

(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)

2018年 12月 4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

1. 海外調査報告

2. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) N - 1 電制の本格適用の課題への対応
- (2) ノンファーム型接続の課題整理
- (3) コネクト & マネージ適用の効果について(報告)

- 欧米におけるコネクト&マネージは、電力市場設計やそれに基づく混雑管理等、ベースとなる制度設計を前提として成り立っている仕組みであることを考慮すると、表面的なルール調査だけでは、その実態を正確に把握できない。
- このため、欧米での系統利用のベースとなっている制度設計（市場設計や混雑管理など）やその背景を含めて調査し、コネクト&マネージによる混雑管理や費用負担の考え方との関係性を整理する。



■ 調査のポイント

- 平常時およびN - 1故障時に系統混雑を許容した設備形成としているか。
- 混雑管理ルールはどのようなものか。
- 出力抑制に対する補償を行っているか。また、その費用負担の考え方はどうか。
- 対象系統(TSOまたはDSO/DNO※)によって混雑管理方法に違いがあるか など

※ 配電事業者（各国で異なるが、概ね132~69kV以下の系統が対象）
英国のみDNO(Distribution Network Operator)と呼ばれるが、
以降DSO/DNOを総括しDSO(Distribution System Operator)と表す

(参考) 欧米諸国の比較データ

項目		イギリス	アイルランド	イタリア	ドイツ	アメリカ (PJMの例)	日本
系統運用者等		National Grid	EIRGrid	Terna	50Hertz他	PJM	一般送配電事業者
再エネ	優先接続	-	-	○	○	-	-
	優先給電	-	○	○	○※1	-	△
	再エネ導入促進制度 (5MW以上の電源で比較)	FIT → FIT-CfD	FIT→FIP(入札制)※2	FIP(入札制)	FIT→FIP(入札制)	RPS, etc	FIT
電力取引 (物理的取引)		相対 + 市場取引	市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 + 市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 + 市場取引
平常時の 混雑管理方法		混雑管理(入札) 相対取引 需給調整市場	需給調整市場	アンソニーサービス市場 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	再給電 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	エネルギー市場 (LMPを活用)	-
コネクト&マネージ (補償の有無)	TSO	Connect & Manage (補償有)	Non-Firm Access (補償無)	Priority Connection (補償有:風力)	Priority Connection (従来電源の再給電、 再エネ出力抑制は 補償有)	エネルギー市場 (補償無)	N - 1 電制 先行適用※3 (補償無)
	DSO	ANM (補償無)	-	-		-	
系統接続時の 費用負担※4	TSO	シャロー	シャロー	シャロー	シャロー	ディーブ※6	シャロー※7 (基幹系)
	DSO	セミシャロー※5	ディーブ	シャロー	シャロー	ディーブ	セミシャロー (基幹系以外)
発電側基本料金	TSO	○	○	×	×	×	×

※1 送電容量不足等、技術的な理由で優先給電できない場合あり

なお、需給バランスによる出力制御の場合は、EEG(再生可能エネルギー法)では補償規定は無い

※2 2019年よりFIP(入札制)へ移行予定

※3 特別高圧以上に適用

※4 シャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用は発電事業者が負担し、既存系統の増強費用(託送料金等を通じて回収)はTSO/DSOが負担

セミシャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用に加え、一部の既存系統の増強費用も発電事業者が負担

ディーブ方式：系統接続に必要な新規電源線および既存系統の増強費用をすべて発電事業者が負担

なお、電源線と系統線の区分は各国の基準に従う

※5 新規電源の接続電圧の1つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用はTSO/DNOが負担

※6 Load Flow Cost Allocation (負荷費用配分) といわれる方法で費用配分が決定される (MW影響ベース)






※7 原則一般負担だが、系統増強費用が「4.1(万円/kW)×新規電源の容量(kW)」を超える部分については発電事業者が負担

【平常時の混雑管理】

- 欧米のTSO系統では、平常時の混雑を許容している事例があった。
- 米国を除く国では、系統増強することを前提としており、系統増強完了までの期間において暫定的に混雑を許容している。系統増強完了後は、平常時の混雑は生じさせないことを基本としている。
- 米国では、市場取引において系統制約が考慮されるため、混雑管理は市場取引を通じて行われる。

【混雑処理費用と負担】

- 英国では、一定規模以上の発電事業者は出力抑制に対し補償される一方で、balancingメカニズム等における調整コストの50%を負担する必要がある。
- アイルランドは、出力抑制に対する補償はない。
- ドイツとイタリアは、政府による再エネ電源優遇策として、再エネ電源の出力抑制に対してのみ補償される。
- 米国(PJM)は、市場で混雑が処理されるため、出力抑制に対する補償はない。

	 英国	 アイルランド	 ドイツ	 イタリア	 米国(PJM)
平常時の出力抑制 ○：あり (系統増強しない) △：あり (暫定:~系統増強完了) ×：なし (増強完了後に接続)	△ (Connect & Manage)	△ (Non-firm Access)	△ (優先接続)	△ (優先接続)	○
上記の抑制に対する補償の有無	○	×	○※1	○※2	×
補償費用を何で回収しているか	需要家から50%, 発電事業者から50%※3	-	需要家から100%	需要家から100%	-
平常時の混雑管理方法	・混雑管理(入札) ・相対取引 ・需給調整市場	・需給調整市場	・再給電(従来電源) ・出力抑制(再エネ)	・アンタリサービス市場(従来電源) ・出力抑制(再エネ)	・エネルギー市場(LMPを活用)

※1 従来型電源の再給電と再エネの出力抑制が対象

※2 風力電源のみが対象 (太陽光はDSOへ接続されており、出力抑制が必要ない)

※3 Balancingメカニズム等による調整コストは、balancingサービス料金 (BSUoS) として需要家から50%、一定規模以上の全ての発電事業者から50%を徴収する (発電容量については接続エリアによって異なる)

【N - 1 故障時の混雑処理】

- 今回調査を行った国では、日本のN - 1 電制のように、設備形成ルールとして送電線等のN - 1 故障時に系統混雑解消のための電源抑制を前提としている事例はみられなかった。
- 英国には、信頼度確保の観点から、N - 2 故障以上の稀頻度事故に対応するため、インタートリップという制度がある。
- 上記制度は、日本のN - 1 電制の本格適用の参考になると考えられたため、現地訪問調査で確認を行った。

<種類>

Class 1 Trip : 安定度トリップ

Class 2 Trip : 熱容量トリップ (①瞬間トリップ : 1秒未満、②遅延トリップ : 数秒)

適用イメージ

インタートリップ対象はTSOが選定する
(入札等を行われていない)

電源A : 2×500MW

(2) 事故発生

(4) 過負荷を解消するため電源Aをトリップ

過去の実績に基づき、ガス・電力市場管理局
(Ofgem) が作成した標準的な金額 (聞き取り)

【電源Aに支払われる金額の内訳】

- ・トリップ料金(Tripping Fees) = 増分燃料費 + 機器損料
 - ・機能料金(Capability Fee) = 機器設置費 + 人件費
- 以上の費用をインタートリップ対象電源はTSOから受け取る。
これらは、BSUoS(バランシング料金)から支払われる。

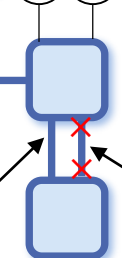
インタートリップ装置
の維持費相当

(2) 事故発生

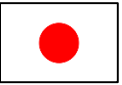


(4) 過負荷を解消するため電源Aをトリップ

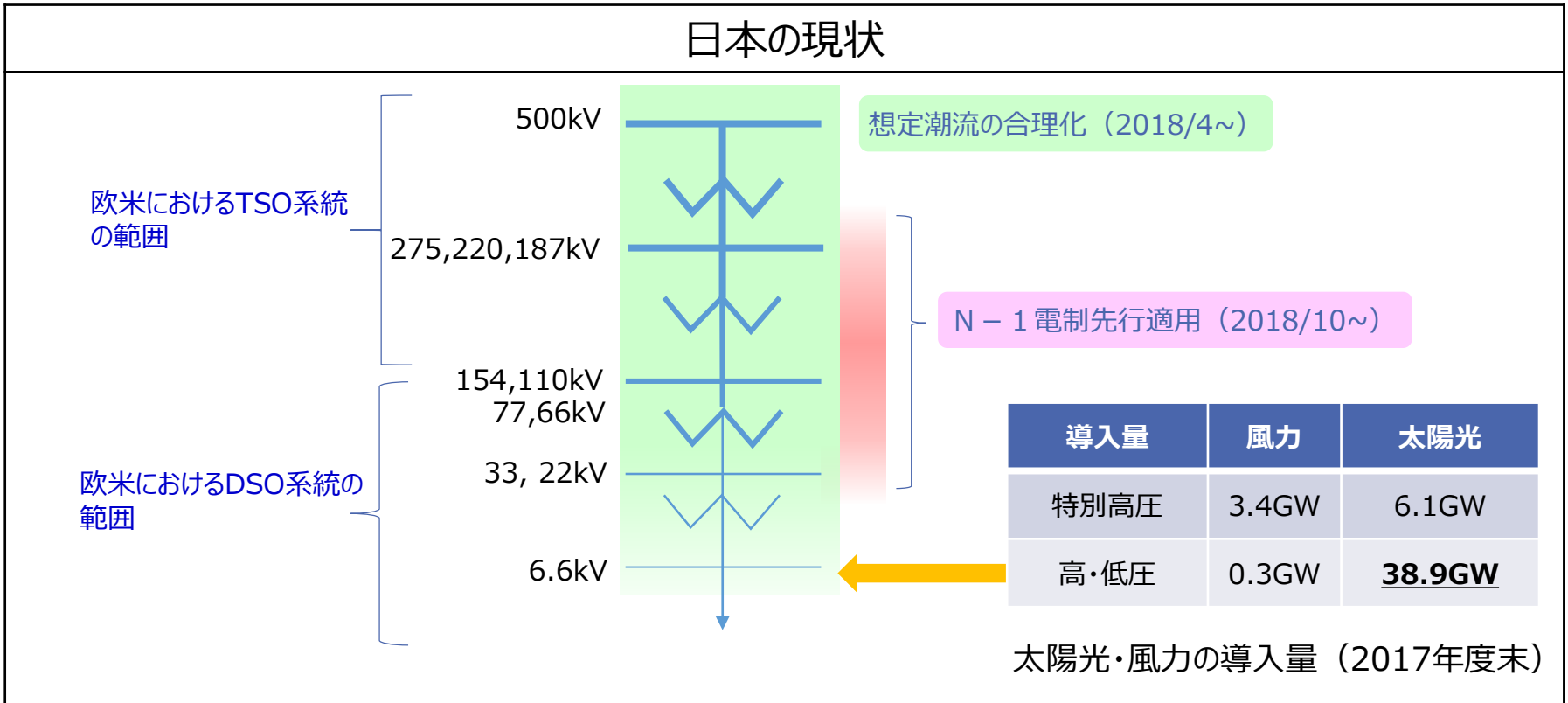
(3) 過負荷発生



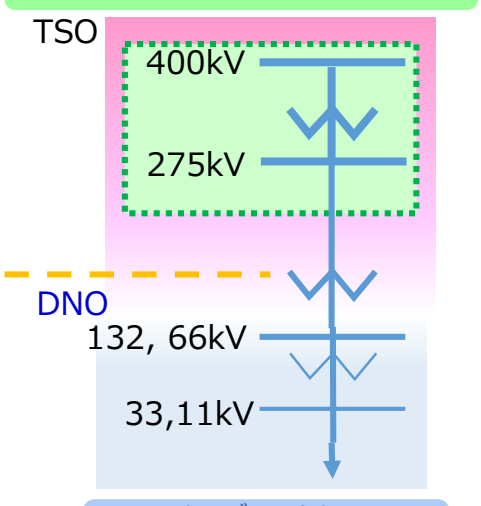
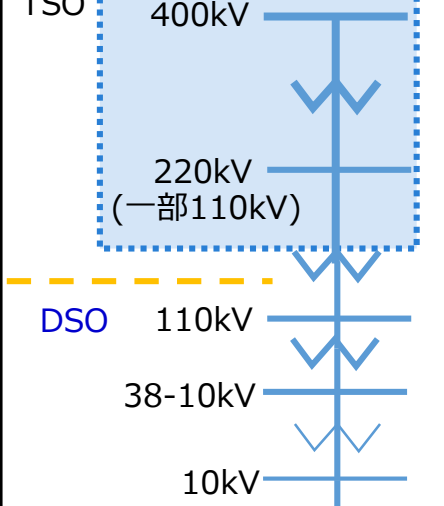
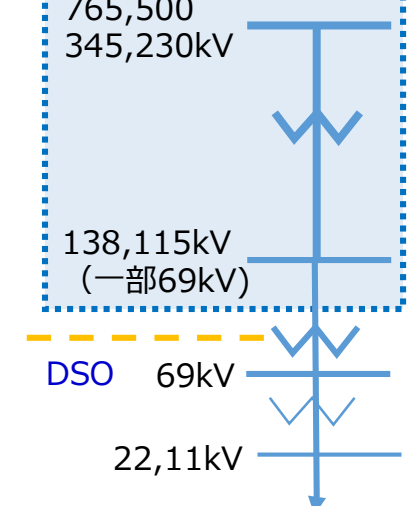
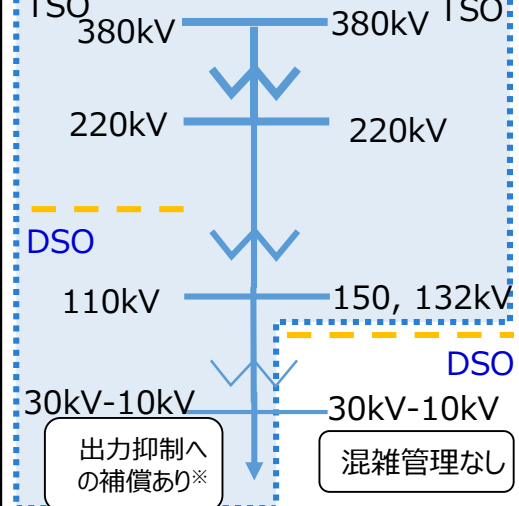
(1) 作業や故障により停止中



- 我が国の再生可能エネルギーは、以下に示すとおり、欧米における配電網（DSO）系統に大量に接続されている状況である。
- したがって、日本版コネクト&マネージの検討において、海外の事例を参考にするのであれば、発電事業者のニーズを踏まえ、TSO系統だけでなく、DSO系統での取り組み状況も確認が必要である。









- 文献調査・現地調査にて混雑管理ルールや適用範囲について確認したところ、各国違いは以下のとおり。
 - ▶ コネクト&マネージ（英国）、ノンファームアクセス（アイルランド）、プライオリティコネクション（ドイツ・イタリア）の仕組みはあくまで系統増強完了までの限定的な扱いである。
 - ▶ TSO及びDSO系統ともにN-1基準での系統増強が原則で、ノンファーム型接続に関しては、TSOではPJMに代表される市場を活用した混雑管理の仕組みがあり、DSOにおいては唯一英国におけるアクティブネットワークマネジメント(ANM)を中心としたフレキシブルコネクションを33kV以下の系統を中心に限定的に適用し、試行中である。
 - ▶ ドイツ・イタリアは、政策として託送料金で再エネ電源の出力抑制を補償している。導入拡大により補償額が大きくなるため、ドイツでは北部地域において導入量の調整を行っている。

英国	アイルランド	米国(PJM)	ドイツ・イタリア
<p>コネクト&マネージ(~系統増強)</p> <p>インタートリップ (アンシラリーサービス)</p>  <p>TSO 400kV 275kV</p> <p>DNO 132, 66kV 33, 11kV</p> <p>フレキシブルコネクション (限定的な範囲で試行中)</p>	<p>ノンファームアクセス (~系統増強)</p>  <p>TSO 400kV 220kV (一部110kV)</p> <p>DSO 110kV 38-10kV 10kV</p> <p>混雑管理なし</p>	<p>市場活用(エネルギー・リソース)</p>  <p>TSO 765, 500 345, 230kV</p> <p>DSO 138, 115kV (一部69kV) 69kV 22, 11kV</p> <p>混雑管理なし</p>	<p>プライオリティコネクション (系統増強を前提として暫定接続)</p>  <p>ドイツ TSO 380kV 220kV DSO 110kV 30kV-10kV</p> <p>イタリア TSO 380kV 220kV DSO 150, 132kV 30kV-10kV</p> <p>出力抑制への補償あり*</p> <p>混雑管理なし</p> <p>ドイツ : 再給電および再エネ イタリア : 風力のみ (太陽光はDSO系統接続のため補償なし)</p>

※ ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの

■ 平常時の混雑処理の実施状況については、以下の4つのカテゴリーに分類することができる。

分類		適用国 適用系統	説明
分類 I	<p>市場(+送電権)決定型</p> <ul style="list-style-type: none"> ・混雑管理: エネルギー市場 ・抑制費用の負担: 受益者負担 	 TSO	PJMに代表される地域限界価格(LMP)を用いた市場により混雑管理を行う方式。エネルギー市場の中で需給調整と系統の混雑管理が同時に行われる。
分類 II	<p>暫定実施型</p> <ul style="list-style-type: none"> ・混雑管理: 需給調整市場他 ・抑制費用の負担: 受益者負担 	 TSO  TSO	将来的にはファーム電源となるものを暫定的に接続することで早期接続を実現させ、需給調整市場等を活用して混雑管理を行うもの。出力抑制の補償は、一定規模以上の全ての発電事業者※1にも負担させる英国と、補償を行わないアイルランドのように国によって異なる。
分類 III	<p>再エネ優先型</p> <ul style="list-style-type: none"> ・混雑管理: 給電指令(再給電、出力抑制) ・抑制費用の負担: 一般負担(法律で規定) 	 TSO  TSO DSO	政策によって再エネが他の電源に対し優先されることを明確に規定している国である。(再エネの優先給電、優先接続) 再エネ(イタリアは風力のみ)の出力抑制は一般負担で補償される。
分類 IV	<p>実施していない</p> <ul style="list-style-type: none"> ・N-1基準を遵守し、平常時の混雑を認めない 		N-1基準により増強し平常時の混雑を認めていない。 日本において再エネ電源の接続量の大宗を占めるDSO系統については、欧米では基本的に平常時の混雑処理を実施していない。※2 <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; width: fit-content; margin-left: auto; margin-right: auto;"> 英国DNO:フレキシブルコネクションを試行中 </div>

※1 発電容量は接続エリアによって異なる

※2 ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの

日本のコネクト & マネージの取組では、合理的な設備形成としつつ再エネ連系量の拡大を図るため、混雑を前提とした設備形成について検討している。また、日本における再エネの大多数が小規模かつDSO系統に連系していることを考えると、DSO系統における混雑管理を念頭におき、検討を進める必要がある。

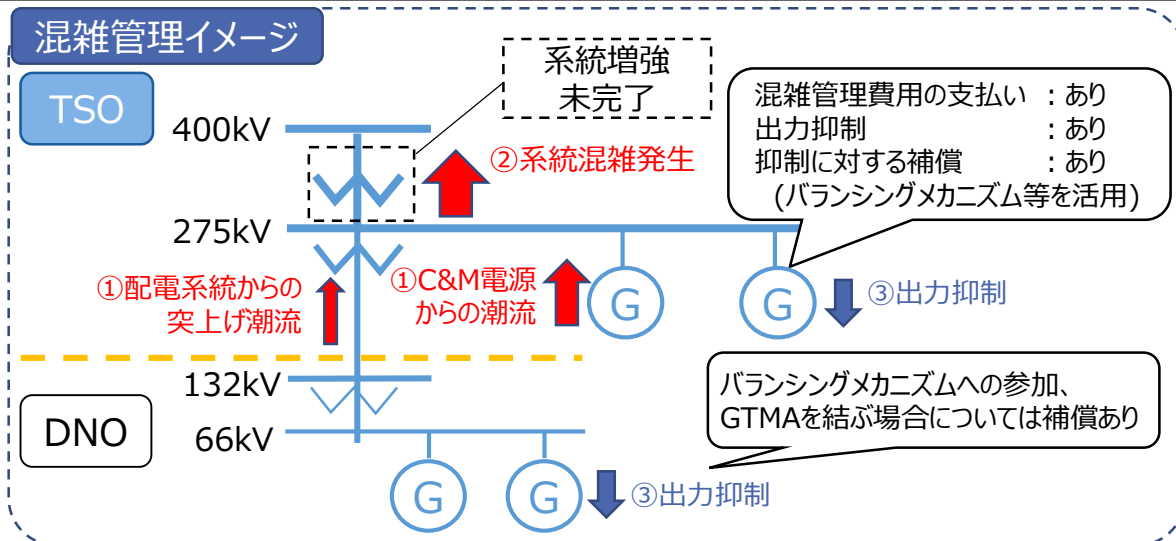
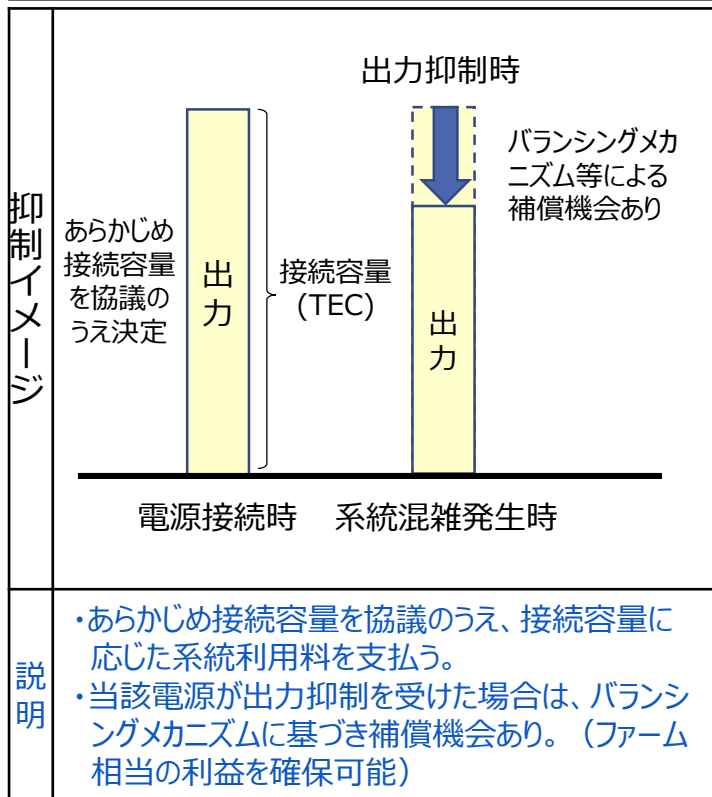
このような観点から海外調査結果をまとめると、以下のとおりとなる。

- N - 1 電制については、N - 1 故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国はなく、海外でも前例がない日本独自の取り組みである。
- ノンファーム型接続についても、DSO系統まで含めた系統で混雑を前提とした設備形成を行い、系統混雑発生時に抑制することで系統増強せず接続が可能となるノンファーム型接続は欧米では行われていない。



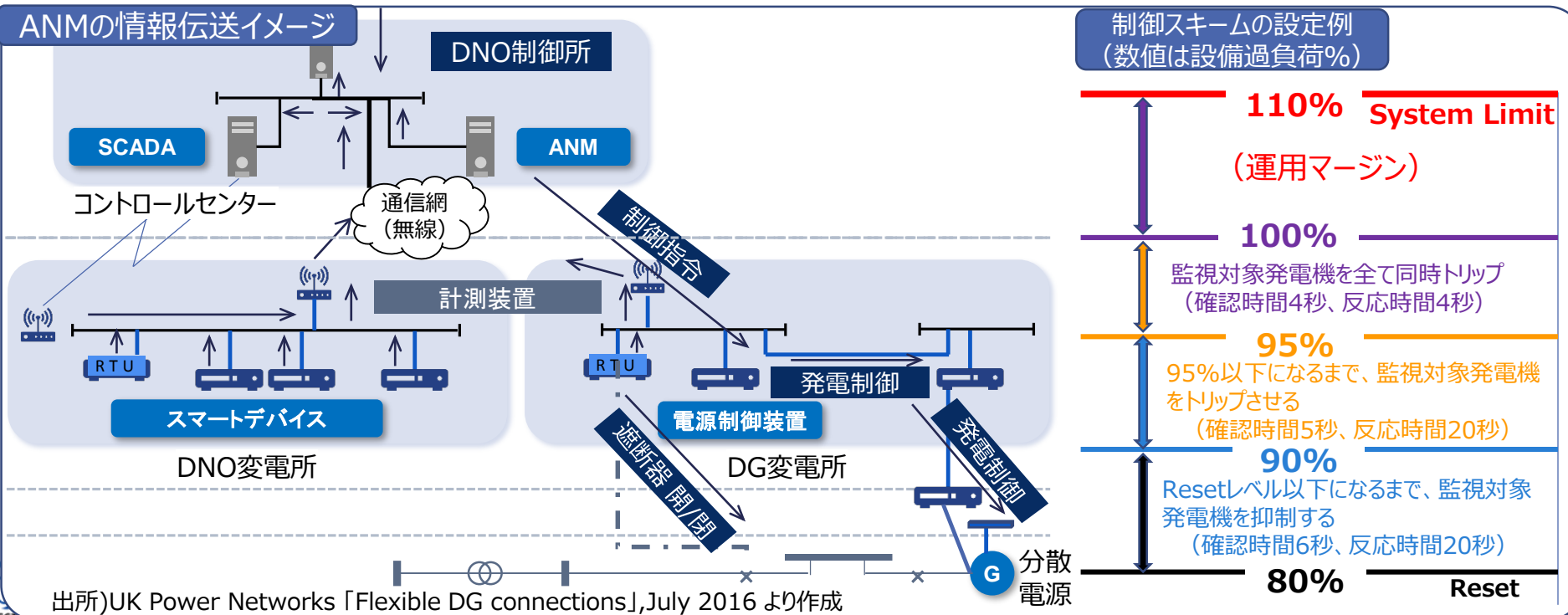
- 今後の日本版コネクト & マネージの取組では、日本の電力取引制度を前提に、DSO系統まで適用可能な日本独自の仕組みについて検討していく必要がある。
- また、海外にも前例のない取組となるため、検討にあたっては、実現可能性や経済性、受容性を総合的に勘案し、検討を進めていく必要がある。

- 英国のコネクト&マネージは、系統増強（電源線等を除く）完了までの限定的なものである。
- 接続申込時に協議により接続容量(TEC)を決定し、系統増強前の段階で接続を許容している。なお、発電事業者は、TECに基づき系統利用料を支払う必要がある。
- 上記電源はファーム電源とみなし、混雑が発生した場合は、balancing mechanisms等により出力抑制されるが、抑制に伴う機会損失は、balancing mechanismsの入札価格等に基づき補償される。



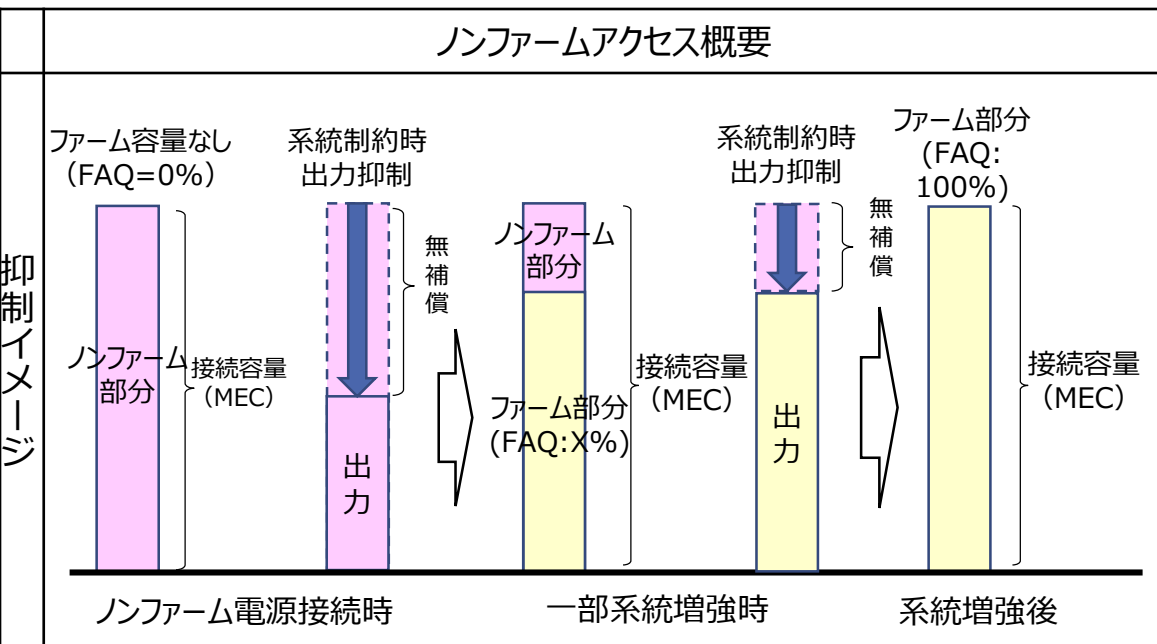
(参考) 各国の混雑管理について (英国DNO : ANM)

- アクティブネットワークマネジメント (ANM) は、各DNOが主に33kV以下の系統に限定して適用している。
- 各DNOが独自に実施しているため、抑制方法^{※1}や装置の費用負担などにバラつきがある。ガス・電力市場管理局 (Ofgem) によると、発電事業者のリスクやコスト分担のあり方などを比較検討しているところで、今後統一化に向けて取り組んでいくとのことであった。
^{※1} 抑制方法については、LIFO (Last-in-first-out) と呼ばれる後着者を優先して抑制する仕組みが一般的に受け入れられているが、プロラタによる抑制の概念は出てきたばかりであり、業界としては確立していない。
- Western Power Distribution (WPD) と UK Power Networks (UKPN) に聞き取った結果は以下のとおり。
 導入状況 : 100MW超が接続済み (WPD), 138MWが接続済み (UKPN)
 抑制量の上限 : 明確な取り決めはないが、10%未満の抑制率で事業者に提案している。



- アイルランドのノンファームアクセスは、系統増強（電源線等を除く）完了までの限定的なもの。
- 接続容量（MEC：Maximum Export Capacity）のうち出力可能なファーム容量（FAQ：firm Access Quantity）を決め、系統増強の進展によりどのくらいのFAQがいつ与えられるかも同時に通知され、系統増強が完了すればファーム電源となる。
- アイルランドでは、期間を区切って(期間の区切りはGateと呼ばれる)接続電源を募集した上で、接続申請を地理的にグループ分けし、グループごと一括でアクセス検討を行っており※1、現在は2009年までに募集が行われたGate3の電源を順次接続させている。
- Gateにおいて、電源の募集開始時から募集容量が決められているため、ノンファーム電源が無制限に増加することはなく、いつどのタイミングで完全なファームとなるかも含めてTSOがコントロールしている。

※1 GPAプロセスと呼ばれており、新規電源の接続申請の増加に伴うTSO/DSOの負担軽減のため、2004年から導入された

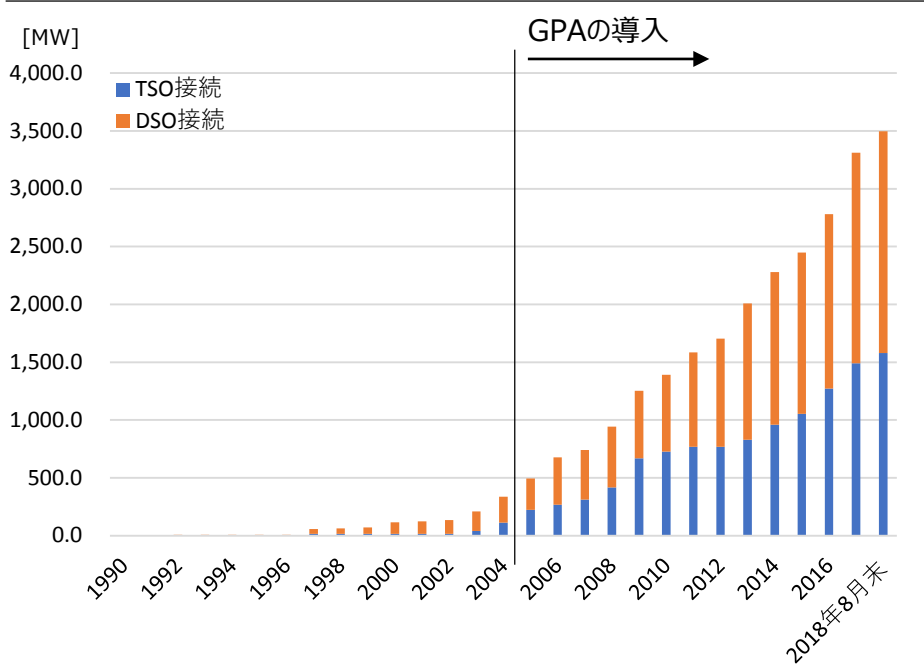


【GPAプロセスの概要（送電・配電の合計）】

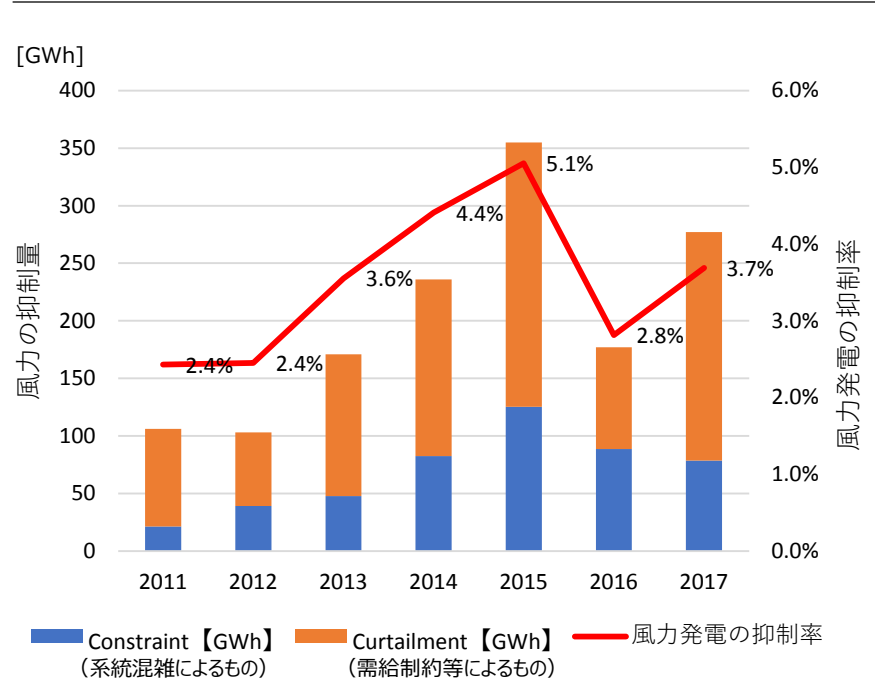
Gate	接続 Offer 発行年	Offer容量	対象電源種
Gate1	2005	373MW	Wind
Gate2	2006-2008	約1300MW	Wind
Gate3	2009-2011	約3900MW	Wind Conventional

- 系統増強をしつつ風力の導入が進められているため、抑制率に関しては2~5%の水準で推移。
 - 系統混雑による抑制はおよそ0.5~1.8%程の抑制率

風力発電の導入量推移



風力出力抑制量の推移※

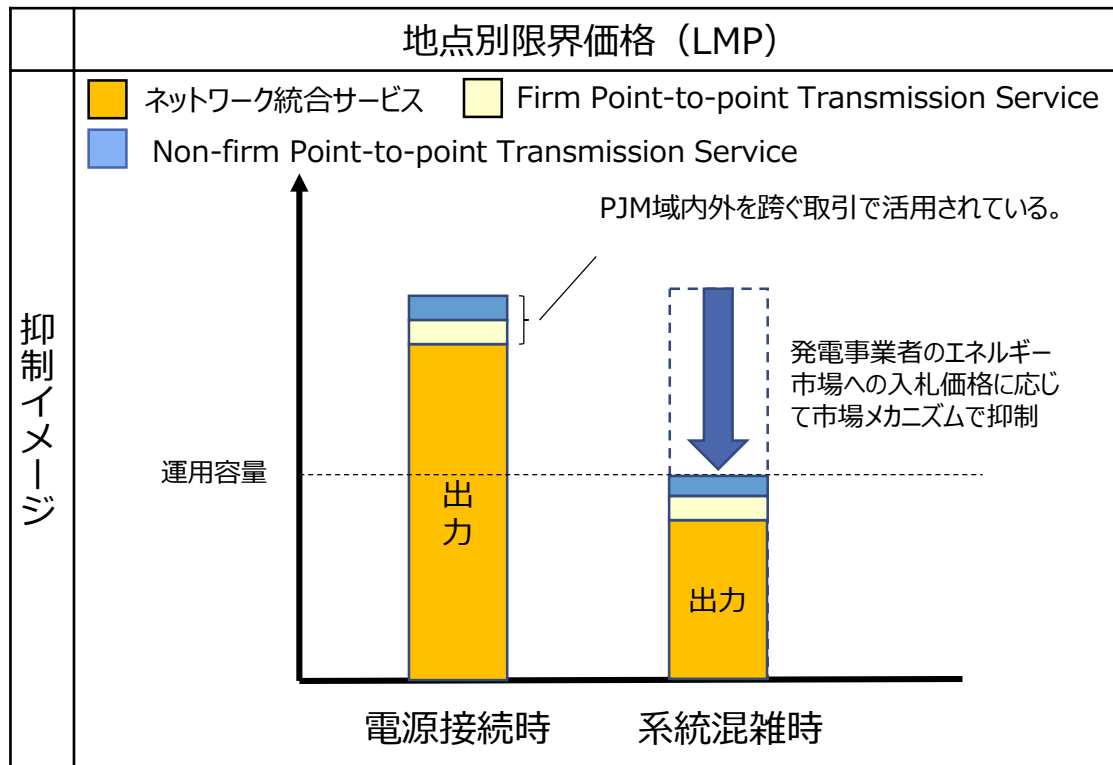


出所) Eirgrid, "Wind Installed Capacities 1990-to date" より作成

※抑制率 = 抑制量 / (抑制量 + 発電量)、2015年以前のConstraintとCurtailmentについては推定値
 出所) Eirgrid, "Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2011-2017" より作成

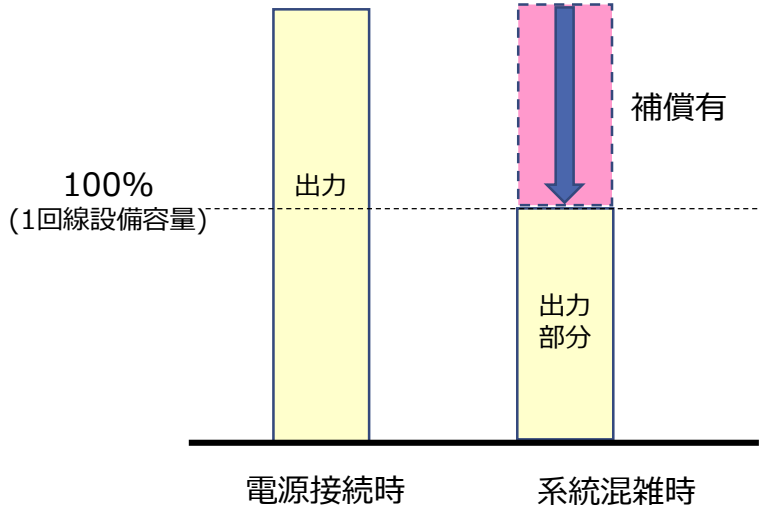
(参考) 各国の混雑管理について (PJM : LMP市場による混雑管理)

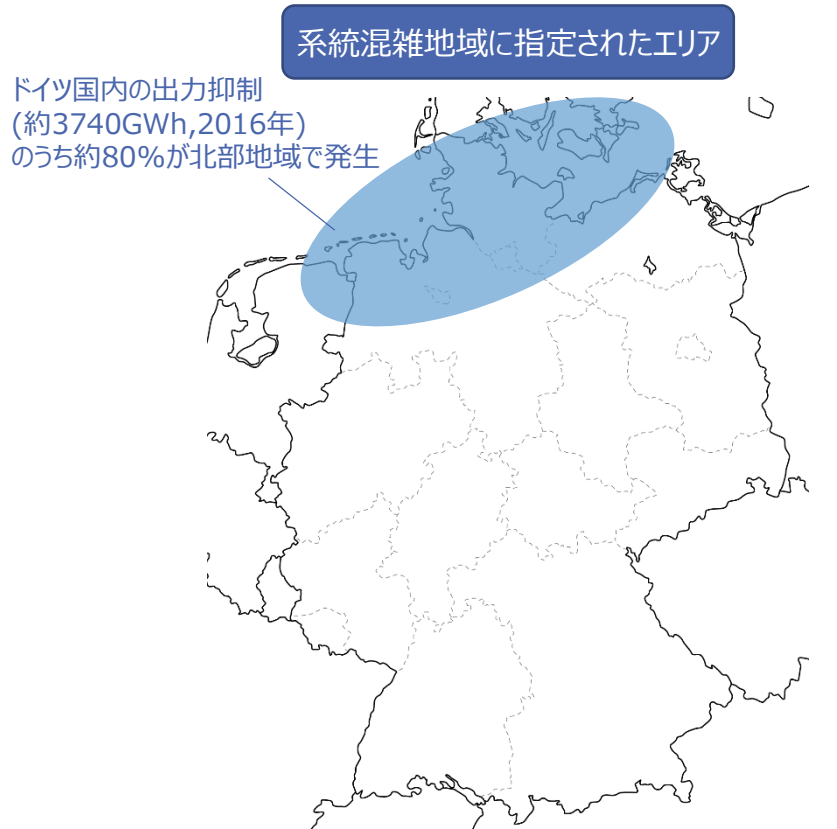
- 米国PJMにおいては、TSOLレベルでは地点別限界価格(LMP)に基づくエネルギー市場取引を通じて系統混雑管理が行われることから、電源の接続時には、系統混雑しないような設備形成を求めている。(混雑費用負担は金融的送電権でリスクヘッジ可能)
- 地点間送電ファーム/ノンファームサービスは、PJM域内外を跨ぐ取引で活用されている。
- PJM域内においては、エネルギー市場の中で需給調整と系統の混雑管理が同時に行われる。



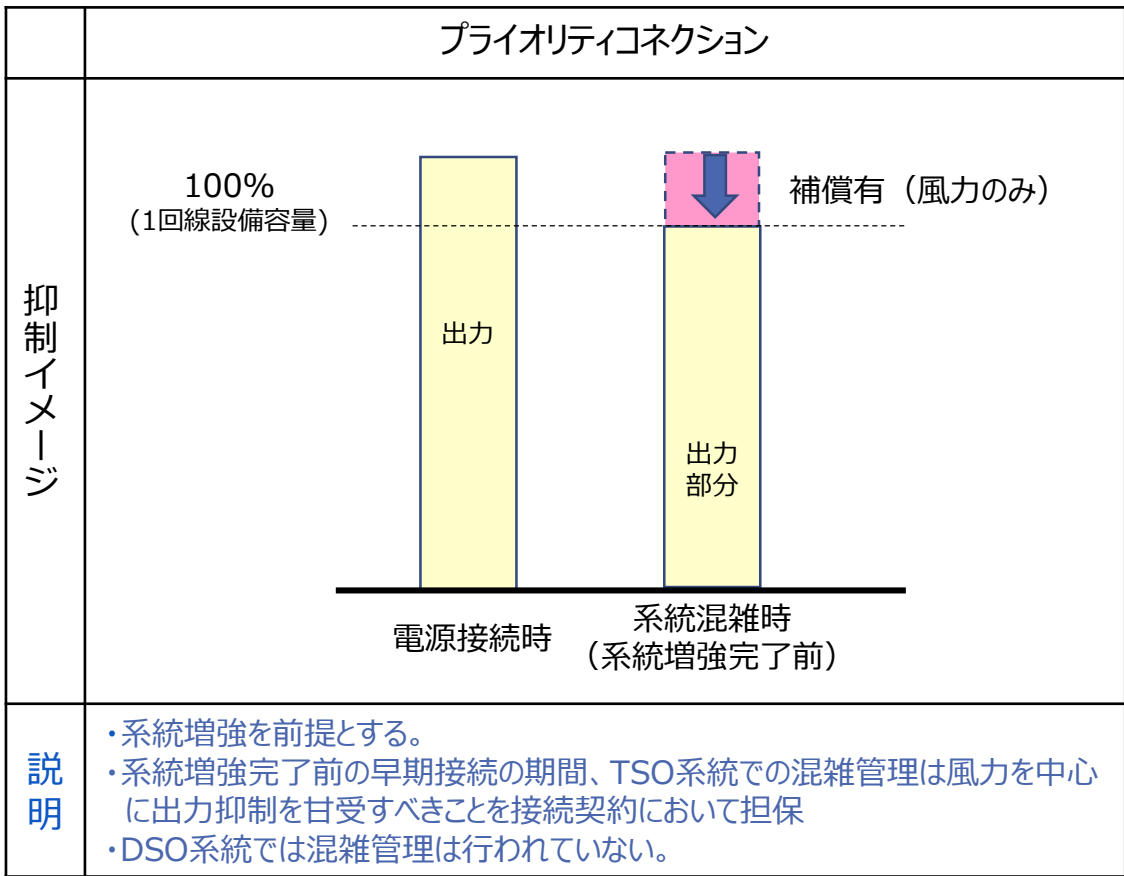
- ドイツの送配電会社は系統増強の必要がある場合でも、増強を待たず再生可能電源を優先的に接続する義務がある (EEG^{※1} §8)
- 結果として生じる系統混雑は、従来電源への再給電指令 (EnWG^{※2} §13) や再エネへの出力抑制 (EEG §14) によって解消され、これらについては補償あり。
- 再給電コストの抑制のため、EEG2017改正にて、指定された系統混雑地域 (下図) の陸上風力の導入量を制限する規定が追加された。(EEG §36c)

※1 再生可能エネルギー法
 ※2 エネルギー事業法

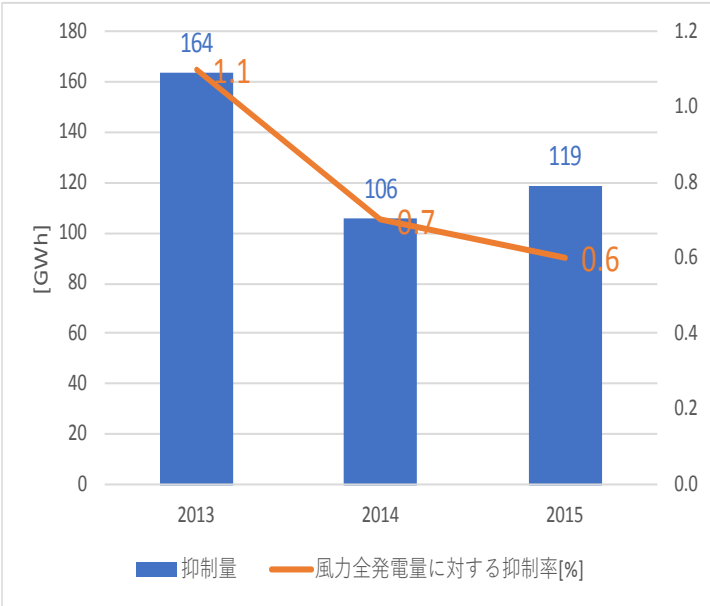
プライオリティコネクション	
抑制イメージ	 <p>100% (1回線設備容量)</p> <p>出力</p> <p>補償有</p> <p>出力部分</p> <p>電源接続時</p> <p>系統混雑時</p>
説明	<ul style="list-style-type: none"> • 系統増強が完了するまでは再給電・出力抑制で対応する。 • 再生可能電源の出力抑制は、系統混雑に起因する場合、前日市場価格+プレミアム合計の95%を補償 (ただし、収入損失が年間収入の1%以上の場合は100%) • ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの



- イタリアでは再エネ電源は法律上、優先的に接続させることが規定されている。
- このため、系統運用者の裁量による出力抑制が行われることを前提として、発電事業者が系統増強前の早期接続を選択できる仕組みがある。
- 近年は、系統増強が進んでおり出力抑制量は減少している。



風力発電の抑制量と抑制率の推移



出所) Wind Europe, “Wind Europe views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch” より作成

(空白)

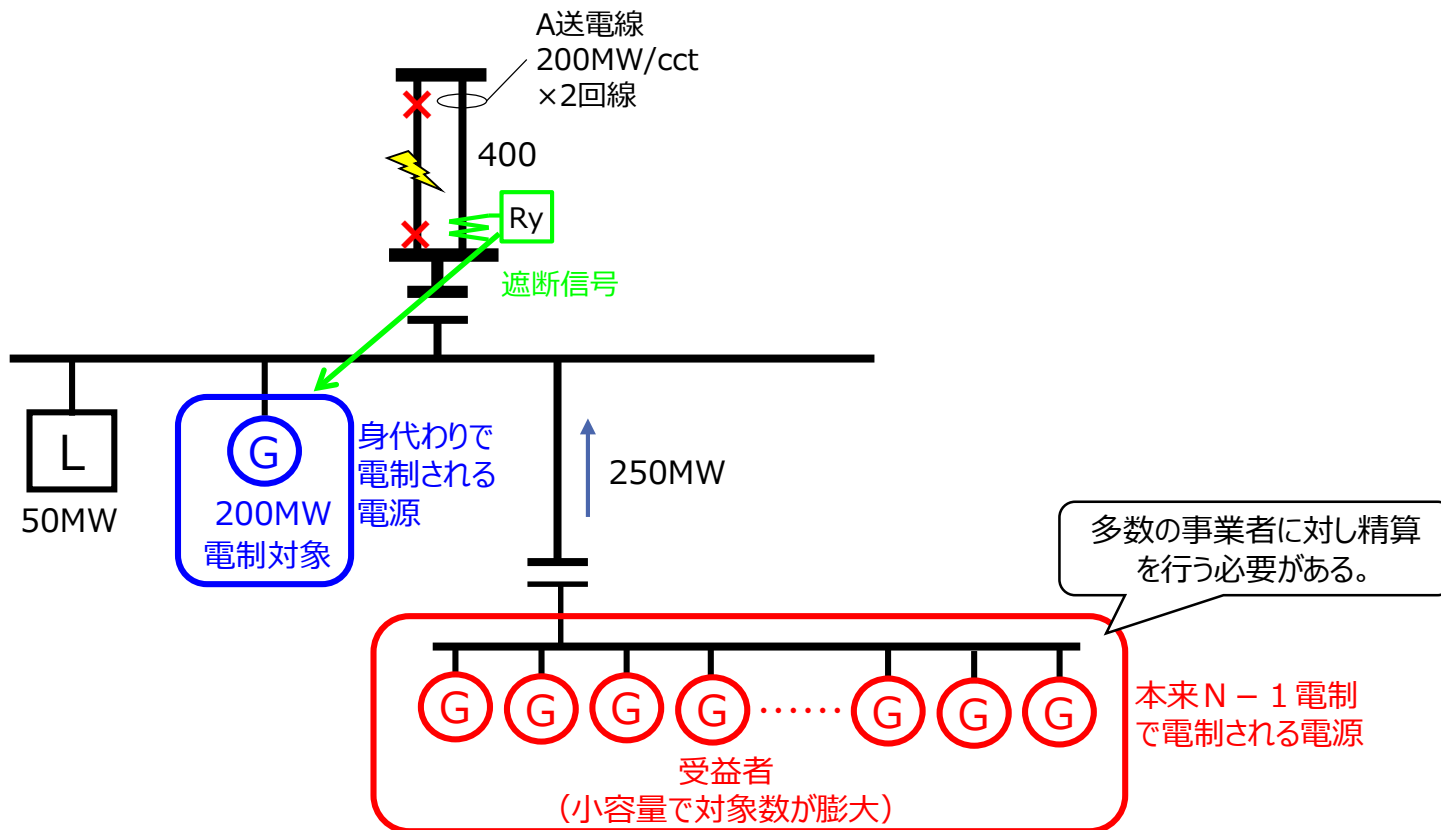
コネクト & マネージに関する取組について

1. 海外調査報告

2. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) N - 1 電制の本格適用の課題への対応
- (2) ノンファーム型接続の課題整理
- (3) コネクト & マネージ適用の効果について(報告)

- N - 1 電制の本格適用は、本来 N - 1 電制の対象となり得る多数の電源を遮断し電源制限（電制）する代わりに、別の電源を身代わりで電制させ、その機会損失費用を事後的に精算する仕組みである。
- 比較的小容量で多数連系する高圧電源を考慮すると、精算対象となる電源が多数となり、精算システムをどのようにするかなどが課題である。



- N-1故障時に電源制限することを前提に設備形成している国はなく、基本的にN-1基準を遵守した設備形成を行っている。
- 事故時の電源制限は、英国においてインタートリップという仕組みがあるが、N-2故障以上の稀頻度事故時への対応であるうえ、その制御対象は、基幹系統に接続される比較的大規模な電源にのみ適用されており、DSO系統に接続する電源を対象とする仕組みは確認できなかった。
- また、出力抑制に伴う費用も、発電事業者がその50%を負担しているバランシング料金から補償されるため、日本で検討している多数の事業者が受益に応じて負担する仕組みも確認することができなかった。
- インタートリップを受け入れた発電事業者が、トリップ料金(Tripping Fees)と機能料金(Capability Fee)といった対価を受け取ることや、過去の実績などを元に計算された標準的な価格が規制機関が公表している※1ことなどについては、今後の本格適用の検討において参考になるものと思われる。

※1 実際にTSOが発電事業者へ機会損失費用をいくら支払うかは相対契約により決まる



- 参考になる部分は限られるが、N-1電制の本格適用に向け、高圧に接続される電源を含め多数の事業者から精算する**日本独自の費用精算の仕組みを構築**する必要がある。
- 本格適用時の費用精算の手順と解決すべき課題について整理したので、ご議論いただきたい。

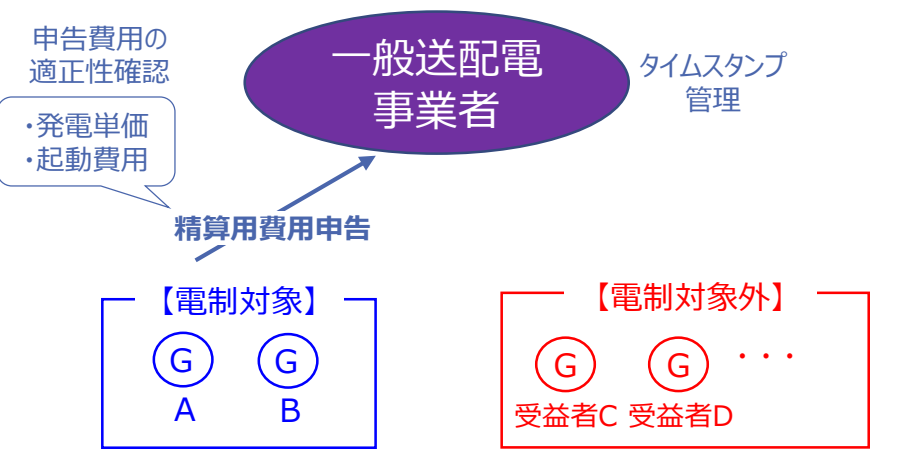
- N-1 電制の本格適用に向けた課題について、対応の方向性を検討したので、ご議論いただきたい。

項目			備考	
本格適用	オペレーション	合理的なN-1電制のオペレーション (対象電源の選定の考え方 等)	整理済	
		設備停止作業時のオペレーション	整理済	
	費用負担	アクセス条件としての費用負担の在り方 (当面は案1と整理)		整理済
		必要な情報、 収集方法 管理方法	「電制効果を受益する電源」と「電制開始以前に連系した電源」の区別 (案1特有の管理)	整理済
			【機会損失費用の算出】 ・発電単価、起動費、電制(緊急停止)による補修費用等の把握 ・電制対象電源の電制による抑制量の把握 ・電制対象外電源の電制時の出力把握	今回検討
		精算システム	高圧電源の把握方法	今回検討
			精算システム仕様検討	今後整理
		関連する仕組み ルール見直し	機会損失費用の妥当性検証の仕組み	今後整理
			発電事業者から一般送配電事業者へ情報提供することを担保する制度	今後整理※
			法律・約款等との整合や担保となる制度の整備	今後整理※

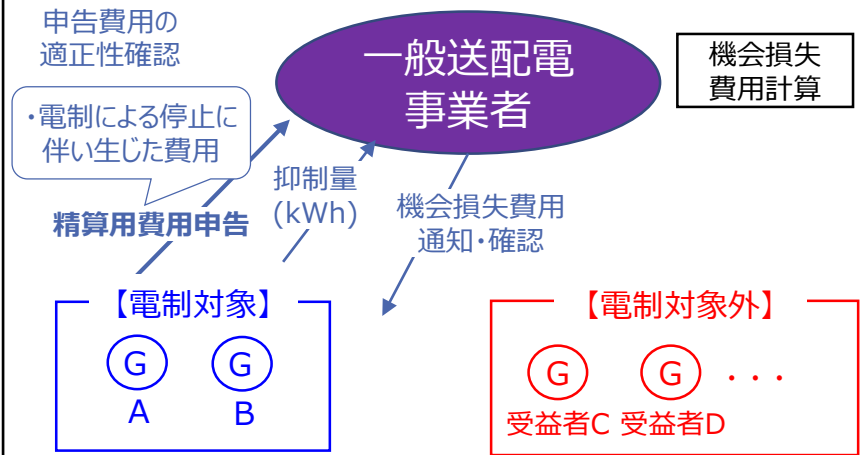
※必要により国で議論

【凡例】 **G** : 電制対象の電源 **G** : N-1電制適用受益者の受益を受ける電源

【①事前の処理】

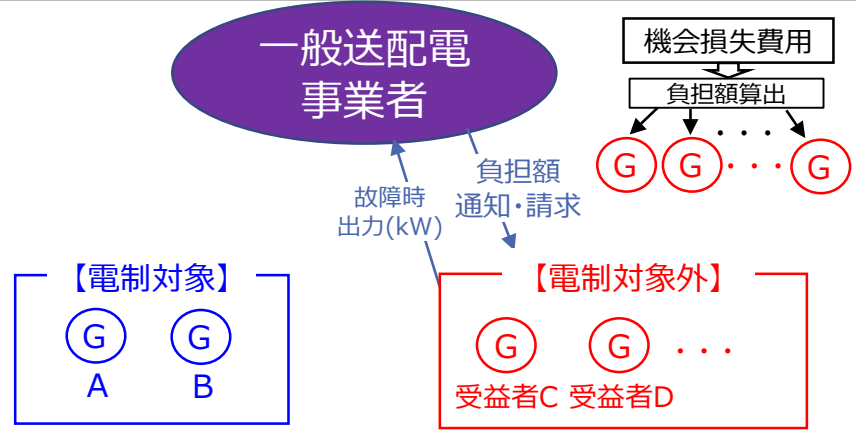


【② N-1 電制発生後の処理(損失費用計算)】



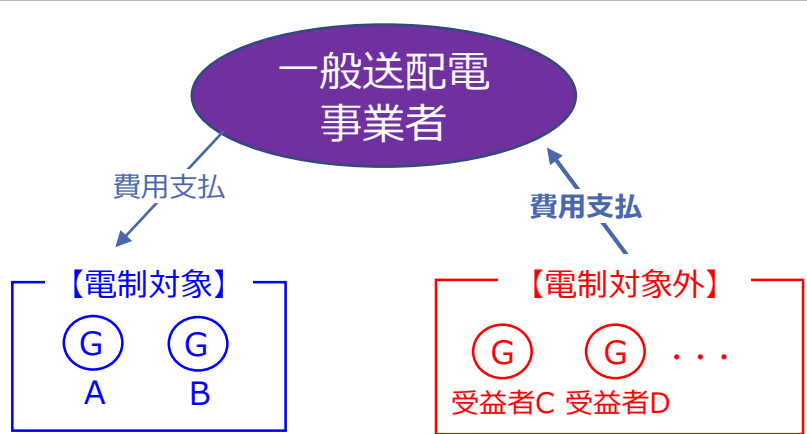
【課題①】電源制限による機会損失費用をどのように算定し、その適正性をどのように確認するか。

【③ N-1 電制発生後の処理(負担割合算出)】



【課題②】受益者の負担額をどのように算定するか。

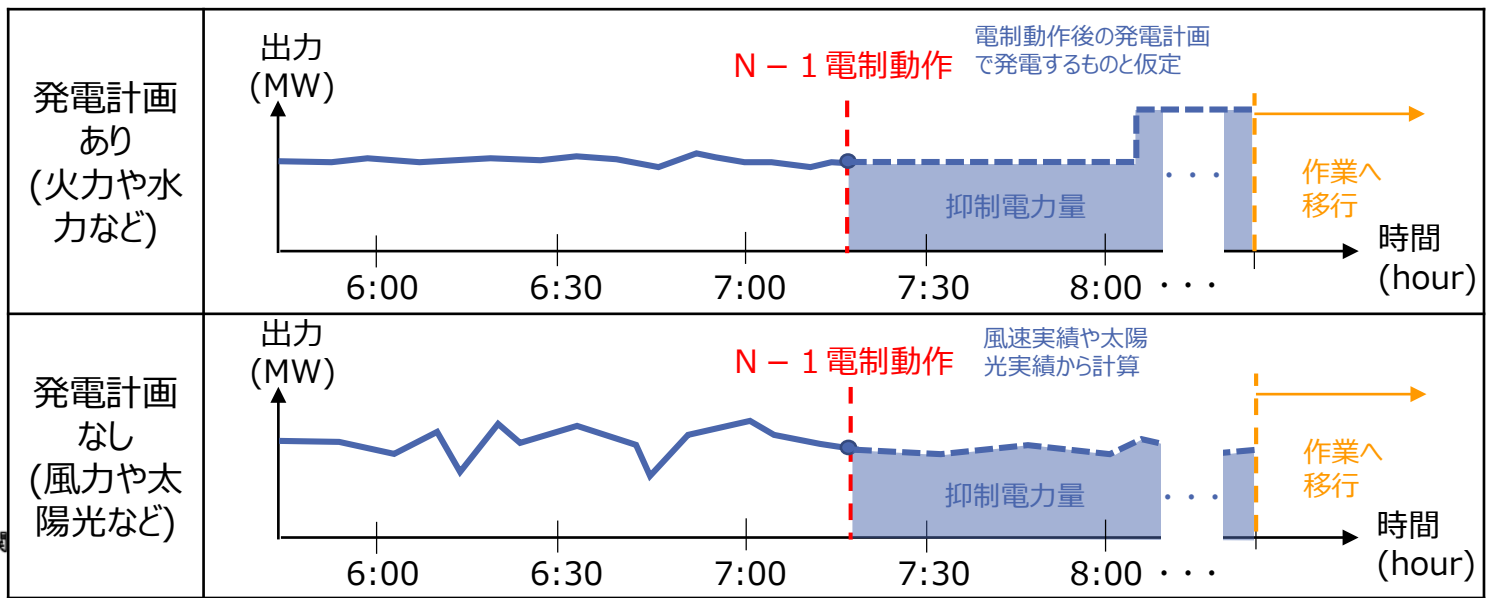
【④精算処理】



【課題③】どのような方法で精算するか。

- 抑制された事業者（電制対象電源）にとっての機会損失の一つとして、電制されてからの抑制電力量（電制されていなければ、どれだけ発電できていたか）がある。
- この抑制電力量については、原則、事業者が作成した発電計画に基づき算出することとしてはどうか。事業者の発電計画を基にしても、以下の理由から過剰申告等の問題は起きないと考えられる。
 - 系統事故による電源抑制は、いつ起こるか予想できない。
 - 発電業者は、計画値同時同量制度において、インバンスリスクを最小化するように発電計画を作成すると考えられる。
- ただし、FIT電源（主に自然変動電源）など事業者が個別電源毎の発電計画を作成していない電源については、電源地点近傍の日射量実績等に基づいた理論上の出力値等を基に算出することとしてはどうか。
 - 火力・水力など個別の発電計画がある電源：発電計画値×停止時間
 - 風力・太陽光など個別の発電計画がない電源
 - ✓ 風力：電源地点近傍の風速実績×理論上の出力値×停止時間
 - ✓ 太陽光：電源地点近傍の日射量実績×理論上の出力値×停止時間

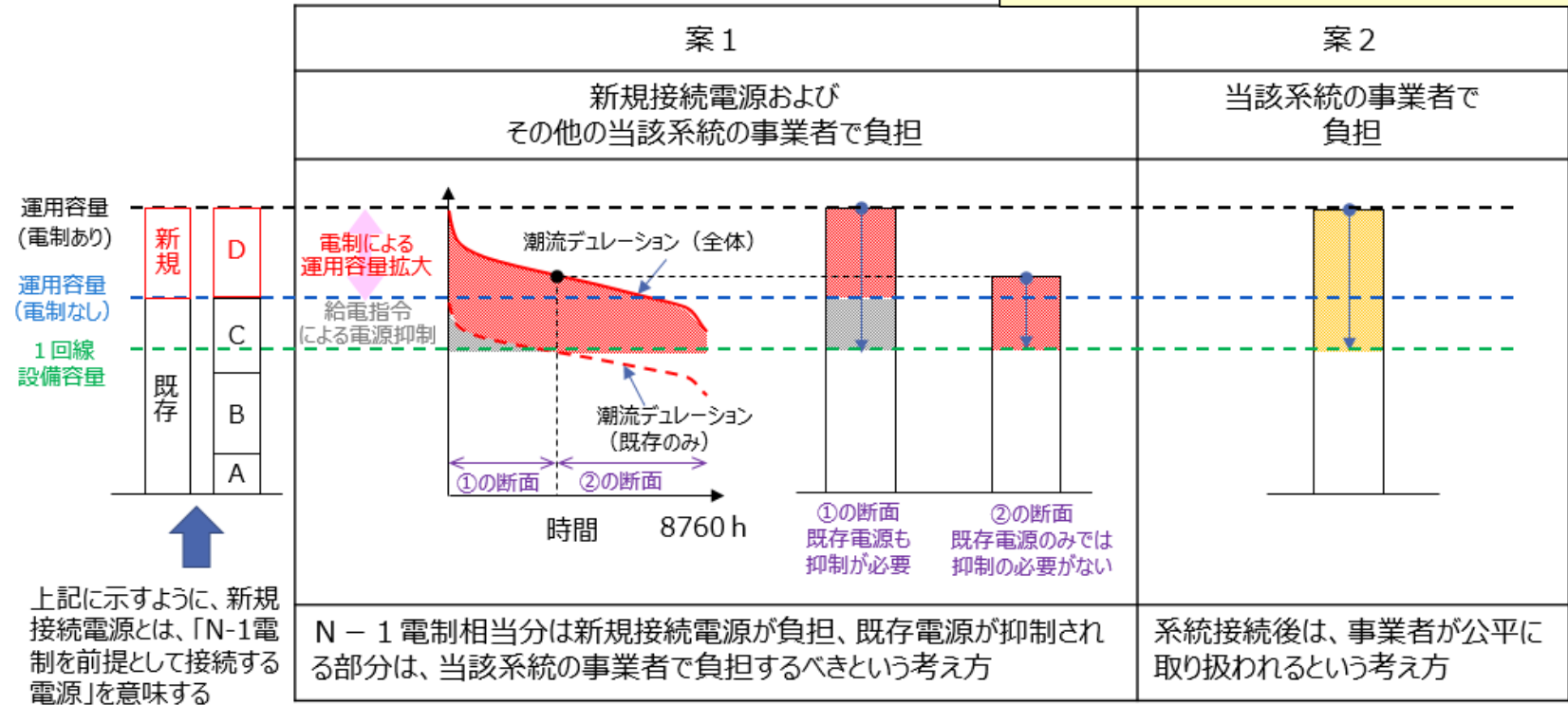
【算出イメージ】



- N-1 電制に伴う費用を適正に精算するためには、抑制される事業者（電制対象）と費用負担者（受益者）の両者にとって納得性の高い仕組みが不可欠となる。
- N-1 電制に伴う機会損失費用については、電制により不利益が生じないように、抑制された kWh 費用や起動費だけでなく、緊急停止に伴う機器トラブルの補修費用等も補償する必要があるが、個々の発電機や事象により異なる費用となるため、一律に定めることは困難である。
- このため、当該費用については抑制される事業者からの申告額をベースに確認することになると考えられるが、英国インタートリップの事例のように、費用精算項目や適正性の確認方法をあらかじめ明確にしておくとともに、過去の実績などから標準的な費用の目安を示していくこととしてはどうか。
- また、当該費用の実績については蓄積していき、継続的に適正性の確認を行っていくことが必要となるのではないか。

- 国の審議会等において、電制の本格適用における機会損失費用の負担割合の考え方は、故障時に発電していたkWに応じて按分すると整理されている。
- これを実現させるには、電制対象外電源の電制時の出力を把握する必要があるが、再エネ連系の多い高压システムを考慮すると、相当数の電源の出力を把握し、負担割合を算定することになるため、精算システムで行う必要があり複雑かつ高額なシステムとなる可能性がある。

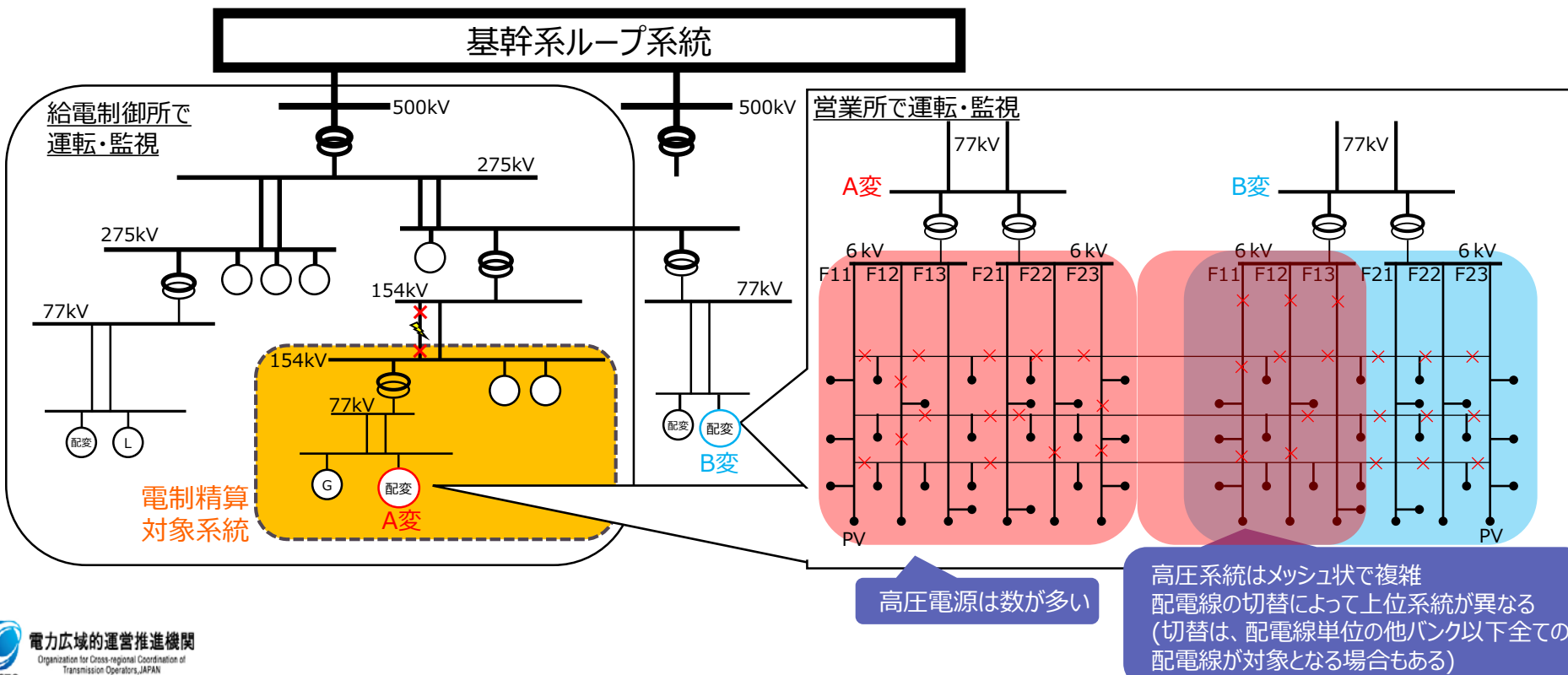
第28回広域系統整備委員会資料より抜粋



2-(1)-7. 課題②受益者の負担額をどのように算定するか

- 高圧系統は、複雑に連系する形態となっており、系統故障や作業に伴い日常的に系統切替を行っている。また、運転・監視も特高系と異なり、地域ごとの小さな事業所単位で行っており、特高系の運転・監視システムとも連携されていない。
- このため、N-1故障発生時の高圧系統を正確に把握することは困難である。
- しかし、高圧電源についても、その発電出力は、上位系である特高系へ影響を与えているため、精算を行う上では特高電源と同様に管理や費用負担は必要である。

【高圧系統を含む電制精算対象系統のイメージ】



- 精算のシステムを検討していくにあたっては、高圧電源に対し、どのようなシステムを構築するかによってシステム規模が大きく変わってくる。
- 高圧電源の費用精算システムを検討するにあたり、主に以下に示すような2案が考えられる。
- 高圧電源が事故時にどの配変に接続されていたかを把握するためには、配電線のフィーダー毎にどの配変に接続されていたかを特高系のシステムに取り込んでおく必要があるなど、複雑かつ大幅なシステムの変更が必要となる。
- 今後、精算システムについては、これらのメリット、デメリット等を整理し、実現可能性を踏まえたシステム仕様としていくこととしてはどうか。

案	精算方法	メリット・デメリット	システム規模
案1	<ul style="list-style-type: none"> ・全てを正確に把握 ・把握した系統および出力に応じた正確な分担量を算出・精算 	<ul style="list-style-type: none"> ・正確な把握のため全ての高圧電源の情報を精算システムに取り込む必要がある ・1件あたりの精算額が非常に少額な場合、費用対効果が悪い 	複雑となり高額
案2	<ul style="list-style-type: none"> ・常時系統の配変単位で固定 ・把握した出力に応じた正確な分担量を算出・精算 	<ul style="list-style-type: none"> ・系統は常時系統で割り切ることで、高圧系統の情報の取り込みが不要となる ・案1にくらべ正確な分担量とはならない 	案1より簡略化が可能

2-(1)-9. 課題③どのような方法で精算するか

- 精算は、一般送配電事業者を介して行われることになると考えられるが、精算の頻度や費用回収と支払いのためのシステム設計、未払いや支払不能時の対応などの課題がある。
- 精算の頻度については、N-1電制が動作するような故障は、数年に1回程度であることを考慮すると、電制動作の都度、精算を行うことが合理的と考えられる。
- 一方、費用を請求することを考えると、動作の都度ではなく、例えば託送料金の請求等（月1回）に合わせて行うことが合理的と考えられるが、未回収となるリスクも考慮する必要がある。
- 一般送配電事業者が、受益者から機会損失費用を回収し、電制対象電源へ支払う方法については、現行の電気料金システムへの組み込みが可能かどうか等、引き続き検討していく。
- また、未払いや支払不能時などのトラブル対応も含めて、今後の本格適用の検討においては、法律・約款等との整合や担保となる制度整備などについて、国の審議会等での議論の必要性も含めて検討していく。

■ 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。

コネクト & マネージに関する取組について

1. 海外調査報告

2. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) N - 1 電制の本格適用の課題への対応
- (2) ノンファーム型接続の課題整理
- (3) コネクト & マネージ適用の効果について(報告)

■ 混雑管理ルール

- TSO系統においては、系統増強を前提とせず平常時の混雑管理を実施している事例が米国(PJM等)にある。PJMではLMPを用いたエネルギー市場取引により混雑管理を行っているが、DSO系統まではLMPを適用しておらず、日本における再エネ連系の中心となる小規模電源が多数接続されるDSO系統を含めた仕組みはなかった。
- その他のTSO系統は、系統増強を前提とした一時的な混雑に対する混雑管理であり、日本が目指す系統増強を前提としない設備形成として混雑管理を行う仕組みはなかった。

■ 抑制方法と抑制費用の精算

- 日本で議論している、系統増強を前提とせずに抑制に対して補償のない混雑管理手法を用いている事例に米国(PJM等)があるが、日本が目指すDSO系統を含む系統全体を通して同様の混雑管理手法を行っている事例はなかった。



- ノンファーム型接続の検討にあたっては、**日本の電力取引制度を前提に、DSO系統まで適用可能な日本独自の仕組みを考えていく必要**がある。このような仕組みは、海外にも事例がないことから、非常に複雑かつ前例のない仕組みとなることも予想されるため、**実現可能性や経済性、受容性を総合的に勘案**し、決定していく必要がある。
- 日本独自の制度を検討していくにあたり、前提として整理しておくべき事項について、ご議論いただきたい。

- 現在接続されている電源は、現行の託送供給等約款に基づき連系しており、平常時の出力抑制は同約款において規定されていない。
- このため、これまでの検討においては、ノンファーム型接続の早期適用を図るため、まずは、オペレーション（出力抑制）と費用負担を切り分けず、ノンファーム電源を抑制するという前提条件で検討を進めている。
- 一方、事故時や作業時の出力抑制は約款で規定されていることから、N - 1 電制や設備停止作業調整において、オペレーションと費用負担を切り分けて既存電源を効果的に抑制する仕組みを提案しているところ。
- ノンファーム型接続についても、社会コスト最小化の観点からは、既存電源を含めて効果的に抑制する方が有効であることから、オペレーションと費用負担を切り分けた仕組みについても視野に入れ検討していくこととしたい。
- なお、その検討においては、以下に示す各事業者間の公平性確保や現行の計画値同時同量制度を前提とする。

<前提とする公平性とは>

「平常時に出力制約がないように系統対策をしたうえで接続しているファーム電源」と「平常時の出力抑制を前提に系統対策なしで接続するノンファーム電源」の系統利用は、ファーム電源が優先される。そのうえで、

- ・ 適正な対価なしにファーム電源が出力抑制されるといった不利益が生じないこと
- ・ 適正な対価を支払ったノンファーム電源が運転できないといった不利益が生じないこと
- ・ 特定の種別の電源を優先的に接続することがないよう公平に取り扱う

(空白)

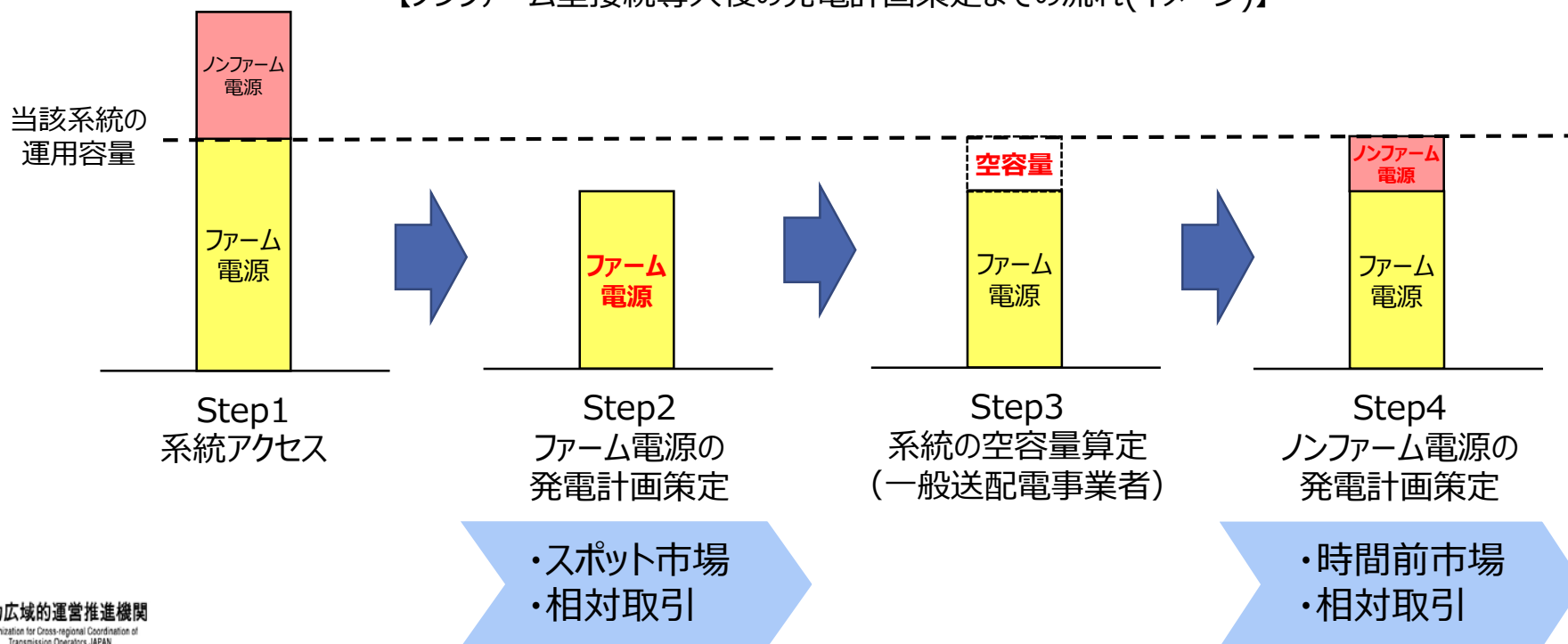
- ノンファーム型接続は、運用容量を超えた系統接続が可能であるが、その運転は、ファーム電源の運転時において系統に空容量がある場合に、その空容量の範囲内での運転を可能とする仕組み※1,2である。

※1 ファーム電源間では、系統に接続すると系統利用に優先順位はないことが基本となるが、ノンファーム型接続の導入により、接続後の系統利用はノンファーム電源よりもファーム電源が優先されるという考え方になる（第32回広域系統整備委員会にて整理）。

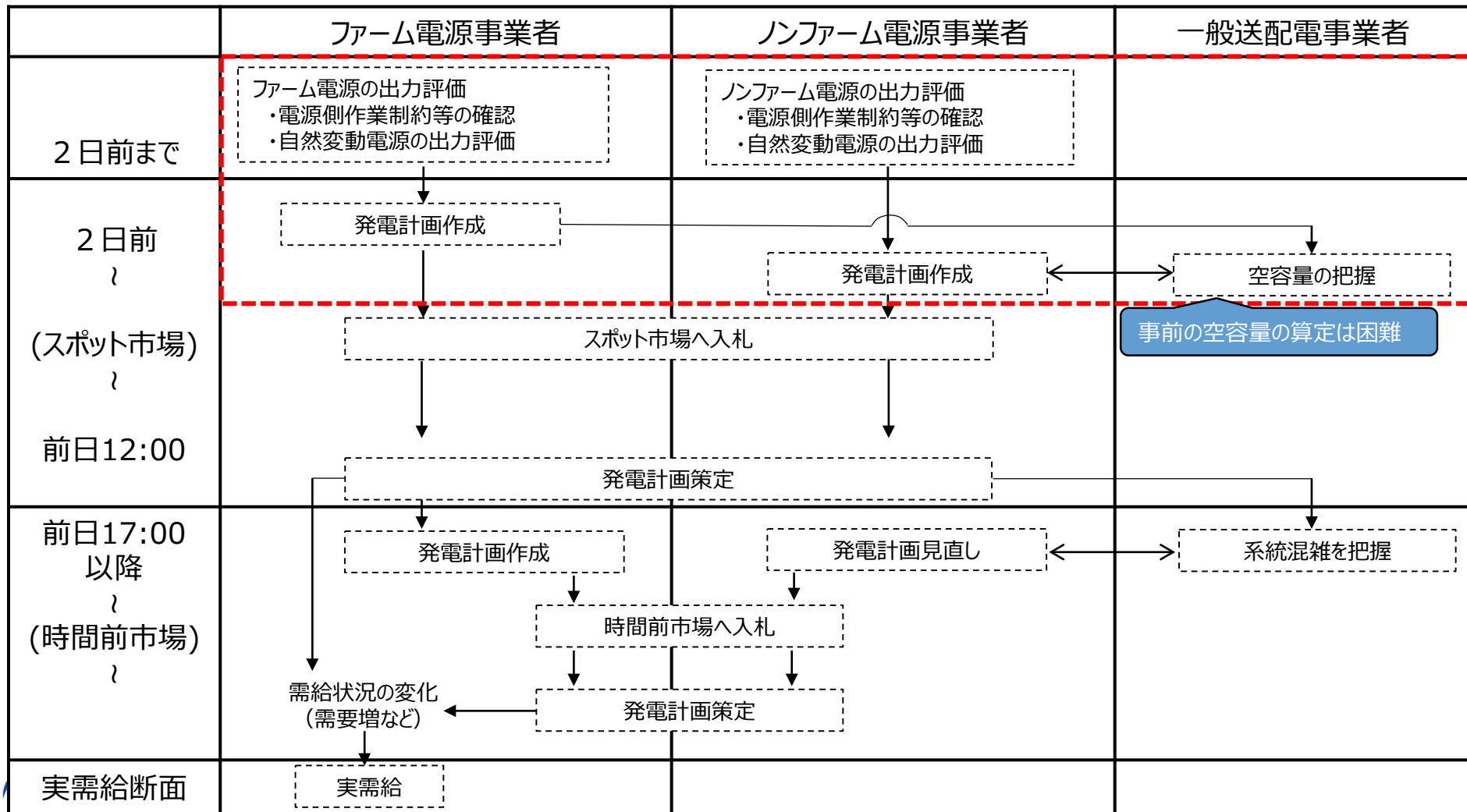
※2 PJMでは、系統増強して連系した事業者とそうでない事業者については、送電権の付与等において違いがある。

- このため、日本の電力取引制度を前提に系統接続から発電計画策定までの基本的なステップを考えると、ファーム電源の発電計画はスポット市場の結果によって決まるため、ノンファーム電源の発電計画はスポット市場後の取引(時間前市場または同一 B G 内でのファーム発電計画との差し替え)により策定することとなる。

【ノンファーム型接続導入後の発電計画策定までの流れ(イメージ)】

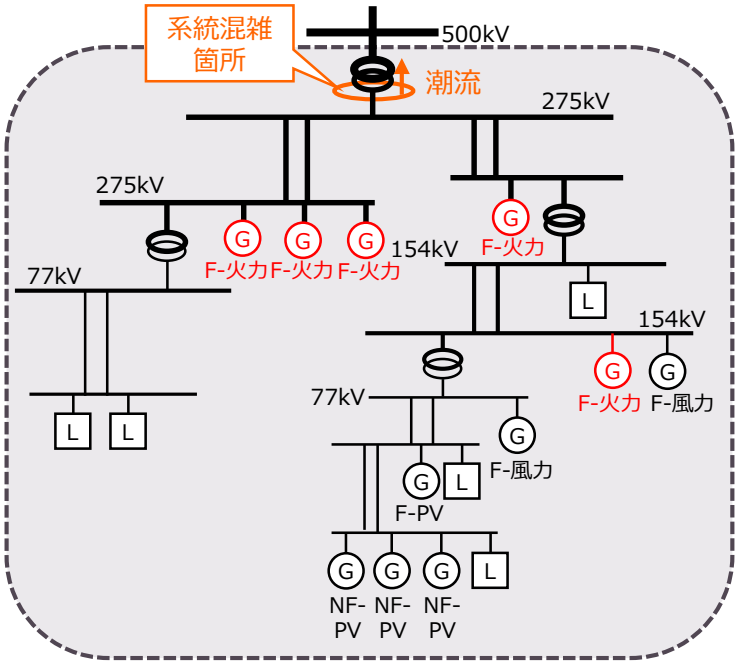


- ノンファームの計画策定には、ある程度精度の高い発電計画を元にした空容量情報が必要だが、スポット市場を受けた発電計画策定の前に精度の高い空容量を算出することは困難

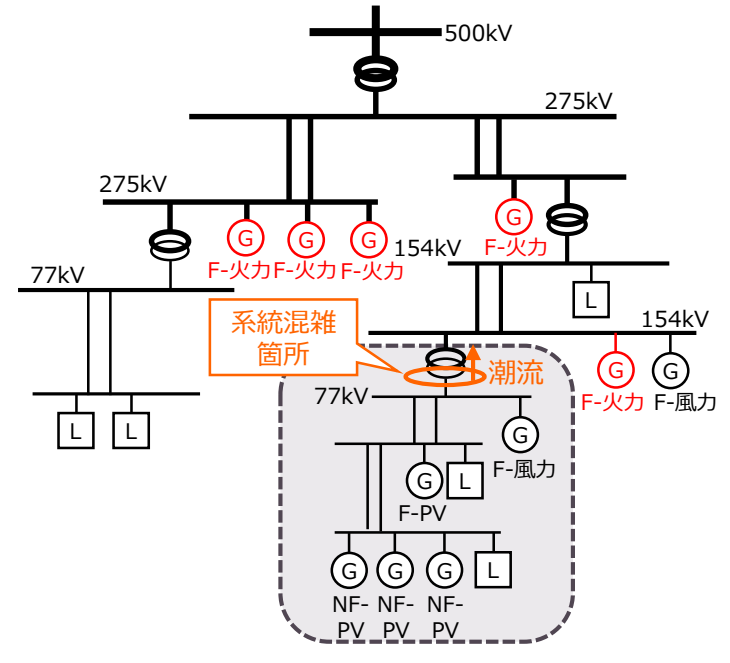


■ 基幹系統とローカル系統の特徴を踏まえると、系統内の電源や負荷の多さ、電源の種類観点から、ローカル系統など系統規模が小さい系統では空容量は小さくなるのではないか。

【基幹系統】



【ローカル系統】



- ・基幹系統では多様な電源や負荷が接続されており、火力のような負荷状況に応じて計画調整可能な電源もあるため、系統の空容量が生じやすい。
- ・ただし、稼働する機会の少ない老朽火力や再エネのならし効果により生じる空容量は、想定潮流の合理化により既にファーム電源が接続しているため、ノンファーム電源が運転可能な空容量とはならない可能性がある。

- ・ローカル系統になるほど、電源や負荷の数が限られ再エネ電源が大宗を占めるため、ノンファームの発電量が大きいときにはファームの出力も大きく、空容量が生じない可能性が高い。
- ・また、再エネのならし効果により生じる空容量は、想定潮流の合理化により既にファーム電源が接続しているため、ノンファーム電源が運転可能な空容量とはならない可能性がある。

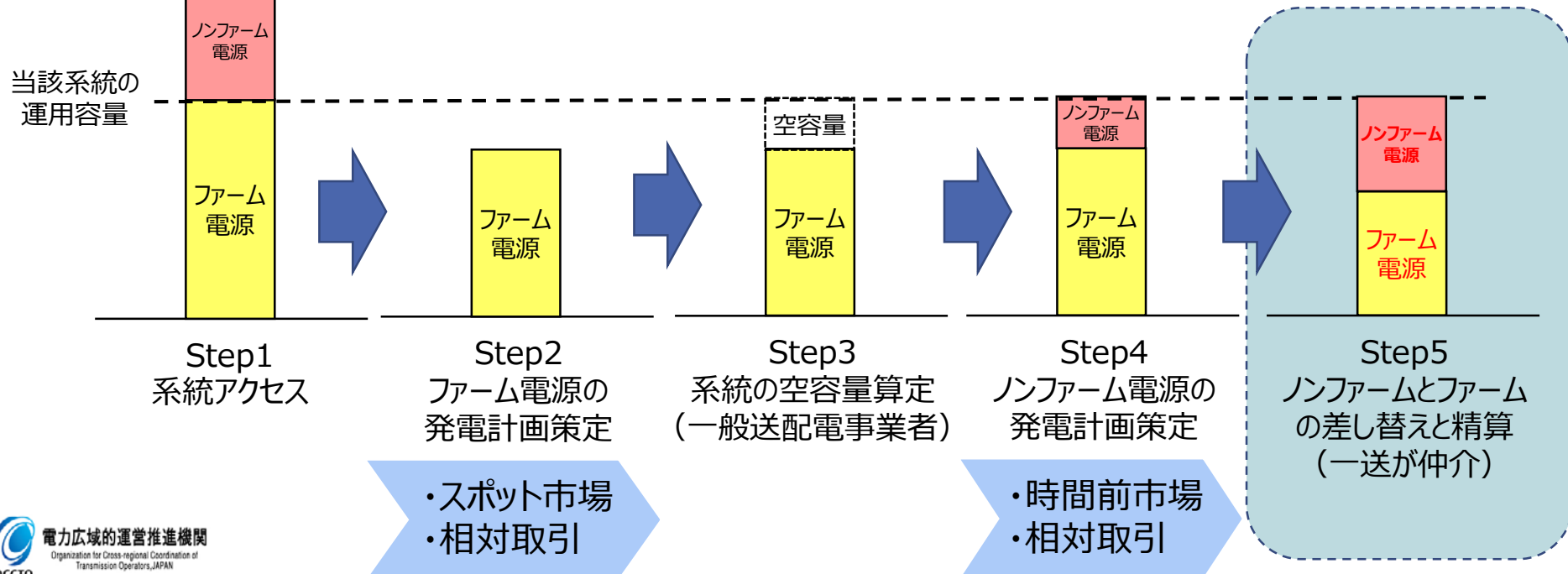
(空白)

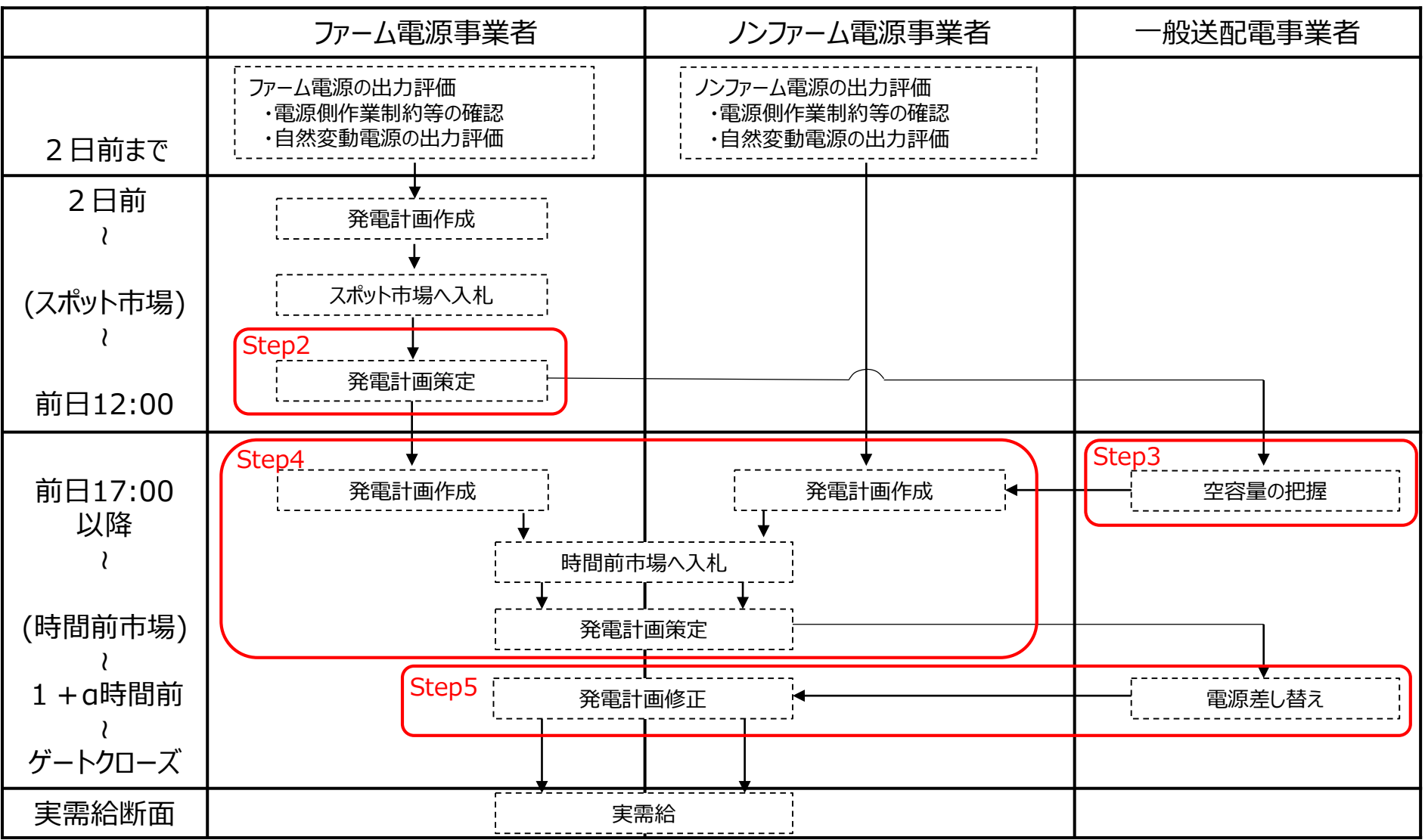
2-(2)-4. メリットオーダー抑制方式 発電計画の策定

- ノンファーム型接続のメリットオーダー抑制方式は、ノンファーム型接続導入後は、ファーム電源の系統利用が優先されること、ファーム電源を含めてメリットオーダーに応じて発電出力を配分し、抑制されたファーム電源の機会損失費用をノンファーム電源が補償するという方式である。
- メリットオーダーに応じた抑制は、前述の発電計画策定フローのうち時間前市場の段階で実現する必要があるが、時間前市場では系統混雑が考慮されていないため、時間前市場を通して混雑処理することはできない。このため、一般送配電事業者がノンファーム電源の増出力とファーム電源の出力抑制（ノンファームとファームの差し替え）を行い、その費用を精算する手法が現実的である。
- **ただし、この差し替えは、同一系統内に差し替え可能なファーム電源がある場合※に限定される。**

※ファーム電源が抑制可能かつ差し替えにより双方にとってメリットが生じる場合

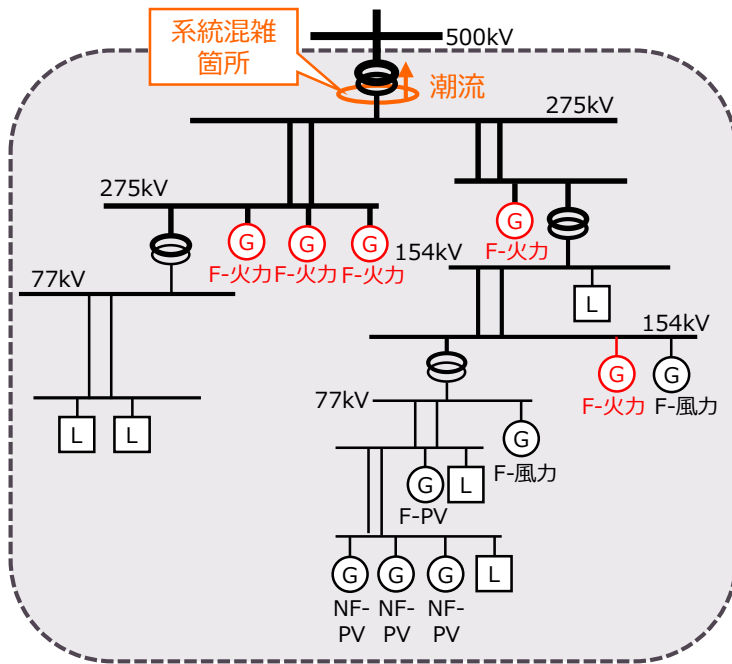
【ノンファーム型接続(メリットオーダー抑制方式)導入後の流れ(イメージ)】



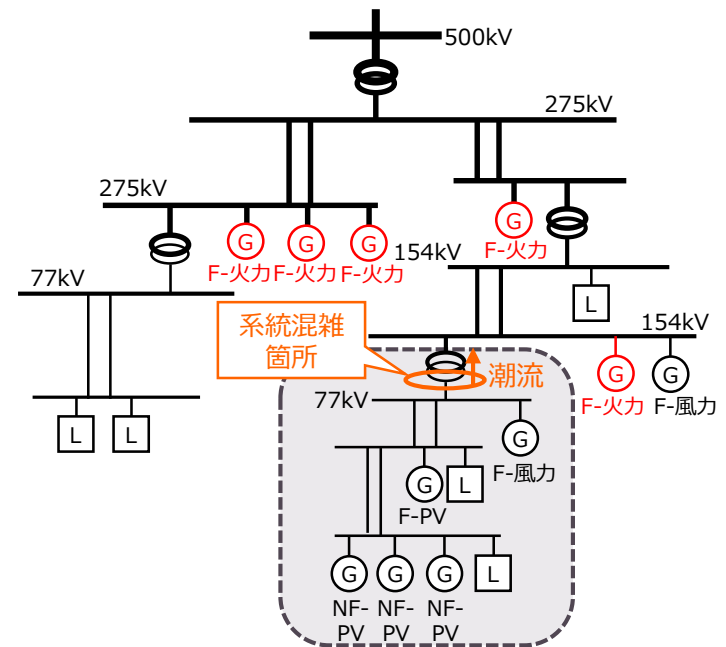


- メリットオーダーに基づいた電源の持ち替えは、混雑を発生させないために同一系統内での持ち替えに限定される。

【基幹系統】



【ローカル系統】



同一系統内にノンfarmよりも限界費用の高い火力電源などが存在することが多いため、持ち替え可能であり、メリットオーダー抑制方式を適用できる。

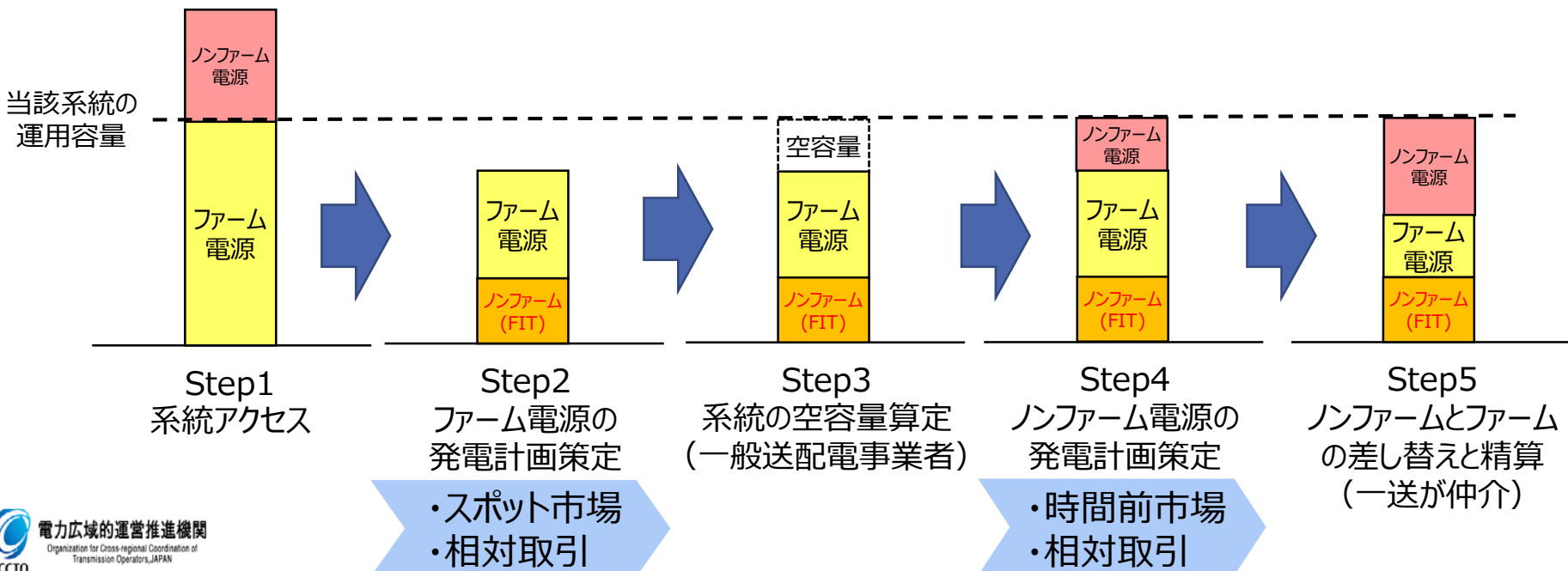
同一系統内に再エネ電源しか存在しないことが多く、持ち替え可能な電源がないため、メリットオーダー抑制方式は適用できない。

(空白)

- 第32回の本委員会において、ノンファーム型接続の今後の方向性としてまずはオペレーション(出力抑制)と費用負担を切り分けず、ノンファーム電源抑制方式を第1ステップ(先行適用)として検討を進めていくこととし、メリットオーダー抑制方式はその次のステップ(本格適用)として導入すると整理した。
- ただし、前項のとおり、メリットオーダー抑制方式は差し替え可能な電源がある場合に限定されることから、ノンファーム型接続は、ノンファーム電源を抑制する方式(Step4まで)をベースとし、メリットオーダー抑制方式(Step5)は、限定的な仕組みとして考えていくことが現実的ではないか。
- なお、ノンファーム型接続の実現にあたっては、Step3やStep5の一般送配電事業者の負担増およびノンファーム型接続を希望する事業者にとっての受容性が最大の課題である。今後は本案をベースに実現可能性や経済性、受容性について詳細に検討していく。

- ノンファーム型接続（メリットオーダー抑制方式）は、社会コストを下げる意味からも目指すべき姿ではあるが、抑制対象者が不利益を被らない公平な費用負担の仕組みが必要となる。
- この公平な費用負担の仕組みは制度設計するうえで最も重要な要素であり、ノンファーム電源から抑制電源に支払われる対価が適正なものでなければ、ノンファーム型接続（メリットオーダー抑制方式）は成立しないと考えられる。
- 具体的には、本方式導入により抑制されるファーム電源の発電機会が減少すると、可変費（起動費等含む）に加えて固定費の回収も困難になることが予想される。本来、その固定費はエネルギー市場、需給調整市場および容量市場から適切に回収することが期待されるが、ファーム電源からみれば、想定していた稼働率が抑制により低下するため固定費が十分に回収できなくなる懸念があるのではないか。
- 同時に、ノンファーム電源の側にとっても、適正な費用負担を正確に把握できなければ事業性を判断できないのではないか。
- これらを踏まえると、費用回収の仕組みや相応のシステム構築に目処がたったとしても、事業者間のコンセンサスを得ることは相当時間を要することが予想される。
- そのため、まずはオペレーション（出力抑制）と費用負担を切り分けず、ノンファーム電源抑制方式を第1ステップとして検討を進めていくこととし、メリットオーダー抑制方式については、並行して検討していくものの、その導入は次のステップとすることとしたい。

- 現状では、FIT電源は全量スポット市場へ投入されており、小売買取分のFIT電源についても全量がBGの需給バランスの中に組み込まれている。また、系統利用はファーム電源を優先させることが基本的な考え方である。
- 現行のFIT制度は、その前提としてノンファーム型接続を念頭に置き制度設計されたものではないため、一般送配電買取分を全量スポット市場へ投入する等の現行制度の下でFIT電源にノンファーム型接続を適用しようとしても、Step2の段階でノンファーム（FIT）電源が組み込まれることになり、制度上の不整合が生じることになる。
- このため、ノンファーム型接続のFIT電源の取り扱いについては、国での議論が必要である。

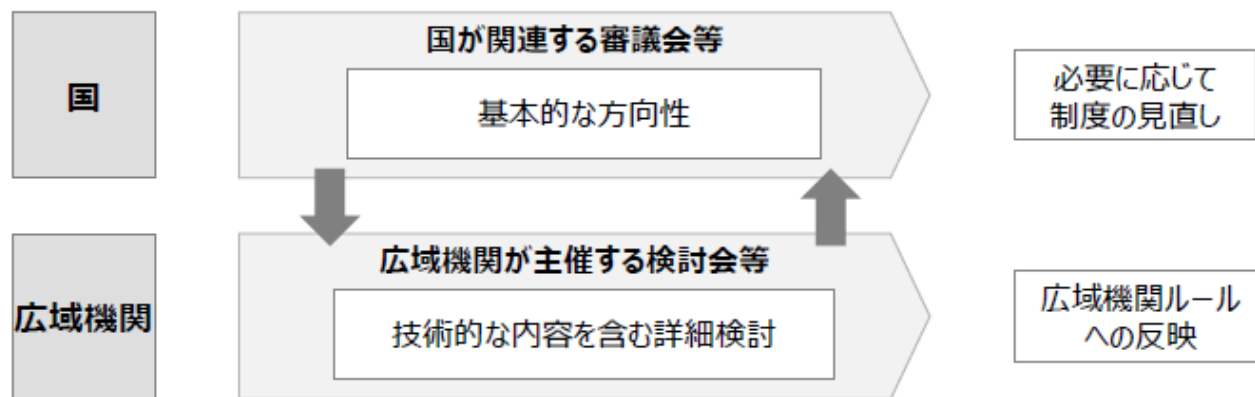


- 第2回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(H30.1.24)において、コネクト&マネージに関する今後の検討体制について、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は本機関において行うことになった。

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電制の本格適用およびノンファーム型接続導入に向けてのスケジュールについては、今回の議論を踏まえ、改めて示していくこととしたい。

コネクト & マネージに関する取組について

1. 海外調査報告

2. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) N - 1 電制の本格適用の課題への対応
- (2) ノンファーム型接続の課題整理
- (3) コネクト & マネージ適用の効果について(報告)

- 想定潮流の合理化適用による効果について、全国大での効果を取りまとめた結果、約590万kW^{※1,2}の空容量拡大の効果を確認した。

※1 今回取りまとめた効果は、最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない

※2 効果は、空容量のない系統の空容量が増加したケースだけでなく、十分に空容量がある系統の空容量がさらに増加したケースも含む

- N-1電制(先行適用)の適用による効果について、全国大での効果を取りまとめた結果、約4040万kW^{※1,2}の効果を確認した。
- ただし、下位系統に制約がある場合などもあり、必ずしも効果で示した容量をN-1電制の適用のみで接続できるとは限らない。

※1 今回取りまとめた効果は、最上位電圧の変電所のみで評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない
 ※2 速報値であり、数値は変わる場合がある

【電制適用効果算出のイメージ】

電制が適用される最上位系の変電所の電制適用可能量を合計。

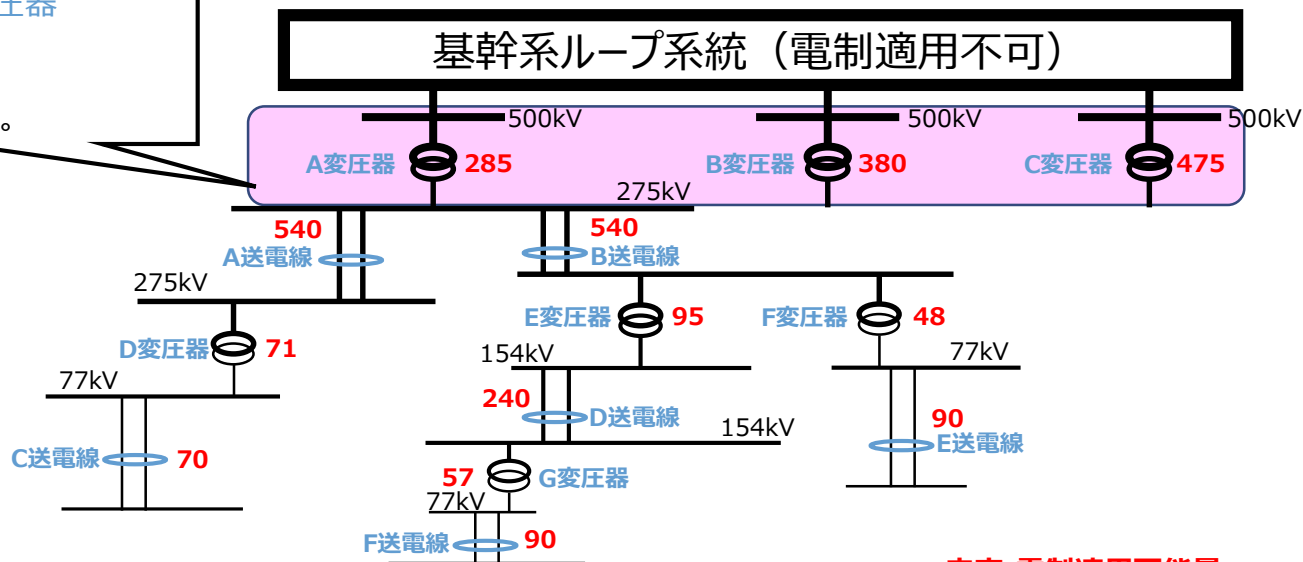
図の例だと、

A変圧器 + B変圧器 + C変圧器

= 285 + 380 + 475

= 1140

を電制適用による効果とした。



赤字:電制適用可能量