日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性(1)

	場所		九州本土	
	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		8月29日(日) 11時～11時30分	
			【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）		2021.8.29(日)	2018.8.19(日)
	天候		晴	晴
	気温（℃）		30.2	30.4
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ	36.0万kW/℃	
	需要（万kW）	過去の需要実績①	—	1077.2
		気温補正量②　（補正量の計算根拠を右に記載）	▲ 7.2	(30.2℃-30.4℃)×36万kW/℃＝-7.2万kW
		需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②	**1070.0**	
			【出力想定】	
太陽光の出力想定	日射量予測値（MJ / ㎡）		2.30～3.19	
	出力換算係数（kWh/MJ/㎡/kW）	特高	0.270	
		高圧	0.250	
		低圧10kW以上	0.243	
		低圧10kW未満	0.178	
	出力想定値(※1)（万kW）	特高④	163.9	
		高圧⑤	271.7	
		低圧10kW以上⑥	211.5	
		低圧10kW未満⑦	97.8	
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑧　（低圧10kW未満のみ考慮）		▲ 19.0	
	合計⑨	④＋⑤＋⑥＋⑦＋⑧	**725.9**	
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高⑩	56.4	
		高圧以下⑪	4.3	
		合計（⑩＋⑪）	**60.7**	
	出力想定値（万kW）	特高⑫	1.4	
		高圧以下⑬　＝　⑫×（⑪／⑩）	0.1	
	合計⑭	⑫＋⑬	**1.5**	
			【前日計画】	【当日見直し】
需給状況（万kW） イメージ図は「別紙３」	エリア供給力	(F)　電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	91.3	
		(G)　電源Ⅲ（火力）	171.7	
		(L)　原子力	408.6	
		(J)　一般水力	71.7	
		(K)　地熱	14.9	
		(H)　バイオマス専焼電源	19.1	
		(I)　地域資源バイオマス	21.9	
		(E-1)　太陽光⑨	725.9	
		(E-1)　風力⑭	1.5	
		(E-2)　想定誤差量	124.0	
		エリア供給力 計⑮	**1,650.6**	
	エリア需要等	(A)　**エリア需要（本土）③**	**1,070.0**	
		揚水運転等　(C-1)　揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 253.2	
		揚水運転等　(C-2)　電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 4.8	
		域外送電　(B-1)　約定済みの域外送電電力⑱	▲ 241.0	
		域外送電　(B-2)　長周期広域周波数調整・三次調整力② ⑲	0.0	
		エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）	**1,569.0**	
			【前日計画】	【当日見直し】
必要性（万kW） イメージ図は「別紙３」	**エリア供給力 計⑮**		**1,650.6**	
	エリア需要等 計⑳		**1,569.0**	
	判定		**○**	
	(D),(d)	**誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝(⑮－⑳)**	**81.6**	

（※１）　地点1～67の合計
（※２）　地点1～67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（１）

(※)差異理由
(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
(f) 自家発設備など工場の生産調整に基づく計画
(g)
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 他の供給区域の受電可能量不足
(j) 系統作業による停止
(k) 燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約
(l) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少
(m) 設備不具合に伴う出力制約(8/20~9/3)

［万ｋW］

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）			8月29日(日)			
電源Ⅰ・Ⅱ火力 ＬＦＣ調整力２％確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	石炭	松浦	12.3	32.6	20.3	(l)
		苓北	0.0	0.0	0.0	
		苅田	0.0	0.0	0.0	
	ＬＮＧ	新小倉	0.0	0.0	0.0	
		新大分（コンバインド）	58.7	58.7	0.0	
	合計		71.0	91.3	20.3	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）			8月29日(日)			
揚水発電機の揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	大平	1	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	
		2	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		3	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		4	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
	合計		▲ 253.2	▲ 253.2	0.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）		8月29日(日)			
電力貯蔵装置の充電		充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	豊前蓄電池変電所	▲ 5.0	▲ 4.8	0.2	(m)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）			8月29日(日)			
電源Ⅲ火力	種別	発電所	最低出力①［出力率%］	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	電制電源	A	45.8［49%］	45.8	0.0	
		B	68.9［36%］	68.9	0.0	
	電制電源を除く	火力他	58.1［41%］	47.3［34%］	▲ 10.8	(c)
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力（　）内は、全設備運転時	(45.8)［30%］			
		自家発余剰	13.0	9.7	▲ 3.3	（ｆ）
	合計		185.8	171.7	▲ 14.1	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）		8月29日(日)			
長周期広域周波数調整（連系線活用）	中国九州間連系線（関門連系線）	前日１５時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	※1 空容量＝（運用容量）－約定済み域外送電電力－三次調整力②	0.0（241.0）	0.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）		8月29日(日)			
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※2［出力率%］	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	19.1［64%］	19.1	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）		8月29日(日)			
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力①［出力率%］	前日計画②	差異（②－①）	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—
	出力抑制不可	—［0%］	21.9	—	A(52),B(26),C(3)

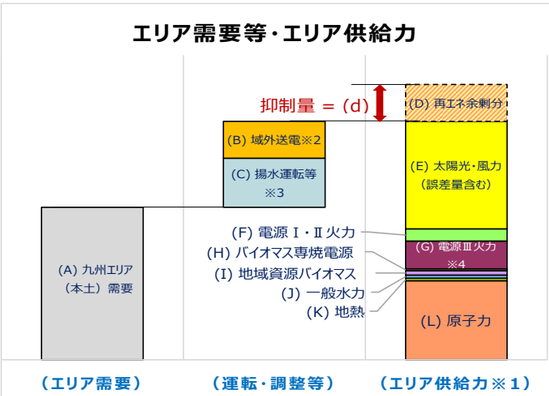
想定誤差量			8月29日(日)
	出力帯		高出力帯
	出力帯算定	(A)過去 最大出力／設備量	77.9%
		(B)当日 最大出力／設備量	70.7%
		(C)出力率 (B)／(A)	90.8%
	誤差量	太陽光誤差	39.0
		エリア需要誤差	85.0
		合計	124.0

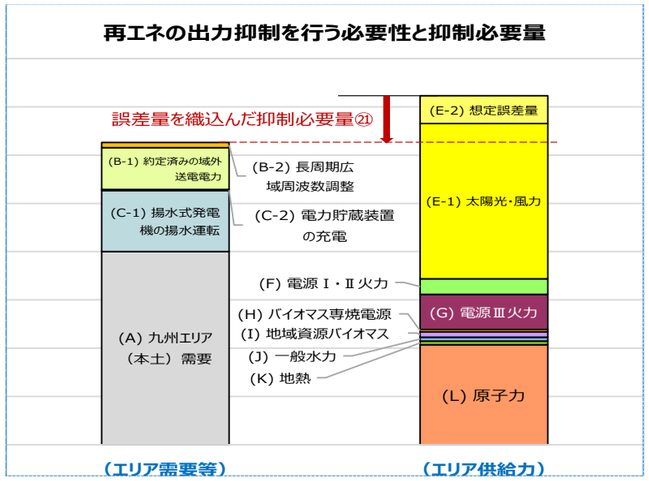
（参考）当日の需給実績(1)

			場所	九州本土
			下げ調整力最小時刻	8月29日(日) 11時～11時30分
天候・気温	天候			晴
	気温（℃）			30.7
（参考）当日の需給実績		(A)	エリア需要（本土）	1,084.8
	エリア供給力	(F)	電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	73.2
		(G)	電源Ⅲ（火力）	172.0
		(L)	原子力	410.8
		(J)	一般水力	84.8
		(K)	地熱	14.0
		(H)	バイオマス専焼電源	19.0
		(I)	地域資源バイオマス	14.2
		(E)	太陽光（抑制量含む）	686.8
			風力（抑制量含む）	0.4
	エリア供給力計			1,475.2
	揚水運転等	(C)	揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 153.2
	域外送電	(B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 237.2
	抑制	(D)	太陽光・風力抑制	0.0 （※）
	供給力計			1,084.8

（※）オンライン制御の有効活用により、前日指令を行った29日は自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制が回避された。

○需給状況（別紙１）・当日の需給実績（別紙３）のイメージ図



※１：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
※２：中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。
※３：電力貯蔵装置の充電を含む。 ※４：バイオマス混焼電源を含む。

○必要性（別紙１）のイメージ図