

供給力の確保策について

2023年4月27日

資源エネルギー庁

1. 最終保障供給原資の市場調達

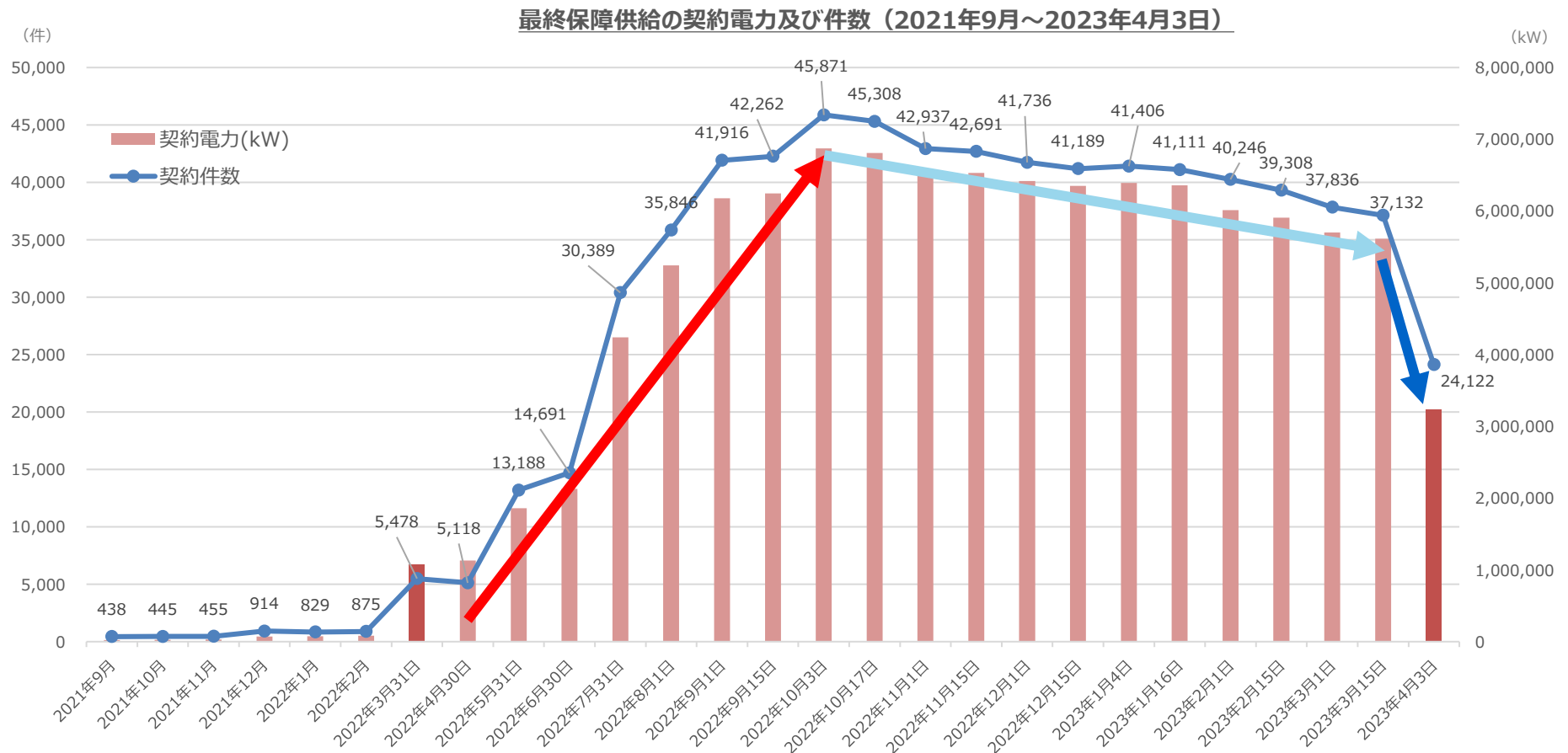
2. 今後の供給力確保の在り方

本日の御議論

- 最終保障供給は、全ての需要家が電気の供給を受けられることを制度的に担保するためのセーフティネットとの位置付けだが、2022年3月以降、契約電力が急増。
- この点、最終保障供給契約の原資調達について、調整力の確保や、単価の高い調整力からの調達による社会全体でのコスト増を回避する観点から、第55回電力・ガス基本政策小委員会において調達時期及び条件を整理し、2023年3月末までスポット市場からの原資調達を認めてきた。
- こうした中、各社の調達実績について、電力・ガス取引監視等委員会により、エリアプライスが高かった上位10コマについて社会的コストの抑制効果の分析が行われたところ、市場調達が必ずしも社会的コストの抑制に寄与していないコマが一部あることが確認された。
- 一部とは言え、社会的コスト抑制効果が実現していないコマがある以上、現在の市場調達方法に見直すべき点はないか検討する必要があることから、第60回電力・ガス基本政策小委員会において、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場からの調達は2023年3月末までとし、現在、一時的に中止としているところ。
- 今般、約定実績のあった全コマの分析結果と、社会的コスト抑制効果が実現していないコマについての要因分析結果を報告するとともに、スポット市場からの調達再開について御議論いただきたい。

最終保障供給の契約電力及び件数の推移（2023年4月3日時点）

- 一般送配電事業者が行う最終保障供給は、すべての需要家が電気の供給を受けられることを制度的に担保するためのセーフティネットとの位置付け。
- 2022年3月以降、契約電力が急増。みなし小売り電気事業者は新たな標準メニューを公表し、受付を再開。2023年4月から供給を開始したことで大幅に減少しており、足元の契約件数は2.4万件弱、契約電力は320万kW程度となっている。



【参考】4月からの新たな標準メニューでの受付状況について

第59回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月1日) 資料5 一部追記

- 昨年来、みなし小売電気事業者各社は、一時的に標準メニューでの受付を停止していたが、**順次、新たな標準メニューについて公表し、受付を再開**（4月から供給開始予定）。
- 他方、受付再開後に、当初想定していた供給力を上回る申し込みがあり、**受付を再停止した事業者も存在**。

事業者	受付再開日	供給開始日	現ステータス※	備考
北海道	22年12月22日	23年4月1日	受付中	
東北	22年7月29日	23年4月1日	受付中	<ul style="list-style-type: none"> ・22年9月20日に再度受付停止 ⇒23年2月13日に再度受付再開 ・市場連動型メニューも受付中
東京EP	22年10月24日	23年4月1日	受付停止中	<ul style="list-style-type: none"> ・22年10月26日に再度受付停止 ・市場連動型メニューにて受付中
中部MZ	23年1月31日	23年4月1日	受付中	<ul style="list-style-type: none"> ・市場連動型メニューも受付中
北陸	22年12月15日	23年4月1日	受付中	
関西	22年12月15日	23年4月1日	受付中	<ul style="list-style-type: none"> ・市場連動型メニューも受付中
中国	23年1月10日	23年4月1日	受付停止中	<ul style="list-style-type: none"> ・23年1月11日に再度受付停止 ・市場連動型メニューにて受付中
四国	22年12月12日	23年4月1日	受付中	<ul style="list-style-type: none"> ・市場連動型メニューも受付中
九州	23年2月14日	23年4月1日	受付停止中	<ul style="list-style-type: none"> ・23年2月14日に再度受付停止 ・市場連動型メニューにて受付中
沖縄	受付停止の実績なし		受付中	

2023年4月以降の最終保障供給契約件数の見通しと課題について

- 2023年4月以降の最終保障供給契約件数は、約2万5千件の契約数となることが想定されるが、引き続き、最終保障供給の正常化を目指すところ、今後どのような対応が取りうるか。

エリア	契約数※1 (A)	最終保障供給契約から 小売契約への切替申込件数※2 (B)	4月以降の最終保障供給 契約件数の見通し (A) - (B)
北海道	2,054	943	1,111
東北	2,901	915	1,986
東京	16,073	1,955	14,118
中部	5,365	2,856	2,509
北陸	666	363	303
関西	2,242	1,017	1,225
中国	4,266	2,529	1,737
四国	245	139	106
九州	4,061	1,624	2,437
計	37,873	12,341	25,532

※1 2023年3月1日時点の契約数

※2 最終保障供給契約から小売契約への流出件数に、小売契約から最終保障供給契約への流入件数を加味した数値（2023年3月20日時点の概算値）

スポット市場において約定したコマの分析について

- 第83回制度設計専門会合において、電力・ガス取引監視等委員会によって、エリアプライスが高かった上位10コマについての詳細分析を実施し報告を行った。（前回の分析手法）
- 一部のエリアにおいて、社会的コスト抑制効果が見られないコマがあったことを受けて、2022年11月8日から2月末※までにおいてスポット市場で約定実績のあった全コマの分析を電力・ガス取引監視等委員会にて実施し、第84回制度設計専門会合で報告された。
- 分析手法としては、**作業の効率化の観点から簡略化され**、前回の分析手法との違いを電力・ガス取引監視等委員会にて検証したところ、コスト削減効果が増加する事業者もいれば減少する事業者もあり、変化の方向性に大きな偏りはないと考えられることから、**全体的な趨勢を判断する上では簡略化した手法を今回の分析手法として採用された**。（今回の分析手法）

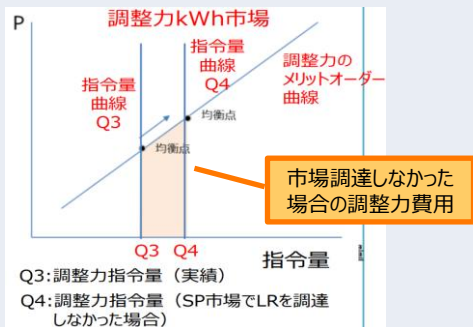
※3月の取引分についてはV1単価の算定作業中のため2月末までの約定実施のあったコマで分析

第84回制度設計専門会合
(2023年4月25日) 資料5 一部抜粋

前回の分析手法

エリアプライスが高かった上位10コマ分析手法

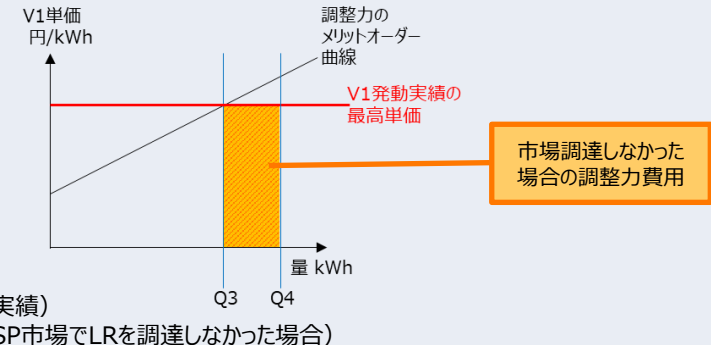
実際の運転点から、LR市場調達分を加算した場合の調整力単価にLR量に乗じたものを市場調達しなかった場合の調整力費用として試算



今回の分析手法

2022年11月8日から2月末※まで約定実績のあった全コマの分析手法

実際に発動されたV1単価のうち最も高価な単価（下図のQ3の単価に相当）にLR量に乗じたものを市場調達しなかった場合の調整力費用として試算



スポット市場において約定したコマの分析結果について

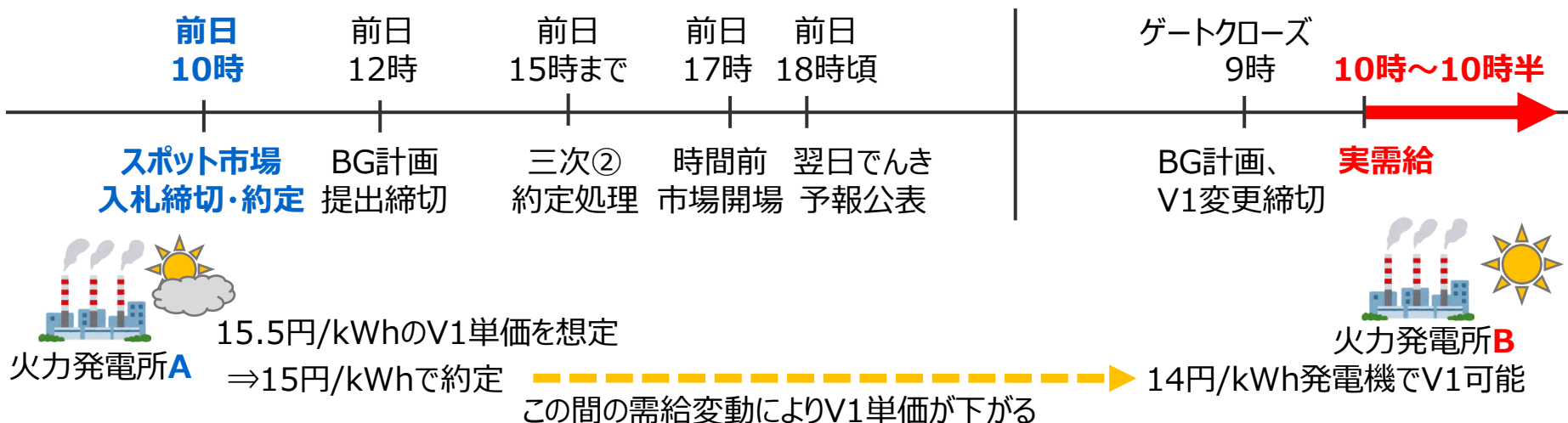
- 電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、スポット市場で約定実績のあった全国 8 エリアのうち、6 エリアにおいては、社会的コストの低減効果が見られたコマが98%以上となった。
- また、残る 2 エリアにおいても、約9割のコマにおいて、社会的コストの低減効果が見られた。

事業者	スポット市場 調達開始日	スポット市場 約定コマ数(a)	スポット市場調達費用が スポット市場で調達しな かった場合の調整力費用より 高いコマ数 (b)	社会的コスト低減効果 が見られたコマの割合 ((a-b)/a)
北海道	12/ 1	2,900	318	89.0%
東北	12/2	3,352	45	98.7%
東京	11/11	4,887	98	98.0%
中部	11/10	4,892	415	91.5%
北陸	12/1	4,170	61	98.5%
関西	12/9	3,295	49	98.5%
中国	12/1	2,068	19	99.1%
四国	12/15	1,341	27	98.0%
九州	-	-	-	-

社会的コスト低減効果が見られなかった要因

- スポット調達で入札するためには、**前日10時までに入札単価・入札量を決定**する必要があり、一般送配電事業者がスポット調達を実施する場合、原則として、起動が想定される確保済みの調整電源のV1単価（上げ調整単価）を想定して入札するものの、**実需給までに、V1単価が下がる**ことがある。
- 第83回制度設計専門委員会において、電力・ガス取引監視等委員会が分析を行った**エリアプライスが高い上位10コマ**は、想定したV1調整単価（≒スポット入札単価相当）と同程度のスポット約定単価となっており、実需給までの需給変動により**V1単価がスポット市場単価を下回りやすい状況**にあり、**市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット約定費用より低くなりやすいコマ**であったと考えられる。
- 一般送配電事業者の要因分析の結果、**スポット入札時点から実需給までの間の「再生可能エネルギーの発電量の増加」、「需要減少」、「他エリアからの受電量増加」、「BG余剰インバランス」などの状況変化によって、V1調整単価が想定より下がった**ことが確認されている。

【例】10時～10時半の実需給にてV1単価が下がる場合



V1単価の想定誤差を最小限とする取組（再エネ予測誤差削減）

- 再エネ予測精度を向上させるため、一般送配電事業者による取組が行われている。

第43回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
(2022年7月13日) 資料2を更新

（参考）一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

- 一般送配電事業者各社では、再エネ予測誤差削減に向けた取組が、現状、行われている。その代表的な取組は以下のとおり。
 - FIT特例①予測の前日6時再通知
 - 最新の気象情報の取り込み（気象庁初期時刻前々日21時の使用）
 - 複数の気象モデルを活用した出力予測の導入
- また、更なる予測誤差削減に向けた取組が一般送配電事業者各社にて継続的に進められている状況。

	今後の取組		今後の取組
北海道電力NW	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>細分化された予測地点（メッシュ）ごとの日射量実績導入後の精度検証</u> ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討 	関西電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・予測精度向上に向けた日射量から発電出力への換算係数の細分化および精緻化（継続的取組） ・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東北電力NW	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>日射量予測および発電出力予測の機械学習モデル改良</u> ・<u>予測外し時の気象状況分析による日射量予測の高度化検討</u> ・<u>海外気象機関の数値予報更新頻度細分化</u> 	中国電力NW	<ul style="list-style-type: none"> ・発電実績を踏まえ出力予測に用いる出力換算係数を検証し、必要により見直しを実施 ・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東京電力PG	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>日射予測について気象会社の追加比較や予測方法の確認・検証</u> ・PV出力予測のメッシュ化を実装予定（2024年度） ・気象の類似性を加味した最適な予測地点設置の検討（2022年度） 	四国電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の適用方法の検討 ・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施
中部電力PG	<ul style="list-style-type: none"> ・アンサンブル予測で複数パターンの予測による誤差傾向を検証 ・<u>発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施</u> 	九州電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成绩であったモデルを重視することによる予測精度向上 ・日射量予測メッシュの細分化(LFM導入)による精度向上検討
北陸電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の気象モデルを用いたSYNFOS-Solar統合版予測（外部委託）の導入後の精度検証とチューニング ・<u>アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討</u> 	沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> ・日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図る ・<u>日射量予測メッシュの細分化による精度向上の検討</u> ・<u>アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討</u>

※第38回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(2021年12月24日)資料2以降に取組がされた主な点について、太字で示している。

V1単価の想定誤差を最小限とする取組（需要予測精度誤差削減）

- 一般送配電事業者は、複数の気象データを活用し、需要予測精度を向上させるための取組を実施している。

<例1> 東京電力パワーグリッド



8

需要の予測手法

- ✓ 需要予測手法は蓄積した過去の気象実績（天候・気温等）および需要実績を基に、気象会社から配信される気象予測や想定日の暦等を考慮して重回帰モデルで予測。

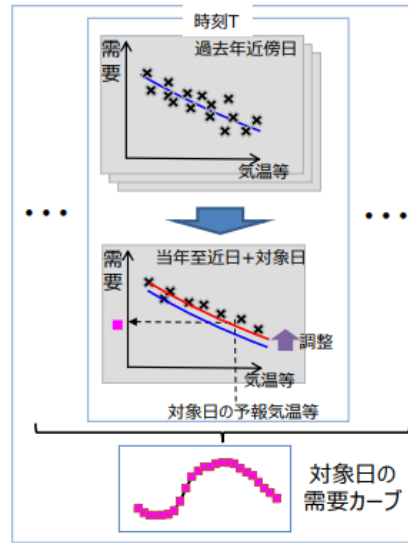
1,各時刻毎の過去年実績から、暦も考慮しつつ、気象と需要の関係を重回帰によりモデル化

天候・気温・湿度・風速等
(気象会社データ：30分値)
関東主要都市の加重平均値を利用
予測対象日と同日±数日分



2,当年過去実績をふまえて、過去のモデルを調整。
予報気象をモデルに入力し、対象日の需要を予測。

当年度予測対象日の数日前まで



<例2> 関西電力送配電

10

需要の予測手法

- 需要・気象等の実績情報を元に、重回帰分析モデル、一般化加法モデルを組み合わせることで予測を行う。

需要予測に用いる手法
= 下記2種類の結果を平均
(1) 重回帰モデル
(2) 一般化加法モデル



過去の気温・日射・需要実績については、2010年以降のデータを用いて、過去データの学習を行っています。

説明変数に重み付けを行い足し合わせた結果で需要を表現。また、至近の残差をモデル化することでより精度を高める

手法	概	要
重回帰モデル 【回帰分析】	需要、気温、日射量の実績情報を元に多次元の重回帰計算を実施。	
一般化加法モデル 【回帰分析】	需要、気象（気温、日射量）、日の特徴（平常日、特殊日）の情報を元に重み付けを行い足し合わせた結果で需要予測。また、至近の残差をモデル化することで精度を高める。	

※ 各社の需要予測精度向上に関する取組は、第31回・第32回新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ資料にて公表
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/031.html
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/032.html

スポット市場からの最終保障供給の原資調達の再開について（まとめ）

- 最終保障供給契約件数は、2022年3月以降急増。2023年4月に入り大幅に減少したものの、足元の契約件数は2.4万件弱、契約電力は320万kW程度となっている。
- 2022年11月8日以降スポット市場での取引を認めてから、2023年2月末までの一般送配電事業者が最終保障供給の原資を調達するためスポット市場に参加し、約定実績のある全コマの分析を電力・ガス監視等委員会で行ったところ、全エリアにおいて9割程度のコマでスポット市場で調達したことで社会的コストの削減効果が出ていることが確認できた。
- なお、一部社会的コスト削減効果が見られなかったコマも存在するが、これは実需給までにV1単価が下がったことが理由と考えられる。
- また、V1単価が想定よりも下がった要因としては、実需給までに天候等が変わったことによる①再生可能エネルギーの発電量の増加、②電力需要の減少、③他エリアからの受電電力の増加、④BG余剰インバランスの発生などが考えられる。
- V1単価の想定誤差を最小限とするため、各社において再エネ予測誤差を削減するための取り組みや需要予測精度向上に向けた取組を行っている。
- こうした状況に鑑み、①引き続き最終保障供給の契約件数が高水準であること、②スポット市場での取引により約定した多数のコマにより、社会的コストの低減につながったこと、③社会的コスト削減効果が見られなかった一部のコマにおいては、想定V1単価の誤差を最小減とするための取組を行っていることから、スポット市場から最終保障供給の原資調達を再開することとしてはどうか。

スポット市場での最終保障供給の原資調達について

- スポット市場における入札条件は第55回電力・ガス基本政策小委員会で整理した条件で行うこととし、社会コストの更なる低減が見込まれる方法を検討し、必要に応じて見直しを行うこととする。

項目	条件
入札価格	原則として需給状況を勘案して起動が想定される、確保済みの調整電源に係るV1単価 ^{※1} を下回る価格 需給ひっ迫が見込まれ、確実に供給力を確保する必要がある場合は、買い入札価格は至近の実績等を参考としつつ、インバランス価格上限以下の価格
調達量	最終保障供給に必要と見込まれる量を上限として、必要最小限度 ^{※2} の量
市場参加者の予見可能性を高めるため公表する事項	①取引開始日 ②市場調達予定量もしくは最終保障供給契約量（kW） ③市場からの調達実績（コマ別）
取引資格	取引所の取引会員規程に定める「本取引所が適格と認めた者」として取引会員の資格を付与

※1 一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う1kWhあたりの単価（円/kWh）

※2 必要最小限度（量）の例：最終保障供給の直近の実績を踏まえた想定必要量

（参考）JEPX取引規程

（取引資格）第6条 2

特別取引会員は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第17条第1項に係る電気の売り入札、電気事業法第24条第1項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外は行うことができない。

（参考）JEPX取引会員規程

（取引会員適格）第2条

本取引所は、次の各号のいずれかに該当する者（以下「取引会員適格者」という。）に、本取引所の取引会員たる資格を付与することができる。

～中略～

（5）**前各号のほか、本取引所が適格と認めた者**

【参考】論点① スポット市場入札価格及び調達量について

第55回 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年11月8日) 資料4-1

- スポット市場で入札する場合の価格については、社会コスト抑制の観点から、原則として需給状況を勘案して起動が想定される、確保済みの調整電源に係るV1単価※を下回る価格で入札することとしてはどうか。

※ 一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う1kWhあたりの単価 (円/kWh)

- 一方で、需給ひっ迫が見込まれ、**確実に供給力を確保する必要がある場合は**、夏季と同様に、買い入札価格は至近の実績等を参考としつつ、**インバランス価格上限以下**とすることとしてはどうか。
- また、調達量については、**最終保障供給に必要と見込まれる量を上限として、必要最小限度※のみ**を市場から調達することとしてはどうか。

※ 必要最小限度 (量) の例：最終保障供給の直近の実績を踏まえた想定必要量

論点② 市場調達における条件

- 一般送配電事業者が最終保障供給に必要な供給力を卸電力取引市場から直接調達する場合、一般送配電事業者の恣意性を排除しつつ、その市場取引が市場に与える影響を最小化する必要がある。
- このため買い入札量は、最終保障供給に必要と見込まれる量から、需給状況 (予備率等) を勘案したうえで必要最小限度※のみを市場から調達することとしてはどうか。

※ 必要最小限度 (量) の例1：最終保障供給にこれまであててきた調整力の過去実績を算定しその量をさしひいた必要量

- **また、買い入札価格は、市場価格の至近の実績等を参考としたものとしつつ、需給ひっ迫時には、インバランス価格上限以下とすることとしてはどうか。**
- なお、市場参加者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者がスポット市場を通じた取引に参加するときは、①取引参加期間、②市場調達予定量もしくは最終保証供給契約量 (kW)、③市場からの調達実績 (コマ別) を示すこととしてはどうか。
- また、③市場からの調達実績 (コマ別) については調達後速やかに公表することで、市場参加者への予見可能性を確保することとしてはどうか。

第51回 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日)
資料3-1 (一部修正)

- 来年4月頃には旧一電小売業者の受付が再開する見込みであり、最終保障供給契約が減少することが期待されるため、スポット市場からの調達時期については、各一般送配電事業者の準備が整った日から、来年3月末までとしてはどうか。
- また、市場参加者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者がスポット市場を通じた取引に参加するときは、①取引参加期間、②市場調達予定量もしくは最終保障供給契約量(kW)、③市場からの調達実績(コマ別)を示すこととしてはどうか。
- また、一般送配電事業者がスポット市場で取引を実施する場合は、他の取引と分けて、市場への影響や上記の入札価格及び調達量に係る条件の遵守状況を監視する必要がある。このため、夏季同様に、FIT法で義務付けられたFIT電源の売却等のみを行う特別会員としてのアカウントとは分けて行うこととし、取引所の取引会員規程に定める「本取引所が適格と認めた者」として取引会員の資格を付与することとしてはどうか。
- なお、今年度の取引内容の監視は取引と並行して進めることとし、最終保障供給契約数の動向を確認しながら、来年4月以降の対応については必要に応じて検討を行うこととする。

(参考) JEPX取引規程

(取引資格) 第6条 2

特別取引会員は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第17条第1項に係る電気の売り入札、電気事業法第24条第1項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外は行うことができない。

(参考) JEPX取引会員規程

(取引会員適格) 第2条

本取引所は、次の各号のいずれかに該当する者(以下「取引会員適格者」という。)に、本取引所の取引会員たる資格を付与することができる。

～中略～

(5) 前各号のほか、本取引所が適格と認めた者

1. 最終保障供給原資の市場調達

2. 今後の供給力確保の在り方

本日の御議論

- 2024年度以降、容量市場の運用が開始されることを見据え、本小委員会では、今後の供給力確保の在り方に関する議論を行ってきた。
(例：短期的な供給力確保策や、容量市場と他の仕組みとの役割分担、それぞれの仕組みにおける費用負担・回収の在り方について 等)
- 容量市場の運用開始（2024年度）が控える中、各電気事業者から提出される「供給計画」の内容と、容量市場で確保している供給力の内容をそれぞれ確認し、その上で、実需給断面における安定供給を確保することが重要。
- このため、今回の小委員会では、①供給計画と容量市場の関係、②容量市場における供給力評価、③容量市場外の供給力、④容量市場外の供給力と予備電源、⑤容量市場追加オークションと予備電源、の5つの論点について御議論いただきたい。

前回（3/29）の本小委員会における主な御意見（委員）①

- 容量市場に参加しないで稼働する電源が一定量あると示されているが、具体的にどうい
うものかというものを示し、それに頼ってよいものなのか、というところをしっかり議論すべき。
- 一定量差し引くという話について、実需給に安定供給に懸念が無いということを広く説明
する必要がある。予備電源については、議論中となっているが予備電源の役割が高まっ
ていくと感じた。老朽や日頃稼働していない火力が含まれるはずだが、電力価格への影
響なども考えながら制度設計する必要。
- 容量市場外の供給力や予備電源でどのくらいの蓋然性があるか、今日の資料ではわか
らない。容量市場で確保する供給力は広域で整理されているので、きちんと理屈で整理
する必要。どの程度予備電源として維持していくかという点が重要になる。
- 容量市場で基本的に安定供給を維持するというのを容量市場前でずっと議論してきた。
容量市場後で齟齬が出るように思うが、すべてを容量市場で取るより社会的コストが低
くなるというより効率的なやり方だという説明をしていると思っている。そうすると、他の制度
で対応する分と同じ量を容量市場で取るということにならないよう、他の制度の立ち上が
りについていくにつれて調達量を見直すというのは不可避と考えている。
- すでに確実ではないが、見込んでいる一定の供給力は、すでに容量市場の調達量から
ひかれているものもあるので、改めて精査するのは当然のこと。どのくらいの量を見込むか
というところはあるが、事務局の方針で検討を進めていただければと思う。

前回（3/29）の本小委員会における主な御意見（委員）②

- 社会コストが高くなるというのは若干疑義がある。容量市場で先に確保することで、後のスポット市場での高騰を防ぐ目的もあるし、全体で効率的なkW確保をするという意図で作っているはずで、社会コストがいたずらに増えるということではないのではと思う。供給必要量について広域機関で科学的に、保守的に計算していると思う。後になって足りなくなり、コストが高くなりかねないので、科学的知見に基づいて、我々としてはそれを理解し、供給力を確保していくことが重要。
- シングルプライスになるので、全体コストとしては良いが過剰に払われる部分がある。容量市場で確保せずに予備電源で確保するということもあるが、予備電源の場合は2回不落札となったものが回ってきて余計に高くなり、市場退出が進む可能性がある。
- シングルプライスで確保する分と追加的にマルチプライスで確保する分、例えば3～4%をシングルその+aについてはマルチで取るもしくは追加オークションに回す等も考えられる。
- 今日の整理では容量市場で確保せず予備電源で対応するとも読めるので、今後より議論を尽くす必要があると思う。
- 容量市場に参加していない供給力をいたずらに認めると、安定供給上の管理が難しくなると思う。容量市場を基盤として安定供給上の指標を考えてきたので、容量市場を基準として考えるのは重要。予備電源の仕組みもこれから始まるが、本来非常時での位置づけと理解している。これを容量市場と同様の平常時に持ってくると、現状のkW公募もそうであるが社会コストが低減されているかは検討が必要。今夏のkW公募は賛成だが、今のkW公募のやり方が効率的かは議論する必要。

前回（3/29）の本小委員会における主な御意見（オブザーバー）

- 2024年以降の安定供給に必要な供給力は原則として容量市場で確保するのが基本であり、社会コストのいたずらな増加の回避から容量市場での調達から一部を控除するものと理解している。社会コストの増加の会費とともに、昨今の需給ひっ迫を発端に進められたことを重視して安定供給確保の観点、kW価値の適正な評価という観点も含め、慎重かつ丁寧な議論をしていただきたい。
- 安定供給確保の観点からは、供給計画に記載されている容量市場外の電源について中長期的に見込み可能か十分分析を行うとともに、リクワイアメントが課されていない電源で必要供給力を確保することによる影響を慎重に検討する必要がある。容量市場外の電源を供給力として見込むと、その電源のkW価値を適正に評価されないことになるので、電源維持に対してネガティブなメッセージにならないか、容量市場の趣旨である電源投資のための予見性が損なわれるおそれが無いか、十分な検討が必要。
- 予備電源は通常の供給力と区別していると理解。容量市場の補完としても予備電源を確保すると提案されているが、逆に社会コストが高くないか、安定供給上の影響が出ないか検討が必要。容量市場の本来の意義や目的を踏まえて丁寧に議論していく必要。
- 費用負担の在り方については重要な事項で、各事業者の役割を踏まえて検討するべき。一般送配電事業者は、電圧・周波数維持義務を負う一方、小売電気事業者は容量市場の容量拠出金の支払いを通じて供給力確保義務を履行するとの整理を踏まえ検討することが重要。また、支払った費用を適切に回収できるようにする必要。
- 追加設備量や持続的需要変動分は予見可能性の高い需給変動対応分となる。また、希頻度リスクについてもあらかじめ考え方を整理しその量が分かれば予見性は高くなると理解しているので検討をお願いしたい。

【参考】 制度検討作業部会（4/26）における委員からの主な御意見①

- 容量としてこれまで確保していなかった部分も含めた総合的な見通しに沿って、調達・リリースのいずれも行わないという判断は妥当と思う。追加オークションについては、実需給に近い断面で発動指令電源に入ってもらうことで発展に資する意義もある。その意義については継続的に議論が必要だと思う。
- 供給信頼度をエリア別に確認したところも含め、総合的な観点を踏まえて実施しないということであれば、想定外の事象に対して速やかな措置をしていただくことを条件に賛同したい。
- 控除量を設けることについては一定程度の合理性はあるが、確実な供給力の確保が前提であるため保守的に考えることが重要。
- 容量市場と供給計画の差分要因Cに分類されるものについては毎年変動し、事前に予測することはかなり困難だと考えるので、控除量を検討する際には慎重な精査をお願いしたい。
- 供給力確保の全体像として、容量市場メインオークションでどのように取るのか、シングルプライスなのか、一部マルチプライスで取るのか、追加オークションでどのように取るのかを踏まえ、予備電源でどのように取るのかを整理する必要があるのではないかと。予備電源が起動に1年かかるのであれば、容量市場で取った方が良い可能性もある。費用の最小化を志向する全体設計について、今一度考える必要があるのではないかと。

【参考】 制度検討作業部会（4/26）における委員からの主な御意見 ②

- 容量市場と供給計画の差分要因Cにある潜在的な供給力を控除する案について、この要因は変動するうえに事前の想定が困難。そのため、4年前のメインオークションからの控除は安定供給の観点から慎重な検討が必要。
- 一方、社会コスト低減の観点も賛同できるため、実需給3年前から1年前の不確実性に対してはこれまでどおり追加オークションの枠で対応し、実需給1年前の一定の根拠に基づいた潜在的な供給力について、その時点の予備電源の量も勘案して調達またはリリースの量を調整する考え方はありえるのではないか。
- 追加オークションの実施判断のタイミングで供給計画を参考にするという方向性には賛同するが、容量市場と比べてより精緻に供給力を評価している部分がある反面、リクワイアメントを負っていない点に留意が必要。今後こうした供給計画の性質を踏まえて追加オークションの開催判断の方法について検討いただきたい。
- 容量市場のメイン／追加で何を取るのか等とあわせて、最後予備電源でどこを見るのかという全体の整理が必要。立ち上げに1年かかる電源は容量市場で見の方が良いのでは。容量市場・予備電源の全体設計は、本当に費用が最小になり、社会コストを低減できる仕組みなのか。

論点① 供給計画と容量市場（中長期課題①）

- 前回の本小委において、必要供給力の全量を容量市場で調達せず、一定量を控除する考え方について、多くの委員・オブザーバーから懸念が示された。このため、まずは、2024年度分について、供給計画に示された供給力と、容量市場で確保している供給力との異同について、確認を行った。
- その結果、供給計画における供給力と容量市場における供給力に差異があり、例えば、2024年8月については約1,300万kW、2025年1月については約350万kW、供給計画における供給力が上回ることが確認された。これは、主に、供給計画の算定ベースが月別であるのに対し、容量市場の算定ベースが年間であることに起因している。

※例えば、再エネについて、供給計画においては、2024年8月の供給力が容量市場の2024年度の供給力を790万kW上回る一方、2025年1月の供給力は容量市場を440万kW下回っている。

cf. 東京エリアの太陽光の調整係数（2024年度）

容量市場：10.1% 供給計画：8月23.9%、1月：2.4%

- こうした状況を踏まえ、今後、どのような点に留意しつつ、必要な需給対策を講じていくことが妥当か。
- 例えば、従来、夏冬の高需要期の需給対策の検討においては、事業者の提出した月別の供給計画をベースとしており、直ちにこうした対応を変える必要はないと考えられる。
- 他方、供給計画はあくまで事業者の計画を示したものととどまり、その確保について容量市場やFITのような制度的な裏付けがないものも含まれることに留意が必要なため、供給力確保の確実性を担保するものではない。
- こうした中で、今後、中長期的な観点から、供給計画の確度や実効性を高める方策として、どのようなことが考えられるか。

【参考】供給計画と容量市場で確保された供給力の差分について

- 容量市場で確保された供給力(FIT電源の期待容量を含む)と2023年度供給計画における2024年度の夏(8月断面)及び冬(1月断面)の差分について、供給計画の方が容量市場で確保された供給力に比べて大きな値であることを確認した。

＜8月供給計画との比較＞

供給計画	19,275万kW		
容量市場(FIT込)	17,948万kW		
差分	1,327万kW		
電源種別	差分(万kW)	要因分類	差分(万kW)
発動指令電源	0	-	0
新工ネ	932	調整係数影響	740
		その他	140
		FIT混焼	52
水力	105	補修	-311
		調整係数影響等	356
		その他	60
火力	52	補修	-162
		休廃止増加等	-292
		GTCC効率差等	-288
		特定立地	111
		FIT混焼	545
		その他	138
		原子力	238
未定ユニット稼働	319		
その他	4		

＜1月供給計画との比較＞

供給計画	18,299万kW		
容量市場(FIT込)	17,948万kW		
差分	351万kW		
電源種別	差分(万kW)	要因分類	差分(万kW)
発動指令電源	0	-	0
新工ネ	-273	調整係数影響	-490
		その他	165
		FIT混焼	52
水力	-173	補修	-153
		調整係数影響等	-68
		その他	48
火力	623	補修	-235
		休廃止増加等	-146
		GTCC効率差等	209
		特定立地	111
		FIT混焼	545
		その他	139
		原子力	173
未定ユニット稼働	319		
その他	10		

注) 2023年度供給計画における月別の供給力(8月:19,342万kW、1月:18,055万kW)は予備率評価向けの供給力であり、容量市場の確保供給力と比較するため、EUE評価で用いる供給力に変換している。各評価の相違点は以下のとおり。

(離島分) 予備率評価では離島分が計上、EUE評価では除外。

(太陽光出力) 予備率評価では7,8月について、太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用、EUE評価では当該追加供給力を適用していない。

(発動指令電源) 予備率評価では「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」に基づき安定的に見込める供給能力を計上、EUE評価では約定した容量を全量計上。

供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の特徴 (1/2)

- 供給計画と容量市場で確保された供給力の差分は、構造的要因と個別要因に分類することができ、また、個別要因については特定年度のみ発生するものと、発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するものに分類できるのではないか。

分類	項目	説明
A)構造的要因	調整係数影響等	<ul style="list-style-type: none"> ・容量市場の供給力は年間一律の調整係数が適用されている一方、供給計画の第一・第二年度については月別の調整係数が適用される。 (例) 東京エリアの太陽光の調整係数 (2024年度) 容量市場：10.1% 供給計画:8月23.9%、1月:2.4%
	GTCC効率等	<ul style="list-style-type: none"> ・GTCC火力の熱効率は冬季に高くなり、夏季に低くなる。
	電源補修	<ul style="list-style-type: none"> ・容量市場の調達量には、計画停止可能量を確保するために必要な追加設備量分が含まれる一方、供給計画における各断面の供給力そのものと比較することになり、需要期においては容量市場側で大きくカウントされる傾向がある。
B)個別要因 (特定年度)	特定地域立地電源	<ul style="list-style-type: none"> ・2024年度実需給向けメインオークションでは不落札となったものの、潮流改善等の特定の目的から稼働予定となっているが、2025年度・2026年度は容量市場メインオークションで落札されており、一時的に容量市場で確保されていない供給力。
	バイオマス混焼石炭	<ul style="list-style-type: none"> ・2024年度実需給向けメインオークションに参加していないバイオマス混焼石炭の供給力。

供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の特徴 (2/2)

- 個別要因のうち発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年度変動するものについては、容量市場外の供給力として見込み、容量市場で調達する供給力からの控除量を検討する根拠として扱うことについて一定程度の許容性があるのではないか。

分類	項目	説明 ※()内の数値は今回の差分分析からの概数であり直ちに毎年一定の傾向があると断定する量ではない
C)個別要因 (発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの)	FIT電源期待容量の想定差	・FIT電源のうちメインオークション時点の想定と追加オークションの開催判断時点の想定差分（運開予定の変化）。 2024年度実需給向けメインオークション時点：1,179万kW →追加オークション開催判断時点：1,368万kW（約200万kW*1）
	火力・水力の容量市場不参加分等	・供給計画での個別銘柄の確認は困難だが、火力発電や水力発電等について容量市場に参加せずに存在する供給力。（約200万kW*2）
	原子力増加分	・容量市場メインオークション後の再稼働分（約300万kW）
	休廃止増加等	・容量市場メインオークションで落札されていたものの供給計画では休廃止に変更されたもの（約▲200万kW*3）

注) 供給計画と容量市場で確保された供給力の差分分析において

*1：容量市場確保量と8月供給計画との差分140万kW、1月供給計画との差分165万kWは、ほぼFIT設備量の差異として説明でき、FIT電源期待容量の想定差の内数となる。

*2：水力発電・火力発電のうち要因分類ができていないものについて、容量市場確保量よりも、8月供給計画では199万kW(水力60万kW/火力138万kW)、1月供給計画では187万kW(水力48万kW/火力139万kW)大きい。なお、端数調整の関係から容量市場確保量と供給計画の差分と括弧内の水力・火力の内訳の合計値は一致していない。

*3：容量市場確保量と比べて8月供給計画では▲292万kW、1月供給計画では▲146万kW。

論点② 容量市場における供給力評価（中長期課題②）

- 供給計画に記載された電源は、事業者由来の事情で計画変更が可能であり、供給計画に計上される供給力は、その確保について容量市場やFITのような制度的な裏付けがないものも含まれることに留意が必要。このため、必要な供給力については、基本的に容量市場を通じて確保することが妥当と考えられる。
- 他方、例えば再エネについては、十分な発電を見込める夏季と、ほとんど発電を見込めない冬季で、供給力に大きな差異が生じている。このような状況を踏まえ、中長期的な容量市場における供給力の調達の在り方について、どのように考えるか。
- 容量市場において、今後も年間を通じた供給力の評価を続ける場合、再エネについて、夏季は供給力の調達が過大となる一方、冬季は過小となる可能性がある。
- 他方、冬季をベースに再エネの供給力を評価した上で必要な供給力を調達する場合、冬季以外は調達量が過大となり、また、夏季をベースに再エネの供給力を評価した上で調達する場合、夏季以外は調達量が過小となる。
- 現行の容量市場がシングルプライスオークションにより約定価格が決定されることを踏まえると、調達量が過大となるような供給力確保は、約定価格の上昇が全ての調達電源に及び、全体コストの増大につながるため、慎重に対応すべきと考えられる。
- 一方で、容量市場において調達量が過小となるような供給力の確保を行う場合、容量市場と別の方策により、必要な供給力を確保しなければならない。
- こうした将来課題について、中長期的な観点から、どのように考えるか。

論点③ 容量市場外の供給力

- 供給計画における供給力と容量市場における供給力の差異は、算定方法という構造的な要因以外にも、容量市場で調達していない供給力による差分も確認された※。
- 当該差分は、年によって変動しうるが、これを考慮せずに容量市場で調達すると、実需給断面での供給力が過大となるおそれがある。したがって、徒な社会コストの増大につながらないよう、慎重に判断する必要がある。

※2024年度の供給力と容量市場の供給力の差分

(蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動するもの)

- FIT電源期待容量増加分： 約200万kW
 - 容量市場外火力・水力等： 約200万kW
 - 原子力増加分： 約300万kW
 - 休廃止増加分等： ▲約200万kW
- 他方、これらの差分は、実需給4年前に行うメインオークション実施の時点では、十分な確実性を持って調達量の算定に織り込むことが困難なものが多い。
 - 以上を踏まえると、蓋然性が一定程度見込まれるのであれば、その傾向や程度を考慮した上で、容量市場の調達量から差分の一定量を控除することは、社会的コストを低減させる観点からも合理的と考えられるのではないか。その際、差分の傾向や程度について、どのように考えるか。
 - なお、安定供給確保の観点から、仮に一定量を控除する場合においても、控除量はできる限り保守的に見積もることが大前提となる。

【参考】論点① 今後の必要供給力と容量市場

- 2022年3月の東京エリアにおける電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しを進めてきた。その結果、安定供給に必要な供給力は、これまでに比べ、一定程度増加する見込みである。
 - ※従前、H3需要の約13%としていたが、3～4%程度増加する見込み。
- こうした安定供給に必要な供給力は、2024年度の容量市場の運用開始以降、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、容量市場への参加が任意とされ、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、必要な供給力をすべて容量市場で調達することになると、必要以上に供給力を確保することになり、結果的に社会コストが徒に増加することにもなりかねない。
- このため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量は、必要供給力全量ではなく、一定量を差し引くこととし、具体的な控除量については、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。
 - (※) 実需給の4年前に行うメインオークションと、実需給の1年前に行う追加オークションがあることに留意。
- その際、控除量については、安定供給に万全を期す観点から保守的に見積もることとした上で、容量市場外の供給力の動向を踏まえ、柔軟に見直しを行うこととしてはどうか。

論点④ 容量市場外の供給力と予備電源

- 仮に容量市場外の供給力を一定量容量市場の調達量から控除する場合、当該供給力については、容量市場のリクワイアメントのように制度的な裏付けがないため、供給力とされないリスクも相対的に高くなる。このようなリスクをカバーするため、前回の本小委員会において、別途検討中の予備電源を活用することをお示した。
- 容量市場はシングルプライスオークションにより約定価格が決定されるため、調達量が一定量控除されることで約定価格が低下すれば、その効果は調達電源全体に及ぶ。そのため、控除量と予備電源の量次第では、予備電源の立ち上げコストを考慮しても、全体的な供給力の調達コストを抑制することが可能になると考えられる。
- こうした観点から、容量市場における控除量と、控除量のリスクをカバーする予備電源の調達量のバランスについて、どのように考えるか。
- 例えば、容量市場における制度的な裏付けがない電源であっても、小売電気事業者との長期契約の存在をもって供給力と見込むことも考えられる。そのような可能性を踏まえれば、必ずしも控除量全量に相当する予備電源を確保する必要はない。

※なお、予備電源の候補となり得る、現在計画停止中の発電所のうち、直近3年以内に停止したものは合計約590万kW。この中には、今後の容量市場で落札して稼働するものや、連系線制約によって稼働の見込みが低いものも含まれる。

- このため、控除量のリスクをカバーする予備電源の調達量は、容量市場における控除量の一定比率（例えば、控除量の規模感等を踏まえて半分程度）とすることを基本として、引き続き、制度検討作業部会において検討を深めることとしてはどうか。

【参考】論点② 容量市場以外での供給力確保策

- 容量市場において必要供給力を全量調達しない場合、安定供給確保に万全を期すためには、予見しがたい事情の変化等により期待していた容量市場外の供給力が不足し、必要供給力を満たすことができなくなるリスクへの備えが必要になる。
- 具体的なリスクとしては、例えば、容量市場外の電源がトラブル等により休廃止となり、容量市場外の供給力が当初の想定よりも少なくなる状況が考えられる。
- こうしたリスクへの対応については、現在、大規模災害など容量市場が想定していない事象に備える供給力確保策として検討中の予備電源を、容量市場を補完する観点からも活用することとしてはどうか。
- 具体的には、必要供給力と容量市場における調達量との差分の一部を保険的にカバーできるよう、（短期的に立ち上げ可能な）予備電源を一定量確保していくこととしてはどうか。
 - ※別途、大規模災害など、容量市場が想定していない事象への備えとして、一定量を予備電源で確保していくこととなる。
- また、予備電源の確保量については、これまで予備電源制度の詳細設計を検討してきた、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。

【参考】長期計画停止中の電源（2023/4/18時点）

- 長期計画停止中の発電所のうち、直近3年以内（2020年以降）に停止したものは、合計で約590万kW。

エリア	発電事業者	発電所名	号機	燃料種	認可出力 (万kW)	停止時期
東京	JERA	広野	2	石油	60	2020/4
中部	JERA	渥美	4	石油	70	2020/4
北陸	北陸電力	富山新港	1	石油	24	2020/10
中部	JERA	四日市	4-1	ガス	11.7	2021/4
中部	JERA	四日市	4-2	ガス	11.7	2021/4
中部	JERA	四日市	4-3	ガス	11.7	2021/4
中部	JERA	知多	6	ガス	85.4	2022/4
東京	ゼロワット パワー	美浜	単独	ガス	10.1	2022/7
東京	JERA	袖ヶ浦	1	ガス	60	2023/2
東京	JERA	姉崎	5	ガス	60	2023/3
東京	JERA	姉崎	6	ガス	60	2023/3
中部	JERA	四日市	4-4	ガス	11.7	2023/3
中部	JERA	四日市	4-5	ガス	11.7	2023/3
東京	JERA	袖ヶ浦	3	ガス	100	2023/4

(※) 2024年度容量市場に落札済の電源や、連系線制約によって再稼働が困難な電源も含む。

(出典) 2023/4/18時点の発電情報公開システム (HJKS) にて、「停止区分：計画停止」「復旧見通し：なし」「復旧予定日：空欄」「停止原因：長期計画停止、運用休止、休止、空欄のいずれか」「停止時期：2020年4月～2023年4月」の条件に該当するものを抽出し、既に廃止済・復旧済のものを除いて作成。

論点⑤ 容量市場追加オークションと予備電源

- 今後、必要な供給力については、実需給4年前の容量市場メインオークションと、実需給1年前の追加オークションにより調達されることになる。
- また、予備電源の調達が行われる場合は、メインオークションと追加オークションの間にも調達されることになる。
- 実需給近傍の供給力を補完する予備電源（以下イメージ図B）については、実需給1年前の追加オークション実施後の状況変化に対応することを念頭に、追加オークションへの応札を認めない方向で、制度検討作業部会において検討を深めることとしてはどうか。
- 一方、大規模災害等に備える予備電源（以下イメージ図A）については、追加オークションの実効性を高める観点から、応札を求める方向で検討していくこととしてはどうか。

必要供給力と容量市場における調達量、予備電源の関係（イメージ）

