

発電側基本料金の詳細設計について③

第43回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年11月15日（金）



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

本日も議論いただきたい点

- 発電側基本料金については、2023年度の導入を目指し、システム開発に必要となる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、詳細設計にかかる検討を進めていくこととしていたところ。
- 本日は、発電側基本料金の算定で用いられる最大受電電力kWの取扱い、割引制度、転嫁ガイドラインの骨子案についてご議論いただきたい。

<今後の検討事項>

本日も議論いただきたい点

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。

1. 発電側基本料金の詳細

- 契約超過金の取扱い
- 最大受電電力kWの協議方法(力率の考慮)
- 最大受電電力kWの変更を認める期間

2. 割引制度

3. 転嫁の円滑化

契約超過金の取扱い

- 前回の専門会合では、発電側基本料金の課金対象kWの算定について、以下の内容を提示した。
 - ① 系統側への逆潮kWとして、最大受電電力(kW)を用いること
 - ② 最大受電電力を超過して逆潮した場合は契約超過金を設けること
 - ③ 契約超過金の水準は、需要側の託送料金の基本料金の扱いと同様に、超過した月の超過分kWに発電側基本料金の単価を乗じて得た金額の1.5倍に相当する額とすること
- 上記のうち契約超過金については、契約上の最大受電電力を超過した逆潮そのものを抑止する観点から、契約上の最大受電電力を超過したkW分について求めることも考えられる【ケース1】。
- しかし、発電側基本料金の課金対象kWは、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分であることから、**発電側基本料金の契約超過金としては、最大受電電力kW又は需要側の託送契約kWのうち、いずれか大きい方を超過したkW分について求める**こととしてはどうか【ケース2】。
- なお、契約上の最大受電電力を超過して逆潮した場合は、超過した理由を確認の上、契約上の最大受電電力kWを見直すかどうかについて検討・協議することになると考えられる。

【ケース1】契約上の最大受電電力kWの超過分について契約超過金を設ける

最大受電電力 (契約値)		実際の 逆潮kW	需要側の 託送契約kW	契約超過金の 対象となるkW
90kW	<	95kW	50kW	5kW (=95-90)
90kW	<	95kW	100kW	5kW (=95-90)
90kW	<	105kW	100kW	15kW (=105-90)

【ケース2】最大受電電力kW又は需要側の託送契約kWのうち、いずれか大きい方を超過した分について契約超過金を設ける

最大受電電力 (契約値)		実際の 逆潮kW	需要側の 託送契約kW	契約超過金の 対象となるkW
90kW	<	95kW	50kW	5kW (=95-90)
90kW		95kW	< 100kW	0
90kW		105kW	> 100kW	5kW (=105-100)

【参考】送配電WG中間とりまとめにおける整理（課金対象kWの考え方）

- 系統に接続している電源すべてについて、電源種別・事業属性等にかかわらず、kW単位で課金（逆潮に着目した課金であり、系統に逆潮しない自家消費分には課金しない）。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外。
- 発電側の課金対象となるkWは、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分。（※）

課金対象

【課金対象】

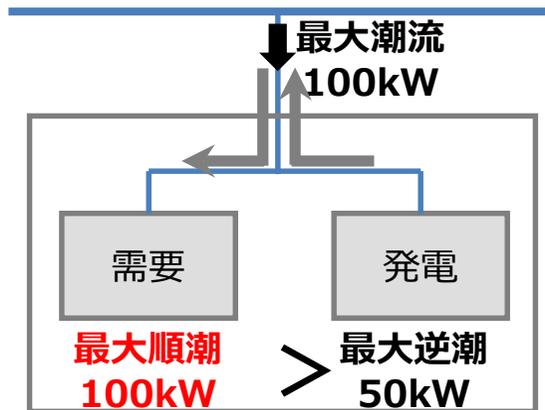
- ✓ 系統側への逆潮に着目した課金（＝逆潮しない自家消費分には課金しない）
- ✓ 電源種別・事業属性等にかかわらず、系統に逆潮している電源全てが対象

【課金対象外】※当分の間

- ✓ 逆潮が10kW未満と小規模な場合（例：住宅用太陽光）

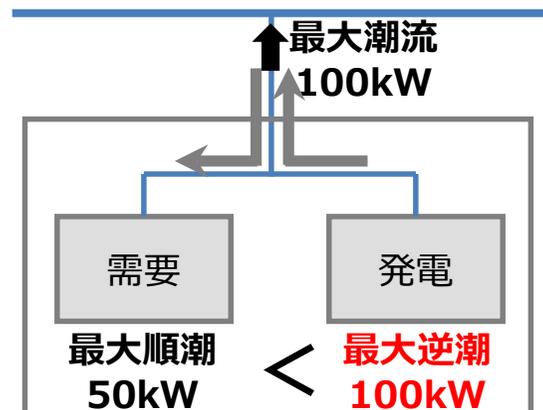
課金対象となるkW（需要を上回る逆潮kW分）

① 需要（順潮）の方が大きい場合



発電側基本料金の負担：0kW
（託送料金による既負担分：100kW）

② 発電（逆潮）の方が大きい場合



発電側基本料金の負担：50kW
（託送料金による既負担分：50kW）

（※）送配電網は両方向に電気を流せるため、需要側の託送料金の契約kWで費用負担済みの送配電設備は発電側の逆潮kWにも通常は対応できるとの考え方。すなわち、多くの場合、発電（逆潮）が需要（順潮）のいずれか片方が制約条件となって送配電設備が整備されると考えられるところ、既に需要側で小売電気事業者を経由して託送料金として順潮kWに応じた費用を負担していることから、小売電気事業者との契約で負担していない逆潮kW分の費用についてのみ発電側に負担を求めるといった考え方に基づく。

最大受電電力kWの協議方法（力率の考慮）

- 前回の専門会合では、太陽光発電の場合、一般送配電事業者が指定する力率に従うとパワーコンディショナー(PCS)からの最大逆潮kWが抑制されることとなるため、発電側と一般送配電事業者による最大受電電力kWの協議にあたっては力率を考慮すべきとの指摘があった。
- 最大受電電力kWの協議における考慮事項としては、①発電場所における発電設備、受電設備及び負荷設備の内容と想定される逆潮パターン、②過去の逆潮実績、③監視装置や出力制御装置の有無等が挙げられるところ、力率の設定が系統側への逆潮kWの大きさに与える影響も、これらの考慮事項に含まれると考えられる。

■前回の専門会合におけるご指摘事項

- ✓ 力率については、一般送配電事業者の指定により発電側が設定しているものだが、例えば、太陽光発電の場合、一般送配電事業者の指示により力率を90%と設定すると、系統に流せる有効電力の最大値がパワーコンディショナー(PCS)の最大出力の90%になる場合がある。したがって、最大受電電力の定義として、パワーコンディショナーが出力できる有効電力の最大値とすることが適切ではないか。是非検討いただきたい。（太陽光発電協会・鈴木オブザーバー）
- ✓ 力率の設定により最大出力を出せないとの指摘については、最大受電電力を合理的な数値に見直せば良い話だと思う。（岩船委員）

最大受電電力kWの変更を認める期間

- 発電側基本料金の導入後は、発電側が逆潮パターンを制御することで、契約上の最大受電電力kWを引き下げることが想定される場所、この変更を認める頻度や期間が論点となる。
- そもそも送配電設備は基本的に電源の最大受電電力kWを踏まえて整備され、いったん整備された設備についてはその後継続的に維持・運用するための費用が固定費として発生する。そうした中で、例えば季節毎など、契約上の最大受電電力の頻繁な変更を許容すると、送配電設備費用(固定費)に与える影響に応じて負担を求めるという発電側基本料金制度の趣旨にも沿わないこととなる。
- したがって、最大受電電力kWを設定又は変更した場合は、特段の事情がない限り、最低1年間は当該kWを維持する(変更しない) こととしてはどうか。

(※) 需要側の託送料金においても、一度設定した契約電力kWについては、最低1年間は維持されることが原則となっている。

1. 発電側基本料金の詳細

2. 割引制度

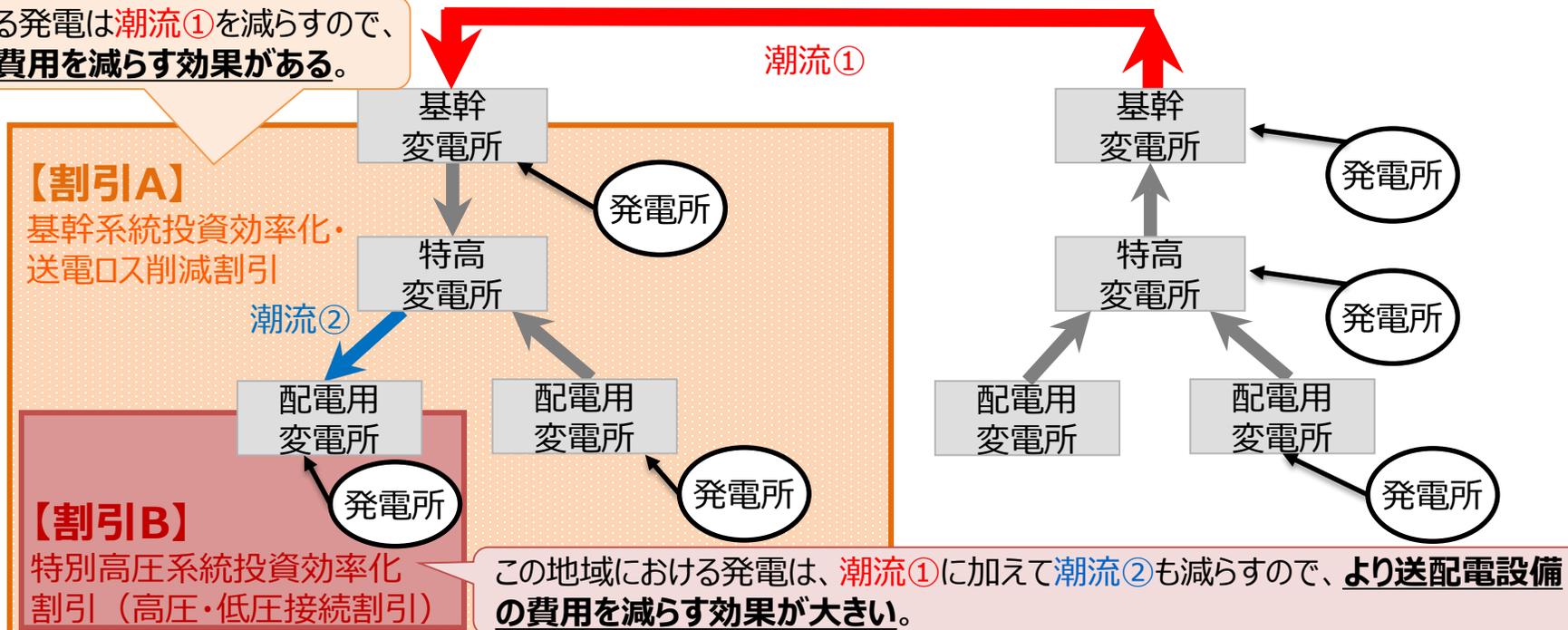
- 割引対象地域の区分方法
- 割引対象地域の見直しに伴う経過措置
- 送配電都合により逆潮できない場合の取扱い
- ノンファーム接続の取扱い

3. 転嫁の円滑化

送配電設備の投資効率化に資する割引制度の概要

- 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。)の中間とりまとめにおいては、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、送配電設備の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電設備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するとされている。
- 具体的には、以下2種類の割引を導入することとしている。
 - 【割引A】 基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引
基幹変電所・開閉所単位でみた限界送電費用が供給エリア内の平均値を下回る地域に立地する電源の負担額を軽減
 - 【割引B】 特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）
割引A地域の高圧又は低圧に接続する電源のうち一定の要件を満たす場合は更に負担額を軽減

この地域における発電は潮流①を減らすので、送配電設備の費用を減らす効果がある。



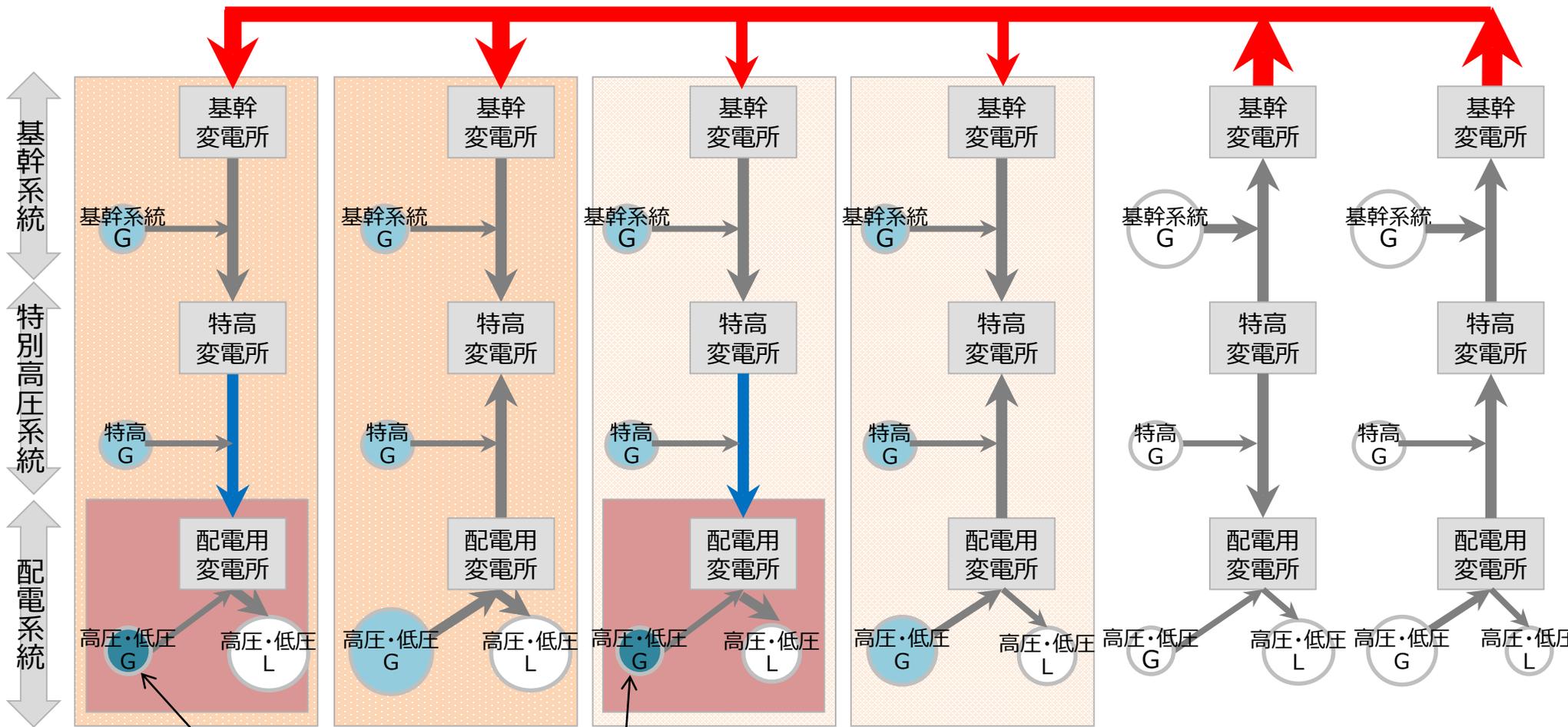
(参考)割引対象地域のイメージ

凡例

- 【割引A】基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の対象地域<満額割引>
- 【割引A】基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の対象地域<半額割引>
- 【割引B】特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）の対象地域
- G 割引対象地域の電源
- G 割引対象外の地域の電源
- L 需要

← 潮流の向き

①高需要地域における発電は潮流削減効果（投資効率化効果）あり⇒負担額を軽減【割引A】



②高需要地域であることに加え、空き容量があり、かつ、特高系統へ逆潮流が生じていない高圧・低圧系統の発電については、特高系統の投資効率化に資するため、さらに負担額を軽減【割引B】

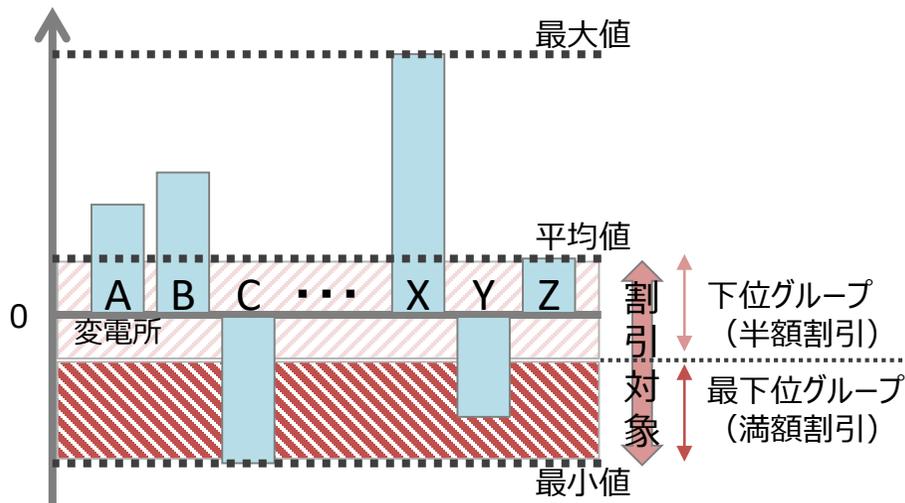
※割引対象地域は5年で見直すことを基本とする。

(参考)【割引A】基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の考え方

- 基幹系統の将来的な投資を効率化し、送電ロスを削減する効果のある電源に対する割引。
- 「基幹系統の投資抑制効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量(kW)を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流がどの程度変化し、仮に潮流混雑を解消する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価。
【基幹系統投資効率化効果】 空き容量のない基幹系統全ての「潮流変化(Δ kW)×距離(km)×線種ごとの標準年経費(円/kW・km・年)」の総和
- 「送電ロス削減効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量(kW)を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流変化が、送電ロスをどのように変化させるか、それを調達する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価。
【基幹系統の送電ロス削減効果】 基幹系統全てについての「ロス変化量(Δ kWh)×標準的ロス調達費(円/kWh)」の年間総和
- 2つの評価の合計値を「限界送電費用」とし、この限界送電費用をもとに割引対象地域や割引単価を設定。

基幹変電所・開閉所単位の限界送電費用と割引との関係

限界送電費用



割引対象地域

- 基幹変電所・開閉所単位で見た限界送電費用が供給エリア内の平均値を下回るエリアは、相対的に投資効率化効果及び送電ロス削減効果がある地点であることから割引対象とする

割引単価

- kW当たりの割引単価は、発電側基本料金との整合性を図る観点から、基幹系統の減価償却費及び事業報酬のうち、発電側基本料金で回収する金額を、発電側の課金対象kWで除した金額をkW当たりの割引単価の最大値とする
- その上で、限界送電費用について、平均値以下の地域を最下位グループと下位グループに分け、前者地域を満額、後者地域をその1/2の割引とする
- また、現行の需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引は、特別高圧接続電源の割引単価の1/2とする

(参考)【割引B】特別高圧系統投資効率化割引(高圧・低圧接続割引)の考え方

- 特別高圧系統の将来的な投資を効率化する効果のある電源に対する追加割引。
- 高圧又は低圧に接続する電源のうち一定条件を満たす場合、特別高圧系統の固定費の一部の費用負担を軽減。

割引対象 地域

- 以下の条件を全て満たす地域を割引対象地域とする
 - 1) 基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の対象地域であること
 - 2) 代表的な断面（例えば、「重負荷断面」または「最過酷断面」）において、特別高圧系統に対して逆潮流していないこと
 - 3) 空き容量マップにおいて、空き容量がゼロより大きいこと
- なお、配電用変電所単位での評価については、配電用変電所の数が多いこと、下位系統は基幹系統に比べて複雑な構造にあり、実態と乖離したり、対象が複雑化しすぎる可能性があるため、その場合には、需要地近接性評価割引制度のように、行政区分等の手法についても引き続き検討する

割引単価

- kW当たりの割引単価は、特別高圧の減価償却費及び事業報酬のうち発電側基本料金で回収する金額を、発電側の課金対象kWで除した金額を基本とする
- 割引対象地域の評価を詳細に行うことは基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引に比べて困難であり、制度の簡潔性を考慮して、対象電源については単一の割引料金を適用する

【割引B】特別高圧系統投資効率化割引(高圧・低圧接続割引)の対象地域の区分方法

- 送配電WGの中間とりまとめでは、特別高圧系統投資効率化割引(高圧・低圧接続割引)(以下「割引B」という。)の対象地域の区分方法について、行政区分等の手法についても引き続き検討するとされていた。
- 現行の需要地近接性評価割引制度のように行政区分により割引地域を区分する場合、実際の系統の状況を踏まえれば割引対象となるべき地域が割引対象外となるなど、実態とは乖離した割引地域を設定してしまうこととなる。したがって、**割引Bの対象地域については、実際の系統の状況(送配電設備費用への影響)を反映すべく、配電用変電所単位で区分することとしてはどうか。**

■ 送配電WG中間とりまとめ(2018年6月)・抜粋

配電用変電所単位での評価については、配電用変電所の数が多いこと、下位系統は基幹系統に比べて複雑な構造にあり、実態と乖離したり、対象が複雑化しすぎる可能性があるため、その場合には、需要地近接性評価割引制度のように、行政区分等の手法についても引き続き検討する。

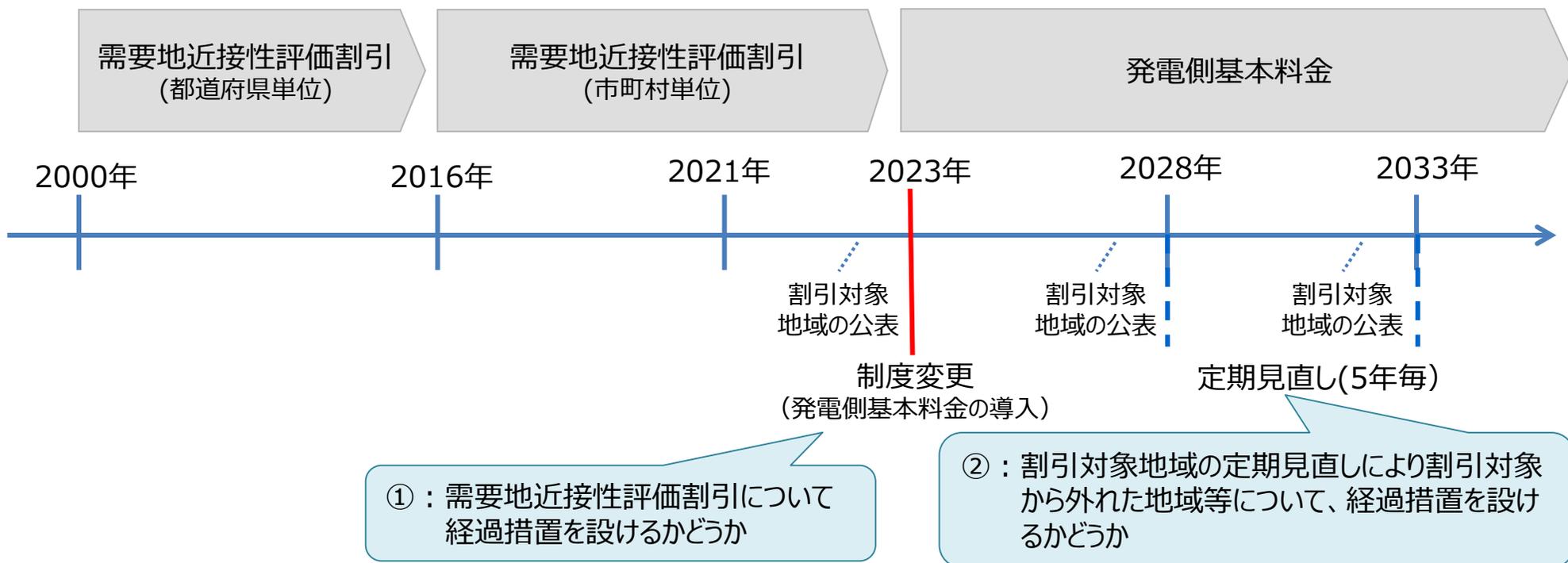
■ 送配電WGにおけるご指摘事項

- ✓ 現行制度では、電源立地インセンティブとして、需要地近傍に立地することには潮流改善効果を需要地近接性評価割引として評価しているが、対象エリアについては基本的に市区町村単位の電源と需要の多寡で決められている。この仕組みのもとでは、基幹系統の大きな潮流を改善する電源立地であっても、市区町村単位では電源が需要よりも多いということで、割引を受けることができない場合がある。特に基幹系統などに接続する大規模な電源の立地については、現行約款における市区町村単位での評価ではなく、大きな潮流でみて改善効果を評価すべきではないか。(第4回・大阪ガス)
- ✓ 基本的な潮流の変化に応じて割り引くという考え方自体は理にかなっているのではないかと思う。従来の需要地近接性評価割引制度において市区町村単位で評価していたものを変電所レベルにすることで、従来では取引形態の違いを勘案できなかったものが、勘案できるようになるという意味で、制度としても従来より充実したものになるのではないか。(第8回・大橋委員)
- ✓ 行政区分で評価することの是非に関して、配電の数が多過ぎるとするのは理解できるが、なるべくネットワークを基準に考えるべきではないか。どのくらいまとめるかは別の論点だが、やはり行政区分にすると、結局、系統ネットワークと乖離が生じるということが需要地近接性評価割引のそもそもの問題だったと認識しており、またそこに戻ってしまうのはどうかと思う。(第9回・岩船委員)

割引対象地域の見直し等に伴う経過措置の必要性

- 送配電WGの中間とりまとめでは、割引対象地域の見直しに関して、「投資の予見可能性の観点から、経過措置の必要性について、これまでの需要地近接性評価割引制度の運用や、料金実務が過度に煩雑になりすぎないとの観点も留意しつつ検討を行う」としていたところ。
- これに関しては、以下の2点について整理する必要がある。
 - ① 発電側基本料金導入時に廃止される現行の需要地近接性評価割引の取扱い
 - ② 発電側基本料金導入後に行う割引対象地域の定期見直しにより、割引対象から外れた地域等の取扱い

<割引対象地域の見直しに伴う論点>



過去の制度変更時における対応と考え方

- 現行の需要地近接性評価割引の制度変更時においては、暫定措置として、それまで割引対象とされてきた地域で割引の適用を受けていた電源についても、次回割引対象地域の見直し時までの間は、引き続き割引対象とした。また、割引単価については、過去の料金を引き継がず、制度変更後の単価が適用された。
- このような**暫定措置を講じた背景**としては、制度変更により過去の制度の下での受益者を過度に保護することは、他の発電者にその分の負担を寄せることになり、公平性の観点からの論点が生じ得るものの、**当該割引制度が、潮流改善に資する電源投資が進み、それが適切に維持されることを前提として、より効率的な送配電投資につなげていくことを目的とした点を考慮したものであった。**

■ 託送供給等約款認可申請に係る査定方針・抜粋(2015年12月)

(イ) 潮流改善効果の評価の適切性

(略)

また、本割引制度でこれまで割引対象となってきた電源は、一般電気事業者がこれまで電源を立地し、また、送配電設備を整備してきたことによって生じている潮流の偏りを補う形で貢献してきた電源であるとも評価される。今般のシステム改革の議論の中で、本制度を基本的に維持していこうという判断になったが、当該判断により、これまで貢献してきた電源の潮流改善効果が不連続に変化したわけではない。

制度変更により、過去の制度の下での受益者を過度に保護することは、他の需要家にこの分の負担を寄せることになり、公平性の観点からの論点が生じ得る。しかしながら、**本制度は、潮流改善に寄与する電源により、より効率的な送配電サービスを実現することを目指したものであることを踏まえれば、このような電源が投資され、適切に維持されることが前提**となっていると考えられる。

以上を踏まえると、今般、各事業者からの申請において提示されているローカルな潮流改善効果に着目した割引対象地域の設定に加えて、**これまで割引対象とされてきた地域において、現に割引の適用を受けている電源についても、暫定的に、引き続き割引対象としていくことが妥当**と考えられる。

なお、本割引制度も含めて、制度の見直しの検討が開始されていることを踏まえると、上記**暫定措置を行う期間としては、こうした制度見直しが実施されるまでの間**とすることが適当である。この場合において、託送供給等約款において設定された割引対象地域が、事業者により適切に見直される場合には、上記暫定措置を終了すべきと考えられる。

発電側基本料金の導入時に廃止される需要地近接性評価割引の取扱い

- 発電側基本料金導入後の割引単価は、現行の需要地近接性評価割引の割引単価よりも相対的に小さくなると想定されるところ、前回制度変更時における取扱いも踏まえ、**需要地近接性評価割引の適用を受けていた電源(暫定措置のものは除く)については、暫定措置として、引き続き割引対象として**はどうか。また、**暫定措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、新制度における接続系統別でみた割引単価のうち一番大きい単価を適用して**はどうか。

■ 現行の需要地近接性評価割引の単価表 (円/kWh)

	北海道	東北	東京	北陸	中部
基幹系統	0.22	0.22	0.21	0.13	0.17
特別高圧	0.43	0.44	0.41	0.26	0.32
高圧・低圧	0.61	0.55	0.69	0.46	0.63

	関西	中国	四国	九州	沖縄
基幹系統	0.21	0.24	0.24	0.14	0.18
特別高圧	0.42	0.48	0.47	0.29	0.35
高圧・低圧	0.72	0.53	0.56	0.37	0.44

■ 発電側基本料金の割引額イメージ (電力10社費用をベースとした簡易試算)

接続系統	割引の種類	割引額 (円/kWh・月)
基幹系統	割引A満額×1/2	15
	割引A半額×1/2	7.5
特別高圧	割引A満額	30
	割引A半額	15
高圧・低圧	割引A満額+割引B	60
	割引A半額+割引B	45
	割引A満額	30
	割引A半額	15

設備利用率をベースに kWh に換算

設備利用率 20% (円/kWh)	設備利用率 40% (円/kWh)	設備利用率 70% (円/kWh)
0.10	0.05	0.03
0.05	0.03	0.01
0.21	0.10	0.06
0.10	0.05	0.03
0.41	0.21	0.12
0.31	0.15	0.09
0.21	0.10	0.06
0.10	0.05	0.03

【参考】託送供給等約款 (東電PG) ・抜粋

イ 近接性評価割引単価

(前略) 平成28年3月31日までに接続供給に係る電気を発電する発電場所で、旧近接性評価地域に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は、受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

【割引Aの割引単価】 割引単価の最大値 (=基幹系統の減価償却費と事業報酬額(発電側の対象原価分)÷発電側のkW)は、発電側基本料金の想定単価(150円/kWh・月)の約2割程度となることが想定される。したがって、満額割引で30円、半額割引で15円が目安になると考えられる。

【割引Bの割引単価】 割引単価の最大値 (=特高系統の減価償却費と事業報酬額(発電側の対象原価分)÷発電側のkW)は、発電側基本料金の想定単価(150円/kWh・月)の約2割程度となることが想定される。したがって、割引額は30円が目安になると考えられる。

(注) 簡易な試算であることに加え、事業者によって送配電関連費用の構成や料金算定の根拠となる発電側及び需要側のkW構成、発電側の立地状況等が異なるため、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要がある。

発電側基本料金の割引対象地域の定期見直し時の取扱い

- **発電側基本料金の割引制度**は、現行の需要地近接性評価割引制度と同様に、**潮流改善に資する電源投資が進み、それが適切に維持されることで、より効率的な送配電投資につなげていくことを目的**としたものといえる。そうした目的を踏まえれば、**電源投資の予見可能性**を確保する観点から、割引対象地域の見直しを5年毎に行うことを基本とすることに加え、以下の点についても併せて考慮する必要があると考えられる。
 - ① 一般的に、投資回収期間は、割引対象地域の見直しサイクルよりも長いこと(15～20年程度)
 - ② 特に制度導入当初は、割引対象地域がどの程度変わるかの相場観が形成されていないこと
 - ③ 例えば、一定規模の割引を期待して割引対象地域に立地した電源が、当該地域が割引対象となった5年目に運転を開始したものの、その翌年には当該地域が割引対象から外れるような場合も生じうるところ、そのような電源に配慮する余地はあると考えられること
- 割引対象地域の変更前の受益者を過度に保護することは、他の発電者にその分の負担を寄せることになり、公平性の観点からの論点が生じ得るものの、上記のとおり、発電側基本料金の割引制度の趣旨や電源投資の予見可能性の確保の必要性も踏まえると、以下のとおりとすることを基本としてはどうか。
 - ✓ **割引対象地域の見直しにより割引対象から外れる又は割引単価が低い区分に変更となった場合は、割引の延長措置を講じる**
 - ✓ **延長措置の期間**は、**その次の割引対象地域の見直し時まで**とする
 - ✓ 延長措置の期間中は、**前期間における割引区分で新たに設定される単価を適用**する

発電側基本料金の割引対象地域の見直し時の割引延長措置のイメージ

(基幹系統・特別高圧系統の場合) ※延長措置：前期間における割引区分で新たに設定される単価を適用

基幹系統接続の場合

特高系統接続の場合

①前期間の
割引区分

②見直し後の
割引区分

③見直し後に適用
される割引区分

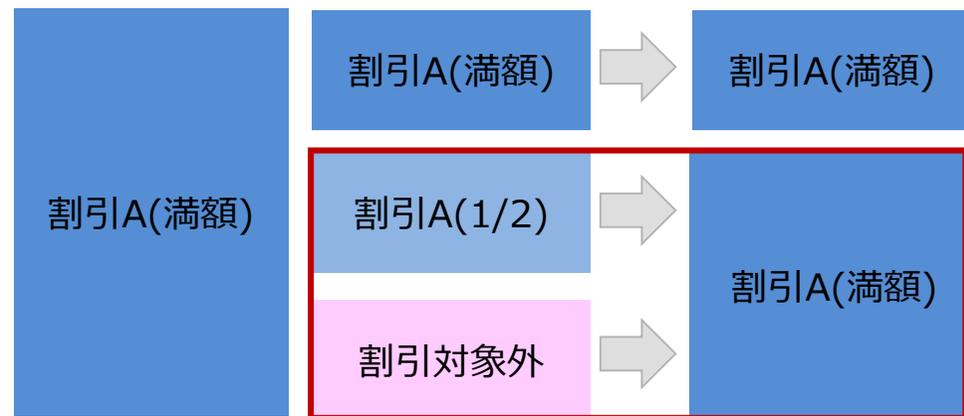
①前期間の
割引区分

②変更後の
割引区分

③見直し後に適用
される割引区分



延長措置



延長措置



延長措置



延長措置

発電側基本料金の割引対象地域の見直し時の割引延長措置のイメージ (高圧・低圧系統の場合)

※延長措置：前期間における割引区分で新たに設定される単価を適用

高圧・低圧系統接続の場合

①前期間の割引区分	②見直し後の割引区分	③見直し後に適用される割引区分	①前期間の割引区分	②見直し後の割引区分	③見直し後に適用される割引区分
割引A(満額) + 割引B	割引A(満額) + 割引B	割引A(満額) + 割引B	割引A(1/2) + 割引B	割引A(満額) + 割引B	割引A(満額) + 割引B
	割引A(1/2) + 割引B	割引A(満額) + 割引B		割引A(1/2) + 割引B	割引A(1/2) + 割引B
	割引A(満額)			割引A(満額)	割引A(1/2) + 割引B
	割引A(1/2)			割引A(1/2)	
	割引対象外			割引対象外	
割引A(満額)	割引A(満額) + 割引B	割引A(満額) + 割引B	割引A(1/2)	割引A(満額) + 割引B	割引A(満額) + 割引B
	割引A(1/2) + 割引B	割引A(1/2) + 割引B		割引A(1/2) + 割引B	割引A(1/2) + 割引B
	割引A(満額)	割引A(満額)		割引A(満額)	割引A(満額)
	割引A(1/2)	割引A(満額)		割引A(1/2)	割引A(1/2)
	割引対象外			割引A(1/2)	

延長措置

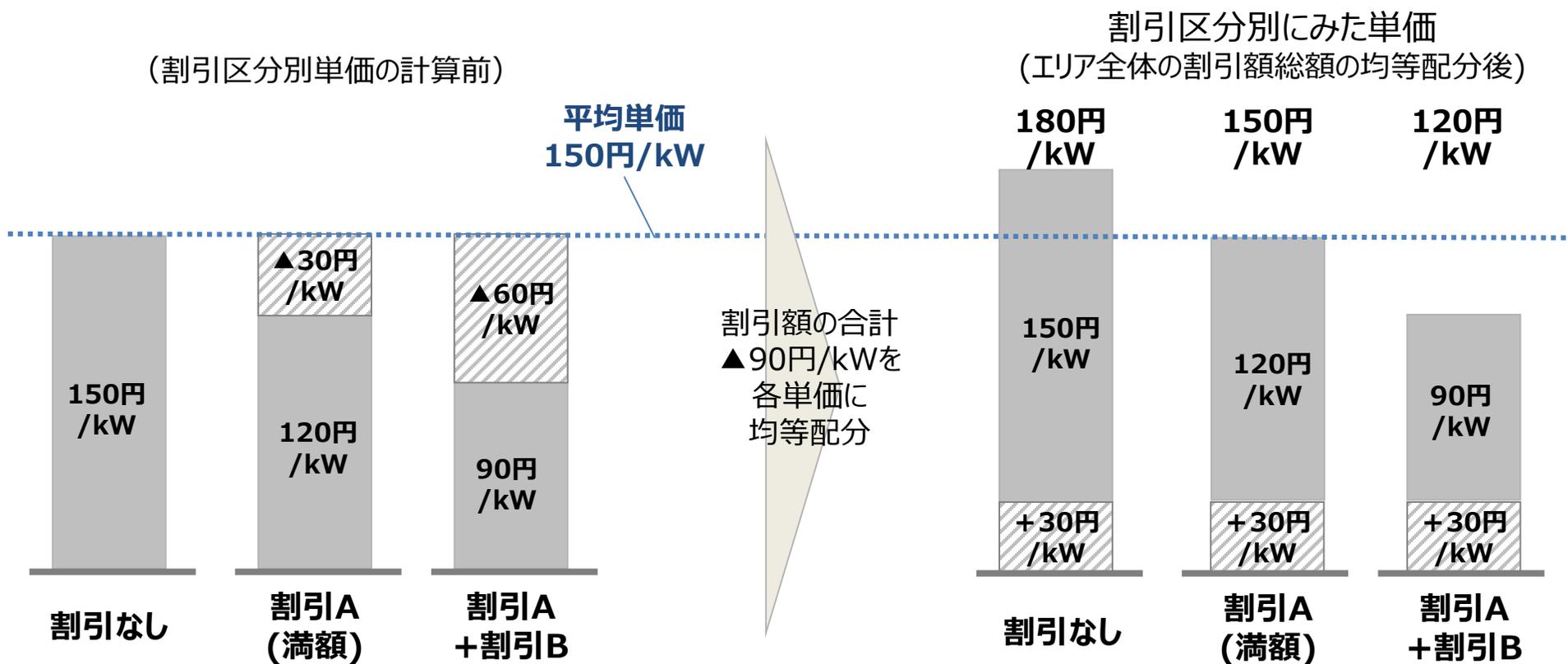
延長措置

延長措置

延長措置 19

割引区分別単価の算定方法（イメージ）

- 発電側基本料金の割引区分別単価は、平均単価から差し引いた割引額を合算した上で、各単価に均等配分することで算定される。したがって、エリア全体でみた割引額の総額が大きくなれば、各単価に均等配分される金額も大きくなる。
- すなわち、割引にかかる暫定措置や延長措置は、他の発電者にその分の負担を寄せることとなる。



(注) 平均単価及び割引単価については、簡易な試算であることに加え、事業者によって送配電関連費用の構成や料金算定の根拠となる発電側及び需要側のkW構成、発電側の立地状況等が異なるため、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要がある。

送配電都合により逆潮できない場合の取扱い

- 前回の専門会合では、どのような場合に発電側基本料金の割引を手当するか否かについて、ご議論いただいた。

2019年10月18日
制度設計専門会合 資料7抜粋

3. 契約期間、支払期日、その他契約条件(5)：送配電都合により逆潮できない場合

- 需要側の託送料金では、作業停止や設備故障等により電気が供給されなかった場合には、基本料金の割引が手当されている。
- 発電側についても同様に、発電側基本料金の割引を手当することが考えられるが、発電側は、託送供給等約款上、一定の場合において出力抑制に応じることが求められている。どのような場合に割引対象とするか否かについては、ノンファーム接続への対応も含め、出力制御が要請される要因、給電指令時補給との関係、料金実務への影響等も考慮した上で、次回以降検討することとしたい。

【参考】託送供給等約款（東電PG）・抜粋 ～需要側託送料金の取扱い

- (7) 当社は、(中略)…需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。
- 低圧で供給する場合または契約電力が500キロワット未満の高圧で供給する場合
- (i) 割引率
1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4%といたします。
- (ii) 制限または中止延べ日数の計算
延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。
- 契約電力が500キロワット以上の高圧または特別高圧
- (i) 割引率
1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2%といたします。
- (ii) 制限または中止延べ時間数の計算
延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。
(後略)

■ 出力抑制が要請される場合の例

- ✓ 作業停止時
- ✓ 事故停止時
- ✓ 需給要因による出力抑制
- ✓ N-1電制
- ✓ ノンファーム接続 等

■ 給電指令時補給の概要

送配電設備の故障時等に伴う出力制御を行う場合、当該指令発出から原則として3コマ分まで、一般送配電事業者が不足電力の供給を行うこと（インバランス単価で事後精算）

(参考)前回の専門会合におけるご指摘事項

- ✓ ノンファーム接続は、フルに流せることを前提とした設備投資を要求するものではなく、フルに流したら容量オーバーになるときは抑制されることを前提に接続している。そういう意味では、容量をもともと確保しないものであり、抑制率が仮に1%でも2%でも10%でも、余分な投資を要求しないという点では同じで、極端なことを言えば、ノンファーム接続には課金しないという考え方も十分あり得る。一方で、ノンファーム接続でもかかるコストはあるため、課金しないのは極端ではないかとの反論・批判はもっともだと思うが、基本的な発想としては、抑制された分だけ割引くという発想ではなく、そもそもkW課金という考え方に立ち戻って考えれば、ノンファーム接続は原則課金しないという整理もあり得ると思う。そういう意味では、作業停止時に抑制されるのと本質的に異なり、作業停止時に抑制されるのは、作業停止時にもフルに流せるということを前提とした設備投資はしていないが、平時はフルに流すことができる設備投資をすることを前提とした接続であり、抑制の割合が同じ1%になったとしても、意味は全く異なることを考えた上で今後制度設計しなければいけないと思う。(松村委員)
- ✓ 送配電都合により逆潮できない場合は、託送供給サービスを受けているかどうかには尽きると思う。緊急時であっても託送供給を受けているから費用負担をするという整理や、需要家が電気の使用を制限されたケースでは、託送供給が不履行であるから、割引されるということは理解できる。他方で、発電の場合は、給電指令時補給によって、託送供給の一部は履行されているという考え方もあると思う。よって、割引は需要側よりは少ない、あるいは割引しないという考え方も原則としてはあり得ると思う。その上で、例えば出力抑制時に保障されるものが二重取りになることや、そもそも出力抑制が前提となっているものに対しても減額するのは筋がよくないのではないかと。(大橋委員)
- ✓ ノンファーム接続についてはkWで課金される場合だと、抑制される日数とかが設備によって異なるため、kW課金が馴染むのかどうかということを含めて、今後しっかり議論して欲しい。(日本風力発電協会・松島オブザーバー)
- ✓ 送配電都合で出力制御が実施される場合は割引対象として検討して欲しい。特にノンファームの接続の場合には、一般負担を含む系統増強のコスト増を回避することもベースになっているため、割引対象としてぜひ加えていただきたい。(太陽光発電協会・鈴木オブザーバー)

送配電都合により逆潮できない場合の取扱い

- 発電側基本料金は、系統利用者である発電側に対し、送配電設備の整備・維持・運用費用に与える影響(受益)に応じて負担を求めるもの。ただし、送配電都合により実際に送配電設備を利用できないこともある。したがって、逆潮できない場合の割引は、送配電設備に起因するものについて講じることが適当と考えられる。
- また、発電側は、系統連系技術要件やその他契約などの一定の条件の下で系統側に電気を逆潮させることとなっており、生活や事業活動等に不可欠な電気を消費している需要側における供給停止と比べても、発電側の出力制御を保護する必要性は相対的に低いとも考えられる。
- したがって、緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、**送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合において割引を手当する**ことを基本とし、具体的な割引対象や割引水準等については、需要側における取扱いも踏まえつつ、今後さらに検討を深めることとしてはどうか。

■ 上記考え方を踏まえた対応例（案）

出力制御が要請される例	割引の適用	考え方
設備故障・事故停止時	有	設備の故障等によるものであり、出力制御の予見可能性がない
作業停止時(設備故障対応など計画外のもの)	有	設備の修理等によるものであり、出力制御の予見性がない/低い
作業停止時(計画的なもの)	無	大規模修理・メンテナンス等によるものであり、スケジュール等を事前に調整しているため出力制御の予見性はある
需給要因による出力抑制	無	発電が需要を上回る場合に出力を制御するものであり、送配電設備起因には該当しない
調整力契約に基づく出力抑制	無	需給バランスに起因するものであり、送配電設備起因には該当しない
N-1電制の発動時	有	N-1事故によるものであり、設備起因かつ出力制御の予見性がない

ノンファーム接続の取扱い

- 送配電WGの中間とりまとめでは、ノンファーム接続電源について、「今後、運用面・制度面等の検討状況を踏まえ、適切な負担となるよう発電側基本料金における料金的措置について具体的に検討を進めることとする」としていた。
- 前回の専門会合では、ノンファーム接続は、送電容量を確保せず、フルに流せることを前提とした設備増強も必要としないことから課金しないという整理もあり得るとの指摘があったが、以下のような視点も含め、ノンファーム接続における料金的措置について、どのように考えるべきか。
 - ✓ ノンファーム接続は、系統に空きがある時間帯のみ、発電設備から系統側への逆潮を認めるもの。このため、通常の接続形態の電源とは違い、送配電設備の増強費用は増加しない、もしくは増加してもその増加分は相対的に小さくなると考えられるのではないか。（ノンファーム接続であっても、送配電設備の維持や運用に係る費用を発生させていると考えられる）。
 - ✓ ノンファーム接続は、系統に空きがある時間帯に逆潮することで、送配電設備の利用効率の向上に寄与するもの。これにより、送配電関連費用の増大を抑制する一定の効果が期待されるのではないか。
 - ✓ 潮流改善効果等に基づく投資効率化等に資する電源への割引との関係についてどう考えるか。例えば、ノンファーム電源よりも潮流改善効果のあるファーム電源の方が投資効率化への寄与は大きいと考えられるところ、どのように取り扱うのが合理的か。
 - ✓ 送電容量を確保しているファーム電源と、送電容量を確保しておらず、混雑時の出力制御を前提としているノンファーム電源との違いについてどう評価するか。この点、送配電都合により逆潮できない場合の取扱いとの関係についてどう考えるか。

(参考)送配電WG中間とりまとめ(2018年6月)・抜粋

③ ノンファーム型接続に対するインセンティブ付与

ノンファーム型接続は、系統に空き容量がある場合にのみ送電し、送配電関連設備の効率的な利用や、送配電関連設備への投資効率化に貢献するものである。現在、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は電力広域的運営推進機関において検討する体制となっており、導入に向けた議論が行われている。

ノンファーム型接続は、系統混雑時の事前の出力抑制を前提に系統接続を認めるものであるため、ノンファーム型接続の電源は、通常の接続形態の電源と比べて送配電関連費用に与える影響が小さくなると考えられる。このため、今後、運用面・制度面等の検討状況を踏まえ、適切な負担となるよう発電側基本料金における料金的措置について具体的に検討を進めることとする。

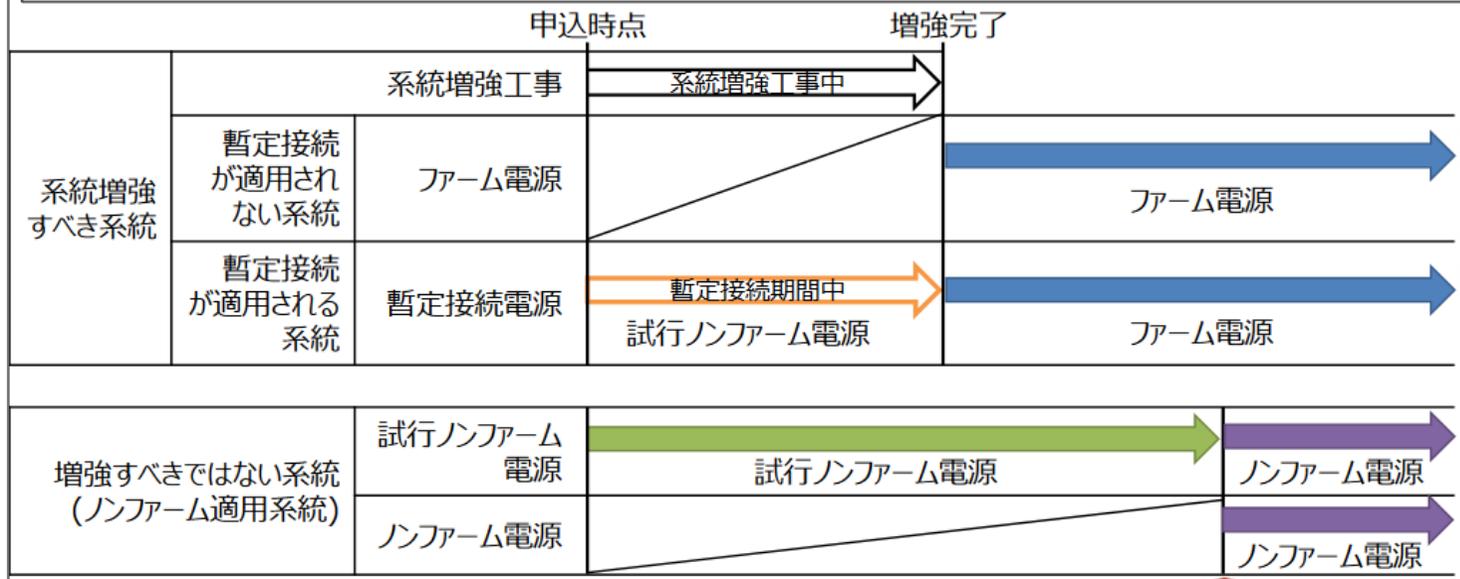
(参考)ノンファーム接続に関する検討状況

- ノンファーム接続の本格適用前に、制度変更に伴う不利益を受容することを前提とした「試行ノンファーム接続」が導入されることとなっている。

2019年11月1日
 広域系統整備委員会 資料1抜粋

(参考)暫定接続電源および試行ノンファーム電源 用語の整理

- **ノンファーム適用電源(またはノンファーム電源)**とは、ノンファーム型接続を適用して系統に接続する電源である。平常時に系統混雑が生じる場合は、ノンファーム適用電源が抑制される。
- **試行ノンファーム適用電源(または試行ノンファーム電源)**とは、送電権等の混雑管理方法の制度導入前に、送電権を含めた様々な制度変更に伴う不利益を受容することを前提に試行的にノンファーム型接続により接続する電源である。制度導入後はノンファーム適用電源となる。
- **暫定接続適用電源(または暫定接続電源)**とは、平常時に発電するために必要な容量を系統に確保するための設備増強を行って接続する電源（ファーム型接続）の内、平常時の出力抑制を条件に設備増強完了前に早期接続する電源である。暫定接続期間中はノンファーム適用電源と同様に容量確保されていない。



↑
 混雑管理方法の導入

1. 発電側基本料金の詳細

2. 割引制度

3. 転嫁の円滑化

- 発電・小売間の既存相対契約見直し指針（転嫁ガイドライン）の骨子案

発電・小売間の既存相対契約見直し指針(転嫁ガイドライン)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。
- 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、送配電WG中間とりまとめにおいては、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こととしていた。
- ガイドライン(発電側基本料金に関する既存相対契約見直し指針)としては次頁以降の内容を骨子とすることが考えられるところ、本日も議論頂いた内容等も踏まえ、今後、更に検討していくこととしたい。

【参考】送配電WG中間とりまとめ(2018年6月)・抜粋

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。

発電側基本料金に関する既存相対契約見直し指針（骨子案）（1/2）

1. 本指針の目的

- ✓ 発電側基本料金は、託送料金の原価総額の範囲を変えないことを前提として導入するものであるため、発電側にとっては新たな費用負担となる一方で、小売電気事業者が負担する託送料金はその分減額されることとなる。したがって、発電側及び小売側との間で締結された既存の相対契約（以下「既存契約」という。）についても、事業者間の協議を通じて、適切に見直されることが望ましい。
- ✓ このため、本指針においては、事業者間の協議の円滑化を図る観点から、既存契約の見直し協議に際しての基本的な考え方を示すとともに、その考え方をベースとして、事業者が誠実かつ適切に協議を行うことを求めることとする。

2. 契約見直しの必要性

- ✓ 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。
- ✓ しかしながら、既存契約については、契約の見直しが行われなければ、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となる。
- ✓ したがって、発電側及び小売側は、発電側基本料金が導入されるまでの間に、既存契約の見直しに向けて、誠実かつ適切に協議を行うことが求められる。

発電側基本料金に関する既存相対契約見直し指針（骨子案）（2/2）

3. 基本的な考え方

- ✓ 既存契約には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの等様々な契約形態が存在するが、いずれの契約形態においても、発電側基本料金が卸料金に適切に転嫁されるよう、本指針の基本的な考え方に則って、既存契約の見直しに向けて、事業者間で誠実かつ適切に、協議が行われることが望ましい。
 - ✓ 具体的には、発電側基本料金の制度趣旨を踏まえ、以下の考え方に沿って協議することが求められる。
 - 契約当事者は、各当事者が試算した発電側における発電側基本料金の増額想定分や小売電気事業者が負担する託送料金の減額想定分等の情報を適切に共有し、公平を旨として協議を行い、相対契約に基づく取引金額を見直す。
 - 特に、小売電気事業者における需要側託送料金の減額分については、発電側基本料金の制度趣旨を踏まえると、卸料金への転嫁に充当されるべきである。また、小売電気事業者においては、発電側基本料金の転嫁を受け入れられない事情を含め、転嫁に関わる情報を発電側に明らかにするとともに、詳細に説明を行うことが望ましい。
 - なお、発電側基本料金については、その他の市場（容量市場等）からの回収も想定される。事業者間の協議においては、必要に応じて、それらの市場からの回収見込みに関する情報も適切に考慮する。^(注)
- (注) その他の市場からの回収分については、発電側基本料金にかかる既存契約見直し協議とは別途協議を行うことも想定される。

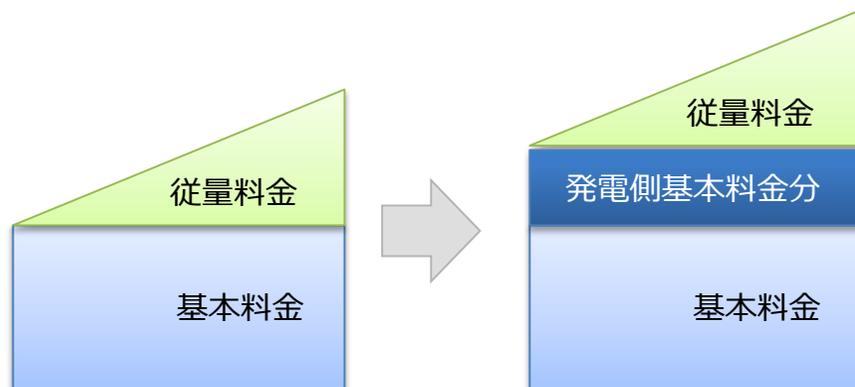
4. 既存契約の見直しに関連する紛争解決の利用

(参考)契約形態に応じた見直し方法

- 既存の相対契約には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。
- 二部料金制、一部料金制、トーリング契約等いずれにおいても、発電側における負担増額分や小売側における負担減額分を踏まえて、取引価格を見直すことが基本と考えられる。
- なお、実務上どのように発電側基本料金を転嫁するかについても当事者間での協議が必要。例えば、既存相対契約に基づく取引価格を発電側基本料金の転嫁分を追加した価格に見直し、当該価格で小売側から発電側に対して支払うという方法もあれば、既存相対契約に基づく取引価格で小売側から発電側に一度支払った上で、別途発電側基本料金の転嫁分を小売側から発電側に支払うという方法等が考えられる。

<既存相対契約に基づく取引価格を見直す場合のイメージ>

○二部料金制（基本料金＋従量料金）の場合



○一部料金制（従量料金のみ）の場合
※従量料金に固定費相当額が含まれている場合

