

電源投資の確保

2020年12月18日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 本日は、「中間取りまとめ」において盛り込まれた事項のうち、以下の事項について、御議論いただきたい。

強靱な電力ネットワークの形成

地域間連系線等の増強促進

託送料金改革

1. 強靱な電力ネットワークの形成

- (1) 地域間連系線等の増強促進
- (2) 託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）

電力システムの分散化と
電源投資

分散型グリッド環境整備

分散型電源のための制度

電力データ活用

電源投資の確保

2. 電力システムの分散化と電源投資

- (1) 配電事業制度
- (2) 指定区域供給制度
- (3) アグリゲーター
- (4) 電気計量制度の合理化
- (5) 平時の電力データ活用
- (6) 電源投資の確保

前回の議論の振り返り

- 前回の本小委員会では、今般の容量市場の応札結果も踏まえ、発電事業者から見たスポット市場と容量市場の価格が与える収益への影響について分析を行い、御議論いただいた。
- 今回は、前回頂いた御指摘も踏まえ、更なる課題の深掘りする形で、御議論いただきたい。

<参考> 供給力電源の収入構造（前回の振り返り）

- 容量市場等の開始後も、kWh価値による収入が過半を占め、新規の電源投資の観点からは、スポット市場の価格の影響を強く受ける構造が存続している。

	スポット市場	容量市場
取引する価値	kWh価値	kW価値
価格決定方式	シングルプライス	シングルプライス
価格に影響を与える要素	化石燃料の価格・需要動向など	火力発電所の運転維持費など
収入額	発電量（kWh）に比例（変動的収入）	容量（kW）に比例（固定的収入）
価格水準	7.9円/kWh ※ 2019年度単純平均価格	平均2円弱/kWh ※ 2020年容量オークションの総平均価格9,534円/kW（約定価格は14,137円/kW）を、設備利用率70%と仮定して換算。

※ 非化石電源であれば、上記に加えて、非化石価値取引市場からの収入を得られるが、FIT電気由来の非化石価値取引価格（1.3円/kWh程度）を基準に考えれば、総収入の1割程度となり、収入構造の大宗には影響しない。

※ 容量市場において、全ての固定費を回収する訳ではなく、スポット市場からも固定費の一部を回収。

<参考> スポット市場と容量市場の関係（前回の振り返り）

- 容量市場における入札ガイドラインに従えば、発電事業者の入札行動は、「運転維持費」から「他市場収益」を控除して応札するものと考えられ、「スポット市場の価格」と「事業者の容量市場への応札価格」は基本的に逆相関の関係にある。
- 一方で、容量市場には上限価格が設けられており、一定額以上に上昇することは無い。
- したがって、スポット市場の価格の大幅な低下に対しては、引き続きダウンサイドリスクがある。

<容量市場における入札ガイドライン>

4. 容量市場の活性化
(3) 監視対象行為
(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配的事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。

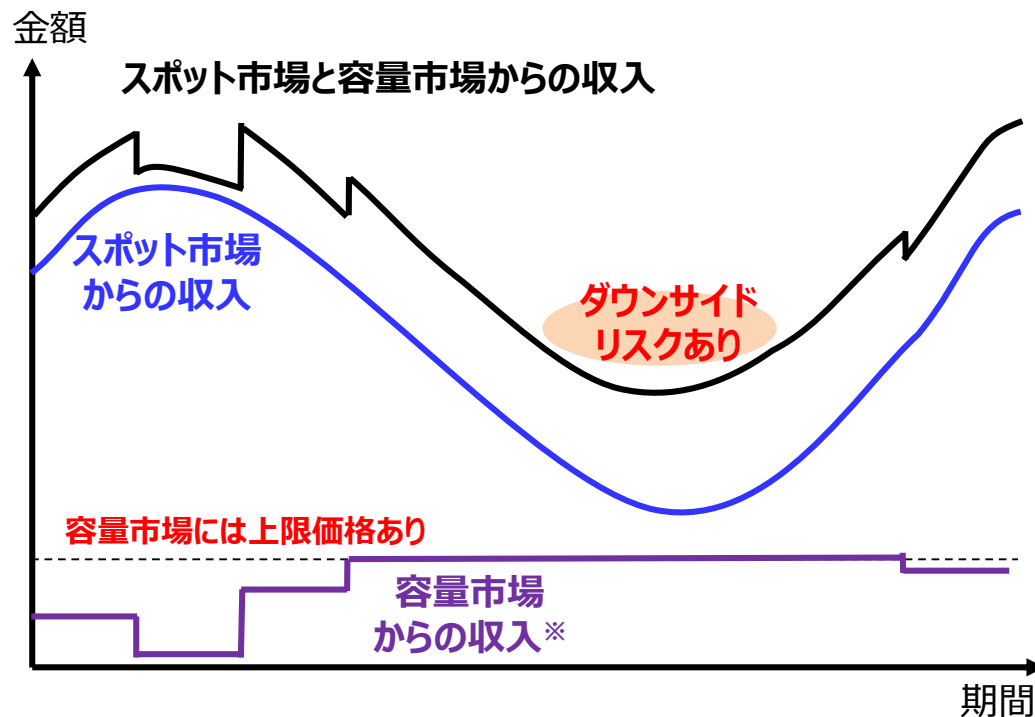
<容量市場の上限価格>

$$\text{上限価格} = \text{NetCONE} \times 1.5$$

$$\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{他市場収益}$$

(注) Gross CONE：新設電源（CCGT）の固定費
※2020年オークションでは14,225円/kW
他市場収益：スポット市場を含む他市場からの収益

<スポット市場と容量市場の関係（イメージ）>



※実際の容量市場の価格は、発電事業者の入札行動とは別に、供給力の多寡等によっても決まるため、必ずしも上記のような形になるとは限らない。

LNG火力電源のリスクについて

- 前回、スポット市場価格低下に伴うダウンサイドリスクについて御議論いただいたところ、LNG火力電源のリスクについて御議論となったことを踏まえ、全電源に共通するリスクと、LNG火力電源のような限界電源のリスクの関係について、より詳細な分析を行う。

【第7回会合で頂いた主なコメント】

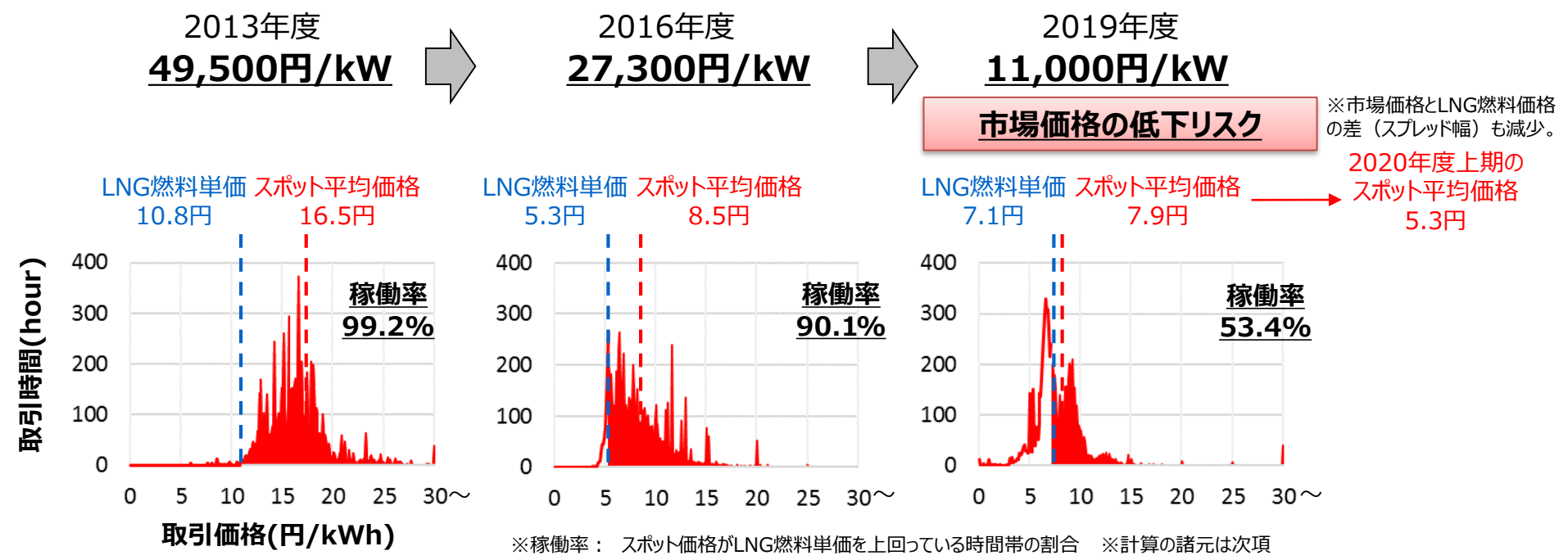
- 例えばこれが**ガス火力**だったとして、2028年だとかでは、変動再エネが今よりもさらに普及しているはず。春とか秋とかのかなりの時間帯は、相当に低い卸価格になっていることも予想される。
- そのスポット市場の**ダウンサイドリスクを議論**されていますが、これ、何でそんなことが起きるのかというようなことということも同時によく考えていただきたい。例えば、先ほどLNG価格との連動ということは言われました。もし**ガス火力というのがかなりの時間帯で限界電源になっているとすると、スポット価格のLNG価格とスポット市場の価格が連動する**ということはある程度予想されることだし、それは**ガス火力にとっては大きなリスクとは言えない**。つまり、燃料価格が上がる状況になると、自然にスポット価格が上がり、下がる状況になると自然に価格が下がるなら、**価格の変動ほどにはリスクは大きくない**と言えるのかもしれない。

スポット市場収益リスクについて

- 従来、LNG価格とスポット価格の推移に相関関係が見られたが、近年では、LNGの燃料価格にかかわらず、**スポット価格が低下傾向（全電源の新規投資に影響。）**。
- 加えて、発電事業者は、スポット価格が燃料費等の限界費用を下回る時間帯に発電を行っても、収益が上がらないため、発電を停止する。このような観点から、特に、LNG火力電源のような限界電源においては、**スポット価格低下によって稼働率が低下する。**
- このように、**スポット価格の不確実性は、中長期的に見ると複合的な形で収益のダウンサイドリスク**につながると考えられる。

※特に、2020年度は、前年度と比べて更にスポット価格が下落し、2015年発電コスト検証におけるLNG火力のコストにおける固定費9,800円/kWを下回る可能性。

一定の仮定に基づき算出した年度毎のLNG火力の収益（下記グラフの赤の面積）の推移



<参考> LNG燃料単価の考え方

【各年度のLNG価格等を元に、以下の算式からLNG燃料単価(円/kWh)を算出】

$$\frac{1\text{kWh当たりの熱量 (3.6MJ/kWh)}}{\text{LNG熱量 (54,600MJ/t)} \times \text{LNG火力の熱効率 (\%)}} \times (\text{LNG価格} + \text{燃料諸経費})$$

※熱効率：52%（発電コスト検証WGにおけるLNG火力の諸元より）

※LNG価格：各年度のLNG燃料CIF価格 2013年度83.69千円/MT、2016年度39.36千円/MT、2019年度53.54千円/MT（財務省貿易統計より）

※燃料諸経費：2013年度2,440円/t、2016年度2,960円/t、2019年度2,960円/t（発電コスト検証WGにおけるLNG火力の諸元から、石油石炭税のみ変更を反映）

【各年度のLNG電源の収益を、以下の算式により算出】

年度毎のLNG電源の収益 = スポット価格がLNG価格を上回っている時間帯の（スポット価格 - LNG燃料単価） × 取引時間の総和

容量市場による収益見込み

- 前回までに御議論いただいたように、容量市場等の開始後も、kWh価値による収入が過半を占め、**新規の電源投資の観点からは、スポット市場の価格の影響を強く受ける構造が存続。**
- また、諸外国の事例を踏まえれば、**容量市場価格は毎年度変動**することも想定される（収益の議論においては、スポット市場収益と合わせて見ていくことが必要。）。

<参考> 米国PJMの容量オークションの価格の変動

第7回持続可能な電力システム
構築小委員会
(2020.10.16) 資料3

- PJMの容量オークション結果は以下のように推移しており、最低価格（\$16.46/MW日、631円/kW年※）と最高価格（\$174.29/MW日、6,680円/kW年※）で10倍ほどの乖離があり、**約定価格は年度ごとに大きく変動**している。 ※1\$ = 105円として換算。

<米国PJMの容量オークション結果>



電源投資の確保のための海外制度の例

- 前回の本小委員会でも御議論があったように、海外の容量市場では、新設電源について長期の契約期間としている事例が存在。
- 英国では、新設の契約期間が15年である中で、実際に一定量の新設電源が落札している。

【第7回会合で頂いたコメント】

- 容量市場の支払いを、ある意味で新設電源に限って、あるいは必要な量に限って、相当限定的な格好にやると思いますが、これを優遇するというのを考えてもいい。
- 容量市場では**4年後の1年で固定するというのは、必ずそうしなければならないと決まったわけではないので、これについては長期に固定することも考えていただければと思います。**

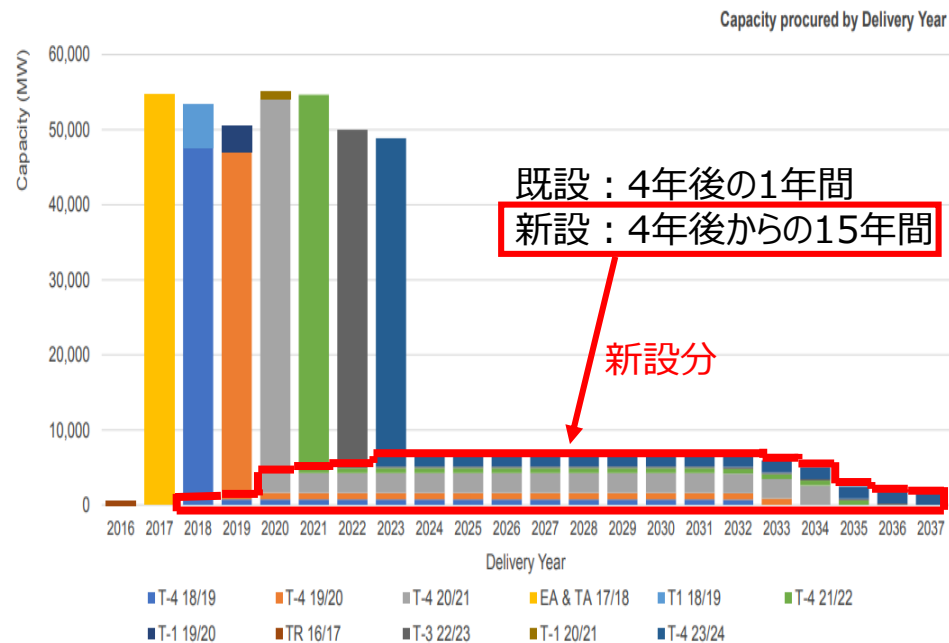
諸外国・地域の容量契約期間

国・地域	容量確保時期		契約期間	
	メインオークション	追加オークション	既設	新設/改修
米国PJM	3年前	20か月前 10か月前 3か月前	1年	最長3年
米国NYISO	1か月前	月次（契約期間中）	6か月 （夏季5～10月、 冬季11～4月）	6か月 （夏季5～10月、 冬季11～4月）
米国ISO-NE	3年前	2年前 1年前 直前 月次（契約期間中）	1年	最長7年
イギリス	4年前	1年前	1年	新設：最長15年 改修：3年

出所：総合資源エネルギー調査会 電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会 第10回資料3より

英国の容量市場の落札結果

(2019年オークション(2023年実需給分)までの実需給年度別の累積確保容量)

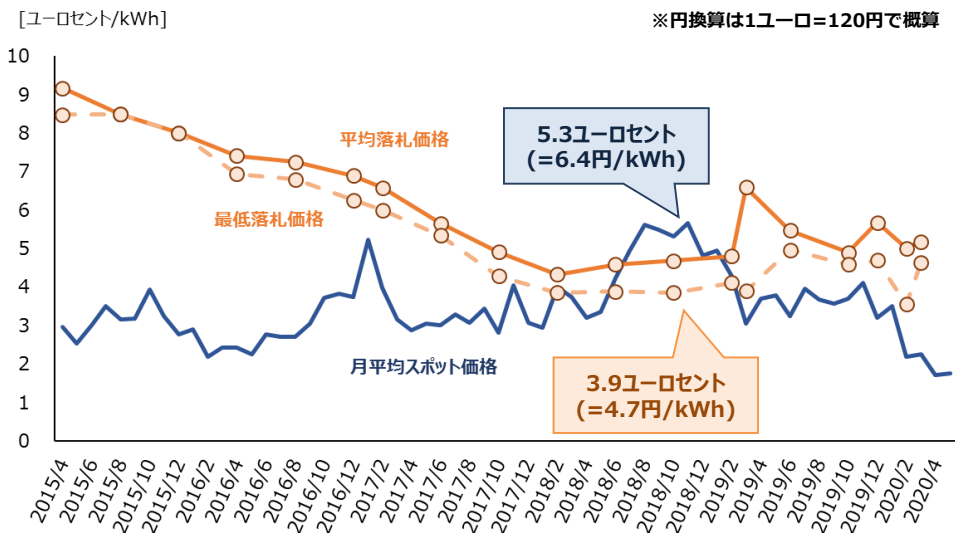


出所：EMR Delivery Body (National Grid ESO)社のHP公表資料より。赤枠を加筆。
<https://www.emrdeliverybody.com/CM/Auction-Results-1.aspx>

電源投資の確保のための海外制度の例

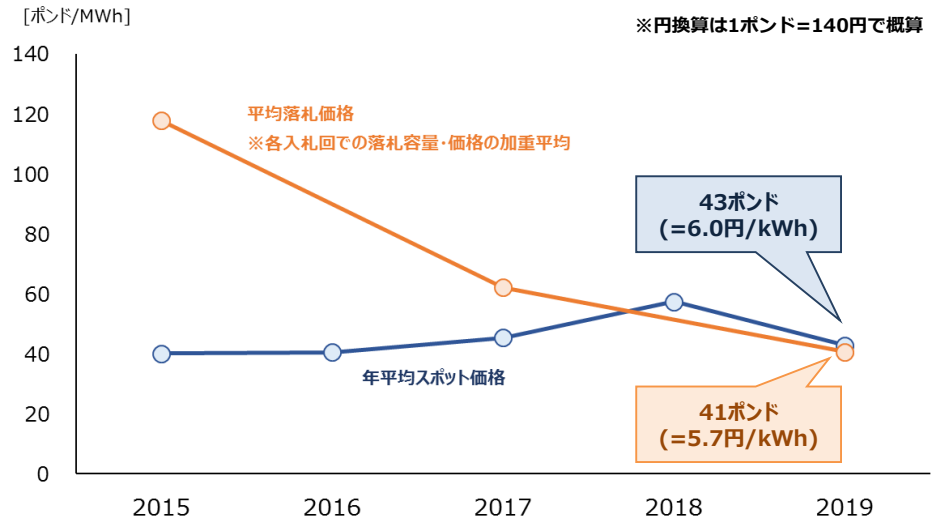
- 例えばドイツ・英国では再エネ支援策として市場価格にプレミアムを付与する形式の制度(FIP : feed in premium)を導入。
- 近年、落札価格（プレミアム算定の基準となる価格）の低減が進み、**落札価格が電力スポット市場平均価格を下回るケースが発生**してきている。
- また、英国では、2050年ネットゼロ実現のため、近年入札を行っていなかった大規模の太陽光や陸上風力について、2021年の入札から募集が再開される方向。
- このように、**コスト低減により価格水準への支援が不要となった状況**においても、**長期的な予見性を付与する仕組みが活用**されている。

ドイツにおける地上設置太陽光の落札価格とスポット価格



※「市場価格 > 落札価格」となった際に、英国は還付あり、ドイツは還付なし

英国における洋上風力の落札価格とスポット価格



※英国の入札は2015, 2017, 2019年の3回のため、スポット価格も年平均で示している
出所) ドイツ連邦ネットワーク庁、英国エネルギー・気候変動省、ENTSO-Eより資源エネルギー庁作成

電源投資の確保のための制度の検討における課題の例

- これらの諸外国の事例や、国内の状況を踏まえれば、電源投資の確保の制度を検討するに当たっては、例えば以下のような課題が考えられるのではないか。

（課題の例）

- ◆ 2050年カーボンニュートラルの方向性との間で、どのように整合性を確保していくか。
- ◆ 長期的な予見可能性を与えるに当たり、供給能力（kW）収入と、電力量（kWh）収入をどのように考えていくか。
- ◆ 日本では電源建設に当たって調査や環境アセス等に長期間※を要する点がある点をどのように考慮すべきか。
※過去10年度分（2010/4月～）に環境影響評価書が提出されたLNG火力の案件について、計画提出から運転開始（既に稼働のものは実績、未稼働のものは予定日）を集計した平均値では、10年程度。
- ◆ 容量市場やスポット市場等との整合性や、FIPとの整合性や連続性をどのように考慮すべきか。

2050年カーボンニュートラル

- 菅内閣総理大臣は2020年10月26日の所信表明演説において、我が国が2050年にカーボンニュートラル（温室効果ガスの排出と吸収でネットゼロを意味する概念）を目指すことを宣言。
- カーボンニュートラルの実現に向けては、温室効果ガス（CO₂以外のメタン、フロンなども含む）の85%、CO₂の93%を排出するエネルギー部門の取組が重要。
- 次期エネルギー基本計画においては、エネルギー分野を中心とした2050年のカーボンニュートラルに向けた道筋を示すとともに、2050年への道筋を踏まえ、取り組むべき政策を示す。

10月26日総理所信表明演説（抜粋）

<グリーン社会の実現>

我が国は、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち**2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す**ことを、ここに宣言いたします。

（中略）

省エネルギーを徹底し、**再生可能エネルギーを最大限導入**するとともに、**安全最優先で原子力政策を進める**ことで、安定的なエネルギー供給を確立します。長年続けてきた石炭火力発電に対する政策を抜本的に転換します。

10月26日梶山経産大臣会見（抜粋）

（中略）

カーボンニュートラルに向けては、**温室効果ガスの8割以上を占めるエネルギー分野の取組が特に重要**です。カーボンニュートラル社会では、電力需要の増加も見込まれますが、これに対応するため、**再エネ、原子力など使えるものを最大限活用**するとともに、**水素など新たな選択肢も追求**をしてまいります。

次期エネルギー基本政策の検討の進め方

3E+Sを目指す上での課題を整理

- レジリエンスの重要性など新たな要素の確認



2050年カーボンニュートラルの実現を目指すための課題と対応の検証

- カーボンニュートラルを目指すEU、英国の状況
- カーボンニュートラルに向けた主要分野の取組
- エネルギー部門（電力分野、非電力分野）に求められる取組 など



2030年目標の進捗と更なる取組の検証

- エネルギーミックスの達成状況
- エネルギー源ごとの取組状況
- 今後、さらに取り組むべき施策 など

グリーンイノベーション
戦略推進会議

電力、産業、民生、運輸
部門において、脱炭素化
に向けて必要となるイノ
ベーションについての検討



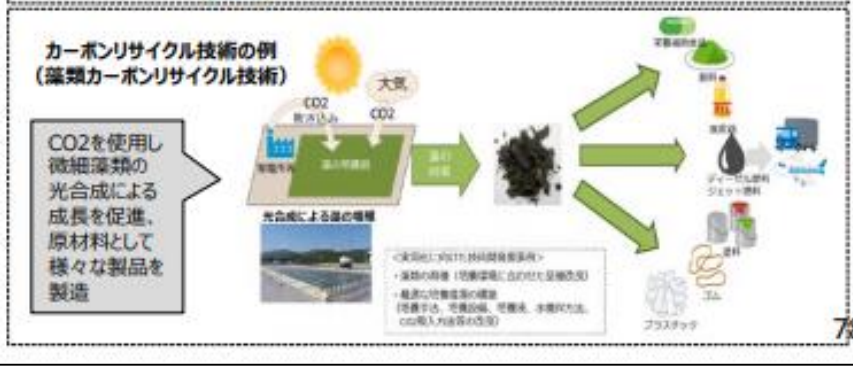
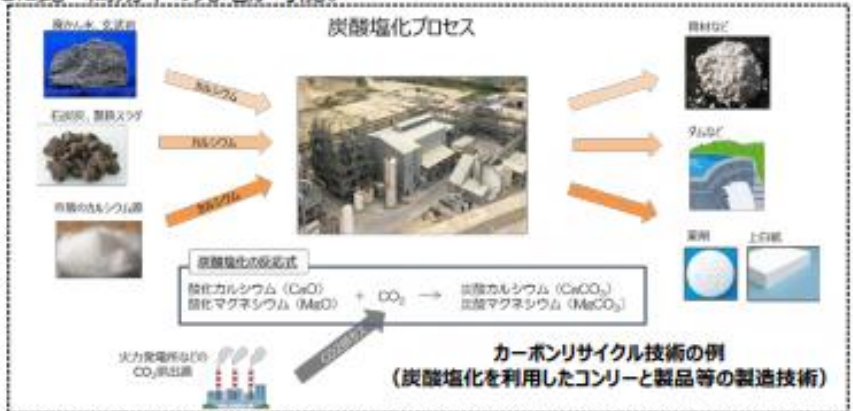
議論の内容を取り込み

<参考> 発電分野における新しい技術開発状況 (CCUS)

(参考) 広島・大崎上島「カーボンリサイクル実証研究拠点」の整備

- 広島・大崎上島において、現在、石炭ガス化複合発電 (IGCC)と石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC) (※)の実証事業を実施中。その一環として、2019年12月からCO2分離回収の実証試験を開始。
- また、今後、本実証試験で回収するCO2を活用して、カーボンリサイクル技術の実証研究拠点を整備していく予定。例えば、以下のような研究開発を集中的に進めていく。
 - ✓ CO2の炭酸塩化を利用したコンクリート製品等を製造する技術開発
 - ✓ 微細藻類や触媒等を利用してCO2から化学品や燃料等を製造する技術開発

(※) IGCCは、石炭をガス化した上で燃焼させて発電する技術。ガスタービン発電と蒸気タービン発電を複合させることで高効率化が可能。IGFCは、IGCCに燃料電池を組み合わせたトリプル複合発電方式で、IGCCに比べ高効率の発電が可能。



<参考> 発電分野における新しい技術開発状況（水素発電）

第7回持続可能な電力システム
構築小委員会
(2020.10.16)
資料3より抜粋

(参考) 水素社会実現に向けた取組

- 水素社会の実現のためには、水素の製造、輸送・貯蔵、利用までの一貫したサプライチェーンの構築が必要不可欠。
- 技術開発・実証や導入支援を通じ、水素供給コストを低減させ、商用化を目指す。



(参考) 各論点例の背景となる問題意識の例 (4)

- 脱炭素化に向け、再エネ等の限界費用ゼロの電源が更に拡大していくことが見込まれるところ、こうした変化が既にスポット市場価格に現れ始めている。
- 発電事業は初期投資が大きいという特徴がある中、スポット市場価格の下落リスクは、発電投資意欲の減退につながる。
- 他方で、再エネ等の小規模分散型電源が増加した場合でも、その不足分の供給力やバックアップ機能を果たすための電源等のリソースは、安定供給の確保の観点から、無くてはならないもの。
- **必要な投資を確保し、電力産業が健全な発展を遂げる上で、現状の各種市場は、適切に機能しているか。そうでないとすれば、具体的にどのような課題があるか。**

(参考) JEPXスポット価格と燃料価格【再掲】

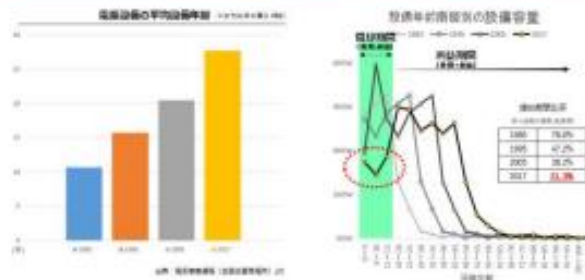
- 燃料価格の長期トレンドは、一般財はほぼ横ばい、LNG及びC炭油は、2014年をピークに下落し、2016年以降上昇傾向にあるが、LNGは2019年以降下落傾向にある。
- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNG及びC炭油と同様の動きとなっているが、2019年以降の低下の程度は、一般財よりはLNGより大きく、特に、9月～12月にかけて顕著な下落傾向が認められる。



出典：JEPX、燃料価格（2013年1月～2020年6月）
① JEPXスポット価格
② 燃料価格（LNG、C炭油）
③ CO2価格

① 電源設備の状況

- 電源設備の高龄化が進んでおり、平均設備年齢は2017年時点で平均28年。
- 必要な電源容量の確保に当たっては、この高龄化の状況も考慮することが必要。



→P41

(参考) スポット市場と容量市場の関係

- 容量市場における入札ガイドラインに従えば、発電事業者の入札行動は、「運転維持費」から「他市場収益」を控除して応札するものと考えられ、「スポット市場の価格」と「事業者の容量市場への応札価格」は基本的に逆相関の関係にある。
- 一方で、容量市場には上限価格が設けられており、一定額以上に上昇することは無い。
- したがって、スポット市場の価格の大幅な低下に対しては、引き続きダウンサイドリスクがある。

<容量市場における入札ガイドライン>

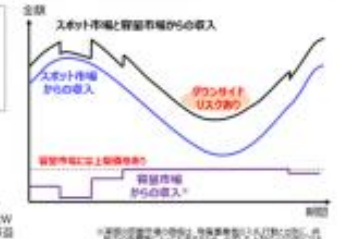
4. 価格の決定方法
(1) 価格の決定
容量市場の価格決定は、発電事業者の入札行動に基づき、入札価格の低い順から容量を確保する方式で行われる。本市場の容量は、入札価格の低い順から確保される。入札価格の低い順から確保される容量は、入札価格の低い順から確保される。入札価格の低い順から確保される容量は、入札価格の低い順から確保される。

<容量市場の上限価格>

上限価格 = NetCONE × 1.5

NetCONE = GrossCONE - 他市場収益
(注) GrossCONE：新設容量（CO2）の総定価
※2020年基準：クワンチは14,225円/kW
他市場収益：スポット市場を含む他市場からの収益

<スポット市場と容量市場の関係（イメージ）>



→P47

→P45

(参考) 供給力電源の収入構造

- 容量市場等の開始後も、kWh価値による収入が過半を占め、新規の電源投資の観点からは、スポット市場の価格の回復を強く促す構造が存続している。

	スポット市場	容量市場
吸引する価値	kWh価値	kW価値
価格決定方式	シングルプライス	シングルプライス
価格に影響を与える要素	化石燃料の価格・需要動向など	火力発電所の運転維持費など
収入額	発電量 (kWh) に比例 (変動的収入)	容量 (kW) に比例 (固定収入)
価格水準	7.9円/kWh ※2019年度平均相場	平均2円/kWh ※2020年度基準：クワンチの平均相場は5.04円/kWh（固定価格は14,137円/kWh）※、設備利用率70%を仮定して算出

※ 化石燃料で稼げる、上記に比べて、再生可能エネルギーからの収入を得るため、火力発電所から化石燃料の価格を引いた、kWh価値による収入は、総収入の1割程度と推定。収入構造の可成り異なる。
※ 容量市場において、全ての固定収入を回収するのではなく、スポット市場からの固定収入の一部を回収。

→P46

今後の検討について

- 本年2月の中間取りまとめでは、「今夏に開始される容量市場の状況も見つつ、今年中を目処として」「具体的な検討を深めるべき」とされたことを踏まえ、本小委員会では3度にわたって、議論を深めてきた。
- この間に、
 - －本年9月の容量市場の結果を受け、今後の容量市場の在り方についての見直しの議論が開始された。
 - －また、次期エネルギー基本計画に関し、2050年のカーボンニュートラルに向けた議論が開始されたところ。
 - －さらに、将来の電力産業について、スポット市場なども含めた市場全体を俯瞰した議論も行われている。
- 電源投資のための措置を検討するに当たっては、エネルギー基本計画や容量市場などの議論も踏まえることが重要と考えられることから、本小委員会では、これらの関連する議論の動向を踏まえ、来年も引き続き、具体的な検討を深めていくこととしてはどうか。

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会持続可能な電力システム構築小委員会 中間取りまとめ(2020年2月)

Ⅲ. 電力システムの分散化と電源投資

(3) 設備の老朽化や再エネ大量導入も踏まえた電源投資の確保の在り方

(略)

こうしたことから、再生可能エネルギーを含めた電源全体の投資を安定的に確保するため、電源特性等も踏まえつつ、長期的な予見可能性を与える制度措置が必要である。具体的な制度措置の内容については、今夏に開始される容量市場の状況も見つつ、今年中を目処として、F I P制度との整合性や連続性を考慮しながら、具体的な検討を深めるべきである。