

今後の供給力確保策について

2021年7月16日

資源エネルギー庁

1. 供給力をめぐる状況と確保策の必要性

- 我が国の電源構成は、震災を機に大きく変容。火力への依存と再エネ拡大が急速に進んだものの、足下では、市場価格の低下による稼働率の低下等を背景に、火力の休廃止が進みつつあり、供給力の減少が進んでいる。
- 発電事業は届出制であり、経済合理性に基づく事業者判断で退出可能。現行の供給計画では、供給力に変更が生じれば「遅滞なく」反映・提出すればよく、供給計画をもって供給力を正確に把握することは徐々に困難になりつつある。
- このような状況を踏まえ、供給力の確保の観点から、インセンティブ・規制の双方向で対策を検討してきたところ。
- 2024年から導入される容量市場は、これまで発電事業者の不採算性の最大の要因であった、維持管理コスト（kW費用）の未回収問題に対応するもの。また、電源の新規投資について、長期的な事業予見性確保の観点から、長期間固定収入を確保する仕組みについても検討していく。
- 一方、容量市場の導入を待たずして退出する電源に対し、安定供給確保の観点からは、短期的な対応策が求められる。足下では、冬季（2022年1・2月）の東京エリアの供給力不足を踏まえた調整力公募を追加的に実施する予定。
- こうした短期・中期的対策に加え、今後、根本的な構造的対策として、供給力の確保のあり方、発電事業者含む電気事業者に求める役割などの再検討が必要。

構造的変化：電力自由化による発電事業（特に火力）の在り方の変化

自由化前

第37回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年7月12日) 資料5

- 地域独占と規制料金により費用回収を保証された電力会社が、供給義務を果たすため、**需要に合わせて必要となる発電設備・燃料を計画的に確保**し、すべての需要家に電力を供給。

自由化後

①小売事業者

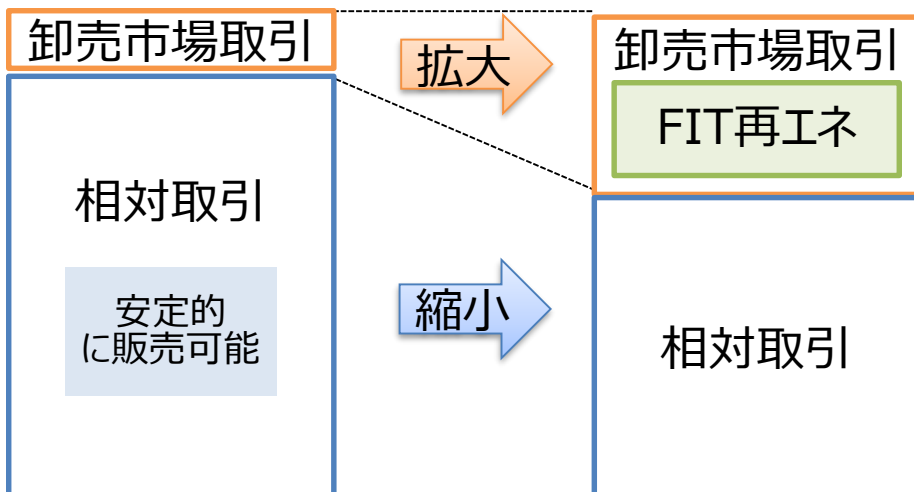
- 自らの需要（販売）に見合った**供給力を確保する義務**あり。
- 発電所を持たない新電力の中には、固定費負担がなく安価な**卸売取引市場を中心に電力調達をする事業者も存在**。

②発電事業者

- 発電所毎に採算性を考慮。**競争力がなければ休廃止**。新規電源投資も進まない。
- 安価な電力供給のため、燃料は経済合理的に確保（**在庫切れは販売機会の喪失**につながる一方、**余剰在庫はコスト増につながる**）。

(自由化当初)

(現在)



●市場取引の拡大、**FIT再エネ(実質0円)の増加**による**市場価格の低下**

➔ 火力発電の約定機会が減少し、**余剰燃料を持ちづらくなる傾向**。

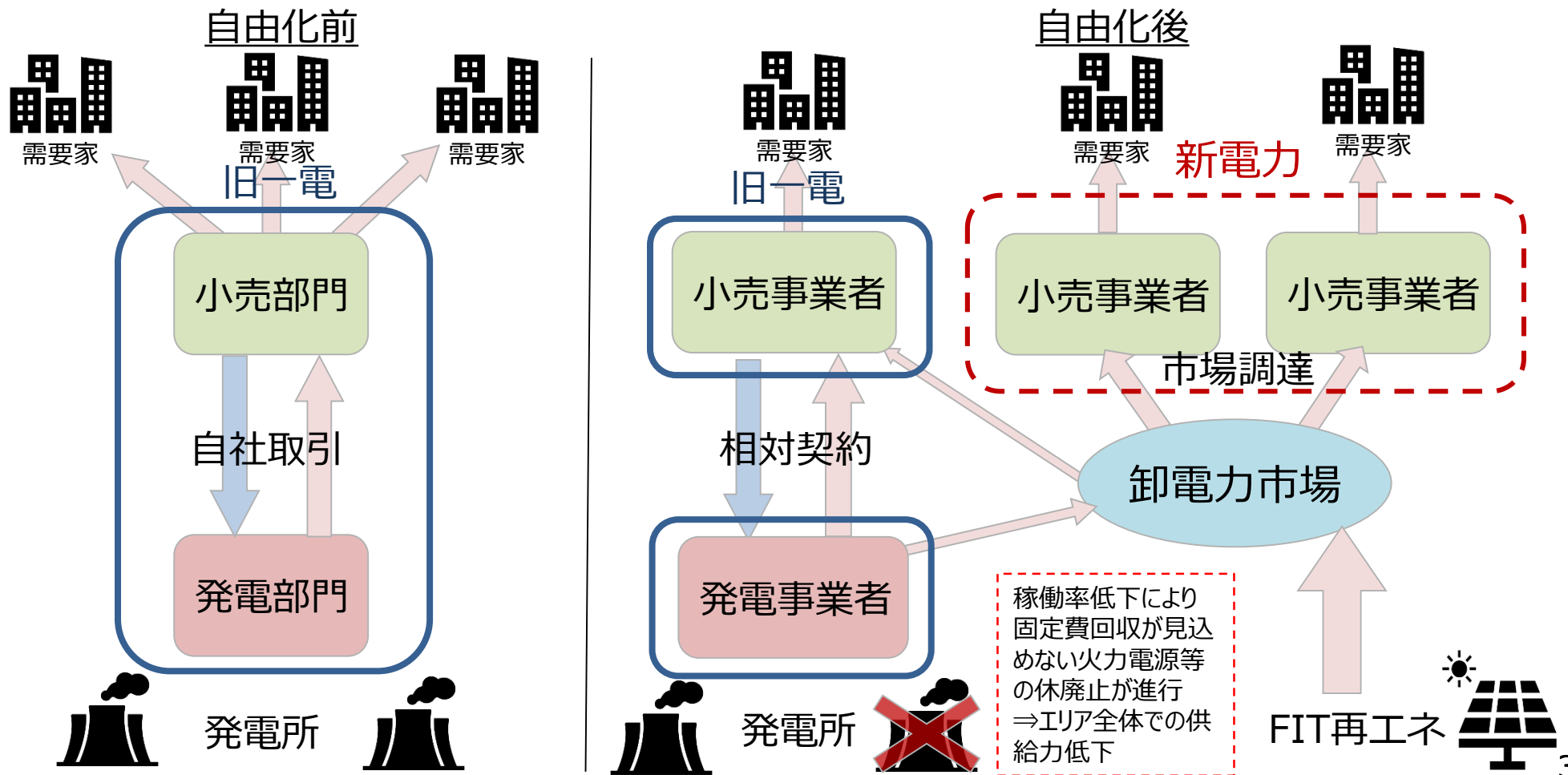
●**相対取引の縮小**

➔ 卸売取引市場(限界費用ベース)で競争力のない発電所の廃止。

電力自由化前後の発電事業者を取り巻く構造的変化

第37回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年7月12日) 資料5

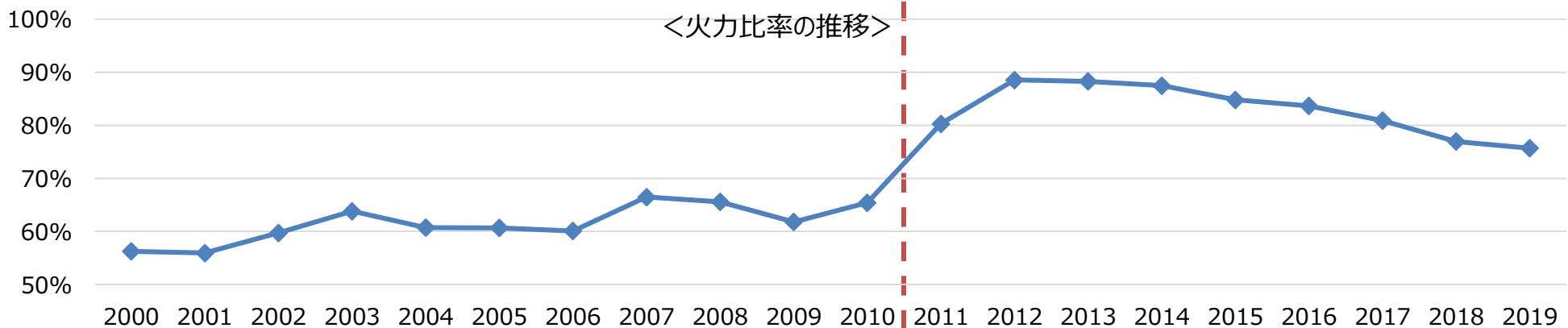
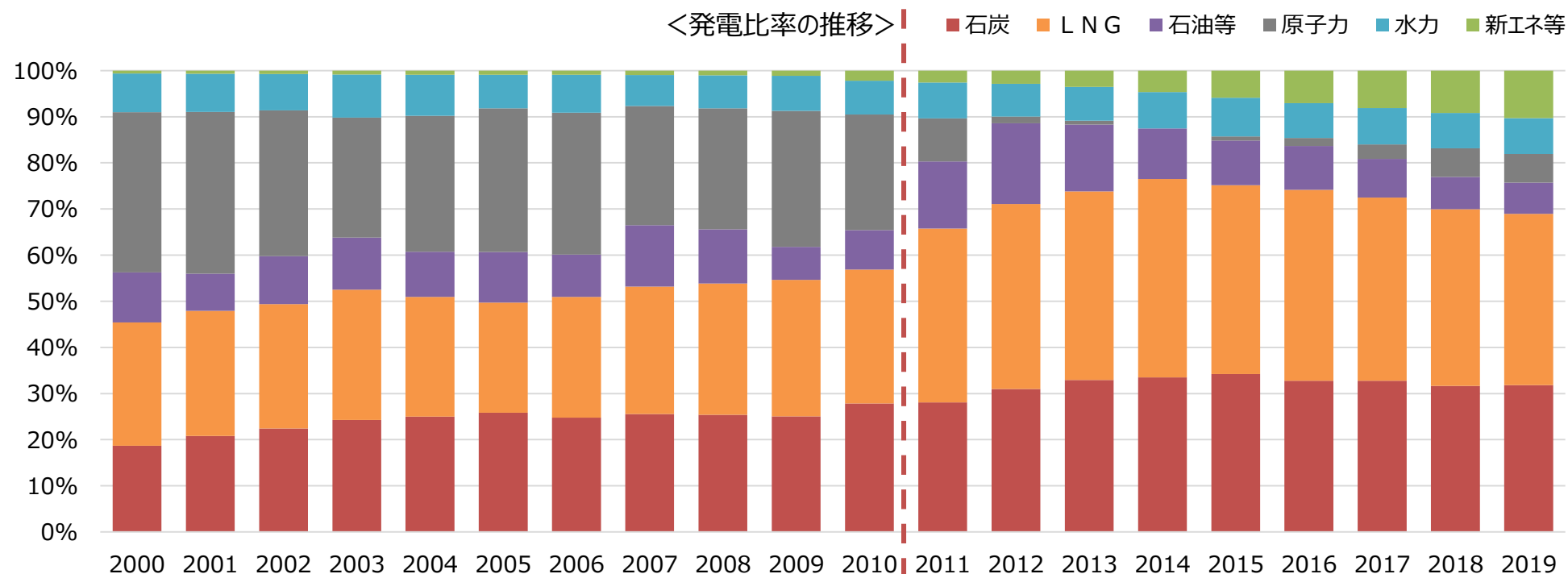
- 電力自由化及びFIT再エネの増加により、発電事業は市場競争が進展し、
 - ①旧一電小売のシェア縮小により、LNG発電の約9割を保有する旧一電の自社小売との相対契約量の減少
 - ②スポット市場の価格低下により、**LNG発電施設の設備利用率が低下**。
- こうした変化に伴う採算性悪化等により、自由化後は火力発電所の廃止が進んでいる。



【参考】日本の発電比率の推移

第41回総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会（2021年4月22日）資料1より抜粋

- 震災以降、火力（LNG、石炭、石油等）の発電比率は約8割～約9割を占める。



（出所）2009年度以前：資源エネルギー庁「電源開発の概要」「電力供給計画の概要」、2010年度以降：「総合エネルギー統計」を基に作成

【参考】夏季の供給力見通しの推移

第35回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年5月25日) 資料3-1

- 2021年度夏季の全国9エリアの供給力は、前年度と比較して約350万kW減少。2019年度に検証手法の見直しもあったため、単純比較はできないものの、過去5年間で最低水準となった。

夏季高需要期の供給力見通しの推移

2019年度より計画外停止率を
折り込んだ手法に変更 (万kW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	485	524	516	513	515	511	519	451	489	548
東北	1,475	1,520	1,553	1,524	1,514	1,540	1,434	1,462	1,514	1,469
東京	5,771	5,813	5,612	5,650	5,201	5,744	5,849	5,793	5,894	5,756
中部	2,785	2,817	2,737	2,725	2,739	2,645	2,848	2,741	2,774	2,693
北陸	578	574	570	580	605	544	569	546	553	528
関西	2,542	2,932	2,960	2,875	2,778	2,888	2,947	2,948	3,034	2,960
中国	1,235	1,250	1,181	1,217	1,259	1,347	1,172	1,141	1,155	1,128
四国	587	595	583	616	574	632	574	554	560	537
九州	1,574	1,659	1,722	1,693	1,782	1,755	1,777	1,726	1,760	1,764
9エリア合計	17,032	17,684	17,434	17,393	16,967	17,604	17,688	17,362	17,732	17,383

【参考】冬季の供給力見通しの推移

第35回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年5月25日) 資料3-1

- 2021年度冬季の全国9エリアの供給力は、前年度と比較して約360万kW減少。2019年度に検証手法の見直しもあったため、単純比較はできないものの、過去10年間で最低水準となった。

冬季高需要期の供給力見通しの推移

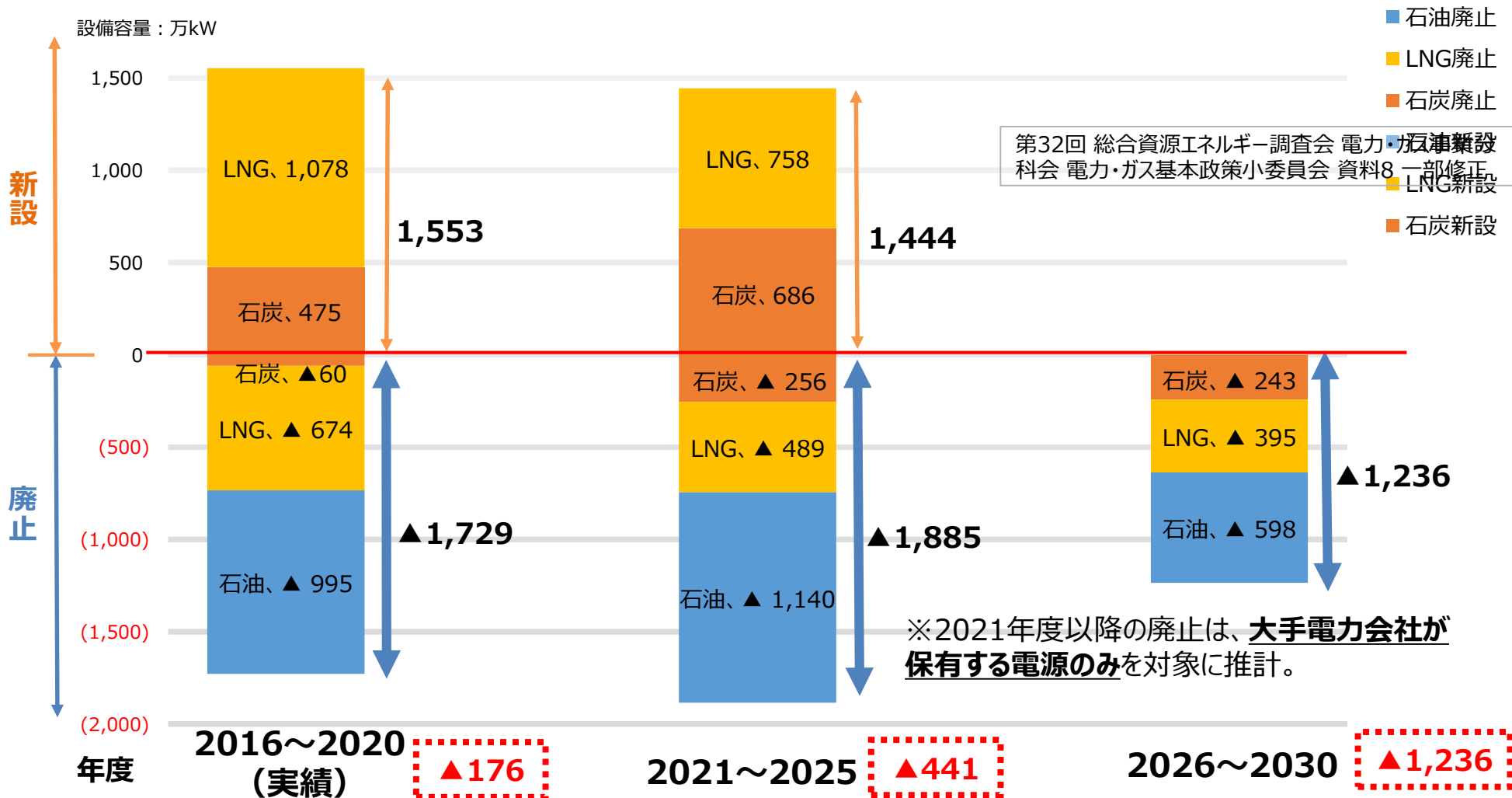
2019年度より計画外停止率を
折り込んだ手法に変更 (万kW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	596	604	620	619	606	602	567	562	575	570
東北	1,477	1,500	1,516	1,493	1,515	1,605	1,531	1,519	1,509	1,512
東京	5,524	5,424	5,375	5,160	5,350	5,347	5,621	5,440	5,499	5,314
中部	2,524	2,502	2,530	2,499	2,456	2,435	2,588	2,488	2,468	2,412
北陸	562	550	559	557	569	572	565	563	556	554
関西	2,642	2,655	2,612	2,579	2,813	2,835	2,796	2,635	2,680	2,607
中国	1,181	1,141	1,135	1,170	1,225	1,169	1,205	1,139	1,151	1,133
四国	557	542	527	528	542	598	552	528	528	513
九州	1,584	1,584	1,562	1,586	1,610	1,603	1,714	1,642	1,644	1,635
9エリア合計	16,647	16,502	16,436	16,192	16,686	16,765	17,139	16,516	16,611	16,251

【参考】今後10年間の火力供給力の増減見通し

第32回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月26日) 資料8 一部修正

- 今後も、主に緊急時に活用されていた石油火力発電設備の廃止が継続する見込み。
- 当面は火力の新設計画も予定されている一方、供給力全体としては減少傾向にある。



注1. 2016~2020年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2019年版）、廃止実績は各年度供給計画より大手電力実績。
 注2. 2021年度以降（新設）：2020年度供給計画とりまとめにおける、2029年度までの火力新設計画より（大手を含む全事業者）
 注3. 2021年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、運転開始から45年経過した電源＝廃止と仮定。

【参考】再エネ中心の電力システムへの移行期の課題

- 今後、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を進める中で、火力を中心に構成されてきたこれまでの電力システムの構造転換を加速し、再エネを中心とした電力システムを追求していくことが不可欠となる。
- その際、太陽光や風力のように自然条件に出力が大きく左右される再エネの導入拡大を進めるためには、広域的な電力融通により出力変動の抑制に資する地域間連系線の増強とともに、再エネの変動性を補完する蓄電池やデマンドリスポンス（DR）などの調整力の活用が鍵となる。
- 他方、地域間連系線の増強には10年単位の期間を要し、また、価格面での課題のある蓄電池の大量導入には一定の期間を要することを考えると、こうした設備の導入・増強等により電力システムの構造転換が完了するまでの移行期においては、電力の安定供給を確保するため、火力を含めた既存の電源を最大限活用していくことが欠かせない。
- 具体的には、変動再エネの変動に応じて出力を機動的に調整できる調整力や、昼夜を問わず安定的に発電できるベースロード電源など、各電源の特徴を最大限に活用し、適切なバランスを確保していく必要がある。

2. 2022年度以降に向けた構造的対策 (基本的考え方)

第35回電力・ガス基本政策小
委員会（2021年5月25日）
資料3-1 一部修正

- 経済合理的な事業者判断の一環として、今後も電源の休廃止の加速化が想定される中で、電力の安定供給を確保するための対策（規制・インセンティブ双方）が必要。

① 短期（電源の退出防止）

- 足下では、安定供給に必要な予備率を下回るエリア・時期が発生する見通し。再エネの導入量拡大を背景に、とりわけ冬季において、再エネ供給力の予測誤差が需給バランスに与える影響が増大。
- 再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が高まっている。
 - ⇒ 送配電事業者等が**必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組み**の構築
 - ⇒ 国において、休廃止予定の電源を確実に把握し、安定供給に与える影響を評価

② 中期：容量市場の導入（2024年～）

- 卸電力市場価格の低下や稼働率の低下により、電源の維持管理費の回収が困難に
 - ⇒ 容量市場の導入

③ 長期：電源の新規投資の促進

- 長期的な回収見込みが不確実なため、建設期間が長く投資額が大きい電源投資が停滞
 - ⇒ 電源の新規投資について長期間固定収入を確保する仕組みの導入

2 - ①. 発電所の過度な退出への対応

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、今後、電力分野において脱炭素化を加速していくに当たり、安定供給を損なわないよう、再エネ等の脱炭素電源の拡大ペースに合わせて火力の退出を進めていくことが重要。
- 他方、足元では、再エネの拡大に伴う設備利用率の低下や卸電力市場価格の下落等の事業環境の悪化により火力の休廃止が増加しており、2021年度夏冬の需給見通しにおいて、供給力不足が顕在化している。
- このため、脱炭素電源の拡大を上回るペースで過度に火力の退出が進まないよう、退出のペースを管理する新たな仕組みを整備することとしてはどうか。
- 具体的には、電力需給に影響を与え得る一定規模以上の発電所を対象に、以下の制度的な措置について、検討を深めていくこととしてはどうか。
 - ①休廃止予定の確実な把握（例：休廃止調査、事前届出）
 - ②休廃止が電力需給に与える影響の評価（例：確認が終わるまで休廃止を留保、補修時期調整）
 - ③電力需給上、問題が生じる場合は電源維持費用を支払い
- なお、今後、こうした制度的な措置を講じることを念頭に、足元においては、国において休廃止予定の電源を速やかに調査するなど、必ずしも制度化されていない取組を含めて火力の過度な退出防止に必要な取組を進めていくこととしてはどうか。

2 - ①. 休廃止火力電源調査

第35回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年5月25日) 資料3-1 一部修正

- 足元における休廃止予定の電源を調査するにあたって、調査の位置づけ、対象事業者・報告対象の考え方について、以下の整理が考えられるのではないか。

<調査の位置づけ>

- ✓ 電力各社は供給計画により休廃止計画を含む今後10年間の電源計画を毎年度報告しているが、休廃止報告される電源は、地元調整等も完了し休廃止が確定したものであるため、休廃止検討段階の電源は計上されていない。供給力不足の可能性が顕在化してきている中で、今後の安定供給の確保のためには休廃止情報の予見性が必要となってくる。
- ✓ 国として近いうちに休廃止の可能性のある電源を把握するため、供給計画の補足資料として位置付け調査することとしてはどうか。

<調査対象の事業者>

- ✓ 休廃止した場合の電力需給に与える影響が大きい設備について補足の必要がある。そのため、一定規模以上の火力電源を保有する事業者（例：保有合計30万kW以上）について対象としてはどうか。

<調査報告の対象>

- ✓ 対象事業者は、近いうちに（例：2024年より前）休廃止の可能性のある火力電源について報告することとする。
- ✓ 一般論で言えば、事業者が電源の休廃止を判断するにあたっては、電源の保有が事業性悪化に資することが挙げられるとともに、悪化に繋がり得る一定の要因があるものと考えられる。そのような、休廃止可能性電源の報告にあたっては、その電源が休廃止となる可能性のある要因も併せて報告することとしてはどうか。

➤ 休廃止要因（例）

- 老朽化等による設備利用率低下
- 設備トラブルの多発
- 保有電源のポートフォリオにおける優先順位の低下

2-②. 容量市場の見直し内容

- 前回のオークションの約定価格が高かったのではないかとご指摘を踏まえ、価格決定方法のあり方を中心に、半年以上かけて丁寧に議論を行ってきた。
- 次回オークションは、今年10月に実施予定。

1. 確実な供給力の確保

⇒ 安定供給に必要な供給力を確保

- 供給力として最大需要の112%相当の設備容量 (kW) 確保は堅持
- 再エネの活用に資するデマンド・レスポンス (DR) 枠を拡大 (3→4%)
- 容量拠出金の一般送配電事業者の負担の見直し

2. 価格決定手法の抜本的な見直し (小売負担の抑制)

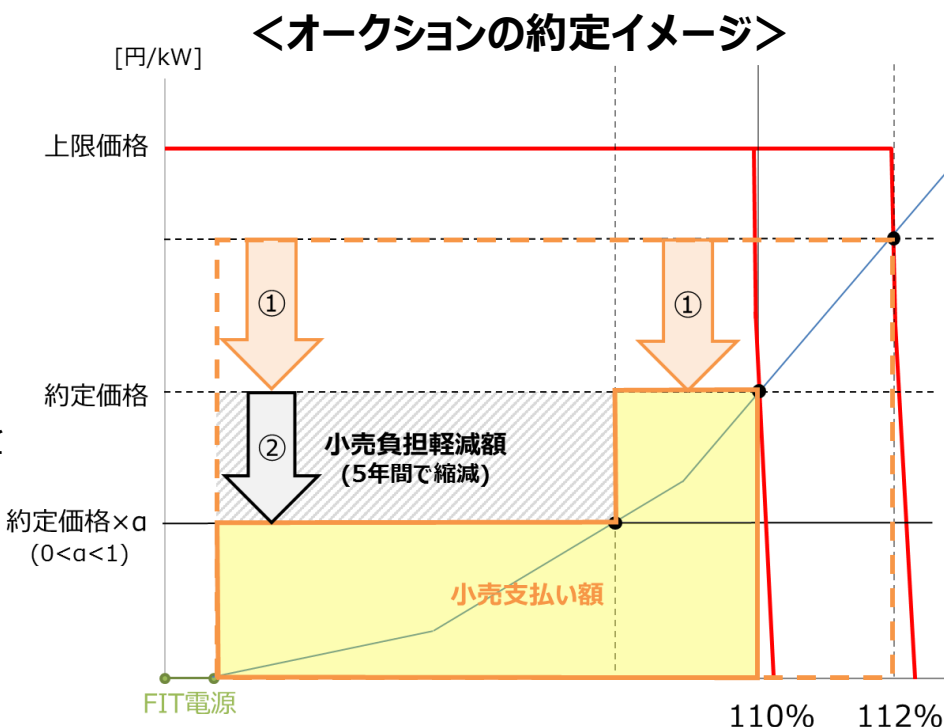
⇒ 高い水準となった約定価格について、その決定手法の在り方

- オークションの2段階化
(実需給の4年前に110%、1年前に2%) …①
- 小売事業の激変緩和 (従来の経過措置と逆数入札を廃止し、新たな措置を導入) …②
- 電力・ガス取引監視等委員会による、入札価格の事前監視制の導入

3. 2050年カーボンニュートラルとの整合

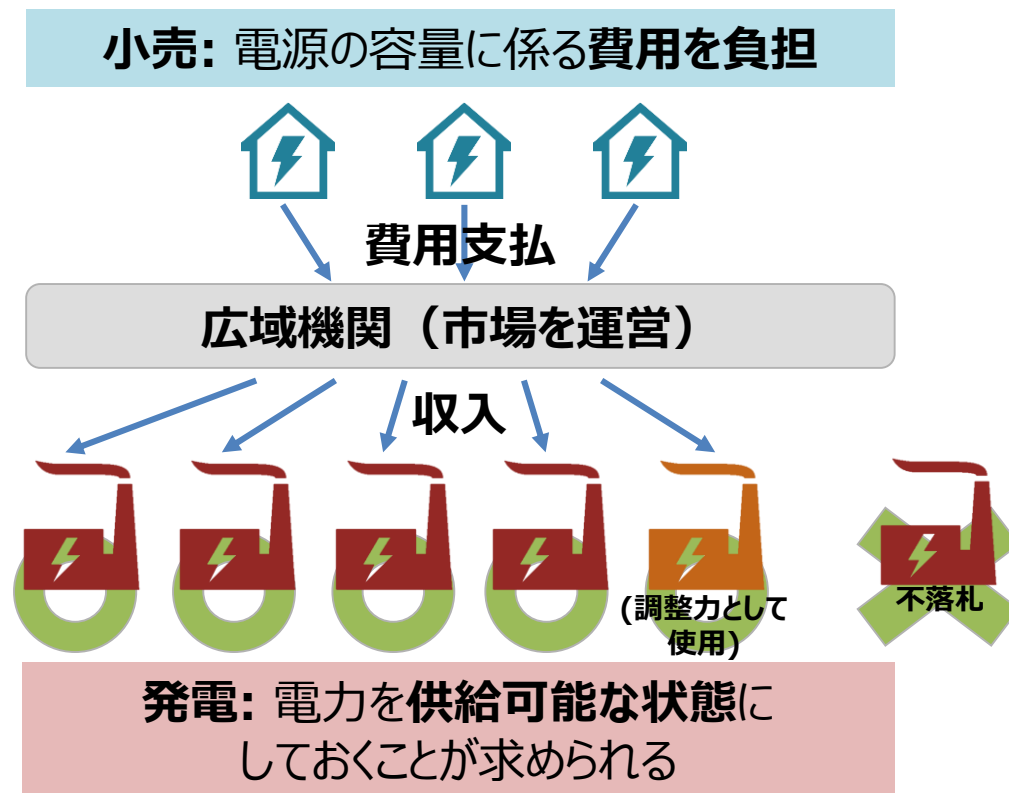
⇒ 安定供給を前提としつつ、脱炭素化に向けた化石電源の抑制

- 非効率石炭火力については、設備利用率に応じて減額を行うインセンティブ措置を新たに導入



【参考】容量市場について

- 容量市場は、中長期的な供給力の確保に必要な発電設備の維持費等について、小売事業者に公平な負担を求めることにより、適切な小売競争を促す制度。自由化の進展・再エネ導入の拡大にあわせ、欧米各国で導入。
- 日本では、2016年に小売全面自由化した後に、制度導入の検討を進め、2017年に導入を決定。昨年7月、第1回オークションを実施（2024年度分）。



2 - ③. 中長期を見据えた電源投資の在り方

第7回持続可能な電力システム構築小委員会
(2020年10月16日) 資料3

- **安定供給の確保のためには、中長期を見据えた電源投資が重要。**容量市場は、4年後に確実に稼働できる供給力の不足に対し、卸電力市場等の構造的な課題を含めて、来年度のオークションに向けた検討が行われているが、**容量市場はそれ単独では、最新の電源への投資のために必要な長期的な予見可能性を付与することは困難**である。
- また、10月13日の総合エネルギー調査会 基本政策分科会では、**今世紀後半のできるだけ早期に「脱炭素社会」を実現するための課題の検証**を行っていくこととされたところであり、**今後、電力システムは脱炭素化の方向に進んでいくこととなる。**
- このため、今後、本小委員会における**電源投資確保のための制度の検討にあたっては、これらの議論を踏まえて検討していくべきではないか。**

<第5回構築小委員会での委員のご意見>

- ✓ 電源投資については、事業の長期予見性の確保のためには、**将来の電力システムの絵姿がきちんと示されることが重要。**様々な市場については、その絵姿に合致するような仕組みになっているかどうか議論すべき。
- ✓ 電源投資の確保については、制度措置の議論の前に、**国の政策の全体像を提示してほしい。**
- ✓ 制度はあくまで手段であり、目的は3E+Sのバランスの下で脱炭素を進める電力システム構築。まずは**あるべき姿としての需給バランスや電源構成**、そしてアフターコロナのデジタル化の進展や非効率石炭フェードアウト等が今後どのような影響を及ぼすかを考える必要。これらが詳細設計の議論の前提となる。
- ✓ **2030年・2050年の脱炭素化に向けたあるべき姿**を示した上で、その姿に照らして政策が組まれてくることが重要。これらは国民生活にも直結するため、国民的議論が必要。

<地球温暖化対策計画（平成28年5月13日閣議決定）>

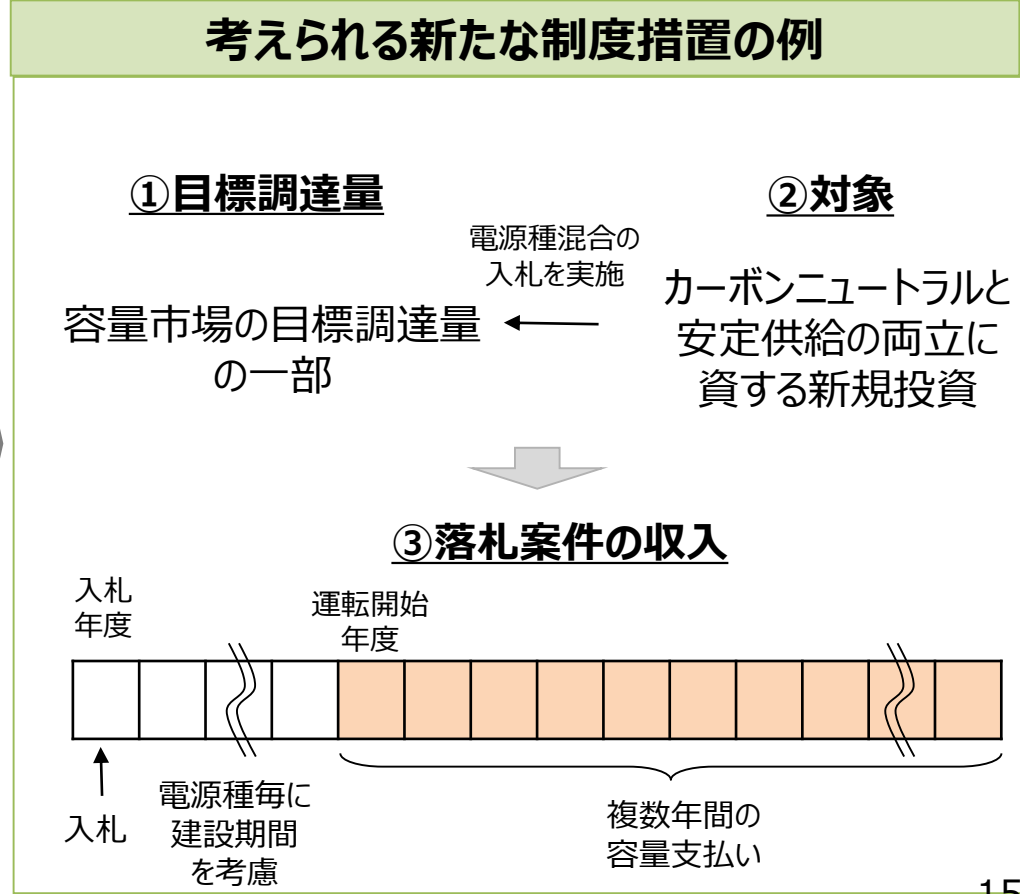
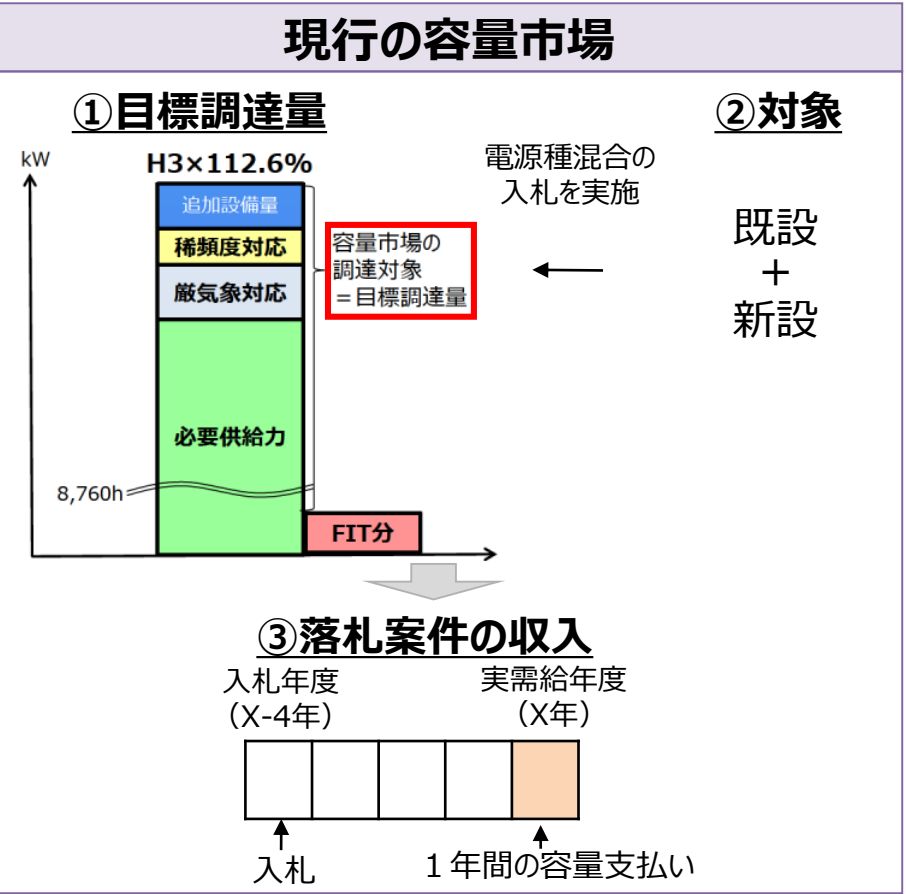
長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す。

<パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（令和元年6月11日閣議決定）>

我が国は、最終到達点として「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現していくことを目指す。

2 - ③. 電源の新規投資に向けた制度措置案

- 英国などの容量市場では、既設電源は1年契約だが、新設電源は長期契約が可能。
- このような諸外国の事例も参考にし、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として、以下のように、入札対象を「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」に限定した上で、容量収入を得られる期間を「1年間」ではなく「複数年間」とするなど、容量市場の価格を長期固定化する方向で、別の審議会（持続可能な電力システム構築小委員会）にて議論中。



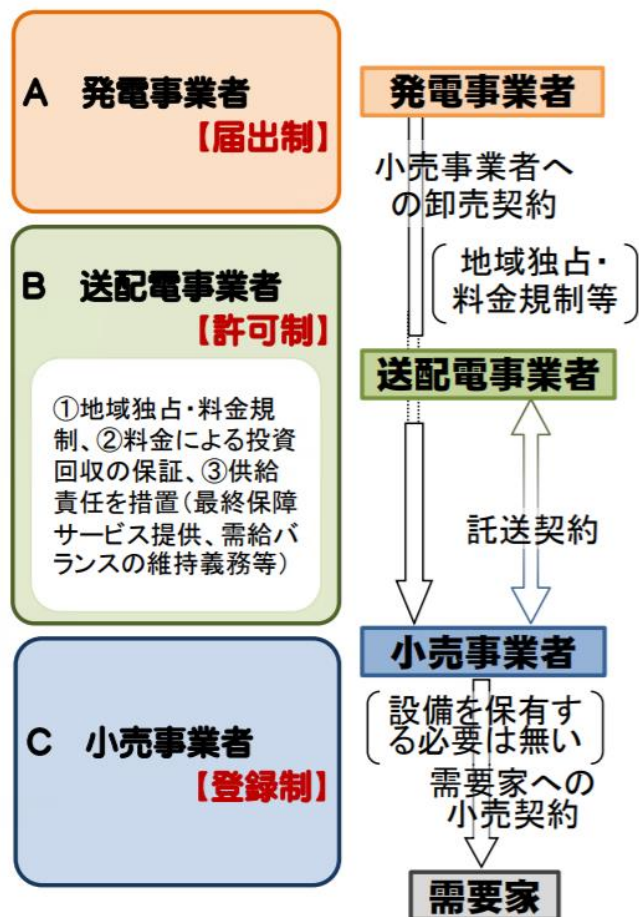
3. 供給力確保義務の在り方

- 東日本大震災後の電力システム改革において、小売電気事業者は、自らの需要に応じて必要な供給力を確保することが義務付けられた。また、一般送配電事業者は、需給バランスを維持するために必要な調整力を確保することとなった。
- 他方、今冬の需給ひっ迫・市場価格高騰において顕在化したように、卸電力市場における売り入札量が大幅に減少した場合、小売電気事業者が市場調達を通じて供給力確保を義務を果たそうとしても限界が生じる。
- また、特に需給ひっ迫時においては、個々の小売電気事業者による供給力の確保と、一般送配電事業者による調整力の確保が競合し、結果的に必要以上に調整力が確保されることも考えられる。
- このため、中長期的な制度のあるべき論として、700者を超える小売電気事業者に対して一律の供給力確保義務を課すことが妥当かどうか、諸外国の例を参考にしつつ、多角的な観点からメリット・デメリットの検討を行うこととしてはどうか。
- その際、電源の保有状況が小売の競争環境に与える影響や、小売との契約状況が発電の競争環境に与える影響等について、検討・分析を深めていくこととしてはどうか。

【参考】構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

第31回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月10日) 資料5

- 現状、各電気事業者に求められる義務は以下のとおり。
- 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、改めて各電気事業者にかかる責任等について考えることとしてはどうか。



◆発電事業者

- ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
- ② 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（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）

◆一般送配電事業者

- ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
- ② 送配電網の建設・保守を義務付け
- ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
- ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることを防ぐよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
- ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け

◆小売電気事業者

- 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（空売り規制）
※参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。

以下、参考
(2021年度の夏・冬の電力需給の見通しと対策)

- 国の審議会における電力需給検証結果の確認時点から、原子力（美浜3、大飯3）の再稼働見通し、計画外停止中火力（電発橋湾1、仙台4）の復旧前倒し等により、主に中西エリアで予備率が改善

予備率改善状況

7月：東北～九州エリア 3.7% ⇒ 5.0～6.2%

8月：東北～四国エリア 3.8% ⇒ 東北～東京エリア 3.9%、中西エリア 6.1～6.5%

〈電源I' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端万kW%)

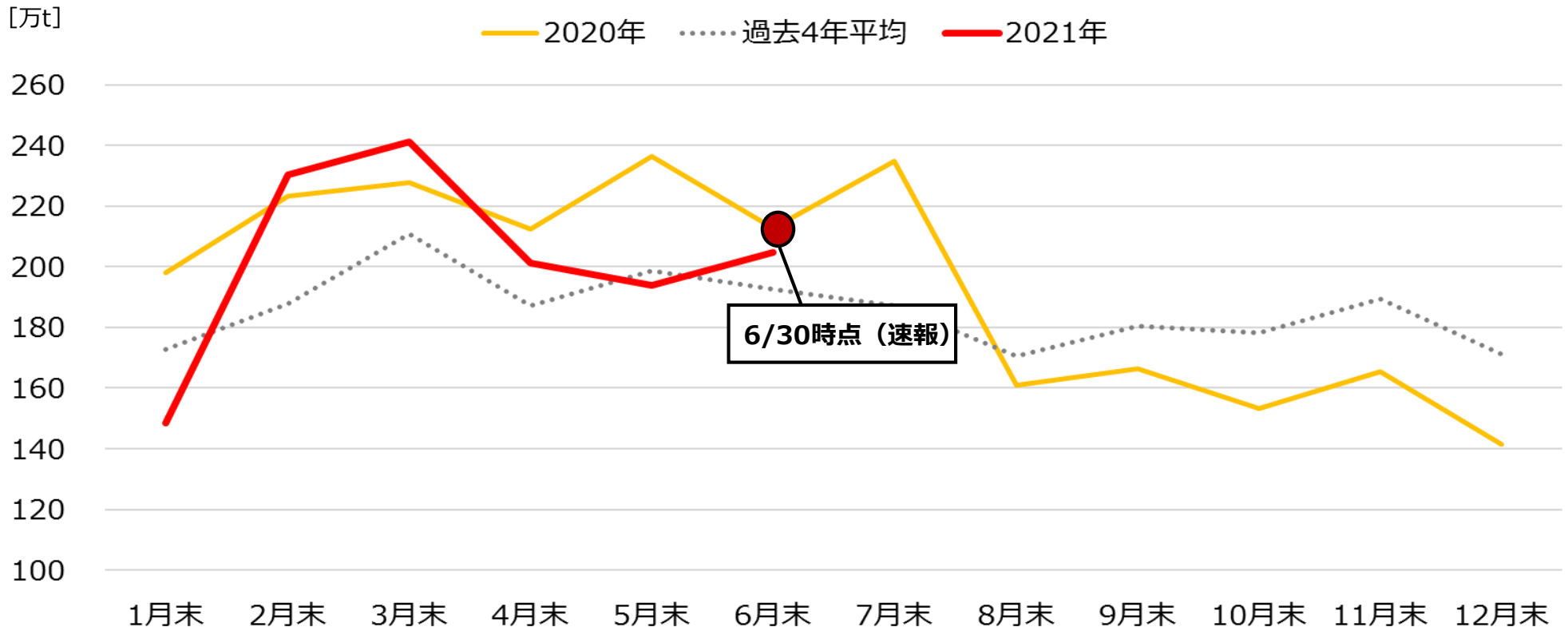
【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,703	514	1,367	5,823	9,693	2,705	536	3,007	1,146	545	1,754	17,397	201	17,598
(内 電源I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,278	442	1,291	5,544	9,157	2,576	505	2,832	1,079	513	1,652	16,435	155	16,590
供給予備力	426	72	76	278	536	129	31	175	67	32	102	962	46	1,008
供給予備率	5.8	16.2	5.9	5.0	5.9	5.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.9	29.9	6.1
予備力3%確保 に対する不足分	207	58	37	112	262	52	16	90	34	16	53	469	42	511
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,780	548	1,470	5,762	9,837	2,751	542	3,038	1,158	551	1,798	17,617	210	17,827
(内 電源I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備力	380	106	56	218	628	157	33	187	71	34	146	1,008	50	1,058
供給予備率	5.1	23.9	3.9	3.9	6.8	6.1	6.5	6.5	6.5	6.5	8.8	6.1	31.6	6.3
予備力3%確保 に対する不足分	158	93	13	52	352	79	18	101	39	18	97	510	46	555
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,232	552	1,382	5,298	9,174	2,635	504	2,686	1,089	547	1,713	16,406	210	16,616
(内 電源I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備力	415	131	59	225	894	144	50	267	108	54	270	1,309	55	1,364
供給予備率	6.1	31.2	4.4	4.4	10.8	5.8	11.0	11.0	11.0	11.0	18.7	8.7	35.5	8.9
予備力3%確保 に対する不足分	210	119	19	73	646	69	37	195	79	40	227	856	50	906

表中「予備力3%確保に対する不足分」は、プラスの場合、予備率3%確保に対する超過量を示している

全国の足元のLNG在庫の推移（2021年6月30日時点）

第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日）
資料5

- これまで国において、大手各社のLNG在庫実績と計画について半月ごとに調査。4月以降200万t程度を推移するとともに、6/30時点（速報）の在庫実績は、5月末時点より積み増し。過去4年平均より10万トン程度多い水準であり、夏に向けた動向を引き続き注視。
- 加えて、この冬の電力需要ピークに向け、これまでの構造的課題等を踏まえ、発電事業者の燃料調達の見直しとすべく、燃料ガイドライン策定に向けた整理が必要ではないか。



※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。

※6/30時点の報告は速報値であり、確報時点では変動する可能性がある。

- でんき予報は、東日本大震災直後に計画停電や節電要請等を実施した際に、その効果や節電の加減を測る指標として創設された。各地域で日々のピーク需要をまかなう供給力が確保されているかどうかを公表するでんき予報は、発電・小売電気事業者や需要家の行動に多大な影響を与えている。
- 昨冬の需給ひっ迫時を踏まえ、表示の更新が間に合わずに実際の供給力と乖離した需給状況が発信される事態は、可能な限り回避すべきであり、各事業者には、平時から表示内容により一層配慮することが求められる。一方で、わずかな時間差で更新が遅れる場合などに備え、実態と表示が乖離する要因となり得る要素について、予め説明を付しておくことが重要。
- たとえば、需給ひっ迫時には、揚水発電による発電量を一時的な供給力として追加する場合があるが、発電可能時間に制約があり、一定の仮定に基づいた評価方法で計上されるほか、状況によっては供給力に計上されないケースがある。こうした内容をでんき予報に予め記しておくことは、発信される情報への理解を深めることにつながる。

【実際の記載例(東京電力パワーグリッドの場合)】

- ・なお、需要が供給力を上回る緊急時には、更に揚水式発電を一時的な供給力として追加できる場合がありますが、発電可能な時間に限りがあるため、追加分についてはピーク時供給力には含んでいません。
- ・電力広域的運営推進機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における議論に基づき、2022年度からの広域予備率による運用に向けて、2021年4月1日より各時間帯の使用率が一定となるよう揚水式発電所について供給力の評価方法を見直しております。

昨冬の需給ひっ迫を踏まえたでんき予報における取り組み

- 電力需給状況が悪化し警戒態勢に入ると、でんき予報による情報発信がより一層重要な意味をもつ。他エリアからの融通、揚水発電等の追加供給力を反映させ、表示をこまめに更新することを前提とする一方、どうしても反映が間に合わない場合には、需要家に対し、安定供給できる見通しであることが端的に伝わるメッセージを、でんき予報のトップページ等に掲載する。
- また、昨冬の需給ひっ迫時には、市場に供出可能な電力量が少ないにも関わらず、でんき予報の表示上は需給状況に余裕があるように見える事態が生じた。このように、実際の供給力よりも表示が過大なケースを回避するため、でんき予報に表示された供給力に織り込まれている要素（揚水の潜在出力、燃料制約下における供給余力等）を具体的に付記するとともに、表示されている電力使用率には、足下の供給力に直結しないリスクが含まれており、需給が悪化する可能性があることを併せて明記する。
- なお、揚水発電の潜在出力の考え方については、2022年度以降に運用を予備率一定とすることですでに統一済みであるが、火力発電の燃料制約等の考え方については、継続して検討を進める。

具体的なメッセージ内容（でんき予報）

- これまでのでんき予報の表示には、事業者によって対応や発信されるメッセージの内容にばらつきがあったことから、発信すべき項目について統一し、メッセージの更なる明確化を図る。

広域融通等で3%確保できているケース (例:表示99% 実際97%)		実際の供給力よりも表示が過大なケース (例:表示90% 実際95%)	
これまで	今後の対応	これまで	今後の対応
<p>一部の事業者は、定性的なメッセージの発信とともに、一時的にでんき予報の表示停止も実施。</p> <p>(実際のメッセージ例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 電力需要に対して必要な供給力は確保できています ● 融通の要請を行っており、安定した需給を確保できる見通しです ● 安定した電力の確保に全力を尽くしております 	<p>以下を明記しつつ、需給状況を端的に伝える。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 予報の更新が遅れていること (該当する場合) ② 融通等を行っており、電力の安定供給に支障はないこと 	<p>供給力に織り込まれている要素を具体的に表示している事業者とそうでない事業者が混在。</p> <p>(実際のメッセージ例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 燃料在庫の減少により、厳しい需給状況となっています ● 燃料の在庫が少なくなるリスクが高まっている状況を踏まえると、電力需給が悪化する可能性も考えられます 	<p>以下を明記しつつ、需給状況を端的に伝える。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 予報の更新が遅れていること (該当する場合) ② 現在の供給力に織り込まれている要素 (揚水の潜在供給量・火力発電の燃料制約下での供給余力 等) ③ 現在の使用率表示は足下の供給力と直結しないリスクを含む

1. 公募手法

● 調整力公募の追加実施の形式

本来、調整力公募は、各一般送配電事業者が、翌年度分の調整力を調達するための制度。2021年度分はすでに調達済みだが、供給力不足が顕在化したため、年度途中で追加実施するもの。なお、今回追加で調達するのは供給力であり、一般送配電事業者が確保した電源等は、小売電気事業者が公平にアクセスできるよう、運用面での配慮が必要。

※なお、卸電力市場で約定しなかった場合、その余力を調整力として活用することとなる。

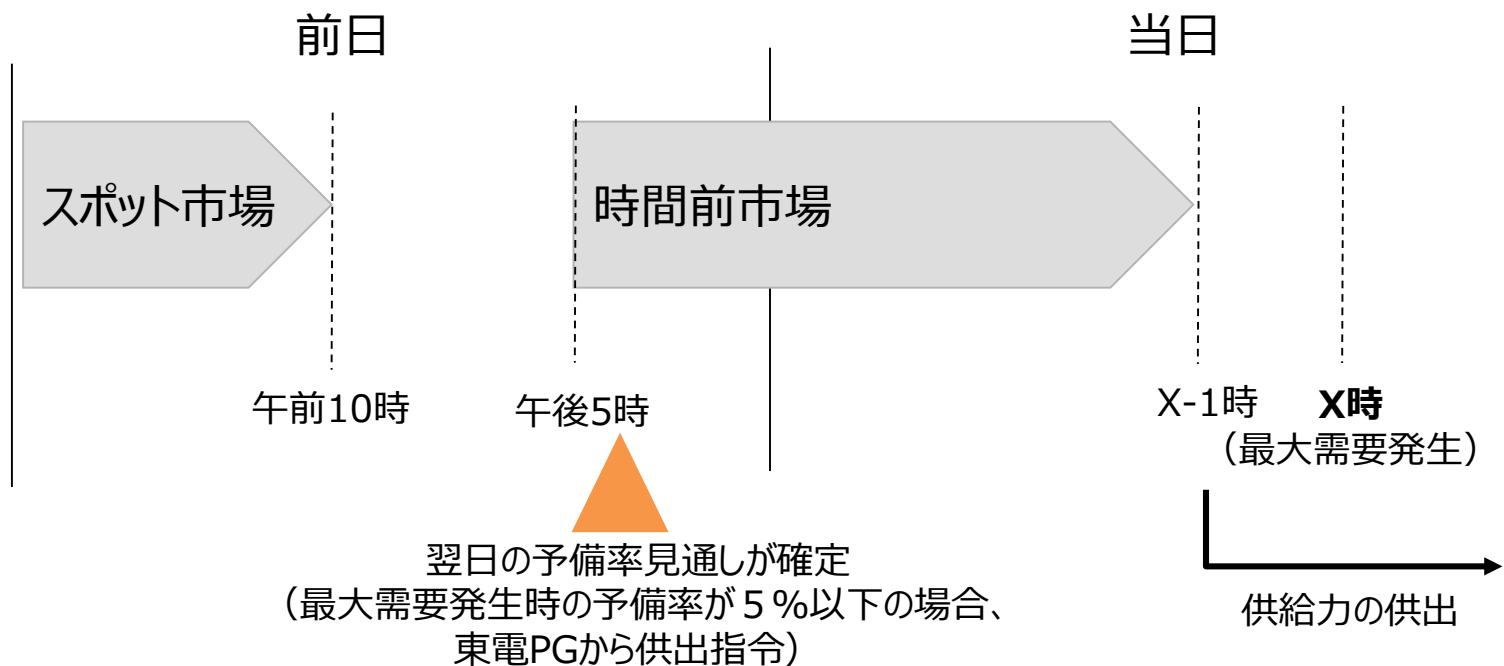
2. 募集内容

- 東京電力パワーグリッド（以下、東電PG）が実施主体。
- 募集規模は、これまでの補修調整を反映した冬季の東京エリアの不足量（※）をまかなう容量とし、具体的な手続きや要件については、国や広域機関と連携しつつ、東電PGが検討。
※1月：▲約35万kW、2月：▲約55万kW
※ピーク需要の時間帯（朝・夕）の供給を要件とする方向。
- 公募により価格を決定。事業者の入札価格の妥当性については、事前にとりまとめられた価格規律のルールに則り、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）で確認。

3. 費用負担のあり方

- 落札電源は市場に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとする。

(参考) 確保した供給力の運用イメージ (電源・その他)



	平時	需給ひっ迫時 (供出指令) ※リクワイアメント対象
電源	● スポット市場へ供出 (限界費用ベース)	● 時間前市場へ供出 (限界費用ベース)
その他 (デマンドレスポンス)	—	● 時間前市場へ供出 または ● 自社需要抑制

自家発電設備を有する事業者の整理

- 夏期・冬期等の電力需要のひっ迫時に備え、自家発を活用する観点から、1000kW以上の最大出力を持つ自家発電設備を有する事業者について整理。
- 火力発電など、発電量を調節できる自家発電設備を持つ事業者は、電力需要のひっ迫時に焚き増しできる可能性あり。

1000kW以上の自家発電設備を有する事業者

1. 発電事業者

自家発電設備を持ちながら、電気事業(売電)を行う事業者。

2. 非発電事業者 — 約5860か所、最大出力:2,900万kW

※主に自家用に消費をする電気事業者を含む

2-1. 発電量の調整が可能な自家発電設備を持つ事業者

火力発電設備、水力発電設備、地熱発電設備を持つ事業者。
約2060か所、最大出力:約2200万kW

2-2. 発電量の調整が可能な自家発電設備を持たない事業者

風力発電設備、太陽光発電設備を持つ事業者。
約3800か所、最大出力:約700万kW

電力需要の
ひっ迫時に
焚き増しが
できる
可能性がある
事業者



平時からの備え（小売電気事業者等による自家発との契約）

- 小売電気事業者において、平時から自家発保有者と買電やDRなどの契約をしていれば、需給ひっ迫時には、当該契約に基づき、自家発の焚き増し分が当該小売電気事業者を通じて需要家に供給されることとなる。（DRの場合は当該自家発保有者が自家消費）
- また、分散電源の統合役としての役割が期待されるアグリゲーターにおいても、平時から自家発と契約をしておくことで、需給ひっ迫時に自家発の発電余力を活用する機能を担うことができる。
- したがって、小売電気事業者やアグリゲーターに、積極的に需給ひっ迫時に備えた契約を自家発電保有者と結んでおくことが望ましい。
- そのような契約締結の促進に向けて、資源エネルギー庁において、特定自家用電気工作物設置者（※）の連絡先等に関するHP情報の充実を図ることとしてはどうか。

※電気事業法第二十八条の三で定める自家発電設備保有者であり、
前述の電力需要のひっ迫時に焚き増しができる可能性がある事業者から、電気事業者を除いた者（2-1.）。

- なお、自家発保有者との契約に際しては、年始の需給ひっ迫時に顕在化した課題に鑑み、どのような要請があった場合にどのように発電余力を活用するか、また、事後的な精算をどのように行うか、あらかじめ明確化しておくことが望まれる。

平時からの備え（一般送配電事業者による調達の考え方）

- 年始の需給ひっ迫時においては、供給力を増やす観点から、
 - ①電力広域機関から非調整電源（自家発電設備等）を保有する発電事業者等に対する焚き増し指示（電気事業法及び業務規程に基づく）
 - ②一般送配電事業者から自家発電保有事業者に対する焚き増し協力依頼（資源エネルギー庁からの要請に基づく）が行われた。
- 需給のひっ迫時、焚き増した電力が卸電力市場で販売されれば、市場において価格が決定することとなる。また、既存契約に基づき小売電気事業者に直接供給されれば、その買取価格は、あらかじめ結ばれた小売電気事業者との契約にしたがって決められることとなる。
- 一方、電力広域機関の会員でない自家発電保有者が卸電力市場の取引会員となることは少なく、焚き増した電力が卸電力市場で販売される可能性は小さい。また、既存契約がなく小売電気事業者に供給されていない場合は、一般送配電事業者が直接買い取ることとなり、事前にルール等が定められていないため、その買取価格について事後的な協議が難航することも多い。
- このような事態を回避するには、一般送配電事業者が需給ひっ迫時に自家発電保有者から余剰電力を調達する場合の具体的な手順や精算方法等について、あらかじめルールを定めておくことが有効である。
- このため、これらの事項について、ルールの在り方も含めて今後検討を行うこととしてはどうか。また、費用精算の在り方については、電力・ガス取引監視等委員会において検討を行うこととしてはどうか。