

## (長期方針)

### 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)

1. N - 1 電制の課題整理
2. ノンファーム型接続の前提条件と課題

平成 29年 11月 2日  
広域系統整備委員会事務局

## ■ コネクト&マネージに関する取組について

### 【経緯】

#### ➤ 第25回広域系統整備委員会

- ✓ 流通設備効率の向上に向けて、一定の条件の下で系統への電源の接続を認める仕組み（コネクト&マネージ）について、課題や検討の方向性の整理を進めていくこととした。

#### ➤ 第26回広域系統整備委員会

- ✓ コネクト&マネージのうち、まずは、N-1電制適用にあたっての課題を抽出した。

### 【今回ご議論いただきたい事項】

1. N-1電制の課題整理
2. ノンファーム型接続の前提条件と課題

- 今後、コネクト&マネージに関する以下の取組について検討を進めていく。

取組	想定潮流の合理化	コネクト&マネージ	
		N - 1 電制 (N - 1 故障時瞬時電源制限)	ノンファーム型接続 〔 平常時出力抑制条件付き 〕 〔 電源接続 〕
運用制約	原則、マネージなし	N - 1 故障 (電力設備の単一故障) 発生時に電源制限	平常時の運用容量超過で電源抑制
設備形成	<ul style="list-style-type: none"> <li>・接続前に空容量に基づき接続可否を検討</li> <li>・想定潮流が運用容量を超過で増強</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続</li> <li>・主に費用対便益評価に基づき増強を判断</li> </ul>
取組内容	想定潮流の合理化・精度向上 ・電源稼働の蓋然性評価 ・自然変動電源の出力評価	N - 1 故障発生時に、リレーシステムにて瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大	系統制約時の出力抑制に合意した新規発電事業者は設備増強せずに接続
混雑発生	(平常時) なし	(平常時) なし	(平常時) あり
	(故障時) あり ⇒電源抑制※ <sup>1</sup> で対応	(故障時) あり ⇒電源制限※ <sup>2</sup> で対応	(故障時) あり

※1 給電指令による発電出力抑制

※2 リレーシステムによる瞬時の発電出力制限

# コネクト & マネージに関する取組について

1. N - 1 電制の課題整理
2. ハンファーム型接続の前提条件と課題

## （信頼度を踏まえた電制適用系統に関するご意見）

- 特に基幹系統においては、N-1故障において供給支障を発生させず、電力品質に影響を与えないように運用しているため、N-1電制の適用はあり得ないのではないか。
- 周波数低下（電制の上限量）の制約条件を満たす形であれば、基幹系統においてもN-1電制を適用できるのではないか。

## （合理的なN－1電制の実現に関するご意見）

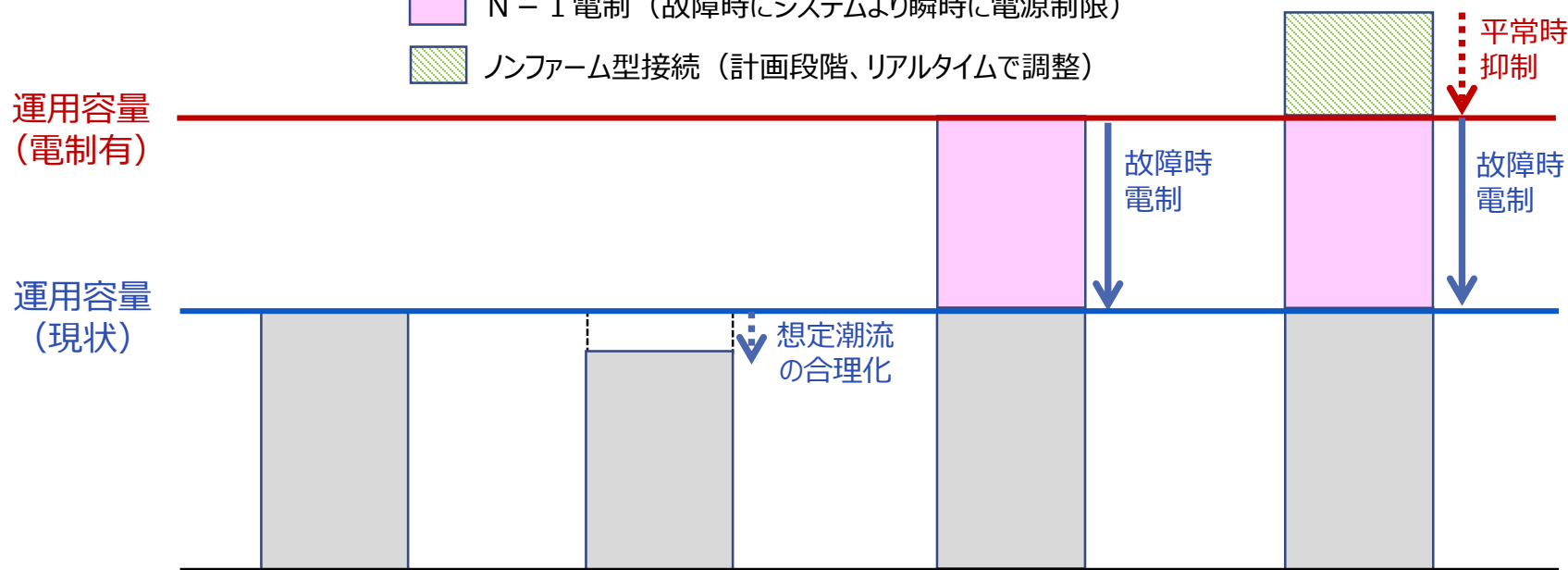
- 既設電源への電制装置の設置が、効率的な設備形成の観点から一つの有効な手段ではないか。一方で、既設事業者が受容性のある仕組みについて検討が必要。
- 出力制限に伴う費用負担について、誰が何に対して支払うのか、N-1故障直後は、どの程度の先の時間をカバーするのか、もう少し具体的に得失を評価して欲しい。
- 新規電源は、N-1電制の恩恵を受けることで接続可能となることから、作業停止時の出力抑制費用の負担を系統アクセスの条件とする案も考えられる。ただし、既存電源は全く負担しなくていいのかについてはもう少し議論をする必要がある。
- 費用負担の規模感を把握しないと議論ができないので、イメージできるような資料を準備いただきたい。

- 前回のN－1電制の課題に対するご意見を踏まえ、再整理を行ったため、今回、その内容についてご議論いただきたい。

- コネクト & マネージのうち、まずは、N - 1 電制適用にあたっての課題を抽出し、論点を明確にする。
- N - 1 故障時には、従来から給電指令による電源抑制は実施されてきたが、リレーシステムで瞬時に電源制限を行うN - 1 電制については、各一般送配電事業者によりその適用の実態や考え方にばらつきがあった。
- このため、N - 1 電制の適用について統一的な考え方にに基づき水平展開していくことが、更なる流通設備効率の向上に資するものと考えられる。

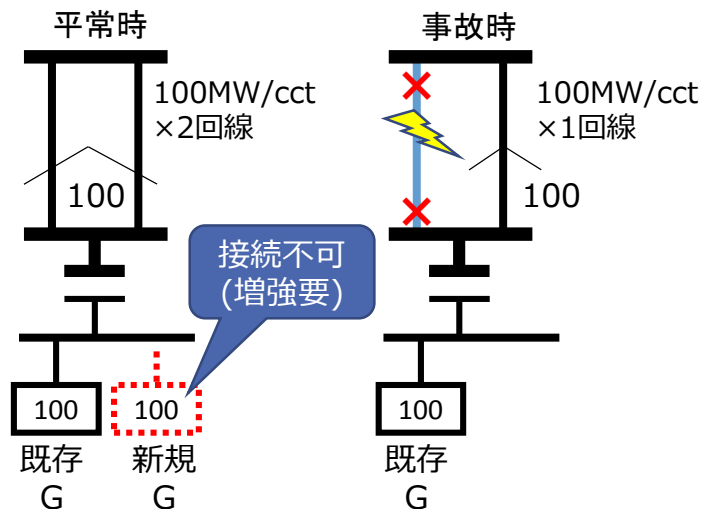
【想定潮流イメージ】

- N - 1 電制 (故障時にシステムより瞬時に電源制限)
- ノンファーム型接続 (計画段階、リアルタイムで調整)



現状	想定潮流の合理化	N - 1 電制	ノンファーム型接続
コネクト & マネージ			

N-1 電制がない場合



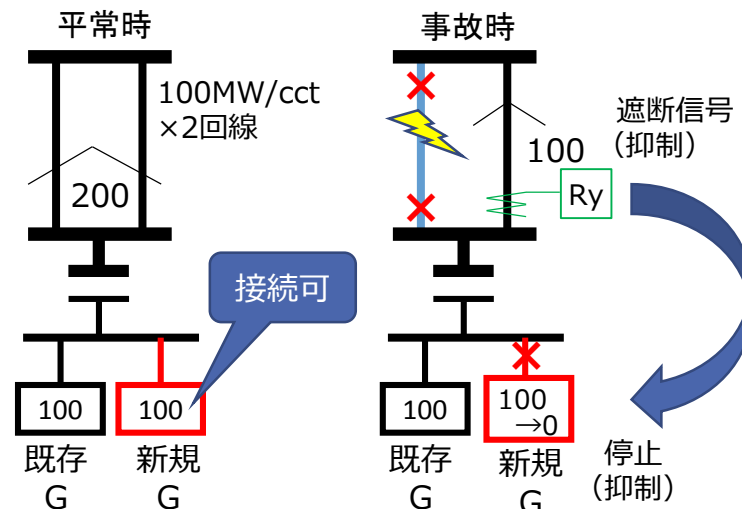
・運用容量 (電制無)

平常時 (2回線) の運用容量は、1回線事故時 (N-1事故時) の想定潮流が1回線設備容量を超過しない範囲で定めている (100MW)

・新規G (100MW) の接続には増強要

N-1事故時、想定潮流 (200MW) が1回線設備容量 (100MW) を超過するため

N-1 電制を前提とした場合



・運用容量 (電制有)

N-1事故時にシステムにより瞬時に発電機を停止 (抑制) することが可能なため、例えば、運用容量は、故障発生前の2回線設備容量まで拡大 (200MW)

・新規G (100MW) の接続には増強不要

N-1事故時、想定潮流 (100MW) が1回線設備容量 (100MW) 以内となるため

■ N - 1 電制の課題は、以下の2つの論点に大別されると考えられる。

論点 I : 信頼度の観点を踏まえ N - 1 電制の運用 (適用系統、電制量) をどうするか。

論点 II : 合理的な N - 1 電制を実現するために、N - 1 電制のオペレーション (II - 1) やその費用負担 (II - 2) をどのようにすべきか。

	項目	課題
論点 I	①適用系統	信頼度面を考慮してどの系統まで N - 1 電制を適用していくか (基幹系統、ローカル系統)
	②許容する電制量	信頼度面を考慮して許容する電制量をどう設定するか
論点 II	③電制対象	電制対象とする電源の種類 連系する電圧階級、容量や対象数 既存電源を対象とする場合の受容性
	④受益と負担に関する基本的な考え方	新規接続電源のみを受益と考えるか、新規接続電源だけでなく系統利用者全体にも相応の受益があると考えるか
	⑤ N - 1 電制適用時のオペレーションと費用負担	選定された電制対象者のみが不利益とならないよう、電制装置や出力制限に伴う費用などは、受益に応じた負担とする必要があるか  N - 1 電制の導入により設備停止作業における必要調整量が格段に増加する可能性があるが、後着者 (N - 1 電制を前提に接続する新規電源) と先着者 (既存電源) を同等に扱ってもよいか



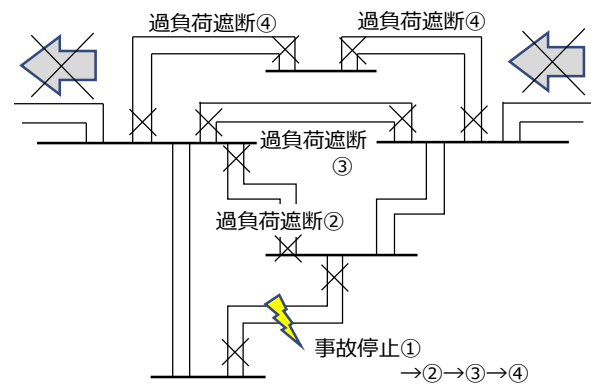
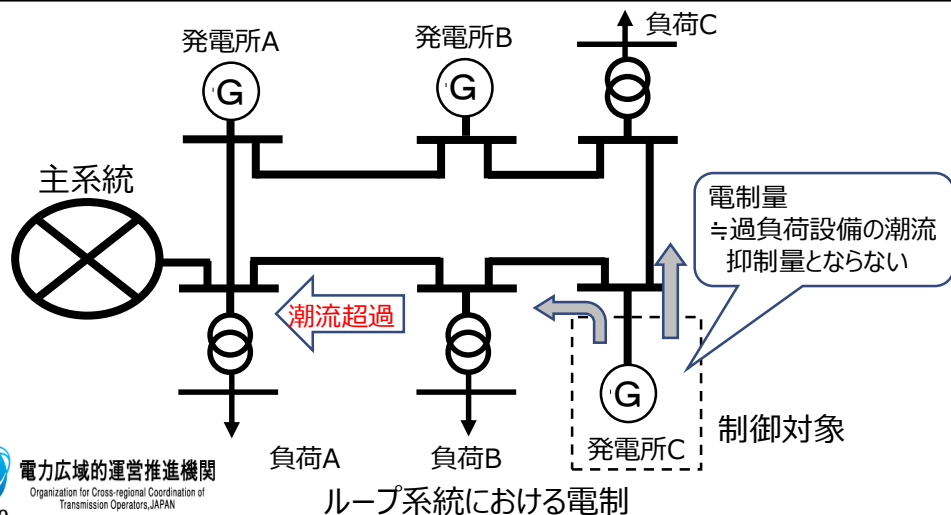
## 論点 I .

信頼度の観点を踏まえた N - 1 電制の運用

- N - 1 電制の適用により、適用送電線の運用容量は大きく拡大する。
- 特に、基幹系統については、以下の懸念があることから N - 1 電制の適用は系統の特徴を踏まえた慎重な対応が必要である。
  - ✓ N - 1 故障時、大量の電源制限により大幅な供給力低下および周波数低下を招く
  - ✓ N - 2 故障時 (ルート断故障や N - 1 電制失敗) の社会的影響が大きくなる

	N - 1 故障 (電制)	N - 2 故障 (ルート断故障、N - 1 故障後の電制失敗)
基幹系統	<ul style="list-style-type: none"><li>• 電源制限量が多く、大幅な供給力低下、周波数低下を招くおそれ →故障に伴う系統切替対策に加え、需給面の対応も必要となり、運用面の課題大</li><li>• 電制の対象が広範囲となる →電制対象数の膨大化</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 稀頻度故障ではあるが、運用容量が大きく拡大するため、ルート断による社会的影響の考慮が必要</li></ul>
ローカル系統	<ul style="list-style-type: none"><li>• 電源制限量は限定的</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 稀頻度故障、かつルート断による影響範囲は限定的</li></ul>

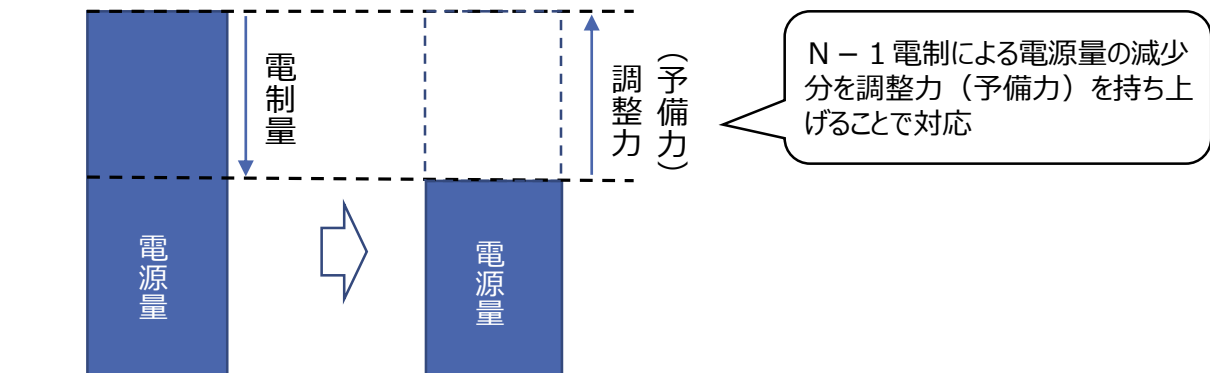
- 前回の委員会において、基幹系統については、N - 1 電制の適用は系統の特徴を踏まえた慎重な対応が必要であることとしていたが、大別すると基幹系統はループ系と放射状系に分けられる。
  - ループ系の基幹系統※は、以下の懸念事項があることから、原則、N - 1 電制は行わないことにしてはどうか。
    - ✓ 電制対象となる電源配置によって潮流抑制効果が異なり電制対象の選定が複雑化する
    - ✓ 故障後の需給調整や当該送電線以外の潮流調整など、適切な運用ができなくなる虞がある
    - ✓ N - 1 電制適用により電制量が拡大されると、ループ系統において、送電線ルート断 (N - 2 故障) が他の送電線の過負荷を招き、過負荷が連鎖して大規模停電に至る可能性
  - 放射状の基幹系統※は、N - 1 電制適用によって拡大する電制量が、他の信頼度に影響(例えば、電制による周波数低下等)を与えるため、これらを考慮して判断していくことでしょうか。(次頁)
  - なお、地域間連系線は、主に他エリアも含めた系統全体の制約 (周波数等) により運用容量が決められており、N - 1 電制は行わないことにする。
- ※ 適用にあたっては、適用範囲を明確にすることが必要。



ループの基幹系統において、過負荷が連鎖して大規模停電に至る例

# 論点 I . 信頼度の観点を踏まえた N - 1 電制の運用 ( N - 1 故障時に許容する電制量)

- 放射状の基幹系統などを対象送電線とした場合、電制量が大きいと、周波数や供給予備力等の観点から、信頼度に大きな影響を与えることになる。
- 現状、電源脱落に対しては、単機最大容量相当の調整力を、50Hz系および60Hz系全体で確保するという考え方で対応している。
- N - 1 故障時に許容する電制量についても、「単機最大容量相当」の調整力を確保していることを前提に、「単機最大容量相当を許容する案」もあるが、流通設備の N - 1 故障の発生頻度を考慮すると、その状況によっては周波数変動を許容できないことも考えられる。
- この場合は、「常時の周波数変動範囲内に収める案」や「各エリアの予備力を基に許容する電制量を決定する案」などもあるため、発生頻度を踏まえた上で、基本的な考え方をまとめていくこととしたい。

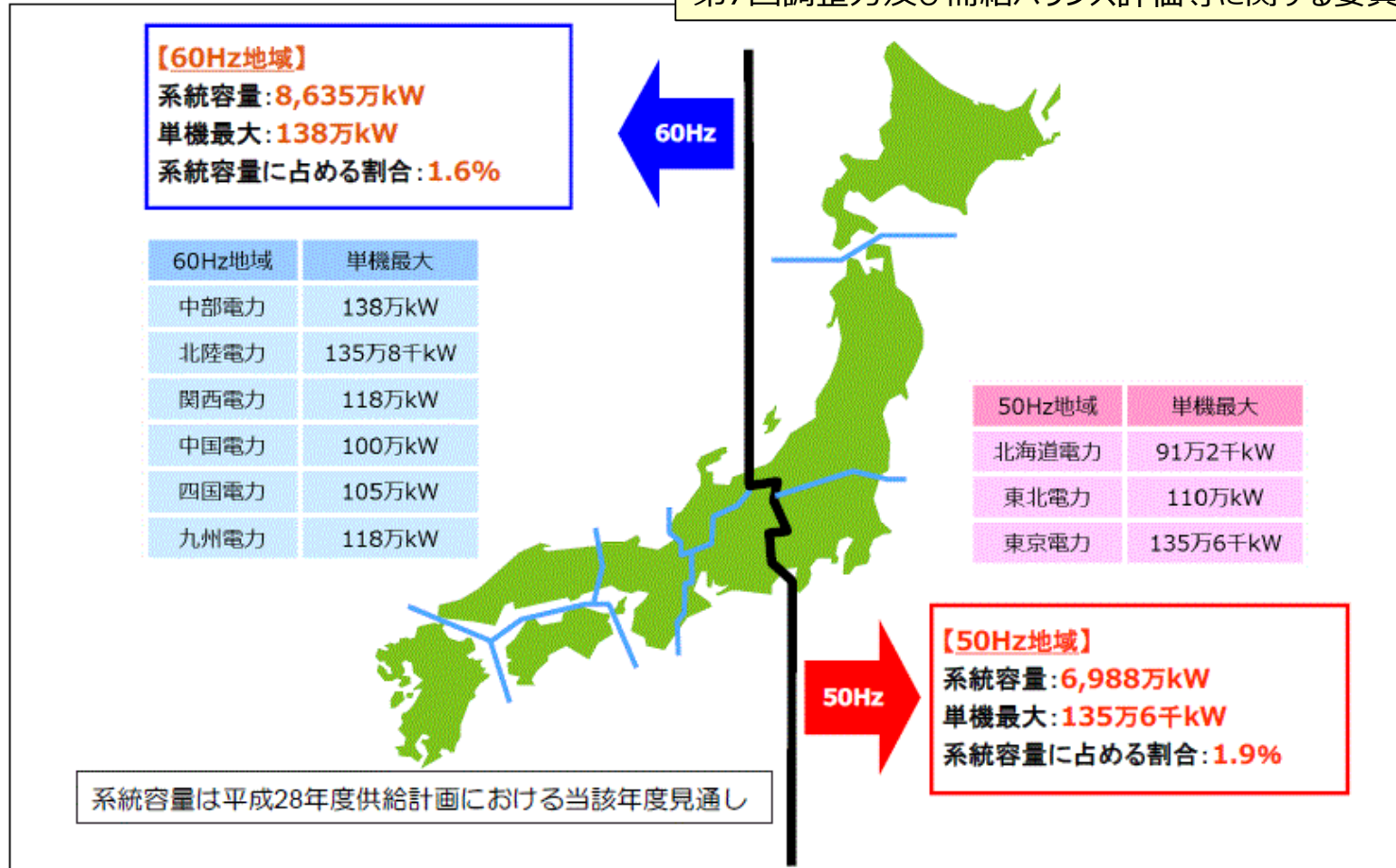


- 電源脱落直後の調整力は、同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率から算出された量を、各エリアで確保することになっている。

(参考) 一般送配電事業者の検討における電源脱落直後の瞬時対応分の考え方

27

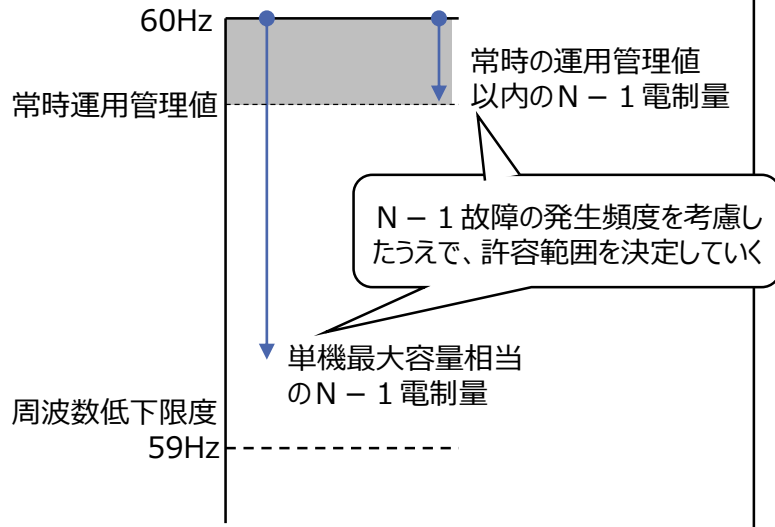
第7回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より



出所) 東京電力パワーグリッド ヒアリング時の説明資料(抜粋)

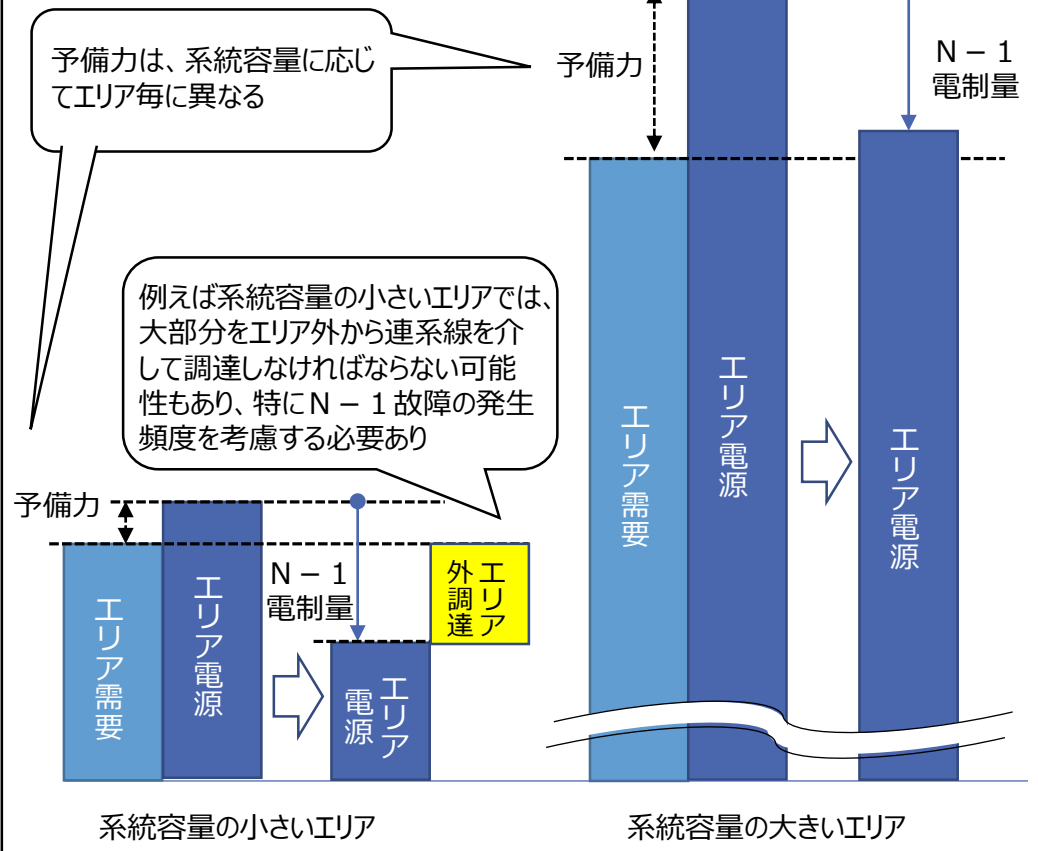
### 周波数面からの評価

(中西地域での例)



地域	常時運用管理値
北海道	50±0.3Hz
東地域	50±0.2Hz
中西地域	60±0.2Hz
沖縄	60±0.3Hz

### 予備力面からの評価



## 論点Ⅱ.

# 合理的なN - 1 電制の実現

- 今後、N－1電制の適用により、接続する電源が拡大していくことを考慮すると、それらの電源を合理的に運用していく仕組みの構築が重要となる。
- 前回の委員会では、N－1電制の対象電源は、実運用を考慮し選定することが望ましいと考えられるため、電制のオペレーションとその費用の負担を切り分けて考えていくことにしたが、合理的な仕組みの構築には、例えば、以下のような事項を考えていく必要があるのではないか。
  - ✓ 容量の大きい電源を対象とすることや電制対象数を限定することでシンプルなシステム構成とすること
  - ✓ 電制後の発電機起動時間を考慮するなど運用への影響を著しく増加させないこと
  - ✓ 設備停止作業調整やその精算の手間が膨大にならないこと など
- 以上を踏まえ、オペレーションと費用負担の観点から検討する。

論点Ⅱ－1．合理的なN－1電制のオペレーション

論点Ⅱ－2．合理的なN－1電制の費用負担



- 現行の託送供給等約款において、設備故障時、給電指令による発電の制限が明記されている。
- これより、N－１故障時のオペレーションについて、既存電源も、現行の託送供給等約款の給電指令に基づき出力抑制対象者となる。

38 給電指令の実施等（東京電力パワーグリッド株式会社 託送供給等約款より抜粋）

(1) ～省略～

(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

ハ、ニ、ホ ～省略～

(3),(4),(5),(6),(7),(8),(9) ～省略～

（給電指令）（送配電等業務指針より抜粋）

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。

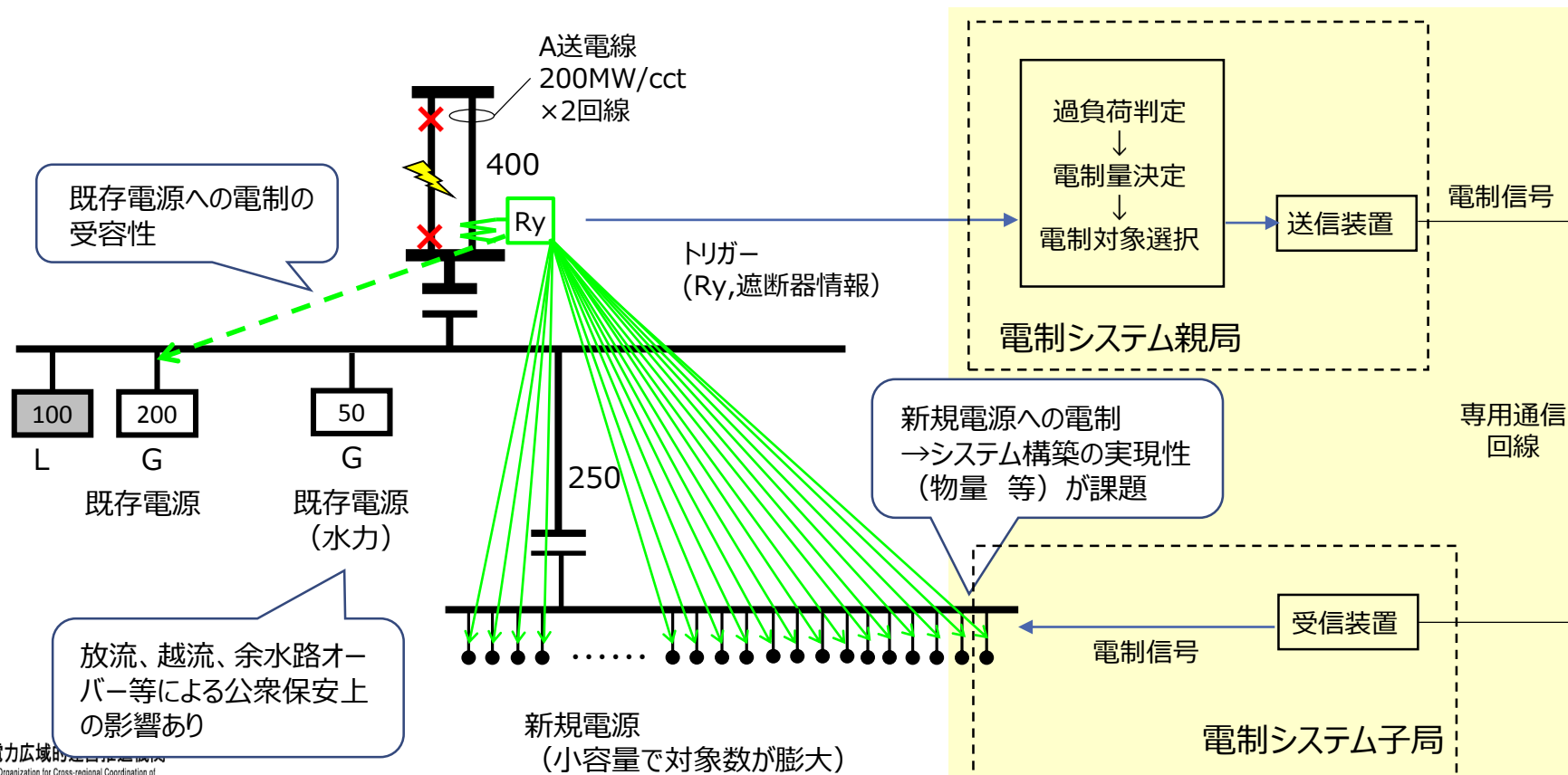
一 平常時の給電指令 平常時における電力系統の運用、電圧調整及び作業停止に伴う電力設備の運転の指令

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または遮断

イ、ウ ～省略～

- 電制対象となる電源は、以下の事項や公平性を考慮して、電源の種類、連系する電圧階級、容量や対象数などについて検討が必要である。
  - ✓ 社会的影響、公衆保安上の影響および設備保安上の影響
  - ✓ 実効性のある電制システムの構築のための現実的な電制対象数
  - ✓ 既存電源へ電制する場合の受容性 など



- 実運用において信頼度へ影響をきたさないよう確実かつ効果的に制限できる電源を対象にする必要があるため、ある程度、電制対象数を限定し、シンプルなシステム構成とすることが望ましいと考えられる。
- 高圧電源は太陽光発電が多く、小容量であるため、特別高圧に接続する電源（特別高圧電源）1箇所の電制と同等の効果を得るためには、高圧では数十箇所以上の電制が必要となる。（下表）
- このため、新規の高圧電源の容量相当分について、既存の特別高圧電源の中で、抑制効果の高いものを対象とすることが、実運用のオペレーション面からは合理的であるため、原則、特別高圧電源のみにN－1電制を適用していくことでどうか。
- ただし、この場合、既存の特別高圧電源は「N－1電制を前提に接続する新規電源」でないことから、受容性のある仕組みが必要になると考えられる。（論点Ⅱ－2で整理）
- また、電制対象数の上限については、既設の保護継電器の適用事例から1送電線あたり10箇所程度とすることが考えられるが、詳細には以下の様な制約など系統の特徴を踏まえて設定することとしてはどうか。
  - ✓ 過負荷保護盤や送信装置のハード面の制約（設置場所等）があること
  - ✓ 子局も含めて、故障対応やメンテナンスにかかる制約（設備停止作業期間やマンパワー等）があること
  - ✓ N－1故障発生後の復旧操作において、系統運用者が速やかに対応できる数に限りがあり、復旧に時間がかかること 等

## 【太陽光発電の導入状況（平成29年3月末現在）】

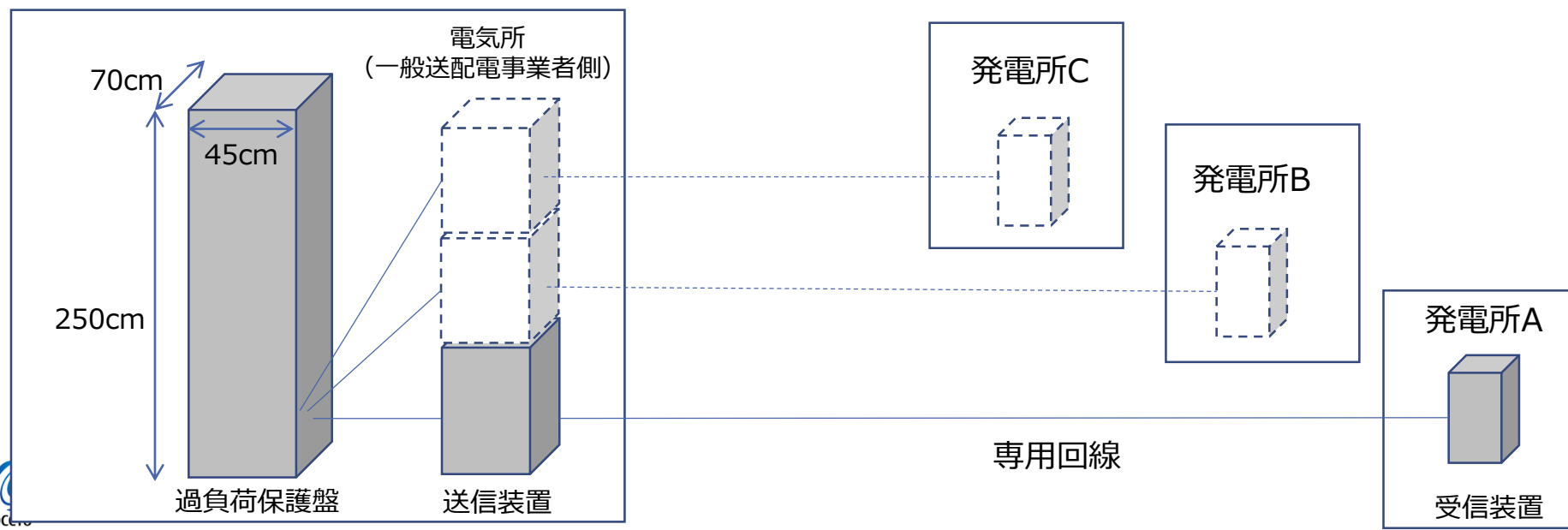
	低圧 (50kW未満)	高圧 (50kW以上 2,000kW未満)	特別高圧 (2,000kW以上)
導入件数 (件)	2,695,237	23,806	322
導入容量 (kW)	20,455,287	14,055,033	3,960,317
1件あたりの 平均容量 (kW)	7.6	590.4	12,299.1

資源エネルギー庁ホームページ公表データより算出

[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/statistics/index.html](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html)

$$12,299.1 / 590.4 = 20.8$$

## 【電制システムの一例】



- 既存電源への設置も念頭に置き、以下の事項を考慮し、受益と負担に関する基本的な考え方を整理する必要がある。
  - ✓ N－１故障直後の機会損失規模を踏まえ、誰がどの様に負担すべきか。
  - ✓ 「N－１電制を前提に接続する新規電源」と「電制対象者」を分けて考える場合、電制対象者が不利益とならない等、受容性のある仕組みはどうすべきか。
  - ✓ 現状、設備停止作業時の出力抑制による機会損失は当該系統の事業者全体で公平に負担することになっているが、その機会損失規模を考慮した場合、恩恵を受ける「N－１電制を前提に接続する新規電源」が、どの程度、負担すべきか。
- 上記については、「N－１故障による出力制限」と「設備停止作業による出力抑制」の発生頻度等に差があることも踏まえ、その費用負担の規模も考慮して、以下の２項目に分けて受益と費用負担の考え方について方向性をまとめていくこととしたい。
  - 論点Ⅱ－２－（１）． N－１故障直後の費用負担
  - 論点Ⅱ－２－（２）． 設備停止作業時の費用負担  
（N－１故障継続時の作業扱いも含む）

論点Ⅱ－2－（1）。

N－1故障直後の費用負担

- 現行の託送供給等約款に基づくと、N－1故障直後において、一般送配電事業者は出力抑制された発電バラシンググループに対して、給電指令時補給電力をインバランス料金単価で補給することになる（調整電源は除く）。

## 25 給電指令時補給電力（東京電力パワーグリッド株式会社 託送供給等約款より抜粋）

(1) ～省略～

(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シンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料 ～省略～

ハ 給電指令時補給電力量 ～省略～

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

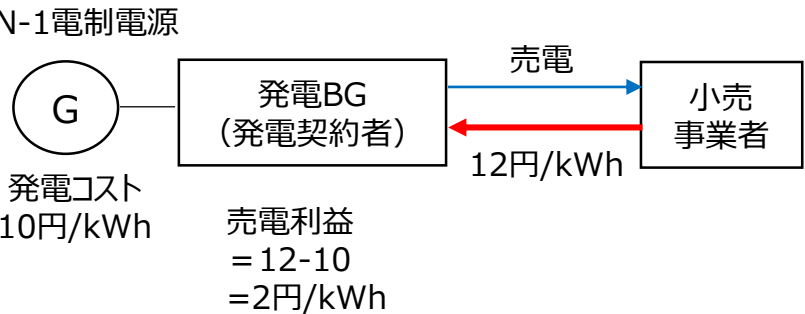
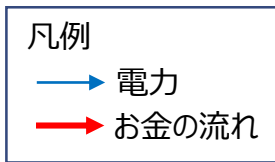
(1),(2),(3),(4) ～省略～

(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。

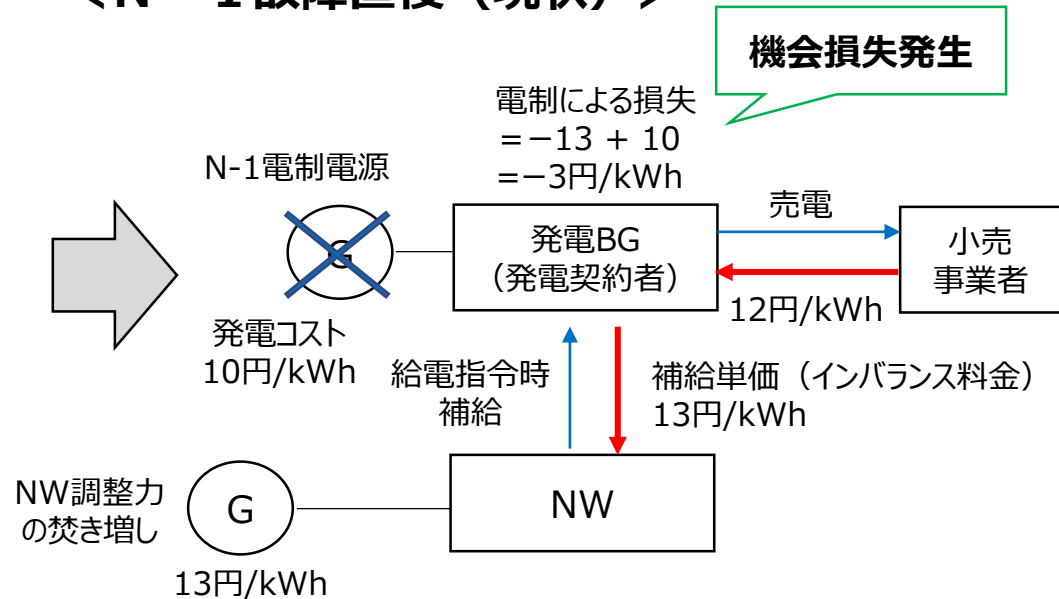
(6) ～省略～

- これまでN－1故障直後においては、主に調整電源の出力抑制により対応が可能であったが、今後、N－1電制を適用していくと、調整電源以外の電源も電制することが考えられる。
- この場合、電制に伴う機会損失が発生するが、その費用について調整されないとする、電制対象となった発電者および発電バランシンググループの負担となる。
- 「N－1電制を前提に新規接続する電源」と「電制対象者」を分けて考える場合、電制対象者が不利益とならないような仕組みが必要と考える。

<通常運転時>



<N－1故障直後 (現状)>



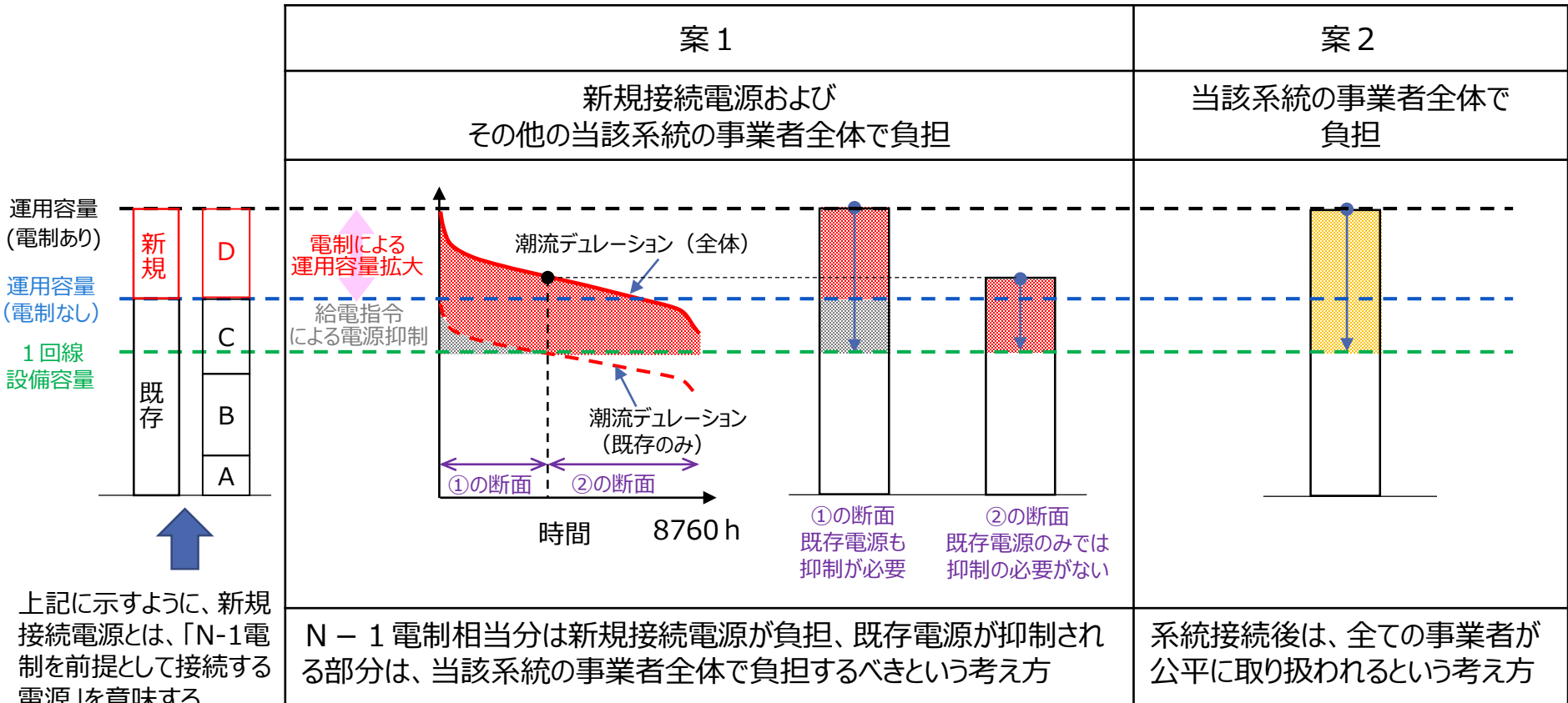
※金額はイメージであり意味はなし

例えば、100MWで運転中の電制、系統復旧後、電源の立ち上げまでに正味1時間要した場合の機会損失費用は  
〔給電指令時補給電力単価 (13円/kWh) - 発電コスト (10円/kWh)〕×100MW×1h = 300 (千円)



- 前回の委員会において、今般、検討するN－1故障直後の電制に伴う機会損失費用の負担案として、以下の2案を提案した。
  - 【案1】新規接続電源の特定負担
  - 【案2】当該系統の事業者全体で特定負担
- これについては、新規電源はN－1電制の恩恵を受けることで接続可能になることから、「基本的には新規電源が費用を負担すべき（案1）」だが、「既存電源は全く負担しなくてもよいのか」というご意見も頂いた。
- 現行（N－1電制適用前）では、N－1故障時に設備容量を超えても短時間で出力抑制可能な値を運用容量として設定しているため、その設備容量を超えた部分は既存電源が負担すべきではないか。
- なお、N－1故障は、既存電源のみでは1回線設備容量を超えない時期に発生する場合もあり、その場合は新規電源が全てを負担するのではないか。
- 以上を踏まえると、【案1】【案2】に対して次頁のような2パターンの費用負担案が考えられるが受益と負担の関係からどちらが適切か。

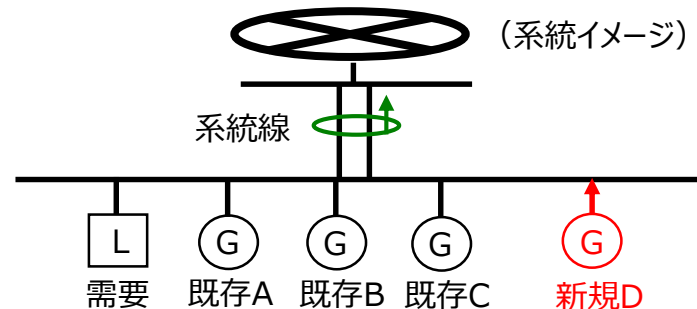
【費用負担案（イメージ）】



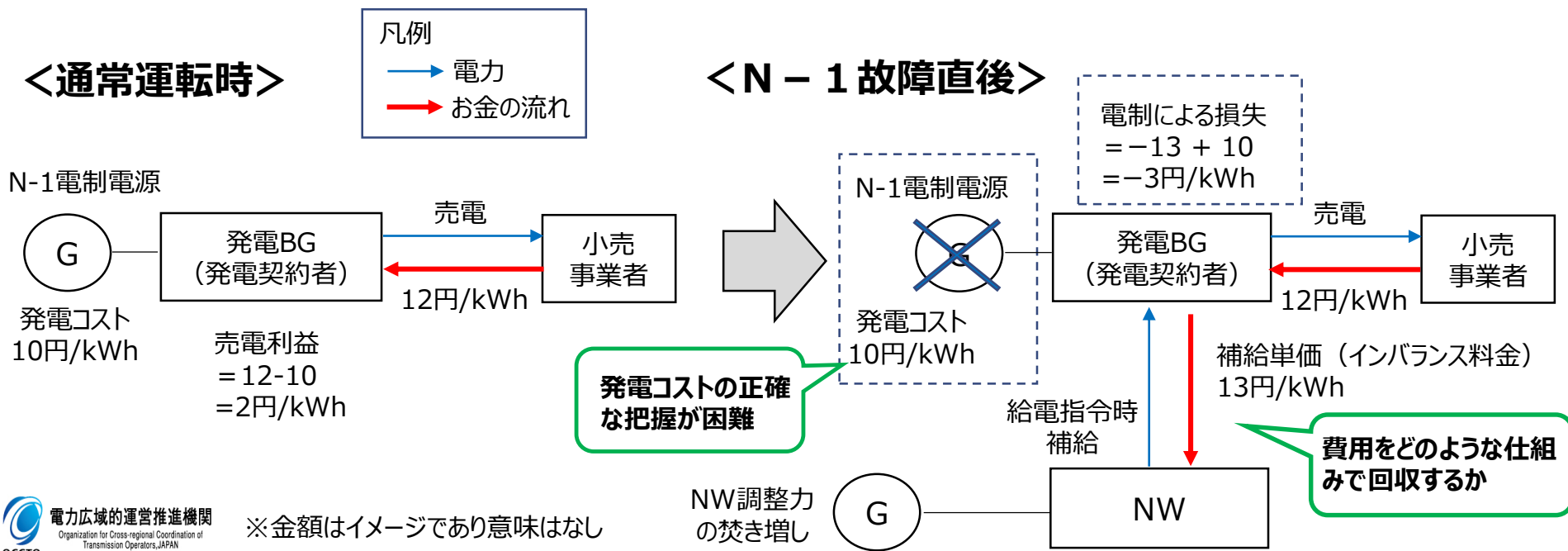
上記に示すように、新規接続電源とは、「N-1電制を前提として接続する電源」を意味する

(ABCDは申込み順)

- 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  
事業者全体で負担  
(A, B, C, Dで負担)



- 費用負担について、電制対象者の受容性のある仕組みとして、新規電源の代替でN－1電制する既存電源に不利益が生じないように、機会損失分を「N－1電制を前提に接続する新規電源」等の費用負担者から回収することが考えられる。
- ただし、費用回収の仕組みには以下に示すような課題があり、その対応には時間をかけてしっかりと検討していく必要がある。
  - ✓ 電制対象となる電源の発電コストをどのように把握するか
  - ✓ FIT電源を対象とした場合の扱いをどのようにするか
  - ✓ 「N－1電制を前提に接続する電源」等からの費用回収をどのようにするか など  
(高圧まで含めると、費用負担者の数は膨大となる)



## 論点Ⅱ－2－（2）．

### 設備停止作業時の費用負担

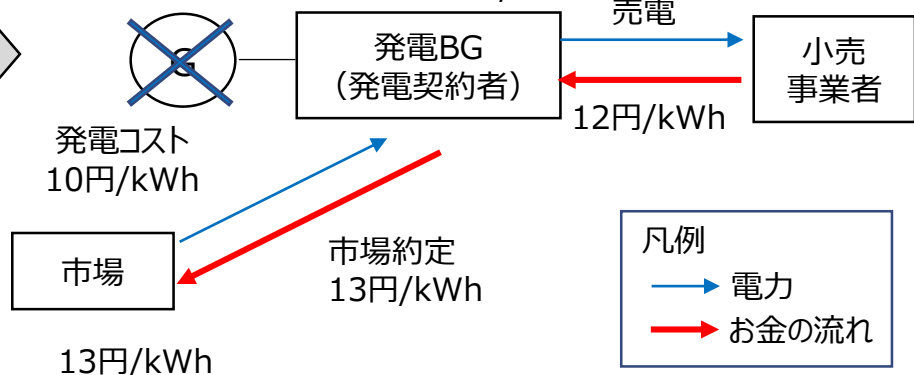
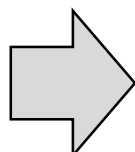
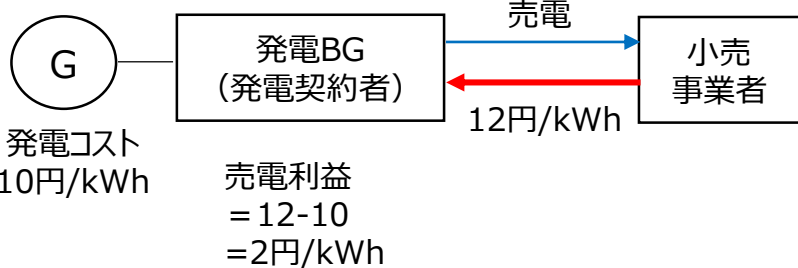
- 設備停止作業時の発電制約により出力抑制が必要な場合は、発電バランシンググループ（もしくは小売事業者）は、事前に市場等により電力を調達（特定負担）することになる。N－1故障継続時についても同様である。
- 設備停止作業時の発電制約量の分担方法については、オペレーションと費用負担を区別して、「地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会」で検討中であり、基本的には、その検討結果を踏まえた対応になるものとする。
- ただし、「N－1電制を前提に接続する新規電源」が、既存電源に影響を与えることを考慮すると、作業時の出力抑制の負担を明確にしてアクセス条件を整理する必要がある。

<通常運転時>

<設備停止作業時（現状）>

抑制による損失  
 $= -13 + 10$   
 $= -3\text{円/kWh}$

機会損失発生



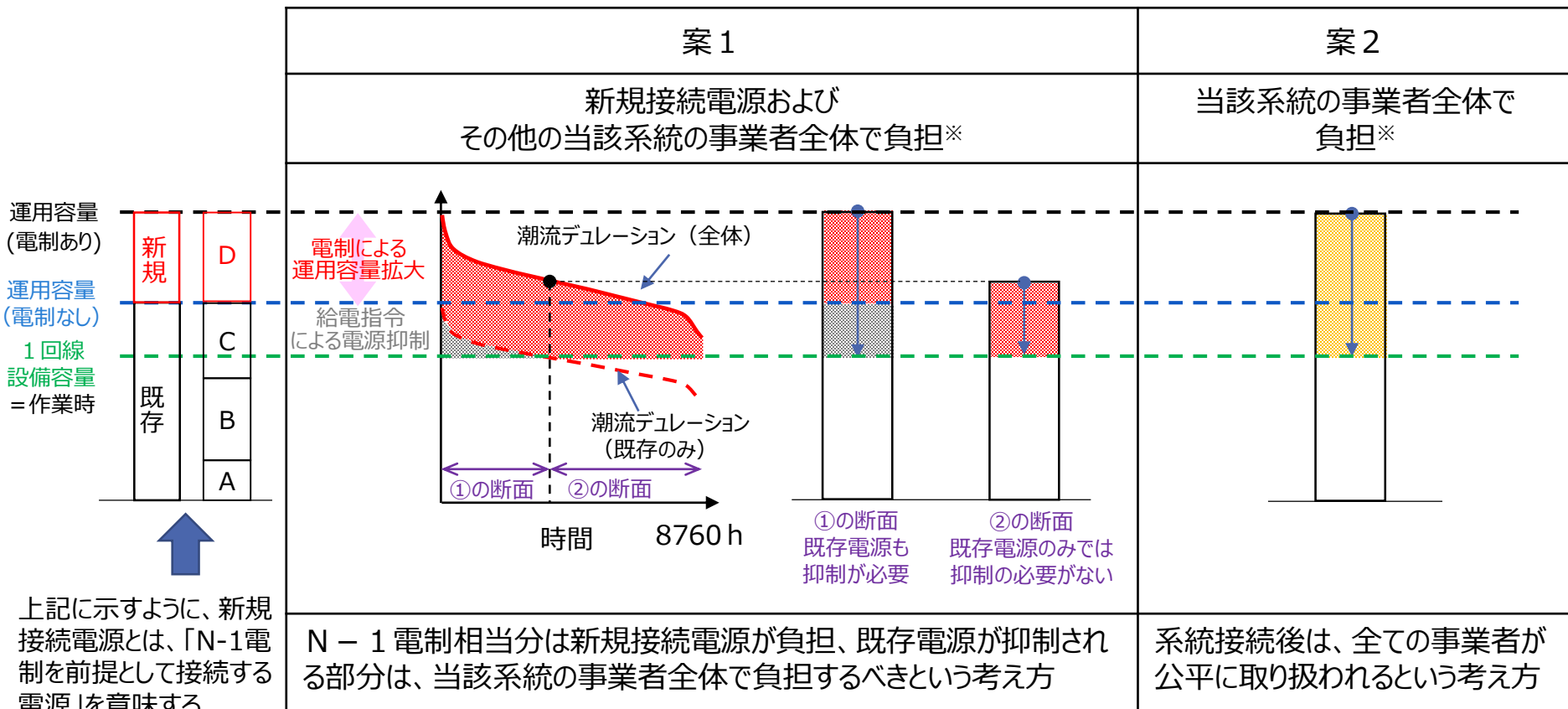
凡例  
 電力 (blue arrow)  
 お金の流れ (red arrow)

※金額はイメージであり意味はなし

例えば、設備停止作業により、100MWの発電抑制となった場合、機会損失費用（1時間分）は  
 $〔市場価格（13\text{円/kWh}） - 発電コスト（10\text{円/kWh}）〕 \times 100\text{MW} \times 1\text{h} = 300（千円）$

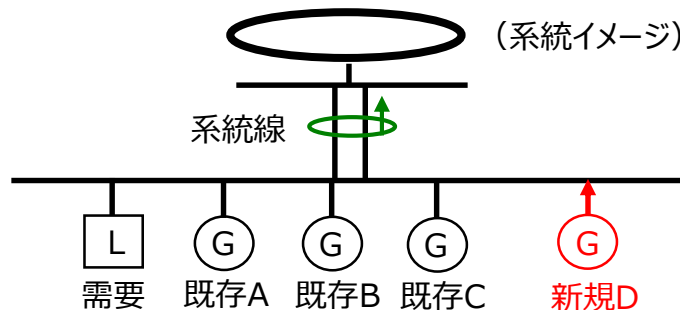
- 前回の委員会において、設備停止作業時の出力抑制に伴う機会損失費用の負担案として、以下の２案を提案した。
  - 【案１】新規接続電源の特定負担
  - 【案２】当該系統の事業者全体で特定負担
- これについては、新規電源はN－1電制の恩恵を受けることで接続可能になることから、「基本的には新規電源が費用を負担すべき（案１）」だが、「既存電源は全く負担しなくてもよいのか」というご意見も頂いた。
- 現行（N－1電制適用前）では、N－1故障時に設備容量を超えても短時間で出力抑制可能な値を運用容量として設定しているため、その設備容量を超えた部分は既存電源が負担するべきではないか。
- なお、設備停止作業は可能な限り発電制約が発生しない時期に設定することを考慮すると、既存電源が発電制約を受けない時期については、新規電源が全てを負担するのではないか。
- 以上を踏まえると、【案１】【案２】に対して次頁のような２パターンの費用負担案が考えられるが、受益と負担の関係からどちらが適切か。

【費用負担案（イメージ）】



(ABCDは申込み順)

- 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)
- 当該システムの事業者全体で負担 (A, B, C, Dで負担)



※詳細は、「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

- N - 1 電制適用によるN - 1 故障直後や設備停止作業時の機会損失は、頻度により大きく変わり得る。
- このため、「N - 1 電制を前提として接続する新規電源」と既存電源の費用負担の割合については、今後、N - 1 故障や設備停止作業の頻度を調査・把握し、それを参考にしてそれぞれの費用負担について整理していく。
- また、N - 1 故障直後の費用回収の仕組み等は、設備停止作業時※と同様に課題があるため、時間をかけてしっかりと進めていく必要がある。
  - ※「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」でも、精算システムの構築や実務面の課題について、今後、詳細な検討が必要と整理
- 以上のことから、今後、対応の方向性の整理を行った上で、検討スケジュールについても見直しを含め再整理したい。

## 【スケジュール】

	平成29年度				平成30年度
	1Q	2Q	3Q	4Q	
広域系統整備委員会		●	●	●	●
N-1電制		○	○	○	○
		課題整理	検討の方向性整理	具体的な課題への対応等	見直しを含め再整理



■ 設備停止作業には、①定期点検、②修繕工事、③改良工事、④拡充工事によるものに大別され、①については多くても数日/年のレベルであるが、②③および④については数ヶ月に及ぶ場合もある。

【イメージ】

区分	作業内容 (例)	作業期間	頻度
①点検	遮断器点検など	数日	数年に1回
②修繕	地線修理、塗装 がいし取替	数日～	必要の都度 (10数年に1回程度)
③改良	電線張替 鉄塔建替	数週間～数ヶ月 (数年繰り返される場合あり)	劣化状況により実施 (30年～50年に1回程度)
④拡充	同上 (新規電源接続に伴う 増強など)	同上	必要の都度

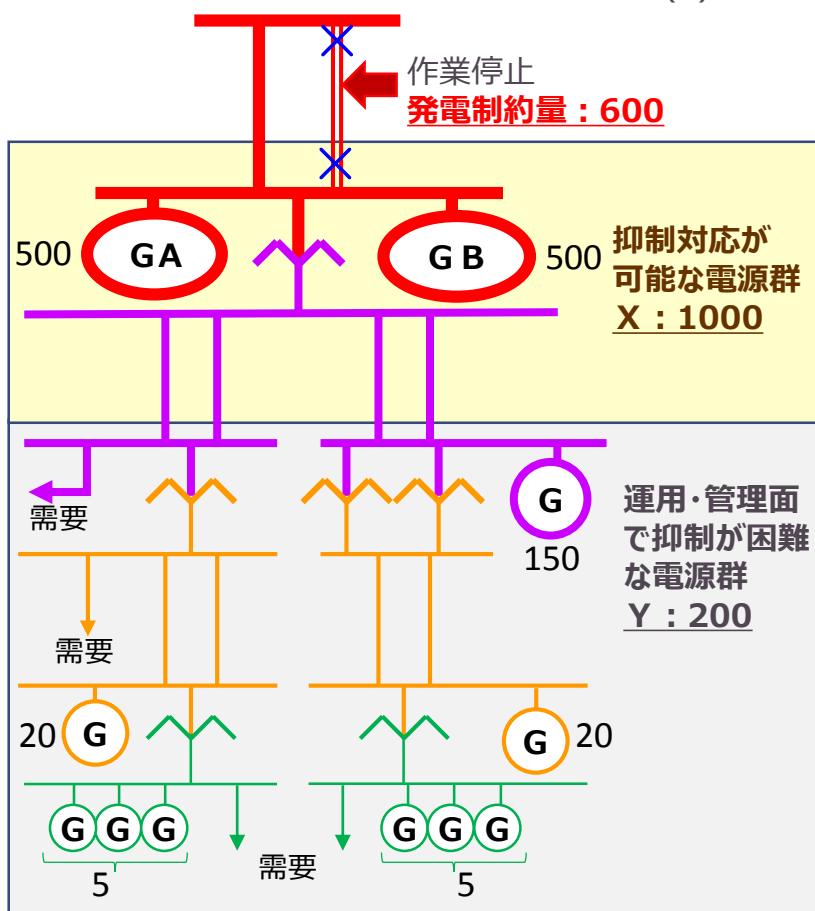
# (参考) 設備停止作業時の発電制約の分担の検討イメージ (オペレーションと費用負担を区別)

第2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資料より

## <前提条件>

- 発電制約対象設備は全ての電源
- 抑制量（基準値）は仮に定格容量比率按分※
- 発電単価：G A > G B
- 発電機の最低出力は未考慮

※基準値は論点 I -(1)による



論点 I (2)		論点 I (1)	論点 II
発電制約対象設備の選定		発電制約量の分担	
対象範囲と基準値※	運用と経済を区分	基準値※	効率性を考慮した調整

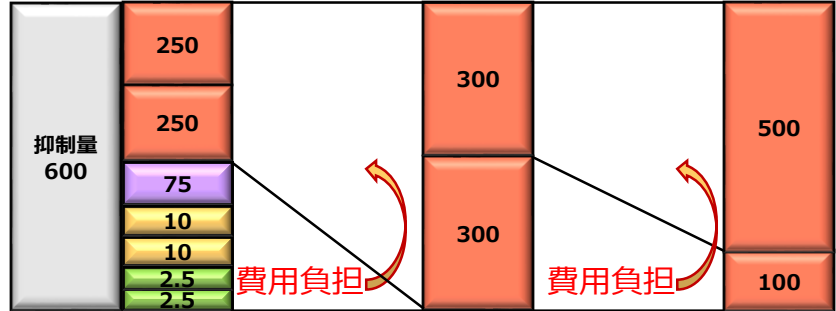
	基準の出力 (抑制量)	運用の出力 (抑制量)		基準の出力 (抑制量)	運用の出力 (抑制量)
X	500 (500)	400 (600)	調整	G A	200 (300) → 0 (500)
				G B	200 (300) → 400 (100)
Y	100 (100)	200 (0)			

抑制対象範囲をどうするか

費用回収と配分の仕組みをどうするか

公平性を考慮した基準値は、定格容量比率が適当か

効率面（メルトオーダーの実現）や実務面で、どのような手段が有効か



(参考) 作業調整ルールに関する「広域系統整備委員会」と「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」のすみ分け

第26回広域系統整備委員会資料より

- N - 1 故障直後については、オペレーションも含め系統アクセスの条件に係わる問題であり、広域系統整備委員会で取り扱う。
- 計画的な作業および故障継続時における作業停止に関する系統アクセス条件に係わる費用負担（出力抑制費用の負担等）は、広域系統整備委員会で取り扱う。
- その他の実運用に係わる場合は「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」等で取り扱う。

	N - 1 故障直後	～故障継続時における作業停止 (計画的な作業含む)
オペレーション	広域系統整備委員会 ・電制対象 ・電制装置の設置 等	「地域間連系線及び地内系統の利用ルール等に関する検討会」等
費用負担		広域系統整備委員会 ・系統アクセスの条件に係る場合※

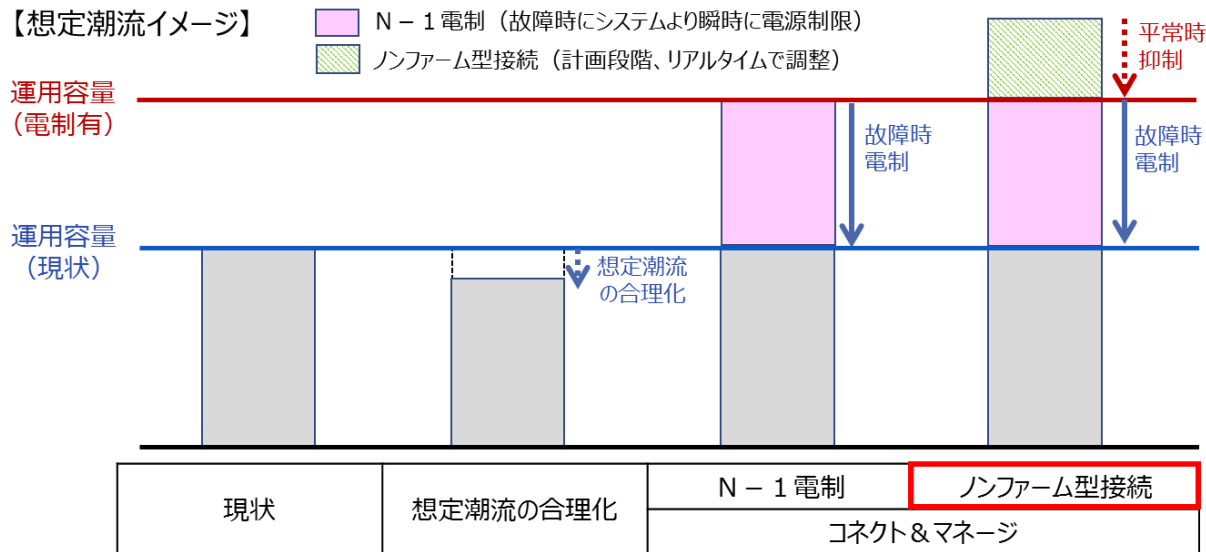
※設備停止作業調整時において、後着者である新規電源（電制の起因者）をこれまで系統整備を条件に接続してきた既存電源と同様に取り扱うか検討

(余白)

# コネクト & マネージに関する取組について

1. N - 1 電制の課題整理
2. ノンファーム型接続の前提条件と課題

- ノンファーム型接続について、海外では一定の条件付きで電源の接続を認める制度を導入しているケースがあるが、その考え方は多様であり、我が国の状況を考慮し検討を進めていく必要がある。
- 我が国では、地域間連系線を除き、地内送電システムは、原則、平常時には混雑管理（マネージ）する必要がないように設備形成されており、平常時のマネージが必要となるノンファーム型接続の適用はこれまでと考え方が異なるため、丁寧な検討が必要である。
- 上記に関連して、現行の託送供給等約款では、故障時や作業時の出力抑制は給電指令にて行うことができるが、平常時の系統制約による出力抑制は対象外となっているため、既存電源を出力抑制するには、現行の契約を見直す必要がある。
- そのため、まずは、ノンファーム型接続となる新規電源のオペレーションと費用負担は切り分けのないものとし、「混雑系統において新たに電源接続を希望する事業者と合意の上、系統制約時の出力抑制を条件に接続を認めること」をノンファーム型接続と定義し、検討を進めることとしたい。
- 今回は主な課題を整理し、今後、その課題について詳細に検討していくことにしたい。



- 現行の託送供給等約款では、平常時の系統制約による出力抑制は対象外となっているため、既存電源を出力抑制するには、現行の契約を見直す必要がある。

### 38 給電指令の実施等 (東京電力パワーグリッド株式会社 託送供給等約款より抜粋)

(1) ~省略~

(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

ハ 系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力電源または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ 振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ その他電気の需給上または保安上必要がある場合

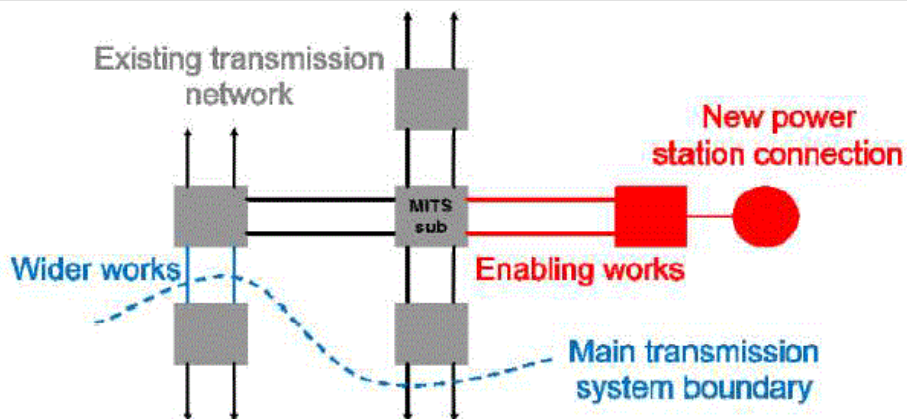
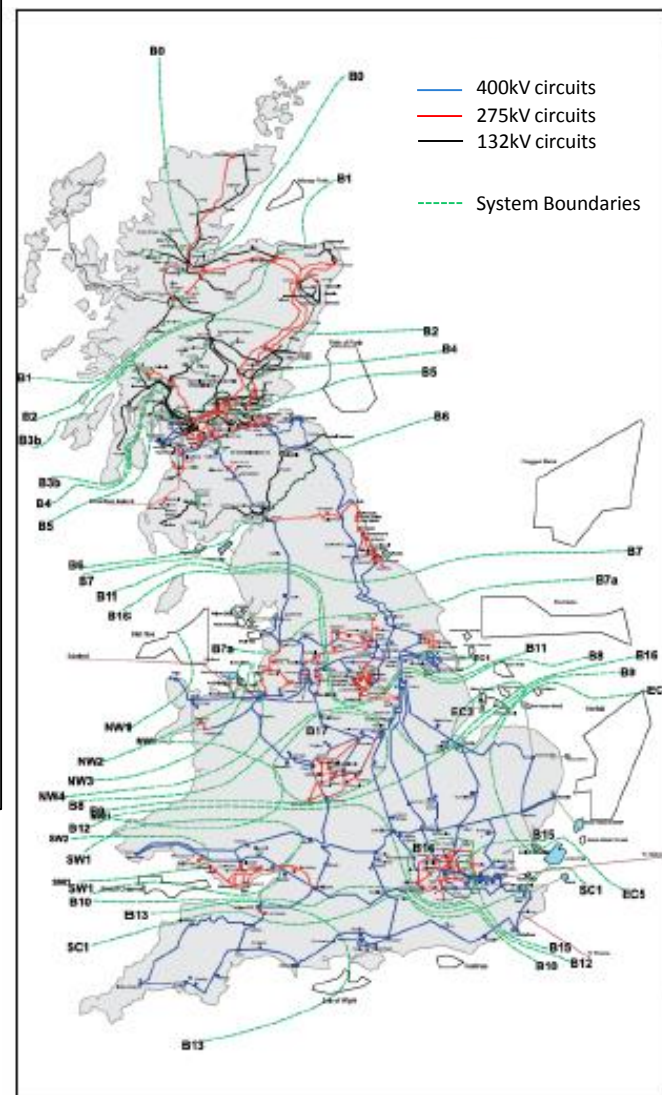
(3),(4),(5),(6),(7),(8),(9) ~省略~

■ 例えば、海外においてはコネクト & マネージは以下のような考え方で導入されている。

地域	内容
英国	<p>&lt;送電系統&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>送電網の中でBoundaryと呼ばれている地区ごとの境界線をまたぐ系統増強(Wider Works)が施される前に、暫定的に新規電源接続を認める。</li> <li>混雑が発生した場合は再給電により発電出力を調整。</li> <li>系統制約解消に応じた電源には、需給調整メカニズム（送電混雑解消に関するアンシラリーサービス「Constraint Management Services」）のルールに従いConstraint Paymentが支払われる。</li> </ul> <p>&lt;配電系統（イングランドおよびウエールズは132kV以下、スコットランドは66kV以下）&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者がセンサー技術や予測技術を用いてリアルタイムに系統状況を把握し、運用容量の超過が見込まれる際には制御所等のコントロールルームから通信で出力を抑制することを条件に配電系統への接続を可能とするもの。</li> </ul>
スペイン	<ul style="list-style-type: none"> <li>複数の再生可能エネルギー発電設備の情報は、再エネ制御所(Generation Control Center, GCC)で集約、SCADA システムにより再エネ中給（CECRE）に送信され、必要に応じて、CECREよりGCCを通じて各発電設備に制御信号が送信される。通信には光ケーブル、衛星通信、ADSL が用いられている。</li> <li>リアルタイム断面、すなわち緊急時の抑制は風力に限定されており、年々増加傾向。なお、太陽光については現在まで抑制を実施していない。</li> </ul>
PJM	<ul style="list-style-type: none"> <li>ある制御エリア内の電源から同一制御エリア内の需要への電力供給に利用される「①ネットワーク送電サービス」、ある制御エリアの外の特定地点から当該制御エリア内特定地点への電力供給に利用される「②地点間送電サービス」に区分され、ノンファームは「②地点間送電サービス」のみに適用される。</li> <li>「②地点間送電サービス」におけるファームは金融的送電権にて混雑発生時の損失が補償されるが、ノンファームは補償されない。また、ノンファームは容量市場には参加不可。</li> </ul>



- コネクト&マネージにおいて、新規電源は、国の送電網の安全・品質基準 (NETS SQSS) を満たすために必要となる増強を待たずして、接続できる。
- しかし、そのためには、Enabling Worksと呼ばれる、発電設備に最も近接する接続点までの最小限の系統増強は実施されなくてはならない。
- 一方、Enabling Worksを超える系統増強はWider Worksと呼ばれる。主に送電網の中で、Boundaryと呼ばれている地区ごとの境界線をまたいでなされる増強、すなわち広域連系系統の増強である。
- コネクト&マネージによる接続方式ではWider Worksが施される前に発電設備の接続がなされるため、NET SQSSの基準を満たさない送電地域が一部出てくることになる。
- その地域に関しては、SO(System Operator)であるNational Gridが最終許可を行い、該当するそれぞれのTO(Transmission Owner)が責任を持って管理することになっている。
- なお、コネクト&マネージのWider Worksは、10カ年計画 (Electricity Ten Year Statement, ETYS) 策定時に、費用対便益評価により、実施すべき増強やタイミングが決定される。

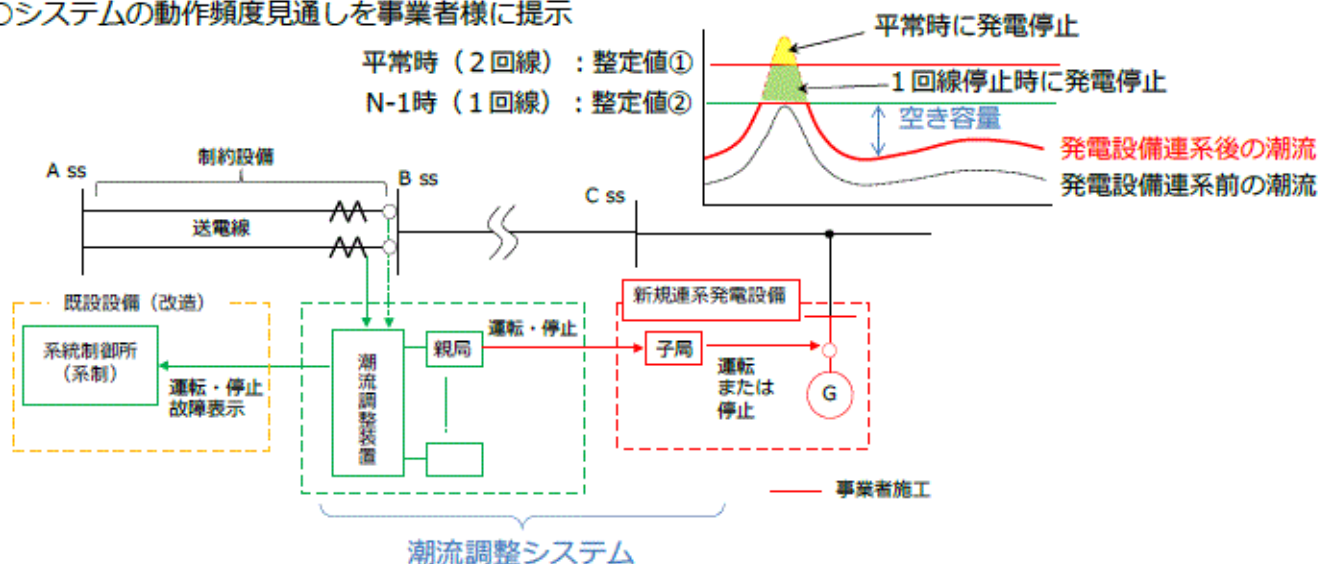


項目	内容
オペレーション	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 運用面などを踏まえ、どの系統までノンファーム型接続を適用していくか。 (基幹系統、ローカル系統)</li> <li>■ リアルタイム段階での抑制、計画段階での抑制について、実務における対応やシステム構築等を考慮し、どのような抑制方法（抑制順位を含む）とすることが好ましいか。 <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 適用系統が面的に拡大し、混雑発生箇所が増加した場合、需給面の対応や事故時の系統切替等の系統運用の対応が可能か。</li> <li>✓ また、混雑発生箇所が複数にまたがり、抑制対象が重複する場合、抑制量や抑制順位などを考慮した潮流の対応が可能か。</li> </ul> </li> </ul>
予見性	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 一般送配電事業者が、将来の抑制時間や抑制量について発電事業者に確約することは難しいため、予見性や情報提供のあり方について、どのように対応していくか。 (P45 参照)</li> </ul>
空容量との関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 部分的なノンファーム型接続を認めるか。</li> <li>■ 後続事業者がファーム型接続を選択し、設備増強により新たに容量が発生した場合、ノンファーム型接続をどのように取り扱うか。</li> </ul>
他制度との関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ノンファーム型接続電源のkW価値の扱いについて、容量市場や需給調整市場との整合を図る必要がある。</li> </ul>

- 国内においても、リアルタイムで潮流を抑制するシステム（北海道エリア）が導入されているが、対象数が限定的であり、ノンファーム型接続としてより多くの新規電源を接続するためには、その拡大が課題である。

**運用対策（潮流調整システムの適用） <西滝川、西小樽、室蘭・伊達、南早来>**

- 今回募集において、1回線放射状系統のためN-1電制が適用できない場合や系統増強工事が長期間を要するため平成34年までの連系が不可能な場合に限定して系統増強工事の代替策として適用を検討
- 設備容量を超過する可能性がある送変電設備の潮流を常時監視し、発電設備に運転・停止信号を送信するシステムを適用
- 空き容量不足の期間に、連系優先順位が下位の発電設備から順次運転を停止することにより、複数の発電設備が設備増強をせずに連系可能
- システム動作に伴う無補償の抑制を許容いただく必要
- システムの動作頻度見通しを事業者様に提示



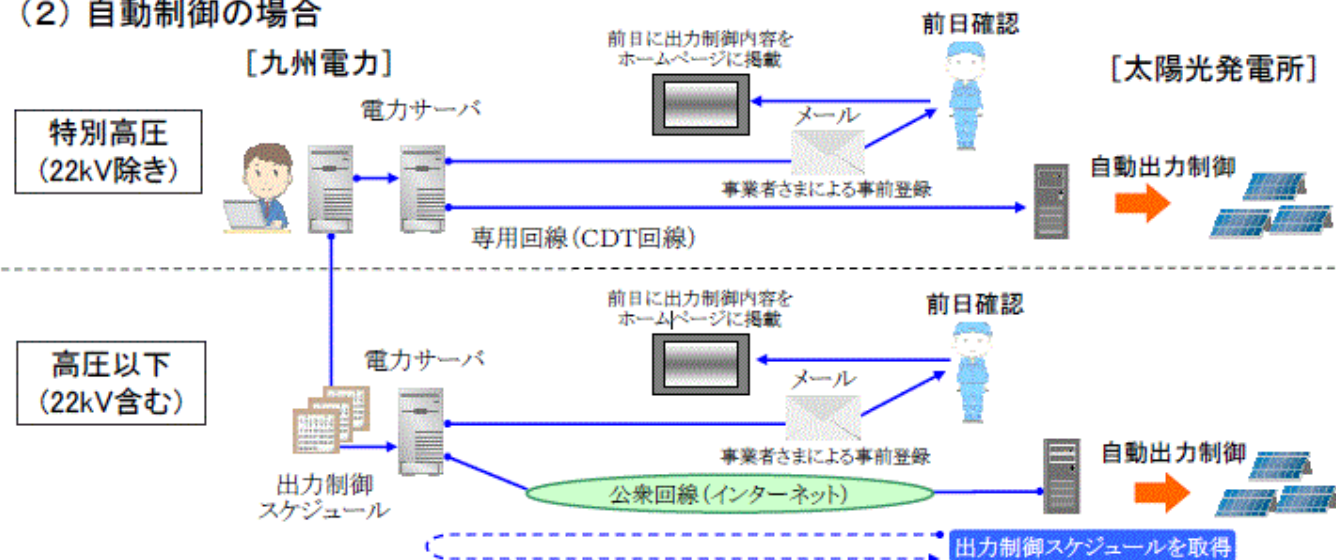
※出力制御をより効率的に行うことによる合理的な系統利用に向けて、今後の全国大での議論も注視しつつ検討を行う 10

- また、計画段階での抑制としては、エリアにおける需給上の制約により出力制御されるシステムの事例もある。
- ただし、太陽光、風力発電の出力は、気象条件に左右され予測の精度が問題となる（個別系統における予測精度は更に低くなる）ことから、信頼性の確保や過大な抑制への対応が課題となる。

4 出力制御指示に基づく対応内容

5

(2) 自動制御の場合

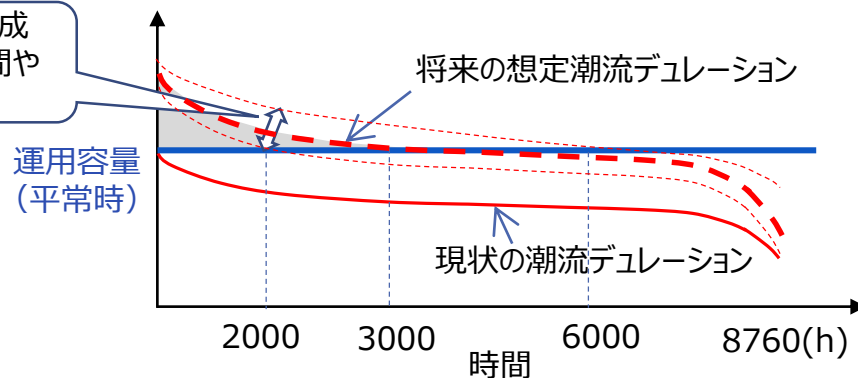


- 出力制御機能付PCSへの制御内容(予定)は、前日17時頃に当社ホームページで確認いただけます。メールでの受信を希望される場合は、当社ホームページ上の専用ページにてメールアドレスの登録が必要となります。
- 出力制御を実施する当日は、当社からの遠隔での出力制御信号に基づき、出力制御機能付PCSを自動的に制御します。
- 出力制御機能付PCSへの取替等に応じていただく必要があります。特高・高圧・低圧10kW以上の事業者さまには、取替スケジュールなどの具体内容をPCSメーカーさまの生産体制等確認後に連絡します。

九州電力ホームページ  
[http://www.kyuden.co.jp/press\\_h160721-1.html](http://www.kyuden.co.jp/press_h160721-1.html)  
「優先給電ルールに基づく各発電事業者さまの対応内容について」より掲載

- ノンファーム型接続あるいはファーム型接続を発電事業者が選択する場合、将来、どの程度抑制の可能性があるのかを事前に把握したうえで判断する必要がある。
- 一般送配電事業者は、将来の抑制時間や抑制量を推定することはできるものの、以下の理由から、発電事業者への確約は困難と考えられる。
  - ✓ 将来の需給バランス（例えば、需要減少や電源構成状況）により、抑制時間や抑制量は変わり得る
  - ✓ 面的にノンファーム型接続が拡大した場合、1 発電事業者にとって、制約を受ける送電線路が増える可能性がある
- このため、以下の事例のような予見性に関する仕組みや情報提供のあり方について、検討を進める必要がある。
  - （例）・ 一定時間（量）以内の抑制（時間や量）を上限として、ノンファーム接続を認める
  - ・ 今後の増強基準となる費用対便益評価の検討結果を提示する
  - ・ 現状で把握できる情報（例えば、線路の潮流状況や連系申込量）を提供する 等

将来の潮流は、需要減少や電源構成状況により変わり得るため、抑制時間や抑制量の確約は難しい



- コネクト&マネージ（N-1電制等）に関する課題や検討の方向性について、今後、国の検討状況を踏まえつつ、整理を進めていく。
- なお、スケジュールについては、課題によっては検討に時間を要する場合もあることから、課題対応の方向性の整理を踏まえ、今後、見直しを含め再整理したい。

【スケジュール】

