

流通設備効率の向上に向けて (コネクト＆マネージに関する取組について)

2020年1月24日
広域系統整備委員会事務局

地内系統の混雑管理に関する勉強会（仮称）の設置について

- 前回、今後、これらの議論を進めていくにあたり、事務局として一定の知見を得る場を経て、今後の議論を進めていきたいと考え、検討会（公開）に先立ち、勉強会（非公開）の設置を提案した。
- 前回の委員会での議論を踏まえ、勉強会は原則公開で行うこととしたい。

コネクト＆マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

(1) アンケート結果

(2) N-1電制の考え方の再整理

(3) N-1電制本格適用に向けた課題整理

2. ノンファーム型接続の課題整理

今回ご議論いただきたい内容

- N-1電制の本格適用に向けて、残る大きな課題としては、以下の3つに大別される。

課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み

課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定

課題Ⅲ：約款等ルール of 改正への対応

項 目		論 点
課題Ⅰ	①費用精算の項目	N-1電制に伴う費用の内、何を精算項目とするか
	②精算対象とする期間	N-1故障発生から、どこまでの期間を精算の対象とするか
	③正確な費用の把握	どの様に正確な費用を把握し、適正性を確認するか。
課題Ⅱ	④高圧電源の取り扱い	システムの簡略化を図る上で、高圧系統・電源をどの様に取り扱うか
	⑤精算を行う相手先	誰と費用精算を行うか。
課題Ⅲ	⑥約款・ルール等の対応	約款・ルール等の改正の必要性・改正の方向性の検討。

- 今回、課題Ⅰの納得性のある費用精算の仕組みを検討していく上で、事業者から広く意見を伺う必要があるとの考えから実施した、事業者アンケート・ディスカッションの結果を紹介する。
- また、その結果から、N-1電制の概念や本格適用の仕組みについて、もっとご理解いただけるよう整理する必要があると考え、今回、N-1電制の過去の議論の再整理をさせていただくとともに、課題Ⅰ－①、②を検討していく前提となる考え方を整理したためご議論いただきたい。
- また、ノンファーム型接続における積み残しの課題を整理したのでご議論いただきたい。

コネクト＆マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

(1) アンケート結果

(2) N-1電制の考え方の再整理

(3) N-1電制本格適用に向けた課題整理

2. ノンファーム型接続の課題整理

【アンケート回答実績】

- 実施期間：8月～10月
- 対象事業者・団体：13事業者・団体(発電事業者 6社、再エネ事業者団体 7団体)
- 回答数：13事業者・団体の全てから回答があり、うち1つは意見なし

1-(1)-1. (1)機会損失費用とすべきと考える項目

- 電制対象電源の立場から、支払ってもらいたいと考える機会損失費用項目は以下の通り。
- 売電機会の逸失や停止・起動費用といった電源種別関係なく全ての発電事業者に関連するような費用の他、契約上のペナルティなど個々の発電事業者特有の事項に関する項目など、幅広い意見があった。

【アンケート結果】

項目	詳細	計算方法
1. 売電機会の逸失	発電停止により生じた逸失利益	● 公開されている標準的な燃料単価などを元にある程度割り切って計算
2. 停止・起動費用	起動に必要な費用	
	メンテナンス費用の増分	
3. 修繕費用	設備の修理に要した費用	● 発電所ごとの実際の燃料単価などを元に正確に計算
	所内待機費用	
4. 契約上のペナルティ	燃料契約ペナルティ	● 実際に生じた損失を元に正確に計算
	非化石価値減少・再エネ供給契約ペナルティ	
	ファイナンス関連費用	
5. その他	本体製造業への影響	
	溢水・下流影響	
	燃料品質の低下	

(1)機会損失費用とすべきと考える項目



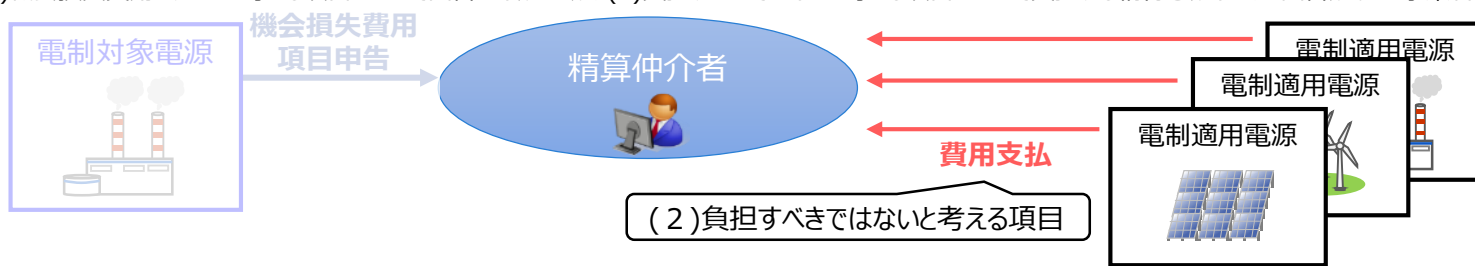
1-(1)-2. (2)負担すべきではないと考える項目

- 「(1) 機会損失費用とすべきと考える項目」において、機会損失費用を支払ってもらいたいと挙げた項目について、(1)とは逆に支払う立場から見て支払う納得感があるかどうかを回答してもらった。そのうち、ほぼ全ての事業者・団体から回答のあった以下の3項目について紹介する。
- 支払う納得感がない理由として、支払う金額や詳細が不明確、項目自体に支払う納得感がない、といった意見があった。

【アンケート結果】

項目	支払う納得感	回答会社数	コメント
1. 売電機会の逸失	①納得感がある	8	● 申告による実費精算を行うこと自体は妥当（但し、申告された金額の妥当性について厳格な査定及び一定の根拠の開示が必要） ● N-1電制本格適用は全ての系統利用者が協力すべきものであるとすれば、これにより既存事業者が利益を得ることは適切ではないが、発生した損失の補償は必要である ● 私契約に係る内容であるため、開示困難なことが想定されるが、広域機関など公平中立な機関により確認された内容であれば納得する
	②納得感がない	4[0]※1	● 契約の全情報開示および理解がなければ 単なる言い値となる。 ● 自身より「高い」FIT単価は負担できない。
2. 停止・起動費用	①納得感がある	7	1. 売電機会の逸失と同様
	②納得感がない	5[0]※1	● 額の根拠が明らかとなるかどうか不明。 ● 内訳の詳細が不明な費用を、先方の言い値で支払うことはできない。
3. 修繕費用	①納得感がある	4	1. 売電機会の逸失と同様
	②納得感がない	7[3]※1	● 二次損失的な費用まで負担できない。 ● N-1電制による遮断のみで交換時期が早まるとは考えられない。 ● 本当に電制によって必ず発生する費用とは限らず、公平性の確保が難しいため。

※1 []内は、(1)機会損失費用とすべきと考える項目において回答はなかったが、(2)負担すべきではないと考える項目において負担する納得感がない、と回答があった事業者・団体数を再掲

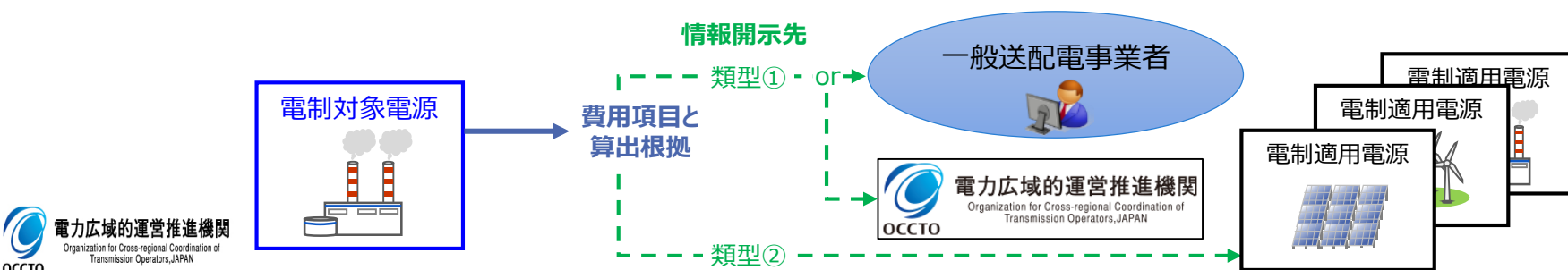


1-(1)-3. (3)精算の仕組み 納得感のある精算の仕組みについて

- 一般送配電事業者や広域機関が妥当性の検証を行えば必ずしも項目の詳細を開示されなくともいい、といった意見や詳細を開示されないと費用を支払うことに納得できない、という意見があった。

【アンケート結果(情報開示および妥当性の確認について)】

類型	回答抜粋
① 一般送配電事業者(もしくは広域機関)が妥当性を確認するのなら、費用負担電源までの開示は必要ない	● 原則、全ての費用項目とその算出根拠(算出方法、根拠となる法令、契約)が費用負担者に対して開示されるべきだが、難しい場合、広域機関または一般送配電事業者(またはその他の第三者機関)が、予め費用項目と費用の算出根拠について定めたガイドラインに基づきその合理性を判断し、認められた費用について支払うこととし(費用は実費ベース)、詳細な費用項目が判断できないようにして、費用負担者に提示することとすべき。 ● 一般送配電事業者がN-1電制時の総逸失電気料金を把握して公平に補償費用を算定して公開請求されれば、必ずしも内訳開示は必要ない。 ● 計算の考え方が論理的かつ公平であれば、公知でない情報は開示されなくても広域機関が合理的と判断するのなら、問題ない。ただし、補償の算定には競争情報が含まれることから、補償の授受に関係する発電事業者と一般送配電事業者が共通のグループ・HDに属していることは望ましくないため、情報開示先は広域機関であることが望ましい。 ● 補償費用の詳細の合理性・妥当性については広域機関が一義的に査定を行い、確定した費用について各一般送配電事業者が精算の仲介を行うという仕組みのほうが費用を負担する電源にとっても、費用を受け取る電源(制御される電源)にとっても望ましい。 ● 費用請求、支払について、一般送配電事業者だけで完結するのではなく、申告費用及び請求費用の確認など、広域機関の関与があった方がより中立性が増すのではないか。
② 費用負担電源まで内訳の開示が必要	● 詳細が示されない場合、費用の支払いに納得できない。一般送配電事業者が、どのような理由で、どのような計算により制御量や発電所を決定したのかの判断も開示して頂く必要があると考える。



■ その他の意見として、電制対象電源の選定や費用負担に関する意見があった。

【アンケート結果】

項目	回答抜粋
その他の意見	●抑制を受ける事業者と一般送配電事業者の間で合意できた場合のみ、当該系統を電制適用系統とする仕組みとすべき（発電事業者には電制を受け入れるかどうかの選択権があるべき）。 ●既存の送電網で送電容量が不足するのであれば、発電事業者にリスクを負わせるのではなく、<u>社会インフラ整備の一環として国が税金を使って整備するのが筋。</u> ●新規の事業者がN-1電制のリスクを全て負うべき。

- (1) 機会損失費用項目についておよび (2) 負担すべきではないと考える項目
電制される立場からは、電制により生じた損失費用を可能な限り支払って欲しいという意見が太宗を占めていた。一方で、支払う立場からは、費用算出根拠等の十分な情報開示を求める意見や根拠が明確な精算項目でないと支払うことに納得感がない、といった意見があった。
- (3) 精算の仕組み
精算の主体が一般送配電事業者であることに異論はなかったが、費用算出の根拠となる経営上の機微情報を含む情報の提出先及び算出費用の妥当性の確認は、一般送配電事業者以外の中立的な第三者機関で行ってほしいという意見が太宗を占めた。
- (4) その他の意見
N-1電制は選択制とするべき、新規事業者がN-1電制のリスクを全て負うべき、といった意見があった。

(余白)

コネクト＆マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

(1) アンケート結果

(2) N-1電制の考え方の再整理

(3) N-1電制本格適用に向けた課題整理

2. ノンファーム型接続の課題整理

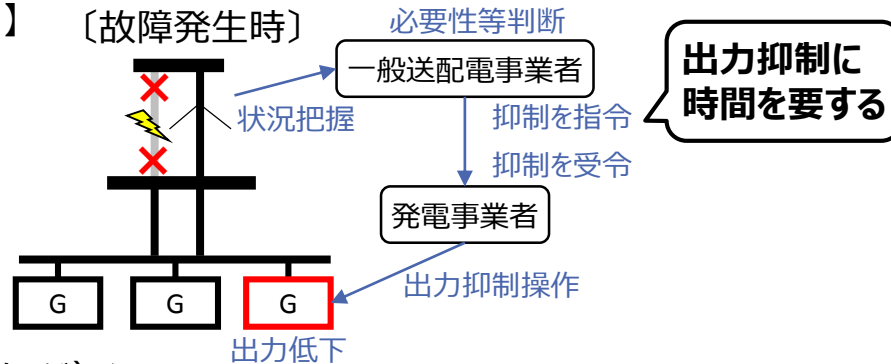
- アンケート・ディスカッションを行ったことで、N-1電制の概念や本格適用の位置づけといったことへの周知活動が不足していたことが分かった。
- N-1電制対象電源（電制される側）とN-1電制適用電源（費用負担をする側）の両者のコンセンサスを得た費用精算の仕組みの構築にあたっては、N-1電制の仕組みを十分理解していただく必要がある。
- このため、今後の議論に先立ち、N-1電制の過去の議論・考え方を改めて整理した。

1-(2)-1. N-1故障時の系統切替や給電指令での対応 (N-1電制適用系統以外)

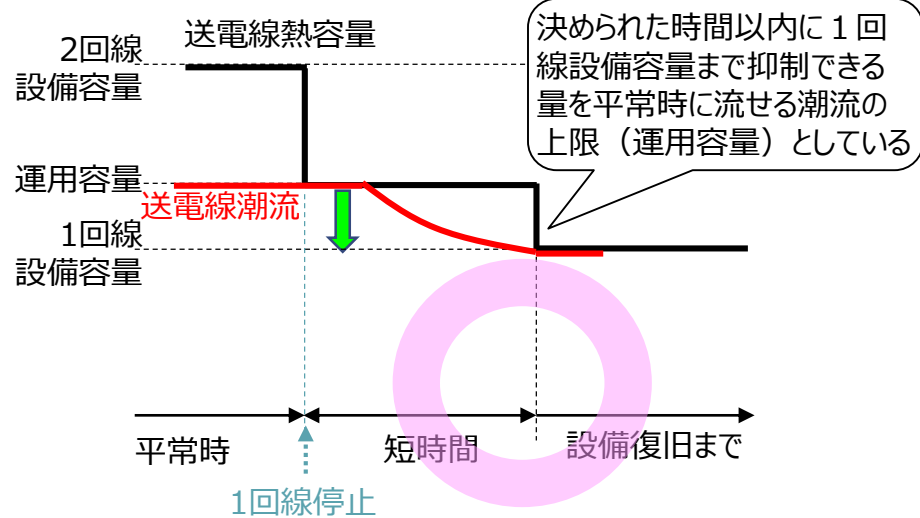
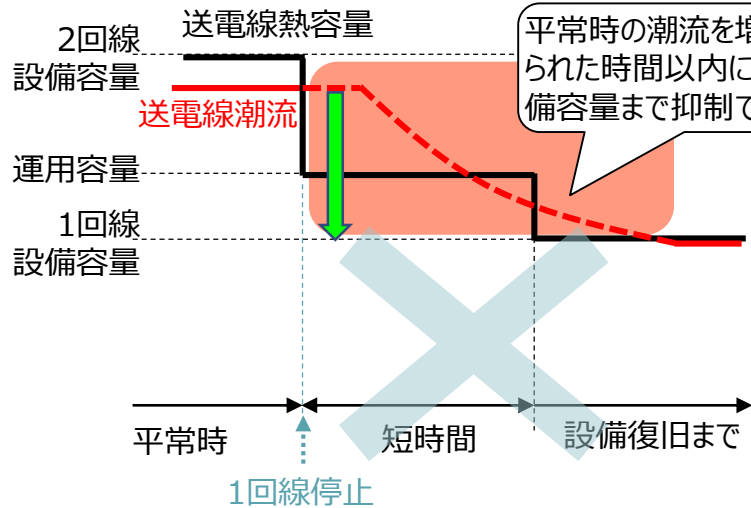
- N-1電制導入以前から、平常時については、系統利用者の利用が妨げられることがない様に設備形成されているが、故障時や作業時は、その限りではない。
- 平常時に流せる潮流の上限である運用容量は、N-1故障時の短時間の過負荷を許容しており、系統切替や給電指令による電源抑制といった潮流調整による過負荷（混雑）解消を考慮した値となっている。

【給電指令による抑制】

〔故障発生時〕



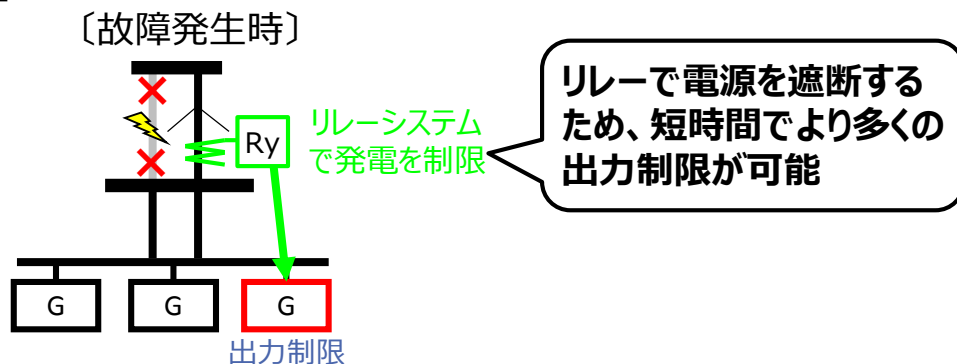
<運用容量の決め方（イメージ）>



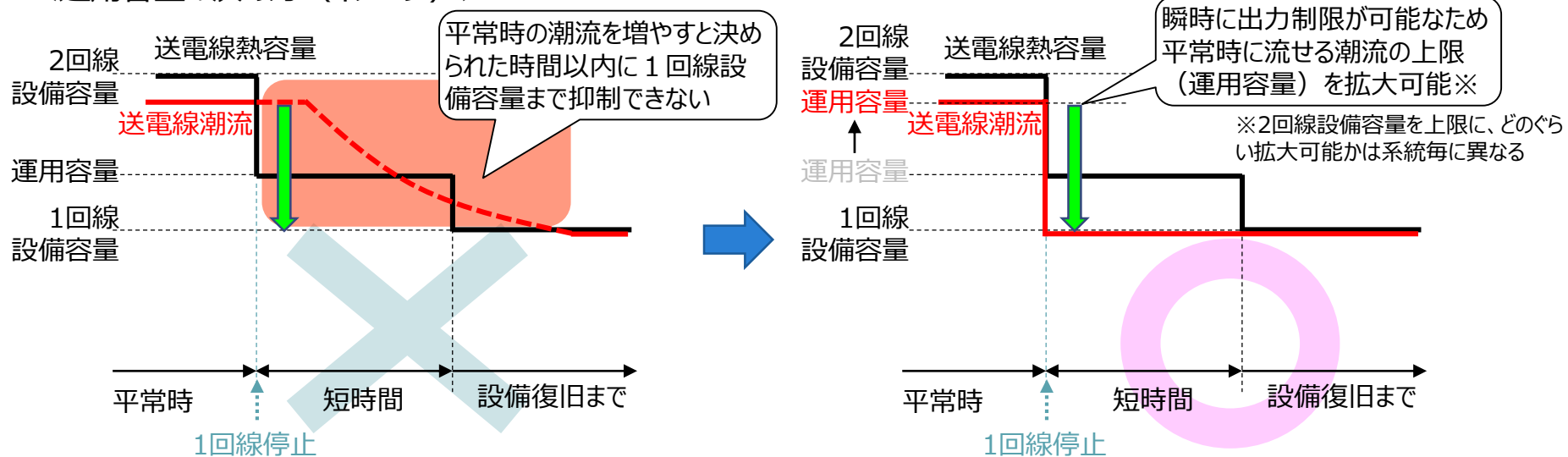
1-(2)-2. N-1故障時のN-1電制による給電指令での対応 (N-1電制適用系統)

- N-1電制は、N-1故障時に給電指令をリレーシステムで行い、瞬時に発電制限することで、極めて短時間での過負荷（混雑）解消が可能となることを前提に、運用容量の拡大を図る仕組みである。

【N-1電制による抑制】



<運用容量の決め方（イメージ）>

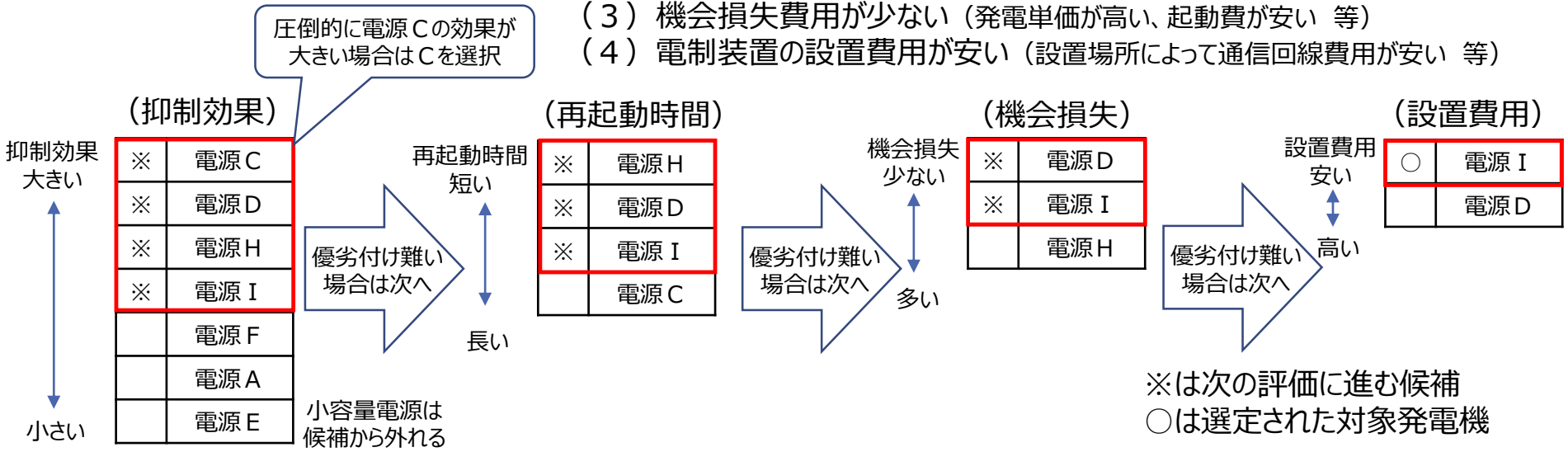


- N-1電制は、故障時の給電指令ではあるが、その対象となる発電機は事前に選定しておく必要がある。選定方法については、事業者の選択制とする方法も考えられるが、現行のルールでは故障時の給電指令により出力調整を行う発電機は、緊急性の観点から、一般送配電事業者が発電機の出力変化速度、調整容量等を考慮して、電力系統の復旧に最も適切と考えられる発電機を選定することとなっている。
- N-1電制の対象となる発電機は、以下のように事前に最も適切な電源を一般送配電事業者が指定することと整理された（第34回 広域系統整備委員会）。

【優先順位による電制対象選定のイメージ】

【電制対象選定の優先順位】

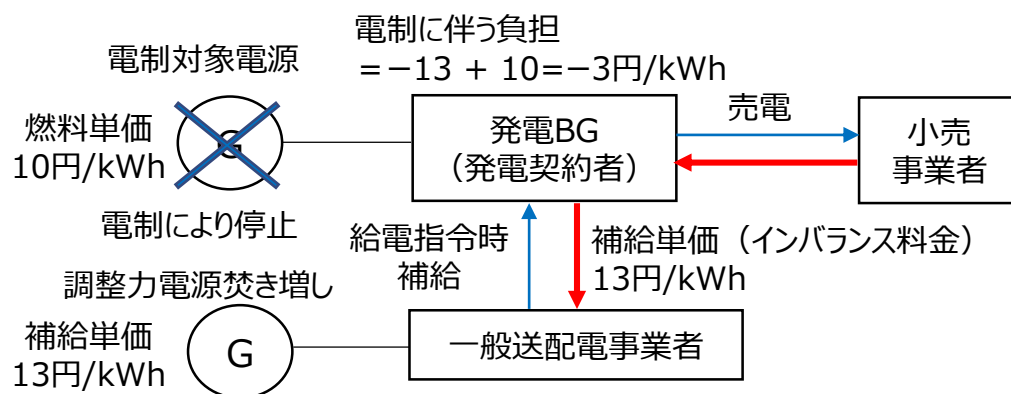
- (1) 潮流の抑制効果大きい（電制台数を削減できる、抑制量を適正にできる 等）
- (2) 電制後の再起動時間が短い
- (3) 機会損失費用が少ない（発電単価が高い、起動費が安い 等）
- (4) 電制装置の設置費用が安い（設置場所によって通信回線費用が安い 等）



■ 現行の約款では、給電指令により発電を制限（電制）された場合の費用は、原則、抑制された電源の負担となっている。

➤ 合理的な設備形成を図るために、N-1電制で電制される電源と電制によりその電源が負う費用負担を切り分けて考えるとして整理された（第26回広域系統整備委員会）。

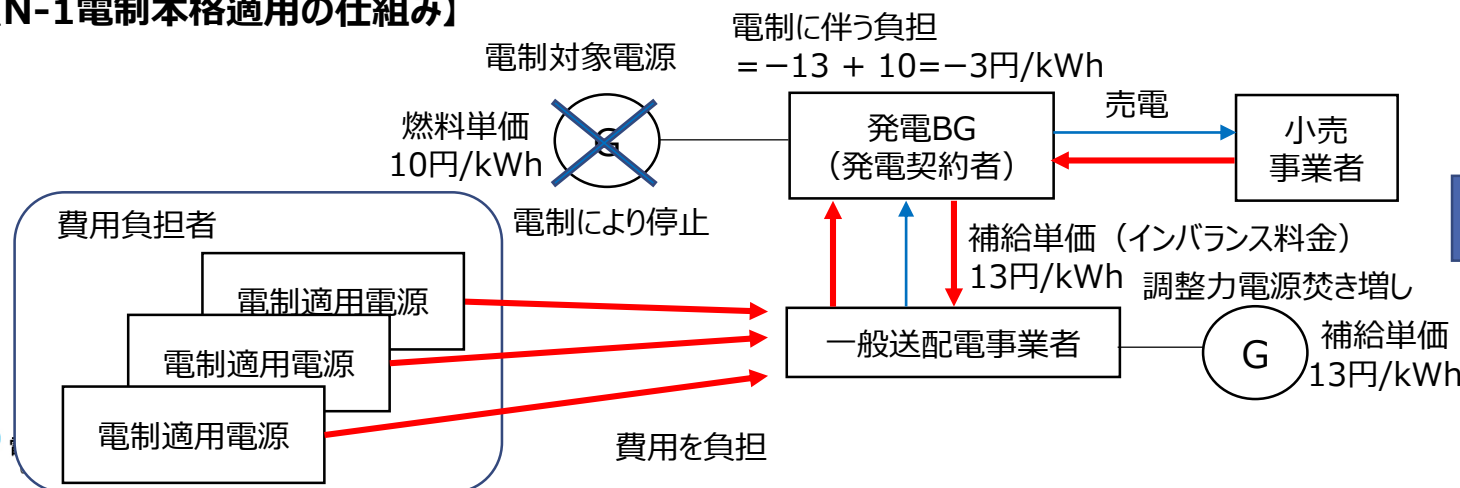
【現行ルールの下での負担】



凡例
→ 電力の受け渡し
→ お金の流れ

電制された電源の発電単価と給電指令時補給単価の差分が電制に伴い発生する費用となり、**電制された電源の負担**となっている

【N-1電制本格適用の仕組み】



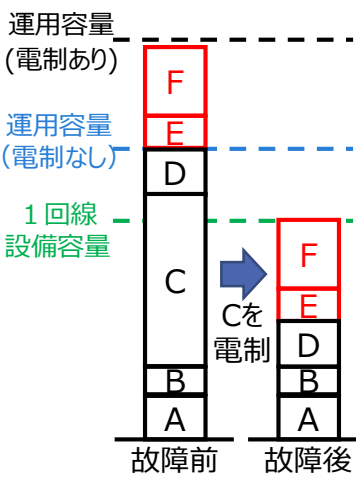
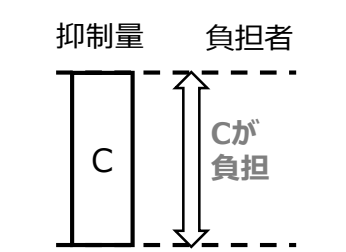
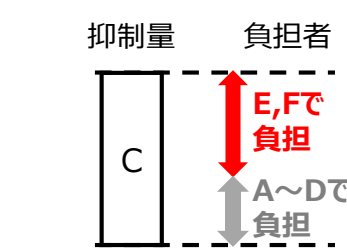
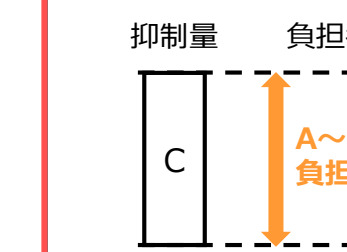
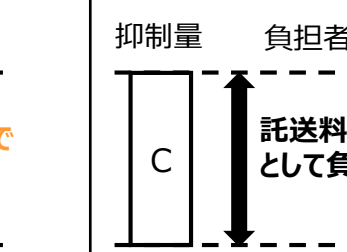
電制に伴い発生する費用を**電制された電源以外も負担する仕組み**となる

■ N-1電制に伴う費用を誰がどの様に負担するかについては、下表のような案が考えられるが、以下のように整理された。

➤ N-1電制の本格適用にあたっては、N-1電制導入の主旨を勘案し、「受益と負担の関係」や「混雑エリアへの偏重回避」の観点から、当該系統の発電事業者が受益に応じて負担する（案1）と整理された（第3回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会※1）。

※1 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会

➤ なお、N-1電制の先行適用については、N-1電制の仕組みの早期導入の観点から、新規接続電源に電制装置を設置し、その負担は現行の約款に基づき、電制された電源が費用を負担することと整理されている。

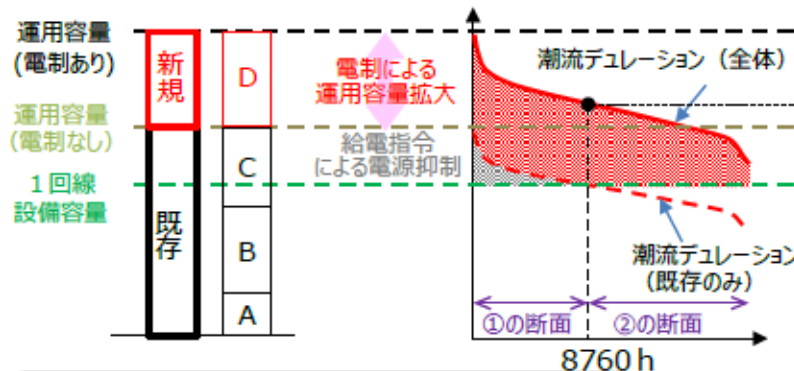
	現行 電制された電源が負担	案1 当該系統の電源が受益に応じて負担※2	案2 当該系統の電源が負担	案3 一般負担
				
	抑制量 負担者 Cが負担	抑制量 負担者 E,Fで負担 A~Dで負担	抑制量 負担者 A~Fで負担	抑制量 負担者 託送料金として負担
	現行の約款に基づき電制された電源が負担する	N-1電制導入の主旨を勘案し、「受益と負担の関係」や「混雑エリアへの偏重回避」の観点から、受益に応じて負担	系統接続後は事業者を公平に取り扱うという考えに基づき、当該系統の電源で負担	アンシラリーサービスの一部として一般送配電事業者が負担する

※2 「当該系統の電源が受益に応じて負担」とは、再整理にあたり、P20「案1 新規電源で負担※（既存電源が抑制される部分は、当該系統の既存事業者で負担）」の表現を見直したものである。

第3回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料より

- その上で、N-1電制の「費用負担とオペレーション」を分けた本格実施に向け、N-1電制適用による機会損失（故障時、設備停止作業時など）の費用負担について、広域系統整備委員会では、以下の3案が示されている。なお、電制装置等の費用については、費用負担ガイドラインに基づき整理することとされている。

第30回広域系統整備委員会資料を元に作成



電制なしの運用容量を超過して接続した電源が新規
既存電源の廃止で運用容量に収まれば既存に



案1	案2	案3
新規接続電源で負担※	当該系統事業者で負担	一般負担
①の断面 既存電源も 抑制が必要 ②の断面 既存電源のみでは 抑制の必要がない		
N-1電制相当分は新規 接続電源が負担するべきとい う考え方	系統接続後は事業者を 公平に取り扱うという考え 方	一般負担として託送 料金に転嫁する考え 方

※既存電源が抑制される部分は、
当該系統の既存事業者で負担

既存電源で負担（A, B, Cで負担）
 新規接続電源で負担（Dで負担）
 当該系統の事業者で負担（A, B, C, Dで負担）

1-1. N-1電制に係る費用負担の在り方について③

6

- 広域系統整備委員会では、「N-1電制の適用は、一定の信頼度リスクを許容した設備形成の基準に変えていくものであり、それらを考慮すると『受益と負担の関係』や『混雑エリアへの偏重回避を促す仕組み』が重要であることから、系統アクセスの条件としては案1（N-1電制を前提として接続する新規電源）を電制対象者とする案が望ましいのではないか。」「事業者の早期接続の要請に配慮すべく、案1の考え方をベースに費用負担をオペレーションを一致させた方法での先行適用を2018年度上期末までに実施する」。「本格実施における費用負担に関する考え方は、重要論点でもあることから、本小委員会で議論する。」との結論に至った。
- なお、オブザーバーとして出席した新規事業者からは案2、案3を要望する意見があった。
- 本小委員会の「日本版コネクト&マネージ」の検討における基本的な方向性である、「適用可能なものから速やかに導入していく」という前提に立てば、2018年度上期末までに実施する先行適用との継続性を考慮し、本格適用についても、まずは案1の方式を採用して運用を開始し、その後必要に応じ見直していくこととしてはどうか。

第28回広域系統整備委員会資料より

評価の視点	案1	案2	案3
	新規電源の特定負担 ※1	当該系統の事業者で負担	一般負担
負担を求める場合、受益に応じた負担となっているか	N-1電制により接続する新規事業者は、早期接続や初期負担軽減等の受益がある一方、既存事業者の受益はないため、新規事業者に負担を求めることに合理性がある。	当該系統内の新規と既存事業者との関係において受益に応じた負担になっていない。 ただし、新規接続による既存事業者への影響が限定的である場合は不合理とまでは言えない。	受益に応じた負担とならない。 託送料金の上昇は抑制されるものの、低減にはつながらず、需要家にとって受益があるとは言えない。
混雑エリアへの偏重回避を促す仕組みか	新規事業者が混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す効果がある。	案1よりも効果は薄れるが、当該系統の作業時等の制約は増えることが想定されるため、混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す一定の効果はある。	発電事業者の負担がないため、混雑する系統への集中がより加速する虞。
現状の系統利用の考え方と整合が取れているか (系統接続後の扱い)	現状の系統利用の考え方とは異なる。 しかし、新規接続により既存事業者に大きな不利益を及ぼす場合は、受益のある新規事業者に接続条件として接続後の負担を求めることについて、問題があるとは言えない。 また、費用負担ガイドライン制定前に負担なしで接続した事業者があるものの、当時の制度に則り対応しているものであり、不公平とまで言えないのではないか。	現状の系統利用の考え方と整合が取れている。 現状は、系統接続後は接続時の受益に応じた負担までは求めていないことを考慮すると、従来通り公平に取り扱うことが合理的。 また、系統接続要件や運用容量の見直しについては、これまでも行われたが、その前後で既存・新規事業者の運用面での扱いを変えてきたことはない。	現状は、発電制約に伴う機会損失は発電事業者の特定負担となっている。

※1 既存電源が抑制される部分は、当該系統の事業者で負担

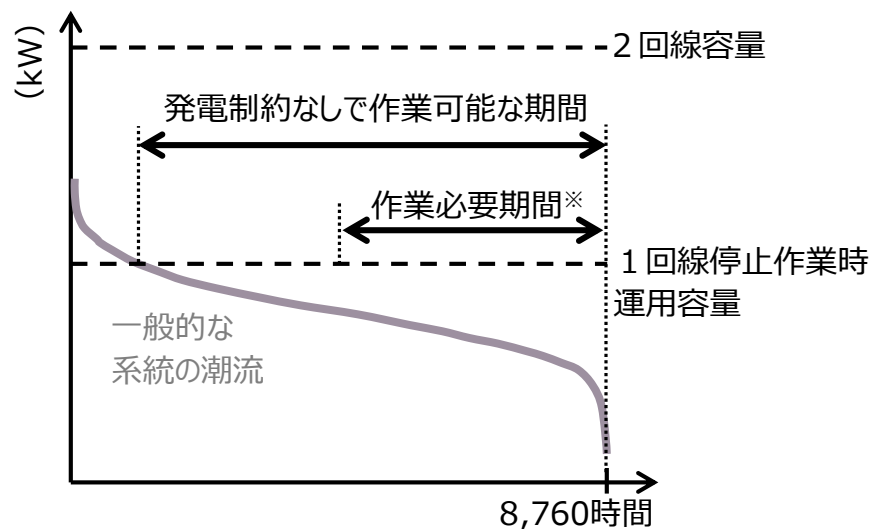
(余白)

1-(2)-6. N-1電制本格適用における設備停止作業時の扱い

- 設備停止作業は、可能な限り発電制約が発生しない時期に設定している。
- N-1電制導入により、設備停止作業時の発電制約量が増加することから、その負担は、故障時と同様に受益に応じて負担するべきと整理されたものの、設備停止作業時の発電制約量の分担方法については、「地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会」で検討中であるため、基本的には、その検討結果を踏まえた対応になると整理（第27回広域系統整備委員会）。

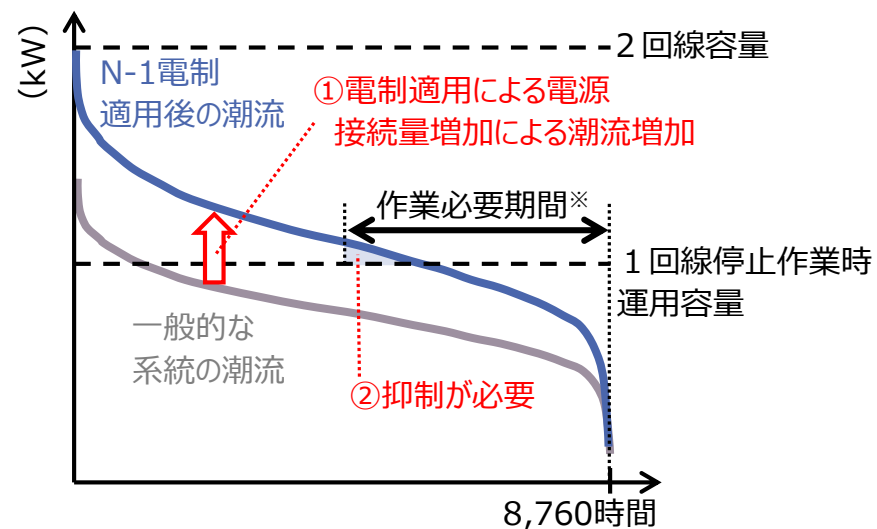
<送電線停止作業時の影響のイメージ>

【N-1電制導入以前】



※必要な作業期間は、実際の作業内容により増減

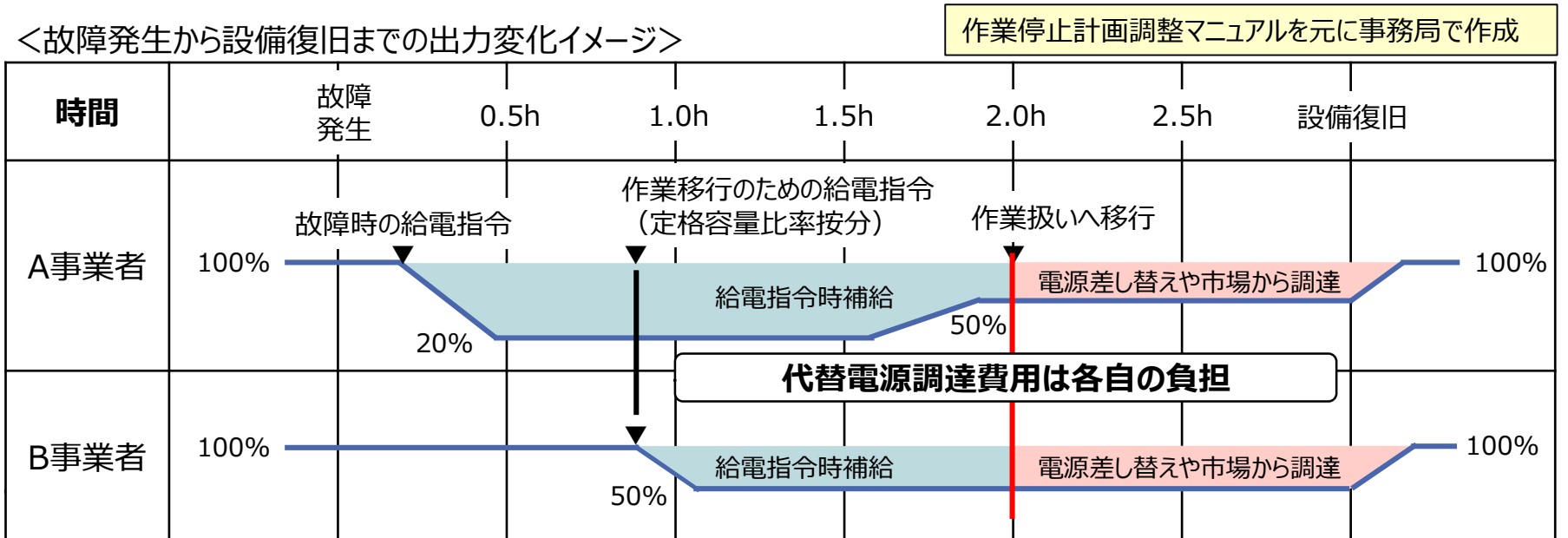
【N-1電制導入後】



※必要な作業期間は、実際の作業内容により増減

- 設備停止作業時の発電制約と負担の考え方は、系統利用に関しては公平との考え方に基づき、抑制量は、当該系統に接続する電源間で定格容量比率で按分され、その負担は各発電事業者が負担するものと整理されている（第4回 地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会）。
- その考え方は、故障が発生し、その故障が継続した場合も同様であり、故障直後は、緊急的な扱いで設備損壊を防止するため適切な電源を抑制するが、故障継続時は、公平性の観点から速やかに作業扱い※に移行し、定格容量比率按分による抑制となる。

※ 「作業扱い」とは、広域系統整備委員会での説明上の呼称
- 現行の約款に基づく、作業扱いとなるタイミングは作業移行のための給電指令から3コマ後であり、それ以降は各電源が代替電源の調達を行うこととなる。
- なお、作業扱い時の抑制量は、事業者間で売買することができる（発電制約量売買方式）。



- 設備停止作業時の取り扱いである発電制約量売買方式（暫定運用）における発電制約に係る費用は、抑制した発電事業者が負担することと整理されている。

第4回 地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会より

【費用負担者】

- 前回までの議論において、作業停止調整に係る発電事業者の費用は託送費から補填（一般需要家負担）すべきとの提案があったが、以下の理由により、**託送費で支払うべき費用ではない**と考える。
 - 発電抑制に伴う代替供給力の調達費用を託送費で負担するということは、**当該エリアの一般需要家が、発電抑制した発電事業者の代替供給力の調達費用を支払うことと同義**であるが、発電事業者は、流通設備の作業停止に伴い発電の制限もしくは中止があることを合意のうえで系統連系していることから、**作業停止に係る当該発電抑制分の代替供給力の調達は、本来、発電事業者が自ら行うべきもの**※と考える。



- **暫定運用において、流通設備の作業停止に伴う発電制約に係る費用は、発電事業者が負担することとしたい。**※

※当該発電事業者と小売電気事業者が相対契約を締結している場合
（契約内容により小売電気事業者が代替供給力を調達することもあると考えられる）

- 設備停止作業時の取り扱いである発電制約量売買方式（暫定運用）における発電事業者の発電制約量は、当該系統に接続する電源の定格容量比率按分（プロラタ）と整理されている。

②基準値の指標の観点からの比較

第4回 地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会より

対象範囲	基準値	評価
作業停止系統内	定格容量比率按分	○ ■ 物理的な数値が明確であり、指標として適している。 ■ 作業停止に伴う発電制約量を算出するためには、作業停止系統内の発電機定格容量を把握する必要があることから、系統運用者が容易に基準値を算出することが可能である。
エリア全体	事業規模比率按分	× ■ 「発電設備保有量が多い事業者は、作業停止に伴う発電抑制の影響が少ない」という考え方により事業規模比率按分が提案されたものと認識している。 ■ 発電機が紐づけられた相対契約により、自ら保有する電源のみで小売事業者に販売することが前提であれば、上記の考え方が成立する。 ■ しかし、事業（経営）に与える影響度合いは、発電設備保有量に左右されるとはいえないのではないか。 ➢ 現行の託送制度において、発電事業者は、作業停止に伴う発電抑制の有無にかかわらず、<u>市場を活用した電源差替えを自由に実施できる環境にある。</u> ➢ よって、自らが保有する電源のみで事業性を考えるのではなく、<u>市場からの調達も含め、総合的に事業性を考えるものとする</u>と、「<u>発電設備保有量大＝事業に与える影響小</u>」とは一概にいえないため、発電設備保有量が適切な指標であるとはいえないのではないか。 ■ 総合的な事業性の観点から事業（経営）への影響を考慮する場合は、経常利益、時価総額など様々な指標があることから、各事業者は、<u>自らに有利な指標の適用を求めるため、合意を得るのは実質的に困難である。</u>



- 暫定運用における費用負担は、作業停止系統内の事業者が行うことが適当であり、基準値は、「定格容量比率按分」により算出することとしたい。

h 緊急時の扱い

①緊急時の作業停止計画の調整の省略

一般送配電事業者及び電気供給事業者は、人身の安全又は設備保安上の理由により緊急を要する場合は、作業停止計画の調整の手続きを行わず、直ちに関係する電力設備を停止することができる。

②緊急時における発電抑制

①により、故障発生からが作業停止となるが、緊急時に発電抑制を伴った場合、「給電指令による発電抑制」から「作業停止に伴う発電抑制」への移行タイミングは給電指令時補給終了（給電指令から原則として3コマ分まで※）後とし、公平性の観点から、発電制約量は定格容量比率按分値とする。なお、関係事業者間の協議により、発電制約量売買方式を適用することも可能とする。（図6）

また、緊急時発生直後は発電抑制が発生しないが、需要等の系統状況変化に伴い、給電指令により給電指令から原則として4コマ以降の発電抑制を行う場合（給電指令時補給がない場合）については、給電指令による発電抑制後を「作業停止に伴う発電抑制」とする。（図7）

※1コマ：30分

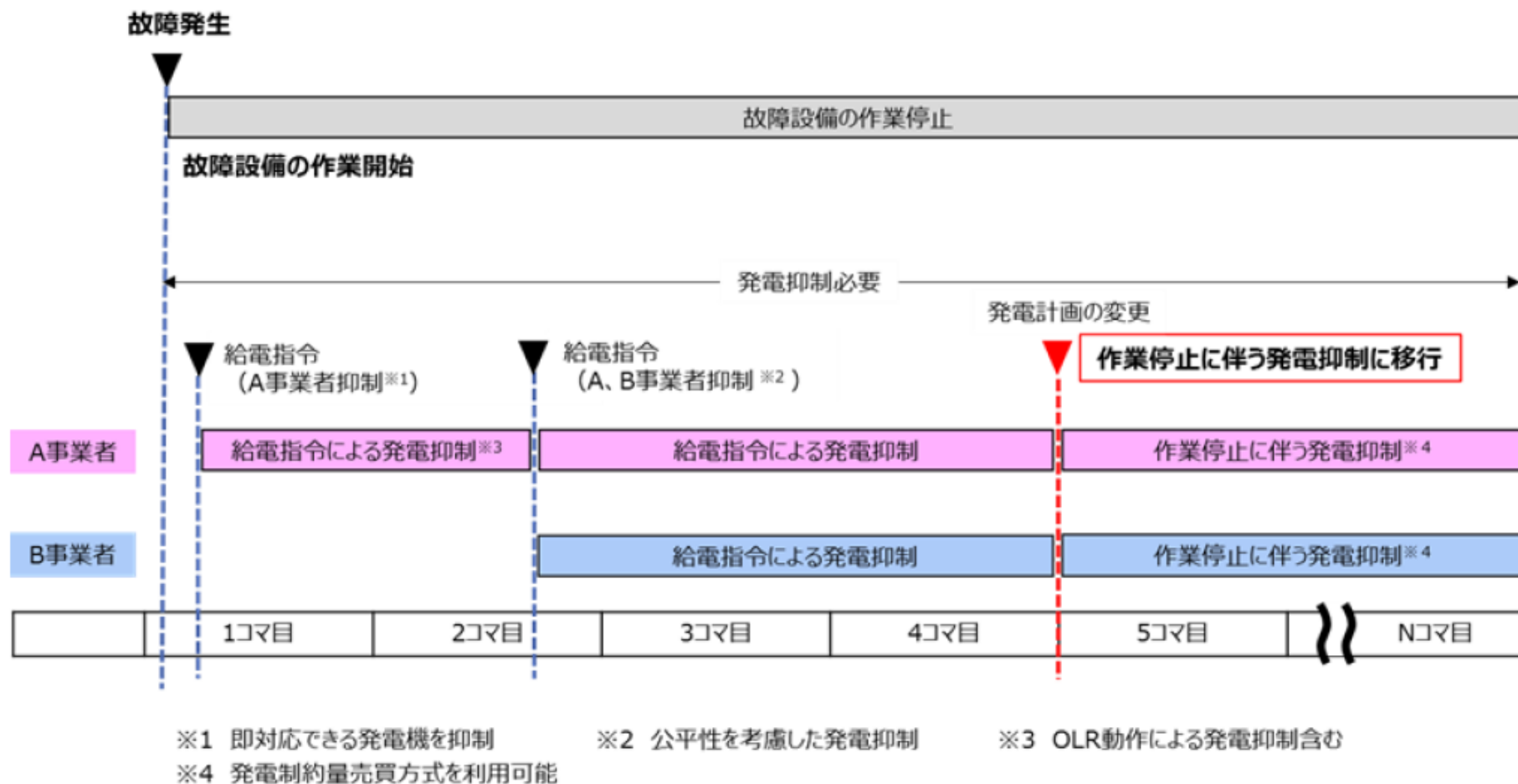


図6 緊急時における「給電指令による発電抑制」から「作業停止に伴う発電抑制」への移行タイミングのイメージ

(電力系統の性能に関する基準)

第6 1条 一般送配電事業者は、**流通設備の設備形成を行う場合は、供給支障及び発電支障の発生を抑制又は防止するため、電力系統が第6 3条から第6 5条に定める基準（以下「電力系統性能基準」という。）を充足するよう設備形成を行わなければならない。**

(電力設備の単一故障発生時の基準)

第6 4条 送配電線 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台その他の**電力設備の単一故障（以下「N-1故障」という。）の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準**は次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 **熱容量** 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後の**各流通設備の潮流が、短時間熱容量（流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が、当該設備を短時間に限り使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。以下同じ。）を超過しないこと。**
- 2 前項各号に掲げる性能を充足しない場合であっても、**次の各号に掲げる条件のいずれにも適合する場合には、当該性能を充足しているものとして取り扱う。**
 - 二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき
 - ア **当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。**
 - イ **発電抑制（給電指令（第1 8 9条に定める。以下同じ。）により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。）の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること（保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。）。**
 - ウ **その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きいこと。**

(給電指令)

第189条 一般送配電事業者は、供給区域に存する電気供給事業者及び需要者に対し、次の各号に掲げる場合において、電力設備の運転（操作又は停止を含む。以下同じ。）、電力設備の作業中止その他必要な事項に関する指令（電力設備の運転等に用いる計算機、自動復旧装置等により自動的に電力設備の運転等を実施する場合を含む。以下「給電指令」という。）を行う。

- 一 平常時の給電指令 平常時における電力系統の運用、電圧調整及び作業停止に伴う電力設備の運転の指令
- 二 異常時の給電指令 次に掲げる電力設備の運転及び電力設備の作業中止等の指令
 - ア 周波数及び電圧の維持、流通設備の運用容量の超過の解消等の電力系統の安定性の確保を目的とした発電者の発電機の出力の調整及び需要の抑制又は遮断
 - イ 異常気象又は電力系統の異常等が発生した場合における供給信頼度の確保を目的とした電力設備の作業中止の指令
 - ウ その他電力系統に異常が発生し又は発生するおそれがある場合における、電力系統の異常を抑制、防止又は回復するために必要となる指令

(給電指令の発受令に必要な事項の決定)

第190条 一般送配電事業者及び給電指令を受令する者（以下「受令者」という。）は、あらかじめ給電指令の発受令に備え、協議の上、給電指令の内容、給電指令の対象とする電力設備の範囲、給電指令の発受令の体制その他給電指令の発受令のために必要な事項を定めた給電申合書その他の協定書を締結する。

(給電指令に基づく電力設備の運転等の実施)

第192条 受令者は、給電指令を迅速かつ確実に行之、合理的な理由のない限り、これを拒み、改変し又は実施を遅らせてはならない。但し、人身の安全、電力設備の保安、電力の安定供給及び電力品質の確保等に問題を生じるおそれがある場合は、受令者は、一般送配電事業者に対し、給電指令の変更又は中止を要請し、適切な意見を述べることができる。

(計画の変更)

第144条 託送供給契約者、発電契約者又は需要抑制契約者は、需要調達計画等、発電販売計画等又は需要抑制計画等に**変更が生じた場合**（本機関が業務規程第109条に基づき計画値を変更したことに伴い必要となる変更を含む。）、**速やかに変更後の計画を本機関に提出しなければならない。**

2 発電契約者は、別表8－2の翌日計画又は当日計画を変更する場合には、本機関及び一般送配電事業者と事前の協議により確認できている場合に限り、関係する発電設備設置者を通じて、変更後の発電販売計画等を本機関に提出することができる。

(電力系統の異常発生時の措置)

第155条 一般送配電事業者は、供給区域の電力系統において停電等の異常が発生した場合は、必要により次の各号に掲げる措置を講じ、電力系統の異常を解消するよう努める（以下「電力系統の復旧」という。）。

一 系統構成の変更

二 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電機及び一般送配電事業者からオンラインで調整ができる発電機の出力の調整

三 発電機（前号の発電機を除く。）の出力の調整の給電指令

四 電力設備の緊急停止（人身の安全を損なうおそれがある場合又は電力設備の故障の発生若しくは拡大のおそれがある場合に限る。）

五 その他電力系統の復旧のために必要な措置

(電力系統の異常発生時の発電機の出力の調整)

第156条 一般送配電事業者は、前条第3号の発電機の出力の調整を行う場合には、発電機の出力変化速度、調整容量等を考慮して、電力系統の復旧に最も適切と考えられる発電機を出力の調整の対象とする。

3 定義

(49) 給電指令

発電者の発電機もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について、当社から指令することをいいます。

25 給電指令時補給電力

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適用範囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

38 給電指令の実施等

(2) 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、**契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。**ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ **当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合**

ロ **当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合**

(5) 当社は、発電量調整供給において、(2)イ、ロまたはホの場合で、**給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電の制限または中止の解除までの間、**これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の**不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。**ただし、発電量調整供給に係る発電設備が調整電源に該当する場合（当該発電設備に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

48 損害賠償の免責

- (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電を制限し、もしくは中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

コネクト＆マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

(1) アンケート結果

(2) N-1電制の考え方の再整理

(3) N-1電制本格適用に向けた課題整理

2. ノンファーム型接続の課題整理

■ 今後、費用精算の仕組みを議論していく上で、とりわけ重要となる精算費用に関する課題である課題Ⅰに関して、議論の方向性を整理したためご議論いただきたい。

	項 目	論 点
課題Ⅰ	①費用精算の項目	N-1電制に伴う費用の内、何を精算項目とするか
	②精算対象とする期間	N-1故障発生から、どこまでの期間を精算の対象とするか
	③正確な費用の把握	どの様に正確な費用を把握し、適正性を確認するか。
課題Ⅱ	④高圧電源の取り扱い	システムの簡略化を図る上で、高圧系統・電源をどの様に取り扱うか
	⑤精算を行う相手先	誰と費用精算を行うか。
課題Ⅲ	⑥約款・ルール等の対応	約款・ルール等の改正の必要性・改正の方向性の検討。

1-(3)-1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

課題 I - ①費用精算の項目

- 費用精算の仕組みを決定するにあたり、何を費用精算項目とするかが論点となる。
- 費用精算項目を決めるにあたり前提となる考え方について整理したため、まずはこの考え方についてご議論いただきたい。

ご議論いただきたい費用精算項目の考え方

- N-1電制は、系統故障に伴う給電指令の一種である。
 - 合理的な設備形成の観点から、N-1電制導入以前より、故障時には発電制約が生じることを前提としている。
 - N-1電制の導入により、合理的な設備形成は図れるものの、通常の故障時の給電指令よりも抑制量が増加する可能性がある。また、電源の遮断に至る場合もあるなど、電制に伴う費用は増加する(P41)。
 - N-1電制は、電制対象電源に装置が設置され、給電指令の対象電源が固定化される(P17)。
 - N-1電制は、電制された電源に対して費用や逸失利益を補償するのではなく、電制された電源に生じた費用を当該系統の電源で負担し合う仕組みである(P19)。
 - N-1電制は、抑制が必要な潮流の時に送電線故障があった場合に動作し、その頻度は少ない(P44)。
- ▼
- 通常の故障時の給電指令に伴う費用は、抑制された電源の負担である。このため、電制による給電指令に伴い当該系統の電源が負担する費用は、N-1電制に起因して発生する費用となるか(P40)。
 - 納得感のある費用精算の仕組みとするため、当該系統の電源が負担する費用は、第三者が客観的に評価できる費用となるか(P40)。

今回のご議論も踏まえ、当該系統の電源が負担する費用項目について、次回以降に整理することとしたい

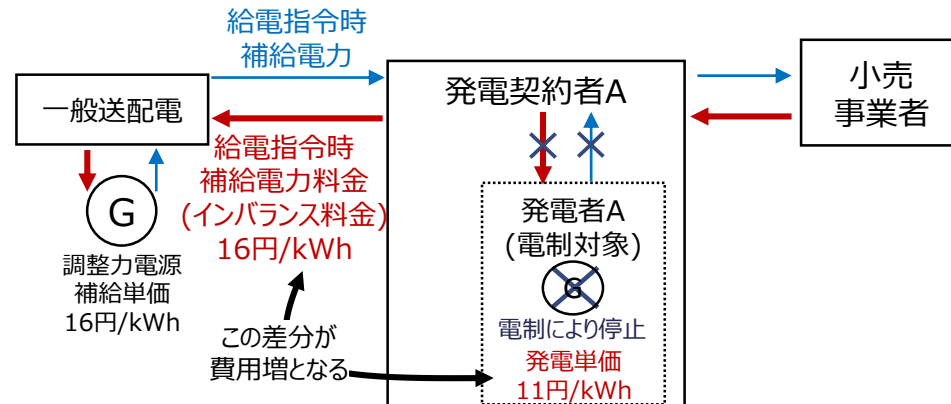
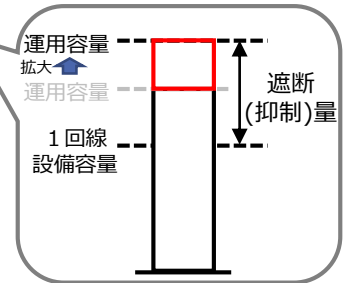
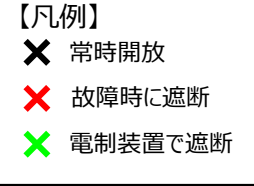
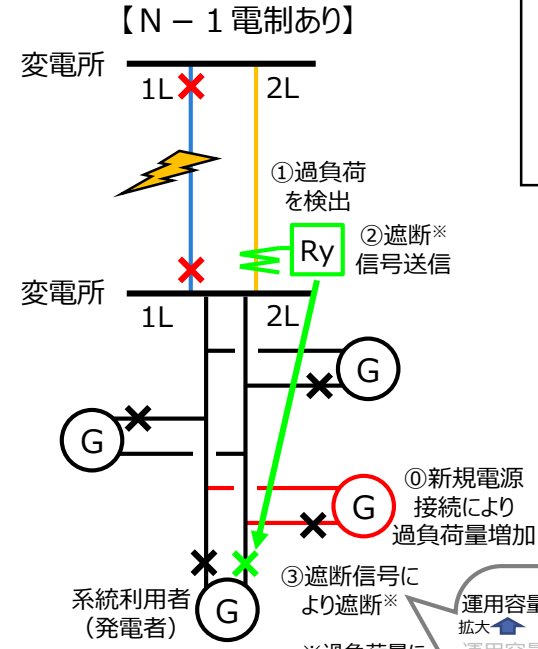
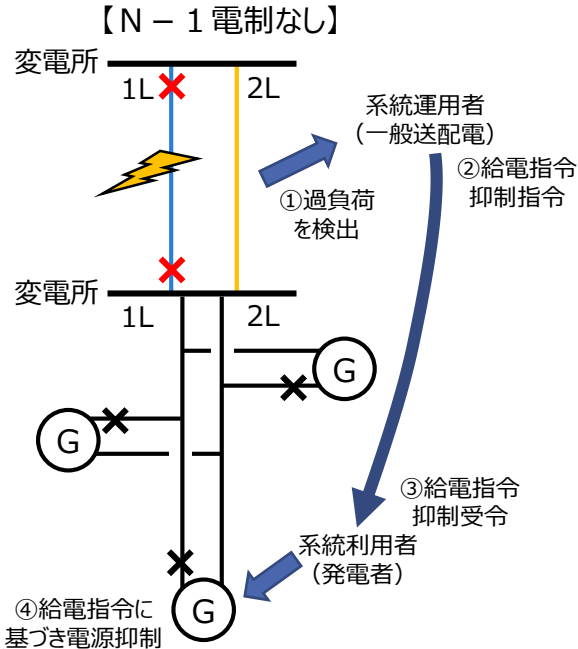
緑字：通常
の故障時の給電指令と異なる部分

	通常 の故障時の給電指令	N-1電制による給電指令	
		先行適用以前	本格適用以降
必要となる抑制量	抑制で対応可能な量	遮断が必要となる量	遮断が必要となる量
給電指令時に求められる対応	抑制（ただし遮断も可能）	遮断または抑制 （故障時の過負荷量による）	遮断または抑制 （故障時の過負荷量による）
給電指令対象電源	故障時に最適な電源を指定	電源を事前に指定（固定化される）	最適な電源を事前に指定（固定化される）
費用負担者	抑制された電源	抑制された電源	当該システムを利用する電源
費用負担者が分担する費用	抑制に伴い発生する費用全て 1 代替電源調達費用 2 再起動費用 3 その他	抑制に伴い発生する費用全て 1 代替電源調達費用 2 再起動費用 3 その他	論点Ⅰ－①

【給電指令に伴う費用例】

項目	詳細
1．代替電源調達費用	電源が遮断や抑制されたことにより不足する電力を代替調達する際に要した費用 抑制電源の発電コストと代替調達コスト（給電指令時補給単価や市場価格など）との差
2．再起動費用	遮断に伴い電源が停止した際に再起動するのに要した費用 再起動までに必要な点検費用や起動時の燃料コストなど
3．その他	電源が遮断されることに伴い生じるその他の費用 （機器損傷リスク、燃料契約上のペナルティ、得られなかったFIT賦課金 など）

上位系故障



1－(3)－3. N-1電制本格適用に向けた課題整理

課題Ⅰ－② 精算対象とする期間

- 費用精算の仕組みを決定するにあたり、精算対象とする期間も論点となる。
- 精算対象とする期間を決めるにあたり前提となる考え方について整理したため、まずはこの考え方についてご議論いただきたい。

ご議論いただきたい費用精算項目の考え方

- 故障が継続するようなケースは、稀頻度である(P44)。
- N-1電制により遮断された場合、作業扱いへ移行後に不足電力が抑制される場合よりも増加する可能性があるが(P43 ※ 1 部分)、作業扱い時の不足電力は、各自で代替調達する必要がある(給電指令時補給を受けることはできない)。ただし、不足電力に対する代替調達手段は確保されている(電源差替、市場調達など)。
- 現状でも、電源が接続している送電線(電源線など)が故障した場合は電源が遮断され、故障が継続し、作業扱いへ移行後は、不足電力に対する代替調達は事業者が創意工夫して行っている。
- 精算対象期間を一定の規律なく長期に設定すると、停止電源の早期再起動や代替調達等に事業者の創意工夫への意欲の妨げとなる可能性がある。
- 電制装置を設置する段階で、各電源の再起動時間が考慮されている(P17)。

以上を踏まえると、精算対象とする期間については、以下の3案が考えらえる。

今回のご議論も踏まえ、次回以降に整理することとしたい

案 1

故障発生から作業扱いへ移行までの期間

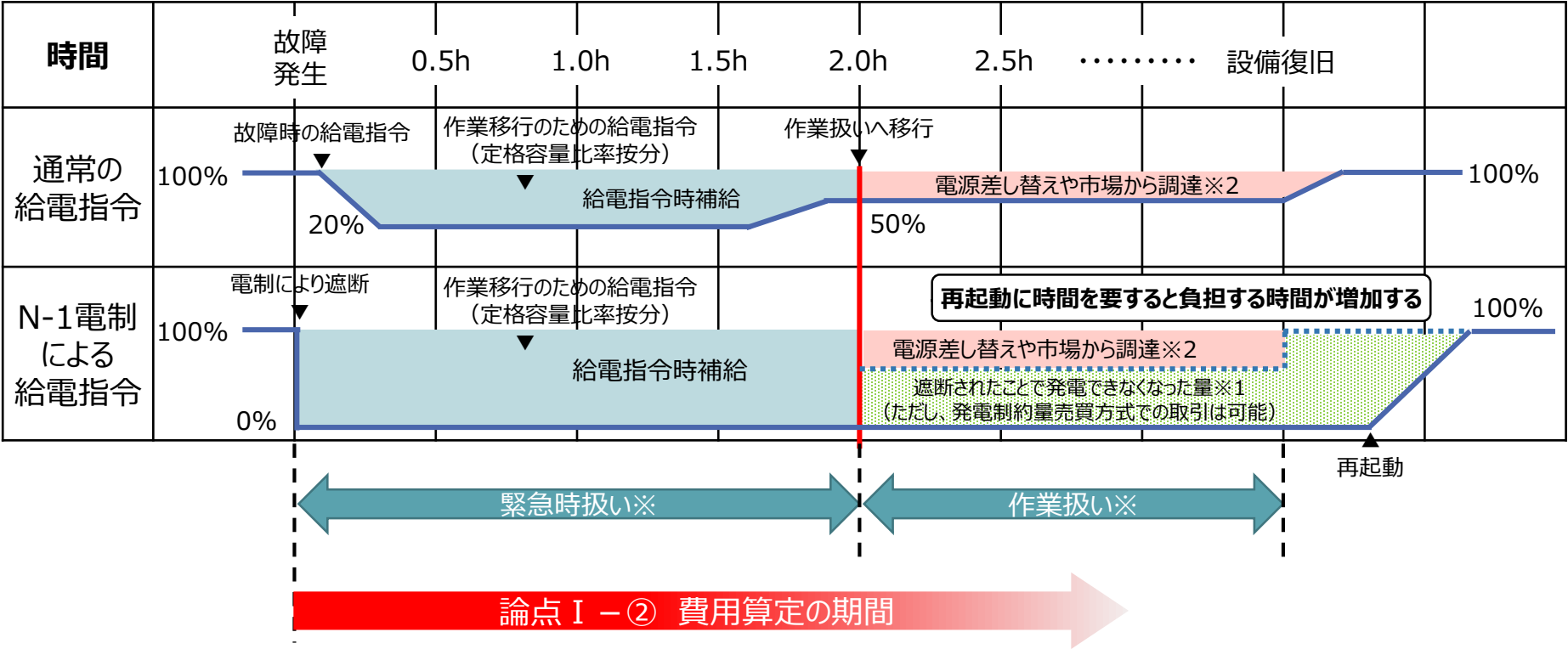
案 2

電制された電源が再起動するまでの期間

案 3

予め設定した標準的な電源の再起動時間を考慮した期間

(参考)N-1電制本格適用に向けた課題整理
N-1電制導入による作業扱い移行後への影響(イメージ)



※ 「緊急時扱い」、「作業扱い」とは、広域系統整備委員会での説明上の呼称・区分

- ✓ N-1電制による給電指令により、電源が遮断された場合、作業扱いへ移行後に代替調達しなければならない量が抑制される場合よりも増加する可能性がある（※1の部分）。
- ✓ 作業扱い時の不足電力は、各自で代替調達する必要がある(※1, 2の部分)。

■ 過去の送電線故障実績によると、

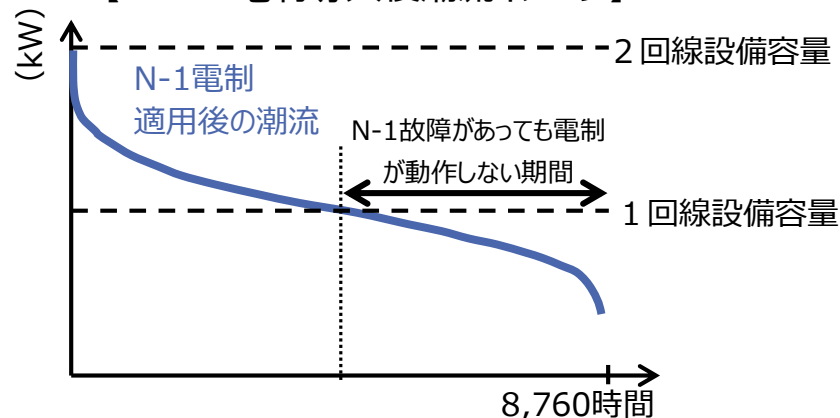
- 1 送電線あたりの事故発生頻度は0.33回／年
- 故障が継続するようなケース（再閉路失敗）の発生頻度は、1 送電線あたり0.025回／年

【1 送電線あたりの N - 1 故障の頻度】

電圧階級 (kV)	年間発生頻度 (件／送電線)		発生件数 (件・3 年分)		対象送電線数
	送電線故障	再閉路失敗 (故障継続)	送電線故障	再閉路失敗 (故障継続)	
500	0.03	0.021	16	10	156
187,220,275	0.08	0.020	114	27	453
100,110,132,154	0.37	0.030	895	74	811
66,77	0.36	0.025	4011	281	3717
合計	0.33	0.025	5036	392	5137

※ 一般送配電事業者（10社）の2014～2016年度（特別高圧以上の送電線）の故障実績より算出

【N - 1 電制導入後潮流イメージ】



コネクト＆マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

(1) アンケート結果

(2) N-1電制の考え方の再整理

(3) N-1電制本格適用に向けた課題整理

2. ノンファーム型接続の課題整理

ノンファーム型接続の課題整理

「1. 全般」および「2. アクセス面の課題」

- 最新の議論状況を踏まえ、本委員会において取り扱うノンファーム型接続の課題と整理状況について再整理した。
 - A. 広域系統整備委員会で取り扱うもの
 - A-1. 広域系統整備委員会で取り扱うが、国の審議会等での審議が必要と考えられるもの

大項目	中項目	小項目	今後の取扱い	備考
1. 全般	(1) 現行ルールとの整合性	a. F I T 法など法律との整合性	A-1	整理済
		b. 約款などルールとの整合性	A-1	整理済
2. アクセス面の課題	(1) 適用対象系統の決定	a. 基幹ループ系統への適用	A	整理済
	(2) 予見性	a. 一般送配電事業者による情報提供	A	整理済
		b. ノンファーム電源間の出力抑制の順番	A	整理済
	(3) 系統計画時の扱い	a. 容量の一部がノンファーム型接続となる電源への対応	A	
		b. 設備増強時のファーム電源への転向	A	整理済

ノンファーム型接続の課題整理

「3. 運用面の課題」

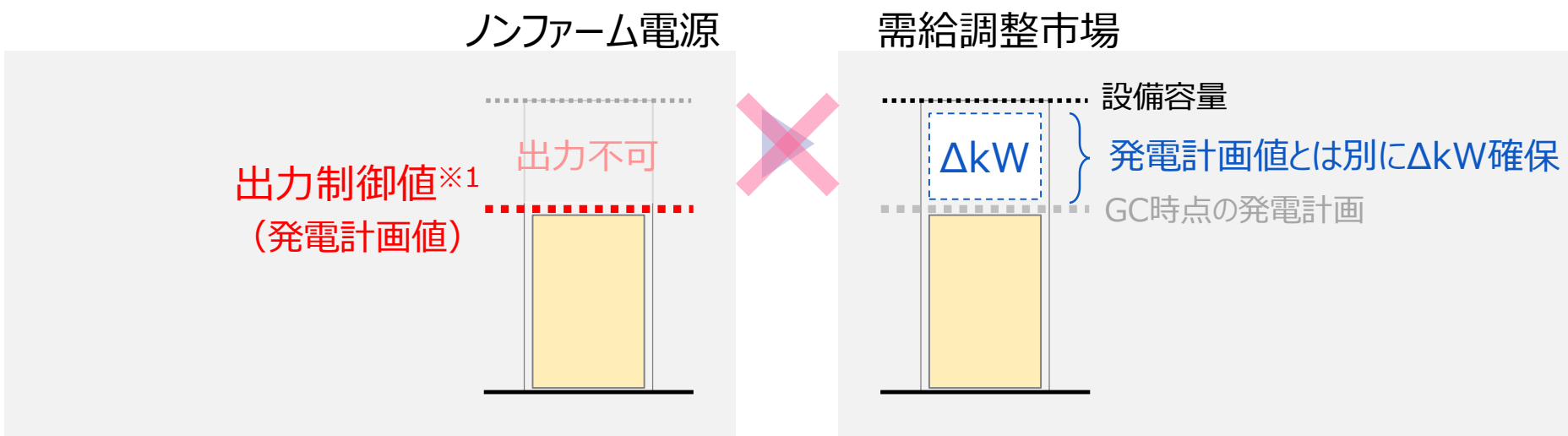
47

 は今回議論

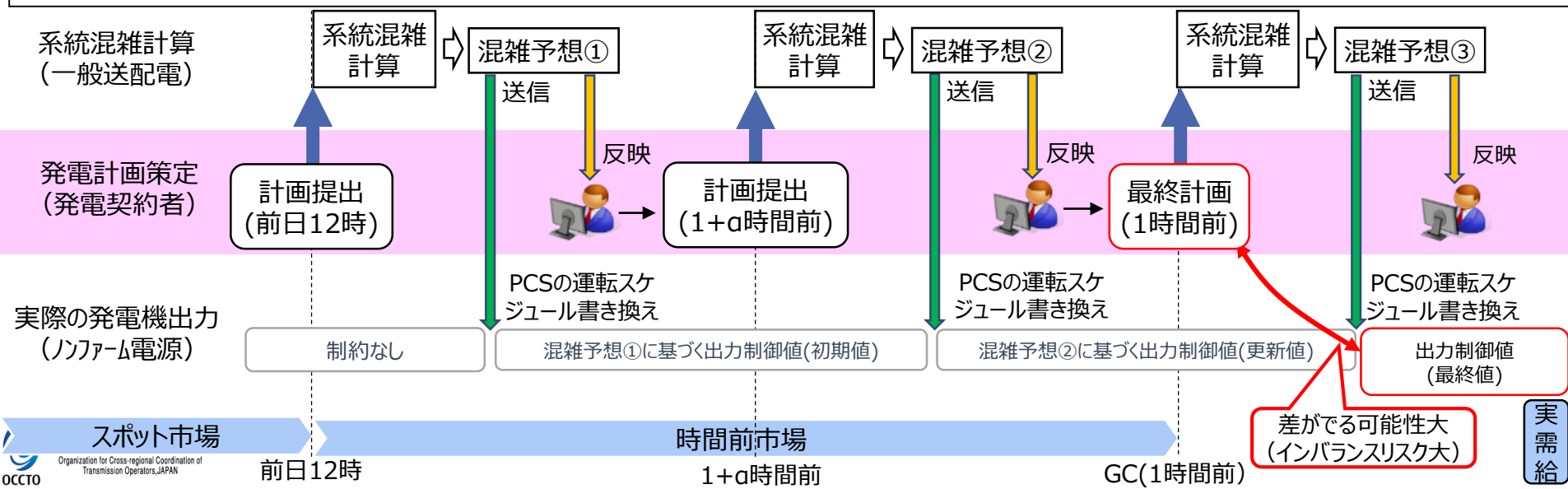
大項目	中項目	小項目	今後の 取扱い	備考
3.運用面 の課題	(1) 市場における扱い	a.スポット市場における扱い	A	整理済
		b.時間前市場における扱い	A	整理済
		c.容量市場における取扱い	A	整理済
		d.需給調整市場における取扱い	A	
	(2) 混雑処理	a.ノンファーム電源(FIT)の抑制分の調整主体	A-1	整理済
		b.系統制約と需給上の制約の関係整理	A	整理済
	(3) 調整力確保	a.系統制約調整分も考慮したエリア全体での調整力確保の観点	A-1	整理済
	(4) 発電計画の策定	a.系統制約の考え方（どの段階の空容量を評価するか）	A	整理済
		b.ファーム電源の計画値変更によるノンファーム電源の取り扱い	A	整理済
		c.発電計画値作成および修正のタイミング（制度面から）	A	整理済
		d.発電計画値作成および修正のタイミング（業務面から）	A	整理済
		e.ノンファーム電源が計画値以上とならない仕組み	A	整理済
		f.N-1電制との協調	A	整理済
	(5) 出力制約の実現方法	a.事業者への連絡・通知 等	A	整理済
		b.高圧電源の出力制約の実現方法	A	整理済
	(6) 設備停止	a.設備停止作業時のノンファーム電源の扱い	A	整理済

2-1. ノンファーム電源の需給調整市場への参入可否

- 需給調整市場にて ΔkW を供出するには、発電計画値分とは別に系統の容量の中に ΔkW を確保する必要がある。
- 他方、出力制御システムにより出力制御値を上限として発電することから、ノンファーム電源は発電計画値以上に出力を上げることはできない。
- このため、ノンファーム電源は上げ幅を確保しても、TSOからの指令に応じて発電計画値以上に出力を上げることができない。
- 以上より、ノンファーム電源は需給調整市場の要件（リクワイアメント）を満たせないことから、需給調整市場に参加することはできないと考えられる。



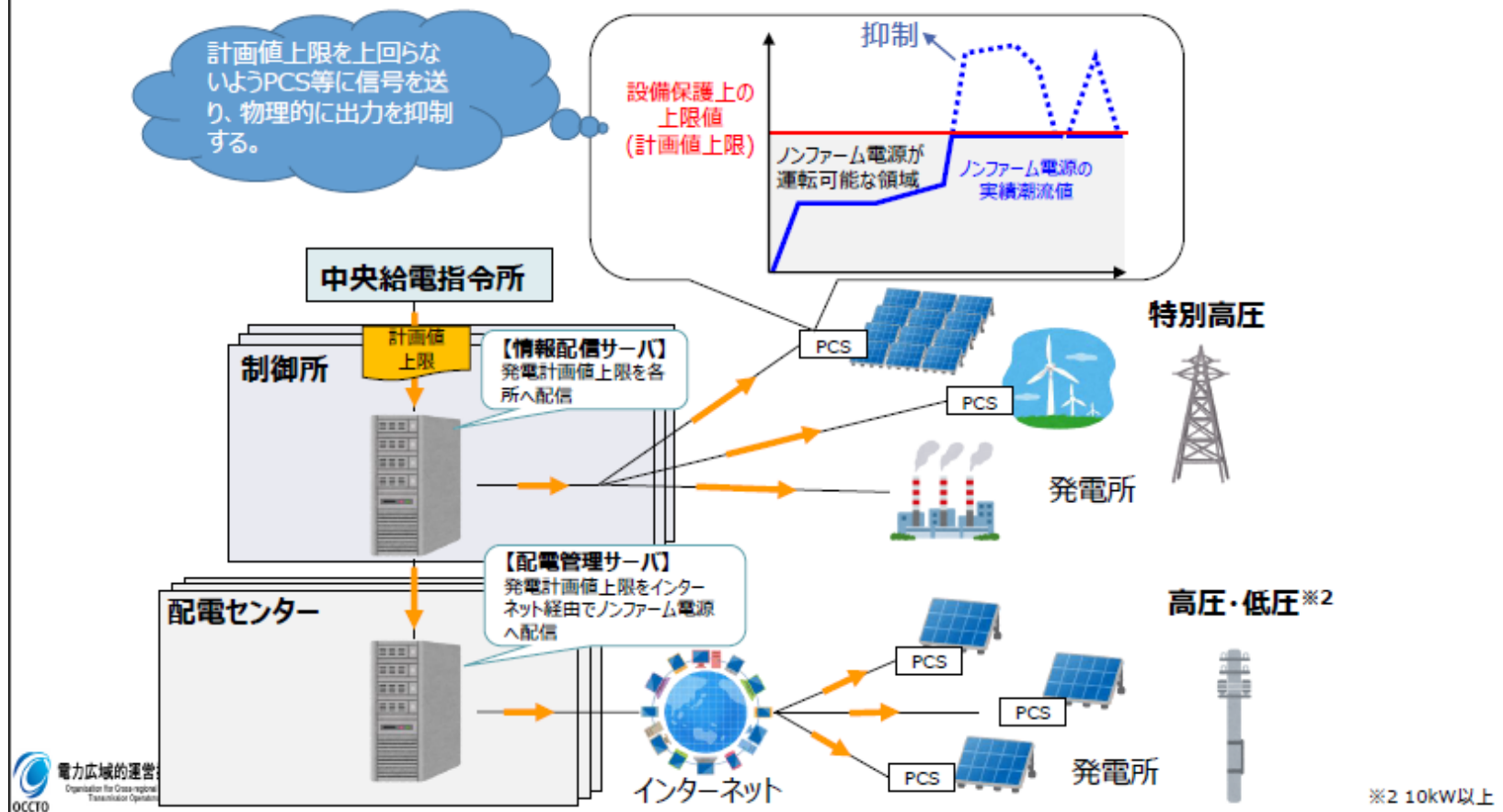
- 発電機の出力想定は、事業者の発電計画を用いることが最も蓋然性が高い想定となる。また、自然変動電源の出力や需要想定は、最新の情報（天候等）を反映することで精度の高い想定が可能となることから、実潮流に近い値で必要量に応じた最小限の出力制御とするため、一般送配電事業者は、以下の様に出力制御値の算出を行うこととしてはどうか。
- 各コマ（30分毎 48コマ/日）「GC（1時間前）の α 時間前（システム処理時間、抑制分の調達時間を考慮して設定）」の情報に基づき算出した混雑予想をノンファーム事業者へ提供し、事業者は混雑予想の結果を最終計画に反映する。結果が反映された最終計画に基づき、**GC後（実需給断面の1時間前）に当該コマの出力制御値を算出する。**
- このため、時間前市場における取扱いにおいても制約等はなく、発電可能量を最大限拡大する一方で、**計画値と実出力に差が出る可能性（インバンスリスク）が高まること、それに伴い必要な調整力が増加する可能性があること**には留意が必要である。



1-(2)-10. 出力を確実に計画値上限以下にするための仕組み

35

- 設備の過負荷保護のため、計画値上限以下でノンファーム電源が運転される必要がある。
- そのため、出力が確実に計画値上限以下となるよう、PCS等に出力上限の信号を送り、物理的に出力をだせないような設備形成が必要である。



【需給調整市場のアセスメント】

第12回需給調整市場検討小委員会 資料3-1

- 需給調整市場におけるアセスメントは、アセスメントⅠとして「 ΔkW の供出可否の確認」、アセスメントⅡとして「応動実績の確認」とすることで整理した。

	リクワイアメント	アセスメントの考え方	不具合事象例
アセスメントⅠ (ΔkW の供出可否の確認)	ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持しておくこと	GC時点における「発電上限値および発電計画値」の差が約定したΔkW以上になっていることを確認	落札したリソースの空き容量不足
アセスメントⅡ (応動実績の確認)	一般送配電事業者の指令に従い商品の要件を満たした応動を行うこと	発電機等の応動実績が一般送配電事業者の指令に対して、商品の要件を満たした上で応動していることを確認	商品の要件に適合していない応動時間で応動

【需給調整市場のアセスメント I】

第12回需給調整市場検討小委員会 資料3-1

アセスメント I の具体的な実施方法について

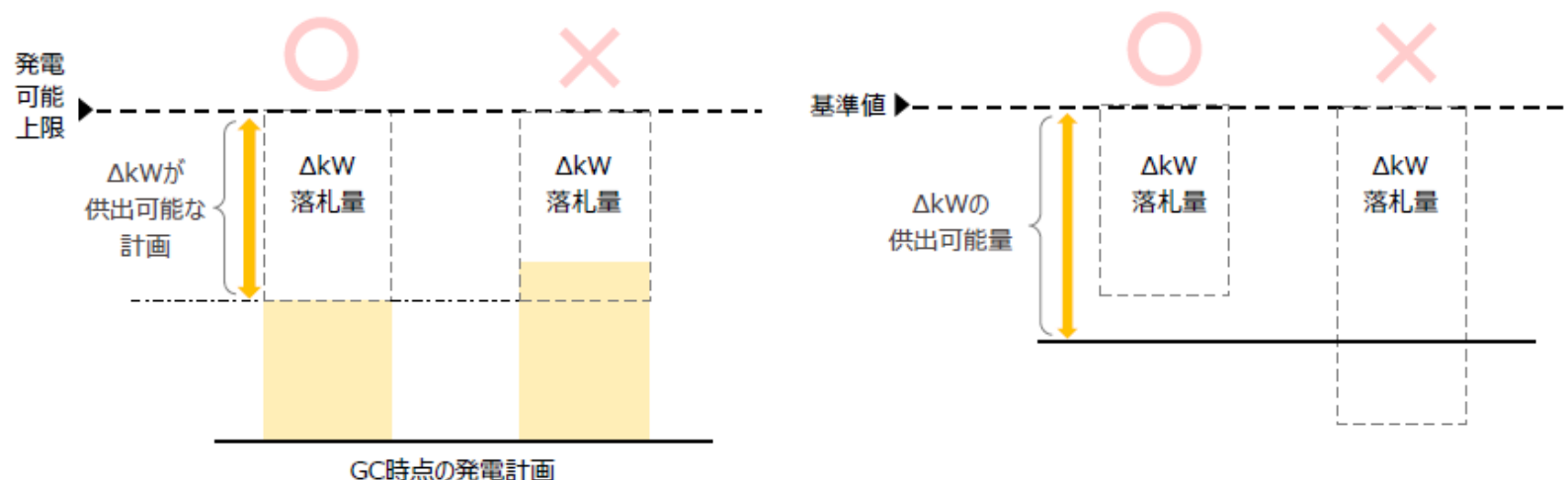
第10回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

25

- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

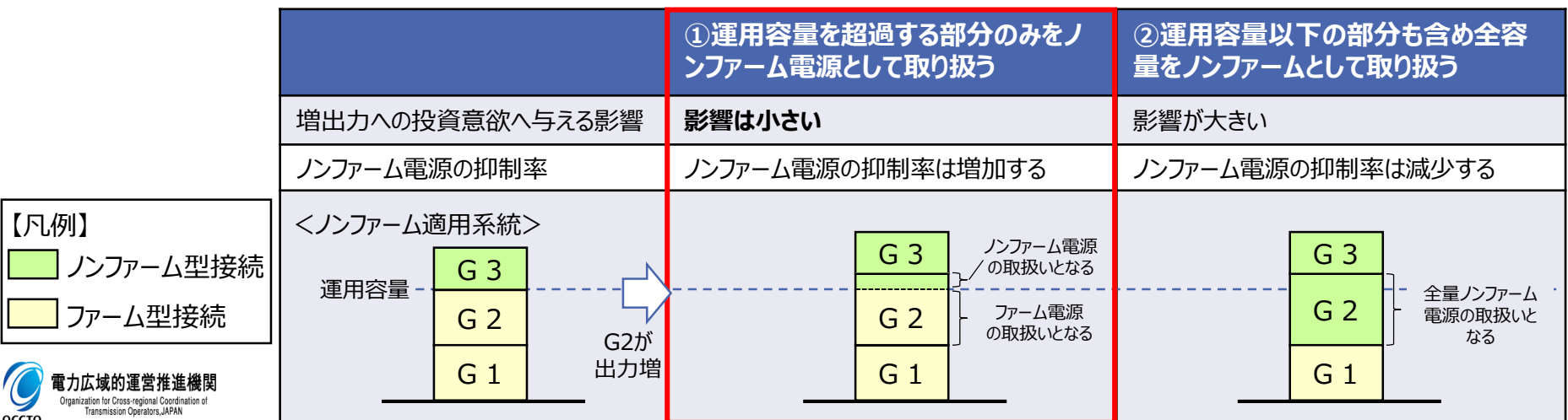
【アセスメント I のイメージ】

発電機	DSR等
✓ GC時点の発電計画値を確認。 ✓ 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。	✓ アグリゲーター単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認

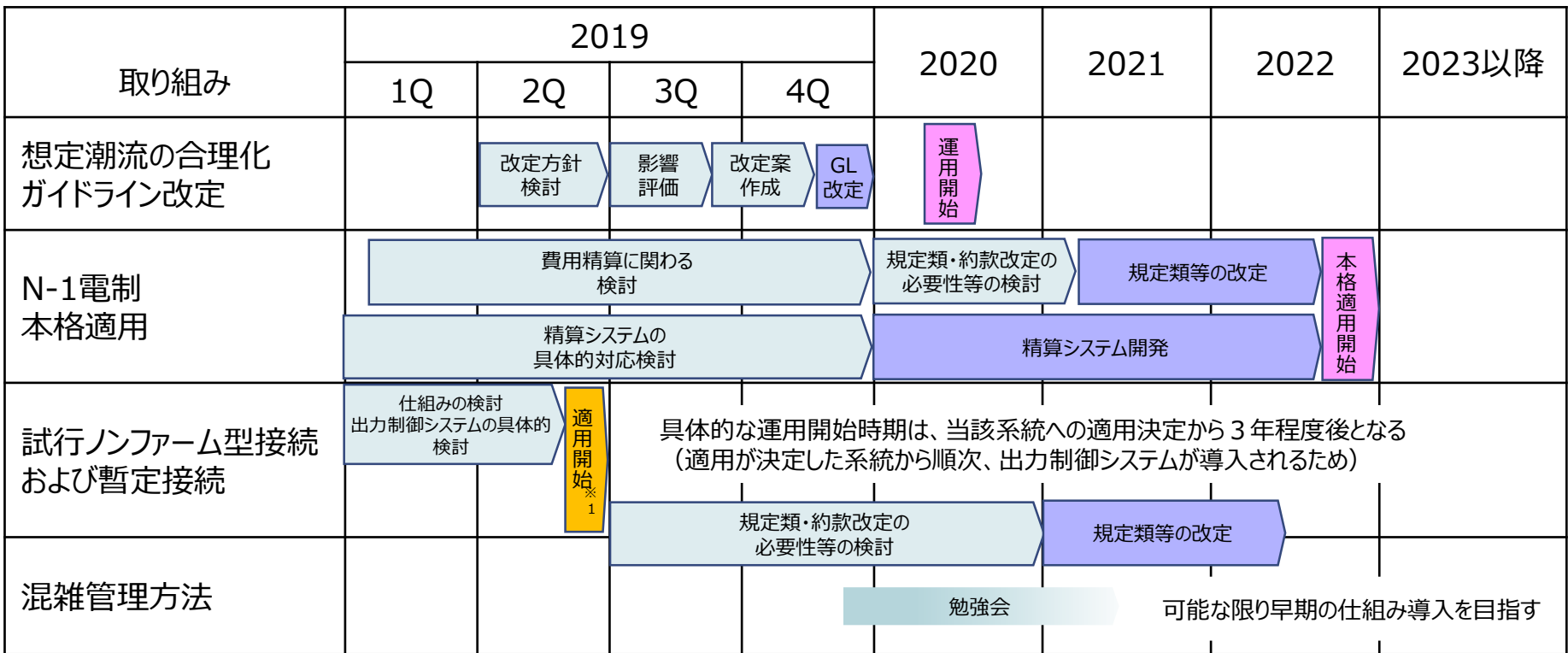


2-2. 容量の一部がノンファーム型接続となる電源への対応

- ノンファーム適用系統においてファーム電源が発電機改修などにより増出力される場合、ファーム電源としての契約を超過してしまうが、ノンファーム適用系統では空容量がないため全てをファーム電源とすることができない。
- この場合の取り扱いについては、「①ファーム電源の契約を超過した部分のみをノンファーム電源として取り扱う案」と、「②全てをノンファーム電源として取り扱う案」が考えられる。
- 設備の有効利用の観点から増出力への投資意欲を妨げないためにも「①ファーム電源の契約を超過した部分のみをノンファーム電源として取り扱う案」としてはどうか。
- ただし、1つの電源内でファーム部分とノンファーム部分が混在する状態となるが、ノンファーム分はノンファーム型接続の仕組みに従う必要があるため、抑制や容量市場での扱いなどにおいて区別する必要がある。
- このため、例えば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が区別可能な状態にする必要があることや容量市場への参加はファーム分の容量のみとなるなど、ファーム分とノンファーム分とで異なる扱いが必要となることに留意しておく必要がある。



■ 今回の費用精算についての検討結果を基に、2022年度中のN-1電制本格適用の開始に向け、引き続き費用精算に関わる検討を進めていく。



※1 具体的な適用系統については別途判断