

# 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

2020年12月11日

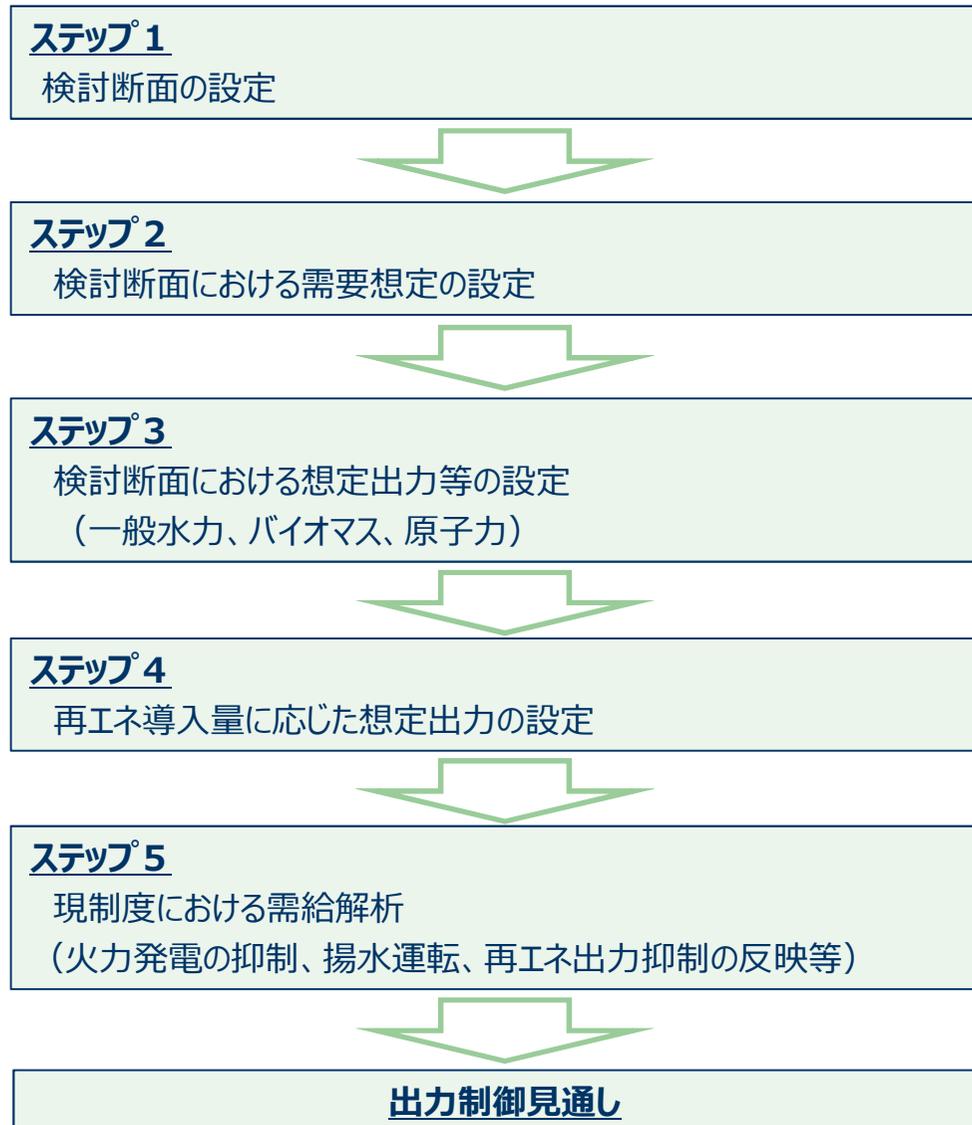
四国電力送配電株式会社

# 出力制御見通しの前提条件

---

太陽光発電設備257万kW（30日等出力制御枠）、風力発電設備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発電および風力発電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

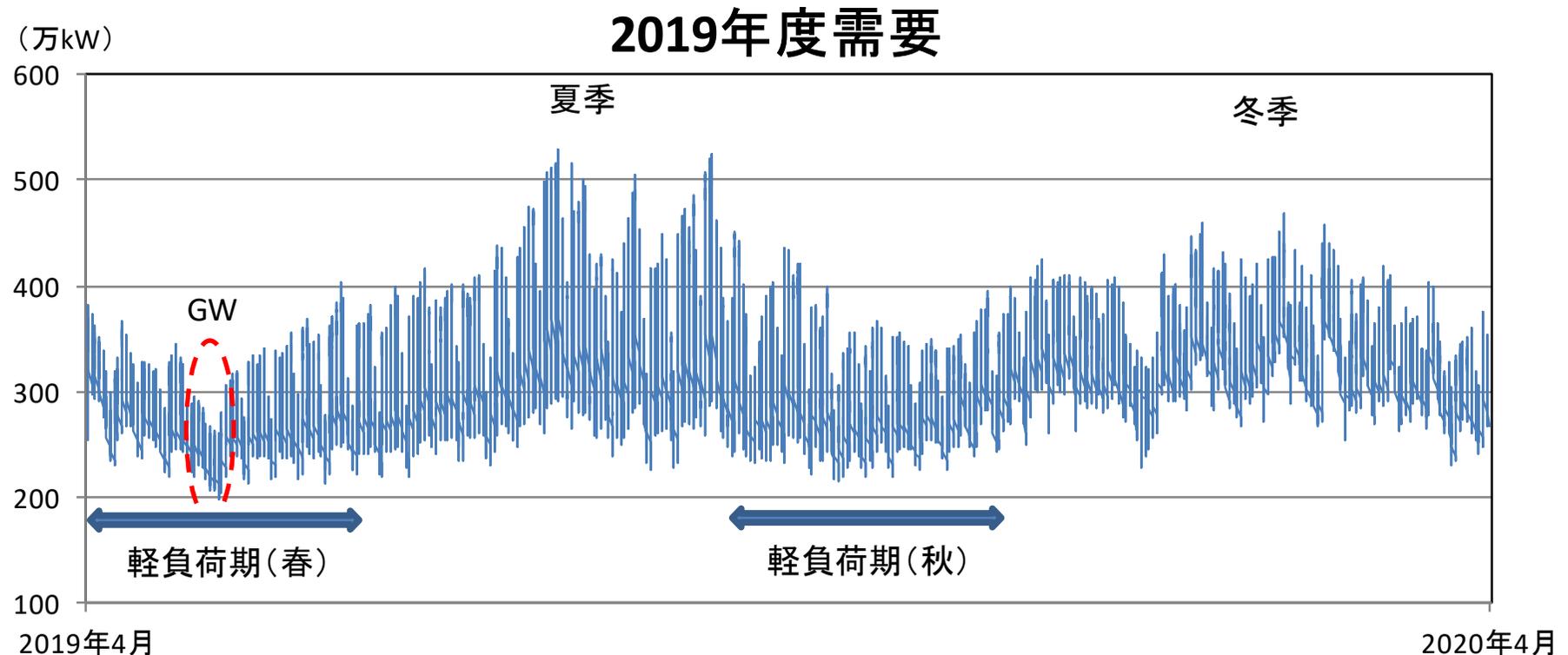


# ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

検討断面は、1年間(24時間×365日=8,760時間)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、2017年度から2019年度のエリア需要実績に太陽光発電の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、至近年度(2019年度)の昼間最低需要※は2019年4月21日13時の243.0万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（2019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)	4.4	4.0	1.9	5.7	5.5	3.6	4.5	2.5	4.1	5.2	7.3	6.1
自家消費率 (%)	9.5	8.7	4.1	12.1	11.6	7.6	9.3	5.3	8.5	10.6	14.8	12.4

# 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・貯水池式は太陽光発電が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制

## ○水力の月別の最低出力

(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	8.4	8.3	7.0	16.7	13.6	13.8	6.4	3.8	3.4	3.5	5.4	9.7
調整池式	11.1	11.7	12.4	16.5	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	21.8	22.3	22.3	37.6	30.6	30.6	17.5	11.4	10.0	10.0	13.9	22.7

## ○昼間最低需要時（2019年4月21日13時）の最低出力

		設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)	備考
再エネ出力 ピーク時の 最低出力	流れ込み式	16.7	50.3	8.4	小水力（0.3万kW） 含む
	調整池式	41.0	27.1※ <sup>1</sup>	11.1	
	貯水池式	22.5	10.2※ <sup>2</sup>	2.3	
合計		80.2	27.2	21.8	

※ 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、接続契約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 (%)	発電出力 (万kW)
地域資源バイオマス	5.8	51.5	3.0

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
専焼バイオマス	46.5	50.0	23.3

## 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 (%)	発電出力 (万kW)
原子力	89.0	88.0	78.3

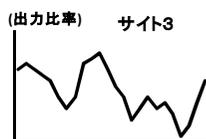
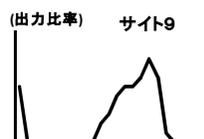
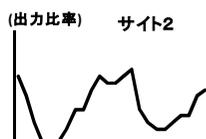
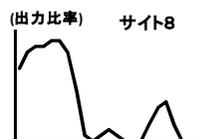
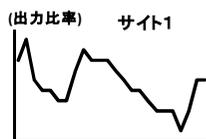
# ステップ4：検討断面における風力発電出力

風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2017年度から2019年度）をもとに、設備容量に対する出力比率から想定する。

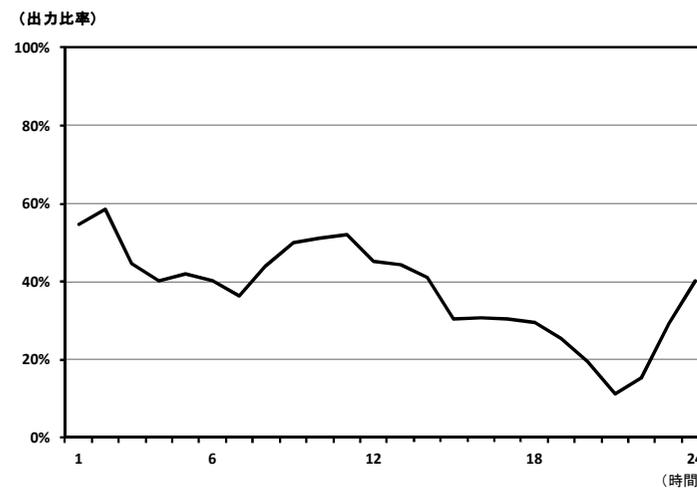
○出力データ実績の評価対象箇所（2020年3月末時点）

データ	サイト数	設備容量 (万kW)
既連系の風力	14	23.1

○ある日のサイト毎の出力比率実績

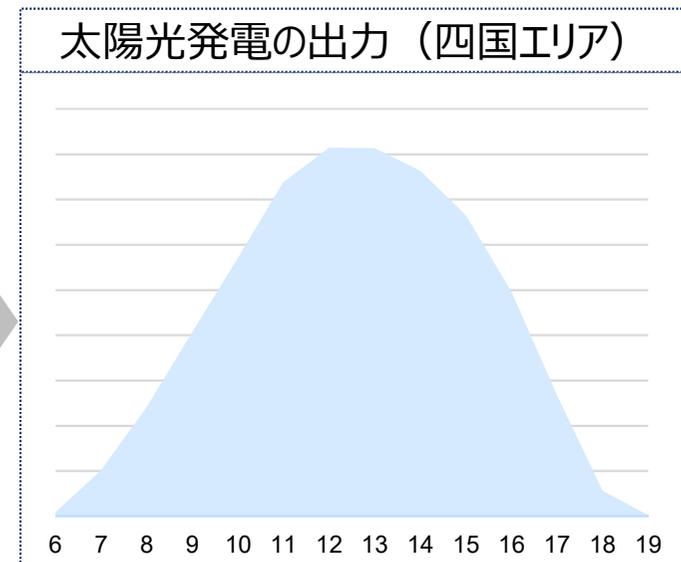
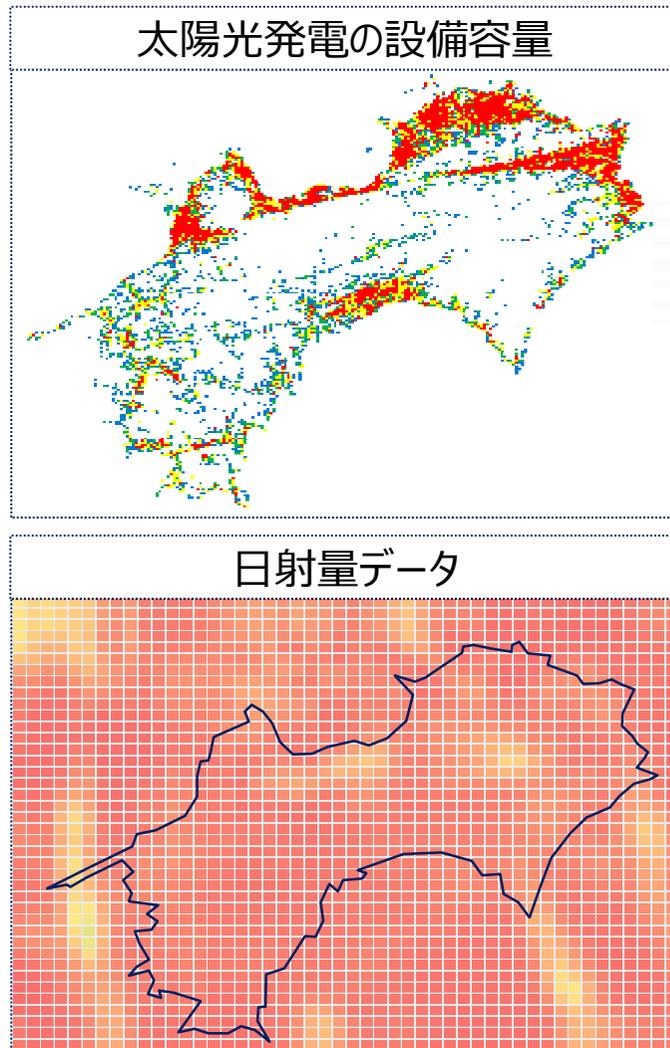


○一日の出力比率(全サイト合計)



## ステップ4：検討断面における太陽光発電出力

太陽光発電の出力は、四国エリアの5kmメッシュ毎の太陽光発電の設備容量と日射量データから想定する。



## ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）

- 電源Ⅰ・Ⅱ火力については、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（再エネの発電出力が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
- 電源Ⅲ火力は設備の保全維持や保安の観点などから支障のない範囲で最低出力まで抑制する。

	燃料種別※3	設備容量（万kW）	発電出力（万kW）※4
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	90.0	14.8
	LNG	93.5	12.1
	石炭	110.6	0.0
電源Ⅲ	石油	18.4	0.0
	LNG	0.0	0.0
	石炭	377.0	0.4

※3 混焼分は主たる燃料区分に計上

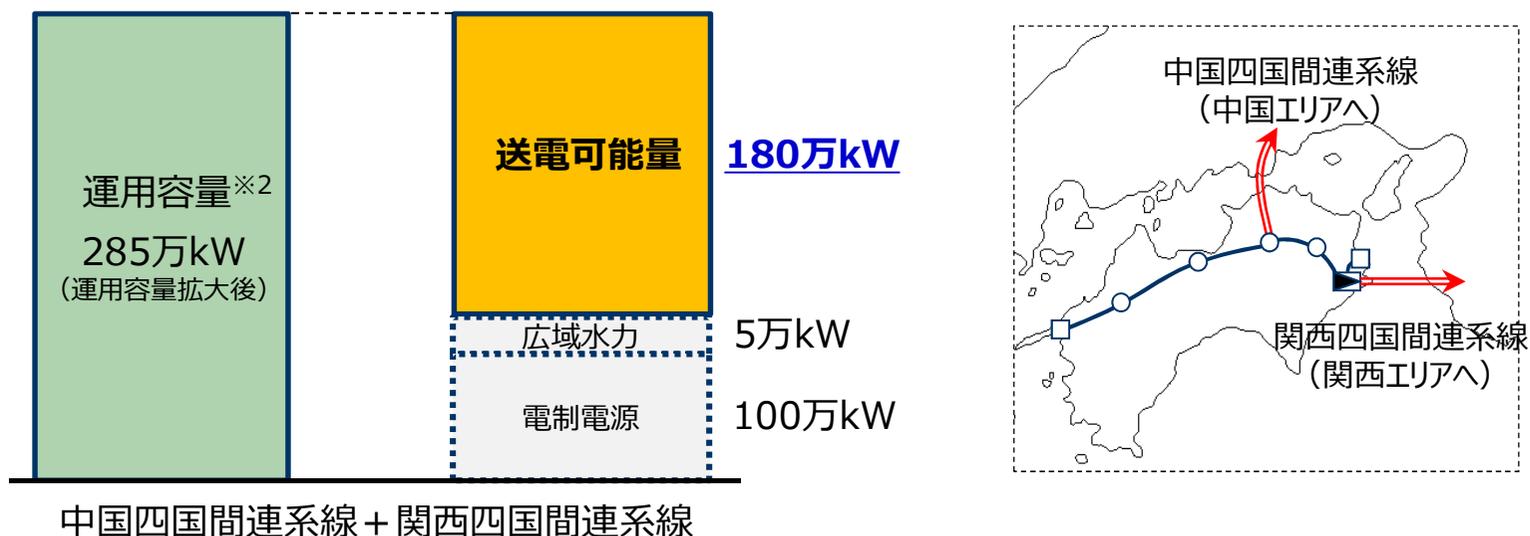
※4 中国四国間連系線ルート断時に電制対象となる電源の発電出力は含まない（連系線活用で考慮）

## ステップ5：回避措置（連系線の活用）

- 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、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）の運用容量から、中国四国間連系線ルート断故障時の電制電源、水力の広域送電分を考慮したうえで、再エネの出力制御量低減策として、中国四国間連系線の運用容量拡大による連系線活用量の増加<sup>※1</sup>を織込み、送電可能量を**最大180万kW**とする。

※1 本年11月18日の系統WGで中国四国間連系線の運用容量拡大を報告。実運用における拡大の可否は今後検討。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



※2 運用容量は広域機関の公表値を基に、中国四国間連系線の運用容量拡大を織込み算定  
(広域機関HP：<https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2019/>)

## 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。

- ✓ 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

	発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
揚水	61.5 [N-1台:30.0]	60.0 [N-1台:30.0]	745万kWh

小規模混合揚水発電所については、ダム水位や流入量などの制約があり、太陽光発電の余剰電力の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、太陽光発電および風力発電の出力制御を行う。
- 太陽光発電および風力発電の出力制御は、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（太陽光発電）または720時間／年（風力発電）に制限されている。なお、風力発電については、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発電および風力発電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

- 2019年度の昼間最低需要日(4/21)の需要実績において、太陽光発電の設備容量257万kW、風力発電の設備容量71万kWとした場合のkWバランス

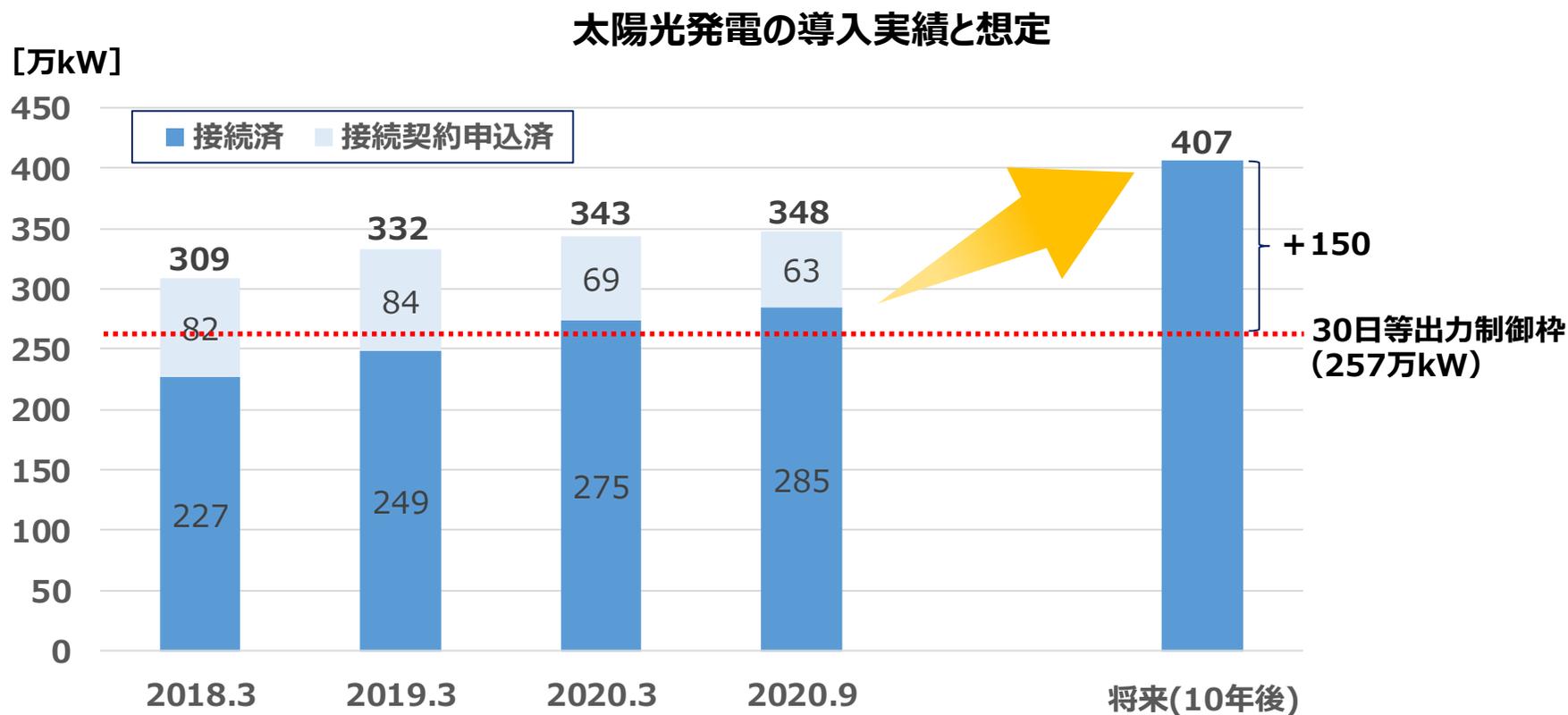
項目		連系線活用0%		連系線活用100%		備考	
		13時(万kW)	20時(万kW)	13時(万kW)	20時(万kW)		
発電出力	原子力	78.3	78.3	78.3	78.3		
	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	26.9	84.6	44.4	84.6	再エネL5時の供給力確保を考慮
		電源Ⅲ	0.4	0.4	0.4	0.4	
		小計	27.3	85.0	44.8	85.0	
		再エネ	水力	21.8	55.2	21.8	55.2
		風力	1.4	3.2	1.4	3.2	実績ベース
		太陽光	190.4	0	190.4	0	実績ベース
		バイオマス	26.3	26.3	26.3	26.3	
		小計	239.9	84.7	239.9	84.7	
		揚水	▲30.0	30.0	▲30.0	30.0	
		再エネ出力制御	▲72.5	0	0	0	現行FITに基づく抑制
		連系線活用	0	0	▲90.0	0	100%では180万kWまで活用可能
		合計	243.0	278.0	243.0	278.0	
	需要		243.0	278.0	243.0	278.0	

## 算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項目	今回(2020年度算定値)	前回(2019年度算定値)
需要断面	<u>2017年度から2019年度のエリア需要実績に太陽光発電余剰契約の自家消費分等を加算</u>	<u>2016年度から2018年度のエリア需要実績に太陽光発電余剰契約の自家消費分等を加算</u>
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	<u>2017年度から2019年度の出力推定値</u>	<u>2016年度から2018年度の出力推定値</u>
風力	<u>2017年度から2019年度の風力発電実績を基に想定</u>	<u>2016年度から2018年度の風力発電実績を基に想定</u>
バイオマス	設備容量に利用率を乗じて織込み	
地熱	該当なし	
原子力	設備容量に設備利用率平均を乗じて織込み	
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	送電可能量に応じた幅（0%,50%,100%）で算定	

# 太陽光発電設備の導入量想定について

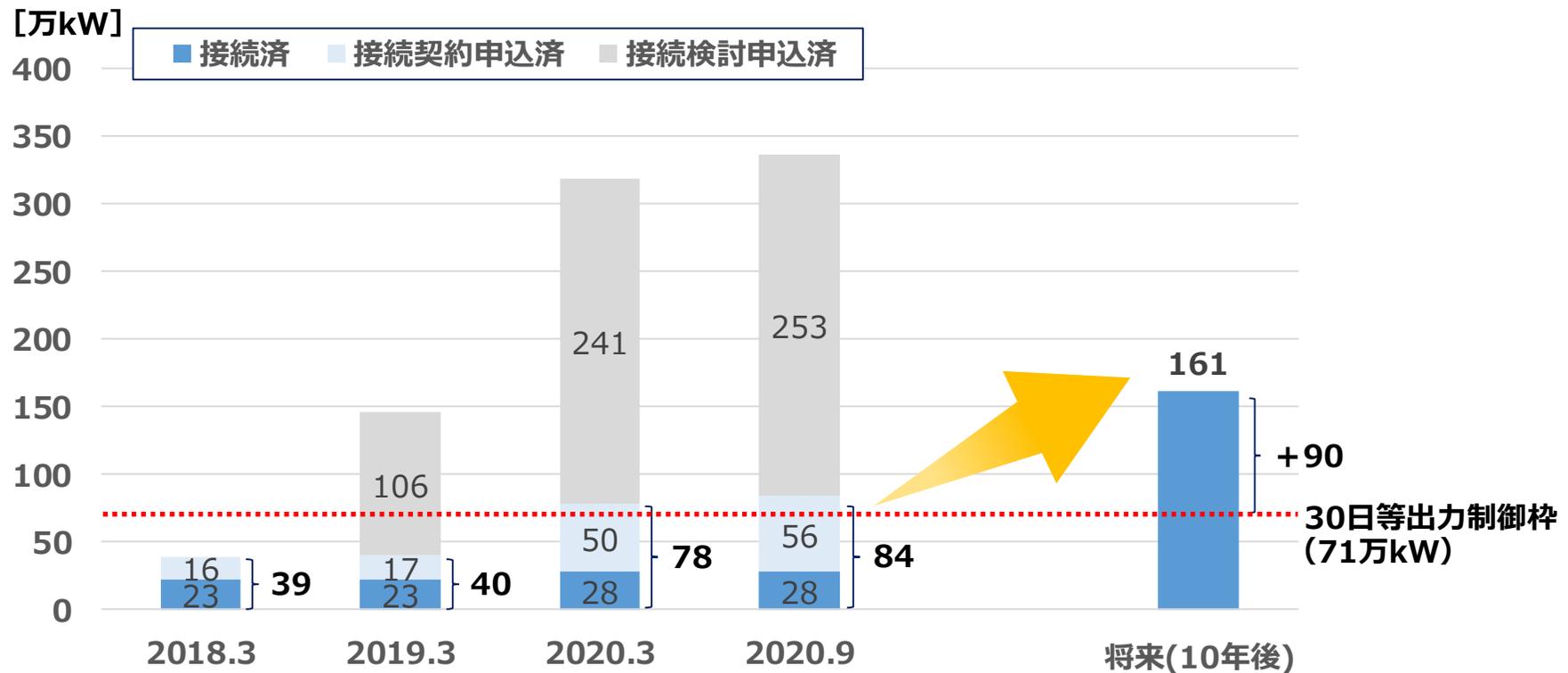
- 2020年9月末時点における接続済・接続契約申込済の合計は348万kW程度
- 今後追加的に接続される太陽光発電の導入量は、至近の伸び率を考慮し、10年後で+150万kWと想定した。
- 出力制御見通しの算定は、50万kW刻みとする。



# 風力発電設備の導入量想定について

- 2020年9月末現在における接続済・接続契約申込済の合計は84万kW程度
- 接続検討申込済の案件の増加や、その案件の状況を考慮し、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。

風力発電の導入実績と想定



# 太陽光発電の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

太陽光発電257万kW、風力発電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 (%)
+ 50万kW	0	0	549	154	625	24.6
	50	90	41	14		2.2
	100	180	0	0		0.0
+ 100万kW	0	0	811	430	1,250	34.4
	50	90	100	65		5.2
	100	180	3	2		0.2
+ 150万kW	0	0	1,025	775	1,875	41.3
	50	90	182	169		9.0
	100	180	18	18		1.0

値は2017～2019年度実績ベースにおける算定結果の平均値

# 風力発電の出力制御見通しの算定結果（3ヶ年平均）

太陽光発電257万kW、風力発電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	386	25	668	3.7
	50	90	35	2		0.3
	100	180	0	0		0.0
+60万kW	0	0	474	62	1,337	4.6
	50	90	46	5		0.4
	100	180	0	0		0.0
+90万kW	0	0	589	115	2,006	5.7
	50	90	66	11		0.5
	100	180	1	0		0.0

値は2017～2019年度実績ベースにおける算定結果の平均値

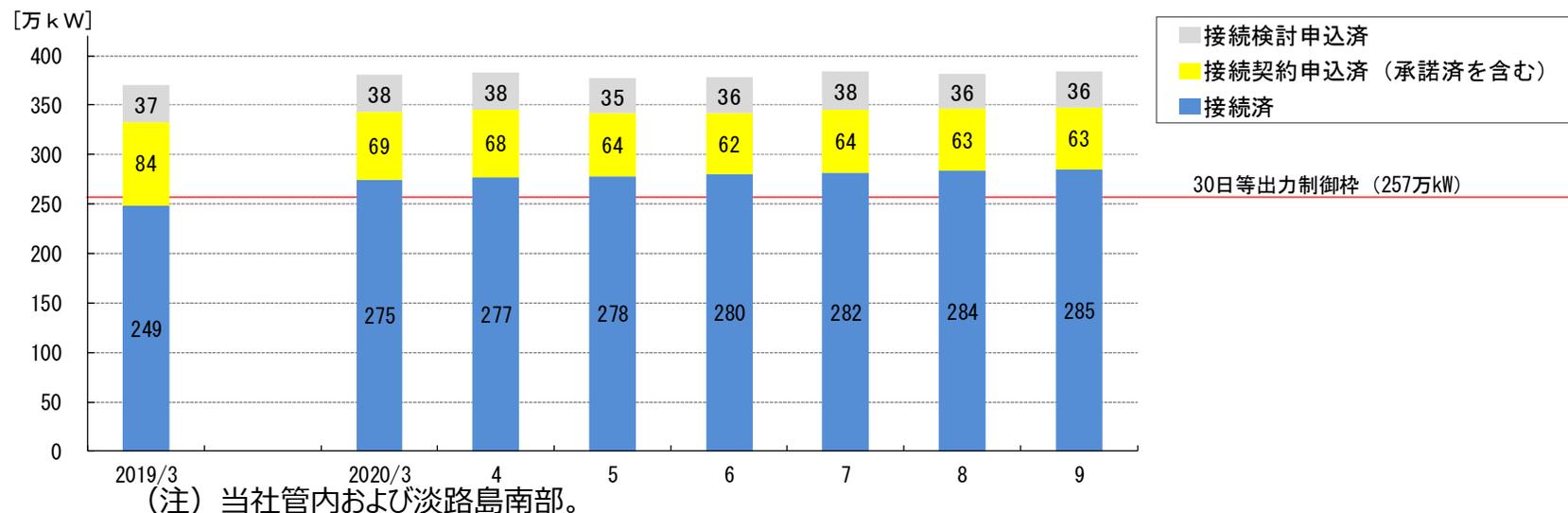
# おわりに

---

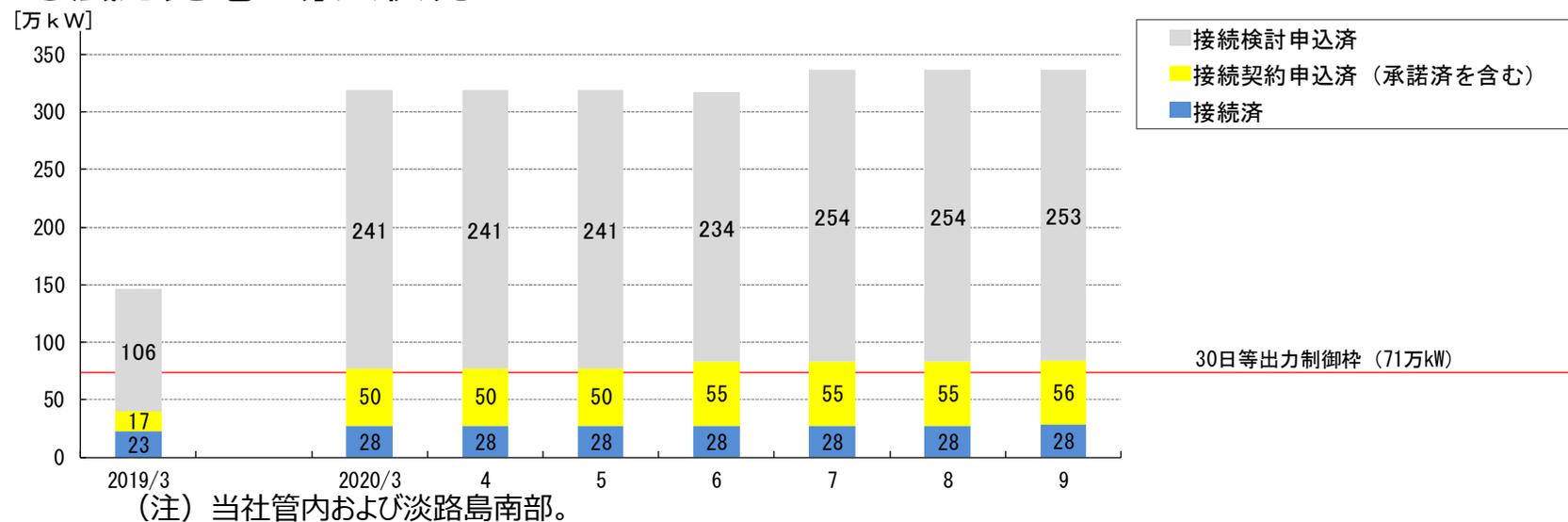
- 今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであり、実運用においては、需要や再エネ出力の予測誤差、出水状況、調整力の必要量、電源や連系線の運転状況および融通を受電する他エリアの需給状況等により変動することから、実際の実出力制御率等を保証するものではないことについて、ご理解いただきたい。

# 【参考】太陽光・風力発電設備の導入状況

## ○太陽光発電の導入状況



## ○風力発電の導入状況



## 【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】太陽光発電の出力制御見通しの算定結果（2017年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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 (%)
+50万kW	0	0	425	129	619	20.9
	50	90	31	10		1.7
	100	180	0	0		0.0
+100万kW	0	0	704	379	1,237	30.7
	50	90	82	54		4.3
	100	180	1	1		0.1
+150万kW	0	0	924	699	1,856	37.6
	50	90	157	147		7.9
	100	180	9	9		0.5

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

## 【参考】太陽光発電の出力制御見通しの算定結果（2018年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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 (%)
+50万kW	0	0	604	168	626	26.9
	50	90	52	18		2.8
	100	180	1	0		0.0
+100万kW	0	0	896	463	1,251	37.0
	50	90	118	77		6.2
	100	180	6	4		0.3
+150万kW	0	0	1,118	825	1,877	44.0
	50	90	201	183		9.7
	100	180	24	25		1.3

値は2018年度実績ベースにおける算定結果

## 【参考】太陽光発電の出力制御見通しの算定結果（2019年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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 (%)
+50万kW	0	0	592	166	631	26.3
	50	90	41	14		2.2
	100	180	0	0		0.0
+100万kW	0	0	832	449	1,261	35.6
	50	90	99	65		5.2
	100	180	3	2		0.1
+150万kW	0	0	1,034	801	1,892	42.3
	50	90	187	176		9.3
	100	180	20	20		1.0

値は2019年度実績ベースにおける算定結果

## 【参考】風力発電の出力制御見通しの算定結果（2017年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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		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 (%)
	(%)	(万kW)				
+30万kW	0	0	364	23	671	3.4
	50	90	17	0		0.0
	100	180	0	0		0.0
+60万kW	0	0	450	58	1,343	4.3
	50	90	23	2		0.1
	100	180	0	0		0.0
+90万kW	0	0	520	98	2,014	4.9
	50	90	42	6		0.3
	100	180	0	0		0.0

値は2017年度実績ベースにおける算定結果

## 【参考】風力発電の出力制御見通しの算定結果（2018年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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	402	28	712	3.9
	50	90	54	3		0.5
	100	180	0	0		0.0
+60万kW	0	0	506	73	1,424	5.1
	50	90	72	9		0.6
	100	180	0	0		0.0
+90万kW	0	0	667	143	2,137	6.7
	50	90	103	17		0.8
	100	180	3	0		0.0

値は2018年度実績ベースにおける算定結果

## 【参考】風力発電の出力制御見通しの算定結果（2019年度）

太陽光発電257万kW、風力発電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	393	24	622	3.8
	50	90	35	2		0.3
	100	180	0	0		0.0
+60万kW	0	0	466	56	1,244	4.5
	50	90	44	4		0.3
	100	180	0	0		0.0
+90万kW	0	0	581	103	1,866	5.5
	50	90	54	10		0.5
	100	180	0	0		0.0

値は2019年度実績ベースにおける算定結果

# 【参考】中国四国間連系線の運用容量拡大の方向性

## 第27回 系統ワーキンググループ 資料1

- 中国四国間連系線の運用容量については、運用容量 = 熱容量となっており※1、熱容量の見直し以外には、拡大は困難な状況である
- ここで、中国四国間連系線については、架空 + ケーブル区間からなっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い※2
- このため、運用容量（熱容量）を短時間過負荷潮流としても、4時間あれば、1回線故障時に給電指令によりエリア内の電源を抑制する時間は十分確保できると考えられる

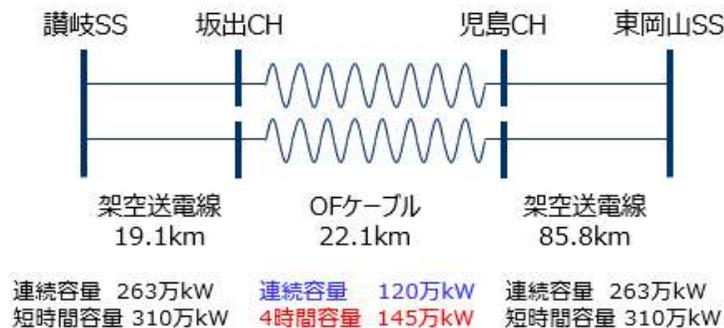
※1 中国九州間連系線（関門連系線）は熱容量もしくは周波数制約（熱容量より小さい）より定まり、拡大対象は周波数制約

※2 当社では架空送電線の短時間過負荷許容時間は15分程度



短時間過負荷許容時間が長い中国四国間連系線の特殊性を考慮し、  
2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直すこととしたい

### ○中国四国間連系線の構成



### ○運用容量拡大のイメージ

	拡大前	拡大後
平常時	1L : 60万kW 2L : 60万kW → 120万kW	1L : 72.5万kW 2L : 72.5万kW → 145万kW
1回線故障時	1L : 60万kW 2L : 120万kW → 120万kW 連続容量内であり潮流抑制等の対応不要	1L : 72.5万kW 2L : 145万→120万kW 4時間以内に調整電源等を抑制し、潮流を120万kW※3まで抑制

※3 作業停止等による1回線停止時は運用容量(熱容量)は120万kW

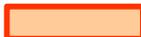
## 【参考】出力制御量低減に向けたオンライン化の状況①

- 当社は、オンライン化の拡大に向け、太陽光発電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の対応を実施した。
- 引き続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し、オンラインへの切替を促していく予定。

〔 太陽光発電の旧ルール事業者のオンライン化希望状況（未連系含む）は、特別高圧で5件、11万kW  
太陽光発電、風力発電のオンライン化済みおよびオンライン化見込み（未連系含む）の合計は、特別高圧で18件、35万kW 〕

### 接続済の太陽光発電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）		（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	1	2
高圧	500kW以上	0.5千	60	0.1千	10	0.1千	11
	500kW未満	0.9千	20	0.5千	8	0.4千	9
低圧	10kW以上	20.7千	53	3.2千	9	8.6千	27
	10kW未満	78.4千	35	7.1千	4	26.0千	14
接続量計		100.5千	190	10.9千	33	35.1千	62
うち出力制御対象計（  分）		0.6千	83	3.8千	29	9.1千	48

 は当面の出力制御対象  はオンライン化推奨の対象

※ 「オフライン制御」の「特別高圧」には、オンライン化見込みの旧ルール事業者（3件、6万kW）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②

○接続済の風力発電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）		（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		17※	27※	0	0	0	0
高圧	500kW以上	3	0	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	49	0	0	0	0	0
接続量計		69	28	0	0	0	0
うち出力制御対象計（ <span style="background-color: #f4a460;">■</span> 分）		20	28	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

※ 「オフライン制御」の「特別高圧」には、オンライン化済みの旧ルール事業者（4件、8万kW）を含む

# 【参考】最小需要日（GW含む）のエリア需給バランス

(送電端、単位：万kW)

項目		2019年5月5日 13時	2020年5月5日 12時
発電出力	原子力	88	0
	火力	108	133
	水力	16	20
	風力	3	0
	太陽光	187	204
	バイオマス	1	9
	揚水	▲59	▲60
	連系線活用 [参考：空き容量]	▲131 [▲49]	▲75 [▲105]
	再エネ出力制御	0	0
	(下げ代余力)	(84)	(109)
	合計	213	232
需 要	213	232	

※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。

※送電端のため、出力制御見通し(発電端)とは値が異なる場合がある。

※連系線の空き容量は、仮に中国四国間連系線の運用容量拡大策を織込んだ場合（最大180万kW送電可能とした場合）の参考値。

※四捨五入の関係で合計があわない場合がある。