

託送供給等約款認可申請の 概要について

平成27年9月4日
沖縄電力株式会社

資料目次

1. 託送供給等約款の認可申請について	…P2	4. 制度変更に伴う影響	……………P26
2. 託送料金原価	……………P4	制度変更影響額	……………P27
前提諸元	……………P5	調整力コスト	……………P29
申請原価の内訳	……………P6	離島供給費	……………P31
経営効率化等の内訳	……………P8	事業報酬率	……………P34
現行原価からの変動要因	……………P9	営業および配電の業務区分見直し (営配分離)	……………P35
3. 原価の内訳	……………P10	5. 託送供給等約款の見直し	……………P36
人件費	……………P11	接続送電サービスメニュー	……………P37
燃料費・購入電力料	……………P15	託送料金単価	……………P38
修繕費	……………P16	近接性評価割引の見直し	……………P43
減価償却費	……………P18	インバランス料金の設定	……………P46
事業報酬	……………P21		
公租公課	……………P24		
その他経費・控除収益	……………P25		

1. 託送供給等約款の認可申請について

1. 託送供給等約款の認可申請について

- ▶ 当社は平成27年7月29日に改正電気事業法附則第9条第1項の規定に従い、同法第18条第1項に規定された託送供給等約款の認可申請を経済産業大臣に行いました。
- ▶ 申請にあたっては、料金算定省令や審査要領に基づき、最大限の効率化を織り込んだ託送料金原価の算定を実施しております。

【これまでの託送供給約款からの主な変更点】

① 低圧・高圧向け託送料金の新設

これまで、低圧および高圧で電気の供給を受けるお客さま向けの託送料金は設定されておりましたが、小売全面自由化に伴い低圧および高圧で電気の供給を受けるお客さまも自由化対象となることから、新たに低圧および高圧向け託送料金を設定いたしました。

② 特別高圧向けも含めた託送料金の見直し

特別高圧で電気の供給を受けるお客さま向けの託送料金についても、再設定いたしました。

③ インバランス制度の見直し

需要側・発電側でそれぞれ需給計画・発電計画と実需要・発電量を一致させる計画値同時同量が導入されます。計画値同時同量が達成できない場合に生じる電気の過不足を送配電事業者が調整する際のインバランス供給について、その精算単価を電力卸取引所における市場価格とする等の見直しを行いました。

④ 割引制度の見直し

電力需要の多い地域に設置した発電設備を利用する場合で潮流改善効果が見込める場合は、当社の送電設備等の効率的利用に資すること等を評価して、託送料金を割引く「需要地近接性割引制度」を設定しております。この割引制度についても、これまで割引対象外となっていた低圧および高圧電源の割引対象への追加等の見直しを行いました。

2. 託送料金原価

2. 託送料金原価(前提諸元)

- ▶ 審査要領の規定に則り、料金原価算定期間を平成28年度から平成30年度の3年間としております。
- ▶ また、原価算定期間の主な前提諸元は以下のとおり。

【原価算定の前提諸元】

	①申請原価 (H28-H30平均)	②現行原価 (H20)	差引(①-②)
販売電力量 (流通対応需要) (百万kWh)	7,786	7,516	270
設備投資額 (億円)	221	293	▲ 72
事業報酬率 (%)	1.9	3.0	▲ 1.1
原油価格 (\$/bbl)	56.6	93.0	▲ 36.4
為替レート (円/\$)	119.7	107.0	12.7

2. 託送料金原価(申請原価の内訳)

- ▶ 新たな託送料金算定省令および審査要領に基づき託送料金原価を算定しております。
- ▶ 最大限の経営効率化の実施により年間で約35億円削減するものの、電力システム改革制度改正に伴い、今回より託送原価に算入されることとなる離島供給費や調整力にかかる費用[※]等の増要因があることから託送原価は総額で645億円となります。

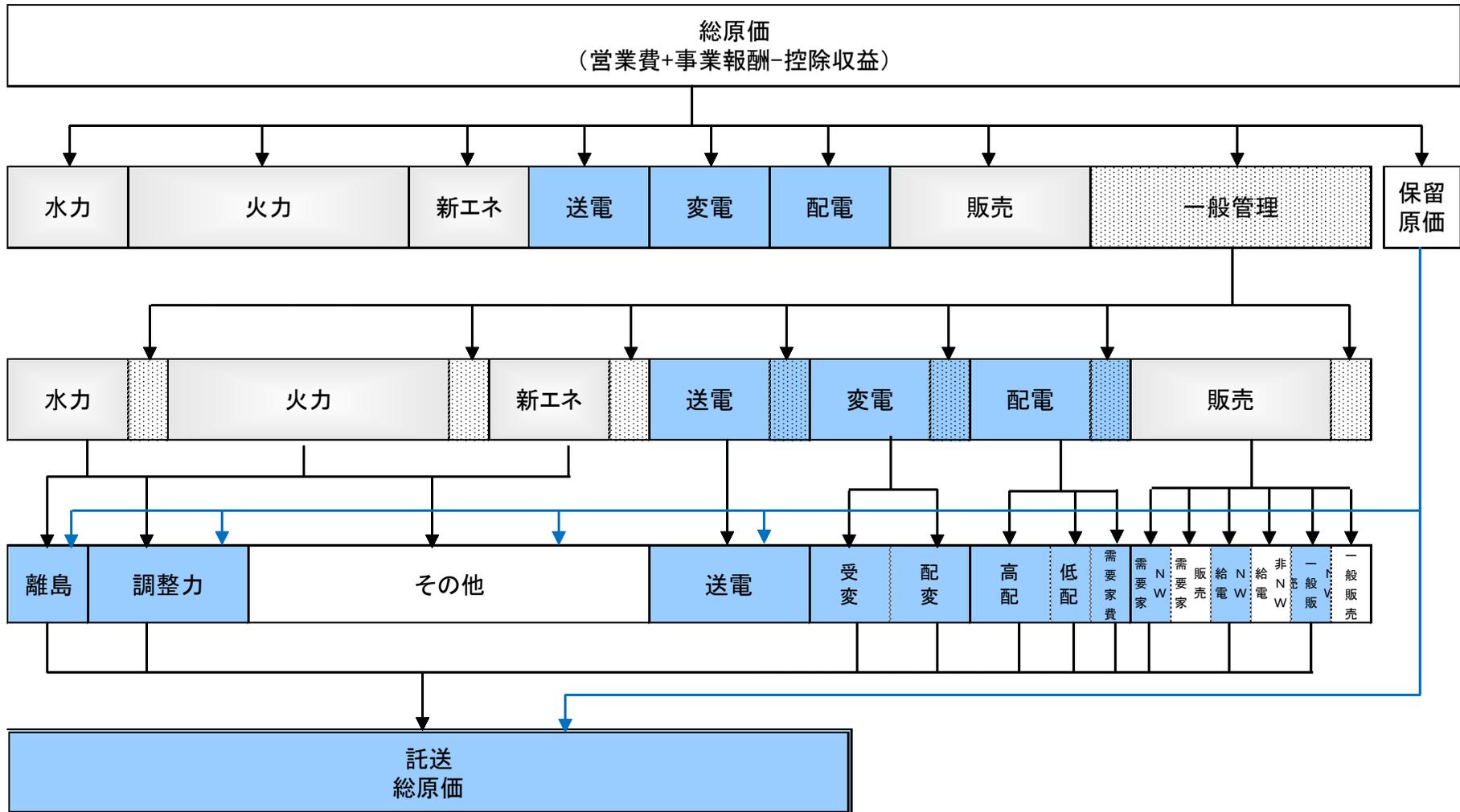
※周波数制御や需給バランス調整等にかかるコスト

(単位:百万円)

	①申請原価	②現行原価	差異 (①-②)	前回の託送原価との主な変更点
人件費	8,741	8,086	655	・離島供給にかかる要員や調整力コストとして抽出される人件費が増加。 ・役員給与、社員年収等についてはメルクマール値にて織り込み。
燃料費	15,415	-	15,415	・離島における燃料費や調整力に係る持ち替え増分費用等が新たに算入されるため増加。
修繕費	11,324	8,912	2,412	・件名積み上げにて算定。 ・他費目と同様、制度変更(離島供給費、調整力コストの増)に伴い増加。 ・スマートメーターの導入に伴い、配電部門の取替修繕費が増加。
資本費	19,091	17,425	1,666	—
(減価償却費)	14,983	11,928	3,055	・他費目と同様、制度変更(離島供給費、調整力コストの増)に伴い増加。
(事業報酬)	4,109	5,497	▲ 1,389	・事業報酬率がH20改定の3.0%から1.9%となるため減少。
公租公課	5,774	5,087	687	・他費目と同様、制度変更(離島供給費、調整力コスト)に伴い増加。
購入電力料	438	-	438	・離島供給にかかる再エネ買取分を織り込んだことから増加。
その他経費	11,686	9,903	1,783	・件名積み上げで算定。 ・他費目と同様、制度変更(離島供給費、調整力コスト)に伴い増加。
控除収益	▲ 8,009	▲ 407	▲ 7,602	・離島における販売電力料が算入されるため増加。
総原価	64,461	49,006	15,455	

【参考】託送料金原価の算定フロー

➤ 今回の託送料金原価については、現行省令に準じて以下の算定フローにより算定を行っております。



2. 託送料金原価(経営効率化等の内訳)

- ▶ 託送料金の認可申請を行うにあたっては、最大限の効率化に取り組み、35億円程度(申請原価に対して5%程度)の効率化額を織り込んでおります。
- ▶ また、人件費や厚生施設・先行投資設備に関する費用について、審査要領に基づき、20億円程度を原価から控除しております。

経営効率化の内訳

(億円)

	H28～H30平均	主な内容
修繕費	14	・工法等の見直しによる効率化(工数・施工単価等の低減) ・資機材役務調達コストの低減 等
資本費 (減価償却費・事業報酬)	8	・工法等の見直しによる効率化(工数・施工単価等の低減) ・資機材役務調達コストの低減 等
一般経費	8	・契約内容見直し、単価の低減 ・資機材役務調達コストの低減 等
その他	5	・設備投資効率化による影響の反映 等
合計	35	

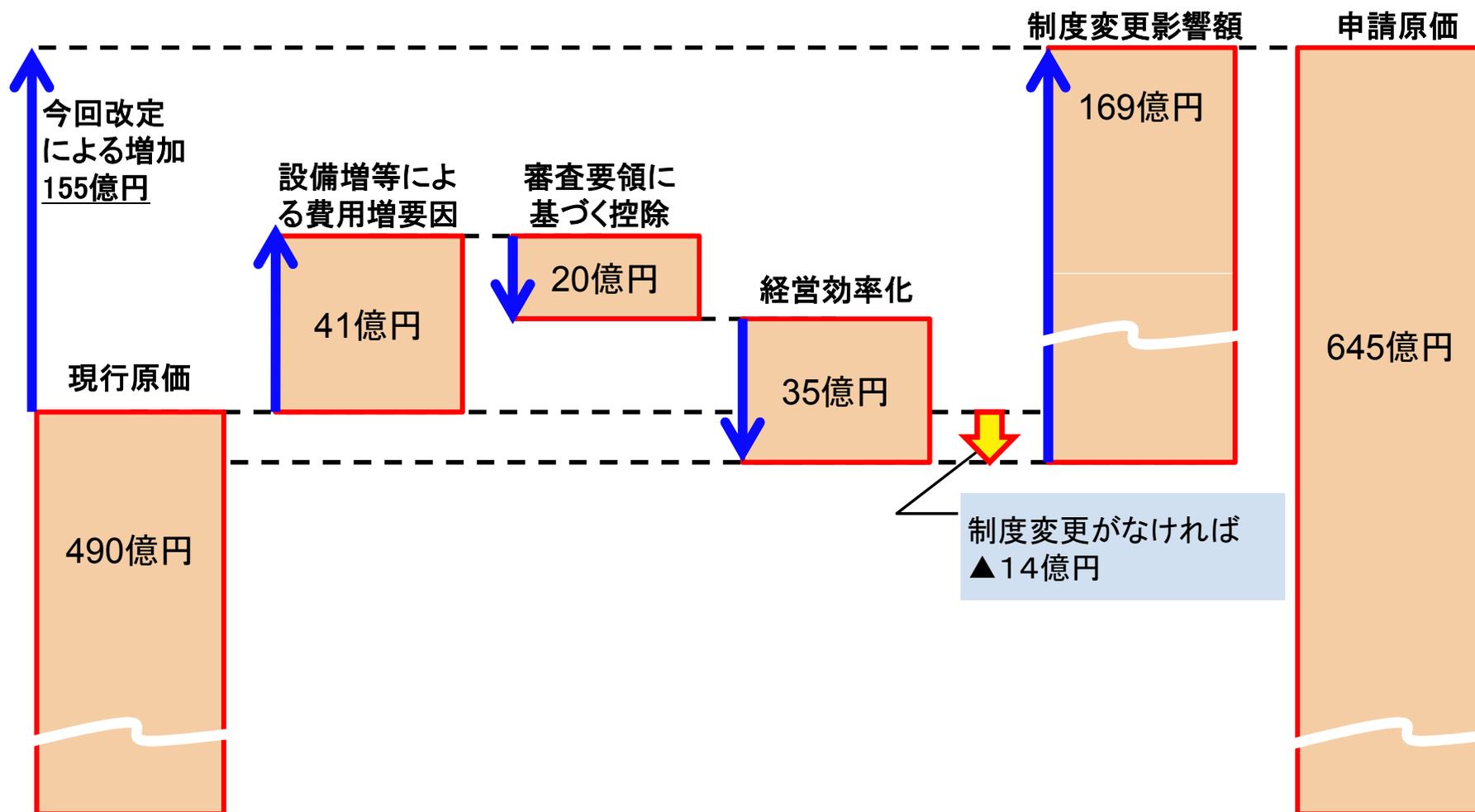
審査要領に基づく控除額の内訳

(億円)

	H28～H30平均	主な内容
人件費	16	・メルクマール水準の適用
一般経費	2	・寄付金、団体費等の控除
その他	2	・厚生施設、先行投資設備等に関する費用の控除
合計	20	

2. 託送料金原価(現行原価からの変動要因)

- 今回申請の託送原価は、645億円と現行原価(490億円)と比較して155億円の増となっておりますが、これは、これまで小売料金で回収しておりました離島供給費や周波数調整等に係る費用が託送料金として整理されたものに伴う影響(169億円)によるものとなっております。
- 減価償却費・修繕費においてスマートメーターの導入やその他新規設備の増等による費用増要因がありますが、託送料金審査要領に基づく控除(約20億円)並びに経営効率化(約35億円)を反映しており、制度変更がなければ託送料金は値下げとなる見込みです。



3. 原価の内訳

3. 原価の内訳(人件費)

- ▶ 人件費については、審査要領で示されたメルクマール水準および査定方針に基づき算定しております。
- ▶ 役員給与、社員年収等をメルクマール水準で算定しましたが、離島供給費や調整力に係るコストの影響から、現行原価と比較して655百万円の増となっております。

(単位:百万円)

	申請原価 ①	現行原価 ②	差引 (①-②)	備考
役員給与	136	163	△ 27	・社内役員給与をメルクマール水準(1,994万円/人)まで引き下げ
給料手当	6,201	5,430	771	・社員年収をメルクマール水準(607万円/人)まで引き下げ
給料手当振替額	△ 91	△ 93	2	
退職給与金	590	788	△ 199	・数理計算上の差異償却費用の減
厚生費	1,090	837	252	・健康保険料の会社負担率を単一・連合の平均55.27%まで引下げ ・持株奨励金、保養施設費用、体育施設費用、硬式野球部費用を原価不算入
委託検針費	561	548	13	・スマートメーター導入による効果を反映
委託集金費	1	23	△ 22	
雑給	255	390	△ 135	・受入出向者、嘱託者の減 ・顧問の給与を原価不算入
人件費計	8,741	8,086	655	

【参考】人件費(離島供給費および調整力コスト影響除き)

▶ 離島供給費や調整力コストの影響がなかった場合、人件費は現行原価と比較して1,048百万円の減となります。

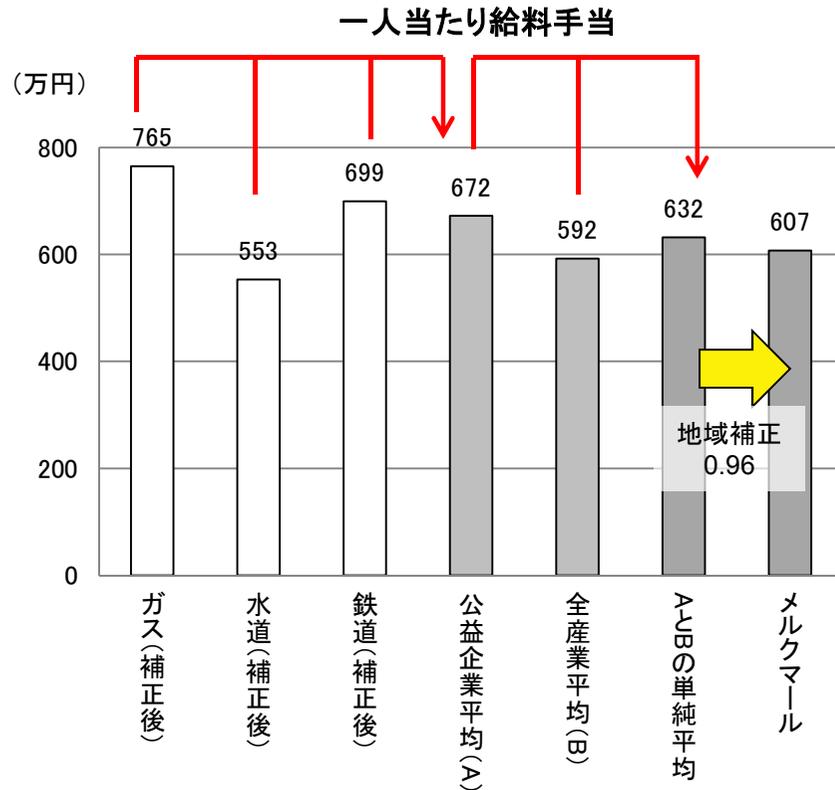
(単位:百万円)

	申請原価 (離島供給費および 調整力コスト除き) ①	現行原価 (調整力コスト除き) ②	差引 (①-②)	備考
役員給与	104	156	△ 53	・社内役員給与をメルクマール水準(1,994万円/人)まで引き下げ
給料手当	4,724	5,206	△ 482	・社員年収をメルクマール水準(607万円/人)まで引き下げ
給料手当振替額	△ 71	△ 91	20	
退職給与金	449	754	△ 306	・数理計算上の差異償却費用の減
厚生費	829	802	27	・健康保険料の会社負担率を単一・連合の平均55.27%まで引下げ ・持株奨励金、保養施設費用、体育施設費用、硬式野球部費用を原価不算入
委託検針費	561	548	13	・スマートメーター導入による効果を反映
委託集金費	1	23	△ 22	
雑給	136	382	△ 245	・受入出向者、嘱託者の減 ・顧問の給与を原価不算入
人件費計	6,732	7,780	△ 1,048	

【参考】人件費のメルクマール

▶ 役員給与、給料手当、退職給与金等は審査要領や過去の電気料金審査専門小委員会で示されたメルクマールに基づき算定しております。

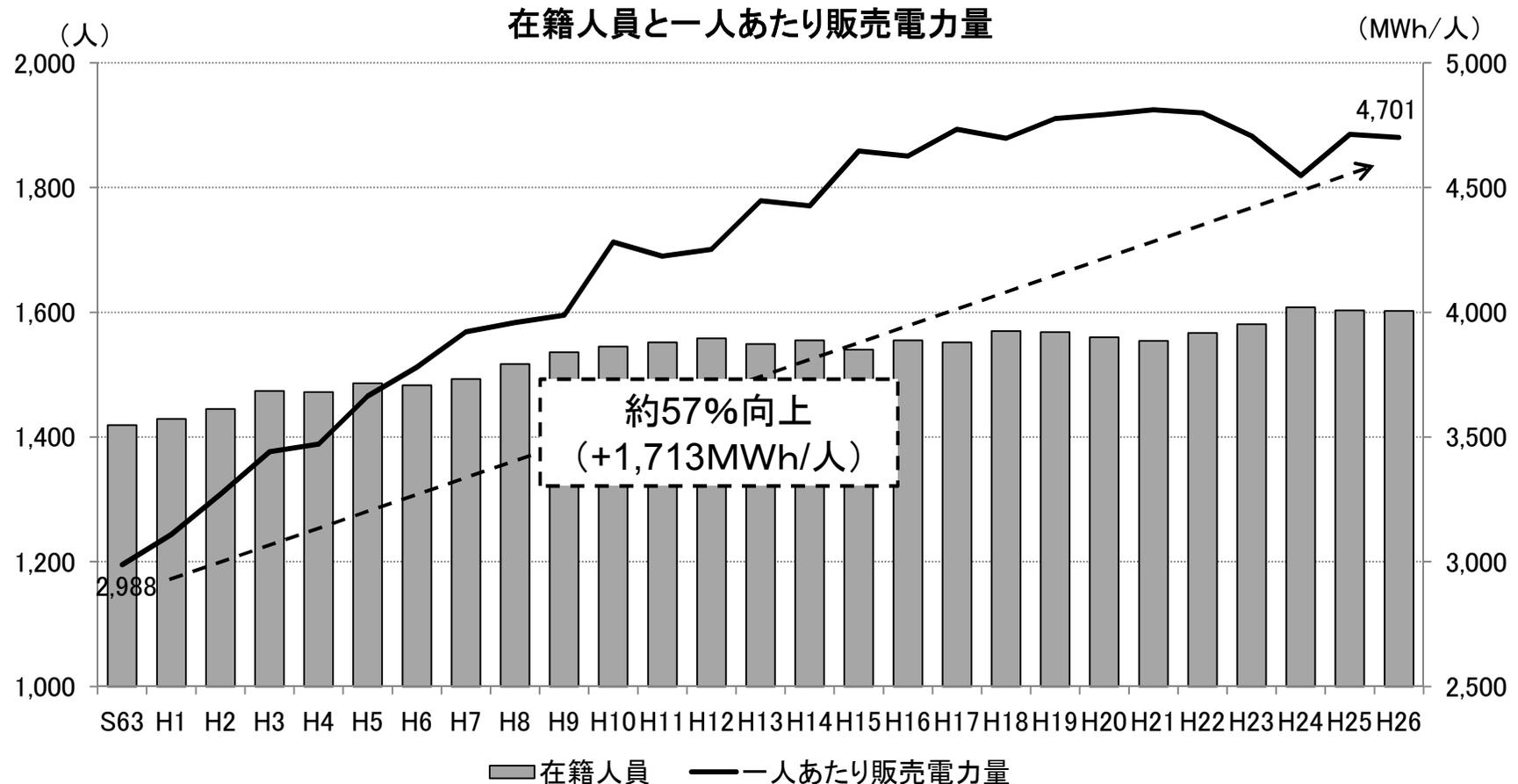
- 役員給与：国家公務員指定職(事務次官、外局長、内部部局長等の平均)の給与水準の平均
- 給料手当：常用労働者1,000人以上企業平均とガス・水道・鉄道の3業種平均(年齢・勤続年数・学歴を補正)の平均に地域補正を加味
- 退職給付水準：人事院の「民間の企業年金及び退職金等の調査結果」と中央労働委員会の「賃金事情等総合調査」平均
- 一般厚生費：1,000人以上企業平均



項目	メルクマール金額
役員給与	1,994万円/人
給料手当	607万円/人(左記参照)
退職給付水準	25,931千円/人
一般厚生費	304千円/人

【参考】人員数の推移

- ▶ 当社は、これまで昭和63年の民営化以降、電力需要の伸びに対応するため設備を拡大してきた一方で、業務の集中化、組織・事業所の統廃合によるスリム化等に取り組み効率化を図ってまいりました。
- ▶ 人員計画の策定にあたっては、「電力の安定供給の確保」および「お客さまの満足度向上」に必要な人員を確保するとともに、「本土並み電気料金水準の確保」に向けて生産性・効率性の向上を図ることを前提に策定しております。
- ▶ その結果、一人あたり販売電力量は、民営化時点の2,988MWh/人から4,701MWh/人へ約57%向上しております。



3. 原価の内訳(燃料費・購入電力料)

- ▶ 沖縄本島系統と連系されていない離島分にかかる燃料費および購入電力料を対象に算定しております。
- ▶ また、電気の周波数維持等に必要な調整力を確保するための持ち替え増分にかかる費用(潮流調整および電圧維持含む)について調整力コストとして算定しております。

【離島供給費】

(単位:百万円)

項目	①申請原価	②現行原価	差引(①-②)	備考
燃料費	8,194	—	8,194	・離島は内燃力発電で供給 ・燃種はA重油とC重油のみ

(単位:百万円)

項目	①申請原価	②現行原価	差引(①-②)	備考
購入電力料	438	—	438	・離島の購入電力料は、太陽光、風力からの購入 ・全てFIT対象

【持ち替え増分費用】

(単位:百万円)

項目	①申請原価	②現行原価	差引(①-②)	備考
燃料費	7,221	—	7,221	・持ち替え増分費用、潮流調整、電圧維持にかかるコストを整理

3. 原価の内訳(修繕費)

▶ 修繕費については、最大限の経営効率化を織り込んでいるものの、主に制度変更等の増加要因の影響により、約24億円の増となっております。

■ 修繕費の内訳

(百万円)

	①申請原価	②現行原価	差引 (①-②)
送電	584	978	▲ 393
変電	551	711	▲ 160
配電	5,848	6,677	▲ 829
一般修繕費	2,054	2,137	▲ 83
取替修繕費	3,794	4,541	▲ 746
火力	4,148	288	3,860
新工ネ	52	-	52
業務	140	258	▲ 117
合計	11,324	8,912	2,412

■ 現行原価との主な差異

(百万円)

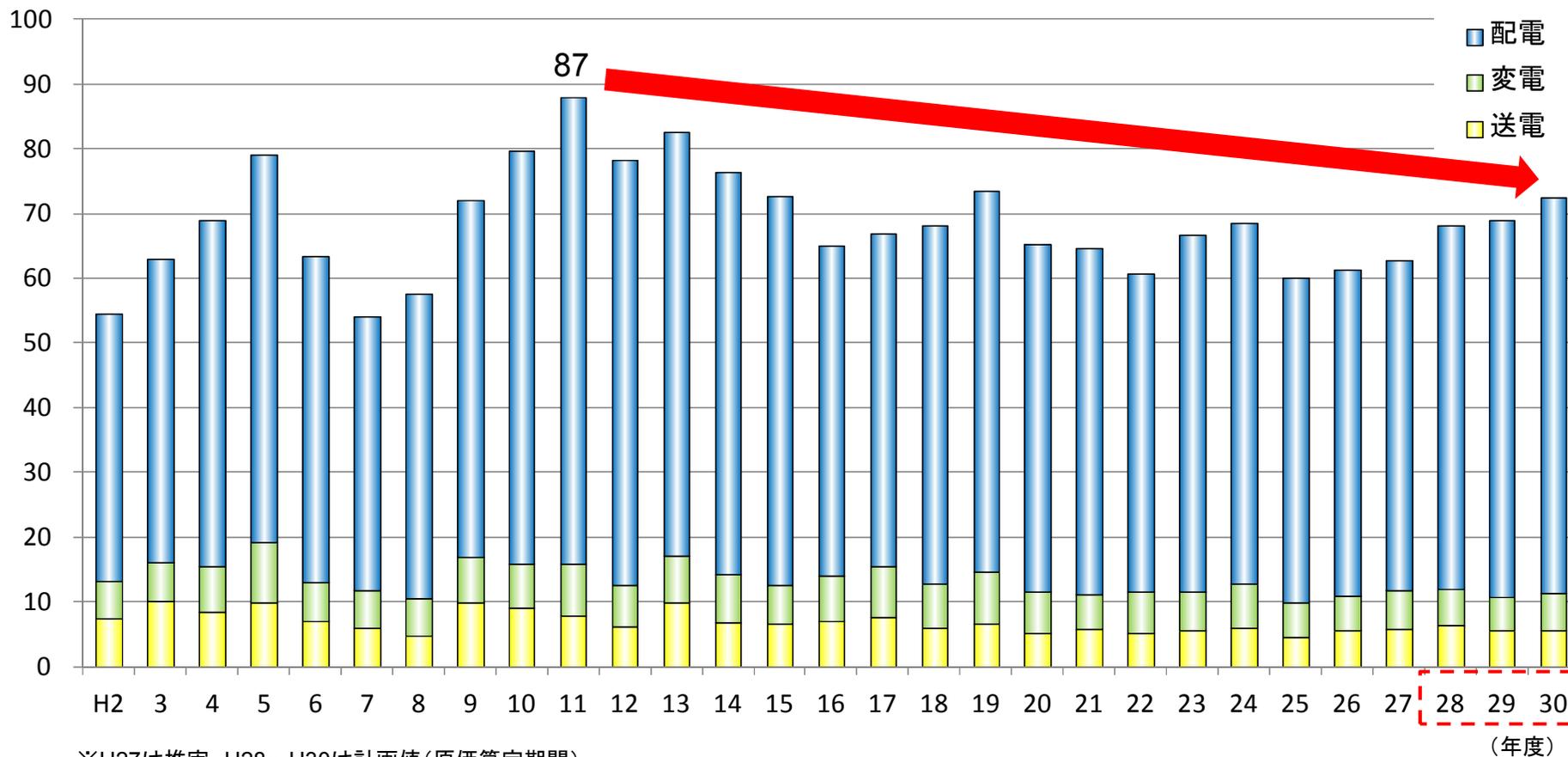
- 【送電】
 - ・保安通信修繕費の減 (▲309)
- 【変電】
 - ・会計整理変更による減 (▲73)
- 【配電】
 - ・架空電線路にかかる取替修繕費の減 (▲1,522)
- 【その他】
 - ・制度変更〔調整力コスト、離島供給費〕による増 (3,918)

【参考】修繕費の推移(流通設備)

- ▶ 修繕費については、平成28年度から始まるスマートメーターの本格導入に伴い、費用は増加する傾向にありますが、徹底したコスト低減の推進や工事の効率化に取り組んだ結果、ピーク時である平成11年と比較すると減少しております。

■ 流通設備の修繕費推移

(億円)



※H27は推定、H28～H30は計画値(原価算定期間)

3. 原価の内訳(減価償却費)

- 減価償却費については、既設設備の償却進行や経営効率化による設備投資額削減影響による減少があるものの、制度変更影響等の増加要因により、現行原価と比較して約31億円の増加となっております。
- 竣工設備については、平成27年度設備投資計画に基づき、工事件名毎の資産構成、耐用年数、竣工年月から算定しております。
- なお、先行投資資産や体育施設等に関する減価償却費は原価へ算入しておりません。

【単位:百万円】

項目	①申請原価	②現行原価	差引 (①-②)	主な増減要因
火力	4,295	535	3,760	制度変更影響による増
新エネ	52	-	52	設備区分の新設
送電	3,755	4,845	▲ 1,090	既設設備の償却進行
変電	2,662	2,633	29	新增設設備の運開による増
配電	3,767	3,321	446	電線共同溝関連工事による増
業務	452	594	▲ 141	既設設備の償却進行
合計	14,983	11,928	3,055	

【参考】設備投資額の内訳

- ▶ 電源設備投資は、吉の浦火力発電所の運転開始などにより111億円減少しております。一方、流通設備投資は、132kV西那覇友寄幹線新設工事などにより39億円の増加となっております。
- ▶ 総額では、平成28～30年度平均221億円となり、現行原価に比べて72億円減少しております。

■設備投資額の内訳

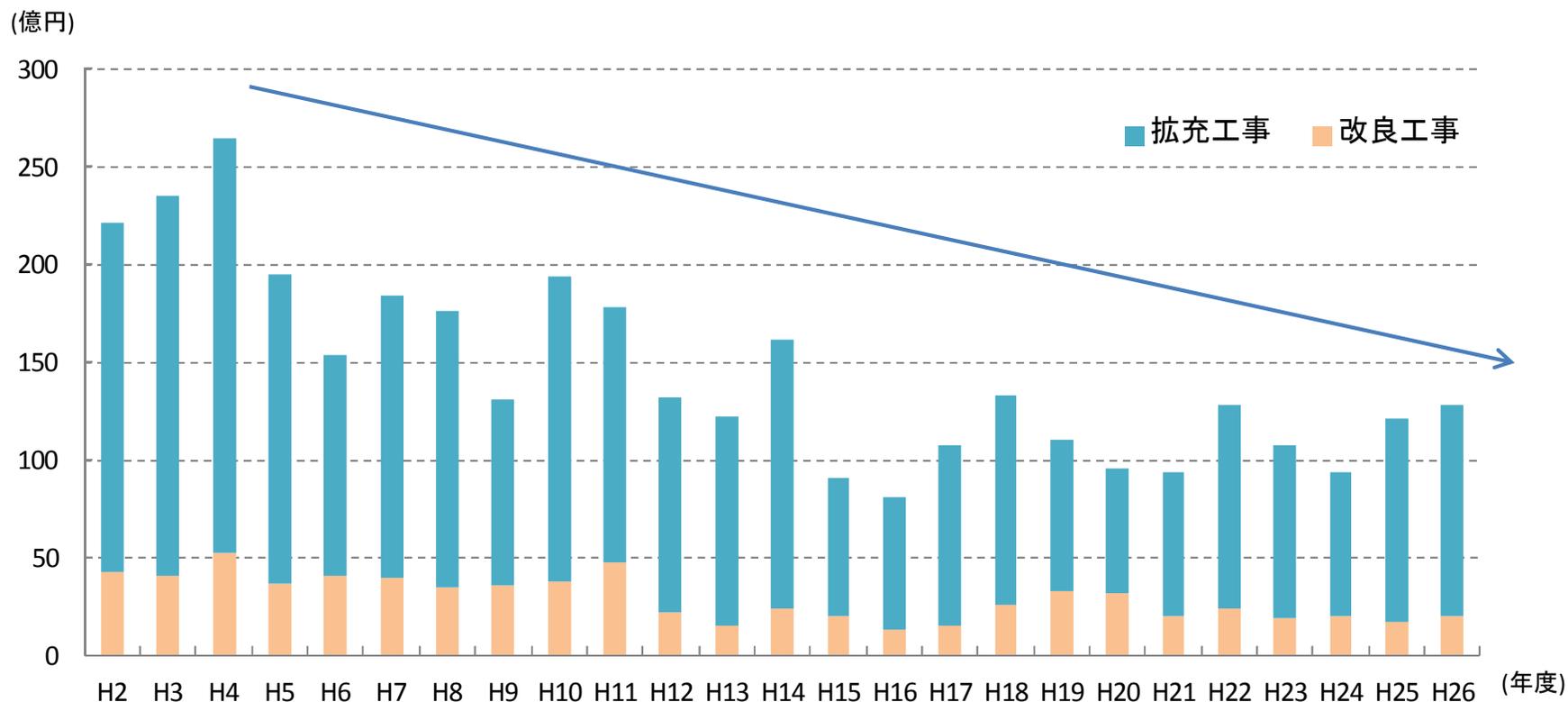
(億円)

		①申請原価				②現行原価	差引 (①－②)	主な増減要因
		H28	H29	H30	平均			
電源	火力	46	40	33	40	151	▲ 111	吉の浦火力発電所1、2号機運転開始による減
	新エネ	-	-	-	-	-	-	
	小計	46	40	33	40	151	▲ 111	
流通	送電	81	57	71	70	35	34	132kV西那覇友寄幹線新設工事による増
	変電	31	32	29	31	26	4	設備の高経年化対応による増
	配電	80	67	58	68	68	0	
	小計	191	156	158	168	129	39	
業務		6	15	17	13	12	0	
	合計	243	211	209	221	293	▲ 72	

【参考】設備投資額の推移(流通設備)

- ▶ 当社は、安定供給の確保を前提に、経済性・環境対策の同時達成を図りながら、加えて自然災害に強い設備形成に努めた設備投資を行っております。
- ▶ 平成26年度については、台風時における更なる早期復旧に向けた設備投資等を見込む中、設計、契約、施工の各段階におけるコスト低減策の定着化に努めた結果、設備投資額は約133億円となりました。
- ▶ また、これまで取り組んできた効率化諸施策を引き続き実施していくことで、更なる設備投資額の低減に努めます。

流通設備(送電・変電・配電設備)の投資額の推移



3. 原価の内訳(事業報酬)

- ▶ 制度変更(離島供給費、調整力コスト)に伴うレートベースの増があるものの、事業報酬率を1.9%に見直したことから、事業報酬は、現行原価と比較して約14億円減少しております。

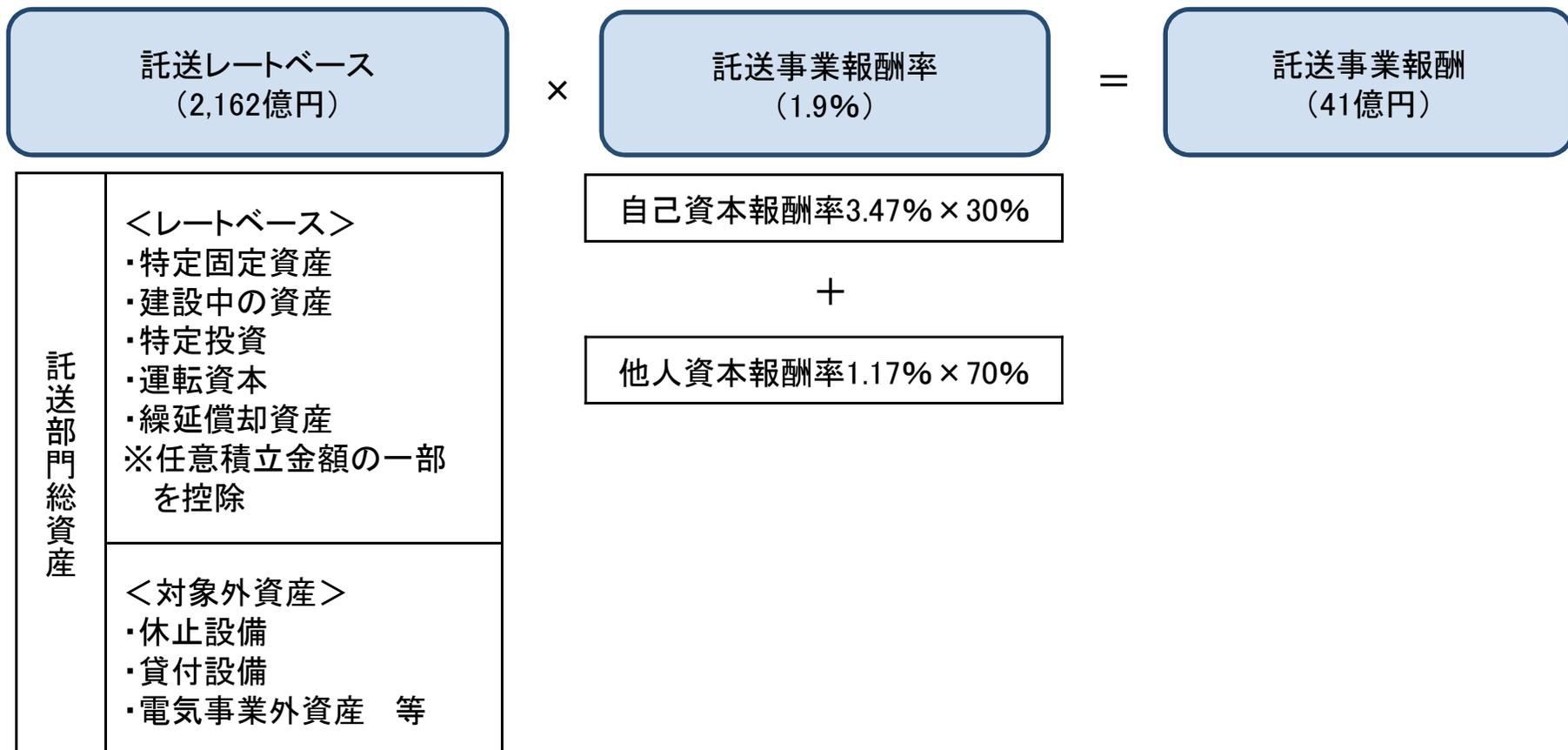
(単位:百万円)

項目		①申請原価	②現行原価	差引 (①-②)
レートベース	特定固定資産	213,315	182,825	30,490
	建設中の資産	7,625	5,331	2,294
	特定投資	—	—	—
	営業資本	4,895	3,472	1,424
	貯蔵品	1,504	739	765
	繰延償却資産	—	23	▲23
	合計	216,238	183,236	33,002
事業報酬率		1.9%	3.0%	▲1.1%
事業報酬		4,109	5,497	▲1,389

※レートベースより任意積立金の一部(①申請原価:11,101、②現行原価:9,153)を控除しております。

【参考】事業報酬の算定方法

- ▶ 事業報酬は、電気事業の継続的な運営に必要となる資金調達コスト(支払利息や配当金等)に相当します。
- ▶ その算定方式は、事業資産の価値によって報酬額が客観的に決定されるレートベース方式が採用されており、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値に、事業報酬率を乗じて算定することとされております。
- ▶ 託送原価における事業報酬額は、託送部門に関連した部分に限定した「託送レートベース」に、託送事業報酬率を乗じて算定しております。



【参考】事業報酬率について

- ▶ 料金算定省令に基づき、一般送配電事業等に係る事業報酬率を算定した結果、1.9%となっております。
 - ・自己資本報酬率・・・ 公社債利回り・自己資本利益率は直近7年間(H19～H25)、 β 値は震災前7年間(H16.3.11～H23.3.11)をそれぞれ採録期間として算定。
 - ・他人資本報酬率・・・直近5年間(H22～H26)の公社債利回りに震災前5年間(H18～22)の電力リスクプレミアム(一般電気事業者の平均有利子負債利率と公社債利回りの差)を加えて算定。

＜事業報酬率算定概要＞

(1) 自己資本報酬率 (β 値: 一般電気事業者10社平均 0.41 (H16.3.11～H23.3.11までの7年間))

単位: %

	比率	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H19～25
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%	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

(2) 他人資本報酬率 (公社債利回り: 直近5年(H22～26)、電力リスクプレミアム: 震災前5年(H18～22))

単位: %

	H22	H23	H24	H25	H26	H22～26
公社債利回り	1.18	1.08	0.81	0.70	0.51	0.86

	H18	H19	H20	H21	H22	H18～22
一般電気事業者の平均有利子負債利率	2.06	1.93	1.92	1.72	1.61	
公社債利回り	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	
電力リスクプレミアム	0.21	0.24	0.37	0.31	0.43	0.31

1.17

※電力リスクプレミアム: 震災前の電力リスクプレミアム(H18～22の一般電気事業者の平均有利子負債利率－公社債利回り)の平均値

(3) 事業報酬率

単位: %

	資本構成	報酬率
自己資本報酬率	30%	3.47
他人資本報酬率	70%	1.17
事業報酬率	100%	1.9

3. 原価の内訳(公租公課)

- ▶ 公租公課は、各税法等(地方税法、電源開発促進税法、法人税法等)の定めるところにより、需要想定や設備投資などの前提計画に基づき算定しております。

単位:百万円

	① 申請原価	② 現行原価	差引 (①-②)	備考
水利使用料	—	—	—	
固定資産税	1,672	1,415	256	制度変更(離島供給費、調整力コストの増)に伴い増加
雑税	54	67	▲12	
電源開発促進税	2,897	2,827	71	
事業税	864	579	285	託送原価の増加に伴い増加
法人税等	287	200	87	
合計	5,774	5,087	687	

3. 原価の内訳(その他経費・控除収益)

- ▶ その他経費は、新たに織込んだ離島供給費や調整力コストの影響から、現行原価と比較して18億円増の117億円となっております。
- ▶ 控除収益は、離島の電灯・電力料(基準託送供給料金に相当する額を除く)を新たに織込んだことにより現行原価と比較して76億円増の80億円となっております。

◆その他経費 (百万円)

費目		①申請原価	②現行原価	差引(①-②)
その他経費	廃棄物処理費	42	-	42
	消耗品費	692	295	398
	補償費	94	47	46
	賃借料	3,091	3,149	▲ 58
	委託費	5,239	4,019	1,220
	損害保険料	26	41	▲ 15
	普及開発関係費	46	88	▲ 42
	養成費	66	85	▲ 20
	研究費	94	20	74
	諸費	844	773	71
	固定資産除却費	1,445	1,414	31
	その他	7	▲ 28	35
	合計	11,686	9,903	1,783

◆控除収益 (百万円)

費目		①申請原価	②現行原価	差引(①-②)
控除収益	遅収加算料金	-	151	▲ 151
	電灯料	3,459	-	3,459
	電力料	4,313	-	4,313
	電気事業雑収益	236	256	▲ 20
	預金利息	α	α	▲α
	合計	8,009	407	7,602

◆現行原価からの主な増減要因

- その他経費
 - ・ 消耗品費：離島供給費織込みによる増 3億円
 - ・ 委託費：離島供給費織込みによる増 4億円
調整力コストの増 3億円
会計整理変更による増 4億円
- 控除収益
 - ・ 遅収加算料金：延滞利息制移行に伴う減 ▲1.5億円
 - ・ 電灯・電力料：離島分織込みによる増 80億円

◆託送料金原価に反映した主な効率化施策

- ・ 競争発注の拡大等による資機材・役務調達効率化：8億円

4. 制度変更に伴う影響

4. 制度変更に伴う影響(制度変更影響額)

- ▶ 託送料金算定規則や託送料金審査要領を踏まえた上で、制度変更に伴う託送料金の影響額を試算した結果は以下のとおりで、これまでの託送料金と比較すると、平均単価では1.76円/kWh程度の上昇となります。増要因として調整力コストによる影響額が1.90円/kWh、離島供給費による影響額が0.69円/kWhとなっております。
- ▶ 一方、減要因としては、事業報酬率の影響額が▲0.26円/kWh、営配分離による影響額が▲0.16円/kWhとなっております。

【現行託送料金と申請託送料金の水準】

		(百万円、円/kWh)	
		影響額	単価
a. 現行託送原価	計	49,006	6.52
	特高	2,435	2.15
	高圧	13,019	4.54
	低圧	33,552	9.56
b. 申請託送原価	計	64,461	8.28
	特高	5,777	4.10
	高圧	19,584	6.58
	低圧	39,101	11.50
差異 (b-a)	計	15,455	1.76
	特高	3,342	1.95
	高圧	6,565	2.04
	低圧	5,549	1.94

※現行託送原価における高圧・低圧の託送料金は試算値

【制度変更に伴う影響額】

		(百万円、円/kWh)	
		影響額	単価影響
①調整力 コスト	計	14,820	1.90
	特高	2,311	1.64
	高圧	5,767	1.94
	低圧	6,742	1.98
②離島供給費	計	5,357	0.69
	特高	1,005	0.71
	高圧	1,958	0.66
	低圧	2,394	0.70
③事業報酬	計	▲2,056	▲0.26
	特高	▲111	▲0.08
	高圧	▲617	▲0.21
	低圧	▲1,328	▲0.39
④営配分離	計	▲1,249	▲0.16
	特高	▲41	▲0.03
	高圧	▲126	▲0.04
	低圧	▲1,082	▲0.32
合計	計	16,872	2.17
	特高	3,164	2.24
	高圧	6,982	2.35
	低圧	6,726	1.97

4. 制度変更に伴う影響(調整力コスト:沖縄系統の特徴)

▶ 沖縄系統の特徴

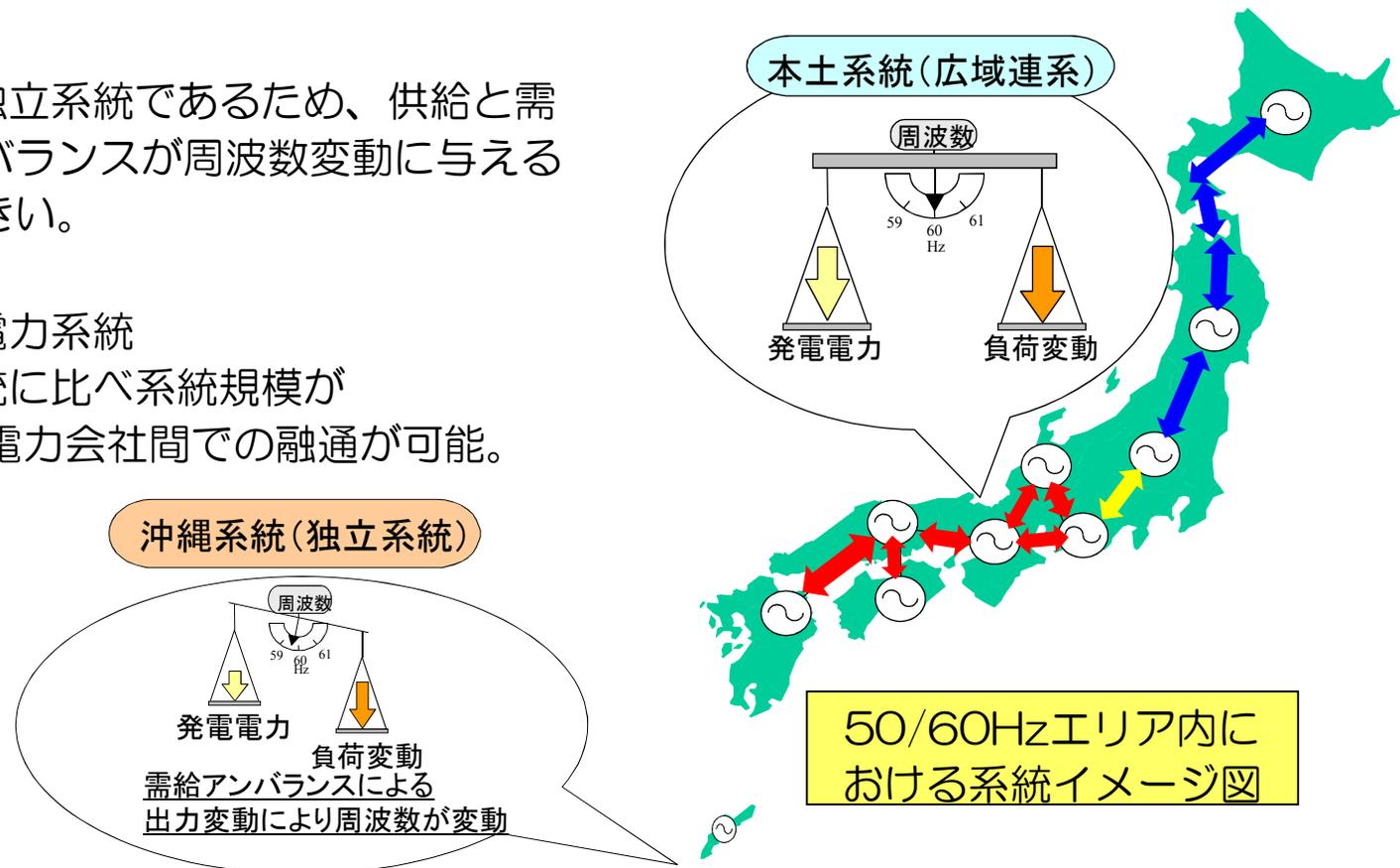
- ① 小規模独立系統であり、他系統(他電力)との連系線が無い。
- ② 電源が火力発電のみで、原子力および水力が無い。
- ③ 系統内における常時並列台数が少ない。
- ④ 系統規模に対して最大単機容量が大きいいため、電源脱落時の影響が大きい。

◎ 沖縄系統

小規模独立系統であるため、供給と需要のアンバランスが周波数変動に与える影響が大きい。

※ 本土の電力系統

沖縄系統に比べ系統規模が大きく、電力会社間での融通が可能。



4. 制度変更に伴う影響について(調整コスト:費用の内訳)

- ▶ 一般送配電事業者は、エリアの周波数維持とセキュリティ確保に責任を負うこととなります。
- ▶ 周波数維持については、計画値同時同量制度の導入に伴い、30分以内の需給変動に対応する「周波数制御」と、発電・小売事業者がゲートクローズ時点で確定した30分計画値と実績値の差分補正である「需給バランス調整」を行います。
- ▶ また、セキュリティ確保として、潮流調整や電圧調整など、エリアの系統信頼度を維持するための業務を行います。
- ▶ 今回の制度変更に伴う影響額としては、小規模独立系統である当社独自の事情を考慮した上で以下のとおり算定しております。

○調整コスト概算

(単位:億円、円/kWh)

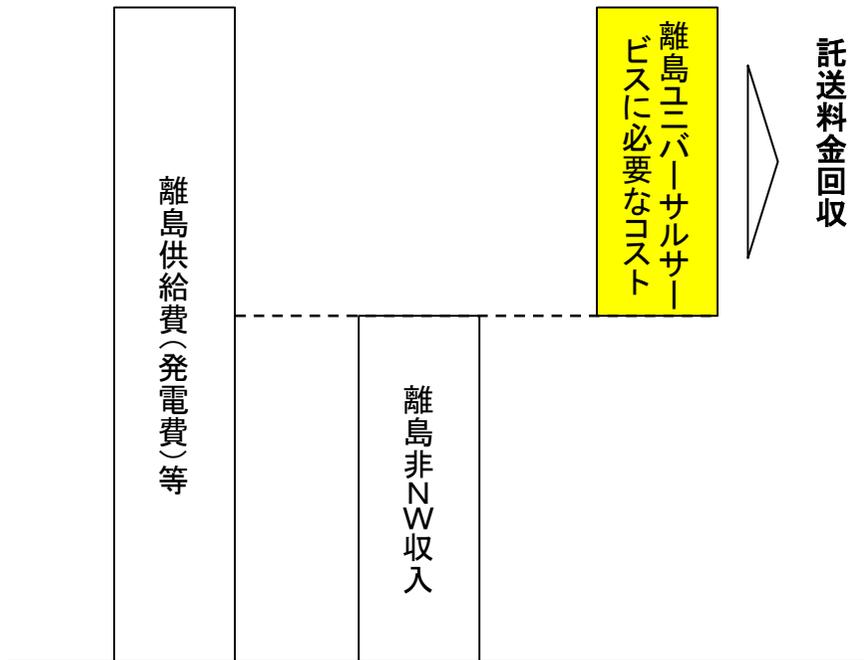
	影響額	単価	業務内容
周波数制御・需給バランス調整	112	1.44	【周波数制御】 ・時々刻々の需給変動の調整 (30分以内)
上記を担う水力・火力設備の固定費	72	0.92	・系統の周波数を維持する調整であって、電力量の補給を伴わない調整。
発電計画の調整に要する費用	40	0.52	【需給バランス調整】 ・系統利用者がインバランスを発生させた場合、その調整を行う。 ・系統利用者のインバランスに対する電力量の補填や引き取りによって、需給を一致させる調整をいう。
その他	38	0.49	
潮流調整	1	0.02	・送配電設備の事故時等に、エリア内の電力潮流のバランスが悪い場合、広範囲の停電が発生するため、一般送配電事業者は必要な電源に指令
電圧調整	30	0.39	・電圧上昇や下落が発生する場合の調整 (電圧維持のための発電機の運転等)
系統保安ポンプ	-	-	・軽負荷時の電源事故対応として、(予め負荷を持たせていた) 揚水発電機のポンプアップを停止することにより、周波数を維持
ブラックスタート	6	0.08	・広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始
合計	151	1.94	

※上記調整コストについては、今回の制度改正以前に託送料金回収していたコスト相当分も含まれるため、制度変更影響額とは一致しない。

4. 制度変更に伴う影響(離島供給費)

- 一般送配電事業者となる当社は、需要家保護の観点から、離島の需要家に対しユニバーサルサービスとして沖縄本島並みの料金水準で電気の供給を行う義務を負うこととなります。
- 離島における供給コストのうち、小売料金として回収するコストを超える部分は、新たに託送料金原価に反映しております。

【離島ユニバーサルサービスのイメージ】



【原価への影響額】

(単位: 億円)

		H28-H30 平均
①	離島供給費等 ※1	144
②	離島非NW収入 ※2	78
③	離島ユニバーサルサービスに必要なコスト ③=①-②	66

※1 離島供給に係る発電費および販売費

※2 離島電灯電力料金(基準託送料金相当額除き)

【参考】沖縄における電気事業の特徴

- ▶ 沖縄における電気事業には、以下の構造的不利性を抱えております。
 - ・広大な海域に島が点在しており、小規模な独立した電力システムが必要（沖縄本島を含む38の有人島に、12の系統[※]で電力を供給） ※H28年度以降は、渡嘉敷島が本島系統と連系され11系統となる予定
 - ・他社系統と連系されておらず、広域融通の枠外
 - ・電力需要が小さく、また地理的・地形的制約等から火力発電に依存せざるを得ない

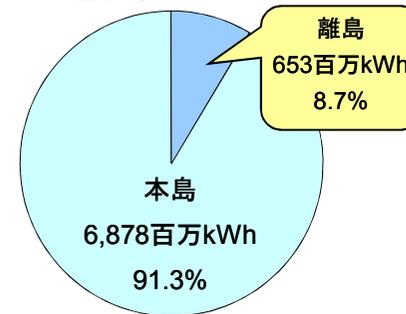
離島の状況

広大な海域に点在

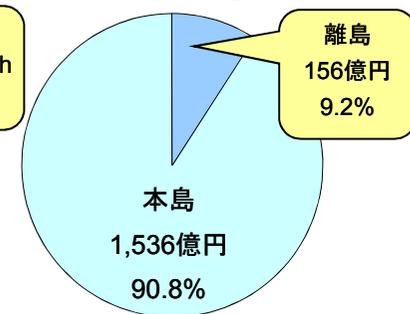


販売電力量、電灯電力料金ともに1割程度

販売電力量 (H26年度)
(全社7,531百万kWh)



電灯・電力料金 (H26年度)
(全社1,692億円)

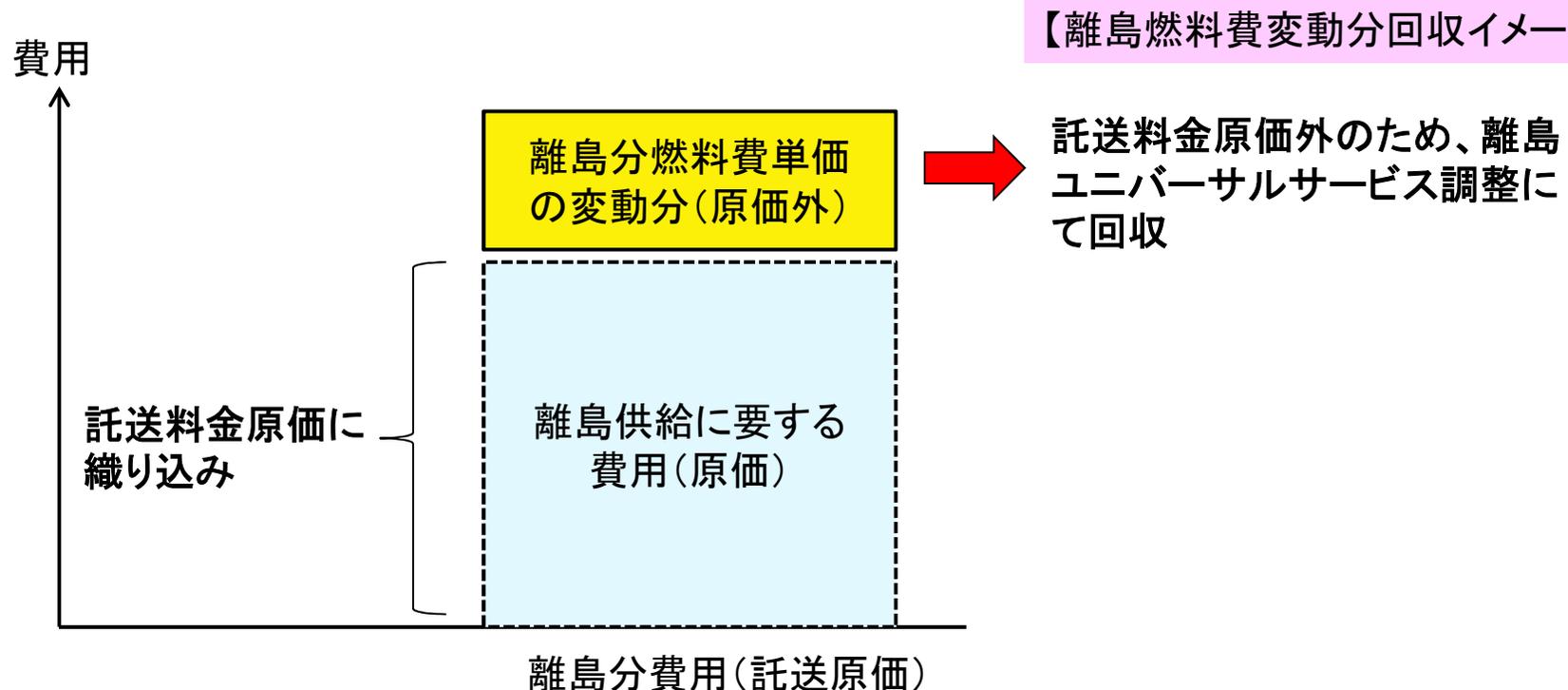


【系統一覧】 = …海底ケーブル - …橋梁添架ケーブル・架空線

本島系統	沖縄本島	=伊是名島	=伊平屋島	-野甫島	石垣系統	石垣島	=竹富島	=小浜島	=西表島	=鳩間島							
		=伊江島	=津堅島	=久高島		=水納島	=渡嘉敷島	=座間味島	=慶留間島	=黒島	=阿嘉島	=由布島					
宮古系統	宮古島	=池間島	=大神島	-来間島	渡嘉敷系統	渡嘉敷島	=水納島	=奥武島	-才一八島	※H28以降は本島系統へ連系							
		=伊良部島	-下地島	多良間系統			多良間島	久米島系統	久米島		その他(単独)	粟国島	北大東島	与那国島	渡名喜島	南大東島	波照間島

【参考】離島ユニバーサルサービス調整制度の導入

- 離島ユニバーサルサービスの実施により、離島における燃料費の変動については、新たに託送料金の中で調整する必要があります。
- このため、燃料費の変動を速やかに料金に反映すべく、離島ユニバーサルサービス調整制度を導入しました。
- この制度により、離島供給のための燃料費単価変動分(原価外)については、燃料費調整制度に準じ、託送料金として当社供給区域内の全てのお客さまにご負担いただくこととなります。



4. 制度変更に伴う影響について(事業報酬率)

- ▶ 今回の託送原価における事業報酬率については、算定方式が見直されております。(規制が残ることを踏まえ、原子力リスクが顕在化していない震災前の諸元を適用)
- ▶ その結果、今回の事業報酬率は1.9%となり、従来方式で算定した場合(3.0%)に比べ、1.1%低下しております。

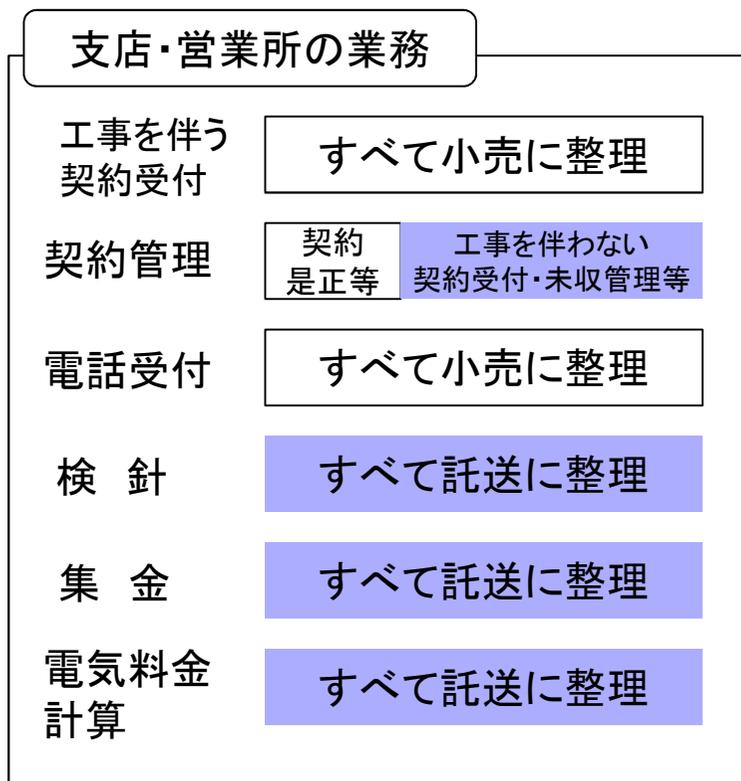
<事業報酬率算定概要>

	自己資本報酬率 (a)	他人資本報酬率 (b)	事業報酬率 (a)×0.3+(b)×0.7
従来方式	6.72%	1.44%	3.0%
	[算定方法] 公社債利回り(至近7年)×(1-β)+ 全産業ROE(至近7年)×β ※β値(至近2年)	[算定方法] ・電力10社平均有利子負債利率 (至近1年)	
申請原価	3.47%	1.17%	1.9%
	[算定方法] 公社債利回り(至近7年)×(1-β)+ 全産業ROE(至近7年)×β ※β値(震災前7年)	[算定方法] <u>公社債利回り(至近5年)</u> + <u>リスクプレミアム(震災前5年)</u>	
差異(申請原価-従来方式)			▲1.1%

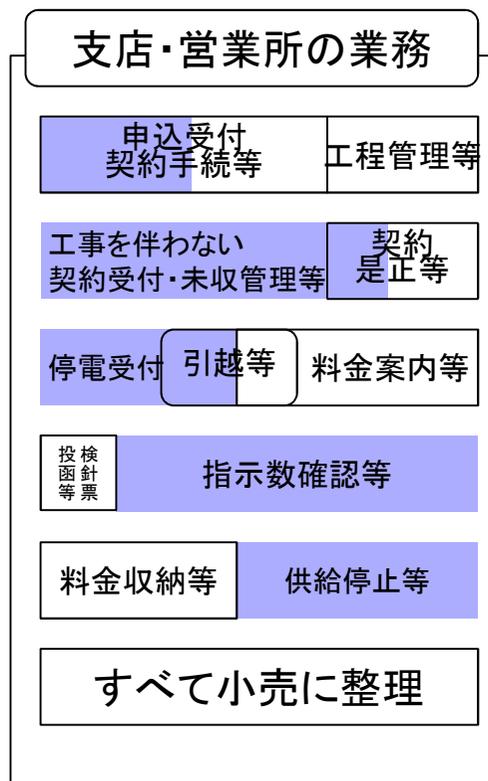
4. 制度変更に伴う影響について(営業および配電の業務区分見直し(営配分離))

- 支店及び営業所においては、営業部門(小売)と配電部門(託送)が一体となっていて行っている業務がございますが、平成28年4月以降の全面自由化に伴い、業務ごとに小売と託送の区分を見直した結果、見直し前の区分と比較して12億円/年、16銭/kWhの原価が減少いたしました。

【現行託送料金原価の整理】



【今回申請した託送料金原価の整理】



【単価影響】

合計▲16銭/kWh

16銭/kWh

▲7銭/kWh

1銭/kWh

▲2銭/kWh

▲19銭/kWh

▲5銭/kWh

□ 小売 ■ 託送

5. 託送供給等約款の見直し

5. 託送供給等約款の見直し(接続送電サービスメニュー)

- 今回設定したメニューの料金形態は以下のとおりです。
- これまでの特別高圧に加え、新たに低圧および高圧供給に対してもメニューを設定しました。
- また、電気使用実態の多様化を考慮し、時間帯別の料金メニューを設定しました。

供給電圧	料金形態	料金算定方法 等
低 圧	定額制料金メニュー	使用量が極めて少ないと見込まれる需要について、月額一定の料金で提供するメニュー
低 圧 高 圧 特別高圧	標準料金メニュー	【基本料金+電力量料金】
	時間帯別料金メニュー	時間帯ごとの送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえ、料金単価を設定したメニュー。夜間時間の託送料金を昼間時間に比して低く設定。 ※昼間時間とは、日曜日、祝祭日および当社が指定した日を除く午前9時～午後11時までの時間帯。 【基本料金+電力量料金(時間帯別使用電力量×時間帯別単価)】
	従量制料金メニュー	自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮したメニュー 【電力量料金のみ】
	臨時料金メニュー	契約期間が1年未満の需要に対し適用するメニュー 【基本料金+電力量料金】

5. 託送供給等約款の見直し(託送料金単価)

▶ 今回設定した低圧接続送電サービスの契約種別および料金単価は以下のとおりです。

(単位:円)

契約種別				単位	料金単価 (消費税等相当額含む)	
					新単価	旧単価
低圧	電灯定額 接続送電 サービス	電灯 料金	10Wまで	1 灯	47.01	—
			10Wまでをこえ20Wまで	1 灯	94.02	—
			20Wまでをこえ40Wまで	1 灯	188.04	—
			40Wまでをこえ60Wまで	1 灯	282.06	—
			60Wまでをこえ100Wまで	1 灯	470.10	—
			100Wをこえる100Wまでごとに	1 灯	470.10	—
		小型 機器 料金	50VAまで	1 機器	140.41	—
			50VAをこえ100VAまで	1 機器	280.82	—
			100VAをこえる100VAまでごとに	1 機器	280.82	—
	電灯標準 接続送電 サービス	基本料金		1契約	270.00	—
		電力量料金		1kWh	11.37	—
	電灯 時間帯別 接続送電 サービス	基本料金		1契約	270.00	—
		電力量料金	昼間時間	1kWh	12.87	—
			夜間時間	1kWh	9.39	—
	電灯従量接続送電サービス(※1)				1kWh	15.80
動力標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約		1kW	837.00	—
		主開閉器契約		1kW	685.80	—
	電力量料金		1kWh	8.50	—	
動力 時間帯別 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約		1kW	837.00	—
		主開閉器契約		1kW	685.80	—
	電力量料金	昼間時間	1kWh	9.60	—	
		夜間時間	1kWh	7.03	—	
動力従量接続送電サービス(※1)				1kWh	22.22	—

(※1) 自己等への電気の供給(自己託送)を希望されるときに適用します。

5. 託送供給等約款の見直し(託送料金単価)

▶ 高圧および特別高圧接続送電サービスの契約種別、料金単価は以下のとおりです。

(単位:円)

契約種別		単位	料金単価 (消費税等相当額含む)			
			新単価	旧単価		
高圧	高圧標準 接続送電 サービス	基本料金	1kW	621.00	—	
		電力量料金	1kWh	5.11	—	
	高圧 時間帯別 接続送電 サービス	基本料金	1kW	621.00	—	
		電力量料金	昼間時間	1kWh	5.76	—
			夜間時間	1kWh	4.26	—
	高圧従量接続送電サービス(※1)		1kWh	15.28	—	
	ピークシフト割引(※2)		1kW	529.20	—	
特別 高圧	特別高圧標準 接続送電 サービス	基本料金	1kW	464.40	403.92	
		電力量料金	1kWh	3.68	1.59	
	特別高圧 時間帯別 接続送電 サービス	基本料金	1kW	464.40	403.92	
		電力量料金	昼間時間	1kWh	4.14	1.75
			夜間時間	1kWh	3.09	1.37
	特別高圧従量接続送電サービス(※1)		1kWh	11.30	8.21	
	ピークシフト割引(※2)		1kW	394.20	343.44	

(※1) 自己等への電気の供給(自己託送)を希望されるときに適用します。

(※2) ピークシフト割引は、高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行った結果、1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、当社との協議が整ったときに適用します。

5. 託送供給等約款の見直し(託送料金単価)

▶ 臨時接続送電サービスの契約種別、料金単価は以下のとおりです。

(単位:円)

契約種別		単位	料金単価 (消費税等相当額含む)		
			新単価	旧単価	
低圧	電灯 臨時定額 接続送電 サービス	50VAまで	1日	4.16	—
		50VAをこえ100VAまで	1日	8.31	—
		100VAをこえ500VAまでの場合 100VAまでごとに	1日	8.31	—
		500VAをこえ1kVAまで	1日	83.10	—
		1kVAをこえ3kVAまでの場合 1kVAまでごとに	1日	83.10	—
	電灯臨時 接続送電 サービス	基本料金	1契約	電灯標準接続送電サービスの料 金率を10%割増し たもの	
		電力量料金	1kWh	—	
	動力臨時定額送電サービス		1kW1日	117.04	—
	動力臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	動力標準接続送電サービスの料 金率を20%割増し たもの	
		電力量料金	1kWh	—	
高圧	高圧臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	高圧標準接続送電サービスの料 金率を20%割増し たもの	
		電力量料金	1kWh	—	
特別 高圧	特別高圧臨時 接続送電 サービス	基本料金	1kW	特別高圧標準接 続送電サービスの 料金率を20%割 増したもの	
		電力量料金	1kWh	特別高圧標準接 続送電サービスの 料金率を20%割 増したもの	

・臨時接続送電サービスは、契約使用期間が1年未満の場合に適用します。

5. 託送供給等約款の見直し(託送料金単価)

▶ 予備送電サービスの契約種別、料金単価は以下のとおりです。

(単位:円)

契約種別		単位	料金単価 (消費税等相当額含む)	
			新単価	旧単価
高圧	予備送電サービスA	1kW	70.20	—
	予備送電サービスB	1kW	105.84	—
特別 高圧	予備送電サービスA	1kW	81.00	64.80
	予備送電サービスB	1kW	116.64	88.56

- ・予備送電サービスは、契約者が供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される場合に適用します。
- ・予備送電サービスA: 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合
- ・予備送電サービスB: 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合、または、常時利用変電所から常時利用と異なった電圧で利用する場合

【参考】低圧小売料金における託送料金の水準

小売料金メニュー	1ヶ月の使用量	電気料金 お支払額	託送料金 相当額
従量電灯	300kWh	8,369円 (474円)	3,681円
Eeらいふ (マイコン容量:5kW)	750kWh	14,879円 (1,185円)	8,401円
低圧電力 (契約電力:10kW, 力率:90%)	900kWh	26,715円 (1,422円)	13,509円

※電気料金お支払額には、燃料費調整額を含めておらず、平成27年5月分以降に適用する単価で算定した再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。

※電気料金お支払額の()内は再生可能エネルギー発電促進賦課金の再掲です。

※電気料金お支払額および託送料金相当額には、消費税等相当額を含みます。

※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みません。

※Eeらいふの電気料金お支払額には、全電化住宅割引および通電制御型夜間蓄熱式機器割引を適用しています。

※Eeらいふおよび低圧電力の電気料金お支払額は、「その他季」の電力量料金単価を適用しています。

※Eeらいふの使用量の内訳は、昼間時間100kWh、生活時間213kWh、夜間時間437kWh。

※低圧電力の電気料金お支払額には、力率割引を適用しています。

5. 託送供給等約款の見直し(近接性評価割引の見直し:割引単価)

【従来の近接性評価割引の考え方について】

当社系統における電力潮流は、本島中北部にある電源から需要偏在地である南部へと流れており、そのなかでも最大需要地域である那覇市を近接性評価地域として設定し、当該地域に電源を立地する場合には、潮流状況が改善されると見込まれることから、不要となるロス分を割引することとしておりました。

今回は、制度設計WGでのご議論内容を踏まえ、次のとおり見直しを行いました。

【近接性評価割引単価について】

➤ 以下の考え方にもとづき、受電電圧別に単価を設定しました。

①投資抑制に係る評価

近接性評価地域に電源を立地することにより、基幹系統(当社の場合、132kV)に係る設備投資が抑制されうることを評価し、減価償却等相当分を割引く。

②ロスに係る評価 ※従来の近接性評価割引の考え方

近接性評価地域に電源を立地することにより、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が不要となる点に着目し、受電電圧より上位系統のロス分を割引く。

なお、近接性評価割引は、「近接性評価エリアに立地する電源を、卸取引を通じて自ら利用する意思をもつ系統利用者に対する割引」と考えており、該当電源からの調達を、調達計画を通じて明示していただくことが前提と考えております。

5. 託送供給等約款の見直し(近接性評価割引の見直し:割引単価)

[近接性評価割引]

(単位:円)

	単 位	割引単価(消費税等相当額含む)	
		新単価	現 行 単 価
受電電圧が標準電圧6,000V以下の場合	1kWh	0.43	(特別高圧) 0.14
受電電圧が標準電圧6,000Vをこえ60,000V以下の場合	1kWh	0.35	
受電電圧が標準電圧60,000Vをこえる場合	1kWh	0.17	

※ 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。

【基幹系統に接続する電源に係る近接性評価割引単価について】

- 基幹系統に接続する電源についても、当該電源が接続することによる基幹系統内での設備投資抑制効果およびロス分を評価する必要があります。
- 基幹系統に接続する場合においては、潮流改善効果が一定程度見込める場合があるものの、基幹系統への接続地点により、その効果の度合いも異なること等を考慮し、特高電源の2分の1の評価といたしました。

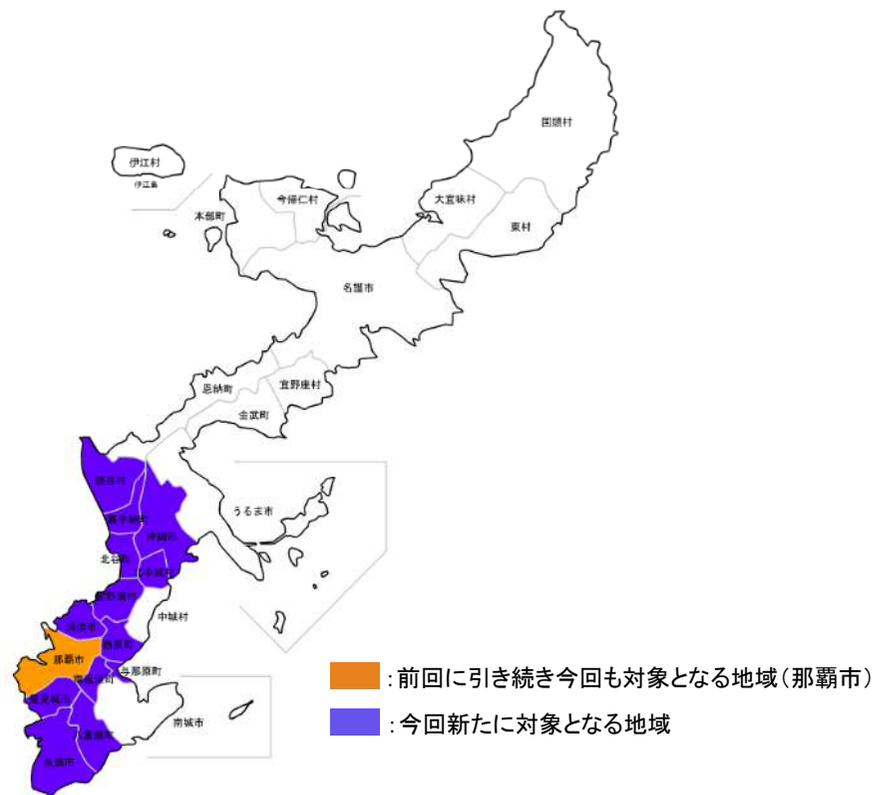
5. 託送供給等約款の見直し(近接性評価割引の見直し:割引対象エリア)

【割引対象エリアについて】

- 現行の託送制度では、県内最大の需要地(当社の場合、那覇市)に設置された特高電源を利用する場合には需要地近接性評価割引が適用されていますが、現行の近接性評価割引の考え方を基本として、対象地域の見直しを行いました。
- 具体的には、電源不足地域を対象とすべく、市町村単位で発電量と需要量を比較し、「当該市町村の需要量>当該市町村の発電量」となる地域を抽出し、そのうち、潮流改善効果が高いと見込まれる地域として、市町村単位での需要密度(需要量/面積)について、「当該市町村の需要密度>エリア全体の需要密度」となる地域を対象地域として設定しました。

【割引対象地域(市町村)】

那覇市	宜野湾市
浦添市	糸満市
沖縄市	豊見城市
読谷村	嘉手納町
北谷町	北中城村
西原町	与那原町
南風原町	八重瀬町



5. 託送供給等約款の見直し(インバランス料金の設定)

- ▶ 計画値同時同量の未達により生ずる電気の過不足を、当社の送配電部門が調整する「インバランス供給」について、その精算単価を以下のとおり設定しました。

○沖縄本島エリアにおけるインバランス料金について

本土と同様の卸取引所における市場価格をベースにした、インバランス料金を適用することとしております。

【インバランス料金の算定式】

$$\text{インバランス精算単価} = (\text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値}) \times \alpha + \beta$$

α = 系統全体の需給状況に応じた調整項

β = エリアの年平均の需給調整コスト — 全国の年平均の需給調整コスト

○離島地域におけるインバランス料金について

インバランス料金は当社エリア内の全離島において同一単価とし、30分ごとの変動料金制とはいたしません。また、不足、余剰の各インバランス料金は以下の式により算定します。

$$\text{不足インバランス精算単価} = (\text{総離島供給費} - \text{周波数等維持費用}) / \text{離島販売電力量}$$

$$\text{余剰インバランス精算単価} = \text{離島供給に係る電灯電力料} / \text{離島販売電力量}$$