

# 中間とりまとめについて (概要資料)

2018年5月18日

資源エネルギー庁

# 1. はじめに

## 2. 各市場の検討状況

(1) ベースロード市場

(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

(3) 容量市場

(4) 需給調整市場

## 3. 今後の検討の進め方

# 電力システム改革貫徹のための政策小委員会制度検討作業部会の検討事項

## 1. 更なる競争活性化

### (1) ベースロード市場

- 新電力によるベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）へのアクセスを容易にするための市場を創設するとともに、大手電力会社が保有する同電源を市場供出させることを制度的に求め、更なる競争活性化を促す。

### (2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

- 地域をまたぐ送電線（連系線）の利用ルールを、現行の先着優先から、コストの安い電源順に利用することを可能とする間接オークション方式に改めることで、広域メリットオーダーの達成と競争活性化を促す。

## 2. 自由化の下での公益的課題への対応

### (1) 容量市場

- 卸電力取引の活性化し、再エネの導入拡大する下においても、中長期的に必要な供給力・調整力を確保するための仕組みを導入。

### (2) 需給調整市場

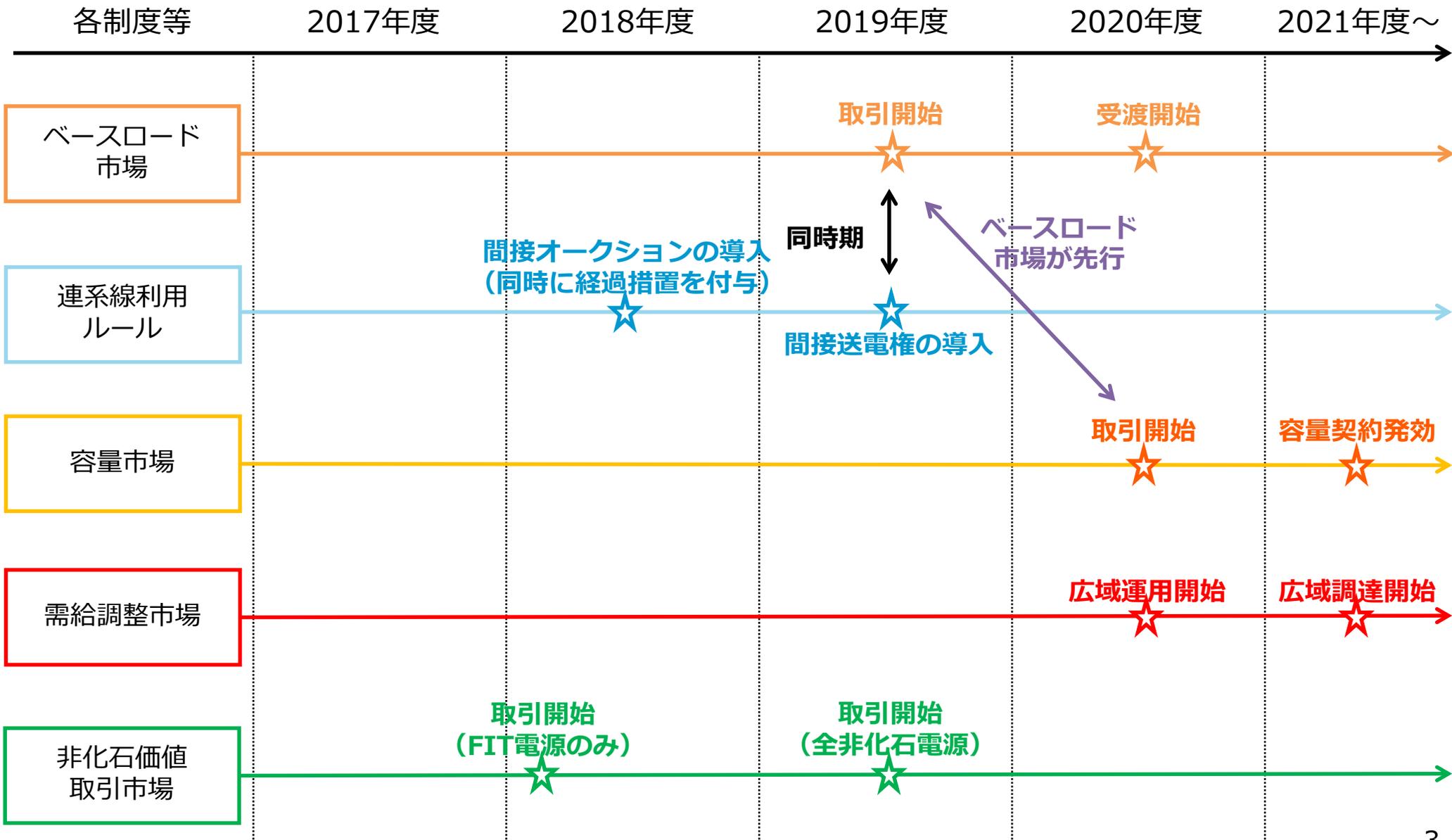
- 調整力公募の実施を踏まえ、今後は、柔軟な調整力の調達や取引を行うことが出来る市場を創設することで、調整力の確保をより効率的にする。

### (3) 非化石価値取引市場

- 高度化法による目標（非化石電源比率44%）達成と、FITの国民負担を軽減に資するため、小売電気事業者が非化石価値を調達できる市場を創設。

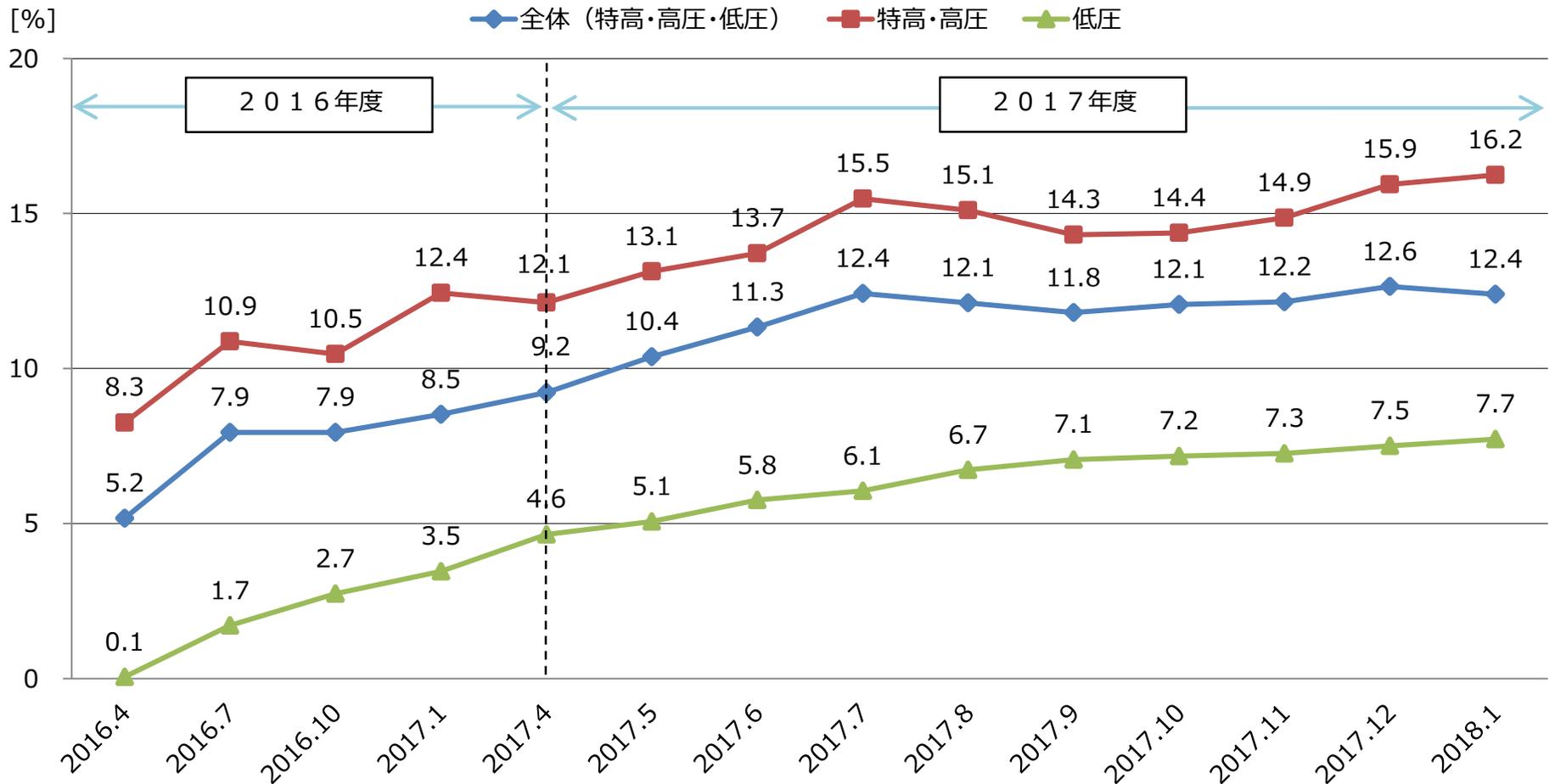
# 各制度の導入時期について

☆：導入目標



# 新電力のシェアの推移

- 全販売電力量に占める新電力のシェアは、2016年4月の全面自由化直後は約5%だったが、2017年5月に10%を超え、2018年1月時点では約12%となっている。
- 電圧別では、特別高圧・高圧分野（大口需要家向け）は時期により変動しつつも、全体的には上昇を続けている一方、低圧分野は一貫して伸び続け、約7%強となっている。



# 卸電力取引所の取引状況（取引量・取引価格）

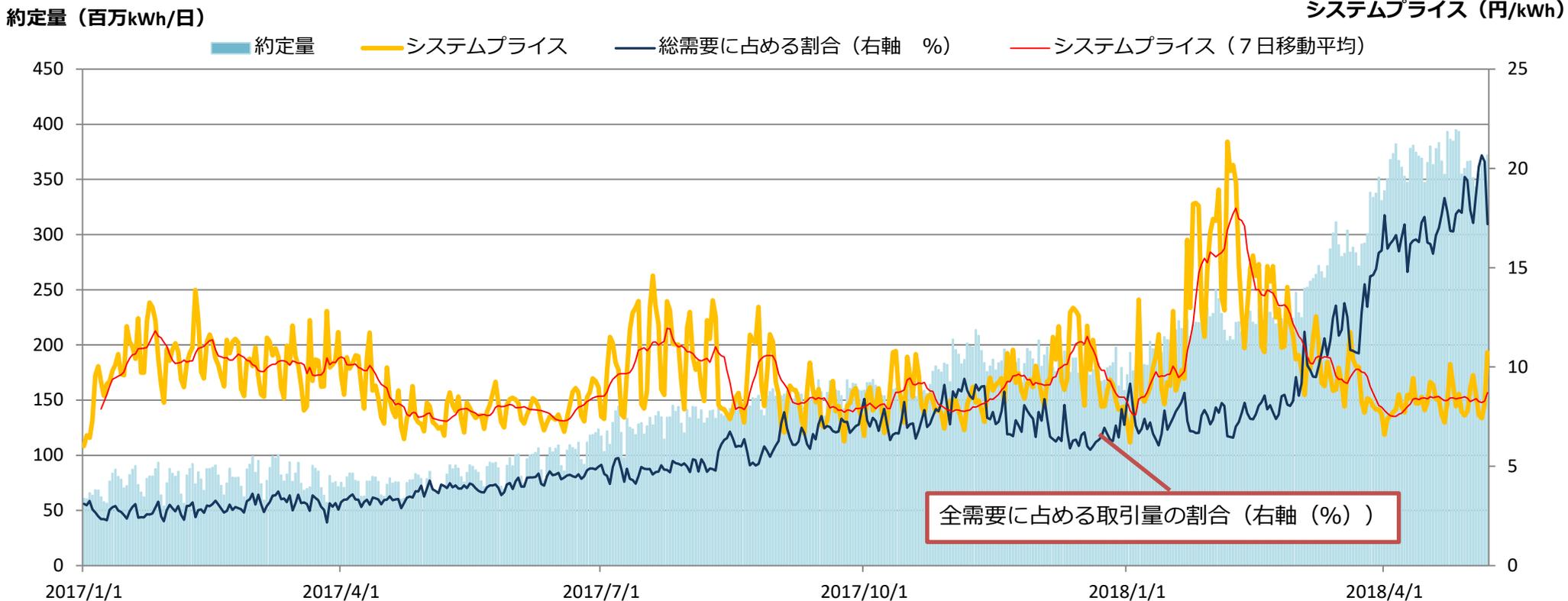
2018年5月 第9回電力・ガス基本政策小委員会  
事務局提出資料

- 小売全面自由化以降、卸電力取引所の取引量は大幅に増加。特に本年4月以降は、1日当たりの取引量が4億kWhに迫り、5月に入ってから全需要の20%（※）を超える日もある。

※広域機関発表の需要実績（速報値）を基に算出

- 足元4～5月の取引価格は昨年同様約7～10円で安定的に推移している。

## 卸電力取引所の取引量・取引価格の推移（スポット市場）



# ベースロード電源へのアクセス確保の必要性

- 貫徹小委員会中間取りまとめにおいて、石炭や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源については、旧一般電気事業者がその大部分を保有または長期契約で調達しているため、新規参入者のアクセスが限定的であり、このことが競争を更に活性化させるための障壁となっていることが指摘された。

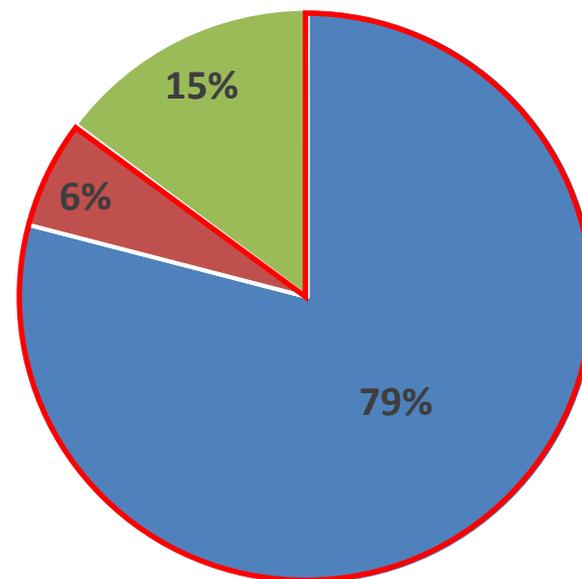
## 【各電気事業者の最大出力ランキング】

(出力200万kW以上,2018年1月時点)

- 1.東京電力フュエル&パワー：4296万kW
- 2.関西電力:3659万 kW
- 3.中部電力:3339万kW
- 4.東京電力ホールディングス：2253万kW
- 5.九州電力：1884万kW
- 6.東北電力：1826万kW
- 7.電源開発：1698万kW
- 8.中国電力:1153万kW
- 9.北陸電力:807万kW
- 10.北海道電力:788万kW
- 11.四国電力:634万kW
- 12.日本原子力発電:226万kW
- 13.沖縄電力:216万kW
- 14.相馬共同火力発電:200万kW

## 【最大出力の割合(2018年1月時点)】

※グループ会社の最大出力は、出資比率をかけて算出



## 全体の約9割の供給力を占める

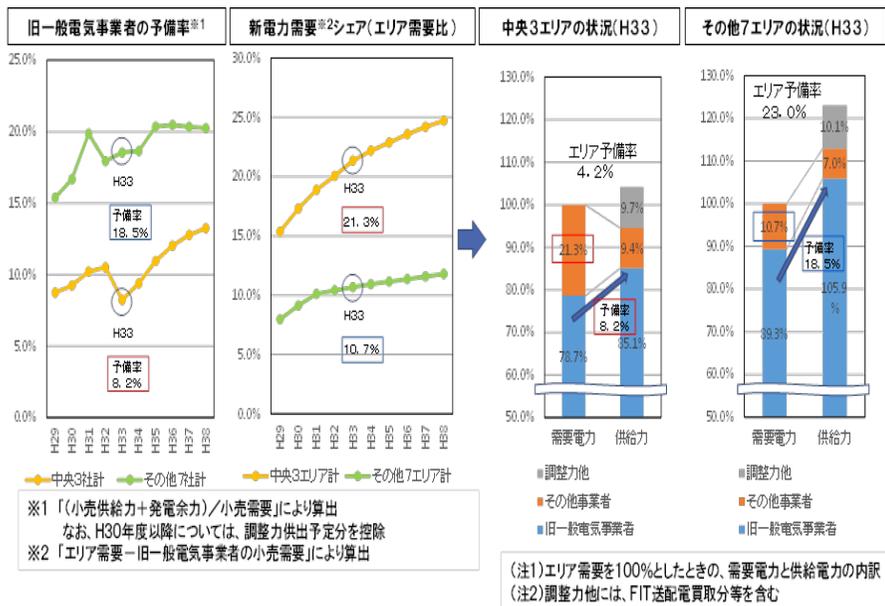
- 旧一般電気事業者グループ (沖縄電力除く)
- 電源開発
- その他

# 今後の供給力確保の必要性①

- 今後10年間のうち、事業者間競争が激しい中央エリア（東京・中部・関西）においては、供給予備率が8%を下回る年度があることが示されたが、その要因は旧一般電気事業者等による経年火力発電所の休廃止や自社で保有する供給力の割合が低い新電力の増加等と考えられる。
- こうした状況を踏まえ、電力広域的運営推進機関が取りまとめた「平成29年度供給計画の取りまとめ」でも、電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電力市場価格の高止まりが発生する可能性も否定できないとの指摘があった。

(参考) 中央3エリアの予備率の推移

(参考) 中央3エリアの予備率の推移



<参考3> 8月17時断面予備率(融通前)

融通前

8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	42.1%	41.4%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	15.8%	20.8%	20.7%	21.6%	21.4%	22.6%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	6.5%	5.5%	5.4%	1.8%	1.9%	6.4%	11.8%	11.7%	11.2%
東日本3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	8.0%	8.0%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	6.7%	5.9%	6.1%	9.8%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	18.1%	10.9%	10.8%	10.6%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	7.0%	8.1%	7.3%	4.1%	6.8%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.6%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本6社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	10.6%	12.4%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

<参考4> 8月17時断面予備率(融通後)

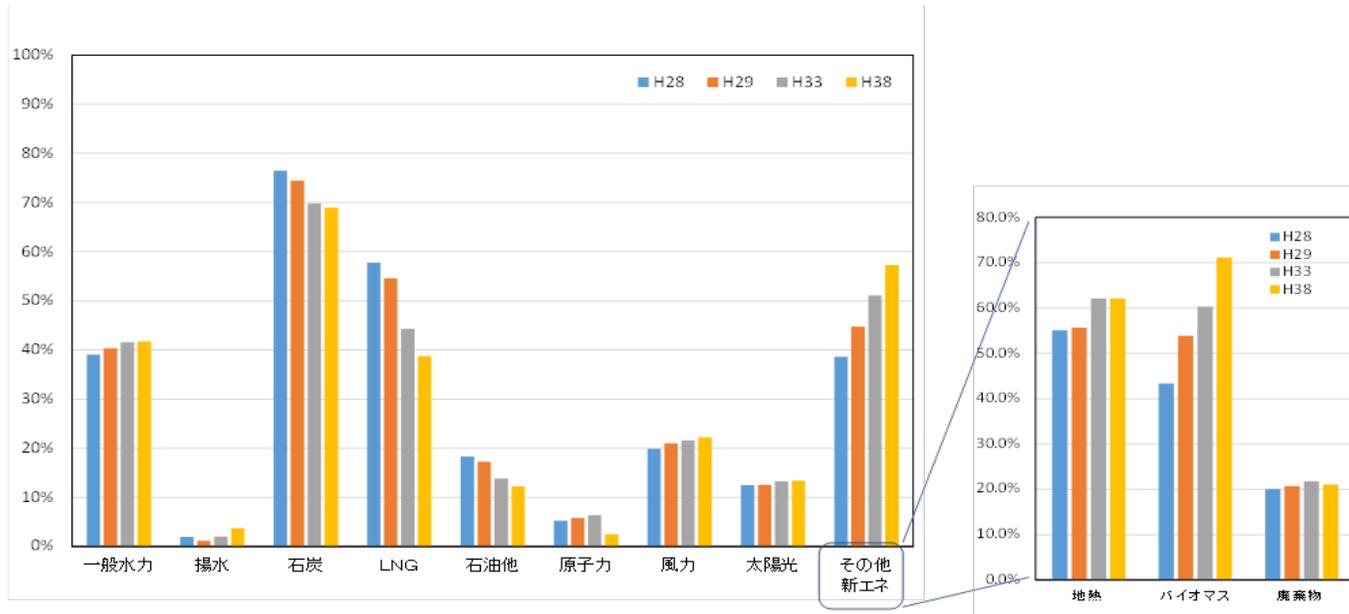
融通後

対応したエリア  
8%に改善したエリア

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	32.6%	31.9%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	15.8%	20.8%	20.7%	8.0%	8.0%	16.3%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	8.0%	8.0%	8.0%	7.8%	7.9%	8.0%	11.8%	11.7%	11.2%
東3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	9.4%	9.4%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	12.4%	8.0%	8.0%	8.0%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	18.6%	19.1%	15.0%	8.0%	13.7%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	9.1%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	9.4%	11.2%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

# 今後の供給力確保の必要性②

- 太陽光発電等の導入が拡大し、調整電源の必要性が高まっている一方、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力等の割合は、今後、減少していく傾向が認められる。また、今後10年間で、更なる競争の進展に伴い、事業者が新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性もある。
- こうした状況を踏まえ、電力広域的運営推進機関が取りまとめた「平成29年度供給計画の取りまとめ」でも、今後の調整力の確保について、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるとの懸念に言及されている。



出所：「平成29年度供給計画の取りまとめ（平成29年3月 広域的運営推進機関）」

1. はじめに

**2. 各市場の検討状況**

**(1) ベースロード市場**

(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

(3) 容量市場

(4) 需給調整市場

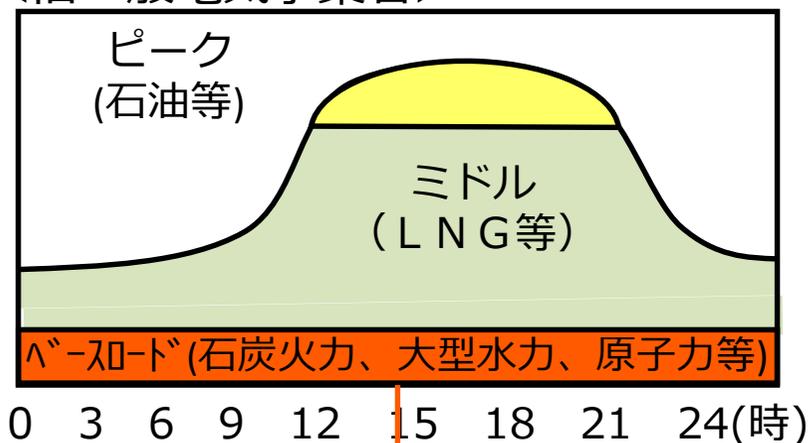
3. 今後の検討の進め方

# ベースロード市場の概要

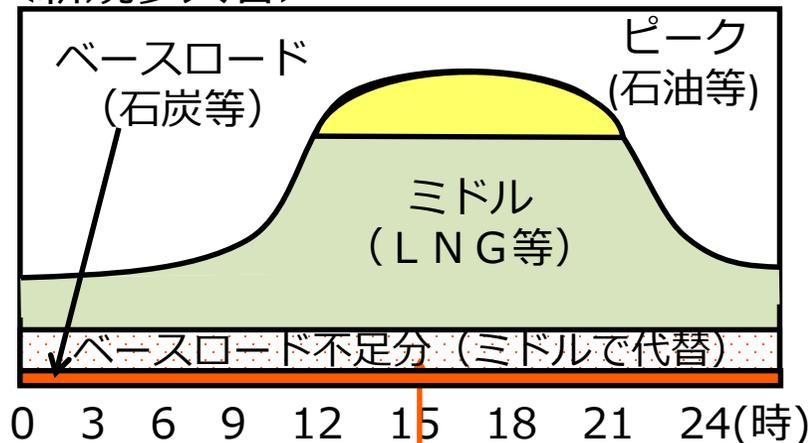
- 安価なベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）の多くは、大手電力が保有・長期契約しており、新電力によるアクセスが困難な状況。卸市場活性化の障壁の一つとなっている。
- このため、大手電力に対し、自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高くない水準の価格でベースロード電源を市場に供出することを求め、新電力にベースロード電源へのアクセス機会を付与するベースロード市場を2019年を目途に創設。

旧一般電気事業者と新規参入者の供給力構成の違いとベースロード市場（イメージ）

<旧一般電気事業者>



<新規参入者>



VS  
更なる競争を促進



# ベースロード市場の論点（1）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
①取扱商品	<ul style="list-style-type: none"> <li>● BL市場は電力量（kWh）を取引。</li> <li>● 当初は燃調等のオプションを具備しない受渡期間1年の商品を先行。</li> <li>● 商品の受渡しについては、官公庁等の入札や供給計画の策定の時期に合わせて4月から受渡し開始。</li> <li>● BL市場に供出することができる電源種は基本的に限定せず。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達量のキャンセル・下方修正との整合。</li> </ul>
②競売方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● シングルプライスオークションで競売を実施。</li> <li>● 現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して商品を受渡し。</li> </ul>	
③市場範囲	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場分断状況を踏まえ、複数エリアを設定。</li> <li>● 北海道ー東北、東京ー中部間にて市場範囲を分割。①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場を設定。</li> <li>● 設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて見直し。</li> </ul>	
④精算の仕組み	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して受渡し。</li> <li>● 受渡しに当たってはシステムプライスを参照価格とし、システムプライスとエリアプライスが異なった場合は当該値差を精算。</li> <li>● BL市場は全国を3つのエリアに分けて市場を開設するため、各々のBL市場の基準エリアプライスを設定。その基準エリアプライスと買い手のエリアのエリアプライスの値差が生じる場合に精算。</li> <li>● 基準エリアプライスは、総需要量の多いエリアのエリアプライスを採用。</li> </ul>	

# ベースロード市場の論点（2）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑤市場開設期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 複数回開催。</li> <li>● 7月上旬、9月上旬、11月上旬に開催。入札可能量は既約定分を除く。</li> </ul>	
⑥買い手の取引要件（基本的な考え方）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 各事業者のベース需要を基とした事前要件（各社の購入枠を設定するなどして、実需を上回る購入を行うことができないような措置を講じる）と事後要件（転売制限の設定など行い、実需を上回る購入があった場合に事後的に何らかの措置を講じる）を設定。</li> </ul>	
⑦買い手の取引要件（ベース需要）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日別のベース需要のうち、年間18日程度（=365日×5%、2.5週）の下位の需要を除いたものを、BL市場で購入できる各事業者のベース需要と考えることを基本。</li> </ul>	
⑧買い手の取引要件（事前要件と事後要件の比較）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 事前要件かつ実績値基準を基本。</li> <li>● 小売電気事業者の登録後間もない一年間の実績を有しない事業者には計画値基準を認めるが、事後要件も導入。購入可能範囲は、買い手の取引要件におけるベース需要の考え方を踏まえつつ、小売電気事業者登録における最大需要電力の見込みの範囲内。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 一年間の実績を有しない事業者の計画値基準の運用等。</li> <li>● 計画値基準の購入可能範囲について、今後も適切な水準を検討。</li> </ul>

# ベースロード市場の論点（3）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑨買い手の取引要件（購入可能量の算定）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場管理者であるJEPXで購入可能量を算定。</li> <li>● 算定に必要な実績値については、各BGの代表者からJEPXに対し、毎年度、初回オークションの開催前に提出。なお、各BGの代表者は提出〆切り時までBG内に参加している企業の実績値を提出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 実績値の正確性の担保。（市場参加者が提出する資料は一般送配電事業者からの証憑等を添付するなど。）</li> </ul>
⑩買い手の取引要件（調達量の取り消し・下方修正）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達量の取り消し・下方修正は認めないことを基本。</li> <li>● 例外的に計画値基準を認められる新たに小売電気事業者に登録したばかりの事業者については前年度内の一定の時期（2月中）までであれば、調達量の取り消し・下方修正が可能。なお、BG単位ではなく、新たに小売電気事業者に登録した事業者に限って認めることに留意。</li> </ul>	
⑪旧一般電気事業者等の位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 旧一般電気事業者等は自エリアが含まれる市場範囲での買い入札を禁止。</li> <li>● 旧一般電気事業者等の子会社や関連会社等についても、旧一般電気事業者等から3分の1以上の出資を受ける事業者は旧一般電気事業者等と同じく、自エリアが含まれる市場範囲での買い入札を禁止。</li> </ul>	

# ベースロード市場の論点（４）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑫制度的措置について（基本的な考え方）	<ul style="list-style-type: none"><li>● 全体の市場供出量は長期エネルギー需給見通しのベースロード電源比率に基づき、新電力等の総需要ベース（kWhベース）で決定。</li><li>● ベースロード電源の発電平均コストから、容量市場での収入を控除等し、供出上限価格を設定。</li><li>● 保有する全てのベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用（円）を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することとなる。電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出された、供出する電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計とすることを基本とする。</li></ul>	
⑬制度的措置の考え方（全体供出量の考え方）	<ul style="list-style-type: none"><li>● 全体市場供出量は以下の算定式で算出。</li><li>● 全体市場供出量(kWh) = 総需要(kWh) × 全国エリア離脱率(%) × ベースロード比率(%) (=56%) × 調整係数(d)</li><li>● d値については、当初は1として、0.67程度に段階的に引き下げ。</li><li>● 新電力シェアが一定程度に達した段階(30%)で、以後の追加的な供出は自主的取組に移行。</li></ul>	

# ベースロード市場の論点（5）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑭制度的措置の考え方（エリア別・事業者別の供出量の考え方）	<ul style="list-style-type: none"><li>● 供出が求められる事業者は①全国規模で一定の発電規模(500万kW以上の最大出力を有する事業者)、②①の要件に該当する事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者。</li><li>● グループ単位での供出は可能。グループ内での配分方法については、任意で決定可能。</li><li>● エリア別の供出量の算定について、売り手の供給能力（エリア別供給力比率、BL電源比率）と買い手ニーズ等の指標（新電力需要量）を1：1で算定し、売り手の供給能力である小売供計BL電源比率を1：1で算定することとして、「小売供計比率：BL電源比率：新電力需要比率」をそれぞれ「1：1：2」で按分して供出量比率を算定。</li><li>● エリア内の旧一般電気事業者と電源開発（以下、「電発」）の供出量の算定に当たっては、エリア別供給力を基準に按分。</li><li>● それぞれの数値については、実需給を反映して見直す。エリア内の新電力シェアに偏りが生じた場合においては、必要に応じて見直しや調整。</li></ul>	
⑮制度的措置の考え方（電発の契約見直しの考え方）	<ul style="list-style-type: none"><li>● 算定の際は定期検査等を踏まえた稼働率を考慮し、火力については、以下の算定式により契約解除量を決定。</li><li>● 電発切出し量 (kW) = 電発供出義務量 (kWh) ÷ (8760h×85%)</li><li>● 電発はBL市場で未約定となった分については、その全量をスポット市場等に供出。</li></ul>	

# ベースロード市場の論点（6）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑩制度的措置の考え方（常時バックアップの扱い）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● BL市場と政策目的が一部重複する常時バックアップは、その取引量等をBL市場における供出量等から控除することが基本。</li> </ul>	
⑪制度的措置の考え方（相対契約の位置付け）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● BL市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等のBL市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除。</li> <li>● 買い手については、新電力のベースロード電源のアクセスを確保する観点から新電力のみに限定。新電力の定義については、BL市場から購入可能な新電力の定義に合わせる。（ただし、旧一般電気事業者等とその子会社・関連会社は、自エリアが含まれる市場範囲に係る旧一般電気事業者等と相対契約を締結しても控除されない。）</li> <li>● 旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量は、当初は供出量の10%に限定。</li> <li>● 供出量から相対契約分を控除する際は、当該新電力の購入可能枠を上限として控除する。</li> <li>● 控除量が控除可能量(供出量の10%)を超えた場合、新電力の購入可能枠からの控除量は、新電力各社の相対契約量の比率で按分した量とする。</li> <li>● 控除の対象となる相対契約の要件の例として               <ol style="list-style-type: none"> <li>①一定の負荷率(95%)</li> <li>②一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算する。</li> <li>③対象となる相対契約は、少なくとも70%以上の負荷率の相対契約</li> <li>④6ヶ月以上の期間</li> <li>⑤BL市場への供出上限価格から著しく乖離が無い価格</li> </ol> </li> <li>● 事後的な監視を行い、要件を満たさないものやBL市場の趣旨に反するものについては、次年度からの控除を停止。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 控除に係る具体的な手続きについては、今後検討。</li> </ul>

# ベースロード市場の論点（7）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑱制度的措置の考え方（電発電源の切り出し）	<ul style="list-style-type: none"><li>● BL市場に対して制度的に電源供出を求められる旧一般電気事業者が同市場創設前に電発電源の切り出し等を行った場合、BL市場創設後の市場供出量を事前に切り出した総量分を旧一般電気事業者の供出義務量から控除。</li><li>● 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」開催以前に、電発電源の供出量義務量を超えて早期切出しを行っていた場合については、引き続き市場等に供出され、卸市場の活性化に寄与することを踏まえ、旧一般電気事業者の供出義務量から供出量義務量を超えて切出した総量分を控除。</li></ul>	
⑲供出量等の確定時期	<ul style="list-style-type: none"><li>● 入札年度をX年度とすると、全国エリア離脱率・エリア離脱率・ベースロード電源比率・新電力需要実績についてはX-1年度の実績を基に算定。小売供計比率についてはX年度計画を基に算定。</li><li>● ただし、実績と受渡しに2年の間が空いているところ、実績が実需に対応しないと考えられる場合には、調整を行う。</li><li>● 数値については毎年の見直し。</li><li>● BL市場への供出に必要な既存契約見直しについては、既存契約見直し指針に基づき、供出量の確定時期のスケジュールに合わせて初回入札前に見直されることが前提。</li></ul>	

# ベースロード市場の論点（8）

## 論点

## 検討結果

## 今後検討を深めるべき事項

### ⑳ 監視のあり方

- BL市場の監視の主体は電力・ガス監視等委員会。
- BL市場への供出に係る基本的考え方(供出量・上限価格等)は適取GLに記載。
- 監視の時期については、市場での取引と電気の受け渡し時期にズレが生じ（X年度に取引したものを、X+1年度に受け渡し）、BL市場に電気を供出する旧一般電気事業者等（以下、「供出事業者」という。）は、BL市場への供出時点（X年度）に、受け渡し年度（X+1年度）に要する費用や発電電力量を算定し、供出上限価格を決定するというBL市場の特性に鑑み、BL市場での取引時（X年度）の供出価格のみならず、必要に応じて受け渡し後の実績についても（X+2年度）監視が必要となる。したがって、それぞれの時期において、以下の内容を監視し、不適切な行動が確認された場合等は、必要に応じて当該事業者を公表することとする。

#### ①BL市場での取引時

- 市場監視を円滑に行う観点から、オークション終了後に、供出量について、全ての事業者について必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。また、供出価格については、供出事業者を対象として、必要に応じて当該事業者に算定根拠の提示を求め、適正な供出上限価格以下で供出されていることを確認する。
- 供出価格が供出上限価格以下でない場合や、供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業者に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業者を公表する。

#### ②受け渡し後（X+2年度）

- 必要に応じて供出事業者から実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・計画発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、価格・量の乖離にかかる合理性を確認する。
- 発電コストと実績発電コストとの乖離や、計画発電量と実績発電量との乖離に合理性が乏しい場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングを行い、必要に応じて該当事業者を公表する。

- 適取GLへの具体的な記載内容。

# ベースロード市場の論点（8）

## 論点

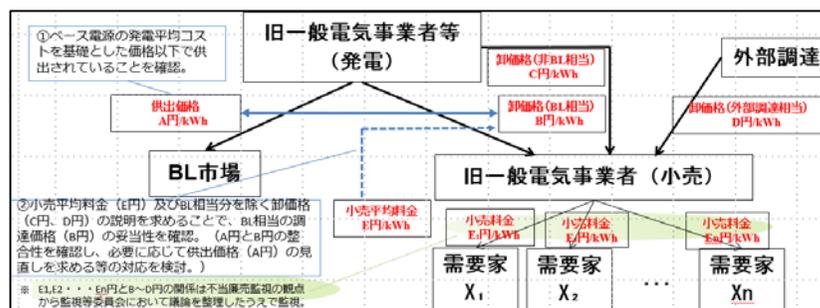
## 検討結果

## 今後検討を深めるべき事項

- また、監視に当たって、小売料金等を参考に小売り部門の調達価格の説明の妥当性を確認した場合に、小売部門のBL電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合は、供出上限価格を設定した趣旨が達成できないおそれがある。したがって、こうした場合には、供出事業者の供出価格の精査し、必要に応じて、供出事業者に対して供出価格の見直しを求める等の対応を採ることとする。
- その際、具体的には、以下の二つの方法により監視を行う。
  - ① ベースロード電源の発電平均コストを基礎とした価格（供出上限価格）以下で供出されていることを確認。（下図A円とB円を確認）
  - ② 小売平均料金（下図E円）を参考に、小売り部門の調達価格（下図C円、D円）の説明の妥当性を確認することで、供出価格（下表のA円及びB円）の妥当性を確認。（小売料金と社内（グループ内）卸価格等の水準を単純に比較するのではなく、小売部門の収入・費用の構造を確認することを通じて、BL相当の社内（グループ内）卸価格の説明の妥当性を確認する観点から、（必要に応じて）小料金等を参照する。）

- 適取GLへの具体的な記載内容。

## ②監視のあり方



# ベースロード市場の論点（9）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
②1 常時バックアップ等の扱い	<ul style="list-style-type: none"><li>● 常時バックアップ、部分供給については本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、検討。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● 基本政策小委員会等にて本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、制度を見直し。</li></ul>
②2 新電力の扱い	<ul style="list-style-type: none"><li>● 市場の活性化の観点から、新電力が発電事業者としてBL市場で電気を売ることは認める。</li></ul>	

## 今後の検討の進め方

- 2019年度の市場開設に向け、JEPXにおける必要な事務の洗い出し等の作業をJEPXや関係事業者において並行的に進め、その作業の中で浮かび上がった重要な論点については、本作業部会において検討することとする。

1. はじめに

## 2. 各市場の検討状況

(1) ベースロード市場

**(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権**

(3) 容量市場

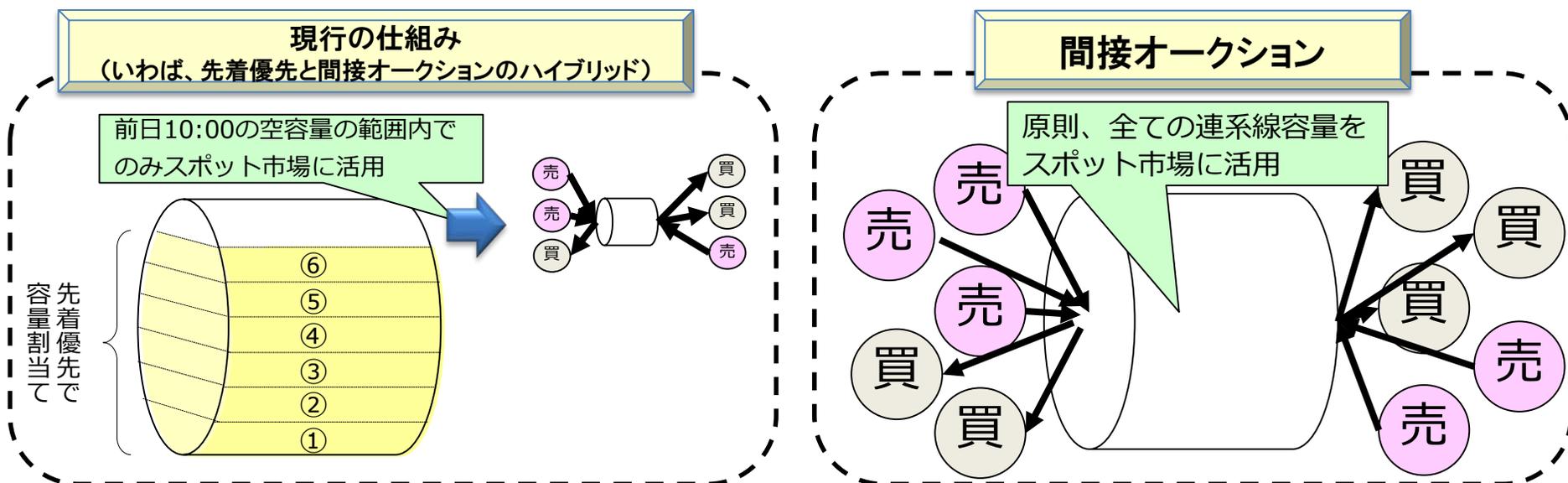
(4) 需給調整市場

3. 今後の検討の進め方

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の概要

- 地域間連系線について、従来の「先着優先ルール」での運用を改め、スポット市場での入札価格が安い電源順に送電することを可能とするルール（「間接オークション」）を2018年10月を目途に導入予定。
- 公平な競争環境の下で連系線をより効率的に利用し、広域メリットオーダー（発電単価がより安価な電源から動かす）の達成を促す。

※事業者が卸電力市場のエリア間値差の負担リスクを軽減できるようにする仕組みとして、間接送電権の取引市場を2019年4月の取引開始を目途に予定。



# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（1）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
①基本的な考え方	<ul style="list-style-type: none"><li>● 先着優先に基づく、新たな連系線利用登録を停止することにより、2018年10月を目指して間接オークションの導入を実施。</li></ul>	
②間接オークション導入後の連系線管理運用	<ul style="list-style-type: none"><li>● スポット市場約定後の混雑処理は、スポット市場約定分と時間前市場約定分を同順位として位置づけ、按分抑制。</li><li>● 広域機関及び一般送配電事業者は、広域機関に提出された販売・調達計画や過去の連系線利用実績等の情報を踏まえて連系線潮流の予測・管理を行うとともに、作業停止計画調整等を実施。</li></ul>	
③長期固定電源の取扱い	<ul style="list-style-type: none"><li>● 長期固定電源については、確実な発電の担保のため、成行約定を可能とする。</li><li>● なお、特定の電源の出力を直ちに制限する装置を電源側に設置して運転を行うことを前提に、運用容量が設定されている電源についても、当面の間、長期固定電源と同様の扱いとする。</li><li>● また、「電気事業法第24条第1項に定める区域外供給」が適用されている場合、並びに送電線作業停止時に限定して電源を一時的に他の供給区域に送電させる必要がある場合等には、長期固定電源と同様に、成行約定の対象とする。</li></ul>	

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（2）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
④経過措置	<ul style="list-style-type: none"><li>● 間接オークションの仕組みの下、結果として、従来と等価な相対契約を締結できるよう、既に連系線利用登録が行われている利用登録（最長平成38年3月まで）について、経過措置を設ける。</li></ul>	
⑤特定契約の会計上の整理	<ul style="list-style-type: none"><li>● スポット市場を介して電力を受け渡すことを内容とする電力受給契約の一種であり、電力財の取引と事業者間精算の取引は一体の契約で行われることとなることから、金融商品会計基準の対象外（デリバティブ取引には該当しない）と考えられる（※）。</li></ul>	

※ただし、金融商品会計に関する実務指針（会計制度委員会報告第14号）の第20項の規定の通り、「将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引あること」が具体的に明確に記載され、会社として職務権限に基づく社内ルールに従い当該文書が承認プロセスを経ていること、またそれを逸脱した取引を行うことが認められない状況となっていることが必要。（なお、事後において客観的に確認できる内容であることが必要であり、文書の形式は問わない。）また、本整理は当面実施予定の間接送電権の制度設計を前提としたものであり、制度が変更された場合、本取扱いについても変更があり得る。

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（3）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑥市場開設者と間接送電権の位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場開設者はJEPX、開設時期は2019年4月（目途）。</li> <li>● 取引主体は電気の実物を売買できる事業者。</li> <li>● 今回の市場開設に当たっては、転売を認めない。</li> </ul>	
⑦商品の形態	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 値差の決済スキームは隣接するエリア間のオブリゲーション型。</li> <li>● オークションの実施タイミング・頻度は、一定程度、細分化。</li> <li>● 市場開設時の対象商品（対象連系線、方向）は、期待値差が0.01円/kwhを上回る蓋然性が高い連系線を候補。</li> <li>● オークションの実施タイミング・頻度は、               <ul style="list-style-type: none"> <li>①毎週（前週）に週間商品を取引</li> <li>②二ヶ月前（の20日以降）に4～5週分の週間商品を取引</li> </ul>               の2案の予定※。             </li> </ul> <p>※ 当面、上記の2案のJEPX取引システム等の準備を進め、2018年10月を目指して実施される間接オークション後の市場分断の発生状況等や技術的可能性を確認しながら、JEPXにおける検討会で最終的に決定する方向で準備を進める。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 選定された商品の発行候補等を踏まえ、実際に発行をおこなう商品については、JEPXにおいて決定※。</li> </ul> <p>※ 対象商品の追加廃止については、市場分断の発生状況や、連系線増強の状況、事業者ニーズ、調達機会の公平性等を確認しながら、JEPXにおいて定期的（年1回以上）に、検討をする。</p>

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（４）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑧約定の仕組み	<ul style="list-style-type: none"><li>● 発行上限量は間接オークションに利用する連系線の空容量を上限。</li><li>● 発行可能量と買い入札上限の公表は入札募集開始前に公表。</li><li>● 価格決定方式はシングルプライスオークション。</li><li>● エリア毎の各事業者共通の買い入札の上限量は物理的に送電できる量に設定。</li><li>● 経過措置を保有する事業者に対しては、間接送電権の発行前に、経過措置の減少事由が予見されている場合は、更新計画を広域機関に提出することを求める。</li></ul>	

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（5）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑨ 決済方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 間接送電権の保有者は、①間接送電権を保有する量の合計の範囲内において、かつ、②JEPXのスポット市場で電力取引を約定すれば、その売り・買い合計の約定量の範囲内において、JEPXとの間でエリア間値差を反映した電力代金の値差精算可能。</li> <li>● 連系線運用容量が削減された場合には、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定代金を精算の原資に充当。不足がある場合、決済額の抑制を実施※。</li> <li>※抑制時の間接送電権の買い約定代金については、払い戻しを実施。</li> <li>● 抑制における経過措置と間接送電権の優先順位としては、経過措置から先に抑制。</li> </ul>	
⑩ オークション収入の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 間接送電権の買い約定代金は、JEPXのスポット市場の混雑収入と同様の扱い。（市場間値差積立金に繰り入れ等）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 事業者が一定の費用負担を受け入れて（特定負担）建設する連系線の場合の特別な取扱い。</li> </ul>
⑪ 会計上の整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 間接送電権に関する経済取引は電力財と一体の取引と整理できることから、金融商品会計基準の対象外（デリバティブ取引には該当しない）と考えられる（※）。</li> </ul>	

※ただし、金融商品会計に関する実務指針（会計制度委員会報告第14号）の第20項の規定の通り、「将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引あること」が具体的に明確に記載され、会社として職務権限に基づく社内ルールに従い当該文書が承認プロセスを経ていること、またそれを逸脱した取引を行うことが認められない状況となっていることが必要。（なお、事後において客観的に確認できる内容であることが必要であり、文書の形式は問わない。）また、本整理は当面実施予定の間接送電権の制度設計を前提としたものであり、制度が変更された場合、本取扱いについても変更があり得る。

# 連系線利用ルール見直し・間接送電権の論点（6）

## 今後の検討の進め方

### <連系線利用ルール見直し>

- スポット市場の取引単位の変更、手数料削減、市場の入札から約定までの処理時間の遅延による運用に支障をきたさないような設計等を含んだ必要な運用ルールについては、引き続き、検討を行うこととする。

### <間接送電権>

- JEPXの検討会での検討及び本作業部会で議論した経過措置との関係等を踏まえ、JEPXにおいて準備を進めていく。詳細な事項については、2018年10月を目指して実施される間接オークション後の市場分断の発生状況等や技術的可能性を確認しながら、必要に応じ、JEPXにおける検討会で更に検討を行い確定させていく。検討会でも指摘があった中期的課題については、市場開設後の状況や事業者の利便性等も踏まえながら、継続的に検討会において検討をしていく。
- なお、今回論点整理を行った間接送電権の在り方（電力取引を行わない場合には値差精算を行わず、転売も行わないこととする等）については、前述のとおり、間接送電権発行量に上限がある中で、一部の事業者によって電気の実物取引以上に購入することによって、間接送電権を必要とする事業者に渡らない可能性が高まるとともに、電気の実物取引以外に収益、損失が発生することとなり、そうしたリスクに備えるための準備が事業者に過度な負担となる可能性があることを踏まえて検討を行っている。市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえながら、改めて検討していくことも考えられる。

1. はじめに

## 2. 各市場の検討状況

(1) ベースロード市場

(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

**(3) 容量市場**

(4) 需給調整市場

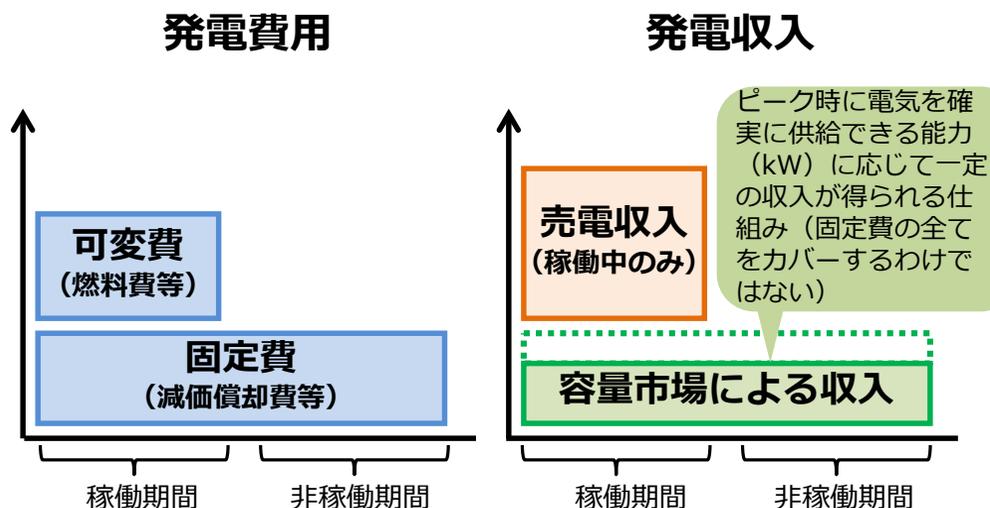
3. 今後の検討の進め方

# 容量市場の概要

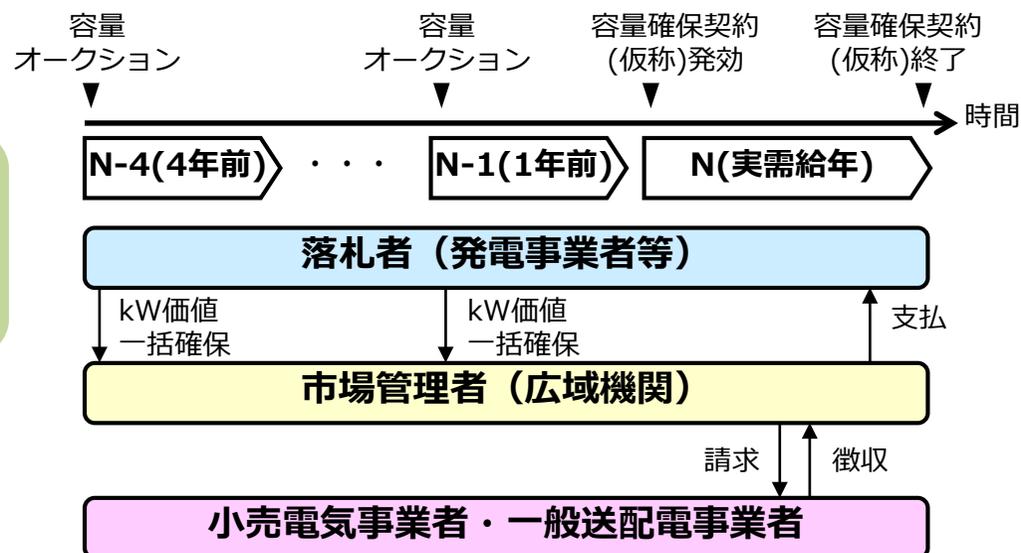
- 小売全面自由化以降、卸電力市場の取引拡大や、FIT制度等に伴う再エネの導入拡大によって、電源投資の予見性が低下。中長期的に、国全体で必要となる供給力・調整力を確保するための設備の新設や維持が困難になっていく懸念。
- こうした懸念に対応するため、①あらかじめ市場管理者（広域機関）が需要のピーク時に電気を確実に供給できる能力（kW）を確保し、②実需給時に能力に応じて、発電事業者 に一定の費用を支払う容量市場を導入。投資の予見性を高めることで、適切な発電投資を促す。

※市場管理者である広域機関が実需給の数年前から容量オークションを開催してkW価値を一括確保した後、小売電気事業者等から必要な費用を徴収し、落札者への支払を行う仕組み。米国PJMや英国等でも同様の仕組みを導入済み。我が国では2020年度に市場を開設し、オークションを開始する予定。

## 容量市場創設後の収入（イメージ）



## 容量市場の取引（イメージ）



# 容量市場の論点（1）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
①容量オークション外の相対取引の扱い（集中型の容量市場）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 相対契約のある小売電気事業者も、kW価値の支払は容量オークションを通じて行う。</li> <li>● 既存の相対契約におけるkW価値による発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、既存契約については、適切な契約内容の見直しを行う。</li> </ul>	
②発電事業者等の容量オークションへの参加	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電事業者等による容量オークションへの参加は任意。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電事業者等による市場支配力行使の防止策。（やむを得ない事情がある等の理由なく、一度不参加を選択した電源等は、一定期間は再び参加できないようにする等。）</li> </ul>
③容量市場の参加者の位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場管理者である広域機関が費用の徴収・支払を行う。</li> <li>● 広域機関がその会員である小売電気事業者等から、容量拠出金（仮称）として費用を徴収。</li> <li>● 広域機関と落札した発電事業者等との間で、電源単位での容量確保契約（仮称）を締結。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量確保契約（仮称）に記載する具体的な内容や契約締結タイミング等は、広域機関において検討。</li> </ul>
④容量市場で取引される電気の価値	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引。</li> <li>● 一般送配電事業者が必要とするΔkW価値は全て需給調整市場で取引。</li> </ul>	

# 容量市場の論点（2）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑤容量市場の対象範囲と費用負担の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量市場で取引する供給力（kW価値）の対象範囲は以下が基本。               <ol style="list-style-type: none"> <li>①年間最大需要（H3需要）に対応する供給力</li> <li>②持続的需要変動に対応する供給力</li> <li>③偶発的需要変動に対応する供給力</li> <li>④稀頻度リスク（厳気象）に対応する供給力</li> </ol> </li> <li>※本作業部会においては稀頻度リスク（大規模災害）対応は除外して検討。</li> <li>● 容量市場の費用は、託送料金への算入分は一般送配電事業者から回収し、残りは小売電気事業者から回収することが基本。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 具体的な供給力の量は、広域機関における調整力の在り方の検討結果や需給の状況等を踏まえ、必要に応じて見直し。</li> <li>● 具体的な費用負担の在り方は、広域機関における調整力の考え方の検討状況や今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直し。</li> </ul>
⑥容量市場の地理的範囲	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量オークションは全国単一で実施。</li> <li>● 沖縄エリアの特殊性に留意し、容量市場を通じた供給力の確保は行わない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 連系線制約により市場分断し、容量市場による徴収額と支払額に差額が発生した場合の扱いは、広域機関において検討。</li> </ul>
⑦目標調達量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国全体で必要な供給力と目標調達量を設定する際は、連系線の運用制約を考慮し、エリア別に必要な供給信頼度を満たす量を算出し、それらを全国で積み上げることが基本。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● エリア別の供給信頼度の考え方については、今後の広域機関における検討状況に応じて、適宜、見直し。</li> </ul>
⑧容量確保時期と契約期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 実需給の約4年前にメインオークションを開催し、約1年前に追加オークションを開催。</li> <li>● 契約期間は1年間とすることが基本。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新設電源を念頭とした複数年の契約期間オプションの設定については、広域機関において検討。</li> </ul>

# 容量市場の論点（3）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
<p>⑨メイン・追加オークションの位置づけ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本とし、追加オークションで過不足分を調整。</li> <li>● 追加オークションについては、メインオークション以降の想定需要の変化や、落札された供給力の変化に対応する量を調達することが基本。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メインオークションと追加オークションの具体的な配分については、広域機関において検討。</li> </ul>
<p>⑩需要曲線の設定</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 傾斜型の需要曲線を基本とし、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとする。</li> <li>● 具体的な需要曲線の設定プロセスについては以下が基本。               <ol style="list-style-type: none"> <li>①広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成</li> <li>②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議</li> <li>③広域機関において需要曲線を決定</li> </ol> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討。</li> </ul>
<p>⑪オークション制度の設計</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● オークションの入札単位は電源単位とすることが基本。</li> <li>● 落札者がやむを得ない理由により供給力を提供できない場合、実需給の一定期間前までに広域機関がその理由の妥当性を確認した上で、落札していない電源等の差し替えが可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 売惜しみによる市場価格の高騰を防ぐため、差し替えが過度に必要とならないようなペナルティの水準や監視の在り方等。</li> </ul>

# 容量市場の論点（４）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
<p>⑫費用精算の考え方</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量拠出金（仮称）の徴収の確実性を担保するため、広域機関に対して容量市場の実施状況の定期的な報告を求める。</li> <li>● キャッシュフローや手続に関し、発電事業者等にとってできるだけ負担の少ない方向で整理。</li> <li>● 容量市場のリクワイアメントに対するアセスメント結果を検証する場を設け、適切な情報公開に取り組む等の対応を行う。</li> <li>● 市場管理者は、資金の勘定を区分経理する等、資金管理を適切に行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み等について、広域機関において検討。</li> <li>● 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法は、広域機関において検討。</li> </ul>
<p>⑬容量市場におけるリクワイアメント</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給がひっ迫のおそれがある場合に、平常時から一定のリクワイアメントを設定。            &lt;平常時からのリクワイアメント&gt;           <ol style="list-style-type: none"> <li>①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。</li> <li>②計画外停止をしないこと。</li> </ol>           &lt;追加的なリクワイアメント&gt;           <ol style="list-style-type: none"> <li>③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。</li> </ol> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていること。</li> <li>● DR等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントについて、技術的な課題がある場合、広域機関において検討。</li> </ul>

# 容量市場の論点（5）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑭ペナルティ	<ul style="list-style-type: none"><li>● 経済的ペナルティとして、容量市場における対価の支払から減額することや、落札時に保証金の事前支払を求める場合は返還額を減額すること、追加的な金銭の支払を求めること等。</li><li>● 参入ペナルティとして、正当な理由なくリクワイアメントを満たせなかった場合には、翌年度以降の一定期間は容量市場への参加を制限すること等。</li><li>● やむを得ない理由による稼働停止分については、追加的な金銭の支払としてのペナルティは求めないことが原則。</li><li>● ペナルティ対象となる事業者等の確認については、広域機関が一般送配電事業者と連携して行う。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● ペナルティの詳細については、経済的ペナルティと参入ペナルティの強度とバランスを考慮し、広域機関における検討結果も踏まえて最終的に決定。</li></ul>

# 容量市場の論点（6）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑮電源の立地や特性等に鑑みたkW価値	<ul style="list-style-type: none"><li>● 電源等の設備容量に対し、調整係数を乗じることにより、期待容量を評価。</li><li>● 電源等の立地による影響については、全国単一オークションの約定処理において対応し、調整係数では考慮不要。</li><li>● 電源等の特性に係る調整係数の設定については、系統の供給信頼度評価の考え方と整合性を確保することが必要。</li><li>● 期待容量と供給計画上の数値等に不整合が生じる場合は、広域機関において理由を確認する等の対応をとることが基本。</li><li>● 電源等の計画外停止率については、調整係数の設定では考慮しないことが基本。</li><li>● 参入ペナルティを課す場合には、調整係数ではなく、翌年度以降の一定期間は容量市場からの受取額に反映することが基本。</li><li>● 自家発や蓄電池等は、発電事業者として容量市場に参加する場合は通常の電源と同様の調整係数を設定、アグリゲーター経由で参加する場合は個々の自家発等への調整係数の設定は不要。</li><li>● 差し替え電源等の期待容量は、オークション時の通常の電源等と同様に算定することが基本。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● 供給計画の届出対象外の者に対して、供給計画に代わる同種の情報提出を求める等の仕組み。</li><li>● 系統の供給信頼度評価の考え方が変更され、個々の電源等の計画外停止率を考慮することになった場合の扱いの変更。</li><li>● 電源等の具体的な調整係数の算定方法等は、広域機関において技術的に検討。</li><li>● DRの具体的な調整係数の算定方法等は、必要に応じて落札量の上限を設定することも含め、広域機関において技術的に検討。</li></ul>

# 容量市場の論点（7）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑯小売電気事業者への費用請求の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>● エリアの年間ピーク時の電力（kW）に応じて配分することが基本。</li> <li>①年間ピーク（夏期ピーク及び冬期ピーク）を複数日の平均需要から算出。</li> <li>②年間のうち、6ヶ月間は夏期ピーク、6ヶ月間は冬期ピークに基づいて小売電気事業者に請求。</li> <li>③年間ピーク時kWシェアを、託送契約電力（kW）等を用いて補正した数値によって、各小売電気事業者への配分額を決定。</li> </ul>	
⑰新設・既設の区分、経過措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新設電源と既設電源とで容量市場における対価の支払条件は同等に扱うことが基本。</li> <li>● 容量市場の導入から当面の間は、小売事業環境の激変緩和の観点から、一定の経過措置を講じる。</li> </ul>	
⑱市場支配的な事業者への対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場支配的な事業者が市場支配力を行使しにくいよう、市場の動きを監視して市場支配力の行使が疑われる場合に調査を行い、改善の必要性がある場合は、柔軟に反映できるようにする。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化する。</li> <li>● 市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく。</li> </ul>

# 容量市場の論点（8）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑱他制度との整合性	<ul style="list-style-type: none"><li>● 固定価格買取制度（FIT）の適用を受けている電源は、容量市場による支払の対象外。（バイオマス混焼設備も同様）</li><li>● 容量市場で確保する容量からFIT分の期待容量を差し引くことが基本。</li><li>● 2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う方向で検討。</li><li>● DRの期待容量は、参加登録時の需要家の確保状況に基づいて算定される期待容量を基礎としつつ、具体的かつ積み上げ型の分析に基づく需要家確保見通しに基づいて算定される期待容量を加味しつつ、算定することが基本。</li><li>● DRの場合、追加オークションまでに実効性テストを実施するとともに、需要家確保状況の報告が必要。</li><li>● 容量市場で落札された電源等が、調整力として活用される場合、需給調整市場に入札し、落札されることが必要。</li><li>● 電源入札で確保された電源等は、容量市場による支払の対象外とすることが基本。</li><li>● 至近3年分の電源入札の実施については、容量オークションの約定結果等も踏まえて判断することが基本。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● DRの場合、参加登録時の期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法等については、広域機関において詳細を検討。</li><li>● 主に調整力等に用いられる電源等については、調整力として活用されることを念頭に、リクワイアメントにおける要件を変更することとし、詳細については広域機関において検討。</li><li>● 信頼度評価の具体的な方法や、供給計画及び需給検証との関係については、広域機関において検討。</li></ul>

# 容量市場の論点（9）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑳容量市場の情報公開・フォーアアップ	<ul style="list-style-type: none"><li>● 容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や電力・ガス取引監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証。</li><li>● 検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組みを設ける。</li></ul>	

# 容量市場の論点（10）

## 今後の検討の進め方

- 技術的な内容を含む詳細については、本作業部会での議論の内容も参照しつつ、広域機関及び監視等委員会等において並行的に検討を行い、重要な論点については、必要に応じて本作業部会において検討を行う。
- なお、市場支配的な事業者への対応については、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとし、市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく。

1. はじめに

## 2. 各市場の検討状況

(1) ベースロード市場

(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

(3) 容量市場

**(4) 需給調整市場**

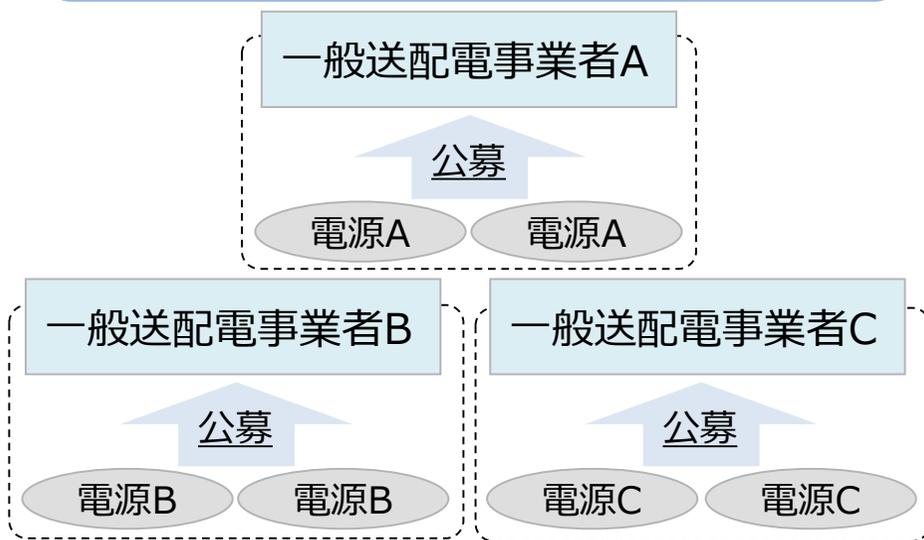
3. 今後の検討の進め方

# 需給調整市場の概要

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、2020年度目途に需給調整市場を創設。（米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済）
- 将来的にエリアを超えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。

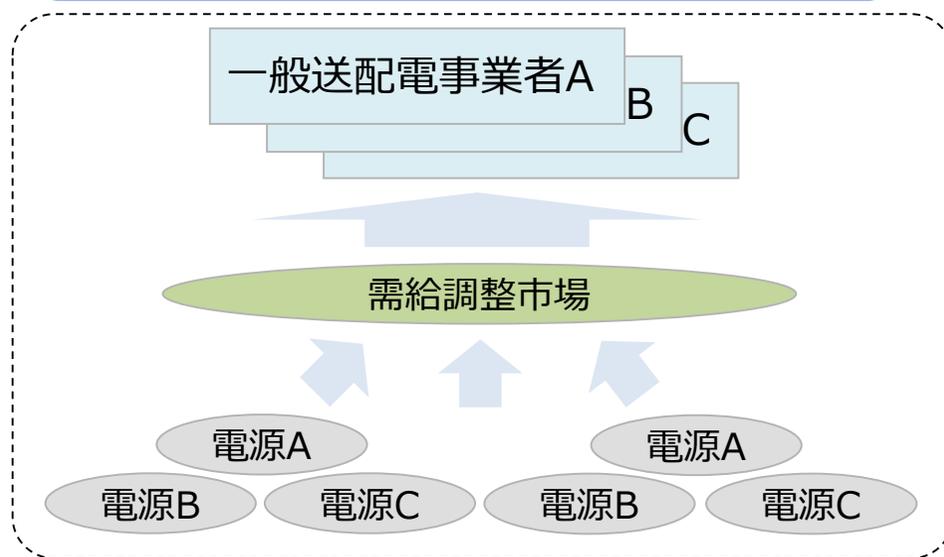
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



2020年度以降

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達※



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

※ 広域調達・運用にあたっては連系線運用の変更やシステム改修が必要となるため、2020年度においては、一部の調整力のみを対象として広域的な運用を実施する予定。

# 需給調整市場の論点（1）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
①商品区分	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 商品区分は制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力①」「二次調整力②」「三次調整力①」「三次調整力②」（上げ・下げ別）という計10区分が基本。</li> </ul>	
②商品設計	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 特定地域立地電源は各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討。</li> <li>● 調達時に電源の性能に応じて応札電源を評価（入札価格×調整係数で評価）する仕組みの検討。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 各商品区分に求められる要件の詳細については、広域機関において検討。</li> <li>● 調整係数の詳細については、広域機関において検討。</li> <li>● 特定地域立地電源の調達期間等については、広域機関において検討。</li> </ul>
③広域化による効率化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020年度においては、先行して低速域の三次調整力②の広域運用を目指す。</li> <li>● 広域調達（調達システムの運用開始）については、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等や、適切な開発期間を確保する観点から、2021年度の運用開始を目指す。</li> <li>● また、2020年+Xにおいては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指す。</li> <li>● 調達システムの運用開始を2021年度とした場合、少なくとも2020年度においては現在の調整力公募を継続する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 一次・二次調整力（GF・LFC）の広域調達・運用。</li> <li>● 広域調達・運用に係る技術的な事項については、広域機関において検討。</li> </ul>

# 需給調整市場の論点（2）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
④広域化を踏まえた市場の在り方	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020年に向けては、一般送配電事業者が代表会社を選定した上で共通プラットフォームを開発し、その上で需給調整市場を開設。</li> <li>● システムの仕様等については、開発を担う代表会社が広域機関等の場において検討状況を報告し、客観的な審議を行う。</li> <li>● 2020年時点における市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体は、一般送配電事業者。</li> <li>● 価格決定方式については、当面マルチプライスのオークションシステムを採用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020+X年時における需給調整市場の組織形態や契約形態。</li> <li>● 調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの見直しや、応札・落札結果などの取引情報の適切な公開等については広域機関における委員会にて行う。</li> </ul>
⑤開場時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調整力は前週に調達。</li> <li>● 1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節毎に調達。</li> <li>● GC（ゲートクローズ）後の実運用については、電源の余力など前週以前に確保したもの以外も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達時期（年度、季節毎等）の詳細については、広域機関において検討。</li> </ul>
⑥メリットオーダーの考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <math>\Delta kW</math>はメリットオーダーに基づいて落札。</li> <li>● kWhは発電事業者等の余力も活用した上で、メリットオーダーに基づいて調整力を発動する市場の仕組みの検討。</li> <li>● 効率性の観点から、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容（<math>\Delta kW</math>の総コストで評価）。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 応札時には<math>\Delta kW</math>に加えkWh価格も併せて応札。</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 対価の和（<math>\Delta kW</math>価値+kWh価値）を最小化する組み合わせの詳細。</li> </ul>

# 需給調整市場の論点（3）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑦調整力の調達・運用方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 応札・契約単位は原則電源単位。</li> <li>● 2020年の暫定的な契約形態は、電源等が立地する一般送配電事業者を経由して契約を締結。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 複数の調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる場合における応札・契約単位。</li> <li>● 電源の差し替えについては、広域機関において検討。</li> </ul>
⑧運用の広域化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2021年の調整力の調達・運用に係る精算については、以下のような方向で検討。  <math>\Delta kW</math>：共通メリットオーダーリストの単価に基づき精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間は関係する一般送配電事業者間において精算）  <math>kWh</math>：<math>\Delta kW</math>の応札時に併せて提出された<math>kWh</math>単価に基づいて精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間は関係する一般送配電事業者間において精算）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020+X年の精算方法については、広域機関において検討。</li> </ul>
⑨管理運用（参入要件・ペナルティ、監視等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 参入要件・ペナルティは、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会と広域機関の連携のもと検討。</li> <li>● 監視は、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会において検討。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 市場支配力を有する事業者に対する一定の規律については、監視等委員会において検討。</li> <li>● <math>\Delta kW</math>価格および<math>kWh</math>価格の公表内容については、監視等委員会において検討。</li> <li>● 一般送配電事業者が確保する調整力の必要量。</li> </ul>

# 需給調整市場の論点（４）

論点	検討結果	今後検討を深めるべき事項
⑩調整力コストの負担のあり方	<ul style="list-style-type: none"><li>● 需給調整市場開設後、一般送配電事業者が調達する調整力のコストは、基本的にインバランス料金の形で系統利用者から回収(一部は、託送料金を通じて回収される)。</li><li>● インバランス料金については、一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものとする観点から、需給調整市場における調整力コストを指標とすることを基本とする方向で引き続き検討。</li><li>● 需給調整市場における価格をインバランス料金に反映させる際には、系統利用者の計画遵守インセンティブにも配慮することを基本とする方向で引き続き検討。</li><li>● 再生可能エネルギーに対応する調整力については、どの程度必要となるのかを可能な限り定量的に分析する手法を検討し、その上で、定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● 需給調整市場開設後のインバランス料金は、①一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収でき、②系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなることを基本とし、基本政策小委員会にて検討。</li></ul>

# 需給調整市場の論点（5）

## 今後の検討の進め方

- 本格的な広域調達・運用を行う時期（2020+X年）について、可能な限り早期に実現するため、中給システム等のシステム改修との関係も含め、検討を行う必要がある。
- ゲートクローズ後の実運用にあたって、卸電力市場で落札されなかった電源の余力などを広く活用する市場の仕組みについて、中給システムや広域調達・運用との関係も含め、さらに検討を行う。
- 共通プラットフォームの開発体制やシステム仕様等の論点については、広域機関の需給調整市場検討小委員会において客観的な審議を行うとともに、重要な事項（電源の余力活用の仕組み等）については、必要に応じて国の審議会等において審議を行う。
- 商品設計や広域的な運用・調達の詳細も含め、広域機関が行っている事業者意見募集の内容も踏まえながら資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、引き続き検討を進める。参入要件やペナルティ、監視の在り方については、監視等委員会において検討を行う。これらの検討内容のうち、重要なものについては、必要に応じて国の審議会等において検討を行っていく。また、一次・二次調整力（GF・LFC）の広域調達・広域運用については再生可能エネルギーの導入との関係にも留意しながら、引き続き検討していく。

# 1. はじめに

## 2. 各市場の検討状況

(1) ベースロード電源市場

(2) 連系線利用ルール見直し・間接送電権

(3) 容量市場

(4) 需給調整市場

## 3. 今後の検討の進め方

## 今後の検討の進め方について

- 本中間とりまとめについて、広く一般の意見を求めた上で、各市場について、さらに詳細制度設計を進めていく。
- 各市場の詳細制度設計の検討にあたっては、資源エネルギー庁、監視等委員会、広域機関、JEPXなど、各市場に関係する関係機関が連携の上、検討を進める。
- 各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関係する論点が明らかになった場合などは、必要に応じ、本作業部会において検討を行うこととする。

# (参考) これまでの制度検討作業部会の開催状況

開催回数	開催日時	議題
第1回	平成29年 3月6日	・今後の市場の方向性
第2回	3月28日	・TF検討項目へのご意見
第3回	4月10日	・TF検討項目へのご意見 ・地域間連系線ルール等に関する 検討会
第4回	4月20日	・TF検討項目へのご意見
第5回	5月15日	・TF検討項目へのご意見 ・意見概要
第6回	5月22日	・IEA提出資料 ・TF検討項目へのご意見
第7回	6月6日	・需給調整市場 ・インバランス料金の見直し
第8回	6月30日	・ベースロード電源市場
第9回	7月26日	・インバランス料金の見直し ・間接オークション導入 ・既存契約見直し ・中間論点整理案
第10回	9月6日	・容量市場
第11回	9月19日	・欧米の需給調整市場 ・需給調整市場
第12回	10月6日	・容量市場

開催回数	開催日時	議題
第13回	10月30日	・間接送電権 ・ベースロード電源市場
第14回	11月10日	・需給調整市場 ・容量市場
第15回	11月28日	・需給調整市場 ・非化石価値市場 ・間接送電権の会計上の整理
第16回	12月12日	・容量市場 ・ベースロード電源市場
第17回	12月26日	・中間論点整理
第18回	平成30年 1月30日	・事業者ヒアリング
第19回	3月2日	・事業者・団体ヒアリング ・意見募集結果
第20回	3月23日	・需給調整市場 ・容量市場
第21回	4月10日	・間接送電権 ・容量市場
第22回	4月26日	・間接送電権 ・容量市場に関する既存契約見直し指針 ・ベースロード電源市場
第23回	5月18日	・容量市場 ・中間とりまとめ

# (参考) 制度検討作業部会の検討の経緯

## 【検討項目】

- ①ベースロード市場、②間接オークション・間接送電権、③容量市場、④需給調整市場
- ⑤非化石価値取引市場、⑥既存契約見直し指針・インバランス制度等関連する制度

3月6日

第1回TF（検討項目の整理、意見募集開始）

関係者への意見募集・ヒアリングを実施

7月26日

既存契約の見直し指針、インバランス制度及び一部制度の見直しに係る中間論点整理（第1次）

12月26日

ベースロード電源市場、間接送電権、容量市場、需給調整市場に係る中間論点整理（第2次）

関係者への意見募集・ヒアリングを実施

※非化石価値取引市場（FIT電源由来分）の詳細制度設計を整理。

※非化石価値取引市場（FIT電源由来分）初回オークションは2018年5月開始。

5月18日

中間とりまとめ

パブリックコメントを実施

必要に応じ本作業部会を開催

## 委員・オブザーバー（平成30年5月時点）

### （委員）

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学総合科学研究所 准教授
大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 准教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所 代表
又吉 由香	みずほ証券株式会社 上級研究員
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
横山 明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授（座長）

### （オブザーバー）

菅野 等	電源開発株式会社 常務執行役員
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
阪本 敏康	イーレックス株式会社 執行役員・経営企画部長
佐藤 悦緒	電力広域的運営推進機関 理事
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長
竹廣 尚之	株式会社エネット 経営企画部長
棚澤 聡	東京ガス株式会社 執行役員 電力事業部長
内藤 直樹	関西電力株式会社 執行役員・総合エネルギー企画室長
鍋田 和宏	中部電力株式会社 執行役員 コーポレート本部 部長
柳生田 稔	昭和シェル石油株式会社 電力事業部門担当執行役員
山田 利之	東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長