

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(単位: 万kW)

場所		四国エリア			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		12月10日(日) 12時30分~13時00分			
		【需要想定】	【基準】		
需要想定 (※1)	年月日(曜日)	2023.12.10(日)	2021.12.12(日)		
	天候	晴時々曇	曇一時雨		
	気温(℃)	19.5	18.0		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ	▲6万kW/℃		
	需要(万kW)	過去の需要実績① 気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載) 需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	— ▲6.0 263.2	269.2 (19℃-18℃)×(-6万kW/℃)=▲6.0万kW	
太陽光の出力想定 (※1)	日射量予測値(W/m ²)	326~562			
	出力換算係数(W/(W/m ²)/kW)	特高	0.97~1.71		
		高圧	0.82~1.59		
		低圧10kW以上	0.79~1.90		
		低圧10kW未満	1.02~1.03		
	出力想定値(万kW)	特高④(※3)	21.5		
		高圧⑤(※3)	67.5		
		低圧10kW以上(自家消費を考慮(※2,3))⑥	56.1		
		低圧10kW未満(自家消費を考慮(※2,3))⑦	21.0		
		淡路島南部地域⑧(※4)	7.9		
合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧	174.0			
風力の出力想定 (※1)	設備量(万kW)	29.9			
	出力想定値(万kW)	四国エリア⑩	1.0		
		淡路島南部地域⑪	0.0		
合計⑫	⑩+⑪	1.0			
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	41.2	当日見直しがあれば記載	
		(G) 電源Ⅲ(火力)	74.0		
		(K) 原子力	88.2		
		(J) 一般水力	9.7		
		(H) バイオマス専焼電源	6.7		
		(I) 地域資源バイオマス	3.4		
		(E-1) 太陽光⑨	174.0		
		(E-1) 風力⑬	1.0		
		(E-2) 想定誤差量	44.2		
		エリア供給力計⑭	442.4		
	エリア需要等	(A) エリア需要③	263.2		
		揚水	(C-2) 揚水式発電機の揚水運転⑮		▲60.0
		運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯		—
		域外送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰		▲85.1
		(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	▲0.4		
エリア需要等計⑲=③-(⑮+⑯+⑰+⑱)	408.7				
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑭	442.4	判定		
	エリア需要等計⑲	408.7			
	判定	○			
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳=(⑭-⑲)	33.7			

- (※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。
- (※2) 四国内のロードサーバイデータを基にした自家消費モデルから算出。
- (※3) 特高メガソーラーについては、発電所毎の合計。高圧および低圧については、各5kmメッシュの合計。
- (※4) 1kmメッシュの合計。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況②

(※)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) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画

(g) 作業停止(オーバーホール等)
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 他エリアの受電可能量不足

(j) 系統作業による停止
(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約
(l) 作業(ばい煙測定等)による抑制量減少
(m) 設備制約により並解列不可能
(n) 上下貯水池の水位制約(揚水運転)
(o) 出水による運転制約(揚水運転)

(p) 下げ代不足回避のための停止

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		12月10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	橘湾	0.0	0.0	0.0	
		西条	6.1	15.7	9.6	(m),(l)
	LNG COG	坂出1,2(コンバインド)	0.0	0.0	0.0	
		坂出4	25.5	25.5	0.0	
		坂出3	0.0	0.0	0.0	
	石油	阿南	0.0	0.0	0.0	
合計			31.6	41.2	9.6	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		12月10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(※)
	本川	1	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0	
		2	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0	
		その他	▲ 1.2	0.0	1.2	(n)
合計			▲ 61.2	▲ 60.0	1.2	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		12月10日(日)				
電力貯蔵装置の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
		0.0	0.0	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		12月10日(日)				
電源 III 火力	種別	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	電制電源	A	34.0 [34%]	34.0	0.0	
		B	34.0 [34%]	34.0	0.0	
	電制電源を除く	火力他	6.0 [40%]	6.0 [40%]	0.0	
		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	(6.0)			
自家発電余剰			0.0	0.0	0.0	
合計			74.0	74.0	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		12月10日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用) ※1 空容量 = (運用容量) —約定済みの域外送電電力 —マージン (ΔkWマージン含む)	地域間連系線	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(※)	
	中国四国間連系線	120.0 (120.0)	0.4	▲ 119.6	(i)	
	関西四国間連系設備	54.9 (140.0)	0.0	▲ 54.9	(i)	
	合計	174.9 (260.0)	0.4	▲ 174.5	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		12月10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(※)	
		6.7 [64%]	6.7	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		12月10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	—[100%]	3.4	—	A(23),B(8),C(0)	
想定誤差量		12月10日(日)				
想定誤差量	エリア	四国エリア	炭路島南部地域	合計		
	出力帯	中出力帯①	中出力帯①			
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	60.7%	60.7%		
		(B)当日 最大出力/設備量	53.1%	48.0%		
		(C)出力率 (B)/(A)	87.5%	79.2%		
	誤差量	太陽光誤差	22.5	0.5	23.0	
		エリア需要誤差	18.6	2.6	21.2	
合計		41.1	3.1	44.2		

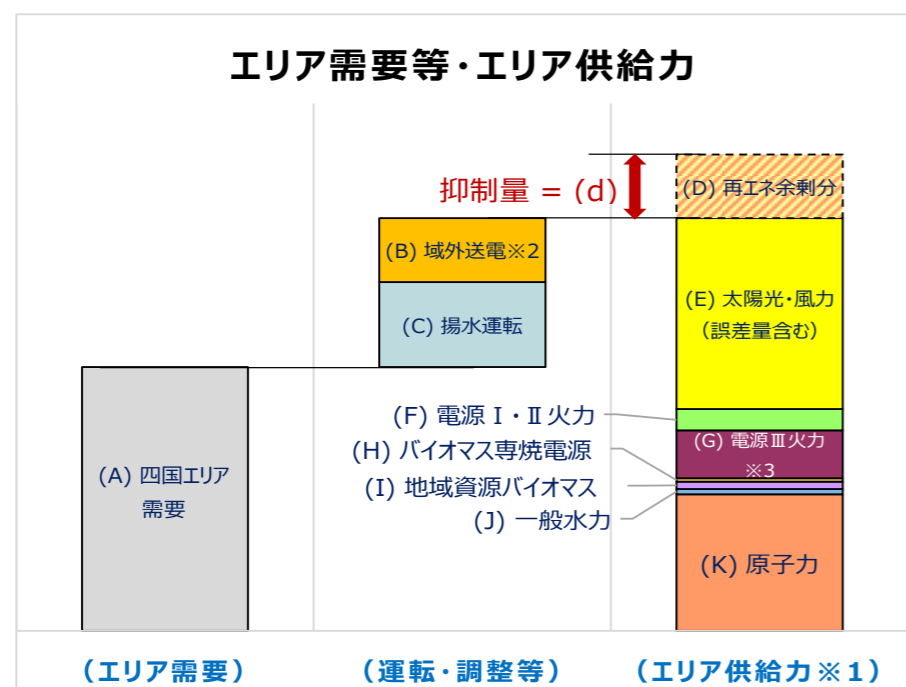
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況③

(単位：万kW)

場所		四国エリア	
下げ調整力最小時刻		12月10日(日) 12時30分～13時	
天候・気温	天候	晴	
	気温(℃)	19.5	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要(※1)	246.3	
	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	39.8
		(G) 電源Ⅲ(火力)	76.0
		(K) 原子力	87.8
		(J) 一般水力	13.9
		(H) バイオマス専焼電源	6.6
		(I) 地域資源バイオマス	2.9
		(E) 太陽光(抑制量含む)(※1)	199.4
	(E) 風力(抑制量含む)(※1)	0.0	
	エリア供給力計		426.4
	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	▲ 60.0
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	▲ 105.0	
抑制	(D) 太陽光・風力抑制(※1)	▲ 15.1	
供給力計		246.3	

(※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。

○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：中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。
- ※3：バイオマス混焼電源を含む。

○必要性(別紙1)のイメージ図

