

電力ネットワークの次世代化

増強・接続・利用ルールの高度化

2020年12月7日
資源エネルギー庁

本日の概要

- 電力ネットワークの次世代化を目指して、増強・接続・利用ルールについて議論をいただいているが、本日は更にその議論の深掘りを行う。
- 増強については、前回の本小委員会において行われたマスタープランの前提となるシナリオの考え方や進め方についての議論を踏まえ、マスタープラン 1 次案の具体的な諸元案と共に、2050年カーボンニュートラルを見据えて考えるべき視点について議論を行う。
- 接続については、前回の本小委員会までに行われた基幹系統におけるノンファーム型接続の全国展開について、その進捗を報告するとともに、ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用に関する論点整理を行う。
- 利用については、前回の本小委員会までに行われた電力広域機関からの報告などを受けた議論を踏まえ、再給電方式の実現に向けた課題解決の進め方や、メリットオーダーに基づく具体的な運用方法について、御議論いただく。

- (1) マスタープランの策定
- (2) ノンファーム型接続の全国展開
- (3) 基幹送電線利用ルールの見直し

本日の議論

- 前回の本小委員会においては、マスタープラン検討の前提となるシナリオの進め方などについて御議論いただき、
 - 現状において明確に国として掲げた再エネ目標・見通しなどを前提としたシナリオをベースシナリオとする 1 次案を来年春頃に策定することで、増強の必要性の大きい系統をまずは早期に見定めるとともに、
 - 1 次案を超えて、エネルギー基本計画の議論を踏まえながら、2050年度カーボンニュートラルといった長期を見据えた検討を進めるという、二段構えの進め方をする事とした。
- 本日は、マスタープランの 1 次案に用いるベースシナリオとしての諸元案とともに、2050年カーボンニュートラルに向けて考えるべき視点について御議論いただく。

<10/26 第21回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会

第9回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議における主な発言>

- 系統に柔軟性をもたせることが重要。
- ベストミックスの中でコストを最小化できるように作って欲しい。
- 制約の下で、社会的な費用を最小化、電源の立地・系統増強コストを最適化するプランを示すのが本来の姿である。
- 複数のシナリオを検討して結果を出していくということだと思う、コストの感応度を示すことが重要になると思う。
- 費用便益評価は合理的。CO2コストは欧米の手法を検討すべき。
- 現行ミックスの枠にとらわれない更なる再エネ導入に向けたシナリオも検討いただきたい。

（参考）マスタープランの前提となるシナリオの基本的な進め方

- マスタープランの策定においては、足下から着手できる増強計画の策定と、長期的な視点への示唆を両立させる観点から、以下を、シナリオの基本的な進め方とする。
 - ① まずは1次案策定に向けて、国として掲げた再エネ目標・見通しの達成を盤石にするため、2030年度より先を見据え、**現行の2030年度エネルギーミックスにおける再エネ導入量の水準を達成しつつ、風力については官民協議会を踏まえた2030年度を超えた導入見通しを用いる等、明確に国として掲げた再エネ目標・見通しを前提としたシナリオをベースシナリオとする**
 - ② その上で1次案策定を超えて、2050年度やそれ以降といった長期の議論の参考として、今後進められるエネルギー基本計画の議論を踏まえ、**更なる再エネの大量導入や電化の進展などを想定して、可能な限り複数のシナリオを検討していく**
- なお、ベースシナリオについては、来年春頃を目指すマスタープラン1次案の策定までには分析の時間に限りがあるものの、1次案の策定後においても、新たなエネルギーミックスの策定などを踏まえて、随時見直しを実施していく。

(参考) マスタープラン策定の基本方針

第21回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第9回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会
合同会議資料（2020年10月26日）を一部修正

(基本的考え方)

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

(目標時期及び対象送電線等)

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

(分析方法及び結果の示し方)

- 各送電線の増強の要否については、一定の仮定の下に費用便益評価を行い判断の上、その結果をもって増強の要否を決定するものと直ちに決定しないものを切り分けながら、例えば、増強が望ましい、判断保留、増強の必要なし、という形で幅を持って示すこととする。

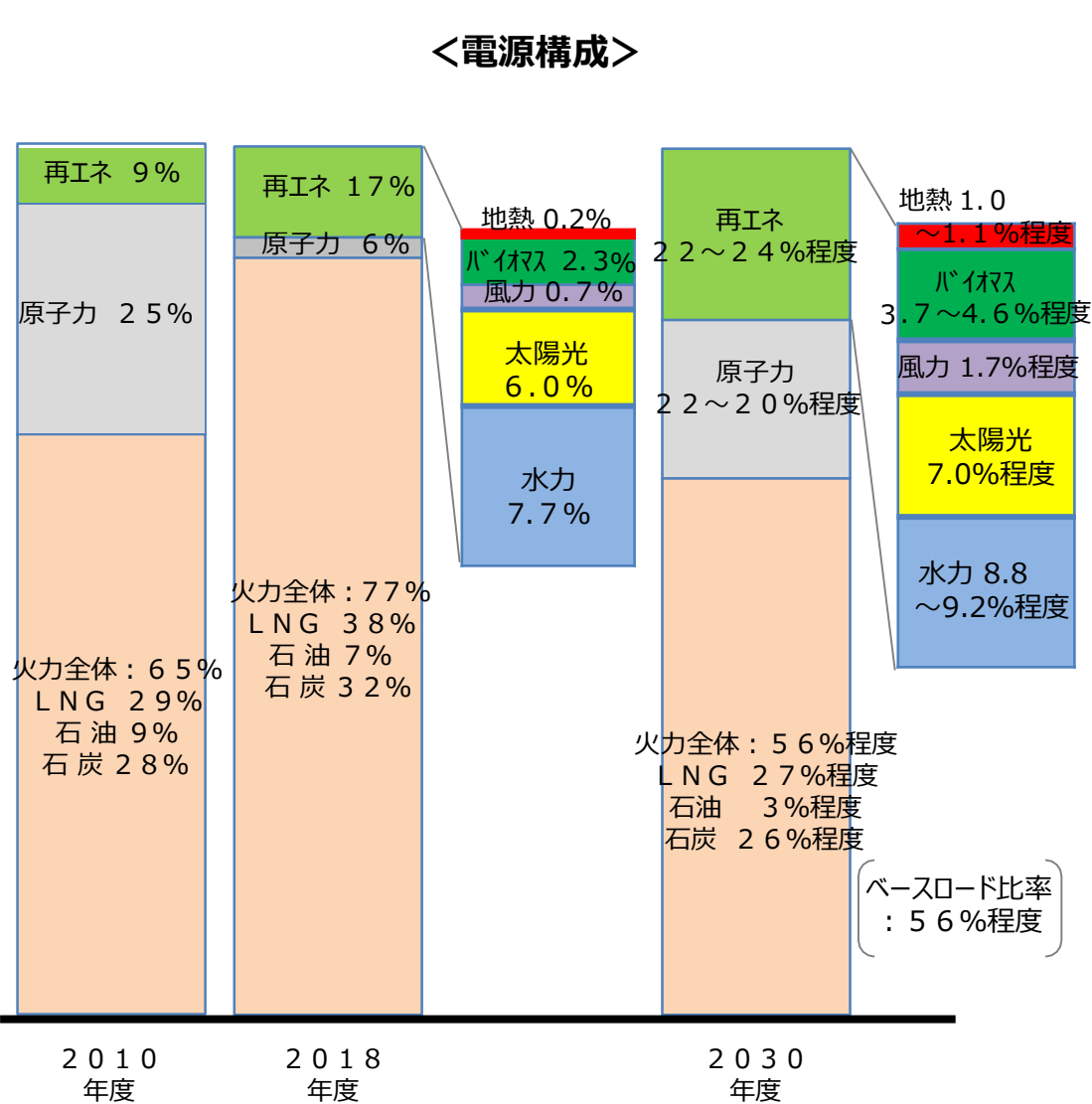
マスタープラン1次案に向けた諸元設定

- 1次案においては、現時点において国として掲げた再エネ目標・見通しの達成を盤石にすることが重要である。このため、再エネの設定については以下を採用し、参考として感度分析をしてはどうか。
 - バイオマス・地熱・水力については、現行の2030年度エネルギーミックスの水準を採用
 - 太陽光と陸上風力については、最新の供給計画における10年後の想定値が、既にエネルギーミックスの水準を超過していることから、この値を採用
 - 洋上風力については、官民協議会で今後議論される目標値を採用
- また、需要・火力・原子力といったその他の設定については、現行の2030年度エネルギーミックス（電力のkWh構成）の値を基本として、既存もしくは既に想定されている新設の設備を前提として、以下のような早期にシミュレーション可能な設定をすることとして、まずは電力広域機関において1次案を策定し、本委員会に報告してはどうか。

＜ベースシナリオの諸元＞

需要	● 2019年需要実績をエネルギーミックス水準に補正
再エネ	● 基本的に2030年度エネルギーミックス、供給計画のうち大きいものを設定 ● 洋上風力は、官民協議会の議論を踏まえた目標値を設定
火力	● エネルギーミックス水準を初期値として設定 (火力の比率は、再エネの増加によってエネルギーミックス水準より減少することとなる)
原子力	● 2030年度エネルギーミックス水準に設定
燃料費・CO2対策費等	● 2030年度エネルギーミックスにおける採用方法と同様に設定 ● 蓄電設備は揚水のみを設定

(参考) エネルギーミックス等における再生可能エネルギーの導入量



(kW)	導入水準 (2020年3月)	2020年度 供給計画 (2029年度断面)	エネルギー ミックス (2030年度)
太陽光	5,580万	7,652万	6,400万
風力	420万	1,272万	1,000万
地熱	60万	55万	140～ 155万
一般 水力	2,200万	2,192万	2,091～ 2,337万
バイオ	450万	568万	602～ 728万

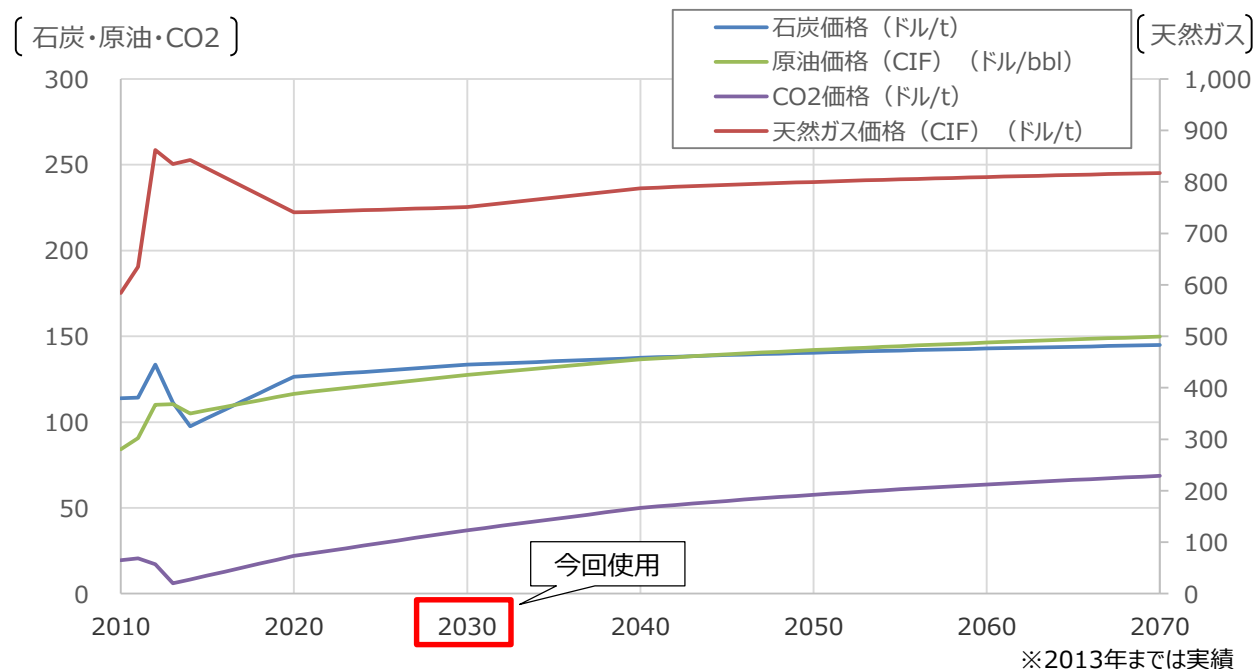
※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力
※改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済
※水力は1,000kW以上のみを計上
※2030年度エネルギーミックスで示す最終電力需要は自家発自家消費分等を含む（9808億kWh。
2019年度電力調査統計により算出される自家発自家消費等を想定すると、2030年度最終電力需要は8700億kWh程度。） 8

(参考) エネルギーミックスにおける燃料費とCO2対策費単価

第2回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料2 一部抜粋

[円/kWh]	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格およびCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）



出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3）燃料価格」・「表4）CO2価格」

2050年カーボンニュートラルを見据えて考えるべき視点

- 10月26日の菅内閣総理大臣の所信表明演説における「2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」との発言を受けて、現在行われているエネルギー基本計画の議論を踏まえながら、マスタープランの検討においても2050年カーボンニュートラルを見据えることが重要となる。
- 11月17日に行われた基本政策分科会における議論を踏まえ、**1次案を超えた2050年の視点で電力ネットワークを考える上では、電源構成の視点に加え、例えば以下のような視点が求められると考えられるが、どう考えるか。また、この他にどのような視点があるか。**
 - － 慣性力や同期化力といった系統の安定性等の制約についてどのように考えるか
 - － 各エリアで増加すると考えられる再エネの出力制御の許容度についてどのように考えるか
 - － 蓄電池やEVといった技術やその活用についてどのように考えるか
 - － 費用便益評価で用いるCO2対策費用や燃料費についてどのように考えるか
 - － 技術発展や社会変化を踏まえた電力需要の将来についてどのように考えるか

(参考) 第203回国会 (10月26日) 菅内閣総理大臣 所信表明演説

三 グリーン社会の実現

菅政権では、成長戦略の柱に経済と環境の好循環を掲げて、グリーン社会の実現に最大限注力してまいります。

我が国は、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを、ここに宣言いたします。

もはや、温暖化への対応は経済成長の制約ではありません。積極的に温暖化対策を行うことが、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につながるという発想の転換が必要です。

鍵となるのは、次世代型太陽電池、カーボンリサイクルをはじめとした、革新的なイノベーションです。実用化を見据えた研究開発を加速度的に促進します。規制改革などの政策を総動員し、グリーン投資の更なる普及を進めるとともに、脱炭素社会の実現に向けて、国と地方で検討を行う新たな場を創設するなど、総力を挙げて取り組みます。環境関連分野のデジタル化により、効率的、効果的にグリーン化を進めていきます。世界のグリーン産業をけん引し、経済と環境の好循環をつくり出してまいります。

省エネルギーを徹底し、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、安全最優先で原子力政策を進めることで、安定的なエネルギー供給を確立します。長年続けてきた石炭火力発電に対する政策を抜本的に転換します。

① 出力変動への対応 (調整力の確保)

- 変動再エネ（太陽光・風力）は、自然条件によって出力変動するため、需給を一致させる「調整力」が必要。現在は調整電源として火力・揚水に依存。
- 調整力が適切に確保できないと、再エネを出力制御する必要。結果として、再エネの収益性が悪化し、再エネ投資が進まない可能性。
- 今後、変動再エネの導入量が増加する中で、①調整力の脱炭素化（水素、蓄電池、CCUS/カーボンリサイクル付火力、バイオマス、デマンドレスポンス等）を図りつつ、②必要な調整力の量を確保する、といった課題をどのように克服していくか。

② 送電容量 の確保

- 再エネポテンシャルの大きい地域（北海道等）と大規模需要地（東京等）が離れているため、送電容量が不足した場合には、物理的に送電ができず再エネの活用が困難。
- 特に北海道については、北海道内の需要規模が小さいこともあり、導入拡大が難しい状況。
- 社会的な費用に対して得られる便益を評価しながら、どのように送電網の整備を進めていくか。

③ 系統の安定性維持 (慣性力の確保)

- 突発的な事故の際に、周波数を維持しブラックアウトを避けるためには、系統全体で一定の慣性力（火力発電等のタービンが回転し続ける力）の確保が必要。
- 太陽光・風力は慣性力を有していないため、その割合が増加すると、系統の安定性を維持できない可能性。
- その克服に向けて、疑似慣性力の開発等を進めていく必要があるが、現時点では確立した技術がない状況。

④ 自然条件や 社会制約への 対応

- 自然条件に左右される再エネの導入にあたっては、平地や遠浅の海が少なく、また日射量も多くない我が国の自然条件を考慮する必要。
- また、他の利用（農業、漁業）との調和、景観・環境への影響配慮を含む地域等との調整が必要。
- 導入できる適地が限られている中で、各電源毎の現状・課題を踏まえ、どのように案件形成を進めていくか。

⑤ コストの受容性

- 上記のような諸課題を克服していくためには、大規模な投資が必要。また、適地が限られている中で大量導入した場合には、適地不足により今後コストが上昇するおそれ。
- 既に再エネ賦課金の負担が大きくなっている中で、こうしたコスト負担への社会的受容性をどのように考えるか。また、イノベーションの実現が不確実な中で、どのようにリスクに備えた対応をしていくべきか。

(注) これらの課題以外にも、今後検討を深める中で生じる様々な課題について対応策を検討する必要がある。

【現状・課題】

○風力発電のための風況の良い区域は、**北海道・東北に集中**。大きな需要地（首都圏等）で活用するためには、**系統容量（連系線や基幹系統）を確保**する必要。

①北海道と東北の連系線

- ・現状90万kW(0.9GW)。今後120万kW(1.2GW)への拡大を予定。
- ・洋上風力の導入拡大を踏まえると大規模な送電容量の確保が必要。

※洋上風力の官民協議会においては、**2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW**といった議論がされており、その一定割合が北海道・東北で実施されることが期待される。

一方で、北海道内の需要規模は最大で500万kW程度であり、北海道内での消費には限界が存在。

②域内の基幹系統

- ・北海道、東北、東京については域内の基幹系統にも空き容量がない箇所が多く、北海道から東京まで電力を運ぶためには、こうした基幹系統の整備も必要。

○また、**レジリエンスの強化・分散型再エネ導入の観点**から、**マイクログリッドの構築**や**配電ビジネスの促進**を図っていくことが重要。

対応策

- 将来の電源ポテンシャルを踏まえた**マスタープランを策定**し、その**増強費用を全国で支える仕組み**を整備。この仕組みに基づいた、計画的な系統整備の実施。
- 既存系統の有効活用の観点から、「**ノンファーム型接続**」の**全国展開**や、**再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用**できるように、**利用ルールの見直しを検討**する。
- 地域マイクログリッドの構築支援等を進めていく。

- (1) マスタープランの策定
- (2) ノンファーム型接続の全国展開
- (3) 基幹送電線利用ルールの見直し

本日の議論

- 前回までのノンファーム型接続の全国展開に向けた議論により、まずは全国の空き容量が無くなった基幹系統において、2021年1月上旬にもノンファーム型接続の受付開始を行うこととした。
- 本日は、その準備状況を報告するとともに、引き続き議論することとしていたローカル系統へのノンファーム型接続の展開について、課題整理のための議論を行う。

基幹系統におけるノンファーム型接続の全国展開に向けた準備状況

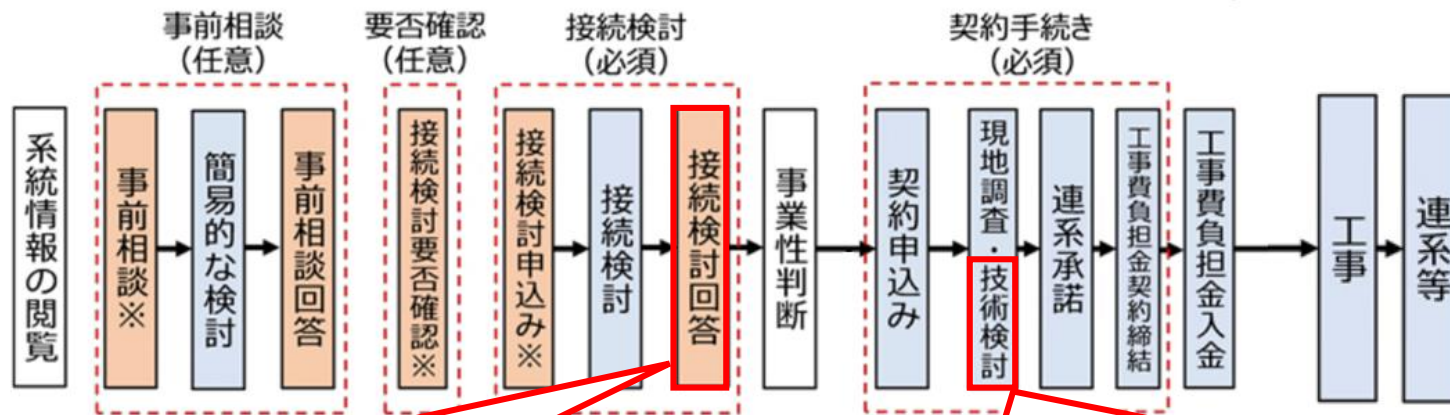
- 前回の本小委委員会にて、全国の空き容量の無い基幹系統において、ノンファーム型接続を2021年1月上旬にも受付開始するとされたが、新型コロナウイルス対策として1月11日までの休暇延長を企業に政府が要請したことを踏まえ、**全国一斉に2021年1月13日より開始するよう準備中。**
- このような内容や具体的な契約内容などの**周知のために、主に以下を実施予定。**
 - ① ホームページ（HP）において関連情報を掲載
 - ・ 各一般送配電事業者のHPにおいて、各書類などを掲載
 - ・ 各一般送配電事業者の空き容量マップ等の中で、ノンファーム型接続の対象となった時点で、当該系統を明示
 - ・ 電力広域機関HPや資源エネルギー庁HP（なるほど！グリッド）において、制度概要および制度のQ&Aや各社のHPのリンクなどを掲載
 - ② メール等による周知
 - ・ 電力広域機関の会員（全ての電力事業者）向け
 - ・ 再エネの各業界団体による会員向け

受付済み・回答済み接続検討の取扱い

- ノンファーム型接続を、2021年1月13日に全国一斉に開始する上で、今後受付する案件に加え、
**①接続検討の受付をしたが未回答の案件や、②接続検討の回答をしたが未契約の案件のうち
基幹系統の増強が必要となる案件**については、ファーム型接続を確定する契約の前であるため、ノン
ファーム型接続を適用することは可能である。
- このような案件においても、系統増強に関する費用や系統接続までの時間を抑制するためにノン
ファーム型接続を希望する可能性は高いと考えられることから、**以下の様にノンファーム型接続を可
能とすることとしてはどうか。**

	状態等	取扱い
①	2021年1月13日時点で 接続検討を未回答の案件	ノンファーム型接続として接続検討を行うか、各事業者に意 向を確認した上で回答を実施。
②	2021年1月13日時点で接続検討に回答済で 未契約の基幹系統の増強が必要となる案件	事業者からノンファーム型接続の契約申し込みがあった際に は、契約申込後の技術検討において対応する。

<系統アクセス業務時の扱い（単独で連系する場合）>



① 接続検討中の案件は、各事業者に意向を確認

② 接続検討回答済みの場合、技術検討にて対応

(参考) ノンファーム型接続全国展開の同意書【電力受給契約】

1. 発電場所住所・発電所名

発電所住所：

発電所名：

2. 電力受給契約申込における「ノンファーム型接続」への参加条件

① 国や電力広域的運営推進機関で議論されている「ノンファーム型接続」や「送電線利用ルール見直し」の詳細制度決定前に契約することにより、事後的に契約条件、約款や運用ルール等が変更となり、不利益を生じる場合があるが、その際の不利益を受容し、貴社とのいかなる契約変更等にも応じること。

② 本契約を締結することで、容量市場及び需給調整市場に参加できない場合は、これを容認すること。

③ 系統混雑時の無補償での出力制御（オンライン制御）を前提に、系統連系開始までに出力制御に必要な機器*を導入すること。

④ 出力制御機器の導入や出力制御は貴社の求めに応じること。

⑤ 系統混雑時の発電出力制御によるインバランス等のリスクを負うよう制度変更される場合は、これを容認すること。

⑥ 流通設備を停止して、保守点検や設備改修等を実施する場合は、「ノンファーム型接続」により接続された発電設備を優先的に抑制すること。

⑦ 多くの発電機が同時に接続することにより、事故電流が許容値を超える場合等、系統混雑時でなくとも系統から解列すること。

⑧ 上記①～⑦により被る損害および事前周知した方法に基づく系統混雑時の出力制御に伴い当社に生じた損害について、貴社に対して一切の責任および損害賠償を求めないこと。

⑨ 本参加条件に反することにより、電力受給契約を解除されても貴社に対して異議を申し立てないこと。

* 貴社出力制御指示と連動する出力制御ユニットおよび、出力制御対応パワーコンディショナー（PCS）等必要な装置をいう。

(参考) ノンファーム型接続全国展開の同意書【発電量調整供給契約】

1. 発電場所住所・発電所名

発電所住所：

発電所名：

2. 発電量調整供給契約申込における「ノンファーム型接続」への参加条件

① 国や電力広域的運営推進機関で議論されている「ノンファーム型接続」や「送電線利用ルール見直し」の詳細制度決定前に契約することにより、事後的に契約条件、約款や運用ルール等が変更となり、不利益を生じる場合があるが、その際の不利益を受容し、貴社とのいかなる契約変更等にも応じること。

② 本契約を締結することで、容量市場及び需給調整市場に参加できない場合は、これを容認すること。

③ 系統混雑時の無補償での出力制御（オンライン制御）を前提に、系統連系開始までに出力制御に必要な機器*を導入すること。

④ 出力制御機器の導入や出力制御は貴社の求めに応じること。

⑤ 系統混雑時の発電出力制御によるインバランス等のリスクを負うよう制度変更される場合は、これを容認すること。

⑥ 流通設備を停止して、保守点検や設備改修等を実施する場合は、「ノンファーム型接続」により接続された発電設備を優先的に抑制すること。

⑦ 多くの発電機が同時に接続することにより、事故電流が許容値を超える場合等、系統混雑時でなくとも系統から解列すること。

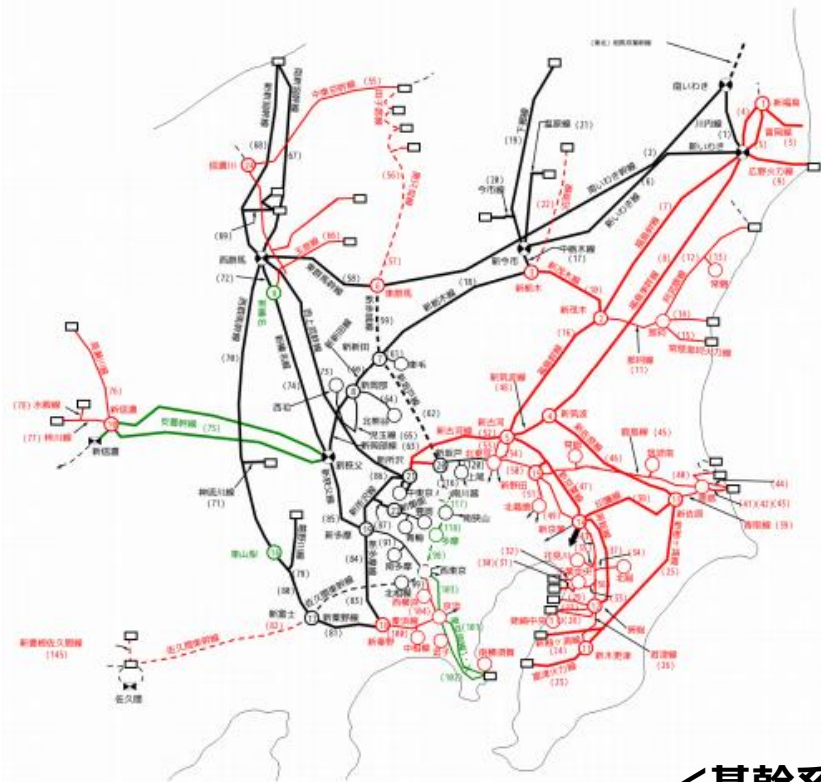
⑧ 上記①～⑦により被る損害および事前周知した方法に基づく系統混雑時の出力制御に伴い当社に生じた損害について、貴社に対して一切の責任および損害賠償を求めないこと。

⑨ 本参加条件に反することにより、発電量調整供給契約を解除されても貴社に対して異議を申し立てないこと。

⑩ 「ノンファーム型接続」への参加条件について発電者の承諾を得ていること。なお、貴社が求める場合は承諾を得ていることを証明する文書を提出すること。

* 貴社出力制御指示と連動する出力制御ユニットおよび、出力制御対応パワーコンディショナー（PCS）等必要な装置をいう。

(参考) 空き容量マップ^o (現行)



<凡例>

赤色

空き容量がなく、N-1電制が適用できず、連系対策が必要な系統

緑色

空き容量がなく、N-1電制の適用により発電設備等の連系が可能となる見込みのある系統

黒色

空き容量があり、連系のための対策が必要となる可能性が低い系統

(出所) 東京電力パワーグリッド 空き容量マップ (2020年11月24日現在)

<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>

<基幹系統一覧表>

送電線No	送電線名	電圧(kV)	回線数	設備容量(100% ×回線数)(MW)	運用容量値 (MW)	運用容量 制約要因	空容量(当該 設備)(MW)	空容量(上位系 等考慮)(MW)	N-1電制 適用可否	N-1電制適用 可能量(MW)	備考
基幹 500kV 1	川内線	500	2	13,164	6,582	熱容量	5200	5200	不可 # 1	-	※ 4
基幹 500kV 2	南いわき幹線	500	2	8,886	4,936	熱容量	2200	2200	不可 # 1	-	※ 4
基幹 500kV 3	富岡線	500	2	8,280	4,693	熱容量	0	0	可		0 ※ 4
基幹 500kV 4	福島幹線	500	2	5,574	3,291	熱容量	0	0	可		0 ※ 4
基幹 500kV 5	福島東幹線	500	2	5,574	3,291	熱容量	0	0	可		0 ※ 4
基幹 500kV 6	新いわき線	500	2	13,164	6,582	熱容量	4800	4800	不可 # 1	-	※ 4
基幹 500kV 7	福島幹線	500	2	5,574	3,291	熱容量	0	0	不可 # 1	-	※ 4
基幹 500kV 8	福島東幹線	500	2	5,574	3,291	熱容量	0	0	可		0 ※ 4
基幹 500kV 9	広野火力線	500	2 -	-	-	-	0	0 -	-	-	◇

(参考) 接続契約までの具体的なスケジュール

2020年10月26日 第21回 再生可能エネルギー
大量導入・次世代ネットワーク小委員会 資料3 一部修正

- ノンファーム型接続で接続契約を締結するためにも、通常の接続契約と同様に、接続検討（回答期限3ヶ月）及び契約申込み（回答期間6ヶ月）の時間が少なくとも必要となる可能性がある。
- 他方、FIT認定が年度内に行われるには、12月上旬*までにFIT認定申請を行う必要があることから、**1月上旬にも受付ができるようにしてはどうか。**
- なお、ノンファーム型接続の適用対象は、空き容量の無い基幹送電線であるが、ローカル系統において増強の必要がある場合に、多くの接続検討が来ることで一括検討プロセスを行う必要性が高まった時などは、更に時間がかかる可能性がある。

<ノンファーム型接続全国展開のスケジュール>

項目\月	2021年											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
受付・回答開始	▼ 1/13											
接続検討		←→										
契約申込み					←→							
FIT認定申請*												▼

* 電源種・設備容量により異なる。なお、2020年度中のFIT認定の申請にかかる期限日は以下のとおり。

太陽光（10kW未満）の新規・変更認定申請期限日：2021年1月8日

太陽光（10kW以上）、風力、水力、地熱、バイオマス（他省庁協議不要）新規・変更認定申請期限日：2020年12月18日

バイオマス（他省庁協議必要）の新規・変更認定申請期限日：2020年12月4日

締め切り

ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向けた課題整理

- 10月9日の本小委員会でノンファーム型接続の全国展開は、まずは空き容量の無い基幹送電線を対象にすることを了承いただいたが、同時に、課題が多いことが想定されるローカル系統へのノンファーム型接続の適用について、強く要請をいただいた。
- ローカル系統へノンファーム型接続を拡大する場合、以下のような課題が想定されるが、どのように考えるか。また、この他の課題としては何か考えられるか。

課題	論点イメージ
①システム費用・開発期間	下位の系統になるほど増強の費用は小さく、工事期間は短い中、制御対象の拡大や混雑系統の複雑化によるシステム費用や開発期間の増加をどのように考えるか
②出力制御の実行 (再エネ予測誤差)	ローカル系統は連系するエリアが小さく、再エネのならし効果*が少ない中、再エネの出力を予測し、出力制御量の指令を如何に適正に行えるか
③情報の公開・開示	現在は基幹系統に限定して行われている出力制御量を見定めるための情報の公開・開示について、どのように進めるか
④N-1電制との両立	ローカル系統においては、N-1電制により遮断・出力制御される電制対象電源が限られる中で、ノンファーム型接続の量を制約するか
⑤増強判断の規律	ローカル系統においては、費用便益評価の規律が存在しない中、その増強判断や費用負担の規律をどうするか
⑥先着優先利用ルールの見直し	基幹系統と比較してローカル系統は調整電源に乏しい中で、先着優先利用ルールの見直しはどのように扱うか
⑦適用の範囲	上記の課題を踏まえ、ノンファーム型接続が効果的な系統の判断基準を整理する必要があるか

* ならし効果…地域的な広がりにより個別の発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が緩和されること。

(参考) ローカル系統でのノンファーム型接続についての御意見

<10/9 第20回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第8回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議>

(委員)

- ローカル系統も含めてできるところがあれば進めていくべき。
- 基幹送電線の混雑で認めると理解。やむを得ないと思うが、ローカルについても期待は高い。合理的だと思うが、期待が大きいことは十分認識してもらいたい。
- ノンファーム接続の全国展開について、全国一律で始めることからローカルは見送るということだが、できる／チャレンジできるエリアは妨げないという整理にできないか検討してほしい。難しいことをやらなければならないが、先行してやりたいところが努力できる、やったところはそれなりの支援をするとできれば良い。
- ノンファーム接続の全国展開は基幹送電線を中心にするにしても、ローカルでもできるようにして欲しい。

(オブザーバー)

- 可能なところはローカルでも着手してもらえば良い。
- ローカル系統につきまして、地点が集中していることもあり、6万V・15万V多くの箇所空きがなくなり待っている状態。NEDO実証事業の準備が整い次第、ノンファーム型接続を適用していただき、進めさせていただきたい。

(参考) ノンファーム型接続の全国展開の適用対象

2020年10月9日 第20回 再生可能エネルギー
大量導入・次世代ネットワーク小委員会 資料2

- ノンファーム型接続は、本来、送電線を増強しなければ接続できない、空き容量の無い送電線について、混雑時の出力制御を条件に接続を許容することにより、あらゆる発電設備の早期接続を可能とするものである。
- したがって、再エネの導入促進の観点からは、全国展開に際して適用対象の送電線を限定せず、ローカル系統を含め、すべての送電線にノンファーム型接続を認めることも考えられる。
- 他方、全国展開の対象をローカル系統まで広げた場合、制御対象となる送電線の数が多くなり、混雑管理・出力制御に対応したシステムの導入費用が高くなるなどの課題があり、展開のあり方について整理が必要である。
- このため、**まずは空き容量の無い基幹送電線を対象とすることとしつつ、ローカル系統への展開の在り方については、引き続き検討を行っていくこととしてはどうか。**

（参考） N-1電制のシステム構成

2. 8 N-1 電制システム仕様等

N-1 電制の基本的なシステム構成（イメージ）を以下に示す。

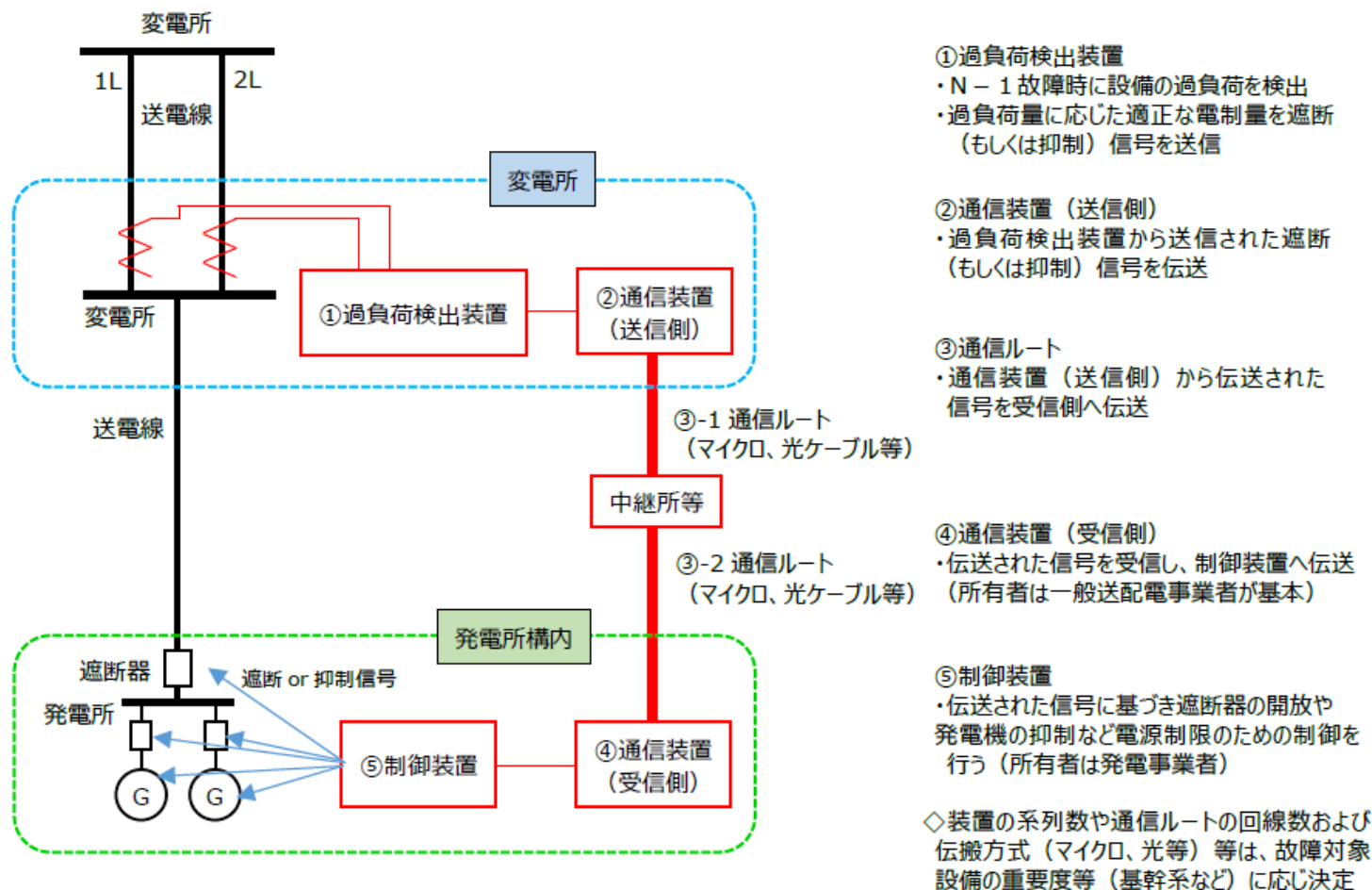


図9 N-1電制システム構成(イメージ)

(参考) 系統情報公表の考え方により公開される情報と公開範囲

情報項目	補足説明
・ 地点別需要・系統潮流実績 ・ 系統構成・予想潮流 ・ 送電線の投資・廃止計画 ・ 送電線の作業停止計画 ・ その他	・ 地点別需要・系統潮流実績については、以下条件で公開する。 ✓ 変電所単位かつ1時間単位の実績を公開 ・ 系統構成・予想潮流については、以下条件で公開する。 ✓ 1年度目、5年度目 ・ 送電線の投資・廃止計画については、以下条件で公開する。 ✓ 10年間 ・ 送電線の作業停止計画については、以下条件で公開する。 ✓ 2年分の年間計画と、1年以上の過去計画¹⁰ ・ その他の情報については、以下を公開する。 ✓ ループ系統について、送変電設備のインピーダンス

注1) 需要・送配電に関する情報について、公開範囲は154kV以上の系統について公開する。また、沖縄エリアについては、最大公称電圧である132kVの系統について公開する。実績情報の更新は1年毎に更新（当初は過去1年分を公開）とする。

注2) 154kV未満の地点別需要及び潮流については、154kV以上変圧器の2次側母線単位で集約する。

- (1) マスタープランの策定
- (2) ノンファーム型接続の全国展開
- (3) 基幹送電線利用ルールの見直し

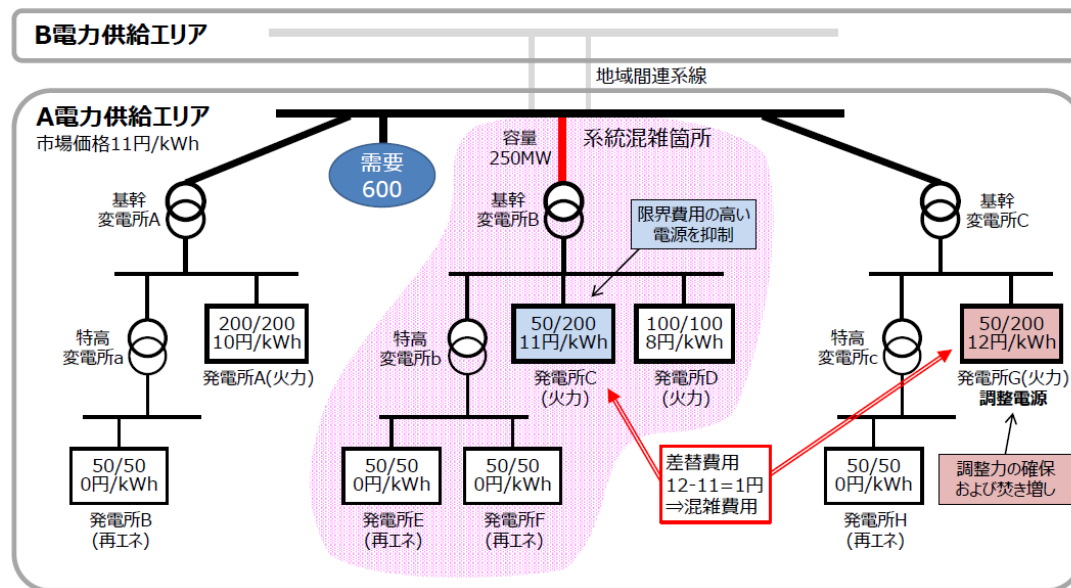
本日の御議論

- 基幹送電線利用ルール見直しについては、先着優先からメリットオーダーへと転換することを基本方針として議論が進められている。その中で、前回の本小委員会で、具体的なメリットオーダーを実現する方法として、「**再給電方式※**」が**速やかに実現可能な選択肢**として電力広域機関から報告があった。

※送配電会社の指令により、実需給断面において、混雑系統内の発電所の出力を制御し、制御した同量を、送電できなかった先のエリアにおいて、代わりとなる発電所から再び給電する方式。

- まずは再給電方式を実現して、速やかにメリットオーダーに基づく利用ルールへ転換するために、**課題毎の進め方を明確化するとともに、具体的な出力制御ルール**について議論いただく。
- なお、ノードル制やゾーン制といった市場主導型の方式については、引き続き電力広域機関の勉強会等で、その可能性や課題などについて検討を進める予定。

<再給電方式のイメージ図>



(出所) 第3回広域連系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料2

（参考）具体的なメリットオーダーを実現する方法

- 基幹送電線の利用ルールについては、今後、先着優先からメリットオーダーへと転換することを基本方針としていくこととしている。
- そうした中で、電力広域機関において、具体的なメリットオーダーを実現する方法について検討が進められ、短期的には再給電方式（※）が速やかに対応するための選択肢とされており、本日は、その検討状況を電力広域機関から報告いただく。

※送配電会社の指令により、実需給断面において、混雑系統内の発電所の出力を制御し、制御した同量を、送電できなかった先のエリアにおいて、代わりとなる発電所から再び給電する方式。

- その上で、再給電方式についてどのように考えるか御議論いただくとともに、仮に再給電方式を採用した場合の検討課題を御議論いただく。
- あわせて、メリットオーダーの基本的な考え方として、経済性のみならず、環境性や安定供給性も考慮することの是非などについて、御議論いただく。

	現行ルール（先着優先）	新たな利用ルール
設備形成・利用	混雑を前提としない、発電kWベース（電源投資の予見可能性を重視）	混雑を前提とする、発電kWhベース（系統設備の効率的な形成・利用）
接続ルール	ファーム型接続	ノンファーム型接続
混雑管理方法	ノンファーム型接続を認めた一部の電源は、混雑時に一律に制御	メリットオーダーを基本方針として検討中

再給電方式の実現に向けた各課題についての検討の進め方

- 前回の本委員会において再給電方式の実現に向けた課題を提示したが、各課題における、電力広域機関や電力・ガス取引監視等委員会（監視委）との役割分担を含めた今後の検討の進め方については、以下のようにしてはどうか。

課題	検討の進め方（案）
①費用負担の方法： 出力制御された電源と代わりに給電した電源との間の費用精算等	<u>詳細については関連業務を担当する監視委において検討</u> し、整理できたところで本委員会に報告
②価格シグナルの確保： 混雑した系統への電源立地を抑制する価格シグナルの確保	<u>電力広域機関において検討</u> し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）
③インバランス料金への影響： 再給電方式の適用を踏まえたインバランス料金算出の整理	<u>詳細については関連業務を担当する監視委において検討</u> し、整理できたところで本委員会に報告
④出力制御ルール： 現状は一律制御となっている考え方をどう転換するか等の整理	<u>本日の本委員会において詳細を議論</u>
⑤調整電源の確保のあり方： 出力制御する電源や代わりに給電する電源（調整電源）の確保のあり方	<u>電力広域機関において検討</u> し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）
⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合： 各市場に参加するための要件の整理	<u>電力広域機関において検討</u> し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）

(参考) 再給電方式の主な検討課題

(再給電方式の主な検討課題)

- 仮に再給電方式を採用する場合、その^①費用負担の方法や、送配電事業者とその指令に応じた発電事業者との間の精算の在り方について、どのように考えるか。
- また、再給電方式だけでは機能しない立地誘導のための^②価格シグナルの確保や、^③インバランス料金への影響、必要となる^⑤調整電源の確保のあり方、^⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合について、どのように考えるか。

(メリットオーダーの基本的な考え方)

- 仮に基幹送電線の利用ルールを先着優先からメリットオーダーへと転換する場合には、経済性（限界費用等）のみでなく、CO2コストのような環境性も考慮してメリットオーダーを考えることについて、どのように考えるか。
- 基幹送電線の増強において、^④経済性だけでなく、環境性や安定供給性も踏まえて費用便益評価を行うことを踏まえると、基幹送電線の利用ルールについても、同様の考えとすることを追求してはどうか。
- また、マスタープラン策定においては、社会的により望ましい効率的な基幹送電線整備を行う観点から、メリットオーダーの考え方を取り込んだ上で、検討を進めていくことでどうか。

- 再給電方式については、技術的には実施可能であるが価格シグナルの他、ルール整備が課題。

①費用負担の在り方および②価格シグナルの確保

- ✓ 混雑調整費用の負担の在り方についての整理が必要である。(これについては国にて検討)
- ✓ 混雑調整費用の負担は、託送料金により系統の利用者全体から幅広く徴収する方法も考えられるが、価格シグナルが生じない。他方、例えば、地点別混雑料金を導入することで、混雑の原因者がその料金を負担することとなり混雑系統に電源が接続するディスインセンティブとなることが期待される(価格シグナルが生じる)。

③インバランス料金などへの影響

- ✓ インバランス料金は、広域運用された調整力の限界的なkWh価格をベースにした算定方法へ変更する方向で国において議論がなされており、混雑調整を需給調整市場などで確保した電源で行う場合、混雑調整を行うことで調整力の限界kWh価格が変わり、インバランス料金へ影響を与える可能性がある。
- ✓ 一方で、混雑調整は広域運用調整力の対象外(各エリア内運用の調整力で対応)とすれば、インバランス料金への影響はない。

④TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方

- ✓ 「TSOが確保している調整力のkWh価格に基づく方法」で電源出力の増減を行う考えの他、そこに「何らかの付加価値を加えた一定の順序に基づく方法」等が考えられるが、付加価値の加味については丁寧な議論が必要。

⑤混雑処理に必要となる調整電源確保のあり方

- ✓ 平常時において系統混雑が発生し得ることを前提に考える場合、TSOは、その混雑の頻度や混雑箇所に応じて、適切に調整電源を確保できる方策について、実務上の課題なども含めて検討する必要がある。

⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合

- ✓ 混雑系統内の個々の電源が送電線を利用できるか否かは実需給の直前まで判明しないため、容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合性等について整理が必要である。

(参考) 再給電方式の各課題についての御意見

<10/26 第21回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第9回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議>

(委員)

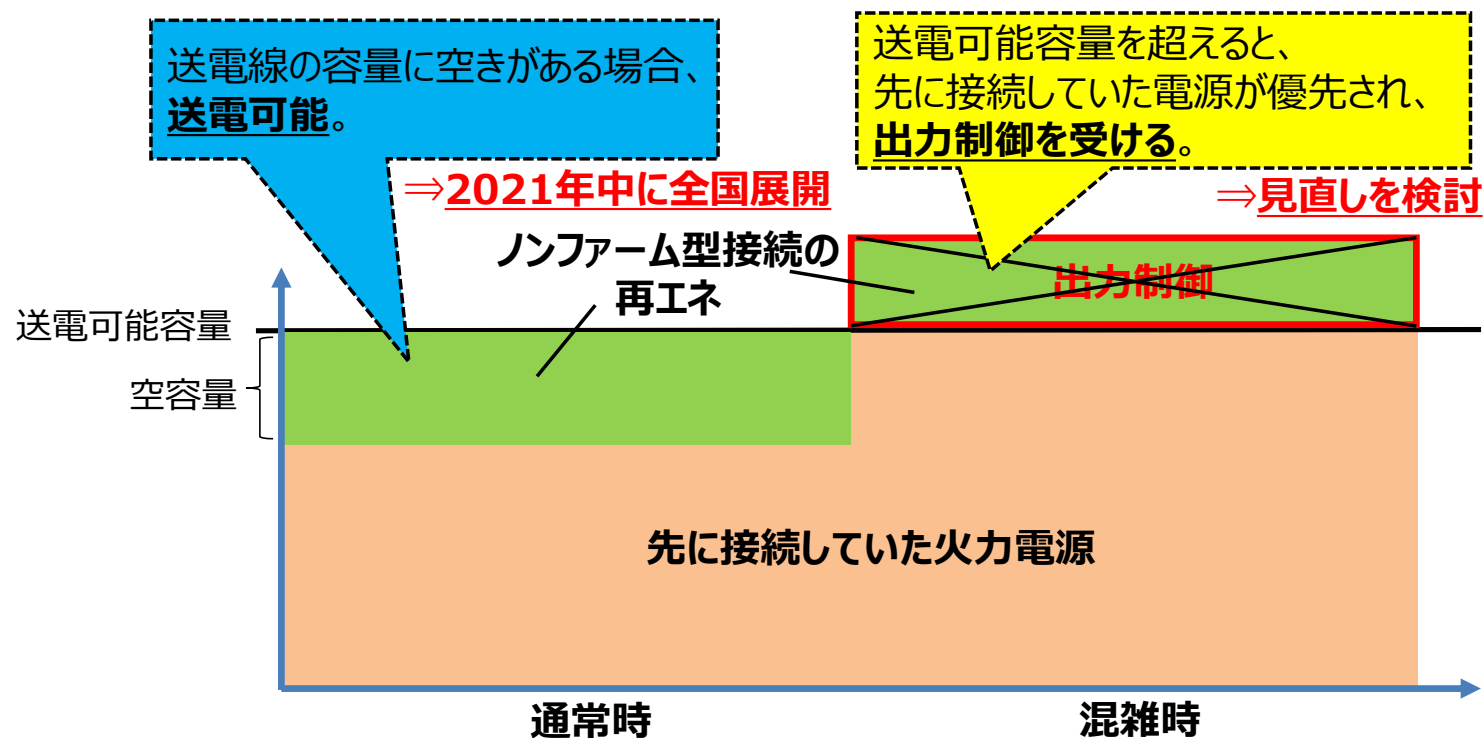
- 再給電で行う場合であっても、調整費用やシステム費用がどの程度かかるかなどコスト面の検証も行うべき。
- 再給電で生じる調整費用やBGが負担するとすれば国民負担がどれくらいになるのかといった議論が必要ではないか。他方短期で再給電を行う際に、再給電自体があまり生じないのであれば短期で再給電を始めるという形で良いかと思うが、その場合ゾーン制とノード制へのスケジュールが重要。
- 容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合性が出てきたが、それ以外の他制度との整合性については広域というよりエネ庁の議論かと思うので国においてしっかり議論してほしい。

(オブザーバー)

- 電力広域的運営推進機関のシミュレーションでは、燃料費とCO2排出が最適になるようにしているが、CO2を含めたエネルギーコストで最適に系統利用が行われていることを前提にしている。実際にそうなるように系統利用のルールについても検討を進めてほしい。

送電容量上の制約における現行の出力制御ルール

- 出力制御の要因としては、九州で既に生じている需給バランス上の制約と、今回の議論の焦点である送電容量上の制約の主に2種類がある。送電容量上の制約への対応において、再給電方式を採用する場合、市場主導型の方式と異なり、あらかじめ出力制御の順番などを決めておく必要がある。
- 送電容量上の制約における現行の出力制御ルールは、**ファーム型接続の電源は先着優先ルールに基づき出力制御を行わず、ノンファーム型接続をした電源を一律に制御する方針が、電力広域機関の委員会において合意**されている。
- 他方、このような送電容量上の制約における出力制御ルールは、ノンファーム型接続をした再エネより、CO2排出があり燃料費もかかるファーム型接続をした石炭火力等が優先されている状態であることから、既存のファーム型接続をした石炭火力等を含めて、出力制御のルールの見直しを検討してきた。

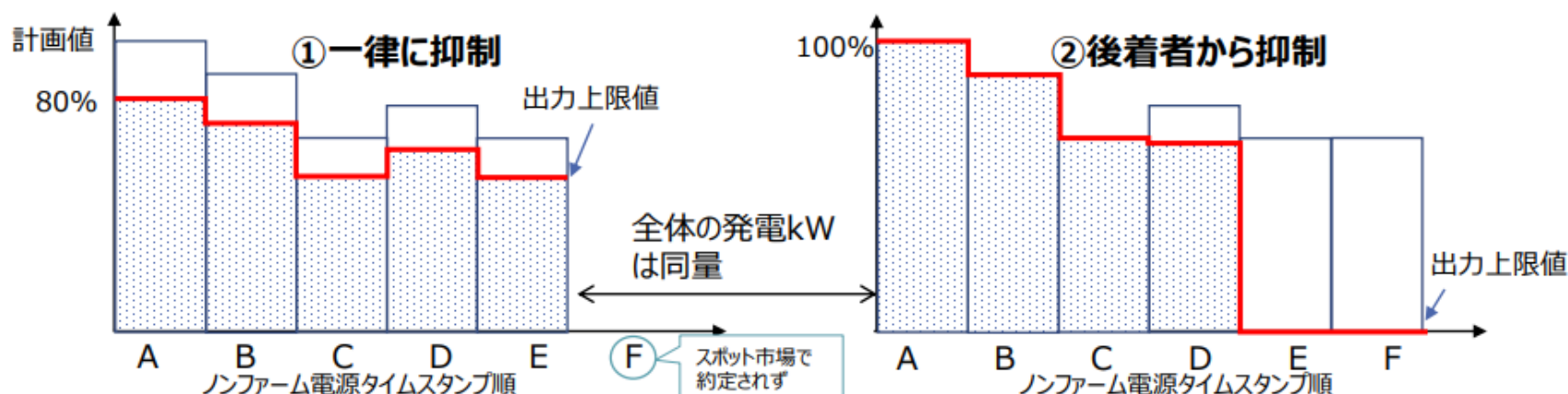


1-(2)-1. 系統混雑時の抑制方法と予見性について

13

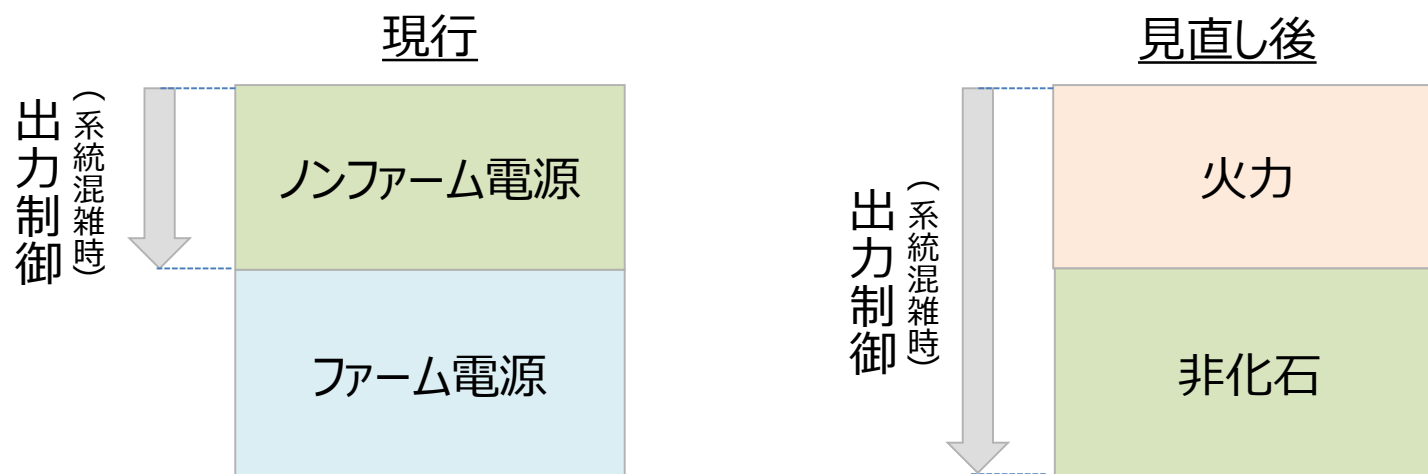
- 系統混雑時のノンファーム電源間の抑制方法については、①一律に抑制する方法 ②後着順から順に抑制する方法の2案に対し、案①は将来の抑制量に対する事業予見性が低いことから案②を推す意見が多かった。
- 事業予見性については、国の議論※により示された一般送配電事業者や広域機関が基礎となる情報を公開・開示し、それを基に発電事業者等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断するとの基本的な考え方にに基づき対応していくこととなる。
- 系統接続後は、接続時のタイムスタンプに関係なく公平に取り扱うという系統利用の基本的な考え方を考慮すると、事業予見性を高めることを目的に、抑制方法をノンファーム電源間に順番を設ける案②とすることは望ましいことではない。
- 加えて、将来、送電権等が導入された場合を考慮すると、ノンファーム電源間のタイムスタンプ自体が無くなっているものと考えらえる。
- このため、抑制方法については計画値に対し一律に抑制(案①)することとしてはどうか。

※ 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 中間整理 (第1次)



送電容量上の制約における出力制御ルール的基本的思考方

- 前回の本小委員会で、経済性に加え、環境性や安定供給性も考慮しながら、3Eの観点からメリットオーダーを追求することについて、概ね合意を得た。
- このため、今後の送電容量上の制約における出力制御ルールにおいては、燃料費がかかるため経済性で劣後することに加え、CO2排出があるという環境性で劣後することに鑑み、メリットオーダーの観点から、火力電源を非化石電源より先に出力制御することとしてはどうか。
- その上で、①火力電源の中でどのような順番で出力制御を行うか、②非化石電源の中でどのような順番で出力制御を行うか、については、出力制御の実施方法（オンライン制御の可否等）や3Eの観点等を踏まえつつ、需給バランス上の出力制御における優先給電ルールも参考に、引き続き検討していくこととしてはどうか。



<参考：需給バランス上の出力制御における優先給電ルール>

①火力、②バイオマス、③自然変動電源（太陽光・風力）、④長期固定電源（地熱、水力（揚水式を除く）、原子力）