

三次調整力①の取引状況等について

2022年6月24日

需給調整市場検討小委員会 事務局

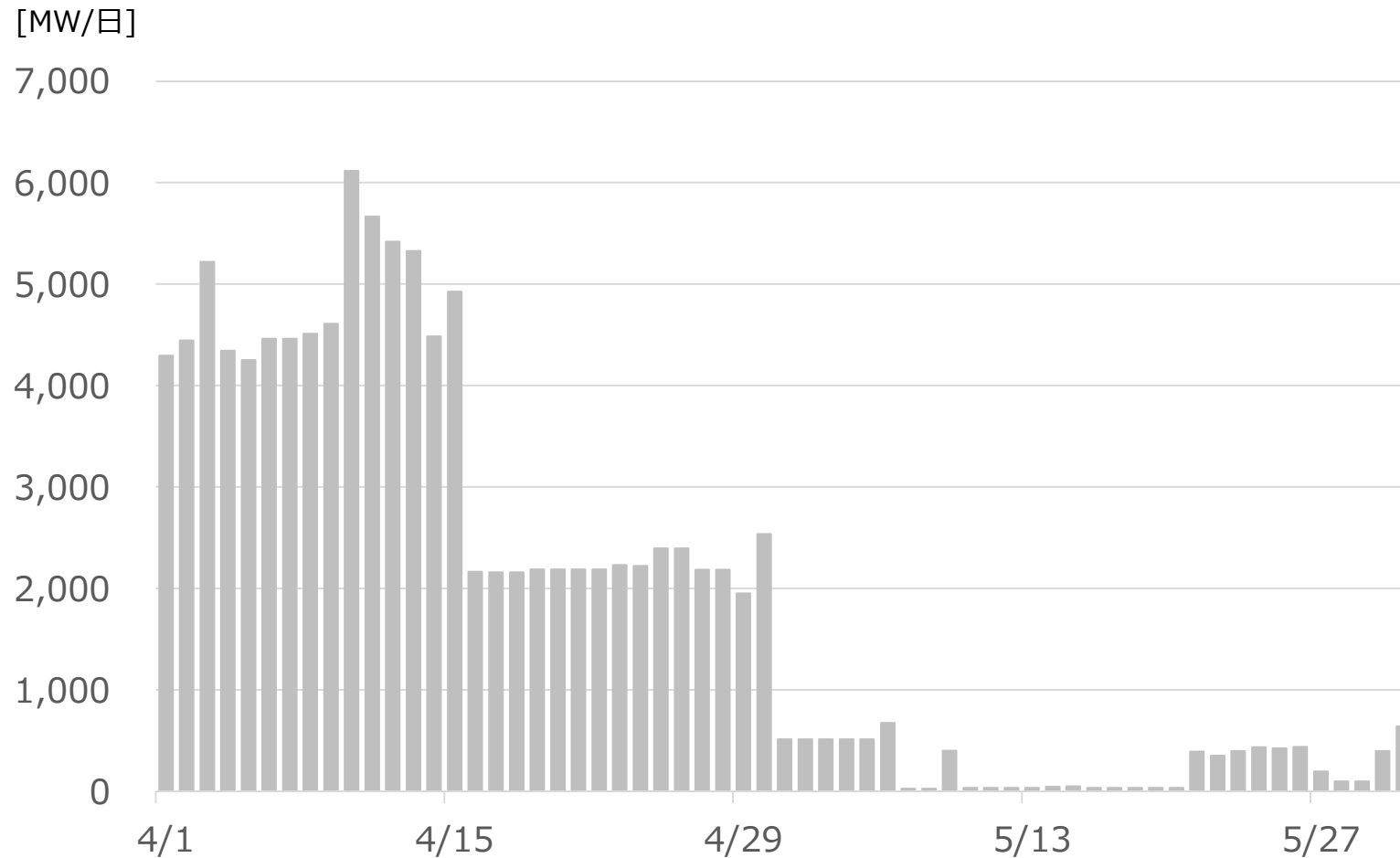
- 需給調整市場では、本年4月から三次①の取引が開始され、システムトラブル等もなく取引が行われている一方で、複数のエリアでは、調達不足が継続的に発生している。
- このため、今回、取引状況を取り纏めるとともに、電力需給調整力取引所の取引会員に対して、三次①応札の考え方等についてアンケート調査を行い、調達不足に係る要因等について整理したため、これらの内容について本日ご議論いただきたい。

1. 三次①取引状況について
2. 取引会員に対するアンケートについて
3. 三次①調達不足の要因について

1. 三次①取引状況について
2. 取引会員に対するアンケートについて
3. 三次①調達不足の要因について

■ 三次①の取引状況は、4月中旬以降、落札量が低位で推移しているものの、取引そのものはシステムトラブルもなく、順調に実施されている。

【三次①落札量の推移（全国合計）】



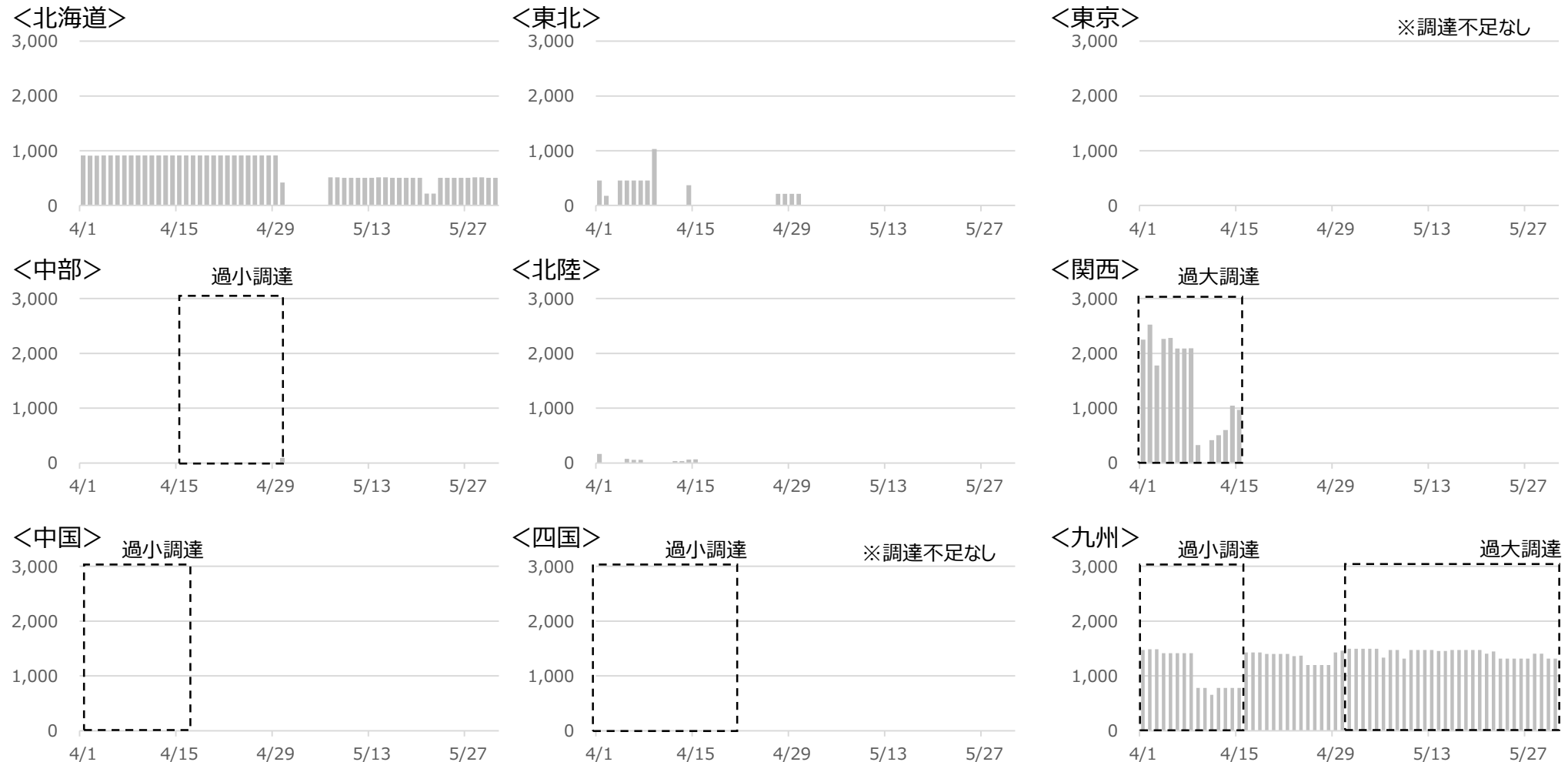
三次①調達不足量について（4/1～5/31）

出所）送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
調達不足量：全8ブロック合計値[MW/日]

6

- 他方で、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。
- 取引開始月である4月においては、主に、北海道、東北、関西、九州の4エリアで調達不足が発生していたが、5月については、北海道、九州の2エリアのみとなっている。

〔 〕 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



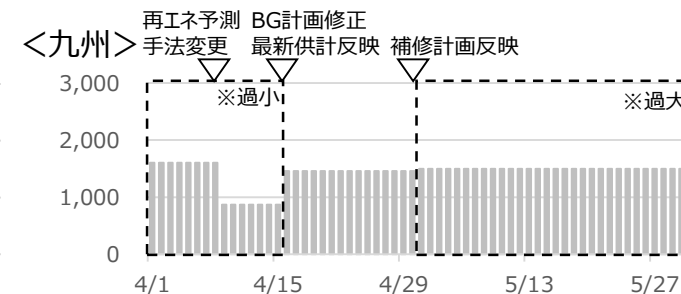
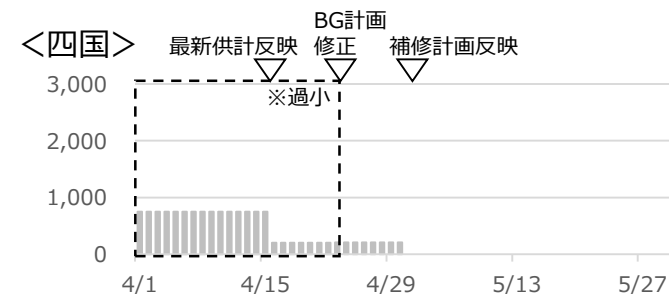
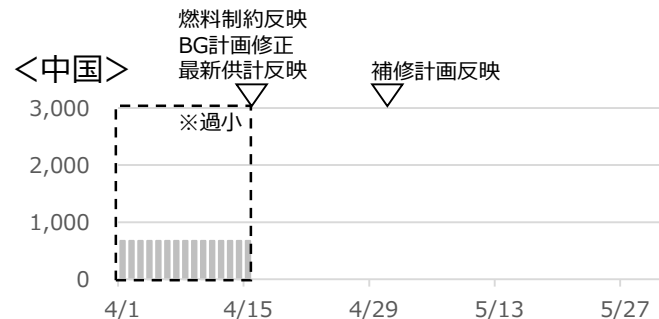
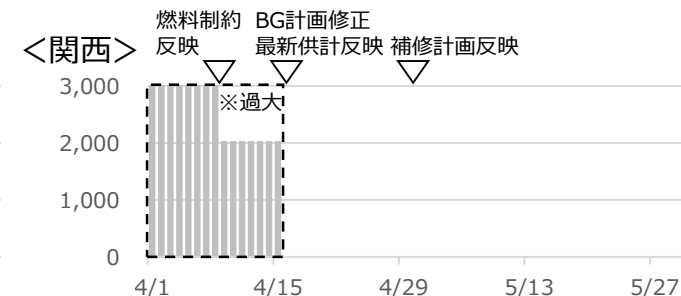
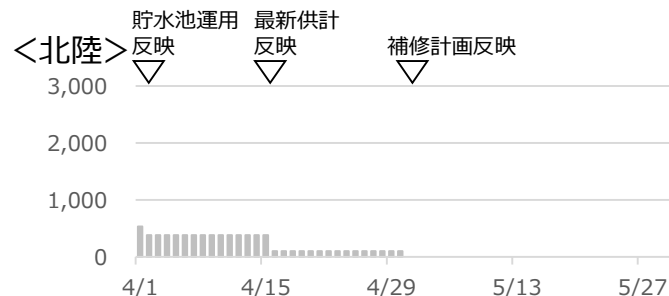
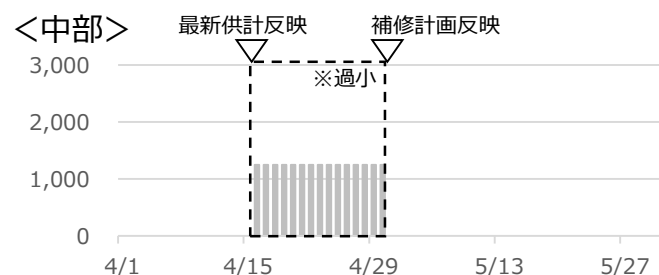
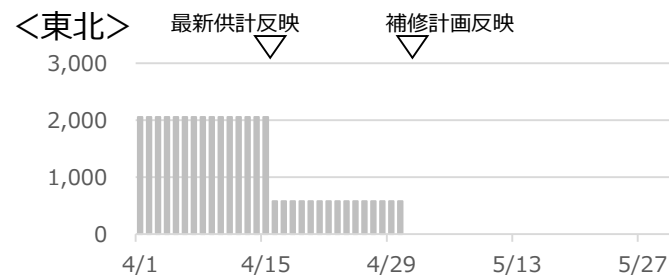
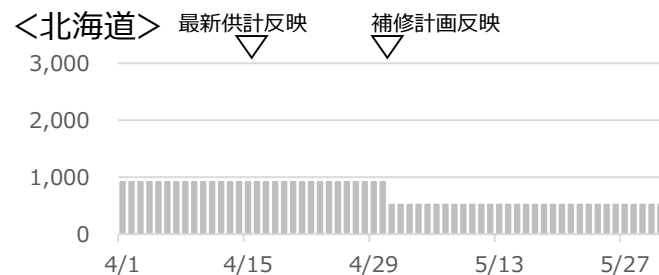
三次①募集量について（4/1～5/31）

出所）送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
募集量：全8ブロック合計値[MW/日]

7

- 2022年度の三次①募集量は、一次～三次①の複合必要量から電源Ⅰ調達量を控除したうえで、小売電気事業者が卸電力市場から供給力を調達することを考慮し、設備量を踏まえた補正を実施している。
- この設備量補正については、最新の補修計画や燃料制約による供給力の減少等を週単位で反映しており、東京では取引開始当初から、また、5月においては、北海道、九州を除く7エリアで、募集量は0となっている。

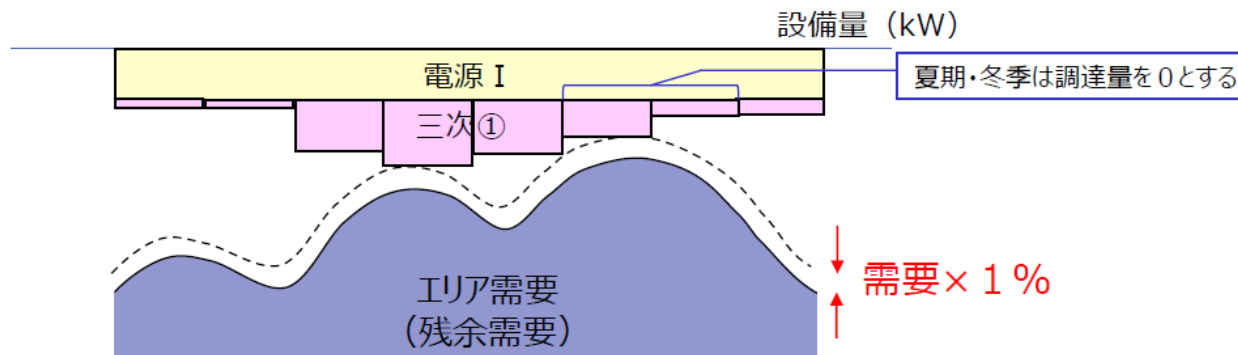
〔 〕 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



2022年度三次①調達量について
～電源Ⅰ必要量算出断面以外～

12

- 電源Ⅰ必要量の算出断面以外（夏季・冬季の6・7ブロック以外、および端境期）については、主に、3ブロック（6～9時）から5ブロック（12～15時）で三次①調達量（補正後）が発生しているが、これら昼間帯では、再エネの予測誤差に対応する必要があり、三次①必要量として算出されたものは、安定供給を維持するために、基本的に一般送配電事業者が需給調整市場から調達する必要があるものと考えられる。
- 他方で、電源Ⅰ募集量の考え方と同様に、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もあることも踏まえ、調整力公募が併存する2022年度については、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際に、小売電気事業者が予備力として確保する可能性のある1%をエリア需要に上乗せして、三次①調達量を算定してはどうか。
- なお、上記のエリア需要1%の上乗せ分も含め、2023年度における三次①調達量については、2022年度の卸電力市場における取引状況等を踏まえ、改めて検討することとしたい。

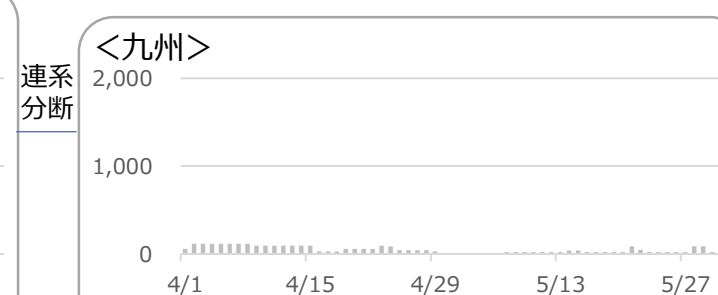
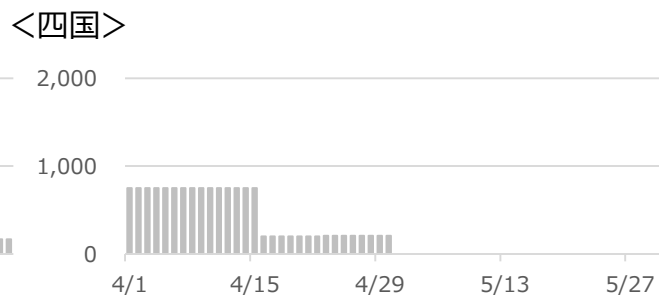
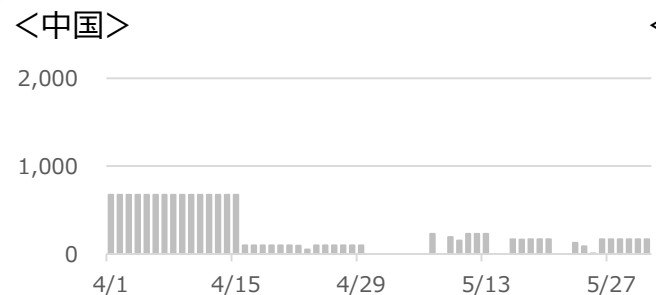
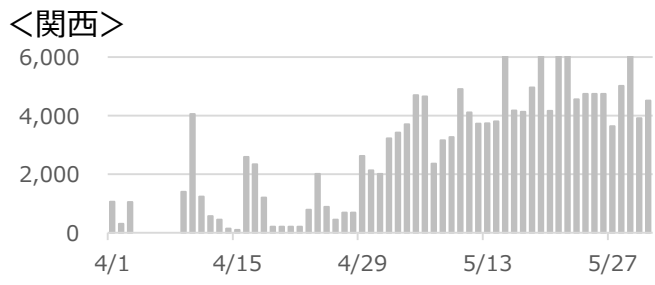
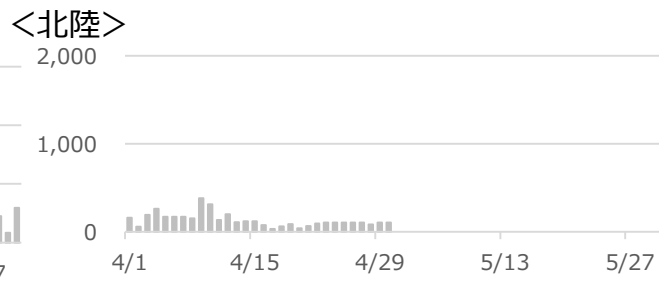
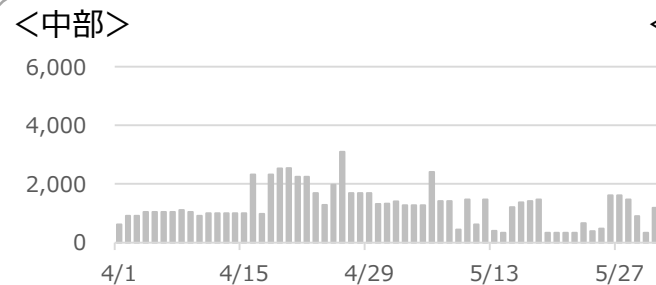
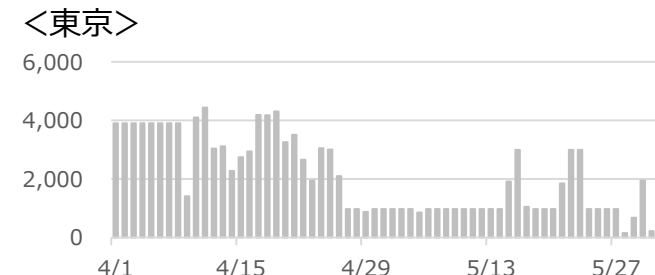
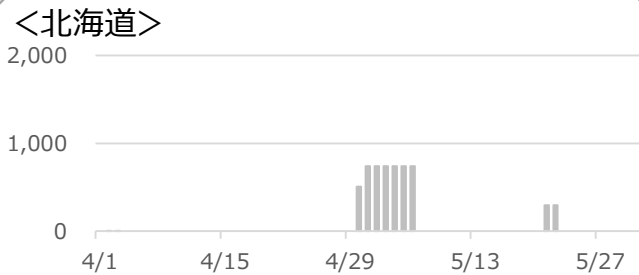


三次①応札量について（4/1～5/31）

出所）送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
応札量：全8ブロック合計値[MW/日]

9

- 三次①応札量は、東京、中部、関西の3エリアからの供出が中心となっており、関西では増加傾向が見られる。
- 他方で、北海道エリアでは、GW期間を除き、取引開始当初から応札量はほぼ0であり、また、北陸、四国、九州エリアにおいても、5月以降、応札量はほぼ0となっている。



- 北海道エリアでは、北海道-東北間連系線が市場分断しているため広域調達ができない状況のなか、エリア内からの応札量が少ないことが調達不足の主要因と考えられる。
- 東北エリアでは、地震の影響でエリア内からの応札量が少ないこともあり、4月前半に調達不足が発生していたが、4月後半以降は、募集量が減少したことに加え、東京エリアからの広域調達により、調達不足はほぼ解消している。
- 関西エリアでは、4月前半は、募集量に対してエリア内応札量が少ないことが調達不足の主要因と考えられるが、この期間の募集量には、誤算定による過大調達も含まれている。4月後半以降は、募集量が0となったことで、調達不足は発生していない。
- 九州エリアでは、中国-九州間連系線がほぼ市場分断しているため広域調達ができない状況のなか、エリア内からの応札量が少ないことが調達不足の主要因と考えられる。

【エリア別の三次①募集量・応札量・調達不足量】

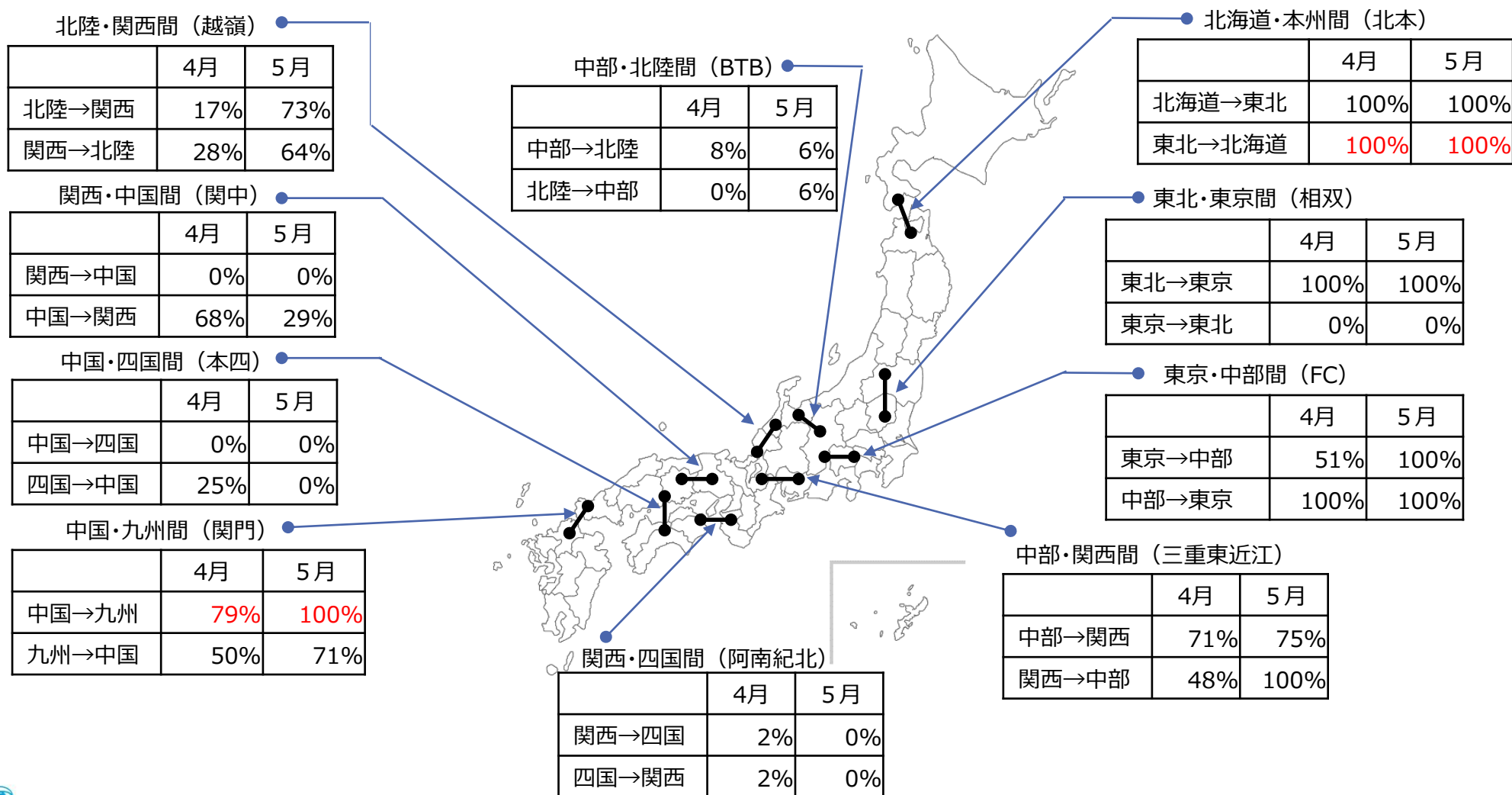
[MW]

【三次①向け連系線の分断率】
(3B～6B)

エリア	4月前半 (4/1～4/15)			4月後半 (4/16～4/30)			5月 (5/1～5/31)		
	募集量	応札量	不足量	募集量	応札量	不足量	募集量	応札量	不足量
北海道	13,725	10	13,715	13,725	507	13,230	16,027	5,027	12,091
東北	30,810	1,870	4,322	8,685	254	850	0	2,023	0
東京	0	52,294	0	0	38,939	0	0	37,167	0
中部	0	14,699	0	18,720	29,608	86	0	31,971	0
北陸	5,869	2,697	548	1,545	1,247	0	0	0	0
関西	38,259	10,345	21,221	0	17,206	0	0	142,403	0
中国	10,095	10,070	15	0	1,304	0	0	3,326	0
四国	11,250	11,250	0	3,040	3,040	0	0	0	0
九州	18,913	1,514	16,875	21,870	698	20,300	46,345	767	44,138

	4月	5月
北海道-東北間 (北海道向き)	100%	100%
中国-九州間 (九州向き)	79%	100%

【三次①向け連系線容量の分断率(4/1~5/31)】

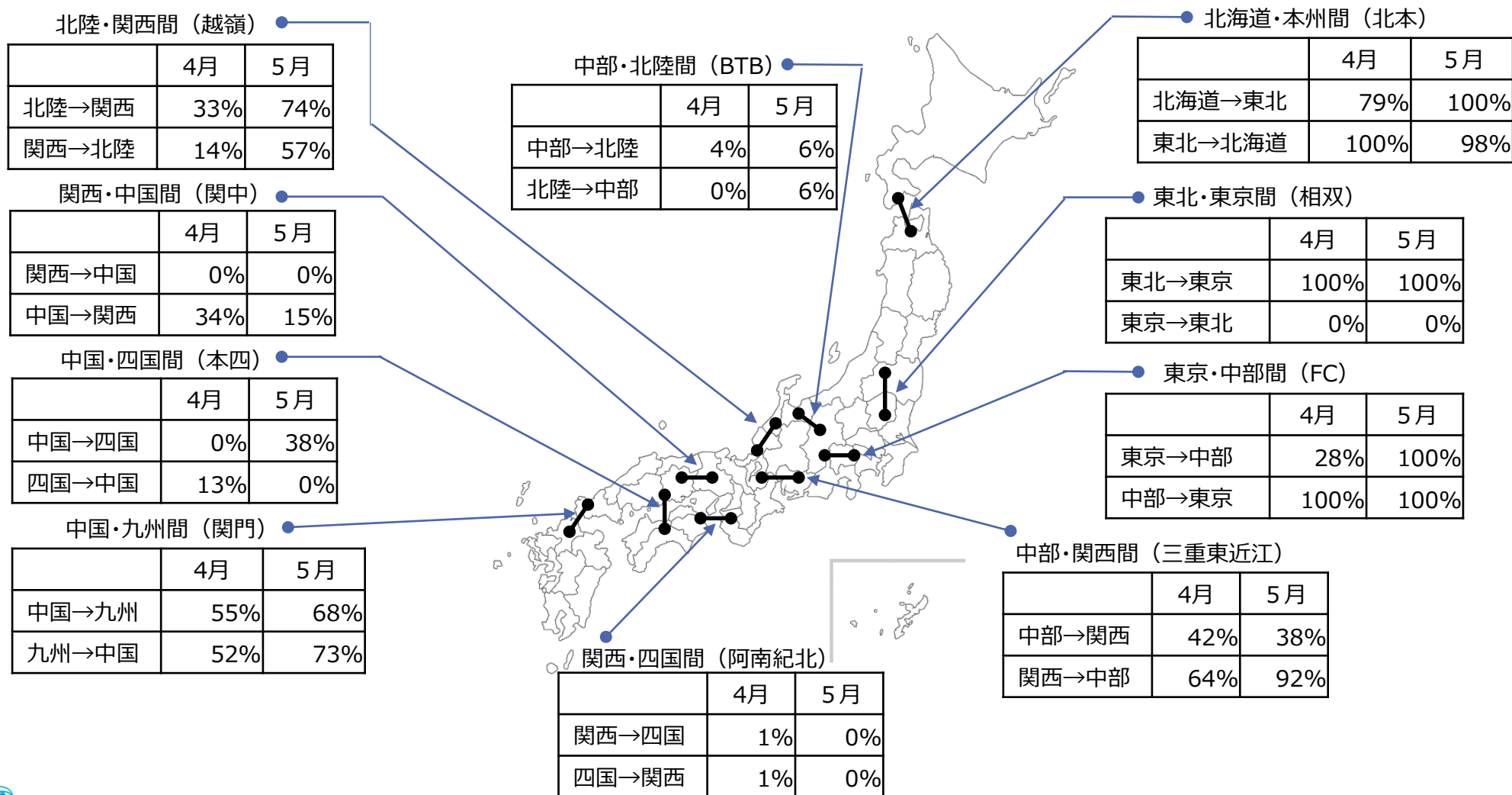


(参考) 三次①向け連系線分断率実績(全時間帯)

12

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成

【三次①向け連系線容量の分断率(4/1～5/31)】



【算出結果】2022年度の卸電力市場向けに残す連系線容量(β)

- 2022年度のスポット・時間前市場向けに残す連系線容量βの算出結果(連系線運用容量に対する割合)は以下のとおり。

月	ブロック	北海道→東北		東北→東京		東京→中部		中部→関西		北陸→関西		関西→中国		中国→四国		中国→九州	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
4	1	95%	100%	90%	0%	0%	100%	100%	100%	50%	70%	40%	50%	90%	60%	0%	100%
	2	95%	100%	90%	0%	80%	100%	100%	100%	60%	70%	50%	50%	99%	60%	0%	97%
	3	100%	100%	100%	0%	95%	100%	99%	100%	70%	70%	30%	99%	90%	80%	40%	99%
	4	100%	100%	100%	0%	88%	100%	100%	95%	70%	80%	0%	100%	90%	80%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	88%	100%	100%	95%	70%	80%	0%	100%	90%	80%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	78%	100%	88%	97%	85%	80%	20%	100%	90%	100%	0%	100%
	7	80%	100%	90%	0%	80%	100%	70%	100%	97%	40%	40%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	90%	100%	95%	0%	0%	100%	95%	100%	95%	40%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
5	1	99%	100%	100%	0%	100%	100%	10%	100%	60%	50%	20%	70%	99%	50%	0%	100%
	2	100%	90%	95%	0%	100%	100%	50%	100%	60%	50%	30%	100%	100%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	60%	60%	20%	99%	95%	80%	30%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	80%	50%	10%	100%	90%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	50%	10%	100%	90%	95%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	100%	95%	50%	10%	100%	90%	80%	0%	100%
	7	100%	97%	95%	0%	100%	100%	40%	100%	97%	40%	10%	80%	100%	60%	0%	100%
	8	100%	95%	100%	0%	80%	100%	40%	100%	95%	50%	10%	60%	100%	40%	0%	100%
6	1	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	100%	50%	40%	0%	60%	90%	90%	0%	100%
	2	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	95%	60%	100%	0%	50%	90%	90%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	100%	10%	80%	90%	80%	10%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	10%	97%	80%	70%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	0%	90%	80%	100%	80%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	80%	30%	10%	90%	80%	100%	30%	100%
	7	90%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	80%	90%	20%	20%	70%	80%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	100%	100%	70%	100%	60%	40%	0%	60%	90%	97%	0%	100%
7	1	70%	100%	90%	0%	99%	100%	0%	100%	50%	50%	0%	60%	60%	80%	0%	99%
	2	70%	100%	90%	0%	100%	100%	10%	100%	50%	40%	0%	60%	60%	70%	0%	99%
	3	100%	100%	99%	0%	100%	100%	0%	100%	60%	60%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	70%	50%	0%	85%	70%	80%	0%	100%
	5	100%	99%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	80%	50%	0%	90%	70%	100%	50%	100%
	6	90%	100%	97%	0%	100%	100%	80%	100%	90%	50%	20%	80%	70%	80%	0%	100%
	7	80%	100%	100%	0%	90%	100%	40%	100%	80%	20%	20%	60%	70%	40%	0%	100%
	8	90%	100%	100%	0%	70%	100%	0%	100%	80%	40%	10%	70%	60%	50%	0%	100%
8	1	100%	100%	99%	0%	100%	100%	20%	100%	90%	50%	0%	60%	60%	70%	0%	100%
	2	100%	100%	97%	0%	100%	100%	10%	100%	90%	40%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	90%	40%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	70%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	40%	0%	95%	70%	80%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	90%	30%	0%	90%	70%	80%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	90%	10%	10%	60%	70%	30%	0%	100%
	8	97%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	90%	80%	30%	0%	60%	60%	60%	0%	100%
9	1	80%	100%	90%	0%	100%	100%	60%	100%	70%	50%	0%	80%	10%	70%	0%	100%
	2	80%	100%	90%	0%	100%	100%	40%	100%	70%	50%	0%	75%	30%	60%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	0%	100%	100%	95%	100%	60%	50%	0%	99%	50%	90%	20%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	50%	95%	100%	70%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	99%	50%	50%	0%	100%	70%	99%	0%	100%
	6	99%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	99%	60%	97%	0%	100%
	7	80%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	50%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	8	80%	100%	95%	0%	100%	100%	70%	100%	50%	60%	0%	80%	50%	90%	0%	100%

※数値 100% : 運用容量の全量を卸電力市場に割当 0% : 運用容量の全量を需給調整市場に割当

※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割

1. (1) 2022年度の年間運用容量(平日:昼間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位: 万kW

3

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①) [60(③)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]
	東京向	544(②) [475(①)]	499(②) [509(②)]	544(②) [394(②)]	589(②)	509(②)	555(①) [514(②)]	534(②) [399(②)]	509(②) [365(①)]	540(①) [494(②)]	459(②)	544(②)	519(②) [395(①)]
東京中部間連系設備	東京向	135(①)	180(①)	180(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	150(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [120(③)]
	中部向	135(①)	180(①)	180(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①) [120(①)]	180(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	180(①)
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④) [0(④)]	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	58(④)	52(④)	73(④)	103(④)	116(④)	前半105(④) [0(④)] 後半87(④)	68(④)	前半77(④) 後半83(④)	96(④)	104(④)	87(④)	前半75(④) 後半67(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	130(④)	130(④) [130(④)]	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) [150(④)]	130(④) [130(④)]	130(④) [130(④)]	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
	中部・関西向	179(④)	169(④) [150(④)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) [300(④)] 後半190(②) [204(④)]	173(④)	前半190(④) [190(④)] 後半190(②) [196(④)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	0(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	0(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	130(④)	130(④) [0(④)]	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) [0(④)]	0(④)	130(④) [0(④)]	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
	関西向	179(④)	169(④) [0(④)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [0(①)]	0(①)	前半0(②) 後半190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	430(③) [395(③)]	430(③)	440(③) [278(①)]	455(③) [278(①)]	455(③)	前半455(③) [329(①)] 後半440(③) [329(①)]	420(③) [329(①)]	440(③)	455(③) [329(①)]	455(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
	中国向	326(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
中国四国間連系線	中国向	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [120(①)]
	四国向	120(①) [118(④)]	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	前半120(①) [120(①)] 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) [120(①)] 後半120(①) [115(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	219(④) [219(④)]	214(④) [214(④)]	224(④)	241(④)	247(④)	前半241(④) 後半231(④)	220(④)	前半229(④) 後半233(④)	244(④)	275(④)	254(④)	前半251(④) 後半234(④)
	九州向	7(④) [0(④)]	4(④) [0(④)]	10(④)	20(④)	23(④)	前半18(④) 後半15(④)	8(④)	前半11(④) 後半12(④)	17(④)	18(④)	11(④)	前半12(④) 後半10(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①: 熱容量等、②: 同期安定性、③: 電圧安定性、④: 周波数維持) を示す。 【 】 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

出所) 2022~2031年度の連系線の運用容量(年間・長期について) 別紙1をもとに作成

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2021/files/1_2022_2031_unyouyouryou.pdf

- 前述のとおり、三次①調達不足の想定要因としては、エリア内からの応札量が少ないことが主要因と考えられるエリアが散見されたところ。
- これに関して、スポット市場の前に取引が行われる三次①応札量と、スポット市場の後に取引が行われる三次②応札量を比較すると、ほぼすべてのエリアで、三次①応札量が、三次②応札量より少ない状況となっている。
- この状況を踏まえ、市場取引に参加している事業者に対して、三次①と三次②への応札の考え方等をアンケートし、三次①応札量が少ない要因を分析することとした。

【エリア別の三次①および三次②応札量（日平均）】

[MW/日]

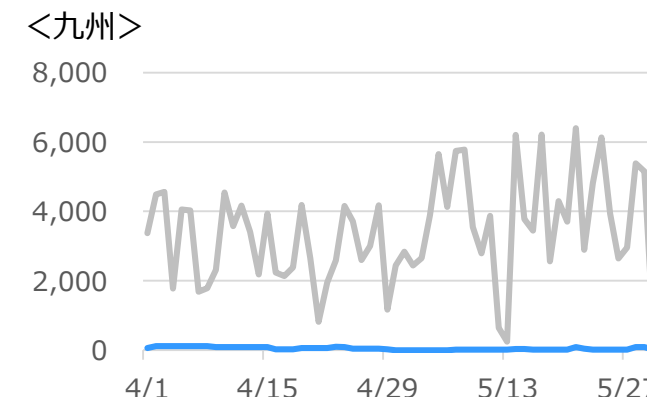
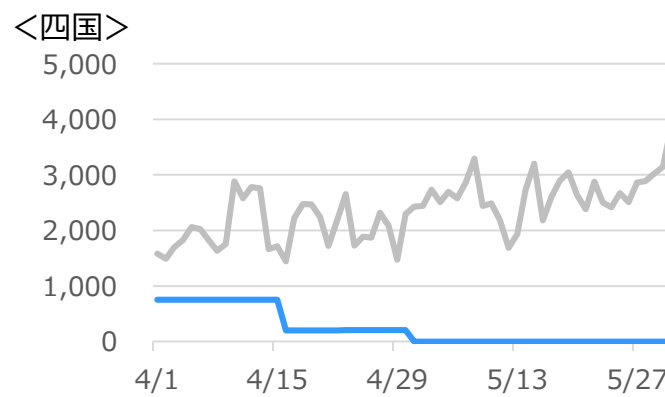
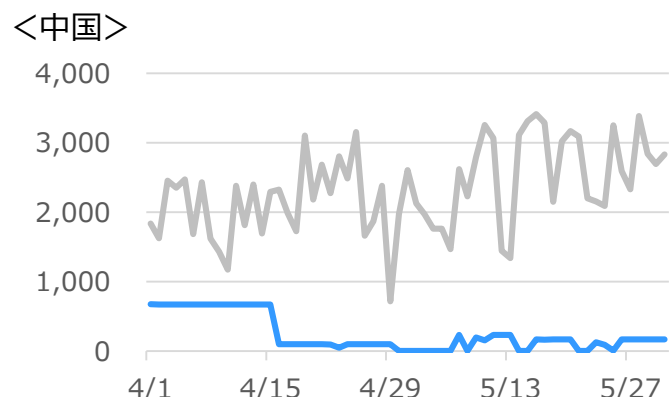
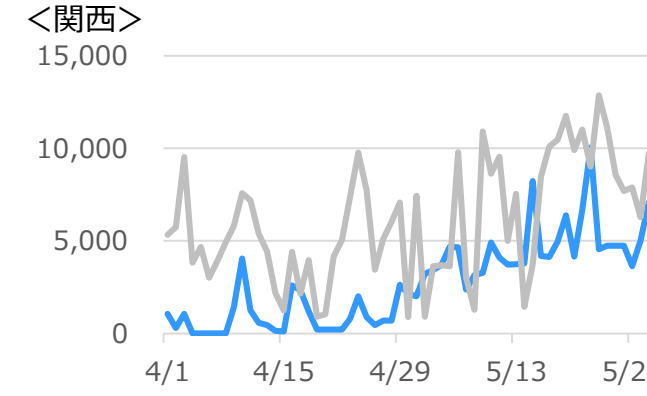
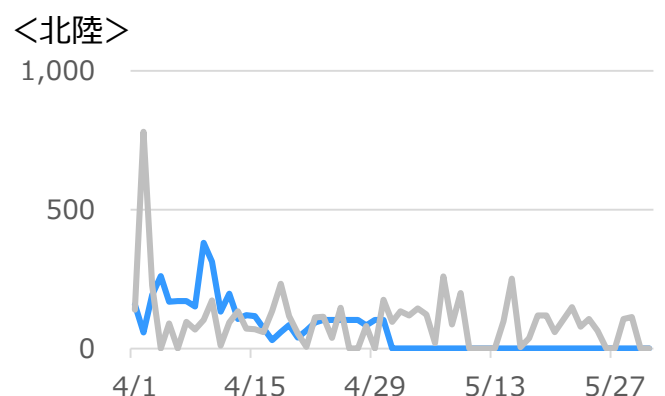
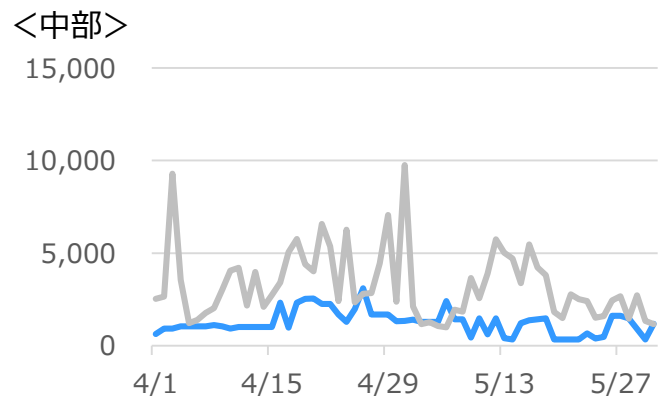
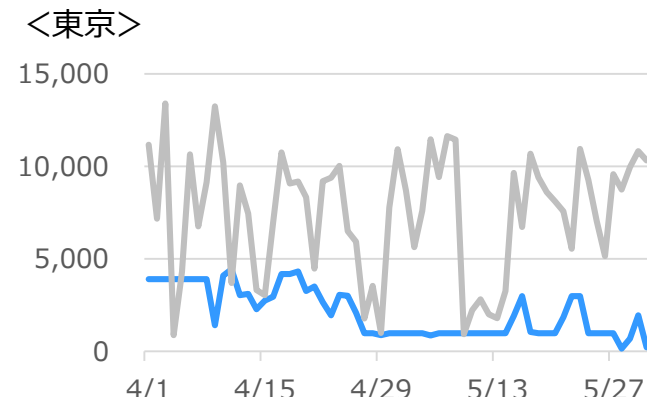
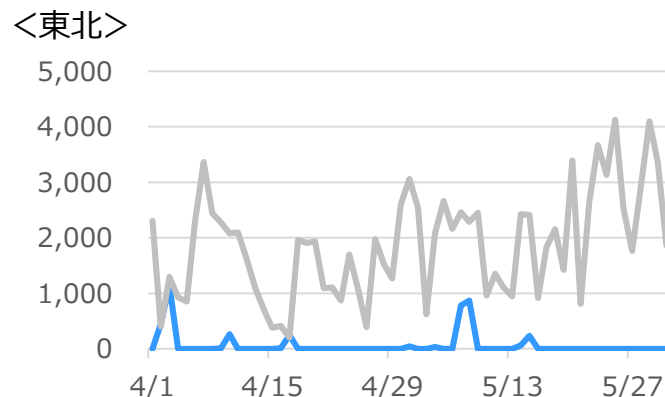
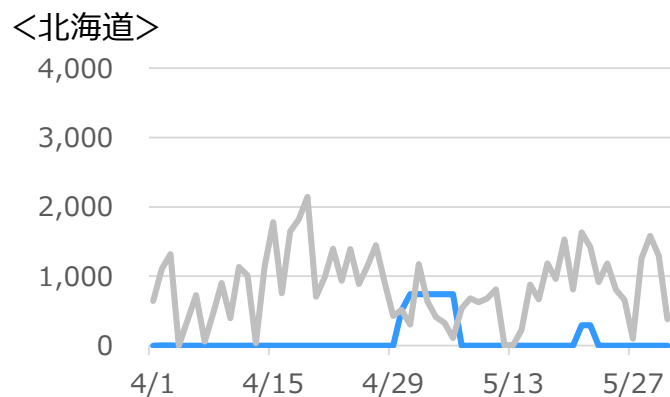
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
三次①	91	68	2,105	1,250	65	2,786	241	234	49
三次②	852	1,874	7,459	3,283	97	6,137	2,333	2,363	3,426

(参考)各エリアの三次①・②応札量 (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 応札量：全8ブロック合計値[MW/日]

16

— : 三次① — : 三次②



- 1． 三次①取引状況について
- 2． 取引会員に対するアンケートについて
- 3． 三次①調達不足の要因について

- 電力需給調整力取引所の取引会員のうち、4月上旬時点で取引に参加している会員に対して、応札量算定の考え方や、応札量を増加するために改善すべきルール等について、アンケート調査を実施した。

【三次①・②応札量に係る取引会員へのアンケート調査】

○実施期間

2022年4月12日～4月18日

○調査対象

4月上旬時点で取引に参加している会員 15社（旧一電系10社、新電力系5社）

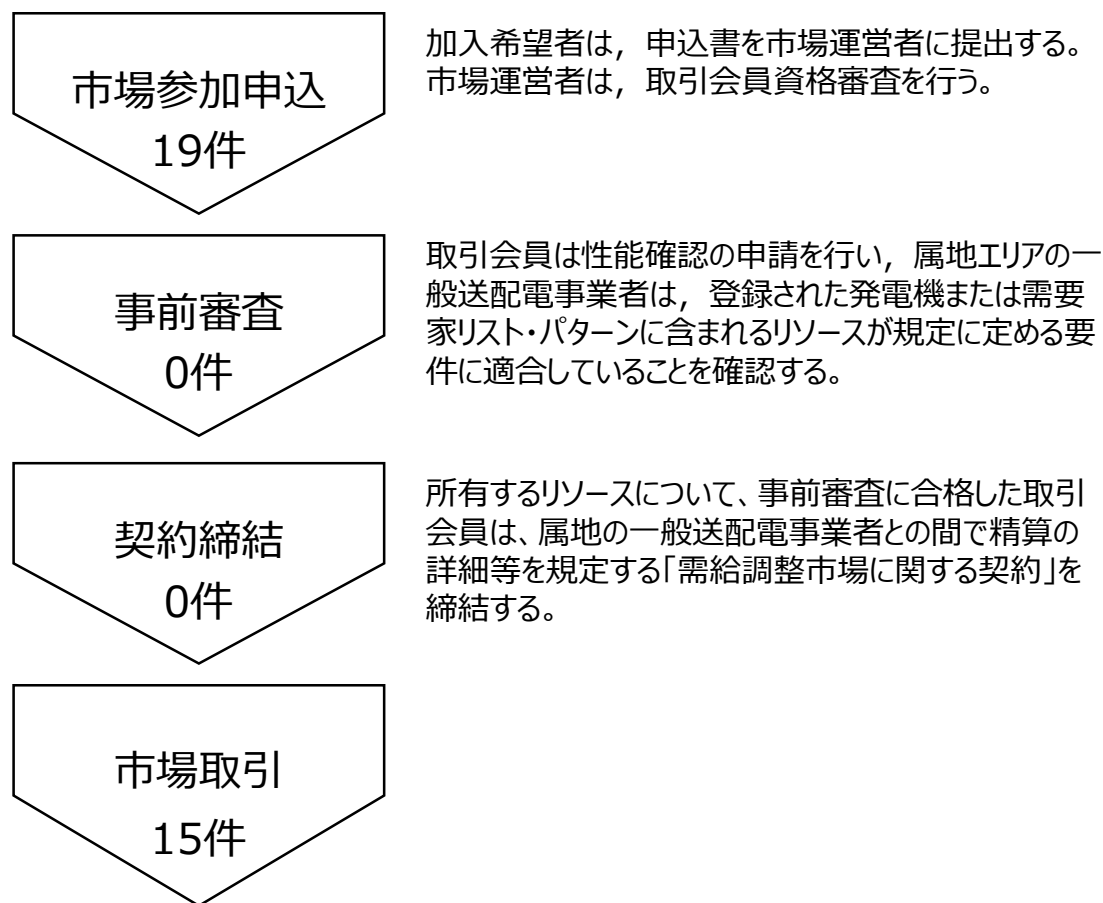
○回答数

15社

○主な調査内容

- ・三次①、②の応札量算定にあたっての需給バランスの作成方法
- ・三次①応札量が三次②応札量より少ない原因
- ・三次①応札量を増やすために改善すべきと考える制度や市場ルール

- 需給調整市場への参加希望者は、市場参加申込→事前審査→契約締結の順に手続きを行う。
- 現状、電力需給調整力取引所の取引会員である34事業者のうち、契約手続きが完了している15事業者が市場取引を実施している。(2022年4月上旬時点)。



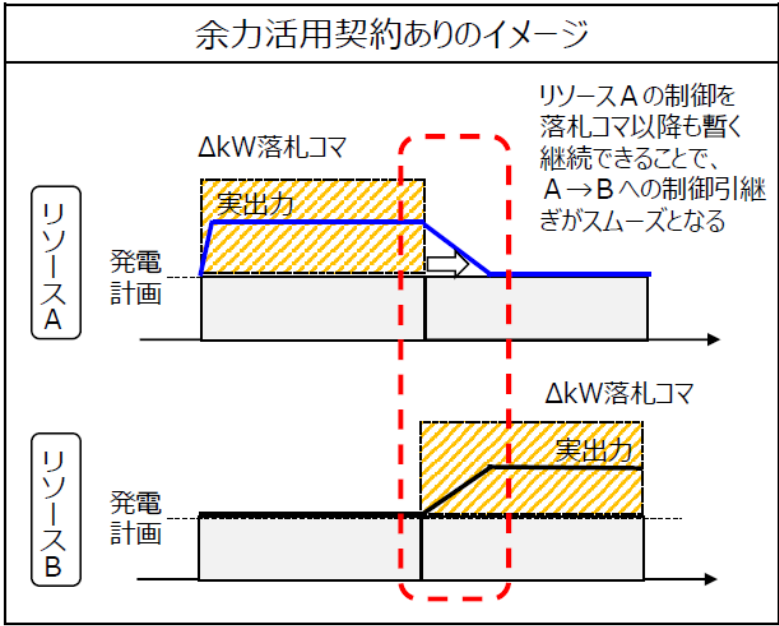
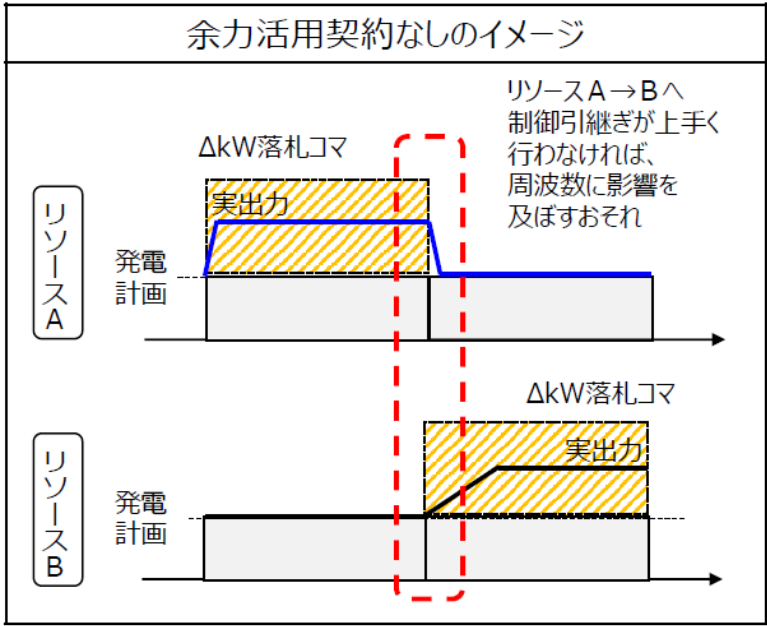
- 三次①への応札量が少ないことの理由としては、小売や卸供給量の増加、燃料在庫の低下等の意見があった一方で、三次①は週間調達であり需要想定精度が低い、あるいは、実需給までの需給変動リスクがあることから、応札量が限定的になるといった意見を頂いた。
- なお、応札量を限定化している市場ルールとして、入札単位（ブロック時間）や最低入札量（5MW）に対する意見も頂いたが、これらについては、既に、過去の本小委員会（第28回）において、見直すことと整理している。

	主な意見
応札量／ 応札方法	・一週間前の入札のため、需要想定精度が低い。また、自然変動リソースからの応札は不確実性が高く、アセスメント違反を回避するために応札を見送るものがある。 ・週間調達であり実需給までに、需給や市況に変動リスクがあることから、一定の裕度・予備力を確保していることから応札量が限定的となる。 ・小売、卸供給の増加や燃料在庫の低下等により応札量が少なくなっている（三次②応札では、スポット取引で調達できれば、応札量を確保できるケースがある）。 ・入札単位が3時間ブロックであるため、ブロック内の30分コマの最小余力分しか応札できない。 ・最低入札量（専用線：5MW）の制約により入札できないユニットがある。
その他	・スポット価格の高騰 ・燃料調達環境の悪化 ・入札価格に適切なスポット市場の機会費用を織り込むことができない。 ・VPPシステムが三次①応札に未対応 ・アセスメント・事前審査の要件が厳しく、参入可能なリソースが限られる。

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて（3 / 4）

25

- この点については、検討当初以降の変更点として、容量市場で落札したリソースのうち調整機能を有するものは、余力活用契約を締結することがリクワイアメントになっており、この余力活用契約を有するリソースが需給調整市場における応札リソースの大宗を占めるであろう当面の間においては、現行の電源Ⅱと同等ではないものの、30分コマの区切りにおいて、前コマの運用リソースを一定時間調整力として継続活用ができると考えられることから、周波数調整への懸念は検討当初より緩和されていると考えられる。
- 以上を踏まえ、一次～三次①の入札時間単位についても、3時間から30分に見直すこととしてはどうか。



4. 専用線の最低入札量の引き下げについて

17

- 専用線の最低入札量について、現状は5MWと設定しているところ、簡易指令システムの最低入札量（1MW）まで引き下げてほしいとの意見が寄せられた。
- 現状、一次～三次②の全ての商品において、専用線を用いて接続する場合の最低入札量は、専用線の敷設及び中給システムへの接続対応による一般送配電事業者のコストを考慮し、調整力公募と同様の水準として5MWとしている。
- この中給システムへの接続対応については、最低入札量を引き下げることで専用線による指令対象リソースが増加し、現行システムの接続口数が全て埋まり、設備増強が必要となることを懸念したものであるが、既に三次②の取引が開始され、また来年度から三次①の取引が開始されるなか、現状の新規参入の動向を踏まえると、いずれの一般送配電事業者においても、専用線接続口数が直ちに上限に達する状況には至っていない。
- また、最低入札量を引き下げることで新規参入が進み、調整力調達不足の緩和や、調達コストの低減が期待されることから、**専用線を用いて接続する場合の最低入札量を5MWから1MWに変更**することとしてはどうか。
- なお、最低入札量の引き下げに伴い需給調整市場システムの改修が必要となるため、最低入札量を変更する時期は、このシステム改修後とし、別途、周知することとしたい。
- また、最低入札量の引き下げに伴い専用線を用いた新規参入が増加し、現行中給システムの接続口数が上限に達する見通しが生じた場合は、新規参入が増加したことによる調整力調達コストの低減と現行中給システムの接続口数の増設コストに係る評価や、将来予定されている中給抜本改修の時期等を踏まえ、現行中給システムの接続口数の増設要否を、都度、エリア毎に検討することとしてはどうか。

- 週間取引である三次①応札量の算定の考え方としては、受け渡しが翌週であり、想定需要や再エネ供給力の算定の精度が低いこと、電源脱落リスクがあることから、一定の需給変動リスクを考慮しているとの回答が多くあった。
- また、前週段階ではスポット市場に売電した場合の逸失利益の算定が困難などの理由から、スポット市場に売電する量を事前に確保したうえで、残りの余力から三次①に応札するといったことや、三次①の応札量は属地エリアの募集量に止めているとの回答もあった。

【三次①応札量の算定の考え方】

	余力の範囲内で 応札 (予備力なし)	余力の範囲内で応札 (予備力あり)			三次①応札 枠内で応札
		—	スポット市場売電量を 除いて応札	属地エリアの募集量を 目安に応札	
事業者数	1社	6社	1社	1社	1社
応札量算定 の考え方	週間バランスの余力の 範囲内で応札	<u>需給変動リスクを考 慮</u> して、週間バラン スの余力の範囲内で 応札	<u>スポット市場売電 等を考慮</u> したうえで、 週間計画時点で起 動可能な停止機の発 電余力を基に応札	実需給における需給 逼迫や市況高騰に対 応できるよう <u>一定の裕 度を見つつ、属地エリ アの募集量を目安に 応札</u>	<u>相対取引や卸市場へ の供出枠を先取り</u> し たうえで、三次①応札 可能枠を設定
その理由	—	週間取引であり、需 要や再エネ供給力、 電源脱落を精緻に算 定することが困難	スポット市場価格を精 緻に予想することは困 難であり、三次①の 入札価格に適切な機 会費用が織込めない	需要や市況などの振 れ幅が大きい	—

- 三次①と三次②の応札量算定の基となる需給バランス作成方法を比較すると、需要や再エネ供給力の想定においては、三次②では全ての事業者が最新の気象予想を用いている一方で、三次①では複数の事業者が平年値や過去最低値に基づき算定していると回答された。
- また、予備力については、三次②では多くの事業者が0～1%を確保している一方で、三次①では複数の事業者が一定の予備力を確保していると回答された。

【三次①・②の需給バランスの作成方法】

		三次①（全10社、うち旧一電系10社）	三次②（全15社、うち旧一電系10社）
需要想定		・週間気象予想に基づき想定（5社） ・至近実績に基づき想定（2社） ・平年気温に基づき想定（2社）	・翌日気象予想に基づき想定（10社）
供給力	再エネ以外	・作業や燃料制約を除いて計上（10社）	・作業や燃料制約を除いて計上（12社）
	水力	・週間気象予測や至近実績に基づき算定（6社） ・平年値に基づき算定（2社） ・過去最低値に基づき算定（1社）	・翌日気象予測や至近実績に基づき算定（10社）
	太陽光・風力	・週間気象予測や至近実績に基づき算定（3社） ・平年値に基づき算定（3社） ・過去最低値に基づき算定（3社）	・翌日気象予測や至近実績に基づき算定（10社）
予備力		・予備力確保なし（1社） ・想定需要の1%（2社） ・最大電源容量（1社） ・想定需要の1% + 最大電源容量（1社） ・一定の予備力を確保（4社）	・予備力確保なし（3社） ・想定需要の1%（6社） ・最大電源容量（1社）

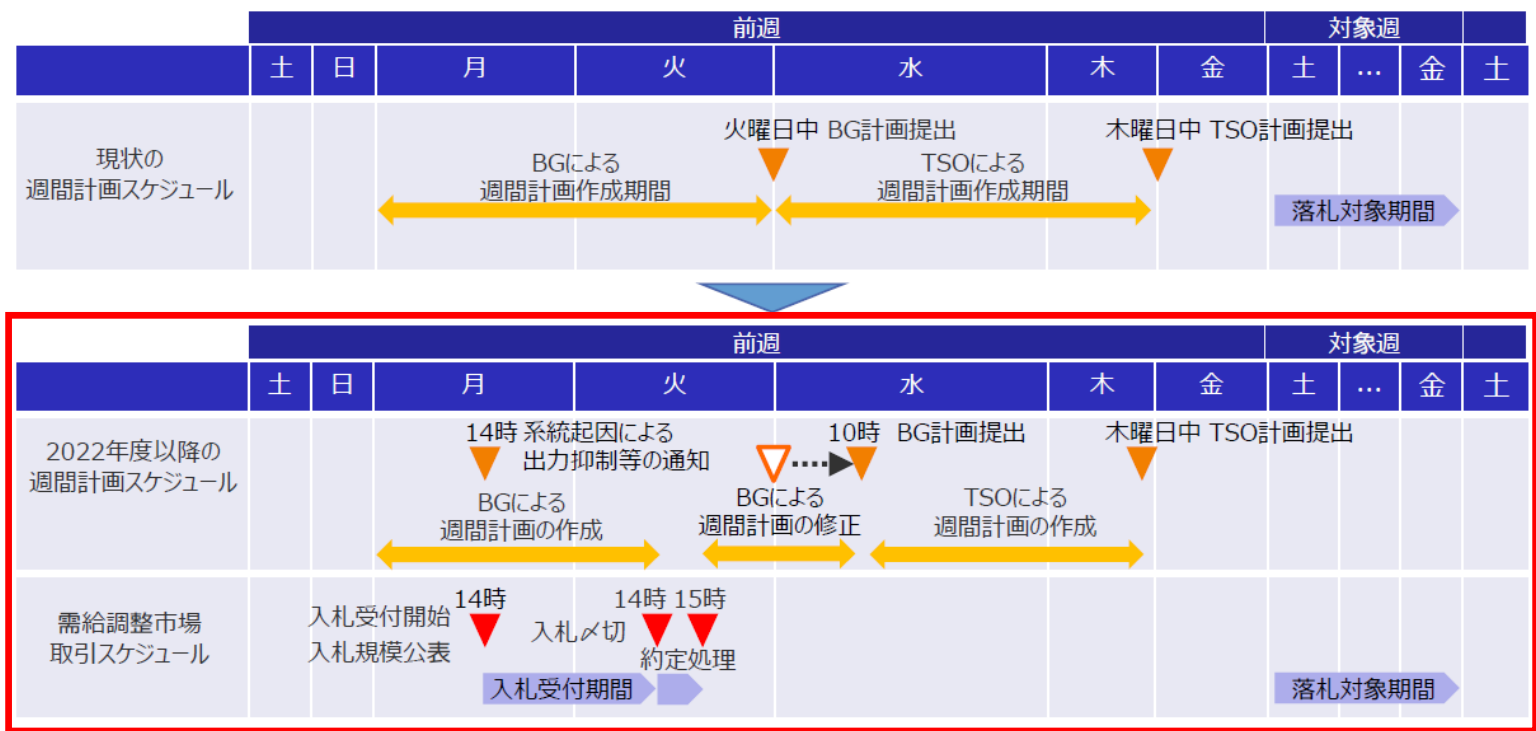
※事業者の保有リソースの種類（火力、水力、DR等）により、無回答の項目があるため、合計が一致しない。

需給調整市場（三次①）における取引スケジュールについて

4

- 三次①の入札受付期間については、一般送配電事業者から「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時までに実施し、これを踏まえて前週月曜日の14時から前週火曜日の14時までの間に入札することとする。
- また、市場参加者が作成する週間計画の提出期限は前週水曜日10時、一般送配電事業者が作成する週間計画の提出期限は定時を基本とする前週木曜日中とする。

【需給調整市場（三次①）における取引スケジュール】



- 1． 三次①取引状況について
- 2． 取引会員に対するアンケートについて
- 3． 三次①調達不足の要因について

- 翌日取引となる三次②については、応札量の算定に用いる需給バランスにおける需要想定や再エネ供給力は、全ての事業者において、翌日の気象予測に基づいて算定されており、また予備力についても、多くの事業者は想定需要の0～1%のみ確保している状況となっている。
- 他方で、週間取引となる三次①については、応札量の算定に用いる需給バランスにおける需要想定や再エネ供給力は、多くの事業者が週間天気予想に基づいて算定している一方で、至近実績や平年値、あるいは再エネ供給力を過去の最低値に基づいて算定している事業者も見受けられた。また予備力についても、想定需要の0～1%のみを確保している事業者がいる一方で、需給変動リスクを考慮して一定の予備力を確保している事業者がいる等、算定方法が分かれた。
- また、スポット市場に売電する量を事前に確保したうえで応札している、あるいは、属地エリアの募集量に合わせて応札している事業者がいることも、今回のアンケートの回答から判明した。
- このように、三次①の応札量が少ないことの主な要因としては、三次①が週間取引であり、商品の受け渡しまでの需給変動リスクを考慮して応札量を算定していることにあるものと推測される。

- 今回の三次①調達不足に係る要因分析からは、三次①は実需給の前週に取引を行っているところ、応札事業者は、商品の受け渡しまでの需給変動リスクを考慮して応札量を算定しており、これが需給調整市場に十分な応札量が供出されていない主要な要因であると考えられる。
- 現状は、調整力公募が併存しており、運用断面において、需給調整市場において調達不足が生じたとしても、一般送配電事業者としては、電源Ⅱ等の余力で必要な調整力を確保することで、安定供給を維持している。
- 他方で、調整力公募が終了する2024年度以降においては、容量市場で落札した調整電源に対する余力活用契約はあるものの、基本的には、調整力の調達手段が需給調整市場に限られることになる。
- そのため、需給調整市場の取引状況の分析等を継続しつつ、足元の調達不足への対策とともに、2024年度以降に備えて、一般送配電事業者が必要な調整力を確保するためにどのような仕組みが必要なのかについて、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会とも連携して検討を進めていくこととしたい。

調達時期	2022年度	2023年度	2024年度以降
年初	調整力公募（電源Ⅱ）		余力活用契約
	調整力公募（電源Ⅰ）		
前週	需給調整市場（三次①）		需給調整市場（一次～三次①）
前日	需給調整市場（三次②）		
前日～当日	卸電力市場		

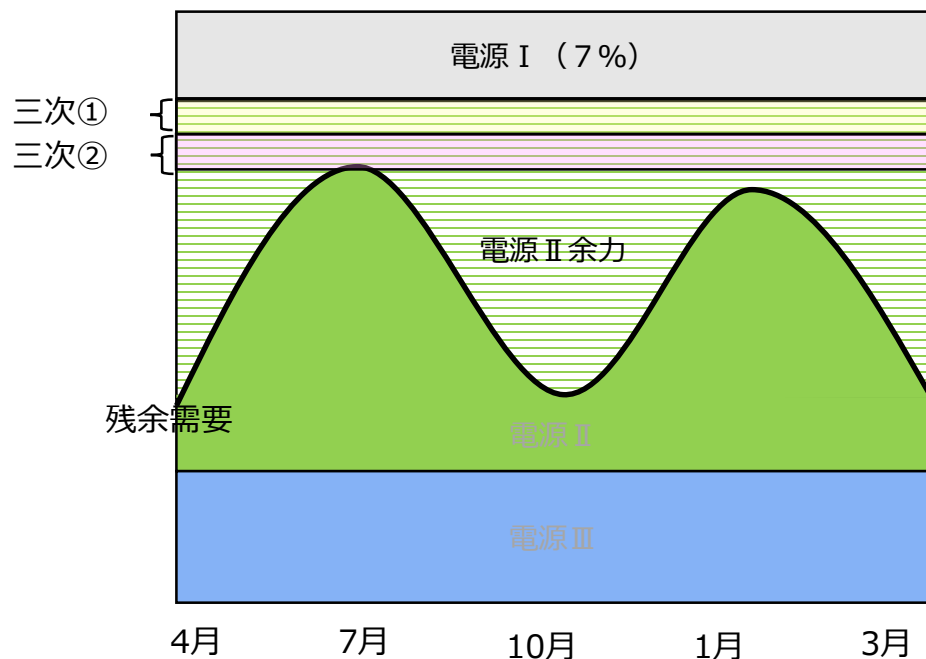
三次①調達不足

対応策の検討

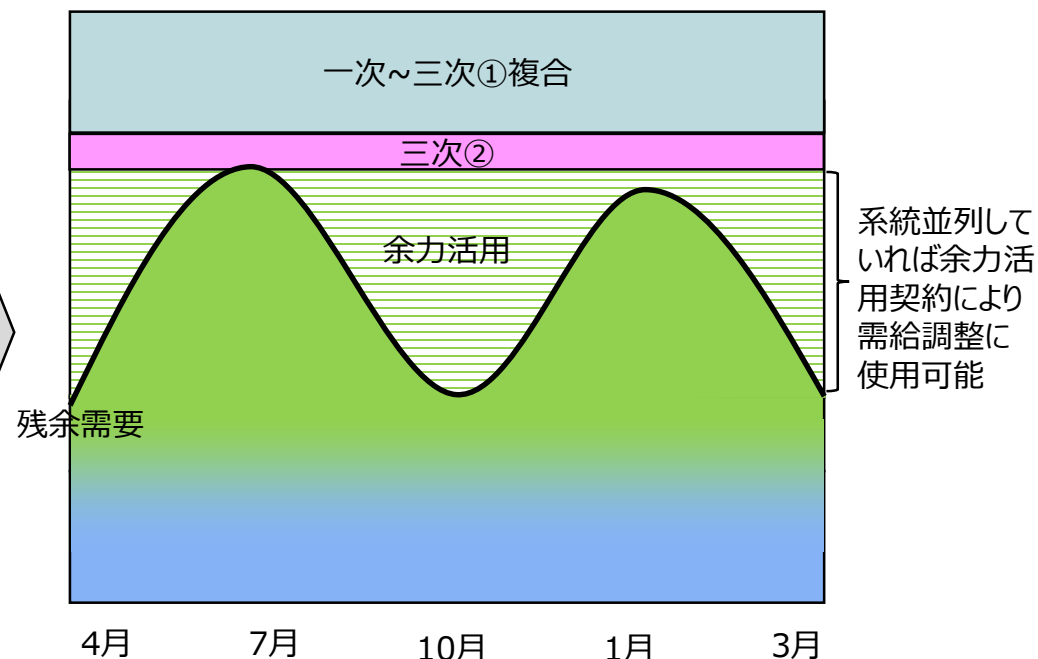
一般送配電事業者が
必要な調整力を調達できるか

- 2022～23年度において、一般送配電事業者は、電源Ⅰ公募を継続しつつ、需給調整市場で、電源Ⅱの余力から三次①、三次②を調達する。需給調整市場にて落札された電源等の並解列は基本的に発電事業者が実施することとなるため、一般送配電事業者は、電源Ⅰ・Ⅱの並列・調整および三次①・②の調整により、需給バランス調整を実施する。
- 2024年度以降において、調整力公募が終了し、一般送配電事業者は一次～三次②のすべてを需給調整市場で調達するため、電源等の並解列は基本的に発電事業者が実施することとなり、一般送配電事業者は市場調達した電源等の調整、および発電事業者が系統並列した調整電源等に対する余力活用契約による調整により、需給バランス調整を実施することになる。

【2022～23年度】

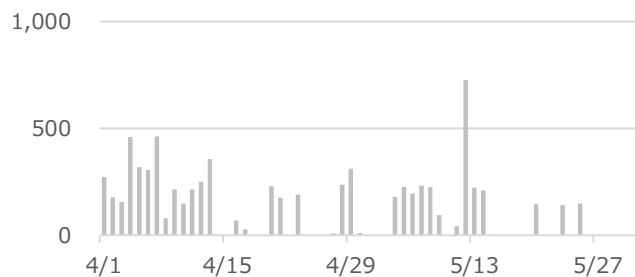


【2024年度以降】

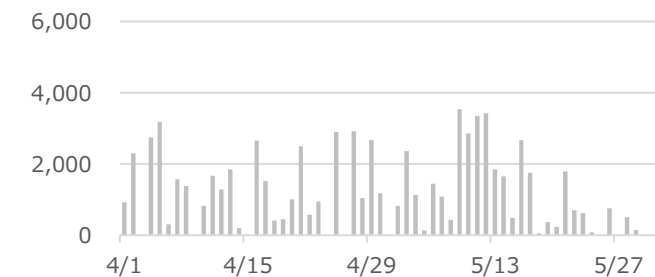


■ 前日取引である三次②は、2022年度においても、調達不足が継続している。中でも、北海道、東北、東京、中部、九州エリアにおいて不足量が多い状況となっている。

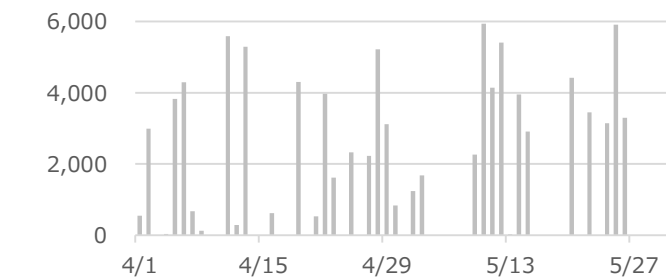
<北海道>



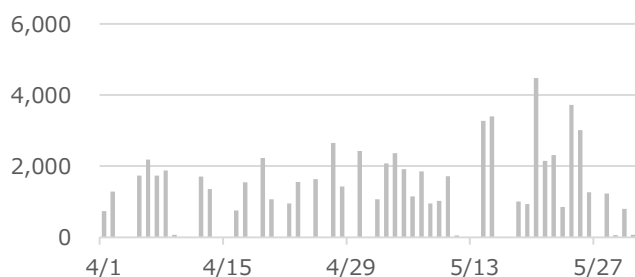
<東北>



<東京>



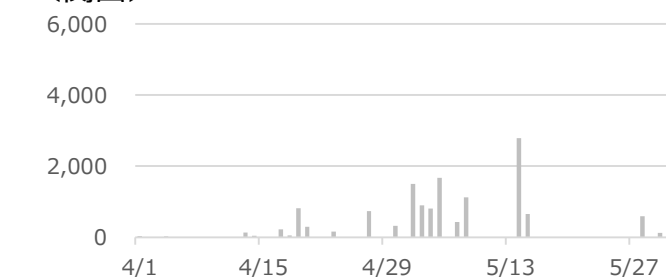
<中部>



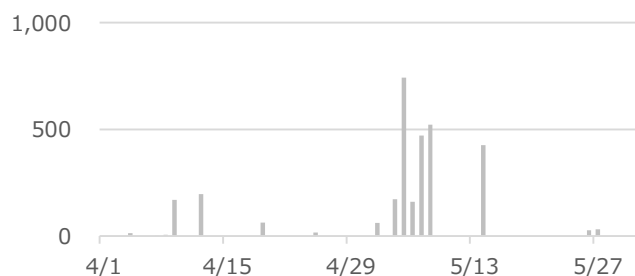
<北陸>



<関西>



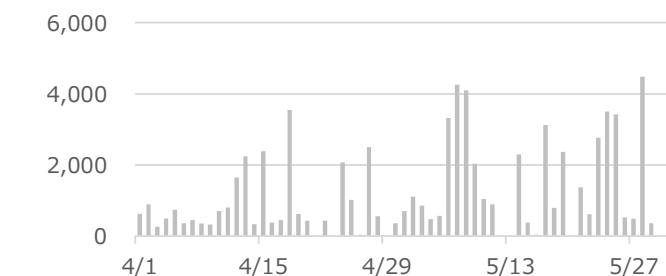
<中国>



<四国>



<九州>



- 今回、2022年度から取引を開始した三次①の取引状況を整理したうえで、取引会員に対するアンケートを実施することで、三次①調達不足の要因について整理を行った。
- 三次①は、実需給の前週に取引を行っているところ、応札事業者は、実需給までの需給変動リスクを考慮して応札量を算定しており、これが需給調整市場に十分な応札量が供出されていない主要な要因であると考えられる。
- 今後は、前日取引である三次②も含め、需給調整市場における取引状況の分析等を継続しつつ、調整力の調達手段が需給調整市場のみになる2024年度以降において、一般送配電事業者が必要な調整力を確保するための仕組み等について、関係各所とともに検討していくこととしたい。