

(長期方針)

流通設備効率の向上に向けて

1. 想定潮流の合理化等に向けた取組について
2. コネクト&マネージに関する取組について

平成 30年 2月 14 日
広域系統整備委員会事務局

1. 想定潮流の合理化等に向けた取組について

2. コネクト＆マネージに関する取組について

(1) N－1電制の適用課題への対応

(2) ノンファーム型接続の課題整理

- 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	・接続前に空容量に基づき接続可否を検討 ・想定潮流が運用容量を超過で増強		・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 ・主に費用対便益評価に基づき増強を判断
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※ ¹ で対応	(故障時) あり ⇒電源制限※ ² 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

1. 想定潮流の合理化等に向けた取組について

【第26回広域系統整備委員会（9/26）】

■ 連系線潮流が想定潮流合理化等へ与える影響について

- ✓ エリア全体の需給バランス評価を行うに当たって、前提となる連系線潮流が、電源稼働の蓋然性評価に大きく影響を与える。
- ✓ しかし、現時点では、間接オークション導入前であるため、連系線潮流をどのように想定するかが課題。

（委員からのご意見）

・特段の意見なし

- 
- 現状の潮流と広域メルिटオーダーシミュレーションの結果比較等により、送受電側両面からエリア内の想定潮流が適切な評価となるように、具体的な想定方法について検討を行っていくこととした。

今回、想定方法の考え方を整理したので、【論点 1】にて、ご議論いただきたい。

【第26回広域系統整備委員会（9/26）】

■ 進行中のアクセス案件に対する想定潮流の合理化等の適用の考え方について

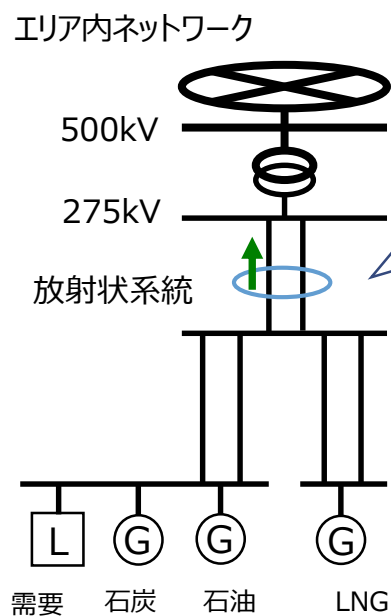
- ✓ 電源接続案件募集プロセスも含め、進行中のアクセス案件に対して、適用時点で検討中の案件については、原則、「想定潮流の合理化等」を踏まえた検討を行い回答する。

（委員からのご意見）

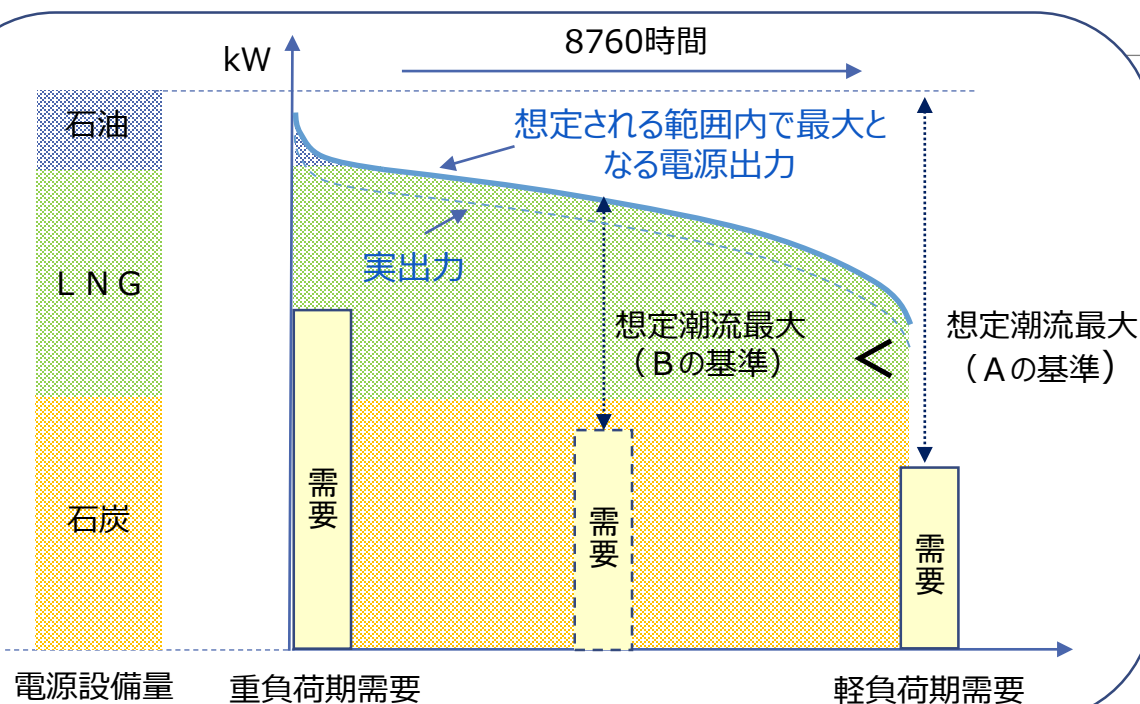
- ・適用の考え方自体に対しては、特段の異論なし。
- ・想定潮流の合理化を先行的に適用し、柔軟に対応することは良いが、闇雲に検討期間が長くなったり、回答の遅延が生じないように留意して欲しい。
- ・進行中のアクセス案件など具体的な個別系統の適用については、相当な作業量となることから、混雑具合を考慮して優先順位を付けて実施する必要がある。
- ・平成30年度早期の適用を見込んでいるということだが、ある程度スケジュールが確定された段階で、なるべく早く事業者に対して周知するようにして欲しい。

- 想定潮流の合理化のスケジュールや空容量の公表時期については、今回、代表系統による効果の確認とともにお示しするので、【論点2】にて、ご議論いただきたい。

- 上り潮流系統における現状の想定潮流は、軽負荷期断面あるいは重負荷期断面で電源出力が最大となるケースを想定 (Aの基準) しており、実際の最大潮流との乖離が大きい場合がある。
- その理由として、実際に最大潮流となる断面が、最軽負荷期や電源フル出力といった特定断面でない可能性が挙げられる。また、通常運用では稼働が見込まれない電源の運転を前提としている場合がある。
- このため、精緻に需要断面に応じた電源稼働の蓋然性評価 (Bの基準) を行うことで、信頼度を低下させることなく系統の利用効率を向上できる可能性があるため、今後、具体的な考え方を整理していく。



(一部修正)



- 空容量算定に用いる想定潮流については、電源出力と需要の両方向で評価し合理化を図る。
- 以下に、基本的な考え方として、検討ステップおよび検討項目を整理した。

【基本的な考え方】

- 個別の放射状系統（個別系統）の潮流は、その系統内の発電と需要によって求まるが、特に、電源の稼働状況はメリットオーダー（※1）に応じたエリア（※2）全体の需給バランスによって決まるものとする。

（※1）運転コストの低い電源から順番に稼働することにより電源全体の運転コストを最小化すること

（※2）各一般送配電事業者の管轄する供給区域

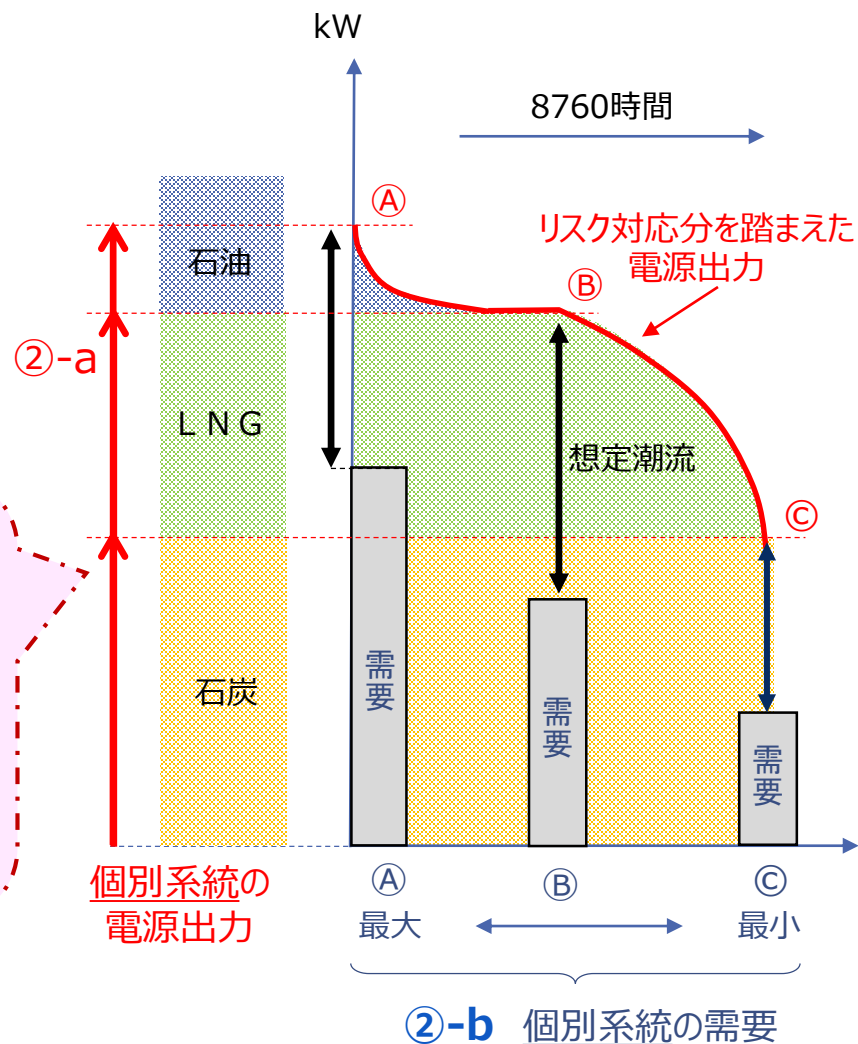
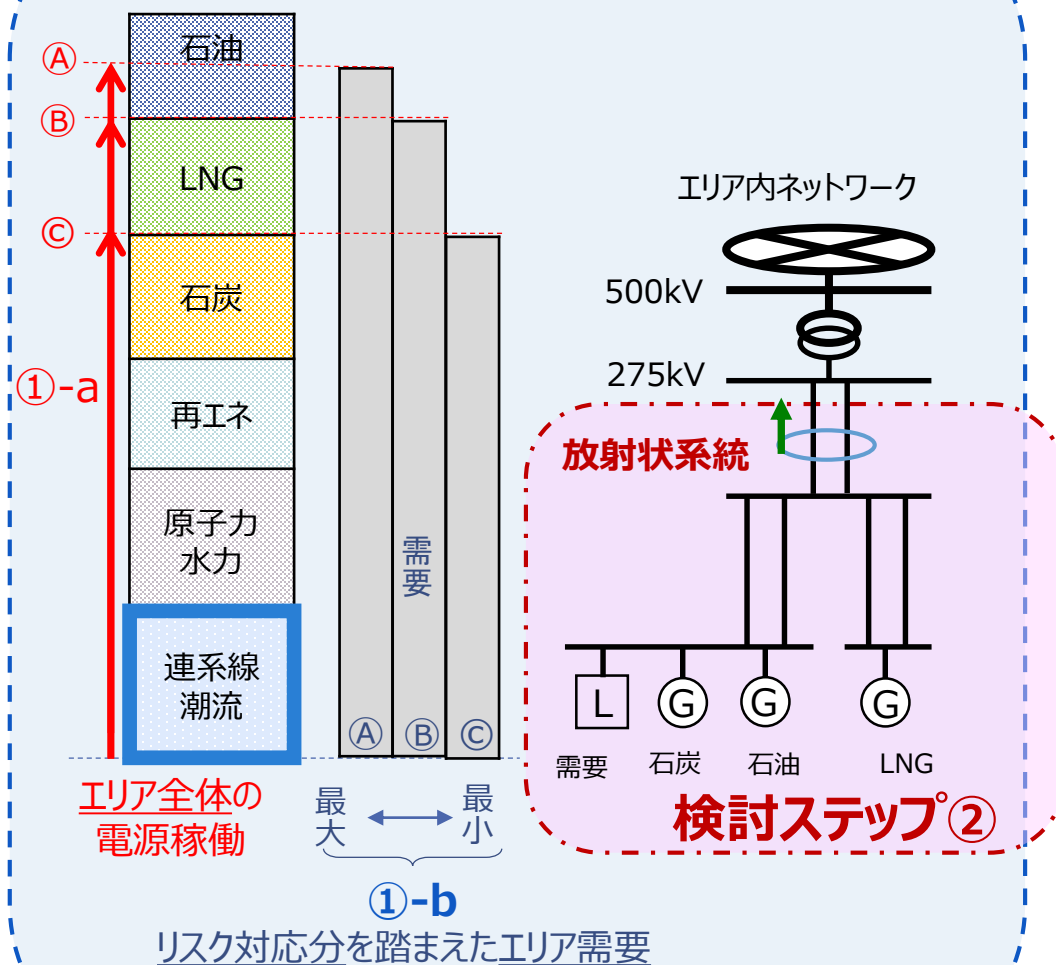
- よって、まずはエリア全体の需給バランスから、電源稼働の蓋然性評価を行う。（①）
 （このとき、火力はメリットオーダー順の稼働となるが、同燃種においては運転コストが大きく変わらず、ユニット毎の評価が困難であること等から、燃種ごとのメリットオーダーを前提として考える。）
- 次に、稼働の蓋然性が高い電源（①）を前提に、個別系統に応じた需要量から、潮流を想定する。（②）

【検討ステップ、検討項目】

想定潮流の検討ステップ		検討項目
①	エリア全体の需給バランスからの評価	・稼働の蓋然性の高い電源評価（①-a） ・リスク対応分を踏まえた需要評価（①-b）
②	個別系統での潮流想定	・各電源出力（②-a）と需要評価（②-b）

【検討ステップ・項目 (イメージ)】

検討ステップ①

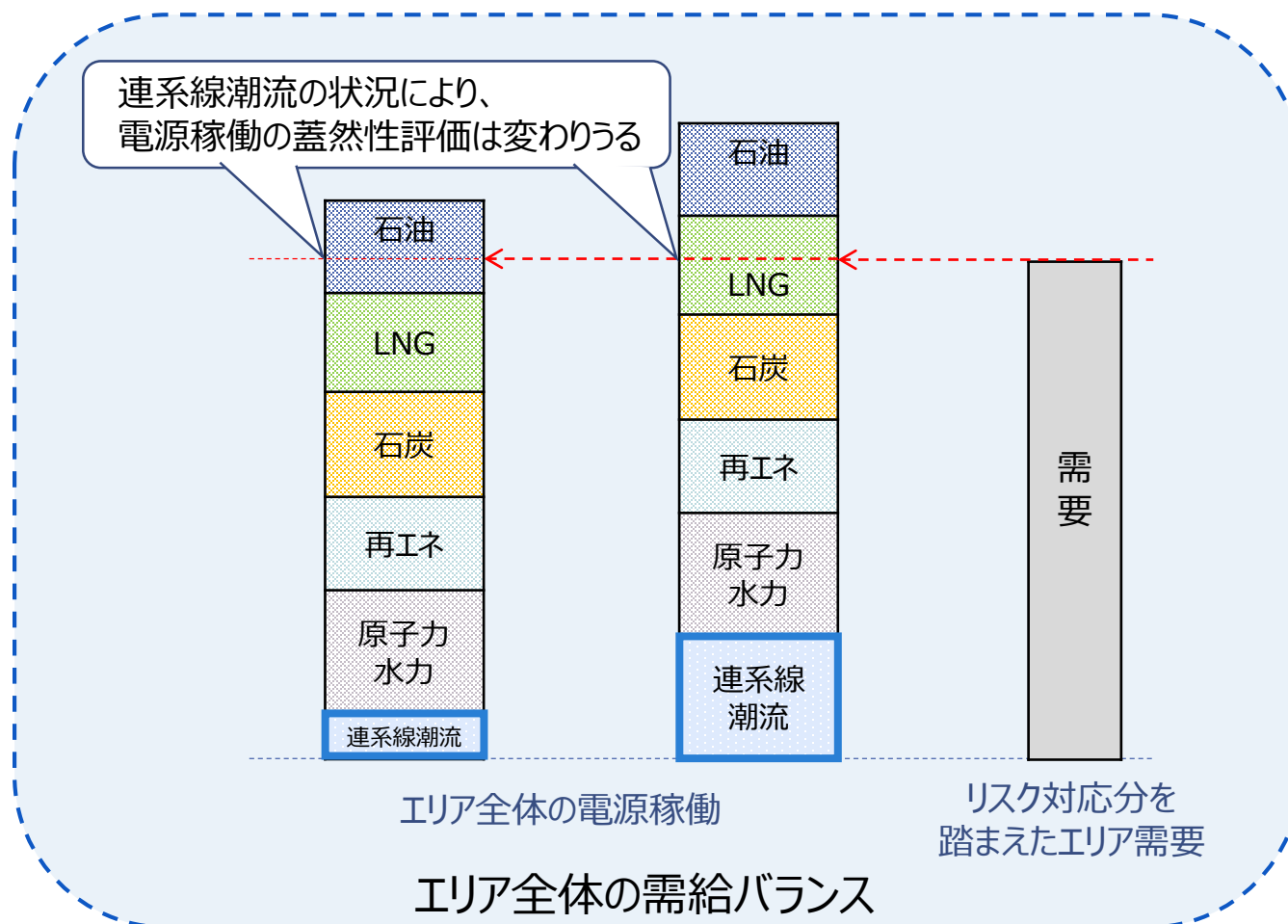


前提条件		検討ステップ①（エリア全体での出力評価）	検討ステップ②（個別系統での出力評価）
電源	稼動順	・燃種ごとのメリットオーダー順に稼動 (LNGはConv,CC,ACC,MACCの4種類を考慮)	・同左
	補修停止	・需要断面に応じたエリア全体の補修停止を考慮	・個別系統の実態を踏まえた補修停止を考慮
	その他 考慮事項	・マストラン電源・BOG制約等による運転制約がある電源等は、メリットオーダーの考え方から除外し、稼働で扱う	・同左 ・個別系統の潮流実績を踏まえ、必要により再エネ等を含めて一体的に評価
	原子力	・契約申込電源は稼働扱いを基本として、補修停止を考慮	・最大出力
	水力	・安定的に見込める供給能力（L5等）	・最大実績相当
	太陽光 風力	・安定的に見込める供給能力（L5）※	・最大実績相当（具体的には「（2）自然変動電源の出力評価方法」の検討による）
	地熱 バイオマス	・最大出力	・同左
	連系線	・広域メリットオーダーの考え方をもとに、当該の需給断面での潮流を想定	—

※L5供給力〔電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン：資源エネルギー庁〕

- ◆風 力：エリア内の風力発電の供給能力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法と同様に、最大需要発生時（月内は同一時刻）における発電実績の下位5日平均値により評価する。
- ◆太陽光：エリア内の太陽光発電の供給能力は、過去20ヶ年の最大3日電力発生時における発電推計データ（計60データ）から、水力の評価手法を参考に下位5日平均値を算出し、これより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて評価する。

- エリア全体での出力評価を行う際、前提となる連系線潮流が、電源稼働の蓋然性評価に大きく影響を与える。
- 連系線潮流は、間接オークションの導入により市場取引の結果として決まることになるので、蓋然性のある潮流想定方法について検討が必要である。



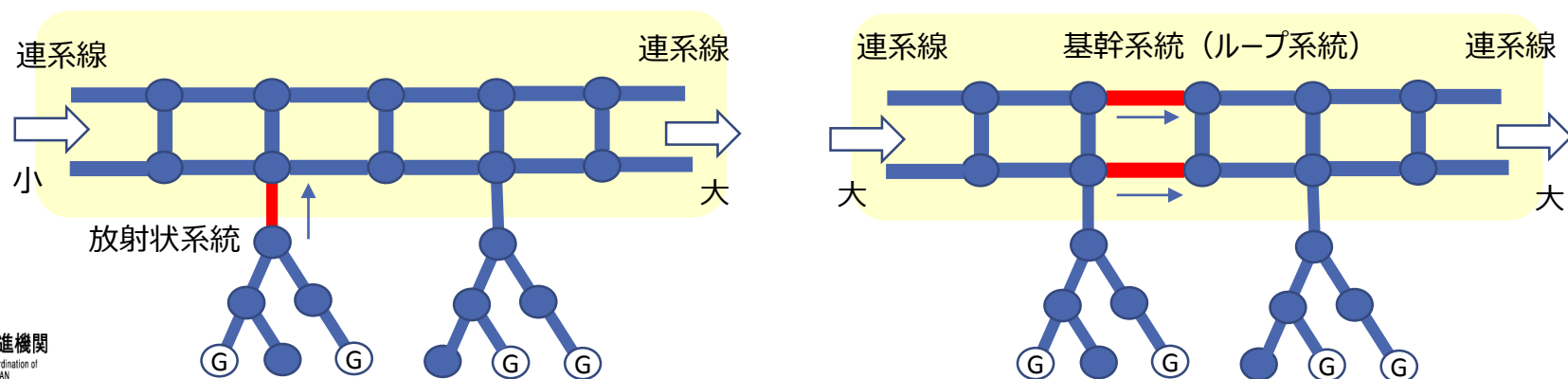
【論点1】連系線の潮流想定

- 地内系統は、個別の放射状系統や基幹系統のループ系統などそれぞれの特徴があり、その潮流は線路毎に厳しくなる連系線潮流の断面が異なるものと考えられ、それらを踏まえて電源稼働の蓋然性評価を行うことが必要となる。
- また、間接オークション導入後、経済合理的な連系線利用により、市場が活性化すれば、電源の稼働は広域メルिटオーダーに近づくものと考えられるが、実際には完全なメルिटオーダーの状態にならないことが想定される。
- これより、まずは、過去の実績値も参考にしつつ、種々のシナリオ※¹に基づく広域メルिटオーダーシミュレーション結果※²から、線路毎に厳しくなる連系線潮流を設定するが、今後は間接オークションによる連系線潮流の状況を見ながら、その精度を向上させていくことにしたい。
- これらを含めて、「想定潮流の合理化」の適用について取り纏めを行い、広域機関のホームページ上で公表することにした。

※¹ 需要や自然変動電源（太陽光・風力）の変動を考慮したシナリオ

※² 広域メルिटオーダーシミュレーション結果は平成30年2月中を目途に本機関から一般送配電事業者へ提示予定

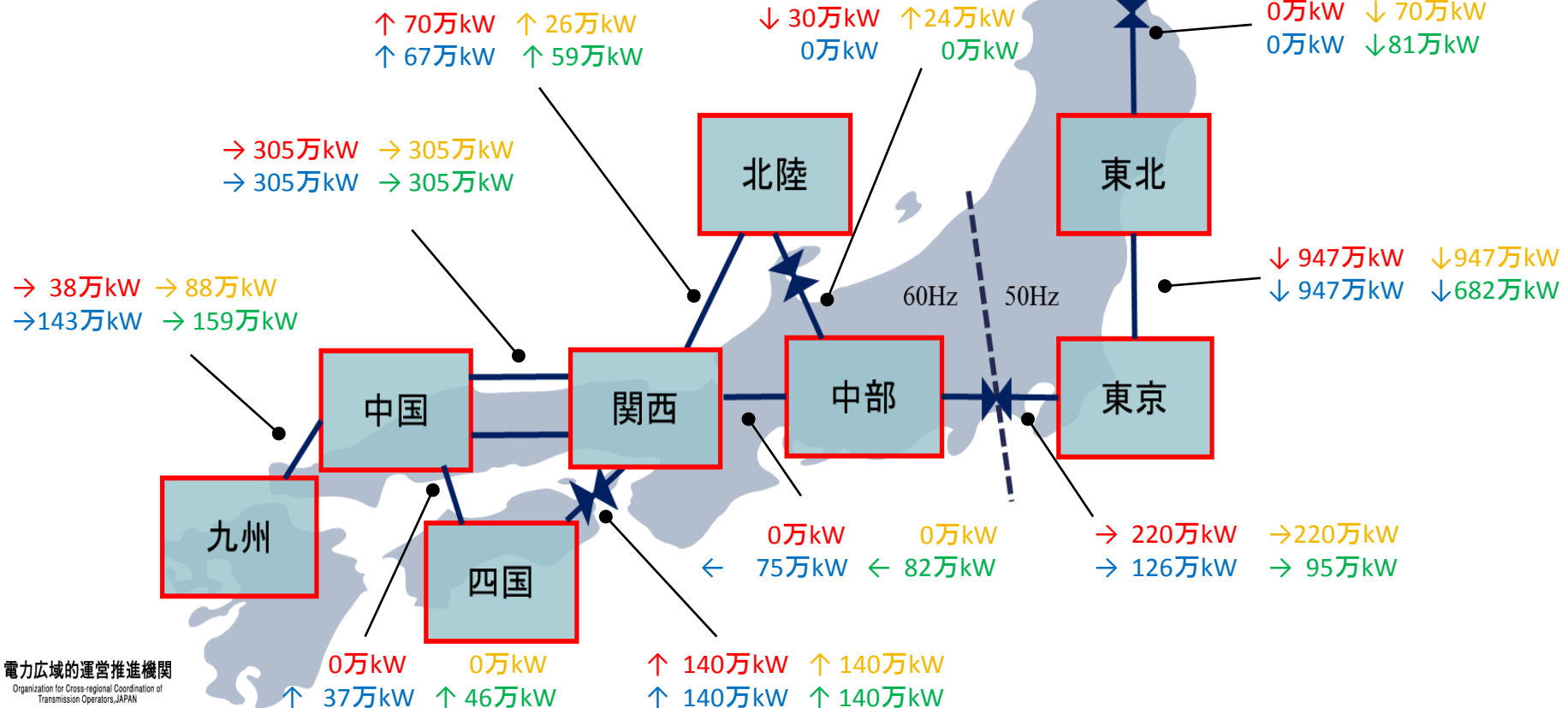
【地内系統の潮流が厳しくなる連系線潮流の断面イメージ（例）】



重負荷期断面のシミュレーション結果の一例

【凡例】

- ← CASE1 : 太陽光 (大) 、風力 (大)
- ← CASE2 : 太陽光 (大) 、風力 (小)
- ← CASE3 : 太陽光 (小) 、風力 (大)
- ← CASE4 : 太陽光 (小) 、風力 (小)



【論点2】 効果の確認

- 実際の電源接続案件募集プロセスにおいて、想定潮流の合理化等の考え方に基づき検討した結果を下表に示す。
- その効果については、系統状況によって異なるものの、定格容量ベースの評価から実績ベースの評価等により、一定の効果はあることが確認できる。
- また、東北北部の電源接続案件募集プロセスにおいても、先行的に想定潮流の合理化等の考え方を取り入れて検討しており、一定の効果があることを確認している。

ケース	適用 電圧	運用 容量	適用前		適用後	合理化効果 空き容量増分 (運用容量比)	主な想定潮流の合理化内容
1	187kV	226MW※1	想定潮流	196MW	191MW	+5MW (2%増)	・自然変動電源の実績評価
			空き容量	30MW	35MW		
2	154kV	311MW	想定潮流	349MW	303MW	+46MW (15%増)	・水力発電所の実績評価 等
			空き容量	▲38MW	8MW		
3	77kV	180MW	想定潮流	187MW	179MW	+8MW (4%増)	・水力発電所の実績評価
			空き容量	▲7MW	1MW		

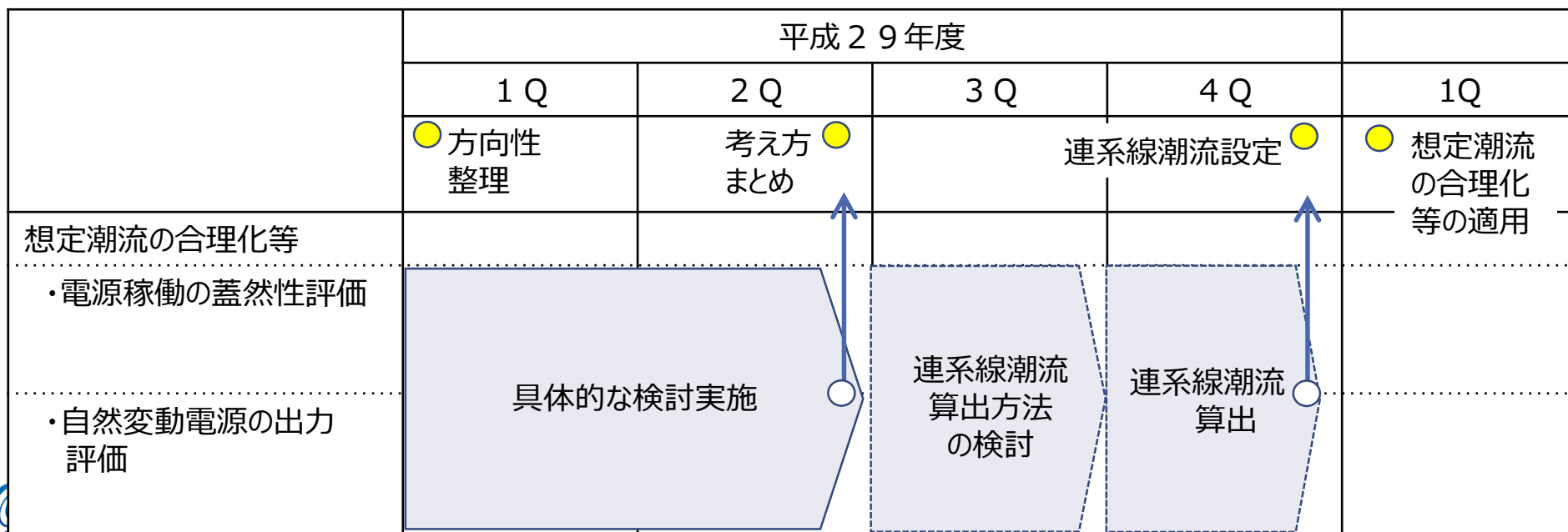
※1 増強後

【論点 2】 想定潮流の合理化等のスケジュール

- 想定潮流の合理化等については、H 3 0 年 4 月 1 日以降となる契約に対して適用し、系統アクセス案件（接続検討、接続契約申込、電源接続案件募集プロセス等）に対して回答していく※。

※系統アクセス案件によっては、広域メルिटオーダーシミュレーション結果の提示後（2月中目途）、一般送配電事業者による詳細検討が必要となるため、4月1日からの回答に遅延が発生する場合もある。

- また、空容量の公表については、系統毎に想定潮流が最大となる断面が異なることから、全ての系統について空容量を算出することには時間を要するものと考えられる。
- よって、個別の接続検討が完了した系統から順次、空容量マップに反映し、H 3 0 年度上期中を目途に、空容量のない系統についてその検討結果を反映することとしたい。



2. コネクト＆マネージに関する取組について

(1) N－1 電制の適用課題への対応

(2) ノンファーム型接続の課題整理

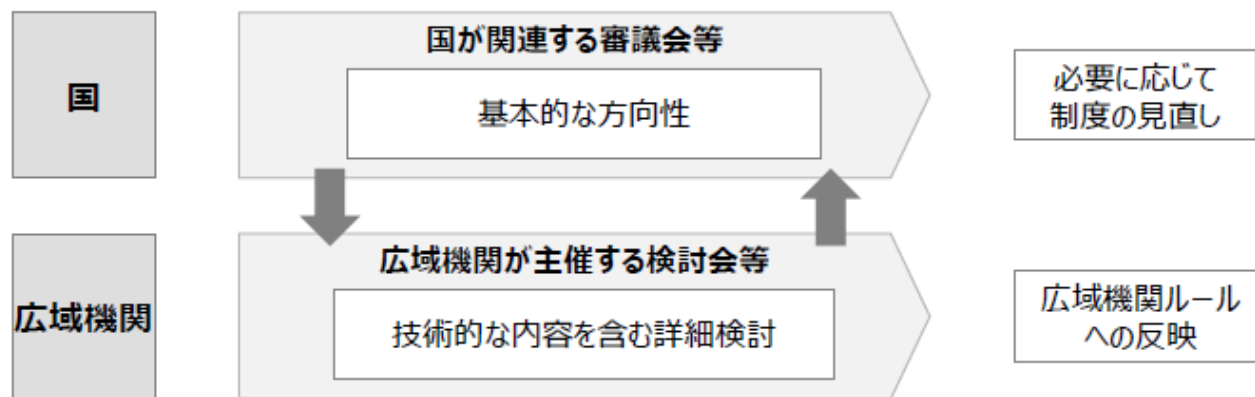
コネクト＆マネージに関する今後の検討体制

- 第2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(H30.1.24)において、コネクト＆マネージに関する今後の検討体制について、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は本機関において行うことになった。

御議論いただきたい点

第2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

- 本日、広域機関より、既存系統の最大限の活用に向けたこれまでの検討状況等について報告。
- 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（これまでの論点整理）において指摘された、「日本版コネクト＆マネージ」の仕組みの具体化について、早期に実現させることが必要ではないか。
- 具体的には、まずは、想定潮流の合理化やN-1電制の部分的適用等、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、2018年度早期からの適用も含め、着実に実現することが必要ではないか。
- また、既存系統の最大限の活用のために、欧州の取組も参考としながら、N-1電制の本格適用やノンファーム型接続等も含め、更なる取組を検討すべきではないか。
- 今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（本小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うこととしてはどうか。



- N - 1 電制の課題は、以下の2つの論点に大別されと考えられる。

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。

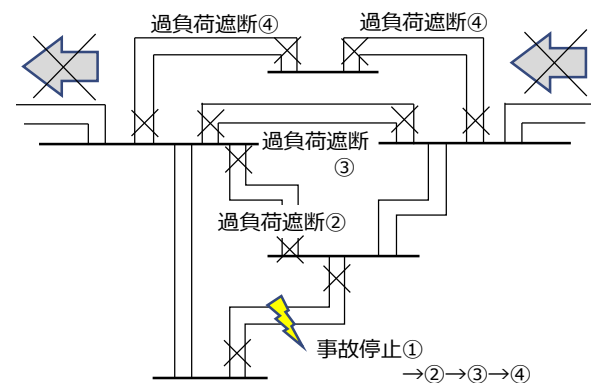
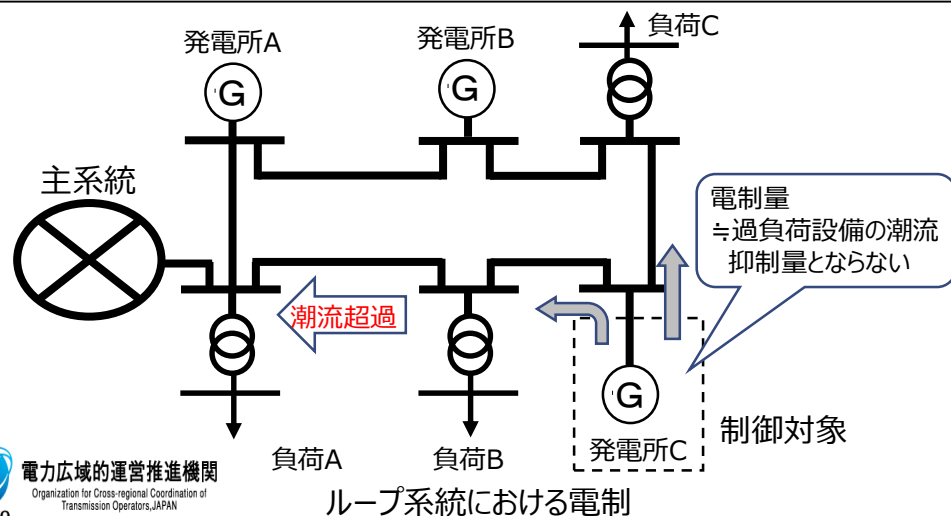
論点Ⅱ：合理的なN - 1 電制を実現するために、N - 1 電制のオペレーション（Ⅱ - 1）やその費用負担（Ⅱ - 2）をどのようにすべきか。

		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	
	⑤N - 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場合があるが、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	

信頼度の観点を踏まえたN－1電制の運用

- 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いる。
 - ✓ 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とどうか。（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。

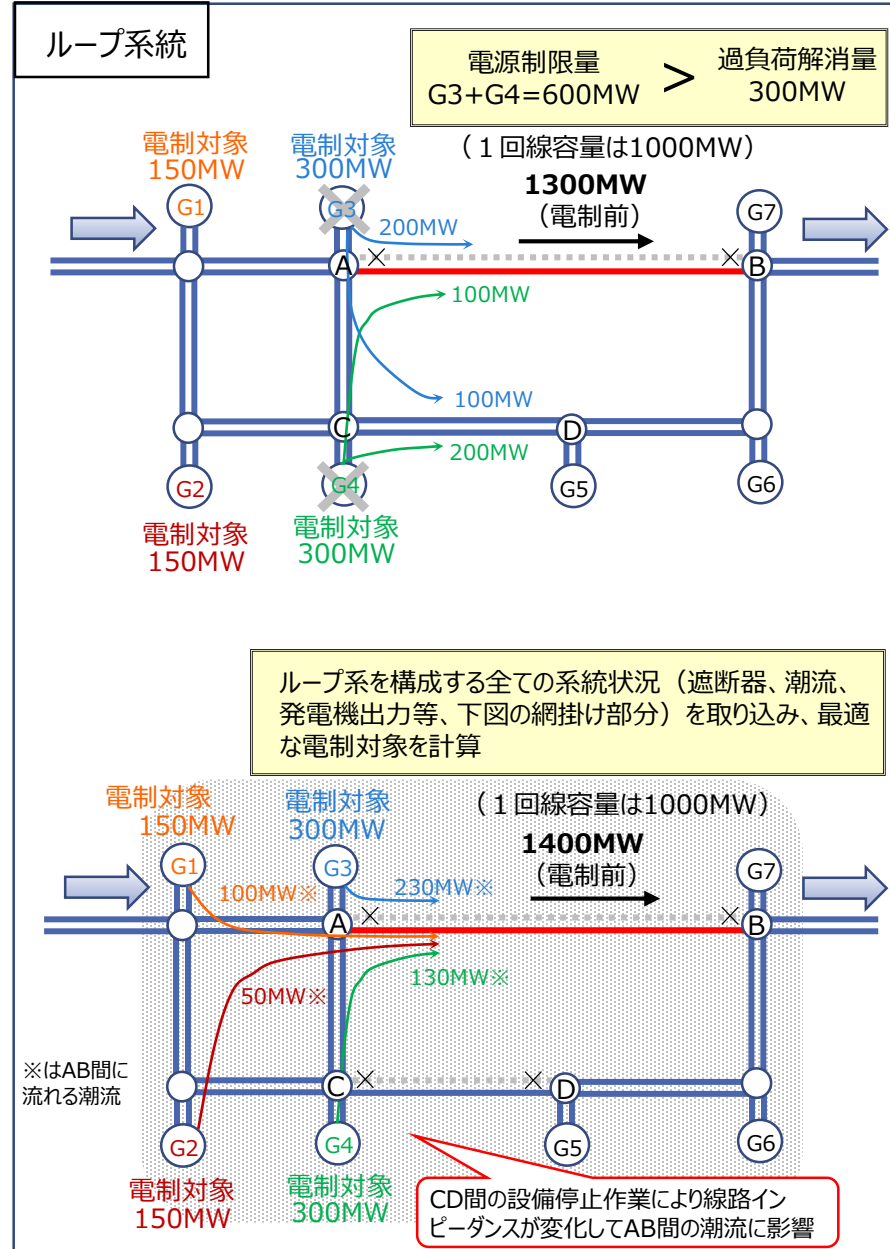
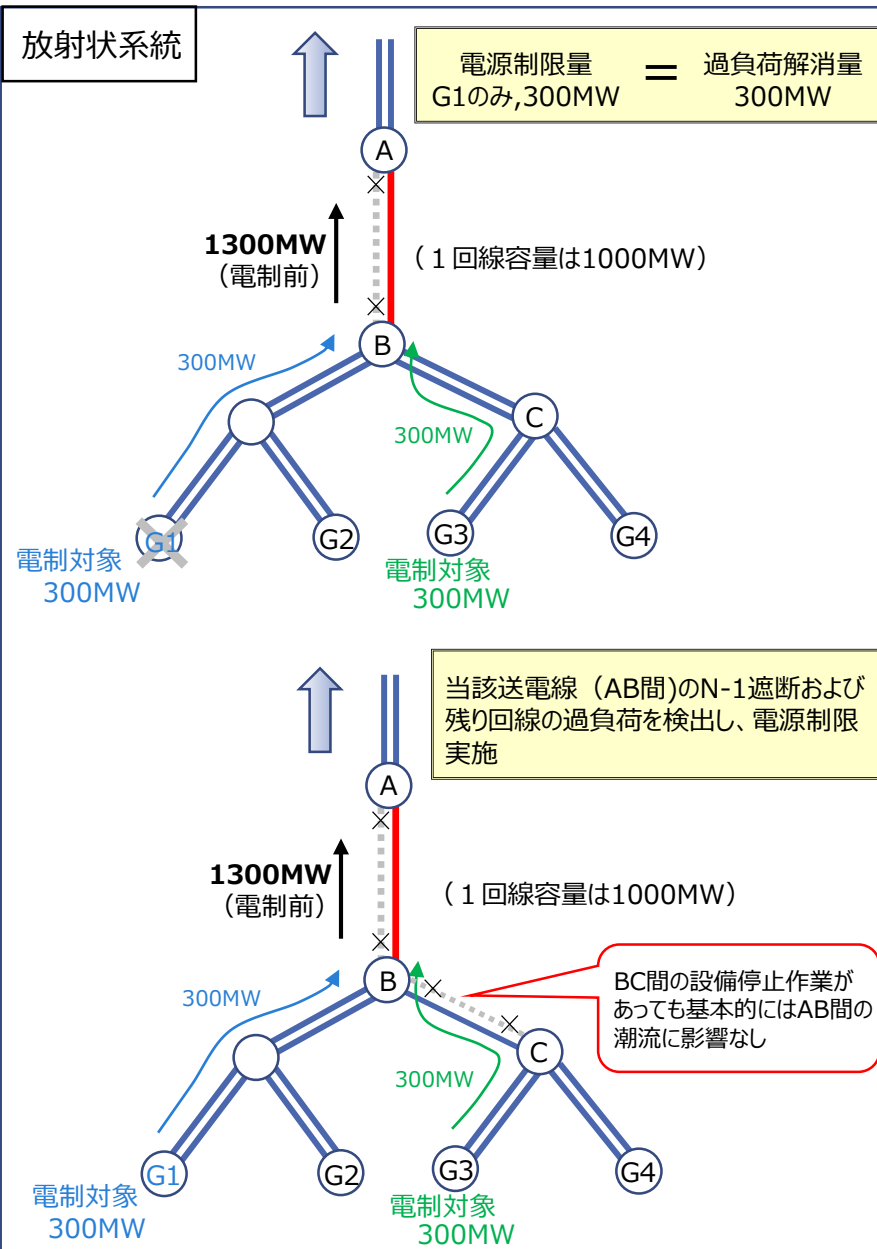


2 - (1) - 2 . 基幹系統（ループ系統）への適用について

- 第27回広域系統整備委員会において、「適用範囲を明確にした上で、基幹系統のループ系統へは、原則、N - 1 電制は行わないことにしてはどうか」としていたが、その適用範囲の考え方について次のように補足する。
 - ✓ 基幹系統のループ系統へのN - 1 電制適用については、以下の特徴を踏まえ個別系統ごとに適切に判断していくことにする。
 - ✓ なお、シンプルな制御が可能と考えられるループ系統については、N - 1 電制を適用していくことにする。

【放射状系統と基幹系統（ループ系統）の比較】

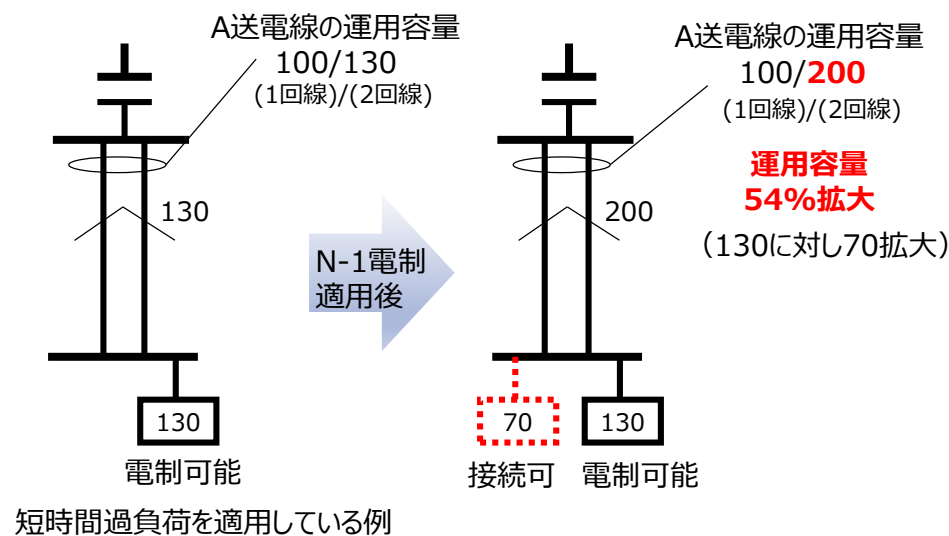
	放射状系統	基幹系統（ループ系統）
電源制限量	電源制限量 = 過負荷解消量 電源制限量が確実に過負荷解消につながる	電源制限量 > 過負荷解消量 ループ系統の過負荷を解消するためには、多めの電源制限をする必要
電源制限システム	シンプルなシステム構成 当該送電線のN-1遮断および残り回線の過負荷を検出し、電源制限を実施する	複雑なシステム構成 ループ系統を構成する全ての系統状況（遮断器、潮流、発電出力等）を取り込み、最適な電制対象を計算し、電源制限を実施する
システム構築コスト	数千万円以下	数十億円～ (全系の系統安定化システム相当)
評価	○ シンプルなシステム構成で最小限の電制で過負荷解消可能 (適用事例多数)	▲ システム構成が複雑かつ大規模となる一方、電源制限による過負荷解消効果が低い システムが複雑となるため、システム不具合のリスクが懸念される



N - 1 電制適用による効果

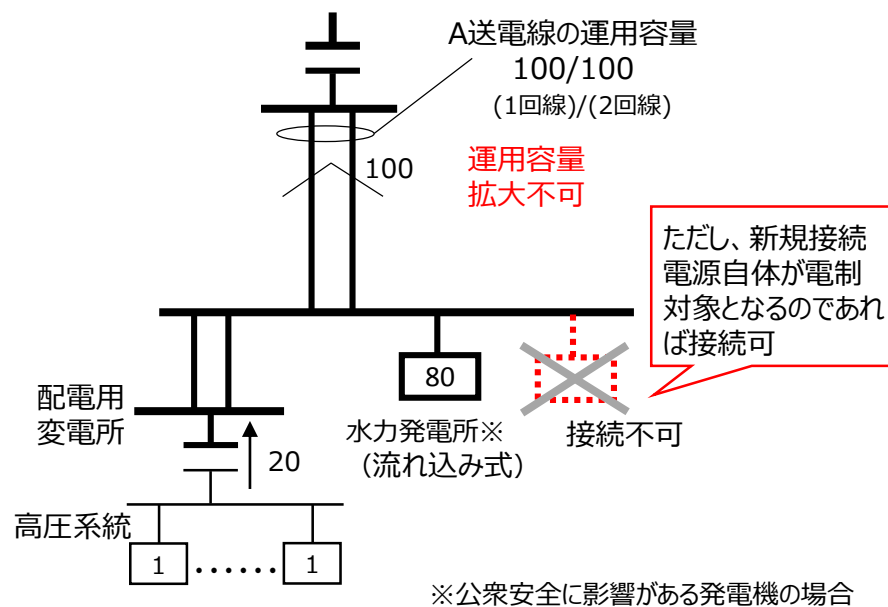
- N - 1 電制適用による効果としては、電制（オペレーション）対象となる電源がある系統では運用容量は拡大されるが、配電用変電所しか接続されていない系統（高圧系統にしか電源が接続されていない系統）や対象から除外される電源しか接続されていない系統では、新規接続電源が電制対象とならない場合、運用容量の拡大は図れない。
- また、実際の系統では、下位系統の潮流は上位系統へ影響があることから、系統全体での電制適用による効果（連系可能量の拡大）としては、各送電線の運用容量の拡大量の合計ではなく、上位系統の制約箇所を考慮した拡大量となる（次頁参照）。

【電制対象がある系統】



【電制対象がない系統】

かつ新規接続電源が電制対象とならない場合



【試算にあたっての前提条件】

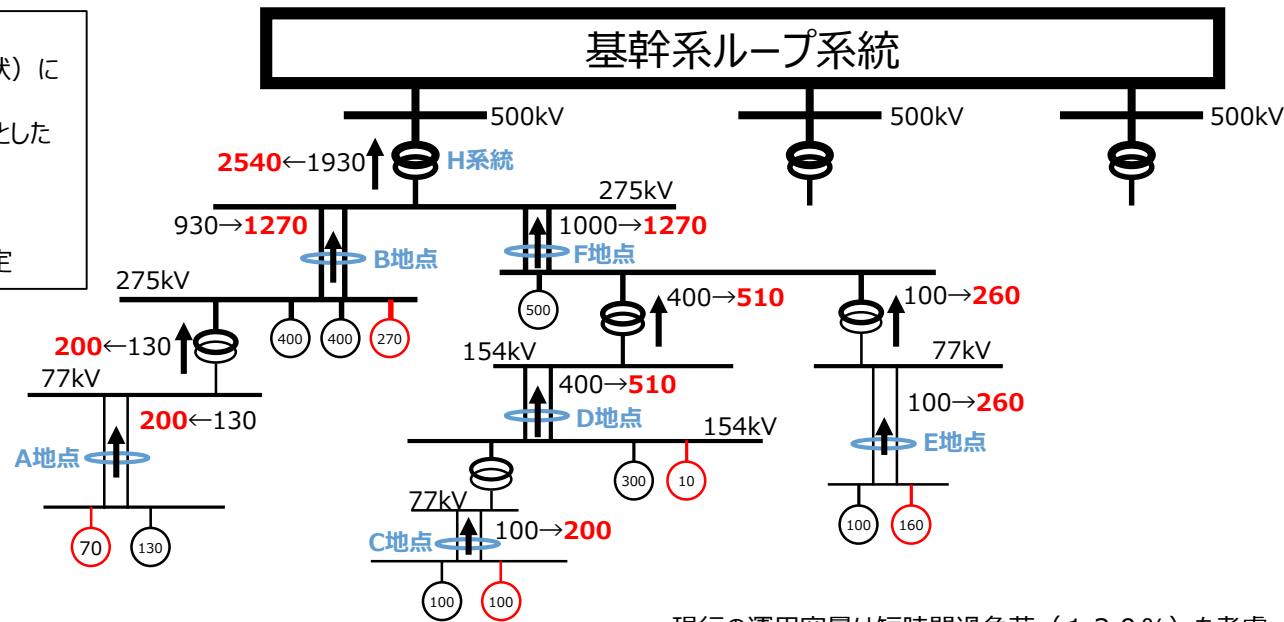
- ・信頼度面の影響を考慮の上、当該基幹系統（放射状）に N - 1 電制を適用した場合を想定
- ・1 送電線あたりの電制量の上限は500MWであるものとした
- ・電制で200%まで運用容量が拡大されるものとした
- ・全ての電源が電制対象とすることが可能とした
- ・記載の地点以外に制約はないものとした
- ・連系可能量は下位系統から順に接続していくことで算定

【凡例】

○100：既設電源

○100：新規電源（電制適用後）

赤数字：電制適用後潮流



【連系可能量の試算】

現行の運用容量は短時間過負荷（130%）を考慮

地点	電圧	電線	運用容量 (1回線)	事前潮流値	電制適用前 連系可能量 ①	電制適用後 運用容量	電制適用後 連系可能量 ②	拡大量 拡大率 ② - ①	備考
A地点	77kV	ACSR410	130 (100)	130	0	200	70	+70 54%増	
B地点	275kV	TACSR610	1000 (770)	930	70	1270 (770+500)	270	+200 20%増	適用後運用容量は電制量の上限值による
C地点	77kV	ACSR410	130 (100)	100	0	200	100	+100 77%増	適用前連系可能量は上位系制約による
D地点	154kV	TACSR410	440 (340)	400	0	680	10	+10 2%増	連系可能量は上位系制約による
E地点	77kV	ACSR610	170 (130)	100	0	260	160	+160 94%増	適用前連系可能量は上位系制約による
F地点	275kV	TACSR610	1000 (770)	1000	0	1270 (770+500)	0	0	適用後運用容量は電制量の上限值による
H系統合計				事前潮流 1930	連系後 2000		連系後 2540	+540 28%増	

合理的な N - 1 電制のオペレーション

(オブザーバからのご意見)

- 新規の水力についても、もし止まった場合には、水を持って行く場所、また下流に農業用水等の利水者がいる場合の影響等も出てくるので、その辺を考慮した制度設計にして欲しい。
- 地熱発電の場合、遮断ということは坑井停止、井戸の停止も含めて非常に難しい作業であり、復帰、起動するのに時間が非常にかかるという点と、井戸の損壊、損傷も懸念されるので、配慮して欲しい。
- 外部に電気および熱エネルギーを供給している自家発の事業者にとっては、電源制限になったときに、熱エネルギーを供給するためにボイラーを止める事ができないことになるので、配慮して欲しい。

- 
- 前回頂いたご意見を踏まえ、今回、合理的なN－１電制のオペレーションに関して、対象発電機の選定の考え方について整理したため、ご議論いただきたい。

N - 1 電制（オペレーション）の対象発電機の選定の考え方

- 合理的なオペレーションの実現のためには、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が必要であり、これまでに下表の内容を整理してきた。

対象発電機数	1 送電線あたり 10 箇所程度とする (詳細には、ハード面や運用面の制約など系統の特徴を踏まえて設定)
対象発電機の電圧階級	原則、特別高圧以上に接続する電源を対象とする

- これまでに頂いたご意見も踏まえると、N - 1 電制装置を設置する対象発電機の選定は、以下のような基本的な考え方になるのではないかと。

【電制対象から除外する発電機】

- ・出力抑制に事前準備が必要で、公衆安全に影響がある発電機
- ・安定供給上、各エリアで設定した 1 送電線あたりの電制量を超過する容量の発電機
- ・ 1 送電線あたりの対象発電機数の限度を考慮すると、将来的に必要な電制量を確保できない小容量の発電機

【電制対象選定の優先順位】

- (1) 系統運用上の影響が少ない
(例えば、電制後の再起動時間が短いものを優先する 等)
- (2) 機会損失費用が少ない(発電単価が高い、起動費が安い 等)
- (3) 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)

N – 1 故障時における電源制限（オペレーション）の適用義務

- 今後、新規電源接続において運用容量の超過が生じる場合は、電制対象選定の優先順位に基づいて選定された電源をN – 1 電制の対象とし、効率的な設備形成を行うことを前提とする。
- 電制対象に選定された発電事業者は、N – 1 電制装置の設置が必要になるが、発電事業者が、それを正当な理由なく拒否することで、効率的な設備形成が図れなくなる。
- 現状のルールにおいても、給電指令の範疇で故障時における発電の制限は担保されており、電源制限に必要となる電制装置の設置もその一環であることから、既設発電事業者および新規発電事業者ともにN – 1 電制装置の設置に関して正当な理由なく拒否し、紛争等が発生した場合は、本機関として発電事業者に対する指導又は勧告を行う必要がある。

- 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～

合理的な N - 1 電制の費用負担

（委員からのご意見）

案１を推す意見

- 現状の系統利用の考え方との整合性というのがどこまで見ればよいかわからないところはあるものの、今回、設備形成の基準を変え、新しい基準を作っていることを考えれば、整合性が図れていなくても良いのではないかと考える。
- 案１のように新規事業者が本当に偏重を避けるように接続したかどうかを明確にする意味でも、当初は案１のようなかたちでやるべきである。
- 設備形成が効率的になされているかということを促していくような仕組みを入れることが、再エネの最大導入においても大事ではないかと考えており、混雑している系統をあえて選択しないような仕組みというものがあるべきである。
- 結局、受益を受ける方が負担するという考え方、既存の事業者からしても予見性を損なうことがないような仕組みづくりが大事だと考えており、案１が妥当だと思っている。

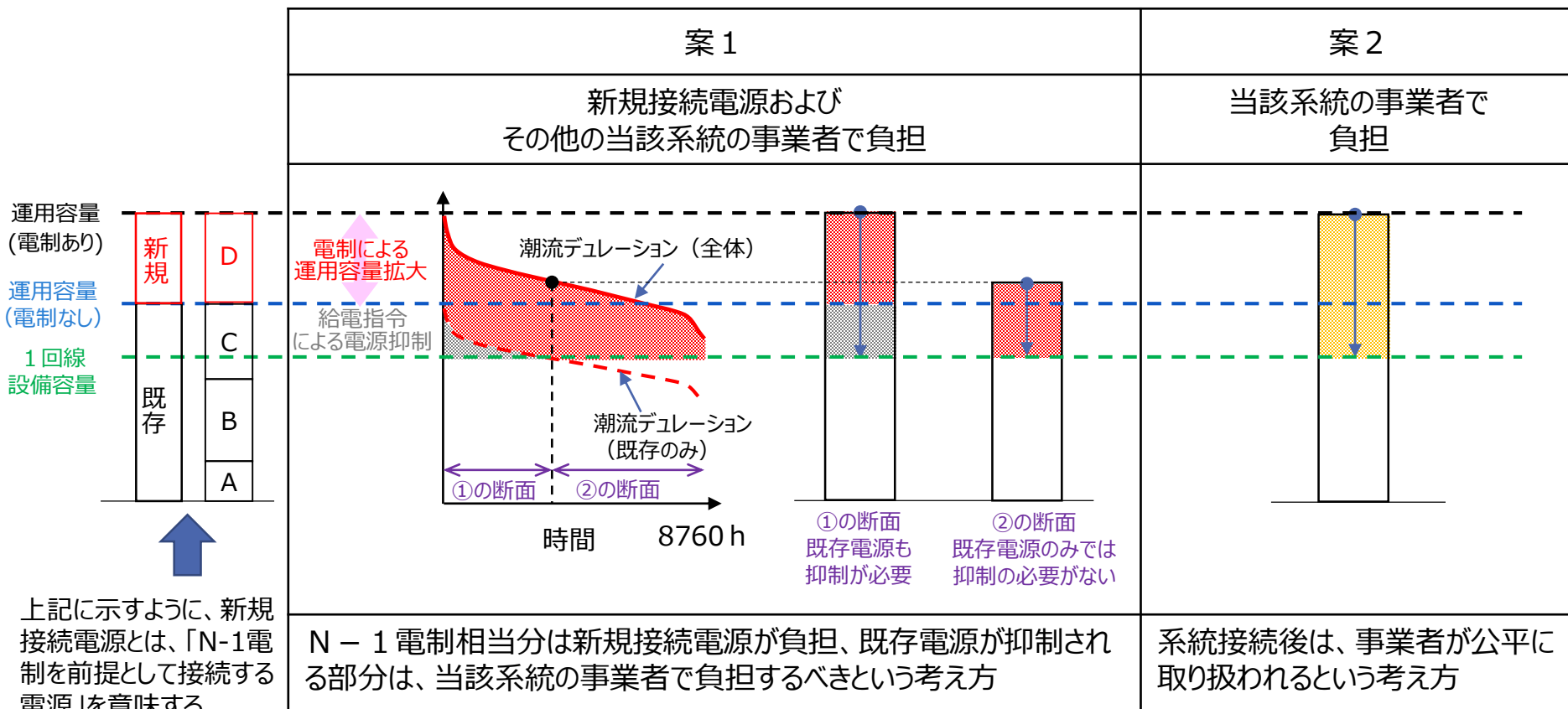
案２を推す意見

- 「当初は案１だが、最後は案２」という意見があったが、場合分けが多くなると仕組みを維持することが大変になるという懸念やどのように案２に移行していくかということを考慮すると、最初から案２というのもひとつのオプションではないか。

（オブザーバからのご意見）

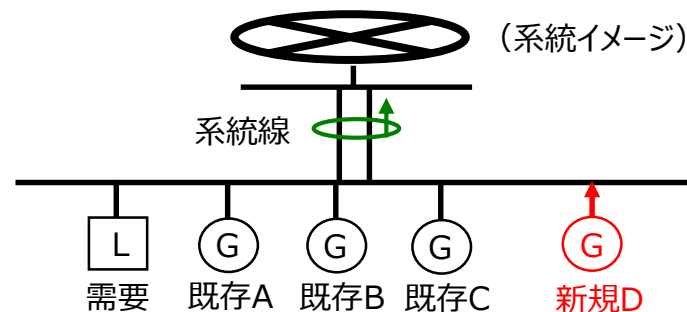
- 案１だと新規電源にあまりにも過度な負担が掛かってしまうおそれもあるので配慮していただきたい。それを考えると当初は案２から入るべきではないかと考えている。
- N-1電制適用の目的は、再エネの導入を促進することにあると理解しており、その抑制費用がFIT価格に盛り込まれないのであれば、案２でいくべきではないか。更には、再エネ電源の持つ温暖化抑制効果という広く国民が受益する便益を考えれば、案３でも良いのではないかと考える。
- 非常に系統が制約を受けており、新規電源が入りにくいという中でこのような取組が検討されていることから、電制があっても連系していきたいということを考えると、案１のような考え方で良いのではないかと考える。

【費用負担案（イメージ）】



(ABCDは申込み順)

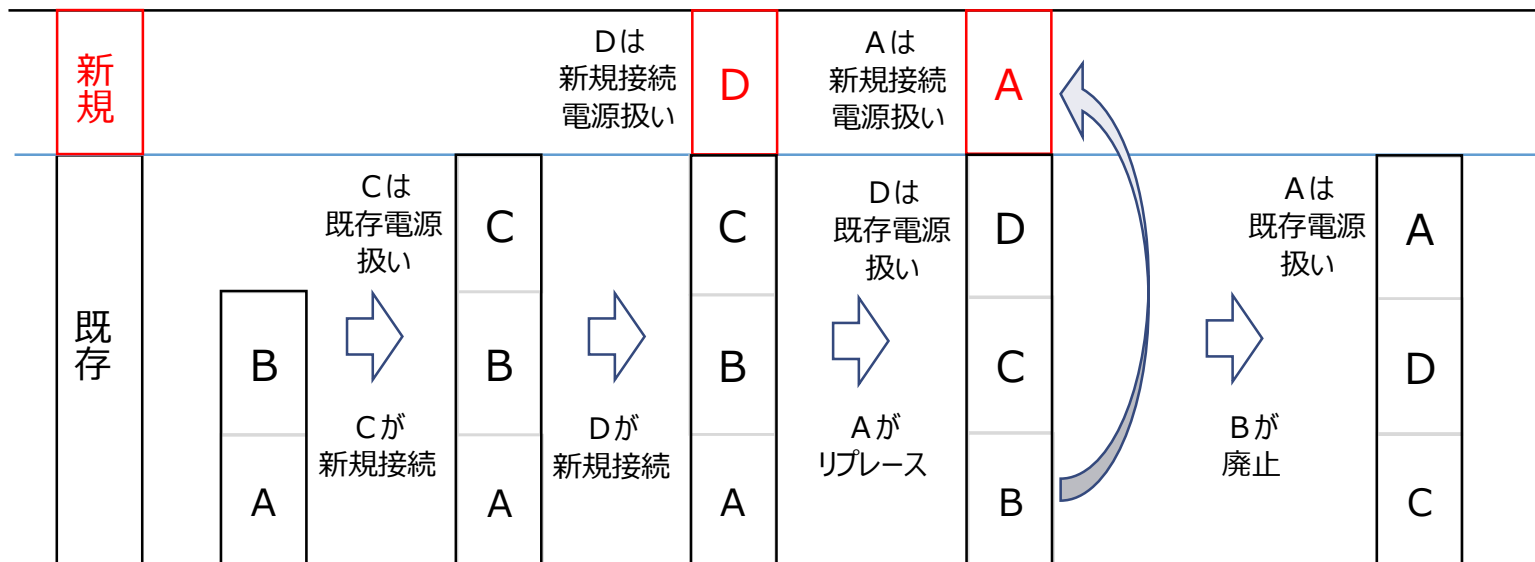
- 既存電源で負担
(A, B, Cで負担)
- 新規接続電源で負担
(Dで負担)
- 当該系統の
事業者で負担
(A, B, C, Dで負担)



- 機会損失の費用負担案の議論において、新規接続電源は「N - 1 電制を前提として接続する電源」を意味する。
- 仮に、既存電源がリプレースを行いタイムスタンプが新しくなる場合は、当初、「N - 1 電制を前提として接続する電源」であった新規接続電源が、既存電源として扱われるようになる。
- よって、案 1 は後着事業者が永久に新規接続電源として扱われる案ではない。

運用容量
(電制あり)

運用容量
(電制なし)

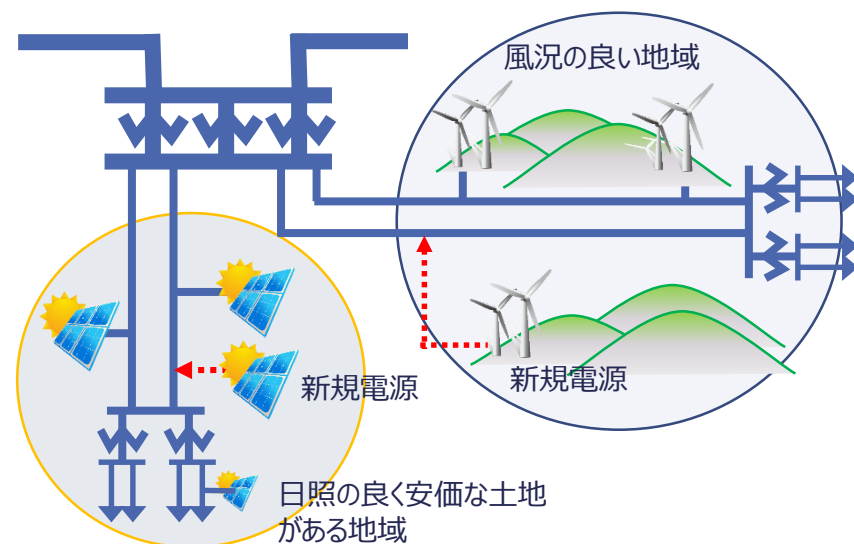


- 山間部で風況の良い地域や郊外で日照が良く安価な土地がある地域などでは、風力発電や太陽光発電といった同種の電源が集中する。
- このような系統において案 2 とした場合、新規の風力発電事業者の接続に伴い、既存の風力発電に負担が発生することになる。

運用容量
(電制あり)運用容量
(電制なし)

新規	Dは 既存電源と 同等の扱い			D 風力
	既存	C 風力	 D (風力) が 新規接続	C 風力
		B 風力		B 風力
		A 風力		A 風力

仮に、D自身が電制対象電源となった場合でも、その機会損失（N－1故障時および設備停止作業時）について、既存の風力電源A，B，Cは負担が必要



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、 <u>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。</u> 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、 <u>不公平とまで言えないのではないか。</u>	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、 <u>従来通り公平に取り扱うことが合理的。</u> 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、 <u>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。</u>	× 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 (P 32参照)

N - 1 電制適用による機会損失の費用負担に関する議論の整理

- 前回の委員会においては、N - 1 電制は海外でも適用していないような（一定の信頼度低下に伴うリスク増を許容した）基準を適用することを考慮し、そのような系統への集中を回避するために「混雑エリアへの偏重回避を促す仕組み」の視点に重点をおき、案 1 とする方が望ましいとのご意見があった。
- また、案 2 は現状の系統利用の考え方との整合が取れている案であるが、新しい基準を適用することによる新規事業者の受益を考慮すると、その視点にはそれほど重点を置かなくてもよいのではないかとのご意見もあった。
- 一方、案 1 は既存事業者と新規事業者を分けて取り扱うなど仕組みが複雑となることから、案 2 を採用してはどうか、また、設備増強の回避により託送料金の上昇を抑制する効果があるので案 3 も否定できないのではないかとのご意見もあった。
- 系統利用者（オブザーバー）からは、案 1 では新規事業者に過度な負担がかかってしまうおそれがあるため、案 2 を推すご意見が多かった。
- また、再生可能エネルギーの持つ温暖化抑制効果という国民の受益を考慮し案 3 を推すご意見、系統制約のある中で早期接続が可能となるなどの新規電源の受益を考慮し案 1 を推すご意見もあった。
- 以上のご意見を踏まえ、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 が望ましいのではないか。
- これらの費用負担に関する考え方は、重要論点でもあることから、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で議論していただくことにしたい。

N – 1 電制装置の費用負担

- N – 1 電制装置は系統接続時に必要な対策工事であるため、装置の費用負担は、系統接続時の費用負担ガイドラインにおける受益者負担の考え方に基づいて算定されることになる。

先行適用について

- 今後、新規電源の代替で既存電源を電制対象（もしくは抑制対象）とする場合の費用負担に関する精算について検討を進めることにしているが、以下のような課題解決が必要である。

① 正確な費用の把握

- ✓ 機会損失費用について正確に把握するためには、電制対象電源の燃料単価や起動費等を把握する必要がある。
- ✓ これを実現するためには、一般送配電事業者による燃料単価や起動費等の把握に関する制度的な担保が必要になるものと考えられる。
- ✓ また、事業者が受容可能となるような広域機関および一般送配電事業者での情報管理が求められるものと考えられる。
- ✓ 加えて、費用負担の前提となる $N - 1$ 電制動作時の発電電力量をどう把握するのか、自然変動電源に対する機会損失費用等はどうのように算出するかについて検討が必要。

② 多数の事業者からの費用回収

- ✓ 特に、高圧に接続する電源は事業者数が多いことから、効率的な費用回収を確実に行う方法について検討が必要である。また、何等かのシステム化の要否についても検討が必要。

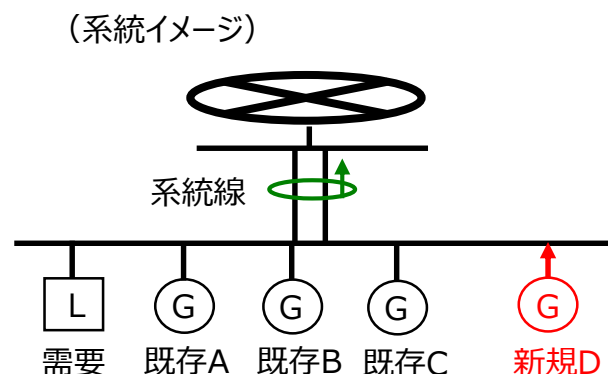
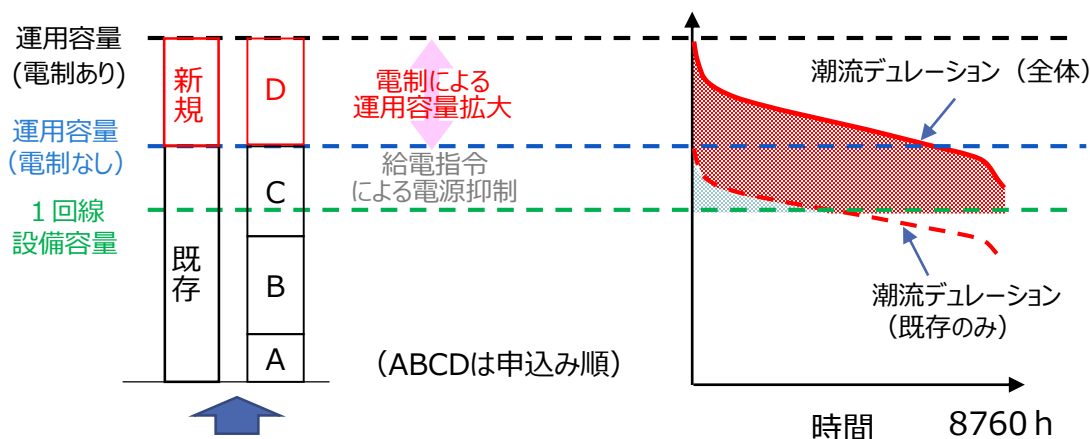
- 上記については、**託送制度や約款等に係る課題であり、国の審議会等を含め、議論を進めていく必要があるため、相応の時間を要する。**

- ✓ 現行の託送供給等約款に基づけば、給電指令の対象者が費用負担することになっているが、オペレーションと費用負担を分けて考える場合、託送供給等約款の見直しも含めた検討が必要。
- ✓ 費用負担に関する精算の仕組みについては、「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」でも検討課題に挙がっており、実務面やシステム化の要否を含めた検討が必要。

- 一方で発電事業者からは早期の接続を望む声が大いため、まずは、「N - 1 電制を前提として接続する新規電源」を電制対象者（費用負担＝オペレーション）とすることで、先行的に適用していくことでどうか。
- この時、高圧に接続する電源や設備保安上の理由で電制対象者にはならない新規電源は、費用負担の精算などの課題が解決するまでは、N - 1 電制適用の対象外とし、原則、設備増強による接続としてはどうか。

【費用負担案（イメージ）】

- オペレーションと費用負担は一体とし、以下のような考えに基づき、N - 1 電制を先行的に適用していく。
 - ✓ 現状の「給電指令による電源抑制」の範囲は、現行の託送約款に基づき、給電指令対象者が負担する。
 - ✓ 電制による運用容量拡大の範囲は、特別高圧以上に接続を希望する新規電源が電源制限対象となり、機会損失の費用も負担する。



先行適用における主な課題

- 前回の委員会において、先行適用では「N - 1 電制を前提として接続する新規電源」を電制対象者としてすることとしたが、既に適用されている事例も参考にしながら、下記に示すようなシステム仕様等の課題を検討する必要がある。

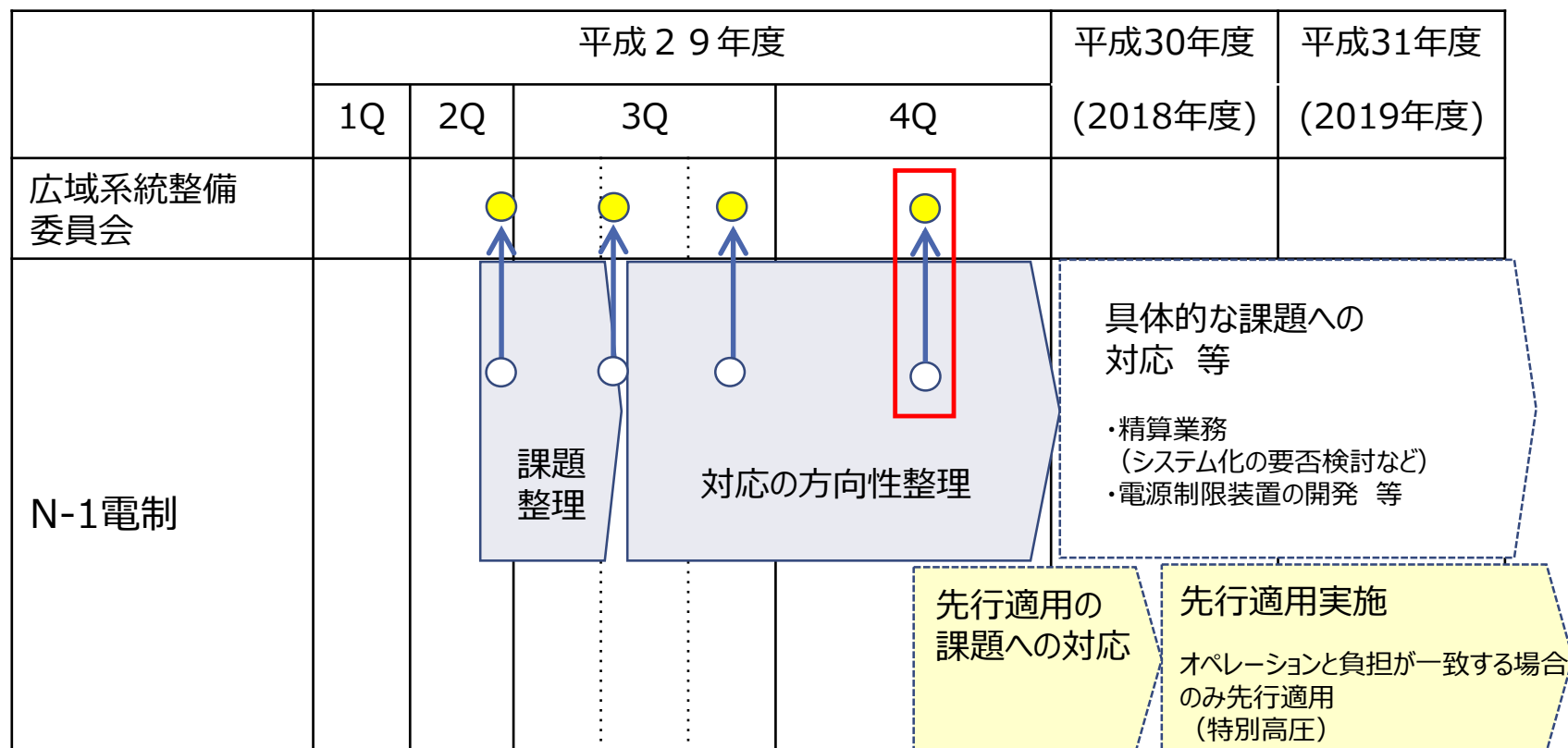
【先行適用における主な課題】

項 目	検討内容
本格適用後の先行適用対象者の扱い	先行適用のN - 1 電制対象者を本格適用後にどのように取り扱えばよいか (例) 本格適用後は、先行適用対象者は本格適用対象者と区別して取り扱うなど
先行適用の条件	小規模の特高電源が多数連系してきた場合の取り扱い
N - 1 電制のシステム仕様	既にN - 1 電制導入済みの例を参考に、システム仕様の検討が必要

先行適用も含めたN - 1 電制の検討の進め方（スケジュール）

- 先行適用については、適用に向けた課題への対応を図り、平成30年度上期末を目途に接続検討等の回答へ反映していく。
- 精算業務等の具体的な課題への対応については、「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」とも連携を図りながら、引き続き検討を進めていく。

【スケジュール】



2. コネクト＆マネージに関する取組について

(1) N－1 電制の適用課題への対応

(2) ノンファーム型接続の課題整理

（委員からのご意見）

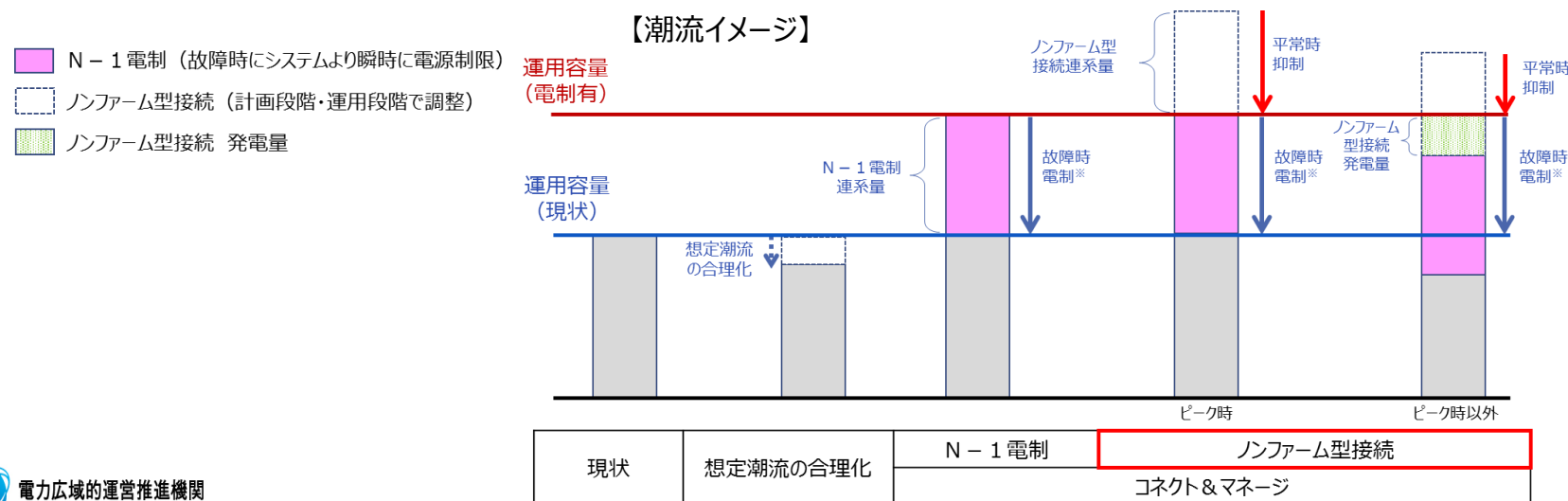
- ノンファーム型接続については、系統制約を考えながら発電計画を作成するということ、いつの段階でノンファーム型の計画をFIXさせるかということが大きな課題だと認識している。
- ファーム型電源を優先的に給電されるという考え方が記載されているが、この考え方を崩してしまうと、色んな原理、原則、そもそものインセンティブがものすごく崩れることになり、設備形成自体がおかしくなってしまうのではないかと。
- ピーク時以外は系統には相当の空容量があるならば、最初は安全サイドで予測誤差を見込むことでノンファーム型接続を認めても、一定程度は運転するのではないかと考えられるため、まずは仕組みを作って運用を開始してみたい。
- 長期的な予見性のために、例えば、過去実績や将来予測（発生時期、発生頻度、発生時の抑制量）などについて、ノンファーム型接続の導入と合わせて情報開示してほしい。
- 仮に、ファーム型電源より安いものが供給できるのに隙間に入らないから、約定されていてもノンファーム型接続の発電計画が取り消されてしまうことが起こってしまうと、電力システム改革の電気料金の抑制に繋がらないことにならないか。

（オブザーバからのご意見）

- ノンファーム型接続に限定せず、再エネのプライオリティコネクションなどの海外の事例を参考にして、色々議論してほしい。
- 混雑管理は、オークションによってより安い電源が流れるようにするというのが、合理的、国民経済的には正しいのではないかと。
- 高圧に接続する電源としてはノンファーム型接続が唯一の望みであるので少しでも前倒しで実施してほしい。

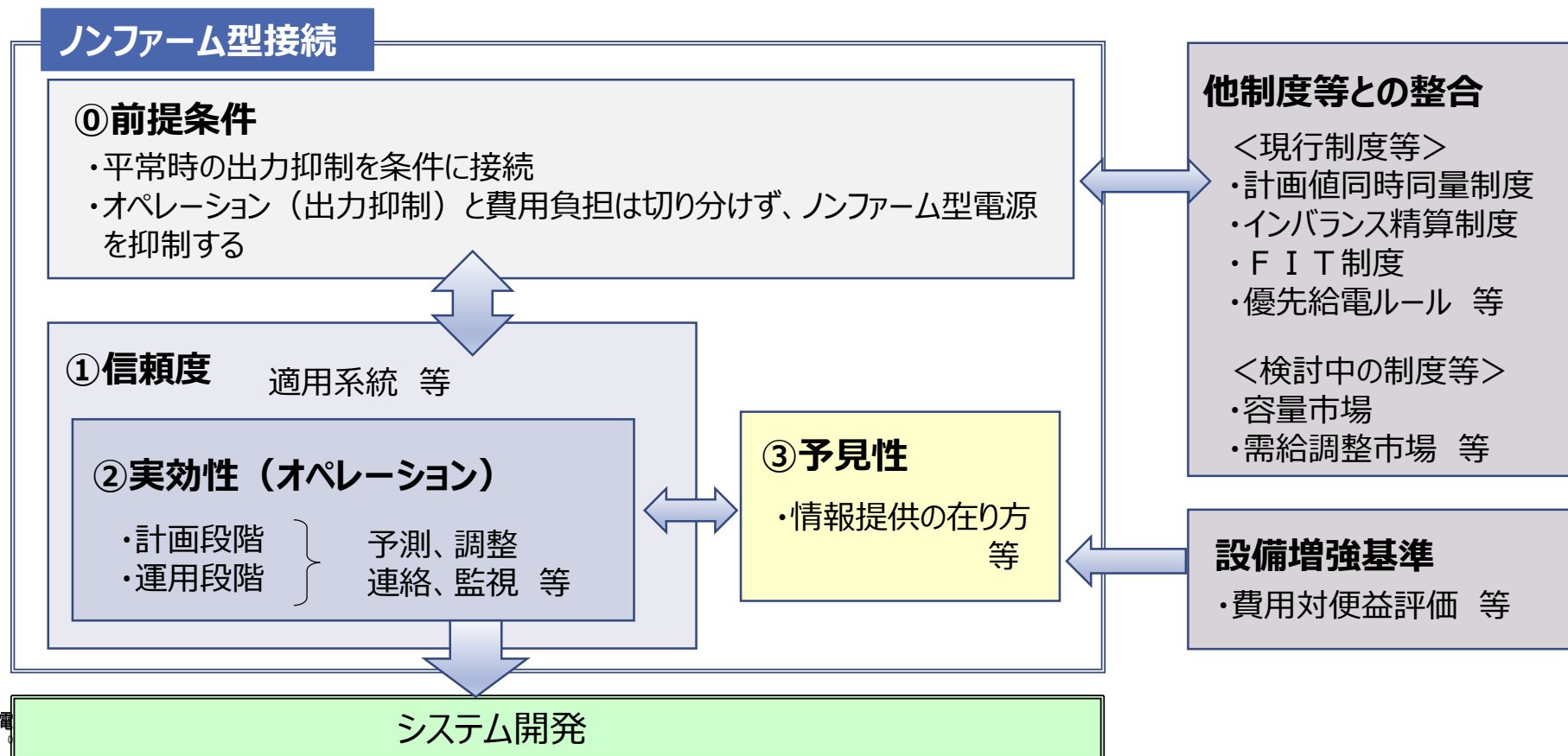
- 前回頂いたご意見を踏まえて、現行制度との整合に関する課題等についてご議論いただきたい。

- 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、地内送電系統は、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しないものとし、「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。



- 前回の委員会では主な課題を抽出したが、今後、以下のような視点でノンファーム型接続に関する検討を進めていく。

- ①信頼度を低下させないために、考慮することはあるか
- ②どのような方法で実効性のあるオペレーション（出力抑制）を実現させるか
- ③事業者に対して可能な限り予見性を示すために、どのような仕組み、方法が望ましいか



項 目		内 容
①前提条件		■ 計画段階・運用段階でのノンファーム型電源の扱い ■ 作業時はノンファーム型電源を優先して抑制することによりよい。 ■ 後着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、接続済みノンファーム型電源をどのように取り扱うか。
①信頼度		■ N - 1 電制と比較して、適用系統など信頼度面からの課題はあるか ■ 予測精度や出力抑制の確実性等の観点から、抑制量に一定の裕度を持たせる必要がないか。
②実効性のあるオペレーション	計画段階	■ 運用段階で混雑させないためや事業者の発電計画と実績の乖離を小さくするため、計画段階で確度の高い抑制量を見込んだ発電計画を立てることができるか。 ✓ 対象系統毎に自然変動電源（太陽光、風力）の出力予測は可能か。
	運用段階	■ 運用段階において、運用容量を逸脱する潮流をどのように抑制するか。（監視、調整 等）
	精算	（オペレーションと費用負担は一致しており問題なし）
③予見性		■ 一般送配電事業者によって、どのような情報が開示可能か。 ■ 予見性の観点からノンファーム型の接続量の上限を設定すべきか。
増強基準		■ ノンファーム型接続適用後、どのような基準・費用負担の考え方で設備増強を行うのか。※（予見性の観点からも検討が必要）※「費用対便益評価」で別途検討
他制度等との整合		■ 現行制度（計画値同時同量制度 等）や検討中の制度（容量市場や需給調整市場 等）との整合。（特に①前提条件と関連あり）

- 現行の計画値同時同量制度のもとでは、系統制約を考慮した発電計画を作成することが必要である。
- その際、計画段階・運用段階でノンファーム型電源をどのように取り扱うかについて整理が必要となる。

ノンファーム型電源について、
スポット市場や時間前市
場への参加はどうか

【現行の計画値同時同量制のタイムスケジュール】

	中期（年～週間）	1 日前	1 時間前まで	ゲートクローズ （1 時間前）	実需給
タイムスケジュール	年間計画・月間 計画・週間計画の 提出	スポット市場への 参加 →翌日計画の 提出	1 時間前市場へ の参加	1 時間前の最終 計画を提出	系統運用者による インバランス供給
発電事業者 および 発電 B G の対応	年間・月間・週間計画の 作成※ ・月次/週次/日次での発 電量(kWh)、最大・最小 発電(kW)とその販売先 を記載した発電計画・販 売計画等を提出	翌日計画の作成※ ・発電 B G 単位での翌日 分の発電計画(kWh/30 分)とその販売先の小売 電気事業者を記載した販 売計画(kWh/30分)を 提出	計画の調整 ・余剰電源があれば追加の 卸売先を確保	1 時間前計画の確定 ・発電BGとしての発電計画 等を最終的に確定 (翌日計画の差し替え)	インバランス精算 ・1 時間前発電計画の確 実な実施 ・BGの1時間前発電計画と 実績の差はインバランスと して精算

発電事業者等はどうに系
統制約による出力抑制量を把
握し、発電計画を作成するか

ノンファーム型電源と需給上の
制約との関係

※広域機関を経由して各一般送配電事業者に提出

現行制度との整合（ノンファーム型電源と計画値同時同量制度）

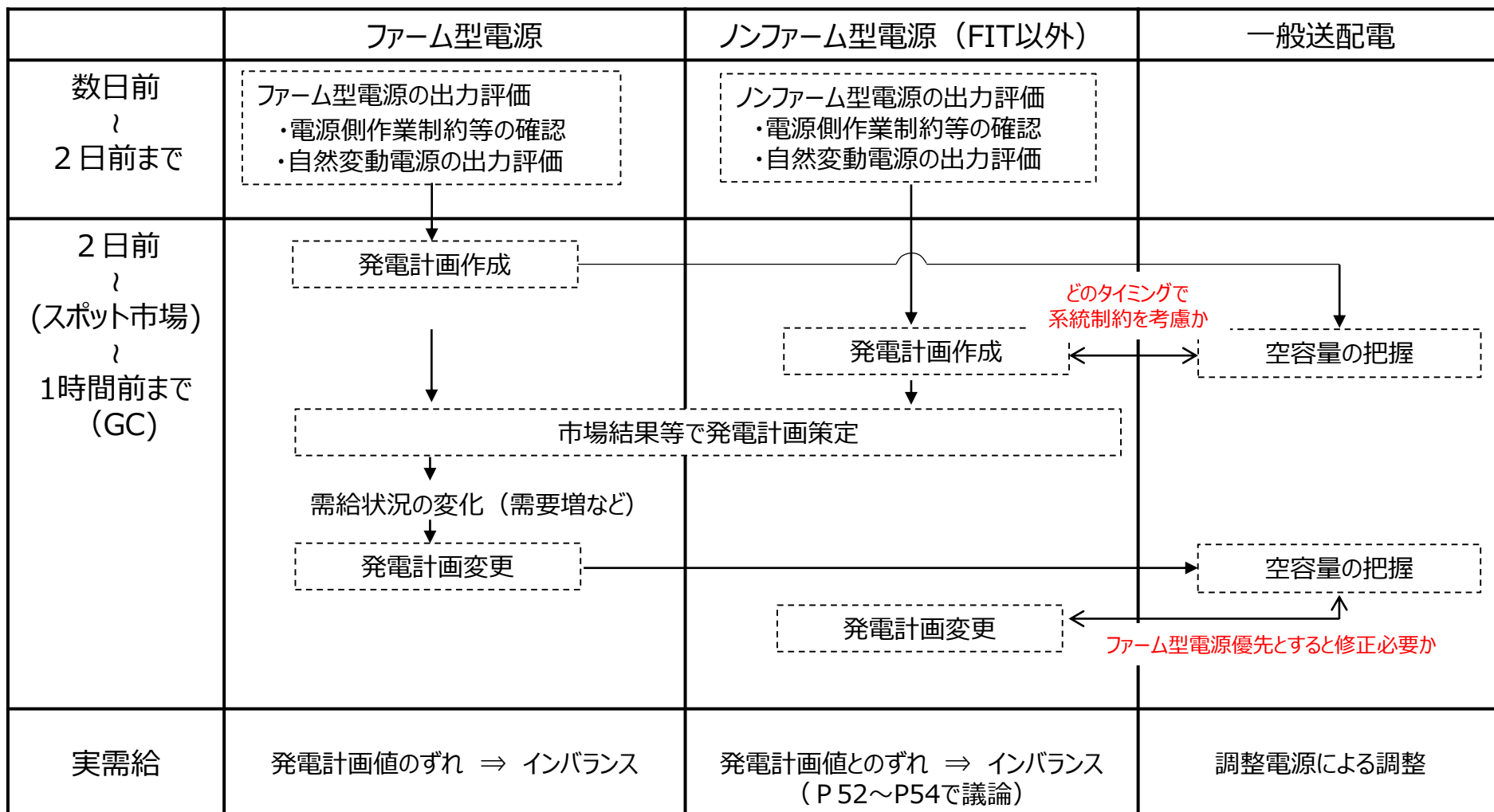
（発電計画の作成）

- 現行の計画値同時同量制度のもとでは、計画値と実績の差（インバランス）を少なくすることが重要であり、ノンファーム型電源は系統制約を考慮した発電計画の作成が必要である。

電源の種別	発電計画の作成 主体	インバンスリスクを負 う主体	インバンスの 精算単価	発電計画の精度向上 インセンティブ
F I T 電源以外	発電事業者	発電事業者	通常のインバンス料金	発電事業者

- 発電計画の作成は、発電事業者（F I T 電源以外）が行い、インバンスリスクについても発電事業者が負うものであるが、系統制約については一般送配電事業者のみが把握しているため、ノンファーム型の発電事業者は一般送配電事業者と調整した上で発電計画を作成する必要がある。
- ノンファーム型電源は、ファーム型電源で運用される隙間の空容量内で運転されるものと考え、どの時点で系統制約を考慮して発電計画を作成することが適切か検討する必要がある。

【ノンファーム型電源の発電計画作成のイメージ】



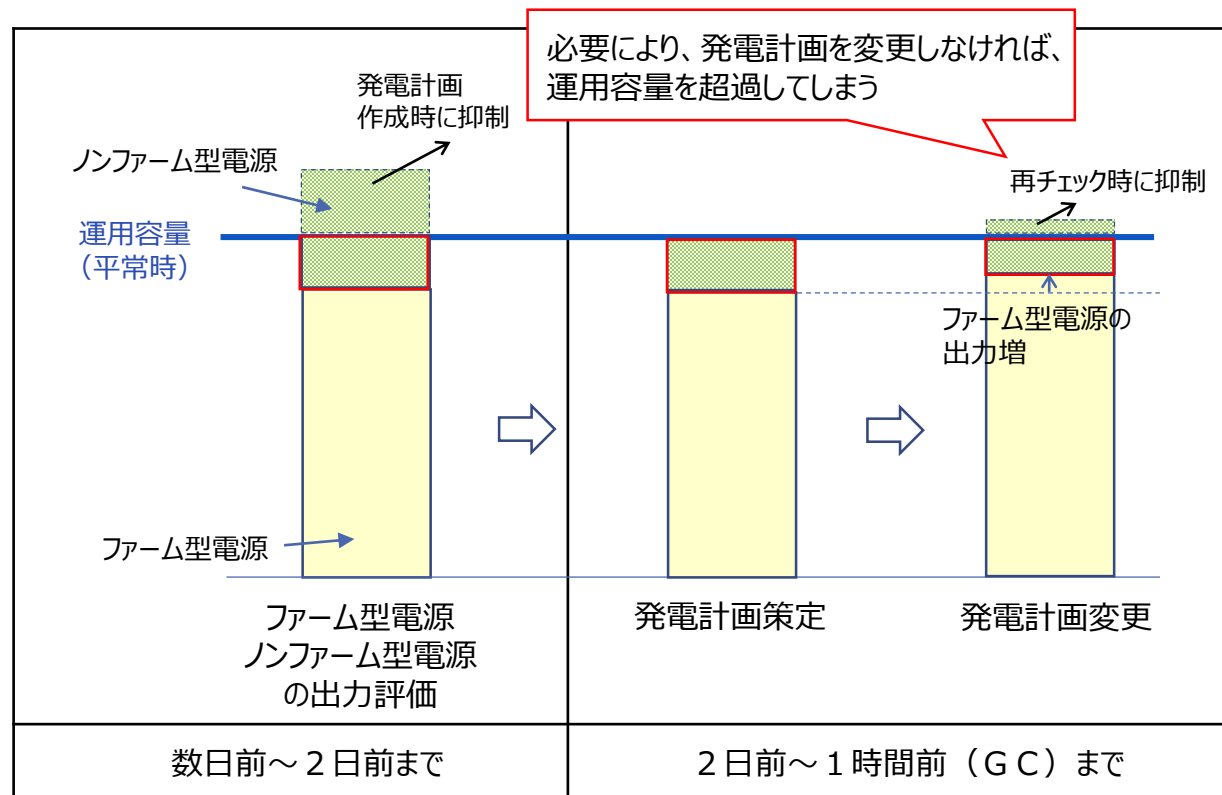
2-(2)-1.

現行制度との整合（ノンファーム型電源と計画値同時同量制度）

（発電計画の変更）

- ファーム型電源の出力変更がノンファーム型電源の出力へ影響を及ぼす場合、その取扱いについても整理しておく必要がある。
- ここでの検討が、まずは、「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」という前提条件のもとで行われていることも考えれば、発電計画策定後、ファーム型電源の発電計画変更により、隙間の空容量が変わる場合は、ノンファーム型電源は抑制されることになるのではないか。

【発電計画の変更のイメージ】



現行制度との整合（ノンファーム型電源と計画値同時同量制度）

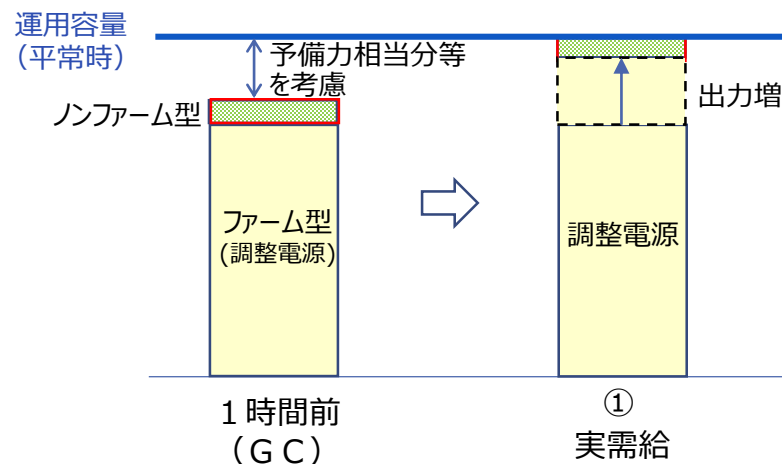
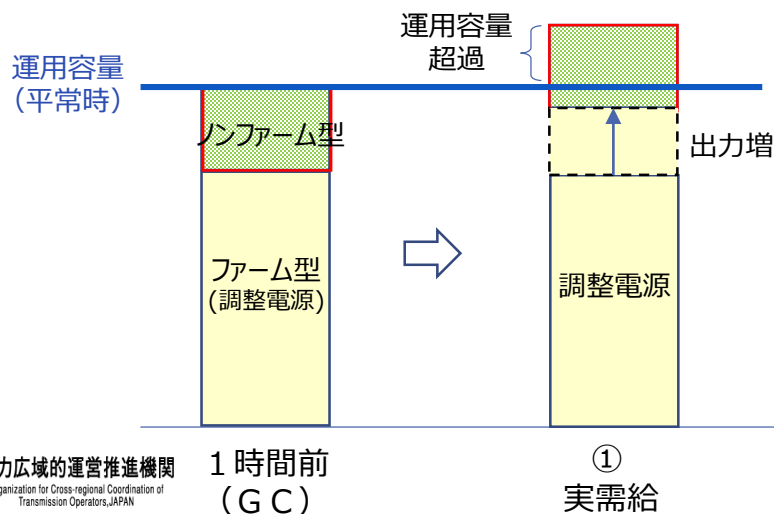
（実需給での対応）

- 実需給において、以下の理由等により実潮流が運用容量を超過してしまうおそれがあるので、ノンファーム型電源が実需給で速やかに抑制できない場合は、その対応について検討する必要がある。

- ① エリア全体の需要増により、当該系統の調整電源（ファーム型）が出力増
- ② 当該系統の需要減
- ③ 当該系統に接続する自然変動電源（ファーム型）の出力増
- ④ 当該系統に接続する自然変動電源（ノンファーム型）の出力増 等

- ①の調整電源の出力増については、予備力相当分の出力増などを考慮してノンファーム型電源の発電計画を作成する必要があるのではないか。

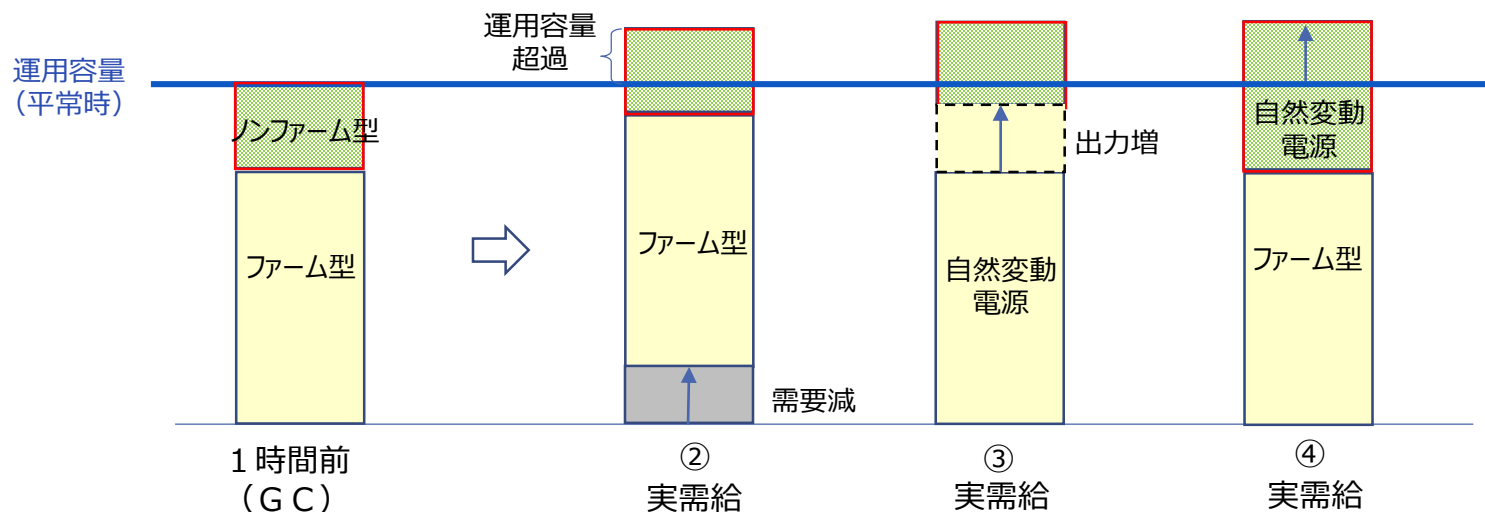
（仮に、ノンファーム型電源が抑制可能としても、調整電源の出力増と同時にノンファーム型電源を出力減とすれば、全体の需給バランス上の調整力が増加したことにならず、上げ調整力として機能しないことになる）



現行制度との整合（ノンファーム型電源と計画値同時同量制度）

（実需給での対応）

- ②、③、④についてもノンファーム型電源は実需給段階で速やかに抑制できないことが多いとすれば、系統制約については一定の裕度を見込んでノンファーム型電源の発電計画を作成する必要があるのではないか。
- 特に、④については、ノンファーム型電源の出力増（インバランス）で、運用容量を超過することから、ノンファーム型電源が計画値以上の出力を出さないような仕組みが必要になる。



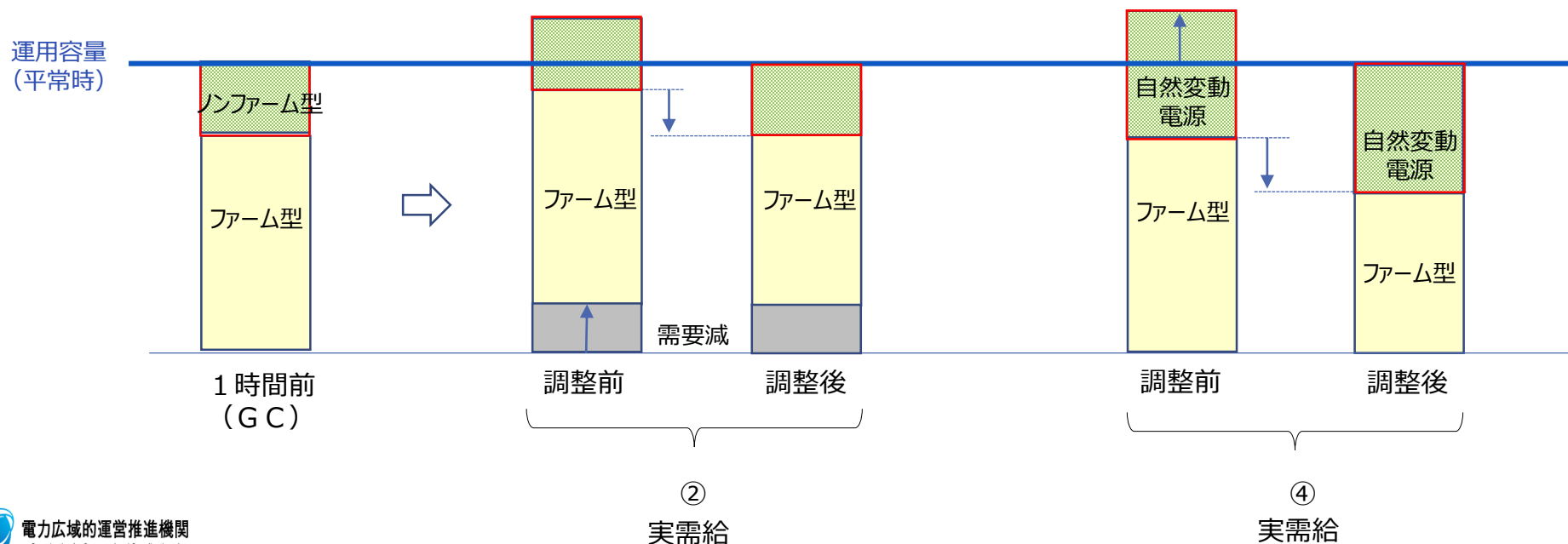
現行制度との整合（ノンファーム型電源と計画値同時同量制度）

（実需給での対応）

- 実需給段階での混雑処理をより効率的に行うためには、オペレーションと費用負担を切り分けて、同一系統の既存電源（ファーム型電源）の出力抑制が可能※とし、ファーム型電源がノンファーム型電源の代わりに出力抑制するような調整方法も考えられる（下図参照）。

※ 精算の仕組みの構築や既存電源のオンライン制御が必要

- この場合、ファーム型電源の出力抑制に伴う費用をノンファーム型電源が負担することが条件となるのではないかな。



現行制度との整合（ノンファーム型電源とF I T制度）

- 現状、F I T電源については特例制度①、②、③があり、発電計画作成やインバンスリスクを負う主体はそれぞれ異なっており、ノンファーム型電源についてもそれぞれ区別して取り扱っていく必要がある。
- F I T電源（特例①、③）は送配電事業者が発電計画の主体であり、ノンファーム型電源についても、送配電事業者が系統制約を考慮して発電計画を作成すると考えられる。
- F I T電源（特例②）は小売電気事業者が発電計画の主体であり、ノンファーム型電源と契約する小売電気事業者は、系統制約について一般送配電事業者と調整した上で、発電計画を作成する必要がある。
- F I T期間切れのノンファーム電源については、F I T電源以外のノンファーム型電源と同様に扱われるものと考えられる。

電源の種別		発電計画の作成 主体	インバンスリスクを負う 主体	インバンスの 精算単価	発電計画の精度向上 インセンティブ
F I T 電源	特例①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における回避可能費用	一般送配電事業者
	特例②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバンス料金	小売電気事業者
	特例③	送配電事業者	送配電事業者	—	送配電事業者

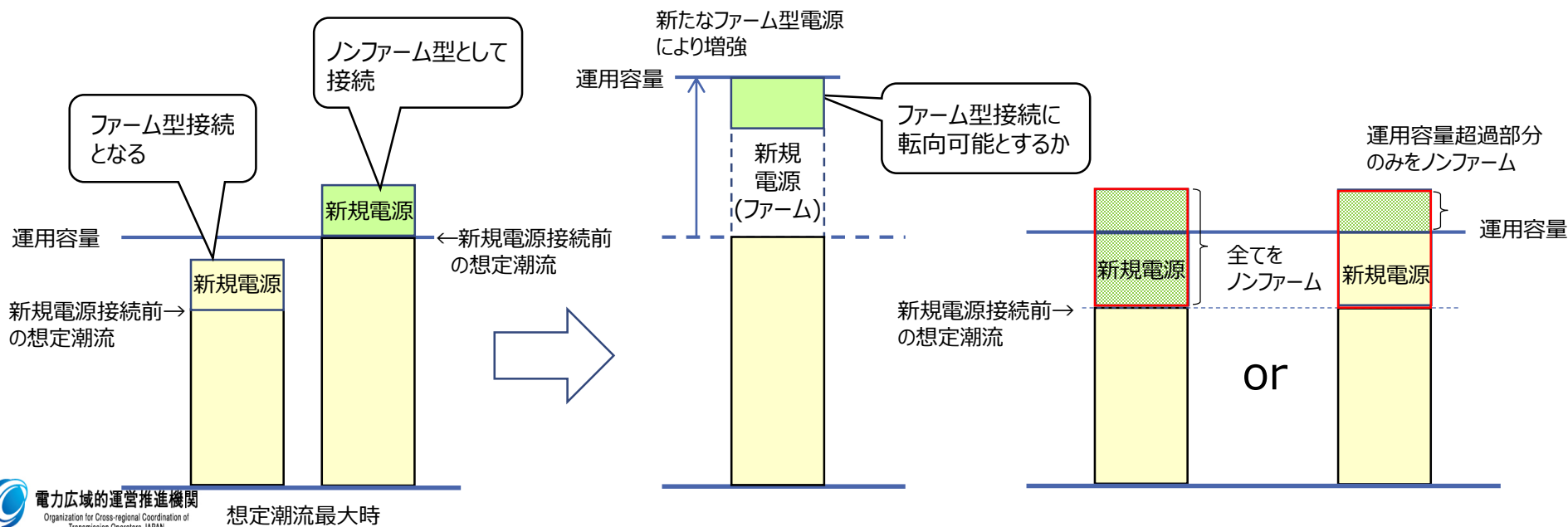
特例制度①：買取義務者は「小売電気事業者」で、小売電気事業者はインバンスリスクを負うことなく、送配電事業者の予測値（計画値）を回避可能費用で調達することが可能

特例制度②：買取義務者は「小売電気事業者」で、小売電気事業者は各自で発電予測を行い、予測値と発電実績差において、インバンスリスクが発生する。

特例制度③：F I T送配電買取制度（平成29年4月～）のもと、系統運用及び需給調整に責任を負う「送配電事業者」が買取義務者。

【①前提条件】空容量との関係

- 空容量がある系統への接続はファーム型接続となり、ノンファーム型接続は系統に空容量がなくなった時点で適用していくものである
- 設備増強等により空容量が発生した場合、希望があればノンファーム型電源のファーム型への転向を可能とすることや受益に応じた負担を求める条件（例えば、3年ルールに従って負担など）について整理する必要がある。
- また、新規電源の接続により運用容量をまたぐ場合、1発電機に対してファームとノンファーム部分が混在してしまうが、運用面や管理面からの課題や現在議論中である容量市場での取り扱い等を考慮しながら検討を進めていく。



【③予見性に関する課題】 情報提供について

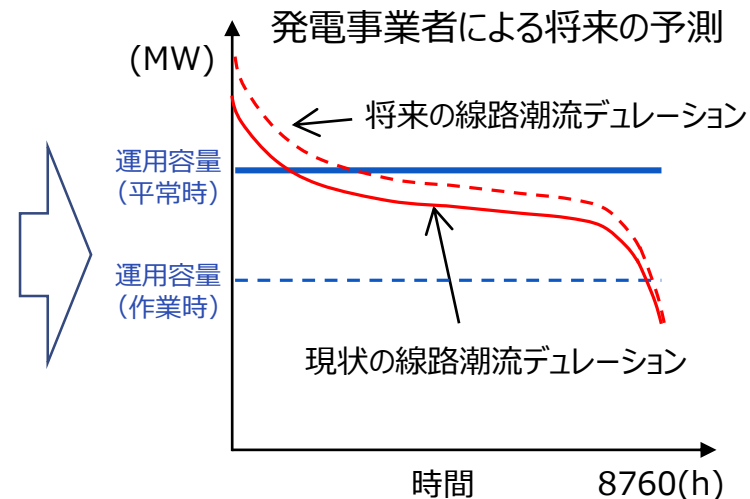
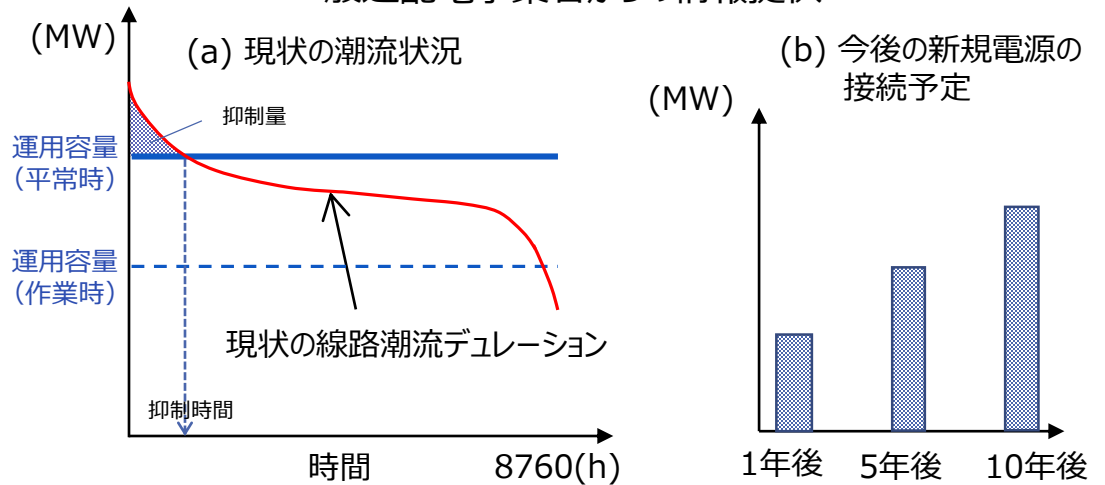
- 予見性について、一般送配電事業者から発電事業者に対して何らかの情報提供はするとしても、それは将来の抑制量や抑制時間を保証するものではない。

＜情報提供の例＞

- (a) 現状、対象線路でどのくらいの空きが発生しているか
(現状、対象線路でどのくらいの抑制時間、抑制量が発生しているか)
- (b) 今後、対象線路でどのくらいの新規電源が接続する予定があるのか

- 情報提供以外に、ノンファーム型電源の抑制方法や設備増強基準などについて予見性を高めるような有効な仕組みを検討していく必要がある。

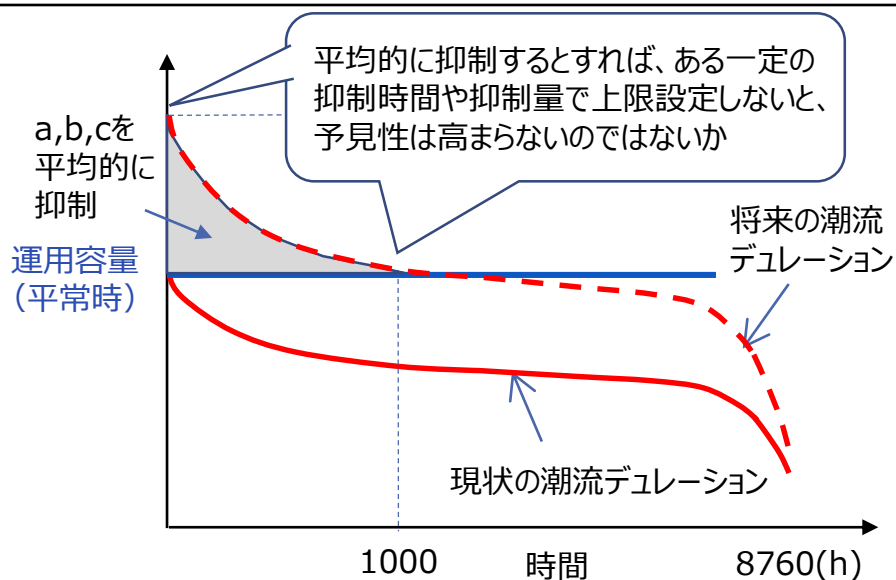
一般送配電事業者からの情報提供



【③予見性に関する課題】 有効な仕組みについて

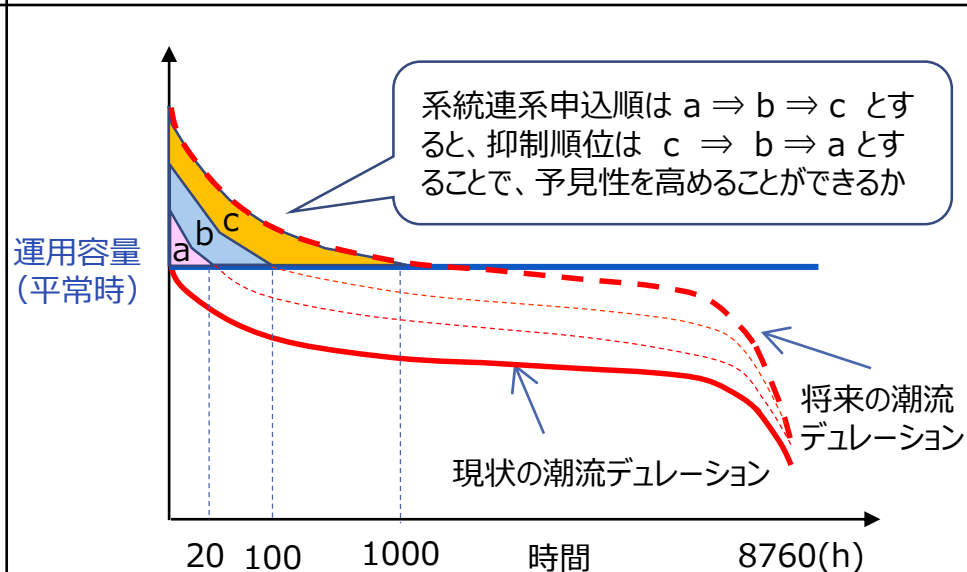
- 本来、系統接続後は順番を付けずに取り扱っていることを考慮すると、ノンファーム型電源は平均的に抑制するという案が考えられる。
- 一方、予見性が高まるという観点から、タイムスタンプの後着順で抑制するという案も考えられる。
- 発電事業者からみて、タイムスタンプ順で抑制することが好ましいか、それともノンファーム型電源内では平均的に抑制することが好ましいか、事前に取り決めておくことが必要と考えられる。
- 仮に平均的に抑制することが好ましい場合は、抑制時間や抑制量に上限を設定し予見性を高めることが考えられるが、その値をどのように設定するかについても検討が必要となる。

平均的に抑制（需給上の抑制の考え方）



- ✓ 抑制量に偏りが無い
- ✓ 接続量拡大に伴って抑制量が増大すると事業者の予見性は低くなるため、一定の上限値設定が必要

後着順で抑制



- ✓ 接続時のタイムスタンプよりも後着となる事業者の影響を受けにくい
- ✓ 抑制量や抑制時間が確約されるものではない
- ✓ 一定以上の抑制となると、自然と事業者は接続を回避する

2-(2)-6.

ノンファーム型接続に関する今後の進め方

- 今回ご議論していただいたノンファーム型接続の課題について下表に再掲するが、特に、「現行制度との整合」は、その課題の多くが基本的な方向性の提示や重要論点に係るものでないかと考えられる。
- これまでに整理してきた課題（P47参照）も含めて、今後、議論を進めながら、国が関連する審議会等で取り扱っていくものについて、明確化していくことにしたい。

【今回ご議論いただいた課題】

項 目		内 容
②前提条件	現行制度との整合	■ 系統制約を考慮したノンファーム型電源の発電計画の作成とそのタイミング ■ ファーム型電源の計画値変更によるノンファーム型電源の取り扱い ■ 裕度を見込んだノンファーム型電源の計画値作成 ■ ノンファーム型電源が計画値以上の出力とならないような仕組み ■ 現行のF I T 特例制度①、②、③に対するノンファーム型電源の取り扱い
	空容量との関係	■ 設備増強等により空容量が発生した場合のノンファーム型電源のファーム型への転向可否 ■ 1 発電機に対して、ファームとノンファーム部分が混在することの可否
③予見性	情報提供	■ 予見性を高めるための情報提供の在り方
	有効な仕組み	■ ノンファーム型電源の抑制方法（抑制順など）や抑制量の上限設定

- ノンファーム型接続については、本年度中に課題整理を行い、来年度から対応の方向性整理、および具体的な課題の対応について検討を進めていくこととしたい。
- ただし、運用システムの開発等の期間は、制度設計（前提条件やオペレーションなど）如何によって、相当前後するものと考えられる。

【スケジュール】

