

託送供給等約款の認可申請について

平成27年9月

北海道電力株式会社

- ・ 電力システム改革の第2段階として、小売参入の全面自由化を行うとともに、安定供給を確保するための措置、および需要家保護を図るための措置等を実施するため、電気事業法の一部が改正されました。
- ・ これに併せ第2弾改正電気事業法附則第9条第1項において、一般電気事業者は、託送供給等約款を定め経済産業大臣の認可を申請しなければならないとされており、政令において申請の期限が平成27年7月31日と定められているため、今回、当社は託送供給等約款の認可申請を行いました。

【見直しの主な内容】

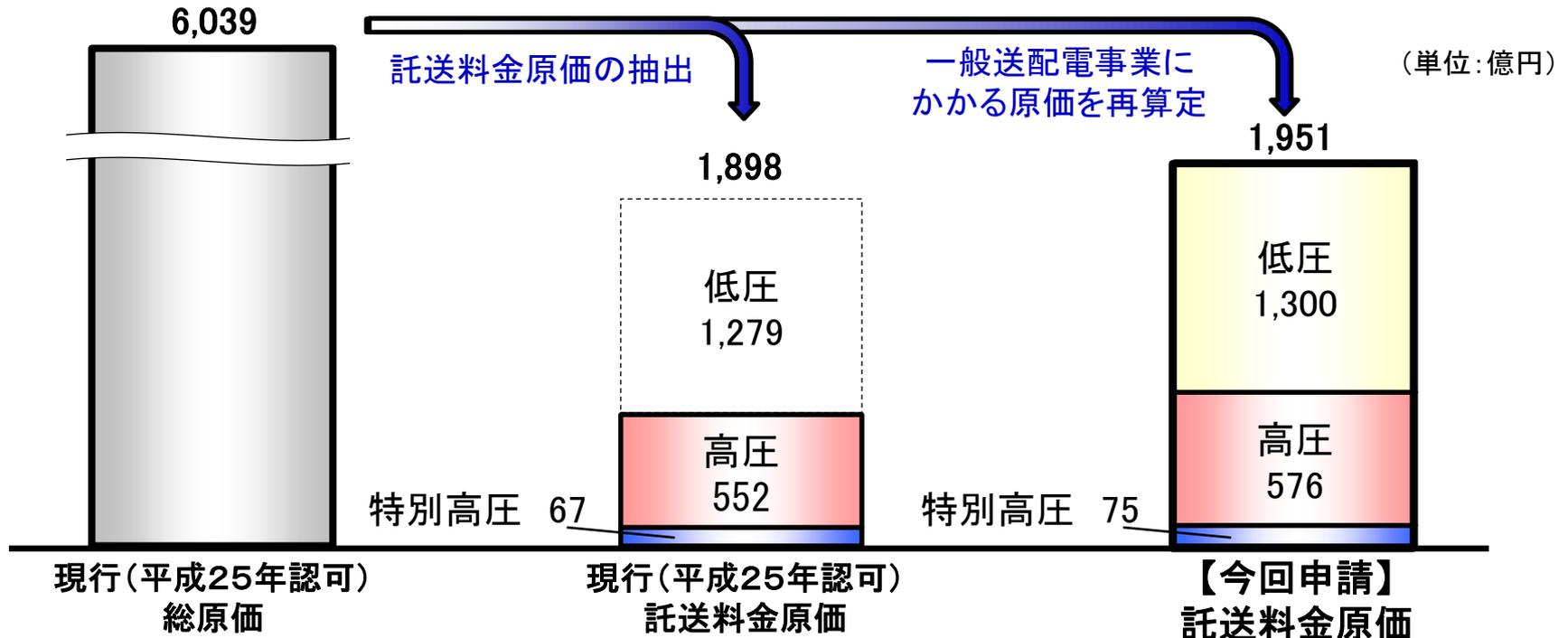
項目	内容
1. 低圧供給向け託送料金の新設	電力小売全面自由化に伴い、低圧のお客さまも自由化対象となることから、新たに低圧向け託送料金を設定しました。
2. 高圧・特別高圧供給向けも含めた託送料金の見直し	託送料金原価における事業報酬率を2.9%から1.9%に引き下げる一方、電気の周波数維持・需給バランスの調整に係るコストや、離島供給に係るコストを追加したことなど、高圧・特別高圧向けも含めた託送料金の見直しを行いました。
3. インバランス制度の見直しへの対応	送配電部門が調整する「インバランス供給」制度について、精算単価に卸電力取引所における市場価格を導入するなどの見直しを行いました。
4. 近接性評価割引制度の見直し	これまでの潮流改善効果による評価に加えて、送配電設備等の設備投資抑制効果による評価を追加するとともに、割引の対象範囲と料金の見直しを行いました。

次項より、託送料金算定概要について、説明いたします。

・今回の申請においては、新たな省令※等に基づき、ライセンス制の導入等を踏まえ、以下の5つの項目を反映したうえで、現在の供給約款料金(小売料金)における総原価をもとに、一般送配電事業にかかる原価を再算定いたしました。

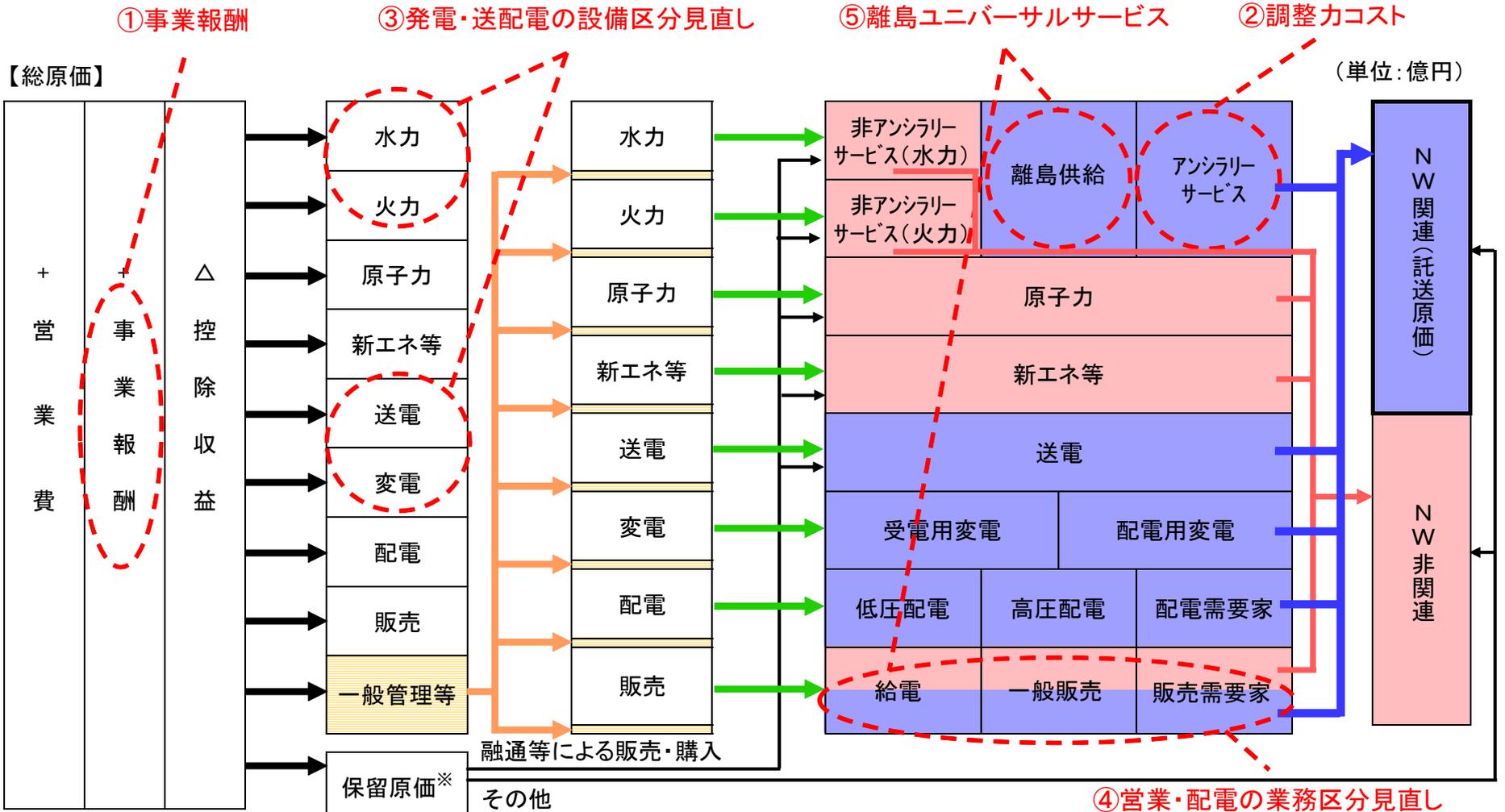
- ① 送配電部門に係る事業報酬率の見直し
- ② 周波数制御等、需給調整にかかる調整力コストの見直し
- ③ 水力・火力発電所における送配電事業に必要な設備の再整理
- ④ 送配電部門と小売部門が一体で行っている業務の再整理
- ⑤ 離島ユニバーサルサービスにかかるコストの反映

※ 電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等料金の算定に関する省令



※低圧託送単価は、新規設定であり、現行(平成25年認可)託送料金原価の総額及び低圧原価については試算値となります。

(参考) 託送料金原価の特定フロー



※保留原価: 使用済燃料再処理等既発電費、地帯間・他社(購入・販売)、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定、遅収加算料金、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益、預金利息

④営業・配電の業務区分見直し

託送原価の再算定結果

・新たな省令等に基づき再算定した、電圧別の託送料金原価および単価ならびに反映項目別の内訳は、次のとおりです。

※数値はH25～27年度平均

	特別高圧		高 圧		低 圧		合 計		
	原価 (億円)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	単価 (円/kWh)	
現行託送料金原価	67	1.72	552	4.10	1,279	8.75	1,898	5.94	
反映項目	①事業報酬率の見直し	▲ 2	▲ 0.05	▲ 19	▲ 0.14	▲ 39	▲ 0.27	▲ 60	▲ 0.19
	②調整力コストの見直し	6	0.16	21	0.16	24	0.17	52	0.16
	③発電・送配電の設備区分見直し	0	0.00	1	0.01	2	0.01	4	0.01
	④営業・配電の業務区分見直し	1	0.03	12	0.09	25	0.17	38	0.12
	⑤離島ユニバーサルサービスの導入	2	0.06	9	0.07	8	0.06	19	0.06
合 計	8	0.21	24	0.18	21	0.14	53	0.17	
再配分後託送料金原価	75	1.93	576	4.28	1,300	8.89	1,951	6.11	
販売電力量	39億kWh		134億kWh		146億kWh		319億kWh		

※ 低圧託送単価について、現行の託送単価および各反映項目の影響額には、低圧配電費等を含んだ試算値となります。

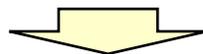
※ 四捨五入の関係で、合計等が一致しない場合があります。

①事業報酬率の見直し

・送配電部門の事業報酬率は、新たな省令等に基づき算定した結果、現行の2.9%から1.9%となり、これを今回の託送料金原価に反映いたしました。

【現行】

$$\begin{array}{ccccccc} \text{自己資本報酬率} & & & \text{他人資本報酬率} & & & \text{事業報酬率} \\ 6.36\% & \times & 0.3 & + & 1.44\% & \times & 0.7 = \underline{2.9\%} \end{array}$$



【今回申請】

$$\begin{array}{ccccccc} \text{自己資本報酬率} & & & \text{他人資本報酬率} & & & \text{事業報酬率} \\ 3.47\% & \times & 0.3 & + & 1.17\% & \times & 0.7 = \underline{1.9\%} \end{array}$$

◆自己資本報酬率(直近7年平均値)

	ウエイト	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H19~H25
公社債利回り	59%	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	0.70	
自己資本利益率	41% (β 値 [※])	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	9.35	
自己資本報酬率	100%	4.46	2.84	2.79	3.55	3.05	3.33	4.25	3.47

※β 値(0.41): 震災前直近7年間(H16.3.11~H23.3.11)の平均(変更前は0.94)。

◆他人資本報酬率(直近5年平均公社債利回り+震災前5年(H18~H22)平均の電力リスクプレミアム)

	H22	H23	H24	H25	H26	H22~H26
公社債利回り	1.18	1.08	0.81	0.70	0.51	0.86 a
電力リスクプレミアム						0.31 b
他人資本報酬率						1.17 a+b

②調整コストの見直し

・電力システム改革の議論や新たな省令等に基づき、一般送配電事業に必要な調整コストとして、周波数制御・需給バランス調整および電圧調整等に係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映いたしました。

【一般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務】

項目	業務
周波数制御・ 需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> ・瞬時の需給変動に伴う周波数変動に対する調整力を確保し、周波数を一定範囲に制御 ・電源トラブルや需要増加(減少)に応じた発電機出力調整
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・管轄エリアの信頼度を維持するために行う業務 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ、ブラックスタート

【調整コストの託送原価への織込み（下線部が今回追加の項目）】

項目	概要
周波数制御・ <u>需給バランス調整</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・周波数調整機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当 ・調整力の供出を求めることで生じる発電計画の調整による部分負荷運転等に伴う増分費用(燃料費)
その他	<u>潮流調整</u> <ul style="list-style-type: none"> ・潮流調整のための発電機出力調整であり、部分負荷運転等に伴う増分費用の内数として整理し、今回申請では織り込まず
	<u>電圧調整</u> <ul style="list-style-type: none"> ・系統の電圧調整に係る発電機のマストラン運転および調相運転に伴う費用
	<u>系統保安ポンプ</u> <ul style="list-style-type: none"> ・大型ベース電源緊急停止に伴う広範囲な停電を抑制するために揚水機を運転する場合の費用
	<u>ブラックスタート</u> <ul style="list-style-type: none"> ・ブラックスタート機能を有する発電所に係る設備関連費用等

②調整コストの見直し(原価織込額)

・今回再算定した託送料金原価における調整コストの織込額は、以下の通りです。

【調整コストの託送料金原価への織込み(下線部が今回追加の項目)】

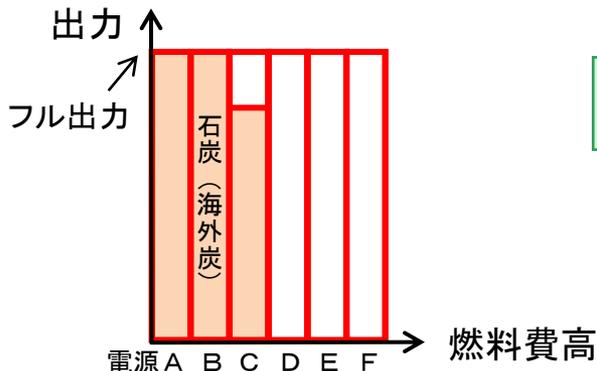
(億円/年、円/kWh)

		原価	単価
周波数制御・需給バランス調整			
	固定費	64	0.20
	<u>部分負荷運転等に伴う増分費用</u>	59	0.18
その他			
	<u>潮流調整</u>	—	—
	<u>電圧調整</u>	α ※	α ※
	<u>系統保安ポンプ</u>	1	α ※
	<u>ブラックスタート</u>	α ※	α ※
計		125	0.39

※表中のα は有効数字未満であることを示します。

【部分負荷運転等に伴う増分費用のイメージ】

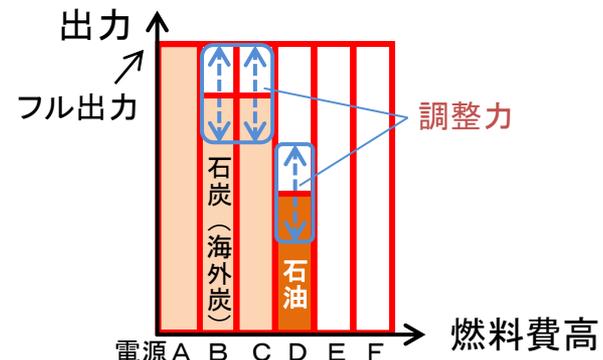
[最経済運用を追求した発電計画]



計画調整
(増分費用発生)



[調整力確保のために電源構成を調整した発電計画(実績)]

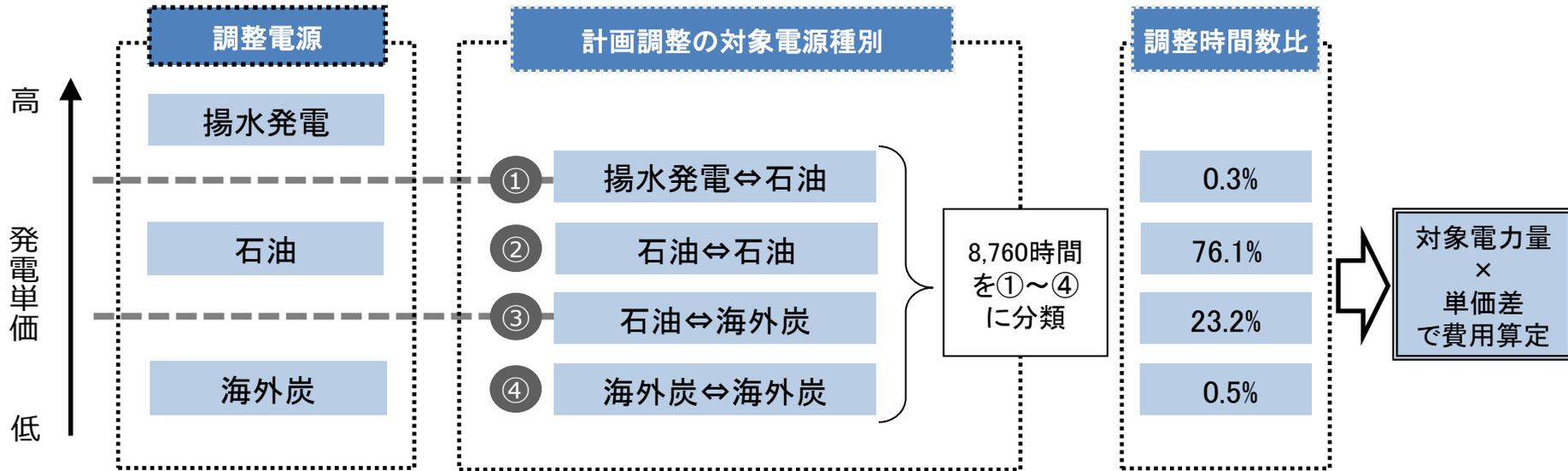


②調整コストの見直し

(需給バランス調整による部分負荷運転等に伴う増分費用の算定)

- 調整力の供出を求めることで生じる発電計画の調整による部分負荷運転等に伴う増分費用について、新たに託送料金原価に織込みました。
- 具体的には、発電実績に基づき、発電計画の調整対象となる電源種別(下記①～④)ごとに、計画調整の対象時間を判定し、その対象時間に対して、各時間で調整した電力量(※)に、計画調整を行った燃種間の単価差を乗じて算定した費用を、部分負荷運転等に伴う増分費用として託送料金原価に算入いたしました。

【計画調整対象電源の分類のイメージ】



※各時間で調整した電力量について

- 現在の需給調整は、一般電気事業者の送配電部門が一元的に需給調整を実施しております。
- 事業ライセンス制導入以降は一般送配電事業者が周波数維持義務に基づき需給調整を実施することとなりますが、実運用では、小売電気事業者が計画値同時同量のために需給調整を行うケースも考えられます。
- これより今回の託送料金申請においてはこれを一定評価し、需給調整に必要な電力量のうち、一般送配電事業者が担う部分を1/2と設定しました。

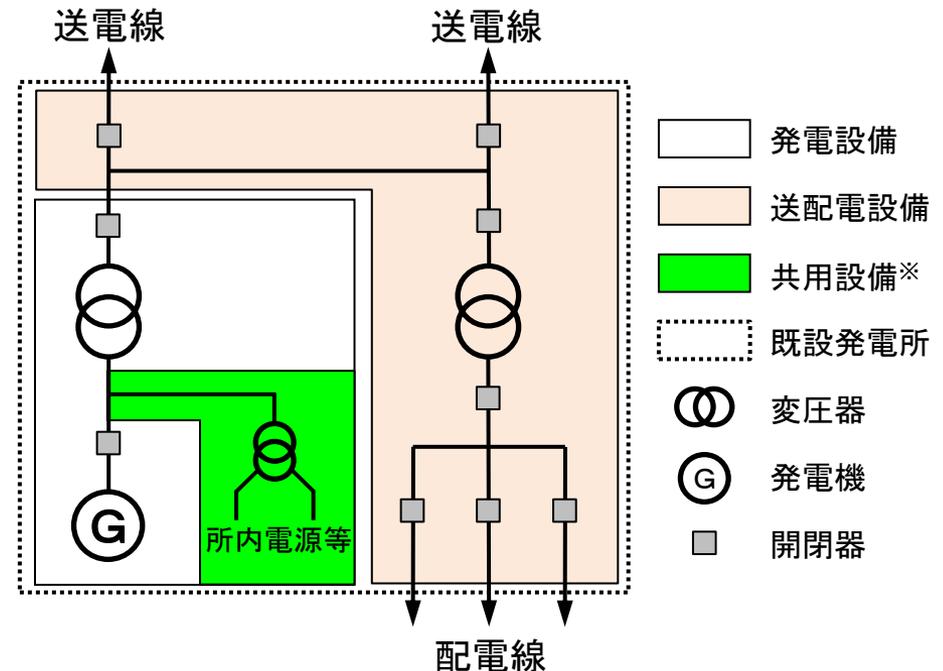
③ 発電・送配電の設備区分見直し

- ・現在、発電所に付帯する送配電設備については発電設備として整理しておりますが、ライセンス制導入を踏まえ、送配電事業に必要とされる設備を適切に区分し、託送料金原価に整理いたしました。
- ・具体的には、発電所としての機能を無くした場合においても、託送供給に必要な設備を送配電設備とみなし、それに係る減価償却費・事業報酬を託送料金原価に算入いたしました。
- ・弊社において、該当設備が存在する対象の発電所は、水力発電所33箇所、火力発電所6箇所となります。

【発電・送配電設備区分の基本的な考え方】

- 改正電気事業法において、一般送配電事業は「自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び発電量調整供給を行う事業」と定義されており、基本的には、一般送配電事業者が、託送供給に係る送配電用電気工作物を保有し、自ら維持・運用することが必要であると考えられます。
- これを踏まえ、発電所における送配電の機能を有する設備については「発電所としての機能を無くした場合においても、託送供給に必要な設備は送配電設備に区分する」ことを資産区分整理の基本的な考え方としております。

＜発電所の設備区分例＞



※所内電源回路等、発電・送配電双方に必要な設備は「共用設備」とし、建設費比で発電・送配電に按分し費用算定しております。

④営業・配電の業務区分見直し

・営業部門が実施する業務について、現行の託送料金算定では、組織単位に主たる業務を判定し、集金・調定業務等はNW関連費用に整理していましたが、今回申請においては、ライセンス制の導入を踏まえ、各組織が実施する業務内容を確認し、NW関連費用・NW非関連費用へ再整理いたしました。

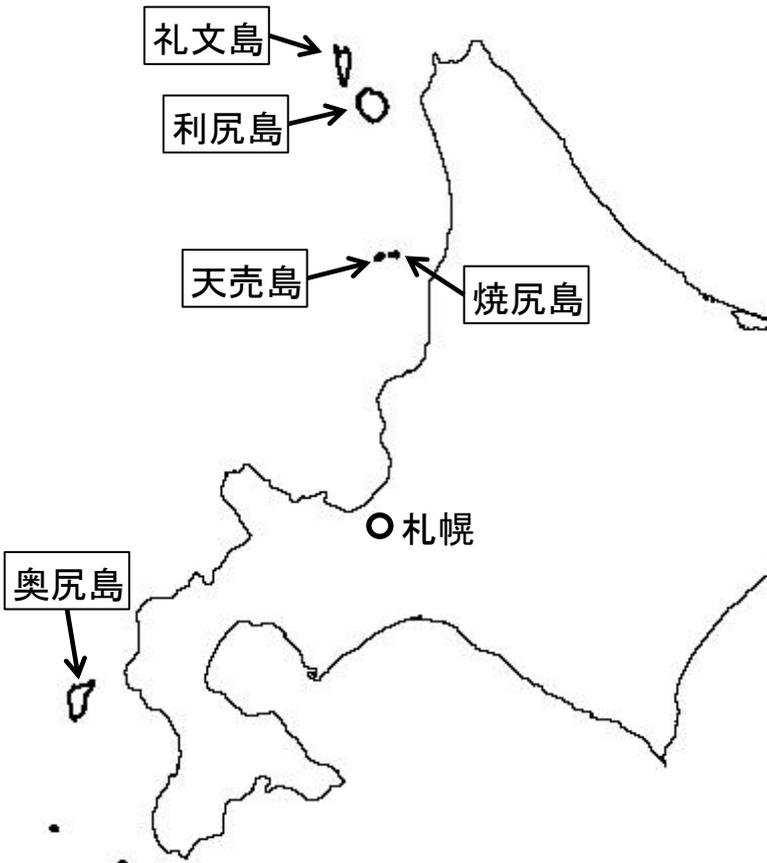
現 行		今 回 申 請	
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block; background-color: #ffff00;">組織単位に判定</div>		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block; background-color: #ffff00;">業務内容により整理</div>	
NW関連費用	NW非関連費用		※単価影響
〔検針〕	〔契約受付〕	〔契約受付〕	(+0.12円/kWh)
〔集金〕	〔契約異動に伴う 出向・調査〕	〔契約異動に伴う 出向・調査〕	(+0.05円/kWh)
〔調定〕	〔契約管理〕	〔契約管理〕	(+0.04円/kWh)
	〔停電周知〕	〔停電周知〕	(+0.07円/kWh)
	〔電話受付〕	〔電話受付〕	(+0.07円/kWh)
・料金グループ 等	・お客さまセンター ・契約サービス グループ 等	〔検針〕	(+0.01円/kWh)
		〔集金〕	(▲0.24円/kWh)
		〔調定〕	(▲0.01円/kWh)
			合 計 (+0.12円/kWh)

①: 夜間機器調査	②: 契約調査・適正化
③: 料金・メニュー等関連	④: 検針票投函
⑤: 供給停止	

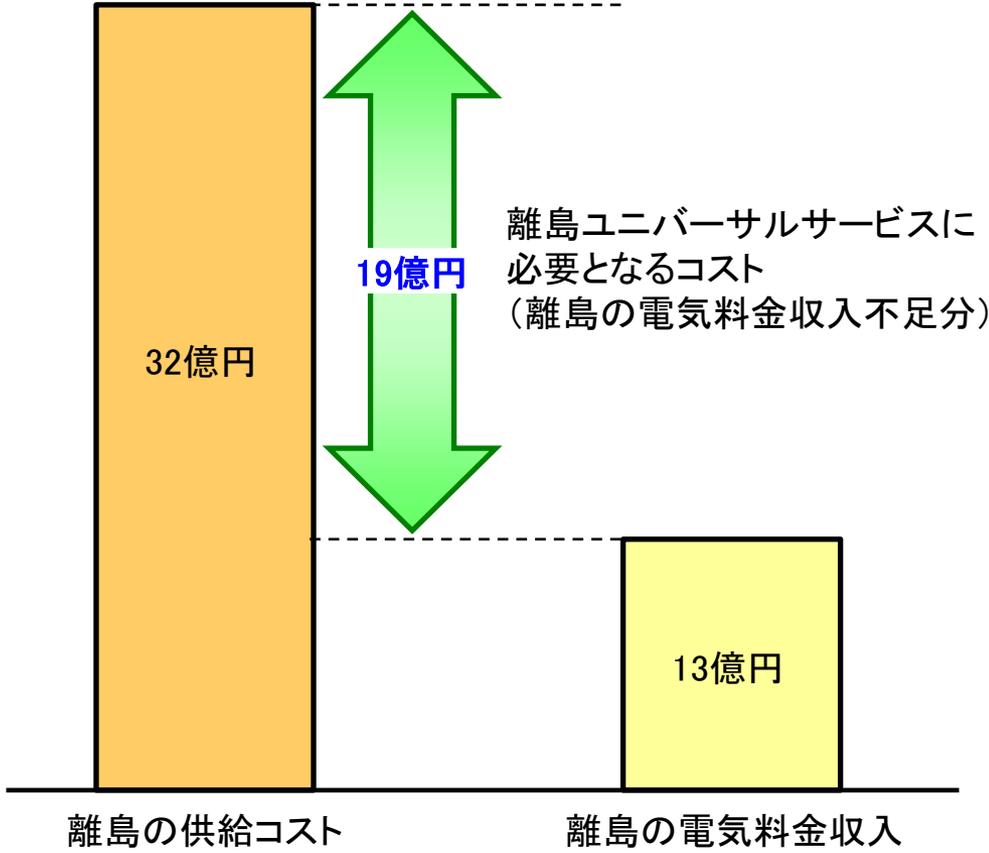
⑤ 離島ユニバーサルサービスの導入

・構造的に供給コストが高くなっている離島についても、離島以外の地域と遜色のない電気料金水準で電気をお届けする義務(離島ユニバーサルサービス)が送配電事業者に課されたことから、離島ユニバーサルサービスに必要なコストを、託送料金原価に算入いたしました。

対象となる離島

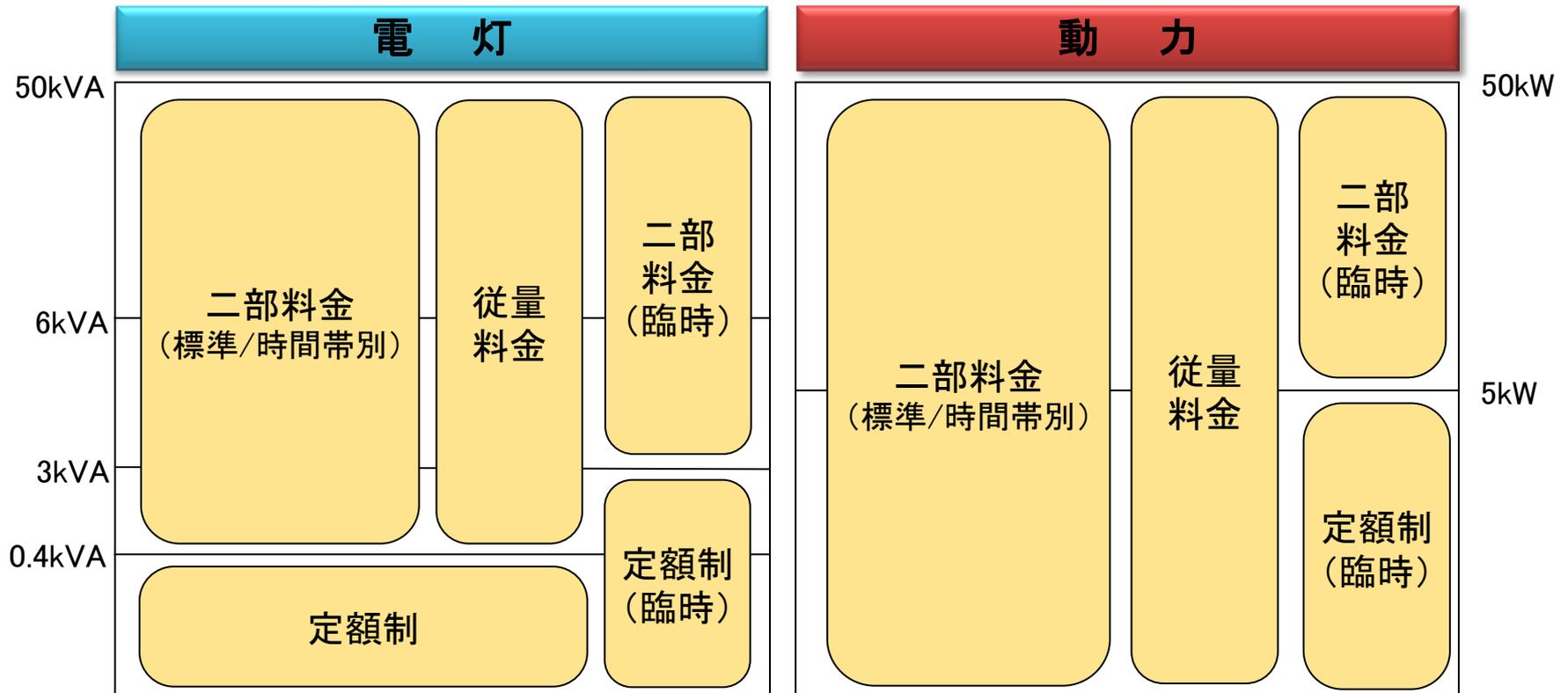


離島ユニバーサルサービスのイメージ



※供給コスト、電気料金収入ともにNW相当を除きます。

- ・ 小売全面自由化に伴い、低圧の託送料金を新たに設定いたしました。
- ・ 低圧託送料金メニューと料金については、現行の供給約款との整合を確保するとの基本的方向性を踏まえ、以下の図のとおり設定しております。
- ・ スマートメーターの導入を踏まえ、電気の使用実態をより適切に契約電力に反映できる実量契約を設定しました。なお、契約主開閉器の容量に基づき契約容量または契約電力を決定する主開閉器契約の選択も可能となります。



新たに設定した低圧託送供給料金等(1)

・今回、新たに設定いたしました低圧託送料金等は次のとおりとなります。

○低圧電灯 接続送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価(申請)
電灯定額 接続送電 サービス	電灯 料金	10Wまで	1 灯 37.79
		10Wをこえ20Wまで	1 灯 75.59
		20Wをこえ40Wまで	1 灯 151.18
		40Wをこえ60Wまで	1 灯 226.77
		60Wをこえ100Wまで	1 灯 377.95
		100Wをこえる50Wまでごとに	1 灯 188.97
	小型 機器 料金	50VAまで	1機器 112.89
		50VAをこえ100VAまで	1機器 225.77
		100VAをこえる50VAまでごとに	1機器 112.89
電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1 kW 226.80
		SB・主開閉器契約	1 kVA 181.44
		SB契約:5A	1 契約 90.72
		SB契約:15A	1 契約 272.16
	電力量料金	1 kWh 8.02	
電灯時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1 kW 226.80
		主開閉器契約	1 kVA 181.44
		SB契約:5A	1 契約 90.72
		SB契約:15A	1 契約 272.16
	電力量料金	昼間	1 kWh 8.86
		夜間	1 kWh 7.18
電灯従量接続送電サービス		1 kWh	11.74

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

新たに設定した低圧託送供給料金等(2)

○低圧動力 接続送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価(申請)
動力標準 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW 534.60
		主開閉器契約	1 kW 320.76
	電力量料金		1 kWh 4.61
動力時間帯別 接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW 534.60
		主開閉器契約	1 kW 320.76
	電力量料金	昼間	1 kWh 5.07
		夜間	1 kWh 4.16
動力従量接続送電サービス		1 kWh	13.37

○低圧電灯・動力 臨時接続送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価(申請)
電灯臨時定額 接続送電サービス	50VAまで	1日につき	3.35
	50VAをこえ100VAまで		6.70
	100VAをこえ500VAまでの場合 100VAまでごとに		6.70
	500VAをこえ1kVAまで		67.00
	1kVAをこえ3kVAまでの場合 1kVAまでごとに		67.00
電灯臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kVA	電灯標準接続送電サービス(主開閉器契約)の料金率を10%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh	
動力臨時定額接続送電サービス		1 kW1日につき	69.35
動力臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	動力標準接続送電サービス(主開閉器契約)の料金率を20%割り増ししたもの
	電力量料金	1 kWh	

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

・高圧・特別高圧の託送料金等は次のとおりとなります。

○高圧・特別高圧 接続送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価		
			申請単価	現行単価	
高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	631.80	615.60	
	電力量料金	1 kWh	2.56	2.44	
高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	631.80	615.60	
	電力量料金	昼間	1 kWh	2.85	2.72
		夜間	1 kWh	2.16	2.06
高圧従量接続送電サービス		1 kWh	12.92	12.53	
ピークシフト割引		1 kW	536.76	523.80	
特別高圧標準 接続送電サービス	基本料金	1 kW	437.40	372.60	
	電力量料金	1 kWh	1.67	1.46	
特別高圧時間帯別 接続送電サービス	基本料金	1 kW	437.40	372.60	
	電力量料金	昼間	1 kWh	2.45	2.10
		夜間	1 kWh	0.65	0.62
特別高圧従量接続送電サービス		1 kWh	8.83	7.57	
ピークシフト割引		1 kW	371.52	316.44	

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

○高圧・特別高圧 臨時接続送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価	
			申請単価	現行単価
高圧臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	高圧標準接続送電サービスの 料金率を20%割り増したもの	—
	電力量料金	1 kWh		
特別高圧臨時 接続送電サービス	基本料金	1 kW	特別高圧標準接続送電サービ スの料金率を20%割り増したも の	—
	電力量料金	1 kWh		

○高圧・特別高圧 予備送電サービス料金

単位:(円、税込)

契約種別		単位	料金単価	
			申請単価	現行単価
高圧	予備送電サービスA	1 kW	75.60	75.60
	予備送電サービスB	1 kW	102.60	102.60
特別高圧	予備送電サービスA	1 kW	97.20	97.20
	予備送電サービスB	1 kW	118.80	118.80

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

(税込)

	契約電力等	ご使用量 (月間)	電気料金 (月間)	託送料金相当額 (月間)
従量電灯 B	30A	260kWh	8,400円 〔410円〕	2,629円
従量電灯 C	13kVA	1,300kWh	48,023円 〔2,054円〕	12,784円
低圧電力	8kW	650kWh	21,907円 〔1,027円〕	5,562円

(税込)

	契約容量	ご使用量 (年間)	電気料金 (年間)	託送料金相当額 (年間)
3時間帯別電灯 (eタイム3)	12kVA	11,961kWh	335,166円 〔18,893円〕	118,853円
時間帯別電灯 (ドリーム8)	8kVA	23,001kWh	447,968円 〔36,337円〕	225,925円

※ 3時間帯別電灯および時間帯別電灯については、季節ごとの使用電力量の変動が大きいため、年間の値を記載しています。

※ 電気料金には、燃料費調整額を含まず、平成27年5月分以降の料金に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。

(〔 〕内に再生可能エネルギー発電促進賦課金を再掲)

※ 託送料金相当額には、離島ユニバーサルサービス調整額を含んでおりません。

※ 低圧電力の電気料金には、力率割引を適用しています。

※ ご使用量の内訳は、次のとおりです。

- ・3時間帯別電灯(朝晩時間:3,439 kWh、午後時間:1,572 kWh、夜間時間:6,950 kWh)

- ・時間帯別電灯 (昼間時間:3,034 kWh、夜間時間:19,967 kWh)

◆従来の近接性評価割引制度

【考え方】

- 従来の制度では、一定の地域で発電された特別高圧および高圧の電気を対象に、当該発電によるロスの低減を評価し、割引を行っております。

【割引単価】

- 電源多地域から電源不足地域への送電ロス減少分を、自社火力発電の焚き減らしと見做して算出いたしました。

割引単価 = 自社火力燃料費 ÷ 自社火力発電電力量 × 特別高圧送電ロス率

【対象地域】

- 需要に対して電源が不足している地域を、振興局※単位で設定いたしました。
※振興局: 北海道の行政区画の一つ



◆今後の近接性評価割引制度

【考え方】

- 現行の近接性評価割引の考え方を基本として、低圧電源を対象に含めつつ、対象地域および割引単価をきめ細かく設定いたしました。

○近接性評価割引単価

<p>投資抑制に係る評価</p> <p>評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、基幹系統に係る設備投資が抑制され得ることを評価し、減価償却等相当分を割り引きます。</p>		<ul style="list-style-type: none"> ・基幹系統以外に連系する電源 →基幹系統に係る減価償却等相当分をkW価値で補正し割引
<p>ロスに係る評価</p> <p>評価地域の電源に係る電気を受電し、接続供給を利用することにより、基幹系統を通じて需要者に電気を届けるまでの追加的に発電を求めているロス分について不要とみなし、上位系統のロス分に係る電氣的価値を割り引きます。</p>		<ul style="list-style-type: none"> ・基幹系に連系する電源は、特別高圧に連系する電源の1/2評価として設定しました。 ・特別高圧電源 → α%のロス率を割引 (基幹系統に接続している電源を除く) ・高低圧電源 → 潮流上は、低高圧設備を区分できないため、低高圧電源ともに(α+β)のロス率を割引

単位:(円、税込)

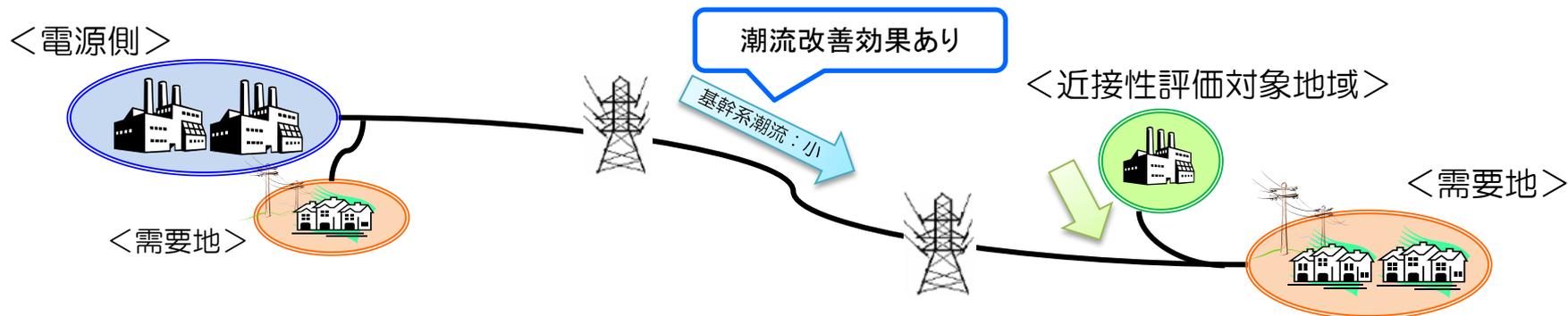
	単位	割引単価	
		申請単価	現行単価
高圧・低圧電源	1kWh	0.60	・高圧 ・特別高圧 0.21
特別高圧電源	1kWh	0.43	
基幹系電源	1kWh	0.22	

※ 実際の料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

○基幹系に連系する電源に対する近接性評価割引単価設定の考え方

- ・ 基幹系は上位の電圧階級がないことから、評価対象地域に電源が連系した場合における、基幹系自体の潮流改善効果の評価する必要があります。
- ・ 基幹系は、電源の連系場所によって潮流改善効果が変わります。特別高圧における効果と同等の効果が期待できる場所から、あまり効果が期待できない場所までばらつきがあります。
- ・ こうした実情を勘案して、『特別高圧に連系する電源の1/2評価』と設定しました。

評価対象電源が、基幹系電源の遠くに位置する評価対象地域に連系する場合



評価対象電源が、基幹系電源の近くに位置する評価対象地域に連系する場合

