

業務規程及び送配電等業務指針 変更案の概要について (第 1、2 号議案説明資料)

2022年5月16日

電力広域的運営推進機関

- 再生可能エネルギーの主力電源化及び電力レジリエンス強化に資する次世代型ネットワークへの転換に向けた設備形成等を行うため、業務規程及び送配電等業務指針を変更します。
- 主な変更のポイントは以下のとおりです。背景、変更内容等については、それぞれの変更に関するスライドにて説明します。なお、以下の変更以外に、技術的な規定の変更等も実施しております（主に記載の適正化の観点による送配電等業務指針から業務規程への移設。）。
 1. 計画策定プロセスの検討開始要件に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）【スライド2～9】
 - マスタープランを踏まえた計画策定プロセスの検討開始等に関する変更
 2. N－1電制本格適用に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）【スライド10～16】
 - N－1電制の本格適用に関する変更

1. 計画策定プロセスの検討開始要件に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）
【スライド2～9】
 - マスタープランを踏まえた計画策定プロセスの検討開始等に関する変更
2. N－1電制本格適用に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）【スライド10～16】
 - N－1電制の本格適用に関する変更

本機関では、再生可能エネルギーの主力電源化及び電力レジリエンス強化に資する次世代型ネットワークへの転換に向け、系統設備形成、系統利用のあり方の検討を進めている。



- 広域連系系統の設備形成は、マスタープランとして系統のあるべき姿を示し、将来の電源導入の見込みから系統混雑を想定し、費用便益評価※¹により系統増強を判断する規律に移行。
- 電源の接続に伴う系統増強も、都度の電源申込みや系統混雑の過去実績のみで判断するのではなく、将来の電源導入の見込みとの協調を図りつつ判断する設備形成を目指しており、系統利用については混雑を許容するルール※²に移行。

※¹ 評価算定期間内の年度毎の費用と便益を想定し、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率により将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した費用及び便益により評価する。便益としては、広域メリットオーダーに基づいた潮流シミュレーションの結果により系統を増強した場合（With）と増強しない場合（Without）の総コストの差分（燃料費削減やCO₂対策費削減等）を算出。

※² 既存系統を有効活用し早期の再エネ導入を進める「日本版コネク&マネージ」の取組の1つであるノンファーム型接続について、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統に適用（2022年4月以降の接続検討申込み分から空き容量のある基幹系統に対してもノンファーム型接続へ移行する方向）。



将来の電源導入の見込みとの協調を図りつつ判断する設備形成や、混雑を許容した系統利用ルールへ移行していくことを踏まえると、広域連系系統の設備形成に係る現行の計画策定プロセスの検討開始要件の変更等が必要。

[変更内容]

(計画策定プロセスの開始要件の変更等)

- 将来の電源の開発動向を基に広域連系系統の混雑を把握し費用便益評価を行った結果、系統の混雑を緩和（系統増強）することによる便益が系統増強の費用を上回る場合、本機関は計画策定プロセスを開始する旨規定（マスタープランから整備計画を具体化）するとともに、広域連系系統の過去の混雑実績を指標とした要件等を削除
- 電気供給事業者は広域連系系統の混雑により発電設備等の出力に制限が生じており、制限されることで事業性に影響すると判断した場合、系統増強するよう申し出ることができる旨規定するとともに、電気供給事業者の提起のうち「広域的取引の環境整備に関する提起」及び「電源設置に関する提起」に関する規定を削除
- 計画策定プロセスにおけるファーム電源を募集する仕組みである「電気供給事業者の募集手続き」に関する規定を削除

[変更内容]

【業務規程第26条、第51条、第53条、第72条】<変更>

【業務規程第51条の2】<新設>

【業務規程第57条、第73条】<削除>

【送配電等業務指針第34条、第85条、第91条、第120条】<変更>

【送配電等業務指針第34条の2】<新設>

【送配電等業務指針第33条、第35条、第36条、第40条】<削除>

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（2021年9月3日）から抜粋

マスタープラン策定の基本方針

(基本的考え方)

- 再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくため、中長期的な再エネ電源の導入状況を念頭に置きつつ、ネットワークの複線化等を進めることを基本的な方向性とする。
- その際、前提となる電源ポテンシャル等の諸条件については、相当程度不確実性が伴うことを踏まえ、例えば、将来的な再エネの導入量について、複数のシナリオを設定することとする。

(目標時期及び対象送電線等)

- 大規模な送電線の増強は10～15年程度かかる一方、現行のエネルギーミックスが2030年度を目標としていること、また、各電気事業者が毎年経済産業大臣に提出する供給計画の期間が10年であることを踏まえ、まずは目標時期として2030年度を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れる。
- マスタープランに盛り込む送変電設備は、偏在する再エネポテンシャルを広域的運用により活かす電力ネットワークの将来像を示すというマスタープランの趣旨に鑑み、広域的運用に資する地域間連系線及び地内基幹系統とすることを基本とする。

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（2021年9月3日）から抜粋

マスタープランに基づく基幹系統の増強判断方法

- 2017年に電力広域機関が策定した広域系統長期方針において、**送電ネットワークの形成を効率的に行うため、社会的便益を総合的に評価する費用便益評価により増強判断を行う考え方**が盛り込まれ、東北東京間連系線や新々北本連系設備の増強判断に際し、費用便益評価が行われた。
- 今後、再エネの大量導入等に向けて更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため、**各エリア内の基幹系統**についても、これまで実施してきた募集プロセス等ではなく、**費用便益評価に基づき、その増強方針をマスタープランとして策定**していく。
- その上で、想定した電源設置が実際には行われないうことで無駄な増強とならないよう、増強が望ましいと判断された**送電線の増強に着手するタイミングについては、増強判断の前提となった電源設置に係る進捗を踏まえて、費用便益がある蓋然性が高い状況等となったことを確認したタイミング**とする。

電力広域機関「広域系統長期方針」2017年3月 抜粋

(2) 費用対便益に基づく流通設備増強判断

これまで、連系する電源の設備容量に応じる等、確定論的な増強クライテリアにより投資判断を行ってきた。

想定潮流の合理化、精度向上に取り組んだとしても、想定潮流が運用容量を上回ることが見込まれる場合には、このクライテリアにより流通設備増強の要否を判断する必要がある。

今後、混雑発生を許容した電源連系を行う場合は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により、設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断するといった手法が考えられる。

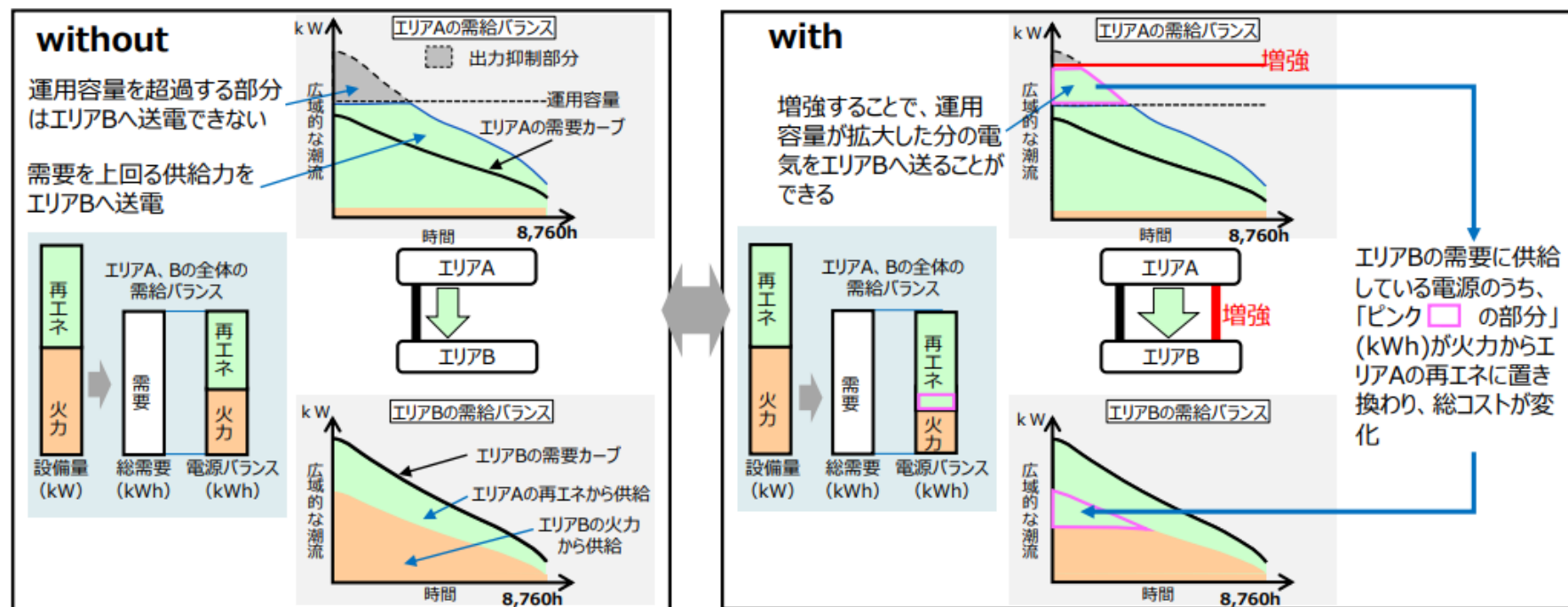
第13回 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 (2021年10月22日) 資料2から抜粋

(参考) 燃料費等の差替え (総コストの変化) のイメージ

20

■ 増強により再エネの電気が需要地に運ばれ、火力と置き換わる単純なイメージを示す。

- 各エリアの供給力には、電源ポテンシャル (発電設備の設備量) を設定 (整備計画の具体化では評価時点で把握している電源ポテンシャルを設定)
- withoutで増強前の系統において総コスト (燃料費 + CO2対策コスト) を算出、withで増強後の系統における総コストを算出
- withとwithoutにおける総コストの変化分を算出



費用便益評価

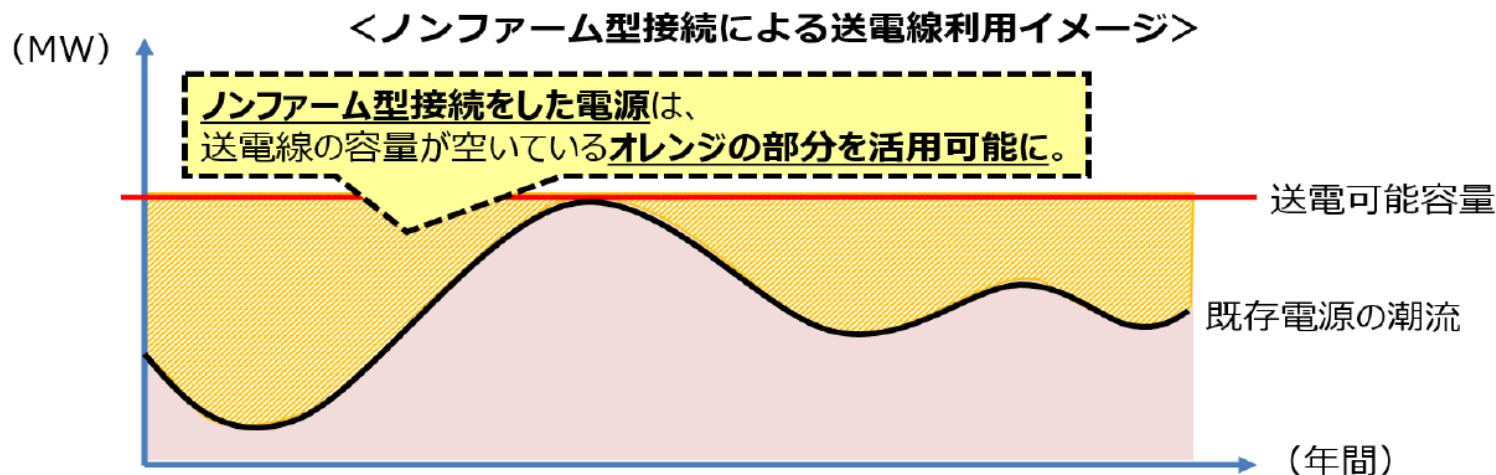
便益 = with と without における総コスト (燃料費 + CO2対策コスト) の変化分
 [このイメージにおける便益 = □ kWh × (火力の「燃料費 + CO2対策費」円/kWh)]

費用便益評価 B/C = 便益 (総コストの変化分) / 増強にかかる費用

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 (2021年9月3日) から抜粋

(2) ノンファーム型接続の全国展開

- 再エネの導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、**早期の再エネ導入を進めるための方策の1つとして、2019年以降、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」を試行的に実施**している。
- 具体的には、**2019年9月から千葉エリア**において、また、**2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリア**において先行的に実施してきたが、その他の地域においても、**2021年中の全国展開**を目指し、検討を行い、結果として**2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において受付を開始した**。



1. 計画策定プロセスの検討開始要件に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）
【スライド 2 ～ 9】
 - マスタープランを踏まえた計画策定プロセスの検討開始等に関する変更
2. N - 1 電制本格適用に関する規定の変更（業務規程、送配電等業務指針）【スライド 1 0 ～ 1 6】
 - N - 1 電制の本格適用に関する変更

再生可能エネルギー電源の大量導入に対応するため、空容量がない流通設備に電源が連系する場合の系統増強工事の代替手段として、新規電源を電制対象とするN - 1 電制^(※1)の先行的な適用が2018年10月より開始されている。

さらに、今後の系統混雑前提の設備形成下において、混雑を緩和することで系統の更なる有効利用を図るとともに効率的な設備形成を行うため、新規電源だけではなく既存電源も含めた電源を電制対象とする「N - 1 電制本格適用」を2022年度から開始する予定。

※1 単一設備故障時にレ-システムで瞬時電源制限を行うことで、運用容量を拡大する仕組み。



また、今後の系統整備は社会的な便益が費用を上回る場合に一般負担で行われる等の理由から、N - 1 電制に係る費用負担については、これまでの新規電源の負担から一般負担とすることが国の審議会^(※2)において提案された。

※2 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



これらに対応するため、

- ・N - 1 電制装置の設置及びN - 1 電制に関する費用負担に関するルールの整備が必要。
- ・また、N - 1 電制を行ったことによって生じる費用の妥当性確認は、中立性、透明性、専門性の観点から、本機関において実施するための規定の整備が必要。

[変更内容]

(N - 1 電制装置の設置)

- 一般送配電事業者及び配電事業者は、効率的な設備形成の観点から、N - 1 電制装置の設置が適当だと判断した電源に対して、N - 1 電制装置の設置を求めることが可能となる旨規定
- N - 1 電制装置の設置を求められた電源は、正当な理由がない限り、N - 1 電制装置の設置その他のN - 1 電制実施に関する対応を行わなければならない旨規定

(N - 1 電制に関する費用負担)

- 一般送配電事業者及び配電事業者は、N - 1 電制装置の設置等に関する費用及びN - 1 電制を行ったことにより生じる費用等^(※)を負担しなければならない旨規定
- 一般送配電事業者及び配電事業者は、N - 1 電制を行ったことにより生じる費用^(※)を負担する場合には、本機関の確認の回答を事前に得なければならない旨及び本機関はその費用について妥当性確認を行う旨規定

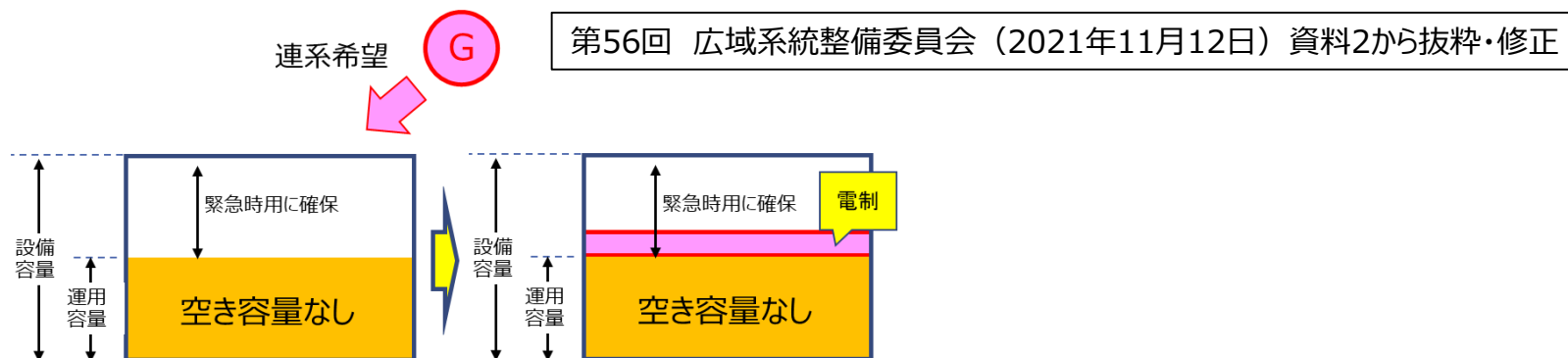
※発電抑制を受けたことにより代替電源の調達により追加的に発生する費用や、電制されたことにより生じる逸失利益（FIT 固定買取、FIP プレミアム等）や電源が電力系統から切り離された場合の再起動に係る費用等をいう。

上記のうち、N - 1 電制の費用負担に関する規定は、「経済産業大臣の認可を受けた日」又は「全ての一般送配電事業者によるN - 1 電制の費用精算に関する託送供給約款の変更の効力が生じた日」のいずれか遅い日から施行する旨規定

【業務規程第64条の4】<新設>

【送配電等業務指針第64条の2】<新設>

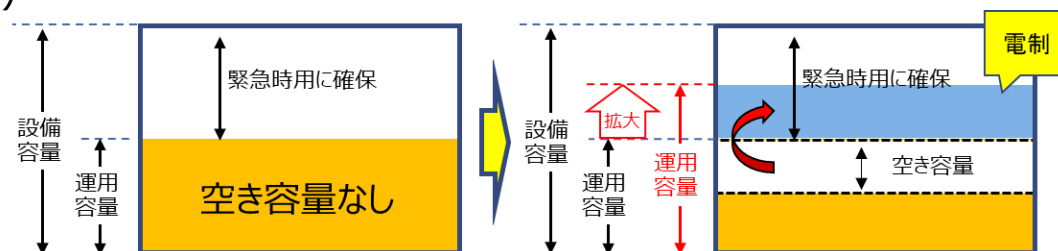
N-1電制先行適用
(2018年～)



事故時には自らが電制されることを条件に、常時は使用を想定しない緊急時用に確保している容量※に新規電源を接続

※ 2回線送電線の1回線停止等においても送電が問題なく継続できるよう、常時は空けている容量

N-1電制本格適用
(2022年度開始予定)



運用容量内の既連系電源に電制装置を設置し新たに電制対象とすることにより、既連系電源の容量を、緊急時用に確保している容量側の使用に変更

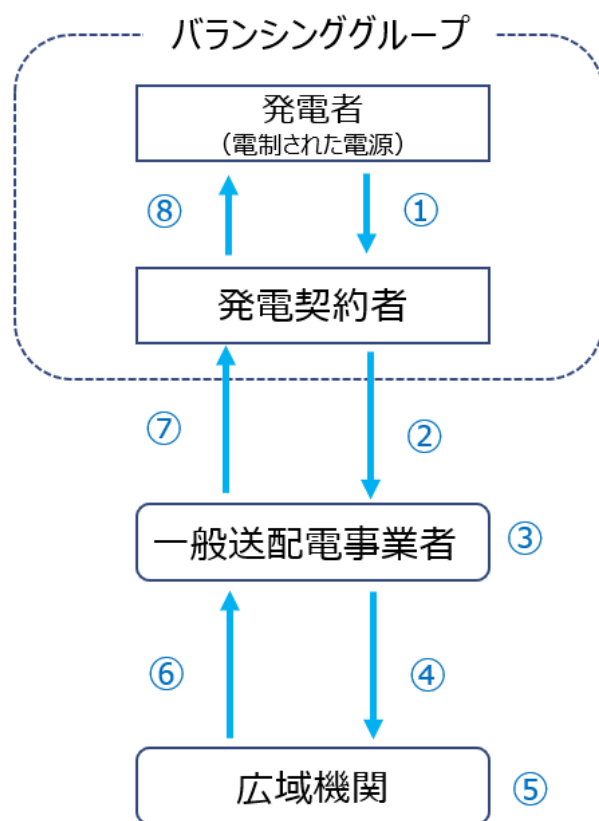
上記により運用容量が拡大することになり、電力系統の更なる有効活用を図る

N-1電制の費用負担の在り方の論点

- 電力広域機関の広域系統整備委員会において、N-1電制の本格適用に必要な費用及び考え方の議論が行われている。（次スライド以降参照。）
- **①初期費用**に関しては、電力広域機関の提案のとおり、今後の系統整備が受益者となる発電事業者を特定せず社会的な便益が費用を上回る場合に行われることを考慮すれば、**この考え方に倣い、一般負担*とする**こととしてはどうか。
 - * N-1電制を適用する系統・条件等については、関係機関において一定の規律を整理することとする。
- **②オペレーション費用**に関しては、今後ローカル系統でのノンファーム型接続や再給電方式の導入といった系統利用ルールの変更を予定しており、**発電事業者の新たな負担やN-1電制のオペレーション費用のみ独自の考えで開始することに伴う制度設計への影響や、制度変更の都度、費用負担を見直す必要がある点などを踏まえると、電力広域機関の提案のとおり、当面は一般負担とする**こととしてはどうか。なお、この一般負担の整理は過渡的な扱いであり、今後、混雑エリアの発電事業者の費用負担の在り方について整理を行う中で検討を深めることとする。
- なお、仮にこれら費用を一般負担と整理した場合、レベニューキャップ制度において適切に託送料金に計上される必要がある。当該制度における扱いについては、関連業務を担当する電力・ガス取引監視等委員会にて整理を行うこととしてはどうか。

(参考) 電制発生時の費用精算のイメージ

25

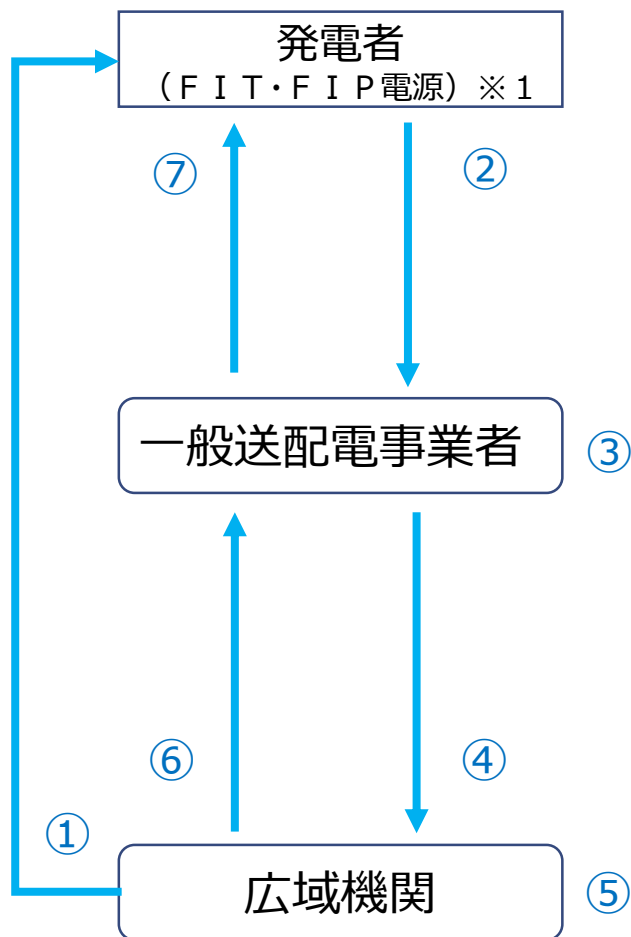


	対応概要
①	再起動に要した費用を根拠資料と一緒に発電契約者へ提出※ ¹
②	発電者から提示された再起動費用 (根拠資料含む) と、発電者電制により発電契約者に生じた代替電源調達費用 (根拠資料含む) を一送へ提出※ ¹
③	発電契約者から提出のあった実績について、一送所有の実績との乖離がないことを確認 (再起動時間は一送の記録とあっているか、電制kWは一送の記録と合致しているか等) ※ ²
④	一送から、一送所有の実績と整合を確認した「再起動費用」「代替電源調達費用」(根拠資料を含む) を広域機関へ提出
⑤	一送から提出のあった「再起動費用」「代替電源調達費用」の妥当性を確認 (内容に疑義があれば一送や発電契約者等に確認する) ※ ³
⑥	広域機関から妥当性確認結果を連絡
⑦	一送から「再起動費用」「代替電源調達費用」を支払い
⑧	発電契約者から「再起動費用」を支払い

※¹ 再起動費用の根拠資料は、必要に応じ、発電者と発電契約者との事前調整により、発電契約者を經由せず、発電者から一送へ直接提出することも可とする。

※² 両者の実績に乖離があった場合は、一送～発電契約者～発電者間で確認・調整する。

※³ 妥当との判断にならない可能性がある場合、別途、電力・ガス取引監視等委員会等と当該オペレーション費用の扱いを検討する。



	対応概要
①	(FIP電源) プレミアム価格を通知
②	(FIP電源) 代替電源調達費用、広域機関から通知されたプレミアム価格、再起動に要した費用を根拠資料と一緒に一送へ提出 (FIT電源) 再起動に要した費用とN-1電制の対象となった電源の固定買取価格を根拠資料と一緒に一送へ提出
③	発電者から提出のあった実績について、一送所有の実績との乖離がないことを確認 (再起動時間は一送の記録とあっているか、電制kWは一送の記録と合致しているか等) ※2
④	一送から、 (FIP電源) 「代替電源調達費用」「プレミアム価格」「再起動費用」 (FIT電源) 「再起動費用」「固定買取価格」 を根拠資料を含めて広域機関へ提出
⑤	一送から提出のあった上記費用の妥当性を確認 (内容に疑義があれば一送や発電者に確認する) ※3
⑥	広域機関から妥当性確認結果を連絡
⑦	一送から (FIP電源) 「代替電源調達費用」「プレミアム価格」「再起動費用」 (FIT電源) 「再起動費用」「固定買取価格」 を支払い

※1 代表例として、FIT電源は特例制度③、FIP電源は市場売電の場合を記載している。
 ※2 両者の実績に乖離があった場合は、一送～発電者間で確認・調整する。
 ※3 妥当性の判断にならない可能性がある場合、別途、電力・ガス取引監視等委員会等と当該オペレーション費用の扱いを検討する。