

2024年度の電力政策の課題 ～電力の安定供給に向けて～

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力ユニット 電力グループ

大西 健一

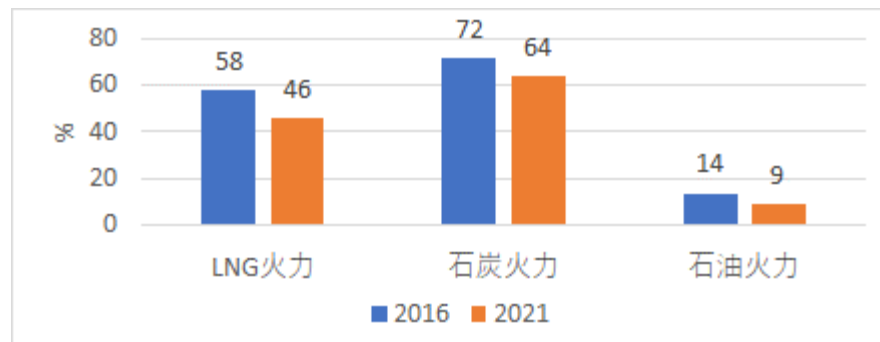
本報告のポイント

- ✓ 昨今、政策的に支援された再エネ電源の大量導入によって火力電源の設備利用率が低下し、事業者にとって発電設備の維持や新設を行うインセンティブが減退していると見られる。
- ✓ 2022年3月22日には東京エリアを中心に、寒さによる需要増大や太陽光の出力大幅低下等を背景に需給ひっ迫が発生した。
- ✓ 2023年度冬季の需給見通しは、全エリアで安定供給に最低限必要となる予備率3%以上を確保できる見通しとなった。2023年度冬季を乗り切れば、2024年度以降は容量市場で確保済みの必要な供給力が拠出されるため、電力安定供給が期待される。ただし、供給力(kW)だけではなく、供給電力量(kWh)を確保するために、中長期的に安定した燃料調達を実施していくことが課題。
- ✓ 容量市場での供給力確保は単年度契約であるため、毎年度必ずオークションで落札される保証はない。特に、長期にわたって固定費回収を行うことが必要な新設電源に対して十分な投資インセンティブを付与する措置ではない。
- ✓ また、将来的に再エネ電源が大量導入されるのであれば、中長期的な供給力不足への対応や再エネ電源の出力変動に応じて柔軟に運用管理を行うことが可能なディスパッチャブル電源の不足への対応を考慮する必要がある。
- ✓ このため、新設電源の投資インセンティブを付与するために、2024年1月に新設の脱炭素電源等を対象とした「長期脱炭素電源オークション」が実施される予定。また、緊急時でも必要な供給力を確保しておく「予備電源制度」が検討中。
- ✓ なお、長期脱炭素オークションでは他市場利益の9割還付が求められること、建設期間中のコスト回収を行うことができないこと等が投資インセンティブに影響を与える恐れもあり、今後も十分な検討が必要。

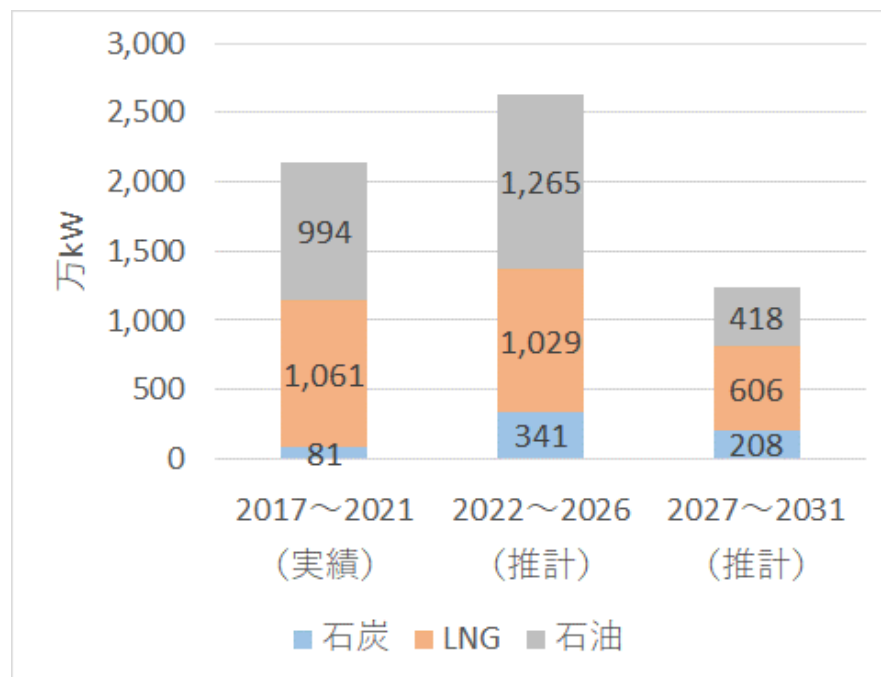
日本における火力電源の廃止が増加、新設が減少

- 政策的に支援された再エネ電源の大量導入によって火力電源の運転時間が減少し、設備利用率が低下している。このため、発電設備の維持や新設を行うインセンティブが減退していた。実際に火力電源の廃止は増加しているが、新設は減少する傾向。

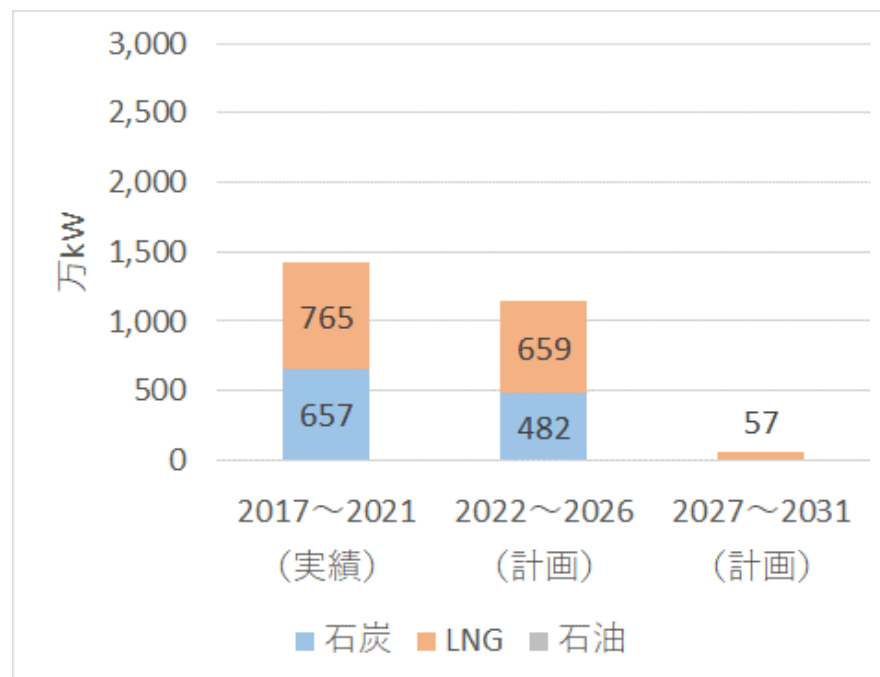
図表1 火力電源の設備利用率



図表2 火力電源の廃止実績・推計



図表3 火力電源の新設実績・計画



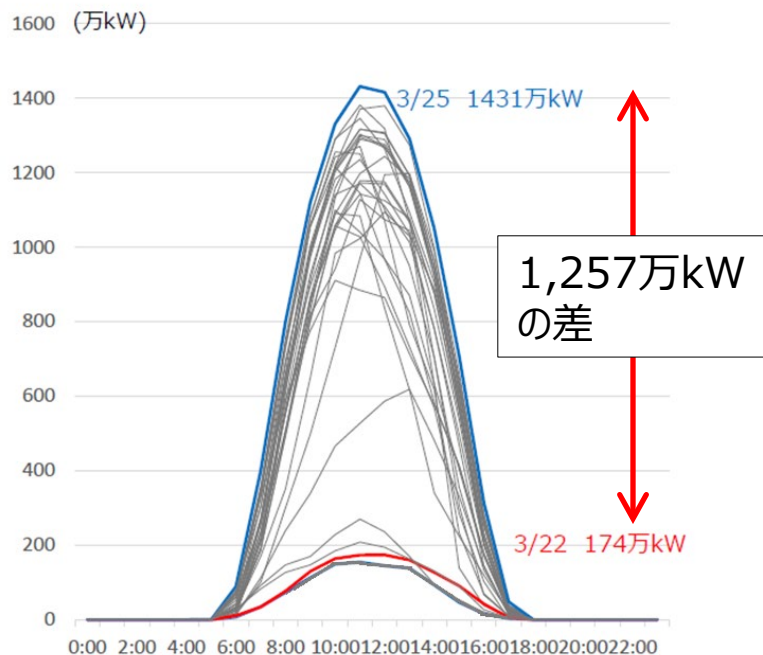
〔注〕 廃止については大手電力が保有する発電設備のうち、運転開始から45年経過したものを廃止と仮定して計算している。

〔出所〕 資源エネルギー庁の資料をもとに作成

2022年3月の需給ひっ迫では太陽光依存、供給力不足を露呈

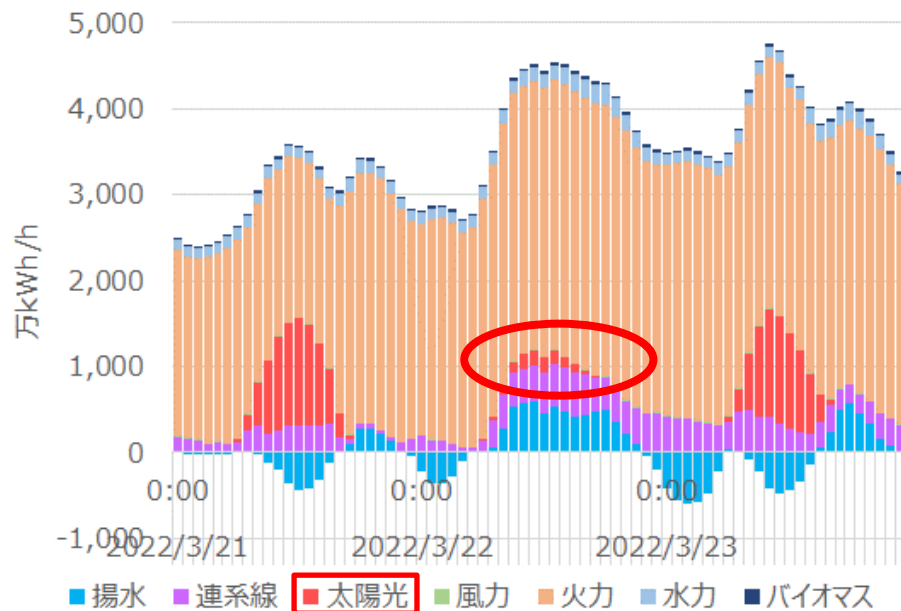
- 2022年3月22日には東京エリアを中心に、地震等による発電設備の停止、連系線運用容量の低下、寒さによる需要増大、太陽光の出力大幅低下、発電所の補修点検等で需給ひっ迫が発生した。
- 昨今、供給予備率が低下傾向であり、供給力不足が背景としてある。
- 太陽光依存の傾向であり、太陽光発電設備の出力低下リスクに備えて十分な供給力が必要。

図表4 2022年3月各日の太陽光の出力（東京エリア）



【出所】 資源エネルギー庁の資料をもとに作成

図表5 2022年3月22日前後の需給状況（東京エリア）



【出所】 東京電力パワーグリッドの資料をもとに作成

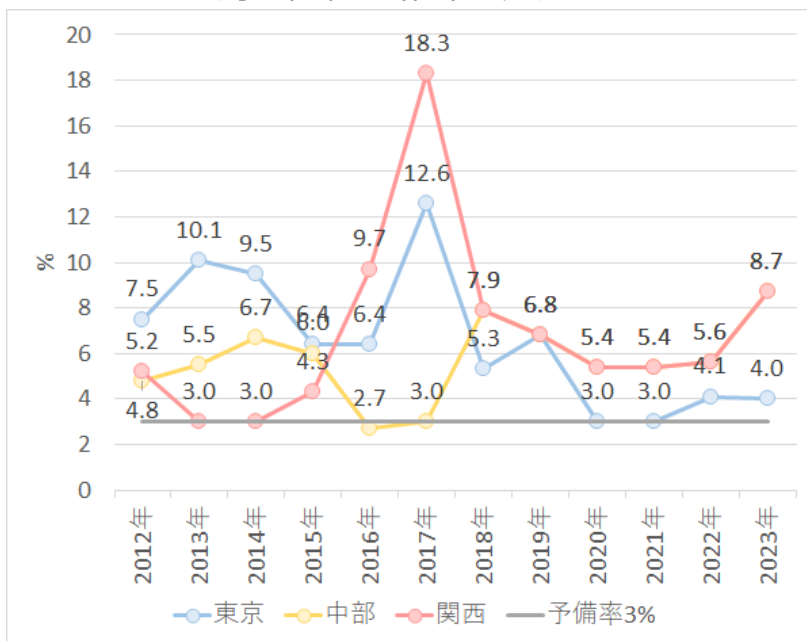
2023年度の冬季需給見通しは最低限必要な予備率3%を確保

- 厳寒H1需要^[注1] に対して、電源 I'（厳気象対応調整力）、火力増出力運転、エリア間融通を見込むと、全エリアで最低限必要となる予備率3%以上を確保できる見通しとなった。
- 2016年度以降、東京エリアの厳寒H1想定は、右肩上がりの傾向。
- 2023年度冬季を乗り切れば、2024年度以降は容量市場で確保済みの供給力が抛出されるため、電力安定供給が期待されるところ。ただし、供給力（kW）だけではなく、供給電力量（kWh）を確保するために、中長期的に安定した燃料調達を実施していくことが重要。

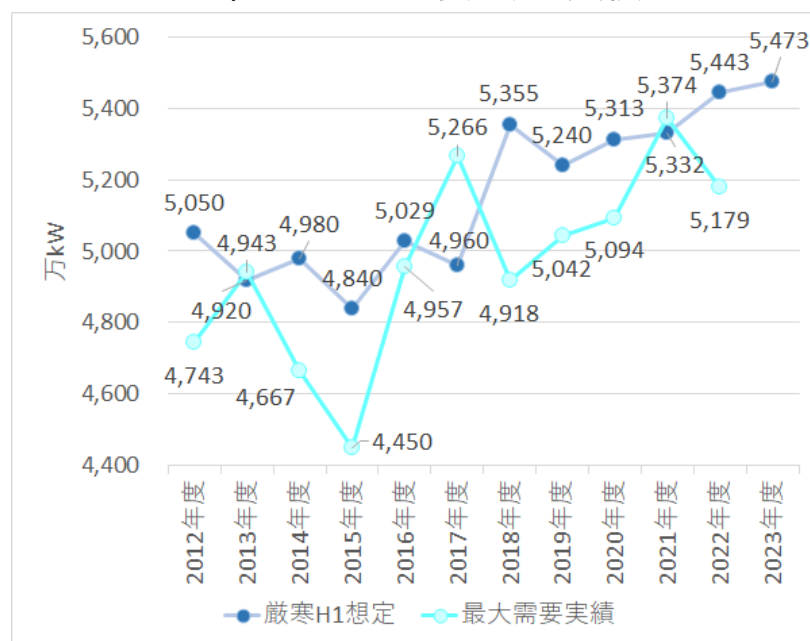
[注1] 厳寒H1需要は過去10年間で最も厳寒であった年度の最大電力（厳寒H1需要）が考慮される。

図表6 厳寒H1需要発生時の冬季需給見通し^[注2]

1月の供給予備率の見通し



東京エリアの需要想定・実績



[注2] 2017年度以降は、電源 I' 考慮、火力増出力運転考慮、連系線活用、計画外停止考慮、不等時性が考慮される。

[出所] 2013年度～2015年度は電力需給検証小委員会報告書、2016年度以降は電力需給検証報告書をもとに作成

[出所] 資源エネルギー庁資料をもとに作成

(参考) 2022年度と2024年度の需給見通しの比較

- 2021年10月に公表された2022年度の需給見通しでは、厳気象H1需要ベースでは7月は東京から九州まで4.5%、特に2月は東京は0.4%と供給力不足が想定されていた。
- 2023年11月に公表された2024年度の需給見通しでは、容量市場で確保された供給力が抛出されることから、夏季及び冬季共に供給予備率は10%程度以上の見通しである。
- ただし、需給両面の変化要素が残っており、想定需要の上方修正や発電機の稼働変更による供給力減少等に伴い、需給バランスが厳しくなる可能性がある。

図表7 厳気象H1需要に対する需給見通し

(2022年度見通し、単位%)

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.9	18.9	23.8	14.1	7.3	10.4	16.2
東北	8.4	5.5	7.8	13.2	5.1	10.4	16.2
東京	4.5	5.5	4.0	9.6	2.1	0.4	6.7
中部	4.5	5.5	4.0	9.6	6.1	3.2	9.1
北陸	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.9	16.4
関西	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	25.9	16.4
中国	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.96	16.4
四国	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.96	16.4
九州	4.5	5.5	19.7	9.6	6.1	5.9	16.4
沖縄	28.8	29.2	34.3	30.7	31.3	51.2	63.1

(2024年度見通し、単位%)

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	8.7	13.3	22.5	21.0	10.8	11.0	18.3
東北	8.7	10.1	11.2	21.0	10.8	11.0	18.3
東京	7.9	8.3	10.3	21.0	10.8	11.0	18.3
中部	11.6	12.4	11.9	16.4	10.8	11.0	18.3
北陸	11.6	12.4	16.1	16.4	10.8	11.0	18.3
関西	11.6	12.4	16.1	16.4	10.8	11.0	18.3
中国	11.6	12.4	16.1	16.4	10.8	11.0	18.3
四国	11.6	12.4	16.1	16.4	10.8	11.0	18.3
九州	11.6	12.4	16.1	16.4	10.8	11.0	18.3
沖縄	22.9	19.4	22.3	49.9	41.3	39.2	57.5

2024年度以降は容量市場で確保された供給力抛出の他、長期脱炭素電源オークションで新設投資を誘引

- 2023年度までは、需給ひっ迫が予見される場合に適宜、節電への取組み強化と追加的な供給力を実需給直前に確保する「kW公募」の導入が実施されてきた。
- 2024年度以降は、「容量市場」で実需給4年前に確保した必要な供給力が抛出される。また、実需給1年前に追加的な供給力が必要な場合は、「追加オークション」が実施される。
- ただし、容量市場のメインオークションだけでは、新設電源の投資インセンティブとして不十分との考えもあり、2024年1月に容量市場の特別オークションとして新設の脱炭素電源等を対象とした「長期脱炭素電源オークション」が実施される予定。
- その他、容量市場で不落札・未応札の火力電源については、緊急時対応として一定量を維持させておく観点から「予備電源」が検討されているところ。

図表8 供給力確保のための諸制度

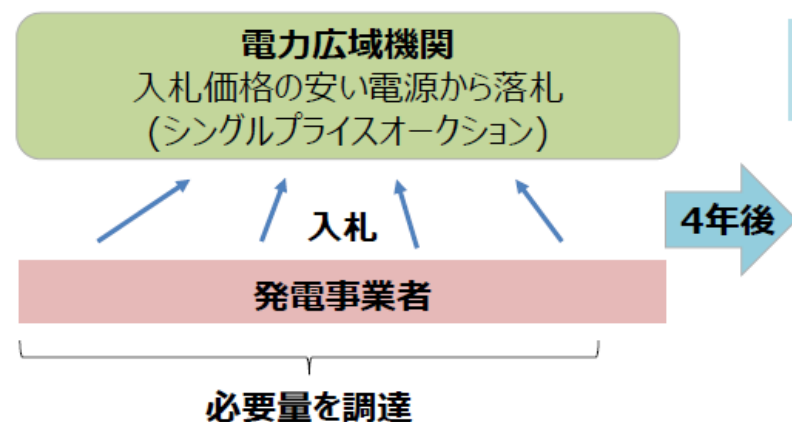
	kW公募	容量市場	長期脱炭素電源オークション	予備電源
目的	短期的な供給力対策	中長期的な供給力の確保	中長期的な供給力対策	中長期的な供給力対策
対象	全電源（主に火力電源）	全電源（FIT電源等除く）	脱炭素電源	休止予定の火力電源（案）
募集規模	数百万kW程度	1.8億kW程度（2024年度向け）	400万kW/年 ※ 別途、LNG火力は2024～26年度に600万kW募集	数百万kW程度（案）
導入時期	2021年度冬季	2020年度（2024年度向けの供給力を対象）	2023年度	今後検討
実施主体	一般送配電事業者	電力広域機関	電力広域機関	電力広域機関（案）
費用負担	託送料金	容量抛出台金（小売負担） ※一部託送料金	容量抛出台金（小売負担） ※一部託送料金	託送料金（案）

容量市場を介して中長期的に必要な供給力を確保

- 小売電力市場が自由化されている環境下において、中長期的に必要な供給力を確保するために卸電力市場（kWh市場）だけに依存するのではなく、予め必要な供給力を確保するために「容量市場」（kW市場）を導入することになった。
- 容量市場のオークションでは、買い手が電力広域機関、売り手が発電事業者等となる。
- 電力広域機関は、全国で必要な供給力等に基づき、需要曲線（買入札曲線）を作成し、発電事業者等は、電源等毎に応札量と応札価格（円/kW）を決めて応札する。

図表9 容量市場のイメージ

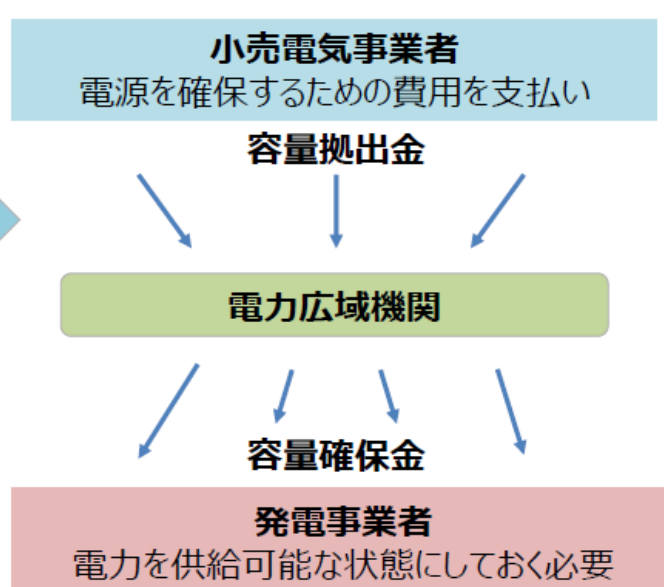
オークションの開催（2020年）



○容量市場 ➡ 卸売市場で回収できない
固定費(設備維持費等)

○卸売市場 ➡ 変動費と固定費の一部(燃料費等)

容量に対する支払い（2024年）



図表10 容量市場価格
の推移（東京エリア）
[円/kW]

2024年度	14,173
2025年度	3,495
2026年度	5,834
2027年度	未約定

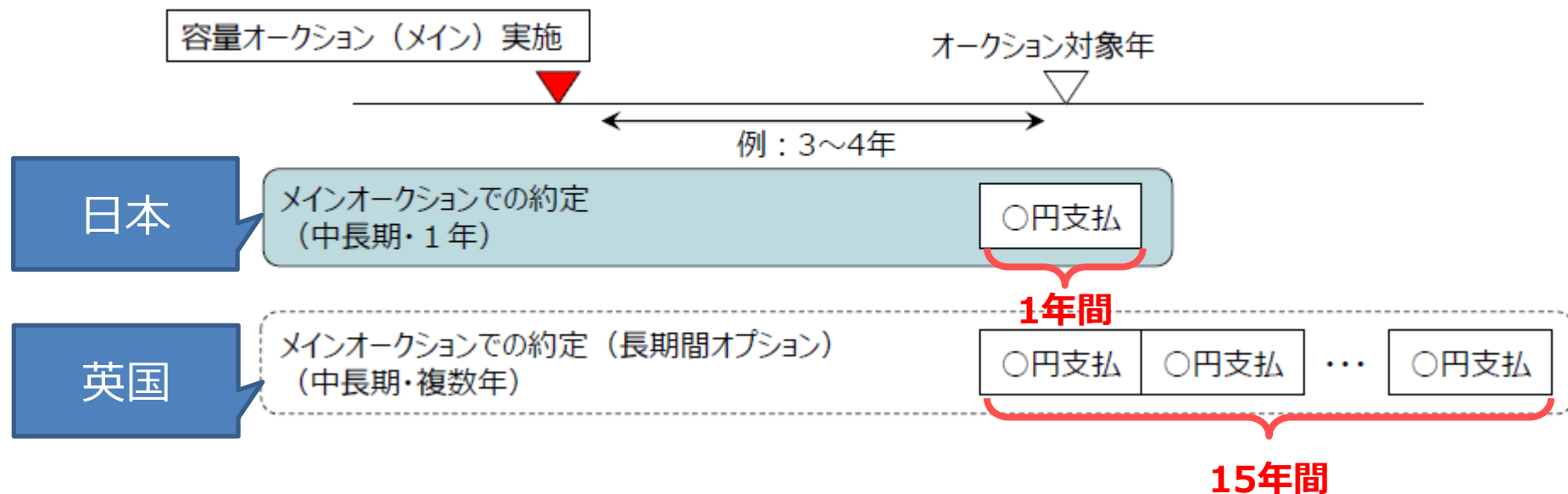
現行の容量市場では長期契約を締結できないため、新設電源に投資インセンティブを付与しない

- 容量市場での供給力確保は単年度契約であるため、毎年度必ずオークションで落札される保証はない。特に、長期にわたって固定費回収を行うことが必要な新設電源に対して十分な投資インセンティブを付与する措置ではない。
- なお、英国では新設電源等に対して15年間の長期契約を認めている。



- 新設電源の投資インセンティブを付与する観点から長期契約が必要であると考えられた。

図表11 日本と英国における容量契約の期間の違い



再エネ電源の大量導入に備えて追加的な対策が必要

- 我が国では、電気料金の抑制の観点から小売電力市場の全面自由化を2016年度から実施しているが、2050年の脱炭素化に向けて再エネ電源が大量導入されるという前提で小売電力市場の全面自由化の導入を決定したわけではなかった。



- 将来的に再エネ電源の大量導入が前提となるのであれば、特に（1）火力電源の廃止に伴う中長期的な供給力不足への対応、（2）再エネ電源の出力変動に応じて柔軟に運用管理を行うことが可能なディスパッチャブル電源の不足への対応を考慮する必要が出てきた。



- 再エネ大量導入を見据えた新設電源の投資インセンティブを高める施策が必要ではないか。また、休止火力電源を維持するための施策が必要ではないか。



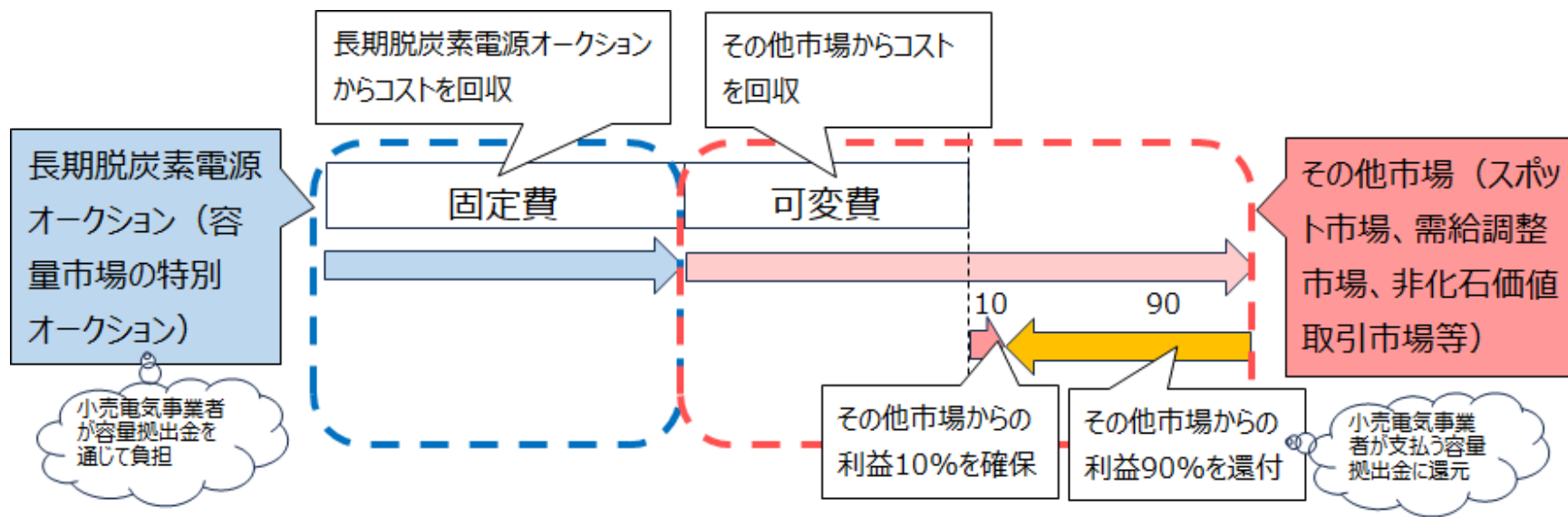
- 中長期的な脱炭素電源の新設（⇒ 長期脱炭素電源オークション）
- 休止火力電源の維持（⇒ 予備電源制度）

長期脱炭素電源オークションを2024年1月に実施予定

- カーボンニュートラルと安定供給に資する電源の投資を促すべく、長期の投資回収の予見可能性を付与する「長期脱炭素電源オークション」を2024年1月に実施予定。
- 落札された場合は固定費等を回収することが可能であるが、他市場（卸電力市場等）で得られた利益を事後的に9割還付することが求められる。

対象設備・調達量	<ul style="list-style-type: none"> 脱炭素電源（再エネ、水素・アンモニア混焼、蓄電池等）の新設・リプレイス（年間400万kW） LNG火力の新設・リプレイス（3年間で600万kW）
入札価格	建設費、運転維持費、事業報酬（資本コスト）等
容量契約期間	原則20年間

図表12 長期脱炭素電源オークションのコスト回収と利益還付



他市場利益の「9割還付」では投資インセンティブを減退させる恐れも

- 長期脱炭素電源オークションでは固定費の回収が困難となるリスクは低いものの、電源の中には、不安定なコスト変動、技術特性、契約形態等の理由で卸電力市場等の他市場利益が限定的となる恐れがある電源が存在すると考えられる。
- このため、長期脱炭素オークションで整理されている「利益9割還付」の原則では、発電設備への投資インセンティブが減退する恐れもある。
- また、長期の建設リードタイムを要する電源は、建設期間中のコスト回収が重要となる場合もある。
- 例えば、下記の電源への投資インセンティブが低下する恐れが考えられる。
 - (1) 原子力発電設備（長期の建設リードタイム及び技術特性による継続的な運転）
 - (2) 揚水発電設備・蓄電池（不安定なコスト変動）
 - (3) 水素・アンモニア混焼火力発電設備（燃料調達契約に基づく継続的な運転）



- 上記を解決するために、一定の収益以上になれば還付し、一定の収益以下になれば補填するような仕組み等を採用することや、電源によっては建設期間中のコスト回収を行うことが可能な仕組みを採用することで、発電設備への投資インセンティブを高めることができると考えられる。

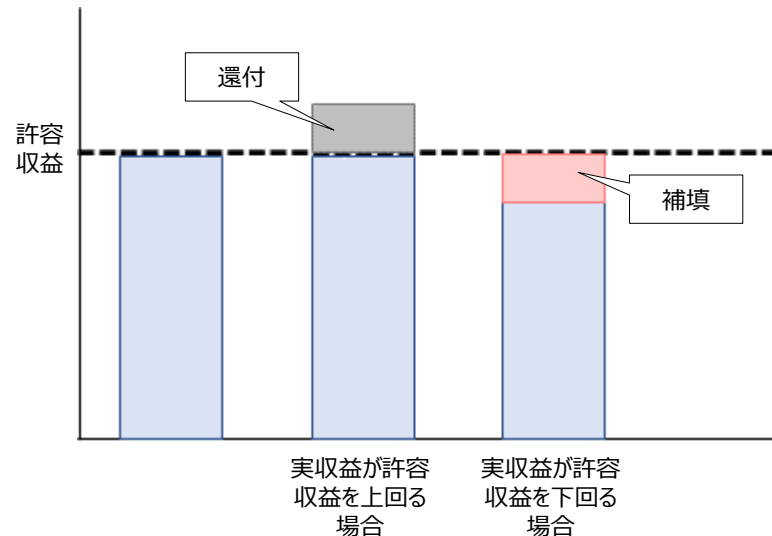
海外では新設投資に対して一定の収益の確保、建設中のコスト回収を可能とする制度を導入へ

- 欧州では、長期の投資回収の予見可能性を付与するための取組みが導入される方向である。発電設備への投資インセンティブを高める施策について、次期エネルギー基本計画における検討課題になる可能性もあるのではないかと考えられる。

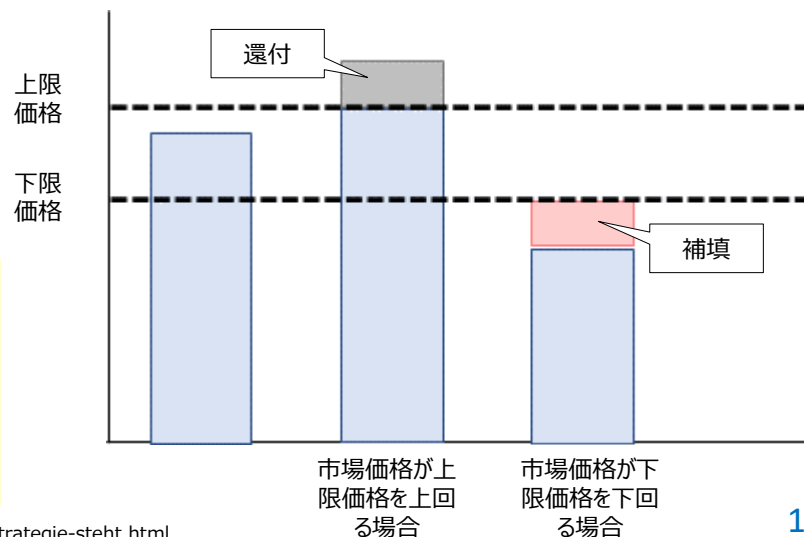
○ 規制資産ベース方式 (RAB)

- 規制当局が許容収益を決定、一定の収益を確保可能。
- 英国で新規原子力電源に適用されることが決定済み。
- 事業者は、建設中、試運転中、運転中の各段階でコスト回収を行うことが可能。

図表13 規制資産ベース方式のイメージ



図表14 キャップ＆フロア方式のイメージ



○ キャップ＆フロア方式（双方向型差額決済契約）

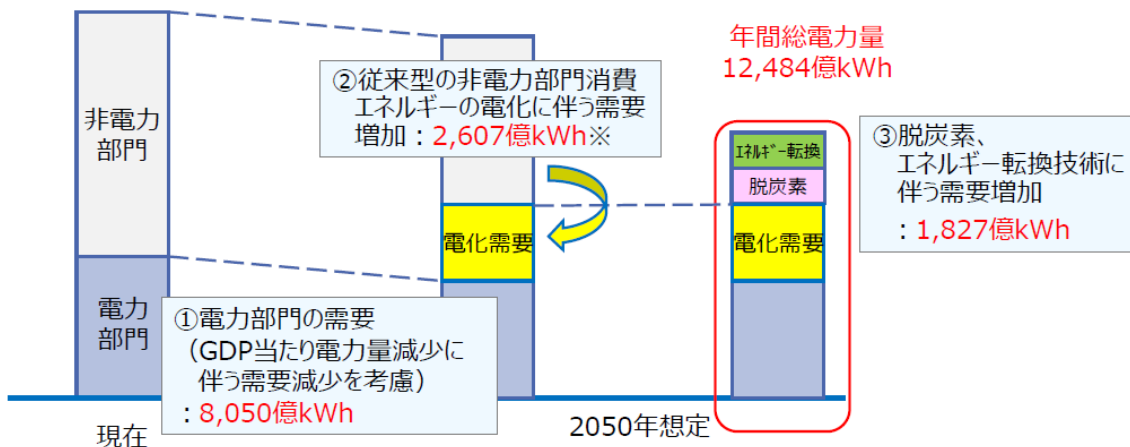
- 欧州では、新設の非化石電源を対象として、上限・下限価格を設定し、上限価格を上回る場合は還付し、下限価格を下回る場合は補填することで一定程度の収益を確保することが可能なキャップ＆フロア方式を導入する方向。
- ドイツでは、2024年以降に新設の水素専焼火力発電設備880万kW及び新設・既設のガス火力発電設備最大1,500万kW（2035年までに水素専焼化を義務付け）の入札を実施する方向性を2023年8月に表明した。当該設備への支援方法は、欧州委員会と調整中。

(参考) 中長期的な電力需要の見通し

- 今後、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて長期脱炭素電源オークションを通じて、安定供給を確保しつつ、計画的に電源の脱炭素化を進めることになるが、電力広域機関の検討会で長期脱炭素電源の導入を判断するために長期の電力需給の見通しを策定する方向。
- 見通しの策定に際しては、省エネ、電化、産業構造変化（データセンター増設等）、自家発、新技術等の将来の電力需要に大きな影響を与える追加的な要素が考慮される。

図表15 電化の進展に伴う需要増加

- 電力広域機関が2023年3月に公表した「広域系統長期方針（マスタープラン）」では、非電力部門消費エネルギーの電化や脱炭素（DAC等）、エネルギー転換技術（水素製造等）で2050年時点の年間消費電力量は現在よりも50%程度増加すると試算されている。



図表16 データセンター増設に伴う需要増加

- データセンターの電力消費は、消費がそれほど増加しないとする考え方と消費が大幅に増加するとする考え方に分かれている。

(TWh)	標準シナリオ	データセンター電力消費量加速化ケース	JST Optimistic ケース	JST Modestケース
2016年	21	21		
2018年			14	14
2030年	24	42	6	24
2050年	28	110	110	500

- データセンターの進出等で、東京電力パワーグリッドのエリア内需要が2030年前半までに計約700万キロワット増加する見通しである模様。特に千葉県印西市ではデータセンターの建設計画が相次いでおり、2030年前半までに印西エリアでは250万kWの電力需要増加が見込まれているとのこと。

(参考) 休止火力電源の維持のための予備電源制度を検討中

- 緊急時でも必要な供給力を確保しておくために、一定期間内に再稼働が可能な休止電源を維持する「予備電源制度」を検討しているところ。予備電源は再稼働した場合は供給力の内数となる「準供給力」との位置付け。
- ↓
- 石油火力を予備電源とする場合、石油のサプライチェーン維持等の確保について検討が必要。
 - 予備電源の契約終了後に、再び容量市場等に参加することが可能であれば、容量市場等の価格に悪影響を与えるのではないかな。

対象設備・調達量（案）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 短期立ち上げ（3ヵ月程度）の予備電源（100～200万kW） ・ 長期立ち上げ（10ヵ月～1年程度）の予備電源（200～300万kW） ※ 対象電源は、容量市場において2年連続で不落札又は未応札の電源が前提。
調達方式（案）	・ 事業者提案（総合評価）方式
実施主体・費用負担（案）	・ 電力広域機関が実施し、託送料金からコスト回収
対象費用（案）	・ 休止維持コスト（試運転コスト、燃料保管コストも含む）、事業報酬
制度適用期間（案）	・ 2～3年間

図表17 予備電源制度のイメージ

