

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 中間とりまとめ (概要)

2018年6月



<目次>

1. WGの検討経緯

2. 「中間とりまとめ」のポイント

3. 対応の方向性

- (1) 送配電関連費用の利用者間の負担
- (2) 系統設備投資効率化・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ
- (3) 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収の方法
- (4) 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

4. 今後のスケジュール

1. 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGの検討経緯

- 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。
- 2016年9月以降、WGを13回開催。パブリックコメント等も踏まえ、2018年6月、報告書を取りまとめ。

委員等名簿

【座長】

横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科
教授

【専門委員】

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

岩船由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授

大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授

小宮山涼一 東京大学大学院工学系研究科 准教授

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

若林亜理砂 駒澤大学大学院法曹養成研究科 教授

【オブザーバー】

資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関、
一般送配電事業者

※ 電力・ガス取引監視等委員会委員も議論に参加

開催経緯

第1回 (16/09/16) 検討背景・課題、今後検討すべき論点等

第2回 (16/10/28) 事業者等ヒアリング①(小売事業者)

第3回 (16/11/11) 事業者等ヒアリング②(海外有識者)

第4回 (16/12/21) 事業者等ヒアリング③(発電事業者等)

第5回 (17/04/11) 事業者等ヒアリング④(再エネ事業者等)

第6回 (17/06/12) 検討すべき論点について

第7回 (17/09/05) 詳細検討①

第8回 (17/10/11) 詳細検討②

第9回 (17/11/06) 詳細検討③

第10回 (18/02/08) 事業者等ヒアリング⑤(自家発事業者)
詳細検討④

第11回 (18/03/28) 詳細検討⑤、とりまとめ骨子(案)について

第12回 (18/04/16) 中間とりまとめ(案)について

【18/4/17～5/16 パブリックコメント募集】

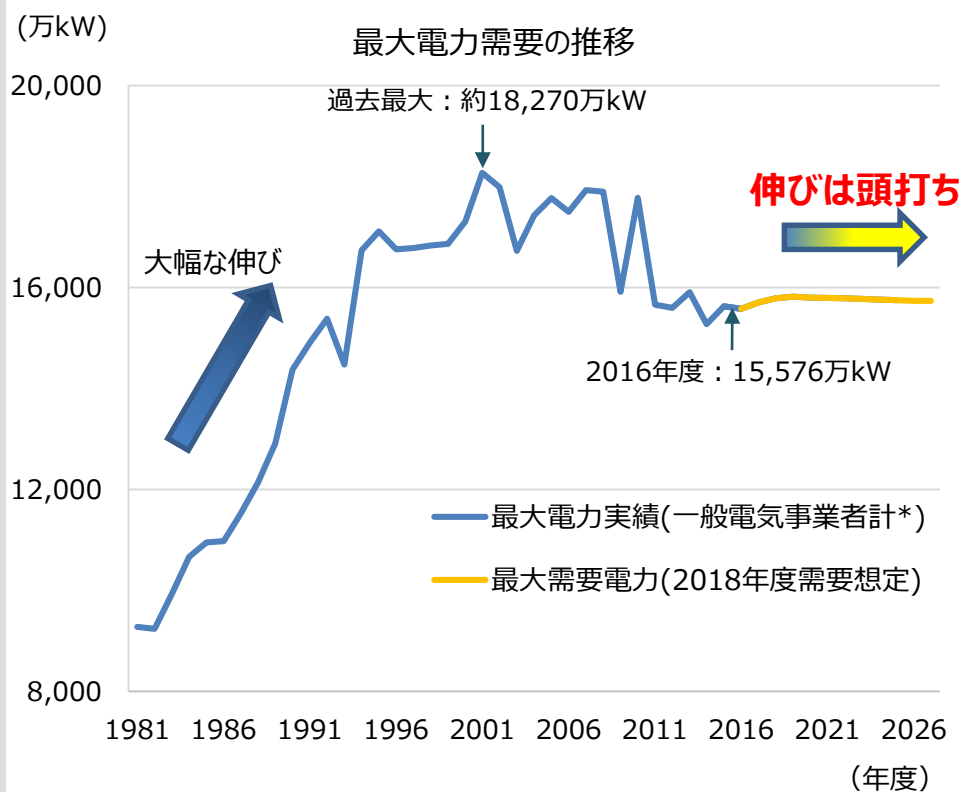
第13回 (18/06/01) 中間とりまとめ(案)について

(参考) 我が国の電力系統を取り巻く環境変化①

- 2030 年時点の電力需要は、徹底した省エネルギーを推進することにより、2013 年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、導入が拡大する再エネ電源に対応するため送配電網の増強が必要。
→ 送配電設備の稼働率は大きく低下 = 新たなコスト増要因

系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増

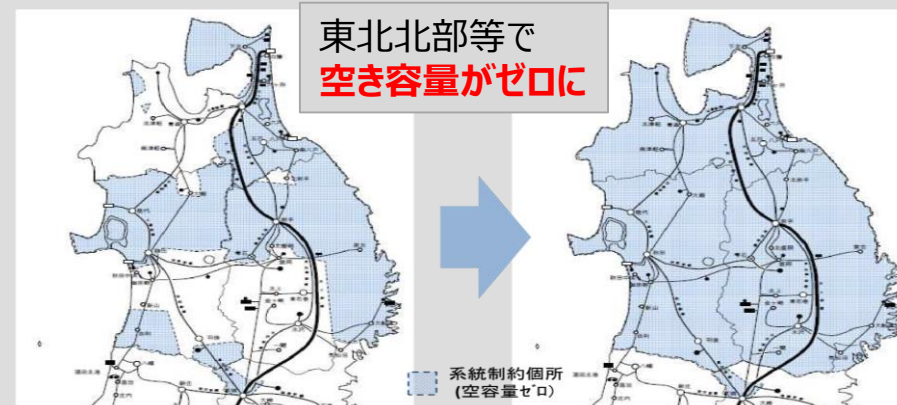


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

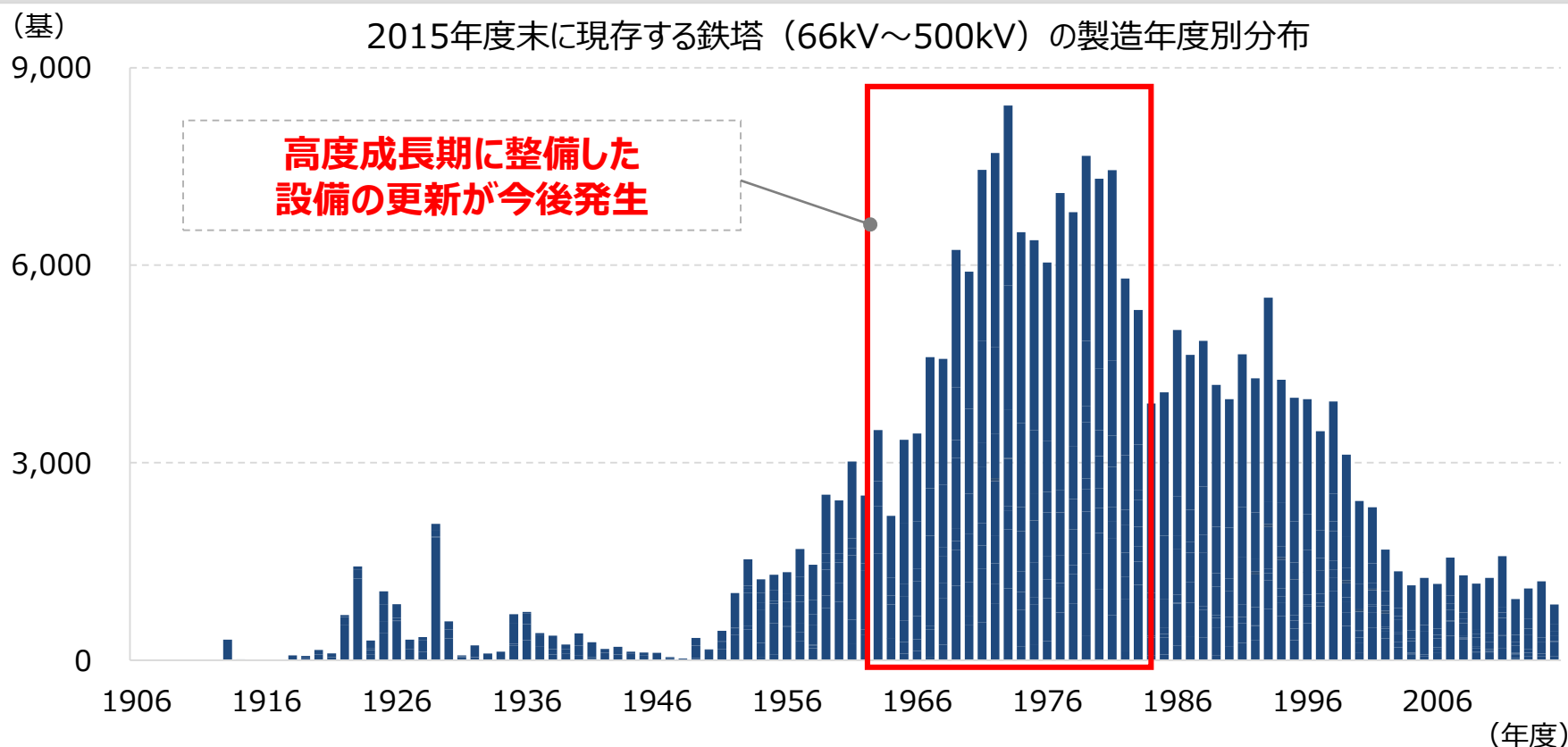
種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82		-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

(出典) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

(参考) 我が国の電力系統を取り巻く環境変化②

- 我が国の電力系統（送配電網）は、今後、高度経済成長期に整備した設備の更新に多額の資金が必要。

送配電網の設備更新投資



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」より作成

2. 「中間とりまとめ」のポイント

【背景】

- 電力需要の伸び悩み
 - 再エネ拡大等による系統連系ニーズ拡大
 - 高経年化に伴う修繕・取替等の増大
- 

【必要性】

- 託送料金を最大限抑制しつつ、必要な投資の確保を両立
 - ➡ 一般送配電事業者による経営効率化 + 系統利用者による送配電網の効率的利用の促進
 - ➡ 送配電関連費用の回収の確実性の確保
- 

【対応の方向性※】（現行の託送料金の原価総額を変えないことが前提）

- ① 系統利用者に、送配電関連費用へ与える影響(受益)に応じた負担を求め、公平な費用負担を実現するとともに、送配電網の効率的利用を促す制度設計
 - ⇒ 発電側基本料金の導入（+ 立地地点に応じた割引制度）
- ② 固定費を従量料金中心で回収する構造の是正
 - ⇒ 需要(小売)側からの託送料金の基本料金率の引き上げ（+ 発電側基本料金の導入）

※2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。

※上記の他、今後の対応の方向性として、送電ロスの補填に係る効率性を向上させるため、一般送配電事業者による送電ロスの一括補填・調達への移行について検討を深めること等も提示。

(参考) 一般送配電事業者による経営効率化に向けた取組～託送収支の事後評価～

託送収支の事後評価 (H28年度決算より開始)

需要の伸び悩み、設備の高経年化、再エネ等の連系ニーズの拡大等に対応しつつ、①**効率化・託送料金の低廉化**と②**質の高い電力供給**の両立を実現するため、電力小売全面自由化後も地域独占が残る送配電部門については、電力・ガス取引監視等委員会が定期的に公開の場で事後評価を行い、継続的な効率化等を促す

平成28年度 託送収支の事後評価 (結果)

- 当期超過利潤累積額(ストック管理)、想定原価と実績単価の乖離率(フロー管理)について、値下げ命令の発動基準に抵触する事業者はいなかった

平成28年度 託送収支の事後評価からの新規確認項目

- 効率化に向けた取組について、各社とも費用削減に向けて様々な取組を実施(例)
 - ① **調達単価低減**：各社とも共同調達、新規取引先の開拓、競争発注の拡大等を実施していた
 - ② **競争発注比率の向上**：送配電部門の競争発注比率は年々上昇、70%以上の事業者もいたが、2社は約30%だった
 - ③ **仕様の統一化**：事業者によって様々な仕様が存在していることから、今後、仕様差の必要性を見極めつつ、統一化を促す
 - 今後、他社の取組事例などを参考に、更なる効率化を期待
-
- 各社とも中長期計画を作成し、高経年化対策に取り組み、設備の劣化状況の評価や延伸化によるコスト削減にも努めていた。今後も着実に進めるべき※
 - ※ グループ全体の財務状況等を考慮し、修繕等を一時的に繰延べた事業者もあり、今後も設備投資等の取組の適切性を確認していく
 - 一需要家当たりの停電時間/回数は大規模災害を除き低水準で安定。研究開発・情報セキュリティについても、引き続き、その動向等を確認していく

託送料金の低廉化

質の高い電力供給

今後の取組について

1. 事後評価の強化

- ① 各社のコスト削減に向けた取組
- ② 設備投資や高経年化対策の計画的な推進

2. 系統連系する際の工事費負担金の評価

新たに発電設備を設置する者の工事費負担金をできるだけ低減するため、事業者情報提供を求め、費用削減を促す

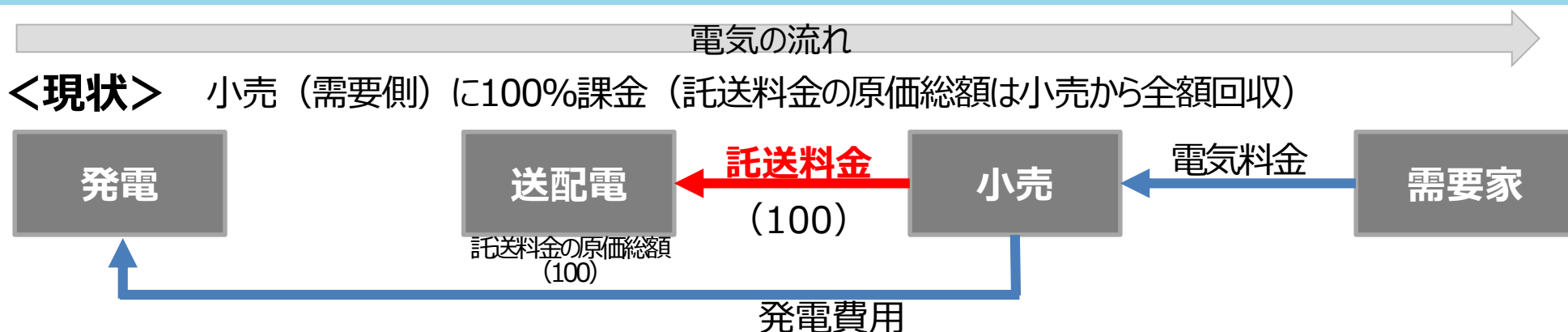
3. 効率化を促す新たな仕組みの検討

- ① **送配電部門における効率化目標の在り方の検討**
(個々の取組にとどまらず、より大きな単位での効率化指標など)
- ② **送配電事業者のサービスレベルを評価する手法の検討**
(停電、新規連系への対応等も多角的に評価)
- ③ **より効率的な経営を促す託送料金制度の検討**
(更なるコスト削減と将来投資を促すインセンティブの仕組みなど)

3. 対応の方向性 (1)送配電関連費用の利用者間の負担

発電側基本料金①：基本的な考え方

- 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。(※)
- 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）。



<今後> 託送料金の原価総額は変えず、小売（需要側）と発電側の両方に課金
想定される負担規模（イメージ） 小売：発電＝90：10

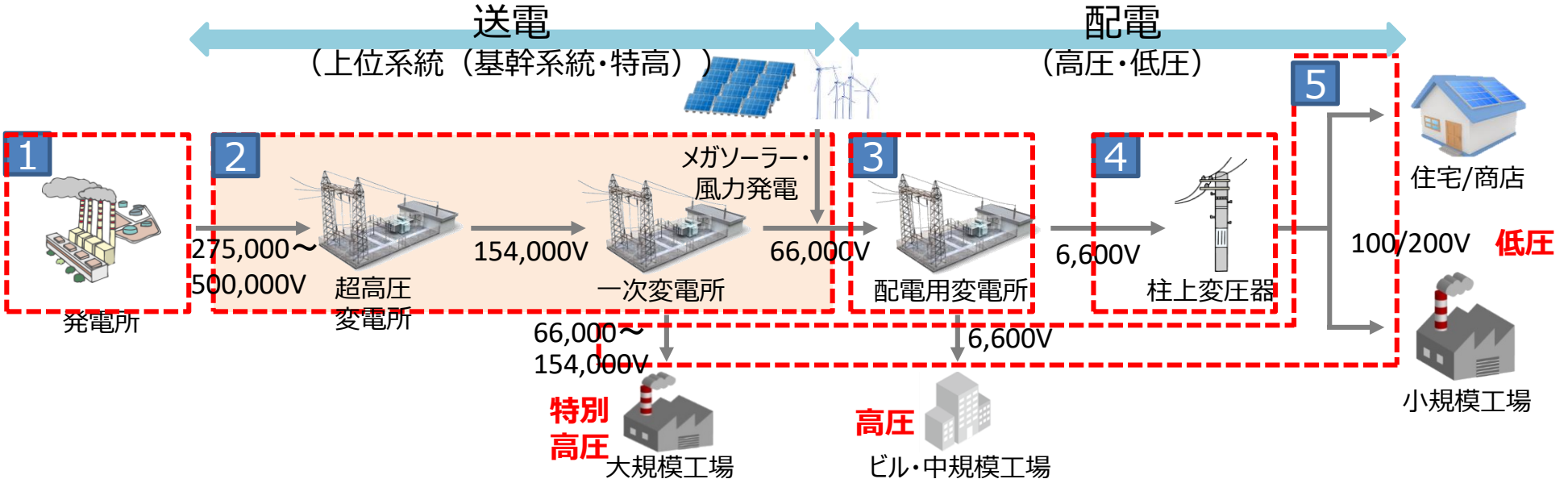


(※) 発電側は系統への接続時の初期費用を別途負担しているが、当該費用は託送料金原価には含まれていない

3. 対応の方向性 (1)送配電関連費用の利用者間の負担

発電側基本料金②：対象費用のイメージ

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統に係る費用のうち固定費について、発電側と需要側の両方でkW当たりの負担が等しくなるよう、課金対象kWで按分。



	離島供給費	給電費	アンソラーサービス費	送電費	受電用変電費	高圧配電費	配電用変電費	低圧配電費	需要家費	保留原価等	合計
託送原価(億円)	656	835	1,773	10,594	3,753	2,201	10,807	4,250	6,076	3,883	44,835

(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む(発電側基本料金の課金対象原価は、上記②のうち固定費のみ)

現状の費用負担	小売電気事業者	
発電側基本料金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分) 発電(発電負担比率分)

※ 発電側の負担規模は全10社の託送料金原価の1割程度と想定される。
※ 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。

3. 対応の方向性 (1)送配電関連費用の利用者間の負担

発電側基本料金③：課金対象の考え方

- 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】

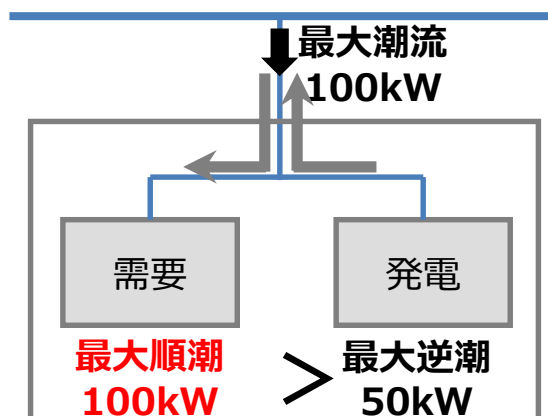
- ✓ 系統側への逆潮に着目した課金
（＝逆潮しない自家消費分には課金しない）
- ✓ 電源種別・事業属性等にかかわらず、系統に逆潮している電源全てが対象

【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）

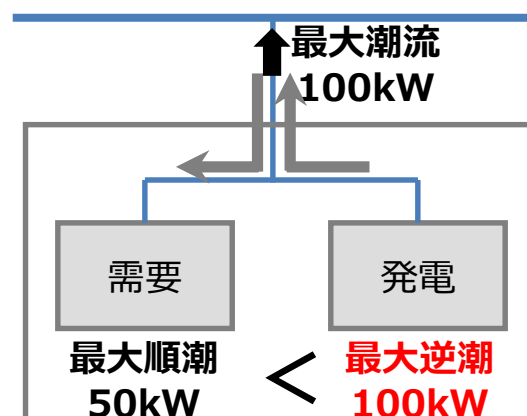
課金対象となるkW（需要を上回る逆潮kW分）

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）か需要（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う考え方に基づく。

3. 対応の方向性 (1)送配電関連費用の利用者間の負担

再生可能エネルギー電源への対応

- 資源エネルギー庁の審議会(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)が2018年5月にとりまとめた中間整理では、再生可能エネルギー電源に対する発電側基本料金の適用に当たり、以下の考え方が示されている。

① 発電側基本料金の適用の在り方

- ✓ 再生可能エネルギー電源についても、他の電源と同様に、**kW一律で課金することを原則とするべき。**

② FIT買取期間中の再生可能エネルギー電源の取扱い

- ✓ 固定価格買取制度の下では課金コストを転嫁できないため、どのような場合に**FIT買取期間中の調整措置**が必要か、**調達価格等算定委員会等において議論**される必要がある。

③ 系統接続時の初期費用の一般負担上限の取扱い

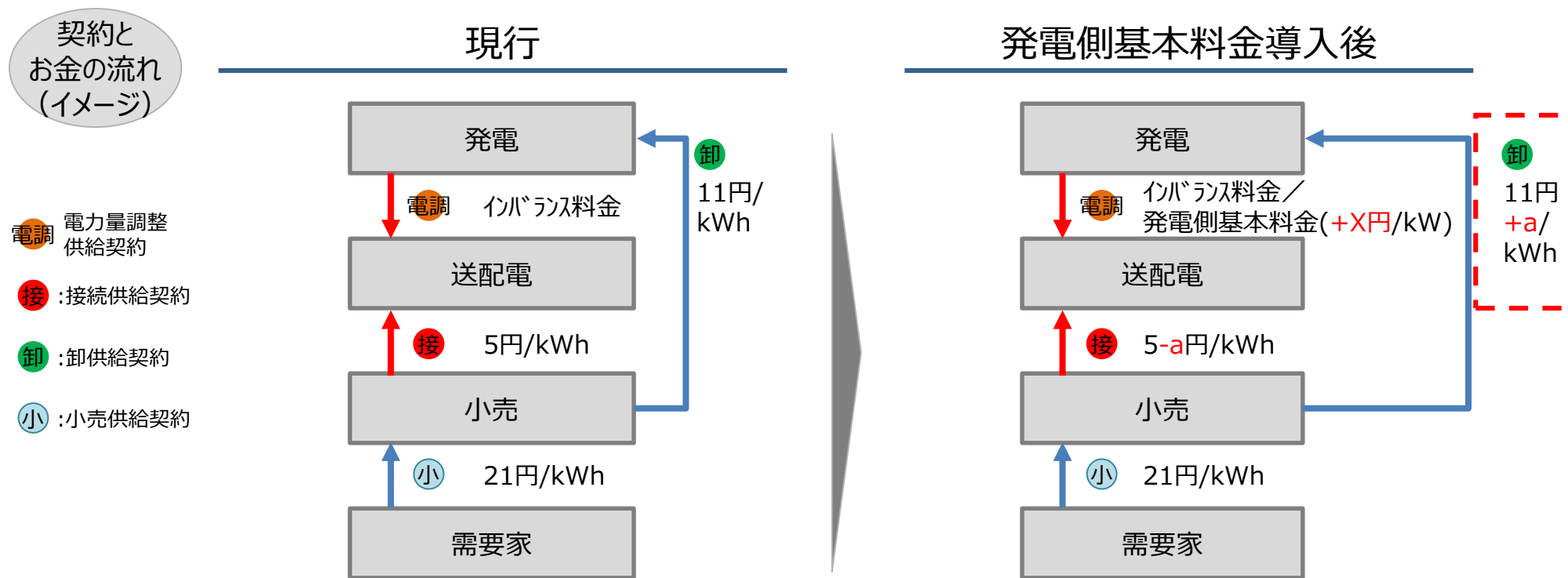
- ✓ 発電側が系統コストの一部をkW一律で負担していくことになるのであれば、設備利用率に応じて電源毎に傾斜が設けられている**一般負担上限についてもkW一律**とすることが適当。
- ✓ 見直し後の一般負担の上限額は、4.1万円/kWを基準額とし、電力広域的運営推進機関において決定次第、速やかに施行するべき。
(※) 2018年6月6日付で施行済み。

※ また、上記小委員会では、住宅用太陽光発電設備について、現状においては発電側基本料金の対象外とすることが適当との考え方が示された。

3. 対応の方向性 (1)送配電関連費用の利用者間の負担

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。



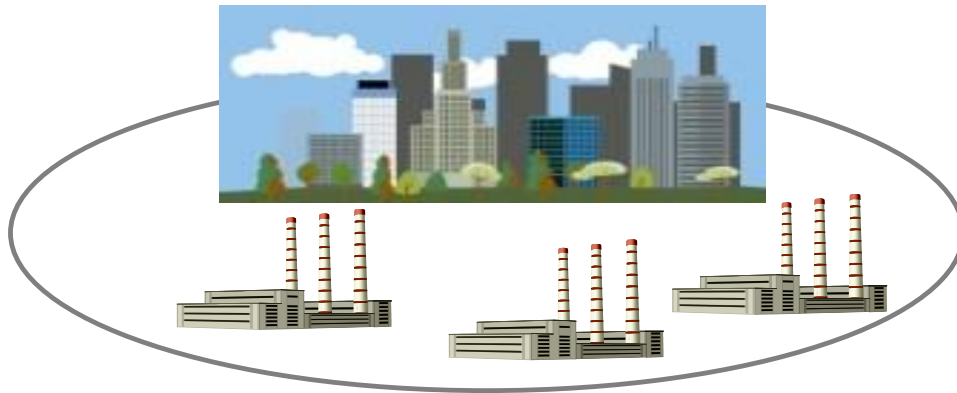
注1: 金額は全国平均のイメージ

注2: kWh単位での取引における転嫁も含め、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等にも留意しつつ、転嫁の在り方について必要な検討をさらに進める。

3. 対応の方向性 (2) 送配電関連設備の投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計 立地地点に応じた割引制度の導入①

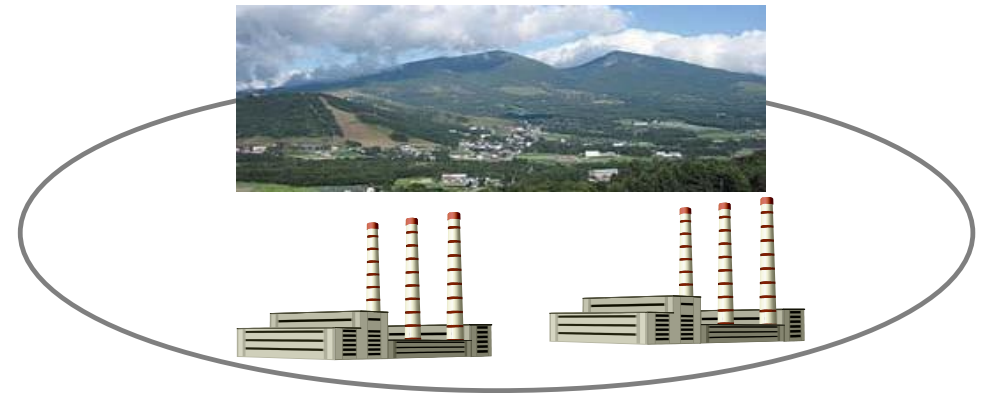
- 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側基本料金の負担額を軽減。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制（発電コスト・ネットワークコスト全体を抑制・最適化）。

<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) 割引対象地域のイメージ

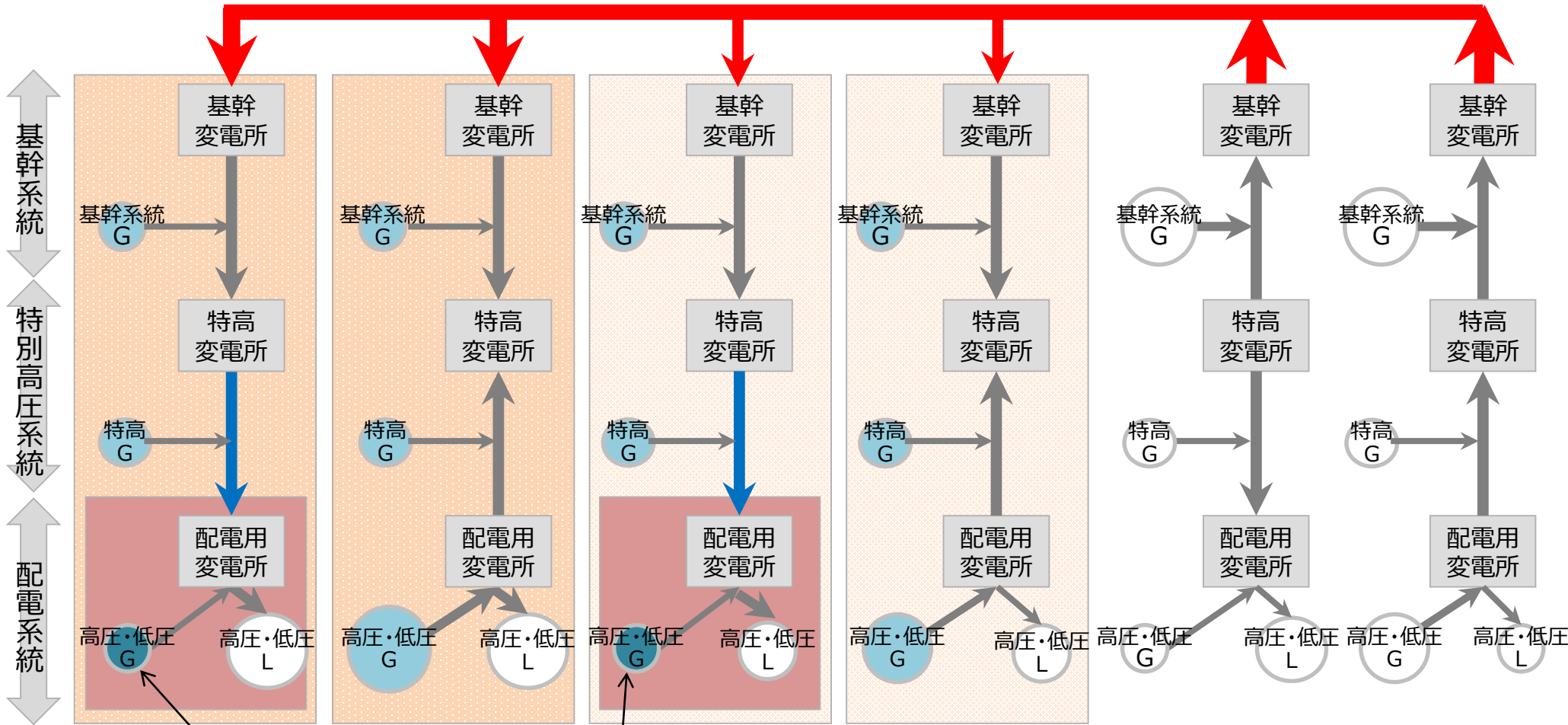
凡例

- 【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】

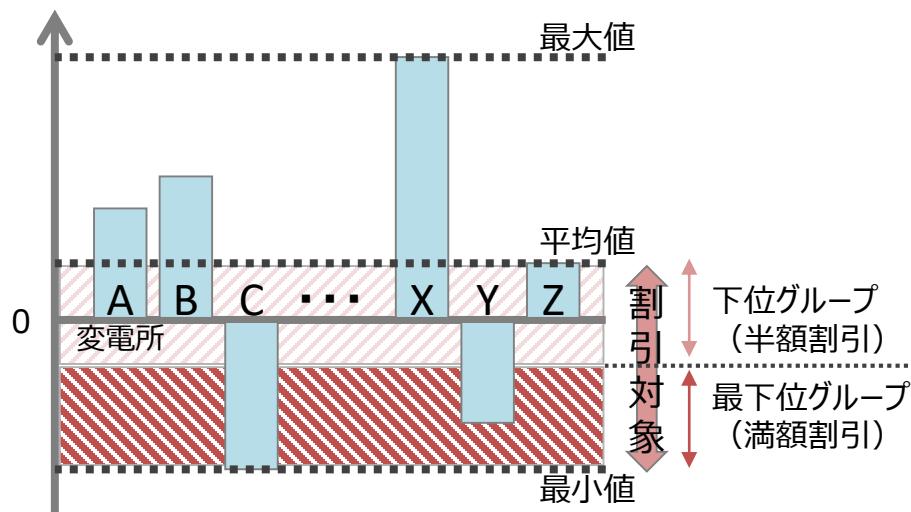
※割引対象地域は5年で見直すことを基本とする。

【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(ΔkW) $\times$ 距離(km) $\times$ 線種ごとの標準年経費(円/kW $\cdot$ km $\cdot$ 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(ΔkWh) $\times$ 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

3.対応の方向性 (2) 送配電関連設備の投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計 立地地点に応じた割引制度の導入②

<割引制度の対象地域の見直しタイミング>

- 発電側基本料金の割引対象地域については、5年で見直すことを基本とする。
この場合、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、料金実務が過度に煩雑になりすぎないなどの観点にも留意しつつ検討する。
- 新たな割引制度の導入に伴い、現行の需要地近接性評価割引制度は廃止する（制度の趣旨や考え方が重複しているため）。

<ノンファーム型接続への対応>

- 出力抑制を前提に系統接続を認めるノンファーム型接続の電源に関しては、通常の接続形態の電源に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措置について検討を進める。

【中長期課題】

- 近隣に多くの電源が存在するような地点に需要を促す措置（その効果や影響、実務上の課題等を引き続き精査）
- 地点別にロス率を設定することで、送電ロスを削減するような地点に電源立地を促す措置（まずは新たな割引制度の導入効果を見定める）

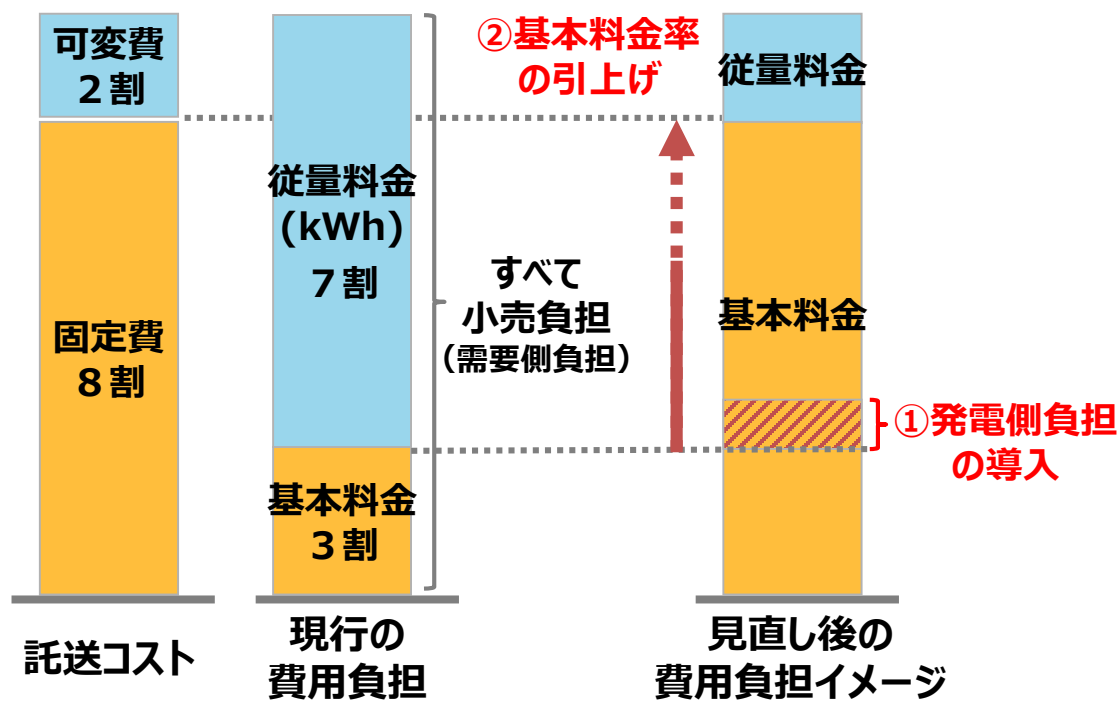
3.対応の方向性 (3) 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収の方法

送配電関連費用の回収構造の是正

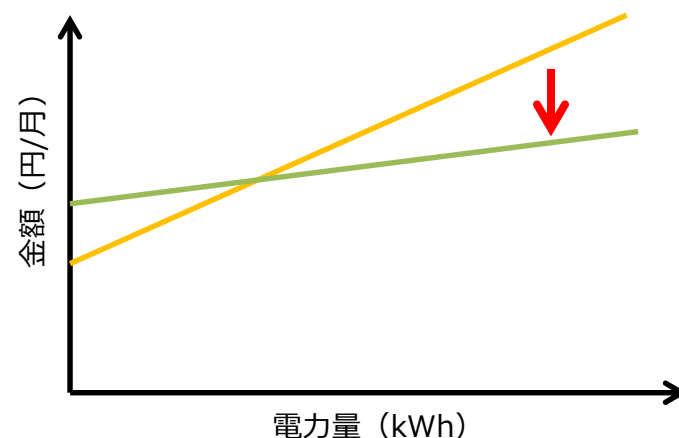
- 固定費を従量料金中心で回収する料金構造の下では、需要減に伴う固定費回収不足や、費用負担の不公平が発生するおそれあり。
- このため、託送料金の原価総額は変えず、送配電関連費用のうち固定費については、原則として基本料金で回収する方向で見直すことが適当。

(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)



— 現行料金
— 見直しの方向性

(4) 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上①

- 送電ロスの削減は、電力に係る全体コストの抑制につながる重要な取組。
- 現行制度では、送電ロスは各エリアの一般送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえて小売電気事業者が補填することとなっているため、発電側、小売側はもちろん、一般送配電事業者においても、送電ロスを削減するインセンティブが働きにくい。

託送供給等約款抜粋(東京電力)

(14) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

接続供給電力量×1÷（1－損失率（30〔損失率〕に定める損失率といたします）

(32) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

30 損失率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	4.2パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9パーセント

各社の送電ロス率

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	8.7%	9.0%	7.1%	8.6%	8.0%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%
高圧	5.1%	5.6%	4.2%	3.9%	3.8%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
特別高圧	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%

※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定

(4) 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上②

- 送電ロスの削減に向け、まずは送電ロスの発生状況等を詳細に把握・公表する。
- また、一般送配電事業者による送電ロスの一括補填・調達に移行することを基本としつつ、その具体的な仕組みについて、新市場等の動向も踏まえ、今後検討を深める。

送電ロスの調達・補填主体(案)

		案1：小売電気事業者(現行)	案2：送配電事業者
比較の視点	補填の効率	・小売電気事業者の創意工夫によって、効率的にロスを調達・補填できる可能性がある	・送配電一括調達によって、効率的にロスを調達・補填できる可能性がある ・一方で、送配電事業者は確実な調達のため、高値で入札する可能性も考えられる
	取引所への影響	・小売電気事業者の調達方法次第では、取引所の活性化に寄与する可能性	・取引所調達により取引所の活性化に寄与する可能性 ・取引所の流動性の状況等を踏まえた実現可能性や、価格が高騰する可能性、安定的に調達を行う方法等については検討が必要
	制度変更によるコスト	・既存制度であるため、システム変更等の追加コストが生じない	・システムの変更や、業務追加に伴う人員増加等のコストが生じる

(参考) 諸外国における送電ロス補填・調達の状況

		 英国	 ドイツ	 フランス	 ノルウェー	 米国(PJM)
送電ロス率 ¹⁾ カッコ内内訳		8.5% (TSO:1.6%、 DSO:6%未満)	5.4%	7.4% (TSO:2.3%、 DSO:5.0%)	8.0% (TSO:1.6% DSO:5.0%)	6.6%
・補填 コスト 主体	補填 主体	発電事業者	送配電事業者	送配電事業者	送配電事業者	発電事業者
	費用回収 方法・ 負担者	卸電力価格に焚き 増し分も反映	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・発電事業者 ・小売事業者	送配電料金 ・小売事業者
補填する 送配電事業者が 場合の扱い	送配電 料金への 算入額	—	目標値 ・Bnetza(規制機関) が定めた送電ロス率の 算入上限を決定	目標値 ・規制機関が設定した 目標値分を算入可能	実績値	実績値
	ロス削減 インセン ティブ	金銭的なインセンティブ はなし (但し、送電ロス削減 の取組予定、結果公 表が必須)	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	ロス改善結果により、 事業報酬率を調整	なし
	補填電力 の調達 方法	—	専用オークションが中 心、不足分は前日市 場で、差分は予備力・ 調整力で処理	専用オークションが中 心、不足分は前日市 場で調達、差分は予備 力・調整力で処理	前日市場で調達が中 心、差分は予備力・調 整力で処理	—

出典：ENTSO-ELレポート、その他公開資料

注1：2012年実績、カッコ内の内訳は2005年実績

4. 制度見直しに向けた今後のスケジュール

- 2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。
ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。
- 送電ロスの一般送配電事業者による一括補填・調達への移行や送電ロスの料金制度については今後検討を深めていくこととなるが、当該見直しにあたっては、発電側基本料金等の他の見直しと必ずしも時期を合わせる必要はなく、新市場等の動向を踏まえつつ、適切な導入時期を検討する。