

# 第1回 送配電網の維持・運用費用の 負担の在り方検討WG 事務局提出資料

平成28年9月16日（金）



# 資料の構成

## 1. 検討の目的・課題

## 2. 現行の託送料金制度

## 3. 今後の進め方

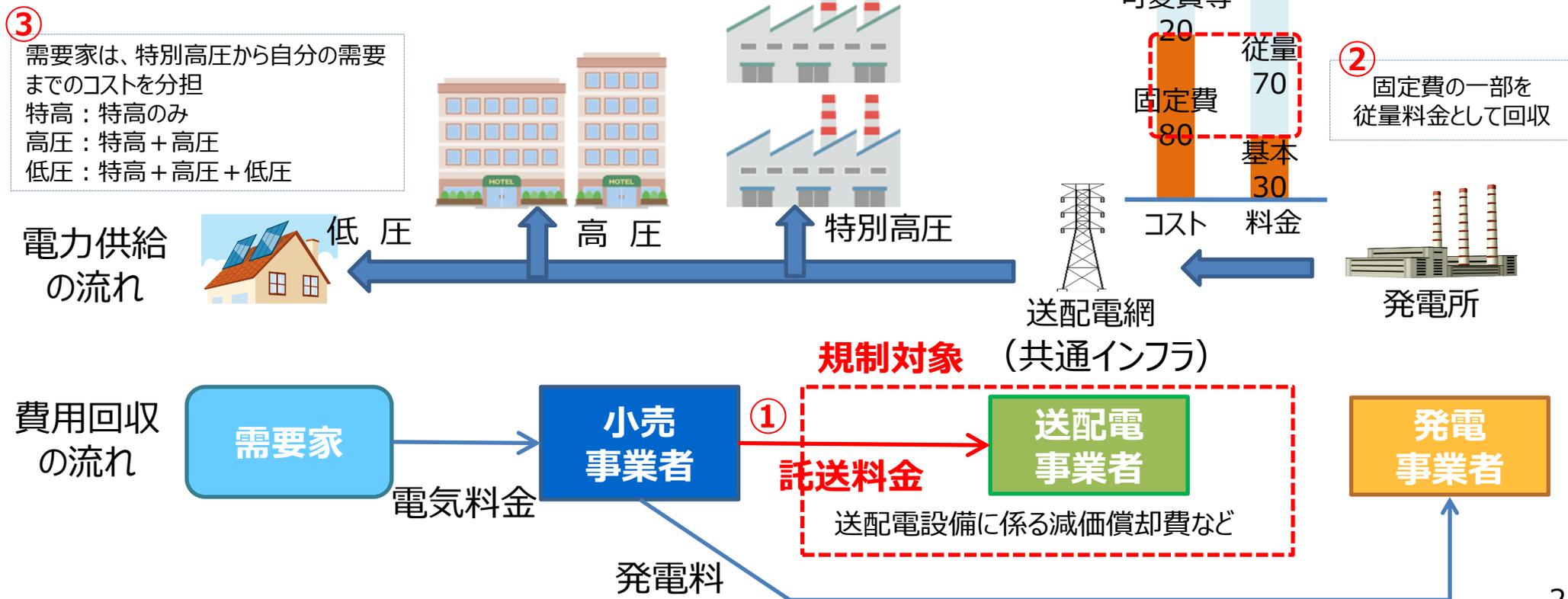
## 4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

# 託送料金負担の構造

- 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、託送料金（総括原価方式で認可）として回収（電気料金の2～3割程度）。
  - ① 小売事業者に100%課金
  - ② 固定費が8割を占めるのに対し、基本料金による回収は3割のみ
  - ③ 電気が高圧系統から低圧系統に流れる前提で費用を配賦している



## 検討の目的

- 前頁で指摘したような現行の託送料金制度の特徴が、自由化の進展などの環境変化に十分対応できなくなっている可能性がある。このため、以下の観点で、今後検討を進めることとする。

①送配電網の維持・運用コストの抑制・低減

②需要家負担に係る公平性の確保

③イノベーションの促進

## 課題①：送配電網への負担と独立に電源を設置

- 電力システム改革の進展により、発電事業者は送配電部門から独立して判断する中、発電事業者は託送（＝送配電の整備・運用）コストを意識せずに電源立地場所を選定することから、託送コストが増大する懸念。

※ただし、電源種によっては立地制約があることや、電源立地場所近傍での需要振興等も考慮の必要あり。

<イメージ>



需要地の近隣での電源立地

送配電網の追加整備コスト：小



需要の遠隔地での電源立地

送配電網の追加整備コスト：大



# 課題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

- 従来、電気が高圧系統から低圧系統に流れる前提で費用を配賦。
- 近年、低圧の再エネ等の分散型電源から系統に流れる電気が増加。特に蓄電池、IoT等を活用した高度なネットワーク利用は、電力供給全体の効率化に貢献。



# 資料の構成

## 1. 検討の目的・課題

## 2. 現行の託送料金制度

## 3. 今後の進め方

## 4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

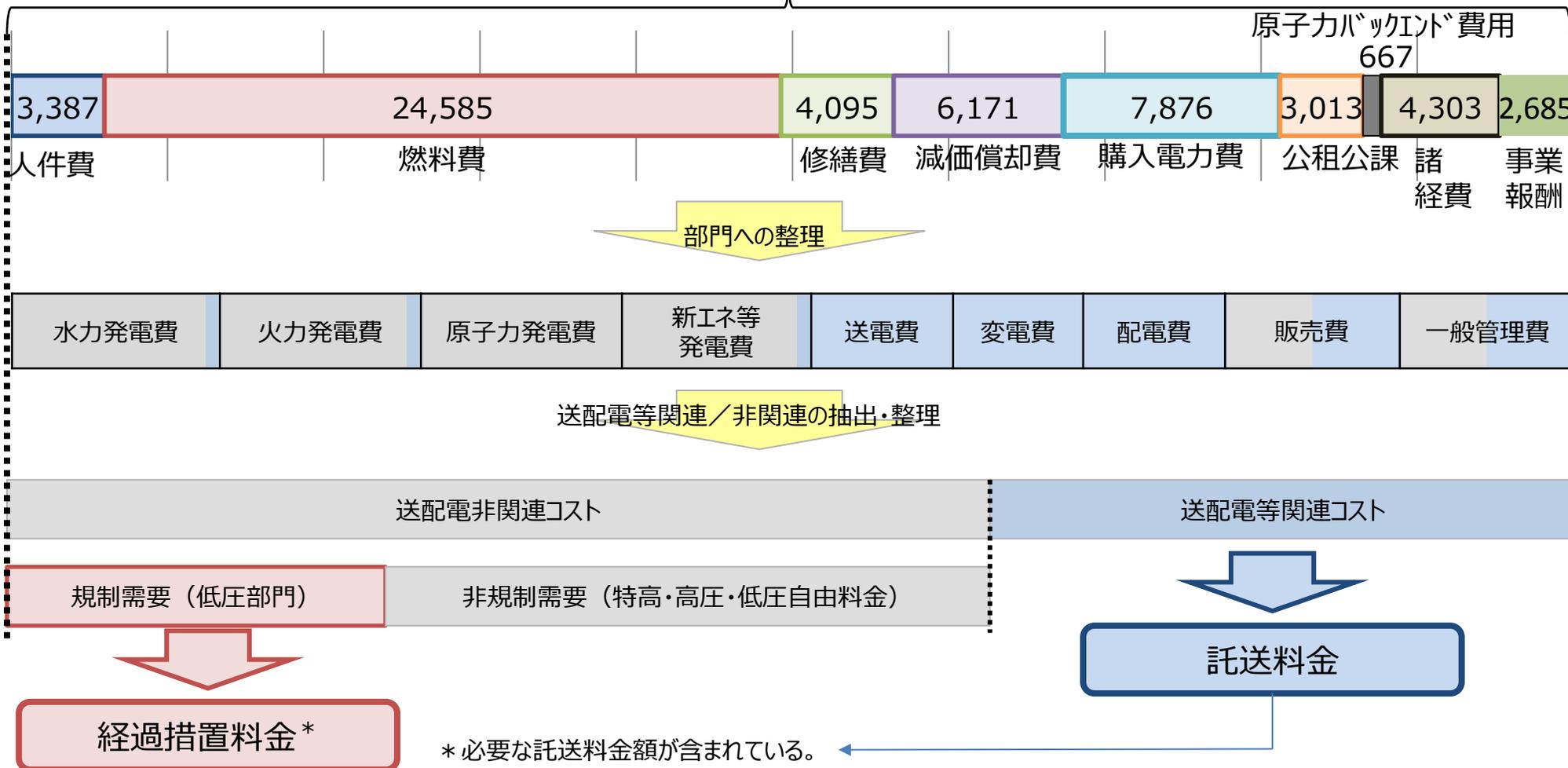
# 電気料金の算定のイメージ（「総括原価方式」による算定）

- 家庭向けの電気料金（経過措置料金）や託送料金は、必要なコストと適正な事業報酬を積み上げ、その総額に基づき、料金を決める「総括原価方式」で算定される。

【電気料金の総原価】（東京電力の場合：平成24～26年度の3事業年度平均）

5兆6,783億円

単位：億円



\* 必要な託送料金額が含まれている。

# (参考)一般送配電事業者の提供するサービス

サービス

電気事業法（抜粋）

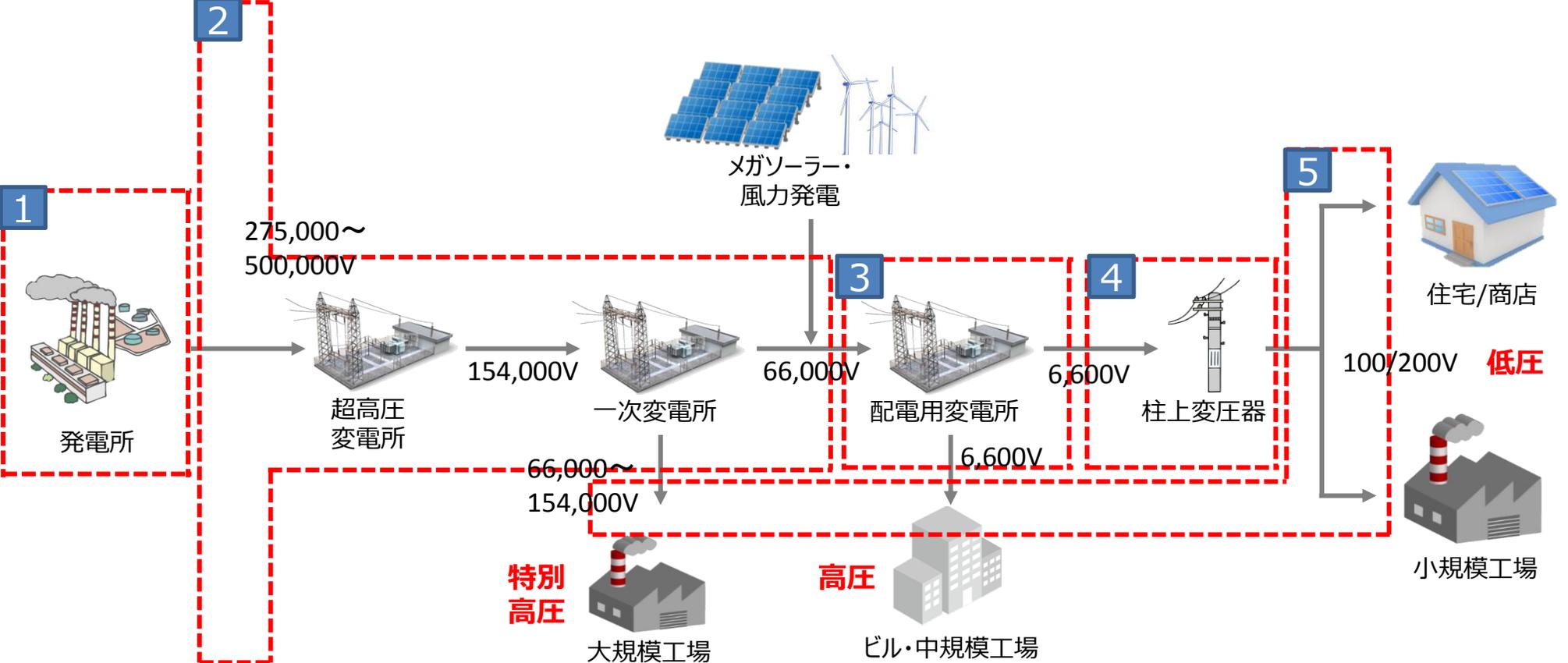
託送供給	接続供給	<ul style="list-style-type: none"><li>イ 小売供給を行う事業を営む他の者から受電した者が、同時に、その受電した場所以外の場所において、当該他の者に対して、当該他の者のその小売供給を行う事業の用に供するための電気の量に相当する量の電気を供給すること。</li><li>ロ 電気事業の用に供する発電用の電気工作物以外の発電用の電気工作物（以下このロにおいて「非電気事業用電気工作物」という。）を維持し、及び運用する他の者から当該非電気事業用電気工作物（当該他の者と経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持し、及び運用する非電気事業用電気工作物を含む。）の発電に係る電気を受電した者が、同時に、その受電した場所以外の場所において、当該他の者に対して、当該他の者があらかじめ申し出た量の電気を供給すること（当該他の者又は当該他の者と経済産業省令で定める密接な関係を有する者の需要に応ずるものに限る。）。</li></ul>
	振替供給	<ul style="list-style-type: none"><li>他の者から受電した者が、同時に、その受電した場所以外の場所において、当該他の者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいう。</li></ul>
発電量調整供給	<ul style="list-style-type: none"><li>発電用の電気工作物を維持し、及び運用する他の者から当該発電用の電気工作物の発電に係る電気を受電した者が、同時に、その受電した場所において、当該他の者に対して、当該他の者があらかじめ申し出た量の電気を供給することをいう。</li></ul>	

(参考)  
アンシラリーサービス

(託送算定省令抜粋)

- 電気の周波数の値の維持、第一条第二項第二号イから八までに規定する電気の供給、送配電設備の事故等が生じた場合においても電気の安定供給を確保するために行う電気の潮流の調整及び揚水式発電設備における揚水運転、電気の電圧の値の維持並びにその発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備の維持

# 現在の費用構成イメージ：東京電力の例



	1	2		3		4	5			
	11%	36%		30%		9%	13%			
	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	合計
原価(億円)	263	174	1,408	4,060	1,119	3,605	717	1,273	1,915	14,541
単価(円/kWh)	0.09	0.06	0.49	1.40	0.39	1.24	0.25	0.44	0.66	5.02

# 託送料金算定フロー（全体像）

- 小売事業者の100%負担、上位系統からの電力供給を前提とし、基本料金と従量料金を組み合わせた料金体系としている。



日本の  
 現行制度

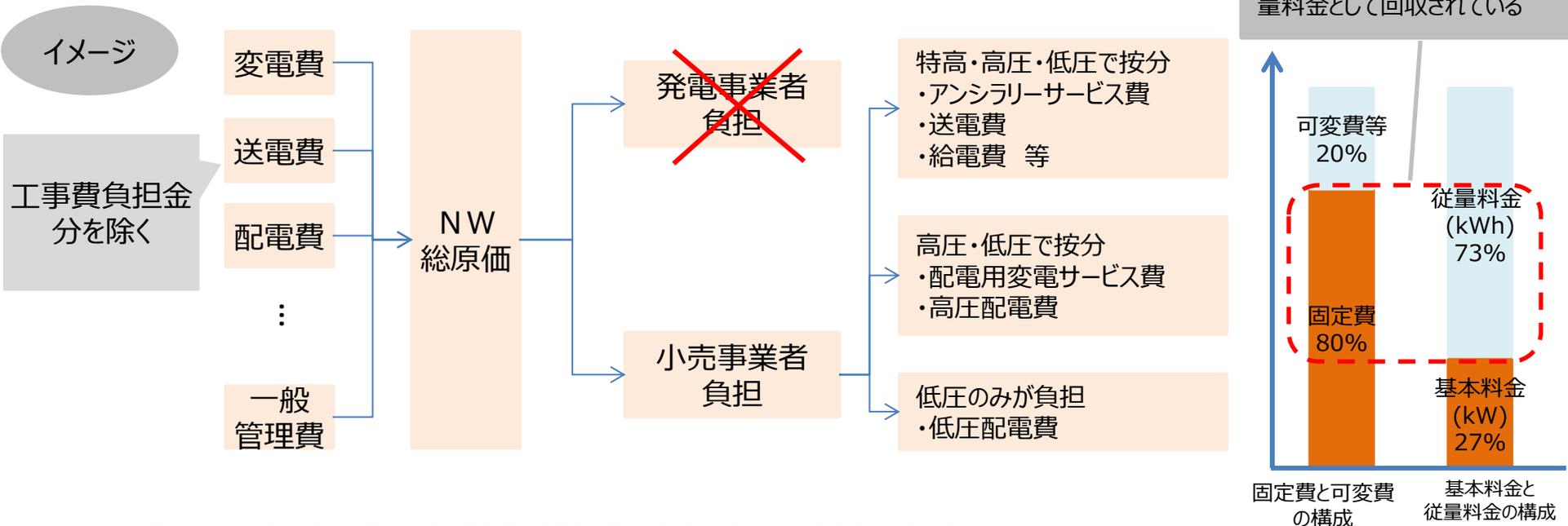
- ・総括原価方式
- ・シャロー方式<sup>1)</sup>

- ・小売事業者が100%負担

- ・高圧系統から低圧系統に電気が流れる前提での設計

- ・基本料金・従量料金の組み合わせ
- ・時間帯別料金

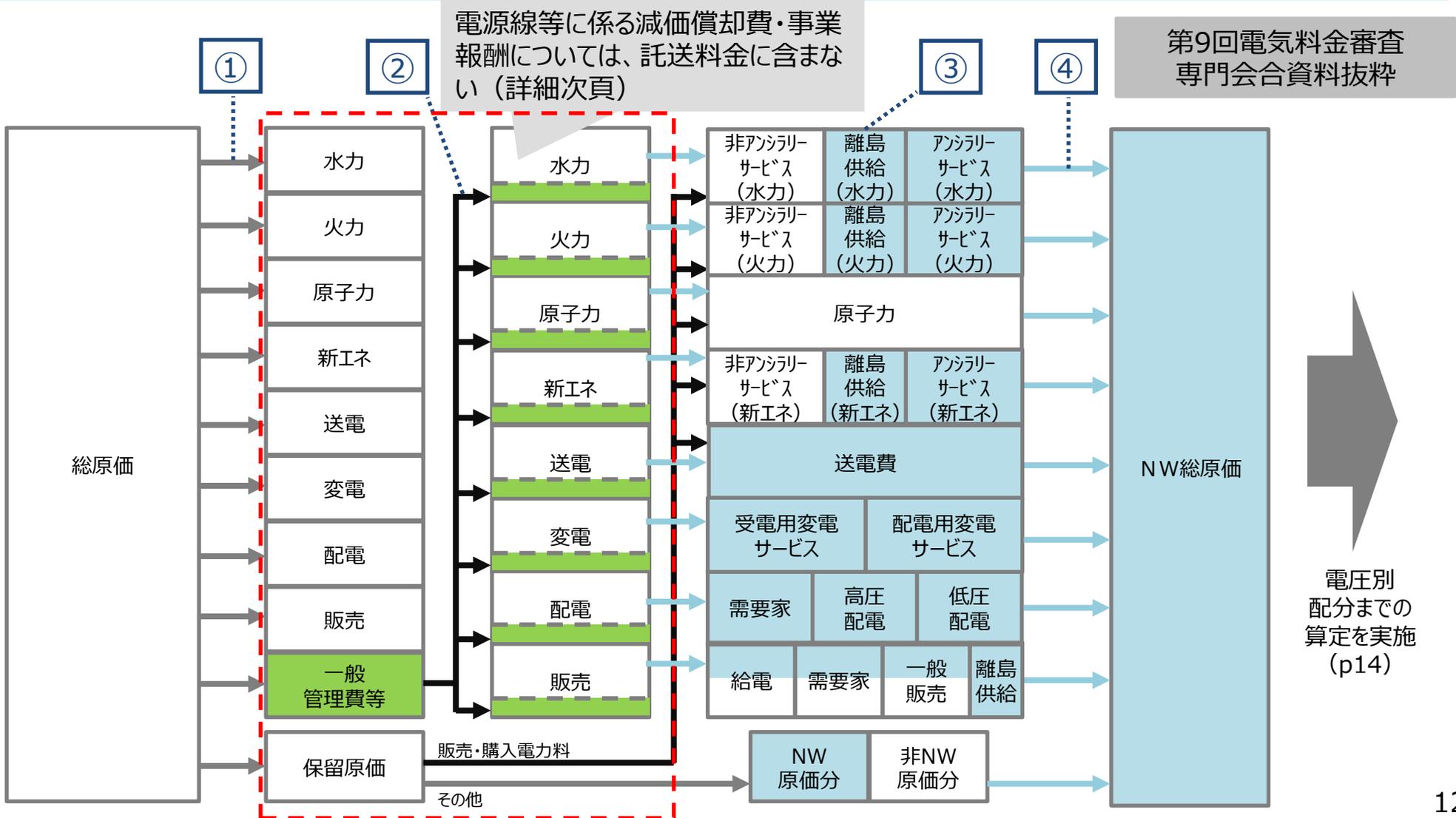
53%のコストが固定費にも関わらず従量料金として回収されている



1. 発電所から1つ目の変電所までの費用（減価償却費、事業報酬）を系統接続時に、発電事業者が一括負担

# ① 総原価の算出/工事費負担金の控除

- 一般送配電事業者は、①総原価の9部門への整理、②一般管理費の他部門への整理、③8部門の費用よりNW関連or非関連費用の抽出・整理を行い、④NW原価を集計することによりNW総原価を算定。

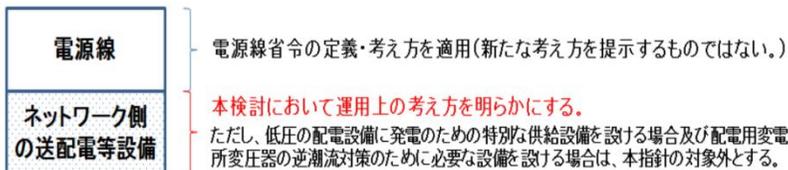


# (参考)特定負担の範囲

- 系統の増強に関する費用負担の考え方は平成27年11月に公表。それまで再エネ発電設備については工事費負担金の全額が特定負担とされていたが、ガイドラインにより火力電源等と同様に一部を一般負担とすることとなった。
- 託送料金体系との整合性を確保する観点から、電源種別ごとの設備利用率に応じた一般負担の上限額を広域機関が指定・公表（平成28年3月）。

## 特定負担の範囲（発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針）

## 地内系統の増強に係る一般負担の上限額（第10回広域系統整備委員会資料抜粋）



### <費用負担の考え方（まとめ）>

#### 1. 特定負担額・一般負担額の算出

- (1) ネットワーク側の送配電等設備のうち、**基幹系統**を構成する送変電等設備の増強等にかかる費用については、原則として**一般負担**。
- (2) **基幹系統以外**の送配電等設備の増強等にかかる費用については、**以下の観点から**、特定負担とすべき額（以下「**特定負担額**」という。）**及び**一般負担とすべき額（以下「**一般負担額**」という。）を算定。
  - (a) 設備更新による受益
  - (b) 設備のスリム化による受益
  - (c) 供給信頼度等の向上による受益

#### 2. 一般負担の限界

一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず、**特定負担**。

#### 3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

特定の発電設備の設置に伴い当該発電設備が立地する供給区域のネットワーク側の送配電等設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、**事業者間精算制度<sup>5</sup>により精算**。

### 3. まとめ

15

- 地内系統の増強に係る一般負担の上限額については**4.1万円/kW**を基準とし、電源の設備利用率に応じ、下表のとおり電源種別ごとに最大受電電力1kW当たりの一般負担の上限額を設定することとしてはどうか。
- 地域間連系線等の増強に係る一般負担の上限額については、原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用することとし、地内系統の一般負担の上限額を上回る場合には、費用対効果を確認した上で、そのメリットに応じて、一般負担の上限額を個別に積み増すことなどを検討することとしてはどうか。
- 一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討する。

電源種別	一般負担の上限額
地熱発電	4.7万円/kW
バイオマス(木質専焼)	4.9万円/kW
バイオマス(石炭混焼)、原子力、石炭火力、LNG火力	4.1万円/kW
小水力 <sup>※1</sup>	3.6万円/kW
一般水力 <sup>※2</sup>	3.0万円/kW
石油火力、洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW



※1 1,000kW以下、※2 1,000kWを超えるもの

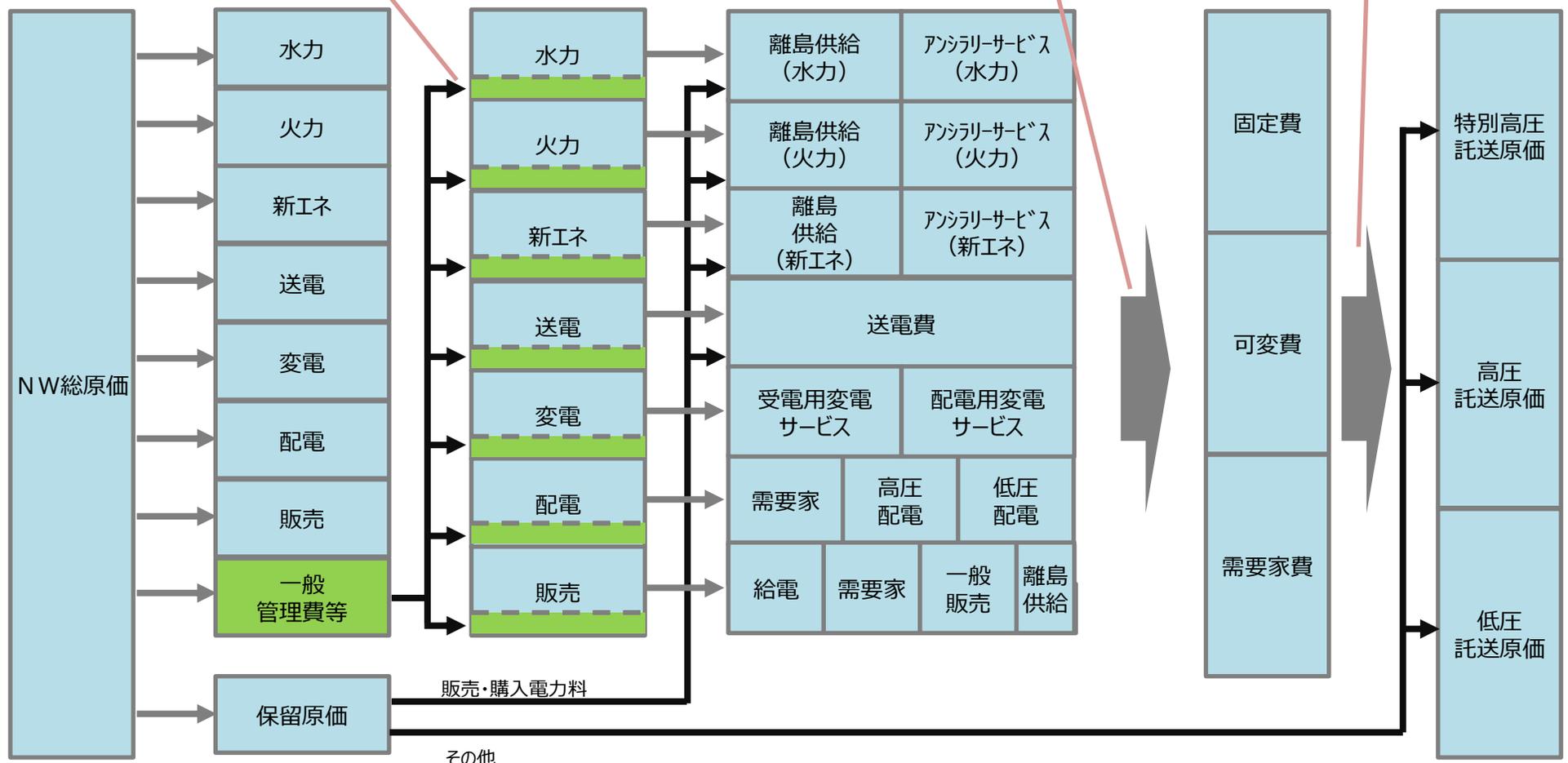
### ③ 固定費等の分解・電圧別の配分

- 託送料金算定規則に従い、総原価から特定したNW総原価を各部門に再整理。各部門に整理されたNW原価を固定費、可変費、需要家費に整理した上で、特高需要、高圧需要、低圧需要の3需要種別に配分。

① ABC会計手法 (p15※1) の考え方に基づき整理

② NW原価をその性質に応じて固定費、可変費、需要家費に整理

③ 固定費は、最大電力等を元に (2:1:1比率等 ※2)、可変費は発電電量、需要家費は延契約口数等を元に3需要種別に配分



# (参考)原価の電圧別の配分

- 原則として固定費、可変費、需要家費を下図のとおり省令記載の配分ルールに基づき特別高圧、高圧、低圧への原価の配分を行っている（その他より適切な配分方法がある場合には、事業者ルールを設定の上、各電圧に配分を行っている）。



## (※1) ABC会計手法 (Activity Based Costing:活動基準原価計算)

複数の部門に共通に関連する一般管理費を、以下の3段階に分けて各部門に整理していく手法。NW原価の帰属、配賦の基準は省令に定められているが、事業者が経済産業大臣に届け出ることにより、事業者の実情に応じた基準を設定することも可能。(変電費、販売費の配分にも活用)

- ▶直課～特定部門に全て帰属させることができる費用を、各部門に整理すること。
- ▶帰属～直課できない費用を、客観的かつ合理的な基準(コストドライバー)を設定し、それに従って各部門に配分すること。
- ▶配賦～直課や帰属では整理できない費用を、代理的な比率を用いて各部門に配分すること。

## (※2) 固定費の配分方法(2:1:1法、2:1法)

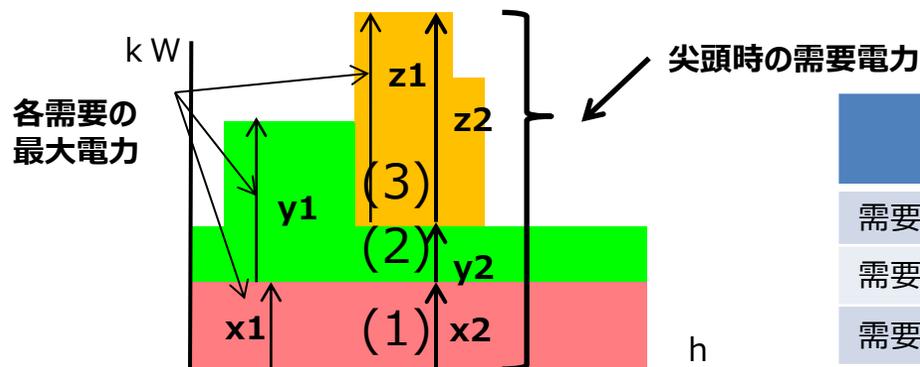
固定費(販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用であり、概ねkWに比例する原価が対象)の需要種別への配分方法で、以下の2つの方法がある。

▶「2:1:1法」～以下の3項目の合成により固定費を3需要種別(特高・高圧・低圧)に配分する方法(総離島供給費(火力・水力・新エネ)、総アンシラリーサービス費(火力・水力・新エネ)、総送電費、受電用変電サービス費、給電費のうちの固定費に配分された費用)。

- (1) 各需要種別の最大電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。
- (2) 夏期及び冬期の尖頭時における各需要種別の需要電力の百分率に「1(夏期:0.5、冬期:0.5)」のウェイト。
- (3) 各需要種別の発受電量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。

▶「2:1法」～以下の2項目の合成により固定費を2需要種別(高圧以上、低圧)に配分する方法(配電用変電サービス費、高圧配電費のうち固定費に配分された費用)。

- (1) 各需要種別の延契約電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。
- (2) 各需要種別の発受電量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。(託送供給等約款料金の算定に関する省令 第12条第5項、第13条2項1号、2号)



	(1) 最大電力の比	(2) 尖頭時の需要電力の比	(3) 電力量の比
需要X	$x1/(x1+y1+z1)$	$x2/(x2+y2+z2)$	$X/(X+Y+Z)$
需要Y	$y1/(x1+y1+z1)$	$y2/(x2+y2+z2)$	$Y/(X+Y+Z)$
需要Z	$z1/(x1+y1+z1)$	$z2/(x2+y2+z2)$	$Z/(X+Y+Z)$

## ④ 電圧別の料金メニューの設計

- 電圧別の託送原価に近接性評価割引相当額を加算し、定額料金、基本料金（DC: Demand Charge）、従量料金（EC: Energy Charge）の収入金額を算定し、料金メニューを作成。

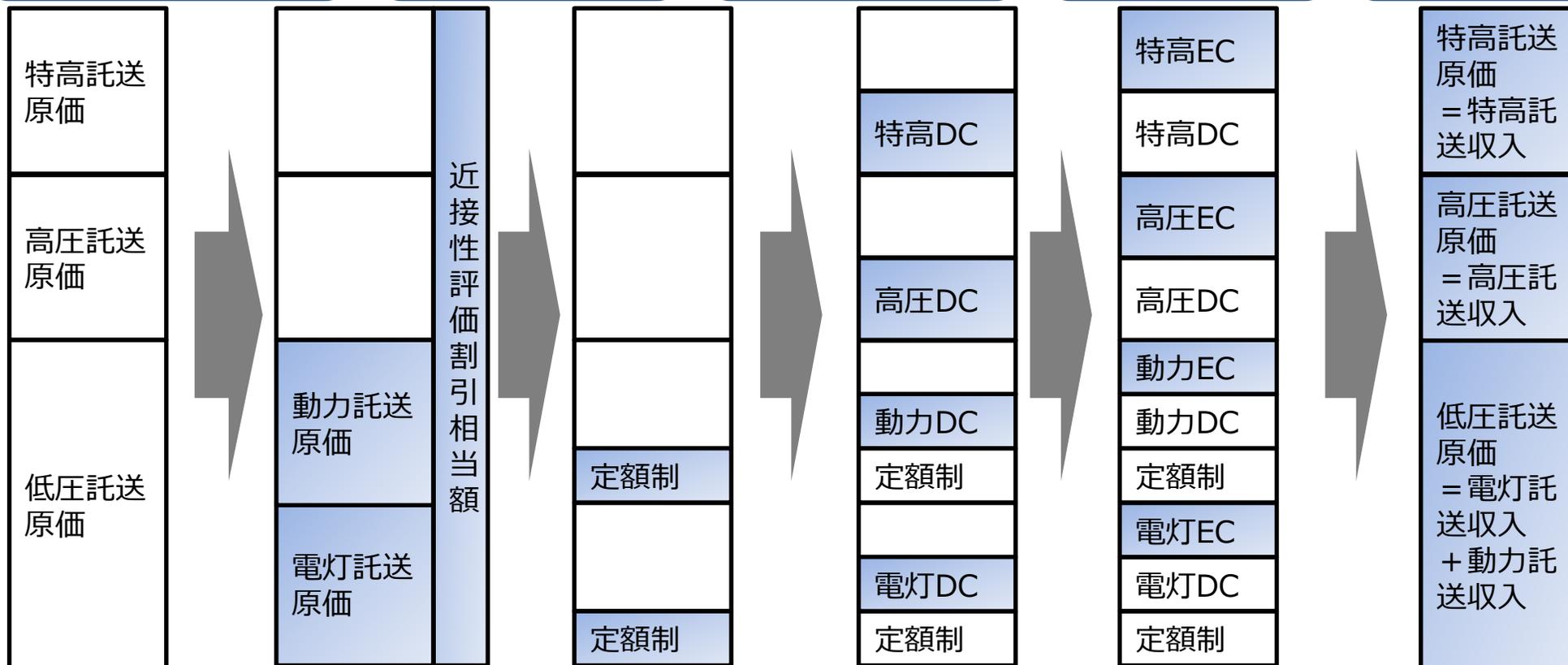
Step 1  
低圧託送原価を固定費・可変費・需要家費ごとに電灯と動力に整理、近接性評価割引相当額を加算

Step 2  
電灯・動力のそれぞれの平均単価に対応する定額分の電力量を乗じて定額分を算定

Step 3  
各託送原価から定額分を除いた額に基本料金回収率を乗じて基本料金（DC）を算定

Step 4  
各原価から、定額分、DC分を除いた残額を従量料金（EC）として算定

Step 5  
三需要種別に原価と収入が一致していることを確認



# (参考)需要地近接性評価割引制度の概要

- 現行、我が国において電源立地を考慮した需要地近接性評価割引制度があるが、過去の議論においても割引の考え方や割引対象地域などについて継続検討課題とされている。

## 概要

### 目的

- 潮流改善に資する地域に立地する電源から電気を受電して、接続供給を利用する場合に、その潮流改善効果を基に設定された割引額を接続供給に係る料金から割り引く制度
- これにより、潮流改善に資する地域への電源設置を促進し、より効率的な送配電サービスを実現することを目的とする

### 割引の考え方

- 特別高圧（基幹系統を含む）、高圧、低圧に接続している電源が割引対象
- 電力ロスの低減効果に加えて、基幹系統の負荷が低減することによる投資抑制効果を潮流改善の効果として評価
- 基幹系統に接続する電源、基幹系統以外の特別高圧系統に接続する電源、低圧・高圧に系統に接続する電源に区分して潮流改善効果を評価

### 割引対象地域

- 発電量に比較して需要が大きく、逆潮流が発生しないと考えられる地域を以下の基準に従い、市区町村単位で判定し、割引対象地域が設定
  - A) 市町村別の電力需要と発電電力量を比較し、電力需要が発電電力量を上回っている市町村を選択
  - B) 加えて、Aの市町村のうち、需要密度が供給区域全体の需要密度を上回っている市町村を選定
  - C) A、B以外に特段の事情がある場合には、個社ごとに要件を設定

### 見直しタイミング

- 割引対象地域の見直しを事業者判断に委ねた場合、対象地域を見直すべき状況判断があったとしても申請が行われな限り変更がされない
- また、割引の適用を受けている電源設置者の予見可能性の観点からも、頻繁な見直しは避け、託送供給等約款において、あらかじめ一定の見直しまでの期間（5年）が定められている

# (参考)割引単価の設定状況

## 対象地域（東京電力の例）

都または県	対象となる市区町村
東京都	品川区, 青梅市, あきる野市, 日の出町, 檜原村, 奥多摩町, 大島町, 利島村, 新島村, 神津島村, 三宅村, 御蔵島村, 八丈町, 青ヶ島村, 小笠原村
埼玉県	秩父市, 飯能市, 加須市, 本庄市, 毛呂山町, 越生町, 滑川町, 嵐山町, 小川町, 川島町, 吉見町, 鳩山町, ときがわ町, 横瀬町, 皆野町, 長瀬町, 小鹿野町, 東秩父村, 美里町, 神川町, 寄居町
神奈川県	横浜市鶴見区, 横浜市中区, 横浜市磯子区, 川崎市川崎区, 相模原市緑区, 三浦市, 葉山町, 大磯町, 大井町, 松田町, 山北町, 箱根町, 真鶴町, 湯河原町, 清川村
山梨県	甲府市, 富士吉田市, 都留市, 山梨市, 大月市, 韮崎市, 南アルプス市, 北杜市, 甲斐市, 笛吹市, 上野原市, 甲州市, 市川三郷町, 早川町, 身延町, 南部町, 富士川町, 道志村, 西桂町, 山中湖村, 鳴沢村, 富士河口湖町, 小菅村, 丹波山村
静岡県	熱海市, 富士宮市, 伊東市, 御殿場市, 下田市, 裾野市, 伊豆市, 伊豆の国市, 東伊豆町, 河津町, 南伊豆町, 松崎町, 西伊豆町, 函南町, 小山町

## 割引単価（円/kWh）

	低圧・高圧		特別高圧		基幹系統	
	受電電圧	単価	受電電圧	単価	受電電圧	単価
北海道	6kV以下	0.59	100kV以下	0.42	100kV超	0.22
東北	6kV以下	0.54	140kV以下	0.43	140kV超	0.22
東京	6kV以下	0.68	140kV以下	0.40	140kV超	0.21
中部	6kV以下	0.62	140kV以下	0.31	140kV超	0.16
北陸	6kV以下	0.45	140kV以下	0.27	140kV超	0.14
関西	6kV以下	0.70	140kV以下	0.41	140kV超	0.21
中国	6kV以下	0.52	100kV以下	0.48	100kV超	0.24
四国	6kV以下	0.55	100kV以下	0.46	100kV超	0.24
九州	6kV以下	0.37	100kV以下	0.28	100kV超	0.14
沖縄	6kV以下	0.43	60kV以下	0.35	60KV超	0.17

# (参考)低圧 接続送電サービス料金単価(東京電力の例)

①

②

③

④

契約種別			単位	料金単価 (消費税等相当額含む)	
				単価	
低圧	電灯定額 接続送電サービス	電灯料金	10Wまで	1灯	34円89銭
			10Wをこえ20Wまで	1灯	69円80銭
			20Wをこえ40Wまで	1灯	139円60銭
			40Wをこえ60Wまで	1灯	209円40銭
			60Wをこえ100Wまで	1灯	349円00銭
			100Wをこえる100Wまでごとに	1灯	349円00銭
		小型機器 料金	50VAまで	1機器	104円24銭
			50VAをこえ100VAまで	1機器	208円48銭
			100VAをこえる100VAまでごとに	1機器	208円48銭
	電灯標準 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	210円60銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	140円40銭
			SB契約；5Aの場合	1契約	70円20銭
			SB契約；15Aの場合	1契約	210円60銭
		電力量料金	1kWh	7円31銭	
	電灯時間帯別 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	210円60銭
			SB・主開閉器契約	1kVA	140円40銭
			SB契約；5Aの場合	1契約	70円20銭
			SB契約；15Aの場合	1契約	210円60銭
		電力量料金	昼間時間	1kWh	8円05銭
			夜間時間	1kWh	6円43銭
電灯従量接続送電サービス			1kWh	10円77銭	
動力標準 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	691円20銭	
		主開閉器契約	1kW	437円40銭	
	電力量料金	1kWh	5円08銭		
動力時間帯別 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	691円20銭	
		主開閉器契約	1kW	437円40銭	
	電力量料金	昼間時間	1kWh	5円58銭	
		夜間時間	1kWh	4円48銭	
動力従量接続送電サービス		1kWh	16円41銭		

# (参考)高圧・特別高圧 託送供給料金単価(東京電力の例)

契約種別			単位	料金単価 (消費税等相当額含む)	
				単価	
高圧	高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1kW	545円40銭	
		電力量料金	1kWh	2円30銭	
	高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1kW	545円40銭	
		電力量料金	昼間時間	1kWh	2円53銭
			夜間時間	1kWh	2円00銭
	高圧従量接続送電サービス		1kWh	11円24銭	
ピークシフト割引		1kW	463円32銭		
特別高圧	特別高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1kW	372円60銭	
		電力量料金	1kWh	1円27銭	
	特別高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1kW	372円60銭	
		電力量料金	昼間時間	1kWh	1円36銭
			夜間時間	1kWh	1円14銭
	特別高圧従量接続送電サービス		1kWh	7円39銭	
ピークシフト割引		1kW	316円44銭		

契約種別			単位	料金単価 (消費税等相当額含む)
				単価
高圧	予備送電サービスA		1kW	70円20銭
	予備送電サービスB		1kW	86円40銭
特別高圧	予備送電サービスA		1kW	64円80銭
	予備送電サービスB		1kW	75円60銭

- 小売の経過措置料金と同様のメニュー構成が求められている。

## 低圧託送料金と経過措置料金との整合性について(論点②)

36

○ 低圧託送料金は、多様な小売自由料金や経過措置約款料金(現行の供給約款料金)との整合性を保つことができるよう、具体的には下表のように整理されるべきではないか(契約電力の決定については下表()内のおり。また、最低料金制の会社における電灯の低圧託送料金の基本料金設定方法としては、ブロック料金(参考3にて詳述)を想定。)。ただし、臨時電灯及び臨時電力は、実量契約の導入が困難であるため、負荷設備契約を継続する。また、沖縄電力においては、経過措置約款料金の電灯において、現在の電灯料金同様、6kVA以上も最低料金制となることとの整合性を保つため、低圧託送料金の電灯においても実量契約の導入は困難であり、負荷設備契約が残ることとなる。

<経過措置約款料金>

<低圧託送料金>

【二部料金制】

	電灯	動力
6kVA	二部料金 (負荷設備契約、主開閉器契約)	二部料金 (負荷設備契約、 主開閉器契約)
0.4kVA	二部料金 (負荷設備契約、SB契約) ※従量電灯A:5アンペアのSB契約による 最低料金制	
	定額料金	

	電灯	動力
	二部料金 (主開閉器契約、実量契約)	二部料金 (主開閉器契約、 実量契約)
	二部料金 (SB契約、実量契約)	
	定額料金	

【最低料金制】

	電灯	動力
6kVA	二部料金※ (負荷設備契約、主開閉器契約) ※沖縄電力のみ最低料金(負荷設備 契約)	二部料金 (負荷設備契約、 主開閉器契約)
0.4kVA	最低料金 (負荷設備契約)	
	定額料金	

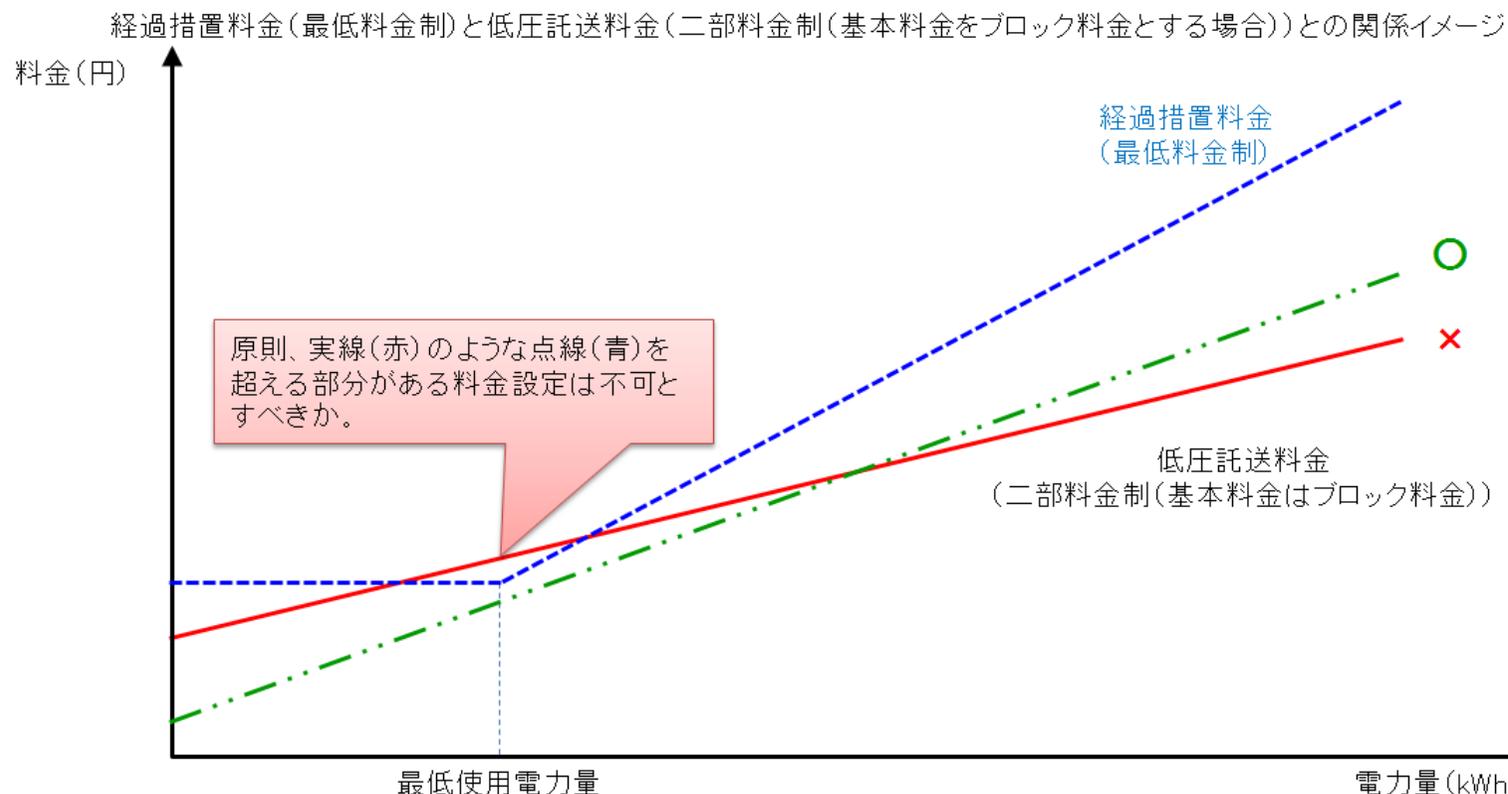
	電灯	動力
	二部料金 (主開閉器契約、実量契約、負荷設 備契約(沖縄電力のみ)※) ※料金の設定方法としてはブロック料金制を採用	二部料金 (主開閉器契約、 実量契約)
	二部料金 (実量契約※、負荷設備契約(沖縄 電力のみ)※) ※料金の設定方法としてはブロック料金制を採用	
	定額料金	

- 低圧託送料金の単価は小売の経過措置料金メニューを超えない設定が求められる。

## 低圧託送料金と経過措置料金との整合性について(論点②)

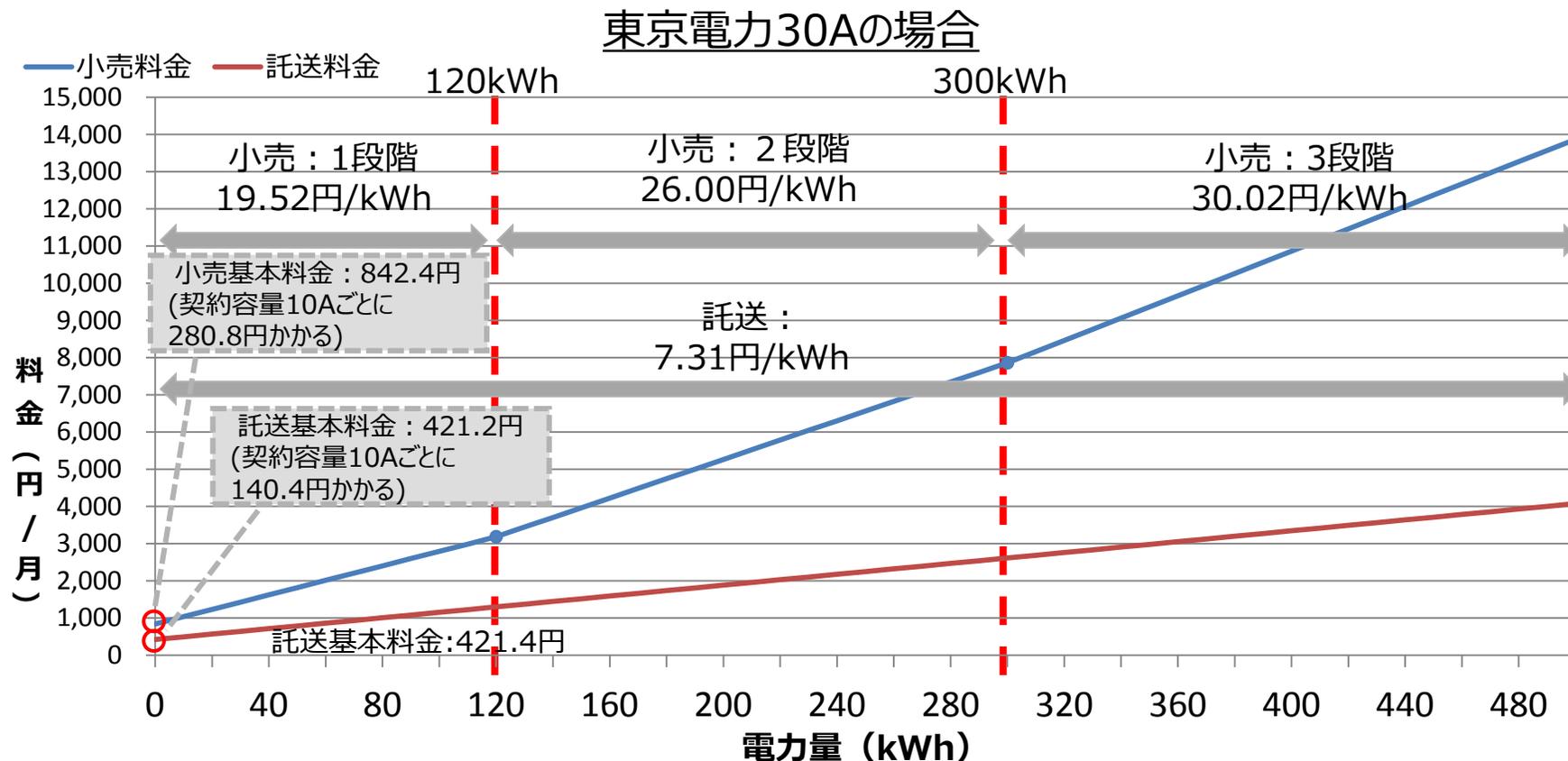
37

- 低圧託送料金に実量契約を採用した場合には、同じく規制料金制度である経過措置約款料金との比較において、決定される契約電力が異なる可能性が生じるが、料金体系の整合性を保つ観点から、低圧託送料金の単価については、原則として、経過措置約款料金の個別料金メニューの単価を超えるような設定(経過措置約款料金の発電費部分がマイナスとなるような設定)を認めるべきではないのではないか。



## (参考)小売の経過措置料金の三段階料金

- 小売の経過措置料金は、小売全面自由化前の規制料金（従量電灯メニュー）を引き継ぐ形で三段階料金制が維持されている。



三段階料金制は、高福祉社会の実現、省エネルギーの推進という社会的要請に対応するという観点から導入されたものであり、第一段階の使用量に対しては、比較的低廉な料金が適用される

# (参考)基本料金回収率の設定状況

- 経過措置料金との整合をはかるため、低圧(電灯)の基本料金回収率は低く設定。(特に最低料金制を採用している関西、中国、四国及び沖縄電力は低い。)

基本料金回収率 (カッコ内固定費率)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最低料金制 <sup>1)</sup> の有無		無	無	無	無	無	有	有	有	無	有
低圧	電灯	19% (72%)	16% (79%)	21% (76%)	18% (74%)	20% (78%)	8% (69%)	5% (70%)	8% (72%)	18% (74%)	7% (60%)
	動力	47% (86%)	44% (90%)	58% (91%)	48% (88%)	53% (86%)	46% (81%)	47% (82%)	48% (84%)	48% (74%)	43% (81%)
高圧		45% (93%)	46% (95%)	44% (95%)	36% (94%)	48% (95%)	42% (95%)	42% (92%)	47% (94%)	38% (91%)	28% (72%)
特別高圧		39% (85%)	40% (91%)	42% (93%)	39% (94%)	43% (92%)	47% (94%)	50% (85%)	53% (91%)	39% (83%)	22% (55%)
合計		29% (79%)	30% (86%)	32% (83%)	28% (83%)	34% (85%)	25% (83%)	23% (78%)	26% (80%)	28% (79%)	17% (65%)

注1:お客さまの使用電力量が極端に少ない、または全く使用されないときでも供給設備に関連する費用の回収を図る観点から、最低使用量を定め、最低料金を設定。

最低料金制は小売料金(経過措置料金)の制度だが、託送料金の基本料金回収率設定時に、小売料金との整合を図る上で留意する必要がある

出典:各社提供資料

# (参考)送電ロス率の設定状況

- 各社、供給先の電圧に応じて、送電ロス率を設定している。

## 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。

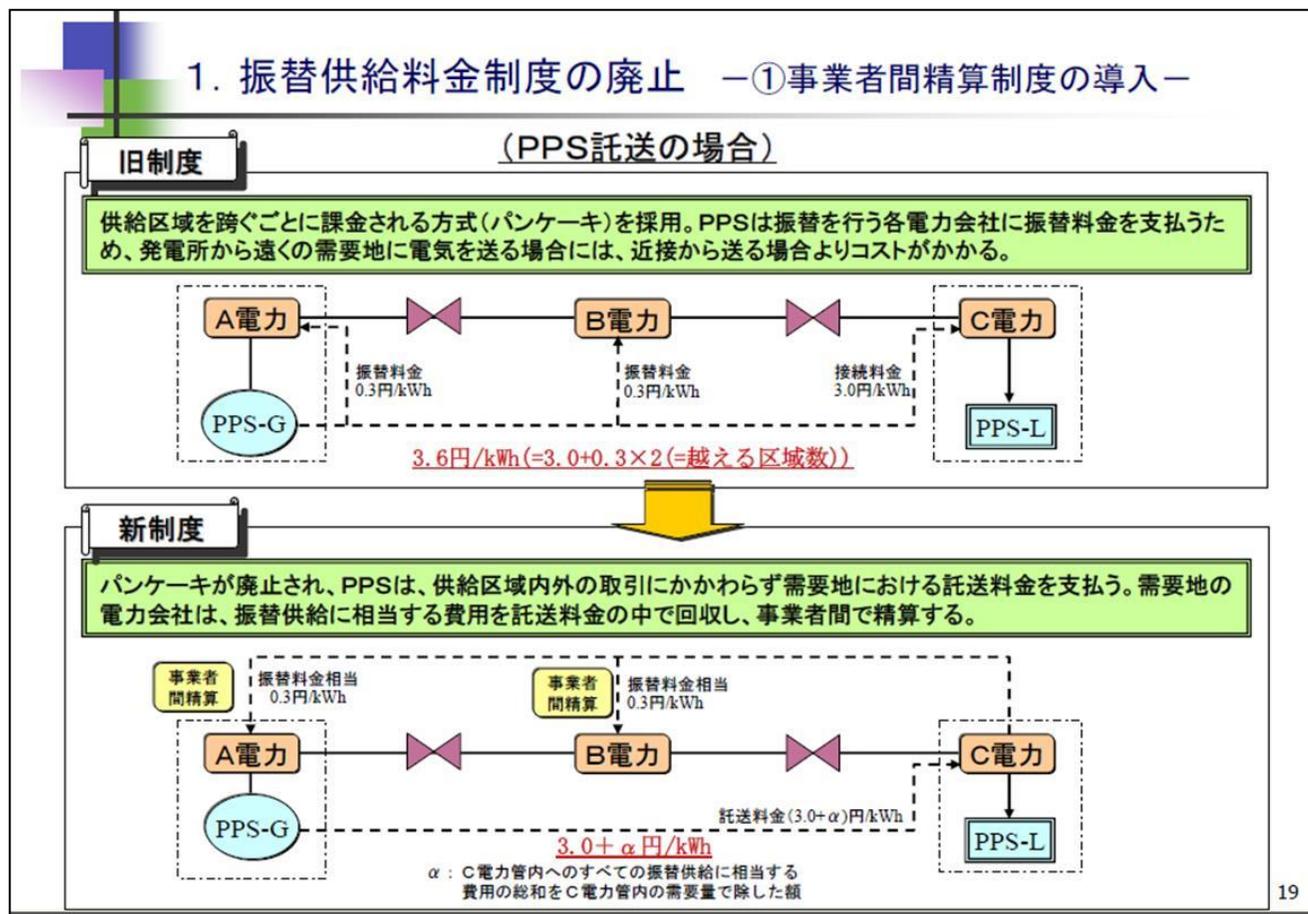
低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	4.2パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9パーセント

## 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システムを含めた送電ロスに基づき算定

- 平成12年の小売部分自由化の開始に伴い、託送供給制度を導入。導入当時は、供給区域を跨ぐごとに託送料金が課金される「パンケーキ方式」を採用。(各供給区域内では平成12年より均一の料金(ポストエージスタンプ方式))
- その後、全国規模の電力流通の活性化や競争促進の観点から平成17年にパンケーキ方式を廃止し、需要地における課金に一本化し、事業者間での精算による対応となった。



# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

### 3. 今後の進め方（全体像）

- 今年度内に基本方針、来年度詳細設計、2020年施行を目指し検討を進める。  
(検討状況に応じて、適宜スケジュールは見直し)

FY2016

FY2017

FY2018

FY2019

FY2020~

【基本方針策定】  
・目指すべきパッケージの  
方向性議論（9/2 議論済）

・「送配電網の維持・運用費用の  
負担の在り方検討WG」新設  
・WGでの集中検討・議論  
(月1回程度の開催を想定)

本WGの  
位置付け

・基本方針とりまとめ・  
制度設計専門会合への報告

【詳細制度設計】  
・省令/GL制定  
・料金算定  
手法確立

※WGにて検討

実施準備  
(システム改修 等)

料金  
体系の  
変更

# 本日の議論の位置付け

- 本日は検討の方向性及び一部の各論の対応オプションをご提示させていただく。

①検討の方向性議論  
(制度設計専門会合で  
初期議論実施)

②各論の基本方針策定(検討の方向性を踏まえて)

③詳細設計  
(2017年度)

本日で議論いただく範囲

議論における  
留意点

今後の  
環境変化

海外制度の  
トレンド

方向性の  
議論

論点・留意点

各ステーク  
ホルダーからの  
ヒアリング

- ・発電事業者
- ・小売電気事業者
- ・海外制度有識者 等

各論ごとに検討

方針決定

各論の議論  
の整理・  
全体としての  
整合性確認

詳細制度設計・  
省令等への  
落とし込み

# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用を推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

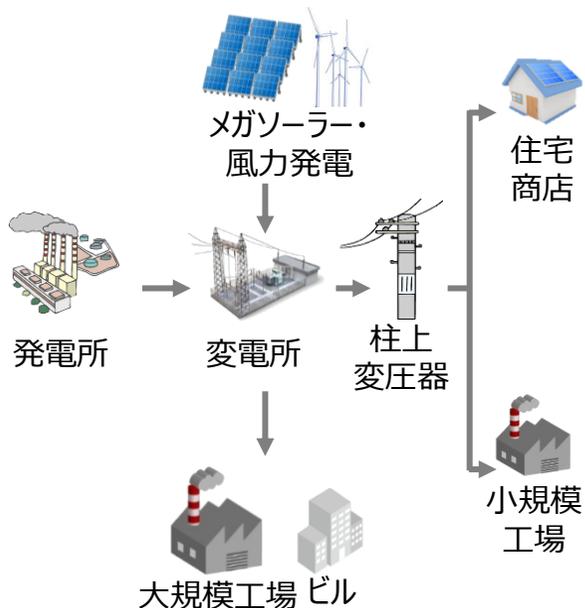
# 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方

- 送配電網の維持・運用コストの抑制・低減や負担の公平性の観点、電力システム全体としてのコスト低減のため、立地や発電容量などの観点も含めて、発電事業者の負担の在り方を検討する。
- 以下のようなステップで検討を進めてはどうか。

※地域間連系線利用ルールの見直しによる送配電網の効率化については、別途電力広域的運営推進機関でも議論が進められていることに留意。



- 送配電網の維持・運用コストのうち、どのような考え方にに基づき、どの程度の負担を発電事業者に求めるか



- 立地や発電容量などのインセンティブを考慮しながらどのような課金体系を設定するか



- 左記、基本ルールを前提として留意事項にどのように対応するか

## 留意事項の例

- 既存発電所の扱い
- 電源種による立地特性
- 新規電源建設に係る投資予見性

# Step1. 発電事業者に負担を求める水準

- 立地や設備容量などのインセンティブを付与し、送配電網の維持・運用費用の効率化を進めるために、発電事業者に対してどのような考え方でどの程度の水準で負担を求めるか検討することが必要。
- 例えば、以下のような考え方から発電事業者に求める水準を検討してはどうか。

費用と受益の観点から関連コストを積み上げ

案4:発電事業者へのインセンティブの観点から決定

考え方

案1:アンシラリー関連

- アンシラリーサービス(AS)及びNW給電は発電・小売双方が等しくサービスを受けていると考える

案2:案1+  
基幹系統のコスト

- 基幹系統は主に発電事業者しか接続しておらず、発電所の投資、運営に左右され、専ら発電事業者が受益していると考え

案3:案1+送電費及び受電用変電費の半分

- 案1に加え、送電線は発電・小売双方で等しく利用していると考え

- 発電事業者の電源立地検討に影響を及ぼす水準をIRR等から算定する

発電事業者の負担する費用の例

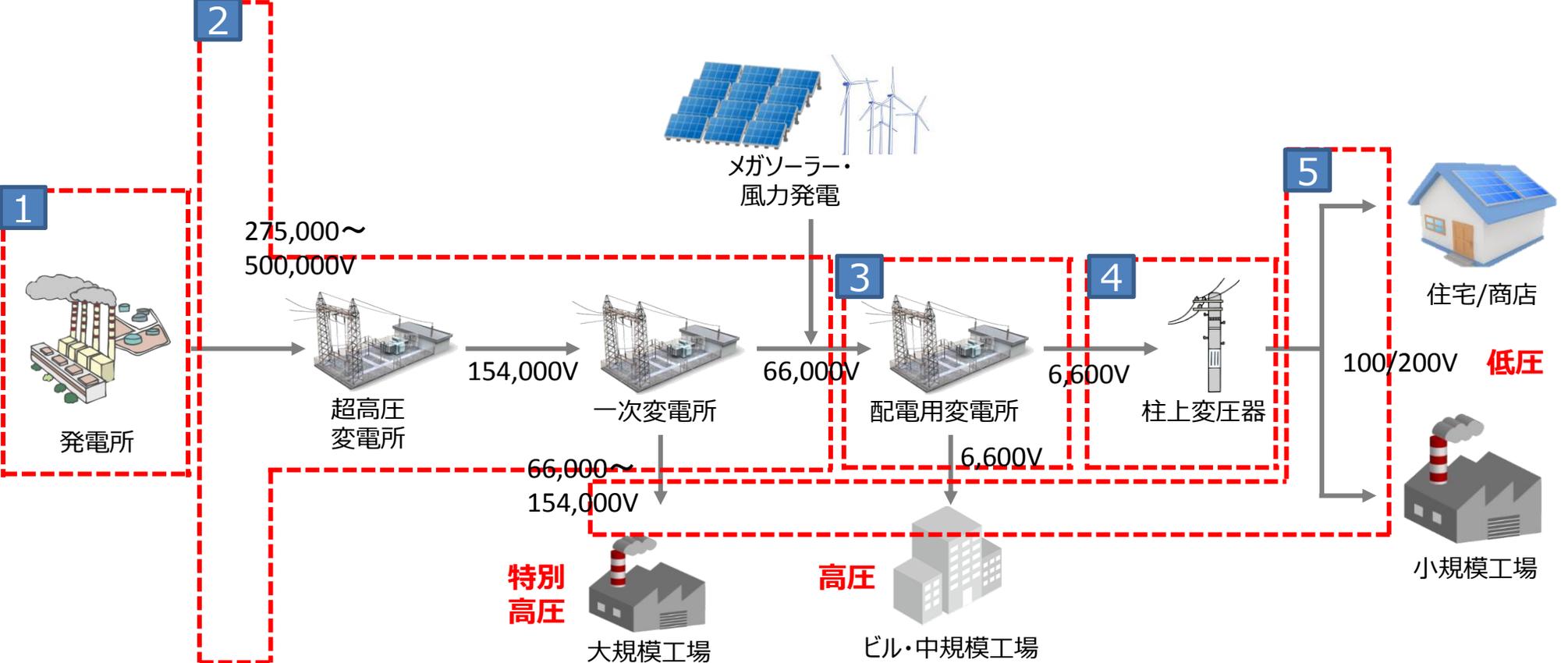
- AS費及びNW給電費<sup>1</sup>の半分等

- 案1のコスト + 送電費及び受電用変電費<sup>2</sup>のうち、基幹系統部分の費用

- 案1のコスト + 送電費及び受電用変電費<sup>2</sup>の半分

(別途検討)

# (再掲)現在の費用構成イメージ：東京電力の例



	1	2	3	4	5	合計				
	11%	36%	30%	9%	13%					
	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	
原価(億円)	263	174	1,408	4,060	1,119	3,605	717	1,273	1,915	14,541
単価(円/kWh)	0.09	0.06	0.49	1.40	0.39	1.24	0.25	0.44	0.66	5.02



# (再掲)需要地近接性評価割引制度の概要

- 電源立地誘導の仕組みとしては需要地近接性評価割引制度がある。

## 概要

### 目的

- 潮流改善に資する地域に立地する電源から電気を受電して、接続供給を利用する場合に、その潮流改善効果を基に設定された割引額を接続供給に係る料金から割り引く制度
- これにより、潮流改善に資する地域への電源設置を促進し、より効率的な送配電サービスを実現することを目的とする

### 割引の考え方

- 特別高圧（基幹系統を含む）、高圧、低圧に接続している電源が割引対象
- 電力ロスの低減効果に加えて、基幹系統の負荷が低減することによる投資抑制効果を潮流改善の効果として評価
- 基幹系統に接続する電源、基幹系統以外の特別高圧系統に接続する電源、低圧・高圧に系統に接続する電源に区分して潮流改善効果を評価

### 割引対象地域

- 発電量に比較して需要が大きく、逆潮流が発生しないと考えられる地域を以下の基準に従い、市区町村単位で判定し、割引対象地域が設定
  - A) 市町村別の電力需要と発電電力量を比較し、電力需要が発電電力量を上回っている市町村を選択
  - B) 加えて、Aの市町村のうち、需要密度が供給区域全体の需要密度を上回っている市町村を選定
  - C) A、B以外に特段の事情がある場合には、個社ごとに要件を設定

### 見直しタイミング

- 割引対象地域の見直しを事業者判断に委ねた場合、対象地域を見直すべき状況判断があったとしても申請が行われな限り変更がされない
- また、割引の適用を受けている電源設置者の予見可能性の観点からも、頻繁な見直しは避け、託送供給等約款において、あらかじめ一定の見直しまでの期間（5年）が定められている

# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

4. 各論のオプション・論点・留意点

a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方

b. 送配電網の固定費の負担の在り方

c. 高度なネットワーク利用の推進

d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

# 送配電網の固定費の負担の在り方

- 需要の減少や自家発の普及がある中、①固定費の回収不足、②負担の不公平が発生の懸念。固定費が安定的に回収できないと、安定供給に必要な送配電網の維持・運用に、将来的に支障をきたす可能性。
- 上記の観点等から、発電事業者への発電容量課金や、基本料金回収率の引き上げなどの固定費の回収の在り方を検討する。

## ① 発電事業者：発電容量課金

### 概要

- 最大潮流(=発電容量(kW))をもとに設備構築をしているため、発電容量ベースでの課金とする

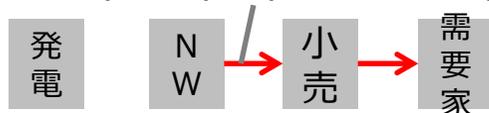


## ② 小売事業者：基本料金回収率

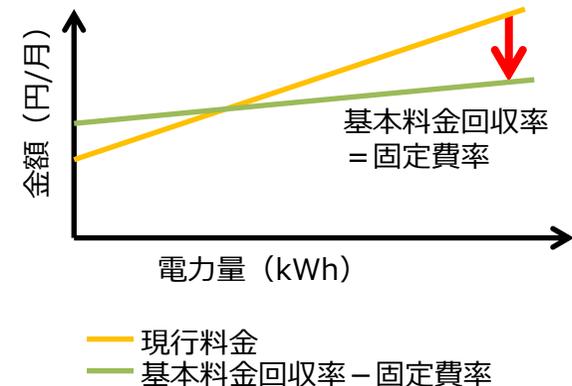
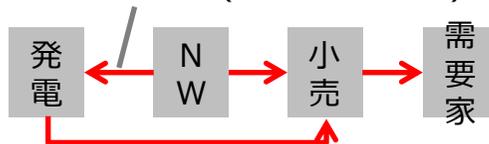
- 固定費率相当まで、基本料金の回収率を引き上げる(小売の経過措置料金との整合には留意)

### イメージ

託送料金(利用量(kWh)ベースの課金中心)



発電容量課金(kWベースの課金)



※発電側への立地の傾斜の付けと同じ考え方で需要地点に応じた傾斜を小売側への課金に反映させるか検討。

# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

# 高度なネットワーク利用を推進する仕組み

- 発電側、小売側の負担の在り方の検討において、蓄電池、IoT等を利用したネットワーク利用のイノベーションを推進する観点が必要。

## 検討の背景・課題 (再掲)

- VPPの拡大や自家発電設備と合わせた電池の利用等、次世代のネットワーク利用も考慮した託送料金体系の在り方を検討する必要

## 高度なネットワーク 利用の例

## 検討事項

下位系統に  
閉じた潮流

- 下位系統に接続する電源による潮流改善効果の把握
- 上記改善効果を踏まえた料金上の手当の是非、方法

地産地消

- 基本的に特定地域内で発電・消費が完結しており、系統電力をバックアップとして利用する場合の評価、料金上の手当

デマンドレスポンス

- 最大潮流を引き下げる取組への評価、料金上の手当

蓄電池を  
活用した  
需給管理

- (発電側負担について)発電容量課金とした際に、発電容量を引き下げる効果の評価、料金上の手当

⋮

# (再掲) 高度なネットワーク利用のイメージ

- 従来、電気が高圧系統から低圧系統に流れる前提で費用を配賦。
- 近年、低圧の再エネ等の分散型電源から系統に流れる電気が増加。特に蓄電池、IoT等を活用した高度なネットワークは、電力供給全体の効率化に貢献。



# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

4. 各論の論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

# 日本における送電ロス補填の課題（これまでの議論のポイント）

- ①系統運用を担う送配電事業者に対して送電ロス削減のインセンティブが働きにくいこと、②効率的な電源による送電ロス補填ができないこと、③補填コスト負担の透明性・公平性の確保が主な課題。

## 現状

## 課題

### ①送配電事業者 にとっての 送電ロス削減の インセンティブ

- ロス率及びロス量の多寡によらず、送配電事業者が定めたロス率により、小売事業者が補填する

- 現行制度下では送配電事業者が送電ロス低減の取組を積極的に実施するインセンティブが働きにくい

### ②効率的な電源 による送電ロス補 填ができない

- 小売事業者が一律送電ロスの補填分を考慮した調達を行っている

- エリア内での厳密なメリットオーダーでの運用がされていない場合、本来はより安価な電源で補填可能なところを、高い電源で補填している可能性

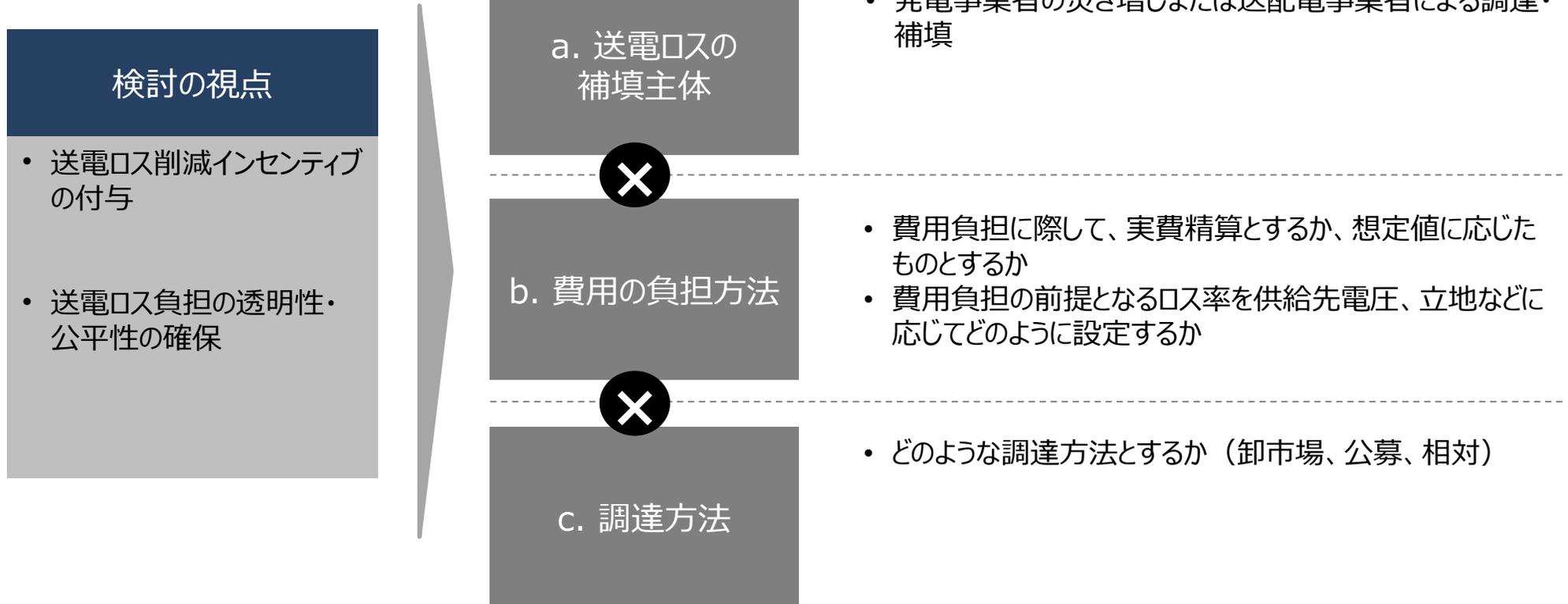
### ③送電ロス 補填コスト負担の 透明性・公平性 の確保

- 供給先の電圧により送電ロス率を設定
- 上位系統から下位系統に電力が流れることを前提とした送電ロス率の算出（上位系統で発生した送電ロスを需要を元に、各電圧に配分）

- 電源や供給先電圧等によっては設定された送電ロス率と実際のロスが相違している可能性

# 送電ロスの取り扱い

- 送電ロス削減インセンティブ、費用負担の透明性・公平性の観点から、送電ロスの補填主体、費用の負担方法、調達方法について検討する。



# 資料の構成

1. 検討の目的・課題

2. 現行の託送料金制度

3. 今後の進め方

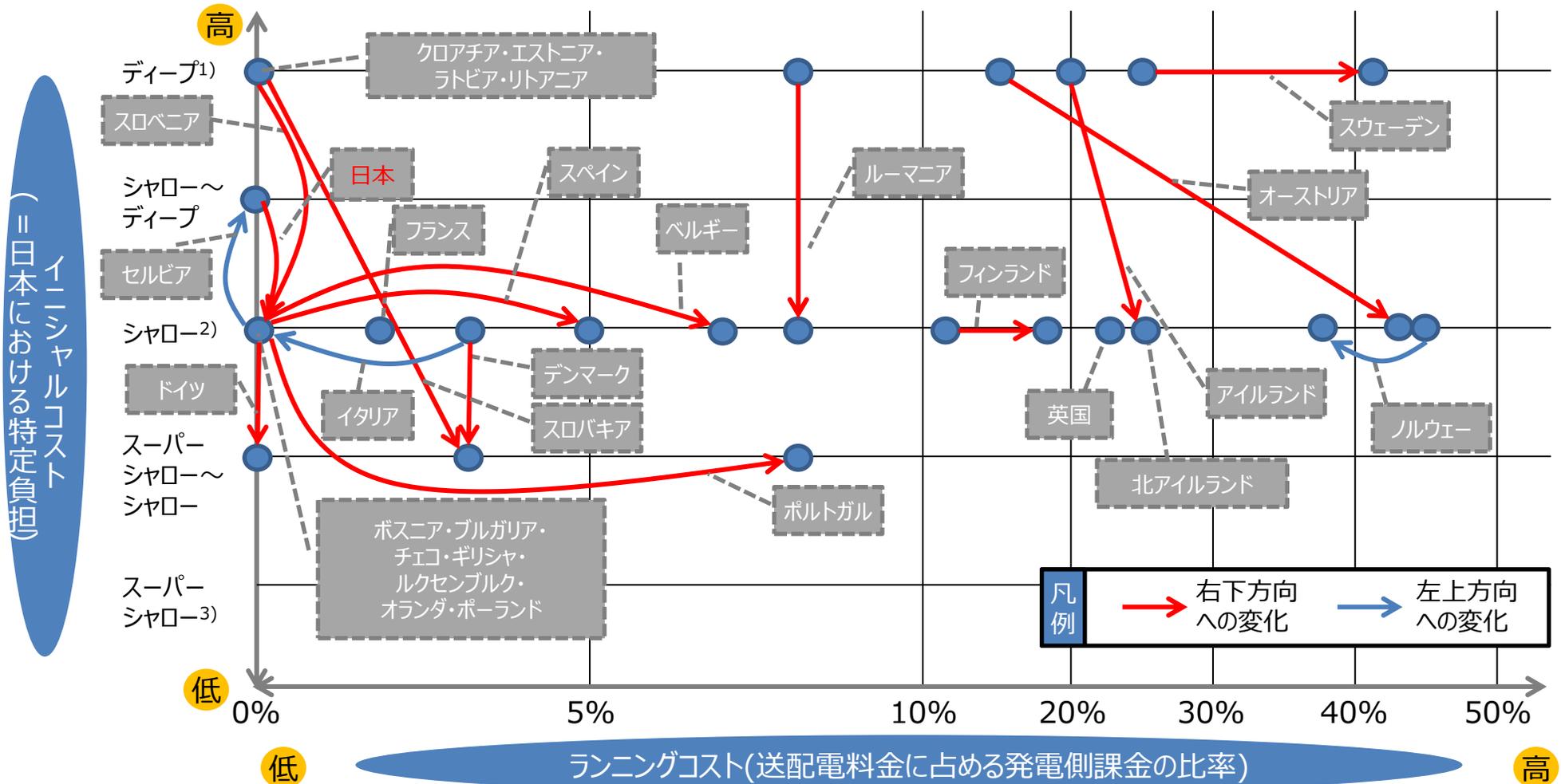
4. 各論のオプション・論点・留意点

- a. 発電事業者の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方
- b. 送配電網の固定費の負担の在り方
- c. 高度なネットワーク利用の推進
- d. 送電ロスの取扱い

(参考) 諸外国の託送料金制度

# (参考)欧州における発電事業者の費用負担： 2009年と2016年比較

- 日本における特定負担を引き下げたり、送配電費用の発電事業者負担を導入・拡大している傾向がある。



注1: 系統接続に伴い、必要な送電線等の費用負担に加えて、既存系統の増強費用の一部も負担する方式  
 注2: 系統接続に必要な送電線等の費用を発電事業者が負担する方式 注3: 全て一般負担で回収され、発電事業者の特定負担は求めない方式  
 出典: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

# (参考) 欧州における地点別料金の採用状況

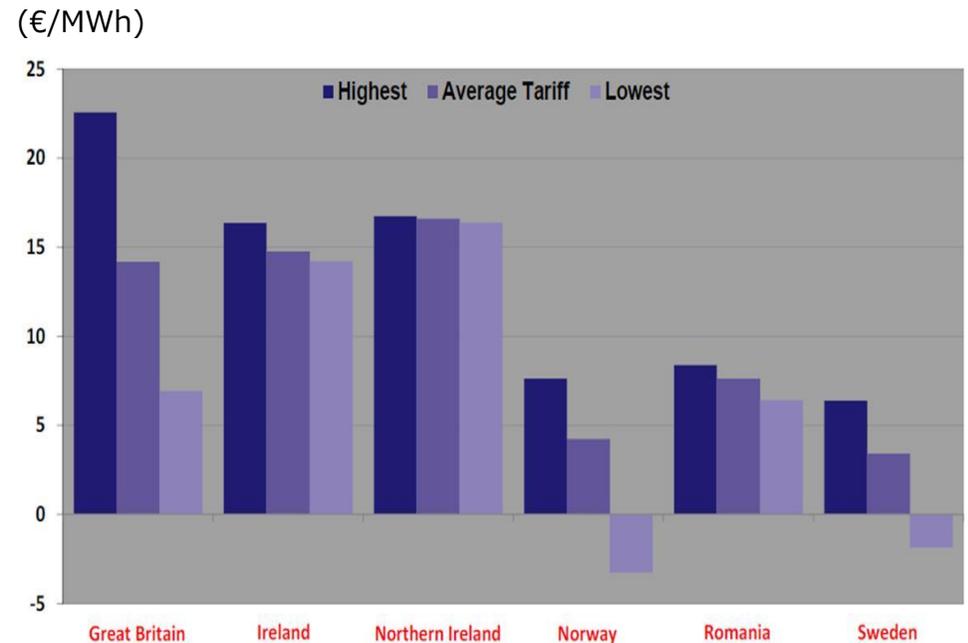
- 発電側課金の比率を20%超にした上で、±50%程度の傾斜を設定している国も存在（各国の導入経緯や制度設計が異なることに留意が必要）。

地点別料金採用国  
(送電料金のみ、配電は除く)

	発電課金比率	対象者	インシャルコスト
英国	23% <sup>1)</sup>	発電・小売	シャロー
アイルランド	25%	発電のみ	シャロー
北アイルランド	25%	発電のみ	シャロー
ノルウェー	40%	発電・小売	シャロー
ルーマニア	19%	発電・小売	シャロー
スウェーデン	39%	発電・小売	ディープ

地点別傾斜による料金設定状況  
(発電向け・小売向け合算)

- 英国、ノルウェー、スウェーデンは大幅な傾斜を設定



注1：TNUoS(送電線の利用料)は17%が発電事業者負担、BNUoS(バランスシングサービスの利用料)は50%を発電事業者が負担している。両料金合算の発電事業者の負担比率23%  
出典：ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

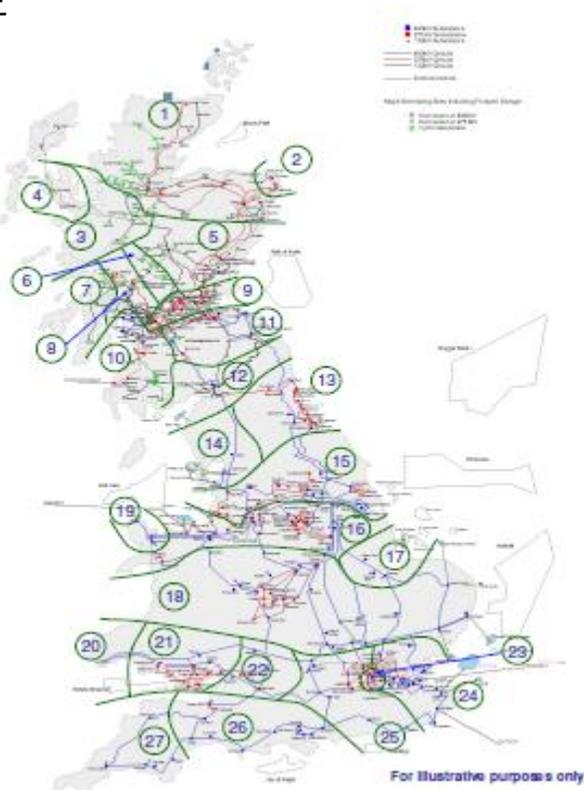
# 【英国】地点別料金の設定状況( 1 / 3)



- 地域ごとの送電コストを送電線使用料金に反映することを目的に、電力潮流や送電空容量によって全国を複数のゾーンに分割した地点別料金を採用している。

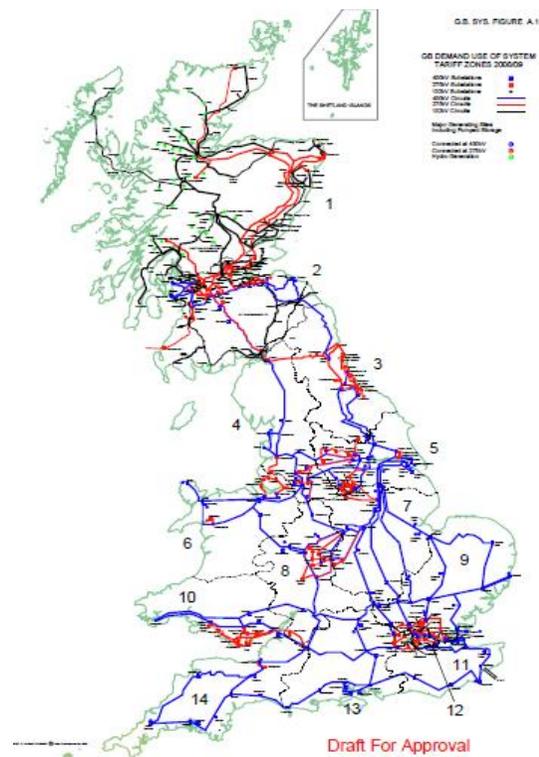
## 発電事業者のゾーン設定状況(全27ゾーン)

- 基幹系統の変電所群等を考慮し、ゾーンを設定



## 小売事業者のゾーン設定状況(全14ゾーン)

- 配電事業者のエリアに合わせて、送電料金のゾーンを設定

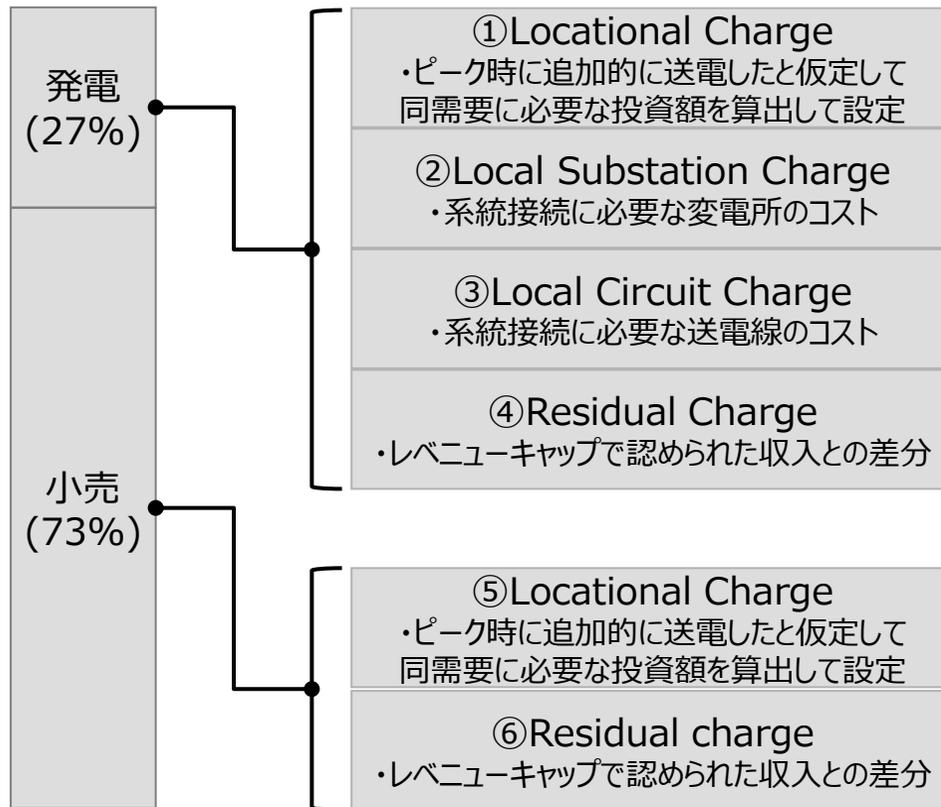


# 【英国】地点別料金の設定状況(2/3)

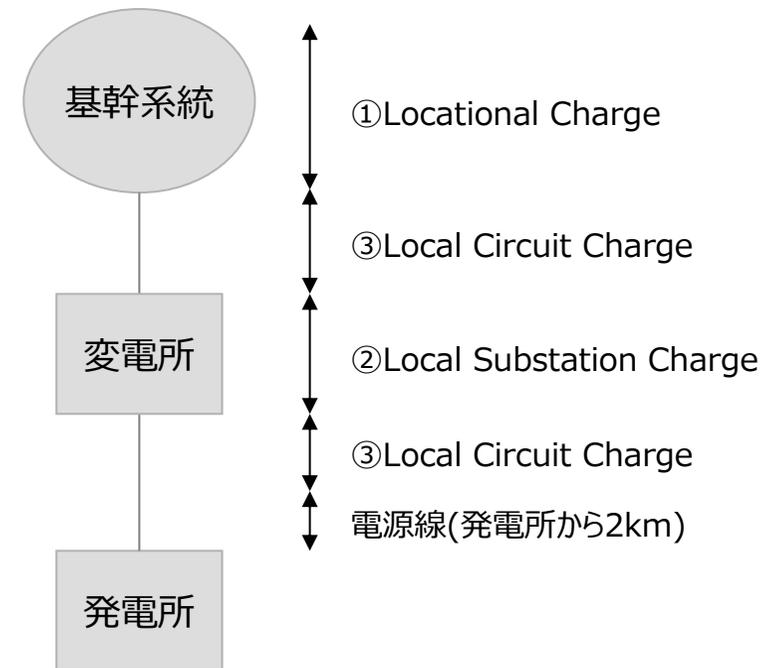


- 発電事業者が負担するコストは発電所の立地に応じたコスト、各発電所が系統接続するためのコスト(変電所、送電線)、収入上限との差分の3つから構成。

## 送電線使用料金の内訳



## 発電事業者の負担する料金のイメージ



# 【英国】地点別料金の設定状況(3/3)



## ① Locational Charge

- 発電所の立地に応じたコストは北部では極めて高く、逆に南部ではマイナスに設定されている

## ② Local Substation Charge

- 接続する発電容量、電圧、冗長性によって料金が異なる

## ③ Local Circuit Charge

- 変電所ごとの基幹系統までの送電線のコストも変電所の位置によって異なる

Zone	Zone Name	Tariff (£/kW)
1	North Scotland	25.546023
2	East Aberdeenshire	21.084720
3	Western Highlands	23.455451
4	Skye and Lochalsh	28.869531
5	Eastern Grampian and Tayside	22.214915
6	Central Grampian	21.844276
7	Argyll	22.890024
8	The Trossachs	18.031264
9	Stirlingshire and Fife	17.153323
10	South West Scotland	15.825072
11	Lothian and Borders	13.372687
12	Solway and Cheviot	11.621553
13	North East England	8.600036
14	North Lancashire and The Lakes	7.730613
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	6.258567
16	North Midlands and North Wales	4.890027
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.974367
18	Mid Wales and The Midlands	2.089218
19	Anglesey and Snowdon	7.684625
20	Pembrokeshire	5.933831
21	South Wales	3.308849
22	Cotswold	0.207391
23	Central London	-5.212171
24	Essex and Kent	-0.745812
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-2.553608
26	Somerset and Wessex	-3.944445
27	West Devon and Cornwall	-5.804749

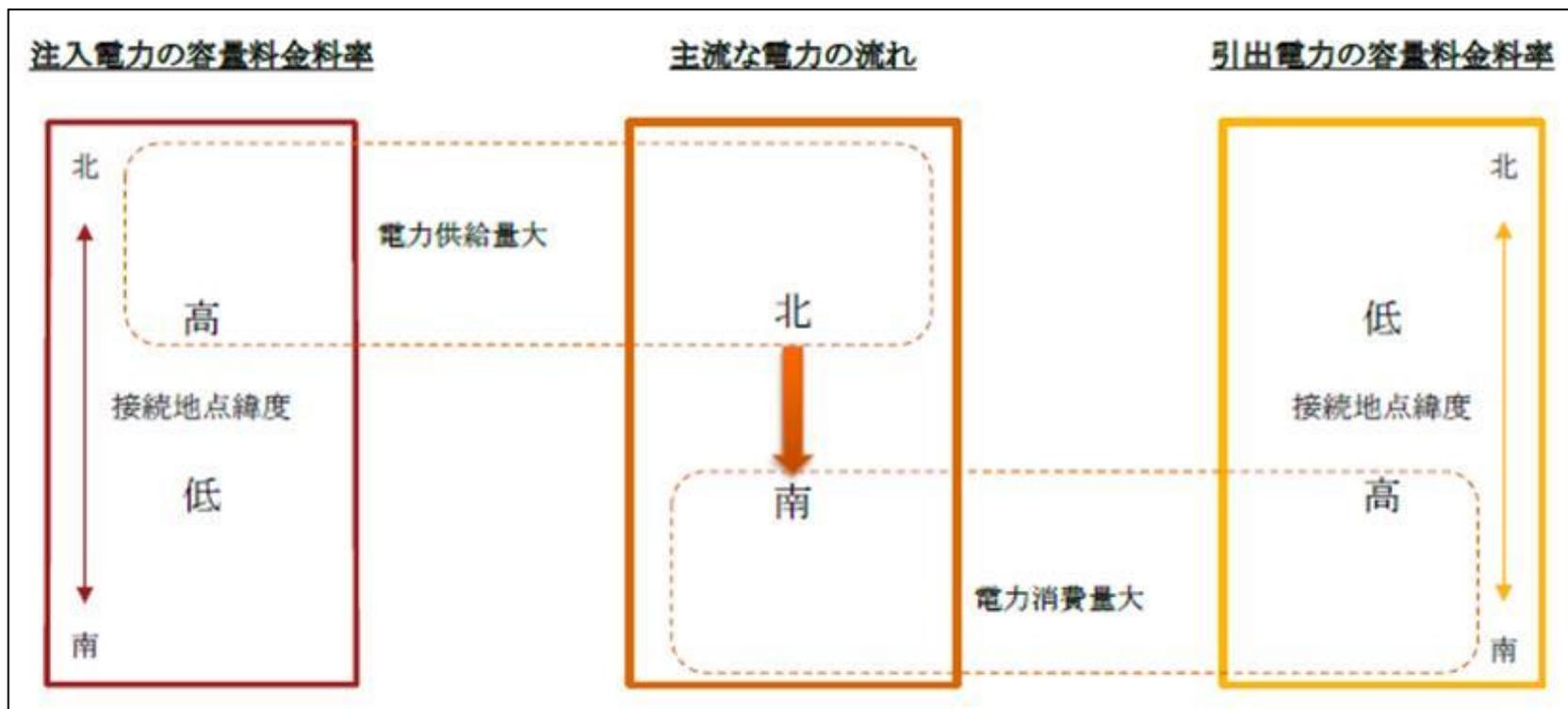
Sum of TEC at connecting Substation	Connection Type	Local Substation Tariff (£/kW)		
		132kV	275kV	400kV
<1320 MW	No redundancy	0.179739	0.102822	0.074085
<1320 MW	Redundancy	0.395951	0.244977	0.178168
>=1320 MW	No redundancy	-	0.322393	0.233156
>=1320 MW	Redundancy	-	0.529287	0.386336

Substation Name	(£/kW)	Substation Name	(£/kW)	Substation Name	(£/kW)
Achruch	3.839934	Didcot	0.225370	Kilmorack	0.176802
Afton	2.080824	Dinorwig	2.152153	Langage	0.589396
Aigas	0.585505	Dumnaglass	3.240647	Lochay	0.327603
An Suidhe	2.734127	Dunlaw Extension	1.310271	Luichart	1.017407
Arecleoch	0.292022	Edinbane	6.128902	Marchwood	0.341907
Baglan Bay	0.664164	Fallago	0.970208	Mark Hill	-0.783834
Black Law	0.895129	Farr Windfarm	2.143727	Millennium Wind	1.455406
Blacklaw Extension	1.965617	Ffestiniog	0.226870	Mossford	3.549527
Brochloch	1.919139	Finlarig	0.286652	Nant	-1.100208
Carraig Gheal	3.937977	Foyers	0.684073	Neilston	2.135568
Carrington	0.003283	Glendoe	1.646704	Rocksavage	0.015815
Clyde (North)	0.098177	Glenmoriston	1.182403	Saltend	0.298508
Clyde (South)	0.113537	Gordonbush	1.161867	South Humber Bank	0.754716
Corriegarth	2.269208	Griffin Wind	1.674516	Spalding	0.272102
Corriemoillie	2.461327	Hadyard Hill	2.477904	Strathy Wind	4.299193
Coryton	0.050241	Harestanes	4.781432	Whitelee	0.095010
Cruachan	1.591757	Hartlepool	0.530236	Whitelee Extension	0.264128
Crystal Rig	0.365898	Hedon	0.175418		
Culligran	1.551601	Invergarry	1.269646		
Deanie	2.549059	Kilbraur	1.034576		
Dersalloch	1.590028	Killingholme	0.271148		

# 【スウェーデン】地点別料金の設定状況( 1 / 2 )



- 大きな潮流が北から南に流れているため、発電事業者向けの注入料金は北では高く、逆では低い。小売事業者向けの料金は発電事業者向けとは逆の考え方。



# 【スウェーデン】地点別料金の設定状況(2/2)



- 送配電網の維持・運用コストは、追加投入・引き出しされる電力が基幹系統の電気の流れに与える影響を考慮し、発電事業者の負担に傾斜を設定している。

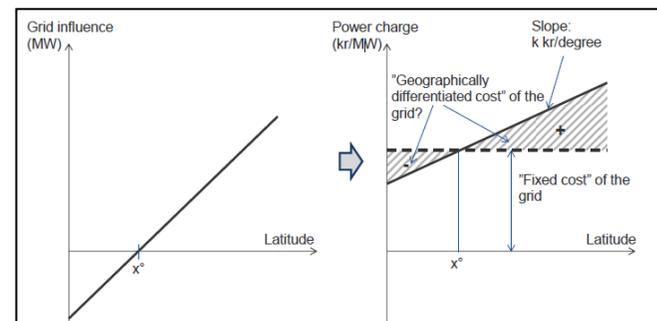
## 対象費用

## 算定方法（概要）

容量料金  
(Capacity  
Charge)

- 送配電網の維持・運用コスト

- 追加投入/引き出しされる電力と基幹系統の電気の流れを増加または減少を紐づける（下段左図：緯度による補正を実施後）
- 上記の電気の流れの変化をコストに変換する（下段右図）



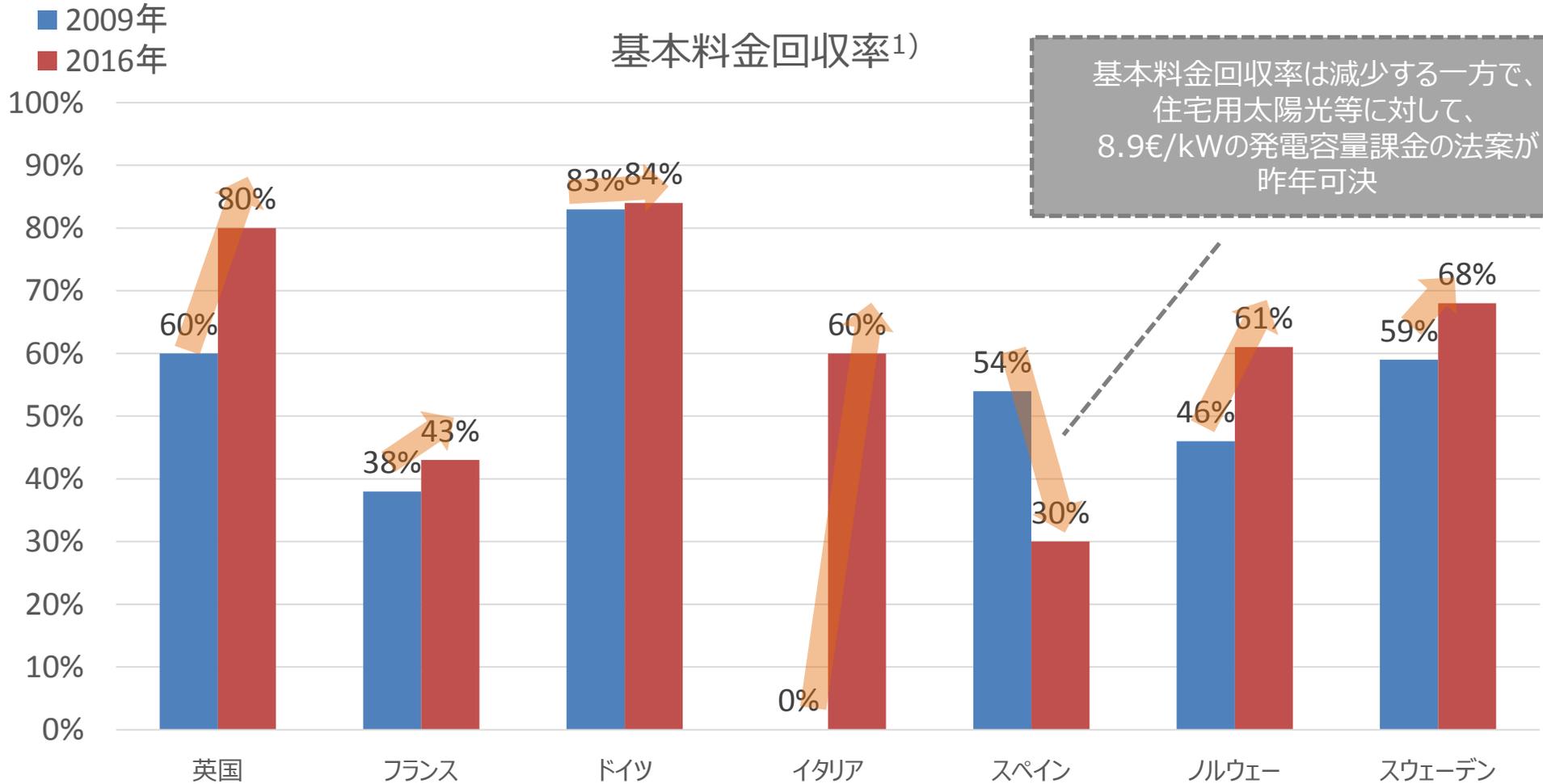
(参考)  
従量料金  
(Energy  
Charge)

- 送配電ロスの補填コスト

- プライスエリアの送電ロス費用 (kr/MWh) × ロス係数(-5~7の範囲) × 修正係数
- ロス係数は1年単位で再計算、1MWhを追加送電・引き出した場合の系統全体のロスの増減を評価
- Connection pointは約150ヵ所（基幹送電網の変電所単位）
- ロス係数に限界費用の概念を反映している

# 欧州における基本料金回収率の状況

- 欧州各国は基本料金(発電容量課金/契約容量課金)の回収率を引き上げる方向。



注1: 発電事業者課金、小売事業者課金の合計に占めるkW課金で回収している金額の比率  
 出典: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

# 欧州におけるインフラコスト比率と基本料金回収率

- 半数の国がインフラコスト(≒固定費)を上回る基本料金率(発電容量/契約容量課金)を設定している。

	英国	ドイツ	フランス	イタリア	スペイン	ルウエー	スウェーデン
送電料金に占める インフラコストの比率 (≒固定費率)	81% <sup>2)</sup>	79%	70%	46%	69%	84%	58%
		^	v	^	v	v	^
基本料金回収率	81%	84%	43%	60%	30%	61%	68%

上記はあくまで、結果としての比率のため、固定費率を考慮した上で基本料金の回収率を設定しているとは限らない

# (参考) 諸外国における送電ロス補填・調達の状況(まとめ)

- 諸外国における送電ロスの取扱いは以下のとおり。

		 英国	 ドイツ	 フランス	 ノルウェー	 米国(PJM)
送電ロス率 <sup>1)</sup> 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
補填送配電事業者が 送配電事業者が 調達の扱い	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-E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