

第5回 制度設計ワーキンググループ  
事務局提出資料  
～ 容量メカニズムについて～

---

平成26年1月20日(月)

容量メカニズムについては、平成25年2月の専門委員会報告書でも「容量市場を創設することが適当」と提言されていたところ。本WG第4回会合(平成25年12月)においても、今後検討を進めていくことについて特段の異論は無かった。

## 【参考】 第4回WGへの事務局提出資料の概要

- ◆ 市場メカニズムの下で電源投資を行うこととなることが基本とした上で、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を目的に、容量メカニズムを創設。
- ◆ 具体的な仕組みについては、海外先進事例も踏まえ、更に検討が必要であり、創設時期についても、必ずしも小売全面自由化と同時とすることにこだわらず、引き続き検討。

## (参考1) 第4回WGへの電気事業連合会提出資料の概要(本資料27～29ページ参照)

- 全面自由化の下では、各事業者の責務は限定的であり、小売事業者に供給力確保を義務付けたとしても、将来の需給見通しに対しては責任を負うことができないため、中長期的に、日本全体の供給力を確保し続けることが難しくなる。
- 各事業者の取組みに委ねるのみでは、将来の供給力を確保することが困難となる場合の備えとして、容量メカニズムにより発電事業者の投資回収の予見可能性を高めつつ、全ての小売事業者が公平に負担をする仕組みの検討を進めておくことが望ましい。
- 将来的に予備力も含めた供給力が確保できないおそれのある場合には容量メカニズムを導入できるよう、予め検討を進めていくことが望ましい。

## (参考2) 第4回WGでの委員からの関連発言

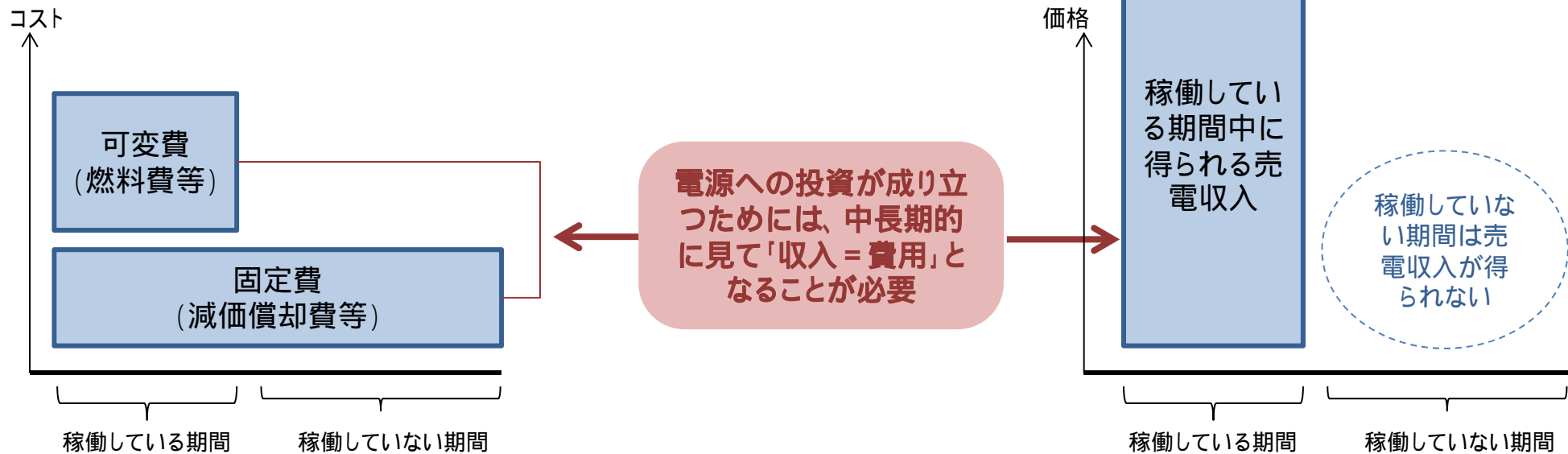
- 容量市場の導入についての電事連の提案については抽象的に過ぎ、評価することができない。具体的な提案を是非お願いしたい。また、需要を減らすことと供給力を増やすことは等価であることも含め、知恵を頂きたい。
- 容量市場については、老朽化した既設電源が多く落札するなど、海外では必ずしも新規の電源設置のインセンティブになっていないという報告もある。入札の対象を制限する、償却期間に応じて価格に傾斜をつけるなどの工夫が必要ではないか。

自由化された電力市場では、発電事業者は市場での売電収入により発電に要するコスト(固定費 + 可変費)を回収するという考え方が基本となる。

しかしながら、近年、欧米諸国では、市場で電気(kWh)を販売して得る収入だけでは必要な供給力を確保することができないのではないかという問題が提起されている(「ミッシングマネー」の問題)。

発電に要するコストをエネルギー市場(実際の発電量(kWh)を売買する市場)からの収入のみで回収しようとする場合、電源への投資が成り立つためには、中長期的にみて「収入 = 費用」となることが必要

市場での売電価格に上限が設けられている場合など、市場価格によっては売電収入で発電費用を回収できなくなるおそれ



発電費用

設備利用率の見通しが不透明な場合には、電源への投資回収の見込みを立てることが困難になるおそれ

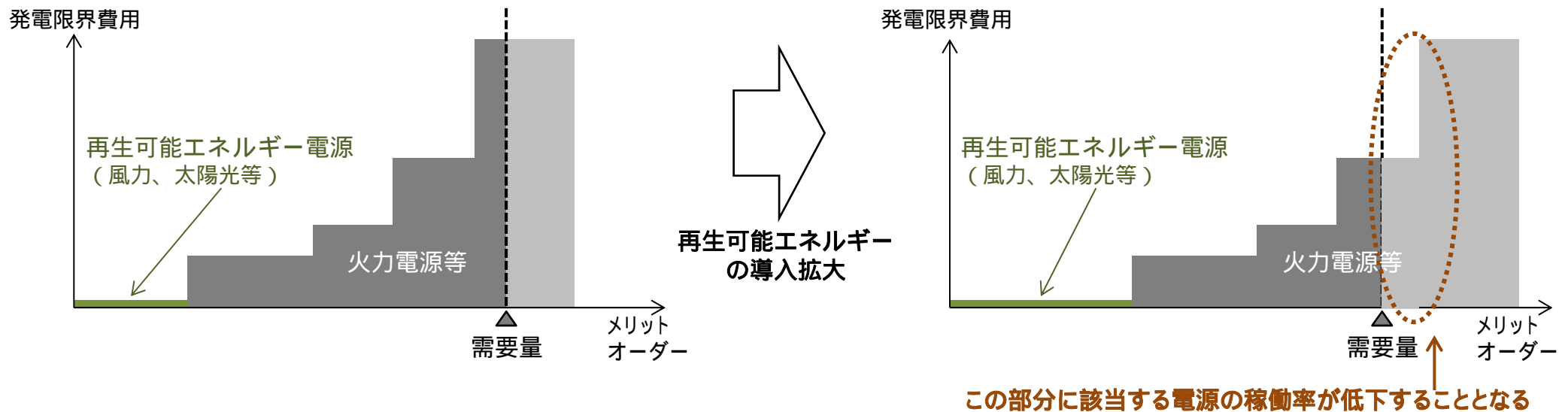
発電収入

固定価格買取制度等を通じた再生可能エネルギーの導入拡大により、火力等の調整力の必要性は増すが、風力、太陽光などの再生可能エネルギーは発電の限界費用が低く、加えて買取制度の下では優先給電されるため、火力電源等がメリットオーダーで押し出され、将来の設備利用率が低下する可能性がある。

再生可能エネルギーの導入が進む中で生じているこのような懸念が、欧米における容量メカニズムに関する議論の背景の一つとなっている。

固定価格買取制度等を通じて再生可能エネルギーの導入が拡大した場合には、発電限界費用が相対的に高い火力電源等の設備利用率が低下し、ひいてはこうした電源の投資回収の確実性が低下することとなる。

再生可能エネルギーの導入拡大によるメリットオーダーへの影響

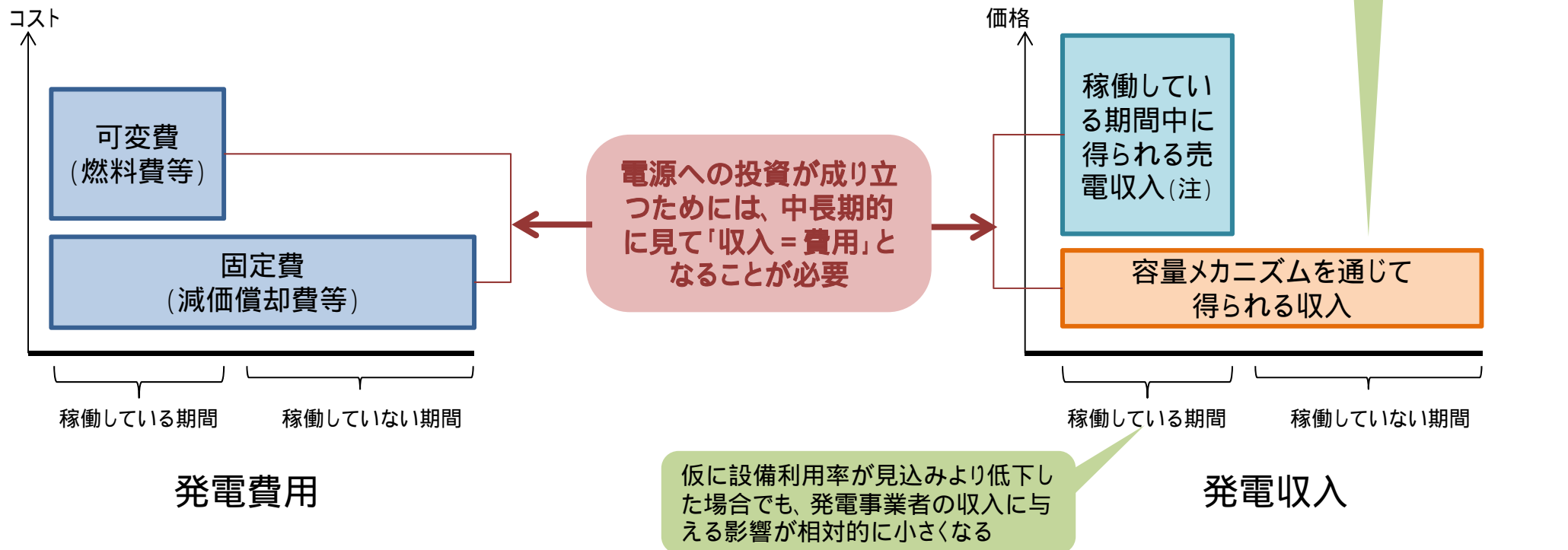


こうした電源について、投資回収の確実性が低下

市場で電気(kWh)を販売して得る収入を補完するメカニズムを作ることにより、電源に係る投資回収の予見性を高めることが、容量メカニズムの基本的な考え方。

諸外国では、容量メカニズムの創設により市場の効率性が損なわれないようにするため、制度設計の検討が慎重に行われている。

容量メカニズムを導入した場合、発電に要するコストを、エネルギー市場(実際の発電量(kWh)を売買する卸電力市場)と容量メカニズム(容量(kW)に応じた支払いをする仕組み)の双方からの収入で回収することとなる。  
また、デマンドレスポンス等の需要側の取組についても、供給力と同等のものは取り込んでいくことが考えられる。



(注)「戦略的予備力」方式の場合には稼働している期間が非常に短く、容量メカニズム以外からの収入がほとんど期待できないことも考えられる。

諸外国で導入されている容量メカニズムには、容量市場をはじめ、以下のような類型が存在。

	容量市場(集中型) Capacity Market (Centralized)	容量市場(分散型) Capacity Market (Decentralized)	戦略的予備力 Strategic Reserve	容量支払制度 Capacity Payment
概要	発電事業者が容量市場に電源を入札。そこで定まった容量価格に応じた支払いを市場開設者が発電事業者に行い、それに要する費用を小売事業者に負担させる方式	一定の要件を満たす容量を公的主体が認証し、その確保を小売事業者に対して義務付けた上で、認証を受けた容量を発電事業者や小売事業者の間で取引する方式	緊急時に不足すると見込まれる量の電源を、系統運用者が戦略的予備力としてあらかじめ確保しておく方式	発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が容量に応じた報酬を定期的に支払う方式
主な特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>・制度設計が複雑</li> <li>・全体で必要な供給力を確保するための負担の透明性が高い</li> <li>・小売事業者が自ら容量を集める必要性が無い</li> <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</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>	<ul style="list-style-type: none"> <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・公平性を確保されないおそれ</li> <li>・将来の容量を小売事業者が自ら確保する必要がある</li> <li>・制度設計によっては規制が介する余地を小さくできる可能性(ただし、容量の認証や供給力としての実効性を有していることを確認する公的主体は必要)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・制度設計が簡素</li> <li>・戦略的予備力に該当しない電源については投資回収の予見可能性が高まりにくい</li> <li>・戦略的予備力とされた電源に対しては市場メカニズムが働かない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・制度設計が簡素</li> <li>・一種の補助金であり、市場メカニズムを活用した効率的な電源利用を損なうおそれがある</li> <li>・支払対象が限定的となる場合、支払を受ける電源とそうでない電源の間の不公平感が大きい</li> </ul>
海外事例	米国(PJM等で導入済)、英国(検討中)	フランス(検討中)	スウェーデン(導入済)、ドイツ(検討中)	スペイン(導入済)

検討中の国も多く、詳細については引き続き調査が必要。

英国、フランス、ドイツといった欧州主要国では、供給力確保のため、容量メカニズム導入の検討を進めている。英国は2014年、フランスは2016年～2017年の制度導入を目指している。

## 容量メカニズムの種類

### 容量市場 (Capacity Market)

市場創設を通じて容量(kW)に対して価格が設定されることにより、投資インセンティブを誘発する仕組み。全体の容量目標を政府機関等が定め、小売事業者等に一定の容量確保義務をかける。

### 戦略的予備力 (Strategic Reserve)

系統運用者が中長期の需給見通しに基づき、電源が不足すると見込まれる場合に、不足分を入札によって調達するもの。

### 容量支払制度 (Capacity Payment)

発電事業者が保有する発電可能電源に対して、設備容量に応じた報酬を定期的に支払うもの。

## 各国の検討状況

	英国	フランス	ドイツ	(参考) 米国PJM
種類	容量市場(集中型)	容量市場(分散型)	戦略的予備力	容量市場(集中型)
検討状況	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。	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、RTE(系統運用者)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。RTEはその結果を踏まえたルール案をエネルギー省及びCREに提出。	検討中 (連邦環境省及びBDEW(電気事業者等の団体)は戦略的予備力を支持しているが、連邦経済技術省は容量メカニズムの導入に消極的(既存制度の見直しで対応可との立場で、2012年12月にEnWG法(エネルギー法)を改正))	2007年より、RPM (Reliability Pricing Model) 制度を導入。

## 概要

電力市場への公的介入に関する欧州委員会(EC)のガイダンス。安定供給確保、気候変動の目標達成という2つの目的に向け、再生可能エネルギーの支援スキームや再生可能エネルギーのためのバックアップ電源に関する原則を示している。このガイダンス自体に法的拘束力はないが、今後、EC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。

### 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。

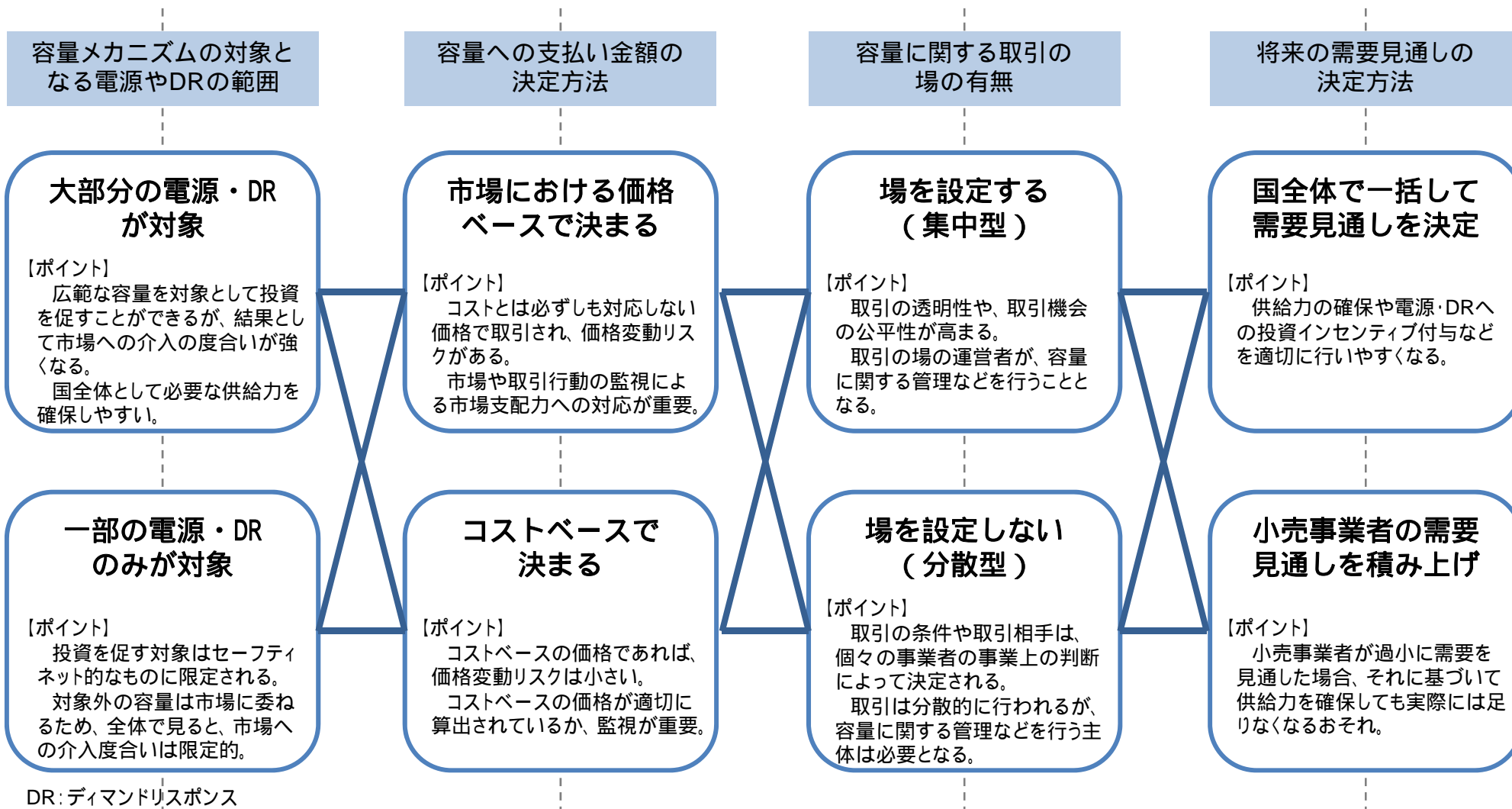
### 再生可能エネルギーのためのバックアップ電源投資に関する原則

- 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。



容量メカニズムの手法については、例えば以下のような軸が考えられ、それらについて採る選択肢の組み合わせによって、様々な制度設計が考えられる。

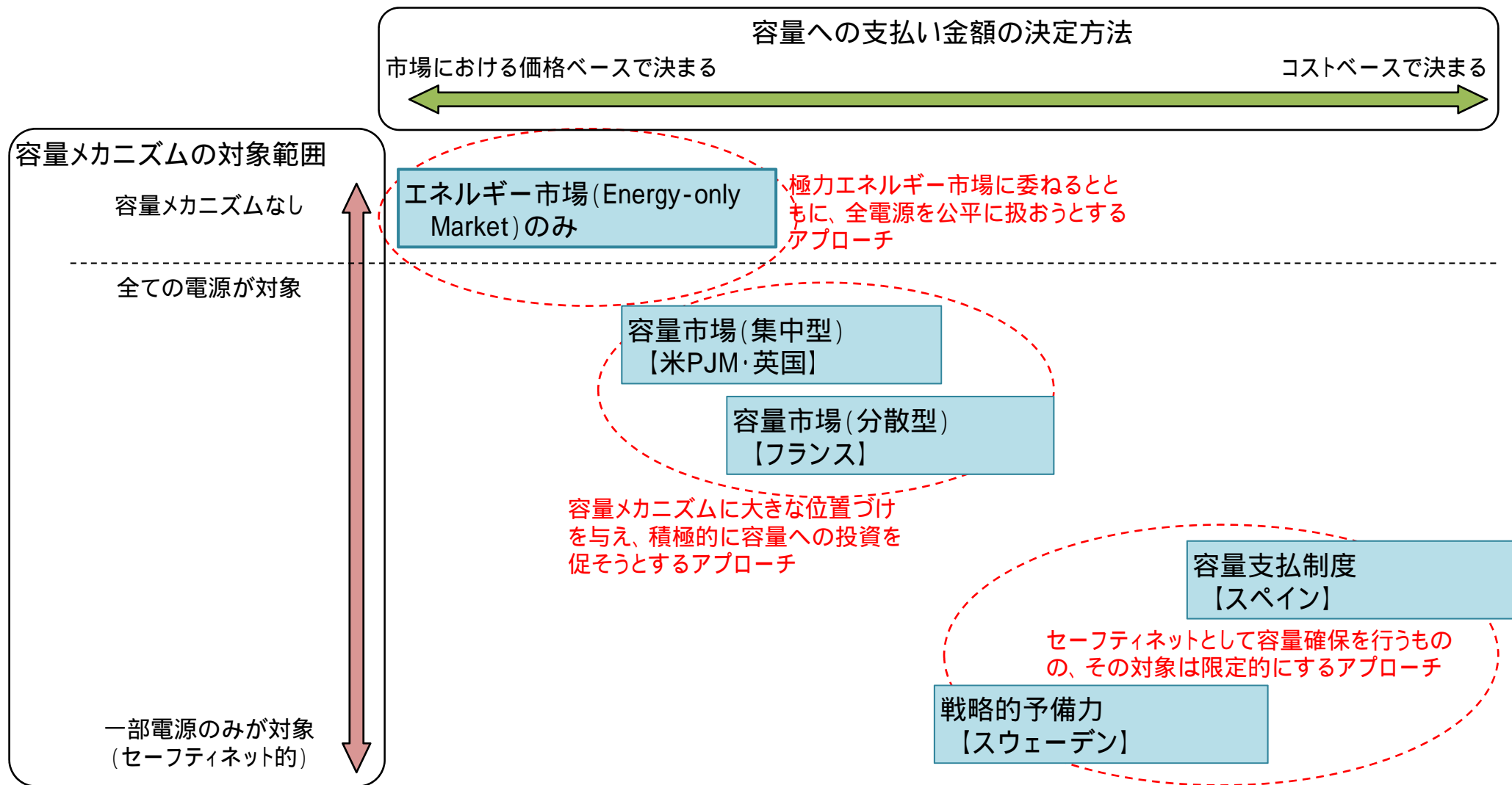
## 容量メカニズムについての各種の軸と、それぞれの軸における主な選択肢の組み合わせイメージ



DR: デマンドリスポンス

# (参考) 容量メカニズムの各種類型の相対的な関係 (整理する軸の例)

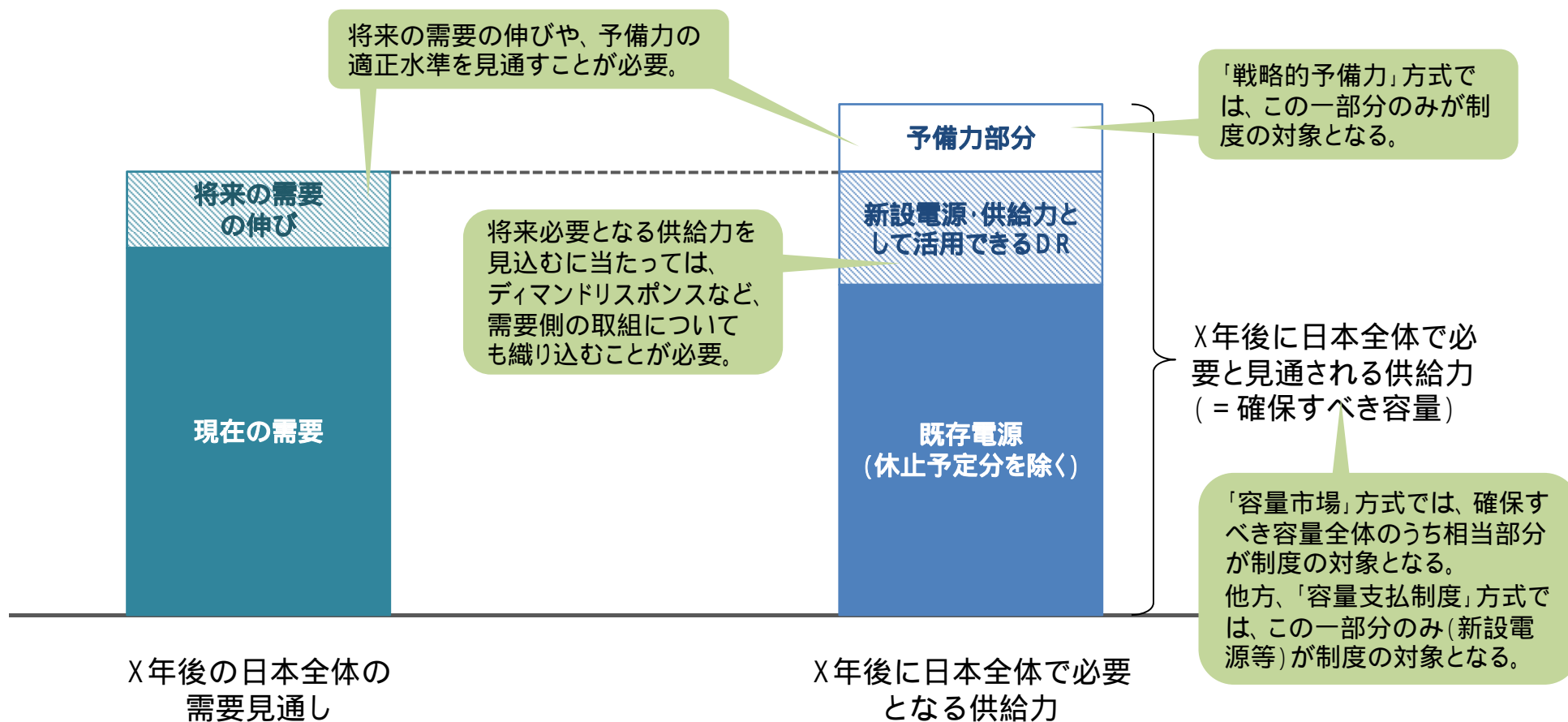
諸外国で実施中・検討中の各種の容量メカニズムについて、容量メカニズムがどの程度の範囲の電源を対象としているか、容量への支払い金額がどのように決まるか、という2つの軸で整理を試みると以下のとおり。



検討中の国も多く、詳細については引き続き調査が必要。

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。

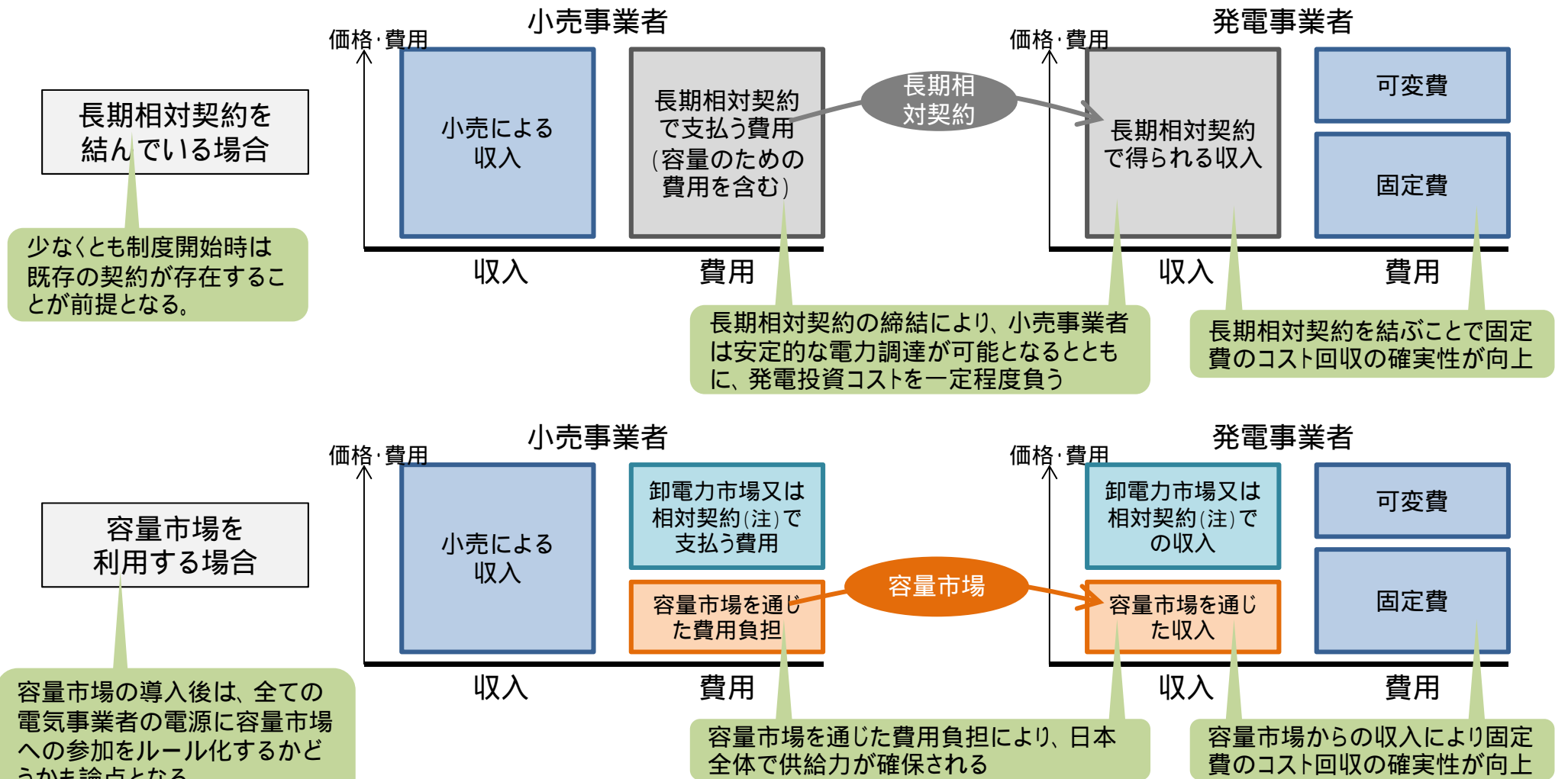
実施主体において管理の対象となる容量は、個々の事業者単位ではなく日本全体で将来必要となる供給力。このうちどの部分を容量メカニズムの直接の対象とするかについては、前述した容量メカニズムの各種類型によって異なる。



# 容量メカニズムに関する論点の具体例（長期相対契約の扱い）

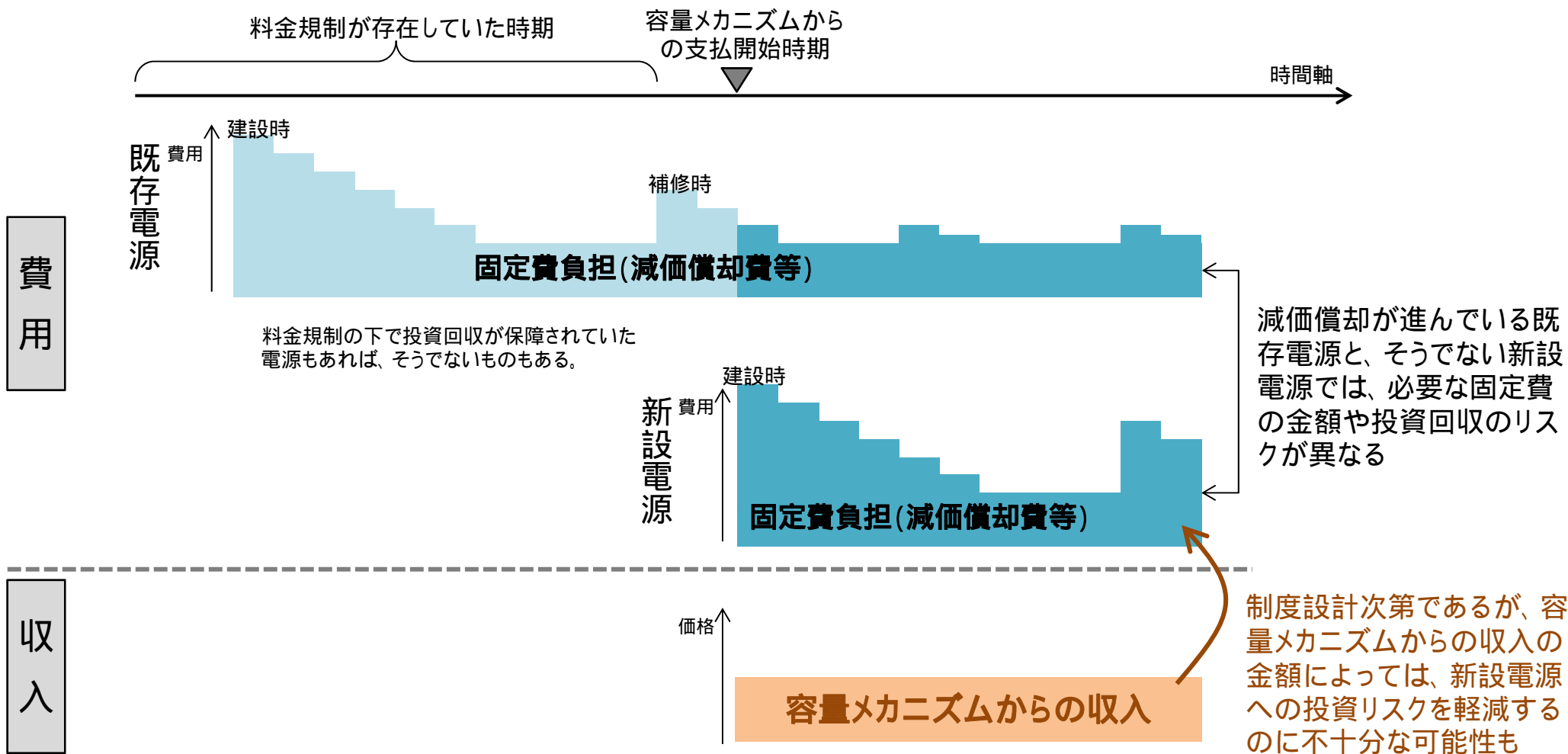
電源の投資リスクを低減するために、小売事業者と発電事業者の間で長期相対契約を結ぶことは今でも一般的に行われており、こうした契約は容量メカニズムの創設後も残ることとなる。

そのため、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、こうした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。



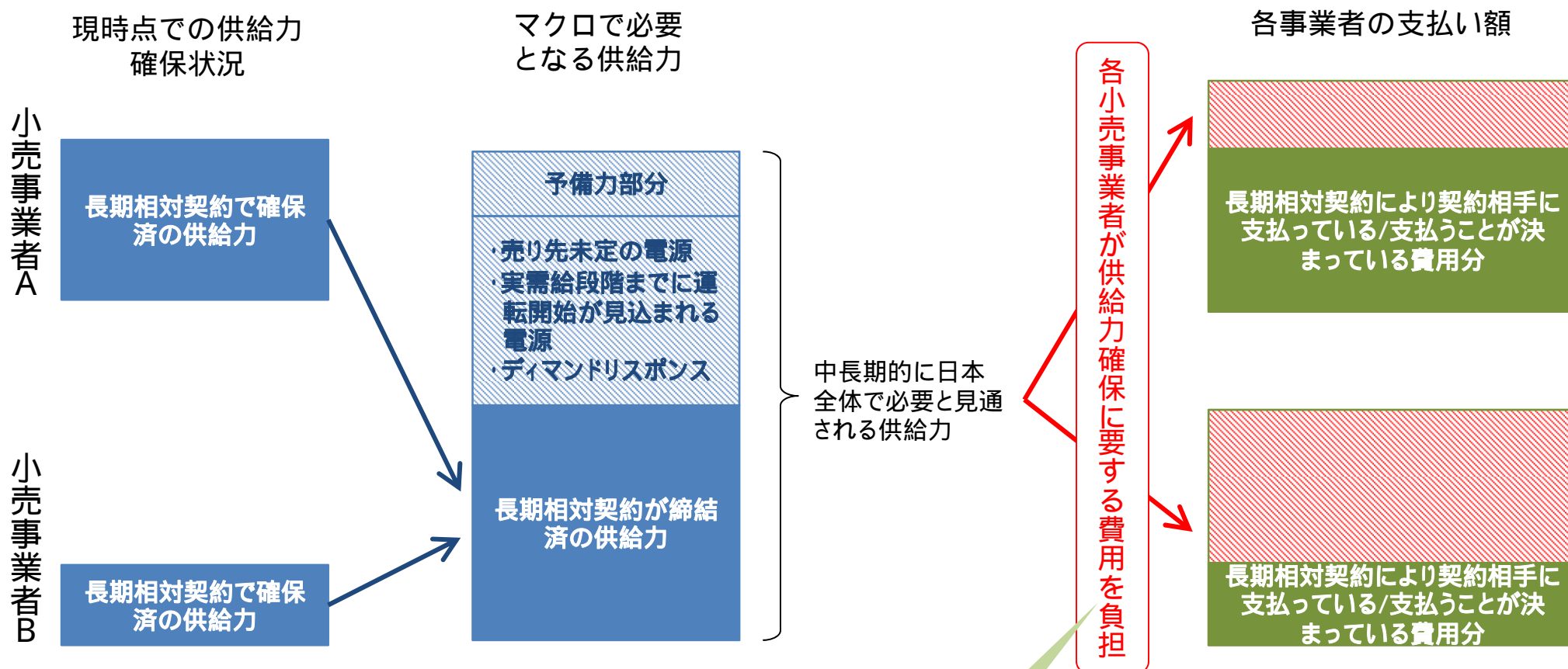
(注) 容量のための費用については容量市場を通じて負担しつつ、電力供給を受けるための相対契約を結ぶ場合を想定。

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。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。



必要な供給力に対して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。

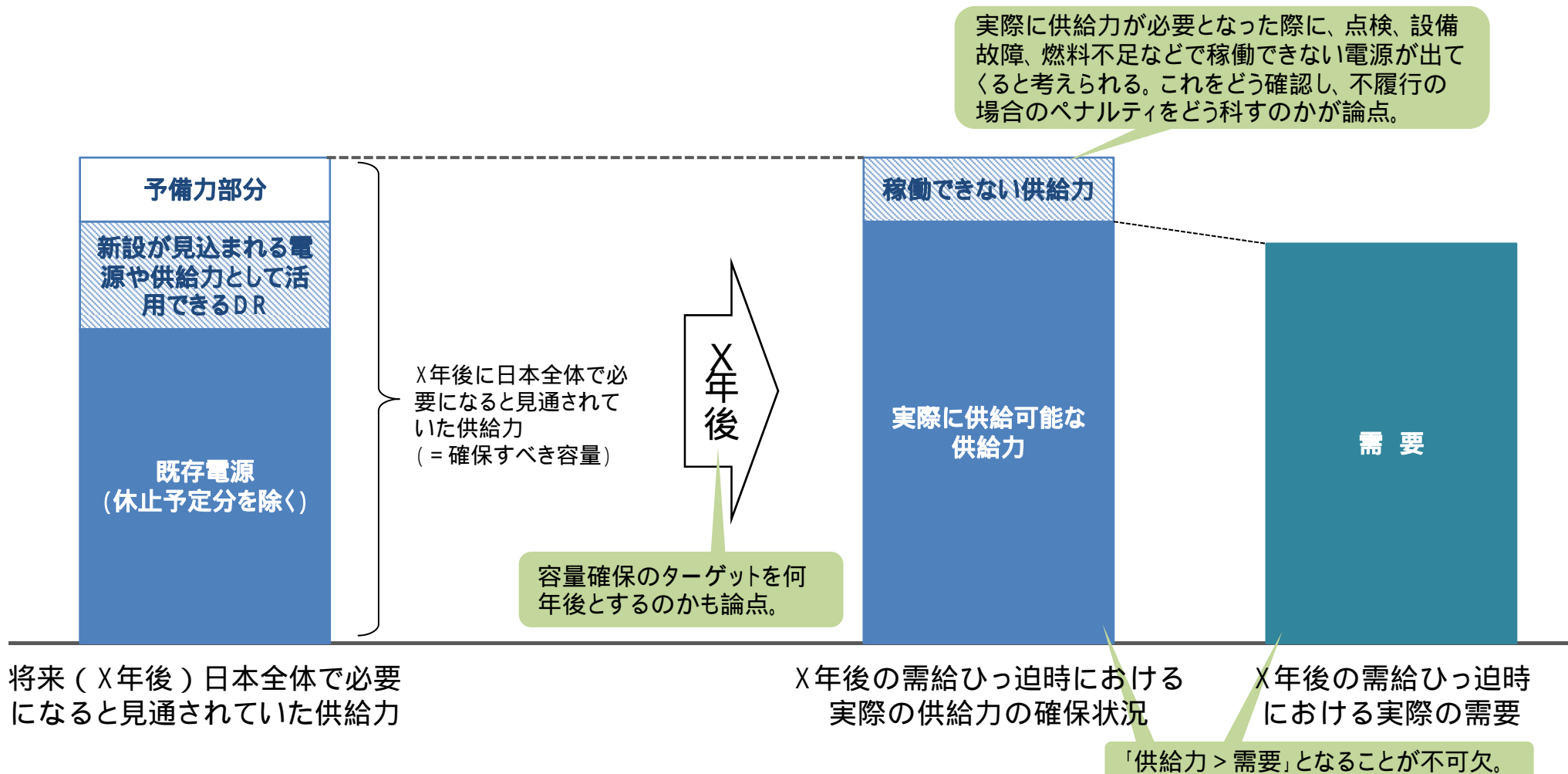
その際の負担額の割り振り方法や、長期相対契約で供給力を確保している小売事業者の扱い、負担額の精算タイミングなどが論点となる。



「容量市場(集中型)」の場合、全小売事業者の間で需要量に応じて負担を按分。  
 「容量市場(分散型)」の場合、発電事業者との容量の個別取引に応じて各小売事業者が負担。  
 「戦略的予備力」方式等の場合、託送料金等を通じて小売事業者が負担。

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。

そのため、どのように「確実に発電できる」ことを確認するのか、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。



(参考) 2000年度供給計画の発電所の開発計画が10年以内に建設された割合は、火力発電所の場合8割程度。

第2段階の改正で導入する予定の広域機関による最終的な電源入札スキームは、市場が機能せず、供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして措置するもの。

これに対し、容量市場は、その創設等により市場がより円滑に機能し、セーフティネットに頼らずとも発電投資が行われることを目的とするもの。すなわち、容量市場が適切に機能した場合には、将来的に必要な供給力を確保するための発電投資の回収が、市場(容量市場を含む)を通じて行われることが期待される。

両制度の間では、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。

## 市場機能を活用した供給力確保の仕組み (常時活用するスキーム)

- ・供給力確保義務 (小売事業者が必要とする電源の建設が市場で行われることを制度的に促す)
- ・容量市場

十分な供給力が確保されることを広域機関が確認

…(毎年同様の確認を行う)

十分な供給力が確保されることを確認

建設される入札電源を見通しに織り込む

このままでは供給力が不足すると判断した場合

## 電源入札制度 (限定的に活用するスキーム)

- ・入札の実施
- ・電源建設



## 參考資料

## 【容量市場(仮称)のモデル】

容量市場における買手、小売事業者の供給力確保義務との関係で3つのモデルを想定。

### ① 市場での買手を広域系統運用機関とする場合

- 容量市場の位置づけは、広域系統運用機関が、需要想定に基づきトータルの供給力確保の状況を見極めるためにkWを買い取るためのもの。  
→ 電源に絶対的な不足がある場合、或いは、著しい偏りがある場合(ベースが足りない・・・など)には、後述の電源入札プロセスに移行
- 小売事業者は、自らの需要( )に応じた対価の負担を義務づけ(自社電源の建設や相対での電源調達を行っている場合には、当該分を調整)

### ② 市場での買手を小売事業者とする場合

この場合、小売事業者の供給力確保義務との関係で、更に2つのモデルを想定

#### ②-1 「現物の供給力を取引する場」とする場合

- 小売事業者は、自らの需要( )に応じた必要な供給力を、「現物」で確保(実際に用いる供給力を待機させる)することを義務づけ。
- 容量市場は、長期相対契約の相手を見つけ、kWhの購入権利を取引する場としての位置づけ。(実際の購入を行うのであれば、長期の先渡市場と差違なし。)

#### ②-2 「容量クレジットを取引する場」とする場合

- 小売事業者は、自らの需要( )に応じた必要な供給力を、「現物」又は「不足分の容量クレジット」により必要量を満たすことを義務づけ。
- 容量市場は、クレジットの過不足を取引する場としての位置づけ。(kWhの取引とは完全に切り離し)

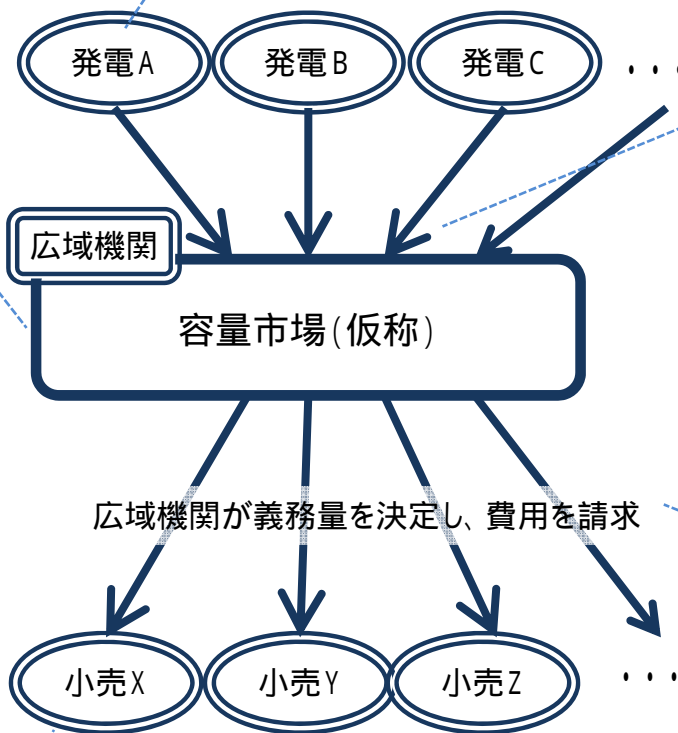
( ) 小売事業者が将来の需要について確実に見通すことは不可能であり、単純に将来の見通しをもとに義務量を自己申告的に決定する場合には、過少申告の懸念大。したがって、例えば、既契約ベースで義務量を算定し、需要家のスイッチングに対応して義務量を変動させるなど、客観性が担保される仕組みが不可欠。

# 中長期の供給力確保策 ~ 容量市場 ~ ( 広域系統運用機関が買い手となる市場 )

第9回電力システム改革専門委員会(平成24年11月7日)資料より抜粋

- 発電事業者は、利用可能な電源については入札可能。建設段階の電源であっても、入札対象年において運転開始しているものであれば事業者判断で可能。
- 年単位の市場を想定すれば、点検、作業停止等については、電源に関する計画として広域機関に認識されている範囲では入札に差し支えなし。
- 需要家から調達したネガワットについても取引を可能とすべきか。

- 全国大での需要想定に基づき、必要な供給力を算定し、発電事業者から調達する義務を負う。
- 取引商品は設備容量(kW)。
- 基本的には標準化された商品(年 × 一定のkW)だが、季節変動等も加味して複数メニューも可能とすべきか。
- 長期の需要の不確実性はあるが、契約ベースをローリングすることを考えれば、10年(或いはそれ以上)前段階でも市場開設は可能。



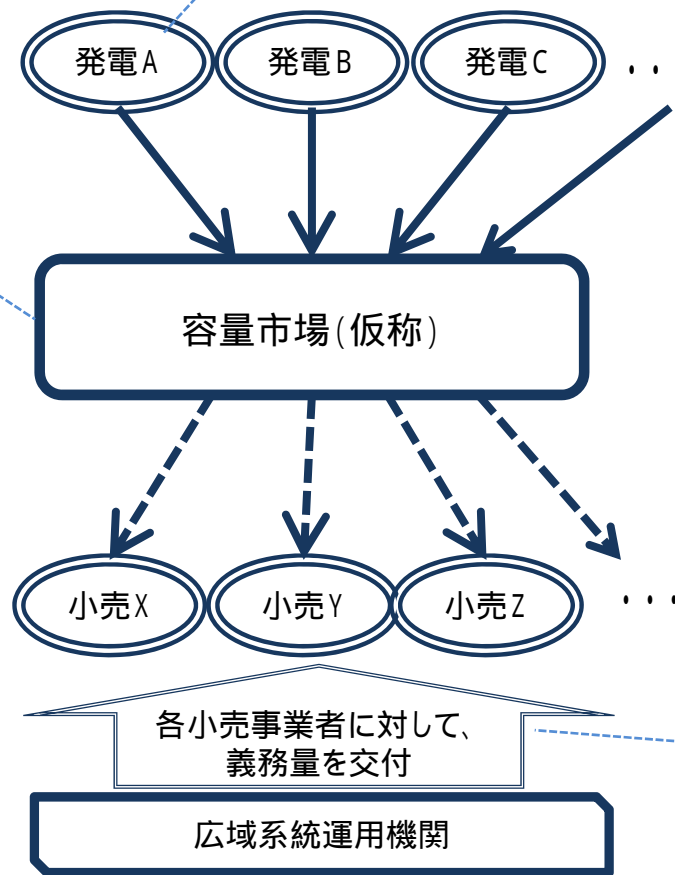
- 広域機関による調達価格は、同機関がはじいて国が承認した需要曲線に基づく。
- これにより、上限価格の設定等も可能。

- 義務量については、各系統運用者の制御区域ごとに定める必要はなく、全国一本。
- 需要家のスイッチング等に伴い、義務量は日々変動することから、例えば、
  - 定期的に精算する仕組み
  - 実需給段階or計画業務が短期断面に入る実需給1年前段階まで決済しない等の対応が必要。
- 既契約ベースで小売事業者に対する義務量を算定する場合、新規に発生する需要など電力供給契約に至っていない需要に対する供給力をどのような形で確保するかが論点。
- 現物の供給力(kWh)の市場からの調達も考慮する必要があるため、供給力確保義務量確保状況の判定・ペナルティの実施は、実需給断面でなければ実質的に困難。早い段階での供給力確保状況を見極めることはあまり意味を持たない。

- 小売事業者が既に自社電源の建設や相対での電源調達を行っている場合には、当該契約内容について広域機関による確認を受けて、義務量に応じた決済の際に、該当相当分を控除。

- 発電事業者は、利用可能な電源については入札可能。建設段階の電源であっても、入札対象年において運転開始しているものであれば事業者判断で可能。
- 発電事業者は、約定した範囲内で、小売事業者のスケジュールリングに対応した電力量(kWh)を供給することが求められる。
- 需要家から調達したネガワットについても取引を可能とすべきか。

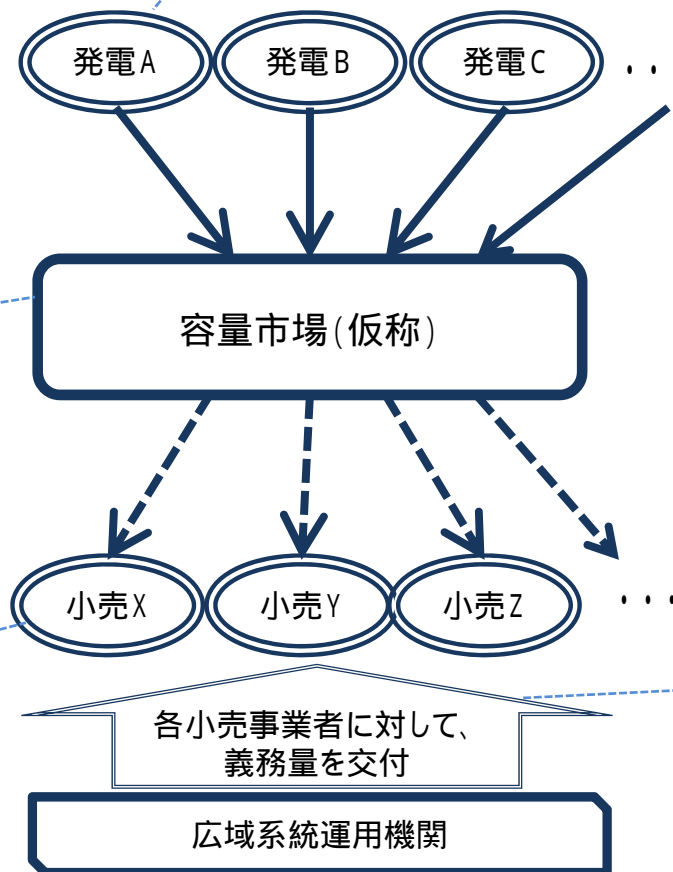
- 市場は、供給力確保の義務量に対して、不足している者が、供給力を確保するために現物の供給力を調達するための場としての位置づけ。(kWh購入のオプション取引の場)
- 市場開設者は、必ずしも広域系統運用機関でなくても可。
- 将来の需給が不確実である中、現物での取引となるため、供給力不安が明らかでない限り、あまり長期の市場を作っても取引量が期待しにくい。
- 現物であるが故、ニーズとシーズは様々であり、取引商品の標準化は相対的に難しい。
- 決済は、発電 - 小売の間で実施。



- 小売事業者の義務量は、既存の連系線予約で明らかに送電制約が発生していない限り、原則全国レベルで設定
- 小売事業者にとってのピーク需要(+一定予備力)に対応する必要供給力を広域機関が算定し、確保量(自社電源+調達分)を広域機関が審査するメカニズムが必要。
- 需要家のスイッチング等に伴い、義務量は日々変動することから、広域機関が定期的に義務量を再交付する仕組みが必要。
- 既契約ベースで小売事業者に対する義務量を算定する場合、新規に発生する需要など電力供給契約に至っていない需要に対する供給力をどのような形で確保するかが論点。
- 現物の供給力(kWh)の市場からの調達も考慮する必要があるため、供給力確保義務量確保状況の判定・ペナルティの実施は、実需給断面でなければ実質的に困難。早い段階での供給力確保状況を見極めることはあまり意味を持たない。

- 発電事業者は、利用可能な電源については入札可能。建設段階の電源であっても、入札対象年において運転開始しているものであれば事業者判断で可能。
- 需要家から調達したネガワットについても取引を可能とすべきか。

- 市場は、小売事業者が必要な容量クレジットを確保する場としての位置づけ。
- 市場開設者は、必ずしも広域系統運用機関でなくても可。
- 実際の供給とは切り離すことが可能であり、取引商品も標準化が容易。
- 市場での取引価格は、供給力確保義務に対するペナルティの金額が実質的に上限。
- 決済は、発電 - 小売の間で実施。



- 義務量については、全国レベルで設定
- 需要家のスイッチング等に伴い、義務量は日々変動することから、広域機関が定期的に義務量を再交付する仕組みが必要。
- 既契約ベースで小売事業者に対する義務量を算定する場合、新規に発生する需要など電力供給契約に至っていない需要に対する供給力をどのような形で確保するかが論点。
- 現物の供給力(kWh)の市場からの調達している場合もクレジットとしてカウントするため、供給力確保義務量確保状況の判定・ペナルティの実施は、実需給断面でなければ実質的に困難。早い段階での供給力確保状況を見極めることはあまり意味を持たない。

- 小売事業者が既に相対で電源を調達している場合には、当該契約内容について広域機関による確認を受けて、容量クレジットとしてカウント。
- 発電事業者と小売事業者を1対1で結びつけるものではないため、kWhを確保するためには、別途の枠組みが必要。(相対取引、先渡市場…)

広域機関の入札制度により必要容量を確保する仕組みはセーフティネットとして有効と考えられるものの、制度の対象として容量への支払いが受けられる電源は限定的となる。

他方、より広範な電源が容量への支払いを受けることのできる仕組みについては、以下の二つの手法が考えられるが、課題も多い。自由化の進展等も踏まえ、どのような仕組みが適切か、追加的検討を行うということで整理することとしてはどうか。

	メリット	デメリット
【手法1】 電源所有者と小売事業者との間の相対契約の仲介業務的な市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 実際の電気(kWh)の使用権契約的な位置付けとなるため、当該市場において約定した電源を供給力確保に直結できる。</li> <li>■ 電源に求める要件の設定などにおいて自由度が高い(調整力の高い電源をより高く評価する要件設定を行うなど)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 平時(需給が緩和している時)には市場での価格がつかず、発電事業者にとって投資回収の場としての意義が乏しい(海外での経験)</li> <li>■ 仮に小売事業者と成約したとしても、負荷率の低い小売事業者が相手方であった場合に、電源の運用変更を発電事業者側の判断で行うことができず、電源運用の効率性が低下する可能性</li> </ul>
【手法2】 電源のkW価値をすべての小売事業者の需要(相対契約等により供給力確保済みの分を除く)に応じ割り振る市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 発電事業者にとってはkW相当分の回収が容易となり、設備投資・維持のインセンティブとなる。</li> <li>■ 米国において事例が有り、一定の評価が得られている(英国でも同様の仕組みを検討中)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ すべての小売事業者にkW価値を負担させる義務付けが必要。</li> <li>■ 負担したkWに対応した電気(kWh)の使用権は与えられないため、実際の供給力調達は別途行うことが必要</li> </ul>

PJM: 米国北東部の系統運用者

**FERC** Federal Energy Regulatory Commission



NERCに対し、毎年、10年先までの供給アデカシー評価の実施とFERCへの報告を義務づけ(2005年エネルギー政策法)

**NERC** North American Electric Reliability Council

信頼度評価機関

**RFC** (Reliability First Corporation)



LOLE = 0.1 (日/年) とすることを義務づけ(供給力不足の発生確率を10年間に1日以内とすること)  
(計画供給信頼度分析・評価・報告基準)

LOLE (Loss of Load Expectation): 予測される電力不足発生時間



定期的に評価(1年目、2~5年目、6~10年目にそれぞれ1回評価)

**Planning Coordinator (PJM等)**



容量確保義務割当て

**小売事業者** LSE: Load Serving Entity



RPMオークションへの参加義務  
(PJM外との相対取引分を除く)

**電源 (発電事業者)**

PJMエリア内

## (1) 義務の割当て

PJM(系統運用者)が、**プール全体の適正予備率**を決定。



**全ての小売事業者(LSE)**に対して、次式の容量を保有する義務を割当て。

**「自らの需要規模 × (1 + PJMが決定した適正予備率)」**

## (2) 供給力の調達

LSEは、割当てられた容量を次の**3つの方法**で調達する。

1. **自己保有**
2. **相対契約**
3. **容量市場(Installed Capacity (ICAP) market)**

相対契約も、プールを経由して行われる(PJMが相対取引分を内部でオフセットする)。

## (4) 義務の達成状況確認と容量支払い

毎日、各LSEの実需要に対して、予め割当てられた予備率も含めた供給力が保有されていたかを**事後的に確認**。不足発生時はペナルティを支払い。

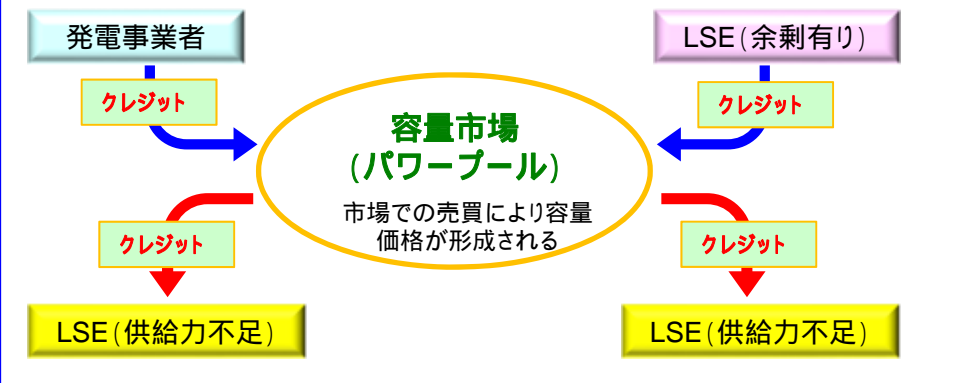
2001年までのペナルティーは、**177.3ドル/MW・年**。

発電事業者は容量市場で決まった価格を受け取ることができる。  
小売事業者は容量市場で決まった金額を支払い。

## (3) 容量市場

発電設備容量を「**クレジット**」として取引する市場であり、発電量(kWh)の取引は別途行われる。

**受渡しの年の3年前**に第1回の取引を開催。加えて、追加市場を月毎若しくは日毎に開催



## 問題点

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するなど、**容量価格の乱高下**

**義務量の割当て方法やペナルティー算出方法に課題**



ペナルティーを支払いつつ、より高く売ることができるPJMエリア外に売電する行為等が発生。

【本市場設計の課題(日本に照らした時の課題等)】

- ◆ 安定供給上のリスクが生じていない状況において、容量価格が低くなる制度設計であるため、電源投資促進効果が期待しづらい。
- ◆ パワープールではなく電源と需要が紐付いている現在の日本の電力市場では、小売需要に応じて電源の運用が行われるため、電源が稼働可能な状況にあるかを系統運用者がいかに実効的に確認するかが課題。

➡ **現在はRPMへ移行**



# (参考) 米国・PJMの現在の容量市場(RPM: Reliability Pricing Model) (2007年～) 24

第2回制度設計WG(平成25年9月19日)資料より抜粋

## (1) 義務の割当て

PJM(系統運用者)が、**プール全体の適正予備率**を決定。



**全ての小売事業者(LSE)**に対して、次式の容量を保有する義務を割当て。

**「自らの需要規模 × (1 + PJMが決定した適正予備率)」**

ただし、実際には事後的に計算。

## (2) 供給力の調達方法

LSEは、割当てられた容量をPJMのRPMオークションで調達。加えて、それ以外の代替手段として、次の**2つの方法**で調達しても良い(FRR容量計画として認定を受ける必要がある)。

1. **自己保有**
2. **相対契約**

**相対取引(FRR: Fixed Resource Requirement)**

## (4) 精算

精算額は、**毎日**計算する。

実際の精算は**週毎**行う。

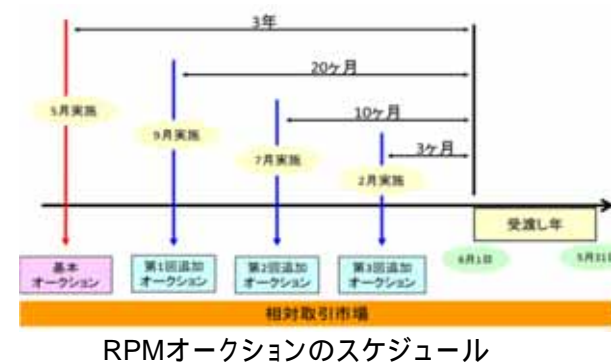
**精算対象 = (その日の必要な供給力) - (FRRで調達した供給力)**

実需要に予備率を考慮した供給力

発電事業者は容量市場で決まった価格を受け取ることができる(未実行分にはペナルティが科される)。

## (3) RPMオークション

発電設備容量を「**クレジット**」として取引する市場であり、発電量(kWh)の取引は別途行われる。PJMが、必要な供給力をLSEに代わり一括調達する。第1回及び第3回オークションは容量の削減、第2回オークションは容量の増強が可能。



【本市場設計の課題(日本に照らした時の課題等)】

- ◆ パワープールではなく電源と需要が紐付いている現在の日本の電力市場では、小売需要に応じて電源の運用が行われるため、電源が稼働可能な状況にあるかを系統運用者がいかに実効的に確認するかが課題。
- ◆ 償却が進んでいて固定費負担の低い電源に対しても新規電源と同じ額が支払われるため、新規電源の建設のインセンティブが弱い仕組み(他方で、既存電源の廃止による供給力不足の抑制策となる)。

第2回制度設計WG(平成25年9月19日)資料より抜粋

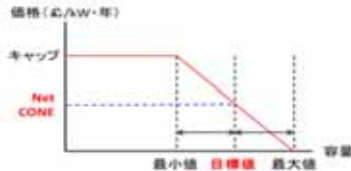
## (1) 調達容量

### 供給安定分析

系統運用者が信頼度基準(LOLEを使用)を使って分析  
 系統運用者が年間の容量総量を算出  
 DECCが4.5年前に必要な容量を設定  
 大臣がオークションで集める容量を決定

### 容量需要曲線

DECCが毎年決定。



## (2) オークション

発電設備容量を「クレジット」として取引する市場であり、発電量(kWh)の取引は別途行われる。

### オークションの実施(毎年実施)

<入札者>

- Price taker(既設プラント)
- Price maker(新設プラント、DSR)

落札者は、系統運用者と容量協定(Capacity Agreement)を締結

全ての電源は系統運用者による事前承認(適格性の確認)を取る義務

### 容量市場の対象

- 参加可能: コジェネを含む、新規若しくは既存の発電容量、内蔵電源を含めたデマンドレスポンス、蓄電池、EDR
- 参加不可: 再エネ義務(RO)、CfD、小規模FITを通じてサポートを受けた容量、系統でつながっている海外の容量。

第1回オークション  
 2014年後半に実施予定  
 対象: 2018年10月1日 ~ 2019年9月30日

## (3) 二次取引

受渡しの1年前から実施

### 物理取引

前回オークションで契約しなかった容量も取引が可能  
 系統運用者は、取引に当たり、事前承認した事業者の名簿を作成・管理。この名簿は、本取引の他、精算時やペナルティ適用時にも使用。

### 金融取引

金融的なヘッジが可能

## (5) 支払い

### 'Pay as clear方式'で精算

全ての供給に成功した市場参加者は、容量単位当たり同じ単価が支払われる。その単価は、最も高い金額で落札した参加者の金額により決定される。

### 小売事業者

支払い

精算組織(政府)

(補助)

精算エージェント  
(Elexon社)

罰金

### 供給事業者

『容量コスト』= 『容量支払い』+ 『超過分支払い』+ 『精算組織のコスト』

## (4) 受渡し

(受渡し期間: 10月1日 ~ 9月30日)

需給ひっ迫が予想される4時間前に、系統運用者が「容量市場警報(Capacity Market warning)」を発令。

供給事業者は、容量協定に定められた容量を供給する。

供給失敗

罰金

(前払いされた容量支払い(Capacity Payment)の一部を返金)

契約以上に供給

超過分支払い

(罰金と同じレートで支払い)

【本市場設計の課題(日本に照らした時の課題等)】

- ◆ 容量市場への電源の参加は任意であるため、参加しない電源については供給力確保メカニズムの対象外となる。
- ◆ 相対契約で容量を確保している小売事業者も、容量コストの支払いをしなければならず、相対契約の締結による発電投資の促進を阻害する可能性がある。
- ◆ 償却が進んでいて固定費負担の低い電源に対しても新規電源と同じ額が支払われるため、新規電源の建設のインセンティブが弱い仕組み(他方で、既存電源の廃止による供給力不足の抑制策となる)。

【英国での容量市場の検討スケジュール】

2013年10月 詳細設計を公式にコンサルテーションにかける  
 2014年7月 施行予定

出典: Electricity Market reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals (DECC, June 2013)

容量市場におけるオークションは、受け渡し年の**4年前**に実施される。また、受け渡し1年前に補完するためのオークション(**二次取引**)が実施される。なお、受け渡し年の期間は、**10月1日~9月30日**。支払いは、**"Pay as clear"**で行われる。入札者は、**"price taker"**(既存電源)と**"price maker"**(新規電源やDSR)に分けられる。

参加可能: CHPを含む、新規若しくは既存の発電容量、内蔵電源を含めたDSR、蓄電池、EDR

参加不可: 再エネ義務(RO)、CfD、小規模FITを通じてサポートを受けた容量、系統でつながっている海外の容量。

## 容量市場のプロセス

調達容量 → オークション → 取引 → 受渡し → 支払い

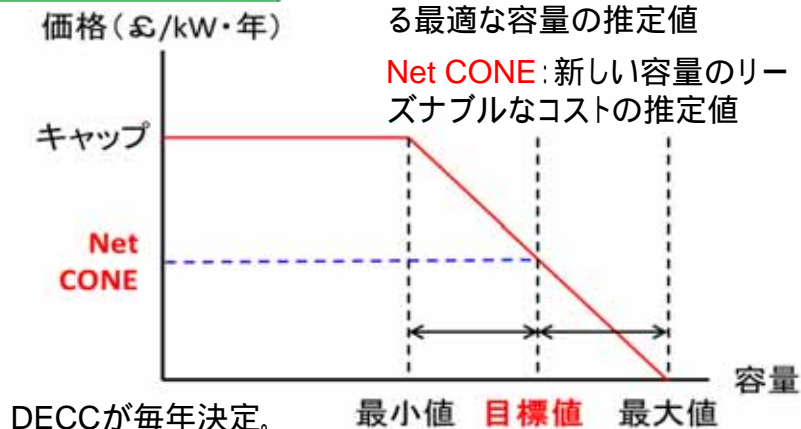
### 調達容量の決定

- **供給安定分析**は、系統運用者が**信頼度基準**を用いて実施。この中で、年間の容量総量を算出。
- 信頼度基準は、**LOLE(Loss of Load Expectation)**として表される。
- **大臣**が、最終的にオークションで調達する容量を決定。

### 支払い方法

- **Pay as clear方式**で精算する。
- Pay as clear方式では、全ての供給に成功した市場参加者は、容量単位当たり同じ単価が支払われる。その単価は、最も高い金額で落札した参加者の金額により決定される。

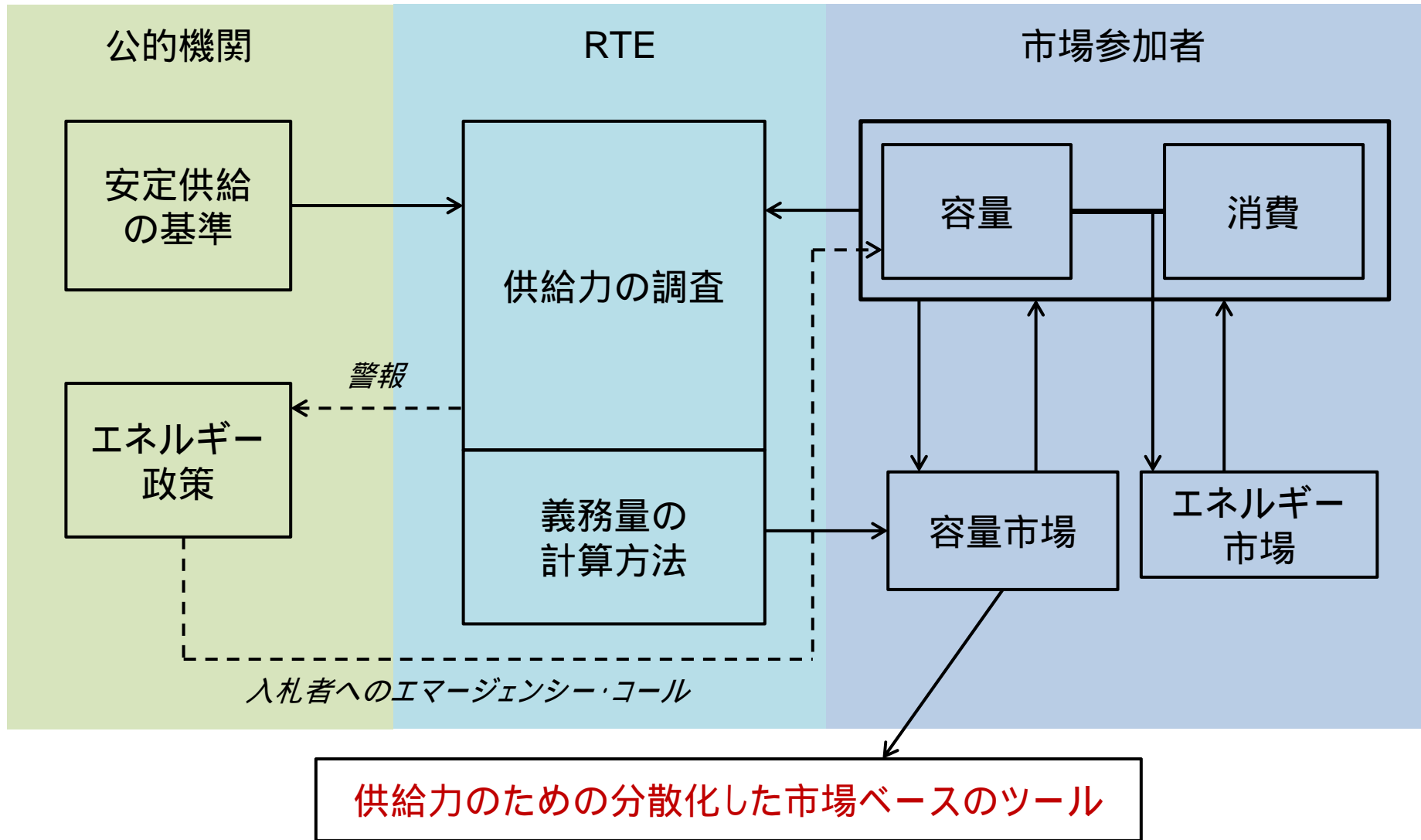
### 容量需要曲線



### 罰金と超過分の支払い

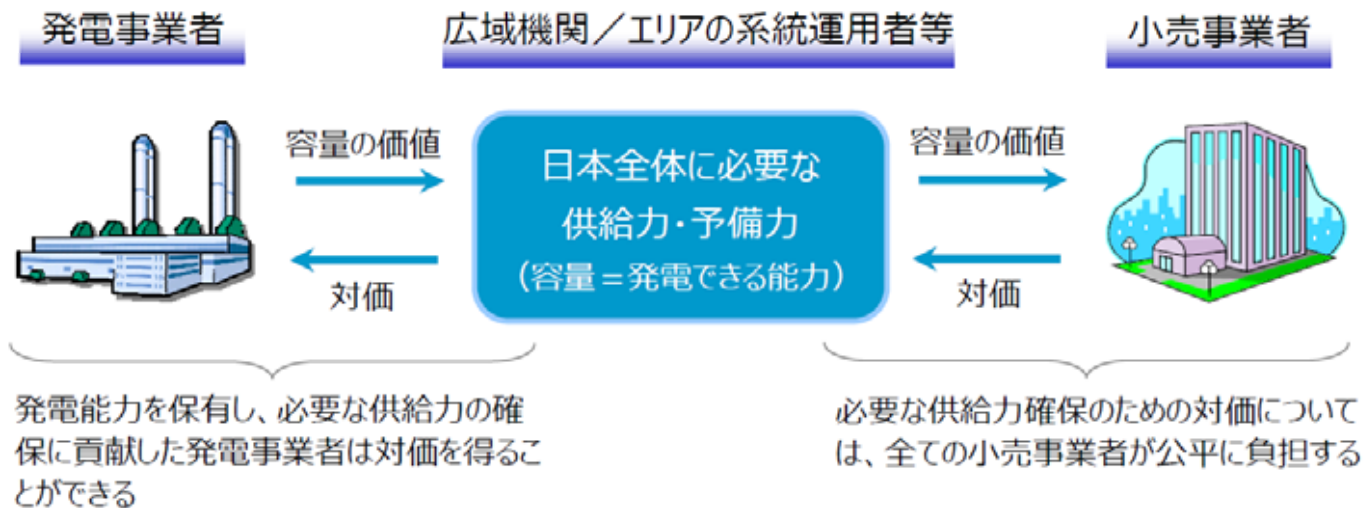
- 容量市場警報が発せられた際に、義務づけられた電力量を供給できなかった事業者は、**罰金**を支払わなければならない。罰金は、供給事業者から小売事業者にピーク需要を案分して返金される。
- ひっ迫時に義務づけられた以上の電力を供給した供給者に対しては、罰金とは逆に**超過分が支払われる。**

フランスにおける容量メカニズムを用いた供給力確保



## 全面自由化の下での容量メカニズムの必要性

- 中長期的に必要な供給力、予備力を確保することは、短期の断面で小売事業者が自らの顧客の需要に応じた供給力を確保しつつ、系統運用者が必要な予備力・調整力を確保するための前提条件であり、競争が活性化するためのベースになると考えております。
- 一方で、全面自由化の下では、長期的に安定した供給力（予備力を含む）の確保が難しくなることが考えられることから、各事業者の取組みに委ねるのみでは、将来の供給力を確保することが困難となる場合の備えとして、容量メカニズムにより発電事業者の投資回収の予見可能性を高めつつ、全ての小売事業者が公平に負担をする仕組みの検討を進めておくことが望ましいと考えております。



※上記は容量メカニズムの一つのイメージ。上記以外にも容量メカニズムの選択肢は複数あるが、実際にワークすることが重要。どのような仕組みが望ましいか、導入前に、海外の先行事例の検証も含め、詳細かつ十分な検討を行い、より良い仕組みとしていくことが肝要。

## 容量メカニズムの必要時期

- 小売全面自由化により、競争が活発化する過程においては、各社の事業環境や戦略の変化に応じて、需給構造が大きく変わる可能性があります。
- また、現在は、原子力発電所の停止に伴い、日本全体の供給力が十分に足りているとは言えず、原子力の見通しが不透明なままでは、将来的な供給力についても万全とは言えないものと認識しております。
- このため、広域的運営推進機関が小売事業者の供給力の確保状況をしっかり把握することとし、将来的に予備力も含めた供給力が確保できないおそれのある場合には容量メカニズムを導入できるよう、予め検討を進めていくことが望ましいと考えております。

### 容量メカニズムの導入イメージ

