

2019年1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について

2019年2月19日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

2019年1月10日の需給ひっ迫融通指示について

2019年1月10日の中部エリアの需給状況 ～融通指示実績

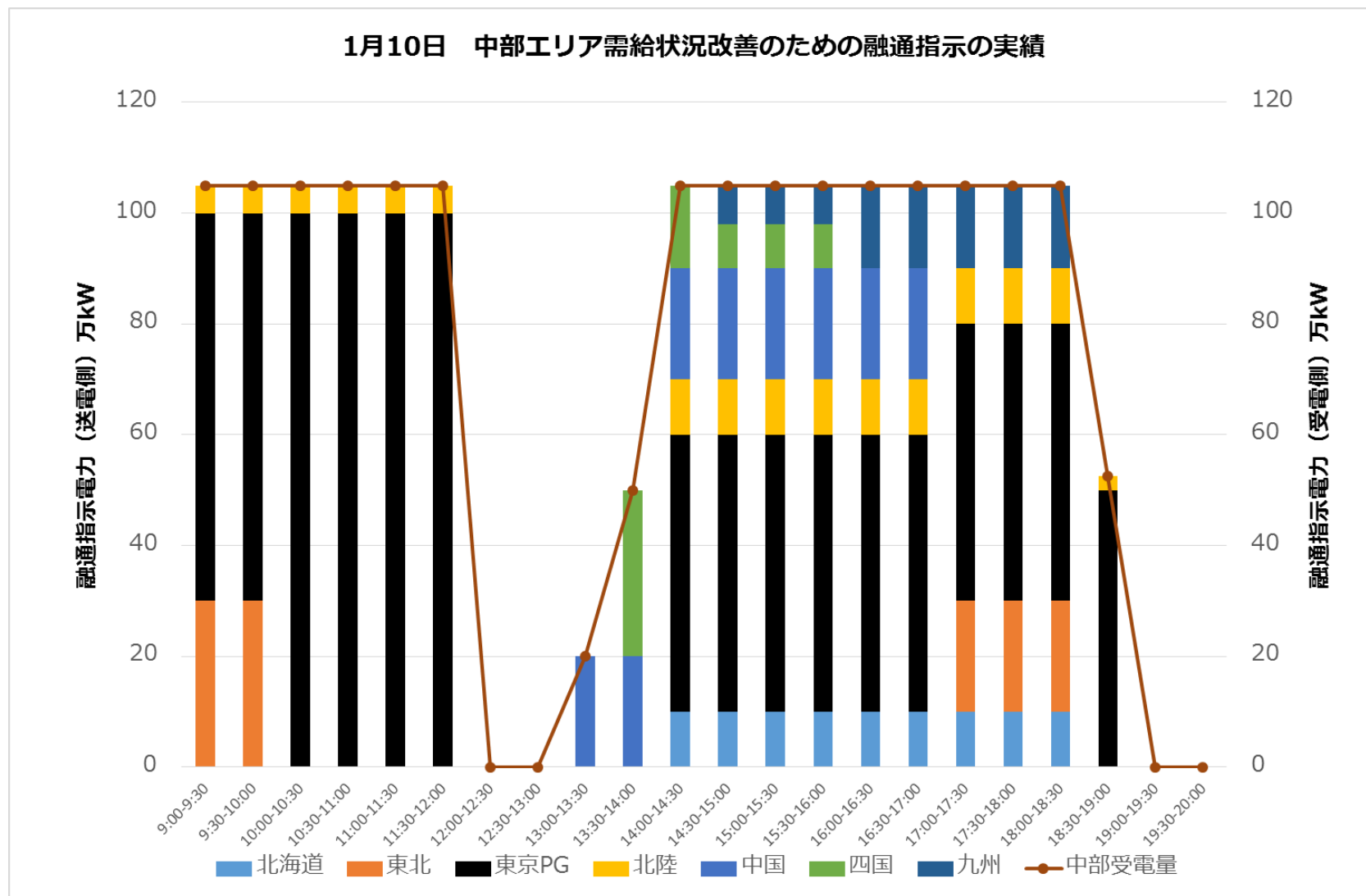
- 広域機関は、2019年1月10日に、中部電力供給区域(以下「中部エリア」)において天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったことから、需給状況改善のため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し融通指示を行った
- 中部エリアは2019年1月10日9時～20時の間にて約850万kWhの需給ひっ迫融通を、関西を除く7エリアから受電し、安定供給を維持することができた
- 当該融通指示に係る中部エリアの需給状況について分析結果を取りまとめたので、報告する

<2019年1月10日の融通指示>

指示時刻	送電エリア	受電エリア	開始時間	終了時間	融通最大電力	融通電力量
8:41	東北	中部	9:00	10:00	30万kW	30万kWh
	東京		9:00	12:00	100万kW	270万kWh
	北陸		9:00	12:00	5万kW	15万kWh
12:50	中国		13:00	13:30	20万kW	10万kWh
13:04	中国		13:30	14:00	20万kW	10万kWh
	四国		13:30	14:00	30万kW	15万kWh
13:41	北海道		14:00	20:00	10万kW	45万kWh
	東北		17:00	20:00	20万kW	30万kWh
	東京		14:00	20:00	50万kW	250万kWh
	北陸		14:00	20:00	10万kW	46.25万kWh
	中国		14:00	17:00	20万kW	60万kWh
	四国		14:00	16:00	15万kW	19.5万kWh
	九州		14:30	20:00	15万kW	48万kWh

2019年1月10日における中部エリアの需給状況改善のための融通指示 ～融通指示実績

■ 各エリアからの受電状況は以下のとおりで、中部エリアは関西を除く7エリアより最大105万kW受電した



2019年1月10日の中部エリアの需給状況 ～融通指示判断時における需給バランス想定

- 当日朝、需給バランス想定の見直しにより、予備率が▲1.3%となることが見込まれたことから、3%以上の予備率を確保できるように融通の申出があり、融通受電により3%以上の予備率を確保できる見通しとなった
- また、昼の時点での需給バランス想定の見直しにより、午後についても予備率0.5%となることが見込まれたことから、融通の申出があり、融通受電により3%以上の予備率を確保することができる見通しとなった

【融通前後の需給バランスの変化】

<9時～10時(午前ピーク)>

※天候・気温の観測地点：名古屋 [万kW, %, °C]

計画策定断面		実施日時	9時～10時 需要想定	供給力		予備力(率)	天候	気温
					(内)太陽光			
融通 申出時	受電前	8:30	2,359	2,330	70	▲30(▲1.3)	曇	0.5
	受電後		2,359	2,438	70	78 (3.3)		
		実績	2,345	2,440	105	96 (4.1)	曇	0.0

<17時～18時(午後ピーク)>

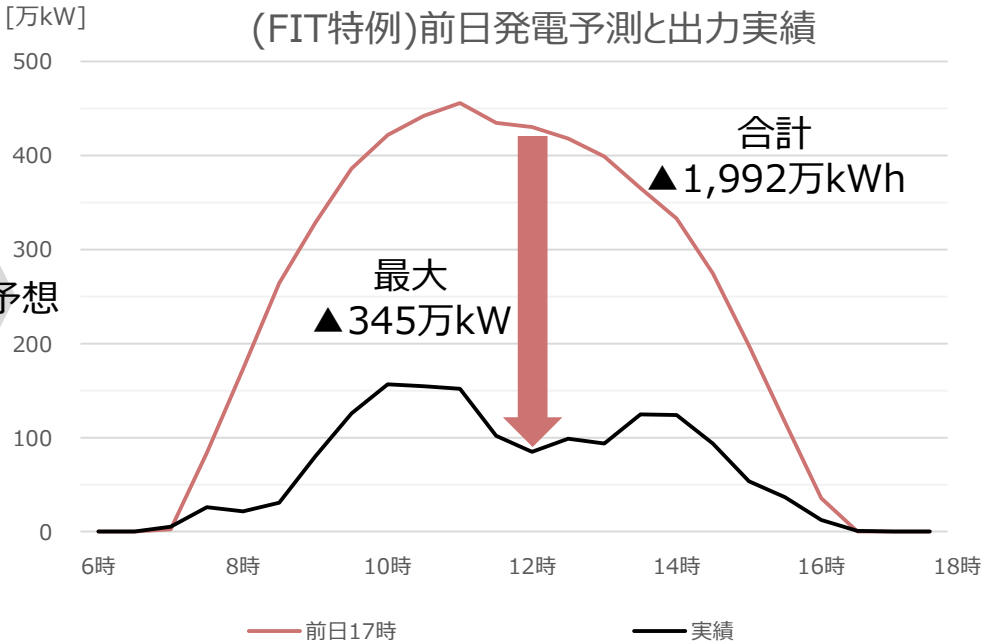
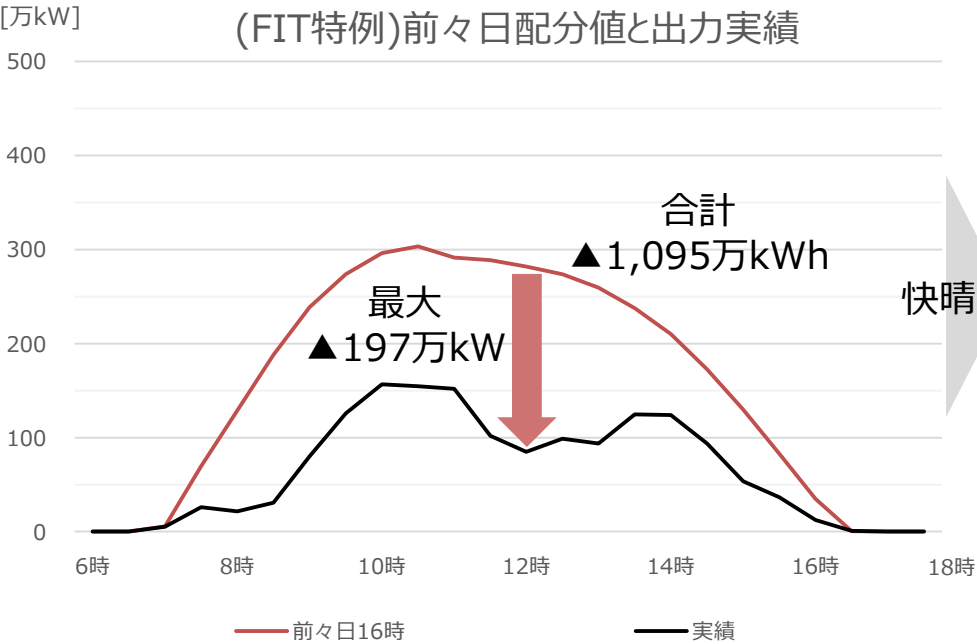
※天候・気温の観測地点：名古屋 [万kW, %, °C]

計画策定断面		実施日時	17時～18時 需要想定	供給力		予備力(率)	天候	気温
					(内)太陽光			
融通 申出時	受電前	12:30	2,299	2,311	0	12 (0.5)	曇	5.1
	受電後		2,299	2,409	0	110 (4.8)		
		実績	2,270	2,363	0	93 (4.1)	曇	3.3

(余 白)

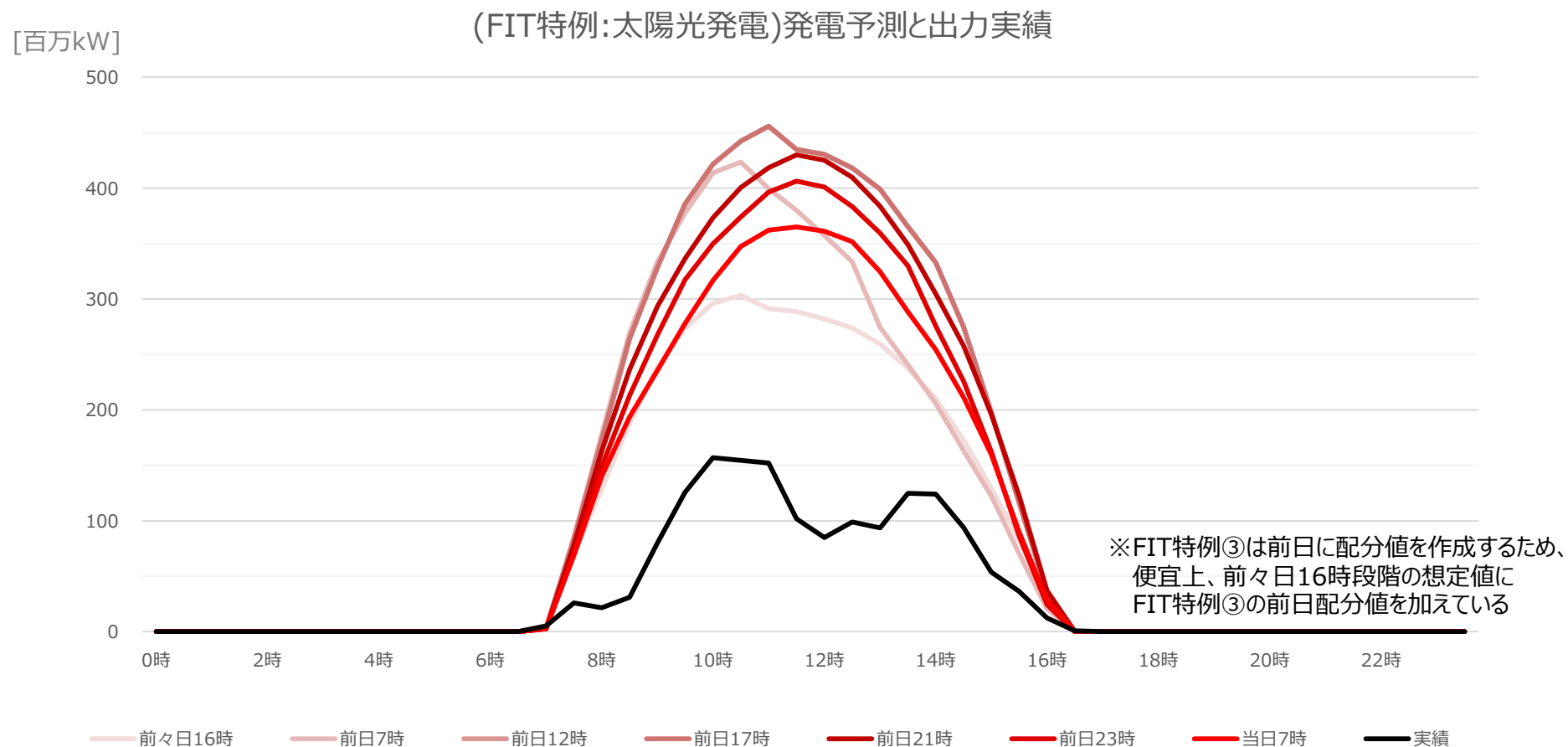
- 1月10日分の前々日16時の太陽光発電予測(FIT特例①配分量)に対して、当日の出力実績は最大で約200万kW(電力量で約1,100万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった
- また、前々日16時以降の出力予測では、気象は快晴となる予測であったため、前日17時の出力予測に対して、当日の出力実績は最大約350万kW(電力量で約2,000万kWh)の下振れ(出力低下誤差)であった

※FIT特例③は前日に配分値を作成するため、
便宜上、前々日16時段階の想定値にFIT特例③の前日配分値を加算している

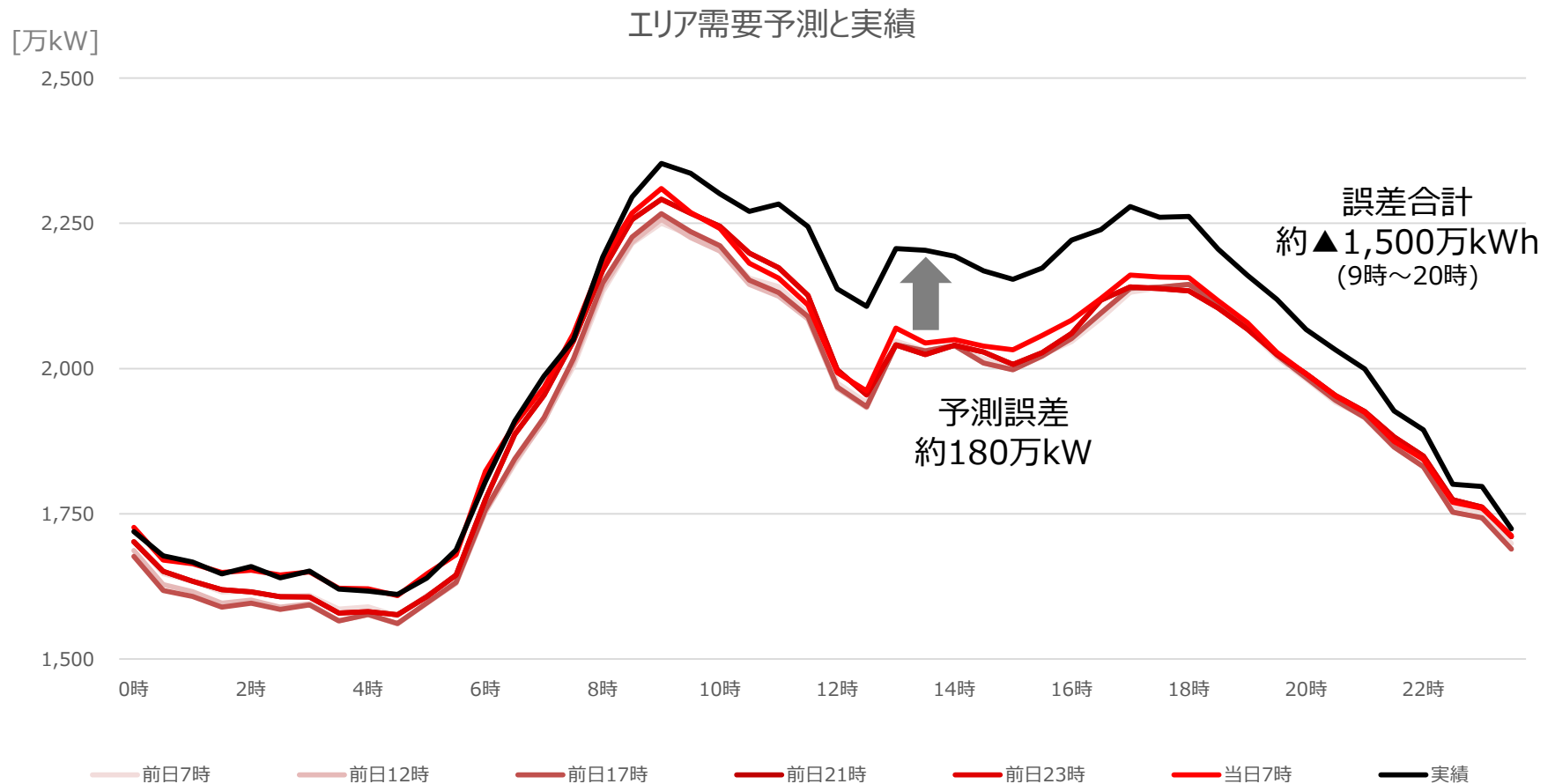


	前々日16時	前日7時	前日12時	前日17時	前日21時	前日23時	当日7時
最大誤差[万kW]	197	278	345	345	340	316	276
予測誤差[万kWh]	1,095	1,537	1,992	1,992	1,820	1,608	1,401

- 1月10日分の太陽光発電予測は前々日16時以降、当日7時まで6回の見直しをしたが、その予測値の推移は以下のとおり



- 1月10日分の一般送配電事業者による前日～当日朝の予測に対して、需要実績は平均で5～6%の上振れをしており、最大で約180万kW、電力量では約1,500万kWhの予測誤差となった
- 前日朝以降、当日朝を含めて5回の見直しをしたが、予測と比較して大きな需要が出る結果となった



2019年1月10日の他エリアの需給状況(東京エリア・関西エリア)

10

～需給バランス実績

- 関西エリアでは、太陽光出力の下振れ(130→53万kW)が発生し、予備率が午前ピークにおいて4.3%となり、午後ピークも同程度の予備率であり、需給が厳しい状況であった
- 東京エリアでは、午後ピークにおいて100万kW以上の需要の上振れがあったものの、日没後であり、太陽光出力の下振れは発生しておらず、予備率としては5.0%以上を確保していた状況であった

<9時～10時(午前ピーク)>

東京エリア

[万kW, %, °C]

計画策定断面	実施日時	9時～10時 需要想定	供給力		予備率	天候	気温
			(内)太陽光				
融通前	8:00	4,806	5,328	332	10.9	曇	3.7
融通後	9:00	4,871	5,229	303	7.3		
	実績	4,856	5,278	300	8.7	曇	3.1

関西エリア

計画策定断面	実施日時	9時～10時 需要想定	供給力		予備率	天候	気温
				(内)太陽光			
9時～10時	9:00	2,427	2,554	130	5.2	曇	5.2
	実績	2,432	2,536	53	4.3	曇	3.4

<17時～18時(午後ピーク)>

東京エリア

[万kW, %, °C]

計画策定断面	実施日時	17時～18時 需要想定	供給力		予備力(率)	天候	気温
				(内)太陽光			
融通前	9:00	4,626	5,003	0	8.2	晴	6.2
融通後	14:00	4,782	5,075	0	6.1		5.5
	実績	4,906	5,213	0	6.3	曇	3.6

関西エリア

計画策定断面	実施日時	17時～18時 需要想定	供給力		予備力(率)	天候	気温
				(内)太陽光			
17時～18時	9:00	2,284	2,403	0	5.2	晴	8.0
	実績	2,331	2,431	0	4.3	曇	7.2

- 需給改善のための広域融通指示としては、**中部エリアの予備率が3%を下回る蓋然性が高まったため、今回の指示は適切に実施された**といえる。
- 特に午後の融通指示については、関西を除く7社の電力を集中して中部エリアへ融通しなくてはならなかった。
- 中部エリアの需給悪化の主要因は、予測に対する太陽光出力の下振れと需要の上振れと考えられる。**
- 冬季の天候急変による太陽光出力減少および需要増加は、隣接エリアにおいても同様に発生するリスクがあり、**融通指示要請が複数社発生する可能性もあった**。仮に、複数社の融通指示要請が発生した場合、**融通指示を実施しても完全には需給状況を改善できない恐れ**がある。



広域融通があるものの、天候急変が広範囲に発生するリスクがあることを考えれば、**太陽光出力下振れリスクおよび需要上振れリスクに対する調整力の確保について議論が必要ではないか。**

(余 白)

調整力確保策の実施状況について

- 太陽光出力下振れリスク対応
- 需要上振れリスク対応

- FIT特例制度にかかる再エネ予測誤差については、FIT特例制度①は前々日から実需給の予測誤差、FIT特例制度③は前日から実需給の予測誤差に対して、一般送配電事業者が調整力で対応する必要があり、2021年度に創設される需給調整市場では、こうした再エネの予測誤差に対応するための調整力として、三次調整力②を調達することとしている
- 他方、需給調整市場が創設されるまでの間は、調整力の広域運用ができないため、一般送配電事業者は調整力をエリア内で確保することから、エリア内の既存の電源Ⅱを必要な時に十分活用できるための方策として、電源Ⅱの事前予約について議論いただき、需給調整市場が創設されるまでの暫定対応として、電源Ⅱの事前予約を行うことを認めることとした

6. 電源Ⅱ事前予約について ～事前予約への期待～

39

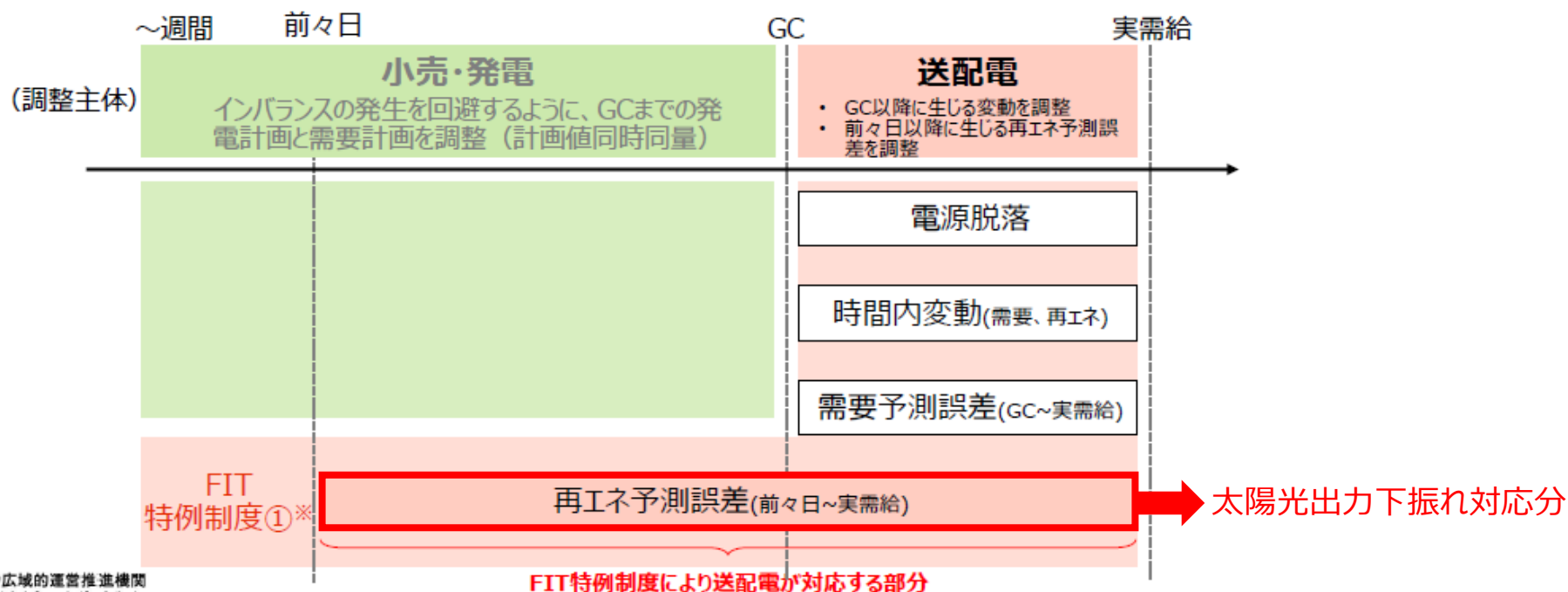
- 昨今の厳寒や酷暑等での需給調整の厳しさを踏まえると、電源Ⅰの容量(H3需要×7%)では不足する場合の調整力として、既存の電源Ⅱを必要な時に十分に活用できるように備えておくことがさらに重要となっている。そのため、調整力の不足が明らかな場合、電源Ⅱの事前予約はその方策の一つとなり得ると考えられるのではないかと。

出所) 第31回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年7月25日) 資料2-1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_31_haifu.html

FIT特例制度における再エネ予測誤差

6

- FIT特例制度がない場合、前述のとおり再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
 - 他方、FIT特例制度①※に関しては、一般送配電事業者が前々日に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値としており、実需給まで計画の見直しを行わない。
 - このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日から実需給の予測誤差」となる。
- ※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。



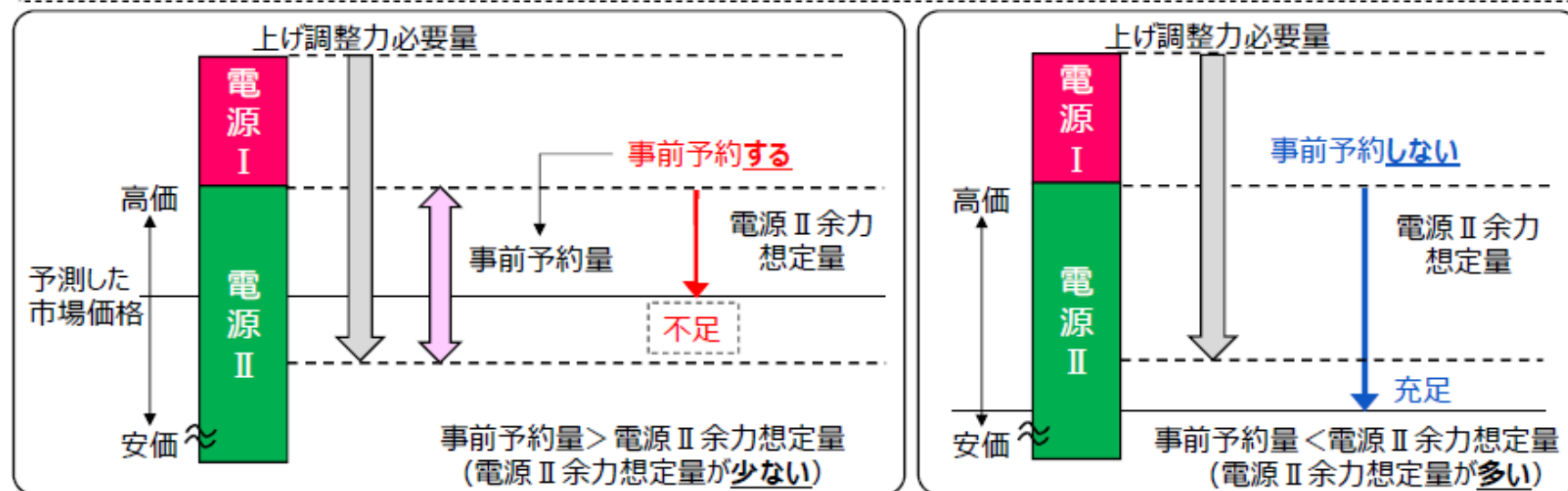
- 本委員会では、第34回(2018年11月7日)にて、電源Ⅱ 事前予約を実施しているエリア(中部、四国、九州)の一般送配電事業者から、その事前予約量の考え方について確認し、当該時点にて再エネ下振れリスクへの対応として適切と評価していたところ
- 今回、1月10日の状況について、次頁以降にて検証を実施した

事前予約量

= 上げ調整力必要量 (各コマのエリア需要予測の7%+太陽光下振れリスク※¹) - 電源Ⅰ・電源Ⅰ'※² 確保量

◆ ただし、上式により算出した事前予約量が電源Ⅱ余力想定量※³を上回る場合のみに予約

- ※¹ 中部、四国、九州の各エリアは、風力発電の導入量が多くないことから、太陽光下振れリスクのみ考慮
- ※² 電源Ⅰ'は厳気象対応に影響を及ぼさない範囲で考慮
- ※³ 一般送配電事業者が、事前予約を判断する時点で余力として残ると想定した、エリア内の電源Ⅱの量
 - ・スポット市場前の事前予約においてはスポット市場後、スポット市場以降の事前予約においてはGC後の余力を想定
 - ・実需給時点で出力調整が可能となる電源Ⅱを考慮



(1) 電源Ⅱの事前予約量の算出方法
～広域機関としての評価～

8

- 一般送配電事業者3社（中部、四国、九州）の電源Ⅱ事前予約量の算出方法は、以下の点から現時点で適切と評価できるのではないか。
 - ✓ 「事前予約により確保する量は、上げ調整力必要量から電源Ⅰ容量を控除した量を上限とする」との内容に合致していること
 - ✓ 厳気象対応に影響を及ぼさない範囲で電源Ⅰを控除することで、事前予約量の低減を図っていること
 - ✓ 主に、電源脱落、時間内変動、需要予測誤差に対応するための上げ調整力必要量を、暫定的にエリア需要予測の7%としていること
 - 日々必要な調整力の量の考え方は、現時点で明確になっておらず、需給調整市場の創設に向けて検討が進められているところ
 - この検討に合わせて、日々の調整力の必要量を見直していくことになるが、現時点で7%とすることはやむを得ないのではないか
 - ✓ 再エネの下振れリスク（予測値よりも実績値が下振れし、その分を調整力で補わなければならないリスク。中部、四国、九州の3エリアでは太陽光の下振れリスク）は、過去の実績を統計処理した結果で評価しており、過剰な量となっていないこと

出所) 第34回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年11月7日) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_34_haifu.html

【第34回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年11月7日)議事録抜粋】

『(略)中部電力と九州電力は電源Ⅱの事前予約が劇的に減っており、問題がなさそうである。四国電力に関しても、検証結果からある程度必要だったこと、また過剰に確保しているわけではないことは、かなりの程度明らかなので、今回の検証結果で、おかしいと感じることはなかった。しかし、電源Ⅱの事前予約はあくまでスポット市場後が原則であるということと、安定供給を確保するという条件の下で、事前予約での電源Ⅱ確保量をできるだけ減らす規律が決して緩まないよう、今後も同じような検証をお願いしたい。(略)』(松村委員)

『(略)「過去の実績を統計処理した結果で評価しており、過剰な量となっていないこと」とある。どのくらい下振れをするのか、という値は読みにくいと考えており、それを継続的に本委員会を含めてトレースしていくことが、将来、再生可能エネルギーが増えても安定運用する鍵だと考えている。過剰な量になっていないこと、これはこれで良いと考える。(略)』(荻本委員)

『今回、電源Ⅱの事前予約の手続きやプロセスを変更し、また事後検証もやる仕組みが導入され、電源Ⅱの事前予約の透明性が高まったことは非常に良かったと考えている。広域機関、ならびに送配電事業者の取り組みは評価されるものと考えている。(略)』(恒藤オブザーバー)

- 1月10日分の中部エリアにおける電源Ⅱ 事前予約については、太陽光出力下振れリスクに対応するための上げ調整力を電源Ⅱで追加確保することは不要と判断し、電源Ⅱ 事前予約を実施しなかった

【1月10日 9時～10時の判断(スポット市場前)】

<1月9日 6:00時点>

太陽光出力下振れリスクを算出する上では、前々日16時と前日6時の下振れ時出力のうち、出力の大きい方を採用

前々日16:00時点 エリア太陽光出力配分値：254万kW → 太陽光出力下振れ時：132万kW

前日 6:00時点 エリア太陽光出力想定値：361万kW → 太陽光出力下振れ時：264万kW【採用】

⇒ 太陽光出力下振れリスク = 254万kW(配分値) - 264万kW < 0 となるため、「0」とした

○スポット市場前事前予約要否の判断

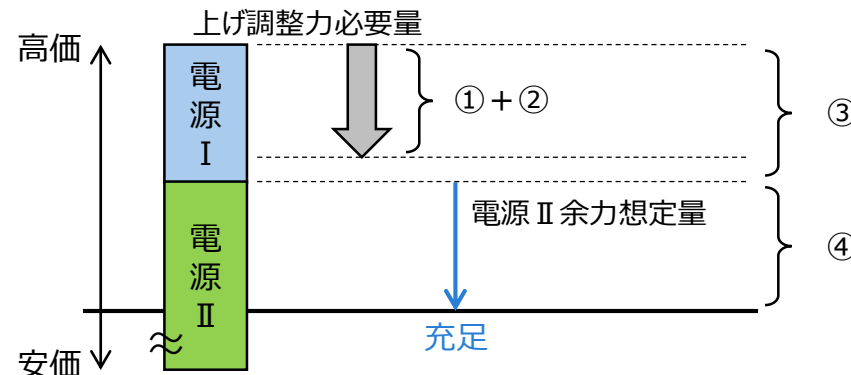
需要想定7%(GCから実需給までの必要調整力) → 157万kW ①

太陽光出力下振れリスク → 0万kW ②

電源Ⅰ確保量 → 172万kW ③

電源Ⅱ余力想定量(スポット市場売残り想定量) → X万kW ④

⇒ 事前予約量 = 上げ調整力必要量(各コマエリア需要予測の7% + 太陽光出力下振れリスク) - 電源Ⅰ確保量
= 157万kW - 172万kW < 0 であるため、事前予約は不要と判断した



- スポット市場後についても同様に、太陽光出力下振れリスクに対応するための上げ調整力を電源Ⅱで追加確保することは不要と判断し、電源Ⅱ 事前予約を実施しなかった

【1月10日 9時～10時の判断(スポット市場後)】

<1月9日 15:30時点>

スポット市場前の考え方と同様に、

前々日16:00時点 エリア太陽光出力配分値：254万kW → 太陽光出力下振れ時：132万kW

前日 15:30時点 エリア太陽光出力想定値：363万kW → 太陽光出力下振れ時：332万kW【採用】

⇒ 太陽光出力下振れリスク = 254万kW(配分値) - 332万kW < 0 となるため、「0」とした

○スポット市場後事前予約要否の判断

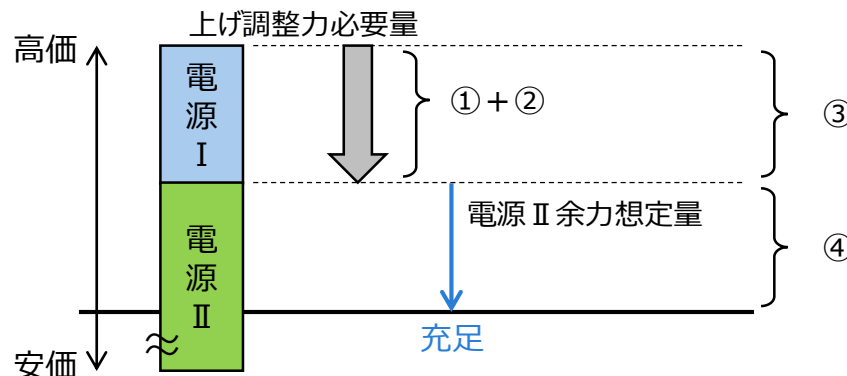
需要想定7%(GCから実需給までの必要調整力) → 157万kW ①

太陽光出力下振れリスク → 0万kW ②

電源Ⅰ確保量 → 157万kW ③

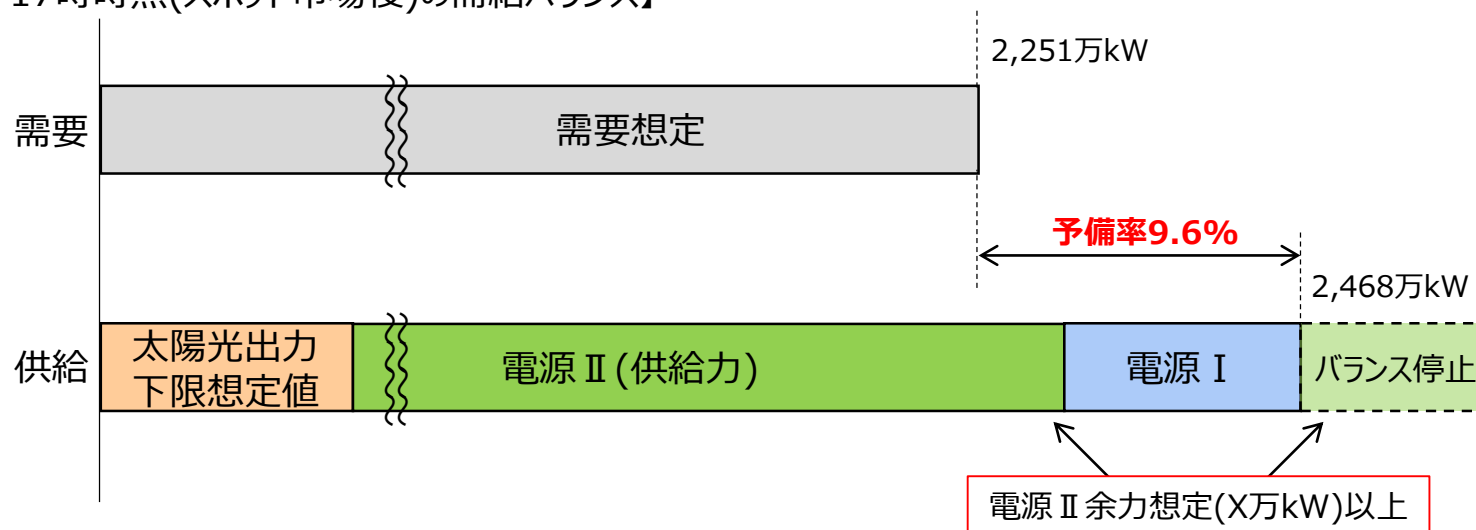
電源Ⅱ余力想定量(市場売残り想定量) → Y万kW ④

⇒ 事前予約量 = 上げ調整力必要量(各コマエリア需要予測の7% + 太陽光出力下振れリスク) - 電源Ⅰ確保量
= 157万kW - 157万kW = 0 であるため、事前予約は不要と判断した



- 今回の中部エリアの電源Ⅱは、バランス停止機(実需段階で出力調整が可能な状態となるよう起動が間に合う発電機のみ)含めて十分にエリア内に残っていたことから、電源Ⅱ 事前予約の判断に不適切な点はなかったと評価できるのではないかと
- なお、実績としては、太陽光出力の更なる下振れおよびエリア需要の上振れにより、需給ひっ迫となったことから、今回生じた予測誤差実績も反映し、太陽光出力下振れリスク・需要の上振れリスクを評価していくことが必要ではないかと

【1月9日 17時時点(スポット市場後)の需給バランス】



(余 白)

- 前日～当日の1月10日の需給バランス想定において、前日22時に太陽光出力下振れ時の予備率低下の想定をしていたものの、バランス停止機の起動並列運用の考え方(以下の判定式)から、バランス停止中の電源Ⅱを起動並列せず、その後の太陽光出力の更なる下振れおよびエリア需要の上振れが発生し、需給ひっ迫となった
 - 太陽光出力の下限想定時の供給予備率 < 3%
- 太陽光出力下振れ時の需要予測誤差を踏まえ、バランス停止機含めた電源Ⅱの運用をどのように考えるべきか

○1月10日 9～10時の需給バランス(想定)

太陽光出力の下振れに加え、**需要上振れが発生**

計画策定断面	前日(9日) 17:00	前日(9日) 22:00	当日(10日) 8:30 ※融通前
太陽光出力想定値	363 万kW	281 万kW	70 万kW
太陽光出力下限想定値	270 万kW	86 万kW	－
エリア需要	2,251 万kW	2,279 万kW	2,359 万kW
供給力	2,541 万kW	2,518 万kW	2,330 万kW
太陽光出力下限想定値の供給力	2,468 万kW	2,359 万kW	2,330 万kW
太陽光出力下限想定値の予備力	217 万kW	80 万kW	▲30 万kW
太陽光出力下限想定値の予備率	9.6%	3.5%	▲1.3%
火力機バランス停止の判断要素等	・翌日の調整力確保のための発電機の起動並列を決定 ・予備率3%以上のため、起動並列は不要と判断	・予備率3%以上のため、起動並列は不要と判断	・予備率が3%未満となったため広域機関に9時～12時の融通を申し入れ(105万kW)

○バランス停止ユニットの状況

火力ユニット	送電端出力	起動指令～並列時間	起動リミット(朝9時)	特記事項
ユニットA	【A】万kW	6～12時間	前日21時～当日深夜3時	一部ユニットでは、並列するために他のユニットの出力を抑制する必要がある
ユニットB	【B】万kW			
ユニットC	【C】万kW			

- 過去2年間の中部エリアの冬季の需給状況を確認したところ、1月10日と同様に前日気象「晴相当」から当日気象「曇相当」に変化した日は4日あり、太陽光出力の予測外れ(下振れ)と需要の上振れが同時に発生する(予測誤差リスクが高い)傾向が見られた
- 今回は、過去の類似日に比べて太陽光出力の予測外れ(下振れ)が大きかったことから、これまで以上に気象が急変し、より大きな需要の上振れにもつながったと考えられるのではないかと
- 冬季においては、太陽光出力の下振れが大きく生じるリスクがあるときには需要の上振れも大きく生じるリスクがあり、一方のリスクに備えただけでは調整力が不足する可能性があるとも考えられるが、どの程度のリスクに備えて調整力を確保しておくべきか

2017・2018年度冬季の平日のうち、前日気象「晴相当」から当日気象「曇」となった日

※天候・気温の観測地点：名古屋 [万kW, °C]

		2019/1/10 (木)	2018/12/26 (水)	2018/2/21 (水)	2018/2/15 (木)
① 前日 想定	天候	晴	曇時々晴	曇後時々晴	曇時々晴
	9時気温 (最高/最低)	2.1 (9.1/-1.0)	4.4 (9.8/2.4)	4.3 (9.9/1.8)	5.9 (12.3/3.1)
	需要	2,251	2,071	2,118	2,118
	太陽光	363	153	217	236
② 実績	天候	曇	曇	曇	曇
	9時気温 (最高/最低)	0 (4.2/-2.1)	5.8 (13.0/3.0)	5.6 (9.8/2.8)	5.4 (13.0/3.4)
	需要(①との差)	2,345(+94)	2,110(+39)	2,136(+18)	2,143(+25)
	太陽光(①との差)	105(▲258)	118(▲35)	118(▲99)	138(▲98)

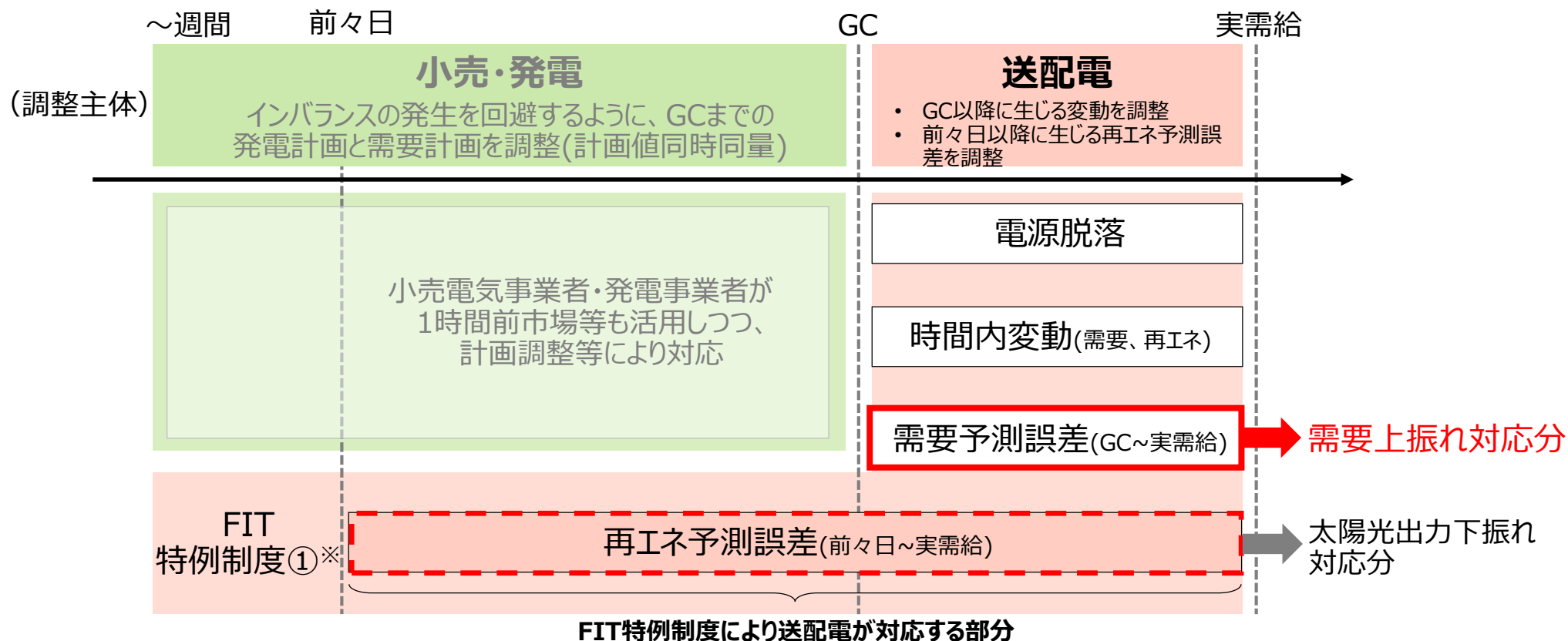
【第34回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年11月7日)議事録抜粋】

『夏季には天候が晴れから曇りになった場合に、太陽光発電の出力が下振れするとともに需要も減少する傾向があるが、冬季は、その逆で、曇ると需要が伸びて太陽光発電の出力も下振れする傾向にあるので、仮に昨年のような厳冬となったときに、スポット市場後の電源Ⅱ余力想定量が小さくなれば、電源Ⅱの事前予約をすることも考えている。ただ、今夏の実績もひとつの大きな知見と考えている。例えば、中部電力エリアでは、7月、35℃以上の猛暑日には意外と太陽光発電の下振れ実績が少なかったので、8月はそれを踏まえて対応していた。今後はこういった知見を積んだうえで、太陽光発電の出力予測もしっかりとしつつ、極力電源Ⅱの事前予約量を抑えていくために、その算定の精緻化も図っていきたい。』(花井委員)

【第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年10月12日)議事録抜粋】

『九州電力殿が猛暑でないときに電源Ⅰ'を発動したことや、過去に需給が逼迫し、全国融通や広域機関からの指示を行った実績が端境期にもあることを考えると、需給運用上で重要なことは、バランス停止の量をどう考えるかということ。つまり、バランス停止量を減らして電源Ⅱと電源Ⅰ両方合わせて沢山並列させておけば予備力は確保できるが、その分コストはかかる。逆に、極力電源Ⅱは止めていると、いざというときにこちらから起動のお願いをしなければ、予備率が低下することになる。今後、太陽光発電や他の電源の想定と実績の乖離や、需要の想定誤差に対して、どれだけ設備量を持つかではなく、運用していく際に、バランス停止量を前日夜の段階でどう考えるかが問題である。先ほど6時間前という話もあったが、止まっている旧型の汽力発電所は6時間前に起動をかけても間に合わないのがほとんどである。少なくとも前日夕方頃に起動しなければ翌日に活用できないことが実態である。将来的にはコンバインドサイクル火力発電が待機的に電源Ⅱで余るような状況になれば早期に起動できるかもしれないが、現状では汽力発電所のバランス停止が多いため難しい。変動要素が増えていることは間違いないため、安定供給のために、前日夕方段階で翌日の需給変動分をどのように見積もることができるかが、運用面としての大きな課題であると認識している。』(塩川委員)

- 計画値同時同量制度の下では、GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整(計画変更)し、需給一致を図るが、GC以降に生じる誤差、変動については一般送配電事業者が確保している調整力に対応する必要がある
- 小売電気事業者と発電事業者が最大限調整したとしても、GC以降の需要予測誤差が生じることは不可避と考えられることから、そうした誤差にも対応できるだけの調整力を確保しておくことが必要である



- 中部エリアでは、電源Ⅱ事前予約量を算出する時の上げ調整力必要量は「各コマのエリア需要予測の7%+太陽光出力下振れリスク」とし、主に電源脱落、時間内変動、需要予測誤差等に対応する上げ調整力必要量は暫定的※にエリア需要予測の7%を用いることとしている

※ 日々必要な調整力の量の考え方は、需給調整市場の創設に向けて検討が進められているところ

- 一般送配電事業者の翌日計画提出以降、再エネ予測値の見直しや需要予測値の見直しにより、太陽光出力下振れリスクおよび需要上振れリスクが大きくなると想定される場合、必要な上げ調整力を確保できるように電源Ⅱバランス停止機の追加起動を行う等の対策をするべきではないか

○電源Ⅱ事前予約量 =

上げ調整力必要量(各コマエリア需要予測の7%※ + 太陽光出力下振れリスク) - 電源Ⅰ確保量

※エリア需要予測の7%(調整力) = GC以降の需要予測誤差 + 時間内変動 + 電源脱落(直後)リスク分

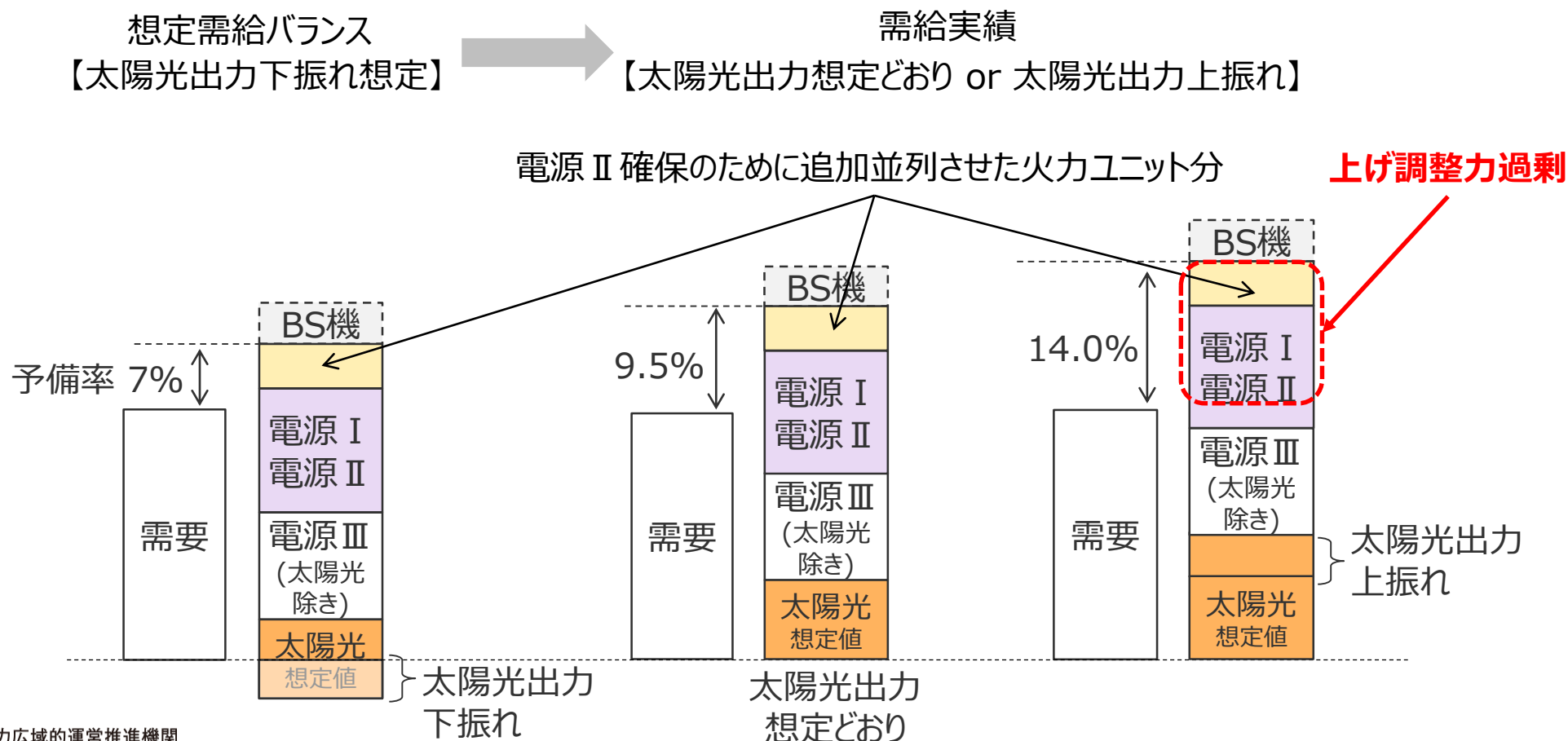
○中部エリアの電源Ⅱバランス停止機の起動並列判定

起動並列条件：太陽光出力の下限定時の供給予備率 < 3%

➡ 太陽光出力下振れリスクへの対応のみでなく、需要上振れリスクにも対応するために電源Ⅱバランス停止機の追加起動(調整力の確保)が必要ではないか

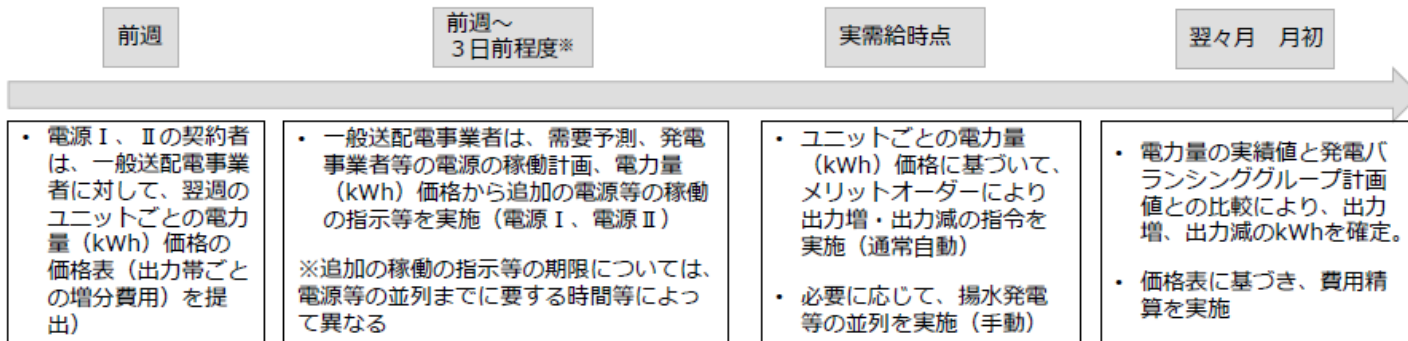
(余 白)

- 太陽光出力下振れリスクの対応として上げ調整力を確保するように電源Ⅱを追加起動した場合、当日において想定どおりの太陽光出力となる(あるいは想定以上の太陽光出力の上振れが発生する)と、逆に上げ調整力が過剰となってしまう
- 上げ調整力確保のための電源Ⅱ起動量の増加には費用が発生することも踏まえ、太陽光出力が高出力となる場合には上げ調整力が過剰とならないように、季節毎の上げ調整力確保量を検討する等、柔軟な運用が必要か

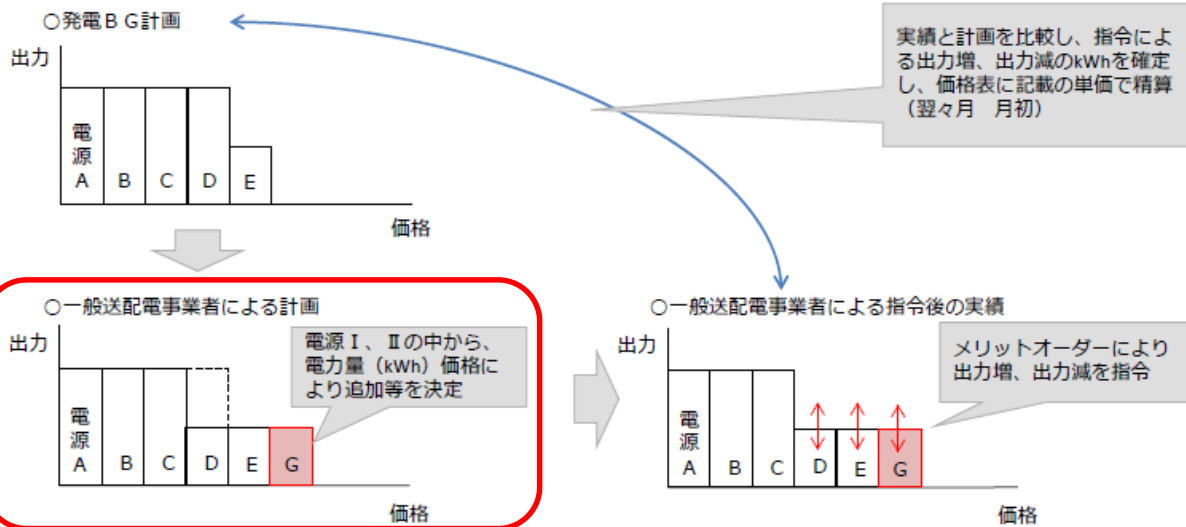


- 電源Ⅱ火力の場合、上げ調整力確保のためにあらかじめ運転状態にしておくことが必要
- そのため、「持ち替え電力量費＋起動費」の上げ調整力確保費用がかかる

(参考) 電源Ⅰ及びⅡの運用について



【イメージ】



あらかじめ火力Gを
運転状態にしておく
ことが必要

- 電源 I' については、DRなどの発電機以外のものが7割程度占めており、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から3時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動することができる
- そのため、必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価しているものの、そのような状況以外にも、天候急変などにより大きな変動が生じた場合に需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用されているところ

【供給力確保の考え方】

電源 I' を含め全ての電源等
を活用することが必要な状況

予備率3%以上確保

厳気象
H1
需要

電源 I'

【運用における扱い方】

発動

予備率3%以上確保

需要予測
誤差

需要

太陽光

(高需要)

計画停止
バランス停止

バランス停止機の
起動が間に合わない

発動

予備率3%以上確保

電源 I'

発動

発動

太陽光
出力
下振れ

太陽光

(再エネ予測誤差)

(需要予測誤差)

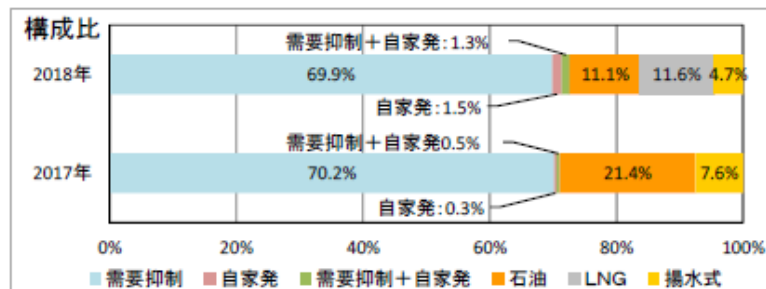
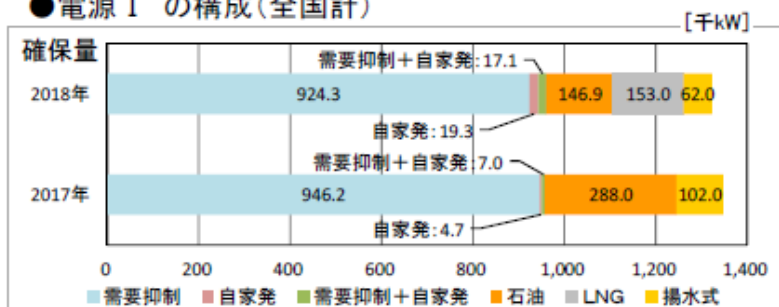
2-2. 電源 I' の確保状況

電源 I' の種別と指令受信から調整完了までの時間

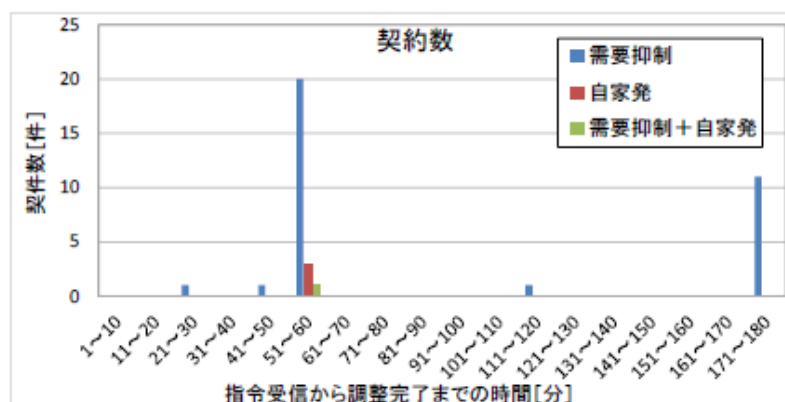
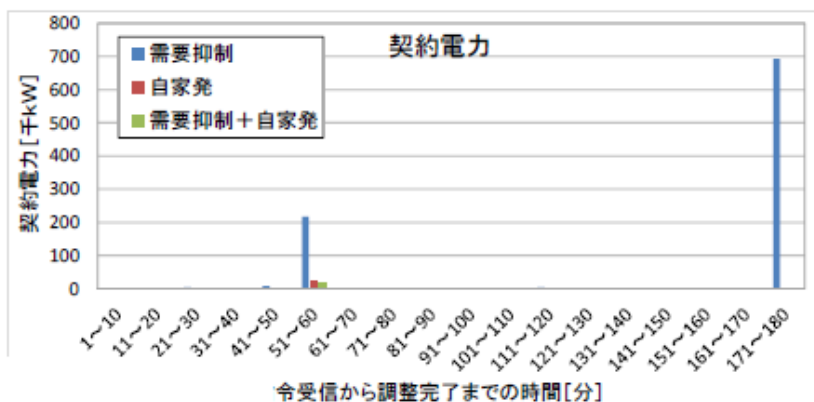
24

- 2018年度の調整力の確保に関する計画における電源 I' の種別ごとの確保量ならびに構成比は以下のとおり。DRなどの発電機以外のものが7割程度を占めている。
 - DRなどの指令受信から調整完了までの時間の分布は以下のとおり。60分以内に調整完了できるものが契約電力では2割(件数では6割)程度となっている。
- ※DRの一般的なスペックを示すものではなく、電源 I' として契約したスペックであることに留意。

●電源 I' の構成(全国計)



●電源 I' (発電機以外) の指令受信から調整完了までの時間(2018年度、全国計)



電源 I ' の活用実績について

2

2017年4月～9月までの電源 I ' の活用実績について確認したところ、9月7日(木)九州エリアにおいて、発動の実績があったので概要についてご報告する。

【発動状況(概要)】

- 発動期間 2017年9月7日(木) 10:30～17:00※
- エリア 九州エリア
- 発動量 14.8万kW(うち、DR 7万kW)
- 発動の理由 太陽光出力の朝4時時点の想定からの下振れ(約60万kW)

※ 電源側11:30～17:00(7.8万kW)、DR 10:30～14:30(6万kW),13:00～17:00(1万kW)

【需給状況(想定)】

9月7日(木) 13時～14時

想 定	時間	需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
前々日 16時	14時	1,200	1,451	20.9%
前 日 10時	14時	1,170	1,408	20.3%
前 日 16時	14時	1,150	1,301	13.1%
当 日 4時	14時	1,210	1,359	12.3%
当 日 9時頃	14時	1,240	1,262	1.7%

【平成 29 年度 電源 I' 厳気象対応調整力入札募集要綱(中部電力株式会社)抜粋】

発電設備等の運用

ア 発電等の実施

- ・当社の指令に従い、当社の指定する 30 分ごとの時間帯に、厳気象対応調整力契約電力の発電等が可能であることが必要です。なお、当社は、指定する時間帯の始期の 3 時間（180 分）前までで、契約者が応札時に指定する時間までにするものとしたします。
- ・契約電源等の制約等により、提供期間における発電等の回数に上限を設けることを希望される場合には、契約電源等ごとに 6 回以上で上限回数を設定することができます。

イ 発電等の継続時間

- ・当社の指令に応じた発電等の継続が、2 時間にわたり可能であることが必要です。

- 中部エリアにおいては、電源Ⅰ'を確保しているものの、猛暑に備え、夏季に限定した契約となっており、冬季に発生した本事象においては活用されなかった
- 今回の朝の需給ひっ迫は、日の出以降、太陽光発電の出力実績を反映した予測をもとに需給バランスを想定した時点で需給ひっ迫が想定されたものであり、仮に、電源Ⅰ'が冬季に確保されていたとしても、3時間の発動時間および、その確保量を考慮すると、融通は避けることができなかった
- また、午後についても、その量や継続時間を踏まえると、電源Ⅰ'を確保していても融通を避けることはできなかったものの、3時間で発動できることから、融通量の低減を図ることができたと考えられる
- 電源Ⅰ'は厳気象に対応できる量をその必要量としており、発動回数や継続時間の制約が設けられていることから、想定したような厳気象の条件下で発動できないことがないように留意が必要であり、常にメルिटオーダーで活用できるものではないが、発動する条件を限定するものではなく、運用の効率性から、需給が厳しい状況下においては最大限活用していくことが必要ではないか
- 太陽光や需要の変動には電源Ⅰ・Ⅱで対応することが基本であるが、本事象のような過大な気象の予測外れは年間を通して発生し得るものであり、数時間先に太陽光や需要の過大な変動が生じると予測される時に、電源Ⅱ運用の補完的な対応として、電源Ⅰ'のDRなどを、猛暑・厳寒に限らず年間を通じて可能な限り活用することが有効ではないか

■ 電源 I' の調整力公募を実施しているエリアにおいて、契約期間(夏季のみ契約～年間契約)はエリア毎に異なる

(参考) 平成31年度向け調整力の募集量

- 平成31年度向け調整力の各一般送配電事業者の募集量は以下のとおり。

募集容量 (万kW)

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源 I-a	36.0	35.0	▲1.0	93.9	91.8	▲2.1	320.0	300.0	▲20.0	156.3	148.3	▲8.0	33.0	33.0	—
電源 I-b	募集無し			—	4.2	4.2	53.0	74.0	21.0	14.7	24.7	10.0	2.0	2.5	0.5
電源 I'	募集無し			8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲4.0	31.2	27.7	▲3.5	募集無し		
電源 I' 契約期間	北海道エリアの当年度数値は募集予定量			7/16 ～9/20	7/16 ～9/20 12/16 ～2/20		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31		7/1 ～9/30	7/1 ～9/30				

	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源 I-a	152.0	139.0	▲13.0	73.5	72.5	▲1.0	31.7	33.8	2.1	102.4	102.4	—	5.7	5.7	—
電源 I-b	26.0	42.0	16.0	募集無し			3.6	1.5	▲2.1	募集無し			24.4	24.4	—
電源 I'	27.0	21.0	▲6.0	募集無し			募集無し			31.8	32.3	0.5	募集無し		
電源 I' 契約期間	7/1 ～3/31	4/1 ～3/31								7/1 ～3/31	4/1 ～3/31				

※調整力の募集量は広域機関が示す考えに基づき、平成30年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、今夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、募集量には反映されていない。広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂を踏まえ、次年度の想定需要が著しく増加する場合には、募集量が変更となる可能性がある。

まとめ

～太陽光出力下振れリスク・需要上振れリスクを踏まえた調整力の確保

- 今回の中部エリアの需給ひっ迫は、需要が過去最大を更新するといった厳気象が要因ではなかったことから、アデカシー(供給力確保)の観点での課題ではないと言える
- また、起動並列が間に合うバランス停止機含めて電源Ⅱ余力がエリア内に十分にあったことから、電源Ⅱ事前予約スキームの活用には不適切な点は見られなかった
- 今回は、電源Ⅱバランス停止機の起動が間に合わず需給ひっ迫となったことから、エリア内調整力の運用における課題が顕在化したと考えられる
- 太陽光発電の導入が進むにつれ、その影響が顕在化しつつある中、下記のように、太陽光出力の予測誤差と需要の予測誤差の相関に季節によって差異があることを考慮して、調整力を確保すべきではないか
※需給調整市場に向けては季節性等(月・時間帯)を考慮した三次調整力②必要量の基本的な考え方が整理されたところ
 - 晴れから曇りに天候が急変した場合
 - ✓ 夏季は、気温の低下により、需要が減少し、日射減少により太陽光出力も減少する(需要と供給力ともに予測を下回る)
 - ✓ 冬季は、気温の低下および照明等により、需要が増加し、日射減少により太陽光出力は減少する(需要は予測を上回り、供給力は予測を下回る)
 - 曇りから晴れに天候が急変した場合
 - ✓ 夏季は、気温の上昇により、需要が増加し、日射増加により太陽光出力も増加する(需要と供給力ともに予測を上回る)
 - ✓ 冬季は、気温の上昇により、需要が減少し、日射増加により太陽光出力は増加する(需要は予測を下回り、供給力は予測を上回る)
 - 上記を踏まえると、夏季では、曇天による太陽光出力の予測外れ(下振れ)は需要の下振れを同時に発生しやすく、逆に冬季では、太陽光出力の予測外れ(下振れ)と需要の上振れが同時に発生しやすい(想定誤差リスクが高い)傾向がある
- 一方で、太陽光出力の下振れリスクおよび需要の上振れリスクに備えて電源Ⅱバランス停止機の起動量を増加すると、逆に太陽光出力の上振れ・需要の下振れが発生した場合は、上げ調整力が過剰となる(状況によっては、下げ調整力への影響がある)可能性もあるという需給の特性を考慮すると、どの程度のリスクに備えて調整力を確保しておくべきか、実績データから継続的に検討していくこととなるか

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分があり、このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次調整力②が需給調整市場の商品として設けられた

- その必要量の基本的な算定式は以下のとおり整理された

$$\begin{aligned} \text{三次②必要量} = & \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値} \\ & - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値} \end{aligned}$$

※FIT特例制度①を例に説明、FIT特例制度③の場合は前日からの予測誤差に対応

まとめ

11

- 三次②必要量の基本的な算定式を以下のとおりとはどうか。

$$\begin{aligned} \text{三次②必要量} = & \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値} \\ & - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値} \end{aligned}$$

- この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・時間帯別に事前に行うこととはどうか。
- 前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する上記の算定量とはどうか。
- 以上のことは基本的な考え方であり、必要量低減のための創意工夫があればそれを妨げるものではない。
- なお、2021年度の三次②広域調達開始までにデータを蓄積していくが、約2年分のデータとなることから必要量の算定において統計処理上の問題が生じた場合などは、改めて当面の扱いについて検討する。

※FIT特例制度①を例に説明

(参考) 需給調整市場における商品の要件

出所) 第8回 需給調整市場検討小委員会(2019年1月24日) 資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_08_haifu.html

40

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大宗を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

- 電源Ⅱ火力の場合、上げ調整力確保のためにあらかじめ運転状態にしておくことが必要であり、発電機並列指令から並列までの時間は概ね6時間以上かかるのに対し、電源Ⅰ'の場合は3時間以内の発動を要件としている
- 電源Ⅰ'は発動回数に制約があるものも含まれることから、活用にあたっては、猛暑・厳寒といった条件下で発動できないことがないよう留意が必要であるが、電源Ⅱ運用の補完的な対応として、3時間程度前に発動を判断できる需給状況に対しては、電源Ⅰ'のDRなどを活用することも考えられるのではないかな
- これまで猛暑・厳寒時に活用することを主目的として、調整力の調達期間を限定して、夏季のみ、あるいは夏季・冬季のみ活用する契約※としていた電源Ⅰ'について、調達の際に年間を通じて可能な限り発動に応じることを求めているどうか

※猛暑・厳寒が発生する可能性が低い月についても可能な範囲で活用できる契約としているエリアもある

【⑤－12】発電機の起動準備時間による調達タイミングの制約

35

○火力発電機の起動準備時間(中給[TSO側]の並列指令から給電運用[調整力]として出力調整できるまでの時間)は、以下のとおり。(A電力の例)

	発電機並列指令から 並列までの時間	発電機並列から給電運用ま での時間※	合計時間
ガスタービン機	6～12時間	1～6時間程度	7～18時間程度
それ以外の発電機	12時間	2～8時間程度	14～20時間程度

※:同じ発電機でも発電機の停止時間によって、時間に差が生じる(長時間停止の方が時間が長くなる)

○同一発電所で2機以上の並列が必要となった場合、2機目の発電機の起動時間は、上記より12時間程度時間を要することになる。

○また、1週間以上停止させる場合、発電機の補機類を停止するため、その後の発電機の起動には、機能点検等が必要となることから、上記よりさらに半日から2日程度並列までの時間が必要となる。

→確実に調整力を確保するには、週間段階から準備する必要があるのではないか