

資料5-2

(第1回資料7)

# 需給ギャップの論点について

(融通と予備率の関係について)

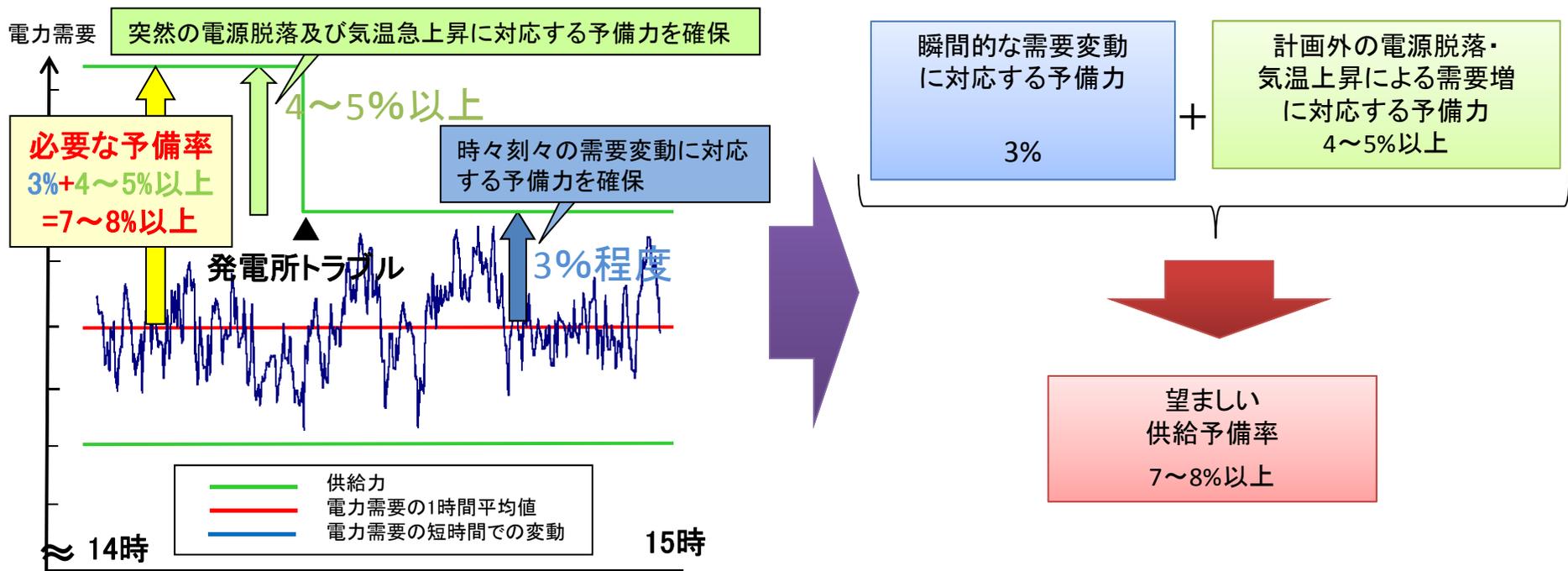
(討議事項 IV)

## ～目次～

- ・供給予備率の考え方 ……p. 2
- ・電力融通の実施予定 ……p. 4
- ・融通の仕組み ……p. 5
  - 前回委員ご指摘のポイント(融通と予備率見直しのタイミングによるリスクマネジメント) ……p. 6
- ・融通と予備率との関係 ……p. 7
  - 前回委員ご指摘のポイント(供給力と需要想定各項目についての需給への影響) ……p. 8

# 供給予備率の考え方

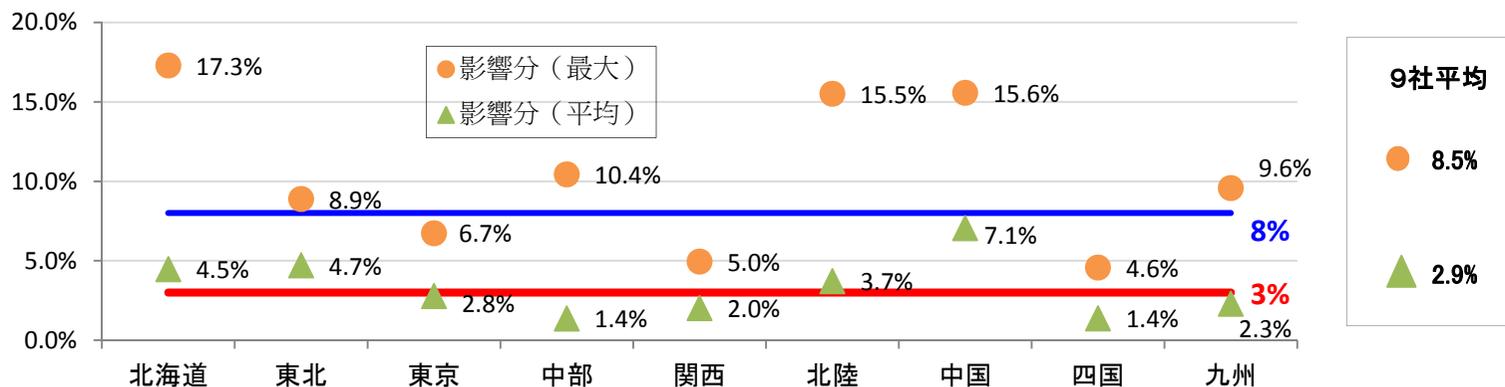
- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも**3%**の供給予備率を確保することが必要。
- ①**計画外の電源脱落**、②**予期しない気温上昇による需要増**に対応するためには、更に**4~5%**以上の供給予備率が**必要**と考えられる。
- よって安定的な電力供給には**7~8%以上の予備率確保**が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度	6万KW/°C	35万KW/°C	148万KW/°C	83万KW/°C	70万KW/°C	16万KW/°C	32万KW/°C	22万KW/°C	43万KW/°C
平年気温	29.5°C	31.9°C	34.9°C	36.0°C	35.4°C	34.7°C	35.2°C	34.4°C	34.2°C
2010年猛暑の最高気温	32.1°C	34.8°C	35.7°C	36.0°C	36.3°C	35.6°C	35.9°C	35.0°C	34.6°C

# (参考)火力等の計画外停止状況

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	88 (7/17~23)	132 (8/17)	404 (7/29)	283 (7/20)	155 (8/30)	89 (7/8)	187 (8/13)	27 (8/18~26)	168 (8/27)	623	909	1,532
[主な計画外停止発電所] ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫東厚真4号機(70)	秋田火力2号機(35)	鹿島火力1・4・5号機(100)	尾鷲三田火力3号機(50)	堺港火力2号機(40)	敦賀火力2号機(70)	三隅火力1号機(100)	坂出火力1号機(30)	新小倉火力4号機(60)	-	-	-
	奈井江火力1号機	新潟・福島集中豪雨による水力発電所停止28基(他社含む)	広野火力1・2号機	奥矢作第一・第二(揚水)	奥多々良木(揚水)	牧・新猪谷水力発電所等	玉島火力2号機	他社受電(水力)	苅田火力新1号機	-	-	-
			五井火力6号機	平岡水力発電所等			下関火力1・2号機		豊前火力1号機	-	-	-
			他社受電(火力)	他社受電(揚水)			他社受電(火力)		新大分3号系列第2軸	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	23	70	167	37	63	21	85	8	40	259	255	514
③今夏における火力最大ユニット・系列	60	170	100	170	90	70	100	70	87	330	587	917
昨夏の想定需要	506	1,480	6,000	2,709	3,138	573	1,201	597	1,750	7,986	9,968	17,954
仮に想定需要発生日に①が発生した時の予備力への影響	▲17.3%	▲8.9%	▲6.7%	▲10.4%	▲5.0%	▲15.5%	▲15.6%	▲4.6%	▲9.6%	▲7.8%	▲9.1%	▲8.5%
仮に想定需要発生日に②が発生した時の予備力への影響	▲4.5%	▲4.7%	▲2.8%	▲1.4%	▲2.0%	▲3.7%	▲7.1%	▲1.4%	▲2.3%	▲3.2%	▲2.6%	▲2.9%
仮に想定需要発生日に③が発生した時の予備力への影響	▲11.9%	▲11.5%	▲1.7%	▲6.3%	▲2.9%	▲12.2%	▲8.3%	▲11.7%	▲5.0%	▲4.1%	▲5.9%	▲5.1%



# 電力融通の実施予定

＜電力会社から提供されている情報＞  
 今夏においても、ひっ迫が予想される電力管内に対して、中西日本各社は夜間を含め、電力融通を実施する予定。

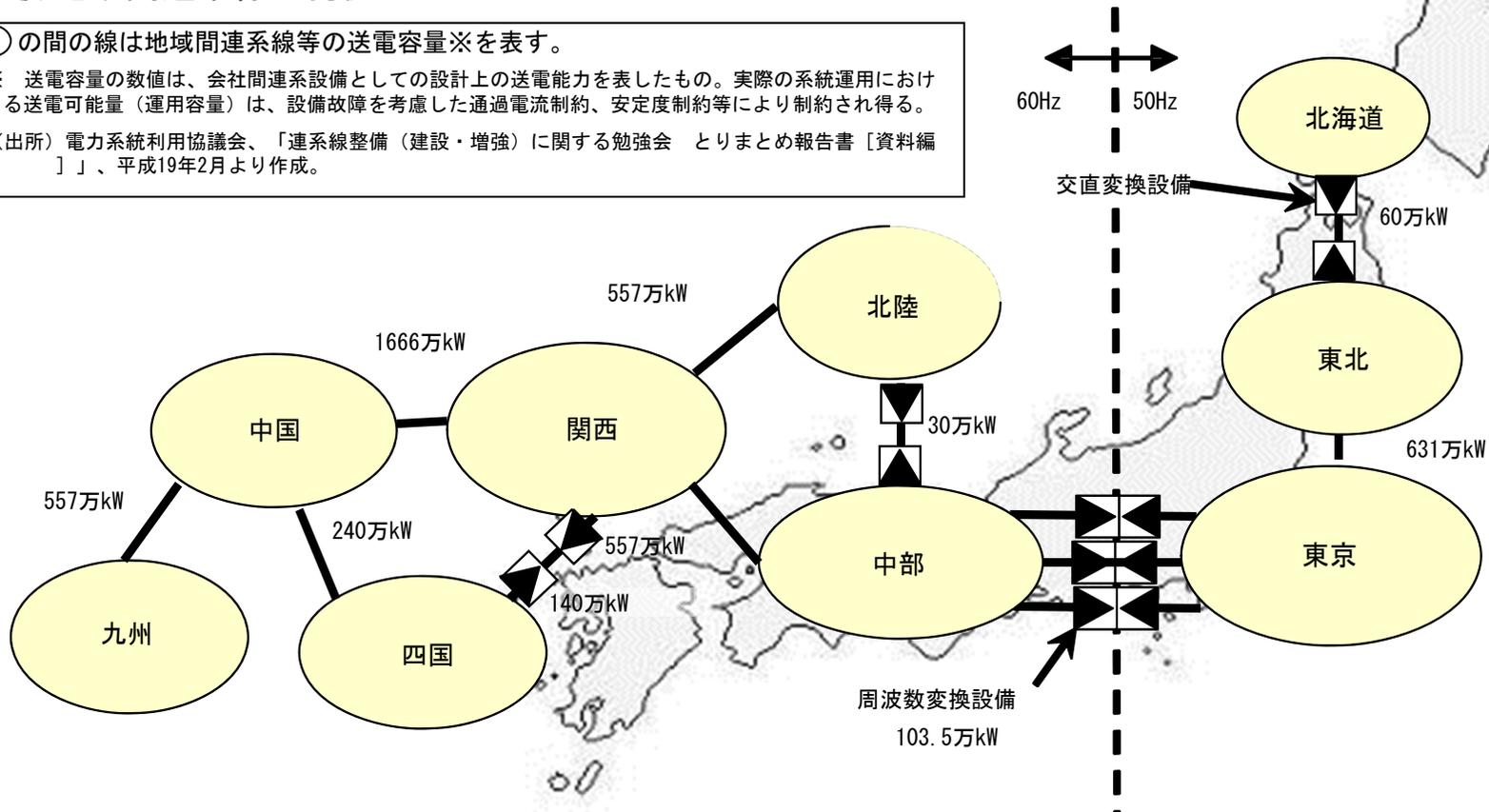
○電力会社から提出された報告における現段階で計画されている電力融通

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通電力	—	—	—	▲100万kW (夜間最大▲230)	110万kW (夜間最大240)	▲6万kW (夜間最大▲18)	▲49万kW (夜間最大▲92)	—	45万kW (夜間最大101)

\* 上記の前提は全地域において最高想定需要が来た場合

## (参考) 地域間連系線の現状

○の間の線は地域間連系線等の送電容量※を表す。  
 ※ 送電容量の数值は、会社間連系設備としての設計上の送電能力を表したものである。実際の系統運用における送電可能量（運用容量）は、設備故障を考慮した通過電流制約、安定度制約等により制約され得る。  
 (出所) 電力系統利用協議会、「連系線整備（建設・増強）に関する勉強会 とりまとめ報告書 [資料編]」、平成19年2月より作成。



# 融通の仕組み

- 他電力への融通については、火力等の電源脱落等のリスクから、夏まで相当の時期がある現段階においては、「安定的に必要とされる予備率」を下回るような融通の上積みは難しい。ピーク日の1週間前までは、電源トラブルや気温の急変化などに備えて融通量に制約がある。
- 他方、一週間前か前日になれば、リスクが見通せるようになり、融通量が増加する可能性。  
(各電力会社の需給状況を踏まえ、今冬においても、地域間を超えた機動的な電力融通を行うことで、需給がひっ迫する地域の需給バランスの確保を行った。)

## (1) 1週間前～1年前

- 短期の二者間相対契約

### [東北電力の例]

需給見通しが厳しい今冬を通じて、北海道電力(最大54万kW)からの融通

### [九州電力の例]

需給見通しが厳しい今冬を通じて、中部電力(最大40万kW)、中国電力(最大26万kW)からの融通

## (2) 前日

- 日本卸電力取引所でのスポット取引

### [東北電力の例]

1月31日(火)及び2月2日(木)は気象状況による高需要及び電源トラブル\*のため、前日のスポット取引でピーク時間帯に30～40万kW取得。

※東北電力受電の糸魚川発電所が2012年1月27日(金)、ボイラーに石炭を供給する給炭機の不具合により停止。

## (3) 前日夕方～当日

- 応援融通(最終手段): 需給のひっ迫が予想される場合に、電力会社の系統運用部門が応援融通を要請。

### [東北電力の例]

- ・2月1日(水)は気象状況による高需要のため、東京電力から応援融通(最大30万kW:8～12時、17～19時)を前日に手配。
- ・2月1日当日、予想を上回る高需要のため、中部電力から応援融通(最大30万kW:13～17時)を当日に手配。

### [九州電力の例]

2月3日午前中に大規模電源脱落\*により、他電力からの応援融通を210万kW確保。

※2012年2月3日早朝に新大分火力発電所1～3号系列(LNG、229.5万kW)の燃料供給設備の不具合(燃料流量調整弁の駆動配管の凍結)により全台順次停止。

## 融通と予備率見直しのタイミングによるリスクマネジメント (イメージ)

～1週間前

自社管内で7～8%以上の予備率確保が見込まれる場合  
応援融通を契約  
(3%+4～5%以上)



1週間前～前日

天候予想が可能となるため、  
予期しない気温上昇による  
需要増分のリスクを除外し、  
必要予備率を数%下げて  
融通可能  
(気温上昇が想定されれば融通は困難)



前日夕方～当日

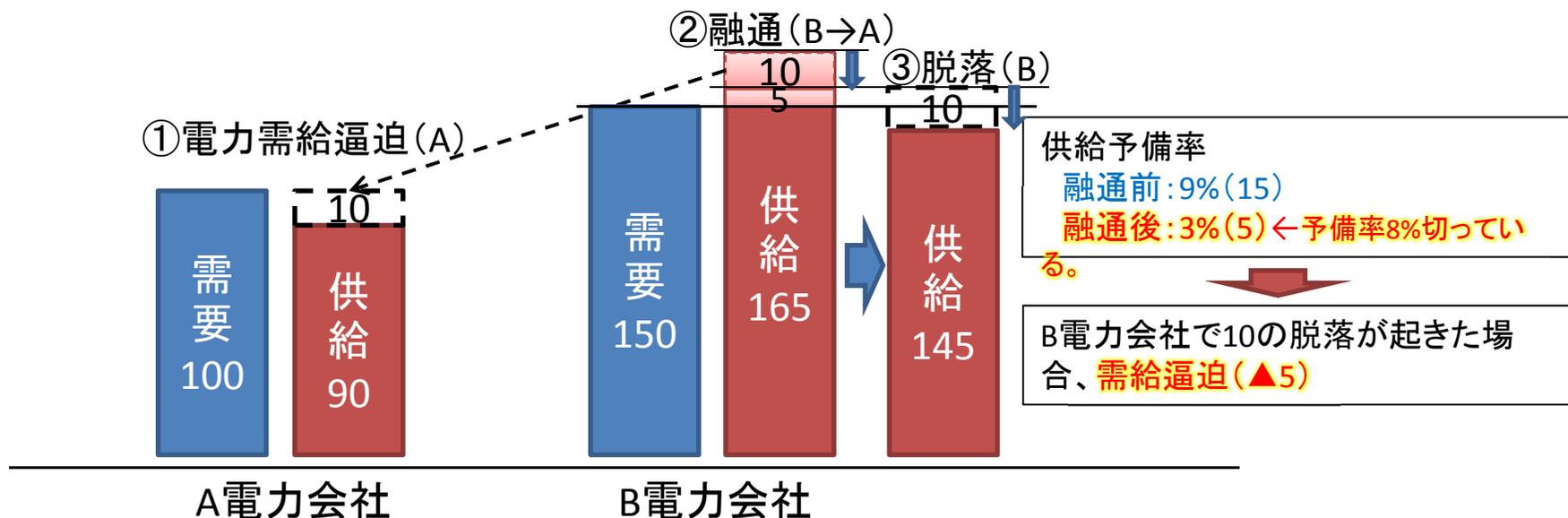
リスクが見通せるようになり、最  
低限の予備率を残して応援融  
通可能  
(リスクが残れば融通は困難)



# 融通と予備率との関係

【論点7】 融通を行うに当たって、管内の安定供給を果たすために適切な供給予備率は3%か8%か。

- A電力会社が需給ひっ迫によってB電力会社に融通をお願いするとする。
- この時、B電力会社の供給予備力がわずかである場合には、B電力会社も融通により不測の事態の場合には、電力需給がひっ迫する恐れがある。
- よって、B電力会社が融通を行う際には、ある一定程度の供給予備力を確保した上で、これを行う必要があるが、その際の供給予備率の水準はどの程度であることが望ましいか。



## <検討すべき点(1)>

◎予備率の性格上、瞬間的な需要変動のための3%は常に必要であるが、電源の脱落や気温の変動への対応のための4~5%については、時間が経過し、予見性が高まるのにあわせて、減らしていてもいいのではないか。需要期が近づいた段階で、需給のひっ迫状況に応じて、融通量を見直すべきではないか。

## <検討すべき点(2)>

◎現段階での予備率7~8%には気温上昇への対応が含まれている。需要想定にあたり、既に猛暑を想定している場合には、その分の予備率は不要と考えられるのではないか。

供給力と需要想定の各項目についての需給への影響

	需給ひっ迫のリスク要因	需給緩和の要因
火力	○火力発電所の脱落	
水力	○渇水	○水量が豊富
揚水	○需要増・供給力減による発電の長時間化	○需要減・供給力増による発電の短時間化
自家発		○さらなる上積み
再生可能エネルギー	(太陽光)ピーク時に想定していた発電が出ない	(太陽光)導入拡大、ピーク時に想定以上の発電がされる (風力)ピーク時に発電できる
気温	○2010年以上の猛暑	○冷夏
景気	○景気拡大	○景気低迷
節電	○需給調整契約が追加で契約できない ○省エネ投資等が進まない ○需要家がアンケートの通りには節電をしない	○需給調整契約が追加できる ○省エネ投資等が進む ○需要家がアンケート以上に節電を実施
新しい対策		○新しい対策による電力供給、節電が進む