

一般送配電事業者による調整力等の調達結果 及び需給調整市場について

第81回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年1月30日（月）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

**1. 2023年度向け調整力の公募調達結果等
について**

2. 北海道エリアにおける電圧調整機能の公募
調達について

3. 需給調整市場について

1. 2023年度向け調整力の公募調達結果等について

- 一般送配電事業者が実施した2023年度向け調整力公募^(※)について、確認結果をご報告する。

(※) 公募期間2022年9月1日～10月31日 落札者決定：2022年12月9日

(参考) 2023年度向け調整力公募の要件

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動		ロースペック・低速発動
電源Ⅰ	【Ⅰ－a】 周波数制御用 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ－b】 3次①調達不足への対応として暫定的に調達 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ'】 厳気象対応用 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源Ⅱ	【Ⅱ－a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

※一部エリアは簡易指令システム（最低容量0.1万kW）も対象。

（注1）電源Ⅰは、一般送配電事業者が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。運用の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。

（注2）電源Ⅱは、小売電源のゲートクローズ（GC）後の余力活用となることから、必要量を明示せず募集し契約。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。

(参考) 2023年度向け公募からの主な改善事項

- 資本関係等にある複数の事業者について、事業者毎の単独での応札を認めた（これまで資本関係等にある複数者の調整力公募への応札は認めていなかった）。
- 入札書類のうち添付書類については電子データでの提出を可とした。

1-1. 電源 I -a及び I -bの調達結果①

- 電源 I -a、電源 I -bの公募について、合計の募集量は前回より減であったが、応札量は増であった。
- 電源 I -a、電源 I -bともに、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による落札はなかった。
- 落札案件の平均kW単価は11,706円/ kWであり、前回より約100円上昇した。
- 調達額合計は1,252億円であり、前回と比して約20億円減少した。

応札容量・落札容量（万kW）

平均価格・調達額等の推移（円/kW）

		2021年度	2022年度	2023年度	増減 2022-2023年度
電源 I -a	募集容量	982.5	1,068.0	921.4	▲146.6
	応札容量	999.4	1,149.3	946.6	▲202.7
	旧一電以外	-	53.4	-	-
	落札容量	983.2	1,068.6	921.8	▲146.9
	旧一電以外	-	53.4	-	-
電源 I -b	募集容量	125.5	28.3	146.6	118.3
	応札容量	137.0	28.3	320.5	292.2
	旧一電以外	2.3	-	-	-
	落札容量	127.9	28.3	146.6	118.3
	旧一電以外	2.3	-	-	-
合計	募集容量	1,108.0	1,096.3	1,068.0	▲28.3
	応札容量	1,136.4	1,177.6	1,267.1	89.5
	旧一電以外	2.3	-	-	-
	落札容量	1,111.1	1,096.9	1,068.4	▲28.6
	旧一電以外	2.3	-	-	-

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
応札容量(万 kW)	1,162	1,241	1,185	1,163	1,136	1,178	1,267
旧一電以外(万 kW)	1	1	2	2	2	53	-
落札容量(万 kW)	1,136	1,130	1,144	1,141	1,111	1,097	1,068
旧一電以外(万 kW)	-	1	1	2	2	53	-
平均価格（円/ kW）	12,855	12,069	11,564	12,111	11,852	11,615	11,706
調達費用(億円)	1,460	1,364	1,323	1,382	1,317	1,274	1,252

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定

※ 「旧一電以外」：応札主体が旧一電以外のもの

1-1. 電源 I -a及び I -bの調達結果②（エリア毎の調達結果）

容量：万kW		北海道			東北			東京			中部			北陸		
価格：円/kW		2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減
電源 I -a	募集容量	34.8	34.9	0.1	94.1	87.1	▲7.0	358.6	279.3	▲79.3	173.1	161.5	▲11.6	35.5	31.5	▲4.0
	応札容量	35.0	34.9	▲0.1	94.1	87.1	▲7.0	358.6	279.3	▲79.3	253.7	186.4	▲67.3	35.5	31.5	▲4.0
	落札容量	35.0	34.9	▲0.1	94.1	87.1	▲7.0	358.6	279.3	▲79.3	173.1	161.5	▲11.6	35.5	31.5	▲4.0
	※最高価格	34,340	42,154	7,814	42,143	38,968	▲3,175	11,453	11,731	278	7,521	7,379	▲142	39,122	33,613	▲5,509
	※平均価格	32,794	33,432	638	11,009	8,275	▲2,734	11,453	11,729	277	5,366	5,893	596	19,528	21,477	1,949
電源 I -b	募集容量	募集無し			募集無し	8.1	8.1	募集無し	52.6	52.6	募集無し	12.4	12.4	募集無し	4.5	4.5
	応札容量					8.1	8.1		52.6	52.6		186.3	186.3		4.5	4.5
	落札容量					8.1	8.1		52.6	52.6		12.4	12.4		4.5	4.5
	※最高価格					6,085	6,085		11,744	11,744		5,610	5,610		14,566	14,566
	※平均価格					6,085	6,085		11,734	11,734		5,610	5,610		14,566	14,566
		関西			中国			四国			九州			沖縄		
		2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減
電源 I -a	募集容量	156.0	147.7	▲8.3	72.5	67.0	▲5.5	34.6	32.0	▲2.6	103.1	75.5	▲27.6	5.7	4.9	▲0.8
	応札容量	156.5	148.1	▲8.4	72.5	67.0	▲5.5	34.7	32.0	▲2.7	103.1	75.5	▲27.6	5.7	4.9	▲0.8
	落札容量	156.5	148.1	▲8.4	72.5	67.0	▲5.5	34.6	32.0	▲2.6	103.1	75.5	▲27.6	5.7	4.9	▲0.8
	※最高価格	15,222	13,244	▲1,978	21,823	16,873	▲4,950	10,394	21,051	10,657	14,837	15,137	▲300	28,718	25,398	▲3,320
	※平均価格	10,764	10,682	▲82	12,299	12,591	293	10,295	12,052	1,757	14,519	15,137	▲618	22,894	23,579	685
電源 I -b	募集容量	13.7	16.5	2.8	募集無し	6.5	6.5	募集無し	2.5	2.5	募集無し	28.1	28.1	14.6	15.4	0.8
	応札容量	13.7	16.5	2.8		6.5	6.5		2.5	2.5		28.1	28.1	14.6	15.4	0.8
	落札容量	13.7	16.5	2.8		6.5	6.5		2.5	2.5		28.1	28.1	14.6	15.4	0.8
	※最高価格	8,834	8,510	▲324		8,153	8,153		21,052	21,052		15,137	15,137	20,055	23,840	3,785
	※平均価格	8,834	8,510	▲324		7,280	7,280		21,052	21,052		13,522	13,522	10,199	12,941	2,742

※ 最高価格、平均価格は評価用のkW価格であり、運転継続可能時間、年間停止計画日数、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入札価格にマイナスの評価が反映されている。

(参考) 応札者の電源 I 応札の考え方

- 電源 I の応札価格について、旧一電（発電・小売部門）等がどのような考え方で電源 I へ応札したかを、各社から聴取した。
- その結果、電源 I に応札する電源の選定の考え方、及びkW価格設定の考え方は、下記の通りであった。

①電源 I 選定の考え方

各社の考え方

kWh 単価が高く、発電・小売部門として利用頻度が低いと見込まれる電源から主に応札（前回と同様）。

②kW価格設定の考え方

各社の考え方

固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せて算定。
なお、前回の落札時と比して平均単価が増となったエリアの旧一電からは、その理由について、修繕費の増（定期点検該当年度等）や、発電所全体の固定費は減少したが、募集量の減少分を按分控除した結果、単価としては上昇した等の説明があった。

(参考) 2023年度向け調整力公募の必要量について (電源 I)

- 各エリアの電源 I 必要量は、広域機関の整理に基づき算定されている。

- 沖縄以外のエリアの電源 I 必要量は次式による。

＜沖縄以外のエリア＞

電源 I = 周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量

+ 周波数制御機能なし調整力 (電源 I - b) 必要量

※ 電源 I - a と電源 I - b の合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、最大7%を上限に確保することし、優先的に電源 I - a を確保する。

※ 「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2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

2022年6月 電力広域的運営推進機関

「2023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」より抜粋

電源 I - a = 最大3日平均電力 × 各エリア必要量算出値 (%)

※ 各エリア必要量算出値とは2021年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σと事故時対応調整力の合計を2022年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力(離島除き)で除した値。

電源 I - b = 三次調整力①調達量 × 調達不足率 (%)

※ 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の一部を年間調達として、電源 I - b を調達する。

※ 三次調整力①の調達不足率は、需給調整市場における2021年度の三次調整力②の取引実績から算出する。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

- 沖縄エリアの電源 I 必要量は次式による。

＜沖縄エリア＞

**電源 I = 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力
= 203MW**

※ 沖縄エリアの供給信頼度基準算出は発電機出力118MWを最大出力として算定した値とする。

1-2. 電源 I 'の調達結果①

- 電源 I 'の公募について、公募の結果、九州エリアについて必要量未達となったことから、再募集が行われているところ。
- 九州を除くエリアの調達結果について、kW平均単価は、4,104円と、前回と比して98円/kW高値であった。電源の平均単価は、4,030円/kWと、前回と比して160円/kW安値であり、DR平均は、4,143円/kWと、前回と比して244円/kW高値であった。
- 落札案件について、九州を除く9エリア中 5 エリアのにおいて kW平均価格が上昇した。なお、九州を除く 9 エリア中 7 エリアにおいて、評価用平均価格（※）が上昇し、kW平均価格の上昇幅より大きかった。これは、調整力の上限 kWh 価格が上昇したことが要因と考えられる（次項参照）。

※評価用最高価格、平均価格は、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。）と評価用kWh価格（上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間）の合計金額による。

募集容量・応札容量・落札容量（万kW）

注：2023年度の応札容量・落札容量は九州エリア分を除いて計上

	2021年度		2022年度		2023年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	—	423.4	—	365.3	—	367.4	—	2.1
応札容量	371	819.7	432	1,150.6	375	982.9	-57	▲ 167.7
電源	110	498.2	126	484.4	82	341.9	-44	▲ 142.5
DR	261	321.4	306	666.2	293	641.0	-13	▲ 25.1
落札容量	152	427.3	152	363.7	131	340.6	-21	▲ 23.2
電源	52	251.4	40	134.1	29	116.6	-11	▲ 17.5
DR	100	175.9	112	229.7	102	224.0	-10	▲ 5.7

旧一電以外（応札主体が旧一電以外のもの）

応札容量	294	252.1	296	453.5	211	286.1	-85	▲ 167.4
落札容量	106	91.9	91	90.0	63	75.2	-28	▲ 14.8

平均価格（円/kW）

注：2023年度の応札容量・落札容量は九州エリア分を除いて算定

	2021年度	2022年度	2023年度	対前年度
合計	4,892	4,006	4,104	98
電源	5,297	4,189	4,030	▲ 160
DR	4,313	3,899	4,143	244

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

1-2. 電源 I 'の調達結果②（エリア毎の調達結果）

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減
募集容量(万kW)	10.3	10.3	0.0	40.3	40.8	0.5	66.4	71.3	4.9	65.7	67.3	1.6	14.2	10.9	▲ 3.3
応札容量(万kW)	15件	23件	8件	55件	45件	▲ 10件	57件	47件	▲ 10件	61件	55件	▲ 6件	20件	19件	▲ 1件
	21.6	26.0	4.5	189.6	139.5	▲ 50.2	178.6	179.3	0.7	299.4	235.9	▲ 63.5	46.8	32.1	▲ 14.7
	4件	11件	7件	32件	28件	▲ 4件	32件	23件	▲ 9件	41件	39件	▲ 2件	14件	14件	－
エリア外応札分	9.0	12.2	3.2	135.9	85.6	▲ 50.3	89.5	84.8	▲ 4.7	186.3	175.6	▲ 10.7	31.1	19.7	▲ 11.5
	3件	4件	1件	12件	20件	8件	29件	23件	▲ 6件	19件	22件	3件	4件	3件	▲ 1件
	10.4	10.4	0.0	40.3	40.8	0.5	66.4	71.3	4.9	76.0	79.5	3.5	14.2	10.9	▲ 3.3
落札容量(万kW)	－	－	－	1件	9件	8件	11件	5件	▲ 6件	3件	7件	4件	－	－	－
	－	－	－	21.0	15.9	▲ 5.2	12.0	2.5	▲ 9.5	17.6	19.5	1.9	－	－	－
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	3,400	3,023	▲ 377	3,400	6,071	2,671	4,850	6,214	1,364	5,100	9,187	7,998	3,187	3,275	87
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	3,394	2,999	▲ 395	3,356	3,380	24	4,623	5,863	1,240	4,691	5,266	1,915	3,127	3,109	▲ 18
kW価格 エリア平均(円/kW)	2,444	2,059	▲ 385	3,208	3,030	▲ 177	4,072	4,937	864	4,088	3,926	1,177	2,818	2,492	▲ 326
ペナルティ対象期間	7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29	
運転継続可能時間	3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間	
想定発動回数	7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		7.0回	7.0回	

	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減	2022年度	2023年度	増減
募集容量(万kW)	79.2	79.2	0.0	28.2	28.2	0.0	12.6	13.3	0.7	32.8	38.8	6.0	7.0	7.3	0.3
応札容量(万kW)	69件	69件	－	61件	65件	4件	48件	49件	1件	48件	必要量未達のため 非公表		2件	3件	1件
	198.5	185.7	▲ 12.8	98.0	121.8	23.8	61.6	55.5	▲ 6.1	53.5			7.0	7.3	0.3
	44件	42件	▲ 2件	40件	40件	－	37件	38件	1件	22件			－	－	－
エリア外応札分	94.4	92.7	▲ 1.7	54.3	78.5	24.2	47.4	42.2	▲ 5.3	22.9			2件	3件	1件
	27件	23件	▲ 4件	21件	22件	1件	10件	11件	1件	29件			7.0	7.3	0.3
	78.8	78.9	0.1	28.2	28.2	0.0	12.6	13.3	0.7	33.9			－	－	－
落札容量(万kW)	2件	－	▲ 2件	－	－	－	－	－	－	3件			－	－	－
	1.4	0.0	▲ 1.4	－	－	－	－	－	0.0	3.3					
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	5,200	5,100	▲ 100	6,944	8,593	1,649	8,657	9,172	515	10,231			3,412	4,922	1,510
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	4,911	4,845	▲ 67	4,905	6,418	1,513	6,217	8,555	2,338	4,394			2,917	4,447	1,530
kW価格 エリア平均(円/kW)	4,525	3,508	▲ 1,018	4,458	5,587	1,129	5,873	7,661	1,788	4,014			2,608	3,469	862
ペナルティ対象期間	7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		7/1～9/30 12/1～2/28	7/1～9/30 12/1～2/29		6/1～9/30		
運転継続可能時間	3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間	
想定発動回数	7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		7.0回	7.0回		4.6回	4.6回	

※ 評価用最高お価格、平均価格は、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。）と評価用kWh価格（上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間）の合計金額による。

注 1 九州エリアでは、落札量が募集容量を満たさず、未達量を追加公募していることから非公表とした。 注 2 端数の関係で合わない可能性がある

1-2.電源 I 'の調達結果③（電源・DR構成比）

- 今回の電源 I '公募の調達においては、電源が34%と前回と比して3ポイント減少した。電源の構成比は、2021年度以降減少傾向となった。
- 今回の電源 I '公募のDRリソースの内訳については、自家発電電源が約24%（前回比約+5ポイント）、需要抑制が約70%（前回比約-8ポイント）であった。
- 蓄電池については、0.43%と全体に占める割合はまだ多くはないものの、前回の0.02%と比べると大幅に増加した。

電源 I 'の調達量の内訳

		2021年度	2022年度	2023年度
		容量 (万kW)	容量 (万kW)	容量 (万kW)
落札容量		427.3	363.7	340.6
	電源	251.4	134.1	116.6
	DR	175.9	229.7	227.8
電源の構成比		59%	37%	34%
DRの構成比		41%	63%	67%

電源 I 'のDRのリソースの内訳

※供給電力（kW）で比較

	2022年度 向け	2023年度 向け
自家発電電源	19.21%	24.16%
需要抑制	77.33%	69.04%
蓄電池	0.02%	0.43%
電源 & 需要抑制 需要抑制 & 蓄電池	3.44%	6.38%

1-2.電源 I 'の調達結果③（電源・DR構成比）

電源 I 'の調達量の内訳(2023年度エリア別)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
応札	電源	42.0%	41.0%	20.9%	35.6%	40.5%	29.6%	53.9%	20.4%	追加募集中	100.0%
	DR	58.0%	59.0%	79.1%	64.4%	59.5%	70.4%	46.1%	79.6%	追加募集中	0.0%
落札	電源	91.0%	36.3%	10.1%	26.3%	24.8%	45.9%	31.4%	69.2%	追加募集中	100.0%
	DR	9.0%	63.7%	89.9%	73.7%	75.2%	54.1%	68.6%	30.8%	追加募集中	0.0%

電源 I 'のDRのリソースの内訳（2023年度エリア別）

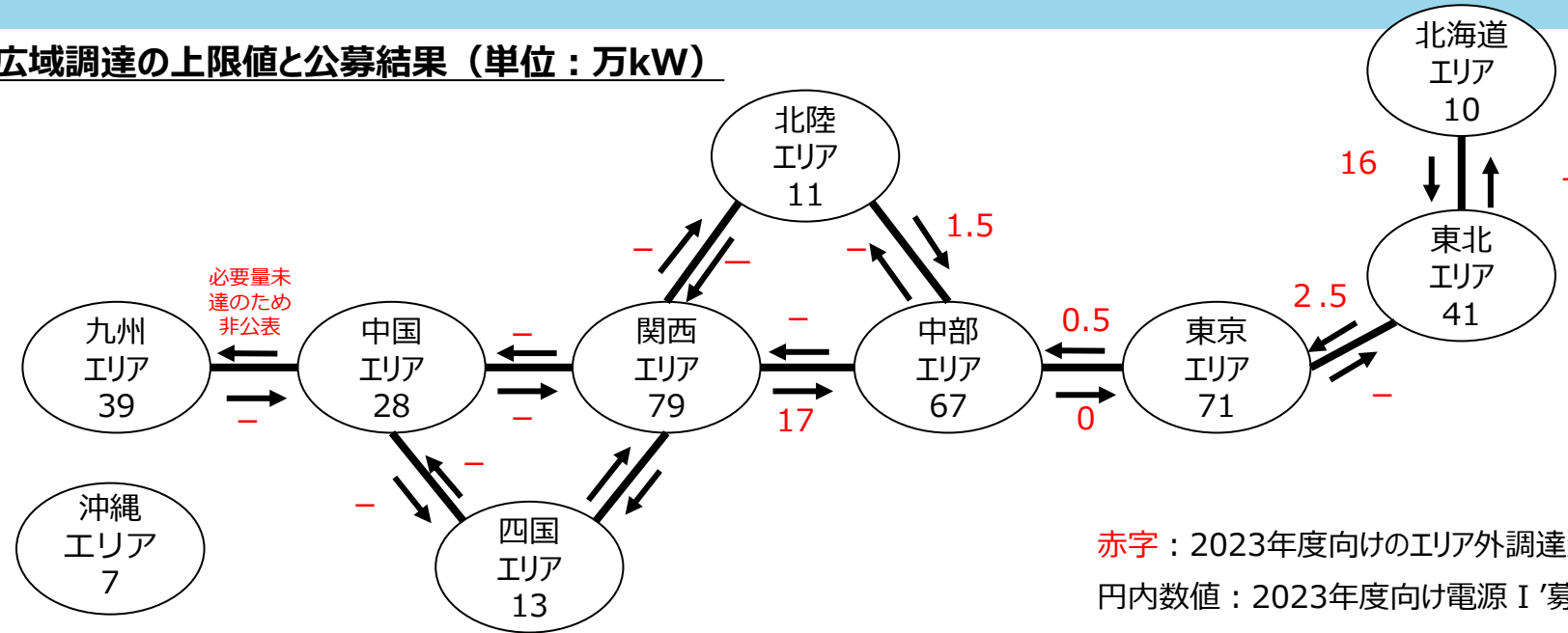
※供給電力（kW）で比較

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
自家発電	86.1%	28.7%	19.5%	18.8%	2.1%	39.2%	23.7%	54.3%	追加募集中	DR
需要抑制	13.9%	70.0%	79.4%	77.4%	97.9%	45.8%	43.3%	45.7%	追加募集中	0
蓄電池	0.0%	0.0%	0.2%	1.2%	0.0%	0.3%	0.2%	0.0%	追加募集中	0
電源&需要抑制 需要抑制&蓄電池	0.0%	1.5%	0.8%	2.7%	0.0%	14.8%	32.9%	0.0%	追加募集中	0

1-2. 電源 I 'の調達結果④（広域調達の公募結果）

- 電源 I 'の広域調達は、調達量370万 kWの約 1 0 %（38万 kW）であった。
- 広域調達の応札容量及び件数は前回と比して減少した。
- 落札件数は21件（前回比 + 4 件）、落札容量は約38万 kWであった（前回比-14万 kW。電源 I '調達量約370万 kWの約10%）。

電源 I 'の広域調達の上限値と公募結果（単位：万kW）



電源 I 'の広域調達による調達への影響

	東北	東京	中部
エリア外調達量	16万kW	2.5万kW	19万kW
広域調達による影響	k W調達価格が広域調達なかりせばの場合より1.7億円増（※）	k W調達価格が広域調達なかりせばの場合より2 百万円増（※）	広域調達なかりせば調達未達となっていた

※落札案件は、k W単価及びkWh上限値を参照して決定されることから、k Wの調達価格が広域調達なかりせばの場合より高くなる場合があるが、発動指令後の精算費用まで含めれば、全体として費用が安価となることが期待される。

広域的調達結果（九州エリアを除く）

	2021年度	2022年度	2023年度	対前年度
応札容量	180件 259.0万kW	263件 667.5万kW	235件 591万 kW	▲28件 ▲76.3万kW
落札容量	18件 48.2万kW	17件 52.0万kW	21件 38万 kW	4件 ▲14.2万kW

(参考) 応札者の電源 I '応札の考え方

- 電源I'の応札価格については、旧一電（発電・小売部門）等がどのような考え方で電源 I 'へ応札したかを、各社から聴取した。
- その結果、電源 I 'に応札する電源の選定の考え方、及びkW価格設定の考え方は、下記の通りであった。

①電源 I '選定の考え方

各社の考え方（電源）

- 電源
 - ・ kWh単価が高く、発電・小売部門として利用頻度が低いと見込まれる電源から応札等
- DR
 - ・ 需要家との協議によって合意に至った契約に基づき、応札対象を選定等

②kW価格設定の考え方

各社の考え方

- 電源
 - ・ 固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）の過去実績（単年/過年度平均）に事業報酬相当額を乗せた金額を基に算定。
 - ・ 前年度までの落札金額等を参考に算定（設備保有事業者への報酬、システム構築等に係るコストも考慮）。
- DR
 - ・ 前年度までの落札金額等を参考に算定（必要経費、需要家への報酬等も考慮）。
 - ・ 燃料高騰によるDR供給力の価値向上を期待し価格を設定（必要経費、需要家への報酬等も考慮）。

(参考) 簡易指令システムの工事申込の現在の対応状況

- 簡易指令システムの工事申込に関する経緯と現在の対応状況は以下のとおりであり、受付した事業者すべてに対応している状況となっている。

	新規 受付可能枠	エリア拡大 受付可能枠	新規申込締切	エリア拡大申込締切	試験期間	申し込み件数		
						旧一電	旧一電以外	合計
第1サイクル	20件程度	—	2020年1月末 (受付完了)	—	2020年5～6月	5	9	14
第2サイクル	20件程度	—	2020年4月末 (受付完了)	—	2020年9～10月	1	4	5
第3サイクル	20件程度	—	2020年7月末 (受付完了)	—	2020年12月～2021年2月	1	8	9
第4サイクル	20件程度	60件程度	2020年12月末 (受付完了)	2021年3月末 (受付完了)	2021年5～6月	1	28	29
第5サイクル	20件程度	60件程度	2021年4月末 (受付完了)	2021年7月末 (受付完了)	2021年9～10月	4	29	33
第6サイクル	20件程度	60件程度	2021年7月末 (受付完了)	2021年10月末 (受付完了)	2021年12月～2022年1月	7	59	66
第7サイクル	20件程度	60件程度	2021年10月末 (受付完了)	2021年12月末 (受付完了)	2022年2～3月	1	0	1
第8サイクル	20件程度	60件程度	2021年12月末 (受付完了)	2022年3月末 (受付完了)	2022年5～6月	2	0	2
第9サイクル	20件程度	60件程度	2022年3月末 (受付完了)	2022年6月末 (受付完了)	2022年8～9月	0	6	6
第10サイクル	20件程度	60件程度	2022年6月末 (受付完了)	2022年9月末 (受付完了)	2022年11～12月	1	12	13
第11サイクル	20件程度	60件程度	2022年9月末 (受付完了)	2022年12月末 (受付完了)	2023年2～3月	1	17	18

第4サイクルより 工事受付可能枠を拡大

(経緯)

電源Ⅰ'への新規参入(※)には、簡易指令システムの工事が必要となるが、この工事施工件数が先着順で上限20件程度※であるため、工事申し込み枠が既に埋まり、優位な価格で入札したにもかかわらず不落となった事業者が、2021年度向け電源Ⅰ'複数あったことから、受付可能枠を拡大した。

(※) 既存の電源Ⅰ'契約事業者が、他のエリアに新規参入する場合も含む)

出典：送配電網協議会

■ 件数の数え方

①1事業者が同一サイクルで複数エリアに申し込んだ場合はエリア数分を計上する。(例) 事業者Aが第1サイクルで東京、関西に申し込んだ場合は2件とする。

②すでに接続済みの事業者が、リブレースを行う場合の申込についても1として計上する。

(参考)2021年度向け電源 I' 公募結果を踏まえた改善（簡易指令システムの工事について）

- 今回の電源 I' の公募結果は、広域調達等の効果もあり、応札容量が増加するなどこれまでよりも競争的なものとなったが、当委員会事務局における分析において、以下のように、価格とは別の要因で不落となった案件が複数存在していたことが確認された。
 - － 電源 I' への新規参入（既存の電源 I' 契約事業者が、他のエリアに新規参入する場合も含む）には、簡易指令システムの工事が必要となるが、この工事施工件数が先着順で上限20件程度※であるため、工事申し込み枠が既に埋まり、優位な価格で入札したにもかかわらず不落となった事業者が複数あった。
 - － これらの不落となった事業者からは、工事申込に関する情報が、各一般送配電事業者のホームページからでは見つけづらい等の声があった。
- これを踏まえ、当委員会事務局は、各一般送配電事業者に対し、次回公募に向けて速やかに改善するよう要請。これを受け、一般送配電事業者において以下の改善措置がとられた。
- 事務局としては事業者の声を聞きながら、この対応で十分かどうか、引き続き状況を注視していく。

※ 簡易指令システムの工事は、2020年度は3サイクルあり1サイクル当たりの上限が全国で20件程度（上限数には2021年4月開始の需給調整市場向けの工事申込も含まれている）。

一般送配電事業者による改善策

簡易指令システムの工事施工件数上限の増加（20件→80件）
 工事申込に必要な情報を、調整力公募ホームページのトップページに掲載

(参考) 2023年度向け調整力公募の必要量について (電源Ⅰ')

- 各エリアの電源Ⅰ'必要量は、広域機関の整理に基づき算定されている。

2022年6月 電力広域的運営推進機関

「2023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」より抜粋

- 各エリアの電源Ⅰ'必要量は次式による。

＜沖縄以外のエリア＞

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

＜沖縄エリア＞

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 5.2\%$$

※「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2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

※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。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

1-3. 電源Ⅱの調達結果①

- 電源Ⅱは、調達の考え方の中で、「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されているところ。
- 応募数が、387件、約1.3億kWと前回と比して11件、約100万kW減少した。
- 旧一電以外の電源及び、旧一電以外の主体による応募件数・量は前回と同等であった（7件約98万kW）。

電源Ⅱの募集結果（単位：万kW）

合計				
	2021年度	2022年度	2023年度	増減
電源Ⅱ-a（万kW）	374件 12,621.1	376件 12,413.8	369件 12,301.1	▲7件 ▲112.7
旧一電以外 （電源等所有者）	30件 819.7	35件 838.0	35件 837.8	－ ▲0.2
旧一電以外 （応札主体）	2件 28.2	5件 95.7	5件 95.5	－ ▲0.2
電源Ⅱ-b（万kW）	22件 444.6	22件 388.5	22件 388.8	－ 0.3
旧一電以外 （電源等所有者）	8件 70.6	8件 70.6	8件 70.6	－ －
旧一電以外 （応札主体）	2件 2.3	2件 2.3	2件 2.3	－ －
電源Ⅱ'（万kW）	－	－	－	－
旧一電以外 （電源等所有者）	－	－	－	－
旧一電以外 （応札主体）	－	－	－	－
合計（万kW）	396件 13,065.6	398件 12,802.3	391件 12,689.9	▲7件 ▲112.4
旧一電以外 （電源等所有者）	38件 890.3	43件 908.6	43件 908.4	－ ▲0.2
旧一電以外 （応札主体）	4件 30.5	7件 98.0	7件 97.8	－ ▲0.2

※2022年12月9日時点

電源Ⅱは、調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されているところ、今後追加的な応募、退出があり得る。

1-3. 電源Ⅱの調達結果②（エリア毎の調達結果）

		北海道				東北				東京				中部				北陸			
		2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減
電源Ⅱ-a（万kW）		22件 500.3	22件 500.3	18件 491.6	▲4件 ▲8.7	23件 1,220.2	21件 1,159.5	22件 1,215.6	1件 56.1	112件 3,907.3	112件 3,942.1	112件 3,942.1	－	55件 2,361.3	64件 2,438.9	62件 2,289.7	▲2件 ▲149.2	18件 472.2	18件 472.2	18件 472.2	－
	旧一電以外 （電源等所有者）	1件 24.3	1件 24.3	1件 24.3	－	5件 183.4	5件 183.4	5件 183.4	－	19件 474.6	19件 474.6	19件 474.6	－	2件 84.2	7件 102.5	7件 102.5	－	1件 25.0	1件 25.0	1件 25.0	－
	旧一電以外 （応札主体）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3件 67.5	3件 67.5	－	－	－	－	－
	電源Ⅱ-b（万kW）	2件 23.2	2件 23.2	2件 23.2	－	1件 87.4	1件 87.7	1件 87.7	－	6件 68.3	6件 68.3	6件 68.3	－	1件 57.3	－	－	－	－	4件 8.4	5件 9.4	5件 9.4
旧一電以外 （電源等所有者）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	6件 68.3	6件 68.3	6件 68.3	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	旧一電以外 （応札主体）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		関西				中国				四国				九州				沖縄			
		2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減	2021年度	2022年度	2023年度	増減
電源Ⅱ-a（万kW）		41件 1,670.5	39件 1,554.1	37件 1,482.3	▲2件 ▲71.8	38件 778.4	39件 797.7	40件 893.6	1件 95.9	17件 360.9	16件 347.4	16件 347.4	－	37件 1,177.9	34件 1,029.5	33件 994.7	▲1件 ▲34.8	11件 172.1	11件 172.1	11件 171.9	－
	旧一電以外 （電源等所有者）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2件 28.2	2件 28.2	2件 28.0	－
	旧一電以外 （応札主体）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2件 28.2	2件 28.2	2件 28.0	－
	電源Ⅱ-b（万kW）	4件 172.4	4件 172.4	4件 172.7	－	－	－	－	－	1件 1.2	1件 1.2	1件 1.2	－	－	－	－	－	－	3件 26.4	3件 26.4	3件 26.4
旧一電以外 （電源等所有者）	2件 2.3	2件 2.3	2件 2.3	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	旧一電以外 （応札主体）	2件 2.3	2件 2.3	2件 2.3	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－

※2022年12月9日時点。電源Ⅱについては、今後追加的な応募、退出があり得る。
 ※北海道、中部、関西、九州、沖縄については、電源Ⅱ確保予定のkWが前年度比減であった。

1. 2023年度向け調整力の公募調達結果等
について

**2. 北海道エリアにおける電圧調整機能の公募
調達について**

3. 需給調整市場について

2. 北海道エリアにおける電圧調整機能の公募調達について

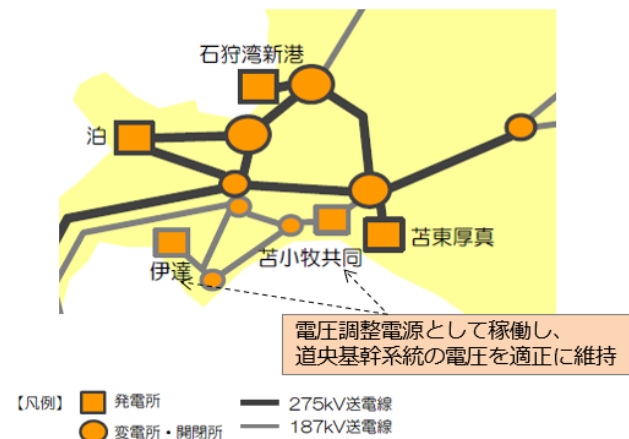
- 第73回制度設計専門会合（2022年5月）に、北海道エリアの電圧調整機能の公募における入札価格の考え方について整理された。
- 2023年度向け公募結果が報告されたことから、事後確認の結果を報告する。

2022年3月 第71回制度設計専門会合 資料4

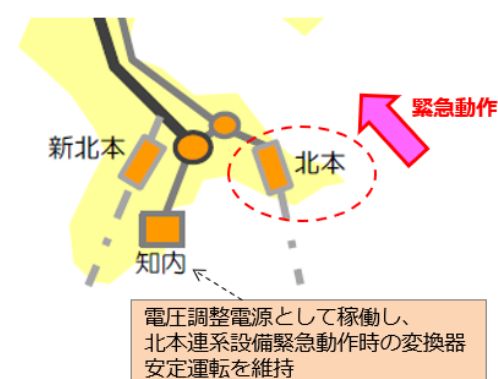
（参考）北海道エリアで実施している電圧調整電源の稼働について

- 北海道エリアでは、北海道中央部の基幹系統内において、二つの大規模電源（苫東厚真、石狩湾新港）が接続しており、これらが作業停止などで運転できない時に、当該系統の電圧を適正に維持するため、系統電圧の状況に応じて電圧調整電源（苫小牧共同、伊達）を追加で稼働させている（下図①）。
- また、北海道エリアで大規模電源が脱落した際の、北本連系設備の緊急動作に対する交直変換器の安定運転を図るため、北本連系設備付近の電圧調整電源（知内）を通年で稼働させている（下図②）。

図①：道央の基幹系統内の電圧調整

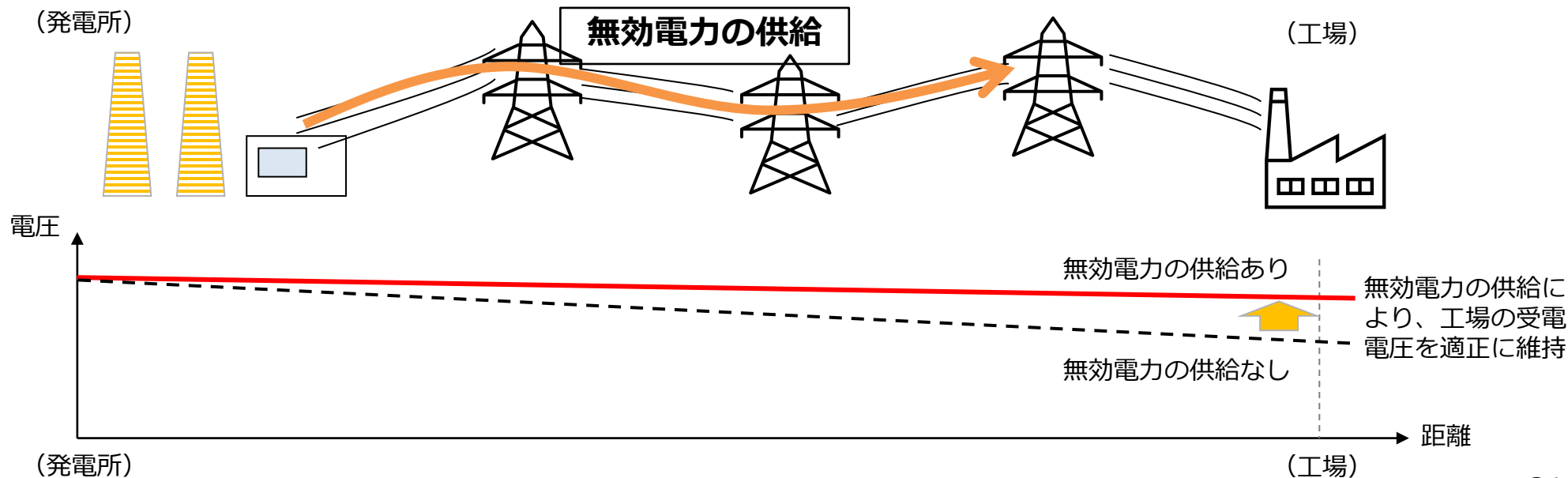


図②：北本連系設備の安定運転対策



- 一般的に、発電所から送られてくる電気の電圧は、需要家に応じて適正な範囲に維持される必要がある。
- 発電所から需要家に電気を供給すると、電気の潮流が送電線や変圧器等を流れるにつれて、電圧が徐々に低下（又は上昇）していき、需要家の受電電圧の適正維持が困難になる場合がある。
- このため、系統の電圧の状況に応じて、発電機等によりエネルギーとしては消費されない電圧調整のための電気（無効電力）を供給（又は吸収）し、系統の電圧を適正に維持する対策が取られる。こうした対策に利用される電源を電圧調整電源という。

発電所から供給される無効電力による電圧調整のイメージ



2-1.北海道エリアの電圧調整電源調達結果について

- 北海道エリアの電圧調整電源の公募概要及び調達結果は以下の通り。

調達結果

	基幹系電圧調整対策	北本安定運転維持対策
応札件数	1 件	1 件
落札件数	1 件	1 件
応札/落札価格	約1.6億円	約 9 億円

公募概要

	基幹系電圧調整対策	北本安定運転維持対策
募集量	道央基幹系ループ系統の電圧運用許容範囲を満足するために必要な 無効電力70Mvar (発電機側から見て進み方向、発電機最低出力運転時基準)	道南地域で合計350MWまたは道央地域で合計600MW (発電端)
提供期間	1 年間	1 年間
運転要請期間	無効電力調整能力が最も高い発電機が停止する期間 (想定運転要請期間95日間)	原則通年
対象発電機	北海道エリアの系統に連系する電圧調整機能の提供が可能な契約発電機	道南地域または道央地域に位置する同期発電機
入札単位	発電機単位	発電機単位
応札価格規律	年間固定費想定額[円] × 最低運転出力[kW] 定格出力[kW] × 想定運転要請期間[日] 1 年間の日数[日]	年間固定費想定額[円] × 最低運転出力[kW] 定格出力[kW] × 想定運転要請期間[日] 1 年間の日数[日]

2-2. 応札価格の適切性について

- 北海道エリアの電圧調整機能の公募の応札案件について、第73回制度設計専門会合（2022年5月）の整理に基づいたものであったか、確認を行った結果は下表のとおりであり、固定費の費用項目等の考え方は合理的であったと考えられる。

	事業者の考え方	事務局としての評価
固定費について	<ul style="list-style-type: none">・ 第73回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）を計上。・ その他費用として、委託費、固定資産除却費、事業報酬、一般管理費等を算入。・ 各費用は、過去3年の実績値等に基づき計上。	<ul style="list-style-type: none">・ 本会合で整理された費目が計上されていた。・ 過去実績に基づき計上可能な費用項目については、過去実績に基づき計上されていた。・ 一般管理費は、発電部門の一般管理費を応札電源の出力で按分配賦した金額を算入していた。・ なお、追加起動に係る持ち替え費用は計上されていなかった。・ 以上から、固定費計上の考え方は合理的であったと考えられる。
応札対象費用について	<ul style="list-style-type: none">・ 第73回制度設計専門会合及び募集要綱の記載の通り、上記固定費に（最低運転出力[kW] / 定格出力[kW] × 想定運転要請期間[日] 1年間の日数[日]）を乗じて算出。	<ul style="list-style-type: none">・ 第73回制度設計専門会合及び募集要綱の記載の通りの算出であった。

2-3.今後の対応について

- 北海道エリアの電圧調整機能の公募の応札案件については、2025 年度までの調達となる見込み（2025年度以降は、系統側での電圧調整措置が完了）。
- 「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」によれば、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募することが望ましいとされているところ。
- 当該公募案件については、応札要件に合致する電源が各 1 件のみであり、また、期間的に新規参入を見込むことが困難であり、電源等の参加機会公平性への配慮は不要と考えられることから、2024年度向け及び2025年度向けの電圧調整機能公募については、随意契約を認めてはどうか（※）。
- なお、コストの適切性及び透明性の観点から、公募実施者に対して、相対交渉において提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容等について厳正な事後監視を行うこととしたい。

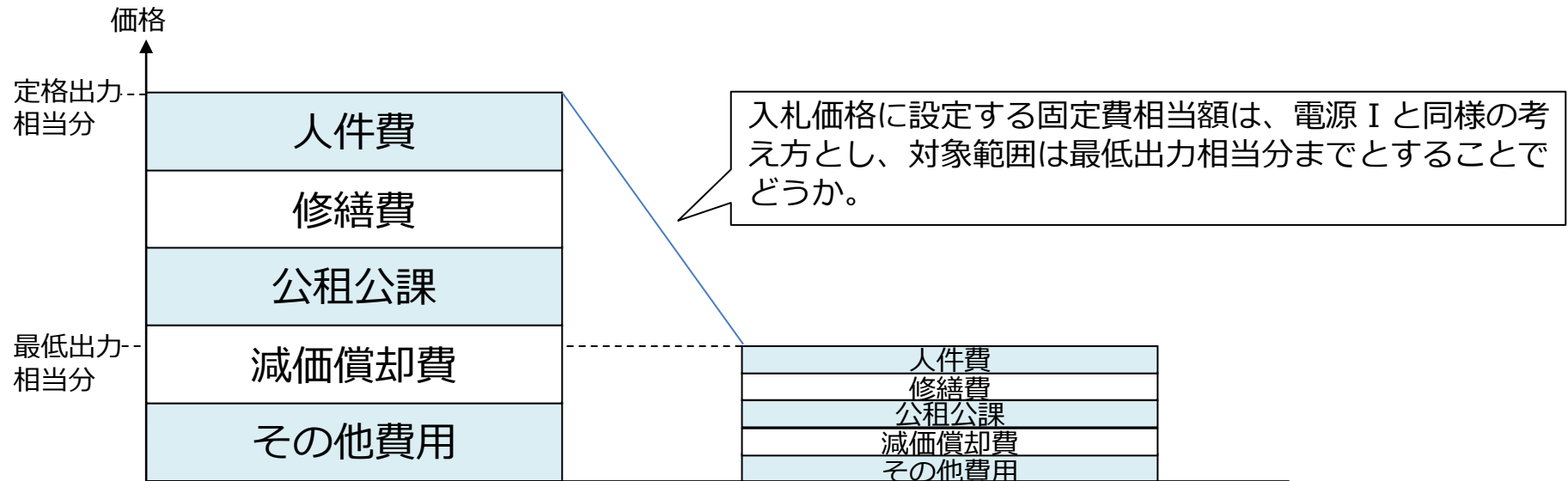
（※）電圧調整機能公募は、価格規律が設定されていることから、公募と随意契約とで契約価格の差は生じないと考えられる。

入札価格の基本的な考え方（固定費相当額の対象費用）

- 予約確保に係る費用（固定費相当額）については、対象費用と対象期間を整理する必要がある。
- 対象費用については、電圧調整電源の応動を確保するために一定の維持費用を要することを踏まえれば、調整力公募（電源Ⅰ※）と同様としつつ、電圧調整電源の稼働要請は、一般送配電事業者によれば発電可能な状態であればよいため、最低出力までの稼働で十分とのこと。
- したがって、入札価格の対象とする固定費相当額は、最低出力相当分までとすることでどうか。

※ 電源Ⅰでは、旧一電（発電・小売部門）は、固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せたコストベースでの入札価格の設定を行っている。

入札価格に設定する固定費相当額の考え方（対象費用）

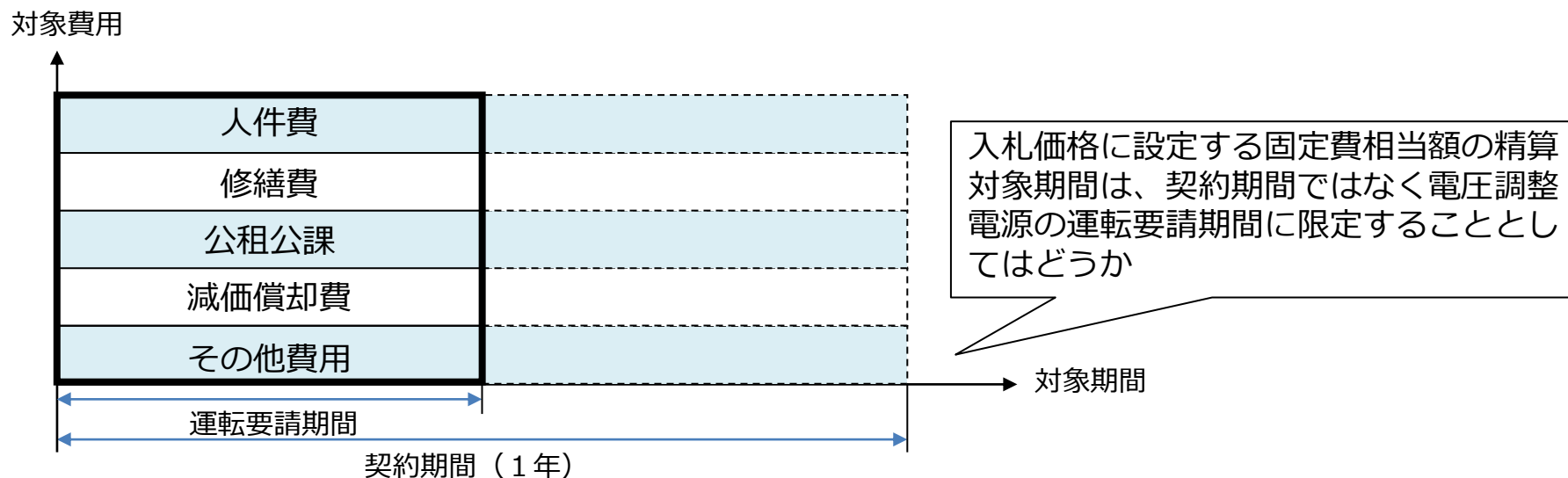


入札価格の基本的な考え方（固定費相当額の対象期間）

- 今回調達する電圧調整電源は、年間契約を想定している。このため、いつ指令がきても応動できる状態を維持するということから、固定費相当額の精算対象期間については、1年間とするという考え方もあり得る。
- 他方で、運転要請期間以外の期間は他市場への応札などを行ったとしても、一般送配電事業者側の運用上支障は生じない。このため、当該期間に他市場で収益を得ることが可能であるため、当該期間にまで一般送配電事業者が固定費相当額を支払うことは、その支払原資が託送料金を通じた国民負担であることを踏まえれば、適切とは言えないのではないか。
- したがって、固定費相当額の対象期間については、運転要請期間に限定することとしてはどうか※。

※電源Ⅰ'も年間契約ではあるが、固定費相当額の対象期間はペナルティ対象期間（7月～9月、12月～2月）としており、当該期間以外の他市場への応札は一般送配電事業者と協議の上、可能となっている。

入札価格に設定する固定費相当額の考え方（対象期間）



入札価格の基本的な考え方（追加起動に係る持ち替え費用）

- 発電事業者の発電計画において電圧調整電源の稼働が予定されていない場合、一般送配電事業者は、電圧調整電源の稼働が必要なときには当該電源に起動指令を行う。
- 発電事業者は、当該電源の起動指令を受けると、他の電源の出力を下げて、相対的に非効率な電圧調整電源を起動し最低出力を維持する。これにより、発電事業者には電圧調整電源と他の電源との持ち替えによる追加費用が発生する。
- この費用については、応動を確保するために必要な費用ではあるものの、一般送配電事業者からの起動指令がどの程度発生するかは、発電事業者の発電計画によるため予め想定するのが難しい面がある。
- したがって、追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まずに起動指令の都度、実費精算とすることでどうか※¹。
- 更に、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、電気の有効活用の観点から、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントにしてはどうか※²。

※1 発電事業者の発電計画において起動が予定されており、一般送配電事業者からの起動指令を要しない場合は、実費精算の対象とはしない。

※2 起動費等の持ち替え費用が託送料金により負担されるのであれば、同じく託送料金を調達原資としている需給調整市場（三次調整力①）に優先的に応札されるよう検討すべきではないか。

事務局提案のまとめ

- 今回の事務局提案をまとめると以下のとおり。
- 今後は、今回御議論頂いた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募における監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

入札価格の基本的な考え方

- ✓ 入札価格は、電圧調整電源の固定費相当額としてはどうか。
- ✓ 固定費相当額は、電源Ⅰと同様の考え方とし、対象範囲は最低出力相当分までとしてはどうか。
- ✓ 固定費相当額の精算対象期間は、電圧調整電源の運転要請期間に限定することとしてはどうか。
なお、入札価格作成のため、予め募集要綱に想定運転要請期間を明記し、実際の精算は実績運転要請期間で行うこととしてはどうか。
- ✓ 追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まず、都度実費精算としてはどうか。また、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントとしてはどうか。

今後のスケジュール（予定）

2022年7月	募集要綱案の意見募集
9月～10月	公募期間
11月下旬	落札結果公表
2023年4月	運用開始

【参考】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

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

(出典) 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 (令和3年4月15日)

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>

1. 2023年度向け調整力の公募調達結果等
について

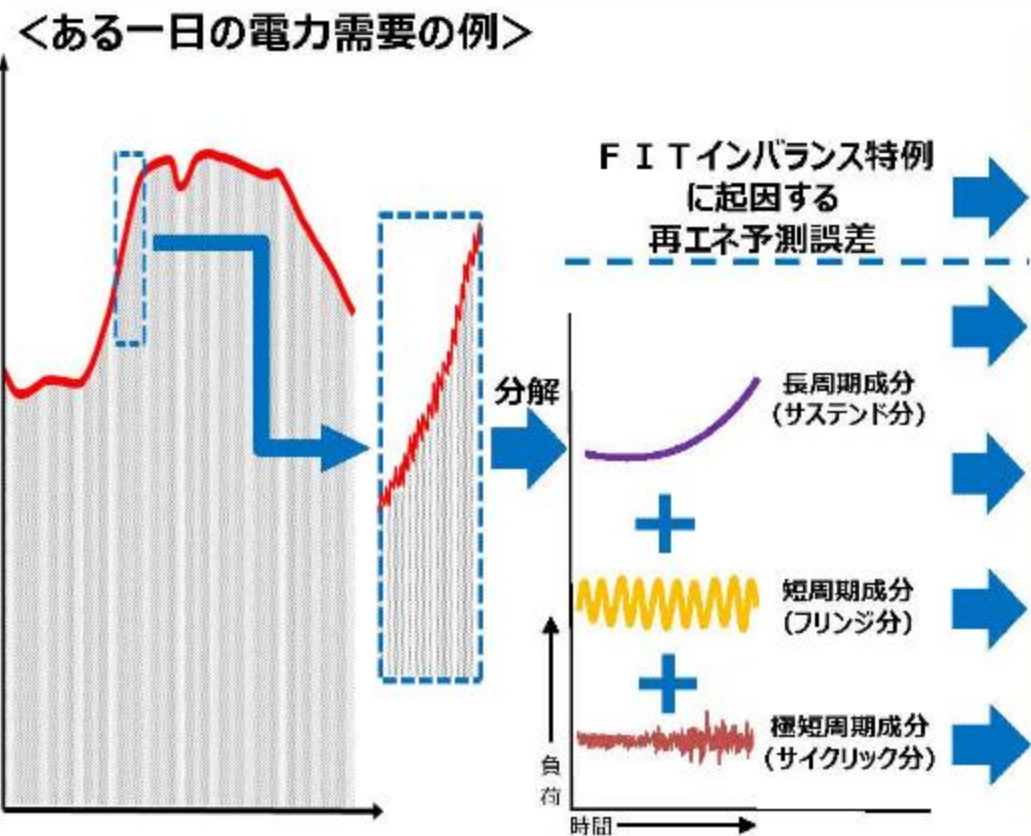
2. 北海道エリアにおける電圧調整機能の公募
調達について

3. 需給調整市場について

需給調整市場の商品

- 需給調整市場では、応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次調整力②までの5つの商品を取り扱う予定。
- 2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①の取引を開始しており、2024年度には他商品の取引を開始する予定。

第68回制度検討作業部会（2022年7月）
資料5



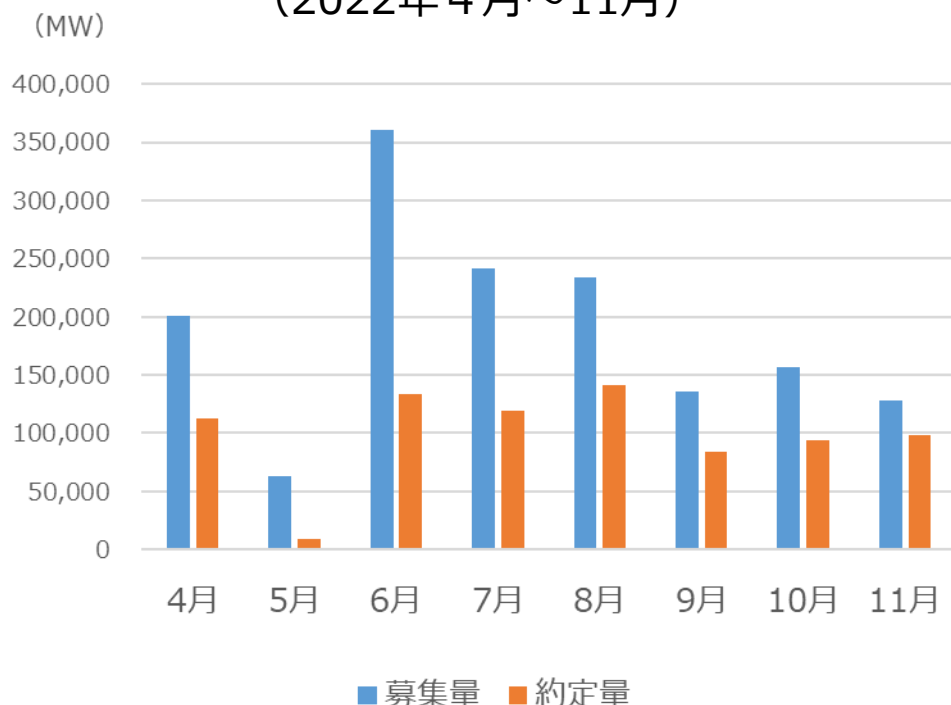
＜商品区分と導入スケジュール＞

年度	2021	2022	2023	2024	2025
三次② 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
三次① 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

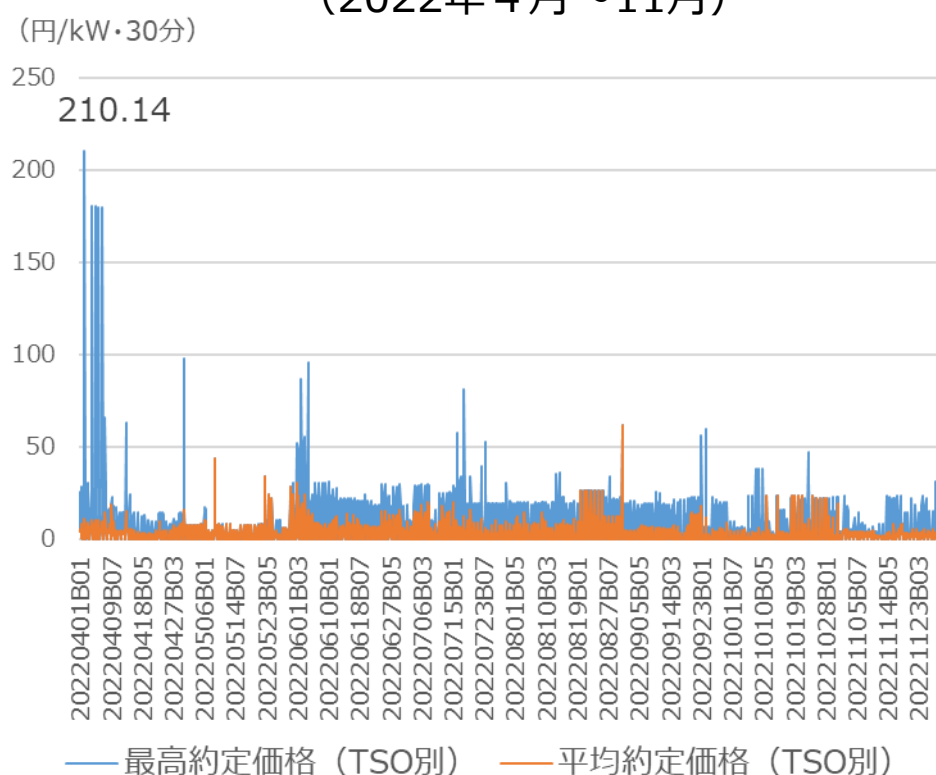
三次調整力①の取引状況

- 三次調整力①に関しては、2022年度の取引開始以降、募集量に対して約定量が不十分である状態が存在。
- 現在は電源Ⅱによる調整力の確保が可能であるが、調整力公募がなくなる2024年度以降を見据えた対応として、取引スケジュール等の見直しに関する検討が進んでいる。

三次調整力①の募集量及び約定量
(2022年4月～11月)

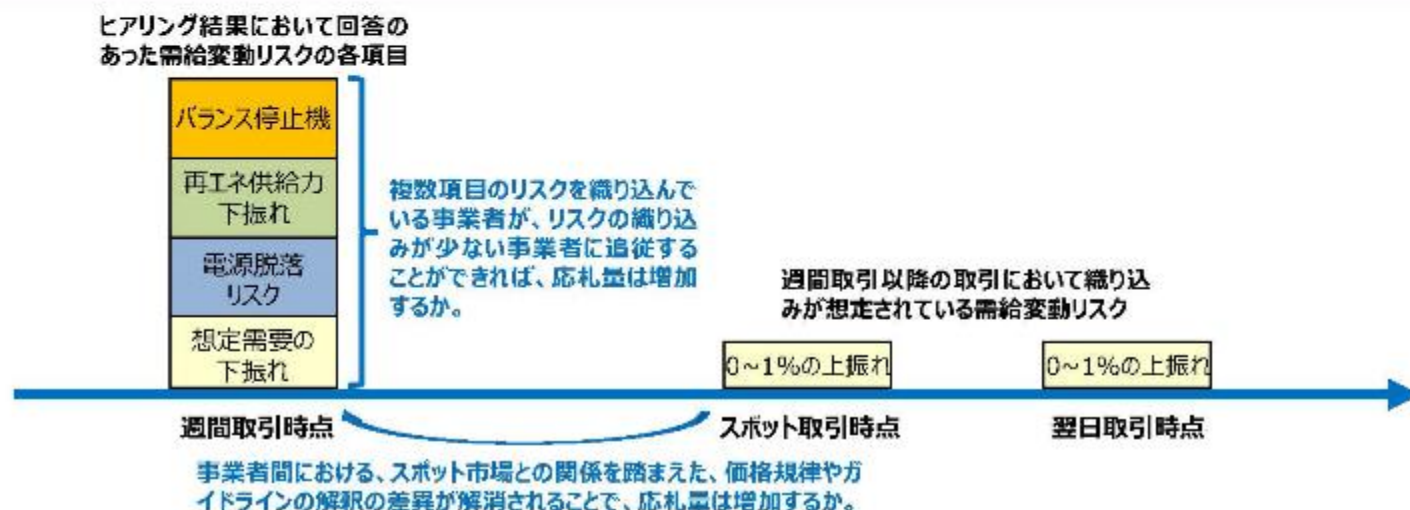


三次調整力①の最高約定価格及び平均約定価格
(2022年4月～11月)



論点①－ 1：三次①応札量増加に向けた取組について（1 / 2）

- 調整力の応札量増加については、分散型リソースやネガポジリソース（需要抑制から発電まで可能なリソース）、DRの市場参入促進等を進め、より多くのリソースを活用するとともに、市場競争力を活発化させることも非常に重要である。
- 一方で、ヒアリング結果を踏まえると、リスクの織り込み方について、リスクの織り込み自体は否定されるものではないものの、複数項目のリスクを織り込んでいる事業者が、リスクの織り込みが少ない事業者に追従することができれば、応札量は増加する可能性がある。さらに、価格規律やガイドラインの解釈の違い等が解消されることで、応札行動も変化し、調整力応札量が増加する可能性もある。
- 関係各所と連携のうえ、取引事業者とのコミュニケーションや審議会等での議論を通し、そのような事業者毎の差について解消を促すことが、応札量増加にも繋がると考えられるのではないか。



論点①－1：三次①応札量増加に向けた取組について（2／2）

- 他方、取引事業者毎のリスクの考え方の差異が解消されたとしても、週間調達であることによる予測の不確実性が根本的に解消されるわけではない。
- そのような予測の不確実性の低減策としては、例えば取引スケジュールの変更も考えられるのではないか。第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）では、FIT通知も踏まえた再エネ供給力の計算や、スポット市場前のBG供出量検討に要する時間（4時間）の確保等を勘案したうえで、前々日（FIT1回目通知後から2回目通知までの間）に毎日三次①等の調整力を取引する案を示している。
- 取引スケジュールの変更による効果、実務面を勘案した実現可能な取引スケジュール、安定供給といった観点も踏まえ、スケジュール変更も視野に入れ、関係各所とともに実施の可否やその内容について、検討する必要があるのではないか。
- なお、現在2024年度に向け需給調整市場のシステム改修が進められており、スケジュール変更を行う場合も、実装まではある程度の時間を要すると考えられるため、その点も考慮し検討を進める必要がある。

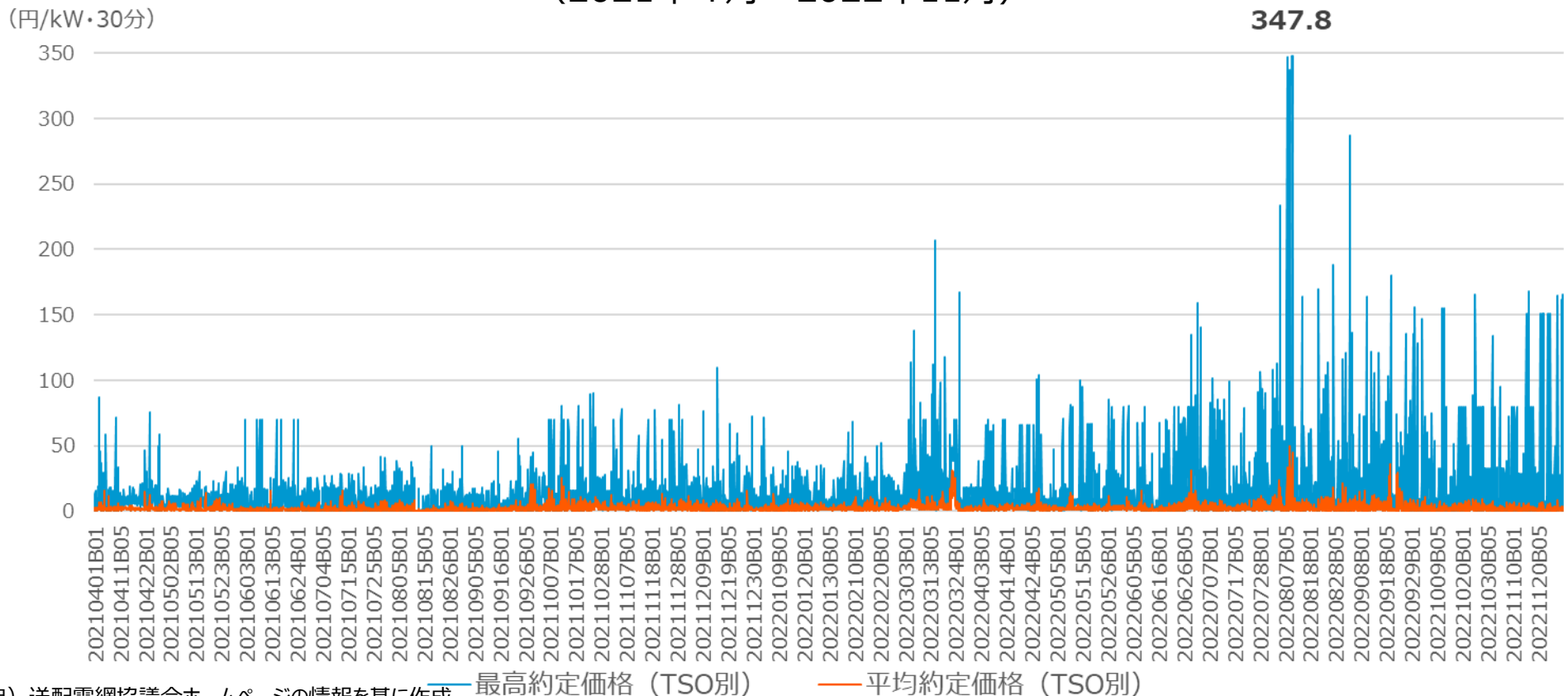


(出所) 第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）資料 2より事務局で一部加工

三次調整力②の取引状況

- 再エネ予測誤差に対応する調整力である**三次調整力②**に関しては、**2021年度から取引が開始**されている。
- 昨夏の約定価格の上昇を踏まえ、制度設計専門会合等で議論・検討し、制度の改善を図っているところ。

三次調整力②の最高約定価格及び平均約定価格
(2021年4月～2022年11月)



(参考) 需給調整市場に関する制度の改善①

- 第79回制度設計専門会合（2022年11月）において、持ち下げ供出や起動費の扱い等について整理を行った。

機会費用と逸失利益の計上に関する整理

第79回制度設計専門会合（2022年11月）
資料3（抜粋）

限界費用について

- 火力発電の限界費用については、事業者によって限界費用の設定数が異なるため、以下のとおり整理する。
- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh市場における記載を参照する。

卸電力市場価格（予想）について

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

売買手数料について

- 売買手数料は、需給調整市場の手数料を指し、機会費用ではなく、以下の整理とする。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする。

(参考) 需給調整市場に関する制度の改善②

第79回制度設計専門会合（2022年11月）
資料3（抜粋）

持ち下げ供出の扱いに関する整理

持ち下げ供出機の入札価格について

- 持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、**約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した Δ kW単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。**
- 持ち下げ供出機のコストを反映した単価は、逸失利益（機会費用）、一定額等（等は売買手数料）から算定し、起動供出機のコストを含めないものとする。

起動費等の扱いに関する整理

実需給時までに起動しなかったユニットの起動費の返還について

- 需給調整市場に起動費を計上して入札・約定（※）し、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時までに起動しなかった場合には、**一般送配電事業者との間で起動費を清算する。**また、**他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行う。**

※約定後に電源差替えした場合は当該差替え電源が対象。

電源差替え時の価格について

- 電源を差替える場合、 **Δ kW約定単価に関しては、差替え後のユニットに合わせた Δ kW約定単価に変更する。**ただし、差替え後の Δ kW約定単価は、差替え前の Δ kW約定単価以下の値とする。

※ 電源差替え時の価格の変更については、取引会員においてシステム改修が必要な場合があるとのことであり、システム改修までは、事後清算を可とする。37

(参考) 制度見直しによる影響

- 今般の制度見直しを踏まえ、三次調整力②の調達費用への影響額を以下のとおり試算した。

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算

(2022年1月～12月(TSOエリアごと))

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
①制度見直し前	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
②制度見直し後	53.6	128.3	141.9	206.3	14.5	298.7	108.6	50.4	205.8	1,208.1
②－①	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

- ※ 1. 制度見直し前の数値は、三次調整力②の調達費用の実績額。
- ※ 2. 制度見直し後の数値は、制度見直しを踏まえ、発電事業者において各入札実績を見直して試算したものの合計。
- ※ 3. 東北エリアにおいては、一部発電事業者による機会費用の算出方法の見直しを行った。
- ※ 4. 関西エリアにおいては、一部発電事業者が、制度見直し前の機会費用の算出時に、卸電力市場価格(予想)の価格設定において高い価格を用いていた。
- ※ 5. 四捨五入の関係上、制度見直し前と制度見直し後の差額が「②－①」の数値と一致しない場合がある。
- ※ 6. 制度見直しに関し、制度設計専門会合の議論自体は2022年10月以降に開始され、需給調整市場ガイドラインの見直し自体は同年11月会合等を踏まえて現在手続き中である。上記の制度見直し後の効果はあくまで将来の調達費用を考えるための試算値であり、2022年内の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または下げられるはずだった、といったことを含意するものではない。

今後の需給調整市場に関する検討

- 一般送配電事業者からは、需給調整市場での調整力の調達費用が増大しているとの考えが示されており、調達量と調達価格の双方から検証を進めることが必要。特に、**電力・ガス取引監視等委員会**としては、**合理的な行動となる価格で入札を行っているか、監視していく。**
- **一部の発電事業者からは、需給調整市場に応札するインセンティブが低すぎるのではないかと考えを示されているところ。**具体的には、調整力 Δ kW市場への応札において、当年度分の固定費回収が済んだ電源等の一定額の考え方に関して、実際の電源の稼働率を反映していないのではないかと主張（※）を受けており、**今後、見直しの是非を含めて検討すべきではないか。**

※ 電力広域的運営推進機関の資料にて、2021年4月～11月の期間において、三次調整力②の調達量のうち、約20%が再エネ予測誤差に対応していたことを踏まえた稼働率の上昇に関する要望。

「一定割合」について

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）
（抜粋・一部強調）

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 Δ kW市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益（機会費用）に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で Δ kW価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、調整力kWh市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

一定額(円/ Δ kW) = 限界費用(円/kWh) \times 10% \times Δ kW約定量 \times **電源Ⅰの平均稼働率（5%）** \times 約定ブロック（3時間）

※ 限界費用が市場価格より高く、 Δ kW価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、 Δ kW価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

(参考) ΔkW 価格

第68回制度設計専門会合（2021年12月）
資料 4

- 調整力 ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の ΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta kW \text{価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

- 一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額
(当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 \times 一定割合)
- 固定費回収のための合理的な額(円/ ΔkW) =
$$\frac{\{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \}}{\text{③想定年間約定ブロック数}}$$

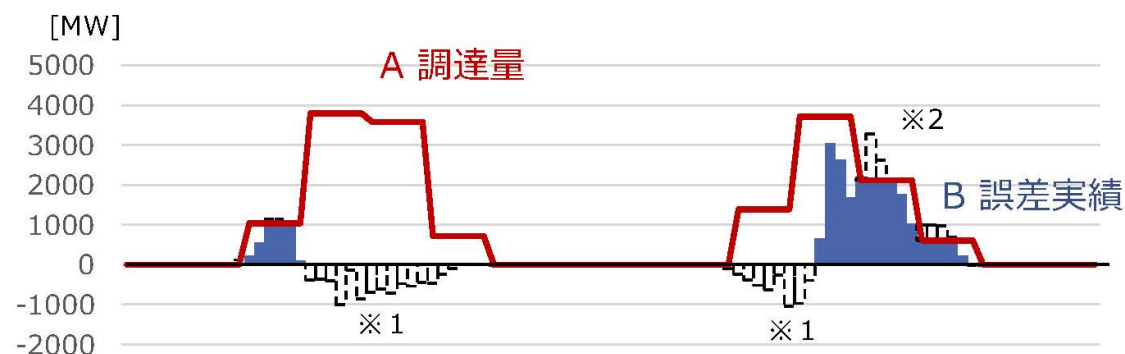
※想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間 \div 3 時間

(参考) 三次調整力②調達量のうちの再エネ予測誤差対応

三次②調達量の使用率について (1/2)

第28回需給調整市場検討小委員会 (2022年2月)
資料4

- 次に、三次②調達量使用率の評価として、調達量が実際に再エネ予測の下振れ誤差に対応した状況（使用率）を確認した。
- 結果としては、三次②調達量のうち約20%が再エネ予測誤差に対応していた。



(2021年4～11月の実績)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
A 調達量[億kWh]	5.4	28.8	38.3	31.6	2.4	22.4	17.2	12.4	31.5	190.0
B 誤差実績[億kWh]	1.3	4.5	7.5	7.3	0.5	4.2	3.5	2.6	5.2	36.6
C(=B/A) 使用率[%]	24	16	20	23	19	19	20	21	17	19

調達量がどの程度FITの下振れ誤差に対応したかを確認するため、誤差実績について以下の通り集計

※1 再エネが上振れした場合の誤差は「0」とする ※2 調達量を超過する下振れ誤差は調達量を上限とする