

電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ

平成 29 年 2 月

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会

目次

1. はじめに(電力システム改革貫徹のための基本的な考え方)	2
2. 更なる競争活性化等に向けた市場・ルールの整備	3
2. 1. 総論	3
2. 2. ベースロード電源市場の創設	3
2. 3. 連系線利用ルールの見直し	7
2. 4. 容量メカニズムの導入	9
2. 5. 非化石価値取引市場の創設	11
2. 6. その他の施策	16
3. 自由化の下での財務会計面での課題	18
3. 1. 総論	18
3. 2. 原子力事故に係る賠償への備えに関する負担の在り方	18
3. 3. 福島第一原子力発電所の廃炉の資金管理・確保の在り方	22
3. 4. 廃炉に関する会計制度の扱い	24
3. 5. 税制面の課題について(法人事業税)	28
4. その他の制度等	29
4. 1. 原子力事業者による安全性向上の取組・防災連携の加速	29
4. 2. 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方	30
4. 3. 省エネガイドライン	31
5. 実施時期	31
6. おわりに	32

1. はじめに(電力システム改革貫徹のための基本的な考え方)

戦後 60 年余り続いた我が国の電気事業制度は、東日本大震災やその後の電力需給の逼迫を契機に、広域融通の限界や料金水準の高騰といった課題が浮き彫りとなった。こうした課題を克服しつつ、電力やガス、あるいは供給区域といった市場の垣根を越えた競争が可能となるエネルギー市場を形成すべく、岩盤規制打破に向けたアベノミクスの改革の柱の1つとして、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革のための電気事業法等の抜本改正が 2013 年から 3 段階に分けて行われた。

これらの法改正に基づき、改革の第 1 弾として 2015 年 4 月に電力広域的運営推進機関(以下、「広域機関」という。)が設立され、2016 年 4 月に第 2 弾として電力の小売全面自由化が実現した¹。改革は始まったばかりであるが、異業種からの活発な新規参入や多様な料金メニューの提供等を通じた競争の活性化など、改革に伴う一定の効果が表れ始めている。

具体的には、2016 年 4 月から自由化された低圧部門(一般家庭等)では、旧一般電気事業者から新規参入者への切替えに加え、旧一般電気事業者の自社内切替えも合わせると、自由化後半年余りで切替件数は全体の約 6.1%となっている²。また、2016 年 4 月以前から自由化されていた特別高圧・高圧部門においては、2016 年 7 月に新規参入者のシェアが初めて 1 割を超えた。

今後、改革の第 3 弾となる 2020 年の発送電分離に向けて、更なる競争の活性化が期待される中で、今後とも競争を通じ、電気料金の抑制や選択肢の拡大を通じて電力システム改革の果実を国民に広く還元するためには、公正・公平な競争環境を整備することが必要不可欠である。とりわけ、経済合理的な電力供給体制と、競争的な市場を実現していく観点から、取引量が販売電力量の約 2%に留まる卸電力取引所の取引を含む、卸電力市場の更なる活性化を一刻も早く進めていかなければならない。

同時に、我が国のエネルギー政策の基本的な考え方は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に環境への適合を図ることである(3E+S)。したがって、電力分野においても、更なる競争促進により経済効率性の向上を図る一方、市場原理のみでは解決が困難な安全性の確保や安定供給、再生可能エネルギーの推進を含む環境適合、更には自由化の下での需要家間の公平性確保といった公益的課題の克服を図る必要がある。

これらの取組は、個別にみると、特定の関係者や需要家にとってメリットをもたらすものがある一方、広く負担を生じさせるものもある。加えて、それぞれの制度は相互に関連しているため、本小委員会での議論に当たっては、特定の措置の是非を個別に議論するだけではなく、その内容や規模、時期といった側面から、全体として整合が取れているかという観点も踏まえつつ、各施策の在り方を検討し、電力システム改革を貫徹するという総意の下、総合的な判断として取りまとめを行った。

¹ 改正電気事業法(第 3 弾)の附則における検証規定に基づき、2016 年 4 月の小売全面自由化に向けて、2015 年 10 月から 12 月に電気事業を取り巻く状況の検証を行った。検証の結果、その時点では小売全面自由化に向けて特段の措置を講ずる必要は無いという結論が出たものの、引き続き電気事業を取り巻く状況を継続的にフォローしつつ、状況の変化等に応じて必要な措置を講じていくべきとされている。

² 新電力への契約先の切替件数が約 181 万件(10 月末時点)、旧一般電気事業者の自社内の契約の切替件数が約 200 万件(10 月末時点)となっている。

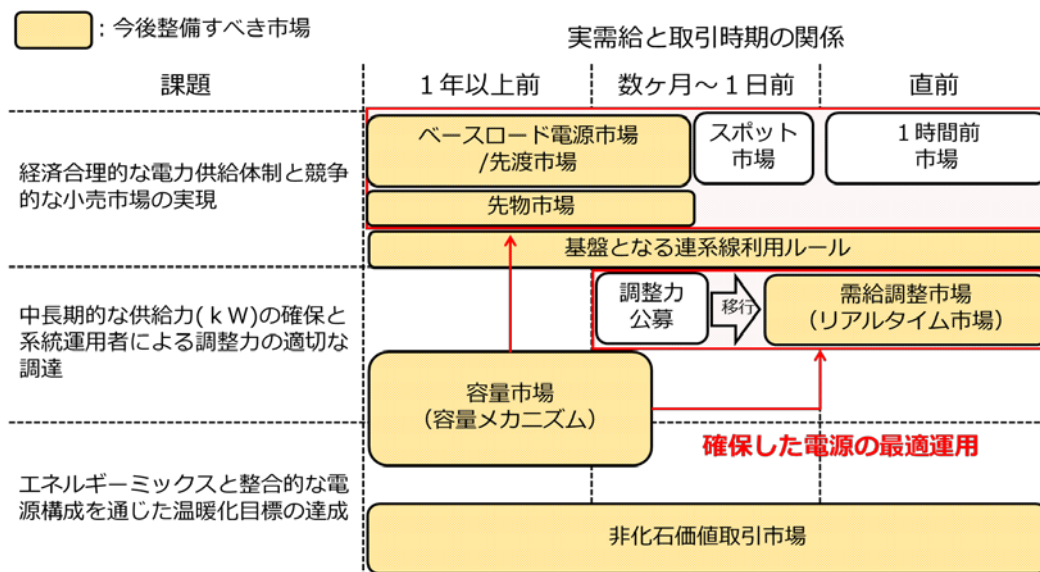
2. 更なる競争活性化等に向けた市場・ルール整備

2.1. 総論

まず、電力システム改革貫徹に向けた課題への対応に際しては、市場メカニズムを有効に活用しつつ、3E+Sの実現を目指すことが重要である。そのため、卸電力市場をはじめとした既存の市場の流動性を高めるとともに、容量市場や非化石価値取引市場など、これまでになかった新たな市場を創設することにより、新たな価値を顕在化・流動化させていくことが適当である。

こうした基本的な考え方にに基づき、本小委員会においては主に、①ベースロード電源市場、②連系線利用ルール、③容量メカニズム、④非化石価値取引市場の4つの制度に関して、その意義と基本的な考え方、今後更なる検討を進める上での留意事項等について、議論を行った。

(参考図1) 課題解決に向けて整備すべき市場



※新市場における取引の時期については、今後の検討によって変動しうる。

2.2. ベースロード電源市場の創設

(1) 制度の意義

卸電力市場の活性化は、広域メリットオーダーの実現³や、小売電気事業者の電源調達の手続きの円滑化、透明性・客観性の高い電力価格指標の形成等を通じて、事業者間の健全な競争を促し、競争の果実を、電気料金の抑制、選択肢の拡大といった形で需要家に還元する上で非常に重要な役割を果たす。

そのため、政府は小売全面自由化以前から、余剰電源の市場投入や常時バックアップ⁴の運用見直し、卸電気事業者であった電源開発の売電先多様化等の取組を旧一般電気事業者に対して求めてきた。

しかしながら、こうした取組にも関わらず、小売全面自由化後の卸電力市場の流動性は、依然として、活

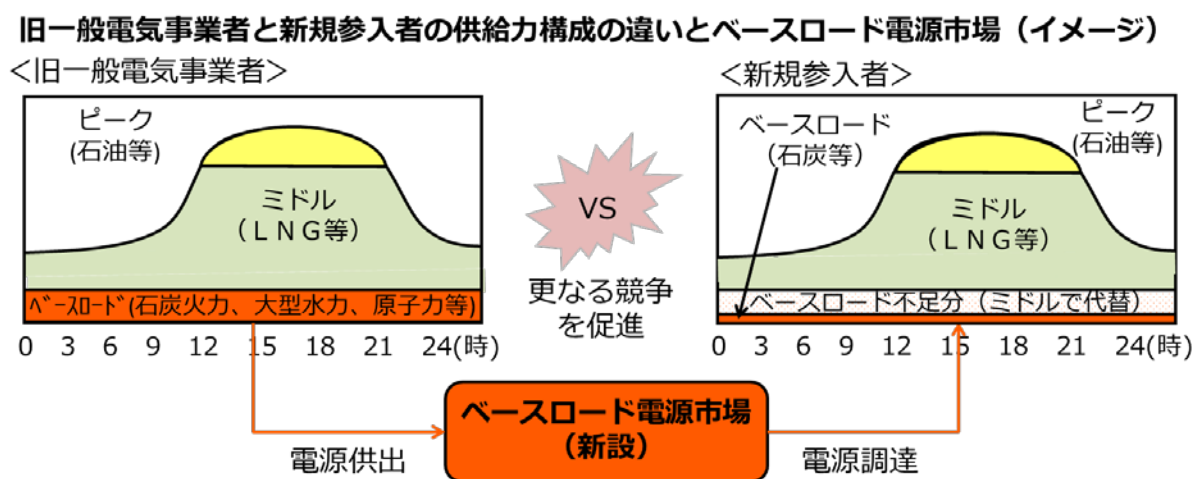
³ 最も効率的で価格競争力のある電源から順番に使用するという発電の最適化を、事業者やエリアの枠を超えて実現すること。

⁴ 「適正な電力取引についての指針」に位置付けられている、旧一般電気事業者が各供給区域で行う新規参入者への電源アクセス支援措置。

発な競争が行われている自由化先進国と比して低い水準に留まっている⁵。特に、石炭や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源⁶については、旧一般電気事業者がその大部分を保有または長期契約で調達しているため、新規参入者のアクセスが限定的であり、このことが競争を更に活性化させるための障壁となってきた。具体的には、新規参入者はベースロード電源へ十分アクセスできていないため、ミドル電源でその不足分を代替しており、結果として、負荷変動の小さい産業用等の分野において、十分な競争力を有しない。

したがって、新規参入者もベースロード電源へのアクセスを容易とするための新たな市場として、ベースロード電源市場を創設し、実効的な仕組みを導入することで、旧一般電気事業者と新規参入者のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットィングを図るとともに、卸電力市場の活性化を通じた更なる小売競争の活性化を図ることが適当である。

(参考図2)ベースロード電源市場の必要性



(2) 基本的な考え方

ベースロード電源は、主に中長期断面で見た需要家のベース需要に対応する、安定的な供給力として位置付けられており、小売電気事業者は、実需給の一定期間前の段階で確保することを志向する。そのため、ベースロード電源市場については、先渡市場の一種として位置付け、ある程度の長い期間、一定の電力量を受け渡す標準化された商品を取り扱うこととし、商品数については、昼夜や季節を問わず安定的に発電を行うベースロード電源の特性や、事業者のニーズなどを踏まえつつ、卸電力市場の流動性を高めていく観点から決定していくこととする⁷。市場の取引方式は、小規模事業者を含むアクセスの公平性等を確保する観点から、オークション方式とし、年間複数回実施することも視野に、今後更なる検討を進める。また、こうした商品に対して、現行の常時バックアップと同様、燃料費調整制度⁸や買取オプションなどの機能を付

⁵ 自由化先進国（地域）のスポット市場における取引量の国内電力消費量に占める割合は、英国:約 51%（2013 年度）、北欧:約 86%（2013 年度）、フランス:約 25%（2015 年）となっている。

⁶ 発電（運転）コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭を指す。

⁷ 電気の受渡期間については、少なくとも 1 年単位とすることが想定されるが、事業者ニーズを踏まえ、さらに長い期間（3～5 年程度）の商品を設定することも考えられる。

⁸ 毎月の全国平均輸入燃料価格をもとに、燃料価格の変動を毎月の電気料金に自動的に反映する制度。

与することも考えられるが、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点からも、こうした機能は極力排除し、原則としてリスク管理は市場を介して行うこととする⁹。市場に供出する電源種を限定すると、その電源の特性(立地の偏在性、電源脱落リスク等)が供出量や価格に大きく影響を及ぼすため、事業者が適切にリスクを評価・平準化することを可能とするため、同市場に供出することができる電源種は基本的には限定しないこととする。

また、これまでの自主的取組を通じて、旧一般電気事業者は、自社で保有等する限界費用の高い電源を中心に、卸電力取引所等に投入してきた。しかしながら、限界費用の安いベースロード電源については、経済合理的な判断の下、専ら自らで利用してきたため、自主的取組の一環である電源開発が保有する電源(以下、「電発電源」という。)の切り出しについては、これまであまり進んで来なかった。

したがって、ベースロード電源市場における取引の実効性を確保する観点から、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源により発電された電気の一部を、適正な価格でベースロード電源市場に供出することを制度的に措置するものとする。他方で、販売量や価格等については、後述する措置等の内容にも鑑み、以下のような考え方にに基づき実施することとし、今後詳細について更なる検討を行うことが適当である¹⁰。

- ベースロード電源市場に制度的に電源供出を求める事業者としては、発電コストや運転状況等を具体的に把握し、かつ小売競争の直接的な競争相手ではない発電事業者が適切である。
- また、発電事業者の中でも、ベースロード電源の保有状況や、エリアの卸供給における支配的な地位等に鑑み、沖縄電力を除く旧一般電気事業者のグループ¹¹及び電源開発に供出を求めることを前提として検討を進める。なお、それ以外の事業者が売り手として任意に参加することも妨げない。
- 旧一般電気事業者のグループについては、卸供給先である、一般電気事業者であった小売電気事業者(みなし小売)との競争条件を揃える観点から、グループ一体で価格等を設定し、供出することも許容することとする。
- 電源開発については、同社が保有する電源からの供出を確実に実施するため、これまで旧一般電気事業者と締結した受給契約等を見直すことを求めることとし、その基本的な考え方等を、これまでの累次の制度措置・変更等も踏まえつつ、指針等として政府等が示すことで、実効性を確保する。
- ベースロード電源市場の創設趣旨に鑑み、新規参入者が優先的に同電源にアクセスできるように配慮する。他方で、旧一般電気事業者も、他エリアでは新規参入者と同等の競争条件であることには留意する必要がある。
- 全体の市場供出量は、新規参入者と旧一般電気事業者のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図る観点から、常時バックアップの量との整合性にも留意しつつ、新規参入者の需

⁹ 受渡期間が長い商品については、その限りでもないと考えられる。

¹⁰ 各事業者は、自由化の下で取引の自由があるため、一般に、制度的に電源供出を求める措置については、何らかの補償等が必要であるとの指摘がなされた。今回の措置は、後述する原子力に関連する費用負担の在り方とともに検討されたものであるが、仮に、原子力以外のベースロード電源のみの供出を求める場合、補償等の無いまま事業者の取引の自由を制約することとなるため、事業者の財産権との関係で困難な問題が生ずると考えられる。

¹¹ 供出を求める事業者の基準については、例えば、①500万kW以上の最大出力を有する事業者、②①の要件に該当する事業者が、1/3以上の出資を行っている事業者(共同火力等を含む)とすることが考えられる。

要の3割程度のアクセスを目安として検討を進めることとする。また、旧一般電気事業者グループ及び電源開発の個別の供出量については、その供給能力や全国及びエリアにおける新規参入者の需要及びシェア、電発電源の切り出し量等に鑑み、市場が実効的なものになるよう、今後決定することとする。

- ▶ 他方、前述の考え方にに基づき供出されることになれば、新規参入者のシェアが増えるにしたがって、全体の市場供出量は増加することになるが、本措置が非対称規制の側面を有することも念頭に置きつつ、単純比例的に量を増加させるのではなく、産業分野を含む新規参入者のシェアや卸電力市場の活性化の状況、産業用の需要家等の受益状況、ベースロード電源の開発動向に与える影響等を踏まえつつ、必要に応じて供出量や新規参入者の購入可能量等について設定・見直しを行うこととする。
- ▶ 制度的に電源供出を求める事業者については、適正な価格でベースロード電源市場に電気を供出することを担保すべく、各事業者が保有するベースロード電源の固定費を含む平均コストに、資源価格の変動等を加味した価格を、入札価格の上限として供出することを求めることとする。
- ▶ なお、沖縄エリアにおいては、今回、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、沖縄電力は、制度的な措置に基づき電源供出を求められる対象には含まれないものとするのが適当である。
- ▶ しかしながら、沖縄電力も、系統が他エリアと繋がっていないことや、卸電力取引所が存在しないなどの特殊性に留意しつつ、卸電力市場の活性化に対して一定の役割を果たすべく、卸電力市場活性化に係る更なる取組を自主的に行うことを求めていくことが適当である。

最後に、ベースロード電源市場のような卸電力市場活性化策を通じて、これまで以上に、市場参加者及び取引量が増加することが考えられる。こうした中で、事業者による相場操縦等が発生した場合、その影響も大きくなることから、卸電力市場に対する監視を更に強化すべきであり、電力・ガス取引監視等委員会や日本卸電力取引所(JEPX)等、関連機関の体制及び役割等を強化することが適当である。

(3)留意事項

ベースロード電源市場は、今般、新たな制度設計を検討した他の様々な市場・制度等とも相互に関連しているため、こうした制度との整合性を保ちつつ、今後詳細な制度設計を行う必要がある。

具体的には、まず、連系線利用ルールの見直しの中で、間接オークションの導入及び市場分断時のエリア間値差をヘッジするための商品の検討が進められている。特に後者については、ヘッジを行う商品がないことが、先渡市場の活性化に向けたボトルネックの一つとして挙げられていたところである。そのため、こうした商品はベースロード電源市場を含む先渡市場の活性化にも資するよう、開発することとする。また、ベースロード電源市場の市場範囲についても、基本的には全国一律を志向するが、その開発状況等も踏まえつつ、設定することとする¹²。

¹² ベースロード電源、特に原子力発電所については、地方自治体や地域住民の理解・協力はもちろんのこと、各地域の電力会社による安全投資や、現場の弛まぬ努力等により、これまで建設・運営が行われ、各事業者の供給区域における電源として活用されてきた。今後、ベースロード電源市場の創設等に伴い、地域を跨がる電気の取引が拡大されることとなれば、その恩恵が安価な電気という形で全国に裨益することとなる。こうした状況においても、全国大で得られたベースロード電源のメリットが引き続き、地場産業や雇用への貢献を通じて、地域に着実に還元されることが期待される。

次に、容量メカニズムにおいて顕在化する kW 価値に対する支払いを通じて、事業者は発電投資に係るコストを回収することが可能である。そのため、今後の議論を通じて、ベースロード電源市場において電力量のみ取引されることとなれば、容量メカニズムを通じた収入は入札価格から控除することとし、電力量と容量を一体で販売する場合は、ベースロード電源市場で調達した量に応じて、新規参入者が容量メカニズムを通じて確保すべき容量も控除するものとする。

更に、今後ベースロード電源市場を通じて、非化石電源(一般水力、原子力等)により発電された電気が取引された場合、現行の取引所取引同様、非化石価値が埋没してしまう。そのため、非化石電源を供出する場合には、非化石価値については電気と切り離して、別途新設する非化石価値取引市場で取引することとする。

最後に、政策目的が重複する既存制度(常時バックアップ及び部分供給)¹³については、ベースロード電源市場創設と併せて即時廃止することは志向しないものの、小規模事業者に配慮しつつ、一連の卸電力市場活性化策を通じて、新規参入者が卸電力市場からの電源調達に移行することを促すこととする。他方で、システム改革の果実を需要家に還元することをより早期に実現するため、ベースロード電源市場の創設前にも、競争活性化や卸電力市場活性化に資する各種取組を、相互の整合性に留意しつつ、追加的に検討することが適当である。

2. 3. 連系線利用ルールの見直し

(1) 制度の意義

地域間(エリア間)連系線の利用については、「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則として、広域機関によって利用計画が管理されている。連系線を利用した広域的な運用拡大のため、一部の連系線では設備増強のための計画策定プロセスが開始されており、先着優先ルールを継続する場合、一刻一秒を争って申し込み順位を争う、不毛な競争が生じるおそれがある。また、我が国の電力需要が今後大きな伸びを期待できないことを考慮すれば、既存の連系線設備をより効率的に利用できるルールの整備が重要である。こうした制度は、卸電力市場の活性化、より広域的かつ効率的な電源活用、将来的な調整力の広域運用等の基盤となるものであり、結果的に、再生可能エネルギーの最大限の活用にも資するものと考えられる。

加えて、2016年4月から計画値同時同量制が導入されたことで、託送制度上、自由に電源の差し替えができるようになり、連系線の利用計画も特定電源との紐付きが不要となった。このため、先着優先によって連系線容量を確保している事業者は、それをを用いて自身にとって最も経済効率的になるよう電気の調達先を差し替えることが可能となる一方、新規参入者は、既存事業者によって連系線が占用されている場合、連系線を活用して電源を差し替えることができず、既存事業者が極めて有利な権利または地位を有することになるといった新たな問題も生じている。

こうした状況も踏まえ、我が国の連系線利用ルールの見直しをすることで、公正な競争環境の下で送電線の利用を促し、更に、広域メリットオーダーの達成及び競争活性化を通じ、電気料金を最大限抑制し、事業者の事業機会の拡大を実現していくことが適当である。

¹³ これらの措置は、従来から卸電力市場の流動性が不足していることを背景とした過渡的な措置として位置付けられており、卸電力市場が機能した場合には廃止されることが望ましいとされている。かかる位置付けは、ベースロード電源市場における非対称的な措置についても同様であると考えられる。

(2) 基本的な考え方

公平性・公正性を確保するとともに、卸電力市場の取引量増加を図るため、広域機関における検討を踏まえ、現行連系線利用ルールを「先着優先」から市場原理に基づきスポット市場¹⁴を介して行う「間接オークション」へと変更することを軸とする。なお、間接オークションを導入した場合、スポット市場を介した地域間電力取引が活性化することが期待されるが、当該取引が地域間連系線の空容量を超える場合には、現行スポット市場処理と同様、市場分断が発生し、各エリア内で売買を成立させる処理が行われる。その結果、分断されたエリア間で値差が生じるが、こうした効果は間接オークション導入に伴うスポット取引量の増加に伴い、より多くの事業者により大きな影響が及ぶことになる。そのため、このようなエリア間値差リスクをヘッジできる仕組みについても、併せて検討を進めていく。

(3) 留意事項

前述のとおり、ベースロード電源市場との関係性に留意する必要がある。更に、電源投資に配慮する観点等から、一定期間の経過措置を設けることとしているが、容量メカニズムにより、中長期的な供給力をより効率的に確保するための仕組みが設けられることになれば、投資回収の観点からは、結果として、同じ効果をもたらす可能性がある。そのため、両制度が併存する場合には、整合性を確保することが必要である。

また、事業者が一定の費用負担を受け入れて(特定負担)建設した連系線の場合、費用負担をしていない事業者と同様に扱うことは不公平であるため、このようなケースの扱いについても検討を進めていく。

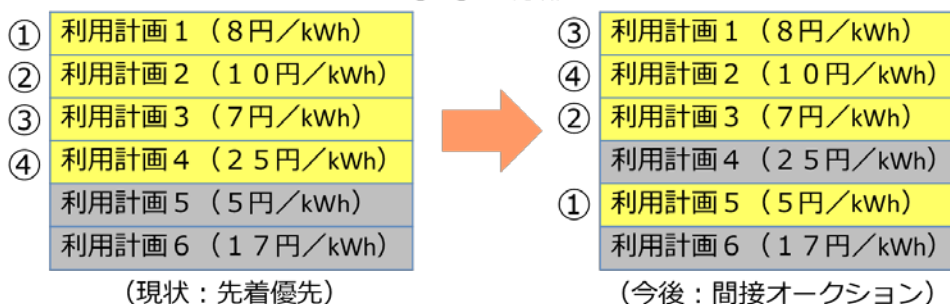
更に、長期固定電源(原子力、揚水式を除く水力、地熱)は技術的課題や規制上の制約等から、出力抑制や他の電源への差し替えが困難な可能性があり、長期固定電源が確実に発電し続けることができる措置については、広域機関での検討結果も踏まえて結論を得るものとする。

(参考図 3) 競争的な送電線利用ルール(間接オークション)への移行

<連系線利用状況イメージ>

(4つの利用計画分を送電できる容量があると仮定)

①～④は優先順位



¹⁴ 小売電気事業者は、電力を購入する発電所の立地エリアで卸電力取引市場のスポット市場に売り入札、小売電気事業者の小売供給エリアで買い入札を実施することで、約定した場合、実質的に連系線をまたいだ取引を行うことができる。現在では先着優先で先に確保された容量を除き、地域間取引を含めた全体の約定処理が行われている。

2. 4. 容量メカニズムの導入

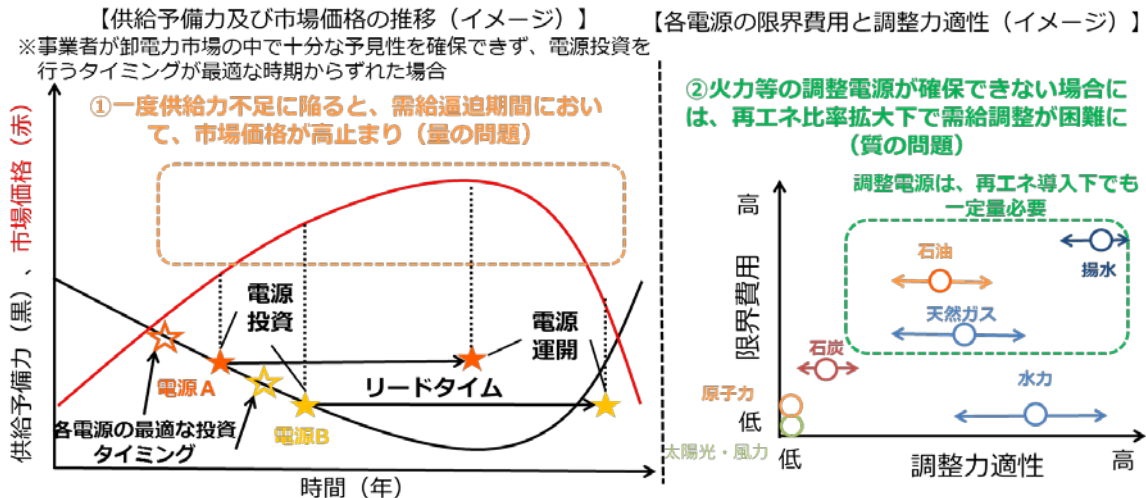
(1) 制度の意義

発電投資に関しては、小売全面自由化以降、原則市場取引を通じて、または市場価格を指標として投資回収される仕組みに移行していくと考えられるため、大部分の電源に係る投資回収の予見性は、総括原価方式の下、規制料金を通じて投資回収がなされてきた頃と比べて、低下すると考えられる。また、固定価格買取制度等を通じて、再エネが拡大することになれば、稼働率や市場価格の低下に伴い、全電源の売電収入が低下すると考えられる。その結果、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を更に減退させる可能性がある。

今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレイス等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような場合には、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、更に電源開発に一定のリードタイムを要することから、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられる。

そのため、単に卸電力市場(kWh 価値の取引)等に供給力の調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力が確保できるようにする。

(参考図 4) 中長期的に供給・調整力が確保できない場合に顕在化する問題



(2) 基本的な考え方

ほとんどの自由化先進国において、前述した意義に基づき、容量メカニズム等の投資回収の予見性を高める施策が措置されているが、その具体的な手法については、個別事情に鑑み、それぞれ大きく異なっている。したがって、我が国において新たな制度を導入する場合においても、最も効率良く中長期の供給力・調整力を確保することで、結果として需要家のメリットを最大化し、負担を最小化する仕組みとすることが必要である。

こうした観点から、検討を進めた結果¹⁵、一定量の供給力を確保することができる「容量市場」は、①予

¹⁵ 海外事例を踏まえた最適な容量メカニズムの比較検討(集中型及び分散型の比較を含む)については、第2回市場整備ワーキング・グループ資料3及び第3回市場整備ワーキング・グループ資料4を参照。

め必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること等を踏まえると、最も効率的に中長期的に必要な供給力等を確保するための手段であると考えられる。

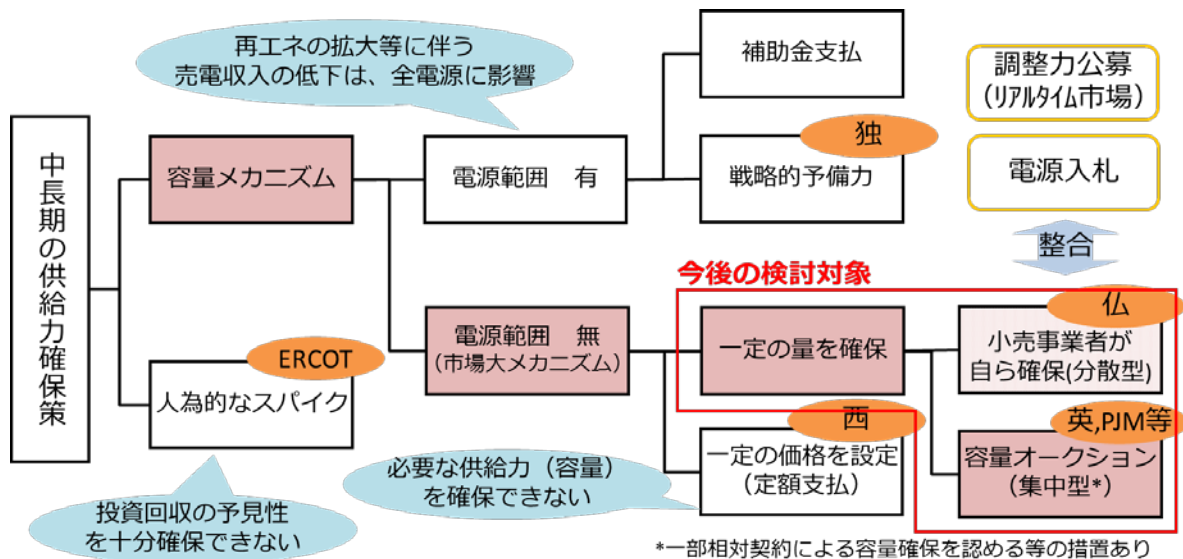
また、小売電気事業者については、小売全面自由化時の事業類型見直しを契機に、供給力確保義務という形で安定供給上の一定の役割を果たすことが求められているが、将来の供給力を早い段階から確保するための容量市場においても、需要側の取組(ディマンドレスポンス)の活用によるピーク需要削減等も含め、事業者の創意工夫を最大限活用することが可能であるため、同様の役割が期待される。そのため、新規参入を過度に抑制しないよう留意しつつも、小売電気事業者が中長期的に必要な供給力をより早い段階から確保することを求めていくこととする。なお、こうした措置は、投資回収の予見性を高めるための措置であり、必要な電源投資等のための総コストは変わらない、若しくはリスクプレミアム等の金利分減少することから、中長期的に見た小売電気事業者の負担はむしろ抑えられると考えられる。

更に、容量市場には必要な供給力(容量)を市場管理者等が一括で調達する集中型と、小売電気事業者が相対や取引所取引等の市場取引を通じて自社に必要な供給力を確保する分散型という2つの類型が存在するが、様々な要素を比較検討した結果、①容量確保に係る高い実効性や、②支配的な事業者への対応の容易さ等に鑑み、現時点で分散型の可能性を完全に排除するものではないが、今後は集中型を軸に、詳細な検討を進めることが適切であると判断した。

また、こうした容量市場の運営等に当たっては、①全電気事業者が加入する中立機関であること、②供給計画の取りまとめを行い、全国大での供給予備力評価等に知見があることといった理由から、広域機関が市場管理者等として、一定の役割を果たすことが適当である。

その他、ネガワットなどのディマンドレスポンス等を導入することは、電源の建設・運用を最適化し、社会コストを低減することを可能とするため、容量市場の中でもその価値が適切に評価されるべきである。しかし一方で、新たな市場への参加が認められることによって、役割も拡大することが期待されるため、こうした変化に鑑み、ネガワットなどの需要側の取組等の普及が阻害されない範囲で、ネガワット事業者等にもこれまで以上に適切な規律を求めていく必要がある。

(参考図 5)最適な容量メカニズムの選択



(3)留意事項

今後、更に容量市場の詳細検討を深めるに当たっては、前項に示した基本的な考え方に加えて、例えば以下のような点に留意しつつ、検討を進める必要がある。

- 我が国固有の稀頻度リスクである大規模災害への対応も制度的に行う場合、費用対効果最大化の観点から、通常の容量市場とは別の商品・手段とすることも含めて検討する。
- 小売電気事業者が確保すべき容量等を決定するに当たっては、特に新規参入者にとって、短期的に過度な負担とならないよう留意する。
- 他方で、容量確保期間や契約期間は、電源開発のリードタイムの比較的短い再エネ等も含めてkW 価値を適切に評価する等の観点から、今後の電源開発の動向等を踏まえて決定するとともに、時間の経過による変化を調整する機能等を設け、一定の柔軟性を確保する。
- 発電側の変動に係る調整コストは、その全てを容量市場で対処する特性のものではないという前提の下、その原因が特定できる場合は、関連する制度での対応等を含め、発電側に適正な負担を求めていく必要がある。
- 既存電源、特に償却が進んだ電源に短期的に過剰なレントが発生する可能性があることに留意し、当面は新設等と既設で市場を分ける等の対応も含めて、今後検討する必要がある。
- 電源の特性を踏まえた調整係数等の設定に際しては、極力恣意性を排除し、公正・公平な競争環境を志向するものの、ネガワットのような新しい技術が過度に阻害されないよう、一定の柔軟性を確保する。
- 容量確保に際して、事業者の創意工夫の余地を残しつつも、支配的な事業者の市場支配力を軽減するための措置を適切に講じる等することで、小売電気事業者間の競争環境に留意をする。
- 調整力公募(リアルタイム市場)や電源入札制度、固定価格買取制度等との整合性を確保し、費用対効果を最大化し、事業者の選択肢を過度に制限しないようにしつつ、各制度において市場原理を適切に機能させる。
- 容量市場における価格は、卸電力市場の厚みや需給状況を織り込み、最も適切な指標として形成されるように留意し、導入後も、状況変化に対応すべく、適切なタイミングで見直すことを可能とする。
- 容量市場に一定の実効性を確保するための仕組み(ペナルティー等)を導入するに当たっては、需給状況や電源等の特性、小規模事業者にも留意しつつ、その要件を設定する。

2. 5. 非化石価値取引市場の創設

(1)制度の意義

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、「高度化法」という。)により、小売電気事業者は、自ら調達する電気の非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることが求められている。

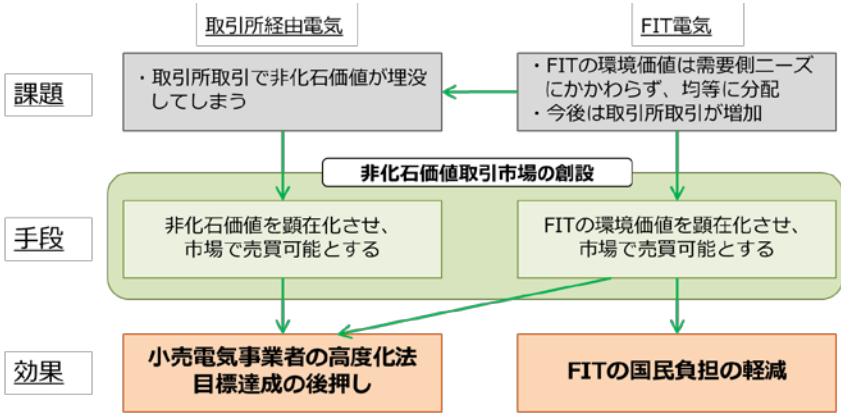
しかし、卸電力取引所では、非化石電源と化石電源の区別がされないため、非化石電源の持つ価値が埋没し、非化石電源比率を高める手段として活用されていない。結果、取引所取引の割合が比較的高い新規参入者にとっては特に、非化石電源を調達する手段が限定される状況になっており、高度化法の目標達成が困難な面がある。

また、FIT電気(固定価格買取制度に基づき買い取られた電気)の持つ環境価値(非化石価値を含む)に

については、現状、賦課金負担に応じて全需要家に均等に帰属するものと整理されており、国民負担の軽減を図る観点から、その価値を顕在化するような制度設計の在り方についての更なる検討が求められているところである。

このような状況を踏まえ、①非化石価値を顕在化し、取引を可能とすることで、小売電気事業者の非化石電源調達目標の達成を後押しするとともに、②需要家にとっての選択肢を拡大しつつ、FIT制度による国民負担の軽減に資する、新たな市場である非化石価値取引市場を創設することが適当である。

(参考図 6) 非化石価値を取り巻く課題と解決に向けた手段の必要性



(2) 基本的な考え方

本市場の創設に当たっては、上記の制度趣旨を踏まえ、非化石価値を顕在化し、その価値に適切に評価を与えることができるよう、以下の主要な論点について基本的な考え方を整理した。

➤ (非化石価値の分離と二重計上防止について) 非化石価値を顕在化するに当たり、非化石価値とその実電気を一体で取引する方法も考えられるが、実電気のみに対する需要や、実電気と分離された非化石価値に価格がつくことによって確実に非化石価値の顕在化を実現できる点などに鑑み、非化石価値を証書化し、実電気とは分けて取引するものとする。

また、非化石価値が分離された実電気から二重に非化石価値が計上される状況が発生しないよう、相対取引も含め、発電段階で全ての非化石電源の非化石価値を分離し、全ての非化石電源を一律に証書発行の対象とする。

なお、非化石証書を発行する際に必要となる、その証書が非化石電源由来であることを認証する作業については、FIT電源は費用負担調整機関が担うこととし、非FIT非化石電源の認証手段についても、今後速やかに検討を進めるべきである。

➤ (非化石価値以外の環境価値について) 電気の持つ環境価値としてはいくつかの概念が考えられるが、①非化石価値(高度化法上の非化石比率算定時に非化石電源として計上できる価値)以外に、②ゼロエミ価値(CO2 排出係数が 0kg-CO2/kWh であることの価値)や③環境表示価値(小売電気事業者が需要家に対しその付加価値を表示・主張する権利)が主なものとして挙げられる。

ゼロエミ価値については、そもそも全ての非化石電源はCO2 排出量がゼロであることに鑑み、非化

石価値と同時にゼロエミ価値が移転されるものと整理する。なお、非化石証書のオフセット効果等、CO2 排出係数の算定方法は、地球温暖化対策の推進に関する法律(以下、「温対法」という。)に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会(経済産業省・環境省共管)において別途検討することが適当である。

環境表示価値については、非化石証書によって加算された非化石比率やオフセットされた排出係数に関しては、その付加価値を需要家に訴求することは可能とする。ただし、電源構成表示に関しては、実際に受電した電源の構成を表示するとの整理がなされており、非化石証書を購入しても電源構成は変わらない点に留意が必要である。他方、再生可能エネルギー由来の証書に関しては、電源構成外にて「実質再エネ 100%」等の表示を許容することも考えられ、こうした、表示に関する具体的な規定は、電力・ガス取引監視等委員会において別途検討することとする。

- (非化石証書の種類について)非化石証書に関して、その由来する非化石電源種は再生可能エネルギー、原子力が考えられるが、再生可能エネルギー由来の証書に関しては、どの非化石電源種由来の証書か区別せず販売するか、「再エネ由来証書」として販売するか、売り手が選択できることとする¹⁶。なお、証書を電源毎に更に細分化するか等は事業者のニーズを踏まえ、今後引き続き検討する。

(参考図7)証書のメニューと帰属する価値の整理

保有する価値		メニュー指定	再エネ指定 (FIT含む)	指定無し
①非化石価値			有	有
②ゼロエミ価値			0kg-CO2/kWh	0kg-CO2/kWh
③環境表示価値	電源構成表示		影響しない(※)	影響しない
	電源構成外表示		①CO2排出係数0と表示可	①CO2排出係数0と表示可
			②再エネ由来の証書を購入していることを訴求可能。	②なし
			差異が発生する	

※FIT再エネ電源と非FIT再エネ電源の違いは、引き続き、電源構成表示の差異によって反映される。

- (市場の担い手について)非化石証書の買い手は、当該市場が高度化法の非化石電源比率達成の手段であることに鑑み、原則として小売電気事業者とし、証書を購入した者に非化石価値がすべて帰属することとする。証書の売り手は、FIT電源は費用負担調整機関¹⁷、非FIT非化石電源は発電事業者とする。なお、証書の流動性の観点から、小売電気事業者間での証書の転売も認めることとする。また、市場の設置場所については、これまでの卸取引所取引の業務経験や、既存の市場との関連性に鑑み、

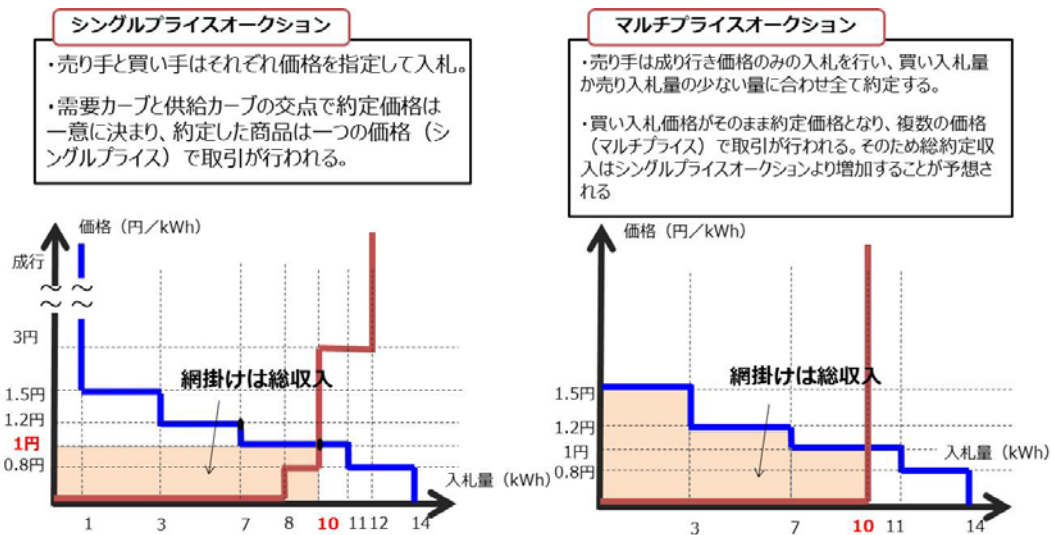
¹⁶ 買い手である事業者も「再エネ由来証書」を選択して購入し、電気とともに需要家に販売することが可能であるため、再エネの電気を使いたいという需要家の選択肢拡大に資する(詳細後述)。

¹⁷ 費用負担調整機関は、FIT電源に係る証書の全量を「再エネ由来証書」として販売する。

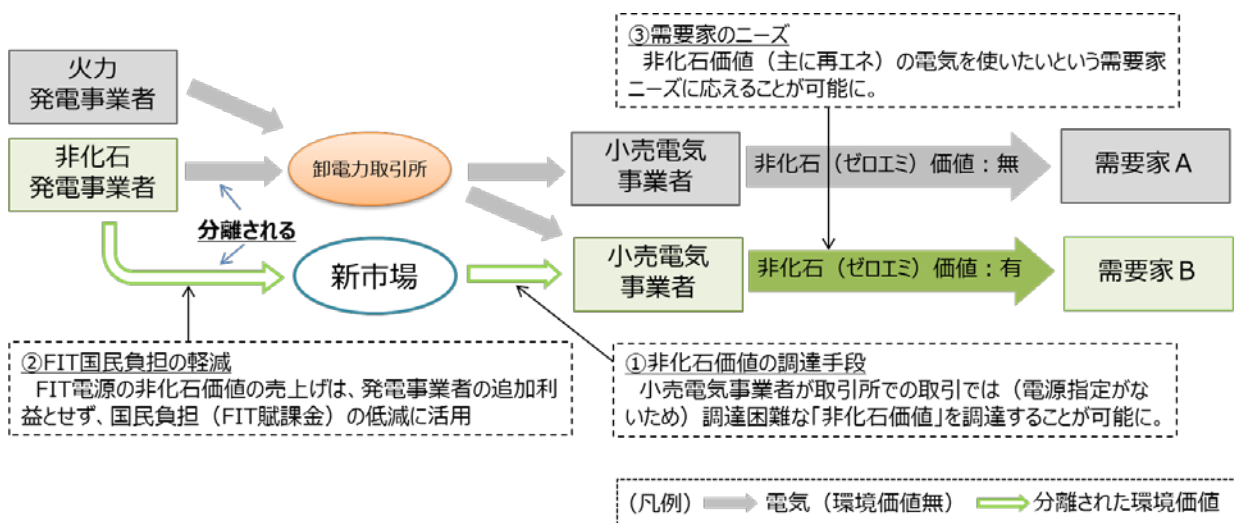
日本卸電力取引所の下に創設する。

- ▶ (市場の価格決定方式について) 取引所での価格決定方式としては、制度導入当初の取引所取引においてはFIT由来の証書流通量が多くを占めることが予想されることから、FITによる国民負担の軽減を最大限に図る観点から、当面はマルチプライスオークション方式を採用する。
- ▶ (需要家の選択肢の拡大) 上記の結果として、証書を購入した小売電気事業者は、非化石価値(再エネ由来の価値)を電気とともに需要家に販売することが可能となる。したがって、例えば、再エネの推進に貢献したいと考える需要家は、数ある料金メニューから、こうした小売電気事業者が提供する再エネ価値付きのメニューを選択することで、実際に貢献することが可能となる。需要家のニーズが高ければ、非化石価値取引市場が積極的に活用され、小売電気事業者のサービス多様化が図られることが期待される。

(参考図8)オークションでの価格決定方式



(参考図9)市場創設効果(イメージ)



(3)留意事項

本市場は、一義的には小売電気事業者の高度化法における非化石電源調達目標の達成を後押しする手段として措置されるものであるが、高度化法の目標の定め方によっても市場の価格に影響が生じ、事業者の予見性に相当の影響を及ぼす可能性がある。したがって、以下のような点に留意しながら、今後の運用等を行う必要があると考えられる。

- 高度化法告示(非化石エネルギーの利用に関する電気事業者の判断基準)では、政府は、定量的な中間評価の基準を設け、評価を行うことで目標達成の確度を高めることとされている。本委員会の議論においては、この基準について、3E+Sとの整合性を図りながら、FIT法の施行時期や今後の非化石電源の導入状況等を踏まえつつ、適切かつ慎重に設定する必要があるとの意見が大勢であった。政府においては、こうした点に留意しつつ、中間評価の在り方等に係る検討を進めるべきである。
- 一部の事業者が自社で多くの非化石電源を保有していることで、事業者間の非化石価値へのアクセス環境に差が生じ、小売競争に与える影響等に留意する必要がある¹⁸。また、非化石価値が、非FIT再エネ電源等を新設・維持するインセンティブを高めることについてもエネルギー政策上の観点等から留意する必要がある。
- 全ての非化石電源を一律に証書発行の対象とする取扱いについては、取引のための環境整備(非化石電源であることの認証手段の設置、売り手となる発電事業者のシステム対応等)に一定の時間が必要となる。この点、FIT電気に関しては売り手が費用負担調整機関のみであることや、FIT設備認定の際に電源の認証等を既に行っていることから、その他の電源と比較しコストが大幅に少ない。したがって、市場開設当初はFIT電気について証書取引を先行して開始し、全ての非化石電源を対象とする取扱いについては、上記環境整備等の状況を踏まえ、早期に取引開始できるよう検討を進める。なお、市場開設当初はFIT電気由来の非化石証書のみが流通することとなるが、前述(2)のとおり、売り手は「再エネ由来証書」として販売するか否かを選択できることとする。
- 2019年以降、住宅用太陽光がFIT買取期間終了を迎えることとなるが、その際、これら小規模な電源について、証書発行に際し追加的な取引コストが発生してしまう懸念があることから、こうしたコストを低減する等の配慮を行う必要がある。
- 電力の小売営業に関する指針に基づく電源構成の考え方や、温対法に基づくCO₂排出係数制度におけるゼロエミ価値の整理等、他の既存制度との調和を図ることが求められる。特に、CO₂排出係数制度では、非化石価値(ゼロエミ価値を含む)が分離された非化石電源についてもなお、物理的な排出係数の指標となる「実排出係数」はCO₂排出量がゼロとされることから、非化石価値を分離した後の電気について、引き続き、他の電気と分離して取扱う等のルール整備が必要と考えられる。

¹⁸ 市場取引の厚みを持たせ、小売電気事業者の非化石価値に対するアクセス環境の平準化を図るため、自社の内部取引も市場経由にするグロスビディングのような施策も必要ではないかという意見があった。

2. 6. その他の施策

(グロスビディング)

旧一般電気事業者はこれまで、余剰電源をスポット市場に限界費用ベースで取引所に投入する自主的取組を実施してきたが、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における卸電力取引の活性化に係る議論の過程において、今後は自社供給(社内取引)分も含めて、取引所を介して売買するグロスビディングを新たな自主的取組として行うことを表明した。こうした取組は、海外においても取引の透明化・効率化、取引所取引の流動性・価格指標性の向上といった意義があるとされており、実質的に取引所取引の流動性等が向上し、例えば長期的な取引の活性化につながる等、競争的な市場構造を実現することに資する初期の取組となっていくことが期待される。

(需給調整市場)

一般送配電事業者は、自らが周波数維持義務を果たすために必要な調整力を確保するため、2016年10月より調整力公募を実施しているが、今後、公募結果等を踏まえつつ、需給調整市場(リアルタイム市場)の詳細設計を行い、一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境を整備することが適当である。なお、こうした市場を設計する場合においても、調整力公募同様、容量市場との整合性を図る必要がある。

(先物市場)

先物市場については、金融機関等、電気事業者以外の参加も得て、より流動性の高い市場を創設することが重要であり、引き続き詳細検討を進めることが適当である。

(既存契約の見直し)

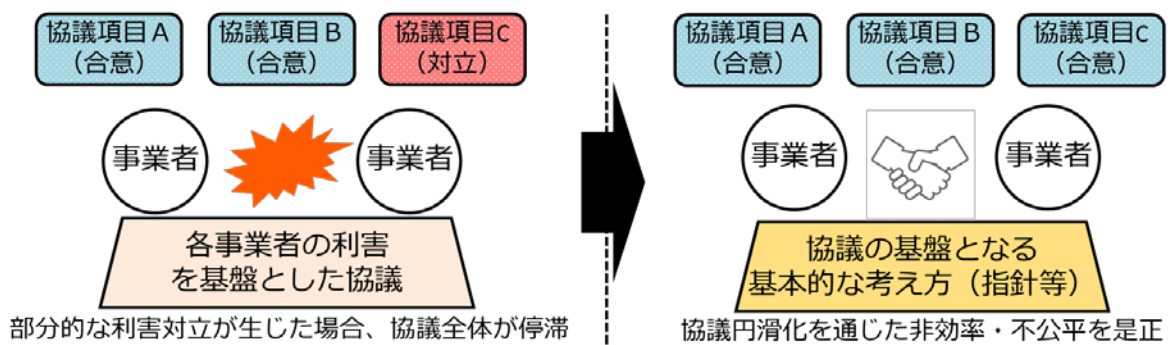
今日までの電力システム改革を経た累次の制度措置・変更に伴い、事業者間で締結された既存契約に規定された内容では、必ずしも対応できない事象が、足下でも発生しつつある。加えて、容量市場や非化石価値取引市場等の創設を通じて、新たな価値が顕在化、明確化することとなる。

したがって、新たな制度の導入に際し、システム全体の非効率や、不公平等を解消する方向で、既存契約は見直される必要があるが、個別論点毎に利害対立が先鋭化する結果、協議が円滑に進まない、市場支配力のある事業者がその支配力を行使し、見直し後も非効率や不公平等が解消しないといった事態が発生することも考えられる。

そのため、こうした協議の円滑化を図る観点から、政府等が協議に際しての基本的な考え方を指針等として示し、こうした指針等をベースに事業者が詳細な協議を行うことを求め、より効率的で公平性が確保されたシステムの構築を目指すべきである¹⁹。

¹⁹ 同趣旨に則った既存の指針である「卸電力取引活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」を最大限活用しつつも、同指針策定当初からの環境変化(卸規制の撤廃等)等も踏まえ、協議に際しての基本的な考え方を整理すべきである。

(参考図 10) 事業者間の見直し協議に際しての指針等作成の必要性



3. 自由化の下での財務会計面での課題

3. 1. 総論

(1) 電気事業の財務・会計的な特性

電気事業は、その特性として、安定供給確保のため、発電及び送配電に巨額の設備投資が必要であり、かつ、投下資本の回収期間が長期に及ぶという点が挙げられる。このため、電気の低廉かつ安定的な供給確保を達成するため、戦後約半世紀にわたり、地域独占・垂直一貫・総括原価方式による料金規制の下、確実な費用回収が制度的に担保される環境下において事業が営まれてきた。

一方で、総括原価方式による料金規制の下では、認められた費用等以上に料金収入を得ることが制限されていた点に大きな特徴を有している。総括原価方式の下で営まれてきた電気事業においては、一般の事業と異なり、将来的な費用増大リスクを見込んだ自由な価格設定を行うことはできず、制度的に認められた費用以外を料金原価に算入することは認められていなかった。

(2) 自由化の下での費用負担の在り方

2016年4月の小売全面自由化以降、総括原価方式による料金規制の撤廃に伴い、電気事業の財務・会計上の特性にも変化が生じた。このため、電力分野の自由化を進めるに当たっては、これら制度変更に伴う課題として、一般の事業においては問題とならないような、例えば、制度変更により事後的に費用が増大する場合の対応費用をどのように回収するかが課題となり得る。

1990年代から自由化を進めてきた欧米においても、自由化後の公平な競争条件を確保する観点から、規制料金の下で保証されてきた確実な原価回収が見込めなくなり、競争環境の下で回収することが困難となる費用(ストランデッドコスト)等を全需要家から回収することを認めている例が少なくない²⁰。

これらを踏まえ、本小委員会においては、小売全面自由化の下での原子力事故に係る賠償への備えに関する負担や廃炉に係る会計制度の在り方に関する議論を行うこととした²¹。

3. 2. 原子力事故に係る賠償への備えに関する負担の在り方

(1) 経緯・課題

東京電力福島第一原子力発電所(1F)の事故後、原子力事故に係る賠償への備えとして、従前から存在していた原子力損害賠償法に加えて新たに原子力損害賠償・廃炉等支援機構法(以下、「原賠機構法」という。)が制定され、現在、同法に基づき、原子力事業者が毎年一定額²²の一般負担金を原子力損害賠償・廃炉等支援機構(以下、「原賠・廃炉機構」という。)に納付している。原子力損害賠償法の趣旨に鑑み

²⁰ アメリカ(ペンシルベニア州)、スペイン等では、規制料金で回収予定だった発電所の固定費等を、自由化に伴い回収が困難になったストランデッドコストとして、託送料金の仕組みを活用して全需要家から費用回収を行っている。

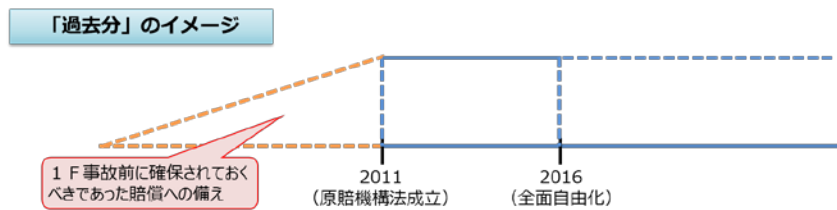
²¹ なお、上記のような規制料金の性質を踏まえれば、欧米において検討がなされているストランデッドコストに類するものが今後明らかになることも否定できない。したがって、そうした費用が明らかになった場合には、その都度、発生の際緯や規模感等を精査の上、対応の必要性を含め検討がなされるべきと考えられる。

²² 機構の業務に要する費用の長期的な見通しに照らし、当該業務を適正かつ確実に実施するために十分なものであり、各原子力事業者の収支の状況に照らし、事業の円滑な運営に支障を来したり、需要家に著しい負担を及ぼしたりするおそれのない金額として、毎年度、原賠・廃炉機構が主務大臣の認可を得て定めている。2015年度は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者9社、日本原子力発電、日本原燃の11社が計1,630億円を納付している。

れば、本来、こうした万一の際の賠償への備えは、1F 事故以前から確保しておくべきであったが、政府は何ら制度的な措置を講じておらず(=制度の不備)、事業者がそうした費用を料金原価に算入することもなかった。

このような状況の下で、2016 年 4 月に小売が全面自由化され、新電力への契約切替えにより一般負担金を負担しない需要家が増加していることを踏まえ、需要家間の公平性等の観点から、1F 事故前に確保しておくべきであった賠償への備え(以下、「過去分」という。)の負担の在り方について検討を行った。

(参考図 11)1F 事故前に確保しておくべきであった賠償への備え(過去分)のイメージ



(2) 基本的な考え方

① 過去分の負担の在り方

従来、総括原価方式の下で営まれてきた電気事業においては、一般の事業と異なり、将来的な費用増大リスクを見込んだ自由な価格設定を行うことはできず、料金の算定時点で合理的に見積もられた費用以外を料金原価に算入することは認められていなかった。これは、規制料金の下では、全ての需要家から均等に費用を回収することとなるため、同じ電気を利用した需要家間では不公平は生じないということを前提として、その電気を利用した時点で現に要した費用(合理的に見積もられた費用)のみ料金原価への算入を認めるという考え方に基づく。

しかしながら、過去分を小売料金のみで回収するとした場合、過去に安価な電気を等しく利用してきたにもかかわらず、原子力事業者から契約を切り替えた需要家は負担せず、引き続き原子力事業者から電気の供給を受ける需要家のみが全てを負担していくこととなる。こうした需要家間の格差を解消し、公平性を確保するためには、全需要家が等しく受益していた過去分について、全ての需要家が公平に負担することが適当であり、また、そうした措置を講ずることが、福島復興にも資するものと考えられる。

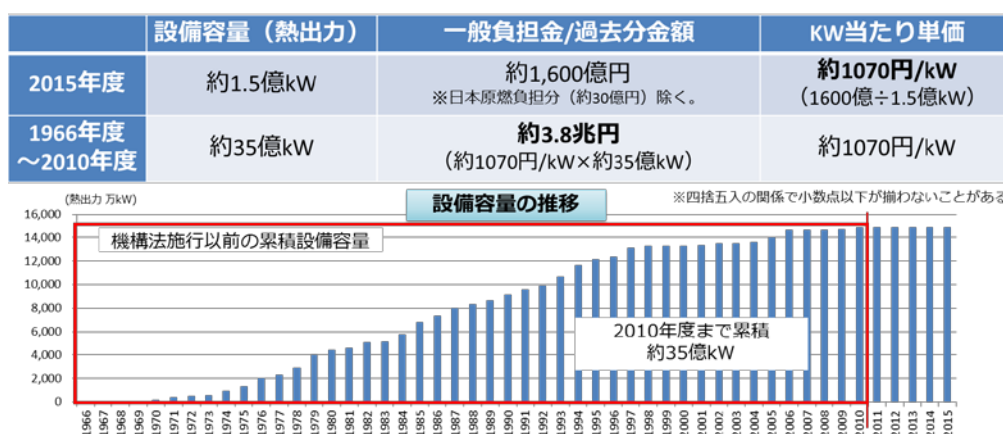
② 過去分の規模

過去分は、原賠機構法が措置されていれていなかったために生じたものであることから、その規模の算定に当たっては、現行の一般負担金の算定方式を前提とすることが適当と考えられる²³。

具体的には、各原子力事業者が納付する一般負担金の額が、各事業者が保有する原子力発電所の設備容量(熱出力 kW)等を基準に決定されていることを踏まえれば、過去分の総額は、現在の一般負担金の額と原子力発電所の設備容量等の関係を基に算出した一般負担金の kW 当たりの単価(1,600 億円 ÷ 全事業者の設備容量総和)に、全事業者の累積設備容量(各炉の設備容量 × 炉年(運開後の経過年数)の総和)を乗じることで算定することができ、この方法で算定される過去分の総額は約 3.8 兆円となる。

²³ 現行の一般負担金は、従来、総括原価方式の下で将来にわたって回収することを前提としていたため、将来分と過去分の区別がなされておらず、それぞれをどの程度回収できているか、明確化されていなかった。

(参考図 12) 過去分の規模

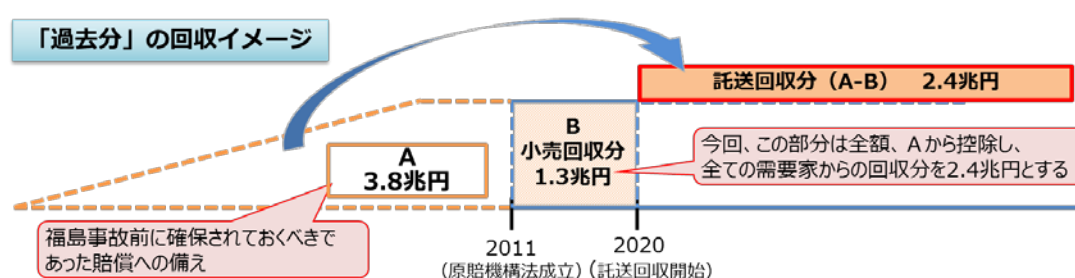


③ 全ての需要家から公平に回収する過去分の額

現在、原子力事業者が毎年納付している一般負担金は、経過的に措置されている小売規制料金等により回収されていることから²⁴、全ての需要家からの過去分の公平な回収は、小売規制料金が原則撤廃される2020年に開始することが妥当であると考えられる。この場合、2019年度までに納付される一般負担金は、小売規制料金の残る限定的な競争環境下で回収されるため、全需要家ではないものの、概ね全ての需要家から回収されると考えることができる。

このため、全ての需要家から公平に回収する過去分の算定に当たっては、2011年度から2019年度までに納付される一般負担金を全需要家から回収する過去分と同様のものと扱い、過去分の総額から控除する。²⁵2019年度までに原子力事業者が納付することが想定される一般負担金は、今後の負担金が2015年度と同条件で設定されると仮定すれば約1.3兆円であり、これを過去分総額から控除すると、約2.4兆円となる。

(参考図 13) 全ての需要家から公平に回収する過去分のイメージ



²⁴ 現在、一般負担金は、小売規制料金の営業費として原価算入が認められており、原賠機構法制定以降に料金改定を行った事業者（北陸電力、中国電力、沖縄電力を除く7社）においては電気料金原価に算入されている。

²⁵ 2020年度以降に納付される、託送料金の仕組みを利用して回収することとなる不足分以外の一般負担金については、引き続き、原子力事業者が負担することとなる。

④過去分の回収方法

小売全面自由化により需要家が電力の供給者を自由に選択できるようになる中で、広く需要家に負担を求める方法は、(a)税・賦課金等のように全国の需要家に一律に負担を求める仕組みと、(b)託送料金のように特定の供給区域内の全ての需要家に一律に負担を求める仕組みの2つに大別できる。

この点、電源構成に占める原子力の割合(すなわち、原子力の電気の利用量)は供給区域ごとに異なる一方で、過去分の負担は、過去の原子力の電気の利用に応じて行うべきものであることや、現状、一般負担金は小売規制料金に含まれ、供給区域ごとに異なる水準となっていること等を踏まえると、過去分を国民全体で負担するに当たっては、特定の供給区域内の全ての需要家に一律に負担を求める託送料金の仕組みを利用することが適当と考えられる²⁶。

約 2.4 兆円の過去分を託送料金の仕組みを利用して全需要家から回収する場合、単年度当たりの需要家の負担を最大限抑制しつつ、将来世代に過大な負担を課さないようにする必要がある。国内で初めて商用原発が稼働(1966年)してから原賠機構法の制定(2011年)まで45年であり、また、現行規制法上、原発の稼働期間が原則40年であることを踏まえると、回収期間を40年(年間回収額600億円)とすることが妥当と考えられる。このとき、1kWh当たりの負担額は0.07円(標準家庭(260kWh)での負担は18円/月)²⁷となる。

(3)留意事項

今回、検討を行った過去分は、事故への備えの不備により生じた準備不足分について、自由化という外生的要因を契機として一定の仮定の下でその規模を特定したものである²⁸。このうち、全ての需要家から公平に回収する分の総額の上限が2.4兆円であり、これは、今後、変動が生じる性格のものではない。

本来、発電部門の原価として回収されるべき過去分について、託送料金の仕組みを通じて広く全需要家に負担を求めるに当たっては、その額の妥当性を担保する措置を講ずるとともに、個々の需要家が自らの負担を明確に認識できるよう、指針等を通じ、小売電気事業者に対し、需要家の負担の内容を料金明細票等に明記することを求めていくべきである。

また、原子力に関する費用について、託送料金の仕組みを通じた回収を認めることは、結果として、原子力事業者に対し、他の事業者に比べて相対的な負担の減少をもたらすものである。このため、競争上の公平性を確保する観点から、原子力事業者に対しては、例えば、原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである。

なお、特定の電源の発電費用の一部について全需要家に負担を求める場合、需要家による小売電気事

²⁶ 国民全体で対応すべき課題であることから、全国一律の負担とし、税で回収すべきとの意見や、透明性が確保されれば、どちらでも同じであるとの意見もあった。

なお、託送料金の仕組みを利用して過去分を回収する場合であっても、現実には需要家が供給区域をまたいで転居すること等を踏まえると、需要家間の受益と負担の公平性を厳格に担保することは不可能である。しかしながら、税・賦課金等の仕組みと比較すると、需要家間の公平性の確保の度合いは相対的により高いと考えられる。

²⁷ 毎月の電気料金を通じた直接的な需要家の負担額であり、別途、全販売電力量の6割以上を占める産業・業務用の電気料金を通じた間接的な需要家の負担もある点に留意が必要である。

²⁸ 今回の検討は、原子力事業者が原賠機構法に基づき納付している一般負担金の保険料的な費用の性質を変更するものではなく、毎年度の一般負担金の額が原賠・廃炉機構の運営委員会において原賠機構法に基づき決定されることを変更するものではない。

業者の選択、ひいては需要家の電源選択の自由を損なうのではないかとの懸念もあり得る。しかしながら、例えば、需要家は、一般送配電事業者がインバランス供給に用いる電源(主に火力電源由来)とは無関係に、CO2フリー等の特定の料金メニュー(電源)を選択可能である。つまり、送配電網の利用料たる託送料金は、全ての小売電気事業者が同様に負担する競争中立的なものであり、託送料金に含まれる費用の内訳により、需要家の電源選択が妨げられることはない。

3. 3. 福島第一原子力発電所の廃炉の資金管理・確保の在り方

(1) 経緯・課題

1Fの事故から6年近くが経過した今もなお、避難指示は続き、1Fの事故収束も道半ばにある。賠償や除染、廃炉など事故に伴う費用は増大しているが、小売全面自由化の中にあっても事故収束や福島復興の歩みが滞ることがあってはならず、こうした危機感を背景に、東京電力の非連続の経営改革を具体化していくための検討を行う「東京電力改革・1F問題委員会(東電委員会)」が2016年9月に設置された。

東電委員会から国に対しては、同年10月、1Fの廃炉に必要な資金については、東京電力が負担することが原則であり、東京電力にグループ全体で総力を挙げて捻出させる必要があるとの考え方の下、「国民負担増²⁹とならない形で廃炉に係る資金を東電に確保させる制度」について、検討要請がなされた。本小委員会においては、この要請を踏まえ、(a)1Fの廃炉の円滑かつ着実な実施を担保するため、長期間にわたり必要となる巨額の資金の適切な管理を担保する制度と、(b)発電・送配電・小売に分社化されている東電において、自由化の下でもグループ全体で総力を挙げて捻出する資金が確実に廃炉に充てられるための制度について、検討を行うこととした。

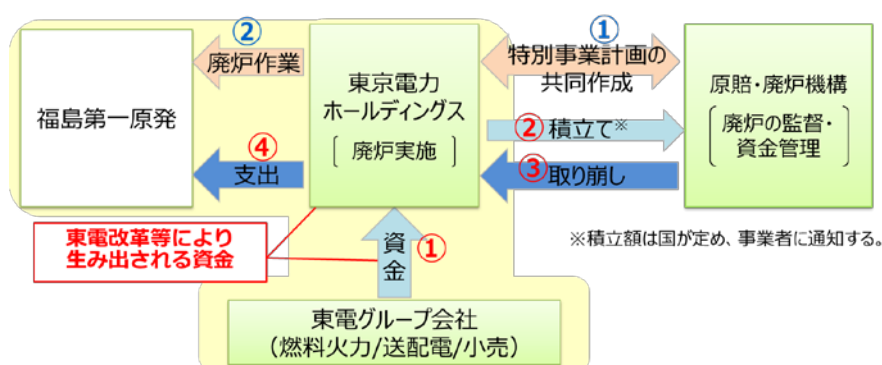
²⁹ ここでいう「国民負担増」とは、電気料金の値上げという形で外形的に負担が増加することを意味しており、電気料金の値上げにはつながらないものの、例えば本来値下げされるべき電気料金が下がらないといったような、実質的な負担増となる場合まで含むものではない。

(2) 基本的な考え方

① 確実な資金管理の方策

1Fの廃炉に必要な資金については、東京電力(燃料火力、送配電、小売を含むグループ全体)が負担することが原則である。他方で、世界に前例を見ない 1F の廃炉に必要な資金は巨額であり、かつ、その支出は長期間にわたることが見込まれる。このため、巨額の資金を長期間にわたり適切に管理していくため、第三者機関(例えば、原賠・廃炉機構)に、廃炉に係る資金を積み立て、当該機関が廃炉の実施・支出を管理・監督する積立金制度を創設することが適当である。

(参考図 14) 第三者機関(例: 原賠・廃炉機構)による資金管理スキームのイメージ



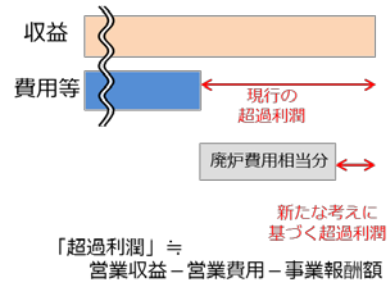
② 送配電事業の合理化分の充当

東京電力によるグループ全体での総力を挙げた経営合理化等で必要な資金を捻出させるに当たり、総括原価方式の料金規制下にある東京電力パワーグリッド(送配電部門、以下、「東電 PG」という。)においては、例えば、託送収支の超過利潤が一定の水準に達した場合、電気事業法の規定に基づき託送料金の値下げを求められることがあり、合理化努力による利益を自由に廃炉資金に充てることはできない。したがって、東電 PG における経営合理化分を確実に 1F 廃炉に充てられるようにするため、毎年度行われる託送収支の事後評価³⁰に例外を設けるべきである。

具体的には、託送収支の事後評価において、東電 PG の合理化分のうち、東電 PG が親会社(東京電力ホールディングス)に対して支払う 1F 廃炉費用相当分について、(a) 超過利潤と扱われないように費用側に整理して取り扱われるようにする制度的措置、(b) 乖離率の計算に際して実績単価の費用の内数として扱われるようにする制度的措置を講ずることが適当と考えられる。

³⁰ 事後評価においては、総括原価方式に基づき認められる事業報酬額以上の利益(超過利潤)は、託送料金の値下げによって需要家に還元すべきとの基本的考えに基づき、①ストック管理方式による累積の超過利潤の評価と、②想定単価(想定原価÷想定需要量)と実績単価(実績費用÷実績需要量)の乖離率の評価を行い、一定の基準以上の利益が生じた場合には、電気事業法に基づく料金の変更命令が発動される。

(参考図 15) 託送収支事後評価における例外措置のイメージ



(3) 留意事項

上記措置を講ずるに当たっては、(a)東電PGの託送料金の値下げ機会が不当に損なわれないよう、東電PG自体の超過利潤・乖離率の代わりに、他の一般送配電事業者の効率化達成状況によって値下げ命令の可否を判断する、(b)東電グループ全体の中で東電PGの負担が過大なものとならないよう、例えば収益性や資産状況を参考に、グループ各社との負担の程度を比較し、著しく不適當な分担となっていないかどうかを確認するといった措置を併せて講ずる必要がある。

3. 4. 廃炉に関する会計制度の扱い

(1) 廃炉会計制度について

① 経緯・課題

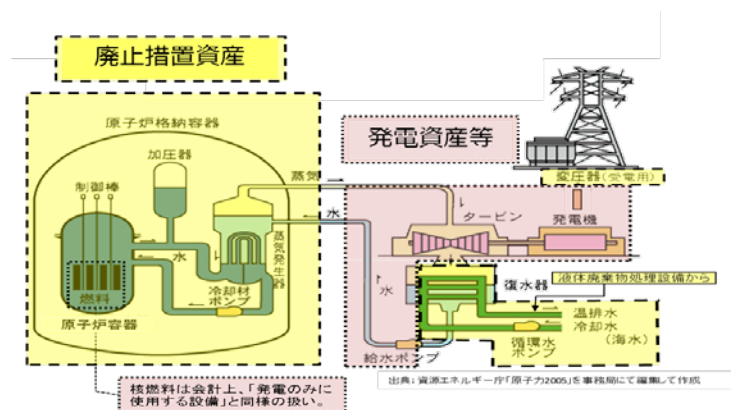
従前の電気事業会計制度の下では、廃炉に伴う資産の残存簿価の減損等により、一時に巨額の費用が生じることで、(a)事業者が合理的な意思決定ができず廃炉判断を躊躇する、(b)事業者の廃炉の円滑な実施に支障を来す、との懸念があった。このため、2013年と2015年の二度にわたり、設備の残存簿価等を廃炉後も分割して償却(=負担の総額は変わらないが、負担の水準を平準化)する会計制度が措置された。こうした制度整備を受けて、2015年に5基、2016年に1基の原子炉について、廃炉決定が行われている³¹。

廃炉会計制度は、計上した資産の償却費が廃炉後も着実に回収される料金上の仕組みが併せて措置されることを前提としており、現在は小売規制料金により費用回収することが認められている。したがって、現在経過的に措置されている小売規制料金が原則2020年に撤廃されることを見据えた場合、今後も制度を継続するには、着実な費用回収を担保する措置を講ずることが不可欠となる。この点、2015年3月の廃炉に係る会計制度検証ワーキング・グループ報告書(「原発依存度低減に向けて廃炉を円滑に進めるための会計関連制度について」)においては、競争が進展した環境下においても制度を継続させるためには、「着実な費用回収を担保する仕組み」として、総括原価方式の料金規制が残る送配電部門の料金(託送料金)の仕組みを利用することとされている。

このような中、2016年4月に小売全面自由化が行われたことを踏まえ、今回、廃炉会計制度の継続に係る具体的な制度設計について検討を行うこととした。

³¹ 2015年に関西電力美浜1,2号機、中国電力島根1号機、九州電力玄海1号機、日本原子力発電敦賀1号機、2016年に四国電力伊方1号機の廃炉決定が行われている。

(参考図 16) 廃炉会計制度の対象イメージ

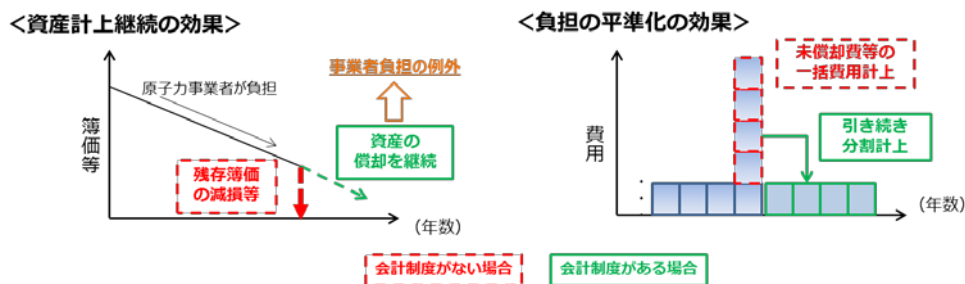


②基本的な考え方

制度創設の経緯・趣旨を踏まえれば、廃炉会計制度は、原発依存度低減というエネルギー政策の基本方針に沿って措置されたものであり、自由化の下においても原発依存度低減との基本方針に変わりはないことから、本制度を継続することが適当と考えられる。

本制度を継続するために必要となる着実な費用回収の仕組みについては、現在経過的に措置されている小売規制料金が原則 2020 年に撤廃されることから、自由化の下でも規制料金として残る託送料金の仕組みを利用することが妥当である。ただし、発電、送配電、小売の各事業が峻別された自由化の環境下で、発電に係る費用の回収に託送料金の仕組みを利用することは、原発依存度低減や廃炉の円滑な実施等のエネルギー政策の目的を達成するために講ずる例外的な措置と位置付けられるべきである。

(参考図 17) 廃炉会計の効果イメージ



③留意事項

発電に係る費用については、本来、発電部門で負担すべきであり、託送料金の仕組みを利用して廃炉会計制度を継続することは、制度を適用した事業者と他の事業者との公平な競争環境を損なうこととなる。このため、競争上の公平性を確保する観点から、制度を適用できる事業者に対しては、例えば、原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである。

また、送配電事業と直接関係しない費用について、託送料金の仕組みを通じて広く全需要家に負担を求めるに当たっては、対象となる費用の妥当性を担保する措置を講ずるとともに、個々の需要家が自らの負担を明確に認識できるよう、指針等を通じ、小売電気事業者に対し、需要家の負担の内容を料金明細票等

に明記することを求めていくべきである。

なお、現行の廃炉会計制度においては、事故炉の廃炉を円滑に進めるとの観点から、2013年に措置された廃止措置資産については事故炉を対象から除外していない。しかしながら、①1Fの廃炉に要する資金については、東京電力が確保することを原則とし、今般、そのために必要な制度的措置を講ずることとしていること、②1Fの6基の炉は既に廃炉判断がなされていること、③核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律(以下、「原子炉等規制法」という。)においては、1Fは、サイト全体として、廃炉のために特別な安全管理の措置が必要とされる特定原子力施設に指定されている一方で、実務上、事故により損傷した1～4号機と損傷していない5、6号機で異なった取扱いをしていること等を総合的に勘案し、1Fの1～6号機については、新たに講じられる制度的措置の下で円滑に廃炉が行われることを前提に、原則として託送料金の仕組みを利用した廃炉会計制度の対象から除外すべきである³²。

(2) 原子力発電施設解体引当金について

① 経緯・課題

原子力発電施設解体引当金(以下、「解体引当金」という。)は、原子炉の運転期間中に廃炉に必要な費用を着実に積み立てるために1990年に導入された仕組みである。原子力事業者は、毎年度、原子力発電所一基毎の廃止措置に要する総見積額を算定し、経済産業大臣の承認を得た上で、各原子炉の発電実績に応じて解体引当金を積み立てることが義務付けられた。

解体引当金は、1F事故以降、原子力発電所の長期にわたる稼働停止が続き、従来の生産高比例法では引当が進まないといった課題が生じたことから、2013年、引当方法を定額法に、引当期間を運転期間40年に廃炉後の安全貯蔵期間10年を加えた原則50年に変更する制度改正が行われた。今後、競争が進展した環境下でも本制度を継続し、廃炉後の安全貯蔵期間中も引当を継続させるためには、廃炉会計制度と同様、費用回収が着実にされる仕組みが必要となっている。

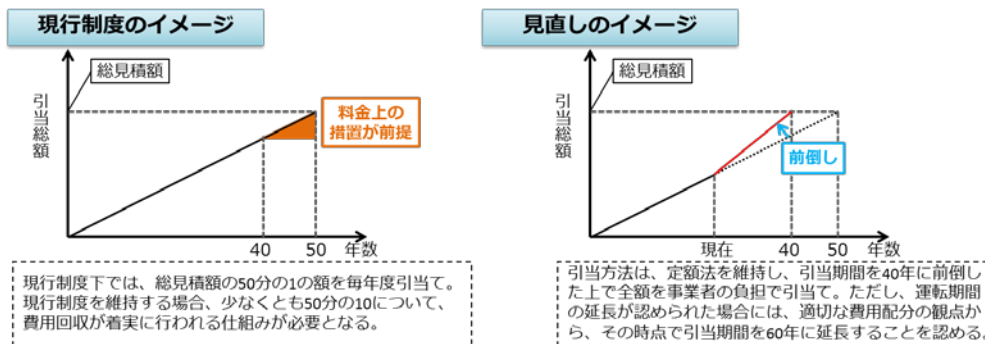
② 基本的な考え方

(a) 引当期間の見直し

原子炉の運転期間中に廃炉に必要な費用を着実に積み立てるという制度の趣旨を踏まえれば、解体引当金の必要性は自由化の下でも不変である。ただし、原子力発電所の運転、廃止に係る費用は、原子力事業者が負担するという原則に立てば、着実な費用回収が前提となる安全貯蔵期間に入る前、すなわち、廃炉前に引当を完了していることが廃炉を円滑に実施する観点からより適切な制度の在り方と考えられる。したがって、原則50年としている引当期間を原則40年に短縮することが適当である。

³² 託送料金の仕組みを利用した廃炉会計制度における扱いに関して、5、6号機については1～4号機と分けて考えるべきとの意見もあった。

(参考図 18) 引当期間の見直しのイメージ

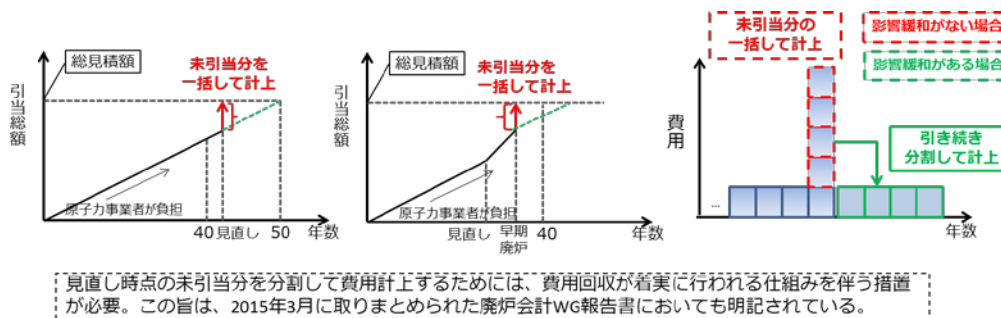


(b) 引当期間の見直しに伴う対応

引当期間の見直しを行った場合、現在、解体引当金の残額を10年間に分割して引当を行っている、2013年の制度改正以降に廃炉決定したものや、今後早期廃炉するものについては、当該原子炉の解体引当金の未引当分を一括して引き当てる必要が生じる。しかし、制度の事後的な変更によって、事業者の財務に影響を与えることは適当でないことに加え、こうした費用の発生が早期廃炉を志向する事業者の判断を歪めるようなことがあれば、廃炉会計制度の趣旨にも反することになる。

したがって、2013年の制度改正以降に廃炉決定したものや今後早期廃炉するものに限り、廃炉に伴い一括して計上することが必要となる費用を廃炉会計制度の対象とすることで、一括して発生する費用を分割して計上する仕組みとすることが適当と考えられる。

(参考図 19) 原子力発電施設解体引当金への廃炉会計制度の適用



(c) 総見積額の柔軟性の確保

解体引当金の基礎となる原発の解体に必要な費用は、1985年及び1999年の総合資源エネルギー調査会原子力部会において示された算定式に基づき、毎年度、物価変動や廃棄物量の変動を加味し、炉ごとに総額(=総見積額)を算定している。この算定式は、原子力部会において技術的な検討を行った結果として導き出されたものであり、その前提に大きな変更はないことから、現時点で合理的に見積もることのできる費用が不足なく含まれているものと評価できる。

一方で、この算定式は、モデルとなるプラントの廃炉工程を前提としたものであるため、今後、個々のプラントにおいて廃止措置を実施していく過程等で、例えば、多数の炉が設置されている原子力発電所では、設備の共有等による効率化などにより、総見積額の見直しが必要となり得る。

こうしたことを踏まえ、自由化の下でも廃炉に必要な費用があらかじめ確実に確保されるよう、個別の炉・発電所ごとに固有の事情(規制変更などにより算定式的前提を大幅に変更する必要がある場合を除く)が生じた場合に、当該事象を速やかに総見積額に反映させることが可能な仕組みを導入することが必要と考えられる。ただし、総見積額の妥当性を確保するため、これまでと同様に、総見積額を経済産業大臣が承認する仕組みとすることが適当である。

3. 5. 税制面の課題について(法人事業税)

(1) 経緯・課題

都道府県税の一つである法人事業税は、法人がその事業活動を行うに当たって受けている都道府県の各種の行政サービスに係る経費負担を、当該都道府県で事業を営む法人に対して求めるものである(いわゆる応益課税)。

法人事業税の課税額の算定に当たっては、所得等を課税標準として課税額を算定する方式が原則的な取扱いであるが、電気供給業については、1949年度から収入金額を課税標準として課税額を算定している(いわゆる収入金課税)。これは、電気供給業については、①総括原価方式による料金規制により所得が小さく抑えられていたために、所得に課税してもその事業規模に比して税収が小さくなること(所得の過小性)、②旧一般電気事業者がその供給区域において独占的に電気供給を行っていたため、課税分を確実に需要家に転嫁することができたこと(課税分の回収確実性)等、一般の競争環境下にある事業とは異なる事業環境にあったために措置されたものである。

一方で、2016年4月の小売全面自由化に伴い、一般送配電事業を除き、地域独占並びに総括原価方式に基づく規制料金は原則として撤廃され、電気供給業についても他の一般の事業と同様の競争環境に移行した。これにより、電気供給業において、コスト削減等の企業努力を通じて所得を最大化することが可能となり、また地域独占が制度上撤廃された中であって他の一般の事業と同様に価格の低廉性を争う競争環境下におかれることから、収入金課税の前提であった所得の過小性及び課税分の回収確実性といった特徴が失われることとなる。

他方、電気供給業に係る法人事業税の課税方式については引き続き収入金課税方式が存置されており、他の事業と比較して不公平な取扱いとなっている。また、収入金課税の下では、電力市場に新たに参入する事業者にとっては、事業の立ち上げ時期における税負担が過重となることから、新規参入の障壁となるおそれがある。

(2) 基本的な考え方

以上の状況を踏まえ、電力システム改革を貫徹するに当たっては、他の事業との課税面でのイコールフティングを確保し、新規事業者の電力市場への参入を促して更なる競争の活発化を実現することも必要である。そのためにも、現行の課税方式を将来的には実際の競争状況等を勘案した課税方式に変更することが必要である。

4. その他の制度等

4. 1. 原子力事業者による安全性向上の取組・防災連携の加速

(1) 経緯・課題

1F 事故から 6 年近くが経過し、複数の原発が、原子力規制委員会の規制水準を満たすと認められ、再稼働が進められている。事故後に策定したエネルギー基本計画や、長期エネルギー需給見通しにおいては、原発は、引き続き、重要なベースロード電源の一つと位置付けられている。また、今後、電力自由化が進み、更なる競争促進により経済効率性の向上が図られることになる。

こうした状況下において、原発を長期的に利用していくに当たっては、安全性向上に係る事業者の取組が、自律的・継続的に行われることが必要である。

これまで、1F 事故の教訓を踏まえ、規制水準さえ満たせば原発のリスクがないとする「安全神話」と決別するため、政府の審議会において、二度にわたり原子力の自主的安全に係る提言を行ってきた。また、一義的に安全の責任を負う原子力事業者においても、確率論的リスク評価に関する取組の促進や自主規制をするための組織を設置する等、自主的安全性向上へ向けた取組を進めてきている。

こうした取組を一過性のものにせず、継続的なものにしていくためには、不断の安全性向上を目指すための指針となる安全性の目標の議論を深め、さらには規制水準を満たしたからといって現状に満足することなく、常に安全性を問い続ける安全文化を醸成していくことが必要である。また、原子力発電所において事故が起きた場合の影響は、一事業者の枠内に留まるものではない。このため、事業者がお互いに安全性の向上を図るため、連携して、技術的課題に対する対応に当たることや、緊急時の対応を支援しあうことが期待される。実際に、一部の原子力事業者の間では「加圧水型原子力発電所の安全性向上を目指す技術協力」という形で連携が進められており、こうした取組が、広がりを持って進められることが望ましい。

こうした考え方について、原子力事業者をはじめ、メーカーや規制機関との間で共有されることはもちろん、自治体や国民とも理解を深めていくことが大切である。こうした検討を進めていくことにより、2020 年を目途に「継続的な原子力の安全性向上のための自律的システム」を確立する。このシステムの下で、原子力の安全性向上の取組を継続して実施し、エネルギー需給構造における重要なベースロード電源として、原子力が適切に活用されるよう取り組むことが期待される。

(2) 基本的な考え方

原子力の自主的安全性向上に向けた取組は、これまで、特に、①確率論的リスク評価(PRA)の活用、②ピアレビューを通じた自主規制について、事業者の取組が進んでいる。

PRA については、リスク評価の高度化に向けて、2014 年 10 月に原子力リスク研究センター(NRRC)が設立され、既存プラントを対象とした発電所ごとの PRA 手法の開発を実施してきている。今後、リスク情報活用のプロセスを体系的に構築していくためのロードマップの策定や、海外への知見の展開及び取り入れ、PRA 手法に対するピアレビュー、PRA の結果を安全対策に活かす際の手法を確立していくことが求められる。

自主規制については、2012 年 11 月、原子力安全推進協会(JANSI)が設立され、発電所のマネジメント体制向上のためのピアレビュー等の取組が行われてきた。今後は、レビューの結果を具体的な取組に結びつけるインセンティブの仕組みの構築等、より実効的な体制の構築が必要である。

今後、こうした安全性向上の取組が継続的・自律的に機能するためには、安全確保活動の指針となる目

標、安全文化の醸成について議論を深めることが必要である。また、その目標を頂点として、ステークホルダーである事業者、推進官庁、規制機関、一般国民・自治体等が、原子力の安全性向上の中で担う役割を整理し、相互に良い影響を与えるコミュニケーションの在り方を検討し、「継続的な原子力の安全性向上のための自律的システム」を構築する必要がある。更に、自律的システムの重要な要素である、研究開発、学協会規格の積極的な活用、人材育成、パブリックアクセプタンス、国際機関との関係の構築についても、更なる検討が求められる。

こうした諸課題について、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会自主的安全性向上・技術・人材ワーキング・グループにおいて更に議論を深め、自主的安全性向上の弛まぬ努力がなされるべきである。

あわせて、万が一の事故に備えた防災体制の充実に当たっては、電力各社のきめ細やかな地域への支援に加え、地域性を考慮した各社連携や、全原子力事業者の協力によるリソースの確保が期待される。こうした取組を進めることにより、結果として、原子力事業への国民の信頼回復につながることを望まれる。

4. 2. 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方

(1) 経緯・課題

電力供給の共通インフラである送配電網の維持、運用に係る費用は、総括原価方式による料金規制を受ける託送料金によって回収されている。

託送料金は、小売電気事業者に全額課金され、小売電気事業者は自らの契約する需要家に請求する電気料金に転嫁することで資金を調達しており、その規模は当該電気料金のおおよそ2割から3割に及ぶ。託送料金のコスト構造は、固定費が8割を占めるのに対して、実際には、基本料金による回収は3割のみであり、電気が高圧系統から低圧系統に流れる前提で、供給電圧については特別高圧、高圧、低圧の順でより多くインフラを利用しているという考えから、低圧になるほど高い料金が設定されている。

これら現行の託送料金制度の特徴が、自由化の進展や技術革新等の環境変化に十分対応できなくなっている可能性があり、具体的には以下のような課題が生じている。

① 送配電網への負担とは独立した電源設置

システム改革の進展に伴い、発電事業者は送配電部門から独立して立地等を判断し、送配電網の整備・運用の効率化と無関係に電源を設置できることから、送配電網の維持・運用費用が増大する可能性がある。

② 送配電網の固定費の回収不足や需要家間の不公平の発生

固定費の相当程度が従量料金部分で回収されている現状の制度では、今後、想定以上に需要減や自家発電の普及が進んだ場合、固定費の回収不足や需要家間の不公平が生じる可能性があり、再生可能エネルギーなどの導入拡大のための投資や高経年化対策等が求められる中、固定費の安定的回収のための方策が必要となっている。

③ 蓄電池、IoT等を活用した高度なネットワーク利用の推進

近年、低圧の再生可能エネルギー等の分散型電源から系統に流れる電気の量が増加している中、特に、蓄電池やIoT等を活用した高度なネットワーク利用が、電力供給全体の効率化に貢献することが期待される。

(2) 基本的な考え方

前述の課題を踏まえた上で、電力・ガス取引監視等委員会の「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ」においては、(a)送配電網の維持・運用費用の抑制・低減、(b)公平・適切な費用負担、(c)イノベーションの推進の観点から、送配電網の維持・運用費用の負担の在り方(発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方、送配電網の固定費の負担の在り方、高度なネットワーク利用の推進、送電ロスの取扱いなど)について、関係事業者や有識者へのヒアリング等を実施しながら、2016年度内を目途に基本方針を取りまとめるべく、検討を進めることとしている。

4. 3. 省エネガイドライン

自由化環境下においても需要家が適切に省エネを推進できる環境を整備するべく、電気事業者による電気需要平準化に資する措置の在り方、エネルギー供給事業者による省エネに資する情報提供の在り方、エネルギー小売事業者が提供する省エネ製品・サービスの在り方についてガイドラインの策定等の検討を引き続き進めることが適当である。

5. 実施時期

各制度については、総合的な判断に基づき、可能な限り導入時期の整合を図っていく観点から、2020年度を目安に導入を目指すことを想定して、詳細な制度設計やシステム対応等を進めることを原則とする。一方で、個別の制度の事情や相互の関係性等に鑑み、以下のとおり、導入時期を前後させることとする。

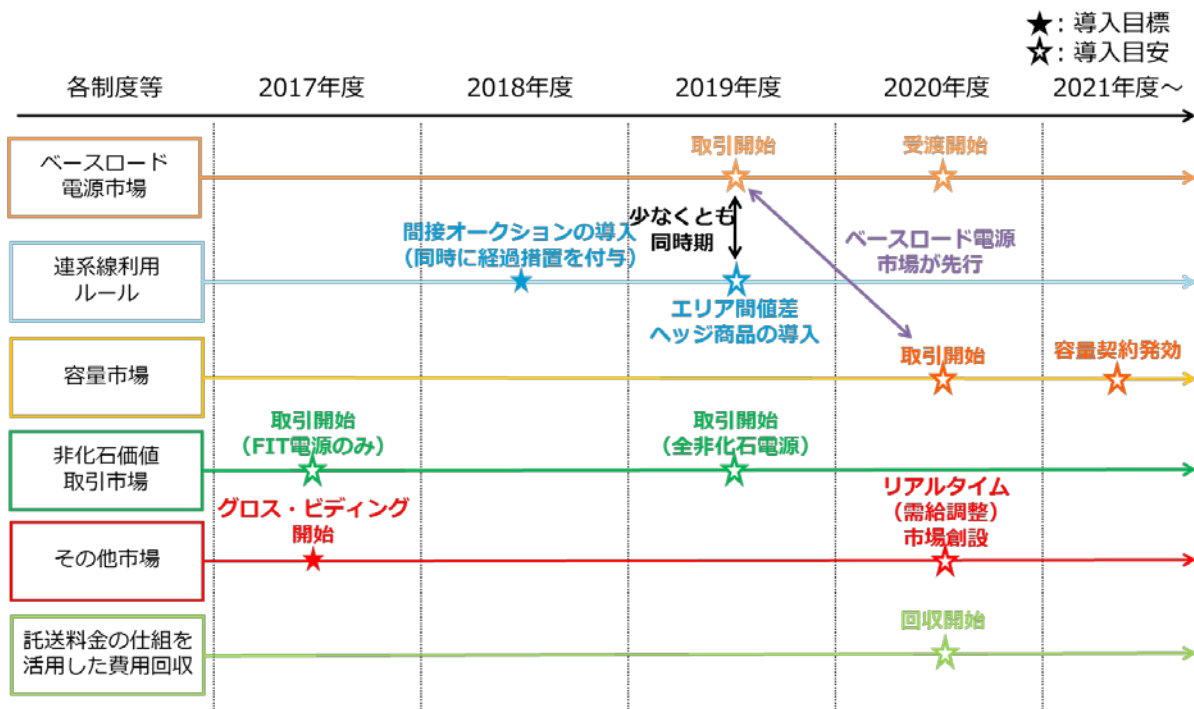
非化石価値取引市場の創設については、FIT法改正により、一般送配電事業者によるFIT電源の買取及び取引所経由の販売が来年度から開始される結果、同電源が持つ非化石価値が埋没してしまうことが懸念されている。そのため、FIT電源については、2017年度に発電したFIT電気から市場取引対象とし、できるだけ早い時期に取引を開始できるよう詳細設計・システム対応等に努めることとする。また、非FIT電源についても、住宅用太陽光のFIT買取期間が初めて終了する2019年度の電気から市場取引対象とすることを目途としつつも、できるだけ早い時期に取引を開始できるよう努めることとする。

連系線利用ルールの見直しに伴う間接オークションの導入については、2019年に北海道・本州間連系設備の増強が予定され、遅くともそれまでに導入する必要がある。技術的な観点からは、システムの信頼性等に特段の支障が無い限り、最速2018年4月から導入可能であるため、2018年度の早い段階での導入を目指す。同時に、今後の投資活動に与える影響に鑑み、一定期間の経過措置を設けることとする。具体的な経過措置の期間については、広域機関の検討会における結論について報告を受け、最終的に判断するものとする。また、エリア間値差ヘッジ商品については、ベースロード電源市場創設による卸電力市場(先渡市場)活性化を見据え、同市場創設までに導入を行う。

競争活性化及び卸電力市場の活性化に資するベースロード電源市場については、遅くとも2020年度から電気の受け渡しを開始できるよう、今後詳細設計の検討を行う。また、ベースロード電源市場と容量市場の関係については、容量市場が卸電力市場に電力取引が移行する中で必要な仕組みであることに鑑み、ベースロード電源市場を容量市場よりも先行させる。

託送料金の仕組みを活用した費用回収については、前述のとおり、現在経過的に措置されている小売規制料金が原則撤廃される2020年に開始することが妥当であると考えられる。

(参考図 20)各制度の導入時期



*先物市場についても、可能な限り早期に立ち上げることを目指し、引き続き検討。

6. おわりに

電力システム改革の取組を停滞させず、改革を貫徹するためには、更なる競争活性化策とともに、自由化の下でも公益的な課題に対応するための施策を講ずる必要がある。そのため、電気料金の抑制、選択肢の拡大等を通じて、その果実を国民生活や産業活動に確実に還元しつつ、安定供給や環境適合性の確保、賠償の準備不足等の公益的な課題に対し、新規参入者も含む全ての関係者がその役割を果たす体制を確立・強化していかなければならない。

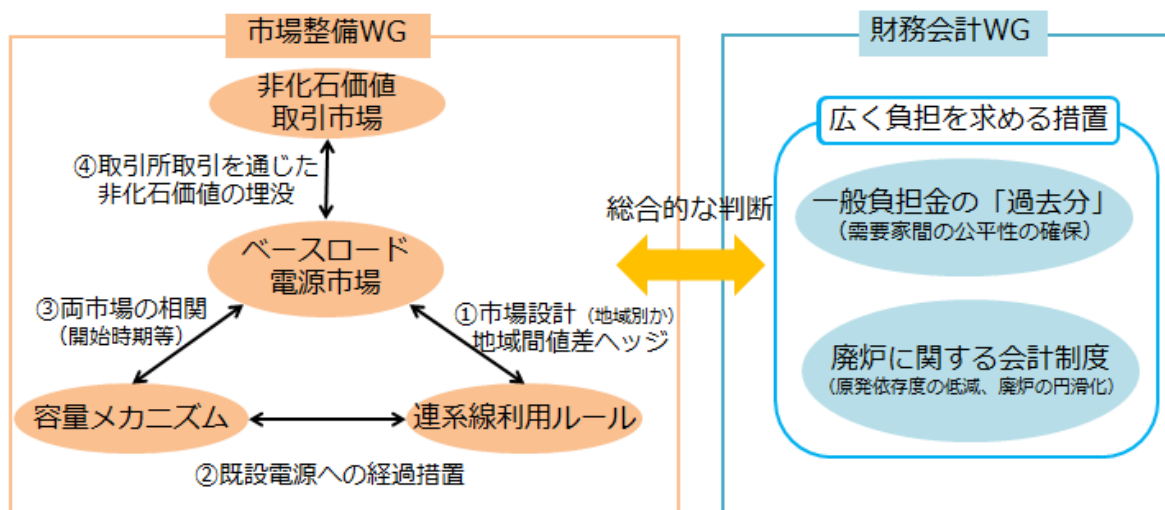
こうした観点から、本小委員会では、市場整備及び財務会計の 2 つのワーキング・グループを設置した上で徹底的な議論³³を行い、両ワーキング・グループにおいて検討された各制度の意義と相互の整合性等を勘案した総合的な判断の結果、これらの施策を一体的に措置することが適当であるとの結論に達した。今後、政府においては、本小委員会の取りまとめに沿って、これらの施策を一体的なものとして着実に実施していくことが求められる。

なお、今後の競争状況やエネルギー政策の変更、その他エネルギーをめぐる諸情勢の変化等により、市場原理が適切に機能しない等の課題が顕在化する可能性も否定できない。そのような場合においては、状況の変化に応じ、制度の見直しや追加的な措置を速やかに検討するなど、柔軟に対応していくことが適当である³⁴。

³³ 小委員会及び 2 つのワーキング・グループにおいて、計 15 回の議論を行った。

³⁴ 見直し時期については、第 3 弾改正電気事業法の附則に基づく検証時期（第 3 弾法改正の施行前、第 3 弾法改正の施行後 5 年以内）以外も含めて検討することとする。

(参考図 21)総合的判断の全体像(市場整備及び財務会計WGにおける主要な検討項目と相互の関係性)



(参考図 22)今回の政策パッケージの全体像(主要な制度)とその概要

1. 更なる競争活性化

(1) ベースロード電源市場の創設
 - 新電力によるベースロード電源(石炭火力、大型水力、原子力等)へのアクセスを容易にするための市場を創設するとともに、大手電力会社が保有する同電源を市場供出させることを制度的に求め、更なる競争活性化を促す。

(2) 連系線利用ルールの見直し(間接オークションの導入)
 - 地域を跨ぐ送電線(連系線)の利用ルールを、現行の先着優先から、コストの安い電源順に利用することを可能とする間接オークション方式に改めることで、広域メリットオーダーの達成と競争活性化を促す。

2. 自由化の下での公益的課題への対応

I. 環境・再エネ導入・安定供給

(1) 容量メカニズムの導入
 - 卸電力取引の活性化、再エネの導入拡大下においても、中長期的に必要な供給力・調整力を確保するための仕組みを導入。

(2) 非化石価値取引市場の創設
 - 高度化法による目標(非化石電源比率44%)達成と、FITの国民負担を軽減に資するため、小売事業者が非化石価値を調達できる市場を創設。

II. 廃炉・賠償、安全・防災等

(1) 自由化の下での財務・会計に関する措置
 - 原子力事故の賠償の準備不足分を公平に回収。
 - 1F廃炉のための「管理型積立金制度」を創設。
 - 依存度低減・廃炉の円滑な実施のための廃炉会計制度を継続するため、託送料金の仕組みを利用。

(2) 自主安全・防災連携の加速
 - 継続的な原子力の安全性向上のための自律的システムの確立に向けた取組。

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会 委員等名簿

※五十音順、敬称略 ◎は小委員長、○は小委員長代理

(委員)

- 秋池 玲子 ポストンコンサルティンググループ シニア・パートナー&
マネージング・ディレクター
- 秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究
グループ グループリーダー
- 安念 潤司 中央大学法科大学院 教授
- 石村 和彦 旭硝子株式会社 代表取締役会長
- 伊藤 麻美 日本電鍍工業株式会社 代表取締役
- 大石 美奈子 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 代表理事
- 大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
- 崎田 裕子 ジャーナリスト・環境カウンセラー
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
- 圓尾 雅則 S M B C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター
- ◎山内 弘隆 一橋大学大学院商学研究科 教授
- 山口 彰 東京大学大学院工学系研究科 教授
- 横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授

(オブザーバー)

- 佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事
- 武田 勉 株式会社エネット 代表取締役社長
- 玉井 裕人 東亜石油株式会社代表取締役社長・昭和シェル石油株式会社 顧問
- 廣江 譲 電気事業連合会 副会長
- 本名 均 イーレックス株式会社 代表取締役社長

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会
市場整備ワーキング・グループ委員等名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(委員)

- 秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G
グループリーダー
- 安念 潤司 中央大学法科大学院 教授
- 石村 和彦 旭硝子株式会社 代表取締役会長
- 大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
- 崎田 裕子 ジャーナリスト・環境カウンセラー
- 武田 邦宣 大阪大学大学院法学研究科 教授
- 廣瀬 和貞 株式会社アジアエネルギー研究所 代表
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
- ◎横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授

(オブザーバー)

- 秋山 一也 株式会社エネット 経営企画部長
- 国松 亮一 日本卸電力取引所 企画業務部長
- 斉藤 靖 イーレックス株式会社 執行役員・経営企画部部長
- 佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事
- 内藤 直樹 関西電力株式会社 総合エネルギー企画室長
- 鍋田 和宏 中部電力株式会社 執行役員・グループ経営戦略本部部長
- 柳生田 稔 昭和シェル石油株式会社 執行役員・電力需給部長

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会
財務会計ワーキング・グループ委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(委員)

- | | |
|--------|--|
| 秋池 玲子 | ボストンコンサルティンググループ シニア・パートナー&
マネージング・ディレクター |
| 伊藤 麻美 | 日本電鍍工業株式会社 代表取締役 |
| 大石 美奈子 | 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 代表理事 |
| 加賀谷 哲之 | 一橋大学大学院商学研究科 准教授 |
| 永田 高士 | 公認会計士 |
| ○松村 敏弘 | 東京大学社会科学研究所 教授 |
| 圓尾 雅則 | SMB C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター |
| 村松 久美子 | PwCあらた有限責任監査法人 ディレクター 公認会計士 |
| ◎山内 弘隆 | 一橋大学大学院商学研究科 教授 |

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会
開催実績

2016年	9月27日	第1回	電力システム改革の現状と課題、 電力システム改革貫徹に向けた取組の方向性
	11月11日	第2回	市場整備・財務会計WGにおける検討状況とそれぞれの関係性、 原子力の自主的安全向上に向けた取組
	12月9日	第3回	市場整備・財務会計WGにおける検討結果と中間とりまとめ（案）
	12月16日	第4回	中間とりまとめ（案）、対応すべき課題の全体像 等
2017年	2月9日	第5回	今後の進め方 等

市場整備ワーキンググループ

2016年	10月7日	第1回	今後の市場整備に向けた基本的な考え方、卸電力市場の活性化
	10月31日	第2回	地域間連系線利用ルール、容量メカニズム
	11月9日	第3回	容量メカニズム、非化石価値取引市場
	11月24日	第4回	容量メカニズム、非化石価値取引市場、制度措置、 変更に伴う既存契約の見直しの必要性
	12月5日	第5回	ベースロード電源市場、今後の進め方 等

財務会計ワーキンググループ

2016年	10月5日	第1回	電気事業の財務会計の現状と課題
	10月19日	第2回	電力システム改革貫徹に向けた財務会計面の課題 等
	11月2日	第3回	自由化の下での廃炉に関する会計制度の在り方 等
	11月16日	第4回	自由化の下での費用負担の在り方、福島第一原発の廃炉費用に 充てるための送配電事業の合理化分の扱い 等
	11月29日	第5回	原子力事故の賠償の備えに関する負担の在り方、 事故炉の廃炉に関する廃炉会計制度の在り方 等
	12月9日	第6回	WGの議論のとりまとめ