

# 今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について (個別論点の更なる検討)

2021年4月20日

資源エネルギー庁

# 今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性

- 引き続き詳細分析は進めるも、これまでの検証も踏まえ、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」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理。

## 対応の方向性（案）

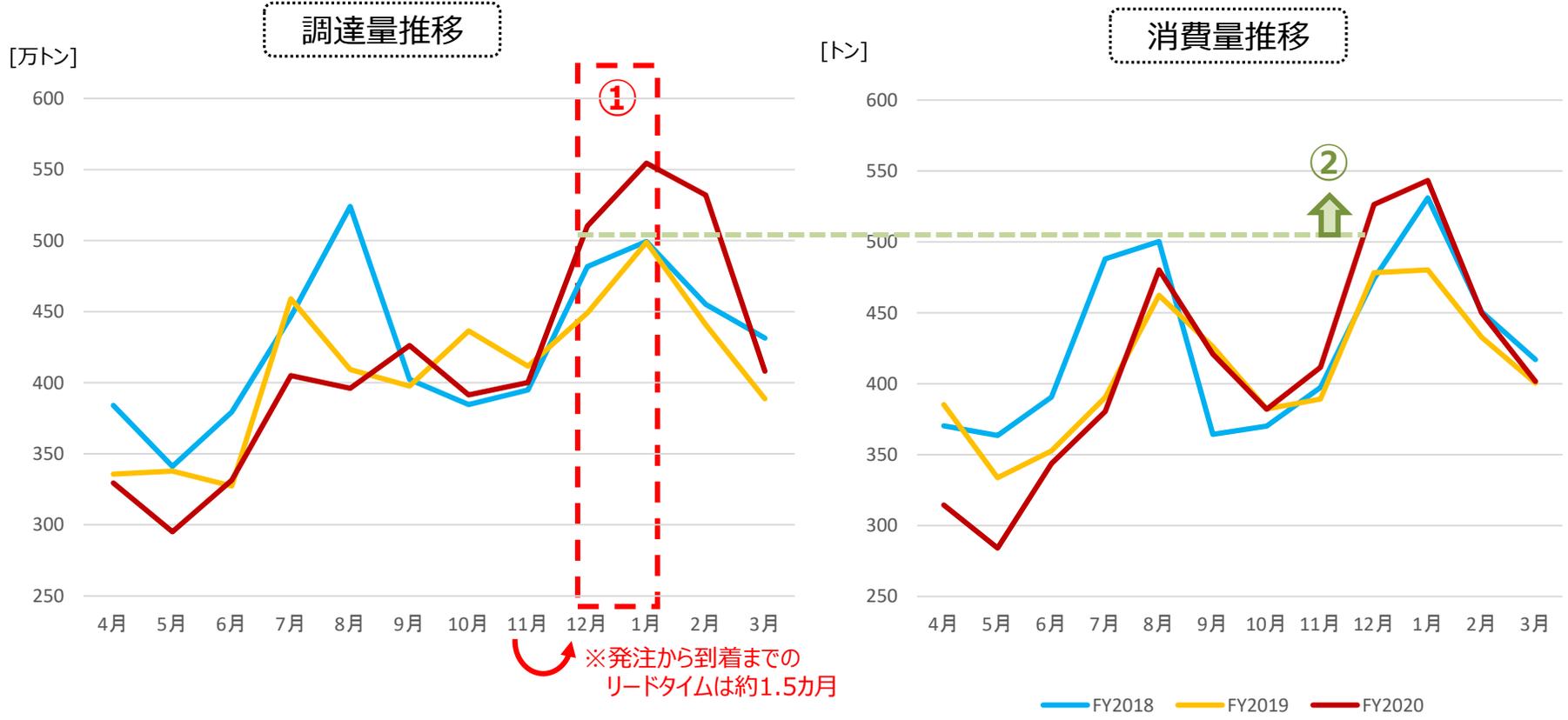
本日議論する項目		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ヘッジ市場の活性化	● ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ヘッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がないか等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のリクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者関係者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者関係者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予備率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方等の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
③ 構造的対策	kWh不足に対するセーフティネット	● kWh不足時における暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給上必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石灰火力発電の具体的な措置 ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力システムのマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 長期から段階的にリスク管理を行う市場（先物、先渡、ベースロード市場等）から、再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

- 1. 燃料在庫分析・燃料ガイドラインについて**
2. 電源の退出防止策について
3. 電気事業者の事業リスク管理について
4. 送配電事業者の収支の取扱い等について

# 今冬の事象：電力会社のLNG調達の実態（2018～2020年度）

- 前回の議論で、12月から1月にかけてLNG在庫の大幅低下は、消費と供給の両面の要因により発生したものであることを示した。加えて今般、電力会社の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。
- 電力会社は、相対契約に基づく小売りからの発注等に応じ燃料調達を実施しているが、12～1月について、今年は高い水準で調達（①）を行ったものの、それを超える消費量（②）となった。
- 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有り）を踏まえれば、即時の積み増しは困難。このため、今冬の燃料不足の予防・緩和のためには、事業者の予めの計画・適切な調達や、国・広域機関による燃料不足察知・対応等が重要となる。

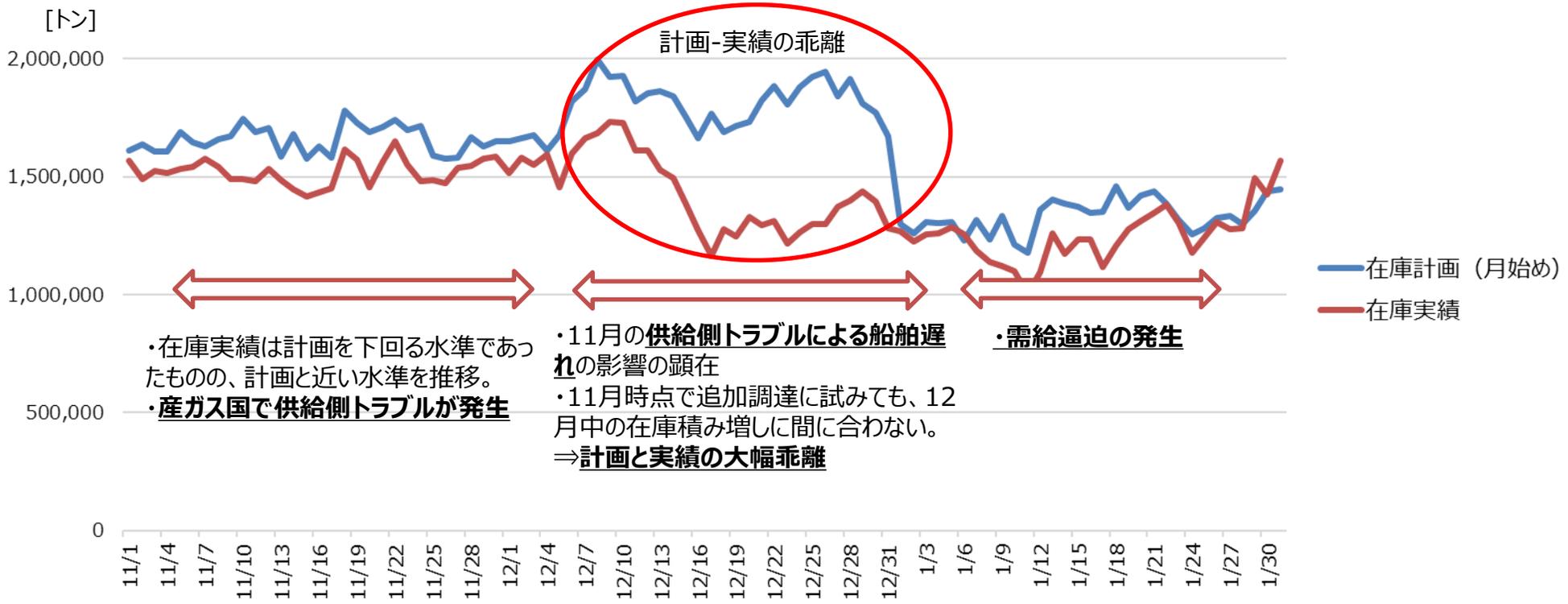
<LNG調達、消費量の推移（大手電力の合計）>



※旧一般電気事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

# 燃料調達計画と実績の乖離

- 各月、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**が生じた。
- **12月から1月にかけて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。
  - ① **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**
  - ② **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**



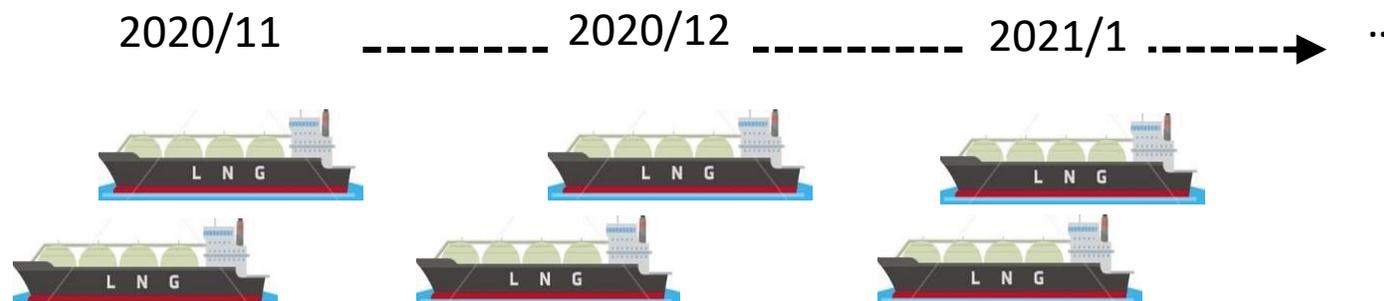
※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。  
 ※在庫計画量は、各社の月初め時点の計画していた向こう1か月の在庫計画量。  
 ※在庫量は、テッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除いた数量。

## (参考) LNG取引の特徴

- LNGの長期契約は、「年間引取数量〇〇万トン」と規定されるケースが多い一方、売買主双方の意見も考慮して実際の引き取りは毎月同じ数量を受け取るケースが一般的。そのため、**長期契約とスポット契約の組み合わせでLNGの需給変動に対応している。**
- また長期契約においてユーティリティ各社は、**LNG需要に合わせて引取数量の上方修正（UQT）・下方修正（DQT）を行っている。**また、**LNGの需要が落ち込むと見られる場合で引取キャンセル権が付与されている契約では、同権利を行使し引取数量の調整を行っている。**
- **LNGのスポット調達には最短でも1ヶ月～1ヶ月半程度は掛かるのが通例。**内訳としては、
  - ① 調達先探し・LNG船の手配（数日～1週間）、
  - ② スポット契約調整（2週間程度）、
  - ③ （②と一部並行して）LNG船の手配・船陸整合性確認（初寄港の場合、2週間程度）、
  - ④ （供給量の多い豪州の場合）輸送日数（約10日間）。

### ターム契約によるLNG引き取りイメージ

（毎月12万トン程度=2隻分を想定、一般的なLNG契約は全て該当。）



- 前回の議論において、将来的なkWh不足の可能性を判断する基準や全国大での需給逼迫が発生した際の必要燃料量等も考慮した燃料調達行動の目安等、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示す方策を検討いただいた。
- 燃料在庫低下の供給・消費それぞれの観点を踏まえた燃料在庫の低下に対する予防・対応のためのガイドラインを作成するにあたっては、**ガイドラインの位置づけ・用途、項目等**について、以下の整理が考えられるのではないかと。  
※事業者毎に燃料の調達環境や設備の使用・運用状況等が異なることに留意する必要。

## <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。

## <ガイドライン項目（例）>

- 各社の燃料調達の流れやリードタイムを考慮した一般的な適切な調達行動等
- 入船遅れ等を考慮した各社の在庫水準を参考にした一般的な適切な燃料在庫量の目安
- 個社ごとの燃料不足が顕在した際の、各社の行動目安
- 燃料不足を国や広域機関が察知するためのスキーム
- 全国大の燃料不足が顕在した際の、国や広域機関の対応方針

# 燃料ガイドラインの作成に向けた方向性

- 燃料ガイドラインを作成するにあたり、前回の議論で示した燃料ガイドラインの項目（例）を参考に更に項目分けすると、以下のような整理が考えられるのではないか。

## <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

- 国や広域が察知する方法（公表方法含む）
- 察知した場合の行動

- 燃料ガイドラインについて、「実効性と事業者の経済合理的な行動とのバランスを取るべき」との御意見もあったことから、関係事業者へのヒアリングを実施した上で検討・作成し、改めて本委員会で報告することとしてはどうか。

## <検討スケジュール（案）>

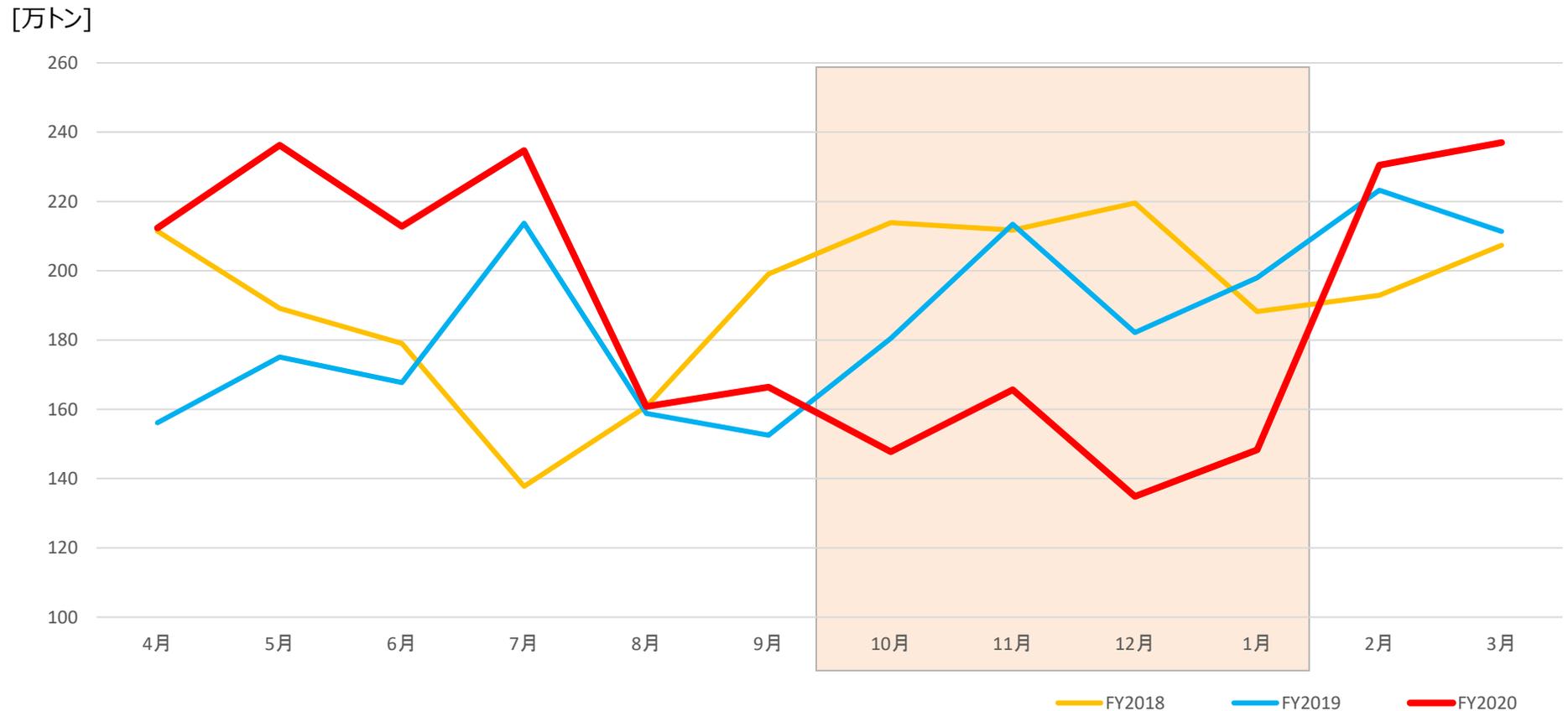
- 5月～6月：事業者ヒアリングの実施
- 7月：本小委員会においてガイドライン（案）の提出・議論
- 8月目途：ガイドラインの策定

# LNG燃料情報の公表の在り方

- 今冬の需給逼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逼迫・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燃料情報の最大限の公開を、可能な限り早期に開始することが望ましい。
- 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の留意が必要。例えば、個社の在庫レベルの開示により逼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、需給逼迫時の電力価格上昇等を助長する恐れがあり、公表方法については慎重に検討する必要がある。
- このため、当面は、当小委員会での需給逼迫検証の中でお示してきたような、大手電力の月末在庫合計値の状況や、今回お示する月間の調達・消費の合計値を公表することとしてはどうか。
- 今後は、前述したとおり、8月目処で燃料ガイドラインの策定を目指すのに加え、冬の需給検証からkWh（燃料）についての確認を開始することとなっている。実行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さらなる検討行っていくこととしてはどうか。

# 電力会社のLNG月末時点在庫の推移（2018～2020年度）

- 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～9月にかけては例年より高い水準であったが、2020年10月～12月にかけて、例年に比べ低い水準を推移。



※旧一般電気事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

※在庫量は、デッド（物理的に汲み上げ不可な残量。各社合計約50万トン。）を除いた有効在庫量。

1. 燃料在庫分析・燃料ガイドラインについて
- 2. 電源の退出防止策について**
3. 電気事業者の事業リスク管理について
4. 送配電事業者の収支の取扱い等について

# 本日の論点

- 本年3月31日、電力広域機関が2021年度供給計画をとりまとめ、結果を公表。補完的に行った月毎の予備率確認では、**2021年度・2022年度の冬を中心とする一部の月・エリアで、安定供給上必要な予備率8%を下回る見通し**となった。
- 補修作業による発電所の停止時期が重なったことその他、**電力市場環境が厳しくなる中、発電所の維持コストの回収が見込めず、発電所の休廃止が進んでいることも要因**。特に、太陽光などが増加する中、需要のピーク時に出力が見込みづらい冬季の需給状況が年々厳しくなっている。
- 前回（3月26日）の本委員会における御議論を踏まえ、電源の退出防止策に関する対応について、**規制・誘導の両面において、更に議論を深めていただきたい。**

2021年度供給計画取りまとめ  
(2021年3月31日電力広域機関) 抜粋

- 第1年度（2021年度）は、以下の月・エリアで予備率が8%を下回った。
  - 7月・1月の東京エリア
  - 2月の東京以西
 (最も需給が厳しい断面は2月の東京～九州エリアで5.8%)

● 2021年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

- 第2年度（2022年度）は、以下の月・エリアで予備率が8%を下回った。
  - 7月の東京～四国エリア
  - 11月・1月～3月の東京エリア
 (最も需給が厳しい断面は2月の東京エリアで6.1%)

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

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

# (参考) 廃止した火力電源の実績と冬季の供給予備率推移

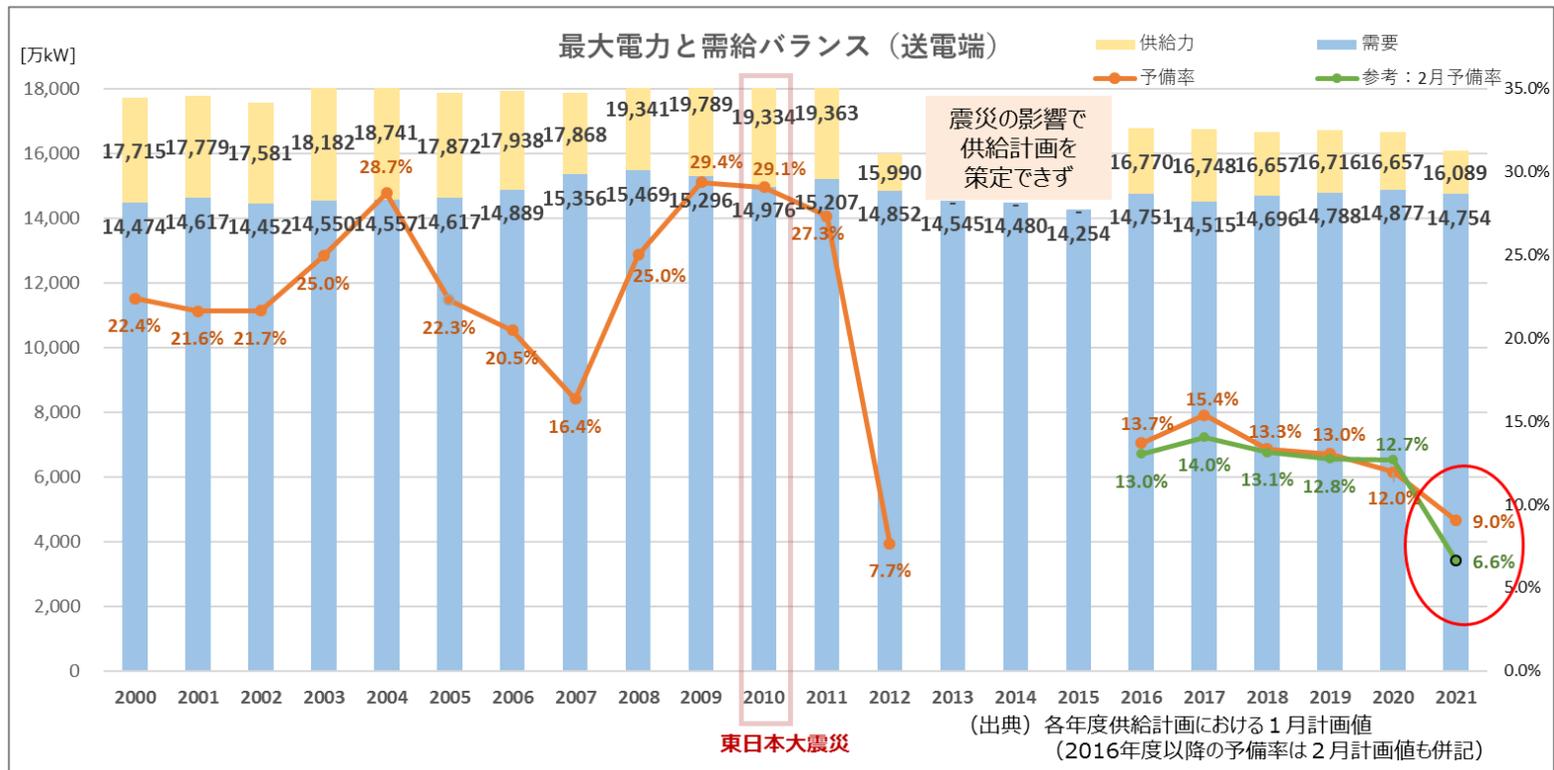
- 東日本大震災以降、供給力の大幅な低下（原子力の停止、火力の廃止拡大）が急速に進展し、近年、安定供給に必要な水準（予備率8%）近傍まで低下。2021年度供給計画では、安定供給水準を下回る恐れがあり、現在電力広域機関で供給力積み上げの調整を実施中。

## 廃止した火力電源の実績

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
設備容量（万kW）	49	203	136	669	186*

※発電事業変更届出書は事後届出のため、  
2021年3月末時点で届出されているものを計上

## 冬季の供給予備率の推移





# (参考) 電気事業法上の整理

	昭和39（1964）年制定時	平成7（1995）年改正時	現行
事業実施時	許可（電気事業）	許可（電気事業）	届出（発電事業の場合）※3
発電所の廃止等	許可※1	事前届出※2	事後届出
供給計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 当該年度以降の二年間について電気工作物の施設計画及び電気の供給計画を作成し、当該年度の開始前に届出。</li> <li>✓ 変更したときは、遅滞なく、変更事項を届出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 当該年度以降の十年間について電気工作物の施設計画及び電気の供給計画を作成し、当該年度の開始前に届出。</li> <li>✓ 変更したときは、遅滞なく、変更事項を届出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 当該年度以降の十年間について電気工作物の施設計画及び電気の供給計画を作成し、当該年度の開始前に届出。</li> <li>✓ 変更したときは、遅滞なく、変更事項を届出。</li> </ul> <p style="text-align: right;">※電力広域機関経由</p>

※1

変更を生ずべき事由としては、電気工作物の新設、改造、転用、譲渡、譲受、貸借、廃止等がある。廃止には、撤去してしまうとき、客観的に修理または改造しても使用できない状態に放置しておくときのほか、電気事業者の意思によりその電気工作物を不要として将来使用しない状態におくことも含まれる（逐条解説抜粋）

※2

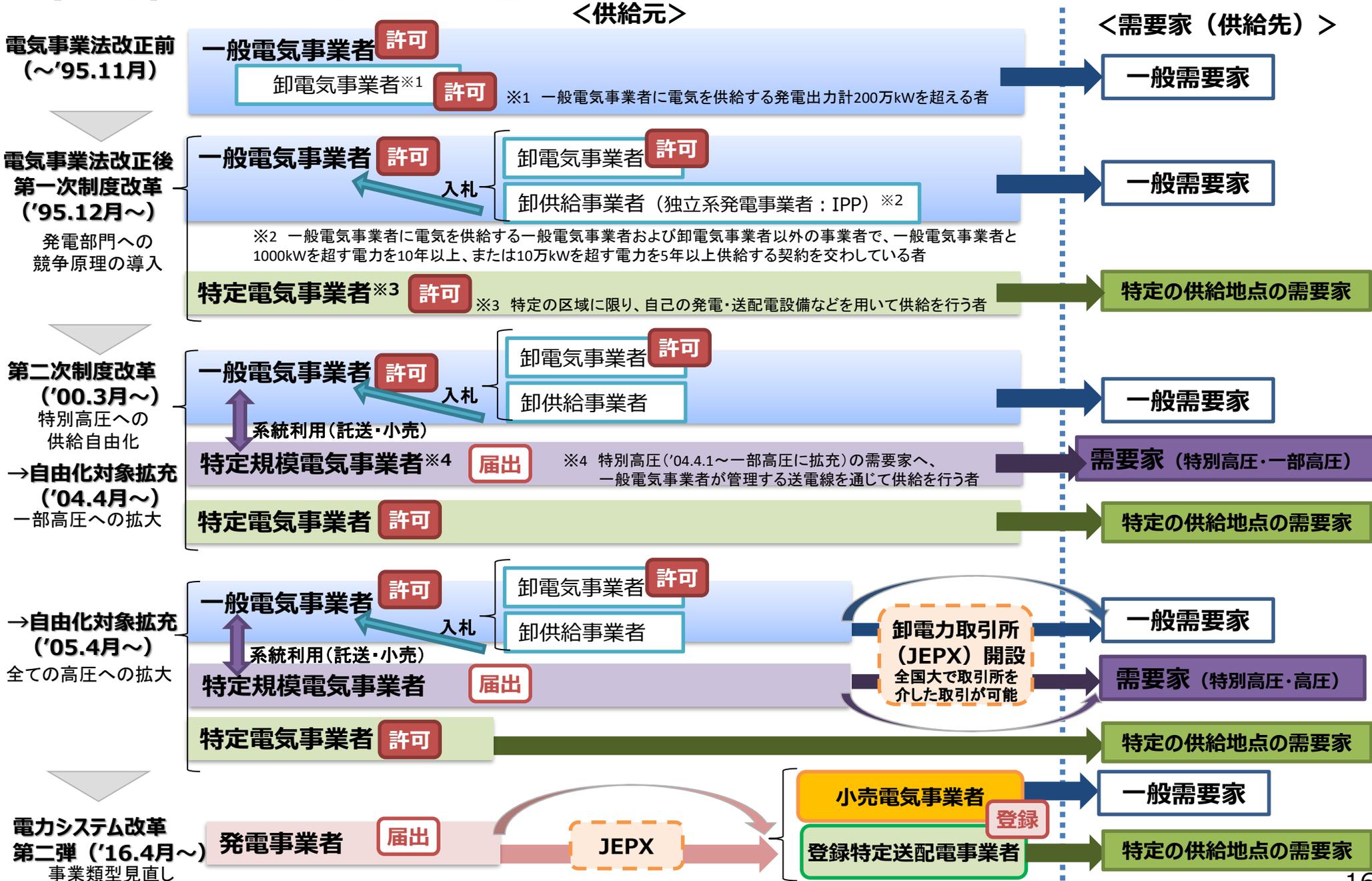
変更とは、電気工作物の新設、増設、改造、譲渡、譲受、貸借、廃止等が考えられる。電気事業者の電気工作物の変更については中長期的な視点から通商産業大臣が認知・監督する必要があるため、第二十九条に規定する供給計画の届け出において記載することが義務付けられている。第一項ただし書きにより軽微な変更は事前届出を要しないが、第二項により事後届出を要することになっている。（逐条解説抜粋）

※3

発電事業は、その取引の相手方が概ね小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者であることから、その参入規制については必要最小限のものとすることが適当である。（逐条解説抜粋）

# (参考) 発電事業への変遷

自家発自家消費を除き、系統を通じて供給を受けるケースが対象



# 電源の退出防止策について

- 令和2（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はないか。
- しかし、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。規制措置と誘導措置を組み合わせ、最小コストで最低限必要な供給力を確保するため、どのような視点での検討が必要と考えるか。

## 規制措置に関する論点

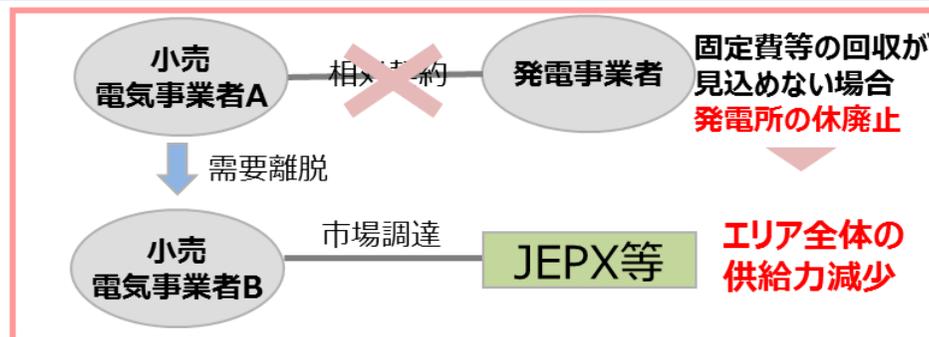
- ✓ 早急にできる対応として、まずは関係者間（国・広域機関・一般送配電事業者及び発電事業者等）の情報共有の徹底が必要ではないか。
- ✓ その際、発電所の規模要件等により対象を限定することで、事業者にとって過大な制約にならないような配慮が必要ではないか。

## 誘導措置に関する論点

- ✓ 自由化が進み、発電事業者としても競争環境にある中、特に、容量市場開設前となる2023年度までの間、特定の事業者に負担を寄せることなく、確実に供給力を確保するためには、どのような対応が考えられるか。
- ✓ 制度による救済を目的として電源の退出が促進されないような方法とする必要がある。

## (参考) 構造的対策：電源の退出防止策について②

- 安定供給の確保のため、小売電気事業者が自社需要に見合った供給力の確保義務を負い、一般送配電事業者が電圧・周波数維持義務によりエリア内における需給調整を行い、発電事業者が（一般送配電事業者との間で供給契約を結んでいる場合に）その調整力の原資となる電力の発電義務を負っている。
- こうした中、発電事業者が小売電気事業者より既存の相対契約を解除されるなどにより、卸電力取引市場等では発電所の維持コストの回収が見込めないと判断し、発電所の休廃止を進めるケースが顕在化してきている。
- 毎年度末の供給計画取りまとめや高需要期前の需給検証の中で需給バランスは確認しているが、固定費等の回収が困難なことなどもあり、その直後に複数の発電所の休廃止等の決定がなされ、供給計画変更届が提出されると急な供給力不足も起こりうる。
- 発電・小売・送配電事業者のそれぞれが適切に役割を果たし、安定供給を確保する上で、どのような課題や対応策（現行ルール上の問題点や新たに導入することが望ましいルール等）が考えられるか、御意見を頂きたい。



### 参考：電気事業法

(供給能力の確保)

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

(電圧及び周波数)

第二十六条 一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

(発電等義務)

第二十七条の二十八 発電事業者は、一般送配電事業者に、その維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いてその一般送配電事業の用に供するための電気を発電し、当該電気を供給することを約しているときは、正当な理由がなければ、発電及び電気の供給を拒んではならない。

# 電源の退出防止策について（誘導面：現行制度上の整理）

- 現行制度では、供給計画とりまとめ※1及び需給検証※2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**として以下3つの制度がある。
- これらはセーフティネットとしての措置であるが、現時点で一定程度具体化されていることから、まずは各制度の特徴を踏まえ、「**誰が費用負担すべきか**」という観点も含めて課題となる部分がないか、ご議論をいただきたい。
- なお、**電源退出防止のためには、セーフティネットに頼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**について引き続きの検討事項とし、今後改めてご議論いただきたい。

※1 供給計画とりまとめ(平年H3想定需要に対して必要な予備率8%が確保されているか)

※2 需給検証(厳気象H1想定需要に対して必要な予備率3%が稀頻度リスクを考慮の上確保されているか)

## 1. 特別調達電源

実施主体: 一般送配電事業者

時期: 対象年度の前年秋頃(原則)

実施判断時期: 供給計画とりまとめ後

## 2. 調整力の追加公募

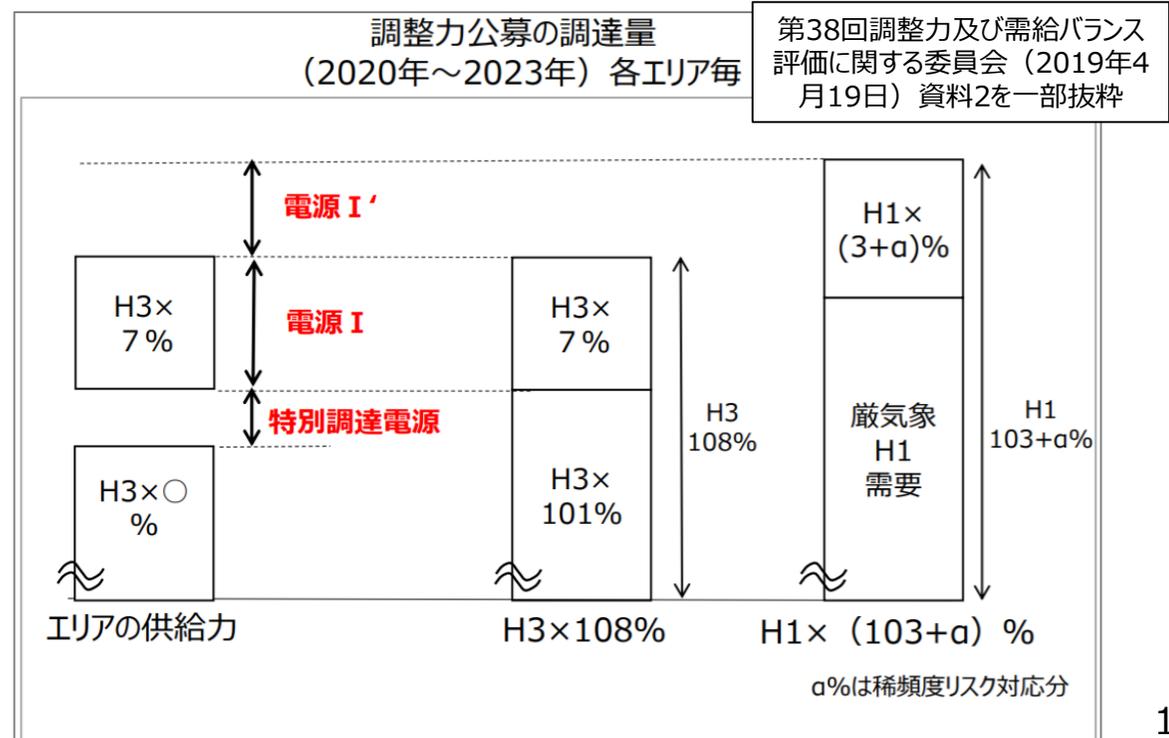
実施主体: 一般送配電事業者

実施判断時期: 調整力公募後or需給検証後

## 3. 電源入札

実施主体: 電力広域機関

実施判断時期: 供給計画とりまとめ・需給検証等の後(翌年度以降の見通し確認後)を中心に適宜必要な時



## 1. 特別調達電源

供給計画とりまとめでは、平年H3想定需要に対し、安定供給上必要な予備率8%を確保できているかを確認。

うち、予備率7%部分は電源Ⅰにより、一般送配電事業者が確保される。それを考慮してもなお、予備率8%を満たさない場合(つまり、**本来小売電気事業者が確保すべき供給力部分が不足**する場合)、一般送配電事業者が調整力公募の考え方に基づいて調達。

### ◆発動判断

供給計画とりまとめの際、H3想定需要に対して予備率8%を確保できない場合

### ◆実施主体

一般送配電事業者  
(ただし必要量は広域機関が算定)

### ◆費用負担者

(例1-1) 調達エリア内の小売電気事業者  
(例1-2) 託送料金による需要家負担

## 2. 調整力追加公募

一般送配電事業者は、毎年秋に翌年度分の調整力(電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ′)を調達。仮に、調整力公募結果が未達となった場合には、追加公募の可能性を検討。また、電源Ⅰ′に関しては、厳気象及び稀頻度リスク対応分の調整力として定義されており、需給検証において厳気象H1想定需要(稀頻度リスクを考慮)に対し、安定供給上必要な予備率3%が確保されていない場合にも追加公募の可能性があり得る。

### ◆発動判断

- ①調整力公募の結果、未達となった場合
- ②需給検証において、H1想定需要に対して予備率3%を確保できない場合

### ◆実施主体

一般送配電事業者  
(ただし必要量は広域機関が算定)

### ◆費用負担者

(例2-1) 一般送配電事業者負担  
(例2-2) 託送料金による需要家負担

## 3. 電源入札

電力システム改革に寄り、供給力の確保を担保するセーフティーネットとして位置づけ。電源入札等補填金は、最終的に、託送料金に上乗せして回収することとなっている。

### ◆発動判断

- ①供給計画とりまとめ・需給検証等により翌年度以降の需給見通しを確認、供給力等が不足している場合
- ②自然災害、社会情勢の変化等により、危機管理対策として設備確保の必要性がある場合
- ③一般送配電事業者あるいは国から検討の要請を受けた場合、等

### ◆実施主体

電力広域機関

### ◆費用負担者

託送料金による需要家負担

# (参考) 特別調達電源について

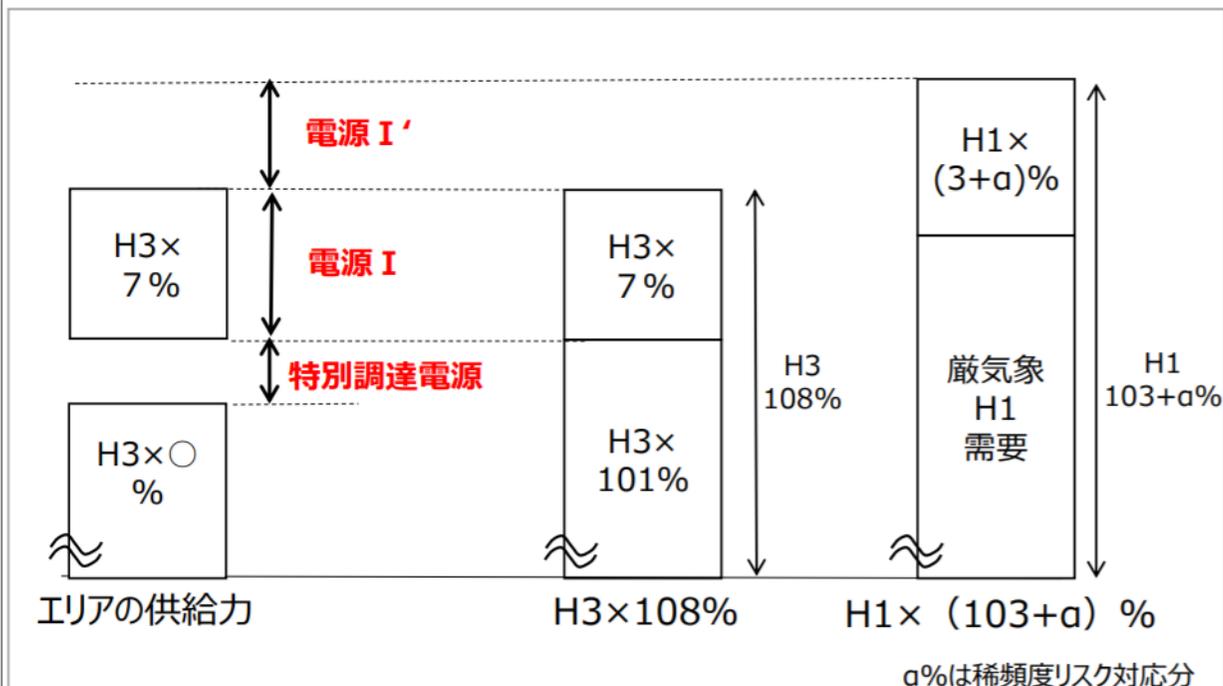
第38回調整力及び需給バランス評価に関する委員会  
(2019年4月19日) 資料2抜粋

9

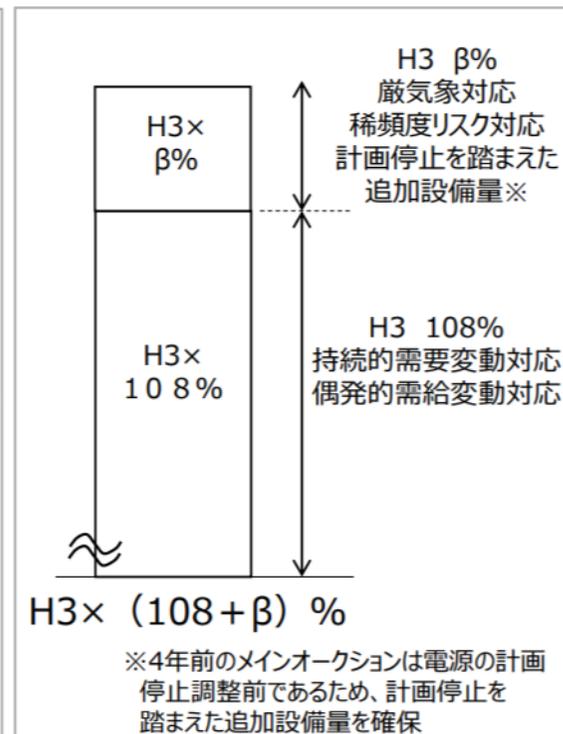
## 2. 特別調達電源の必要量の考え方

- 特別調達電源の必要量は、電源 I、電源 I'を送配電事業者が確保することとして、エリアの供給力の不足分を特別調達電源と算定する。
- 各エリア毎に必要な量を算定する。ただし、連系線の空容量を考慮する。
- 算定は、広域機関が供給計画を基に行うことを基本として、具体的な算定方法や事業者から提出が必要なデータ、調達を決定するための手続き等詳細については今後検討していく。

調整力公募の調達量  
(2020年～2023年) 各エリア毎



容量市場の目標調達量  
(2024年～) 全国



# (参考) 調整力追加公募について

第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）  
資料6抜粋

## 2019年度向け調整力の公募結果（電源Ⅰ'）

2019年4月 第37回制度設計専門会合  
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

( )内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で定める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

※関西エリアの追加公募について

調整力の募集容量は広域機関が示す考え方にに基づき、2018年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、昨夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、当初の募集容量には反映されていなかった。関西エリアでは、次年度の想定需要が著しく増加したことにより、広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂（2018年9月12日）に基づき、募集容量の変更および追加公募を実施した。

※前回公表値の訂正について

第37回制度設計専門会合（2019年4月25日）資料5「一般送配電事業者による2019年度向け調整力の公募調達結果等について」における、評価用平均価格の公表値に誤りがありましたので、以下のとおり訂正いたします。

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
(訂正前) 評価用平均価格(円/kW)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717	4,342	625	6,607	5,850	▲ 757
(訂正後) 評価用平均価格(円/kW)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757

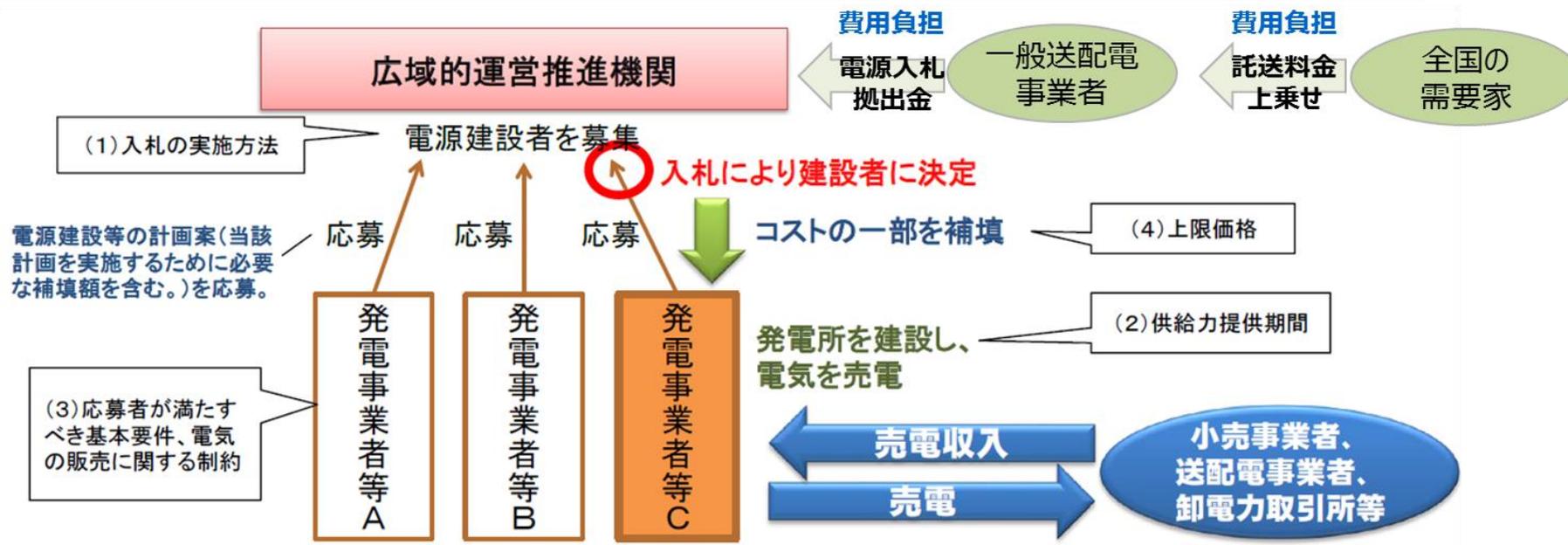
過去の実施例

# (参考) 電源入札について

第17回容量市場の在り方等に関する検討会  
(2018年12月17日) 資料4を加工

## 2. 現行の電源入札制度の概要

- 現在、電源入札制度は、以下の整理となっている。
  - ✓ 広域機関は、有識者を含めた委員会の検討を踏まえ、電源入札の基本要件（供給区域、対象電源、具備すべき周波数調整機能等の条件等）を取り決めることとしている。（広域機関業務規程\_第37条）
  - ✓ 電源入札の負担は託送負担となる。「広域機関は、一般送配電事業者たる会員に対し、電源入札等に係る拠出金（以下、「電源入札拠出金」という。）を求めることができる。（広域機関定款\_第56条）」
  - ✓ 広域機関は電源入札の際に、入札者の指名を行うことができる。「本機関は、電源入札等の対象となる電源維持運用業務の内容を踏まえ、必要があると認めるときは、特定の電気供給事業者に対し、電源入札等に応募することを求めることができる。（広域機関業務規程\_第38条第2項）」



# (参考) 電力広域機関規程類

## ◆業務規程

(電源入札等の実施)

第33条 本機関は、法第28条の40第1項第5号の規定により、発電用の電気工作物の新增設並びに当該電気工作物の維持及び運用、既存の発電用の電気工作物の維持及び運用又は休止若しくは廃止している発電用の電気工作物の再起動並びに当該電気工作物の維持及び運用その他の供給能力の確保に関する業務（以下「電源等維持運用業務」という。）を行う電気供給事業者（以下「電源等維持運用者」という。）を募集し、電源入札等を実施する。

2 本機関は、電源入札等においては、原則として、入札手続きに基づき、電源等維持運用者を決定する。ただし、電気の需給の状況に照らして緊急性があると認められる場合その他入札に付すことが合理的ではないと認められる場合には、入札手続きの方法によらず、発電用電気工作物の設置その他の供給能力の確保を促進するための業務を行う。

3 本機関は、電源入札等の実施に先立ち、電源入札等の対象となる発電用電気工作物その他の供給能力から供給される電力を購入する小売電気事業者たる会員を、入札等の手続きに基づき、募集することができる。

(電源入札等の検討の開始)

第35条 本機関は、次の各号のいずれかに該当すると認めるときには、電源入札等の検討を開始する。

一 本機関が前条の規定による評価及び分析の結果、次のア及びイに掲げるいずれかの要件に該当すると認めた場合

ア 必要な予備力又は調整力が確保できないおそれがある場合

イ 自然災害、社会情勢の変化その他特別な事情により発生し得る需給変動リスクを踏まえ、危機管理対策として発電用電気工作物その他の供給能力の確保の必要性がある場合

二 一般送配電事業者たる会員から電源入札等の検討の要請を受けた場合

三 国から電源入札等の検討の要請を受けた場合

四 第32条の42の規定により特別オークションを実施したにもかかわらず、必要な供給力を確保できなかった場合

2 本機関は、前項の規定により、電源入札等の検討を開始したときは、その旨を公表する。

(電源入札等の実施の必要性の検討及び評価)

第36条 本機関は、電源入札等に関する検討を開始したときは、電源入札等の目的に応じ、送配電等業務指針に定める事項を考慮の上、有識者を含めた委員会において、電源入札等の実施の必要性の検討を行う。

2 本機関は、前項の検討に当たり、必要に応じて、会員に対し、発電用電気工作物その他の供給能力の運転実績及び運転計画、設備等の劣化状態、燃料調達計画、供給力調達状況、追加的な供給力の確保可能量、需要抑制の可能量、危機管理対策その他必要事項に関する聴取を行う。

3 本機関は、第1項の検討に基づき、電源入札等を実施する必要性があると認めたときは、電源入札等を開始する。

## ◆定款

(電源入札拠出金)

第56条 本機関は、一般送配電事業者たる会員に対し、電源入札等に係る拠出金（以下「電源入札拠出金」という。）を求めることができる。

2 電源入札拠出金の額、納入期限その他の電源入札拠出金の納入の方法に関する事項は、電源入札等の案件ごとに、理事会の議決により定める。

3 一般送配電事業者たる会員は、第1項の規定による本機関の求めに応じ、指定された期限までに電源入札拠出金を納入しなければならない。

1. 燃料在庫分析・燃料ガイドラインについて
2. 電源の退出防止策について
- 3. 電気事業者の事業リスク管理について**
4. 送配電事業者の収支の取扱い等について

# 本日の論点

- 前回小委において、電気事業者が事業リスクを可視化し、管理していくことの必要性について、御議論いただいた。
- また、株式会社enechainから、サービスの概要やヘッジ取引活性化に向けた課題に加え、EaR※等のリスク管理指標についても御説明いただいたところ。
- 本日は、上記の内容も踏まえ、電気事業者によるリスク管理を進めていくに当たっての検討の方向性について、御議論いただきたい。

EaR: Earnings at Riskの略。一般的にはValue at Risk(VaR)というリスク評価手法が用いられるが、これに倣い、収益に対する電力市場リスク等のリスク評価を行うコンセプトが提示された。

# (参考) 電力市場における段階的なリスク管理の考え方

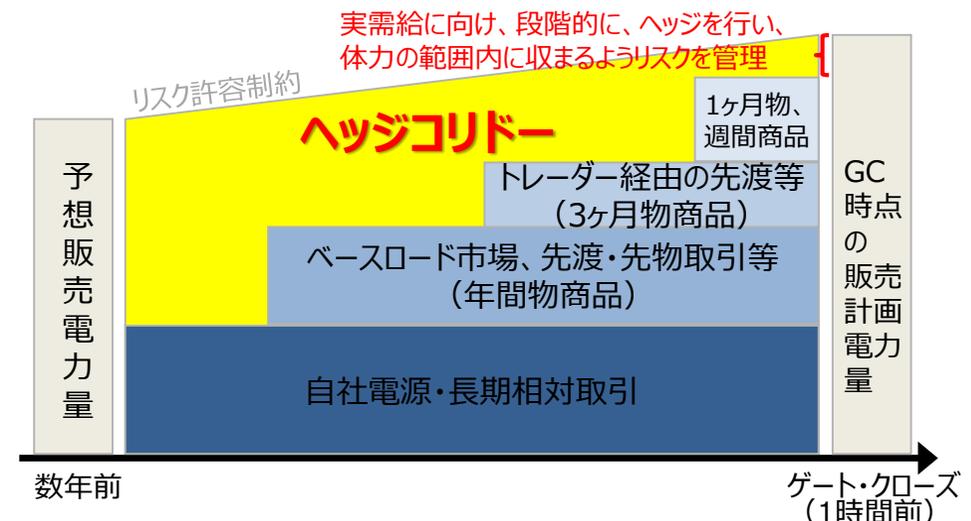
第32回 電力・ガス基本政策小委  
(2021年3月26日) 資料6より抜粋

- 市場価格の高騰は小売電気事業者にとって、下落は発電事業者にとって、リスクとなる。
- 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、電気事業者の経営の安定は極めて重要であり、電気事業者が、それぞれの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。
- 例えば、諸外国では、電気の商品の特徴も踏まえ、時系列とともに、市場調達に必要な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。
- こうした事例も踏まえつつ、電気事業者は、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のではないかと。

## 発電事業者のリスク管理イメージ



## 小売事業者のリスク管理イメージ



# 電気事業者によるリスク管理の促進に向けた検討の方向性

- スポット市場価格は、今後、セーフティネットの導入を予定しているものの、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。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のではないか。
- 前回の本小委員会で御議論いただいたとおり、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、小売電気事業者が、それぞれの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。また、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。
- このため、電気事業者においては、各社の事業実態も踏まえつつ、ストレステスト※等により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のではないか。  
※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等の方法が考えられる。
- 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。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としてはどうか。
- 今後、こうした電気事業者において実施が望ましいと考えられる行為や、標準的なリスク評価手法等について、年内をめどに「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てはどうか。

# (参考) 一般的な電力小売管理モデルの構造



## (参考) 一般的な電力小売の粗利 (Earnings) 管理モデルの構造

通常は、需要・燃調カーブ・調達量・スポット価格という変数を投入すれば粗利を試算できるモデルを構築します

### モデル構築の目的

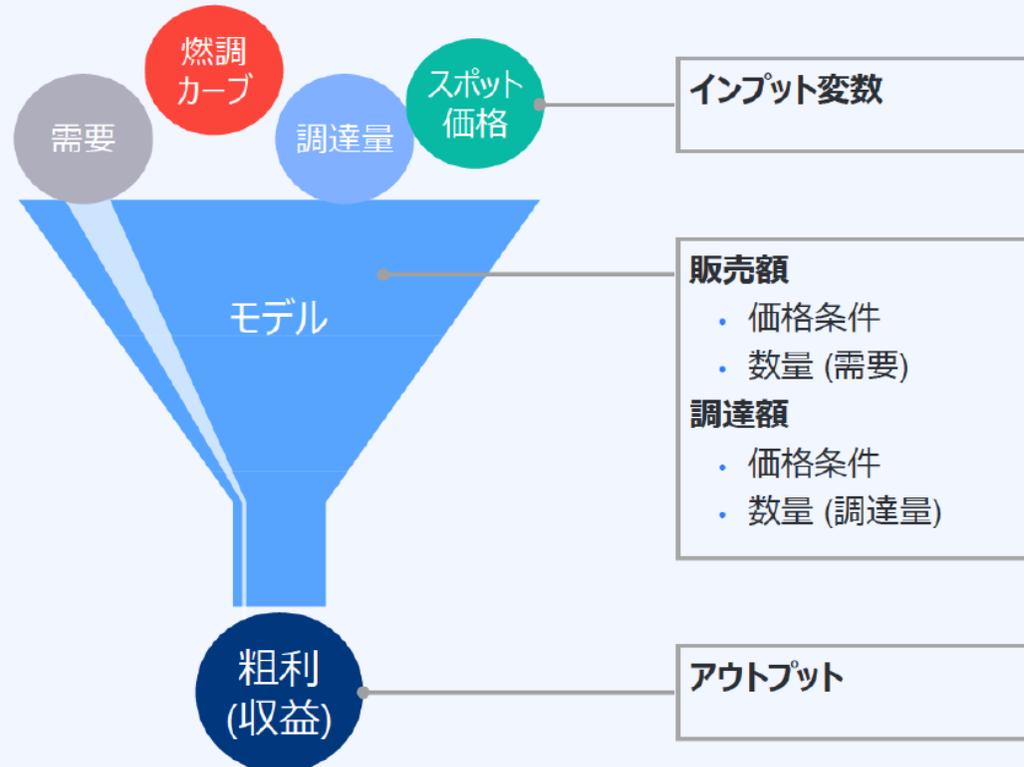
需要や燃料価格等の変動リスクを考慮した「粗利計画」をモニタリングし、機動的にヘッジを実行すること

- ・ 販売側には、大きく需要と燃調(燃料価格)という変数が存在
- ・ 調達側には、燃調およびスポット価格の変動リスクが存在する

また、ヘッジポリシーそのものをアップデートするためにも活用する

- ・ 今年度のように需要や燃料相場が大きく変動した場合、ヘッジポリシーそのものを見直すことも重要

### モデルの構造 (超概略)





1. 燃料在庫分析・燃料ガイドラインについて
2. 電源の退出防止策について
3. 電気事業者の事業リスク管理について
4. **送配電事業者の収支の取扱い等について**

## 本日の論点

- 4月16日の電取委の制度設計専門会合において、一般送配電事業者のインバランス収支について報告が行われた。
- 2月の本小委員会においては、「インバランス収支の扱いについては、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・調整等を検討することを基本としつつ、まずは今冬のインバランス収支の実績について、透明性を確保の上、その状況をよく確認することが必要」という方向性を提案していたところ。
- 前回の御議論も踏まえ、本日、これらの点について、御審議いただきたい。

# 価格の遡及的な見直しに関する課題

- 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という議論があるが、このような措置を講ずる場合、下記のような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、遡及的な見直しは行われていない。

## インバランス料金単価の遡及的見直し

### (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、これらの法令等により難し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。
- 原則全ての事業者が、時間帯によって、不足を生じたり、余剰を生じたりする中、その単価自体を遡及的に見直せば、必ず事業者毎に損得が生じる。
- 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。

## スポット市場価格の遡及的見直し

### (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

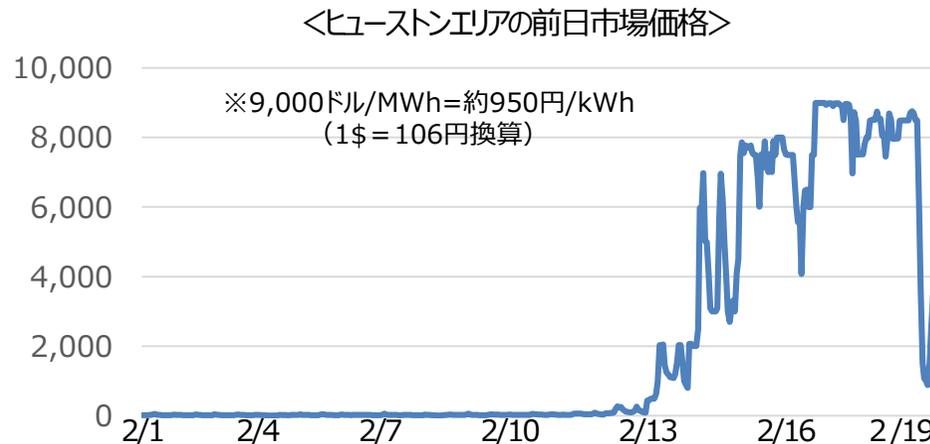
- JEPXの約定方法についてはその業務規程で規定されているところ、これらを参照価格とした先物市場、先渡市場、ベースロード市場等の各種市場も存在する中、その遡及的な修正を行えば、市場関係者に混乱を招き、市場の信頼性を失わせることとなる。
- スポット市場取引は、約定日の2日後に精算が完了。また先物市場には海外法人など多様な市場参加者が参加。
- こうした中、市場ルールが既に存在するにもかかわらず、遡及的な見直しを行うことは、様々な事業者に対して新たな損失を生じさせることとなるため、市場参加者に対して新たな混乱を生じさせるおそれがある。

# (参考) テキサス州における市場価格高騰を踏まえた議論の状況

- テキサス州では、今年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ところ。
- 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（注：ERCOTの価格見直しルールを考慮（※））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。



# インバランス収支の取扱について

- 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、4/16の電取委の制度設計専門会合において、昨年12月～今年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）を勘案すると、**10社合計で、累積370億～460億円の収支余剰が生じる**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・調整等を検討することを基本」とする方向性で御審議いただいたところ。
- 本小委員会でも御議論いただいたとおり、分割措置を踏まえれば、収益の確定までは1年程度要することが見込まれる。他方で、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、**一定の余剰分について、可能な限り速やかに、託送料金等を通じた暫定的な還元のために必要な措置を講ずるよう、検討を行うこととしてはどうか。**
  - 東京電力PGを除く9社において累積収支余剰が発生するなど、各社毎に収支状況が異なるところ、**各社毎にこれらの評価を行う。**
  - 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。
- ただし、4/16の制度設計専門会合において、次頁以降にお示しする様々な意見があったところ、**その具体的な方策については、これらの意見を踏まえ、今後丁寧に議論を行っていくこととしてはどうか。**

## 4/16の制度設計専門会合での議論①

- 4/16の制度設計専門会合で示された事務局案や、これを支持する意見は以下のとおり。

### 事務局案

- 仮に今冬のインバランス収入のみに着目して還元・調整等を行う場合、過去の累積赤字につき、収支相償の観点から、結局、託送料金等での調整が必要になると考えられる。
- このため、収支の過不足の還元・調整を検討する際には、今冬の黒字についてのみ評価するのではなく、**過去の累積赤字も含めて検討することとしてはどうか。**
- また、収支の過不足については、**例えば託送料金等により広く系統利用者に還元・調整することも考えられるがどうか。**

### 委員・オブザーバーからの意見（事務局案を支持する意見）

- 累積赤字をそのままにしておいたこともまずかったが、黒字をそのままにしているのもおかしいため、過去を含めて調整するのは合理的な判断と考える。系統利用者に還元するという考え方は合理的と感じている。
- 制度における事前と事後の公平性という観点で、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は重要であり、事業者の事業規律は守られていかななくてはならない。その中で、託送料金で還元するのは、1つの基本的な考え方である。
- 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り、インバランス収支を通常の営業利益等で扱わず、制度上プラス・マイナスを調整するという考え方は良いと考える。また、今回の黒字を全て還元と考えるのではなく、これまでの赤字についても勘案することは妥当。
- 特定の事業者に還元することは、線引きが難しいし、制度が歪む。
- 特定の者への還元は無理であり、託送料金等で還元していくことだろうと考える。
- 特定の事業者への補填という点では、供給義務を果たすために懸命に市場調達をした小売事業者と、インバランスに任せるとした小売事業者との行動の違いを考えると、事務局提案が一番妥当ではないか。

## 4/16の制度設計専門会合での議論②

- 4/16の制度設計専門会合では、前頁の意見に加え、事務局案以外の案も検討すべきとの意見が提起された。
- これらの案も含め、今後、具体的な還元・調整方法の検討を行っていくこととする。

### 委員等からの意見

#### 特定の事業者へ還元すべき

- インバランス料金の異常な高騰により、想定できないレベルの高額な請求を受けた事業者へ還元すべきであり、高騰の影響を受けていない事業者へ還元するのは不公平。
- 事業者への還元も排除せずに丁寧な議論をしていただきたい。
- インバランス収支の黒字の多くは小売事業者の支払であり、今回の事象の特殊性からいって、還元については小売事業者に対して実施することが適当と考える。(略) 例えば、kWhシェアで分配する場合も、経過措置料金を適用している需要家分は還元の対象外とすることや、容量市場の拠出金の負担割合に応じて還元する等の方法があるのではないかと。

#### インバランス料金の額を工夫すべき

- 頑張っ市場調達をした事業者へ不公平がないよう、返還対象はスポット約定価格よりも高いインバランス料金のみとすることが妥当と考える。
- 損失を出した事業者へ還元することがインセンティブの歪みになるという議論には一定の説得力がある。一方、赤字、黒字と無関係に、不足インバランスの支払額を一律減額する原資にするやり方なら、恣意性が働く余地は乏しく、透明性もある。この案は、インセンティブのゆがみになるとの観点からは筋が良いとは思わないが、わかりやすくはあり、選択肢の一つとなり得る。

### 想定される課題や論点

#### 公平性の課題

- 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。(次頁の論点にも関係)

#### 法令上の課題

- 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約款に位置付けられている。過去に遡及してこれらを変更することは許容されるか。
- また、現在、託送料金やインバランス料金は、公平性の観点から、全事業者に等しい条件が設定されているところ、事業者ごとの過去のインバランス発生量に応じ、将来発生する託送料金やインバランス料金等の料金単価を事業者ごとの還元額に応じて個別に設定することは許容されるか。

#### 範囲の特定など、実務上の課題

- 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、どのような事業者を還元の対象として考えるか。
- 余剰インバランスを受け取った事業者についてはどのように考えるか。

# 4/16の制度設計専門会合での議論③

## 委員等からの意見

### 過去の累積赤字と今冬の黒字を 単純に合算すべきではないのではないか

- 初期の収支が赤字となった大きな要因は、大量に余剰インバランスを出し、収益をあげた事業者がいたこと。その多くの部分が旧一電であったということ。
- 一般送配電事業者の赤字は、旧一電の黒字に付け替えられたという議論が過去されており、そのような性格もある過去の収支の赤字と、今冬の黒字を足し合わせることにについて、自明に正しいとは思わない。



## 想定される課題や論点

### 過去の赤字の調整も必要

- 市場価格とインバランス料金の「逆インセンティブ」が市場参加者の行動を歪め、インバランス収支の赤字要因となっていた。このため、本小委でも御審議いただいた上で、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の行動を適正化するとともに、インバランス収支の改善を図ってきた。
- 他方で、今冬を除くとすれば、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（2016年まで遡っての検討が可能か。困難であるとすれば、どのように調整するか。）

# インバランス収支の取扱いについて（考え方のまとめ）

- 上記の議論を踏まえ、今般の市場価格高騰に関する一般送配電事業者のインバランス収支の取扱い等については、以下のように整理することとしてはどうか。
- 多様な事業者が存在する中、スポット市場価格やインバランス料金単価の遡及的な見直しを行うことについては、様々な課題がある。
- しかしながら、このような市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、**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・調整等を行うこととする。**
- 現在、インバランス料金に係る分割措置を講じていることを踏まえれば、一般送配電事業者の収益の確定までは1年程度要することが見込まれるが、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。このため、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、検討を行うこととする。**ただし、その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。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。
- 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り、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところ。
- **今年1月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特にでんき予報に基づく予備率※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%以下となる厳しい予備率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。（※前日夕方時点での予想予備率（使用率ピーク時））

※なお、今般の市場価格高騰に関するFIT送配電買取に伴う一般送配電事業者の収支余剰については、今後の不足分の交付金算定において、余剰分を相殺することにより、賦課金の軽減に充て、国民に還元する仕組みとする改正省令が公布されたところ。

# (参考) 一般送配電事業者のインバランス収支について (2020年12月、2021年1月)

第59回 制度設計専門会合 (2021年4月16日) 資料4-1より抜粋

● スポット価格が高騰した2020年12月～2021年1月 (2ヶ月間) の一般送配電事業者のインバランス収支は、現時点における推計としては、以下のとおり。

※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、貸倒損が発生する場合には、黒字幅は縮小する。  
 ※支払期限日までの未入金額および分割特措による支払期限日以前の金額等、実際には一般送配電事業者を支払われていない金額も存在 (4月5日時点)。

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	
<b>収支</b>	<b>55.6</b>	<b>195.7</b>	<b>293.5 ~391.7</b>	<b>193.1</b>	<b>72.3</b>	<b>192.5</b>	<b>149.3</b>	<b>44.5</b>	<b>107.2</b>	<b>10.4</b>	<b>1,314.1 ~1,412.3</b>	<b>1,114.1 ~1,212.3</b>	
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	貸倒が発生すれば数値は減少 (注2)
	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	-	-	

(出典) 報告徴収回答を含む各社提出資料等により事務局作成。

(注1) 託送収支計算規則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。

(注2) 1月分インバランス料金支払期日である4月5日に入金が多かったインバランス料金を不足分、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、4月5日までに入金が多ければ全額不払と仮定すると、約200億円の貸倒損が発生する可能性がある。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))。

(注3) 沖縄エリアにおいては需給ひっ迫は発生していないが、インバランス料金単価の算定にJEPXスポット価格を参照しているため、12月及び1月のインバランス収支が通常よりも大きくなっている。

# (参考) 一般送配電事業者のインバランス収支について (累積)

第59回 制度設計専門会合 (2021年4月16日) 資料4-1より抜粋

● 2016年度の制度開始以降、これまで、一般送配電事業者10社のインバランス収支は累積赤字が積み上がってきていたが、スポット価格が高騰した2020年12月～2021年1月 (2ヶ月間) の黒字及び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の貸倒損発生の可能性 (約200億円<sup>(注1)</sup>) を勘案すると、2016年度からのインバランス収支累積は370億～460億円規模の黒字となる見込み。

2016年度～2021年1月のインバランス収支累積試算値<sup>(注2)</sup>

(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

(出典) 各社HP及び提出資料により事務局作成。

(注1) 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を足し上げ、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し、4月5日までに入金なければ全額不払と仮定して算出した。  
 (注2) 託送収支計算規則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、ひつ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。  
 (注3) 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))。

**貸倒が発生すれば  
黒字額は減少。  
(注3)**

# (参考) 電取委におけるインバランス収支の過不足の取扱いについての議論

第59回 制度設計専門会合 (2021年4月16日) 資料4-1より抜粋

- インバランス収支は、外生的な要因で決まり、一般送配電事業者の収支改善の努力が及ばないことから、制度導入当初から、収支に過不足が生じた場合には別途調整する仕組みを講じることが適当とされていたところ。
- 今冬、インバランス料金が調整力のコストや需給状況から離れて上昇した面が一部にあったこと、及び、調整力kWh価格がそのコマの需給状況を反映せず安価に据え置かれていたこと、といった要因により収入が費用を上回り、収支が黒字となった。
- 他方、2016年度の制度開始以降、これまで、一般送配電事業者10社のインバランス収支は累積赤字が積み上がっていたところ。今冬のインバランス収入のみに着目して還元・調整等を行うという議論も考えられるが、この場合、制度導入当初の趣旨も踏まえると、上記の累積赤字につき、収支相償の観点から、結局、託送料金等での調整が必要になると考えられる。
- したがって、収支の過不足の還元・調整を検討する際には、今冬の黒字についてのみ評価するのではなく、過去の累積赤字も含めて検討することとしてはどうか。
- また、収支の過不足については、例えば託送料金等により広く系統利用者に還元・調整することも考えられるがどうか。

注) なお、インバランス収支の取扱いについては、資源エネルギー庁の審議会において、分割支払措置等の影響も考慮しつつ、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・調整等を検討する方向で議論が進められているところ、本日の議論を伝え、これも参考に検討するよう求めることとしたい。

## 【論点①】暫定的なインバランス料金上限値の適用条件

- これまでの議論のとおり、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、市場価格が高騰したことについて、疑問が示されることとなった。
- 「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、①市場参加者にとって予見することが難しく、②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、市場参加者が一定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がどうか（逆に、そうでない場合は上限価格200円/kWhを適用。）。
- 具体的には、①全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」が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年度の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、広域予備率3%となる場合に200円/kWhという価格が設定されていること等を踏まえ、**前日夕方時点の「でんき予報」の予備率（使用率ピーク時）※に基づき、以下のインバランス料金上限価格を適用すること**としてはどうか。

### **（1）複数エリアで予備率が3%以下となる場合：200円/kWh**

### **（2）それ以外の場合：論点②の暫定的な料金**

- なお、この数値はあくまで上限値であり、実際にはこの価格以下となる。
- これを今冬の実績に当てはめると、**1/8、9、12、13、19の5日間で上限値が200円/kWh、それ以外の日では別途定める上限値となり**（次頁参照）、前回小委で提示した事務局案（「売り札切れ」要件に当てはまらない1/17及び予備率3%以下の場合に上限値200円/kWh）に比べ、**より適切に需給状況を反映した条件設定になると考えられる**が、どうか。
- また、市場参加者においても、「でんき予報」が基準となることで、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。

※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。

## 【論点②】暫定的なインバランス料金の上限值

- 前回小委において、暫定的なインバランス料金の上限值については、**45円/kWh～200円/kWhの間で検討する案**を提示させていただいた。これに対し、委員・オブザーバーからは、
  - セーフティネットの趣旨を踏まえ、**200円/kWhに近い価格は不相当**との御意見の一方で、
  - **DR確保のインセンティブを妨げないという観点が重要**との御指摘を多数頂いたところ。
- 特にDRについて、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、**kWh不足時のDRとは性格が異なる**と考えられる。
- こうした観点からは、例えば、前回小委で提示したように、今冬、関西エリアで**合計76時間電源I'が発動したところ**（全エリアで最長）、電源I'のkW価格+ kWh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、上記価格を参照し、**暫定的なインバランス料金の上限値は80円/kWhとすることとしてはどうか**。
- 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**と考えられるのではないかと。
  - なお、論点①で御提案した条件に基づき、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※、1月のインバランス料金の平均値は、**55.3円/kWh**となる。

※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、論点①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である。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。

# (参考) 市場価格高騰を踏まえたインバランス収支管理の在り方について

第30回 電力・ガス基本政策小委  
(2021年2月17日) 資料8より抜粋・一部加工

- インバランス収支については、市場価格高騰による収入増も起こりうる一方、前頁のとおり、市場価格高騰に伴う収益悪化要因も存在。また、インバランス料金の分割支払措置の影響もあり、今年1月の不足インバランス収入が実際に得られるかの確定は今年8月以降※に後ろ倒しとなる。

※ 3月19日に、分割払いを年末まで延長とする追加的措置を実施。この影響により12月以降に後ろ倒し。

- したがって、インバランス収支の扱いについては、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・調整等を検討することを基本としつつ、まずは今冬のインバランス収支の実績について、透明性を確保の上、その状況をよく確認することが必要ではないか。
- したがって、インバランス収支の透明性確保のため、
  - ✓ インバランス収支計算書上、インバランス収支における分割支払の影響（インバランスに係る債権に関して発生した貸倒損及び貸倒損引当から貸倒損引当戻入を控除した額）を参照できる様式に変更した上で、
  - ✓ 電力・ガス基本政策小委員会において、分割支払の実績を含めた収支の状況について、フォローアップしていくこととしてはどうか。

## 論点2: アンシラリーサービス費とインバランス料金との関係

5

○下記の費用のうち、「◆」を付した部分(赤色)については、発電事業者又は小売事業者がインバランスを発生させた際に生ずる費用であるため、この部分の費用はインバランス料金として回収しつつ、過不足については別途調整する仕組みを講じることが適当ではないか。

業務	一般電気事業者より示された費用イメージ		
	固定費	変動費	試算額
1. 周波数制御業務	○	—	15～20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務	○	◆	
3. その他			0.003～11銭/kWh (平均0.6銭/kWh)
(潮流調整)	—	○	
(電圧調整)	—	○	
(ポンプアップ)	—	○	
(ブラックスタート)	○	—	

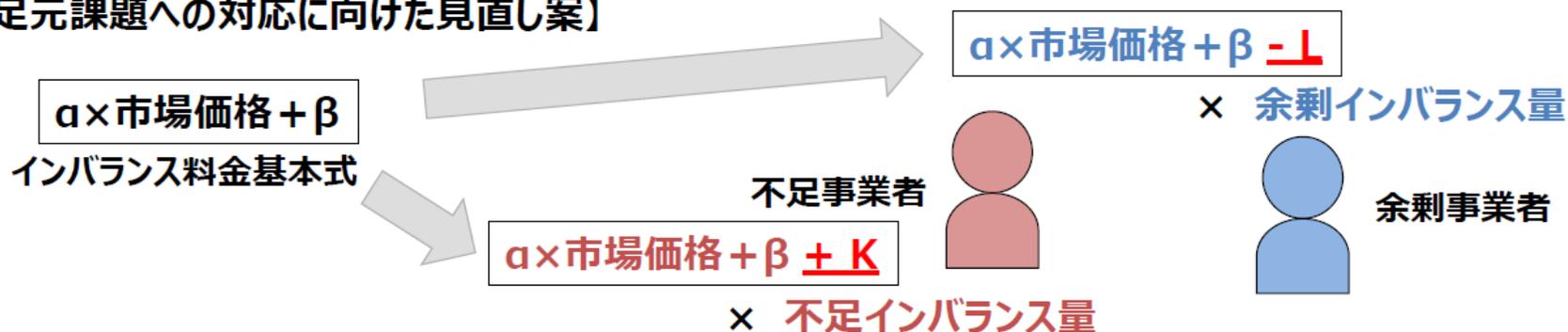
### 【特記事項】

- ・第2段階以降の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。
- ・インバランス供給に係る収支については、託送収支とは切り分けて厳格に管理することが必要。また、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。

## これまでの御議論①

- 系統利用者に対するインセンティブ不足及び一般送配電事業者の収支悪化への対応として、以下の方策について御議論いただいた。
  - (1) インセンティブの付与
    - ① 不足インバランス料金を上げ、不足インバランス発生を抑制し、市場での調達を促す  
(特に、エリアの需給ひっ迫時)
    - ② 余剰インバランス料金を下げ、余剰インバランス発生を抑制し、市場への供出を促す  
(特に、エリアの需給余剰時)
  - (2) インバランス収支の改善
    - ① 調整力単価との乖離を改善する (余剰料金、不足料金ともに下げる方向)
    - ② 特に余剰インバランス発生を抑制する
- 足下の課題に対して速やかに対応する必要があることから、送配電事業者のシステム改修をはじめとした導入にかかる対応コスト等も踏まえた簡便な手段として、事業者の不足インバランスと余剰インバランスに応じて定数を加減算する方向で検討を進めることとした。

### 【足元課題への対応に向けた見直し案】



## K, L設定の具体的方法について③ (インセンティブ定数の決定)

- 17～18頁に提示したインセンティブ強度と収支改善効果をもとに、15頁に示した3つの観点からインセンティブ定数を検討する。
- まず、観点①(一定の行動を促すインセンティブを付与すること)より、不足側・余剰側ともにインセンティブは90%以上とすることが適当。
- 次に、観点②(過度に大きなインバランス料金の変動を及ぼさないこと)より、余剰側・不足側ともにインセンティブ強度を100%とすることは適当ではない。
- 最後に、観点③(一般送配電事業者のインバランス収支が概ね均衡すること)より、不足側及び余剰側のインセンティブを90%とすると、一般送配電事業者全体の収支試算は151億円となること、①2017年度の一般送配電事業者のインバランス収支が既に約274億円の赤字となっていること及び、②インバランスの補正に伴う収支への二次効果がプラスにもマイナスにも働き得ることを踏まえれば、収支の観点からも一定の合理性があると考えられる。
- したがって、10頁に示した、一定量以上のインバランス収支を系統利用者へ適切に利益還元を行う仕組みを検討することを前提として、不足側のインセンティブを90%、余剰側のインセンティブを90%とすることとしてはどうか。

# (参考) FIT制度により送配電事業者に生じた収支余剰の扱いについて

第12回再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第24回) ・再エネ主力化小委員会 (第12回) 合同会議 (2021年2月16日) 資料1より抜粋

## 論点2. この冬の市場価格高騰により生じた収支余剰の取扱い ①

- この冬の市場価格高騰により生じている収支余剰について、論点1の整理も踏まえつつ、遡及的な取扱いを検討する必要がある。
- この点、送配電買取の収支余剰については、①FIT制度が再エネ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切であること、②中立的な送配電会社が、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、遡及対応の必要性と妥当性が認められることから、緊急対応として、遡及的に生じた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方向で検討してはどうか。
- 具体的には、論点1の整理と同様に、現行法の規定も踏まえ、今後の不足分の交付において、今回の余剰分を相殺する方法により、「交付」の規定の中で手当てする方向で、省令改正の詳細設計を進めてはどうか。すなわち、送配電買取の2020年12月～2021年1月買取分について生じた余剰分について、省令改正後の不足分の交付額算定に際して、余剰分相当額を控除していくことになると考えられる。
- なお、小売買取に関しては、遡及は行わず現行の規定のとおりとする。