

電力需給及び市場価格の動向について

2021年1月19日

資源エネルギー庁

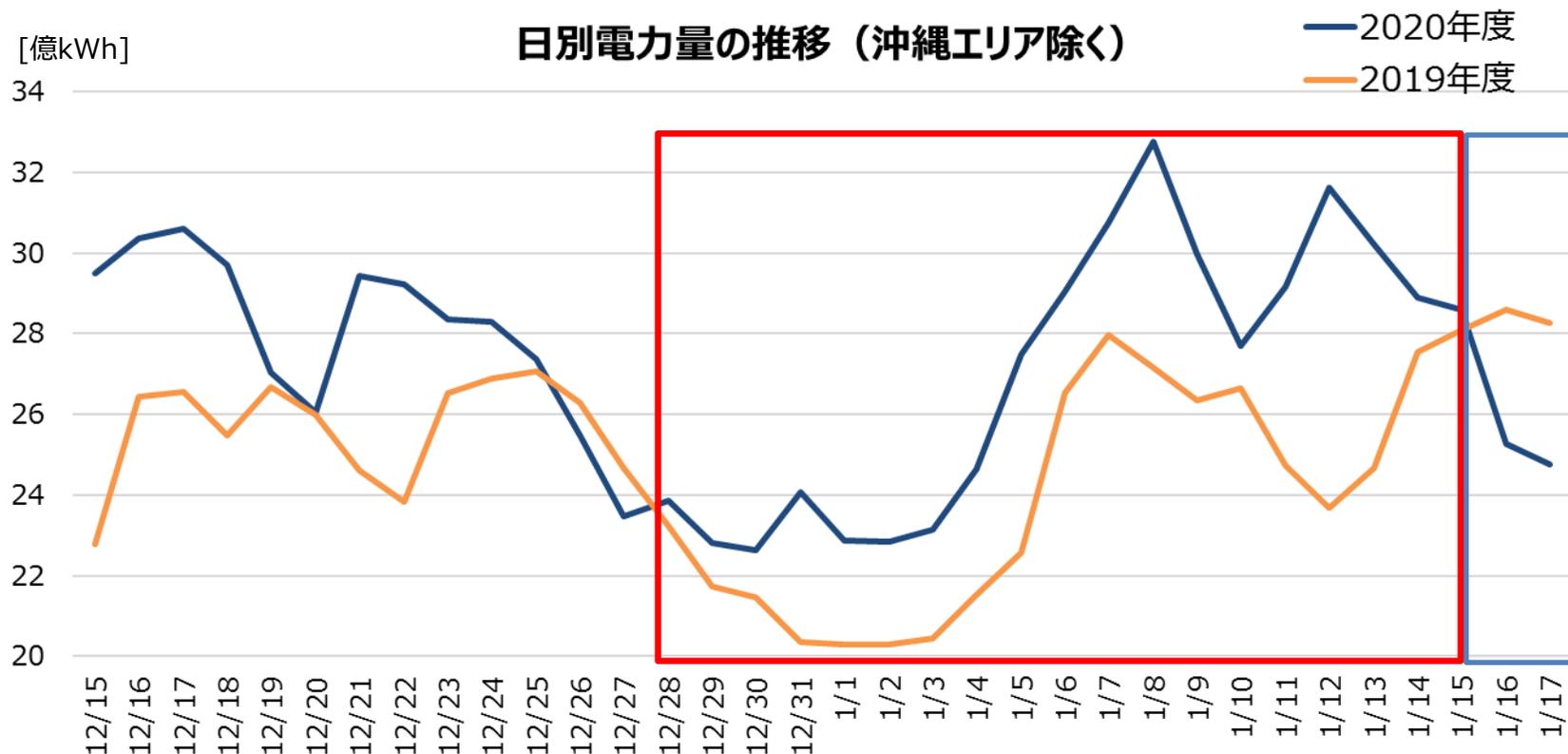
- 1. 足下の電力需給及び市場価格の状況**
2. 安定供給確保・需要家保護のための取組
3. 議論の方向性

電力需給の状況（電力量の推移）

- 今冬は、12月下旬から1月上旬にかけて「数年に一度レベル」の非常に強い寒気が流れ込み、電力需要は昨年度の同期間と比べ約1割増加。
- その後、気温が平年を上回る日が増加したことなどにより、需要は徐々に減少傾向。

昨年度との比較

1月前半の電力需要は昨年度と比べ約1割増加



電力需給の状況（予備率の推移）

- 厳しい寒さで電力需要が大幅に増えている一方、天候の不順により太陽光等の再エネの発電量が減少し、LNGの在庫減少によりガス火力発電の稼働が抑制されたことで、**全国的に電力需給が厳しい状況**となった。

各エリアの予備率の見通し（当日朝断面）

1日のうち最も厳しかった時間帯（使用率ピーク時）の予備率[%]

日付	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1/3(日)	9	8	5	15	14	16	9	19	12	39
1/4(月)	7	13	12	15	16	14	9	17	8	41
1/5(火)	6	5	8	15	11	4	8	8	5	34
1/6(水)	6	2*	5	13	7	7	8	7	7	34
1/7(木)	8	4	10	10	2*	2*	-1*	3	2*	27
1/8(金)	1*	1*	10	6	1*	2*	3	2*	4	28
1/9(土)	13	7	14	13	2*	1*	3	3	6	25
1/10(日)	11	11	15	15	9	4	2*	10	3	33
1/11(月)	10	9	17	11	8	11	1*	6	3	35
1/12(火)	5	3	7	5	6	1*	5	2*	4	29
1/13(水)	11	8	11	10	3	5	3	5	4	27
1/14(木)	7	9	14	15	6	9	5	3	8	34
1/15(金)	7	11	12	16	5	14	4	2*	9	36
1/16(土)	15	13	18	15	10	10	7	9	17	28
1/17(日)	13	10	15	18	5	14	6	8	9	31

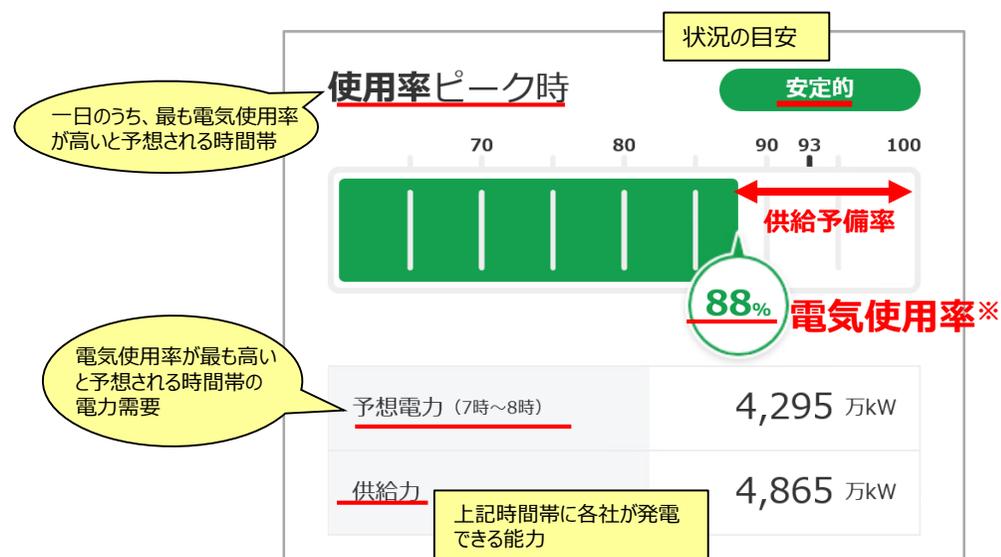
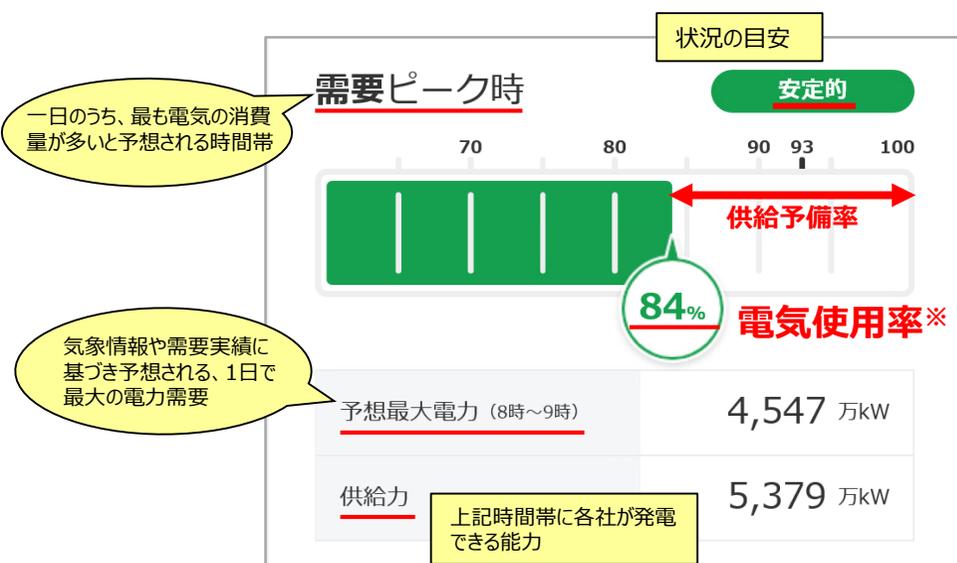
※ 3%未満のエリアでも、他エリアからの融通等を考慮すると3%を確保。

※ でんき予報では、供給力の変動をリアルタイムで反映できるシステムではないため、予備率がマイナスとなる場合もあるが、供給力は確保されている。

(参考) でんき予報について①

- でんき予報とは、供給力に対する消費量の割合（電気使用率※）の見通しを示したもので、電力各社がホームページ上で公表。
※電気使用率は、（予想消費電力[kW] / 供給力[kW]）×100 で算出。
- 需要ピーク時と使用率ピーク時、それぞれの電気使用率を表示。見方はそれぞれ以下の通り。

<東電PGのHPより抜粋>



電気使用率が100%を超えた場合

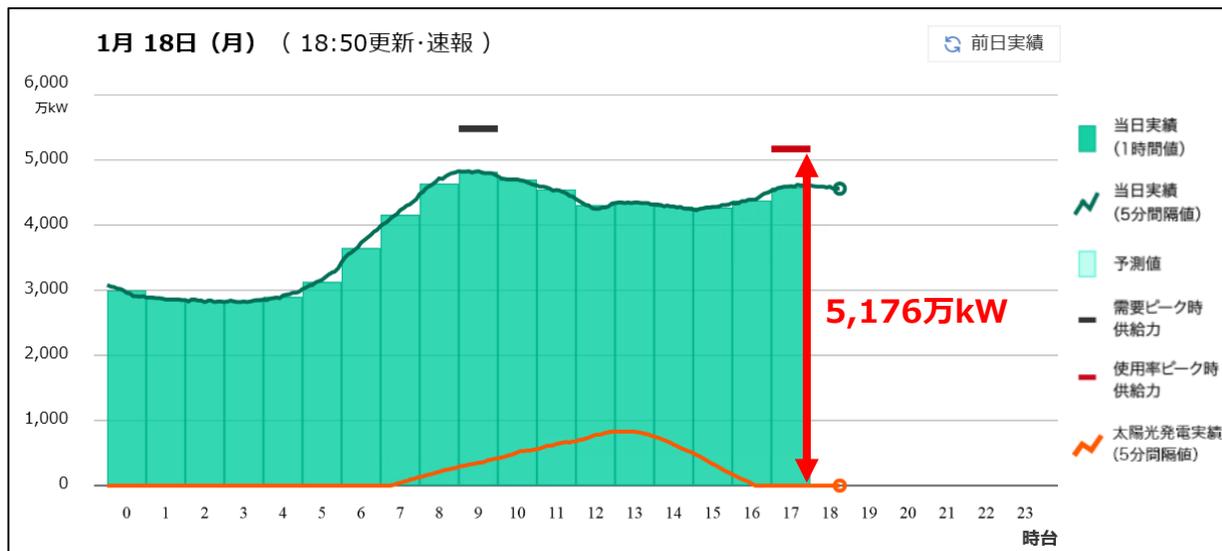
- 電気は保存することができないため、常に需要と供給を一致させる必要があり、需要の増減にあわせて供給力を調整している。
- 需要が当初の想定より大きく上回った場合は、揚水発電等の供給力を追加して調整しているが、システムの仕組み上、供給力の調整状況がリアルタイムに反映されないため、100%を超えた表記となることもある。
- 電気使用率が100%を超えていたとしても、実際にはしっかりと供給力が確保されている。

(参考) でんき予報について②

- でんき予報に示す供給力は、**各時間帯（以下は使用率ピーク時の例）に発電できる最大出力**であり、一般送配電事業者が、需給調整のために確保している火力や揚水等の調整力を含んでいる。
- このうち、揚水は、水量の制約があり、一度使用すると回復するまでに時間を要することから、一時的に発電余力があったとしても、**卸電力市場に供出されるわけではない。**
- また、でんき予報上の日々の供給力は、揚水発電を最大限活用する前提で算入しているため、揚水が多数存在するエリアでは、使用率が低くなる傾向にある。



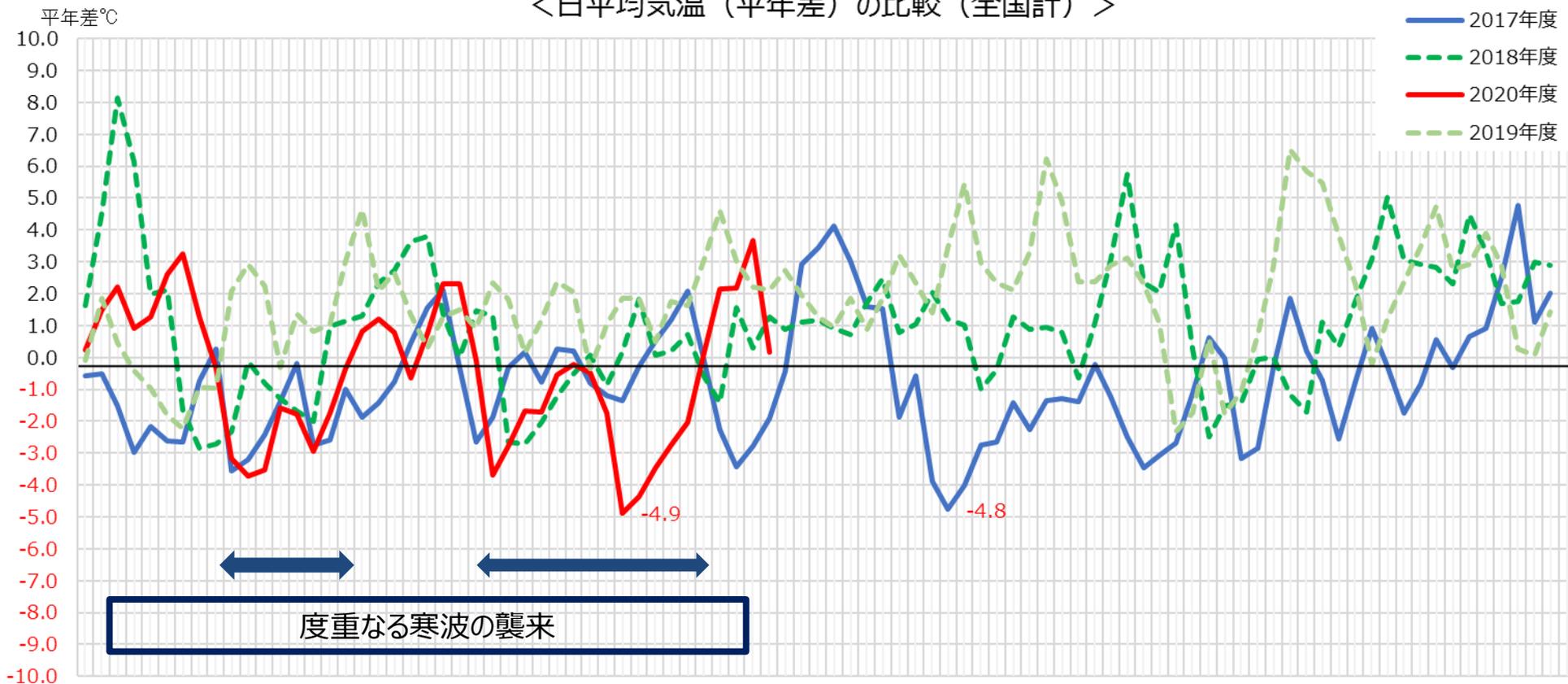
<東電PGのHPより抜粋>



気温要因の分析

- 昨年末から断続的に数年に一度クラスの強い寒波が流入。12月中旬以降、平均気温を大きく下回る日が多数あった。

＜日平均気温（平年差）の比較（全国計）＞



日	日	日	日	日	日	日	日	日	日	日	日	日
'20/12/6	12/13	12/20	12/27	'21/1/3	1/10	1/17	1/24	1/31	2/7	2/14	2/21	2/28
'19/12/1	12/8	12/15	12/22	12/29	'20/1/5	1/12	1/19	1/26	2/2	2/9	2/16	2/23
'18/12/2	12/9	12/16	12/23	12/30	'19/1/6	1/13	1/20	1/27	2/3	2/10	2/17	2/24
'17/12/3	12/10	12/17	12/24	12/31	'18/1/7	1/14	1/21	1/28	2/4	2/11	2/18	2/25

出典) 系統情報サービスおよび気象庁データを基に作成。なお、気温は一般送配電事業者本店所在地データを電力需要比率で加重平均して算出。注) 各年度とも曜日を合わせている。

電力需要実績 2021年1月：日別最大電力と電力量

 厳寒想定需要を上回った日

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
(木)	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
(金)	[億kWh]	1.18	3.22	10.02	4.93	1.16	5.36	2.40	1.07	3.41	0.23	32.98
1/9	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
(土)	[億kWh]	1.10	3.03	9.25	4.26	1.05	4.91	2.22	0.99	3.16	0.24	30.21
1/10	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
(日)	[億kWh]	1.07	2.86	8.77	3.79	0.94	4.44	2.02	0.89	2.91	0.21	27.90
1/11	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
(月)	[億kWh]	1.10	2.87	9.47	4.37	0.94	4.57	2.06	0.90	2.88	0.21	29.36
1/12	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
(火)	[億kWh]	1.12	3.02	10.35	4.80	1.02	5.12	2.16	0.99	3.03	0.22	31.85
1/13	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
(水)	[億kWh]	1.07	2.89	9.66	4.66	1.04	4.91	2.08	0.94	2.92	0.20	30.43
1/14	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
(木)	[億kWh]	1.10	2.85	9.23	4.50	1.02	4.65	1.98	0.88	2.69	0.20	29.11
1/15	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
(金)	[億kWh]	1.10	2.82	9.45	4.34	1.00	4.46	1.98	0.87	2.57	0.19	28.78
1/16	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
(土)	[億kWh]	1.01	2.62	7.99	3.81	0.92	4.08	1.76	0.76	2.33	0.19	25.48
1/17	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
(日)	[億kWh]	1.01	2.58	8.00	3.45	0.88	3.90	1.73	0.75	2.44	0.19	24.94

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

※電力広域的運営推進機関系統情報公開システム(速報値) 8

(参考) 厳寒H1需要発生日数 (過去実績との比較)

年度		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2016	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	12月	0	1	0	0	3	4	4	0	0	0	12
	1月	1	4	3	1	5	6	6	5	3	0	34
	2月	0	0	2	0	2	6	6	4	2	0	22
2018	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
2019	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	12月	0	3	2	2	0	0	0	0	0	0	7
	1月※	0	1	0	2	1	2	1	1	2	1	11

※2020年度は1月17日までの速報値であり、今後値の変更もありうることに留意が必要。

○1月値比較

年度		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2017	H1想定	516	1,392	4,910	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	117	15,247
	最大実績	525	1,462	5,124	2,378	541	2,564	1,103	508	1,540	103	15,848
2020	H1想定※	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
	最大実績	528	1,480	5,094	2,409	534	2,594	1,124	507	1,606	116	15,605

※2020年度分のH1想定は不等時性考慮後の値を使用。

(参考) 2020年度冬季需給検証

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料8を一部修正

- 厳冬H1需要に対し、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

【12月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112
②供給力	7,085	579	1,479	5,026	8,781	2,448	521	2,567	1,111	521	1,613	15,865	161
③供給予備力②-①	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49
供給予備率③÷①	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4

【1月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116
②供給力	7,525	566	1,500	5,459	9,069	2,480	558	2,692	1,156	531	1,651	16,594	158
③供給予備力②-①	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41
供給予備率③÷①	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5

【2月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116
②供給力	7,584	575	1,509	5,499	9,028	2,468	556	2,680	1,151	528	1,644	16,611	159
③供給予備力②-①	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43
供給予備率③÷①	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

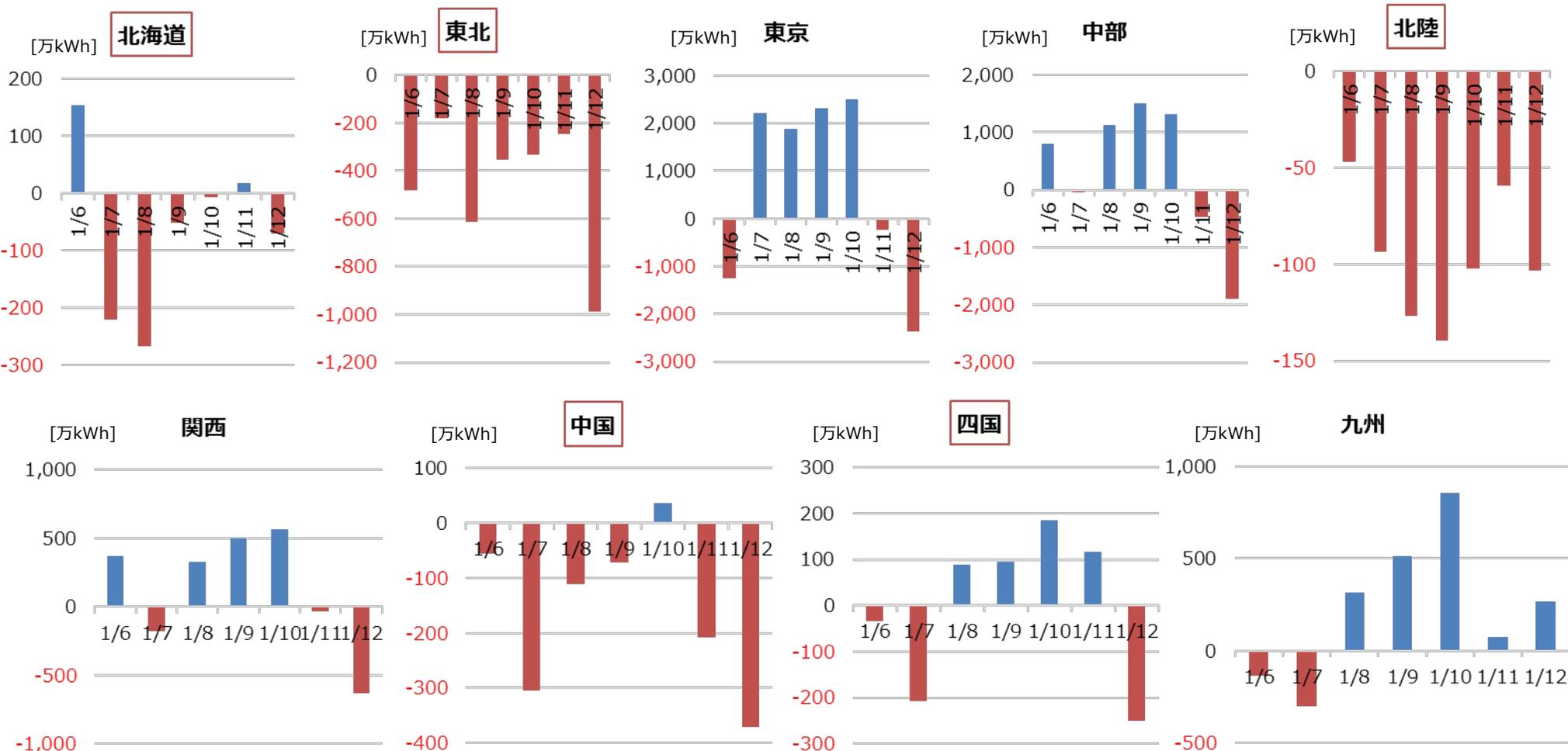
※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

太陽光発電量実績（前年1月平均比）

- 特に需給状況が厳しかった1月6日～1月12日の1週間において、**降雪などの悪天候が多かった北海道、東北、北陸、中国エリア**の太陽光の平均発電量は、2020年1月の平均発電量を下回った※。
※例えば、2019年12月から2020年6月の6ヶ月間でFIT太陽光（新規認定分）の導入容量は8%増加しているが、こうした増加分は考慮していない。
- 一方、**東京、中部、関西エリア**等、晴天が多かったエリアでは、前年よりも太陽光の**発電量が増加**。

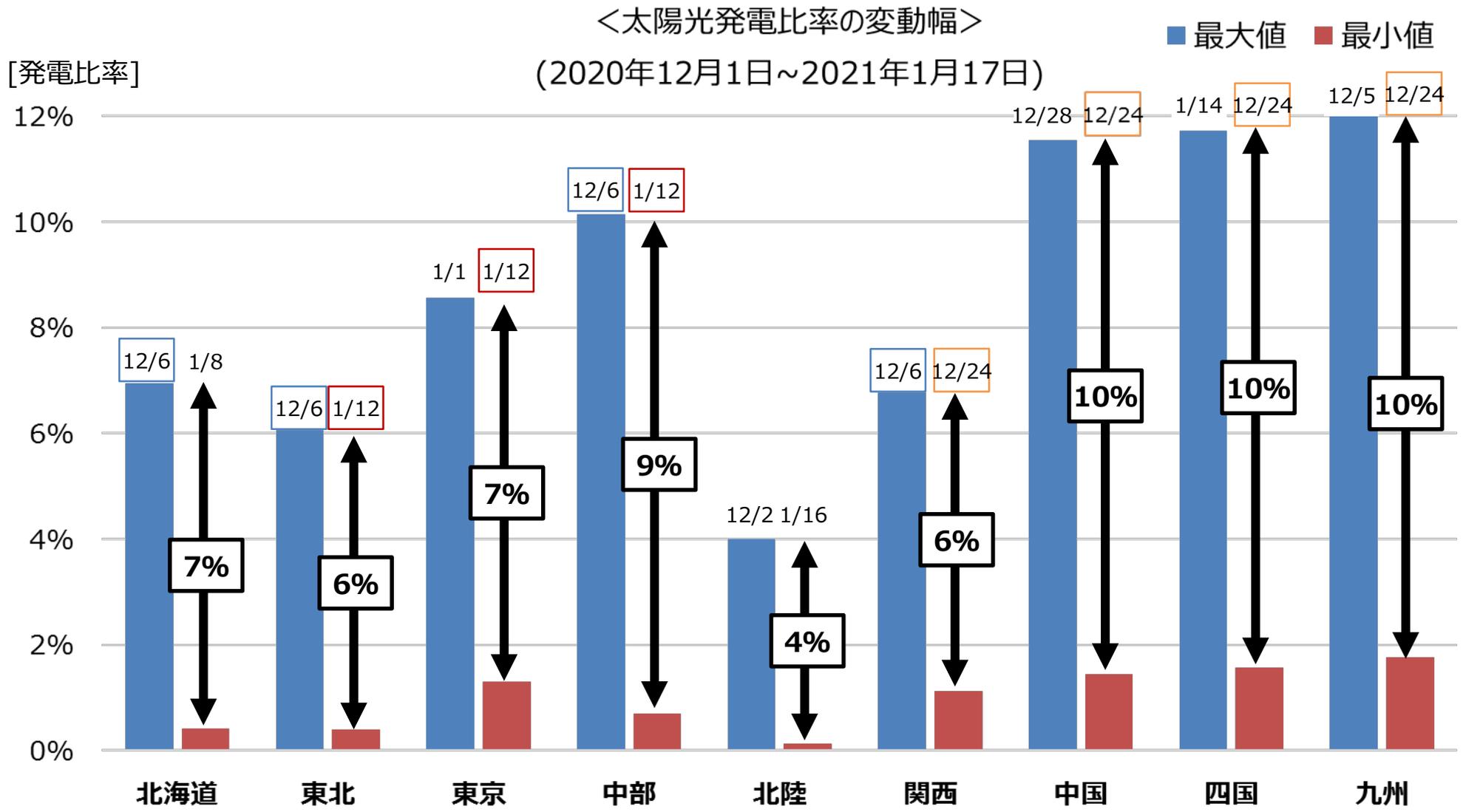
<日別の太陽光発電量（2020年1月平均との比較）>



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。赤枠は1週間合計(1月6日～1月12日)の発電量が前年1月よりも下回ったエリア。11

【参考】太陽光発電比率の変動幅（2020年12月1日～2021年1月17日）

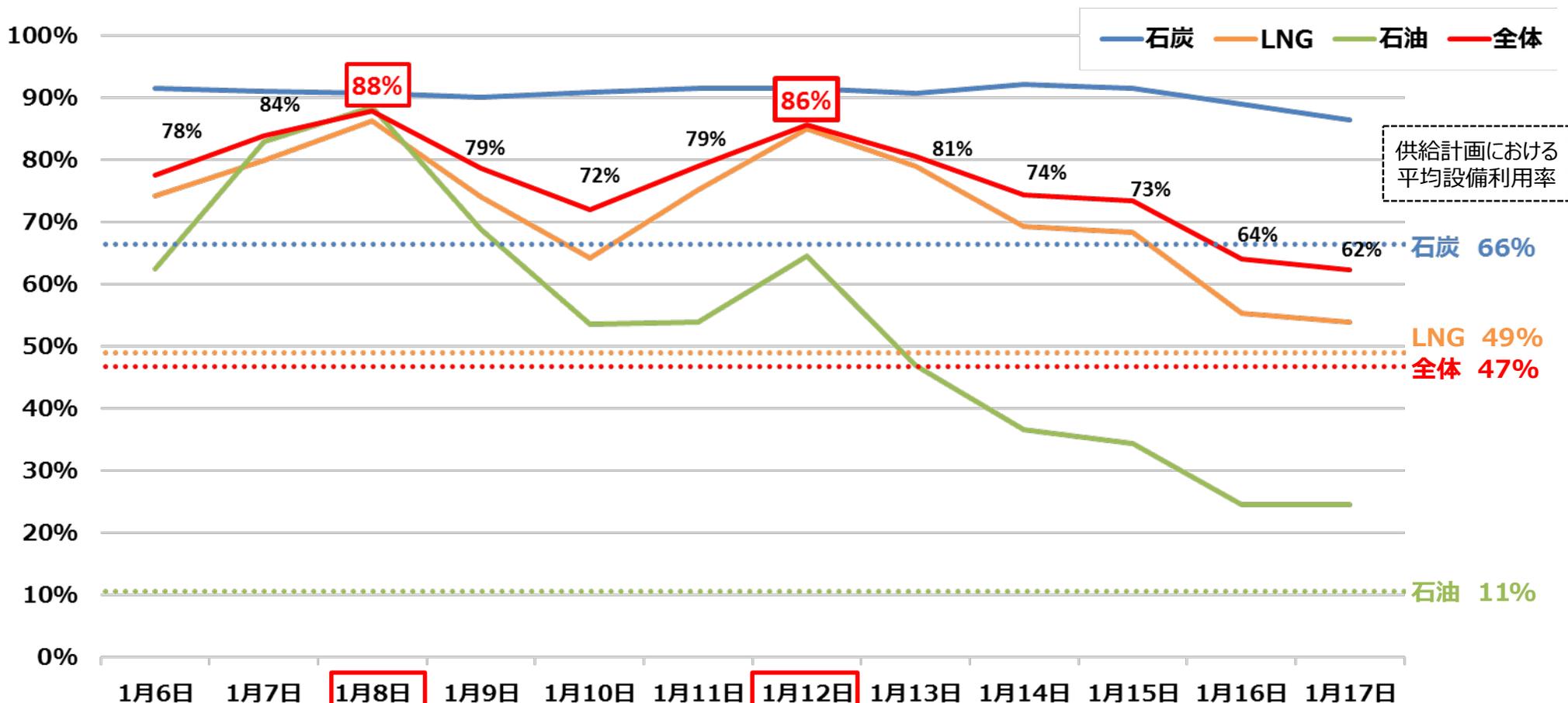
● 2020年12月1日～2021年1月17日の期間において、発電量全体に占める太陽光の発電量比率の変動幅（最大値と最小値の差）は、各エリアの総発電量の約4%～約10%分となっている。



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。棒グラフ上に最大値、最小値を記録した日付を記載。 12

火力発電設備利用率 日別比較

- 火力発電の設備利用率を見ると、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続。
- 特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、火力全体の設備利用率が約90%となった。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

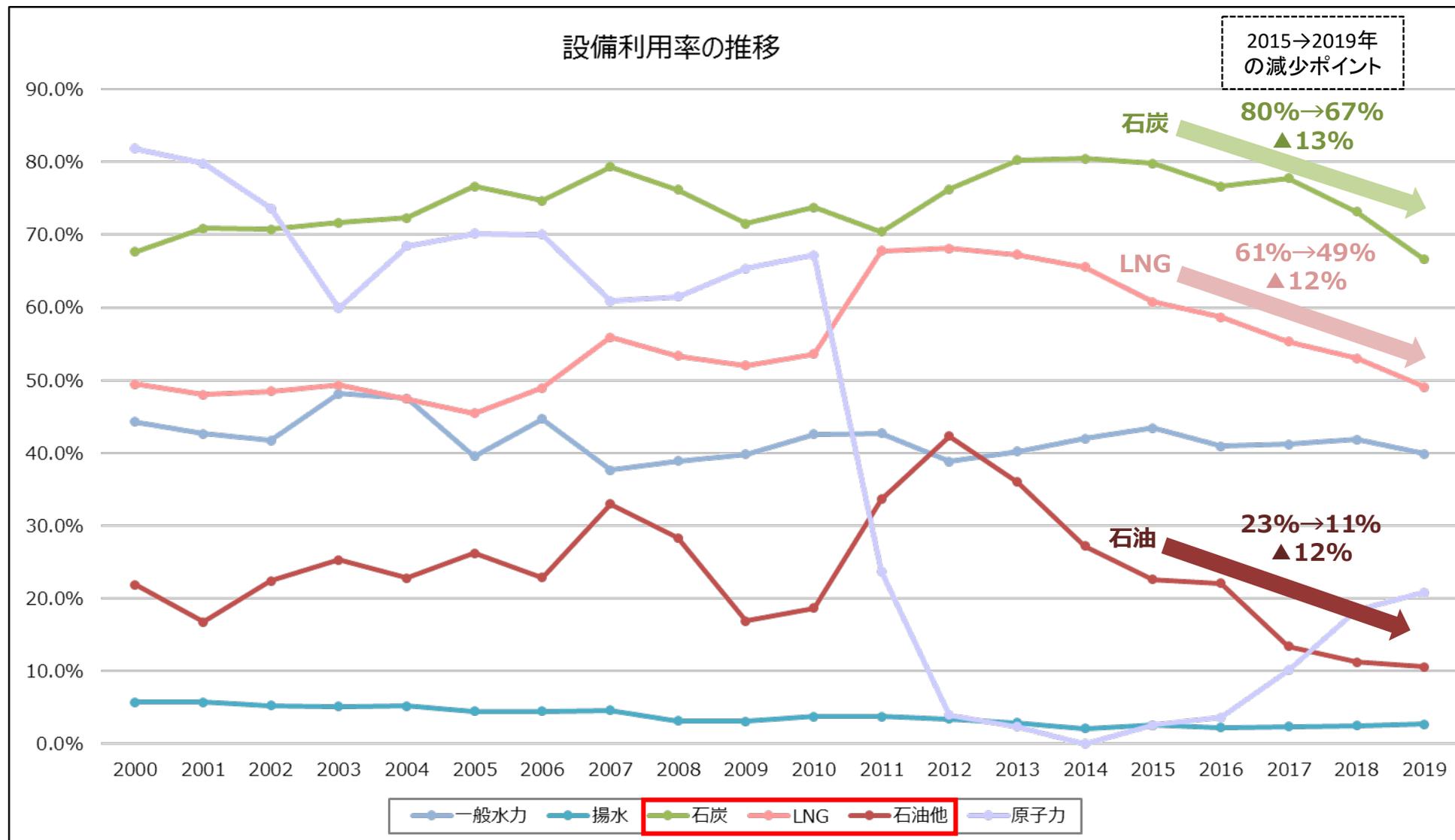
※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

(参考) 供給計画取りまとめにおける設備利用率

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料7を一部修正

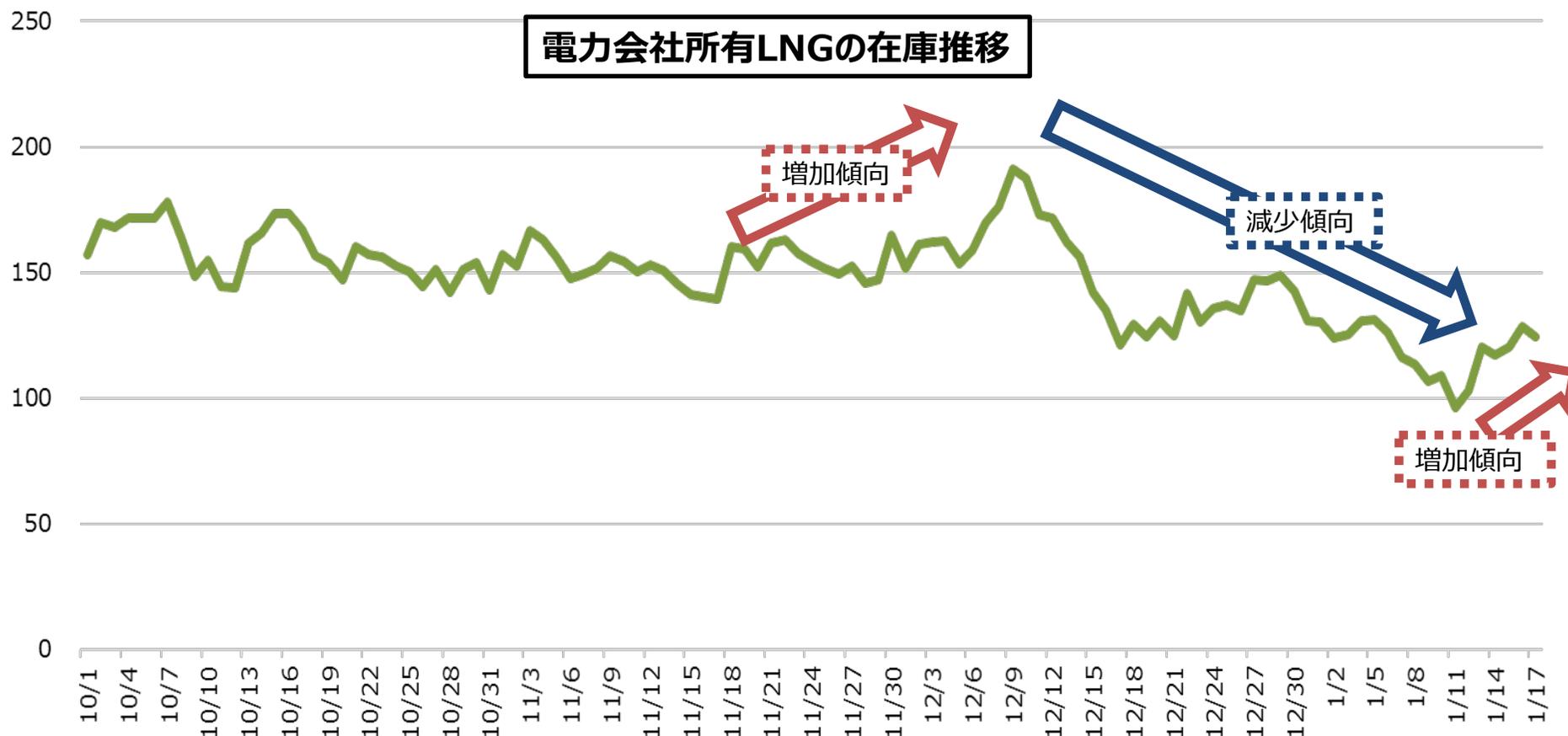
- 2015年以降、火力電源の設備利用率は減少傾向。



LNGの在庫の推移

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、電力需要が例年に比べて大幅に増えたこと等により、12月中旬以降大幅に下落。
- 1/10頃が在庫下振れのピークであり、12月上旬の水準までは戻っていないものの、在庫量は回復傾向。

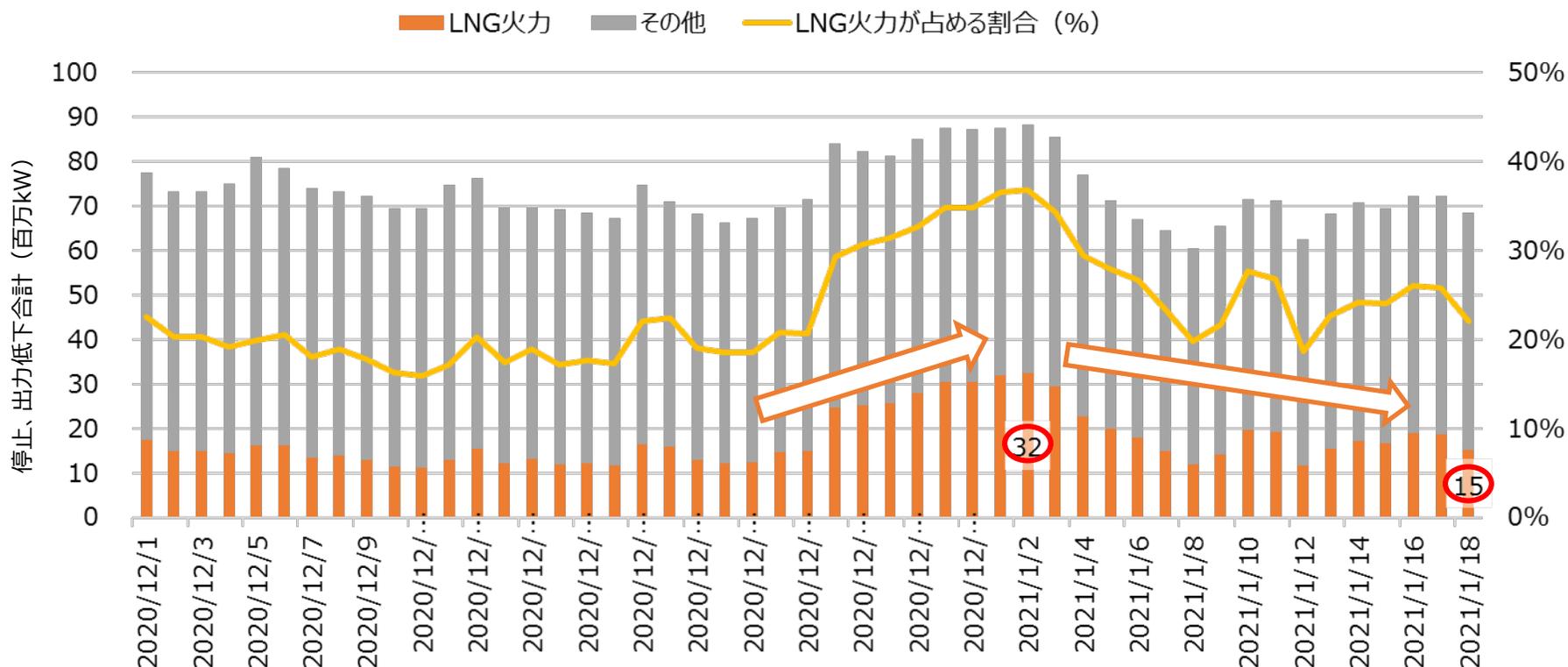
単位：万トン



LNGの停止・出力低下の状況

- 発電情報公開システム(HJKS)におけるLNG火力の停止・出力低下量は、12月末から1月初めにかけて約30百万kWまで増加したが、その後、減少に転じ、足下では約15百万kWに半減。

停止・出力低下量（2020年12月1日～2021年1月18日）

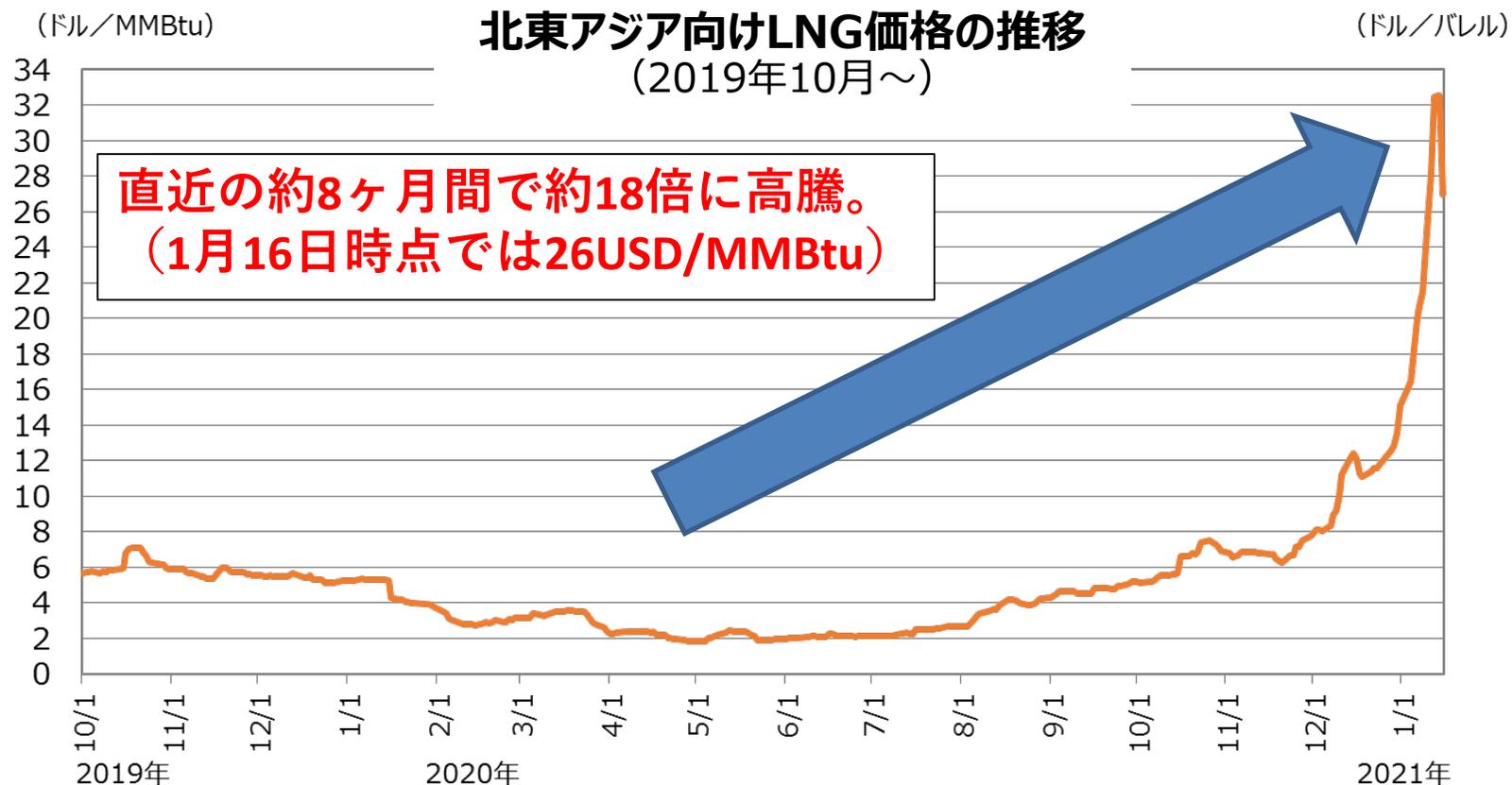


	12月19日	12月20日	12月21日	12月22日	12月23日	12月24日	12月25日	12月26日	12月27日	12月28日	12月29日	12月30日	12月31日	1月1日	1月2日	1月3日	1月4日	1月5日	1月6日	1月7日	1月8日	1月9日	1月10日	1月11日	1月12日	1月13日	1月14日	1月15日	1月16日	1月17日	1月18日
停止・出力低下量	75	71	68	66	67	70	72	84	82	81	85	87	87	88	88	86	77	71	67	65	61	65	71	71	63	68	71	70	72	72	69
内、LNG火力	16	16	13	12	12	15	15	25	25	26	28	30	30	32	32	29	23	20	18	15	12	14	20	19	12	15	17	17	19	19	15
LNG火力が占める割合	22%	22%	19%	19%	19%	21%	21%	29%	31%	31%	33%	35%	35%	37%	37%	34%	29%	28%	27%	23%	20%	22%	28%	27%	19%	23%	24%	24%	26%	26%	22%

※ 発電情報公開システム(HJKS)より事務局作成

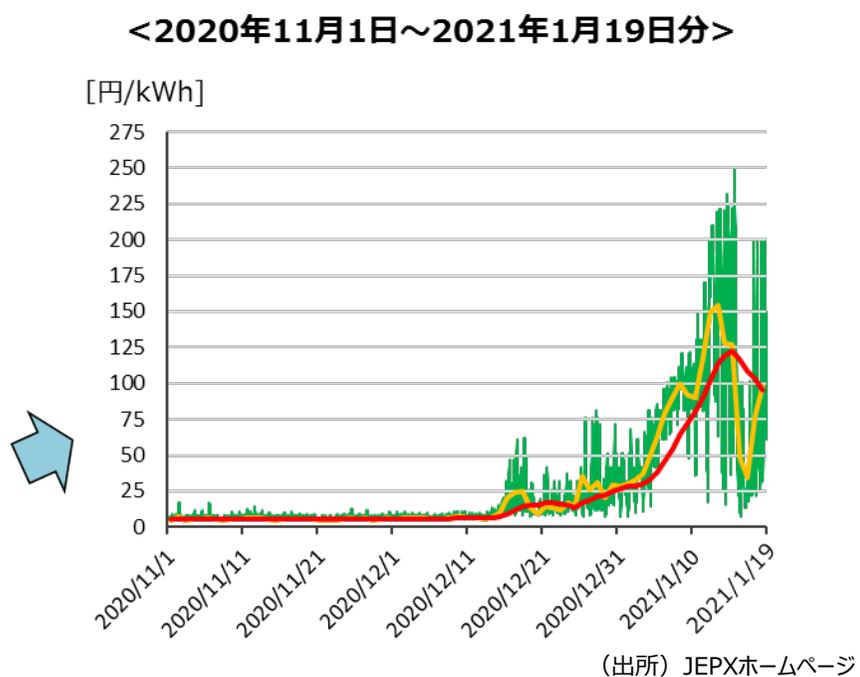
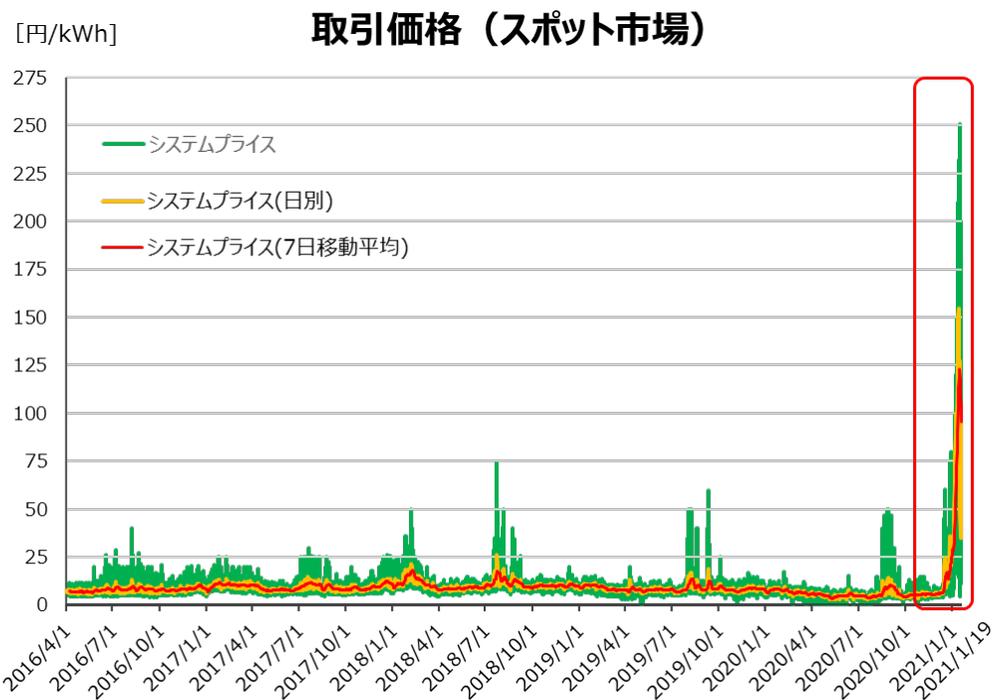
(参考) 北東アジアにおけるLNGの需給逼迫

- 昨年末より北東アジア向けのLNG価格が急騰中。主な要因は以下。
 1. 北東アジア域内の寒波による暖房需要増に伴う日中韓等によるLNG需要の増加。
 2. 昨年秋以降の世界各地のLNG供給設備（米国、豪州、北欧など）のトラブル多発による北東アジア向けLNG供給量の低下。
 3. パナマ運河の通峡船の渋滞による北東アジアへの輸送日数の長期化。



足下のスポット価格の高騰とその要因

- 12月下旬以降、スポット市場価格が高騰しており、**1月以降は200円/kWhを超える価格を付ける時間帯も発生**。
- この背景には、**寒さによる電力需要の増加**や、**悪天候による太陽光発電等の発電量の低下**、**燃料制約**等が考えられる。



	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (～1/19)
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.3
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	247
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	22	224

※近年、再エネ導入量の増加を背景に、0.01円/kWhとなる時間帯も増加。 18

電力スポット市場価格の推移

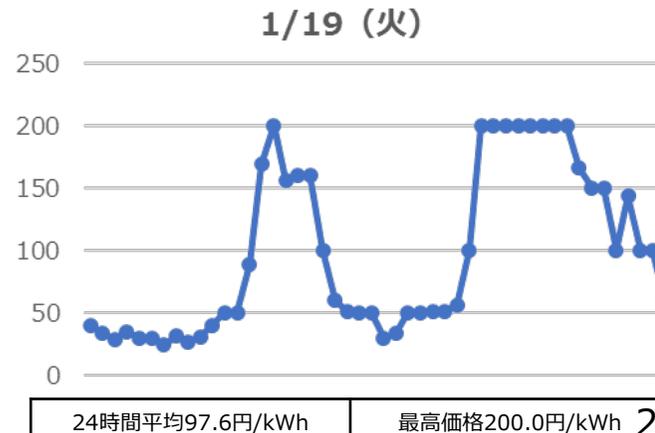
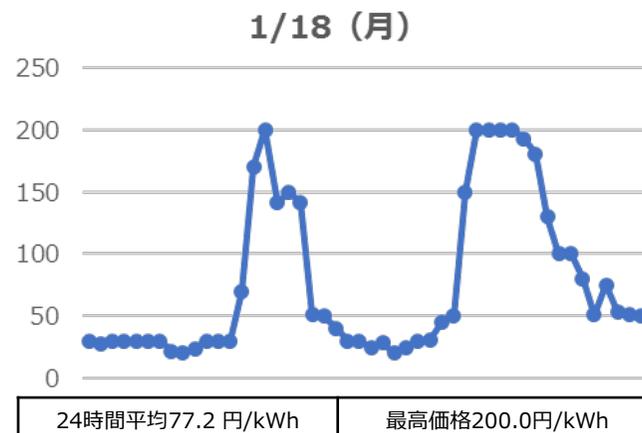
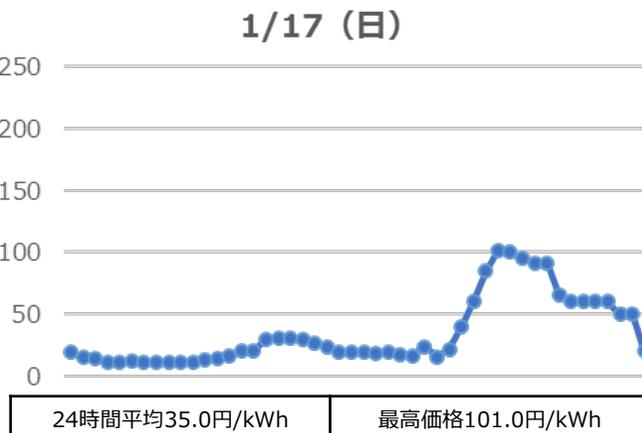
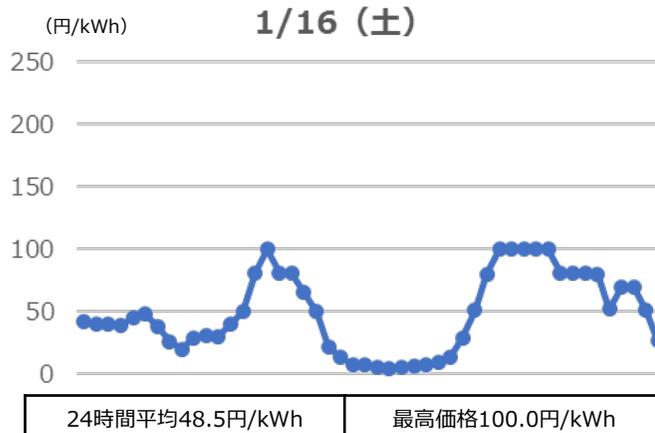
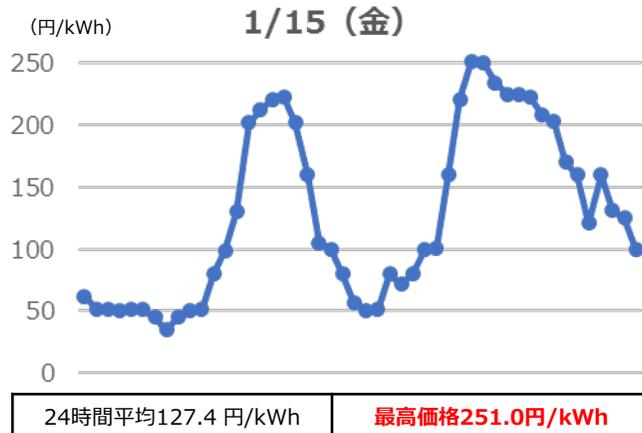
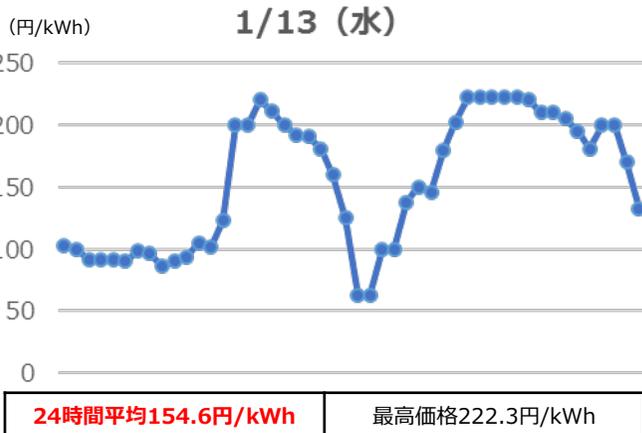
年月日	電力スポット市場 日平均価格※ ¹	電力スポット市場 日最高価格※ ¹	電力スポット市場 100円～200円/kWhコマ数	電力スポット市場 200円/kWh超えコマ数※ ²
2021/1/1	30.15	66.84	0	0
2021/1/2	32.83	60.00	0	0
2021/1/3	37.66	65.00	0	0
2021/1/4	48.52	80.00	0	0
2021/1/5	62.41	85.00	0	0
2021/1/6	79.38	100.00	1	0
2021/1/7	89.82	103.01	22	0
2021/1/8	99.90	120.02	32	0
2021/1/9	91.69	121.00	22	0
2021/1/10	90.46	150.00	22	0
2021/1/11	117.39	170.20	29	0
2021/1/12	150.25	210.01	27	9
2021/1/13	154.57	222.30	20	17
2021/1/14	127.51	232.20	13	16
2021/1/15	127.40	251.00	14	14
2021/1/16	48.51	100.01	6	0
2021/1/17	34.97	101.01	2	0
2021/1/18	77.20	200.00	15	0
2021/1/19	97.61	200.00	22	0

※¹：表中のスポット価格はシステムプライス（全国価格）。

※²：電力スポット市場は、1コマ30分、1日当たり48コマの電力量を取引する市場。

(参考) 1日の市場価格の推移

- 1月13日には、24時間平均が過去最高の**154.6円/kWh**を記録。また、1月15日16:30-17:00には、過去最高の251.0円を記録した。
- 1月15日に、インバランス料金の上限価格を200円/kWhとすることを公表。これを1月17日の電力供給分から適用することとした。



1. 足下の電力需給及び市場価格の状況
2. **安定供給確保・需要家保護のための取組**
3. 議論の方向性

安定供給確保等のための取組

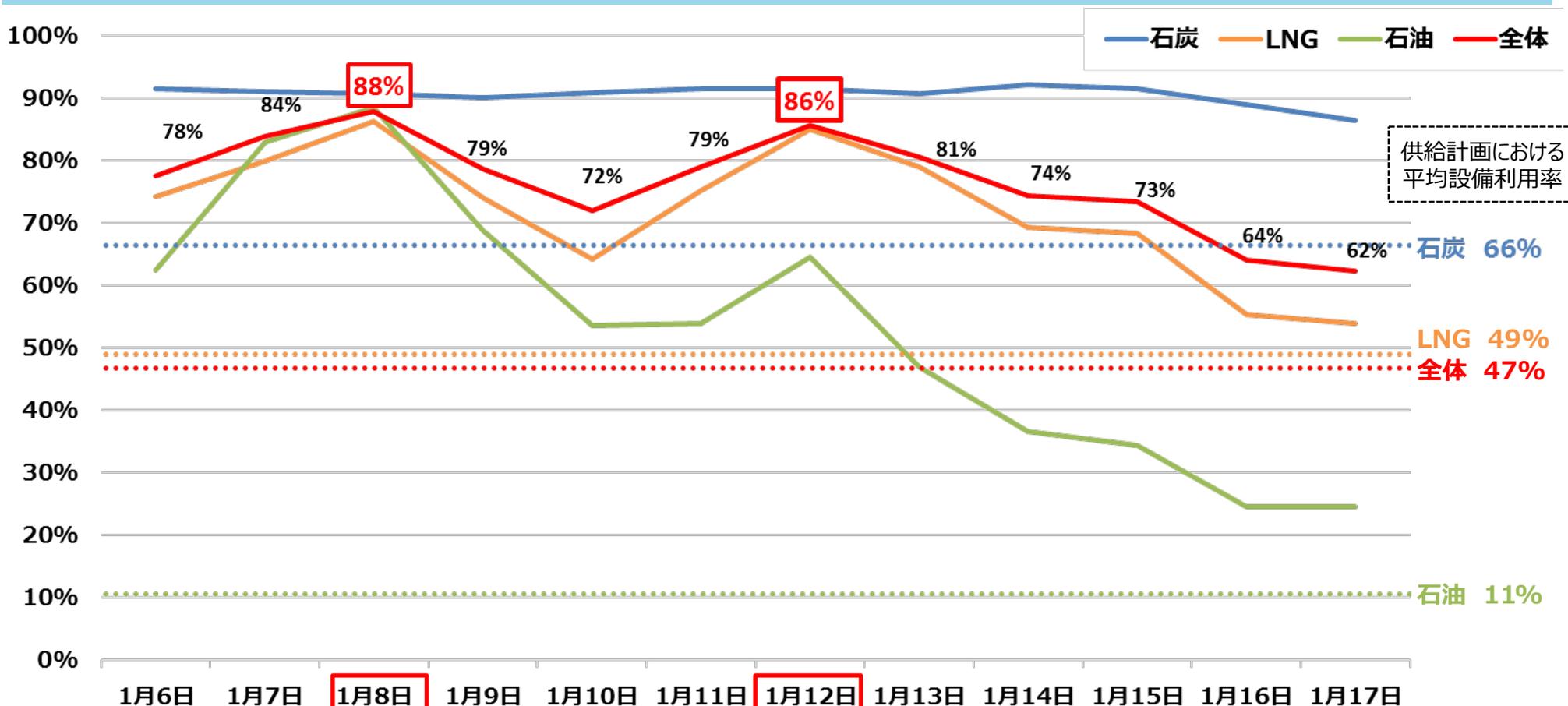
- 強烈な寒波の中、安定供給確保等に万全を期すため、様々な取組を行っている。

対応状況

- 各電力会社において、日ごろ稼動していない老朽火力も含め、あらゆる発電所をフル稼働
- 電力広域機関から全国の発電事業者に対し、発電設備の最大出力運転を指示
- 需給状況の厳しい電力会社に電力を融通するよう、電力広域機関が全国の電力会社に指示するとともに、地域間連系線の運用容量を拡大
- 経産省からガス会社に要請するなど、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通
- 電気事業連合会・電力会社や電力広域機関のHPにおいて、できるかぎり電気の効率的な使用に努めていただくよう協力依頼
- スポット市場価格高騰への対応として、2022年4月に予定していた需給逼迫時のインバランス料金の上限価格（200円/kWh）を前倒して導入
- 電力・ガス取引監視等委員会において、今般の電力の卸市場価格の高騰に対する相談窓口を設置

(再掲) 火力発電設備利用率 日別比較

- 火力発電の設備利用率を見ると、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続。
- 特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、火力全体の設備利用率が約90%となった。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

(参考) 電源開発株式会社における取組み

- 我が国初の大規模輸入炭火力発電所である電源開発・松島火力発電所 2号機は、1/7（木）より設備トラブルにより停止していたが、重油専焼25万kWの運転に切り替えることで1/14（木）に早期復旧し、2日間稼働。

<設備概要>

	1号機	2号機
最大出力	50万kW	50万kW
運転開始	1981年1月	1981年6月
燃料	石炭	
所在地	長崎県西海市大瀬戸町	

<発電所全景>



(参考) JERA常陸那珂共同火力発電所1号機の営業運転開始

- 1/8(金)、(株)JERAが子会社の株式会社常陸那珂ジェネレーションを通じて開発を進めてきた常陸那珂共同火力発電所1号機(USC、出力65万kW)が、営業運転を開始。

<設備概要>

常陸那珂共同 火力発電所1号機	
最大出力	65万kW
運転開始	2021年1月
燃料	石炭
所在地	茨城県那珂郡東海村

<発電所全景>



(参考) 日本テクノによるガス発電の夜間運用の開始

- 1/14(木)、日本テクノ(株)は、日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所（11万kW、ガスエンジン発電）の夜間運用を開始する旨を公表。

<ニュースリリース（抜粋）（2021年1月14日）>

NEWS RELEASE



2021年1月14日

各位

日本テクノ株式会社

電力需給ひっ迫への緊急対応について

日本テクノ株式会社（本社：東京都新宿区、代表取締役社長：馬本英一）は、今冬の厳しい電力需給状況緩和のための、一般社団法人日本経済団体連合会（経団連）・電気事業連合会・電力広域的運営推進機関、並びに各送配電事業者さまからの要請に基づき、関係各所の協力を得て、日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所（109MW、ガスエンジン発電）の夜間における運用を開始することとなりました。日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所は、運用上の制約や経済的効果を鑑み昼間型の運用を行ってまいりましたが、従来と異なる夜間も含めた供給力不足による需給逼迫への対応に少しでもお役に立てればと、日量100万kWhの供給力増加で応えてまいります。また当社所有の日本テクノ上越グリーンパワー発電所（109MW）についても、同様の運用について関係各所と鋭意協議を行っております。

<発電所外観>



<設備概要>

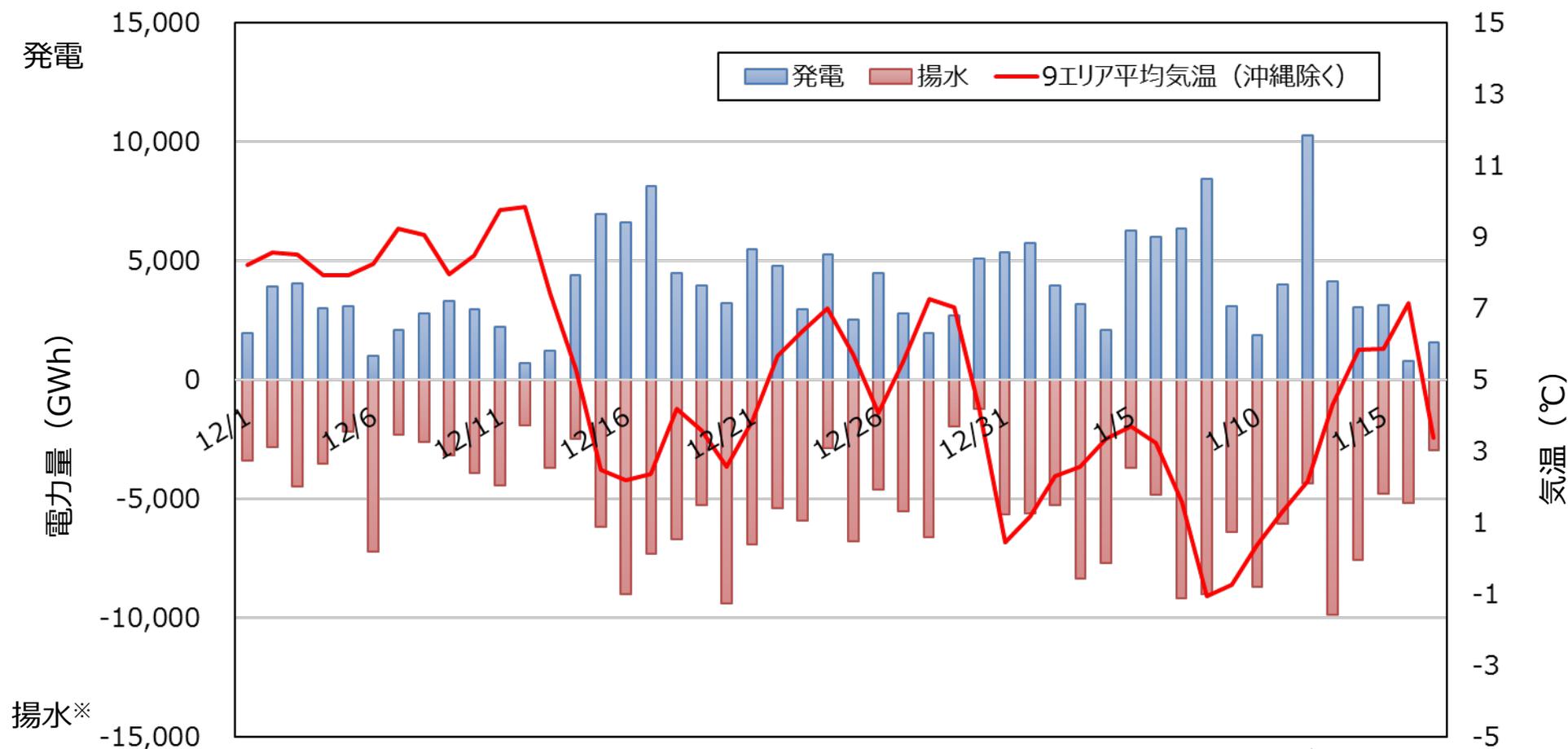
日本テクノ袖ヶ浦 グリーンパワー

最大出力	11万kW
運転開始	2012年8月
燃料	ガス
所在地	千葉県袖ヶ浦市

(参考) 揚水発電の活用状況

- 強い寒波が流入した昨年12月12日以降、供給区域内の需給バランスを調整するため、揚水発電所の稼働が増加。ピーク時の供給力として貢献。

揚水発電所の稼働状況



※揚水運転時のエネルギー損失により蓄電した電力量の約3割をロス。

各一般送配電事業者ヒアリングにより集計。
※速報値であり、今後変更の可能性あり。

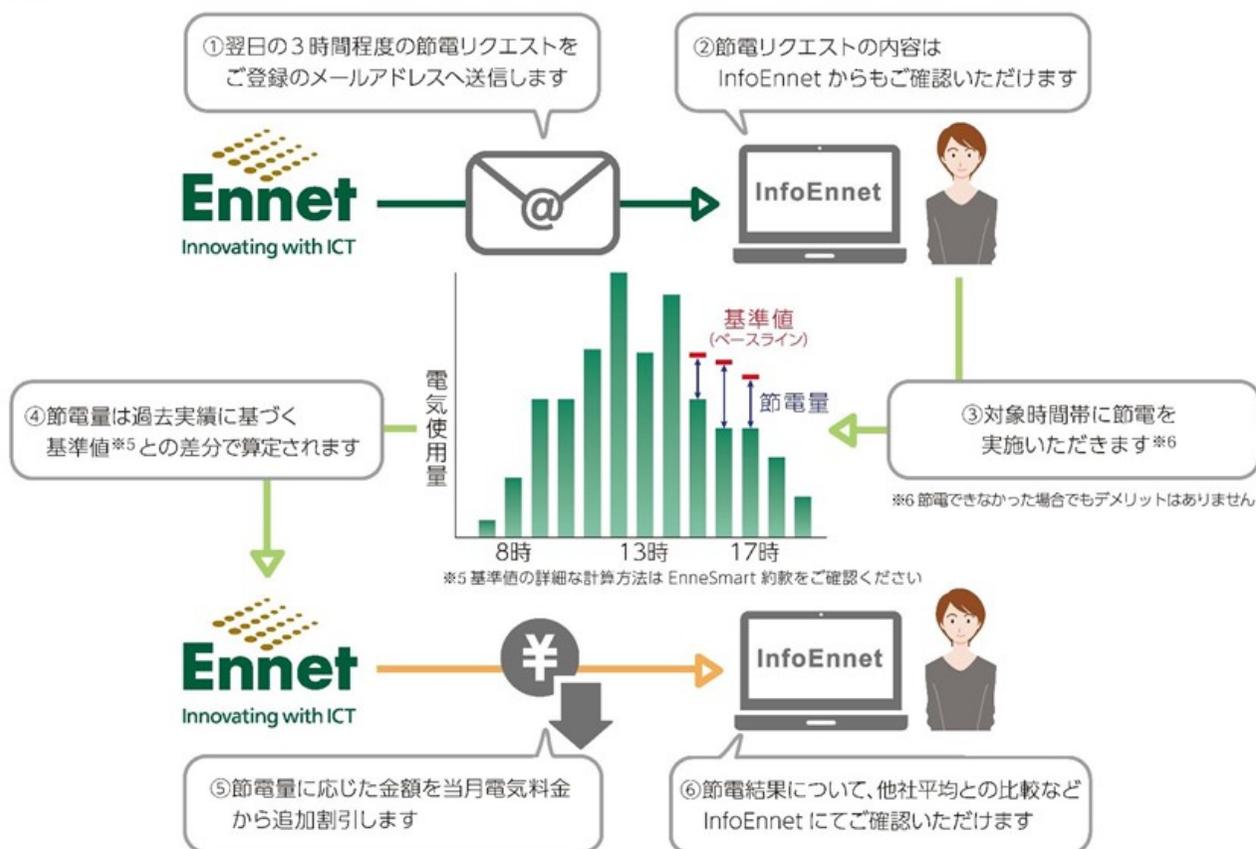
(参考) エネットによるデマンドレスポンス活用周知

- 1/9(土)、(株)エネットは、電力需給改善のため、顧客に対しデマンドレスポンスサービスの活用を周知。

<参考>デマンドレスポンスサービスEnneSmart®活用による電気料金の割引

- 節電リクエストに応じてタイムリーに節電いただくと、節電量に応じて電気料金を割引するデマンドレスポンスサービス。
- 節電量を日本卸電力取引所スポット市場の価格高騰時における電力調達の回避やインバランス回避に活用することで、電気料金の追加割引として還元。

節電リクエストから割引提供までのイメージ



取り組み実績の例

(参考) ガスコジェネレーションシステムの貢献

- ガスコジェネレーションシステムは、2018年度時点で**560万kW以上のストックが存在し、平時から効率的な電力・熱の利用に貢献。**
- 電力会社からの要請を受けて、一般企業が都市ガスを用いた**ガスコジェネレーションシステムの出力増加及び稼働時間の延長による追加発電**を実施し、系統電力の需要抑制や逆潮流により、全国の電力需給調整に貢献した例もあった。

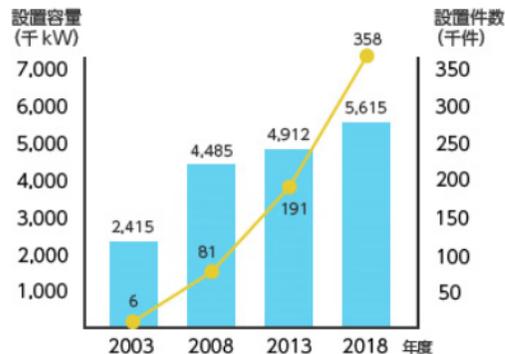
ガスコジェネレーションシステムの特徴



都市ガスを使って必要な場所で発電し、その排熱を給湯等に有効利用でき、省エネ性、省CO2、電源セキュリティに優れたシステム
 ※電力は系統と連系して使用。
 (逆潮流する場合もある)

出所：日本ガス協会ホームページ

ガスコジェネレーションシステムの普及推移



出所：日本ガス協会ホームページ

ガスコジェネレーションシステムの貢献例

寒波に伴う暖房利用の増加による電力不足に協力
アサヒビール茨城工場、アサヒ飲料群馬工場、アサヒグループ食品栃木さくら工場で自家発電設備出力増加

2021年1月12日

アサヒグループホールディングス株式会社

アサヒグループホールディングス株式会社（本社 東京、社長 小路明善）は、グループ傘下のアサヒビール、アサヒ飲料、アサヒグループ食品の製造拠点で発電する電力量を増加させ、1月6日から15日まで東京電力パワーグリッド株式会社（本社 東京、社長 金子禎則）の電力不足に協力します。

日本海側中心に寒波が押し寄せている影響で、想定以上に暖房用の電力需要が増加するため、東京電力パワーグリッド社が自家発電設備を持つ企業に電力の融通を要請しており、アサヒグループはその要請を受けることとしました。寒波の状況次第では、電力提供期間の延長も行う予定です。

アサヒグループの製造拠点では、燃料転換や排水からメタンガスを回収・有効利用できる嫌気性排水処理設備など、環境・省エネルギー設備の導入を継続的に進めています。発電した電力と発生した排熱の両方を利用し、省エネルギー効果、CO2削減効果を図れるコ・ジェネレーションシステムを主な製造拠点に設置しています。

今回、アサヒビール茨城工場、アサヒ飲料群馬工場、アサヒグループ食品栃木さくら工場に設置するコ・ジェネレーションシステムの稼働を上げ、発電した電力により最大限電力受電量を低減させるとともに、一部を東京電力パワーグリッド社に供給します。工場で商品の製造量が少ない余力時間帯にもコ・ジェネレーションシステムを稼働させ、発電量を増やし電力不足に協力します。1月6日から15日までの期間で、3工場で約35万kWh（約4万2千戸分の1日の消費電力に相当）を追加発電する予定です。

出所：アサヒグループホールディングス株式会社ホームページ

※日本ガス協会正会員（特別会員含む）の集計値
 ※設置容量および設置件数は累計（家庭用を含みます。）
 ※ガスエンジン、ガスタービン、燃料電池によるガスコジェネレーションシステム（スチームタービンは含まず）

電力広域機関：需給状況悪化に伴う発電に関する指示について

- 発電余力を活用しなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあるため、電力広域機関から事業者に対して、**対象エリアを順次拡大させながら指示を実施。**

■ 需給状況悪化に伴う発電に関する指示について（2021年1月14日）

1. 対象エリア

- 北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社

2. 対象日

- 1月15日（金）（準備整い次第）～1月31日（日）24時（指示期間について変更する場合は個別に連絡）

3. 対象事業者

- 対象エリアにおける発電事業者および小売電気事業者（弊機関より別途連絡した事業者）

4. 指示の主な内容

＜東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア、四国電力送配電エリアおよび九州電力送配電エリアの対象事業者＞

- 発電設備を最大出力で運転すること。
- （一社）日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。
- 実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。

＜その他エリアの対象事業者＞

- （一社）日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。

電力融通指示の実施状況

- 電力広域機関創設から2019年度までの5年間において、延べ33日の電力融通指示が行われているが、**今年度は1/18時点において延べ21日の電力融通指示が行われている。**
※1/17及び1/18は需給状況の緩和により、融通指示は実施せず。

2020年12月～2021年1月18日の電力融通指示による送受電量

【単位:万kWh】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
合計	1148	5673	7497	15433	1704	-23305	-5379	-1465	-41
総送電量	1148	5683	11713	15433	2515	40	532	697	3336
総受電量	0	-10	-4217	0	-811	-23345	-5911	-2162	-3377
12月15日	0	0	210	1	193	-1535	390	431	728
12月16日	0	0	1437	0	100	-1668	19	32	190
12月27日	3	0	0	1800	600	-2400	60	0	110
12月28日	120	0	0	2450	350	-2800	20	20	220
1月3日	105	100	-1425	990	250	0	8	5	105
1月4日	200	645	-2000	1385	105	0	0	5	150
1月5日	10	23	0	0	50	-88	0	0	0
1月6日	77	78	0	0	130	-641	15	96	95
1月7日	152	10	-136	769	-153	-39	-663	-15	25
1月8日	279	824	234	1809	-103	-896	-1897	30	-241
1月9日	0	892	1842	465	98	-1393	-768	31	-1025
1月10日	0	0	1847	578	355	-1366	0	28	-1558
1月11日	84	1326	698	1058	65	-3200	0	0	0
1月12日	118	842	938	693	65	-1487	-689	-640	60
1月13日	0	934	3015	2185	13	-2324	-1575	-1277	-459
1月14日	0	0	0	921	110	-2227	0	20	721
1月15日	0	0	460	330	-60	-1243	-300	-40	596
1月16日	0	0	378	0	-463	0	0	-190	243

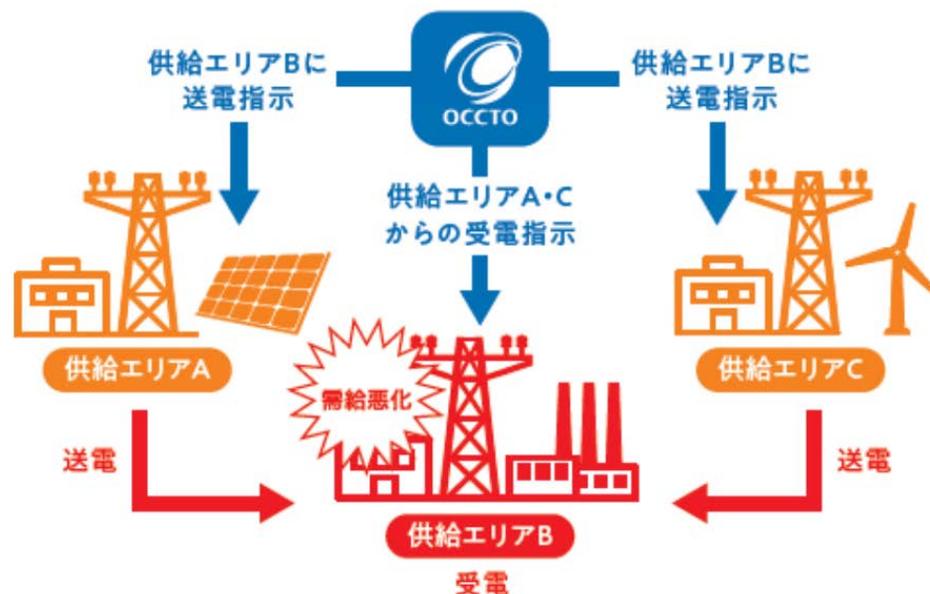
※電力広域的運営推進機関HPの需給状況悪化時の対応 (<https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/>) の掲載情報をもとに集計。ただし、「最大〇kWの電気を供給する（供給を受ける）」と記載されているものについては、最大電力で供給を続けたものとみなして積算を行っているため正確な値でなく、実際の送受電量に比べて過大な値となっている。このため、総送電量と総受電量の9社合計の値も一致しない。

※各日の実績について、送電と受電の両方を実施している場合には双方を合算して相殺した値を記載しているため、総送電量・総受電量とは必ずしも一致しない。

(参考) 電力融通について

- どこかのエリアで供給が不足することが見込まれた場合など、電力広域機関は、他のエリアの一般送配電事業者に対し、不足エリアへの電力融通を指示することで、全国の安定供給を確保している。
- 一般送配電事業者は、気象条件の変化等に伴う需要の増加、電源トラブルによる供給力の減少、小売電気事業者等の調達不足などに備えるために調整力を確保しているが、調整力不足となった場合にも電力融通による調整に期待ができる。

需給状況悪化時の指示イメージ



出所：電力広域的運営推進機関ウェブページ

2019年度指示実績（2019年度・合計3日間）

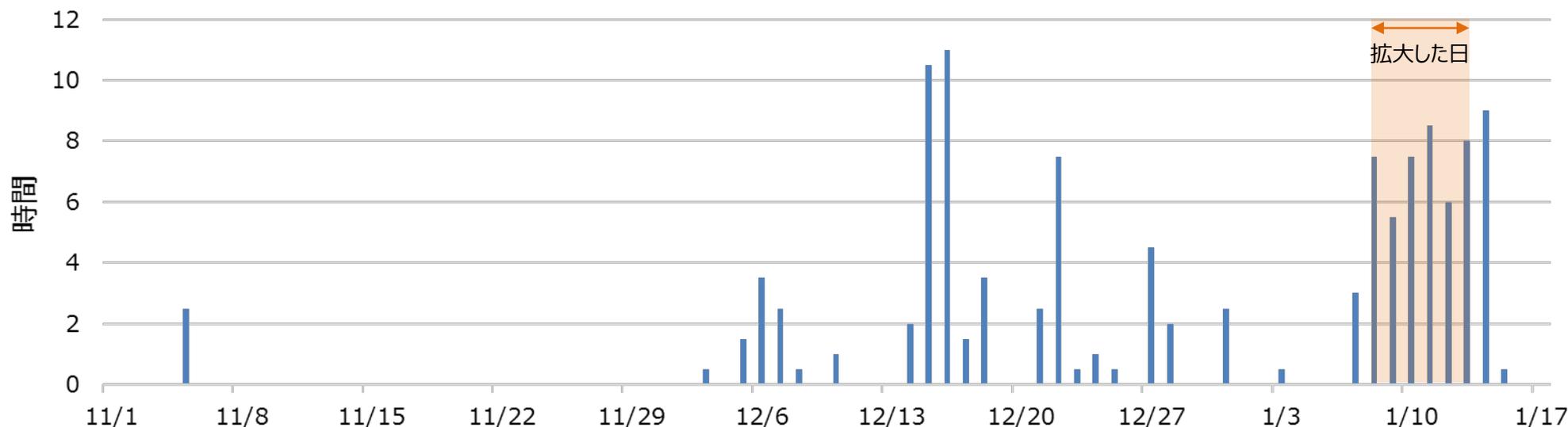
①7/9、②9/9、③9/10

- ①九州側電源脱落による供給力減少
（関西→九州：50万kW）
- ②高気温による中国エリアの需要増加
（中部・関西・四国→中国：最大30万kW）
- ③高気温による東京・中部・九州エリアの需要増加
北海道・関西→東京：70万kW
関西 →中部：50万kW
関西・中国 →九州：最大40万kW

地域間連系線の運用容量拡大・融通

- 融通指示に当たり、連系線の空容量が不足しており、当該連系線の運用容量を拡大しなければ調整力不足となるおそれがあったため、中部関西間連系線の運用容量を**2倍弱（平均110万kW程度）に拡大**。

中部→関西向きの融通制約（運用容量が限界まで活用された時間）

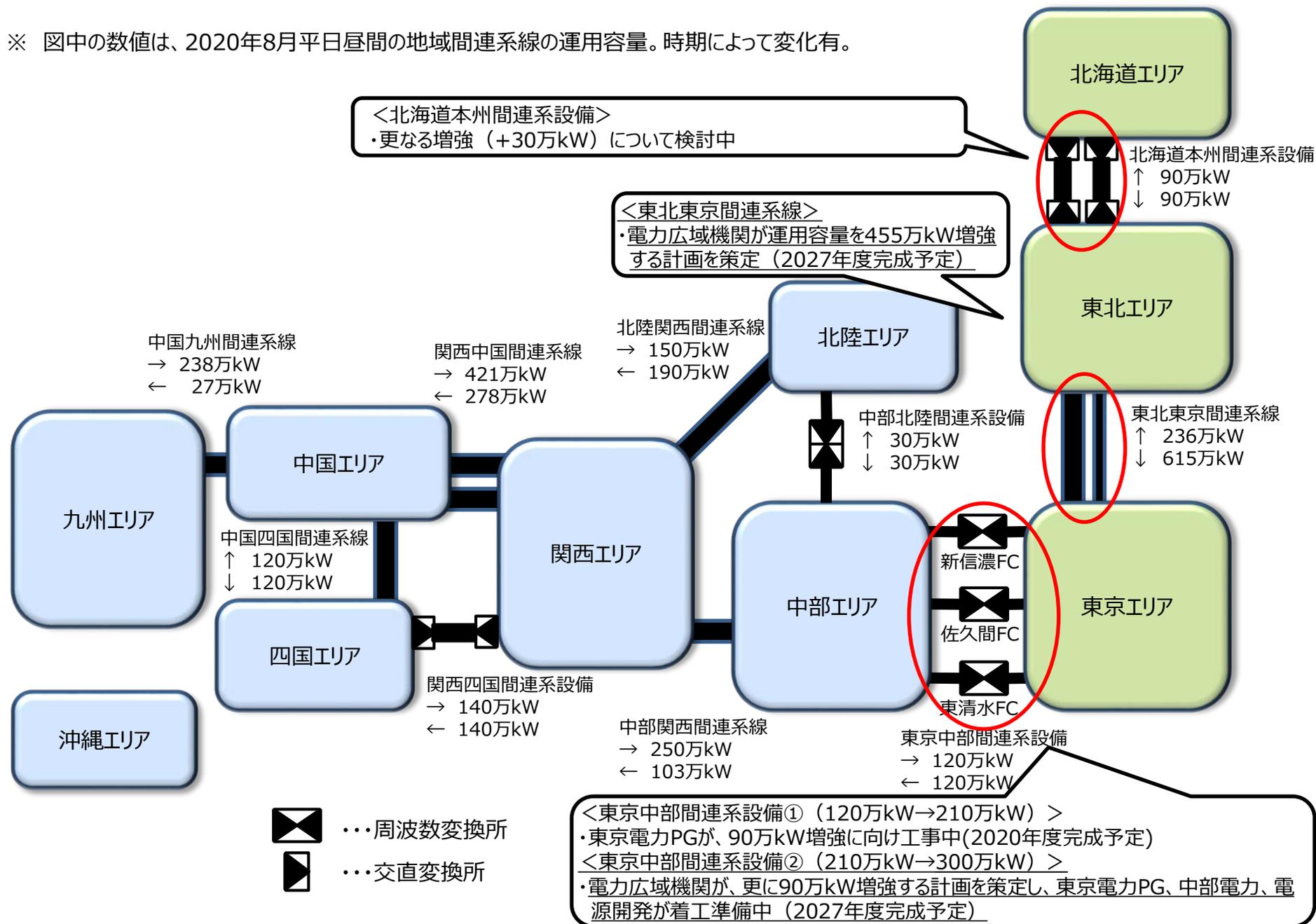


(参考)

- 1月13日の拡大前後の関西向き運用容量の平均値（30分ごとの値の平均）
拡大前：146万kW、拡大後：261万kW

(参考) 地域間連系線の増強計画

※ 図中の数値は、2020年8月平日昼間の地域間連系線の運用容量。時期によって変化有。



事業者間の燃料融通

- LNGの燃料制約を受け、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通するよう、経産省からガス会社に要請。
- また、LNGのみでなく、電力会社から石油会社等に対して配船調整や重油の提供を求めた。

<取組例>

電力会社間の燃料融通	□ 東日本エリアから西日本の需給逼迫エリアへ、電力会社間でLNGを融通。
ガス会社からの協力	□ ガス大手4社（東京ガス・西部ガス・東邦ガス・大阪ガス）から電力会社へLNGを融通や配船調整等を実施。
石油元売・商社からの協力	□ 石油元売や商社による配船調整等により、重油を確保。

(参考) 電力会社における「効率的な電気の使用」のお願い

<電気事業連合会ホームページ：「電力の需給状況と節電へのご協力のお願いについて」>

昨年 12 月下旬以降、全国的に厳しい寒さが続いており、例年に比べ、電力需要が大幅に増加しております。1 月 8 日には、西日本を中心に全国 7 エリアで最大需要が 10 年に 1 度程度と想定される規模を上回りました。一方、供給面では、悪天候により太陽光発電等の発電量が低下する日も少なくありません。

こうした中で、電力各社においては、日ごろ稼働していない高経年化火力を含めたあらゆる発電所をフル稼働させるなど、供給力の確保に全力を尽くすとともに、電力広域的運営推進機関と連携しながら需給ひっ迫エリアへの広域的な電力の融通を行い、現段階では安定供給を確保しております。電気事業連合会においても、それらの取り組みに対する支援を行うなど、安定供給の確保に最大限の対策を講じているところです。

しかしながら、天候不順や厳しい寒さは今後も続くことが予想され、太陽光発電からの発電量も多くは見込めない状況です。また、高経年化火力発電所の稼働に伴いトラブルが発生するリスクや、火力発電の発電量の増加に伴い発電用燃料の在庫が少なくなるリスクが高まっている状況です。特に 3 連休明けの 12 日は全国的に悪天候が見込まれており、電力需給がさらに悪化する可能性があります。

お客さまをはじめ、広く社会の皆さまには大変ご迷惑とご心配をお掛けし、誠に申し訳ありませんが、寒波の中での暖房等のご利用はこれまで通り継続していただきながら、日常生活に支障のない範囲で、照明やその他電気機器のご使用を控えるなど、電気の効率的な使用にご協力いただきますようお願いいたします。

<東京電力ホームページ：「でんき予報」>

引き続き、大変ご迷惑とご心配をお掛けし誠に申し訳ありませんが、寒波の中での暖房などのご使用はこれまで通り継続いただきながら、日常生活に支障のない範囲で、照明やその他電気機器のご使用を控えるなど電気の効率的な使用にご協力いただきますようお願いいたします。

(参考) 電力広域機関・経済産業大臣からの「効率的な電気の使用」のお願い

<電力広域機関 HP>

今冬の電力需給ひっ迫時の広域機関の対応

2020年12月から寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に需給バランスを保つ調整力電源の供給力不足が継続的に発生しております。

当機関は、電気の安定供給確保に万全を期すため、業務規程第175条の規定に基づき、2021年1月6日に非常災害対応本部を立ち上げ、業務規程に基づき、以下の対応を行っております。

電気事業者、自家用発電設備をお持ちの皆様におかれましては、電気の安定供給確保のため、それぞれの責務を果たしつつ、相互に協調していただくようお願いいたします。

ご家庭、工場・オフィスなど電気の利用者の皆様におかれましては、こうした状況をご理解いただき、できるかぎり電気の効率的な使用に努めていただきますようお願いいたします。

<1/12(火) 梶山経済産業大臣閣議後会見(抜粋)>

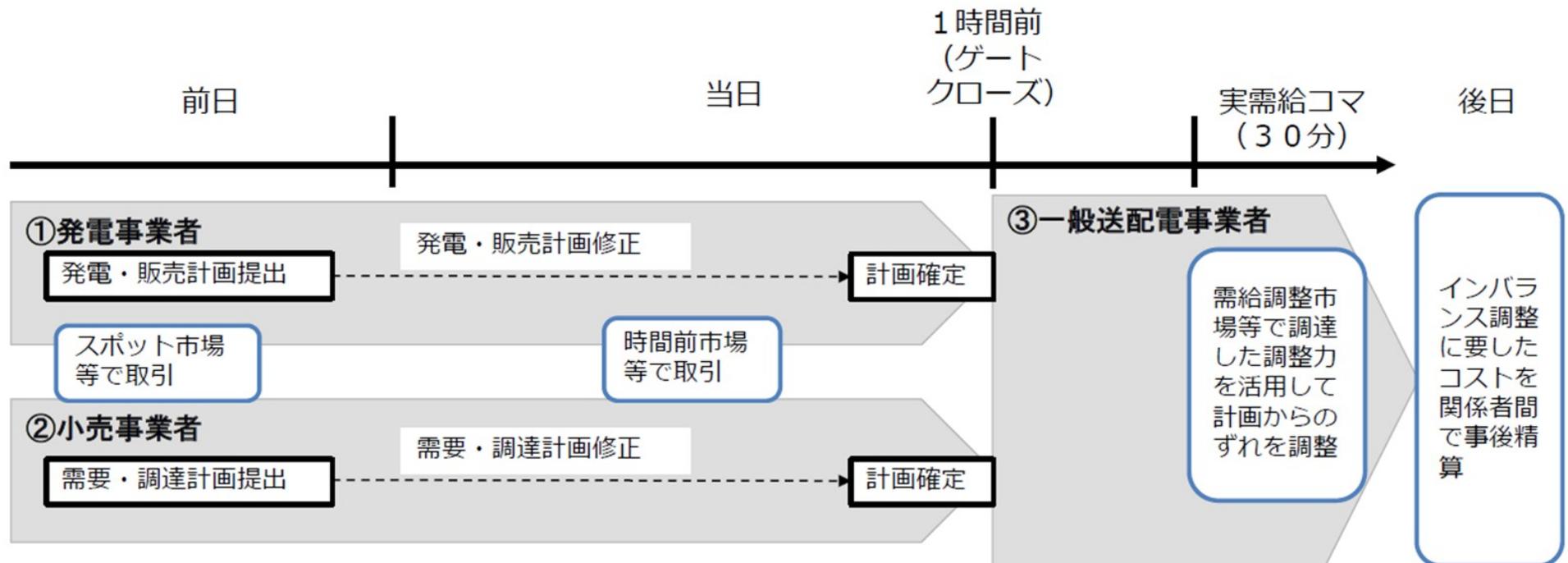
- 厳しい寒さによりまして電力需要が例年に比べて大幅に増えていること、一方で天候の不順により太陽光等の再生エネの発電量が低下をし、LNGの在庫も減少していることを受けて、全国的に電力需給が厳しい状況が続いております。
- 現在、各電力会社において、老朽火力も含めたあらゆる発電所の活用や自家発電からの電力調達、更に電力広域機関を通じた地域間での機動的な電力融通等に取り組み、安定供給の確保に努めていただいております。
- 厳しい寒さが続き、足下の電力需給が逼迫している中において、皆様におかれましても、暖房の利用など普段どおりの生活を続けていただきつつ、電気の効率的な使用を続けていただきたいと思います。
- 政府としても、電力の安定供給に最大限努めてまいります。

スポット市場価格高騰への対応

- 先述のとおり、寒さによる需要増や、悪天候による太陽光発電量の低下、燃料制約等による電力需給の逼迫により、**スポット市場の最高価格が200円/kWhを超える日が出現。**
- 需要家が安定的な電力供給サービスを継続的に享受できるようにする観点からは、小売電気事業者が将来の市場価格について、一定の予見性を持ってビジネスを行うことのできる環境が重要。
- このため、市場参加者による電力の安定的な取引環境確保に向けた緊急的な対応として、**1月17日以降の電力供給分**について、**インバランス料金の上限価格を200円/kWhとする**よう、一般送配電事業者に対し、要請を実施。1月15日付けで、この内容を含む一般送配電事業者の託送供給約款等について、特例措置を認可。
- なお、この措置は、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合において取りまとめを行い、**2022年4月から適用**することとされていた需給ひっ迫時のインバランス料金制度の見直しの**一部を前倒した**もの。
- 今後とも、スポット市場において健全で安定的な取引が継続されていくよう、**電力・ガス取引監視等委員会において監視を行う**とともに、電力スポット市場の状況を踏まえた**電力小売ビジネスへの影響**についても注視していく。
- また、今般の事象について検証の上、更なる措置の在り方を含め、速やかに検討を進めることが必要。

(参考) 計画値同時同量制度のフロー

- 発電及び小売事業者は、前日 12 時まで翌日の 4 8 コマの発電計画と需要計画をそれぞれ策定。発電計画・需要計画は、各コマの 1 時間前（ゲートクローズ）まで変更可能。
- ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が需給調整業務を行い、計画と実績の差（インバランス）を調整力を用いて補填・吸収。インバランスを発生させたBGは、インバランス分の電気について、送配電事業者との間で事後清算。



※発電計画と販売計画、需要計画と調達計画は原則一致が求められる

(参考) 諸外国におけるインバランス料金の上限価格

- 諸外国の補正インバランス料金の上限価格は、概ね数百円～千円程度に設定されている。

諸外国の需給ひっ迫時補正インバランス料金の事例

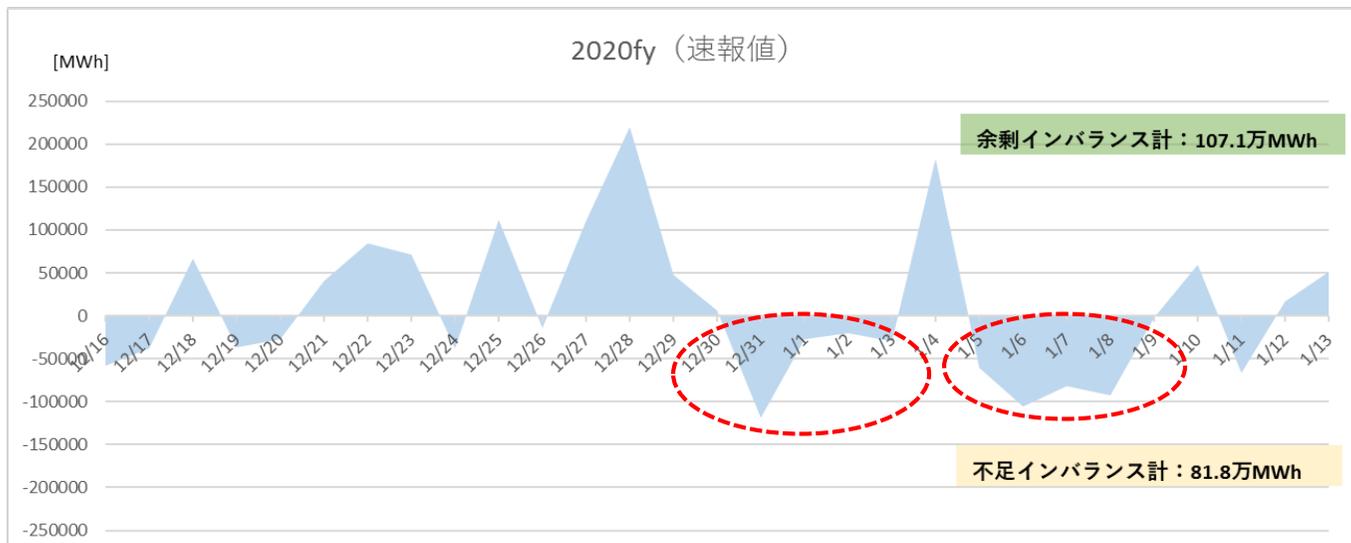
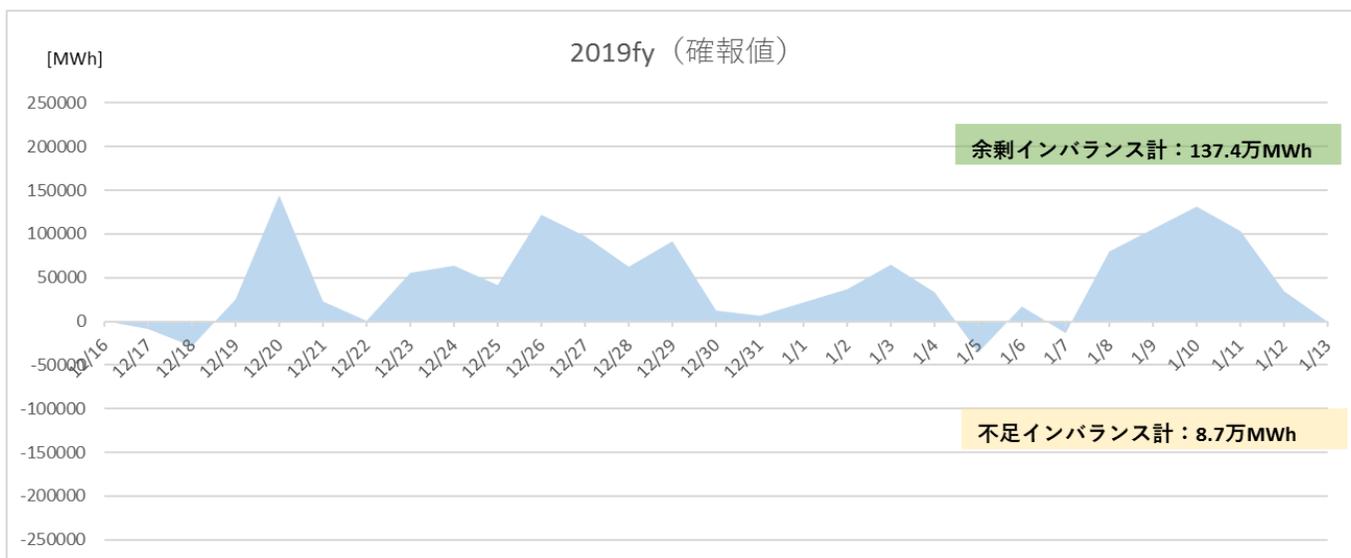
各国、VOLL (停電の価値6,000£/MWh (国により異なる)) × LOLP (停電確率) で算出。LOLPの最大値は1。

- 英国 : VOLL = £ 6,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約900円/kWh
- テキサス州 : VOLL = \$ 9,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約1,000円/kWh
- アイルランド : VOLL = € 3,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約450円/kWh

国名・制度の名称	概要	インバランス価格等の決め方
イギリス Reserve Scarcity Pricing	系統予備率が低下するとインバランス料金が上昇する	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値6,000£/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、系統予備率が下がると上昇
ドイツ	調整力の余力が一定以下になるとインバランス料金を引き上げ	TSOが確保したSCR・MRの80%以上を使用した場合、以下の補正を行う。 【系統不足の場合、以下の大きい方】 ①1.5倍にする、②100€/MWhを加算する 【系統余剰の場合、以下の小さい方】 ①0.5倍にする、②100€/MWhを減算する
テキサス Operating Reserve Demand Curve (ORDC)	運用可能なりザーブが減ると卸売り市場のリアルタイム価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値\$9,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Reservesが減ると上昇
アイルランド Administered Scarcity Pricing	運用可能なりザーブが減るとバランシング市場の価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値€3,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Short term reservesが減ると上昇
ニュージーランド	Price ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言した場合、卸売市場価格が上昇	供給余力が一定以下になるとPrice ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言 卸売市場価格を\$10,000/MWh以上にする。

(参考) インバランスの発生状況

- 今冬は12月末～1月上旬にかけて、発電予測誤差及び小売事業者等の調達による不足インバランスが多く発生しており、昨年の同期間と比較すると9倍程度となる。



※2020年度値は速報値であり、今後変わらうことに留意が必要。

(参考) 徒にインバランスを発生させ続ける事業者への対応

- 計画に沿って本来行うべき電気の調達や販売を怠り、常態的に、あるいは大量に、計画の不整合やインバランスを発生させる事業者に対しては、広域機関や経済産業省において、制裁措置も視野に入れた厳格な措置を講じるべきでないか。

○常態的に、あるいは大量に不整合やインバランスを発生させる事業者は、計画値同時同量制度が想定するものから外れた「不適切な計画」を提出することになる。

- ①需要計画、発電計画との整合性がとれない調達計画・販売計画(不整合部分を調整力で調整)
- ②①のような条件下であえて調達計画、販売計画に合わせることによる、“バーチャルな”需要計画、発電計画を伴う一見して整合性の確保された計画(実績との差分を調整力で調整)

※偶発的に生じた不整合や悪意のないインバランス等については、実態等も考慮しながら対応することが必要である点に留意。

<あるべき計画例>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30		
JEPX調達	70	100	
合計	100		
		需要実績	
		110	

<不適切な計画①>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30		
JEPX調達	0	100	
合計	30		
		需要実績	
		110	

適切に調達せず、不整合分を放置
→不整合分(70)に調整力を行使

<不適切な計画②>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30		(本来の需要想定:100)
JEPX調達	0		調達出来た分に合わせて
合計	30		30
		需要実績	
		110	

適切に調達せず、調達分に合わせて本来の需要想定と乖離した需要計画を作成
→実績との差分(80)に調整力を行使

電力・ガス取引監視等委員会における対応

- 電力の卸市場価格の高騰により、消費者の皆様の電気料金にも影響が及ぶ可能性がある。
- このため、電力・ガス取引監視等委員会は、
 - 電力の契約内容や電力使用量の確認の呼びかけを行うとともに、
 - 相談窓口を設置。

電力・ガス取引監視等委員会 相談窓口

E-mail: dentorii@meti.go.jp

TEL:03-3501-5725

受付時間 9 : 3 0 – 1 8 : 1 5

ただし、土日祝日、年末年始（12月29日～1月3日）は除く

1. 足下の電力需給及び市場価格の状況
2. 安定供給確保・需要家保護のための取組
3. **議論の方向性**

議論すべき論点

- 今般の電力需給及び市場価格の動向を踏まえ、例えば、以下のような論点について、検証・議論を行っていくことが必要ではないか。

◆ 燃料調達の在り方を含めた安定的な電力供給量の確保の在り方

- 燃料調達計画及び燃料確保の在り方
- 燃料逼迫時の事業者間・業界間連携の在り方 等

◆ 供給能力確保の在り方

- 発電・小売事業者の役割（スポット市場を通じた供給能力確保や供給計画のあり方）
- 需要予測の在り方、予備率の考え方
- 容量市場の役割
- カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた電源投資確保の方策
- カーボンニュートラルを目指していく中での火力電源等の高い調整力・供給力を持つ電源の在り方（非効率石炭フェードアウトと容量確保の整合性確保含む） 等

◆ 需給逼迫時を含めた広域的な安定供給確保に向けた運用面の在り方

- 電力広域機関の役割や電気事業者の広域協調の在り方
- 送配電事業者と発電・小売事業者の連携の在り方 等

◆ より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方

- その時点の電気の価値をシグナルとして発信できる適切な市場価格形成に向けた入札の在り方
- 需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割の在り方
- 適切な情報公開の在り方
- 小売事業者の事業リスク管理のための先渡市場・先物市場・BL市場やスポット市場活用の在り方
- 一般送配電事業者のインバランス収支の在り方 等