

2022年度の三次調整力①調達量について

2021年12月21日

需給調整市場検討小委員会 事務局

- 三次調整力①については、2022年度より需給調整市場で取引が開始される。
- 他方で、2022年度においては、一般送配電事業者が調達する調整力は、調整力公募（電源Ⅰ・Ⅱ）が併存していること等も踏まえ、三次調整力①の調達量の考え方について整理したので、今回はその内容についてご議論いただきたい。

- 1. 調達量の算定について**
- 2. 2022年度の取扱いについて**
- 3. まとめ**

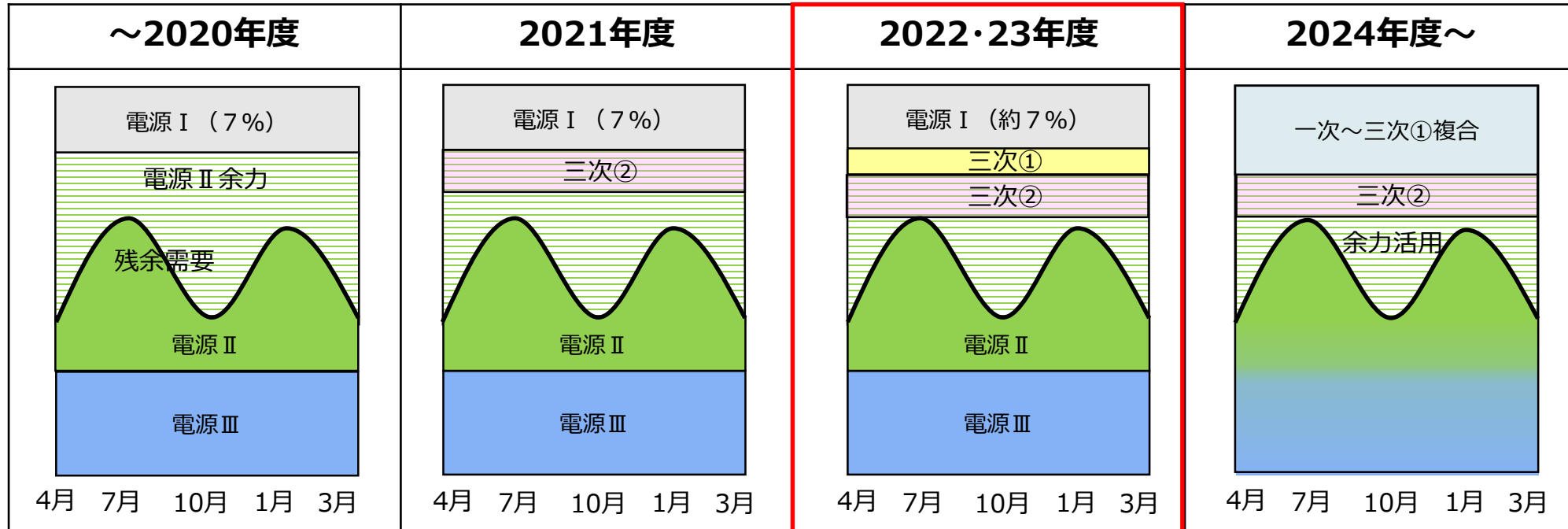
1. 調達量の算定について

2. 2022年度の取扱いについて

3. まとめ

- 一般送配電事業者が取り扱う調整力については、2020年度までは調整力公募により調達した電源Ⅰ（最大7%）および電源Ⅱの余力を活用してきた。
- 2021年度は、FIT特例①・③のGCまでの予測誤差対応として需給調整市場において三次②の調達を開始しつつ、GC以降に必要な調整力は調整力公募により確保している。そして、2024年度以降は、調整力公募を終了し、全ての調整力を需給調整市場からの調達に移行することとなる。
- 2022年度は、調整力の調達を本格的に需給調整市場へ移行する前の暫定期間として、GC以降に必要な調整力のうちの一部を三次①として需給調整市場から調達し、残りを調整力公募で調達することとなる。

調整力の調達・運用方法の変遷



- 他方で、2022年度の調整力公募においては、ほぼ全てのエリアで電源Ⅰ-a必要量が7%を超えることに加え、7%未満のエリアについても、三次①の調達不足リスクを考慮し、電源Ⅰ-bを調達することになったため、ほぼ全てのエリアで2021年度と同様に電源Ⅰとして7%を調達することとされている。

	対象年度	2020	2021	2022	2023	2024以降
			需給調整市場			容量市場
一般送配電事業者が調達する調整力	電源脱落対応等 (応動:瞬時)					一次 ※1
	時間内変動等 (応動:5分以内)	電源Ⅰ-a	公募量 7%	公募量 約7%		二次① ※2
	30分内残余需要インバランス (応動:5分以内)					二次②
	残余需要インバランス (応動:15分以内)	電源Ⅰ-b		三次①の一部を電源Ⅰbとして確保 市場調達		三次①
	FITインバランス (応動:45分以内)	電源Ⅱ (事前予約含む)				三次②
	稀頻度インバランス (応動:3時間以内)	電源Ⅰ'				発動指令電源

※1 電源脱落対応用の調整力は、一次のほか、二次①および三次①でも同様に調達する

※2 時間内変動用の調整力は、二次①と一次で分担し調達する

調整力の観点からの電源 I -b必要量検討

23

～暫定的な三次調整力①の調達不足リスク対応としての電源 I -bの調達について～

- 前述のとおり、至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)から、各エリアの三次調整力①の調達不足リスク量を、0.1～2.6%程度と算出した。これに対して、需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達することが考えられる※。
- なお、このリスク量については、今後の三次調整力②の取引状況、調達量不足の改善策の実施状況等を踏まえて、分析を継続する必要があるものの、2022年度向け調整力公募のスケジュール(7月より募集要綱(案)の意見募集(RFC)を実施し、9月より公募の応札を開始する予定)を踏まえ、現時点で、一定程度的見通しを確認しておくこととする。

※ 電源 I -bは三次調整力①の調達不足リスク対応として調達するものであり、これまで第6回需給調整市場検討小委員会(2018年10月9日)等にて議論していた2022年度の電源 I -bの調達内容とは異なる。

三次調整力①調達不足リスク量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率	3%	24%	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]※	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

電源 I -bの必要量 (= 調達不足リスク量)

電源 I -b必要量について

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -b必要量[%]※	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ募集量について

25

- 前述のとおり、今回、電源Ⅰ-aと電源Ⅰ-bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源Ⅰの必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源Ⅰの量の7%を上回っている。
- これに対して、**一般送配電事業者が年間通して専有する電源Ⅰの量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要がある**のではないかと。
- また、これまで電源Ⅰの量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源Ⅱ余力から追加調達しているところ。
- したがって、**2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売り応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか※1。**

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

電源Ⅰ必要量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源Ⅰ必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

電源Ⅰ募集量 最大7%

電源Ⅰ募集量について

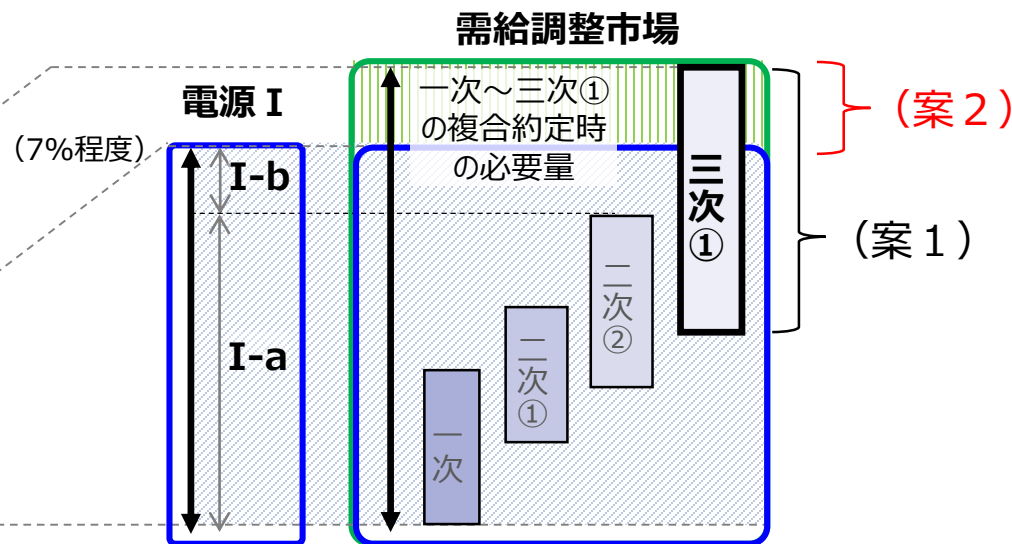
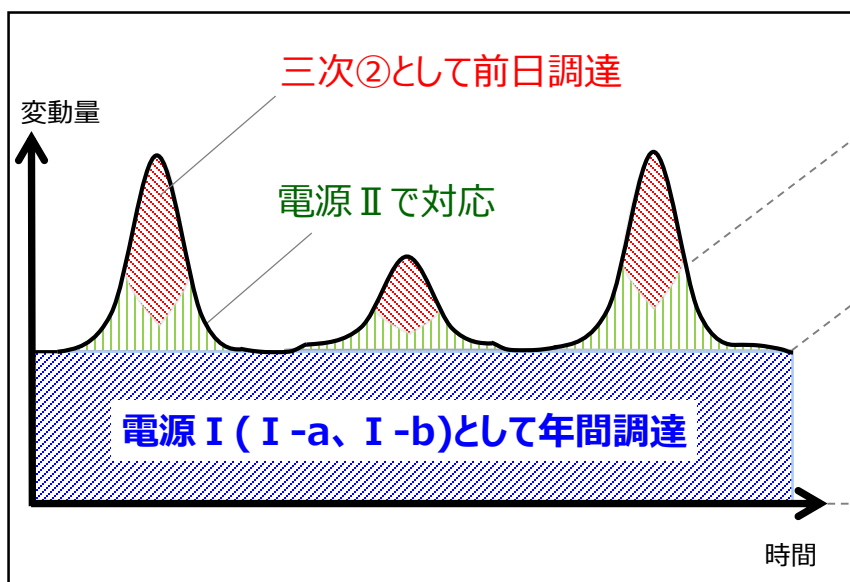
各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源Ⅰ募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

- そうしたなかで、2022年度において需給調整市場から調達を開始する三次①の調達量については、三次①個別商品としての必要量を調達する方法（案1）も考えられるが、前述の通り、調整力公募である電源Ⅰとして、今年度とほぼ同量を調達することを踏まえ、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源Ⅰ確保量を控除した量を調達する方法（案2）を採用することとしてはどうか。
- また（案2）を採用することで、2024年度において調整力公募が終了し、需給調整市場に完全移行するにあたって、一般送配電事業者が確保する調整力の調達量において一貫性が図れるのではないか。

2022年度の
三次①調達量

- （案1） 三次①個別商品としての必要量
- （案2） 一次～三次①の複合約定時の必要量－電源Ⅰ確保量

【ΔkWとして調達する対象のイメージ】



必要量の算定方法（平常時・事故時含む）

35

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

- ✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ※1 - 元データ※1 10分周期成分 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力①：（ 元データ※1 10分周期成分 - 元データ※1 30分周期成分 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のCOM間の差 ）の3σ相当値※4
- ✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のCOM間で連続する量 ）の3σ相当値※4
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - （BG需要計画-GC時点の再エネ予測値）

※4 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

不等時性を考慮した複合約定時の考え方

37

- 各商品の必要量の考え方では、それぞれ別のリソースで対応できる必要量を算定した。各商品の必要量において、不等時性を考慮した必要量の合成値は、各商品の必要量の合計値より小さい値となる。そのため複数の機能を持つ調整力を複合して約定する場合の必要量は、不等時性を考慮した合成値で算定することとしてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量： $\{ \text{残余需要元データ}^{\ast 1} - (\text{BG計画} - \text{GC時点の再エネ予測値}) \}$ の 3σ 相当値 $^{\ast 3}$ + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値 $^{\ast 2}$

※ 1 残余需要1分計測データ

当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して月毎、商品ブロック毎に算定

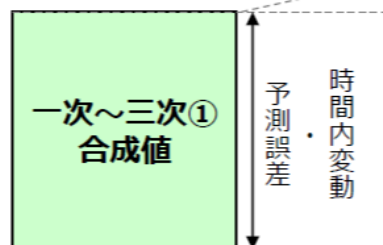
※ 2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※ 3 「 3σ 相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

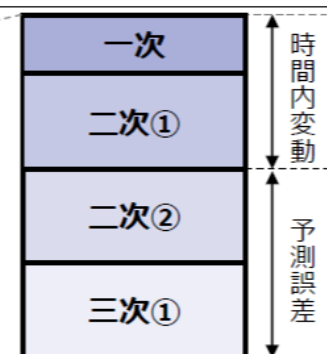
(平常時の変動)

複数の機能を持つ調整力は同じ振幅を共用することができる。



① 不等時性を考慮した必要量

<



② 商品毎必要量の合計値

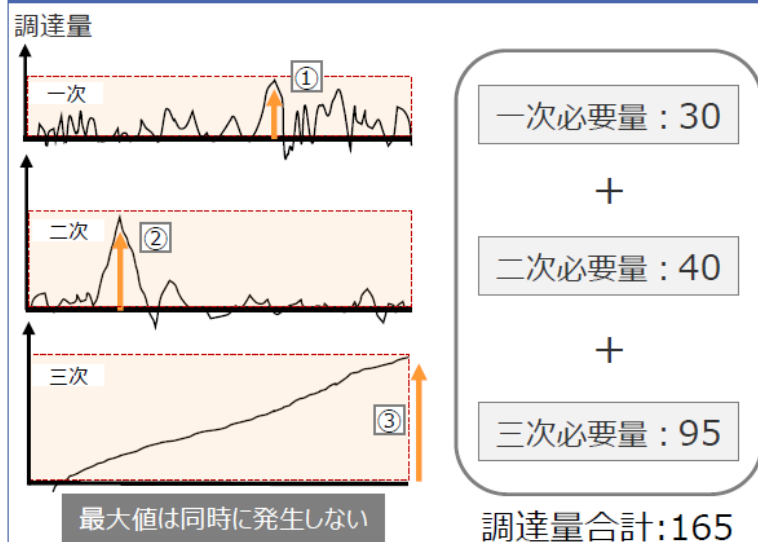
不等時性を考慮した場合の調達に関する考え方について

6

- 商品の細分化を行った主旨を踏まえると、それぞれの商品毎に公平に競争し、そのなかで安価なものから落札されることが基本と考えられる。
- 他方で、商品毎の必要量の最大値となる時点は必ずしも同時に発生するものではないことを踏まえると、**単一のリソースが同一領域を共用して複数商品に入札することが可能**と考えられることから、こうしたリソースを活用することで、不等時性を考慮した調達が可能となり、**調達量合計の低減を図る**ことができる。
- この調達量合計の低減は、調達コストの低減にも資すると考えられることから、**単一のリソースで複数商品への入札が可能な場合、こうした入札方法を許容することとしてはどうか。**

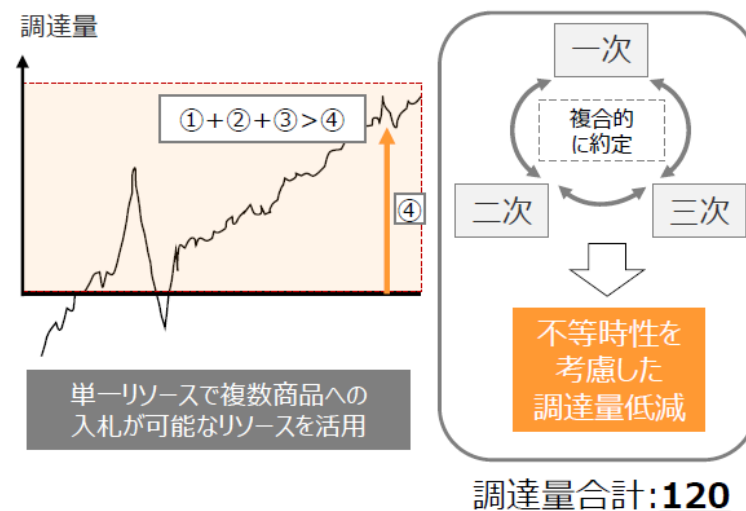
【不等時性を考慮した調達による調達量低減のイメージ】

商品毎に調達した場合の調達イメージ



※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記

不等時性を考慮した場合の調達イメージ



電源Ⅰ 必要量との比較評価について

13

- 電源Ⅰで対応すべき上げ調整力必要量は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で毎年度算定されており、今回は複合約定が対象としている一次～三次①の必要量を算定している2021年度向けと比較した。
- また、電源Ⅰ 必要量は残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量で評価しているため、複合約定の必要量としてブロック6・7を評価対象とした。
- **電源Ⅰ 必要量は6～11%程度**と評価されたことに対して、**複合約定時の必要量は6～9%程度**となり、**ほぼ同等レベル**となっている。このことから、電源Ⅰに代わる一次～三次①を複合約定へ移行することは、必要量の点で概ね妥当と考えられるのではないかと。

【一次～三次①の必要量（年間平均）※1】

	1B (0～3時)	2B (3～6時)	3B (6～9時)	4B (9～12時)	5B (12～15時)	6B (15～18時)	7B (18～21時)	8B (21～24時)
北海道	6.7	7.0	12.2	13.4	13.1	8.0	6.8	7.2
東北	8.8	8.3	8.4	10.5	9.6	9.1	7.4	6.9
東京	4.8	4.2	7.4	9.0	8.3	6.2	5.4	5.3
中部	4.4	4.3	7.5	8.8	9.8	7.1	4.8	4.6
北陸	4.8	4.4	8.2	8.9	7.2	6.7	4.7	4.6
関西	4.6	4.3	7.6	8.8	8.0	6.4	5.3	5.0
中国	6.2	5.7	9.3	11.4	9.8	9.7	7.4	6.5
四国	3.3	3.2	7.3	15.3	14.9	12.0	5.0	3.5
九州	5.2	4.4	11.2	14.1	12.1	10.0	5.6	6.0

6・7 B平均

	需給調整市場 6・7 B (平均)	2021年度 電源Ⅰ 必要量※2
北海道	7.4	10.8
東北	8.3	9.0
東京	5.8	6.0
中部	5.9	7.5
北陸	5.7	7.5
関西	5.9	7.2
中国	8.5	9.7
四国	8.5	9.1
九州	7.8	8.0

※1 2020年度供給計画第1年度のH3需要比率

※2 2021年度向け上げ調整力必要量の算定結果
ケース1～4の検討結果のうち、代表してケース1で比較

まとめ

26

- 2024年度における需給調整市場の全ての商品の取引開始と合せて、導入を検討している複合約定について、評価を行った。
 - 必要量の評価について
 - 複合約定を導入することで、リソースの調整幅を複数の商品で共有化でき、必要量を低減できることを確認した。
 - 複合約定の必要量は、残余需要の高い時間帯では、現行の電源Ⅰと同等レベルであることを確認した。
(ただし、ブロック3～6において7%を大幅に超えるエリアもあり、再エネ出力や需要の予測精度の動向と共に、複合約定時の必要量の推移を引き続き確認していく)
 - 需給調整における影響評価について
 - 現状、GF・LFC向けの調整を優先的に確保するため、EDCとして動作できる領域に制限を設ける運用が行われるケースがあるが、複合約定により確保した調整力において同様の運用が行われたとしても、広域需給調整システムにより他エリアからのEDC調整力の融通が期待できること、またEDC動作不足量はLFCにより出力調整されることから、直ちに需給バランス調整において支障が発生することはないと考えられる。
- 以上より、2024年度から全商品の市場取引を開始するにあたっては、複合約定を導入したうえで、実運用における状況を確認することとしたい。なお、EDC調整力が不足するような事象が見受けられる場合には、必要に応じて、EDC領域の必要量を見直す等の検討を行うこととしたい。

- 2022年度の三次①調達量について、2020年度のGC以降の誤差実績を基に試算を行ったところ、案2において、年間平均では1～3％程度となる一方で、ブロック別では、昼間帯において5～8％程度となるエリアが存在する結果となった。
- これは、電源I（最大7％）に加えて調達するものであるため、三次①調達タイミング等を踏まえ、小売電気事業者の供給力確保への影響などについて更なる検討を行うこととした。

【三次①調達量の試算値（年間平均）※1】
各エリアH3需要※2比率[%]

	案1	案2
北海道	7.5	2.2 (▲5.3)
東北	6.6	1.5 (▲5.1)
東京	5.2	0.5 (▲4.7)
中部	5.0	0.6 (▲4.5)
北陸	5.4	0.4 (▲5.0)
関西	5.1	0.6 (▲4.5)
中国	6.0	1.7 (▲4.3)
四国	5.9	2.8 (▲3.1)
九州	7.0	2.7 (▲4.3)

案2
時間別値

	1B (0～3時)	2B (3～6時)	3B (6～9時)	4B (9～12時)	5B (12～15時)	6B (15～18時)	7B (18～21時)	8B (21～24時)
北海道	0.2	0.1	4.3	6.1	5.9	0.8	0.1	0.4
東北	0.2	0.1	1.7	3.8	2.8	2.3	0.8	0.5
東京	0.0	0.0	0.6	2.0	1.3	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.8	1.3	2.2	0.2	0.0	0.0
北陸	0.0	0.0	1.2	1.8	0.1	0.4	0.0	0.0
関西	0.0	0.0	1.3	2.3	1.3	0.1	0.0	0.0
中国	0.0	0.0	2.4	4.5	3.0	2.8	0.5	0.0
四国	0.0	0.0	0.8	8.1	8.1	5.2	0.0	0.0
九州	0.7	0.0	4.6	7.4	5.5	3.3	0.0	0.3

() 内は案1との差分

※1 2020年度の変動・誤差実績より算定（冬季需給ひっ迫発生日等のデータを除く）

※2 2021年度供給計画第2年度

1. 調達量の算定について
- 2. 2022年度の取扱いについて**
3. まとめ

- 2022年度から需給調整市場において調達を開始する三次①は、実需給の前週に取引を行うことになる。
- スポット市場の取引前に一次～三次①の取引を行うことは、高速な調整力が周波数調整等において重要な商品であることを踏まえ、確実に調達することを目的に設定されたものである。
- 他方で、これら調整力の調達量が多い場合、その後に行われるスポット市場において十分な売り入札が行われず、小売電気事業者、なかでも供給力を主にkWh市場から調達している事業者において、計画値同時同量の達成が困難となり、その結果として、不足インバランスが生じることで、一般送配電事業者が確保すべき調整力が増加する可能性も考えられる。

【2022年度のΔkWとkWhの調達の流れ】

	年初	前週	前日		当日
一般送配電事業者 (ΔkW調達)	(調整力公募) 電源 I 調達	2022年度開始 (需給調整市場) 三次①調達	—	(需給調整市場) 三次②調達	—
小売電気事業者 (kWh調達)	—	—	(スポット市場) kWh調達	—	(時間前市場) kWh調達

設備 (kW)

電源 I

電源 I

三次①

電源 I

三次①

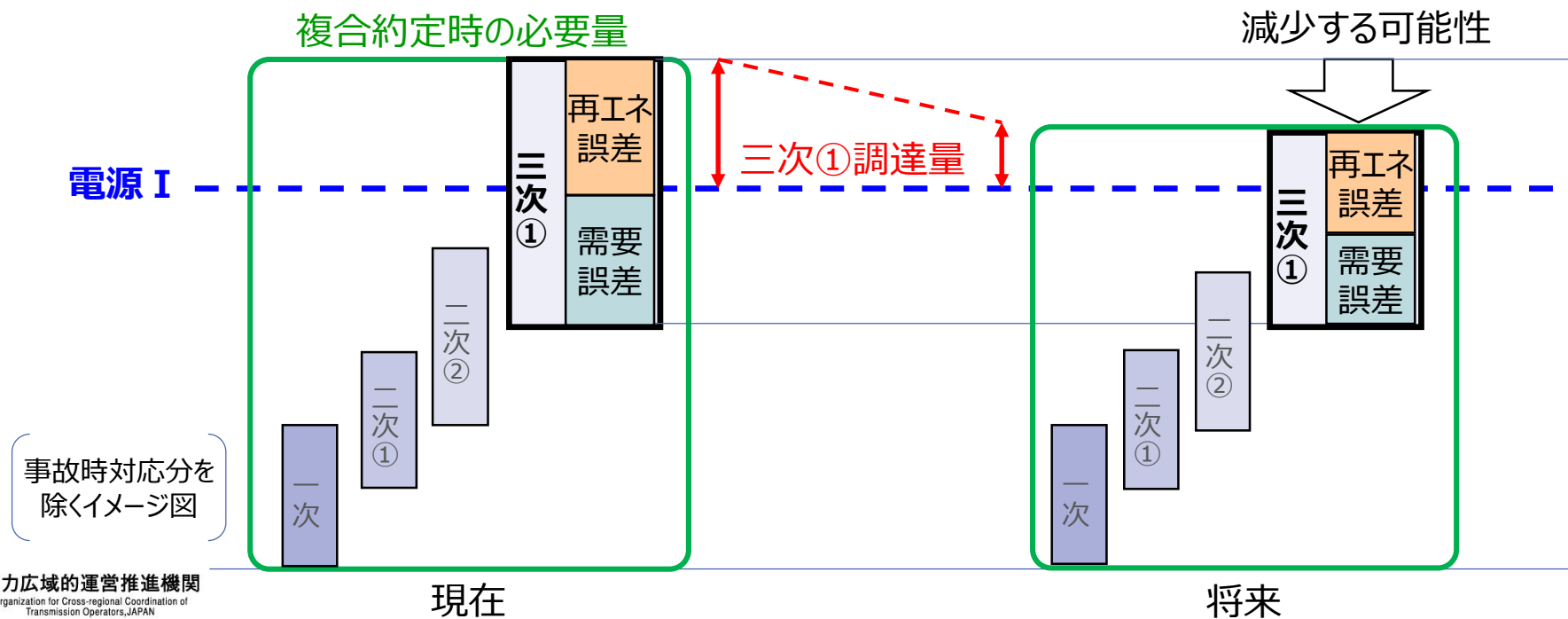


kWh

今後、時間前市場が活性化する場合、
三次②も同様の課題が生じる

三次①調達大の場合、
kWh調達が困難となる可能性

- 三次①は、主にGC以降に発生する予測誤差（需要・再エネ）に対応する調整力であるが、将来的には、需要や気象の予測精度の向上が図られ、調整力必要量が減少し、小売電気事業者のkWh調達への影響は生じ難くなることも考えられる。
 - 需要予測 2022年度に新たなインバランス料金制度が適用され、B Gにおいて需要予測精度の向上（需要予測誤差低減）のインセンティブが高まる可能性があること
 - 再エネ予測 一般送配電事業者による気象予測精度向上に取り組んでいること
- 他方で、2022年度においては、まだこれらの効果が顕在化する前であること、また、調整力公募において今年度と同程度の電源Ⅰの確保および電源Ⅱの活用が行えることで、安定供給面では今年度と同等の信頼度を確保できるであろうことを踏まえ、三次①調達量に対して小売事業者の供給力確保を考慮した補正を施すこととしてはどうか。



- 2022年度以降のインバランス料金制度は、調整力の限界的なkWh価格を反映することから、B Gの需要想定について精度が高まる可能性がある。

参考：2022年度以降のインバランス料金制度について

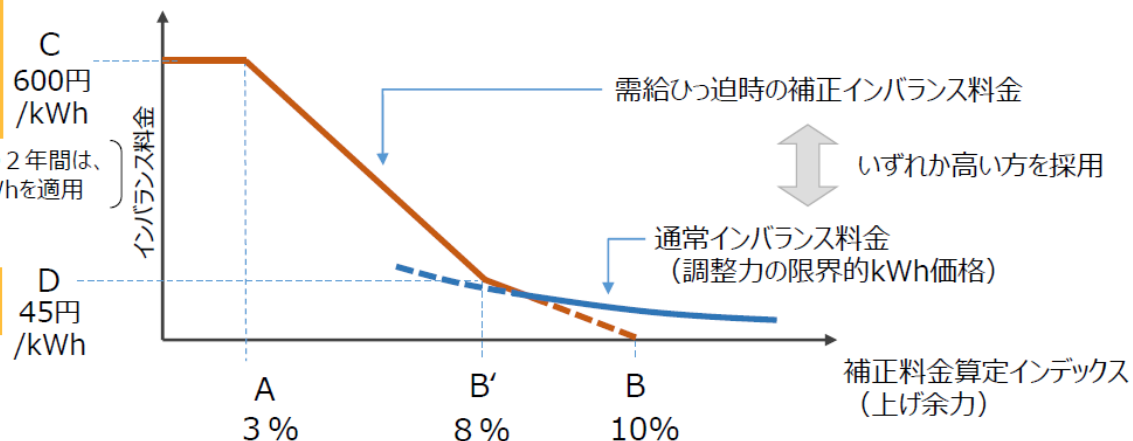
- インバランス料金は、実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切に反映するものであることが望ましいことから、2022年度以降のインバランス料金については、本専門会合で審議を重ね、以下のように、調整力のkWhコストを基本としつつ、需給ひっ迫時には補正インバランス料金の式により算定することが適当との結論を得た。

2022年度以降のインバランス料金制度

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにD Rを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源 I' のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源 I' を発動が確定となる水準を参考に決定。

電源 I' を発動し始めるタイミングを参考に決定。

- 一般送配電事業者は、再エネの予測地点を増やすなどして、予測精度向上を行っている。

出力予測地点の状況について

14

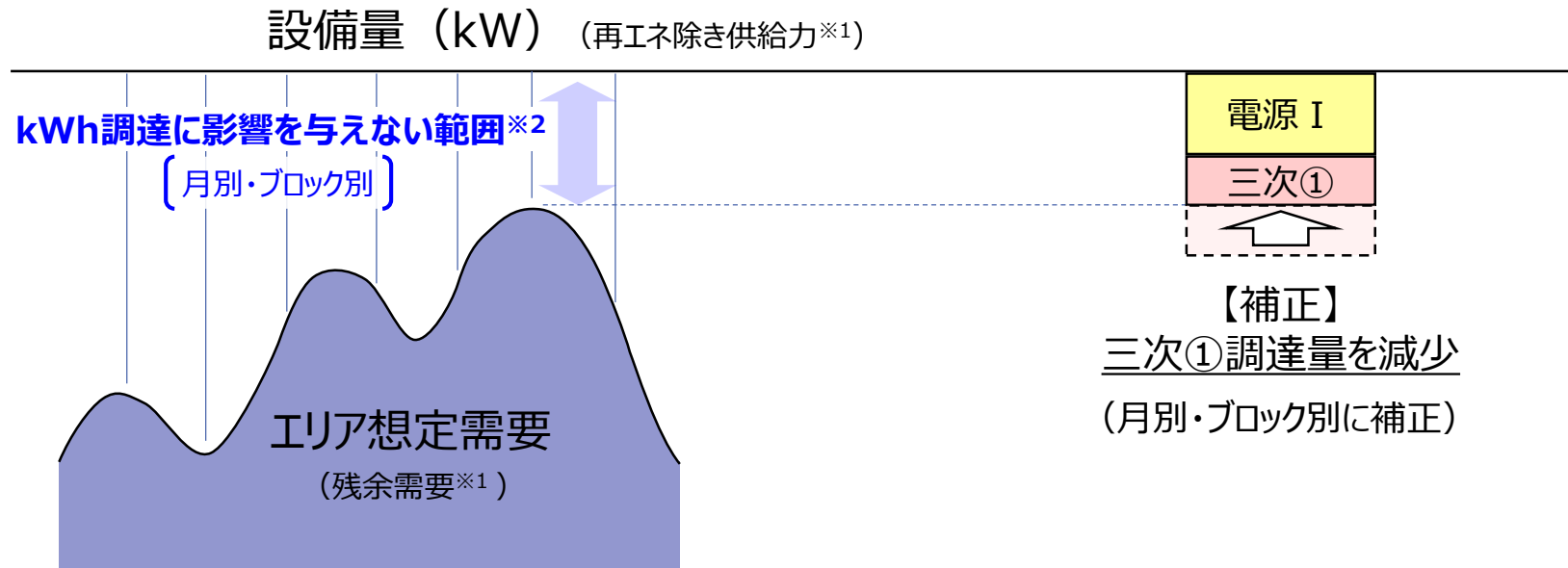
- 今回改めて、各社の予測地点の状況を調査し、予測地点と設備プロット図（次ページ以降）を作成した。
- 予測地点は増加しており、予測地点からの20km円内に入る再エネ設備量の割合（捕捉率）は、全てのエリアで約9割に達している。
- 予測地点については、設備を予測地点から20km以内に収めるよう見直しする考えがある一方、既存の予測地点との気象相関を個別に分析し、見直しではなく既存の予測地点で代替を行う考えもある。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
気象予測地点 の考え方 (A) 代表地点方式 (B) メッシュ方式		(A)代表 〔PVが多い変電所 + 特高PV〕	(A)代表 〔PVが多い エリア〕	(A)代表 〔気象相関 のあるエリア〕	(A)代表 〔予測地点から 一定範囲〕	(B)メッシュ			(A)代表 〔予測地点から 一定範囲〕	(A)代表 〔PVが多い エリア〕	
						1km メッシュ	1km メッシュ	5km メッシュ			
予測 地点 数	2019 報告	45	137	50	14	18	1.1万	1.3万	596	69	4
	2020 報告 (捕捉率)	50 (88%)	160 (92%)	50※ ¹ (99%)	14 (86%※ ²)	18 (99.6%)	1.1万 (100%)	1.3万 (100%)	598 (100%)	69 (94%)	4 (97%)
(参考) 今後の見直し予定		・【2020 年度末】 メッシュ 方式の 導入	・【2021 年度中】 メッシュ 方式の 導入	—	—	—	—	—	—	—	—

※1 2020年9月末に予測地点箇所を見直し（地点数は同じ、捕捉率97→99%）

※2 中部は予測地点に対する気象の相関係数が0.95以上となる再エネ設備量の割合

- 具体的には、2022年度の供給可能設備量（kW）からエリア想定需要を差し引いたものを、電源Ⅰ + 三次①調達量の上限とし、調達量の減少補正は三次①調達量で実施することとしてはどうか。
- なお、エリア想定需要は過去の残余需要カーブ実績を基に、2022年度の想定H3需要を用いて補正することとする。



- ※1 太陽光と風力供給力は時間により変動することから、過去の残余需要実績を想定される2022年度のH3需要で補正した上で、再エネ除き供給力との比較を行う。また、揚水ポンプも他の供給力を使用して行うことから、需要に含めて比較を行う。
- ※2 前日スポット取引時には、需要の1%の供給力が小売の予備力として確保される場合があるため、kWh調達に影響を与えない範囲から控除する。

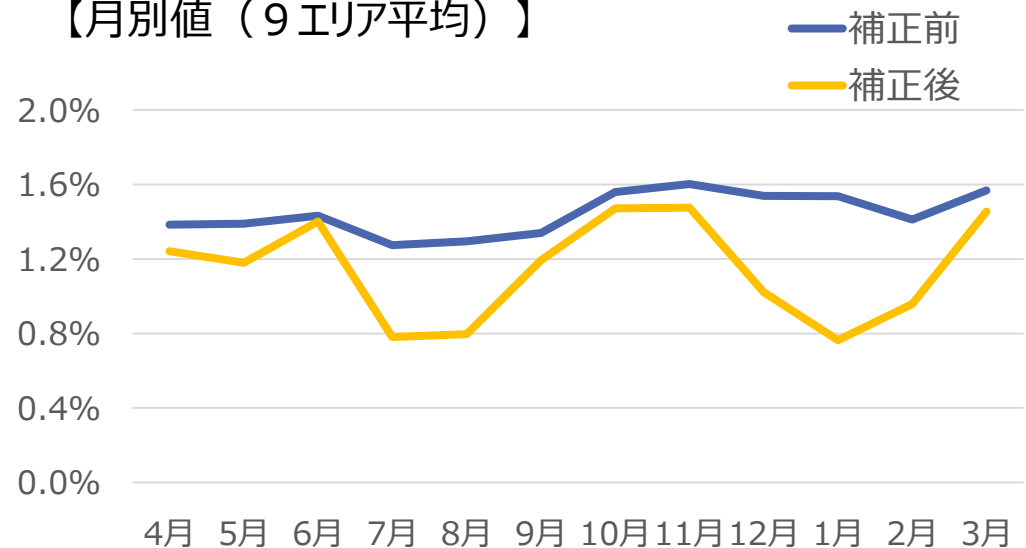
- 前述の補正を反映した2022年度の三次①調達量の試算結果は、以下の通り。
- 中国、四国エリアにおいて減少量が大きくなっている。これは、供給力が少ない一方で、需要や再エネ等の予測誤差が大きいことが要因と考えられ、特に、予備率が少ない重負荷期（夏・冬）においてその傾向が顕著となっている。
- 2022年度における実際の三次①調達量は、これらの考え方にに基づき、最新の供給計画等を踏まえて一般送配電事業者にて算定を行うこととし、また、2023年度の三次①調達量の取り扱いについては、2022年度の約定実績や予測誤差の発生状況等を踏まえて改めて検討することとしたい。

【三次①調達量の試算値（年間平均）】 [%]

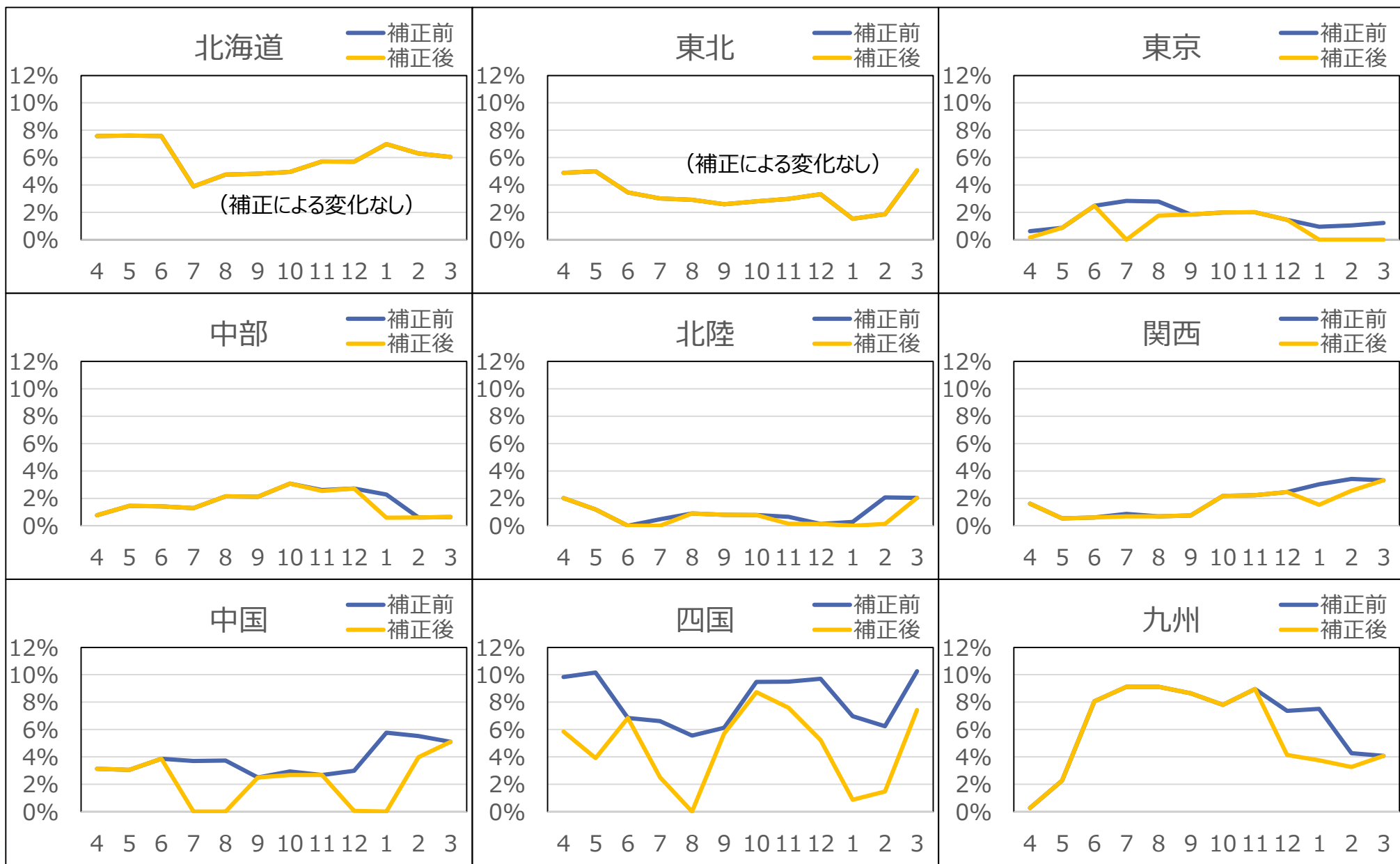
（2021年度供給計画の第2年度の供給力を用いた試算値）

	補正前	補正後
北海道	2.2	2.2 (±0.0)
東北	1.5	1.5 (▲0.1)
東京	0.5	0.3 (▲0.2)
中部	0.6	0.5 (▲0.1)
北陸	0.4	0.3 (▲0.1)
関西	0.6	0.6 (▲0.1)
中国	1.7	1.0 (▲0.7)
四国	2.8	1.5 (▲1.2)
九州	2.7	2.4 (▲0.3)

【月別値（9エリア平均）】



（ ）内は補正前との差分



2. (3) 供給力 (kW) の補完的確認【2022年度・予備率】

20

- 第2年度（2022年度）は、以下の月・エリアで予備率が8%を下回った。

➤ 7月の東京～四国エリア

➤ 11月・1月～3月の東京エリア

(最も需給が厳しい断面は2月の東京エリアで6.1%)

- 2022年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年3月1日:本機関)」による。

②:「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年3月1日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

③:2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表) 第2年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

1. 調達量の算定について
2. 2022年度の取扱いについて
- 3. まとめ**

- 2022年度より需給調整市場で取引を開始する三次調整力①の調達量については、以下の通りとしてはどうか。

＜調達量の算定について＞

- 2024年度における需給調整市場での調達方法および2023年度までの電源Ⅰ調達を踏まえ、三次①調達量は、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源Ⅰ確保量を控除することで算定する。

＜調達量の補正について＞

- 2022年度においては、予測誤差の低減効果が顕在化する前であること、また、調整力公募において今年度と同程度の電源Ⅰの確保および電源Ⅱの活用が行えることで、安定供給面では今年度と同等の信頼度を確保できるであろうことを踏まえ、小売事業者の供給力確保を考慮した補正を施す。
- 具体的には、2022年度の供給可能設備量（kW）からエリア想定需要を差し引いたものを、電源Ⅰ＋三次①調達量の上限とし、調達量の減少補正は三次①調達量で実施する。なお、エリア想定需要は過去の残余需要カーブ実績を基に、2022年度のH3需要を用いて補正することとする。

- 2023年度の三次①調達量の取り扱いについては、2022年度の約定実績や予測誤差の発生状況等を踏まえて改めて検討することとしたい。