経済産業省

資料５

電力ネットワークの次世代化に向けた状況報告

２０２１年４月２８日

資源エネルギー庁

本日の概要

- レジリエンスを強化しつつ、2050年カーボンニュートラルに不可欠な再エネを大量導入していくためには、我が国の送電網を次世代型のネットワークに転換していく必要があり、系統制約克服に向けた取組を進めている。
- 具体的な取組については、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等において議論を進めてきており、本日はその主な内容について御報告する。
- また、系統制約の一つである出力制御について、九州に加えて、東北・北海道においてもGW中に発生する可能性が生じており、その見込みについて御報告を行いたい。

【系統制約克服に向けた取組】

① **出力変動への対応**

調整力の経済的・広域的な調達：需給調整市場の開設、地域間連系線の増強・マージン枠設定等
新たな調整電源の確保：系統用蓄電池の導入に向けた市場・制度整備等
電源側の柔軟性の確保：出力制御の高度化、FIP制度の導入、再エネの調整電源化の検討等
需要側の柔軟性の確保：ディマンドレスポンスの活用促進等

② **送電容量の確保**

地域間連系線・地内基幹系統：マスタープランによって、 2030年以降の電源のポテンシャルも踏まえた上で必要な増強を進め、その費用を全国で支える仕組みを整備
同時に、ノンファーム型接続の全国展開や、利用ルールの見直しによって、既存系統を有効活用
ローカル系統等：適切な増強の規律の検討、ノンファーム型接続の拡大の検討等

③ **系統の安定性維持**

系統安定化機能の確保：2030年以降の再エネ比率を見据え、新規に導入される再エネへの機能具備や設備対策など（グリッドコード）の検討、系統安定化機能を調達する仕組みの整備等
また、技術が未確立な機能については、必要な技術開発の推進等

（１）電力ネットワークの次世代化に向けた主な取組状況

（２）出力変動への対応（出力制御見込み）

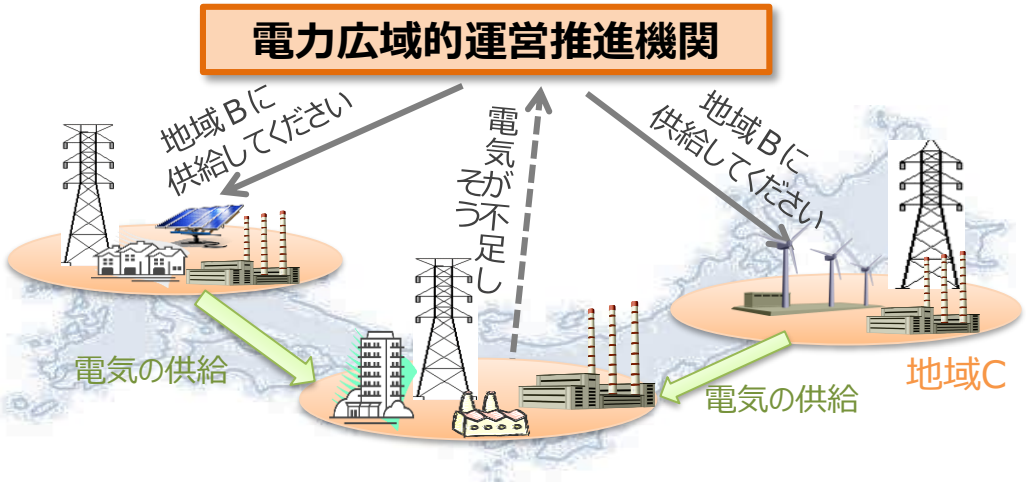
電力システム改革における系統形成・運用の基本的考え方

第41回基本政策分科会
（2021年4月22日）資料１一部修正

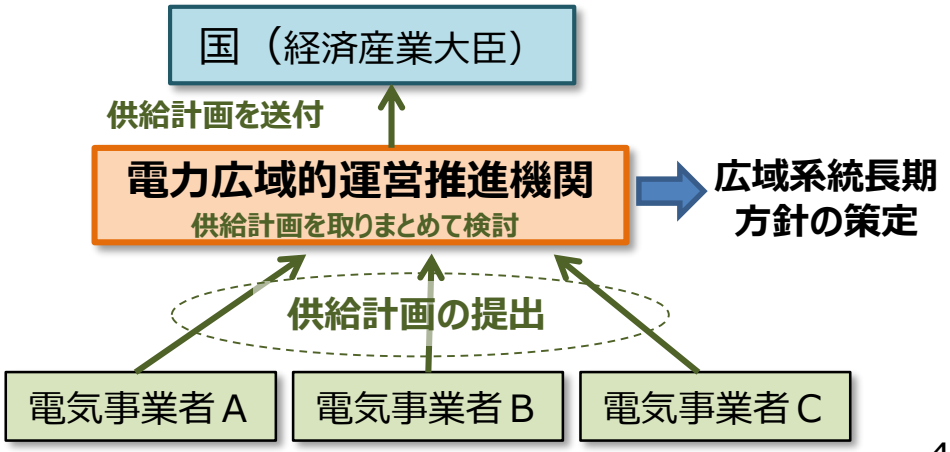
- 電力システム改革により、電力広域機関を中心とした全国大での広域的な電力ネットワークの整備・運用が行われることとなり、需給ひっ迫時における地域間の需給調整や地域間連系線等の増強の推進、日本版コネクト＆マネージの実施等を進めてきた。
- 加えて、レジリエンスの強化や再エネの主力電源化に向けて、2020年に成立したエネルギー供給強靱化法によって、**電力広域機関によるマスタープラン策定**に関する制度や、**送配電事業者の投資インセンティブを確保するレベニューキャップ制度**等を導入。
- 今後は、2050年のカーボンニュートラルを見据えつつ、まずは2030年までに再エネを最大限導入するため、**ローカル系統※1以下におけるノンファーム型接続※2の適用拡大**や**送電線利用ルールの見直し**、**系統用蓄電池の事業環境整備**などを進めていく予定。

※1:基幹系統より下位電圧の系統（ただし、配電系統を除く）
※2:一定の出力制御を受け得ることを条件にして、系統増強せず接続する方式

需給ひっ迫時における需給調整

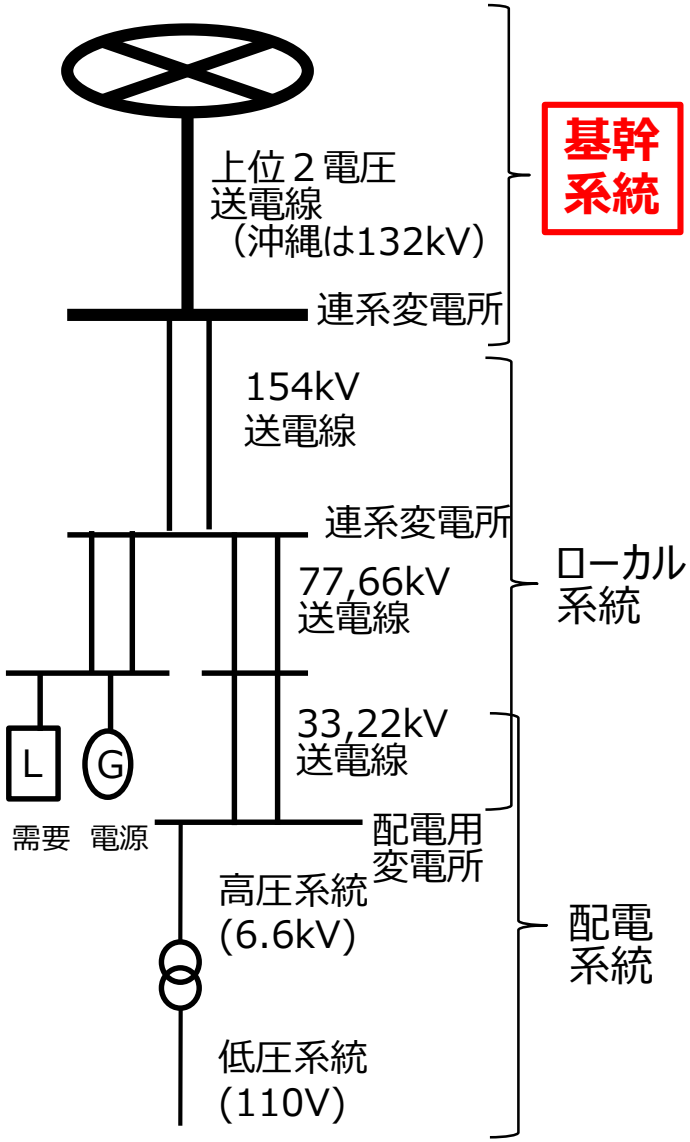


地域間連系線等の増強



（参考）広域連系系統※の増強・利用ルールの現状

※一般送配電事業者の供給区域間をつなぐ地域間連系線及び各供給区域内の基幹系統



地内系統の例

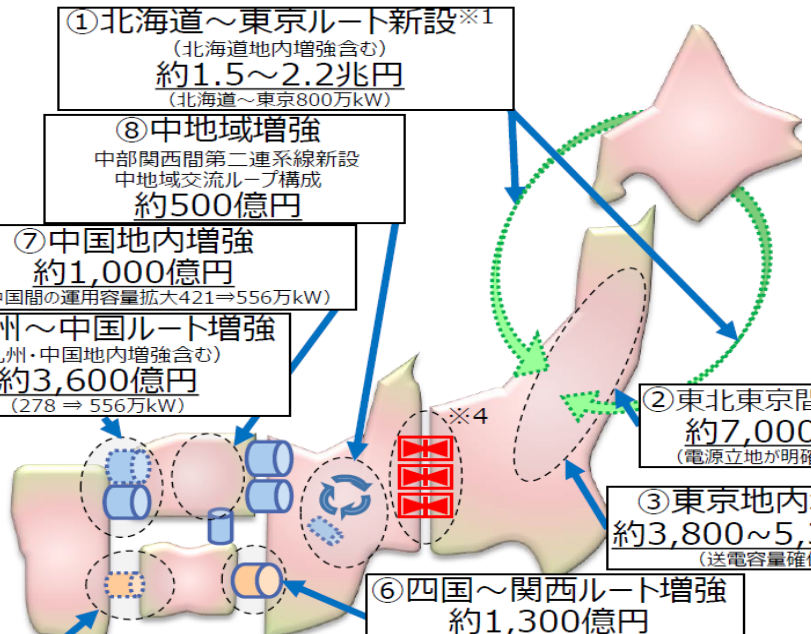
	地域間連系線	地内基幹系統
対象	全国９地域の一般送配電事業者の供給区域間をつなぐ送変電等設備	各一般送配電事業者の供給区域内の電圧上位２系統※の送変電等設備
総延長	約900km	約20,800km
増強の判断	広域機関（費用便益評価が１を上回る場合増強）	地域の送電会社 ※今後は地域間連系線と基本的に同様になる
費用負担	費用便益評価が１を上回れば全国の需要家	地域内の需要家全体 ※今後は地域間連系線と基本的に同様になる
利用ルール	メリットオーダー	先着優先 →見直しを検討

送電網整備のマスタープランの検討状況

- 再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるため、これまでの議論のとりまとめとして、**マスタープランの中間整理を５月頃を目途に行い、2022年度中を目途に完成を目指す**。
- 北海道エリアと東京エリア等の長距離を**海底直流送電で結ぶ検討も開始**。

電源偏在シナリオ（45GW）

再エネ比率 42%



※図は、各エリアの電源ポテンシャルを考慮して設定された洋上風力45GWの導入を前提とした増強案（官民協議会ベース）

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出。
架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）
※3 太陽光・風力の全国平均
※4 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

【留意事項】
・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載。
・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

出所：第9回広域連系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（2021年4月28日）資料1

ノンファーム型接続の拡大と展開の方向性

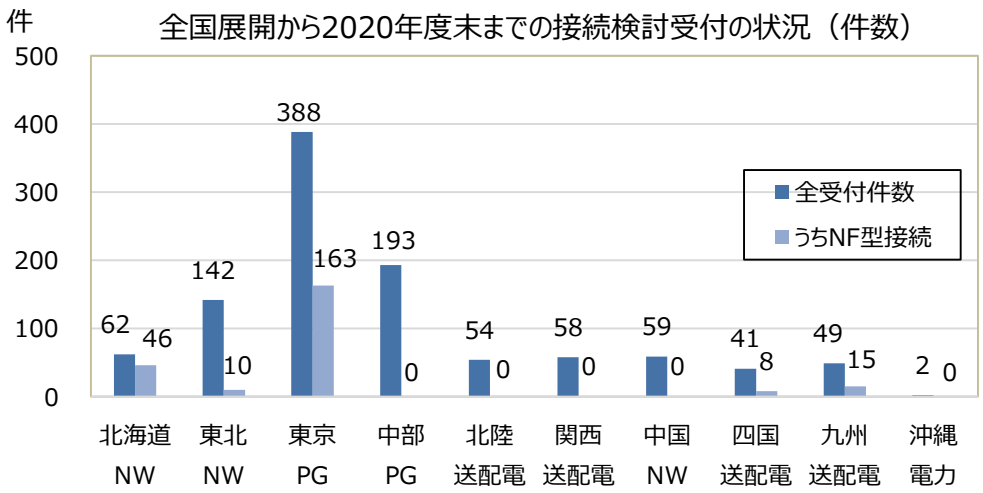
- **基幹系統**※において、ノンファーム型接続検討の受付・回答を開始し、全国展開から2020年度末までの進捗として、**合計600万kW超のノンファーム型接続検討の受付**を実施。現状では、申込みは東京が多いが、北海道等でも増加。

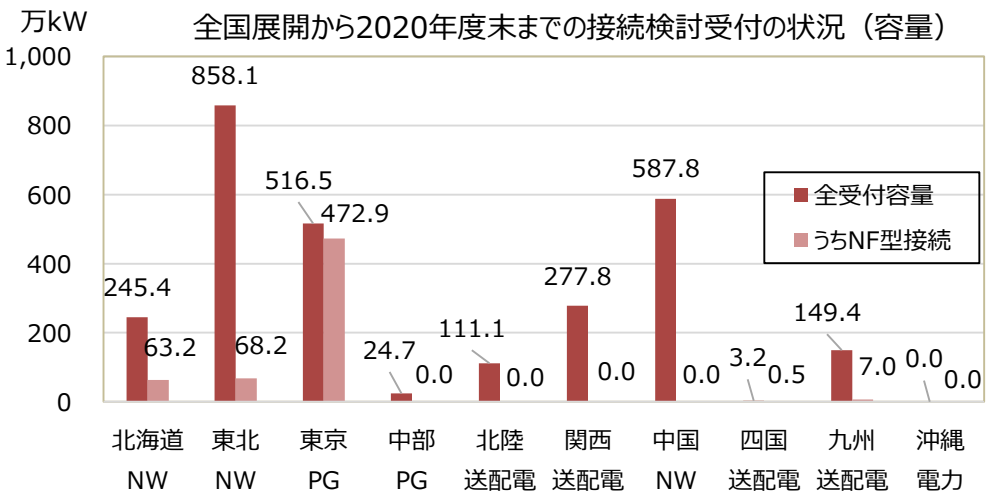
※：発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）において、上位2電圧（ただし、沖縄電力については、132kV）と定義

・接続検討の受付状況（2021年3月31日時点）

注　新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

受付期間	接続検討受付「件数」			接続検討受付「容量」		
	①全受付件数	②うちノンファーム型接続	割合(②÷①)	③全受付容量	④うちノンファーム型接続	割合(④÷③)
2021年1月13日～2021年3月31日	1,048件	242件	23.1%	2,773.9万kW	611.8万kW	22.1%

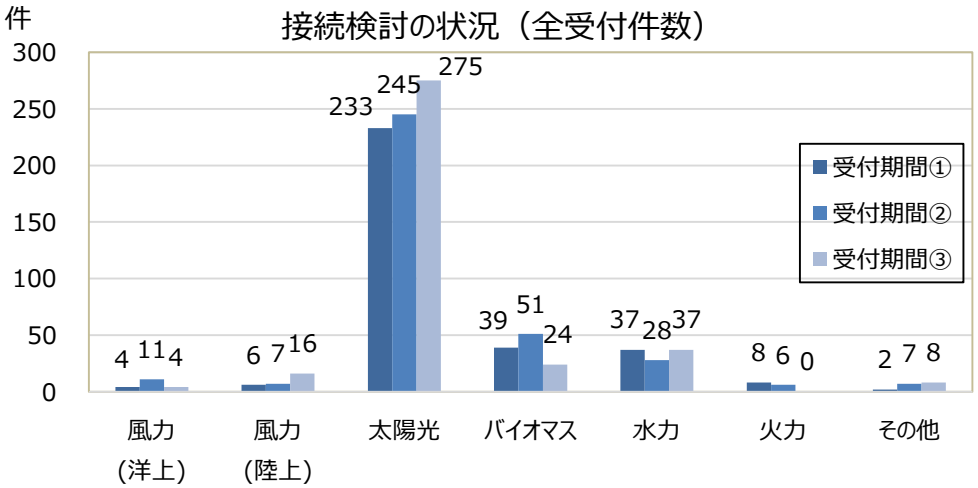


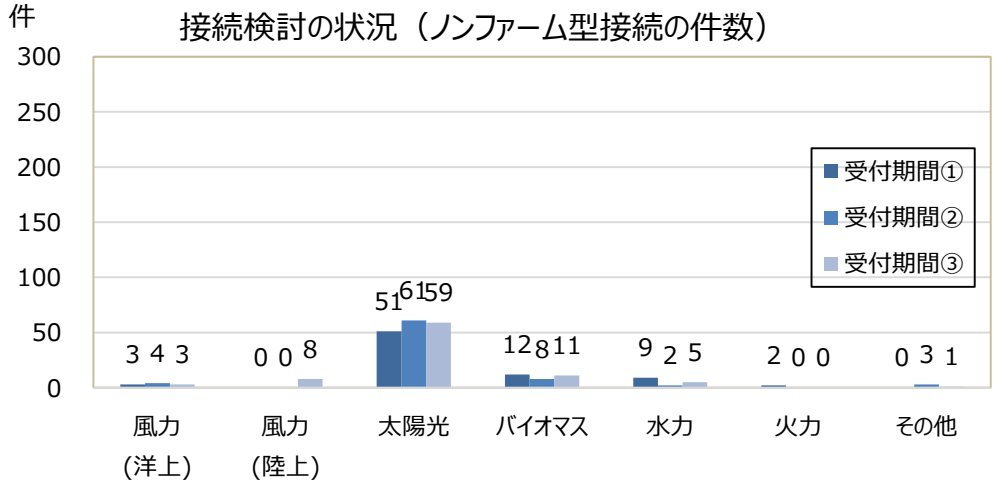


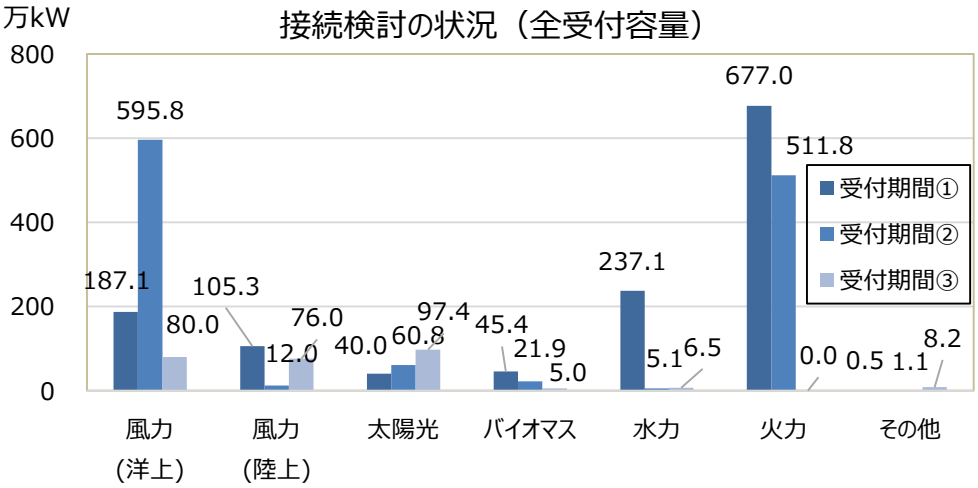
- **ローカル系統**においては、**東電/NEDOによる試行的取組を2021年4月より開始**。
- ローカル系統では、平滑化効果の弱さ等から、再エネの出力制御量が大きくなることが課題のため、**増強計画の策定**や**再エネを調整電源化していく取組(バランシングメカニズム)と一体的に検討を進める**こととし、**2024年のNEDO実証終了の後に、全国展開**。

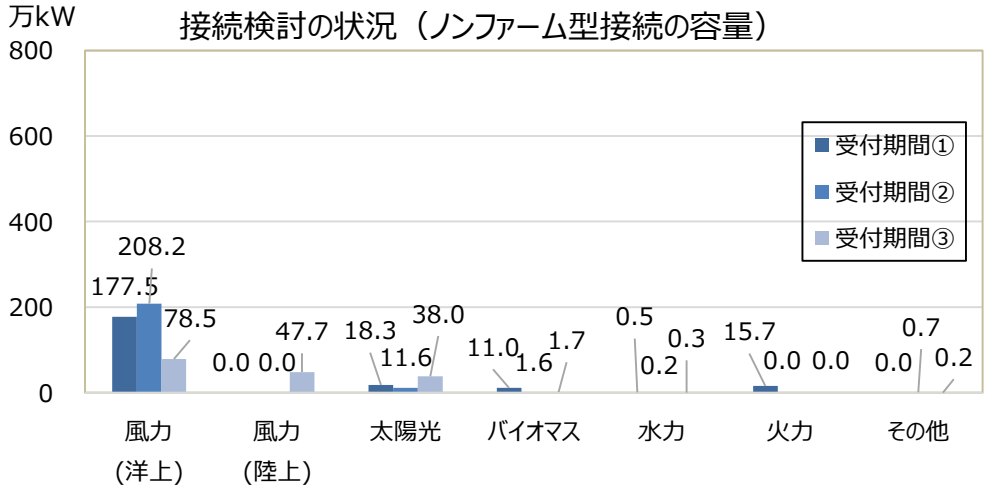
（参考）ノンファーム型接続の全国展開後の接続検討（電源種別）の状況

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から2020年度末までの期間に受付を行った、接続検討の件数・容量合計は以下のとおり。









＜凡例＞
①ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後（2021年1月13日～2021年2月12日）
②ノンファーム型接続全国展開1ヶ月後～2ヶ月後（2021年2月13日～2021年3月12日）
③ノンファーム型接続全国展開2ヶ月後～2020年度末（2021年3月13日～2021年3月31日）

注1　データは送配電網協議会調べによる（2021年3月31日時点）
注2　ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの接続検討を集計
注3　新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む
注4　端数処理のため、一覧表の合計値と差が生じる場合がある

（参考）ローカル系統におけるノンファーム型接続の試行的取組を開始

- NEDO実証の一環として、東京電力PGエリアのローカル系統にて、本年4月（特別高圧・高圧）及び本年５月（低圧）より試行的にノンファーム型接続を適用。

１－５．ノンファーム型接続適用ローカル系統

11

No	地域	電圧・送電線名	対象エリア
1	群馬	154kV群馬幹線（金井～群馬）	群馬県北部
2	群馬	154kV水上線（金井～小松）	群馬県北部
3	埼玉	154kV奥秩父線	群馬県南部・群馬県西部 埼玉県西部
4	栃木	154kV栃那線	栃木県北部
5	栃木	154kV下滝線	栃木県北部
6	栃木	154kV猪苗代新幹線	栃木県東部
7	群馬	66kV榛名線	群馬県西部
8	群馬	66kV片品川線（金井側）	群馬県中部
9	群馬	66kV泉沢線	群馬県中部
10	静岡	66kV松崎線	静岡県南部

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.　無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社

（出所）東京電力パワーグリッド「ローカル系統におけるノンファーム型接続の試行適用」に係る説明資料
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/notice/20210401.html

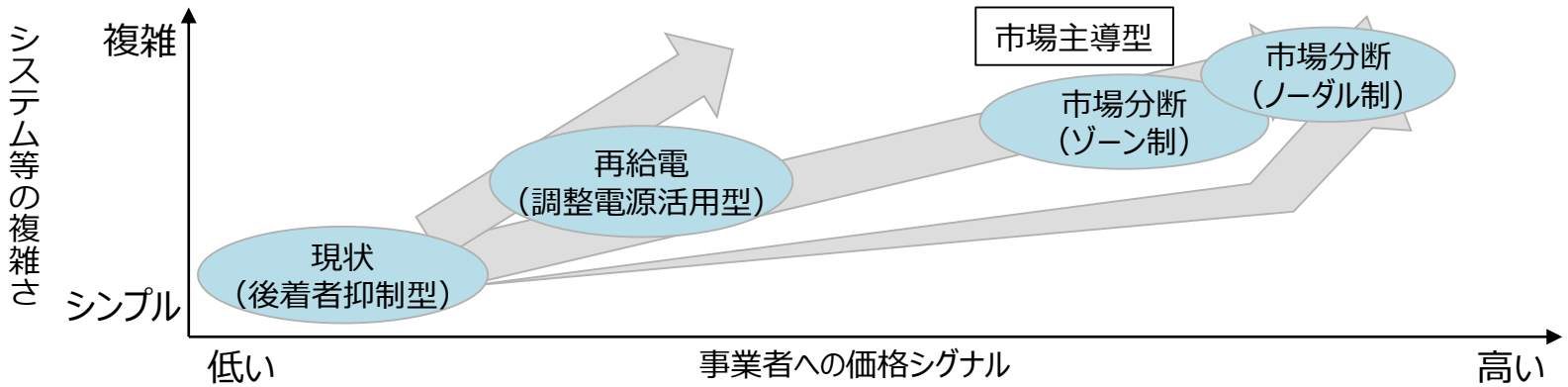
送電線利用・出力制御ルールの見直しの状況

2021年4月22日 基本政策分科会第41回 資料１より

- **送電線の利用ルールはメリットオーダーを追求していく方針。**市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）は、システム開発等により一定の時間がかかるため、**早期に再エネの出力制御量を減らすため**、メリットオーダーで調整電源を活用する**再給電方式を、2022年中に開始**予定。
- 再給電方式等における出力制御は、調整電源により対応され、調整電源が不足する場合は優先給電ルールに基づくが、**再エネを含む可能な限り全ての電源を調整電源化していく取組(バランシングメカニズム)の検討を開始。夏頃までにスケジュールの明確化を目指す。**

代表的な送電線利用の仕組み

	再給電方式	市場分断（ゾーン制）	市場分断（ノーダル制）
抑制方法	TSOが抑制（調整電源を活用）	市場落札されなかった電源が抑制	市場落札されなかった電源が抑制
適用可能系統	基幹系統～ローカル系統	基幹系統 **（ある程度のゾーンが限界か）**	基幹系統～ローカル系統
類型	ドイツ・イギリスなど	ノルウェーなど	PJMなど



（１）電力ネットワークの次世代化に向けた主な取組状況

（２）出力変動への対応（出力制御見込み）

出力変動への対応

2021年4月7日　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2を一部編集

- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、マスタープランに基づく計画的な連系線等の増強を進めている。一方で、増強には検討から運用開始まで**通常10～20年程度を要する**ことから、2030年においては、**現時点で運用・計画されている連系線を前提とした各エリアにおける系統運用が求められる**。
- 変動再エネとして太陽光・風力があるが、太陽光の方が、時間帯によっては瞬間的な再エネ比率が大きくなる。再エネの導入が風力中心の国と比べ、**日本は太陽光中心で再エネの導入が進んできている**ため、**時間帯によっては、より高度な出力変動への対応等が必要**。
- 調整力の確保に向けては、**需給調整市場の開設、系統用蓄電池の電気事業法への位置づけ等の取組を進めている**ところ。

2021年　2025年　2030年　2050年

調整力の確保等

- ★ 需給調整市場開設（三次調整力②取引開始、商品ごとに順次拡大）　2021.4
- ★ 需給調整市場の全商品取引開始（全エリア(沖縄除く)での広域調達）　2024
- 〔グリッドコードの検討〕
- ★ ゲートクローズ後の余力活用の仕組みが開始（容量市場の参加者）　2024～
  →対象電源を可能な限り全電源に拡大
  （バランシングメカニズム）
- ★ 北海道蓄電池募プロの開始（Ⅰ期残容量、短期的な対応）　2021
- ★ 系統用蓄電池の電気事業法への位置づけ等 → 北海道の要件解除へ　2022～

九州における出力制御（需給バランス制約）の現状について

- 需給バランス制約による出力制御は、現時点、**<u>九州エリアでのみ</u>**実施実績あり。
- 九州本土では2018年以降、休日やGW等の軽負荷期において、優先給電ルールに基づき**<u>再エネの出力制御</u>**を実施。
- **<u>変動再エネの総発電量に占める制御量の割合（出力制御率）は、</u>**2019年度は**<u>4.0%</u>**、2020年度は**<u>2.9%</u>**であり、1発電所当たりの累積制御日数は年間30日を下回る水準。
- 2021年度からは、より柔軟な制御方式として、オンライン事業者による一律制御※が実施されており、出力制御率は**<u>4.6%</u>**と予想される。

※無制限・無補償ルールが適用される事業者を一律に同じパターン（発電所の定格出力に対する%制御）にて制御を行うことで必要制御量に柔軟に対応。従来の輪番制御から１事業者あたりの累積出力制御日数は増加する可能性がある。日数制限が適用される事業者は上限まで最大限活用。

＜優先給電ルールに基づく対応＞

①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用

②他地域への送電（連系線）

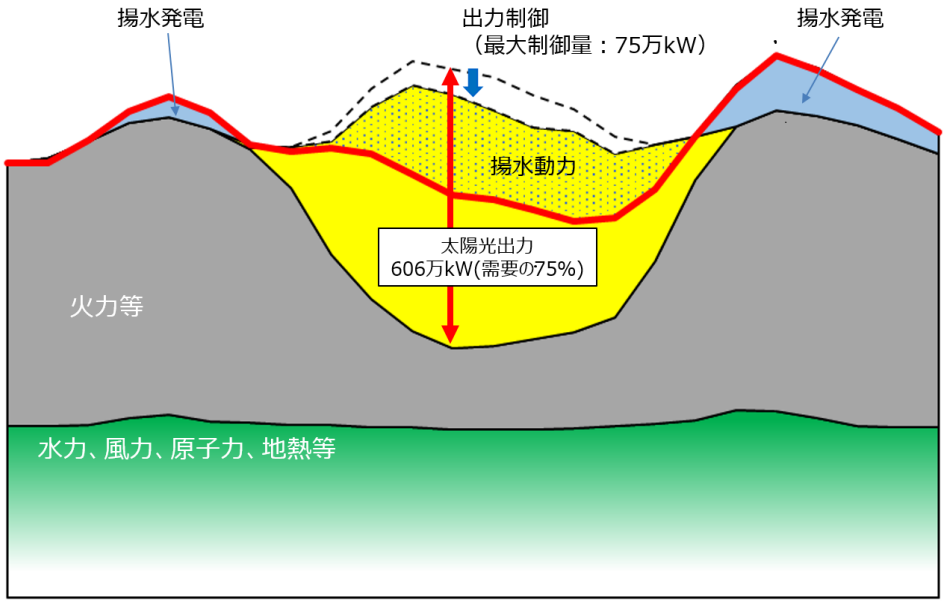
③バイオマスの出力制御

④太陽光、風力の出力制御

⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御

※出力制御が技術的に困難

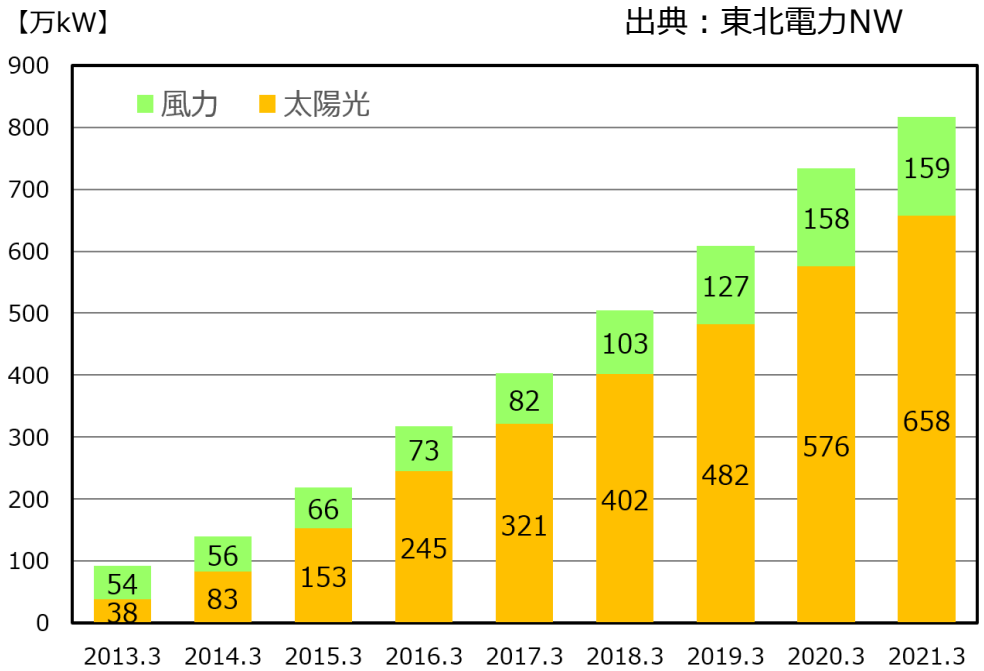
＜九州エリアの需給イメージ（2021年3月14日）＞



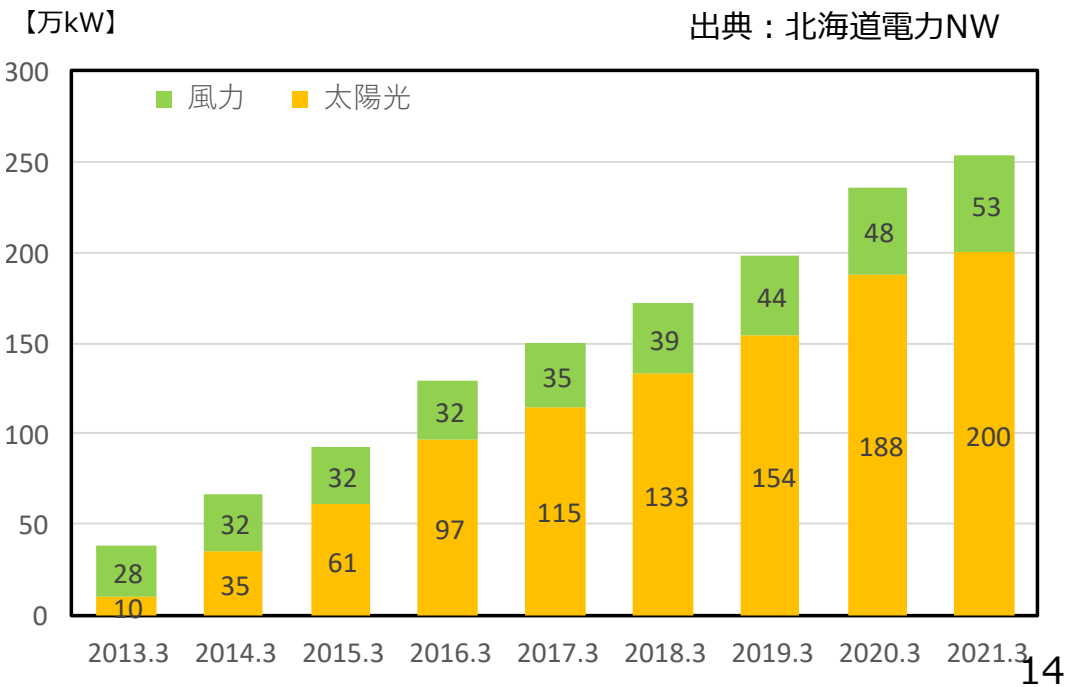
東北エリア・北海道エリアにおける出力制御発生の可能性について

- **<u>東北エリア・北海道エリアにおいても、再エネ導入量は急速に拡大</u>**。昨年12月の系統ワーキンググループで報告したように、**<u>再エネの出力制御が行われる可能性が生じている。</u>**
- 両エリアにおいては、ＧＷ期間中の需要が過去３年間で最低水準にとどまり、かつ、再エネ（太陽光及び風力）の出力が最高水準となった場合、再エネの出力制御が行われる見込み。そのような状況も含めて、**<u>東北電力ネットワークと北海道電力ネットワークから、出力制御見通しについて説明いただく</u>**。
- なお、出力制御が発生した場合、電力広域機関において、各社の対応が適切かを検証予定。

東北エリアの太陽光・風力連系量の推移



北海道エリアの太陽光・風力連系量の推移



(参考）最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス（2020年）

- 各エリアにおいて、太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫しており、条件次第では、出力制御が発生する可能性が高まっている。

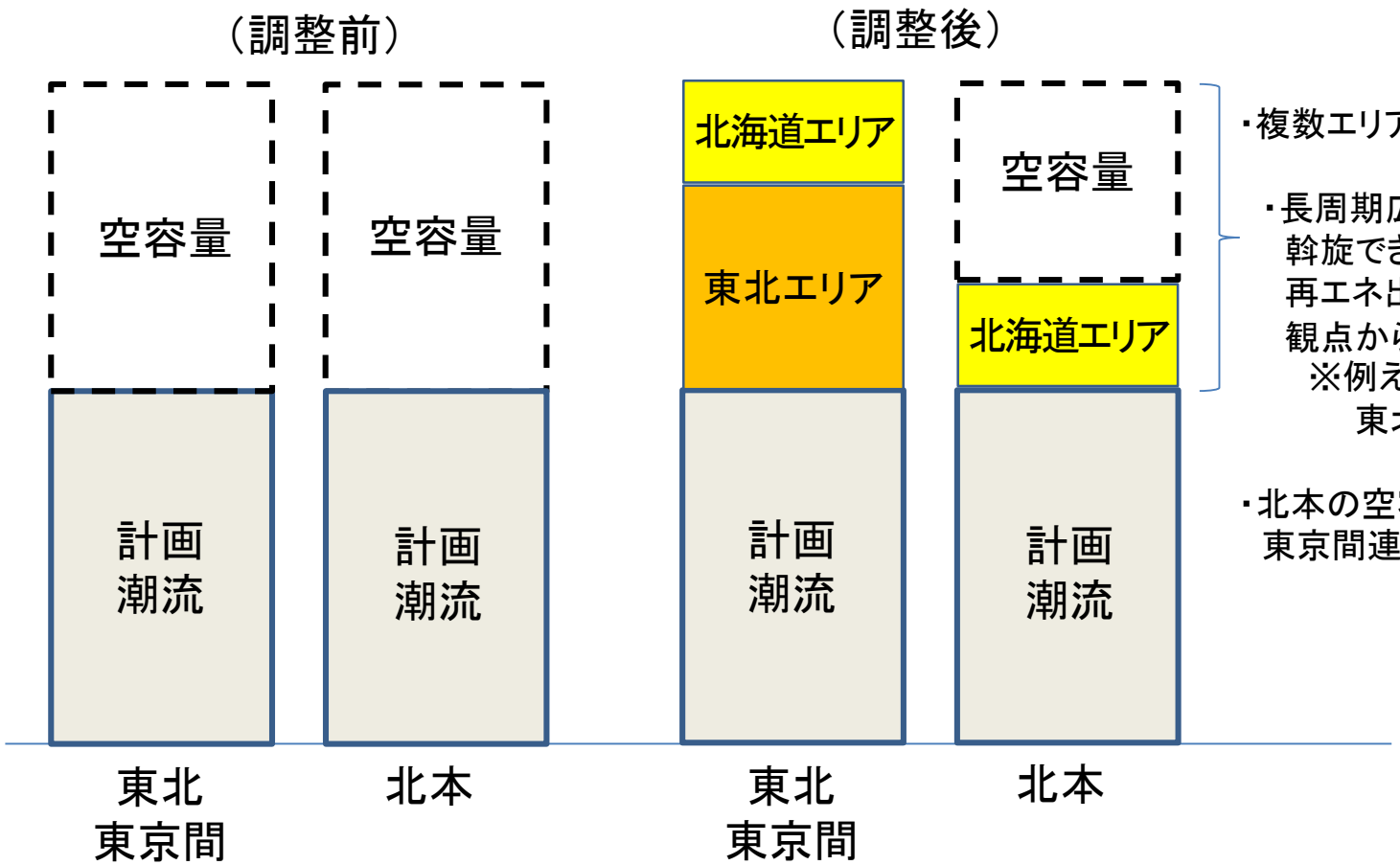
【単位：万kW】

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄	備考欄
	2020年	5月5日14時	5月5日12時	5月4日11時	5月5日12時	5月5日12時	4月18日13時	4月5日13時	
発電出力	原子力・水力・地熱	91	179	94	34	20	359	-	
	火力	93	398	49	102	133	169	48.9	
	バイオマス	2	35	4	23	9	21	-	
	太陽光	134 (119)	511 (452)	86 (84)	374 (335)	204 (187)	774 (652)	26.0 (25.2)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	風力	14 (16)	38 (20)	2 (0)	1 (1)	0 (3)	19 (2)	0.5 (0.6)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	揚水	△42	-※5	-	△130	△60	△169	-	※5 東北：GW期間中の気温上昇による融雪により，揚水発電所の下池である河川濁り，揚水運転ができなかった。
	蓄電池	-	△4	-	-	-	△1	-	
	連系線	△45	△456	△34	37	△75	△185	-	
	再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	△185	-	
	【下げ代余力】	**【57】**〈68〉	**【51】**〈82〉	**【24】**〈120〉	**【81】**〈274〉	**【109】**〈214〉	-	**【3.7】**	〈〉は連系線空き容量を含めた値
	合計	247	701	200	441	232	802	75.4	
需要		247	701	200	441	232	802	75.4	
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合※4		**44.3 %**	**47.3 %**	**37.6%**	**70.3 %**	**55.7 %**	**52.5 %**	**35.1 %**	

※１最小需要日（GW含む）とは、４月又は５月の休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。
※２バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。
※３火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。
※４需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合＝発電出力の内、太陽光と風力/（需要＋　連系線、揚水、蓄電池活用）

東北・北海道に共通した東北東京間連系線の制約と対応

- 東北エリアと北海道エリアにおいて、同時に供給過多となった場合、**両エリアとも東京エリアに電力を流す必要があることから、共通して東北東京間連系線の容量が制約となる**。
- このため、東北東京間連系線の容量を、東北エリアと北海道エリアにおいて取り合うこととなるが、**公平性の観点から、両エリアからの申出量（供給過多となって連系線により送らざるを得ない量）により按分して対応する予定**。



・複数エリア申出時は按分

・長周期広域周波数調整斡旋申出量のうち斡旋できないものは再エネ出力制御量となり、再エネ出力制御に関する事業者の公平性の観点から申出量按分※
※例えば、東北2：北海道1の申出の場合、東北東京間連系線を2：1で割付

・北本の空容量が不足する場合、その分の東北東京間連系線空容量を東北エリアに配分

（参考）複数エリアから長周期周波数調整の申込みがあった場合の再エネ検証対応

・長周期周波数調整の申込み量は、優先給電ルール（送配電等業務指針第174条）の規定に基づき対応が図られた結果、一意的に決まる。
※申出量＝供給力の積み上げ（火力最低・不要火力解列・揚水全台運転・蓄電池充電など優先給電ルールに定められた対策を含む）－需要想定
・そのため、再エネ抑制が発生した事後検証においてはその申出量が適正であったかを判定することにより検証する。
・なお、東北東京間連系線の空容量がゼロとなっていた場合、連系線を最大限活用していたと判定する。
（ただし、東京以西の会社の受電可能量が不足する場合は連系線空容量はゼロとならないが、受電可能量がなかったことを確認する事をもって連系線を最大限活用したと判定する）

（参考）
優先給電ルール

出力制御等の順番

a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力(火力等)(電源Ⅰ)及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転

b. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力抑制

長周期周波数調整申込みライン

c. 連系線を活用した広域的な系統運用（長周期周波数調整）

d. バイオマスの専焼電源の出力抑制（地域資源バイオマス電源※を除く）

e. 地域資源バイオマス電源の出力抑制
（燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く）

f. 自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制

g. 電気事業法に基づく電力広域的運営推進機関の指示（緊急時の広域系統運用）

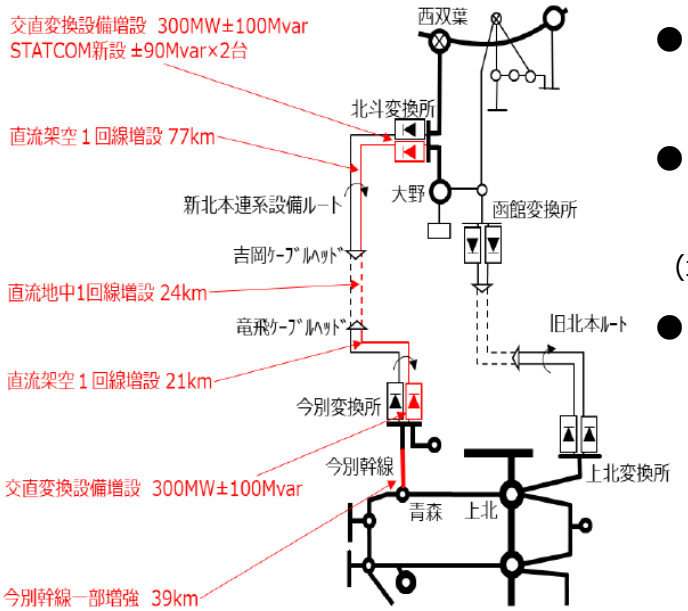
h. 長期固定電源（原子力、水力（揚水式を除く）および地熱発電所）の出力抑制

※ 地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備

地域間連系線等の増強による広域調整の強化

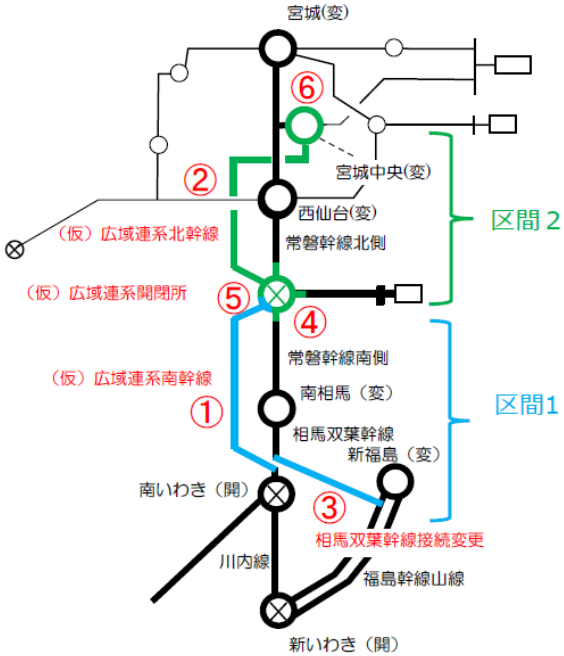
- 北海道本州間連系設備と東北東京間連系線は、電力広域機関において増強の検討が進められ、来月にも詳細な整備計画（広域系統整備計画）を策定し、2027年度中の増強完了が予定されている。
- 増強によって、東京・東北・北海道間の広域調整が強化され、東京の大需要を活用することで、東北・北海道の出力制御量は減少する可能性が高い。引き続き、再エネの大量導入等に向け、増強完了に向けた取組を進めていく。

北海道本州間



- 工事費
  479億円
- 増強する容量
  30万kW
  （増強後容量120万kW）
- 増強完了時期
  2027年度末

東北東京間



- 工事費
  1,533億円
- 増強する容量
  455万kW
  （増強後容量1,028万kW）
- 増強完了時期
  2027年11月

（出所）第52回広域系統整備委員会（2021年3月22日）

（参考）出力制御量の低減対策

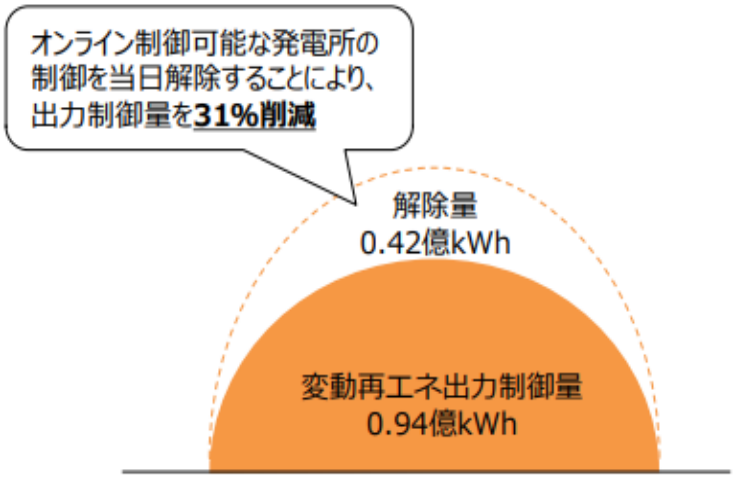
第3回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース　資料2-1を一部修正

- 出力制御量を低減するため、**オンライン制御可能な機器設置**、**連系線活用枠の拡大**、**発電量予測精度向上**、**火力やバイオマス発電設備の最低出力の明確化**、再エネの自律的な調整を促す**FIP制度の制定**などの取組を行ってきた。
- 出力制御の可能性が広がる中、出力制御量を最大限低減させるため、**オンライン代理制御の導入や、蓄電池の普及拡大等、出力制御量低減に向けたさらなる対策を進めていく予定**。

対策	詳細
オンライン制御可能な機器設置	オンライン制御が可能になることで、前日予測ではなく、実際に発電する直前（２時間前）の予測に応じ、柔軟な出力制御が可能となる。
連系線活用枠の拡大	九州においては、関門連系線ルート断事故時に九州エリアの周波数が上昇することからOFリレー活用による電源制限量の確保、転送遮断システム構築による電源制限量を確保（連系線運用容量拡大）済み。
火力・バイオマス発電設備の最低出力の明確化	「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」を改正し、『火力・バイオマス発電設備については、技術的に合理的な範囲で最大限抑制するよう努め、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする』等を記載。
オンライン代理制御（経済的出力制御）	オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組み。２０２２年早期の導入を目指す。

2019年10月　系統WG第23回資料より抜粋

＜九州における再エネ出力制御量（2018年度）＞



（参考）北海道エリア・東北エリアにおける慣性力等の状況

- 北海道エリアおよび東北エリアでは、2020年GW断面で再エネ比率がそれぞれ最大44.3%および47.3%※1・2となっている。**非同期電源の比率が約50%を超えると、大規模発電所が緊急停止した場合に、慣性力不足等から広範囲の停電リスクが増大する可能性があるとの分析がある**。ただし、非同期電源の比率は、慣性力等の影響を直接的に表す指標ではないため、需給状況等を詳細に確認していくことが必要である。

（※１）需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合＝発電出力の内、太陽光と風力/（需要 ＋ 連系線、揚水、蓄電池活用）（2020年12月系統WG第28回資料）
（※２）４月又は５月の休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の比率

- このように、**慣性力・同期化力を維持・確保する仕組みの必要性が増していく可能性があることから、まずは電力広域機関を中心に、一般送配電事業者等の協力を得ながら、さらに検討を深めていく予定**。

【系統面での課題③】系統の安定性維持/対応

- **非同期電源の比率が50%を超えると、大規模発電所が緊急停止（電源脱落）した場合に、慣性力不足等から広範囲の停電リスクが増大する**可能性があるとの分析がある※。

※広域機関調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（第37回）資料をもとに記載。なお、系統の慣性力を直接的に示す指標として、「系統の慣性力（Msys）」にて管理することが望ましいが、一般的には理解しづらい側面等もあるため、補完的な指標として「非同期電源比率」を用いることとされている。

- 日本全体を一体で考えた上で、**「政策努力を継続することにより実現しうる見込量まで再エネが導入された場合」**について機械的に試算※すると、**非同期電源の比率が50%を超える時間帯が年間の約6%となる。**

※慣性力は、実際には交流連系線によって接続された４つの地域毎（北海道、東京東北、中西６社、沖縄）に評価するのが適当。
※試算の諸元は総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第33回会合）（令和2年11月17日）事務局資料p.44と同じ。

- これを踏まえると2050年カーボンニュートラルを待たずして、2030年時点でも十分な**対策を講じる必要がある。**具体的には同期電源の運転に加え、**同期調相機の設置、MGセットの設置、再エネ疑似慣性機能の導入等**が考えられるが、これらの対策には一定程度の時間と費用を要すると考えられるところ、足下から取組を進めていく必要がある。

慣性力を確保するための各技術のイメージ

107

（出所）第31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（2021年4月7日）資料2