

再生可能エネルギーの 出力制御見通しの算定結果について

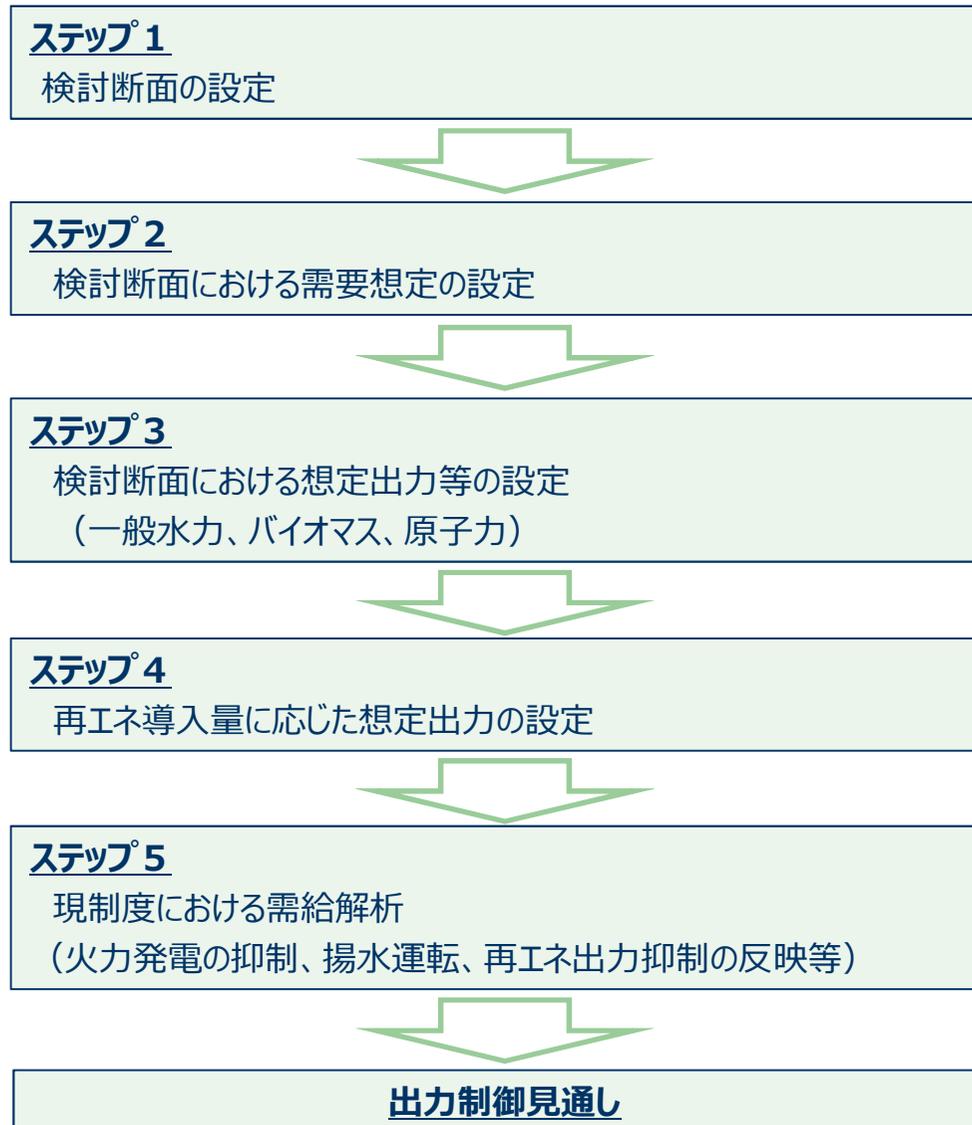
2019年12月5日

四国電力株式会社

出力制御見通しの前提条件

太陽光257万kW（30日等出力制御枠）、風力71万kW（30日等出力制御枠）を前提に、指定電気事業者制度下における太陽光および風力の出力制御見通しを算定する。

出力制御見通しの算定フロー

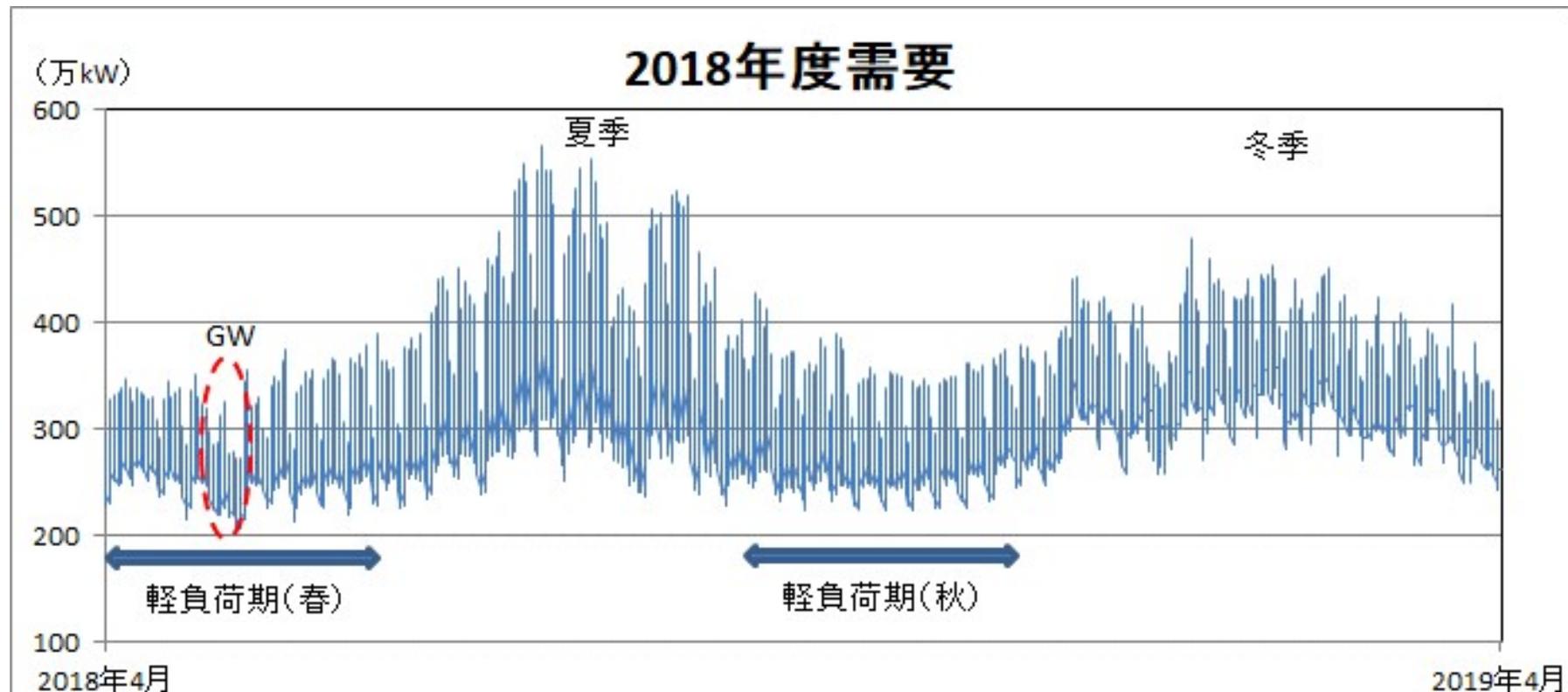


ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

検討断面は、8,760時間(24時間×365日)とし、各時間において試算を行う。
検討に用いる需要については、2016年度から2018年度のエリア需要実績に太陽光の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、至近年度(2018年度)の昼間最低需要※は2018年4月1日13時の235.2万kW

※ 快晴日のうちGWを除く4,5月の日曜日13時需要（12～13時の1時間平均）の中で最も小さいもの



(参考) 太陽光自家消費の想定

余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）の自家消費量については、日射量データを基に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に平均的に加算している。

○月別の自家消費量と自家消費率（2018年度）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費量 (万kW)	3.9	3.4	1.2	5.2	4.2	2.4	3.7	1.9	3.8	4.8	6.3	5.7
自家消費率 (%)	9.0	7.9	2.8	11.9	9.6	5.5	8.4	4.2	8.4	10.7	13.7	12.3

ステップ3：検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）とする。

※ 調整池・貯水池式は太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制

○水力の月別の最低供給力

(万kW)

	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	8.6	8.5	7.2	17.0	13.8	14.0	6.6	4.0	3.6	3.7	5.6	9.9
調整池式	11.1	11.7	12.4	16.4	13.1	13.1	9.2	6.5	5.6	5.5	7.1	10.8
貯水池式	2.3	2.3	3.0	4.4	3.9	3.7	1.9	1.2	1.0	1.0	1.4	2.1
合計	22.0	22.5	22.5	37.8	30.8	30.8	17.7	11.6	10.2	10.2	14.1	22.9

○昼間最低需要時（2018年4月1日13時）の最低出力

		設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)	備考
再エネ出力 ピーク時の 最低供給力	流れ込み式	17.1	50.3	8.6	小水力（0.5万kW） 含む
	調整池式	41.0	27.1※ ¹	11.1	
	貯水池式	22.5	10.2※ ²	2.3	
合計		80.6	27.3	22.0	

※ 1：河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※ 2：一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

ステップ3：検討断面におけるバイオマス出力

バイオマスの出力は、接続検討申込み済みの設備のうち、

- ・地域資源バイオマスで抑制困難なものに、連系済み設備の設備利用率実績を乗じたものとする。
- ・専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力(定格出力の50%)までの抑制とする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
地域資源バイオマス	21.7	66.7	14.5

	設備容量 (万kW)	最低出力比率 (%)	最低出力 (万kW)
専焼バイオマス	41.5	50.0	20.7

ステップ3：検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔昭和56年度～平成22年度〕の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
原子力	89.0 〔伊方3号〕	88.0	78.3

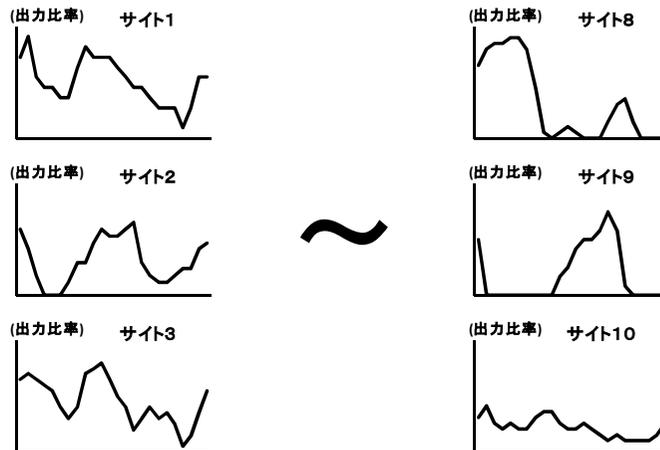
ステップ4：検討断面における風力出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2016年度から2018年度）をもとに、設備容量に対する出力比率から想定する。

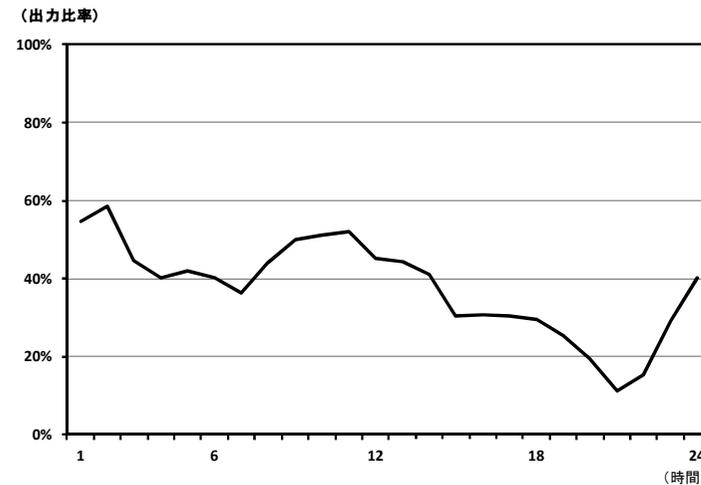
○出力データ実績の評価対象箇所（2019年3月末時点）

データ	サイト数	設備容量 (万kW)
既連系の風力	11	18.1

○ある日のサイト毎の出力比率実績



○一日の出力比率(全サイト合計)



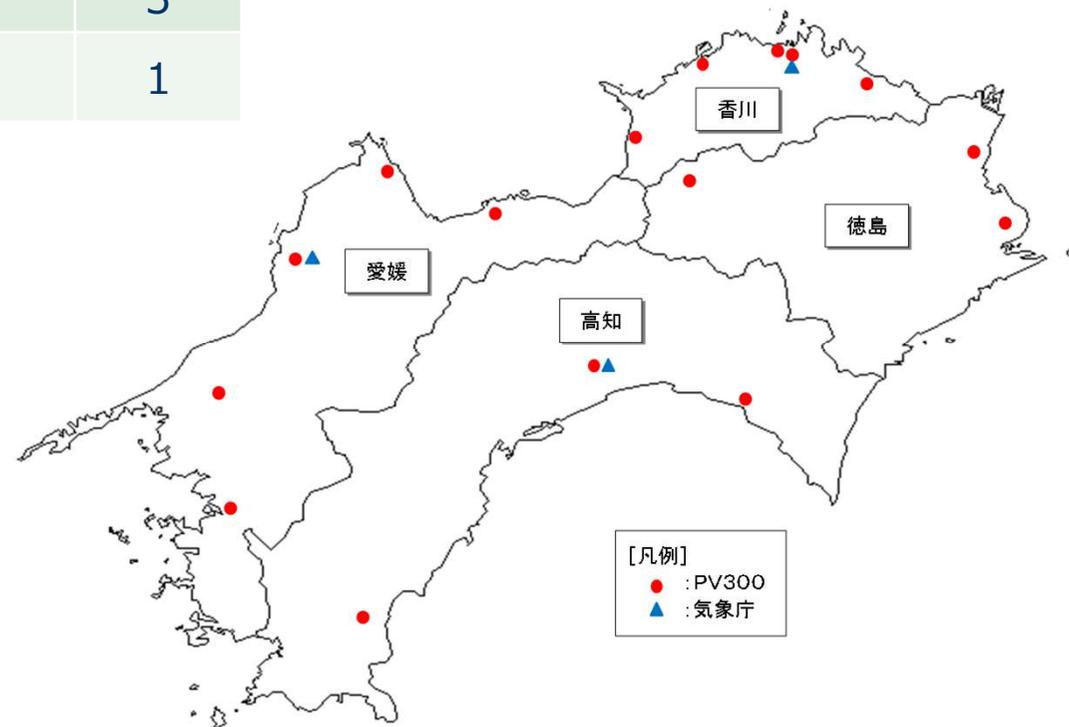
ステップ4：検討断面における太陽光出力①

太陽光発電の出力は、国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」(PV300)における当社管内の観測点16箇所および気象庁HP掲載の当社管内3箇所の観測点のデータから想定する。

○PV300, 気象庁の県別観測箇所数

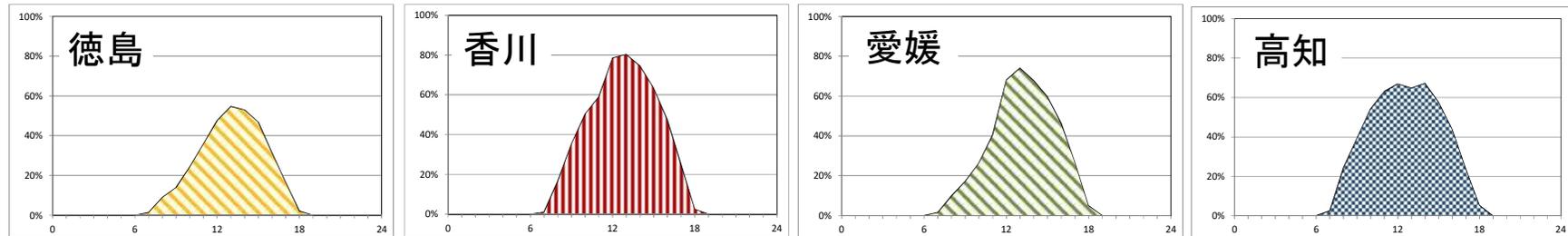
	徳島	香川	愛媛	高知
PV300	3	5	5	3
気象庁	0	1	1	1

気象庁データに徳島の日射データはない

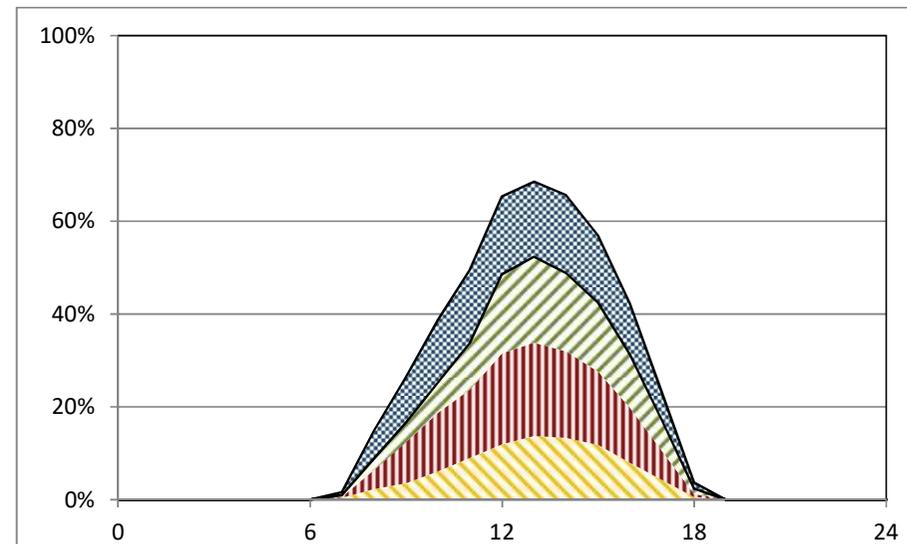


ステップ4：検討断面における太陽光出力②

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定（ある1日の出力想定例）



各県別導入比率（既連系 + 既承諾分）
により重み付をして合算



ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）①

火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、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。

- 予備率8%、LFC調整力2%※1を確保するために必要な火力ユニットを並列（再エネの供給力がL5相当でもピーク需要等に対応可能な供給力を確保）
- LNG・コークス炉ガス(COG)※2の最低消費制約を考慮

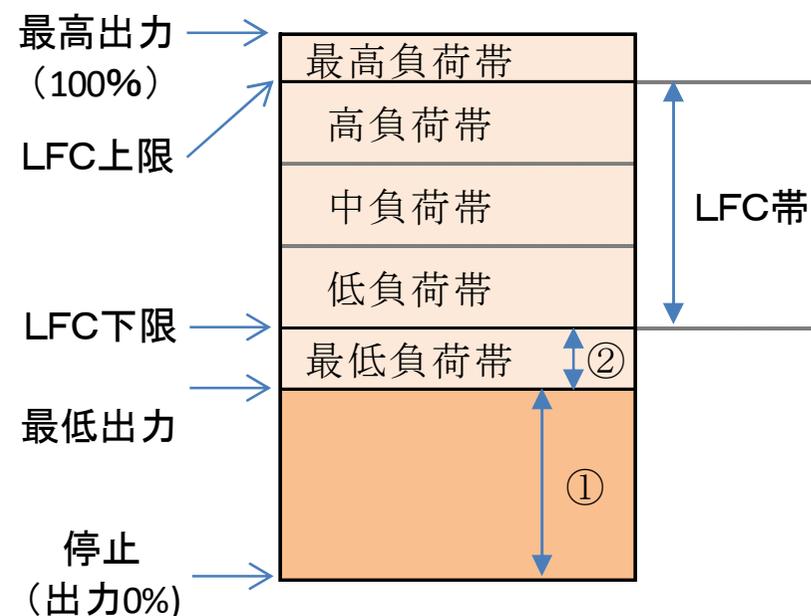
※1 再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※2 隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス）を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

- 設備仕様による運転制約を考慮

- ・ 需要の軽い深夜には、D S S機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力を低下できない(①)
- ・ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(①+②)まで出力を上昇させる必要がある。



ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）②

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅰ・Ⅱ）（万kW）

個所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考
阿南3号	石油	45	11	0	停止
坂出1号	LNG	29.6	8.5	0	停止
坂出2号	LNG	28.9	13.5	0	停止
坂出3号	COG 石油	45	11	14.7	COG消費のため運転 最低出力(11.0)+LFC下限まで(1.0)+LFC容量(2.7)
坂出4号	COG LNG	35	8.8	12.1	LNG消費のため運転 最低出力(8.8)+LFC下限まで(1.2)+LFC容量(2.1)
西条1号	石炭	15.6	5.6	0	停止
西条2号	石炭	25	5	0	停止
橘湾	石炭	70	17.5	0	停止
合計	—	294.1	80.9	26.8	—

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）③

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況（電源Ⅲ）（万kW）

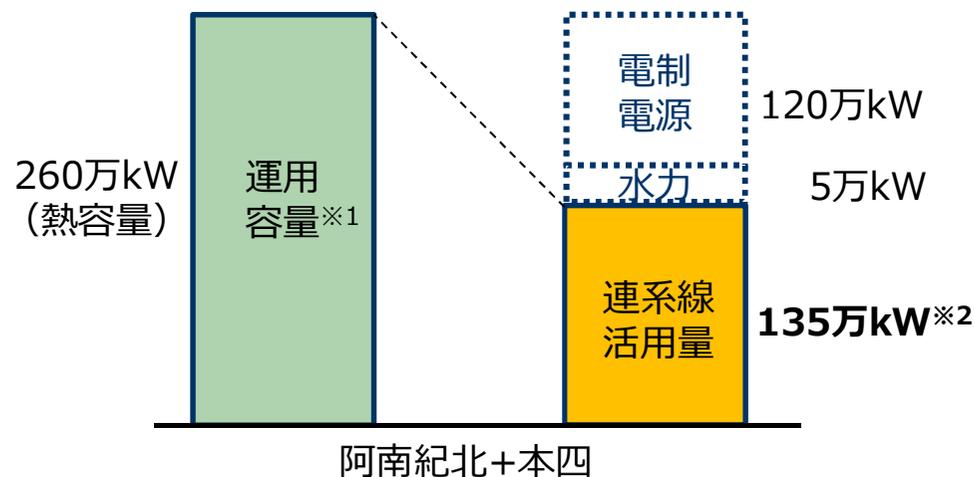
個所	燃料	定格出力	最低出力	運転状況	備考	
電発橋湾	1号	石炭	14.2	4.7	0	停止
	2号	石炭	14.2	4.7	0	停止
壬生川火力	石炭	14.9	4.2	0	停止	
土佐発電	石炭	15.0	6.0	0	停止	
住友大阪セメント	石炭	6.5	2.0	0	停止	
その他	—	100.8	—	0.4	抑制不可分織込み	
合計	—	165.6	—	0.4	—	

定格出力は四国エリアの受電最大出力、最低出力は四国エリアの受電最低出力

ステップ5：回避措置（連系線の活用）

- 間接オークションにおける連系線活用については、現時点で想定することには不確実性があるものの、今回の算定に当たっては、最大限連系線を活用する前提とし、送電可能量に対して0%、50%、100%の連系線活用を織り込むこととする。
- 具体的には、本四および阿南紀北の運用容量から、
 - ・本四ルート断事故時の周波数上昇を考慮し、電制電源120万kWを設定
 - ・水力の広域送電分として、5万kWを設定することとし、連系線の送電可能量は最大**135万kW**とする。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



※1 運用容量は広域機関の公表値を基に算定

(広域機関HP：<https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2018/>)

※2 阿南紀北直流幹線1回線停止時は、連系線活用量が65万kWとなる。(阿南紀北直流幹線の定期点検等の作業は、1~2か月程度の期間を要することから、再エネの出力制御見通しに少なからず影響する)

ステップ5：回避措置（揚水式水力の活用、需給バランス改善用蓄電池の充電）

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に供給力として活用するが、昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- ✓ 本川揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN-1台運転を前提
- ✓ 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度（1台最大発電2時間分程度）を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

○大型揚水式水力設備仕様

発電所		発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
本川	1号	31.5	30.0	745万kWh (1台最大24.8h)
	2号	30.0	30.0	

小規模混合揚水発電所の大森川(1万kW)、穴内川(1万kW)、蔭平(4万kW)については、ダム水位や流入量などの制約があり、太陽光の余剰吸収には活用できないことから、揚水可能量としては見込んでいない。

※需給バランス改善用蓄電池の導入実績なし

ステップ5：回避措置（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。
なお、風力については、日本風力発電協会より「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間とする。
- 再エネ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各ルール間や太陽光および風力間の制御順位を切り替えることで、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。

昼間最低需要日のkWバランス

○ 2018年度の昼間最低需要日(4/1)におけるkWバランス (太陽光257万kW、風力71万kW)

項目	連系線活用0%		連系線活用100%		備考		
	13時(万kW)	20時(万kW)	13時(万kW)	20時(万kW)			
供給力	原子力	78.3	78.3	78.3	78.3		
	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	26.8	75.2	44.3	75.2	
		坂出1,2 (LNGCC)	0	48.4	0	0	
		坂出3	14.7	14.7	14.7	14.7	
		坂出4	12.1	12.1	12.1	12.1	
		橘湾	0	0	17.5	48.4	再エネL5時の供給力確保
		電源Ⅲ	0.4	0.4	0.4	0.4	
	小計	27.2	75.6	44.7	75.6		
	再エネ	水力	22.0	53.9	22.0	53.9	小水力含む
		風力	1.2	14.5	1.2	14.5	実績ベース
		太陽光	202.8	0	202.8	0	実績ベース
		バイオマス	35.2	35.2	35.2	35.2	
		小計	261.2	103.6	261.2	103.6	
	揚水	▲30.0	30.0	▲30.0	30.0		
	再エネ出力制御	▲101.5	0	0※	0	現行FITに基づく抑制	
	連系線活用	0	0	▲119.0	0	100%では135万kWまで活用可能	
	合計	235.2	287.5	235.2	287.5		
需 要	235.2	287.5	235.2	287.5			

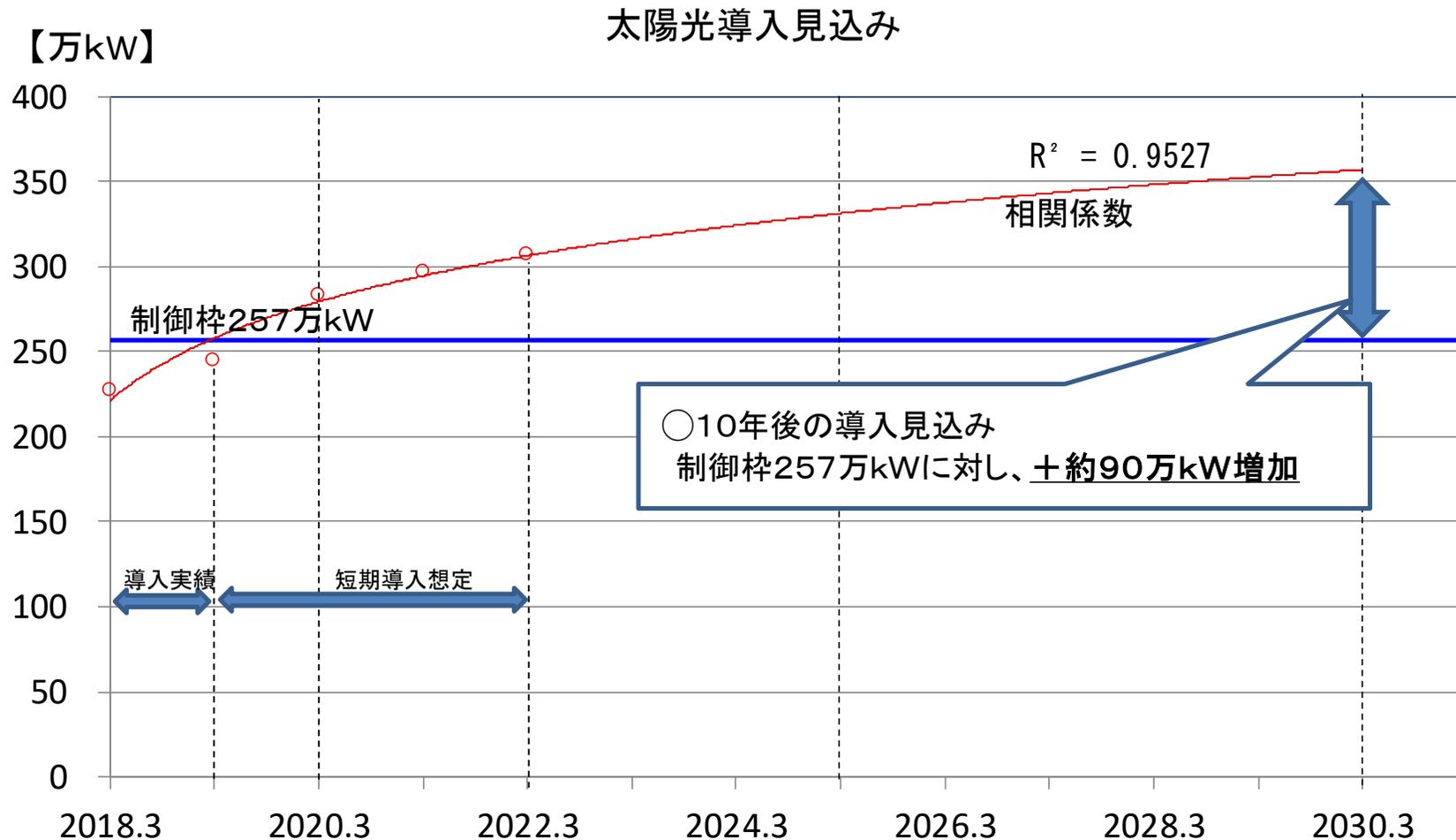
※連系線活用100%ケースでは、出力制御はゼロとなっているが、さらに需要の低いGWおよび水力の運転状況等により、出力制御が発生する可能性がある 18

算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項目	今回(2019年度算定値)	前回(2018年度算定値)
需要断面	2016年度から2018年度のエリア需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算	2015年度から2017年度のエリア需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算
一般水力	震災前30ヶ年の平均（調整池式・貯水池式は可能な限り出力を抑制）	
太陽光	PV300および気象庁観測データによる2016年度から2018年度の出力推定値	PV300および気象庁観測データによる2015年度から2017年度の出力推定値
風力	2016年度から2018年度の風力発電実績を基に想定	2015年度から2017年度風力発電実績を基に想定
バイオマス	接続検討申込済み設備まで織込み	
地熱	該当なし	
原子力	伊方1台（利用率88.0%）	
火力	必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止 電源Ⅲ火力最低出力を織込み	
揚水等	大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN - 1台	
連系線活用	0万kW、67.5万kW、135万kW	

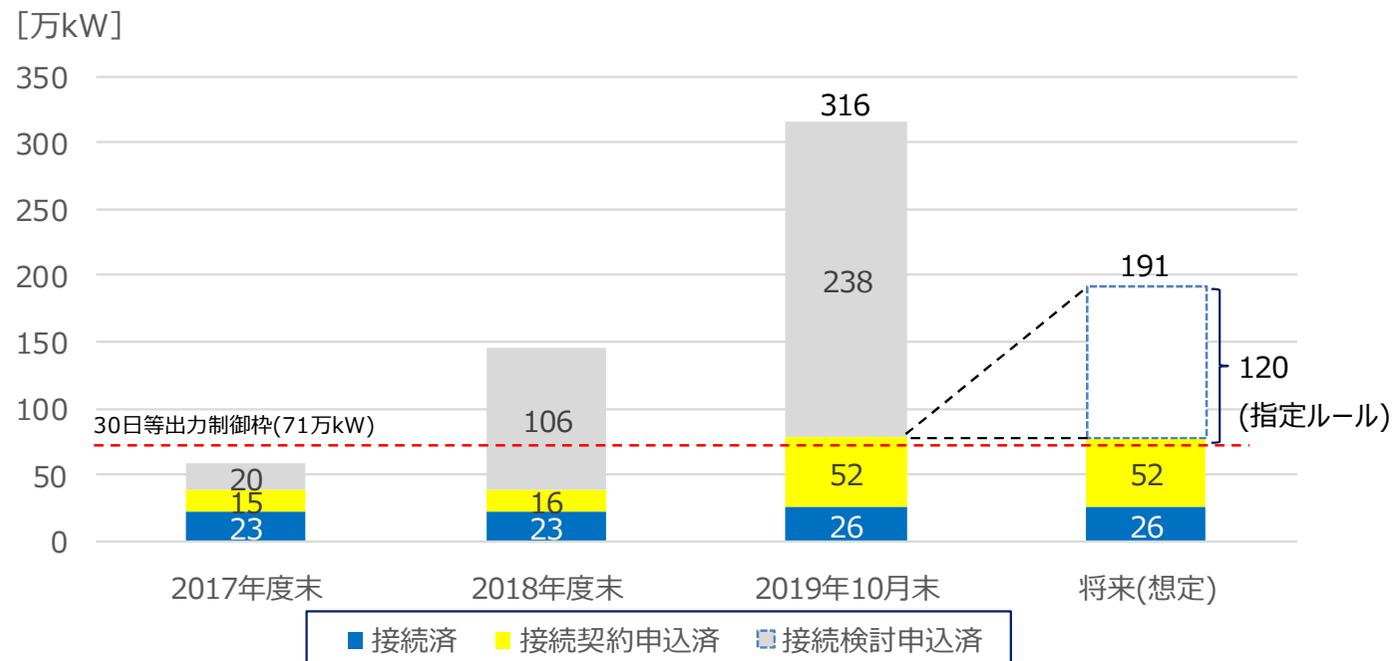
太陽光発電設備の導入量想定について

- 30日等制御枠以降、指定電気事業者制度下で追加的に接続される太陽光の導入量は、足元の導入実績、および短期導入見込みから、10年後で+90万kWと想定した。
- 出力制御見通しの算定は、30万kW刻みとする。



風力発電設備の導入量想定について

- 2019年10月末現在で接続済および接続契約申込済の案件は合計で78万kW程度、接続検討申込済の案件は増加しているが、接続検討の状況などから、風力の指定ルールの導入量を120万kWとして算定。
- 出力制御見通しの算定は、40万kW刻みとする。



太陽光の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+30万kW	0	0	866	161	401	40.1
	50	67.5	154	33		8.2※
	100	135	14	3		0.7※
+60万kW	0	0	997	354	802	44.1
	50	67.5	226	94		11.7※
	100	135	31	14		1.7※
+90万kW	0	0	1,129	577	1,202	48.0
	50	67.5	387	234		19.5※
	100	135	84	43		3.6※

値は2016～2018年度実績ベースにおける算定結果の平均値

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+90万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北
直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は3.6%⇒7.9%となる。

22

風力の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

太陽光257万kW、風力71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+40万kW	0	0	586	61	919	6.6
	50	67.5	205	20		2.2※
	100	135	19	1		0.1※
+80万kW	0	0	759	159	1,838	8.7
	50	67.5	247	46		2.5※
	100	135	36	6		0.3※
+120万kW	0	0	956	303	2,757	11.0
	50	67.5	314	85		3.1※
	100	135	64	15		0.5※

値は2016～2018年度実績ベースにおける算定結果の平均値

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+120万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は0.5%⇒1.5%となる。

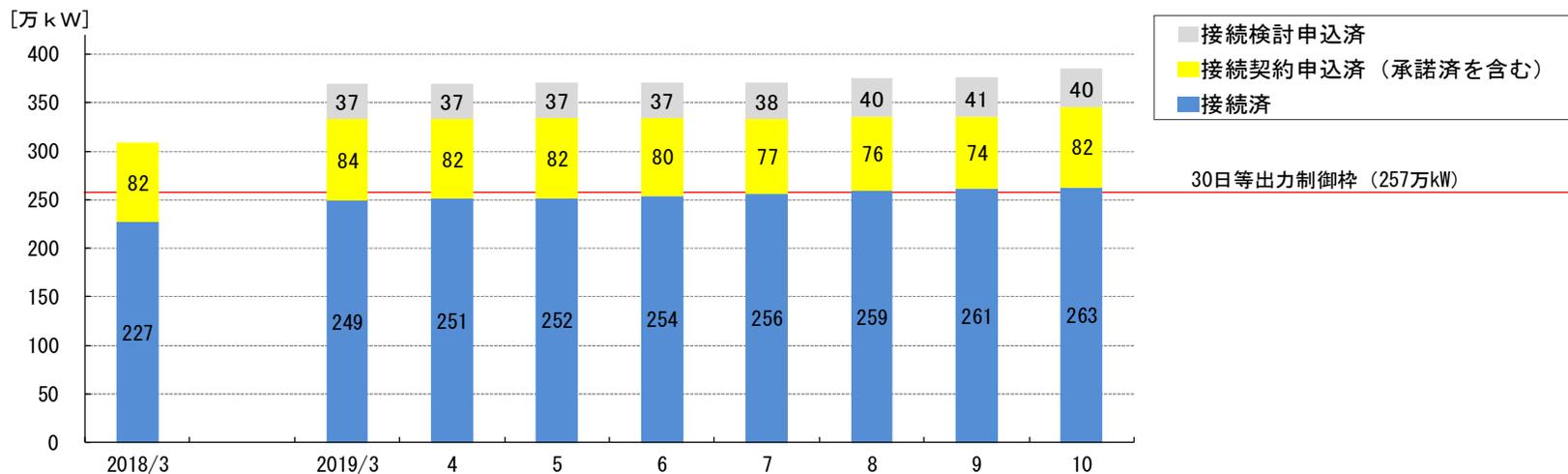
23

おわりに

- 今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであり、実運用においては、需要や再エネ出力の予測誤差、出水状況、調整力の必要量、電源や連系線の運転状況および融通を受電する他エリアの需給状況等により変動することから、実際の実出力制御率等を保証するものではないことについて、ご理解いただきたい。

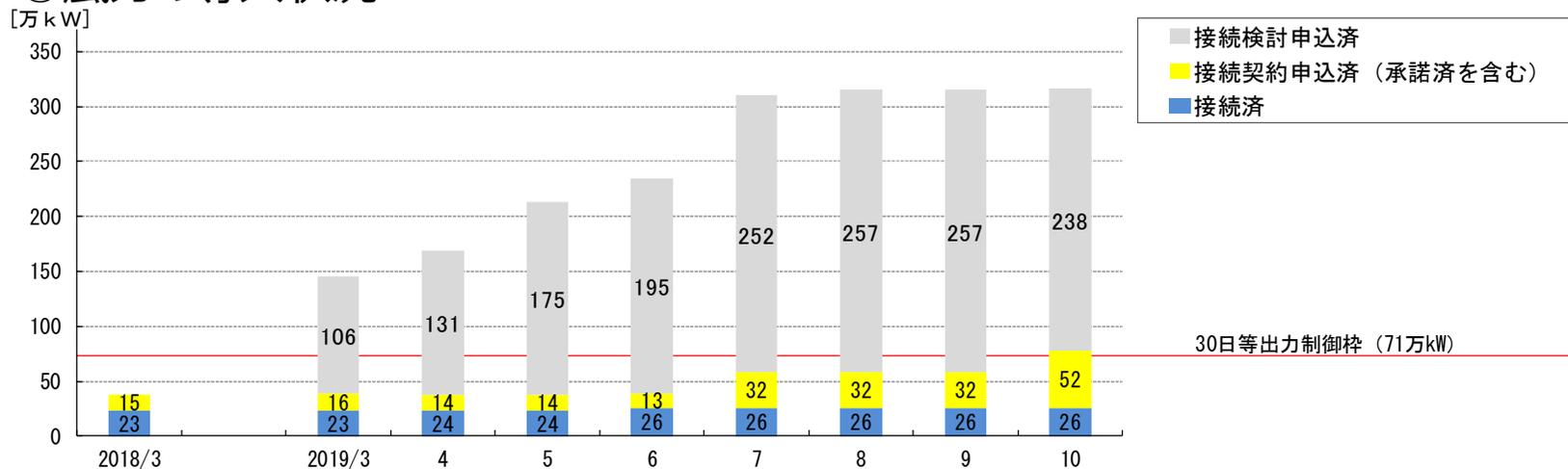
【参考】太陽光・風力発電設備の導入状況

○太陽光の導入状況



(注) 当社管内および淡路島南部。2019年3月から接続検討申込を記載。

○風力の導入状況



(注) 当社管内および淡路島南部。2019年3月から接続検討申込を記載。

【参考】各ステータスの定義について

系統 アクセス	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

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2016年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+30万kW	0	0	730	136	399	34.1
	50	67.5	115	25		6.3※
	100	135	10	2		0.4※
+60万kW	0	0	875	312	798	39.1
	50	67.5	172	71		8.9※
	100	135	29	13		1.6※
+90万kW	0	0	1,014	521	1,196	43.6
	50	67.5	236	143		12.0※
	100	135	49	34		2.8※

値は2016年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+90万kW、連系線活用量100% (135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は2.8%⇒6.6%となる。

27

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2017年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+30万kW	0	0	891	165	404	40.8
	50	67.5	149	33		8.2※
	100	135	12	3		0.7※
+60万kW	0	0	1,008	357	808	44.2
	50	67.5	216	92		11.4※
	100	135	25	11		1.4※
+90万kW	0	0	1,142	580	1,211	47.9
	50	67.5	290	181		14.9※
	100	135	121	41		3.4※

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+90万kW、連系線活用量100% (135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は3.4%⇒7.6%となる。 28

【参考】太陽光の出力制御見通しの算定結果（2018年度）

太陽光257万kW、風力71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+30万kW	0	0	978	181	400	45.3
	50	67.5	197	41		10.3※
	100	135	19	4		1.0※
+60万kW	0	0	1,109	393	800	49.1
	50	67.5	290	120		15.0※
	100	135	40	17		2.1※
+90万kW	0	0	1,231	630	1,200	52.5
	50	67.5	636	377		31.4※
	100	135	82	53		4.4※

値は2018年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+90万kW、連系線活用量100% (135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は4.4%⇒9.5%となる。

29

【参考】風力の出力制御見通しの算定結果（2016年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+40万kW	0	0	474	48	912	5.3
	50	67.5	142	14		1.5※
	100	135	10	1		0.1※
+80万kW	0	0	643	131	1,824	7.2
	50	67.5	177	34		1.9※
	100	135	22	3		0.2※
+120万kW	0	0	845	266	2,736	9.7
	50	67.5	240	62		2.3※
	100	135	42	9		0.3※

値は2016年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+120万kW、連系線活用量100% (135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は0.3%⇒1.1%となる。 30

【参考】風力の出力制御見通しの算定結果（2017年度）

太陽光 257万kW、風力 71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+40万kW	0	0	580	57	895	6.4
	50	67.5	174	15		1.7※
	100	135	7	0		0.0※
+80万kW	0	0	746	149	1,791	8.3
	50	67.5	226	37		2.1※
	100	135	18	3		0.2※
+120万kW	0	0	854	254	2,686	9.5
	50	67.5	289	72		2.7※
	100	135	41	9		0.3※

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+120万kW、連系線活用量100% (135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は0.3%⇒1.0%となる。 31

【参考】風力の出力制御見通しの算定結果（2018年度）

太陽光257万kW、風力71万kWを前提として算定

指定ルール 設備量	連系線活用量 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	[A]制御電力量 (GWh)	[B]発電可能 電力量 (GWh)	[A/B] 出力制御率 (%)
+40万kW	0	0	703	79	950	8.3
	50	67.5	298	32		3.4※
	100	135	41	3		0.3※
+80万kW	0	0	888	197	1,900	10.4
	50	67.5	337	67		3.5※
	100	135	68	11		0.6※
+120万kW	0	0	1,170	389	2,850	13.6
	50	67.5	412	121		4.2※
	100	135	109	27		0.9※

値は2018年度実績ベースにおける算定結果

※ 阿南紀北直流幹線の1回線停止(連系線活用量：65万kW)により出力制御率が増加する可能性がある。

[参考] 指定ルール設備量+120万kW、連系線活用量100%(135万kW)のケースにおいて、4,5月の阿南紀北直流幹線の1回線停止時の連系線活用量を考慮した場合、出力制御率は0.9%⇒2.4%となる。

32

【参考】風力の出力変動緩和対策の機能具備について

- 現在、大規模な風力の接続契約および接続検討申込を数件受付けている状況（接続契約申込受付済みが3件、約40万kW。至近で接続検討回答済みが3件、約100万kW）。
- それら風力発電所でカットアウト等による急峻な出力変動の発生が懸念される。
- 風力の変動緩和対策については、系統連系技術要件（2020年4月1日改正予定）において要件化を進めているが、上記の状況を踏まえ、接続契約申込受付済みおよび今後新たに契約申込の見込まれる大規模風力に対して、先行して同要件に規定の機能具備を要請していく。

風力の出力変動緩和対策等の要件

9

- 風力の出力変動実績の分析結果や発電事業者による対策の実現性・負担影響・効果を踏まえ、早期適用可能な要件として、原則特高連系の風力発電設備を対象に下記(イ)~(ハ)の要件を策定した。
- なお、北海道エリアにおいては風力の出力変動緩和対策を既に系統アクセスルール（マニュアル）で定めており、(イ)および(ロ)の要件の代わりに系統アクセスルールにおける要件を系統連系技術要件に記載する。

《出力変化速度に対する要件》

- (イ) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況^{※1}において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと ※1 風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況
なお、ウインドファームコントローラ^{※2}を有しない小規模発電所は対策を別途協議

※2 風車単体の制御ではなく、発電所全体の出力を制御する装置

《出力変化量としてカットイン・カットアウトに対する要件》

- (ロ) 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと

《系統事故時等の対応としての要件》

- (ハ) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合、発電設備の出力を調定率^{※3}に応じて自動的に抑制するよう対策を行うこと ※3 調定率は2~5%の範囲で一送から指定、不感帯は0.2Hz以下（北海道・沖縄は0.1Hz以下）

- ✓ (イ)や(ロ)については、風車の制御機能の活用以外にも発電機の計画停止等の運用による対応なども考えられるため、事業者の対応の選択肢を狭めないために、機能に限定せず性能要件として定める。
- ✓ 今回新たに求める要件については将来に亘って不変という事ではなく、変動性再エネの導入量や出力変動、調整力のスペック等の実績を継続的に分析し、必要に応じて見直していく。（その他の制御機能活用についても関係機関と協議・検討を継続する。）
- ✓ 小規模単独系統や調整力確保などエリア固有の事情、また、今後の出力変動量の増加などを踏まえ、「自然エネルギーが得られない状況における要件」、「短周期変動への対策として求める要件」、「高圧連系設備に対して求める要件」なども必要に応じて個別に検討する。

【出典】第23回 系統WG
資料8より抜粋

33

(余白)

再エネ出力制御の対応について

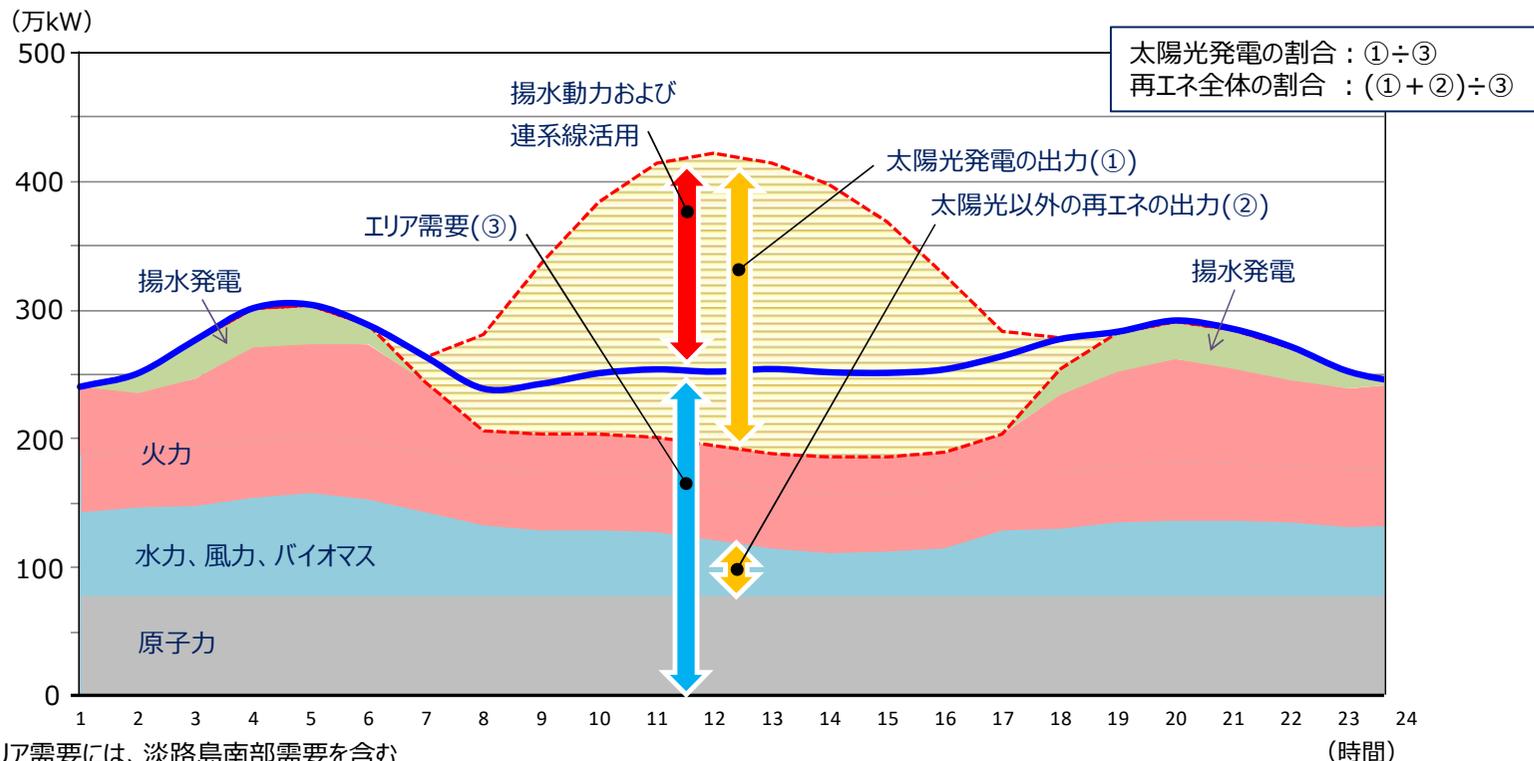
1. 概要

- 四国エリアにおいては、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入増加に伴い、電力需要の低下や当日までの降雨による水力発電所の出力増、晴天による太陽光発電の高稼働などの需給条件が重なれば、再エネ出力制御を実施する可能性がある。
- そのため、これまで、再エネ出力制御システムの整備、太陽光のPCS切替、情報連絡訓練の実施、連絡体制・実施手順の整備などを行い、事業者間の公平性の確保に留意しつつ、再エネ出力制御を確実に実施できるよう準備を進めてきた。
- 今年の春および秋の軽負荷期においても、GWに再エネ出力制御の実施には至らなかったものの、一時、太陽光発電の出力がエリア需要の90%に達するなど、下げ調整力確保の厳しい断面が生じている。
- 先般、「出力制御の公平性の確保に係る指針（資源エネルギー庁）」（以下、指針）の見直しが行われたため、今後、再エネ出力制御を実施する場合に備えて、運用方法の見直しを行い、当社ホームページに「再生可能エネルギーの出力制御に係る運用方法の見直しについて」（P. 41～48）を公表している。

2. 今春の電力需給状況

- 太陽光発電の普及拡大により、2019年5月5日における太陽光発電の最大出力は、12時～13時の間に197万kWを記録し、当該時間の四国エリアの電力需要に占める太陽光発電の割合は90%(再エネ全体の割合は100%)にまで達した。
- 火力発電の出力抑制や、揚水発電所の揚水運転、また連系線を活用した他エリアへの送電により、需給バランスの維持を図ることで、再エネ出力制御までは至っていないものの、今後さらなる太陽光発電の導入が進み、これらの対策を行っても発電量が余剰となる状況となれば、再エネ出力制御を行うこととなる。

【1日の需給バランスイメージ】 ⇒火力の出力抑制、揚水動力および連系線活用により需給バランスを維持



※ エリア需要には、淡路島南部需要を含む

(参考) 出力制御量低減に向けたオンライン化の状況①

○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、発電事業者の売電損失の低減や人件費削減に資することから、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、太陽光の旧ルール事業者に対して、オンライン化を推奨するダイレクトメールを送付するなど、オンライン化への切替を促していく予定。

○接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳（2019年10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）		（新ルール）		（指定ルール）	
		件数	出力(万kW)	件数	出力(万kW)	件数	出力(万kW)
特別高圧		18	23	2	2	0	0
高圧	500kW以上	0.5千	57	0.1千	12	0.1千	5
	500kW未満	0.9千	20	0.3千	7	0.3千	7
低圧	10kW以上	20.9千	53	3.2千	9	6.2千	19
	10kW未満	77.8千	35	7.0千	4	20.8千	11

は当面の出力制御対象
 はオンライン化推奨の対象

(参考) 出力制御量低減に向けたオンライン化の状況②

○接続済の風力における出力制御ルール別内訳（2019年10月末時点）

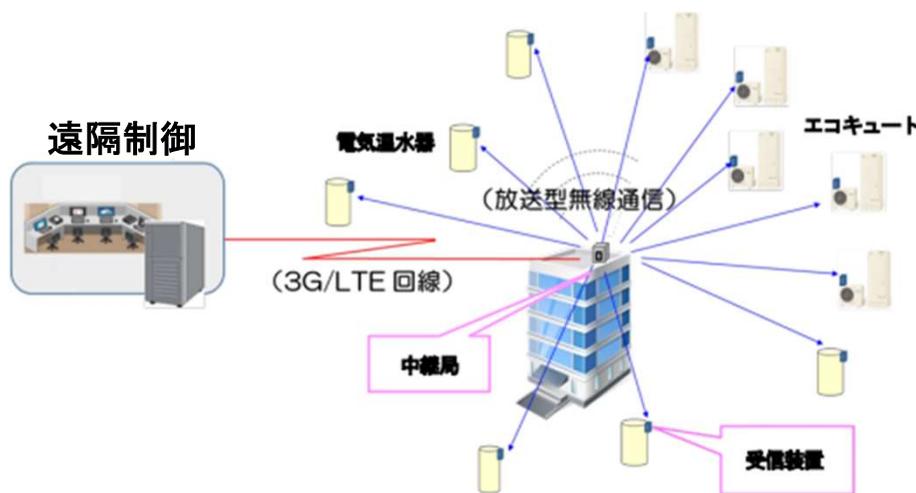
		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）			
		（旧ルール）		（新ルール）		（指定ルール）	
		件数	出力(万kW)	件数	出力(万kW)	件数	出力(万kW)
特別高圧		16	26	0	0	0	0
高圧	500kW以上	4	1	0	0	0	0
	500kW未満	0	0	0	0	0	0
低圧	20kW以上	0	0	0	0	0	0
	20kW未満	47	0	0	0	0	0

は当面の出力制御対象
 はオンライン化推奨の対象

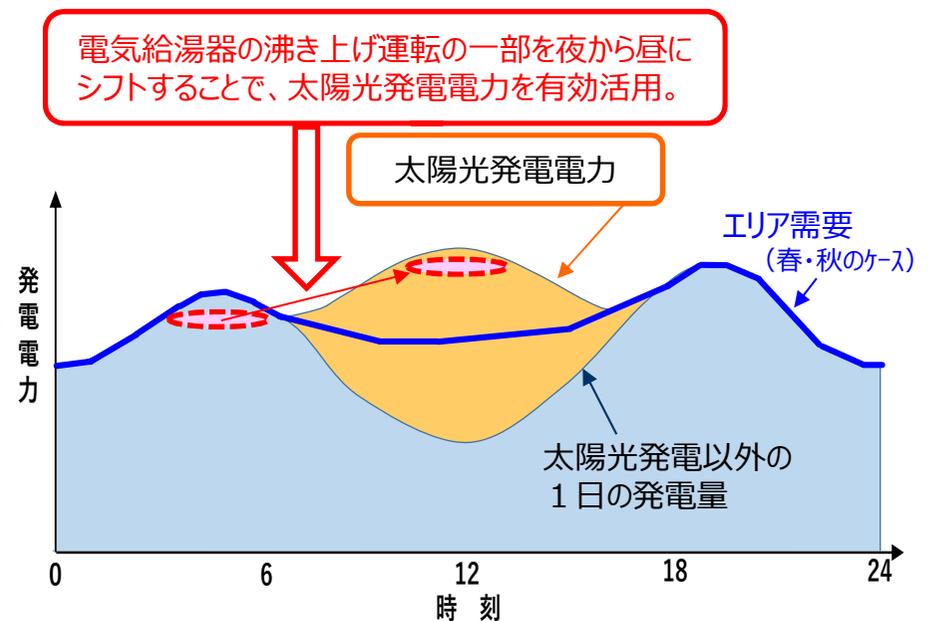
(参考) 太陽光発電の有効活用に向けた実証試験

- 太陽光発電の発電電力の有効活用するため、通常、夜間に行う電気温水器やエコキュートの沸き上げ運転の一部を翌日の昼間にシフトする遠隔制御システムの実証試験を、当社の発電・小売部門主体で、本年10月より開始しています。
- 実証試験を通じて得られる知見やお客さまモニターからの声を踏まえて、本取組みの実用化の可能性について検討を進めてまいります。

【遠隔制御システム構成イメージ】



【電気給湯器の運転シフトのイメージ】



再生可能エネルギーの出力制御に係る 運用方法の見直しについて

1. 再エネ出力制御に係る対応状況

- 四国エリアにおいては、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入増加に伴い、電力需要の低下や当日までの降雨による水力発電所の出力増、晴天による太陽光発電の高稼働などの需給条件が重なれば、再エネ出力制御を実施する可能性があります。
- そのため、これまで、再エネ出力制御システムの整備、太陽光のPCS切替、情報連絡訓練の実施、連絡体制・実施手順の整備などを行い、事業者間の公平性の確保に留意しつつ、再エネ出力制御を確実に実施できるよう準備を進めてきました。
- その後、本年8月1日の第22回系統WG※¹において、再エネ出力制御量の低減に向けて、出力制御の運用方法見直しが議論され、「出力制御の公平性の確保に係る指針（資源エネルギー庁）」（以下、指針）の見直し※²が行われたため、今秋以降の当社における再エネ出力制御の運用方法の見直しを行いました。

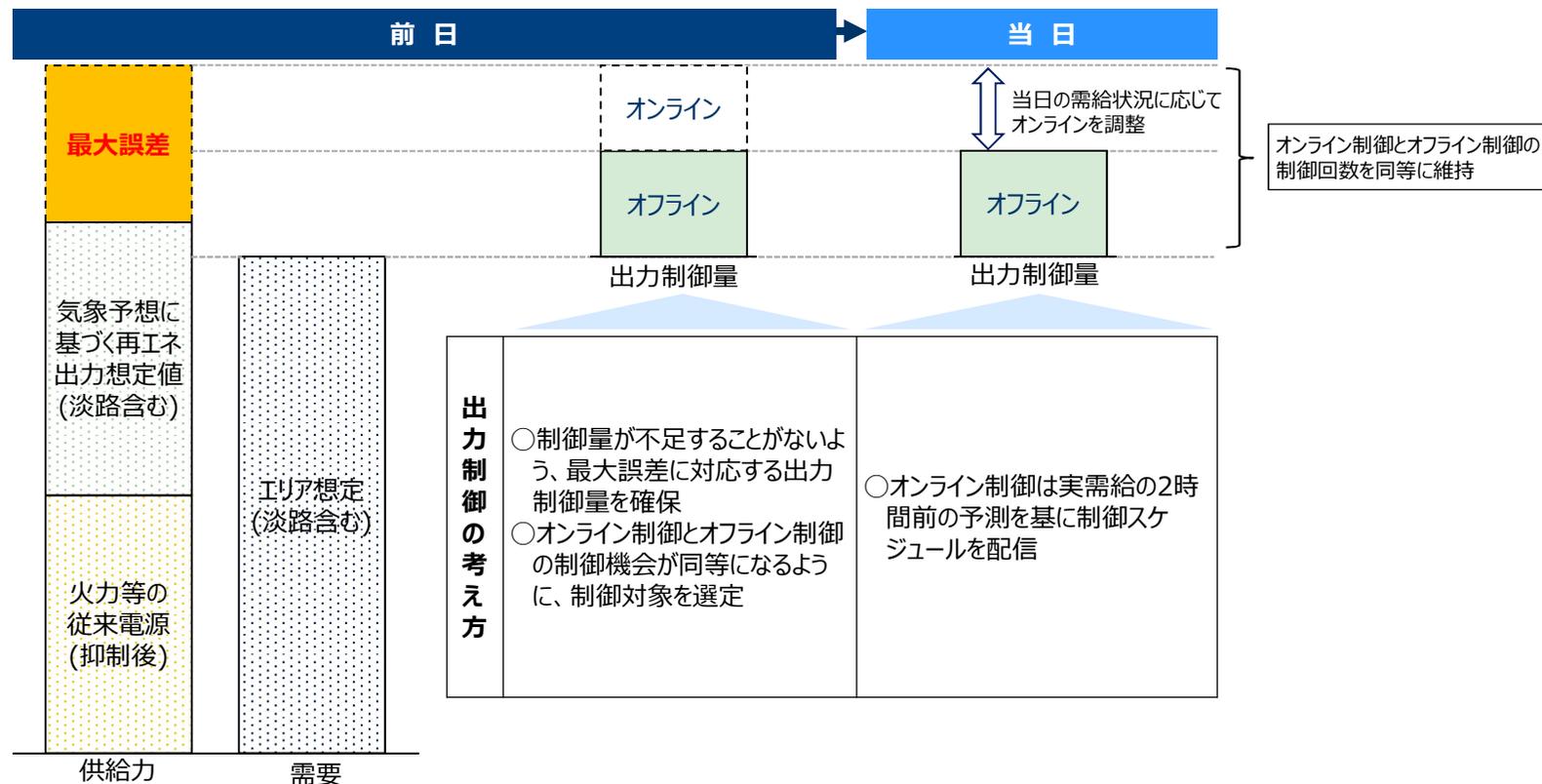
※ 1：総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ

※ 2：2019年10月7日に施行

2. 再エネ出力制御の運用方法見直し ①

【現行の運用イメージ】

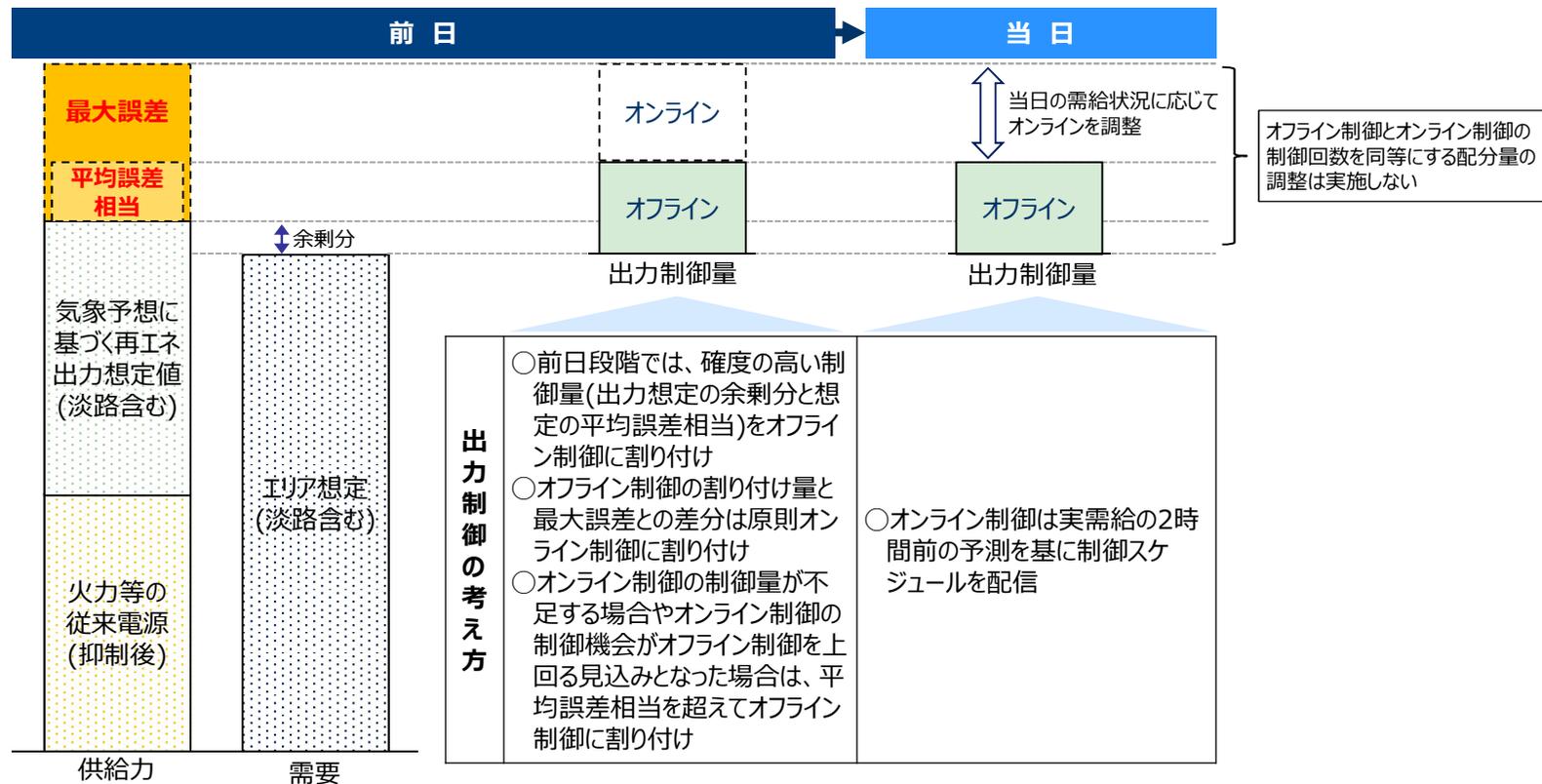
- これまでの運用は、下げ調整力が不足することがないよう、再エネの出力想定値に、最大誤差相当量を加え、出力制御量を算出し、各事業者の制御機会が公平になるよう、現地操作で当日の調整ができないオフライン制御と遠隔制御で当日の調整が可能なオンライン制御の制御回数が同等になるよう、順番に制御することとしていた。



2. 再エネ出力制御の運用方法見直し ②

【今秋以降の運用イメージ】

- 今秋以降の運用は、出力制御量低減の観点から、相対的に抑制される可能性の高い出力想定之余剰分と想定平均誤差相当をオフライン制御に優先して割り付け、最大誤差との残差分を原則オンライン制御に割り付ける。これにより、オンライン制御は、当日の再エネ出力が平均誤差相当を上回る場合に活用することとなる。

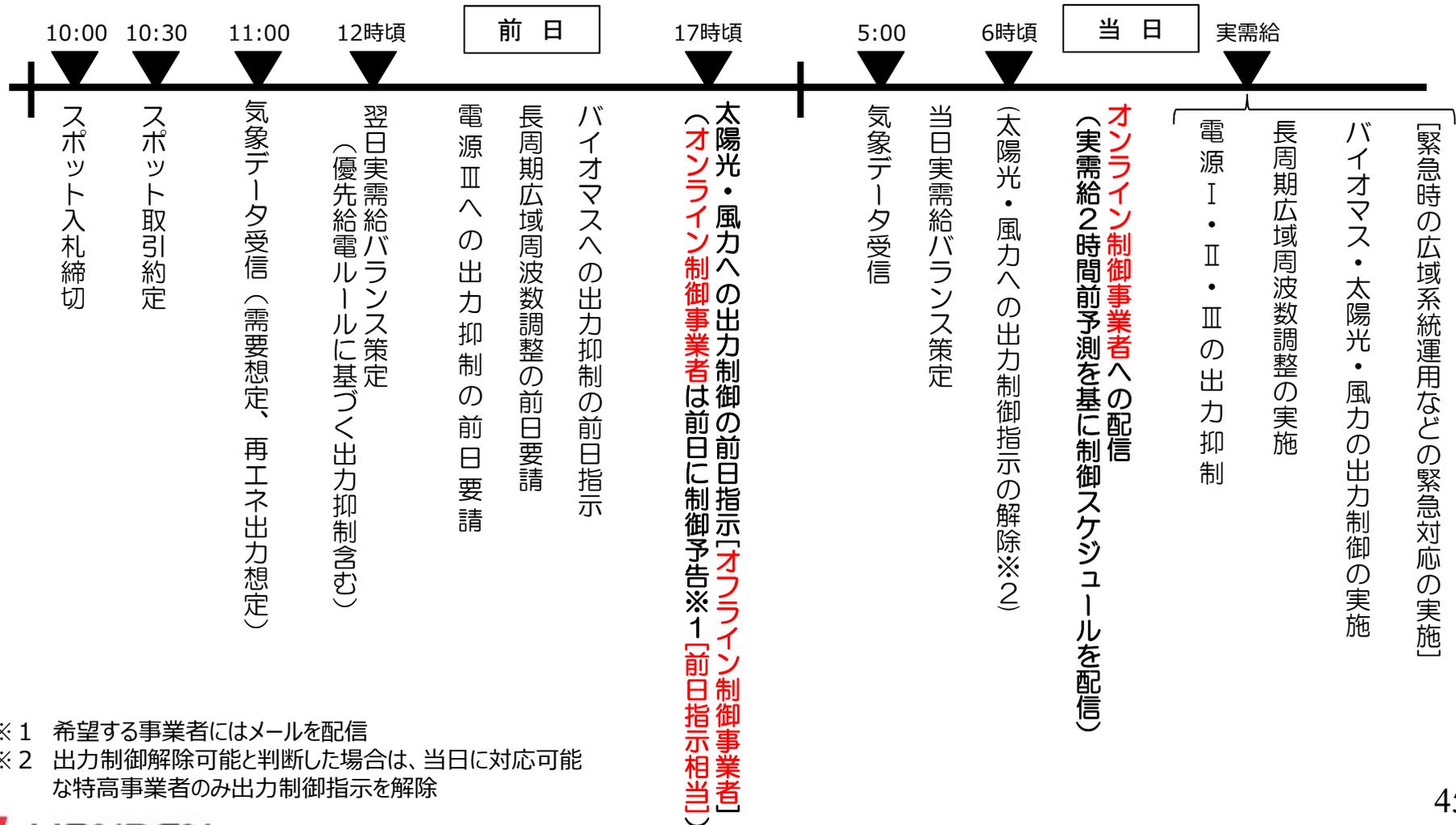


(注) 指針の見直しにより、出力制御量低減の観点からオンライン事業者の制御回数がオフライン事業者より少ない場合であっても、公平性に反することにはならないものとされた。

2. 再エネ出力制御の運用方法見直し ③

【優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール】

- 指針の見直しにより、前日指示対象の記載を「オフライン制御事業者」へ見直しを行った。
なお、当社による制御が可能な「オンライン制御事業者」に対しては、ホームページ等で出力制御の可能性を公表することで制御予告（前日指示相当）を行うこととなった。

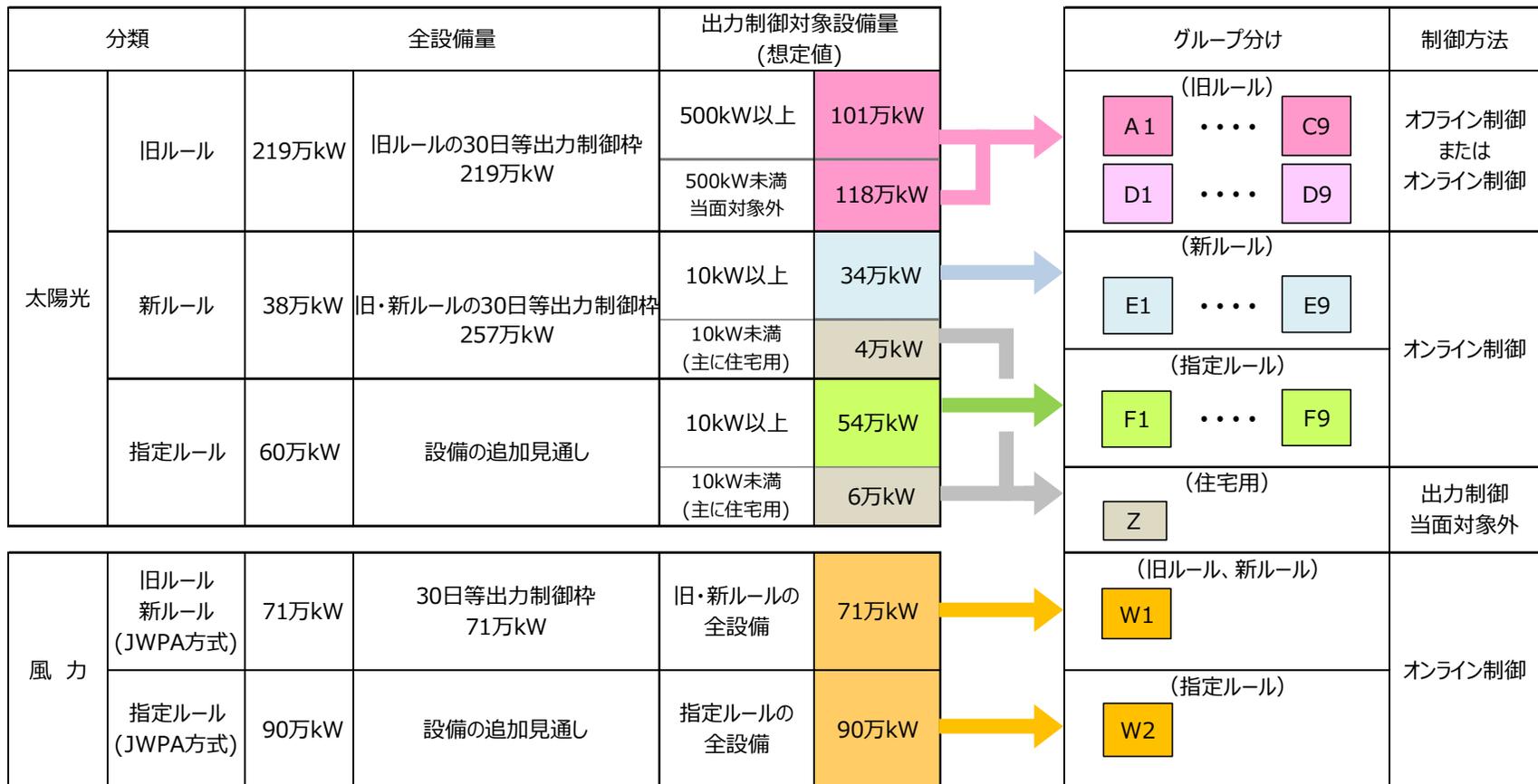


- ※1 希望する事業者にはメールを配信
- ※2 出力制御解除可能と判断した場合は、当日に対応可能な特高事業者のみ出力制御指示を解除

3. グループ制御の考え方 ①

- 各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、公平性に配慮しながら出力制御を行う。
- 出力制御の最適化の観点から、グループ制御の実効性を損なわない範囲で、太陽光のグループを極力細分化し、1グループあたりの設備容量を最大で5万kW程度とした。

【グループの分け方（イメージ）】

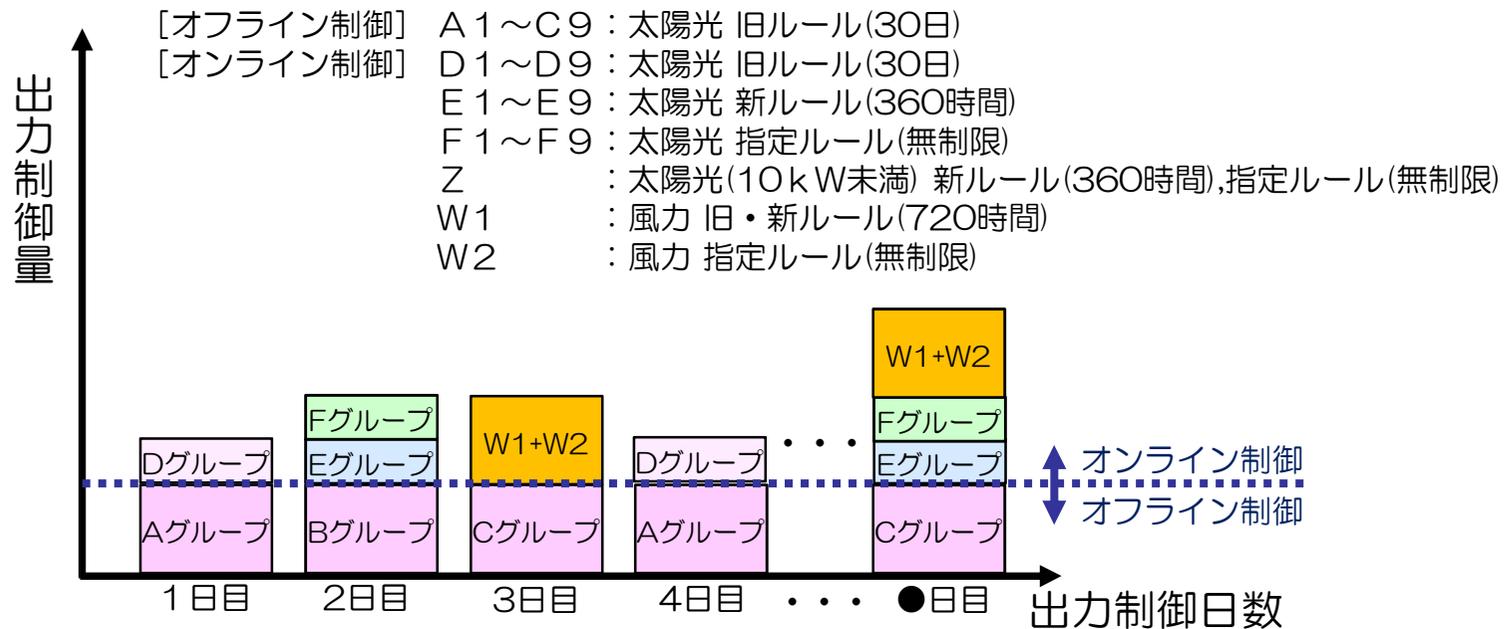


3. グループ制御の考え方 ②

<年間計画（出力制御が30日・360時間を超過しない場合）>

- 各事業者の出力制御が30日・360時間を超過しない見込みの場合は、以下の通り、出力制御を行う。
 - 出力制御量低減の観点から、相対的に確度の高い出力制御量(出力想定之余剰分と想定平均誤差相当)をオフライン制御に割り付け、当日の需給状況に応じてオンライン制御を活用する。
 - 公平性の観点からオンライン制御同士、オフライン制御同士は、各事業者を区別せず、順番に制御する。

【出力制御が年間30日・360時間を超過しない場合のグループ制御（イメージ）】



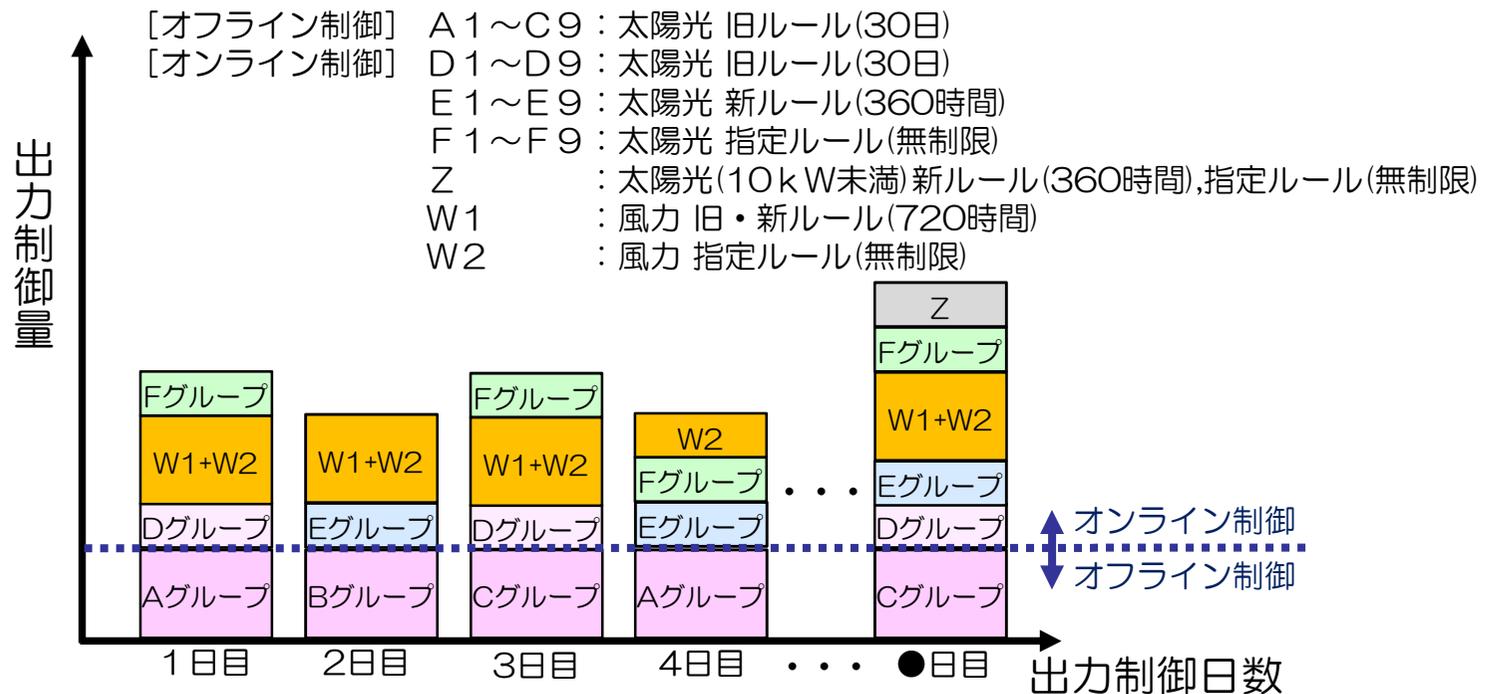
- (注) ・30日・360時間を超過しない場合、オンライン制御同士、オフライン制御同士は、それぞれ年度単位で出力制御日数が均等となるよう順番に出力制御を実施する。
 ・出力制御日数は、当社からの指令により出力制御を実施した場合、当日出力制御量の多寡に関わらず、1日とカウントする。
 ・計画的に制御を実施していく中で、制御量が不足する場合は、10kW未満[主に住宅用](Z)も制御する。

3. グループ制御の考え方 ③

＜年間計画（出力制御が30日・360時間を超過する場合）＞

- 各事業者の出力制御が30日・360時間を超過する見込みの場合は、以下の通り、出力制御を行う。
 - ・ 指定ルール事業者の出力制御が過剰とならないよう、年間計画段階において旧ルールと新ルール事業者の出力制御を30日および360時間(風力は等価時間管理で720時間まで全事業者一律制御)まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して指定ルール事業者を割り当てる。
 - ・ 運用段階においては、実績を見ながら、年度途中で指定ルール(F)の制御が360時間よりも少なくなるようであれば、旧ルール、新ルールおよび風力の制御を減らし、指定ルールの制御を増やすなどの調整により、公平を図る。

【出力制御が年間30日・360時間を超過する場合のグループ制御（イメージ）】



(注) ・実運用においては、天候や需給状況により、グループ間で出力制御日数や出力制御量が異なる結果となる場合がある。
 ・計画的に制御を実施していく中で、制御量が不足する場合は、10kW未満[主に住宅用](Z)も制御する。