

研究評価委員会

「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 日本版コネクと&マネージを実現する制御システムの開発」(終了時評価) 分科会 議事録及び書面による質疑応答

日 時 : 2024年10月11日(金) 13:30~17:15

場 所 : NEDO川崎本部 2301-2303 会議室 (リモート開催あり)

出席者(敬称略、順不同)

<分科会委員>

分科会長 福井 伸太 東洋大学 工業技術研究所 客員研究員
分科会長代理 小笠原 潤一 一般財団法人日本エネルギー経済研究所 電力ユニット 研究理事
委員 石田 健雄 一般財団法人日本電機工業会 技術戦略推進部 新エネルギー技術課 調査役
委員 坂本 織江 上智大学 理工学部 機能創造理工学科 准教授
委員 辻 隆男 横浜国立大学 大学院工学研究院 知的構造の創生部門 教授

<推進部署>

上坂 真 NEDO 再生可能エネルギー部 総括課 課長
小笠原 有香(PMgr) NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
知念 竜希 NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
山本 航介 NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主任
柴田 真吾 NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
中尾 光洋 NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット ユニット長

<実施者>

岩本 伸一(PL) 学校法人早稲田大学 名誉教授
奈良 宏一(SPL) 国立大学法人茨城大学 名誉教授
大田 勇一 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 中央給電指令所 基幹系統指令グループ
マネージャー
植田 圭輔 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 需給運用計画グループ
兼 需給・経営分析グループ チームリーダー
犬飼 宗志 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 制御システムグループ チームリーダー
岡田 怜 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ マネージャー
古舘 優 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ チームリーダー
長野 博司 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ
松井 雄大 東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所 経営戦略調査室
エネルギー調査グループ
田辺 隆也 電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門
荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授

<オブザーバー>

今井 秀岳 経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課
(併)省エネルギー・新エネルギー部 制度審議室 室長補佐
廣嶋 謙介 経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギーシステム課 係長

<評価事務局>

山本 佳子 NEDO 事業統括部 研究評価課 課長
佐倉 浩平 NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
須永 竜也 NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
對馬 敬生 NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
川原田 義幸 NEDO 事業統括部 研究評価課 主査

議事次第

(公開セッション)

1. 開会
2. 分科会の設置について
3. 分科会の公開について
4. 評価の実施方法について
5. プロジェクトの説明
 - 5.1 意義・アウトカム (社会実装) 達成までの道筋
 - 5.2 目標及び達成状況
 - 5.3 マネジメント
 - 5.4 質疑応答

(非公開セッション)

6. プロジェクトの補足説明
7. 全体を通しての質疑

(公開セッション)

8. まとめ・講評
9. 今後の予定
10. 閉会

議事内容

(公開セッション)

1. 開会

- ・開会宣言 (評価事務局)
- ・配布資料確認 (評価事務局)

2. 分科会の設置について

- ・研究評価委員会分科会の設置について、資料1に基づき事務局より説明。
- ・出席者の紹介 (評価委員、評価事務局、推進部署)

【福井分科会長】 分科会長を拝命した東洋大学の福井と申します。専門分野は電力システム工学であり、特に系統運用制御を主としています。また、最近は広域系統の安定化制御にも関心を持っています。本日は約4時間の長丁場となる会議ですが、議事進行に御協力をお願いできれば幸いです。どうぞよろしくお願いいたします。

【小笠原分科会長代理】 日本エネルギー経済研究所の小笠原と申します。専門は海外の電気事業制度を中心とした調査研究になります。中間評価でも委員を務めましたが、終了時評価においてもよろしくお願いいたします。

【石田委員】 日本電機工業会の石田と申します。太陽光発電のパワーコンディショナーの研究開発を長年取り組んでおり、現在はパナソニックから日本電機工業会に出向しています。専門分野は系統連携の技術になります。本日はよろしくお願いいたします。

【坂本委員】 上智大学の坂本と申します。専門分野は電力系統工学であり、電力機器のモデリングをはじめ、変動電源が大量に入った場合の系統の安定化等を研究しています。本日はどうぞよろしくお願いいたします。

【辻委員】 横浜国立大学の辻と申します。大学では電力系統工学を専門にしており、基幹系統の安定化をはじめ、配電系統における電力品質面の課題等に取り組んでいます。本日はどうぞよろしくお願いいたします。

3. 分科会の公開について

評価事務局より資料2及び3に基づき説明し、議題6.「プロジェクトの補足説明」及び議題7.「全体を通しての質疑」を非公開とした。

4. 評価の実施方法について

評価の手順を評価事務局より資料4-1～4-5に基づき説明した。

5. プロジェクトの説明

(1) 意義・社会実装までの道筋、目標及び達成度、マネジメント

推進部署より資料5に基づき説明が行われ、その内容に対し質疑応答が行われた。

(2) 事業の総括説明

実施者より本事業の総括説明が行われ、その内容に対し質疑応答が行われた。

【岩本 PL】 本分科会に御出席の皆様、本日は、御多忙の中にもかかわらず、評価の場にお集まりいただき誠にありがとうございます。ここで、PLとして本事業の総括を述べたく思います。まず、我が国の再エネ大量導入に関しては、2030年度までに36%から38%との導入目標が設定されています。我が国は島国であるため、電力に関する国際連系線もないのですが、我々も目標を達成すべくこれまで努力を

してまいりました。また、皆様も承知のとおり、再エネ大量導入には2つの大きな問題があります。1つ目は局所的問題であり、送配電線の熱容量に関するものです。これを解決するために送配電設備の増強・増設が必要であるものの、非常に時間がかかるため、それを行わず、できる限り送配電線の熱容量を最大限とし、電力潮流を常時流せるようにすることが本プロジェクト「日本版コネク&マネージを実現する制御システムの開発」における目的でした。2つ目は広域的問題であり、需要と供給をバランスし、システムの周波数を一定に保つ必要のある発電機の出力調整問題となります。

今回のプロジェクトでは、これら2つを同時に考慮しながら開発を推進してまいりました。前者の局所的問題では「系統制御」、後者の大域的問題では「需給制御」との言葉を用いています。これら2つの制御を同時に行うには、予測制御に関する新たなソフトウェアとハードウェアの技術が必要であることから、ソフトウェアとしては新しい太陽光発電予測手法、風力発電予測手法、需要予測手法の開発、ハードウェアとしては系統制約マネジメントシステム、需給制約マネジメントシステム、出力制御配信システムの開発を行いました。それら予測制御手法はシミュレーションだけでなく、実系統試験も154,000Vの群馬幹線、水上線にて、66,000Vの片品川線において行い、非常に良好な結果を得ています。実用化に関しても他の一般電気事業者者に仕様書を共有しており、今回の東京電力パワーグリッドでの実現化の後、他の電力会社も追随していくものと考えます。

最後になりますが、予測制御のソフトウェア及びハードウェアの開発を行い、かつ実用化した例は世界に例がないものです。近い将来、我が国でもAI技術やEV増加による電力需要の増加が予想されており、本プロジェクトの有用性は非常に高いと考えます。以上です。

【福井分科会長】 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明に対する御意見、御質問等をお受けいたします。小笠原分科会長代理、お願いします。

【小笠原分科会長代理】 私は挨拶で申し上げたとおり、中間評価から参加をしていますが、その際には事業の妥当性の確認として系統増強との対比が大きな柱だったと理解しています。今回は、プロジェクトの成果を紹介いただきましたが、これほど電圧の低いところで全国を対象とした混雑管理システムを構築するのは恐らく世界初だと思い、非常にすばらしい成果だと感じます。また、昨今改正されたEUの電力指令において、「ノンファーム接続に該当するような弾力的な接続」といった規定が新たに設けられているため、こうした事業の成果は海外でも利用が可能になると考えます。国際交流の仕方は検討が要るものの、必要性は感じる次第です。そして、アウトカムについても、研究成果の発表が中間評価と比べて大きく増加している点は高く評価できると思いました。

質問としては数点あります。まず、私がアグリゲーション事業協会の事務局に携わる中において、再エネ事業者、蓄電池事業者と会う機会が多いのですが、日本版コネク&マネージについての理解があまり進んでいない現状と感じます。この仕組みの理解として、OCCTOが今後事業成果を説明されていくと考えますが、合っているでしょうか。

次に、系統増強との関係や混雑予測との関係とを切り離し、運用だけを紹介されている状況ですが、むしろ電気事業の場合には設備形成との関係がどうなっているのか、また、その両者の閾値がどのあたりにあるのかは非常に重要です。そうした点での理解の向上における情報発信を、OCCTOも調整されながら取り組んでいただきたいと思います。いかがでしょうか。

次に、系統増強や混雑予想に関して、スライド47枚目で紹介いただいた後継事業と何かしら関係があるかどうかを確認いたします。

最後に、中間評価で取り上げられた発電事業者のニーズに関して、審議会等で表明されたニーズを考慮して検討を進められたとのことですが、システムの連携を検討する際に発電事業者側のニーズを把握されたかどうかを伺います。

【小笠原 PMgr】 まず海外展開に関しては、先ほど示した NEDO からの PR がその目的であるように、各メーカーを含め、これから海外展開をにらみながら各種実証事業を含め実施していくものと理解しています。NEDO としては国際実証事業等も推進しており、できる限りそうした成果の普及展開に資する貢献をしていく所存です。

次に、系統に接続される方々への情報発信ですが、NEDO 事業はさることながら、各ステークホルダーとして、資源エネルギー庁や広域機関をはじめ、各種審議会等で情報発信を行っていただいております。そうした方々と共に引き続き情報発信をしていきます。また、当然ながら、一般送配電事業者においても情報発信をしていくものと考えます。

次に、系統接続時のルールとの関係ですが、この事業においては国の審議会等で整理された内容を踏まえて検討をしています。FIP 制度等も本格的に開始され、出力制御の方式を含め、国の審議会等で議論がなされていると認識しています。NEDO としては、それらを考慮し、必要に応じた技術開発を追加的に検討してまいります。

最後の御質問は、スライド 47 枚目に関する内容で合っていますか。

【小笠原分科会長代理】 合っています。電源の統合コスト低減に向けた技術開発事業において、系統増強との関係における費用対効果の考え方や、混雑予想として事業者の予見性が重要であるため、この事業を数年先までといったところで、どの程度利用が可能なのか。また、そうした将来に向けての混雑予想の方法を、OCCTO にて 2029 年度まで検討をされて公表していますが、そうしたもののやり方等がこの技術開発事業と何らかの関係はあるのかといった点を伺いたく思います。

【小笠原 PMgr】 まず、基幹系統の増強判断についてはマスタープランで行っているところです。特高系統＝ローカル系統については、増強規律に基づいた B/C の判断の上で B/C が 1 を超える場合には増強することになっているかと思いますが、根本的にその評価がどうなのかといった点を含め、記載のプロジェクト「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業」の中で検討を進めていきます。また、将来の混雑想定について、今回は基幹系統とローカル系統との混雑に対応するものですが、配電系統でも配電用変電所を含めた混雑が発生し得る点において、その混雑予想をはじめとした検討は別事業の中で進めています。御指摘いただいた点は、この事業の中というよりも、外のプロジェクトに含めて検討してゆきます。

【小笠原分科会長代理】 ありがとうございます。

【福井分科会長】 それでは、辻委員、お願いします。

【辻委員】 再生可能エネルギーの導入が拡大していく中での障壁として、先ほど御説明いただいたように系統制約の克服があります。そのために既存系統を最大限活用するにおいて、今回ノンファーム型の接続を実現するシステム開発を進められ、大変よい成果が出たものと考えます。

質問としては 2 点になります。1 点目はアウトカムに関するものですが、今回ローカル系統へのノンファームについて一律制御として進められ、途中で制度変更があったことにより、一定の順序による再給電方式にてこの先改修していくとの話でした。そうした方式に移行していくにあたり、既にロジックは組み込まれていると理解いたしますが、具体的にシステムとして実現していく際の課題があるのか。また、そうした点を適切に解決できる見通しがしているのかを伺います。

2 点目は、今回のフィールド試験において、各社に協力をいただき、幾つかの系統で実施されたとのことですが、十分な数の事業者様に協力をいただく形では難しい点もあったと理解いたします。また、各系統で適切なマージン設定を行おうとすると、系統ごとに検討を行うといった要素がある中、今回実証された対象の系統としては限定的ではあったと思います。そうした中で、フィールド試験として十分な規模の実証ができたと考えてよいのか。あるいは、少し不足があるとすれば、今後どのようにフィールド試験の体制をつくっていくべきかといった点での見解を伺いたいです。

【小笠原 PMgr】 まず1点目ですが、新方式に移行することによる課題及び想定される点では、まだ実制御によるフィールド試験を実施していない点から、事業者様で計画値変更をしていただく際にしっかりとできるのかという点は考えるところですが、システム的には、今回検証が行えたことで十分実用に足りるものができたと認識しています。東京電力パワーグリッド様から補足があればお願いします。

【大田マネージャー】 東京電力パワーグリッドより補足をいたします。2026年度に向けて、ローカル系統においても一定順序の再給電のロジック仕様を固めています。今後、システム試験による検証を行います。また、これまで基幹系の再給電とローカル系の一律制御は別々に検証等を実施してきておりますが、一定の成果が出ています。ローカル系が一定順序再給電となったことにより、基幹系の混雑とローカル系の混雑が同時に起きた際のことも含め、一気通貫で試験を実施していこうと考えています。現状では大きな課題はないと思うものの、しっかりと検証を行ってまいります。

【小笠原 PMgr】 次に2点目ですが、再エネの導入拡大をするにおいて非常に切迫した状況の中、焦眉の急として事業を実施してまいりました。資源エネルギー庁からの政策的な要請も踏まえて検討を進めてきましたが、この期間、可能な範囲の中をやり切った点では非常に大きな成果が挙げられたと考えます。もう少し期間的な余裕を持って検討が進められたのならよりよいと思いつつも、今回は十分な検証が行えたと思っている次第です。

【福井分科会長】 それでは、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 全体としては、手法の開発とシステムの開発から始まり、これだけ複雑な制御システムを実系統かつ、リアルタイムに実施できるものを開発し実証試験まで至っています。また、いろいろな政策及び制度等の変化がある中、それも追いながらこれだけの成果を挙げられたのはすばらしく、高いレベルで実証されていると感じた次第です。様々な制約の下、実際の発電事業者の協力も得て、机上の検討にとどまらず、開発された手法が十分な精度を持って実系統に適用できることを確かめられた点も非常に大きかったと思いつつながら拝聴していました。

データの共有、共同の仕組みに関しては、一部秘密情報までも共有し、システム開発を効率的に進められる体制を整えられた点も非常によかったです。今後状況が変わり、また様々な運用が系統に求められていく中で、今後のシステム開発にも非常に役に立つ知見が今回得られたものと考えます。再生可能エネルギーの大量導入をはじめ、現在に限らず、将来にわたって系統をフル活用できるという点で、社会便益において、大きな成果が得られたと思います。

質問としては、2点あります。1点目は少し意地の悪い言い方になってしまいますが、スライド30枚目の表現を見ると、予測精度が目標20%以内に対し、実際は19.9%まで幅があったということで、ぎりぎりという印象も受けます。この点で、何か補足があればお伺いたく思います。

2点目は、技術の水平展開に関して、早い段階で仕様書を公開して共有されたとのことでした。そのアウトプットに対し、実際にそれを使い、各社で仕様を検討された結果、何かフィードバックがあったかどうかを教えてください。

【小笠原 PMgr】 まず予測の点について、今、既存のエリア全体に使われているモデルが平均20%において、最大誤差はもっと高いところであり、そこを平均で19.9%にできたというのは非常に大きな成果だったと考えます。また、対象系統や各種条件により予測誤差が数値として非常に変わってくる中、最低でも6.8%まで精度改善ができたところも大きな成果だと思います。

次に、監視等委の料金制度専門会合の中でも御報告があるとおり、各社がこちらの成果を参照し、仕様検討を行っているということが公表されています。そのフィードバックは各一般送配電事業者側に来ていると思料されるため、具体的な点は非公開セッションにて説明を差し上げたく思います。

【坂本委員】 ありがとうございます。

【福井分科会長】 それでは、私からも少し伺います。先ほどの説明において、この実証システムは2023年

下期に完成をされたとのことでした。スライド26枚目を見ると、12月29日の日付になっています。実証システムの立ち上げ、オンラインでデータを取り込み、予想潮流を計算し、運用容量を手動で設定されて混雑を起し、発電事業者への出力制御指令を行う。そして発電所側のPCSがしっかりと挙動して出力制御をし、それが実際の系統にもフィードバックをされる。その結果を確認したと考える中で、実証試験は具体的にはどのくらいの期間でなされていたのでしょうか。

質問の趣旨としては、冬場の年末年始といったロードが少ない時点で行われたのであれば、通常は5月あたりで再エネが非常に発電するものと考えます。工程上どうしてもシステム開発が後ろ倒しになった点是否めませんが、当初想定されていた実証試験の成果と比較し、今回得られた成果が実際にはどの程度の目標値まで達成しているのか。達成度として100、80、60といった感覚でよいのですが、達成度は二重丸ですので、実証試験の成果を評価する点で難しい点があり、伺いたく思います。

【小笠原 PMgr】 まず実証の期間ですが、12月の中で発電事業者ごとに3日間実施し、合計、十数日間実施をしました。時期に関して、通常、軽負荷期に混雑が発生し得るといった点で、今回、想定潮流については試験系フィールドでの検証を行い、十分な検証ができたところです。フィールド実証を12月に行ったところは、発電事業者側の設備の応答確認、潮流変化の確認であるため、あまり大きく時期が影響しない内容において、実系統フィールドでの実証確認を行ったものになります。今回、限られた期間の中での検証として、達成度は二重丸、パーセンテージでは120であると考えます。もう少し検討期間が十分取れるのであれば、通年検証といった形も今後実施できるのではないかと思います、こうした点もNEDOとして今後活かしてまいります。

【福井分科会長】 ありがとうございます。それでは、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 辻委員、福井分科会長の話と関連するものとして伺います。実システムでの実証はできている中、今後先々に展開をされていった場合、設備点数の増加、適用先が幅広くなるといった点で、いろいろと実証の成果が積み上げられていく面や課題が生じる面が出てくると思います。プロジェクト終了後に実展開されて出てきた課題は、各社で集約されるだけでなく、何かしらうまく集約しながら全体的に展開できる仕組みがあるのでしょうか。

【小笠原 PMgr】 今回、基本的には開発したシステムは2024年4月に導入していただいております。その後、実運用にて得られた課題は、一般送配電事業者の中でベンダーと協調しながら検討を進めていただく予定です。今回の事業に限らず、そうした検討の中で非常に大きな課題が生じ、国の要請があり、一社では対応できないといったものに関してはプロジェクトとして検討を進めることも考えられます。今後そうした事情が生じた際には、改めてNEDOとしても支援をしてまいります。

【福井分科会長】 皆様、そのほかいかがでしょうか。石田委員、何か伺いたい点はありますか。

【石田委員】 ありがとうございます。現状、特に申し上げることはありません。

【福井分科会長】 承知しました。それでは、ありがとうございます。時間も参りましたので、以上で議題5を終了いたします。

(非公開セッション)

6. プロジェクトの補足説明

省略

7. 全体を通しての質疑

省略

(公開セッション)

8. まとめ・講評

【辻委員】 本事業は、今後の再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題として系統制約を克服する、既存系統の最大限の活用を目指し、ノンファーム型接続の早期実現のためのシステム研究開発が行われたものであり、非常に良い成果が得られたと感じます。開発されたシステムについては、既に2024年4月より東京電力パワーグリッドにて適用が開始され、今後、横展開を進められると思います。それを通じて、再生可能エネルギーの導入拡大にしっかりと貢献されることを期待します。また、この知見を横展開していく上では、適切な系統ごとのマージンの設定方法をはじめ、方法論をより一般化していくといった課題、再給電方式に移行していく部分では実証がまだできていない点もあるでしょうか。これらは、今後の実運用の中で得られた知見をしっかりと横展開していくことが重要だと感じます。そして、この事業において、将来の展開、同時市場の実現等、様々な将来展開を見据えた先進的技術も多々検討されました。日本ならではの非常に精緻なシステムがある一方、ACOPF等を含めた幾つかの部分では海外に遅れている面もあると思います。引き続き世界動向も注視し、理解を深めながら、NEDOにおいて今後さらなる研究開発の推進を進めていただければと思います。いずれにしても、NEDOの適切なマネジメントの下、大きな成果が出たと考え、本事業に関わられた皆様の御尽力に感謝と敬意を表します。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 本日は丁寧な御説明をありがとうございました。本事業は、再エネ活用に向けて、日本の系統が抱える様々な制約をはじめ、制度変更が変わっていく中、実際の制度、系統、運用をしっかりと踏まえられ、実態に応じた高度なシステムとして、定められた期間内に実証試験及び実導入に至っています。その背景にある計算手法、予測手法の開発に関しても本日もいろいろと伺い、今後幅広い活用が見込めるとともに学術的にも高いレベルであることから非常に感銘を受けました。こうした成果が得られたことは、マネジメントとしても適切だったと考えます。そして、アウトプット、アウトカムについても水平展開が充実している点で、大変よい成果が得られていると思いました。今後の展開を通して実際の系統での妥当性のさらなる検証や知見が積み重ねられていくと思いますので、そこに期待するとともに、何か運用上の課題が出てくる場合には、ぜひ上手に集約し、必要に応じて適切な場を設けていただき、その解決において次につなげていくことを希望いたします。改めまして、関係の皆様御尽力に敬意を表します。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、石田委員、お願いします。

【石田委員】 本日は丁寧な御説明をありがとうございました。このプロジェクトの前を考えると、再エネが次第に大量に普及していく中で、系統の接続容量の上限が非常に問題視され、「これでは再エネが頭打ちになってしまう」と言われていました。本プロジェクトのアウトカム目標として、「系統増強を待たずに再エネ接続可能になる」と掲げられ、それが実現に至り、社会実装に結びついたという点で大きな成果が得られたと考えます。また、このプロジェクトの中でさらに様々な開発が行われ、例えば非常に精度の高い発電量予測ができるようになっていきます。現時点では一送の運用の中で使われていくと思いますが、得られた成果の系統蓄電システムへの応用展開をはじめ、今後の寄与に期待される場所です。御尽力された関係の皆様御尽力に敬意と感謝を申し上げます。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、小笠原分科会長代理、お願いします。

【小笠原分科会長代理】 私は、資源エネルギー庁の審議会にて、「海外における再エネ増加に伴う混雑解消のプレゼンをお願いしたい」との依頼を受け、その報告をさせていただいたのですが、それがこれほどものになるとは全く思っていませんでした。再エネの導入拡大のため、系統の運用容量を十分使う

であるとか、コネクト&マネージシステムの構築をするといった点でこちらのシステムを構築することにより、再生可能エネルギーが追加的に導入拡大することに対し、大きく貢献するプロジェクトだと考えます。欧州では再給電市場、イギリスにおいては個別に市場をつくり、デマンドレスポンスのマーケットを別に設けるなど個別に商品ごとの新しい市場をつくる中、系統制約マネジメントシステム、需給制約マネジメントシステム、出力制御配信システム等を統合した規制システムを使うことにより、効率的に運用する方向性に向かった点は本当に世界初の試みであり、非常にすばらしい取組だったと思います。今後は、蓄電池システムの充電を通じた混雑解消の取組も始まると伺っています。そうした点を含め、システムの高度化に対し、今後も取り組んでいただければ幸いです。

【福井分科会長】 ありがとうございます。最後に、私の講評となります。本日は、長時間にわたり御丁寧な説明をありがとうございました。質疑に対しても真摯に回答をいただきました。まず、全般を通して思ったものは、やはり期間があるといった点です。制御システムの実証であり、限られた期間内において後ろ倒しになってしまうのは仕方がないと思います。しかしながら、それにもかかわらず、当初以上の成果を得られたことに対し、非常に敬意を払います。また、今後はアウトカム目標である他の一般送配電事業者がこのシステムを使っていただくことが重要だと考えます。現状、ローカル系統においては各社自前のシステムで対応をしていくとのことでしたが、ぜひ全国に広がり、採用されていくことを願っております。当然、事業者も協力をされていくと思うものの、特にNEDOからの指示がなくとも、送配電事業者をはじめ、関連する発電事業者の中でうまくこうしたシステムが実装されるよう御協力のほど、よろしく願いいたします。簡単ですが、以上です。

【川原田主査】 委員の皆様、御講評いただきありがとうございます。ただいまの講評を受け、SPL及び推進部より一言ずつ頂戴したいと思います。まず、奈良SPLよりお願いいたします。

【奈良SPL】 本日は、福井分科会長をはじめ、評価分科会委員の皆様には、長時間にわたる中、本プロジェクトの貴重な御評価をいただきまして誠にありがとうございました。議論においては、国際連携、海外展開、政策・制度への提言ができるような開発をしてほしいといった今後のプロジェクトの実施において役立つ意見も賜りました。お礼申し上げます。本プロジェクトは進行中に様々な変化がありました。2021年に第6次エネルギー基本計画が出され、再エネ導入率のターゲットとして当初22%から24%だったものが、36%から38%に変更となっています。こうした中で、系統の空き容量を有効活用し、より多くの再エネ電源を導入して、効率的かつ合理的なシステム運用をしていくことが課題になりました。本事業の目指すところと役割の重要性が第6次エネルギー基本計画でさらに高まったところですが、第7次も計画されているため、さらに高まるものと考えます。そして、本プロジェクトのノンファーム型接続の開発に関しては、前提となる細部の制度づくりと技術開発を同時進行していたことにより、状況変化に柔軟に対応をしながら開発を行うといった難しさもありました。加えて、2023年度3月のプロジェクト終了後、2024年度4月からすぐに社会実装をするということで、終わりの期限を決められた中で実施しなければいけない、さらには、国の審議会での議論結果を反映しなければいけない、それから、新型コロナの影響等もありました。このように実施者のほうで様々な対応を要求される状況があったものの、それぞれに工夫及び対応をしながら、スケジュールに遅延ないよう目標仕様を期間内に達成し、関係者に共有でき、一定以上の成果を達成できたと自負しています。

また、NEDOから紹介があったように、本プロジェクトで検討した結果を今後も高度化していく予定です。再エネ中心の電力システムになっていくため、カーボンニュートラル目標の2050年の社会ニーズというのは、現在とは少し変わったものになってくる可能性もございます。そのため、今行っている一つ一つの開発プロジェクトの目標とトータルシステムがどうあるべきかということとの整合性、電力市場の在り方といった全体を俯瞰する視点が大切であると考えます。本プロジェクトで開発したシステムはもとより、他の様々なNEDOプロジェクトにおいて開発されるシステム開発が無駄にならない

よう目標時点でのゴールから逆算し、今、何をなすべきかを考える役割を引き続き NEDO にも期待したいと思っています。最後になりますが、評価分科会委員の皆様重ねてお礼を申し上げ、私からの挨拶と代えさせていただきます。大変ありがとうございました。

【川原田主査】 ありがとうございます。続きまして、推進部の上坂課長よりお願いいたします。

【上坂課長】 本日、部長の山田が海外出張であるため、私が代理をいたします。まず、福井分科会長をはじめ、委員の皆様、長時間にわたる評価を賜りまして誠にありがとうございました。また、岩本 PL、奈良 SPL、東京電力パワーグリッドをはじめ、実施者の皆様におかれましては、今回の評価において長期間の作業となりましたが、御協力いただきまして誠にありがとうございました。当部、再生可能エネルギー部は、御承知のとおり 7 月に組織再編をし、旧スマートコミュニティ・エネルギーシステム部の系統連系と旧新エネルギー部が合体をしたものとなります。本日のプロジェクト評価は、前身のスマートコミュニティ・エネルギー部で実施していたものを、残り後半の 1 つの開発項目について御評価いただいたものです。新エネルギー部において、もともと再エネの各電源、エネルギー源を実施していましたが、一体的に今後再エネ全体で連携を図っていくという趣旨から、今回の改編があったと理解しており、今後シナジー効果をうまく発揮するものとして、評価結果を当部にて受け止めるよいトランスファーの機会だと思います。それから、御指摘のとおり、電力事業の非実運用面と関わっている R&D のプロジェクトであると認識しており、こうした制度と変化に柔軟に対応した技術開発を進めていく観点において、当部の既存のプロジェクトにおいても参考にいたしたく存じます。また、引き続き政策面でもエネ庁と連携を図ってまいりますので、有識者の皆様からも様々な御指導御鞭撻をいただければと思います。最後に、事務局・研究評価課の皆様に対しまして、これまでの御助言、御協力に感謝を申し上げます。以上です。

【福井分科会長】 ありがとうございます。以上で、議題 8 を終了いたします。

9. 今後の予定

10. 閉会

配布資料

- 資料 1 研究評価委員会分科会の設置について
- 資料 2 研究評価委員会分科会の公開について
- 資料 3 研究評価委員会分科会における秘密情報の守秘と非公開資料の取り扱いについて
- 資料 4-1 NEDO における技術評価について
- 資料 4-2 評価項目・評価基準
- 資料 4-3 評点法の実施について
- 資料 4-4 評価コメント及び評点票
- 資料 4-5 評価報告書の構成について
- 資料 5 プロジェクトの説明資料（公開）
- 資料 6 プロジェクトの補足説明資料（非公開）
- 資料 7 事業原簿（公開）
- 資料 8 評価スケジュール

以上

以下、分科会前に実施した書面による公開情報に関する質疑応答について記載する。

研究評価委員会
「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 日本版コネクとマネージを実現する制御システムの開発」(終了時評価)分科会

質問・回答票（公開）

資料番号・ ご質問箇所	質問	委員名	回答	公開可 /非公開
資料7 2-1,2 4-89～101	<p>2026年～2027年にC&Mシステムを全国で導入するというアウトカム目標は妥当とあるが、再給電方式(一定の順序)での運用開始を前提としており、2023年度の実証システムではノンファーム電源の一律制御によるシステム全体の仕上がり時間について実フィールドにて検証されています。</p> <p>これについて、 (1)実運用においては、演算開始から配信完了までの時間内に、系統事故の発生または設備の作業停止が予定通りに終了しないなど、ノンファーム電源の接続状況によっては出力制御量は大きくなる可能性があります。この場合のシステムの対応についてご教示ください。 (2)一律制御には含まれないメリットオーダーによるUCが必要となる再給電方式(一定の順序)においても、実需給直前までには出力制御量を配信完了できることがシミュレーション等により検証されていますでしょうか。 (3)系統混雑は、ローカル系統で1箇所、基幹系統で1箇所となるようなケースを送電線運用設定値の手動変更により発生させて時間計測されています。2026年～2027年においても30分のコマ単位では、複数のローカル系統または1つのローカル系統内で複数の混雑が起きる可能性は低いと考えてよろしいでしょうか。</p>	福井分 科会長	<p>(1)へのご回答 ・系統事故時において、電気の量が設備容量を超過する場合は、日本版コネクとマネージの取り組みの1つである「N-1電制」により自動的に電制電源(特別高圧以上のノンファーム電源以外の電源も含む)を制御(遮断または出力制御)することで設備の過負荷を防止します。 ※本システムとは別のシステムとなります。また、N-1電制遮断対象電源は、N-1電制が適用された送変電設備の混雑時において、原則、出力制御対象外となっています。 ◆流通設備の整備計画の策定(送配電等業務指針第55条関連)におけるN-1電制の考え方について:電力広域的運営推進機関 https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/files/20240517_n-1densei.pdf</p> <p>・本システムは、常時系統において上記の系統事故を事前に想定(N-1事故を想定した潮流も作成)し、N-1電制で制御しても設備過負荷が解消されない潮流想定であれば、事前に対象系統のノンファーム電源を制御するよう出力制御演算を実装しております。 ・作業停止計画による出力制御調整につきましては、作業停止計画調整マニュアル(電力広域的運営推進機関)に則り、事前に調整を実施しており、調整結果に基づいて提出頂く発電計画にて、本システムは想定潮流を作成しております。 作業停止の延長が想定される場合は、早めに状況を把握したうえで、終了予定時刻の見直しおよび出力制御量の見直し(出力制御の延長など)について発電事業者等に通知・説明することとしています。よって、作業延長などによるシステムでの対応は現時点では実装しておりません。 ◆作業停止計画調整マニュアル:電力広域的運営推進機関(要点:P47) https://www.occto.or.jp/occtosystem2/kisaiyouryou/files/20230401_sagyouteishimanyuaru.pdf</p> <p>(2)へのご回答 再給電方式(一定の順序)での出力制御量の配信につきましては、試験系にて検証を実施しており、ローカル系統混雑によるノンファーム一律制御に加え、基幹系統混雑による再給電方式(一定の順序)および需給制約による出力制御の演算も含めた出力制御量の配信は、実需給開始までに可能であることを確認しております。 (資料7 4-100～101 (3)系統制御と需給制御に要する演算時間の検証)</p> <p>(3)へのご回答 上記(2)の回答に記載いたしましたが、時間計測につきましては、複数系統の混雑を模擬し検証を行っております。 2026年～2027年における混雑想定設備につきましては、現在精査中となっておりますが、本時間計測検証においては、1つのローカル系統かつループ系統における複数混雑も検証し実需給開始までの配信が自動で実施可能であることを確認しております。</p>	公開可
資料7 4-22～24	<p>再給電方式(一定の順序)の実運用ではDCOPFの適用(想定潮流作成や制御感度の計算など)を予定されているのでしょうか。再給電方式(高度化)での実運用開始について、目標年度がありましたらご教示ください。</p>	福井分 科会長	<p>再給電方式(一定の順序)の実現、すなわちメリットオーダーによる出力制御の実現のためDCOPFによる制御演算を本システムへすでに実装しております。基幹系統での再給電方式(高度化)は2023年12月に導入済みとなっております。基幹系統混雑時に対応できるシステムとして実運用を開始しております。 (資料7 P4-47 図4-52)</p>	公開可

<p>資料7 4-25～29</p>	<p>系統セキュリティを考慮した前日計画から当日運用をSCUC+ACOPFでモデル化し、ベンダーズ分解法に基づいて最適化する手法については2000年代からこれまでにさまざまな解法が提案されてきています。最近では再エネ出力や需要を不確実変数とした計算モデルによるRobust ACOPFの解法が研究されておりま。本事業でのSCUCとACOPFの連携で得られた知見から、学術面または実用面からみた新規性についてご教示ください。</p>	<p>福井分 科会長</p>	<p>ご指摘の通り混合整数計画手法の技術向上に伴い、2000年代より、交流電力制約および送電制約を考慮した発電計画策定SCUC+ACOPFに関する様々な手法の提案が行われており、SCUC+ACOPF適用のアイデア自体には新規性が見受けられませんが、実規模システム適用については計算時間および計画の精度について課題があると認識しております。例えば米国では、国の機関であるARPA-Eが複数年で様々なテーマを設定しコンペティションを行い、研究者を競わせながら技術開発を実施している状況で、現状、実運用への適用を試行している状況と認識しております。</p> <p>本研究では、東京電力PG系統上位2電圧階級を可能な限り忠実に模擬した上、再生可能エネルギーの不確実性を考慮し、年間8760時間断面の様々な需給条件にて、SCUC+ACOPFにおける連携計算の高速化が実現できており、実用面に新規性がございます。また、各時間断面においてN-1事故の模擬において、従来利用されていた直流法潮流計算ではなく、ACOPFを利用した評価を実装しており、実用面での新規性の一つと考えております。</p> <p>また、今回のACOPFのプログラム開発では、実施者が長年にわたり開発を重ね、多くの実績を持つ信頼性の高いSCUCソルバーに変圧器や調相設備などACOPF特有の機能を加えることで開発され、ゼロベースで起動停止計画の機能を備えたACOPFソルバーを開発することにくらべ、両者の親和性を確保しつつ開発効率を上げることができました。この点は、実用面を考慮した機能を付与する点において、高い新規性があると考えています。</p> <p>さらに、昨年、実規模システムデータを活用したSCUC+ACOPF手法開発に関しては海外では、データ収集を含め研究がリードしている状況ではありますが、我が国のSCUC+ACOPF手法の技術開発にて、電気学会の電力系統標準モデルではなく、こうした実規模システムデータを活用して実用機能の実装が進められ、人材やノウハウが国内で蓄積されたことに新規性があると考えております。</p>	<p>公開可</p>
<p>資料7 4-59,68,77, 86～88</p>	<p>太陽光発電、風力発電、需要のローカル予測精度の目標値が設定されていますが、発電事業者の出力制御量に直結する送電線潮流の予測精度の目標値は設定されておりません。予想潮流の精度限界値に起因します実潮流とのマージンは実フィールド検証の結果からローカル系統ごとに決める必要があるとの結論ですが、これからの太陽光発電、風力発電の接続数増大に伴ってマージンのアップデートは都度続くこととなります。本事業のアウトカム目標であるC&Mシステムの全国導入に向けて、適正なマージンの算出の考え方やシステムマチックなアップデート手順を各一般送配電事業者に詳らかにすることが必要と考えますがいかがでしょうか。</p>	<p>福井分 科会長</p>	<p>仰る通りかと存じます。</p> <p>想定潮流では自然変動電源や需要変動、計測誤差による想定誤差が不可避なため適切なマージンを確保する必要があります。</p> <p>一方、マージンは出力制御量に直結することから、適宜、誤差要因を分析のうえ、マージンのアップデートを実施していく予定です。</p> <p>マージンの算出の考え方やシステム化につきましては、第76回 広域系統整備委員会(2024年3月8日)にて本事業での検討成果として御報告したところではありますが、現時点の東京電力PGでの算出方法を共有のうえ、一般送配電事業者各社の特徴も踏まえ、整理していきたいと考えております。</p> <p>*東京電力PGでの検証：複数のローカル系統におけるシステムによる想定潮流と実績潮流との誤差分析について継続実施中</p> <p><マージン見直し(イメージ)></p> <ul style="list-style-type: none"> ・システム運開当初：月1回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期：週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更：都度、見直し ・運用容量を超過：即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと：データを蓄積していく中で期間を細分化 	<p>公開可</p>
<p>資料5-p.30</p>	<p>再エネ予測システムの精度に関して平均値の幅が示されており、システムの精度の検証としては正しいが、特にローカル系統では抑制量に影響するため誤差の幅を占める工夫があった方が分かりやすいのではないかと。</p>	<p>小笠原 分科会 長代理</p>	<p>検証を行った太陽光発電及び風力発電のローカル予測精度については、設備量ベースの%MAE(平均絶対値誤差)で評価をしており、その数値を記載しております。</p> <p>括弧内の数値の幅については、スペースの制約等から、検証対象となった箇所における%MAEの値を小さい順から大きい順に記載したものです。%ME(平均誤差)との比較では、%MAEの方が誤差が改善することも確認しています。</p> <p>※検証結果は別紙(太陽光:表2、図2、風力:表4、図4・5)のとおりとなっております。</p> <p>なお、一般に総合評価には、RMSE(二乗平均平方根誤差)、MAE、MABE(平均バイアス誤差)が多く用いられますが、予測誤差の分布、その形状、箱ひげの定義による大外しの発生、誤差の発生頻度などから、指標として%MAEを採用することの適切性についても別途評価を行っています。</p>	<p>公開可</p>

資料7-p.4-6	「検証の結果、群馬エリアのひとつのローカル系統では、11%程度のマージンが必要である」と記載があるが、マージンの最小に影響する要因で最も大きいものは何か。	小笠原分科会長代理	<p>現在の電力設備上、マージンが必要となる誤差要因については以下が考えられます。</p> <p>(1) 固有負荷想定誤差(需要想定に基づく誤差)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・過去実績にて固有負荷想定を算出するうえでの、比率に用いる需要想定誤差 ・過去実績と想定日の需要カーブの違いによる誤差 (操業や生活など時間帯別電力利用の差異による誤差) <p>(2) 再生可能エネルギーの出力予測と実出力との差異</p> <p>(3) 電源Ⅲなど発電事業者の計画提出値と実出力との差異</p> <p>(4) その他誤差</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オンライン計測が困難データ(変電所内負荷, 系統内Lossの真値) ・テレメータ誤差(CT, VT, TRD) <ul style="list-style-type: none"> ※ 標準規格上、CT,VTの誤差は±2%、TRDの誤差は±1%まで許容。 ※ CT:計器用変流器、VT:計器用変圧器、TRD:電力トランスデューサ <p>本検証エリアにおいて想定潮流誤差の大きな要因としてはPV出力誤差でしたが、それぞれの系統の特徴を踏まえ分析のうえ、マージン量を決めていき、適宜、見直す必要もあると考えております。</p> <p><マージン見直し(イメージ)></p> <ul style="list-style-type: none"> ・システム運用当初 :月1回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期 :週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更 :都度、見直し ・運用容量を超過 :即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと :データを蓄積していく中で期間を細分化 	公開可
資料7-p.4-20	「ループ系統における制御値の配分にあたって制御感度を用いて制御対象箇所を抽出する際、系統に複数のノンファーム設備が存在する場合は、制御量極小化を考慮した制御値の再配分を実施することとした。」と記載があるが、類似系統ではプロラタで出力制御しないという場合があるということか。	小笠原分科会長代理	<p>基本的にはプロラタでの出力制御としておりますが、図4-26のように、ループ系統内に複数の混雑設備が発生した場合、需要側(上位系統)<電源側(下位系統)の場合、制御量極小化を踏まえ需要側(上位系統)のみに効果がある電源に対し、プロラタにて制御量を再配分する仕様としております。</p> <p>また、需要側および電源側の両方に効果がある箇所に対してもプロラタにて制御いたします。</p>	公開可
資料7-p.4-21	上記に関連して図4-27では同じグループに対して同じ制御率を適用していることから、プロラタで出力制御をしているという理解で良いか。(対外的な一般的説明ではそうした細かい説明がないための確認です。)	小笠原分科会長代理	<p>ご認識のとおりです。</p> <p>放射状系統においても上位系統(154kV)、下位系統(66kV)系統で同時混雑があった場合も同様に、2つのグループとして、下位系統の制御量が多い場合は、上位系統に再配分することとしております。</p>	公開可
資料7-p.4-36	「出力制御に関する制御情報はWEB上に公開し、電源Ⅲ・バイオマス・再エネの各発電事業者からの確認を可能とし、連絡先情報、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更を実施させる。」と記載があるが、再エネ事業者等に使い勝手に関して意見交換を行ったか。	小笠原分科会長代理	<p>第42回 広域系統整備委員会(2019年8月5日)において、ノンファーム電源の出力制御値算出のタイミングについて記載されており、混雑予想はノンファーム事業者へ提供されることと整理されていたため、これに基づき、出力制御に関する制御情報はWEB上に公開することとしております。また、「系統情報の公表の考え方」(資源エネルギー庁 電力・ガス事業部)においても、前日見直しは再生可能エネルギーの出力制御予定日の前日夕方までに公開することなどが定められており、これらに則ってWeb公開を行っています。</p> <p>また、連絡先情報についてはオフライン事業者に指令を出す必要性から、発電事業者等が登録できる仕様とし、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更については、国の審議会等での議論により需給制御においては電源Ⅲ・バイオマスは最低出力まで下げることと整理されたことから、第43回・第44回系統ワーキング(2022年11月30日、2023年2月28日)での議論も踏まえ、最低出力の変更ができる仕様としております。</p> <p>発電事業者等の意見等を踏まえ国の審議会等で議論が行われており、当該議論に基づいた仕様としておりますので、本事業では、発電事業者等とは直接的に使い勝手の意見交換はしていません。</p>	公開可

資料7-p.103 ～106	英国の状況について送電部門の説明か配電部門の説明か明確にした方が良いのではないかと。表4-25は配電部門、それ以外は送電部門の説明と考えられる。また表4-23でPJMについて「費用便益分析で判断」とあるが、需要への送電に関する制約解消は義務である一方、経済的理由による系統増強は事業者判断だと理解していたがいかがか。また日本についてノンファーム接続に伴う混雑予測は例えば現在は2029年度まで実施しており、必ずしもマスタープランの時間軸と一致していないと思われる。ノンファーム接続の増加に関連した系統増強は今後の課題という理解で良いか。	小笠原 分科会 長代理	<p>・基幹系統の混雑管理手法と、ローカル系統の混雑管理手法で分け、電圧階級も記載する事で、送電と配電の内容は明確化していると思っております。系統混雑管理については、基本的に送電系統で実施されている一方で、日本でも採用したノンファームの概念については、英国のローカル系統でのみ実施されていたという調査結果であったため、表4-25を別出しとしております。</p> <p>・PJMでは毎年、電力需要予測や容量市場のアデカシー、発電機、公共政策、市場効率性など様々な要素を考慮した上で、短期(5年後まで)と長期(15年後まで)の送電網拡張計画(RTEP: Regional Transmission Expansion Plan)を作成し、RTEPの計画の中で系統増強を実施するか判断するにあたり費用対便益評価を実施しているため、「費用便益分析で判断」と記載させていただきました。一方で、費用負担については、PJMにおける新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強が必要となるレベル以降に申し込みをした事業者に対して、増強が必要な当該送電設備への影響度(MW contribution)に応じて費用負担が生じ、費用負担の在り方は原則ディープ方式となっております。そのため、発電事業者の判断で系統増強を判断しているものではないという認識です。</p> <p>・表4-23で日本の例として連系線や地内基幹系統の増強については、マスタープランで実施している旨を記載しておりますが、系統接続と混雑緩和スキームは切り離した手続きであり、また、系統増強で検討する内容と、第83回広域系統整備委員会(2024年9月10日)において示された前提条件・算定方法に基づく系統混雑の中長期見通しでは考え方が異なっており、時間軸が一致するものではございません。現在の系統混雑計算は、実運用に近い形で電源の出力を想定して、混雑計算を実施しておりますが、マスタープランでの考え方は異なっております。また、ノンファーム型接続電源は基本的に出力制御をすることを前提として接続しており、ノンファーム型接続電源が増えたとしても混雑管理で対応出来る範囲であると考えられるため、そこまで大きな課題とならない認識しております。</p> <p>なお、地内のローカル系統については、「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」の増強規律に基づき、増強による便益が費用を上回る場合には増強が行われますが、下回る場合は増強は行われないため、ノンファーム型接続電源が増えた状況において発電事業者が希望しても混雑は緩和されない状況が考えられることから、別途、国の審議会等で議論が行われていることに加え、NEDOでは、2024年度から「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業(日本版コネクト&マネージ2.0)/研究開発項目1 DER等を活用したフレキシビリティ技術開発/系統用蓄電池の充電制御を活用した系統混雑緩和技術の開発」を進めています。</p>	公開可
資料7 4-23 ページ 図4-28	図4-28中に「LMPベースの潮流解析技術」とあります。LMP(Locational Marginal Price)は一般に地点別限界価格、ノードル価格とも呼ばれる、と説明されています。説明本文にはゾーン制・ノードル制の系統制約管理に資する、とありますが、目指しているのはノードル制なのでしょうか。それともゾーン制・ノードル制のどちらにも使える制御ロジックということなのでしょうか。	石田 委員	本手法は、ゾーン制・ノードル制のどちらにも使える技術と考えております。制御ロジックとしては一般的なOPFになりますが、LMPに対する影響を利用して、系統制約が及ぼすコスト的な影響を評価することが狙いです。	公開可
資料7 4-25 ページ 上から5行目	開発したモデルを「年間を通して需給運用を評価」とありますが、このモデルは年間評価に用いるもので、前日の給電指令や出力制御指令には使えないという理解でっておりますでしょうか。	石田 委員	本モデルは、現在検討されている送電網の制約を考慮したエネルギー市場と調整力市場の同時最適化に適用できる基礎機能を備えており、「前日の給電指令や出力制御指令に使える」ことを目指して開発しました。年間の評価が可能なおことで、その最適化解析が実用的に十分な速さで実施できることを示しています。	公開可
資料7 4-32 ページ 図4-36	図4-36キャプションでは 出力制御にインターネットを用いる66kV未満のケースと書かれていますが、図には66kV以上の例も図示されています。通信の実装評価はインターネット回線で行ったという理解で合っていますか？それとも専用線で評価したのでしょうか？	石田 委員	図4-36は「66kV 未満の発電設備において、公衆回線を利用している等に理由により出力制御を手動で操作している発電所」を表している図となります。将来的な記載であるため、実装評価とは別になります。実装評価は66kV以上の専用線および66kV未満のインターネット回線の両方になります。	公開可
資料7 4-45、46ページ 図4-49、50	MOLとは何かご教示頂けますでしょうか。(ネット検索でヒットしなかったのです)	石田 委員	「メリットオーダリスト」の略称になります。調整電源を調整力単価順にならべた表になります。	公開可
資料7 4-74ページ	風力発電の発電量予測として風況予測が重要であることは理解しやすいですが、発電所の状況(運転しているか否か)はさらに大きなファクターと思われます。発電所毎に運転状況を随時収集しているのでしょうか。	石田 委員	本検討では、SCADAから得られるデータの内、発電所の運転状況として風車毎の運転時間のデータを風力予測に活用しております。	公開可

資料7 4-61ページ	統合予測には 気象協会のSYNFOS-solar も含まれていますか、それともSYNFOS-solarはベンチマークの相手ということですか。また、統合予測値は各種気象モデルの平均値を採用しているのですか、それとも特別な手法があるのですか	石田 委員	統合予測にはSYNFOS-solarも含んでいます。統合予測値については各気象モデルの誤差量に応じた重みづけ平均により作成しています。	公開可
資料7 4-77ページ 下から4行目	日単位 とありますが、1日の時間ごとの値という理解であっていますか	石田 委員	ご理解の通りです。1日の時間ごとの予測を月単位から日単位に改良したということです。	公開可
資料7 4-77ページ	需要予測に気温が大きなファクターであることは理解できますが、経験値(例えば昨年同日の実績など)が大きなファクターであったりしないでしょうか。	石田 委員	おっしゃるとおり昨年の同日は大きなファクターになるかと考えられるものの、必ずしも気温が同じではないかと思えます。そのため、予測気温に応じて需要を予測したほうがより予測精度が高くなるとの考えの下、今回の検討では夜間の予測値と実測電流値との差を一律補正值とした予測気温を用いています。	公開可
資料7 4-82ページ	送電エリア単位で日射量以外に有意な発電量の差はあったのでしょうか。また、送電エリア単位で特性がわかったとして、将来送電エリア単位での出力制御指令を行うことは視野に入っていますか。	石田 委員	今回の分析では佐京エリアの送電線混雑のテーマがあり、検討対象地域を千葉エリア、またその一部の配電用変電所以下のエリアとしました。このため、今回の検討においてはエリア間の特性の違いは十分に評価しておりません。すなわち、ご質問にございました、エリア単位の特性に応じて出力制御量に差をつけることを視野に入れた検討は今回行っておりません。しかし、今回の検討から、PVの設備規模や過積載の条件、物理的な設置条件、サイト出力の構成比などがエリアによりまた設置時期により異なることでエリアごとの特性が変わってくると思えます。 ※検討内容の詳細は、別紙(p.7以降)にて御参照いただけます。 今回の開発手法の精度は、エリアの大きさによるものではなく、収集したPVデータの数によるところがあります。別紙の最後の部分に記述しているように、それぞれのエリアのデータ数が充実することにより、当該エリアの特性が十分に把握でき、将来的に送電エリア単位の特性に応じて出力制御指令を行うことも視野に入ってくると思えます。	公開可
資料7 4-84ページ	中給のシステムと出力制御のシステム(サーバー)は物理的に切り離されているはずですが、接続されているような絵になっています(例えば図4-47)。実態はどのようなのでしょうか。	石田 委員	出力制御には中給システムの情報が必要となりますので、接続は必要となります。開発システムの概要は、資料7 2-3ページ 図 2-4にてご確認いただくことが可能です。 一方、IP分離装置および連携サーバを用いて直接的には接続されておりません。	公開可
資料7 p.4-22 (4.1(1)-(b))	LMPに基づく系統制約評価手法は、必ずしもACOPFを用いなくても(DCOPFであっても)実現できると思われるが、その理解が良いでしょうか。また、DCOPFと比較したACOPFの利点は、本事業においては送電損失の精緻な計算や、電圧に係る各種制約条件が考慮できる点と考えて良いでしょうか。	辻委員	前者・後者の質問とも、ご認識の通りです。 ACOPFを用いる狙いは、現実と計算とのギャップを埋めることにより、より実効性の高いソリューションとすることです。特に、大需要地に電力を供給する大規模ケーブル系統を抱える我が国の系統では、需給構造の変化に伴う基幹系統潮流の大幅変化が加速し、現在・将来に亘って、電圧の問題が系統の安定運用の重要課題になると考えています。	公開可
資料7 p.4-24 (4.1(1)-(b))	潮流状況の不確実性への対応に関連して、「適正マージン設定」との記載が図4-30でも示されていますが、本検討項目では適正なマージンをどのように算出しているのでしょうか。	辻委員	本検討項目では、適正マージンは算定(検討)していません。 図は、本検討で想定した適応進化した系統制御ロジックの全体像をイメージしたものであり、本検討は、赤枠(赤字)の部分を対象としています。 なお、「4.5. フィールド実証 (2) フィールド実証」での検討成果などを踏まえ、マージンの算出の考え方やシステム化につきましては、第76回 広域系統整備委員会(2024年3月8日)にて本事業での検討成果として御報告したところではありますが、現時点の東京電力PGでの算出方法を共有のうえ、一般送配電事業者各社の特徴も踏まえ、整理していきたいと考えております。 *東京電力PGでの検証 : 複数のローカル系統におけるシステムによる想定潮流と実績潮流との誤差分析について継続実施中 <マージン見直し(イメージ)> ・システム運用当初 : 月1回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期 : 週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更 : 都度、見直し ・運用容量を超過 : 即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと : データを蓄積していく中で期間を細分化	公開可

資料7 p.4-27 (4.1(1)-(c))	ACOPFにおいてLFC調整力制約を満足した解を導出するためにスラック変数が導入されたと理解しましたが、実系統ではLFC以外の調整力の制約条件も考慮が必要かと思えます。複数種の調整力に関する制約条件を組み込むことも可能でしょうか。	辻委員	複数種の調整力の制約条件を考慮することは可能と考えます。現在、別途の検討により、予測を陽に扱わないツールにて先行して4月からの需給調整市場の調整力を考慮する処理を完成させており、続いてSCUC側で先行して複数調整力の制約について検討を行い、次の段階でACOPFに展開する予定です。	公開可
資料7 p.4-26 (4.1(1)-(c))	SCUCにより得られた起動停止計画に対して、当日に一回だけEDが行われるとのことですが、SCUCにおいて十分な予備力が確保されていないと、EDの最適化に際して実行可能解が存在しない場合が生じるものと思えます。予備力の確保量についてはどのようにご検討されたのでしょうか。	辻委員	SCUCで確保する上げ代としては、需要予測誤差および電源脱落対応分(1日のうちの需要ピーク値の2%)と、PV出力誤差対応分(PV出力の予測値から90%予測区間下限までの幅)との合計値としました。EDに可能解がない状況は実用では供給力が不足する場合などにあたります。SCUCでは不足電力に対応する費用の大きいスラックが発電して、解が得られることを確保します。実際にはリアルタイムまでに予測の更新に応じての計画修正を行うintra-day SCUCなどが対応することになり、本プロジェクトでは対象外ではありますが、別途のプロジェクトではそのような解析の準備もしています。	公開可
資料7 p.4-29 (4.1(1)-(c))	「SCUCは4並列処理」、「ACOPFは10並列処理」との記載がありますが、具体的には何を並列処理されたのでしょうか。	辻委員	SCUCは、一日一日を独立の最適化問題として定式化しているため、1年365日を4分割して並列計算しました。ACOPFの計算対象は1日48断面×365日=17520断面、すなわち17520個の独立した非線形最適化問題となっています。これらの最適化問題をそれぞれ独立に10個のコアを備えたCPUで計算しています。直観的には1個のコアが17520個の最適化問題を順次解いています。	公開可
資料7 p.4-55 (4.2(3))	マルチモデルアンサンブル予測手法が効果的であったことが示されていますが、どのようなモデルを組み合わせることが必要か、という点について、何か知見はあるでしょうか。また、マルチモデルアンサンブル予測手法を適用する上での課題や問題点などもあれば、教えていただけますと幸いです。	辻委員	マルチモデルアンサンブルのメリットとしては、1つの予測では大きく外していた場合に、他のモデルが別の予測をすることで平均的な予測精度や大外しが低減するという点にあります。したがって、同じような予測を出すモデルよりも、異なる傾向の予測をだすモデルを組み合わせる方が良いと考えられます。また、風力予測にマルチモデルアンサンブルを適用する上での課題としては、すべての予測が同様な外し方をしている場合は、誤差を低減できないという点や、結果の解釈性および計算の仕組みがより複雑になるという点があります。	公開可
資料7 p.4-61 (4.3(1))	「誤差の頻度分布や誤差出現時の分析を行うことで、誤差が発生しやすい条件を整理した」とありますが、誤差が発生しやすい条件として、具体的にどのような知見が得られたのでしょうか。	辻委員	太陽光と風力発電の両方が導入されたローカル系統を想定した際に、天候や風速帯により誤差傾向が違うことを確認しています。例えば、晴れた夏場のような日平均風速が小さいときには風速は過大予測になりやすい傾向があるものの誤差のばらつきは小さくなります。一方で時空間スケールの小さな雲が散発的に発生しやすく、日射量予測誤差はばらつきやすくなります。	公開可
資料7 p.4-66 (4.3(1))	「過積載リミッタモデルについては、一部の地点について若干の精度向上が見られることを確認した」との記載があります。過積載の比率が高い場合、過積載リミッタモデルの有無は大きな影響を与えるように感じましたが、本検討では若干の精度向上が見られるのみであったのは、どのような理由によるのでしょうか。	辻委員	過積載につきましては、個々の発電所の過積載率のデータまたは当該配電用変電所エリアにおける過積載率区分ごとの発電設備容量などの、予測モデルを正確に作成する上での前提となるデータがあれば、ご指摘の通り精度を大きく向上させる可能性がありましたが、今回の検討では、上記のような前提データが入手できず、一律の過積載率を当該配電下の全発電所に適用するか、複数の過積載率の発電所の容量比を仮定する形でのモデル化しかできませんでしたので、一部の地点についての若干の精度向上に留まったと考えられます。	公開可
資料7 p.4-71 (4.3(2))	当日予測として5時間先予測を利用したケースが検討されていますが、5時間先予測と翌日予測の精度は表4-21からは大きな差がないようにも見受けられます。5時間よりも、さらに実需給に近い断面での予測制度についてもご知見はあるでしょうか。また、5時間先を選択した理由は何でしょうか。	辻委員	①5時間先・翌日予測の精度の差の少なさについては、モデルの説明変数である気象予報値の精度が、地点によっては5時間先・翌日予測で差異がない、又は前後していることが考えられます。 ②出力制御の見通しの公表については、実需給の5時間前に実施することと広域系統整備委員会で整理しているため、想定潮流の作成にあたり、短期予測として、5時間先の予測を採用しています。	公開可
資料7 p.4-82 (4.3(5))	ご提案の方式により過剰なPV出力制御の回避が期待できる一方で、PV出力制御量が不足するリスクもあるものと理解しました。実運用上は、このリスクにどのように対応することが考えられるでしょうか。	辻委員	PV出力制御量の不足については、その回避とともに当日にかけて顕在化します。技術的には、オンライン制御が可能な設備については、当日のリアルタイムまでに対応が可能と考えます。現在、別途の検討により、毎時の予測の修正を反映したUCを開発しており、次の段階でSCUCとの統合を行う計画です。なお、実際の手順や制度についての確認・検討が必要と考えます。	公開可
資料7 p.4-90 (4.5(2))	「想定潮流の実績からの誤差を踏まえたマージン量」として、ここでの事例では10%との数値が示されています。同じページで、「本評価については一例」と示されている通り、送電線ごとに必要なマージンは異なるものと思えます。他の送電線で必要となるマージンについてもご知見が得られていれば、可能な範囲でご紹介をいただけますと幸いです。	辻委員	現在、本事業期間中の検証対象設備以外で、設備稼働率が大きい(送電線潮流が大きい)線路を抽出し、検証を行っているところであり、現時点では新たな知見はでておりません。	公開可

1 東京エリアにおける予測精度評価

今回実施した精度評価の対象期間・検証対象および評価指標は表1のとおり。

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

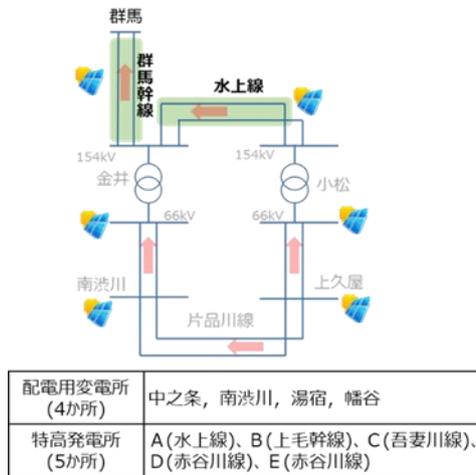
まず、太陽光発電量予測のローカルエリア（ケース1-1）については、図1(a)に示すとおり、フィールド実証システムである群馬幹線および水上線に接続された配電用変電所4箇所と特高発電所5箇所を対象とし、対象期間は、実システムフィールド実証期間であった2023年12月で行い、①気象予報ベース（実需給5時間前気象予報での発電量予測）と②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）で精度評価を実施した。東京エリア（ケース1-2）については、②気象実績ベースでの現状の予測システムとの比較検証を実施した。

次に、風力発電量予測のローカルエリア（ケース2-1）においては、フィールド実証システムに風力発電所の接続がないため、図1(b)に示す東京エリア内の特高発電所を地理分布で近い地点を集約したウィンドファームグループ(WFG)9地点を検証対象とした。予測値については、①気象予報ベースが5時間前予報の取得が困難なことから実需給30分前気象予報での発電量予測を使用とした。また、②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）は、本事業では発電量算出まで実施していないことから、「4.2.2 発電実績データを活用したローカル発電出力予測手法の検討」で作成されたLFM推定実績を使用して精度評価を実施した。東京エリア（ケース2-2）については、WFG9地点を合計したもので評価を実施した。

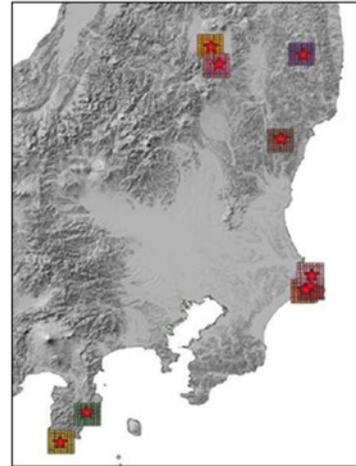
表1 対象期間・検証対象および評価指標¹

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

¹ PV対象期間①は、データ取得の関係から2023年12月19日～2023年12月30日とした。



(a)太陽光予測検証対象



(b)風力予測検証対象

図 1 東京エリアにおける検証対象(ローカル)

1) 太陽光発電量予測の予測精度検証結果

ケース 1-1 : ローカルエリア

表 2 に①気象予報ベース (実需給 5 時間前) と②気象実績ベース(推定実績)での精度評価結果を示す。

表 2 太陽光発電量予測ローカルエリアの%MAE [単位:%]

	配電用変電所 (配変)				特高発電所 (特高)					平均
	中之条	南渋川	湯宿	幡谷	A	B	C	D	E	
①気象予報	11.7	4.5	11.8	15.0	7.6	18.1	9.4	11.8	16.9	11.9
②気象実績	4.5	9.2	5.3	9.6	8.1	9.2	9.4	5.4	9.8	7.8
差異(①-②)	7.、2	▲4.、7	6.5	5.4	▲0.5	8.9	0	6.4	7.1	4.8

①気象予報ベースの予測精度%MAE は、最小 4.5%(配変：南渋川)、最大 18.1%(特高 B) となり、②気象実績ベースの予測精度%MAE は、最小 4.5%(配変：中之条)、最大 9.8%(特高 E)となった。

①気象予報ベースと②気象実績ベースの%MAE の差異から予測精度は最大 8.9%改善した。①気象予報ベースと②気象実績ベースは同一の予測ロジックで算出しているため、気象要因で改善したと考えられる。

①気象予報ベース、②気象実績ベースのいずれにおいても、目標値 20%以内であることを確認した。

図 2 は①気象予報ベースの太陽光発電量予測定格比ヒストグラムを示す。各地点で過大予測または過小予測の顕著な傾向があり、大きなばらつきが見られる。

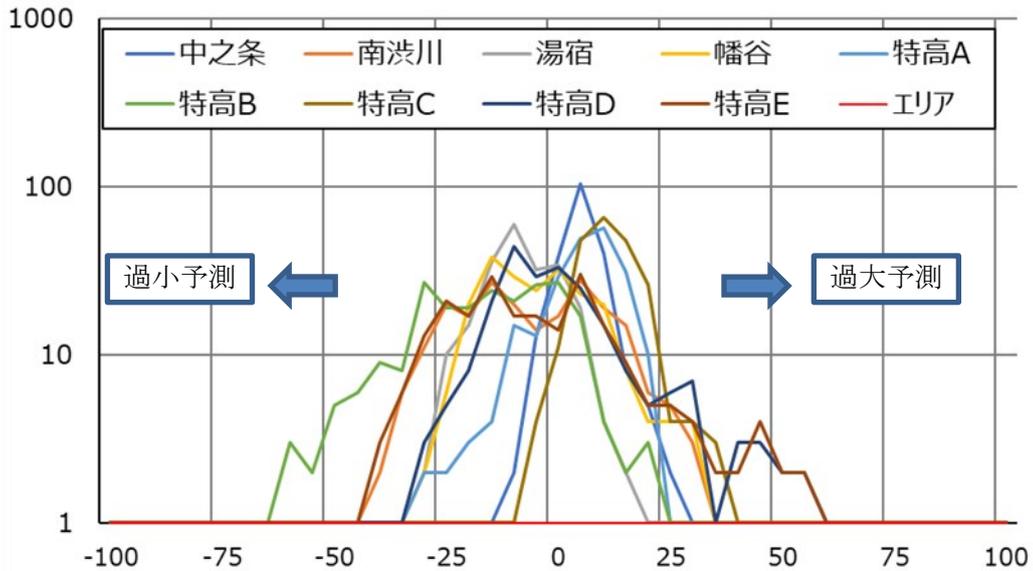


図2 太陽光発電量予測定格比ヒストグラム (①気象予測ベース)

ケース 1-2 : 東京エリア

表3に②気象実績ベース（推定実績）での精度評価結果を示す。

表3 東京エリアの太陽光発電量予測の②気象実績%MAE [単位%]

	%MAE	%ME
改修前	2.3	1.9
改修後	2.8	1.0
差異	0.6	▲0.9

改修後の%MAEは2.8%で、改修前後ともに2%台と%MAEは小さい結果となった。改修後の%MAEは改修前よりも0.6%増加したため、参考値として%MEを算出した。その結果、改修後%MEは改修前よりも0.9%減少し、改善していることがわかった。これは、改修後モデルではメッシュ単位で設備情報（特高、高圧、低圧）を細分化して個別に発電量を予測したため、より詳細にモデルの表現が可能となった可能性が考えられる。

前述したローカルエリア（ケース1-1）の②気象実績ベース%MAEは平均7.8%、東京エリアの②気象実績ベース%MAEは2.8%のため、予測精度は5.0%改善した。東京エリアの%MAEがローカエリアよりも改善した理由は、均し効果によりローカル予測単位の予測誤差影響が小さくなり、ばらつきも少なくなるためと考えられる。

図3は②気象実績ベースの太陽光発電量予測定格比ヒストグラムを示す。ローカルエリアの各地点は、地点によってばらつき・バイアスが異なるため、それらを東京エリアに合計したとき地点ごとのバイアス誤差を打消し合い東京エリアの誤差がローカルエリアよりも小さくなったと考えられる。

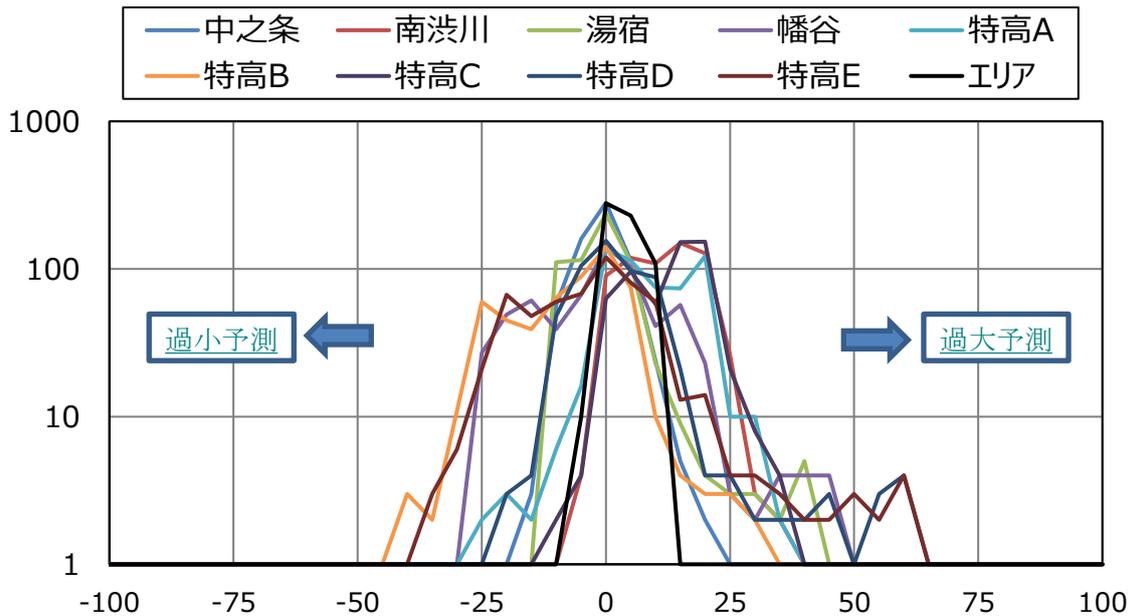


図3 太陽光発電量予測定格比ヒストグラム (②気象実績ベース)

2) 風力発電量予測の予測精度検証結果

ケース 2-1 : ローカルエリア

表4は①気象予報ベース（実需給30分前）と②気象実績ベース（LFM推定実績）での精度評価結果を示す。

表4 風力発電量予測ローカルエリアの%MAE [単位:%]

	Group									
	A	B	C	D ²	E	F	G	H	I	平均
①気象予報	11.7	7.4	6.8	—	13.4	11.1	18.6	19.9	12.4	12.6
②気象実績	8.9	5.4	4.3	—	8.1	7.8	14.0	12.3	9.1	8.7
差異	2.8	2.0	2.5	—	5.3	3.3	4.6	7.6	3.3	3.9

①気象予報ベースの予測精度%MAEは、最小6.8%(C)、最大19.9%(H)、②気象実績ベースの予測精度%MAEは、最小4.3%(C)、最大14.0%(G)となった。

①気象予報ベースと②気象実績ベースの%MAEの差異から予測精度最大7.6%改善した。

①気象予報ベースと②気象実績ベースのいずれにおいても、目標値20%以内であることを確認した。

ケース 2-2 : 東京エリア

表5に②気象実績ベース（LFM推定実績）での精度検証結果を示す。

² Group Dについては停止中であったため評価対象外とした

表 5 東京エリアの風力発電量予測%MAE [単位：%]

	%MAE
①気象予報	7.8
②気象実績	4.8
差異	3.0

①気象予報ベースの予測精度%MAE は 7.8%、②気象実績ベースの予測精度%MAE は 4.8%となり、3.0%改善した。

前述したローカルエリア（ケース 2-1）の①気象予報ベース%MAE は平均 12.6%、東京エリアの①気象予報ベース%MAE は 7.8%のため、予測精度は 4.8%改善した。

前述したローカルエリア（ケース 2-1）の②気象実績ベース%MAE は平均 8.7%、東京エリアの②気象予報ベース%MAE は 4.8%のため、予測精度は 3.9%改善した。

図 4 は①気象予報ベースの風力発電量予測の定格比ヒストグラムを示す。ローカルエリアの各地点は誤差が大きいが、東京エリアでは均し効果により誤差が改善された。

図 5 は②気象実績ベースの風力発電量予測定格比ヒストグラムを示す。ばらつきは①気象予報ベースよりも小さくなっており、同一ロジックで算出しているため、気象要因が大きいと考えられる。

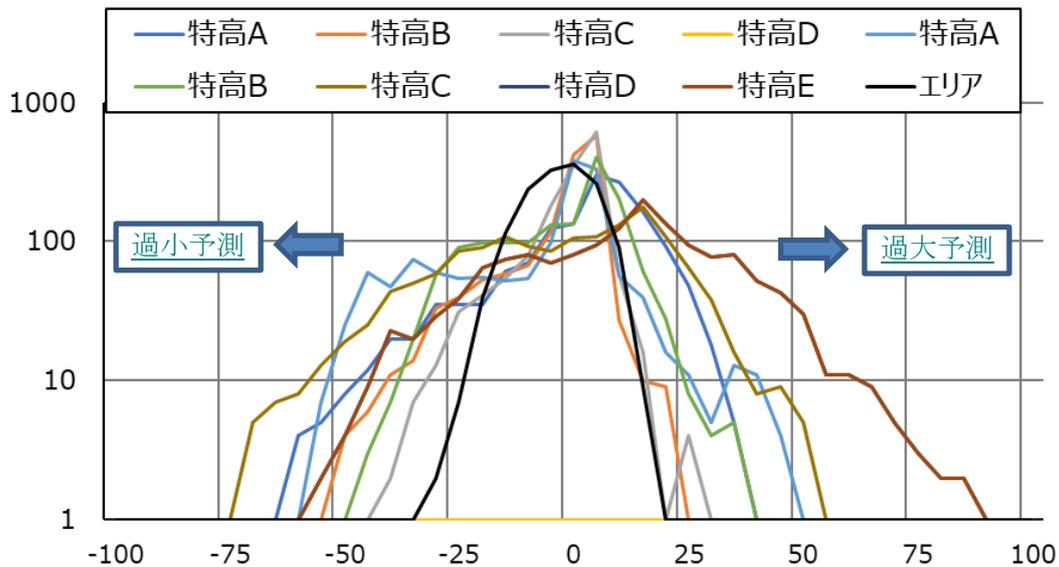


図 4 風力発電量予測定格比ヒストグラム（①気象予測ベース）

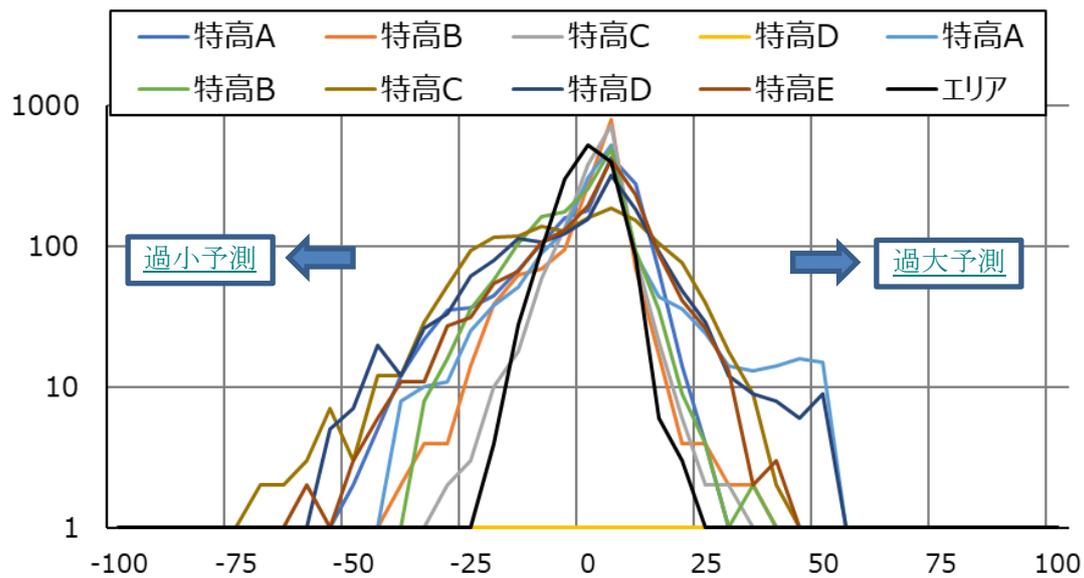


図 5 風力発電量予測定格比ヒストグラム (②気象実績ベース)

2 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

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

以下本報告では2種類の pu の表記が行われる。ここで記号の定義を行う。

小文字の「pu」はそれぞれの PV の連系定格容量 (kW) を 1.0 とした規格値である。大文字の「PU」はローカルエリア内全体の PV の定格合計値を 1.0 とした規格値である。

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

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

本項は以下の手順で制御特性の分析・評価を行った。

- 2.1 では入手した PV の時間別発電出力データから PV の出力分布を分析した。
- 2.2 では分析した PV の出力分布から制御指令値に対する PV 出力の制御特性関数を作成した。
- 2.3 では作成した制御特性関数の適用効果を検証した。
- 2.4 では過積載率が制御特性関数の適用効果に与える影響を調査した。
- 2.5 では混雑管理への本手法の適用方法について述べた。
- 2.6 では制御特性関数の作成のためのデータ蓄積について述べた。
- 2.7 では本項のまとめを述べた。

2.1 パネル設置条件を反映した PV 出力分布の分析

PV 出力制御を行おうと考えたとき、その制御対象時刻のすべての PV の出力がわかれば、その発電状態をもとに制御指令値を算出することは可能である。しかし、実際の運用ではすべての制御対象時刻の PV 出力を得ることは難しい。そこで入手可能な範囲での PV

出力実績の分布を調査し、制御を行いたい時刻の PV の出力分布は、これら過去の PV の発電出力分布に相似していると仮定して、制御対象時刻の出力分布を推定する。

入手した PV 出力データを各 PV の認可出力で規格化(P.U.化)し、入手した PV データの出力分布が、そのエリアの他（未入手）の PV の設置状況に依る出力のブレも統計的に示していると仮定する。なお、入手したデータセットの詳細は 2.4 で述べる。

実際に入手した PV 出力の実績の時間断面での分布をみると、出力が小さい状態、中間の状態、高い状態で見えた場合、それぞれよく似た PV の出力分布をしていることがわかった。図 6 に入手データの出力分布と、発電出力の小さい状態、中間の状態、高出力の状態の発電出力の分布と確率分布モデルの代表例を示す。

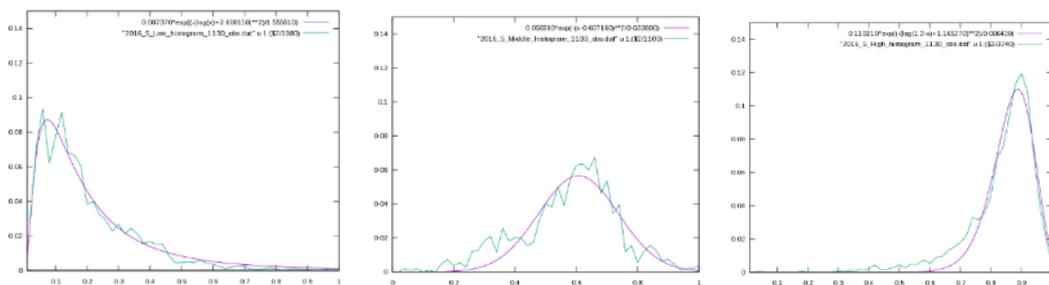


図 6 入手データの出力分布と、低出力・中間出力・高出力の確率分布モデルのイメージ

※低出力帯：0.0～0.35P.U. 中出力帯：0.35～0.65P.U. 高出力帯 0.65～1.0P.U.

実際の分布では、エリア全体の発電電力量に対し個々の PV は様々な発電出力を持っている。個々の PV の設置状況も PV 全体の発電出力の分布という形でみると、PV 出力の分布上の一つであり、エリア全体の出力分布の中に含まれ評価される。

天気や太陽高度の状態を考えたときに、同じ太陽高度で同じ出力帯の状況であれば、天気状態による発電出力は、大出力を示す PV、小出力を示す PV が都度異なるものの、全体の発電出力の分布は相似形となることがわかった。

2.2 制御特性関数の作成

ある時刻の制御指令値は、それぞれの PV の定格出力を 1.0pu とした pu 値で与えられる。与えられた制御指令値の pu 値に対し、その時刻の自己の発電出力が指令値を超過した場合、その PV の発電出力を指令値まで低下させる。一方、出力が制御指令値に満たない PV はそのまま出力制御せずに発電する。

ある日の PV の出力分布に制御を行ったとき、図 7 の様になる。この例では、エリア全体の出力制御前の PV 出力は、エリア全体の定格出力を 1.0PU としたとき 0.82PU である。



図 7 PV の発電出力分布と制御指令値

全数の PV が制御可能であるとして、この PV 出力分布状態のエリア全体の発電出力を 0.78PU としたいとする。この時、制御指令値を 0.78pu とすると、図 7 からわかるように、制御により発電出力が 0.78pu となる PV と、それ以下の発電出力であるため制御が行われない PV がある。発電出力が 0.78pu に満たない PV があるため、全体の発電出力は 0.78PU を下回ることになる。そのため、エリア全体での制御目標値を達成するためには、エリアの PV 出力分布を考慮した制御指令値の算出が必要となる。

なお、以降の検討では、同一時間断面において基本的にエリア内の（制御可能な）全ての PV に同一 pu の指令を送ることを前提とする。

(1) 制御特性関数

各 PV に与える制御指令値に対し、実際のエリア全体の PV 出力の合計は PV の出力分布による。

出力制御後のエリア全体の発電電力量と各 PV に与える制御指令値の関係を制御特性関数(PV output Control Function : PVCF)と呼ぶことにする。

制御指令値と出力制御後の PV の合計出力の関係を図 8 に示す。この曲線は時間毎に異なる。図の見方を説明する。x 軸が PV 制御後のエリアの目標出力で y 軸が制御対象 PV への制御指令値である。図 8 を例にとると、PV 制御後のエリアの目標出力が 0.75PU の時に、制御対象 PV への制御指令値は 0.80pu となる。

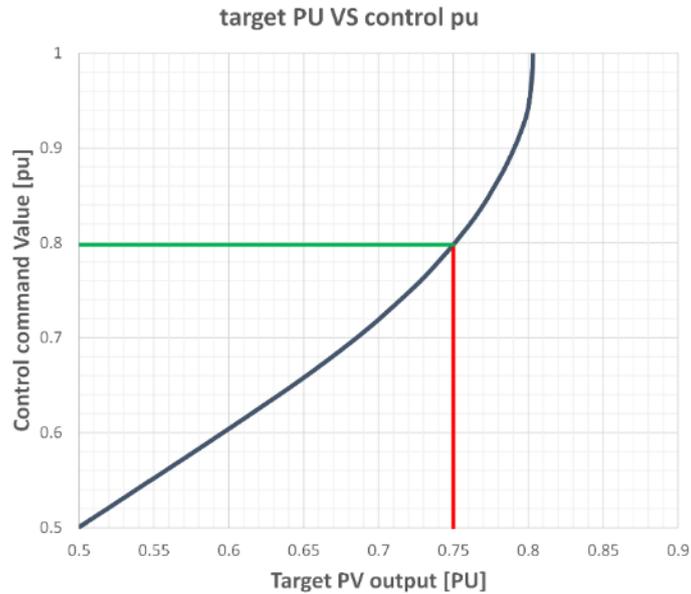


図 8 制御指令値とエリア発電電力量の関係

(2) OCRF の作成と分類

過去の PV の出力データの各時刻の出力分布から作成する制御特性を示す曲線の分類を行うことにより、制御特性関数(PVCF)を作成する。また、PV データ各時刻の制御指令値とエリア出力の関係式(pv Output Control Reaction Formula)を OCRF と呼ぶ。この関係式は実測データから以下の様に求める。

y :自己容量ベースの制御指令値

Pr_n :発電機 n の定格

P_{nt} :時刻 t に於ける発電機 n の出力

$x_t(y)$:制御指令値 y の時の PV 発電出力 PU 値

$$x_t(y) = \frac{\sum_1^n p_{nt}(y)}{\sum_1^n Pr_n}$$

ただし

$$p_{nt}(y) = \begin{cases} P_{nt} & (P_{nt}/Pr_n < y) \\ yPr_n & (P_{nt}/Pr_n \geq y) \end{cases}$$

この関係式はデータの時間断面毎に作成する。この関係式の逆関数を OCRF とする。この OCRF を以下の観点で分類する。

1) 日時要因

太陽方位や太陽高度と PV の設置状況に応じて各 PV の出力が異なる。また設置環境によっては特定の方位から影が生じ十分に発電が行えないこともある。これらの状況は、太

陽高度と太陽方位で決まり、同一月、同一時刻では同じであると仮定する。

2) エリア出力

同じ太陽高度、太陽方位であっても、天気は各 PV 設置地点により異なり、全体出力は一定にならない。各 PV 設置点の天気の状態によるが、似たような天気の場合、エリア内個々の地域での個々の PV の出力 pu 値は時間断面により異なっても、全体出力が同じ場合、全体としての発電出力分布は似たものになるという仮定を置くこととする。

仮定：

過去の PV データから求め、月、時刻(日時要因)、発電出力(天気要因)で分類した OCRF は、月、時刻、発電出力(予測値)が同一ならば、その分布は似たものとなり、OCRF も酷似したものになる。

上記仮定のもと、制御特性関数(PVCF)を求める。

(3) OCRF による制御特性関数の作成

PVCF の作成には、過去のエリア内の PV の時間別発電出力実測値を使用する。この発電出力実績はエリア内の一部の PV でよく、すべての PV 出力実績を取得する必要は無い。ただし、エリア内で地域的な偏りがないことが望まれる。また太陽が同一方位、同一高度で評価するため、PVCF 作成のためには少なくとも 1 年間のデータが必要である。PV データから作成した OCRF を同じ月、時刻、エリア出力で分類する。

1) OCRF の分類例

OCRF は実績に基づいた個々の時刻断面において「制御指令値〇〇pu を与えた場合の、保有する PV 出力データ全体の出力合計 PU 値」の関係を算出する。

求めた OCRF をエリア発電出力 0.1PU 単位で分類する。集めた OCRF の出力は 0.1PU 内でもばらつきが生じるため、0.1PU 単位で規格化を行う。例えば、エリア出力が 0.72PU の OCRF は、全体の出力が 0.70PU となるように、各 PV の出力を 0.70/0.72 倍し再作成した OCRF に変換する。

上記条件で作成した月、時、発電出力で分類した OCRF を図 9 に示す。この関数は時刻毎に作成する。

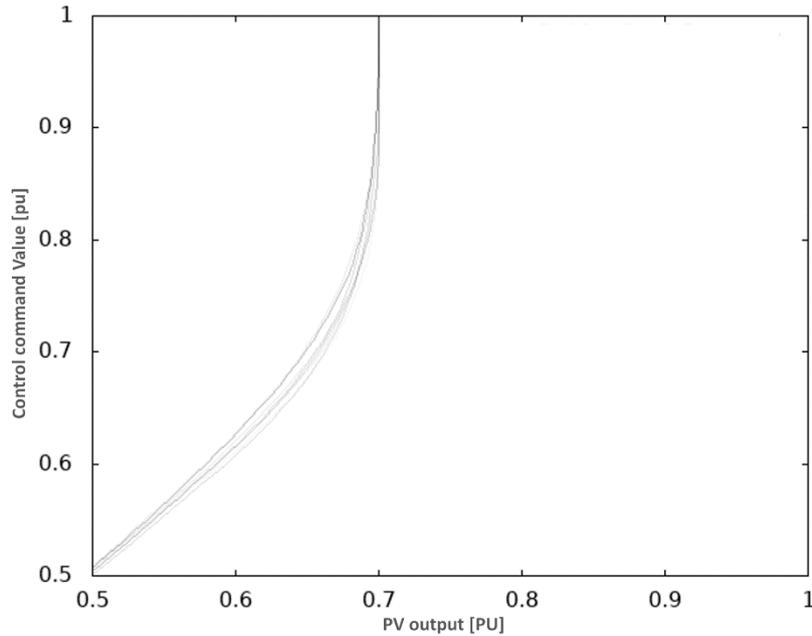


図 9 発電出力 0.8PU~0.9PU の OCRF の集合

図 9 は、2018 年 4 月 11 時の総出力（エリア全体の出力）0.7PU から 0.8PU までの OCRF を 0.7PU に規格化し重ね合わせたものである。2018 年 4 月 11 時において、0.7PU ~0.8PU までの出力を持つデータは 9 件であった。おのおのの OCRF は完全には一致しないが、よく似た曲線群となる。この曲線を利用し PVCF を決定する。

2) OCRF の比較と PVCF の決定

同一グループに分類した OCRF の比較を行う。

このグループ化した OCRF から PVCF を求める。これは、あるローカルエリアにおいて、PVCF で決定した制御指令値を制御対象の PV に適用したときに、実際の発電出力が、目標の制御後 PV 出力値を超過しないという要請から決定する。

図 10、図 11、図 12 は、4 月 11 時のエリア出力 0.80PU~0.90PU の OCRF のグループである。これらの図を用いて、y 軸の値が最も大きい、または y 軸の値が最も小さい OCRF それぞれを PVCF に見立てて制御指令値（Control command value：以下 CCV と表記）を算出した場合、実際のエリア PV 出力はどの範囲を取り得るかを計算している。このグループで PV 制御後のエリア出力を 0.70PU としたいときのことを考える。目標となる 0.70PU はグラフの x 軸の値で読み取る。目標となる x 軸の値から制御指令値を求めるには、x 軸が 0.70PU の時の制御特性関数の y 軸の値を読む。この y 軸の値が制御指令値(CCV)である。

図 10 では、OCRF を PVCF としてみた場合、CCV は 0.72PU~0.75PU の範囲が候補となる。図 11 において、OCRF の y 軸の値が最小となる水色の曲線から CCV を 0.72PU とした場合、OCRF のバリエーションからエリア出力を取り得る範囲は 0.68PU~0.70PU

である。図 12 において、OCRFB の y 軸の値が最大となる紫色の曲線から CCV を 0.75PU とした場合、OCRFB のバリエーションからエリア出力を取り得る範囲は 0.70PU~0.72PU である。この OCRFB から制御指令値を求めると、制御後出力が目標値である 0.70PU を超過してしまう可能性がある。CCV の指示により、発電出力が目標値 0.70PU を超過させないためには、OCRFB のグループの中で最も y 軸の値が小さい OCRFB を PVCF として選択すると良いことがわかる (図 13)。

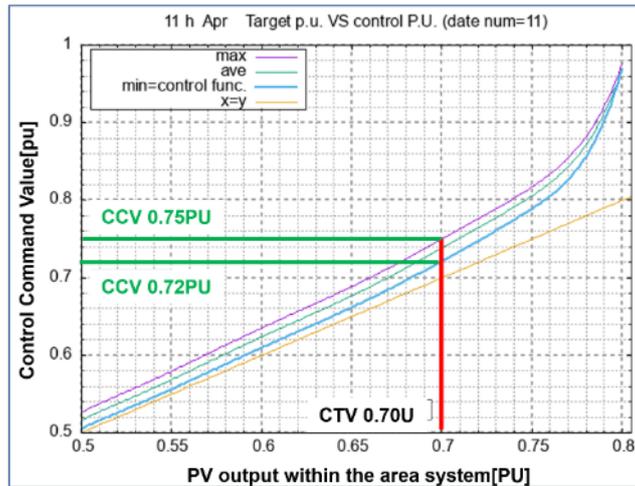


図 10 制御指令値候補の選択

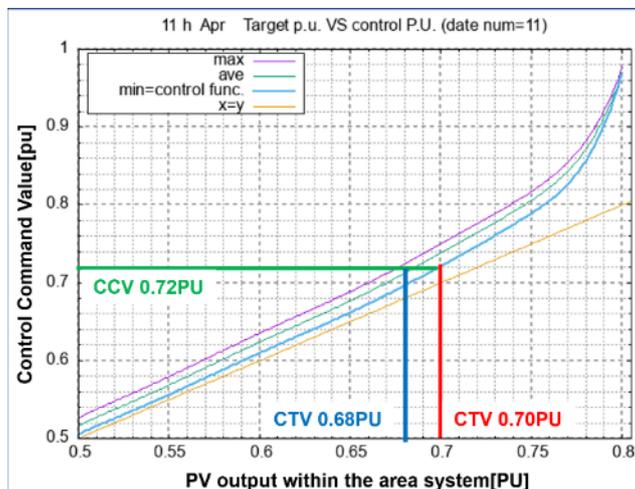


図 11 CCV0.72pu の時の制御指令値範囲

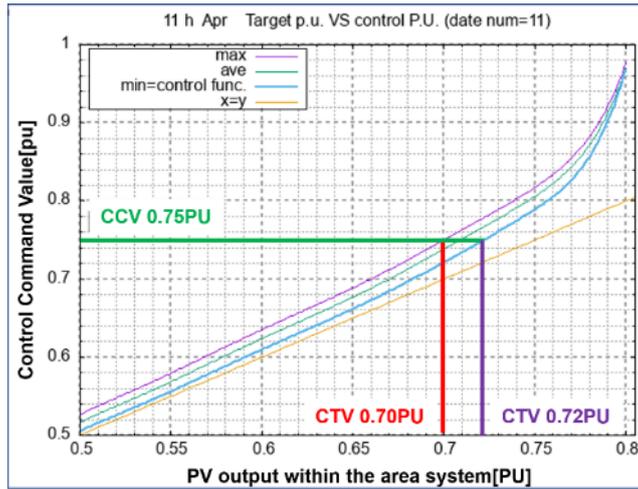


図 12 CCV0.75pu の時の制御指令値範囲

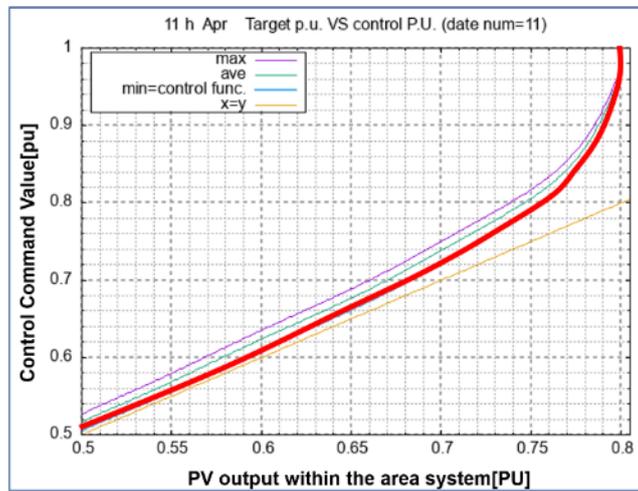


図 13 選択した PVCF

2.3 制御特性関数の効果

2.2 の手法を用いて作成した PVCF の有効性の試験を行なった。エリアの代表として佐京エリア、およびそれより小さいエリアとして、おおよそ新木更津変電所以南の千葉エリアでの試験を行った。新木更津以南は佐京エリアの部分エリアとしての位置づけとした。

(1) 地域代表性試験～佐京エリアケース～

1) 試験条件および試験データ

試験は以下の条件を設定した。

- ・ 佐京エリアを対象
- ・ 2030 年を想定

- ・ノンファーム型のみ制御可能
- ・発電電力量を気象予報値から想定

PVCF作成は2018年度、試験には2019年度の佐京エリア254件のPV、1時間発電電力量値データを用いた。2018年度、2019年度データから2030年度の佐京エリアのPV導入量、ファーム型・ノンファーム型の発電電力量別の導入量、エリア内の地域別の導入量を推定し、2030年相当のPV発電電力量データを作成した。

2) 2030年佐京エリアデータ作成

①2030年左京エリアのPV導入量

図14に示すように、新京葉変電所以下を佐京エリアとして千葉県各市町村を選択した。

2030年の佐京エリアのPV導入量、ファーム型・ノンファーム型の導入比率の推定を行った。ノンファーム型の接続は、佐京エリアを含む東京電力管内では2023年度以降に導入されるPVを対象としている。2030年の導入量から2023年以前の導入量を減じた分の内、定格500kW以上をノンファーム型の制御対象であるとした。

2030年度の関東のPV導入量推定値20.4GWと「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイト」(以下webサイト)³のA表の関東エリアと佐京エリアのPV導入比率から2030年におけるPV導入量を推定した。

A表のデータから、2017年度から2022年度までの出力帯別PV増加量の比例係数を求めた。2023年度以降のPV増加量については、2030年度に関東全体で20.4GWの導入量となるように係数を乗じた。これにより、2030年における千葉県の発電出力帯別のPV導入量を求め、2019年度の千葉県全体のPV導入量と佐京エリアのPV導入量の比率から2030年度の佐京エリアへのPV導入量を5.42GWとした。

³ 再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイト、
閲覧日：2023年5月19日、<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

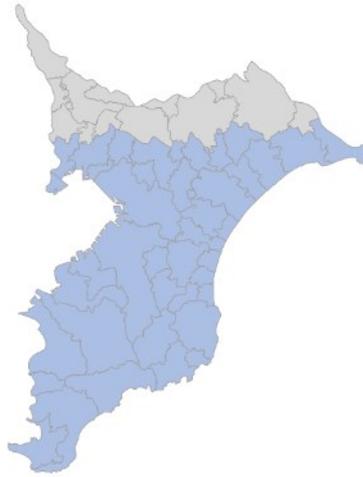


図 14 佐京エリア

web サイト 2022 年 12 月の B 表にある自治体別の PV 導入認定比率から千葉県全体と佐京エリアの PV 比率を求めた。出力帯別の PV 増加量を推定したグラフが図 15 である。

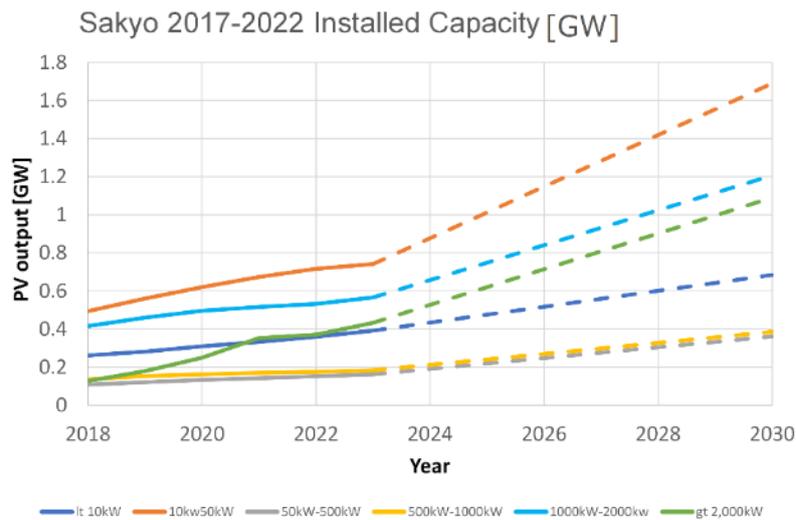


図 15 佐京エリアの出力帯別の PV 増加量

②出力制御できる PV の構成比率

先に求めた 2030 年度における PV 導入量と 2023 年の年初時点での PV 導入量の差分がノンファーム型接続である。そのうち、実際に制御可能な PV を 50kW 以上または 500kW 以上とした場合のそれぞれの容量を求め、結果を表 6 に示す。

表 6 より、制御可能な PV の割合は 50kW 以上、500kW 以上いずれも 30%程度である。

表 6 2030 年の制御可能 PV 容量と全体 PV 比率

controlled object	Capacity [GW]	Controllable quantity [%]
ALL PV	2.94	54.28%
> 50kW	1.70	31.39%
>500kW	1.50	27.70%

③PV 実測データへの割り当てと PVCF の作成

今回入手した佐京エリアの 254 カ所の PV データはそれぞれ発電出力データを持っているが、定格容量が 50kW 未満である。定格容量が 50kW 以上である PV 出力階級のデータを割り当てるため、すべて認可容量ベースで規格化した。

2030 年度の PV については、図 15 の各出力帯別の導入量推定値から PV の階級別件数を算出し個々の PV を、254 件のデータのいずれかに割り当てる。その際、推定した制御可能なノンファーム型接続の PV と制御出来ないファーム型接続の PV の比率を反映し割り当てを行った。

これらの下準備を行った PV 実績データについて「月」「時刻」「発電出力」別に 2018 年度データを使用し PVCF を作成した。

3) PVCF による制御指令値の検証

PVCF 作成にあたって使用した佐京エリアの 254 カ所の PV の出力データは、エリア内全数の実績を使用していないこと、また実績データが限られた年度のデータのみを使用していることから、PVCF 作成に十分な分布のバリエーションとはなっていない。よって、PVCF の制御指令値による PV 制御後出力は、制御目標値より大きな出力「危険サイド」に振る場合がある。

2018 年度データを用いて作成した PVCF の妥当性を以下の 2 点について検証した。

- ① PVCF で定めた制御指令値を検証対象に与えた場合、発電出力が目標のエリア出力を超過しないこと。即ち検証対象の OCRF より PVCF が大きいこと。
- ② PVCF で期待したエリア発電出力に大きな差が生じないこと。

PVCF が適用可能とする範囲は、目標のエリア出力を超過すること、つまり制御不足は 0.02PU 以下(①の条件)とした。PVCF の適用により制御不足になり追加の制御が必要なため「危険サイド」と呼ぶ。また、目標のエリア出力に対する制御過多は 0.02PU 以下(②の条件)とした。追加の制御が必要ではないため、「安全サイド」と呼ぶ。2019 年度年間の検証を行い、①および②の条件から逸脱した比率を表 7 に示す。

表 7 佐京エリア制御特性関数 (PVCF) の「危険サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	危険サイド S 目標より 0.02PU 上 比率(%)	危険サイド 目標より 0.01PU 下 比率(%)
佐京 500kW 以上制御	佐京地区	0.00	10.91
佐京 50kW 以上制御	佐京地区	1.40	11.51

表 8 佐京エリア制御特性関数 (PVCF) の「安全サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	安全サイド 目標より 0.02PU 上 比率(%)	安全サイド 目標より 0.01PU 下 比率(%)
佐京 500kW 以上制御	佐京地区	0.61	6.41
佐京 50kW 以上制御	佐京地区	1.41	8.61

また PV 高出力時に制御を行う必要があることを鑑み、エリア出力が 0.70PU の場合を検証対象とした。

試験データのうち、0.70PU 以上は 187 時間コマであった。その結果①の判定基準を満たさない件数は発生しなかったが、基準の半分である危険サイドに 0.01PU 以上の差が生じているケースは概ね 11%程度発生した。また②で期待したエリア出力とテストデータのエリア出力との差は最大 0.016PU 程度 (エリア全体で 5.42GW の 0.016 倍=86MW 程度である) であった。検証結果のうち、精度の高かった例を図 16 に、制御過多となり乖離が大きかった例を図 17 に、制御不足かつ乖離が大きかった例を図 18 に示す。

①試験結果 高精度の例(4/28 12:00)

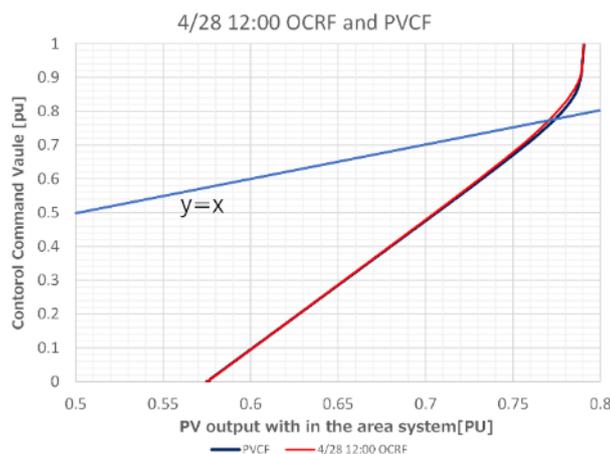


図 16 OCRF・PVCF(0.794PU)

図 16 で、「4 月」「12 時」「0.7PU」グループの PVCF と、2019 年 4 月 28 日 12:00 の OCRF(エリア出力 0.794PU)の比較を行った。

「4月」「12時」「0.7PU」のPVCFと、2019年4月28日12:00のOCRFBがほぼ同等である。エリア出力目標をPVCFに当てはめ決定したCCVでの実際のエリア出力は目標とほぼ同等となる。ほぼ快晴状態で発電機の出力は設置条件のみにより決まるため、天気による誤差要因がほぼ無い。

②試験結果例 目標>制御後エリア出力 (5/30 11:00)

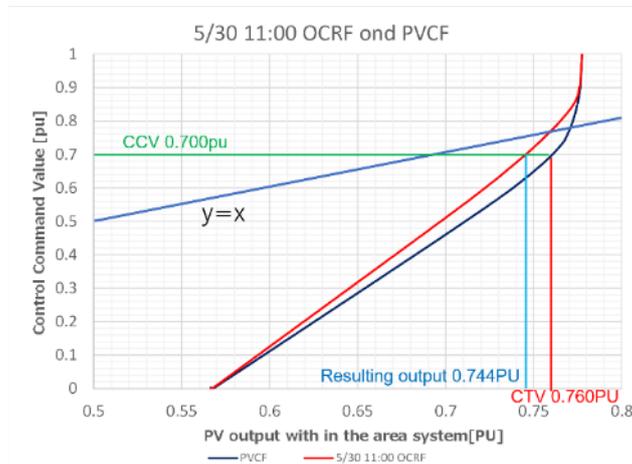


図 17 OCRF-PVCF(0.778PU)

図 17 で、「5月」「11時」「0.7PU」グループのPVCFと、2019年5月30日11:00のOCRFB（エリア出力0.778PU）を比較した。

「5月」「11時」「0.7PU」のPVCFは、2019年5月30日11:00のOCRFBより下側にあり、PVCFで決定したCCVは安全サイドである。0.760PUを目標としてPVCFで決定したCCV0.700puを当てはめた場合、エリア出力は0.744PUとなり目標より0.016PU小さかった。天気の分布差が多く出ていた例である。この差が評価した0.70PU以上のコマ187コマの中で最も大きな差が発生した事例である。

③試験結果例 目標<制御後エリア出力 (4/11 11:00)

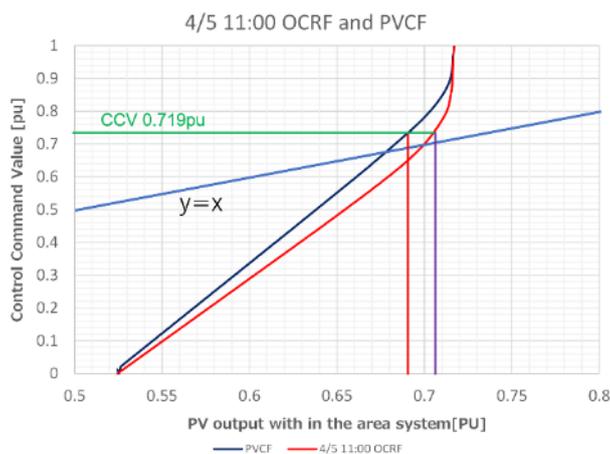


図 18 OCRF-PVCF(0.717PU)

図 18 で、「4 月」「11 時」「0.7PU」グループの PVCF と、2019 年 4 月 11 日 11:00 の OCRF（エリア出力 0.717PU）を比較した。

「4 月」「11 時」「0.7PU」の PVCF は、2019 年 4 月 11 日 11:00 の OCRF より上側にあり、PVCF で決定した CCV は安全サイドではない。0.690PU を目標とし PVCF で決定した CCV 0.719pu を当てはめた場合、エリア出力は 0.706PU となり目標を 0.016PU 超過した。

4) PVCF による出力制御の適用効果

①SCF と PVCF の出力制御の差

本項の冒頭で述べた一番単純な制御指令値の決定方法（すべての PV が予測値を出力していると仮定した単純な制御指令値関数（simple control function：以下 SCF）の場合と、今回の PVCF で求めた場合の効果の差を計算した。

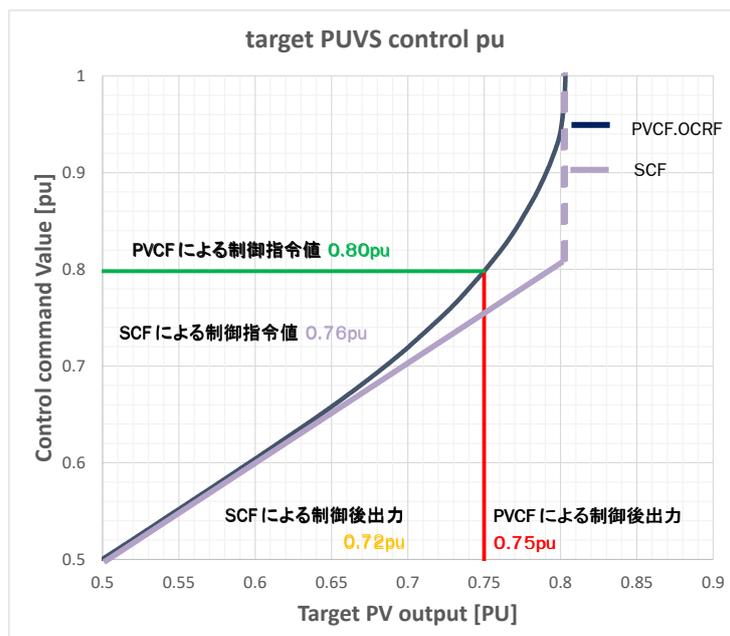


図 19 SCF と PVCF の比較

この図では、対象時刻の PVCF と OCRF が一致していることを仮定している。青線が PVCF と OCRF が重なった線である。この時刻のエリア最大出力は 0.8PU である。これは図の制御指令値(y 軸)が 1 の時の目標 PV 出力(x 軸)値と一致している。この状態における SCF は紫の線で表される。エリアの目標指令値を 0.75PU にしたい場合、PVCF では制御指令値が 0.80pu であり、PVCF と OCRF が一致しているため、制御後のエリアの指令値は目標の 0.75pu である。一方で、SCF の制御指令値が 0.76pu であり、指令後のエリアの合計出力は、y 軸 0.76pu に対する OCRF の x 軸値 0.72PU となる。SCF による制御の結果の 0.72PU と、PVCF による制御の結果の 0.75PU の差は、SCF がエリアの目標発電出力に対し過剰に制御をかけた結果である。PVCF の効果は、この過剰な PV 制御を緩和出来るところにある。

ここでの試験は、2018 年度 PV データで作成した PVCF を 2019 年度データに適用し、SCF の代わりに PVCF を適用した場合に、どの程度過剰な PV 制御を緩和できたか算出する。

②SCF に対する PVCF の効果

SCF と比較した PVCF の効果として、SCF と PVCF によって生じた PV 発電電力量の増加量(ゲイン)を集計した。

試験条件は、(1)1) と同一で、佐京エリアのノンファーム型 PV のみを制御対象として、PV 全体の出力が 0.80PU 以上と見込まれる場合に、目標の制御後出力を 0.80PU として制御する。その時の PVCF の効果を表 9 に示す。以下、同様にして、PV 全体の出力が 0.75PU 以上と見込まれる場合は、目標の制御後出力を 0.75PU に、というように 0.65PU まで算定した。(表 9～表 13 参照)

表9 制御対象を0.80PU以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	-
制御対象(0.80PU 以上)	30 時間	-
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.80PU 以上)発電電力量	24.57PU	133.17
完全予測時の PV 制御量	0.58PU	3.14
単純制御手法による PV 制御量	0.95PU	5.16
本制御手法による PV 制御量	0.73PU	3.97
本制御手法で得た電力量	0.22PU	1.19
本制御手法取り戻し率	40.5%	-

表10 制御対象を0.75PU以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	-
制御対象(0.75PU 以上)	88 時間	-
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.75PU 以上)発電電力量	69.47PU	376.54
完全予測時の PV 制御量	3.47PU	18.82
単純制御手法による PV 制御量	4.36PU	23.61
本制御手法による PV 制御量	3.92PU	21.22
本制御手法で得た電力量	0.44PU	2.39
本制御手法取り戻し率	50.6%	-

表11 制御対象を0.70PU以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	-
制御対象(0.70PU 以上)	187 時間	-
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.70PU 以上)発電電力量	140.95PU	763.97
完全予測時の PV 制御量	10.05PU	54.49
単純制御手法による PV 制御量	11.79PU	63.89
本制御手法による PV 制御量	10.57PU	57.26
本制御手法で得た電力量	1.22PU	6.63
本制御手法取り戻し率	29.9%	-

表 12 制御対象を 0.65PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	-
制御対象(0.65PU 以上)	320 時間	-
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.65PU 以上)発電電力量	230.62PU	1249.96
完全予測時の PV 制御量	22.62PU	122.60
単純制御手法による PV 制御量	25.17PU	136.42
本制御手法による PV 制御量	23.48PU	127.26
本制御手法で得た電力量	1.69PU	9.16
本制御手法取り戻し率	33.7%	-

表 13 制御対象を 0.60PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	-
制御対象(0.60PU 以上)	514 時間	-
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.60PU 以上)発電電力量	351.53PU	1905.28
完全予測時の PV 制御量	40.58PU	219.92
単純制御手法による PV 制御量	44.25PU	239.84
本制御手法による PV 制御量	41.21PU	223.36
本制御手法で得た電力量	3.04PU	16.63
本制御手法取り戻し率	17.2%	-

表中の目標 x x PU に対する「完全予測時の PV 制御量」はその時刻の発電出力を目標出力にした場合の減少発電電力量を示す。目標 x x PU に対する「単純制御手法による PV 制御量」は目標を x x PU に設定し、単純制御関数 SCF により制御指令値を決定し制御を行った場合に減少する発電電力量、同様に、目標 x x PU に対する「本制御手法による PV 制御量」は本手法の制御特性関数による制御指令値で減少する発電電力量である。制御本来目標通りに出力制御が行われていれば、失われる発電電力量は目標 x x PU に対する発電で出力減少量と等しくなるが、制御関数の誤差から失われる発電電力量は大きくなる。「本制御手法取り戻し率」は単純制御で損失する発電電力量を本手法がどの程度減少するかを示した値である。

D_{ideal}	目標 x x PU に対する完全予測時の PV 制御量
D_S	目標 x x PU に対する単純制御手法による PV 制御量
D_{PVCF}	目標 x x PU に対する本制御手法による PV 制御量
G :	本制御手法取り戻し率

$$G = 1 - (D_{PVCF} - D_S) / (D_{ideal} - D_S)$$

本手法は単純制御関数で失われる発電電力量の 17%から 50%以上を減少させることができる。

(2) 小エリアへの適用～新木更津変電所以下～

本手法を左京エリアよりも小さいエリアに適用した場合の検証を行った。適用範囲は左京エリア南地区の、概ね新木更津変電所以下のエリアとした。小エリアへの適用は以下の 2 手法で行った。

- 新木更津エリアの 2018 年度 PV 実測値から PVCF を作成し、2019 年度の新木更津エリアの PV に対し制御を行う。
- 前項の左京エリアの PVCF から、2019 年度新木更津エリアの PV に対し制御を行う。

テスト a.は本手法をより小さいエリアに適用し、その有効性を確認する試験である。

テスト b.は上位エリアの PVCF を暫定的に部分エリアの PVCF として代替出来るかを確認する試験である。実際には PVCF を対象エリア単位で作成することが望ましいが、当該エリアの PV データが充分そろわない、また、事前に PVCF を準備していないエリアで制御を行う必要がある場合などを想定している。

1) 新木更津変電所以下のエリア

新木更津エリアを図 20 の青のエリアとした。このエリアの PV の件数は 66 件であった。



図 20 新木更津変電所以下のエリア

2) 新木更津以下の誤差率

PVCF と OCRF について、PVCF が想定する PV のエリア出力と、OCRF による実際の PV のエリア出力の差から精度の比較を行った。比較手法は、(1)3) と同様に、エリア出力が目標に対し 0.02PU 以上の差が生じているかで確認した。

表 14 新木更津エリア PVCF の「危険サイド」および「安全サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	危険サイド 目標より 0.02PU 上 比率(%)	安全サイド 目標より 0.02PU 下 比率(%)
新木更津 500kW 以上	ケース a. 新木更津	1.10	6.31
新木更津 500kW 以上	ケース b. 佐京	0.00	18.91

表 14 から新木更津エリアのデータで作成した PVCF は、90%以上が誤差 0.02PU 以内であるが、目標の制御後出力よりも大きな出力になってしまう危険サイドとなったケースは 1.10%あった。また、より上位の左京エリアの PVCF を下位の 新木更津エリアに適用したケース b.の場合、2018 年度で作成した PVCF で 2019 年度を検討した本試験では危険サイドのデータは無かった。検証対象が 2018 年 2019 年の関東の極限られたデータ数のため、この結果は今回のケースに限ったことと考えられる。また PVCF の作成方法が保守的な方法となっているため、安全サイドではあるものの目標の制御後出力にするための制御量に対して 0.02PU 以上多く制御する件数は、a.ケースで 6.31%、b.ケースで 18.91%と比較的大きくなっていることがわかった。この結果から、PVCF は小エリアでも同様の手法で適用出来ること、上位エリアの PVCF を暫定的に下位エリアの PVCF として代替出来る可能性を示すことが出来たが、2018 年度、2019 年度の全体の PV 導入件数に比較すると非常に小さなサンプル数で検証を行った結果であるため、より多くのデータ数、また多年度のデータを用いて十分な検討を行う必要があると考える。

2.4 過積載の影響

(1) 過積載率の現状分析

1) 対象データ

資源エネルギー庁の再生可能エネルギー固定価格買取制度（以下、FIT）の情報開示サイトである「なっとく！再生可能エネルギー」における、「事業計画認定情報 公表用ウェブサイト」⁴の2023年9月30日時点における千葉県のデータを使用した。同サイトでは、FITで認定された発電出力20kW以上の発電所に関する情報が一覧で公開されている。

2) 分析手法

個々のサイトの過積載率は、「太陽電池の合計出力（kW）／発電出力（kW）」で定義した。FITの発電出力は「太陽電池の合計出力」と「パワーコンディショナの出力」のいずれか小さい方の値を指すため、上記の過積載率の定義では太陽電池容量よりもパワーコンディショナ容量の方が大きい場合にも過積載率が1となる（1未満の過積載率にはならない）点に注意が必要である。

過積載率の平均値の算定にあたっては、以下のデータを抽出した。

- ・発電設備区分：太陽光
- ・運転開始報告年月：記載あり

また、明らかな誤記とみられる特異的なデータ（例：発電出力が49.5kWに対してパネル容量が76500kW）が散見されたため、桁数のミスの可能性が高いと考えられる過積載率が10以上のデータを除外した。

抽出されたデータ数は、特高(2000kW以上)が27件、高圧(50kW以上2000kW未満)が1730件、低圧(20kW以上50kW未満)が18676件である。低圧のうち、49.0～49.9kWが10608件、20～48.9kWが8068件と、49.0～49.9kWの割合が多く、過積載率も異なると考えられたため、これらを区分した分析を行った。

過積載率の加重平均値と単純平均値を求めた。それぞれ以下で定義した。

加重平均値：「全サイトでの太陽電池の合計出力の合計（kW）」

／「全サイトでの発電出力の合計（kW）」

⁴ 事業計画認定情報 公表用ウェブサイト, 閲覧日 2023年12月26日, <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo>

単純平均値：サイトごとに計算した過積載率の平均値

3) 分析結果

表 15 に PV の出力帯ごとの過積載率を示す。特徴として、低圧の過積載率が他の容量区分より高くなっているが、これは発電出力 49～49.9 kW の過積載率が 1.443 と高いことに起因することが見て取れる。49 kW 未満の PV の過積載率は高圧の PV と同程度であり、特高の PV の過積載率の方が高い。

表 15 PV の出力帯ごとの過積載率

発電出力	2000 kW 以上	50 kW～1999.9 kW	20～49.9 kW
加重平均値	1.286	1.206	1.370 (49 kW 以上が 1.443、それ以外が 1.212)
単純平均値	1.287	1.205	1.341 (49 kW 以上が 1.443、それ以外が 1.207)

図 21 に PV の出力帯ごと、サイトごとに計算した過積載率を多いものから順に並べたもの（持続曲線）を示す。49.0～49.9 kW においては、過積載率が 150%を超えるものが全体の 4 割近くを占めることが見て取れる。また、特高では 1 サイトを除いて過積載が行われているのに対し、高圧・低圧においては過積載率が 1（実際は 1 未満の場合もあると考えられる）のサイトがそれぞれ 2 割程度存在する。

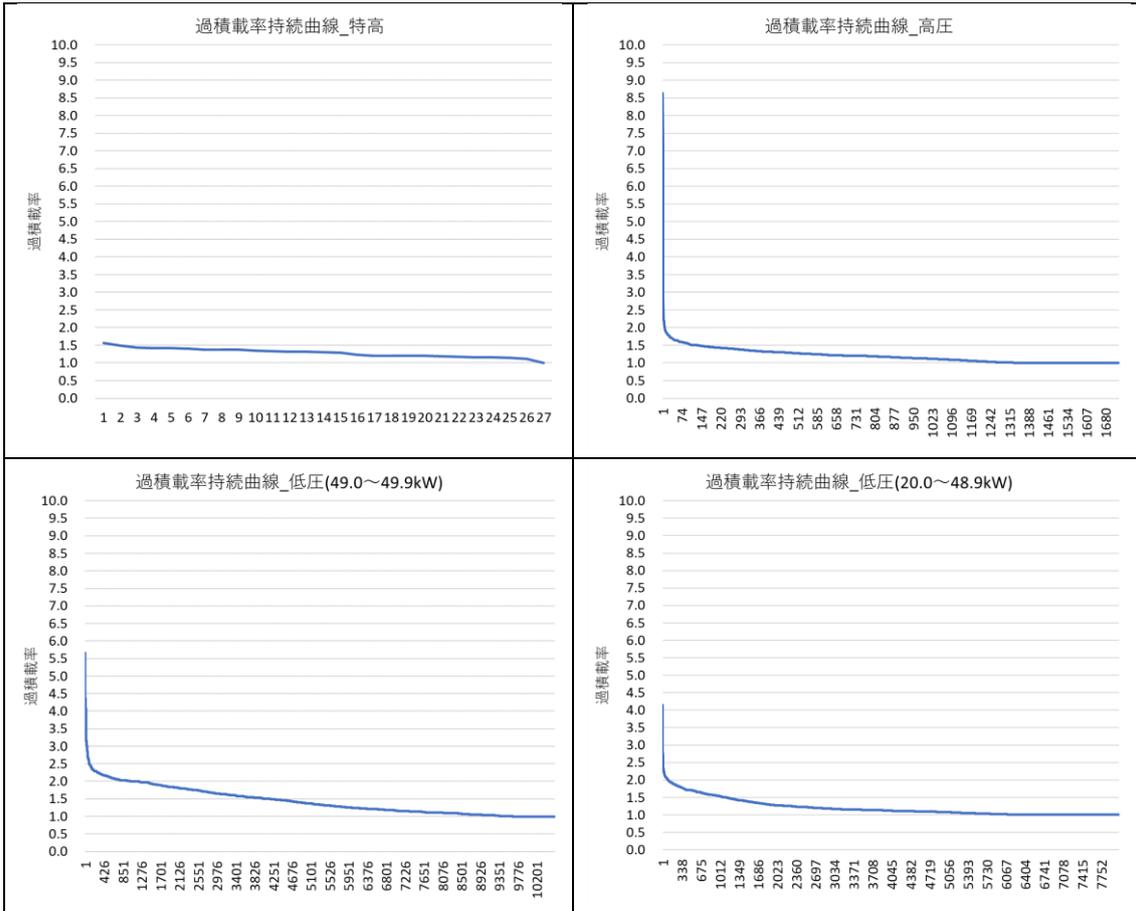
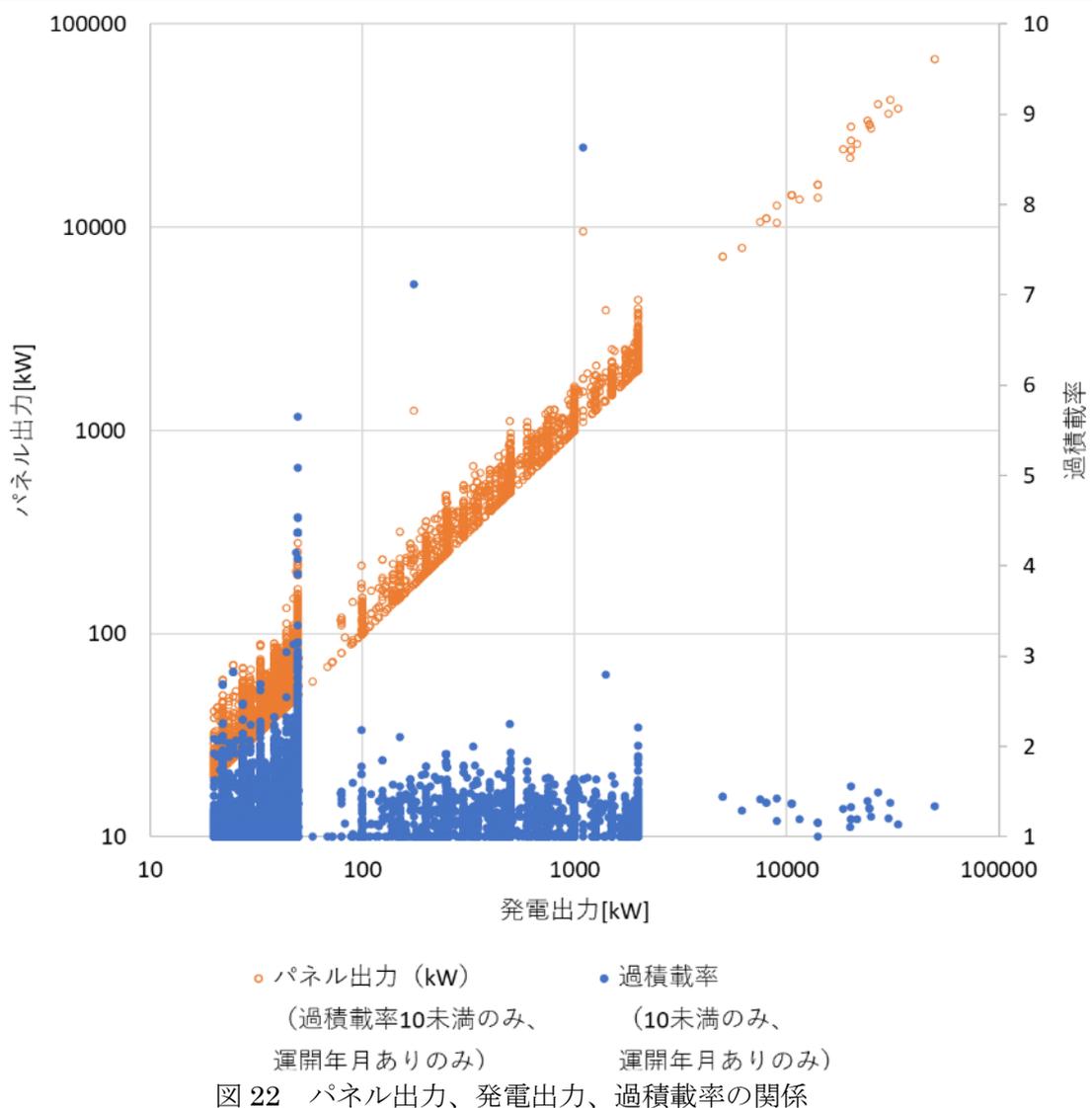


図 21 PV の出力帯別の過積載率持続曲線



高圧の過積載率に関しても、250kW の倍数および 2000kW 直前で高くなる傾向がある。前者の理由としては、パワーコンディショナの単器容量の影響が考えられる。後者は、太陽電池の容量で 5000 kW 未満のサイトでは、特高接続する経済性が乏しく高圧接続にしているためと考えられる。実際に、特高接続は最小でも発電出力 5000 kW、パネル約 7200 kW であった。

(2) 過積載率を考慮した制御特性関数

本手法に(1)の過積載を考慮し、同様の手法で制御特性関数を作成し、制御特性関数の効果を確認した。2.3(1)の左京エリアの制御関数作成時の PV データに過積載率を考慮した。過積載は以下のように考慮する。

1) 過積載率考慮制御特性関数の作成

2.3(1) 左京エリア検討で用いた PV データにも過積載の PV データが存在するが、PCS 定格以上の部分は多くなかったため、過積載率 1.0 の PV データと仮定した。また 2030 年の過積載率は(1)で使用したデータと同じであると仮定した。

過積載率のデータを PV パネル出力帯別（～50kW、50～500kW、500kW～1、000kW、1、000kW～2、000kW、～2、000kW）に過積載率 1.0 から 0.1 刻みで最大 5.0 までのデータ数をカウントした）にその出現個数を数え、出力帯別の比率を求めた(ex. ～50kW の出力帯における過積載率 1.3 の PV は 50kW PV 全体の 5% 表 16 参照)。もとの PV データに 0.1 刻みの過積載率を乗じ、PCS の上限を超えた場合、PV 出力値は PCS と同じであるとした PV 出力データを作成した。出力帯別、過積載別に作成した過積載率を考慮した PV データを新たな PV 実測データとした。2.3(1)と同様に 2018 年度の PV データから制御指令値とエリア出力の関係式 OCRF を作成集計することにより、過積載考慮の制御特性関数 PVCF を作成した。

表 16 過積載率、出力 PV パネル出力区分別の出現頻度※（抜粋）

過積載率	50kW 未満	50kW 以上 500kW 未満	500kW 以上 1、000kW 未満	1、000kW 以上 2、000kW 未満	2、000kW 以上
1.0	54.55%	7.08%	24.66%	27.76%	7.92%
1.1	36.20%	27.00%	33.66%	38.08%	44.58%
1.2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.3	5.00%	16.69%	21.53%	21.38%	30.42%
1.4	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.5	1.51%	8.73%	6.46%	5.16%	6.25%
1.6	0.88%	7.47%	2.94%	3.69%	5.83%
1.7	0.75%	6.21%	2.15%	1.72%	1.25%
1.8	0.56%	6.29%	3.13%	0.25%	0.83%
1.9	0.29%	4.98%	0.59%	0.00%	1.25%
2.0	0.07%	6.64%	2.54%	0.25%	0.42%
2.1	0.16%	2.76%	0.39%	0.25%	0.42%
2.2	0.03%	3.79%	1.17%	1.23%	0.42%

※出力区分毎の%表記。出力区分の合計が 100%である。

※この表は抜粋である。検討では過積載率 5.0 までを使用している。

2) 過積載を考慮した PVCF による制御の適用効果

①過積載率を考慮した SCF と PVCF の制御の差

2018 年度の PV データから作成した PVCF を 2019 年度の PV データに当てはめ、目標とする制御後の PV 出力に対する PVCF による制御指令値による制御と、単純な制御指令値関数 SCF(simple control function)による制御を比較し、どちらがより PV の制御を抑制できたかを比較した。PVCF と SCF で生じる制御効果算出法は 2.3(1)4)①「①SCF と PVCF の出力制御の差」と同様である。

②過積載率を考慮した SCF に対する PVCF の効果

SCF と比較した PVCF の効果として、SCF と PVCF によって生じた PV 発電電力量の増加量(ゲイン)を集計した。

試験条件は、2.3(1) 1)と同一で、佐京エリアのノンファーム型 PV のみを制御対象として、PV 全体の出力が 0.80PU 以上と見込まれる場合に、目標の制御後出力を 0.80PU とし制御する。以下、同様にして、PV 全体の出力が 0.75PU 以上と見込まれる場合は、目標の制御後出力を 0.75PU というように 0.65PU までの PVCF の効果を表 17 から表 21 にまとめた。この表は過積載の無い場合の結果を示した表 9 から表 13 に対応している。

表 17 制御対象を 0.80PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	-
制御対象(0.80PU 以上)	132 時間	-
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.80PU 以上)発電電力量	111.08PU	602.05
完全予測時の PV 制御量	5.49PU	29.74
単純制御手法による PV 制御量	6.89PU	37.36
本制御手法による PV 制御量	6.00PU	32.51
本制御手法で得た電力量	0.89PU	4.85
本制御手法取り戻し率	36.4%	-

表 18 制御対象を 0.75PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	-
制御対象(0.75PU 以上)	267 時間	-
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.75PU 以上)発電電力量	215.74PU	1169.31
完全予測時の PV 制御量	15.50PU	83.98
単純制御手法による PV 制御量	18.18PU	98.54
本制御手法による PV 制御量	16.59PU	89.90
本制御手法で得た電力量	1.59PU	8.63
本制御手法取り戻し率	40.7%	-

表 19 制御対象を 0.70PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	-
制御対象(0.70PU 以上)	430 時間	-
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.70PU 以上)発電電力量	333.76PU	1808.98
完全予測時の PV 制御量	32.77PU	177.59
単純制御手法による PV 制御量	36.57PU	198.21
本制御手法による PV 制御量	33.80PU	183.22
本制御手法で得た電力量	2.77PU	14.99
本制御手法取り戻し率	27.1%	-

表 20 制御対象を 0.65PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	-
制御対象(0.65PU 以上)	654 時間	-
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.65PU 以上)発電電力量	485.26PU	2630.13
完全予測時の PV 制御量	58.94PU	319.48
単純制御手法による PV 制御量	64.08PU	347.32
本制御手法による PV 制御量	60.74PU	329.19
本制御手法で得た電力量	3.34PU	18.22
本制御手法取り戻し率	35.0%	-

表 21 制御対象を 0.60PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	-
制御対象(0.60PU 以上)	838 時間	-
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.60PU 以上)発電電力量	600.05PU	3252.27
完全予測時の PV 制御量	72.91PU	395.15
単純制御手法による PV 制御量	78.17PU	423.71
本制御手法による PV 制御量	73.92PU	400.66
本制御手法で得た電力量	4.25PU	24.40
本制御手法取り戻し率	19.2%	-

単純制御に対するゲインの算出は②過積載率を考慮した SCF に対する PVCF の効果 2.3(1)4) ②と同じである。

③過積載の有無による結果比較

表 22、表 23 は過積載の無い表 9 から表 13 と、過積載のある表 17 から表 21 の制御量の比較を行った。

表 22 過積載がない場合の単純制御と本手法比較

PU	完全予測 制御量	単純制御量	本手法 制御量	取り戻し率
0.80	0.58PU	0.95PU	0.73PU	40.5%
0.75	3.47PU	4.36PU	3.92PU	50.6%
0.70	10.05PU	11.79PU	10.57PU	29.9%
0.65	22.62PU	25.17PU	23.48PU	33.7%
0.60	40.58PU	44.25PU	41.21PU	17.2%

表 23 過積載がある場合の単純制御と本手法比較

PU	完全予測 制御量	単純制御量	本手法 制御量	取り戻し率
0.80	5.49PU	6.89PU	6.00PU	36.4%
0.75	15.50PU	18.18PU	16.59PU	40.7%
0.70	32.77PU	36.57PU	33.80PU	27.1%
0.65	58.94PU	64.08PU	60.74PU	35.0%
0.60	72.91PU	78.17PU	73.92PU	19.2%

過積載がある場合でも本手法による効果を確認でき、本手法が単純制御と比較して、失う発電電力量を大きく減少させる働きがある。また、過積載に伴い元々の PV 出力制御量が増加しているため、取り戻された発電量は大幅に増加している。

2.5 混雑管理に対する適用

本項では、実際の混雑管理に対する本手法の適用方法について説明する。

PV 出力制御のもととなる発電出力予測値≒計画値はクラスター単位で算出することが想定される。本検討ではクラスターは関東地区でおおよそ 50 からなっており。クラスターの発電出力予測値は 500m×500m のブロックの日射量予測値をもとに行われることを想定した。実際に送電線混雑を考えて、混雑の種類による制御方法をここでは 3 つに分類した。(1) 一つの混雑に対する単一クラスター内の単一エリアの場合、(2) 1 つの混雑に対し複数クラスターの複数エリアの出力制御を行う場合、(3) 複数の混雑に対し複数クラスターに属する複数エリアの出力制御を行う場合、この 3 つのケースに対する本手法の適用方法を示す。

この項を議論する前に本手法の制御指令値の読み替え方法を述べる。

本手法の制御は、各 PV の定格に対する制御指令 pu 値をもとに議論を行った。しかし、実際の制御では発電出力予測値を元にした発電計画値をベースとして与える必要がある。本手法の制御指令値を発電計画値に対する制御指令値とするには以下のように換算を行う。

図 23 下側の図は、本手法で議論してきた PV 定格 pu を横軸とした、PV の発電出力分布である。そのエリアの発電出力予測値に対し、エリア内の PV は様々な発電電力を持っており、図の青線のような存在確率密度分布で表現される。図 23 上側の図は制御前のエリア出力が定格の 0.78PU を 1PU と読み替え、制御後出力を計画値ベースの 90%=定格ベース 0.702PU に制御する例を示している。制御特性関数から、制御指令値は定格値ベースで 0.75pu となる。一方制御指令値を計画値に対する出力低下%として与える場合、エリア出力 0.78PU が計画値をベースとし換算するため、本手法の制御指令値 0.75 をエリア計画 PU 値で除した $0.75/0.78=0.9615$ が制御指令値となる。本手法で検討を行った制御指令値をその時刻のエリア出力値で除した値がエリア出力値に対する制御指令値となる。

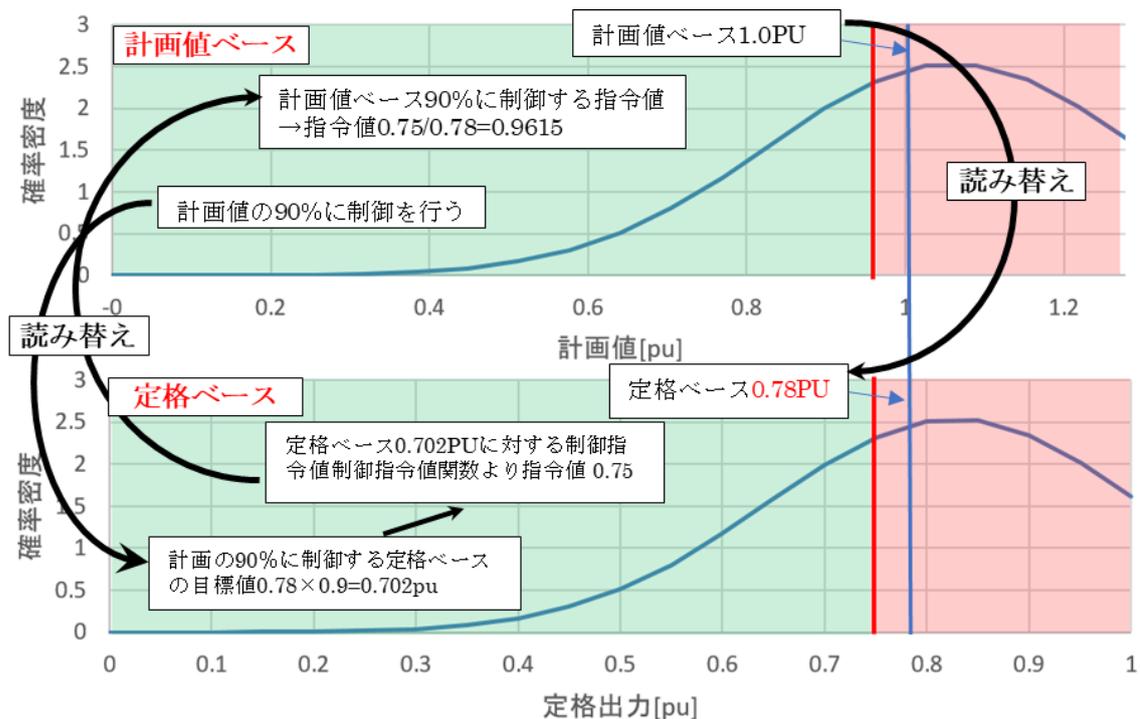


図 23 計画値ベースの制御指令値と定格ベースの制御指令値の読み替え

図 23 の上側の PV 発電の分布をみると、計画値より多くの発電を行っている PV、計画値に満たない発電を行っている PV が生じることがわかる。

(1) 一つの混雑に対する単一クラスター内の単一エリアのケース

混雑がクラスター内のみの PV が原因で発生している場合、本手法をそのまま適用する。手順は以下のとおりである。制御特性関数はエリア単位で作成することを想定する。

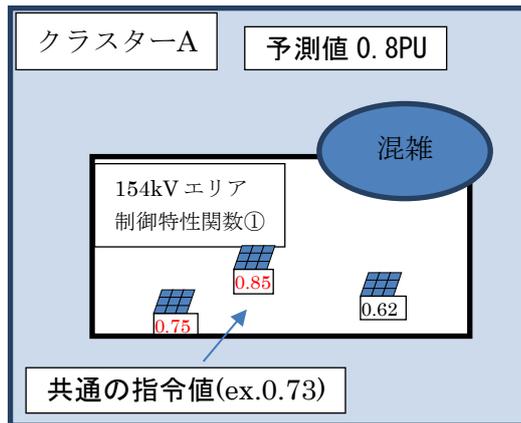


図 24 単一クラスター内混雑と制御特性関数エリア

混雑が発生しているエリアが、制御特性関数の作成単位 1 つのみの場合、そのまま制御特性関数を使用する。制御特性関数の選択は月・時刻およびエリア内の発電電力量予報値から行う。

- 500m 四方の日射量予測からクラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 対象エリアの計画値 (PU 出力帯) に対応する制御特性関数を選択する
- 制御特性関数から制御目標 (対象エリア) に対する制御指令値を得る。

制御対象が単一エリア内であるため、制御特性関数は 1 つのみである。1 つの制御特性関数から制御指令値は 1 つに定まる。

(2) 1 つの混雑に対し複数クラスターの複数エリアの出力制御を行うケース

混雑が発生しているエリアに複数のクラスターがありそれぞれに別のエリアがあったときに混雑が発生している状況を想定する。

図 25 の例では 275kV エリアで混雑が発生している。275kV エリアは複数のクラスターに属しており、クラスターA では発電出力の予測値＝計画値が 0.8PU、クラスターB では発電出力の予測値＝計画値が 0.6PU とする。その際の出力制御手法として、ここでは複数クラスターの複数エリアに対して、1) 共通の計画値ベース指令値を与える場合、2) 共通の定格値ベース指令値を与える場合について、それぞれ適用手法を述べる。

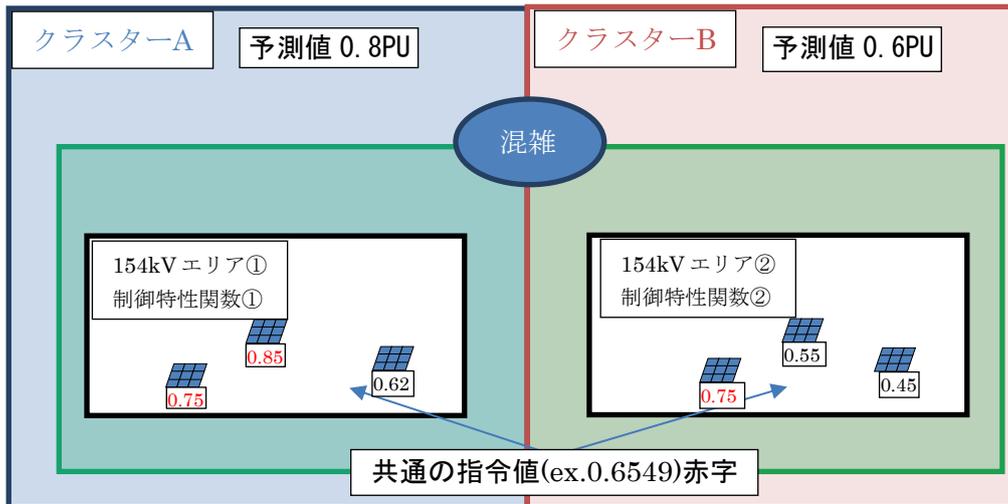


図 25 複数クラスターにまたがる混雑と制御特性関数エリア

1) 複数クラスターの複数エリアに共通の計画値ベース指令値を与える場合

混雑が発生しているエリア全体に共通の計画値ベースの指令値を与える場合の本手法を以下のように適用する。

- 500m 四方の日射量予測から各クラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 複数の対象エリアの計画値 (PU 出力帯) に対応するそれぞれの制御特性関数を選択する。
- 混雑が発生しているエリアを解消するための制御率を、複数エリア各々の制御特性関数に当てはめ、それぞれの制御指令値を求める。このとき、各エリアで求まる計画値に対する制御指令値は異なっている。
- 複数の対象エリアの計画値から、対象エリアの容量比と制御特性関数の微分値を勘案し、代数計算により計画値ベースでみた場合のエリア計画値に対する混雑エリア共通の制御指令値を求める。

制御特性関数はエリア地点や発電出力帯によって異なり、発電電力量を同率（例えば 90%）に減少させるための制御指令値をエリア毎の制御特性関数で求めると、個々のエリア毎に異なる制御指令値となる。混雑エリア共通の制御指令値はエリア毎の異なった制御指令値から、各エリアの定格容量および、制御特性関数の微分値を使用し代数計算で求めることができる。

混雑エリア共通の制御指令値を適用し各エリアの制御後出力をみると、制御後の出力ベースでみた場合、計画値出力に対する割合が 90%より大きなエリア、小さなエリアが存在する。

以下に制御特性関数による計算のサンプルを示す。混雑は図 25 の 275kV エリアで発生しているものとする。制御対象となるのは 275kV エリアのクラスターA に属する 154kV エリア①とクラスターB に属する 154kV エリア②である。154kV エリア①の定格容量を 6.0、154kV エリア②の定格容量を 10.0 とする。

クラスターA の発電計画量を定格ベースで 0.80PU、クラスターB の発電計画量を定格ベースで 0.60PU とする。ここで混雑エリア全体である 275kV エリア全体の制御前出力は エリア①の出力 $0.80 \times 6.0 = 4.8$ とエリア②の出力 $0.60 \times 10 = 6.0$ の合計の 10.8 である。ここで混雑解消のために、275kV エリアの出力を計画出力の 90% $= 10.8 \times 0.90 = 9.72$ としたい。

154kV エリア①の出力を $4.8 \times 0.9 = 4.32$ 、154kV エリア②の出力を $6.0 \times 0.9 = 5.40$ とすれば、275kV エリアの出力は $4.32 + 5.40 = 9.72$ となる。

最初に各エリアの制御特性関数を用いて制御指令値を求める。制御特性関数の特性から各々異なった制御指令値が算出される。計画値ベースでの制御指令値は 154kV エリア①は 0.6388、154kV エリア②は 0.6855 となる。

次に各エリアで得られた制御指令値を統一化する。154kV エリアの定格容量比および制御特性関数の微分値を用いて代数計算で新たな制御指令値を算出すると、エリア①、②に対する制御指令値として 0.6549 が求まる。

この制御指令値をエリア①、エリア②に与えると、制御特性関数から 154kV エリア①の出力は 4.30、154kV エリア②の出力は 5.42 となる。275kV エリアの出力は $4.30 + 5.42 = 9.72$ となり、計画値合計 10.8 の 90% となっているが、154kV エリア①では計画値に対し $4.30 / 4.8 = 89.6\%$ 、154kV エリア②は $5.42 / 6.0 = 90.3\%$ とそれぞれのエリアでの制御量が 275kV エリアの制御目標 90% と異なる。

2) 複数クラスターの複数エリアに共通の定格値ベース指令値を与える場合

複数のエリア（制御特性関数）がある場合、それぞれのエリアの制御特性関数があるが、制御特性関数はもともとそれぞれのエリアの発電機の出力分布を反映したものである。発電出力予測値に対する制御目標値をそれぞれのエリアの制御特性関数に与えることで目標の制御量を達成できるが、それぞれのエリアで制御指令値は異なる。この制御指令値が定格ベースで共通の値とし決定することを考える。この場合、それぞれのエリアの制御特性関数を合成し、制御対象とするより大きなエリアの一つの制御特性関数を用いて、制御指令値を算出することができる。

- 500m 四方の日射量予測から各クラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 複数の対象エリアの計画値（PU 出力帯）に対応するそれぞれの制御特性関数を選択する。
- それぞれの制御特性関数をそれぞれのエリア定格値を勘案し一つの制御特性関数を作成する。

- 作成した制御特性関数から制御目標（複数エリア全体）に対する制御指令値を得る。

複数のエリア（制御特性関数）がある場合、それぞれのエリアの制御特性関数があるが、制御特性関数はもともとそれぞれのエリアの発電機出力分布を反映したものである。制御特性関数から代数的にそれぞれのエリアの発電出力分布を逆算し、エリア全体の定格を勘案することにより、複数のエリアの発電出力分布を再構築することができる。この再構築した発電出力分布から再度制御特性関数を作成することにより、複数エリアにまたがった一つの制御特性関数（合成制御特性関数）を作成出来る。図 26 に、制御特性関数の合成の流れを示す。制御特性関数から制御指令値を算出し制御対象エリアの PV に対する制御指令値を決定する。

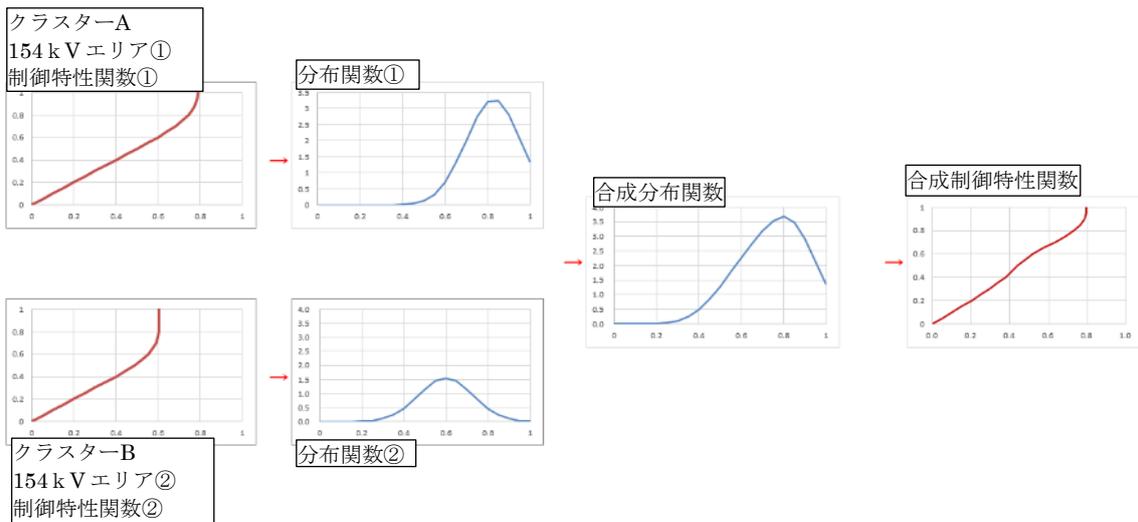


図 26 制御特性関数の合成

(3) 複数の混雑に対し複数クラスターに属する複数エリアの出力制御を行うケース

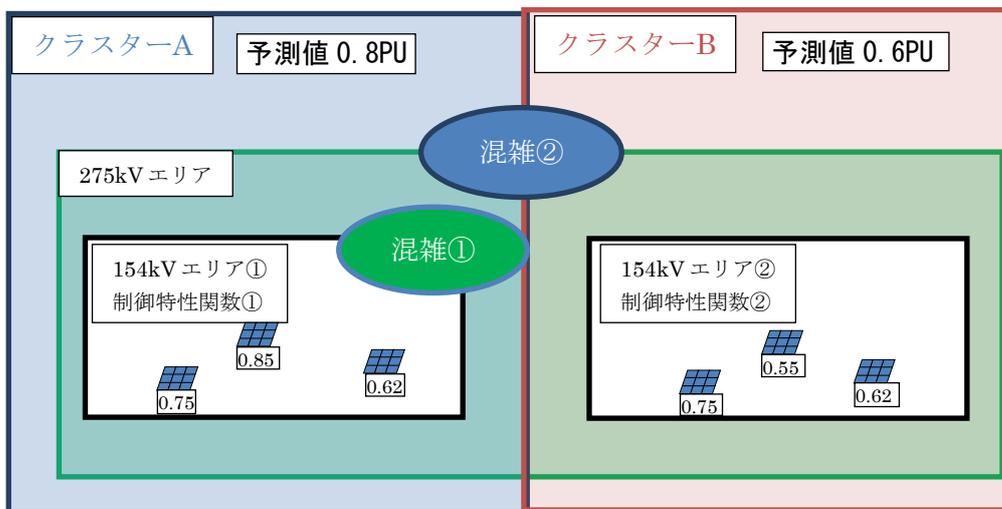


図 27 複数クラスターにまたがる複数混雑と制御特性関数エリア

図 27 に示すように、異なる電圧階級での混雑が重層的に発生した状況を考える。このように複数クラスターにまたがる複数混雑が発生した場合、本システムの制御特性関数を用いた制御は以下のように行う。

- 混雑①、混雑②の解消のためそれぞれの制御目標から対応する一律の制御指令値を計算する。混雑①解消の指令値はケース(1)の方法、混雑②解消の指令値はケース(2)の方法でそれぞれ求める。
- 混雑①解消の指令値 > 混雑②解消の指令値の場合、混雑②の指令値をエリア①②に適用する。
- 混雑①解消の指令値 < 混雑②解消の指令値の場合、混雑①解消の指令値を前提として、混雑②解消のための残りの PV を対象とした指令値を決定する。

制御指令値が小さいほうが、より制御量が大きくなることに注意が必要である。黒丸 2 番目では、混雑②解消の制御指令値が混雑①の制御解消のための制御指令値より小さいため、混雑②解消の制御指令値をエリア①に適用すればおのずと混雑①も解消できる。

黒丸 3 番目では、混雑②解消の制御指令値では混雑①の混雑を解消できないため、まず混雑①解消を行い、それを前提として残りの PV を対象とした指令値を決定する。

2.6 継続的改善

本手法は実測した過去の PV データをもとに月別、時刻別の OCRF(PV Output Control Reaction Formula)から制御特性関数 PVCF を作成する。PVCF は注目するエリア単位で作成する。2.3、2.4 の検討では左京エリア全体を対象に制御特性関数の検証を行った。2.5 では 154kV エリアで制御特性関数を作成することを前提とした。制御特性関数の作成には、月別、時刻別、出力帯別の十分な数の OCRF を用意する必要がある。2.3、2.4 の検討で 2018 年度 1 か年のデータで作成し有用性を示すことができたが、PVCF を作成するために十分な OCRF の数がなく、必ずしも安全サイドの制御とならない場合がある。PVCF がより安全サイドの運用を行うためにはより多くの PV 実測データを用意することが重要となる。また、十分な OCRF が集まると、安全サイドから選択していた PVCF について、尤もらしい PVCF を中心とした確率分布としての PVCF も作成可能となる。

PVCF を作成するための条件を述べる。

- 対象エリア内で十分な数の PV データが必要である。今回の検討から最低 100 以上出来れば 500 件程度、複数年の観測データがあることが好ましい。今回の検討から実績データの PV 数が 100 以下の場合、特定の PV データに OCRF が引きずられる。
- 計測時の太陽光パネル出力が PCS 容量以下である。

- 収集する PV データの定格出力の構成はエリア内の定格出力の構成を反映したものが望ましい。
- エリア内のある特定の PV の容量比率が大きい場合、その PV のデータの入手が望ましい。

また、PVCF の作成に用いるデータは、すべての時間帯を有効なデータとするためには、システム係数と過積載率の兼ね合いから、PCS により DC 出力が頭打ちになりにくい過積載率 1.2 以下であることが望ましい。また、出力制御が行われたデータについては除去する必要がある。

本手法は個々の PV の出力を pu 化し、統計的に処理している。収集する PV データの定格出力帯に縛りはないが、ある程度現実に近い PV 定格出力帯比率であることが望ましい。特にエリア内の全体出力に対する、容量比率が大きい PV データがある方がより現実に近い PVCF の作成ができる。

本手法の精度は収集した PV データの数によるところがある。より多くのデータを収集すべきである。

2.7 まとめ

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

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

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