

**2020 年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証
中間取りまとめ**

2021 年 6 月

目次

はじめに.....	3
I. 2020 年度冬期の電力需給ひっ迫と市場価格高騰の事象概要と要因分析.....	4
(1) 事象概要.....	4
(2) 複合要因による需給ひっ迫の発生.....	5
① 気温低下に伴う需要増.....	5
②- i .LNG 在庫低下による LNG 火力の稼働制約.....	7
②- ii . その他供給力の低下等	9
③ 需給ひっ迫の要因まとめ.....	13
(3) 市場価格の高騰	15
① 市場価格が高騰した要因	15
② 今冬における事業者の行動の検証	19
③ 市場価格の高騰に関連して発生した事象	30
II. 政府、電力広域機関及び事業者の対応.....	37
(1) 電力需給ひっ迫に対する対応	37
① 各電源のフル活用	37
② 発電事象者・小売電気事業者（非調整電源保有事業者）に対する焚き増し指示 ...	38
③ 電力融通指示の実施.....	41
④ 地域間連系線容量の拡大	42
⑤ 燃料融通	43
⑥ 効率的な電力利用の呼びかけ	43
(2) 市場価格高騰を踏まえた対応	46
① 市場価格高騰に対する対応.....	46
② 需要家への情報発信等	48
③ 新電力への資金繰り支援等	48
III. 今般の事象の評価と電力システム上の課題.....	51
(1) 今般の電力需給ひっ迫に係る評価及び電力システム上の課題.....	51
① 電力需給ひっ迫に係る評価	51
② 電力需給ひっ迫に係る評価を踏まえた電力システム上の課題	52
(2) 市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題	54
① 市場価格の高騰に係る評価	54
② 市場価格の高騰に係る評価を踏まえた電力システム上の課題について	56
IV. 今後の対策.....	60
(1) 電力需給ひっ迫・市場価格高騰予防のための対策.....	60
① 電力需給検証の拡充	60
② 燃料確保の体制構築	62
③ ヘッジ市場の活性化	63

④供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備	65
(2) 警戒時・緊急時の対策	67
①警戒モードの構築	67
②「でんき予報」等による情報発信のあり方	67
③燃料制約解除を前提とした融通指示の実施ルールの明確化	69
④需要側への対応	70
⑤kWh 不足に対する市場のセーフティネット整備	72
⑥一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて	77
⑦FIT 送配電買取に伴う一般送配電事業者の収支余剰の扱いについて	79
⑧小売電気事業者における需要家への対応の在り方について	81
(3) 構造的課題への対策	82
①事業者の責任の整理・再検討	82
②供給力維持・確保	82
③安定供給確保に向けた電力系統の最大限活用・強化	86
④信頼される市場環境の整備	87
おわりに	92
委員等名簿	93
開催実績	95
別冊『2020 年度冬期スポット市場価格高騰について』（電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合）	

はじめに

2021 年 1 月上旬、断続的な寒波により電力需要が大幅に増加し、LNG の在庫が減少したことで発電が稼働抑制されるとともに、その他発電所の出力低下により供給力が低下したことで、電力需給がひっ迫する事態が発生した。これに伴い、市場への売り入札が減少し、売り切れ状態が継続した結果、一時、最高価格 250 円/kWh を超える過去に例を見ない水準で市場価格が高騰した。

このような事態に対し、政府、電力広域的運営推進機関（以下「電力広域機関」という。）及び事業者において、あらゆる発電所のフル稼働運転、地域間での機動的な電力融通、調達環境が厳しい中での燃料の確保等、関係者で連携して様々な取組を行い、安定供給を確保するとともに、インバランス料金の上限価格（200 円/kWh）の導入や、需要家向けの相談窓口の設置等の対応を行った。

今冬¹の電力需給ひっ迫は、2011 年 3 月の東日本大震災や 2018 年 3 月の北海道胆振東部地震による供給力（kW）の急減を発端としたものとは異なり、LNG の燃料制約等により電力量（kWh）がひっ迫した近年にない事態だった。この背景には、今冬に特有の事象のほか、電気事業の構造的な変化も要因となったと考えられる。具体的には、電力システム改革以前は、一般電気事業者が供給信頼度の維持を担い、供給区域内に独占的に電力を供給していたところ、その後の改革により電力供給の担い手が発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者と分かれ、電源種別・燃料種別・発電所間での競争の拡大や市場取引の増加がもたらされたと共に、再生可能エネルギーの導入拡大・不採算火力の廃止等による電源構成の変化が生じていた。

こうした今冬の電力需給のひっ迫や市場価格高騰の要因や電気事業の構造的な変化について、データやファクトに基づいた検証を行い、そこから課題を抽出して、今後の対応策を立案するため、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において、集中的に検討を行った。その際、電気の広域的運用を担う電力広域機関や、市場監視を行っている電力・ガス取引監視等委員会において並行して行われた検証・分析結果についても報告を受け、議論を深めた。

本取りまとめでは、まず、需給ひっ迫と市場価格高騰の事象概要や要因分析、政府・電力広域機関及び事業者の対応について示し、今回の事象の評価・制度上の課題を抽出した上で、今後の対策パッケージについて、予防対策、ひっ迫時対策、構造的対策毎に、短期、中長期に分けて整理した。なお、市場価格高騰の要因分析やこの間の事業者行動の検証等については、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別途議論が行われ、4 月 27 日に取りまとめ案が提示されているところ、こちらも参照されたい（別冊参照）。

¹ 本報告書において「今冬」と表記する際は、2020 年度冬期（2020 年 12 月～2021 年 2 月）を指すものとする。

I. 2020 年度冬期の電力需給ひっ迫と市場価格高騰の事象概

要と要因分析

(1) 事象概要

今冬に発生した電力需給ひっ迫及び市場価格高騰の概要は以下のとおりである。

毎年 10 月に実施する冬期需給検証において、厳気象にも対応できる予備率の確保は確認できており、kW は不足しない見込みであったものの、12 月中旬において、一部のエリアにおいて需給が厳しい時期が生じ、LNG の燃料消費が進んでいた。また、市場価格も平時より高値水準になっていたものの、この時期は比較的落ち着いて推移していた。12 月 24 日には川内原発 2 号機が稼働したことで、供給力が向上し、また 12 月下旬からは需要が低下したものの、石炭火力のトラブル停止が生じ、それまで消費が進んでいた LNG の在庫水準を一定程度に保ち運転を継続させるため、燃料制約をかけた LNG 火力運転が実施された。それに伴い、スポット市場への売り玉が切れるようになり、売り切れが常態化し、市場価格がかなりの高値を付け始めた。1 月上旬になると、全国にわたって 10 年に一度の需要が発生した日も複数生じ、燃料制約がある中、最も厳しい需給状況となり、市場価格が高騰していった。その後、1 月中旬になると、需要がある程度落ち着き、大飯原発 4 号機の稼働による供給力向上が見られたものの、売り切れ状態・市場価格高騰が継続したままとなった。その後、インバランス料金の上限価格の導入や燃料在庫が増加傾向となってきたことにより、徐々に市場価格も落ち着いていき、1 月 25 日の週に入り、事象はおおむね沈静化することとなった。

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は高値水準へ移行	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増（12/11～12/25）	需要例年並み ※過去4年平均：2%増（12/26～1/5）	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり（1/8,12） ※過去4年平均：11%増（1/6～1/12）	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減（1/13～1/25）
供給力	LNG消費進む 川内②稼働（12/24）	燃料制約実施 石炭火力トラブル停止	燃料制約継続 石炭火力トラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働（1/17）
市場	価格は高値水準になるものの、比較的落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円（12/11～12/25） （2019年度：8.25円）	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円（12/26～1/5） （2019年度：6.8円）	価格高騰 市場平均価格：102.7円（1/6～1/12） （2019年度：7.9円）	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円（1/13～1/25） （2019年度：8.1円） ※日平均・コマ別最高価格発生、透明化から沈静化
エネ庁・広域 機関対応	関西への融通実施 （12/15,16）	関西（12/27,28） ・東京（1/3,4）への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的使用呼びかけ インバランス料金上限設定

※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認（※kW評価）

図 1 今冬の需給ひっ迫・市場価格高騰を巡る時系列整理

（２）複合要因による需給ひっ迫の発生

今冬の電力需給ひっ迫について、需要・供給両面からの影響を分析した。

①気温低下に伴う需要増

2020年9月に気象庁から発表された冬の天候の見通しでは、気温について、①北日本では北からの寒気の影響が弱いため、平年並か高い、②東・西日本と沖縄・奄美地方ではほぼ平年並といった見込みとなっていた。しかし、実際には12月中旬以降、強い寒波が断続的に流入し1月前半（1日～15日）の全国（沖縄を除く。）の平均気温は平年よりも約2℃低下した。特に1月上旬の平均気温については、気象庁において、北・西日本でかなり低く、東日本では低かったと評価された²。

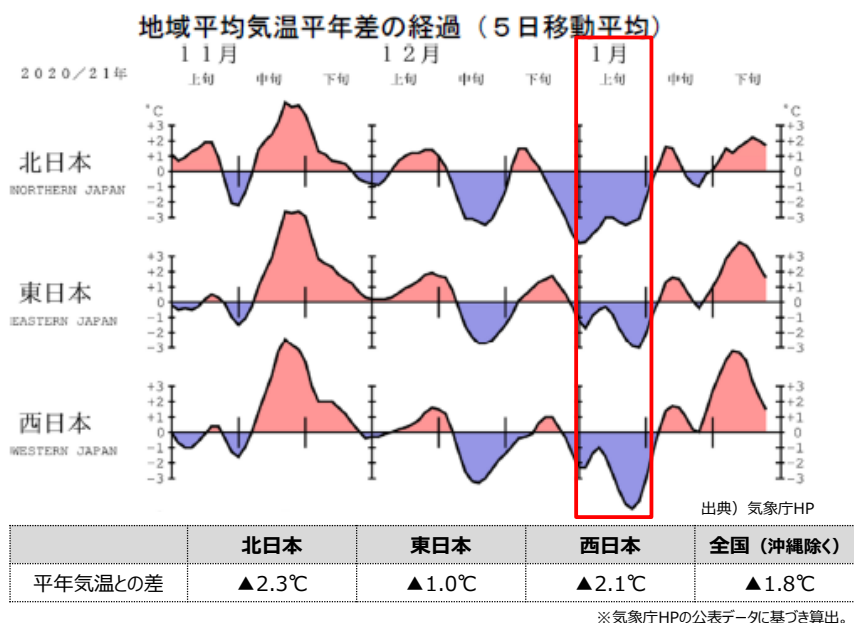


図 2 平均気温の平年差実績

また、強い寒波の断続的な流入に伴い、12月中旬の電力需要はここ5年でも高い水準となり、年末年始頃はやや落ち着いたものの、1月上旬の電力需要は大幅に増加し、ここ5年で最も高い水準となった。この期間中、全国にわたって10年に一度のレベルを超える電力需要が発生した日も存在した（1月8日、12日）。1月中旬以降は例年並みの需要で推移した。

² 気象庁によると、「低い…1981年～2010年の30年のうち、低いところ10年の中に入る寒さ」、「かなり低い…上記30年のうち、低いところ3年の中に入る寒さ」を意味する。

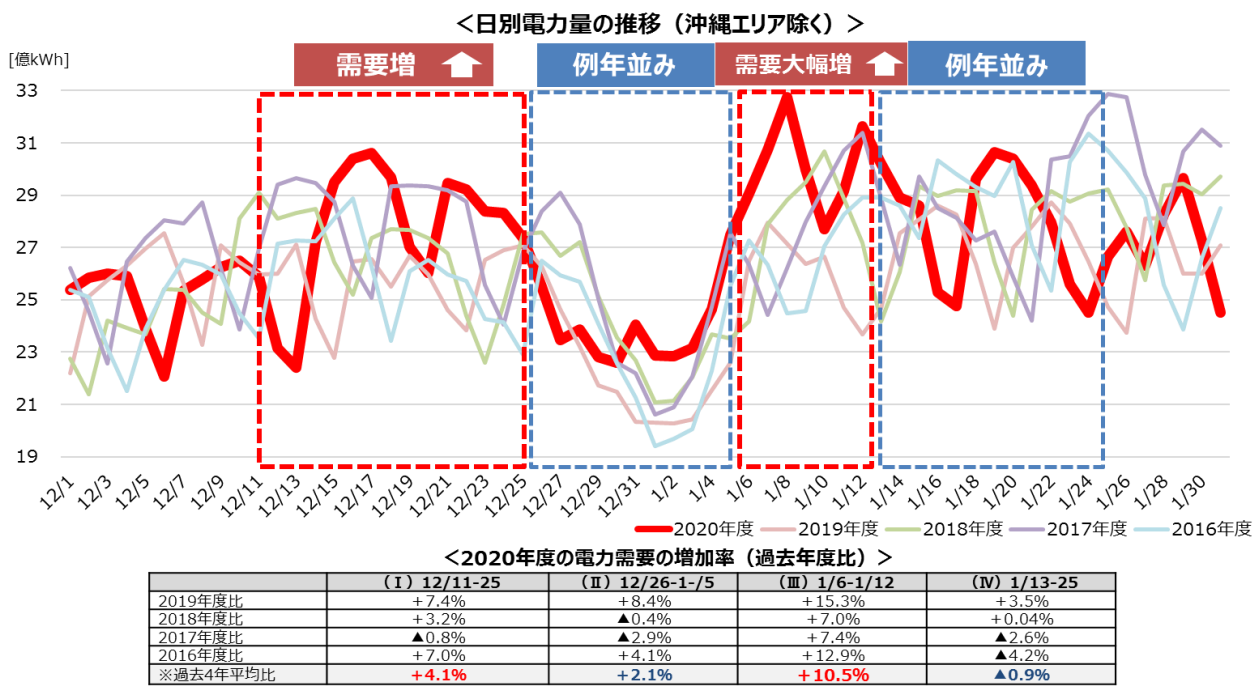


図 3 各年度における電力需要の推移

		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		541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7 (木)	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
	[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 (金)	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
	[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 (土)	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
	[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 (日)	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
	[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 (月)	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
	[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 (火)	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
	[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 (水)	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
	[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 (木)	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
	[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 (金)	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
	[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 (土)	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
	[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 (日)	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
	[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）

図 4 電力需要実績（2021 年 1 月）：日別最大電力と電力量

②- i .LNG 在庫低下による LNG 火力の稼働制約

電力会社の LNG 在庫については、2020 年 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した。また、1 月 10 日頃が在庫下振れのピークであり、1 月中旬以降は在庫量は増加傾向となり、2 月上旬には 12 月以前の水準まで回復した。

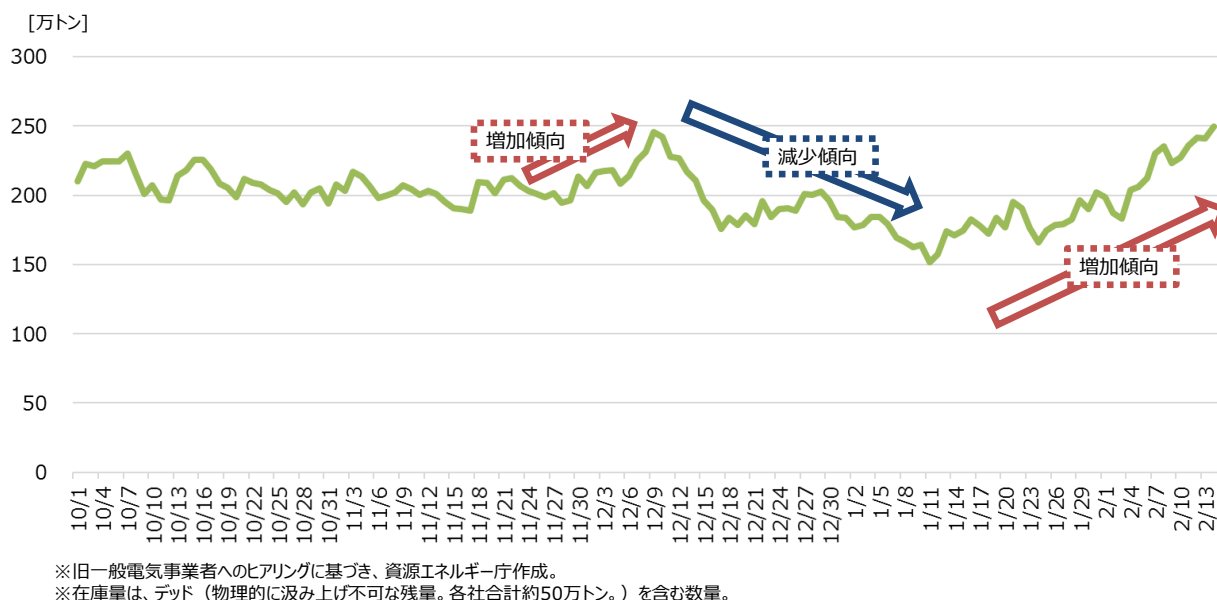


図 5 電力会社所有 LNG の在庫推移

なお、2020 年度における電力会社の LNG 在庫量（各月末時点）は、2020 年 4 月から 9 月にかけては例年より高い水準であったが、2020 年 10 月から 12 月にかけて、例年に比べ低い水準を推移していた。

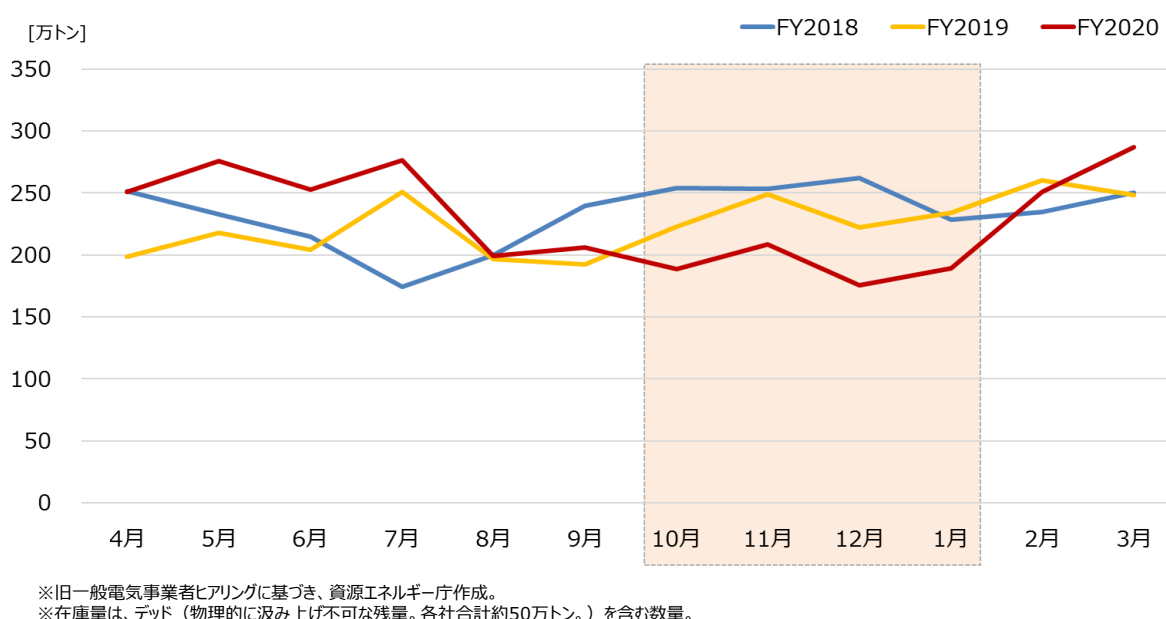


図 6 電力会社の LNG 月末時点在庫の推移（2018～2020 年度）

2020年12月から2021年1月にかけてLNG在庫水準が低下したことを分析するため、各月の月初時点の各社の調達計画（在庫計画）と在庫実績を比較したところ、11月時点では計画時と同等量の在庫を維持していたが、12月以降大幅な乖離が生じていた。12月から1月にかけてのLNG在庫の大幅低下は、以下の要因により発生したものと考えられる。

- 消費要因：調達計画時における需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加、他社の燃料（kWh）不足分をカバーする状況の断続的な発生
- 供給要因：産ガス国各地におけるLNG供給設備のトラブル及び、それによる12月以降の在庫積み増しの後ろ倒し

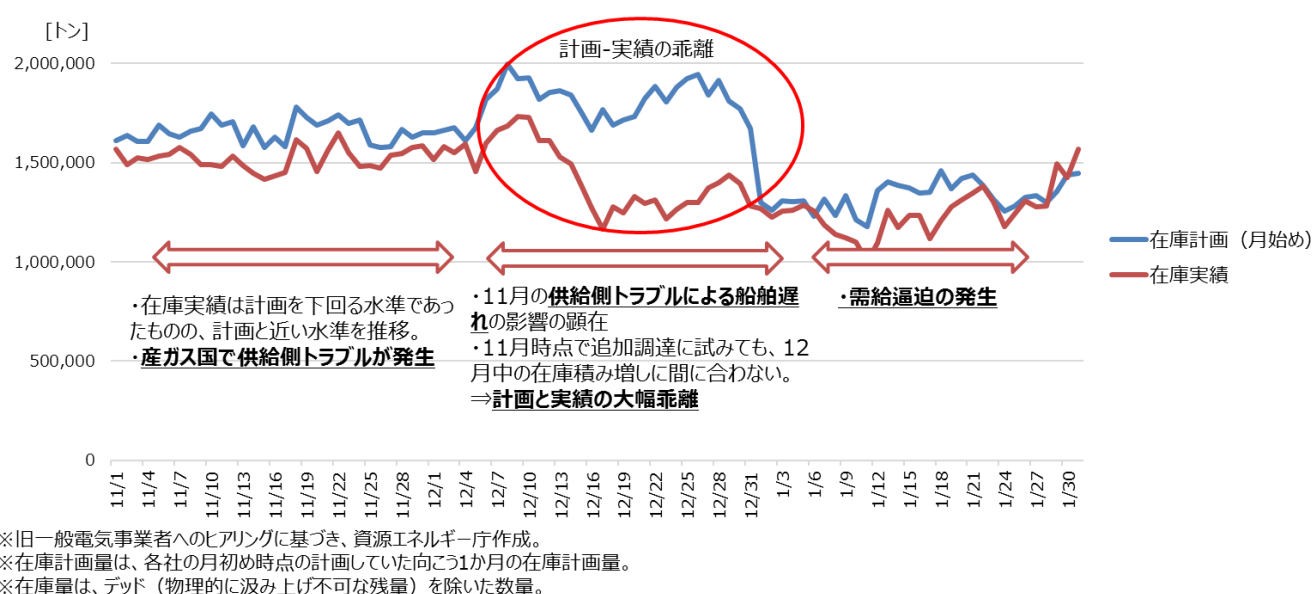


図 7 2020年11月から2021年1月の月初時点の調達計画と在庫実績の比較

加えて、在庫の実態のみではなく、調達・消費の実績を例年比較で確認したところ、12月から1月について、今冬は高い水準で調達を行ったものの、それを超える消費量となっていた。

燃料調達のリードタイム（最短でも約1～1.5カ月。スポット調達が困難なケースもあり）を踏まえれば、即時の積み増しが困難であり、このため、今冬は燃料不足が生じたと考えられる。

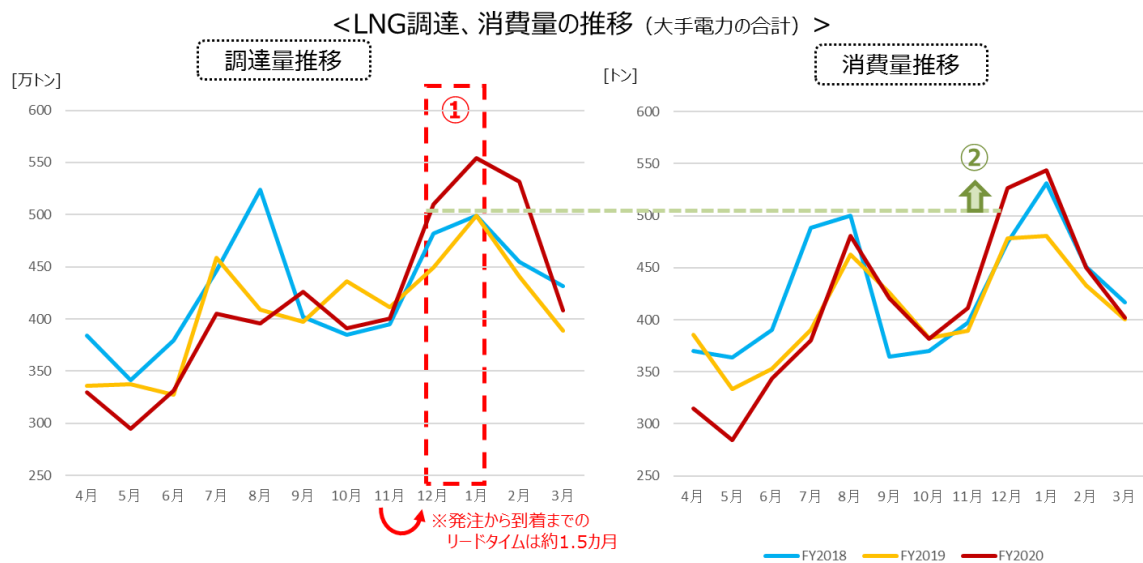


図 8 LNG 調達、消費量の比較

②- ii. その他供給力の低下等

供給面においては、近年、石油火力が 2014 年度から 2019 年度までの 5 年間で約 1,000 万 kW 減少するなど休廃止や停止が続く中で、今冬は LNG 火力の稼働制約を始め、石炭火力の計画外停止、稼働中原発電基数の減少、渇水による水力の利用率低下、再生可能エネルギーの発電量の変動といった、各電源の状況があいまって供給力の低下が発生したと考えられる。

＜石炭火力の計画外停止＞

12 月から 1 月にかけて、ベース電源となる大規模な石炭火力発電所の計画外停止が発生した。

第57回 調整力及び需給バランス等に関する委員会
(2021年2月15日) 資料2

発電所名	事業者	ユニット	定格出力	設置エリア	停止日時～復旧日時	備考
原町火力発電所	東北電力	1号機	100万kW	東北	2020/9/15～2020/12/26	需給検証反映済み
鹿島火力発電所	鹿島パワー	2号機	64.5万kW	東京	2021/1/18～2021/1/19	
勿来IGCC	勿来IGCCパワー		54.3万kW	東京	2020/1/20～復旧未定	
碧南火力発電所	JERA	2号機	70万kW	中部	2020/12/26～2021/1/3	
同上	JERA	1号機	70万kW	中部	2021/1/17～2021/1/19	
舞鶴発電所	関西電力	1号機	90万kW	関西	2020/12/4～2020/12/5	
橋湾火力発電所	電源開発	1号機	105万kW	四国	2020/12/25～復旧未定	
松島火力発電所	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/7～2021/1/14	
同上	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/16～2021/1/27	
刈田発電所	九州電力	新1号機	36万kW	九州	2020/9/30～2021/1/18	需給検証反映済み

JEPXの発電情報公開システム(HJKS)より2020/12/1～2021/1/31の期間を集約

図 9 石炭火力発電所の計画外停止

＜稼働中原発基数の減少＞

原発については、9基が再稼働済みであるが、2020年12月から2021年1月までの間は、直近の同時期と比べ、定期検査などによる稼働停止が多く、フル稼働していた原発は2基にとどまった。こうした中、原発が全基停止していた関西エリアでは、1月17日から、同エリアの供給力の4%に当たる大飯4号機が稼働再開し、電力の安定供給の確保に寄与した。

原子力発電所の稼働状況

エリア	発電所名	号機	定格出力 発電端 [万kW]	稼働状況			
				2017.12~ 2018.1	2018.12~ 2019.1	2019.12~ 2020.1	2020.12~ 2021.1
関西	高浜発電所	3号機	87.0	稼働	稼働	1/6~ 停止	停止
関西	高浜発電所	4号機	87.0	稼働	稼働	停止	停止
関西	大飯発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	停止
関西	大飯発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	1/17~ 稼働
四国	伊方発電所	3号機	89.0	停止	稼働	12/26~ 停止	停止
九州	玄海発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	稼働
九州	玄海発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	12/19~ 停止
九州	川内発電所	1号機	89.0	1/29~ 停止	稼働	稼働	稼働
九州	川内発電所	2号機	89.0	稼働	稼働	12/26~ 稼働	12/24~ 稼働

※（一社）日本原子力産業協会HP「日本の原子力発電所の運転実績」より作成
※新規制基準対応後の再稼働前の原発は「—」と記載

図 10 原子力発電所の稼働状況

＜渇水による水力の利用率低下＞

一般水力は、秋口からの少雨に加え、積雪に伴う出水の低下により、設備利用率が著しく低下していた。ただし、全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、河川・ダム運用に影響を与えない範囲で増出力運転を行うなど、ピーク時の供給力として活用した。

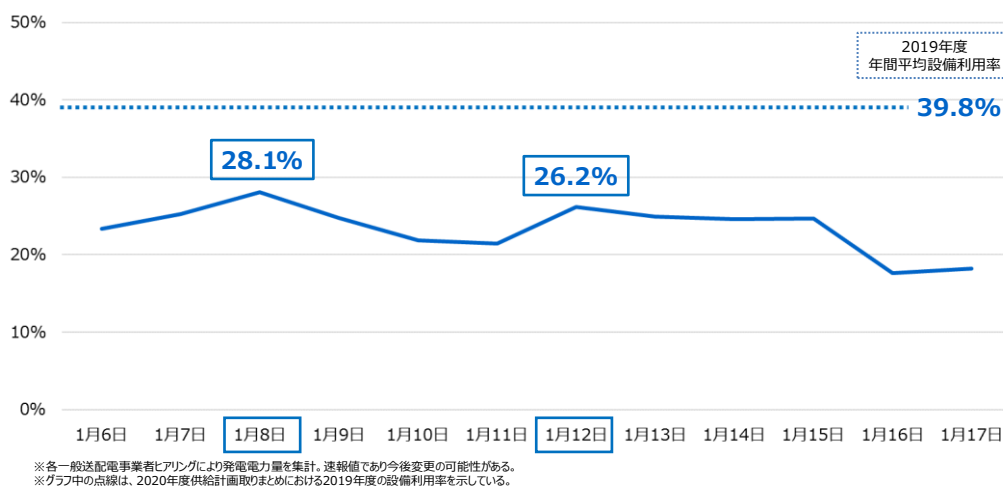


図 11 一般水力の設備利用率推移

＜再生可能エネルギーの発電量の変動＞

太陽光発電については、需給が厳しかった1月前半（1月1日から15日）の発電量は、全国大では前年同月より約15%増加³した一方で、日別で見ると、12月はおおむね5%超で推移していたが、年明け以降は5%を下回る日が多くなり、1月12日には1.9%に落ち込んだ。こうした太陽光の比率が低下した日はLNG等の火力で不足する発電量を補うこととなった。

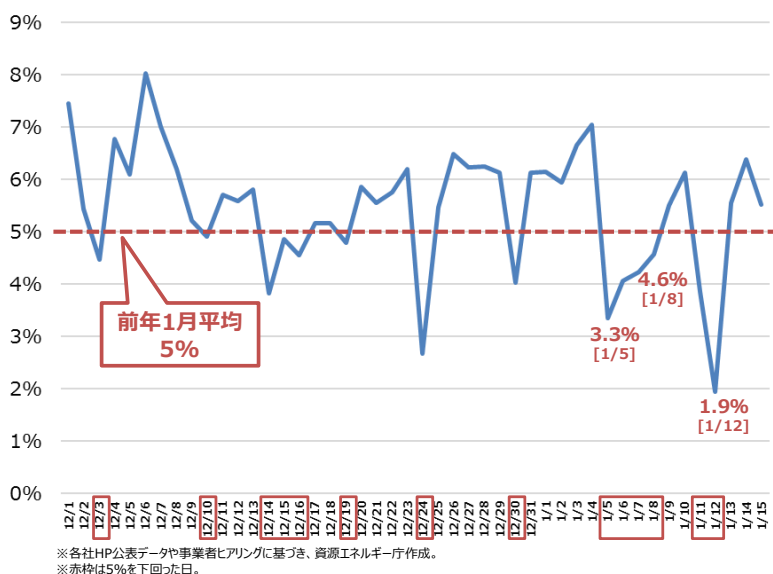


図 12 日別の太陽光発電比率の推移（2020年12月～2021年1月前半：全国9エリア）

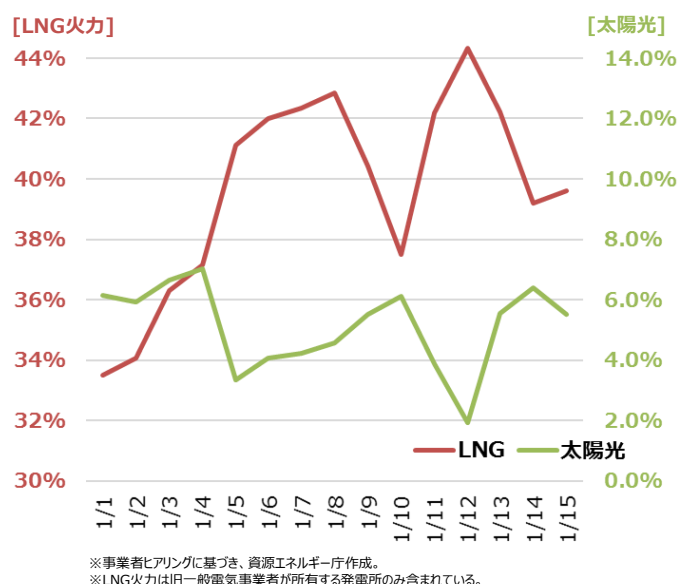
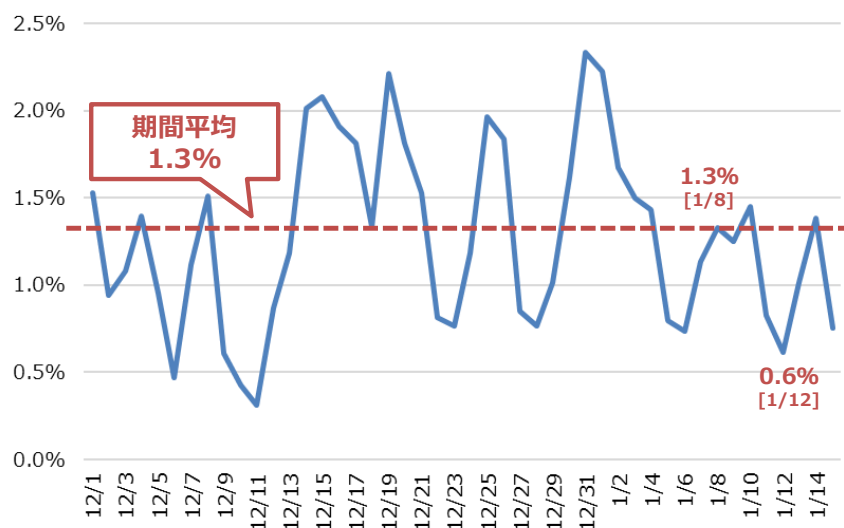


図 13 LNG火力と太陽光の発電比率の推移（2021年1月前半：全国9エリア）

³ 前年と比べた太陽光の設備量の増加分（12%）を上回る水準。なお、12%は2019年12月～2020年9月の10か月の増加分（9%）をもとに、1年分に引き延ばした推計値。

風力発電については、需給状況が厳しかった1月前半（1月1日から15日）の発電量は、前年よりも風力の導入容量が拡大していることもあり、全国合計で前年1月平均より約18%増加した⁴。また、日別で見ると、12月以降、全体に占める風力の発電比率は、1%程度の上下変動はあるものの、期間平均で1.3%であり、発電量の増減による影響は限定的であった。



※発電量の表・発電比率のグラフともに事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

図 14 日別の風力発電比率の推移（2020 年 12 月～2021 年 1 月前半：全国 9 エリア）

なお、上述の変動再生可能エネルギー（太陽光・風力）全体で見ると、2020 年 12 月 1 日から 2021 年 1 月 17 日の期間における、発電量全体に占める変動再生可能エネルギー（太陽光・風力）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 5～11%分となっている。

⁴ 2019 年 12 月から 2020 年 9 月の 10 ヶ月間で FIT 風力（新規認定分）の導入容量は 34%増加した。

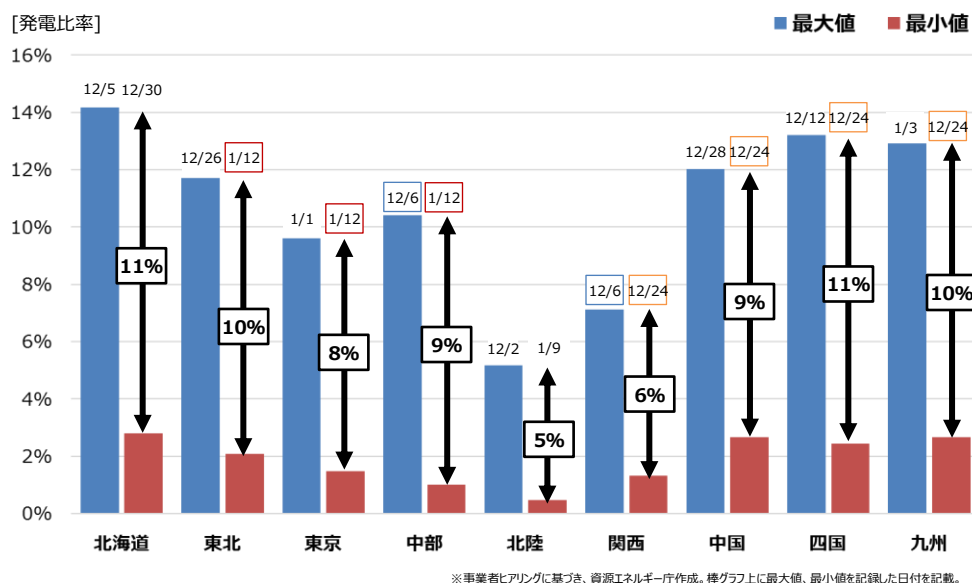


図 15 変動性再生可能エネルギー（太陽光・風力）の発電比率の変動幅
(2020 年 12 月 1 日～2021 年 1 月 17 日)

③需給ひっ迫の要因まとめ

これまで分析した需要と供給両面の状況を踏まえると、時系列順に以下の状況が進行していたと考えられる。

(Ⅰ. 12 月中旬までの動き)

12 月上旬までは、LNG 在庫量は全国的に増加傾向だったものの、12 月中旬は、需要増に伴う稼働率向上と産ガス国の供給設備トラブル等により、在庫は大幅下落し、kWh 不足リスクが発生していた。

(Ⅱ. 12 月下旬から 1 月上旬までの動き)

その後、12 月下旬は、需要も比較的落ち着いて推移したことに加え、川内 2 号機の稼働もあったものの、石炭火力のトラブル停止等の供給力低下が生じた。このため、各社は LNG 在庫を一定の水準に保ち、運転を継続させるため、LNG 火力の稼働抑制を行った。

(Ⅲ. 1 月上旬)

1 月上旬、LNG 在庫の回復が間に合わない中、需要がここ 5 年の最高水準まで増加する中、火力全般で高い稼働率を記録し、在庫は最低水準に陥ることとなった。この時期には、kWh 不足に加え、需要増に伴い、kW も厳しい断面が生じた。

(Ⅳ. 1 月中旬)

1 月中旬には、需要が例年並みまで落ち着いたことに加え、大飯 4 号機稼働による供給力が増加したことで、LNG 火力稼働率が低下し、LNG 在庫量を回復させることができた。

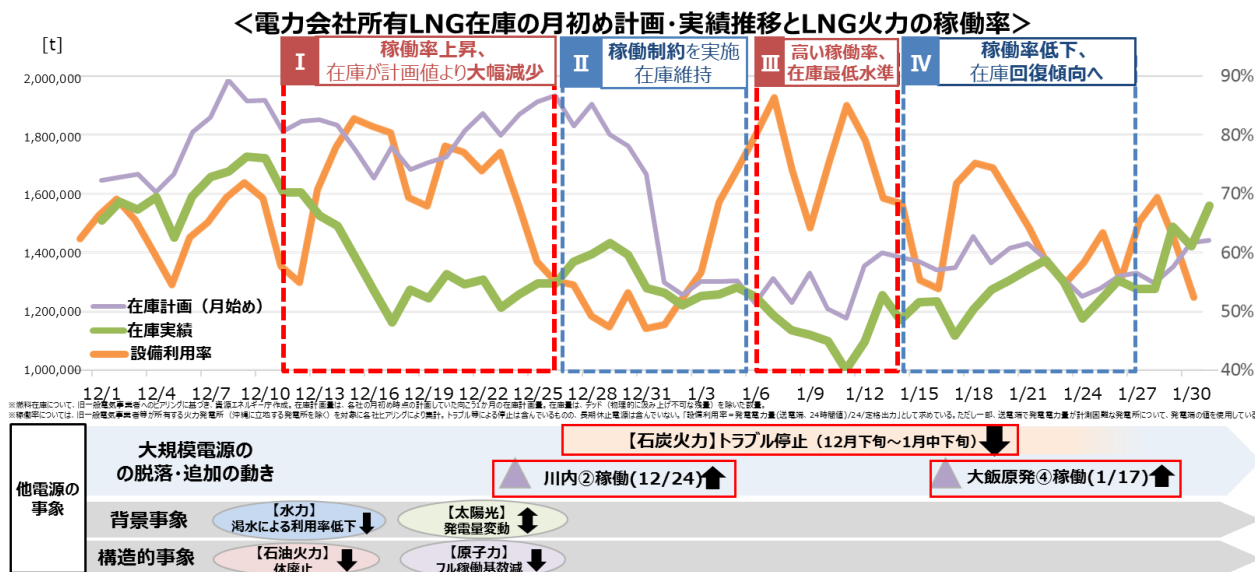


図 16 LNG を中心とした供給力の時系列整理

このため、今冬の需給ひっ迫は、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加と LNG 供給設備のトラブル等に起因した LNG 在庫減少による LNG 火力の稼働抑制が主因だったと考えられる。さらに、石炭火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率低下、太陽光の発電量変動といった事象が重なったことで、LNG 火力等への依存度が高まり、需給ひっ迫が増幅される結果となった。こうした需給ひっ迫の背景には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という構造的な事象も存在していたと考えられる。

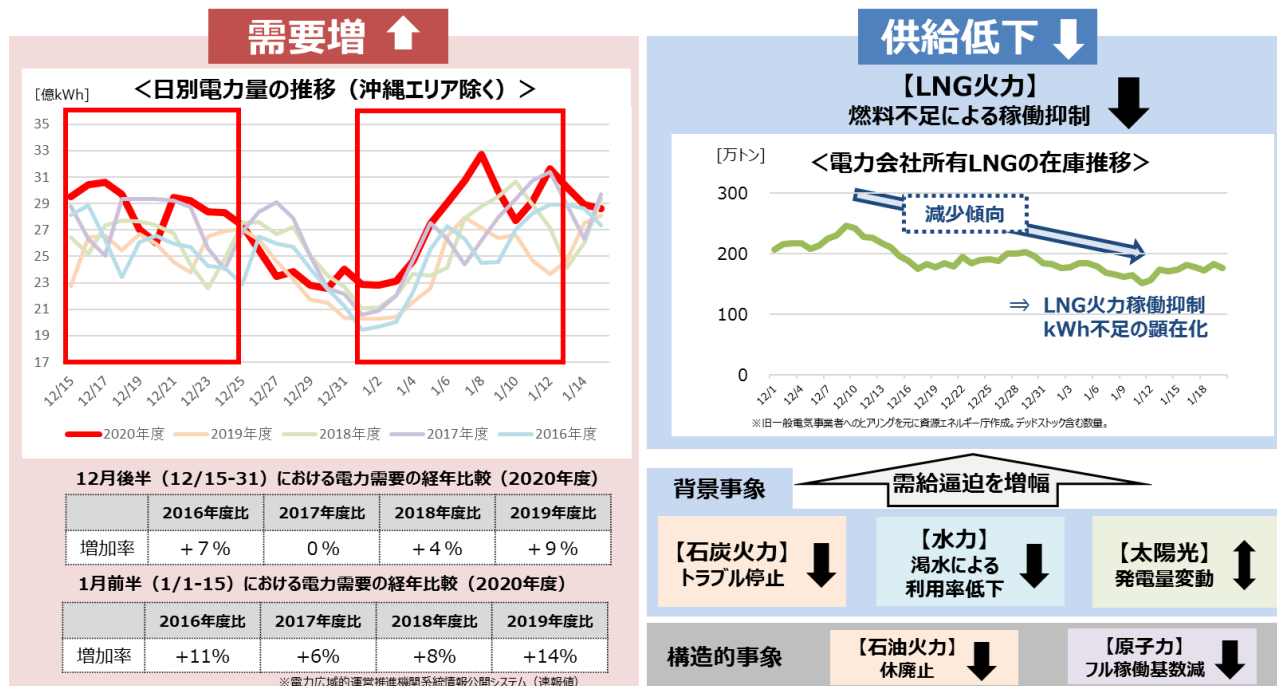


図 17 需給ひっ迫に関する要因まとめ

(3) 市場価格の高騰

①市場価格が高騰した要因

今冬における日本卸電力取引所（以下「JEPX」という。）のスポット市場価格の推移を見ると、2020年12月中旬以降、平時よりも高い水準で推移しており、2021年1月以降、1月6日の夕方（16:30-17:00）に100円/kWhを超えるコマが現れ、システムプライスの1日平均が100円/kWhを超える日も現れるようになった。1月13日には1日の平均価格が154.6円/kWhと、スポット市場の1日平均価格として最高を記録し、1月15日にはコマごとの最高価格である251.0円/kWhを記録した。

その後、後述するインバランス料金単価の上限を200円/kWhとする措置の適用（1月15日公表、1月17日受渡し分以降に適用）、需給曲線の公開（1月22日公表、1月24日受渡し分以降に適用）等の対策を通じ、スポット市場価格は、1月25日の週に入り、おおむね沈静化した。

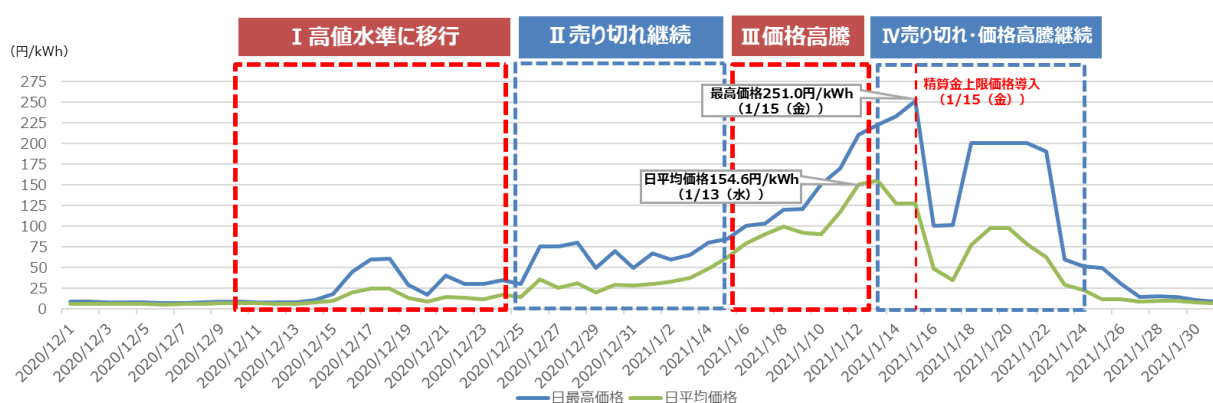


図 18 2020年12月～2021年1月のスポット市場システムプライスの推移

a) 価格高騰のメカニズム

こうした価格推移となった背景について、電力・ガス取引監視等委員会において検証が行われた。同検証において、価格高騰の要因は次のとおり分析されている。

今冬のスポット市場においては、12月中旬から1月中下旬にかけて、多くのコマにおいて、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。

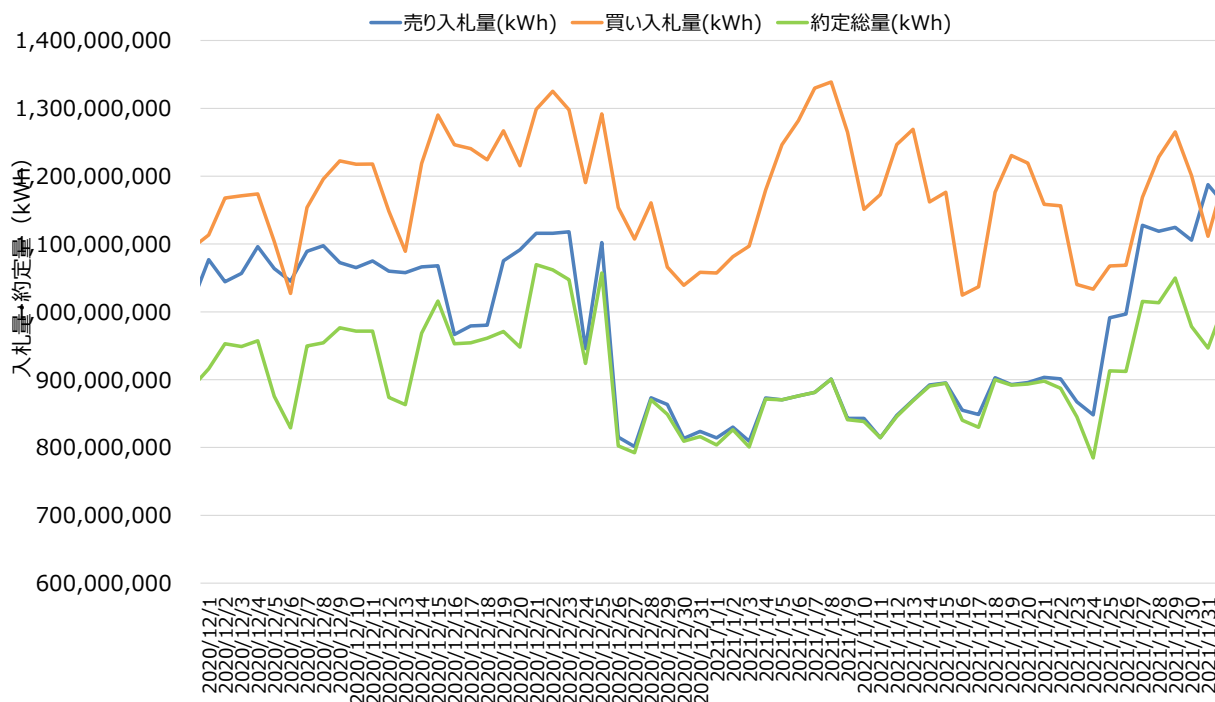


図 19 スポット市場の入札・約定量の推移

この期間の価格高騰コマにおいては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。

すなわち、今回の価格高騰の直接的な要因は、売り入札価格が上昇したためではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇であった。

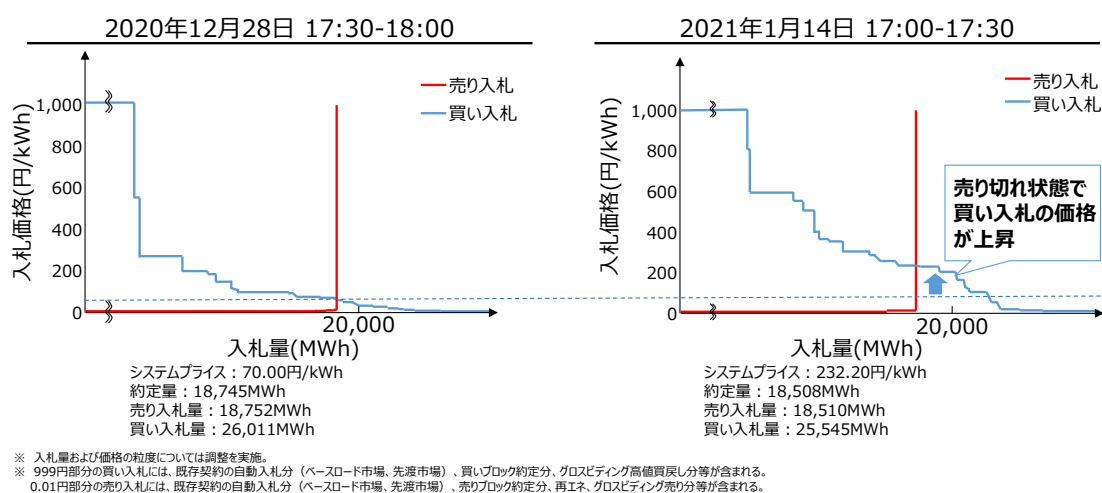


図 20 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

b) 買入札価格の上昇

電力・ガス取引監視等委員会において、この期間に買入札価格が徐々に上昇した理由については、以下のように、インバランス料金単価が市場価格を大きく上回る状況が継続的に発生したことを受けて、不足インバランスを避けたい小売電気事業者が売り切れ状態の中で限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それが更なる市場価格・インバランス料金単価の上昇をもたらすという、スパイラル的な高騰が発生したものと分析されている。

- 12月16日から17日にかけて、インバランス料金単価（速報値）が市場価格を10円以上上回るコマが数多く発生。その後、少し落ち着きを取り戻すが、12月30日から再びインバランス料金単価が市場価格を大きく上回るコマが多く発生するようになった。
 - このようなコマにおいて不足インバランスを発生させた場合には、市場価格より高額なインバランス料金を支払うこととなる。
 - したがって、こうした状況を見た買いポジションの市場参加者は、できる限り市場で十分な量を調達して不足インバランスを出さないよう、前日より高い価格で買入札するという行動があったものと推察される。（スポット市場では売り切れ状態が発生していたことから、買入札価格が十分に高くないと買いそびれる状況となっていた。）
- （注）

この期間においてインバランス料金単価が市場価格を大きく上回る状況が多く発生した理由は以下のとおり。

- スポット市場において売り切れ状態となったため、電源調達をスポット市場に依存する多くの新電力が不足インバランスとなり、系統全体が不足となるコマが多かった。
- 現行、インバランス料金は、スポット市場の入札曲線から決定することとされており、エリアインバランス（系統全体のインバランス）が不足傾向となったコマについては、スポット市場価格よりインバランス料金が高くなることとされている。

c) 売り札切れの継続

スポット市場において、12月中旬から1月中下旬まで売り切れコマが継続した要因としては、電力・ガス取引監視等委員会の分析において、通常時においては主な売り手である旧一般電気事業者（沖縄電力株式会社を除く。以下「旧一電」という。）及び株式会社 JERA（以下「JERA」という。）の実質的な売入札量（各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したもの）が通常より少ない量となり、中には買いポジションとなった者も存在したことが挙げられている。

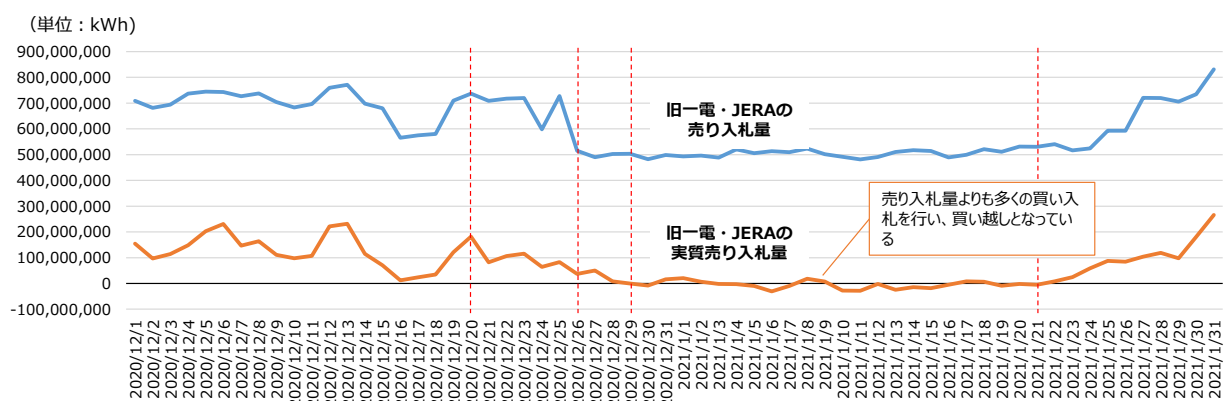


図 21 旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移

また、旧一電及び JERA の売り入札量の減少等については、以下が主な要因であったと分析されている。

- ①期間の前半については、主に LNG 燃料制約等の発電機の出力制約等の増加
- ②後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加
- ③その他、石炭火力発電所のトラブル等による供給力の減少

このように、燃料不足懸念及び需要増によって系統全体の需給がひっ迫したことの影響が、余剰電力が取引されるスポット市場において売り切れが継続するという形で現れたものと分析された。

なお、この期間における事業者の行動の妥当性については、後述するとおり、電力・ガス取引監視等委員会において、各社への報告徴収や公開のヒアリングを含めた検証が行われたが、これまでに入手したデータ等に基づく監視・分析によれば、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

(注) 需要が減少した日や時間帯においても売り切れが継続したことについて

今回の売り切れの継続は、需要が比較的少ない日や時間帯においても継続して発生していた。これは、発電事業者の燃料制約の運用は、次の燃料到着まで持たせることが目的であることから、需要が大きい日や時間帯は制約を小さくし、需要が小さい日や時間帯においては制約を増やすことにより、足元の運用では全ての時間帯に同じ余裕を持たせつつ、燃料を節約する運用をしていたためであると分析されている。

【各社からの説明（概要）】

- ✓ 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- ✓ 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。

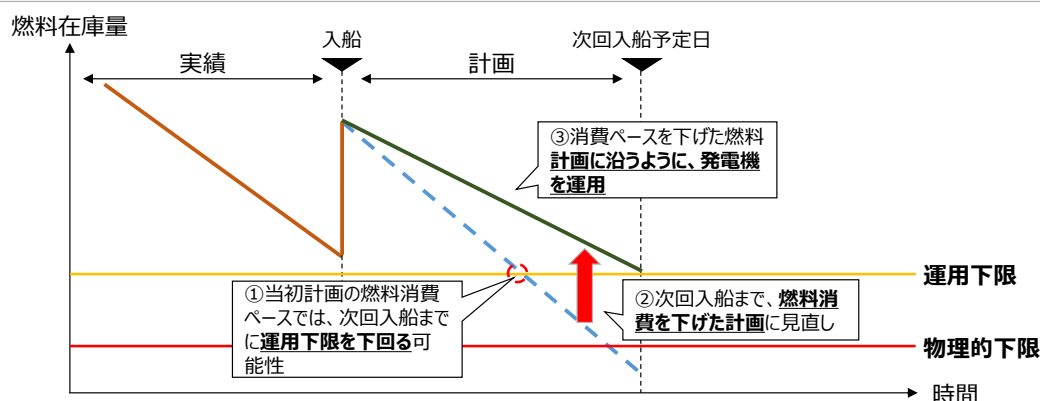


図 22 燃料制約の妥当性の確認内容

②今冬における事業者の行動の検証

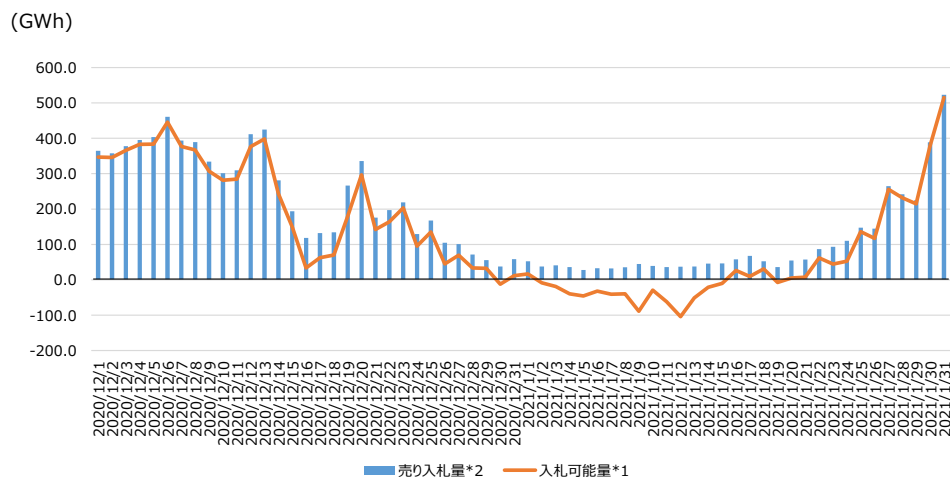
a) 市場支配力のある事業者の入札行動等において問題となる行為がなかったかどうか

電力・ガス取引監視等委員会では、上述のとおり、2020 年 12 月中旬から 2021 年 1 月中下旬にかけて売り札切れが継続的に発生したことを踏まえ、旧一電及び JERA の入札行動等について、各社への報告徴収（2 月 8 日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2 月 25 日）を実施し、詳細な検証が行われた。具体的には、入札価格の引上げや出し惜しみ等、市場相場を変動させることを目的とした問題となる取引を行っていなかったかどうかを中心に 6 つの項目について確認が行われたところ、各項目の確認結果は次のとおりである。

（検証①：余剰電力の全量市場供出について）

2020 年 12 月及び 2021 年 1 月の全日・全コマについて、旧一電及び JERA への報告徴収に基づく、売り入札量の根拠となる諸元データ及び実際の JEPX 売買入札データにより、各社の入札可能量と実際の売り入札量に齟齬がないか分析の上、スポット市場入札時点での余剰電力の全量が市場に供出されているか確認が行われた。その結果、対象期間中、各社の入札可能量と実際の各社の売り入札量は整合が取れており、スポット市場入札時点（前日午前 10 時時点）の余剰電力の全量が市場に供出されていたことが確認された。

さらに、特に 12 月中旬から 1 月中下旬にかけては、旧一電及び JERA の実質的な売り入札は平時よりも少ない水準で推移していたところ、この期間の売り入札量の減少について、各社からは、i) この期間の前半は、主に LNG 燃料制約等の発電機の出力行抑制等の増加によるもの、ii) 後半は主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものとの説明があった。



- * 1 入札可能量 = 「供給力」 - 「自社需要見積もり（他社卸分を含む）」 - 「入札制約」 - 「予備力（※ 3）」
- * 2 売入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（クロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したものの
- * 3 予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の1%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

図 23 旧一電及び JERA の入札可能量と売り入札量の推移

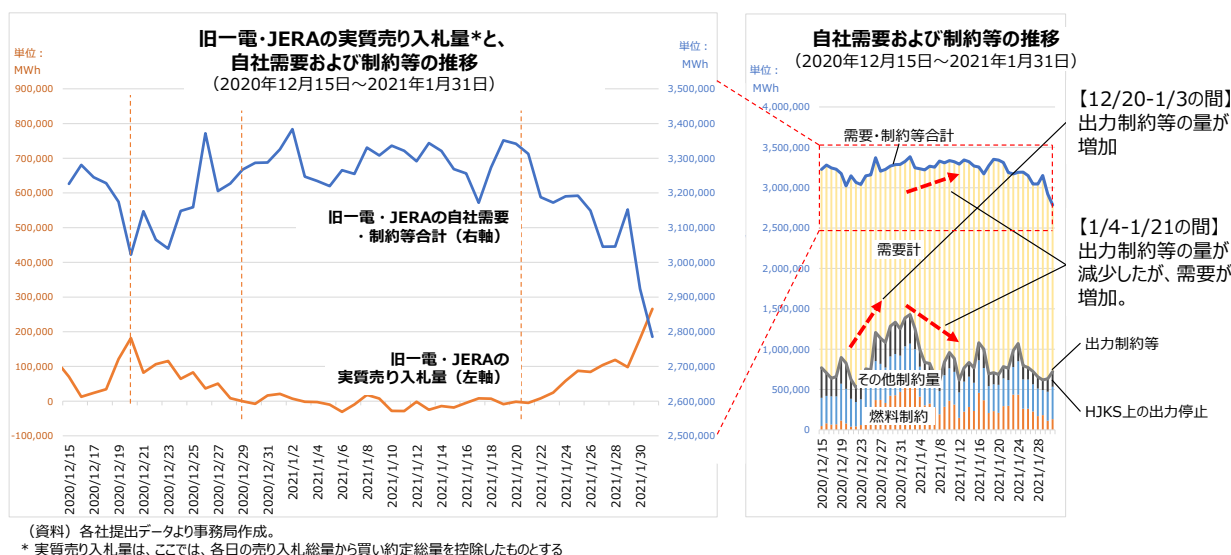


図 24 旧一電・JERA の自社需要の増加・燃料制約の増加

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
売り入札量 減少の要因	12月後半以降、自社需要およびJEPXでの販売電力量が増加したことで、石油火力の燃料消費が早まり、石油火力の燃料制約が発生し、売り入札量が減少。	寒波による需要増に加え、12月15日・1月9日・2月1日のLNG船入港遅れおよび1月1日～14日の期間におけるエリア内外への調整力供出により、当社のLNG火力の8割に燃料を供給する日本海エル・エヌ・ジー（日エル）のLNG在庫が運用下限を下回る状況が発生し、売り入札量が減少。	- 需要増加と発電事業者による出力抑制（燃料制約等）により、売り入札量が減少し、買い約定量が増加。 - 需要は、12月中旬以降、強い寒波の断続的流入により増加し、燃料制約は、12月24日から1月29日まで継続した。	- 期間を通じて、グロスビディングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。 - グロスビディングの売り入札が余力の量を上回る量となっており、それを上回る量について、確実に買い戻せる価格での買戻している。	12月上旬は、東京エリアにおける相対契約に基づく当社販売権利の減少により、売り入札量が減少。 12月中旬は、中部エリアにおいて相対需要の増加に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。 12月下旬～1月下旬は、中部エリアにおいて、燃料制約に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
売り入札量 減少の要因	- 期間を通じて一定の売り入札量を確保。 1月12日～26日は需要の増加および市場価格の高騰によりグロスビディングを取り止めていたことに伴い売り入札量が減少（同時に買入札量も減少）。	12月以降、LNG船の着桟遅延や、調整力供出増、渇水・電源トラブル等により燃料の消費が進んでいた中、大規模電源トラブルの発生や寒波による需要増に伴い、12月後半から1月前半まで実質的に売り入札できない期間が継続。 - グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少。	12月中旬から、寒波による需要増により売り入札可能量（間接オークションの供給力を見込んだ余力）が減少。 12月下旬以降は、12月中旬からの寒波による需要増や電源のトラブル停止、渇水による水力発電の発電量減少により燃料在庫底の可能性があるため、供給力確保や燃料在庫底の解消を目的に燃料制約を実施。 12月下旬～1月下旬にかけ、売り入札可能量はほとんどなかった。	12月中旬にかけては、供給余力を活用した売り入札を実施。 12月下旬から1月上旬にかけて、石油燃料の在庫減少に伴う燃料制約の実施、他社電源トラブル停止に伴う供給余力の減少等により、売り入札が減少。 1/7以降の寒波対応で発電していた阿南3号が燃料不足で停止し、売り入札はほぼゼロに。	12月中旬以降の寒波による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNGの消費量が想定以上に増加し、12/26より燃料制約を実施。 12/29の松浦2号トラブルに伴う出力抑制、年明けからの激しい寒波に加え、1/7の松島2号トラブル停止などにより、LNGの消費量が更に増加し、低在庫となったことから、発電余力がなくなり、1月末まで売り入札が減少。

表 1 売り入札減少の要因に関する各社の説明

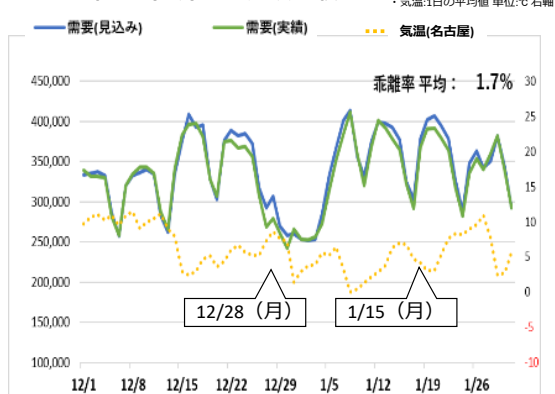
（検証②：自社需要の見積もりの妥当性について）

入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、自社需要の見積りの妥当性については、ヒアリングの結果、各社は、おおむね最新の気象予報に加えて、近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定しており、意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった。

なお、自社需要の見積りと実績との乖離が比較的大きかった日については、電力・ガス取引監視等委員会において、需要見積りが過剰とならないよう、より正確な予測に努めるよう旧一電に対し指導が行われた。

（例）中部電力ミライズ

自社小売向け需要見込み、実績



「自社小売向け需要」：他社卸分は含まない。
「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。
「乖離率 平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

【中部電力による特定日の説明】

■ 12月28日（月）【スライド8 参照】

- ✓ 前週同曜日の**12/21の需要実績をベースとし、年末年始特殊期間**に当たることから、**顧客の休業調査や過去の年末年始の需要減少量を考慮**して計画していた。
- ✓ 朝方までの降雨が少なく、**気温低下影響が小さかったこと**に加えて、**天候の回復が早く推移**したことで需要が減少。
- ✓ **聞き取り調査により想定したよりも休業する顧客が増加**。
- 1月15日（金）
- ✓ **低気温が継続していたことによる累積効果から、気象予測ほどの需要の緩みは無いと判断**。前々日実績並の需要および曜日補正を見込んで計画していた。
- ✓ **前日に気温が13℃程度まで上昇したことから、暖房需要が深夜帯より減少**。

【参考】12～1月の乖離率（全社平均）

	需要 (見込み)	需要 (実績)	見込み - 実績	乖離率
上記期間平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
特定日における乖離率	7.2%	7.0%	2.9%	4.6%	5.4%

図 25 自社需要の見積もりに関する各社取組の例

（検証③：燃料制約の運用の妥当性について）

入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、燃料制約については、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し等）を基にした実際の運用に係る説明を聴取し、各社の燃料制約量の算定の考え方（計画見直しのタイミング、タンクの運用下限⁵の考え方、燃料制約量の計算方法等）を確認するとともに、①在庫量、②配船計画（受入量・受入タイミング）、③需要（払出）量の想定、を提出データで定量的に確認し、個別の燃料制約の設定に不合理な点がなかったか、分析が行われた。

この結果、タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方にに基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

⁵ 運用下限とは、電源脱落リスク、入船遅延リスクや他社共同利用における制約、公害協定上の制約等により、数日分の消費量に相当する量をバッファとして確保しておくもの。また、物理的下限とは、ポンプやタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料のくみ上げができなくなる液位を指す。

【各社からの説明（概要）】

- ✓ 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- ✓ 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。

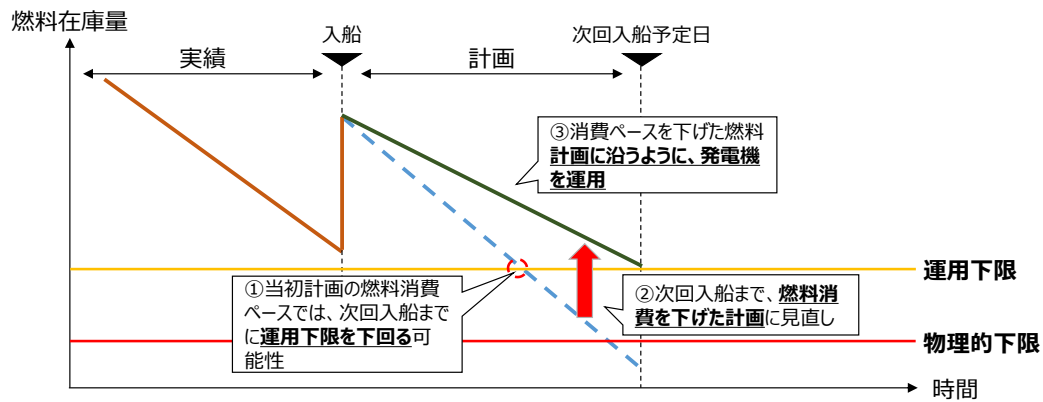
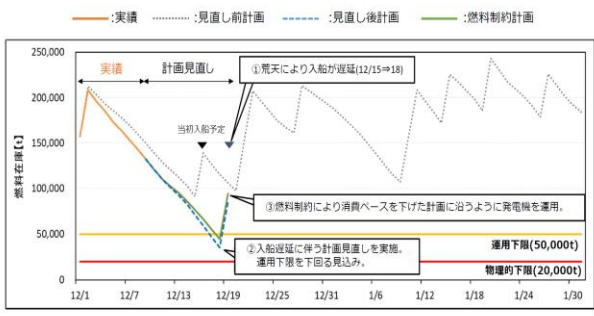


図 26 燃料制約の妥当性の確認内容（再掲）

■東北電力・燃料制約設定の例（日本海LNG基地）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。



■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加【消費計画減↘】

【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施

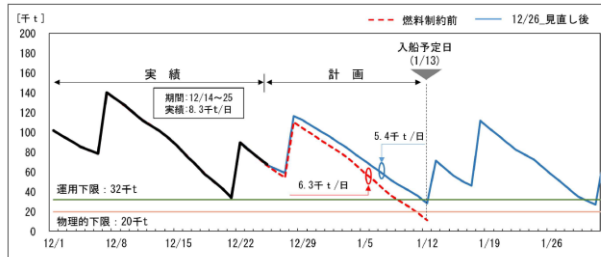


図 27 公開ヒアリングにおける各社からの説明（抜粋）

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
燃料計画の見直しサイクル	- 毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 - 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
L N G タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(石狩湾新港基地) ○物理的下限 1.8万t ○運用下限 5.2万t ○運用下限の考え方 ・電源脱落リスク(消費量2週間分) ・入船遅延リスク(消費量6日分) ※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。	(日本海LNG新潟基地の例) ○物理的下限 2万t ○運用下限 5万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延リスク(2日分) ※なお、計画策定・運用にあたっては、必要の上振れリスクを考慮。 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：日L基地 1/10実績 3.4万t	(富津基地の例) ○物理的下限 6万t ○運用下限 18万t ○運用下限の考え方 ・基地に複数あるタンクの一部分が払出不能になり、一部発電機停止(kW抑制)となるレベル(4万t→液位10万tを目安) ・入船遅延リスク(消費量2日分相当) 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：富津基地 1/25実績 12.6万t	(富山新港LNG基地) ○物理的下限 0.5万t ○運用下限 1.1万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延リスク(消費量3日分相当) 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上は、運用下限を下回る水準での運用が発生。 例：1/13実績 0.9万t
12月～1月における燃料制約実施時期	(LNG燃料制約なし)	12/1～1/31(12/4,12/5除く)	12/5～12/10 12/23～1/29	12/8～12/9 12/29～1/3 1/16 1/22～1/27
石油 タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(伊達発電所の例) ○物理的下限 1.8万kℓ (※運用下限は、北電所有の石油機全体で、最大ユニット(70kW)の脱落(2週間)を代替できる量を確保。) 今冬では運用下限の引き下げを実施(上述の2週間→1週間分)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(秋田火力発電所) ○物理的下限 2.85万kℓ(※タンクミキサ運転限界を含む) ○運用下限 なし 今冬は物理的下限の範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(石油機なし)	(福井基地の例) ○物理的下限 2.7万kℓ ○運用下限 4.2万kℓ ○運用下限の考え方 ・電源脱落リスク(250MW*10日分相当) 今冬では運用下限を引き下げを実施(4.2万→2.7万kℓ)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。
12月～1月における燃料制約実施時期	12/27 12/30 1/1～1/17(1/12除く) 1/23～1/30	12/24～1/3(12/26,12/30,12/31除く) 1/7～1/31	(石油機なし)	12/28～1/6 1/14～1/15 1/22～1/27
	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
燃料計画の見直しサイクル	- 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	- 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 - その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。	- 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。
L N G タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(堺基地の例) ○物理的下限 2.9万t ○運用下限 4.8万t(～12/18) 5.9万t(12/19～) ○運用下限の考え方 ・電源トラブルリスク(1.25億kWh相当)を考慮(～12/18まで) ・入船遅延リスク(消費量2日)を考慮(12/19以降～) 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：堺基地 12/17実績 3.1万t	(柳井基地の例) ○物理的下限 1.6万t ○運用下限 4.2万t ○運用下限の考え方 ・受入・輸出入通関手続きに要する日数分の消費量(3日分) ・入船遅延リスク(2日分) 今冬については、運用下限の引き下げを実施(4.2万→3.2万t)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：柳井基地 1/18実績 3.3万t	(坂出LNG基地) ○物理的下限 0.4万t ○運用下限 0.65万t ○運用下限の考え方 ・自治体との公害防止協定上必要量(消費量2日分) 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上も、運用下限を下回っていない。	(大分LNG基地の例) ○物理的下限 2万t(※ポンプ運転限界のほかに、入船受入期間(1日)相当の消費量(約1万t)を加味されている) ○運用下限 3.2万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延や使用量変動を総合的に勘案したリスク(消費量1.5日) 今冬については、運用下限の引き下げを実施(3.2万→2万t)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：大分LNG 1/13実績 1.9万t
12月～1月における燃料制約実施時期	12/5～1/27	12/26～1/31	12/1～1/31(1/15,1/24,1/27除く)	12/26～1/31
石油 タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	(関電所有石油3基地合計) ○物理的下限 5.6万kℓ(※タンクミキサ運転限界や、一部基地の津波に抵抗するための重しも含む) ○運用下限 10.4万kℓ ○運用下限の考え方 ・3基地合計で電源トラブルリスク(2億kWh相当)を考慮。 今冬では、運用下限を下回る範囲で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：1/8実績 8.4万kℓ	(下関基地の例) ○物理的下限 0.3万kℓ ○運用下限 0.6万kℓ ○運用下限の考え方 ・タンクミキサの運転可能範囲(液位低警報設定値含む)を考慮。 今冬では運用下限の引き下げを実施(0.6→0.3万kℓ)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(坂出石油基地の例) ○物理的下限 1.1万kℓ ○運用下限 1.9万kℓ ○運用下限の考え方 ・タンクミキサの運転可能範囲 今冬では運用下限を引き下げを実施(1.9→1.5万kℓ)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(石油機なし)
12月～1月における燃料制約実施時期	12/26～1/31	12/26～1/31	12/26～1/27(1/1～1/3除く)	(石油機なし)

表 2 燃料制約の実施に関する各社の説明

なお、自社需要見積もり、燃料制約以外の入札可能量の計算諸元については、以下のとおりの状況が確認されている。

1) 供給力、出力停止等

各社より提出された供給力の内訳（自社の設備容量・出力、他社受電分）及び出力停止等の内訳（出力停止・低下、電源Ⅰ・Ⅰ’等）に基づき分析が行われたところ、各社の供給力変動については、①定期検査等による電源の停止・出力低下、②起動・停止時の起動カーブによる供給力減少、③水力や太陽光など再生可能エネルギー電源の変動等が主な理由であるとの説明がなされた。

2) その他制約

「その他制約」について、揚水制約の数量及び算定方法、それ以外の制約の内訳（段差制約、供給力変動リスク等）及び変動理由の提出を受け、不合理な点はないことが確認された。

3) 予備力

スポット入札時点の予備力について、自社需要の1%相当以下で設定されていることが確認された。

（検証④：買い入札価格・量の妥当性について）

価格高騰時の需給曲線上における買い札の分布を見ると、旧一電、新電力の双方より999円/kWhなど200円/kWhを超える高値の入札が行われていた。このうち、2021年1月18日の需給曲線を例にとって旧一電の200円/kWh超の買い入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻しであり、価格のつり上げを意図したものは確認されなかった（図28）。

また、買い越しの生じていた旧一電について、実質買い約定量と自社需要、入札可能量に乖離が見られる理由のヒアリングが行われたところ、以下の理由であったことが確認され、価格のつり上げ等を目的とした行為は見られなかった。

- ① 1月上旬以降、スポット市場価格が高騰したことにより一部買い約定ができず、時間前市場での買い入札等の実施により、入札可能量不足分に対応したもの。
- ② 一部事業者は、1日平均のスポット市場価格が高い日においても、一部スポット市場価格が低いコマが存在し、そういったコマで経済差し替えが発生したことにより、入札可能量の不足分以上に買い札が約定したもの。

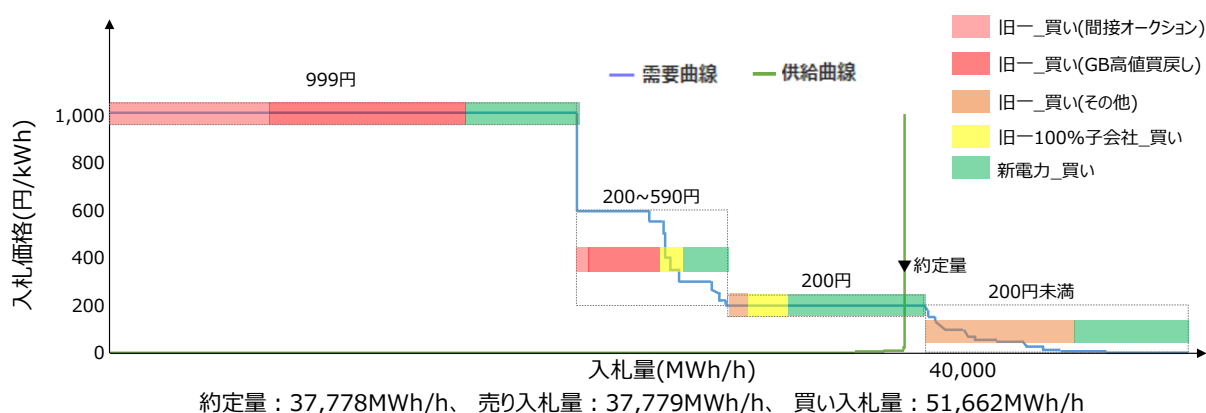


図 28 【高騰時】旧一電及び新電力の買い入札状況（需給曲線上における分布）
2021 年 1 月 18 日 17:00-17:30 コマの例 システムプライス 200.0 円/kWh

	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	北陸電力	九州電力
実質買い約定量の増減が、自社小売需要（他社卸分）の動きと合っていない理由	1月前半は、市場価格高騰により必要量が調達できなかったため。	市場価格高騰により、必要量が調達できなかったため（1/1～24）。	1月前半は、市場価格高騰により、エリア外での小売需要に対して、スポットで調達することができなかった。 エリア外の小売需要については、不足分を時間前市場で調達。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っているため、常に買い約定量が生じる。	1月中旬以降は、気温が上がり需要が落ち着いたこと、また補修停止中であった刈田新1号（石炭火力）を1/18に早期復旧、またLNGも1月後半で追加調達できたため。なお、1/24以降は松浦、他社石炭の復旧状況を踏まえ売り入札を再開。
	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力
入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致しない理由	経済差し替えが起こるよう限界費用相当での買い入札を実施しており、1日平均の入札価格が高かった12月下旬、1月下旬においても、深夜帯等のエリアプライスが低いコマで、経済差し替えによる買い約定量が発生。	12月中旬の入札可能量不足分を上回る買い約定量については、スポット市場価格が自社電源より安い場合にて発生した経済差し替えによるもの。買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用で対応。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っており、常に買い約定量が生じるため。	週間断面で設定した燃料制約量を、日々調整して達成するため、入札可能量の不足分を上回る買い入札を行った。 1月中旬に実質買い約定量が入札可能量の不足分を下回ることについては、買い入札を行ったが、結果として約定しなかったため。	12月、1月下旬については、主に太陽光が出ない夜間帯に発生した経済差し替えを実施。 買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用や揚水発電の運用で対応。

表 3 実質買い約定量の増減が自社小売需要と合っていない理由、入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致していない理由に関する各社の説明

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
買い約定量の増加の要因	・当社では買い約定量は増加していない。	・12月1日以降、3度の日エルの在庫枯渇リスクに直面した際に、発電停止回避のための施策の一環として、JEPXからの市場調達を実施し、買い約定量が増加。	・（上記に含む）	・他社（調達先の太宗を占める事業者）との電力受給契約において、受電量が一定範囲内に設定されている受電可能量の範囲に収まらない蓋然性が相当程度高まったため、受電可能量の範囲に収めることを目的として、12月下旬から1月中旬にかけてスポット市場での入札価格を変更したことから、一部の時間帯で買い約定が成立し、買い約定量が増加。	・買い約定量は増加していない。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
買い約定量の増加の要因	・12/28までは敦賀2号（700MW）の補修により供給力が低下していたため、ほぼ供給余力はなく主に買入札を実施。 ・1/7～8および1/18～21は寒波の影響により需要が増加したことから、供給力の積み増し（火力増出力、貯水池増発等）を実施および不足分の買い入札を実施。 ・また1月中旬以降、市況を踏まえた1日の中での火力制約設定や売買入札により市場価格が安価な時間帯を中心に買い入札を実施。	・買い約定は、グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少した。 ・なお、間接オークションによる他社受電分の買約定量が常に一定程度存在するため、総じて、買約定量が売入札量を上回っている。 ・燃料制約期間においては、追加燃料の調達を行いつつ、BG供給力が不足する際は市場調達を実施。 ・TSOの上げ調整力原資についても、調整力に係る付随契約に基づき市場調達を実施。	・価格の比較的低いピーク以外の時間帯で市場調達を行い、また、揚水発電も活用することにより、ピーク時間帯の買いを抑制し、価格高騰に拍車がかからないよう運用。 ・安値売りや高値買いを伴うグロスビディングを中止する場合は、グロスビディングの売り入札量と買い入札量を同量減らしている。	・1月中旬の阿南3号停止に伴い、供給力確保・燃料消費抑制を目的とした買い入札が増加。	・年明けからの厳しい寒波に加え、石炭火力のトラブル停止などが重なったため、供給力が不足する断面においては、小売り電気事業者としての供給力確保義務の観点から、市場調達を実施し、買い約定量が増加。

表 4 買い約定量増加の要因に関する各社の説明

（検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について）

12月下旬以降、3社（関西電力株式会社、中国電力株式会社、北陸電力株式会社）が、一定期間グロス・ビディングを取りやめていたが、グロス・ビディングの売入札量と買入札量を同程度に減らしていることが確認された。したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる。

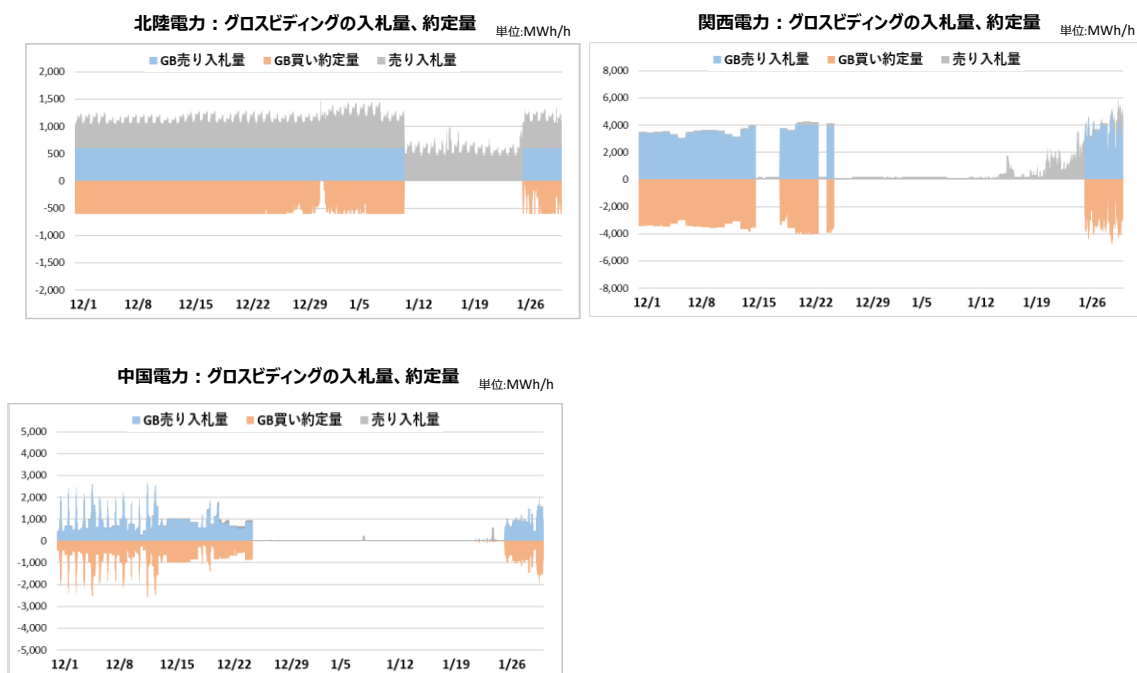


図 29 3 社のグロス・ビディングの実施状況について

(検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について）

電源の停止・出力低下について、適切に発電情報公開システム（以下「HJKS」という。）への情報開示が行われていたかについては、一部事業者の登録漏れが確認されたものの、それ以外では現行ガイドライン⁶に沿った開示が行われていた。

以上のとおり、電力・ガス取引監視等委員会における検証において、これまでに入手した旧一電及び JERA からの提出データや公開ヒアリング結果を前提とした監視・分析によれば、2020 年 12 月から 2021 年 1 月までの期間、旧一電及び JERA の取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

b) 売り切れが継続した期間における系統運用の状況

電力・ガス取引監視等委員会における検証では、市場において売り切れが継続していた期間のエリアインバランスの発生状況や調整力の稼働状況についても調査が行われた。

全国大でみると 1 月 5 日から 13 日まで多くの不足インバランスが発生したが、それ以外の期間は、余剰インバランスが発生した日の方が多かった。（平均すると、対 H 3 比率で

⁶ 「適正な電力取引についての指針」においては、計画停止及び計画外停止、出力低下が生じた場合には適時に HJKS において公表することとされている。従来、10 万 kW 以上の発電ユニットの「計画停止」及び「計画外停止」のみがインサイダー情報として適時公表の対象となっていたところ、電力・ガス取引監視等委員会での議論を踏まえて、2020 年 10 月に同指針を改定し、10 万 kW 以上の出力低下が 24 時間以上継続することが合理的に見込まれる場合も適時公表の対象とされた。

0.4%であった⁷⁾。

需要・発電それぞれのバランシンググループ（以下「BG」という。）別に見ると、需要 BG のインバランス量の方が多く、1月5日から13日までにおいては、旧一電以外の BG で多くの不足インバランスが発生していた。

こうした時間帯の調整力の稼働状況については、一般送配電事業者の専用電源である電源Ⅰが主に稼働していたが、それに加えて、多くの時間帯において、緊急的な供給力として電源Ⅰ'やオーバーパワー運転⁸⁾、自家発電設備も活用されていた。また、発電事業者の電源の余力を一般送配電事業者が調整力として活用する電源Ⅱが、市場で売り切れが多く発生していたにもかかわらず、多くの時間帯で活用されていた。

なお、発電事業者が燃料不足懸念から発電電力量を抑制し、市場において売り切れが発生していた状況では、一般送配電事業者がゲートクローズ後の余力を活用し需給調整を行う調整力である電源Ⅱについても余力は限定的であった。このような状況においても、一般送配電事業者が電源Ⅱを指令していたのは、以下のようなケースであった。

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力電源を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力電源を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

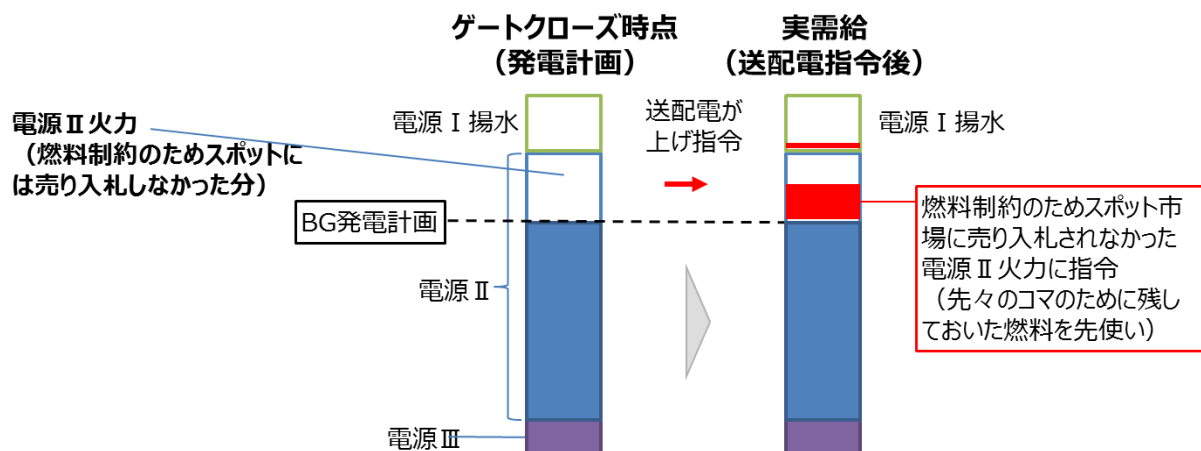


図 30 上記①の指令のイメージ

このような電源Ⅱの指令に係るスポット市場への影響については、電力・ガス取引監視等委員会において、下記のとおり分析されている。

今回のような発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過した（燃料の先使いをした）電源Ⅱへの火力電源の指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考

⁷ 北海道から九州までの9エリアのH3需要合計値の1/2の値に対する各エリアのコマごとの9エリアのインバランス量合計値の割合の平均

⁸ 発電設備の定格出力値を超えた発電のこと。

えられる。(スポット市場前の電源Ⅱ事前予約を除く。)

他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響を与えたと考えられる。

これについて、上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰの揚水発電に指令した場合には、いずれ上池の水量を回復するための水のくみ上げ(ポンプアップ)が必要となり、揚水ロス⁹を考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量は更に減少したと考えられる。すなわち、先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合より、この電源Ⅱへの指令の方がむしろ小さかったと言える。¹⁰

また、上述②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言える。

これらを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会では、市場価格高騰期間の系統運用は、全体として以下のような状況であったと推察している。

- ① 多くの発電事業者において燃料不足となる懸念が発生。これらの事業者は、次の燃料到着まで在庫量を持たせるため、各日の発電電力量を一定以下に抑制することを決定。それにより、スポット市場への売り札が減少し、売り切れが発生。
- ② その結果、多くの新電力が需要に応じた量の電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生。
- ③ これらの不足インバランスを解消するため、一般送配電事業者は調整力を用いて上げ調整を行う必要があった。電源Ⅱの余力が限定的であったため、主に電源Ⅰを活用していたが、電源Ⅰも次の燃料到着までの燃料枯渇リスクの懸念があったため、これを可能な限り軽減するため、以下のような工夫を組み合わせ対応していた。

【一般送配電事業者が行った需給対策】

- i. 電源Ⅰ'の活用
- ii. 電源Ⅱのオーバーパワー運転
- iii. 緊急的に、電源Ⅲや自家発電設備の増発稼働を依頼
- iv. 比較的余裕のある他のエリアの電源Ⅰを活用して融通受電
- v. 発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用
- vi. 揚水発電のポンプアップに必要な電気を市場から調達

今冬の事象の特徴は、燃料不足が主要因の一つであったため、燃料到着までに燃料在庫が枯渇するリスクという観点では余力はなかったが、その瞬間だけ(あるいは数時間だけ)乗り切るという観点では十分に余力があったという状況が生じていた点にある。

したがって、その時点だけでみた発電余力(いわゆるkW)はどのコマもあったが、持続力(kWh)に懸念があったため、売り切れが継続し、一般送配電事業者の需給調整も困難を

⁹ 揚水発電は、水のポンプアップから発電までの間に、ポンプ等の機器効率等の要因によりエネルギーロス(揚水ロス)が発生し、ポンプアップのために必要な電力に対し、発電時の出力は約3割程度ロスする。

¹⁰ 電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したこととして扱われる。

強いられていた。

③市場価格の高騰に関連して発生した事象

a) インバランス料金の速報値と確報値について

インバランス料金は、その単価の確定までに時間がかかるため、実需給の数日後の時点で取得可能なデータに基づき簡易な方法で算出した速報値を公表した後、2か月後に確報値を公表する運用となっている。

2021年1月のインバランス料金については、その確報値が3月5日に公表されたところ、1か月平均値において、確報値が78円/kWhであったのに対し、速報値は59円/kWhであった。

このように速報値と確報値の差が大きくなった理由について、電力・ガス取引監視等委員会で分析が行われた。

インバランス料金単価の速報値の公表について		2
○ インバランス料金単価の公表時期については、前回WGIにおいて、インバランス料金単価の確定までに時間がかかるため、確定までの期間の短縮や、予測に基づく速報値の公表について検討すべき、との意見があった。 ○ 実務検討を行った結果、確報値の公表には実需給から1～2ヶ月を要するため、以下の簡易な方法によりインバランス料金単価の速報値を作成し、実需給の3～5日程度後には公表することが適当と考えられる。 ○ 実際のインバランス料金の精算は、前回WGで示した方法により算出される確報値を用いて実施。		
1. 考え方		
● 実需給の数日後時点で取得可能なデータに基づいて算出する簡易な手法により、インバランス料金単価の速報値を作成。 ● 速報値作成の業務フローについては、前回示した確報値と同様に、広域的運営推進機関、日本卸電力取引所および一般送配電事業者が連携する形で実施(公表は実需給の数日後)。		
2. 簡易な手法の内容		
【需要側】 ● 一般電気事業者の需要: 「エリアの全体発電実績－新電力の需要実績」と想定(確報値についても同様) ⇒よって、「エリア全体の需要インバランス＝エリア全体の発電実績－エリア全体の需要計画」となる。		
【発電側】 ● 中給指令下の電源: 指令に追従できない場合(電源トラブル)については考慮せず、中給指令に従って運転された(インバランスが発生しない)とみなす。 ⇒よって、「エリア全体の発電インバランス＝中給指令下以外の発電BG実績値－中給指令下以外の発電BG計画値」となる。 ● 中給指令下になく30分値の把握が可能な電源: 通信不良などによる欠測分については除いて計算。 ● 中給指令下になくプロファイリングが必要な電源: 1時間計量器の計量値やパルス値の取得が困難であるため、速報値算定の断面では各一般送配電事業者の中給が推計する値を利用。		

図 31 インバランス料金の速報値の公表について

(出典: 第11回制度設計ワーキンググループ(2014年12月24日)資料8-4)

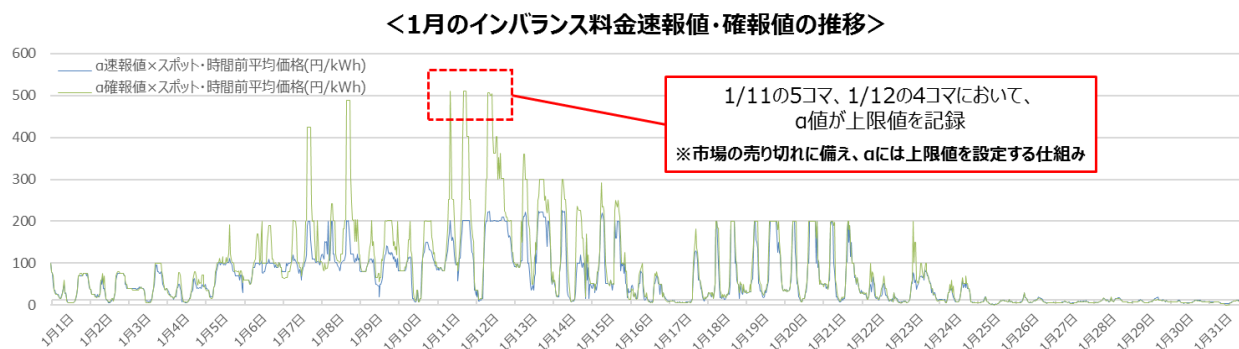


図 32 2021 年 1 月のインバランス料金速報値と確報値の推移

ア) インバランス料金の算定方法

インバランス料金は、スポット市場価格と時間前市場価格の加重平均値に、系統全体の需給状況に応じた調整項（ α ）を乗じた値が基礎となる。この調整項（ α ）は、全国で発生したインバランス量とスポット市場での入札曲線を利用して決定される。具体的には、実需給断面で発生したインバランス量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用している。このため、インバランス量が速報値・確報値とで異なる場合、この仮想的な交点もずれることとなる。

2021 年 1 月においては、後述する要因によりインバランス量の速報値が実際よりも少なく見積もられていたため、調整項（ α ）が小さく算定され、インバランス料金の速報値が実際よりも小さくなっていた。

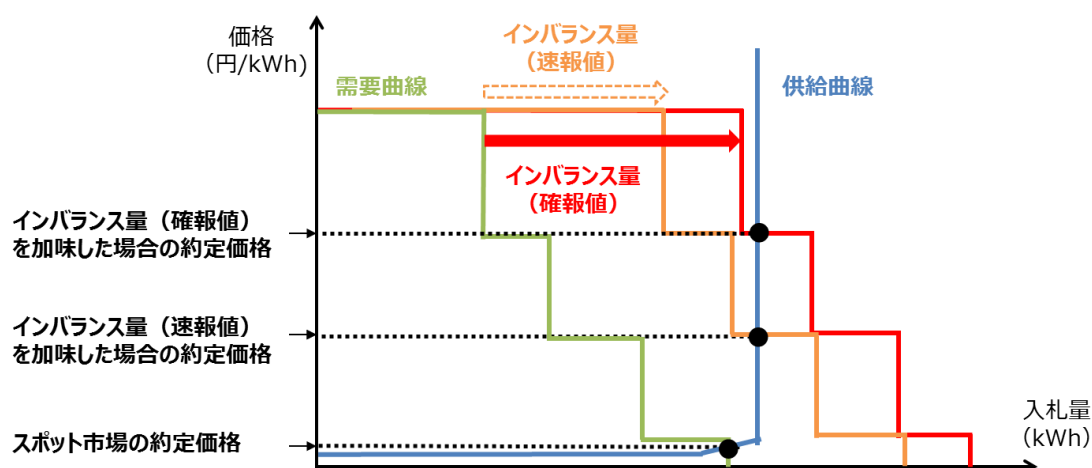


図 33 インバランス料金速報値・確報値の算定

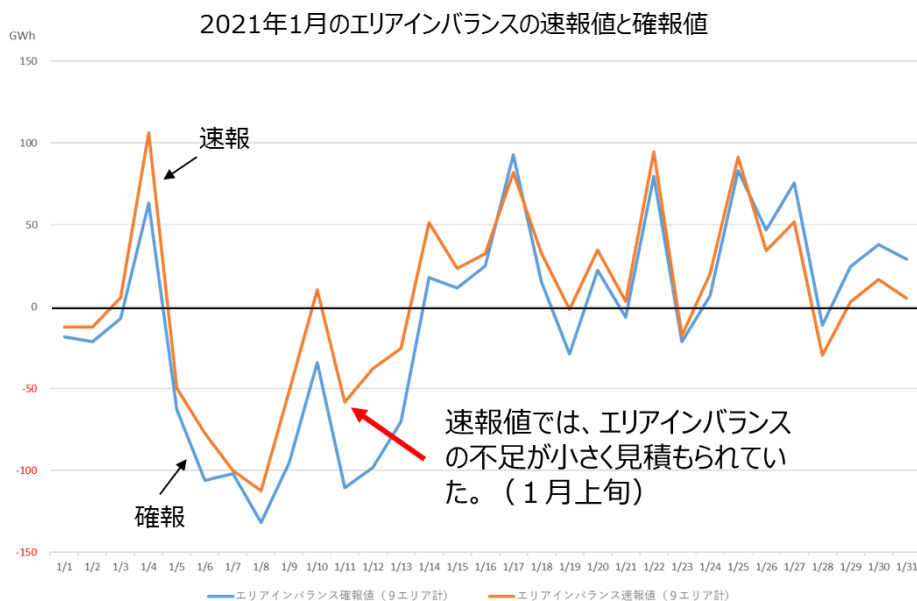


図 34 2021 年 1 月のインバランス量の速報値と確報値

(出典：第 58 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 3 月 24 日）資料 3－1)

イ) 2021 年 1 月の速報値と確報値のずれの要因

上述のとおり、インバランス料金の速報値と確報値にずれが生じた要因は、インバランス量の速報値が実際よりも少なく見積もられていたことであった。

このような算定となった原因は、電力・ガス取引監視等委員会において、速報値と確報値で用いるデータの違いによるものと分析された。具体的には次の 2 点である。

1 点目は需要 BG の計画内不一致¹¹の取扱いである。速報値では、需要 BG 内での計画内不一致は存在しないものとして算定するのに対し、確報値では、各 BG の計画内不一致をエリアインバランスに反映する運用となっている。今冬においては、スポット市場で売り切れが多く発生し、必要量を調達できない事業者が多く発生したため、計画内不一致が多く発生し、速報値と確報値とでインバランス量に通常よりも多くの差が生じるようになった。

¹¹ 小売電気事業者等は、通常、自己の需要量に応じた電気の量を調達するため、需要計画と調達計画の値は一致する。しかしながら、小売電気事業者等が需要に応じた電気の量を調達できなかった場合、需要量と調達量が一致しないため、需要計画と調達計画の値に不一致（計画内不一致）が発生する。

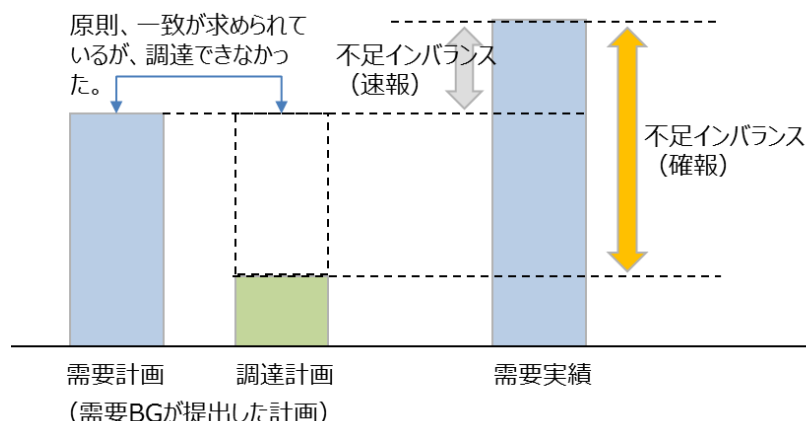


図 35 速報値と確報値における計画内不一致の取扱い

(出典：第 58 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 3 月 24 日）資料 3－1)

2 点目は、電源Ⅰ'¹²、電源Ⅲ¹³及び自家発が一般送配電事業者から指令を受けて出力増・減した部分の取扱いである。速報値では、これらの指令による出力増・減は発電又は需要インバランスとして計上するのに対し、確報値では調整指令を受けたものとしてインバランスとは扱わないところ、今冬の需給ひっ迫に際し、自家発等への指令が多く行われたことにより、速報値と確報値とでインバランス量に通常よりも多くの差が生じるようになった。

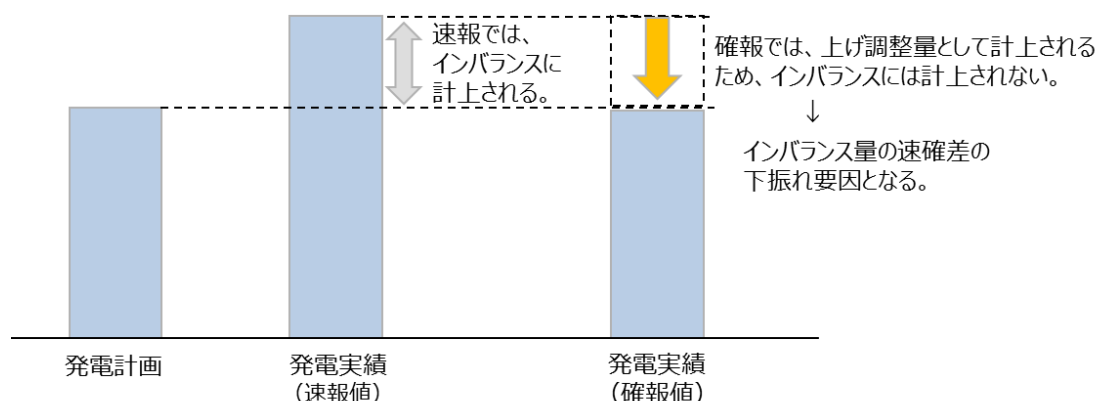


図 36 速報値と確報値における電源Ⅰ'、電源Ⅲ及び自家発の増発の取扱い（発電実績の場合）¹⁴

(出典：第 58 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 3 月 24 日）資料 3－1)

なお、2022 年度以降は、新たなインバランス料金制度の導入に伴い、実需給終了後速やかにインバランス料金の確報値が公表されるよう、システムの整備を予定しており、現行制度における速報値の公表という運用は廃止される予定となっている。

¹² 厳気象（猛暑・厳寒）時の最大電力需要に対して不足するおそれがある供給力を、一般送配電事業者が調整力として確保するもの。

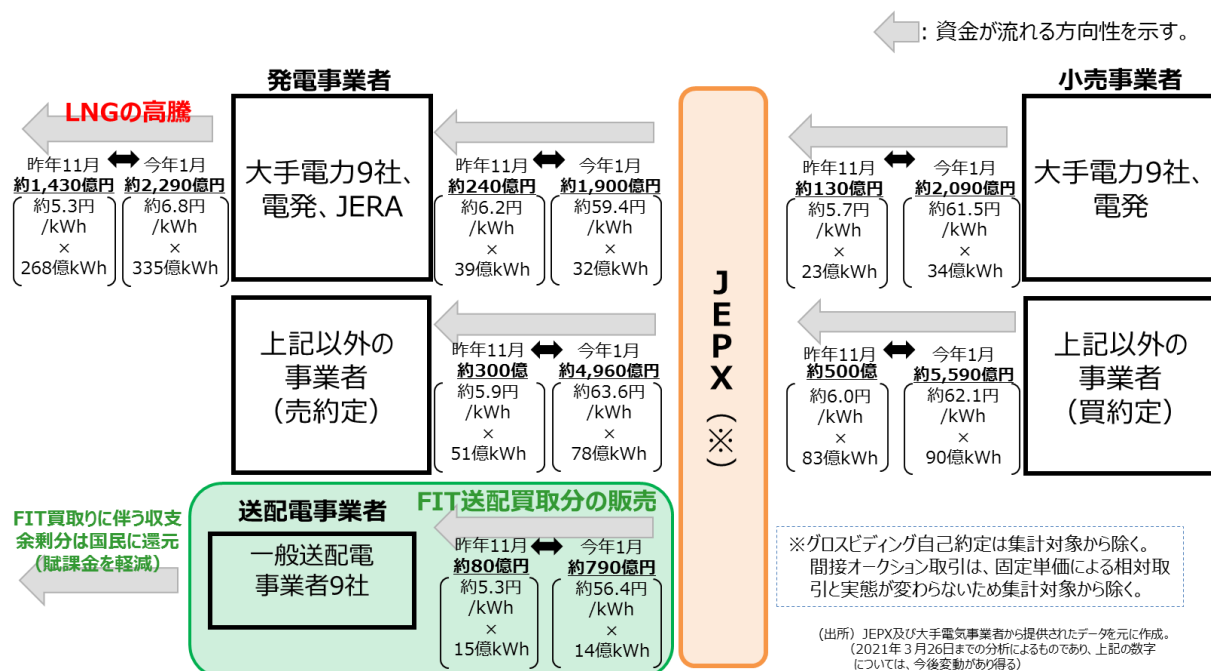
¹³ 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等。

¹⁴ 本ケースの電源Ⅰ' 及び自家発は、逆潮する電源を指す。電源Ⅰ' の DR や逆潮しない自家発の稼働は需要インバランスの速報差の下振れに影響する。

b) 市場価格高騰に伴う電気事業者の収支について

本小委員会では、今冬の市場価格高騰を受けた事業者の収支の状況についても検証を行った。

まず、JEPX を介した取引に係る資金の流れ¹⁵について、2020 年 11 月と 2021 年 1 月とを比較する形で整理した。



(注) 大手電力9社は北海道電力、東北電力、東京電力HD・EP・RP、中部電力・MZ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力。また、電源開発にはJ-Power S&Tを含む。

図 37 2021 年 1 月の JEPX を介した取引等に係る資金の流れ

図を見ると、大手電気事業者¹⁶以外の事業者について、買い約定金額が約 500 億円から約 5,590 億円へ増加し、売り約定金額との比較で見ても、約 630 億円買い越していることが分かる。

他方、大手電気事業者においても、2020 年 11 月には約 110 億円の売り越しだったのに対し、2021 年 1 月は約 190 億円の買い越しとなっていた。また、大手電気事業者においては、LNG 調達費用も増加していた (2020 年 11 月約 1,430 億円から 2021 年 1 月約 2,290 億円)。

これに加え、電力・ガス取引監視等委員会において、一般送配電事業者のインバランス収支についても報告が行われた。

今冬においては、1月上旬から中旬にかけて大きな不足インバランスが発生したことに

¹⁵ JEPX 及び大手電気事業者から提供されたデータを元に分析を行った (2021 年 3 月 26 日までの分析による)。なお、グロス・ビディング自己約定は集計対象から除いている。また、間接オークション取引は、固定単価による相対取引と実態が変わらないため集計対象から除いている。

¹⁶ 大手電力 9 社 (北海道電力、東北電力、東京電力 HD・EP・RP、中部電力・MZ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力)、電源開発 (J-Power S&T を含む) 及び JERA を指す。

加え、この期間は市場価格の高騰に伴いインバランス料金も高騰したことにより、大きな不足インバランス収入が発生した。他方で、その不足インバランスを埋めるために用いた調整力（電源Ⅰ等）の大部分の kWh 価格は、燃料不足が懸念される状況にあったにもかかわらず、従前に決められた通常時の価格（いわゆる限界費用ベース）であったため、調整力コストの上昇はそこまで大きくなかった。

このため、2020 年 12 月から 2021 年 1 月のインバランス収支では大きな黒字が発生し、2021 年 4 月における推計としては、10 社計約 1,300 億円～1,400 億円の黒字となる見込みであるが、既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなど今後貸倒損が発生する可能性（約 200 億円¹⁷）を勘案すると、1,100 億～1,200 億円規模の黒字となる見込みである。これに伴い、2016 年度から 2021 年 1 月までのインバランス収支の累積は、一般送配電事業者 10 社合計で約 370 億～460 億円程度の黒字となる見込み（上記、貸倒損発生の可能性込み）となっている¹⁸。

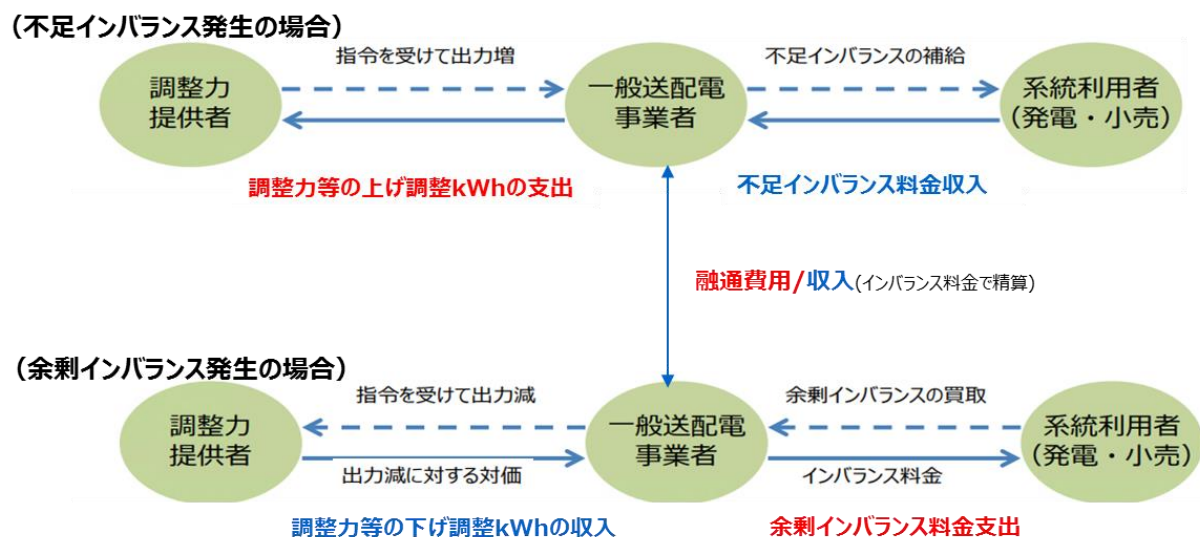


図 38 インバランス料金及び調整力費用の精算の流れ

（出典：第 59 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 4 月 16 日）資料 4－1）

¹⁷ 1 月分インバランス料金支払期日である 4 月 5 日に入金がなかったインバランス料金額を足し上げて算出。分割払対象事業者については、4 月 5 日までに入金があれば全額支払と仮定。

¹⁸ 電気事業託送供給等収支計算規則のインバランス収支計算書上の扱いが明らかでない「一般送配電事業者の代理で調整力契約事業者が卸電力市場から調達した電気に係る支出」「自家発の稼働要請に係る支出」「上げ調整力 OP 追加費用」「燃料制約超過分の上げ調整 kWh 支出」については、ひっ迫対応に必要であった費用として「上げ調整 kWh 支出」に算入した。なお、4 月 5 日時点で一般送配電事業者を支払われていない 1 月分インバランス料金は 10 社合計で約 1,260 億円（支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額（貸倒損発生の可能性として想定している 200 億円を含む。))。

一般送配電事業者のひっ迫対応に係る収支（12月及び1月試算値）（注1）

（億円）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計	貸倒損を勘案した収支
収支	55.6	195.7	293.5 ~391.7	193.1	72.3	192.5	149.3	44.5	107.2	10.4	1,314.1 ~1,412.3	1,114.1 ~1,212.3
収入												
不足インバランス料金収入	168.9	469.8	1,407.8	585.3	129.4	908.5	433.5	174.8	449.1	27.6	4,754.5	4,554.5
下げ調整kWh収入	12.5	21.9	31.7	27.4	8.5	20.4	22.9	11.6	24.1	0.5	181.3	
地帯間購入電源料等	27.9	913.5	1,011.5	210.9	36.9	178.1	34.9	24.7	27.6	0.0	2,465.9	
費用												
余剰インバランス料金支出	119.9	324.5	879.5	308.4	59.7	234.9	192.8	104.6	318.8	15.2	2,558.3	-
上げ調整kWh支出	24.5	24.4	284.5 ~382.7	236.3	15.7	315.2	21.2	19.4	23.1	2.4	966.7 ~1,064.8	-
地帯間購入電源費等	9.2	860.6	895.3	85.6	27.1	364.4	127.9	42.6	51.7	-	2,464.4	-
（参考）2019年営業収益	2,099.9	5,949.6	16,333.1	6,772.5	1,470.4	7,246.5	3,106.6	1,651.7	4,932.6	686.8	-	-

貸倒が発生すれば数値は減少
（注2）

表 5 一般送配電事業者のインバランス収支試算値（2020年12月、2021年1月）

2016年度～2021年1月のインバランス収支累積試算値（注2）

（億円）

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年4月 ～2021年11月	2020年12月 ～2021年1月	合計	貸倒損を勘案した収支累積
北海道電力NW	8.1	-27.9	-2.9	16.1	12.1	55.6	61.1	-
東北電力NW	14.3	-14.7	-22.2	26.2	35.7	195.7	235.0	
東京電力PG	-409.4	-81.6	-15.7	-31.4	-23.9	293.5~391.7	-268.5~-170.3	
中部電力PG	-20.7	7.4	-2.2	18.8	23.0	193.1	219.4	
北陸電力送配電	-0.8	0.1	5.8	7.9	6.8	72.3	92.1	
関西電力送配電	17.0	-91.9	-53.1	-29.7	-14.0	192.5	20.8	
中国電力NW	4.6	-28.2	-16.9	-4.6	17.9	149.3	122.0	
四国電力送配電	-4.2	-9.9	-17.7	-6.8	3.0	44.5	8.9	
九州電力送配電	34.3	-22.0	-28.0	-23.1	5.1	107.2	73.5	
沖縄電力	0.1	-2.6	-3.1	-2.9	-1.1	10.4	0.8	
10社計	-356.8	-271.3	-155.9	-29.4	55.2	1,314.1 ~1,412.3	565.2~663.3	365.2~463.3

貸倒が発生すれば
黒字額は減少。
（注3）

表 6 一般送配電事業者のインバランス収支試算値（累積）

Ⅱ．政府、電力広域機関及び事業者の対応

（１）電力需給ひっ迫に対する対応

①各電源のフル活用

a) 全燃料種の火力の活用

火力発電については、寒波が到来した12月中旬以降の需要を賄うため、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されていた。

年末年始の低需要期に稼働を落としたものの¹⁹、再び寒波が到来した1月上旬から、再び設備利用率が高い状態が継続し、特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日では、火力全体の設備利用率が約90%に達した。

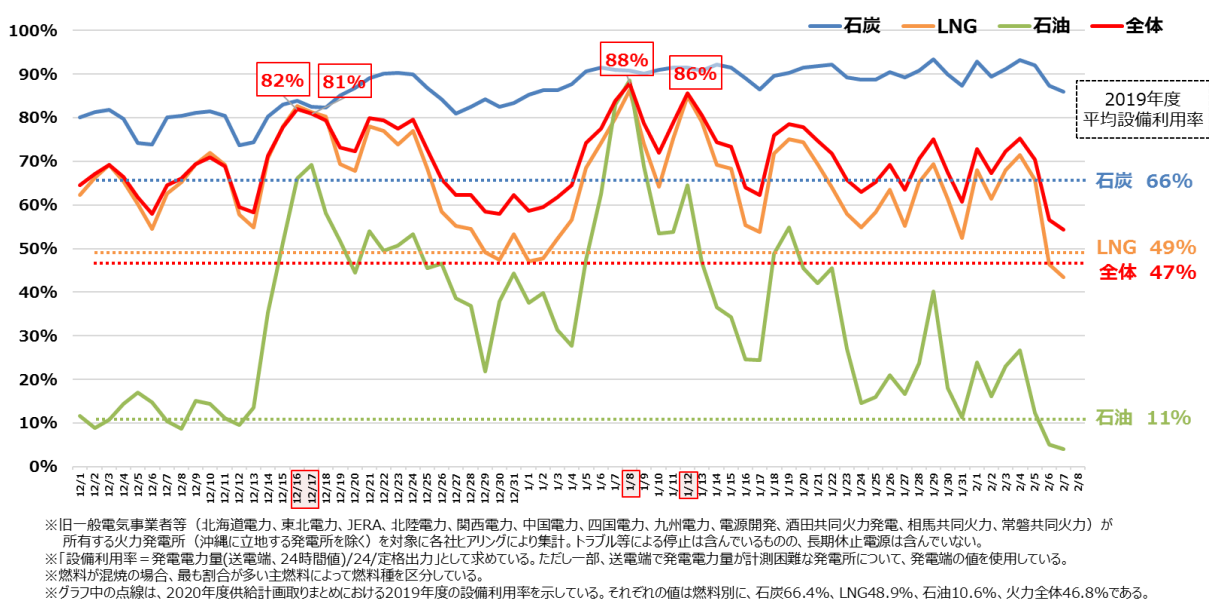


図 39 火力の稼働率

b) 一般水力・揚水の活用

一般水力は、秋季からの少雨に加え、積雪に伴う出水の減少に伴い、設備利用率が低下していたものの、需要ピーク時には、河川及びダム運用に影響を与えない範囲で供給力として活用されていた。

¹⁹ 年末年始（12/26～1/4）の低需要期は、1月以降の本格的な高需要期に備えるため、発電設備の計画停止・補修を行うことが一般的であり、全体的に設備利用率は低い水準を示している。

また、揚水は、供給区域内の需給バランスを調整するピーク時の供給力として連日稼働していた。

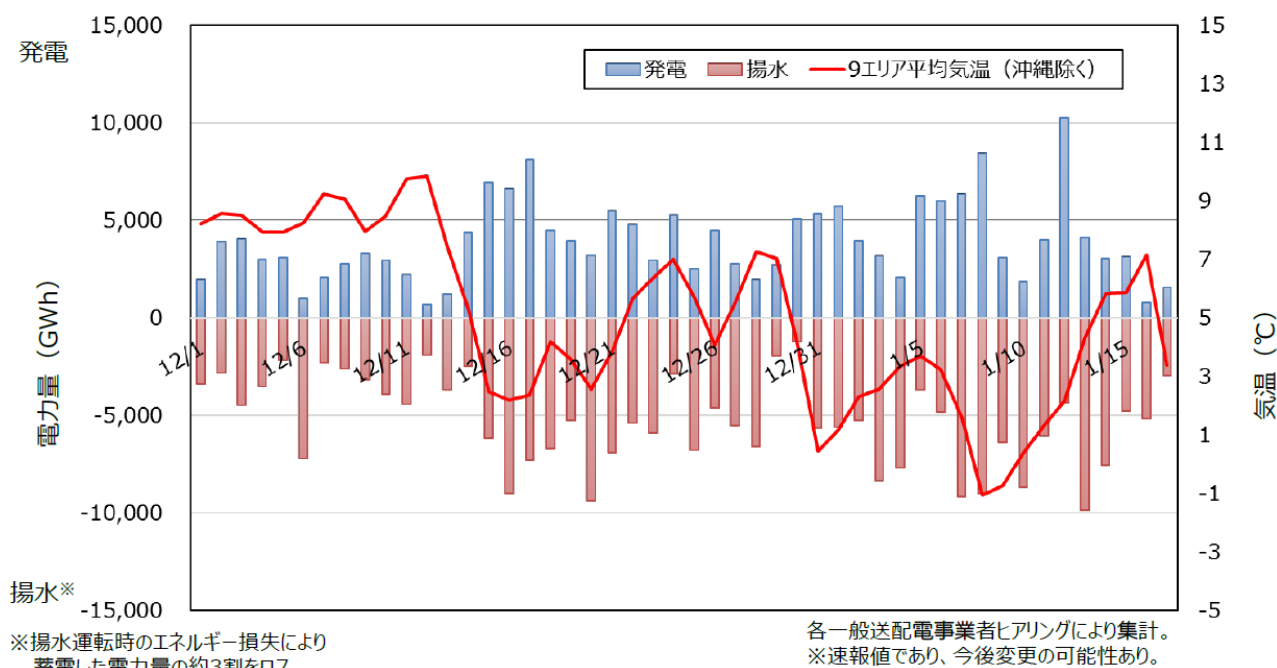


図 40 揚水の稼働状況

c)原子力発電所の稼働状況

原子力発電所については、9基が新規規制基準の適合性確認後の再稼働済みであるが、2020年12月から2021年1月までの間は、直近の同時期と比べ、定期検査などによる稼働停止が多く、この期間フル稼働していた原子力発電所は、玄海3号機と川内1号機の2基となっていた。

こうした中、原子力発電所が全基稼働を停止していた関西エリアでは、1月17日から、同エリアの供給力の4%に当たる大飯4号機が稼働を再開し、電力の安定供給の確保に寄与した。

②発電事象者・小売電気事業者（非調整電源保有事業者）に対する焚き増し指示

1月6日、LNGのkWh不足による供給力不足対策として、電力広域機関より非調整電源を保有する発電事業者及び小売電気事業者に対して、電気事業法第28条の44第1項第5号及び電力広域機関の業務規程第111条第1項第5号の規定に基づく「需給を改善させるための指示」が発出された。なお、本指示は、市場に売り入札することを依頼し、ひっ迫エリアにおいては、未約定分を一般送配電事業者へ調整力として送電するように指示したものである。加えて、東京電力パワーグリッドエリア及び関西電力送配電エリアの対象事業

者には、発電設備を最大出力で運転し、発電余剰分を卸電力取引市場に投入することを指示するとともに、その他のエリア（沖縄電力エリアは除く。以下同じ。）に対しても、発電余剰分の卸電力取引市場への投入が指示された。2015 年に電力広域機関が発足して以来、発電事業者・小売電気事業者に対する最大出力運転及び余剰分の市場投入に係る初めての指示となった。

1月8日には、発電設備の最大出力運転指示の対象となるエリアを拡大した。前述の2エリアに加え、北陸電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア及び九州電力送配電エリアの対象事業者についても準備が整い次第、発電設備の最大出力運転等が指示された。

1月15日には、四国電力送配電エリアが加わり、その後、全国的に電力需給状況が改善しつつあることから、当初1月31日24時までの期間を前倒しし、1月26日24時をもって終了した。

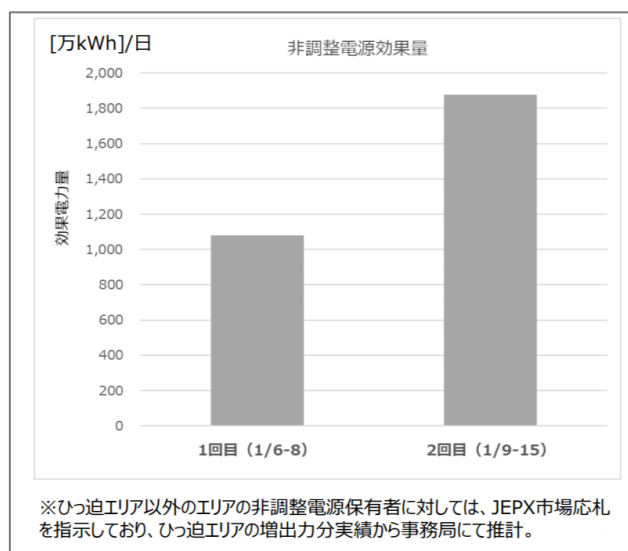


図 41 電力広域機関の指示による非調整電源の市場供出効果量

(参考) 発電事業者及び小売電気事業者に対する指示並びに電気供給事業者に対する要請の実施

全国（沖縄を除く）の非調整電源（※）の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、当機関は、電気事業法第28条の44第1項第5号及び業務規程第111条第1項第5号の規定に基づき、発電事業者及び小売電気事業者に対し、また、業務規程第111条第2項の規定に基づき、電気供給事業者に対し、以下の内容の指示及び要請を行いました。

※一般送配電事業者がオンラインで出力調整できる電源以外の電源（ただし、FIT電源を除く。）

1. 1月6日（水）（準備整い次第）～1月8日（金）24時

対象エリア（沖縄を除く9エリア）における発電事業者及び小売電気事業者並びに電気供給事業者（本機関より別途連絡した事業者）

＜東京電力パワーグリッドエリア及び関西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。

2. 1月8日（金）（準備整い次第）～1月15日（金）24時

対象エリア（沖縄を除く9エリア）における発電事業者及び小売電気事業者並びに電気供給事業者（本機関より別途連絡した事業者）

＜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。

3. 1月15日（金）（準備整い次第）～1月31日（日）24時（※）

※全国的に電力需給状況が改善しつつあることから、1月31日24時までの対象期間を前倒し変更し、1月26日24時をもって、指示及び要請を終了しました。

対象エリア（沖縄を除く9エリア）における発電事業者及び小売電気事業者並びに電気供給事業者（本機関より別途連絡した事業者）

＜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。

出典：電力広域機関 Web ページ²⁰

③電力融通指示の実施

12月15日から1月16日までの間、電力広域機関は、一般送配電事業者に対し、電気事業法及び電力広域機関の業務規程に基づく「需給状況改善のための指示」（電力融通指示）を発出した。具体的には、北海道、沖縄を除く8つの供給区域の需給状況改善のため、累計218回（延べ21日）の融通指示を行った。

これは、2015年度から2019年度までの5年間で、累計45回（延べ33日）の電力融通指示実績を行ったことと比較しても、はるかに多い回数となった。特に需給状況が厳しかった1月7日から13日にかけては、一般的に需要が下がると言われる深夜時間帯も含めて電力融通指示が出された。

²⁰ https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu_summary.html

複数エリアにおいて供給力不足が長時間に及んだこともあり、1日の中でも時間帯によって受電（ひっ迫）エリアと送電（応援）エリアが頻繁に入れ替わったり、揚水発電の水をくみ上げるタイミングを工夫することで連系線の混雑緩和を避けたりするなど、電力広域機関の判断の下に、全国大での広域的な電力融通指示がなされた。

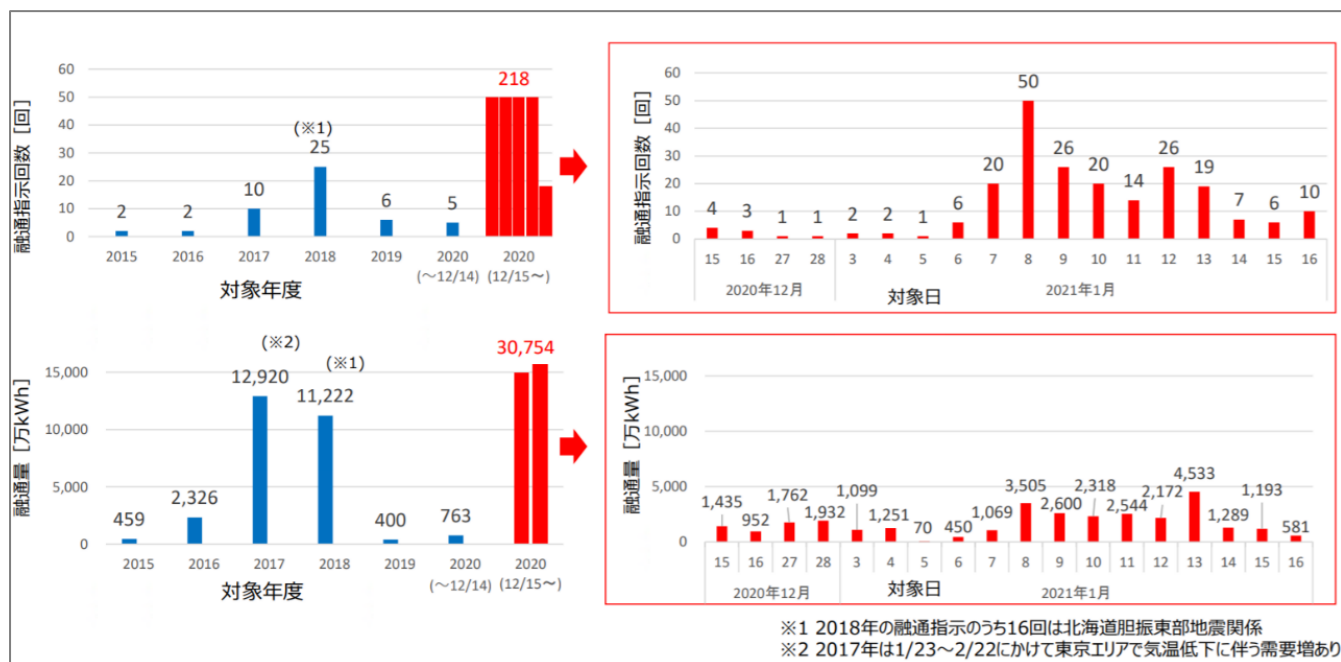


図 42 融通指示回数と融通量の推移

（参考）一般送配電事業者に対する指示の実施

電気事業法第 28 条の 44 第 1 項第 1 号及び第 3 号並びに業務規程第 111 条第 1 項第 1 号及び第 3 号の規定に基づき、2020 年 12 月 15 日から 2021 年 1 月 16 日までの間、北海道、沖縄を除く 8 つの供給区域の需給状況改善のため、一般送配電事業者に対し、電力需給状況が悪化している供給区域の一般送配電事業者に必要な電気の供給を行うよう、累計 218 回の融通指示を行いました。

東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全体
1 回	9 回	1 回	22 回	94 回	42 回	25 回	24 回	218 回

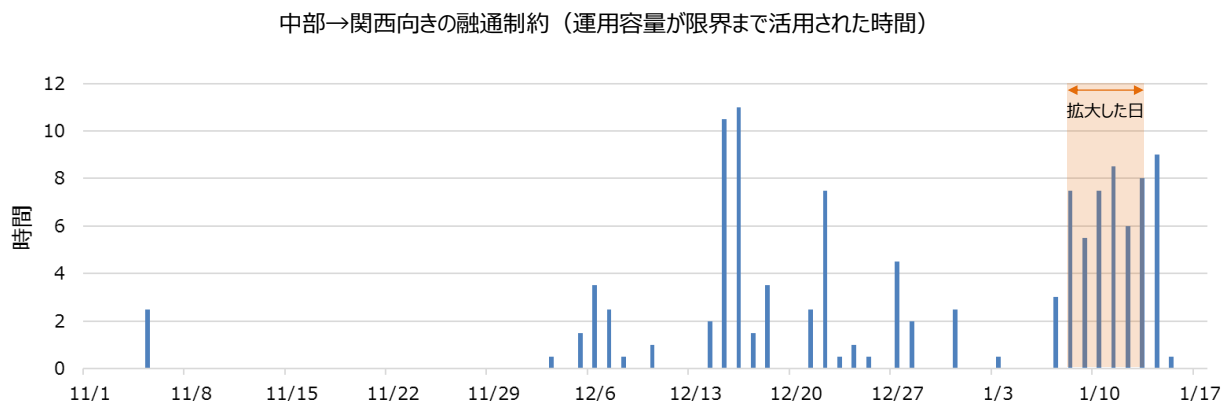
出典：電力広域機関 Web ページ²¹

④地域間連系線容量の拡大

平常時、供給エリア間をつなぐ地域間連系線の最大運用容量は、長期的かつ安全に連系線を利用する観点から、電力広域機関が設定している。今回、1月8日から1月13日にかけて、電力広域機関の融通指示に当たり、中部関西間連系線の空容量が不足していたことで、電気を送ることができず、連系線の運用容量を拡大しなければひっ迫エリアでの需

²¹ https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu_summary.html

給悪化による長期的な停電が発生するおそれがあったため、緊急措置として一時的に当該連系線の運用容量が2倍弱（平均110万kW程度）に拡大された。



(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

図 43 中部から関西向きの融通制約時間の推移

⑤燃料融通

発電事業者のLNG火力の燃料制約による稼働抑制を受け、東日本エリアから西日本の需給ひっ迫エリアに対する電力会社間での融通や、ガス大手4社（東京ガス・東邦ガス・大阪ガス・西部ガス）をはじめ、LNG基地を有するガス会社から電力会社に対するLNGの融通や配船調整等の実施等、事業者間でのLNGの融通が行われた。また、LNGのみならず、電力会社から石油元売会社等に配船調整や重油の提供が要請され、石油元売会社や商社の配船調整等により重油を確保した事例もあった。こうした燃料融通に当たり、電気事業連合会から、1月7日に石油連盟、1月8日には日本ガス協会へ融通の依頼が行われた。

⑥効率的な電力利用の呼びかけ

全国的な厳しい寒さにより電力需要が大幅に増加したことを受け、1月12日の記者会見を通じて、梶山経済産業大臣から需要家に対し、電気の効率的な使用に関する呼びかけが行われた。

一方で、1月10日、旧一電等で構成する電気事業連合会及び送配電網協議会からも、電力業界として自主的に効率的な電力利用の呼びかけが行われた。冬季の呼びかけということもあり、暖房などはこれまでどおり使用しつつ、日常生活に支障のない範囲で、照明機器などの電気機器の効率的な使用について協力が求められた。また、同日、電力広域機関においてもWebページ上で同様の呼びかけが行われた。

(参考) 梶山経済産業大臣からの電気の効率的な使用のお願い

<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、L N G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います。
- 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。

(参考) 電力広域機関からの電気の効率的な使用のお願い

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。

(参考) 電気の効率的な使用への協力依頼

電力の需給状況と節電へのご協力をお願いについて

2021年1月10日
電気事業連合会

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。(※1)

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。(※2)

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(※3)にご協力いただきますようお願いいたします。

各地域の電力の需給状況については、それぞれの一般送配電事業者のHPに掲載している「でんき予報」をご確認ください。

以上

電力の需給状況と節電へのご協力へのお礼について

2021年2月19日
電気事業連合会

昨年12月下旬以降、全国的な電力需給のひっ迫に伴い、お客さまをはじめ、広く社会の皆さまに大変なご迷惑とご心配をおかけしております。先月より、電気の効率的なご使用による節電へのご協力をお願いさせていただいており、ご協力いただいた多くの皆さまに、改めて厚く御礼を申し上げます。

今回の需給のひっ迫は、全国的に厳しい寒さが続き、例年に比べ電力需要が大幅に増加したことにより、燃料在庫が低下する状況となったことなどから、主に発電電力量(kWh)の面で供給力が不足したことによるものと考えております。

こうした中、電力各社では、燃料の追加調達や、日ごろ稼働していない高経年化火力を含めた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、広域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うことにより、安定供給を確保いたしました。

1月下旬から2月にかけては、厳しい寒さの日もありながら、平年の気温を上回る日も多くなったことから電力需要が落ち着きを見せるとともに、発電用LNGについても、各社において安定供給に必要な水準まで回復していることを確認しております。また、電力供給面では、定期検査中であった原子力発電所(関西電力大飯発電所4号機)が1月15日に起動し、現在は定格熱出力一定運転による電力供給を行っております。火力発電所についても、定期検査時期の繰り延べや増出力運転の継続などにより供給力の確保に努めているところです。こうしたことから、今冬は需給ひっ迫を避けられる見通しとなったものと認識しております。

本件については、経済産業省「電力・ガス基本政策小委員会」において検証も開始されたところです。私どもとしても今回の電力の需給ひっ迫に伴う課題の解決策について検討を進めてまいります。

いずれにしても、電気の効率的な使用にご協力いただいた皆さまはもとより、燃料調達にご協力いただいた関係業界の皆さま、自家発電機の最大限の運転にご協力いただいた皆さまなど、多くの皆さまに感謝申し上げます。

なお、2月13日に発生した福島県沖を震源とする地震において、太平洋沿岸を中心に複数の電源が停止しましたが、被害の軽微な電源から順次運転を再開しており、電力供給に大きな影響はありません。

※各地域の電力の需給状況については、それぞれの一般送配電事業者のHPに掲載している「でんき予報」をご確認ください。

以上

出典：電気事業連合会 Web ページ²²

²² <https://www.fepc.or.jp/>

（２）市場価格高騰を踏まえた対応

①市場価格高騰に対する対応

a) インバランス料金の上限価格の導入

今冬の市場価格高騰に伴い、多くの市場参加者が、市場からの供給力の調達が困難な状況となった。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であるところ、1月12日から15日までの取引価格の最高価格が4日間連続して200円/kWhを超えたことを踏まえ、経済産業省において、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、2022年度以降導入予定のインバランス料金制度²³における、需給ひっ迫時の上限価格200円/kWhを前倒して導入することとされた。具体的には、2021年1月17日から6月30日まで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て要請が行われ、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等約款について、特例措置が認可された。

b) 市場関連情報の公開

今冬の市場価格高騰において、多くの市場参加者から、公開されている情報が不十分であり、今何が起きているか分からない、今後の見通しが分からない、といった声が多くあった。これを踏まえ、1月19日の本小委員会において、LNG在庫やLNG火力の出力低下等に係る足下の状況を詳細に公開した。さらに、1月22日以降、電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて、朝・夕で最高価格を付けたコマの売り・買い入札曲線の公開を開始した。加えて、この需給曲線の公開については、2月27日以降、JEPXにおいて、各日48コマ分のスポット市場の需給曲線を継続的に公開する運用に変更されるとともに、2020年12月1日以降の全コマについても公開されている。

インバランス料金の上限価格の導入や、市場関連情報の公開を通じ、市場価格は、1月18日の週は小康状態にあったものの、1月25日の週に入り、おおむね沈静化するに至った。

²³ 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、2020年4月に取りまとめを実施。

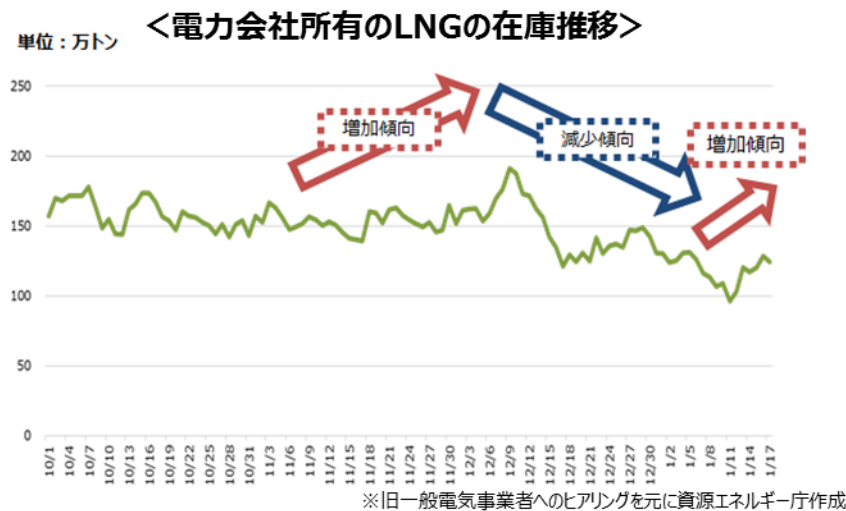


図 44 電力会社所有の LNG の在庫推移（第 29 回本小委員会資料より抜粋）

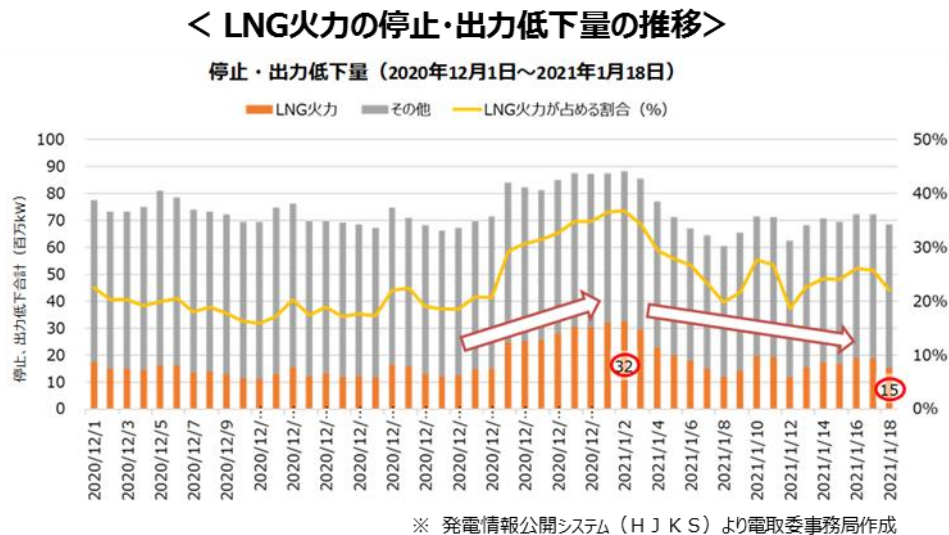


図 45 LNG 火力の停止・出力低下量の推移（第 29 回本小委員会資料より抜粋）

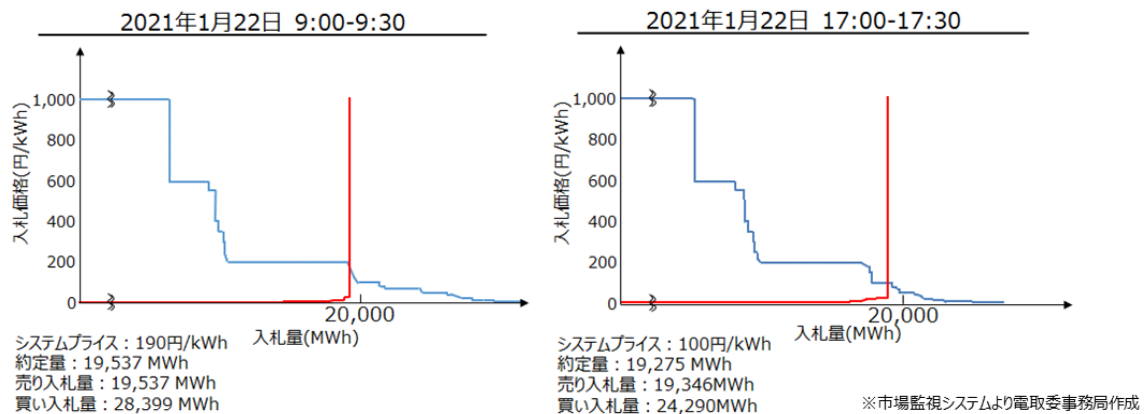


図 46 電力・ガス取引監視等委員会ホームページで公表された売り・買い入札曲線

②需要家への情報発信等

今冬の市場価格の高騰に際し、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家（消費者・事業者）²⁴に対し、高額な料金請求が生じる可能性があることから、電力・ガス取引監視等委員会において、1月14日に、需要家向け相談窓口を設置するとともに、需要家に対して契約内容の確認と契約の切替え方法について周知が行われた。また、1月26日に、事業者の対応状況（値引き等）を踏まえ、追加の周知が行われた。

さらに、1月29日には、卸電力市場価格が急激に高騰する中でも、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ため、特に市場連動型の電気料金メニューを提供する小売電気事業者に対し、需要家の電気料金負担が激変しないよう、資源エネルギー庁において柔軟な対応が要請された。また、同日付で、電力・ガス取引監視等委員会において、需要家に対しても、契約内容の確認と契約の切替え方法について改めて周知が行われるとともに、当該要請についても周知が行われた。

③新電力への資金繰り支援等

上述のとおり、市場価格の急激な高騰は、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家に大きな影響を与える場合も考えられるところ、新型コロナウイルス感染症の影響が未だ続く中、市場価格が高騰する中においても、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ため、経済産業省において、1月29日に、以下の対応が実施された。

- 卸供給を受ける小売電気事業者等に対する柔軟な対応の要請

小売電気事業者等の中には、他の小売電気事業者等から、市場連動型の料金で卸供給サービスの提供を受けている事業者がいることが考えられるため、こうした卸供給サービスを提供する小売電気事業者に対し、取引の相手方の卸料金負担が激変しないよう、柔軟な対応が要請された。

- 一般送配電事業者への要請

一般送配電事業者に対し、一定の条件の下²⁵、1月分のインバランス料金及びFIT 特定

²⁴ 市場連動型の電気料金メニューは約 66 万件程度（法人向け：約 46 万件、個人向け：約 20 万件）契約されている見込みであり、これは、日本全体の契約口数約 8,800 万件的約 0.75%、消費者向けの契約口数 6,700 万件的約 0.30%を占める。

²⁵ 次の①から③までの全ての要件を満たしていること。

①需要家保護要件：新型コロナウイルス感染症の拡大に伴い、電気料金の支払いが困難な需要家の求めに応じて、支払いの猶予などの柔軟な対応を行っており、その旨をホームページや料金明細書等で周知していること。市場連動型の電力料金メニューを提供している場合にあっては、需要家に対して、支払いの分割、猶予等の需要家の負担を軽減する措置を行い、その旨をホームページや料金明細書等で周知していること。

②事業健全性要件：次の a)、b) のいずれにも当てはまるものでないこと。

a) 本年 1 月を含まない直近 2 会計年度のいずれの収支においても赤字を計上していること。

卸供給に係る料金を8月（後者は7月）まで均等にして分割で支払うことができる措置等を実施する要請が行われ²⁶、2月12日に同内容を含む一般送配電事業者の託送供給等約款について、特例措置が認可された。

- JEPX への要請

小売電気事業者等の中には、JEPX に預託金を支払うことや市場取引に係る資産要件を満たすことが困難な者がいることが考えられるため、JEPX に対し、こうした事業者に対する柔軟な対応を行うことが要請された。

- 経済産業省における窓口の設置

経済産業省において、これらの措置に係る小売電気事業者等からの相談窓口が設置された。

また、3月5日に、1月分のインバランス料金の確報値が平均78円/kWhと公表され、速報値の平均59円/kWhと比べて大きく乖離した状況となった。これを受け、速報値を前提として当面の資金繰りを検討していた小売電気事業者、ひいては需要家への更なる影響も考えられることから、経済産業省において、以下の追加の対応が行われた。

- インバランス料金及びFIT 特定卸供給の分割回数の増加

インバランス料金の支払及びFIT 特定卸供給に係る料金の支払の分割措置について、申請期限を2021年3月15日から3月25日まで延長するとともに²⁷、1月分のインバランス料金の確報値と速報値の乖離状況を踏まえ、2021年12月までの最大9回に均等に分割して支払うことを可能とするよう、一般送配電事業者に対し要請が行われ、3月19日付けで、この内容を含む一般送配電事業者の託送供給等約款について、特例措置が認可された。

- 金融機関への要請

日本政策金融公庫、商工組合中央金庫、全国信用保証協会連合会等の金融機関に対して、今回の市場高騰に伴い影響のあった小売電気事業者や市場連動型の電気料金メニューを選択する事業者等に対して、柔軟な対応を行うよう要請が行われた。

こうした対応と併せて、資源エネルギー庁において、供給実績のある全新電力510社²⁸

b) 本年1月を含まない直近の会計年度における収支において、売上、営業利益、純利益額のいずれもが前期及び前々期に比して悪化していること。

③事業継続性要件：分割支払措置が講じられている間、卸電力市場における売買取引（ベースロード取引及び先渡取引を除く）以外の方法により、一定の電力を調達する契約の締結等を行っていること。

²⁶ FIT 特定卸供給料金の支払いについての分割措置等の要請は2月5日付けで実施。

²⁷ FIT 特定卸供給料金については、2月15日までに経済産業省に対して申入れした場合に限る。

²⁸ 2020年11月時点で供給実績のある小売電気事業者全520社のうち、みなし小売電気事業者10社を

に電話でヒアリングが行われ、インバランス料金及び FIT 特定卸供給の分割支払措置に係る申請の意向確認が行われるとともに、可能な範囲で経営状況についても意見聴取が行われた。経営状況等に係るヒアリング結果は下記のとおりである。なお、インバランス料金の分割措置については 84 バランシンググループの 177 社から、FIT 特定卸供給に係る料金の支払の分割措置については 25 社から、それぞれ申請がなされた。

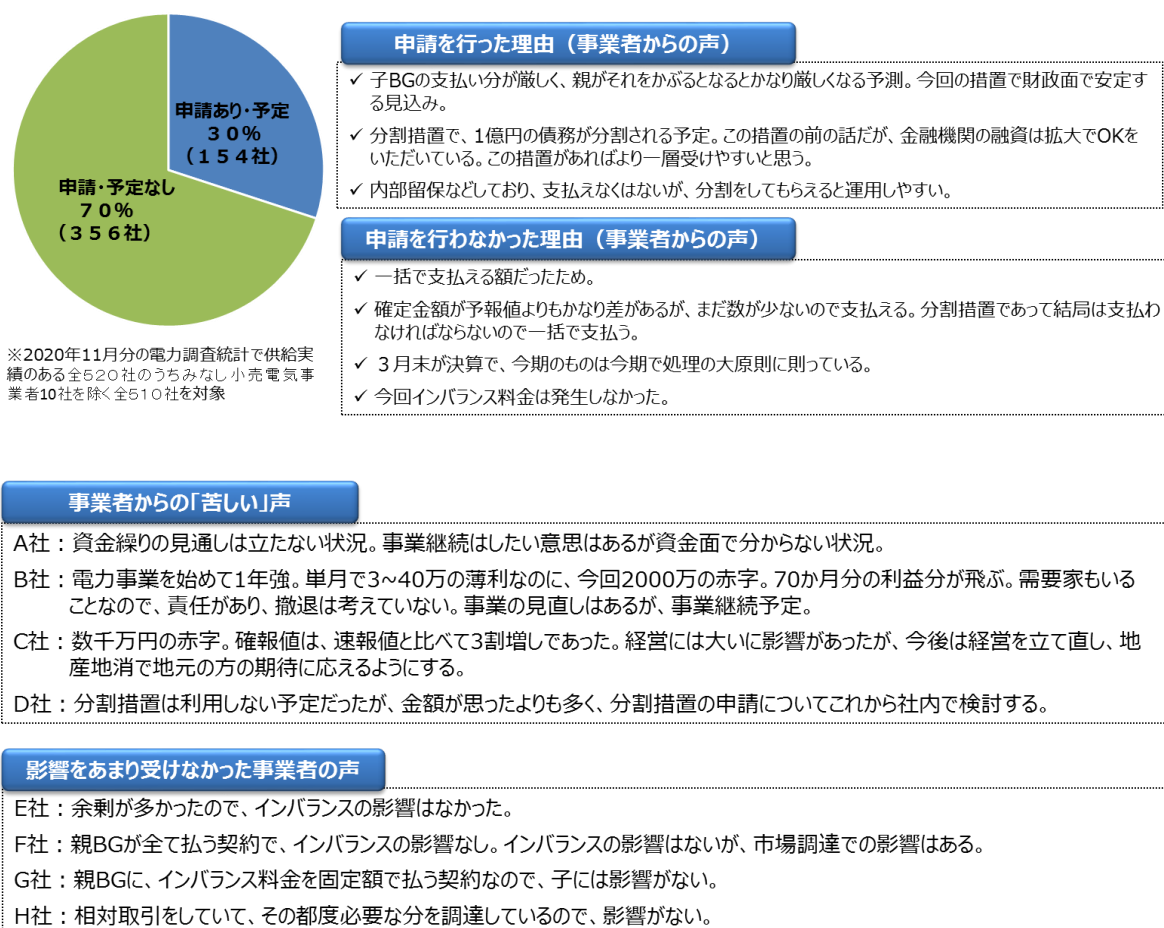


図 47 インバランス料金の分割支払措置に係る新電力 510 社に対するヒアリング結果

除く全小売電気事業者を対象。なお、FIT 特定卸供給については 2021 年 2 月時点で利用実績のある小売電気事業者 135 社を対象。

Ⅲ．今般の事象の評価と電力システム上の課題

（１）今般の電力需給ひっ迫に係る評価及び電力システム上の課題

①電力需給ひっ迫に係る評価

2020 年度冬季の需給ひっ迫においては、燃料制約による LNG 火力の稼働抑制等により電力量（kWh）がひっ迫した近年にない事態となったものの、電力融通指示、自家発電の焚増しといった事業者等関係者の尽力もあり、安定供給を確保し、全国大での予備率 3 %は確保できる形となった。

これは、電力システム改革における広域的運用が一定の役割を果たしたと評価でき、安定供給の観点からは直ちに問題となる点はなかったものと考えられる。

しかしながら、今冬においては、計 200 回を超える電力融通指示や電源 I' に加えた自家発電設備の稼働要請等の対策を行っており、こうした対策をしなくとも効率的に安定供給が確保されるような環境を整えておく必要があるため、今般の事象から得られた教訓を最大限活かしていくことが求められる。

今般の電力需給ひっ迫の主因は、これまで明らかとなったデータが示すとおり、電力需要の増加と、LNG の在庫量減少による LNG 火力発電の稼働抑制にあるものの、この背景には、電気事業の構造的変化もあるものと考えられ、それに伴って検討すべき課題が顕在化したともいえる。

具体的には、東日本大震災後の電源構成の変化や、自由化下での電気事業者の経済合理的行動に伴う電源の退出傾向があると考えられる。

東日本大震災後、原子力発電所が順次停止し、2014 年度にはその発電電力量の割合が 0 % となる中、火力発電所の発電電力量を増加させ、国内電力需要を賄ってきた²⁹。

同時に、再生可能エネルギーの導入を積極的に拡大しており、国内発電電力量に占める割合も増加している中で、再生可能エネルギーの変動性を補う調整力としての火力の重要性が増しており、特に LNG 火力への依存度が増大している。

足下では、スポット市場価格が再生可能エネルギー増大の中で 0.01 円/kWh となる時間帯も多くなる中、火力発電は稼働率が低下傾向にあり、その事業予見性が不透明となっている。その結果として、自社設備の最適化を各社が進め、石油火力等の発電設備が退出しており、供給力（kW）の低下傾向が見られる。実際、2021 年度供給計画では、冬季に安定供給水準を下回るおそれがあり、現在、電力広域機関で供給力積み上げの調整を実施しているところである。

²⁹ 火力発電所の発電電力量の割合は、2009 年度に約 61.4%であったものの、震災後、原子力発電の電力量が 0 %となった 2014 年度は約 87.7%となった。2019 年度は約 72.6%。

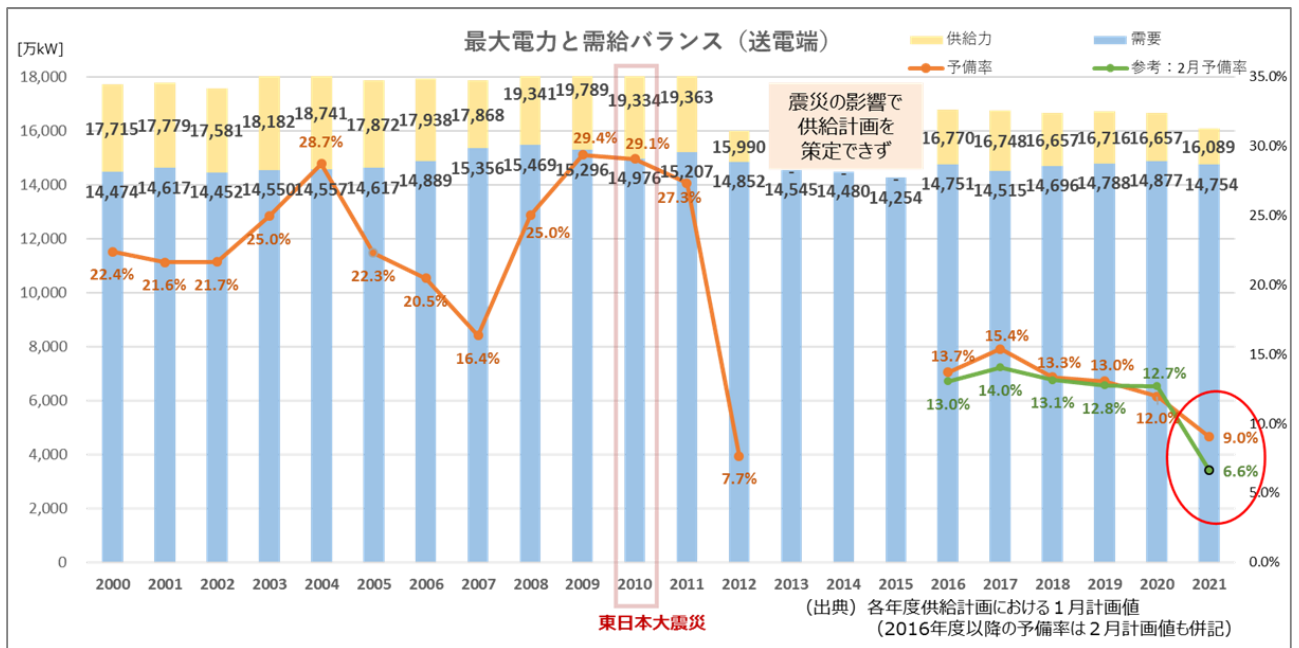


図 48 2021 年度供給計画における冬季の供給予備率

こうした供給力 (kW) の低下傾向が見られる中、依存度が増している LNG 火力については、気化しやすい燃料特性もあり、余剰在庫を持つほど経済損失となるため、LNG 在庫の不要な余剰発生を避けるよう最適な燃料調達が実施されていると考えられる。こうした状況において、今冬のように在庫消費が全国大で断続的に生じた場合、追加的な燃料調達に2ヶ月程度かかることも考慮すると、燃料 (kWh) 不足に陥る可能性がある。

今後、再生可能エネルギーの導入拡大を進める中であって、このような kW・kWh の双方が不足するリスクが増大している状況であると考えられる。

さらに、自由化前の旧一電のように一義的に供給力を担保する主体が存在しなくなっている中で、電力の広域的運用と市場メカニズムを通じて、効率的に安定供給を確保する電力システムを追求してきたところであり、需要を充足するための供給力の確保については、小売電気事業者にその義務がかけられてきたところである。他方、燃料 (kWh) 不足リスクは、発電事業者がまずそのリスクを認識することとなるため、こうした事業者間の関係や現在の電気事業を取り巻く環境を踏まえて、各事業者 (発電事業者、小売電気事業者、一般送配電事業者) の供給能力確保の責任の在り方について、検討することも重要である。

②電力需給ひっ迫に係る評価を踏まえた電力システム上の課題

a) kWh 不足リスクを評価し、予防する仕組みの整備

先述のとおり、今般の電力需給ひっ迫の主因の一つは、LNG 在庫不足による LNG 火力の稼働抑制にあった。各社は最適な運用を行う形で、燃料在庫量を確保するよう努めていたが、需要の増加や他電源の供給力の低下、他エリアへの融通などで想定より燃料を消費したことで、厳しい需給状況に陥る事態となったと考えられる。

この点、2020 年 10 月に電力広域機関で行われた需給検証では、冬季の供給予備率 (kW) を確認し、安定供給に必要な水準を確保していることを確認していたところであるものの、kW・kWh を評価する仕組みが不足していたことにより、事前にこのような需給状況の予測や必要な燃料確保ができなかったと考えられる。

b) kWh ひっ迫時における対策の必要性

今冬においては、電力量 (kWh) のひっ迫が生じた中、ガス会社からの燃料融通を受けるなど、関係者が一丸となり、尽力したことで、安定供給を確保することができた。他方、急遽の対応であったこともあり、手続が円滑に行われなかった場面もあったと推測される。そのため、kWh ひっ迫時の事業者間の警戒体制について、構築していくことが必要である。

また、電力需給ひっ迫においては、短期的には需要側への働きかけも有効な取組となる。実際、今冬の需給ひっ迫においても、ディマンド・レスポンス (DR) を活用した小売電気事業者も存在した。今後、国による節電要請等の整理と共に、こうした事業者による取組の更なる拡大に向けた環境整備を検討していくべきである。

さらに、こうした警戒態勢の構築や需要側への働きかけに当たっては、需給ひっ迫のおそれを察知できるような情報発信がなされ、関係者がリスクを認識して対処できるようにすることが重要である。

c) カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた供給体制の構築

2020 年度冬季の需給ひっ迫の要因を分析するに当たっては、構造的な要因も考慮する必要がある。供給力が低下傾向にある中、2024 年度から容量市場が開始し、中長期的な供給力の確保を図っていくこととしているものの、今冬活躍した火力等の電源設備は高経年化しており、採算性の悪い石油火力等の供給力が徐々に退出している状況にある。

こうした中、2020 年 10 月に菅内閣総理大臣から 2050 年カーボンニュートラル実現が宣言されたものの、その実現に向けては、中長期的に脱炭素電源の導入拡大や化石火力の依存度低減を図っていくことが求められる。

再生可能エネルギーの導入拡大を進めていく中で、足下では安定供給確保のために必要な調整力・慣性力といった役割を持つ火力に依存するしかなく、過度な電源の退出防止を図っていく必要があるものの、そうした火力について、段階的に脱炭素化を図ったり、他の設備に置き換えたりしていくことで、適切な電源ポートフォリオを構築しながら、供給力を確保していく必要がある。しかしながら、発電事業者は長期にわたる事業であり、市場価格の予測が立てづらい中、投資が進まない可能性もあるため、長期的な予見可能性を高め、投資を促していく事業環境整備を図っていくことが重要である。

また、地域間連系線等の整備により広域的な調整力融通を強化していくことで、全国大での効率的な運用を更に進めていくことも求められている。

これらの課題の検討に当たっては、後述する、電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰する視点と共に、市場環境に限らず、電源構成の変化等を踏まえた事業者の役割・責任の

在り方の観点とあわせて全体最適の電力システムを設計することが重要である。

（２）市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題

①市場価格の高騰に係る評価

今冬の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会において、電気の取引という観点から、下記のとおり評価されている。

今回の高騰に関して、kW に余裕があったにもかかわらず売り切れが継続したことについて、制度の欠陥である、といった指摘もある。しかしながら、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。すなわち、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性があることに加え、スポット取引断面で BG が策定した計画と実績との間にずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。

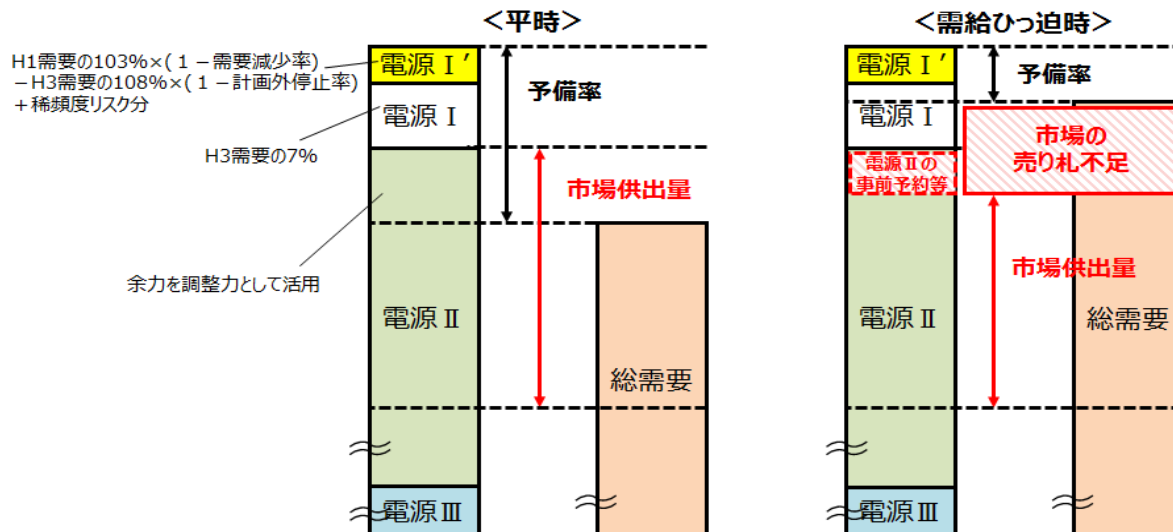


図 49 調整力確保量と市場供出量の関係（イメージ）

今冬においては、前述のとおり、燃料不足の懸念等による供給力の減少と、寒波による需要の増加により需給がタイトになり、売り切れ状態が継続的に発生した。もちろん、安定供給の観点から、そのような状況が長期間にわたって発生することは望ましいことではなく、そのようなことが再び発生しないよう、今般、なぜそのようなことが生じたのかの検証を行ったところであり、今後、必要な政策的対応をとることが求められる。

他方で、市場機能という観点で、論点とすべきは、市場において売り切れ状態が継続的

に発生したことではなく、売り切れ状態であったコマも含めて、市場価格の水準がどうであったかであると考えられる。

前述のとおり、今冬におけるスポット市場価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた電力を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それが更なる市場価格・インバランス料金単価の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。

今冬の市場価格高騰時には、調整力として、電源Ⅰ'に加えて、自家発電設備の稼働要請や、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱなども活用されていた。これらは通常の調整力よりも大きな費用を生じさせるものと考えられることから、これらが稼働していた時間帯における電気の価値（燃料の先使いによる機会費用も含む。）は通常よりも高まっていたと考えられ、スポット市場価格が上昇したことは合理的なものであったとも言える³⁰。

他方で、この期間の市場価格の動きを見ると、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、以下のように、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられる。

- 売り切れ状態は12月下旬から始まり、電源Ⅰ'の稼働は1月上旬から本格化していたが、スポット市場価格は尻上がりに上昇していたこと。
- 電源Ⅰ'の稼働が少なくなった1月19日以降も、スポット市場価格は200円近い水準の日が1月22日まで続いていたこと。

このような事態に対しては、本来、未然に防止する仕組みが重要であるが、この点、2022年度には、実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する新たなインバランス料金制度の導入を予定していた。スポット市場価格もインバランス料金の水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられる³¹。

³⁰ これらの調整力は、以下のように、通常の調整力 kWh 単価よりもかなり高いと考えられる。こうしたことを考慮すると、200 円超という水準は、全く不合理な水準とは言えないものではないとも考えられる。

- 電源Ⅰ'の kWh 単価は平均で 45 円程度。また、自家発電設備を追加的に調達し稼働させるにはそれ以上の社会的コストが生じていると考えられる。
- 燃料制約のある電源Ⅱを稼働することは先々のコマにおける燃料枯渇のリスクを高めていたと考えられる。
- さらに、2022 年度に導入される新たなインバランス料金の需給ひっ迫時料金の議論においては、真にひっ迫した際のコストは 600 円と見積もられていた。

³¹ 2022 年度から導入される新たなインバランス料金制度についても、電力・ガス取引監視等委員会において、以下の分析・検討の必要性が指摘されている。

- 今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この「補正インバランス料金算定インデックス」を今回の需給ひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行案で適当であるかどうか分析を行うことが必要である。
- なお、現行案の「補正インバランス料金算定インデックス」は、kWh 不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があり、前述の分析を踏まえ、これについて現行案のままで良いの

こうした分析を踏まえると、現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる³²。経済産業省においては、こうしたこれまでの検討状況等も踏まえて、今冬の市場価格高騰に際し、需給ひっ迫時のインバランス料金の上限価格 200 円/kWh を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じてきた。

また、現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。さらに、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。

以上が電力・ガス取引監視等委員会における評価であるが、こうした評価の一方で、市場での売り切れ状態の継続的な発生を抑止する措置や、仮に需給ひっ迫等により売り札切れが発生した場合にも、市場価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況を離れて高騰しないようなセーフティネット措置は必要である。2022年度以降のインバランス料金を始め、既にこうした目的に資する措置は一部導入が予定されているが、今冬の事象を踏まえ、こうした措置で十分か確認を行うとともに、これらの措置の導入までの間の暫定的な措置の導入について、検討を行うことが必要である。

また、今冬の市場価格高騰に際しては、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった一方で、情報公開が不十分であるとの意見や、旧一電や JERA による市場への売り入札等に係る透明性の確保を求める意見等が挙げられた。市場メカニズムを通じた効率的な電力システムを実現していく上で、市場の公正性・透明性に対する信頼は極めて重要であり、こうした観点から、市場の信頼性をより一層高めていくことが必要である。また、こうした信頼できる市場環境の下で、電気事業者が安定供給に対する責任をもって事業を行うことも重要であり、事業者における責任ある行動を促進するに当たって必要な課題についても検討を行っていくことが重要である。

②市場価格の高騰に係る評価を踏まえた電力システム上の課題について

a) 供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備

先述のとおり、今冬の市場価格高騰の要因は、売り入札切れの継続的な発生に起因した買い入札価格のスパイラル的な上昇等と分析されているところ、この売り入札切れの継続的な発生に関し、電力・ガス取引監視等委員会の検証において、相場を変動させることを

かあるいは変更する必要があるかについて検討する必要がある。

³² 諸外国の例を見ても、自由化による新規参入を進めながら、段階的に、より適切な市場の形成に向け、不断の見直しを行っていくことが一般的。

目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されていない。

他方、今回の市場価格の高騰が、一義的には市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、市場での売り切れ状態の継続的な発生を抑止する措置が必要であり、このためには、kWh 不足を予防する措置に加え、供給力が適切に市場に供出される市場環境が重要である。こうした観点からは、市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高め、売り惜しみ等の問題となる行為をより確実に防止するための検討を行うことで、市場の公正性・透明性を更に高めていくことも重要と考えられる。

b) kWh が不足する場合でのセーフティネットの整備

先述のとおり、供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備を行うことは重要である。

他方、先述のとおり、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われるバランシンググループ型の電力市場においては、供給力が適切に市場に供出されており、かつ、実需給においては十分な予備率が確保されている場合であっても、スポット市場において売り札切れが発生すること自体は起こり得るものであり、市場制度においても、こうした売り札切れの発生を前提として仕組みを検討することが求められる。

この点、電力・ガス取引監視等委員会の分析においても、市場機能という観点で論点とすべきは、市場において売り切れ状態が継続的に発生したことではなく、売り切れ状態であったコマも含めて、市場価格の水準がどうであったかであると指摘されている。また、この市場価格水準については、市場価格が上昇したことは合理的なものであった一方で、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと分析されている。

したがって、売り札切れが生じるような場合にも、市場価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況から乖離して上昇することがないような仕組みの導入が求められる。他方で、市場メカニズムの観点からは、需給ひっ迫時には、市場価格をシグナルとして、DR 等の追加的な供給力が供出されることも期待される。このため、こうした仕組みの検討に当たっては、小売電気事業者による DR リソース確保のインセンティブ等を削がないことも考慮した上で制度を検討することが重要となる。

c) 信頼される市場環境整備の必要性

市場メカニズムを通じた効率的な電力システムを実現していく上で、市場の公正性・透明性に対する信頼を高める観点からは、市場参加者ができるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることで、市場における価格形成についての予見性を高めることが重要である。また、公正な競争環境の確保という観点からは、旧一電の内外無差別な卸売の実効性確保も重要となる。これらの取組を通じ、市場の信頼性をより一層高めていくことが求められる。

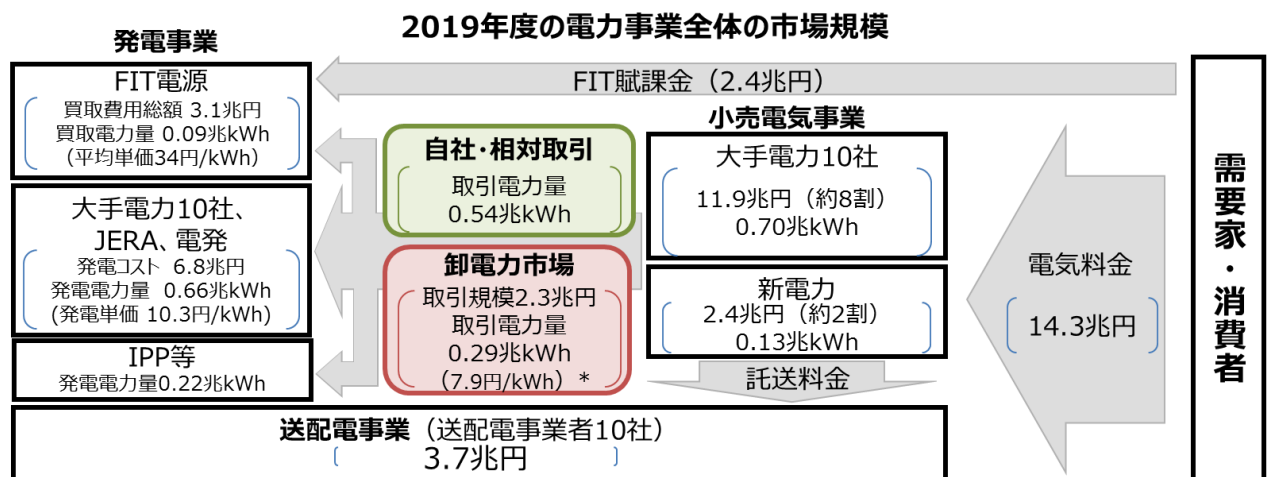
併せて、こうした信頼できる市場環境の下で、電気事業者が安定供給に対する責任をもって事業を行うことも重要であり、事業者におけるこうした行動を促進していくために必

要な課題についても検討を行っていくことが重要と考えられる。

例えば、今冬の市場価格高騰においては、市場から電力を調達する割合の高い新電力などから経営状況が厳しいという声があった一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者も存在していた。スポット市場価格は、再生可能エネルギーの導入に伴い価格が低い時間帯が増加する一方で、今冬のように需給ひっ迫時等は価格高騰の可能性があるところ、今冬の事象も踏まえ、電気事業者は、スポット市場が大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて認識する必要があると考えられる。こうした観点からは、相対契約や先渡市場・先物市場等を通じ、スポット市場よりも早い時点から段階的にリスク管理を行うことが必要であり、事業者におけるこうした取組を促進することが重要と考えられる。

更には、事業者の需給運用についても、今冬の市場価格高騰を踏まえ、その効率性について検討を行うことが考えられる。今冬の市場価格高騰は、一義的には売り札切れの継続的な発生が原因と分析されているところ、バランシンググループ型の市場では、BGと一般送配電事業者が別々に計画を作成し、供給力・調整力を別々に確保する仕組みとなっており、こうした仕組みの下では、売り札切れの発生自体は今後も起こりうるものである。現在、BGによる市場調達の大宗をスポット市場が占めているが、今後、自然変動電源の拡大等に伴い、スポット取引以降に発生する発電量等の誤差を調整する必要性が高まると考えられる。この場合、BGと一般送配電事業者が別々に計画を作成し、供給力・調整力を別々に確保する仕組みを前提とすれば、スポット市場時点での計画を中心として需給運用を行うのではなく、時間前市場や需給調整市場（調整力 kWh 市場）等、より実需給に近い市場を重視した運用の重要性が高まっていくことも想定される。

なお、これらの検討に当たっては、今冬の市場価格高騰という一時的な現象への対応だけでなく、再生可能エネルギーの主力電源化を見据え、これらに要する費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられる。すなわち、再生可能エネルギーの拡大に伴い、電力産業全体では、①FIT 賦課金が増加、②発電部門は再生可能エネルギーのバックアップのための火力等は燃料も含めた維持が必要、③送配電分野は設備増強が必要、④他方で、卸電力市場価格は限界費用ゼロ電源の増加の影響が大きくなるという構造が生じているところ、こうした電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰した上で、信頼される市場環境整備について検討を行っていくことが重要である。



※発電事業における電力量には特定供給等にも供されるものも含むため、小売電気事業における電力量の合計と一致しない。
 ※また、スポット平均価格は、価格の単純平均を取ったものであり、実際の事業者の収益や支出とは異なる。

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
スポット平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9*	11.2
(参考)0.01円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	22	266

図 50 2019年度の電力事業全体の市場規模

IV. 今後の対策

本検証は、今冬に発生した需給ひっ迫・市場価格高騰によって電気事業者関係者に大きな影響を与えたことを踏まえ、電力システムの在り方について検討することの必要性を改めて認識し、一連の事象から得られた反省と教訓を最大限に活かし、今後取り組むべき対策を取りまとめることを目的の一つとして行っているものである。

本章では、本小委員会や電力・ガス取引監視等委員会、電力広域機関における議論を踏まえ、取り組むべき対策パッケージを記載する。対策パッケージは、今般のような電力量不足や市場価格高騰の長期化を生じさせないための「①予防対策」、また電力量不足が見込まれる警戒時や実際に電力量不足が生じた緊急時の「②警戒時・緊急時対策」、自由化の中で、脱炭素と安定供給の両立を図るに当たって検討すべき「③構造的課題への対策」の3点に大きく分類される。

その中でも、予防対策、警戒時・緊急時の対策については、類似の事態が生じた時に効果を発揮するよう、急ぎ検討していく「短期対策」と、制度上の対応含めて検討を深めていく「中長期対策」の2つの時間軸に分けて整理した。

（1）電力需給ひっ迫・市場価格高騰予防のための対策

①電力需給検証の拡充

東日本大震災以降、電力需給対策に万全を期すため、全国の電力需要が高まる夏と冬に安定供給が可能かどうかについて、電力広域機関の協力の下に電力需給検証を実施している。具体的には、燃料が適切に確保されているとの前提に立ち、運転可能な設備が想定されるピーク需要に対して足りているかどうかについて、kW ベースでの需給バランスを確認してきた。

一方で、今冬の需給ひっ迫の要因がLNGの在庫(kWh)不足であったことを踏まえ、来冬に向けて電力需給検証の内容を拡充し、kWに加え、kWhでの評価も実施される必要がある。また、検証は夏冬の需要ピーク時の2か月前に行われることから、需給検証実施後から実需給断面にかけて、状況の変化に対応するため、継続的なモニタリングの実施とその結果の公表も行う必要がある。

現在、電力広域機関によって、広域需給シミュレーションを用いたkWhバランス評価や継続的なモニタリングの実施とその効果的な情報発信の方法等について、技術的・実務的な詳細の検討が行われているが、こうした検討を着実に進め、2021年度の冬の需給検証から実装されるべきである。

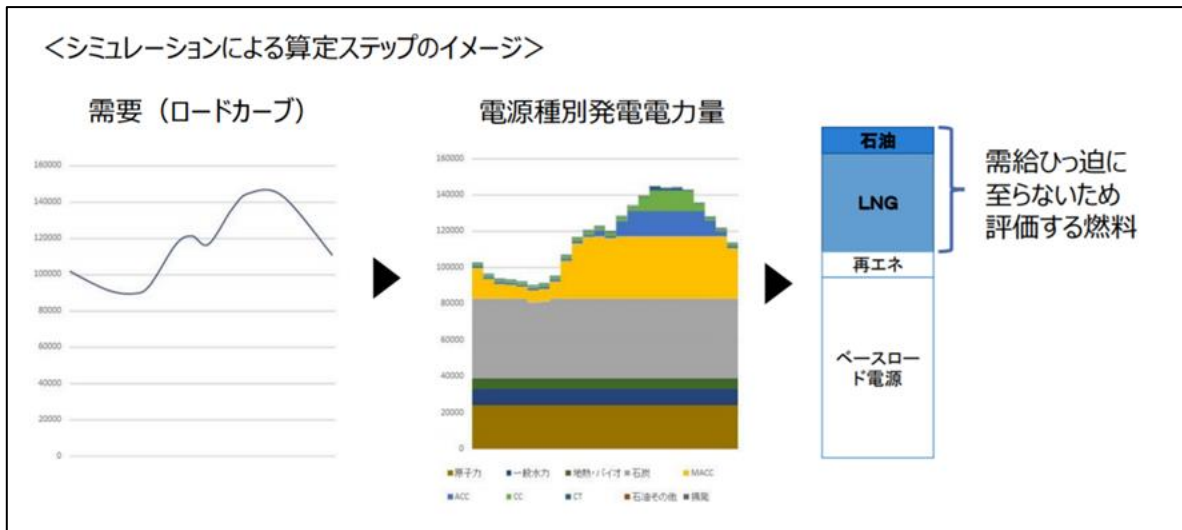


図 51 kWh 評価の方法のイメージ

（出典：第 59 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 2（2021 年 3 月 23 日））



モニタリング結果を
色で状況を可視化
して示していく案等
を検討中

図 52 現行の「でんき予報」でのモニタリング結果の公表イメージ

（出典：第 59 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 2（2021 年 3 月 23 日）一部加工）

②燃料確保の体制構築

燃料調達の実態として、各社は自社の経営戦略に基づき、個社別に燃料を調達しており、在庫余剰を出さぬよう経済合理的な燃料調達を実施している。

一方、今冬においては、調達計画時における需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加や他社の燃料（kWh）不足分をカバーする状況が断続的に発生したことで、個社の在庫量のみではなく、全国大での在庫量も厳しい状況となり、結果として、追加的な燃料調達が間に合わない期間で kWh 不足のおそれが顕在化したと考えられる。

このような燃料調達のリードタイムと燃料確保を必要とするタイミングが合わないケースの発生を予防するため、kWh 不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインを策定することとした。

一方で、本小委員会では、実効性と事業者の経済合理的な行動とのバランスをとるべき等の意見もあったことから、その策定に当たっては、今後、資源エネルギー庁において、関係事業者へ丁寧ヒアリングをした上でガイドライン案を策定し、改めて本小委員会で議論することが期待される³³。

<ガイドラインの位置づけ・用途>

発電事業者がとる燃料調達行動の目安となるもの。

国や電力広域機関のとり得る対応や役割を整理したもの。

<ガイドライン目次（案）>

1. 冒頭

- ・ガイドライン策定の背景
- ・対象の範囲

2. 燃料確保に当たっての望ましい行動

- ・通常時の適切な調達行動
 - ・在庫目安水準
 - ・不足時の対応
- #### 3. 燃料ひっ迫を予防・緩和するための仕組み
- ・国や電力広域機関が察知する方法（公表方法含む）
 - ・察知した場合の行動

図 53 燃料ガイドラインの目次（案）

³³ 第33回本小委員会（2021年4月20日）において委員から、「LNGの燃料情報をやみくもに出せばいいという話ではなく、燃料不足による kWh 不足がいつ頃解消しそうなのかといった小売電気事業者の目線での開示を考えてほしい」との意見があった。

今冬の需給ひっ迫及び市場価格の高騰を踏まえれば、①情報公開の推進により、市場参加者や需要家の不安を払拭するとともに、②情報をシグナルとして需給ひっ迫・市場価格高騰確率を低減させるような燃料・電力調達行動を促し、市場原理を活用した公平・公正な安定供給確保を推進するため、LNG 燃料情報の公開も必要である。

一方で、発電事業者にとって、個社の燃料情報は競争情報そのものであり、他電源との競争を行っている LNG 発電事業者の競争環境に対する影響へも留意すべきである。例えば、個社の在庫レベルの開示によりひっ迫度が燃料提供者に伝わることで、燃料価格のつり上げが行われ、発電事業者の競争力が低下するのに加え、需給ひっ迫時の電力価格上昇等を助長するおそれがあり、公表方法については慎重に検討する必要がある³⁴。

このため、当面は、本小委員会でお示ししてきたような、大手電力の月末在庫合計値の状況や、月間の調達・消費の合計値を国において公表することとしつつ、実効性のある情報公開と発電事業者の競争環境への影響や過度な負担の回避の観点から、今後の LNG 燃料情報の取得・公表のタイミングや粒度については、こうした動きと整合する形で更なる検討を行っていくべきである。

③ヘッジ市場の活性化

先述のとおり、電気事業者は、スポット市場が大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて認識する必要がある、こうした観点から、先渡市場や先物市場等の長期市場の段階から段階的にリスク管理を行うことが重要になる。

こうしたリスク管理を行う手段として、ベースロード市場、先渡市場及び先物市場等のヘッジ市場の活用が期待されるところであるが、事業者からはこうした市場の活性化が不十分であり、取引機会が限定されているとの意見が寄せられている。また、ヘッジ市場活用に当たり、ヘッジ会計の適用に課題がある、預託金の金額が高い等、利便性に課題があるとの意見も挙げられている。

他方、取引機会については、2019 年 9 月に東京商品取引所（TOCOM）で、2020 年 5 月に欧州エネルギー取引所（EEX）で、2021 年 2 月に米国シカゴ・マーカントイル取引所（CME）で、先物に係る取引やクリアリングサービスが開始されたことに加え、2020 年度受渡し分から取引が開始されたベースロード市場でも、売り入札量に比して多くの売れ残りが発生している等、取引機会は一定程度拡大してきていると考えられる。また、こうした取引所取引に加え、トレーダー等の仲介による先物取引や相対での先渡取引の機会も存在している。特に、取引所取引で流動性の低い先渡商品もトレーダー経由で取引されており、この場合にはヘッジ会計の課題も存在しないところ、事業者においては、こうした取引を活用していくことも期待される。

³⁴ 第 33 回本小委員会（2021 年 4 月 20 日）において、委員から「LNG 燃料の在庫情報ではなく、より直接的な kWh 不足の情報の公表の方が、LNG 購買や競争環境に直接的な悪影響を与えず、電力ひっ迫の情報を伝えられる可能性もあり、LNG 在庫情報の公表はメリット・デメリットを評価した上で判断すべき。」との意見があった。

> オークション約定量

	2019年度取引（カッコ内は年間換算量）			2020年度取引（カッコ内は年間換算量）		
	売り入札量	買い入札量	約定量	売り入札量	買い入札量	約定量
北海道	711.6MW (62.3億kWh)	298.6MW (26.2億kWh)	27.8MW (2.4億kWh)	922.0MW (80.8億kWh)	232.5MW (20.4億kWh)	11.6MW (1.0億kWh)
東日本	10,261.6MW (898.9億kWh)	4,094.7MW (358.7億kWh)	308.6MW (27.0億kWh)	10,786.2MW (944.9億kWh)	3,637.3MW (318.6億kWh)	107.7MW (9.4億kWh)
西日本	10,298.5MW (902.1億kWh)	2,993.3MW (262.2億kWh)	197.9MW (17.3億kWh)	11,326.8MW (992.2億kWh)	2,511.9MW (220.0億kWh)	212.8MW (18.6億kWh)
総計	21,271.7MW (1,863.4億kWh)	7,386.6MW (647.1億kWh)	534.3MW (46.8億kWh)	23,035.0MW (2,017.9億kWh)	6,381.7MW (559.0億kWh)	332.1MW (29.1億kWh)

> オークション平均約定価格（円/kWh）

商品エリア	2019年度取引※1	2020年度取引※1
北海道	12.43	8.92
東日本	9.71	7.50
西日本	8.62	6.22

> 年間平均スポット価格（円/kWh）

2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度※2
8.5	9.7	9.8	7.9	5.3

※1 各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を算出
 ※2 オークション直近月となる2020年4月～11月の平均スポット価格

6

表 7 ベースロード市場の約定結果

（出典：第 47 回制度検討作業部会（2021 年 3 月 1 日）参考資料）

enechainが提供するサービスの対象範囲

先物市場については立会外取引を、相対契約については主に現物の先渡し取引を仲介しています

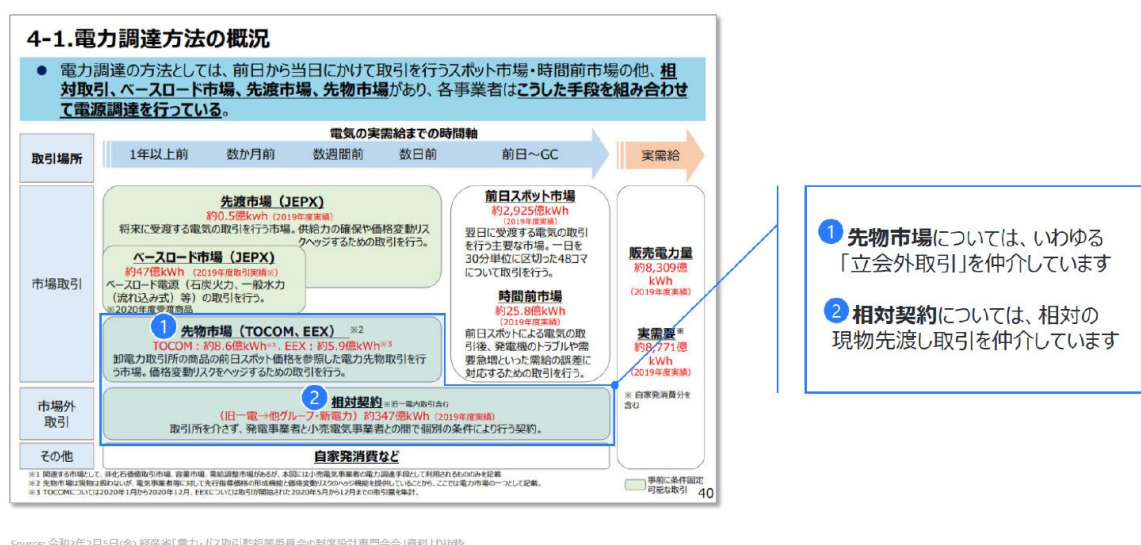


図 54 トレーダー等の仲介による先物取引や相対での先渡し取引の機会の例

（出典：第 32 回電力・ガス基本政策小委員会（2021 年 3 月 26 日）株式会社 enechain 提出資料）

一方で、ヘッジ市場の利用拡大に向け、政策的な取組が必要な内容については、しっかり検討を進めていくことが重要である。この点、電力・ガス取引監視等委員会において、先渡市場を始めとしたヘッジ市場は、小売電気事業者・発電事業者双方によってリスクを低減する有用な手段であり、また、その普及は価格シグナルの発信など市場機能の高度化に寄与するものと考えられることから、これらの利用が拡大するよう、政策的にどのような

な取組を行うべきかについて、検討を進めるべき旨の指摘がなされている。

また、ベースロード市場については、事業者からは、利便性の向上に関する要望³⁵が上がっているところ、来冬までに実施する対策として、2021 年度オークションからの制度見直しに向け、下記の事項について、具体的な対策を講ずることが必要である。

- 現在の市場開設時期（7 月、9 月、11 月）は、ベースロード電源を供出する旧一電等が、ベースロード市場での約定結果も踏まえた次年度の発電計画や供給計画等の策定を行う時期（年末頃にかけて）を考慮し日程を組み立ててきた。他方、新電力を中心とする買手事業者は、公共入札や相対契約の交渉等の販売活動が 1 ～ 2 月に本格化するが、これが現在の市場開設時期とは必ずしも一致しておらず、開設時期の見直しを求める意見もある。これらを踏まえ、ベースロード市場での取引に厚みを持たせるべく、買手事業者の商流を踏まえ、年明け（例えば、1 月下旬）でのオークションをもう 1 回追加し、年度を通じて全 4 回のオークションを開催することが求められる。
- ベースロード市場では、JEPX の取引規程上、買い代金に一律 3 % を乗じた額が、預託金とされている。また、ベースロード市場で取引された商品の受渡しが完了するまで、取引所へ預託する規定となっている。こうした中、ベースロード市場では 1 年間の受渡し商品のみを扱っているが、商品の受渡し前年度にオークションを行う制度であるため、一定期間（最長 21 ヶ月）の預託金が発生する。このことが買手事業者の負担となり、応札行動の足かせになっていることが、事業者の意見として挙げられている。こうした意見を踏まえ、預託水準を引き下げる方向で、JEPX において具体的な検討を進めていくことが求められる。

④供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備

現在、発電分野においては、旧一電や JERA が電源の大半を有しており、市場分断の発生状況も考慮すると、一部の事業者が高い市場シェアを有するケースが生じうる市場構造となっている。市場の公正性・透明性を更に高めていくためには、こうした市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高め、売り惜しみ等の問題となる行為をより確実に防止するための検討が必要と考えられる。こうした観点から、既に制度設計専門会合で議論が行われているところであるが、売り惜しみ等の問題となる行為を確実に防止するため、来冬を目指し、燃料制約及び揚水制約の運用に係る統一的な基準の策定に向けた検討を行うことが必要である。併せて、旧一電によるスポット入札時点での自社小売需要予測の透明性を高めるため、スポット市場価格高騰時においては需要予測値と実績値を公表するなどの仕組みを構築することについても、来冬を目指し検討を進めていくことが必要である。こうした検討を通じ、市場への供給力の供出に係る基準の明確化

³⁵ 翌期の契約交渉が本格化する 1 ～ 2 月頃にオークションを開催してほしい、預託金の負担が大きい等

や透明性の向上が期待される。

また、2024 年度以降は、容量市場のリクワイアメント及びペナルティが履行される³⁶。これらの制度と供給力の市場供出との関係については、後述のとおり、今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていく必要性が指摘されているところ、これらのリクワイアメント等と市場への供給力供出の状況について、引き続き注視していくことが必要である。

なお、供給力の市場供出に当たっては、その入札が適切にその時点での電気の価値を表したものであることが重要となる。今冬においては、旧一電の自主的取組により、余剰電力の全量が「限界費用ベース」で市場に供出された一方、市場の売り札不足の発生と共に市場価格が急激に高騰した。本来、発電事業者は、市場価格の動向も見据え、電源の起動停止も含めた最適運用を行うことが期待されると考えられる。本小委員会における議論の中でも、燃料制約がある場合の限界費用の考え方については、単純にガス代を限界費用と捉えるわけにはいかず、改めて整理が必要との意見が出された³⁷。こうした観点から、「限界費用ベース」の考え方について、検討を行っていくことが必要である。

この点、電力・ガス取引監視等委員会においても、燃料不足が懸念される場合においては、プライステイカーとしても機会費用での入札が合理的な行動であり、また、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信し、燃料不足下における系統利用者の適切な行動を促すことが適当であることから、機会費用での入札が適当であるといった議論が行われている。本小委員会で議論された内容も踏まえつつ、電力・ガス取引監視等委員会において、機会費用の考え方に基づく具体的な入札の在り方について、検討を行っていくことが必要である。

先述のとおり、今回の市場価格の高騰が、一義的には市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、供給力が適切に市場に供出される市場環境が重要と考えられる。上記の取組を通じ、こうした市場環境の整備につながっていくことが望ましい。

³⁶ 容量市場のリクワイアメントでは、供給力の維持、発電余力の市場応札、電気の供給指示への対応等を設定し、需給ひっ迫時には、いずれも燃料制約を理由として、市場応札や電気の供給指示への対応が免除されることはない（需給ひっ迫のおそれがない場合における燃料制約を理由とした市場等への応札量減少はペナルティの対象外）。

³⁷ 第 29 回本小委員会（2021 年 1 月 19 日）において、委員から「限界費用の考え方について、燃料制約がある場合は、単純にガス代を限界費用ととるわけにはいかなくなる。改めて整理が必要。」との意見があった。

（２）警戒時・緊急時の対策

①警戒モードの構築

需給バランスが悪化している断面では、国や電力広域機関のほか、関係事業者も含めた体制の構築が必要となる。

実際、今冬においては、関係者一丸となって、日本全体で安定供給を確保するための調整に尽力した。具体的には、電力広域機関からは、電気事業者等への最大出力での運転指示や地域間での機動的な電力融通指示等を、資源エネルギー庁からは、一般送配電事業者に対する自家発電焚き増し要請や、ガス会社に対する余剰在庫の電力会社への融通要請等を行い、結果として安定供給を確保した。

今後、需給ひっ迫時においてそれぞれの立場でとるべき行動や実務的な課題の整理と併せて、警戒対応体制下における情報発信の在り方について、引き続き検討していく。

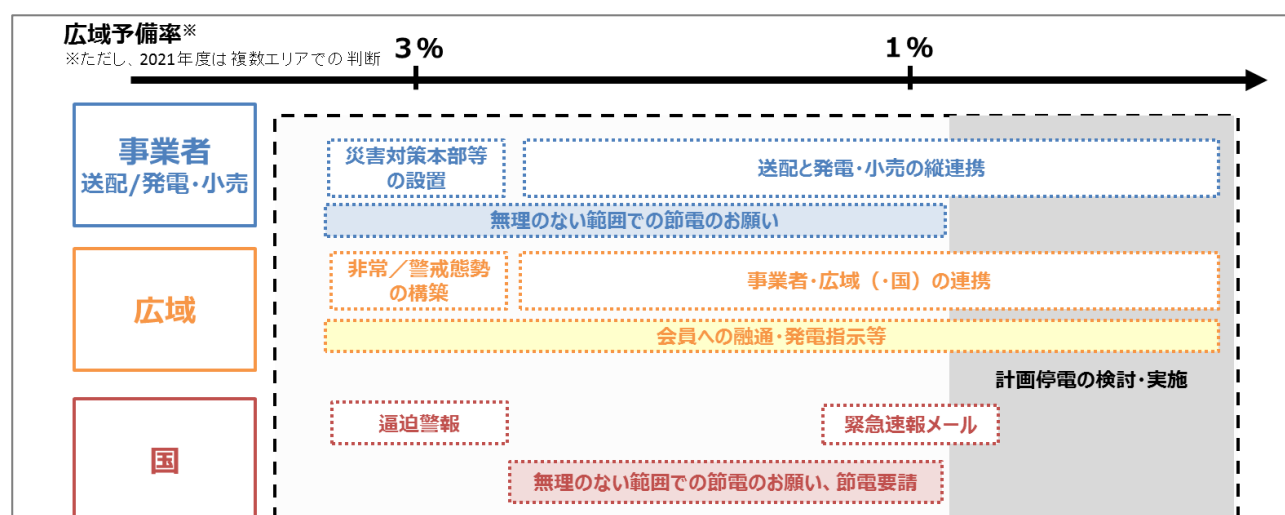


図 55 警戒対応体制のイメージ

②「でんき予報」等による情報発信のあり方

2011年3月に発生した東日本大震災により、複数の発電所が甚大な被害を受けた。震災直後、長期にわたって供給力が不足し、計画停電や節電要請など需要家への負担を始めとして、経済・社会活動への影響が生じる中で、計画停電の効果や節電の加減を測る指標として、各地域の電力需給状況が「でんき予報」という形で公表された。このような背景から、「でんき予報」は、日々のピーク需要を賄う供給力（kW）が確保されているかを需要家に対して発信するものとして運用されてきた。

したがって、今回のようなkWh不足に対しては、必ずしも実態が表されているとは限らなかった。

例えば、他エリアからの融通や火力の増出力運転等の追加供給力対策により、安定供給を確保できる見通しであったとしても、システムの仕様上、追加した供給力を加算するタイミングが間に合わない場合があった。

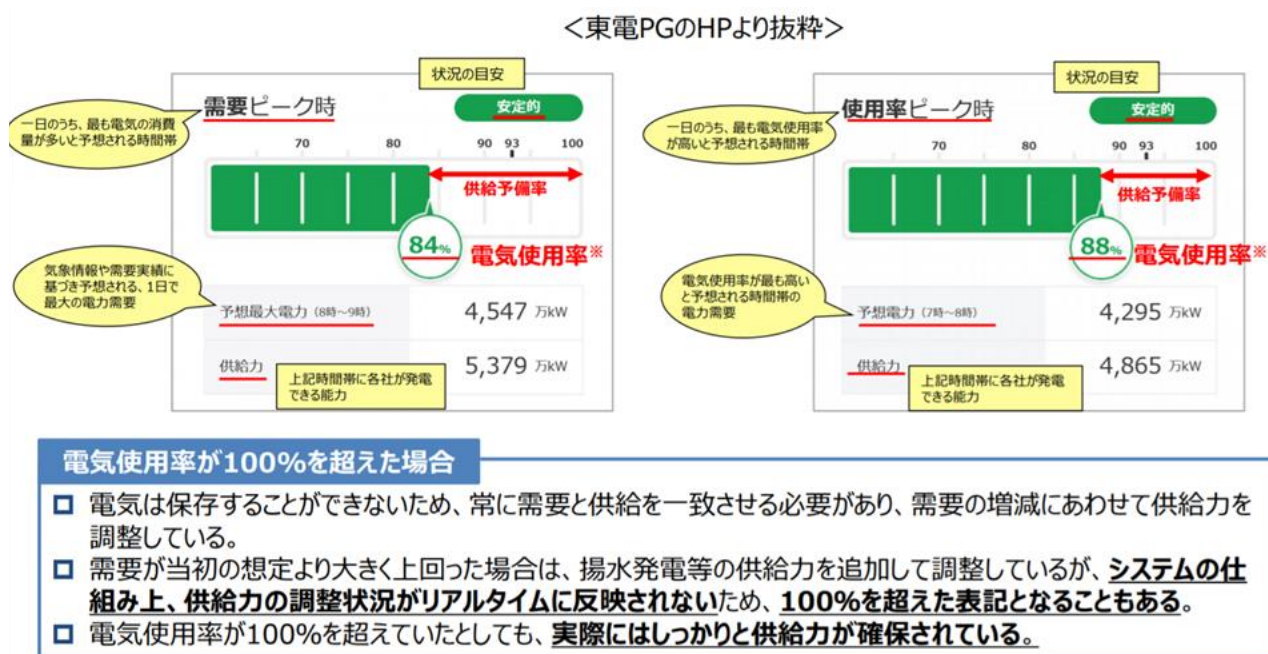


図 56 現行の「でんき予報」の表示方法

このようなメッセージが世の中に与える影響を考慮し、仮にシステム上の反映が間に合わない場合でも、実際は安定供給できる見通しである場合には、その旨も付した情報を発信すべきである。

逆に、市場の売り札が少なく、市場価格が高騰している場面において、揚水発電の水量や火力発電の燃料制約の計上方法が統一されていなかったことなどから、一部のエリアにおいては、「でんき予報」の表示上、需給状況に余裕があるように見えた場面もあった。揚水発電の潜在出力の考え方については、2022 年度に向けて運用を予備率一定とすることで統一済みであり、現在システムを改修しているところ、こうした取組を着実に進めるべきである。

また、火力発電の燃料制約等の考え方は引き続き関係者と調整の上、統一し、発信する情報に関しては、情報の受け手（例えば、発電事業者や小売電気事業者など）に応じた効果的な方法について、電力広域機関と連携の上、検討すべきである。

	今後、予備率一定で運用 潜在計算手法	
	予備率一定	予備力一定
ひっ迫時 (貯水残が少ない場合)	○：最小予備率断面で揚水供給力が多く配分される。予備力一定に比べ、局所的に配分される。	△：予備率一定に比べ、最小予備率断面の揚水供給力が少ない。
ひっ迫時	△：需要が小さい時間帯に対しては、予備力一定よりも少なく配分されるため、最大単機脱落分を下回る可能性がある。 ○ ※ただし、GC毎の潜在出力見直しにより、上記はカバーされる。	○：左記に比較して、需要に依らず、予備力一定で配分するため、需要が小さい時間帯も最大単機脱落分を補える可能性がある。
各社中給改修規模	○：現在採用している会社が多く、全体の改修規模として限定的	△：多くの会社で運用変更が必要、かつ、システム改修の規模が大きい

表 8 揚水発電の潜在的計算方法の比較

(出典：第 48 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 2-1 (2020 年 2 月 18 日))

③燃料制約解除を前提とした融通指示の実施ルールの明確化

燃料不足により複数エリアの需給がひっ迫し、電力広域機関が融通指示を行う場合、より効果的に全国大で調整力を確保し、安定供給を維持するための仕組みが必要である。

例えば、受電側・送電側それぞれにおける、燃料制約解除に至る際の下限値の考え方、燃料の着積遅延リスク(天候リスクも含む)、受電希望量の目安等、地域差を踏まえつつ、実務的に無理のない範囲での運用基準の明確化をすべきである。

来冬に備え、燃料制約解除を含む基本的な考え方や重要論点については国で整理を行い、技術的・実務的な内容(例：燃料制約解除の基準を踏まえた電力融通の受け方などの整理等)は電力広域機関において検討を進めていくこととする。

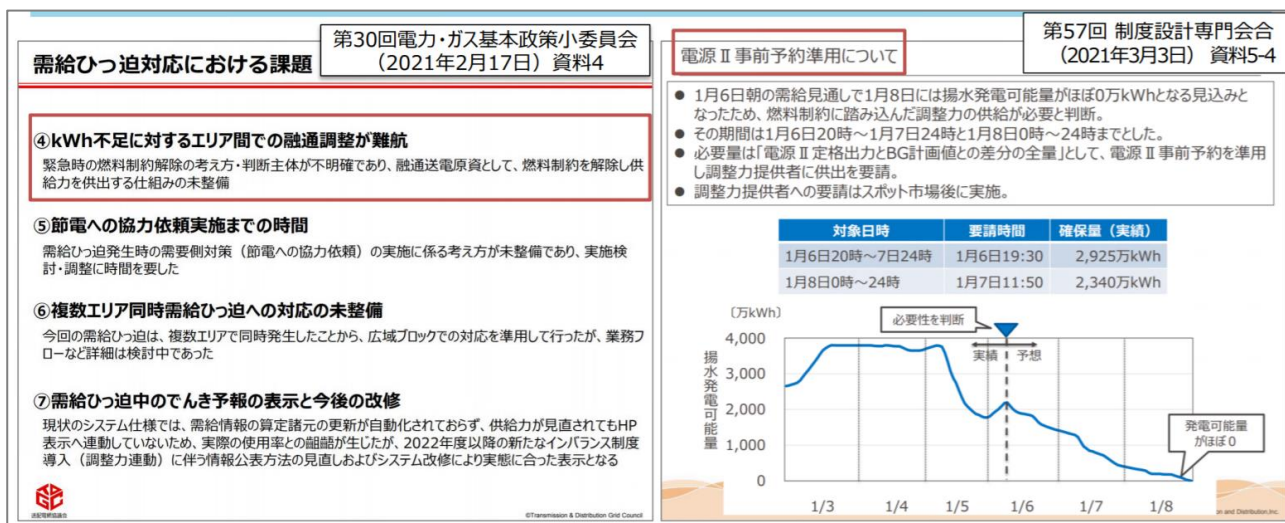


図 57 電力融通に関する課題

④需要側への対応

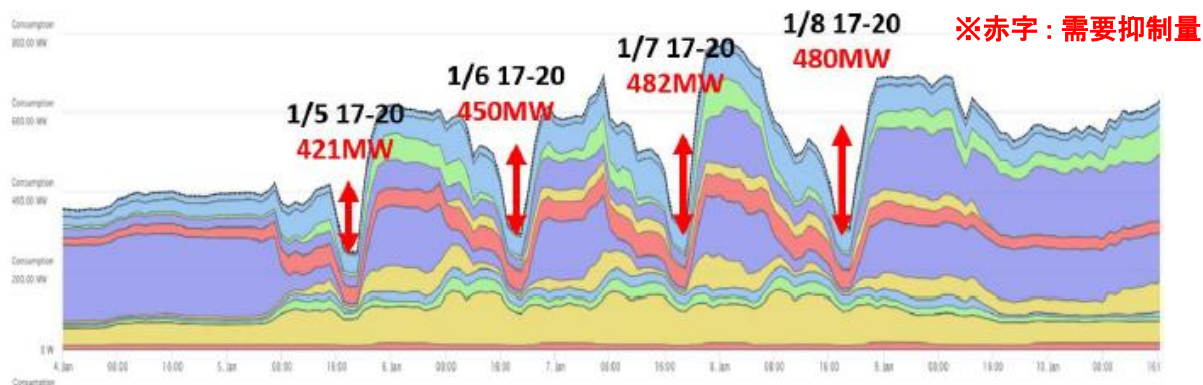
厳しい需給状況下において安定供給を確保するためには、電力融通や火力発電所の焚き増しといった kW・kWh 確保に向けた供給側の対応に加えて、需要側の対応により kW・kWh を抑制する等の対策も重要となる。

従来、需要側の取組は、エネルギーの使用の合理化（省エネ）に加え、固定された時間帯での電力需要のピークカットや、需給ひっ迫時の節電要請への対応が中心であったが、再生可能エネルギーの導入拡大（供給の変化）、スマートメーター等の普及（技術の変化）、電力小売自由化（制度の変化）といったエネルギー需給構造の変化を踏まえ、今後は、需要側でも非化石エネルギー導入拡大等の需要の高度化・最適化、レジリエンス強化など、あらゆる取組を進めることが重要である。また、電力システム改革の一つの狙いは、価格シグナルを通じて需要抑制が行われる仕組みを実現していくことであったことも考慮すると、今冬においてどのような取組があったかを把握し、その更なる普及に向けた政策的対応についての検討が必要である。

小売電気事業者から自らの需要家に対する、契約に基づく節電要請など、多様な形で分散型リソースも活用した DR が活用されるようになれば、多様なリソースから、従来の節電要請よりも確実性の高い kWh を捻出し、今回のような事案において更なる役割を果たせるようになると考えられる³⁸。例えば、㈱エネットは、顧客需要家に対して、需要抑制の協力を促し、その協力に対する対価を支払う DR サービスを行っているが、今冬の需給ひっ迫下において電力需給改善のため、顧客に対して DR への協力を要請し、最も効果のあった 1 月 18 日から 22 日までにおいては、最大 10 時間、約 2,200 件の需要家の需要が抑制された。

また、今冬の需給ひっ迫下において、一般送配電事業者により調整力（電源 I'）として確保されていた一部の DR は、電力量（kWh）不足の中、連日の需要抑制が DR の担い手であるアグリゲーターに対し要請された中でも、必要な需要抑制量（kWh）を確保することができていた例があるなど、2021 年 1 月に発動した電源 I' における需要抑制量は、全国で 13GWh 程度（概算）となった。

³⁸ 第 31 回本小委員会（2021 年 3 月 10 日）において、「DR に期待されているのは短期間で需要を抑える kW の DR。今冬のような kWh が足りない事態では違う種類の DR が必要ではないか。需要全般を抑える DR が必要。」という意見があった。



電源Ⅰ'が発動される可能性が高いことを前日に需要家に事前通告し、連続発動でも効果を維持することに成功

(出典) エナジーブル・ジャパン社

図 58 電源Ⅰ'で活用されたDRリソース（需要等）の動き

今後、こうした実効性のあるDRを含む分散型リソースの一層の見える化を図りつつ、更なる活用に向けた検討を進める。その際、今回のような需給ひっ迫において、アグリゲーターが集約したDR等が貢献できることが判明したが、今後もアグリゲーターが様々な場面で、電力の安定供給を含む電気事業の健全な発展により一層貢献するためには、分散型リソース及びアグリゲーターの持つ価値が適切に評価される市場環境整備も重要である。

そのため、まず短期的な対策として、需給ひっ迫時のDR活用の普及に取り組む必要がある。例えば、需要抑制量を増やすため、電源Ⅰ'や小売電気事業者によるDRサービスについて、その特徴、経済的メリット、社会的貢献の意義を含めて、需要家に対する広報普及を実施することが考えられる。また、アグリゲーターが電源Ⅰ'に参加するための普及広報を図るとともに、実証等を通じて、需要抑制に活用できる分散型リソースの導入拡大や制御技術の確立に向けた支援も有効であると考えられる。さらに、今後、省エネ法関連制度である「エネルギー小売事業者の省エネガイドライン」において、需給ひっ迫時に顧客に対してDRを促すような取組³⁹を推奨するとともに、エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキーム（ランキング制度）において評価することで、更なる取組を後押ししていくべきである。

次に、中長期的な対策として、DR等の更なる普及を促す環境整備に取り組む必要がある。また、今冬の需給ひっ迫時には、一般送配電事業者による調整力（電源Ⅰ'）としてのDRの有効性及び燃料制約等のない利便性が確認できたと考えられ、またkWhひっ迫時の対応として更に活用していくことが考えられる。こうした一般送配電事業者の調整力としてのDR等の活用に向けた詳細については、電力広域機関及び電力・ガス取引監視等委員会において検討が進められるべきである。加えて、DRの担い手となるアグリゲーターの普及に向けて、容量市場において発動指令電源の枠を拡大する等、更なる活用を促進する必要がある。さらに、需給ひっ迫時には、大手需要家が保有する自家発の調整運転等も有効な対策となり得る⁴⁰ため、今後、需給ひっ迫時等の需要側の対策として、こうしたレジリエン

³⁹ 今冬の需給ひっ迫時には、例えば、(株)エネットでは、顧客に対しDRを促す電気料金サービス（EnneSmart）の周知を行っていた。

⁴⁰ 今冬の需給ひっ迫時には、電力会社からの要請を受けて、一般企業がガスコジェネレーショ

スの強化に貢献する取組を評価する仕組みの検討を進めていくべきである。

また、需要側の追加対策には、計画停電や使用制限令、節電要請等が考えられる。これらの対策は国民生活や経済活動への負担が大きいため極力回避することが望ましいが、万が一に備え、これらの対策をどういう段階でどのように判断していくかについても検討していくことが必要である。

⑤kWh 不足に対する市場のセーフティネット整備

今冬の需給ひっ迫及び市場価格高騰を踏まえ、今後、こうした事象が起こらないような予防措置が検討されている。他方、先述のとおり、供給力が適切に市場に供出されており、かつ、実需給においては十分な予備率が確保されている場合であっても、スポット市場において売り札切れが発生すること自体は起こりうる。したがって、売り札切れが生じるような場合にも、市場価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況から乖離して上昇することがないような仕組みの導入が求められる。

この点、2022 年度からは、インバランス料金が、需給調整市場価格を基礎とした上で、需給ひっ迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組みとなる。市場価格への入札価格も、インバランス料金水準に影響を受けることから、2022 年度以降は、この新たなインバランス料金制度の導入により、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられる⁴¹。

他方、2021 年度中においては、調整力価格や「上げ余力」によるインバランス料金算定に係るシステムが未整備であることに加え、例えば予備率における揚水制約や火力発電の燃料制約の扱いが十分に考慮されていない等、一般送配電事業者の「上げ余力」の考え方に係る整理が必要であることから、2022 年度と同様のインバランス料金制度を導入することは困難であり、別途暫定的な措置を検討することが必要となる⁴²。

電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、今冬の需給ひっ迫に際しては、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃調の先使いをして）電源Ⅱの火力が指令されるケースがあった。こうした指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、そのコマについては市場に影響を与えていなかったと考えられる一方、先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響があったとされている。こうした分析を前提とすれば、「上げ余力」が一定以上確保されている場合であっても、kWh が不足する場合には、

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。

⁴¹ 先述のとおり、2022 年度に導入される新たなインバランス料金制度についても、電力・ガス取引監視等委員会において別途分析・検討の必要性が指摘されている。

⁴² 今冬においても、市場価格高騰への緊急的な対応として、2022 年度以降のインバランス料金制度を一部前倒し、インバランス料金上限価格を 200 円/kWh とする措置を講じたところであるが、この措置内容を含む託送供給等約款の特例認可は、2021 年 1 月 17 日から 6 月 30 日までの電力供給分が対象となっているため、2021 年度中の暫定措置については別途検討が必要となる。

「燃料の先使い」等により、一定期間、ひっ迫状況が継続するおそれがある。

このような場合には、一部のコマでkWを確保するだけでなく、限りあるkWhを全国大での燃料在庫の状況や将来の燃料制約等を加味して効率的に運用することが重要であり、電力広域機関による広域融通や、一般送配電事業者による調整力運用等が安定供給確保において大きな役割を果たすと考えられる。一方、BG側においても、一定期間需給ひっ迫が継続する場合においては、供出可能なDRリソースに限りがある一方で、DR等の需要抑制が積極的に行われることが重要である。

このため、2021年度の暫定的な措置については、「上げ余力」が一定以上あるにもかかわらず、kWhが不足すると認められる条件下では、小売電気事業者によるDRリソース確保等のインセンティブを削がない範囲内で、暫定的な上限価格を設定することを基本的な方向性とし、具体的な適用条件及び上限価格について、次のとおり検討を行った。

なお、市場におけるセーフティネットについては、市場価格自体に上限を設けるという方向性も考えられる。他方、諸外国においても、こうした検討には様々な意見があるところである。例えば、前日市場の約定価格に上限を設定している欧州においては、上限価格の設定に係る議論において、柔軟な供給力への投資や既存電源の効率的な利用の観点から上限価格を設けるべきではない等、様々な意見があった。また、容量市場のないテキサス（ERCOT）において、今冬、寒波の影響等を背景に、前日市場において9,000ドル/MWh（1ドル＝106円の場合、約950円/kWh）を記録する等、需給状況を反映した価格高騰自体は諸外国でも発生している。こうした状況を踏まえ、市場価格自体への上限の導入については、慎重な検討が必要と考えられる。

a) 暫定的なインバランス料金上限価格の適用条件

今冬の市場価格高騰に際し、新電力等からは、「でんき予報」で示されている予備率が高いにもかかわらず市場価格が高騰したことについて疑問が示されてきた。現行の各社の「でんき予報」は、ピーク時のkWに注目して情報発信がなされており、kWhベースの情報が必ずしも反映されていない。このため、「でんき予報」で示されている予備率が高いにもかかわらず、市場価格が高騰するという事象が発生した。

「でんき予報」上の予備率に余裕があるにもかかわらず、市場価格が高騰する事象は、市場参加者にとって予見することが難しく、かつ、kWh不足によるものである蓋然性が高いと考えられる。このため、市場参加者がある程度予見可能な形で、kWh不足時のセーフティネットを構築する観点からは、暫定的なインバランス料金の適用条件を、「でんき予報」上の予備率に一定程度余裕がある」こととすることが考えられる。

具体的には、①全ての事業者が可能な限り早く入手できる情報であることが望ましいこと、②現行の「でんき予報」はエリア単位であること、③他方で、1エリアのみの評価では、電源トラブル等の異常値の影響を受け得ること、④2022年度以降の新たなインバランス料金制度における補正料金算定インデックスでは、広域的な予備率が3%となる場合に200円/kWhが設定されていることなどを踏まえ、前日夕方時点の「でんき予報」の予備率

(使用率ピーク時)⁴³が複数エリアで予備率が3%以下となる場合を除き、「「でんき予報」上の予備率に一定程度余裕がある」と整理することが適当である。

これを今冬の実績に当てはめると、1月8、9、12、13、19日の計5日間を除き、暫定的な上限価格が適用される整理となる。

日付	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021/1/1	11%	8%	14%	22%	7%	18%	12%	14%	18%	59%
2021/1/2	19%	11%	11%	20%	8%	18%	12%	32%	14%	54%
2021/1/3	19%	7%	4%	20%	17%	22%	10%	25%	16%	66%
2021/1/4	25%	6%	11%	20%	14%	13%	8%	12%	12%	54%
2021/1/5	24%	11%	9%	20%	7%	11%	10%	19%	10%	55%
2021/1/6	22%	3%	5%	15%	8%	4%	7%	7%	7%	50%
2021/1/7	17%	9%	6%	11%	7%	6%	3%	4%	6%	45%
2021/1/8	17%	7%	6%	8%	4%	3%	2%	3%	2%	37%
2021/1/9	11%	8%	10%	11%	2%	3%	2%	8%	4%	36%
2021/1/10	20%	12%	16%	22%	5%	4%	3%	9%	4%	39%
2021/1/11	23%	11%	7%	17%	4%	10%	3%	13%	4%	51%
2021/1/12	20%	4%	5%	4%	3%	4%	3%	3%	4%	46%
2021/1/13	22%	9%	10%	11%	5%	3%	5%	3%	4%	48%
2021/1/14	26%	12%	13%	15%	4%	9%	3%	4%	9%	49%
2021/1/15	25%	12%	11%	16%	5%	11%	5%	3%	8%	51%
2021/1/16	24%	11%	18%	18%	9%	13%	8%	4%	15%	39%
2021/1/17	21%	14%	13%	18%	5%	11%	12%	7%	10%	37%
2021/1/18	23%	7%	8%	10%	3%	8%	7%	4%	4%	37%
2021/1/19	18%	8%	9%	8%	3%	3%	6%	5%	4%	48%
2021/1/20	20%	7%	10%	12%	6%	6%	7%	5%	5%	38%
2021/1/21	19%	12%	11%	18%	5%	11%	9%	7%	11%	43%
2021/1/22	19%	11%	11%	16%	8%	8%	11%	7%	13%	40%
2021/1/23	29%	10%	11%	15%	7%	9%	9%	8%	13%	40%
2021/1/24	29%	12%	7%	23%	9%	16%	9%	10%	10%	44%
2021/1/25	28%	14%	18%	19%	9%	15%	9%	7%	8%	50%
2021/1/26	29%	15%	14%	17%	13%	14%	9%	9%	10%	36%
2021/1/27	31%	23%	16%	15%	11%	16%	9%	10%	10%	36%
2021/1/28	30%	17%	13%	14%	10%	15%	11%	11%	13%	47%
2021/1/29	30%	11%	15%	11%	9%	12%	10%	8%	8%	45%
2021/1/30	25%	16%	17%	13%	9%	16%	9%	17%	9%	38%
2021/1/31	31%	17%	24%	20%	5%	17%	12%	25%	16%	45%

(出典) 電力各社HP「でんき予報」

表 9 「でんき予報」における各日使用率ピーク時の予想予備率（前日夕方時点）

この暫定措置を導入することにより、「でんき予報」がインバランス料金の基準となることから、市場価格の予見性が高まると考えられる。市場参加者においては、前日夕方の「でんき予報」に基づき、時間前市場を通じた調整やDRの活用等を実施することにより、系統全体の需給改善に貢献することが期待される。

b)暫定的なインバランス料金の上限価格

2022年度以降のインバランス料金制度においては、需給ひっ迫時の補正インバランス料金として、下記の考え方から45円/kWh、200円/kWhという価格が設定されている。

⁴³ 別途「でんき予報」の情報拡充が予定されているところ、本暫定的なインバランス料金上限値の中で活用され得る情報拡充があれば、今後、本暫定措置での活用を検討する。また、第32回本小委員会（2021年3月26日）において、委員から、「「でんき予報」上の予想予備率というのは、ある程度操作可能であることを懸念。この発言も踏まえ、電力各社においては正確な数字を出していただくよう、よく気を付けていただきたい。」との発言があったところ、今後こうした指摘も踏まえた運用が求められる。

- 45 円/kWh：「電源 I' 以外の新たな供給力を追加的に確保することが必要になり始める水準」における価格として、電源 I' 応札時の kWh 価格上限の各エリア最高価格の全国平均を引用。
- 200 円/kWh：「新たに DR を追加的に確保するのに必要となる価格」として、電源 I' の kW+kWh 価格の各エリア最高価格の全国平均について、一般送配電事業者が想定する回数発動した場合（3.6 時間～14.4 時間⁴⁴）の価格を参考に、原則として 600 円/kWh とすることとしつつ、2023 年度までの暫定的な措置として 200 円/kWh と設定。

2021 年度中の暫定措置を検討するに当たっても、電源等の kW が不足する場合には暫定的な上限値の適用の対象外とすることが妥当と考えられる。このため、a) で整理された適用条件の対象外の時間帯（前日夕方時点の「でんき予報」の予備率（使用率ピーク時）が複数エリアで 3 %以下となる場合）においては、2021 年 1 月 15 日に託送供給等約款の特例認可によって導入した上限価格 200 円/kWh を 2021 年度中も継続することが適当である⁴⁵。

その上で、a) で整理された「「でんき予報」上の予備率に一定程度余裕がある」時間帯の上限価格については、2022 年度以降のインバランス料金制度との整合性との観点から、45 円/kWh から 200 円/kWh の間で検討することが妥当である。その際、セーフティネットの趣旨を踏まえると、200 円/kWh に近い価格は不適當である一方で、DR 確保のインセンティブを妨げないという観点が重要になる。

この点、今冬のように、燃料の制約により kWh が不足する場合には、供給力が不足するまさにその瞬間のコマの需要抑制でなくとも、その前後の時間帯も含め、ライフスタイルや生産活動に応じた需要抑制でも十分に効果が期待できる点で、kW 不足時の DR とは性格が異なると考えられる。例えば、今冬、関西エリアで合計 76 時間電源 I' が発動したところ、電源 I' の kWh 価格+kW 価格（各エリア最高価格の全国平均）について、76 時間の発動を想定して kWh 単価に割り戻すと、81.8 円/kWh となる。このため、kWh 不足に対応する DR を追加的に確保するのに必要となる価格として、上記価格を参考とし、暫定的なインバランス料金の上限値を 80 円/kWh とすることが適当であると考えられる。

⁴⁴ 運転継続可能時間（2～4 時間）×想定発動回数（1.8～3.6 回）

⁴⁵ 第 32 回本小委員会（2021 年 3 月 26 日）及び第 33 回本小委員会（2021 年 4 月 20 日）において、委員から、「今冬のような事象を想定した場合には、事務局提案の暫定措置はセーフティネットになるが、災害時に 200 円/kWh となる時間帯が長く続くことも想定される中で、今後もこの価格でよいのかについては、引き続き課題として認識すべきではないか。」との意見があった。200 円/kWh という価格は 2022 年度に導入される新たなインバランス料金制度を前倒したものであるが、2022 年度以降の制度については、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、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定するという観点から、新たな需給バランス確保への取組や市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、原則 600 円/kWh とすべきところを制度開始から 2 年間は 200 円/kWh とするという議論が行われてきたところであり、この価格の在り方については、今後の電力・ガス取引監視等委員会における議論の状況も踏まえて検討を行っていくべきと考えられる。

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日～22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源Ⅰ'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

表 10 今冬の価格高騰期間における電源Ⅰ'の発動状況

なお、仮に今冬のインバランス料金実績にこれらの上限値を適用した場合、2021年1月のインバランス料金の平均値は、55.3円/kWhとなる⁴⁶。

今後、このようなセーフティネット措置を講ずることにより、200円/kWhを超えるような市場価格の形成や、500円/kWhを超えるようなインバランス料金（確報値）の発生を防ぎ、市場参加者の事業予見性確保につながると考えられる。こうした事業予見性確保の観点からは、速やかな制度の導入が必要と考えられるところ、本制度の導入は、2021年度上半期中を目指し、準備を進めていくことが必要である。

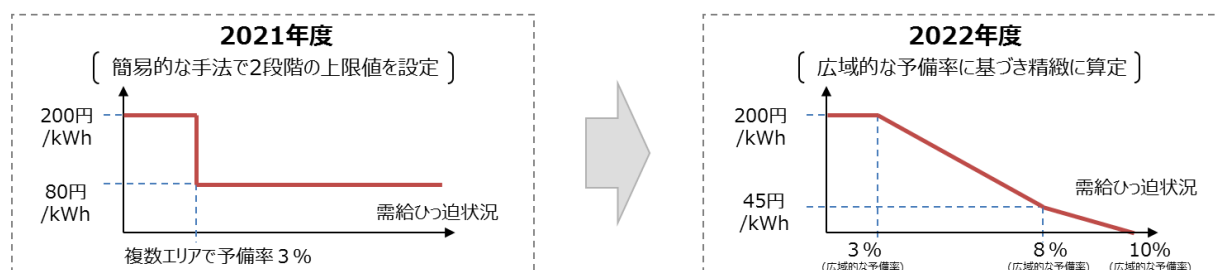


図 59 インバランス料金の算定イメージ（概略図）

⁴⁶ インバランス料金実績値（スポット・時間前市場加重平均価格に α 値を乗じた価格。以下同じ。）が200円/kWhを超えるコマについて、一律200円/kWhとして計算した上で、a)の適用条件に基づき上限値が80円/kWhとなるコマであって、インバランス料金実績値が80円/kWhを超えるコマについて、一律80円/kWhとして計算したもの。実際には、市場参加者は、こうしたセーフティネットも踏まえた市場行動を行うと考えられるため、このとおりの額となるわけではない。

⑥一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて

今冬の市場価格高騰に際しては、インバランス料金単価やスポット市場価格を遡及的に見直すべきという議論もある。しかしながら、多様な事業者が存在する中、このような措置を講ずる場合、表 11 のように、法令上の観点又は公平性や市場信頼性の観点から様々な課題が考えられる。また、テキサスにおいても同様の議論が行われたが、現時点において遡及的な見直しは行われていない⁴⁷。

インバランス料金単価の遡及的見直し	スポット市場価格の遡及的見直し
(1) 法令上の課題 - インバランス料金の算定方法については経済産業省令で規定され、かつ、JEPXの市場停止基準についてはその業務規程で規定されているところ※、今冬においては市場停止基準に該当する事象は生じなかったため、インバランス料金の算定が可能となり、これらの法令等により難い理由が存在しない。 ※北海道胆振東部地震を機に基準を策定 (2) 市場信頼性の課題 - 不足インバランス料金は、発電・小売事業者から一般送配電事業者への支払いが行われるが、余剰インバランス料金は、一般送配電事業者から発電・小売事業者への支払いが行われる。 - このため、特に後者の方が大きい事業者は、一般的に、既に収益認識をしていると考えられる。 - こうした中、上記(1)の法令等が存在するにもかかわらず、遡及的な見直しを行うことは、これらの事業者に対して新たな損失を生じさせることとなるため、市場参加者に対して新たな混乱を生じさせるおそれがある。	(1) 公平性の課題 - 市場リスクを回避するため、コストをかけて自社電源・長期相対契約を確保していた事業者と、市場依存度の高い事業者（今冬は価格高騰の影響を受けた一方、市場価格低下時は安い価格を享受。）の間で不公平が生ずる。 (2) 市場信頼性の課題 - JEPXの約定方法についてはその業務規程で規定されているところ、これらを参照価格とした先物市場、先渡市場、ベースロード市場等の各種市場も存在する中、その遡及的な修正を行えば、市場関係者に混乱を招き、市場の信頼性を失わせることとなる。 - スポット市場取引は、約定日の2日後に精算が完了。また先物市場には海外法人など多様な市場参加者が参加。 - こうした中、市場ルールが既に存在するにもかかわらず、遡及的な見直しを行うことは、様々な事業者に対して新たな損失を生じさせることとなるため、市場参加者に対して新たな混乱を生じさせるおそれがある。

表 11 インバランス料金単価又はスポット市場価格の遡及的見直しに際し想定される課題

こうした課題の一方で、一般送配電事業者のインバランス収支については、電力・ガス取引監視等委員会において、2020年12月から2021年1月に一般送配電事業者各社の収益が大きく増加した結果、貸倒損発生の可能性（約200億円）も勘案し、10社合計で、2021年4月における推計としては、約1,300億円～1,400億円の黒字となる見込みであり、累積での収支余剰は370億～460億円となる見込みであることが報告された。

本小委員会では、インバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うことを基本として議論を行ってきた⁴⁸。

⁴⁷ テキサス州では、2021年2月の市場価格高騰を受け、一部期間（強制需要削減の実質終了後）の市場価格の見直しについて、テキサス州上院での法案策定等がなされた。しかしながら、発電事業者が調達したガス代の精算等を含め、州内外の様々な関係事業者との間の精算が既に終了していること、価格シグナルで判断する多くの市場参加者から市場への信頼が揺らぎうるとの主張があること

(ERCOT、PUC（テキサス州公益事業委員会）、価格再設定の強要は市場への大きな政治介入となり市場価格への信頼を揺るがすことになるとの主張があること（テキサス州下院）等を踏まえ、テキサス州上院が策定した法案は下院で成立しないまま、上院の提案期日である3月20日（※）を経過した。

（※ERCOTでは、市場価格は原則として2営業日後に確定するが、あらかじめ、異常事態に備えて、価格修正を行う権限がERCOTの理事会に与えられており、取引から55営業日以内に価格を最終確定させる仕組みを採用。価格修正を検討する場合は、ERCOT理事会が取引から30営業日以内に修正の必要性を市場参加者に通知する必要がある。）

⁴⁸ インバランス収支については、現行制度が導入された当初から、「インバランス料金は、市場価格ベースの料金となるため、必要費用に対して回収が不足する場合も、余剰となる場合もあり得る」ところ、「必要に応じて、公平性の観点等も踏まえつつ、託送料金やインバランス料金等において収支を調整する仕組みを講じることとする」とされていた。（第10回制度設計WG（2014年11月27日）資料

上述のとおり、1月分のインバランス料金については、分割支払措置を講じているため、不足インバランス収入が実際に得られるかの確定は、分割支払措置が終了する2021年12月以降となる⁴⁹。他方、特に大きな余剰については、速やかな措置が必要と考えられるため、各社毎にこれらの評価を行い、一定の余剰分については、可能な限り速やかに、暫定的に、託送料金等を通じた還元のために必要な措置を講ずるよう、検討を行うことが必要である。また、その後の収支の過不足についても、引き続きフォローアップを行い、調整方法を検討することが必要である。ただし、その具体的な方策については、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も様々な意見が示された。

具体的には、過去の累積赤字も含めた収支過不足について、託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するという電力・ガス取引監視等委員会の事務局案について、制度における事前と事後の公平性において、インバランス料金の精算がルールに基づいて行われることが重要であるという事業者の事業規律の観点や、特定の事業者に還元することは線引きが難しいといった観点から、託送料金等で系統利用者に還元するという方針は合理的だという意見や、インバランス収支は一般送配電事業者の努力が及ばないものであることから、制度上プラス・マイナスを調整するのは合理的な判断だという意見等、事務局案を支持する意見が出された。一方で、インバランス料金の額を工夫することなどにより、インバランス料金の請求を受けた特定の事業者に還元すべきとの意見や、過去の累積赤字と今冬の黒字は性質が異なる部分もあるため単純に合算すべきではないのではないかとの意見等、事務局案以外の案も検討すべきとの意見も提起された。他方、これらの案についても課題や論点が想定される。例えば、特定の事業者への還元については、①自社電源・長期相対契約を確保していた事業者や、今冬の市場価格が高騰した中においても市場調達した事業者との公平性をどう考えるかという公平性の課題や、②インバランス料金の算定方法は経済産業省令で規定し、これに基づいて託送供給等約款に位置付けられている中で、過去に遡及してこれらを変更することや、将来発生する料金の単価を事業者ごとに個別に設定することが許容されるかという法令上の課題、③全ての事業者は日常的に不足インバランスや余剰インバランスを発生させているところ、還元の対象範囲をどう特定するかといった実務上の課題が想定される。また、過去の累積赤字の扱いに関しては、これまでも、2019年4月にインバランス料金にインセンティブ定数K,Lを導入することにより、BGの行動の適正化とともに、インバランス収支の改善を図ってきた一方で、一般送配電事業者になお赤字が蓄積していることは事実であり、この調整方法の議論が別途必要となる。したがって、具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行っていくことが必要である。

なお、このような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要である。この点、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じた新たなインバランス料金制度の導入を予定していた。

また、先述のとおり、今冬のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、①「でんき予報」に基づく予備率⁵⁰が複数エリアで3%以下となる場合を除き、インバランス料金の上限を80円/kWhとするとともに、②複数エリアで予備率が3%以下となった場合でもインバランス料金の上限を200円/kWhとするセーフティネット措置を、今年度上半期中に速やかに導入することが必要である。

6-3 参照)

⁴⁹ 4月5日時点で一般送配電事業者に支払われていない1月分のインバランス料金は10社合計で約1,260億円（支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額（貸倒損発生の可能性として想定している200億円を含む。））。

⁵⁰ 前日夕方時点での予想予備率（使用率ピーク時）

⑦FIT 送配電買取に伴う一般送配電事業者の収支余剰の扱いについて

FIT 制度において、買取義務者は、FIT 設備の認定年度に応じて、小売電気事業者と送配電事業者に分かれている。

- 2012 年度から 2016 年度までに認定を受けた案件：小売電気事業者買取⁵¹
- 2017 年度以降に認定を受けた案件：送配電事業者買取

送配電事業者が買い取った電気の取引方法は、市場売電を基本とした上で、発電事業者と小売電気事業者との間で合意が成立している場合には、特定卸供給⁵²という契約形態により、当該小売電気事業者が特定の FIT 電源の電気を調達することを可能としている。

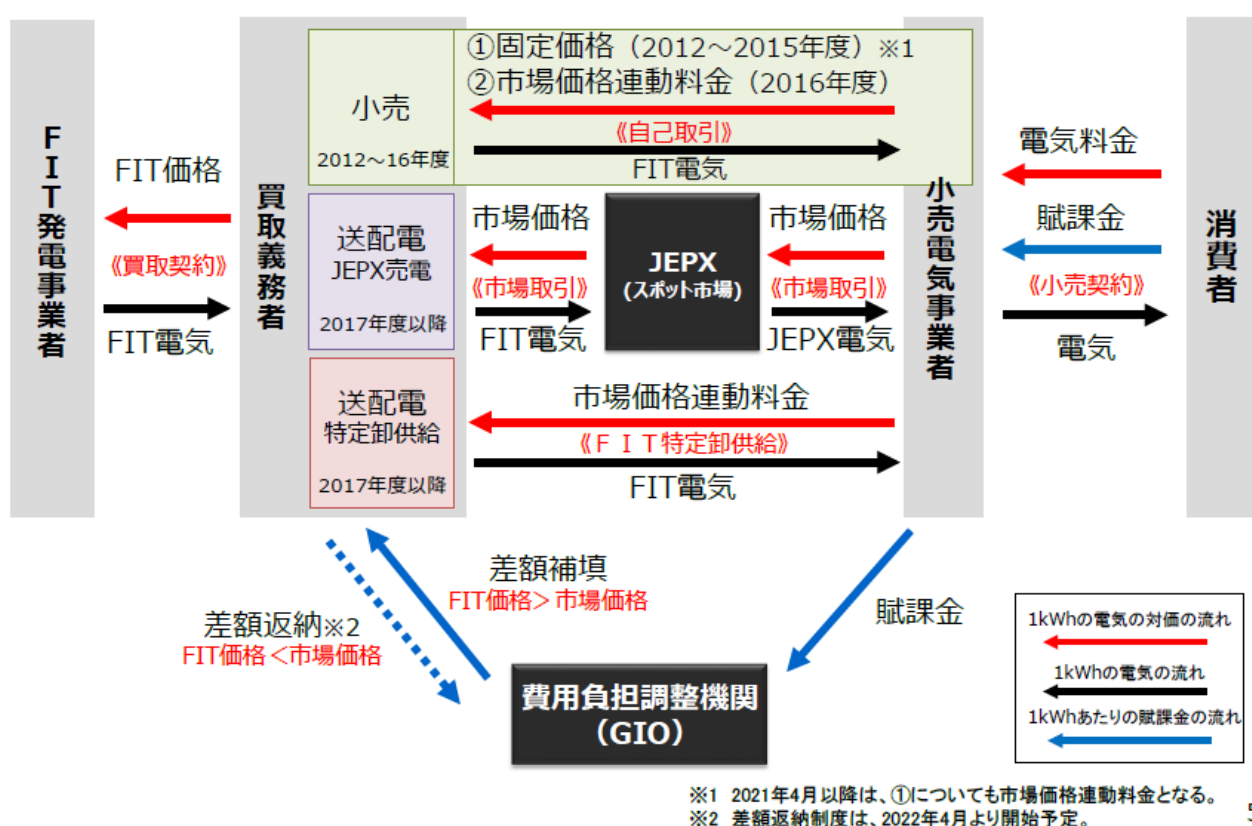


図 60 FIT 電気が消費者に届くまでの電気と対価の流れ

（出典：再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第 24 回）・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 12 回）合同会議（2021 年 2 月 16 日）資料 1）

⁵¹ 小売電気事業者と発電事業者で合意がなされた場合には、送配電事業者買取に移行することが可能。また、特定契約の主要項目に変更が生じた場合には、送配電事業者買取に移行する必要がある。特定契約締結が 2017 年度以降の場合、2012 年度から 2016 年度までに認定を受けた案件であっても送配電事業者買取となる。

⁵² なお、離島・沖縄や、災害時に卸電力取引市場が使用できない場合には、発電設備を特定せず、申込みを行った小売電気事業者に、FIT 電気を引き渡す任意卸供給も利用される。

時期等	回避可能費用単価の算定方法	備考
(1) 2012年度・2013年度 認定分 (小売買取)	全電源平均可変費単価	激変緩和措置 (2020年度末まで一定の 条件を満たせば維持可能) ※激変緩和措置の対象外と なる場合は、(3)の方法で算定
(2) 2014年度・2015年度 認定分 (小売買取)	①全電源平均可変費単価+全電源平均固定費単価 ②火力平均可変費単価 の組み合わせ ※①：太陽光、風力、水力の供給力計上した分+地熱、バイオマス ②：太陽光、風力、水力の供給力計上していない部分	
(3) 2016年度～ (小売買取)	スポット市場価格+時間前市場価格の加重平均 (30分単位)	2021年度以降、小売買取分 はこの方法に一本化
(4) 2017年度～ (送配電買取)	スポット市場価格 (30分単位)	送配電買取の対象は すべてこの方法

図 61 回避可能費用単価の算定方法

(出典：再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第24回）・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議（2021年2月16日）資料1）

現行 FIT 制度では、小売電気事業者買取であって回避可能費用の激変緩和措置の適用対象である場合を除き、買取義務者（一部の小売電気事業者及び全ての送配電事業者）の回避可能費用は市場価格連動で決まるものとされている。現行規定において、回避可能費用が市場価格連動の場合の交付金の額は、30 分コマごとの買取電力量に、調達価格と当該時間帯の市場価格の差分を乗じて得られた額を、1 か月分合計することにより算定している。このとき、1 か月分の合計額がマイナスになる場合は、「交付」という行為であることを踏まえ、交付金額をゼロとしている。

これまで、市場価格が一時的に調達価格を上回ったような場合は、当該コマの金額はマイナスとしてカウントし、1 か月分のネット処理により交付金額が算定されてきたため、交付金額をゼロとするような事態は生じなかった。他方、今冬の市場価格高騰の影響により、1 か月分のネット処理をしてもなお、交付金額が初めてマイナスとなる事態が生じ、マイナスの交付金額をゼロとする規定が適用された結果、交付金算定上、買取義務者に収支余剰が生じることとなった。

これを踏まえ、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第24回）・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議（2021年2月16日）において議論が行われ、このうち、一般送配電事業者の収支余剰については、①FIT 制度が再生可能エネルギーの利用促進を広く国民負担で支える制度であることに鑑みれば、国民に還元することが適当であること、②中立的な一般送配電事業者が、買取義務の履行により生じる想定外の利益を手にするべきではないことを踏まえれば、必要性及び妥当性が認められることから、緊急対応として、収支余剰相当額を賦課金の軽減に充て、国民に還元する仕組みとすることが合意された。また、FIT 制度の趣旨を踏まえ、今後、1 か月の通算で買取義務者に収支余剰が生じた場合には、翌月以降の交付金支払において、相当額を相殺することについても合意された。こうした議論を踏まえ、パブリックコメントを経て、

2021 年 4 月 20 日に関連省令が公布された。

⑧小売電気事業者における需要家への対応の在り方について

今冬の市場価格高騰に際しては、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家に対し高額な料金請求が生じる可能性があったことから、電力・ガス取引監視等委員会において、需要家向け相談窓口の設置等が行われるとともに、資源エネルギー庁において、需要家の電気料金負担が激変しないよう小売電気事業者に柔軟な対応を求める要請が行われた。

こうした対応の中で、電力・ガス取引監視等委員会に対し、市場連動型の電気料金メニューが高額となったことについて、事前に十分な情報提供がなかった等の需要家からの相談が多く寄せられた。

こうしたことを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会においては、小売電気事業者による需要家への説明・情報提供の状況について実態把握を行い、それを踏まえて指針の改定⁵³等の追加的な対策の必要性について検討を行うことが必要である。

⁵³ 電気事業法では、小売電気事業者が料金の算出方法等について需要家に説明することが義務付けられており、「電力の小売営業に関する指針」においては、需要家の誤解を招く情報提供等が問題となる行為と整理されている。

（３）構造的課題への対策

①事業者の責任の整理・再検討

現状、各電気事業者に求められる義務は以下の図のとおりであり、需要家保護に万全を期すため、電気事業法においては、小売電気事業者が需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付けている。また、一般送配電事業者に対しては、電圧・周波数維持義務を課し、発電事業者に対しては、一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務を課す体系としている。

このような義務体系の中、供給力の不足については、当該小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給（いわゆるインバランス供給）を受けることにより顕在化することとなるが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給能力確保義務の適用の在り方等について、今後、検討が必要である。

さらに、電力システム改革の下で自由化が進む中、電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、現在の市場環境や電源構成の変化を踏まえて、改めて各電気事業者にかかる責任・役割等について検討を深めていくべきである。

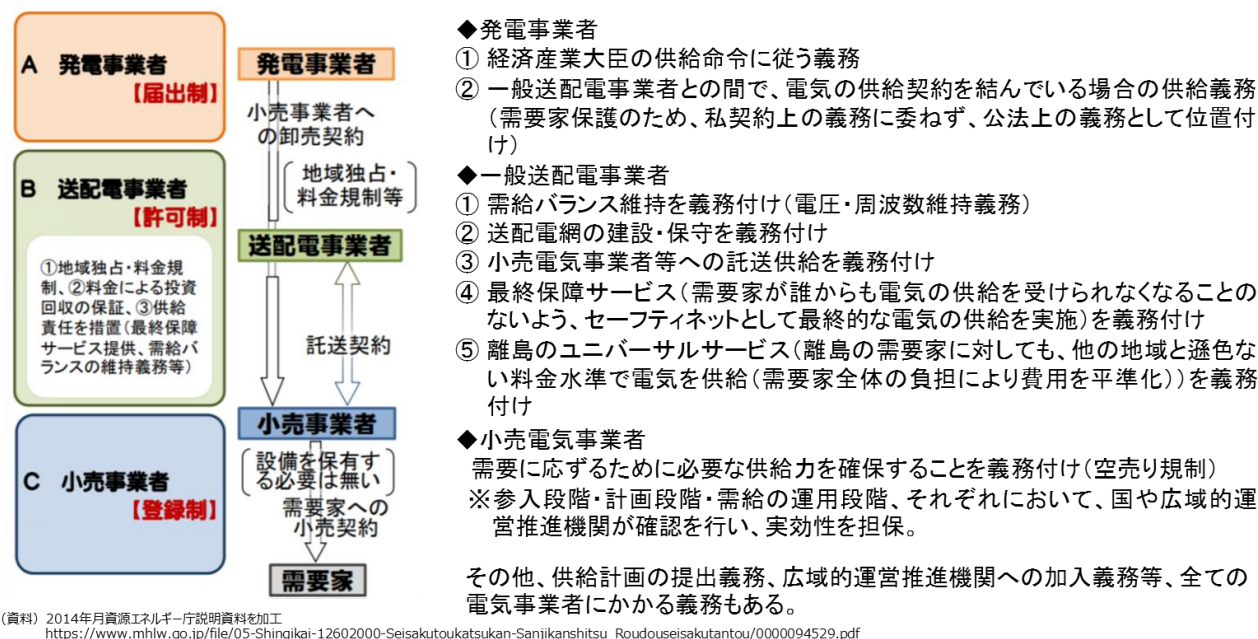


図 62 各電気事業者に求められる義務の体系

②供給力維持・確保

今冬の需給ひっ迫の構造的背景として、供給力の低下傾向があると考えられる。自由化の中で、発電事業者が経済合理的判断で電源の退出などを進める中、供給力を維持・確保する必要があり、さらにカーボンニュートラルに向けては、供給力の脱炭素化も図ってい

く必要がある。こうした課題への対応が迫られているため、以下の対策を講じていく必要がある。

a) 安定供給上必要な電源退出防止策の検討

2020年4月に施行された電気事業法等の一部を改正する等の法律により、送配電部門の法的分離を行った。これにより、発電部門における競争の促進が期待される一方、送配電部門と発電部門の相互協調に関連する課題が顕在化してきている。具体的には、送配電事業者があらかじめ電源の休廃止を把握できない状態や、発電事業者は、現状の市場価格では事業性を見通せず、固定費を確実に回収できる相対契約分の電源しか確実に運転しない可能性などが考えられる。

現に、自由化の進んだ欧米諸国では固定費が回収できず、発電投資が減退し、必要な供給力を確保できないのではないかという問題が提起されている（ミッシングマネー問題）。日本においてもこの問題に対応するため、2024年度から容量市場制度の導入を進めているが、それまでの足下数年においても安定供給への懸念が生じている。

発電事業も全面自由化した以上、経済合理的な事業者判断の一環として、火力電源等の退出が進むことは妨げられないが、現行制度上、急な電源の休廃止が把握できないことは問題であり、こうした問題への対応のためにも、早急にできる対応として、まずは関係者間（国・電力広域機関・一般送配電事業者及び発電事業者等）の情報共有の徹底が必要だと考えられる。その際、発電所の規模要件等により対象を限定することで、事業者にとって過大な制約にならないような配慮をすべきであり、今後、詳細を検討していくべきである。

また、重要インフラたる電力には、各エリアはもちろん全国レベルで安定的かつ効率的な供給が求められる。今後、最小コストで最低限必要な供給力を確保するための方策を検討していくべきである。現行では、供給計画の取りまとめ及び需給検証により安定供給の見通しを評価し、供給力不足が確認された場合の対応として、特別調達電源、調整力の追加公募、電源入札といった制度があるため、今後は、これらを実際に運用していくに当たっての課題を検討していく必要がある。また、これらの制度はセーフティネットとしての措置であり、電源退出防止のためには、こうした措置に依存することなく供給力を確保することが重要であり、必要な電源の退出を政策的に如何に防止するかについては、発電事業者の立場のみならず、小売電気事業者に対する供給力確保義務も含め、電気事業のあるべき姿を総合的に見据え、引き続き検討していくべきである。

b) 容量市場による供給力確保

今般の需給ひっ迫においては、石油火力を含めた火力発電や水力・揚水発電等が平均を大きく超える高い設備利用率等で運転された。他方、第一回の容量市場のオークションの結果や火力発電の休廃止の推移を踏まえると、上記の電源の退出防止策の検討を足下から

行うことに加え、容量市場により必要な容量（供給力（kW））をしっかりと確保していくことが重要である。

容量市場の目標調達量について、今冬の需給ひっ迫の主な原因としては発電量（kWh）の不足との指摘があり、これを要因として引き上げることは制度検討作業部会においては慎重な意見があった。

この調達電源に対してのリクワイアメントについては、現行の整理がすでに燃料確保のインセンティブに働き、一定の効果があり、さらに、過度なリクワイアメントについては、コスト上昇につながり、慎重な検討が必要との意見があった一方、リクワイアメントの要件を厳格化することで、燃料の安定調達を促していくべきではないかという意見もあった。

そのため、現行のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととすべきである。

なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する必要がある。

c) 非効率石炭火力のフェードアウト

昨年7月の梶山経済産業大臣からの指示を受け、非効率石炭火力のフェードアウトを着実に進める仕組みについて議論が行われてきた。

一方で、今回の需給ひっ迫においては、LNG 火力への依存度の高まりを背景に、LNG 在庫減少に伴う供給面への影響力の大きさが顕著となるとともに、石炭火力の供給力の優位性が浮き彫りとなった。こうした状況を踏まえて、適切な火力ポートフォリオも鑑みながら、安定供給確保を大前提に非効率石炭火力のフェードアウトを進めることが必要である。

＜新たな規制的措置の主なポイント＞

	① 新たな指標の創設	② 発電効率目標の強化	③ 脱炭素化への布石
現行	火力全体のベンチマーク指標 ※燃料種別の発電効率の加重平均が指標（石油等39%、石炭41%、LNG48%） ⇒非効率石炭火力を減らすとともに、発電効率の高いLNG火力を増やすことで達成可能	石炭火力の発電効率目標41% ※USC（超超臨界）の最低水準 ※火力全体のベンチマーク指標の内数	バイオマス等混焼への配慮措置 ※発電効率の算出時に、バイオマス等混焼分を分母から控除（⇒発電効率が増加） $\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{\text{石炭投入量} - \text{バイオマス等投入量}}$
新たな措置	石炭単独のベンチマーク指標を新設 ※既存の火力ベンチマークとは別枠で新設 ⇒石炭火力に特化した指標により、フェードアウトの実効性を担保	発電効率目標43%に引き上げ ※既設のUSC（超超臨界）の最高水準 ※設備単位ではなく、事業者単位の目標水準 ⇒高効率石炭火力は残しつつ、非効率石炭火力をフェードアウト	アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設 ※バイオマス等混焼と同様の算出方法を使用 ⇒脱炭素化に向けた技術導入の加速化を後押し

※製造業等が保有する自家発自家消費の石炭火力についても、発電効率と高効率化に向けた取組の報告を追加的に措置。

図 63 非効率石炭火力のフェードアウトに向けた新たな規制的措置

d) カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた新規投資促進のための制度措置

新規投資が停滞する中、足下では、今冬のように、火力に大きく依存する必要があるものの、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けては、中長期的には、LNGを始めとした化石火力への依存度を低減させつつ、火力が担ってきた供給力や調整力を確保する必要がある。さらに、電源の建設リードタイムも踏まえると、将来的に必要な供給力・調整力を確保できるよう、新規投資を足下から促していくことが重要であると考えられる。

そのため、現在、別の審議会（持続可能な電力システム構築小委員会）において議論がなされている、カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新規投資に限り、電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法について、詳細の検討を加速化させていくべきである。

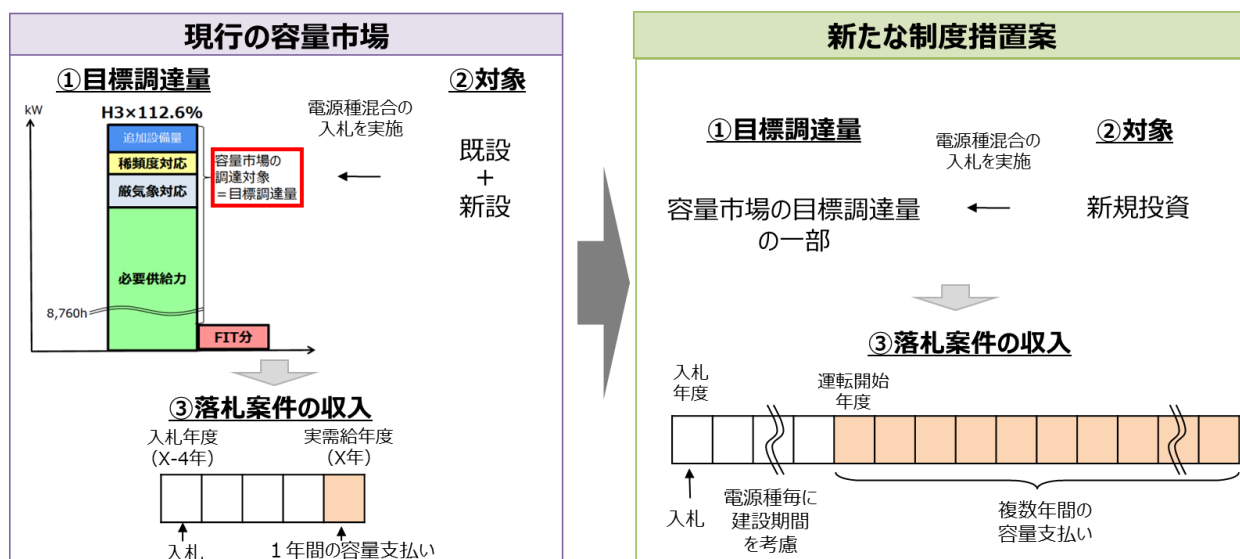


図 64 新規投資促進に向けた新たな制度措置案のイメージ

③安定供給確保に向けた電力系統の最大限活用・強化

kWh 不足などの際にも安定供給を確保していくためには、太陽光や風力等の分散型電源もしっかりと活用していく必要がある。このため、足元では、日本版コネクト&マネージ等の取組を通じて既存系統の最大限の活用を推進すべきである。

また、今冬の需給ひっ迫対応においては、各エリアにおける需給状況改善のため、累計 218 回（延べ 21 日）の電力融通が行われた。今後、再生可能エネルギーの大量導入に対応するとともに、電力融通の更なる円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進める必要がある。現在、電力広域機関において、プッシュ型の系統整備のためのマスタープランの検討が行われている。2021 年の 5 月をめどに中間整理を行い、2022 年度中をめどに完成を目指すこととなっているが、中長期的な安定供給確保のためにも、こうした取組を着実に推進していくべきである。

地域間連系線等の増強

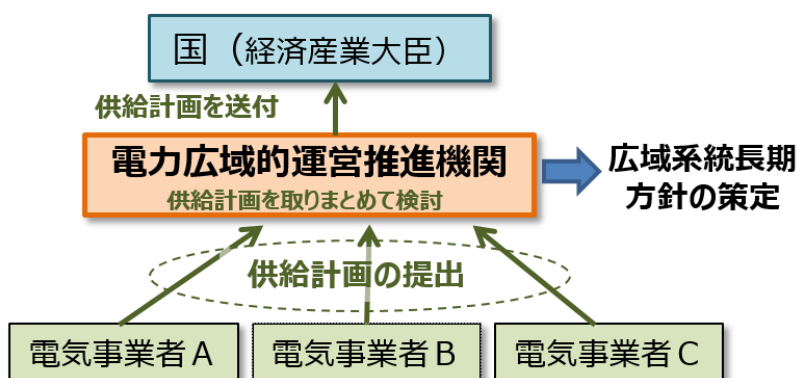


図 65

④信頼される市場環境の整備

a) 旧一般電気事業者の内外無差別の卸売りの実効性確保

市場メカニズムを機能させ、効率的かつ持続可能な電力システムを実現していくためには、予防対策や警戒時・緊急時対策と併せ、市場の公正性・透明性を高めていくことが重要である。

こうした公正性・透明性の確保について、2020年7月に、電力・ガス取引監視等委員会から旧一電各社に対し、社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメントが要請された。これに対し、各社からコミットメントを行う旨の回答があり、特に、発電部門と小売部門が一体となっている社からは、2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答があったところ、電力・ガス取引監視等委員会においては、各事業者のコミットメントや公開ヒアリングにおける回答を踏まえ、今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していくことが必要である。

また、今冬の市場価格の高騰に関する議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、電力・ガス取引監視等委員会において、旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売り入札の体制、会計分離、発電分離等）について、総合的に検討していくことが必要との方針が示されているところ、市場の公正性・透明性を高めていく観点から、引き続きこうした検討が期待される。

b) 適切な情報公開

市場の公正性・透明性を高めていく上では、市場参加者が、できるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることが重要であり、また、これにより、需給の状況等を反映した適切な価格形成が図られていくことが望ましい。

これまで、発電関連情報など市場に関連する情報をどこまで公開するかについては、これらの情報が個社の経営情報に当たり得ること、またその公開が相場操縦を誘発するおそれがあることなどを考慮して決めてきたところであるが、今冬の事象を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会において、より公開する量を増やす方向で見直しを行う方針が示されており、今後、こうした方向で検討を進めていくことが必要である。また、「でんき予報」についても、先述のとおり、発信する情報に関し、情報の受け手（例えば、発電事業者や小売電気事業者など）に応じた効果的な方法について、電力広域機関とも連携の上、検討していくこととされているところ、市場の公正性・透明性向上の観点からも、引き続きこうした検討を進めて行くことが期待される。

c) ヘッジ市場の活性化とリスクマネジメントの推進

スポット市場価格は、今後セーフティネットの導入が予定されているものの、それでもなお、需給ひっ迫時には、価格が高騰する可能性がある。したがって、電気事業者は、スポット市場が大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて認識する必要がある。このため、別途記載しているとおり、ヘッジ市場の活性化に向けた取組が重要であるが⁵⁴、ヘッジ市場の活性化のためには、市場参加者において、ヘッジ取引の必要性が広く認識されることや、そのために各市場参加者が自らの経営リスクを正しく認識することが重要となる。

また、需要家に対し安定的な電力サービスを継続する観点からは、小売電気事業者において、経営体力を上回るリスクを抱えながら経営を行うことは望ましいとは言えない。したがって、各社の事業実態も踏まえつつ、自社の事業リスクを評価することが望ましいと考えられる。さらに、発電事業者においては、逆に市場価格の下落が事業リスクとなる。したがって、発電事業者においても、社外への卸供給の交渉や、スポット市場等への入札に際し、適切にリスクを管理しつつ、発電利潤の最大化に向けた取組を進めることが望ましい。この点、諸外国では、電気の商品の特徴も踏まえ、時系列とともに、市場調達の必要量をヘッジコリドーの中で段階的にヘッジしていくというリスク管理が行われている例がある⁵⁵ところ、電気事業者においては、こうした海外事例も踏まえつつ、それぞれリスクを可視化し、管理していくことが求められると考えられる。

⁵⁴ 第33回本小委員会（2021年4月20日）において、委員から「電気事業者の事業リスクの管理を促すというのは自然な発想。一方で、リスクを低減しやすくなるようなインフラを整備することも重要。」との意見があった。

⁵⁵ 例えば、販売会社の2017年の小口顧客向け予想販売量が10TWhであったとき、トレーディング会社のトレーダーは、受渡しまでの間に、その予想量を小分けにし、時間を掛けて先物を購入することで、段階的にヘッジをしていく。ただし、段階的といっても、市場流動性制約とリスク許容制約にはさまれた領域（ヘッジコリドー）内で、自身の相場観を組み合わせ、平均的でありつつも、より安い価格での受け渡しができるタイミングでヘッジ・ポジションを積み上げることが求められる。発電会社の場合は基本的に売りヘッジ（電力先物の売り）であるのに対し、販売会社の場合は買いヘッジ（電力先物の買い）であるという違いはあるものの、ヘッジコリドー内で段階的にヘッジをしていくのは、発電会社のアウトライイト電源のフォワード・ヘッジと同じ考え方である。また、販売会社の営業活動により、ヘッジ戦略で想定している予想販売量そのものが変化するため、ヘッジ戦略の具体的内容は毎週見直されている。

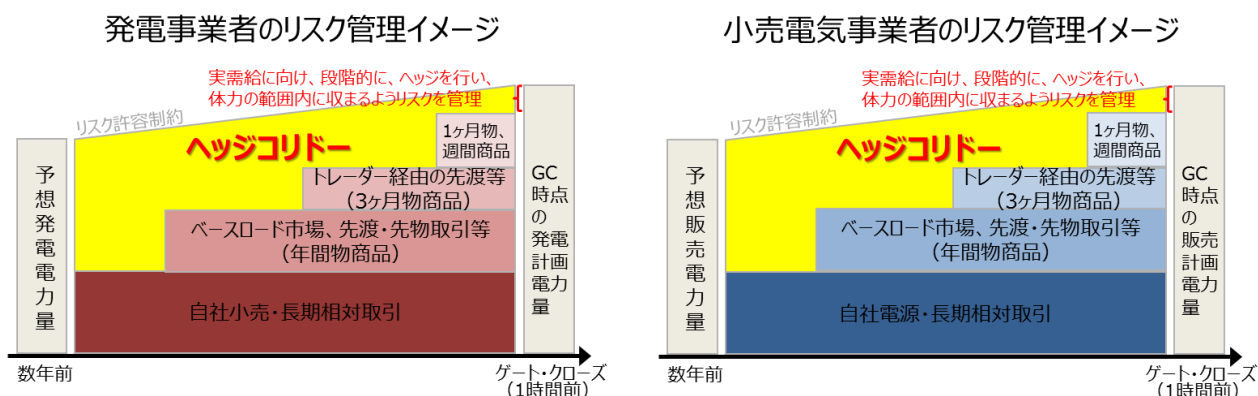


図 66 発電事業者・小売電気事業者における事業リスク管理のイメージ

こうした事業リスク管理は、本来であれば、各事業者自身のガバナンスにおいて、株主との関係で行われるべきものである。しかしながら、電気事業は技術性・専門性が高いことや、電力は国民生活や事業活動に不可欠な財であることに鑑み、その一助となるよう、標準的なリスク評価手法や評価基準を整理していくことが望ましいと考えられる。

リスク評価手法としては、例えば、一定の前提条件の下で、市場価格を変数として動かした場合に、利益がどの程度変動するかを分析し、それを財務状況と比較するといったストレステスト等の方法が考えられるところ、今後、標準的なリスク評価手法や、電気事業者において実施が望ましいと考えられる行為等について、2021 年中をめぐりに「リスクマネジメントガイドライン（仮称）」として整理することを目指し、検討を進めていくことが必要である。その際、発電事業者と小売電気事業者とで求められるリスク評価手法・基準が異なることや、事業リスクを捉えるに当たり、事業者ごとの経営判断や経営体力との関係も考慮する必要があること等にも配慮しつつ、検討を行っていくことが必要である⁵⁶。

d) 再生可能エネルギー拡大を見据えたより実需給に近い市場の活性化

今冬の市場価格高騰を踏まえ、kWh 不足を予防する措置や、市場に必要な供給力が適切に供出されるための措置等の導入が予定されている。他方で、前述のとおり、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。

こうした運用に伴う市場での売り札切れの背景には、構造的には、次のような環境変化があると考えられる。まず、小売電気事業への新規参入が拡大する中、一般送配電事業者

⁵⁶ 第 33 回本小委員会（2021 年 4 月 20 日）において委員・オブザーバーから次の意見があった。

- 需要家への影響という観点からは、発電よりも小売の方がリスク管理の必要性が大きいと考えられる。ガイドラインの中でこうした強弱をまとめることが必要。
- 電力市場における段階的なリスク管理は、需要家へ安定的なサービスを提供する観点から極めて重要。一方で、ある程度リスクをとって利益を上げるというの、経営の質を高める上で必要。それぞれの会社の特徴・体質にあったリスク管理の在り方をどう構築するのが重要。

は、これら新規参入者のインバランス調整のための調整力を予め確保しておくことが必要となる。また、多くの FIT 電源の需給調整は一般送配電事業者が実施しているところ⁵⁷、再生可能エネルギーが拡大する中、一般送配電事業者は、これらの需給調整のための調整力を予め確保しておくことが必要となる。一方で、BG がスポット市場取引以降の需要・発電量の誤差の調整を行う場である時間前市場は、取引量が僅少であり、現状、BG による市場調達の大宗をスポット市場が占めている。すなわち、BG がスポット市場取引断面での発電量・需要量予測を基礎として供給力の調達量を決定している中では、一般送配電事業者がその後の変動に備えた調整力を確保することが必要となるため、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも市場での売り札切れが構造的に発生し得る。また、今後、再生可能エネルギーの主力電源化を見据えれば、こうしたスポット市場取引以降の発電量等の変化は更に増加することが見込まれる⁵⁸。

BG と一般送配電事業者が別々に計画を作成し、供給力・調整力を別々に確保する仕組みを前提とすれば、先述のとおり、スポット取引以降の発電量・需要量の変化の増大を見据え、スポット市場時点での計画を中心として需給運用を行うのではなく、時間前市場や需給調整市場（調整力 kWh 市場）等、より実需給に近い市場を重視した運用の重要性が高まっていくことも想定される。

現状、日本は、火力電源に依存した電源構成となっており、その起動にはリードタイムを要するため、原則、前日に電源の起動スケジュールを決めておく必要がある。また、既に 700 を超える小売電気事業者が参入しているが、当日まで市場を通じて需給調整を行う経験が浅い事業者も多く存在すると考えられる等、実需給に近い断面での取引を促進するに当たっての構造的な課題も存在する。

この点、調整力の運用については、需給調整市場により、全国メリットオーダーの系統運用が行われる予定であり、2022 年度には、インバランス料金は基本的に需給調整市場価格とする仕組みとなる。また、FIP 制度及びアグリゲーターのライセンスに係る法制度も 2022 年度に施行予定であり、更には時間前市場についても、電力・ガス取引監視等委員会において、シングルプライスオークションの導入に向けた議論が進められている等、BG が実需給に近い断面まで需給調整を行うことを促進する制度や、そのための環境整備については、これまでも検討が進められている。

このような日本の電力システムにおける課題も踏まえつつ、再生可能エネルギー拡大を見据えた市場設計について、今後導入予定の仕組みも念頭に、引き続き検討を行っていくことが必要である。

なお、系統・需給運用と市場運用との関係については、日本や欧州で採用されているバランシンググループ制だけでなく、米国や豪州で採用されている系統・需給運用と市場運用を同一主体が行う仕組みも存在する。例えば、先着優先ルール見直しの議論においては、

⁵⁷ FIT インバランス特例①及び③については、前日 6 時時点の予測値から実需給断面にかけての発電量の差分を一般送配電事業者が調整する仕組みとなっている。

⁵⁸ 再生可能エネルギー予測誤差の拡大については、これによる調整力・予備力（ Δ kW）の拡大に伴う社会コストの増大を抑制するため、気象予測精度の向上や、柔軟な調整力等の確保に向けた検討、FIT 特例①通知時間の後ろ倒し等の対策が別途実施・検討されている。

ノーダル制・ゾーン制を中長期的に目指すべき方向性として議論が行われているところ、こうした議論の状況も考慮しつつ、より長期的な観点から、諸外国の制度も踏まえて課題を深掘っていくことも重要である。

おわりに

2020年4月に発送電分離が実施され、2013年から続いた一連の電力システム改革に一区切りがついたものの、中長期を見据えると、2050年カーボンニュートラルを目指し、電力分野の脱炭素化の取組を加速させる必要性が増している中、今回のような事象が生じたことは、電力システム改革に終わりではなく、電力の安定供給や電力市場のあるべき姿について、不断の検討を重ねていくことの重要性を改めて認識させる形となった。

本検証においては、今冬の事象から得られた反省と教訓を最大限に活かせるよう、一連の電力需給のひっ迫・市場価格高騰において、何が発生していたのか、そしてそれがなぜ発生したのか、という事実関係や原因の徹底的な確認を行った。その上で、今冬のような電力量(kWh)のひっ迫やそれに伴う市場での売り札切れ継続を前もって防ぐための「予防対策」、電力量(kWh)不足が懸念されたり、差し迫ったりした際の対応の整理やセーフティネットの措置といった「警戒時・緊急時対策」、更には、電気事業の構造的変化を受けて今から対応・検討していくべき「構造的対策」の取りまとめを行った。また、今後、同様の事態にも迅速に効果を発揮できるよう、来冬までに実行すべき短期対策、脱炭素と安定供給の両立に向けて引き続き対応を検討していく中長期対策に分けて整理をした。

足下では、本年3月に電力広域機関により示された供給計画の取りまとめにおいて、本年度の冬の需給について、非常に厳しい見通しが示された。このことを踏まえれば、今般の教訓は、本年度から活かされなければならない。政府において適切な措置が講じられることはもちろん、電力システムに参加する全ての事業者においても、燃料や供給力の確保など、適切に備えを行っていただくことを求めたい。このことは、電力システム全体の安定のために重要であることに加え、各事業者の経営の安定化にとっても不可欠なものと考えられる。

改めて述べるまでもないが、エネルギー政策は、「3E+S (Energy security, Efficiency, Environment, Safety)」の実現を基本方針としており、適切にこのバランスをとった政策体系とすることが重要である。さらに、今冬の事象で顕著に表れたが、電力政策においては、相互に深く関連する電力供給体制や電力市場全体を、各事業者の役割・責任も踏まえ、総合的に検討していかなければならない。そのため、特に今回取りまとめた中長期対策・構造的対策はその重要性が高く、現在、別の審議会で議論がなされている第6次エネルギー基本計画策定に向けた検討と整合性を確保しつつ、議論を深めていくべきである。この議論は大変重いものではあるものの、2050年カーボンニュートラルという目標も宣言された中、電気事業の長期性を踏まえると、残された時間も限られているため、急ぎ検討することを求めたい。

また、電気事業を取り巻く環境は、年々変化していくものであることから、電力システムが全体としてバランスがとれたものとなっているかについては、今後とも適切に確認を行っていくことが必要であり、冒頭述べたとおり、不断の検討を重ねていき、持続可能な電力システムの構築を目指していくべきである。

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会

電力・ガス基本政策小委員会

委員等名簿

委員長

山内 弘隆 一橋大学大学院経営管理研究科 特任教授
※第 33 回以降、「武蔵野大学経営学部 特命教授」へ役職変更

委員

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構
システム研究グループ グループリーダー

石村 和彦 AGC 株式会社 取締役
※委員辞任により第 30 回までの参加

牛窪 恭彦 株式会社みずほ銀行 常務執行役員

大石 美奈子 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会代表理事・副会長

大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授

大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院 教授
※委員辞任により第 32 回までの御参加

柏木 孝夫 東京工業大学 特命教授

澤田 道隆 花王株式会社 取締役会長
※委員就任により第 31 回より参加

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

村木 美貴 千葉大学大学院 工学研究科 建築・都市科学専攻教授

村上 由美子 OECD 東京センター 所長
※委員辞任により第 32 回までの参加

村松 久美子 PwC あらた有限責任監査法人ディレクター公認会計士

横山 明彦 東京大学大学院工学系研究科 教授

四元 弘子 森・濱田松本法律事務所 弁護士

専門委員

石井 照之 日本商工会議所 産業政策第二部 課長

海寶 益典 一般社団法人日本経済団体連合会
資源・エネルギー対策 委員会 企画部会長

オブザーバー

川越 祐司

株式会社エネット 代表取締役社長

※第 32 回までの参加

佐藤 悦緒

電力・ガス取引監視等委員会 事務局長

沢田 聡

一般社団法人日本ガス協会 専務理事

※第 32 回までの参加

清水 成信

電気事業連合会 副会長

谷口 直行

株式会社エネット 代表取締役社長

※第 33 回より参加

都築 直史

電力広域機関 理事・事務局長

早川 光毅

一般社団法人日本ガス協会 専務理事

※第 33 回より参加

(五十音順・敬称略)

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会
開催実績

第 29 回（2021 年 1 月 19 日）

- 今冬の電力需給及び市場価格の動向について
- 電力・ガス取引監視等委員会からの報告

第 30 回（2021 年 2 月 17 日）

- 電気事業連合会からの報告
- 送配電網協議会からの報告
- 電力広域機関からの報告
- 今冬の電力需給ひっ迫に係る検証
- 電力・ガス取引監視等委員会からの報告
- 今冬の電力スポット市場価格高騰に係る検証

第 31 回（2021 年 3 月 10 日）

- これまでの議論の整理と対応の方向性

第 32 回（2021 年 3 月 26 日）

- 個別の論点に係る詳細検討
 - －燃料確保・融通に向けた整理
 - －DR の活用・普及（需要側対策）
 - －電源の退出防止策
 - －ヘッジ市場の活性化
 - －kWh 不足に対するセーフティネット
 - －電気事業者の収支等の状況
- これまでの論点の整理

第 33 回（2021 年 4 月 20 日）

- 個別の論点に係る詳細検討
 - －燃料在庫分析・燃料ガイドライン
 - －電源の退出防止策
 - －電気事業者の事業リスク管理
 - －送配電事業者の収支の取扱い等
- 今後の電力需給運用について

第 34 回（2021 年 4 月 28 日）

- 検証結果取りまとめ（案）