

### 3. 再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題と対応方策

#### 3.1 再生可能エネルギー電気支援施策

再生可能エネルギー電気の支援において我が国よりも経験の豊富な海外における政策動向を調査するとともに、国内における固定価格買取制度を取り巻く議論を整理した。特に、我が国の固定価格買取制度については、これまで指摘されている課題を整理し、改善方策について検討した。

##### 3.1.1 再生可能エネルギー電気の支援策に関する国内外の動向

###### (1) ドイツの動向

###### 1) ドイツにおける再生可能エネルギー導入量

ドイツでは、再生可能エネルギーの開発推進のため、1991年に「電力買取法」、更に2000年に「再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG）」を制定している。同法により、「固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）」が導入され、電力会社に対して再生可能エネルギー電源からの発電電力を高い価格で買い取るのが義務付けられた。

その結果、2012年現在の再生可能エネルギーの設備容量は77,121MWとなり、2000年の6倍に伸びている。特に風力開発の進展は目覚しく1990～2012年の間に約570倍に増大しており、2012年末現在では31,320MWに達している（図3-1）。

太陽光発電は、住宅に加え、メガソーラーの建設も進められており、2012年末現在32,640MWと世界一の規模となっている。

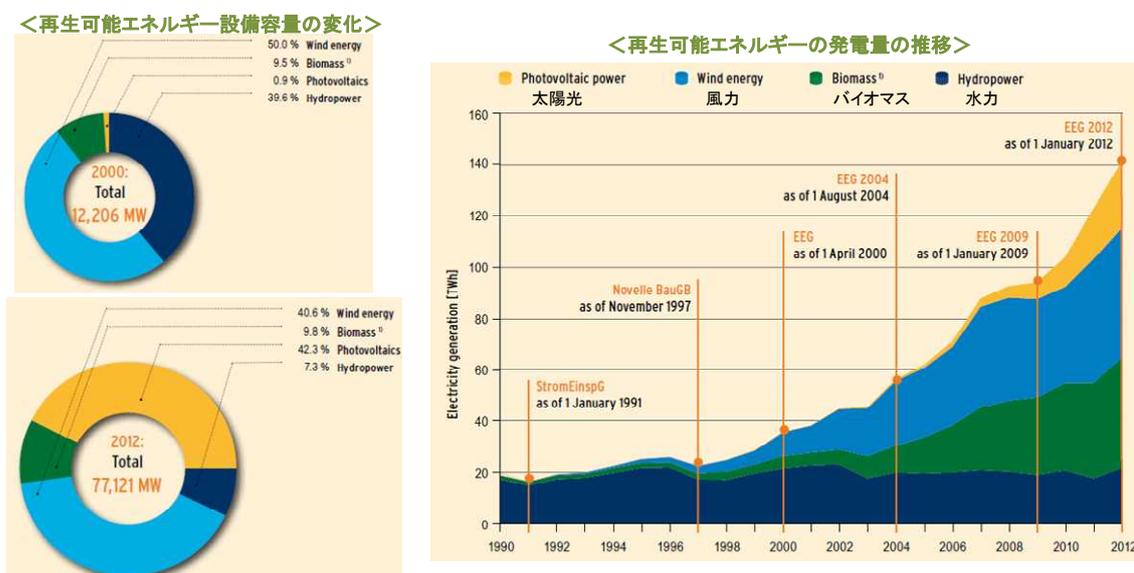


図 3-1 ドイツにおける再生可能エネルギー設備容量の変化（左）と、発電量の推移（右）  
出典） [BMU, 2013b]

## 2) ドイツの再生可能エネルギー法見直しの要点

ドイツの再生可能エネルギー電気の導入量はこの EEG によって拡大してきたが、導入量の拡大に伴って電力需要家への賦課金が上昇するなどの課題が顕在化している(賦課金上昇の詳細は 3.1.2 (2) に示すとおりである)。

そのため、環境省 [環境省, 2013]が整理したとおり、2012 年 10 月に EEG の抜本的な改革について言及した環境大臣の発表がなされたところである。

次いで、2014 年 1 月 21 日付で、ドイツ連邦経済エネルギー省 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: BMWi) <sup>4</sup>は再生可能エネルギー法 (EEG) 見直しの要点をとりまとめた (1 月 23 日に首相に報告)。

主なポイントは以下のとおりである。

- ・ 2025 年までに再生可能エネルギー電力比率 40~45%、2030 年までに 55~60%を目指すことを法律に明記する。
- ・ 陸上風力は 2,500MW/年、太陽光は従来どおり 2,500MW/年、バイオマスは 100MW/年の導入を前提とする。
- ・ 陸上風力とバイオマスに対しても、太陽光で導入している買取価格逡減システムを導入する。
- ・ 洋上風力は 2020 年までに 6.5GW、2030 年までに 15GW の導入を目指す。
- ・ 地熱、水力は特段量的な管理はしない。
- ・ 段階的に直接販売による電力市場への参入を促す。スケジュールは以下のとおり。

2014 年 8 月 1 日以降	500kW 以上の新規設備
2016 年 1 月 1 日以降	250kW 以上の新規設備
2017 年 1 月 1 日以降	100kW 以上の新規設備

- ・ 遅くとも 2017 年には、再生可能エネルギーの買取価格を入札制度において決定する体制を整える。そのための第 1 段階として地上設置型太陽光発電を対象にパイロットプロジェクトを実施する。
- ・ エネルギー多消費事業者の国際競争力と雇用については引き続き必要な支援を行うが、支援策が EU 法と整合的するよう、欧州委員会と協議中である。
- ・ 新たに導入する入札制度については、第一段階としてパイロットプロジェクトを実施する。
  - ◇ 具体的には EEG において地上設置型の太陽光発電を対象とした入札モデルの原則を示し、EEG 改正後に政令により具体的な規定を示す。
  - ◇ 政令では、a)入札対象となる年間の設備容量 (MW または MWh)、b)1 回の入札量及び最低・最高入札量、c) 応札時に提示されるべき最低・最高額、が示される予定である。

<sup>4</sup> 2013 年 12 月に、従来の連邦経済技術省 (Bundesministerium für Wirtschaft: BMWi) に、従来の連邦環境省 (Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: BMU) の所管業務を一部統合する形で発足した。

- ◇ 予定しているのは年 400MW 分を入札の対象とすることである。これによって今後新規に導入される地上設置型太陽光発電のすべての固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）が入札制度へと移行することになる（具体的には、入札に関する最初の政令が公表されてから 6 ヶ月を経過した後に稼動した設備は全て対象となる）。
- ◇ パイロットプロジェクトの報告書を政府と議会に提出することを、EEG で規定する。
- ・ 今後新規に設置される自家発電（発電プラントにおける自家利用分は除く）は、EEG 賦課金の支払いの対象となる。ただし、全額ではなく、最低賦課金を導入し、これを新たな自家発電業者が負担する仕組みとする。その際、再生可能エネルギー設備、コージェネレーション設備等の利用における経済性の観点には配慮する。
- ・ EEG 改正は、2014 年 4 月 9 日に法案閣議決定、同年 7 月 11 日に連邦議会採決、同年 8 月 1 日施行の予定となっている。

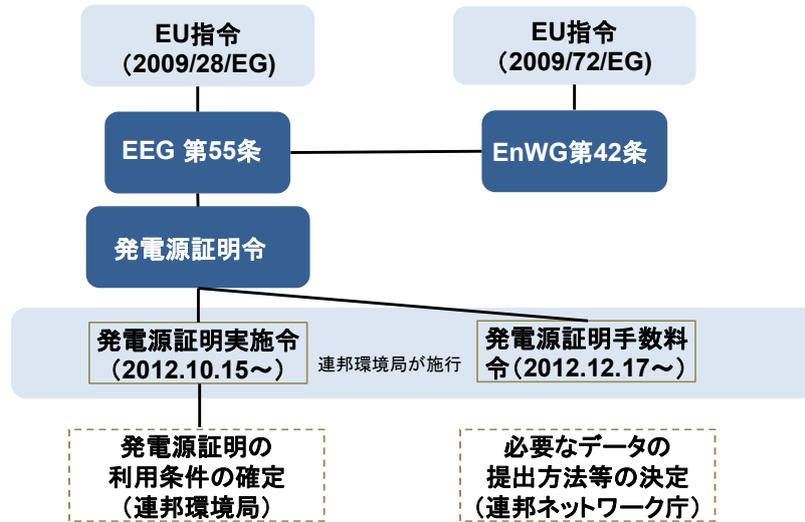
### 3) ドイツにおける発電源証明の動向

#### ① ドイツにおける発電源証明の法的枠組み

発電源証明とは、電力小売事業者の供給電力における再生可能エネルギーの比率もしくは発電量を証明するために用いられる証明書である。電力小売自由化にともない、消費者に対する電力に関する正確な情報公開と証明の必要性が高まったことから、EU では発電源証明（Guarantee of Origin: GoO）の制度化が 2001 年の EU 自然エネルギー指令（Directive 2001/77/EC）をもとに進められた。

ドイツにおいては、小売事業者に供給電力の電源構成の開示を義務化しており、供給電力における再生可能エネルギーの比率もしくは発電量を証明する電子証明書として発電源証明が活用されている。

制度はドイツ連邦環境庁（Umweltbundesamt: UBA）が管轄しており、主な枠組みは、2011 年 12 月 8 日施行の発電源証明令において規定されている。また、制度の詳細（電子登録手続き、証明の発行、承認、移転及び無効化等）は、連邦環境庁の発電源証明令実施令において規定されている（図 3-2）。



※ EnWG : エネルギー事業法

図 3-2 ドイツにおける発電源証明の法的枠組み

出典) [UBA, 2014]より作成

② 発電源証明の認証プロセス・有効期間

発電源証明を必要とする発電事業者、電力取引業者、電力小売事業者は連邦環境庁が管理する電子登録簿にアカウントを開設した上で、必要に応じ、証書の発行、移転、無効化を連邦環境庁に申請する仕組みとなっている (図 3-3)。

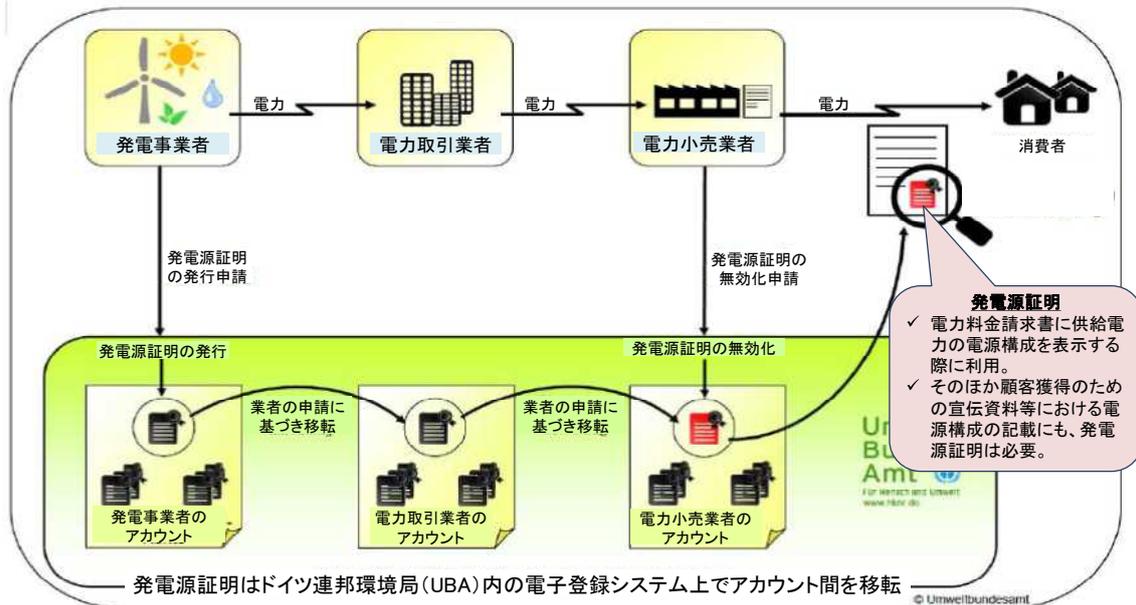


図 3-3 ドイツにおける発電源証明の認証プロセス

出典) [UBA, 2013a]より作成

発電源証明は、電源構成の証明書として利用された時点で無効化される。また、対象電力の発電から 12 ヶ月以内に発電源証明が利用されない場合も無効化される。

例として、2013年1月に発電された再生可能エネルギー電力の無効化と有効期間について整理すると、図 3-4 のとおりとなる。



図 3-4 ドイツにおける発電源証明の無効化と有効期間

出典) [UBA, 2014]より作成

### ③ 発電源証明制度の対象電力

発電源証明制度は、EEGに基づくFIT及び市場プレミアムの対象電力以外の、その他の再生可能エネルギー電力（その他の直接販売電力、EEG39条に基づくグリーン電力特権の対象電力）が交付対象となっている（図 3-5）。ドイツにおける発電源証明制度の目的としては、以下の3つが挙げられる。(イ)及び(ウ)の観点から、EEGに基づくFIT及び市場プレミアムの対象電力は同制度の対象外となっている。

- (ア) 再生可能エネルギー電力であることを示す表示の改善による、消費者に対する透明性及び信頼性の向上
- (イ) 同一電力について複数の証書を取得することによる重複販売や複数の助成受給の防止
- (ウ) 再生可能エネルギー電力の普及促進（発電源証明の取得により、EEGの助成対象外の電力の販売促進を期待）

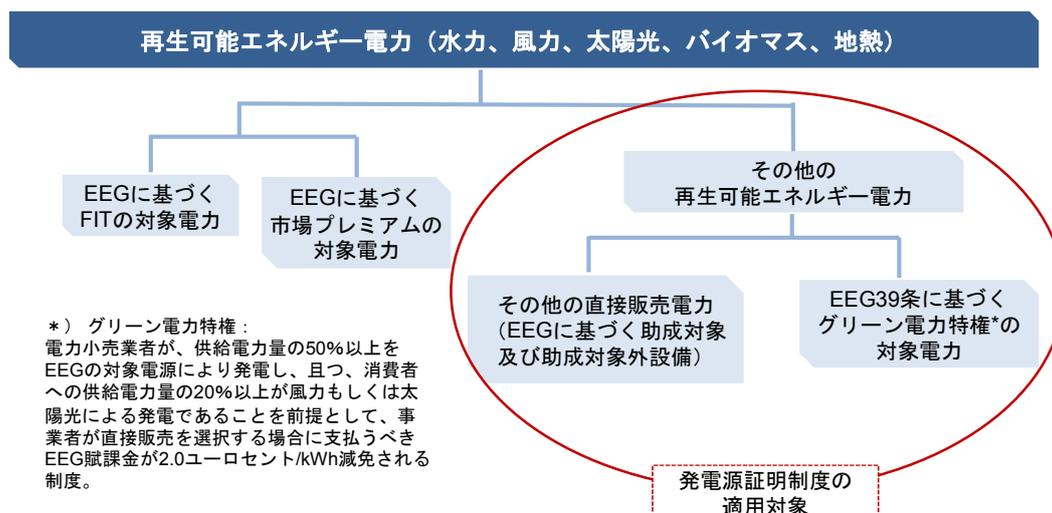


図 3-5 ドイツにおける発電源証明の対象電力

出典) [BMU, 2012a]、 [BMU, 2011]より作成

#### ④ 発電源証明の記載内容

発電源証明には最低限盛り込まれるべき内容として、表 3-1 に示す項目の記載が義務付けられている（発電源証明令 2 条）。このほか、専門家の見解を得ていることを条件に、当該電力の付加価値を高めるための情報を付加することも可能となっている。

また、ドイツでは、供給電力のすべてもしくは大半が再生可能エネルギー電源により生産されていることを示す品質保証書として「グリーン電力証書」が発行されており、発電源証明の記載情報は、グリーン電力証書の交付の際の情報としても使用できる（表 3-2）。

表 3-1 ドイツにおける発電源証明の記載事項

発電源証明の記載事項	
1)	ID 番号
2)	証明の発行年月日と発行国
3)	発電に用いたエネルギーの種類とその主な構成要素
4)	証明書発行の対象となる電力の発電開始及び終了期日
5)	発電設備の立地、タイプ、発電容量、運転開始日
6)	a) 発電設備が受けた投資助成の種類と金額 b) EU 指令 2009/28/EG2 条の意味における助成の対象となる電力量

出典) [BMU, 2011]より作成

表 3-2 発電源証明とグリーン電力証書の概要

発電源証明	グリーン電力証書
<ul style="list-style-type: none"> <li>供給電力における再生可能エネルギーの比率もしくは発電量を証明する電子証明書</li> <li>発電事業者が発行を申請し、小売事業者が電源構成の証明に利用。利用時に連邦環境庁が無効化</li> <li>記載内容は発電源証明令で規定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給電力のすべてもしくは大半が再生可能エネルギー電源により生産されていることを示す品質保証書</li> <li>主に、消費者による小売事業者の選択の際の判断基準として用いられる</li> <li>記載内容等に関して法令による規定はなし</li> </ul>

出典) [UBA, 2013b]より作成

#### ⑤ 手数料体系

発電源証明の発行に係る手数料体系を表 3-3 に示す。連邦環境庁は発電源証明の発行に必要なアカウントの管理費用、及び証明の発行・移転・無効化に係る事務手数料を、発電事業者、電力取引業者、電力供給事業者等から徴収している。料金体系は、2012 年 12 月 17 日付（同年 12 月 31 日施行）の発電源証明令手数料令において規定されている。

表 3-3 ドイツにおける発電源証明の手数料体系

発電源証明の発行、認証、移転及び無効化	
発電源証明に係る手数料	証明 1 件あたり
発行・移転	0.01 ユーロ
無効化	0.02 ユーロ
設備に係る手数料	
対象設備の登録	1 回の手続きあたり
対象設備の所有者の変更もしくは登録アカウントの変更	50 ユーロ
	10 ユーロ
登録に係る手数料	
アカウント管理手数料	1 アカウントあたりの年間手数料
年間証明件数：50 万件超	750 ユーロ
年間証明件数：15,001~500,000 件	500 ユーロ
年間証明件数：2,501~15,000 件	250 ユーロ
年間証明件数：2,500 件以下	50 ユーロ

出典) [BMU, 2012b]より作成

⑥ ドイツ電力小売業者の電源構成の例

ドイツ大手電力会社 RWE の小売子会社 RWE Vertrieb AG が 2012 年に供給した電力の電源構成、及び 2012 年のドイツ全体の電源構成を図 3-6 に示す。

再生可能エネルギー電力のほとんどは EEG 対象であり、発電源証明の発行対象となる再生可能エネルギーは 0.1% と非常に小さい。同様に、ドイツ国内における供給電力の電源構成のうち、発電源証明の発行対象となる再生可能エネルギーの占める比率は 3.5% (EEG 電力は 20.8%) であり、発電源証明が利用される電力市場は現状では小さい状況にある。

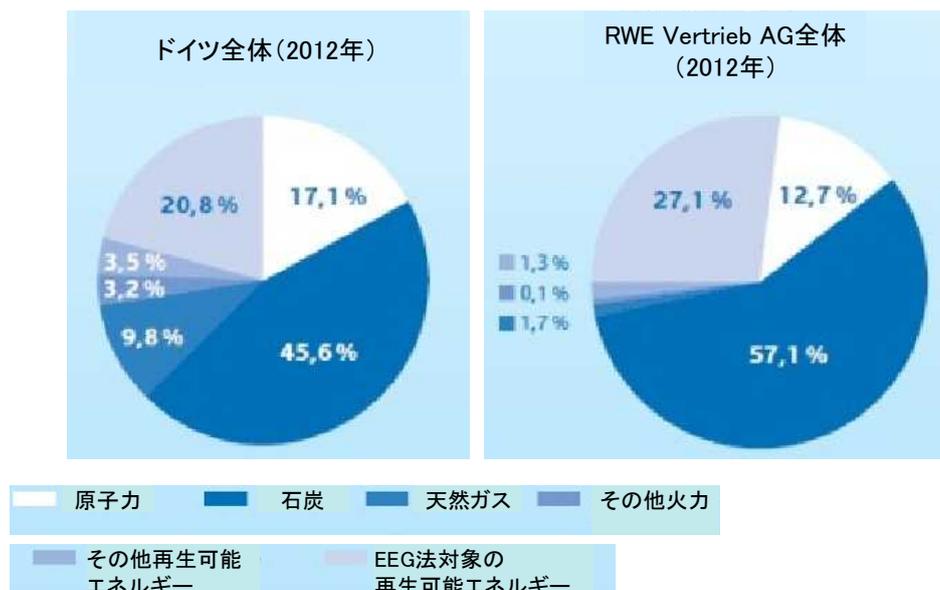


図 3-6 ドイツ及び RWE Vertrieb AG の電源構成 (2012 年)

出典) [RWE Vertrieb AG, 2012]

⑦ 我が国における発電源証明の活用方策

我が国における発電源証明の活用方策としては、以下の 2 点が考えられる。

<固定価格買取制度認定対象外の再生可能エネルギー導入支援>

- 発電源証明の活用により、固定価格買取制度の認定を受けられない再生可能エネルギー発電設備の電力販売促進につなげられないか。
- 発電源証明の活用により、グリーン電力市場の円滑な運用、活性化につなげられないか。

<電力小売業者選択時における消費者への情報提供支援>

- 電力自由化の拡大に伴い、電力小売業者の新規参入数の増加が予想される中で、消費者に対する小売電力事業者選択時の情報支援としての活用が考えられるのではないか。

## (2) 我が国の固定価格買取制度に関する動向

我が国の固定価格買取制度の動向として、調達価格・期間の見直し、及び運用改善にかかる検討状況について情報を整理した。

### 1) 調達価格・調達期間の動向

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には、以下のとおり調達価格・調達期間の見直し、及び同法の見直しについて規定されている。

再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法

<附則 第三条（要点）>

- ・ 経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギーの調達価格及び調達期間を定めなければならない。
- ・ また、経済産業大臣が必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間を定めることができる。
- ・ 経済産業大臣は、調達価格等を定めるに当たっては、調達価格等算定委員会の意見を聴き、その意見を尊重するものとする。

<附則 第十条（要点）>

- ・ エネルギー基本計画が変更された場合には、当該変更後のエネルギー基本計画の内容を踏まえ、速やかに、エネルギー源としての再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度の在り方について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。
- ・ また、その後も、エネルギー基本計画が変更されるごと又は少なくとも三年ごとに、法律の施行状況について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。
- ・ 加えて、2020年度末までの間に、法律の施行状況等を勘案し、法律の抜本的見直しを行うものとする。

平成 26 年度の調達価格については、第 12～15 回調達価格等算定委員会において審議され、次頁の囲み中に示す①～⑤のとおり平成 26 年度調達価格及び調達期間についての委員会意見が示され、最終的に委員会意見のとおりの内容が正式な調達価格として公表された。

太陽光発電の調達価格については、10kW 未満システムは 38 円/kWh から 37 円/kWh に、10kW 以上システムは 36 円/kWh から 32 円/kWh に引き下げられた。10kW 以上システムについては、特に 1,000kW 以上システムについて、システム費用が 27.5 万円/kW 台まで下がっていること、設備利用率が 13%に上昇していること等が、調達価格引下げの大きな

要因となった。

また、新たに着床式洋上風力と、既存導水路活用中小水力の調達価格が設定された。

着床式洋上風力については、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定し、比較的條件が良い海域における事業リスクの高さや海外の陸上風力との利子率の差等を考慮して内部収益率（Internal Rate of Return: IRR）が 10%に設定された。また、設備利用率を 30%と想定し、調達価格は 36 円/kWh に設定された。

既存導水路活用中小水力とは、既設の導水路等を活用したまま、電気設備及びその関連設備のみを更新する中小水力を指す。これまで既設の導水路等を活用した設備は、従来の定格出力と、新たな設備の定格出力の差分となる能力増強分しか制度の対象とならず、電気設備全般の投資回収の確実性を担保するには十分ではなかった。また、既設の導水路等を活用したまま、電気設備及びその関連設備のみを更新することは一定の合理性が認められることや、既存の土木設備を活用した発電設備への投資を促すことは、国民負担への配慮の観点からも有効であることから、平成 26 年度からは既存導水路活用中小水力の調達価格が新設され、14～25 円/kWh（規模により異なる）に設定された。

風力（洋上風力以外）、中小水力（既存導水路活用中小水力以外）、地熱、バイオマスについては、設備認定数が少なく、調達価格を見直す材料に乏しいことから、平成 25 年度調達価格及び調達期間をそのまま据え置くこととなった。

＜平成 26 年度調達価格及び調達期間＞			
① 太陽光（10kW 未満）			
		平成 25 年度	平成 26 年度
調達価格		38 円/kWh	37 円/kWh
資本費	システム費用	42.7 万円/kW (平成 24 年 10-12 月期の新築 設置平均)	38.5 万円/kW (平成 25 年 10-12 月期の新築 設置平均)
	補助金 ※補助金の交付と固 定価格での調達を、二 重の助成とならない ように控除	国：2.0 万円/kW 地方：3.4 万円/kW	国の補助金の廃止に伴い、地 方分を含めて控除しない
運転維持費		0.43 万円/kW/年	0.36 万円/kW/年
設備利用率		12%	平成 25 年度の前提を据え置き
IRR（税引前）		3.2%	平成 25 年度の前提を据え置き
調達期間		10 年	平成 25 年度の前提を据え置き
② 太陽光（10kW 以上）			
		平成 25 年度	平成 26 年度
調達価格		36 円/kWh	32 円/kWh
資本費	システム費用	28 万円/kW	27.5 万円/kW
	土地造成費	0.15 万円/kW	0.4 万円/kW
	接続費用	1.35 万円/kW	平成 25 年度の前提を据え置 き
運転維持費		0.9 万円/kW/年	0.8 万円/kW/年

設備利用率	12%	13%
IRR（税引前）	6%	平成25年度の前提を据え置き
調達期間	20年	平成25年度の前提を据え置き

③ 洋上風力（注1）

	平成26年度
調達価格	36円/kWh
資本費	56.5万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年
設備利用率	30%
IRR（税引前）	10%
調達期間	20年

注1 建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの

④ 既存導水路活用中小水力（注2）

	平成26年度		
	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000kW以上 30,000kW未満
調達価格	25円/kWh	21円/kWh	14円/kWh
資本費	50万円/kW	40万円/kW	42.5万円/kW
運転維持費	7.5万円/kW/年	6.9万円/kW/年	0.95万円/kW/年
IRR（税引前）	7%		
調達期間	20年		

注2 既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの

⑤ 風力（洋上風力以外）、中小水力（既存導水路活用中小水力以外）、地熱、バイオマス：  
平成25年度調達価格及び調達期間をそのまま据え置き

出典）【経済産業省, 2014a】

## 2) 固定価格買取制度の運用改善に係る動向

固定価格買取制度の開始後、我が国の再生可能エネルギーの導入は順調に拡大を続けている。一方、1年半の施行期間を経て、「回避可能費用の算定方法」について現行の全電源平均可変費用を用いる方法の妥当性を問う指摘や、設備認定を受けているにも関わらず、特段の理由なく土地確保も設備発注も進まない事業者が一定数存在するといった「認定制度の在り方」に関する問題など、制度運用に伴う課題が顕在化している。固定価格買取制度は、国民負担に支えられた制度であり、透明性の高い議論を行うとともに、迅速かつ適切に必要な制度の見直し・改善を行っていくことが不可欠であることから、固定価格買取制度の運用改善に係る検討・審議を行うため、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会の下部組織として、「買取制度運用ワーキンググループ」が設置されており、「回避可能費用の算定方法」及び「設備認定制度の在り方」について検証が行われた。ワーキンググループは平成 26 年 2～3 月にかけて 3 回開催され、その議論を踏まえ、買取制度運用ワーキンググループの検討結果が取りまとめられている〔経済産業省、2014b〕。以下に、検討結果の概要を示す。

### ① 回避可能費用の算定方法について

現在、回避可能費用は、一般電気事業者ごとに、各社の全電源平均の可変費単価に燃料費調整単価を加えた単価を、回避可能費用単価として採用し、算定している<sup>5</sup>。再生可能エネルギー電気の調達によって、電気事業者が追加的に負担している差額は、賦課金として、電気の利用者が直接負担している。また、差額を差し引いた後の小売事業部門が自ら負担すべき他社電源調達コスト（＝回避可能費用）や、再生可能エネルギーの送配電コスト／短期調整コストは、電気事業者が負担しており、電気料金への反映を通じて、最終的に電気の利用者が負担している。従って、「回避可能費用の算定方法」は、国民負担の適切性の観点から重要な検討課題であり、これまでに現行の全電源平均可変費用を用いる方法の妥当性を問う指摘が出されていた。

この状況を踏まえ、回避可能費用の算定方法については、第 3 回ワーキンググループ（2014 年 3 月 12 日開催）にて、以下の対応案、ならびに適用範囲が事務局より提示された。

#### <回避可能費用の算定に関するオプション>

- 対応案①：短期の調整を重視し、火力平均可変費を採用
- 対応案②：長期の調整を重視し、全電源平均可変費＋全電源平均固定費（供給力換算）を採用

<sup>5</sup> 特定電気事業者・特定規模電気事業者の場合は、一般電気事業者各社の全電源平均の可変費単価に各社の販売電力量シェアで加重平均した単価を求め、それに、一般電気事業者の燃料費調整単価の加重平均の単価を加えたものを回避可能費用単価としている。

▶ 買取を義務づけられる 10 年～20 年の期間で見れば、再生可能エネルギー導入に伴い電力会社の発電設備にも削減可能な設備があると考え、現行の回避可能費用に固定費を加える考え方。

○ 対応案③：短期・長期の組み合わせを考慮し、初年度は火力平均可変費、2 年度目以降は全電源平均可変費＋全電源平均固定費（供給力換算）を採用

○ 対応案④：再生可能エネルギー電源の特性ごとに、変動性の再生可能エネルギー電源については火力平均可変費、非変動性の再生可能エネルギー電源については、全電源平均可変費＋全電源平均固定費を採用

▶ 非変動性の再生可能エネルギー電源：地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力評価を受けた電源部分

▶ 変動性再生可能エネルギー電源：太陽光・風力・水力のうち供給力評価を受けられない電源部分

#### <回避可能費用の算定に関するオプション>

(A) 平成 27 年 4 月から適用など、一定の猶予期間を置いて、全てに適用

(B) 新たに買い取る電力から適用

ワーキンググループでの議論の結果、再生可能エネルギーの供給力評価の重要性と、再生可能エネルギーの特性を捉えるという観点から、対応案 4（図 3-7）が、現時点では電力会社の運用の考え方にも近く、最も優れているとの判断がなされた。

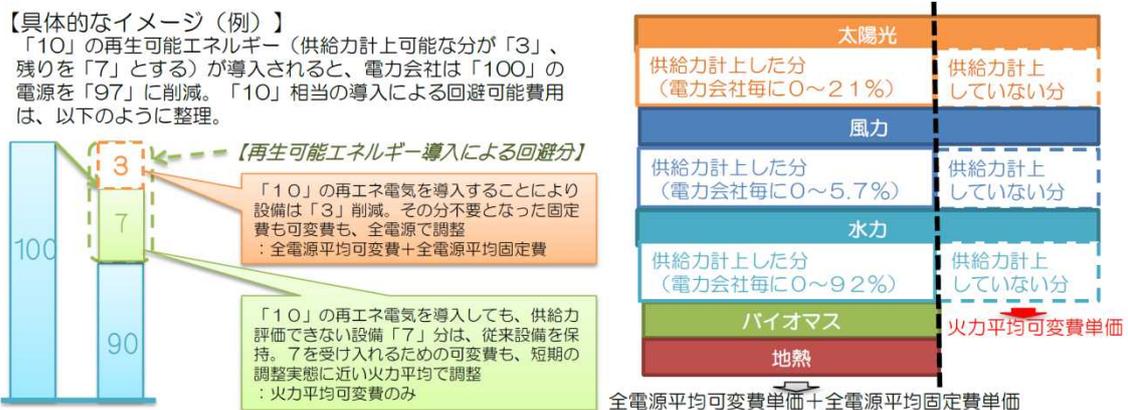


図 3-7 再生可能エネルギー電源の特徴に応じて組み合わせる考え方

出典) [経済産業省, 2014b]

一方で、制度の具体化にあたっての課題として、以下が示された。

✓ 実際の回避可能費用に実測値としても近いかどうかは、今後、再生可能エネルギーの導入に伴う電源構成の変化に関するシミュレーションなど、関連する研究成果による検証が必要である。

- ✓ 再生可能エネルギーの大量導入が進んだ場合には、その短期の出力変動調整のために蓄電池増設や需給上は不要な火力発電所の維持・新設など、電気事業者側に追加コストが発生する可能性もある。こうした追加される費用については、今後十分な検証を行うことが必要である。
- ✓ また、再生可能エネルギー受入に伴う追加の調整費用をどこまで回避可能費用に算入するかについては、電力システム改革の議論において、どのライセンス事業者が追加の調整費用を負担すべきと整理されるかを踏まえる必要がある。

## ② 設備認定制度の在り方について

非住宅太陽光発電設備について、2013年1～3月に急速に設備認定件数が伸び、平成25年12月末時点で、設備認定を受けた設備のうち運転を開始した設備は出力ベースで約2割、件数ベースで約4割であった。非住宅太陽光発電設備については、通常1年以上の開発期間が必要と考えられており、運転開始率は極端に低くはないものの、特段の理由なく、土地確保も設備発注も進まない事業者が存在するとの指摘があったことから、経済産業省は、平成24年度に認定された400kW以上の運転開始前の太陽光発電設備について調査（報告徴収）を行った。その結果、認定後1年弱が経過しているにも関わらず、特段の理由なく、土地も設備も確保されていない案件が確認された。このため、経済産業省では、2014年1月末時点において土地も設備も未決定の案件に対し、段階的に認定の取消手続きに移行することを決定している。

この状況を受けて、設備認定制度の在り方については、第3回ワーキンググループにて、以下の論点が事務局より提示された。

### ＜土地及び設備の確保に関連する論点＞

- **論点①：土地・設備の確保に係る時間的制約の追加**
  - 従来どおりの認定要件を維持しつつ、「一定の期日」内に土地及び設備の確保が終了することを明示的に求めることとしてよいか
- **論点②：認定の失効とするか、適用価格の変更とするか**
  - 土地及び設備の決定という認定要件の喪失に関わる措置である以上、その確保ができない限り、「認定の失効」が制度本来の対応ではないか
- **論点③：一定の期間の設定**
  - 土地・設備を確保するまでの一定の期間については、約8割の案件が確保に至るのが6か月であることや、前年度価格保持者の市場早期退出を促すことにより価格の適正化を図るという視点から、認定の失効までの期間を「6か月」としてはどうか
- **論点④：適用範囲**
  - 実務上の制約や、太陽光以外のデータの集積がないことから、土地・設備の確保までに一定の期間を設ける範囲は、50kW以上の太陽光発電設備に限った措置

としてはどうか

○ 論点⑤：新たな認定の運用

- 50kW 以上の太陽光発電設備の認定に当たっては、土地・設備の確保が相当程度確実と見込まれる場合、「6 か月以内に土地・設備を確保できない場合は失効」との解除条件を加えて、認定を行うこととしてはどうか

ワーキンググループでの議論の結果、50kW 以上の太陽光発電設備の認定に当たり、土地及び設備の確保が相当程度確実と見込まれる場合（従来どおり、地権者の証明書の提出、型式の特定等で確認）、「6 か月以内に土地及び設備を確保できない場合は失効」との解除条件を加えて、認定を行うことが望ましいとする判断がなされた（条件の成成は、土地及び設備の確保の届出で確認）。ただし、事業者への配慮として、以下の案件については、例外的に一定期間の延長を認めることとすべきとしている。

- ✓ 電気事業者による連系承諾までに通常よりも長期間（例えば、3 か月以上）を要する案件
- ✓ 被災地域であり地権者の確定や除染等に時間を要する案件

また、電力会社間の対応にばらつきが出ないように、認定が失効した場合は、系統連系枠を解除できることを接続契約に明記するなど、電力会社間での対応を統一化すべきという考えが示された。

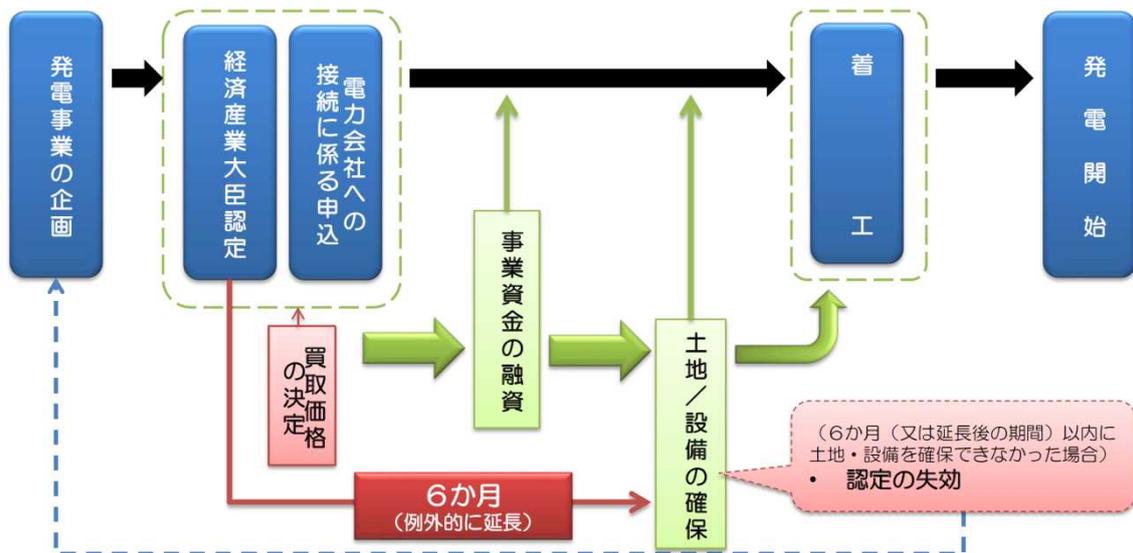


図 3-8 新たな認定制度の運用案

出典) [経済産業省, 2014b]

また、「その他の論点」として、事実上、同一の事業地における大規模な太陽光発電設備（例：高圧連系となる 50kW 以上の設備）を、意図的に小規模設備（例：低圧連系となる

50kW 未満の設備) に分割し、複数の連系案件として電力会社との接続協議に臨もうとする「低圧分割対応」に対する規制の必要性について議論がなされた。

「低圧分割対応」の問題点としては、小規模に分割することにより、発電事業者が設備維持コストや連系手続き等を削減できる一方、電力会社にとっては不必要なメーター、電柱等を設置・維持することとなり、事業者間の不公平や、社会的な非効率性が生じる点が挙げられる。また、土地・設備の確保要件を逃れるために、敢えて低圧分割しようとするようなケースが出てくることも懸念される。

この問題点を踏まえ、事実上連続した事業地で同時期に開発される、実質的に同一の者による複数の小規模案件については、今後は、同一の大規模案件として認定を行うこと等、低圧分割に対し制度的な対応をとるべきである、という考えが示された。

### 3.1.2 固定価格買取制度の課題及び改善方策

我が国の固定価格買取制度について、これまで指摘されている課題に関する主要な論点・項目を整理し、改善方策について検討した。

#### (1) 固定価格買取制度の課題に関する主要な論点・項目

固定価格買取制度が開始されて 2 年目を迎える中、実際の制度運用を踏まえた新たな課題が明らかになっており、各機関・有識者より現行の固定価格買取制度の課題点について、様々な意見や提案が示されている。本業務では表 3-4 の文献を参照し、各種意見及び提案を表 3-5 に整理した。

なお、以下に挙げる文献以外にも、報道機関、雑誌、新聞、有識者等の個人サイトにて、現行の固定価格買取制度の課題点に関する論考が多数発信されている。これらに挙げられている意見は、おおむね表 3-5 に整理する論点のいずれかに分類される。

表 3-4 現行の固定価格買取制度の課題点に係る文献一覧

文献 No	文献名
1	農林中央金庫『農林金融 2013 年 10 月号 地域主導の再生可能エネルギーの現状と課題』（2013 年 10 月）
2	ISEP『自然エネルギー政策への主な提言 ～日本の自然エネルギーの持続可能な発展のために～』（2013 年 7 月 1 日）
3	自然エネルギー財団『固定価格買取制度一年の成果と課題』（2013 年 6 月 28 日）
4	電力中央研究所『ドイツの再生可能エネルギー電源普及に伴う影響 ―卸電力市場の価格と系統運用の再給電指令―』（2013 年 5 月）
5	電力中央研究所『日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計』（2013 年 4 月）
6	資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第 3 回）（2013 年 9 月 4 日） 議事概要 （三菱総研作成）
7	環境省『平成 24 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書』（2013 年 3 月）

表 3-5 現行の固定価格買取制度の課題

論点	課題	概要
需要家負担の軽減	認定設備の電源構成の偏り	<ul style="list-style-type: none"> <li>認定設備の電源別構成の9割超が太陽光発電、かつ6割近くはメガソーラー（※1）。</li> </ul>
	認定設備の事業進捗の遅延、稼働設備数の伸び悩み	<ul style="list-style-type: none"> <li>認定設備数が急速に増加している反面、稼働した設備の比率が低い（※1）。</li> <li>高い買取価格での設備認定を取得し、太陽光発電システムの価格の下落を待って、安く導入することで、高い利潤を得ることが可能（※3）。</li> </ul>
	再生可能エネルギー賦課金の上昇緩和	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT開始後1年弱で2,200万kW以上が認定されており、うち買取価格の高い太陽光発電が9割以上を占める。欧州と同様の賦課金増大問題が日本でも起きる（※6）。</li> </ul>
	調達価格・回避可能費用算定方法の見直し、透明性の向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電コストの検証を的確に行い、買取価格に反映することが重要（※1）。</li> <li>回避可能費用の算定に全電源平均可変費用を用いているため、回避可能費用が過小評価となり賦課金が過大（※3）。</li> <li>調達価格等算定委員会による買取価格算定プロセスが不透明（※5）。</li> <li>回避可能費用単価の算出方法を明らかにしつつ、必要に応じてより適切な算出方法に改める必要がある（※7）。</li> <li>将来的な廃棄コストについても考慮する必要がある。</li> </ul>
	RPS制度 <sup>6</sup> 認定設備の固定価格買取制度移行に伴う問題	<ul style="list-style-type: none"> <li>RPS既設分を買取対象に含んだことにより、追加費用（総費用から回避可能費用を差し引いた費用）は2～3倍になっている（※5）。</li> <li>既設事業者はRPS買取価格を前提に採算性を判断しており、買取価格の引き上げは不要。既設をFIT対象に含めた理由は、既設事業者の設備更新を促すためとしているが、実際に設備更新を促しているか等の検証が必要（※5）。</li> </ul>
導入量の安定的な拡大	調達価格区分・条件の見直し	<ul style="list-style-type: none"> <li>各電源ごとに規模の大小により発電コストに差異がある実情を検証し、それを踏まえ出力規模による買取価格の区分を再設定（細分化）する必要がある（※1）。</li> </ul>
	調達価格の予見性の確保、事業性への配慮	<ul style="list-style-type: none"> <li>将来の買取価格の見通しをある程度与えることが有効。次年度の買取価格について予見できないことは、事業者にとっては大きなリスクになる（※3）。</li> <li>太陽光発電以外の電源は、認定申請に至るまでの調査・準備期間が長期化するため、事業の見通しを立てにくい（※1）。</li> </ul>
	優先接続・優先給電	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電電分離や電力取引を視野に、送電網への実質的な優先接続や優先給電を実現すべき（※2）。</li> <li>自然エネルギーの給電は、全国融通の活用、原子力発電などの長期固定電源の出力抑制より先に出力抑制対象になっており、優先されているとはいえない（※3）。</li> </ul>
	システムの増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力会社間の地域間連系強化を含めた送電線の太線化（より高圧の送電線への切り替え）や変電施設の能力拡充が必要（※1）。</li> </ul>

<sup>6</sup> 正式名称は「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」。再生可能エネルギー等から発電された電気の一定量以上の利用を電気事業者に義務付けるもので、2003年4月に施行された。

論点	課題	概要
	系統対策に係る費用負担	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統増強費用の負担方法の検討が必要（電力会社のコスト削減でねん出できる余地はあるのか、発電事業者に収益性に応じた負担を求めるか、国が電力改革の一環としてエネルギー対策特別会計などから支援するか）（※1）。</li> <li>系統への接続費用について多くの事業者が疑問を持っており、競争原理の導入や情報の透明化など改善の余地が大きい（※3）。</li> </ul>
	住宅用太陽光発電の全量買取への移行	10kW以上の非住宅用に比べ、10kW未満の住宅用の導入ペースは本制度開始前と同じ。家庭毎に電力の余剰率には10～90%程度と差があり不公平が内在している（※2）。
	対象エネルギー種の拡大	今後、導入が進むことが期待される洋上風力発電などについては、できるだけ早期に調達価格を定める必要がある（※2）。
その他	補助金の重複	買取価格の算定は費用に利潤を加えて算定しているため、本来設備補助金は不要であるが、雇用創出や地域振興等、再生可能エネルギー設備を設置する以外の政策目的があれば、併用が認められている。今後もFITと設備補助金の併用を認めるのか否か未定である（※5）。
	電気料金への賦課金など本制度の仕組みへの理解促進	再生可能エネルギーに関する負担は、化石燃料の負担を軽減する効果もあり、他の化石燃料や原子力発電に関する負担と比較して考えることが重要（※2）。

※番号は表 3-4 の文献番号と対応している。

表 3-5 の課題のうち、主に定量評価が可能である項目、及び再生可能エネルギーの熱利用促進につながる項目に着目し（表 3-6）、その改善方策案を整理した。

表 3-6 本業務にて取り上げた固定価格買取制度の課題と改善方策案

論点	課題	改善方策案
需要家負担の軽減	再生可能エネルギー賦課金の 上昇緩和	<ul style="list-style-type: none"> <li>半期・四半期毎の調達価格見直し</li> <li>認定設備容量の上限の設定</li> <li>設備認定後一定期間を経た場合の適用価格見直し</li> </ul>
	調達価格・回避可能費用算定方法の見直し	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電のピークカット効果の考慮</li> <li>環境価値の考慮</li> </ul>
導入量の安定的な拡大	調達価格区分・条件の見直し	<ul style="list-style-type: none"> <li>バイオマス熱電併給の優遇調達価格</li> <li>太陽光・熱併設時の優遇調達価格</li> <li>洋上風力の調達価格設定</li> </ul>
	優先接続・優先給電、系統増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー電源の出力抑制順位の変更</li> <li>電気事業者への接続拒否理由等に関する情報開示の義務化</li> <li>電力事業者への系統増強義務化、または適切なインセンティブの付与</li> </ul>
	住宅用太陽光発電の全量買取への移行	<ul style="list-style-type: none"> <li>住宅用太陽光発電の全量買取への移行</li> </ul>

## (2) 再生可能エネルギー賦課金の上昇緩和

固定価格買取制度開始後、買取価格の高い太陽光が認定設備の 9 割以上を占めており、需要家が負担する賦課金の増加に留意する必要がある。ドイツでは、固定価格買取制度の賦課金単価が大きく増加しており、一般消費者の費用負担増が問題視されている。

賦課金の上昇を軽減する方法として、太陽光発電など調達価格の下落が大きいエネルギー種については、半期・四半期毎に調達価格を見直し、期間中の認定設備容量にも一定の上限を設けることで、円滑な運用を図ることが可能になると考えられる。

現行の見直しルールの場合、次年度の調達価格が公表された時点で、仮に調達価格が大きく下落した場合、当該年度末に間に合うよう駆け込みが発生する恐れがある。その際、駆け込みに対して全量認定を行う場合、賦課金の上昇にも繋がる。また、1年間調達価格が固定されている間に設備単価が下落を続ける場合、年度末で調達を行った場合に制度上想定していた IRR を大きく上回る可能性がある。

環境省 [環境省, 2013]は、半期毎の価格見直しによる費用負担軽減効果を、住宅太陽光 (10kW 未満) を例に試算している (図 3-8)。結果として、2020 年断面の負担額を 8%、2020 年までの累積で総負担額を 5%抑制する効果が見込まれた。また、2013~2020 年の累積導入量は 3%減少にとどまっている。



図 3-9 半期毎の価格見直しによる費用負担軽減効果 (住宅太陽光)

出典) [環境省, 2013]

また、経済産業省では、平成 24 年度中に認定を受けた運転開始前の 400kW 以上の太陽光発電設備 (4,699 件) を対象に、法に基づく報告徴収を実施し、場所、設備が未決定の案件については、段階的に取消手続きに移行することを決定した。また、第 3 回買取制度運用ワーキンググループでは、土地・設備の確保できない場合の認定の失効までの期間を「6 か月」とする案が提示された。このような設備認定に係る制度改善も、賦課金上昇の軽減策として重要である。

なお、ドイツと同様の賦課金の増大問題が日本でも起きる可能性が憂慮されているが、ドイツにおいては、実質的な再生可能エネルギー賦課金 (再生可能エネルギー助成分+前年未回収調整分) は、2013 年の 3.02 セント/kWh から 2014 年の 3.13 セント/kWh と、ほとんど増加しておらず、賦課金全体の半分程度であることを周知することも必要である (図 3-9)。

なお、ドイツの賦課金の内訳にある電力市場値下がり分、多消費減免、市場導入ボーナス、予備費については、そもそも我が国の制度では賦課金の対象外である。

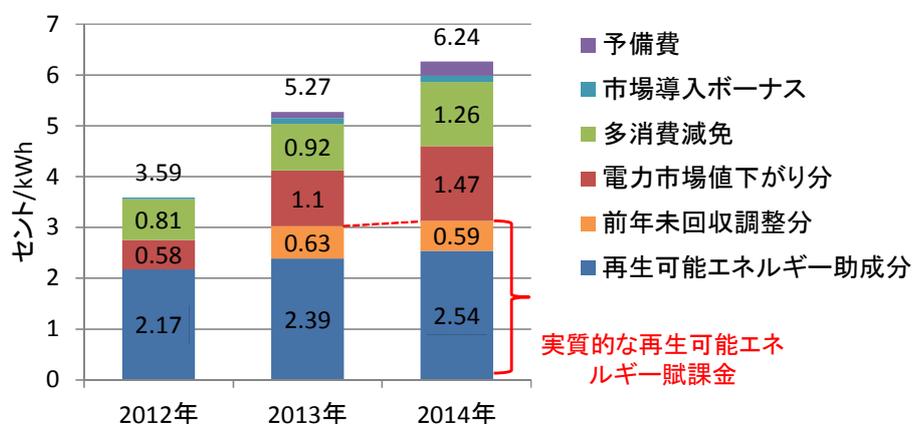


図 3-10 ドイツの固定価格買取制度における賦課金内訳の推移

- ※ 予備費：再生可能エネルギーの供給予測と実際の供給量との差により、送電系統運用者(Transmission System Operator: TSO)が管理する再生可能エネルギー収支の悪化に備えるための予備費
- ※ 市場導入ボーナス：取引市場で直接販売される再生可能エネルギー由来電力に対する市場プレミアム。FITと取引所価格との差額

出典) [EEG-KWK, 2013]、[BEE, 2013]より作成

### (3) 調達価格・回避可能費用算定方法の見直し

調達価格の設定にあっては、発電コストの検証を的確に行い、適時・適切に買取価格に反映することが重要となる。現行の制度では、回避可能費用の算定に、可変費用が安価かつ出力調整が行われにくい原子力・水力・地熱等も含めた全電源平均可変費用を用いているため、回避可能費用が過小評価されており、賦課金が過大になっている可能性がある。

回避可能費用は、現状全電源平均単価となっているが、短期的には太陽光発電によるピークカット効果等も考慮するべきという考え方があり得る。ただし、ピークカット時に対応する電源は調整力として保有が期待される電源でもあるため、調整電源のコストについては発電所の実際の運用を踏まえた検討が必要である。

回避可能費用の算定方法については、現在買取制度運用ワーキンググループにおいて議論が行われており、第3回ワーキンググループにおいて、以下の案が提示された(議論の詳細については3.1.1 (2)2)参照)。

- 対応案①：短期の調整を重視し、火力平均可変費を採用
- 対応案②：長期の調整を重視し、全電源平均可変費＋全電源平均固定費(供給力換算)を採用
- 対応案③：短期・長期の組み合わせを考慮し、初年度は火力平均可変費、2年度目以降は全電源平均可変費＋全電源平均固定費(供給力換算)を採用
- 対応案④：再生可能エネルギー電源の特性に合わせ、変動性の再生可能エネルギー電

源（太陽光・風力・水力の非供給力評価相当分）については火力平均可変費、非変動性の再生可能エネルギー電源（バイオマス、地熱、太陽光・風力・水力の供給力評価相当分）については、全電源平均可変費＋全電源平均固定費を採用

さらに、回避可能費用には、本来は電力会社が自身の投資により得るべき環境価値<sup>7</sup>分を考慮すべきと考えられる。現行の固定価格買取制度では、環境価値も再生可能エネルギー電気と一緒に買い取られるため、発電者のもとには環境価値は残らず、買い取った電気事業者から供給される電力の CO<sub>2</sub> 排出係数の改善を通じて需要家が享受することとなっており、電力会社は自ら投資することなく CO<sub>2</sub> 排出係数の改善がなされている状況にある。従って、回避可能費用単価の算定には、電力会社が得た環境価値分を考慮することがより適切と考えられる。

回避可能費用単価に、本来含まれるべき環境価値分を考慮した場合に、賦課金単価及び標準世帯への影響がどの程度変動するか、感度分析を行った結果を表 3-7 に示す。ここで、低位・中位・高位とは、2020 年、2030 年それぞれにおける導入見込量の推計ケースを示す（詳細は 4.1.2 を参照）。環境価値込みとすることで、賦課金単価は 2020 年時点の高位で 0.20 円/kWh、2030 年時点の高位では 0.56 円/kWh 引き下がる（世帯への影響としては、2020 年時点の高位で 60 円/月・世帯、2030 年時点の高位で 168 円/月・世帯引き下がる）結果を得ている。

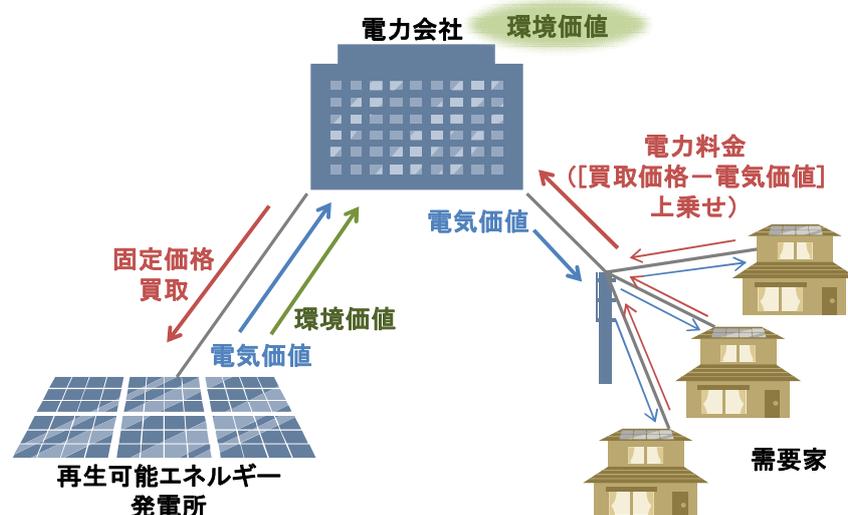


図 3-11 固定価格買取制度下における環境価値の状況

<sup>7</sup> 再生可能エネルギーには、有限な資源である化石燃料を消費しない、持続的な利用が見込まれる、エネルギー安定供給に貢献する、一般に温室効果ガスや有害ガスの発生がゼロか極めて小さいなどの特質がある。従って、再生可能エネルギーにより発電された電気は、電気そのものの価値のほかに、省エネルギーや CO<sub>2</sub> 排出削減といった付加価値を持った電力であり、これらの付加価値を「環境価値」と呼んでいる。

表 3-7 回避可能費用単価に環境価値分を考慮した場合の賦課金単価

		2020年時点		2030年時点	
		環境価値なし	環境価値込み	環境価値なし	環境価値込み
賦課金単価 [円/kWh]	低位	0.67	0.59	1.13	0.87
	中位	0.91	0.76	1.75	1.34
	高位	1.34	1.14	2.62	2.06
標準世帯への影響 [円/月・世帯]	低位	200	176	339	262
	中位	274	229	526	401
	高位	403	343	785	617

#### (4) 調達価格区分・条件の見直し

各再生可能エネルギーの特性、規模、種別等に応じて、買取価格の条件、区分の合理化を進めることが重要と考えられる。

バイオマス発電については、総合エネルギー効率の向上を目指して、熱電併給プラントに対する優遇調達価格（バイオマスコジェネレーションプレミアム価格）を設定することが効果的と考えられる。その理由としては以下が挙げられる。

- ・ 木質バイオマス発電は特に発電効率が低いいため、電力単体利用ではなく、「熱主電従」としたコジェネレーションプラントとし、地域の熱需要に応じた、適正なプラント規模にすることが望ましい。
- ・ 大規模な木質バイオマスプラントの場合、大量の木材供給が必要であり、複数プラントが同一地域に集中した場合、木材需給が逼迫する可能性がある。
- ・ ドイツの買取制度では、コジェネレーションに対するプレミアム支払や、バイオマスの場合のコジェネレーション義務化を採用している（詳細は「3.3.4 (1) 4) ② ドイツにおけるコジェネレーション優遇の事例」参照）。

太陽熱利用については、給湯エネルギー消費量の大きい家庭に普及を促進する観点からは、太陽光発電と太陽熱利用設備の両方を設置した場合の優遇調達価格（ダブルソーラープレミアム価格）の設定が考えられる。

また、『再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報』等のデータに基づき、調達価格の区分を見直すことが考えられる。なお、検討にあたっては、以下の点に留意する必要がある。

- ・ 区分の詳細化を行った場合、調達価格の高い区分に申請案件が集中し、賦課金の増大につながる可能性がある。
- ・ 相対的に高めの調達価格区分へのシフトをむやみに誘発し、発電の効率化（低コスト化）努力が促されない可能性がある。
- ・ バイオマス熱供給設備に対しては補助金が支給されている場合が多く、優遇調達価格を設定した場合に二重支援となる可能性がある。

これらの見直し案を図 3-12 に示す。

調達区分（現行）						
太陽光	10kW以上		10kW未満		10kW未満（ダブル発電）	
バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	未利用木材 燃焼発電	一般木材等 燃焼発電	廃棄物（木質以 外）燃焼発電	リサイクル木材 燃焼発電	

調達区分（新規）						
太陽光	10kW以上		10kW未満		10kW未満 （ダブル発電）	
バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	未利用木材 燃焼発電	一般木材等 燃焼発電	廃棄物（木質以 外）燃焼発電	リサイクル木材 燃焼発電	<b>10kW未満 （ダブルソーラー） バイオマス コージェネ</b>

図 3-12 調達価格区分の見直し案

なお、平成 26 年度の調達価格については、第 15 回調達価格等算定委員会において委員会意見が示され、パブリックコメントを経て決定した（詳細は 3.1.1 (2) を参照）。昨年度議論された、500kW 未満の中規模太陽光の調達区分の詳細化については、以下の理由により見送りとなった。

- ・ 500kW 未満の設備も、遊休地や学校や工場の屋根の活用等、各地で普及が進んでおり、合計出力では 1,000kW の倍近い規模の設備が普及している
- ・ 500kW 以上に比較して 500kW 未満の区分のシステム費用は依然として高いものの、差は平成 25 年度より縮まっている。
- ・ 500kW 未満については、運転維持費が相対的に低いことから、システム費用以外のコストも勘案すれば、1,000kW 以上との費用の差は、更に縮まることとなる。
- ・ IRR 分析からも、現状では、1,000kW 以上の設備を念頭に算定した調達価格を適用することで、500kW 未満の設備の事業採算性に著しい問題を発生させているとは判断されず、事業が効率的に実施されていれば必要な利益が十分に得られている。

#### (5) 優先接続・優先給電、系統の増強

再生可能エネルギーのさらなる導入促進を図るためには、発送電分離や電力取引を視野に、送電網への実質的な優先接続や優先給電を実現すべきと考えられる。

我が国での優先接続・優先給電ルールは、電気事業分科会制度環境小委員会にて検討されており、最終的には、再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第 4 条及び第 5 条にて、優先接続については、法律又は省令に定める正当な理由（拒否事由）がない限り、拒否してはならないと規定している。拒否事由については、限定列举であり、電気事業者が拒否する場合における説明責任を課すこととしている。

しかしながら、固定価格買取制度では、「当該接続により接続希望地点における送電可能な容量を超えることが合理的に見込まれる場合」には電気事業者が接続を拒否できるとされており、実質的には電力事業者が提示する「連系可能量」によって、系統連系量が制限されている状況にある。また、この「連系可能量」についても、その設定根拠や定量データは示

されておらず透明性に欠けるなどの問題点が指摘されている [公益財団法人 自然エネルギー財団, 2014]。

この課題に対し、透明性の向上や再生可能エネルギー発電事業者による予見性確保の観点から、電気事業者がやむを得ない理由で接続を拒否する場合には、第三者による情報開示内容の正当性の評価と公開を義務付ける、電気事業者は電力系統の増強や出力変動への対応に関する計画を示すことを義務付けるなどの方策が考えられる。なお、補助金制度の終了に伴い、自治体レベルで太陽光発電の導入量・コスト等の情報把握ができなくなっているため、電力会社に対するリアルタイムの情報開示義務等も検討が必要である。

また、電力会社に対し、系統の増強の義務化あるいは適切なインセンティブを付与する方策も有効と考えられる。一方で、系統増強対策の費用負担方法を電力事業者のみに求めるのは現実的ではないため、国、自治体、電気事業者、発電事業者の費用負担責任・範囲について、議論が必要である。

優先給電については、「電力系統利用協議会ルール」第6節の「自然変動電源の出力抑制の指令および優先給電指令」にてルール化されている。出力抑制対象は「①一般電気事業者の火力発電・揚水発電→②取引所取引の活用→③一般電気事業者が調達した自然変動電源→④全国融通（広域相互協力融通）→⑤特定規模電気事業者（Power Producer and Supplier: PPS）の電源→⑥長期固定電源」の順となっており、自然変動電源は「安定供給に支障を及ぼさない範囲で最後尾に位置付け」とされている（図 3-13）。

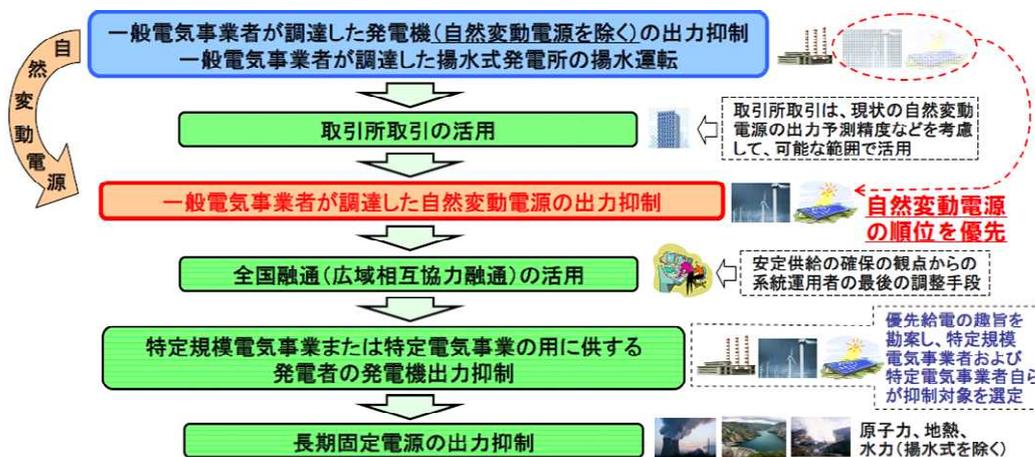


図 3-13 自然変動電源の出力抑制指令および優先給電指令

出典) [ESCJ, 2013]

ドイツでは再生可能エネルギー発電が原子力より優先的に給電できることを踏まえ、我が国において位置付けが不明瞭な中小水力・バイオマス発電については地熱と同様に最後尾に位置付ける、太陽光と風力についても全国融通の活用や PPS 電源より優先と位置付けるなどの方策が考えられる。なお、ドイツでは優先給電を認めた上で出力抑制等のルール作りを進めており、我が国でも電力システム改革の動向を踏まえつつ同様のルール作りを進めることが望ましい（図 3-14）。

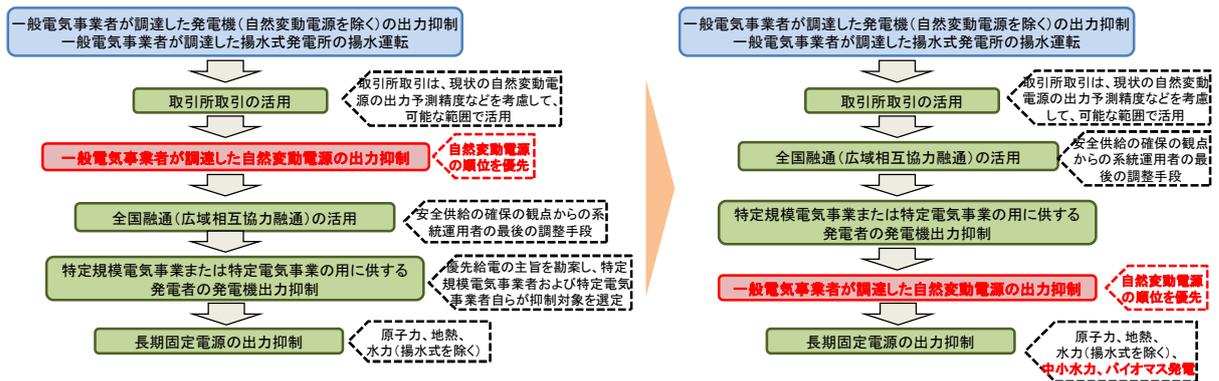


図 3-14 自然変動電源の出力抑制指令および優先給電指令（左）と指令改定案（右）

出典） [ESCJ, 2013]より左図を作成（右図は本検討における提案）

### (6) 住宅用太陽光発電の全量買取への移行

住宅用太陽光発電（10kW 未満）については、省エネルギー効果、再生可能エネルギー賦課金の上昇抑制、調達価格の低下による導入インセンティブ低下の防止、系統への影響緩和等の理由により、余剰買取方式が採用されている。

以下の理由により、住宅用太陽光発電についても、全量買取方式に移行する意義が大きいと考えられる。

- ・ 10kW 以上の非住宅用の太陽光発電の導入量が急速に拡大している一方、10kW 未満の住宅用の導入ペースは本制度開始前と同じである。また、調達価格は電力の余剰率 6 割を前提として設定されているが、家庭毎の余剰率には 10～90%程度と大きな差があり、不公平が内在している。
- ・ 「余剰買取方式の方が売電量を増やすインセンティブが働くため、省エネルギー効果がある」との指摘もあるが、省エネルギーはそれを目的とした施策や技術により対応すべきである。
- ・ 昼間の電力使用を控えて余剰電力を増やすことは、需要に見合う以上の電気を増やすことになり、需給バランスの確保が難しくなるという影響が懸念される。
- ・ 「余剰買取方式の方が、全量買取よりも売電量が小さくなるため、結果として需要家の賦課金負担が小さくなる」との指摘もあるが、全量買取方式にしたうえで、適切な買取単価を設定することにより、賦課金の負担を抑制することも可能と考えられる。
- ・ 発電電力量の予測可能性という点からも全量買取が望ましく、余剰電力の計量では、需要の変動が電力需要の変化なのか、太陽光発電による発電電力の変化なのかの判断ができません、将来的には電力需給制御の支障となる可能性もある。

また、住宅用太陽光発電の全量買取への移行は、以下の観点から太陽熱利用システムの導入促進に貢献すると考えられる。

- ・ 例えば、4kW の太陽光発電システムを導入し、余剰電力の割合が太陽光パネル

2kW 分に相当する家庭を想定する。その家庭が、太陽熱利用システムを同時に設置することにより、太陽光発電 1kW 分をあきらめた場合には、売電分がほぼ半分となることにより、「kW あたりのコスト回収率」が大きく低下する。したがって、現行制度下では、太陽熱利用システムの同時設置インセンティブは低下する方向にある。

- 一方、全量買取となった場合は、太陽熱利用システムを同時設置することにより、売電量が 1kW 分少なくなることに変わりはないが、太陽光発電 3kW 分は売電分として残るため、太陽光発電の「kW あたりのコスト回収率」は変わらない（図 3-15）。太陽熱利用による燃料費削減効果と合わせれば、余剰買取と比較すると売電量の減少の影響が小さくなることから、全量買取制度への移行は、太陽熱利用システムの導入インセンティブ向上にもつながる。

	余剰買取の場合	全量買取の場合
太陽光4kWシステム  PV	自家消費：2kW分 売電：2kW分(発電出力の50%)	売電：4kW分 (発電出力の100%)
太陽光3kWシステム +太陽熱温水器  集熱 PV	自家消費：2kW分 売電：1kW分(発電出力の33%)	売電：3kW分 (発電出力の100%)

図 3-15 余剰買取と全量買取の kW あたりコスト回収率の変化  
 (余剰電力割合 2kW 分相当の場合)

## 3.2 電力需給システム整備

再生可能エネルギー電力の大量導入の実現のためには、電力需給調整や供給力確保等の課題を解決する必要がある。ここでは、再生可能エネルギーの導入が先行する欧州の動向を調査するとともに、国内における電力需給システム整備を取り巻く検討状況を整理した。

### 3.2.1 電力需給システム整備に関する国内外の動向

#### (1) 海外における電力需給システム整備の動向

再生可能エネルギーの導入が先行する欧州、特にドイツにおいては、EEGの施行後に再生可能エネルギーの導入拡大が進み、法施行後10年程度で再生可能エネルギーの出力抑制が必要となるまでに至っている。今後、更に導入を拡大する目標を掲げており、それに伴い、電力需給システムの運用や設備形成に対する影響が顕在化している。

そこで、我が国において再生可能エネルギーの普及施策を検討する上での示唆を得ることを目的として、ドイツにおける電力需給システム整備の動向について調査を行った。

#### 1) ドイツにおける電力需給システム整備に関する動向

##### ① 系統整備

##### ア) 系統整備プロセス

ドイツでは、北部における洋上風力の拡大、エネルギー消費量の多い南部における原発の停止等が見込まれる中、北部から南部への安定的な広域送電を実現するため系統整備が喫緊の課題となっている。これを受け、国の権限を強化するとともに、国民対話や計画プロセスの積極的に透明化することにより、系統整備の促進を図っている。具体的には、2009年には電力系統拡張法（Energieleitungsausbaugesetz: EnLAG）が施行され、24件、全長約1,900kmの送電線計画が優先事業と特定された。2011年には系統拡張加速化法（Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz: NABEG）により、送電線建設の迅速化のため建設に係る連邦ネットワーク規制庁（Bundesnetzagentur: BnetzA）の許可権限が強化された。またエネルギー事業法（Energiewirtschaftsgesetz: EnWG）の改正により、4つの送電事業者（Transmission System Operator: TSO）は毎年、共同で系統開発計画を作成し、BnetzAの承認を得ることとされた。

現時点における送電系統拡張計画のルート確定に至るプロセスを図3-16に示す。国民参加型による「シナリオ策定」、「系統開発計画策定及び環境影響評価」、「連邦政府による要求計画策定」、「州及び国境を越えた系統整備におけるルート等の選定」、「計画確定」の5つの法的プロセスから構成される。

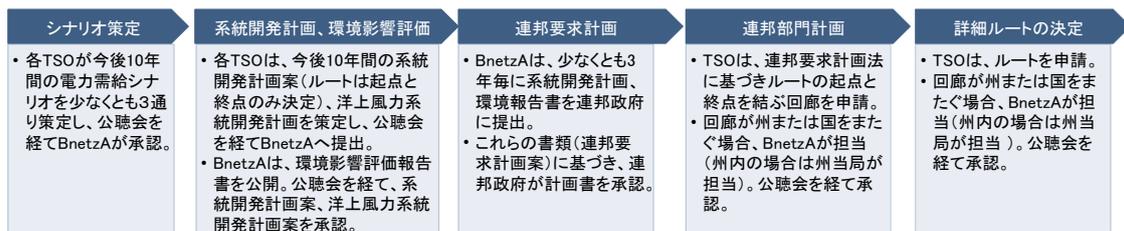


図 3-16 系統整備プロセス

出典) [BnetzA, a]より作成

<シナリオ枠組みの策定>

毎年、各 TSO は今後 10 年間の電力需給シナリオ枠組みを少なくとも 3 通り策定し、国民からの意見聴取を経た上で、BnetzA が承認する。

<系統開発計画、環境影響評価>

各 TSO は、承認された電力需給シナリオ枠組みに基づき、今後 10 年間の系統開発計画案を策定する。計画案策定に際しては、風力発電や太陽光発電の導入地域等、電力需給に関する地理的分布の見通しを考慮して、送電系統拡張の必要性が計算される。同計画案では拡張ルートの詳細までは決定せず、起点と終点のみが決定される。また洋上風力については別途、洋上風力系統開発計画が必要となる。特に洋上設備と系統との間の送電線の陸上での敷設に関して、海岸への距離、系統接続の予定日等を含む情報を時系列で示さなければならない。

系統開発計画案及び洋上風力系統開発計画案は、公衆による議論を経て必要に応じて修正の上、BnetzA に提出される。BnetzA は、これらの計画が人体や動物や環境に与える影響を検証し、結果を環境影響評価報告書として公開する。国民意見を踏まえた上で、BnetzA は系統開発計画案、洋上風力系統開発計画案を承認する。

<連邦要求計画>

少なくとも 3 年毎に、BnetzA は系統開発計画に環境報告書を添えて、連邦政府に提出しなければならない。これらの書類(連邦要求計画案)に基づき、連邦政府は計画書の承認を行わなければならない。

連邦要求計画の重要要素は高圧網敷設計画一覧であり、すべての計画に関して、エネルギー経済上の必要性和緊急性を明示しなければならない。これはその後の手続きの加速化を意図したものであり、2009 年のエネルギー網拡張法 (EnLAG) に示されている内容と同じである。

<連邦部門計画>

TSO は、連邦要求計画法 (Bundesbedarfsplangesetz: BBPIG) に基づき、高圧網の起点と終点を結ぶルート(幅最大 1,000m)を確定する。ルートは当該地域を管轄する TSO が

提案するが、その際、対案及び人体・環境への影響評価も添付する。ルート選定には技術的要素だけでなく、社会・経済・環境要素も検討の材料となる。

連邦要求計画の影響範囲が1つの州にとどまる場合には、州当局が計画決定を担当する。一方、複数の州をまたぐ、もしくは国境をまたぐ高压網の場合には、系統拡大加速化法（NABEG）に基づき BnetzA が担当する。これに適用される手続きを連邦部門計画（Federal Sector Planning）という。BnetzA は高压網敷設に関係する国内外の公的機関、業界団体、関心のある市民に参加を呼びかけ、TSO が提出した書類に関する公聴会を開催する。

連邦部門計画における戦略的環境影響評価においては、TSO は関係する地域に関する詳細な調査を行い、環境報告書は申請書類とともに閲覧に供され、意見を受け付ける。BnetzA は意見を考慮し、TSO の提案に対し決定を下す。

#### <詳細ルートの決定>

TSO の申請により、地図やプロジェクト管理に関する説明、環境への影響に関する説明等が提出される。BnetzA もしくは州当局は関係する公的機関、業界団体を招いた承認委員会を開催し、申請内容を検討。申請内容は市民が閲覧し、意見を述べることができる。

現行法では、計画確定手続きは、関係する州政府の管轄になっているが、系統拡大加速化法（NABEG）の施行に伴い、州もしくは国境をまたぐ案件に関しては BnetzA に権限が委譲された。

#### イ) 系統整備プロジェクト

##### <エネルギー網拡張法（EnLAG）に基づく系統開発計画>

EnLAG（2009年に連邦議会及び連邦参議院で承認）に基づき当初は24件の開発プロジェクトが特定されていたが、2012年の開発計画策定の際に、うち1件がエネルギー経済上不要と評価され、2013年7月のEnLAGでは計画の件数は図3-17に示す23件となっている。

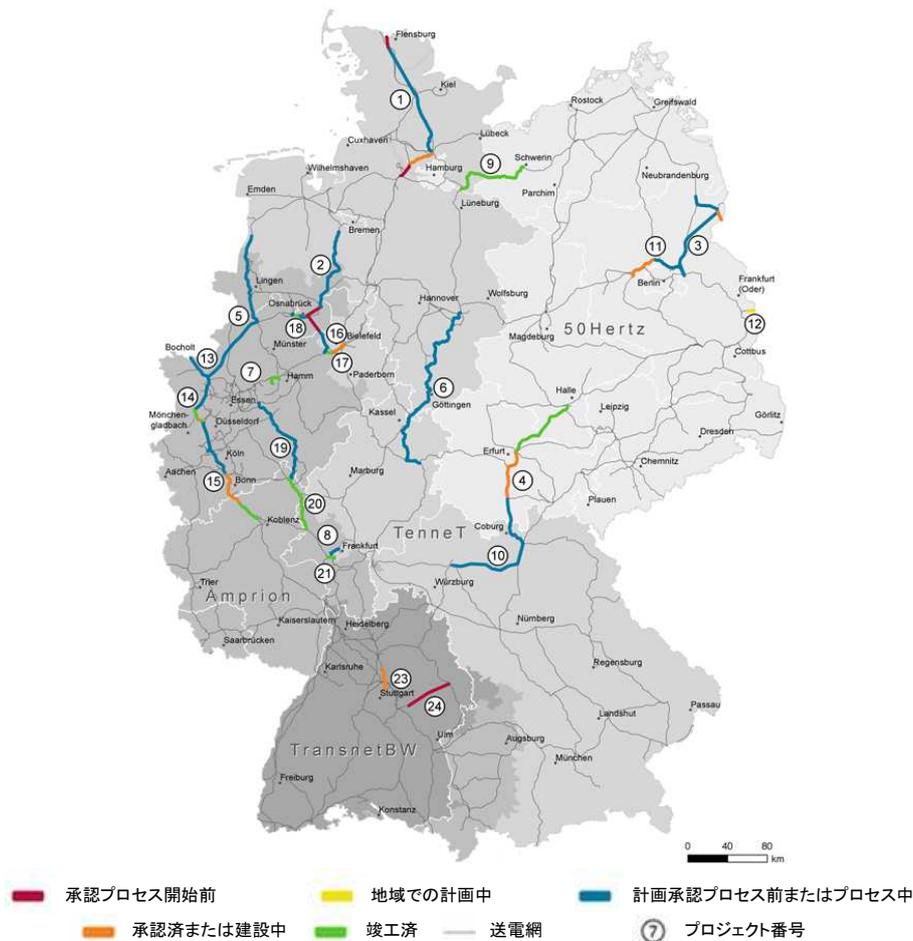


図 3-17 EnLAG に基づく系統開発計画

出典) [BnetzA, b]

BnetzA は四半期ごとに、開発計画・敷設作業の進展状況を明らかにすることとされている。2013 年第 3 四半期終了時点の状況は以下のとおり。

- 計画中の高圧網 1,855km のうち、完成済みは全体の 15%にあたる 268km
- TSO によると、2016 年までに EnLAG で示された高圧網敷設計画の 50%が完成する見込み（当初見通しでは 2015 年に敷設予定の大半が完成するとされていた）

<連邦要求計画法（BBPIG）に基づく系統開発計画>

2013 年 7 月の BBPIG 施行に伴い、エネルギー経済上の必要性と系統運用上の安全性・信頼性の観点から BnetzA が特定した連邦レベルで開発すべき 36 件の計画が特定された（図 3-18）。36 件の計画のうち連邦部門計画手続きの対象となる州をまたぐもしくは国境をまたぐ系統は 16 件である。連邦部門計画手続きの申請後、申請書類とその後のスケジュールが公開され、手続き完了後に詳細ルート選定、計画確定手続きが開始される。

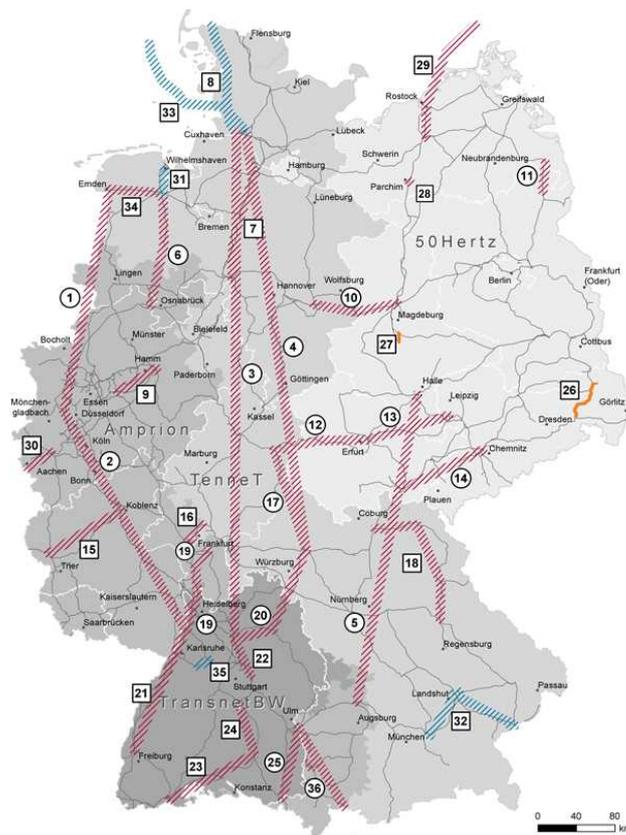


図 3-18 BBPIG に基づく系統開発計画

出典) [BnetzA, c]

ウ) 系統整備への住民参加の仕組み

2013 年 7 月、連邦環境省 (Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: BMU)<sup>8</sup>、連邦経済技術省 (Bundesministerium für Wirtschaft: BMWi)<sup>9</sup>及び TSO 4 社は、系統整備において関係する地域住民の合意が不可欠との認識のもと、系統整備の加速化を目的に、住民参加のためのスキームについて以下の点で合意した。

- 系統整備計画の投資総額の最大 15%への住民参加を可能にすることで、送配電網の敷設への利害関係者の受容を高める。
- 資金調達手段としての投資商品は、具体的な案件に合わせ、様々な形態で提供可能とする。
- TSO は、住民の投資に対して、送配電網の敷設開始から、金融市場並みの利回りであ

<sup>8</sup> 当時。2013 年 12 月に、環境・自然保護・建設・原子炉安全省 (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; BMUB) へ組織替えした。

<sup>9</sup> 当時。2013 年 12 月に、連邦経済エネルギー省 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; BMWi) へ組織替えした。

る5%を確保するように努める。投資期間は原則として長期とする。住民にとって投資の柔軟性を高めるために、投資商品の取引及び解約の行いやすさを確保する。

- 資金調達手段及びその内容については、TSOの判断で決定される。
- できるだけ多くの住民の参加を可能にするために、住民一人当たりの投資上限額を1000ユーロとする。ただし、敷設予定区域の近隣住民には投資可能限度額を上乗せする（例：最大1万ユーロ）などの優先的な投資の機会を提供することが望ましい。
- 投資商品は送電網敷設計画に関わる自治体に住む個人もしくは敷設計画に係る不動産所有者とする。さらに、当該地域の特性に応じ、農業経営者等の法人も参加可能とする。
- 送配電網敷設計画は原則として住民参加の対象となりうるが、居住区域内の計画に限定し、原則として該当する住民の投資への要望に基づくことが有意義だろう。なお、案件の適正はTSOの判断に委ねられる。
- 住民による送電網敷設への出資のための手段が確立されることによって、TSOには追加的な負担が発生する。
- BMWiは規制政策上、どの程度を許容するか、法的枠組みに調整の必要性が生じるか否か等について検討する。

また上述の合意に先立ち、TSOの1つであるTennet社は2013年6月に、パイロットプロジェクトとして、西海岸高圧網（380kV、150km）の整備事業において以下のスキームによる市民債を導入している。ただし必ずしも利用状況は芳しくない模様である。

- 投資家：NordfrieslandとDithmarschen地区の住民及び不動産所有者16万世帯
- 出資額：最低1,000ユーロ、ただし半径5km圏内の住民は最大1万ユーロまで出資可
- 利回り：計画及び承認段階では年間3%、工事開始後は年間5%

## ② 電力市場改革

### ア) 供給力・調整力確保の課題の顕在化

ドイツの電力取引市場は、先物取引とスポット取引に大別され、スポット取引は翌日の電力需給向けの入札を行う前日取引（day ahead auction）と相対ベースで時間枠の取引契約を行う当日取引（intraday trading）から成る（図 3-19）。

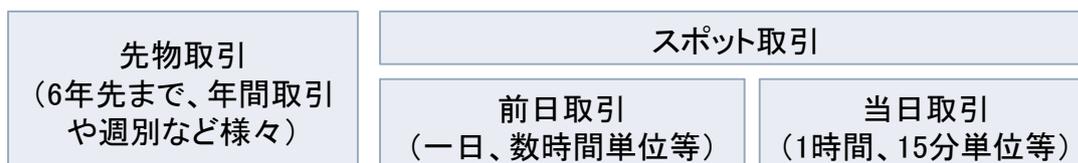


図 3-19 電力取引市場の種類

電力の先物取引価格及び前日取引価格の推移を図 3-20、図 3-21 に示す。再生可能電源の大量導入等を背景に卸電力価格は低下傾向にあり、再生可能電源の優先給電の原則による火力発電の発電機会の減少と相まって、火力発電、特にガス火力は投資家の期待利回りを満たすだけの収益性の確保が困難な状況が生じている。

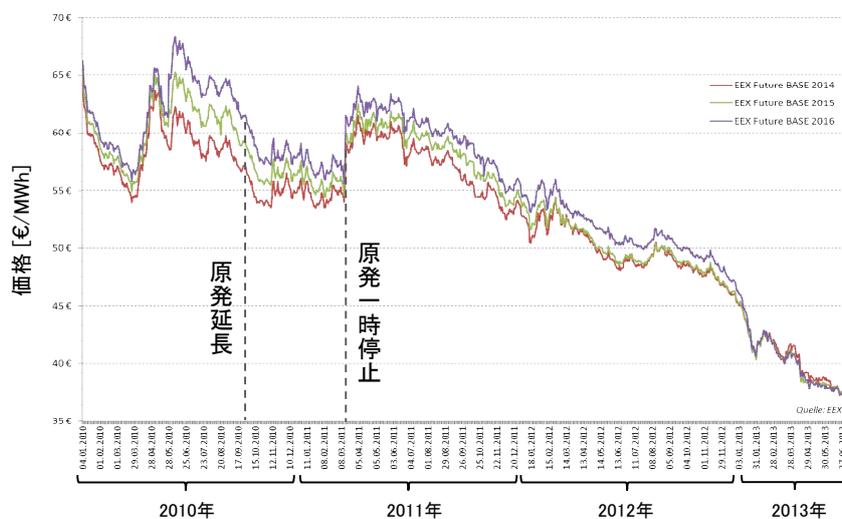


図 3-20 先物取引価格の推移（2010年～）

出典) Deutsche Umwelthilfe 提供資料より作成

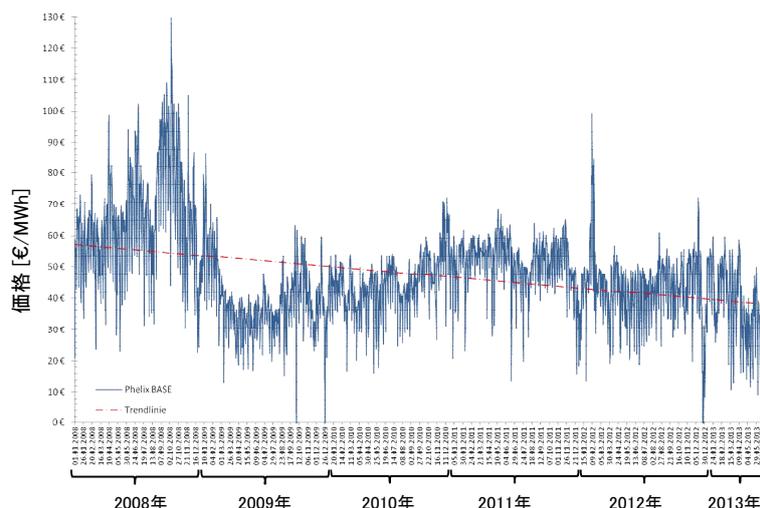


図 3-21 前日取引価格の推移 (2008 年～)

出典) Deutsche Umwelthilfe 提供資料より作成

このように火力発電の維持、新設意欲が低下する中、供給力や調整力に関する適切な容量確保の仕組み「容量メカニズム」(詳細は 3.2.2 参照)の整備が喫緊の課題として浮上しており、その対応として、電力市場改革の議論が進められている。

#### イ) 容量メカニズムの導入に向けた検討

発電に関するステークホルダー間での意見交換の場として、2011 年夏に「発電所フォーラム」が設置され、エネルギー政策転換に伴う供給力の確保と電力システムの安定維持を見据えた発電容量の問題を焦点に議論が行われた。参加者は BMWi、BMU、連邦食料・農業消費者保護省、BNetzA、連邦カルテル庁、各州政府、エネルギー業界、環境団体の代表であり、年 2 回の会議を通じて 2013 年 5 月に取りまとめが行われた。この結果を踏まえ、同年 6 月に連邦首相及び各州首相による議論が行われ、容量市場の創設などの抜本的な対策に関する決定は、不透明な問題点が明らかにされるまで先送りするとの決定がなされた。

現在 BMWi では、現状の電力市場を継続した場合及び抜本的市場改革を行った場合の両ケースについての影響評価を進めている。

なお欧州レベルでは、欧州委員会が域内統一電力市場の実現に向けた公的介入に関するガイドラインを 2013 年 11 月に公表しており、容量メカニズムについては、まずは容量不足の要因分析を行うこと、国内市場だけでなく欧州全体の視点で設計するべきとしている。

#### ウ) 火力発電所の閉鎖に対する政府介入

電力供給の確保のための過渡的措置として、2017 年 12 月末までの時限措置として 2013 年 7 月に「リザーブ発電設備令」が導入された。本規定により、出力 10MW 以上の発電設備を閉鎖する場合には、閉鎖予定の 1 年前までに当局に申請しなければならない。また閉鎖対象設備がシステム上重要な設備と指定された場合には、連邦政府が費用補償の上、設備の運転を継続するよう命じることができる。

### ③ 再生可能電源の出力抑制

#### ア) 出力抑制に関する制度

EEG において、再生可能エネルギーには優先給電が規定されているが、系統不安定時に潮流制御や従来電源の出力調整等の措置を行った上でも問題が残る場合には、EEG 第 11 条や EnWG 第 13 条(2)の規定に基づき、再生可能エネルギーの出力抑制が実施される。

EEG による出力抑制は、本来得られるべき発電による収益が得られなくなったことに対する機会損失費用の補填対象となる。出力抑制の実施順序や機会損失の算定手法を示す「EEG 供給管理指針」が公表されており（表 3-8 に目次を示す）、現在は第 2 版がコンサルテーションに供されている。

第 1 版からの改定ポイントは、根拠法の改正（EnWG2011、EEG2012）への適応、風力以外のエネルギー源別の補償額の計算方法に関する規定、システム安定化措置の実施順位、補償額の転嫁に関する規定等である。

表 3-8 EEG 供給管理指針 第 2 版の目次

章	見出し	頁
0	はじめに	4
1	EnWG及びEEGに基づくシステム安定化措置の実施順序 (特に発電事業者の出力抑制順位)	5
2	補償額の算出	6
2.1	総則	6
2.2	風力	6
2.3	バイオガス	11
2.4	坑内ガス	12
2.5	バイオマス	13
2.6	太陽光	13
2.7	その他エネルギー源	17
2.8	補償額の算出	17
3	補償額の託送料への転嫁	19
3.1	収入上限及び託送料への影響	19
3.2	規制当局への証明義務	19
3.2.1	EEG11条1に基づく措置の必要性	19
3.2.2	託送料に転嫁できない措置	20
3.2.3	補償額	20

### ④ ドイツの取り組みから得られる示唆

#### ア) 系統整備

ドイツでは、系統整備の迅速化を目指し、国の権限を強化するとともに、国民対話・計画プロセスを積極的に透明化している。また地域住民の合意促進策として、送電網整備への住民出資スキームの導入を試みている。

我が国において系統整備を進めていく上では、国民対話・計画プロセスの透明化を積極化することが重要である。

## イ) 電力市場の改革

ドイツでは、火力発電等の可制御電源を前提とした従来の電力市場に、風力発電や太陽光発電等の制御困難な電源が大量導入されることにより、市場の歪みが顕在化している。この課題に対しては、必ずしも明確な道筋は見出せていない状況にある。短期的には、欧州全体の統一市場と併せた送配電網の拡充が目指されているが、その実施は住民の受容性の問題から楽観視できない状況にある。また中期的には、期待されている需要の能動化については技術開発と普及速度等の課題、蓄電や Power to gas については技術開発と経済性等の課題があり、即効は期待できない状況にある。

我が国において電力市場の改革を検討していく上では、従来の静的な需給バランスに加え、再生可能エネルギー発電の大きな変動特性を包含できる調整力の確保を念頭に置いた制度設計を図ることが重要である。

## ウ) 再生可能エネルギー電源の出力抑制

ドイツでは、再生可能エネルギー電源に優先給電を認めた上で、系統不安定時に限り出力抑制を行うことが規定されており、出力抑制の実施順序や補償方法についての整理が進められつつある。

我が国では、出力抑制は、原則として逸失利益の補償を伴うものとされているが、例外として 500kW 以上の太陽光及び風力については一定条件のもとで出力抑制を行う場合には、年間 30 日を超えない範囲内であれば補償は不要とされる。また、天災事変による停止、電力会社側の設備の点検などに伴う出力抑制についても、一定の条件のもとで補償が不要とされる。

系統安定化対策費用も含めたトータルとしての社会費用負担削減の観点からは、必要に応じて再生可能エネルギー電源の出力抑制を実施しつつ機会損失費用の補償を行う「優先支払い」を前提に制度設計を行うことも合理的と思われる。

## 2) IEA における検討 (GIVAR プロジェクト)

再生可能エネルギーの大規模導入の実現に向けた電力需給システム整備のあり方については、IEA においても重要課題と位置づけられており、プロジェクト「自然変動電源の電力系統インテグレーション (GIVAR)」において検討が行われている。直近の検討である同プロジェクトのフェーズ 3 においては、自然変動電源の電力系統インテグレーションに関する経済影響評価が行われた。成果の概要は以下のとおりである。

- 自然変動電源の発電量シェアが 5~10%程度と小規模な場合、自然変動電源の局所的導入の回避、自然変動電源への周波数や電圧等調整機能の具備による系統安定化への貢献、系統運用計画への自然変動電源の出力予測の活用が行われる限りにおいては、系統運用上の大きな課題は生じない見込み。

- 自然変動電源の発電量シェアが 25～40%程度の場合においても、既設の調整電源等の活用により対応可能な見込み。
- 自然変動電源の大量導入に向けて、以下の 3 つの柱に関する変革が必要である（図 3-22）。
  - 系統に優しい自然変動電源の発展：導入時期、地域や電源種類の調整、系統に優しいシステム設計、出力抑制等
  - 系統、市場の改善：系統運用の改善、リアルタイム市場等の短期市場の設計
  - 柔軟性確保のための追加的投資：需要の成長が著しい系統の場合は柔軟性を重視した設備投資、需要成長が安定的な系統の場合は運用改善による柔軟性の拡充

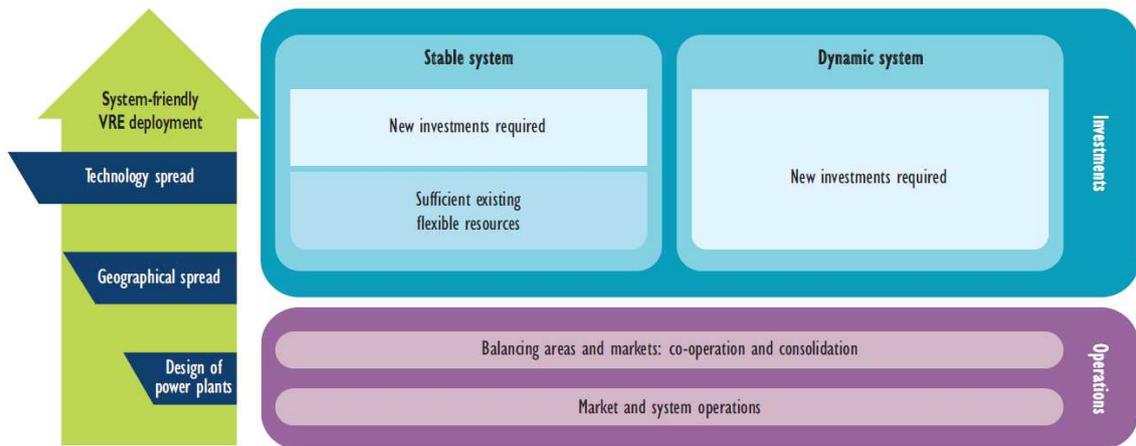


図 3-22 電力需給システムの変革に関する 3 つの柱

出典) [IEA, 2014]

## (2) 我が国における電力需給システム整備の動向

我が国では、2013 年 2 月の「総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会報告書」、同年 4 月の「電力システムに関する改革方針」の閣議決定等において、遅くとも 2020 年までに実現すべき電力システム改革の工程、手順の基本的な方向性が示されたところである。具体的には、図 3-23 のとおり、広域的運営推進機関の設立（2015 年目途）、小売参入の全面自由化（2016 年目途）、送配電部門の中立化・料金規制の撤廃（2018～2020 年目途）の 3 段階での改革が目指されており、各段階で課題克服のための十分な検証を行い、その結果を踏まえた必要な措置を講じながら実行することとされている。

2013 年 11 月には、第 1 段階として広域系統運用機関の制度の創設を中心とした電気事業法改正案が成立したところである。

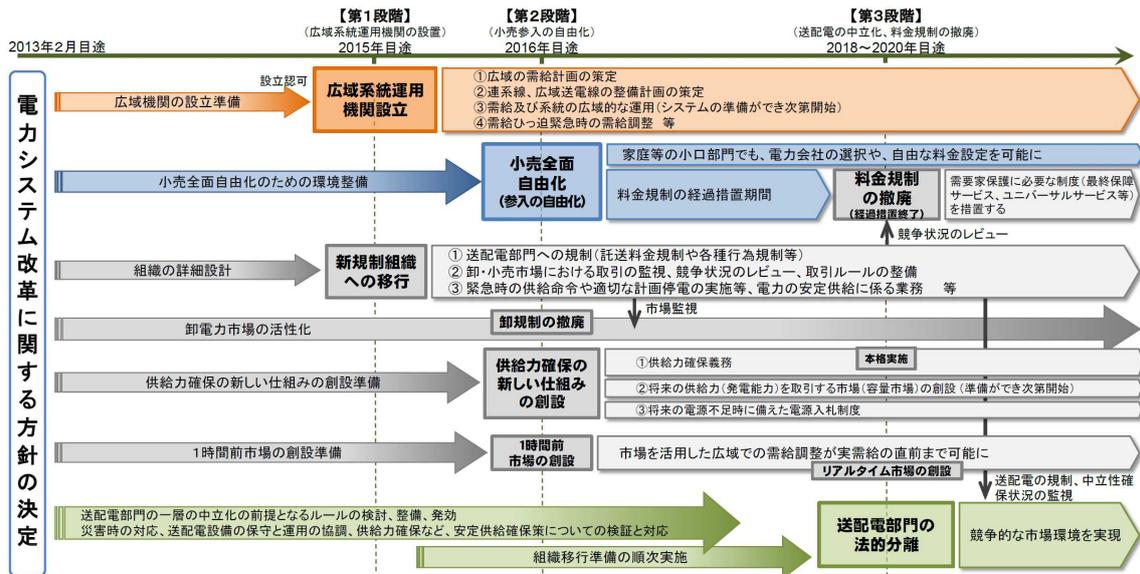


図 3-23 電力システム改革の工程表

出典) [電力システム改革専門委員会, 2013]

さらに 2013 年 7 月には、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会の下に「制度設計ワーキンググループ」が設置され、実務的な課題への対応も含めた具体的な制度設計に関する検討・審議が行われている。これまでの論点及び今後の動向は図 3-24 のとおりである。一般電気事業者の供給義務が撤廃される中において供給力を担保するための新たな枠組み等について検討が進められている。詳細については 3.2.2 (2) を参照されたい。

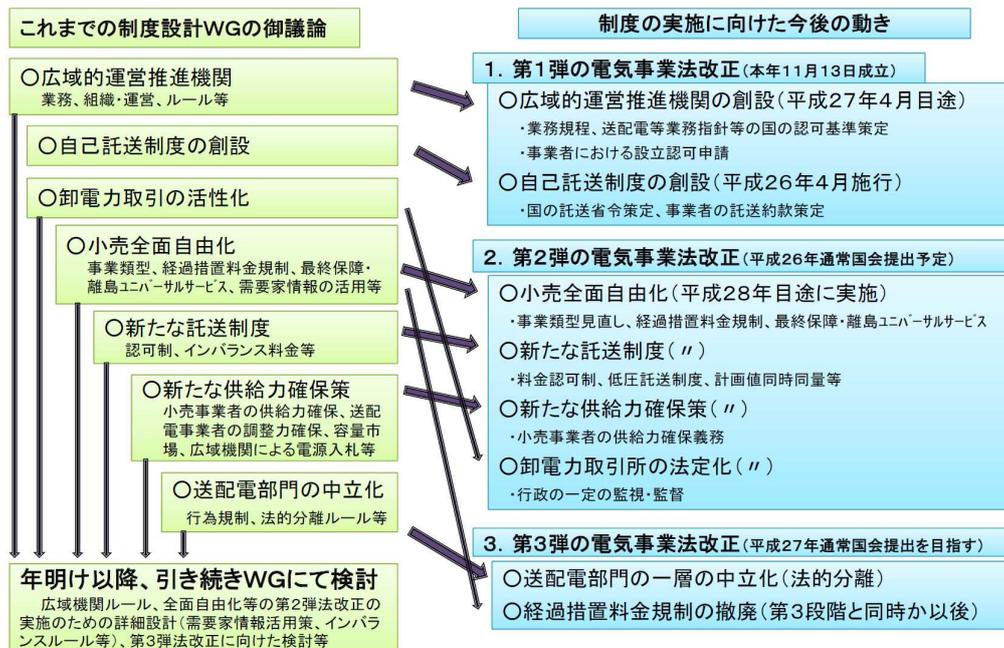


図 3-24 電力システム改革に関する論点、今後の動向

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014]

### 3.2.2 容量メカニズムに関する国内外の動向

電力自由化及び再生可能エネルギーの普及が先行的に進んでいる欧米においては、後述する供給予備力低下問題が顕在化しており、その対応方策として「容量メカニズム」の導入・運用が成されている。ここでは、欧米における容量メカニズムの動向について調査するとともに、国内における検討状況について整理した。

#### (1) 海外における容量メカニズムの動向

##### 1) 電力自由化・再生可能エネルギーの普及と供給予備力低下問題

電力市場の自由化以前は、電力会社が長期電源計画を立てることにより、適正な供給予備力を確保してきたが、自由化後は、電源投資が市場原理に委ねられており、事業者にコスト抑制圧力が働き、新規電源建設への投資が遅れ、適正な供給予備力を確保できないといった状況が発生している。事例として、図 3-25 にテキサス州の送電系統管理事業者である ERCOT の供給予備力の将来見通しを示す。テキサス州では、既存プラントの老朽化や新規電源建設の遅延等により供給予備力が減少している。将来的な供給予備力の確保が重要課題となっており、デマンドレスポンスプログラムを活用したピーク時の電力需要削減の取組を進めている。

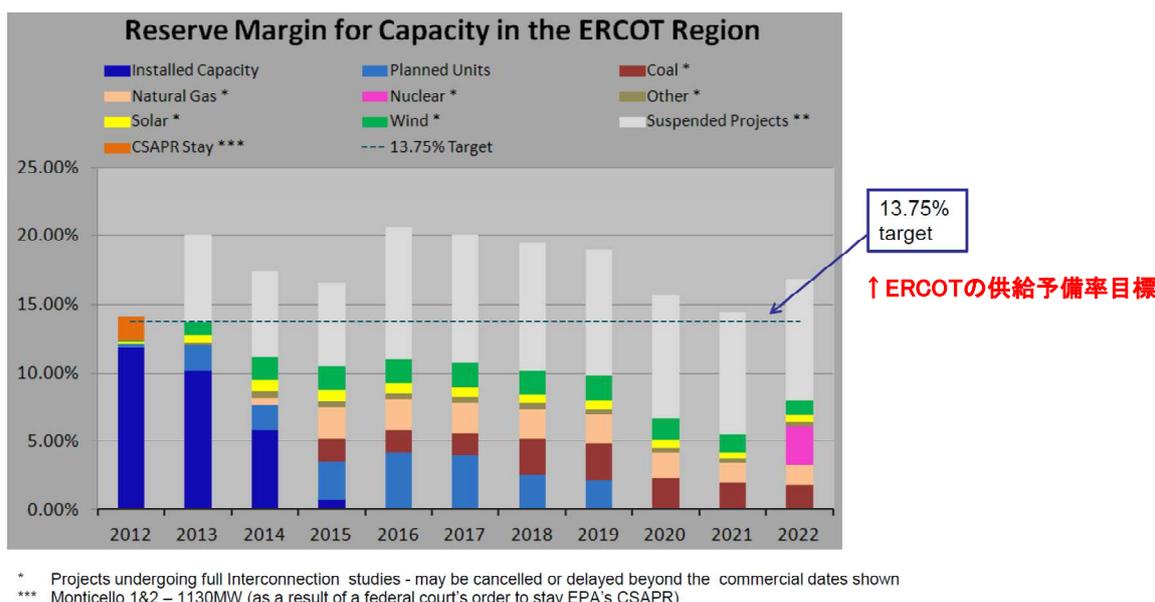


図 3-25 ERCOT による供給予備力の将来見通し

出典) [ERCOT, 2012]より作成

また、全発電容量に占める再生可能エネルギー比率が急増している国・地域では、発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合をさらに高める必要がある一方、従来電源の稼働時間の減少による収益性の低下から固定費の回収が困難となる問題（“missing money”問題）が顕在化している。

天然ガス火力など、出力調整が容易な電源が減少すると、ピーク時の給電や再生可能エネルギーの出力変動に対応できなくなる恐れがある。特に、出力予測の難しさや出力の間欠性

といった課題を抱える再生可能エネルギー電源には、従来電源によるバックアップが不可欠であり、重要課題となっている。

## 2) 容量メカニズムによる供給予備力の確保

電力自由化、及び“missing money”問題に起因する、供給予備力低下の問題に対応するため、欧米各国において、供給予備力を確保するための制度として、『容量メカニズム』の検討・運用が成されてきた。

供給予備力は、設備に事故や故障が生じた際や、需要が予想外に急増した場合に対応するための供給余力であり、中長期的な需給予測に基づき計画的に整備を進める必要がある。従って、各国の容量メカニズムは、概して短期的な供給予備力確保にとどまらず、3～5年先の供給予備力の確保を見据えた制度設計となっている。

欧米の電力市場においては、時々刻々の需給バランス変化に対応するための『運用予備力』が前日市場にて取引されている。短期的な予備力である『運用予備力』と、中長期的な予備力である『供給予備力』は、求められる役割が異なっている。

容量メカニズムによる供給予備力の確保の概念図を図 3-26 に示す。

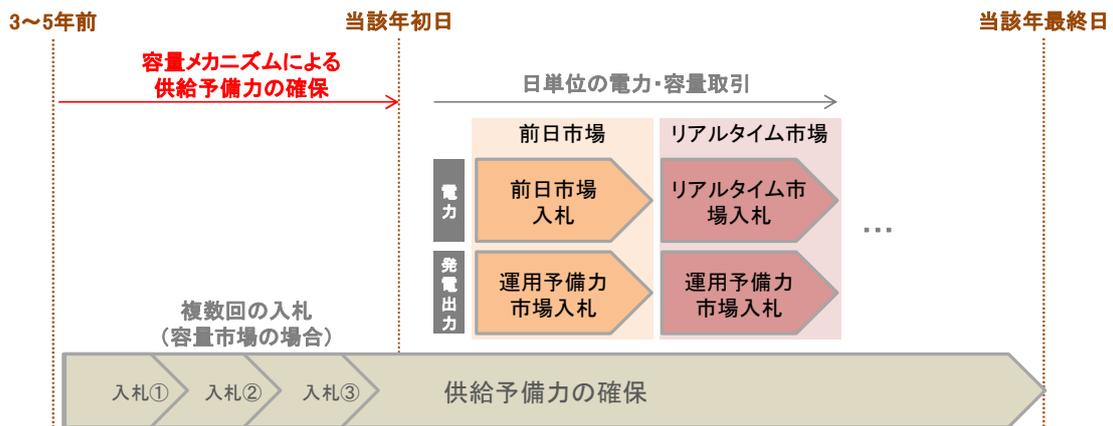


図 3-26 容量メカニズムによる供給予備力の確保（概念図）

## 3) 容量メカニズムの種類

これまでに各国にて導入・検討されてきた容量メカニズムは、概して図 3-27 のとおり分類される。また、各容量メカニズムの特徴を表 3-9 に示す。

まず、供給予備力の確保に必要な設備容量（以下、予備容量）の調達方法について、「調達価格を固定する方式」と「調達容量を固定する方式」に大別される。調達価格を固定する方式は、一般に“Capacity Payment”と呼ばれている。

調達容量を固定する方式は、競争入札により調達する方式と、容量市場のメカニズムを用いて調達する方式に分類される。競争入札により調達する方式は、一般に“Strategic Reserve”と呼ばれている。

容量メカニズムを用いて調達する方式は、その方法によって、さらに“Capacity Obligation”、“Capacity Auction”、“Reliability Option”に分類される。

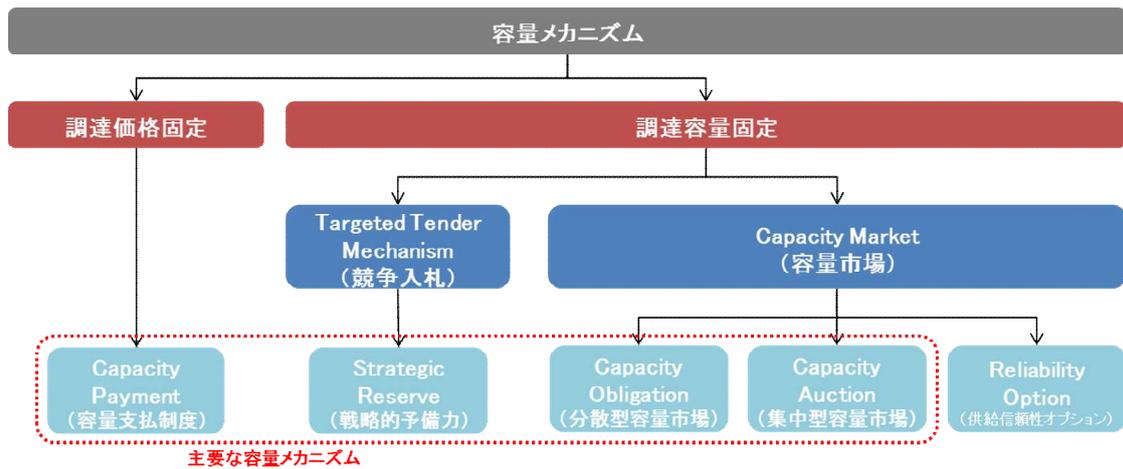


図 3-27 容量メカニズムの種類

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

表 3-9 容量メカニズムの種類と特徴

	調達価格固定	調達容量固定			
	Capacity Payment (容量支払制度)	競争入札 Strategic Reserve (戦略的予備力)	容量市場		
		Capacity Obligation (分散型容量市場)	Capacity Auction (集中型容量市場)	Reliability Option (供給信頼性オプション)	
調達容量	対象電源により変動	固定 (予備容量)	固定 (予備容量)	固定 (総容量)	固定 (総容量)
調達の時間軸	—	—	3年 (PJM <sup>※1</sup> )	3年 (PJM) 4~5年 (英国)	—
義務化対象	—	系統運用機関	電力小売業者	電力小売業者	—
調達する主体	国・規制機関	系統運用機関	電力小売業者	系統運用機関	系統運用機関
調達価格 [€/MW・年]	固定 (規制機関が決定)	競争入札	容量市場 (分散型)、発電所の所有、相対契約	容量市場 (中央型) 発電所の所有、相対契約	容量市場
	30,506(スペイン) ~78,000(アイルランド)	6,981(スウェーデン) ~82,753 (ノルウェー)	—	31,401(PJM)	—
費用負担	電力料金に転嫁	託送料金に転嫁	販売量に応じて電力小売業者に転嫁	販売量に応じて電力小売業者に転嫁、または託送料金等に転嫁	消費者に転嫁
導入国・地域 (検討中含む)	英国、スペイン、ギリシャ、アイルランド等	スウェーデン、フィンランド、ポーランド、ノルウェー等	PJM (米)、フランス (検討中) 等	PJM (米)、ISO-NE <sup>※2</sup> (米)、英国 (検討中) 等	コロンビアのみ (実験的段階)

※1 米国の系統運用機関。Pennsylvania-New Jersey-Maryland の略。

※2 米国の系統運用機関。ISO New England の略。

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

### ① Capacity Payment（容量支払制度）

Capacity Payment（容量支払制度）の概要を表 3-10 に示す。Capacity Payment は、発電事業者が保有する容量に対して固定価格を支払う方式である。支払対象となる電源は、規制機関が定める条件（一定の予備率を確保しているなど）を満たしている必要がある。

固定価格の支払は、全ての電源に対して実施される場合や、特定の電源タイプ（ピーク電源かベース電源か等）に限定される場合など様々である。一般的に、需要側対策（デマンドレスポンス等）は固定価格の支払対象にはならない。

一般的に、支払の基準は規制機関が決定するため、供給信頼性の確保や、予備容量の確保は、系統運用事業者や小売事業者に義務化されない。

制度設計が簡素であり、発電設備への新規投資や古い設備の維持管理のインセンティブになる利点がある。一方で、支払価格は競争原理ではなく規制機関により決定され、一種の補助金であることから、コスト効率が悪くなる可能性があることや、適正な固定価格や調達容量の決定が難しいなどの課題がある。

表 3-10 Capacity Payment（容量支払制度）の特徴、利点と課題

項目	概要
調達容量	対象電源により変動
義務化対象	—
調達する主体	国・規制機関
調達方法、価格 [€/MW・年]	固定（規制機関が決定）、30,506(スペイン)～78,000(アイルランド)
費用負担	電力料金に転嫁
導入国・地域 (検討中含む)	英国、スペイン、ギリシャ、アイルランド等
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 制度設計が簡素。</li> <li>・ 安定的かつ直接的に発電事業者への支払いが行われることで、発電容量の増加に向けた新規投資や古い設備の維持管理のインセンティブとなる。</li> <li>・ 政府機関により決定されるため、支払額や支払対象を柔軟に設定することが可能。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 固定価格や調達容量に市況が反映されない場合が多く、適正な固定価格や調達容量の決定基準に課題がある。</li> <li>・ 調達価格の設定によっては、多額のコストがかかる。</li> <li>・ 実際には発電をしなくても支払いを受け取れるため、本当の需給ひっ迫時に発電する明確なインセンティブを与えないと限らない。</li> <li>・ 一種の補助金であることから、制度が無くなれば発電所新設に対する投資が無くなるリスクがある。</li> </ul>

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

## ② Strategic Reserve (戦略的予備力)

Strategic Reserve (戦略的予備力) の概要を表 3-11 に示す。Strategic Reserve は、緊急時に不足すると見込まれる量の電源を、系統運用機関が戦略的予備力としてあらかじめ確保しておく方式である。

指定された容量 (MW) に対する発電事業者間の競争入札により、必要な予備容量が確保される。入札は毎年実施される場合や、長期契約が結ばれる場合など様々である。

一般的に、契約した電源は予備容量として確保され、要請があれば発電ができる体制を整えており、卸電力市場では取引されない。予備容量の対象としては、既存または新設の電源が一般的であるが、デマンドレスポンスが活用される場合もある

本方式は、TSO などの系統運用機関への義務化により実施されることが多い。TSO が所有する電源により賄われる場合もある。一般的に、系統運用機関は、卸電力価格があらかじめ定められた水準 (市場の上限価格、トリガー価格<sup>10</sup>) まで高騰した際に、戦略的予備力を市場に投入することとなる。

制度設計が簡素であり、ピーク対応電源のみに絞って調達できることから、調達コストを削減できる利点がある。一方で、既存のピーク対応電源が入札の対象となるため、“missing money” の解決にはならず、発電所新設 (特に、ミドル電源や再生可能エネルギーのバックアップ電源) の直接的インセンティブにはならない点が課題である。

表 3-11 Strategic Reserve (戦略的予備力) の特徴、利点と課題

項目	概要
調達容量	固定 (予備容量)
義務化対象	系統運用機関
調達する主体	系統運用機関
調達方法、価格 [€/MW・年]	競争入札、6,981(スウェーデン)~82,753 (ノルウェー)
費用負担	託送料金に転嫁
導入国・地域 (検討中含む)	スウェーデン、フィンランド、ポーランド、ノルウェー等
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 制度設計が簡素。</li> <li>・ ピーク対応電源のみに絞って調達でき、支払対象が限定されるため、他の方式と比べて調達コストがかからない。</li> <li>・ 電力卸売 (スポット) 市場に影響を与えない (=現状どおり、卸電力価格が、発電所新設の主要なインセンティブとなる)。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 概して、既存のピーク対応電源が入札の対象となるため、“missing money”の解決にはならず、発電所新設 (特に、ミドル電源や再生可能エネルギーのバックアップ電源)の直接的インセンティブにはならない。</li> <li>・ デマンドレスポンスが入札対象となる場合、卸電力市場におけるデマンドレスポンスの取引量が減少する可能性がある。</li> <li>・ 卸電力価格は高い水準にあっても需給バランスが取れており、トリガー価格には達していない場合は、戦略的予備力は活用されず、経済的に非効率になる可能性がある。</li> </ul>

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

<sup>10</sup> 相場があらかじめ指定された価格に到達した時点で、あらかじめ指定された事項が執行される取り決めが成されている取引における、当該価格のこと。

### ③ Capacity Obligation（分散型容量市場）

Capacity Obligation（分散型容量市場）の概要を表 3-12 に示す。Capacity Obligation は、電力小売業者に対し、契約顧客への電力供給量（ピーク負荷容量）等に応じて、一定比率以上の予備容量を発電事業者から調達することを義務付ける方式である。各電力小売業者の調達義務量は TSO や規制機関により決定される。調達義務量は短期的に設定される場合、長期的な予測に基づき設定される場合の両方がある。

調達義務量は、容量市場（分散型）での容量クレジット取引、発電所の所有、発電事業者との長期契約（相対取引）等により達成される。デマンドレスポンスが活用される場合もある。調達義務を果たさない場合、罰金の支払い等、ペナルティが課される。

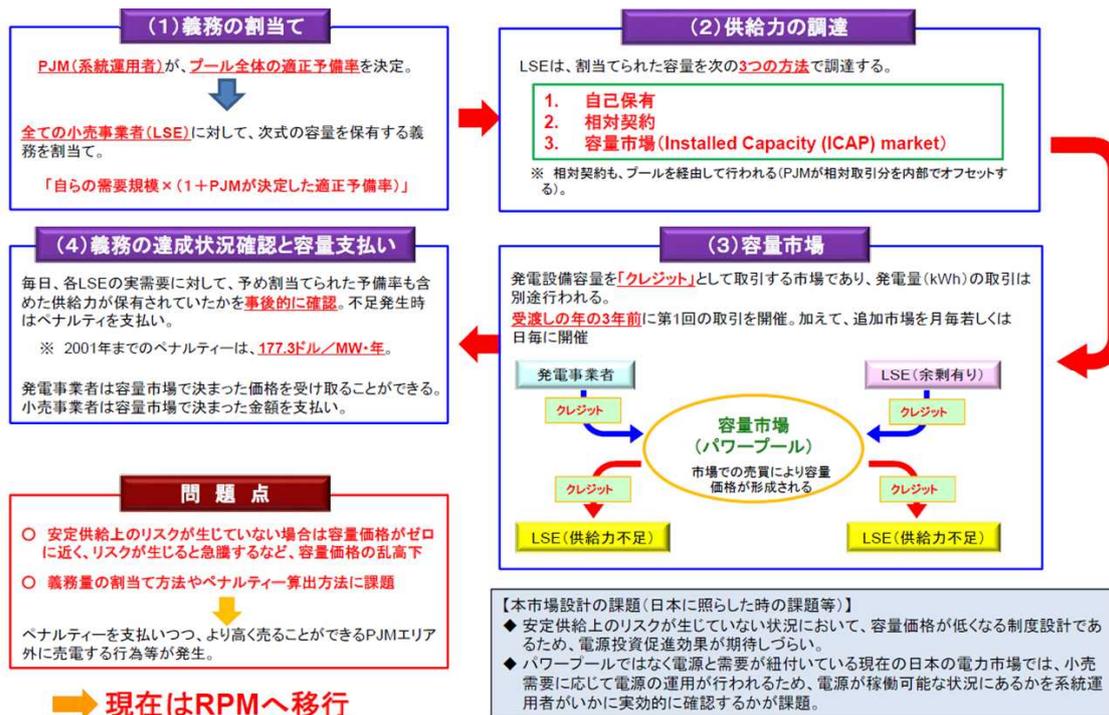
調達された予備容量は、供給力不足時の稼動に加えて、卸電力市場での取引や相対取引による電力供給にも利用される。

米国 PJM（Pennsylvania-New Jersey-Maryland）は、1998 年～2007 年まで本方式を採用していた（図 3-28）。予備容量の調達価格が不安定であること、多数の小売事業者が介在する市場では、義務量達成の遵守状況の検証プロセスが複雑になる可能性があることなどが、経験的課題として挙げられている。

表 3-12 Capacity Obligation（分散型容量市場）の特徴、利点と課題

項目	概要
調達容量	固定（予備容量）
調達の時間軸	3 年（PJM）
義務化対象	電力小売業者
調達する主体	電力小売業者
調達方法	容量市場（分散型）、発電所の所有、相対契約
費用負担	販売量に応じて電力小売業者に転嫁
導入国・地域 （検討中含む）	PJM（米）、フランス（検討中）等
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 確保したい予備容量の調達を電力小売業者に義務化させる手法であるため、規制機関の介在範囲を縮小できる。</li> <li>・ 各電力小売業者の、契約顧客のピーク負荷容量を考慮して調達義務量が決定されるため、電力小売業者に対して電力取引量を平準化するインセンティブが働く。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 将来的な義務量が設定されていない場合、長期的な見通しに立った発電所新設のインセンティブが限定される。</li> <li>・ 新規参入事業者にとっては、必要となる調達義務量の見通しが立たない場合に、市場への参入障壁になる可能性がある。</li> <li>・ 容量の価格や取引相手が相対で決まるため、容量の取引の透明性・公平性が確保されない可能性がある。</li> <li>・ 予備容量の調達価格が不安定である（安定供給上のリスクが生じていない場合は容量価格がゼロに近く、リスクが生じると急騰）。</li> <li>・ 多数の小売事業者が介在する市場では、義務量達成の遵守状況の検証プロセスが複雑になる。</li> </ul>

出典） [CREG, 2013]、 [THEMA, 2013]、 [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、 [電気事業連合会, 2012]より作成



※RPM : Reliability Pricing Model の略

図 3-28 米国・PJM の初期の容量市場 (1998年～2007年)

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計WG, 2014a]

#### ④ Capacity Auction (集中型容量市場)

Capacity Auction (集中型容量市場) の概要を表 3-13 に示す。Capacity Auction は、系統運用機関による需給見通しに基づき、中長期的に必要な総容量を設定し、中央で一括して、設備容量をクレジットとして(容量クレジット)オークション形式により調達する方式である。調達主体が系統運用機関であり、中央で一括調達される点が Capacity Obligation と異なっている。米国 PJM では2007年より、Capacity Auction 方式を採用している(図 3-29)。また、英国では電力市場改革において、Capacity Auction 方式をベースとした容量市場の創設が提案されている(図 3-30)。

本方式では、小売事業者は予備容量の調達義務は課されず、予備容量の調達に要した費用の負担義務を課される。

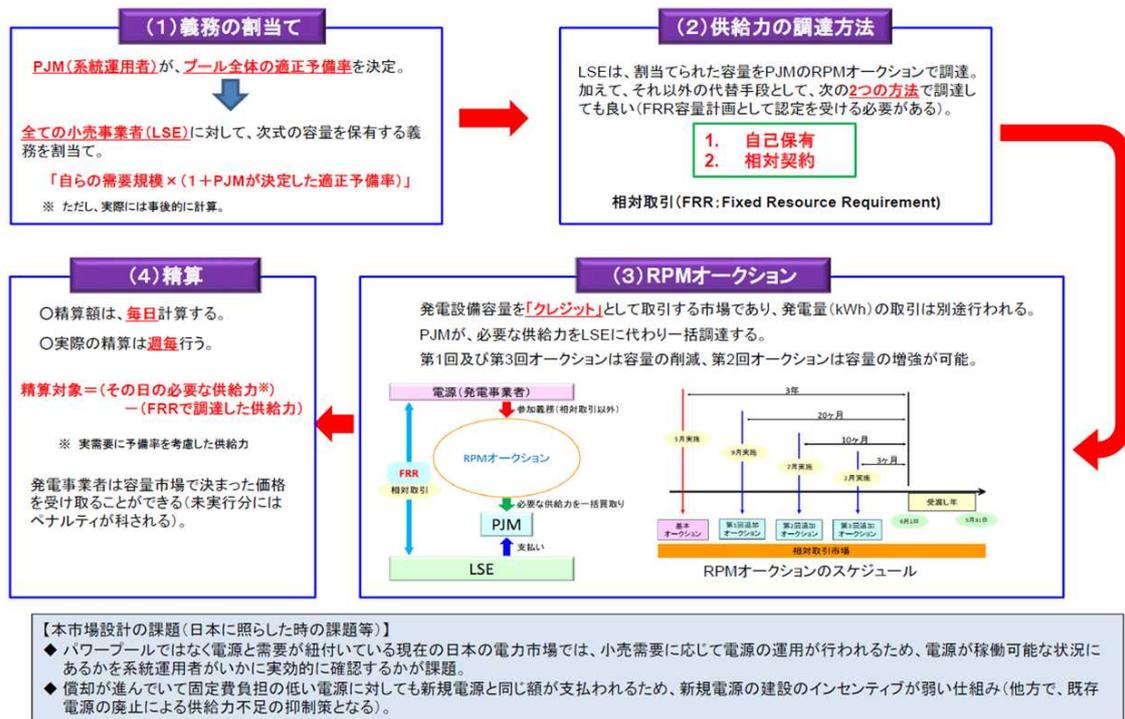
系統運用機関はあらかじめ確保した電源を、卸電力価格が定めた水準(例えば最も高い発電限界費用よりも高い水準)まで高騰した際に市場に投入する。

系統運用機関が一括してオークション市場で調達するため、契約方法の標準化や共通手法を確立しやすく、透明性が高い点が利点として挙げられる。また、系統の安定供給責任を持つ系統運用機関が主体となって、必要な予備容量を確保する点で合理的と考えられる。一方、市場への介入度合いが強い設計とした場合、市場の効率性を損なうおそれがある点や、特定の発電事業者市場支配力の抑制のため、落札者決定のメカニズムが複雑になる可能性がある点が課題として挙げられている。

表 3-13 Capacity Auction (集中型容量市場) の特徴、利点と課題

項目	概要
調達容量	固定 (総容量)
調達の時間軸	3年 (PJM)、4~5年 (英国)
義務化対象	電力小売業者
調達する主体	系統運用機関
調達方法、価格 [€/MW・年]	容量市場 (中央型)・発電所の所有・相対契約、31,401(PJM)
費用負担	販売量に応じて電力小売業者に転嫁、または託送料金等に転嫁
導入国・地域 (検討中含む)	PJM (米)、ISO-NE (米)、英国 (検討中) 等
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央機関によるオークション市場で取引されるため、契約方法の標準化や共通手法を確立しやすく、透明性が高い。</li> <li>小売事業者が自ら容量を集める必要性が無い。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場への介入度合いが強い設計とした場合、市場の効率性を損なうおそれがある。</li> <li>特定の発電事業者市場支配力の抑制のため、落札者決定のメカニズムが複雑になる可能性がある。</li> <li>支払いの対象となる容量を集中的に管理する仕組みが必要</li> </ul>

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成



※RPM : Reliability Pricing Model の略

図 3-29 米国・PJM の現在の容量市場

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]

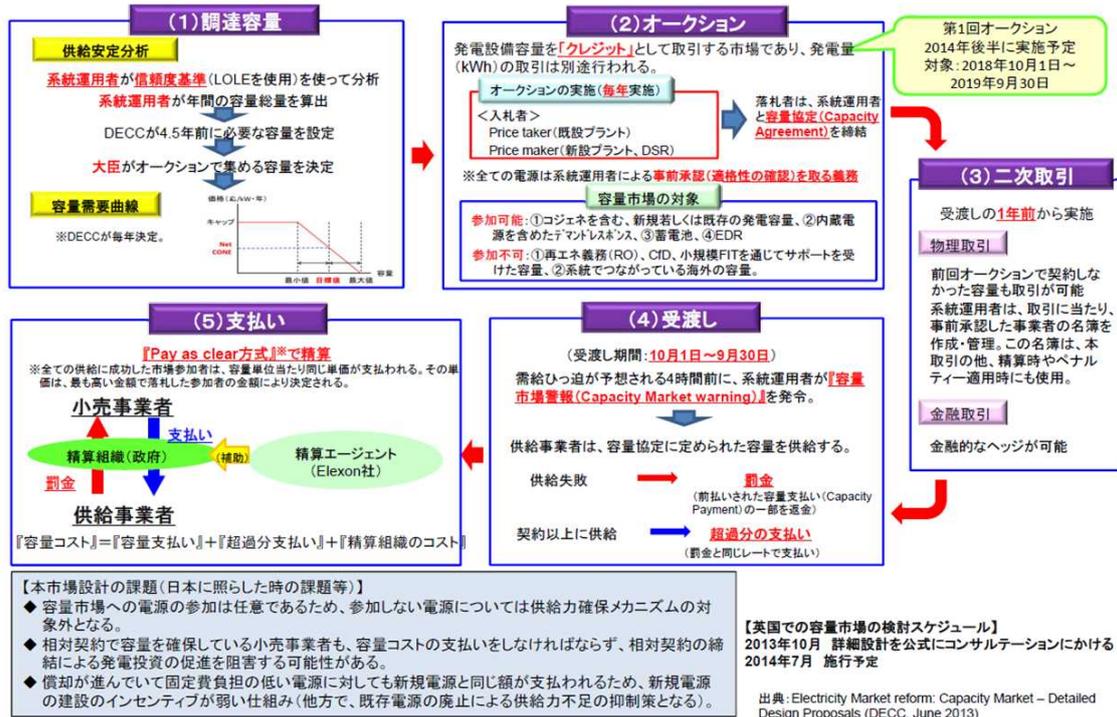


図 3-30 英国の電力市場改革で提案されている容量市場

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]

⑤ Reliability Option (供給信頼性オプション)

Reliability Option (供給信頼性オプション) の概要を表 3-14 に示す。Reliability Option は、系統運用機関が発電容量のコールオプション (買う権利) をオークションにより取引する方式である。規制機関がオプション契約の方法を定める。Capacity Auction と類似した方式だが、Capacity Auction が容量クレジットをオークションで取引するのに対し、本方式はコールオプションという金融商品を取引する点が、相違点の一つである。

発電事業者は、卸売市場の電力価格が権利行使価格以上になった場合に数時間内に給電できるよう、供給体制を整えておく必要がある。供給出来なかった場合は罰金が課される。

発電所が供給力を確保している状態に対して一定の見返りを支払うことで、発電事業者に設備投資のインセンティブを与える点が利点として挙げられる。一方、適正な権利行使価格の設定が難しい点が課題として挙げられている。導入はコロンビアだけにとどまっており、現状では実験的な段階の域を出ないと評価がなされている。

表 3-14 Reliability Option (供給信頼性オプション) の特徴、利点と課題

項目	概要
調達容量	固定 (総容量)
義務化対象	—
調達する主体	系統運用機関
調達方法	容量市場
費用負担	消費者に転嫁
導入国・地域 (検討中含む)	コロンビアのみ (実験的段階)
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電所が供給力を確保している状態に対して一定の見返りを支払うことで、発電事業者に設備投資のインセンティブを与える。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 適正な権利行使価格の設定が難しい。</li> <li>・ 導入はコロンビアだけにとどまっており、実験的な段階の域を出ない。</li> </ul>

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

#### 4) 諸外国の動向

欧州では、これまで Capacity Payment や Strategic Reserve を中心に、容量メカニズムが取り入れられてきた。現在は、英国、フランス等において、Capacity Obligation/Auction の導入が検討されている (図 3-31、表 3-15)。

国や地域の状況に応じて、様々な制度が採用されているのが実情であり、各制度の優劣について明確な解答が得られている段階にはない。

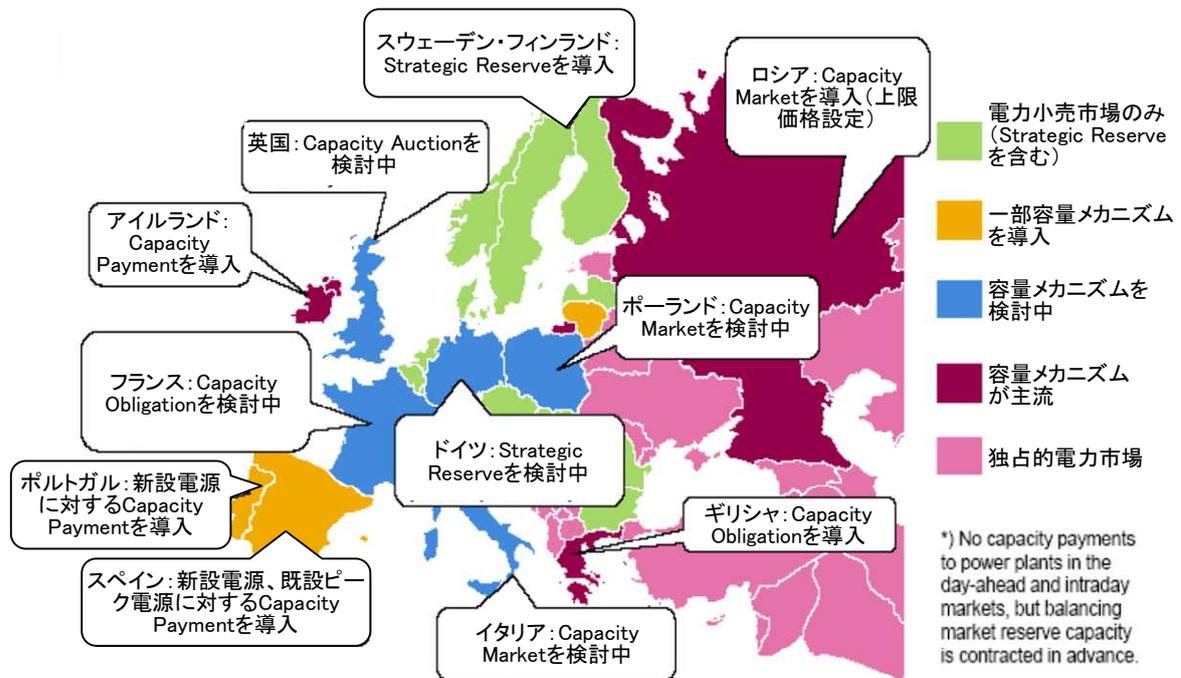


図 3-31 容量メカニズムにかかる欧州の動向

出典) [CREG, 2013]より作成

表 3-15 容量メカニズムにかかる各国の動向

国	動向
米国	米国の ISO（独立系統運用機関）である PJM（Pennsylvania-New Jersey-Maryland の略）が 10 年以上にわたり「容量市場」を運営している。
英国	電力自由化後、10 年間 Capacity Payment を導入。現在は「Capacity Market（容量市場）」を導入する方針が決定され、2014 年の制度導入を目指し、容量市場創設を含むエネルギー法案を 2012 年 11 月に英国議会へ提出し、2013 年 12 月に成立。詳細設計案への意見募集を実施中。
フランス	Capacity Obligation の導入を検討中。2016～17 年の制度導入を目指し、2012 年 12 月に関連法令を制定。2013 年 9～10 月に、系統運用機関が容量メカニズムに関するルールのコンサルテーションを実施。系統運用機関はその結果を踏まえたルール案をエネルギー省及びフランス電力規制委員会に提出。
ドイツ	Strategic Reserve を検討中。
スペイン	スペインでは、Capacity Payment を導入したが、制度導入後も、“missing money”問題は解決されず。2012 年に固定価格は 10% 値下げされた。
スウェーデン	Strategic Reserve を 2020 年までには廃止する予定。2020 年には全ての予備容量をデマンドレスポンスで賄う見通しを示している。

出典) [CREG, 2013]、[THEMA, 2013]、[電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]、[電気事業連合会, 2012]より作成

2013 年 11 月、欧州委員会は「再生可能エネルギー支援及びバックアップ電源に関するガイダンス (Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention)」を公表した。この中で、「再生可能エネルギー支援に関する原則」及び「再生可能エネルギーのためのバックアップ電源投資に関する原則」として、図 3-32 の見解を示している。このガイダンス自体に法的拘束力はないが、今後、欧州委員会はここに示された原則を基に、将来のエネルギー規則等を検討することになる。

①再生可能エネルギー支援に関する原則

- 再生可能エネルギーの支援スキームは、必要最低限のものにし、電力市場における自由競争を阻害するような支援スキームについては、撤廃すること。また、支援された技術が成熟し、投資コストが下がれば、当該技術は市場に出されるべきであり、その支援自体を撤廃すること。
- 再生可能エネルギーは、適材適所であるべきであり、再生可能エネルギーの導入量やCO2削減の目標を達成するために、無理に自国内で再生可能エネルギーの発電設備を設置するのではなく、隣国間のやりとりも含め欧州全体で最適化されるようにすること。

②再生可能エネルギーのためのバックアップ電源投資に関する原則

- 政府は、不必要に容量メカニズムを導入するのではなく、まず容量が不足する原因を分析し、既存制度の見直しや需要家サイドの対応（デマンドレスポンスの導入等）により、必要な発電容量を確保すること。
- 発電投資のインセンティブを阻害するような市場のゆがみ（例えば、料金規制や政府の補助金）を除去すること。
- バックアップ電源についても、自国で無理に設置するのではなく、隣国の容量を活用することも含めた欧州大の観点で、バックアップ電源のメカニズムを検討すること。

図 3-32 再生可能エネルギー支援及びバックアップ電源に関するガイダンスの概要

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014c]

(2) 我が国における容量メカニズムの検討状況

1) 電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループにおける議論

我が国においては、電力システム改革小委員会において、供給力確保の仕組みについて検討が進められている（図 3-33）。

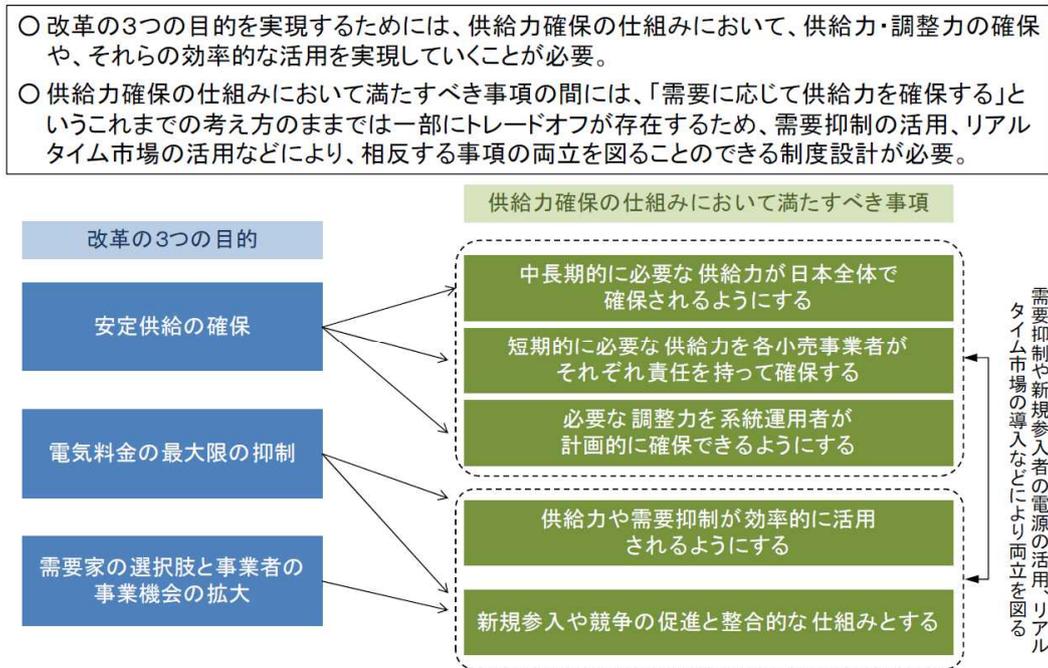


図 3-33 供給力確保策に関する議論の整理

出典) [電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014b]

短中長期の供給力確保策について、表 3-16 のとおり整理されており、長期の供給力確保策として「容量メカニズムの創設」が挙げられている。また、容量メカニズムに関する論点の具体例として、表 3-17 の6点が挙げられている。

表 3-16 短中長期の供給力確保策

	項目	概要
短期の供給力確保策	①小売事業者の供給力確保義務（空売り規制）	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気事業法上、小売事業者に対し、供給先の需要（販売量）に応じた供給力の確保を義務付け。</li> <li>確保が必要な供給力の義務量は、最終的な実需給の段階での顧客需要の量とする。</li> </ul>
	②インバランス料金制度を通じた供給力の確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要な供給力を確保できなかった小売事業者には、インバランス料金の支払義務が発生。</li> <li>インバランス料金は、需給状況を反映した何らかの基準価格を参照しつつ、小売事業者及び発電事業者のインバランスを抑制するインセンティブ性を持たせた体系とする。</li> </ul>

長期の供給力確保策	容量メカニズムの創設	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源に係る投資回収の予見性を高めることで、電源の建設・保持のインセンティブを高めるとともに、将来の供給力のマッチングや価格指標の形成を促すことにより、国全体の供給力を確保することが目的。加えて、将来的な供給力不足を回避する最終手段として、広域機関が電源建設者を公募する仕組みを創設（電源入札制度）。</li> </ul>
系統運用者による調整力確保策	電気事業法における電圧・周波数維持の義務化	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気事業法上、系統運用者（第一種送配電事業者（名称は仮称））に対し、電圧・周波数維持義務を課す。</li> </ul>

出典）【電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014b】より作成

表 3-17 容量メカニズムに関する論点の具体例

容量メカニズムに関する論点の具体例	概要
①必要とする供給力の設定	<ul style="list-style-type: none"> <li>容量メカニズムの導入には、将来必要となる供給力（予備力として必要となる設備容量も含む）の適正水準を見通した上で、その確保状況を管理していくことが前提となる。</li> <li>実施主体において管理の対象となる容量は、個々の事業者単位ではなく日本全体で将来必要となる供給力。このうちどの部分を容量メカニズムの直接の対象とするかについては、前述した容量メカニズムの各種類型によって異なる。</li> </ul>
②長期相対契約の扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>特に「容量市場」方式を採用する場合には、容量市場の創設が、長期相対契約の仕組みと整合的であるかどうか論点となる。</li> </ul>
③既存電源と新規電源の違い	<ul style="list-style-type: none"> <li>容量メカニズムを導入する場合には、容量の対価の支払いを受けることのできる電源の範囲が論点となる。</li> <li>特に新設電源と既存電源を比較すると、供給力としての価値は等価であるが、新設電源は一般的に初期の固定費負担が重く、また、減価償却が進んだ既存電源と比べて投資リスクが高いため、両者を同等に扱うべきかが論点となる。</li> </ul>
④小売事業者による負担の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要な供給力に対し、容量メカニズムを通じて支払う費用は、小売事業者全体（ひいては需要家全体）で負担するというのが基本的な考え方。</li> <li>その際の負担額の割り振り方法や、長期相対契約で供給力を確保している小売事業者の扱い、負担額の精算タイミングなどが論点となる。</li> </ul>
⑤供給力としての実効性	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時など、国全体で供給力が必要な場合に、確実に発電できる状況にあることが、容量メカニズムに電源が参加する際の原則となる。</li> <li>そのため、「確実に発電できる」ことをどのように確認するのか、仮に故障などで発電できない状況にあった場合にはどのようなペナルティを課すのかが、論点となる。</li> </ul>
⑥最終的な電源入札制度との関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>広域機関による電源入札スキームと容量市場の間では、例えば、広域機関による電源入札制度の制度設計が、容量市場で設定される容量の価格に影響を及ぼす、といった相互作用も考えられるため、今後容量メカニズムの制度設計を進めるに当たっては、電源入札制度を前提とした上でいかにそれと整合的な設計とするかが論点となる。</li> </ul>

出典）【電力システム改革小委員会 制度設計 WG, 2014b】より作成

### (3) 我が国の容量メカニズムの導入に係る論点及び今後の課題

我が国の容量メカニズムの導入に係る論点及び今後の課題としては以下が挙げられる。

#### 1) 再生可能エネルギーが大量導入時に必要となる調整力・供給予備力の確保

##### ① 再生可能エネルギー大量導入時に必要となる調整力・供給予備力の検討

再生可能エネルギー大量導入時には、需給バランスを確保するための供給予備力に加えて、瞬時の出力変動に対応する調整力確保が重要となる。我が国においては、供給力不足が喫緊の課題ではないことから、供給予備力の確保については中長期的課題として検討するとともに、短中期的には調整力確保に関する対応方策を検討することが重要となる。

平成 22 年度の電力供給計画において、2010 年の供給予備率は 14.4%であり、2019 年にかけて 10.8~11.0%の確保が見込まれていた。東日本大震災後は、通常は 7~8%、最低限でも 3%の予備率が必要との方針が示されている。

##### ② 再生可能エネルギーの kW 価値の適正な評価

①を踏まえつつ、再生可能エネルギー大量導入時に必要となる供給予備力を検討するためには、再生可能エネルギーの kW 価値を正しく評価する必要がある。電力需給検証小委員会報告書では、風力の kW 価値について、表 3-18 のとおり検証している。

表 3-18 2013 年度夏季最大需要日風力発電所の供給力（実績）

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力 (万kW)	①最大需要日の実績	7.5	1.6	4.1	1.8	16.4	4.3	0.6	1.3	0.3	4.8	5.1	23.9
	②需給検証小委試算※	1	0.4	0.4	0.2	1.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
	差分(①-②)	6.5	1.2	3.7	1.6	15.3	4.2	0.6	1.3	0.1	4.8	4.3	21.8
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	125.5	29	59.5	37	134	22	12	15	30	12	43	259.5
	②需給検証小委試算	127	29	61	37	134	22	12	15	30	12	43	261
	差分(①-②)	▲ 1.5	0.0	▲ 1.5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 1.5
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	5.6%	6.9%	4.9%	-	19.0%	4.9%	8.9%	1.0%	38.8%	11.9%	-
	②需給検証委想定	-	1.4%	0.6%	0.5%	-	0.3%	0.0%	0.1%	0.6%	0.1%	1.9%	-
	差分(①-②)	-	4.2%	6.3%	4.4%	-	18.7%	4.9%	8.8%	0.4%	38.7%	10.0%	-

※ 需給検証委員会試算については、風力発電の供給力を水力発電同様に、下位5日平均で評価した場合の試算結果。

出典) [電力需給検証小委員会, 2013]

#### 2) 我が国における容量メカニズムの適切な導入時期

容量メカニズムのうち、容量市場（Capacity Obligation/Auction）を導入するためには、実効的な発送電分離と電力自由化の実現と成熟が必要である。米国は 1992 年より電力自由化に取組み、1998 年に PJM が容量市場制度を導入し、15 年以上にわたり、制度運用と改正を重ねている。また、再生可能エネルギーが大量導入時に必要となる供給予備力と合わせた検討が必要と考えられる。