

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2020年度算定値） の算定結果について

2020年12月11日
北海道電力ネットワーク株式会社

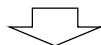
1. 出力制御見通しの考え方

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを停止または抑制、揚水動力や蓄電池ならびに連系線の空容量を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、旧ルール事業者の制御日数が上限（30日等）に達するまでは「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 太陽光117万kW（30日等出力制御枠）、風力36万kW（30日等出力制御枠）を前提に、指定ルール設備が追加になった場合の太陽光・風力の出力制御見通しを算定する。

2. 出力制御見通し算定のフロー

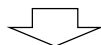
ステップ1

出力制御見通し算定の検討断面の設定



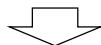
ステップ2

検討断面における需要の想定



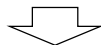
ステップ3

再エネの導入量に応じた出力等の想定



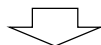
ステップ4

検討断面における出力等の想定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



ステップ5

現状制度における需給解析（火力発電の抑制、揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電、再エネ出力制御の反映等）



出力制御見通し（年度算定値）

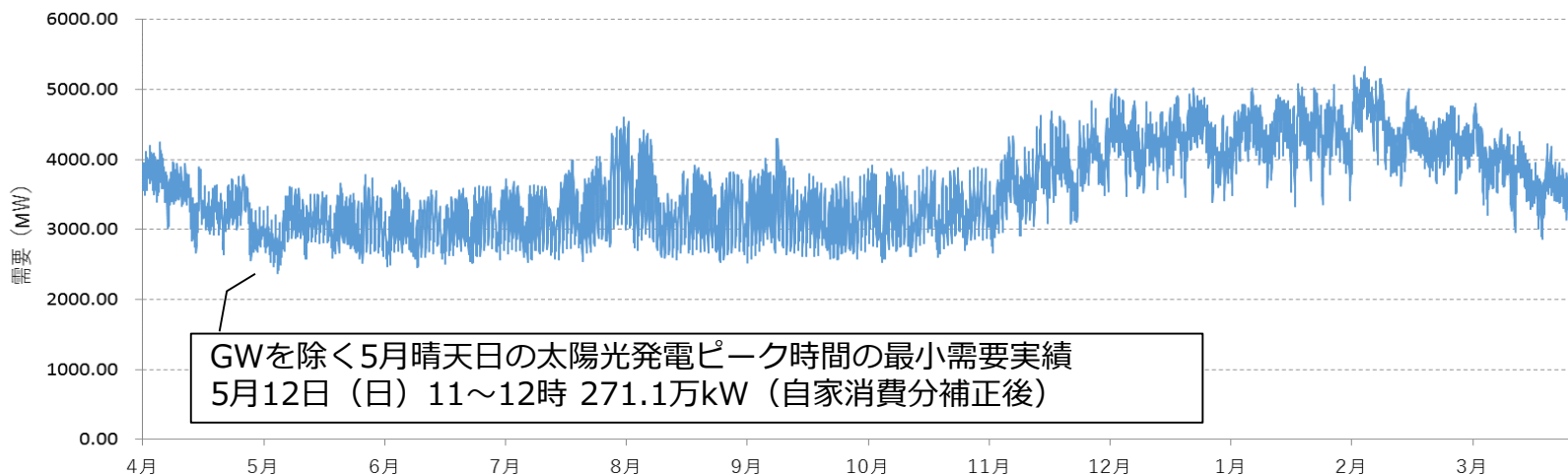
<ステップ1> 検討断面の設定

- 年間を通じた8,760時間（24時間×365日）の各時間において試算を行う。
これを2017～2019年度の3年分検討する。

<ステップ2> 需要の想定

- 需要想定は、2017～2019年度のエリア需要実績を用いる。
※胆振東部地震の影響を除外するため、2018年9月6日～14日は2017年の同曜日実績で置き換え
- 出力制御見通しの算定にあたっては、太陽光発電の自家消費分を補正する。

【2019年度のエリア需要実績（離島を除く）】



<ステップ3> 再エネ出力の想定

《太陽光、風力》

- 出力制御見通しの算定にあたっては、昨年度までと同様に、各年度の各時間帯における実績に相当する太陽光・風力出力比率を使用し、前提とする設備容量に掛け合わせた出力を想定した。

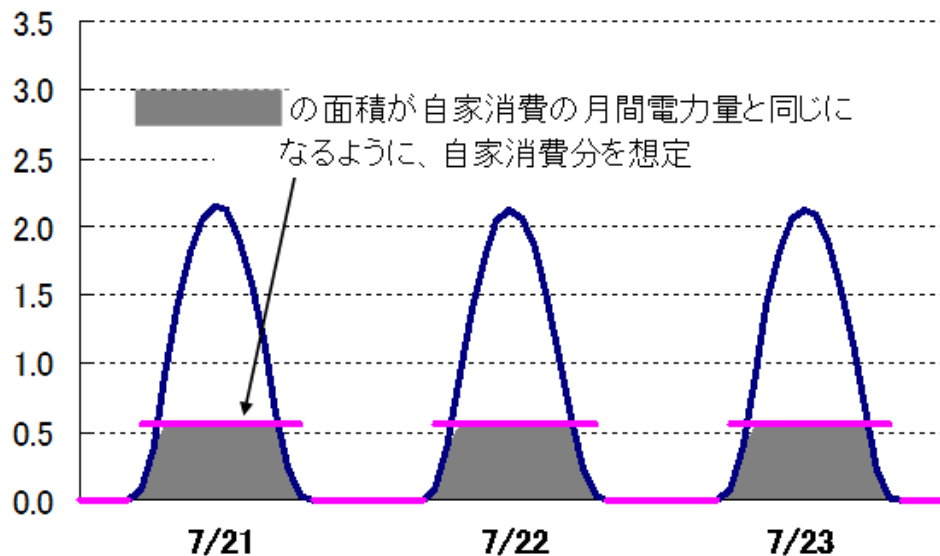
(参考) 太陽光発電の自家消費分の計算方法について

- 余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）を対象として、日射量データから想定した太陽光発電の月間電力量から、当社が購入した月間電力量を差し引くことによって、月毎に自家消費分を想定し、太陽光発電が発電する時間帯の需要実績に平均的に加算している。

【自家消費率と自家消費量】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率 [%]	8.2	4.3	2.7	4.4	2.3	5.5	4.2	2.3	12.5	19	26.9	14.5
自家消費量 [万kW]	1.3	0.7	0.4	0.7	0.4	0.9	0.7	0.4	2.1	3.2	4.6	2.5

【自家消費分の想定イメージ】



<ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定

- 当社管内の各電源の特性や長期的な傾向を反映することとし、東日本大震災前30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均を用い、設備容量を乗じる（設備利用率×設備容量）こととする。
- ただし、一般水力のうち、貯水池式・調整池式水力については、多少の出力調整が可能であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用をする前提により算定を行う。

《水力》

- 一般水力の過去の設備利用率実績と出力の想定、月別の最低出力は下表のとおり。

【一般水力の設備利用率と出力の想定（離島を除く）】

	流れ込み式	調整池式	貯水池式	合計
設備容量※1 (万kW)	31.5	76.4	26.5	134.4
年間利用率 (%)	44.8			
出力想定※2 (万kW)	22.2	61.0	0	83.2

※1 接続契約申込済に相当する分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の太陽光発電ピーク時間の最小需要実績発生時（5月12日11～12時）の想定値であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用（出力調整）を考慮。

【一般水力の月別の最低出力（離島を除く）】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	19.0	22.2	19.9	18.1	18.0	16.7	16.9	17.4	15.6	13.2	11.8	12.6
調整池式	16.7	47.8	34.5	26.7	27.2	24.4	20.0	18.3	9.5	8.0	11.8	11.2
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計(万kW)	35.7	70.0	54.4	44.8	45.2	41.1	36.9	35.7	25.1	21.2	23.6	23.8

<ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定

《原子力》

○原子力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【原子力の設備利用率実績と出力の想定】

	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
原子力	207.0万kW	84.8%	1989～2010年度 (震災前21年)	175.5万kW

《地熱》

○道内の主要設備である地熱発電所において、2012年度において認可出力の大幅な変更を伴う改修工事を実施していることから、これを運転開始に準じて扱い、2013～2019年度の設備利用率実績を用いる。

【地熱の設備利用率実績と出力の想定】

	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
地熱	14.3万kW※	63.1%	2013～2019年度	9.0万kW

※ 接続契約申込済に相当する分を含む。

<ステップ4> バイオマス出力の想定

- 地域資源バイオマスは、至近年の設備利用率実績平均を用いて、出力を想定。
- 専焼バイオマスは、設備保安上等问题のない範囲で最低出力とする。

【バイオマス発電の出力想定】

	設備容量※1	設備利用率	実績算定期間	出力想定
地域資源バイオマス（抑制困難）	10.2万kW	75.8%	2011～ 2019年度	7.7万kW
専焼バイオマス	70.0万kW	53.9%		37.7万kW※2
計	80.2万kW	56.6%		45.4万kW

※1 接続契約申込済に相当する分を含む。

※2 事業者と合意した最低出力を記載

<ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ、混焼バイオマス）〕

- 電源Ⅰ・Ⅱは以下の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制または停止する。
 - ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
 - ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な3台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
 - ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。
- 電源Ⅲ、混焼バイオマスは設備保安上等问题のない範囲で最低出力とする。

【火力発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ）、混焼バイオマスの仕様】

		設備容量※1 (万kW)	出力想定 (万kW)
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	204.8	11.7※2
	LNG	56.9	10.5※2
	石炭	190.0	20.2※2
電源Ⅲ	石油	37.3	8.6※3
	LNG	9.1	9.1※3
	石炭	32.9	17.2※3

※1 接続契約申込済に相当する分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月12日11～12時）の想定値。

※3 事業者と合意した最低出力を記載

<ステップ5> 回避措置（揚水式水力の揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電）

- 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限運転する。
- 揚水式水力での調整にはkWとkWhの制約がある。従って、再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、①超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か（kWの制約）、②出力面では調整可能な場合でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか（kWhの制約）の二つを考慮し、出力制御見通しを算定する。
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮して、全6台のうち5台（最大機を除く揚水動力67万kW）を織り込む。
- 下げ代の確保にあたっては系統用蓄電池を考慮する。

【揚水式水力発電設備の仕様】

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	保有量※1 (万kWh)
揚水式水力 (想定稼働/全台数)	60.0/80.0	67.0/90.0	563※2
蓄電池	1.5	1.5	6

※1 保有量：揚水動力換算値

※2 混合揚水の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009～2010年度（原子力全台試運転開始～震災前）の日量実績の2σ値から算出。データ件数が少ないことから、月毎では算定していない。
また、純揚水については、電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を上池に確保する前提で算定。

<ステップ5> 地域間連系線の活用

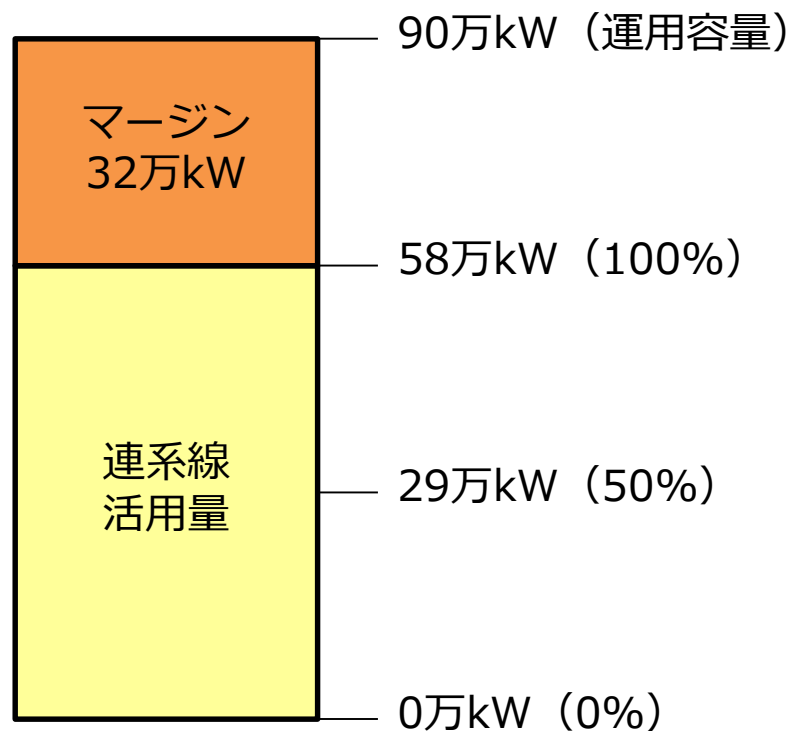
○連系線の活用量は、運用容量（90万kW）からマージン（32万kW：連系線の潮流抑制のために設定）を差し引いたものを最大値（100%）として0、50、100%の刻みで試算。

○運用容量

運用容量 = 設備容量（熱容量等）とする。
北海道本州間連系設備：90万kW

○マージン

北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するために設定されている。具体的には、北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値とする。



※運用容量、マージンの算出方法については広域機関で定められており、以下資料に基づく。

運用容量：2020年2月14日 第5回 運用容量検討会 資料1-3 各連系線の運用容量算出方法・結果

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/files/2019_5_1-3.pdf

マージン：2020年2月14日 第4回 マージン検討会 資料3-3 2022～2029年度のマージン（長期計画）

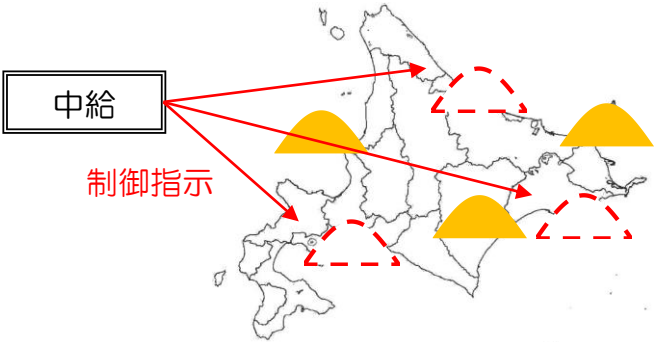
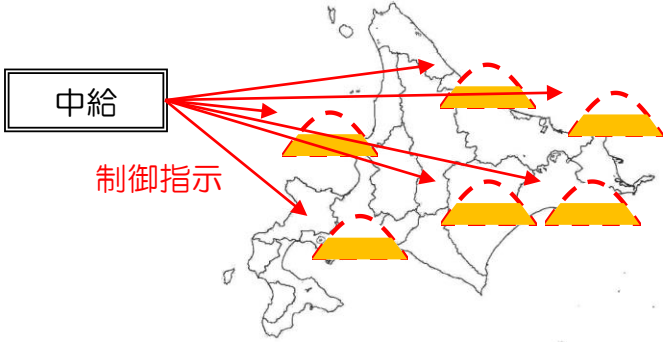
http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/files/2019_4_3_3_margin_chouki.pdf

<ステップ5> 再エネの出力制御

- 火力発電の抑制、揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、太陽光および風力の出力制御を行う。
- 太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、指定ルールに分類され、無補償での出力制御は、旧ルールは30日／年、新ルールは360時間／年（太陽光）または720時間／年（風力）に制限されている。
- 太陽光の出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じてグループ毎に出力制御することにより、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。
- 風力の出力制御にあたっては、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御し、部分制御考慮時間により制御時間を計算する※。

※ 旧ルール（30日ルール）の既存設備についても新ルール（720時間ルール）を遡及適用したうえで、全ての制御対象を一律に同じ制御率で制御。制御時間については、例えば、設備容量に対して70%に制御する場合、制御時間を0.3時間とカウント。

【出力制御方法の比較】

太陽光	風力
 <p>・日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量制御</p>	 <p>・出力制御必要量に応じて、全ての制御対象を一律で部分制御</p>

3. 算定条件の比較

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（発電出力算定根拠）】

	2020年度算定値 (今回のWG)	2019年度算定値 (昨年のWG)
需要	・2017～ 2019 年度実績 (エリア需要)	・2016～2018年度実績 (エリア需要)
一般水力	・1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・2013～ 2019 年度の設備利用率実績	・2013～2018年度の設備利用率実績
太陽光	・2017～ 2019 年度実績相当	・2016～2018年度実績相当
風力		
バイオマス	・地域資源：2011～ 2019 年度の設備利用率実績 ・専焼・混焼： 設備保安上等問題のない範囲での最低出力	・2011～2018年度の設備利用率実績
火力	・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源としてシステムの最低限の維持に必要な3台の運転を確保	
揚水運転	・点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち最大機を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
蓄電池	・ 活用を考慮	・考慮なし
地域間連系線の活用	・運用容量（90万kW）からマージン（ 32万kW ：連系線の潮流抑制のため）を差し引いた容量を最大（100%）として、0・50・100%の活用量として試算	・運用容量（90万kW）からマージン（31万kW：連系線の潮流抑制のため）を差し引いた容量を最大（100%）として、0・50・100%の活用量として試算

(参考) 最小需要日のkWバランス

○2019年5月12日の12時、20時（ピーク需要断面）の需要実績において太陽光設備容量：117万kW、風力設備容量：36万kWとした場合での需給バランス想定と比較

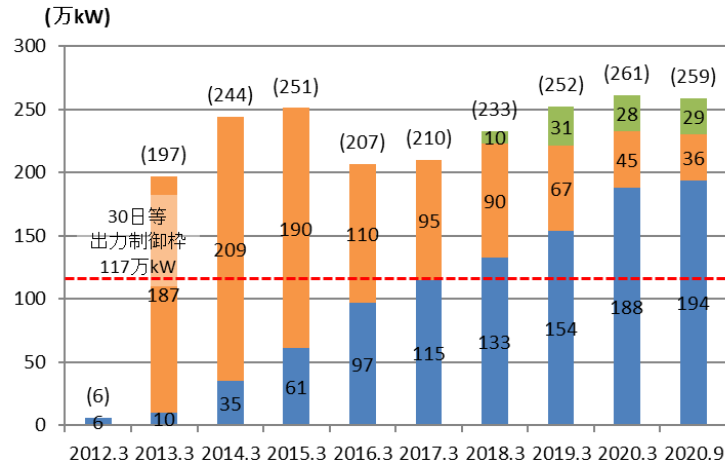
			12時	20時
需要			271.1	333.5
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	42.4	43.7
		電源Ⅲ	28.1	28.1
		計	70.5	71.8
	再エネ	太陽光	75.5	0.0
		風力	4.4	3.2
		一般水力	83.2	105.6
		地熱	9.0	9.0
		バイオマス	52.1	52.1
		計	224.2	169.9
		原子力	175.5	175.5
	揚水・蓄電池		-68.5	-22.5
	連系線活用		-58.0	-58.0
	再エネ出力制御		-49.8	-3.2
	発電出力計		293.9	333.5

5. 太陽光・風力発電の導入状況

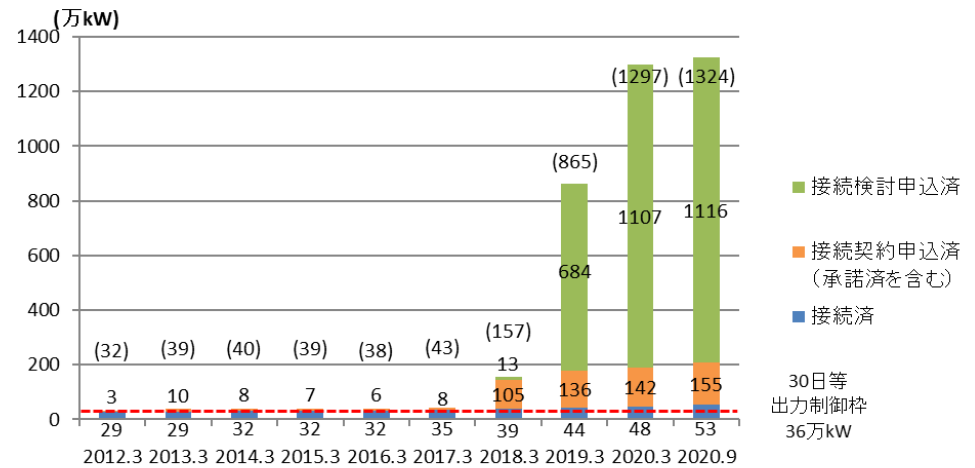
《導入状況》

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。

【太陽光発電】



【風力発電】



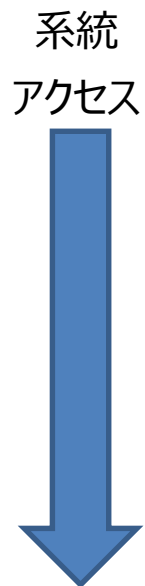
- ※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。
- ※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いため参考値。
- ※ 風力発電の2017.3以前は東京電力との実証試験分(20万kW)を除く。
- ※ 接続検討申込済の件数は、実績集計可能な2017.10以降の累積値。

《導入見通し》

- 太陽光発電については、至近の導入、申込状況を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。
- 風力発電については、接続検討申込が至近で増加しているものの、系統連系には出力変動対策が必要となることから、「系統側蓄電池による風力発電募集プロセス※」の募集容量100万kWまでを考慮し、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。

※ 2018年4月19日募集要綱公表

(参考) 各ステータスの定義について



	区分定義	系統容量上のステータス
接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積 (事業者からの取り下げがないものも含み、「接続 契約申込済」以降の行程に進んだものを除く)	容量未確保
接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積 (「接続済」を除く)	暫定容量確保
承諾済	連系を承諾したものの累積 (「接続済」を除く)	確定容量確保
接続済	運転開始済のものの累積	同上

6. 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2017～2019年度平均※1,2,3】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	3448	1254	958	76.6
	29万kW (50%)	3158	1254	822	65.8
	58万kW (100%)	2777	1254	620	49.6
+150万kW	0万kW (0%)	3591	1881	1504	80.1
	29万kW (50%)	3302	1881	1308	69.8
	58万kW (100%)	2951	1881	1055	56.2
+200万kW	0万kW (0%)	3649	2508	2020	80.9
	29万kW (50%)	3450	2508	1841	73.6
	58万kW (100%)	3112	2508	1541	61.6

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

7. 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2017～2019年度平均※1,2,3】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	6433	2342	1417	60.6
	29万kW (50%)	5818	2342	1184	50.6
	58万kW (100%)	4925	2342	889	38.0
+150万kW	0万kW (0%)	7049	3513	2295	65.4
	29万kW (50%)	6238	3513	1921	54.8
	58万kW (100%)	5365	3513	1511	43.1
+200万kW	0万kW (0%)	7505	4685	3288	70.3
	29万kW (50%)	6816	4685	2776	59.4
	58万kW (100%)	5877	4685	2229	47.6

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2019年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2019年度(最小需要271.1万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	3511	1118	906	81.0
	29万kW (50%)	3176	1118	797	71.3
	58万kW (100%)	2853	1118	597	53.4
+150万kW	0万kW (0%)	3631	1677	1399	83.5
	29万kW (50%)	3330	1677	1245	74.3
	58万kW (100%)	3000	1677	985	58.7
+200万kW	0万kW (0%)	3719	2236	1911	85.5
	29万kW (50%)	3438	2236	1719	76.9
	58万kW (100%)	3100	2236	1417	63.4

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2018年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2018年度(最小需要279.4万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	3462	1288	974	75.6
	29万kW (50%)	3140	1288	827	64.2
	58万kW (100%)	2772	1288	616	47.8
+150万kW	0万kW (0%)	3570	1932	1543	79.8
	29万kW (50%)	3311	1932	1334	69.0
	58万kW (100%)	2987	1932	1070	55.4
+200万kW	0万kW (0%)	3659	2576	2134	82.8
	29万kW (50%)	3418	2576	1889	73.3
	58万kW (100%)	3156	2576	1581	61.4

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2017年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2017年度(最小需要268.6万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	3372	1356	994	73.3
	29万kW (50%)	3157	1356	841	62.0
	58万kW (100%)	2707	1356	648	47.7
+150万kW	0万kW (0%)	3573	2035	1569	77.1
	29万kW (50%)	3264	2035	1346	66.1
	58万kW (100%)	2865	2035	1109	54.5
+200万kW	0万kW (0%)	3569	2713	2015	74.3
	29万kW (50%)	3494	2713	1916	70.6
	58万kW (100%)	3079	2713	1625	59.9

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2019年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2019年度(最小需要271.1万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	6406	2222	1363	61.3
	29万kW (50%)	5853	2222	1114	50.1
	58万kW (100%)	5027	2222	832	37.4
+150万kW	0万kW (0%)	7183	3333	2234	67.0
	29万kW (50%)	6367	3333	1846	55.4
	58万kW (100%)	5462	3333	1424	42.7
+200万kW	0万kW (0%)	7634	4444	3189	71.8
	29万kW (50%)	6797	4444	2674	60.2
	58万kW (100%)	5916	4444	2118	47.6

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2018年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2018年度(最小需要279.4万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	6517	2305	1450	62.9
	29万kW (50%)	5752	2305	1237	53.6
	58万kW (100%)	4983	2305	951	41.3
+150万kW	0万kW (0%)	7011	3458	2322	67.1
	29万kW (50%)	6125	3458	1969	56.9
	58万kW (100%)	5369	3458	1590	46.0
+200万kW	0万kW (0%)	7400	4611	3299	71.6
	29万kW (50%)	6798	4611	2818	61.1
	58万kW (100%)	5764	4611	2301	49.9

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し (2017年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、2017年度(最小需要268.6万kW) ※1,2,3,4】

指定ルール案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
+100万kW	0万kW (0%)	6376	2500	1438	57.5
	29万kW (50%)	5850	2500	1200	48.0
	58万kW (100%)	4764	2500	885	35.4
+150万kW	0万kW (0%)	6954	3749	2328	62.1
	29万kW (50%)	6222	3749	1949	52.0
	58万kW (100%)	5264	3749	1519	40.5
+200万kW	0万kW (0%)	7481	4999	3377	67.6
	29万kW (50%)	6854	4999	2837	56.8
	58万kW (100%)	5950	4999	2267	45.3

※1 30日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

再生可能エネルギーの出力制御に係る
運用の基本的考え方について

2020年12月11日
北海道電力ネットワーク株式会社

はじめに

- ▶ 北海道エリアでは、再生可能エネルギー（以下、再エネ）発電設備の導入が継続的に拡大しており、ゴールデンウィークなどの軽負荷期において電力需要の減少と晴天による太陽光発電の高稼働などの条件が重なった場合、再エネ出力制御が必要となる可能性がある。
- ▶ 今回、FIT法施行規則第十四条第二項に基づき、北海道エリアにおける再エネ出力制御の方法等についてご説明する。

< FIT法施行規則第十四条第二項 >

特定契約電気事業者は、前項第八号イから二まで及び第十一号イに規定する認定発電設備の出力の抑制の指示を行おうとする場合には、あらかじめその方法を公表しなければならない。

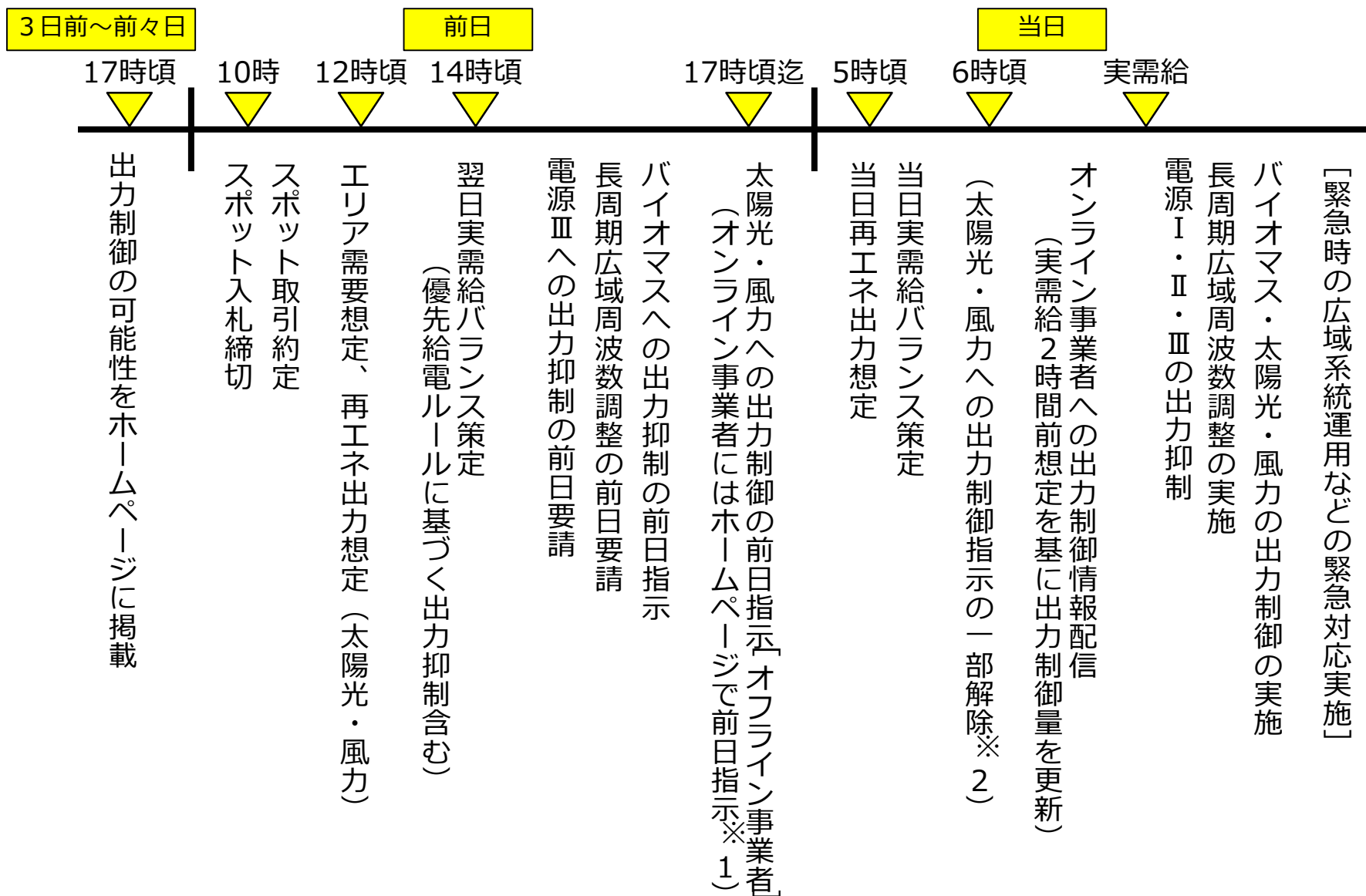
- ・ 前項第八号イから二：太陽光，風力，バイオマス（混焼含む）発電設備
- ・ 第十一号イ：指定電気事業者制度の下で系統連系した太陽光，風力発電設備

- ▶ 当社では、再エネ出力制御システムの構築や再エネ設備の出力制御機能付PCSへの切替などを行い、再エネ出力制御を確実に実施するための準備を進めていく。

ご説明内容

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール
2. 出力制御量算定と配分の考え方
3. グループ制御の考え方
4. 北海道本州間連系設備の活用方策

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール



※1：オンライン事業者には、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：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

2. 出力制御量算定と配分の考え方

<出力制御量算定の基本的な考え方>

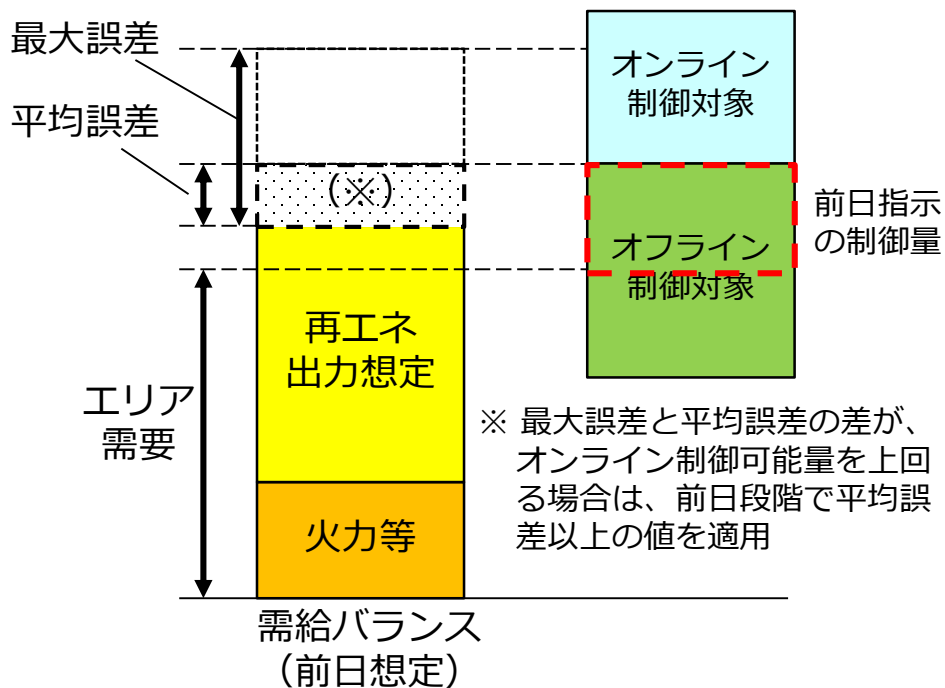
- 再エネの出力制御指示は、FIT法施行規則に基づき、前日に行う。
- 出力制御量については、前日12時時点で想定したエリア需要や再エネ出力をもとに、優先給電ルールに基づき、火力等の出力抑制や揚水発電所の揚水運転、地域間連系線の活用等を最大限考慮したうえで算定する。
- 実需給断面において再エネ出力が想定値を上回った場合、出力制御量が不足する可能性があるため、「想定誤差」を考慮したうえで出力制御量を算定する。
- 想定誤差は、出力制御量低減の観点から、過去3年分の「平均誤差相当」を適用するが、当日においてオンライン制御量の不足が見込まれる場合は、平均誤差以上の値を適用する。
- 当日の運用では、適宜、実需給2時間前(※)にエリア需要や再エネ出力の想定値を見直し、出力制御量を更新する。

※ オンライン制御は実需給30分前～1時間前までに出力制御値を送信するが、需給バランス策定に要する時間等を考慮し、2時間前に見直しを実施。

2. 出力制御量算定と配分の考え方

<想定誤差の織り込み量>

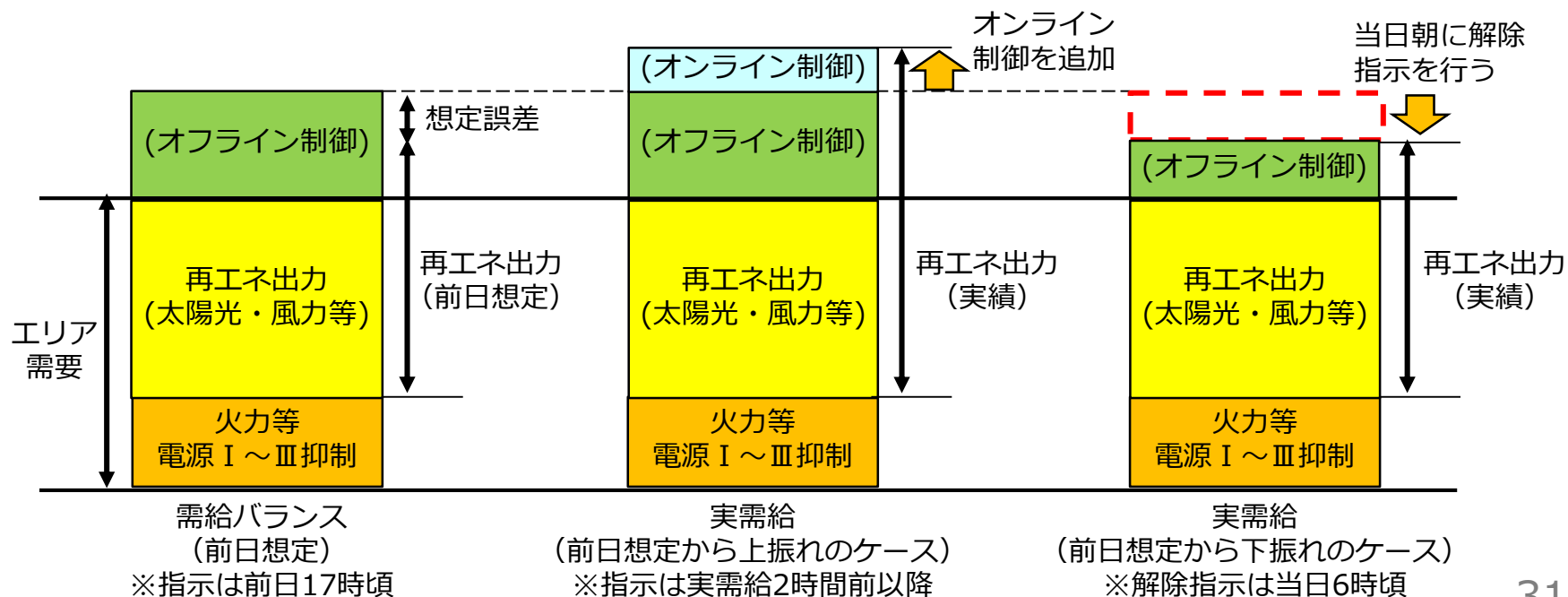
- 前日におけるエリア需要や再エネ出力の想定値と実績との誤差については、気象予報の誤差の影響等を受ける。
- 出力制御量低減のためには想定誤差量は小さい方が望ましいが、実需給段階において再エネ出力が上振れた場合は、出力制御量が不足する可能性がある。
- このため、需給バランス策定時において、最大誤差と平均誤差の差が当日のオンライン制御可能量を上回る場合は、前日において平均誤差以上の値を適用し、オフライン制御量を配分する。



2. 出力制御量算定と配分の考え方

<出力制御量配分の考え方>

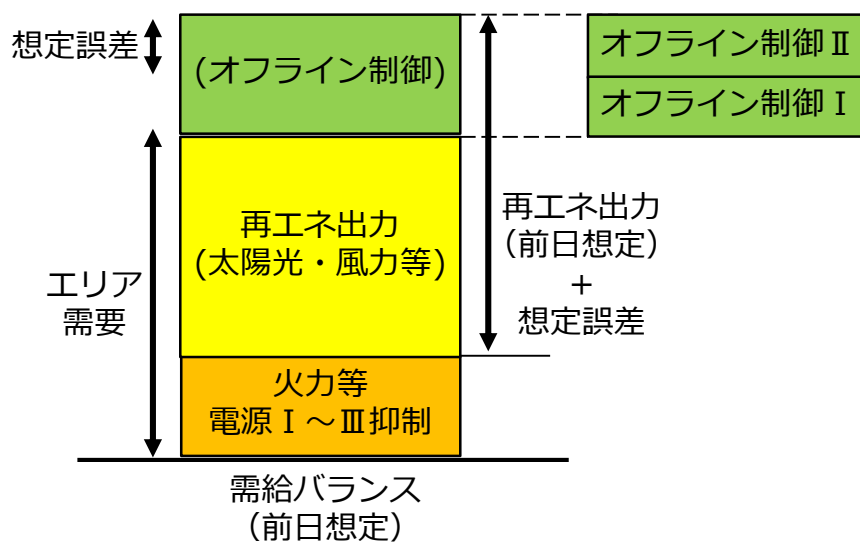
- 前日14時頃に策定した翌日需給バランスに基づき、算定した出力制御量をオフライン制御に配分する。
- 当日の運用において、想定誤差以上の再エネ出力の上振れが見込まれる場合は、実需給2時間前以降、オンライン制御の追加で対応する。
- 当日朝の需給バランス見直しにおいて、再エネ出力の下振れ等が想定され、下げ調整力の増加が見込まれる場合は、オフライン制御の一部解除を行う（オフライン制御の一部解除についてはP32に記載）。



2. 出力制御量算定と配分の考え方

<オフライン制御への制御量配分と一部解除の考え方>

- オフライン制御量は、設備容量比率を考慮したうえでオフライン制御Ⅰとオフライン制御Ⅱに配分する。
- 当日朝6時時点において、エリア需要および再エネ出力想定を見直した結果、下げ調整力が増加し出力制御量の減少が見込まれる場合には、オフライン制御Ⅱの制御指示を解除する。
- オフライン制御Ⅱは、オフライン制御Ⅰに比べ、当日解除により制御日数が減少するが、次回出力制御実施時において優先的に配分するなど、年間でオフライン制御Ⅰ・Ⅱ間の制御日数が均等になるようにする。



《オフライン制御Ⅰ》

オフライン出力制御対象の高圧事業者およびオフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できないもの。

《オフライン制御Ⅱ》

オフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できるもの。

3. グループ制御の考え方

<グループ制御>

- 公平な出力制御を行うため、各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- 旧ルール事業者のうちオンライン化した事業者は別グループとして管理する。

分類	ルール	全設備量	出力制御対象設備量			グループ分け (例)
太陽光	旧ルール	30日等出力制御枠 117万kW	500kW以上※1	76.3万kW	➡	(旧ルール・オフライン) A1 A2 A3 A4
			500kW未満 (当面、出力制御対象外)	38.8万kW		B1 B2 B3 B4
	指定ルール	追加設備を100万 kWとした場合	10kW以上	94万kW	➡	(指定ルール・10kW以上・オンライン) C1 C2 C3 C4
			10kW未満 (当面、出力制御対象外)	6万kW		
風力	旧ルール	30日等出力制御枠 36万kW	500kW以上	9.6万kW	➡	(旧ルール・オンライン※2) X1 X2 X3 X4
			500kW未満 (当面、出力制御対象外)	0.1万kW		
	新ルール			26.3万kW	➡	(新ルール・オンライン) Y1 Y2 Y3 Y4
	指定ルール	追加設備を100万 kWとした場合		100万kW		(指定ルール・オンライン) Z1 Z2 Z3 Z4

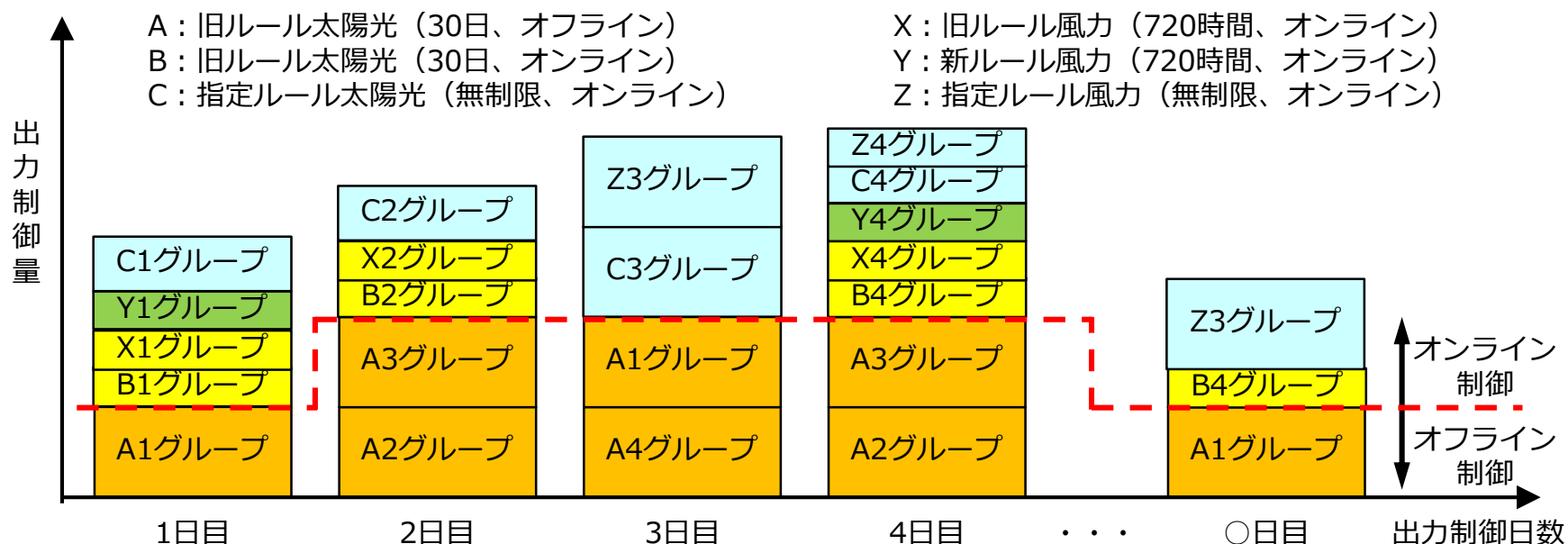
※1 接続可能量を超過する分は指定ルールと同様に管理。

※2 JWPA方式（部分制御考慮時間管理）への移行により、すべてオンライン化していることを想定。

3. グループ制御の考え方

＜年間計画において、事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合＞

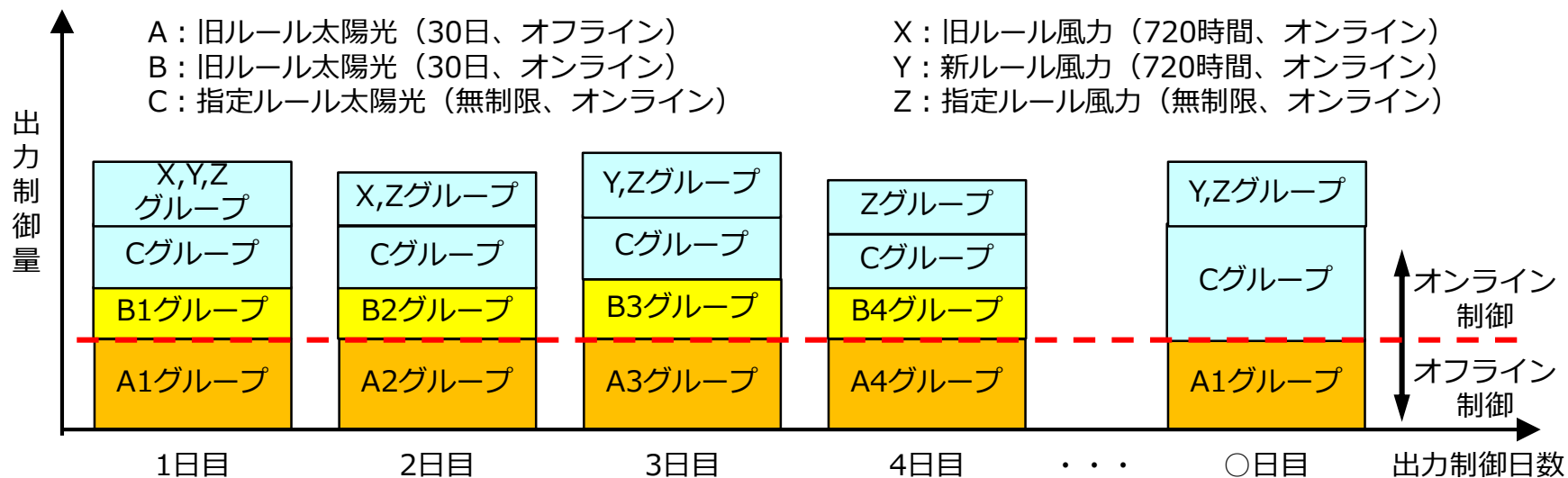
- 各事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止、オンライン太陽光（B,C）は必要な時間、停止とする。（グループ毎に順番に停止）
 - ✓ 風力事業者（X,Y,Z）の出力制御は、オンライン太陽光と同様、必要な時間、停止とする。（グループ毎に順番に停止）
 - ✓ オフライン事業者間、オンライン事業者間でそれぞれ出力制御日数が公平となるように順番に制御する。（オンライン事業者とオフライン事業者間の制御日数調整は行わない）



3. グループ制御の考え方

<年間計画において、事業者の出力制御が30日・720時間を超過する見込みの場合>

- 各事業者の出力制御が30日・720時間を超過する見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光 (A) は前日指示の時間帯に停止、旧ルールオンライン太陽光 (B) は必要な時間、停止とする (グループ毎に順番に停止)。指定ルール太陽光 (C) は一律による部分制御を行う。
 - ✓ 風力事業者 (X,Y,Z) の出力制御については、部分制御考慮時間による一律制御を行う。
 - ✓ 旧ルールの太陽光事業者 (A,B) および旧・新ルールの風力事業者 (X,Y) の出力制御を出力制御上限 (30日,720時間) まで最大限活用したうえで、更なる余剰に対して指定ルール太陽光・風力事業者 (C,Z) の出力制御を行う。



4. 北海道本州間連系設備の活用方策

<北海道本州間連系設備の活用方策>

- 北海道本州間連系設備の運用容量を最大限活用して以下の取り組みを行い、再エネの出力制御量の低減を図る。
 - ① 前日スポット取引により再エネを北海道エリア外に送電する。
 - ② 前日スポット取引約定後、北海道エリア外に送電する火力を抑制し、再エネで補給する。
 - ③ 前日12時時点で地域間連系線に空容量がある場合、電力広域的運営推進機関に要請し、長周期広域周波数調整を行う。

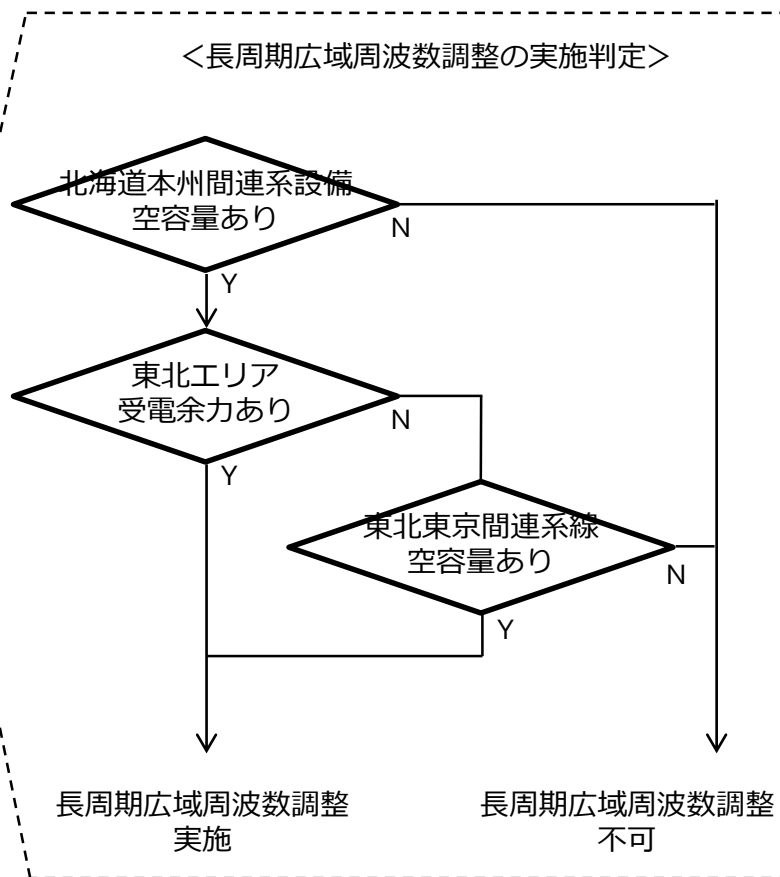
4. 北海道本州間連系設備の活用方策

<地域間連系線空容量不足時の出力制御フロー>

- 自然変動電源の出力制御を行う場合には、送配電等業務指針に従い事前に長周期広域周波数調整の措置を講ずることとされているが、連系線作業等による運用容量の低下や、東北エリアにおいても下げ調整力が不足する可能性があり、東北東京間連系線の空容量に余裕がなかった場合は他エリアの調整力の活用量を見込めず、北海道エリアの制御量が大きくなる可能性がある。

出力制御等の順番

- 一般送配電事業者があらかじめ確保した調整力（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインで調整ができる（電源Ⅱ）発電機出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
- 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない（電源Ⅲ）火力発電等の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
- 連系線を活用した広域的な系統運用（長周期広域周波数調整）
- 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）
- 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）
- 自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制

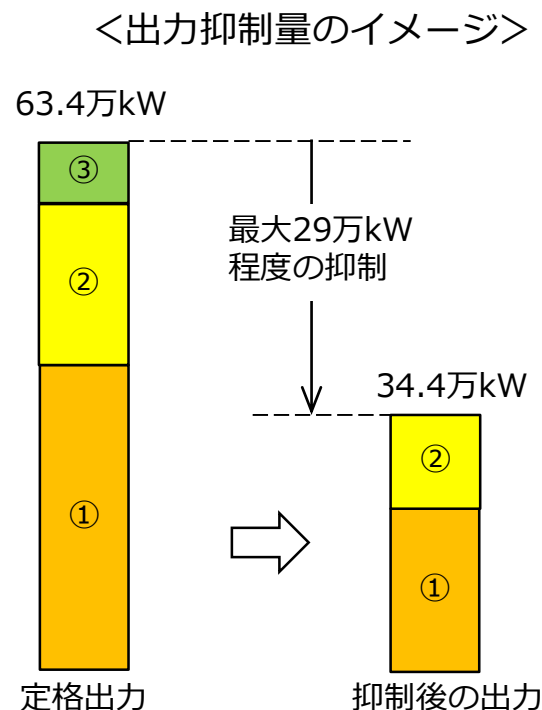


(参考) 電源Ⅲ等の出力抑制に関する事業者対応

- 優先給電ルールに基づく電源Ⅲ等の出力抑制について、対象事業者（17箇所）に対して出力抑制指令への確実な対応を要請。
- 最低出力比率が50%超過の事業者に対しては、要件を満たしている事業者との公平性の観点から、引き続き協議を行っていく。
- 地域資源バイオマスで、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事業者（98箇所）は、出力抑制対象外とした。なお、地域資源バイオマスのうち木質系バイオマスで、農山漁村再生可能エネルギー法に基づく設備整備計画の認定を受けていない事業者に対しては、認定取得を促している。

種別	最低出力比率 (%)		事業者 (箇所数)	定格出力 (万kW)	最低出力 (万kW)
事業用	①定格出力の 50%以下	電源Ⅲ	2	14.3	4.3
		専焼バイオマス	0	0	0
	②定格出力の 50%超過	電源Ⅲ	4	25.4	25.4
		専焼バイオマス	2	7.2	4.7
自家発※	③自家消費 相当分まで 抑制	電源Ⅲ	8	16.4	0
		専焼バイオマス	1	0.1	0
出力抑制対象 合計			17	63.4	34.4

※ 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。



(参考) 出力制御量低減に向けた取組み状況

<オンライン制御化の推奨>

- オンライン制御は、再エネ全体の制御量低減に加えて、発電事業者の売電機会損失の低減や人件費削減にも資することから、国の審議会において旧ルール事業者に対する出力制御機能付PCS等への切替が推奨されている。
- これを踏まえ、当社は太陽光・風力の旧ルール事業者に対して、再エネ出力制御の準備に関するダイレクトメールを送付する際に、出力制御機能付PCS等への切替を推奨する旨を記載。
- 引き続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し、出力制御機能付PCS等への切替を促していく予定。

■ オンライン制御化推奨対象の太陽光の旧ルール事業者（2020年9月末連系分）

特別高圧：1件（0.5万kW）、高圧（500kW以上）：441件（54万kW）

<接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳（2020年9月末時点）>

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）	
		（旧ルール事業者）		（指定ルール事業者）	
		件数	出力	件数	出力
特別高圧		1件	0.5万kW	39件	73万kW
高圧	500kW以上	441件※	54万kW※	81件	10万kW
	500kW未満	430件	10万kW	118件	4万kW
低圧	10kW以上	0.4万件	13万kW	0.3万件	11万kW
	10kW未満	2.7万件	13万kW	1.1万件	6万kW
接続量計		3.2万件	91万kW	1.4万件	104万kW
うち出力制御対象計		0.04万件	55万kW	0.3万件	98万kW

は、当面の出力制御の対象 は、太陽光のオンライン制御化推奨の対象

※ 旧ルール事業者のオンラインへの移行予定（13件、1.7万kW）

(参考) 出力制御量低減に向けた取組み状況

- オンライン制御化推奨対象の風力の旧ルール事業者 (2020年9月末連系分)
 特別高圧 : 8件 (8万kW) 、 高圧 (500kW以上) : 19件 (2万kW)

<接続済の風力における出力制御ルール別内訳 (2020年9月末時点) >

		オフライン制御 (手動制御)		オンライン制御 (自動制御)			
		(旧ルール事業者)		(新ルール事業者)		(指定ルール事業者)	
		件数	出力	件数	出力	件数	出力
特別高圧		8件※1	8万kW※1	18件	35万kW	2件	7万kW
高圧	500kW以上	19件※2	2万kW※2	6件	1万kW	0件	0万kW
	500kW未満	2件	0.05万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
低圧	20kW以上	0件	0万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
	20kW未満	17件	0.02万kW	0件	0万kW	354件	0.7万kW
接続量計		46件	10万kW	24件	36万kW	356件	7.7万kW
うち出力制御対象計		27件	10万kW	24件	36万kW	356件	7.7万kW

は、当面の出力制御の対象 は、風力のオンライン制御化推奨の対象

- ※1 特別高圧 : 旧ルール事業者のオンラインへの移行予定 (3件、4.4万kW)
- ※2 高圧 (500kW以上) : 旧ルール事業者のオンラインへの移行予定 (2件、0.3万kW)

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2019年~2020年)

【単位：万kW】

		2019年 5月5日12時	2020年 5月5日14時	備考欄
発電出力	原子力	0	0	
	水力	71	90	
	地熱	1	1	
	火力	79	93	
	バイオマス	2	2	
	太陽光	119	134	
	風力	16	14	
	揚水	△51	△42	
	蓄電池	—	—	
	連系線	11	△45	
	再エネ出力制御	—	—	
	(下げ代余力)	50 (67)	57 (11)	括弧内は連系線空容量
	合計	248	247	送電端
需要	248	247	送電端	

※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。
 ※バイオマスは、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを指す。
 ※火力には混焼バイオマスを含む。