

# 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する

## 特別措置法案に係る事前評価書

### 1. 政策の名称

我が国のエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保を図るため、再生可能エネルギーの導入拡大を規制的手法の導入により推進する政策

### 2. 担当部局

経済産業省資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部  
新エネルギー対策課長 渡邊 昇治  
電話番号：03-3501-4031 e-mail：[re-kaitori@meti.go.jp](mailto:re-kaitori@meti.go.jp)

### 3. 評価実施時期

平成 23 年 3 月

### 4. 規制の目的、内容及び必要性等

#### (1) 規制の目的

2010年6月に閣議決定した「エネルギー基本計画」において、エネルギーセキュリティの向上、地球温暖化対策、環境関連産業育成等の観点から、再生可能エネルギーの重要性を位置付けたところである。具体的には、今後、2020年に一次エネルギー供給に占める割合について10%に達することを目指す、としている。

本規制を導入する目的は、こうした背景の下、今後、再生可能エネルギーの導入拡大をより一層推進していくことにある。

#### (2) 規制の内容

本規制では、電気事業者に対して、①再生可能エネルギー源に基づく電気（以下、「再生可能エネルギー電気」という。）を供給しようとする者から電力系統への接続を求められた場合は、正当な理由がない限りこれを拒んではならないとの義務及び、②再生可能エネルギー電気を供給する者から求められた場合には、正当な理由がない限り、再生可能エネルギー電気の対価として、国の定める価格で国が定める期間にわたり調達することを内容とする契約を締結しなければいけないとの義務を創設する。ここで、国の定める期間及び価格について

は、標準的な再生可能エネルギー発電設備の耐用年数を基に期間を設定するとともに、当該期間内に発電設備の設置に係る投資額が回収されるよう価格を設定する予定である。

### (3) 規制の必要性

#### ① 再生可能エネルギーの導入拡大の必要性

今般、概ね以下の3点の理由より、再生可能エネルギーの導入拡大が必要とされている。

#### 【エネルギーセキュリティの向上】

資料1のとおり、我が国はエネルギーの大部分を化石燃料に依存しており、その依存度は**83%**と高い。

その上、石油・石炭、液化天然ガス等の化石燃料は、そのほぼ全量が海外より輸入されており、原子力発電も含めた我が国の一次エネルギー自給率は、資料2のとおりわずか**18%**となっている。

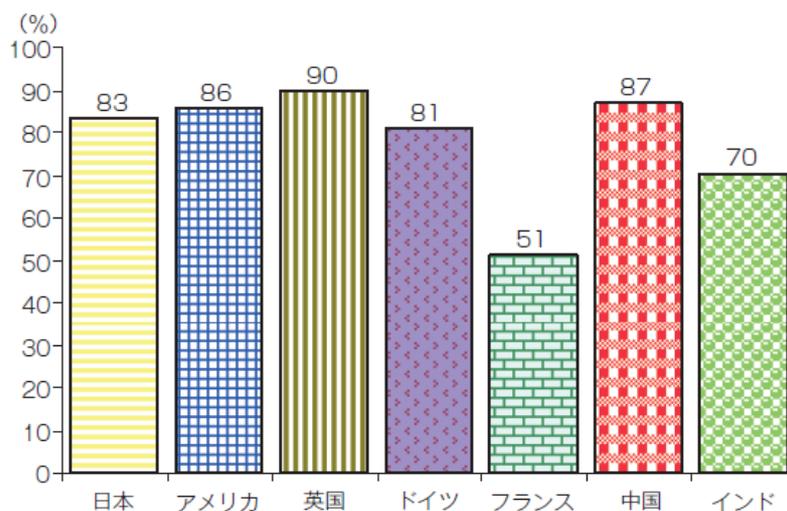
このため、エネルギー自給率の向上のため、原子力発電や再生可能エネルギーによる発電といった非化石電源の利用拡大が必要とされており、エネルギー基本計画においても、**2030**年に電源構成に占めるゼロ・エミッション電源（原子力及び再生可能エネルギー由来）の比率を約**70%**とする目標が掲げられたところである。なかでも、純国産のエネルギーである再生可能エネルギーは特にその利用拡大が求められている。

#### 【地球温暖化対策】

我が国は、温室効果ガスの約9割をエネルギー起源の二酸化炭素が占めており、地球温暖化対策のためには、エネルギー分野における取組が必要不可欠である。

このため、資料3に示されるとおり、発電過程において二酸化炭素を排出しない再生可能エネルギーの一層の導入拡大が重要であり、**2010**年6月に閣議決定されたエネルギー基本計画や、**2010**年の通常国会に提出され現在国会で審議中の地球温暖化対策基本法案の中では、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合（現状約**5%**）を**2020**年に**10%**にするとの目標が示されたところである。

資料1. 主要国の化石エネルギー依存度

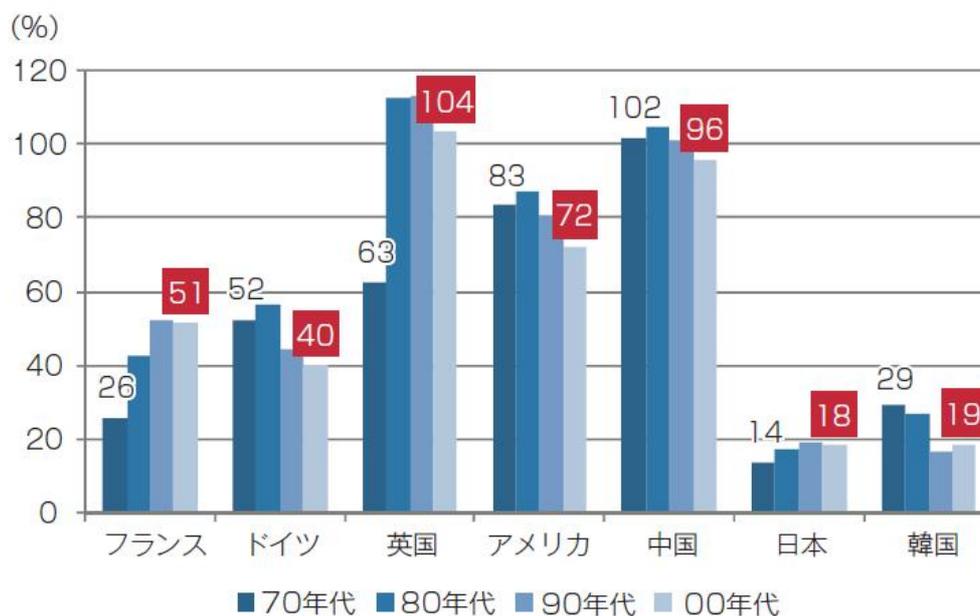


(注) 化石エネルギー依存度 (%) = (一次エネルギー総供給のうち原油・石油製品、石炭、天然ガスの供給) / (一次エネルギー総供給) × 100

OECD各国は2008年速報、中国、インドは2007年実績

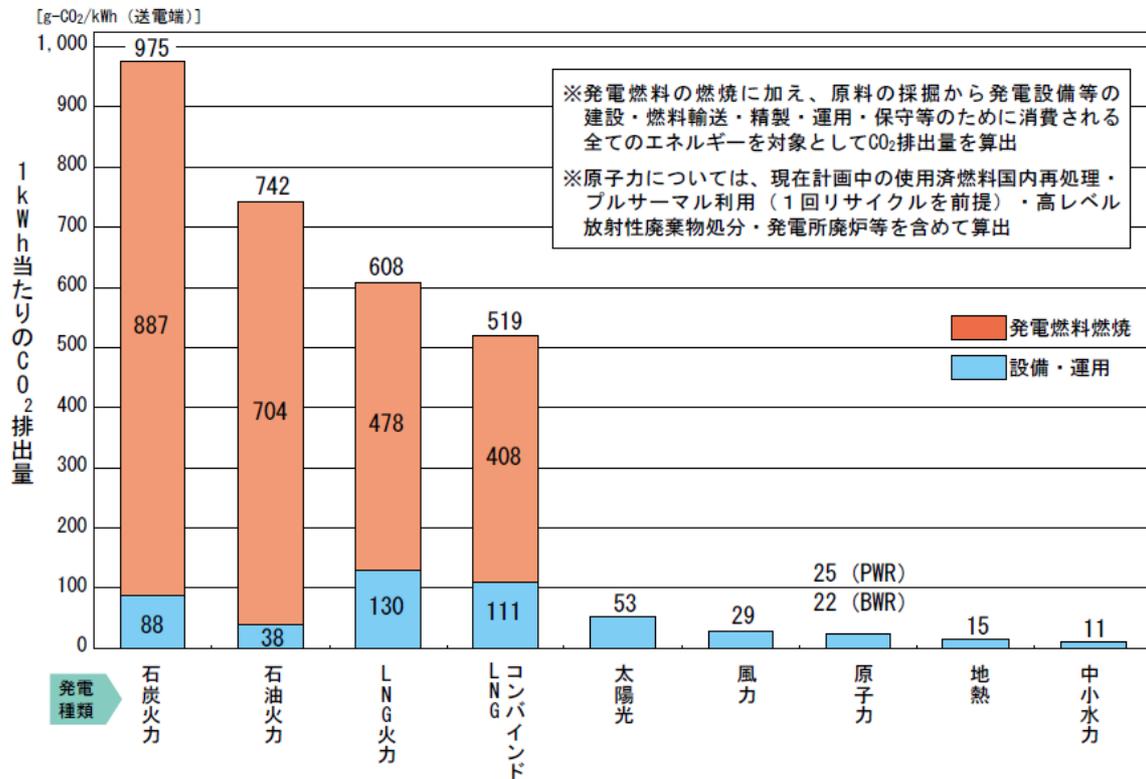
(出所) IEA, Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition, Energy Balances of Non-OECD Countries 2009 Edition をもとに作成

資料2. 各国の一次エネルギー自給率の推移



(出所) IEA 「Energy Balance of OECD Countries, Non-OECD Countries 2009」  
IAEA, OECD/NEA 「Forty years of Uranium Resources, Production and demand in perspective 2006」、「Uranium 2007」、「Uranium 2005」

### 資料 3. 電源別 CO2 排出量の比較



(出所) 電力中央研究所作成

#### 【新産業の育成】

再生可能エネルギーの導入拡大を図ることは、エネルギー・環境関連産業の育成を通じた新市場・雇用機会の創出に貢献し、我が国の経済成長に資するものである。

2010年6月に閣議決定された「新成長戦略」では、2020年までに再生可能エネルギー関連市場10兆円を目指すと言われたところであり、新規需要や新規雇用の創出を図るためにも、再生可能エネルギーの導入拡大が求められている。

#### ② 固定価格買取制度の導入の必要性

従前、我が国の再生可能エネルギーの利用拡大は主にRPS制度と太陽光発電の余剰電力買取制度によって図られてきた。

RPS (Renewables Portfolio Standard) 制度とは、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（以下、「RPS法」という。）」により、電気事業者に一定量以上の新エネルギー等<sup>1</sup>を電源とする電気（以下、「新エネ

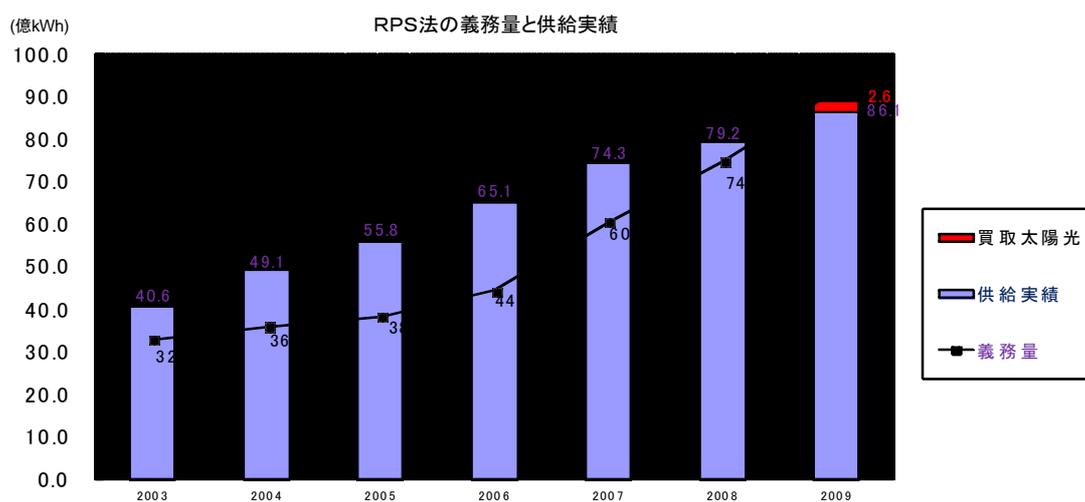
<sup>1</sup> 太陽光、風力、地熱（熱水を著しく減少させないもの）、水力（1,000kW以下のものであって、水路式の発電及びダム式の従属発電）、バイオマス（廃棄物発電及び燃料電池によ

ギー等電気」という。「再生可能エネルギー電気」と実質的に同義。)の利用を義務付ける制度である。この制度では、国は、利用目標量を4年に1度、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法小委員会(以下、「RPS法小委員会」という。)の意見を聴いて策定することとし、この利用目標量を勘案して各電気事業者对新エネルギー等電気の利用義務(基準利用量)が課されることとなる。

RPS制度の下では、2003年からの7年間で新エネルギー等電気の供給量は約2倍に拡大するなど、一定程度の成果を上げている。

同制度では、電気事業者は、新エネルギー等電気の利用に当たって、いずれの種別の再生可能エネルギーを利用してもよいため、再生可能エネルギー発電設備の設置に係るコストが比較的安いものから導入が進んできた。しかしながら、太陽光発電以外の再生可能エネルギーについては、近年発電コストが低下しにくい状況であるのに対し、電気事業者にはなるべく低コストで再生可能エネルギー電気を調達しようとするインセンティブが働くため、電気事業者に対し再生可能エネルギー電気を供給する事業者(以下、「再生可能エネルギー電気供給事業者」という。)にとっては、再生可能エネルギー発電設備の設置に係る投資を回収できるような価格で再生可能エネルギー電気が調達されるかどうかについて不確実性が高まっている。この結果として、今後の再生可能エネルギー発電設備の導入の伸びが懸念されている。

資料4. RPS制度による再生可能エネルギーの導入拡大動向



※1 水力の対象は1,000kW以下。

※2 2009年度から住宅用太陽光発電等の余剰買取制度が始まり、RPS義務達成量の中でカウントできなくなった。

出所：第11回RPS法小委員会

る発電のうちのバイオマス成分を含む)に限る。

一方で、固定価格買取制度は、国が定めた価格・期間の下での再生可能エネルギー電気の調達を電気事業者に義務付けるものである。欧州を中心とした各国では、広範な再生可能エネルギーを対象とした固定価格買取制度が既に導入されており、その利用拡大に大きく貢献している。

例えば、ドイツでは1991年に「再生可能エネルギーから生産した電力の公共システムへの供給に関する法律」が施行され、固定価格買取制度が導入されて以来、飛躍的に再生可能エネルギーの導入が進んだ。風力発電については、1990年に6万kW程度の設備容量が、2007年には2,225万kWまで引き上げられている。

資料4. ドイツにおける再生可能電力設備の設置容量（単位：万kW）

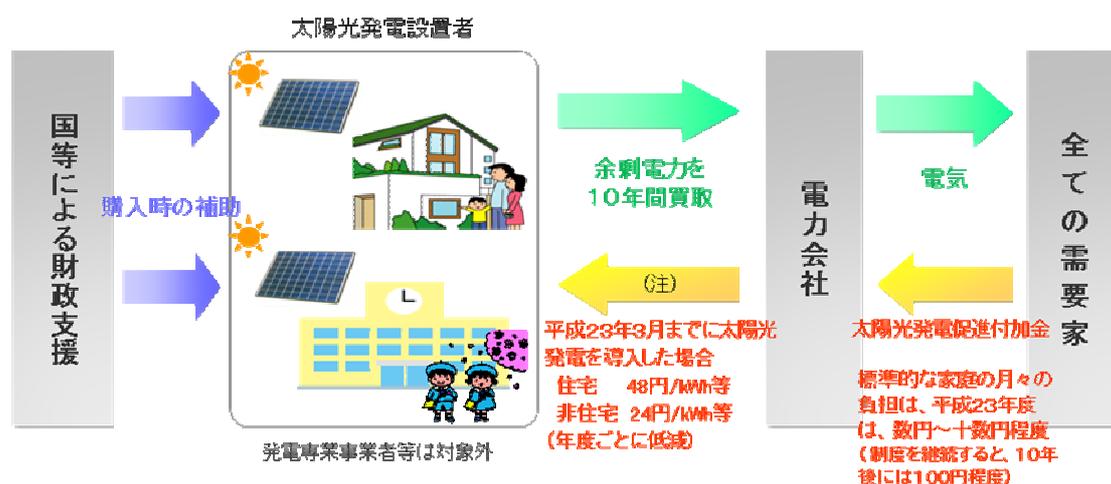
年	水力(揚水除く)	風力	バイオマス	太陽光	地熱	合計
1990	440	6	19	0	0	465
1991	440	10	n.a.	0	0	450
1992	437	17	23	1	0	477
1993	452	31	n.a.	1	0	484
1994	453	61	28	1	0	542
1995	452	109	n.a.	2	0	563
1996	456	155	36	2	0	649
1997	458	208	40	4	0	710
1998	460	288	41	5	0	793
1999	455	444	60	6	0	965
2000	457	611	66	10	0	1,145
2001	460	875	79	18	0	1,432
2002	462	1,197	95	26	0	1,780
2003	464	1,461	114	41	0	2,079
2004	466	1,663	155	102	0.0	2,386
2005	468	1,843	219	188	0.0	2,718
2006	470	2,062	274	271	0.0	3,077
2007	472	2,225	324	381	0.2	3,402

(出所) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008a) P.16

我が国においては、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（以下、「エネルギー供給構造高度化法」という。）」に基づき、住宅や事業所における太陽光発電による余剰電力の電気事業者による固定価格での買取りが2009年11月から開始されたところである。本制度は、2009年1月から開始された住宅用太陽光発電システムに対する補助金制度ともあいまって、資料6に示されるとおり、国内の太陽光発電の飛躍的な伸びに大きく貢献している。

こうした実績を踏まえ、買取対象を現在の一部の太陽光発電から様々な再生可能エネルギーにまで拡大することで、再生可能エネルギーの導入拡大を一層加速させることができると期待されている。

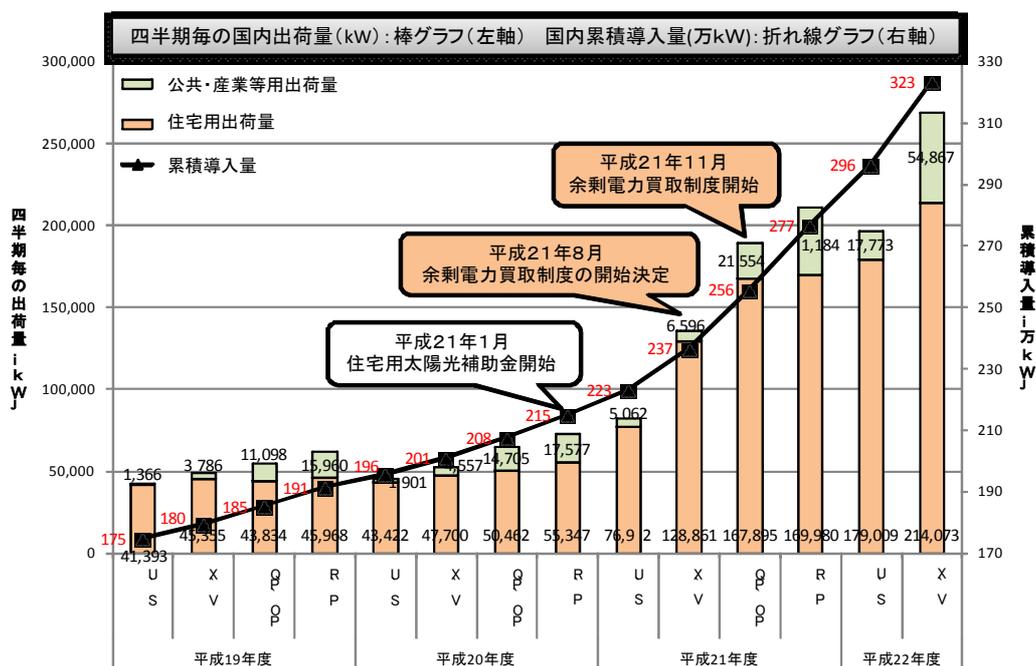
資料5. 太陽光発電の余剰電力買取制度のイメージ



(注) 買取収入は、電気料金(電力会社から購入する電気の料金)と相殺されるのではなく、電力会社から契約者に振込みが行われる。買取価格は、導入当初は住宅用(10kW未満)は48円/kWh、それ以外は24円/kWh。自家発電設備等を併設している場合は、それぞれ39円/kWh、20円/kWh。

出所：資源エネルギー庁作成

## 資料6. 国内における太陽光発電の普及状況



出所：太陽電池セル・モジュール出荷統計、太陽光発電協会

上述のとおり、政府としては、**2020**年までに一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を**10%**に高めるという目標を打ち立てたところであるが、この目標の達成のためには、再生可能エネルギーの導入速度を従前に比して一層加速させる必要がある。一方で、電気事業分野においては、R P S制度では再生可能エネルギー電気の今後の導入拡大に不確かさが残ることや、太陽光発電の余剰電力買取制度では再生可能エネルギーのうちの限定的な部分のみが買取対象となっていることに鑑みれば、これらの施策を継続するのみで目標達成に十分な再生可能エネルギーを導入することは困難と見込まれている。

このため、再生可能エネルギー発電設備の立地に関する規制緩和や、技術開発支援、再生可能エネルギーの熱利用の促進等の所要の政策を展開するとともに、規制的手法により再生可能エネルギーの利用拡大が見込まれる電気事業分野については、R P S制度を廃止し、再生可能エネルギー発電設備の設置等に係る投資回収の不確実性を低減する効果を持つ固定価格買取制度について、買取対象を住宅用太陽光発電から様々な再生可能エネルギー<sup>2</sup>にまで拡充することで、再生可能エネルギーの導入拡大効果を従来以上に高める必要がある。

<sup>2</sup> 2010年7月に「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において公表された「再生可能エネルギーの全量買取制度」の導入に当たってにおいては、太陽光発電（発電事業用まで拡大）、風力発電（小型も含む）、中小水力発電（3万kW以下）、地熱発電、バイオマス発電（紙パルプ等他の用途で利用する事業に著しい影響がないもの）としている。

#### (4) 法令の名称・関連条項とその内容

[名 称]

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法案

#### (5) 規制により影響を受ける関係者

今回の規制により影響を受ける関係者としては、以下の4者が想定される。

- 再生可能エネルギー電気供給事業者
- 電気事業者
- 社会（一般国民（電力需用者を含む。））
- 行政機関

### 5. 想定される代替案

#### <代替案設定の考え方><sup>3</sup>

再生可能エネルギーの固定価格買取制度により、**2020**年に再生可能エネルギーの一次エネルギー供給に占める割合が約2%増加すると見込まれており、本報告書では、これと同じ量だけの再生可能エネルギーの導入拡大を代替案における政策手段により実現する場合の費用と便益の比較衡量を行うこととする。

#### <改正案>

国が定めた買取価格・買取期間での再生可能エネルギー電気の調達を電気事業者に義務付ける再生可能エネルギーの固定価格買取制度を導入する。

#### <代替案①>

再生可能エネルギーの固定価格買取制度を導入せず、現行のRPS制度の下で、電気事業者に課す新エネルギー等電気の基準利用量（利用目標量）を政策目標（再生可能エネルギー電気が一次エネルギー供給に占める割合を約2%増

---

<sup>3</sup> 「規制の事前評価の実施に関するガイドライン（平成19年8月24日政策評価各府省連絡会議了承）」において設定が推奨される「ベースライン」（＝「規制の新設又は改廃を行わない場合に生じると予想される状況」）では、政策目標（再生可能エネルギー電気が一次エネルギー供給に占める割合を2%増加させる）を未達成となる。このため、本資料における改正案及び代替案は、政策目標の達成可能性を高めるという点において、「ベースライン」よりも優れているという前提に立つ。

加させる)を達成できる水準に設定し、再生可能エネルギーの導入拡大を図る。

<代替案②>

改正案と同様に固定価格買取制度を導入する。ただし、改正案では再生可能エネルギー電気の買取に要した費用を電気料金を通じて回収するが、本案では電気事業者が再生可能エネルギー電気供給事業者から買い取った買取費用について、財政資金を投入<sup>4</sup>することにより再生可能エネルギーの導入拡大を図る。

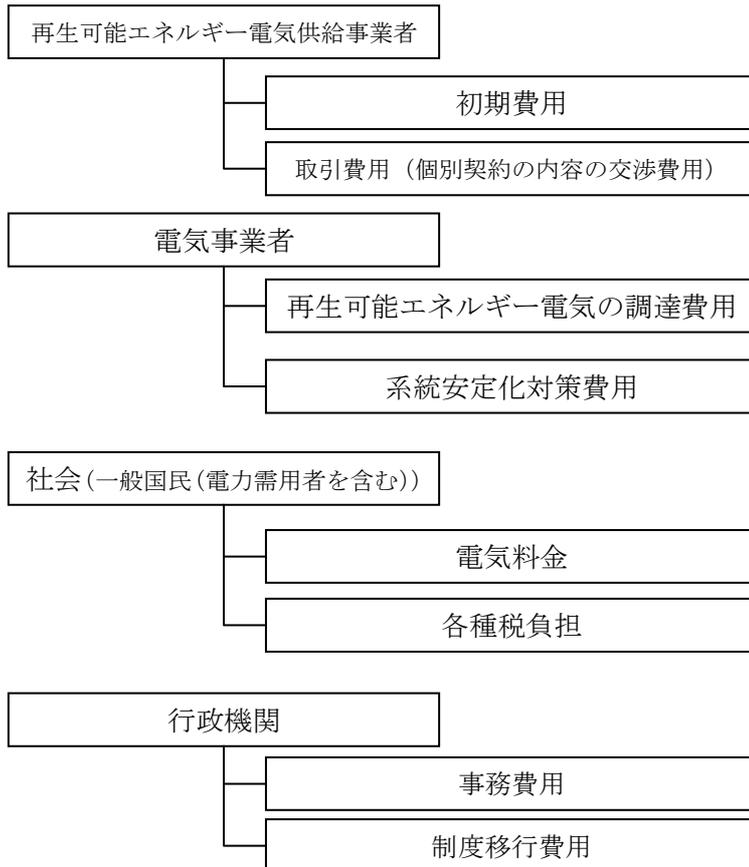
---

<sup>4</sup>改正案同様、電気事業者以外の者が負担することとなるのは、買取費用のうち電気としての価値相当分を控除した部分のみ。

## 6. 規制の費用

規制の費用については、まず、どのような費用が存在するのか整理した上で、各関係者が負担する費用毎に、それぞれの案を比較し、分析を行うこととする。

### (1) 費用構造



### (2) 各費用の分析

#### ① 再生可能エネルギー電気供給事業者

##### ・初期費用

太陽電池の購入や風力発電機の建設、再生可能エネルギー発電設備を設置する土地の確保や設置工事費等の初期費用を再生可能エネルギー電気供給事業者は負担しなければならない。

しかし、初期費用は今回の選択肢の間で変わるものではないため、分析の対象外とすることとする。

#### ・取引費用

再生可能エネルギー電気供給事業者が事業を営むためには、売電収入が主たる費用の回収手段であるため、電気事業者に対して買電を求める必要があるとともに、発電設備から買電先の指定する地点での電力系統への接続に当たって、電気事業者との調整を必要とする。このため、再生可能エネルギー電気供給事業者は、再生可能エネルギー電気の売買に係る契約内容についての交渉や電力系統への接続についての交渉を電気事業者と行う必要があり、これに要する費用（以下、「取引費用」という。）は規制の内容によって大きく異なってくる。

売買電に係る個別契約については、改正案及び代替案②においては、買取価格や買取期間といった再生可能エネルギー電気供給事業者と電気事業者の個別契約の重要項目があらかじめ国によって定められるため、取引費用は低いと考えられる。他方で、代替案①では、こうした規定は存在せず、直接電気事業者と個別契約の内容について交渉する必要があり、取引費用は高くなると考えられる。

また、電力系統への接続についての費用は、改正案及び代替案②においては電力系統への接続義務が電気事業者に課せられるため、代替案①よりも取引費用は少なくなると考えられる。

以上を踏まえると、再生可能エネルギー電気供給事業者の負う取引費用については、再生可能エネルギー電気に係る契約内容や電力系統への接続義務があらかじめ規定される改正案及び代替案②において、代替案①よりも低くとなると考えられる。

## ② 電気事業者

#### ・調達費用

いずれの案でも、再生可能エネルギー電気の調達について、電気事業者が規制を受けることとなる。

改正案及び代替案②においては、電気事業者は、国が定めた買取価格・期間での再生可能エネルギー電気の調達を義務付けられる。現在想定されている2020年の固定価格買取制度による年間調達費用は約4,900億円/年と試算される。

再生可能エネルギー電気の買電に要する費用（買取費用）は、電気事業者に

よりひとまず負担されるが、改正案では後にサーチャージ（仮称）として電気料金に上乗せする形で電力需要家に転嫁され、代替案②では国から財政資金が補填されるため、電気事業者が負う費用は一時的なものである。ただし、財政出動を伴う代替案②においては、毎年度買取費用に相当する額の財源を確保する必要があるが、仮に、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用分の財源が確保されなければ、制度を安定的・継続的に運営できない可能性がある。

他方、代替案①では、電気事業者に、毎年調達すべき新エネルギー等電気の基準利用量が義務付けられる。この義務の履行のため、電気事業者は、①自ら「新エネルギー等電気」を発電する、②他の者から「新エネルギー等電気」を購入する、又は、③「新エネルギー等電気相当量（RPS法の規定に従い、基準利用量の減少に充てることができるクレジット）」を取得しなければならない。なお、これらの手法による調達費用は、サーチャージとして直接電力需要家に転嫁されることはないが、電気事業者にとってのコストとして総括原価に組み入れられ、電力需要家の負担する通常の電気料金として回収される。ただし、通常の電気料金として回収されるため、電気事業者にとっては、調達費用が高騰した場合に適切なタイミングで料金に反映できるかといった点についての不確実性が存在する。

また、代替案①では再生可能エネルギー電気の買取価格は個別契約により決定されるため、事業者毎・地域毎に契約価格が異なり、電気事業者間の負担が異なるものとなることも考えられる。

#### ・系統安定化対策費用

系統安定化対策費用については、再生可能エネルギーの導入量に応じて、電気事業者が負担することが予想されるものであり、どの手法においても同じ目標量を達成する以上は同様の費用を要するものと考えられる。したがって、本報告書では、系統安定化対策費は分析の対象外とすることとする。

以上を踏まえると、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達費用については、どの案においても最終的には電気事業者以外の者の負担となり、その意味において電気事業者の負担は一時的なものとなるが、代替案①においては、電気事業者が適切な時期に費用回収が出来るかの不確実性が払拭出来ず、また、電気事業者間の負担が異なるものとなることが考えられる。また、代替案②については、仮に、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用分の財源が確保されなければ、制度を安定的・継続的に運営できない可能性がある。したがって、改正案は代替案①及び代替案②よりも優れていると考えられる。

### ③ 社会（一般国民）

#### ・電気料金及び各種税負担

改正案については、上述のとおり、2020年に必要とされる年間調達費用は約4,900億円／年となることを見込まれており、この費用がサーチャージとして電力需要家に転嫁されることとなる。これは、300kWh/月の電気を消費する家庭においては、約150円/月の負担となる。ただし、制度の導入後、実際の負担規模が当初に想定していた水準よりも増大するおそれがあるが、改正案では毎年の買取価格等の見直しにより、こうした場合にも負担規模について柔軟に対応することが可能である。

他方、代替案①においては、今後、従前以上に基準利用量を大幅に引き上げると、新エネルギー等電気の供給が需要に追いつかず、需給バランスの崩れから新エネルギー等電気の取引価格の高騰による国民負担の増大が懸念される。この点については、以前RPS法小委員会において、「高い目標量を設定すると（すなわち各電気事業者の義務量が大きくなると）、限界取引価格が上昇する」と委員の方からも意見が出されたところである<sup>5</sup>。RPS制度では基準利用量の見直しを頻繁に行うことは再生可能エネルギー電気供給事業者の経営上の予見性を損なうこと等を招くために困難であり、電気料金の上昇を通じた負担の規模が増大した場合、改正案と比べ柔軟な対応は難しい。このため、この点において、国民負担が改正案や代替案②に比べ大きくなるおそれもある。なお、単年度ではなく累積で見た場合、RPS制度は買い取る期間が限定されないため、その意味でも負担が大きくなる可能性がある。

また、代替案②については、同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大を達成するという前提に立つ以上は、一般国民による負担の総額は改正案と同様となる。

したがって、同量程度の再生可能エネルギー電気の導入拡大を図る場合でも、改正案や代替案②では、負担規模が大きくなったとしても、代替案①に比べて臨機応変な対応が可能となるため、優れていると考えられる。

以上を踏まえると、社会的費用（一般国民（電力需要家を含む。）の負担）の観点からは、改正案及び代替案②が、代替案①よりも望ましい。

<sup>5</sup> 第3回RPS法小委員会議事録より

(<http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g61218b03j.pdf>)

#### ④ 行政機関の費用の分析（行政費用）

##### ・事務費用及び制度移行費用

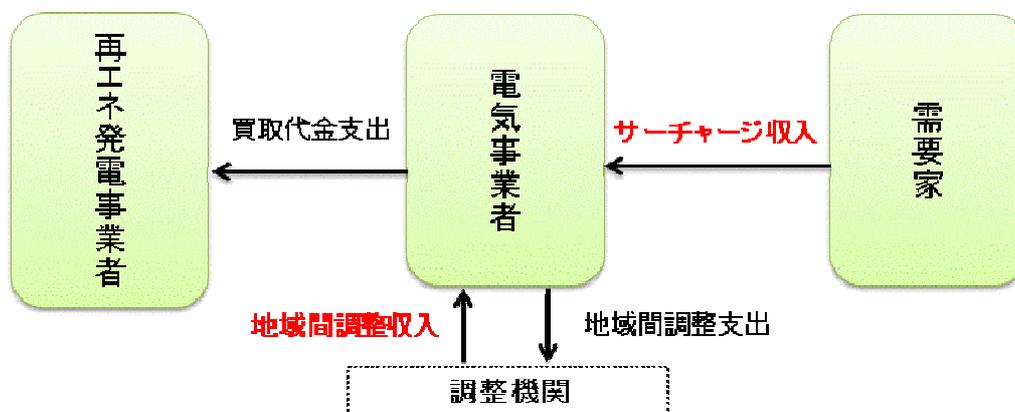
改正案では、現行のR P S制度を廃止し、固定価格買取制度に移行するため、各種システムの変更等の制度移行費用が生じる。また、行政機関は、再生可能エネルギー電気に係る個別契約の買取価格・期間の設定、買取対象とする設備の認定や、資料7に示されるように、電気事業者の再生可能エネルギー電気の調達費用の地域間調整の事務手続等が必要となる。

他方、代替案①では、行政機関は電気事業者に対して新エネルギー等電気の基準利用量を定め、発電設備の認定や、同設備から生じる新エネルギー等電気の管理に係る事務手続等を行う。同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大を達成するという前提に立つ以上は、制度の運用に際しての行政機関の事務費用は改正案と同程度となると考えられるが、代替案①では制度移行費用や地域間調整の事務手続きが不要である分だけ、改正案と比べ、事務費用は小さくなると考えられる。

代替案②については、財政資金を投入するため、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用の地域間調整は必要ないものの、改正案同様、固定価格買取制度の運用に加え、再生可能エネルギー電気供給事業者から報告される発電電力量の申告値の精査等の電気事業者に対する財政資金の補填に係る事務手続が必要となるため、改正案と同等の行政機関の事務費用が必要となると見込まれる。

以上を踏まえると、行政機関の費用は、改正案、代替案②では同程度となり、代替案①で最小となるものと考えられる。

資料7. 改正案におけるサーチャージの地域間調整のイメージ



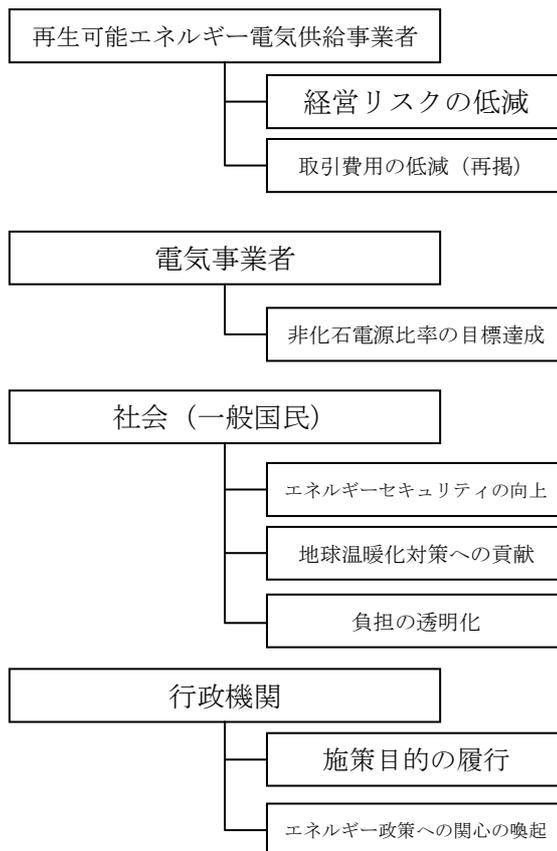
出所：次世代送配電システム制度検討会第2WG報告書

## 7. 規制の便益

規制の便益については、まず、どのような便益が存在するのか整理した上で、各関係者が享受する便益毎に、それぞれの案を比較し、分析を行うこととする。

### (1) 便益の構造

各関係者が享受する便益は、以下のとおり。



### (2) 各便益の分析

#### ① 再生可能エネルギー電気供給事業者

##### ・経営リスクの低減

改正案及び代替案②は、国が定めた価格・期間での再生可能エネルギー電気の購入があらかじめ保証されるものである。この場合、再生可能エネルギー電気供給事業者にとっては、売電収入があらかじめ見込めるため、事業を開始する前に投資回収の可否を判断することができる。

例えば、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会第8回買取制度小委員会では、風力発電の経済性に関する試算を公表したが<sup>6</sup>、一定の風況・買取条件の下では、風力発電の投資回収が制度の継続年数内に可能となることがわかる。

このように、再生可能エネルギー電気供給事業者にとっては、売電収入の規模から投資回収の可否があらかじめ判断でき、買取期間中は、国が定めた価格・期間での再生可能エネルギー電気の購入が保証されるため、経営リスクが大幅に低減し、再生可能エネルギー電気供給事業への参加者が増加することで、再生可能エネルギーの導入拡大が強力に推進されると見込まれる。

例えば、1991年から同制度を導入したドイツにおいては、規制の必要性の箇所でも述べたとおり、固定価格買取制度を導入した結果、1990年から2007年にかけて、再生可能エネルギーの設備容量は約7.3倍に増加した。

他方、代替案①は、電気事業者に対して強制的に再生可能エネルギー電気に対する需要を創出させるものの、再生可能エネルギー電気供給事業者にとっては、再生可能エネルギー電気の取引価格や取引の継続性に関する不透明感を払拭できない。

#### ・取引費用の低減（再掲）

電気事業者・再生可能エネルギー電気供給事業者間の個別契約の交渉に要する取引費用については、規制の費用の箇所でも分析を行ったとおり、改正案及び代替案②では、再生可能エネルギー電気の買取価格・買取期間があらかじめ規定されるため、取引費用が大幅に低減され、再生可能エネルギー電気供給事業者にとって大きな便益をもたらす。

以上を踏まえると、改正案及び代替案②は、再生可能エネルギー電気供給事業者の経営リスク及び取引費用を大幅に低減させるものであり、再生可能エネルギー電気供給事業者の安定的な事業経営を可能とする。したがって、再生可能エネルギー電気供給事業者の経営安定性の観点から見れば、改正案及び代替案②は代替案①に比べて優れている。

<sup>6</sup> 第8回買取制度小委員会より

([http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004601/008\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004601/008_02_00.pdf))

## ② 電気事業者が享受する便益

### ・エネルギー供給構造高度化法の非化石電源比率の目標達成

2009年、エネルギー供給構造高度化法が制定され、エネルギー供給事業者には、非化石エネルギーの利用促進が義務付けられた。例えば、一般電気事業者については、2020年における非化石電源比率を原則50%以上とすることが定められている。

このため、電気事業者は、非化石電源の利用拡大を図っていく必要があり、再生可能エネルギーの導入拡大は、この目標達成に貢献する。

ただし、代替案①では、電気事業者は再生可能エネルギー電源を自ら選択しながら本目標を達成することが可能であり、経営判断の裁量が大きくなるという便益が存在すると考えられる。しかしながら、今後、新エネルギー等電気の基準利用量が大幅に引き上げられた場合、電気事業者が再生可能エネルギー電源を選択する余地は乏しくなると見込まれるため、改正案や代替案②と比べても実質的な便益の差は生じないと考えられる。

再生可能エネルギーの導入拡大は、電気事業者がエネルギー供給構造高度化法の非化石電源比率の目標達成に当たっての一助となる。しかし、本便益は、どの手法をとっても、最終的に同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大を達成するという前提に立つ以上は、同程度の便益となると考えられる。

## ③ 社会（一般国民）が享受する便益

### ・エネルギーセキュリティの向上

我が国のエネルギーセキュリティが向上すれば、一般国民（特に電力需要家）は、内外のリスクが高まった場合であっても、安定的にエネルギーを利用できるようになる便益を享受すると考えられる。

### ・地球温暖化対策への貢献

再生可能エネルギーの導入拡大により、エネルギー由来の二酸化炭素排出量が削減されれば、地球温暖化対策への貢献となり、社会的な便益が発生すると考えられる。

### ・負担の透明化

改正案では、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用はサーチャージ

ジとして回収されるため、再生可能エネルギーの導入拡大のためにどの程度の負担を負っているのか把握することが可能であり、費用負担の透明性が担保されるという点において、電力需要家の便益となると考えられる。

エネルギーセキュリティの向上、地球温暖化対策への貢献については、どの手法であれ、同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大を達成するという前提に立つ以上は、同程度の便益となると考えられる。  
一方で、負担の透明化については改正案特有の便益である。

#### ④ 行政機関が享受する便益

##### ・施策目的の履行

再生可能エネルギーの導入拡大により、安定的なエネルギー供給の実現、エネルギー由来の二酸化炭素排出量の削減による地球温暖化対策への貢献、2010年6月に閣議決定された「新成長戦略」でも掲げられている再生可能エネルギー関係分野の新規需要の創出等、行政機関にとっての様々な施策目的の履行を可能とする。

##### ・エネルギー政策・問題への関心の喚起

改正案では、電気料金の中ではなく、サーチャージとして電力需要家に負担が転嫁されるため、電力需要家にエネルギー政策・問題に対する関心を喚起する効果があると考えられる。電力需要家が、従前以上にエネルギー問題やエネルギー政策の関心を有し、理解が深まれば、行政機関にとっての便益となると考えられる。

以上を踏まえると、行政機関の便益は、最終的に同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大を達成するという前提に立つ以上は施策目的の履行について選択肢の間で差異は生じないものの、サーチャージという表立った形で電力需要家に再生可能エネルギーの導入費用を求める改正案は、エネルギー政策・問題への関心を喚起する独自の便益も持っている。したがって、改正案が行政機関の便益を最大化する案であると考えられる。

## 8. 政策評価の結果

費用・便益分析を行った結果を以下の表にまとめる。

		改正案	代替案①	代替案②
費用	再生可能エネルギー電気供給事業者の取引費用	◎	○	◎
	電気事業者の再生可能エネルギー電気の調達費用	◎	○	○
	一般国民の負担	○	○ <sup>-</sup>	○
	行政機関が要する費用	○	◎	○
便益	再生可能エネルギー電気供給事業者の経営リスクの低減	◎	△	◎
	電気事業者の便益	○	○	○
	一般国民の便益	◎	○	○
	行政機関が享受する便益	◎	○	○
総合的な評価		◎	○	○

※結果の見方

- : 政策として選択し得るものである。
- ◎: 「○」に比較すれば優れている。
- △: 「○」に比較すれば劣っている。

※記号の右肩に付した「<sup>-</sup>（マイナス）」は、記号自身が示す内容よりも更に劣る点があることを意味する。

### (1) 費用について

改正案及び代替案②は、あらかじめ電気事業者と再生可能エネルギー電気供給事業者間の個別契約の内容を規定するため、代替案①に比べ、取引費用が小さくなる。

電気事業者の再生可能エネルギー電気の調達費用については、代替案①では、通常の電気料金として調達費用が回収されるため、適切なタイミングでの費用回収がなされるかの不確実性が払拭できず、また、電気事業者間で費用負担に

差異が生じる可能性がある。代替案②については、調達費用に財政資金を補填するが、仮に、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用分の財源が確保されなければ、制度を安定的・継続的に運営できない可能性がある。このため、改正案が最も優れていると考えられる。

一般国民の負担については、当初想定した水準よりも負担が増大した場合に柔軟な対応が可能であるという点において、改正案及び代替案②が代替案①に比べ優れていると考えられる。

行政費用については、現行制度を引き続き活用する代替案①で最小となり、RPS制度からの制度移行や地域間調整に係る事務費用を伴う改正案、及び、電気事業者に対する財政資金の補填に係る事務手続が必要となる代替案②では、同程度の費用が必要となると考えられる。

## (2) 便益について

改正案及び代替案②は再生可能エネルギー電気供給事業者の取引費用を低減させ、経営リスクを低減させるため、再生可能エネルギー電気供給事業者にとって便益が大きく、飛躍的な再生可能エネルギーの導入拡大が期待される。

また、その他のエネルギーセキュリティの向上や地球温暖化対策への貢献、様々な新規需要の創出といった各関係者が享受する便益については、どのような手法で再生可能エネルギーの導入拡大を図るのであれば、同量程度の再生可能エネルギーの導入拡大が達成されるのであれば、便益の程度は変わらないものとなると考えられるが、改正案はサーチャージを通じて再生可能エネルギー電気の調達費用を回収するため、負担の透明化や、エネルギー政策への関心の喚起といった独自の便益を持つ。

## (3) まとめ

以上を踏まえると、各関係者の費用を最小化し、便益を最大化するものは改正案であると判断される。

したがって、今後の再生可能エネルギーの導入拡大は、改正案の固定価格買取制度によって推進することが妥当であると判断される。

## 9. 有識者の見解その他の関連事項

2010年7月に「再生可能エネルギーの全量買取制度に関するプロジェクトチーム」において制度の大枠が提示された後、制度の詳細設計について、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会買取制度小委員会及び新エネルギー部会において有識者で議論を行ったところ。

#### 10. レビューを行う時期又は条件

少なくとも3年ごとに、再生可能エネルギーの導入量及びサーチャージ負担の与える影響等を勘案した見直しを行うとともに、**2020**年度を目途に廃止を含めた見直しを行う。