

調整力公募に向けた課題整理について －電源Ⅰ・電源Ⅰ' 必要量、電源Ⅱの事前予約－

2018年7月25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

1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

- 今年度は、一般送配電事業者が事業者からの要望を踏まえてスケジュールを見直すこととしたため、本委員会では8月上旬までに「調整力の公募にかかる必要量等の考え方」を示せるように検討を進めることとしたい。

		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	9月～10月 公募準備 公募 契約手続き			
	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 審議 8月上旬 ※2020年度分の調整力公募について検討			
本委員会		5/16	6/8	7/4	本日

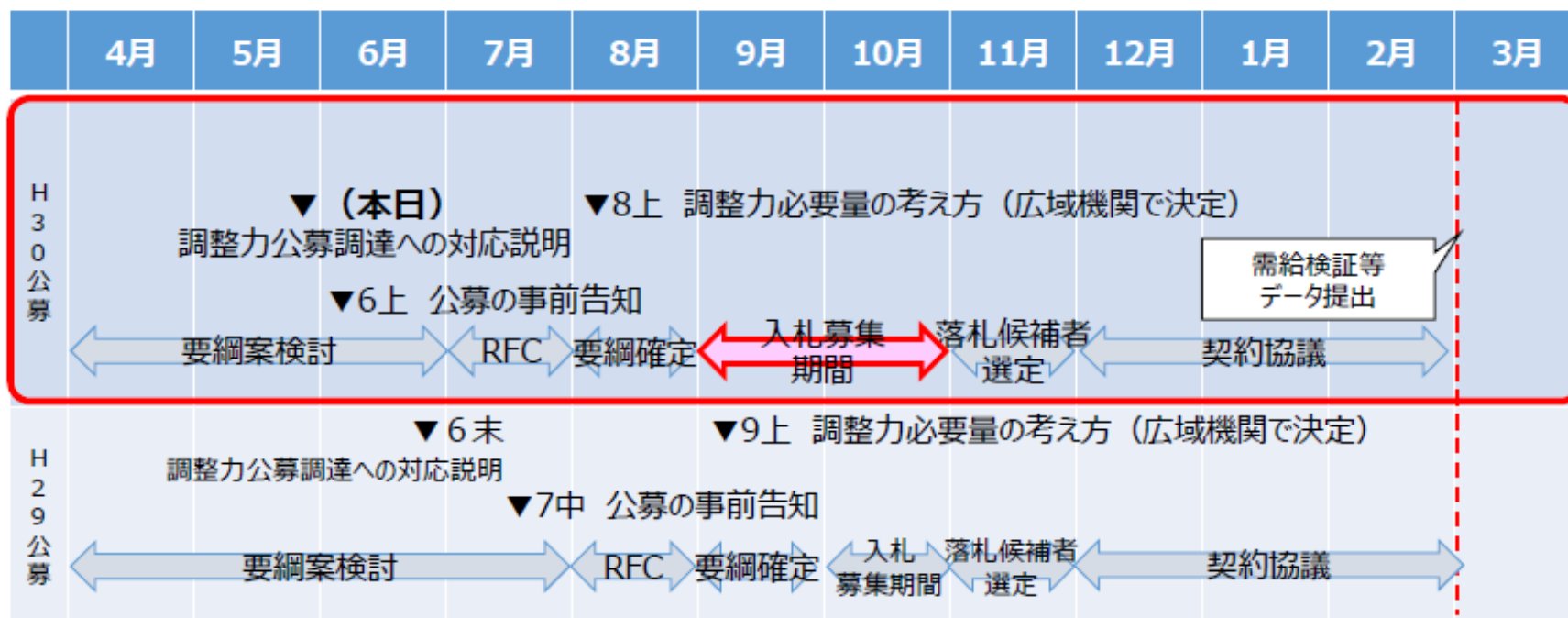
※第30回制度設計専門会合(2018年5月29日)において、一般送配電事業者が、事業者からの要望を踏まえ、入札募集期間を2ヶ月に拡大し、9月から募集開始するスケジュールを示したことを踏まえ、検討スケジュールを見直し。

「平成30年度の調整力公募スケジュール」について

3

- 事業者からの電源Ⅰ'の入札募集期間確保(拡大)の要望を踏まえ、平成30年度の調整力公募は、入札募集期間を2ヶ月に拡大します。
- 具体的なスケジュールは国による需給検証に必要なデータ提出時期(2月末)を考慮し、9月からの入札募集に向けて7月から意見募集(RFC)を開始します。

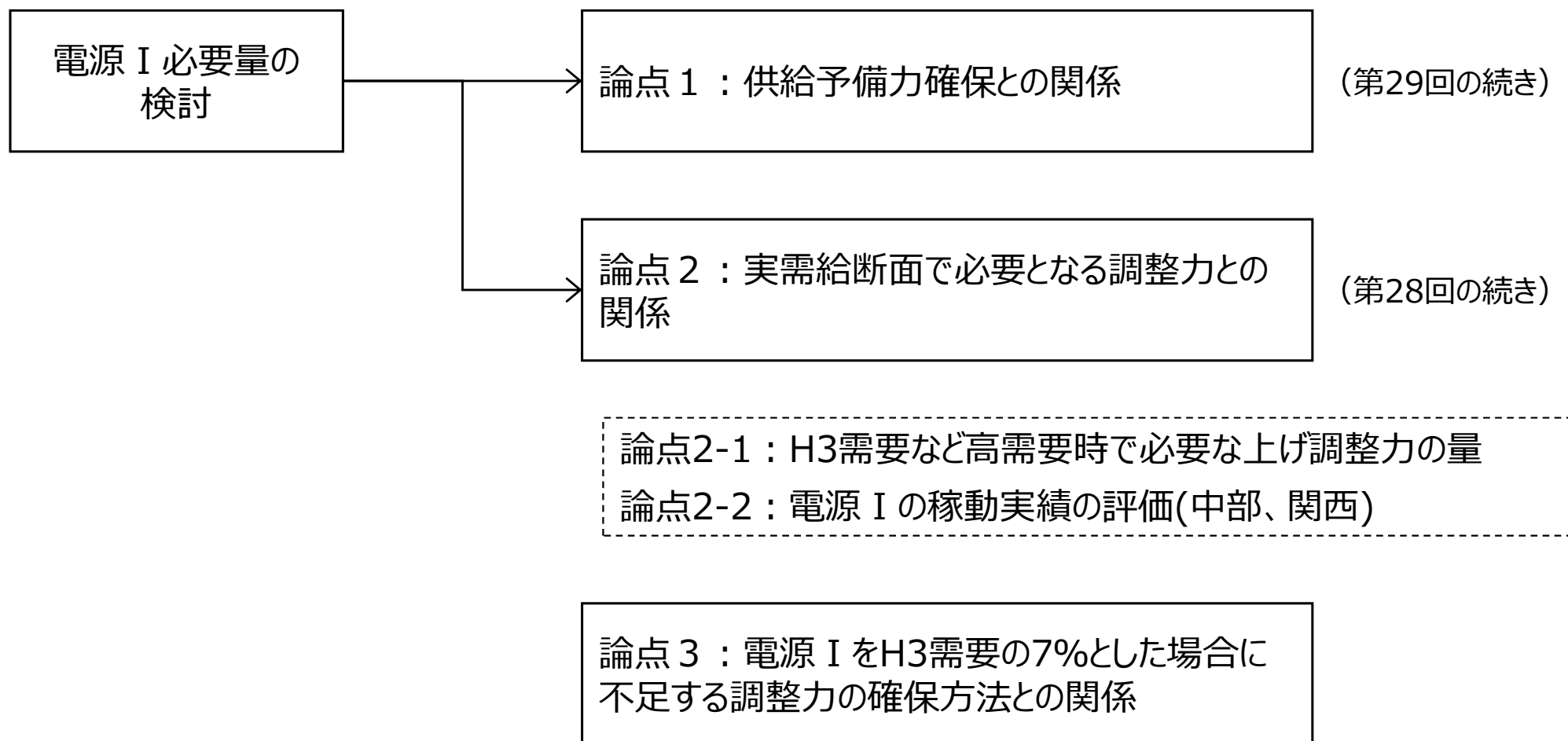
<調整力公募スケジュール(案)>



*電源Ⅰ(a.b)、電源Ⅰ'について同一の公募スケジュール(電源Ⅱ(a.b)、電源Ⅱ'は随時申込み)

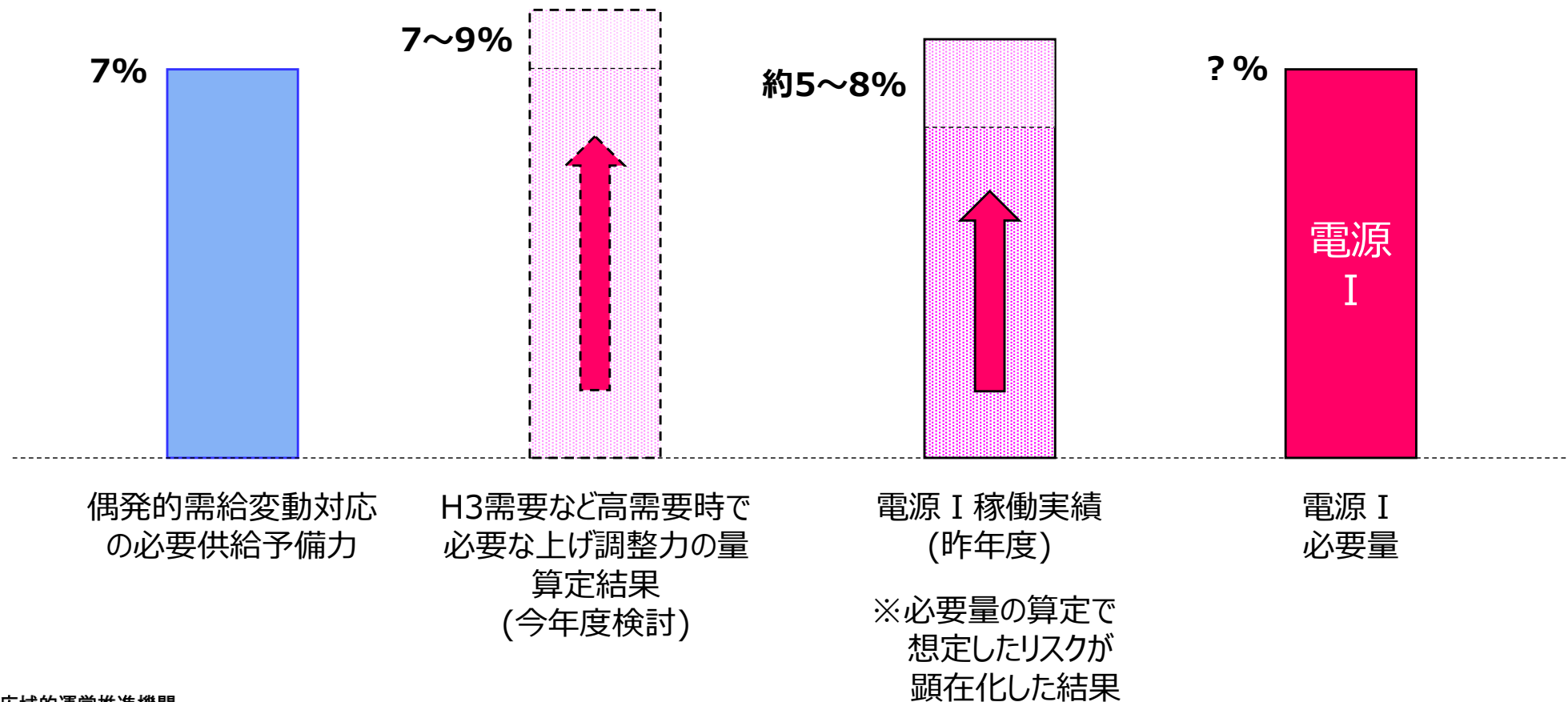
1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

- 第28回、第29回の本委員会に引き続き、「供給予備力確保との関係」と「実需給断面で必要となる調整力との関係」についてご議論いただきたい。



1. 電源 I 必要量について（沖縄エリア以外） ～必要供給予備力、上げ調整力必要量と電源 I 必要量の関係～

- 前回委員会において、論点 1「供給予備力確保との関係」と論点 2「実需給断面で必要となる調整力との関係」についてご議論いただいた。
- また、各論点の検討結果を踏まえ、「必要供給予備力」と「実需給断面で必要となる調整力」（「H3需要など高需要時で必要な上げ調整力量」、「電源 I 稼働実績」）と「電源 I 必要量」がそれぞれ下図のような関係にある中で、電源 I 必要量をどう考えるかをご議論いただいた。



1. 電源 I 必要量について（沖縄エリア以外）

～まとめ～

- 「供給予備力確保との関係」と「実需給断面で必要となる調整力との関係(「H3需要など高需要時で必要な上げ調整力」と「電源 I の稼働実績の評価」)」を踏まえて、電源 I 必要量をH3需要の7%とすることへの異論はなかった。
- よって、2019年度向けの電源 I 必要量は、昨年度公募と同じく、沖縄以外の**9エリア一律で「電源 I 必要量 = 最大3日平均電力 × 7%」**とすることでどうか。
 - ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては平成30年度供給計画の第2年度における想定需要とする（以下、「平年H3需要」という）。

【第 29 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年6月8日）議事録抜粋】

『電力・ガス取引監視等委員会からの、電源 I があまりにも稼働しておらず、本当に7%必要なのか、との指摘に対する反論としては合理的だと考える。（中略）もともとの議論は、7%が本当に必要なのか、例えば6.5%や6%では問題があるのかということである。だとすると、これだけ厳しい状況があったにもかかわらず、しかも電源脱落の想定を含めても、電源 I が5%しか稼働していない、あるいは結果論から見ると必要なかったエリアもあるわけで、6.5%や6%では問題があるのかという問題提起に答えられてはいない。したがって7%を見直す必要がないと主張するためには、もう少し言っていたらいいと、これだけでは納得しかねる。多くのエリアで7%目いっぱい使っていたか、仮にアクシデントがあれば使っていたはずであることには納得した。しかし、少なくとも2エリア（中部・関西※）では6%で十分だったのではと、この資料を見ても言う人はいると考えるので、7%を見直す必要がないと主張するのであれば、今回の資料では不十分。』（松村委員）

【第 30 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4日）議事録抜粋】

『中部・関西エリアの電源 I 確保量について、7%を急に下げるのは難しいことに関して説明いただいた。この説明を受けて、やはりすぐに7%を下げるのは難しいとは感じた。』（松村委員）

※事務局にて注記

■ 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース、条件等は昨年度と同様）。

- ✓ 対象データ：2017年4月～2018年3月
 - ✓ 「時間内変動 + 3 σ 相当値」、「残余需要予測誤差 + 2 σ 相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
 - ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
 - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
- ※単機最大ユニット容量は、電源の稼働状況を踏まえて、60Hzエリアで1.4%に変更（昨年度は1.2%）

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が 高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が 高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要 ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要 ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000	730	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力で対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+ 3 σ 相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+ 2 σ 相当値」を使用する。

(参考) (論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
～2017年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- H3需要の7%を下回る結果も若干見られるが、ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっている。
- なお、北海道エリアは、昨年度に続き、他エリアと比べて小売需要予測誤差が大きい。下表の算定結果はその影響で大きな値となったと考えられる。
 - ✓ 現在、北海道電力（小売部門）では需要計画及び需要予測の正確性向上に取り組んでいる。

	対象日	対象エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク ^{※1} の95%以上	13.1	9.2	7.0	8.9	7.7	9.0	9.7	10.6	9.2	9.4
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.7	8.0	5.5	7.6	7.7	7.0	9.3	9.4	9.0	8.4
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	16.4	9.8	6.8	9.0	7.4	7.8	8.4	11.6	8.5	9.5
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	14.6	7.4	4.5	7.9	5.9	6.0	7.2	8.5	7.1	7.7
【参考】	365日	全時間帯	12.6	10.0	7.6	10.0	8.3	8.2	10.9	12.5	12.7	10.3

※1 残余需要ピーク

※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

(参考) (論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
～2017年度と2016年度相当のデータによる算定結果～

- 2年間のデータによる算定結果を比較すると、9エリア単純平均ではほとんど差がないが、エリアや算定ケースにより増減にバラつきがある結果となっている。このことを踏まえると、いずれの年度のデータが実態により即しているのか、また、何らかの傾向があるのか、等を判断することが難しいのではないかな。
- よって、引き続きデータを蓄積し、年度ごと推移を確認していくことが必要ではないかな。

2017年度データと2016年度相当データによる算定結果の差異

	対象日	対象コマ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク※1の95%以上	0.7	▲0.8	▲0.7	▲0.8	▲0.1	1.9	0.4	1.6	▲1.2	0.1
ケース2	365日	ピーク※1 2コマ	0.4	▲2.1	▲0.1	0.1	0.3	▲0.5	0.4	2.6	0.3	0.2
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1の95%以上	3.8	▲1.3	▲2.1	▲2.0	▲0.8	1.1	▲0.5	1.7	▲1.0	▲0.1
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1 2コマ	5.2	0.1	▲2.2	▲0.3	▲0.5	▲0.0	▲1.2	▲0.2	▲0.0	0.1
【参考】	365日	全時間帯	0.1	▲0.3	▲0.5	▲0.3	▲0.1	0.2	0.9	1.1	▲0.5	0.1

※1 残余需要ピーク

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ (2017年度データによる算定結果) - (2016年度相当データによる算定結果)

※ 2017年度データ…2017年4月～2018年3月

2016年度相当データ…2016年7月～2017年6月

電源Ⅰの稼働実績(kWh実績+時間内変動が最大のコマ) [対H3需要比率(%)]

	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落(想定)	合計※2
北海道	1.3	5.2	6.5	1.4	7.9
東北	4.3	1.2	5.5	1.4	6.9
東京	5.3	1.1	6.4	1.4	7.8
中部	2.4	1.7	4.1	1.2	5.4
北陸	4.0	2.9	6.9	1.2	8.2
関西	0.8	2.9	3.7	1.2	5.0
中国	3.7	1.7	5.4	1.2	6.6
四国	4.1	2.1	6.2	1.2	7.5
九州	4.6	3.7	8.3	1.2	9.5
沖縄	2.0	2.8	4.8	16.9	21.7

※1 小計とは、kWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

中部エリア

■ 電源Ⅱの事前予約を行わなかった場合の電源Ⅰの稼働見込みを試算した結果は以下のとおり。

	電源Ⅱ予約がない場合 の電源Ⅰへの振替分 (想定)	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落 (想定)	合計※2
実績	—	2.4	1.7	4.1	1.2	5.4
稼働見込み	5.2	1.1	1.0	7.2	1.2	8.4

※1 小計とは、電源Ⅰへの振替分(想定)とkWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

関西エリア

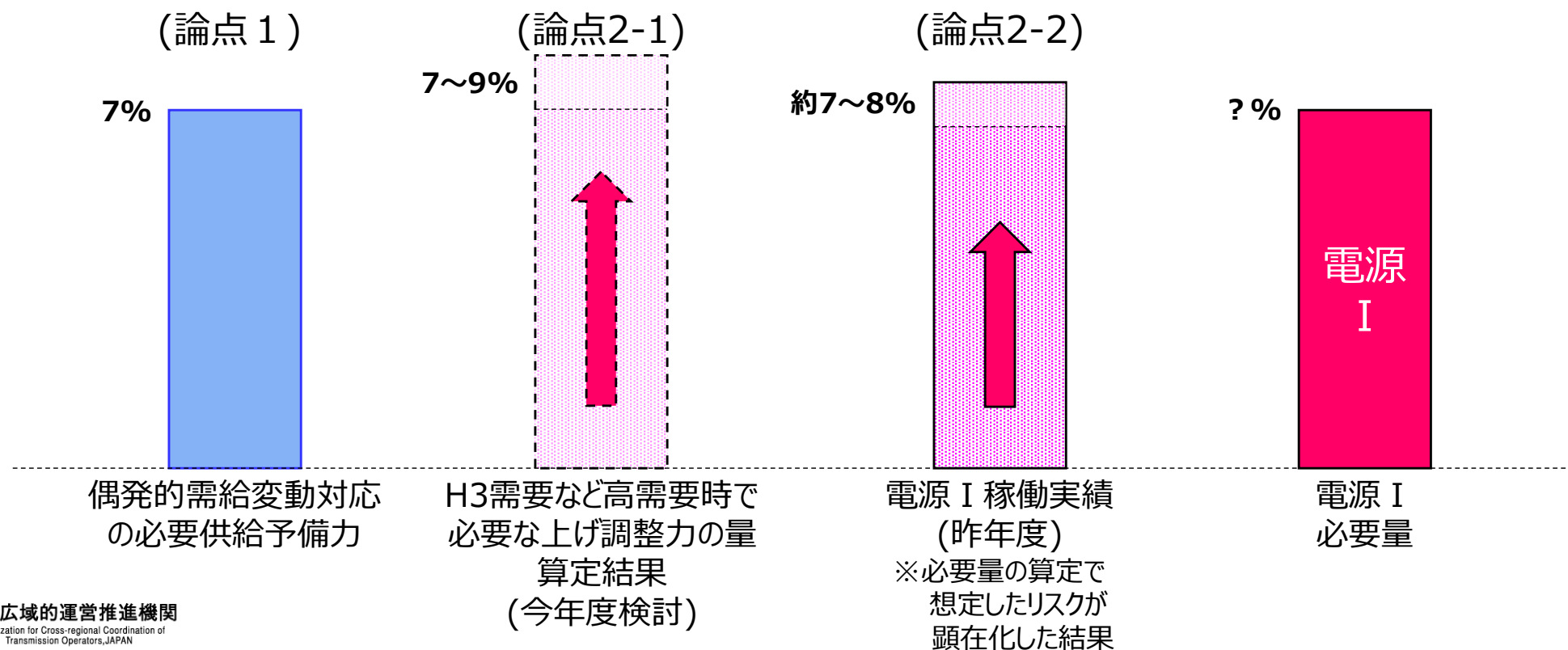
- 関西エリアでは、高需要時である夏期の時点において、旧一般電気事業者(小売部門)がスポット入札時点で5%の予備力を確保する運用を行っており、年初段階での計画に対して大容量電源が追加的に稼働したことから、旧一般電気事業者(小売部門)が高需要時でも予備力を確保できたので、電源Ⅱ余力が残ったのではないかと。
- 旧一般電気事業者(小売部門)がスポット入札時点で5%の予備力を確保する運用を行っていた期間のうち、需要の高い夏期(7月～9月)の期間において、予備力分の電源Ⅱ余力が残らなかった場合の電源Ⅰの稼働見込みを試算した結果は以下のとおり。

	小売予備力がない場合 の電源Ⅰへの振替分 (想定)	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落 (想定)	合計※2
実績	—	0.8	2.9	3.7	1.2	5.0
稼働見込み	4.8	0.8	1.5	7.1	1.2	8.3

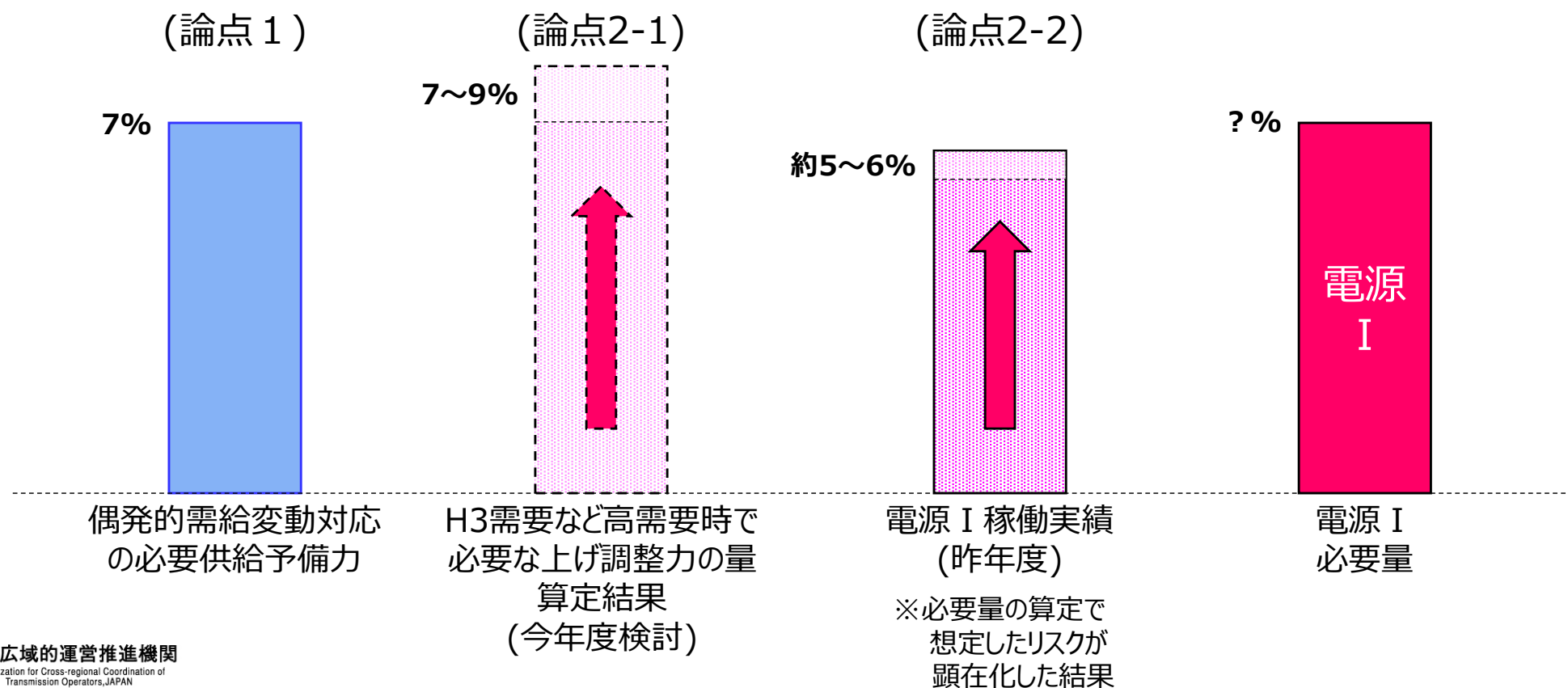
※1 小計とは、電源Ⅰへの振替分(想定)とkWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した。ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっており、電源Ⅰは少なくとも7%必要ではないか。他方、上げ調整力必要量は7%を超える値もあったが、電源Ⅰ稼働実績が7%程度であることから、これをもって電源Ⅰを7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。
- ただし、四国・九州エリアは、電源Ⅱの事前予約を行ってなお7%程度の電源Ⅰ稼働実績があったことを踏まえると、事前予約の仕組みのように、電源Ⅰで不足していた分の調整力を確実に確保できることが必要ではないか。
- 偶発的需給変動対応の必要供給予備力確保策の観点、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量の算定結果や電源Ⅰ稼働実績を踏まえると、電源Ⅰの量で不足する分の調整力を確実に確保できることを前提にした上で(論点3)、電源Ⅰ必要量をH3需要の7%として良いのではないか。



- 中部・関西エリアの電源Ⅰの稼働は、電源Ⅱの事前予約や、年初段階での計画に対する大容量電源の追加稼働および旧一般電気事業者(小売部門)の予備力確保により、電源Ⅰは5～6%の稼働にとどまったのではないかと推察される。
- 他方、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量の算定結果は他エリアと同程度であり、偶発的需給変動対応の必要供給予備力確保策の観点から踏まえると、昨年度の電源Ⅰの稼働実績をもって、ただちに電源Ⅰ必要量を7%より引き下げられるとまでは言えないのではないかと推察される。



1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

- 沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量としている。

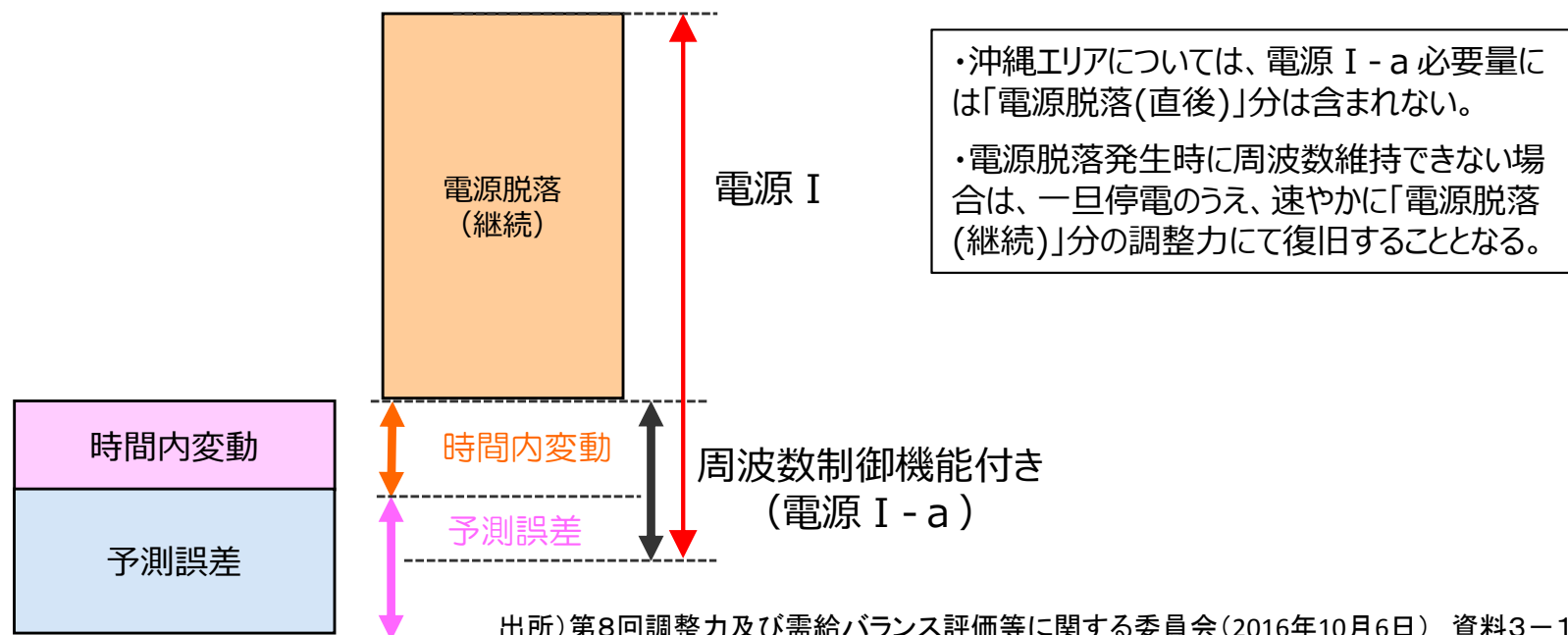


- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで考慮すべき状況の変化はなく、2019年度向けの調整力公募においても以下のとおりとすることでしょうか。

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量

※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



出所) 第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2016年10月6日) 資料3-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_08_haifu.html

- 沖縄エリアは電源 I 必要量の考え方が他のエリアと異なるが、参考に、沖縄エリアについても、他の9エリアと同様の方法で残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した。
 - ✓ 対象データ：2017年4月～2018年3月
 - ✓ 「時間内変動 + 3 σ 相当値」、「残余需要予測誤差 + 2 σ 相当値」を算定
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測は 1 時間前計画値を使用
 - ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が 高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が 高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要 ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要 ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約2,300	730	約240	72

■ 残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した結果は下表のとおり。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	5.0	4.6	5.3	4.2	4.6
(ii) 時間内変動	2.4	2.3	2.1	1.7	3.2
(iii) 電源脱落	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
合計 (i) + (ii) + (iii)	24.4 (352MW)	23.9 (345MW)	24.3 (351MW)	22.8 (330MW)	24.7 (357MW)
【参考】ゼロ点補正量	1.1	1.1	1.2	0.7	1.1

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iii) 小売需要予測誤差※1、2	4.3	4.3	4.7	4.8	5.4
(iv) FIT①③予測誤差※2、3	2.9	0.5	2.7	0.4	3.5

- ※ 2017年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、()内はMW値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iii) + (iv) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

■ 2016年7月～2017年6月のデータにより、残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した結果は下表のとおり。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	4.4	3.2	3.8	3.8	4.2
(ii) 時間内変動	2.3	2.7	1.8	1.4	2.9
(iii) 電源脱落	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
合計 (i) + (ii) + (iii)	23.8 (340MW)	23.0 (328MW)	22.7 (324MW)	22.3 (318MW)	24.2 (343MW)
【参考】ゼロ点補正量	0.8	1.4	0.9	0.7	1.4

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iii) 小売需要予測誤差※1、2	4.3	3.4	3.8	3.9	6.2
(iv) FIT①③予測誤差※2、3	3.1	0.5	1.3	0.3	2.8

※ 2016年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、()内はMW値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載

※2 不等時性から、(iii) + (iv) が (i) と一致しない

※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

■ 2年間のデータによる試算結果の比較は以下のとおり。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	0.6	1.5	1.5	0.4	0.4
(ii) 時間内変動	0.1	▲0.4	0.3	0.3	0.2
合計(i) + (ii)	0.8	1.1	1.9	0.7	0.7
【参考】ゼロ点補正量	0.3	▲0.3	0.3	0.0	▲0.3

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iii) 小売需要予測誤差※1、2	0.0	1.0	0.9	0.9	▲0.8
(iv) FIT①③予測誤差※2、3	▲0.2	▲0.0	1.3	0.0	0.7

※ H3需要に対する%値
 ※ (2017年度データによる算定結果) - (2016年度データによる算定結果)
 ※ 2017年度データ・・・2017年4月～2018年3月
 2016年度相当データ・・・2016年7月～2017年6月

1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a） 必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

(空白)

3. 電源 I' 必要量について ～電源 I' の確保目的～

- 昨年度まで、電源 I' は「厳気象 H1 需要」において、供給力が不足し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力としており、この確保目的は、今年度も変わらないのではないかと。

電源 I' の確保目的

52

出所) 第20回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_20_haifu.html

- 2016年度は、「厳気象 H1 需要」において、供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力として、電源 I' の募集を行った。
- 電源 I' は電源に限らず、ネガワット等の発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象としており、2017年度の調整力公募においても同様とすることでどうか。

- 第4回委員会(平成28年6月28日開催)において、平成28年度の夏季について、10年に1回程度の猛暑が発生したときの最大電力に対しても、運用上の追加対策^{※1}を以て需給バランスを維持できることを確認した。
- しかし、来年度も確実に需給バランスを維持できるようにするための供給力確保の仕組みがないことを踏まえ、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要(以下、「厳気象 H1 需要」)において供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力を、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する^{※2}。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。

※1: 地域間連系線の空容量の範囲内でのエリア間の取引、火力発電の過負荷運転、当機関の指示によるエリア間の応援、契約による需要抑制。

※2: この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要。

3. 電源Ⅰ'必要量について ～電源Ⅰ'必要量算定の考え方について～

- 電源Ⅰ'の確保目的が変わらなければ、電源Ⅰ'必要量は昨年度までと同様に算定することによいのではないか。

電源Ⅰ'必要量

5

- 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

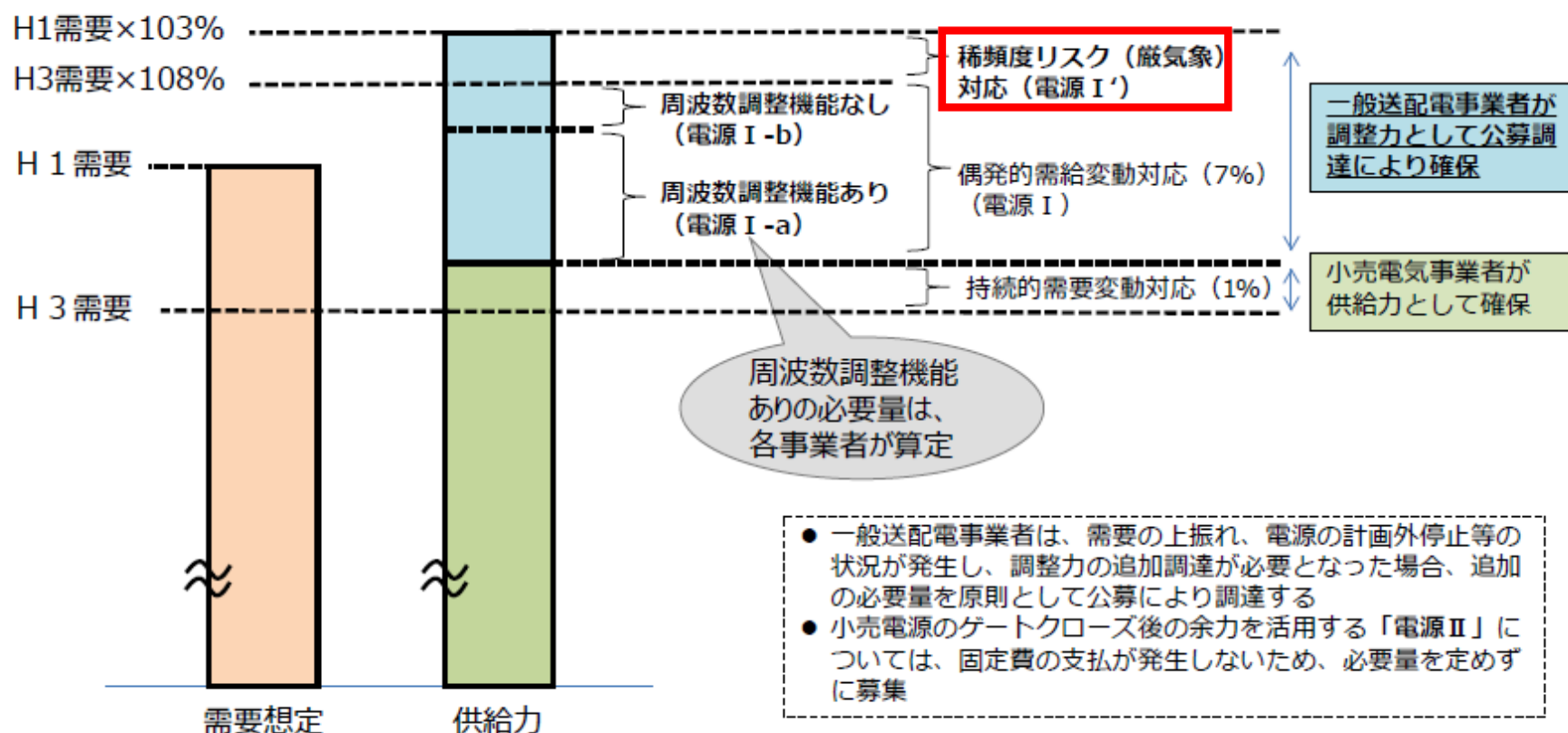
- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - a. 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
 - c. 平年H3需要は、平成29年度供給計画の第2年度における平年H3需要の値を使用する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - a. 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

(参考) 調整力の区分及び必要量の考え方について

- 各一般送配電事業者は、周波数調整機能の有無等により電源等の区分を設定し、調整力の必要量を算定した上で公募調達を実施。

○本年度の調整力の区分及び必要量の概念図 (沖縄電力を除く)



- これまで5エリアが公募調達を実施しており、東北・中部は夏季のみ、東京・関西・九州は年間調達を実施している。

平成30年度向け調整力の公募結果(電源 I')

	東北			東京			中部			関西			九州		
	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
募集容量(万kW)	9.1	8.2	▲ 0.9	59.0	34.0	▲ 25.0	19.2	31.2	12.0	17.0	27.0	10.0	28.4	31.8	3.4
応札容量(万kW)	2件 9.3	3件 10.5	1件 1.2	12件 67.7	12件 40.1	- ▲ 27.6	14件 20.4	3件 31.5	▲ 11件 11.1	20件 36.6	18件 54.4	▲ 2件 17.8	15件 31.4	19件 38.9	4件 7.5
落札容量(万kW)	1件 7.4	3件 8.2	2件 0.8	6件 59.9	11件 34.0	5件 ▲ 25.9	11件 19.2	3件 31.2	▲ 8件 12.0	13件 17.0	15件 27.0	2件 10.0	10件 28.5	14件 31.8	4件 3.3
評価用 最高価格(円/kW)※	782	1,088		4,750	5,518		1,245	3,162		5,900	5,106		32,622	16,645	
評価用 平均価格(円/kW)※	782	1,016		4,501	5,138		1,196	2,279		3,034	3,717		8,176	6,607	
契約期間	7/16 ~9/20	7/16 ~9/20		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31	

※評価用最高価格、平均価格について

当年度において、電源I'の評価方法が変更されていることから、前年度との単純比較はできない点に留意が必要。

前年度：評価用kW価格

当年度：評価用kW価格+評価用kWh価格

(a)評価用kW価格

運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

(b)評価用kWh価格

上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	想定発動回数	運転継続可能時間
東北	2.4回	4時間
東京	3.6回	3時間
中部	1.8回	2時間
関西	3.6回	3時間
九州	3.6回	4時間

1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

30

- 以上を踏まえ、「電源Ⅰ必要量(沖縄エリア以外)」、「電源Ⅰ必要量(沖縄エリア)」、「電源Ⅰ'必要量」の検討結果として、資料2-2「2019年度(平成31年度)向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について（案）」のとおり取りまとめることとしたい。

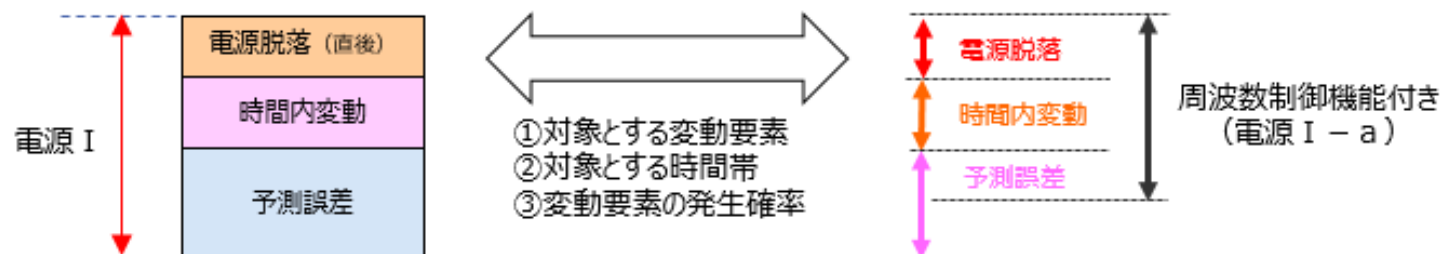
1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

(空白)

5. 電源 I - a 必要量について ～電源 I - a 必要量算定の考え方について～

- 電源 I のうち、周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）の必要量は、「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「残余需要予測誤差の一部」に対応するための量として各一般送配電事業者が算定し、公募調達を行っている。
- 現時点で特に問題が生じていないことから、2019年度向けの調整力公募においても、これまでと同様の考え方で電源 I - a 必要量を算定することでどうか。

- (2)で提案した電源 I 必要量の算定の考え方と、次ページ以降の一般送配電事業者（東京電力パワーグリッド）の検討における周波数制御機能付き（電源 I - a）必要量の算定の考え方は下表のとおり。
- なお、電源 I - aの算定における電源Ⅱの余力に期待できないという見方（相違点②）は、P24の(2)論点1のとおりリスクとして見過ぎであると考えられるものの、安定供給の観点からは、算出された電源 I - a必要量を調達することを否定するものではない。



	電源 I (算定1)	電源 I - a (算定2)	相違点
①	「電源脱落(直後)」「時間内変動」「予測誤差」を考慮	「電源脱落」、「時間内変動」、「予測誤差の一部」を考慮	・算定2においては、予測誤差のうち、実需給コマ内でしか把握できない予測誤差のみを周波数制御機能で対応が必要な量として切り分けて算出。
②	残余需要ピークを基本 (P19～22の試算では、残余需要最大×95%以上のコマを対象)	全時間帯 ※第9回委員会にて、電源Ⅱの余力に期待し、 <u>残余需要ピークを基本</u> とするよう変更	・算定1においては、(2)論点1のとおり <u>電源Ⅱの余力に期待し</u> 、残余需要ピーク時を対象とする考え方。 ・算定2においては、電源Ⅱの周波数制御機能をGC後まで確保することができないため、 <u>電源Ⅱの余力には期待せず</u> 、全時間帯を対象とする考え方。
③	時間内変動:3σ 予測誤差:2σ (P19～22の試算では、この考え方に基き算出)	時間内変動:3σ 予測誤差:3σ	・算定1においては、周波数制御機能で対応する時間内変動は3σ値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は2σ値とする考え方。 ・算定2においては、すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため3σ値とする考え方。

予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

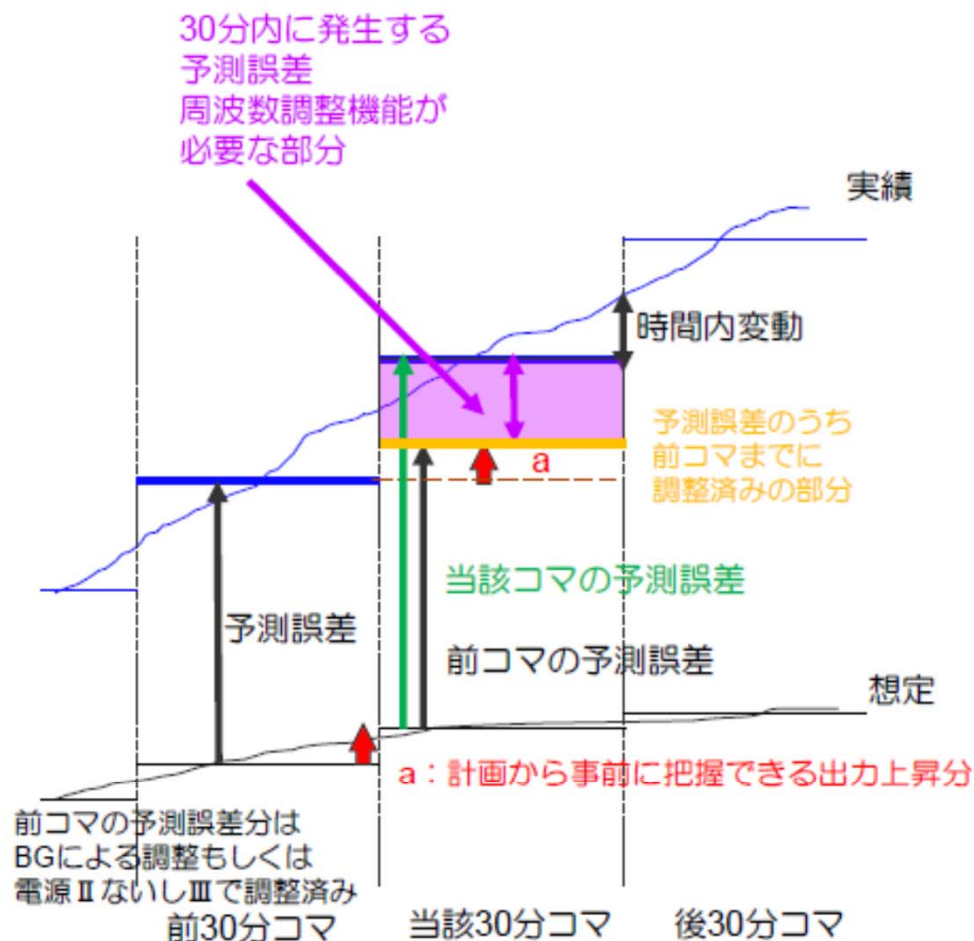
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。



5. 電源 I - a 必要量について

～一般送配電事業者による電源 I - a 必要量の算定結果と募集量～

- 電源 I 必要量を平年H3需要に対する7%とした場合に、各一般送配電事業者が算定した電源 I - a 必要量および必要量に基づく募集量は以下のとおり。

残余需要ピーク 95%	2017年度 試算(年間)	2017年度 募集量	【補正後】※3 2017年度 試算(年間)	【今回】 2018年度 試算(年間)	募集量	設定理由	募集量の設定理由
北海道	7.6%	7.0%	7.4%	7.6%	7.0%	①	① 7%を採用。(上記算出結果は7%以上であるが、7%あれば現状調整できており運用可能と思われる。) ※電源 I 必要量は広域機関にて議論中であるが、仮に7%とした場合
東北	7.0%	7.0%	6.8%	6.5%	6.7%	②	
東京	6.0%	6.0%	5.6%	5.6%	5.6%	②	
中部	6.2%	6.4%	6.1%	5.9%	6.0%	②	② 2017年度、2018年度試算より算出した値の平均値を採用。(単年度実績の特異性を緩和。)
北陸	5.7%	6.5%	5.5%	5.8%	6.5%	③	
関西	5.7%	6.0%	5.3%	5.4%	5.4%	②	
中国	8.0%	7.0%	7.5%	8.3%	7.0%	①	③ その他※2
四国	6.5%	6.3%	6.8%	7.2%	6.7%	③	
九州	6.2%	7.0%	6.3%	7.0%	7.0%	①	
沖縄 ※1	6.2%	57MW	6.0%	5.7%	57MW	③	

※1 沖縄エリアについては「電源脱落(直後)」分は含まれない ※2 下の枠内参照

※3 「電源脱落(直後)」で想定する単機最大ユニットを2018年度試算値換算、残余需要予測誤差の計算方法の見直し

■(北陸)2018年度の試算結果は2017年度の試算結果より増加しており、今後の再エネ連系増による必要量増加を考慮し、**一昨年度、昨年度の募集量と同じ6.5%とする。**

■(四国)電源脱落、時間内変動、予測誤差の実績は年度により変動する可能性があり、特異年度の影響を緩和するためには過去数カ年程度の平均により平準化することが必要。今年度はH27,H28,H29年度3カ年分の平均値より算定。また、各年における各試算値を小数点第2位で四捨五入し、**3カ年平均後、切り上げし、6.7%とする。**

■(沖縄)第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(資料3-2)で示された考え方に基づき、実需給運用実績を踏まえ、今年度の募集においても**昨年度の募集量と同じ57MWとする。**

(空白)

1. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）
2. 電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア）
3. 電源Ⅰ' 必要量について
4. 2019年度（平成31年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について
5. 周波数制御機能付き調整力（電源Ⅰ-a）必要量について
6. 電源Ⅱ 事前予約について

(空白)

- 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($H3\text{需要} \times 7\%$)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。

～事前予約を行わなかった場合にひっ迫融通に至る頻度の分析～

- 前回委員会の論点3「電源ⅠをH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法との関係」で、電源Ⅱを事前予約しなかった場合にひっ迫融通を発動する恐れのある頻度を示す必要がある旨のご意見があったことを踏まえ、2017年度の実績を分析した。
- また、安定供給の確保のために必要であれば、適切性の監視や事後検証することを前提として電源Ⅱを事前予約してよい旨のご意見があった。

【第30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4日）議事録抜粋】

『確保方法を案2-3(スポット市場以降に事前予約)にすると、つまり調達タイミングをスポット市場以降にすると、ひっ迫融通のための広域機関による指示が増えると資料には記載されているが、その証拠が示されていない。(中略)つまり、ほぼ恒常的にスポット市場をゆがめる結果としてごわずかに可能性が増えるのか、きわめて高い頻度で起こるのか示していただかなければ、到底、案2-2(スポット市場以前に事前予約)は支持しかねる。(中略)それでも安定供給のためにスポット市場以前に調整力を確保する手段がないと安定供給を確保できないのであれば、案2-3が原則ではあるが、送配電部門の判断によってスポット市場以前に確保しても良い、という制度を設けるということはある。(中略)もしスポット市場以前に調達するのであれば、なぜその必要があったのか詳細に調査するという制度とセットに、安定供給上どうしても必要なときには電源Ⅱの事前予約を行うことはあっても良いとは考える』(松村委員)

『これまで電源Ⅱの事前予約をしてきている事業者がいるとの報告があるが、今まで実施していて、例えば売り切れる場合があったとか、スポット市場供出原資にどれだけ影響を与えたとかは分かっているのか。その影響が非常に大きいのであれば案2-2(スポット市場以前に事前予約)の採用は難しいと考えるが、言葉は悪いかもしれないが程度問題という考え方もあり、具体的に今までどの程度影響を与えたのかが示されていないと議論がしづらい。』(馬場委員)

『昨冬の東京エリアにおける需給ひっ迫のようにひっ迫融通が頻発するケースがある場合には課題があるのではないかという問題意識の下で今回この資料が出たと理解していた。(中略)仮に事前予約の仕組みを設けるのであれば、利用できる条件を整理したうえで、必要以上に確保することのないように、事前予約が行われた電源Ⅱの量やその単価の適切性を監視していくという条件のもとで、この事前予約というものが安定供給に必要なのであれば実施していくものと考えている。』(加藤委員)

『仮に電源Ⅱの事前予約をするのであればその必要性を明確にすべきだと考える。特にエリアの特性等もいろいろあると考えるので、事前予約の必要性を明示していただきたい。』(高橋委員)

『現状、実態として一部の事業者が電源Ⅱの事前予約を実施して今のようなマーケットの構造になっているが、案3にすることで、ルールを変えてひっ迫融通に至る可能性を増やすのか、という問いの立て方が正しいのではないか。』(鍋島オブザーバー)

【第30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4日）議事録抜粋】

『**ひっ迫融通にはなるだけ頼るべきではない**という点。技術的に仕様がなないときは致し方ないと思うが、そうでない限りは、自由化すると決めた以上は、そのひっ迫融通が起こらざるを得なかったところが、価格に反映され、投資のインセンティブになる等、色々なプレイヤーの行動も変わってくるので、それをあえてひっ迫融通で殺してしまうのは市場の機能からすると好ましくない。』（大橋委員）

『ひっ迫融通という言葉自体に重大な印象があるが、今回の議論の対象は2年間の時限的なものであることと、いまスポット市場以前に手を出すというのは、私も2、3回前の本委員会で申し上げたが、本当に影響がどれだけあるかは別として、思想的に全然違うことをしようとしているような気がして、2年経った後にも悪影響がないか懸念している。そのような懸念と比較しても、**ひっ迫融通はそこまで悪いものなのか**。重大な印象の表現だが、既にある制度を、この2年間を乗り切るものとして使えないのか。カストロフィックになってしまえば大変なことになり得るのは分かるが、**トータルの中で妥協すべきものに入らないのか**質問したい。』（荻本委員）

『**ひっ迫融通に至る可能性が、2年間でどれ程あるのか**考えると、果たしてこれを避けることを考えなければならないのか疑問を感じる。ただ、TSOとしては、「経済性を優先した場合にはこのようなことが起こる」ということを明言しておけば良いのではないか。』（合田委員）

『仮に**案2-2(スポット市場以前に事前予約)**のようなことを実施した場合には事後的にはその必要性を説明していかなければならないと感じた。そのようなことを前提としたうえで、一般送配電事業者としては、**案2-2や案2-3(スポット市場以降に事前予約)**等のスキームをつくっていただくと何かあったときに使えると考える。』（塩川委員）

『需給調整市場の三次調整力②ができる前の当座をしのぐために、その仕組みを設けることの是非について議論したいとのことなので、（中略）**市場が始まるまでの2年間という限定した期間ではあるが、皆様の納得感を得た上で対応しなければならないということと、安定供給の観点も当然忘れてはならない**ということを申し上げたい。それが大前提ではあるものの、コストをいくらかけて良いものではないため、その辺やスポット市場への影響等も踏まえて、事務局に整理いただいたと認識している。**打ち手としてはいろいろ考えられるが、この2年間のしのいでいくために、こういった仕組みを議論していくことは了解いただきたい**と発言させていただく。』（花井委員）

6. 電源Ⅱ 事前予約について ～事前予約の実態の分析～

- 電源Ⅱの予約について、電力・ガス取引監視等委員会、一般送配電事業者の協力を得て、スポット市場前の事前予約の実態について2017年度を対象に分析を行った。
- 電源Ⅱの事前予約を行っていた中部・四国・九州の各エリアにおいて、以下の分析を行った。
 - ✓ スポット市場におけるエリアの売入札が全て約定したコマでの需要想定誤差等の実績から、事前予約によりひっ迫融通の発動が回避されていたと考えられる頻度
 - ✓ スポット価格と電源Ⅱの単価(上げ調整単価)の関係と需要想定誤差等の実績から、事前予約が市場に影響を与えた恐れがある頻度と、事前予約によりひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある頻度※ここでは、電源Ⅱの起動費・電源制約等を捨象した上で、電源ⅡがkWh単価の安いものからスポット市場に供出されたと仮定した

(空白)

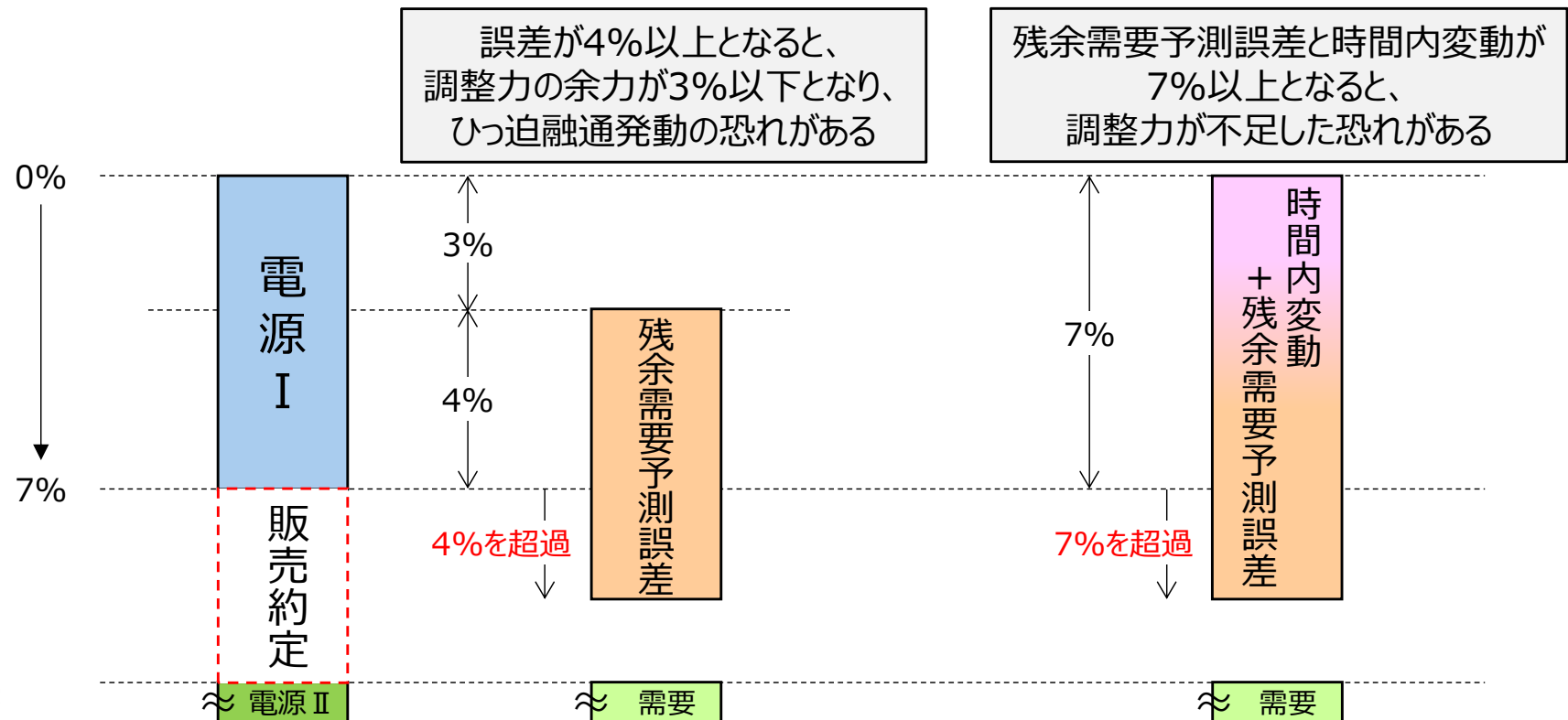
6. 電源Ⅱ事前予約について

～残余需要予測誤差・時間内変動とひっ迫融通等の関係～

- スポット市場前に事前予約を行わずエリア内の電源Ⅱが全て約定した場合、電源Ⅰ(7%)のみで時間内変動や残余需要予測誤差、電源脱落に対応することになる。
- 残余需要予測誤差で調整力を4%以上発動する状況であれば、電源Ⅰのみでは調整力の余力が需要の3%以下となり、ひっ迫融通を発動※したと考えられるので、その頻度を分析した。
- 残余需要予測誤差と時間内変動で調整力を7%以上発動する状況であれば、電源Ⅰのみでは対応しきれずに調整力が不足したと考えられるので、その頻度を分析した。

※ひっ迫融通は、融通を受けるエリアの調整力の余力が一定程度(3%程度)以下となる場合、その恐れがある場合に発動する

～事前予約を行わなかった場合～



6. 電源Ⅱ事前予約について ～エリア内の売入札が全て約定した場合の分析結果まとめ(1)～

- 事前予約によりひっ迫融通を回避できた日が年間で26日～39日※あり、少なくとも、この時には市場にも影響を与えていた恐れがある。

※ 26日 = 売入札が全て約定し、残余需要予測誤差と時間内変動で上げ調整力が7%以上必要となった日数の3エリア単純合計から複数エリア同時発生日数を除く
39日 = 売入札が全て約定し、残余需要予測誤差で上げ調整力が4%以上必要となった日数の3エリア単純合計から複数エリア同時発生日数を除く

	分類	中部エリア	四国エリア	九州エリア
A	年間の事前予約コマ数(%)	9,737 (56%)	598 (3.4%)	1,231 (7.0%)
B	事前予約をしており、エリア内の売入札が全て約定したコマ数(%)	434 (2.5%)	260 (1.5%)	540 (3.1%)
C	Bのうち、残余需要予測誤差で上げ調整力が4%以上必要となった(=事前予約しなければ、調整力の余力が3%以下となり、ひっ迫融通を発動した)コマ数※ ¹ (%, 日)	14 (0.1%, 3日)	61 (0.3%, 19日)	109 (0.6%, 22日)
		複数エリアで同時発生したコマ = 5 (0.03%, 4日※ ²)		
D	Bのうち、残余需要予測誤差と時間内変動で上げ調整力が7%以上必要となった(=事前予約しなければ、調整力が不足した)コマ数※ ¹ (%, 日)	0 (0%, 0日)	40 (0.2%, 14日)	66 (0.4%, 15日)
		複数エリアで同時発生したコマ = 3 (0.02%, 3日※ ²)		

※1 実際には、上げ調整単価に起動費等が加算される可能性等があるため、ケース②, ③においても一部約定しないことがある

※2 同一日に複数エリアでひっ迫融通が必要となった、あるいは調整力が不足した日(同一日に異なるコマで生じた場合を含む)

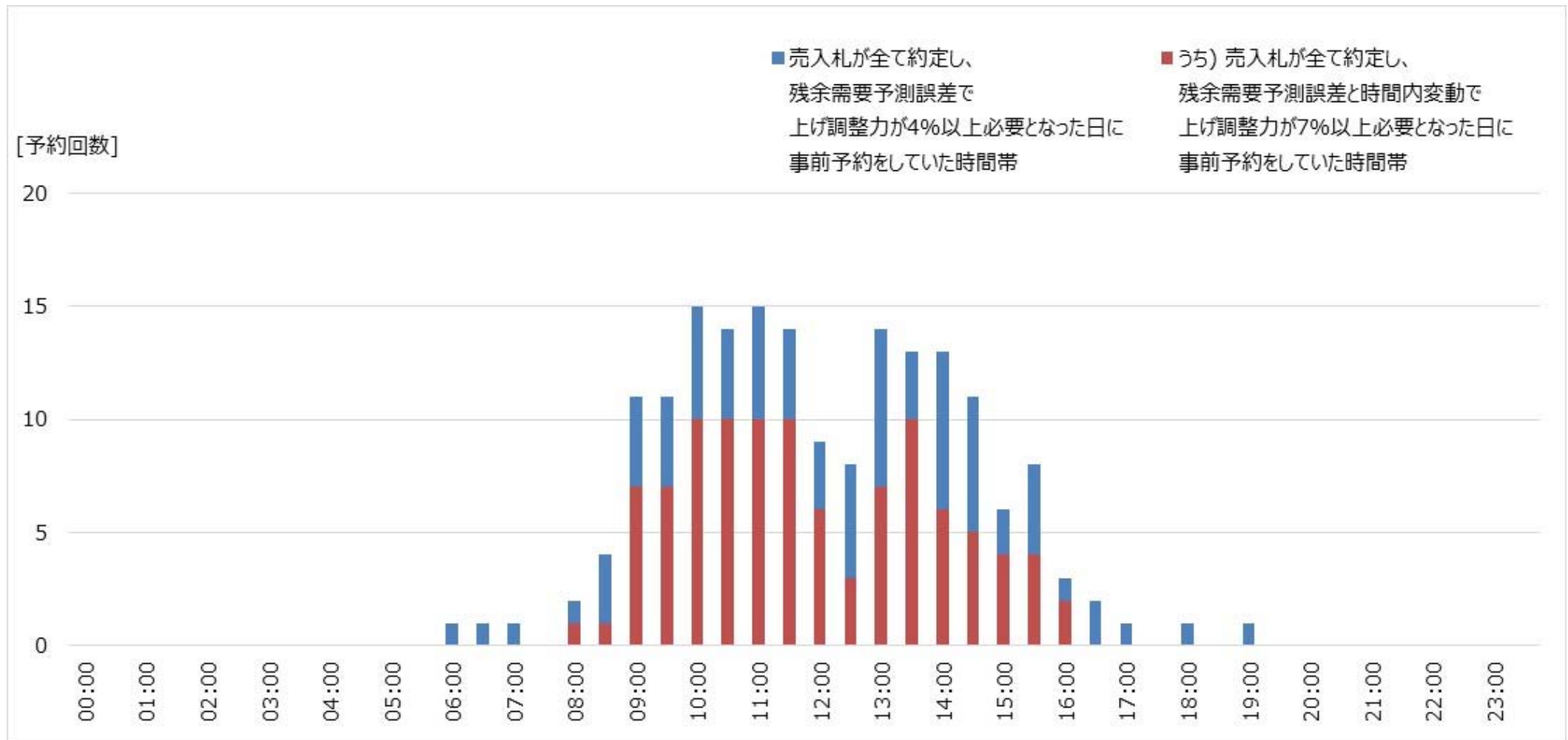
6. 電源Ⅱ 事前予約について

47

～エリア内の売入札が全て約定した場合の分析結果まとめ(2)～

- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した回数を、コマごとに分析した結果(3エリア合計※)は以下のとおりであった。
- 昼間帯が多い傾向にあり、事前予約を行わなければ、残余需要予測誤差(主に再エネ出力予測誤差)によりひっ迫融通を発動したと考えられる。

※ 同一コマで複数エリアで発動した恐れがある場合は1コマとしてカウント

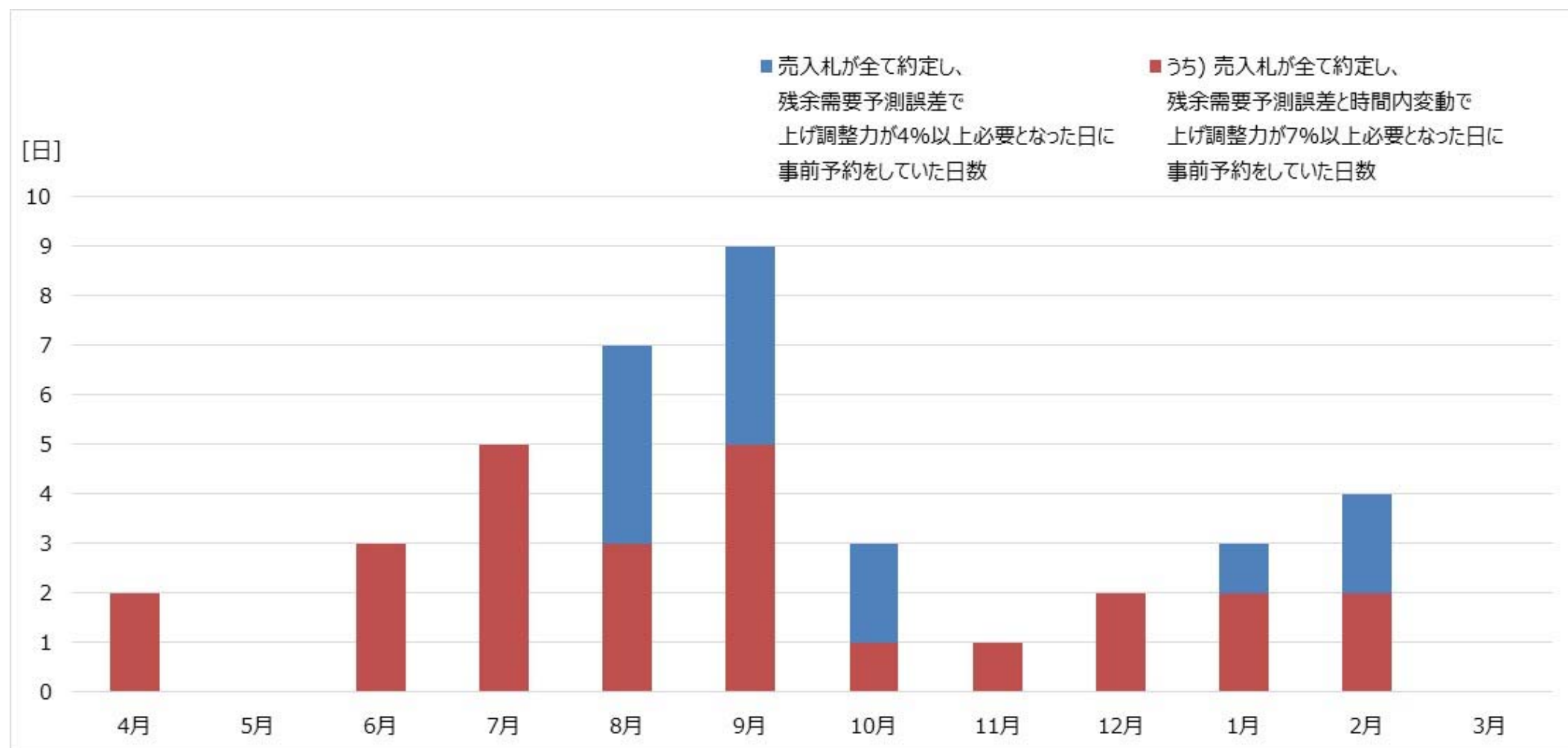


6. 電源Ⅱ 事前予約について

～エリア内の売入札が全て約定した場合の分析結果まとめ(3)～

- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した日数を、月ごとに分析した結果(3エリア合計※)は以下のとおりであった。
- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した日は夏期に多かったが、その他の時期にもひっ迫融通を発動したと考えられる。

※ 同一日に複数エリアで発動した恐れがある日は1日としてカウント



(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(中部)
～売入札が全て約定したケースによる分析～

- 中部エリアで事前予約が行われていたのは、9,737コマ／年間17,520(約56%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えた(エリア内の売入札が全て約定)のは、434コマ／年間17,520(約2.5%)であった。
- また、事前予約によりひっ迫融通の発動が回避された日が3日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	1,241 (86%)	968 (65%)	699 (48%)	518 (35%)	609 (41%)	511 (35%)	1,145 (77%)	1,156 (80%)	751 (50%)	712 (48%)	649 (49%)	778 (52%)	9,737 (56%)
B	うち)売入札が全て 約定したコマ数	116 (8.1%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (0.1%)	17 (1.1%)	0 (0%)	16 (1.1%)	8 (0.6%)	42 (2.8%)	96 (6.5%)	138 (10%)	0 (0%)	434 (2.5%)
C	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要 誤差4%以上の コマ数, 日数	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (0.1%)	0 (0%)	6 (0.4%)	0 (0%)	0 (0%)	7 (0.5%)	0 (0%)	0 (0%)	14 (0.1%)
		0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	1日 (3.2%)	0日 (0%)	1日 (3.2%)	0日 (0%)	0日 (0%)	1日 (3.2%)	0日 (0%)	0日 (0%)	3日 (0.8%)
D	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要 誤差+時間内変 動7%以上の コマ数, 日数	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
		0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)

()内は、月間・年間に対する比率

(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(四国)
～売入札が全て約定したケースによる分析～

50

- 四国エリアで事前予約が行われていたのは、598コマ／年間17,520(約3.4%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えた(エリア内の売入札が全て約定)のは、260コマ／年間17,520(約1.5%)であった。
- また、事前予約によりひっ迫融通の発動が回避された日が14日～19日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	13 (0.9%)	28 (1.9%)	19 (1.3%)	55 (3.7%)	92 (6.2%)	55 (3.8%)	102 (6.9%)	46 (3.2%)	87 (5.8%)	35 (2.4%)	54 (4.0%)	12 (0.8%)	598 (3.4%)
B	うち)売入札が全て 約定したコマ数	8 (0.6%)	0 (0%)	6 (0.4%)	36 (2.4%)	78 (5.2%)	26 (1.8%)	23 (1.5%)	9 (0.6%)	31 (2.1%)	10 (0.7%)	33 (2.5%)	0 (0%)	260 (1.5%)
C	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要	1 (0.1%)	0 (0%)	0 (0%)	10 (0.7%)	7 (0.5%)	16 (1.1%)	2 (0.1%)	3 (0.2%)	8 (0.5%)	2 (0.1%)	12 (0.9%)	0 (0%)	61 (0.3%)
	誤差4%以上の コマ数, 日数	1日 (3.3%)	0日 (0%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	3日 (9.7%)	5日 (17%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	2日 (6.5%)	1日 (3.2%)	3日 (11%)	0日 (0%)	19日 (5.2%)
D	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要	1 (0.1%)	0 (0%)	0 (0%)	8 (0.5%)	4 (0.3%)	11 (0.8%)	1 (0.1%)	1 (0.1%)	8 (0.5%)	1 (0.1%)	5 (0.4%)	0 (0%)	40 (0.2%)
	誤差+時間内変 動7%以上の コマ数, 日数	1日 (3.3%)	0日 (0%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	1日 (3.2%)	4日 (13%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	2日 (6.5%)	1日 (3.2%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	14日 (3.8%)

()内は、月間・年間総コマ数(総日数)に対する比率

(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(九州)
～売入札が全て約定したケースによる分析～

51

- 九州エリアで事前予約が行われていたのは、1,231コマ／年間17,520(約7.0%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えた(エリア内の売入札が全て約定)のは、540コマ／年間17,520(約3.1%)であった。
- また、事前予約によりひっ迫融通の発動が回避された日が15日～22日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	75 (5%)	173 (12%)	136 (9%)	273 (18%)	208 (14%)	105 (7%)	25 (1.7%)	13 (0.9%)	36 (2.4%)	96 (6.5%)	72 (5.4%)	19 (1.3%)	1,231 (7.0%)
B	うち)売入札が全て 約定したコマ数	22 (1.5%)	9 (0.6%)	71 (4.9%)	99 (6.7%)	116 (7.8%)	38 (2.6%)	15 (1.0%)	0 (0%)	32 (2.2%)	78 (5.2%)	60 (4.5%)	0 (0%)	540 (3.1%)
C	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要	3 (0.2%)	0 (0%)	29 (2.0%)	26 (1.7%)	22 (1.5%)	10 (0.7%)	4 (0.3%)	0 (0%)	0 (0%)	8 (0.5%)	7 (0.5%)	0 (0%)	109 (0.6%)
	誤差4%以上の コマ数, 日数	1日 (3.3%)	0日 (0%)	3日 (10%)	4日 (13%)	6日 (19%)	4日 (13%)	1日 (3.2%)	0日 (0%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	22日 (6.0%)
D	うち) 売入札が全て 約定し、残余需要	3 (0.2%)	0 (0%)	24 (1.7%)	18 (1.2%)	11 (0.7%)	3 (0.2%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	3 (0.2%)	4 (0.3%)	0 (0%)	66 (0.4%)
	誤差+時間内変 動7%以上の コマ数, 日数	1日 (3.3%)	0日 (0%)	3日 (10%)	4日 (13%)	3日 (9.7%)	1日 (3.3%)	0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	15日 (4.1%)



再エネ誤差予測の習熟により予約コマ数が減少

()内は、月間・年間総コマ数(総日数)に対する比率

(空白)

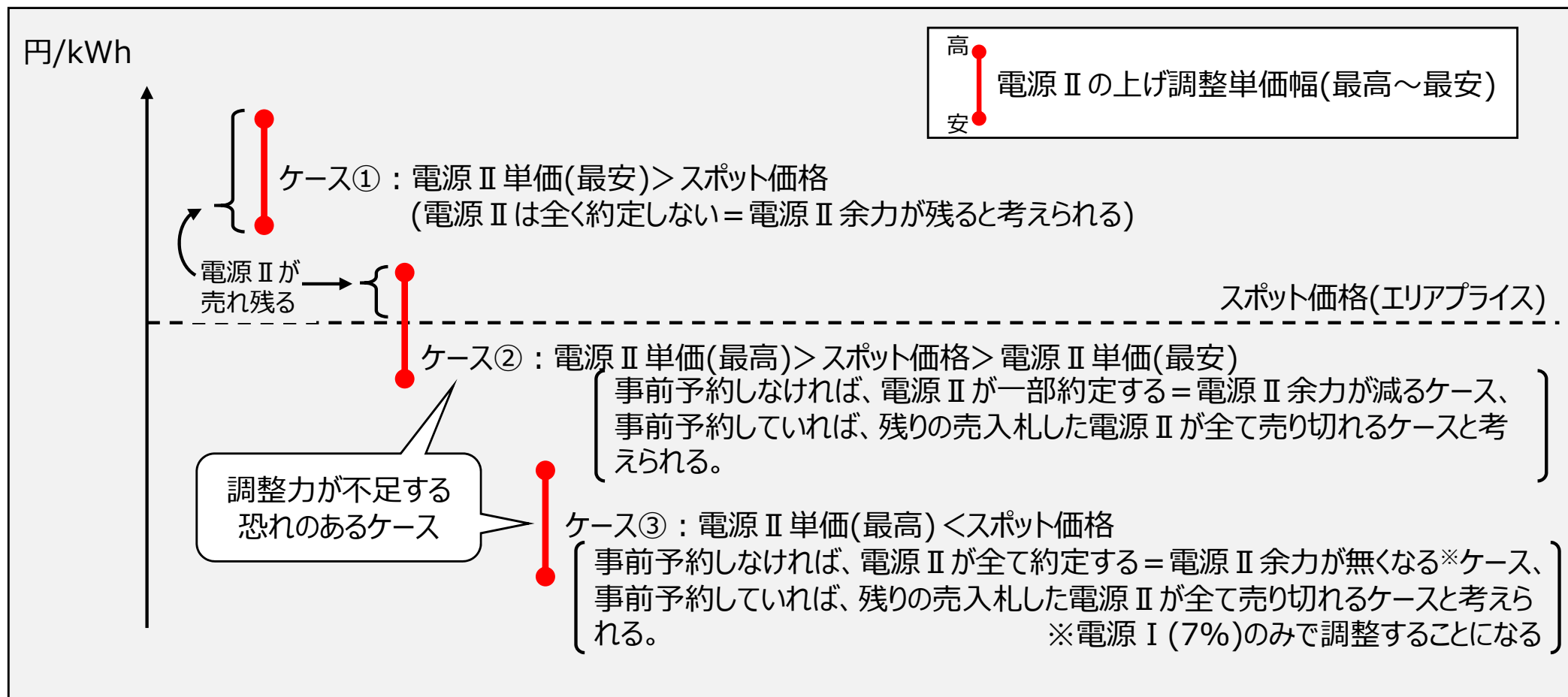
6. 電源Ⅱ 事前予約について

53

～スポット価格と電源Ⅱの単価(上げ調整単価)の関係による分類～

- 電源Ⅱの予約について、市場に影響を与える頻度とひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある頻度を分析するにあたり、下図のようにスポット価格と電源Ⅱの単価(上げ調整単価)との関係を分類した。
- 事前予約がなかった場合には電源Ⅱが約定することにより調整力が減少する(＝事前予約によりスポット市場に影響を与える)恐れのあるケースがケース②、③となる。
- これらのケースを、事前予約を行っていた中部・四国・九州の各エリアについて、その頻度等を分析した。

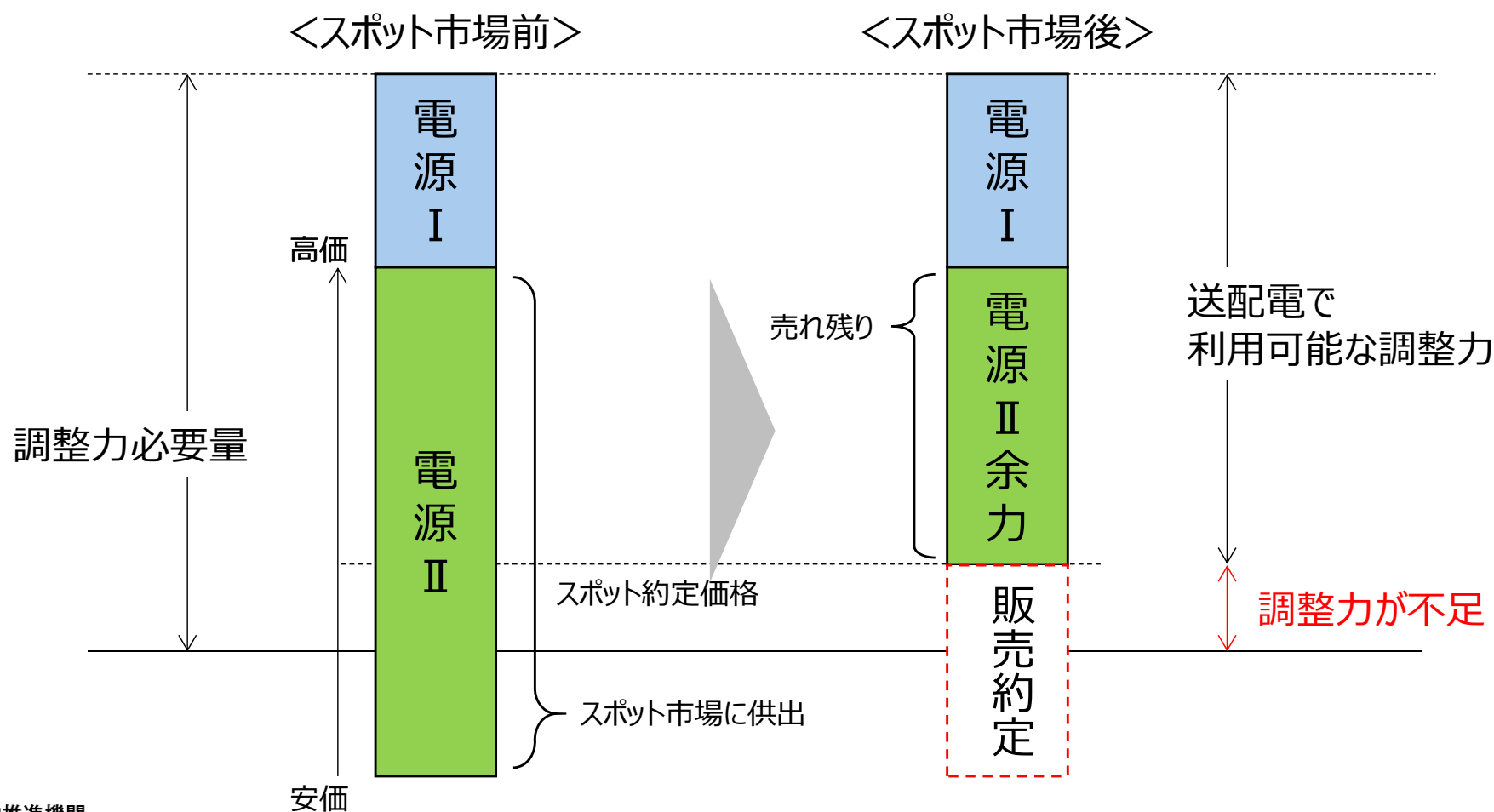
※実際には、上げ調整単価に起動費が加算される可能性や、電源制約がある可能性等により、ケース②、③においても電源Ⅱが約定しないことがある



- 事前予約を行わなかった場合、ケース②の状態で売れ残りがあっても、調整力必要量が多ければ調整力が不足し、ひっ迫融通に至る恐れがある。

※今回の分析では捨象した。

～ケース②で事前予約を行わなかった場合(イメージ)～



6. 電源Ⅱ事前予約について ～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析結果まとめ(1)～

- 事前予約により市場に影響を与えた恐れのあるコマは9,472コマ※であり、事前予約によりひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある日が35日～73日※であった。

※ 9,472コマ＝ケース②、③となったコマ数の3エリア単純合計から複数エリア同時発生コマ数を除く

35日＝ケース③において、残余需要予測誤差と時間内変動で上げ調整力が7%以上必要となった日数の3エリア単純合計から複数エリア同時発生日数を除く

73日＝ケース③において、残余需要予測誤差で上げ調整力が4%以上必要となった日数の3エリア単純合計から複数エリア同時発生日数を除く

分類		中部エリア	四国エリア	九州エリア
A	年間の事前予約コマ数(%)	9,737 (56%)	598 (3.4%)	1,231 (7.0%)
E	うち、ケース②、③に該当するコマ数(%)※ ¹	9,248 (53%)	549 (3.1%)	1,055 (6.0%)
F	うち、ケース③に該当する(＝事前予約しなければ、電源Ⅰ(7%)のみで調整することになる恐れのある)コマ数(%)※ ¹	2,358 (13%)	373 (2.1%)	646 (3.7%)
G	うち、ケース③において、 残余需要予測誤差で上げ調整力が4%以上必要となった (＝事前予約しなければ、調整力の余力が3%以下となり、 ひっ迫融通を発動した恐れのある)コマ数※ ¹ (%, 日)	148 (0.8%, 47日)	107 (0.6%, 22日)	125 (0.7%, 28日)
		複数エリアで同時発生したコマ＝28 (0.2%, 25日※ ²)		
H	うち、ケース③において、 残余需要予測誤差と時間内変動で上げ調整力が7%以上必要となった(＝事前予約しなければ、調整力が不足した恐れのある)コマ数※ ¹ (%, 日)	14 (0.1%, 6日)	74 (0.4%, 19日)	62 (0.4%, 16日)
		複数エリアで同時発生したコマ＝6 (0.03%, 7日※ ²)		

※¹ 実際には、上げ調整単価に起動費等を加算される可能性等があるため、ケース②、③においても一部約定しないことがある

※² 同一日に複数エリアでひっ迫融通が必要となった、あるいは調整力が不足した日(同一日に異なるコマで生じた場合を含む)

(空白)

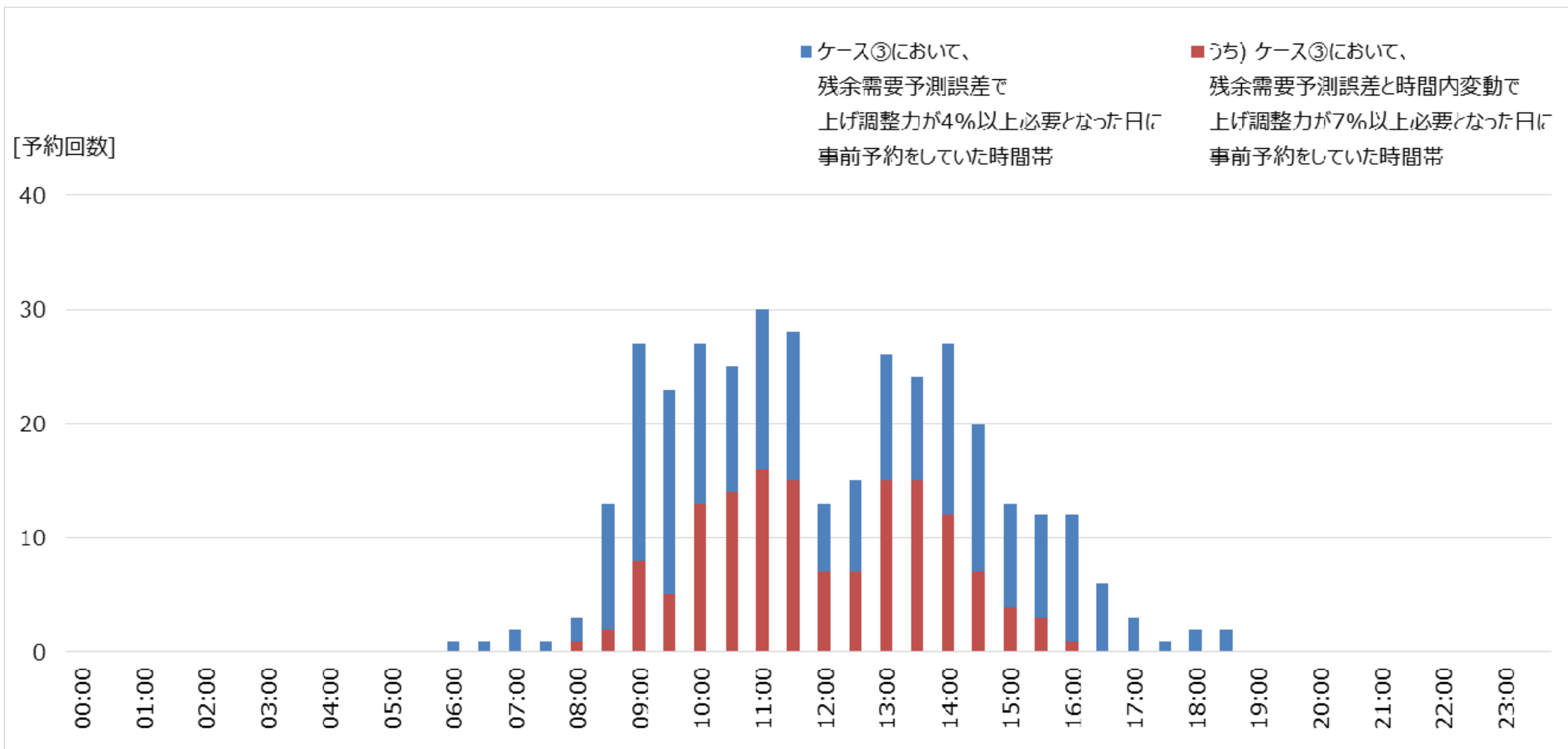
6. 電源Ⅱ 事前予約について

～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析結果まとめ(2)～

57

- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した恐れのある回数を、コマごとに分析した結果(3エリア合計※)は以下のとおりであった。
- 昼間帯が多い傾向にあり、事前予約を行わなければ、残余需要予測誤差(主に再エネ出力予測誤差)によりひっ迫融通を発動する恐れがあったと考えられる。

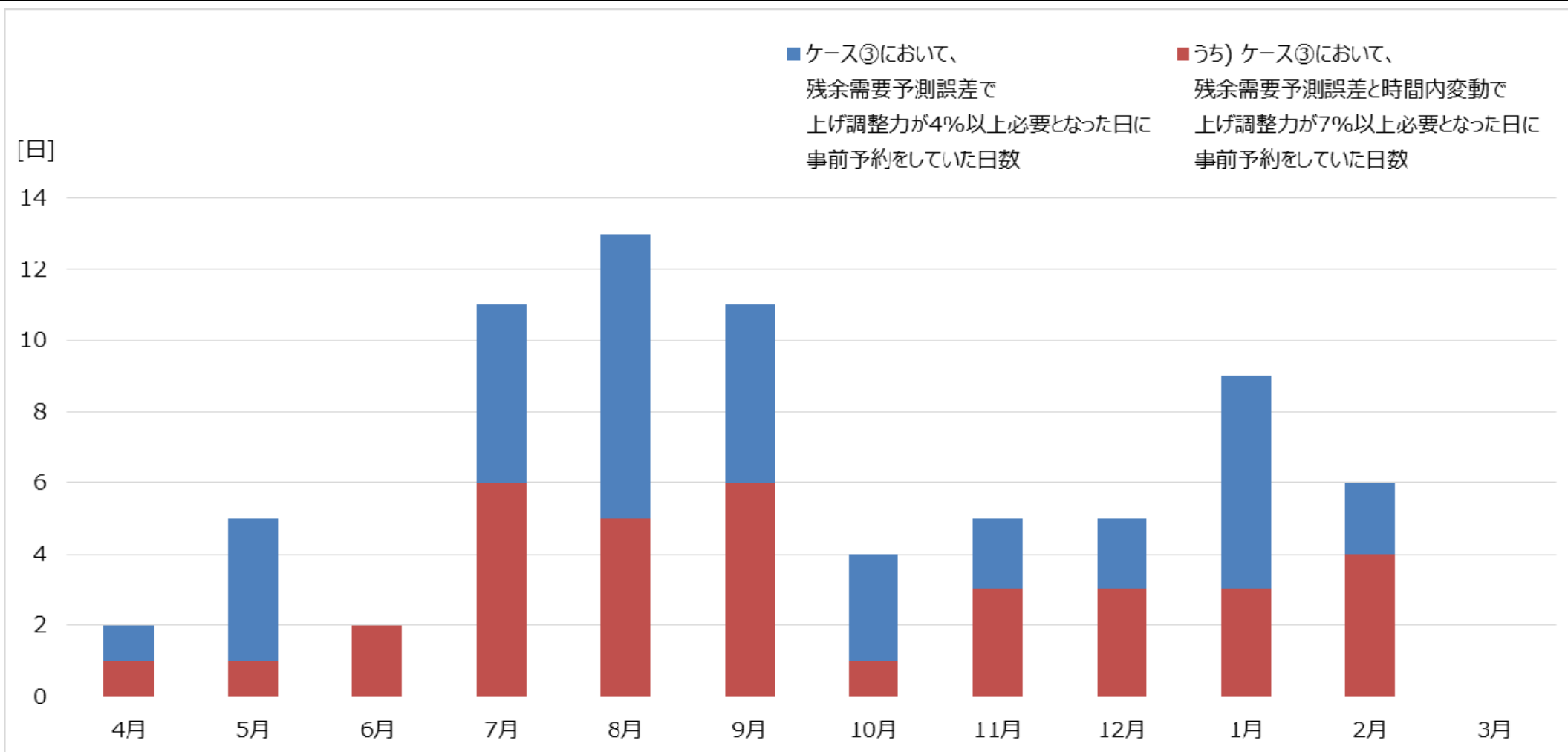
※ 同一コマで複数エリアで発動した恐れがある場合は1コマとしてカウント



6. 電源Ⅱ 事前予約について ～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析結果まとめ(3)～

- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した恐れがある日数を、月ごとに分析した結果(3エリア合計※)は以下のとおりであった。
- 事前予約を行わなければひっ迫融通を発動した恐れのある日は夏期に多かったが、その他の時期もひっ迫融通を発動した恐れがあったと考えられる。

※ 同一日に複数エリアで発動した恐れがある日は1日としてカウント



(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(中部)
～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析～

59

- 中部エリアで事前予約が行われていたのは、9,737コマ／年間17,520(約56%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えた恐れのある(ケース②, ③)のは、9,248コマ／年間17,520(約53%)であった。
- また、ケース③のうち、事前予約によりひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある日が6日～47日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	1,241 (86%)	968 (65%)	699 (48%)	518 (35%)	609 (41%)	511 (35%)	1,145 (77%)	1,156 (80%)	751 (50%)	712 (48%)	649 (49%)	778 (52%)	9,737 (56%)
E	うち)ケース②③ コマ数 ^{※1,2}	1,194 (83%)	931 (63%)	687 (48%)	515 (35%)	600 (40%)	422 (29%)	1,041 (70%)	1,027 (71%)	751 (50%)	711 (48%)	655 (49%)	711 (48%)	9,248 (53%)
F	うち)ケース③ コマ数 ^{※1,2}	150 (10%)	32 (2.2%)	16 (1.1%)	372 (25%)	332 (32%)	116 (8.1%)	126 (8.5%)	144 (10%)	343 (23%)	358 (24%)	300 (22%)	69 (4.6%)	2,358 (14%)
G	うち) ケース③のうち 残余需要誤差	2 (0.1%)	4 (0.3%)	4 (0.3%)	9 (0.6%)	33 (2.2%)	20 (1.4%)	7 (0.5%)	4 (0.3%)	17 (1.1%)	27 (1.8%)	21 (1.6%)	0 (0%)	148 (0.8%)
	4%以上の コマ数 ^{※1} , 日数	1日 (3.3%)	3日 (9.7%)	2日 (6.7%)	5日 (16%)	10日 (32%)	6日 (20%)	2日 (6.5%)	2日 (6.7%)	4日 (13%)	8日 (26%)	4日 (14%)	0日 (0%)	47日 (13%)
H	うち) ケース③のうち 残余需要誤差 + 時間内変動7% 以上の コマ数 ^{※1} , 日数	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (0.1%)	1 (0.1%)	1 (0.1%)	0 (0%)	0 (0%)	4 (0.5%)	0 (0%)	7 (0.6%)	0 (0%)	14 (0.1%)
		0日 (0%)	0日 (0%)	0日 (0%)	1日 (3.2%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	0日 (0%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	0日 (0%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	6日 (1.6%)

()内は、月間・年間に対する比率

※1実際には、上げ調整単価に起動費等を加算される可能性等があるため、ケース②, ③においても一部約定しないことがある

※2 中部エリアは上げ調整単価の高いものから順に確保していたが、ケース②, ③に該当するコマが多い

(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(四国)
～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析～

60

- 四国エリアで事前予約が行われていたのは、598コマ／年間17,520(約3.4%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えた恐れのある(ケース②, ③)のは、549コマ／年間17,520(約3.1%)であった。
- また、ケース③のうち、事前予約によりひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある日が19日～22日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	13 (0.9%)	28 (1.9%)	19 (1.3%)	55 (3.7%)	92 (6.2%)	55 (3.8%)	102 (6.9%)	46 (3.2%)	87 (5.8%)	35 (2.4%)	54 (4.0%)	12 (0.8%)	598 (3.4%)
E	うち)ケース②③ コマ数 ^{※1,2}	12 (0.8%)	16 (1.1%)	16 (1.1%)	55 (3.7%)	92 (6.2%)	55 (3.8%)	80 (5.4%)	44 (3.1%)	79 (5.3%)	34 (2.3%)	54 (4.0%)	12 (0.8%)	549 (3.1%)
F	うち)ケース③ コマ数 ^{※1,2}	7 (0.5%)	5 (0.3%)	11 (0.8%)	40 (2.7%)	72 (4.8%)	31 (2.2%)	35 (2.4%)	28 (1.9%)	60 (4.0%)	32 (2.2%)	45 (3.3%)	7 (0.5%)	373 (2.1%)
G	うち) ケース③のうち 残余需要誤差 4%以上の コマ数 ^{※1} , 日数	0 (0%)	1 (0.1%)	5 (0.3%)	17 (1.1%)	8 (0.5%)	20 (1.4%)	7 (0.5%)	16 (1.1%)	9 (0.6%)	10 (0.7%)	14 (1.0%)	0 (0%)	107 (0.6%)
		0日 (0%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	3日 (9.7%)	2日 (6.5%)	5日 (17%)	1日 (3.2%)	2日 (6.7%)	2日 (6.5%)	2日 (6.5%)	3日 (11%)	0日 (0%)	22日 (6.0%)
H	うち) ケース③のうち 残余需要誤差+ 時間内変動7% 以上の コマ数 ^{※1} , 日数	0 (0%)	1 (0.1%)	1 (0.1%)	13 (0.9%)	6 (0.4%)	12 (0.8%)	6 (0.4%)	11 (0.8%)	9 (0.6%)	8 (0.5%)	7 (0.5%)	0 (0%)	74 (0.4%)
		0日 (0%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	3日 (9.7%)	1日 (3.2%)	4日 (13%)	1日 (3.2%)	2日 (6.7%)	2日 (6.5%)	2日 (6.5%)	2日 (7.1%)	0日 (0%)	19日 (5.2%)

()内は、月間・年間総コマ数(総日数)に対する比率

※実際には、上げ調整単価に起動費等を加算される可能性等があるため、ケース②, ③においても一部約定しないことがある

(参考) 事前予約により市場に影響を与えたと想定される頻度(九州)
～スポット価格と電源Ⅱの価格の関係による分析～

- 九州エリアで事前予約が行われていたのは、1,231コマ／年間17,520(約7.0%)あった。
- そのうち、市場に影響を与えたと恐れのある(ケース②, ③)のは、1,055コマ／年間17,520(約6.0%)であった。
- また、ケース③のうち、事前予約によりひっ迫融通の発動を回避できた可能性のある日が16日～28日あった。

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
A	事前予約 コマ数	75 (5.2%)	173 (12%)	136 (9.4%)	273 (18%)	208 (14%)	105 (7.3%)	25 (1.7%)	13 (0.9%)	36 (2.4%)	96 (6.5%)	72 (5.4%)	19 (1.3%)	1,231 (7.0%)
E	うち)ケース②③ コマ数 ^{※1,2}	70 (4.9%)	115 (7.7%)	111 (7.7%)	217 (15%)	198 (13%)	104 (7.2%)	21 (1.4%)	13 (0.9%)	35 (2.4%)	96 (6.5%)	67 (5.0%)	8 (0.5%)	1,055 (6.0%)
F	うち)ケース③ コマ数 ^{※1,2}	28 (1.9%)	32 (2.2%)	57 (4.0%)	165 (11%)	144 (9.7%)	55 (3.8%)	12 (0.8%)	6 (0.4%)	29 (1.9%)	80 (5.4%)	37 (2.8%)	1 (0.1%)	646 (3.7%)
G	うち) ケース③のうち 残余需要誤差	5 (0.3%)	7 (0.5%)	16 (1.1%)	37 (2.5%)	28 (1.9%)	14 (1.0%)	4 (0.3%)	4 (0.3%)	0 (0%)	7 (0.5%)	3 (0.2%)	0 (0%)	125 (0.7%)
	4%以上の コマ数 ^{※1} , 日数	1日 (3.3%)	2日 (6.5%)	2日 (6.7%)	7日 (23%)	6日 (19%)	4日 (13%)	1日 (3.2%)	1日 (3.3%)	0日 (0%)	3日 (9.7%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	28日 (7.7%)
H	うち) ケース③のうち 残余需要誤差 + 時間内変動7% 以上の コマ数 ^{※1} , 日数	3 (0.2%)	0 (0%)	13 (0.9%)	18 (1.2%)	15 (1.0%)	6 (0.4%)	0 (0%)	1 (0.1%)	0 (0%)	3 (0.2%)	3 (0.2%)	0 (0%)	62 (0.4%)
		1日 (3.3%)	0日 (0%)	2日 (6.7%)	4日 (13%)	4日 (13%)	1日 (3.3%)	0日 (0%)	1日 (3.3%)	0日 (0%)	2日 (6.5%)	1日 (3.6%)	0日 (0%)	16日 (4.4%)

再エネ誤差予測の習熟により予約コマ数が減少

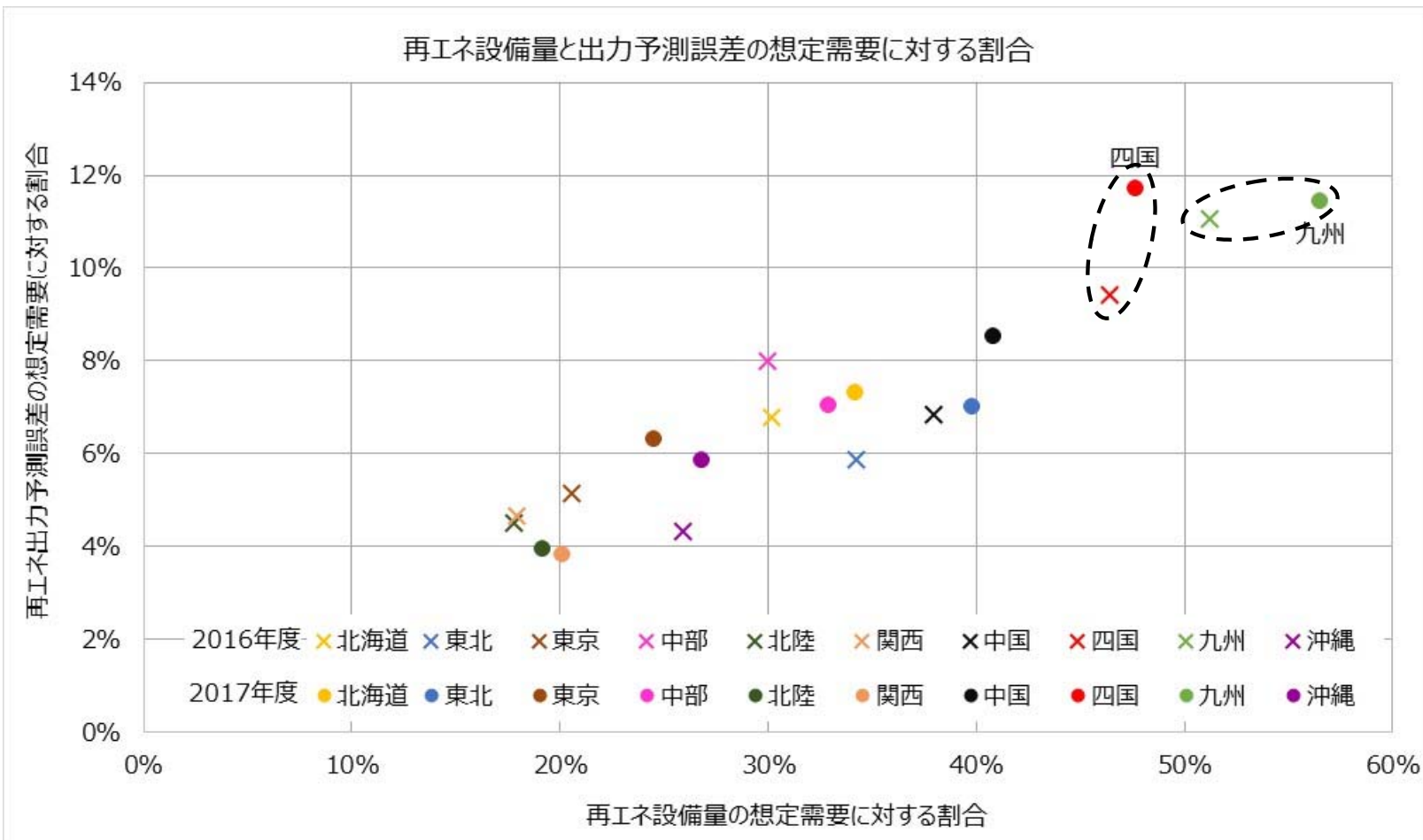
()内は、月間・年間総コマ数(総日数)に対する比率

※実際には、上げ調整単価に起動費等を加算される可能性等があるため、ケース②, ③においても一部約定しないことがある

(空白)

6. 電源Ⅱ事前予約について ～再エネの導入比率と予測誤差(調整力必要量)の関係～

- 四国・九州エリアは再エネ導入比率が高く、調整力必要量が多い。事前予約を行わなければ電源Ⅱ余力が不足し、ひっ迫融通を発動する可能性が高いエリアと言えるのではないかな。



※ 2016年度と2017年度、各年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差の+2σ相当値

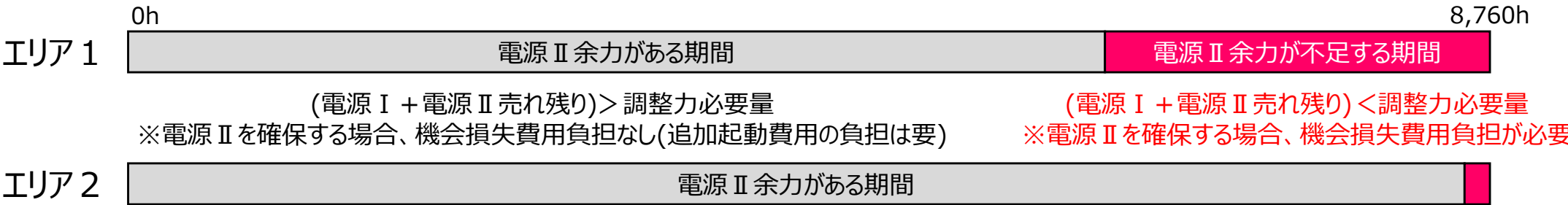
※ 再エネ出力予測誤差 = 予測 - 実績

※ 現在の制度を勘案して、FIT特例制度①は前々日予測と実績の誤差、FIT特例制度③は前日予測と実績の誤差を計算

※ 再エネは太陽光と風力

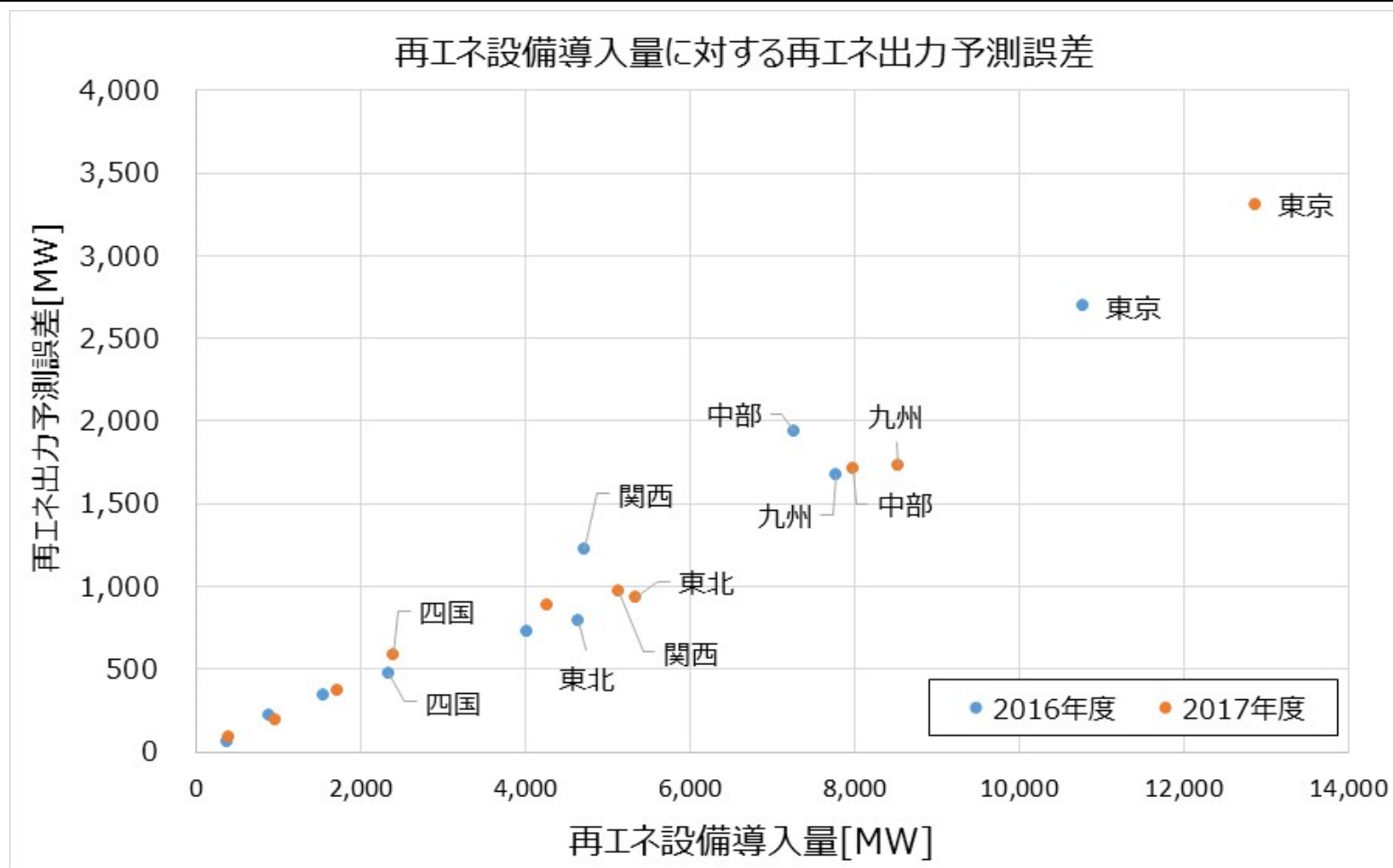
※ 再エネ設備量は年度末基準
「平成29年度供給計画取りまとめ」および「平成30年度供給計画取りまとめ」参考資料を参照

- 電源Ⅰと電源Ⅱのスポット市場での売れ残りの合計が、調整力必要量より大きい(＝電源Ⅱ余力がある)期間は、電源Ⅱを確保するために機会損失費用の負担が必要ない(追加起動費用負担は必要)。他方、電源Ⅱ余力が不足する期間は、スポット市場で販売することができたであろう電源Ⅱを確保することとなるため、機会損失費用の負担が必要となる。
- 需要が高くなれば、スポット市場での売れ残りが少なくなる。高需要期が1年間に占める割合を考えると、電源Ⅱ余力が不足する期間は、余力がある期間より短いと考えられるが、エリア特性によりその頻度は異なると考えられる。



	エリア 1 電源Ⅱ余力が不足する期間が長い	エリア 2 電源Ⅱ余力が不足する期間が短い
エリア特性	● 調整力必要量が多い (再エネ比率が大きい) ● 電源Ⅱが売れ残りにくい (他エリアと比較して安価)	● 調整力必要量が少ない (再エネ比率が小さい) ● 電源Ⅱが売れ残りやすい (他エリアと比較して高価) ※スポット市場価格が上がると売れ残らないことがあり得る
送配電 の視点	● 電源Ⅱ余力の不足によるひっ迫融通の可能性大 ● 機会損失費用を負担してでも電源Ⅱを事前に確保するニーズがエリア 2 と比べて大きい	● 電源Ⅱ余力の不足によるひっ迫融通の可能性小 ● 機会損失費用を日常的に負担してまで電源Ⅱを事前確保するニーズはエリア 1 と比べて小さい

- 2016年度と2017年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差※について比較した結果、再エネ導入量増加に伴い、再エネ予測誤差も概ね比例して増加する傾向にあると考えられる。
- 今後も再エネ導入量の増加は続くことから、調整力の必要量は再エネ設備量の伸びを考慮する必要があるのではないか。



※ 2016年度と2017年度、各年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差の+2σ相当値

※ 再エネ出力予測誤差 = 予測 - 実績

※ 現在の制度を勘案して、FIT特例制度①は前々日予測と実績の誤差、FIT特例制度③は前日予測と実績の誤差を計算

※ 再エネは太陽光と風力

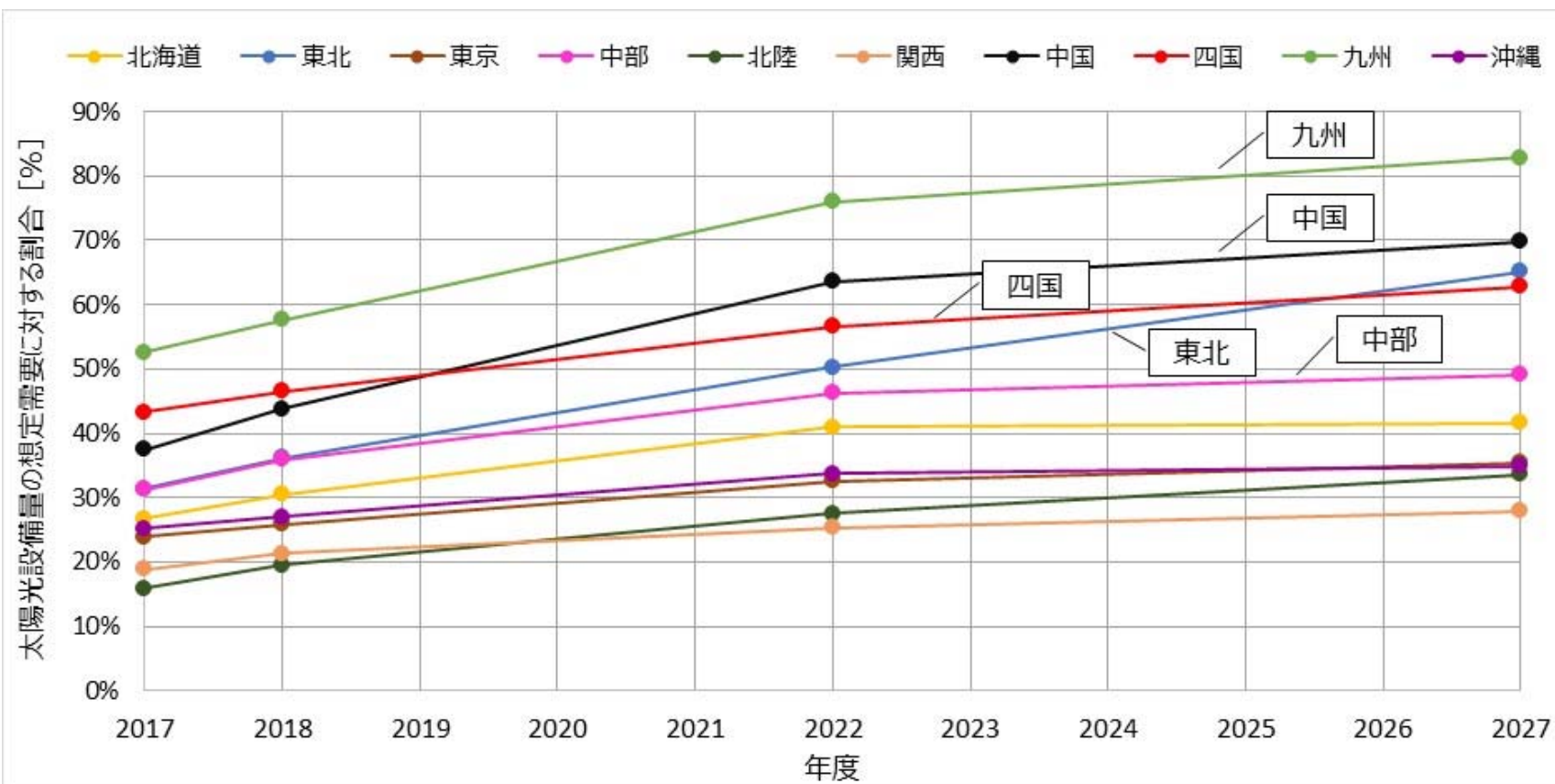
※ 再エネ設備量は年度末基準「平成29年度供給計画取りまとめ」および「平成30年度供給計画取りまとめ」参考資料による

■ 2027年度までの太陽光設備量の導入量見通し(年度末基準)^{※1}の想定需要^{※2}に対する割合の推移を下図に示す。

■ 太陽光設備の導入量の伸び率は鈍化する傾向はあるが、全てのエリアにおいて、導入量は増加する見通しである。

※1 エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統接続契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を見積もったもの(平成30年度供給計画取りまとめ 参考資料「2017年度評議委員会資料」による)

※2 平成30年度供給計画における各エリアの当該年度のH3需要



- 2021年度以降は、需給調整市場による三次調整力②の調達が望ましい。それまでの当面の調整力の確保方法として、案1は社会コストが増えるので選択し難いが、案2と現状(案3)の選択に際して「スポット市場供出原資への影響（安価な電源の送配電による先取り）」と「ひっ迫融通における市場停止(とその影響)」に対してどう考えるか。

		案1	案2	現状(案3)	(参考)三次調整力② ※2021年度の市場創設以降
調整力		電源Ⅰとして確保 (電源Ⅱへ期待しない)	電源Ⅱ：事前予約	電源Ⅱ：余力に期待	三次調整力②：市場調達
調達場所		エリア内調達	エリア内調達	エリア内調達	広域調達
調達タイミング		前年度中	スポット市場以前	GC以降	スポット市場以降
送配電の視点	安定供給	○：必要量確保が可能	○：必要量確保が可能	△：エリア内の電源Ⅱが全てスポット市場で約定し、エリア外流出等で調達できない場合がある → ○：ひっ迫融通により解消	○：必要量確保が可能 (エリア外調達も可能となり、スポット市場によるエリア外流出に左右されない)
	調達コスト	×：固定費負担増大 (小売は現状通り供給力を確保するため社会コスト増)	△：機会損失費用負担あり	○：機会損失費用負担なし	○-：機会損失費用負担あり ※スポット後のため案2より少額
小売の視点	スポット市場	○：供出原資に影響なし	△：供出原資に影響あり (安価な電源が送配電に先取りされる懸念)	○：供出原資に影響なし	○：供出原資に影響なし
	1時間前市場	○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	×：ひっ迫融通による市場停止の可能性が案1,2より高い ※ひっ迫時に高額となる可能性のあるインバランスに頼らざるを得ない場面あり	○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い

- 一般送配電事業者は、調整力の必要量を確実に確保することを必要としているが、スポット市場以前からkWh価格の安価な電源を確保することまでは必要としていない。※実需給段階では、調整力コスト低減のため、GC時点での電源Ⅱ余力を含め安価な電源から活用
- 案2-2のように、必要量をエリアに残しつつ安価な電源Ⅱからスポット市場に供出する方法を選択すれば、スポット市場の原資への影響が緩和される。この改善策を踏まえて、案2と現状(案3)の選択を改めてどう考えるか。

		案2-1	案2-2	案2-3(案3と類似)
調達タイミング		スポット市場以前	スポット市場以前	スポット市場以降
考え方		安価な電源を調整力として優先的に確保	安価な電源をスポット市場に優先的に投入	スポット市場後の余力に期待
イメージ				(スポット市場で売り切れ時) (スポット市場で売り残り時)
送配電	安定供給	○：必要量確保が可能	○：必要量確保が可能	△：エリア内の電源Ⅱが全てスポット市場で約定し、エリア外流出等で調達できない場合がある → ○：ひっ迫融通により解消
	調達コスト	△：機会損失費用負担あり	△ ⁺ ：高価な電源から調達するので機会損失費用負担は案2-1より小さい	○：機会損失費用負担なし
小売	スポット市場	△：供出原資に影響あり	△ ⁺ ：安価な電源から供出するので案2-1より影響小	○：供出原資に影響なし
	1時間前市場	○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	×：ひっ迫融通により市場停止する可能性が案2-1,2-2より高い ※ひっ迫時に高額となる可能性のあるインバランスに頼らざるを得ない場面あり

- 事前予約がひっ迫融通を回避した頻度について、スポット市場におけるエリアの売り入札が全て約定したコマから分析すると年間で26～39日であった。
- 事前予約が市場に影響を与える頻度とひっ迫融通の発動を回避した頻度について、スポット価格と電源Ⅱの単価の関係から分析すると市場に影響を与えた可能性があったのは9,472コマであった。
また、スポット市場前の事前予約によりひっ迫融通を回避できた可能性のある日は年間で35日～73日であった。
- 事前予約は市場に影響を与えた可能性があるが、事前予約により調整力を確保することでひっ迫融通を回避していたと考えられるのではないか。
- 再生可能エネルギーの導入が進んでいくこと、また再生可能エネルギーの導入が進むと予測誤差が増える傾向を踏まえると、事前予約を行なわなければひっ迫融通を発動する頻度が高くなるのではないか。
- これらを踏まえ、需給調整市場(三次調整力②)開設までの暫定対応として以下の方策があるがどう考えるか。
 - 事前予約が必要な場合にはスポット市場以降に行なうこと(前回委員会案2-3)を原則としつつ、ひっ迫融通に至る恐れがあると一般送配電事業者が判断する場合には、事後検証を行うことを前提に、スポット市場前に事前予約を行なうこと(前回委員会案2-2)を認める

- なお、電源Ⅱの事前予約は調整力の追加調達であることから、公平性、透明性が確保される必要がある。こうしたことから、事前予約は自エリアで電源Ⅱ及びⅡ'の登録をしている全ての事業者を対象に、実質的な公募となるような形を速やかに整えて移行することとしてはどうか。

(イメージ)

- 事前予約を行う一般送配電事業者は、自エリアにおいて電源Ⅱ及び電源Ⅱ'の登録をしている全ての事業者に対して事前予約を行う旨を通知し、併せて、準備が整い次第、HPにおいても公表することで広く事前予約の実施について周知する
- 当該通知を受け取った事業者(電源Ⅱ、Ⅱ'の管理者)は、一定の時間内に一般送配電事業者に対して提供可能量及び価格を登録する
 - ※旧一般電気事業者は市場支配力を有することから、価格について一定のルールを設ける(機会費用ベースとし、国において議論することとしてはどうか)
- 一般送配電事業者は、登録された価格の安価なものから選択し、事前予約を行う
- 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(7%)容量を控除した量を上限とする
- 一般送配電事業者は、事前予約を実施した場合には自らその量の適切性等について事後検証を実施すると共に、広域機関等において当該検証結果を厳格にチェックする
- 一般送配電事業者は、予約量及び予約に要した費用等の実績及び事後検証結果をHPにおいて公表する

平成30年度向け調整力の公募結果(電源Ⅱ)

	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Ⅱ-a(万kW)	25件 459.9	24件 455.7	▲1件 ▲4.2	25件 1,247.4	25件 1,255.5	- 8.1	128件 4,832.9	127件 4,819.9	▲1件 ▲13.0	60件 2,507.5	58件 2,448.7	▲2件 ▲58.8	18件 478.6	18件 478.6	- -
旧一電以外	2件 26.3	2件 26.2	- ▲0.1	5件 183.4	5件 183.4	- -	21件 527.5	21件 518.9	- ▲8.6	2件 84.2	2件 84.2	- -	1件 25.0	1件 25.0	- -
電源Ⅱ-b(万kW)		4件 55.6	4件 55.6		1件 87.4	1件 87.4		-	-		1件 57.3	1件 57.3		2件 4.7	2件 4.7
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
電源Ⅱ' (万kW)		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
	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Ⅱ-a(万kW)	46件 1,974.9	43件 1,830.8	▲3件 ▲144.1	41件 923.6	39件 839.9	▲2件 ▲83.7	18件 404.0	18件 404.0	- -	39件 1,215.2	39件 1,215.2	- -	14件 198.5	11件 172.1	▲3件 ▲26.4
旧一電以外	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2件 28.2	2件 28.2	- -
電源Ⅱ-b(万kW)		3件 143.8	3件 143.8		-	-		-	-		-	-		3件 26.4	3件 26.4
旧一電以外		1件 1.4	1件 1.4		-	-		-	-		-	-		-	-
電源Ⅱ' (万kW)		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-