を検討する。同時混雑時には下位系制御値が上位系制御値を上回らないよう制御することが適当と考えられる。

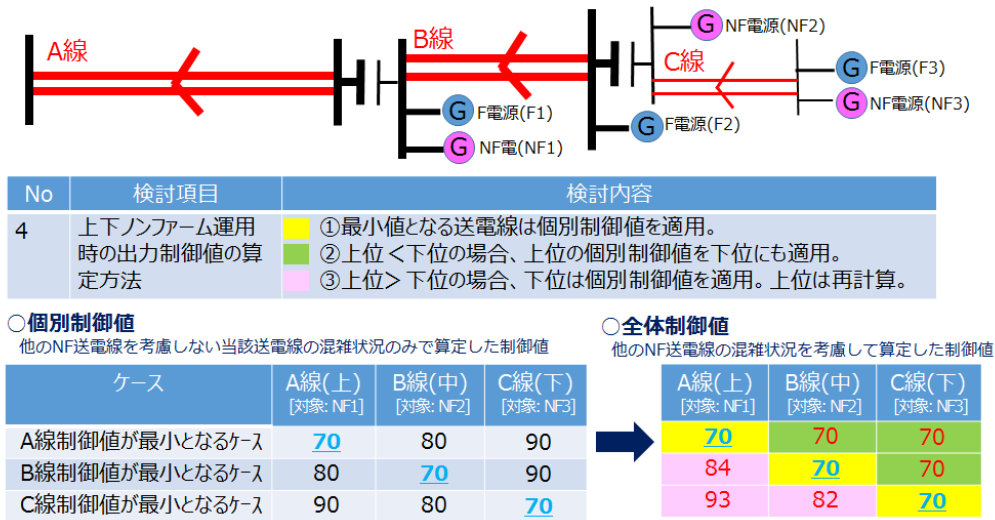


図 3-34 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

### (2) ループ系統やフェンス系統等の処理

ループ系統やフェンス系統等で出力制御が必要となる場合、分流効果により必要抑制量よりも出力制御量が大きくなる。分流効果が出力制御量の増減に与える影響については、データ分析等の結果も踏まえ実証で検討する。

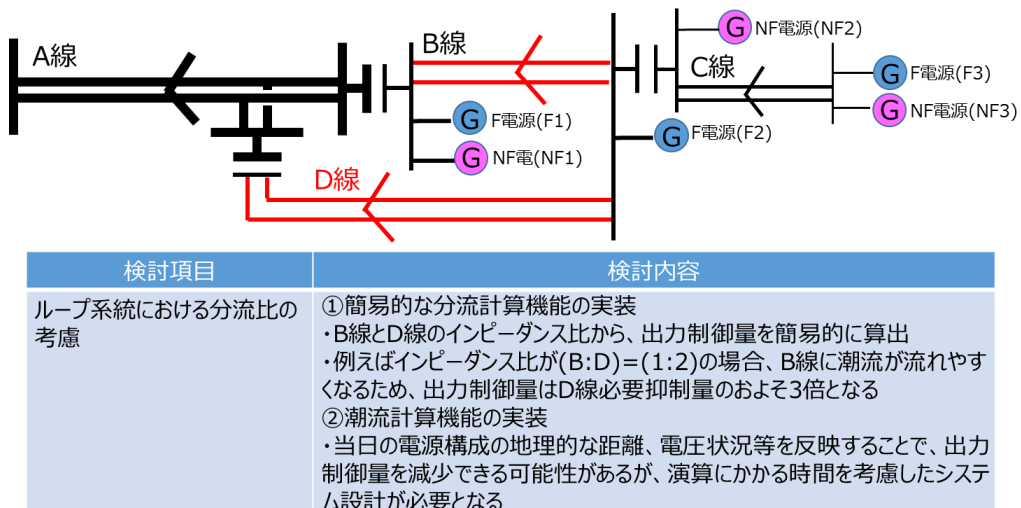


図 3-35 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

### (3) 事故・作業停止・系統切替時の処理

電力系統に事故が生じた場合や、作業停止や系統切替等が予定時刻に実施できなかった場合等、予想と異なる系統構成となった場合に、実系統や実潮流を取込んで、出力制御値を補正できるロジックの検討が必要となる。

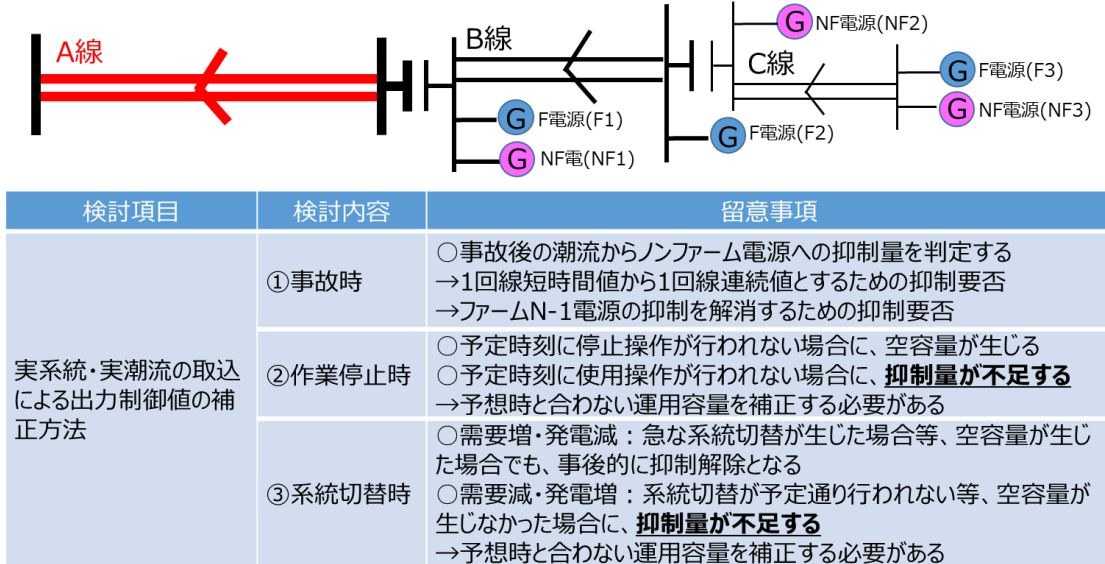
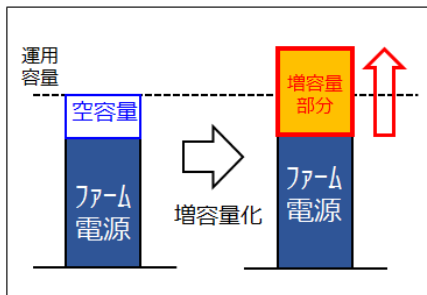


図 3-36 事故・停止作業・系統切替時の処理

### (4) 容量の一部がノンファームとなる電源の処理

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画に対して、既設ファーム分の発電計画を考慮した出力制御値を算出できるロジックの検討が必要。

＜既設電源の増容量化に伴う部分NF＞



	F分	NF分	合計	出力制御値(一律)	部分NF事業者	
					NF分出力上限	出力制御値
ケース1 (NF分0)	90	0	90	100%	0	100%
ケース2 (NF有抑制無)	90	10	100	100%	10 (10×100%)	100%
ケース3 (NF有抑制有)	90	10	100	90%	9 (10×90%)	99% (90+9)/100

(NF分) 10  
 90 (F分)

ノンファーム分×制御値(一律)  
 (ファーム設備量+ノンファーム出力上限)/PCS定格

No	検討項目	検討内容
5	部分ノンファーム電源のノンファーム計画の把握	・事業者からはF+NF分の合計計画値を提出してもらい、システム側でF分設備量を控除した値をNF分として扱う。 (F分とNF分を個別に計画値を提出してもらい、システム側で同一電源の認識をした上で算出する案もあるが、設備量把握はいずれも必要なため上記の方がシンプル)

図 3-37 容量の一部がノンファームとなる電源の処理



### Ⅲ：出力制御値の通知

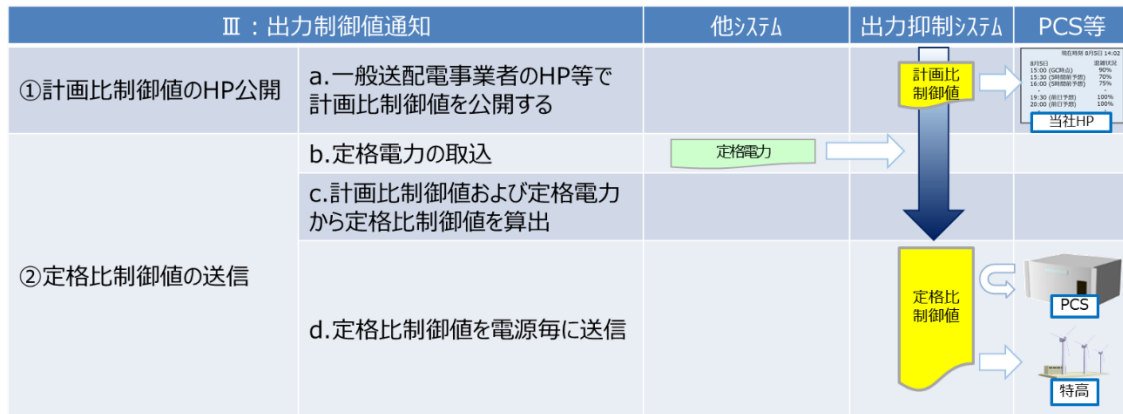


図 3-38 出力制御値の通知フロー

#### Ⅲ-① 計画比制御値の HP 公開

系統混雑計算の結果は、閲覧者の利便性を考慮して、エリア毎の混雑情報がわかるような形で構築するイメージで進める。

<東京電力PG HPより抜粋>

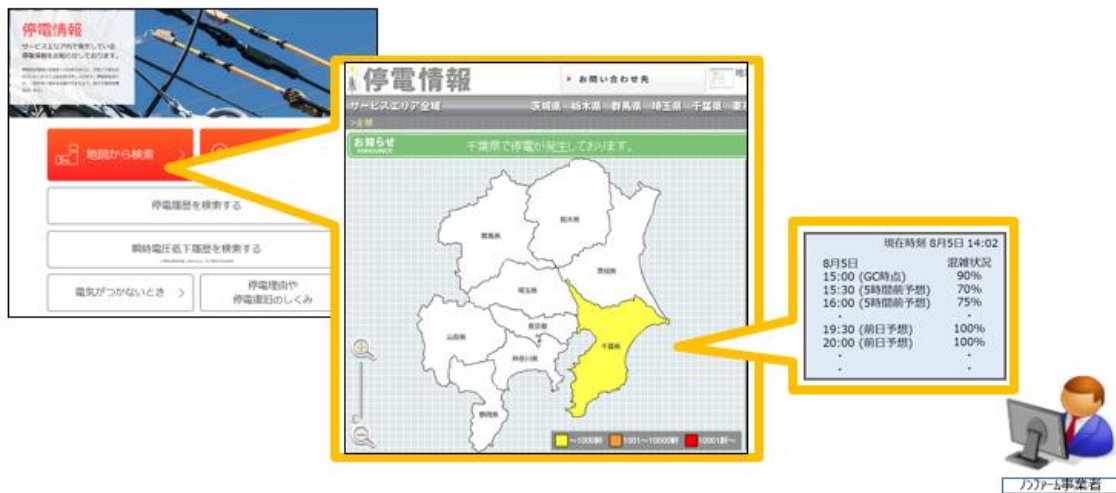


図 3-39 混雑情報の HP 公開イメージ

#### Ⅲ-② 定格比制御値の送信

系統混雑計算の結果は、発電所へ直接送信する必要があるが、システムトラブル時や通信線トラブル時を考慮したセキュリティの確保についても検討する。

また現状は、特別高圧に連系する電源に対して、専用回線による出力制御が求められているが、各一般送配電事業者により伝送仕様が異なっており、国際標準の調査や日本国内の規格化等についても検討する。



## 3.2 配電系統

配電系統においては、特別高圧系統におけるノンファーム型接続システム実現のための課題整理を踏まえ、システム構成イメージと配電系統における固有の運用課題を示す。

### 3.2.1 ノンファーム型システム構成

#### (1) ノンファーム型システム構成例

図 3-40 に配電系統におけるノンファーム型システムの全体構成例を示す。本システムは、配電制御所等に既存で設置されている①計測情報サーバ（配電自動化システム）と、新規開発が必要となる②系統抑制サーバ（混雑処理）、③出力制御サーバおよび既開発品の④出力制御機能付き PCS 等によって構成される。

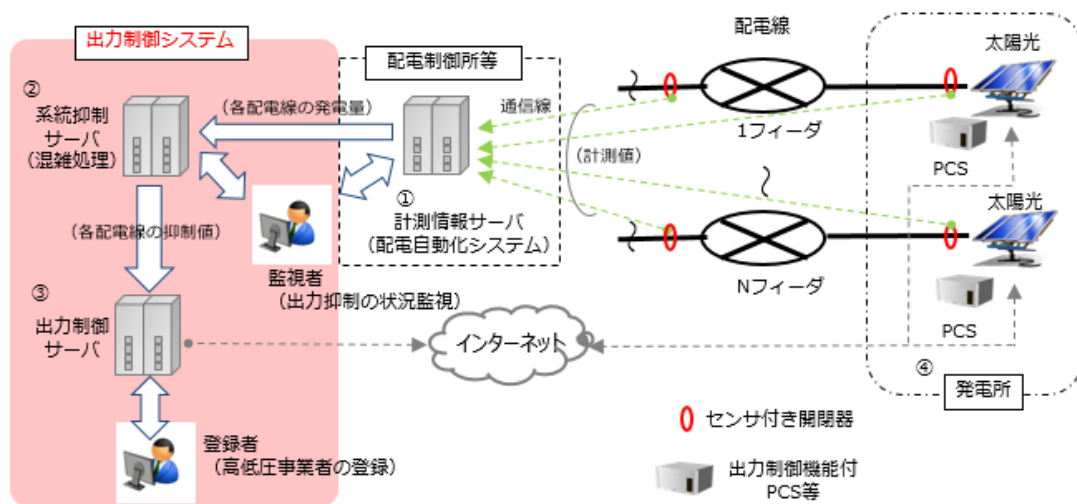


図 3-40 ノンファーム型システム構成例

#### ① 計測情報サーバ（配電自動化システム）

配電線内に設置されるセンサ付き開閉器の計測情報（有効電力・無効電力・電圧など）が集計され、各配電線情報（現行系統や連系発電機情報など）との関連付けを行う。

なお、配電線では供給工事や設備点検などの系統内作業に伴う系統切替や、配電線事故時の融通に伴う系統切替に加えて、夏季対策用の負荷の振り分けなどに伴う系統切替など、日常的に標準系統以外の系統となるケースが想定される。したがって、出力抑制が必要な配電線ごとに、かつ連系する発電機に対して出力抑制を精度高く実行するには、変更される系統を常時把握する必要があり、配電自動化システムと系統抑制サーバ（混雑処理）のデータ連系が必要と考える。

② 系統抑制サーバ（混雑処理）

各配電線に連系する発電機に対して要求する出力制御値の演算を行う。主に混雑処理をすることを目的に、リアルタイムに得られる計測情報および蓄積された過去の潮流実績データ等を用いて、潮流状況を想定し、配電線の運用容量を超過する虞がある場合は、対象配電線に連系する発電機に対して指令する発電量の出力抑制値を演算する。

③ 出力制御サーバ

各発電機に対して指令する発電量の出力抑制値を保管する。主に系統抑制サーバ（混雑処理）にて演算された発電機ごとの出力抑制値を保管しておくサーバとする。なお、出力制御機能付き PCS 等はインターネット回線を介して出力制御サーバにアクセスし、出力制御値の取得を行う。

④ 出力制御機能付き PCS 等

各発電機に対して出力抑制を行う。主に出力制御ユニット等および PCS 等（狭義）から構成（出力制御機能付 PCS 等（広義））され、インターネット回線を介して、出力制御サーバにアクセスし、出力制御値を取得し、発電機の出力抑制を行う。

図 3-41 に発電事業者側にて準備する出力制御機能付き PCS 等によるシステム例を示す。なお、以下システムは、九州電力などで使用されている需給抑制用のものを用いる前提で検討する。

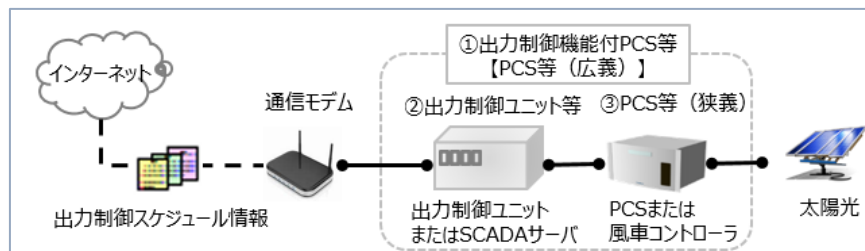


図 3-41 出力制御機能付き PCS によるシステム例

表 3-8 PCS に関する用語の定義

①PCS等（広義） 出力制御機能付PCS等	電力会社または配電事業者が提示する出力制御スケジュール情報を取得し、そのスケジュールに応じて発電出力を制御する機能を有する装置。基本的には「②出力制御ユニット等」と「③PCS等（狭義）」から構成。（②、③の機能を一体化したシステムもある）
②出力制御ユニット等	電力サーバまたは配電事業者サーバから出力制御スケジュールを取得し、出力制御スケジュールに基づいて、「③PCS等（狭義）」を制御する機能をもつ制御装置。外部通信機能がない場合でも、ユニット内に保存された固定スケジュールにより、「③PCS等（狭義）」を制御可能。
③PCS等（狭義）	（出力制御機能がない）従来のPCSまたは風車コントローラの機能に加え、「②出力制御ユニット等」から出力制御情報を受けて、発電出力（上限値）を制御する機能を有する装置

## (2) 配電線ノンファーム型接続システムの発電量推定方法

「6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理」に示されるように、英国の DNO である UKPN (UK Power Networks)、WPD (Western Power Distribution) 等が展開している Active Network Management では、対象系統の監視データをもとに、混雑の評価を実施する方式が存在することが明らかとなった。我が国では、配電線の各地点 (ノード) で潮流状態を把握可能なセンサ技術 (センサ付き開閉器) が開発され、展開がなされている状況にある。

配電系統における混雑処理を対象としたノンファーム型接続システムについては、我が国ではその制度が検討段階であり、様々なシステムの在り方が考えられるが、今後展開されるセンサ技術を有効に活用していくことは極めて重要であり、またセンサ付き開閉器で得られる潮流実績をベースに混雑評価を行うことで、計画値に基づく混雑評価に比べ、ノンファーム型接続電源の抑制量を最適化できることが期待される。

ここでは以上を踏まえて、各配電線に連系する PV 等の発電量をリアルタイムかつ高精度に計測できるセンサ付き開閉器の利用を想定して、配電系統でのノンファーム型接続システムの検討を行っている。

なお、センサ付き開閉器の設置が必要とされる計測点は以下が想定される。

- ・潮流および発電量の把握のための「配電線立上り」「高圧発電機端」等
- ・定格値 (容量) の異なる配電機器・材料の許容状態の把握のための「電圧調整器端」「電線サイズ変更点」等 (図 3-42 参照)

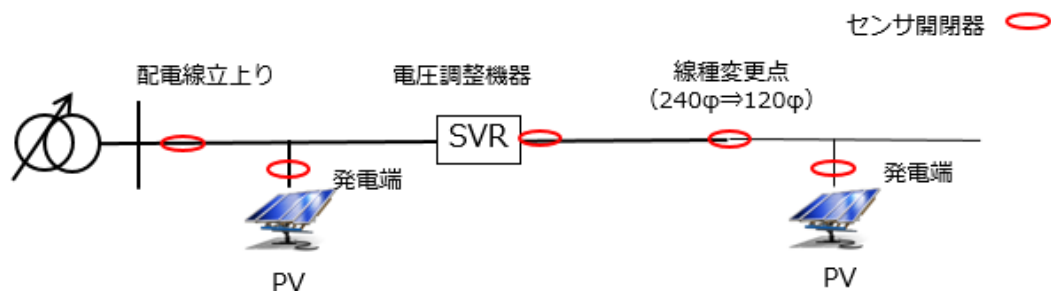


図 3-42 センサ開閉器設置箇所

## (3) 配電線ノンファーム型接続システムの設置箇所

配電線ノンファーム型接続システムに係る出力制御システム (主に一般送配電事業者にて新規構築が必要な「系統抑制サーバ (混雑処理)」、「出力制御サーバ」) は、運用容量を超過する申込みに応じて「配電線」もしくは「配変バンク」ごとに出力制御システムを設置する場合が想定できるが、最大で数千から数万箇所単位でのシステムサーバ数となる見込みであり、設備の維持・管理・メンテナンス等の煩雑・膨大化が想定され現実的では無いと考える。

ここで、「系統抑制サーバ (混雑処理)」は、既設の配電自動化システムの流用による配電線情報のデータ連係を検討しており、かつ現行の運用・制御・管理体制の実態を鑑みて、配電制御所単位で 1 システムの構築が現実的と考える。

一方で、「出力制御サーバ」は「系統抑制サーバ (混雑処理)」にて演算された結果を保

管し、かつ発電事業者で設置する出力制御ユニット等からのアクセスに対応するサーバであるため、1拠点で1システムの構築で対応可能と考える。

したがって、「系統抑制サーバ（混雑処理）」は1制御所ごとに1システム、「出力制御サーバ」は、1拠点到1システムを基本として検討する。

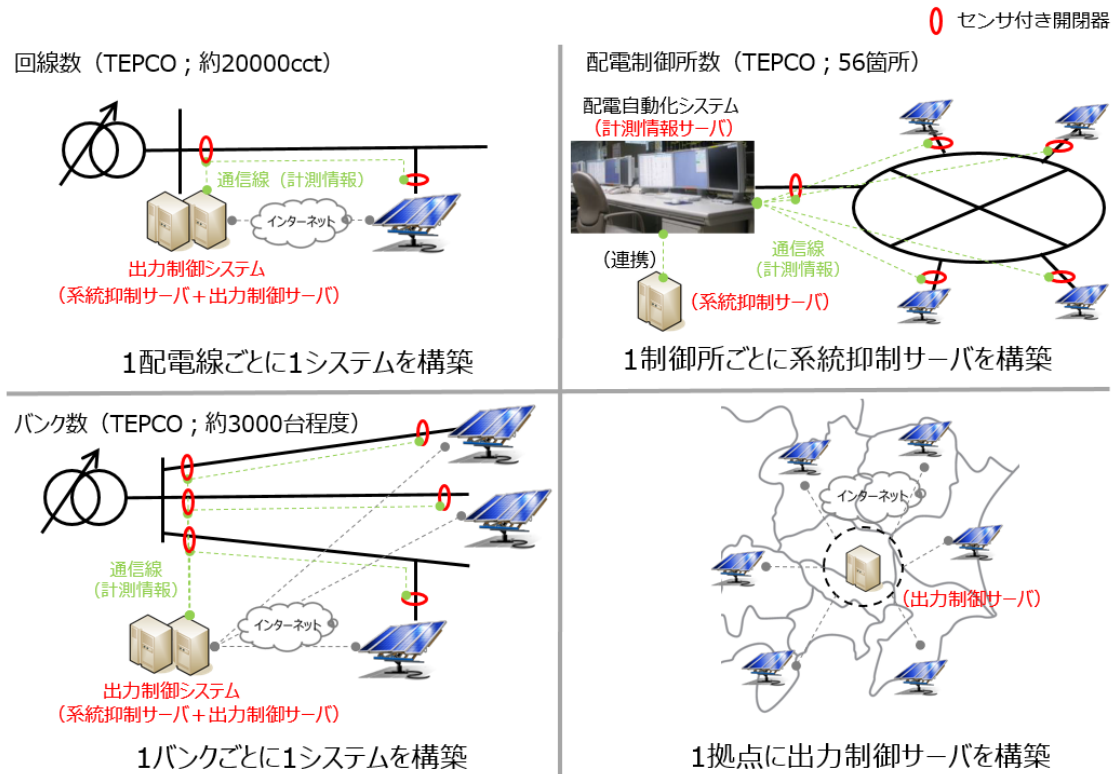


図 3-43 ノンファーム型接続システムの設置箇所

#### (4) ノンファーム型システムに係る費用想定

配電線ノンファーム型接続システムの構築に係る費用を試算する。ここで、本システム構築に必要な「計測情報サーバ」は現行の配電自動化システムを流用するとし、「出力制御サーバ」は特別高圧系統側でも同様に構築が想定されるシステムサーバを流用（共用）するとした。

結果として、配電ノンファーム型接続システムに係る 20 年間分の費用は、東京電力 PG のケースの概算とし 252 億円が試算された。なお、本システムの開発費用および既設システム（配電自動化システム等）と各サーバインターフェース整合等の開発・改善等に係る費用は未計上であり、上記の試算額に追加されることに留意されたい。

以下に、試算根拠を示す。

20 年間に係る想定費用：252 億円

##### 【試算条件】

- ・センサ付き開閉器は配電線立上り、発電機端（2 か所程度）、電線サイズ変更点の計 4 箇所を仮定（最小限の台数で想定）

- ・配電ノンファーム型接続システムで必要となる「計測情報サーバ」は、配電自動化の流用として、開発・改造等にかかる費用は未計上とした
- ・配電ノンファーム型接続システムで必要となる「出力制御サーバ」は、特別高圧系統側の開発システムサーバの流用が可能と想定して、設置費用は未計上とした

#### 【内訳】

- 出力制御システム 1 式：5,200 万円／制御所<sup>\*1</sup>×56 制御所×4 回  
(6 年毎のリプレースを想定)
- センサ開閉器+制御器：100 万円／箇所<sup>\*2</sup>×30 回線<sup>\*3</sup>×20 年×4 箇所
- 通信線（光回線）：100 万円／km<sup>\*2</sup>×4.674km×30 回線<sup>\*3</sup>×20 年
- 保守メンテナンス費用：38 万／1 ヶ月・1 制御所<sup>\*1</sup>×56 制御所×12 か月×20 年
- 制御所の管理に係る人件費：(5,800+4,200)<sup>\*4</sup>×8 時間×365 日×0.1<sup>\*5</sup>  
×56 制御所×20 年

#### 【算出根拠】

- \*1 本ノンファーム型接続システムを製作した場合を想定した価格
- \*2 「送変電設備の標準的な単価の公表について」（平成 28 年 3 月 29 日電力広域的運用推進機関）を参考
- \*3 TEPCO の配電線新設の実績から 30 回線／年を想定
- \*4 責任者相当 5800 円／時間、作業員相当 4200 円／時間（NEDO 労務単価を参考）
- \*5 制御所全体業務の 1 割程度の業務増加を想定（出力制御可否判定や否の場合における制御所の直営作業員による緊急的ハンド運用等を想定）

### 3.2.2 配電系統におけるノンファーム接続運用課題

配電系統にノンファーム型接続を適用した場合、配電系統の特徴を踏まえた運用面を考慮する必要があると考えられる。

#### <配電系統の特徴>

- ・高圧（配電）系統は、供給工事や設備点検や事故などによる系統切替の頻度が多い。
  - ・夏季対策や供給工事等で、標準系統の見直しがある（連系当初の配電線が変更する場合あり）。
  - ・運用容量が異なる配電線（フィーダ）どうしても連系されている。
  - ・同一配電線内に、定格容量（＝許容電流）が異なる機器材料が存在する。
  - ・低圧 PV（10kW 未満の家庭用）はノンファーム適用電源の対象外
- これら特徴を踏まえた上で、運用課題を図表 3-9 に示す。

表 3-9 配電系統におけるノンファーム型接続運用課題

運用課題	
配電線の系統切替による課題	配電線の系統切替の都度、対象電源の移動を管理しノンファーム適用電源と抑制対象配電線の紐付けが必要となる。かつ、接続される配電線の許容電流や他の電源の出力に応じて抑制量が変わるため抑制量や抑制時間を制御（変更）する必要がある
	系統切替（標準系統の見直し）によるノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しが必要となる
	機器（開閉器やSVR）や電線等の設備毎で許容電流が異なるため、機器毎の抑制情報管理が必要となる。設備許容電流の制約箇所が異なることで運用が煩雑となる
低圧PV連系による課題	低圧PV（10kW未満の家庭用）が連系される度に、ノンファーム適用電源の抑制量の見直しが必要となる

◇ 配電線の系統切替による課題

＜対象配電線の紐づけ&出力抑制量の再計算、ノンファーム適用系統の見直し＞

図 3-44、図 3-45 に示すようにノンファーム適用電源が、系統切替により異なる配電線へ移動する場合が想定される。

（ケースⅠ）の場合

A 配電線の「ノンファーム適用電源；赤」連系時では、310A の出力であったが、B 配電線に切替えられた場合、運用容量を超過する虞がある。このため、対象電源の系統変更をノンファーム型接続システムにおいても反映（紐づけ）が必要であり、かつ抑制量の再計算（310A⇒160A；切替先のB配電線で既連系分のノンファーム適用電源契約容量で必要抑制量280Aを按分）も同時に必要になる。

（ケースⅡ）の場合

C 配電線のように標準系統で、ノンファーム適用系統では無い場合であっても、系統切替（もしくは標準系統の変更等）により運用容量を超過する虞がある。当初、C 配電線（標準系統）では、ノンファーム適用電源が無く、出力抑制は不要であったが、系統切替（もしくは標準系統の変更等）により、ノンファーム適用電源が連系されることで、ノンファーム適用系統への適用見直しが必要となるケースが想定される。また、ノンファーム適用電源は、系統容量の異なる510A（A配電線）から270A（C配電線）に移行することで、抑制量が増加するケースも想定される。

したがって、配電線の系統切替が実施される都度、ノンファーム適用電源が連系された配電系統を反映（紐づけ）可能なシステムとする必要があり、かつ系統切替前後でノンファーム適用電源の抑制量の変更（再計算）が必要となる。さらに、系統切替や標準系統の見直しの都度、ノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しも必要になる場合もあるため、運用面で留意が必要である。



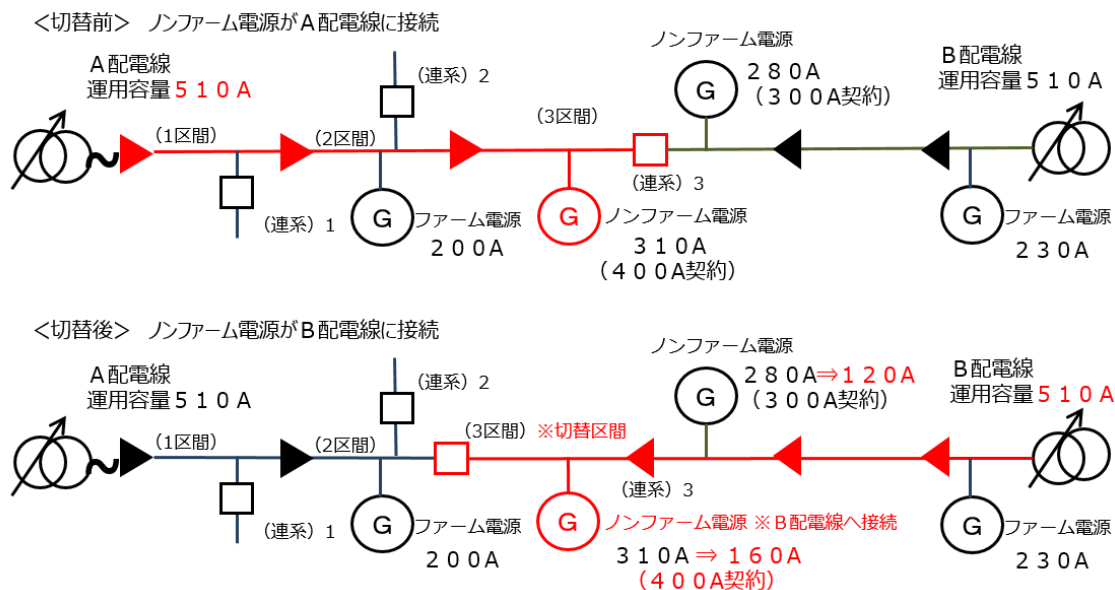


図 3-44 (ケース I) の系統切替イメージ

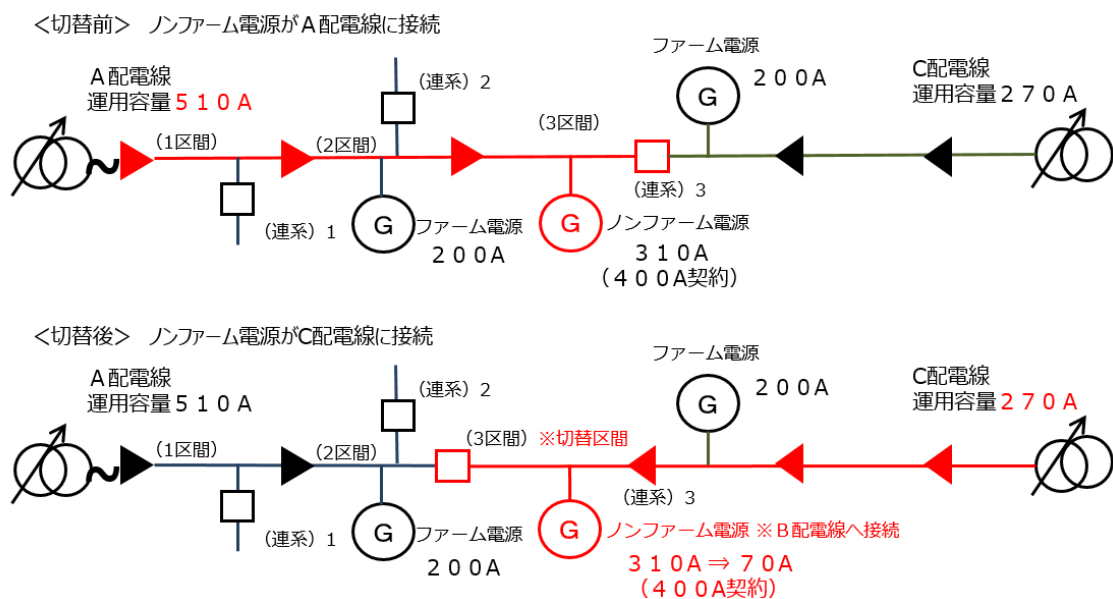


図 3-45 (ケース II) の系統切替 (標準系統の変更) イメージ

<同一配電線内における許容電流の制約>

配電系統にノンファーム型接続システムを適用する場合、図 3-46 に示すように、同一配電線内の機器 (開閉器やSVR) や電線の許容電流が異なるため、送り出しの電流値に限らず、許容電流の変更点 (ネック箇所) ごとに潮を把握しておく必要がある。特に、配電線の系統切替を行った場合には、(切替を実施した) 当該連系開閉器 (開閉状態: 切) から配電線立上り点に亘り、潮流状態が変化 (増減) するので、各ネック箇所における通過電流値を把握し、発電機の抑制量を考慮する必要がある。



<例> 以下の系統にA事業者, B事業者のノンファーム電源が接続された場合  
 A事業者: 電線132A, SVR(自動電圧調整装置) 260Aで管理が必要  
 B事業者: 電線530A, SVR(自動電圧調整装置) 430Aで管理が必要

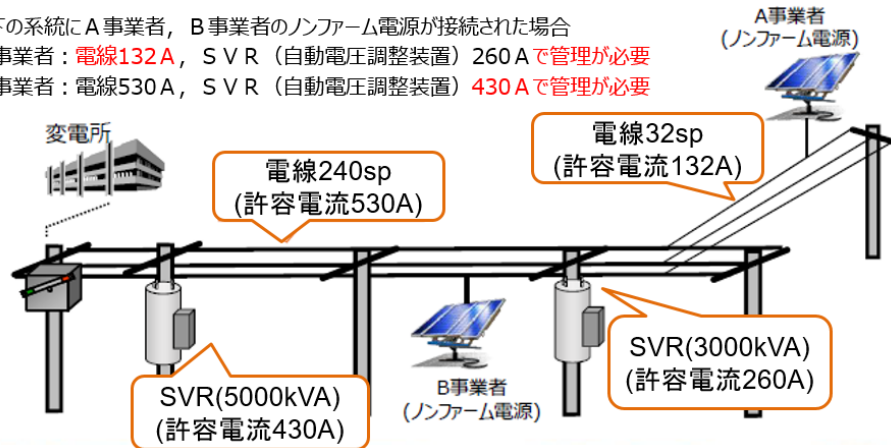


図 3-46 同一配電線内における許容電流の制約

◇ 低圧 PV (10kW 未満の家庭用) 連系による制約

現行の制度上、低圧 PV (10kW 未満の家庭用) はノンファーム適用電源の対象外と整理されている。しかしながら、ノンファーム適用系統と認定された配電線において、将来に亘る低圧 PV (10kW 未満の家庭用) の連系量の増加によりデューレーションカーブの押し上げが想定され、ノンファーム適用電源 (高圧発電機) による出力抑制量 (負担) が増加する虞がある。

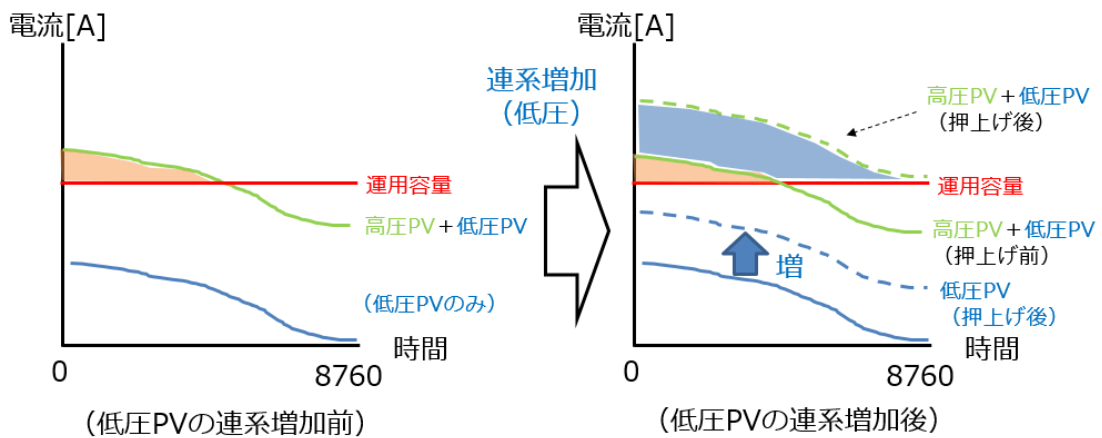


図 3-47 低圧 PV (10kW 未満の家庭用) 連系による制約

## 4. 実証試験の内容・スケジュールの検討

システム開発内容の検討を踏まえ、次年度以降のシステム開発規模、実証エリア、実証内容、実証スケジュールを整理した。

### 4.1 システム開発規模

「3.1.3 ノンファーム型接続システム構成」で示すシステム構成にて開発を実施する。

### 4.2 実証エリア

第 1 回検討委員会のご意見を踏まえ、ノンファーム適用系統に整理された系統とする。(2020 年 1 月 24 日時点で東京電力パワーグリッドの佐京連系線、鹿島線が対象となる。) しかしながら系統規模が大きいため、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、必要に応じてローカル系統での実証も検討する。

### 4.3 実証内容

#### (1) 出力抑制システム開発

- ・ 実運用を踏まえた出力制御量算出ロジックの検討を行う。
- ・ 「3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理」で整理した必要事項を考慮したシステム開発を行う。

#### (2) 既設システム改修

- ・ 出力抑制システムは、既設システムと様々なデータを連携することで、より精緻で最適な出力制御を行う。
- ・ そのため、既設システムと連携するデータフォーマット等の仕様を定めておくことで、一般送配電事業者間で異なる出力抑制システムの仕様とならないように留意する。
- ・ 併せて、既設システムの改修内容や改修規模等を確認していくこととする。
- ・ また、過去参照機能の追加等の予測システムの改良についても、調査・検討を実施する。

#### (3) フィールド実証

- ・ システム開発後に、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。
- ・ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。

#### (4) 再エネ予測精度の検討

- ・ コネクト&マネージの観点から、太陽光や風力等の自然変動電源の出力予測については、地点単位（ローカル）の予測の重要性が高まっている。
- ・ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。
- ・ そのため、気象予測や出力予測モデル等について、地点単位（ローカル）の予測精度等の調査・検討を行う。

#### (5) システムセキュリティ

- ・ 昨今のサイバーセキュリティに関する事案等を踏まえ、電力系統におけるセキュリティ対策の整備は、以前にも増して重要となっている。
- ・ 本実証においても、新たにシステムを構築する観点から、有効なセキュリティ防護策を講じることとする。

#### (6) 海外調査

- ・ システム開発や運用にフィードバックするため、最新の海外の動向については、継続して調査を実施する。

### 4.4 実証スケジュール

実証内容とスケジュール（案）は以下のとおり。

表 4-1 実証スケジュール（案）

実証項目	主な内容	2020	2021	2022	2023	2024
システム開発	ロジック検討(潮流計算等)	ロジック検討				
	仕様書作成	仕様検討・要件定義				
	システム開発(系統抑制)		システム開発			
	システム開発(需給抑制)		システム開発			
既設システム改修	既設システム(IF)改修	仕様検討	システム改修			
	予測システム改良(過去参照機能等)	調査・検討				
フィールド実証	計算結果等・データ分析		データ分析			
	フィールド実証（検証）				試験系フィールド実証	
再エネ予測	ローカルの予測精度の検討(PV)	調査・検討				
	ローカルの予測精度の検討(風力)	調査・検討				
システムセキュリティ	セキュリティに関する評価・検証	評価・検証				
海外調査	最新の海外動向の調査	調査・検討				
	国際標準等の調査	調査・検討				

## 5. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査

ノンファーム電源が接続された系統を運用していくためには、再生可能エネルギーの出力予測は極めて重要な課題となる。本章では、ノンファーム接続等のコネクタ&マネージに必要となる再生可能エネルギーの出力予測がどのようにあるべきかを検討するために、国内外での動向を調査した結果を示す。

### 5.1 我が国における再エネ発電出力予測に関する取組

我が国においては、FIT 制度以降、再生可能エネルギーが相当数電力システム内に導入されてきている。これに伴い、再生可能エネルギーの出力予測の重要性は日々増してきた。本節では、このような我が国の状況を、「サービスプロバイダーが提供する予測ツール・サービス」及び「送配電事業者による予測精度向上に向けた取組」の2つの観点から調査を行った結果を示す。

#### 5.1.1 国内における再エネ発電出力予測ツール・サービス

我が国では、気象予測情報を提供する事業者は多数存在している<sup>7</sup>が、気象情報をベースとして、太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギーの出力予測をサービスとして展開している事業者は限られている。下表は、公開情報等により、明確に再生可能エネルギーの出力予測サービスを提供している事業者の例である。これらの事業者は、気象庁が提供する気象情報や、自社独自のモデルを駆使して、再生可能エネルギーの出力予測のサービスを提供している。

##### <我が国の再生可能エネルギーの出力予測サービスプロバイダーの例>

- 日本気象協会
- 日本気象株式会社
- 伊藤忠テクノソリューションズ
- 日本 IBM
- 気象工学研究所（ソラリオン、アポロン）
- 気象情報通信
- 応用気象エンジニアリング など

これらの事業者が提供する出力予測サービスの一覧を下表に示す。

<sup>7</sup> 気象庁に認可されている予報業務の許可事業者一覧（気象・波浪）は2019年12月9日時点で79事業者に上る。（<https://www.jma.go.jp/jma/kishou/minkan/minkan.html>）

表 5-1 我が国の再エネ出力予測サービスプロバイダーのサービス一覧

	日本気象協会	伊藤忠テクノソリューションズ	日本IBM	気象工学研究所		気象情報通信	応用気象エンジニアリング
			HyREF	ソラリオン	アポロン		
対象電源	太陽光	風力/太陽光	風力	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光
情報提供先	送配電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 送配電事業者	発電事業者 (一般家庭向け)	送配電事業者	発電事業者	一般
予測範囲	地点別/ 1kmメッシュ	メッシュ	地点別	メッシュ	メッシュ	地点別/メッシュ	20kmメッシュ
予測時間	78時間先	短期:3日先 短時間:6時間先	30日先	24時間先	3時間30分先まで	30時間先/72時間先	48時間先
予測間隔	30分	短期/短時間:30分	15分	1時間	3分	30分(30時間予測) 1時間(72時間予測)	1時間
情報提供タイミング	8回/日	短期:6時間毎 短時間:1時間毎	1回/1日	注1	カスタマイズ可	8回/日(30時間予測) 4回/日(72時間予測)	1回/1日
データ形式	XML(地点別) PNG(1km mesh)	注1	注1		Google Map	カスタマイズ可	CSV形式
提供方法	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	カスタマイズ可	オンライン配信 (FTP)	オンライン配信
提供情報	①日射量予測 (全天・直達・散乱・傾斜面日射量) ②太陽光出力予測	①再エネ発電予測 ②設備異常予兆 ③監視・診断 ④運転レポート	①気象予測 (風速、風向、日照等) ②発電量予測	日射量予測	①日射量予測 ②太陽光出力予測	①日射量予測 ②発電量予測	①日射量予測 (日射量、日射量確率)
予測手法	気象モデル +統計補正	数値モデル +機械学習	数値モデル +データ同化	数値モデル	数値モデル	数値モデル	注1
サービスの強み	電力エリアごとの日射量分布予測(メッシュ予測)が提供可能	IoTクラウドサービスでエネルギー利用を統合的に管理できる、長年にわたる出力予測関連技術開発/民間気象会社としての経験	風力タービン毎の気象観測値を同化させることで、タービン単位での発電予測可	大阪市近郊では0.5kmメッシュ、その他の地域では2.5kmメッシュで日射量を予測(国内最小)	衛星画像の活用で、日射計が無い地点においても推定/予測可、推定/予測計算、情報提供の種類はカスタマイズ可	気象観測施設を設置し独自データも取得/活用可、全国1kmメッシュ単位での予測可	任意の地点における高精度の気象予測モデルを開発、独自のデータを配信

注 1) 公開情報では明確な情報を得ることができなかった。

注 2) 日本気象株式会社に関する情報については、公開情報では詳細な情報整理ができなかった。

### (1) 日本気象協会

日本気象協会は独自気象モデルを使用した高精度な日射量・太陽光発電出力予測サービスとして、「SYNFOS-solar」を提供している。

「SYNFOS-solar」の特徴として、1. 鉛直方向の空間解像度を細かくすることで、気象モデル内での雲の生成過程を高度化してより正確な雲の状態を表現していること、2. 観測データを活用して予測値の統計補正を行うことで、日射量の予測精度を高めていることがあげられる。



図 5-1 発電出力予測サービス SYNFOS-solar の概要

出所) 日本気象協会、「日射量・太陽光発電出力予測 SYNFOS-solar」、(2020.2.4 閲覧)

<https://www.jwa.or.jp/service/energy-management/solar-power-05/>

このサービスでは78時間先までの日射量(全天・直達・散乱・傾斜面日射量)及び太陽光出力の30分毎の予測値を1日8回オンラインで配信する。気象庁から予測に用いる情報を0時より3時間毎に取得し、この時間から数えて5時間後に「SYNFOS-solar」が出力予測を提供する。

また、1kmの高解像度データを配信する「SYNFOS-solar 1km メッシュ」も提供しているほか、予測値の面的な統計補正を行うことで、電力エリアごとの日射量メッシュ予測も提供している。

## (2) 日本気象株式会社

日本気象は高精度な気象予測とAIなどの最新のデータ分析技術を用いた出力予測サービスとして、「Power Forecast」を提供している。

「Power Forecast」の特徴として、気象予測に、自社独自の“SACRA”という予報システムを活用して、気象シミュレーションモデルから気温・風・日射量等を予測している。この気象予測によって得られた風速や日射量を発電機のパワーカーブに代入して、発電量を予測している。また、偏差やばらつきの補正のために、過去の実績を基に統計学習させることによって予測精度を向上させている。

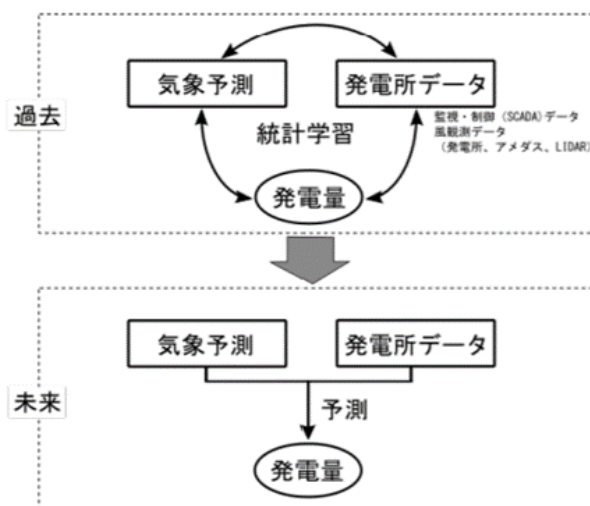


図 5-2 出力予測サービス Power Forecast の概念図

出所) 日本風力エネルギー学会誌、“デンマークの洋上風力発電と風力発電普及への取り組み”、  
(2019.10.28 閲覧) [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jwea/40/4/40\\_608/\\_pdf/-char/ja](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jwea/40/4/40_608/_pdf/-char/ja)

このサービスでは30日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の15分毎の予測値を1日1回オンラインで配信する。

## (3) 伊藤忠テクノソリューションズ(CTC)

伊藤忠テクノソリューションズ (CTC) はエネルギー統合型クラウドサービスである「E-PLSM」を提供しており、このサービスの中に発電予測が含まれている。



「E-PLSM」の特徴として、「風況計算」と「予測誤差補正計算」の予測誤差の補正効果が異なる複数の統計モデルを組み合わせることで、平均誤差 10%程度の高精度な翌日予測を実現している。また、全国の風力発電所や太陽光発電所において、風向風速、日射強度、気温などの気象情報に加えて、発電所からのセンサ情報を活用することで発電出力を予測する機能を備えている。また、「E-PLSM」には設備異常予兆機能を備えるほか、運転レポートの提供も行っており、再エネ運用のための統合的なサービスとなっている。

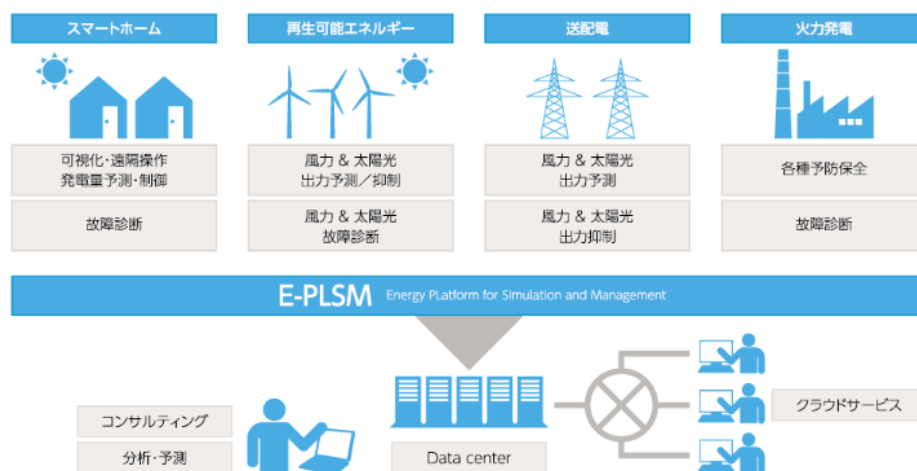


図 5-3 エネルギー統合型クラウドサービス E-PLSM の概要

出所) 伊藤忠テクノソリューションズ、“最先端の発電出力予測技術が電力供給の未来を変える理由”、  
(2020.2.3 閲覧) <https://www.ctc-g.co.jp/special/theanswer/page02/index.html>

このサービスでは 3 日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の 30 分毎の予測値を 6 時間ごとにオンラインで配信する。また、系統運用者に向けて、6 時間先までの 30 分毎の予測値を 1 時間ごとに配信している。

また、CTC 及び東京大学らの研究グループは、NEDO 事業の中で、「ランプ変動」と呼ばれる出力急変に対する予測手法を開発し、風力発電の変動性・不確実性に対応した予測技術を実現している。

発電量のランプ変動は電源脱落と同程度の出力変動であることから、従来はこれらをはじめとした各種変動現象発生の不確実性が電力系統運用を困難にしていた。CTC 等は、この課題への対処として、NEDO 事業において、データ科学的アプローチ(「Dynamical Systems 理論による予測」、「統計的手法による予測」、「機械学習手法による予測」、「気象クラスタリング予測」)、及び気象学的アプローチ(「アンサンブル予測」)を活用し、更にこれらのアプローチを組みあわせることで(「気象学的要因分析+統計的手法による予測」、「複数予測の統合」)、新たなランプ予測について検討を行った。

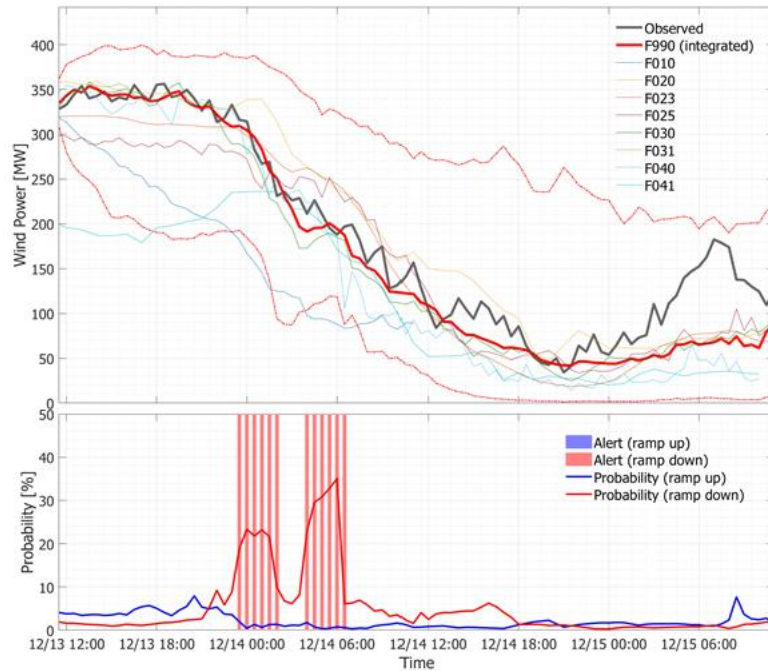


図 5-4 東北エリア 2017 年 12 月 12 日 11:00am に出力した統合予測とその統合に用いた各機関の予測時系列

出所) 早崎 宣之 他、“風力発電のランプ予測技術と出力制御技術開発”、(2020.2.3 閲覧)  
平成 3 1 年電気学会全国大会～本部企画シンポジウム～

#### (4) 日本 IBM

日本 IBM は、「HyREF」という風力発電予測サービスを提供している。「HyRef」の特徴として、過去の気象状態と発電量の関係の統計・確率的分析から作られた発電量予測モデルに、1km 程度の間隔で予測した気象(風速、風向、日照等)を、過去の気象状態を入力することで精度の高い発電量予測を行っていることが挙げられる。

このサービスでは、30 日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の 15 分毎の予測値を 1 日 1 回オンラインで配信する。また、電量予測の水平解像度は最高 200m 程度となっており、山間部等の複雑な地形においても風力タービン事の発電量予測が可能となっている。

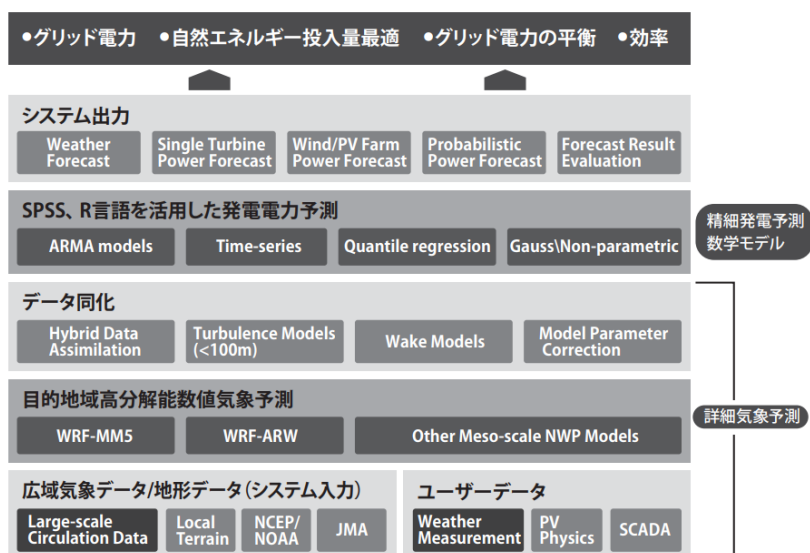


図 5-5 発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ

出所) 日本 IBM、“発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ”、(2020.2.3 閲覧)  
<https://www.ibm.com/downloads/cas/KVNW5W>

#### (5) 気象工学研究所

K4 Ventures より出資を受けている気象工学研究所は、京都大学と共同で西日本地域を中心とした日射量予測システムとして、「ソラリオン」を提供している。「ソラリオン」の特徴として、大阪市近郊では詳細な地形データをモデル化し数値解析を行うことで、2011 年 2 月現在、国内では最も細かい粒度である 0.5km メッシュで日射量予測を行っている。このサービスでは 24 時間先までの日射量の 1 時間毎の予測値をリアルタイムでオンラインにて配信する。

また、気象工学研究所では衛星画像を活用した、日射量計がない地点においても発電量を推定できる太陽光発電予測システムとして、「アポロン」を提供している。「アポロン」の特徴として、雲種や上流風を数値予報モデルで計算することで日射量推定値を補正している。このサービスでは 3 時間 30 分先までの日射量及び太陽光出力の 30 分毎の予測値をオンラインにて配信している。

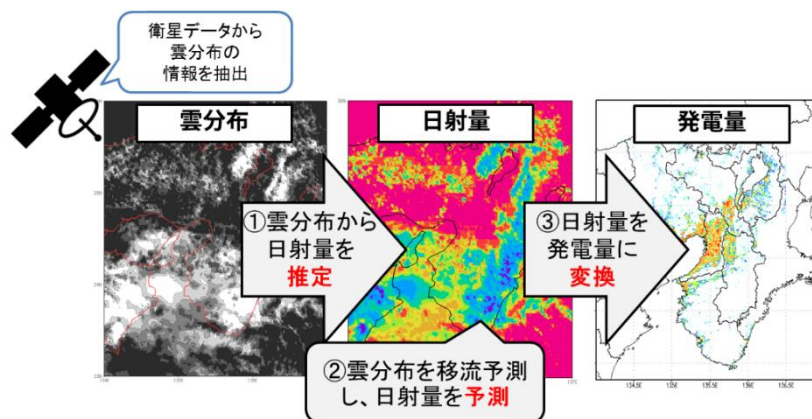


図 5-6 太陽光発電出力予測システム アポロンの概要

出所) 気象工学研究所、「太陽光発電出力予測システム アポロン」、(2020.2.3 閲覧)  
<http://www.meci.jp/apollon.html>

## (6) 気象情報通信

気象情報通信は経済産業省が 2009 年 11 月に設置した「次世代エネルギー社会システム協議会」での取りまとめを受け、豊田市で実施されたスマートグリッド/スマートシティの社会実証において日射量予測システムを開発し、予測情報を提供している。気象観測施設を設置しているため、独自データも活用可能である。

このサービスではモデルハウスで測定した雨量、日射量、温度、湿度及び気象庁による MSM/GPV データを解析して、72 時間先までの日射量及び太陽光発電量の 1 時間毎の予測値を 1 日 8 回オンライン(FTP)で配信する。また、30 時間先までの 30 分毎の予測値を 1 日 4 回配信するものとなっている。

## (7) 応用気象エンジニアリング

応用気象エンジニアリングでは、Web 上において無料で 20km メッシュの日射量の予測サービスである「日射量ひまわり予報」を提供している。

このサービスでは 48 時間先までの日射量及び日射量確率の 1 時間毎の予測値を 1 日 1 回オンラインで配信している。

## 5.1.2 国内の送配電事業者の取組

再生可能エネルギーの普及に伴い、その出力変動が電力システムの運用へ与えるインパクトが大きくなってきている。我が国における送配電事業者は、これに対応するために、再生可能エネルギーの出力予測の精度向上に向けた取組を行ってきている。これらは主にエリア全体の予測を念頭に置いたものとなっている。本項では、この全体動向を示し、更に東京電力パワーグリッドや九州電力、中部電力、東北電力をケースとして取り上げ、調査を行った結果を示す。

### (1) 送配電事業者の再エネ出力予測に関わる全体的な動向

2012年にFIT制度が導入されて以降、我が国では再生可能エネルギー、中でも太陽光発電の導入量が年々拡大するにつれ、太陽光発電の出力変動が、送配電事業者の需給運用に及ぼす影響も大きくなってきている状況にある。需給運用では、エリア全体の需要と供給の予測が必要であるため、エリア全体での太陽光発電の出力予測が重要となる。この状況を踏まえ、我が国の送配電事業者は、主に太陽光発電のエリア全体での出力予測の向上に努めてきている。

我が国の送配電事業者が行う再生可能エネルギーの出力予測の一般的なフローを下図に示す。太陽光発電の出力予測値を得るために、送配電事業者は気象庁、ならびに気象協会等の気象予測サービスプロバイダーからの気象情報を取得し、自身が保有する再エネ設備データ（地点・設備量）や日射量計の実測値の情報等を合わせて、太陽光の出力変換モデルを用いて出力に変換するという方法を取っているのが一般的である。

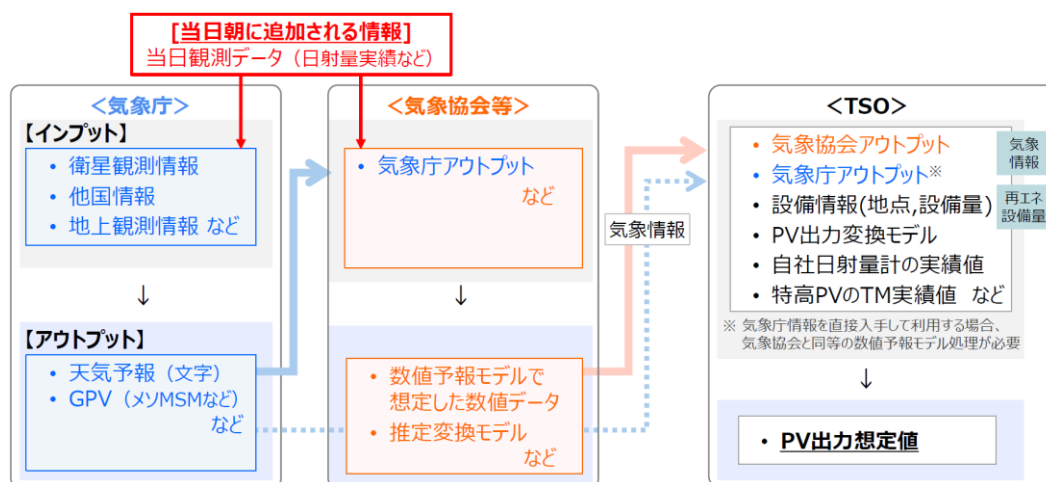


図 5-7 システム運用者の再エネ出力予測の流れ(イメージ)

出所) OCCTO、“再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて”、(2019.11.25 閲覧)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei\\_38\\_03\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_02.pdf)

この方法については、各社概ね共通の考え方であるが、具体的な手法で状況が異なる。各社の考え方を整理した表を下表に示す。太陽光の出力変換モデルの基本的な考え方は、日射量予測値に太陽光発電設備容量[kW]を乗じた上で、太陽光発電の変換効率やパネル仰角な



ど、総合的に電気出力を反映する係数を乗じることにより算定するものとなっている。日射量予測値については、気象庁のデータに基づき、自社で日射量を算出する事業者と、気象会社等から日射量予測データを購入する事業者に大別される。

表 5-2 各社の太陽光発電出力予測方法の考え方（2019年3月時点）

基本的な考え方		<p><b>太陽光発電出力予測値(kW) = 日射量予測値 × 太陽光発電設備容量(kW) × 変換係数</b></p> <p>太陽光発電設備容量：PCSまたはパネル出力の小さい方。経年劣化や積雪の影響も考慮する。 変換係数：太陽光発電の変換効率や温度特性及びパネル仰角など電気出力に反映する係数。</p>
日射量予測値	(1) 自社予測	<p><b>【北海道電力、東北電力、中国電力、四国電力】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 気象庁から6時間毎に発出される気象データ(雲量・気温等)を元に、自社で日射量を予測した上で、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。</li> <li>✓ 自社で日射量を予測するため、3～4時間程度前の気象庁データを使用できる。</li> </ul>
	(2) 気象会社等から購入	<p><b>【東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、九州電力、沖縄電力】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 気象会社等から日射量を購入し、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。</li> <li>✓ 気象会社等が、気象庁データを用いて日射量を予測し、これを一般送配電事業者へ通知するため、5～8時間程度前の気象庁データを使用することとなる。</li> </ul>

注) 2019年3月時点

出所) 資源エネルギー庁、「適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について」、(2019.11.25 閲覧)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/016\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/016_05_00.pdf)

一般的に、太陽光発電のエリア全体での出力予測の精度を向上させるためには、「地点数の細分化」や「最新データの活用」を行うことで、きめ細かい予測としていくことが重要となる。地点数の細分化については、各社で地点の考え方が異なる(代表地点方式、メッシュ方式)ものの、各社とも複数地点の気象予測情報をもとに、太陽光発電の出力予測を実施している(下表)。今後、代表地点方式の各社は、予測地点を中心とする半径20kmの円を設備プロット図に図示し、予測地点が不足していると考えられるエリアについては、予測地点の追加等の対策を行う見込みとなっている。

表 5-3 各社の気象予測地点の考え方と地点数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
気象予測地点の考え方 (A) 代表地点方式 (B) メッシュ方式	(A)代表 (PVが多い変電所+特高PV)	(A)代表 (PVが多いエリア)	(A)代表 (気象相関のあるエリア)	(A)代表 (予測地点から一定範囲)	(B)メッシュ	(A)代表 (予測地点から一定範囲)	(A)代表 (PVが多いエリア)			
予測地点数	45	137	50	14	18	1.1万	1.3万	596	69	4

注) 代表地点方式：代表地点がその周辺の気象を代表していると考え、その周辺の設備は代表地点と同じ

気象として、エリア内の複数の代表地点の気象予測情報をもとにエリア全体の出力予測を算定

メッシュ方式：エリア内をメッシュ(格子状)に分け、メッシュ内の設備は同じ気象であると考え

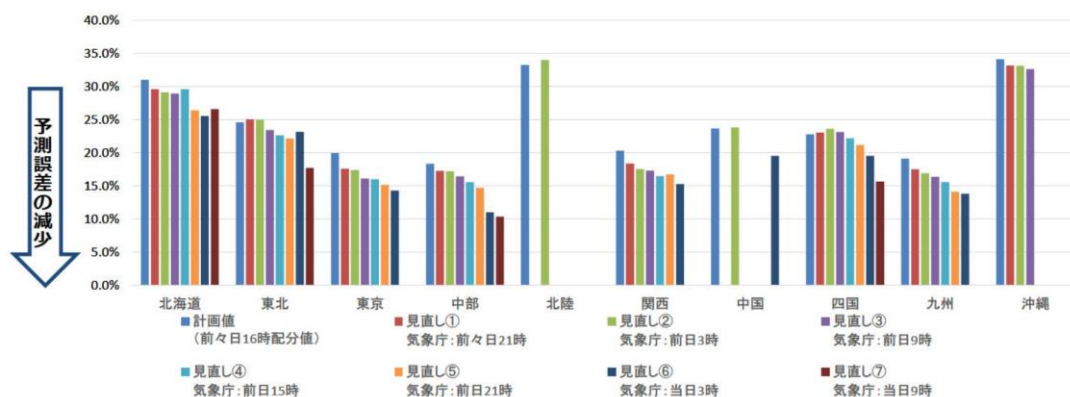
て、メッシュ単位ごとに取得した気象予測情報をもとにエリア全体の出力予測を算定

出所) OCCTO、「再エネ予測精度向上に向けた一般送配電事業者の取組みに係る今後の方向性について」、(2019.11.25 閲覧)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei\\_43\\_03.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_43_03.pdf)

また、最新のデータを活用するという点については、下図に示される予測のタイミングと予測誤差の関係に関するデータから読み取れる通り、より実需給に近いタイミングでの予測情報を活用することで予測誤差率が小さくなることが期待される。

○予測誤差率(太陽光出力予測誤差値(絶対値)/太陽光出力実績値)%：2018.4.1~2019.1.31



※一般送配電事業者は、太陽光出力の予測誤差に対応するために、最大限発生しうる予測誤差にも対応できる電源の量(ΔkW)を確保する必要があるため、平均的な予測誤差量が減少するからと言って必要な調整確保量(ΔkW)が減少するとは限らないことに留意する必要がある。  
 ※気象庁・気象事業者における作業時間を踏まえると、気象庁の初期時間から一般送配電事業者の配信まで3～4時間程度(日射量自社予測の場合)、あるいは5～8時間程度(日射量を他社購入する場合)必要である。

図 5-8 予測タイミングの予測誤差に対する影響の検討結果

出所) 資源エネルギー庁、「適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について」、(2019.11.25 閲覧)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/016\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/016_05_00.pdf)

これを踏まえて、FITの前々日通知・前日通知のタイミング(それぞれ前々日16時、前日6時)に合わせて、それぞれ前々日9時、前々日21時に気象庁が取得する気象予測情報を採用することをベンチマークとし、これよりも古い気象予測情報を活用する事業者は上記ベンチマークの情報を活用するよう努力することが促されることとなる。

(2) 各社の取組事例

上記の通り、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、送配電事業者各社は再生可能エネルギーの出力予測の精度向上に向けた取組を実施してきている。ここではケーススタディとして、以下の4つの事業者の取組内容を示す。なお、東京電力パワーグリッドは、東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所との共同の取組も存在するため、ここではそのような取組も含めて記載を行う。

- 東京電力パワーグリッド
- 九州電力
- 東北電力
- 中部電力

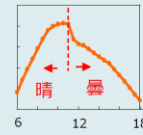


## 1) 東京電力パワーグリッドの取組

### a. 太陽光発電の出力予測に関わる取組

東京電力パワーグリッドは、主に FIT 制度開始以降、太陽光出力予測方法や日射量データ、太陽光設備データの更新にかかる改善を行ってきた。その変遷を下表に示す。

表 5-4 東京電力 PG の再エネ出力予測向上に向けた取組の変遷

		2012.7~ (全量買取制度開始)	2014.4~	2015.4~ (FIT法施行)	2017.4~ (送配電買取開始)	2018.12~
設備量[万kw]		126	357	597	1,030	1,340
概要		・予測開始 (自社カメラ実績を ふまえた想定) 	・1日の天候変化 を踏まえた予測 	・気象条件の詳細化 ・設備別の予測	・積雪による 減少率を考慮	
気象情報	種類	天候	日射量 (一般的な気象モデル)	日射量・風速・気温 (日射量予測に特化した気象モデル)	積雪予想 を追加	
	地点数	1エリア	50地点	同左	同左	
	地点選定		設備量の多い所	同左	同左	
	取得頻度	1回/日	4回/日	1回/30分 (気象モデルが大きく変わるのは4回/日)	同左	
設備情報	更新頻度	—	1回/半年	1回/月	同左	
	地点情報	—	営業所単位で集計	詳細住所により集計	同左	

出所) OCCTO、“再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて”、(2019.11.25 閲覧)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei\\_38\\_03\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_02.pdf)

上図に示される通り、太陽光発電の導入量が増えていくにつれ、気象情報や設備情報の地点数の増加(細分化)、更新頻度の向上を進めてきた他、気象モデルのアップグレード(気象情報の詳細化)、積雪予想の考慮等を実施してきた。

中でも特徴的なのは、積雪予想の考慮である。この検討は、東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所における研究内容をベースに、現在の系統運用に活用しているものである。東京電力エリアでは、2018年1月に大雪に見舞われ、太陽光発電パネルに大量の積雪が残り、従来の予測手法では対応ができなかったという課題があった。これが研究のモチベーションとなり、経営技術戦略研究所は、積雪の考慮モデルの検討を開始した。

積雪量と日射量の減衰の関係式であるランペルト・ベール則というモデルを基本モデルとして採用し、地表面とPVパネル面の高さ( $h_{shift}$ )を補正するものとなっている。パラメータとなる $k_{ext}$ (吸光計数)と $h_{shift}$ は、Grid Searchによって推定を行う。

<補正したランベルト・ベール則>

$$P_{loss} = (1 - \exp(-k_{ext}(h - h_{shift})))$$

但し、

$P_{loss}$  : 日射量の減衰率

$k_{ext}$  : 吸光計数

$h_{shift}$  : PV パネル表面からの積雪深

$h$  : 地表面と PV 表面の積雪深ずれ

このパラメータ推定を、エリア全体で行う考え方と、都県別に行う考え方の2つが存在する。東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所は、このデータ処理の考え方について、2つのパターンを設定した。

a 積雪深をエリア内で集約する

(対象エリアで積雪深をまとめる)

①都県別設備量を用いた、各日時点での加重積雪深の算出

②各日時点 $t$ における積雪なかりせばPV発電量 $PV'_t$ の算出

③ $PV'_t$ とPV発電量実績値 $PV_t$ より、減衰率実績値 $P'_{t,loss}$ の算出

④Grid-Searchによる $k_{ext}$ ,  $h_{shift}$ の推定

b PV発電量を都県別にする

(都県別算出)

①各日時点 $t$ における積雪なかりせばPV発電量 $PV'_t$ の算出

② $PV'_t$ とPV発電量実績値 $PV_t$ より、減衰率実績値 $P'_{t,loss}$ の算出

③Grid-Searchによる $k_{ext}$ ,  $h_{shift}$ の推定

図 5-9 パラメータ推定における集約粒度の考え方

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019年 電力気象連絡会 第5回情報連絡会 発表資料

以上の手法について、2018年の実データを用いた検証の結果を下図に示す。下図においては、Case1は従来手法(積雪を考慮しないもの)、Case2は上図のパターンaに基づく積雪考慮を行った手法、Case3は上図のパターンbに基づく積雪考慮を行った手法となっている。これらの検討結果からは、2018年1/22~26のようにエリア内全域で大雪が観測されたようなケースではパターンa(Case2)が、2018年2/1~3 エリア内の特定地域で大雪が観測されたようなケースではパターンb(Case3)が良いとの結果となっている。

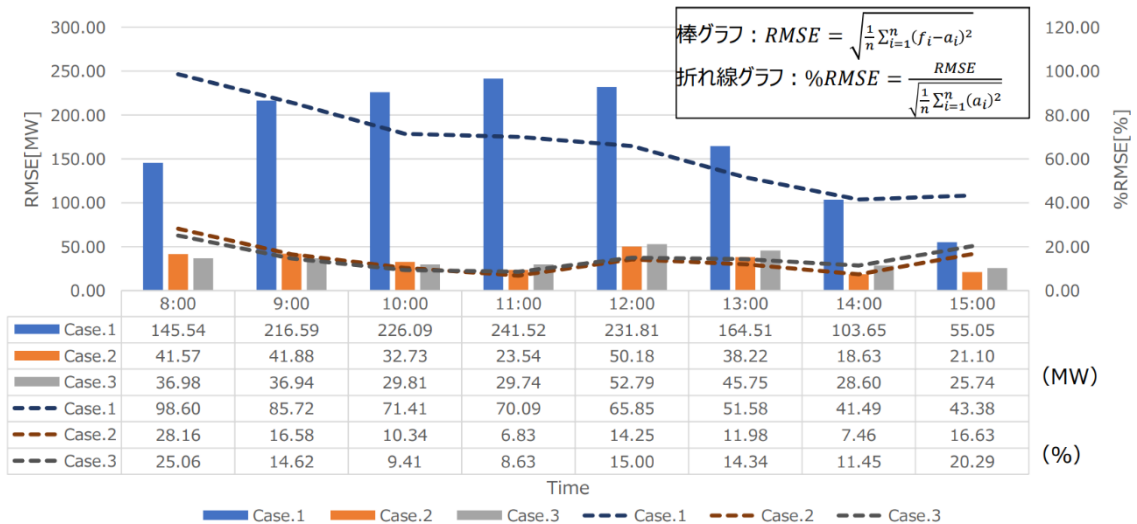


図 5-10 積雪考慮モデルの検証（2018年 1/22~26 のデータ）

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019年 電力気象連絡会 第5回情報連絡会 発表資料

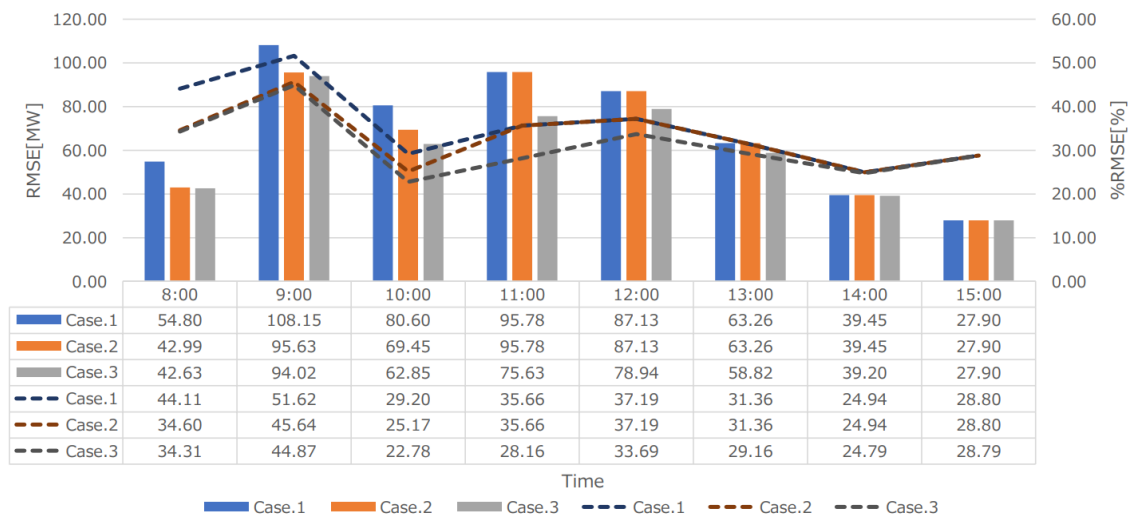


図 5-11 積雪考慮モデルの検証（2018年 2/1~3 のデータ）

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019年 電力気象連絡会 第5回情報連絡会 発表資料

今後更に積雪事例のデータを収集し、更なる精度向上を行っていくことが今後の課題である。しかし、上図に示される通り、考慮しないモデルより明らかに予測精度が向上していることがわかっており、このような結果から、東京電力パワーグリッドは既にこの積雪考慮モデルを下図のように既存の太陽光発電量予測システムに統合している。

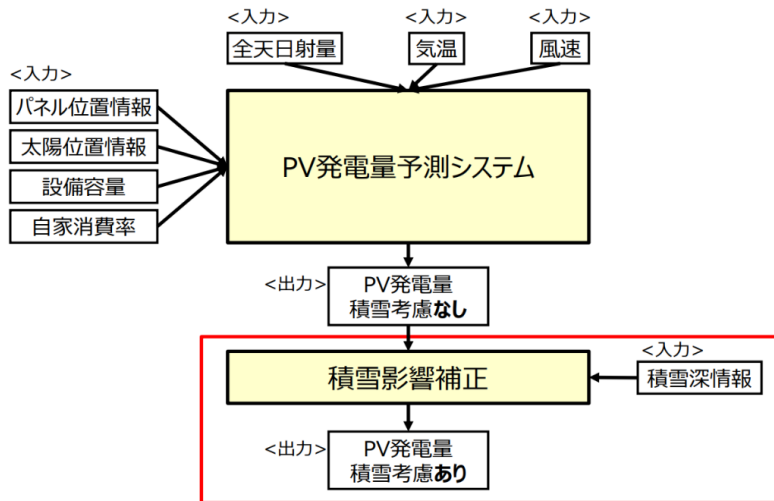


図 5-12 積雪考慮モデルの太陽光発電量予測システムへの統合

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019年 電力気象連絡会 第5回情報連絡会 発表資料

## b. 新島実証での取組

東京電力では上記の取り組みの他にも、NEDO 電力系統出力変動対応技術研究開発事業（新島実証）においても再エネ予測精度向上の取組を実施している。取組の背景としては、2030年のエネルギーミックス（電源構成）を模擬した実証試験である。

### 取組の概要

島嶼での需給運用システムである EMS（エネルギーマネジメントシステム）に使用する発電及び需要予測機能について、運用に求められる精度、予測の在り方を検討する。新島において将来（2030年）の再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要を図 5-13 に示す。

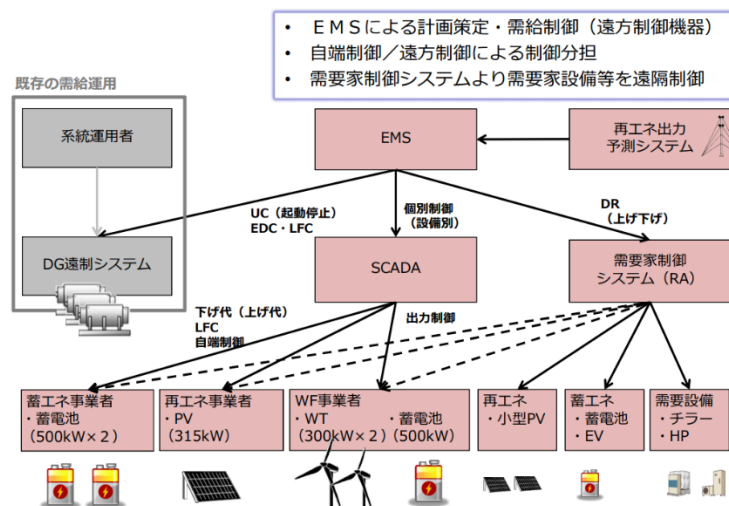


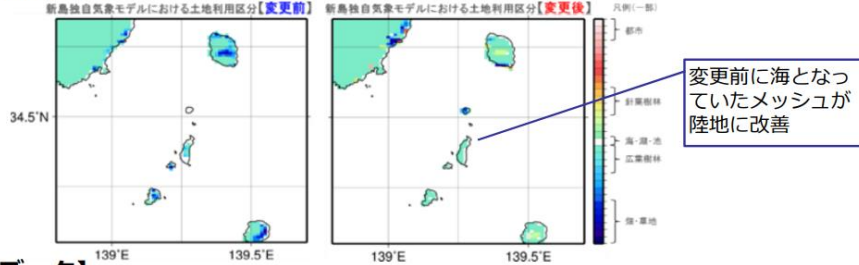
図 5-13 新島における再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

## 再エネ予測向上の取り組み（空間解像度の精緻化）

離島系統では地形や土地利用の影響を受けやすいため、地域特性を考慮し空間解像度の高い地表面データ（土地利用区分データ、標高データ）を適用した。空間解像度が優れたデータを用いることで、陸地と海の境界をより正確に区別できるようになった。

### 【土地利用区分】



### 【標高データ】

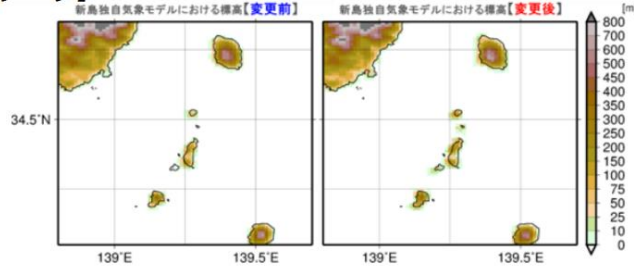


図 5-14 地域特性を考慮した土地利用区分データ及び標高データ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

地表面データの解像度向上により、風速をより正確に計測できるようになり、風速の過大評価を回避し、風速の誤差を改善することができた。

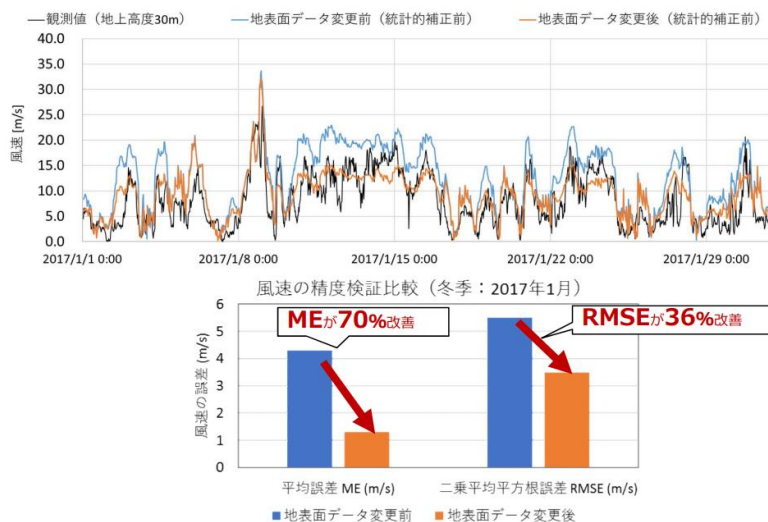


図 5-15 地域特性を考慮した風速予測補正

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

時間スケールに応じた予測手法を活用し、48 時間先予測と週間予測に集約し、需給運用 (EMS) への提供も行っている。

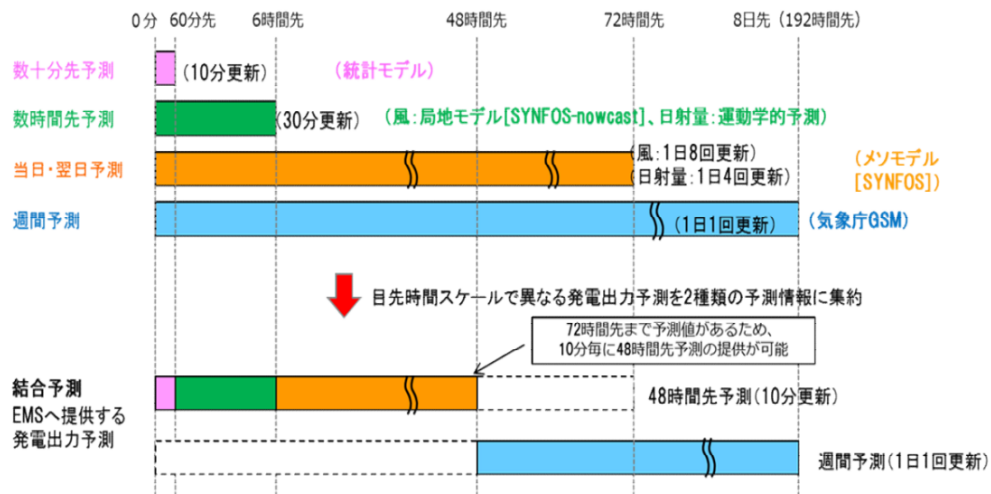


図 5-16 様々な時間スケールにおける予測情報の提供

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

また予測には需給運用を考慮し、発電量予測の平均値だけではなく信頼区間情報を同時に提供し、運用に活用している。

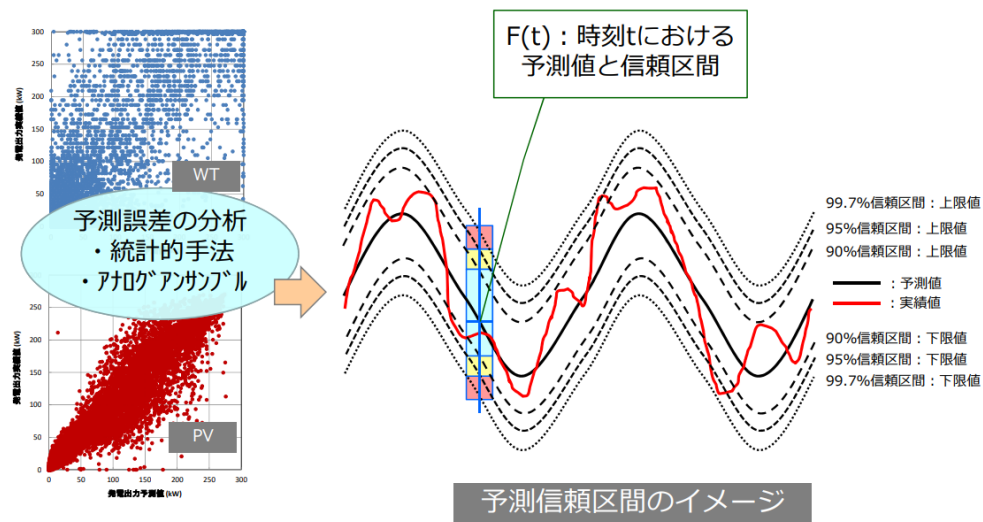


図 5-17 再エネ予測の予測信頼区間のイメージ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”



需給計画から需給制御の流れを図 5-18 に示す。

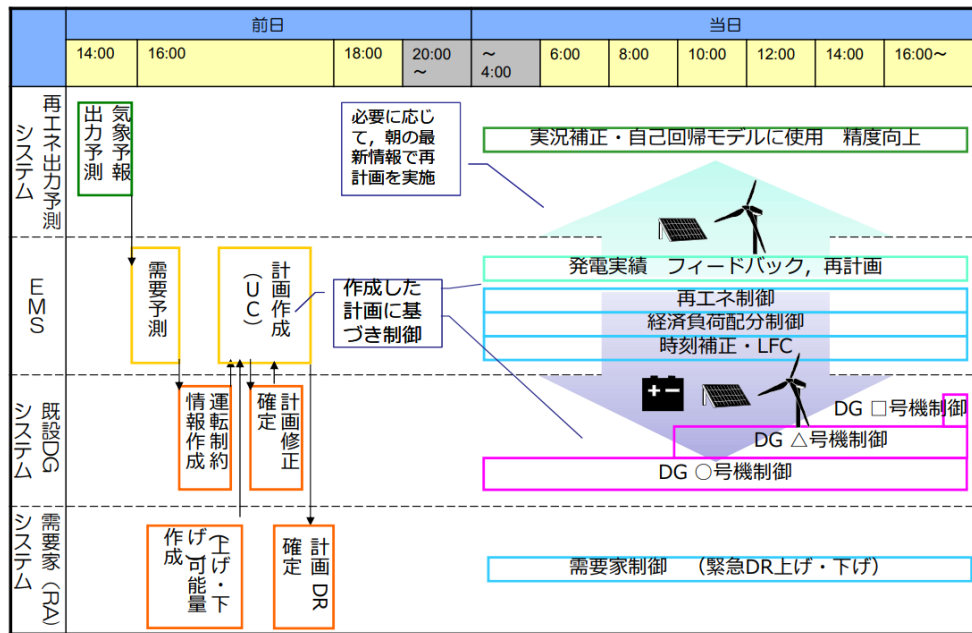


図 5-18 需給計画から需給制御の流れ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

需給運用計画には確率論的予測（信頼区間）を用いて評価を行っている。

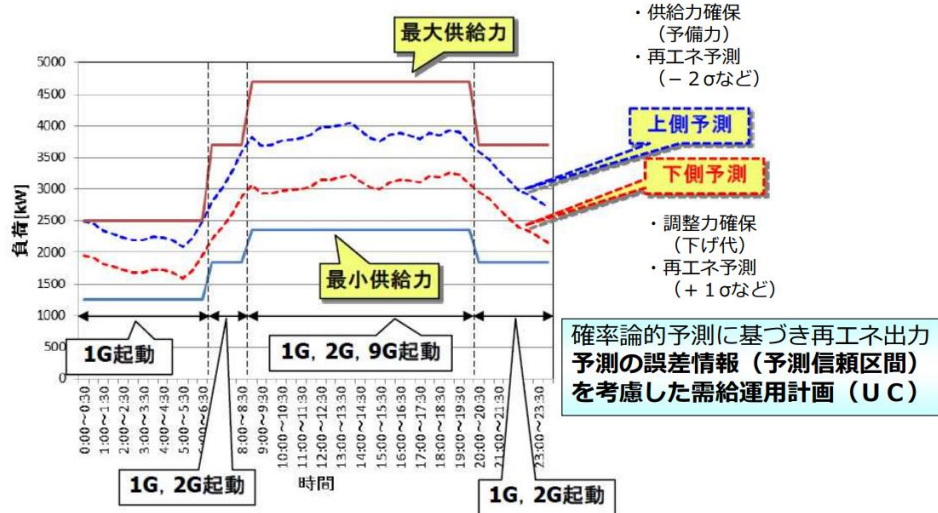


図 5-19 確率論的予測（信頼区間）を用いた需給運用計画

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”



## 2) 九州電力の事例

九州電力エリアは、FIT 制度以降、特に太陽光発電の導入が大幅に拡大した地域であり、需給運用を行う上で、太陽光発電の出力予測の精度向上は極めて重要な課題であった。九州電力は、この課題解決のために、地点数の増加の他、複数の気象モデルからのデータを活用するなどの取組を実施してきた。そのまとめを下表に示す。

表 5-5 九州電力の太陽光発電出力予測精度向上の取組

これまでに実施した内容	①複数の気象モデルを活用した日射量予測	従来は単一の気象モデルのみを採用していたのに対し、海外モデルなど複数の気象モデルを統合して日射量を予測する方法を検討。
	②日射量予測地点の追加	予測地点を8地点から47地点に増やし、出力予測を実施。
	③予測誤差低減取り組み前後の実績比較	上記二つの対策の前後（2017年と2018年）での予測値と実績値の乖離について比較検討を実施。
今後検討する内容	①日本気象協会「太陽光短期予測」更新タイミングの細分化	日本気象協会からの太陽光短期予測データの配信回数が増加（4回/日→8回/日）したことに伴い、実需給断面により近い気象データによる出力予測が可能となった。
	②日射量予測地点のさらなる追加	太陽光出力の日射量予測地点を、47地点から更に増やすことを検討。

出所) 九州電力、“太陽光出力の予測誤差低減に向けた取り組みについて”、（2019.11.25 閲覧）  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei\\_38\\_03\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_01.pdf) より三菱総研作成

九州電力の特徴的な取組は、日射量予測において、複数の気象モデルを活用している点である。九州電力では、従来は単一の気象モデルのみを活用して日射量を予測していたが、日本気象協会と共同で、海外モデルなど複数の気象モデルを、個々の気象モデルが持つ特色や優位性を踏まえながら統合し、より確度の高い日射量予測とする検討を進めてきた。この検討の成果から、九州電力では 2017 年 10 月より複数の気象モデルを活用した日射量データを用いて太陽光発電出力の予測を実施している。

### 【イメージ】

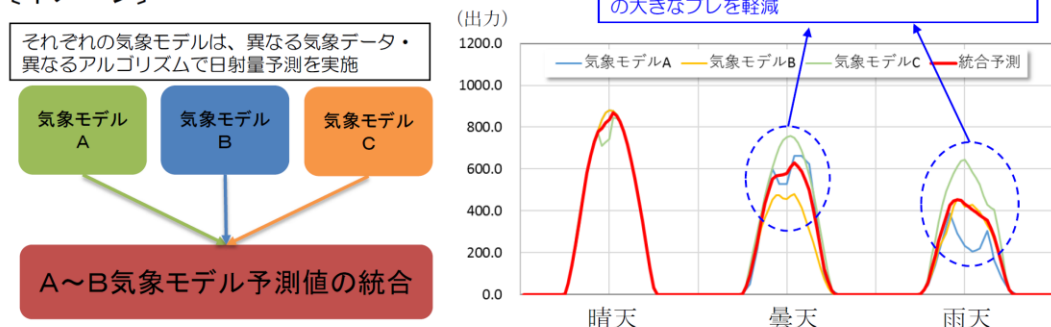


図 5-20 複数の気象モデルを活用した日射量予測

出所) 九州電力、“太陽光出力の予測誤差低減に向けた取り組みについて”、（2019.11.25 閲覧）  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei\\_38\\_03\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_01.pdf)

### 3) 東北電力の事例

#### a. 太陽光発電の予測に関する取組

東北電力も、太陽光発電の導入拡大に対応するため、三菱電機株式会社と共同で新しい太陽光発電出力予測システムを開発し、2016年4月より運用を開始している。本システムの概要を下図に示す。

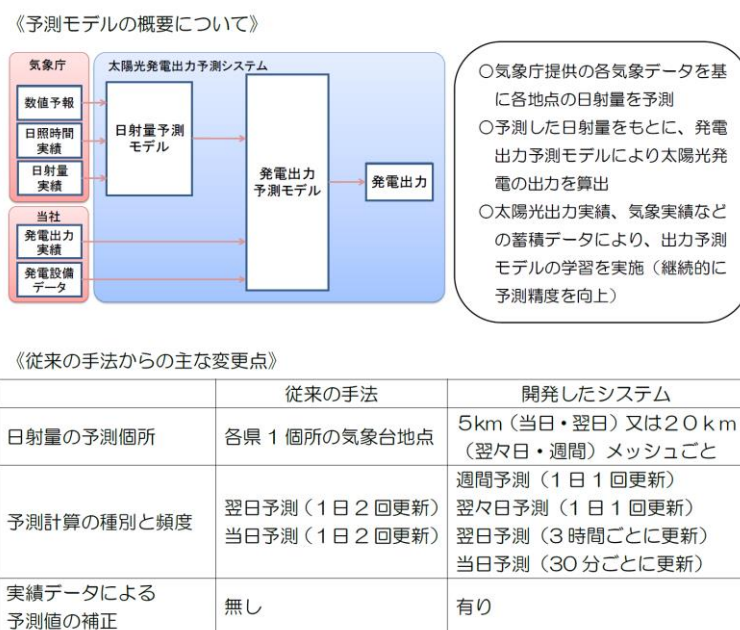


図 5-21 東北電力の新しい太陽光発電出力予測システムの概要

出所) 東北電力、“新たな太陽光発電出力予測システムの開発・運用開始について～予測精度の向上を図り、太陽光発電による電気を最大限活用～”、(2019.11.25 閲覧) [https://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/\\_icsFiles/afieldfile/2016/04/20/b1191671.pdf](https://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/_icsFiles/afieldfile/2016/04/20/b1191671.pdf)

従来は東北電力エリアの各県に一カ所ずつある気象台地点でのデータをもとに日射量を予測していたが、新システムでは翌々日・週間の予測には 20km メッシュ、当日・翌日の予測には 5km メッシュの気象予報データを基に日射量を予測している。また予測の頻度を高めるとともに、太陽光発電の過去の実績データをもとに予測値を補正することも行っている。

#### b. 風力発電の予測に関する取組

東北電力エリアは風力発電の導入量も多く、太陽光発電の他に、風力発電の出力予測に関わる検討も積極的に進められてきている。東北電力は、伊藤忠テクノソリューションズ(CTC)と共同で、風力発電出力予測システムを開発している。その予測システムの概要及び予測手法を下図に示す。

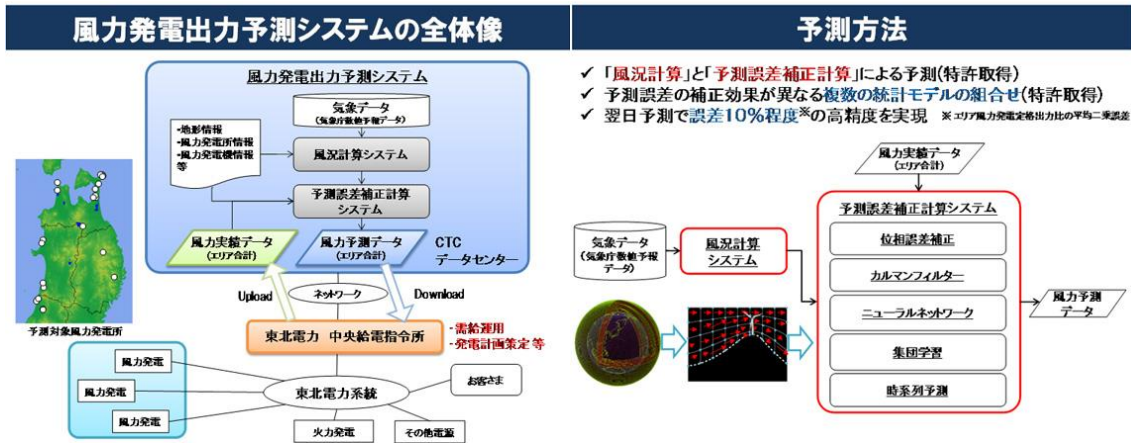


図 5-22 東北電力の風力発電予測システムの全体像と予測手法

出所) 新エネルギー財団、“新エネルギー財団会長賞 風力発電予測システムの電力系統運用業務への導入について”、(2020.1.20 閲覧) <http://www.nef.or.jp/award/kako/h24/p04.html>

このシステムは、気象条件（風況）を予測する「風況計算システム」と、そこから得られるデータを補正する「予測誤差補正計算システム」の二つより構成されている。風況計算システムでは、気象庁からの気象データ及び風力発電所の位置情報等を入力としている。予測誤差補正計算システムでは、更に風力発電所の諸元、及び東北電力の中央給電指令所から受信するエリア全体の風力発電の実績データを追加の入力として、補正効果の異なる複数の統計モデル（位相誤差補正、カルマンフィルター、ニューラルネットワークなど）を組み合わせることで精度の向上を行っている。このシステムは、CTC のデータセンターに設置されており、東北電力の中央給電指令所に対してエリア全体の風力発電の予測データを送信する。

本システムの予測結果例を下図に示す。本データにおいては風力発電の出力変動を概ね良好に予測できており、翌日予測の平均二乗誤差率（%RMSE）は、概ね 10%程度であるとのことである。当該システムは、現在東北電力の中央給電指令所において実運用されている。

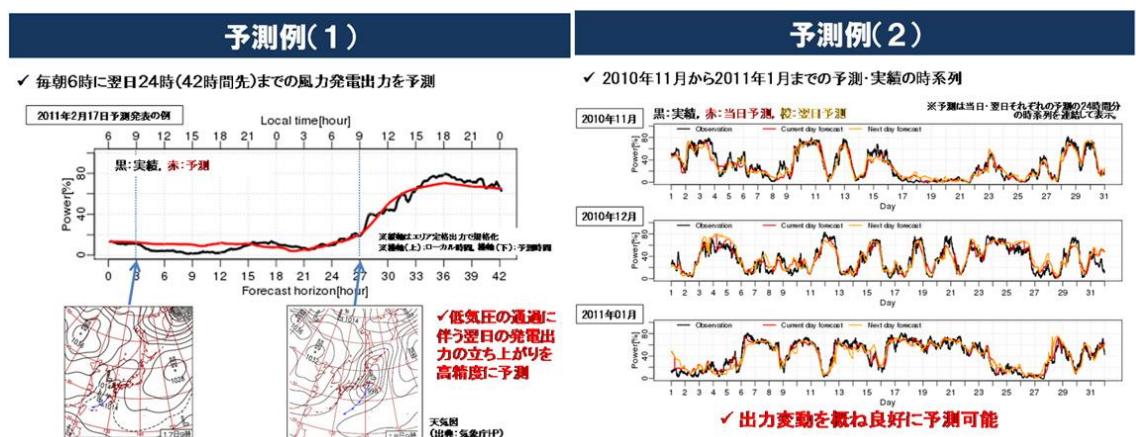


図 5-23 風力発電予測システムの予測事例

出所) 新エネルギー財団、“新エネルギー財団会長賞 風力発電予測システムの電力系統運用業務への導入について”、(2020.1.20 閲覧) <http://www.nef.or.jp/award/kako/h24/p04.html>

#### 4) 中部電力の事例

中部電力はFIT 開始に際し、日本気象協会のモデルである「SYNFOS-solar」を活用し太陽光出力予測システムを開発している。また、精度向上のためにモデルの改善や信頼度による評価を取り入れている。システムの変遷を下図に示す。

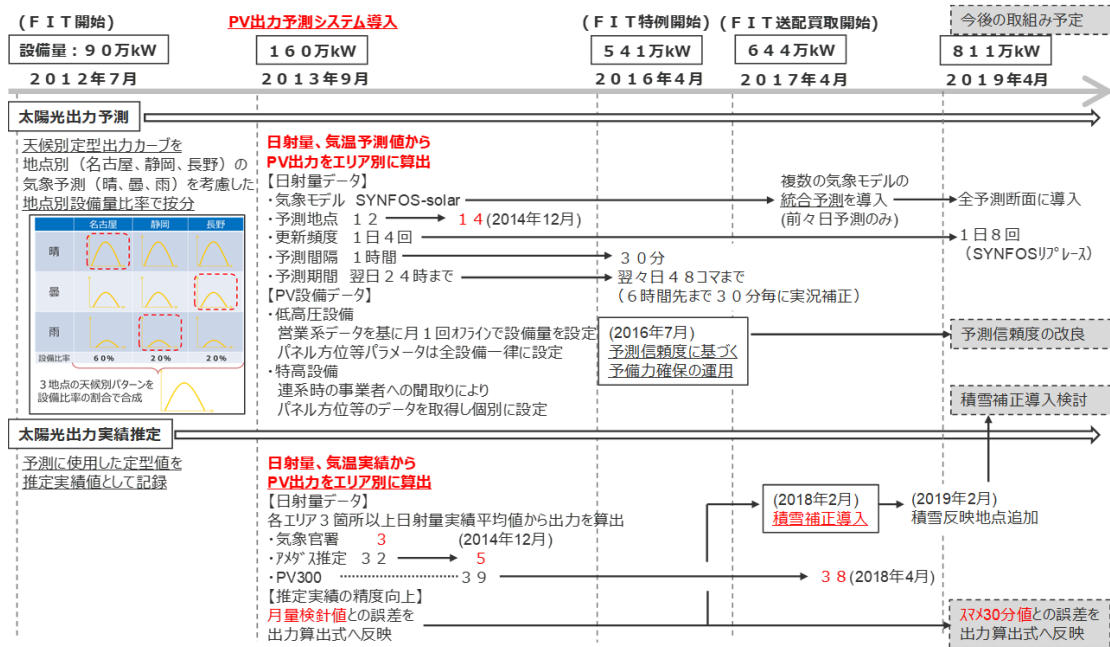


図 5-24 中部電力の太陽光出力予測システムの変遷

出所) 中部電力提供資料

2015 年には電力中央研究所が開発したモデル(下図)を用いて日射量を基に太陽光発電予測システムの開発と実用化を行っている。このシステムでは太陽光パネルの設置角度などの設備情報をデータとして利用でき、既存設備の性能が劣化等で変化する場合にも柔軟に対応できる利点がある。

日射量の算出には1 エリアごとに3 地点以上を確保することでならし効果を考慮するとともに、1 地点において観測不良等が発生した場合においても欠測地点を除いて日射量を算出することでシステム稼働率の低下を防いでいる。

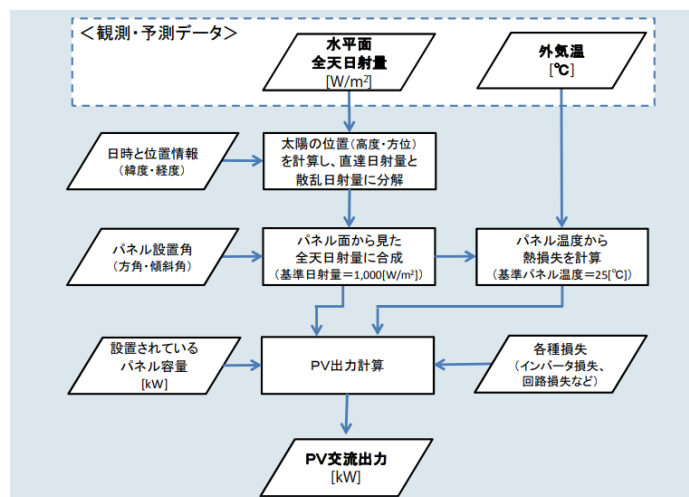


図 5-25 電力中央研究所による太陽光発電量算出モデル

出所) 中部電力、“太陽光発電予測システムの開発と実用化”、(2020.1.30 閲覧)  
[https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news\\_153\\_09.pdf](https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_153_09.pdf)

本予測機能では1日3回(5時、11時、15時)に48時間先までの1時間ごとの太陽光発電量を予測する。

また2013年4月~2014年5月における発電量予測と検針実績との比較では表5-6の通りとなり、愛知県、静岡県、三重県では予測と実績がおおむね合致していた。一方、岐阜県及び長野県では検針実績が推定値を大きく下回ったが、これは積雪による発電量の低下であることが調査により判明している。

表 5-6 発電量予測と検針実績との比較

	愛知	静岡	三重	岐阜	長野
誤差率 (%)	+1.9	+1.2	+0.6	+4.5	+11.7

出所) 中部電力、“太陽光発電予測システムの開発と実用化”、(2020.1.30 閲覧)  
[https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news\\_153\\_09.pdf](https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_153_09.pdf)

また、中部電力では太陽光発電量の予測値に対して、信頼度向上のために様々な手法を試みている。

快晴指数による信頼区間幅を設定する手法では、日射量データを5つの階級に区分することで統計的に太陽光発電量を予測している。日射量データの信頼区間を $1\sigma \sim 3\sigma$ として設定して予測することにより、時刻ごとの予測値の信頼区間を定量的に示すことができることから発電機運転計画の策定に取り入れることが可能となる。



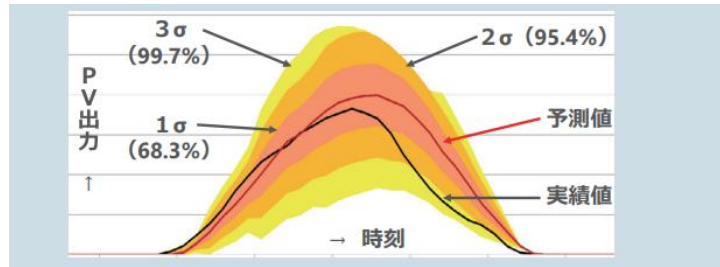


図 5-26 太陽光発電出力予測の信頼区間幅

出所) 中部電力、“太陽光発電 (PV) 出力予測の信頼度技術の開発”、(2020.1.30 閲覧)  
[https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news\\_160\\_08.pdf](https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_160_08.pdf)

加えて、快晴指数を用いない手法として、実績値が収まる確率(信頼度)とその範囲(信頼区間)を算出する方法を検討している。

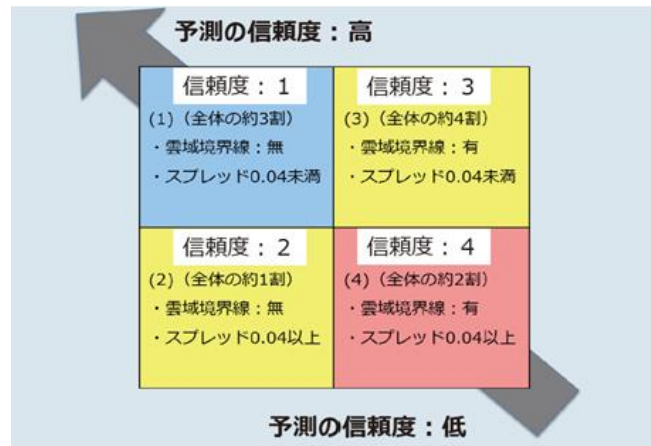


図 5-27 統合手法による信頼度区分

出所) 中部電力、“太陽光発電 (PV) 出力予測の信頼度技術の開発”、(2020.1.30 閲覧)  
[https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news\\_160\\_08.pdf](https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_160_08.pdf)

この手法では、LAF法(時間ずらし平均法)を採用し、過去の予測結果を最新の初期時刻における予測結果に組み合わせて予測値のばらつき(スプレッド)を計算している。ばらつきが小さい場合には予測の信頼度が高いと評価する手法である。これらの信頼度技術を付加情報として需要計画に活用している。

## 5.2 諸外国における再エネ発電出力予測に関する取組

前節において我が国における再生可能エネルギーの出力予測ツール・サービスの概要、及び我が国の送配電事業者の出力予測に関わる取組事例を見てきた。後述するように、我が国のノンファーム制度に類似するスキームを導入している地域において、予測情報がどのように扱われているかを把握しておくことは、今後の我が国における出力予測がどうあるべきかを検討していく上で重要である。そこで本調査では、主に英国、アイルランドにおける事例を中心に、欧州における再生可能エネルギーの出力予測の動向について調査を行った。本節にその内容を示す。

### 5.2.1 欧州における再エネ発電出力予測ツール・サービス

欧州では、「Forecasting Provider」と呼ばれるサービス事業者が存在する。これらのサービスプロバイダーは、気象情報の提供のみならず、電力システムの運用に資する様々な予測サービスを提供している。我が国におけるエリア需給のための再生可能エネルギーの出力予測においては、サービスプロバイダーは気象情報を提供し、それを送配電事業者が出力予測に変換するというのが一般的であるが、欧州ではこうした Forecasting Provider が出力予測までを行い、TSO・DSO等の系統運用者にサービスとして提供するという特徴の違いがある。本節ではどのようなサービスプロバイダーがどのようなサービスを提供しているのか、その概要を示すと共に、具体的な予測の考え方等を明らかにするために、DNV GL という Forecasting Provider を取り上げてケーススタディを行った結果を示している。

#### (1) サービスプロバイダーの提供するサービス

欧州のサービスプロバイダーは、表 5-7 に記載しているデータを用いて出力予測サービスを提供している。

表 5-7 欧州における出力予測に用いるデータ

予測内容	予測に用いるデータ
風力発電予測	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 風力発電機の設置場所(緯度経度)及び総設備容量</li> <li>• タービンの情報(型番、ハブ高さ、定格容量)</li> <li>• 出力実績(1年間の出力の1時間値(10分値が望ましい))               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 変電所容量</li> <li>○ タービン容量、ハブにおける風速、稼働率、出力抑制</li> </ul> </li> </ul>
太陽光発電予測	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 太陽光パネルの設置場所(緯度経度)及び総設備容量</li> <li>• パネル/インバータ情報(パネル数、方角、傾斜角、トラッキングシステムの有無、パネル及びインバータ型番)</li> <li>• 出力実績(1年間の出力の1時間値(10分値が望ましい))               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 変電所容量</li> <li>○ 太陽高度、入射角、温度、稼働率</li> </ul> </li> </ul>
需要予測	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 地域ごとの消費電力</li> <li>• 過去の電力消費実績値(1年間の消費の1時間値(10分値が望ましい))</li> </ul>



また、下表に出力予測サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式を示す。

表 5-8 サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式

提供されるデータ	説明
データの提供形式	FTP、メール、WebAPI、Web サイト上、ソフトウェア上
データフォーマット	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FTP 及びメール：CSV、XML</li> <li>• WebAPI：JSON</li> </ul>
予測間隔	基本的には最大 1 週間先までの予測を 30 分値もしくは 1 時間値で行う
予測更新間隔	基本的には 30 分毎もしくは 1 時間毎
施設情報の取り込み頻度	予測更新間隔と同じく、基本的には 30 分毎もしくは 1 時間毎
気象情報の取り込み頻度	Numerical Weather Prediction(NWP)を取得する場合は 1 日に 2~4 回取り込む DNVGL では複数のソースから天気情報を取得しているため、2~3 時間ごとに更新される
機械学習の利用	基本的に予測には複数の機械学習を組み合わせて使用する

一方で、サービスプロバイダーが提供する出力予測サービスは、各サービスプロバイダーによって異なる。下表に、欧州における主な出力予測サービスプロバイダーと、各サービスプロバイダーが提供するサービスの一覧を示す。海外のサービスプロバイダーのサービスは、気象予測だけではなく、再生可能エネルギーの発電出力を始め、様々なサービスを提供しているという特徴がある。

表 5-9 欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧

	Wind	Solar	Hydro	Power Demand / Load	Gas Demand	Probabilistic	Energy Price	Curtailement
DNV GL	Yes <sup>注1</sup>	Yes	Dev <sup>注1</sup>	Yes		Yes	Yes	Dev
3E	Yes							
Aeolis	Yes	Yes		Yes	Yes			
Amira Technologies	Yes							
AWS	Yes	Yes		Yes				
ConWX	Yes	Yes		Yes		Yes		
Enercast	Yes	Yes						
EnergyMeteo	Yes	Yes		Yes				Yes
Enfor	Yes	Yes	Yes	Yes			Yes	
Global Weather Corporation	Yes	Yes						
Meteo Logic	Yes	Yes					Yes	
MeteoDyn	Yes	Yes						
Meteologica	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes		Yes	
MeteoTest		Yes						
Storm Geo	Yes	Yes		Yes			Yes	
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes		Yes		Yes		
Vaisala	Yes	Yes	Yes					
Vortex	Yes	Yes						
WindSim	Yes	Yes						
Nnergix	Yes	Yes	Yes					

	Extreme weather warnings	Utility Outage Prediction	Regional / National level forecast	Wind turbine icing	Seasonal Forecast	API	Windiness Index	Planned availability incorporation
DNV GL	Yes		Yes	Yes	Yes	Dev	Yes	Yes
3E								
Aeolis								
Amira Technologies			Yes					
AWS	Yes							
ConWX			Yes		Yes			
Enercast								
EnergyMeteo	Yes		Yes	Yes				
Enfor			Yes					
Global Weather Corporation								
Meteo Logic			Yes					
MeteoDyn								
Meteologica	Yes		Yes					
MeteoTest	Yes			Yes	Yes	Yes		
Storm Geo	Yes							
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes			Yes	Yes		
Vaisala			Yes		Yes	Yes		Yes
Vortex			Yes	Yes			Yes	
WindSim								
Nnergix								

注 1) Yes は、Web 上の公開情報にてサービスを提供していることが確認できたものを示す。また Dev は、DNV GL への聞き取りから現在開発中のステータスと伺ったものを示す。空欄は、公開情報からサービスの提供有無が明らかにならなかったものを示す。

注 2) 本表の記載は、Web 上の調査で得られた情報である。そのため表に記載されているサービス以外を各社が実施している可能性もある。

表 5-10 欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧の凡例

サービス	説明
Wind	風力発電の出力予測
Solar	太陽光発電の出力予測
Hydro	水力発電の発電量予測
Power Demand / Load	地域の電力需要予測
Gas Demand	ガスの需要予測
Probabilistic	信頼区間幅予測
Energy Price	前日/当日の電力取引価格予測
Curtailement	出力抑制予測
Extreme weather warnings	異常気象予報
Utility Outage Prediction	異常気象による停電予測
Regional / National level forecast	広域の風力/太陽光発電量予測
Wind turbine icing	着氷による風力発電の出力損失予測
Seasonal Forecast	長期(数か月先)の風力/太陽光発電量予測
API	API 経由による予測データの取得
Windiness Index	長期的な風力予測と比較するための月ごとの風力データの提供
Planned availability incorporation	発電事業者の設備計画に合わせた風力/太陽光発電の調節

表中の「Regional/National level forecast」というのが、我が国におけるエリア全体の再生可能エネルギーの出力予測に該当するが、それ以外にも、特定の電源の出力予測（表中の「Wind」、「Solar」、「Hydro」など）を行っているほか、需要予測やガスの需要、また再生可能エネルギー等の電源が受ける出力抑制量（表中の「Curtailement」）などのサービスも提供している。

各プロバイダーの予測の枠組みは事業者別で類似している点が多く、日本と海外の事業者の取り組みとしても本質的に大きな違いはない。

## (2) DNV GL

ノルウェー・オスロに本部を置く自主独立財団として、ノルウェー・オスロの Det Norske Veritas (DNV) とドイツ・ハンブルクの Germanischer Lloyd (GL) の合併により、1864年に設立された。第三者認証機関、オイル&ガス分野のリスクマネジメント、風力発電/電力送配電分野での専門的な知見からのコンサルティング業務等を手掛けているサービスプロバイダーである。

DNV GL では、実績データの機械学習及び気象予測等の組合せによる風力発電と太陽光発電の出力予測サービスを Web ベースで提供しており、全体として、個別発電所から配電系統、該当電力市場全体までをカバーしている。対象期間はサービスにより異なるが7日後または14日後までの短期予測を主体とし、オプションによっては中長期の予測も可能である。データ更新頻度は最大で1時間に12回となっている。

対象顧客は電力トレーダや、小売事業者、系統運用者、発電事業者の他、研究機関等も含まれている。各サービスの詳細は下図の通りとなっている。

Forecaster Data Products and Services				
	New! Forecaster Now	Forecaster Live	Forecaster Plus	Forecaster Solutions
Features	<ul style="list-style-type: none"> <li>On-demand</li> <li>Forecasts at plant, nodal, and market aggregate levels</li> <li>Updated hourly</li> <li>Up to 7 days ahead</li> <li>Pay as you go, credit card simplicity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>24/7 streaming</li> <li>Forecasts at plant level</li> <li>Updated 4x per hour</li> <li>Up to 14 days ahead</li> <li>Monthly or Annual Subscription</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>24/7 streaming</li> <li>Forecasts at plant, portfolio, nodal and market aggregate levels</li> <li>Updated 12x per hour</li> <li>Up to 14 days ahead</li> <li>Monthly or Annual subscription</li> <li>Highest accuracy using SCADA data for MOS corrections</li> <li>Uncertainty bands</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fully custom forecasting</li> <li>Supports your R&amp;D applications</li> <li>Maximum flexibility</li> <li>Analysis services</li> <li>Custom modeling and development</li> </ul>

図 5-28 DNV GL の出力予測サービスのラインナップ

出所) DNV GL, “Forecaster introduction”、(2020.2.6 閲覧) <https://www.dnvgl.com/services/forecaster-introduction-3848>

なお、DNV GL のサービスの具体的な内容については、p.105 以降で詳述している。

### (3) Vortex

Vortex 社はスペインのバルセロナに本社を置き、風力発電の技術者、気象物理学者及びコンピュータの専門家が共同で 2005 年 9 月に設立した。①風力発電の出力予測及びパフォーマンス分析、②その他風力発電関連サービス（風況の長期時系列データ提供、乱気流データ提供、風力資源の評価、風況マップの提供、洋上風力関連データの提供 等）、③日射量の時系列データ及び日射量マップの提供を行う。

気象モデルをベースとした非線形モデルによる風力発電の出力予測サービスを提供しており、モデルは気象研究・予測モデル（Weather Research and Forecasting model）をベースとし、最大 36 の異なるアルゴリズムを組み合わせた第 3 世代の予測モデルを使用している。また、風力発電の出力予測の指標として、発電量、風速、風向、その他各種気象情報がある。対象期間は最大で 10 日後までの予測で、1 時間ごとの予測値を 1 日に数回提供している。

本出力予測は、風力発電設備の計画段階、建設中から、建設後の稼働時に至るまで、幅広いステージで利用される。

そのため、サービス提供実績も豊富であり、再生可能発電事業（IPP 等）の運用者・開発者、系統運用者、その他電気事業者、電力トレーダ、メーカ、専門コンサルティング企業など、多岐にわたる。

#### (4) AWS TruePower

AWS Truepower社はアメリカ・ニューヨーク州オールバニーに拠点を置き、同社が2016年5月に予測技術資産を取得したMESO社とともに、世界中の公益事業及び再生可能エネルギー産業に風力及び太陽光発電の出力予測サービスを長年提供してきた。同社は北米トップの風力および太陽光発電の出力予測サービス事業者となり、2016年9月までに50GW（現在は72GW）以上の出力予測サービスを提供してきた。また、AWS Truepower社は、再生可能エネルギー及び蓄電システムの試験、認証、性能の妥当性確認におけるULの専門領域の補強を目的に、2016年9月にUL社により買収された。

北米のISOの60%に、再生可能エネルギー出力予測サービスを提供しているほか、米国・カナダにおける風力発電の47%、太陽光発電の65%について出力予測を実施している。また、ISOレベルの予測だけでなく、個別の発電プロジェクトの出力予測も多数実施するほか、個々の案件毎に予測の手法・ツールや詳細条件をカスタマイズし、顧客ニーズに対し、最適な出力予測を提供している。

実績としてCAISOエリアにおける13GW以上の風力発電・太陽光発電の5分前及び1時間前予測サービスを提供しているほか、NYISOエリアにおける1.9GW・20サイト以上の風力発電・太陽光発電の8日間にわたる15分毎の出力予測サービスをNYISOに提供している。

風力発電の出力予測、データ分析・管理、実績データセット、レポート作成等のツールとしてWindographer、Openwind、Windnavigator、Wind Data Management、Resource Maps、Time Series Datasets、Site Specific Reportsがある。

#### (5) EnergyMeteo

EnergyMeteo社はドイツ北西部のオルデンプルグに本社を置き、風力発電・太陽光発電の出力予測サービス、電力需要予測サービス、VPP関連事業を行っている。2004年から再生可能エネルギー出力予測、系統運用、エネルギー取引、電力需要管理に関するR&Dプロジェクトに参加し、その経験が現在のサービスにつながっている。

風力発電出力予測を行うPrevento及び太陽光発電出力予測を行うSuncastを提供しており、全世界の個別発電サイト、電力系統の一部のノード、ISO等のコントロールエリアを予測対象地域としている。これらは様々な代表的な気象予測サービスから気象の数値データを入手し、それぞれのデータ毎に風力発電・太陽光発電の出力予測を行い、独自の手法を用いて予測誤差が最も小さい予測モデルを選んでいる。

予測対象期間はサービスにより異なるが、15日後予測から5分後の予測まで幅広く提供している。また、オンラインの実績値の計測により、短時間の補正が可能である。

#### (6) Enfor

Enfor社はデンマーク東部のヘルスホルムに本社を置き、①再生可能エネルギー出力、電力需要、及び熱需要の予測サービス、及び②地域熱供給システムの最適化に関するサービスを提供している。デンマーク工科大学のスピンオフ企業として2006年に設立されており、大学で研究経験を積んだ高い能力を有する専門家を擁している。博士号を有する複数の専

門家が、最先端の機械学習アルゴリズムの開発を行い、予測サービスのコアとして活用している。

風力発電、太陽光発電の出力予測を含む複数の予測・最適化ソフトウェアが、共通のプラットフォーム上で動作する。プラットフォームは、データの入出力、通信インタフェース、データの検証、及びエラー処理をつかさどる。このうち、WindFor（風力発電の出力予測ソフトウェア）は数分後～数週間後の出力予測が可能。物理モデルと機械学習の組合せにより、予測データの自己学習と自己較正を行うことができる。共通のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェアは、次の表の通りである。

表 5-11 Enfor 社のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェア

ソフトウェア名	機能
WindFor	風力発電の出力予測
SolarFor	太陽光発電の出力予測
PMON	風力・太陽光発電のモニタリング
LoadFor	電力需要予測
Hydrofor	水力発電の出力予測
Total Forecast	WindFor、SolarFor、LoadForを含む総合的な予測
MetFor	気象予測
PriceFor	英国 N2EX 市場及び北欧市場の一日前電力価格予測
ChargeME	EV 充電の予測とスケジューリング
HeatFor	熱需要予測
HeatTO	地域熱供給の温度の最適化
HeatPO	地域熱供給の熱生産量の最適化
Heat Solutions	MetFor、HeatFor、HeatTO、HeatPOを含む地域熱供給の予測・最適化ソリューション

## (7) Meteo-Logic

Meteo-Logic 社はイスラエルのテルアビブに本社を置き、クラウドベースの気象予測、風力発電及び太陽光発電の出力予測、エネルギー取引価格の予測、及び電力需要予測サービスを提供している。機械学習によるビッグデータ解析に強みを有し、気象予測サービスを基にサービス内容を拡大している。

気象に関する膨大なヒストリカル・データに機械学習を適用した風力発電及び太陽光発電の出力予測サービスを提供している。提供するサービスとして、様々なスケールの陸上/洋上風力発電及び太陽光発電の出力予測を 1 基から予測でき、またウインドファーム/ソーラーファームレベル、特定地域規模レベルでの予測も可能である。予測対象期間はサービスにより異なるが、7 日後予測から当日予測及びランプ予測まで幅広く提供している。対象顧

客は風力発電事業者、太陽光発電事業者、ISO となっている。

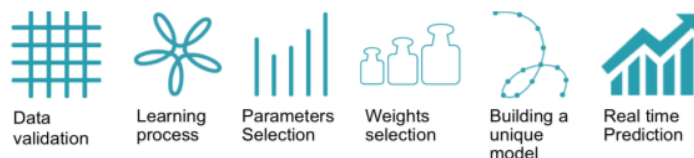


図 5-29 Meteo-Logic の風力発電・太陽光発電出力予測の流れ

出所) Meteo-Logic 社、“Technology Intro”、(2020.2.6 閲覧) <http://meteo-logic.com/how-it-works>

### (8) サービスの詳細に関わるケーススタディーDNV GL の事例

DNV GL は、エネルギー分野では電力システム分野コンサルティングサービスや、エネルギー機器、システムの試験・認証サービスを展開していることで有名な組織だが、再生可能エネルギーの出力予測においても、欧州を始め、世界各国でサービスを提供している。

現在までに 20 か国以上、総容量 50GW の設備に関する出力予測を手掛けてきており、これらのプロジェクトで得られたノウハウから、サービスの改良等を行っている。

DNV GL の予測サービスの予測モデルの考え方を下図に示す。数値気象モデル (NWP : Numerical Weather Prediction) から、設備の技術仕様、実績データをもとに、物理的・統計的モデルを活用して出力予測データに変換するという大きな考え方は、我が国における出力予測の一般的な考え方と同様である。

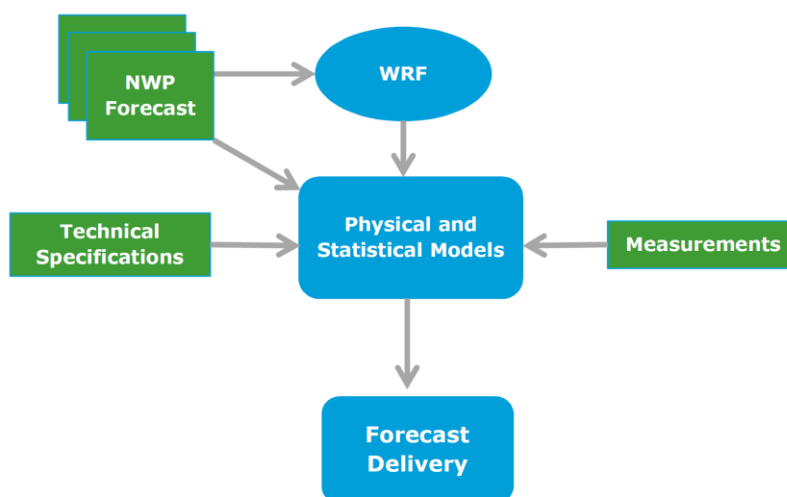


図 5-30 DNV GL の出力予測サービスの基本ロジック

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)  
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

DNV GL の予測サービスで特徴的なのは、複数の数値気象予測データをうまく組み合わせ



せ、対象とするサイトの状況に合わせて数値気象予測データをチューニングし、風力発電事業者の SCADA からの実績データを加味する点である。このように統合することで、異なる数値気象予測データのそれぞれの良い点を抽出することができ、出力予測精度の向上が望める。また、予測を行う時点での実績データと各数値気象予測データとの乖離も、チューニングを行うにあたって重要なデータとなる。

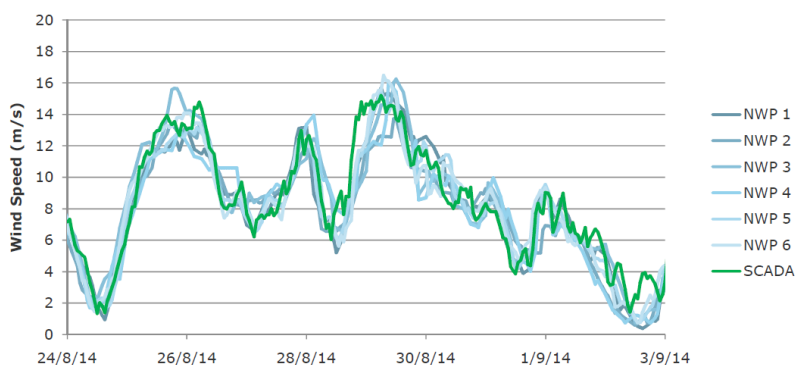


図 5-31 複数の数値気象予測データと実績データの活用

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)  
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

DNV GL が提供する出力予測サービスのユーザーインターフェースを下図に示す。図中の赤線が現在時点であり、それより左が過去の予測値と実績値のパフォーマンス、右が将来の予測結果となっている。図中に示される通り、数日先の予測データも提供しており、また予測値を確率的な信頼度区間 (Confidence Band) と共に示しているのが特徴的である。

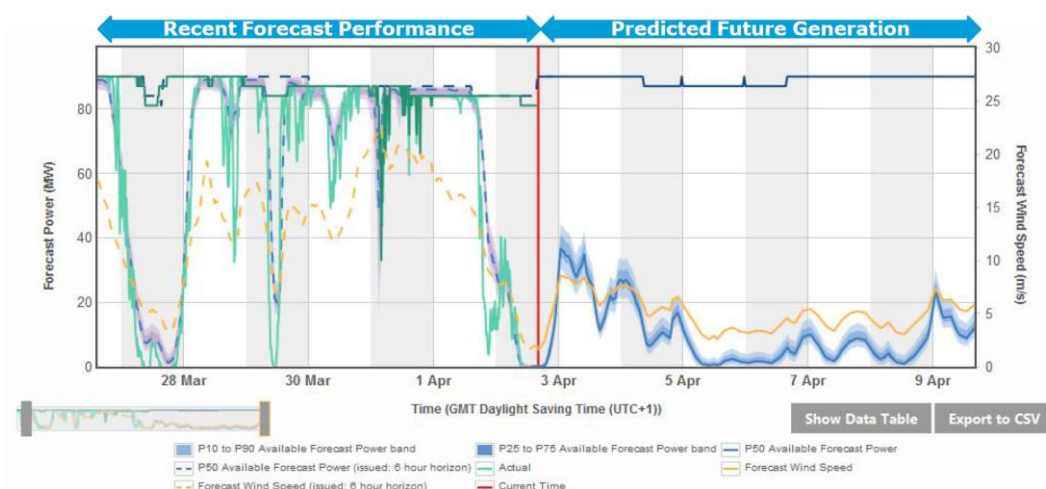


図 5-32 DNV GL の出力予測サービスのインターフェース

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)  
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

また、出力予測データを提供する方法として、主に sFTP と API が用いられている。sFTP は従来より利用されているファイル転送プロトコルで、CSV や XML 形式によりデータが提供される。TSO の利用するデータプラットフォーム上で利用する場合、効率が悪い場合がある。API では GET/POST などのシンプルな命令によりデータを取得することができ、形式は JSON で提供されることが一般的である。パラメータを指定することで、条件に合わせたデータのみを取得することも容易である。

DNV GL が提供するサービスのパフォーマンスとして、予測精度結果を示したものが下図である。「Typical Portfolio Forecast Accuracy」というのがエリア全体の予測、「Individual Site」というのが個々の発電システムの予測結果となっているが、24 時間先の結果でエリア全体の予測誤差は MAE ベースで 5% 程度、個別予測が 9%～14% 程度となっている。我が国と気象条件も異なり、また評価方法自体も異なることから、単純に我が国の事例との比較が行えるものではない点は留意が必要である。

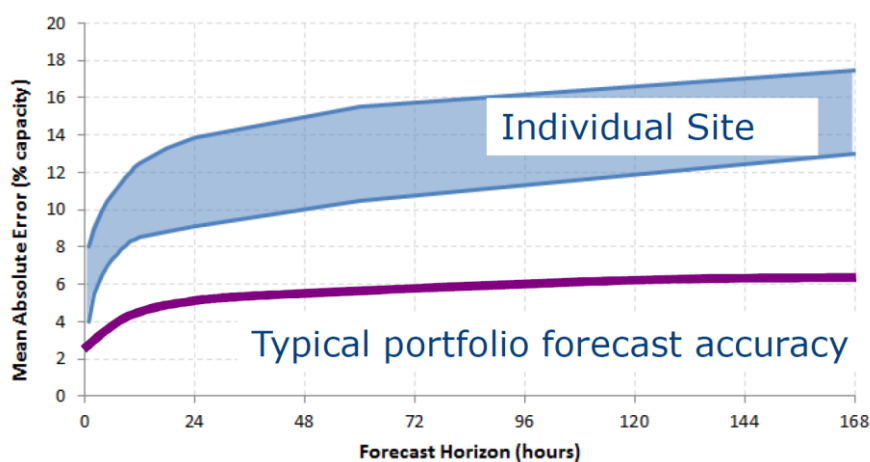


図 5-33 DNV GL の予測サービスの予測精度

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)  
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

## 5.2.2 欧州の送配電事業者の取組

本項では、海外の送配電事業者がどのように出力予測を行っているのか、上述した出力予測サービスを活用しているのかについて調査した結果を示す。本調査では、後述の海外調査事例と同様、以下の2つの事例を調査している。

- アイルランドの TSO である Eirgrid の例
- 英国 DNO (UKPN・WPD) の例

### (1) アイルランドにおける取組事例

#### 1) 予測の取組

アイルランドでは、後述するように、送電系統において我が国のノンファーム制度と類似する接続スキームが存在する。アイルランドの TSO である Eirgrid は、再生可能エネルギーの出力予測情報を、前項に示したような外部の予測サービスプロバイダーから調達している。

#### <Eirgrid の出力予測の概要>

- 2社からの風力発電予測データを活用している。
  - 活用しているデータは 5MW 以上の風力発電機の予測出力、総発電量予測（風力）、予測の不確実性の程度を含む。
  - 風力発電の出力予測は、風力発電設備情報、立地点の地形データ、数値気象予測モデル（NWP）、SCADA データを活用して統合的に行われている。
  - 各風力発電機の出力抑制の予測情報は提供していない。
- 毎月、その予測精度について、実際の計測データと比較した“Monthly Wind Forecast Accuracy Report”を発行しており、予測結果を定期的に検証している。
- 予測事業者は、6時間ごとの更新頻度で、120時間先までの予測情報を15分コマで情報提供している。EirGrid は、2つの予測情報を統合し、継続的に風況を確認しながら、自ら1分コマの予測を実施し、スケジューリングとディスパッチに活用している。

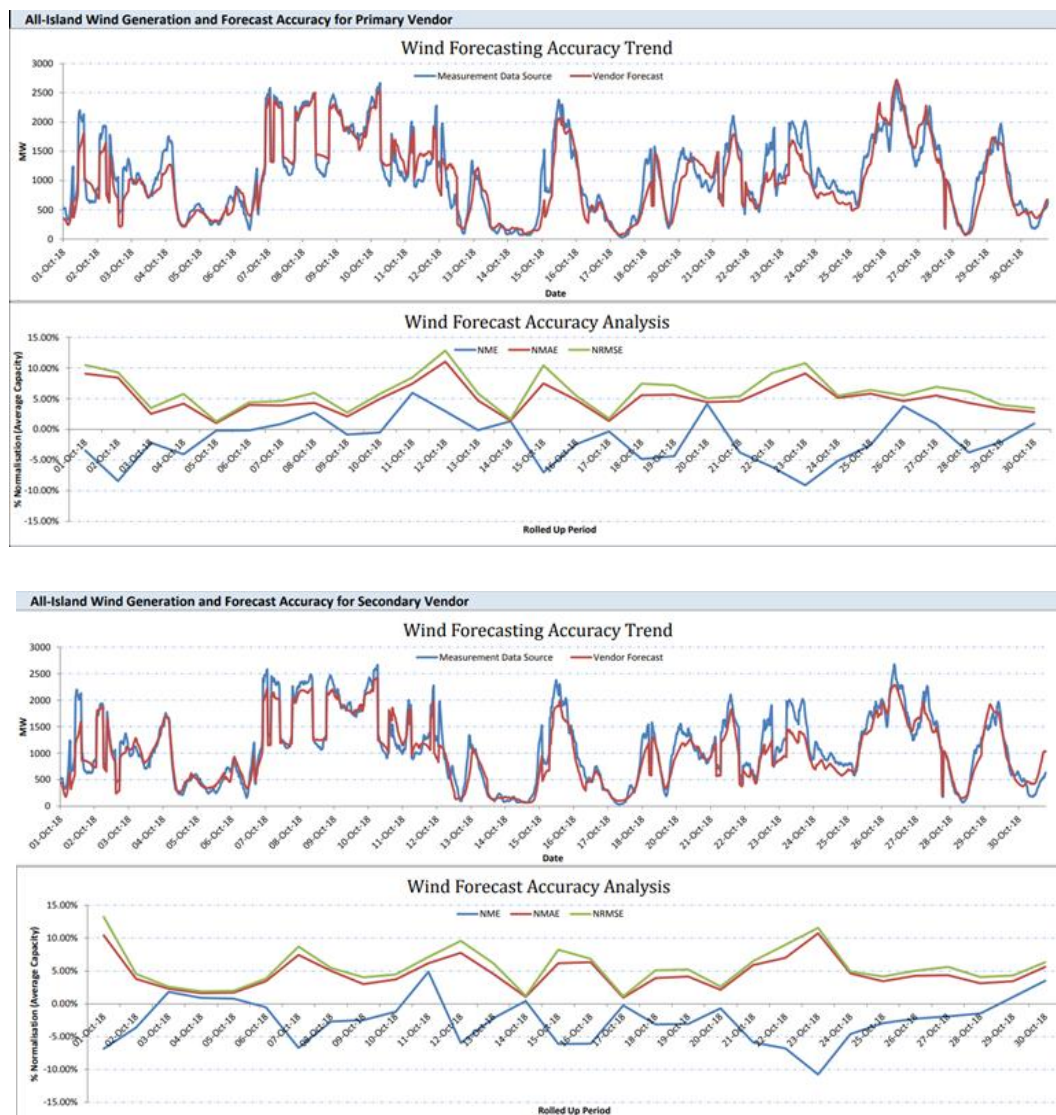


図 5-34 風力発電の予測と実績値の比較（上：1社目、下：2社目）

出所) EirGrid、“Monthly Wind Forecast Accuracy Report October 2018”、(2019.10.29 閲覧)

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Wind-Forecast-Accuracy-Report-October-2018.pdf>

## 2) 実測データの取得

アイルランドでは、Grid Code の PPM1.7 にて各風力発電機（制御可能な発電機）に対して、気象条件を観測する装置であるメットマスト（Meteorological Mast）を設置することが義務付けられている。

- PPM1.7.1.2.2 The meteorological data signals shall be provided by a dedicated Meteorological Mast located at the Controllable WFPSs site or, where possible and preferable to do so, data from a means of the same or better accuracy.<sup>8</sup>

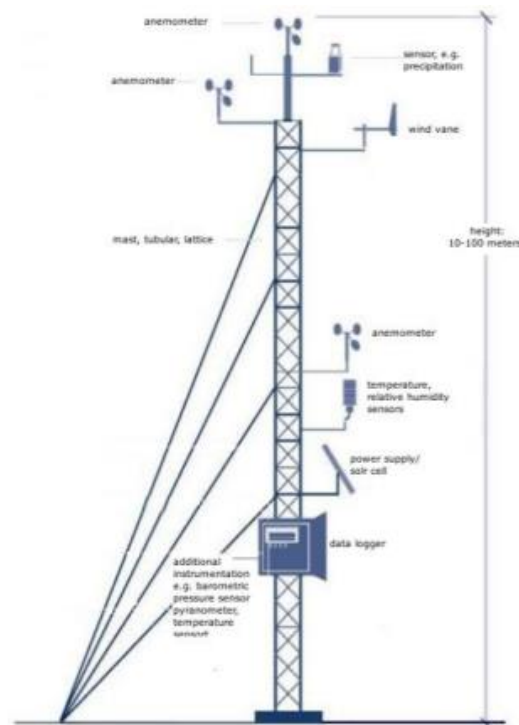


図 5-35 メットマストの概形

出所) EirGrid、“WFPS Meteorological Signals Provision”、(2020.1.23 閲覧)

[http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met\\_Mast\\_Requirements.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met_Mast_Requirements.pdf)

風力発電事業者は、メットマストを設置して EirGrid に対して下記のデータを提供する必要があります。取得データは、1 分毎にデータを提供する必要があり<sup>9</sup>、EirGrid を経由して外部の予測サービスプロバイダーに提供される。

- 風速 (0~70 m/s)
- 風向 (0~360°)
- 気温 (-40~70 °C)
- 気圧 (735~1060 mBar)

<sup>8</sup> 出所) EirGrid、“EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.23 閲覧)

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>

<sup>9</sup> 出所) EirGrid、“WFPS Meteorological Signals Provision”、(2020.1.23 閲覧)

[http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met\\_Mast\\_Requirements.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met_Mast_Requirements.pdf)

EirGrid が実績情報を取り扱うにあたって留意していることは、データの正確性である。不正確なデータを基に発電量予測を実施すると逆に予測の精度が落ちると指摘している。そのため Grid Code では、メットマストで観測したデータの誤差を 2.5%以下に収めることが規定されている。

発電事業者は、上記のデータの他に発電量や発電機の起動状態を EirGrid に提供することが義務付けられている<sup>10</sup>。

## (2) 英国における取組事例

後述するように、英国の DNO (Distribution Network Operator)各社は、我が国におけるノンファーム制度に類似する「ANM (Active Network Management)」を展開している。このシステムの運用に当たっては、各 DNO ともリアルタイムの実測データに基づいた電源の制御を実施しており、過負荷のチェックや抑制対象電源の特定、抑制量の決定において、再生可能エネルギーの出力予測データを活用していないのが現状である。

しかし、今後よりフレキシブルなサービスの展開を志向している DNO は、予測情報を用いて、短期的将来における系統状況を把握した上で、フレキシビリティからのサービスの調達を目指しており、これを可能とする再生可能エネルギーの出力予測に関わる技術開発を進めている。ここでは、8 つある英国の DNO のうち、以下の 2 社の取組事例をピックアップし、その内容を整理している。

- UKPN (UK Power Networks)
- WPD (Western Power Distribution)

### 1) UKPN の事例

英国の DNO である UKPN では、East Kent Area で再エネ導入拡大に伴う系統制約を解消するため、“Kent Active System Management” というプロジェクトを実施した。本取組の中で、再エネ発電量と需要予測の検討を行っている。その概要を下図に示す。

再エネ予測ツールから得られる結果は、1~5 日先の①需要、②風力発電量、③太陽光発電量の予測であり、予測の粒度は 1 時間単位となっている。予測のメカニズムとしては機械学習を用いており、過去の実績データ (weather、load、wind & solar generation) とリアルタイムの気象データを活用して予測している。

ここで開発された予測システムからの予測データは、現在 33kV と 132kV の系統の運用に活用されている。

---

<sup>10</sup> 出所) EirGrid、“EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.23 閲覧)

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>



## The forecasting module

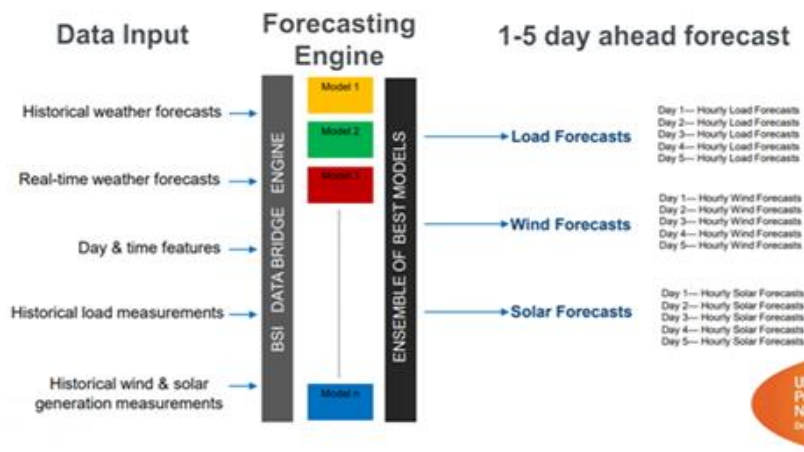


図 5-36 UKPN が活用している Forecasting tool の概要

出所) UKPN、“Kent Active System Management”、(2019.11.12 閲覧)

<https://www.smartgrid-forums.com/wp-content/uploads/2018/05/02.-Kent-Active-System-Management-Luca-Grella-UK-Power-Networks.pdf>

### a. KASM における Forecasting tool の必要性

East Kent Area には 937MW の分散型電源が連系されており、そのうち 77% を太陽光発電と風力発電が占める。この分散型電源が大量導入された系統に対して電力ネットワークの信頼性を高めるために予測ツールを開発した。

### b. KASM で行っている Forecasting tool の概要

KASM では TSO 及び DNO からリアルタイムの潮流及び需要のデータを取得するとともに、天候のデータを利用して発電量及び需要の予測を行う。これを GUI 及び XML のデータ形式で提供を行う。

また、データの欠損や測定の誤りについても対応している。



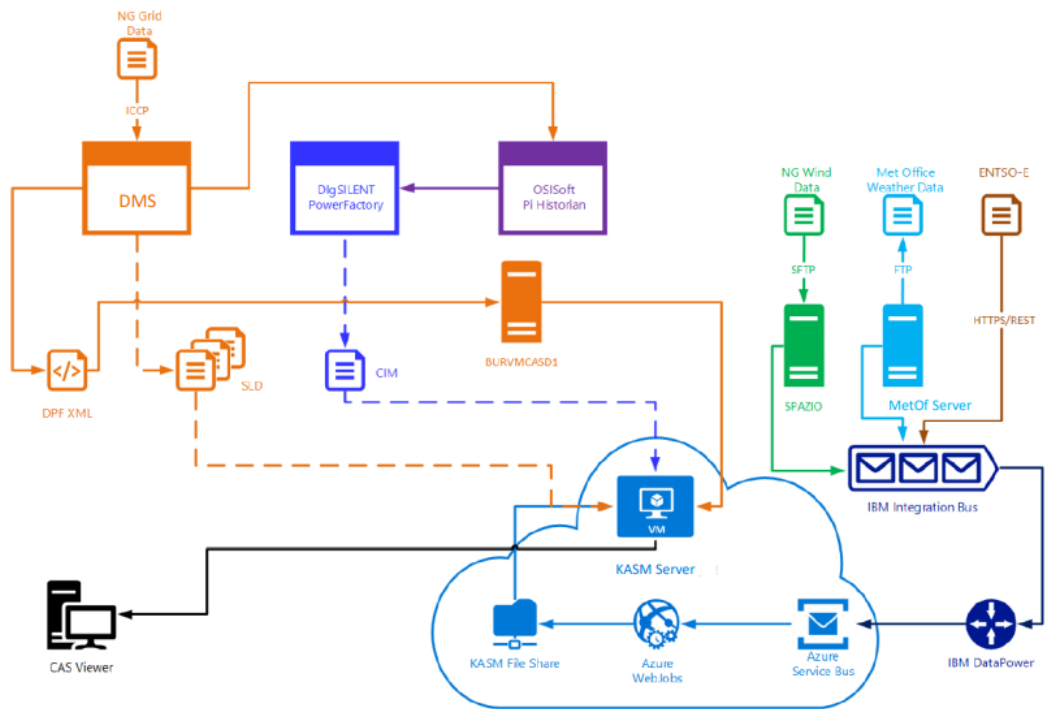


図 5-37 KASM のシステム構成

出所) UKPN、“Kent Active System Management”、(2019.11.12 閲覧)

<https://www.smartgrid-forums.com/wp-content/uploads/2018/05/02.-Kent-Active-System-Management-Luca-Grella-UK-Power-Networks.pdf>

c. KASM で行っている Forecasting tool の予測手法

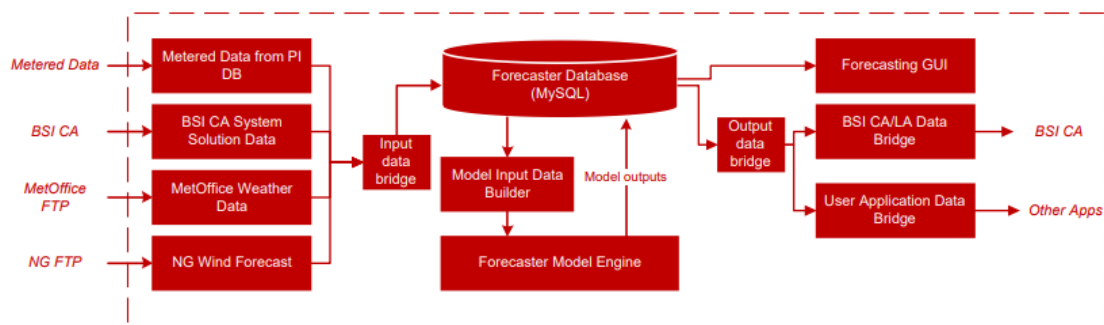


図 5-38 KASM の予測システムエンジン

出所) UKPN、“SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、(2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

Forecasting tool の入力データとして、表 5-12 にあげるようなデータを利用している。

表 5-12 Forecasting tool の入力データ

OSIsoft 社の PI system により測定されたデータ	負荷、風力発電量、太陽光発電量の 30 分値
BSI 社の CAS データ	系統の情報を提供する
Metoffice 社の天候データ	雲量を含む 120 時間先までの 6 時間ごとの天候予測
National Grid 社の風力予測データ	96 時間先までの 6 時間ごとの風力予測

これらのデータを解析し、負荷点における潮流、風力発電量、太陽光発電量の 0~120 時間先の予測値を提供する。これらの予測にあたり、人工ニューラルネットワーク (ANNs : artificial neural networks)、サポートベクターマシン (SVMs : supporting vector machines)、ファジー論理、およびそれらに類する最適化アルゴリズムを利用している。

#### d. KASM で行っている Forecasting の結果・予測精度

KASM では負荷予測について平均絶対パーセント誤差は 9% を得ている。一部の外れ値の原因として、計測データの誤りがある。

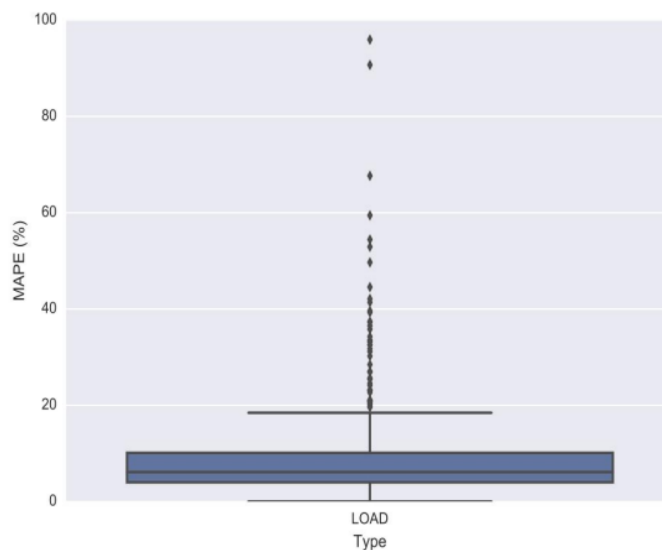


図 5-39 KASM による負荷予測の平均絶対パーセント誤差

出所) UKPN、 “SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、 (2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

KASM における太陽光発電と風力発電の発電量予測の二乗平均誤差はそれぞれ 10%、17% という結果が得られている。

文献<sup>11</sup>によれば、デンマークの system operator が使用する風力発電の発電量予測の二乗平均誤差は 10% であると報告されている。また、他の文献<sup>12</sup>によれば、存在する最良の太陽光発電量予測の二乗平均誤差は 9.3% と報告されている。

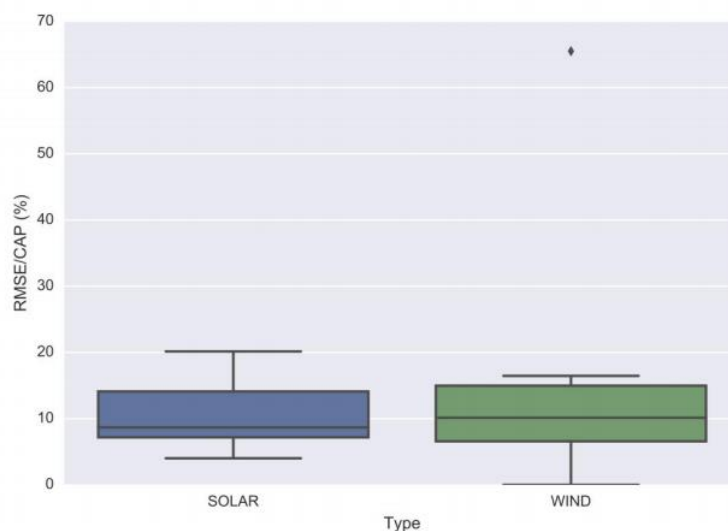


図 5-40 KASM による太陽光発電量および風力発電量予測の二乗平均誤差

出所) UKPN、“SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、(2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

## 2) WPD の事例

英国の DNO である Western Power Distribution では、電力系統における柔軟性を高めるために、電力需給予測ツールである EFFS (Electricity Flexibility and Forecasting Systems) の構築を目指している。この取組の一環として、ソフトウェアベンダーである Smarter Grid Solutions 社が開発した予測ツールでは、AI を使用して負荷・発電予測の精度の改善を図っている。概要を以下に示す。

<sup>11</sup> 出所) Foley, Aoife M et al、“Current methods and advances in forecasting of wind power generation.”、Renewable Energy 37.1 (2012): 1-8.、(2020.1.30 閲覧)

<sup>12</sup> 出所) Antonanzas, Javier et al、“Review of photovoltaic power forecasting.”、Solar Energy 136 (2016): 78-111.、(2020.1.30 閲覧)

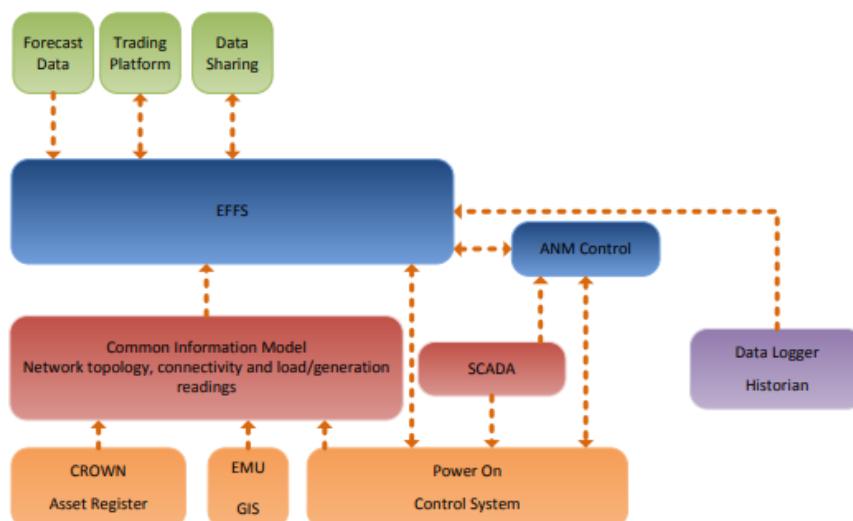


図 5-41 WPD が構築する EFFS の概要

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM”、(2020.1.31 閲覧)  
<https://www.westernpower.co.uk/docs/Innovation/Current-projects/EFFS/EFFS-FSP-V0-0-10.aspx>

#### a. EFFS の概要

本ツールは、様々な場所や時間スケールにおいて予測を行うことを目的としており、132kV・33kV 系統における下表のデータを 6 ヶ月先、3 ヶ月先、1 ヶ月先、1 週間先、1 日先、1 時間先といった複数の時間粒度で予測を実施している。

表 5-13 EFFS における予測データ

予測データ
GSP (Grid Supply Point: 400kV/132kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
BSP (Bulk Supply Point: 132kV/33kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
Primary (33kV/11kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
大規模需要家の電力需要
PV、風力発電による発電量

電力需給を予測することにより、DNO が電力系統に求められる柔軟性（負荷・出力抑制等）を予見し、適切な需給計画や負荷、発電配分を行うことができる。電力需給の予測による DNO の高度な系統管理の構想を以下に示す。

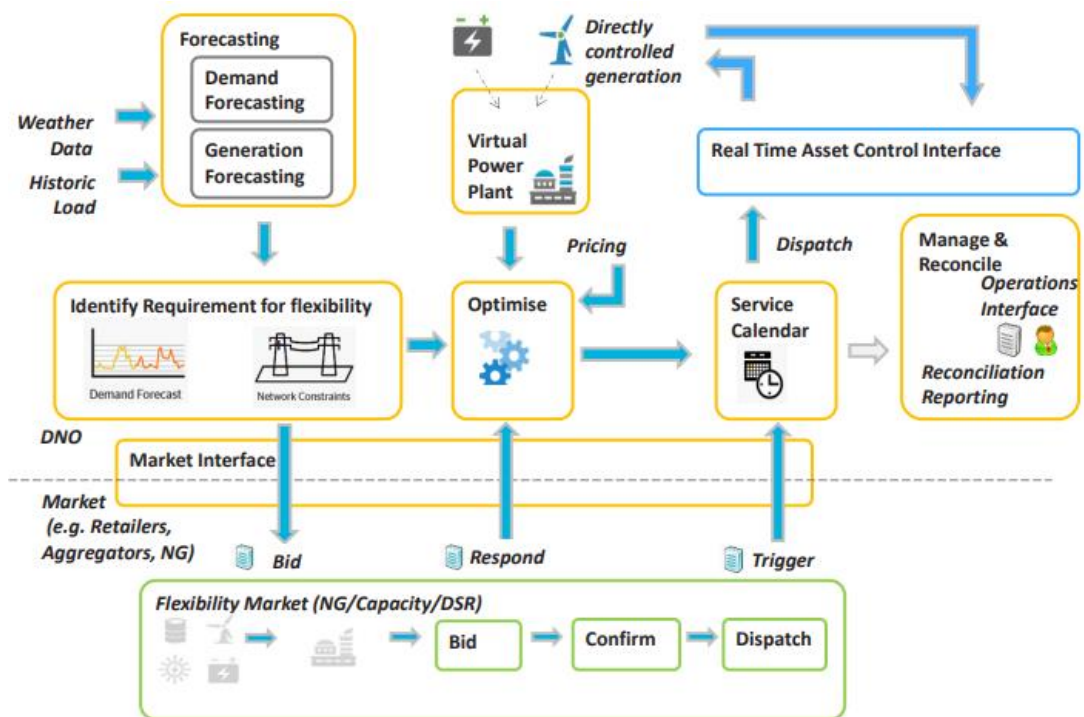


図 5-42 予測ツールを用いた DSO の柔軟性を向上させるソリューションの構想

出所) WPD、"ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM"、(2020.1.31 閲覧)  
<https://www.westernpower.co.uk/docs/Innovation/Current-projects/EFFS/EFFS-FSP-V0-0-10.aspx>

## b. EFFS における予測手法

EFFS では下表のデータが入力として用いられている

表 5-14 EFFS における入力データ

入力データ
再生エネルギー発電量のシミュレーション web サイト Renewables.ninja から得られた気象データ (気温、風速、直射日照量)
WPD の過去の電力負荷、発電量および個々の電力需要家の電力需要実績データ
GSP、BSP、Primary 各変電所の潮流量

入力データを基に、予測モデルによって GSP、BSP、Primary、需要家の電力需要、PV や風力の発電量を、それぞれ 30 分単位で予測する。予測期間は 6 ヶ月先、1 ヶ月先、1 週間先、1 日先、1 時間先までの予測をそれぞれ実行した。

また、入力データについては、予測対象に応じて選別を行っている。

予測モデルのアルゴリズムは 1. 自己回帰和分移動平均モデル (ARIMA)、2. 長・短期記憶ニューラルネットワーク (LSTM)、3. 勾配ブースティング木 (XGBoost) を利用している。3 つの予測手法を用いて電力負荷の予測を行った結果、適切にモデルのチューニングを行うことが出来るならば、各手法とも同等の予測精度を持つといえる。しかし、ARIMA は予測モデルを設計、チューニングするユーザーの技量が予測精度に大きく依存してしまうという欠点が挙げられる。一方、LSTM は XGBoost と比較して予測精度が劣る点や、予測モデルの学習時間が長い点で劣っている。したがって今回検証した 3 つの予測手法のうちでは、予測モデルの構築が容易でかつ予測精度が良い XGBoost が推奨されている。

## c. EFFS による予測結果及び予測精度

この検討では、ユースケースとして以下の 8 ケースにおいて XGBoost を用いた予測モデルによる予測結果を代表的な結果として報告している。

表 5-15 予測したユースケースの概要

ユースケース	予測対象(定格容量)	予測期間	入力データ
UC1	GSP(4×240MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC2	BSP(2×40MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC3	Primary(2×17.25MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC4	BSP(2×60MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC5	Primary(12MVA+21MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC6	Wind Farm(12MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、気温、風速、風車出力
UC7	Solar Farm(5MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、直達日照量
UC8	大規模需要家(16MVA)	2017/7/1-2017/12/31	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs> より三菱総研作成

全てのユースケースにおける予測精度を下表に示す。評価指標である精度（Accuracy）は以下のように定義されており、精度が100%の場合予測値が実測値と一致し、100%から遠ざかるにつれて精度が下がっていることを意味する。

$$Accuracy[\%] = 100 - \frac{|(実測値[kW]) - (予測値[kW])|}{(実測値[kW])} \times 100$$

また下表内の各値は全ての時間ステップのうち、精度が50%、80%よりもそれぞれ上回った時間ステップの割合のパーセント表示である。例えば、ユースケース1において6ヵ月先までの予測は、6ヵ月間のうち30.61%の時間において精度が50%を上回っていることを示している。また、予測期間のうち80%の時間ステップにおける予測値の精度が基準値(50%、80%)を超えた場合、予測結果が実用化に耐えうるとし、緑でハイライトされている。表5-16のユースケース1~5より、GSPの予測精度は全ての予測期間で基準値を下回っている一方で、BSP、primaryの電圧の低い変電所の電力予測においては基準値を上回る結果となったものがほとんどであった。特にprimaryの電力予測モデルは、6ヵ月先においても80%の精度基準を満たしており、実用可能な予測モデルであるといえる。GSPの予測精度が悪かった要因として、GSPの通過電力に含まれる変動パターンがBSP、primaryと比較して多く、予測モデルが変動パターンを正しく認識できなかったことが考えられる。ユースケース6~8で示す個別の発電事業や大規模需要家の電力予測においては、1時間先の予測は良い予測精度を得られたが、1日先以降の予測において大きく予測精度が下がってしまった。

表 5-16 EFFS による予測精度

Use Case	Accuracy	Time Horizon				
		Six Months Ahead	Month Ahead	Week Ahead	Day Ahead	Hour Ahead
UC1 – GSP	>50%	30.61	28.89	25.07	30.95	50.00
	>80%	11.91	11.69	9.42	13.39	25.00
UC2 – BSP	>50%	99.42	99.94	99.78	100.00	100.00
	>80%	79.23	83.50	92.11	97.32	100.00
UC3 – Primary	>50%	98.23	99.98	100.00	100.00	100.00
	>80%	96.05	98.59	99.33	99.70	100.00
UC4 – BSP	>50%	68.99	73.48	73.41	85.12	100.00
	>80%	29.88	33.75	34.10	45.54	52.08
UC5 – Primary	>50%	97.54	97.74	98.96	100.00	100.00
	>80%	87.36	86.97	91.39	98.51	100.00
UC6 – Wind Generation	>50%	37.33	40.35	48.91	87.20	87.50
	>80%	12.76	18.68	27.49	71.73	79.17
UC7 Solar Generation	>50%	72.28	73.08	77.38	76.19	89.58
	>80%	58.16	54.70	52.68	60.12	62.50
UC8 – Large	>50%	N/A	66.66	71.58	79.17	100.00
	>80%	N/A	27.43	29.41	47.32	93.75

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>



ユースケース 1 において、GSP の予測は全ての予測期間において満足な予測精度を得ることができなかった。これは GSP を構成する各変圧器の負荷変動パターンが混ざり、予測モデルが学習しきれなかったためであると考えられる。また GSP を構成する各変圧器に通過電力を予測すると、GSP 全体を予測した時と比較して予測精度が向上した。これは各変圧器に分解して予測したほうが変動パターンの識別が容易になったためであると考えられる。ユースケース 1 における 6 ヶ月先までの GSP 全体および各変圧器の予測精度と、GSP の有効電力の予測波形をそれぞれ以下に示す。

表 5-17 UC1 における GSP 全体および GSP を構成する各変圧器に対する予測精度

	BSP全体	変圧器1	変圧器2	変圧器3	変圧器4
平均Accuracy[%]	-266.4%	39.6%	50.8%	35.1%	60.3%

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs> より三菱総研作成

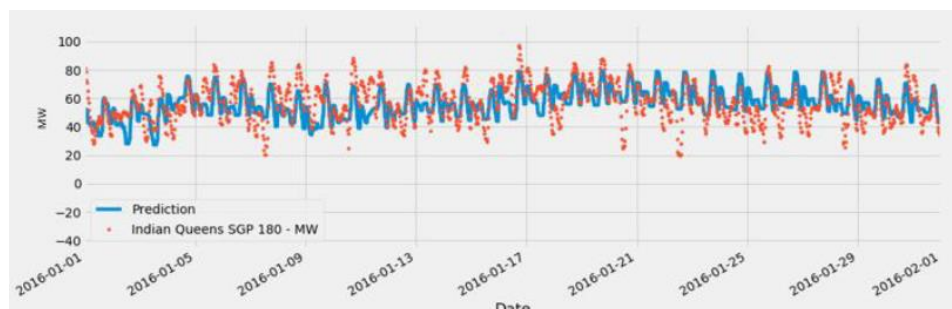


図 5-43 ユースケース 1 における 6 ヶ月先までの GSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 2 および 4 ではともに BSP の通過電力の予測を行った。ユースケース 2 では 6 ヶ月先までの予測において 80% の Accuracy 基準を満たすことはできなかったが、1 ヶ月先までの予測期間では満足な予測精度を満たした。しかし、ユースケース 4 ではどの予測期間においても 80% 以上の Accuracy 基準を満たすことが出来なかった。ユースケース 2 および 5 における 1 ヶ月先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 89.4%、24.7% となった。ユースケース 2 および 4 の 1 ヶ月先までの有効電力予測波形を以下に示す。

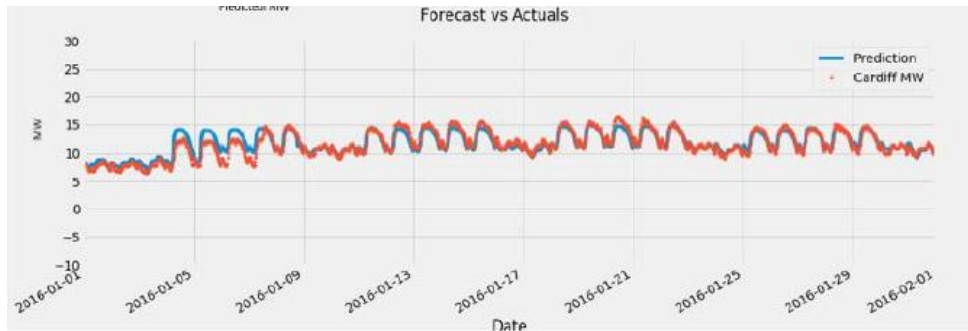


図 5-44 ユースケース 2 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

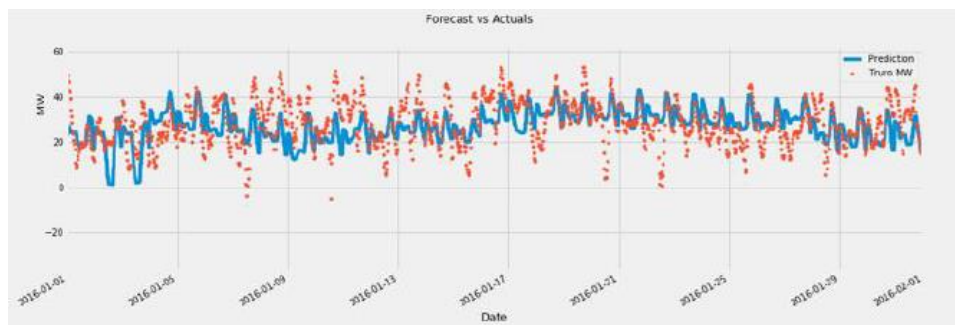


図 5-45 ユースケース 4 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 4 の実測データはユースケース 2 と比較して複雑に変動している。従ってユースケース 4 では予測モデルが変動パターンを適切に認識できず、正しく予測することが出来なかったと考えられる。

ユースケース 3 および 5 では Primary における通過電力を予測し、全ての予測期間において高い予測精度を記録した。これは Primary における電力波形の変動性が低く予測モデルが変動パターンを認識しやすかったことが考えられる。ユースケース 3 および 5 における 1 ヶ月先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 94.8%、80.1%となった。ユースケース 3 および 4 の Primary における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形を以下に示す。

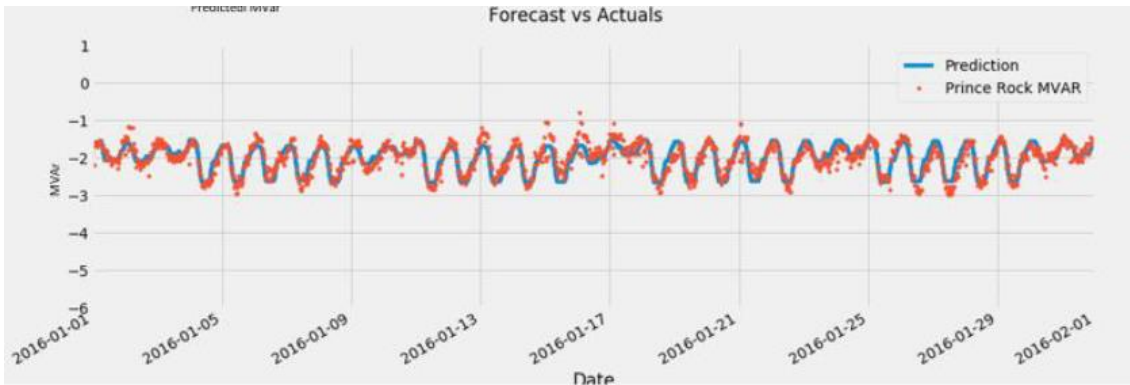


図 5-46 ユースケース 3 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

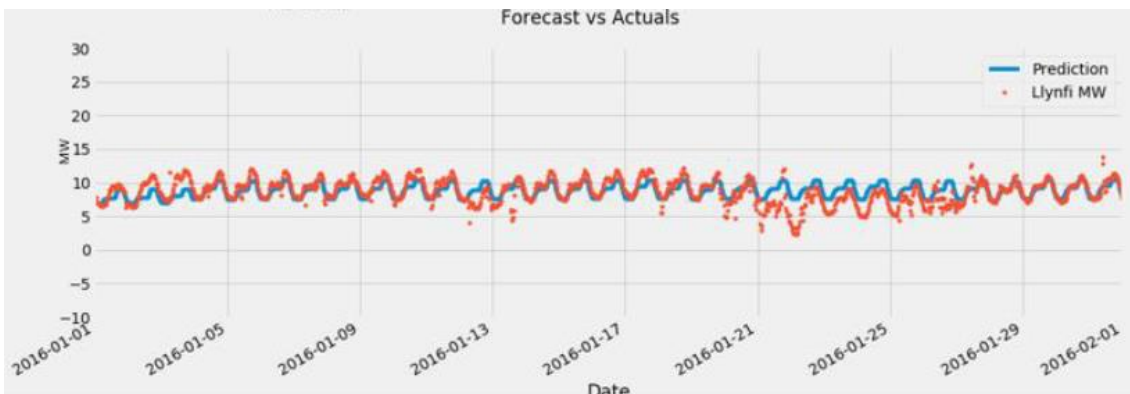


図 5-47 ユースケース 5 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 6 および 7 では、PV および風力発電の発電量の予測を行った。1 時間先の発電予測においては高い精度を記録したが、1 日先以降の長期的な予測においては予測精度が大きく悪化した。これは風力発電における季節的な風の変動パターンや、PV における長期的な雲の動きによる日射量の変化の予測が難しいことが理由として考えられる。長期の発電量の予測精度を改善させるためには、予測モデルに気象予測モデルを加える、または新たな気象データの入力を加えるなど予測モデル自体の改善が必要である。例えば、PV の長期の発電量の予測精度を改善するためには、雲の動きの支配的な要因となる気圧のデータを入力に加える必要がある。ユースケース 6 および 7 における 1 日先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 71.9%、73.5%となった。ユースケース 6 における風力発電機およびユースケース 7 における PV それぞれの 1 日先までの有効電力の予測波形を以下に示す。

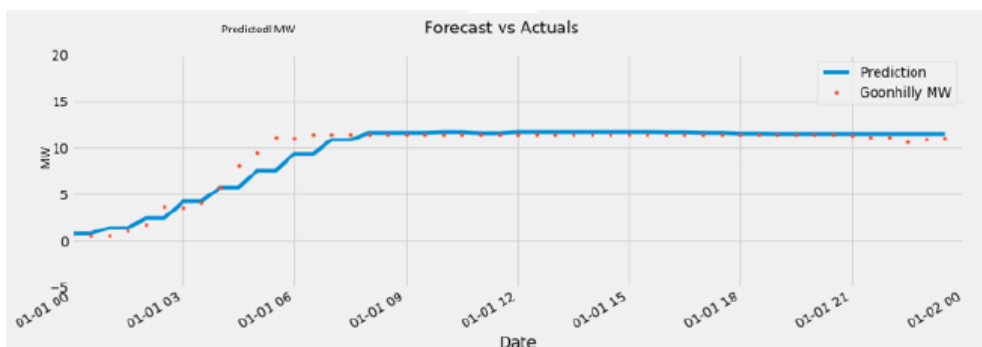


図 5-48 ユースケース 6 における 1 日先までの風力発電機の発電予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

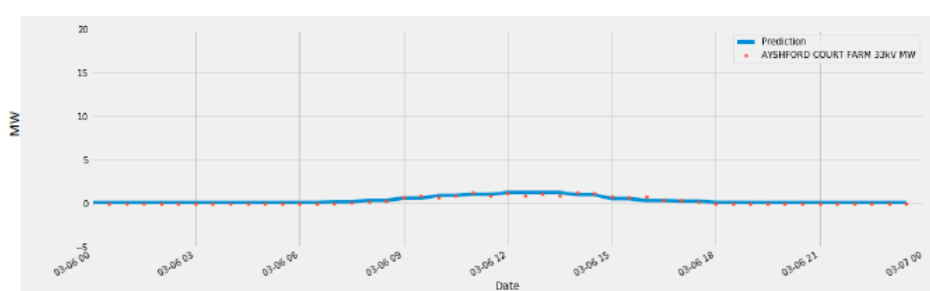


図 5-49 ユースケース 7 における 1 日先までの PV の発電予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

#### d. KASM との予測精度の比較

KASM と EFFS は英国の 33kV および 132kV の配電系統に着目した電力予測という点で共通している。KASM と EFFS それぞれの予測誤差を以下に示す。電力負荷、PV、風力発電機すべての予測誤差において、EFFS が KASM よりも優れていた。ただし、この予測精度の比較は、EFFS と KASM で同じデータセットで予測モデルの学習、テストをしていないため、間接的な精度比較であることを留意する必要がある。

表 5-18 KASM と EFFS それぞれの予測誤差

	KASM	EFFS
MAPE for Load	9% day ahead	3.5% day ahead
RMSE/Capacity for Solar	10% day ahead	8.4% day ahead
RMSE/Capacity for Wind	39.95	17.37

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

### 5.3 ノンファーム接続で必要となる再エネ出力予測に関する論点

今後我が国においてノンファーム型接続が適用される場合には、4章に示すように、ノンファーム電源を制御するための仕組みが必要となる。ノンファーム電源の制御量を決めるためのフローは下図のようになると考えられる。送配電事業者はノンファーム電源の制御を決めるための潮流計算のインプットとして、各事業者から提出される計画値を使用する見通しであるが、ノンファーム電源事業者は、この計画値を精度の高いものとする必要があるため、そのために自身の発電設備の発電出力予測を実施する必要がある。

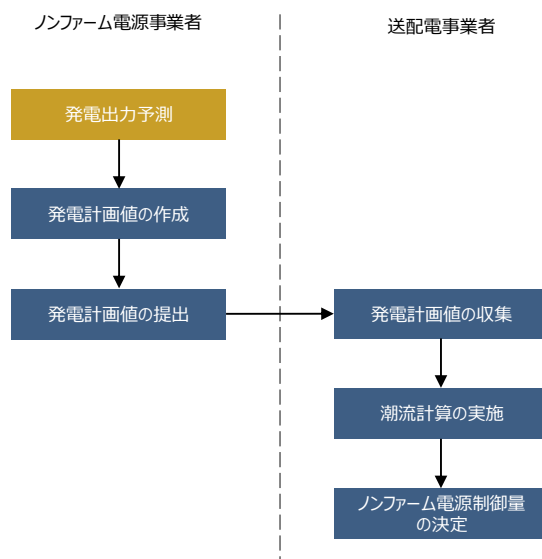


図 5-50 ノンファーム電源の制御量を決めるためのフローイメージ

上図において、仮にノンファーム電源事業者等が提出する発電計画値と実際の発電出力との間に大きな乖離があるとすれば、送配電事業者はその乖離を考慮したマージンを大きく設定せざるを得ず、ノンファーム電源の出力制御量は、その大きく設定したマージン分だけ大きくなってしまいう可能性がある。従って、各発電事業者は、精度の高い出力予測情報に基づいて発電計画値を決定することが必要である。

この観点に立つと、ノンファーム電源事業者の個別事情を考慮した予測が極めて重要となる。そのための方策としては、以下のようなものが考えられる。




- これまでわが国ではエリア全体の予測という観点からの取組が多かったが、各サイトで計画値を提出しなければならない事情に鑑みると、サイトごとの予測が極めて重要である。サービスプロバイダーのより一層のサービス向上が求められる。
- サービスプロバイダーが個別予測を実施する際には、当該サイトにおける実績値データや、サイトの運転状況等のデータをオンラインで受け取ることが非常に重要である。これらのデータを、例えば発電事業者の SCADA からサービスプロバイダーに提供できるような仕組みを検討することで、予測精度向上につながる可能性がある。

## 6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理

我が国では現在ノンファーム制度の検討が、主に電力広域的運営推進機関によって進められているが、我が国におけるノンファーム制度のように、ローカル制約を踏まえて再生可能エネルギーの抑制を行う事例は海外にも存在する。本章では、このような事例の中でも、特に制度として確立し、実運用がなされている事例として、英国及びアイルランドの事例を取り上げ、その制度や制御システム、運用等について調査を行った結果を示した。

なお、今回対象とする英国、アイルランド以外にも、系統混雑を回避するために出力抑制を実施する、もしくは実施を検討している国は存在する。ドイツ、イタリア、フランスなどがその例である（下表参照）。本調査では、「ノンファーム制御システムの検討」に重点を置いており、海外事例もシステム面、運用面での示唆を得ることが重要であることに鑑み、制度・システムとして確立している英国・アイルランドをケーススタディとして取り上げて、制度及びシステム面、運用面を調査することとした。

表 6-1 系統混雑回避のための再エネ出力抑制スキームの例

国	取組名	実施主体	概要
ドイツ 	Feed in Management	TSO4社 DSO各社 など	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ドイツでは、系統運用者が増強を待たずに再生可能電源を優先的に接続する義務がある（再生可能エネルギー法第8条）。</li> <li>■ 系統増強が完了するまでは再給電・出力抑制で対応する。</li> </ul>
イタリア 	Priority Connection	Terna (TSO)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再エネ電源は法律上、優先的に接続させることが規定されている。</li> <li>■ 送電系統では、系統運用者の裁量による出力抑制が行われることを前提として、発電事業者が系統増強前の早期接続を選択できる仕組みがある。</li> </ul>
フランス 	Smart Connection	Enedis (DSO)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 系統増強の代替案として出力抑制を実施する Smart Connection というスキームを検討、実証試験を展開中。</li> </ul>

### 6.1 英国

#### 6.1.1 制度面

##### (1) ノンファーム型接続制度の概要

##### 1) ノンファーム型接続の定義

英国におけるノンファーム型接続は、再生可能エネルギーの接続量拡大を目的に、配電システムの制約が発生するエリアにおいて系統増強を待たずに安価に電源接続するためのシステムアクセスルールであり、同ルールで接続する電源は緊急時にのみ出力抑制を受ける。な



お、英国では送電系統においてノンファーム型接続制度は適用されておらず、配電系統のみでの適用となっている。日本と同様、配電系統の運用は需給制約を考慮しないため、系統制約のみを対象に混雑処理が行われている。

英国のノンファーム型接続は系統増強の実施を前提としておらず、DNO は出力抑制に対し対価を支払わない。そのため、ノンファーム型接続を選択する発電事業者は継続的に出力抑制に伴うコストを負う必要がある。

ノンファーム型接続のソリューションには、系統接続時に抑制量を全て明示する従来のノンファームコネクション、出力抑制条件を事前に電源に設定するフレキシブルコネクション、ANM (Active Network Management) ベースのフレキシブルコネクションが存在するが、ANM を中心に運用されている。

本調査では ANM ベースのフレキシブルコネクションに重点を置き、その背景となるノンファーム型接続制度や ANM スキームの運用、システムについて調査を行っている。以降で報告するノンファーム型接続は ANM ベースフレキシブルコネクションを活用したノンファーム型接続を指す。

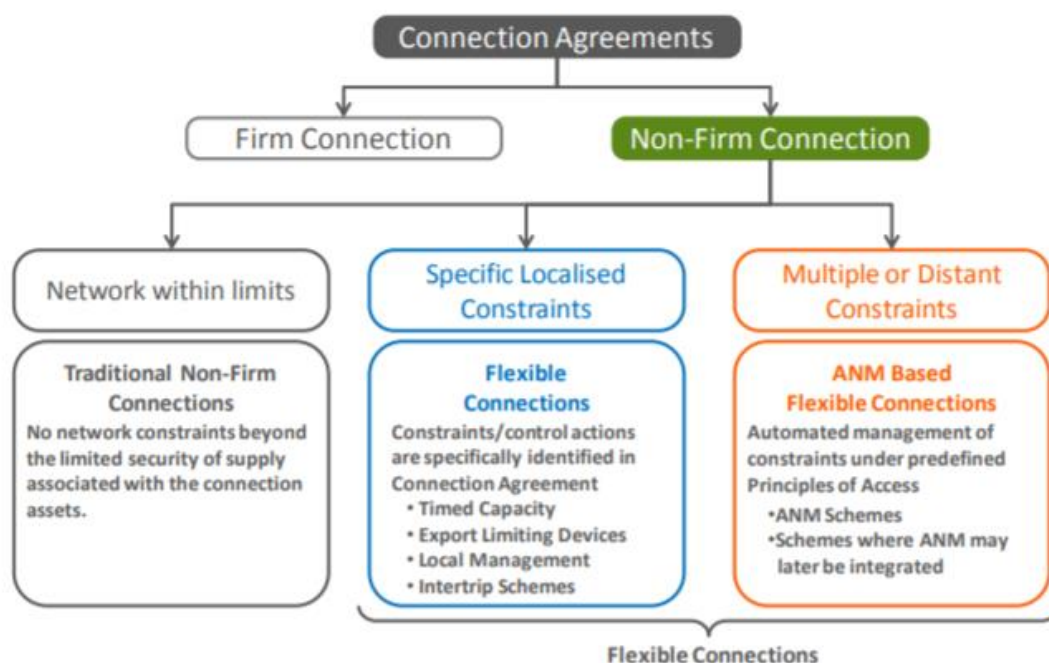


図 6-1 接続サービスの体系 (SPEN<sup>13</sup>の例)

出所) SPEN、”Flexible Connections and Principles Of Access Policy”、(2020.2.14 閲覧)、  
<https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ESDD-01-009.pdf>

<sup>13</sup> SP Energy Networks (DNO)



表 6-2 フレキシブルコネクションの一覧<sup>14</sup>

フレキシブルコネクションのタイプ	概要
Timed Capacity	DNO が時期および時間帯別に設定した抑制量に従い、発電事業者が電源を出力抑制するソリューション
Export Limiting Devices	電源サイトの変圧器に設定された自動制御装置により、DNOと発電事業者間で事前合意した容量を超えないよう電源を出力抑制するソリューション
Local Management Schemes	電源サイトに設置された保護装置が特定フィードの監視を行い、当該フィードにおいて停電、電圧、電流制約が発生した場合に、DNO と発電事業者間で事前合意した容量に従い電源の出力を一時的に抑制するソリューション
Remote Intertrip Schemes	事故や作業停止などによる 1 回線以上使用不可の系統状態時に、DNO と発電事業者間で事前に取り決められた容量に従い電源の出力を一時的に抑制するソリューション
Active Network Management	リアルタイムに系統を監視し、系統制約が発生する場合に DNO が発電事業者の電源を出力抑制するソリューション

出所) SPEN、”Networks & Scottish and Southern Electricity Networks, Flexible Connections”、(2020.2.14 閲覧) [https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Flexible\\_Connections\\_EN\\_GS.PPTX](https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Flexible_Connections_EN_GS.PPTX) より三菱総研作成

## 2) ノンファーム型接続の導入の背景

英国における ANM は、2004 年に SSEN<sup>15</sup>のグループ会社である SSEPD<sup>16</sup>とストラスクライド大学による Orkney 諸島での実証 (Orkney Registered Power Zone (RPZ) プロジェクト) で初めて手法が考案された。元々 Orkney 諸島には分散電源が大量に導入されていたため、新たな分散電源の接続は、系統制約により制限されていた。しかし、同プロジェクトにて考案された ANM により対象系統内の複数地点における潮流をリアルタイムで監視、新たな分散電源からの発電をリアルタイム制御することで、系統増強をせずに新たな分散電源の接続が可能との報告がなされた。2006 年から規制機関である Ofgem による Low Carbon Network Fund (LCNF) Tier1 と呼ばれる補助金プロジェクトに認定され、Orkney Smart Grid プロジェクトとして ANM スキームのトライアルを開始し、2009 年に初めてノンファーム型接続電源が接続された。その後、実運用フェーズに移行し、適宜アップデートしながら現在に至る。同プロジェクトでは約 3,000 万ポンドの系統増強想定費用に対し、ANM ソリューションは 50 万ポンドの導入コストで実現された<sup>17</sup>。

Orkney RPZ プロジェクトを経て、ストラスクライド大学のスピニアウトとして Smarter Grid Solutions (ANM ソリューションを提供するベンダー) が設立された。

<sup>14</sup> SPEN の分類を例として挙げている。

<sup>15</sup> Scottish and Southern Electricity Networks (DNO)

<sup>16</sup> Scottish and Southern Electricity Power Distribution

<sup>17</sup> Scottish and Southern Electricity Networks, Orkney Smart Grid ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/OrkneySmartGrid/> に基づいて記載。

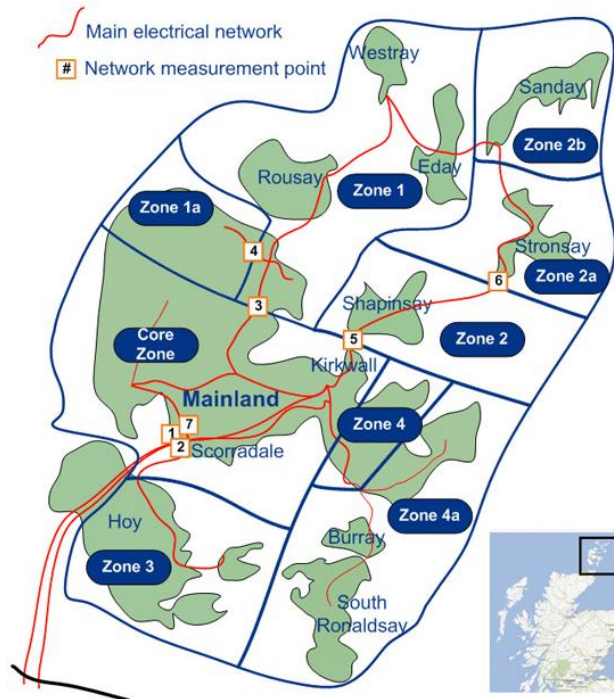


図 6-2 Orkney Registered Power Zone の全体像

出所) SSEN, Orkney Smart Grid ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/OrkneySmartGrid/>

Orkney RPZ プロジェクトの後、LCNF Tier2 として、UKPN<sup>18</sup>、WPD<sup>19</sup>、SPEN の DNO による ANM 実証が行われた。それぞれ現在実運用フェーズに移行しており、プロジェクトで対象としたエリア以外への広域展開も予定されている。これらのプロジェクトは全て Orkney RPZ プロジェクトにおいて考案された ANM 手法をベースにしている。

LCNF Tier1、2 の対象となった ANM 実証プロジェクトおよび DNO 各社の ANM 実運用状況を下表に示す。なお、現在 DNO 各社が独自に(または別の補助金プロジェクトとして)下表以外にも ANM プロジェクトを行っている。

<sup>18</sup> UK Power Networks (DNO)

<sup>19</sup> Western Power Distribution (DNO)

表 6-3 各 DNO における LCNF Tier1-2 の対象 ANM 実証プロジェクトおよび ANM の実運用状況

DNO	ANM 実証プロジェクト	ANM 実運用状況
SSEN	Orkney Smart grid	実運用済み
UKPN	Flexible plug and play low carbon networks (FPP)	実運用済み
WPD	Lincolnshire low carbon hub (LLCH)	実運用済み
SPEN	Accelerating Renewable Connections (ARC)	実運用済み
ENWL <sup>20</sup>	LCNF Tier1-2 の補助金を受けた ANM 実証はなし	実運用に至っていない <sup>21</sup>
NPg <sup>22</sup>	LCNF Tier1-2 の補助金を受けた ANM 実証はなし	実運用済み

出所) Ofgem、”Low Carbon Networks Fund 2017 First Tier Portfolio Reward”、(2020.2.3 閲覧)

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/118771> および Ofgem、”Direction in relation to SSEN1 modification proposal”、(2020.2.3 閲覧)

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision\\_to\\_direct\\_ssen\\_not\\_to\\_make\\_a\\_modification.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision_to_direct_ssen_not_to_make_a_modification.pdf) より三菱総研作成

### 3) ノンファーム型接続適用系統及び対象電源

ANM は ANM ゾーンと呼ばれる DNO が指定した一次またはグリッド（二次）変電所レベルで供給されるネットワークエリアを対象に、主に 33kV の系統に接続された電源を中心に適用されている。英国における 11kV 以上の系統は冗長化（2 回線以上）が標準<sup>23</sup>であることから、ANM の対象となる系統も基本的に 2 回線以上の系統である。なお、一部 LV の電源もノンファーム型接続で接続している例は見られるが、LV をメインターゲットとした ANM は現在のところ実運用段階にない。ANM 適用系統の概念図を以下に示す。

<sup>20</sup> Electricity North West Limited. (DNO)

<sup>21</sup> 2019 年 12 月時点では、実証プロジェクトにて接続された少数の電源を除き、ANM ゾーンを設定した上での ANM 実運用は行われていない。

<sup>22</sup> Northern Powergrid (DNO)

<sup>23</sup> 出所) KEMA、”Review of Distribution Network Design and Performance Criteria”、(2020.1.20 閲覧)  
[https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2007/08/kema\\_imperial\\_d\\_planning\\_review\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2007/08/kema_imperial_d_planning_review_final.pdf)

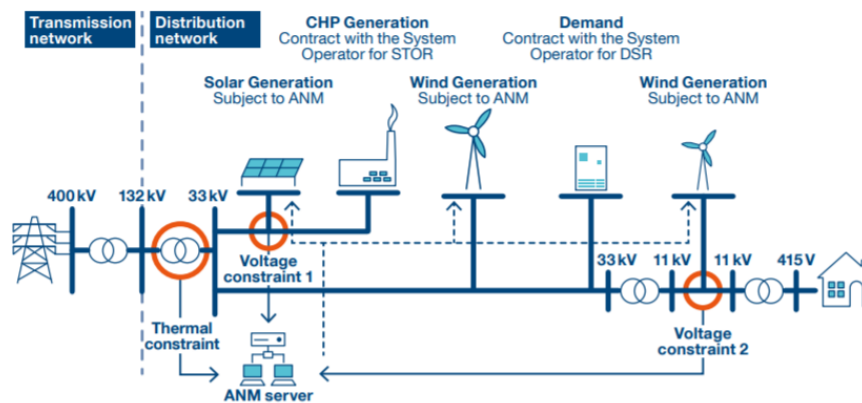


図 6-3 ANM 適用系統の概念図

出所) National Grid、"System Operability Framework 2016"、(2020.1.20 閲覧)  
<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/8589937803-SOF%202016%20-%20Full%20Interactive%20Document.pdf>

また、ANM において対象電源は制限していない。実際に接続しているノンファーム型接続電源は、SSEN の Orkney ANM プロジェクトでは、2013 年時点で全体の容量 65.94MW に対し、ANM によるノンファーム型接続電源が 18.54MW を占め、すべて風力で構成されている。また、SPEN の ARC プロジェクトでは、全体の容量 161.5MW に対し、ノンファーム型接続電源全体で 99.5MW であり、その内訳は風力発電が 63.5MW、廃棄物発電 36MW と風力を中心とした構成となっている。

表 6-4 Orkney Registered Power Zone の電源構成 (2013 年)

電源名	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
Stronsay	風力	2.7 MW	ファーム型接続電源 (合計容量 26 MW)
Flotta	ガス	10.5 MW	
Stromness	波力	7 MW	
Siguir (Burgar Hill)	風力	1.5 MW	
Thornfin (Burgar Hill)	風力	4.3 MW	
Burgar Hill	風力	6 MW	ANM 以外のノンファーム型接続電源 (合計容量 21.4 MW)
Burray (St Marys)	風力	0.9 MW	
Gallow Hill (Westray)	風力	1 MW	
METC (Eday)	潮力	4 MW	
Spurness (Sanday)	風力	7.5 MW	
West Hill (Flotta)	風力	2 MW	
Braefoot (Shapinsay)	風力	0.9 MW	ANM によるノンファーム型接続電源 (合計容量 18.54 MW)
Burgar Hill Renewables	風力	2.3 MW	
Cleat	風力	0.08 MW	

電源名	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
Dale Spot	風力	0.08 MW	
Eday Community (Eday)	風力	0.9 MW	
Fea	風力	0.08 MW	
Hammars Hill	風力	4.5 MW	
Hatston	風力	0.9 MW	
Holodykes	風力	0.9 MW	
Kingarly (Rousay)	風力	0.9 MW	
Ore Brae (Hoy)	風力	0.9 MW	
Rothiesholm (Stronsay)	風力	0.9 MW	
Spurness 2 (Sanday)	風力	2.5 MW	
Thorkell	風力	0.9 MW	
Tuquoy (Westray)	風力	1.8 MW	

出所) SSEN、”Active Network Management (Orkney)”、(2020.1.20 閲覧) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88169/dglearning.pdf> より三菱総研作成

表 6-5 ARC の電源構成 (2017 年)

電源名 (非公開)	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
電源 1	風力	62 MW	ファーム型接続電源 (合計容量 62MW)
電源 2	風力	48 MW	ANM によるノンファーム型接続電源 (合計容量 99.5MW)
電源 3	廃棄物	36 MW	
電源 4	風力	9 MW	
電源 5	風力	1.5 MW	
電源 6	風力	5 MW	

出所) Milana Plecaš et al.、”Integration of energy storage to improve utilisation of distribution networks with active network management schemes”、(2020.2.14 閲覧) [https://strathprints.strath.ac.uk/60379/1/Plecas\\_etal\\_CIRED\\_2017\\_Integration\\_of\\_energy\\_storage\\_to\\_improve\\_utilisation\\_of\\_distribution\\_networks.pdf](https://strathprints.strath.ac.uk/60379/1/Plecas_etal_CIRED_2017_Integration_of_energy_storage_to_improve_utilisation_of_distribution_networks.pdf) より三菱総研作成

11kV 以下の電源を対象とした ANM 実証の事例としては、WPD で過去に実施された LV Connect & Manage と呼ばれる LV 系統を対象とした ANM 実証があるが、DNO は LV 系統接続電源に対して、コスト面での問題が解消できない等の理由から実運用には至らなかった。その他に、別の DNO である NPg も LV 系統での ANM の実証を計画している。

#### 4) ノンファーム型接続電源の接続費用負担

各 DNO の費目別のノンファーム型接続電源の費用回収スキームを下表に示す。一般的

には各コストは ANM のシステム導入、運用・メンテナンスコストを一般負担 (DUoS<sup>24</sup>) で回収する DNO、特定負担 (Customer) で回収する DNO があり、運用が統一されていない。

表 6-6 各 DNO の ANM 関連費用回収の考え方

費目	ENWL	NPg	SSEN	UKPN	WPD	SPEN
ANM システムコスト (ソフトウェア/IT)	一般	特定	一般/ 特定	一般	特定	一般
ANM システムコスト (末端監視用機器)	特定	特定	一般/ 特定	一般	特定	一般
電源専用設備	特定	特定	一般	特定	特定	特定
運用コスト (電源専用設備)	特定	一般	一般	特定	特定	特定
運用コスト (システム)	一般	一般	一般/ 特定	一般	特定	一般

出所) Ofgem、”Direction in relation to SSEN1 modification proposal”、(2020.2.3 閲覧)

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision\\_to\\_direct\\_ssen\\_not\\_to\\_make\\_a\\_modification.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision_to_direct_ssen_not_to_make_a_modification.pdf) より三菱総研作成

## (2) 送電システムの制約解消を目的とした新たな取り組み

英国では、配電システム制約解消を目的とした ANM の他に、送電システム制約解消を目的とした Power Potential という新たな実証が存在する。Power Potential は UKPN と TSO である National Grid ESO による共同実証であり、英国 South East 地域にて配電システムの分散電源大量導入に起因する送電システムへの潮流突き上げ問題の影響緩和を目的に、UKPN South East システムにおける分散電源からの無効電力および有効電力を活用する。無効電力・有効電力は National Grid ESO が市場を介して調達するため、無補償である ANM とは異なり、National Grid ESO から分散電源の無効電力・有効電力稼働実績に対する金銭的な支払いが発生する。Power Potential で対象とするシステム制約と市場を介して調達するフレキシビリティサービスを下表に示す。

表 6-7 Power Potential で対象とするシステム制約と市場調達するフレキシビリティサービス

対象とするシステム制約	市場調達するフレキシビリティサービス
<ul style="list-style-type: none"> <li>低負荷時における 275kV/132kV 変電所の過電圧発生</li> <li>事故発生時における 275kV/132kV 変電所の電圧低下発生</li> <li>停電頻発時期における 275kV/132kV 変電所の熱制約発生</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過電圧解消向け無効電力</li> <li>電圧低下解消向け無効電力</li> <li>熱制約向け有効電力</li> </ul>

出所) UKPN & National Grid ESO、”Transmission & Distribution Interface 2.0 (TDI 2.0)”、(2020.2.14 閲覧) <https://www.nationalgrideso.com/document/103196/download> をより三菱総研作成

<sup>24</sup> DUoS: Distribution Use of System (託送料金)



Power Potential では、実需給タイミングにおいて系統制約が発生した際に、事前調達した分散電源の無効電力・有効電力の稼働を National Grid ESO が UKPN に対して依頼する。UKPN は電源に対し直接制御を行うことで分散電源の調整力を提供する。分散電源の稼働実績に応じて National Grid ESO から分散電源に対し精算を行う。運用イメージを以下に示す。

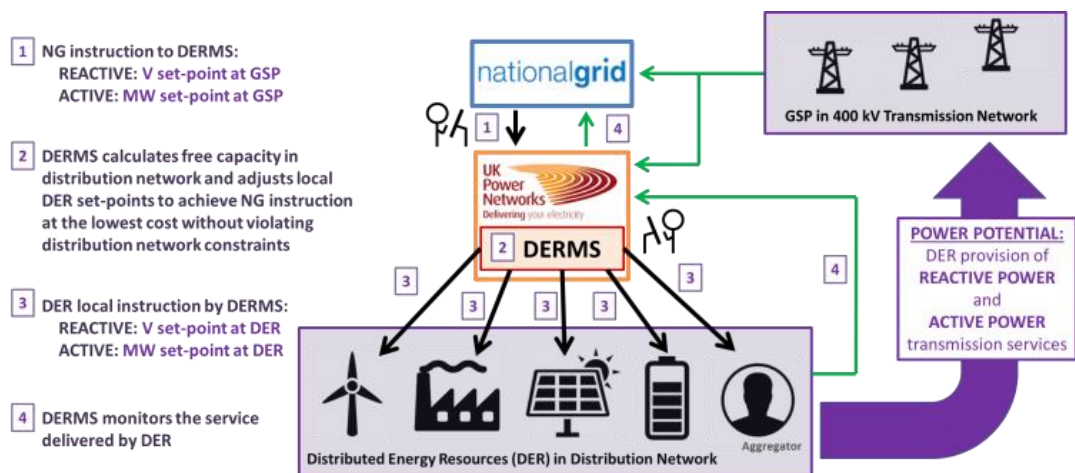


図 6-4 Power Potential の運用イメージ

出所) National Grid ESO ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧)

<https://www.nationalgrideso.com/innovation/projects/power-potential/our-technical-solution>

Power Potential のシステムは、DERMS と呼ばれる対象系統内の分散電源の管理、系統制約の予測およびリアルタイム潮流計算を行うシステムを中心に構成される。DERMS は National Grid ESO のアンシラリーサービスプラットフォームやコントロールセンターから市場調達・精算情報や送電系統監視情報などを受領し、系統制約の予測結果をアンシラリーサービスプラットフォームに提供する。UKPN は、配電制御システム (PowerOn) が保有する配電系統の情報や分散電源の監視情報等を DERMS に連携する。DERMS は、リアルタイムでの潮流計算を行ない、分散電源に対する制御指令を PowerOn 経由で実行する。また、ANM との競合が発生しないよう ANM システムとも情報連携している。



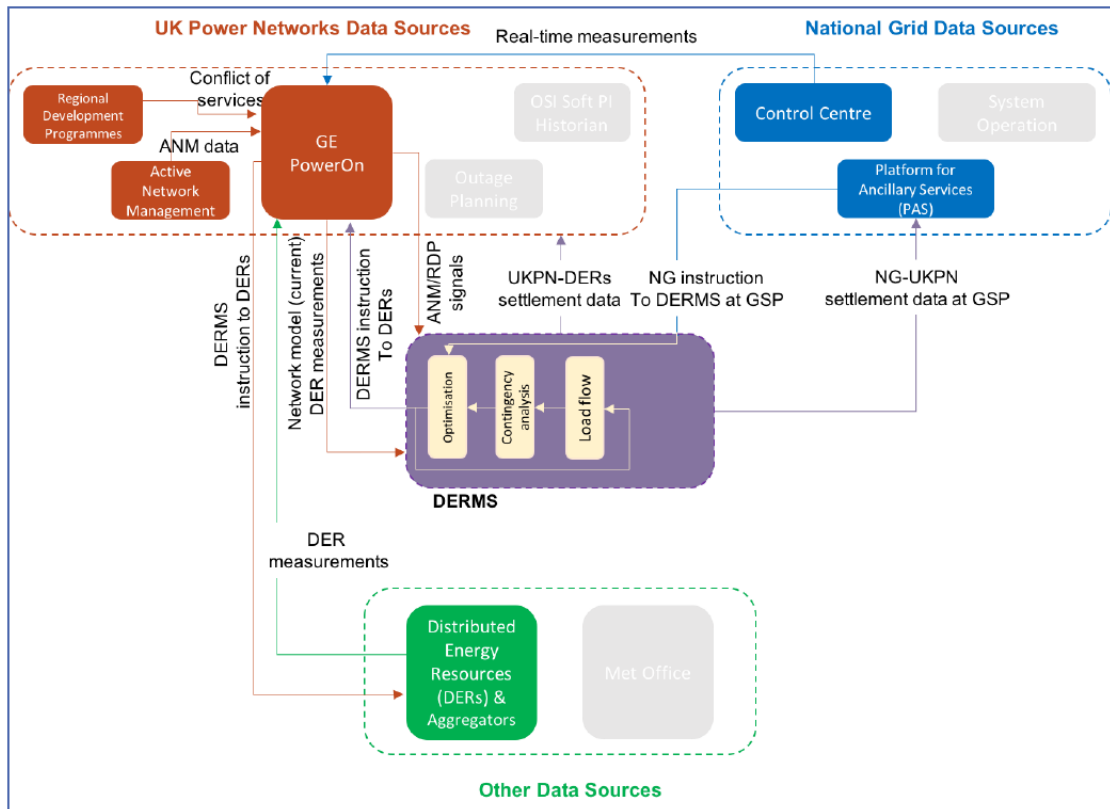


図 6-5 Power Potential のシステム連携

出所) National Grid, UK Power Networks, "Transmission & Distribution Interface 2.0 (TDI 2.0) SDRC 9.2 – Commercial and Detailed Technical Design", (2020.2.14 閲覧)  
<https://www.nationalgrideso.com/document/103931/download>

## 6.1.2 運用面

### (1) アクセス検討プロセス

#### 1) 手順

ノンファーム型接続の接続検討プロセスについては、DNO 各社によって多少の違いはあるものの概ね同様のアクセス検討プロセスを用意している。詳細が公開されている SPEN を基に電源アクセス検討プロセスを示す。

- ステージ 1: ノンファーム型接続の申し込みを提出した事業者に対し、ANM ソリューションの概要、ノンファーム型接続の原則、出力抑制が発生する系統条件（通常時、N-1<sup>25</sup>、N-2<sup>26</sup>系統構成時）が DNO から提示される。本ステージでは抑制量の推定値は事業者に提供されない。
- ステージ 1 オファー受諾: ノンファーム型接続申込をした事業者が DNO からの提示（オファー）を受諾すると、ANM スキームおよび通信の詳細設計、仕様策定とともに、出力抑制の分析に着手可能となる。本ステージで実施する設計はステージ 2 オファーのベースとなる。
- ステージ 2 オファー受諾: LIFO 順序<sup>27</sup>の中でのポジションは申込事業者の系統接続申し込み順序により決まる。詳細な出力抑制分析は LIFO 順序が変更されるたびに再度実施、評価される。なお、系統増強に伴い、既にノンファーム型接続を利用している電源がファーム型接続に変更する場合、発電事業者は改めて接続申込を行い、系統増強コストを含む補填費用を支払う必要がある。

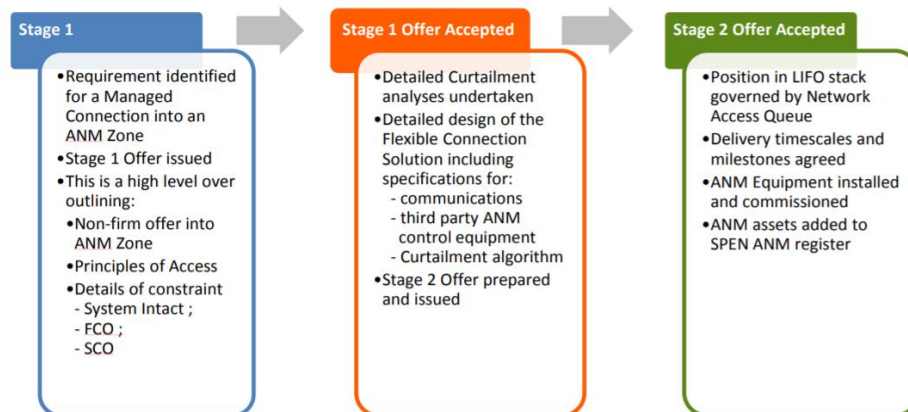


図 6-6 ノンファーム型接続検討プロセス（SPEN の例）

出所) SPEN、” Flexible Connections and Principles Of Access Policy”、(2019.10.31 閲覧)

<https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ESDD-01-009.pdf>

<sup>25</sup> 作業停止や停電による 1 回線使用不可。

<sup>26</sup> 作業停止や停電による 2 回線使用不可。

<sup>27</sup> Last In First Out の略。後着優先の考え方。

## 2) 接続に関する費用

ノンファーム型接続の新規希望者は、通常の系統接続と共通のコストである「接続申請手続きに関連する費用」および「系統接続に関連する初期工事費用・接続期間における維持費用」に加え、「ANM 機器、システム、通信の初期導入費用・ANM 機器、システム、通信の維持費用」を支払う必要がある。このうち、「系統接続に関連する初期工事費用・連系期間における維持費用」の負担が、系統増強を回避する分だけ安価に設定されるため、結果的にノンファーム型接続の場合、通常の系統接続に比べ早期かつ安価な系統接続が可能となる。

なお、接続申請手続きに関する費用は通常の系統接続、ノンファーム型接続に違いはなく、次のように区分される。

- Non-contestable<sup>28</sup> Assessment & Design Fees（評価・設計費用）
- Non-contestable Connection Works（接続工事）
- Contestable<sup>29</sup> Connection Works（接続工事）

表 6-8 に示すように、UKPN の FPP では、ノンファーム型接続を行うことでファーム型接続に比べ接続コストを 80~90%削減した事例が報告されている。

表 6-8 FPP におけるノンファーム型接続コスト

電源名（電源名は非公開）	電源種別	電源容量	BAU <sup>30</sup> 費用	ノンファーム型 接続の費用
電源 A	風力	7.2 MVA	£3,508,930	£881,611
電源 B	風力	0.5 MVA	£1,891,200	£234,779
電源 C	風力	10 MVA	£4,827,000	£590,818
電源 D	風力	5 MVA	£1,185,000	£649,788
電源 E	風力	2.5 MVA	£1,950,000	£157,137
電源 F	風力	1 MVA	£2,050,000	£384,711

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play, 2013"、（2020.2.14 閲覧） <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88169/dglearning.pdf>

## 3) 電源当たりの出力容量最大値

発電事業者は、ファーム型接続、ノンファーム型接続に関わらず電源接続時または電源の要件の変更の度に、出力容量の最大値を DNO と合意する。主にノンファーム型接続が適用される 33kV の系統では最大で 50MW までの電源が接続可能となるが、発電事業者は次に述べる抑制量見通し等に基づき接続する容量を検討する。

<sup>28</sup> Non-contestable : DNO または DNO が認定した事業者による作業

<sup>29</sup> Contestable : DNO 以外の事業者による作業

<sup>30</sup> BAU (Business As Usual) : 通常どおりの系統増強

#### 4) アクセス検討時における抑制量見通しの提示

多くの DNO では、新規接続を希望する発電事業者に対して 30 分単位の需要・発電プロフィールを用いた系統解析により評価した抑制量を提示する。系統解析においては、事故や作業停止を考慮した N-1、N-2 系統構成における評価を実施する。基本的に、放射系統では表計算ソフトを用いた簡易評価、メッシュ系統のような複雑な系統では潮流計算による評価を行っている。WPD の事例では、ANM を導入している各エリアにおいて入力データとして 2 年以上の需要実績（30 分ごとの MW および MVar）と、当該エリアにおいて接続・受入する全ての電源の発電プロフィールを燃種ごとに正規化して取り込んでいる。太陽光および風力の発電プロフィールは 2 年間に接続された複数の電源の実績を基に作成し、他の全ての燃種は常時 100% 出力としてプロフィールを作成する<sup>31</sup>。

各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組みを以下に示す。

表 6-9 各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組み

DNO 名	推定抑制量評価のための情報開示
SSEN	発電事業者に対して発電事業者自身で抑制量推定が可能な情報（系統情報、需要・発電プロフィール 30 分値、LIFO の順位など）を提供。2020 年 10 月以降は抑制量の計算が可能な表計算シートを有償で提供。
SPEN	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
UKPN	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
WPD	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
NPg	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。

出所) ENA, "Open Networks Project Implementation of Project Outcomes 19th December 2019 Update", (2020.3.10 閲覧) <https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-PRJ-Monitoring%20Implementation%20-%20December%202019%20PUBLISHED.pdf> より三菱総研作成

また、DNO が発電事業者に提示する年間抑制量評価の例（UKPN の例）を以下に示す。

<sup>31</sup> Open Networks, "Curtailment Assessment of Embedded SO Services 2018", (2020.3.17 閲覧)

表 6-10 年間抑制量評価結果（UKPN の例）

項目	評価結果
電源名	FDG1
容量	15 MW
PoA <sup>32</sup>	LIFO <sup>33</sup>
抑制が無い場合の理想的な発電量	18,057 MWh
抑制が無い場合の理想的な電源使用率	13.74 % $\left( = \frac{18,057 \text{ MWh}}{8760 \text{ コマ} \times 15 \text{ MW}} \right)$
抑制を考慮した発電量	17,326 MWh
抑制を考慮した電源使用率	13.19 % $\left( = \frac{17,326 \text{ MWh}}{8760 \text{ コマ} \times 15 \text{ MW}} \right)$
抑制された発電量	731 MWh
抑制率	4.05 %

出所) ENA, "Curtailement Process and ANM Reliability Good Practice Guide", (2020.3.10 閲覧)

<https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-WS1->

[P7%20Good%20Practice%20Guide%20v1.1%20republished.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-WS1-P7%20Good%20Practice%20Guide%20v1.1%20republished.pdf) より三菱総研作成

また WPD の場合、Capacity Factor (利用率) の表現で評価しており、抑制率に換算すると 4%となる。WPD による抑制実績の評価結果を以下に示す。

表 6-11 WPD の ANM エリアの発電量

	2014	2013
Max MW	10.0	10.0
Min MW	0	0
Average MW	9.6	9.6
Energy MWh	84435	83744
Curtailed Volume MWh	3160	3856
Capacity Factor %	96%	96%

出所) Open Networks, "Curtailement Assessment of Embedded SO Services 2018", (2020.3.17 閲覧)

<https://www.energynetworks.org/assets/files/Curtailement%20Assessment%20Process.pdf> より三菱総研作成

<sup>32</sup> Principle of Access の略。出力抑制順序の決定方法を指す。

<sup>33</sup> Last-in-First-out の略。後着者を優先して抑制する仕組みを指す。

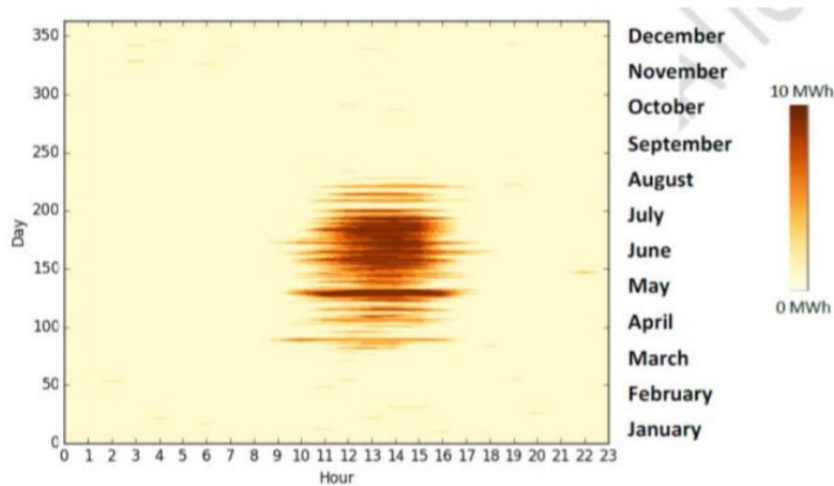


図 6-7 年間抑制プロット (WPD の例)

出所) Energy Network Association, ” Curtailment Assessment of Embedded SO Services”、(2020.3.10 閲覧) <https://www.energynetworks.org/assets/files/Curtailment%20Assessment%20Process.pdf#page=23>

## (2) 出力抑制順序の決定方法

ANM スキームにおいてノンファーム型接続の電源は、LIFO、または Pro-rata<sup>34</sup>のルールに従い抑制を受ける。ANM を実運用済みの DNO 各社は ANM プロジェクトによって LIFO、Pro-rata を使い分けている。なお、LIFO はシンプルな ANM スキームを目的として、Orkney RPZ (SSEN)、ARC (SPEN) で実証され、Pro-rata はノンファーム型電源の接続量を最大化することを目的として FPP (UKPN) で実証された。

### 1) LIFO

LIFO では、系統接続が後着のノンファーム型接続電源から優先に抑制される。抑制量が 100%に達すると優先順位が次に高い電源も抑制対象となり、抑制量が十分になるまで対象電源を増やしながら抑制量を確保する。通常の系統状態においては、公平性の観点から LIFO のルールを遵守する。しかし、作業停止や停電による N-1、N-2 状況下では、LIFO ルールでの抑制は必ずしも系統制約解消への寄与度が高い順に電源が抑制されるとは限らないことから、系統における混雑発生箇所と電源接続箇所の相関 (Sensitivity Factor) による補正を行った LIFO ルールで抑制を行う<sup>35</sup>。その理由は、放射系統における ANM ではどの電源も基本的に系統制約解消に寄与するが、メッシュ系統における ANM では、特定の条件下では系統制約解消にあまり寄与しない電源が発生するためである。LIFO による抑制のイメージを以下に示す。

<sup>34</sup> 定格容量比率按分

<sup>35</sup> Energy Network Association, “Industry-led Access Rights Allocation Group 2019”, 2019, 閲覧日 2020.3.20, [https://www.energynetworks.org/assets/files/Product%201%20and%20Product%202%20Combined%20Report\\_V.1-PUBLISHED.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/Product%201%20and%20Product%202%20Combined%20Report_V.1-PUBLISHED.pdf) より

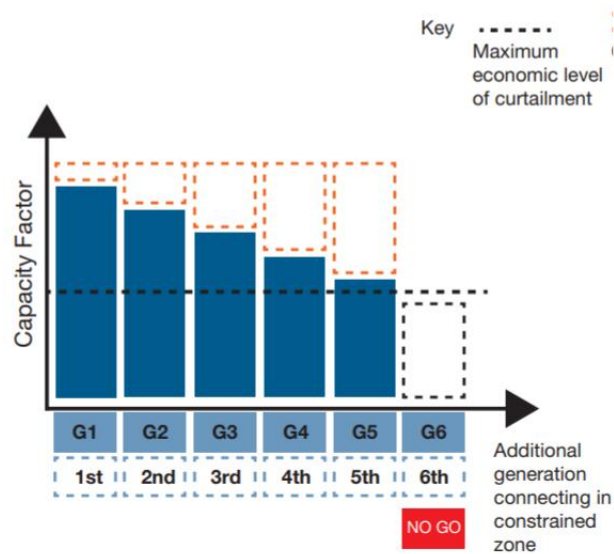


図 6-8 LIFO による出力抑制のイメージ

出所) Energy Network Association、“Open Networks Project”、(2020.1.10 閲覧)

[http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf)

また、LIFO ルール下では、電源の抑制順序は基本的に変わらないが、例外として SP Energy Networks では、LIFO ルール下において発電事業者がノンファーム型接続電源の抑制量を減らす手段が用意されている。同手段は Virtual Private Wire (VPW) と呼ばれており、VPW では電源と需要家間に仮想的な専用線を設置することで、需要相当の発電量を自家消費扱いとし、ANM による抑制の対象外とする。本来であれば、電源から需要に物理的な専用線を設置する必要があるが、VPW ではスマートメータや RTU などを使用したシステムを構築することで、仮想的に専用線を設置したとみなす。VPW には以下の 2 つの方式がある。

- シンプル VPW: ノンファーム型接続電源が事前に需要家(またはアグリゲータ)と VPW 契約を結んでおくことで、契約した需要家の需要 (VPW 契約需要) 分の発電が補償される方式。この時 ANM システムは発電機に対し RTU で測定した VPW 契約需要分を下回らない範囲で出力抑制を行う。抑制が VPW 契約需要分に達した場合は LIFO 順位が次のノンファーム電源に対して抑制を行う。
- デマンドサイドレスポンス: ノンファーム型接続電源が事前に需要家(またはアグリゲータ)とデマンドサイドレスポンス契約を結んでおくことで、ノンファーム型接続電源が抑制を受ける際に、契約した需要家(またはアグリゲータ)が蓄電池等で需要をコントロールした分だけ出力抑制量を減少させる方式。



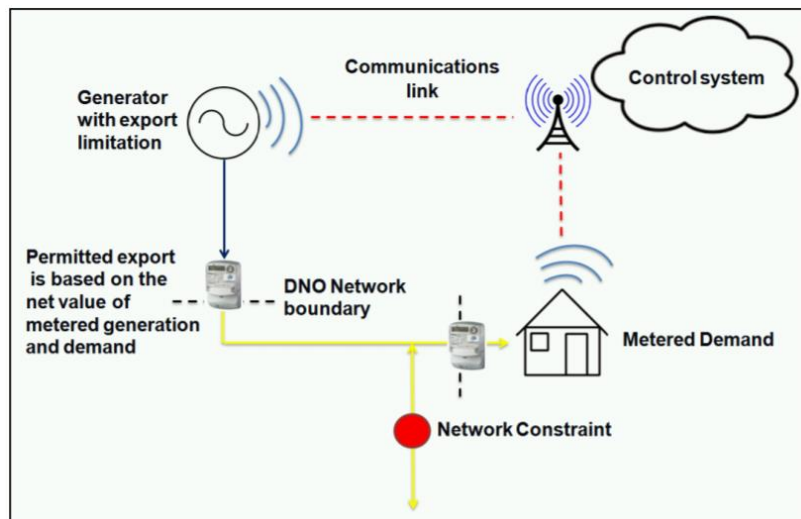
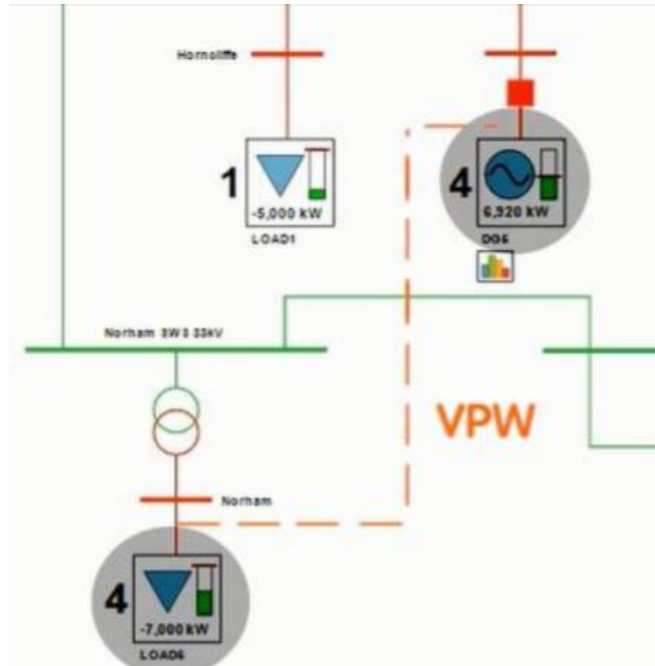


図 6-9 VPW のコンセプト

出所) SPEN、”Linking Local Power and Local People’: A Review of potential commercial arrangements for facilitating ‘Virtual Private Wire’ grid connections”、(2020.2.14 閲覧)  
[https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC\\_Learning\\_Report\\_Potential\\_Commercial\\_Arrangements\\_for\\_Virtual\\_Private\\_WireSystems\\_Feb\\_2017.pdf](https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Learning_Report_Potential_Commercial_Arrangements_for_Virtual_Private_WireSystems_Feb_2017.pdf)

## 2) Pro-rata

一方、Pro-rata では全てのノンファーム型接続電源に均等に抑制量を配分する。Pro-rata による抑制のイメージを以下に示す。

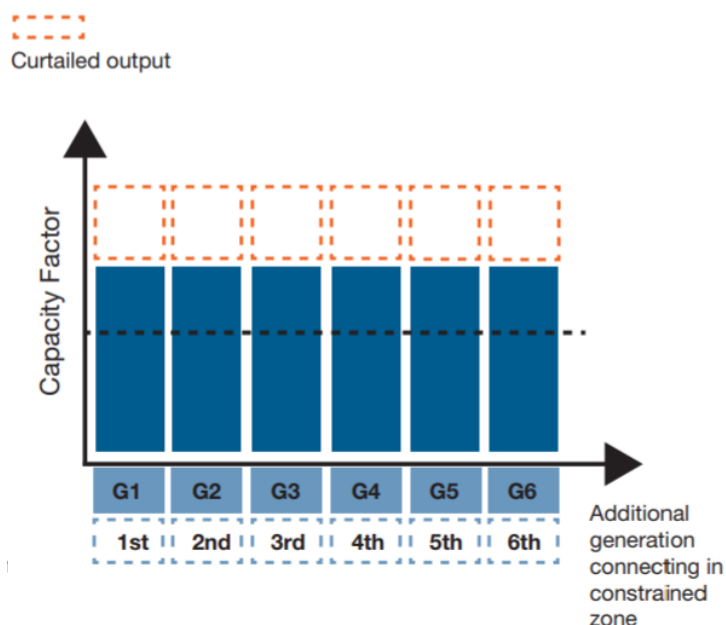


図 6-10 Pro-rata による出力抑制のイメージ

出所) Energy Network Association, “Open Networks Project”, (2020.1.20 閲覧)

[http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf)

ノンファーム型接続電源の接続量が増加すると、既存電源の抑制量が大きくなることから、DNO による ANM ゾーン全体のノンファーム型接続電源の接続量上限の設定や各電源に対する抑制量上限の設定が採用されている。後者は系統増強と ANM 接続の制限の組み合わせで実現される。UKPN では後者の方法を採用し、発電事業者が系統増強のための費用を負担して将来の抑制量を減らすことを奨励している。

最近では、最も低炭素化に資する順序で抑制する手法、抑制量を取引できる抑制市場の導入なども英国内で提案されている。

### (3) ノンファーム型接続の接続許容量及び接続量実績

#### 1) ノンファーム型接続の接続許容量

英国の配電系統のうち 11kV 以上は冗長化を基本としており、従来 1 回線停止を考慮した系統運用を行っている。英国の DNO である WPD の典型的な運用を例に挙げると、配電用変電所で 2 台の 10MVA の変圧器が並列に動作する場合、1 回線停止時は残りの 1 回線に全ての負荷が流れることから、1 回線の運用容量の上限はあらかじめ 5MVA (50%) としている。ノンファーム型接続の導入に伴い、平常時においても 5MVA を超過する場合があるため、その際は当該電源の出力抑制を行うこととなる (後述する Pre-Event 方式)。<sup>36</sup>

そのうえでノンファーム型接続では、ANM 対象系統の接続許容量の上限を設定していない事例が多い。抑制順序が LIFO の場合、新たに接続を希望する電源が抑制量を基に事業採算性を考慮して接続を自主判断すべきであり、その観点からは特に接続許容量を定めなくても運用上問題ないと言える。一方、Pro-rata の場合では、ノンファーム型接続電源が増加していくにつれ、早期に接続していた電源が、当初の想定よりも多くの抑制を受けることになってしまうことが課題であった。UKPN はプロジェクトに応じて Pro-rata 方式と LIFO 方式をそれぞれ採用しており<sup>37</sup>、前者の場合、接続許容量に上限を設けている。UKPN の FPP では、プロジェクト期間の系統増強削減コストと等しくなるように、接続許容量上限が設定されている。

#### 2) ノンファーム型接続量の実績

英国では、2016 年 5 月時点で運用されている 65 カ所のノンファーム型接続電源 (3.7GVA 相当) が接続されている。

下に示す図は、稼働中のノンファーム型接続電源に加えて、接続が計画されているものも含めた 2017 年時点の集計結果である (赤色が計画中の電源、青色が既に稼働している電源)。

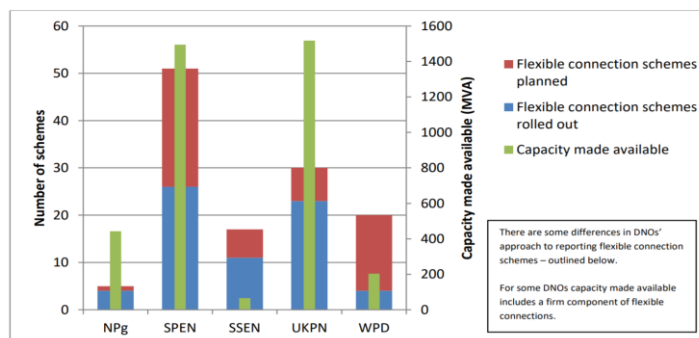


図 6-11 ノンファーム型接続による電源接続数

出所) Ofgem、“Unlocking the capacity of the electricity networks”、(2019.10.28 閲覧)  
<https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/unlocking-the-capacity-of-the-electricity-networks-overview.pdf>

<sup>36</sup> Open Networks、“Curtailed Assessment of Embedded SO Services 2018”、(2020.3.17 閲覧)

<sup>37</sup> UK Power Networks、“Flexible Distributed Generation (FDG) FAQ”、(2020.3.17 閲覧)

また、UKPN のエリアにおいて 2019 年時点でノンファーム型接続電源として稼働している電源は 23 あり、総容量は 117MW となっている。接続されている電源の内訳は以下のとおりである。<sup>38</sup>

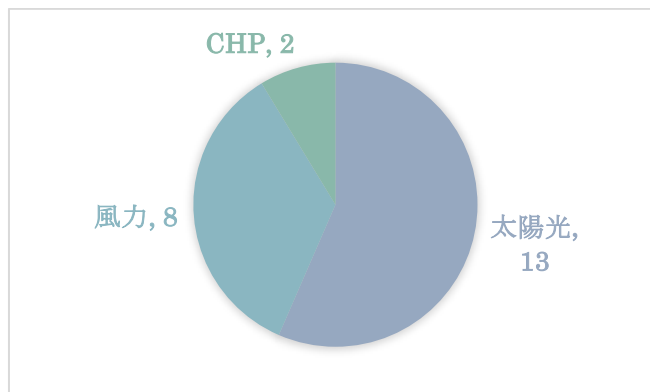


図 6-12 UKPN のノンファーム型接続（稼働中）の内訳

出所) UKPN、” Metered Demand and Distributed Energy Resources Customer Forum 26th September 2019”、  
(2019.10.28 閲覧) [https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019\\_FINAL.pdf](https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019_FINAL.pdf) より  
[MRI](#) 作成

#### (4) 系統制約および出力抑制の判定

##### 1) 系統制約および出力抑制判定ロジック

ANM では、主に変電所から電圧、電流、電力品質に関するデータ、ノンファーム型接続電源の監視データおよび系統トポロジーから系統制約発生判定とノンファーム型接続電源への出力抑制判定を行う。

上記のデータを基にした系統制約有無の判定方法には、事故を想定した系統上で実潮流が運用閾値を超える場合に判定を行う Pre-event 方式、現在系統で実際に実潮流が運用閾値を超えた場合に判定を行う Post-event 方式、両社の組み合わせである Partial pre-event 方式の 3 つの方式がある。

各 DNO では Pre-event 方式または Post-event 方式が主に採用されている。しかし、Pre-event では実際には系統制約が発生するかに関わらず抑制量を確保しておく必要があり、過剰な抑制量となる問題点があった。一方、Post-event では即時抑制処理が求められることから、事前に定義された処理ルールで抑制判断を行う必要があり、系統制約解消に寄与しない電源を抑制する問題点があった。そこで、両者の問題点を緩和すべく WPD が新たに Partial pre-event 方式を考案し採用している。

<sup>38</sup> UKPN、” Metered Demand and Distributed Energy Resources Customer Forum 26th September 2019”、  
(2019.10.28 閲覧) [https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019\\_FINAL.pdf](https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019_FINAL.pdf)

## a. Pre-event 方式

Pre-event 方式は、事故が起きる前に事故想定を行った上で、対象系統の実潮流が事故を想定した系統上で運用の閾値を超えるかどうかを評価する方式である。本方式では、ANM システムはワーストケース予測アルゴリズムにより事故時の系統を想定する。対象系統の監視データをもとに、事故時系統でのリアルタイム潮流計算を行い（またはルックアップテーブル<sup>39</sup>に従い）、系統制約および出力抑制要否を判断する。（なお、リアルタイム潮流計算ロジックはメッシュ系統、放射系統で異なる。）出力抑制が必要な場合は、リアルタイム潮流計算結果と LIFO のルール（または LIFO に基づくルックアップテーブル）に従ってノンファーム型接続電源に対して抑制量を配分し、出力抑制指示を行う。一連のプロセスはリアルタイムで行われる。

本方式は、実際には系統制約が発生しない場合でも抑制を行う可能性があることから、不要な抑制を招く欠点があるが、他の方式に比べ計算処理・通信・制御の遅延にもある程度耐えられるという利点がある。以下に Pre-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態を想定し、電源 G7 に 24MW の抑制（100%の抑制）と電源 G6 に 12MW の抑制（26MW から 14MW への抑制）を指示する。

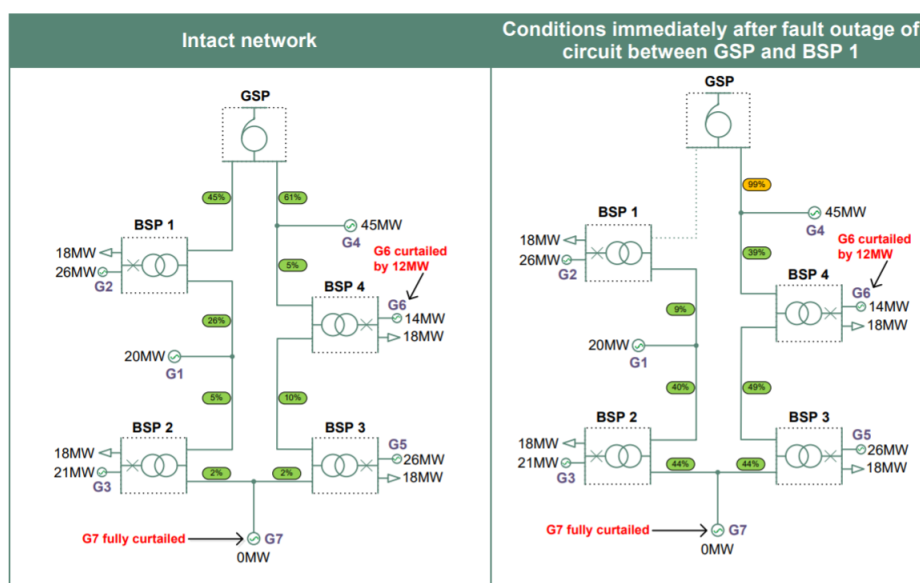


図 6-13 Pre-event 方式における抑制例

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

## b. Post-event 方式

先に説明した Pre-event 方式では N-1 (N-2) 評価を行った際に潮流超過があれば抑制を

<sup>39</sup> 予め用意された処理ルール。ルックアップテーブルにより複雑な計算処理を回避することが可能。

行う（即ち、この時の実潮流自体は閾値を超えていない）のに対し、Post-event 方式では実潮流だけを見て、閾値を超えていることが確認されれば出力抑制を行うというものになっている。本方式では、ANM システムは対象系統の監視データをもとに、ルックアップテーブルに従い、系統制約判断および出力抑制要否を判断する。出力抑制が必要な場合は、LIFO に基づくルックアップテーブルに従い、フレキシブルコネクション電源に対して出力抑制指示を行う。一連のプロセスはリアルタイム（過負荷発生から 1 秒以内）で行われる。出力抑制を即座に行う必要があることからリアルタイム潮流計算は使用されない。

本方式は、ルックアップテーブルに従った制御であることから、過剰な抑制につながる可能性があるという欠点があるが、系統混雑イベントが発生するまで電源は抑制されないため、抑制時間は他の方式よりも短くなる可能性があるという利点がある。以下に Post-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態が発生した場合に、電源 G7、電源 G6 および電源 G5 はルックアップテーブルに従い系統から切り離される。その結果合計 76MW の出力が抑制される。

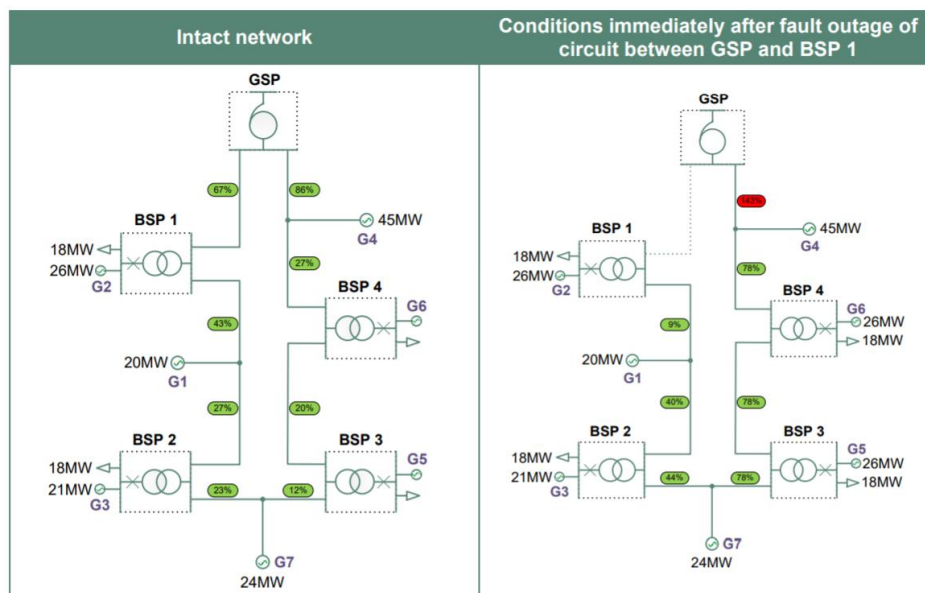


図 6-14 Post-event 方式における抑制例

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

### c. Partial pre-event 方式

Partial pre-event 方式は、Pre-event 方式と Post-event 方式を組み合わせた方式である。本方式は一部を Pre-event 方式で抑制しつつ、残りを Post-event が発生した際に抑制する。Pre-event 方式による部分的な抑制量算出が可能な高速処理ロジックとシステム、Post-fault 方式による即時出力抑制が可能なシステムが求められる。



本方式では、Pre-event 方式の抑制量を削減でき、Post-event 方式を組み合わせることで抑制時間を短縮できる可能性がある。以下に Partial pre-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態時に系統制約発生を想定して、電源 G7 に 15MW 抑制 (24MW から 9MW への抑制) 指示をする。次に左図の系統制約発生時に、電源 G7 に 9MW の抑制 (100%抑制) および電源 G6 に 12MW 抑制 (26MW から 14MW 抑制) 指示をする。その結果、追加で合計 21MW の出力が抑制される。

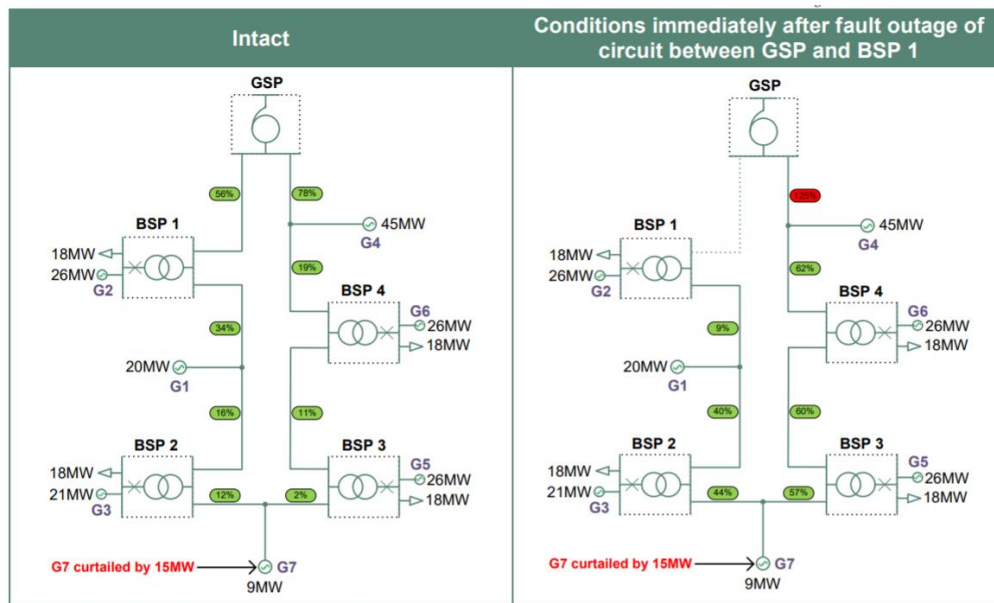


図 6-15 Partial Pre-event 方式における抑制例

出所) WPD, “Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

Pre-event 方式、Post-event 方式、Partial pre-event 方式の出力抑制例における合計出力抑制量を、以下の表 6-7 に示す。以下の事例では Post-event 方式の抑制量が最も大きくなっているが、それぞれの抑制発生回数が異なるため、より長い期間では Pre-event 方式の抑制量が Post-event 方式を上回る可能性もある。

表 6-12 各出力抑制方式の例における合計抑制量<sup>40</sup>

Strategy	Pre-fault curtailment	Post-fault curtailment	Total curtailment
Full pre-fault curtailment	36MW	0MW	36MW
Post-fault curtailment	0MW	76MW	76MW
Partial pre-fault curtailment	15MW	21MW	36MW

出所) WPD, “Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

<sup>40</sup> Full pre-fault 方式は Pre-fault 方式と同義。



## 2) 運用時における系統制約判断の閾値

### a. 系統の運用容量に応じた閾値の設定

ANM の制御においては、系統の運用容量に応じた閾値が設けられており、対象系統の潮流（または事故系統を想定した潮流）が閾値に達すると ANM システムから制御信号が送信される。閾値は運用容量に対する割合で複数設定されており、潮流が閾値を超えた際のアクションがそれぞれ設定されている。複数の閾値の段階的な実行により、電源を急に遮断することがないような仕組みになっている。

閾値間の差は運用マージンと呼ばれ、ANM システムのレイテンシ（出力抑制判断から実際の出力抑制までにかかる時間）と潮流が次の閾値に達するまでの時間を評価して、算出される。UKPN の FPP に使用されている閾値を以下に示す。UKPN は運用容量の最大 90% までを使用するという保守的なアプローチをとっていることがわかる<sup>41</sup>。

表 6-13 ANM において一般的に使用される閾値

分類	閾値	アクション
Trim	運用容量の 90%	Reset までフレキシブルコネクション電源を出力抑制
Sequential Trip	運用容量の 95%	Trim 以下になるまでフレキシブルコネクション電源をトリップ
Global Trip	運用容量の 100%	フレキシブルコネクション電源をすべてトリップ
Reset	運用容量の 80%	なし

出所) UKPN, "Flexible Plug and Play", (2020.2.3 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf> および SPEN, "ARC Closedown Report", (2020.1.24 閲覧) [https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC\\_Closedown\\_Report.pdf](https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Closedown_Report.pdf) より三菱総研作成

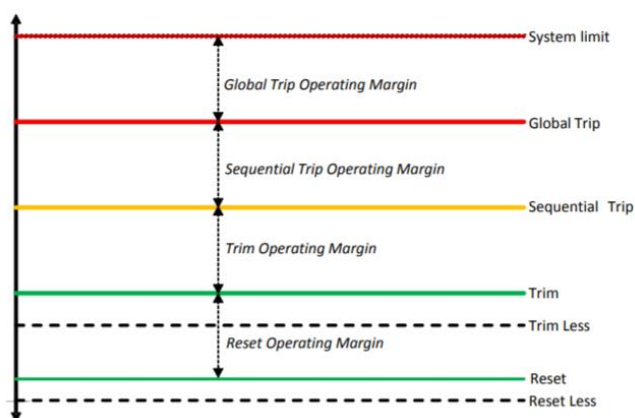


図 6-16 制御のトリガーとなる閾値

出所) UKPN, "Flexible Plug and Play, 2014", (2020.2.3 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf>

<sup>41</sup> Open Networks, "Curtailment Assessment of Embedded SO Services 2018", (2020.3.17 閲覧)

## b. 運用マージン算出方程式

UKPN の FPP の例では、各閾値の値は、ファーム型接続電源やノンファーム型接続電源の出力時間変化率やシステム処理に要する時間を基に以下に示す方程式に従って算出されている。

### ■ Trim 運用マージン算出方程式

$$OM_{Trim} = \left[ \left( \frac{dP_{existing,up}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up}}{dt} \right) \times (TD_{Trim} + RTD) \right] + \left[ \left( \frac{dP_{existing,up}}{dt} - \frac{dP_{NFG,down}}{dt} \right) \times RTF \right]$$

$\frac{dP_{existing,up}}{dt}$  = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対する既存電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up}}{dt}$  = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$TD_{Trim}$  = システムがTrim閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Trim閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

$RTD$  = システムがTrim制御アクションに要する時間(s)

$\frac{dP_{NFG,down}}{dt}$  = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力抑制時間変化率(MW/s)

$RTF$  = システムがノンファーム型接続電源のセットポイントを再計算するまでに残された時間

(即ちノンファーム型接続電源が応動するのに許された時間)(s)

### ■ Sequential Trip 運用マージン算出方程式

$$OM_{Sequential Trip} = \left[ \left( \frac{dP_{existing,up}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up}}{dt} \right) \times (TD_{Sequential Trip} + ST) \right]$$

$\frac{dP_{existing,up}}{dt}$  = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対する既存電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up}}{dt}$  = NO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$TD_{Sequential Trip}$  = システムがSequential Trip閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Sequential Trip閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

$ST$  = システムがSequential Trip制御アクションに要する時間(s)

### ■ Global Trip 運用マージン算出方程式

$$OM_{Global Trip} = \left[ \left( \frac{dP_{existing,up,max}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up,max}}{dt} \right) \times (TD_{Global Trip} + TT) \right]$$

$\frac{dP_{existing,up,max}}{dt}$  = 系統制約測定箇所に対する既存電源の実際の最大出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up,max}}{dt}$  = 系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の実際の最大出力増加時間変化率(MW/s)

$TD_{Global Trip}$  = システムがGlobal Trip閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Global Trip閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

$TT$  = システムがGlobal Trip制御アクションに要する時間(s)

図 6-17 運用マージン算出の方程式

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play, 2014"、(2020.2.3 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf> より三菱総研作成

なお、運用マージンの算出において、上述のファーム型接続電源やノンファーム型接続電源の出力時間変化率やシステム処理に要する時間を基にした計算以外の考慮が必要となる事例も存在する。SPENによるARCの一環として実証されたDunbar and Berwick ANMではN-1電制に似た仕組みとして先に報告したRemote Intertripと呼ばれるスキームがANMの他に存在する。システムの非常時において電源があらかじめ設定されたレベル(場合によっては0)まで出力を下げるものである。その上で、ANMはRemote Intertripよりも優先的に動作させることを志向し、Remote Intertripの閾値より小さなANM閾値を設定する必要がある。本実証では、ANM以外の出力抑制の仕組みが存在する場合は、その仕組みとの相互補完を行うことで出力抑制量を減少させることが重要であると示唆している<sup>42</sup>。

表 6-14 Dunbar and Berwick ANM (SPEN) において特別に設定された運用閾値

分類	閾値
Trim	運用容量の 89%
Sequential Trip	運用容量の 94%
Global Trip	運用容量の 99%
Reset	運用容量の 80%

出所) SPEN, "Accelerating Renewable Connections – Implementation of Active Network Management", (2020.1.24 閲覧) <https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2018/11/1.%20SP%20Energy%20Networks%20-%20Euan%20Norris.pdf> より三菱総研作成

### 3) ANM 対象システムにおける発電・需要の予測

上述の通り、英国のANMでは一部の実証事例を除き、リアルタイムで取得される実績データに基づいて出力抑制を決定するため、出力抑制の決定に当たり電源出力及び負荷の予測情報を用いておらず、出力予測の誤差は、抑制量の決定に影響を及ぼさない。

需給予測を採用した実証事例としては、SSENのNINESプロジェクト、UKPNのKASMプロジェクトが挙げられる。

NINESプロジェクトは、Shetland諸島において、天候、風および需要予測をANMスキームに組み込むことで、需要家保有のスマートストレージヒーターと呼ばれるヒートポンプを活用して電源出力抑制を最小限に抑える<sup>43</sup>。

KASMプロジェクトは、5.2にて報告の通りEast Kent地域の132KV/33KVシステムの系統増強回避、低炭素化を目的としたANMの中に需給予測を組み込んでいる。Kent地域ではUK Power Networks配下4つのGSPは送電網に電力を逆潮流していたため、プロジェクト

<sup>42</sup> SPEN, "Accelerating Renewable Connections - Implementation of Active Network Management", (2020.2.14 閲覧) [https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC\\_Closedown\\_Report.pdf](https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Closedown_Report.pdf) に基づき記載

<sup>43</sup> SSEN, "Northern Isles New Energy Solutions (NINES) ウェブサイト", (2020.2.3 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/NINES/>

では偶発事故に対する系統の影響を把握する目的で、UKPN およびシステムプロバイダである BSI は National Grid のデータを活用した CAS (Contingency Analysis System : 偶発事故解析システム) を開発した。CAS は機械学習技術や分析技術を用いたコンティンジェンシー分析、状態推定、潮流計算、予測機能で構成される。将来の偶発事故を予測するために予測機能が使用される。

#### (5) ノンファーム型接続電源の抑制実績

英国の ANM は、各 ANM ゾーンの取り組み状況によって抑制実績は異なる。DNO 各社では過去の実績を基に定期的にノンファーム接続電源の抑制量を評価しており、例えば UKPN の場合、2014 年の評価において以下のとおり最大で 5% 強の抑制率になるとの見立てを出している。

表 6-15 UKPN の ANM エリアの電源別の抑制率

電源名 (非公開)	電源種別	電源容量	抑制率
電源 01	風力 (33kV)	8.00 MVA	2.82 %
電源 02	風力 (11kV)	0.50 MVA	1.84 %
電源 03	風力 (33kV)	10.00 MVA	1.84 %
電源 05	風力 (11kV)	1.50 MVA	1.84 %
電源 06	風力 (11kV)	1.00 MVA	1.84 %
電源 10	CHP (11kV)	0.50 MVA	0.59 %
電源 12	風力 (LV)	0.50 MVA	1.84 %
電源 14	PV (33kV)	4.00 MVA	2.3 %
電源 15	PV (11kV)	0.25 MVA	7.93 %
電源 16	CHP (11kV)	0.5 MVA	0.59 %
電源 17	風力 (33kV)	6.93 MVA	2.3 %
電源 20	PV (11kV)	1.2 MVA	2.3 %
電源 21	風力 (11kV)	0.5 MVA	1.84 %
電源 30	風力 (11kV)	0.5 MVA	1.84 %

出所) UKPN、”Flexible Plug and Play Low Carbon Networks Project Progress Report December 2014”、  
 (2020.2.14 閲覧) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93043/fppprogressreportdec2014v1.0pxm151214withsignature.pdf> より三菱総研作成

## (6) 出力抑制の実現方法

### 1) 運用方法と出力制御のタイムフロー

ANM においては、系統制約判断から出力抑制まですべてのプロセスが自動で行われる。一般的な ANM システムにおいては、電源への出力制御指示は ANM システム、伝送装置、ローカル ANM コントローラ、電源の制御システム、電源の順に伝送される。UKPN の例では、標準的な場合、電源は 32 秒程度で応動する。タイムフローを以下に示す。

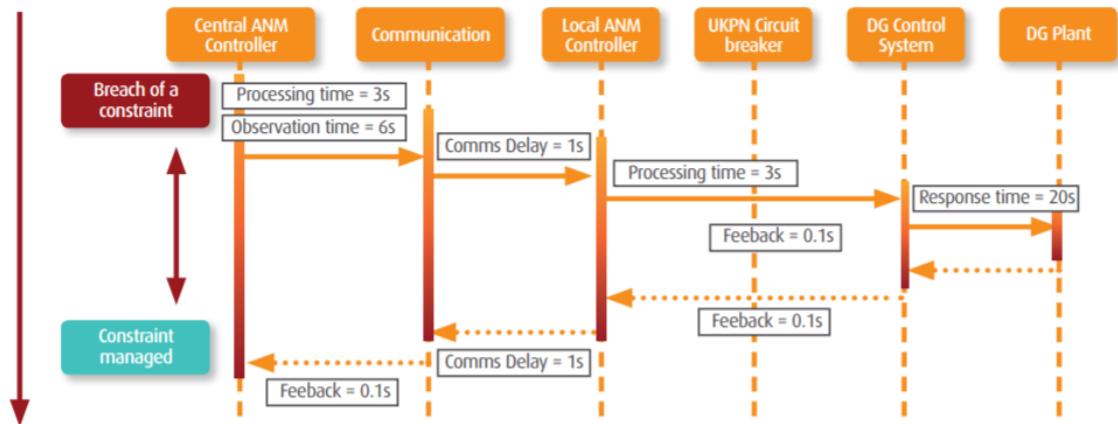


図 6-18 ANM の出力抑制指示の伝達手段と応動時間

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play"、(2019.10.28 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf>

### 2) 制御失敗時の対応方法

各 DNO は ANM スキームにおいて、フェールセーフの仕組みとして、システム・ネットワークの冗長化、通信失敗時対策等を事前に用意している。特に通信失敗時の対策について SSEN では、通信失敗となった電源に対し、系統混雑発生有無に関わらず 100%の抑制を行う。また、UKPN でも同様に通信失敗時となった電源に対し 100%の抑制を行うが、系統保護とリスクの観点に加え不必要な抑制を避けるために、通信失敗判断の閾値値をこれまでの通信不能継続時間 3 分間から 10 分間へ変更したことが報告されている<sup>44</sup>。

## (7) 市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い

英国では、ノンファーム型接続電源は容量市場への参加が可能である。また、ノンファーム型接続電源は容量市場に参加する、もしくは Non-BMU として登録することで、バランスングサービスへの参加も可能である。Non-BMU へは電源単体またはアグリゲーションする

<sup>44</sup> UKPN、"Flexible DG connections"、(2020.2.10 閲覧) [https://www.ukpowernetworks.co.uk/-/media/files/internet/services/documents/flexible\\_dg\\_connections\\_assessment.ashx](https://www.ukpowernetworks.co.uk/-/media/files/internet/services/documents/flexible_dg_connections_assessment.ashx)

ことで 1MW 以上の容量を満たせば登録が可能である。

2019 年における Ofgem による容量市場ルール<sup>45</sup>のレビューでは、ノンファーム型接続電源は容量確保に少なからず貢献すること、また、今後配電系統におけるノンファーム型接続電源の増加が見込まれることからノンファーム型接続電源を容量市場の対象外とすることはかえって配電系統への接続希望者の参入障壁になり得るとし、ノンファーム型接続電源を容量市場から除外すべきではないと結論付けている。ただし、系統制約による出力抑制に伴い、容量市場で契約した容量提供義務を履行できなくなるリスクを発電事業者は負う必要がある。アグリゲータの Centrica は、ノンファーム型接続電源が配電系統制約に伴って必要な容量提供義務を履行できなかった場合に負うペナルティを免除するよう Ofgem に要望した<sup>46</sup>が、ノンファーム型接続電源は早期かつ安価な接続によるその他の便益があることから、ペナルティの免除は認められていない。

#### (8) 出力抑制に対する金銭的補償

前述の通り、ANM による出力抑制に対し、DNO から事業者への対価補償はない。

インバランスについては、長期の電力購入契約（PPA Offtake 契約）を発電事業者と小売事業者間で結んでいる場合は、当該小売事業者がノンファーム型接続電源の出力抑制に伴って発生するインバランスリスクを負う<sup>47</sup>。

加えて、先に述べたとおり、当該電源が容量市場にも参加している場合、系統制約に伴って必要な発電量を提供できなかった場合のペナルティは発電事業者やアグリゲータが負うことになる。

---

<sup>45</sup> Ofgem, "Five Year Review of the Capacity Market Rule - First Policy Consultation"、(2020.3.15 閲覧) [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/five\\_year\\_review\\_of\\_the\\_capacity\\_market\\_rules\\_-\\_first\\_policy\\_consultatio\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/five_year_review_of_the_capacity_market_rules_-_first_policy_consultatio_0.pdf)

<sup>46</sup> Centrica, "Statutory consultation on changes to the Capacity Market Rules 2014 (the"Rules") pursuant to Regulation 79 of the Capacity Market Regulations 2014 (the "Regulations")"、(2020.3.15 閲覧) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/132665>

<sup>47</sup> Elexon, "Active management of distributed generation"、(2019.10.28 閲覧) [https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2015/03/Active-Management-of-Distributed-Generation\\_March2015.pdf](https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2015/03/Active-Management-of-Distributed-Generation_March2015.pdf)

### 6.1.3 システム面

#### 1) システム構成

##### a. システムアーキテクチャの分類

ANM のシステムアーキテクチャは、集中型と分散型に大別され、両者を組み合わせたハイブリッド型アーキテクチャと呼ばれる概念も存在する。集中型アーキテクチャ、分散型アーキテクチャそれぞれにメリット・デメリットが存在するが、分散型アーキテクチャの場合、分散配置された遠隔制御装置等で自律的に出力抑制を行うことから、DNO 側で一元的に系統状況を把握することが集中型アーキテクチャに比べて難しくなる。このことから、集中型アーキテクチャを採用するプロジェクト事例が多い。ただし、広範囲に渡る ANM を展開するためにはコストや処理性能の観点から分散型アーキテクチャの採用が不可欠である。それぞれのアーキテクチャの特徴を以下に示す。

##### ア) 集中型アーキテクチャ

集中型アーキテクチャは、DNO のコントロールセンターに配置された ANM システムと SCADA が連携して、一元的に系統や電源の監視制御を行うアーキテクチャを指す。本方式では、ANM システムは SCADA から連携される監視データを基に、アルゴリズムを実行し、SCADA を介して電源を制御する。また、系統構成変更時や ANM の強制的な有効化／無効化を実行する際には、分散型アーキテクチャと同様に SCADA と ANM システム間でデータを送受信する。集中型アーキテクチャは通常、系統全体の制約を一元管理するために使用される。

##### イ) 分散型アーキテクチャ

分散型アーキテクチャは、プログラマブルロジックコントローラ (PLC)、リレーが内蔵された遠隔制御用子局 (RTU) により自律的に監視制御を行う ANM アーキテクチャを指す。既に DNO の SCADA に接続された発電制御システムが存在する場合は、発電制御システムに直接監視制御することも可能である。RTU は、変電所や電源に設置されており、系統や分散電源のデータを測定し、アルゴリズムに従い制御信号を送信することによって、分散電源および系統設備をローカルに監視・制御する。DNO が保有する SCADA とも連携し、系統構成変更時や ANM の強制的な有効化／無効化を実行する際に、SCADA と ANM システム間でデータを送受信する。分散型アーキテクチャは高速な応答時間が必要な場合に使用される。



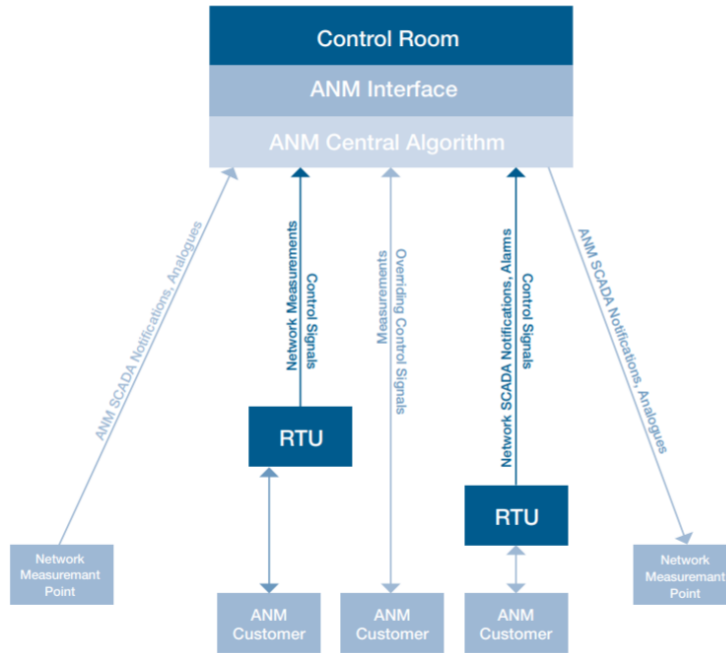


図 6-19 集中型アーキテクチャ

出所) Energy Network Association, "Good Practice Guide", (2020.2.14 閲覧)

[https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf)

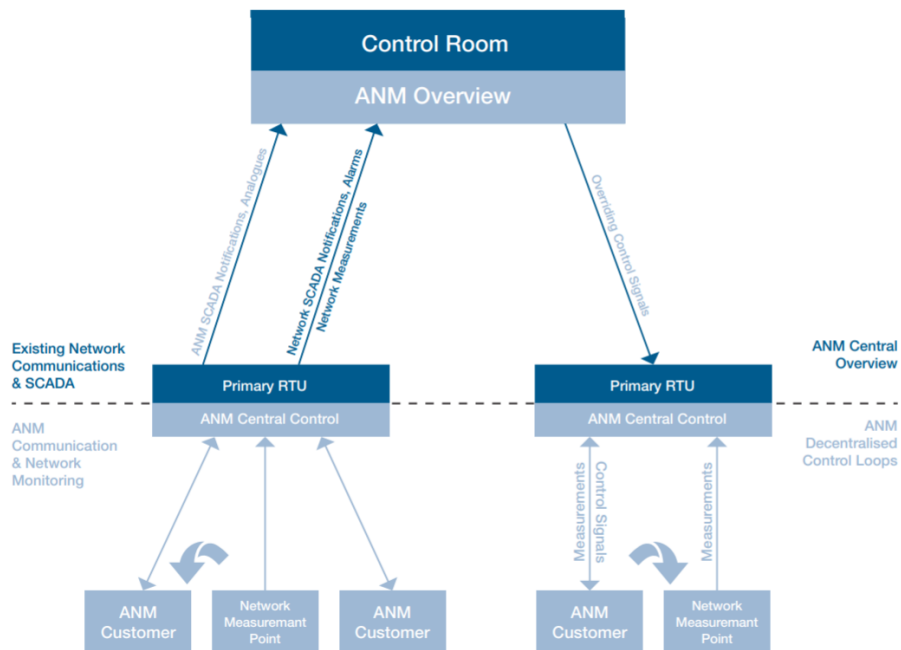


図 6-20 分散型アーキテクチャ

出所) Energy Network Association, "Good Practice Guide", (2020.2.14 閲覧)

[https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf)

## ウ) ハイブリッド型アーキテクチャ

ハイブリッド型アーキテクチャは、集中型アーキテクチャと分散型アーキテクチャを組み合わせたアーキテクチャである。分散型アーキテクチャの通信の冗長性を活かし、集中型アーキテクチャの単一点故障リスクを軽減することによりシステムの信頼性を改善している。

### b. システム構成要素

ANM システムの構成要素は、集中型と分散型で異なる。その要素を以下に示す。なお、DNO 制御所-変電所 RTU、DNO 制御所-電源 RTU、変電所 RTU-電源 RTU 間の通信網は光ファイバーの他に、GSM/GPRS/3G/4G や衛星回線 (RF) などの無線回線を使用することができる。英国では既存の制御通信で使用実績があり、設置コスト・メンテナンスコストが安価な RF が主に使用されており、通信の冗長化の目的で 3G/4G がバックアップとして使用されている。

表 6-16 ANM システム構成要素

設置個所	集中型アーキテクチャ	分散型アーキテクチャ
DNO 制御所	<ul style="list-style-type: none"><li>ANM 集中制御サーバ</li><li>SCADA</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>SCADA</li></ul>
変電所 (系統制約監視ポイント)	<ul style="list-style-type: none"><li>RTU</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>RTU</li><li>ANM 分散制御システム</li></ul>
電源	<ul style="list-style-type: none"><li>RTU または発電制御システム</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>RTU または発電制御システム</li></ul>

出所) Energy Network Association、”Good Practice Guide”、(2020.2.14 閲覧)

[https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf)

より三菱総研作成

## 2) ベンダーが提供する ANM ソリューション

英国の ANM システムは、主に Smarter Grid Solutions (SGS) と ZIV Automation (ZIV)、によって提供されている。SGS は、前述の通り英国最初の ANM である Orkney RPZ から ANM システム開発に携わっていることから最も主要な ANM ベンダーであると言える。

### a. SGS の ANM ソリューション

SGS は集中型アーキテクチャ向けに ANM Strata、分散型アーキテクチャ向けに ANM Element と呼ばれるソリューションを展開しており、英国の多くの DNO の ANM に導入されている。また、最近では英国以外の国の配電事業者向けにシステムを納入している。

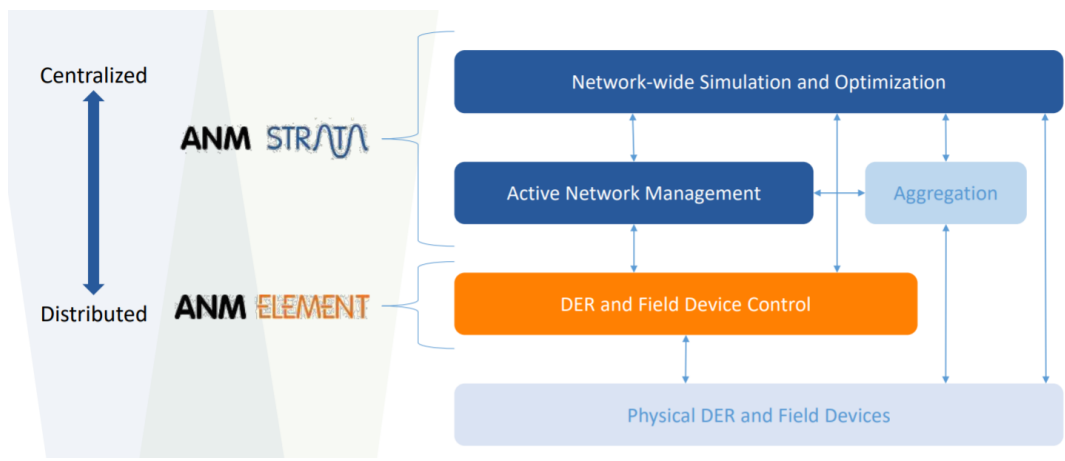


図 6-21 SGS の ANM ソリューションの例

出所) SGS、“AIEQ Microgrids Panel”、(2020.2.14 閲覧) <https://aieq.net/wp-content/uploads/2017/12/2-1-Chad-Abbey.pdf>

また、SGS が提供する ANM ソリューションは各機能がモジュール化されており、DNO のニーズに合わせた機能提供がなされている。以下に SGS の ANM ソリューションの機能一覧を示す。最近では、フル DERMS ソリューションとして状態推定機能や調整力取引・精算機能など ANM の範囲を超えたソリューションへの拡張を進めている。

表 6-17 SGS が提供する ANM ソリューションの機能一覧

		ANM ソリューション (最小構成)	ANM ソリューション	フル DERMS ソリューション
シミュレーション・分析	時系列分析 (出力抑制計算)	○	○	○
	潮流計算 (系統制約判断)	○	○	○
	偶発事故解析			○
リアルタイムオペレーション	DER 監視	○	○	○
	リアルタイム制御	○	○	○
	状態推定			○
	予測		○	○
	オンラインシミュレーション		○	○
その他	フェールセーフ / オンサイト保守	○	○	○
	カスタマーポータル		○	○
	調整力取引・精算			○

出所) SGS ヒアリングに基づき三菱総研作成

## b. ZIV の ANM ソリューション

ZIV の ANM ソリューションは、高速処理が可能な系統トポロジーモデルとリアルタイム系統解析ソフトウェアを用いることで、放射系統・メッシュ系統などの系統構成に拘らず、あらゆる最適化アルゴリズムに適用できるという特徴がある。

ZIV による ANM は通常 GSP<sup>48</sup>変電所に設置され、ケーブルと変圧器の熱制約、電圧制約および送電系統への逆潮流による制約を管理するために使用される。

ZIV が NPg 向けに提供している Driffield 地域 ANM システムアーキテクチャを図 6-22 に示す。発電機は、66kV 系統での熱制約発生と 132/66kV 変圧器での逆潮流により LIFO に基づいて抑制される。

ANM は、対象系統のリアルタイム測定値をアナログ形式で受け取り、必要に応じて発電機を抑制するためにセットポイントを計算する。測定値は RTU で測定され、中央の ANM コントローラに送信されるため、SCADA (PowerOn) からのリアルタイムデータは必要ない。

SCADA は各電源の出力とセットポイントを受け取る。また、ANM コントローラ自体を有効・無効にする他、個々の電源を ANM スキームから除外して手動でセットポイント送信するためにも使用される。

ANM コントローラは冗長化した形で構成される。ANM コントローラ自体または SCADA への通信、または RTU への通信のいずれかに障害が発生すると、システムはスタンバイシステムに自動的に切り替える。

RTU は、ANM システムからの遠隔制御を実施し、系統データを測定することを主な目的として、系統内の様々な場所に配置される。

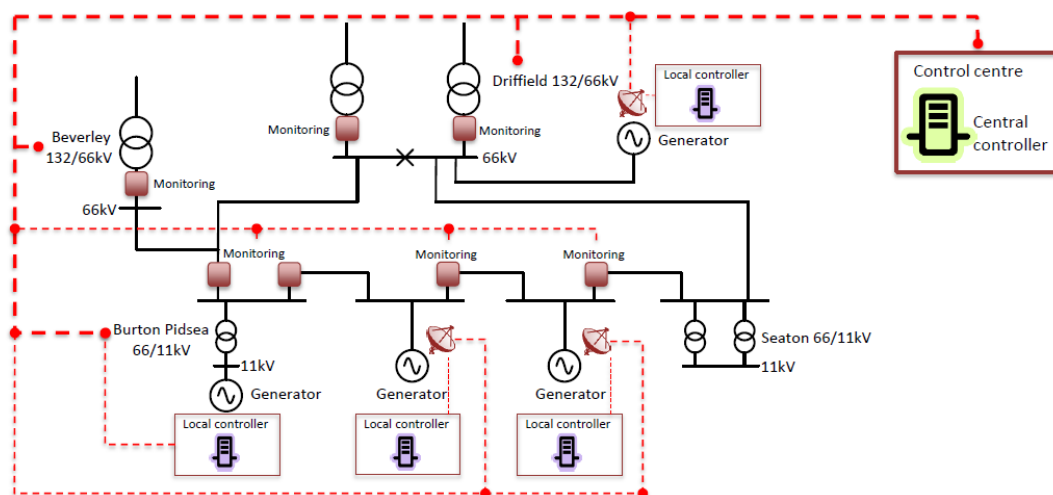


図 6-22 ZIV の集中型 ANM ソリューションの例 (集中型アーキテクチャ)

出所) NPg, "DG Owner Operator Forum", (2020.2.18 閲覧)  
<https://cms.npproductionadmin.net/downloads/5005>

<sup>48</sup> Grid Supply Point の略。送電系統と配電系統の接続点を指す。

ZIV は過去 3 年間で 250 台以上の Altair と呼ばれる発電制御ユニットを内蔵したローカル ANM システムを Western Power Distribution に提供している。このユニットは Western Power Distribution に新たに連系する電源サイトに設置され、独立した電源コントローラとしてだけでなく ANM システムの一部として動作する。



図 6-23 ZIV の Altair を内蔵したローカル ANM システム（分散型アーキテクチャ）

出所) ZIV ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧)

[https://www.zivautomation.com/distribution\\_automation/distribution-automation-solutions/advance-network-manager/](https://www.zivautomation.com/distribution_automation/distribution-automation-solutions/advance-network-manager/)

#### 6.1.4 制度全体における課題

英国では、既存の ANM スキームについて、下表に示すような問題点が指摘されている。

表 6-18 英国の ANM スキームにおける課題

分類	課題
制度面	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電系統と配電系統の両方で同時に系統制約が発生する可能性が指摘されている。現時点では、最適なロジックに基づいて制御を行うための TSO-DNO 間の連携は存在しないが、DNO が TSO の制約を考慮したシステムを保有する可能性、送電系統における ANM の導入可能性が検討されている。</li> </ul>
運用面	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部を除き出力抑制量を減らす手段が発電事業者にないことから、発電事業者同士による市場ベースでのソリューションを活用した改善（発電事業者同士のアクセス権取引も検討中）も検討されている。</li> <li>ANM は、技術的または経済的に最適な順序（メリットオーダー）では抑制されないことから経済的な損失があると指摘されている。</li> </ul>
技術面	<ul style="list-style-type: none"> <li>ANM システムのフェールセーフ機能として、短時間の通信障害により電源の抑制が発生してしまうことが問題として認識されている。過度に抑制されないように、更なる高機能化が必要である。</li> </ul>

出所) 各種公開資料を基に三菱総研作成

また、上記にて述べた、発電事業者同士のアクセス権取引、メリットオーダーによる過剰な抑制の回避等を実現すべく、UKPN が Energy Exchange と呼ばれるプロジェクトにてケーススタディを 2019 年から開始している。目的の詳細を以下に示す。

表 6-19 UKPN の Energy Exchange プロジェクトの目的

目的	概要
LIFO による過剰な抑制の回避	現在の UKPN における ANM システムにおける LIFO 順序は、電源から最寄りの変電所までの距離は考慮されないため、過剰な抑制が発生している。系統制約解消に対し、技術的・経済的メリットオーダーを考慮した抑制が可能となるアクセス権市場の仕組みを検討する。
発電以外の分散電源へのノンファーム型接続の拡張	UKPN では、SPEN などの DNO と異なり、ノンファーム型接続は発電のみに限定している。他のタイプの分散電源にノンファーム型接続の対象範囲を拡大するためのアクセス権市場の仕組みを検討する。
容量市場、バランシングサービスのペナルティ回避	ノンファーム型接続は容量市場やバランシングサービスにおいて、抑制により必要な出力が得られなかった場合に負うペナルティのリスクにさらされている。ペナルティを回避するためのアクセス権市場の仕組みを検討する。

出所) UKPN ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) [https://www.smarternetworks.org/project/nia\\_UKPN0052](https://www.smarternetworks.org/project/nia_UKPN0052)

表 6-20 UKPN の Energy Exchange プロジェクトにて検討中の市場

検討中の市場	概要
DSO-DER curtailment trading	本市場では、分散電源保有者は抑制に応じる量と金額を入札する。DSO は系統制約解消に対する感度係数と入札金額を基に抑制順序と量を判断し、事後精算する。
DER-DER curtailment trading	本市場では、分散電源保有者は自身が抑制に応じる量と金額を入札する。本市場プラットフォームが DSO から提供された系統制約解消に対する感度係数と入札を基に、最適な抑制と入札のマッチングを行い、事後精算する。系統制約解消に足る入札がない場合は、既存のルールに従った順序で抑制を行う。
Auctioning and trading capacity rights	本市場では、分散電源保有者は時間帯毎に容量を入札する。DSO はオークションを行い、容量権を発電事業者に付与する。
Local Energy Market	本市場では、抑制のない期間において分散電源保有者は、発電と需要の卸取引を行う。ローカル市場価格による電力購入が可能となる。
LIFO Position Trading	本市場では、DSO が将来の抑制量を予測し、メリットオーダーに応じた LIFO を提示する。DER 保有者同士が

出所) UKPN 、”Market-Based Curtailment Management: Initial Market Design Options Considered” (2020.2.14 閲覧) 、<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/10/Energy-Exchange-Intro-for-customers.pdf>



## 6.2 アイルランド

### 6.2.1 制度面

#### (1) ノンファーム型接続の概要

##### 1) ノンファーム型接続の定義

アイルランドでは、2001年規制機関 CER (Commission for Energy Regulation)<sup>49</sup>の決定 (CER/01/111) により、ノンファーム型接続 (Non-firm financial access) が定められた<sup>50</sup>。アイルランドにおけるファーム型接続 (firm financial access) とノンファーム型接続の違いは、系統制約による出力抑制が生じた際に金銭的補償があるか否かであり、原則的にファーム型接続に対して物理的な送電権を与えているわけではない。ノンファーム型接続で接続している電源は、系統運用者によって系統制約に基づく出力抑制を行われても、系統運用者から金銭的な補償がなされない一方、ファーム型接続では系統制約に基づく出力抑制が生じた場合、系統運用者から金銭的な補償がなされる。日本におけるファーム型接続は、いわば物理的な送電権を保証したものであるため、ファーム型接続・ノンファーム型接続の定義は大きく異なるといえる。

またアイルランドでは、系統増強工事を実施する前提でノンファーム型接続の制度を導入している。つまり、ノンファーム型接続は系統増強工事が終了するまでの暫定的な対応であり、系統増強工事が完了すれば、全てファーム型接続となる。系統に接続する電源の接続容量 (MEC : Maximum Export Capacity) のうち、系統運用者による接続検討を経て、ファーム型接続で接続できる容量のことをファーム容量 (FAQ : Firm Access Quantity) という。FAQ を割り当てられなかった容量は、ノンファーム接続容量となる。アイルランドでは、一つの電源の中に、ファーム型接続容量とノンファーム型接続容量が混在する場合があります、「部分出力ノンファーム電源」も存在している。図 6-24 にアイルランドにおける MEC や FAQ の概念を示す。

---

<sup>49</sup> 2020年1月現在、CRU (Commission for Regulation of Utilities) にあたる機関。

<sup>50</sup> CER、 “Firm and Non Firm Access to the Transmission System A Decision by the Commission for Electricity Regulation, 2001”、 (2019.12.4 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/CER-Direction-Firm-Non-Firm-Access-to-Transmission-System.pdf>

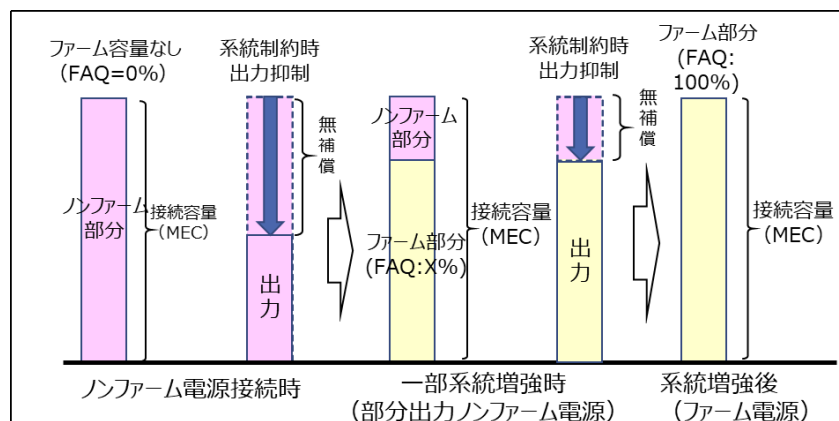


図 6-24 アイルランドのノンファーム型接続制度での接続容量とファーム容量の概念

出所) OCCTO, ”(長期方針) 流通設備効率の向上に向けて(コネクと&マネージに関する取組について) ”、(2020.2.17 閲覧) [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi\\_37\\_01\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi_37_01_01.pdf)

## 2) ノンファーム型接続の導入の背景

アイルランドにおいて、2001年にノンファーム型接続制度が導入された当初の目的は、再エネのみに限らず、新しく系統に接続しようとする電源が系統増強を待たずに運用することができるようにすることであった。早期に接続できるようにすることで、新規電源ができるだけ早く卸電力市場へ参入することができ、市場の活性化を狙っていた<sup>51</sup>。ノンファーム型接続制度が制定される前までは、接続工事と増強工事の両方完了することが、電源の運用開始の要件となっていた。2004年になると、風力発電を中心とした再エネの早期接続検討プロセスであるGPAプロセスが開始され、再エネの早期接続に対してもノンファーム型接続制度が多く適用されるようになった。

## 3) ノンファーム型接続適用系統及び対象電源

アイルランドにおいて、ノンファーム型接続制度が適用される電源は、送電系統(110,220,440kV)に接続する電源と規定されている。一方で配電系統(原則38kV以下<sup>52</sup>)に接続されている電源に対してはノンファーム型接続制度が適用されず、全てファーム型接続として扱われる。配電系統レベルでは、系統運用者であるESB Networksは系統混雑が起こらないように電源の接続を実施しているためである。

またアイルランドのノンファーム型接続制度を適用する対象電源を電源種によって制限していない。これは、アイルランドのノンファーム型接続制度の発端が、再エネの早期接続

<sup>51</sup> CER, ”Commission Decision on Future of Direction on Firm and Non Firm Access to the Transmission System”、(2019.9.17 閲覧) <https://mk0cruiefjep6wj7niq.kinstacdn.com/wp-content/uploads/2003/07/cer03036.pdf>

<sup>52</sup> ダブリンの一部は、110kVを配電事業者が管轄している。

を目的としたものではなく、全電源に対する早期接続を目指したものであるからである。ただし、現在ノンファーム型接続を適用されている電源はほぼ風力電源という状況である。

#### 4) ノンファーム型接続電源の接続費用負担<sup>53</sup>

アイルランドにおいては、最終的にノンファーム型接続はファーム型接続になるため、ノンファーム型接続電源の接続費用負担は、ファーム型接続電源の費用負担と区別されていない。既存の送電系統に電源を接続する際の接続費用、接続申請を出した発電事業者が支払う。発電事業者は、ファーム型接続、ノンファーム型接続に関わらず接続容量に応じて、アクセス検討プロセスで区分された地理的グループ内の他の事業者と費用を分担する。一方で発電事業者は、既存の送電系統に対する系統増強費用を負担する必要はない。EirGrid は増強費用の回収に関しては託送費用を通じて一般需要家から回収している。ただし、アイルランドでは託送費用の中に系統使用料 (TUoS : Transmission Use of System) として発電事業者に対しても課金をしているため、実質的には発電事業者も増強費用の一部を負担していることになる。

### 6.2.2 運用面

#### (1) アクセス検討プロセス

本節では、アイルランドの TSO の EirGrid によるアクセス検討プロセスの中で、各電源に対してどのようにファーム型接続とノンファーム型接続が割り当てられるかについて述べる。上述したようにアイルランドでノンファーム型接続が適用されるのは風力発電が大半を占めるため、ここでは再エネ（特に風力発電）アクセス検討プロセスを取り上げる。

#### 1) GPA プロセス<sup>54</sup>の概要

EirGrid は、分散電源の早期接続と効率的な設備形成を目的に、GPA (Group Processing Approach) プロセスを 2004 年より開始した。EirGrid は GPA プロセスによって風力を中心とした再エネ電源のアクセス検討を実施し、系統増強前に各電源に対してどのようにファームアクセス容量を割り当てていくかを決定するようになった。EirGrid が GPA プロセスを開始した理由は、アイルランドで風力電源の導入量が急激に増加し始め、系統の周波数安定性に問題を起こすことが懸念され始めたことを背景に 2003 年 12 月から風力電源の接続申請を中断したことが挙げられる。GPA プロセス以前は、発電事業者からの新規の接続申請がある毎に、接続検討を実施していた。そのため急増する再エネ電源の接続を効率良く処理するため、ある期間内で接続申請を一括で募集し、一括で接続検討を実施する新たなプロセス

---

<sup>53</sup> CER、” Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules”、(2019.12.10 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>

<sup>54</sup> CER、” Direction on Resuming Connection Offers to Wind Generators (CER/04/381)”、” CRITERIA FOR GATE 2 RENEWABLE GENERATOR CONNECTION OFFERS(CER/06/112)”、” CRITERIA FOR GATE 3 RENEWABLE GENERATOR OFFERS & RELATED MATTERS(CER/08/260)、に基づき記載。

として GPA プロセスが採用された。

GPA プロセスによるアクセス検討は、3つの募集期間に分けられて実施された。その3つの期間は、Gate1、Gate2、Gate3と呼ばれている。EirGridは、各募集期間内で、発電事業者からの接続申請を一括で処理する。EirGridはGate1,2では風力のみ、Gate3では風力と火力発電などの従来型電源を対象として接続検討を実施している。EirGridは各Gateで接続を認める接続オファー発行容量（接続上限容量）を定めている。なお、ここで示す接続オファー発行容量は、EirGridによる系統増強が完了することで、全ての電源の接続容量（FAQ）がファーム型接続容量となる。ただし系統増強完了前の時点では、ノンファームでの接続となる場合がある。表 6-21 に GPA プロセスにおける各 Gate の募集概要を示す。

表 6-21 GPA プロセスの各 Gate での募集概要

	Gate1	Gate2	Gate3
検討開始時期	2004年12月	2006年6月	2009年12月
検討対象電源	2003年12月3日までに接続申請が完了した風力電源	先着で接続申請した500MWの風力電源。残りは増強費用の少ない風力電源	2007年11月16日までに接続申請をした風力電源及び従来型電源
接続オファー発行容量	373 MW	約 1,300 MW	約 3,900 MW

出所) CER, "Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules", (2020.2.17 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf> 及び ResLEGAL, "Grid issues in Ireland", (2020.2.17 閲覧) <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/tools-list/c/ireland/s/res-e/t/gridaccess/sum/148/lpid/147/> より三菱総研作成

- Gate1: 風力電源のみを募集した期間であり、2004年12月までの接続申請を処理した。風力の導入量急増を背景に2003年12月から申請を保留していた電源から順に接続検討を実施する。つまり EirGrid は、申請された電源の中で、先着で接続申請を出していた電源から優先的に接続を認めることとなる。
- Gate2: 風力電源のみを募集した期間。Gate1の募集期間終了後から2006年6月までの接続申請を対象とした。新規申請分の内の一部の容量(500MW)は先着優先で接続検討をしたが、残りは、追加の増強工事費用の少ない電源から接続検討を実施した。
- Gate3: Gate1、2とは異なり、募集電源として風力電源だけではなく従来型電源も含めて接続検討を実施した期間。Gate2の募集期間終了後から2007年11月16日までの接続申請を処理した。接続検討を実施したのは、2009年12月からである。Gate3では、アイルランドの再エネ導入の政策目標達成(2020年に発電電力量ベースで再エネ比率40%)に向けて、大規模な接続オファーを発行した。

## 2) GPA プロセスにおけるアクセス検討手順<sup>55</sup>

図 6-25 に EirGrid による GPA プロセスのアクセス検討手順を示す。EirGrid は、各 Gate の申請受け入れ期間において発電事業者から接続容量 (MEC) のリクエストを実施する。申請受け入れ期間終了後に EirGrid によって接続検討が実施される。申請された電源について、各 Gate での受け入れ条件 (先着優先もしくは工事費用が少ない電源) 検討対象とする電源を選定。検討対象とする申請を基に、検討対象電源を地理的グループに選別する。その地理的グループを基に想定潮流の解析を行い、発電事業者に対して接続オファー(接続可能容量)を発行する。接続オファーの発行の中で、各電源に対して、申請した MEC に対してどれだけ FAQ を発行するかを通知する。EirGrid は 2025 年の系統増強終了時まで、各電源に発行する FAQ の量を毎年発行する。系統解析によって対象エリアでは過負荷が起こらないと判断した場合、電源保有者が接続申請時に提出する容量である MEC と同程度の量だけ FAQ が与えられる。

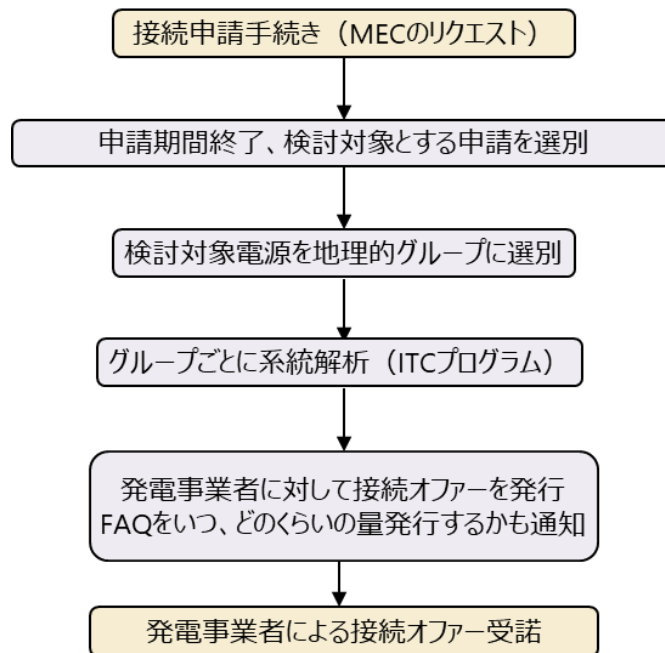


図 6-25 GPA プロセスにおけるアクセス検討手順

出所) CER、” Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules”、(2020.2.17 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>  
より三菱総研作成

## 3) GPA プロセスでの系統解析に基づく FAQ の割り当て方法

EirGrid は、どの電源に対してどれだけの量の FAQ を与えるかを決定するために、想定潮

<sup>55</sup> CER、” <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>”、(2019.12.9 閲覧)  
<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>

流解析を実施している。その想定潮流解析は、ITC プログラム (Incremental Transfer Capacity Program) <sup>56</sup> という解析ツールが活用されている。この解析によって 2009 年から 2025 年までの 1 年毎の FAQ の割り当てを決定する。解析を実施するにあたってのインプットデータは下記の通りである。

- GPA プロセスの Gate1,2,3 での接続電源のリスト
- 2025 年までの系統増強計画 (各系統増強完了の日時など)
- 想定需要

想定潮流の計算は下記の通りである。

- 新規電源の想定潮流は、フル出力で取り扱いとなる。(最終的に新規電源は接続容量 MEC 全量に対して FAQ が割り当てられるため)
- 計算時に想定する需要断面は夏季のピークロードと最低需要、冬季のピークロードの 3 つの断面で、その他の電源稼働はいくつかのディスパッチシナリオを想定した上で想定潮流を計算し、過負荷が起こるかどうかの判断を行う。
- 過負荷が起こらない場合には接続申請が受理された日付順に FAQ が割り当てられる。過負荷が生じる場合は、FAQ が付与されず、ノンファーム型接続となる。
- 1 年ごとの系統増強計画を反映させ、繰り返し計算を行い、最終的に全ての電源に FAQ が割り当てられることとなる。
- この際の過負荷が起こるかどうかの判断は、N-1 基準に則ったものとなっている。

## (2) 出力抑制順序の決定方法

本節ではアイルランドの風力電源の出力抑制順序について、ファーム型接続電源とノンファーム型接続電源の出力抑制順序、及びノンファーム型接続電源内での出力抑制順序のルールについて述べる。なお、アイルランドでは系統制約による出力抑制と需給制約に基づく出力抑制それぞれで出力抑制順序のルールは異なるが、ここでは系統制約による出力抑制順序のルールについて取り上げる。

### 1) 系統制約によるファーム型接続電源とノンファーム型接続電源の出力抑制順序

アイルランドでの系統制約に基づく風力電源の出力抑制は、①ノンファーム型接続電源②部分ノンファーム型接続電源③ファーム型接続電源の順に前から実施される。この順序で出力抑制を実施する理由は、ノンファーム型接続電源を出力抑制する場合はファーム型接続電源の場合とは異なり、系統運用者は出力抑制に伴う金銭的な補償をする必要がないため、より経済的に系統管理をすることができるためである。具体的には EirGrid は系統制約の生じることが想定される地域を対象として、ある特定の風力電源グループを 3 つの地理的グループ (Constraint Group) として特定する。そのグループ内の中でノンファーム型接続電源から順に抑制されることとなる。

なお、アイルランドにおいて風力電源は①制御可能であるべきだが、要件に準拠していない制御不可能な電源②指令による制御が可能な電源③制御不要な電源 (稼働前または 5MW

<sup>56</sup> CER、"CRITERIA FOR GATE 3 RENEWABLE GENERATOR OFFERS & RELATED MATTERS"、(2019.10.30 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2008/07/cer08260.pdf>

未満) の 3 つのカテゴリに分けられている。上記のカテゴリにおける風力電源の出力抑制は、①→②→③の順に実施される。またノンファーム型接続電源から順に抑制されるルールが適用されるのは、②制御可能なものにカテゴリライズされる風力電源である。①と③に分類される風力電源及び風力電源以外の電源は、Pro-rata (容量比比例配分) で抑制される。①, ③に分類される風力電源は、②に分類される風力電源よりも電源数が非常に少ないため、ノンファーム型接続電源内での優先順位付けを適用する必要がないと規制機関が判断したためである。

## 2) ノンファーム型接続電源内での出力抑制順序

また 2011 年の SEMC の決定 (SEM-11-105) の中でノンファーム型接続電源間での抑制順序は、後着の募集プロセスで連系した電源から先に抑制される、つまり LIFO に従い抑制されると定められている<sup>57</sup>。具体的には Gate3 にて接続された電源は、Gate3 より前の Gate で接続された電源よりも先に抑制される。Gate1 及び 2 の中でどちらが優先的に抑制されるについては規定に明記されていない。

1)、2) で記載した結果をまとめると、系統制約による風力電源の出力抑制順序は、図 6-26 の通りになる。

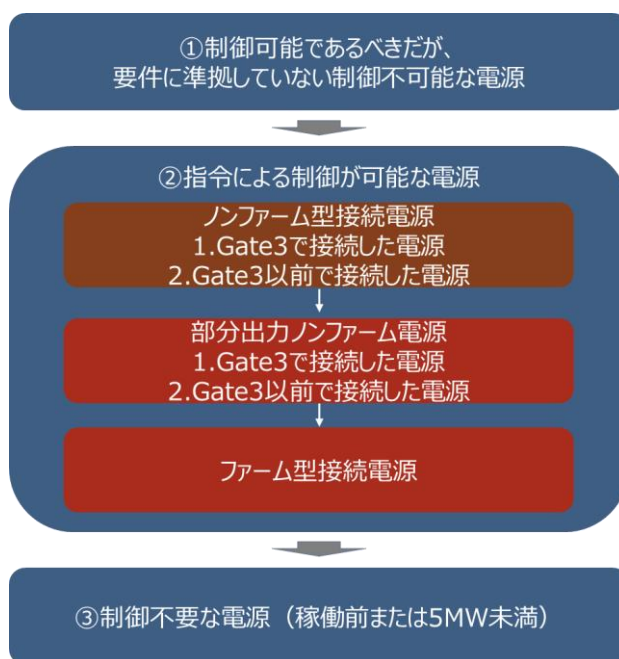


図 6-26 系統制約による風力電源の出力抑制順序

出所) EirGrid、” Proposed Constraint Groups arising from SEM-11-105 “、 (2019.12.7 閲覧)

[https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-](https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf)

[076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf](https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf) より三菱総研作成

<sup>57</sup> CER、” Treatment of Price Taking Generation in Tie Breaks in Dispatch in the Single Electricity Market and Associated Issues”、 (2019.12.18 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2016/07/SEM11105-Treatment-of-Price-Taking-Generation-in-Tie-Breaks-in-Dispatch.pdf>



### (3) ノンファーム型接続の接続許容量

本節では、アイルランドにおいてノンファーム型接続の接続許容量の決め方について述べる。

前提として、アイルランドでは系統増強を前提にノンファーム型接続による系統への電源接続を認めている。そのため、アイルランドにおけるノンファーム型接続許容量は、将来的な再エネ導入目標量に依存して決定されることになる。つまり、EirGrid はノンファーム型接続許容量自体を検討することはなく、風力を中心とした再エネ電源を将来的にどの程度導入するかを決定した上で、系統増強をする前に早期接続する電源の容量の一部がノンファーム型接続容量として事後的に当てはめられるようになる。

アイルランドにおける再エネ電源の目標導入量は、アイルランド政府主導で 2008 年に行われた” All Island Grid Study<sup>58</sup>”にて検討された。2020 年の再エネ導入目標を達成するために、EirGrid は再エネ（風力）の導入容量と導入場所の特定を行い、その結果に基づき、Gate3 は 2020 年の再エネ目標（2020 年に発電電力量ベースで再エネ比率 40%）を達成すべく大規模な容量の募集が行った。また Eirgrid は“ All Island Grid Study”の結果に基づき、Grid25<sup>59</sup> と呼ばれる系統増強計画の策定を行っている。Gate3 にてアクセス検討された電源はこの系統増強計画に基づき、各年度で割り振られる FAQ が決定される。最終的に EirGrid による系統増強が全て完了すると、ノンファーム型接続容量はゼロになり、全てファーム型接続電源となる。

### (4) 系統制約及び出力抑制の判定

本節では、アイルランドにおいて EirGrid が系統制約および出力抑制の判定を実施する上での運用容量の基準や系統の混雑状況の確認の流れ、出力抑制の要因の決定<sup>60</sup>について述べる。EirGrid は、最終的な出力抑制の決定はリアルタイム断面で決定・制御している。ただしリアルタイム断面の前に、需要予測や電源の発電計画、再エネ発電量予測に基づき、経済的に最適な系統運用をできるように事前に潮流をシミュレーションしている。

#### 1) 系統運用者による系統制約および出力抑制判定の流れ<sup>61, 62</sup>

Eirgrid は、リアルタイムで系統制約および出力抑制の判断をする前に、需要予測や電源の発電計画、再エネ発電量予測などの情報を基に、事前に電源の立ち上げ可否の判断および出力値（給電指令）を計算・予測している。事前の電源稼働計画や出力値の設定をする上で、

<sup>58</sup> EirGrid、” ALL ISLAND GRID STUDY STUDY OVERVIEW”、（2019.12.10 閲覧）

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/SONI/documents/Projects/Publications/11-AllIslandGridStudyStudyOverviewJan08.pdf>

<sup>59</sup> EirGrid、” GRID25 Implementation Programme”、（2019.12.10 閲覧） <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid25-Implementation-Programme-2011-2016.pdf>

<sup>60</sup> アイルランドでは出力抑制の要因として、①系統制約②需給上制約の 2 つがある。

<sup>61</sup> SEMO、” Balancing Market Principles Statement”、（2020.2.4 閲覧） <https://www.sem-o.com/documents/EirGrid-and-SONI-Balancing-Market-Principles-Statement-V2.0.pdf>

<sup>62</sup> SEMO、” Business Process BP\_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、（2020.3.11 閲覧） [https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_10.1\\_Perform\\_Long\\_Term\\_and\\_Short\\_Term\\_Scheduling.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf)

EirGrid は 3 つのパターンのシミュレーションを実施している。

#### a. 各シミュレーションの概要

- **Long Term Schedule (LTS)** : LTS は、最も先の電源稼働計画を立てるシミュレーションである。実需給の 4 時間前から 30 時間先の電源稼働計画の作成を実施するために行うシミュレーションである。シミュレーションは 4 時間ごとに行っている。実施する目的は、起動開始・停止時間に長い時間を要する電源の立ち上げ可否を事前に判断するためである。LTS において各電源のディスパッチ値を予測し、各電源の出力可能量に対してどれだけ抑制が必要なのかを試算する。
- **Real Time Commitment (RTC)** : RTC は、LTS よりより実需給に近い時間帯の電源稼働計画を立てるために行うシミュレーションである。実需給の 30 分前から 4 時間先の計画を 15 分毎に実施している。実施する目的は、比較的早く起動開始・停止ができる電源の立ち上げ可否を事前に判断するためである。RTC においても各電源のディスパッチ値を予測し、各電源の出力可能量に対してどれだけ抑制が必要なのかを試算する。
- **Real Time Dispatch (RTD)** : RTD は、最も実需給に近い断面で電源稼働計画を立てるためのシミュレーションである。実需給の 10 分前から 1 時間先の計画を 5 分毎に実施している。実施する目的は、実需給に近い断面で系統状況を加味した上で、電源の発電量（ディスパッチ量）を設定することである。そのため、RTD の段階で出力抑制の値がほぼ正確に決められることになる。ただし、RTD で設定した発電量（あるいは出力抑制量）が実際の量と完全に一致することはない。なぜなら、インプットで活用する情報は予測に基づくものであり、実需給断面の状況を完全に再現できているわけではないからである。EirGrid は RTD で予測した情報を用いながらリアルタイム断面で最終的な各電源の発電量を制御している。

各シミュレーションのタイムラインを次図に示す。RTD で得られた結果を RTC に活用し、RTC で得られた結果を LTS に活用して、稼働計画を策定している。

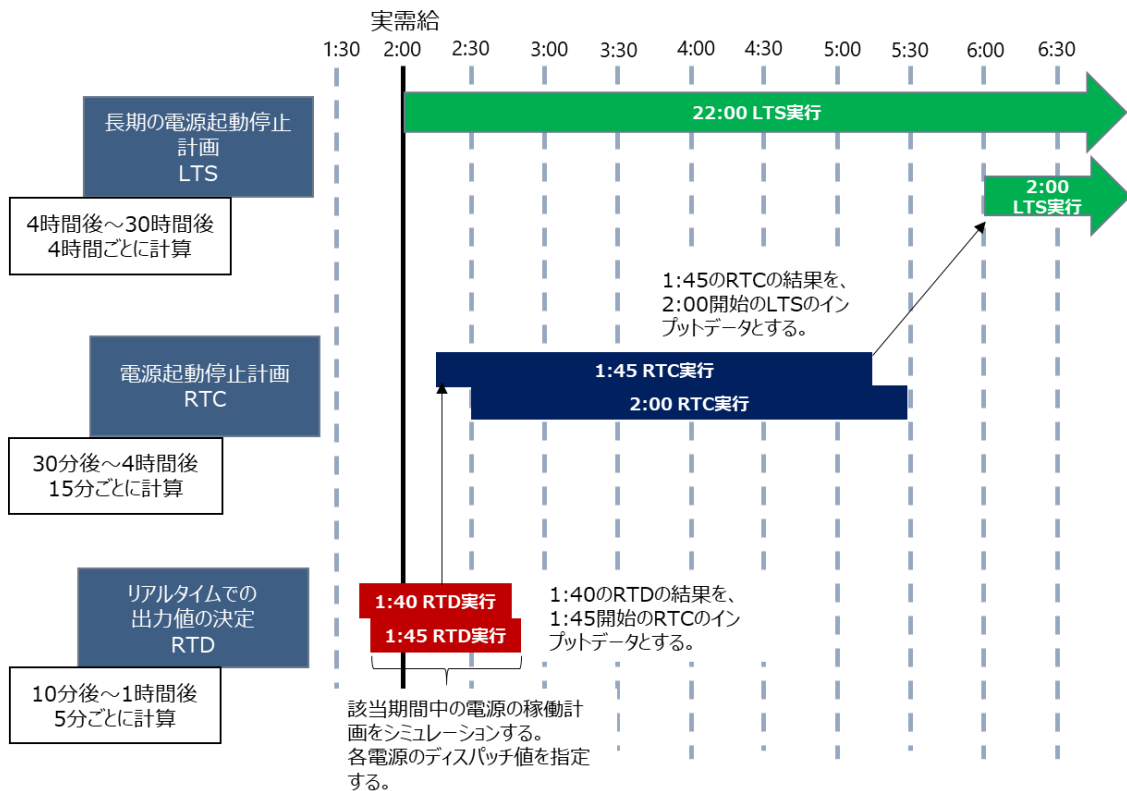


図 6-27 EirGrid による各電源の稼働計画シミュレーションのタイムライン

出所) SEMO、“Business Process BP\_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、(2020.3.11 閲覧) [https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_10.1\\_Perform\\_Long\\_Term\\_and\\_Short\\_Term\\_Scheduling.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf)

#### b. 各シミュレーションを実施する際に活用する入力データ

表 6-22 に上記で示したシミュレーションにて電源稼働計画を立てる際に活用する入力データを示す。需要予測や発電計画、風況情報だけではなく、予備力や連系線、計画停止情報など様々な情報を活用して実施している。

表 6-22 シミュレーションで活用するインプットデータ

インプットデータ	概要
市場参加者登録情報	設備名、設備ID、ディスパッチ可能か否かの状態、電源の系統への同期状態
市場参加者 インターフェース情報 <sup>注</sup>	発電計画（PN）やテクニカルオファーデータ（TOD）、コマースリアルデータ（COD）
負荷予測	最大5日先の長期的な負荷予測と、実際の負荷状況のデータ
風況予測	最大5日先の各風力電源の風況予報
リアルタイムでの電源の情報	電源の発電可能量やディスパッチ指示のデータ
予備力の情報	系統運用者の持つ周波数調整力の状況 各種調整力の要件
インターコネクタの情報	連系線の活用状況
系統制約の情報	各地域における系統制約の発生状況
設備の計画停止情報	電源や系統設備の計画停止情報
遮断可能負荷	遮断可能負荷の状況

注) TOD や COD は、EirGrid がバランシング市場で電源を運用する際に活用する情報。  
出所) SEMO、“Business Process BP\_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、（2020.3.11 閲覧）[https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_10.1\\_Perform\\_Long\\_Term\\_and\\_Short\\_Term\\_Scheduling.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf) より三菱総研作成

## 2) 運用時における系統制約判断の閾値

ノンファーム型接続電源が接続される送電系統の運用容量は、EU-SysFlex が公表している“Models for Simulating Technical Scarcities on the European Power System with High Levels of Renewable Generation”の文中に記載されている。通常時の運用容量は、上記の文書中において明確に記載されていないが、EirGrid の公開している”Priority Dispatch in Real Time Operation”での運用状況を見ると、熱容量の100%<sup>63</sup>を上限として運用していることが推察される<sup>64</sup>。また EirGrid は緊急時<sup>65</sup>における架空線・変圧器・地中ケーブルの運用容量の上限も規定している。架空線の緊急時容量は30分容量として平常時の熱容量の110%、変圧器は、30分容量の設備容量の上限値、地中線は、120分容量の設備容量の上限値と定められている。表 6-23 に架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量を示す。

<sup>63</sup> アイルランドの系統は、1ルートにつき1回線でメッシュ状に整備されている場所が多い。

<sup>64</sup> EirGrid、“Priority Dispatch in Real Time Operation”、（2020.3.11 閲覧）[http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Marie%20Hayden\\_SEM%2062.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Marie%20Hayden_SEM%2062.pdf)

<sup>65</sup> ここで示す緊急時は Grid Code にて”系統の供給信頼性に悪影響を及ぼす可能性のある送電設備および電力供給の損失を制限・防止するために自動または即時の手動での対応を必要とする異常な状況”と規定されている。

表 6-23 架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量

設備	緊急時の上限熱容量
架空線	平常時の熱容量の 110% (30 分容量)
変圧器	30 分容量の設備容量の上限値
地中線	120 分容量の設備容量の上限値

出所) EU-SysFlex, "Models for Simulating Technical Scarcities on the European Power System with High Levels of Renewable Generation", (2020.3.17 閲覧) [http://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2018/12/D2.3\\_Models\\_for\\_Simulating\\_Technical\\_Scarcities\\_v1.pdf](http://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2018/12/D2.3_Models_for_Simulating_Technical_Scarcities_v1.pdf) より三菱総研作成

### 3) 対象系統における発電・需要予測情報の取り扱い

上記で述べた 3 つの電源のスケジューリングを実施する上で、需要や発電予測情報を活用している。ただし、予測情報を基にする場合には誤差を考慮する必要があるため、EirGrid がその予測誤差を想定した上で、どのようにスケジューリングに対応しているかを下記で述べる。需要予測については、予測と実需要の誤差は発生するが、アイルランドでは需要予測誤差を予め見込んだ上で出力抑制を決定していない。EirGrid が得た再エネ予測情報を基により蓋然性が高い結果となるように補正を加えた上でスケジューリングを実施している。ただし、予測誤差を見込んで電源の出力抑制量を多めに確保するという対応は実施していない。その理由は、スケジューリングのための需要予測・再エネ発電量予測はできるだけ実需給に近い断面の発電実績や風況の情報を活用していることから予測誤差が小さいためであると推察される。また直前の予測誤差のズレをリアルタイムで修正（電源に出力抑制をかける）する場合は、風力電源ではなく、火力などの従来型電源によりしわ取りをして対応している。

#### a. 需要予測誤差を見込んだ抑制量の設定

アイルランドでは、需要予測誤差を見込んだ抑制量の設定を実施していない。リアルタイムでの出力値を決定するためのプロセスである RTD が活用する需要予測の情報は、その時点で活用できる最新の値を活用しており、予測誤差は生じるものの、実需要との誤差を最小限に抑えることができる。

なお、EirGrid による需要予測は過去の需要実績を基に下記のとおり実施されている。過去の需要と一連の予測変数（曜日・時刻・日付・祝日・時間帯別の平均気温）の関係を学習したアルゴリズムを基に EirGrid 独自のソフトウェアで 5 日先まで 30 分毎の需要予測を作成する。また実際にスケジューリングやディスパッチをする際には、予測を 1 分毎の解像度に補間する<sup>66</sup>。

<sup>66</sup> SEMO, "I-SEM Training TSO Scheduling", (2020.3.11 閲覧) <https://www.semo.com/documents/training/TSO-Scheduling.pdf>

## b. 再エネ予測誤差を見込んだ抑制量の設定

アイルランドでは再エネ予測誤差を見込んだ抑制量の設定をしていない。ただし、EirGrid は得られた再エネ予測情報に補正をかけて電源のスケジューリングを実施している。

LTS や RTC、RTD により電源スケジューリングや出力値の設定をする際、再エネ予測情報を活用している。その際、EirGrid は下記の点を考慮して予測情報を補正する<sup>67</sup>。

- 予測している風況は、弱風・中風・強風のいずれに該当するのか。
- 予測した発電プロファイルは平坦なのか、または変動が大きいのか。
- 信頼区間の大きさは広いのか、狭いのか。
- 気象前線はどの方角から来るのか。

また、発電プロファイルが谷となる時間帯（発電量が落ち込んでいる時間帯）は発電量を上方修正し、発電プロファイルがピークとなる時間帯は発電量を下方修正している。

## 4) 出力抑制要因の判定方法<sup>69</sup>

アイルランドでは、出力抑制の要因が系統制約か需給上の制約かによって金銭的補償の有無が異なるため、最終的な出力抑制の要因がどちらになるかは、事業者にとって非常に重要な情報となる。EirGrid は、2016 年から風力発電の出力抑制を実施する際、“Fixed Horizontal Slicing Methodology”という手法を活用している。この手法は、各風力電源に対して、実需給より前の時点で系統制約による出力抑制と需給制約による出力抑制を予めラベル付けしておき、実需給後に最終的な出力抑制の要因を再度ラベル付けする手法である。図 6-28 に電源に対する出力抑制の割り振りの時系列的变化を示す。実需給以前に出力抑制量を割り当てられていた電源が、実需給断面で出力抑制量が緩和されることもある。（下図において、実需給直前では、32MW の出力抑制が割り振られていたが、最終的には 20MW の出力抑制量となっている。）

<sup>67</sup> EirGrid、” Wind Power Forecasting tools and methodologies”、（2020.3.11 閲覧）

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%204.pdf>

<sup>68</sup> 考慮した情報を基に、EirGrid が具体的にどのような補正をかけているのかは Web の公開情報から明らかにならなかった。

<sup>69</sup> EirGrid、” Wind Dispatch Down Reports Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”、（2020.1.28 閲覧） <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-v1.2.pdf>

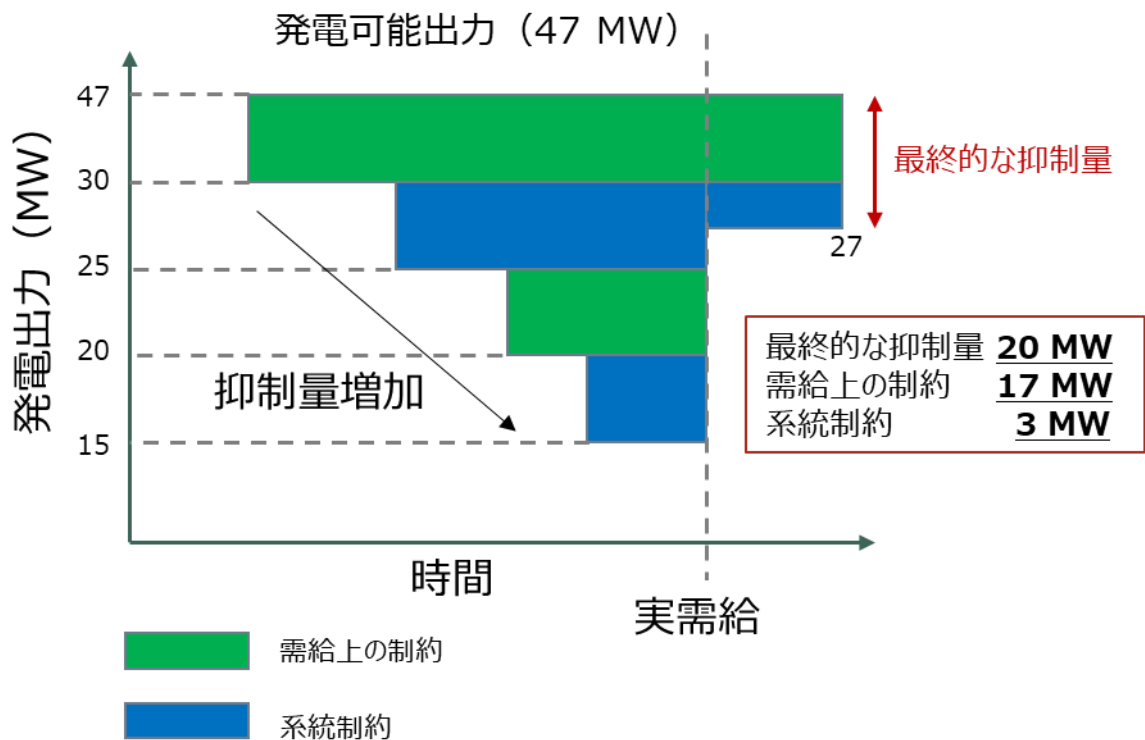


図 6-28 風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(1)

出所) EirGrid, “Wind Dispatch Down Reports TSO Response to Comments on Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”, (2020.1.24 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-TSO-response.pdf> より三菱総研作成

ただし図 6-29 の通り、EirGrid は実需給以前に需給上の制約による抑制とラベル付けしていた抑制量を、系統制約による抑制量と差し替える場合もある。これは、実需給断面の系統状況を踏まえて、出力抑制が何由来かという実質的な要因に基づいて抑制量をラベル付けするということである。図 6-29 では、実需給前は系統制約と需給上の制約がそれぞれ割り振られていたが、最終的には出力抑制量 32MW はすべて系統制約要因として割り振られている。



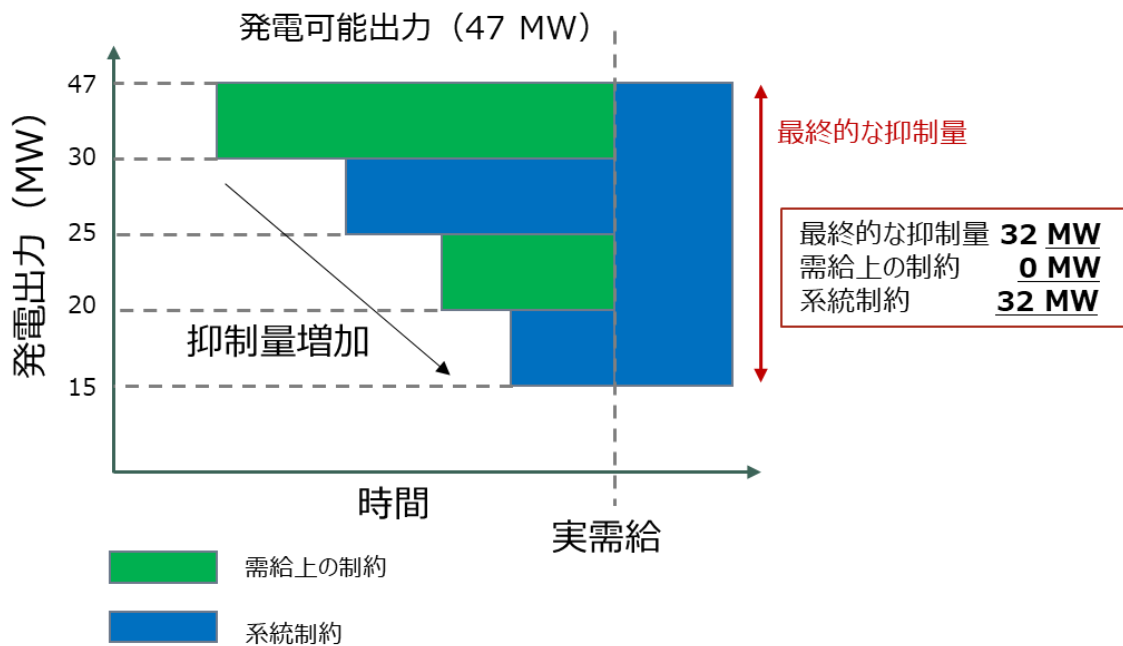


図 6-29 風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(2)

出所) EirGrid、 “Wind Dispatch Down Reports TSO Response to Comments on Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”、 (2020.1.24 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-TSO-response.pdf> より三菱総研作成

#### (5) ノンファーム型接続電源の抑制実績

本節では、アイルランドにおけるノンファーム型接続電源の出力抑制量について述べる。ただし、EirGrid はノンファーム型接続電源に限った出力抑制実績を公表していないため、アイルランドの風力電源の出力抑制実績を整理した<sup>70</sup>。

下図にアイルランドにおける風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移を示す。系統制約による出力抑制の実績値は、風力電源の抑制率との相関が大きい。風力電源の導入容量は年々増加しているが、風力電源の発電量は、風況の影響を受けやすく、抑制量は単調増加とはなっていない。なお、下記図では需給上の制約による出力抑制量の結果についても記載している。

<sup>70</sup> アイルランドにおいてノンファーム型接続電源の大半は風力電源であるため、風力電源に限定した結果を整理している。

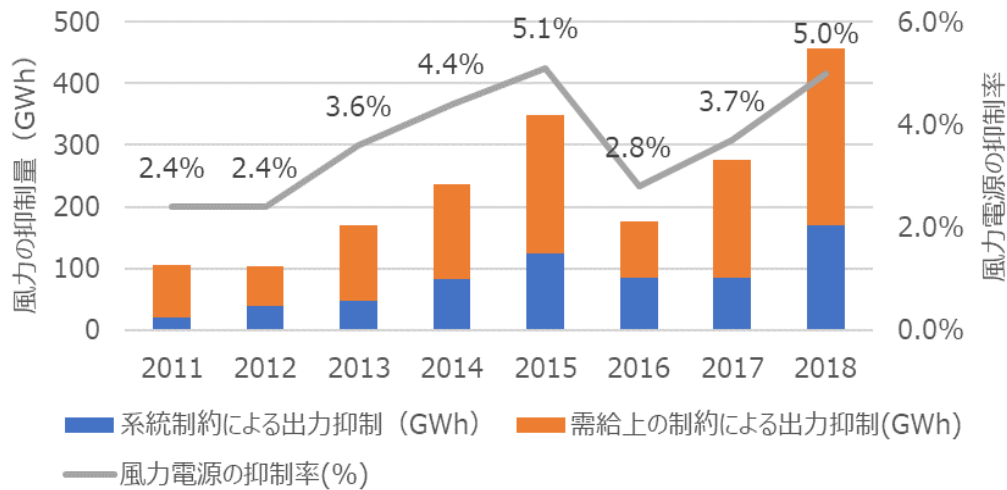


図 6-30 アイルランドの風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移

出所) EirGrid, ” Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018”、(2020.1.24 閲覧)  
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2018-V1.0.pdf> より三菱総研作成

また 2018 年度での各時刻別の出力抑制の発生量の平均値を図 6-31 に示す。系統制約に基づく出力抑制は時間帯に寄らず、ほぼ一定の値(約 10 GWh)を推移している。

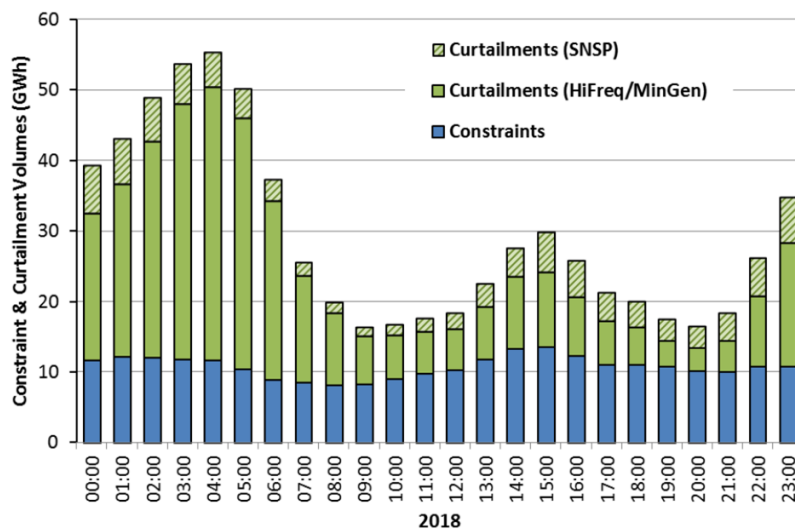


図 6-31 2018 年度の時間帯別の風力電源の出力抑制発生量(平均値)

出所) EirGrid, ” Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018”、(2020.1.24 閲覧)  
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2018-V1.0.pdf>

## (6) 出力制御の実現方法

本節では、EirGrid が系統制約に基づく出力抑制の必要可否を判断した後に、実際に出力抑制する際の運用手順について述べる。出力抑制の必要な電源に対して出力抑制を実施するまでの全体的な運用フローに加えて、各電源への出力抑制の具体的な指示方法および出力抑制指示の失敗時に備えた対策について下記に記載する。

### 1) 風力電源に対して出力抑制を実施するまでの運用フロー

EirGrid が RTD によって実需給に近い断面で把握した系統の状況をもとに、各風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フローを図 6-32 に示す。

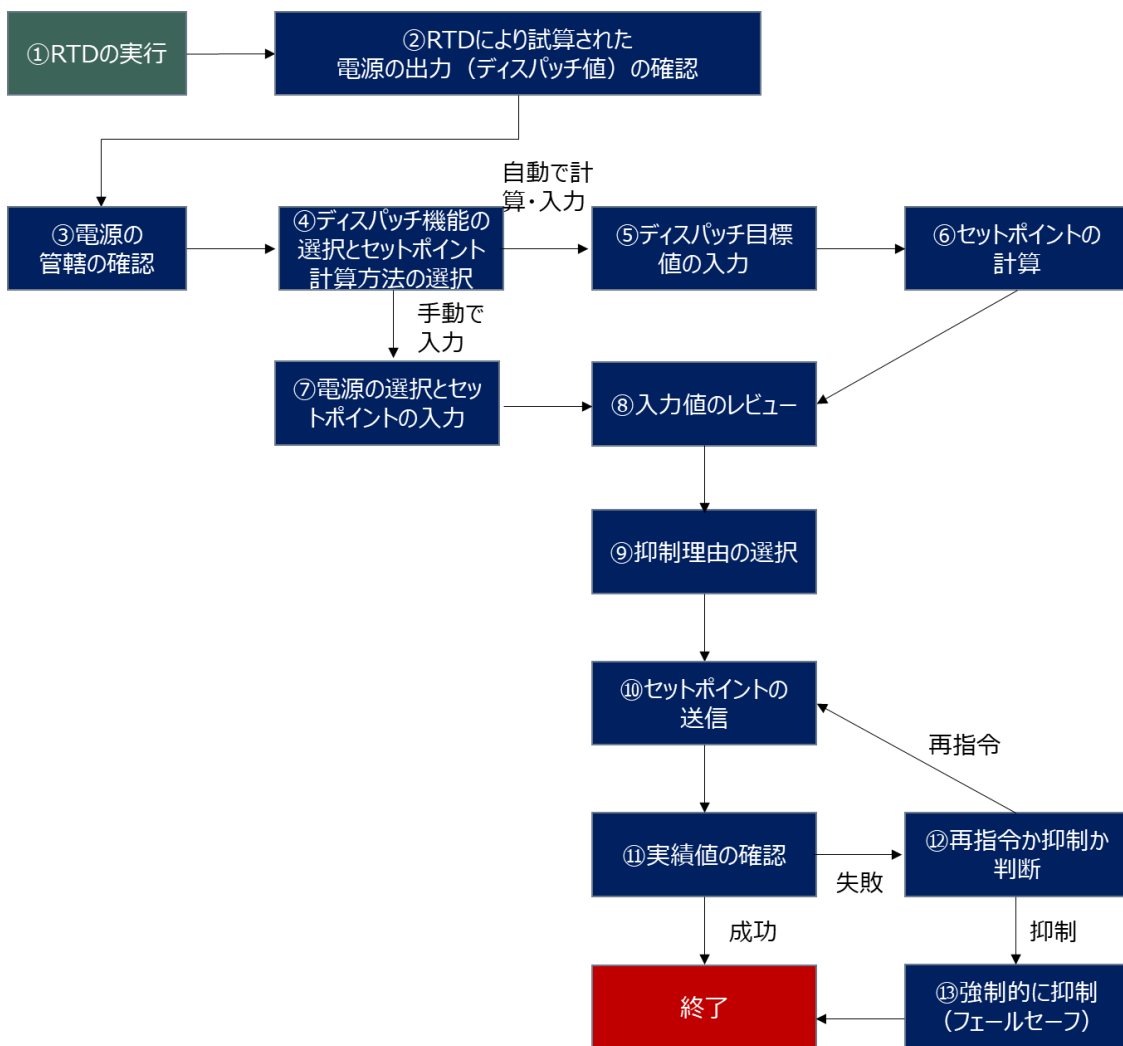


図 6-32 風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フロー

出所) Eirgrid, “Business Process BP\_SO\_3.4 Dispatch Wind Units via EMS”, (2020.1.24 閲覧)

[https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_03.4\\_Dispatch\\_Wind\\_Units\\_via\\_EMS.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_03.4_Dispatch_Wind_Units_via_EMS.pdf)

より三菱総研作成

また、下表にそれぞれのプロセスでの実施事項を示す。

表 6-24 RTD から出力抑制指令までの実施事項の概要

項目	概要
①RTDの実行	実需給に近い断面での電源の稼働計画、ディスパッチ値のシミュレーション
②RTDで試算された電源のディスパッチ値の確認	①の結果として得られた電源のディスパッチ値を確認
③電源の管轄の確認	対象電源がEirGrid管轄の電源であるか確認する。 (北アイルランド系統の電源でないかを確認する。)
④ディスパッチ機能の選択とセットポイント計算方法の選択	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディスパッチ機能：風力電源に対して需給上の制約もしくは系統制約のどちらを適用するかの2種類があり、一方を選択する。</li> <li>セットポイント計算方法：以下の3つの方法から選択する。 <ol style="list-style-type: none"> <li>Band Order：風力電源の地理的制約グループを基にセットポイントを計算する。</li> <li>Pro rata：すべての電源に容量比比例配分で抑制されるようにセットポイントを計算する。</li> <li>Manual：対象の電源のセットポイントを手動で設定する。 1.2の場合は⑤に移る。 3の場合は⑦に移る。</li> </ol> </li> </ul>
⑤ディスパッチ目標値の入力	①で得られた結果を基に各風力電源が少なくとも満たす必要のあるディスパッチ値の値を入力する。
⑥セットポイントの計算	⑤で入力した目標値を基に、④で選択した計算方法で各電源のセットポイントを計算する。
⑦電源の選択とセットポイントの入力	対象の電源を選択し、手動でセットポイントを入力する。
⑧入力値のレビュー	⑥もしくは⑦で入力したセットポイントの値を確認する。
⑨抑制理由の選択	電源に生じる抑制要因を選択する。
⑩セットポイントの送信	セットポイントの値を電源に送信する。
⑪実績値の確認	送信したセットポイントの値を達成できているか確認する。 達成できていない場合は、⑫へ移る。
⑫再指令か抑制か判断	電話にて電源に対して再指令をするか、強制的に抑制するかを判断する。
⑬強制的に抑制(フェールセーフ)	強制的に抑制すると判断した場合、サーキットブレーカーを用いて強制的に出力を全て抑制する。

出所) Eirgrid, “Business Process BP\_SO\_3.4 Dispatch Wind Units via EMS”、(2020.1.24 閲覧) ,[https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_03.4\\_Dispatch\\_Wind\\_Units\\_via\\_EMS.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_03.4_Dispatch_Wind_Units_via_EMS.pdf) より三菱総研作成

## 2) EirGrid による風力電源への出力抑制指示の伝達手段

アイルランドでは、風力電源に対して出力抑制指示を実施する場合には、Eirgrid が電源保有者である発電事業者に対して指示を出す。EirGrid の出力抑制指示の伝達手段は、アイルランドの Grid Code によって規定されている。Grid Code において風力電源に対する伝達手段は、SCADA からの指令で実施すると規定されている<sup>71</sup>。その他の電源に関しては SCADA

<sup>71</sup> 送電系統に接続されている風力電源や配電系統に接続されている 5MW 以上の風力電源には、リアルタイムの出力抑制指令が可能な制御装置の設置が義務付けられている。

からの指令の他に、電話もしくは FAX での指令もなされている<sup>72</sup>。ただし、通信失敗時などの不測な事態が生じた場合は、EirGrid はできるだけ早く電話にて発電事業者に対して出力制御指令を通知することが Grid Code に定められている<sup>73</sup>。なお、EirGrid による風力電源に対する出力制御指令は、給電指令を介して実施される。つまり電源に対して出力制御必要量を直接指令するのではなく、出力制御を実現するための発電量のセットポイントを指令することで出力制御を実現している。通信手段を介して実施する場合の電源との連携方法については、後述の 6.2.3 システム面に記載する。

### 3) 制御失敗時の対応方法

EirGrid は、フェールセーフの仕組みとして、電源に対する出力抑制指令の通信失敗時などの対策を予め規定している。EirGrid が電源に対する制御を失敗したとみなす状況は、下記の 2 つの状況である。1 つは出力抑制の対象の電源との通信が失敗して出力制御の指示ができない場合である。もう 1 つは、EirGrid による風力電源への出力制御の指示を対象電源に対して伝達することはできたが、要求した出力制御の量を達成できない場合である。上記の 2 つの状況が発生した場合、EirGrid の対応は下記の通りとなる。通信が失敗した場合には、EirGrid は電話にて電源に対して再度抑制指令を出す。再度の指令でも出力抑制を実施できない場合には、EirGrid はサーキットブレーカーを活用することで電源を系統から強制的に遮断し、出力抑制対象電源の出力を 100%抑制する。<sup>74</sup>

## (7) 市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い

アイルランドでは 2018 年 10 月 1 日より、新たな電力市場である「I-SEM (Integrated Single Electricity Market)」が運用され始めた。I-SEM の運用開始により、前日市場 (Day ahead Market) や当日市場 (Intraday Market) といった卸電力市場に加えて、バランシング市場 (Balancing Market) や容量市場 (Capacity Market) が開設された。ここでは、これらの市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱いについて述べる。

### 1) I-SEM の概要<sup>75</sup>

I-SEM の各市場のタイムラインと取引の概要を図 6-33 に示す。EirGrid は前日市場・当日市場・バランシング市場での取引を経て、最終的に各電源に対してディスパッチ指令を出す。

下図に示すタイムラインは、市場での取引のタイミングを示しており、取引のタイミング

<sup>72</sup> EirGrid、”BECOMING OPERATIONAL GENERATOR CUSTOMER INFORMATION PACK”、(2020.1.28 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Becoming-Operational-Generator-Customer-Information-Pack-Dec-2011.pdf>

<sup>73</sup> EirGrid、”EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.28 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>

<sup>74</sup> EirGrid、”Power System Seminar Presentation Wind Forecasting and Dispatch 7th July, 2011 Wind Power Forecasting tools and methodologies”、(2020.2.4 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%20204.pdf>

<sup>75</sup> EirGrid、”Industry Guide to the I-SEM”、(2020.1.24 閲覧) <https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf> に基づいて記載。

としては、バランシング市場の方が当日市場よりも早いタイミングで実施されている。アイルランドにおけるバランシング市場は、各電源の発電計画を出すタイミングで、バランシング市場での取引に必要な情報を発電事業者が EirGrid に対して提供する。（アイルランドにおける発電計画提出は、実需給の前日 13 時 30 分から提出して、最終的な発電計画は実需給当日の 1 時間前までに提出することとなっている。）実際、EirGrid が電源の稼働を最終的に決める際は、当日市場の取引終了後、バランシング市場での運用を介してから実需給に移る。

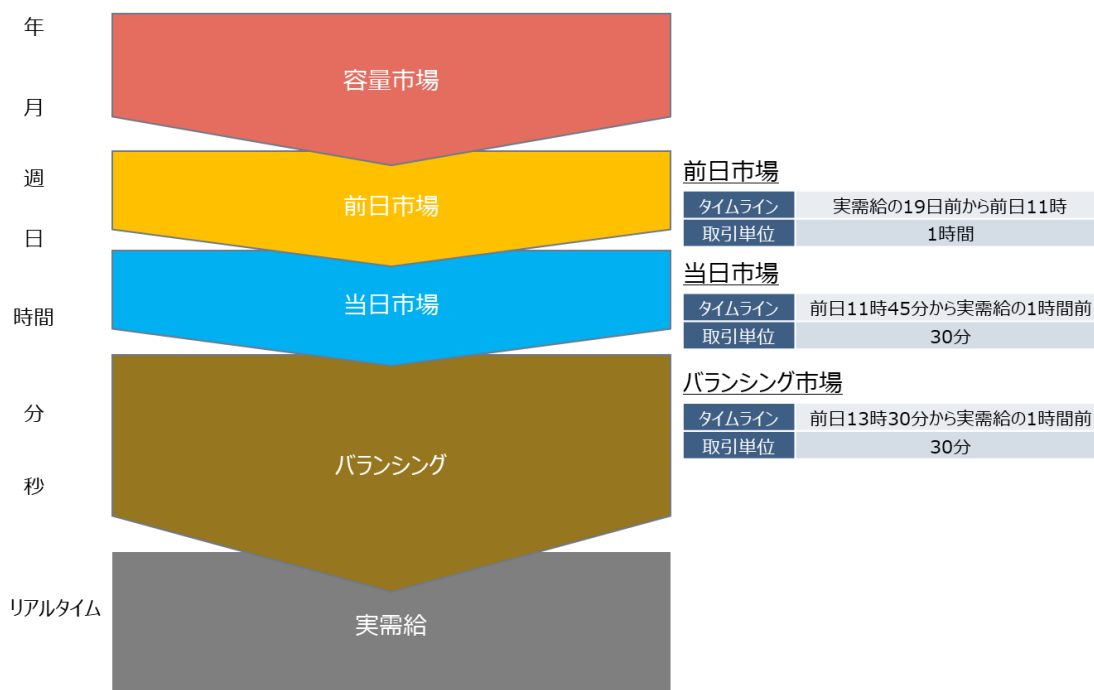


図 6-33 I-SEM の各市場のタイムライン及び取引ルール概要

出所：EirGrid、” Quick Guide to the Integrated Single Electricity Market “、（2020.1.24 閲覧）

[http://www.eirgridgroup.com/\\_uuid/1458bec2-f1e3-493c-92de-8dd2228bca1c/EirGrid-Group-I-SEM-QuickGuide.pdf](http://www.eirgridgroup.com/_uuid/1458bec2-f1e3-493c-92de-8dd2228bca1c/EirGrid-Group-I-SEM-QuickGuide.pdf) より三菱総研作成

## 2) 各市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い<sup>76</sup>

アイルランドではノンファーム型接続電源は、表 6-25 に整理している通り、全ての市場に参加することができる。

<sup>76</sup> EirGrid、” Industry Guide to the I-SEM”、（2020.1.24 閲覧）<https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf> に基づいて記載。

表 6-25 ノンファーム型接続電源の各市場への参加可否及び取り扱い

	容量市場	前日市場・当日市場	バランシング市場
参加可否	可	可	可
備考	<ul style="list-style-type: none"> <li>接続容量（MEC）が10MWを超える電源は参加必須</li> <li>ノンファームとファームの容量で金銭的な補償の区別はない。</li> <li>ノンファーム容量分は、容量市場への参加は任意となる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ファーム型接続容量だけでなく、ノンファーム型接続容量も入札可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>MECが10MWを超える電源は参加必須。</li> <li>MECが10MW以下のユニットも任意で参加可能</li> </ul>

出所) 三菱総研作成

各市場でのノンファーム型接続容量の取り扱いの背景について下記で述べる。

#### a. 容量市場

I-SEM の容量市場におけるノンファーム型接続容量の取扱いは、SEM-15-103<sup>77</sup>において規定が定められた。結論として、ノンファーム型接続容量もファーム型接続容量と同様の条件で扱われることとなった。さらにノンファーム型接続容量分は、容量市場への参加義務を免除されるという措置まで講じられている。上記のような決定がなされた背景は下記の通りである。

- ノンファーム容量分も容量市場に入札できるようにすることで、容量市場の競争を促し、市場の経済合理性を高めるため。
- 系統制約により抑制を受けて、容量市場のリクワイアメントを満たせない場合、ペナルティを自己責任で被ることを認める事業者の意見が多かった。一方で、参加者がペナルティを回避する手段として、ノンファーム型接続容量分の容量市場への入札を任意とすることにした。

なお、上記の議論の中でノンファーム型接続容量分に対して期待容量（容量市場に入札する際、設備容量に補正を掛けることで定める入札容量）を小さくする案も出されたが、ノンファーム型接続容量の市場参入を妨げると判断し、採用されなかった。

#### b. 前日市場・当日市場

I-SEM の事前市場である前日市場・当日市場におけるノンファーム型接続容量の取扱いは、SEM-15-064<sup>78</sup>において規定が定められた。結論として、ノンファーム型接続容量もフ

<sup>77</sup> SEM、”Integrated Single Electricity Market(I-SEM) Capacity Remuneration Mechanism Detailed Design”、(2020.3.12 閲覧) [https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-15-103%20CRM%20Decision%201\\_0.pdf](https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-15-103%20CRM%20Decision%201_0.pdf)

<sup>78</sup> SEM、”Integrated Single Electricity Market(I-SEM) Energy Trading Arrangements Detailed Design”、(2020.3.12 閲覧) <https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-15-064%20I-SEM%20ETA%20Markets%20Building%20Blocks%20Decision%20Papers.pdf>



ファーム型接続容量と同様の条件で扱われることとなった。上記の決定がなされた背景は下記の通りである。

- 前日市場では、前日市場の取引後に当日市場で調整することができるため、ノンファーム型接続容量を入札することは問題ない。
- 当日市場は、実需給 1 時間前まで取引が可能で、当日市場終了後に系統制約による出力抑制が生じる場合のリスクがある。その一方、ノンファーム型接続容量の入札を禁止すると、市場の流動性が低くなり、市場価格の高騰につながる。
- そのため、ノンファーム型接続容量の参加を認めること、及び EirGrid が当日市場終了前（実需給の 1 時間前）までの間、EirGrid から発電事業者に対して風力電源のディスパッチ指令値の予定値を通知することで、インバランスのリスクを抑えることができる。

### c. バランシング市場

バランシング市場についてもノンファーム型接続容量を入札することは可能である。ただし、アイルランドのバランシング市場は、日本の需給調整市場とは概念が異なるため、単純な比較ができないことには留意が必要である。アイルランドでは  $\Delta$  kW での入札ではなく、出力増・出力減をする際の kWh 価格を入札し、EirGrid がその情報を基に実需給前に電源を運用する。

#### (8) 出力抑制に対する金銭的な補償

本節では、風力電源が系統制約によって出力抑制を受けたとき、ファーム型接続電源とノンファーム型接続電源での金銭的補償の違いについて述べる。具体的には、風力電源が最終的に提出する発電計画（FPN：実需給の 1 時間前までに更新された発電計画）との実発電量の差が系統制約によって生じた場合のインバランス精算の在り方について説明する<sup>79</sup>。

#### 1) 風力電源における出力抑制で発生するインバランスの取り扱い

系統制約により出力抑制が行われたことによるインバランス負担は新たな電力市場である I-SEM において規定されており、発電事業者が提出する FPN と実発電量の差で決定される。ファーム型接続容量、ノンファーム型接続容量でインバランス精算の取り扱いは表 6-26 の通りとなっている<sup>80</sup>。

<sup>79</sup> アイルランドでは需給上の制約により出力抑制された場合、ファーム型接続電源・ノンファーム型接続電源の区分に関わらず金銭的な補償はなされない。

<sup>80</sup> 需給による抑制については、ファーム/ノンファームに関わらず、FPN よりも抑制された分については金銭的な補償は受けない。また抑制された発電量分は Curtailment price に基づいて EirGrid にペイバックする必要がある。風力発電は限界費用がゼロであるため、精算するために Curtailment price を定めている。

表 6-26 系統制約による出力抑制時のインバランス負担の取り扱い

ファーム型接続容量	ノンファーム型接続容量
FPN で計画提出していた分の収益は抑制を受けても確保（インバランス精算回避）	FPN と実発電量の差分だけインバランス精算（インバランス精算回避不可）

出所) 三菱総研作成

前日市場・当日市場の取引によって、電源の最終的な発電計画は確定される。ただし、その後 EirGrid によりバランシング市場での運用により、電源の出力を抑制される場合がある。その抑制が系統制約由来である場合、ファーム型接続容量分はインバランス精算の対象外で、ノンファーム型接続容量分はインバランス精算の対象となる。この金銭的な補償の有無がアイルランドにおけるノンファーム型接続制度の本質的な特徴である。

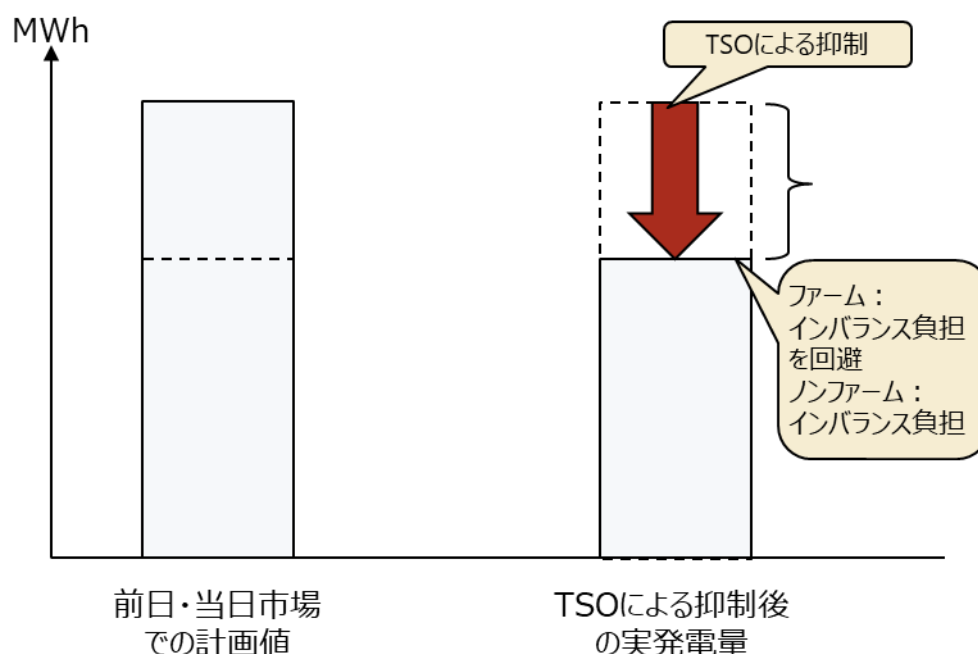


図 6-34 系統制約による出力抑制の場合のファーム/ノンファームのインバランス負担の在り方

出所) 三菱総研作成

## 2) 電源差替えによるインバランス回避の可否

アイルランドでは、インバランスは電源毎に精算される。そのため、ノンファーム型接続電源に対して出力抑制が生じた際、別の電源の出力を上げること（電源の差替え）によって上記のインバランスを回避することができない。そのため、各電源で計画値と実発電量ができるだけ一致させることが必要となる。ただし当日市場が終了（実需給の1時間前）してか

らバランシング市場で抑制される場合は、事業者のインバランス回避は事実上不可能である。そのためアイルランドにおいて、出力抑制に伴うインバランス発生を回避するためには、前日市場の取引後に抑制が発生することを事業者が認知した場合に限られる。できるだけ電源毎のインバランスを回避するために、アイルランドの事業者は発生する抑制量分を当日市場から買い戻す形で対応している。下記に事業者による具体的なインバランス回避のイメージを記載する。インバランス精算単価は、当日市場単価よりも高く、当日市場で買い戻すことにより、費用負担を低減させることができる。

#### <当日市場の活用による風力電源のインバランス回避>

##### 前提

- 風力電源の容量：18 MW  
(うち、ファーム型接続容量 15 MW、ノンファーム型接続容量 3 MW)
- 前日市場で 18 MWh 売電する取引成立 (18 MW のフル出力で発電)
- 前日市場取引後、系統制約により 14MW に出力抑制  
(ここでは、14 MWh 分だけ売電できると想定。)  
前日市場価格：A 円/MWh、当日市場価格：B 円/<MWh、  
インバランス価格：C 円/MWh (A<B<C)

##### 当日市場を活用しない場合の精算 (事業者の収支)

18 MWh × A 円/MWh – (18 – 3) MWh × C 円/MWh

抑制された 3 MWh 分をインバランスとして精算

##### 当日市場を活用する場合の精算 (事業者の収支)

18 MWh × A 円/MWh – (18 – 3) MWh × B 円/MWh

抑制される 3 MWh 分を当日市場で買い戻すことでインバランスを回避

注：15 MWh まではファーム型接続による発電量なので、ノンファーム型接続容量の 3 MWh 分だけ事業者は費用負担をする必要がある。

### 6.2.3 システム面

Eirgrid は、系統制約の分析と風力電源の出力抑制のために下記に示す順序で主に 4 つのツールを活用している。

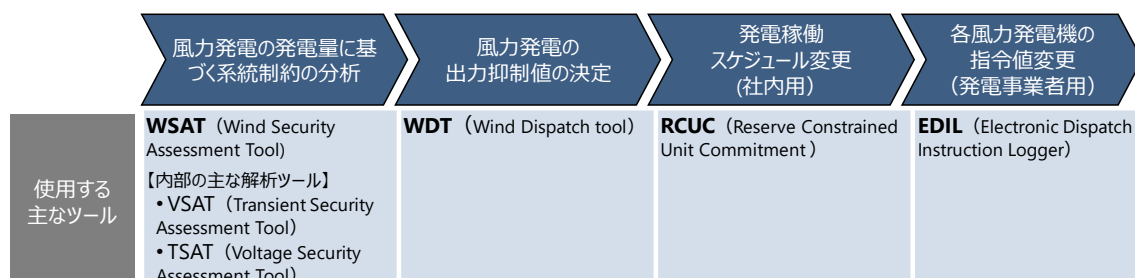


図 6-35 系統分析と風力電源の出力抑制に活用するツール

EirGrid の制御センター (National Control Centre (NCC)) では、系統情報や気象予測情報を基に、表 6-27 の 2 つのツールを活用して風力発電の出力抑制量を決めている。

表 6-27 Eirgrid の NCC で活用している系統制約解消のためのツール

	概要
<b>WSAT</b> (Wind Security Assessment Tool)	系統のセキュリティ (過負荷・電圧等) の評価を 5 分毎に行うツール
<b>WDT</b> (Wind Dispatch Tool)	風力発電に対してのリアルタイムディスパッチツール。5MW 以上が要件化 (配電含む) されており、需給上の制約による抑制 (Curtailment) と系統制約による抑制 (Constraint) を識別可能。

上記のツールによって各風力電源の出力抑制量を決定した後、全電源稼働のスケジュールを管理する社内用のツール Reserve constrained unit commitment (RCUC) を更新する (これは前日から当日にかけて複数回更新を行う)。

各電源への実際の指令値は、図 6-36 のとおり、RCUC から発電事業者向けのツールである Electronic Dispatch Instruction Logger (EDIL) に送信される。

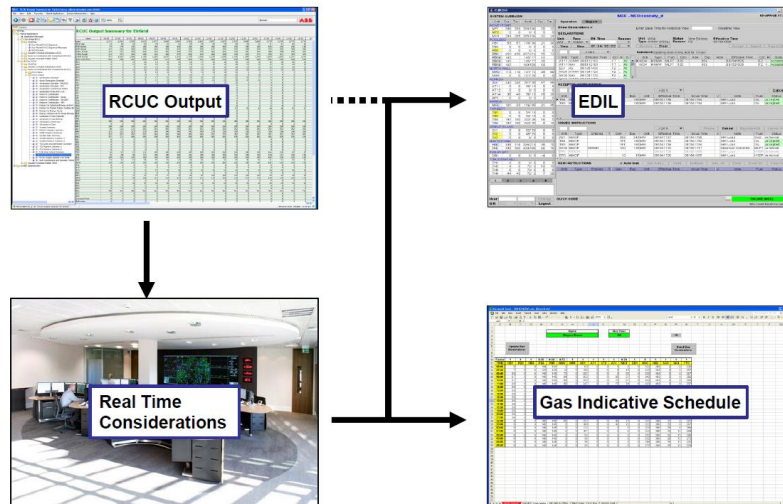


図 6-36 発電スケジュール（指令値）の連携

出所) EirGrid、”ECONOMIC DISPATCH AND UNIT COMMITMENT”、（2020.2.27 閲覧）<http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

指令値は、EDIL を介して個別のサイト（Demand Side Unit（DSU））の遠隔制御用子局（RTU）に送信される。EirGrid と個別のサイト間は図 6-37 のとおり、双方向通信によって指令値と応答結果の連携が可能となっている。

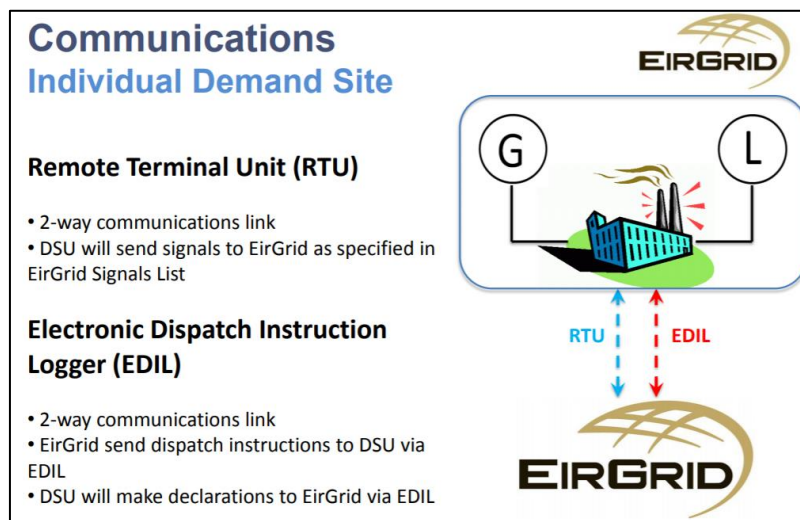


図 6-37 発電サイトとの指令情報の連携

出所) EirGrid、”Demand Side Unit”、（2020.2.27 閲覧）<http://www.aee.ie/wp-content/uploads/2013/09/eirgrid-DSU-Eircom-Conference.pdf>

上記が各ツールの役割に関する全体概要であり、以降は制御センター（NCC）が活用している 2 つのツールの具体的な仕組みについて述べる。

## (1) WSAT

### 1) ツールの役割・機能

WSAT は、2010 年 9 月から Dublin Control Centre で活用されているシステムであり、研究機関 Powertech Labs（カナダの電力会社 BC Hydro の完全子会社）が開発したソフトウェアモジュールによって構成されている。

アイルランドの電力システムの電圧や過渡安定性の観点から電力システムを安全に運用するためのツールであり、SCADA/EMS 等からのリアルタイム（5 分毎）の系統情報を活用しオンラインでの動的な安定性評価（Dynamic Security Assessment（DSA））を可能とする。

その役割の 1 つに系統の過負荷の監視がある。この機能により EirGrid は、系統の過負荷を特定し、過負荷を回避するために風力発電の出力をどのように制御するかを予測・判断している。混雑状況の把握をするためのインプットデータとして、風況予測等の情報も活用している。なお上記の役割の他に周波数のオンライン監視を担っており、電力システムに大きな障害が生じた場合、周波数が許容範囲内にあるか監視している。図 6-38 に関連する機能を示す。

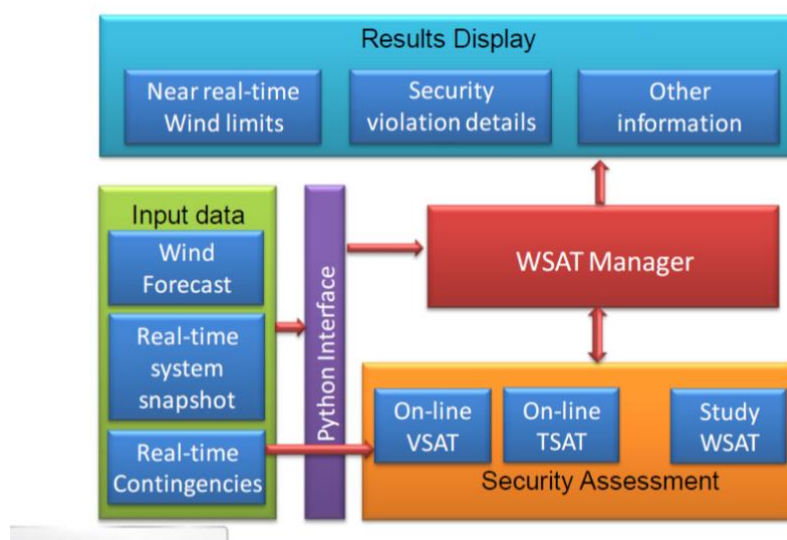


図 6-38 Wind Secure Level Assessment Tool（WSAT）ソフトウェア構成

出所) EirGrid、” DS3 Industry Forum”、（2020.2.27 閲覧）[http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3\\_Industry\\_Forum%20Presentations\\_08042014.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3_Industry_Forum%20Presentations_08042014.pdf)

### 2) ハードウェア構成

WSAT のハードウェア構成を図 6-39 に示す。

制御系システムにおいて一般的に活用されるクライアントサーバシステム<sup>81</sup>であり、EMS 等の他システムとも Ethernet（LAN ケーブル）経由で連携している。

<sup>81</sup> データを格納するためのサーバとは別にクライアントで処理を実行するシステム

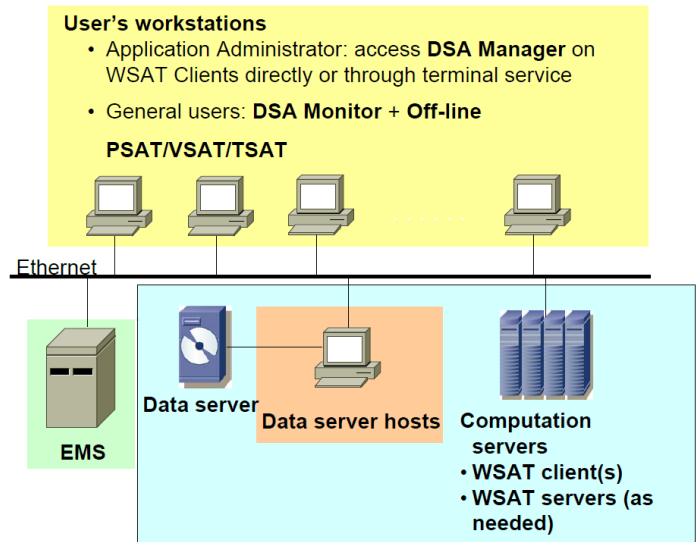


図 6-39 Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) ハードウェア構成

出所) EirGrid、” WSAT – Online Tool for Assessment of Secure Level of Wind Generation on the System”、  
 (2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

### 3) ソフトウェア構成

WSAT のソフトウェア構成を図 6-40 に示す。WSAT のソフトウェアが有する機能として、過渡安定性評価 (Transient Security Assessment Tool (TSAT)) と電圧安定性評価 (Voltage Security Assessment Tool (VSAT)) を備えている。

そのためのデータインプットとして、EMS が有する系統情報に加えて、前日時点の発電稼働スケジュール (Reserve constrained unit commitment (RCUC)) と風力発電の予測情報を取り込んでいる。

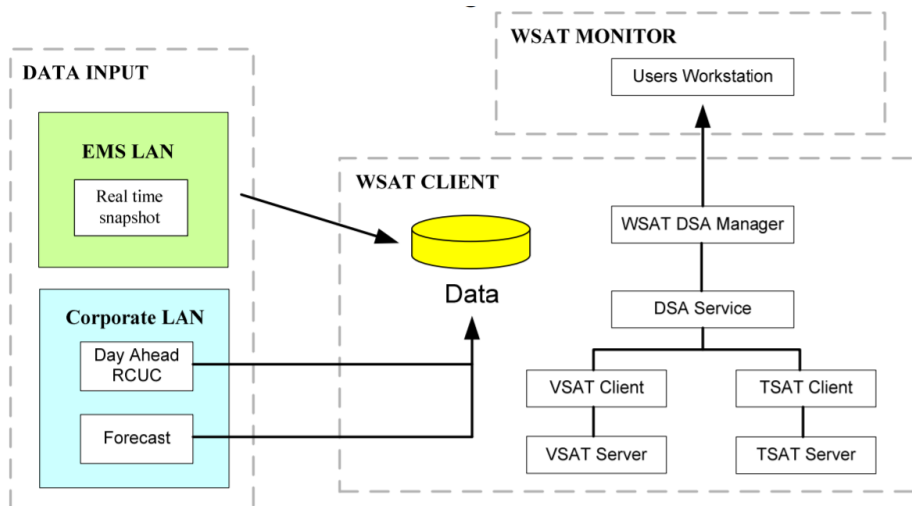


図 6-40 Wind Security Assessment Tool (WSAT) ソフトウェア構成

出所) Cigre、” Design and implementation of a tool for assessment of secure level of wind on the Irish power system”、(2020.2.27 閲覧)  
[https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/CIGRE%20Session%202010%20paper/C2\\_107\\_2010.pdf](https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/CIGRE%20Session%202010%20paper/C2_107_2010.pdf)



#### 4) ツールの動作

##### a. WSAT

WSAT の操作卓のメイン画面は、図 6-41 に示すとおりである。N-1 条件での系統安定性分析結果 (Contingency Analysis) および潮流実績に基づく熱制約の分析結果 (Transfer Analysis) が表示される。

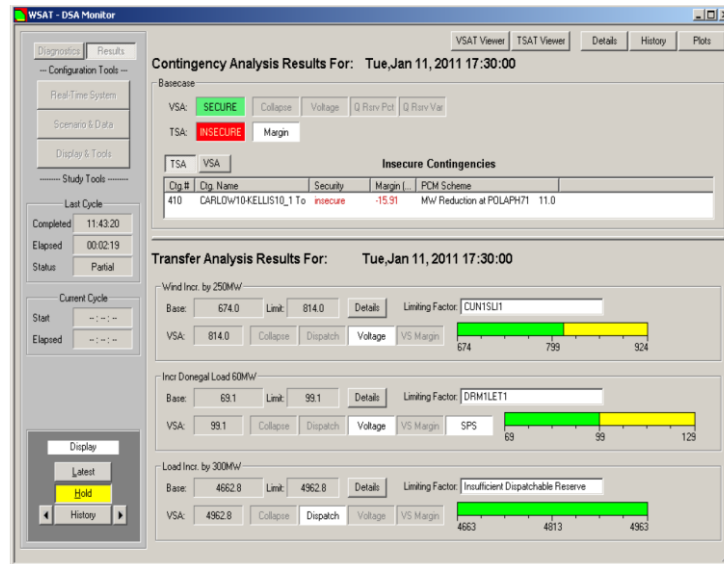


図 6-41 Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) メイン画面

出所) EirGrid, ” Strategies and Decision Support Systems for integrating Variable Energy Resources in Control Centers for Reliable Grid Operations”, (2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

また、実績 (History) 画面では 42 時間分の枠で、図 6-42 のとおり、系統全体での風力発電の出力実績および予測結果等が表示される。

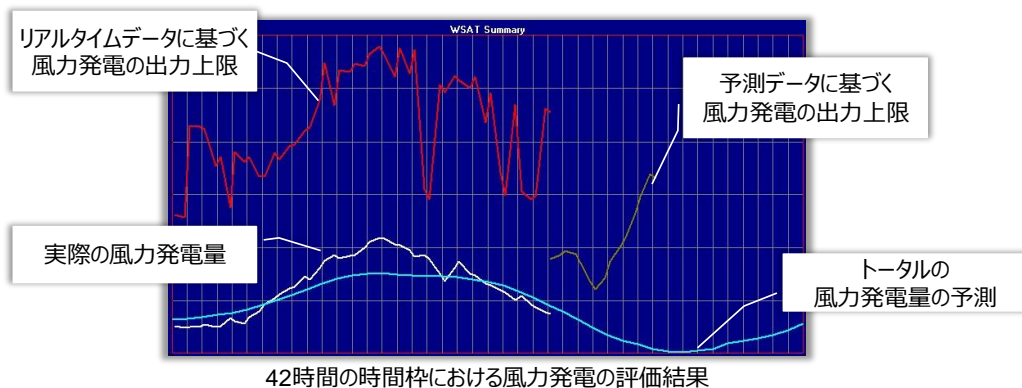


図 6-42 風力発電の実績と予測

出所) EirGrid, ” Strategies and Decision Support Systems for integrating Variable Energy Resources in Control Centers for Reliable Grid Operations”, (2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>、日本語部分は三菱総研追記

## b. TSAT

過渡安定性評価のためのツールである TSAT の画面の例を図 6-43 に示す。このツールは、偶発事象のシナリオ（過渡安定性評価）を基にした周波数の安定性評価等が可能である。

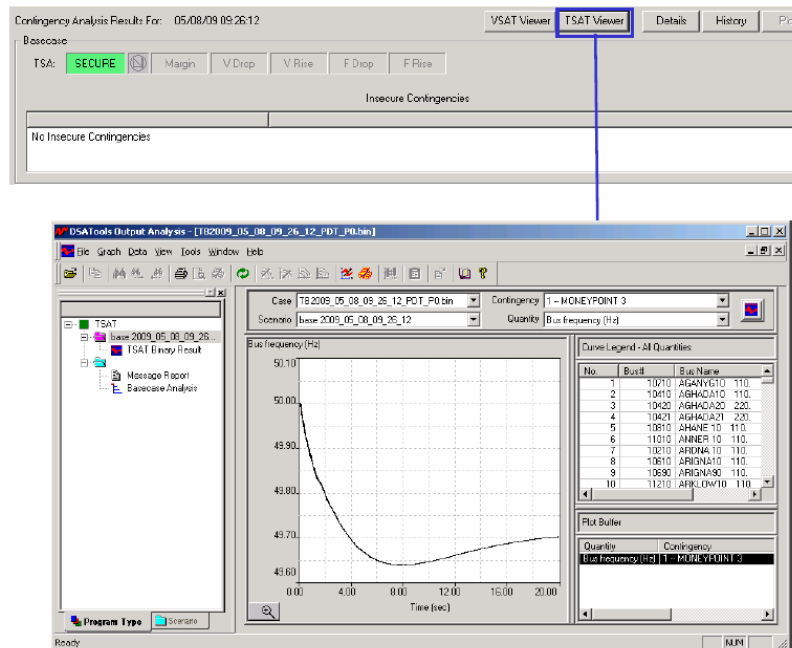


図 6-43 TSAT の画面

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)  
<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

## c. VSAT

電圧安定性評価のためのツールである VSAT の画面の例を図 6-44 に示す。このツールは、指定された条件の下での静的電圧安定限界の分析が可能であり、P-V 曲線、Q-V 曲線、感度分析等、様々な方法で評価が可能となっている。

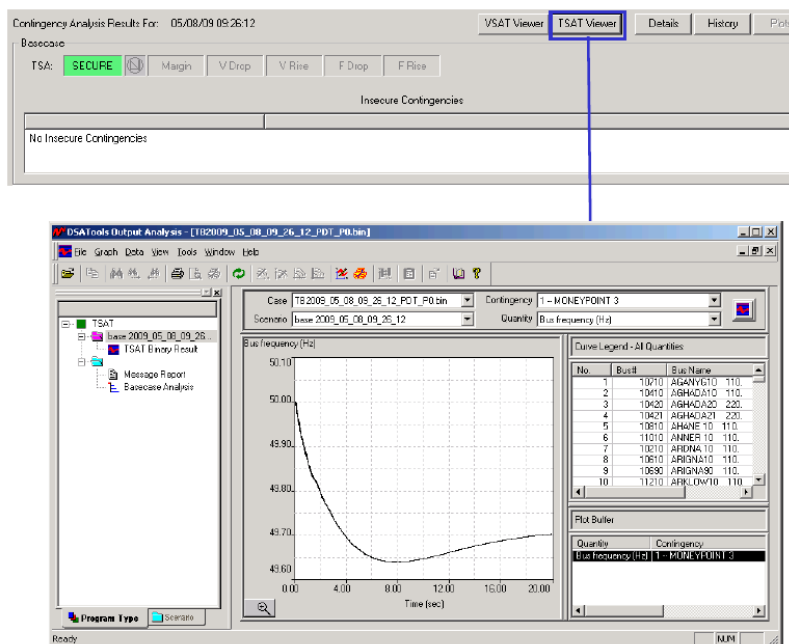


図 6-44 VSAT の画面

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)  
<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

(2) Wind dispatch tool(WDT)

EirGrid は、WSAT によって各風力電源に対する出力抑制の要否を判断したうえで、WDT を用いて実際に各風力電源への指令値を検討する。先に述べたとおり抑制は Pro-rata(一律)の方式を採用しているが、各電源への制御可否が表 6-28 のとおり、あらかじめ区分されており、実際には Level2 のユニットに対して出力抑制を行う。

表 6-28 WDT における制御可能電源の区別

	概要
Level 1 ユニット	①制御可能であるべきだが、要件に準拠していない制御不可能な電源
Level 2 ユニット	指令による制御が可能な電源
Level 3 ユニット	制御不要な電源 (稼働前または 5MW 未満)

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)  
<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

図 6-45 に WDT における抑制量の目標値 (Setpoint) の入力画面を示す。

この WDT ツール画面上で、オペレータは風力発電の総必要出力を入力し、各ユニットの抑制量の目標値 (Setpoint) の修正をアプリケーションに対し要求する。必要な抑制量は、実際の出力と容量に比例してユニット (フラグを設定した電源のみ) に割り当てられる。

## Wind Dispatch Tool Graphical User Interface

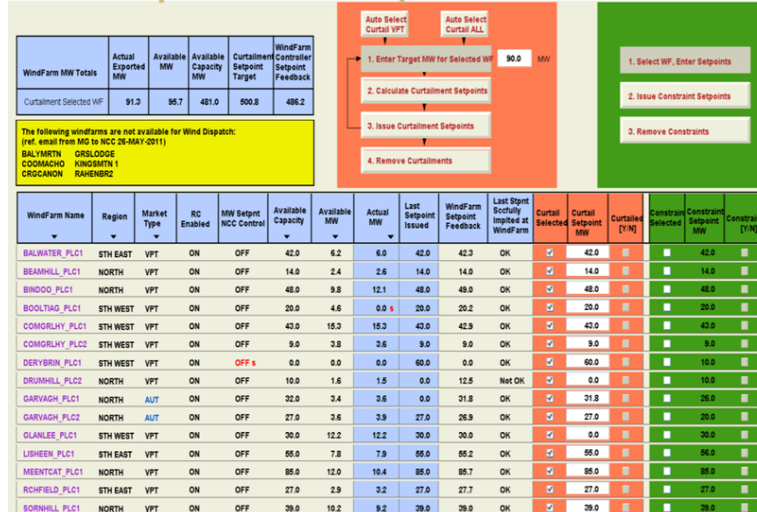


図 6-45 Wind Dispatch Tools (WDT) の抑制量目標値 (Setpoint) の修正画面

出所) EirGrid, “Power System Seminar Presentation Wind Forecasting and Dispatch 7th July、(2019.12.17 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%204.pdf>

### 6.2.4 制度全体における課題

アイルランドでは、ノンファーム型接続制度について下記の表に示すような問題点が指摘されている。

表 6-29 アイルランドのノンファーム型接続における問題点

分類	問題点
運用面	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネ接続量を増やす上で、系統増強を前提とした接続を継続してよいのかという問題が指摘されている。系統増強を前提としない形でノンファーム型接続の実施についても意見が出ており、最新のアクセス検討プロセスの「ECP(Enduring Connection Policy)」では、系統増強を前提としない接続検討を実施することが検討されている。</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム型接続電源が比較的事業性を確保しやすい一方、ノンファーム型接続電源の増加により、他の風力以外のファーム型接続電源の事業性が悪化する問題点が指摘されている。系統制約による出力抑制の場合も、抑制順序としては優先給電ルールに従って抑制を受けるため、風力電源よりも先に優先的に出力を抑制される従来型電源は、後着のノンファーム型接続電源よりも抑制を受けやすく、事業性が悪化してしまう。</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム型接続電源が系統制約による出力抑制を受けた際、インバランス精算単価に基づく費用精算だと、事業者の負担が大きくなるという問題点が指摘されている。CRU-19-129の文書において、インバランス精算単価に対してディスカウントをかけて、事業者の負担を低減させることが提案されている。</li> </ul>

出所) 各種公開資料より三菱総研作成

契約管理番号

19101539-0

19101540-0

19101541-0