

発電側基本料金の詳細設計について

第 4 1 回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年 9 月 1 3 日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1. 本日は議論いただきたい点

2. 今後の進め方・スケジュール

3. 発電側基本料金の転嫁の考え方

本日はご議論いただきたい点

- 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG（以下、「送配電WG」という）は、電力需要の伸び悩み、再エネ拡大や高経年化に伴う系統コスト増といった電力系統を取り巻く環境変化を踏まえ、託送料金の最大限抑制と将来に向けた投資確保を両立させるべく、託送料金制度の見直しの方向性について検討してきた。
- 2016年9月以降WGを13回開催し、パブリックコメント等も踏まえ、2018年6月、系統利用者（発電設備設置者）に「系統利用の受益に応じた負担」を発電側基本料金として求めること等を内容とする報告書（中間とりまとめ）を公表した。また、電力・ガス取引監視等委員会は、この内容を踏まえた託送料金制度の見直しについて、経済産業大臣に建議した。さらに、同年7月には、発電設備設置者がネットワークコストを意識した事業展開を行うインセンティブとして発電側基本料金を導入することが閣議決定された。
- その後、資源エネルギー庁の審議会(脱炭素化社会の実現に向けた電力レジリエンス小委員会)において、発電側基本料金については、2020 年度以降なるべく速やかに導入することとなっているがその詳細検討が速やかに進められることが必要であると提示されている。また、資源エネルギー庁の審議会(制度検討作業部会)及び電力広域的推進機関において、容量市場における発電側基本料金の取扱いを検討するに当たっての前提条件の整理が求められている。
- このため、本日は、発電側基本料金の導入等に向けた今後の進め方及び発電側基本料金の転嫁の在り方についてご議論いただきたい。

第5次エネルギー基本計画（2018.7.3閣議決定）抜粋

第2章 2030年に向けた基本的な方針と政策対応

第2節 3. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組

（4）系統制約の克服、調整力の確保

② ネットワークコスト改革等による系統増強への対応

（中略）国民負担抑制の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い増大するネットワークコストを最大限抑制するため、既存ネットワーク等のコストを徹底して削減することが必要である。具体的には、仕様等の標準化や調達に関する国への情報開示の促進、コスト削減に向けた一般送配電事業者による自主的ロードマップの提出と取組状況の確認等によって、一般送配電事業者の調達改革を通じた徹底的なコスト削減を促進する。この際、これらの取組みも前提としつつ、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討を行う。また、次世代投資を促進するための費用負担の在り方について、投資にインセンティブが働くような託送料金制度や財政的な支援などの検討も含め、未来に向けた投資を促進する制度等環境整備も同時に進めていく。さらに、発電設備設置者もネットワークコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保する。具体的には、既に導入済みの系統増強における一部特定負担方式に加え、**発電側基本料金等を導入する**とともに、一般負担上限の見直しを行う等、系統を効率的に活用するための仕組みを導入する。

1. 本日は議論いただきたい点

2. 今後の進め方・スケジュール

3. 発電側基本料金の転嫁の考え方

資源エネルギー庁における検討状況

- 脱炭素化社会の実現に向けた電力レジリエンス小委員会の中間整理(2019年7月)では、**発電側基本料金については2020年度以降なるべく速やかに導入することとなっているが、その詳細検討が速やかに進められることが必要**と提示されている。

■ 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会

脱炭素化社会の実現に向けた電力レジリエンス小委員会「中間整理」(2019年7月) 抜粋

発電側への効率的ネットワーク利用・形成のインセンティブを導入し、発電＋ネットワークコストの合計の最小化を実現することは重要な課題である。この点、**発電側基本料金については、2020年度以降なるべく速やかに導入することとなっているが、託送料金制度見直しと合わせて、電力・ガス取引監視等委員会においてその詳細検討が速やかに進められることが必要である**。また、今般の託送料金制度見直しについては、発電側基本料金の導入と整合的になるようスケジュールを配慮すべきことが確認された。

2019年6月28日
第5回脱炭素化に向けた電力レジリエンス
小委員会 資料1 抜粋

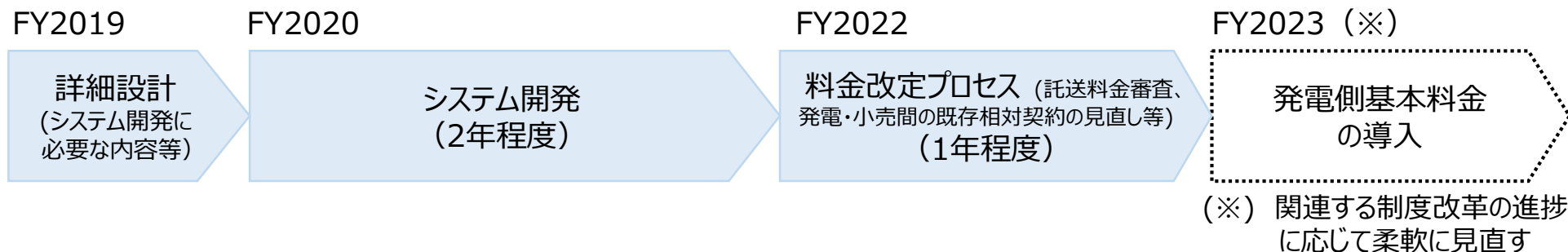
<本委員会での意見>

- 発電側基本料金やデジタル化による運用の高度化のバランスを図りながらトータルコストが最小化するよう制度設計を検討すべき。(大橋委員)
- 現状日本では発電側は系統形成の際のイニシャルコストは負担するが、ランニングコストの負担がないため、発電側基本料金として発電側にも負担を求めることは合理的。(新川委員)
- 基本料金は需要変動の影響を受けにくいいため、日本においても基本料金を高くすることによって対応することが合理的である可能性がある。(松村委員)
- 今のネットワークは歴史的な形成であり、最適化のためには変える余地がある。その中で考えられるのは発電側基本料金で、この料金の取り方を地点ごとに差をつければ、小売事業にとってはイコールフットイングだが、ネットワーク形成においては変化が生じ得る。(山地委員長)

発電側基本料金の導入時期及び今後の進め方について

- 送配電WGの中間とりまとめでは、発電側基本料金について「2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指す」としていた。また、資源エネルギー庁の審議会においても、発電側基本料金については2020 年度以降なるべく速やかに導入することとなっており、その詳細検討が速やかに進められることが必要と提示されている。
- 一般送配電事業者におけるシステム開発や発電・小売間の既存相対契約の見直し等に要する期間等を踏まえて検討した結果、3 年程度は時間を要することから、発電側基本料金については、**2023年度に導入することを目指すこととする。**
- ただし、この導入時期については、資源エネルギー庁における託送料金制度改革等の見直し議論など、**関連する制度改革の進捗との整合性を図るべく、必要に応じて柔軟に見直すこととする。**
- 今後、2023年度の導入を目指し、本制度設計専門会合において、システム開発に必要な制度設計や、容量市場など他の制度改革との関係で整理が求められる事項を優先しつつ、検討を進めていくこととする。

【スケジュール（イメージ）】



今後の検討事項

- 発電側基本料金の導入に向けた今後の検討事項としては、発電側基本料金の課金・回収に係る契約の在り方、割引対象地域の見直しプロセス、発電・小売間の負担転嫁に関する考え方等が挙げられる。

発電側基本料金 の詳細	<ul style="list-style-type: none">✓ 課金の根拠となる契約関係の在り方✓ 課金対象となるkWの決定方法（逆潮kW、需要側kWとの差引き、小規模逆潮）✓ 契約期間、支払期日等の契約条件✓ 課金対象者への通知内容・通知方法✓ 自己託送、自営線を利用したマイクログリッドの取扱い など
割引制度	<ul style="list-style-type: none">✓ 割引対象地域の区分方法（配電用変電所単位か、行政区分等か）✓ 割引対象地域の5年毎見直しに伴う経過措置の必要性✓ ノンファーム型接続の取扱い など
転嫁の円滑化	<ul style="list-style-type: none">✓ 発電・小売間の負担転嫁に関する考え方 など
料金の算定方法・ 審査プロセス	<ul style="list-style-type: none">✓ 料金の算定方法（どの時点のkW情報を用いるか など）✓ 料金審査プロセス（導入時、割引地域の5年毎見直し時 など）
送配電関連費用の 回収構造の是正	<ul style="list-style-type: none">✓ 基本料金率の引き上げ水準、実施時期

（※）FIT電源に関する調整措置については、発電側基本料金の具体的な水準や契約関係・導入時期等を見据えつつ、2019年度以降の調達価格等算定委員会で検討することとされている。

(参考)資源エネルギー庁における託送料金制度見直しの検討状況

- 脱炭素化に向けた電力レジリエンス小委員会において、託送料金制度について、欧州型のインセンティブ規制の導入も視野に入れた見直しを検討していくことが示されている。

2019年6月28日
第5回脱炭素化に向けた電力レジリエンス
小委員会 資料1 一部修正

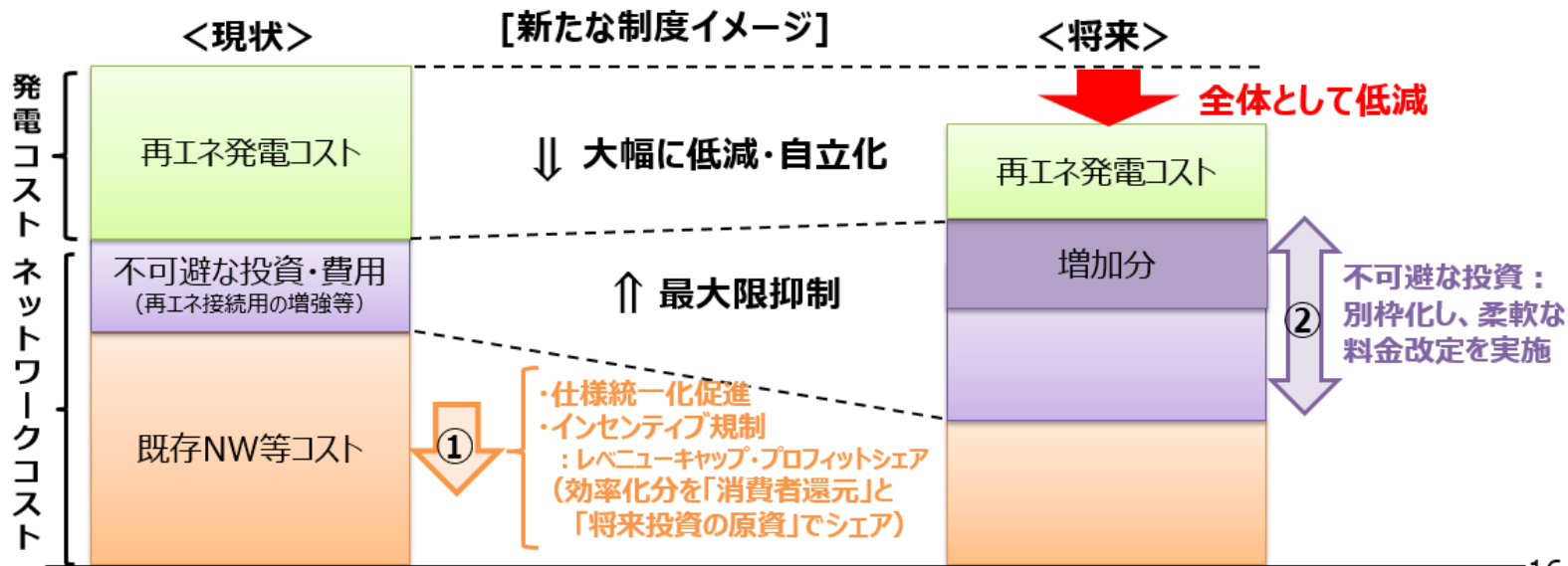
(イメージ) 託送料金制度見直しの方向性

- 再エネ主力電源化やレジリエンス強化等に対応するため、「コスト抑制」と「投資環境整備」を両立する託送制度とするため、欧州型の「インセンティブ規制(レベニューキャップ・プロフィットシェア)」の導入も視野に入れた見直しを検討してはどうか。

① コスト抑制：各社の仕様統一化の促進を通じて単価抑制をはかりつつ、効率化効果を「消費者還元」と事業者の「将来投資の原資」でシェア

(⇒事業者の創意工夫や事業者間連携等、効率化努力を促す)

② 投資環境整備：再エネ接続用の増強等、事業者にとって不可避な投資・費用の別枠化



1. 本日まで議論いただきたい点

2. 今後の進め方・スケジュール

3. 発電側基本料金の転嫁の考え方

容量市場における発電側基本料金の取扱い

- 発電側基本料金を2023年度に導入する場合、2020年度から入札が開始される予定の容量市場において、発電側基本料金をどう扱うかについて整理することが必要となる。
(※) 2020年度の初回オークションでは、2024年度容量受渡分を取引する予定。
- 容量市場における発電側基本料金の取扱いを検討するに当たっては、想定される課金水準に加えて、発電・小売間の負担の転嫁がどのようになるかも考慮要素となる。

(参考) 資源エネルギー庁の審議会における検討状況 (容量市場)

2019年4月22日
第31回制度検討作業部会
資料4 抜粋

発電側基本料金の導入について

- 電力・ガス取引監視等委員会が検討を行っている発電側基本料金についても、容量市場に参加する電源の入札行動に影響を与えるものと考えられる。
- そのため、発電側基本料金の導入時期や想定される課金水準、導入後の発電・小売間での負担転嫁の具体的な考え方についての検討が進められることが望ましい。

(参考)電力広域的運営推進機関における検討状況（容量市場）

- 容量市場の在り方等に関する検討会においては、発電側基本料金についてはNet CONE算定に反映されることも考えられることから、その検討状況も踏まえて、具体的な織り込みについて整理していくこととされている。

5. 需要曲線の作成プロセス

(3) Net CONEの算定方法について（追加整理）

2019年4月23日
第19回容量市場の在り方等に関する検討会
資料4 抜粋

- Net CONEの算定方法について、以下3点を追加整理して、要領に反映してはどうか。
 - ✓ 発電側基本料金の扱いについて
 - 発電側基本料金は2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入が予定されており、今後、発電・小売間で適切に負担を転嫁する考え方も整理されていくとされている。
 - 発電側基本料金については、運転期間に必要なコストとしてNet CONE算定に反映されることも考えられるため、上記の検討状況も踏まえて、具体的な織り込みについて整理する必要がある。
 - ✓ 系統接続費、および、経年に伴う修繕費等の増分費用について
 - 2018年の調査結果を需要曲線作成要領に記載することと整理した。
 - なお、2018年（暦年）の実質コストであるため、Net CONE算定時までのインフレーションをデフレーター（暦年）として反映してはどうか。
 - ✓ 評価期間の期待インフレ率、税引前WACCの算定における他人資本コストについて
 - 2008年9月のリーマンショック前後で金融市場が大きく変化したと考え、2009年以降の暦年値の平均値（9年分）を採用して算定した。
 - なお、将来的に至近の金融市場の変化を反映するため、期待インフレ率、他人資本コストの算定は、算定時の過去10年間（2020年度はリーマンショック後の2010年から2019年の暦年値）の値を用いることとしてはどうか。

(参考)送配電WG「中間とりまとめ」における転嫁に関する記載 <抜粋>

3. 制度見直しの方向性

3-1. 送配電関連費用の利用者間の負担

(1) 具体的な対応策の方向性

② 発電側基本料金の転嫁の円滑化

発電側基本料金の導入は、発電側にとって新たな費用負担となる一方で、需要側の託送料金はその分減額されることとなる。このため、発電側基本料金は、市場や当事者間の交渉の中で、卸料金に転嫁されることが想定される。

ただし、既存相対契約については、契約の見直しが行われないと制度変更に伴う費用負担を発電側が一方的に負わされることになることから、発電と小売との協議が適切に行われることが適当である。このため、適正な取引が行われるよう、その考え方をガイドラインに示すとともに、契約交渉等の手続きが適正に進んでいるか等を確認していくことが適当である。

なお、kWh 単位での取引への転嫁も含め、取引価格は市場や当事者間の交渉に委ねられるのが基本と考えられるが、他の市場設計における発電設備の固定費回収効果との整合性にも留意し、実態を踏まえつつ、発電側基本料金の導入までの間に転嫁の在り方について必要な検討を更に進める。

発電側基本料金の転嫁について

- 発電側基本料金の導入は、発電側にとって新たな費用負担となる一方で、需要側の託送料金はその分減額されることとなる。このため、発電側基本料金は、市場や当事者間の交渉の中で、卸料金に転嫁されることが想定される。
- その転嫁については、以下のように、スポット市場における価格の動きに依存する面もある。容量市場の導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保されるため、転嫁は一定割合にとどまることが想定されるのではないかと考えられる。

【相対取引における転嫁】

- ✓ 発電と小売との間で既存契約の見直し協議が適切に行われることで、転嫁が進むと考えられる。（ただし、中長期的には、スポット市場の価格動向の影響も受けると考えられる。）

【スポット市場を通じた取引における転嫁】

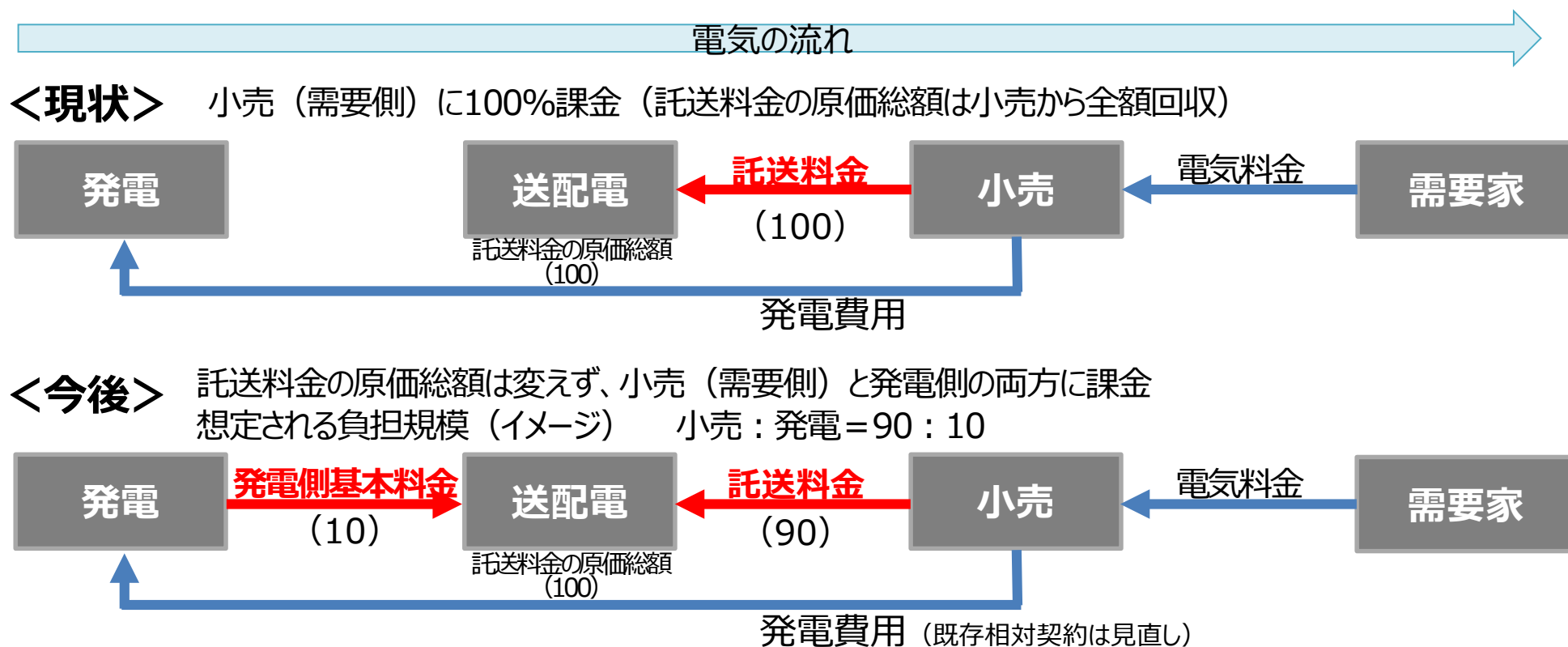
- ✓ スポット市場はシングルプライスオークションであることから、売り入札は発電ユニットの限界費用で行うことが経済合理的と考えられるところ、発電側基本料金は発電側にとって固定費負担であり限界費用には影響を与えない。このため、発電側基本料金が導入されても、各発電ユニットのスポット市場における売り入札価格は変化しないと考えられる。
（参考）旧一般電気事業者は、自主的取組として、余剰電力を限界費用ベースで市場に投入している。
- ✓ 容量市場導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保され、電源の退出が抑制されることとなり、スポット市場における価格スパイクも抑制されることも考慮すると、発電側基本料金の導入によるスポット市場価格への影響は限定的なものになると考えられるのではないかと考えられる。

⇒ 上述のとおり、容量市場の導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保され、発電側基本料金の転嫁は一定割合にとどまることが想定される。容量市場の指標価格の設定においては、こうした実情を考慮して検討を行うよう資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関に求めることとしてはどうか。

(参考)発電側基本料金の基本的な考え方

2018年6月27日
送配電WG中間とりまとめ概要資料 一部修正

- 現行制度上、送配電関連設備の費用は、基本的に、小売電気事業者(需要側)のみが託送料金にて負担。(※1)
- 送配電関連設備は基本的に最大潮流(kW)に対応できるよう整備されるところ、系統利用者である発電側にも、送配電関連費用に与える影響(受益)に応じて、その費用の一部についてkW単位で負担を求めることで、公平・適切な費用負担を実現。これにより、送配電網の効率的な利用を促進(電源の設備利用率の向上等)。(※2)



(※1) 発電側は系統への接続時の初期費用を別途負担しているが、当該費用は託送料金原価には含まれていない

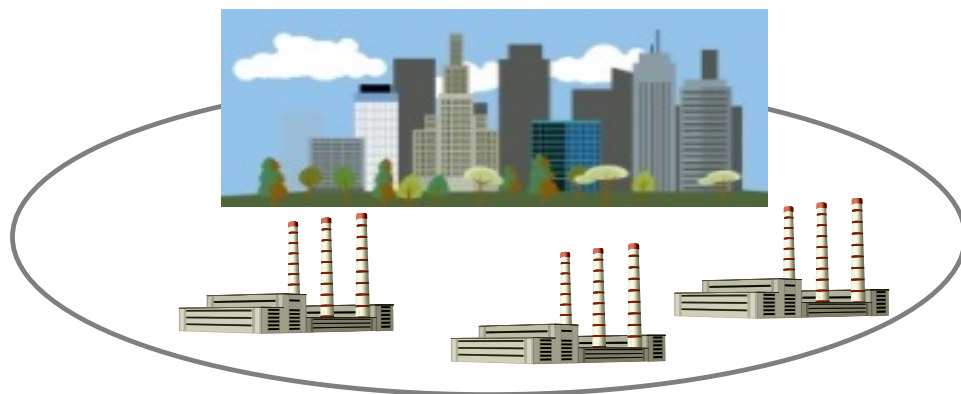
(※2) kW当たりの単価としては2015年度の全10社費用をベースに簡易試算すると、150円程度/kW・月が目安になると考えられる。

(参考)立地地点に応じた割引制度

2018年6月27日
送配電WG中間とりまとめ概要資料 抜粋

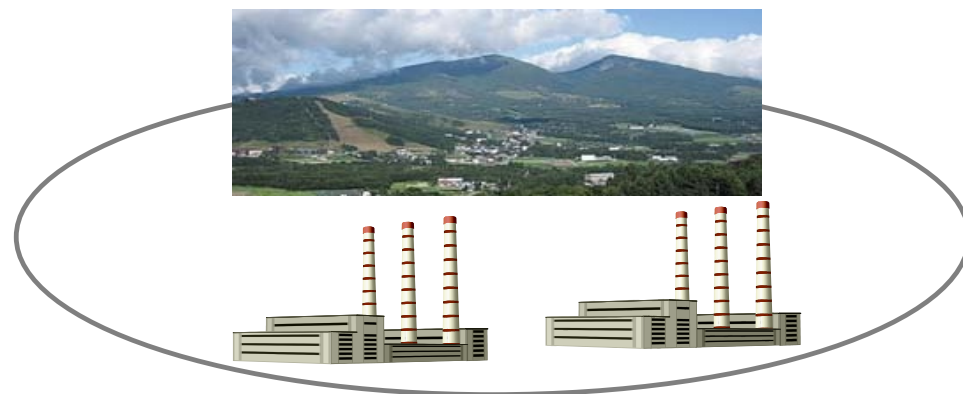
- 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側基本料金の負担額を軽減。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制（発電コスト・ネットワークコスト全体を抑制・最適化）。

<イメージ>



需要地の近隣での電源立地

送配電網の追加増強コスト：小



需要の遠隔地での電源立地

送配電網の追加増強コスト：大

➡ 発電側基本料金の負担額を軽減

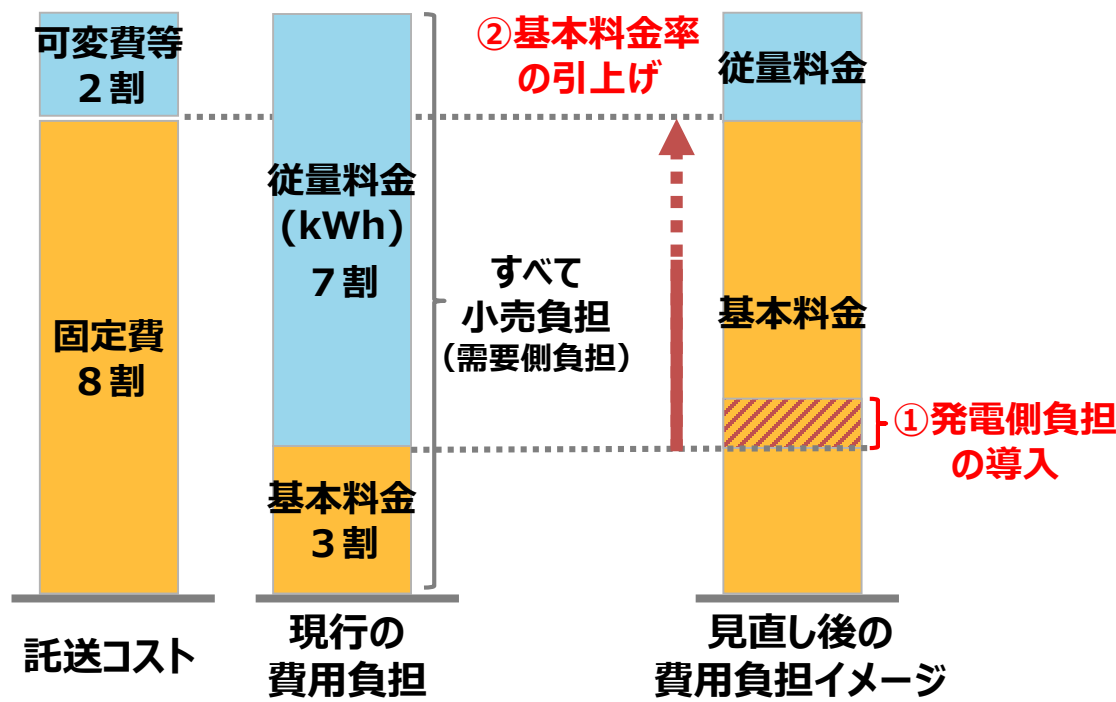
【割引A】：基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引

【割引B】：特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）

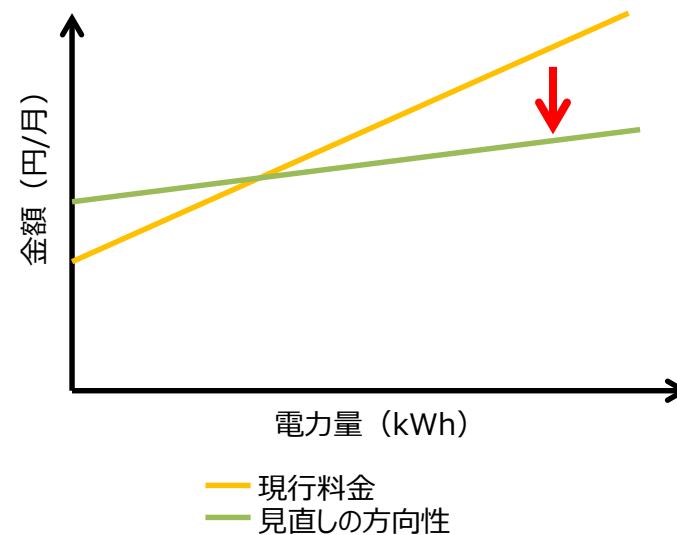
(参考)送配電関連費用の回収構造の是正

2018年6月27日
送配電WG中間とりまとめ概要資料 抜粋

- 固定費を従量料金中心で回収する料金構造の下では、需要減に伴う固定費回収不足や、費用負担の不公平が発生するおそれあり。
- このため、託送料金の原価総額は変えず、送配電関連費用のうち固定費については、原則として基本料金で回収する方向で見直すことが適当。
(需要側の託送料金の基本料金回収率の見直し+発電側基本料金の導入)
- ただし、基本料金回収率見直しによる小売料金への影響は要考慮。特に、低圧需要家向けの託送料金については、現行の託送料金が小売経過措置料金を上回らないように設定されていることを踏まえ、当分の間、見直しは行わないこととする。



小売側の基本料金回収率の引き上げ
(イメージ)



(参考) 送配電WGにおける委員等からのコメント<抜粋>

第7回送配電WG (2017年9月5日)

- 一般論として、例えば今まで買い手が負担していた税金があったとして、1 kWh当たり10円負担していたのが、これが減税されて今度は売り手のほうに同額課税されたとする。市場メカニズムが働けば自然に転嫁され、双方の負担は制度変更前後で変わらないはず。しかし既契約があって、発電側には課金されていないことを前提として価格を決めていた。買い手は減税され、売り手は増税され、本来、それを所与として契約すればそれに対応した価格になるはず。しかしこのような税制改革が予想される前に契約を盾にとって買い手のほうが頑張っただけで転嫁させないことになるのでは問題が起これるのではないかと。既契約がなく新たに契約を結ぶとすれば、自然にかかった税金の分だけ価格が上がって、結局負担の割合は変わらないとなるはずだから、制度の趣旨から同様に転嫁できてしかるべき。したがって、既契約については一定の配慮が必要、との主張かと思います。

しかし一方でこの点は考えていただきたい。仮に税制改革が別の目的もあるときには、この話はそのまま使えない。今までは買い手がkWhに依拠して払っていた税金を、税金の体系も変えkWに依拠して税をかけることにしたとする。つまり税の体系も変えようとなったとすると、これは契約をやり直しても、市場メカニズムが働いても、文字どおり今いったような100%転嫁になるとは限らない。自然な小売契約も今まで従量の税金だったものが固定の税金に変わったとすると、その後結ぶ契約形態も変わることはあり得る。そうすると今までと全く同じ負担ではなく、仮に小売負担から発電負担への税制改革ではなく、小売課税の範囲内でかけ方がkWhからkWに変わったとしても、契約は元と同じになるとは限らない。税のかけ方がkWhからkWに変わるという話と小売負担から発電負担に変わるというのは次元が違う話。今回の改革は、1つは小売側課金のものが発電側課金に移るという側面と、kWhに偏っていたものをkWに変えるという側面の両方があるので、複雑な面がある。kW、kWで負担者が移っただけなら完全に100%転嫁に本来はなるはずなので、ガイドラインにはそれを踏まえて100%転嫁をベースに強く書けばいいという意見は、合理的な提案だと思います。しかし今回の制度改正では、両方の面があるので、複雑な要素が入っている。したがって難しい。だから事務局案は決め打ちしてないということだと思いますし、確かに決め打ちするのは難しい。いずれにせよ、事業者にとってとても関心の深いところだし、1つ間違えると売り手がとても不利になることになりかねないので、注視しなければいけない論点であることは間違いないですが、結構難しいことも御認識いただきたい。引き続ききちんと考えるということだと思います。(松村委員)

(参考) 送配電WGにおける委員等からのコメント<抜粋>

第11回送配電WG (2018年3月28日)

- 今までは送配電設備の維持というのは基本的に小売側の負担だけだったのだけれども、さっきから色々あったように、発電側接続時の特定負担以外の費用負担をしないため、立地にインセンティブがないというので、効率的なものに関しては安くなるようにしたいというのが大前提です。そうすると、色々な蓋然説を持ってあれなのですけれども、全く同じ地点、つまり割引も、高くもしないし、低くもしないような地点で10万kWの設備があるとすると、1つは稼働率が90%で、1つは稼働率が10%とすると、これは今はどうなるかという、すみません、それとこれは市場に売るのはなくて完全相対契約を結んでいるとすると、需要家というのは同じ10万でも90%の稼働率の発電設備の人と契約を結んでいたら、従量料金ですごくお金を払うわけです。10%の人はその9分1しか払わない。ただ、発電課金にされると、同じ10万だから同じだけ発電課金がまず発電事業者にされる。それで、相対的には当然、需要家が払うような料金というのは発電課金がされたから、その分下がる。そうすると、ガイドラインをつかったときは、発電事業者は当然自分の発電課金の分、全部返してくれと小売事業者に言うと思うのですが、そのとき、稼働率90%の人というのは、この本旨に立ち返れば、需要家が安くなった分よりもっと取り戻していいわけです。それで、10%の人は、小売の人が安くなったやつを全部返してくれというのは、本当の趣旨から考えたらとり過ぎなことになるような気がするのですが、どのように考えるのかなと思ひまして、教えていただければということかもしれません。

(佐藤オブザーバー)

- 佐藤理事が御指摘になった点というのはとても悩ましい問題であり、これからも精査して考え方を整理していかなければいけない、とても難しい問題だと思います。ただ、一応確認しなければいけないのは、発電課金を入れたことによって、より効率的な電源の競争力が増して、そうでない電源の競争力が落ちて、相対的に長期的に効率的なものがより有利になるという状況に持っていくことが目的であって、今効率的な人がもうかるようにするのが目的ではない。ただ、今効率的な人が損するようなことだと今いったことに反するので、それは困るわけだし、よりもうかれは維持するインセンティブが出てくるというのは正しいので、おっしゃった点は間違っているとは思わないのだけれども、もともとの目的は何なのかというのを考えていただきたい。

転嫁でとても自然なのは、kW課金が増えた。したがって小売が買い取っているときの固定料金がその分だけ上がって回収できるようになる。でも、一方で、従量料金の調整もあります。負担が軽減するとかというようなこともあります。その調整もあります。こういうことがあったとすると、稼働率が非常に低い電源の場合には、小売側がkWでその分負担してあげるということをすると、そこから買うということのメリットが大きく減るわけです。そこから買い続けるインセンティブが減る。その結果として、そういう電源ではなく稼働率の高い電源にシフトしていくことによってより高い効率性を達成するということはあるのかもしれない。そうすると、ピンポイントに、入った瞬間ではコストの部分が回収できるだけなので、どの事業者も同じように損をしないし、同じように得をしないという状況から出発してしまうかもしれないけれども、そういう効果によって、まさに佐藤理事がおっしゃったようなことがその後起こってくる。長期的な効果ではなく御指摘の短期の局面で効率的な事業者が同じくらいしか得していないなら制度の趣旨に合っていない、と判断する必要はない。この点は理解いただいて、その上でどういう転嫁が自然なのか、制度の趣旨に合うのかを今後さらに詰めていくことになるのだと思います。(松村委員)

(参考) パブリックコメントとして寄せられたご意見 <抜粋>

- JEPX への入札が基本的に限界費用で行われることを踏まえると、発電側基本料金は札入れには反映されない。このため、JEPX 取引における発電側基本料金の回収の仕組みがない場合には、JEPX の市場価格は変わらず、発電側基本料金は発電側がのみ込むことになるが、そのような状況下では、発電事業者は JPEX 販売を忌避し、相対契約を選択するようになると考えられる。卸電力市場の活性化の観点からは、JEPX 市場への販売においても、発電事業者による発電側基本料金の円滑な転嫁を促すようにすべきであり、例えば、以下の方法が考えられる。
 - JEPX の業務規程において、発電側課金分 (kWh ベースに換算した金額) を加えて入札することをルールとする。
 - JEPX の活性化の観点から JEPX 取引については別扱いとして、従来通り、小売負担とする。
- 発電側基本料金を kW 単位の課金として導入する場合、稼働率の低い電源ほど kWh 当たりの卸料金単価が高くなり、十分な転嫁が困難になる可能性がある。また、負荷率の異なる需要家を多数抱えた中で、適切な kW-kWh 転嫁水準が算出できるか疑問が残る。こうした中で料金転嫁を個々の交渉に委ねると、発電側にとっては契約解除のリスクを伴うものであるため、既存契約のみならず、新規契約や JPEX への入札においても適切に価格転嫁がなされるよう、ガイドラインの丁寧な作りこみを行うとともに、発電側基本料金導入後も定期的な実態検証と内容の見直しを行うこととしてほしい。