

○調整力募集要綱(案)に対するご意見・ご質問と回答一覧(電源Ⅰピーク調整力、電源Ⅰ・Ⅱ調整力、電源Ⅰ'厳気象対応調整力)

平成28年10月31日

東京電力パワーグリッド株式会社

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
1	全般	全般	<p>経済産業省が発行した「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方(案)」の「3. 基本的な考え方」①によると全ての電源等にとっての参加機会の公平性の確保が基本的な考え方の一つになっています。また、同書のp2では「電源等」をネガワットや電力貯蔵装置等を含めたものとして定義しています。</p> <p>御社の募集要綱案を拝見しますと、設備要件からは既存の発電設備が想定されているように見え、経済産業省が提示したネガワットや電力貯蔵装置も含めた参加機会の公平性が確保されているようには見えません。たとえば、ネガワットや電力貯蔵設備の固有の特性については考慮されていないと思います。</p> <p>ネガワットや電力貯蔵装置も含めた参加機会の公平性を確保した要綱の作成を希望します。</p>	<p>電源「等」としており、「等」にはネガワットなどを含んでおります。要件を満たしていれば全て入札対象としております。</p>
2	全般	全般	<ul style="list-style-type: none"> ・DRを実施出来る需要者を集約し電気の使用抑制または増加することで調整力の提供を行うケースを入札条件に加えて頂きたい ・DR専用枠を設けて頂きたい。(電源B-I枠) 	<p>要件を満たしていれば全て入札対象としております。また要件を緩和した「電源Ⅰ' 厳気象対応調整力募集要綱」も公表しておりますので、そちらも併せてご参照下さい。なお、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に「特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと」とされていることを踏まえ、DR専用枠を設けることは予定しておりません。</p>
3	I	全般	<p>①契約電源の託送約款上の位置付け(電源Ⅰピーク調整力契約ではなく)同時に締結する電源Ⅰ・Ⅱ調整力契約に基づく「調整電源」という理解で宜しいでしょうか。</p>	<p>託送供給等約款で定める、別途当社と調整に関する契約を締結する調整電源に該当いたします。</p>
4	I	全般	<ul style="list-style-type: none"> ・電源Ⅰ-bの明記がない状態であるが、公募を実現していただきたい。 ・公募が実現する際には、意見募集の場を設けていただきたい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・広域機関の議論結果を反映することとなっております。 ・電源Ⅰ 需給バランス調整力については、常時の需給バランス調整を行う点で、設備要件等の一部を除き電源Ⅰピーク調整力と要綱の内容が同様であること等から、今年度の意見募集は省略させていただきました。なお、電源Ⅰ' 厳気象対応調整力については、9/27～10/7に意見募集を行いました。
5	I	全般	<p>周波数調整機能を具備していない電源等に関しては、広域機関による今後の議論等を踏まえ設定する旨が記載されているが、「電源等」には需要抑制(ネガワット)を含むという理解でよいか。</p>	<p>電源「等」としており、「等」の中にはネガワットも含んでおります。</p>
6	I	全般	<p>①本年3月まで意見を募集していた予備力と、今回募集している調整力の違いが何か、そもそも異なるものなのか明確にすべき。 ②公募の決定プロセスの透明性を高め、調整力要件に対する応札事業者からの意見提示に対する対応結果(意見提示への検証・意見反映する際の評価、判断基準、担い手、結果公表のやり方など)を開示すべき。</p>	<p>①周波数制御、需給調整バランス調整を目的として確保するという点において同様と考えております。 ②「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の内容を踏まえ、今後検討してまいります。</p>
7	I	全般	<p>①応答速度や出力調整幅に応じ募集要件を細分化し、応答速度が比較的遅くても良い調整力に対しては、オンライン電源以外の電源(メールや電話などで調整指示等を受ける電源)も募集すべきと考える。</p>	<p>調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については、検討が必要ため来年度以降の状況を反映して設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ' 厳気象対応調整力」においては要件の緩和をしております。</p>
8	I	第3章	<p>「ピーク供給力提供可能時間」について、揚水運転時間分は除外する必要があるか、それとも一度揚水してしまっ後は24時間指令に従うことが可能ということであれば24時間ということでの明記にしてください。</p>	<p>当社中央給電指令所からの指令に従える時間であり、揚水運転も指令しているものとみなしますので、揚水運転時間を除外する必要はございません。</p>
9	I	第3章	<p>「電源Ⅰピーク調整力として契約する電源等(以下「契約電源等」という)との契約キロワットで、5分以内に応動可能な出力幅で契約上利用できる最大値とします。」と記載されているが、例えば最大100万kWのピーク調整力の提供が可能である一方、5分以内に応動可能な出力幅が20万kWの場合、契約キロワットは100万kWとの理解でよいか。</p>	<p>5分以内で応動可能な出力幅が契約kWとなりますので、記載いただいた例の場合の契約kWは20万kWとなります。</p>
10	I	第5章	<p>募集概要1に記載のあるピーク調整力提供期間において、上げ余力は昼夜間別に調達すべき。また、同箇所の対象電源について、短い反応時間であればオンライン指令以外でも調整力として活用できる仕組みを導入すべき。</p>	<p>調整力の要件の細分化(昼夜間別、反応時間別など)は、広域機関等の委員会において議論されていくものであり、今後の検討課題であると考えております。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
11	I	第5章	概要3における設備要件には発電設備の様で記載されているが、蓄電池が応募した場合、発電機と同様の機能に関して別途協議できるということでしょうか。	別途協議とさせていただきます。(要件に適合すれば蓄電池も活用可能です)
12	I	第5章	・電源単位での契約ということだが、アグリゲーター—の立場の場合は、アグリゲーター—との契約とすべきではないか？	需要家を集約してのアグリゲーターの場合は、アグリゲーター—単位での契約となります。
13	I	第5章	・出力の上げ、下げがあるとして蓄電器が対象機器に記載がないということは見直すべきではないか？対象は記載だと火力、水力のみ。	電源「等」としており、「等」の中にはネガワットも含んでおります。
14	I	第5章	その際の要件で条件として頂きたい点を列記致します。 ①これまでのDR実証が活かされる仕組みを検討頂きたい(何回以上のDR指令を受けどの程度成功しているか等) ②DRシステムを持ち実施出来ること ③需給調整契約に加入している需要家も参加できるプログラムとして頂きたい ④アグリゲーター契約は複数年の契約として頂きたい(2年以上等) ⑤入札した契約量の何%まで事前確保すべきか要件を公募段階で明示頂きたい ⑥ポジワットに対しネガワットは小容量での参加も可能として頂きたい(1mW等) ⑦測量方式についてこれまで実証で行われてきた、電力会社のメーターからのパルス分岐方式を認めていただきたい ⑧5分間での対応というケースのためネガワット対応の場合のベースラインの算定はガイドライン記載の比較的短い時間での対応の場合を適用でいいか。明記がほしい。また5分前以外の要請の想定はないか。 ⑨随時調整契約との重複も優先順位付等により許容頂きたい。 ⑩新電力からの入手も含め、アグリゲーターが需要家からの了承があれば、時間別データの入手が阻害されない仕組みを明文化していただきたい。 ⑪アグリゲーターにより需要家募集は3月末まで可能として頂きたい。 ⑫公募時点でのアグリゲーターの需要家確保要件の明示をお願いしたい。	①DRの成功率は考慮いたしません。100%供出可能な量を応札量として下さい。 ②「DRシステム」の定義が不明ではございますが、システムの有無にかかわらず要件に適合した設備等により契約kWを供出して頂く必要があります。なお、電源Ⅰ・Ⅱについては、常時の周波数調整に利用することから、当社中央給電指令所からのオンライン制御が必須となります。 ③制度設計専門会合の議論で1需要家が複数のネガワット契約を結ぶことは妨げられるものではないと整理されております。ただし、節電電力量の仕分けは明確にして頂き当社へ通知して頂く必要があります。 ④「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視の考え方」で長期＝1年間とされており、現時点ではこれに従っております。調整力を安定して調達する観点からは、1年以上の契約も選択肢の1つと考えておりますが、複数年の契約に関しては、関係箇所を含め今後の検討が必要です。 ⑤確保済みで100%供出可能なkWを応札量として下さい。 ⑥ポジワット、ネガワット問わず電源Ⅰ・Ⅱの最低容量は±1.25万kWとなります。 (設定根拠:託送供給等約款別冊「系統連系技術要件」に記載されております、最低容量25万kWのAFC幅5%相当(25万kW×5%=1.25万kW) ⑦実績電力量については一般送配電事業者が当該需要家の検針結果をもとに把握いたします。 ⑧電源Ⅰ・Ⅱは周波数調整に利用するため、常時変動することから、需要計画と需要実績の差を調整電力量とし扱うこととなります。詳細については、契約協議の際に取決めさせていただきます。 ⑨③と同様です。 ⑩デマンドレスポンスを行う需要家の使用量情報については、需要家および当該需要家に小売供給を行っている小売電気事業者と協議・調整を願います。 ⑪ピーク調整力契約電力については100%応動していただくことが必要であり、当該契約電力の提供が可能であるか入札書で確認させていただきますので、応札段階で確保していただくことが必要となります。 ⑫⑪と同様です。
15	I	第5章	入札時までオンラインとなっていない場合、契約開始時までオンライン設備を具備することになっているが、間に合わなかった場合どうなるのか。	対応について協議させていただきます、その上で契約期間が見直し(短縮)される場合、契約期間に応じた料金とさせていただきます。
16	I	第5章	「※5 水力発電設備の場合等の周波数調整機能につきましては別途協議します」とあるが、協議の結果、必要なこととなることはあるのか。また協議はいつまでに実施し、いつ決定するのか。	周波数調整機能の具備は必須の要件となりますので、原則として「必要なし」とはなりません。ただし、出力変化速度等を勘案し、当社が周波数調整機能を具備しているのと同等の機能を有すると認めた場合は協議させていただきます。
17	I	第5章	運用要件の「原則11時間提供可能」とあるが、ピーク調整力としてはかなり長い時間設定となっているが、どのような基準で設定しているのか。	・エリアH3発生時に必要な予備力を確保するために必要な運転継続時間を設定しております。
18	I	第5章	①必要な電源の募集要件を細分化し、それぞれにおける規模を募集すべき。 ②調整力必要量の考え方は、更新の都度、その考え方・算定プロセスを明確にして頂きたい。	調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については、検討が必要のため来年度以降の状況を反映して設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ」厳気象対応調整力においては要件の緩和をしております。
19	I	第5章	①短期の契約期間(日単位、週単位、etc.)での募集についても検討して頂きたい。	当社は送配電事業者として供給区域の安定供給を担っており、年間を通じ安定的に必要な調整力を確保する必要があります。短期契約につきましては、必要な調整力を確実に確保出来ることを前提として、コスト面や運用面を含めた検討が必要と考えております。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
20	I	第5章	①前述の通り応答速度や出力調整幅に応じ募集要件を細分化すべきであり、その中で応答速度が比較的遅くても良い調整力に対しては、オンライン電源以外の電源（メールや電話などで調整指示等を受ける電源）についても募集をすべき。	調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については、検討が必要なため来年度以降の状況を反映して設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ」厳気象対応調整力においては要件の緩和をしております。
21	I	第5章	①応答速度や出力調整幅に応じ募集要件を細分化し、応答速度が比較的遅くても良いものについてはオンライン電源以外の電源（メールや電話などで調整指示等を受ける電源）も活用すべきである。 ②オンライン以外の電源については、調整力として必要な量を必要な応答速度で対応できるのであれば、同一発電機を別々の発電量調整供給契約・バラシンググループで活用することも考えられることから、「発電機単位でなくバラシンググループ単位など、グループ単位で応募する」ことも許容すべきと考える。	①調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については、検討が必要なため来年度以降の状況を反映して設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ」厳気象対応調整力においては要件の緩和をしております。 ②制度設計WGの議論において、調整力の確保単位は発電機単位が適当と整理されたと認識しております。
22	I	第5章	①ガバナフリー、AFC、DPC、出力低下防止機能の全ての機能の提供を求めるのではなく、募集要件を細分化し、応札者を増やし、予備力調達コスト低減を狙うべき。 ②出力低下防止機能は調整力公募の要件から除外すべき。	①調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については検討が必要なため、来年度以降の状況を踏まえて設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ」厳気象対応調整力においては要件の緩和をしております。 ②本要件は託送供給等約款別冊「系統連系技術要件」に記載されております、最低出力と同等の内容を要件としております。要件は原則としておりますので、既設機については、個別協議とさせていただきます。
23	I	第5章	①出力増減に対する幅・対応時間・最低出力・制御周期などについて募集要件を細分化すべき。 ②AFC・DPCの変化速度については、定格出力に対する割合ではなく、本来必要とされる容量を基準に要件化すべきと考える。例えば、GT・GTCCに求められるAFC変化速度は±5%/分と定められているが、容量を基準に±〇〇万kW/分と定めるなど。 ③最低出力を要件から除外し、別途、必要とされる容量の幅を基準に要件化すべきと考える。	①調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については検討が必要なため、来年度以降の状況を踏まえて設定してまいります。なお、別途募集する「電源Ⅰ」厳気象対応調整力においては要件の緩和をしております。 ②発電機容量の大きなものが有利となるため、必ずしも発電事業者の増加に繋がらないと見えます。また、本要件は託送供給等約款別冊「系統連系技術要件」に記載されております、AFC・DPCの変化速度と同等の内容を要件として記載しております。 ③本要件は「系統連系技術要件」に記載されております、最低出力と同等の内容を要件としております。要件は原則としておりますので、既設機については、個別協議とさせていただきます。
24	I	第5章	①募集要件を細分化し、出力増減に5分以上かかる電源についても募集すべき。	調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。募集要件の細分化については検討が必要なため、来年度以降の状況を踏まえて設定してまいります。なお、過去の複数の電源脱落時に5分程度で調整力を追加しなければ周波数が回復しないことを確認した結果に基づき設定しております。
25	I	第5章	ピーク調整力提供期間が1年間とありますが、次年度以降に提供を希望する場合、自動継続ではなく、応札が必要ということで宜しいでしょうか。	「入札」による募集のため、各年度において応札をしていただく必要があります。
26	I	第5章	火力発電機で常時5分以内に出力増減可能とする必要があるということは、常に運転状態またはペリーホット状態にしておく必要があるという理解で宜しいでしょうか。運転継続時間として設定されている11時間の設定根拠をお教え頂けますでしょうか。また、水力発電設備においてはどのような運転状況を想定されていますでしょうか。	特に運転状態の指定はございませんが、実運用において、火力発電機であれば、ご指摘のとおり運転状態を保持していただく必要があると思われれます。なお、火力発電所等が電源Ⅰピーク調整力を確保するために要した燃料費増分については、従量料金でのお支払いはいたしません。また、運転継続時間については、エリアH3需要発生時に必要な予備力を確保するために必要な時間を設定しております。
27	I	第5章	数時間前～数日前のユニット並列指令による出力増減が可能な電源（並列後、給電指令可能状態における出力増減指令には5分以内で対応可能）	電源Ⅰピーク調整力は過去の複数の電源脱落時に5分程度で調整力を追加しなければ周波数が回復しないことを確認した結果に基づき設定しております。
28	I	第6章	「代替電源」がある場合、入札時に提示する年間停止計画日数に代替電源を考慮することが可能か、それとも入札時に提示する年間停止計画日数はあくまでも入札する発電機の停止計画日数とするのか明確にして頂きたい。	電源特定の入札である以上、年間停止日数は、入札する当該電源のみを対象とすべきと考えております。
29	I	第6章	様式8「代替電源一覧表」には、電源Ⅰピーク調整力募集で入札している発電機を含めて記載することが可能か明確にして頂きたい。	電源Ⅰは、他の電源Ⅰの代替にはなり得ないと考えておりますが、入札時点において、当該入札電源以外に入札電源を代替電源として記載することは可能です。ただし、落札となった電源については、代替電源から削除していただきます。
30	I	第6章	提出書類の中で提出が必須のものとして任意のものを明示してほしい。また、代替電源が用意できない場合でも、応札資格や評価に影響しないという理解でよいのか。	電源種別に応じたものは全て提出必須としております。また、今年度の募集においては、代替電源の有無によって応札資格や評価には影響いたしません。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
31	I	第7章	非価格要素の評価項目には入っていない揚水発電機の可変速運転や調相運転といった機能も、非価格要素の評価項目として追加した方がよいのではないかと。	今後の検討課題とさせていただきます。
32	I	第7章	価格要素評価点の算定にあたって、運転継続時間については11時間を基準に評価することとされているが、11時間とした根拠は何か。また、年間停止可能日数については50日を基準に評価することとされているが、50日とした根拠は何か。	・エリアH3需要発生時に必要な予備力を確保するために必要な運転継続時間を設定しております。 ・発電設備等の点検・補修作業は必要であることから、エリア最大H3需要と各月H3需要との差を踏まえ停止可能日数を設定しております。
33	I	第7章	価格要素評価および実運用において、調整池の水位制約による出力抑制は考慮しないという理解でよいのか。	考慮いたしますので、必要により個別にご相談下さい。
34	I	第7章	非価格要素評価における「出力変化速度(DPC+AFC変化速度)」については、AFC変化速度のみで14%/分以上であれば満点の+3点として算定してよいのか。	問題ございません。
35	I	第7章	評価および落札者決定の方法において、年間を通じた調整力に加えて夏季・冬季の調整力を上積みできる場合には加点すべき。	夏期最大をベースに年間の募集量を設定しておりますので、それ以上の上積み分についての加点はいたしません。
36	I	第7章	評価および落札者決定の方法において、常時の系統運用・電圧制御の観点や万が一の非常時リスク(稀頻度リスク)の観点から、調整力の分散化(エリア偏在)を評価すべき。	調整力は、エリア内で確保できていればよく、分散化して調達するニーズは現時点ではありません。今後、必要により検討させていただきます。
37	I	第7章	評価および落札者決定の方法において、応札された調整電源等の重複がないか精査するステップが必要なのではないかと。	対象電源については、事前に書類にて提出していただきます。その中で重複箇所があった場合は、こちらからご確認させていただきます。
38	I	第8章	契約条件1に記載の契約期間は、長期に亘る(1年を超える)場合も設定してよいのではないかと。	調整力を安定して調達する観点からは、1年以上の契約も選択肢の1つと考えておりますが、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視の考え方」で長期=1年間とされており、現時点ではこれに従っております。 なお、複数年の契約に関しては、関係箇所を含め今後の検討が必要です。
39	I	第8章	「代替電源」について、貴社が差替えを認める条件は、契約電力・運転継続時間・ピーク調整力提供可能時間が同等以上で、本要綱(案)の要件を満たしていることという理解でよいのか、あるいは非価格要素で考慮しているブラックスタート機能・出力変化速度・AFC幅についても同等以上であることが求められるのかなど、代替電源が満たすべき条件について明確にして頂きたい。また、契約電力・運転継続時間・ピーク調整力提供可能時間などが小さくても代替電源として認められる場合には、ペナルティの算定方法についても明確にして頂きたい。	代替電源が満たすべき条件は、原則非価格要素も含めた機能を有することですが、「代替電源一覧表」への記載については、要件を満たしていれば記載可能です。非価格要素の機能に対する代替については、必要により協議させていただきます。
40	I	第8章	停止日数について、試送電訓練、OP運転訓練は停止日数に含めるのか、含める必要はないのか明確にして頂きたい。	ブラックスタート機能維持に係わる停止に関しては、当社ニーズですので停止日数には含みません。ただし、訓練を計画する日数および時期等については協議とさせていただきます。
41	I	第8章	停電割戻料金の対象に、揚水機能の不具合は含まれないという理解でよいのか、また停電割戻料金の対象日は超過停止割戻料金の算定における停止日数としても加算されるのか明らかにして頂きたい。	揚水機能を固定費に見込んでなければ対象外と考えます。ただし、揚水制約に伴い発電側にも制約が生じた場合はペナルティの対象となります。 P32記載のとおり、停電割戻料金を適用した日は超過停止日数の対象外としております。
42	I	第8章	停電割戻料金について、「契約者の設備トラブルや計画外補修等」が対象との記載があるが、作業停止が延長となった場合や巡視等で不具合が見つかり、翌日に作業停止を取った場合なども対象となるのか、あるいはこれらの場合には超過停止割戻料金算定上の停止日数として扱われるのか明確にして頂きたい。	同一の作業停止伝票をもって延長処理をした場合は停止日数として扱い、新たに作業停止伝票を発行した場合は停電割戻として扱います。
43	I	第8章	契約期間が「1年間」とあるが、電源Ⅰ・Ⅱ調整力募集要綱(案)と同様に、自動更新を認めてほしい。もしくは複数年契約を認めてほしい。	調整力を安定して調達する観点からは、1年以上の契約も選択肢の1つと考えておりますが、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視の考え方」で長期=1年間とされており、現時点ではこれに従っております。 なお、複数年の契約に関しては、関係箇所を含め今後の検討が必要です。
44	I	第8章	作業等による電源等の計画停止が年間50日を超えて応じた場合、超過停止割戻料金算定式の「年間停止可能日数」の設定は、応札時の計画停止日数になるのでしょうか。	50日となります。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
45	I	第8章	「なお、火力発電所等がピーク調整力を確保するために要した燃料費増分については、従量料金でのお支払いはいたしません」と記載されているが、「火力発電所等がピーク調整力を確保するために要した燃料費増分」とは、具体的に何を指すのか。	電源 I ピーク調整力の供出にあたって、部分負荷運転等が必要な場合、その部分負荷運転に必要な燃料費等を指します。
46	I	第8章	「契約者は、当社が定める期日までに契約電源等の停止計画の案を当社に提出していただきます。」と記載されているが、「当社が定める期日」とは、具体的にいつを指すのか。	応札時提出する「年間停止日数」の諸元として同時にご提出いただきます。落札後に停止計画の日程に変更がある場合は協議となり、その変更計画は落札後速やかに(具体的には12月中に)提出いただきます。
47	I	第8章	「停止日数には、出力一定作業や、作業等によるDPC・AFC機能のロックを含みます。これらは作業停電伝票にて実績を確認するため、該当する場合は作業停電伝票を発行指定いただきます。」と記載されているが、「作業停電伝票」の記載項目は具体的に何か。	対象発電機等、作業対象機器、作業内容、作業時間、その他備考等となります。
48	I	第8章	超過停止割戻料金は設定する必要がないのではないか。	停止期間が長くなると必要量の確保が困難となるため、割戻の設定は必要と考えております。ただし、発電設備等の点検・補修作業は必要であることから、エリア最大H3需要と各月H3需要差を踏まえた停止可能日数を設定しております。
49	I	第9章	契約条件において、「アグリゲーターまたは需要家と小売事業者との間で需要抑制分に相当する売上げを調整するなどの契約がなされていること」を募集要綱の契約条件の項に規定すべき。	本来、ガイドライン等で設定する内容であると考えておりますが、小売-アグリゲーター間の契約内容がアグリゲーター-当社間契約に影響を与えないことを求める条項は設定する方向とさせていただきます。
50	I	第9章	契約条件において、ネガワットは複数の需要家の調整力をアグリゲートするため、対象となる需要場所が変更になる場合があることを前提とした契約条件とするべき。例えば、対象となる需要場所が変更となる場合には月1回対象リストを提出するなどの対応が望ましい。	一般送配電事業者として、契約設備等が契約kWを適切に供出できることを把握する必要はございますので、ご意見の様な措置は必要と考えます。具体的な運用方法に関しては、落札者と個別に協議させていただきます。
51	I	第9章	・通信設備の財産・保安責任分界点の標準的な例で中央給電指令所内に設置する信号伝達装置も落札者側で手配するものなのか。 ・オンライン制御について別紙に記載されている周波数調整機能について、全て満たしていないといけないのか。 連続運転可能時間やガバナフリー必須の条件が主に参入障壁。経産省資料によるとガバナフリー無しの場合なども要件を定めるよう記載あり。	電源 I については常時の周波数調整に利用することから、要件としております周波数調整機能やオンライン指令可能な設備を落札者さまにて設置していただく必要がございます。ただし、中央給電指令所内に設置する信号伝達装置にしましては、当社の負担により設置いたします。なお、要件を緩和しました「電源 I」厳気象対応調整力募集要綱」を公表しておりますので、そちらもご参照ください。
52	I		一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方 4.公募調達実施時 (3)募集単位に関連する事項 ②最低容量について (資料p9) 「最低容量を定めた場合には、電源 I、II の公募要領等において、最低容量の根拠について十分な説明を行う」ことが望ましい対応との規定ですが、 ①一般送配電事業者10社の調整力募集要項案を確認すると、最低容量の根拠を示している事業者はありません。事前であるため、コスト面での非効率性や運用の困難性が示せない状況かと推察します。 ②その結果、各社最低容量(最低入札量/契約電力)は以下の通りとなっています。 北海道電力1万kW、東北電力0.5万kW、東京電力1.25万kW、中部電力1万kW、北陸電力0.5万kW、関西電力1万kW、中国電力0.5万kW、四国電力0.5万kW、九州電力1.5万kW、沖縄電力1.45万kW 0.5万kWから1.5万kWの範囲となっています。 ③他方、各社の系統規模の違いを考慮すると、当該設定値が正しいものであるのか疑念があります。各社最低容量を各社最大電力で除した値は以下の通りとなっています。 北海道電力0.2%、東北電力0.04%、東京電力0.03%、中部電力0.04%、北陸電力0.1%、 関西電力0.04%、中国電力0.05%、四国電力0.1%、九州電力0.1%、沖縄電力1.0% この値は最低容量が電力系統に対する貢献度というべきもので、各社意向により約30倍の差異があります。 ④望ましいとされる根拠についての十分説明ができない場合は、一律「系統規模(最大電力)の0.1%相当」などに定める方が適切な方法かと考えます。	当社におきましては、託送供給等約款別冊「系統連系技術要件」に記載されております、最低容量25万kWのAFC幅5%相当としております。 (25万kW×5%=1.25万kW) 他社さまの設定根拠につきましては、当社ではわかりかねます。
53	I		自社設備の要件適否の確認や将来の設備計画の参考とするために、要件の標準化の前後に関わらず、詳細の設備仕様・要件(例えば、通信仕様の場合は、信号種別、通信プロトコル、セキュリティ仕様等)を公募要領にあわせて公表いただけますようお願いいたします。	募集開始前に要綱案を公表しておりますので、そちらをご参照下さい。その他の情報に関しては、個別に系統連系窓口のネットワークサービスセンターへお問い合わせ頂くようお願いいたします。
54	I・II	全般	募集要綱上は発電量調整供給契約の締結の指示がありませんが、当該契約締結の必要性の有無を明確にすべきではないでしょうか。 発電契約者でない者が、電源 II 調整力に応募することは可能でしょうか。	電源 I・II 調整力契約に関しましては、発電契約者でなくても応募は可能です。ただし、当社系統と連系している必要がありますので、発電量調整供給契約または接続供給契約が必要となります。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
55	I・II	全般	電源Ⅰ'募集要綱(案)が示されていないが、電源Ⅰ'における調整実施分の従量料金の扱いについてはI・II調整力募集要綱とは別に示されるという理解でよいのか。	「電源Ⅰ' 敵気象対応調整力」の従量料金部分の扱いに関しては、契約設備等の要件によって異なります。詳しくは「電源Ⅰ' 敵気象対応調整力募集要綱」をご参照下さい。
56	I・II	第3章	「ただし、後述するブラックスタート機能を提供する電源に関しては、その都度協議し設定するものとします。」としているが、電源Ⅰ・IIに関わらず、ブラックスタート機能維持に係る費用は、調整力契約の中で精算されるという認識でよいのか(ピーク調整力契約の入札料金には含まれないという理解でよいのか)。また、電源Ⅰとして落札されたブラックスタート機能を有する電源について、電源Ⅰ・II調整力契約における基本料金に関する協議が整わなかった場合は、電源Ⅰの落札結果にも影響を及ぼすのか。	ブラックスタート機能に係る費用につきましては、ご指摘のとおりです。なお電源Ⅰピーク調整力の締結の際には必ず電源Ⅰ・II調整力契約を締結していただきますので、電源Ⅰ・II調整力契約の協議が整わなかった場合、電源Ⅰピーク調整力の契約協議にも影響があるため、適切に協議させていただきます。
57	I・II	第5章	「契約電源等の発電計画値や発電可能電力、発電可能電力量および定期検査計画や補修計画、その他運用制約等を提出」とありますが、いつの時点で提出するのでしょうか。「GC後、当社が調整力を求めた場合、特別な事情がある場合を除いて、これに応じていただきます」とありますが、特別な事情とは具体的にどのような事象を指すのでしょうか。	落札者決定後、契約協議のなかで提出していただきます。「特別な事情」としては、設備故障等物理的に応動出来ない場合を想定しております。
58	I・II	第5章	契約単位は「原則として発電機単位」、計量単位は「契約希望者が計量単位の集約を希望する場合は個別協議」とされているが、例えば計量単位を発電所単位で集約することを希望した場合、契約単位は「発電機単位」「発電所単位」のいずれとなるのか。	発電機毎に計量が出来ない場合は、原則「発電所単位」での契約となります。また、「発電所単位」での契約の場合、同一発電所内において、電源Ⅰ・IIと電源Ⅲとが混在することは不可とします。(計量方法については申込み後に個別協議となります)
59	I・II	第5章	契約単位は原則として発電機単位で契約となっているが、現状集約でしか計量していないため、個別協議が必要かと思うが、いつまでに行えばよいのか。また計量法で定められた計量は必須か。	原則として「発電機等を特定しての容量単位」での契約となりますので、計量箇所が所単位であれば所単位での応れとなります。その際に事前協議は特段必要ありません。また、原則として計量法にもとづいた計量器の設置が必要となりますが、必要により契約時に個別に協議させていただきます。
60	I・II	第6章	送電端熱効率は主変ロスを反映して算出するという点で良いか	ご認識のとおりです。
61	I・II	第6章	申込書について発電機ごとの提出となるため、入札期間が短期間の場合、時間的な制約が発生してしまう可能性がある。様式について、募集に先立ち公表していただきたい	要綱に記載してあります。
62	I・II	第7章	価格設定について、コストを踏まえた設定とするならば、Pay As Clear方式とした方がよいのではないのか	申出単価のメリットオーダーに基づくPay As Bid方式が適当であると考えております。
63	I・II	第7章	負荷変化速度が速い電源やLFC調整幅が大きい電源がより多くの対価が得られる仕組みとすべきではないか	今後の検討課題とさせていただきます。
64	I・II	第7章	「単価表・・・定数等を毎週提出していただきます。」 →「ただし単価変更がない場合は提出不要です。」を追加	ご指摘を踏まえ要綱を見直しました。なお、この場合、提出は不要ですが変更の無い旨のご連絡はお願いしたいと考えております。
65	I・II	第7章	複数の燃種が可能なユニットは一度に燃種ごとの単価表を提出可能としていただきたい	今後の検討課題とさせていただきます。
66	I・II	第7章	「揚水運転を行うために要した託送料金を各月毎に精算」の内容について、より具体的に記載すべきではないでしょうか。どのようなケースがあり、どのような精算方法になるのでしょうか。揚水運転費は託送料金のみで精算となっているため、揚水用の電力/電力量は、契約書上の甲が調達すると理解しております。この場合、甲による当該部分のコストの回収は不確実なことが想定されるため、揚水原資については、一般送配電事業者で調達の上、電気で支給されるべきと考えます。	当社として必要な揚水に関しましては、当社が調整力を用いて揚水原資を確保し揚水を実施する方向で考えております。そのため精算対象となるのは託送料金部分のみであると考えます。なお、当社の判断により揚水した水は当社に帰属するものとします。
67	I・II	第7章	調相運転費とされている「増加した所内電力量相当分等の応分費用に相当する額」の内容について、より具体的に記載すべきではないでしょうか。仮に、調相運転に必要な電力/電力量の一部が含まれていないとすれば、甲に当該部分のコストの回収は困難であり、揚水と同様、一般送配電事業者で調達の上、電気で支給されるべきと考えます。	起動に係る所内電力増分、軸動力損失等が含まれると考えます。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
68	I・II	第7章	「揚水運転に必要な託送料金を毎月毎に精算する」とあるが、電源IIについて発電・小売事業者の揚水運転計画分にかかる託送料金を区分して精算する(支払う)ということか、それとも区分せずに精算するということか明確にして頂きたい。	当社起因の揚水分についてのみ精算いたします。
69	I・II	第7章	従量料金の記載されている「揚水運転を行うために要した託送料金を毎月毎に清算します」とあるが、実際揚水に係る動力費用はどのような扱いになるのか。	当社として必要な揚水に関しましては、当社が調整力を用いて揚水原資を確保し揚水を実施する方向で考えております。そのため精算対象となるのは託送料金部分のみであると考えます。なお、当社の判断により揚水した水は当社に帰属するものとします。
70	I・II	第7章	揚水発電に係る料金の項目として、揚発起動に係る費用(V3)とは別に、揚水起動に係る費用の精算に関する項目を設けたほうがよいのではないか。	今後の検討課題とさせていただきます。
71	I・II	第8章	「当社指令に従い実際に起動した回数」 →「当社指令に従った回数」	今後の検討課題とさせていただきます。
72	I・II	第8章	V3単価の設定に係る停止時間については、契約開始前(4/1以前)から起算して計算するという理解でよいのか。	契約開始前には当社からの指令は出ておりませんので、契約開始日(4/1)からの計算となります。ただし、前年度以前において当社と電源I・II調整力契約を締結していた場合は、その契約が有効であった期間に遡り、停止時間を計算いたします。
73	I・II		ベース電源(石炭火力や一般水力)は一般的に全量が小売供給力に充てられゲートクローズ時点の余力がないため電源IIとして調整力に活用できない見込みである。しかしながらガバナフリー機能を具備し、その機能を活かした運転をするのが一般的であり、瞬動予備力の役割を担っている。このようなベース電源は旧一般電気事業者、共同火力、旧IPPIに多数存在するが、電源IIで確保する対象として考えているのか？	電源I・II調整力募集要綱で定める入札条件に該当する場合には、電源IIとして契約協議させていただきます。
74	I'	全般	電源I' 厳気象対応調整力が「10年に1度程度の厳気象時等の稀頻度な需給ひっ迫時において実施」となっていることから調整力の供出指令がある場合には「需給ひっ迫時であること」(予備率等)を明示していただけると理解してよいのか。	電源I'の募集量・要件の考え方から、基本的に厳気象対応等需給ひっ迫時に活用させていただくものと考えておりますが、貴重な調整力であるため、要件の範囲内で有効に活用させていただきます。
75	I'	全般	①停止割戻料金につき、全部または一部の定義を明確にしてください ②停止割戻対象時間(最長2時間)は、イベント単位で求められるのか、もしくは年間単位なのか、ご教示いただきたい。 ③昼休みの時間帯はどうかご教示いただきたい。その際、除外する場合、評価の時にDRに不利な条件にならないよう配慮いただきたい。 ④ネガワット活用の観点から、ネガワットについての最低入札量の制限(1,000kW以上)をなくし、小容量での参加も可能としていただきたい。 ⑤長期的にはDR容量10MW以下のものの組み入れをお願いしたい。 ⑥取引単位は、JEPX取引単位同様に100kWとしていただきたい。 ⑦公募要項内に上限価格を提示していただきたい。 ⑧ネガワットについては現在の実証において10分前予告、1時間前予告、4時間前予告で分かれているので、今回の入札にあたっては、電力会社からの指令からその指令に応じるまでの時間ごとにメニューを分割していただきたい。また、指令から実施までの時間が短いメニューほど評価されるような仕組みとしてほしい。	①運転継続可能時間(原則3時間)に亘り、契約kWを供出していただく必要があります。運転継続時間もしくは供出したkWが未達であった場合は、割戻対象となります。また、ご指摘を踏まえて要綱を見直しました(「全部または一部」→「一部でも」)。 ②停止割戻は日単位で算定いたします。具体的には、当該停止において発行された作業停電伝票に記載の日数(1日未満の場合は1日で算定)を停止日数として算定します。 ③平日の9時～20時において供給力の供出が可能なのが要件となっております。昼休みにおいても除外はいたしません。 ④⑤⑥ポジワットとネガワットは同等に扱うこととしておりますので、最低入札量はともに0.1万kWとなります。なお、0.1万kWは、当社テレメータにおいて認識出来る最小値となります。 ⑦入札による競争効果を高めるために、上限価格の公表はいたしません。 ⑧現時点において、指令応動時間によるメニューの細分化を設ける予定はございません。ただし、指令応動時間が1時間未満の設備に関しては、非価格要素評価にて加点いたします。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
76	I'	全般	<p>①最低運転継続時間について、ネガワットについては現在の実証において継続時間はメニュー別に30分、1時間、2時間と設定されており、これらに沿った仕組みとしていただきたい。</p> <p>②DR専用枠を設定し、ネガワットの入札はポジワットのものとしていただきたい。</p> <p>③DRで参加する場合、参加需要家が異なる場合には、複数入札を認めてほしい。</p> <p>④DRとして契約後、需要家の離脱等で容量の確保が難しくなった際のペナルティは契約解除のみか。その他あれば明示してほしい。</p> <p>⑤ペナルティに関して今回設定される? のプログラムのパフォーマンスの上ぶれによるペナルティをなしとしていただきたい(?'の目的より、緊急的電力不足時に発動されるものであるために、パフォーマンスの上振れによるペナルティが設定されるのは合理的でないと考えたため)。</p> <p>⑥計測はアグリゲーターが実施する。</p> <p>⑦発電機ごとに計量器をつけることが原則となっているが、メータは検付になるのか? 相対契約であれば、お互いが合意することでそこまで不要との認識。</p> <p>⑧スマートメーターからのパルス、Bluetooth連携測定器(BEMS、HEMS)で計測する。</p> <p>⑨需要家了承を得られた場合、一般送配電事業者が上記提供を受諾するルール(申請方法、処置・応諾期間)等を予め設定する。・測量方式に関し、これまで実証で行われてきた、電力会社のメーターからのパルス分岐方式を認めていただきたい。</p> <p>⑩時間別データの入手に関する整理 小売り事業者からの入手も含め、アグリゲーターが需要家からの了承があれば、時間別データの入手が阻害されない仕組みを明文化していただきたい。</p> <p>⑪スマートメーター利用に関する整理 スマートメーター普及時に、現状実施しているネガワット実証では既にアグリゲーターが取引メーターからのパルス取得の方法が認められないことが無いような配慮をお願いしたい。</p> <p>⑫計測手段は過度に限定せず、現状の料金計算で認められている入手手段と同等の許容度となる様をお願いしたい。</p>	<p>①運転継続可能時間(原則3時間)に亘り、契約kWを供出していただく必要があります。運転継続時間もしくは供出したkWが未達であった場合は、割戻対象となります。</p> <p>②「一般送配電事業者が行なう調整力の公募調達に係る考え方」に「特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと」とされていることを踏まえ、DR専用枠を設けることは予定しておりません。</p> <p>③複数入札も可能です。ただし、入札単位間での需要場所の重複等は不可とし、それぞれの入札において契約kWを確保していただく必要があります。</p> <p>④是正勧告を行い、kWの確保に努めていただきます。なお、是正されるまでの期間につきましては、停止割戻の対象となります。是正勧告にも係わらず改善が認められない場合は、契約解除を含め協議いたします。なお、契約解除にあたり当社に損失が発生した場合は、損害賠償請求を行う場合もあります。</p> <p>⑤上ぶれに対する規定はしておりません。</p> <p>⑥～⑫供出電力量の計量に関しては、当社による需要家の検針結果をもとに契約者に算定していただきます。なお計量器は取引に使用するため、計量法により検定されたものが必要との認識です。</p>
77	I'	全般	<p>公募要綱について</p> <p>①今後も定期的に意見募集を行い、次回以降の公募要項制定に活用していただきたい。</p> <p>②随時調整契約との重複も、優先順位付等により許容していただきたい。</p> <p>③過度に堅牢な対策を施す要件及び脆弱な要件に対して是正する仕組みの整備をお願いしたい。</p> <p>④通信要件は現行程度(専用線等の過度な対策は行わない)としていただきたい。</p> <p>⑤統一した規格(共通化)をお願いしたい。</p> <p>⑥インターフェイス関係は、現行VTN・VEN活用を前提に実施していただきたい。</p> <p>⑦オンライン対応の場合、受信信号として接点信号となっているが、社会実証等で実施しているOpenADRを用いることは想定していないのか。</p> <p>⑧計測手段は過度に限定せず、現状の料金計算で認められている入手手段と同等の許容度となる様をお願いしたい。</p> <p>⑨アグリゲーターとして複数年契約も用意していただきたい。</p> <p>⑩発電設備を活用した応札者は、原則として発電機毎に契約となっているが、アグリゲータ単位で契約にできないか。</p> <p>⑪契約期間は年次とし、ノミネーションは毎週行うものとする。需要家の募集は3月末まで可能とする(入札募集時の需要家リスト提出は不要としていただきたい。)</p> <p>⑫公募時点でのアグリゲーターの需要家確保要件の明示(入札した契約量の何%まで事前に確保しておくべきかなど)をお願いしたい。</p> <p>⑬その中で需要家の事前確保比率は低めに設定していただきたい。</p> <p>⑭ここでの電源 I bの扱いはどうなるのかご教示いただきたい。</p> <p>⑮Load dispatchがSpecに入る場合には、ある一定サイズ毎にいただきたい。</p>	<p>①ご指摘を踏まえ、今後意見募集を行う環境を整える方向で検討いたします。</p> <p>②他契約との重複契約は可能です。ただし契約kWを確実に供出できることを担保するための、別途確認およびその他協議をさせていただきます。</p> <p>③本要綱における各要件は、電力の安定供給に必要な不可欠なものと考えておりますが、今後の電源状況や系統状況等の変化を踏まえ、必要に応じ要件の見直し等を検討いたします。</p> <p>④原則として、当社中央給電指令所のシステムから直接指令の送受信が可能な設備が必要となります。詳細な仕様等に関しては別途お問い合わせ願います。</p> <p>⑤～⑦DRIに対するオンライン指令の要件・仕様等は、将来的に全国大での標準化が必要な課題と認識しております。</p> <p>なお、電源 I'につきましては、件数上限はあるものの、暫定的にオフライン指令による設備も応札可能としています。</p> <p>⑧供出電力量の計量に関しては、当社による需要家の検針結果をもとに契約者に算定していただきます。</p> <p>⑨「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」で長期=1年間とされており、現時点ではこれに従っております。調整力を安定して調達する観点からは、1年以上の契約も選択肢の1つと考えておりますが、複数年の契約に関しては、関係箇所を含め今後の検討が必要です。なお、契約条件等につきましては、ポジワット・ネガワットを問わず同等といたします。</p> <p>⑩アグリゲータ単位での契約も可能です。</p> <p>⑪当社は、落札判定において確実に電源 I'としての供給力を供出していただける事業者さまを選定する必要があります。従いまして、入札書類として、需要家一覧表の提出は必須といたします。なお、応札量といたしましては、応札時点で確保出来ているkW(需要家一覧表に記載のkW)とさせていただきます。</p> <p>⑫前述のとおり、応札量の100%を確保していただく必要があります。</p> <p>⑬前述のとおりです。</p> <p>⑭電源 I bにつきましては、電源 I 募集要綱をご参照下さい。</p> <p>⑮運用に関して特記すべき条件等は、「運用条件に関わる事項(様式5)」に記載ください。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
78	I'	全般	<p>★計測粒度</p> <p>①現行ルール通り(10分前予告は5分毎、その他メニューは30分毎)。 ②取引決済は毎月1回実施(固定費・可変費とも)としていただきたい。 ③Type II DRではネガワット調整金の小売業者に支払われないのが実情ゆえ、本件も同様としていただきたい。 ④アグリゲーターの条件として需要家ごとに10kWの調整量が必要という要件を撤廃していただきたい。 ⑤需要家単位の報告内容は現行の実証事業の運用を踏襲していただきたい。 ⑥アグリゲーター単位の報告内容は拠点内訳も報告(上記と同じ内容)する。 ⑦アグリゲーター設置による計量器により計量を行い、DRの実証報告をアグリゲーターから行う場合、報告時期は毎月1回(月末)に纏めて実施としていただきたい。速報対応を求められる場合の対応時間を明確にしていきたい(例えば、24h以内、12h以内など)。速報対応を求められる場合の対応時間を明確にしていきたい(例えば、24h以内、12h以内など)</p>	<p>①具体的には、アグリゲーターが集約する需要家の状況(計量器の種類・設置形態等)を踏まえ、個別協議させていただきます。 ②固定費は当該月の翌月に、可変費は電力量確定の翌月にそれぞれ精算いたします。 ③当社は、サービスエリア内の安定供給を実現するために、確実なkWの確保に努める必要がございます。その実効性の担保といたしまして、アグリゲーターと小売事業者間とで供給力の供出に関する契約がなされていることが必要と考えます。 ④当社の要綱においては、「需要家ごとに10kWの調整量が必要」との設定はございません。 ⑤⑥アグリゲーターが、需要家に当社約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ需要者が当該約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすることが必要です。具体的な内容については必要により協議させていただきます。 ⑦報告時期および対応時間については、個別に協議させていただきます。</p>
79	I'	第1章	<p>①本年3月まで意見を募集していた予備力と、今回募集している調整力の違いが何か、そもそも異なるものなのか明確にすべき。 ②電源Ⅰだけでなく、先日意見公募された「電源Ⅰ・Ⅱ調整力」についても周波数調整機能具備を必須とせずオフライン電源も含めた調整力の募集を行うべき。 ③公募の決定プロセスの透明性を高め、調整力要件に対する応札事業者からの意見提示に対する対応結果(意見提示への検証・意見反映の際の評価、判断基準、担い手、結果公表のやり方など)を開示すべき。</p>	<p>①本年3月まで意見募集していた予備力は、今回の意見募集においては、電源Ⅰにあたるものです。一方、電源Ⅰ'については、厳気象対応調整力として、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(電力広域的運営推進機関)において、一般送配電事業者が調達して確保するものと整理されたものです。 ②一般送配電事業者はゲートクローズ後の周波数・需給バランス調整を担うことになっており、電源Ⅰ・Ⅱ調整力については、現時点ではオンラインであることが必須と考えております。 ③「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の内容を踏まえ、今後検討してまいります。</p>
80	I'	第1章	<p>〇〇万kWに相当する調整力を様々な種類の電源から構成するのを確実にすることは東京電力の利益になると考える。これにより調整力全体の供給信頼度を向上させ、長期的にはコスト削減にも繋がる。初年度においては、ある一定のDRを電源Ⅰ'として調達する%もしくはMW等の専用枠を別途設定していただくことを検討していただきたい。DRは新しい電源としてのコストを発生しつつ、主に完全に減価償却済みの経年発電設備と競争しなくてはならず、短期的に不利な条件に置かれているため、このような措置は導入開始時期には重要である。DRが持続可能な電源としての地位を確立するために、電源Ⅰ'の調達量全体のうち25%をDR専用枠として設定することが適当であると考え。上限価格以下で入札した電源で十分なDRが確保できなかった場合、不足分については発電設備から調達することができる。競争の促進のみならず、DR調達により得られる具体的な利点は下記の通り。 ①自然と分散している需要家郡から得られる立地分散リスク ②複数の需要家で構成する大規模なポートフォリオが提供する高い供給信頼度。発電設備とは異なり、DRは複数の需要家からなる電源として稼働停止することは決してなく、契約容量の0%を提供するということがない。 ③反応速度が速く柔軟性のある電源(特に再生可能エネルギーの系統接続が増加している状況では有効)(広域機関 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 配布資料 2 32ページ参照)</p>	<p>「一般送配電事業者が行なう調整力の公募調達に係る考え方」に「特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと」とされていることを踏まえ、DR専用枠を設けることは予定しておりません。</p>
81	I'	第1章	<p>契約書の雛形を確認できていないので、可能であれば募集の前のタイミングで確認できるようご検討いただきたい。</p>	<p>募集開始時にあわせて契約書(ひな形)を公表いたします。</p>
82	I'	第2章	<p>DR入札で参加する需要家が異なる場合には、アグリゲーター事業者によるある一定の創意工夫を認めるべく、異なるポートフォリオの構築をもって複数入札することを認めて頂きたい。ポートフォリオ構築にあたって、異なる業種・異なるビジネスプラン・異なる柔軟性・異なる反応時間・異なる需要家サイズ・異なるコストをもって複数のポートフォリオを構築することができ、各ポートフォリオは独自の電源として機能する。この柔軟性を認めていただくことで、東京電力は電源Ⅰ'調達コストを削減できる可能性が十分にある。</p>	<p>複数入札も可能です。ただし、入札単位間での需要場所の重複等は不可とし、それぞれの入札において契約kWを確保していただく必要があります。</p>
83	I'	第2章	<p>「契約設備等がDRを活用したものである場合は、当社との間で接続供給契約が締結されていることが必要です。」とあるが、「対象となる需要場所が東京電力パワーグリッドのサービスエリア内にあること」を指定していると理解してよいか。</p>	<p>ご認識のとおりです。なお、第5章募集概要1の対象設備において「当社の系統(離島除く)に連系する設備等(連系線を経由して当社系統に接続するものを除く)で、…」としており、当社サービスエリア内の設備と規定しております。</p>
84	I'	第3章	<p>DRはオンライン電源とみなされることを確認いただきたい。</p>	<p>オンラインの定義は、「当社中央給電指令所のシステムから直接指令の送受信が可能なこと」としております。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
85	I'	第3, 9章	DRIについてはアグリゲータのシステムまでがオンライン／オフラインで定義されるべきと考えます。その際、経済産業省の実証事業で進められている取組みに合致している場合をオンラインと定義していただきたいと考えます。	当社中央給電指令所のシステムから直接指令の送受信が出来る場合をオンラインといたします。なお、アグリゲートしての応札の場合は、当社中央給電指令所～アグリゲータ間の設備を指すこととしております。
86	I'	第3章	電源 I'(kW)提供可能時間は11時間と定められておりますが、この11時間の間に複数回電源 I'(kW)の供出を求められることはあるのでしょうか。仮に複数回の供出がありうる場合、1回目の供出から2回目までのインターバルや、電源 I'(kW)の1日における供出回数の上限を定める必要があるのではないのでしょうか。	電源 I'の運転継続可能時間は原則3時間としております。ただし平日時間(厳気象発生月における平日の9時～20時)において、運転継続可能時間に余力があれば、複数回の発動を行う可能性もあります。従いまして、1日における供出回数の上限も設けておりません。
87	I'	第3章	・提供可能時間について 昼休みの時間帯はどうなるのかご教示いただきたい。その際、仮にこれらを除外する場合、評価の時にDRに不利な条件にならないよう配慮いただきたい。	平日の9時～20時において供給力の供出が可能となることが要件となっております。昼休みにおいても、除外はいたしません。
88	I'	第3章	・オンライン指令 電源 I'では周波数調整機能を具備していない電源が対象となっていると認識している。従って、ここでは「周波数調整機能」ではなく「需給バランス調整機能」ではないかご教示いただきたい。(参考: 他社募集要項) また、DRは、常に系統に接続させているため、定義としてオンライン電源であると理解している。オンライン電源の定義を明確にしていきたい。(別途コメントあり)	ご認識のとおりです。電源 I'は「周波数調整力」ではなく、「需給バランス調整力」として調達いたします。なお、オンラインの定義といたしましては「当社中央給電指令所のシステムから直接指令の送受信が可能」としてあります。
89	I'	第4章	今後も定期的に意見募集を行い、次回以降の公募要項制定に活用していただきたい。	ご指摘を踏まえ、今後意見募集を行う環境を整える方向で検討いたします。
90	I'	第4章	今後も定期的に意見募集を行い、次回以降の公募要項に活用していただきたい。	ご指摘を踏まえ、今後意見募集を行う環境を整える方向で検討いたします。
91	I'	第5章	○満たすべき要件 ①DR専用枠を設定し、ポジワットのものとしていただきたい。 ②ネガワット活用の観点から、ネガワットについての最低入札量の制限(1,000kW以上)をなくし、小容量での参加も可能としていただきたい。 ③取引単位は、JEPX取引単位同様に100kWとしていただきたい。 ④ネガワットの入札はポジワットのものとしていただきたい。 ⑤公募要項内に上限価格を提示していただきたい。 ⑥ネガワットについては現在の実証において10分前予告、1時間前予告、4時間前予告で分かれているので、今回の入札にあたっては、電力会社からの指令からその指令に応じるまでのメニューを分割していただきたい。また、指令から実施までの時間が短いメニューほど評価されるような仕組みとしていただきたい。 ⑦精算のためのデータがどのように提供されるのかをご教示いただきたい。 ⑧DRで参加する場合、参加需要家が異なる場合には、複数入札を認めてほしい。 ○設備要件 ⑨随意調整契約との重複も、優先順位等により許容いただきたい。 ⑩最低運転継続時間について、ネガワットについては現在の実証において継続時間はメニュー別に30分、1時間、2時間と設定されており、これらに沿った仕組みとしていただきたい。 ⑪休日及び祝日は対象外になるのか、昼休みの時間帯はどうなるのかご教示いただきたい。その際、仮にこれらを除外する場合、評価の時にDRに不利な条件にならないよう配慮いただきたい。 ○運用要件等、その他 ⑫ロードディスパッチがスペックに入る場合には、ある一定サイズ毎にしていきたい。 ⑬DRの場合のものを別途特定していただきたい。 ⑭各需要家の現地調査及び現地試験を実施することは運用上効率的ではないと考える。 ⑮OpenADR等のネガワット取引用のシステムでのオンライン取引を前提としてほしい。 ⑯東京電力殿とピーク調整契約を締結している施設については、当該契約の調整期間のみを本契約の対象外とし、それ以外の期間は本契約の対象としてほしい。	①④「一般送配電事業者が行なう調整力の公募調達に係る考え方」に「特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと」とされていることを踏まえ、DR専用枠を設けることは予定しておりません。 ②ポジワット・ネガワットを問わず最低入札量は0.1万kWとなります。 ③最低入札量の0.1万kWを超える部分については、1kW単位での入札をお願いします。 ⑤入札による競争効果を高めるために、上限価格の公表はいたしません。 ⑥現時点において、指令応動時間によるメニューの細分化を設ける予定はございません。ただし、指令応動時間が1時間未満の設備に関しては、非価格要素評価にて加点いたします。 ⑦翌々月に精算データを当社から契約者へ送付する予定です。 ⑧複数入札も可能です。ただし、入札単位間での需要場所の重複等は不可とし、それぞれの入札において契約kWを確保していただく必要があります。 ⑨他契約との重複契約は可能です。ただし契約kWを確実に供出できることを担保するために、別途確認および協議させていただきます。 ⑩運転継続可能時間(原則3時間)に亘り、契約kWを供出していただく必要があります。運転継続時間もしくは供出したkWが未達であった場合は、割戻対象となります。 ⑪休日および祭日は指令対象外となります。平日における昼休み時間は指令対象であり、契約kWを確保していただく必要があります。 ⑫運用に関して特記すべき条件等は、「運用条件に関する事項(様式5)」に記載ください。 ⑬募集要項に記載のとおりです。 ⑭原則として、効果量の確認試験が必要と考えております。 ⑮今年度の公募におけるオンライン要件の適否については、個別に判断させていただきますので、応札の際、事業者において実現可能な通信手段についてご記載願います。 DRIに対するオンライン指令の要件・仕様等は、将来的に全国大での標準化が必要な課題と認識しております。 なお、電源 I'につきましては、件数上限はあるものの、暫定的にオフライン指令による設備も応札可能としております。 ⑯他契約との重複契約は可能です。ただし契約kWを確実に供出できることを担保するために、別途確認および協議させていただきます。
92	I'	第5章	「電源 I'の落札案件決定にあたり入札の単位からやむを得ずその募集容量を超過した場合は、本要綱における募集容量は当該超過分を控除」とあるが、DR活用が可能な枠組みが実質的に電源 I'に限られると、DRを供出する需要家への影響もあることから、電源 I'の募集容量が大幅に削減されることがないよう、一定枠を確保していただくようお願いしたい。	当社は、一般送配電事業者として供給区域の安定供給を実現するため、周波数調整機能を具備する電源 I'の充足は必須であると考えております。一方、電源等の調達にあたっては、経済性も勘案する必要があり、全体としての必要量を超えての調達は非経済であると考えます。以上の理由より、現段階で一定枠を確保することは考えておりません。ただし、電源 I'の落札量がその募集容量を著しく超過する場合は、落札者と協議を行います。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
93	I'	第5章	1年を通じて電源 I' 以外には活用しないとあるが、電源 I' は厳気象対応調整力として確保する位置付けであり、厳気象発生月以外も他に活用できないのはなぜか。	厳気象発生月以外においても、例えば他の大電源脱落等による需給ひっ迫時等において協力を要請する場合がございます。そのため、契約期間を1年間としており契約期間に応じた固定費のお支払いをするため、目的外使用は原則として禁止としております。
94	I'	第5章	電源 I の募集容量が超過した場合、電源 I' の募集容量から控除することとなっていますが、電源 I' として最低限募集する容量を確保していただきたいと考えます。	当社は、一般送配電事業者として供給区域の安定供給を実現する必要があるため、周波数調整機能を具備する電源 I の充足は必須であると考えております。一方、電源等の調達にあたっては、経済性も勘案する必要があり、全体としての必要量を超えての調達は非経済であると考えます。以上の理由より、現段階で一定枠を確保することは考えておりません。ただし、電源 I の落札量がその募集容量を著しく超過する場合は、落札者と協議を行います。
95	I'	第5章	発動回数を12回以上とすることの根拠をご教示頂けますでしょうか。	1年のうち、厳気象発生月(7月～9月、12月～2月)の6か月間において、各月2回発生することを想定し、設定したものです。(各月の発動回数制限を2回としているものではありません)
96	I'	第5章	調整力必要量の考え方は、更新の都度、その考え方・算定プロセスを明確にして頂きたい。	調整力の量と要件は広域機関の検討結果を踏まえて設定しております。
97	I'	第5章	短期の契約期間(日単位、週単位、etc.)での募集についても検討して頂きたい。	トラブル発生等に伴い必要量が不足した場合の追加的な調達を短期契約とする予定です。なお、上記以外の短期調達の適用に当たっては、短期調達でも必要な調整力を確実に確保出来る蓋然性の確認および、コスト面や運用面を含めた検討が必要と考えております。
98	I'	第5章	当該調整力の必要量が示されていない状況で、オフライン指令の募集件数を最大10件に限定する理由はなく、現時点で暫定的な対応とすべきものでもない。	供出指令発動時の実務面を勘案し、オフライン箇所については10件までの募集としております。なお、将来的には全てオンライン設備とすることが望ましいと考えております。
99	I'	第5章	オフライン電源については「発電機単位でなくバラシンググループ単位など、グループ単位で応募する」ことも許容すべきと考える。	制度設計WGの議論において、調整力の確保単位は発電機単位が適当と整理されたと認識しております。
100	I'	第5章	エネルギー基本計画では、電力の安定供給を実現するために、電力システム改革の一環として、DRを活用した新たな事業形態を導入しやすい環境を整備し、需要を管理していくことの必要性が謳われており、DRを活用した電源等についても調整力として推進していくことが重要と考えます。DRを活用した電源等の中でも、現在ネガワット取引に向けた実証事業の「高度制御型ディマンドリスポンス実証事業」で検証中でもある蓄熱システムは、低炭素化にも寄与でき、群として扱えば、非常に大きな調整力が期待でき、積極的に活用すべきシステムです。蓄熱システムはこれまで全国に約3万件の導入実績があり、約190万kWのピーク電力削減効果を生み出しており、調整力としては、十分なポテンシャルを有していることがいえます。この需要家設備である蓄熱システムは、厳気象時等の稀頻度リスクの高い夏季や冬季に調整力が大きい特徴をもったシステムであるため、夏季のみや夏季と冬季といった期間単位や月単位で、きめ細かく電源 I' 厳気象対応調整力契約電力kWを設定できるような柔軟な契約の形態にしていただきたい。具体的には、P.12の電源 I' (kW) 提供期間について、1年間だけに固定せず、他に「夏季のみ」や「夏季と冬季」や「月」単位を加えていただきたい。また、それに伴って、P.17の入札書の表の2の項目について、電源 I' 厳気象対応調整力(kW) 契約電力(送電端値)を「夏季のみ」、「夏季と冬季」や「月」毎に設定できるようにし、またそれに併せてP.21の2集約する需要家等の一覧表の内容(供出電力を「夏季のみ」、「夏季と冬季」や月毎にする等)、P.23の運転実績の表の項目(供出電力の項目を「夏季のみ」、「夏季と冬季」や「月」毎にする等)を見直していただきたい。中部電力様の募集要綱では、提供期間が7～9月の3か月間と、夏季のみとなっており、上述の意見内容と一部合致しており、参考にしていただければと思います。これにより、「夏季のみ」・「夏季と冬季」・「月」単位での応札も可能となり、調整力の調達量が多く見込めることとなります。 ※「一般送配電事業者による調整力の公募調達について(平成28年7月28日、電気事業連合会)」の資料でも、「必要に応じて短期(月間等)での調達を行うこととする」とあり、これにより蓄熱システムとしての調整力の調達量が多く見込めることとなります。	電源 I' は、厳気象発生月(7月～9月および12月～2月)の平日において、指令に応じた電力の供出を行っていただくものであり、それ以外の月は、可能な範囲で要請に応じていただくこととなります。従いまして、夏季、冬季に調整力が大きい特徴を持った蓄熱システムにおいても要件を満たしていただければ応札いただくことが可能と考えております。なお、弊社エリアにおいて、夏季だけでなく冬季も電源 I' が必要であり、かつ端境期においても可能な範囲で要請に応じていただく必要がありますので、現時点では契約期間を1年間とさせていただきます。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
101	I'		<p>上述により、夏季のみとした場合の運用要件として、年12回以上であるところを年6回以上としていただきたい。運用要件を緩和することにより、応札の幅が広がり、調整力調達量のより一層の拡大に寄与できるものと考えます。</p> <p>中部電力様の募集要綱では、提供期間が7～9月の3か月間であり、かつそれに合わせて年間発動回数も6回以上と設定しており、発動回数についても参考にしていただければと思います。</p>	<p>電源 I' は、厳気象発生月(7月～9月および12月～2月)の平日において、指令に応じた電力の供出を行っていただくものであり、それ以外の月は、可能な範囲で要請に応じていただくこととなります。従いまして、夏季、冬季に調整力が大きい特徴を持った蓄電システムにおいても要件を満たしていただければ応札いただくことが可能と考えております。なお、弊社エリアにおいて、夏季だけでなく冬季も電源 I' が必要であり、かつ端境期においても可能な範囲で要請に応じていただく必要がありますので、現時点では契約期間を1年間とさせていただきます。</p>
102	I'	第5章	回数制限だけでなく、発動間隔、発動月や発動週を予め設けることを検討して頂きたい	<p>電源 I' は、事前に予見不可能な厳気象発生時の需給対応調整力としての位置づけのため、厳気象発生月においてはいつでも発動可能なことが要件となっております。</p>
103	I'	第5章	<p>昨年出されたエネルギーミックスや電気事業における低炭素社会実行計画(2030年度 CO2排出係数 0.37kgCO2/kWh)にもありますように、電源の低炭素化が必要不可欠である中、バーチャルパワープラント(仮想発電所)としても同様に低炭素化に寄与することが重要です。また、「上げ調整」・「下げ調整」の両方に対応できる電源等には、需給バランス運用の柔軟性への貢献が大きいのと考えます。そこで非価格要素評価点に関して、反応速度や対応可能日数以外に「電源等の低炭素化」・「下げ調整と上げ調整の両方の対応可否」といった評価項目を加えていただきたい。さらに非価格要素評価点について、特に電源等の低炭素化は上述のように非常に重要な要素と位置づけられるため、少なくとも電気事業連合会が仮設定した非価格要素評価点を20点(「一般送配電事業者による調整力の公募調達について(平成28年7月28日、電気事業連合会)」の資料より)よりも高くしていただきたい。</p> <p>これにより、調整力の拡大や経済産業省が推奨する省エネ(電力の低炭素化を含む)・負荷平準化や環境省の推奨する地球温暖化防止・省CO2(日本の約束草案2030年度2013年度比-26%)の目標達成に向けてより一層推進が図られることが期待できます。</p>	<p>電源 I' は、厳気象発生時の対応調整力であり、常時の周波数調整に利用することが必須ではありません。従いまして、「下げ調整」に対するニーズも必須ではございませんので、加点評価はいたしません。なお、「下げ調整」が要件となっております「電源 I ピーク調整力」および「電源 I 需給バランス調整力」もございませんので、そちらもご参照下さい。</p> <p>当社は、一般送配電事業者として、供給区域内の安定供給が最重要事項と考えているため、安定供給への寄与度に応じた非価格評価は実施いたしますが、低炭素化に応じた非価格要素評価は現時点では考えておりません。</p>
104	I'	第5章	・ネガワットの入れはポジワットのものとしていただきたい。	<p>「一般送配電事業者が行なう調整力の公募調達に係る考え方」に「特定の事業者のみが応札可能な要件や契約条件となっておらず、発電事業者等の競争の促進を阻害するものでないこと」とされていることを踏まえ、DR専用枠を設けることは予定しておりません。</p>
105	I'	第5章	・ネガワットについての最低入札量の制限(0.1万kW以上)をなくしていただきたい。	<p>ポジワットとネガワットは同等に扱うこととしておりますので、最低入札量はともに0.1万kWとなります。なお、0.1万kWは、当社テレメータにおいて認識出来る最小値となります。</p>
106	I'	第5章	・ネガワットについて、電力会社からの指令からその指令に応じるまでの時間ごとにメニューを分割していただきたい。また、指令から実施までの時間が短いメニューほど評価されるような仕組みとしてほしい。最低運転継続時間についても同様に、ネガワットについてメニュー別に設定されえる仕組みとしていただきたい。	<p>現時点において、指令応動時間によるメニューの細分化を設ける予定はございません。ただし、指令応動時間が1時間未満の設備に関しては、非価格要素評価にて加点いたします。</p>
107	I'	第5章	・募集概要・対象設備 OpenADRを用いた発動指令システムを用いているDR事業者については、オンライン指令により出力可能と見なされるのかご教示いただきたい	<p>今年度の公募におけるオンライン要件の適否については、個別に判断させていただきますので、応札の際、事業者において実現可能な通信手段について様式5にてご記載願います。</p> <p>DRに対するオンライン指令の要件・仕様等は、将来的に全国大での標準化が必要な課題と認識しております。なお、電源 I' につきましては、件数上限はあるものの、暫定的にオフライン指令による設備も応札可能としています。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
108	I'	第5章	・オフライン設備について 東京電力がオフライン電源の入札を制限したいのは明らかである。しかしながら、公募要領で提案されているメカニズムを懸念する。電源を10箇所と限定する代わりに、調達容量全体のうちある特定の容量をオフライン電源として限定落札することを提案したい。本提案は、現行の案よりも確実な落札結果を提供する。具体的には、調達容量全体の33%までがオフライン電源の調達容量とすることを提案する。	指令発動時の実務面を勘案し、容量ではなく件数(上限10件)に制約を設けております。
109	I'	第5章	・入札単位 1000kW以上入札する場合の入札単位をご教示いただきたい。(1,000kW以上は100kW単位で入札等)	1kW単位での入札をお願いします。
110	I'	第5章	・発動要件 電源I'は一番最後に発動される安定供給に寄与する需給調整用途の電源だと理解しているが、ご確認いただきたい。10年に1度の厳気象発生月(7~9月及び12月~2月)に対応するための電源であると認識しているが、どのような条件下で電源I'が発動されるのか明確にしてください。また、具体的な電源I'の発動の条件(トリガー)をご教示いただきたい。	電源I'の募集量・要件の考え方から、基本的に厳気象対応等需給ひっ迫時に活用させていただくものと考えておりますが、貴重な調整力であるため、要件の範囲内で有効に活用させていただきます。
111	I'	第5章	・その他遵守すべき法令 改正電気事業法(第3弾)に係る託送供給等約款の認可の申請の期限等を定める政令が閣議決定により、「分社した旧一般電気事業者の発電所に設置された電気計器について計量法の適用を除外する特例措置が適用される期限を平成37年3月31日と定めます。」とされたが、これはDRアグリゲータ事業者にも適用されるのかご教示いただきたい。	特例措置に関しましては、旧一般電気事業者にのみ適量されるものと認識しております。
112	I'	第5章	・その他技術的信頼性 ポートフォリオ単位でDRの技術要件・機能を評価・確認していただきたい。また試験の成功要件については、電源I'提供開始時期より前に送配電事業者との対向試験を実施し、ポートフォリオ単位での成功をもって制御機能の確認としていただきたい。現地試験での立会いで発生する時間・費用等を考えると、各需要家の現地調査及び現地試験を実施することは運用上効率的ではなく、費用対効果を考慮したDR調達を考えると対向試験での技術的信頼性を確認していただきたい。	アグリゲータ単位での入札は可能です。技術的信頼性については、DRの実績等を踏まえたうえで、現地試験等については必要により実施させていただきます。
113	I'	第6章	「需要家等の一覧表に負荷設備の諸元として負荷容量を記載」となっているが、DR供出電力を確認する観点からは契約電力を記載の方が適していると思われることから、当該欄には契約電力を記載すること为宜か。	ご指摘を踏まえて要綱を修正いたしました。
114	I'	第6章	応札時以降に需要家を入替えまたは追加できるような条件としていただきたいと考えます。	応札以降の内容変更に関しては、第2章(18)に規定しております。 なお、原則として、応札時にご提出いただいた需要場所での運用となります。ただし、新たに需要場所を追加するまたは変更する必要がある場合は、当社の指定します試験等を実施していただくとともに、要件を満たす事が確認された場合には協議をさせていただきます。なお、需要家を追加した場合、契約電力の見直しは行いません。
115	I'	第6章	・入札募集時の需要家リスト提出は不要としていただきたい	当社は、落札判定において確実に電源I'としての供給力を供出していただける事業者さまを選定する必要がございます。従いまして、入札書類として、需要家一覧表の提出は必須といたします。なお、応札量といたしましては、応札時点で確保出来ているkW(需要家一覧表に記載のkW)とさせていただきます。
116	I'	第6章	・電源等設備の仕様書 様式3-3"DRを活用した供給力 これらは公募締め切り時に提出することを要求されているが、公募締め切り時には需要家の提出は不要としてほしい。(実際、需要家の募集は2017年4月直前まで行うため。)アグリゲーターがコミットしたMWを契約開始時点までに集められなかった場合のペナルティーが課される場合には、他市場のペナルティー内容に沿ったリーズナブルなものとしていただきたい。	当社は、落札判定において確実に電源I'としての供給力を供出していただける事業者さまを選定する必要がございます。従いまして、入札書類として、需要家一覧表の提出は必須といたします。なお、応札量といたしましては、応札時点で確保出来ているkW(需要家一覧表に記載のkW)とさせていただきます。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
117	I'	第6章	<p>・応札方法 弊社はDRアグリゲータとして入札する東京電力小売部門が行使するであろう潜在的なマーケットパワーを非常に危惧している。主な理由は下記の二つ。 ①東京電力小売部門は、実証事業を通してアグリゲータが獲得している需要家の情報を持っており、これは実証事業に参加している需要家を不公平にターゲットにする機会を与えている。さらに、東京電力小売部門が他社アグリゲータの顧客情報に継続的にアクセスし、競争上優位にたてることに対しても懸念がある。これらの情報に東京電力小売部門がアクセスできないよう顧客情報の保護等の対策を実施することを検討していただきたい。 ②東京電力小売部門は、同社管内のほとんどの需要家の小売事業者である。小売事業者として既存の電力需給契約を維持するのと引き換えに、不当な契約条件(高額な対価設定、ペナルティなし等)を提示して、電源1'の公募にDRとして入札することを懸念している。これは競争を阻害し、電源1'を提供するDRの質の悪化や供給信頼度の低下に繋がりがかねない。東京電力小売部門がDRとして電源1'の公募に参加するにあたって需要家にオファーする契約条件に、何らかの具体的な制限を設けることが適当であると考え。また随時調整契約を含む全てのDR設備の需要抑制実績について、年数・回数に加えて、実際に発動された場合に契約容量に対してどれだけ需要抑制が達成できたか等を示すパフォーマンスも考慮していただきたい。</p>	調整力の確保にあたって、特定の小売事業者またはアグリゲータに対し、特別な制限・条件を設けることはいたしません。なお、DR成功率は100%として応札していただきます。
118	I'	第6章	<p>・給電指令対応システム OpenADRを用いた発動指令システムを用いているDR事業者については、オンライン指令により出力可能と見なされるのをご教示いただきたい。また現在実証でOpenADRのシステム基盤は転用可能かどうかご教示いただきたい。</p>	今年度の公募におけるオンライン要件の適否については、個別に判断させていただきますので、応札の際、事業者において実現可能な通信手段についてご記載願います。DRに対するオンライン指令の要件・仕様等は、将来的に全国大での標準化が必要な課題と認識しております。なお、電源1'につきましては、件数上限はあるものの、暫定的にオフライン指令による設備も応札可能としています。
119	I'	第6章	<p>これらは公募締め切り時に提出することを要求されているが、公募締め切り時には需要家の提出は不要ともらいたい。(実際、需要家の募集は2017年4月直前まで行うため。)アグリゲーターがコミットしたMWを契約開始時点までに集められなかった場合のペナルティーが課される場合には、他市場のペナルティー内容に沿ったリーズナブルなものとしていただきたい。</p>	当社は、落札判定において確実に電源1'としての供給力を供出していただける事業者さまを選定する必要がございます。従いまして、入札書類として、需要家一覧表の提出は必須といたします。なお、応札量としましては、応札時点で確保出来ているkW(需要家一覧表に記載のkW)とさせていただきます。
120	I'	第7章	<p>池制約により運転継続可能時間が3時間に満たないこともあるが、応札容量の算出には考慮しないことでよいか明確にいただきたい。</p>	第7章に規定のとおり、運転継続時間が3時間に満たない場合は、所定の計算式にて応札量を算定しますので必要により個別にご相談下さい。
121	I'	第7章	<p>・公募要項内に上限価格を数値として提示していただきたい。</p>	入札による競争効果を高めるために、上限価格の公表はいたしません。
122	I'	第7章	<p>・上限価格について 設定された上限価格を入札するであろう事業者に公表するのかどうかご確認いただきたい。</p>	入札による競争効果を高めるために、上限価格の公表はいたしません。
123	I'	第7章	<p>・非価格要素評価点の算定 反応時間が60分の場合、非価格要素評価点として加点されるのかご教示いただきたい。60分が加点対象とならない場合、例えば59分は加点対象となるのか、また具体的に何分間隔で反応時間を設定すれば加点対象となるのかご教示いただきたい。 各電源のラインロスの調整を非価格要素として評価対象にするようご検討いただきたい。具体的には、DRは常に系統に接続しており容量提供するにあたってラインロスは発生しない。そのためDRは非価格要素評価で5点を得るべきである。ラインロスの調整分非価格要素評価を5点与えることで、発電設備に発生する～5%のラインロス(DRが発動時に実際に提供する容量よりも5%少ない容量を発電設備は提供)を公平に反映することになる。このような各電源のラインロスの調整を用いることは、発電とDR両方を調達する電力市場では一般的に見受けられる。(例:PJM)</p>	指令応動時間が60分の設備は、非価格要素評価の対象外となります。59分の設備は対象となります。「指令応動時間が60分未満」以外の非価格要素評価に関しては、今後の検討課題といたします。
124	I'	第7章	<p>・落札者決定方法 電源1と電源1'はそれぞれ独立しており、それぞれの異なる機能をもって系統状況に応じて別々に発動される電源だと理解している。将来的な市場メカニズムへの統合を考えてみても、これらは異なる「プロダクト」として位置付けられるべきだと考える。従って、募集容量についても独立しており、一方の募集量が他方の募集量に影響を及ぼすべきではないと考える。</p>	電源1は電源1'の要件を全て満たしており、電源1'として用いることが可能であると考えております。当社は、一般送配電事業者として、安定供給と経済性の両立を目指した調達を行うため、結果として募集容量に変動が生じる場合もございますが、ご理解賜りたいと考えております。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
125	I'	第7章	<p>①託送約款を遵守し、調整力供給契約を担える事業者であること。 ②DR発動体制、需給管理体制、情報保護等がなされていること。 ③DRシステムを持ち、実施出来ること。 ④今までの実証が参加要件として生かされる様にお願いしたい(例えば実証で何回以上のDR指令を発令し、どの程度成功していることなどを条件にする等)。 ⑤価格要素評価点の計算で、休日・祝日も含まれて考慮されるとなると発電に有利になることが考えられる。ネガワットの特性も考慮し、広域機関の議論でも取り上げられたような非価格要素の部分でネガワットが対等に評価されるよう配慮いただきたい。 ⑥入札した価格が支払われるのか、クリアされた価格が支払われるのかを教えてください。 ⑦ポジワットとネガワットは調達を枠を分けた上で、ネガワット枠の上限価格をポジワットが対象の電源Iピーク調整力の落札平均価格とするのは不適切な為、ネガワットの上限価格はネガワット取引に関するガイドラインで言及されているネガワット取引による効果(3,500~9,000円/kW/年)を前提に設定されるべきと考える。 ⑧現状では過度に価格要素に偏っていると言える。発電機はともかくDRはこれから市場が立ち上がるステージであり、アグリゲーター/事業者間で成功率のバラツキが大きいと想定される。実績が無い事業者/アグリゲーターが安値で落札したが、成功率が低く東京電力として精度の高い調達が行えなかった、という事態を避けるように、国内外のDRの実績をより評価していただきたい。 ⑨「電源Iピーク調整力の落札案件決定にあたり、入札の単位からやむを得ずその募集容量を超過した場合は、本要綱における募集容量から当該超過分を控除」との記載があるが、電源I'をポジワットとネガワットで別枠とした上で、当該超過分はポジワット枠から控除して頂きたい。</p>	<p>①当社システムに連系するうえで、託送供給等約款の遵守は必須となります。 ②ご認識のとおりです。 ③要件を満たし、発動時には契約kWを供出していただきます。 ④今までの実証の有無は問いません。ただし契約者(DR事業者)においては、事前に契約者負担にて試験を実施していただきます。 ⑤休日・祝日は考慮いたしません。 ⑥落札となった場合は、入札時にご提出いただいた年間料金をお支払いいたします。 ⑦ご指摘をふまえ、今後の検討課題といたします。 ⑧ご指摘をふまえ、今後の検討課題といたします。 ⑨電源Iは電源I'の要件を全て満たしており、電源I'として用いることが可能であると考えております。当社は、一般送配電事業者として、安定供給と経済性の両立を目指した調達を行うため、結果として募集容量に変動が生じる場合もございますが、ご理解賜りたいと考えております。</p>
126	I'	第8章	<p>ネガワットは複数の需要家の調整力をアグリゲートするため、対象となる需要場所が変更になる場合があることから、毎週火曜日に供出可能量を提出する際、対象となる需要場所が変更となる場合対象リストを提出すればよいか。</p>	<p>原則として、応札時にご提出いただいた需要場所での運用となります。ただし、新たに需要場所を追加するまたは変更する必要がある場合は、当社の指定します試験等を実施していただくとともに、要件を満たす事が確認された場合には協議をさせていただきます。なお、電力を供出する需要場所の対象リストを供出可能量提出時に合わせて提出していただくのが合理的かと考えますので、ご指摘を踏まえ要綱を修正いたしました。</p>
127	I'	第8章	<p>「ペナルティに関して契約kW未達時割戻料金は時間に応じた割戻料金ではなく、回数に応じた割戻料金」であるため、1回あたりの調整時間中の合計需要抑制量が条件を満たしていればよいと理解してよいか。</p>	<p>運転継続可能時間(原則3時間)に亘り、契約kWを供出していただく必要があるため契約kWに未達であった場合は、割戻対象となります。</p>
128	I'	第8章	<p>「原則として、効果量の確認試験を実施。実施時期は落札決定後に別途協議」となっているが、DRに関して現在需給調整契約(随時調整契約)に加入している需要場所についてはこれまでの契約実績等から確認できていると理解してよいか。</p>	<p>現在需給調整契約(随時調整契約)に加入している需要場所に関しても、原則として試験を実施していただきます。</p>
129	I'	第8章	<p>アグリゲータに関する事項において「アグリゲータと契約者との間で、必要な契約等を締結」と記載されており、ネガワット調整金を念頭に置いた記述があるため、この場合、「アグリゲータと小売事業者の間で」が正しいのではないかと。なお、この規定は契約条件に記載されていることから、落札後の契約協議が整うまでに実施すればよいと理解してよいか。</p>	<p>ご指摘を踏まえて要綱を見直しました。</p>
130	I'	第8章	<p>電源Iの代替電源を電源I'に入札することは可能か。その場合の落札判定はどのようになるか明確にしてください。</p>	<p>可能です。ただし、当該電源が電源I'にて落札となった場合は、当該電源は代替電源から削除していただきます。</p>
131	I'	第8章	<p>電源Iと電源I'に重複入札する際に、異なる額で入札しても良いか明確にしてください。</p>	<p>可能です。各募集において要件が異なるため(周波数調整機能の有無等)、それぞれの要件に見合った入札価格になると考えます。</p>
132	I'	第8章	<p>入札時の応札容量の算定には停止日数が考慮されていないが、実運用において容量が不足することにはならないか。</p>	<p>厳気象発生月(7~9月、12~2月)の平日時間において停止が計画されていないことが要件となっております。補修計画等は厳気象発生月以外においてお願いいたします。</p>
133	I'	第8章	<p>契約kW未達時割戻料金はと指令があったが運転できなかった場合に対象になるのか。それとも指令に応じて運転したが、運転中にトラブルが発生して停止した場合も対象になるのか。その場合3H以上運転してから、トラブルが発生した場合は割戻対象になるのか明確にしてください。</p>	<p>どちらの場合も対象になります。ただし、契約電力にて3時間に亘って運転継続した後のトラブルは対象となりません。(そのトラブルにより、厳気象発生月において当該機器において停止が発生した場合は停止割戻の対象となります)</p>
134	I'	第8章	<p>何らかのトラブルが発生してPGが指令する前に停止を依頼した場合は、契約kW未達時割戻料金は発生せずに停止割戻料金ののみが発生することで良いか明確にしてください。</p>	<p>発動日以外の停止の場合は、停止割戻の対象となります。未達割戻と停止割戻を重複しての課金はいたしません。</p>
135	I'	第8章	<p>自然災害などで急遽停止が発生した場合は割戻料金の対象になるのか、扱いについて明確にしてください。</p>	<p>自然災害にも様々なケースが考えられるため、必要により協議させていただきます。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
136	I'	第8章	効果量の確認試験について、時期だけではなく試験方法についても別途協議すべきと考えます。	時期および方法について、落札後に要綱の主旨を踏まえ別途協議させていただきます。
137	I'	第8章	「厳気象発生月以外の期間においても、当社から電力の供出を要請する場合があります。」との記載ございますが、厳気象発生月ないし厳気象発生月以外の期間において、9～20時以外の時間について電力の供出の要請はないと考えてよろしいのでしょうか。	ご認識のとおりです。9時～20時以外の時間において発動指令は行いません。
138	I'	第8章	停止割戻料金の算定式の中で「厳気象発生月の属する年度の平日数合計」が意味するのは、「募集年度の通年の平日数合計」、「募集年度の厳気象発生月の平日数合計」、のどちらと理解すればよろしいでしょうか。	「募集年度の厳気象発生月の平日数合計」となります(7～9月および12～2月の平日数合計)。ご指摘を踏まえて要綱を修正いたしました。
139	I'	第8章	発動間隔、発動月や発動週を予め設けることで、当該期間以外においては応札者が自由に利用できるようにして頂きたい。	原則としては厳気象発時の対応調整力ですが、厳気象発生月以外においても、例えば他の大電源脱落等による需給ひっ迫時等において協力を要請する場合がございます。そのため、契約期間を1年間としており契約期間に応じた固定費のお支払いをするため、目的外使用は原則として禁止としております。
140	I'	第8章	・新設電源 DRIについては、具体的にどのような試験等が実施される必要があるのかご教示いただきたい	実際に指令して、応動を確認させていただくことを考えております。詳細については、別途協議させていただきます。
141	I'	第8章	・停止計画について これは毎週火曜日に契約容量(kW)をアグリゲータ単位で提出するという理解をしているが、その理解で正しいか。 その場合、週毎にレポートするのは運用上極めて困難である。実証で採用されている月毎の提出をご検討いただきたい。	厳気象発生月においては、運用上、少なくとも週単位で供出可能なkWを把握しておく必要があると考えます。厳気象発生月以外においては、月単位での提出としております。
142	I'	第8章	・ペナルティ ①契約kW未達を判断する「全部または一部」の定義を明確にしていきたい。可能であれば、具体的な算定式を用いて成功・失敗の判断いただくようお願いしたい。また、ペナルティについては、契約容量のうち実際に提供した容量、もしくは実際のパフォーマンスに応じた設定となるようご検討いただきたい。 ②停止割戻料金の算定式について、どのように算定されるのかより詳細な情報をご提示いただきたい。具体的には、停止割戻対象時間は、どのように求められるのかご教示いただきたい。諸外国の電力市場では、ペナルティは実際のパフォーマンスに応じて算定・評価されるのが通常である。例えば、100MWの契約容量を持つ電源が、実際に発動されたときに80MW提供した場合、当該電源は提供に失敗した不足分20MWに対してペナルティを払うようになっている。100MWの契約容量全体に対してのペナルティを払うことにはなっていない。本公募案件においても同様にペナルティが規定されていると認識しているが、念の為ご確認いただきたい。また、いくつかの異なるパフォーマンスシナリオにおいてペナルティの算定の仕方を説明した具体例をご提示いただきたい。	①運転継続可能時間(原則3時間)に亘り、契約kWを供出していただく必要があります。運転継続時間もしくは供出したkWが未達であった場合は、割戻対象となります。また、ご指摘を踏まえて要綱を見直しました(「全部または一部」→「一部でも」)。 ②停止割戻は日単位で算定いたします。具体的には、当該停止において発行された作業停電伝票に記載の日数(1日未満の場合は1日で算定)を停止日数として算定します。
143	I'	第8章	・契約解除 契約解除の条件を具体的に記述していただきたい。また両当事者にとって、契約の解除を回避するための措置及び状況改善する努力をする機会の設定を考慮していただきたい。	第8章「契約条件」の「契約解除」の欄に規定のとおり、意図的な契約不履行がある場合を除き、催告期間を設けております。

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
144	I'	第8章	<p>・アグリゲータに関する事項 ネガワット調整金及び関連する小売事業者との契約等は、電源 I' には課さないようにしていただきたい。理由は下記の2つ。 ①電源 I' は厳気象発生時に系統安定化・供給信頼度維持のために発動される電源だと認識しており、小売事業者の供給力確保義務・同時同量義務・利益の議論からは切り離し、別途違った扱いがなされるべきである。小売事業者の供給力確保義務・同時同量義務・利益の議論に関連するのはあくまで類型1もしくは類型1-2のネガワットのみに限定されるべきであり、類型2(電源 I')には不適切であると考え。 ②このような小売事業者との調整金及び関連契約等を必須条件としている市場では、アグリゲータ事業者の参加率が限定され、結果的にDR業界全体が成長していない。ドイツでは同様の条件がアグリゲータ事業者と小売事業者間で必要とされおり、DRプログラムへの参加は極めて難しく、持続可能な事業運営体制を維持するのも難しい。もしこのような調整金・契約等の条件が制度設計上どうしても必要ということであれば、アグリゲータ事業者ではなく、例えば広域機関のような中央管理機関が調整を担うべきである。北米ではISOが同役割を担っており、例えば米国北東部のPJMエリアでは、PJMが調整役の責任があり、小売事業者への補填等は「LMP-G」で調整されている。(LMP-G(卸売市場価格から発電単価を差し引いたもの))</p>	<p>当社は、サービスエリア内の安定供給を実現するために、確実なkWの確保に努める必要がございます。その実効性の担保といたしまして、アグリゲータと小売事業者間で供給力の供出に関する契約がなされていることが必要と考えます。</p>
145	I'	第8、9章	<p>・アグリゲータに関する事項 ポर्टフォリオ単位でDRの技術要件・機能を評価・確認していただきたい。また試験の成功要件については、電源 I' 提供開始時期より前に送配電事業者との対向試験を実施し、ポर्टフォリオ単位での成功をもって制御機能の確認としていただきたい。また、現地試験での立会いで発生する時間・費用等を考えると、各需要家の現地調査及び現地試験を実施することは運用上効率的ではなく、費用対効果を考慮したDR調達を考えると対向試験での技術的信頼性を確認していただきたい。</p>	<p>アグリゲータ単位での入札は可能です。技術的信頼性については、DRの実績等を踏まえたうえで、現地試験等については必要により実施させていただきます。</p>
146	I'	第8章	<p>①随時調整契約との重複も、優先順位付等により許容いただきたい。 ②アグリゲータとして複数年契約も用意していただきたい。 ③需要家の募集は3月末まで可能とする(入札募集時の需要家リスト提出は不要としていただきたい)。また、落札された容量を契約期間開始までに集められなかった場合には基本料金が毎月の登録要領に応じて調整されるだけであると理解するが、ご確認いただきたい。 ④公募時点でのアグリゲータの需要家確保要件の明示(入札した契約量の何%まで事前に確保しておくべきかなど)をお願いしたい。その中で需要家の事前確保比率は低めに設定していただきたい。 ⑤Type II DRではネガワット調整金が小売業者に支払われないのが実情ゆえ、本件も同様としていただきたい。 ⑥計測はアグリゲータがスマートメーターからのパルス、Bルート連携測定器(BEMS、HEMS)で計測することも認めていただきたい。 ⑦計測粒度は現行の実証事業の運用を踏まえたルールとしていただきたい(実証事業では10分前予告は5分毎、その他メニューは30分毎)。 ⑧各需要家の現地調査及び現地試験を実施することは運用上効率的ではないと考える。 ⑨停止日数において、電源 I'-bの扱いはどうなるのかご教示いただきたい。 ⑩停止割戻対象時間は、イベント単位で求められるのか、もしくは年間単位なのか、ご教示いただきたい。 ⑪ペナルティは、ペナルティ発生月の基本料金を上限として頂きたい。 ⑫「その他アグリゲータに関する事項」の2点目の、「～アグリゲータと契約者の間で、必要な契約等が締結されており、～」との記載で、契約者とは誰を指すのかご教示いただきたい。もし契約者が本調整力契約者を指す場合、アグリゲータと契約者間での契約締結とはどのような状況を想定しているのかご教示いただきたい。</p>	<p>①他契約との重複契約は可能です。ただし契約kWを確実に供出できることを担保するために、別途確認および協議させていただきます。 ②「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視の考え方」で長期＝1年間とされており、現時点ではこれに従っております。調整力を安定して調達する観点からは、1年以上の契約も選択肢の一つと考えておりますが、複数年の契約に関しては、関係箇所を含め今後の検討が必要です。なお、契約条件等につきましては、ポジワット・ネガワットを問わず同等といたします。 ③当社は、落札判定において確実に電源 I' としての供給力を供出いただける事業者さまを選定する必要がございます。従いまして、入札書類として、需要家一覧表の提出は必須といたします。なお、応札量といたしましては、応札時点で確保出来ているkW(需要家一覧表に記載のkW)とさせていただきます。 ④前述のとおりです。 ⑤当社は、サービスエリア内の安定供給を実現するために、確実なkWの確保に努める必要がございます。その実効性の担保といたしまして、アグリゲータと小売事業者間で供給力の供出に関する契約がなされていることが必要と考えます。 ⑥⑦供出電力量の計量に関しては、当社による需要家の検針結果をもとに契約者に算定していただきます。なお計量器は取引に使用するため、計量法により検定されたものが必要との認識です。 ⑧原則として、効果量の確認試験が必要と考えております。 ⑨電源 I' 募集要綱をご参照下さい。 ⑩停止割戻は日単位で算定いたします。具体的には、当該停止において発行された作業停電伝票に記載の日数(1日未満の場合は1日で算定)を停止日数として算定します。 ⑪ペナルティの精算は年度末月となりますので、上限は年間の基本料金となります。 ⑫小売事業者となります。ご指摘を踏まえて要綱の見直ししました。</p>
147	I'	9章	<p>電源 I・II 調整力契約締結した契約者の V1、V2も本ページの単価設定が適用されるという理解で良いか？ 電源 I・II 調整力募集要綱にて規定する技術的要件を満たしており、貴社と協議の上、双方合意が得られた場合は、平成28年度電源 I・II 調整力募集要綱(案)(H28.8.23)に記載の電源 I・II 調整力の単価設定同様、下記の単価設定としていただきたい。 ①P.32 上げ単価・下げ単価の設定について 「(ただしV1>インバランス単価の場合は差分×インバランス単価)」→ 削除 ②P.32 上げ単価・下げ単価の設定について 発電設備を活用した契約者の場合 「当社がBGの提出した計画値と異なる起動を指令した場合 V3を当社が契約者に支払い」→ 追加</p>	<p>電源 I' の発動時はメリットオーダーを機能しない状況で活用することを踏まえ、電源 I' (kWh)契約での申出単価には上限設定をしております。なお、電源 I' (kW)の契約者においても、電源 I・II 調整力契約を締結している場合は、ご指摘のとおり、電源 I・II 調整力契約にもとづく申出単価、起動費の設定を行っていただきます。</p>

No	要綱	該当箇所	ご意見・ご質問	当社回答
148	I'	第9章	<p>①需要家単位の報告内容は現行の実証事業の運用を踏襲していただきたい。</p> <p>②アグリゲーター単位の報告内容は実証事業の運用を踏襲(拠点内訳も報告(上記と同じ内容))していただきたい。</p> <p>③アグリゲーター設置による計量器により計量を行い、DRの実証報告をアグリゲーターから行う場合、報告時期は毎月1回(月末)に纏めて実施としていただきたい。速報対応を求められる場合の対応時間を明確にしていきたい(例えば、24h以内、12h以内など)。</p> <p>④計測手段は過度に限定せず、現状の料金計算で認められている入手手段と同等の許容度となる様をお願いしたい。</p> <p>⑤通信およびセキュリティ要件について、専用線等、過度に堅牢な対策を施す要件とはしない様をお願いしたい。</p> <p>⑥通信規格について各一般送電事業者で異なる規格とせず、統一した規格(共通化)をお願いしたい。</p> <p>⑦インターフェイス関係は、現行VTN・VEN活用を前提に実施いただきたい。</p> <p>⑧「DRを活用した契約者の場合、Xを「調整量ベースラインから求められる積分値」にYを「当社の指令にもとづく需要実績の積分値」に読み替えます」との記載があるが、XとYが逆なのではないか。</p>	<p>①②アグリゲーターが、需要家に当社約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ需要者が当該約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすることが必要です。具体的な内容については必要により協議させていただきます。</p> <p>③報告時期および対応時間については、個別に協議させていただきます。</p> <p>④供出電力量の計量に関しては、当社による需要家の検針結果をもとに契約者に算定していただきます。</p> <p>⑤～⑦DRに対するオンライン指令の要件・仕様等は、将来的に全国大での標準化が必要な課題と認識しております。</p> <p>なお、電源 I' につきましては、件数上限はあるものの、暫定的にオフライン指令による設備も応札可能としています。</p> <p>⑧ご指摘を踏まえて要綱を見直しました。</p>