

第7号議案

「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（平成27年11月6日資源エネルギー庁電力・ガス事業部）に基づく、「一般負担額のうち、『ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額』として判断される基準額」の指定及び公表について

(案)

平成27年11月6日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部より公表された「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」において、「一般負担額のうち、『ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額』と判断される基準額」（以下「一般負担の上限額」という。）については、本機関が指定することとされた。

これを受け、広域系統整備委員会及び評議員会での議論を踏まえ、別紙1のとおり一般負担の上限額を指定する。一般負担の上限額の設定にあたり会員等に意見募集を実施した結果については、別紙2のとおりである。

また、一般負担の上限額を指定したこと及び一般負担の上限額の設定にあたり意見募集を実施した結果について、本機関ウェブサイトにて公表をする。

なお、別紙に記載している電源種以外の電源については、一般負担の上限額を個別に指定することとする。

以上

【添付資料】

別紙1：本機関ウェブページ掲載内容案

別紙2：一般負担の上限額の設定に対するご意見と本機関回答

平成 28 年 3 月 16 日
電力広域的運営推進機関

「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（平成 27 年 11 月 6 日資源エネルギー庁電力・ガス事業部）に基づく、「一般負担額のうち、『ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額』として判断される基準額」の指定について

平成 27 年 11 月 6 日に、ネットワーク側の送配電等設備の増強等に係る費用負担の在り方に関する基本的な考え方が示された「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（以下「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」といいます。）が資源エネルギー庁 電力・ガス事業部より公表されました。

この効率的な設備形成・費用負担ガイドラインにおいて、「一般負担額のうち、『ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額』として判断される基準額」（以下「一般負担の上限額」といいます。）については、本機関が指定することとされたことを受け、このたび、本機関は、一般負担の上限額を下表のとおり指定いたします。

電源種別	一般負担の上限額※1
発電バイオマス（木質専焼）	4.9 万円/kW
地熱	4.7 万円/kW
バイオマス（石炭混焼）	4.1 万円/kW
原子力	4.1 万円/kW
石炭火力	4.1 万円/kW
LNG 火力	4.1 万円/kW
小水力※2	3.6 万円/kW
一般水力※3	3.0 万円/kW
石油火力	2.3 万円/kW
洋上風力	2.3 万円/kW
陸上風力	2.0 万円/kW
太陽光	1.5 万円/kW

※1：税抜き、※2：1,000kW 以下、※3：1,000kW を超えるもの

以 上

平成 28 年 3 月 16 日
電力広域的運営推進機関

一般負担の上限額の設定に対する意見募集に寄せられたご意見及び本機関の回答

1. 意見募集の概要

(1) 意見募集期間

・平成 28 年 2 月 24 日～平成 28 年 3 月 8 日

(2) ご意見の総数（提出意見数）：32 件（13 者）

2. ご意見

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
1	全般	本ガイドラインは平成 27 年 11 月 6 日以降に「接続契約の申込み」を行なう案件に適用することになっているが、上位系統増強が含まれる案件は接続契約の申し込み後も長期に渡って電力協議が続く、また公平性の観点から「接続契約締結時」の案件に適用すべき。	平成 27 年 11 月 6 日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部から公表された「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（以下、「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」といいます。）において、「本指針は、その公表日以後に接続契約の申込みを行う案件に適用する」と記載されていることから、公平性の観点から、全ての電源について、平成 27 年 11 月 6 日以後に接続契約の申込みを行った案件が、当該ガイドラインの適用対象となります。
2	全般	電源増設などの場合についても電源特性に応じた設備利用率の判断基準が必要となるのか すでに、平成 27 年 11 月 6 日に示されている、電源増強	電源増設の結果として最大受電電力が増加する場合には、当該増加分について新たに接続契約の申込みが必要になるため、「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」の適用対象になります。

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		費用についての判断基準に際しても、電源別の設備利用率が適用されるのか整合性が明確ではないため、設備利用率との関係を明確にしてもらいたい。	また、その時に一般負担の上限額は、今般の議論の結果、決定される一般負担の上限額が適用されます。
3	全般	当局では、数千キロワットの中小水力発電所を計画しており、電力会社へ系統接続の検討を申し込んだところ、ネットワーク側増強として、基幹系統の送配電等設備の増強等に数十億円、基幹系統以外の送配電等設備の増強等に数億円が必要で、受益を計算した結果、特定負担は1千万円程度になるという回答でした。今回示された一般負担の上限額案（一般水力3万円/kW）を適用すると、ネットワーク側増強の特定負担は数十億円程度となってしまう、中小水力発電の開発は極めて困難になります。再生可能エネルギー導入促進の観点から、一般負担の上限額案の見直しを検討願います。	「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」において、基幹系統であることや設備更新による受益や設備のスリム化による受益等を考慮することにより、「送配電等設備の増強等に必要となる費用について一般負担とすることとされたとしても、例えば、数万kWの発電設備の設置のために一般負担額が数百億円必要となる場合なども起こりうる。このように、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い発電設備の設置がなされる場合に、ネットワーク側の送配電等設備の増強等の費用を全て一般負担とした場合には、系統利用者を通じて最終的には需要家の負担が増大することとなる。このため、一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」と判断される基準額を超えた額については、特定負担とすることが適当である。」と記載されていることを踏まえ、効率的な設備形成・需要家負担の観点から、種々の要素を検討した水準となっております。
4	全般	平成27年11月6日に公表された費用負担等の在り方に関する指針において、基幹系統以外の送配電等設備の増強等にかかる費用について、特定負担と一般負担は、(a) 設備更新による受益、(b) 設備のスリム化による受益、(c) 供給信頼度等の向上による受益の観点から算定す	「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、基幹系統であることや設備更新による受益や設備のスリム化による受益等により、「送配電等設備の増強等に必要となる費用について一般負担とすることとされたとしても、例えば、数万kWの発電設備の設置のために一般負担額が数百億円必要となる場合なども起こりうる。このように、一般負担額がネットワークに連系する

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>るとされています。一般負担については、送配電等設備の増強等によって一般電気事業者が利益を受ける分であり、経費の軽減になるものであります。このことから、適正に算定された受益分（一般負担）については、一般電気事業者（送電事業者）が負担すべきもので、上限を設けるべきものではないと考えます。</p>	<p>発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い発電設備の設置がなされる場合に、ネットワーク側の送配電等設備の増強等の費用を全て一般負担とした場合には、系統利用者を通じて最終的には需要家の負担が増大することとなります。このため、一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」と判断される基準額を超えた額については、特定負担とすることが適当である。」と記載されており、当該ガイドラインに沿った扱いとなります。</p> <p>一般負担の上限額は、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額であるという閾値であり、一般負担の性質如何によらず、一般負担額の多寡により適用対象となるかどうか判断されるものと考えております。</p>
5	全般	<p>平成 27 年 11 月 6 日に公表された費用負担等の在り方に関する指針において、基幹系統の送配電等設備の増強等にかかる費用については一般負担が原則とされ、基幹系統以外の送配電等設備の増強等にかかる費用については受益に応じた負担とされていますが、基幹系統の送配電等設備の増強等についても、受益を適正に算定し、適正に算定された受益分について、一般負担、特定負担として、それぞれが負担すべきではないでしょうか。上限額により負担が決まってしまうのは合理性に欠けると考えます。</p>	<p>「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、基幹系統であることや設備更新による受益や設備のスリム化による受益等により、「送配電等設備の増強等に必要となる費用について一般負担とすることとされたとしても、例えば、数万 kW の発電設備の設置のために一般負担額が数百億円必要となる場合なども起こりうる。このように、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い発電設備の設置がなされる場合に、ネットワーク側の送配電等設備の増強等の費用を全て一般負担とした場合には、系統利用者を通じて最終的には需要家の負担が増大することとなります。このため、一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」と判断される基準額を超えた額については、特定負担とすることが適当である。」と記載されており、</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>当該ガイドラインに沿った扱いとなります。</p> <p>一般負担の上限額は、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額であるという閾値であり、一般負担の性質如何によらず、一般負担額の多寡により適用対象となるかどうか判断されるものと考えております。</p>
6	全般	<p>当局では、数千キロワットの中小水力発電所を計画しており、電力会社へ系統接続の検討を申し込んだところ、基幹系統の送配電等設備と基幹系統以外の送配電等設備の増強等が必要という回答がありました。増強等の工事によって、基幹系統は百万キロワット程度、基幹系統以外は十万キロワット程度の容量が増強されます。</p> <p>中小水力は、安定した再生可能エネルギーとして導入促進が期待されているところですが、設置場所が限られており、山間奥地にあるため、系統接続にかかる費用が課題となっています。中小水力の導入促進を図るため、基幹系統の送配電等設備と基幹系統以外の送配電等設備の増強等にかかる特定負担は、増強する容量の割合にとどめるよう検討願います。</p>	<p>発電設備の設置に伴う送配電等設備の増強等に係る費用については、「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」に基づき算定された特定負担分を、経済産業大臣の承認を受けた託送供給等約款に則り、送配電等設備の増強等の契機となった発電設備の設置者に負担して頂くこととなっております。</p>
7	全般	<p>平成 27 年 11 月 6 日に公表された費用負担等の在り方に関する指針において、ネットワーク側の基幹系統以外の送配電等設備の増強等にかかる費用負担の在り方が示され、(a) 設備更新による受益、(b) 設備のスリム化によ</p>	<p>今回の検討は、ガイドラインで示された考慮すべき要素を踏まえたものとなっており、ガイドラインの方針に沿って議論・検討がなされたものと考えております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>る受益、(c) 供給信頼度等の向上による受益の観点から適正に一般負担額と特定負担額を算定して、それぞれの費用を負担するものとされました。一方で一般負担の限界についても示され、上限(基準額)は別に指定することとされました。しかしながら、適正に算定されているはずの負担額が上限(基準額)が適用されることにより、その負担額は大きく変動する結果となってしまいます。したがって、上限(基準額)については、費用負担等の在り方に関する指針と一体として議論、検討すべきではないでしょうか。</p>	
8	全般	<p>「一般負担として許容される上限額」を4.1万円/kWとしています。需要家の負担はどの程度になるのでしょうか。需要家への負担を議論するのであれば、具体的に一般家庭の負担(電気料金)を試算して議論すべきだと思います。</p>	<p>発電設備の設置場所や規模により必要となる系統増強費用は大きく異なるため、託送料金への直接的な影響額をお示しすることは困難ですが、仮に1000万kWの電源(利用率70%)設置に伴い、全て4.1万円/kWで系統増強を行った場合(年経費:7.3%*1、全国需要:8000億kWhと仮定)、単純計算すると約0.04円/kWhの負担となります。なお、この水準を許容するとしたものではなく、需要家負担軽減の観点から効率的な設備形成が図られることが望まれます。</p> <p>*1 送電設備と変電設備の比率を1:1と仮定し、年経費率(運転維持費用を含む)を算定</p> <p>【諸元】 送電設備の法定耐用年数(36年:年経費換算係数4.6%) 変電設備の法定耐用年数(22年:年経費換算係数6.3%)</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>初期投資に対する年間の運転維持費用の割合*2（送電設備 1.5%、変電設備 2.3%）</p> <p>*2 有価証券報告書(2005年～2014年度)より</p>
9	全般	<p>上限額4.1万円/kWの算定根拠となった案件の火力発電所の場合、最大出力を140万kW、設備利用率を70%、系統設備の耐用年数を20年と仮定し、kWあたりの上限額（4.1万円/kW）を電力量1kWhあたりに換算すると、約0.3円/kWhになります。0.3円/kWhは、電力量1kWhあたりの系統増強による影響額と考えることができますが、一般家庭の負担（電気料金）にどの程度影響するのでしょうか。（0.3円/kWhは増強された分の影響額ですから、社会全体の消費電力量で考えれば大きな影響とは考えられません）また、再生可能エネルギーの導入促進を考慮すると、火力に比べて、再生可能エネルギーの上限額は高く設定すべきではないでしょうか。火力と再生可能エネルギーは、同じ0.3円/kWhでよいのでしょうか。</p>	<p>仮に No.8 と同じ諸元で算出した場合、140万kWの電源の設置にあたり単純計算すると約0.005円/kWhの負担になります。</p> <p>なお、費用負担は積み重なってゆくものであり、いくらまで託送料金の上昇が許容されるかといった閾値を定めることは困難であると考えております。</p> <p>また、一般負担の上限額は利用率の低い電源に配慮するため、現行の託送料金体系と整合を図って設定しております。</p> <p>託送料金体系と整合を図り設定することにより、単純に発電設備の設備利用率に比例して設定する場合と比較し、例えば陸上風力では約1.5倍、太陽光（メガソーラー）では約1.9倍の上限額となっております。</p>
10	全般	<p>資源の乏しい日本でエネルギーのベストミックスを無視し、設備利用率を理由とした一般負担の上限額は間違いで、上限額は全てのエネルギーを一律とすべき。</p>	<p>平成28年11月6日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部より公表された「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、固定価格買取制度の対象電源であるかないかにかかわらず、統一的な費用負担の考え方が示されました。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>これにより、全額特定負担で実施されてきた固定価格買取制度を活用した再生可能エネルギー電源については、特定負担が今までよりも確実に減少することとなり、系統への接続面で、今までよりも大幅に状況が改善されることとなったと考えており、再生可能エネルギーの導入は当該ガイドライン制定前よりも促進されるものと考えております。</p> <p>その一方で、当該ガイドラインでは、効率的な設備形成の在り方を明らかにすることも、大きな目的の一つとして位置付けられており、こうした観点から、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い設備増強に関し、一般負担の上限額を超えた額については、特定負担とすることと整理されています。</p> <p>また、発電設備の設備利用率によって、同じ発電電力量を得るために必要な送配電等設備の増強規模が異なり、設備利用率の高い電源から生ずる電力を流すための送配電等設備の増強は、設備利用率の低い電源と比較して小さな規模で済むことから、効率的な設備形成に資するものと考えられます。</p> <p>一方、設備利用率の低い電源から同じ発電電力量を得るためには、設備利用率の高い電源と比較して大きな規模の送配電等設備の増強が必要になります。</p> <p>このため、一般負担の上限額を設備利用率によらず、一定の値とすれば、効率的な設備形成が阻害されるおそれがあると考えています。</p> <p>また、系統増強に要した費用のうち、一般負担分は、電気料金に含まれる託送料金という形で需要家が負担することになります。</p> <p>このため、一般負担の上限額を、設備利用率によらず、一定の値とすれば、</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>設備利用率の高い電源を利用して電気を供給する系統利用者から電気を購入する需要家は、相対的に大きな系統増強費用の負担を負うこととなることから、需要家負担の公平性の観点からも、適当ではないと考えています。</p> <p>以上のように、効率的な設備形成の実現の観点からは、一般負担の上限額を、設備利用率に応じた値として設定することが最も合理的であると考えています。</p>
11	全般	<p>一般負担の上限を、特定電源の設備稼働率から規定する事務局案では、たとえ稼働率の低い調整用電源であっても火力発電である限り、70%の稼働が前提となるため、公平とは言えない。また、全て一般負担により接続された既存電源で、長期間稼働していない場合、稼働率がゼロであり、託送料金で費用を回収していないにも関わらず、系統利用の権利を保有している実態を鑑みても、不公平なルールと言わざるを得ない。</p>	<p>調整用電源は負荷変動や再生可能エネルギーの変動を調整するため結果的に稼働率が低くなってしまう場合がありますが、本来、高い設備利用率で稼働することができる電源であり、こうした発電設備が持つ本来の能力も評価する必要があると考えています。</p> <p>また、長期間稼働していない既存電源については、電源が設置されてからいきなり稼働せずに停止したままとなることは想定できず、一定程度は既に稼働していたものと考えます。その上で、現在長期間稼働していない既存電源には、急激な需要増などに備えるための予備力として待機しているものも含まれていると考えており、本機関としては安定供給のための供給力確保も重要であると考えております。</p>
12	全般	<p>設置される発電設備により送配電設備の利用率が異なるため、公平な需要家負担や効率的な設備形成の観点から、上限額設定の際、設備利用率を考慮することが望ましいのではないか。</p>	<p>本機関から提示しております案もご意見の趣旨に沿った設定としております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
13	全般	<p>東京電力管内において、複数の系統連系希望者により特定負担を共同負担する「電源接続案件募集プロセス」が現在 5 エリアで進められており、本プロセスにおける系統連系希望者の最低負担金単価は「発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（以下「ガイドライン」と記載します。）の制定を反映し算定された最低負担金（工事費負担金÷募集容量）から同単価が算出されており、ガイドライン制定前ルールに基づき算定した場合に比べて安価となっています。</p> <p>電源接続案件募集プロセスは、電源開発ポテンシャルが多いもののネットワーク増強工事が必要な地域において、特に小規模な電源に対して、特定負担の共同負担により効率的な系統アクセスを後押しするのに有効な策と考えます。</p> <p>ネットワーク増強工事費の過去実績（御機関資料シート5）に照らしても、一般負担上限額のうち最低額（1.5万円/kW）を超える案件は一部となっています。こうした最低額を超える案件に対して電源接続案件募集プロセスが行われ、連系希望容量に対して適切な規模の系統増強により複数の電源が連系することで、効率的な設備形成が促されることとなるため、御機関設定額は適切な水準であると考えております。</p>	<p>本機関から提示しております案もご意見の趣旨に沿った設定としております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
14	全般	<p>現行の託送料金体系は大規模電源からの一方向の潮流のみの長距離送電を前提としているが、分散型電源の導入拡大やデマンドレスポンスやネガワット取引、ヴァーチャルパワープラントなどの需要側も含めた需給管理を想定しておらず、政府の制度設計専門会合においても抜本的な見直しに向けた検討が進められているところである。したがって、今般の上限額の設定についても、これらの新たな制度的な変更を柔軟に取り入れられるようなルールとすべきである。</p>	<p>本機関としては、一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、現行の系統運用ルールや、託送料金体系など諸制度が変更となった場合には、必要に応じて見直しを検討してまいりたいと考えております。</p> <p>現在、「一般負担の上限額について、定期的に評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う」旨を含む業務規程の変更案を経済産業大臣に認可申請しています。</p>
15	全般	<p>上位電源線の入札制度との関係 上位電源線の入札基準として、現在、2万円/kWの最低基準しめされていますが、この考え方との関係を明確にして頂きたい。</p>	<p>①特別高圧の送電系統の増強工事が含まれ、②工事費負担金(特定負担額)を接続検討の前提とした最大受電電力で除した額が2万円/kWを超えた場合、電源接続案件募集プロセス開始の申し込みを行うことができることになっております。</p> <p>「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」公表以後は、まず電源の接続に伴い必要となる工事費について、当該ガイドラインに基づき一般負担額と特定負担額に仕分けした上で、一般負担の上限額が適用されます。その結果、特定負担額が2万円/kWを超える場合に、電源接続案件募集プロセス開始の申し込みを行うことができます。</p> <p>なお、電源接続案件募集プロセスにおいては、特定負担が2万円/kWを超えた場合、プロセス開始の申し込みができる基準を示したものです。</p> <p>一方、一般負担の上限額は、効率的な設備形成の観点から需要家が託送料金として賄うべき費用の上限を定めるものになります。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
16	2	特定の発電設備設置者が受益していることを、何方が判断するのか？	特定の発電設備設置者は、受益に応じて特定負担を負担することになりますが、この「特定負担とすべき額」の算定については、「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」に従って、一般送配電事業者が機械的に算定することになります。
17	3,5	リプレースによる発電設備の実績は外すべきであり、平成12年以前の実績もデータとして示すべきである。また、どの発電所のデータであるかは明記すべきである。発電所のリプレースによる増強の工事であれば連系工事費は安くなり、kw単価も下がる為、完全な新規連系との比較ができない。平成12年以降に発電所の完全な新設工事は少ないと思われるので、リプレースによる実績は外し、データ数を補う為に平成12年以前の実績もデータとして示すべきである。指針として設定するのであれば、発電所毎の個別の要素を取り除く為にもどの発電所のデータであるかは明記すべきである。	<p>最大電力は2001年がピークとなっており、電力需要が大幅に伸びている状況下では、伸び行く最大電力に見合った供給力を確保することが必要であり、安定供給の確保のために必要な設備投資がされてきたものと考えられます。</p> <p>一方、電力需要の伸びが鈍化している状況では電力需要が大幅に伸びている状況下と設備投資の考え方が異なるものと考えられるため、一つの区切りとして小売部分自由化となった2000年4月以降の増強工事費用データに基づき、一般負担の上限額の水準を設定したものです。</p> <p>個別の工事実績については個社の情報となるためお答えは、差し控えさせていただきます。</p> <p>なお、今回4.1万円/kWの水準を設定するにあたり、踏まえることとした過去実績の最大値となった発電設備はリプレースに伴う系統増強工事ではございません。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答																																																						
			<p>最大電力の推移(10社計)</p> <table border="1"> <caption>最大電力の推移(10社計) (推定値)</caption> <thead> <tr> <th>年度</th> <th>最大電力(10社計) [万kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1989</td><td>13,000</td></tr> <tr><td>1990</td><td>14,500</td></tr> <tr><td>1991</td><td>15,000</td></tr> <tr><td>1992</td><td>15,500</td></tr> <tr><td>1993</td><td>14,500</td></tr> <tr><td>1994</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>1995</td><td>17,200</td></tr> <tr><td>1996</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>1997</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>1998</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>1999</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>2000</td><td>17,200</td></tr> <tr><td>2001</td><td>18,200</td></tr> <tr><td>2002</td><td>18,000</td></tr> <tr><td>2003</td><td>16,800</td></tr> <tr><td>2004</td><td>17,500</td></tr> <tr><td>2005</td><td>17,800</td></tr> <tr><td>2006</td><td>17,500</td></tr> <tr><td>2007</td><td>17,800</td></tr> <tr><td>2008</td><td>17,800</td></tr> <tr><td>2009</td><td>16,000</td></tr> <tr><td>2010</td><td>17,800</td></tr> <tr><td>2011</td><td>15,800</td></tr> <tr><td>2012</td><td>15,800</td></tr> <tr><td>2013</td><td>16,000</td></tr> <tr><td>2014</td><td>15,500</td></tr> </tbody> </table>	年度	最大電力(10社計) [万kW]	1989	13,000	1990	14,500	1991	15,000	1992	15,500	1993	14,500	1994	16,800	1995	17,200	1996	16,800	1997	16,800	1998	16,800	1999	16,800	2000	17,200	2001	18,200	2002	18,000	2003	16,800	2004	17,500	2005	17,800	2006	17,500	2007	17,800	2008	17,800	2009	16,000	2010	17,800	2011	15,800	2012	15,800	2013	16,000	2014	15,500
年度	最大電力(10社計) [万kW]																																																								
1989	13,000																																																								
1990	14,500																																																								
1991	15,000																																																								
1992	15,500																																																								
1993	14,500																																																								
1994	16,800																																																								
1995	17,200																																																								
1996	16,800																																																								
1997	16,800																																																								
1998	16,800																																																								
1999	16,800																																																								
2000	17,200																																																								
2001	18,200																																																								
2002	18,000																																																								
2003	16,800																																																								
2004	17,500																																																								
2005	17,800																																																								
2006	17,500																																																								
2007	17,800																																																								
2008	17,800																																																								
2009	16,000																																																								
2010	17,800																																																								
2011	15,800																																																								
2012	15,800																																																								
2013	16,000																																																								
2014	15,500																																																								
18	3,7	<p>過去に一般電気事業者が断った額を一般負担の上限を設定する補則資料として扱うべきではない。一般電気事業者が設定した『承諾の限界』は、あくまでも一般電気事業者が自主的に設定したものであり、なんら根拠がない。過去に一般電気事業者が一般電気事業者自身で設定した『承諾の限界』を超えた増強工事を行い、一般電気事業者が特定負担した例はあるのか？その例があれば、明記すべきであり、その時の『承諾の限界』の値を基準とすべきである。また、過去実績の4.1万円/kWは結果として残っただけの値であり、その時の『承諾の限界』の値は4.1万円/kWよりも大きな値であったはずである。</p>	<p>ご指摘のとおり、約6万円/kW～約11万円/kWという数字は、過去に全国共通の費用負担のルールがない中、託送供給約款における「承諾の限界」の規定に基づき、一般電気事業者の判断により、接続検討回答書において一般負担対象範囲を特定負担として回答した事案であります。</p> <p>今回の実績調査においては一般電気事業者が特定負担したのものも含め、4.1万円/kWが最大値であり、4.1万円/kWよりも大きな実績はありませんでした。</p>																																																						

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
19	3,12	<p>設備利用率による比率算定は行うべきではない。ケースバイケースになってしまうが、系統に太陽光が増えたとしてもその系統に流れる電力は太陽光の増加分そのものにならないケースがある。将来的に完全自由化されれば、原価の高い発電設備は淘汰される事になり、自然エネルギーが発電しない時間帯だけ発電する事も考えられる。国として変動が大きな再生可能エネルギーを大量に導入する方向性である事も考慮し、国全体のグランドデザインで考えるべきである。そもそも『新規発電設備が連系しても旧式の発電設備が淘汰されないと考えた上で設備を構築するという考え』は間違っている。(特に基幹系統にて) 過大な設備構築を招く事になる。実際、新規発電設備が連系した分と同量の電力消費は発生していない。</p>	<p>一般負担の上限額については、現行の設備形成ルールを前提として整理させて頂いております。</p> <p>今後、ご指摘のような観点から設備形成ルール等が変更になるなど、大きな状況変化があった場合には、必要に応じ見直しも検討していくこととしております。</p> <p>現在、「一般負担の上限額について、定期的に評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う」旨を含む業務規程の変更案を経済産業大臣に認可申請しています。</p>
20	7,10	<p>一般負担の上限額について、過去の負担実績の上限（4.1万円/kW）と承諾の限界の下限（6万円/kW）を勘案し、その間で設定することには一定の合理性があると思われる、今回採用された4.1万円/kWは妥当な判断と考えます。また、電源の設備利用率を考慮した上限額の設定に関しても、設備利用率の低い電源は相対的に国民負担（一般負担）が重くなるため、一定の合理性があると考えます。一方、託送制度の抜本的な見直しや広域系統の整備方針の検討が進められる中、系統連系時の送電線工事費負担</p>	<p>本機関から提示しております案もご意見の趣旨に沿った設定としております。</p> <p>なお、本機関としては、一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討してまいりたいと考えております。</p> <p>現在、「一般負担の上限額について、定期的に評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う」旨を含む業務規程の変更案を経済産業大臣に認可申請しています。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>も密接に関係し、総合的に見直されるべきものと考えます。今後検討される、系統構成のあるべき姿を踏まえ、これと整合的な託送制度や電源立地に対するインセンティブの与え方、費用負担の在り方が合理的に整理されるよう、期待します。</p>	
21	8,10,1 2	<p>電源別に設備利用率による負担</p> <p>日本の電源エネルギーMIXが大きく変化し、再生可能エネルギーの分散電源化が拡大するなかで、系統の運用ルールも変動しつつある。基幹線に関する一般費用の上限負担に関しては、マクロ潮流として全電源平均として扱うべきで、特定電源の設備稼働率から規定するのではなく、全国一律の容量平均単価とすべきではないか。</p>	<p>発電設備の設備利用率によって、同じ発電電力量を得るために必要な送配電等設備の増強規模が異なり、設備利用率の高い電源から生ずる電力を流すための送配電等設備の増強は、設備利用率の低い電源と比較して小さな規模で済むことから、効率的な設備形成に資するものと考えられます。</p> <p>一方、設備利用率の低い電源から同じ発電電力量を得るためには、設備利用率の高い電源と比較して大きな規模の送配電等設備の増強が必要になります。</p> <p>このため、一般負担の上限額を設備利用率によらず、一定の値とすれば、効率的な設備形成が阻害されるおそれがあると考えています。</p> <p>また、系統増強に要した費用のうち、一般負担分は、電気料金に含まれる託送料金という形で需要家が負担することになります。</p> <p>このため、一般負担の上限額を、設備利用率によらず、一定の値とすれば、設備利用率の高い電源を利用して電気を供給する系統利用者から電気を購入する需要家は、相対的に大きな系統増強費用の負担を負うこととなることから、需要家負担の公平性の観点からも、適当ではないと考えています。</p> <p>なお、今後系統の運用ルールが変更になるなど、大きな状況変化があった場合には、必要に応じ見直しも検討していくこととしております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>現在、「一般負担の上限額について、定期的に評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う」旨を含む業務規程の変更案を経済産業大臣に認可申請しています。</p>
22	9,11,12	<p>関連制度と一体化した検討が必要ではないか</p> <p>系統アクセス費用は、託送料金制度や、計画値同時同量制度（インバランス料金制度含む）と密接に関係しており、これらの制度設計と一体となった検討が必要と考える。</p> <p>電力系統全体の最適化には、従来の電力供給側だけではなく、需要側の対応も踏まえた検討が求められる。特に、デマンドレスポンス・ネガワット取引など需要側の対応によって、系統負担の軽減がはかれる可能性がある。従って、今回の取り決めについては、固定的に考えるのではなく今後の制度の変化を取り入れる余地を残すべき。</p>	<p>本機関も検討にあたっては関連制度を踏まえることが重要であると考えており、本年4月以降の託送料金体系が平成27年12月に経済産業大臣によって認可されたところであるため、当該認可を受けた託送料金制度を前提として整理させて頂いております。</p> <p>また、今後託送料金体系や系統の運用ルールが変更になるなど、大きな状況変化があった場合には、必要に応じ見直しも検討していくこととしております。</p> <p>現在、「一般負担の上限額について、定期的に評価と検証を行い、必要に応じて見直しを行う」旨を含む業務規程の変更案を経済産業大臣に認可申請しています。</p>
23	12	<p>そもそもこの設備利用率あっているのでしょうか？原発事故前の火力の設備利用率は日本エネルギー会議の資料によると50%をきっていたとあり、ピークロードを受け持ち、需要が少ないときは出力抑制あるいは停止させられていたためとあり、火力だってそんなに高くはないのでは？原発にいたっては実際には事故・トラブル・不祥事などで70パーセント程度にとどまって実力を発揮出来なかった。これも一種の人為的な理由だ。同じ原発でも下図に示すように高浜原発のようなPWR（加圧水型）が</p>	<p>今回用いることとした設備利用率は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証WGで用いられた設備利用率は2030年度時点という将来における発電コストを検証するために用いられた実績のある値であります。また、過去の実績に照らしてみても実態からかけ離れた値とは言えないと考えています。</p> <p>なお、平成27年11月6日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部から公表された「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、費用負担の在り方だけではなく、効率的な設備形成の在り方を明らかにすることも、大きな目的の一つとして位置づけられており、こうした観点から、一般負担額がネ</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>80パーセントであるのに対して福島第一原発のような沸騰水型（BWR）は60パーセントにも届いていない。原発はベースロードに当てられるほど安定的な電源ということになっているが、実態は一つの原発で事故が起きると、たちまち他の原発にも波及して点検改修のために長期停止ということになりがちだった。そうであれば原発の出力はオール・オワ・ナッシングで供給上の当たり外れが非常に大きくなる。原発のために火力発電などバックアップを準備しておくためのコストは余計なものだ。福島第一原発の事故で全原発が停止していても停電にならなかったのは節電もあったが、東京電力などが旧式火力を廃止せずに温存しておいたおかげだ。とあり、地震でとまりました。事故起きましたがあると原発の設備利用率は数%となり、このページの数値に信憑性がなくなってきました。またそもそも費用対効果だけで物を見る風潮はおかしいのでは？原発事故でいかにお金では取り返しのつかない事になるか？よくわかったでしょう？その反省もなくただただ経済的にお金、お金ばかりを求めると、生命や故郷、郷土など取り返しのつかない事に結びつきます。この反省もなく今回のようなガイドラインはどうかしてませんか？設備利用率が低くても安全安心クリーンで持続可能な再生可能エネルギーは社会的意義や意味、</p>	<p>ネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い設備増強に関し、一般負担の上限額を超えた額については、特定負担とすることと整理されているものです。</p> <p>また、一般負担の上限額は利用率の低い電源に配慮するため、現行の託送料金体系と整合を図って設定しております。</p> <p>託送料金体系と整合を図り設定することにより、単純に発電設備の設備利用率に比例して設定する場合と比較し、例えば陸上風力では約1.5倍、太陽光（メガソーラー）では約1.9倍の上限額となっております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>そして将来的には経済的にも原発や火力より上となります。石油や LNG やウランの奪い合いではなく、もう少し日本だけでエネルギーをまかなう事を考えてはどうでしょうか？火力の原料代は2兆とも4兆円とも言われています。それが1兆くらいにまで減ればその分地域活性化や借金の返済などにまわせるのでは？時代は原発でも火力でもありません。再生可能エネルギーこそが海外での石油の奪い合いなどのリスクをなくすものだと信じています。お金だけでなく、政府としてのリスクや国民の生命や故郷、安全、安心などもガイドラインにポイント化するなどして勘案してはどうでしょうか？国民に安心を与えるエネルギーというだけでもそれ自体が社会福祉になっているのでは？そういったお金だけでない見方をしないとこれからの日本はやっていけないでしょう。</p>	
24	12	<p>提案された電源種別の上限額は、想定 of 設備利用率通りとなった場合には託送料金との整合性が図られるという整理であり実態とは乖離する可能性が高い。優先給電順位を考慮すれば、火力発電設備の設備利用率は想定値を下回る可能性が高く、想定を下回った場合、適正な費用負担をしていないことになるが他の電源との公平性をいかに考えるか。</p>	<p>経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見直し小委員会 発電コスト検証 WG で用いられた設備利用率は 2030 年度時点という将来における発電コストを検証するために用いられた実績のある値であります。また、本来、高い設備利用率での運用が可能であるにもかかわらず、再生可能エネルギーの変動や負荷変動を調整するために、結果として設備利用率が低くなってしまっている電源については、発電設備が持つ本来の能力を評価する必要があると考えております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
25	12	<p>設備利用率の設定値について、発電コスト検証 WG におけるコスト試算結果の前提となった設備利用率を採用しているが、当該数値はあくまでコスト試算のための仮の設定値であり実績値ではない。発電設備の運用方法は、エリアや系統の需給状況によって異なり、電源別に一律に定めることは適当ではない。また、今後、卸電力市場を通じた電源のメリットオーダー利用が進むと想定される中、例えばガス火力を 70%と置くのは果たして妥当か。設備利用率を考慮する場合においても、発電コスト検証委で想定した仮設定値だけでなく、直近 5 年間の実績値等の数値も併記した上で発電事業者も含めたオープンな場において議論し、結論を得るべき。</p> <p>参考)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・資源エネルギー庁平成 27 年度電力調査統計の「2-(4)発電設備利用率」によれば、火力平均は 35.7% (沖縄) ～ 65.1% (北海道) となっており、想定値の 70%と大きく幅があり、地域差も大きい。 ・系統ワーキンググループ第 7 回 (H27.11.10 開催) の資料 10-1 に示されたバイオマスの設備利用率についても、24.2% (沖縄) ～ 46.6% (九州) となっており、想定値の 87%乃至は 70%と異なり、地域差も大きい。 	<p>経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証 WG で用いられた設備利用率は 2030 年度時点という将来における発電コストを検証するために用いられた実績のある値であること、本来、高い設備利用率での運用が可能であるにもかかわらず、再生可能エネルギーの変動や負荷変動を調整するために、結果として設備利用率が低くなってしまっている電源については、発電設備が持つ本来の能力を評価することができること、過去のデータの蓄積のないバイオマスや洋上風力などの電源に関しても設備利用率の値を設定することができること、過去の実績に照らしてみても実態からかけ離れた値でないことなど過去の実績と比較して相対的に優位性があると考えられるため、長期エネルギー需給見通しのコスト検証に用いられた設備利用率を用いることとしたいと考えております。</p> <p>また、個別電源ごとの設備利用率を設定しようとする場合、これから系統に連系しようとする電源について、設備利用率を評価する必要があります。しかしながら、これから系統に連系しようとする電源であるため、その実績はありません。接続検討の申込件数は平成 27 年 4 月～平成 27 年 12 月の 9 か月間で、1,743 件 (最大受電電力 500kW 以上) にのぼります。このため、個別電源ごとに、発電設備設置者から申告される予測設備利用率が確かであるか否かを評価することは現実的ではないと考えています。</p> <p>さらに、意見募集をしていた「一般負担の上限額の設定について」において、ご指摘のように発電コスト検証 WG で用いられた設備利用率とともに、過去の実績値もお示しした上で、ご提案させて頂いております。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
26	12,15	設備利用率について、新設設備についての適用であれば理解できるが、既存設備の売電転換のような場合は利用率の実績値を適用すべきではないか？	既存設備の売電転換についても、新たなネットワークへの接続という意味からすると新設設備の連系と同等であると考えられるため、新設設備と同等に扱うことが適当と考えております。
27	14	「地域間連系線等の増強は、エリア間の安定供給確保のほか、電力取引の活性化などにも寄与するなど、その裨益は広く、特定のエリアにとどまらないというメリットがある。」のであれば、地内系統よりも地域間連系線等の増強の方が一般負担の上限額は高くしてしかるべきと考えますが、「原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用する」と整理した理由を明確にしていだけないでしょうか。	<p>一方のエリアから見れば、地域間連系線等の増強により、地内系統が増強された時と同様に、他のエリアから電力量を得るという効果を得ることができるようになるため、まずは、「原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用する」と整理したものです。</p> <p>また、ご指摘のとおり地域間連系線等の増強による裨益は広く特定のエリアにとどまらないというメリットがあるため、地域間連系線等の増強費用が、地内系統の一般負担の上限額を上回る場合には、費用対効果を確認した上で、そのメリットに応じて、地域間連系線等の一般負担の上限額を個別に積み増すことを検討することとしております。</p>
28	14	「地域間連系線等の増強と地内系統の増強とを区別し、一般負担の上限額を別々に適用すべき」とありますが、地域間連系線の増強が必ずしも安定供給や取引活性化につながるケースばかりではないと思われるため、単純に4.1万円+4.1万円とするのではなく、連系線と地内系統の双方を併せて4.1万円/kWを出発点とし、連系線増強による裨益が別途認められる場合には、相応の額を加味すべきと考えます。仮に連系線増強による裨益が小さいケ	<p>一方のエリアから見れば、地域間連系線等の増強により、地内系統が増強された時と同様に、他のエリアから電力量を得るという効果を得ることができるようになるため、まずは、「原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用する」と整理したものです。</p> <p>地域間連系線に係る計画策定プロセスにより、地域間連系線の運用容量を増加させるために一体として設備する地域間連系線と地内系統（以下、「地域間連系線等」といいます。）の一般負担の上限額は併せて4.1万円/kWが出発点となります。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>ースで 8.2 万円/kW となりますと、承諾の限界を超える範囲となり、過剰ではないでしょうか。</p> <p>安定供給や取引活性化のために 4.1 万円/kW の一般負担を国民が担う価値があれば、電源増強に併せることなく、安定供給等のプロセスで積極的に連系線の増強が可能と考えます。広域システムの整備方針を早急に整理し、連系線容量のあり方を検討のうえ、必要な連系線増強を一般負担で進めていただきたいと思います。</p>	<p>一方、地域間連系線に係る計画策定プロセスに含まれない地内システムの増強は、その地域内への供給のために必要な増強であり、連系線を介した他エリアへの供給とは、別々の託送行為であり、また、必ずしも同時に系統整備が行われるものではないため、</p> <p>他エリアに供給するための地域間連系線等の増強と地域内に供給するための地内システムの増強のそれぞれに一般負担の上限額を適用することとしております。</p> <p>広域システムの整備方針などについては、引き続き本機関にて検討を進めてまいります。</p>
29	15	<p>再生可能エネルギーの電力系統への接続の費用負担については、発電事業者の特定負担を最小限に抑え、送配電事業者が計画的に送配電網の整備(設備形成)を行う上で、送配電網を社会全体のインフラとして原則として一般負担とすべきである。再生可能エネルギーとして水力、地熱、バイオマスなどの長期安定電源を重視することはもちろんだが、本格的な大量導入が期待される太陽光と風力についても単純な設備利用率で決めるべきではなく、その一般負担の上限額を一律に低く抑えるべきではない。基本的に再生可能エネルギーに対する一般負担の上限額は、火力など他の電源よりも優遇すべきであり、原則として一般負担の上限額を設けないことが望ましい。その上で、太陽光および風力については、特別に他の再生可能エ</p>	<p>平成 27 年 11 月 6 日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部から公表された「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、基幹系統であることや設備更新による受益や設備のスリム化による受益等により、「送配電等設備の増強等に必要となる費用について一般負担とすることとされたとしても、例えば、数万 kW の発電設備の設置のために一般負担額が数百億円必要となる場合なども起こりうる。このように、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い発電設備の設置がなされる場合に、ネットワーク側の送配電等設備の増強等の費用を全て一般負担とした場合には、系統利用者を通じて最終的には需要家の負担が増大することとなります。このため、一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」と判断される基準額を超えた額については、特定負担とすることが適当である。」と記載されていることから、電源種によらず、全ての電源に一般負担の上限額を適用することは、</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		<p>エネルギーと区別せずに同等とすべきである。これまで地域独占の一般電気事業者は既存の発電設備のための電力系統整備を一般負担で実施してきた。再生可能エネルギーを最大限に導入するために 2012 年 7 月から施行された固定価格買取制度に対して、多くの例外条件を含む接続義務はあるが欧州のような「優先接続」ではなく、接続費用を全て発電事業者による特定負担(ディープ方式)としてきたために、一般電気事業者による設備形成のインセンティブがほとんど生まれず、結果的に様々な系統接続の制約が生まれている。そのため多くの社会的便益をもたらす再生可能エネルギーにとって公共のインフラでもある電力系統の利用に関する公平性を確保するためにも、費用負担のルールを欧州のシャロー方式として「優先接続」にできるだけ近づける必要がある。</p>	<p>当該ガイドラインに沿った扱いとなります。また、当該ガイドラインでは、費用負担の在り方だけではなく、効率的な設備形成の在り方を明らかにすることも、大きな目的の一つとして位置づけられており、こうした観点から、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い設備増強に関し、一般負担の上限額を超えた額については、特定負担とすることと整理されているものです。このため、需要家負担の公平性の観点から費用対効果を考慮した結果、設備利用率に応じた一般負担の上限額を設定することとし定めたものです。</p> <p>なお、欧州、米国における費用負担の方法は国や地域送電機関(RTO)により異なっており、シャロー方式を採用しているところ、ディープ方式を採用しているところがあることや、また発電事業者が送電料金の一部を負担しているところがあるなど、様々であると承知しております</p>
30	補足資料 1,2	<p>20 万 kW の FIT 電源におけるケースを想定しているが、そのような大規模な FIT 電源はほとんど想定されず、事例として不適切である。より現実的に想定される規模・コストの事例に修正すべき。もし 2 万 kW を事例とした場合(2 万 kW は FIT 電源としては大規模に該当)、自己負担額は 6 万円となりガイドラインが適用されたとしたとしても実施困難との結論となる。</p>	<p>電源接続案件募集プロセスにより 20 万 kW の FIT 電源が集まる場合も想定され、その場合にはお示しした例とほぼ同様になります。</p> <p>なお、①特別高圧の送電系統の増強工事が含まれ、②工事費負担金(特定負担額)を接続検討の前提とした最大受電電力で除した額が 2 万円/kW を超えた場合、電源接続案件募集プロセス開始の申込みを行うことができます。</p> <p>本機関としては、電源接続案件募集プロセス等を活用することにより、効率的な設備形成の図ってまいりたいと考えています。</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
			<p>なお、補足資料は意見募集の対象外となりますので、参考意見とさせていただきます。</p>
31	補足資料 3	<p>現状ルールからの変更による負担増・減のみを示すことは偏った表現。ガイドラインにより電源一律の考え方が適用される（電源種別の不公平性が解消された）ことが最も重要であり、その点を明記すべき。</p> <p>また、そもそもなぜ火力電源が全額一般負担だったのに対して FIT 電源は全額特定負担とされていたかの背景説明が必要ではないか。</p>	<p>補足資料の 2 ページにおいて、「平成 27 年 11 月 6 日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部より公表された「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」により、固定価格買取制度の対象電源であるか否かにかかわらず、統一的な費用負担の考え方が示された。」旨、明記しております。</p> <p>過去においては、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度環境小委員会の中間とりまとめ（平成 23 年 2 月）において、再生可能エネルギー電源の系統増強費用の負担方法については、「(a)市場原理に基づき、系統増強費用を含めた最終的な需要家負担が低い地点から発電設備の立地が進むという点で費用対効果に優れること、(b)系統増強が必要ない発電施設との公平な競争条件が確保されること等から、発電事業者（設置者）の負担とする」と整理されていたものと承知しております。</p> <p>なお、補足資料は意見募集の対象外となりますので、参考意見とさせていただきます。</p>
32	補足資料 9	<p>「経済合理性及び需要家負担の観点からみて設備利用率に比例して設定することが最も合理的」と断定しているが、電源の評価要素は設備利用率に限らず、電源としての柔軟性、低炭素などの環境性、災害時における堅牢性なども重要な要素である。送電線の耐用年数は 30 年以上であり、今後整備される設備は 2050 年を超えて利用されることを考慮すれば、2030 年、2050 年のあるべき電源構成</p>	<p>平成 27 年 11 月 6 日に資源エネルギー庁 電力・ガス事業部から公表された「効率的な設備形成・費用負担ガイドライン」では、費用負担の在り方だけでなく、効率的な設備形成の在り方を明らかにすることも、大きな目的の一つとして位置づけられており、こうした観点から、一般負担額がネットワークに連系する発電設備の規模に照らして著しく多額となる費用対効果が著しく悪い設備増強に関し、一般負担の上限額を超えた額については、特定負担とすることと整理されているものです。このため、このたびは需要家負担</p>

通し 番号	ページ 番号	ご意見	本機関の回答
		も考慮し、新規電源の評価を行うべきであり、設備利用率はあくまで評価項目の一つに過ぎないのではないか。	の公平性の観点から費用対効果を考えた結果、設備利用率に応じた一般負担の上限額を設定することとし定めたものです。 なお、補足資料は意見募集の対象外となりますので、参考意見とさせていただきます。

以上