

## 制度検討作業部会(TF)の今後の進め方に対する意見の概要

平成28年3月7日から4月6日までの30日間、制度検討作業部会の今後の進め方についての意見募集を行ったところ、合計25者(新電力:11者、発電事業者:4者、DR事業者:2者、その他:8者)から、合計約150件の御意見を頂戴した。類似の御意見を統合し、以下のとおり対象施策毎(※)に分類したところ、概要以下のとおり。

(※)複数施策に跨がる一部御意見は、より関連の深いと思われる施策箇所に記載。

No	意見の概要
<b>①ベースロード電源市場</b>	
1	電源開発時の投資回収にかかる前提が崩れないよう、市場価格が適切な水準に維持される仕組みを導入していただきたい。
2	発電事業者の将来の事業予見性向上に資するよう、既存の長期売電契約だけでなく、今後の電力需給動向に応じて発電事業者が余剰電力を柔軟に売電できるような市場設計としていただきたい。
3	従前の火力電源入札に基づく電力供給は、相対取引ながらも市場的プロセスを経た取引であるため、ベースロード電源市場への供出義務対象から除外していただきたい。
4	共同火力事業者(500万kW以上の最大出力を有する事業者から1/3以上の出資を受ける事業者)については、親会社たる共同出資者への電力供給のために実質的に開発された電源であるため、親会社たる共同出資者のグループとしてカウントする等の配慮をいただきたい。
5	小売電気事業者との間で長期売電契約が締結されており、当該契約に基づき資金調達が行われている電源については、極めて慎重に検討いただきたい。
6	新規参入者にとって、ベース顧客獲得の電源となるような価格帯で落札可能な制度設計としていただきたい。
7	FIT 電気のうち、変動電源以外は送配電からベースロード市場に切り出していきたい。
8	対象量、対象期間が従来のスポット市場に比べ拡大することから、取引市場の与信・清算機能を強化いただきたい。
9	ベースロード市場について、エリア分断を考慮して、東西で市場を分けることも考慮できる。連系線利用ルールの変更と平仄の合う制度設計を検討いただきたい。
10	反対売買許容の条件について、反対売買の是非については賛否あるが、新規参入者にとっては極めて大きな額の電力調達になる。多年度に及ぶことも視野に入れるのであれば、事業年度の経過に伴い、当初の調達量が過大になることもあり得る。反対売買を許容することで、流動性が増し、また新規参入者も調達

	への意欲が増すことになる。
11	躰抜き目的の調達を排除するため、買手の入札量については取引監視等委員会等の機関で事業計画等との整合性を検証いただきたい。
12	旧一般電気事業者がエリア外に展開している新電力事業者は、母体から安定的な電力供給を期待できる点で、通常の新電力とは異なっており、イコールフットINGの観点から検討をいただきたい。
13	旧一般電気事業者系、電源開発以外にも発電設備を保有する事業者がおり、これらの事業者にも玉出しの機会を与えることで、より透明な価格形成、競争環境の確保に資するようになっていただきたい。
14	間接オークションとの制度の整合性を図っていただきたい。具体的には、エリアを跨ぐベースロード電源の取引については差金決済契約を原則とし、ベースロード電源を理由に物理的送電権が付与されないようにしていただきたい。
15	原子力、水力、地熱は長期固定電源であるため優先約定されると理解するが、長期固定電源に該当しない石炭火力については必要に応じて別途金融的送電権等を購入する制度としていただきたい。
16	燃料費調整制度など市場リスクを調整するメカニズムを事業者の意向により取引条件に付加できるようにして頂きたい。
17	電源種を限定せず、LNG 火力も含めて供出を認めて頂きたい。
18	本制度で電源供出を求められる事業者が、既存電源もしくは今後開発する電源から新電力向けに、自主的にベース電力を販売する場合(相対契約)は、本制度の電源切り出し量の内数として扱って頂きたい。
19	供出する電源は特定電源毎およびポートフォリオでの対応のいずれもが可能として頂きたい。
20	価格については、合理的な範囲内で電源トラブル等のリスクを価格に反映できるよう制度設計を検討頂きたい。
21	グループ内でベースロード電源を供出する場合、グループ内の各社が供出する量などは、事業者の裁量にて設定できるようにして頂きたい。
22	本制度の設定・見直しが行われる見通しが得られた場合は、事業者への情報提供を速やかに頂けるようお願いしたい。
23	急激な変動の際(新規参入者のシェアが急増)は、激変緩和措置をお願いしたい。
24	ベースロード電源市場に拠出する場合でも、投資回収の観点から、kWh 価値はベースロード電源市場、kW 価値は容量市場での取引として頂きたい。
25	ベースロード電源市場に拠出した電源の間接オークションでの取り扱いについて、制度上明確化頂きたい。
26	ベースロード電源市場への参加資格を定めて頂きたい。
27	卸市場の活性化が一定程度達成された場合には、拠出量の見直しや、本市場

	の在り方も踏まえて検討が行われるべきであり、制度の見直しの条件を設定して頂きたい。
28	電源調達の柔軟性を高めるという観点からは、より短い受け渡し期間が担保されていることが望ましい。3～5年という受け渡し期間を否定はしないが、少なくともより短期間(基本の1年)は必要。また、電気の受渡し期間は1年に限らず、3～5年程度の商品も取り扱いすべき。
29	受け渡し期間だけでなく、何年先のベースロード電源を調達するか、という視点も必要ではないか。基本は1年先となると理解しているが、より長期(受け渡し期間との整合の観点からは例えば3～5年先)の調達可能性についても議論すべきではないか。
30	供出価格については、「固定費も含めた電力会社のベースロード電源の総発電コストの加重平均値を上限とする」方向が示されているが、固定費に何を含まるかについては、明確に規定していただきたい。(非稼働の電源の固定費までは含まない、過去に減価償却が済んでいる電源についてはその減価償却分を控除した固定費のみを加味する、等)
31	ベースロード電源市場は固定費も含めた費用にて取引されることを考慮すれば、kW 価値を本市場を通じて調達側も負担することになる。よって例えば本市場から調達している電力分については、容量市場を通じた小売事業者の費用負担から控除されることを確認いただきたい。
32	常時バックアップの扱いについては、ベースロード電源市場創設とのパートナーではなく、卸市場活性化のモニタリングの中で、中長期的に議論すべきトピックと位置づけていただきたい。
33	電源種類ごとに取引可能な市場とするべき。
34	転売可能な方が望ましい。
35	他エリアに進出する旧一般電気事業者より、旧一般電気事業者ではない新規参入者を優先的にアクセスさせるべき。
36	供出量、供出価格に目標値を持たせる等の強制力が必要。
37	kWh 価値のみを取引対象とすべき。
<b>②間接オークション(エリア間値差ヘッジ商品)</b>	
38	先着優先から間接オークションに移行することは振替方式の変更であり、引き続き現物の振替であることを明確にしていきたい。
39	経過措置に関して、中間取りまとめ案P29には経過措置の適用に関連して「長期固定電源は、スポット市場において、成行価格での約定を可能とする仕組みを設ける。」とあるが、長期固定電源に限定せず、燃料制約のある発電事業者にも成行入札を認めていただきたい。
40	先着優先と間接オークションでは経済効果は同じという説明であったが、JEPXの発電側と小売側で3銭/kWh ずつかかるのであれば同一ではない。定額制継

	<p>続を合わせて保証する等、事業者負担が増加しない建付けを検討いただきたい。</p>
41	<p>間接オークションの導入に伴い、取引量が急増するため、当面の間(旧一般電気事業者の支配力が強い間)は、売玉の上限価格設定、発電所稼働率の意図的な操作等について、監視を継続いただきたい。</p>
42	<p>間接オークションへの移行を着実に進めて頂きたい。地域間連系線の運用について、原則、物理的送電権を廃止する方向でそのまま進めて頂きたい。長期固定電源への対応についても、例外なく物理的送電権ではなく金融的送電権等による対応としていただきたい。</p>
43	<p>間接オークション導入により、連系線を介する取引はJEPXを介することになる。激変緩和措置対象かつ連系線を介する予定のFIT電源をJEPX販売することが裁定取引に当たらないことを明確にして頂きたい。</p>
44	<p>間接オークション導入により、メリットオーダーの実現、市場活性化に繋がるものとして判断、早期導入をお願いしたい。またエリア間値差ヘッジ商品導入は、間接オークション導入となるべく同タイミングを要望。他方で電気事業者のみがプレイヤーとなり実取引がほとんど発生しない状況になることを懸念。従って、市場参加者の間口を広げ、あらゆる産業のヘッジ主体者が参加できる仕組みとすべき。</p>
45	<p>特定負担分の送電線については、事業者がコスト負担を行った上で送電権利を確保している。コスト負担と権利のバランスを取るべく、すでに「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」にて方向性が示されている当該権利の転売・譲渡について、今後のコスト負担が積み上がる前に早期に議論・確定していただきたい。</p>
46	<p>1kWh単位で取引できるようにすべき。</p>
47	<p>間接オークションで取引した場合でも、紐付が可能であれば、発電側の排出係数とすべき。</p>
48	<p>エリア間値差のリスクをヘッジする仕組みとセットで導入すべき。</p>
<p><b>③容量市場</b></p>	
49	<p>集中型を軸に検討を行う場合、既設電源と新設電源との市場分割、既設電源による容量確保の上限設定、等の新設電源が一定数約定できる仕組みの検討をいただきたい。</p>
50	<p>集中型を軸に検討を行う場合、旧一般電気事業者のグロスビッド、ベースロード市場への玉出し、あるいは相対契約の料金設定時やベースロード電源市場に拠出した電源の容量市場で固定費二重取りの排除等、の支配的事業者の市場支配力抑制策を検討いただきたい。</p>
51	<p>固定費(一部)回収の目途のついた発電事業者によるベースロード市場への玉出し、あるいは相対契約の料金設定に際し、二重取りが発生するようでは消費者利益を損ないかねないので、監視の仕組み作りが必要。</p>

52	電源の競争・卸市場の活性化と安定供給を両立させるため、供給計画で、発電事業者との契約を担保した供給力の確保量(割合)を年次段階的に義務付け(直近になれば義務量が増える)、この供給力は、容量市場・先渡し市場又は相対での調達を可能とするスキームを検討いただきたい。
53	調達・確保する供給力に対しては、発電設備の種別・経年・稼働率も考慮いただきたい。
54	燃種・立地といった電源競争力を勘案した市場設計を検討いただきたい。
55	現状考えられている制度が見通せないため、いくつかの案が出た時点で改めて再度意見募集していただきたい。
56	容量市場による kW 価値調達により小売事業者は何を獲得するのか、調達により具体的な便益があるのか、どのような状態が確保義務違反に該当し、何らかのペナルティがあるのか等を明確化いただきたい。
57	発電所投資の見直し立てができるよう、投資回収期間を満たす長期間を対象とする市場を当初から目指すとした場合、あまりに長すぎると小売事業者にとっては価格の妥当性判断に苦慮し、短すぎると投資回収見通しの支援にはならず、と一長一短であり、慎重に検討をいただきたい。
58	容量市場導入の大元には変動電源(太陽光・風力)の増加への対応という意味合いもあるものと認識しており、変動電源に kW 価値を認めるのは妥当でない。
59	kW 収入の対価としてどのような義務が発電事業者に発生するのか(最大電力発生時に緊急停止となっていた電源に対し何らかの罰則があり得るのか等)事前の明確化が必要。
60	連系線制約が頻発することを踏まえ、全国単一で容量市場を設定するのかエリアごとの設定になるのかを検討いただきたい。
61	集中型の場合、TSO が kW 価値を買い上げて小売業者に払い渡すことになり、小売事業者はプライステイカーでしかない。kW 価値買い上げ価格の前提となる需要カーブの妥当性の検証スキーム構築、並びに小売事業者の支払いを託送料に加算することで価格転嫁に労のないスキームとしていただきたい。
62	容量確保義務による支払、容量市場による kW 価値の収入時期については、各月払いが妥当。
63	大規模自然災害等による電源脱落および電源の長期的な計画外停止といった需給ギャップ対応(稀頻度リスク対応)に係るバックアップ電源の必要性およびその必要量について、早急に結論を得るべき。稀頻度リスク対応のためのバックアップ電源が必要とされた場合には、どのような電源を位置付けていくべきか、その中で「石油火力」をどう位置付けるかを早急に検討すべき。検討の結果、「石油火力」をバックアップ電源として位置付けるならば、電源容量(kW)を維持するだけでは燃料供給に係るサプライチェーンを維持することができない点を踏まえ、平時から「石油火力」を一定稼働することを前提とした制度作りが必要。
64	着実に火力発電所の新陳代謝が促され、全体として調整力等の性能向上が図

	られるような制度設計をお願いしたい。新設と既設の電源を区別し、特に新設については自然変動電源への対応を前提とした性能要件を付してもよいのではないか。
65	ベースロード電源市場に抛出する場合でも、投資回収の観点から、kWh 価値はベースロード電源市場、kW 価値は容量市場での取引として頂きたい。
66	契約期間は長期(15年程度)も可能として頂きたい。
67	容量を確保する開始時期は、火力の新設電源の場合、実需の4年前程度とする必要があるではないか。
68	電力システム改革貫徹のための政策小委員会の中間取りまとめは、専ら集中型電源が念頭に置かれているようにも見受けられるが、今後、詳細の制度検討を行うにあたっては、コージェネレーションをはじめとする安定的な分散型電源についても、容量市場の取引対象から除外されることのないようお願いしたい。
69	小売電気事業者の(短期的な)負担増への配慮の観点から、過度な負担を避ける点には賛同。他方、国全体の必要容量に係るコストを適切に分担する観点からは、(理論上総コストは収斂するとは言え)短期的には原則変動費のみで価格が決まる SPOT 市場を主体に調達する「フリーライダー的」な小売事業者と、自社グループの電源や相対契約により、固定費を一定程度負担する小売事業者との間では、負担配分に差を設けるなど配慮いただきたい。
70	CO2・非化石電源等、温暖化対策への価値は別市場や制度で担保されていることから、調整係数の設定にあたっては CO2 の多寡で評価が変わることのないよう配慮いただきたい。
71	FIT 電源による市場の歪み(ミッシングマネー問題)を的確に解消することにより、効果的な発電事業への投資を促し、結果としてエネルギーの3E 達成に資する制度とすべき。
72	新設電源、既設電源と 2 種類に分けて語られることが多いが、実際には数十年のライフサイクルの中で様々な状態の発電所が存在。既設電源であっても性能の維持向上のために適切な補修費・改良費が必要となることであり、償却が進んだ既設電源にとっても固定費回収の予見性は、新設電源と同様に重要な課題となるため、新設電源と既設電源をシームレスで扱えるような制度とすべき。
73	小売電気事業者の負担はどの程度になるのか明示してもらいたい。
74	先物市場・先渡市場と重複しており、どちらかで良いのではないか。
<b>④調整力公募・リアルタイム市場</b>	
75	調整力の広域活用を検討する際においては、スポット市場や時間前市場での取引に影響がないようにしていただきたい。
76	リアルタイム市場の詳細設計においては、様々なプレイヤーが参入可能となるように商品の設計をしていただきたい。
77	調整力公募制度の詳細設計にあたっては、調整力として利用しない時間帯は需

	要サイドでのエネルギーマネジメントとして活用する等により経済性が向上するため、蓄電システムのマルチユースでの活用を考慮して制度設計を行っていただきたい。
78	蓄電池からの逆潮流について、その送配電システムへの影響等が最小限に留まることを前提として、蓄電池を用いたリソースの普及促進が必要。また、計量において、検定付き計器以外のデータ利用可能性の検討を要望する。
79	リアルタイム市場に向けて、時間要件の短い電源(電池や小口 DR)も力が出せる制度設計としていただきたい。
80	市場創設時の市場監視について、現行のインバランス料金は実コストとは異なっており、リアルタイム市場を創設し、TSO が調整に要した費用をそのまま小売りに転嫁できる仕組みを確保することで、同時同量へのインセンティブとしつつ、託送の安定性を確保してはどうか。但し、この市場に売り玉を出せる発電事業者は旧一般電気事業者が大半であろうと思われるため、超過収益獲得を狙ったオペレーションが危惧される。2017 年度の調整力公募実績では、エリアごとに最高価格のばらつきが顕著であり、実コストとの乖離があったのではないかと想像される。リアルタイム市場では実コストに基づく札入れは求められないとはいえ、上述のように当該市場で活動できる発電事業者に偏りがあることに鑑み、モニタリングが必要。
81	一般送配電事業者の調整力の調達について、原則市場経由としていただきたい。リアルタイム市場整備もぜひ進めていただきたい。
82	北海道電力管内における出力変動緩和対策のために、系統側または発電所側に設置される蓄電池について、調整力公募及びリアルタイム市場が整備されて以降は、原則全量を調整力市場及びリアルタイム市場で取り扱うこととしていただきたい。
83	周波数調整機能について、なるべく多くの発電設備に参加を促すような制度設計を行うべき。現在実施の調整力公募では、競争力があり高い稼働率が見込まれる発電設備に参加するインセンティブが無く、調整力不足および系統維持費用の増加が懸念される。
84	本年 4 月から始まったネガワット取引については、定期的に状況を把握して頂くよう要望する。その結果、市場活性化阻害要因等が明らかになった場合は取引制度を速やかに改善し、継続的なネガワット取引の普及促進をいただきたい。
85	kW 価値と $\Delta$ kW 価値の議論の中で厳気象対応(稀頻度リスク対応: 現行の電源 I ダッシュ)が埋没しないようご配慮頂きたい。また、電源 I a や I b の領域に DR が参入できるかどうかの検討も、その普及拡大に関わるポイント故お願いしたい。
86	電源は発電機という形でリソースを自身で所有しているが、アグリゲーターはリソースを確保するために、需要家への営業活動が必要である。そのため、リソースを確保するための期間を十分にとっていただきたい。例えば、2017 年度分の

	調整力公募で求められていた入札時の需要家リストについて、入札時には厳格なものを求めず(最低限応募 kW の半分は提出など)、リスト最終版については、DR 発動までに用意するなどの運用としていただきたい。また、需要家の状況変化もあるため、需要家リストにおける事後的な需要家の入れ替えも認めていただきたい。
87	送配電事業者からのオンライン指令は専用線を用いた高価なものとなっているため、より安価な方法でのオンライン化を検討いただきたい。現状、送配電事業者とアグリゲーターの間の連絡手段は電話・fax・E-mail といった人手を介する方法が採用されているが、送配電事業者からの信号がオンライン化することにより上記人手を介する方法よりも確実な信号の授受が可能となる。OpenADR というオンライン信号を受けるシステムを既に構築済みのアグリゲーターは20社近くある。
<b>⑤インバランス制度</b>	
88	インバランス制度の見直しは慎重に検討していただきたい。
89	各事業者間で不公平が生じないよう制度設計いただきたい。
90	インバランス料金の精算が混乱遅延することが無いよう、変更に当たってはシステムの改変時間を十分とっていただきたい。
91	$\beta$ 値について、市場のシステムプライスをベースにするインバランス価格とエリア価格に値差があれば、エリア価格高騰時にはインバランス補給を選択し、逆にエリア価格が低廉なケースでは市場調達を過剰に行い余剰バランスを選択する事業者が存在してもおかしくない。固定的な地域間値差( $\beta$ 値)を廃止し、エリア価格をベースしたインバランス価格(= $\beta$ 値をエリアプライス-システムプライス)としない限り、市場とインバランス補給の差し替えメリットが発生してしまう。
92	$\alpha$ 値について、時間帯毎の $\alpha$ 値は不明であっても、確率的なレベルでは推定が可能であり、同時同量遵守のインセンティブにはなっていない。同時同量遵守にインセンティブを持たせるのであれば、余剰と不足で価格差を設ける必要がある。一方で、需給逼迫時には余剰を出す事にも価値はあり、逼迫時に $\alpha > 1$ となる現在のルールにも賛同できる。例えば、現状の $\alpha$ 値に、個社毎の(実績値/計画値)を乗ずる等で余剰と不足に傾斜をつけることが対策として考えられるのではないか。
93	現状の2ヵ月後の精算時期は遅すぎるので、インバランス精算時期の適正化、早期化を検討いただきたい。
94	余剰インバランスは市場価格よりも安く、不足インバランスは市場価格よりも高い単価になるような制度にすべき。
95	インバランス料金の予見性が制度設計時の想定よりも高くなっており、本来の「同時同量遵守」という小売事業者の基本原則・思想を逸脱する行為(モラルハザード)が発生しやすい状況となっているとの認識。現行の算定方法は必ずしも同時同量遵守のインセンティブとなり得ていないのではないか。同時同量遵守と



	<p>いう点において、何らかの量的基準(たとえば前制度である小売需要規模の3%など)を設け、著しく基準を満たさない事業者に指導・勧告するなどの監視を強化するのも一案だが、経済合理性に拠らない基準を別に設けることはかえって事業者の行動にさらなる恣意性を与える等の懸念もあり、慎重な検討が必要。そもそも、インバランス料金の設定において市場価格を参照しているのは、市場価格が適切にメリットオーダーに従って価格形成されていることが前提であり、支配的な旧一般電気事業者が限界費用で玉出しされているかどうか、引き続き適切なモニタリングを求めたい。</p>
<b>⑥先物市場・先渡市場</b>	
96	<p>ベースロード電源市場において、仮に燃調制度に類似するような仕組みが導入されないとすれば、資源価格変動に対する価格ヘッジ商品を導入いただきたい。</p>
97	<p>先物市場をリスクヘッジのツールとすることは賛成だが、市場参加者や市場規模等が見通せず当面活用は難しいのではないか。</p>
98	<p>市場監視のルールを明確化していただきたい。</p>
99	<p>ベースロード市場を含む先渡し現物市場を充実していただきたい。</p>
100	<p>TOCOMから商品設計概要が公式に示されないままだが、月次ベースロードのみでは、事業者のヘッジニーズを喚起できない。日本の場合は、季節間格差、昼夜間格差が他国に比べても顕著であり、ボラティリティが高い週日のデイトタイム、ピークタイムをカバーする商品が必要。</p>
101	<p>ヘッジ会計適用基準について、システム価格が30分毎に確定し、かつ貯蔵不能ゆえ受払実績の確認自体ができない、かつ時間帯毎の取引数量が大きく変動する電気は、従来の金融商品会計との親和性が乏しく、特段の行政の指針がない限りは、先物取引は非ヘッジ会計適用になる可能性が高いと考えられる。コマごとの受給量の微調整が求められる中、実物取引量&gt;ヘッジ量を常に担保しようとする、実運用の柔軟性を損なうことになる。非ヘッジ会計を回避するために、ヘッジ量を実取引量の内数に常に設定しようとする、極めて少ないヘッジ量となり、リスクヘッジとしての実効性を欠くことになる。30分毎の約定量に関わりなく、ヘッジ対象総量が供給計画量に照らして不相応でなければヘッジ会計の成立を認める等、従来の金融商品実務と異なった判断が必要。</p>
102	<p>昨今の価格分断を鑑み、エリア間値差リスクをヘッジできる仕組みとしてシステムプライスだけではなく、エリアプライスのヘッジ手段も必要。あくまで現物取引のヘッジを目的としているため、現物市場に応じて旧電力のエリア毎に商品が分けられるのが理想。一方で、先物市場の流動性を考慮すると上場初期段階では例えば東・西の2分類または北海道・東・西の3分類が望ましいのではないか。もしくは間接オークションとの絡みでFTR取引市場の整備も同時に必要ではないか。</p>
103	<p>与信リスクのアンバランスも課題。クリアリングハウスを設置するにせよ、マーケ</p>

	ットにおいて玉出しをするのは比較的大手企業である一方、調達側はクレジットリスクの高い新規参入者となることが予見されるため、クリアリングに係る保証金等のコストが新規参入者にとって過度の負担となる懸念がある。またクリアリングハウスを複数設置し、クリアリングハウス同士に競争原理を働かせることも保証金負担等の観点から重要ではないか。
104	先物市場が成熟する前段階においては相対取引ベースの取引が開始され、それが先物市場取引へと移行、収斂されていくものと理解しているが、相対取引、先渡市場、先物市場のそれぞれの役割、それぞれが併存し得るのかを再度整理した上で、それぞれの信用リスクの大きさ、必要な証拠金の規模を検討する必要。
105	容量市場と重複している存在であり、どちらかで良いのではないか。
<b>⑦既存契約見直し指針</b>	
106	指針の策定検討においては、見直し後の契約を現物取引とみなすための会計上の取扱いの考え方や手続きのガイドラインを、関係省庁・関係部局と連携しつつ、統一見解として整備いただきたい。
107	kW 価値と kWh 価値が完全に切り分けられる場合は、発電事業者が適切に供給価格を引き下げるよう指導いただきたい。
108	協議の円滑化をはかる観点から、既存契約見直しにかかわる指針を取りまとめることについては賛成。同趣旨に沿った既存指針である「卸電力取引活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」についても、公営水力など地方公共団体の売電契約の解消が、指針策定後も実際の動きに乏しい現状を踏まえ、現状および課題を明らかにしつつ、より実効的な内容とすべく改定していくべき。
109	契約の具体例を提示してもらいたい。見直しのテーマと改定の内容を提示してもらいたい。
110	発電側の入札モニタリングを強化すべき。
111	水力発電所との長期相対契約を開放すべき。
<b>⑧その他</b>	
112	非化石価値取引市場について、高度化法告示にある中間評価の基準については、非化石電源の稼働状況も踏まえた上で適切かつ慎重に設定されるとともに、事業者の予見性が確保される一定程度の猶予ある中間目標年の設定や当該市場調達以外の代替手段についても検討いただきたい。
113	現時点では非化石電源へのアクセス状況について、事業者間の格差が大きいことから、中間取りまとめ案に記載の通り、そのような格差が競争環境を歪めないように留意いただきたい。
114	地内系統での電源のメリットオーダー運用(電力システム全体の経済性の向上及び系統の効率的利用)を考慮して新規電源接続時の系統増強策を検討し、電源接続時の系統増強コストを抑制する制度としていただきたい。そのような仕組

	<p>みの検討を先行して進め、混雑のある系統にてモデルケースでの系統増強コスト回避効果を検討いただきたい。</p>
115	<p>一般送配電事業者による系統接続時の系統増強策(系統接続方法)の詳細検討スキームの導入、および(広域機関の妥当性確認・検証の拡充としての)他一般送配電事業者による系統増強策の妥当性検証制度を導入していただきたい。</p>
116	<p>旧一般電気事業者がカンパニー制などに移行した場合、流通設備が分社化後の発電事業会社の所有として区分されるケースがある。そのような場合、発電事業会社の有する流通設備は、送配電事業者の流通設備同様に接続対象となることをルール上明記し、送配電事業者の流通設備と同等の対応がなされることを取り決めていただきたい。</p>
117	<p>発電所建設時に、系統接続設備に加え、発電所の冷却水路など、発電所建設・運用に必要となる設備で送配電事業者の用地を利用することが必要となる場合は、利用に向けた協議が望ましい対応であること、および応じるべき協議の内容例をガイドライン等に記載いただきたい。</p>
118	<p>系統アクセス時の検討において、「(設備計画ルールに記載の無いような)極めて稀な超稀頻度の事故の際に供給力確保するための系統増強については、接続希望をしている1電源の系統アクセス費用としてではなく、系統全体の系統安定化のために必要な系統増強と整理し、1電源の系統接続費用として扱う額の上限を設定する制度を導入していただきたい。</p>
119	<p>金融機関含む市場参加者が適切な判断を行うため、市場設計・市場動向を理解するための基礎となる電力データ(需要、供給、価格等)が十分かつタイムリーに開示されるような制度設計を行っていただきたい。</p>
120	<p>非 FIT 電源(特に原子力)について、例えば事業採算を下回る価格で市場供出を求められるなど、旧一般電気事業者が不当に不利にならないような市場設計をいただきたい。</p>
121	<p>事業者がリスクマネーの供給を受けやすくなるような金融面での制度整備や投資家の育成、金融市場の整備を並行して進めていただきたい。</p>
122	<p>原子力の非化石価値は、一般送配電事業者に帰属するものとし、託送料の削減財源としてもらいたい。</p>
123	<p>FIT制度導入以降非化石価値市場創設までのFIT電源が生み出した非化石価値はこのままでは死蔵されたままになるため、非化石価値市場の売り玉としての転用を検討いただきたい。</p>
124	<p>今後、旧一般電気事業者の保有する非化石価値は旧一般電気事業者(発電部門)保有のままであるとした場合、一方、火力由来の排出係数は市場取引や相対契約を通じて販売先に移転するのでは、実質的には排出係数洗浄になるのではないかと危惧する。水力由来の非化石価値はともかく、原子力由来の非化石価値は従来の経緯に鑑み、発電事業者がキープするのではなく、販売先に移転するのが妥当。</p>

125	発電事業者が獲得した非化石価値売却収入が小売事業に投入されると、公平な競争を損ねるため、発電—小売間のファイアウォールが必要。
126	再エネ由来と原子力由来で取り扱いを分ける方針について賛同。
127	市場活性化の観点から、エネルギー供給構造高度化法の基本方針について2020年、2025年といった断面での中間目標も必要ではないか。
128	事業者への意見募集は今回のみならず、詳細設計の議論が進む過程において、定期的に実施頂きたい。
129	最適なエネルギーミックスを考える上で、家庭を含む省エネ化が重要であることから、住宅用太陽光の地産地消活用促進に資する制度的仕組みについても検討が必要。
130	今後、ベースロード電源市場が整備された場合に、小水力、木質バイオマス発電などのベースロード電源としての機能を保有するFIT電気については、回避可能原価の設定において、スポット市場・一時間前市場の価格に加えて、ベースロード電源市場価格も考慮に入れるべきと考える。また、以上の価格設定において小売電気市場の新たな担い手としてエネルギーの地産地消など地域化に取り組む新電力会社に大きな影響が生じないように配慮されるべき。
131	小売事業者のみから発電事業者への負担のリバランスについて、発電事業者側が適切な卸価格への転嫁ができるか不安。また、稼働率の大小で固定費負担が変わるとすると、例えば火力の中では比較的調整電源として使われやすいガス火力が石炭火力より不利になる懸念がある。固定費—変動費間のリバランスについては、既に関連ワーキングのヒアリングで出ているように、基本料金が高くなることにより、新電力が得意とする低負荷顧客の料金上昇に繋がらないかを懸念。
132	料金を滞納しながら小売事業者を渡り歩くフリーライダーへの対策を国主導で検討すべきではないか。
133	非化石証書を購入する小売電気事業者は、小売価格に転嫁せざるを得ないので、結果的に国民負担が低減していないことを明示すべき。
134	事業者の実務上の柔軟性を考慮し、証書の有効期限は複数年(2年間程度)としてもらいたい。
135	競合の市場退出を目的としたダンピングや、事業売却、単純な規模拡大などを目的に単年又は短期で契約終了されると市場の冷え込み、不信感を招く。指針上で問題となる行為に定めてはいても実際に検証する環境になく、事業採算性を開示させるべき。
136	改正FITにおいて広域スイッチングシステムでFIT買い取りの機能制限をする予定との周知が出ているが、既にあるシステムを止めるべきではない、せめて相当の猶予期間を設けるべきである。