

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2022年9月14日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日は、以下について御報告・御議論をいただく。

（１）再エネ出力制御の短期見通し

- ・各エリアの再エネ出力制御見通し
- ・再エネ設備のオンライン化の状況

（２）再エネ出力制御の低減に向けた取組について

- ・出力制御が行われないエリアにおける余剰電力の受電可能量拡大
- ・出力制御が行われる複数エリア間の連系線の活用方法

- 1. 再エネ出力制御の短期見通し**
2. 再エネ出力制御の低減に向けた
取組について

再エネ出力制御の短期見通しについて

- 2021年12月15日の第35回WGにおいて、短期的な出力制御の発生可能性について、①既に出力制御が発生しているエリア、②通常想定される需給バランスにおいて来年度に再エネ出力制御が発生する蓋然性が高いエリア、③それ以外のエリアに区分し、毎年2回程度、その見通しを本WGで示すこととした。
- 2022年度については、北海道、東北、四国、九州、沖縄エリア（2021年12月15日の第35回WG）、中国エリア（2022年4月12日の第38回WG）にかかる見通しを各一般送配電事業者から御説明をいただいた。
- 今般、2022年度のこれまでの実績と今後の見通しについて、①既に出力制御が発生しているエリアである北海道、東北、四国、中国、九州エリア、②再エネ出力制御が発生する蓋然性が高いエリアである沖縄エリアの各一般送配電事業者から御説明をいただく。
- 2022年度上期の天候や需給の実績、連系線活用量の変化、発電機の補修点検時期の変更等により、実績を踏まえた見通しについて増減がある。
- 併せて各エリアの再エネ発電事業者のオンライン化状況について、ご報告をいただく。

各エリアの再エネ出力制御見通し等

	北海道	東北	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し（2022年度） 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※2	0.36% [4,900万 kWh]	0.16% [1,430万 kWh]	- ※2	3.0% [43,000万 kWh]	0.3% [155.2万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※2	0.22% [3,000万 kWh]	0.04% [390万kWh]	- ※2	2.8% [41,000万 kWh]	0.04% [18.3万kWh]
出力制御率見通し（2022年度） 50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.03% [103万kWh]		0.21% [1,860万 kWh]	0.58% [3,120万 kWh]		
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.03% [103万kWh]		0.09% [820万kWh]	0.24% [1,200万 kWh]		
最低需要（2021年度） [万kW]	292	724	495	229	688	73.8
変動再エネ導入量（2021年度） [万kW]	272	914	652	340	1154	39.1
変動再エネ導入量/最低需要 （2021年度）[%]	93%	126%	132%	148%	168%	53%

※1 2022年4～6月の実績を反映。本表に掲載のない4エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 「-」で示している部分は、2022年度7月以降に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない。

※3 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。

※4 最低需要とは、4月から5月9日までの休日（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。

(参考) 各エリアの再エネ出力制御見通し等

(出所) 第38回 系統WG (2022年4月12日) 資料
より一部数字の誤りを修正

(2022年4月12時点)

	北海道	東北	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2022年度) 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.33% [3,137万 kWh]	0.06% [489万kWh]	0.01% [44万kWh]	5.2% [73,000万 kWh]	0.2% [97.6万kWh]
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.07% [674万kWh]	0.02% [139万kWh]	-	4.9% [68,000万 kWh]	0.01% [5.9万kWh]
出力制御率見通し (2022年度) 50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.04% [144万kWh]		0.31% [2,706万 kWh]	1.1% [5,388万 kWh]		
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0%		0.13% [1,172万 kWh]	0.3% [1,334万 kWh]		
最低需要 (2020年度) [万kW]	226.5	595.6	405	191	622.6	69.1
変動再エネ導入量 (2020年度) [万kW]	252	817	600	321	1088	37.4
変動再エネ導入量/最低需要(%) (2020年度)	111%	137%	148%	168%	175%	54%

※1 本表に掲載のない4エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 「-」で示している部分は、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない。

※3 出力制御率は太陽光の数値。

※4 赤字部分が修正箇所。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ出力制御の実施状況等 <2022年9月14日(水)時点>

	九州エリア			
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
太陽光・ 風力接続量※1	904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW	1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW	1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW	1,154万kW 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW
年間の出力制御率※2	0.9%	4.0%	2.9%	3.9%

	北海道エリア	東北エリア	中国エリア	四国エリア	九州エリア
	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度	2022年度
太陽光・ 風力接続量※1	272万kW※1 太陽光 214万kW 風力 58万kW	914万kW※1 太陽光 735万kW 風力 179万kW	652万kW※1 太陽光 616万kW 風力 36万kW	340万kW※1 太陽光 312万kW 風力 28万kW	1,154万kW※1 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW
年間の出力制御率※2	0.03%※3、4 (2022年度見込み)	0.36%※3、4 (2022年度見込み)	0.16%※3、4 (2022年度見込み)	0.58%※3、4 (2022年度見込み)	3.0%※3、4 (2022年度見込み)
出力制御実施日	5/8、5/15、 8/21、9/11	4/10、17、23、 24、30 5/2～6、8、10、 15、29	4/17、30 5/2～5、22	4/9、16、17、30 5/2～5、8、22	4/1～10、16、17、19、 20、22、28、30 5/3、4、14、 16～18、22、8/28

※1 九州エリアは2018～2021年度は年度末時点。2022年度は2022年3月末時点。

四国は淡路島南部地域を含む。

※2 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリア一般送配電事業者による2022年度見込み(4～6月の実績を反映)。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

※4 北海道、四国エリアにおいては、50%連系線利用の場合の見込み。100%の場合は再エネ出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。
他3エリアは、100%連系線利用の場合の見込み。

※5 当該表に無い他5電力エリアにおいては、現時点で、再エネ出力制御は発生していない。

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2022年)

(出所) 第39回系統WG (2022年5月24日) 資料1

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には、気象、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まっており、2022年には九州以外のエリアでも出力制御が実施された。

【単位：万kW】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2022年	4月24日 13時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月3日 12時	5月4日 13時	5月4日 12時	5月4日 12時	5月3日 12時	5月4日 12時	4月9日 12時
発電出力	原子力・水力・地熱	78	192	175	164	117	367	32	108	149	0.1
	火力	55	210	1,012	313	58	294	216	92	136	52
	バイオマス	10	36	31	11	8	4	13	9	39	2.3
	太陽光	171 (176)	625 (552)	1,516 (1,337)	887 (806)	102 (91)	515 (463)	501 (447)	255 (232)	867 (791)	29 (29)
	風力	25 (18)	122 (83)	10 (7)	9 (13)	8 (2)	1 (6)	5 (7)	1 (2)	2 (36)	0.2 (0.8)
	揚水	△63	△33	△585	△347	△12	△284	△155	△61	△206	-
	蓄電池	1	0	-	-	-	-	-	-	0	-
	連系線	3	△314	390	19	△59	292	△97	△131	△165	-
	再エネ出力制御	-	△119	-	-	-	-	△41	△46	△105	-
	【下げ代余力】	【17】 〈82〉	-	【341】 〈-〉	【29】 〈223〉	【24】 〈90〉	【122】 〈-〉	-	-	-	【6.8】 〈-〉
	合計	280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84
	需要	280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84
	需要に占める変動再エネ (太陽光・風力)の割合 ※4	57.8 %	58.9%	55.6%	64.7%	37.4%	43.4%	64.1%	50.2%	70.2%	35.2%

※ 1 最小需要日 (GW含む) とは、4月から5月8日までの休日 (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 太陽光・風力における()内の数字は、2021年の最小需要日の出力。【下げ代余力】における〈〉は連系線空き容量を含めた値。

※ 3 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。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)

※ 5 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ設備のオンライン化の状況

●オンライン化の状況(2022年3月末時点)

(万kW)

		北海道	東北	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	70.6% (+2.7)	48.4% (+4.3)	33.0% (-)	77.1% (+11.0)	65.2% (+2.2)	59.7% (+1.8)	80.0% (+9.9)	51.3% (+3.6)
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	33.8	205.2	110.1	41.5	193.2	94	273	4.3
	③旧ルール(30日)、オフライン事業者	49.6	284.1	248.3	16.9	139.2	71	134	4.4
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	85.3	60.9	12.4	15.3	67.7	11(予定)	265	0.3
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	63.2% (+2.8)	17.7% (+4.8)	4.8% (-)	47.5% (+22.4)	32.7% (+3.7)	13.4% (+1.2)	66.3% (+15.6)	6.4% (+0.1)
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	84.0% (+1.3)	84.7% (+3.3)	2.6% (-)	30.3% (+16.2)	0.1% (+0.0)	28.6% (+0.0)	24.3% (+5.8)	0% (+0.0)
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	48.0	126.5	-	1.5	0.04	-	7.3	-
	⑧旧ルール、オフライン事業者	9.2	29.4	34.6	11.9	35.2	20	47.3	1.0
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	36.2	0.9	3.7	-	8	7.9	-
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	4.2% (+0.0)	55.2% (+4.0)	2.6% (-)	23.8% (+13.9)	0% (+0.0)	28.6% (+0.0)	14.2% (+2.5)	0% (+0.0)

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

東京、関西エリアについては、オンライン出力制御システム開発中のため、数字なし。

() 内は2021年7月末時点からの差分。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ設備のオンライン化の状況

第32回 系統ワーキンググループ (2021年10月28日)
参考資料より一部数字の誤りを修正

●オンライン化の状況(2021年7月末時点)

(万kW)

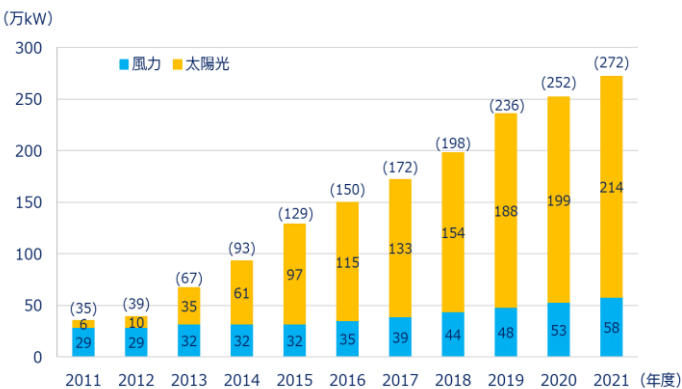
		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	67.9%	44.1%	66.1%	63.0%	57.9%	70.1%	47.7%
	②新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	29.8	179.7	38.9	180.8	89	252	3.8
	③旧ルール(30日)、オフライン事業者	50.5	280.1	24.1	139.9	72	192	4.5
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	76.9	41.5	8.1	57.1	10(予定)	198	0.3
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替え率 (④/(③+④))	60.4%	12.9%	25.1%	29.0%	12.2%	50.8%	6.3%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	82.7%	81.4%	14.1%	0.1%	28.6%	18.5%	0%
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	43.5	99.8	0.7	0	0	4.8	0
	⑧旧ルール、オフライン事業者	9.2	30.1	14.0	36	20	51.1	1.2
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	31.6	1.5	0	8	6.8	0
	⑩旧ルール事業者のオンライン切替え率 (⑨/(⑧+⑨))	4.2%	51.2%	9.9%	0%	28.6%	11.7%	0%

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。
赤字部分が修正箇所。

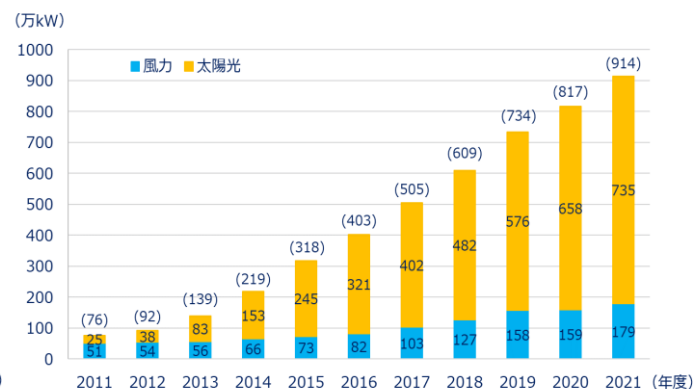
出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ導入量の増加

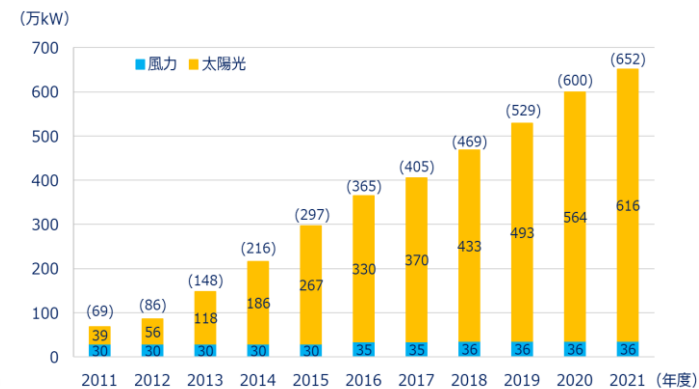
【北海道エリア】



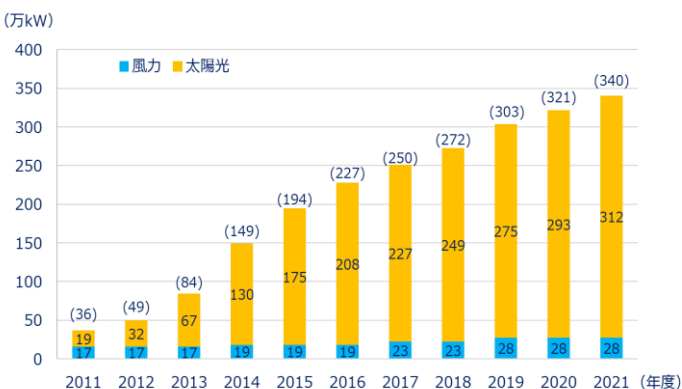
【東北エリア】



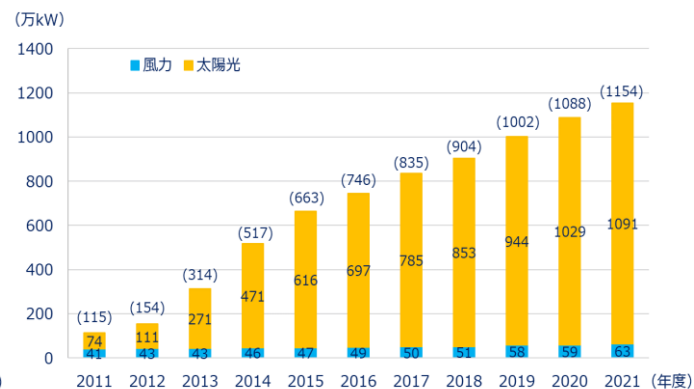
【中国エリア】



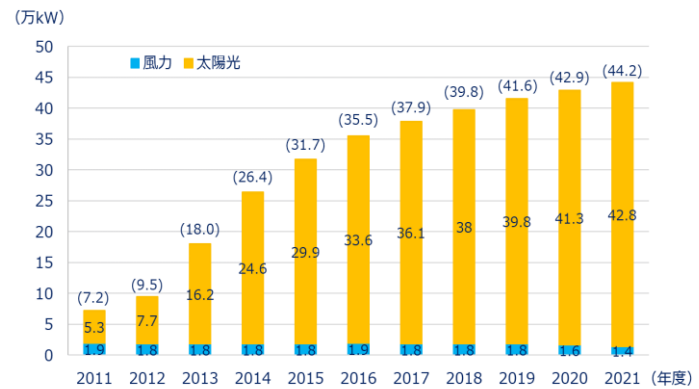
【四国エリア】



【九州エリア】



【沖縄エリア】



※FIT制度開始（2012.7～）
※四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

1. 再エネ出力制御の短期見通し
2. **再エネ出力制御の低減に向けた
取組について**

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

- 再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である。一方、再エネ導入のため、S+3Eを前提に出力制御の低減は重要。かかる観点から、昨年末、出力制御の低減に向けた対策パッケージをまとめた。
- 現在、オンライン化の推進や連系線の増強など具体的な対策・検討を進めており、引き続き着実に進めていく。
- このような中、本年度、新たに北海道、東北、中国、四国エリアでも出力制御が発生し、同じ時間帯に隣接する複数エリアで再エネ出力制御が実施されるなど、初めて生ずる事象があった。こうした実施状況を踏まえ、出力制御の低減や公平性の観点から、連系線の活用等について、新たな論点が出てきている。
- 例えば、出力制御が発生したエリアに隣接するエリアでの受電可能量拡大や、出力制御が行われる複数エリア間における地域間連系線を将来的にどのように活用していくかといった点が挙げられる。
- 加えて、各エリア内の需要シフト（上げDR）もますます重要となり、更なる検討が必要。
- このような状況を踏まえ、今後の広域的な出力制御の在り方について、幅広い観点から御議論をいただきたい。今回は連系線の活用を中心に御議論いただく。

再エネの出力制御低減に向けた対策の基本的考え方

(出所) 第38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12月24日) 資料1

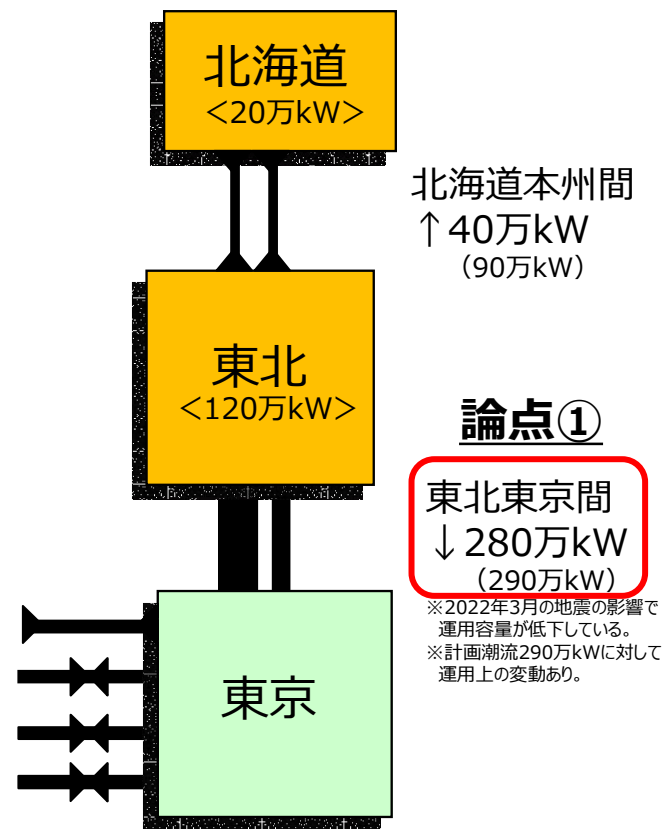
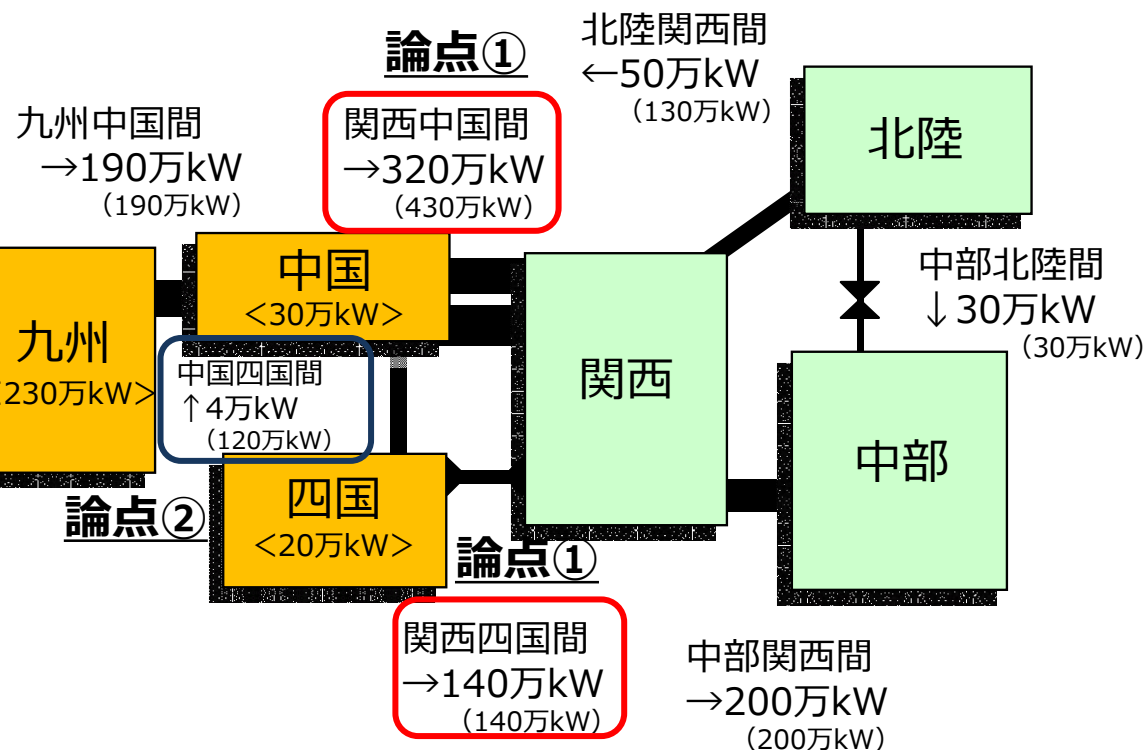
- 再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な措置である。出力制御が発生しないよう再エネの導入を抑制することは本末転倒であり、また、再エネの導入にあわせて系統増強等を行うと社会的コストは増大する。
- 他方、発電費用ゼロの変動再エネを出力制御することは、それ自体が社会的な損失である。したがって、出力制御が必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進め、需給変動に応じて出力制御が適切に行われるようにする必要がある。
- その際、エネルギー政策の基本方針であるS + 3Eは大前提である。徒に出力制御の低減を図ることにより、電力の安定供給が損なわれたり、温室効果ガスの排出量が増加したりすることがあってはならない。
- 足元では、再エネの導入拡大に伴い、現状のまま特段の対策を講じなければ、既に出力制御が発生している九州エリア以外でも出力制御が生じる可能性が高まっている。こうした状況を踏まえ、今回、出力制御の低減に向けた包括的なパッケージをまとめることとした。
- 本パッケージは、新たなエネルギー基本計画を踏まえた再エネ導入の更なる加速化が出力制御の急増を招き、ひいては再エネ導入を阻害することとならないよう、現時点で速やかに実施可能な措置を中心にとりまとめるものである。その中には、中長期的な観点から、引き続き検討を深めるべき課題も少なくない。
- このため、今後、本パッケージに基づく取組を速やかに実施しつつ、各エリアにおける出力制御の実施状況を踏まえ、必要に応じ、更なる対策を取りまとめるなど、随時見直しを行っていくことが重要である。

(参考) 再エネ出力制御発生時の地域間連系線の状況

- 再エネ出力制御発生時における、地域間連系線の状況は次の通り。

2022/4/17 (日) 12:00~12:30の例

2022/5/8 (日) 12:30~13:00の例



(参考)

○2022/4/17の最大余剰電力発生時刻

中国：11:30~12:00、四国：11:30~12:00、九州：12:00~12:30

○2022/5/8の最大余剰電力発生時刻

北海道：12:30~13:00、東北：11:30~12:00

※いずれの例もスポット市場の全エリアプライスは0.01円/kWh。

※出典：系統情報サービスより各連系線の実績潮流を記載（四捨五入等で各社速報値と若干異なる場合あり）。（ ）内は潮流方向の運用容量。
※オレンジの地域は再エネ出力制御が発生したエリア。＜ ＞内の数字は再エネ出力制御量。
※運用容量には需給調整市場の連系線確保量等マージンが設定されているため、容量をすべて使えるわけではないことに留意。

論点① 出力制御が行われないエリアにおける余剰電力の受電可能量拡大

- 広域的運用の拡大による再エネの出力制御の低減に向けて、現在、各一般送配電事業者においては、優先給電ルールに基づき長周期広域周波数調整の申し出を行ったエリアの余剰電力を受電する場合、エリア内の電源Ⅰ・Ⅱの出力を最大限引き下げるとともに、揚水運転により需要を創出した上で、連系線を最大限活用して余剰電力を受け入れることとしている。
- こうした取組を通じて受電エリアにおける余剰電力の受電可能量を最大化することで、従来、九州エリアで再エネの出力制御が行われる場合は、連系線を最大限活用して九州エリアの余剰電力を他エリアで受電していた。
- 一方、本年4月に中国、四国、九州で同時に出力制御が行われた際は、出力制御が行われたこれらのエリアと隣接する関西エリアとを結ぶ地域間連系線に、最大約100万kWの空き容量があったことが確認されている。（※4/17 12:00~12:30の例。運用容量430万kWから、実潮流320万kWとマージン10万kWを除いた容量）
- これは、受電エリアにおける余剰電力の受電可能量が、連系線の最大活用可能量（空容量）を下回ったためと考えられる。
- 今後、再エネの導入拡大が進むにつれて、このような断面が増加すると見込まれる中、社会コスト低減の観点から再エネの出力制御の低減を図る上で、受電エリアにおいてどのような対応が考えられるか。
- 例えば、安定供給のために必要な下げ代を確保※した上で、電源Ⅰ・Ⅱに加えて、電源Ⅲについても、S+3Eの観点から発電設備の構成・特性や運用コスト等を踏まえ、出力制御が行われるエリアと同様に扱うことについてどのように考えるか。

※現状は、基本的に、揚水1台故障リスクを確保して運用。

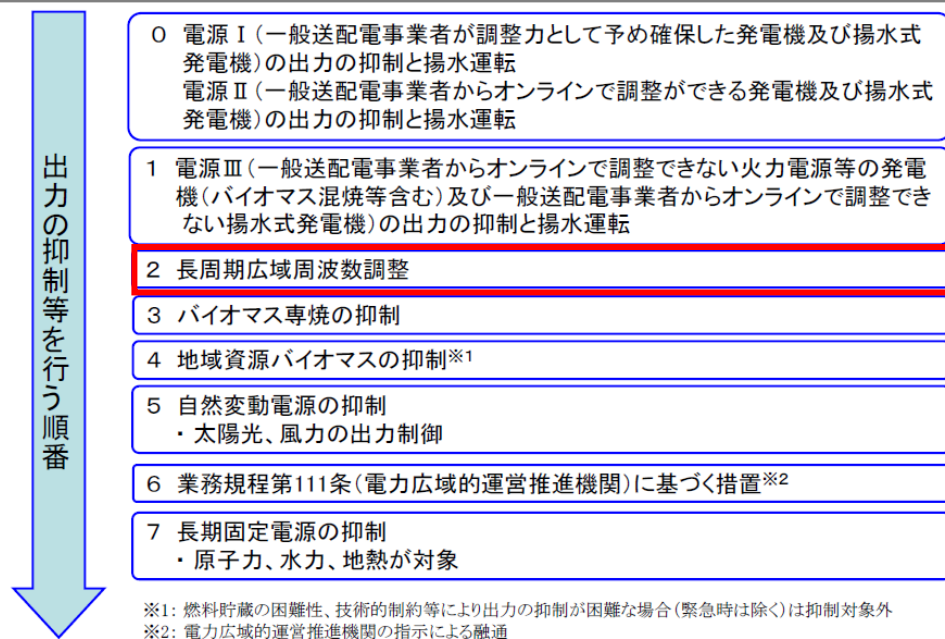
(参考) 長周期広域周波数調整を受電する際の基本的な考え方

- 各エリアにて供給力の余剰が想定される場合には、優先給電ルールに基づき、自エリアの電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制および揚水運転、更には電源Ⅲの出力抑制を行った上で、長周期広域周波数調整により、連系線を活用したエリア外への送電を実施している。
- 他方、長周期広域周波数調整により他エリアの余剰供給力を受電する場合、一般送配電事業者の取組として、受電側エリアにおける電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制および揚水運転を行った上で、連系線を最大限活用し、再エネの制御量低減に取り組んでいる。

【自エリアにおける優先給電ルールに基づく制御】

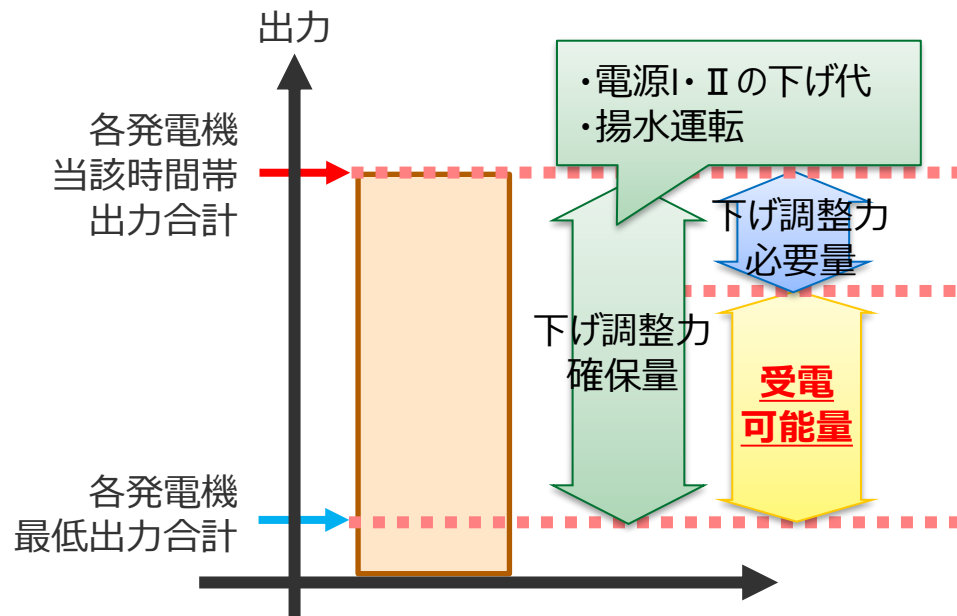
2. 出力の抑制等を行う順番(1)

2



【長周期広域周波数調整の受電時における取組】

受電可能量 = 下げ調整力確保量 - 下げ調整力必要量※
※ 時間内変動 + 予測誤差 + 揚水1台故障リスク



(参考) 各種データ

●長周期広域周波数調整の申出量に対して受電可能量が不足した日数

東京	中部	関西
2 / 4 5 日	1 1 / 4 5 日	1 1 / 4 5 日

(出所) 電力広域的運営推進機関

- ※2022年4月～5月の実績。
- ※長周期広域周波数調整の申出量に対して受電可能量が1コマでも不足した日数/他エリアから申出があった日数。
- ※受電側エリアまでに経由する連系線に空き容量が不足していた場合は、最大限連系線を活用していたものとして成立しなかった日数に含まない。

●揚水発電所揚水動力(電源Ⅰ・Ⅱ) [万kW]

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
90.0	46.0	1,141.7	409.8	－	477.5	201.0	61.2	253.2
6台	2台	44台	22台	－	17台	9台	3台	8台

(出所) 第36回系統ワーキング 資料2より一般送配電事業者作成

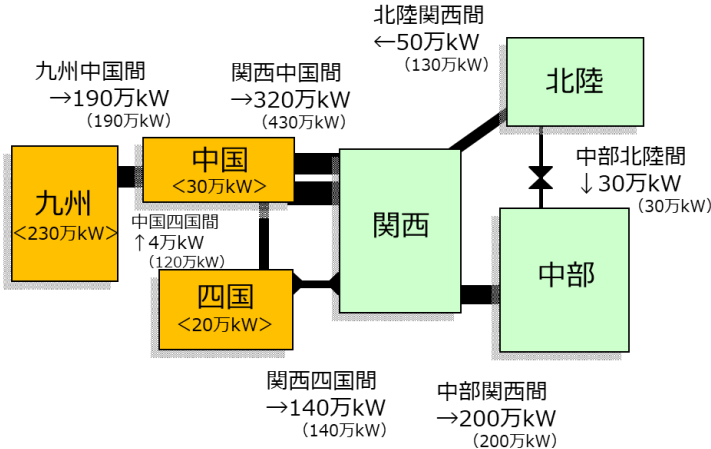
※常に全揚水設備が運転可能な状況ではなく、長周期広域周波数調整を受電する際には故障リスクを織り込むなどしており、実際の受電可能量への織込み値は上記と異なる。

●2022.4.17 12:00～12:30の中西エリアにおける電源Ⅲの下げ余力[万kW]

中部	関西
4.8	19.4

(出所) 各一般送配電事業者

- ※1 電源Ⅲ全てが常に稼働しているわけではなく2022.4.17の例であり、常に上記の下げ代が確保できるものではない。
- ※2 北陸エリアの電源Ⅲの余力はゼロ。
- ※3 関西エリアについては、現在、運用確認書締結に向け協議中のため、締結済のもののみを集約。



論点② 出力制御が行われる複数エリア間の連系線の活用方法

- 現状、あるエリアにおいて出力制御が行われる場合、地域間連系線は、前日に行われるスポット取引や長周期広域周波数調整の結果を踏まえた上で、当日段階において、供給過多のエリアから他エリアへの送電という形で活用される。
- 複数エリアで供給過多となる場合、長周期広域周波数調整では、昨年、第34回電が小委において、事業者の公平性の観点から、両エリアからの連系線活用の申出量（供給過多となって連系線により送電する量）により按分することと整理されている。
- 本年4月、中国、四国、九州エリアにおいて同時に供給過多となった際も、この整理に沿って、他エリアへの連系線が活用されており、適切な対応と考えられる。
- 他方、再エネ導入の観点から、出力制御が行われる複数エリア間における地域間連系線について、将来的にどのように活用していくか整理していくことも有効ではないか。

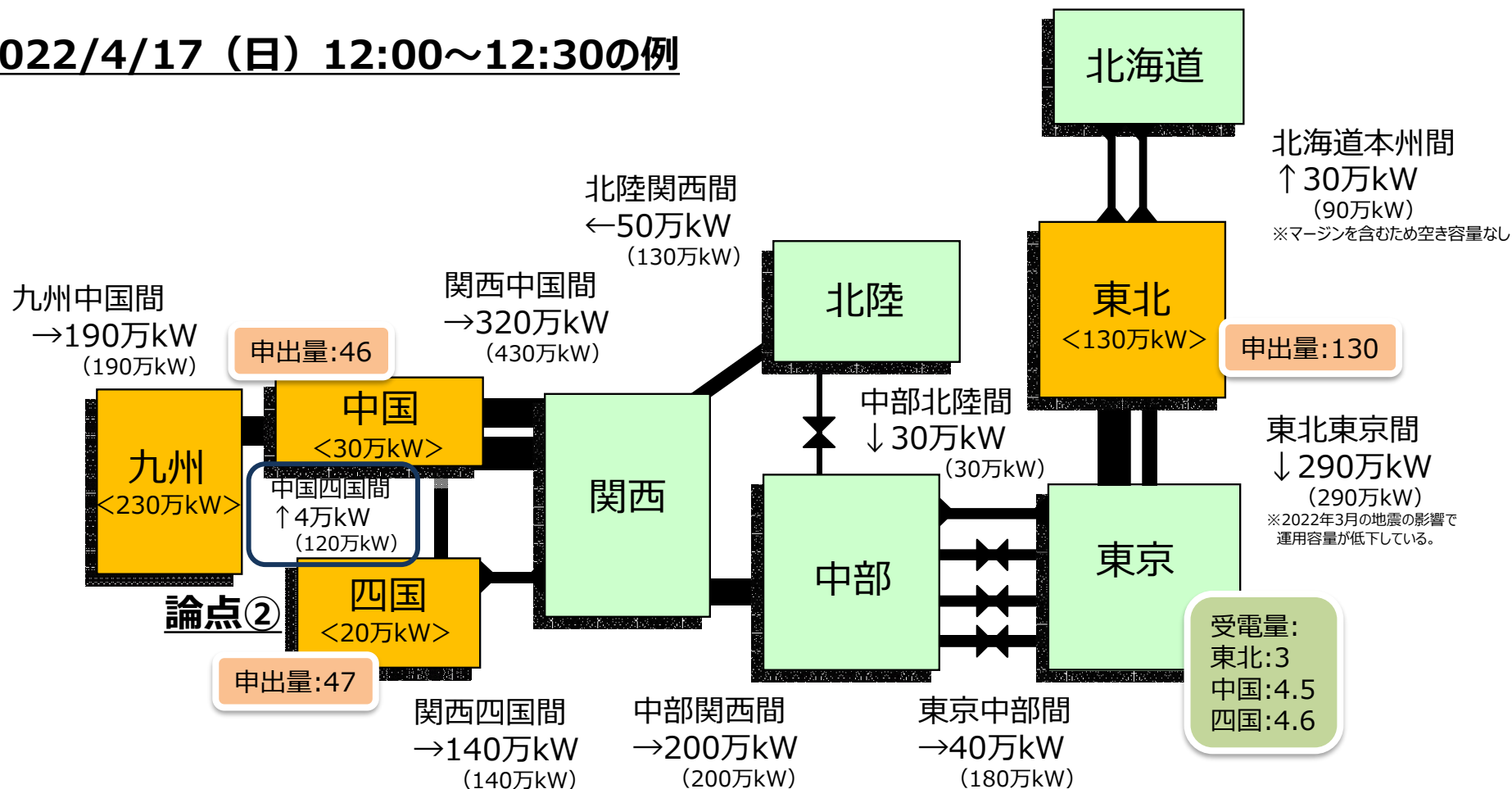
【ケーススタディ（2022/4/17（日）12:00～12:30の例（詳細次ページ））】

- 複数エリアで出力制御があり、長周期広域周波数調整により連系線の活用が行われていた事例。中国では30万kW、四国では20万kWの出力制御が行われた。
- 中国・四国エリアは連系線でつながれており、仮に両エリアを一体的に考えた場合、例えば、両エリアの出力制御率（出力制御量／再エネ設備量）が等しくなるよう、両エリア間の連系線を活用することも考えられる。
- 現状、各エリアは異なるエリアとしてそれぞれ対応しているが、将来的に、複数エリアを一体的に捉えて出力制御への対応を図ることとした場合、再エネ電源の立地誘導、需要のシフト、運用上の課題、公平性などの観点を踏まえ、どのように考えるか。

(参考) 地域間連系線の状況 (長周期広域周波数調整の例)

- 例えば、4/17 12:00~12:30のコマでは、中国、四国、東北エリアの申出量の一部を東京エリアが受電している。

2022/4/17 (日) 12:00~12:30の例



(参考)

○2022/4/17の最大余剰電力発生時刻

中国・四国：11:30~12:00、九州：12:00~12:30、東北：11:00~11:30

※いずれの例もスポット市場の全エリアプライスは0.01円/kWh。

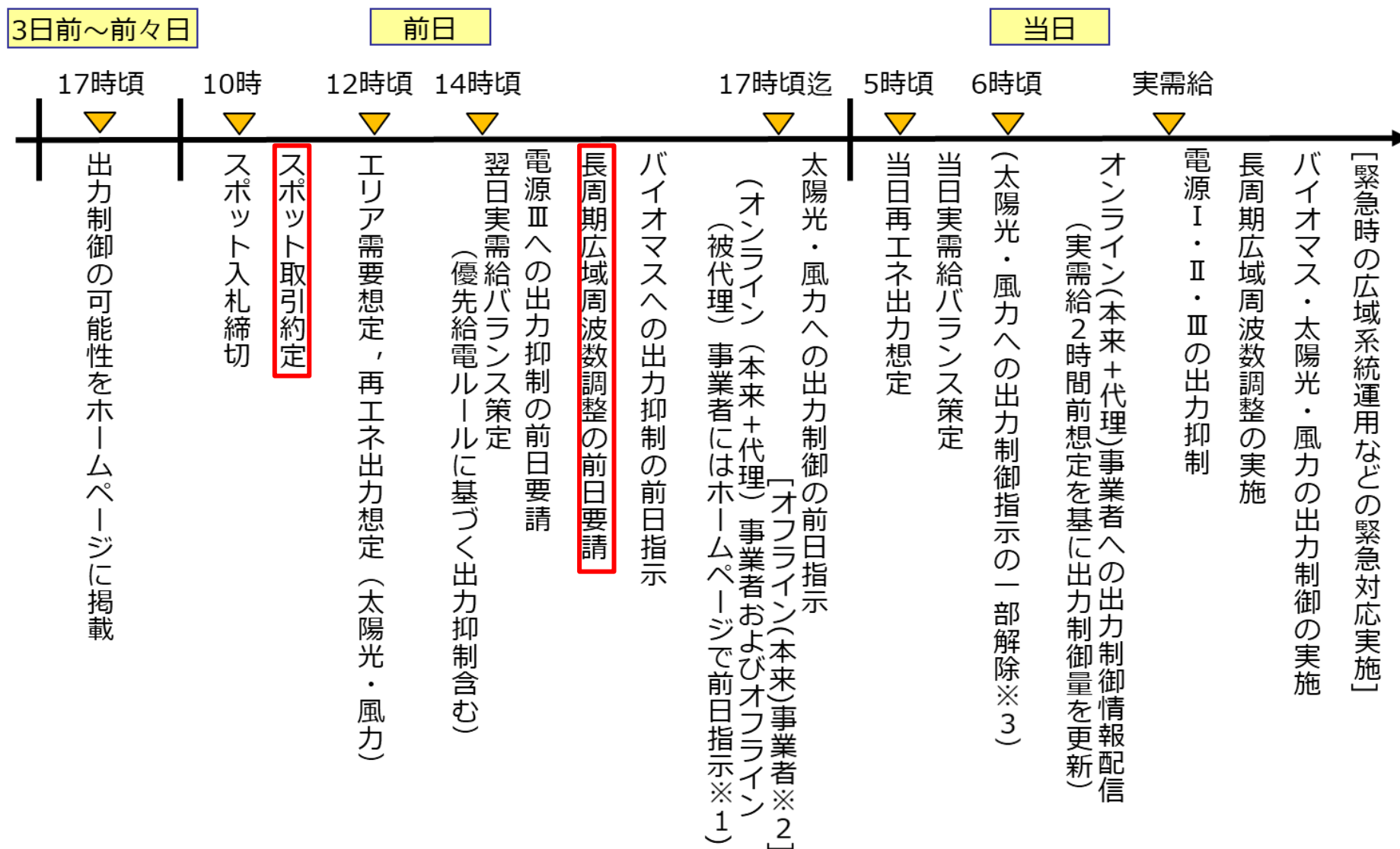
※出典：系統情報サービスより各連系線の実績潮流を記載（四捨五入等で各社速報値と若干異なる場合あり）。() 内は潮流方向の運用容量。

※オレンジの地域は再エネ出力制御が発生したエリア。< > 内の数字は再エネ出力制御量。

※運用容量には需給調整市場の連系線確保量等マージンが設定されているため、容量をすべて使えるわけではないことに留意。

(参考) 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール

(出所) 第35回系統WG (2021年12月15日)
資料1-5 九州送配電発表資料より一部追記



※1：前日にホームページで出力制御の実施可能性を公表することにより前日指示を行う

※2：オフライン事業者の本来制御が必要な場合

※3：出力制御解除可能と判断した場合は、当日可能なオフライン特高事業者のみ出力制御指示を解除

(参考) 連系線の運用について (スポット取引)

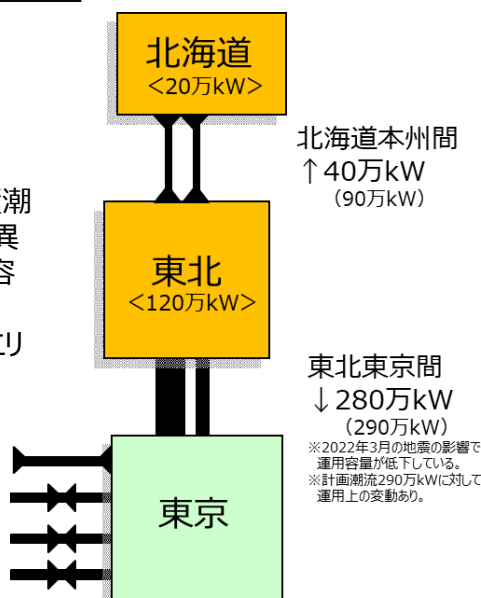
- 連系線は、間接オークション※により、連系線を通じて全国エリアで取引が行われることで、公平な競争環境の下で送電線の利用と広域メルिटオーダーの達成による安価な電力の調達、事業者の事業機会の拡大が可能になっている。※連系線の利用は原則としてJEPX（日本卸電力取引所）のスポット市場を通じて割り当てるルール
- スポット市場において、同一価格で売りに出され、売り入札の方が大きい場合は、公平性の観点から、売り入札の量により、按分して約定されることとなっており、約定結果や需給の状況によって潮流の向きが決まる。
- なお、優先給電ルールにおける長周期広域周波数調整は、卸電力取引市場（スポット取引）、需給調整市場の約定結果を踏まえ、調整が行われるため、約定結果次第では、十分な空き容量がないこともある。

再エネ出力制御発生時の潮流例

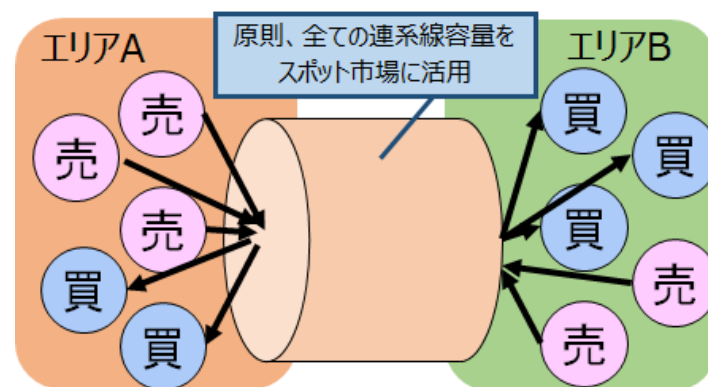
(2022/5/8 (日) 12:30~13:00)

※出典：系統情報サービスより各連系線の実績潮流を記載（四捨五入等で各社速報値と若干異なる場合あり）。() 内は潮流方向の運用容量。

※オレンジの地域は再エネ出力制御が発生したエリア。< > 内の数字は再エネ出力制御量。



間接オークション



(出所) 電力広域的運営推進機関HP

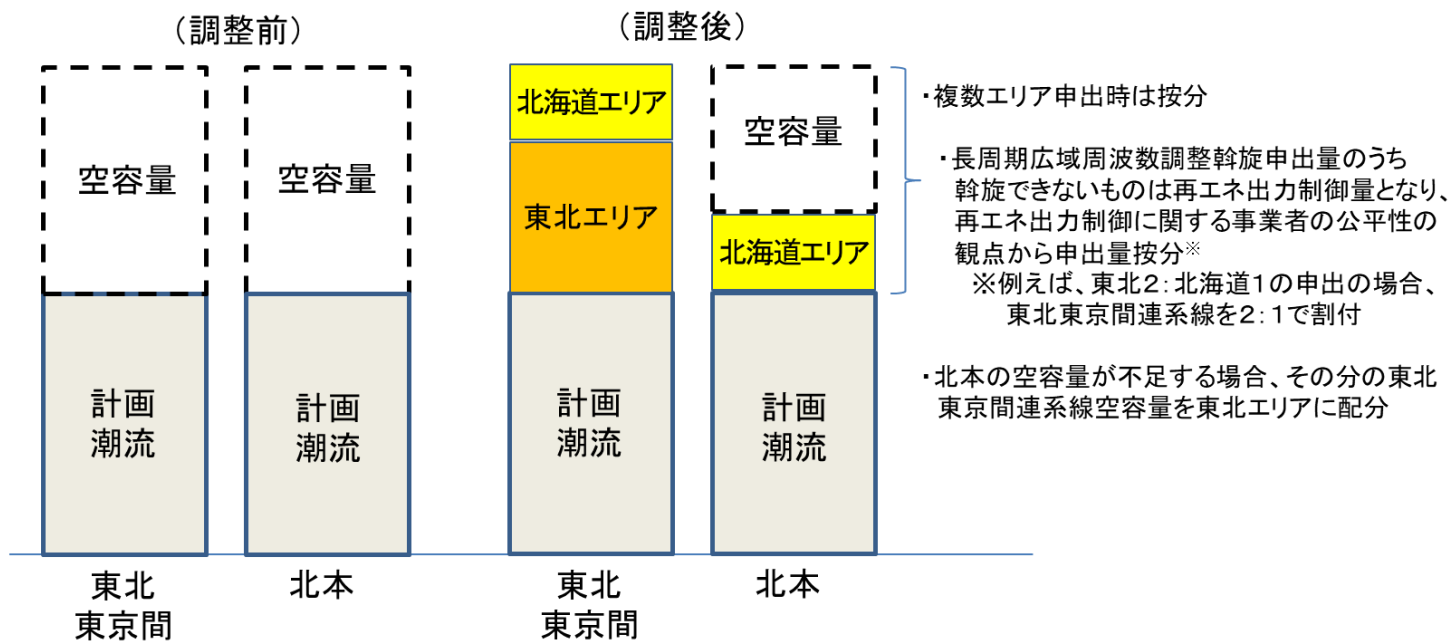
(参考) 連系線の運用について (長周期広域周波数調整)

- 優先給電ルールにおける長周期広域周波数調整 (連系線の活用) は、スポット取引及び需給調整市場約定後、連系線空容量の範囲内で、火力電源等の出力制御、揚水運転等を実施した上で行われる。
- 複数エリアで同時に電力の供給過多となった場合には、地域間連系線の容量は、再エネ出力制御に関する事業者の公平性の観点から、各エリアからの申出量により按分することとしている。

東北・北海道に共通した東北東京間連系線の制約と対応

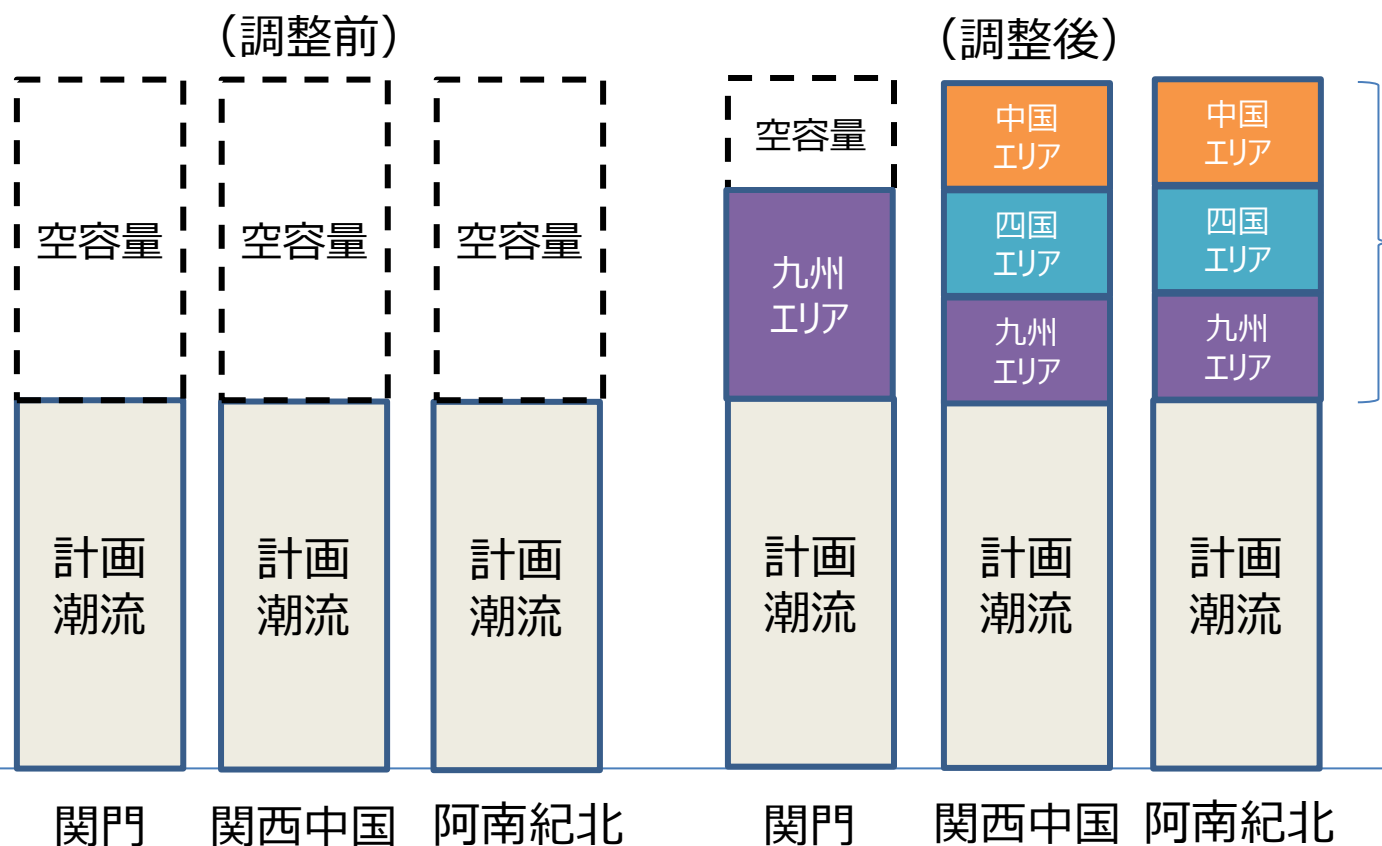
(出所) 第34回電力・ガス基本小委員会
(2021年4月28日) 資料5

- 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。



(参考) 中国・四国・九州に共通した関西間連系線の制約と対応

- 中国エリア、四国エリア、九州エリアにおいて同時に供給過多となった場合、各エリアともに関西エリアに電力を流す必要があることから、共通して関西への連系線容量が制約となる。
- この場合、公平性の観点から、各エリアからの申出量（供給過多となって連系線に送電する量）により按分して対応している。
- なお、関門の空き容量が不足する場合は、その分の関西エリアへの連系線空き容量を中国エリア、四国エリアの申出量で配分する。



・複数エリア申出時は按分

・長周期広域周波数調整幹旋申出量のうち幹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、中国1：四国1：九州1の申出の場合、交流を優先し、関西中国間連系線をまず1：1：1で割付。その後阿南紀北連系線を1：1：1で割付。

・関門の空容量が不足する場合、その分の関西エリアへの連系線空容量を中国、四国エリアの申出量で按分して配分。