

調整力公募に向けた課題整理について

2018年 5月16日

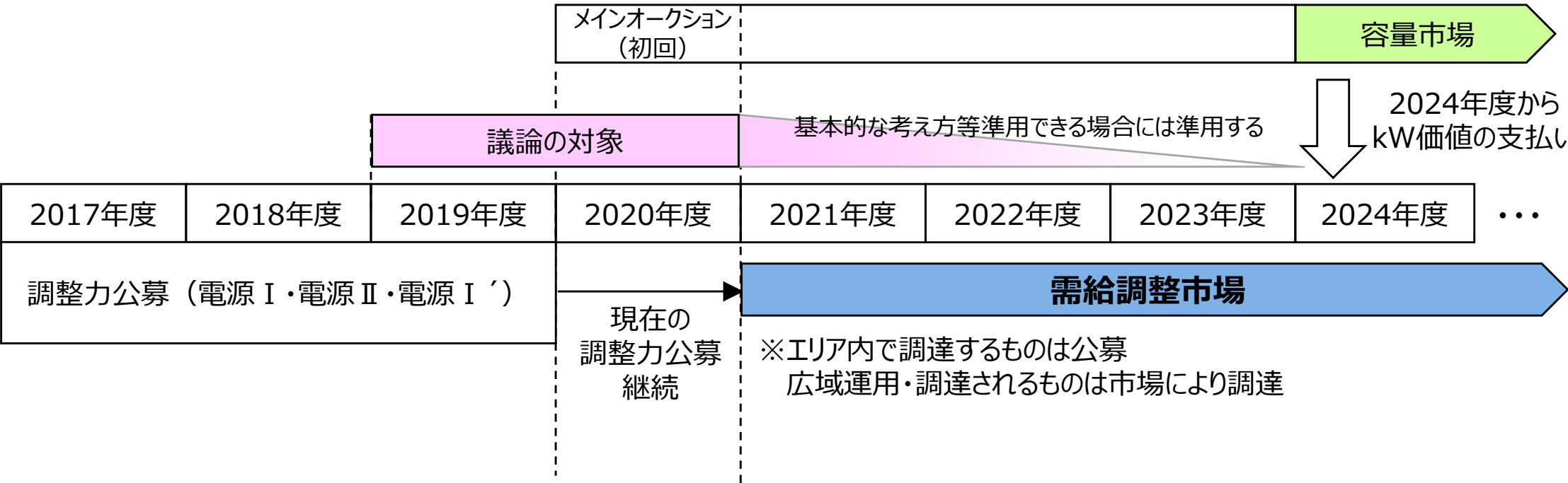
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

		2018年度第1Q	2018年度第2Q	2018年度第3Q	2018年度第4Q
一般送配電事業者	2019年度分調整力の公募				
本委員会	2019年度分調整力の公募に向けた電源Ⅰ 必要量等の検討	必要量、要件等の検討 審議 審議 審議 審議 ※2020年度以降の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論と連携をとりながら検討)			
		本日			

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。

現在、今年度の公募スケジュールは一般送配電事業者にて検討中。一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の創設に向けて検討が進められている。
- 需給調整市場創設までは、これまでと同様に調整力公募により一般送配電事業者は調整力を確保する必要がある。
- 調整力公募により一般送配電事業者が確保する調整力について議論いただきたい。



論点①：需給調整市場の開始時期（共通プラットフォームの検討状況 2）

- 制度検討作業部会中間論点整理（第2次）において、需給調整市場については、基本的には2020年度の開設を予定しているが、需給調整の実際の運用にも密接に関わるものであることから、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、検討を行うこととした。
- また、昨年末に実施した意見募集の結果や広域機関の需給調整市場小委員会においては、調達システムについて検討が未了の論点が残されていることから、2020年の創設時期にこだわらず、慎重に議論して進めた方が良いという意見もあった。
- こうしたことを踏まえ、広域機関において調達システムの再精査を行ったところ、開発スケジュールがタイトで複数の行程を同時に進める必要があることから、システムの機能検証不足による障害の発生リスクや作業の手戻りが存在する可能性が示された。
- これらを踏まえて、調達システムの開発スケジュールについては、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、適切な開発期間を確保することとし、調達システムの運用開始を2021年度としてはどうか。
- その上で、詳細な開発スケジュール等の技術的検討については、引き続き広域機関にて検討することとしてはどうか。

論点①：需給調整市場の開始時期 (調整力公募の継続)

- 広域運用を2020年度から開始する一方で、調達システムの運用開始を2021年度とした場合、少なくとも2020年度には調達システムを用いての調達が実施できないこととなる。
- したがって、少なくとも2020年度においては現在の調整力公募を継続せざるを得ないのではないか。

まとめ

35

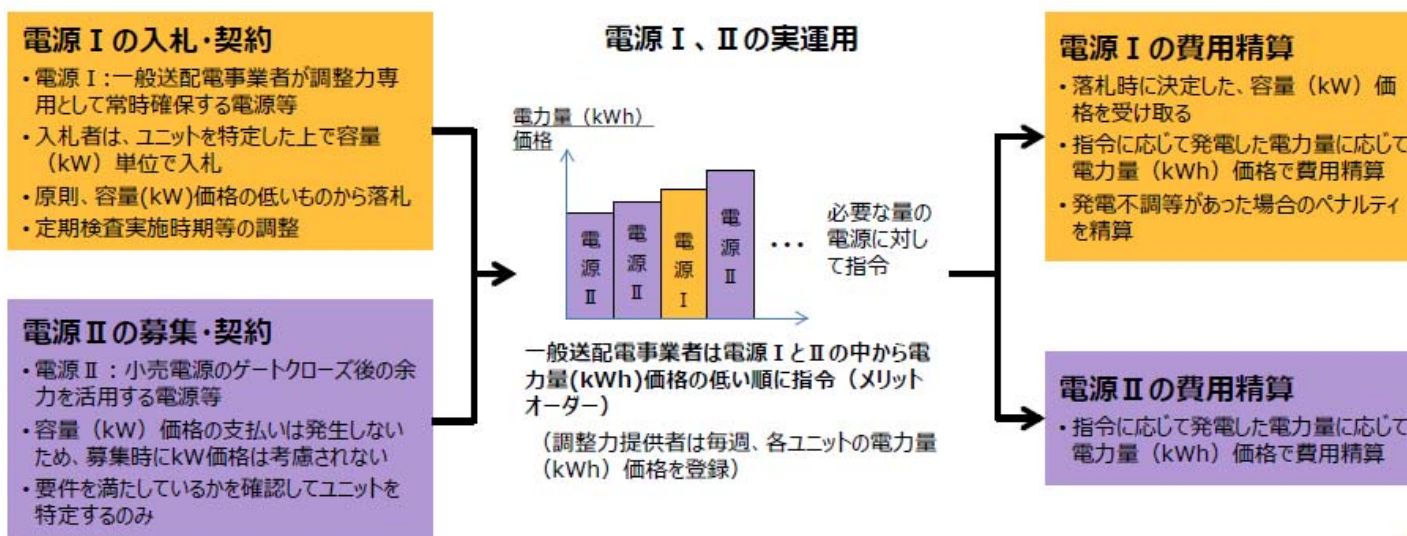
2021年度以降の調整電源等の確保については以下のような整理としてはどうか。

- 広域運用・調達されるものは市場により調達する。他方、エリア内で調達するものは公募で調達する。
 - 調達時期と方法
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量は電源Ⅰ（Ⅰ-a、Ⅰ-b）公募により年間で調達する。
 - ✓ 広域的に調達・運用される三次調整力②（主に再エネ予測誤差に対応するもの）は市場にて前日に調達（スポット後に調達）する。
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものは電源Ⅱの仕組みを続ける。（市場調達であれば週間で調達が望ましい。）
 - 電源の余力活用は年初に公募に基づく契約により行う。
 - 電源Ⅰ'相当の仕組みは少なくとも2021年から2023年の期間は継続する。
- 上記の整理は、今後広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、調達時期・方法など適宜見直ししていくこととなる。

- 一般送配電事業者が調整力公募により確保する電源Ⅰと電源Ⅱのうち電源Ⅰについては必要量を明示して募集し、一般送配電事業者の専用電源としてkW価格を支払い、契約を行うものである。
 - ✓ 電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等
 - ✓ 電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

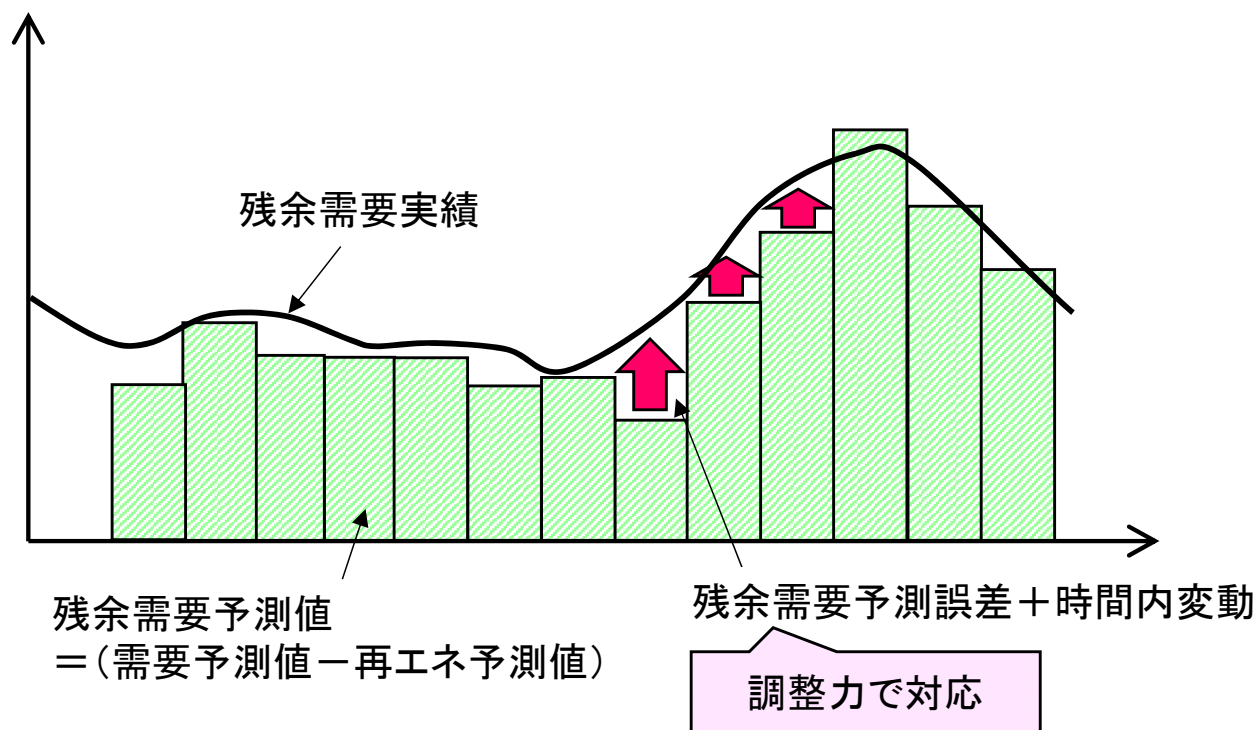
参考：調整力の公募調達の概要

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。



(空白)

- 実需給断面においては、各種計画値からの各種予測誤差や変動などに対応できるだけの調整力を確保する必要がある。
- 対応する変動要因はこれまで整理してきたとおり、「需要に関するもの」、「電源脱落に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」とし、以下の変動要因に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、上げ調整力必要量を算定する。
 - 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
 - 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動
電源脱落 ⇒ 電源脱落(直後)

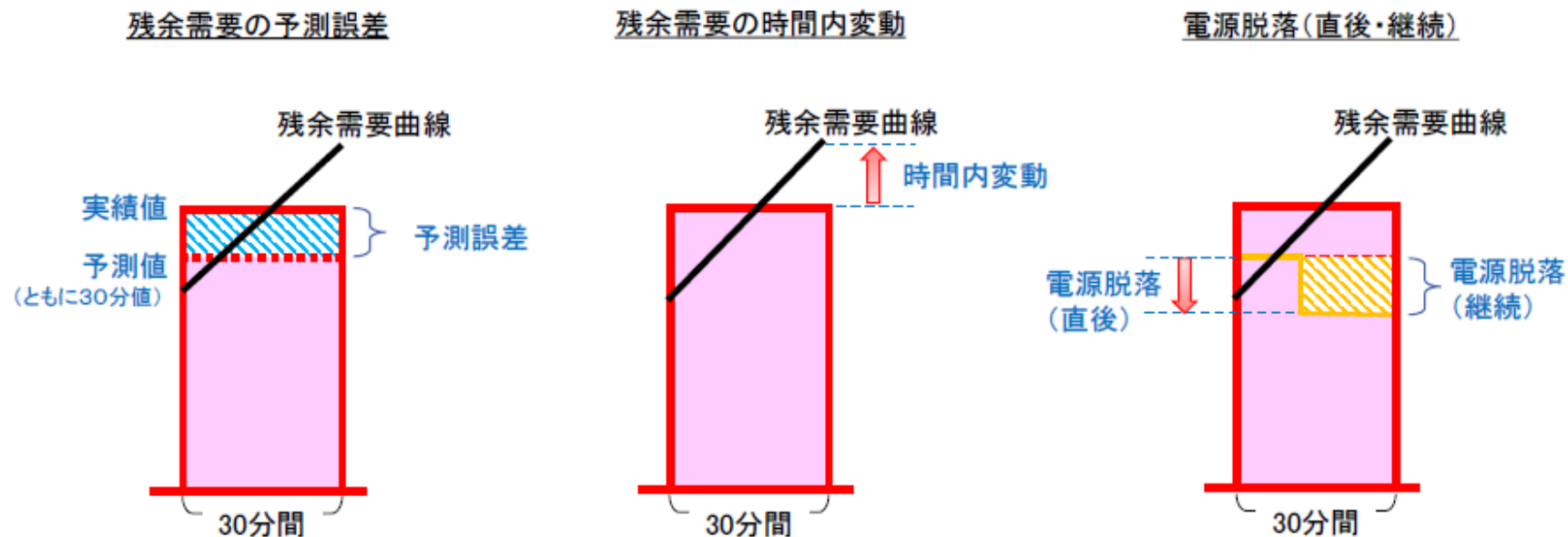


- 「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」として算出。
- 「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として算出。

(参考) 実需給断面において対応すべき各変動要因のイメージ

13

- 前ページの各変動要因のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

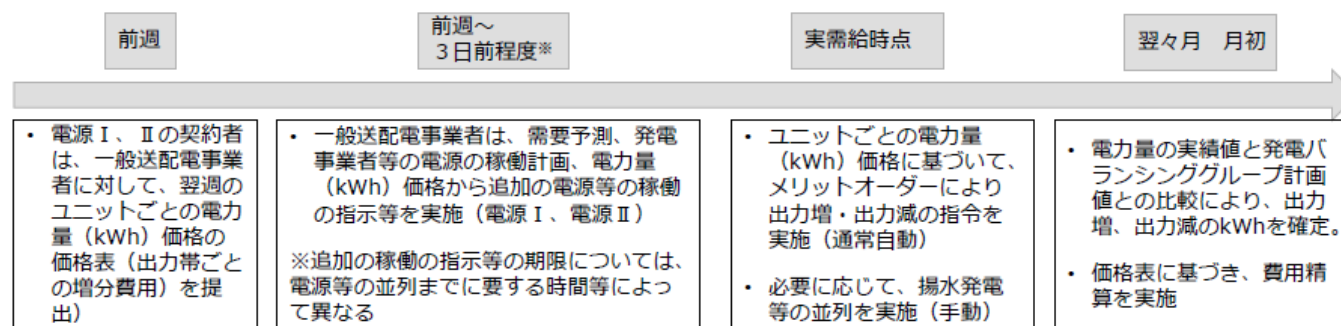


(GC前)

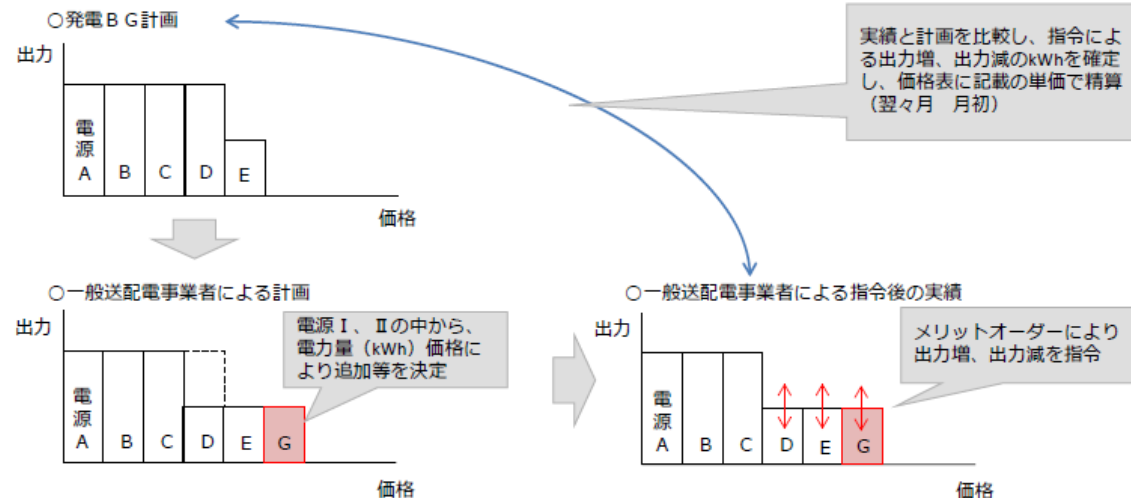
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源Ⅰ・Ⅱの中から電力量(kWh)価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源Ⅰ・Ⅱの追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力(電源Ⅰ・電源Ⅱ余力)を活用して調整する。



【イメージ】



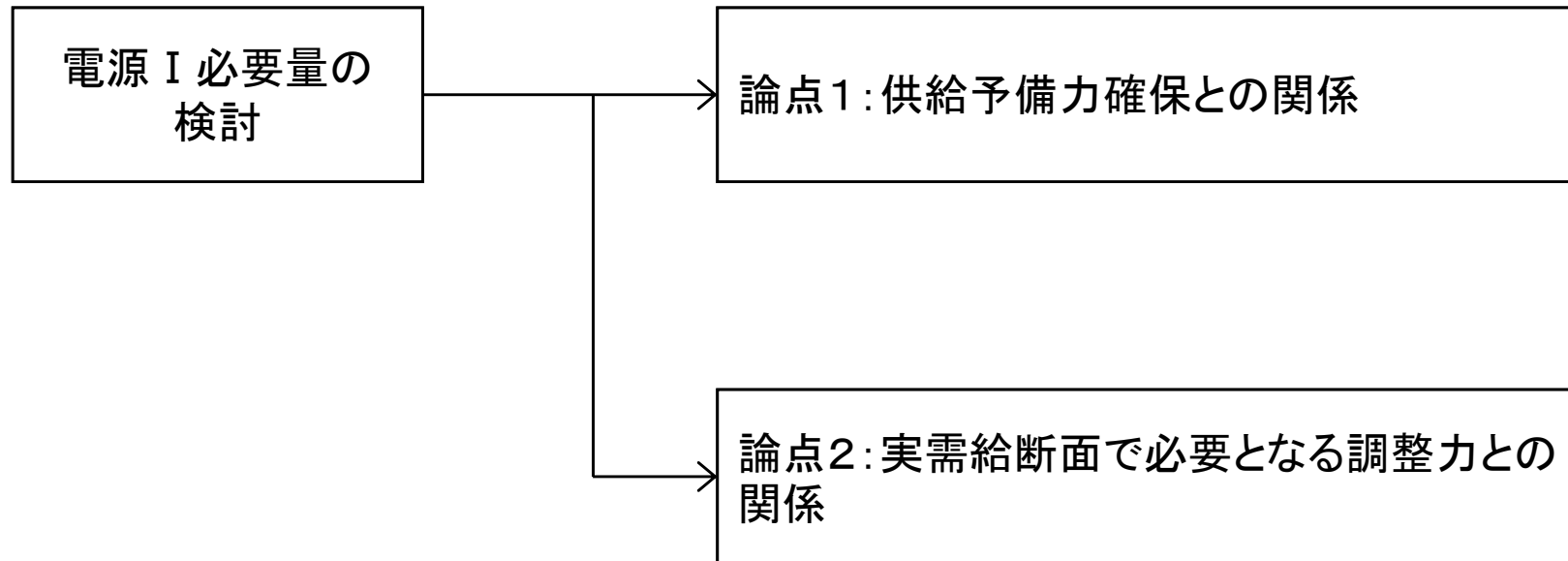
電源Ⅱ（「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」から引用）

- 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等。
- 原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。
- 一般送配電事業者からの指令を受け、電力量(kWh)価格で電力量(kWh)ベースの精算を行う。

電源Ⅱの運用要件(東京電力PG「電源Ⅱ調整力募集要項」から引用)

- 求めに応じて契約設備等の発電計画値(DRを活用した契約者の場合は、需要家ごとの内訳を含む)や発電可能電力、発電可能電力量および定期検査計画や補修計画、その他運用制約等を提出していただきます。
- ゲートクローズ(以下「GC」)後、調整力の提供を求めた場合、特別な事情がある場合を除いて、これに応じていただきます。
- また、調整力を必要とする場合は、GC前であっても可能な限り並解列等の指令に従っていただきます。なお、この場合も、約款にもとづき提出される、発電バランシンググループの計画値に制約をおよぼさないものいたします。

- 電源 I 必要量は、これまでも「供給予備力確保の観点」と「実需給断面での必要となる調整力の観点」からご議論いただいていた。
- 改めて、調整力公募における電源 I 必要量の検討にあたってご議論いただきたい。



2-2-2. 次世代NWへの転換・未来への投資②

47

課題認識③

自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要ではないか。

- 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組みが必要ではないか。
⇒需給調整市場の構築
- 現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要ではないか。
- 特に揚水発電については、経済性の確保が困難な設備もある中、中長期的に必要となる調整力を確保する観点から、設備維持を図る方策についても検討が必要ではないか。

課題認識④

今後、分散型電源等が増加すると、NWの利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備することが必要。

現行、小売側のみが託送料金を負担していることに加え、固定費：可変費が約8：2である中、料金回収は基本料金：従量料金が3：7となっていることを踏まえ、託送料金制度の見直しが必要ではないか。

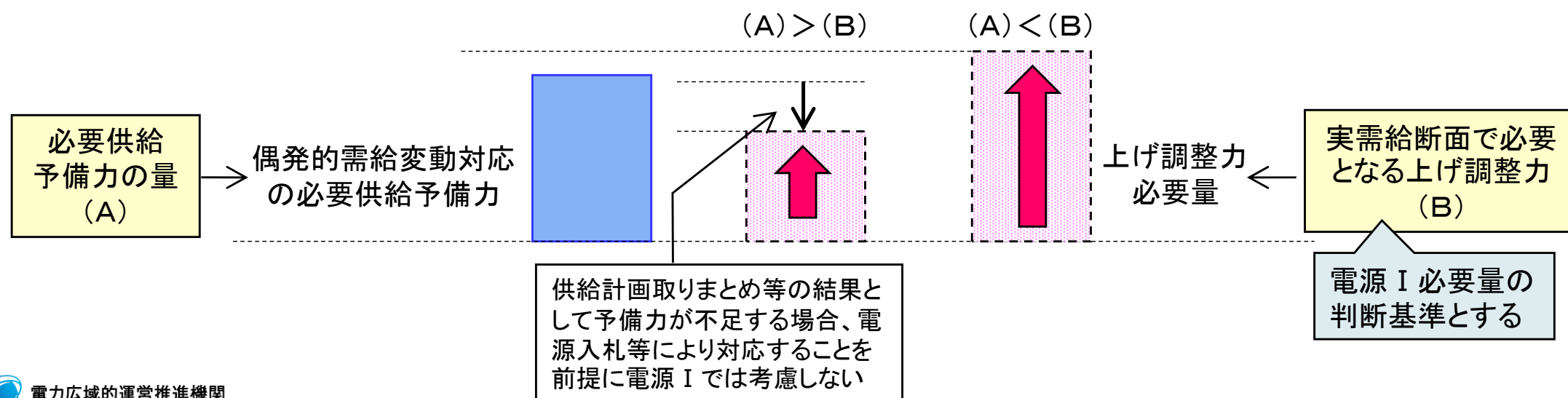


これらの課題に対応するため、短期・中長期の切り分けをしながら、適切な場で議論・審議を行い、具体的な対応策を検討していくべきではないか。

-
- Figure 2: Comparison of required reserve capacity (A) and required upward adjustment capacity (B) for power source I.
- The diagram illustrates two scenarios based on the relationship between the required reserve capacity (A) and the required upward adjustment capacity (B):
- Scenario 1: $(A) > (B)$**
When the required reserve capacity (A) is greater than the required upward adjustment capacity (B), the required reserve capacity (A) is the determining factor for the required supply reserve capacity. The required upward adjustment capacity (B) is shown as a smaller value.
 - Scenario 2: $(A) < (B)$**
When the required reserve capacity (A) is less than the required upward adjustment capacity (B), the required upward adjustment capacity (B) is the determining factor for the required supply reserve capacity. The required reserve capacity (A) is shown as a smaller value.
- The diagram also includes a note: **※実需給断面で必要となる上げ調整力の考え方は論点2で議論** (The concept of required upward adjustment capacity at the actual demand supply cross-section is discussed in point 2 of the discussion).

- 電源Ⅰについては、供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力(偶発的需給変動対応の必要供給予備力)として確保する考え方と、実需給断面で必要となる調整力を確保する考え方があり、2016年度の調整力公募における電源Ⅰ必要量を定めるに当たって議論いただいた。
- 2017年度の調整力公募においても、前年度の考え方を踏まえ、電源Ⅰは実需給断面で必要となる調整力として確保するものと考え、電源Ⅰ必要量は実需給断面で必要となる上げ調整力(B)を算定して判断することとしたい。
- なお、必要供給予備力の量(A)との大小関係において、 $(A) > (B)$ の場合、供給計画取りまとめ等の結果として必要な予備力(「 $A-B$ 」の予備力など)が確保できていない場合には電源入札等(廃止電源の維持を含む)により対応することを前提に、電源Ⅰ必要量においては予備力確保の観点では特段考慮しないこととし、「電源Ⅰ $=B$ 」とする(第7回委員会で提案した基本的な考え方と同じ)。

※ 「 $A-B$ 」の量が予備力として不要なのではなく、実需給断面で一般送配電事業者が調整力として活用できる(発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる)状態の電源等を確保しておく必要がない。



6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

86

(3) 中長期的な調整力の確保について

- 平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。
- 併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。
 - 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること(58頁、次頁参照)。
 - 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること(次頁参照)。
 - 太陽光発電の予測誤差(下振れ)が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力(電源Ⅰ※1:需要の抑制)を重負荷期以外に発動した実績(次々頁参照)もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。
- 上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述(2)の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ※2調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ※3調整力募集量(7%)の妥当性について、改めて検討する必要がある。
- また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、国や一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していく。

※1: 猛暑(厳寒)対応のため、一般送配電事業者が電源Ⅰ※3に追加的に確保する供給力等。

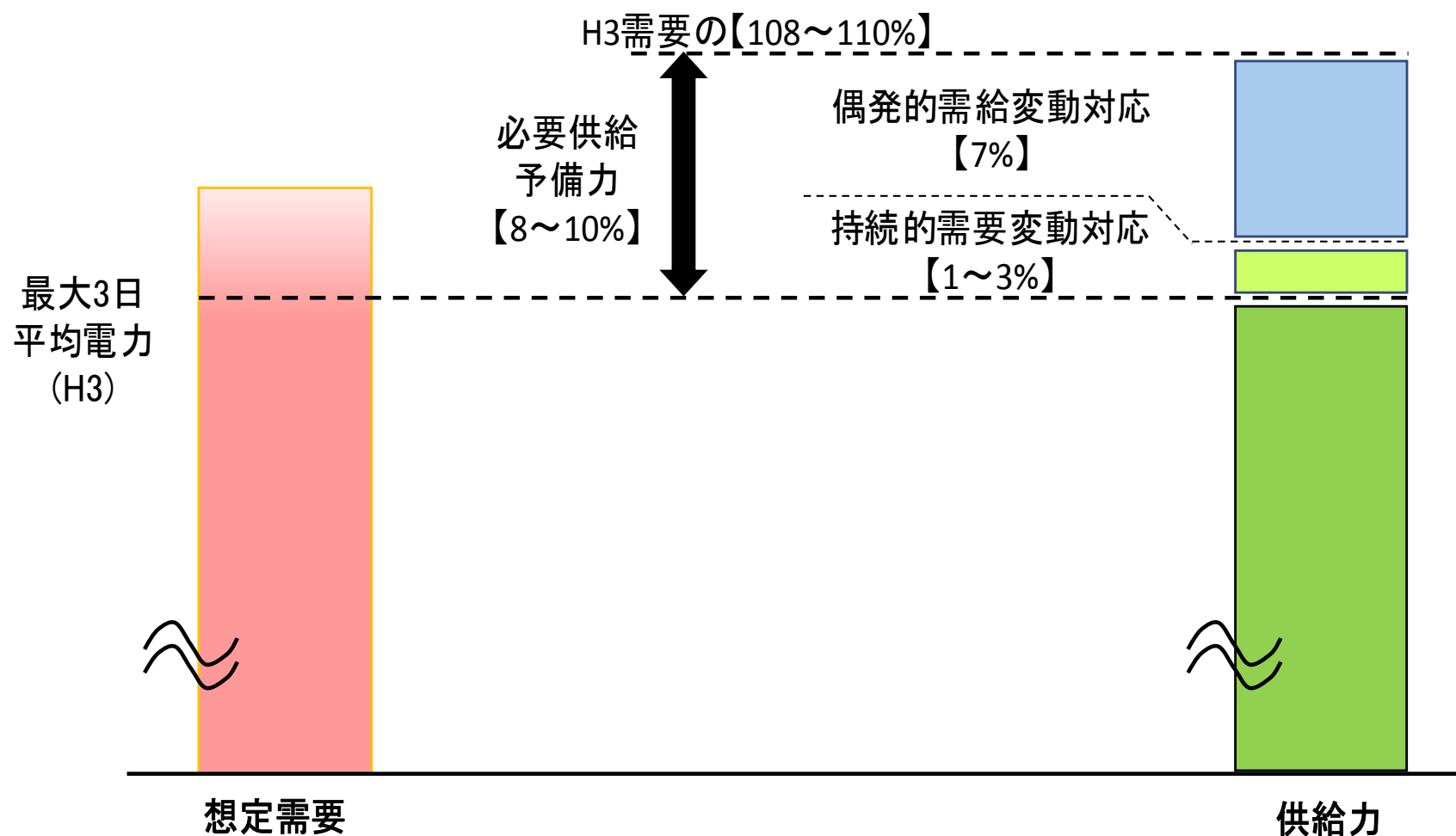
※2: 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等(小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等)。

※3: 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等。



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字



4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018～2027年度) 8月17時の予備率 38

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月17時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国、九州エリアで予備率8%を下回っている年度が15時に比べて多くなることがわかる。
- 特に、2021年度は9社合計の予備率が8%を下回っている。

2018～2027年度(夏季:8月17時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	25.2%	21.6%	39.0%	37.5%	39.2%	39.4%	39.3%	39.5%	39.2%	50.1%
東北	12.6%	10.3%	15.6%	12.9%	13.5%	14.1%	14.6%	15.4%	15.5%	18.2%
東京	6.7%	7.0%	9.1%	5.9%	5.0%	9.6%	15.0%	15.2%	15.1%	14.1%
東日本 3社計	8.9%	8.5%	12.1%	9.1%	8.7%	12.3%	16.4%	16.7%	16.7%	17.1%
中部	8.1%	7.4%	5.3%	5.0%	8.4%	5.9%	2.9%	3.2%	3.6%	3.8%
北陸	14.7%	15.7%	13.9%	13.2%	13.0%	12.9%	12.8%	11.5%	11.4%	11.3%
関西	11.9%	11.6%	11.6%	4.3%	7.0%	9.8%	9.2%	6.2%	7.4%	7.5%
中国	19.8%	9.1%	17.9%	13.9%	14.6%	17.8%	17.7%	17.7%	17.8%	17.3%
四国	9.5%	6.7%	12.8%	2.5%	-0.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.6%	9.7%
九州	6.8%	8.0%	7.2%	7.9%	9.1%	9.4%	10.4%	10.6%	10.7%	10.6%
中西日本 6社計	10.9%	9.4%	10.0%	6.7%	8.6%	9.7%	8.9%	8.0%	8.5%	8.6%
9社合計	10.0%	9.0%	10.9%	7.8%	8.6%	10.9%	12.3%	11.9%	12.2%	12.4%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018～2027年度) 1月18時の予備率 40

- H3需要の年間最大値が冬季(1月)に想定される北海道・東北エリアにおいて、1月の予備率が最小となる時刻は両エリアともに18時(最大需要発生時刻と同じ)であった。
- 長期(2018～2027年度まで)の1月18時の予備率は以下のとおり。東北エリアでは、一部の年度において予備率8%を下回っている。

2018～2027年度(冬季:1月18時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	19.3%	19.3%	15.8%	16.0%	17.1%	17.1%	17.1%	17.0%	26.9%	26.6%
東北	10.1%	9.3%	9.1%	6.6%	7.1%	7.6%	8.0%	8.5%	8.4%	10.6%



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

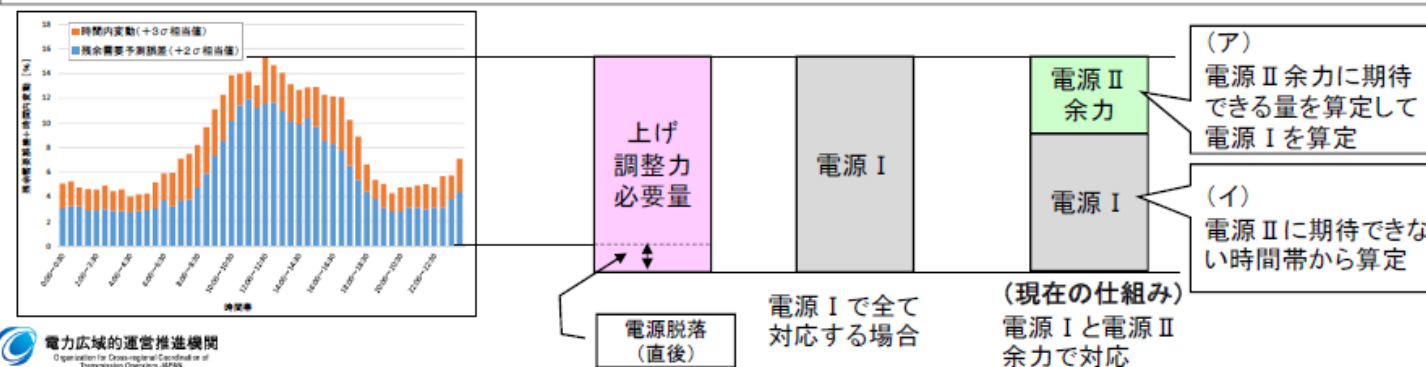
(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係 －昨年度の電源Ⅰ必要量の前提－

- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源Ⅰとゲートクローズ(GC)後の電源Ⅱ余力を活用して対応する仕組みである。
- 昨年度公募した電源Ⅰ必要量の検討においては、残余需要が高い時間帯を電源Ⅱに期待できない時間帯として評価し、当該時間帯に必要となる量を電源Ⅰ必要量として算定した。

上げ調整力必要量のうち電源Ⅰで対応する量の考え方

【参考 p.4】

- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源Ⅰとゲートクローズ後の電源Ⅱ余力を活用して対応する仕組みである。
- 年初に電源Ⅰとして公募する量は、実需給断面での運用において、一般送配電事業者が必要とする上げ調整力に対し、電源Ⅱの余力に期待できる量がどの程度あるかをどう考えるかが重要である。
- 電源Ⅱ余力に期待できる量を踏まえて電源Ⅰで対応する量を算定する必要があり、これを電源Ⅰ必要量とする。電源Ⅰ必要量を算定するには以下の方法が考えられる。
 - (ア)各時間断面で電源Ⅱに期待できる量がどの程度あるかを分析し、上げ調整力必要量から差し引き電源Ⅰ必要量を算定する方法
 - (イ)電源Ⅱに期待できない時間帯の上げ調整力必要量が電源Ⅰ必要量であるとする方法
- 電源Ⅱ余力の量は市場での取引状況や運用状況に左右されるため、(ア)の方法のように上げ調整力必要量から電源Ⅱに期待できる量を差し引くことにより電源Ⅰ必要量を算定する方法が妥当かの判断は現時点では難しい。
- 各時間断面で電源Ⅱに期待できる量の分析ができていない現時点においては、(ア)の方法はとりえないため、(イ)の方法で電源Ⅰ必要量を算定することでどうか。また、2017年度に公募する電源Ⅰ必要量の検討においては、残余需要が高い時間帯を電源Ⅱに期待できない時間帯として評価することでどうか。
- ただし、(イ)の方法において電源Ⅱに期待できるとした時間帯に、電源Ⅱを活用できていたかなど今後確認していく必要があり、電源Ⅱ余力が不足する状況とならないように一般送配電事業者運用状況を確認していくとともに、調整力の検討に必要なデータの蓄積・分析を継続していく。

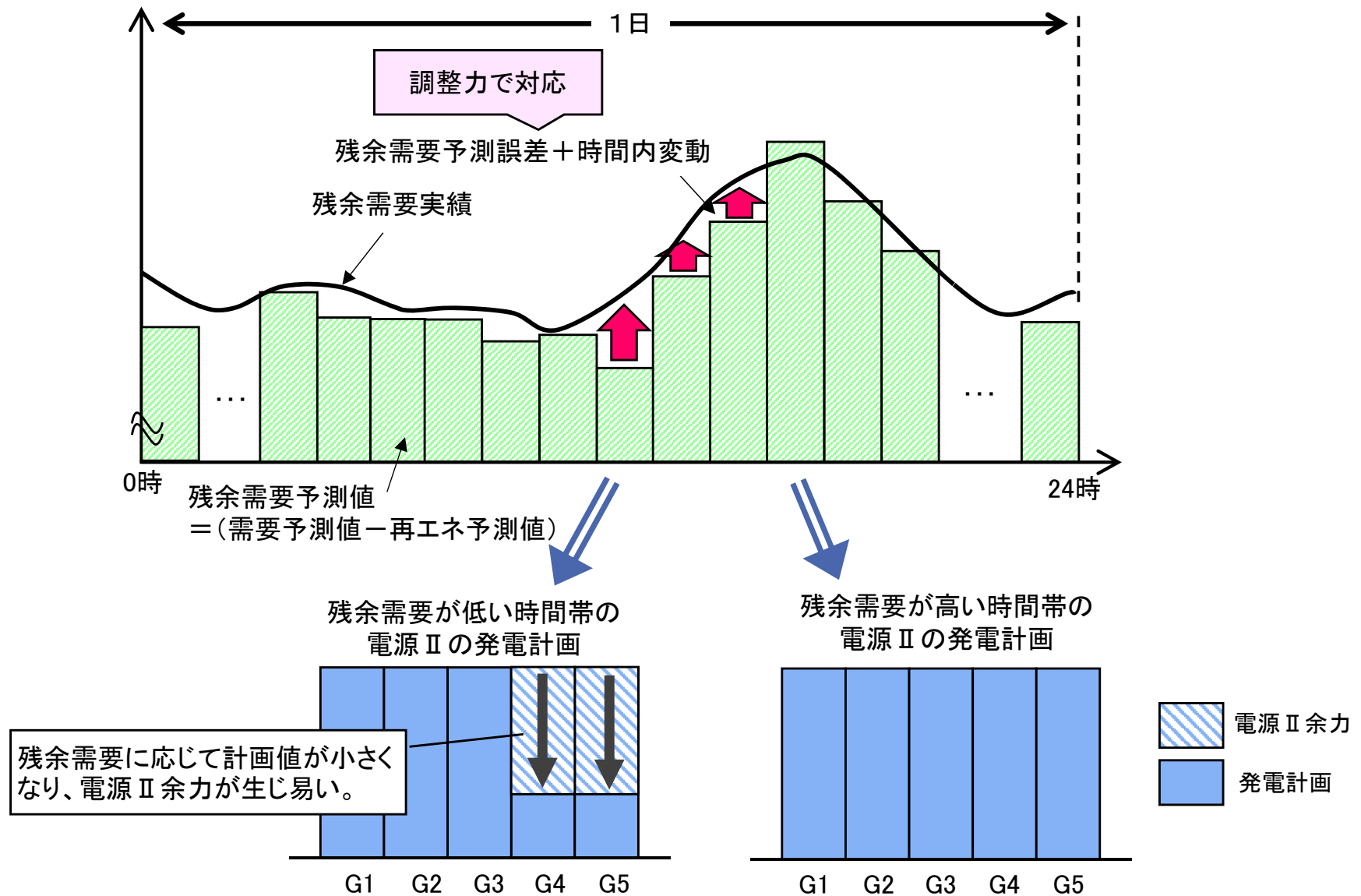


出所)2018年度(平成30年度)向け調整力公募にかかる必要量等の検討結果について(2017年9月13日)

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/2018_chouseiryoku_hitsuyouryou.html

(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係 ー 残余需要ピーク以外の時間帯に期待する電源Ⅱ余力ー

- 日々の残余需要ピークに対応できるだけの電源を小売電気事業者が確保していることを前提とすると、残余需要が高い時間帯以外は、残余需要が低くなることに応じて発電計画も小さくなり、その量に応じた電源Ⅱ余力が生じるので、電源Ⅱ余力に期待できるとしていた。

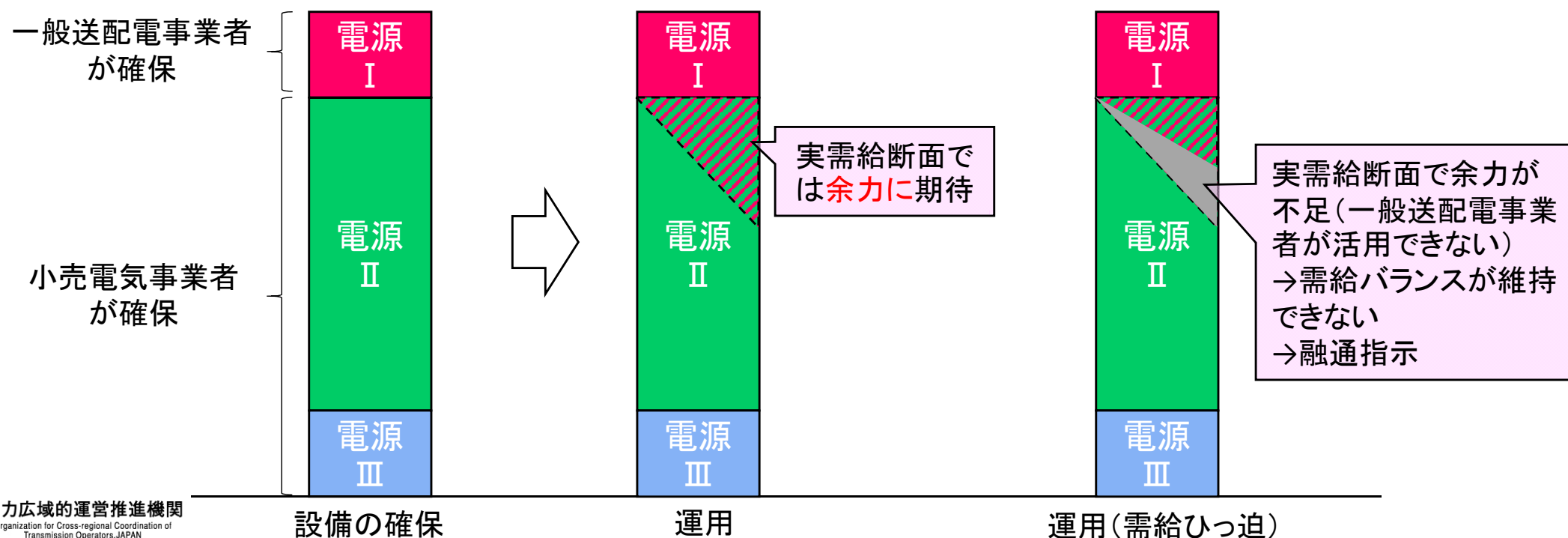


(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係

23

－電源Ⅱの小売電気事業者と一般送配電事業者の共用について－

- しかしながら、今冬の東京エリアにおける需給ひっ迫の状況を踏まえると、現状の仕組みのままでは一般送配電事業者が活用できる電源Ⅱ余力が不足し、実需給断面で必要な調整力を十分に確保できないことがあり得ることを示しているのではないかな。
- 需給ひっ迫が発生または発生するおそれがあり、需給状況を改善する必要がある時には、融通指示を行う仕組みがあるが、需給状況の急変等に伴うやむを得ない措置として扱い、頻発するような状況は避けるべきではないかな。
 - ✓ 融通指示を行った場合には、時間前市場を停止せざるを得ず、融通が頻発すれば市場参加者へ大きな影響を与えることは不可避であり、小売電気事業者がインバランスを減少させるための調達機会を失うことになる。
- 今冬の融通指示においては、他エリアに電源Ⅰ及び電源Ⅱに余力があったため広域融通が可能であったが、今後必ずしも他エリアに余力があるとは限らないのではないかな。



(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係 ー必要な調整力の確保についてー

- また、需要が高くない日であっても、例えば、九州エリアでは再エネの出力予測誤差など電源Ⅰで対応できる量を超えた変動が生じているのではないか。
- これらの観点から、一般送配電事業者がより確実かつ適切に必要な調整力をあらかじめ確保できる方策を検討してはどうか。
- 電源Ⅱの事前予約をしているエリアもあるが、電力・ガス取引監視等委員会から正当性についてモニタリングが必要との指摘があったこと、本委員会でも「公正な競争という観点から見るとグレー」との指摘があったことを踏まえ、需給調整市場が創設される前でも透明性を確保して確実に調整力を調達できる方策を検討してはどうか。
- これは「実需給時点で時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保」するものであり、需給調整市場で Δ kWを調達することそのものと言えるのではないか。
- 2021年に需給調整市場で三次調整力②の広域調達・運用が開始されれば、このような考え方で調達されていくことから、上記の方策はほとんど置き換えられることは自明ではないか。
 - ✓ 一般送配電事業者が必要とする調整力の追加が見込まれるのはFIT特例制度による再エネの予測誤差によるものが大半であり、三次調整力②で対応できることによる。

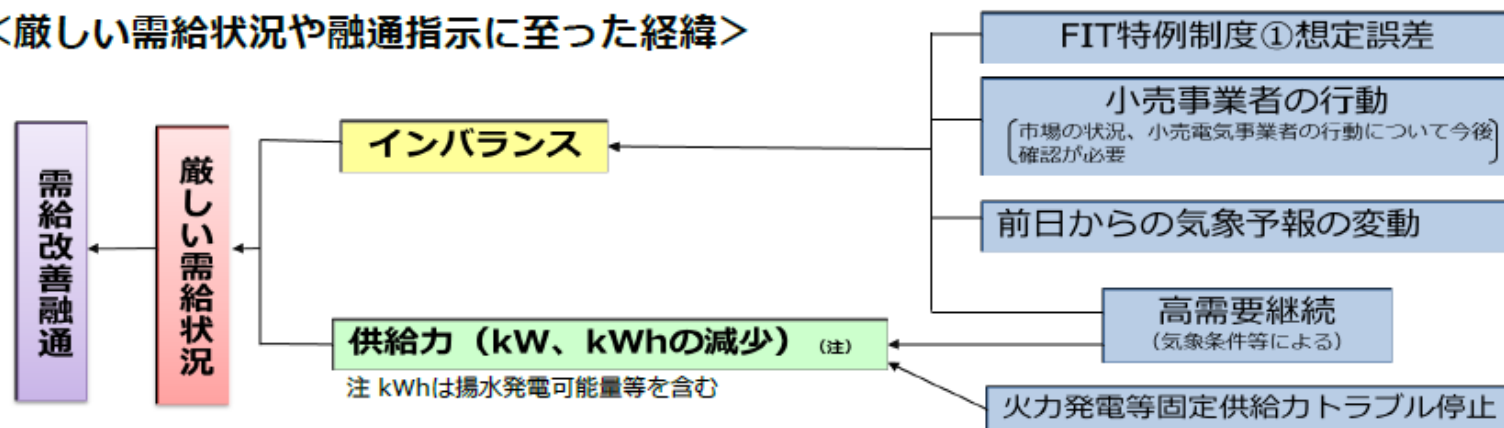
第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年4月12日）議事録 抜粋

電源Ⅱを事前予約しておくことは、公正な競争という観点から見るとかなりグレーだと言う人は多く、電力・ガス取引監視等委員会は決めているとはいえないと考えるが、相当に関心を持っているのではないか。（松村委員）

厳しい需給状況の要因に関する考察と今後の検討

- 今冬の厳しい需給状況や広域機関の融通指示に至った要因としては、
 1. FIT特例制度①太陽光の予測誤差による不足インバランス発生
 2. 小売事業者等の不足インバランスの発生
 3. 火力発電所等固定供給力のトラブル停止
 4. 寒波に伴う想定を上回る需要増等が複数日継続したことや、前日からの気象予報の変動などによる需要の急増
 などが同時に発生した結果、調整力等の供給余力が減少し、厳しい需給状況に至ったものと考えられる。
- ただし、予測誤差やインバランスデータ、小売事業者の行動等を更に分析する必要があり、電力・ガス取引監視等委員会や広域機関と連携して、更に詳細な分析を実施し、融通の検証や、必要な対策の検討を行う。

<厳しい需給状況や融通指示に至った経緯>



※2018年3月広域機関第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照

11

3. 総括

82

- 1月22日～26日、2月1日～2日の事象については以下の通り考えられる。
 - ✓ 1月23日～26日、2月1日～2日については、稀頻度とまでも言えないものの平均以上の火力計画外停止に、FIT特例制度①想定誤差と高需要の継続という偶発的な事象が重なった。その結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなったと考えられる。例えば、仮に復水を電源Ⅰの調整力提供者が行う、あるいは電源Ⅱの事前予約等を実施すれば少なくとも融通指示量は減少していたといえるのではないか。
 - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。また、東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応も分社化後はとられていない。

3. 総括

83

- ✓ 今後、本委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
- ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

3. 総括

86

- 2月22日の事象については以下の通り考えられる。
 - ✓ 需要が厳寒H1高需要ではなく、この点は前半の1/23～2/2の要因とは異なっており、2/2以降需給がやや安定化したところでリスク事象が発現した。2月22日の事象のような極めて稀な気象変動であり、事前に予測できない事象については、融通による対応もやむを得ない面があるのではないか。
 - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。
 - ✓ 今後、本委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
 - ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
 - ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

今回の広域融通が市場に与えた影響：融通元の動き

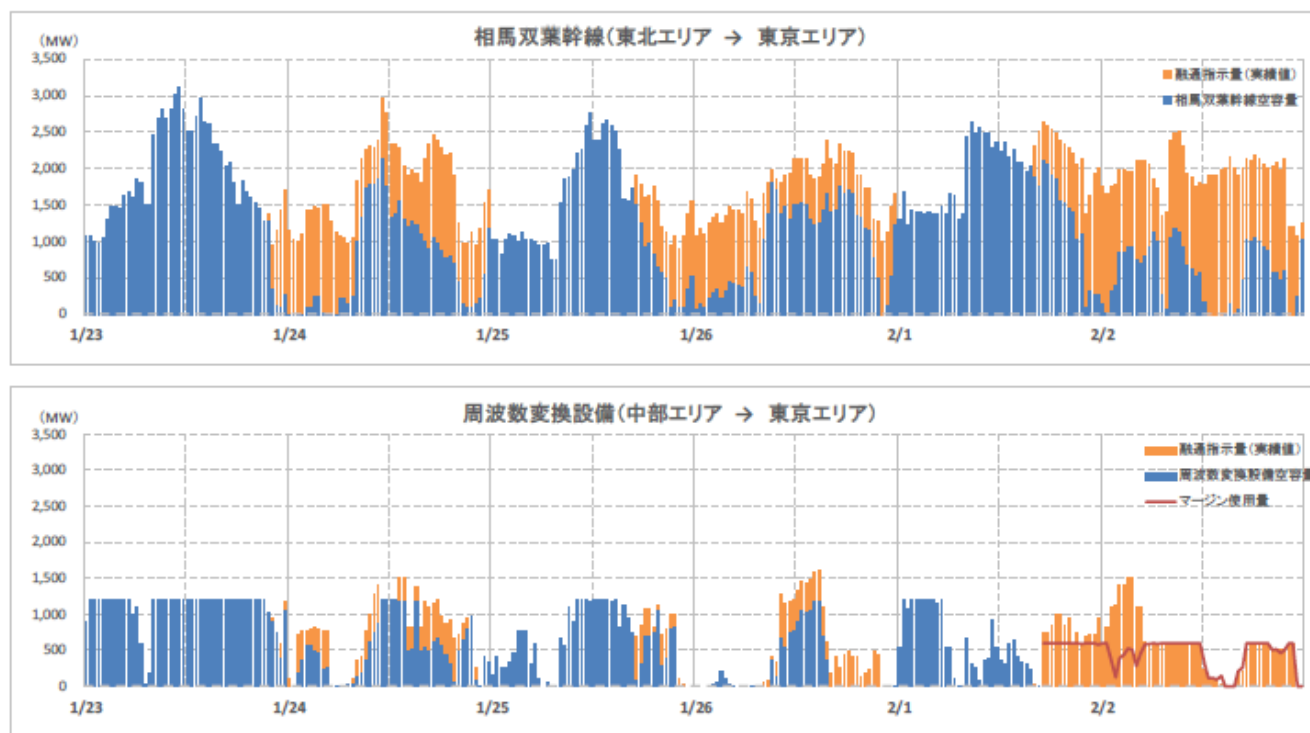
- 今回の広域融通においては、7エリアの一般送配電事業者から広域融通が行われた。これらの者は、広域融通に必要な電力量を送電するため、電源Ⅰ及び電源Ⅱを活用。

融通元	融通原資	融通電力量 (千kWh)				最大電力 (千kW)				電源Ⅰ 契約容量 (千kW)
		1月23日 22～24時	1月24日 0～24時	1月25日 17～24時	1月26日 0～24時	1月23日 22～24時	1月24日 0～24時	1月25日 17～24時	1月26日 0～24時	
北海道	電源Ⅰ		1,357		564		100		100	360
東北	電源ⅠⅡ	2,200 (1,638)	21,947 (15,412)	5,293 (3,573)	16,650 (10,078)	1,367	1,468	1,000	1,000	957
中部	電源ⅠⅡ	150 (150)	1,510 (1,450)	1,420 (0)	1,527 (270)	133	510	400	454	1,704
北陸	電源Ⅰ				17				17	350
関西	電源ⅠⅡ		3,775 (561)	147 (0)	3,145 (998)		600	147	600	1,853
中国	電源Ⅰ		300				100			745
九州	電源Ⅰ		300				200			1,060
合計		2,350	29,188	6,860	21,905	受電最大 電力	1,500	2,000	1,000	1,370

※カッコ内は電源Ⅱの融通電力量

今回の広域融通が市場に与えた影響：連系線

- 今回の広域融通を行うにあたり、連系線の枠が確保されていたが、一部の連系線では、それで空き容量がなくなり、時間前市場で取引が限定された可能性がある。
- また、マージンを活用した時間帯もあり、事故時への対応力が低下していた。
- 他方で、こうした融通により必要な予備率が確保できた。



※広域機関からの提供情報より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

18

(需給状況悪化時等の1時間前取引の取扱い)

第123条の2 本機関は、電力系統に重大な故障が発生している場合又は需給状況が悪化し若しくは悪化するおそれがある場合には、1時間前取引の送電可否判定の照会を受け付けないことができる。但し、この場合には、本機関は、託送供給契約者、発電契約者及び需要抑制契約者に対して、事前又は事後速やかにその旨を周知又は説明する。

出所)電力広域的運営推進機関 業務規程(間接オークション導入後)
<https://www.occto.or.jp/article/index.html>

その他の表明事項

- 旧一般送配電事業者の小売部門が自ら保有する電源（G C後に電源Ⅱ*と位置づけられるもの）を、一般送配電事業者からの要請によりG C前にスポット市場や一時間前市場に投入せずに確保する事例が確認された。
- 電源Ⅱの利用方法については、今後、別途検討されと考えられるが、電源Ⅱの事前予約の正当性について定期的にモニタリングを行うこととしてはどうか。

	確保の有無	確保する水準	考え方
北海道電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギー電源の導入拡大等によってはあり得る。
東北電力	無	—	✓ —
東京電力EP	無	—	✓ —
中部電力	有	2% (11月実績より算出)	✓ 恒常的に確保することはないが、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保する。
北陸電力	無	—	✓ —
関西電力	無	—	✓ 今まで一般送配電事業者より、確保するように依頼されたことはない。
中国電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギーの導入拡大等により、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保することがあり得る。
四国電力	有	確保量は状況により異なる	✓ 太陽光の予測誤差への対応として、電源Ⅱを一定程度確保することが有る。
九州電力	有	0.5% (過去実績平均)	✓ 電源Ⅱについては、一般送配電事業者から要請があった場合に、電源Ⅰ・Ⅱ調整力募集要項に基づき予備力とは別に確保。

*一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等（電源Ⅰを除く）のことであり、ゲートクローズ（G C）以降余力がある場合に一般送配電事業者が周波数調整に利用することが可能なもの

15

需給調整市場で調達する ΔkW について

5

- 実需給時点で発生し得る変動に備え、出力を調整できる状態の電源等を必要な量だけあらかじめ確保しておく必要があり、実需給時点では調整した量に応じたkWhが発生することが調整力の調達と運用であることを念頭におくと、
需給調整市場では、「実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること」を「 ΔkW 」として取引し契約することになるのではないかと。
- なお、kWhは実績に応じた精算となる。これは実需給断面で調整する実誤差が事前には分からないため、卸取引市場のようにkWh受電を契約することができないためである。kW単価(可変費等)はあらかじめ適切な時期に契約しておく必要がある。

	調達	運用
卸取引市場		
需給調整市場		
(参考) 容量市場		

4. 広域的に調達・運用されるもの(三次調整力②)の調達について

24

■ (調達の確実性)

三次調整力②はエネルギー市場の電源と同等の性能であるため、エネルギー市場に先行して調達しなくても、発電機の並列指示が間に合うタイミングであれば調達の確実性が損なわれることはない。

■ (経済性)

主に調整対象となる再エネ予測誤差は天気予報次第で日々調達量は増減するため、再エネの前々日予測をした以降の前日に調達(スポット後に調達)する方が調達量の低減の観点から合理的である。

■ (調達業務の負担)

週間・前日調達は調達頻度が増すため業務負担は増えるがシステム化により負担は低減可能。

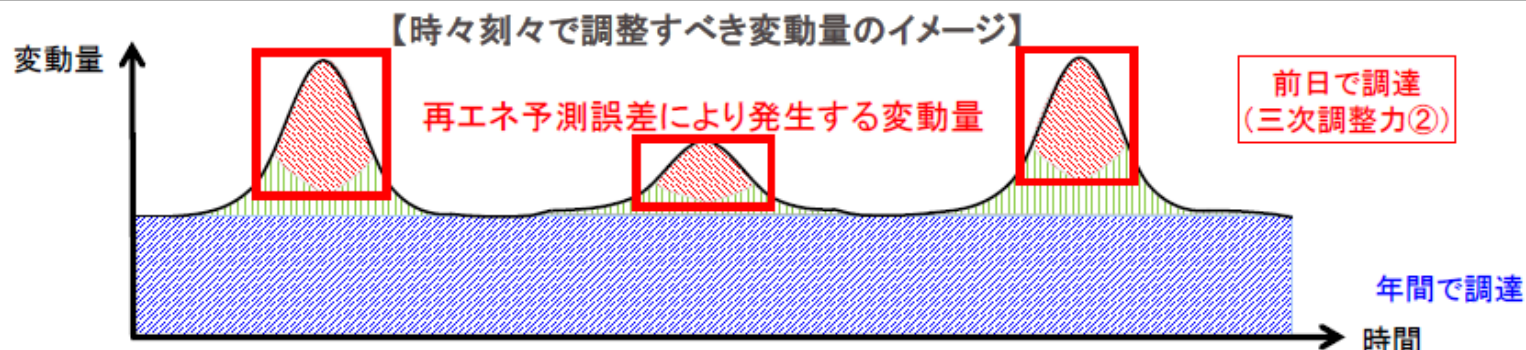
■ (監視の容易性)

三次調整力②は広域調達・運用されるため、エリアを超えた売り手間の競争が期待できるため監視の重要性は低下する。

■ (新規参入面)

年間のある特定の時期だけ参入できる事業者にとっては週間・前日調達が望ましい。他方、需要家への支払いなど通年でコストがかかる事業者にとっては年間調達が望ましいという声もある。

⇒ これらのことから、三次調整力②は、需給調整市場システムができた後、調達量の見極めを優先して前日調達とすることが合理的ではないか。

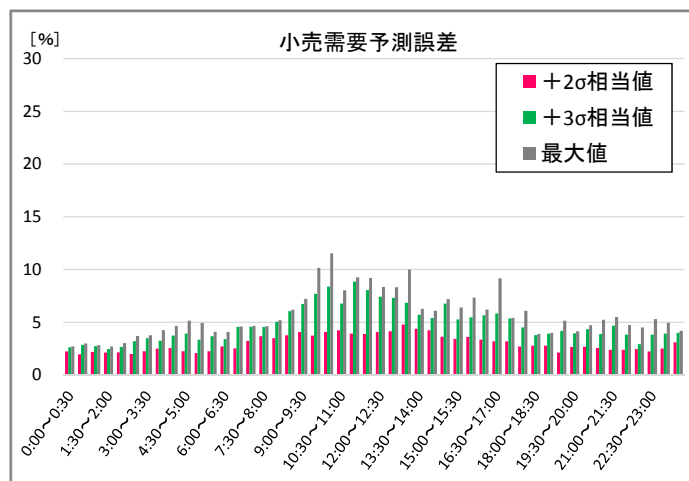
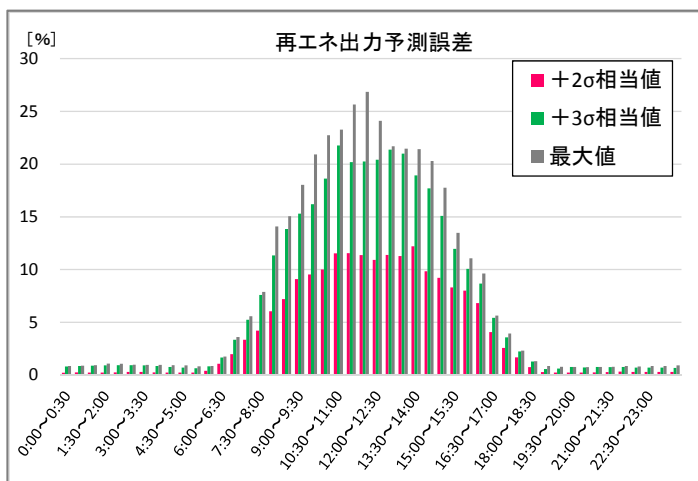
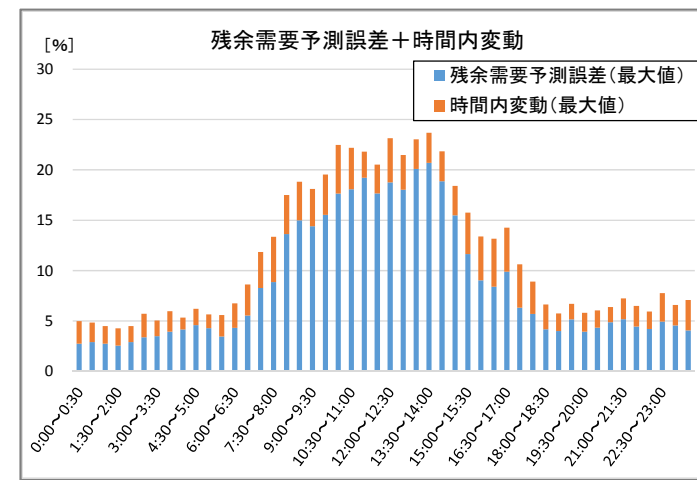
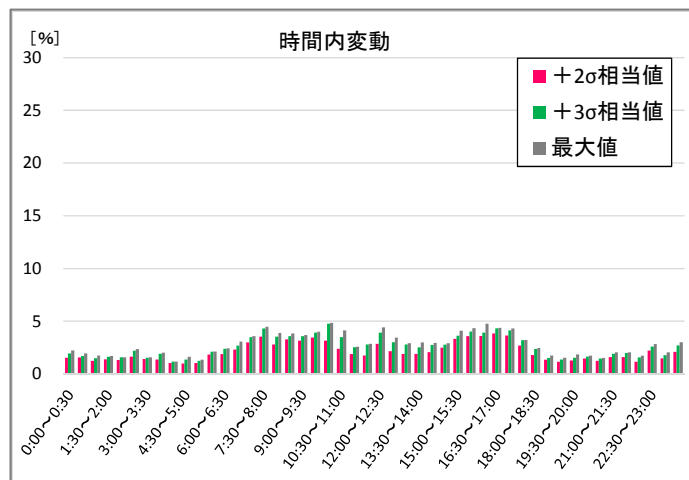
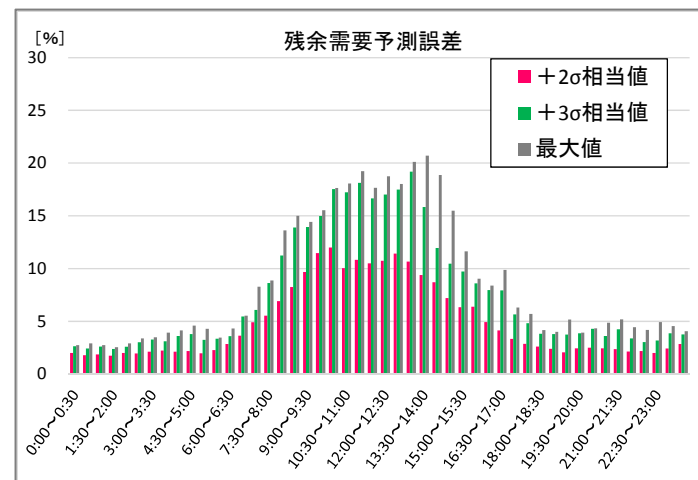


(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係 ー実需給断面からの電源Ⅰ 必要量検討の進め方ー

以上の点を踏まえ、以下のような観点から現状を見直す案を提示し、見直すことの是非を含め、検討を進めていくことでどうか。

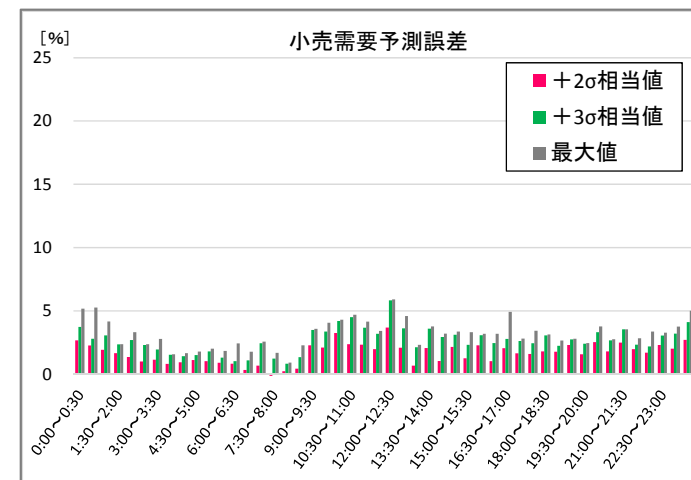
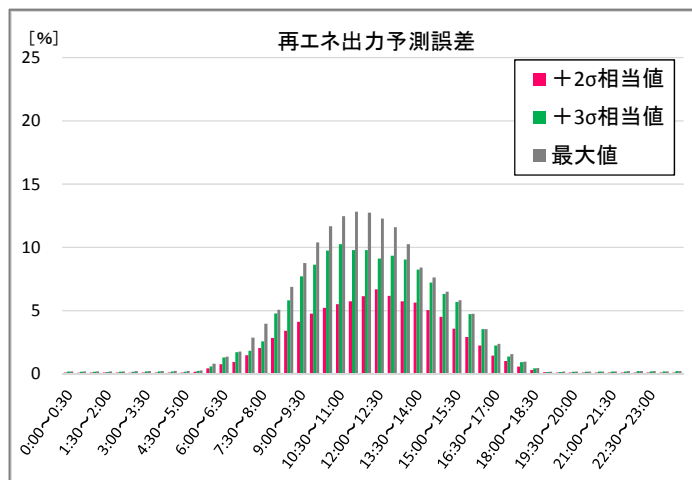
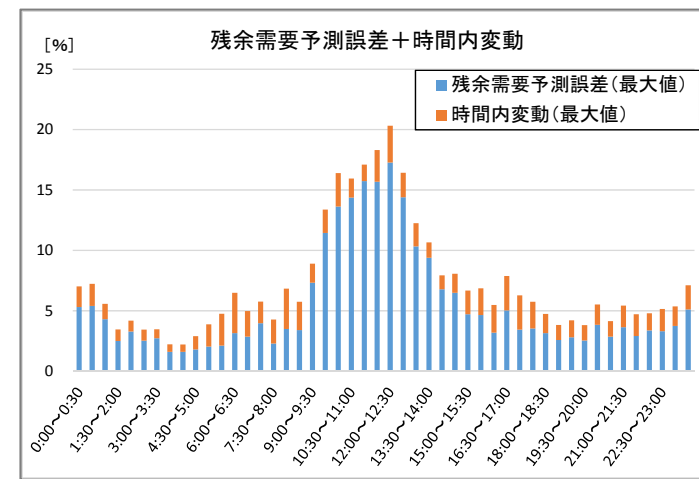
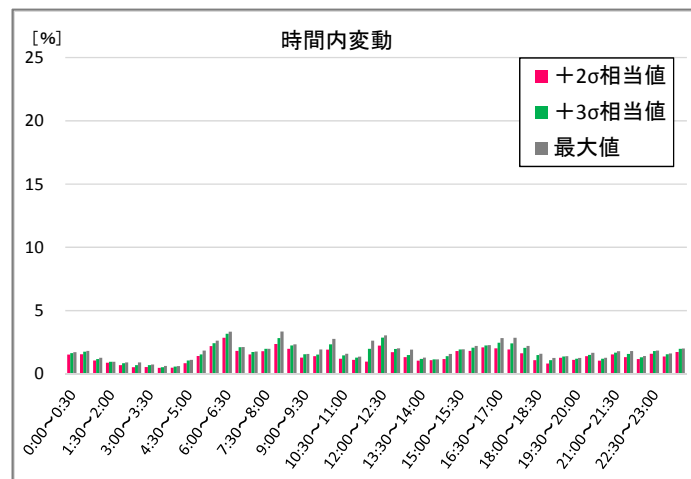
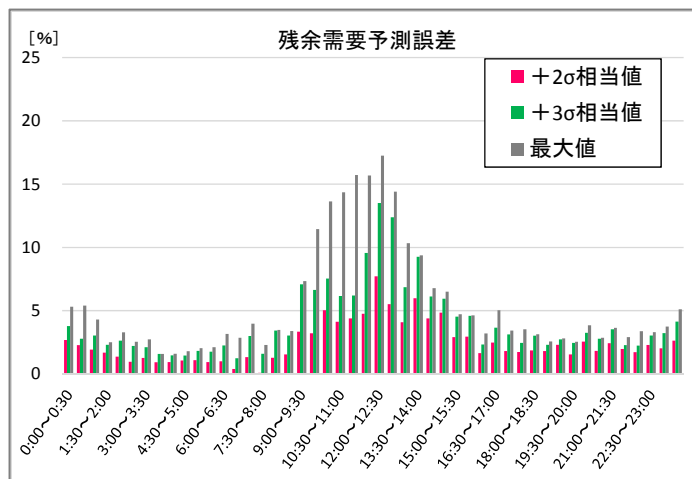
- 仮に、電源Ⅰで対応できる量を超える変動に対して、より確実に調整力を確保できるよう何らかの対策を講じれば、電源Ⅰ以外で調整力として使える電源等にも一定の期待をしつつ、電源Ⅰを確保すれば良いのではないかと。その対策として、例えば、需給調整市場が創設される前であっても、透明性を確保しつつ、調整力を事前調達する仕組みを検討してはどうか。
- 仮に、全ての時間帯で電源Ⅰ以外には期待できないとした場合、実需給段階で上げ調整力として年間で必要な量に対応できるだけの電源Ⅰを確保することを検討してはどうか。例えば、年間で最も必要な量が多い再エネの変動が大きくなりやすい昼間帯でも対応できるだけの電源Ⅰを確保することを検討してはどうか。

残余需要予測誤差の最大値と 時間内変動の最大値を合算



- ※ エリアのH3需要に対する%値
- ※ 再エネ出力予測誤差は、上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 - ・再エネ出力予測誤差＝予測－実績
 - ・小売需要予測誤差＝実績－予測
 - ・残余需要予測誤差＝小売需要予測誤差
 ＋再エネ出力予測誤差
- ※ 再エネは太陽光と風力
- ※ FIT特例①の予測は前々日予測、FIT特例③の予測は前日予測を使用(現在の制度を勘案)
- ※ 不等時性により、小売需要予測誤差の各値(最大値、+2σ相当値、+3σ相当値)と再エネ出力予測誤差の各値を合算したものが残余需要予測誤差の各値は一致しない

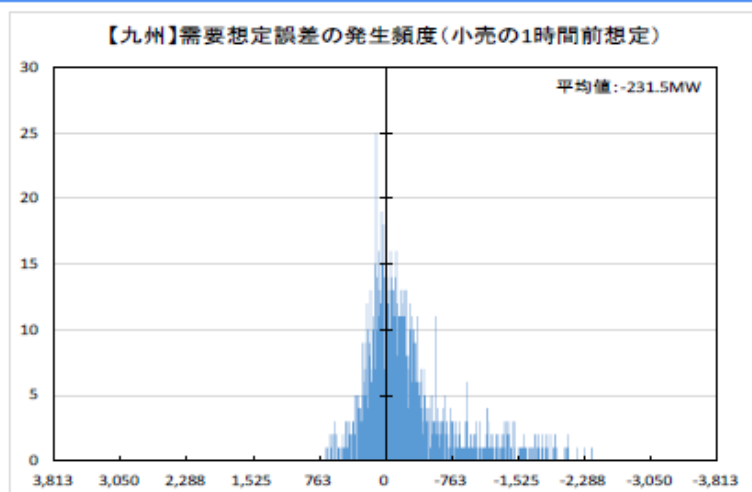
残余需要予測誤差の最大値と 時間内変動の最大値を合算



- ※ エリアのH3需要に対する%値
- ※ 再エネ出力予測誤差は、上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 - ・再エネ出力予測誤差＝予測－実績
 - ・小売需要予測誤差＝実績－予測
 - ・残余需要予測誤差＝小売需要予測誤差
 ＋再エネ出力予測誤差
- ※ 再エネは太陽光と風力
- ※ FIT特例①の予測は前々日予測、FIT特例③の予測は前日予測を使用(現在の制度を勘案)
- ※ 不等時性により、小売需要予測誤差の各値(最大値、+2σ相当値、+3σ相当値)と再エネ出力予測誤差の各値を合算したものが残余需要予測誤差の各値は一致しない

(参考) 今回の報告における統計処理について

3



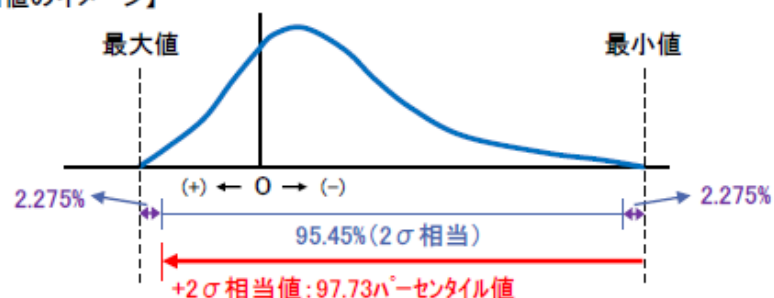
■ 左記のような分布の場合、平均および標準偏差を求め、平均+2 σ 、平均+3 σ を算出すると以下のように最大値を超える値となる。⇒ 過大評価となるおそれ

	【MW】
平均	-231.5
標準偏差	488.6
平均+2 σ	745.7
平均+3 σ	1234.3
最大	690.5

■ 分析対象の予測誤差・時間内変動データは必ずしも正規分布ではないため、上記の算出方法ではなく、誤差実績の最小から最大の範囲で正規分布の+2 σ 、+3 σ に相当するパーセンタイル値を算出する。

- +2 σ 相当値 ⇒ 97.73パーセンタイル値 (2 σ 相当:95.45%)
- +3 σ 相当値 ⇒ 99.87パーセンタイル値 (3 σ 相当:99.73%)

【+2 σ 相当値のイメージ】



上記グラフの例の場合、以下の値となる。

- ・+2 σ 相当値 ⇒ 426.2MW
- ・+3 σ 相当値 ⇒ 674.8MW

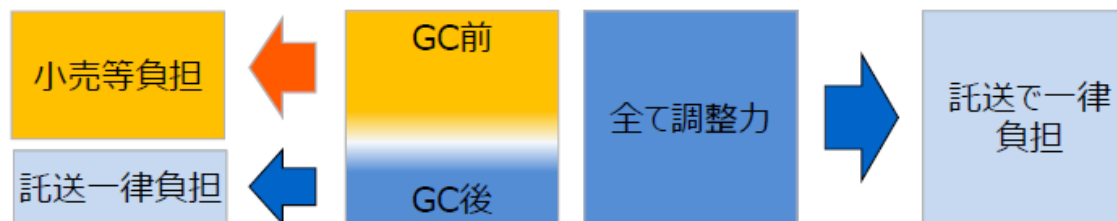
(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係 －再エネ予測変動分の調整方法－

39

- 現在、FIT特例制度①の適用を受けた再エネの予測変動分の調整方法については、国において議論されているところであり、これを含め調整の役割分担が変われば、一般送配電事業者が必要とする調整力の量は変わり得る。
- 一般送配電事業者が必要とする調整力の量は、国の議論に注視しつつ検討することが必要である。

再エネ予測変動分の調整方法

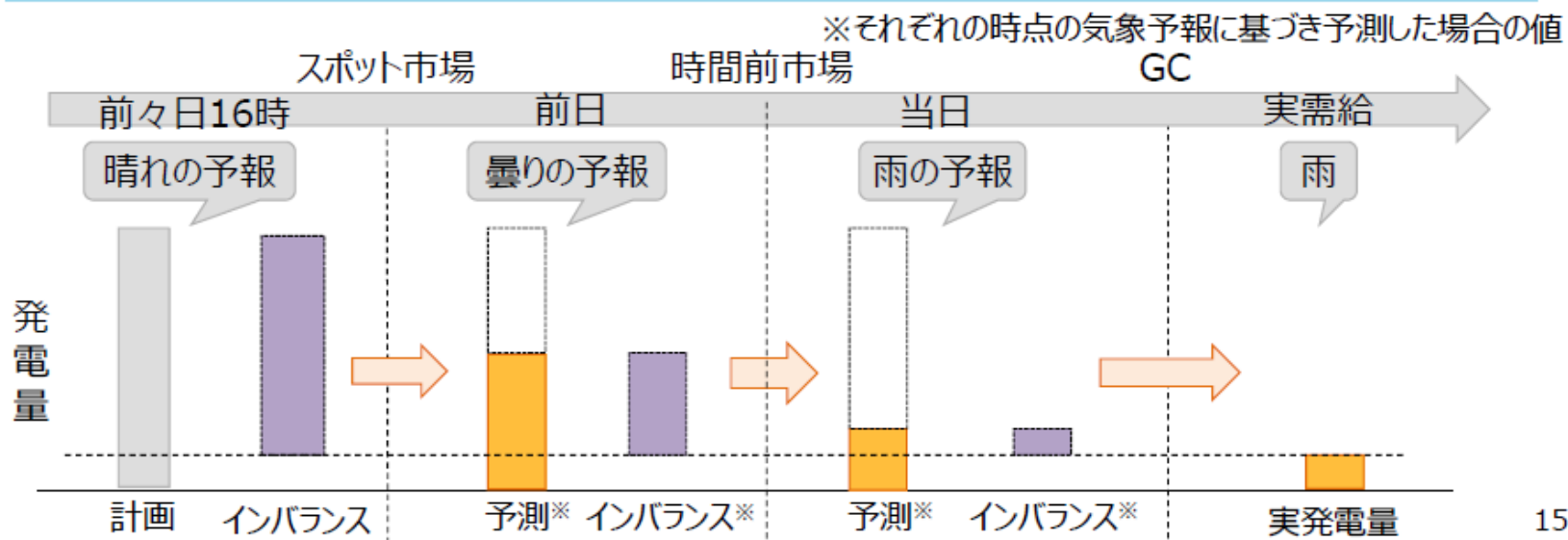
- 発電量の変動は、通常発電インバランスとして処理されるが、FIT発電事業者の規模・実務負担等を考慮して、FIT電源については、発電予測・計画誤差の調整を第三者が行うこととする、FITインバランス特例制度が定められた。
- このうち、送配電事業者が調整を行うFIT特例①については、再エネ導入拡大に伴い、計画誤差調整に必要となるコストの負担の問題や、需給調整に携わる新規ビジネスの可能性は、検討時の想定を超えて顕在化している。
- 現行のFIT特例①を前提とすれば、再エネ予測変動分の調整実務は送配電事業者が担い、そのコストは主にインバランス料金及び託送料金で回収される一方（結果的に小売料金に転嫁）、計画締切（GC）以前に調整する場合は、変動分の調整は主に買取事業者等が担い、結果的に小売料金へと転嫁される。
※ 予測精度の観点から、再エネ予測変動分の全てが買取事業者で調整されるわけではない。
- こうした状況を踏まえ、再エネ予測変動分の調整を引き続き送配電事業者が担うことが考えられる一方、コスト最小化の観点から、小売事業者に一定の調整を行わせることも考えられる。



17

(参考) FITインバランス特例①の運用スケジュール

- 現行のFITインバランス特例①は、実需給から相当程度離れた時点で策定する予測値をもって計画を確定するため、インバランスのうち、本来、時点ごとに調整可能な要素もまとめて送配電事業者の調整力に依存している状況。
- 調整力は、(1)周波数維持、(2)需給バランス維持（計画誤差調整）のために、託送料金を原資に確保（kW）されている。
※kWh分のコストは、インバランス料金を通じて精算される。
- 他の電源や事業者における計画策定スケジュール（実需給の1時間前に計画確定）と比較すれば、FITインバランス特例①の運用は、(2)にて本来定義されている誤差以上の出力予測変動分を、調整力に依存していると言える。



15

(論点2) 実需給断面で必要となる調整力との関係

－電源Ⅰと旧一般電気事業者(小売部門)9社の予備力水準との関係－

41

- 一般送配電事業者が確保する上げ調整力を検討する上では、GC時点における小売電気事業者の予備力の水準を考慮することも考えられるのではないかと議論があったが、旧一般電気事業者(小売部門)の予備力水準については、GC時点で原則0%とする行動計画が示されていることから、これを前提として電源Ⅰ必要量の検討を行うこととする。

①旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の確保水準

旧一般電気事業者(小売部門)9社の予備力水準(平成30年11月時点)

- 旧一般電気事業者(小売部門)9社は、要請に応じ、平成30年11月を目処に、小売部門が保有する予備力を削減することを表明。
- 予備力の確保量が大きい東京、中部、関西についても、スポット市場入札時点で原則1%、時間前市場開場時点で原則1%、ゲートクローズ時点で原則0%として、予備力削減等の取組要請内容に沿った行動計画が表明された(次頁以降に詳細を記載)。また、北海道についても、同地域の特殊性を踏まえつつ改善が見られる。

	スポット入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	ゲートクローズ時点
北海道電力*	(将来的に)0～1%	(将来的に)0～1%	(将来的に)0～1%
東北電力	1%	1%	原則不要(0%)
東京電力EP	0～1%	0～1%	原則不要(0%)
中部電力	1%	1%	原則不要(0%)
北陸電力	原則不要(0%)	原則不要(0%)	原則不要(0%)
関西電力	1%	1%	原則不要(0%)
中国電力	1%	1%	原則不要(0%)
四国電力	0～1%	0～1%	原則不要(0%)
九州電力	1%	1%	原則不要(0%)

*北海道電力については、同エリアの特殊性を踏まえ、0～1%への変更時期を判断

5

(空白)