

# 2022年度 一般送配電事業者の収支状況の 事後評価等について

第54回 料金制度専門会合  
事務局提出資料

2024年2月19日



# 本日の議論内容について

- 一般送配電事業者における2022年度の収支状況の確認について、2月5日付けで経済産業大臣から本委員会に意見を求められたところ。
- これを受け、2月13日に開催された第491回電力・ガス取引監視等委員会において、料金制度専門会合にて2022年度の一般送配電事業者の収支状況の事後評価及び追加的な分析・検証を行うこととされた。
- このため、一般送配電事業者の収支状況の事後評価等の実施・検証内容について、御報告させていただき、御議論いただきたい。

(参考) レベニューキャップ制度導入に伴う事後評価の扱いについて

電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等の一部を改正する訓令（20221021資第3号）により、事後評価に係る規定は一部を除き削除されたものの、電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（平12・05・29資第16号）附則（20221021資第3号）の規定により、施行日以前に開始した事業年度については引き続き従来の事後評価の対象となる。2023年度以降の収支状況については、レベニューキャップ制度における評価の枠組みで必要な検証を実施することとなる※。  
※本日の会合において、別の議題で御議論いただく予定。

# 1. 法令に基づく事後評価について

## 2. 2022年度託送収支に係る分析について

(1) 実績需要の経年変化

(2) 想定原価と実績費用の増減額

(3) 実績費用の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

## (参考) 根拠規定 (電気事業法)

(託送供給等約款に関する命令及び処分)

第十九条 経済産業大臣は、料金その他の供給条件が社会的経済的事情の変動により著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障があると認めるときは、一般送配電事業者に対し、相当の期限を定め、前条第一項の認可を受けた託送供給等約款 (同条第五項又は第八項の規定による変更の届出があつたときは、その変更後のもの) 又は同条第二項ただし書の認可を受けた料金その他の供給条件 (次項の規定による変更があつたときは、その変更後の託送供給等約款又は料金その他の供給条件) の変更の認可を申請すべきことを命ずることができる。

- 2 経済産業大臣は、前項の規定による命令をした場合において、同項の期限までに認可の申請がないときは、その託送供給等約款又は供給条件を変更することができる。
- 3 経済産業大臣は、前項の規定により託送供給等約款又は供給条件を変更したときは、速やかに、その変更の内容を当該一般送配電事業者に対して通知するものとする。

# (参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

## 第2 処分の基準

(15) 第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令  
(略)

## 附則 (20221021資第3号)

この訓令は、公布の日から施行する。ただし、この訓令による改正後の電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等第2(15)は、この訓令の施行日以後に開始する事業年度に係る会計の整理について適用し、**施行日前に開始した事業年度に係る会計の整理については、なお従前の例による。**

# (参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

## 【訓令が施行される前の規定】

### 第2 処分の基準

(15) 第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令

第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

① 第18条第1項の認可を受け、又は同条第5項若しくは第8項の規定により届け出られた託送供給等約款が、認可を受け、又は届け出られた当時は合理的なものであったとしても、例えば、物価の大幅な変動や需要構成の著しい変化があるなど社会的経済的事情の変動により著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障があると認められる場合

② **廃炉等実施認定事業者** (原子力損害賠償・廃炉等支援機構法 (平成23年法律第94号) 第55条の3に規定する「廃炉等実施認定事業者」をいう。以下この(15)において同じ。) **の子会社等である一般送配電事業者以外の一般送配電事業者** (以下□並びに③ハ及びニにおいて単に「一般送配電事業者」という。) **であって、次のいずれかの場合に該当する場合**

イ **電気事業託送供給等収支計算規則 (平成28年経済産業省令第47号) に基づき公表した最近の超過利潤累積額管理表において、当期超過利潤累積額が一定水準額を超過している場合** (ただし、当該超過利潤累積額管理表を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて定めた還元額を基準託送供給料金の原価に算入して基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

□ **電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率 (マイナス5パーセント) を超過している場合** (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

# (参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

## 【訓令が施行される前の規定】

③ 廃炉等実施認定事業者の子会社等である一般送配電事業者 (イ、ロ及びホにおいて「特定一般送配電事業者」という。) であって、次のいずれかの場合に該当する場合

イ 電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した最近の超過利潤累積額管理表において、当期超過利潤累積額が一定水準額の5分の3を超過している場合 (ただし、当該超過利潤累積額管理表を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、当該超過額に1から効率化比率(託送収支規則の規定により公表した最近の当期乖離額累積額の当期超過利潤累積額に占める割合に100分の50を乗じて得た値(当該値が1を上回る場合にあっては1と、当該当期乖離額累積額が零を下回る場合にあっては零とする。))をいう。)を控除して得た値を乗じて得た額と託送収支規則の規定により公表した最近の還元義務額残高の合計額を5で除して得た額に原価算定期間の年数を乗じて得た額(当該額が一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて算定された電気事業報酬の額を超える場合にあっては、当該電気事業報酬の額)を下回らない額であって、特定一般送配電事業者が定める額を基準託送供給料金の原価に算入して基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

ロ 電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率(マイナス3パーセント)を超過している場合 (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して特定一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

ハ 平成30年3月31日以降、一般送配電事業者のうち3社以上が第18条第5項の規定に基づき、経営効率化により料金を引き下げる託送供給等約款の変更届出を行った場合 (ただし、当該届出が行われた事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

ニ 1の年度において一般送配電事業者のうち5社以上が電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率(マイナス5パーセント)を超過している場合 (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

# (参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

## 【訓令が施行される前の規定】

ホ 電気事業会計規則(昭和40年通商産業省令第57号)に定める廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、次の式により算定した額の直近3事業年度の平均額を超過する場合(ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して特定一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の3第2項の規定により、廃炉等積立金を積み立てる日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

$$A - B \times (1 - C)$$

A 原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の4第5項の規定により通知された廃炉等積立金の額

B 特定一般送配電事業者の特定関係事業者(第22条の3第1項に規定する特定関係事業者をいい、過去に特定関係事業者であった者を含み、廃炉等実施認定事業者がその設立の日から引き続き発行済株式の全部を直接有するものに限る。以下このホにおいて同じ。)であって、小売電気事業を営む者(過去に小売電気事業を営んでいた者を含む。以下このホにおいて「特定小売電気事業者」という。)及び発電事業を営む者(過去に発電事業を営んでいた者を含む。以下このホにおいて「特定発電事業者」という。)の経常利益の合計値(特定小売電気事業者が行う小売電気事業又は特定発電事業者が行う発電事業に関して有する権利義務の全部又は一部を他の小売電気事業者又は発電事業者に承継させた場合は、承継を受けた当該小売電気事業を営む者又は発電事業を営む者(以下このホにおいて「承継会社」という。)の経常利益に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた経常利益の合計値を含み、承継会社からの配当益を除く。)

C 廃炉等実施認定事業者、特定一般送配電事業者、特定小売電気事業者及び特定発電事業者の有形固定資産額(承継会社がある場合は、承継会社の有形固定資産額に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた有形固定資産額を含む。)の合計値に占める当該特定一般送配電事業者の有形固定資産額の割合

なお、上記の判断に当たっては、託送供給等利用者と一般送配電事業者との間に託送供給等約款の設定について紛争が生じ、当事者間で解決できず、行政に紛争が持ち込まれた場合において、その過程において得られた情報を勘案することとする。

# (参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

## 【訓令による改正後の規定】

### 第2 処分の基準

(15) 第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令

第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

① 第18条第1項の認可を受け、又は同条第5項若しくは第8項の規定により届け出られた託送供給等約款が、認可を受け、又は届け出られた当時は合理的なものであったとしても、例えば、物価の大幅な変動や需要構成の著しい変化があるなど社会的経済的事情の変動により著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障があると認められる場合

② **廃炉等実施認定事業者** (原子力損害賠償・廃炉等支援機構法 (平成23年法律第94号) 第55条の3に規定する「廃炉等実施認定事業者」をいう。以下この②において同じ。) **の子会社等である一般送配電事業者** (以下この②において「特定一般送配電事業者」という。) であって、**電気事業会計規則 (昭和40年通商産業省令第57号) に定める廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、次の式により算定した額の直近3事業年度の平均額を超過する場合** (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して特定一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の3第2項の規定により、廃炉等積立金を積み立てる日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

$$A - B \times (1 - C)$$

A 原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の4第5項の規定により通知された廃炉等積立金の額

B 特定一般送配電事業者の特定関係事業者 (第22条の3第1項に規定する特定関係事業者をいい、過去に特定関係事業者であった者を含み、廃炉等実施認定事業者がその設立の日から引き続き発行済株式の全部を直接有するものに限る。以下この木において同じ。) であって、小売電気事業を営む者 (過去に小売電気事業を営んでいた者を含む。以下この木において「特定小売電気事業者」という。) 及び発電事業を営む者 (過去に発電事業を営んでいた者を含む。以下この木において「特定発電事業者」という。) の経常利益の合計値 (特定小売電気事業者が行う小売電気事業又は特定発電事業者が行う発電事業に関して有する権利義務の全部又は一部を他の小売電気事業者又は発電事業者に承継させた場合は、承継を受けた当該小売電気事業を営む者又は発電事業を営む者 (以下この木において「承継会社」という。) の経常利益に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた経常利益の合計値を含み、承継会社からの配当益を除く。)

C 廃炉等実施認定事業者、特定一般送配電事業者、特定小売電気事業者及び特定発電事業者の有形固定資産額 (承継会社がある場合は、承継会社の有形固定資産額に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた有形固定資産額を含む。) の合計値に占める当該特定一般送配電事業者の有形固定資産額の割合

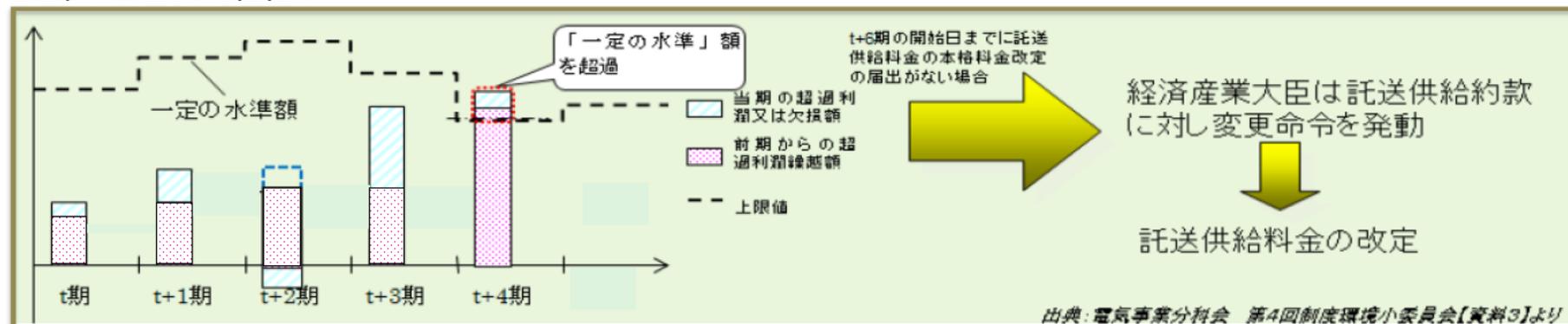
なお、上記の判断に当たっては、託送供給等利用者と一般送配電事業者との間に託送供給等約款の設定について紛争が生じ、当事者間で解決できず、行政に紛争が持ち込まれた場合において、その過程において得られた情報を勘案することとする。

# ①ストック管理とフロー管理による事後評価の概要

- 旧託送料金制度では、超過利潤累積額が一定の水準を超過（ストック管理）するか、もしくは、想定単価と実績単価の乖離率が一定比率を超過（フロー管理）した場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款の変更命令を発動。
- なお、レベニューキャップ制度導入に伴い各社において2023年4月に新たな託送料金が適用されていることから、**ストック管理**について、当期超過利潤累積額は零とされるため、**基準に抵触しない**。

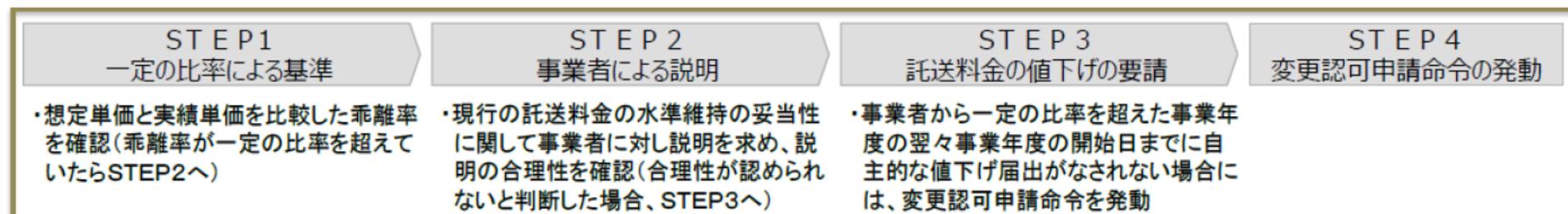
## ＜ストック管理方式＞

超過利潤累積額が一定の水準を超えた場合で、翌々事業年度の開始日まで値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）の変更命令を発動する仕組み



## ＜フロー管理方式＞

「想定単価と実績単価の乖離率（原価とのズレ）」を確認し、乖離率が一定の比率を超え、事業者の説明に料金水準維持の合理性が認められない場合で、翌々事業年度の開始日まで値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）の変更命令を発動する仕組み



# ① - 1. 超過利潤累積額管理表による事後評価の結果（ストック管理）

- 前頁に記載のとおり、当期超過利潤累積額は各社とも零のため、**基準に抵触しない**。  
 （参考）仮に、2023年4月の託送料金改定がなく、従来通りに基準への抵触を判定した場合でも、各社とも基準への抵触はなかった（2021年度末時点の当期超過利潤累積額又は欠損累積額 + 2022年度の当期超過利潤額又は欠損額 < 2022年度の一定の水準）こととなる。

(単位：億円)	当期純利益 又は純損失	当期超過利潤額 又は欠損額	当期超過利潤累積額 又は欠損累積額	一定の水準※ <sup>1</sup>	基準への抵触
北海道電力NW	▲66	▲50	－	179	－
東北電力NW	159	36	－	490	－
東京電力PG	512	▲60	－	741※ <sup>2</sup> (1,235×3/5=741)	－
中部電力PG	80	▲84	－	577	－
北陸電力送配電	▲1	▲28	－	84	－
関西電力送配電	▲260	▲442	－	642	－
中国電力NW	47	▲75	－	177	－
四国電力送配電	78	32	－	121	－
九州電力送配電	148	36	－	504	－
沖縄電力	▲5	▲33	－	44	－

※ 1 送配電部門に係る固定資産の期首期末平均帳簿価額に、2022年度において適用した託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率を乗じて算定。  
 ※ 2 東京電力PGにおける「一定の水準」は1,235億円だが、廃炉等負担金を踏まえ、同社における基準への抵触の判定に適用される水準は741億円。  
 ※ 3 2020年12月に電気事業託送供給等収支計算規則が改正され、不適切な発注・契約による支出増（超過契約額）については、託送料金に係る超過利潤の計算において費用として扱ってはならないこととされたが、2022年度について、超過契約額が確認された事業者はなかった。  
 ※ 4 数値は、小数点以下を四捨五入しているため、各事業者が公表した託送供給等収支関連書類の数値（小数点以下を切捨て）と異なる場合がある（以降同様）。  
 （出典）各社公表資料（2024年2月19日時点。以降同様）等より事務局作成

## 【参考】2021年度の事後評価の結果（ストック管理）

- 当期超過利潤累積額について、値下げ命令の発動基準となる「一定の水準※1」（東京電力PGにおいては「一定の水準」の3 / 5 ※2）を超過した事業者はいなかった。

(単位：億円)	当期純利益 又は純損失	当期超過利潤額 又は欠損額	当期超過利潤累積額 又は欠損累積額	一定の水準※1	基準への抵触
北海道電力NW	12	▲44	▲676	178	無
東北電力NW	368	170	▲595	486	無
東京電力PG	710	85	399	733※2 (1,222×3/5=733)	無
中部電力PG	81	▲186	▲526	574	無
北陸電力送配電	70	21	▲53	82	無
関西電力送配電	97	▲230※3	▲774※3	637	無
中国電力NW	169	20	▲417	174	無
四国電力送配電	89	45	▲206	121	無
九州電力送配電	129	▲40	238	492	無
沖縄電力	▲17	▲53	▲159	42	無

※1 送配電部門に係る固定資産の期首期末平均帳簿価額に託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率を乗じて算定。

※2 東京電力PGにおける「一定の水準」は1,222億円だが、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準（733億円）を適用。

※3 関西電力送配電については、2021年度までに支出が確認された超過契約額（4.6億円）を当期欠損額及び当期欠損累積額に反映（減算）済（詳細12頁）。  
なお、同社は2021年度中のインバランス料金誤算定（詳細13頁）について公表したところであるものの、再精算実施による各社託送収支への影響額（算定中）については、再精算を実施する年度の託送収支に反映されるため、今回2021年度の事後評価には影響を及ぼさない。

※4 数値は、小数点以下を四捨五入しているため、各事業者が公表した託送供給等収支関連書類の数値（小数点以下を切捨て）と異なる場合がある（以下同様）。

(出典)各社公表資料（2023年2月24日時点。以降同様）等より事務局作成

# (参考) 北海道電力ネットワークの託送収支計算書 (抜粋)

第6表

## 超過利潤累積額管理表

2022年4月 1日から

2023年3月31日まで

(単位 百万円)

項目	金額	備考
前期超過利潤累積額(又は前期欠損累積額)① (うち前期乖離額累積額)⑦	- (-)	
当期超過利潤額(又は当期欠損額)② (うち想定原価と実績費用との乖離額)⑧	△ 4,950 (6,415)	
還元額③	-	
当期超過利潤累積額(又は当期欠損累積額)④=①+②-③ (うち当期乖離額累積額)⑨=⑦+⑧	- (-)	
一定水準額⑤	17,895	平均帳簿価額: 617,101 事業報酬率: 2.9%
一定水準超過額⑥=④-⑤	-	

(記載注意)

- 前期超過利潤累積額(又は前期欠損累積額)は、この省令の規定により公表された最近の当期超過利潤累積額(又は当期欠損累積額)を記載すること。ただし、事業年度(開始の日を除く。)及び翌事業年度の開始の日において託送算定規則第25条第1項(託送算定規則第30条第1項において読み替えて準用する場合を含む。以下同じ。)の規定により設定した料金を実施する場合は、零とすること。
- 還元額は、託送供給等約款の料金を設定した際に事業者が定めた額を原価算定期間の年数で除して得た額を基に算定すること。
- 当期超過利潤累積額(又は当期欠損累積額)は、事業年度(開始の日を除く。)において託送算定規則第25条第1項の規定により設定した料金を実施する場合は当該実施後の当期超過利潤額(又は当期欠損額)に相当する額を記載することとし、翌事業年度の開始の日において託送算定規則第25条第1項の規定により設定した料金を実施する場合は、零とすること。
- 一定水準額は、送配電部門に係る固定資産の期首と期末における帳簿価額(超過契約額に係る帳簿価額を除く。)を平均した額(以下「平均帳簿価額」という。)に託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率(平成24年7月25日以降改正法第1条の規定による改正前の法(以下「旧法」という。)第19条第1項の認可を受けた一般送配電事業者たる法人にあっては、改正法の施行の日の翌日以降に法第18条第1項の規定による託送供給等約款の認可があったとき、同条第5項の規定による託送供給等約款の変更の届出があったとき、又は法第19条第2項の規定による変更があったときまでの間は、直近の旧法第24条の3第1項の規定による届出に係る託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率(以下単に「事業報酬率」という。))を乗じて算定すること。
- 平均帳簿価額及び事業報酬率を、備考欄に記載すること。
- 一定水準超過額は、零を下回る場合にあっては零とすること。
- 前期乖離額累積額は、この省令の規定により公表された最近の当期乖離額累積額を記載すること。ただし、事業年度(開始の日を除く。)及び翌事業年度の開始の日において託送算定規則第25条第1項の規定により設定した料金を実施する場合は、零とすること。
- 当期乖離額累積額は、事業年度(開始の日を除く。)において託送算定規則第25条第1項の規定により設定した料金を実施する場合は当該実施後の当期乖離額累積額に相当する額を記載することとし、翌事業年度の開始の日において託送算定規則第25条第1項の規定により設定した料金を実施する場合は、零とすること。
- 必要に応じ、金額の算定根拠を脚注として記載すること。

# ① - 1. 超過利潤累積額管理表による事後評価の結果（ストック管理） （参考）当期超過利潤額（当期欠損額）の発生理由

（単位：億円）	2022年度 当期超過利潤額 （当期欠損額）	主な発生理由
北海道電力NW	▲50	経営全般にわたって徹底した効率化に努めたものの、調整力費用の増加や節電・省エネの進展等で需要が想定を下回ったこと等により、欠損が発生。
東北電力NW	36	省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、工事厳選により修繕費が、減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲256億円※）こと等により、超過利潤が発生。
東京電力PG	▲60	全社を挙げて継続的なコスト削減に努めたものの、当該コスト削減分を原資とし、廃炉等負担金を計上したこと等により、欠損が発生。
中部電力PG	▲84	工事の厳選や減価償却方法変更（▲213億円※）等により設備関連費は想定を下回ったものの、燃料価格高騰等による調整力費用の増加、省エネの進展等に伴う需要の減少等により、欠損が発生。
北陸電力送配電	▲28	産業用の需要が想定を下回ったこと及び燃料価格高騰等により調整力費用が増加したこと等により、欠損が発生。
関西電力送配電	▲442	節電・省エネ等により、想定に比べて、関西エリアの電力需要が大きく減少し、送配電部門における営業収益が大幅に減少し、欠損が発生。
中国電力NW	▲75	減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲123億円※）ものの、節電・省エネの進展等で需要が想定を下回ったこと等により、欠損が発生。
四国電力送配電	32	節電・省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲43億円※）こと等により、超過利潤が発生。
九州電力送配電	36	省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲225億円※）こと等により、超過利潤が発生。
沖縄電力	▲33	人数・単価両面での給料手当の増加や、燃料価格の上昇に伴う燃料費の増加等により、欠損が発生。

※各社とも、減価償却費の変動額のうち減価償却方法変更に係る変更実施年度における影響額を記載。

（出典）各社公表資料、提出資料等より事務局作成

## ① - 2. 乖離率計算書による事後評価の結果（フロー管理）

- 各社とも2023年4月に託送料金を改定済であるが、実績単価の想定単価からの乖離率について、**値下げ命令の発動基準となる「▲5%」（東京電力PGにおいては「▲3%」※4）を超過した事業者はいなかった。**

(単位:円/kWh)		想定単価※1	実績単価※2、3	乖離率	基準への抵触
北海道電力NW	補正前	5.98	6.56	9.70%	無
	補正後		6.56	9.70%	
東北電力NW	補正前	5.76	5.84	1.39%	無
	補正後		5.86	1.74%	
東京電力PG	補正前	5.03	5.32	5.77%	無※4
	補正後		5.35	6.36%	
中部電力PG	補正前	4.72	4.84	2.54%	無
	補正後		4.85	2.75%	
北陸電力送配電	補正前	4.58	4.82	5.24%	無
	補正後		4.84	5.68%	
関西電力送配電	補正前	4.77	5.16	8.18%	無
	補正後		5.17	8.39%	
中国電力NW	補正前	4.68	4.85	3.63%	無
	補正後		4.87	4.06%	
四国電力送配電	補正前	5.49	5.59	1.82%	無
	補正後		5.62	2.37%	
九州電力送配電	補正前	5.27	5.45	3.42%	無
	補正後		5.49	4.17%	
沖縄電力	補正前	6.87	7.54	9.75%	無
	補正後		7.63	11.06%	

※1 2020～2022年度における送配電関連原価の合計額を、原価算定期間の送配電関連需要の想定量で除して算定。

※2 補正前の実績単価は、2020～2022年度の実績費用の合計額を、同期間の需要の実績量の合計で除して算定。

※3 補正後の実績単価は、電力広域的運営推進機関の需要想定要領に定めのある気象補正等を反映した需要量及び当該需要補正を踏まえて補正した費用を用いて算定。

※4 東京電力PGについては、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準（▲3%）を適用。

(出典)各社公表資料等より事務局作成

## ② 廃炉等負担金を踏まえた事後評価の概要（東京電力パワーグリッド）

- 「原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針」（2016年12月20日閣議決定）において、東京電力福島第一原子力発電所の廃炉を着実に実施すべく、東京電力グループ全体で総力を挙げて責任を果たしていくことが必要とされた。
- このため、2017年10月の制度改正により、送配電事業における合理化分を廃炉に要する資金に充てることができるよう、東京電力PGが支払う「廃炉等負担金」は「費用」として扱われることとなったが、他方、廃炉費用の捻出のために託送料金の値下げ機会が不当に損なわれぬよう、東京電力PGに関しては、料金値下げ命令に関する新たな評価基準が設けられている（2018年3月（一部は2020年3月）施行）。

### <東京電力PGにおける値下げ命令に関する評価基準の概要>

- 以下の基準のいずれかの場合に該当する場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）に対する変更命令を発動する仕組み

<p>① 通常のス톡管理・フロー管理に比べて厳格な基準</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 超過利潤累積額が、通常のス톡管理基準（一定水準額＝固定資産額×事業報酬率）の3／5を超過する場合、もしくは、</li> <li>● 想定原価と実績単価の乖離率が、▲3%（通常のス톡管理基準（▲5%）の3／5）を超過する場合</li> </ul>
<p>② 他の一般送配電事業者の経営効率化状況との比較</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 他の一般送配電事業者の3社以上が託送料金を値下げする場合、もしくは、</li> <li>● 他の一般送配電事業者の5社以上の想定原価と実績単価の乖離率が▲5%を超過している場合</li> </ul>
<p>③ 東京電力グループ他社の資金負担との比較</p> <p>※ 当該基準は2020年3月31日施行であるため、2019年度託送収支の事後評価から適用される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、以下の式により算定した額の3事業年度の平均額を超過する場合</li> </ul> <p>算定式 <math>A - B \times (1 - C)</math></p> <p>A：廃炉等積立金の額</p> <p>B：東京電力グループ他社（東京電力EP、東京電力FP、東京電力RP及びJERA）の経常利益の合計値</p> <p>C：東京電力PGの有形固定資産比率</p>

## ② 廃炉等負担金を踏まえた事後評価の結果（東京電力パワーグリッド）

- 東京電力PGにおいては、廃炉等負担金を踏まえ厳格な値下げ基準が適用されるどころ、2022年度の収支状況について確認した結果、当該基準に達していなかった。

### ① 通常のス톡管理・フロー管理に比べて厳格な基準

- 超過利潤累積額が、通常のス톡管理基準（一定水準額 = 固定資産額 × 事業報酬率）の 3 / 5 を超過する場合、  
もしくは、
- 想定原価と実績単価の乖離率が、▲ 3 %（通常のス톡管理基準（▲ 5 %）の 3 / 5）を超過する場合

- 東京電力PGの当期超過利潤累積額は零となるため、基準に抵触しない。
- 乖離率は、5.77%（補正後 6.36%）となり、▲ 3 %を超過していない。

### ② 他の一般送配電事業者の経営効率化状況との比較

- 他の一般送配電事業者の 3 社以上が託送料金を値下げする場合、  
もしくは、
- 他の一般送配電事業者の 5 社以上の想定原価と実績単価の乖離率が▲ 5 %を超過している場合

- 値下げを予定している一般送配電事業者はいない。
- 他の一般送配電事業者のいずれも乖離率が▲ 5 %を超過していない。

### ③ 東京電力グループ他社の資金負担との比較

※ 当該基準は2020年3月31日施行であるため、2019年度託送収支の事後評価から適用。

- 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近 3 事業年度の平均額が、以下の式により算定した額の 3 事業年度の平均額を超過する場合  
算定式  $A - B \times (1 - C)$   
A：廃炉等積立金の額  
B：東京電力グループ他社（東京電力EP、東京電力FP、東京電力RP及びJERA）の経常利益の合計値  
C：東京電力PGの有形固定資産比率

- 左記の算定式により算出した直近 3 事業年度（2020～2022年度）の平均額は2,942億円。
- 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近 3 事業年度（2020～2022年度）の平均額は1,260億円となり、2,942億円を超過していない。

1. 法令に基づく事後評価について

2. **2022年度託送収支に係る分析について**

**(1)前提となる需要の経年変化**

(2)想定原価と実績費用等の比較

(3)実績費用等の経年変化

(4)実績単価の経年変化

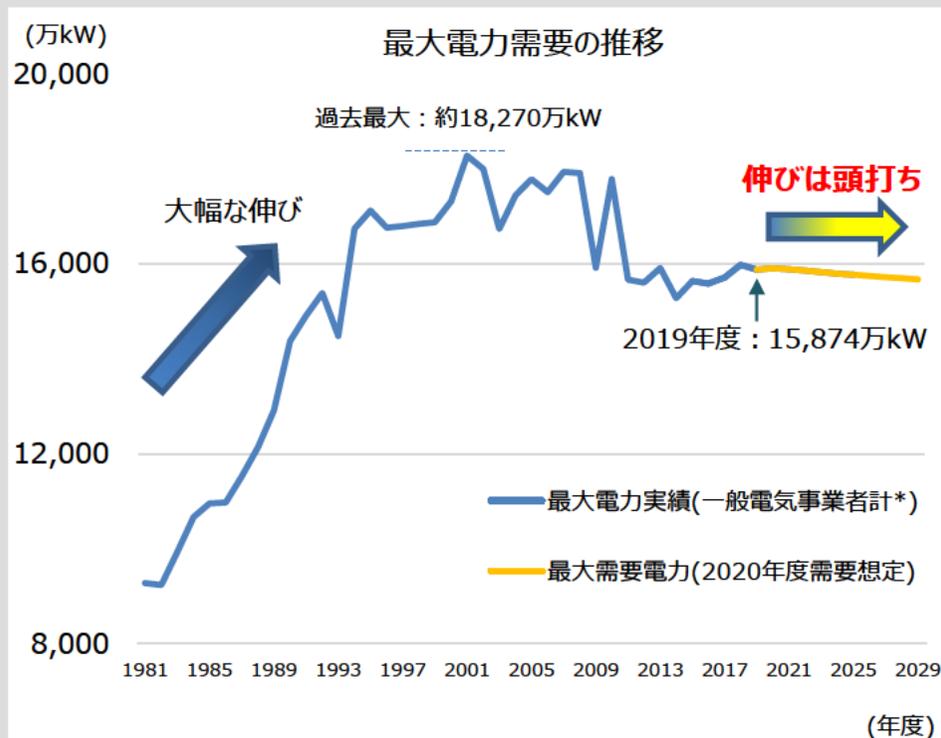
# (参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (1)

2020年7月30日  
第1回料金制度専門会合資料3  
(一部修正)

- 2030年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

## 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

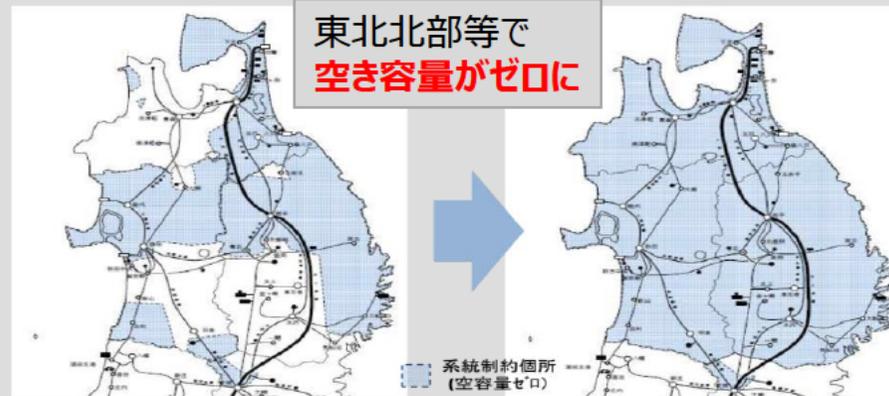


図1 平成28年4月28日付公表

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%
<b>再エネ合計</b>	<b>12,989~13,214</b>	<b>7,324</b>	<b>77~80%</b>

(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 19

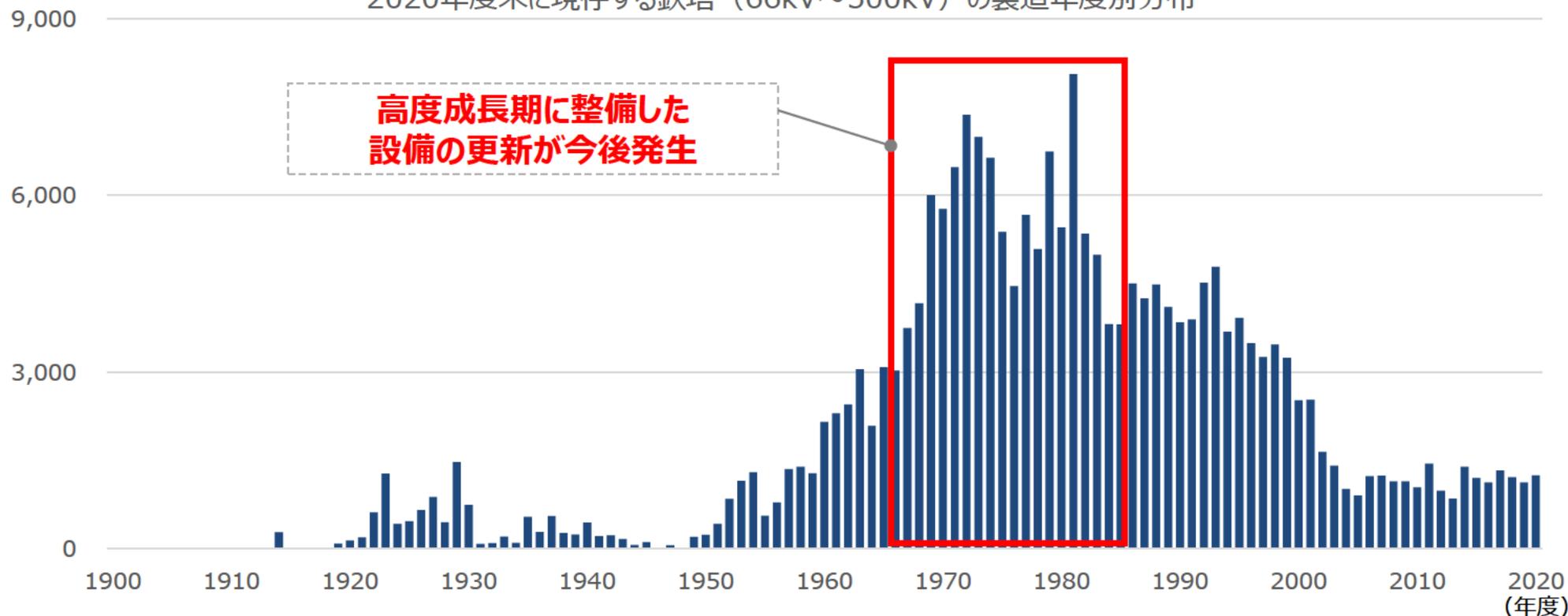
# (参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (2)

2020年7月30日  
第1回料金制度専門会合資料3  
(一部修正)

- 加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新に多額の資金が必要になると見込まれている。
- こうした事業環境の変化に対応するためにも、経営効率化等の取り組みによりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネ拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

## 送配電網の設備更新投資

2020年度末に現存する鉄塔 (66kV~500kV) の製造年度別分布



(出典) 電力広域的運営推進機関 広域系統長期方針 (2023年3月) を一部加工

# 需要量 (kWh) の年度別実績

● 2022年度の需要量 (kWh) は、四国及び沖縄を除く8事業者において、前年度比減少。

原価算定期間 (単位:億kWh)	原価 算定期間	想定 需要量※1	2012	2013	2014	2015	2016 ※2	2017	2018	2019	2020	2021	2022
北海道	2013 -2015	319	313 (-)	307 (▲1.7%)	300 (▲2.4%)	295 (▲1.7%)	300 (1.7%)	298 (▲0.6%)	293 (▲1.7%)	295 (0.7%)	286 (▲3.1%)	287 (0.3%)	286 (▲0.3%)
東北	2013 -2015	800	783 (-)	779 (▲0.5%)	772 (▲0.8%)	762 (▲1.4%)	779 (2.2%)	790 (1.5%)	784 (▲0.7%)	770 (▲1.9%)	768 (▲0.3%)	790 (2.9%)	770 (▲2.4%)
東京	2012 -2014	2,899	2,802 (-)	2,807 (0.2%)	2,737 (▲2.5%)	2,699 (▲1.4%)	2,724 (0.9%)	2,776 (1.9%)	2,755 (▲0.7%)	2,705 (▲1.8%)	2,674 (▲1.1%)	2,704 (1.1%)	2,665 (▲1.5%)
中部	2014 -2016	1,283	1,277 (-)	1,284 (0.5%)	1,260 (▲1.9%)	1,242 (▲1.4%)	1,272 (2.4%)	1,304 (2.5%)	1,301 (▲0.3%)	1,273 (▲2.2%)	1,241 (▲2.5%)	1,276 (2.8%)	1,247 (▲2.3%)
北陸	2016 -2018	284	280 (-)	280 (0.0%)	279 (▲0.7%)	275 (▲1.2%)	284 (3.1%)	292 (2.9%)	285 (▲2.2%)	276 (▲3.5%)	271 (▲1.6%)	281 (3.8%)	273 (▲3.2%)
関西	2013 -2015	1,486	1,457 (-)	1,447 (▲0.7%)	1,400 (▲3.2%)	1,361 (▲2.8%)	1,385 (1.8%)	1,407 (1.6%)	1,384 (▲1.6%)	1,357 (▲2.0%)	1,324 (▲2.4%)	1,355 (2.4%)	1,343 (▲0.9%)
中国	2016 -2018	602	591 (-)	594 (0.5%)	584 (▲1.8%)	574 (▲1.6%)	592 (3.2%)	592 (▲0.1%)	585 (▲1.1%)	575 (▲1.8%)	561 (▲2.3%)	574 (2.2%)	564 (▲1.8%)
四国	2013 -2015	278	274 (-)	272 (▲0.6%)	265 (▲2.7%)	260 (▲2.0%)	265 (2.0%)	269 (1.7%)	260 (▲3.4%)	254 (▲2.3%)	252 (▲0.7%)	256 (1.3%)	256 (0.1%)
九州	2013 -2015	857	841 (-)	850 (1.1%)	827 (▲2.7%)	818 (▲1.0%)	838 (2.4%)	859 (2.5%)	840 (▲2.3%)	818 (▲2.6%)	809 (▲1.2%)	831 (2.7%)	827 (▲0.4%)
沖縄	2016 -2018	78	73 (-)	75 (3.4%)	75 (▲0.3%)	76 (1.6%)	80 (4.1%)	79 (▲0.3%)	77 (▲2.9%)	78 (1.3%)	78 (▲0.6%)	79 (1.2%)	80 (1.8%)

※1 各社の原価算定期間 (2022年度において適用した託送料金の算定に係る原価算定期間) における想定需要量の年度平均値。

※2 2016年度制度変更により、2016年度以降は新規需要分が含まれる。

※3 カッコ内は対前年度増減率。

(出典)各社提出資料より事務局作成

# 需要kW（契約kW）の年度別実績

- 2022年度の需要kW（契約kW）は、北海道を除く9事業者において前年度比増加。

(単位:万kW)	2012	2013	2014	2015	2016※1,2	2017	2018	2019	2020	2021	2022
北海道	20,540 (-)	20,523 (▲0.1%)	20,710 (0.9%)	20,792 (0.4%)	19,209 (▲7.6%)	20,441 (6.4%)	20,623 (0.9%)	20,755 (0.6%)	20,669 (▲0.4%)	21,472 (3.9%)	21,463 (▲0.0%)
東北	51,058 (-)	51,494 (0.9%)	52,108 (1.2%)	52,655 (1.1%)	48,314 (▲8.2%)	50,706 (5.0%)	51,277 (1.1%)	51,677 (0.8%)	53,053 (2.7%)	55,235 (4.1%)	55,967 (1.3%)
東京	196,483 (-)	196,971 (0.2%)	198,068 (0.6%)	198,886 (0.4%)	184,032 (▲7.5%)	190,894 (3.7%)	193,227 (1.2%)	194,154 (0.5%)	193,783 (▲0.2%)	195,471 (0.9%)	197,033 (0.8%)
中部	83,246 (-)	83,563 (0.4%)	83,937 (0.4%)	84,346 (0.5%)	77,648 (▲7.9%)	81,032 (4.4%)	82,241 (1.5%)	82,665 (0.5%)	78,212 (▲5.4%)	78,328 (0.1%)	78,434 (0.1%)
北陸	17,531 (-)	17,646 (0.7%)	17,818 (1.0%)	18,102 (1.6%)	16,825 (▲7.1%)	17,414 (3.5%)	17,812 (2.3%)	17,849 (0.2%)	17,897 (0.3%)	18,146 (1.4%)	18,298 (0.8%)
関西	88,401 (-)	87,987 (▲0.5%)	87,719 (▲0.3%)	87,406 (▲0.4%)	78,300 (▲10.4%)	81,053 (3.5%)	80,984 (▲0.1%)	79,486 (▲1.8%)	73,688 (▲7.3%)	76,299 (3.5%)	77,095 (1.0%)
中国	36,572 (-)	36,679 (0.3%)	36,958 (0.8%)	36,916 (▲0.1%)	33,374 (▲9.6%)	34,705 (4.0%)	34,400 (▲0.9%)	34,191 (▲0.6%)	29,084 (▲14.9%)	30,802 (5.9%)	31,928 (3.7%)
四国	18,543 (-)	18,516 (▲0.1%)	18,512 (▲0.0%)	18,530 (0.1%)	16,885 (▲8.9%)	17,452 (3.4%)	17,581 (0.7%)	17,271 (▲1.8%)	15,872 (▲8.1%)	16,017 (0.9%)	16,055 (0.2%)
九州	58,877 (-)	59,274 (0.7%)	59,636 (0.6%)	59,967 (0.6%)	52,857 (▲11.9%)	56,248 (6.4%)	56,998 (1.3%)	56,937 (▲0.1%)	58,416 (2.6%)	59,336 (1.6%)	59,564 (0.4%)
沖縄	4,945 (-)	5,021 (1.5%)	5,122 (2.0%)	5,217 (1.8%)	4,897 (▲6.1%)	5,266 (7.5%)	5,332 (1.2%)	5,427 (1.8%)	5,590 (3.0%)	5,712 (2.2%)	5,809 (1.7%)

※1 2015年度から2016年度にかけての実績需要kWの減少は、2016年度制度変更によって低圧託送契約に実量契約が導入され、負荷設備契約の一部が実量契約に切り替わったことが要因の一つ(第9回制度設計WG)。

※2 2016年度制度変更により、2016年度以降は新規需要分が含まれる。

※3 カッコ内は対前年度増減率。

(出典)各社提出資料より事務局作成

1. 法令に基づく事後評価について

**2. 2022年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

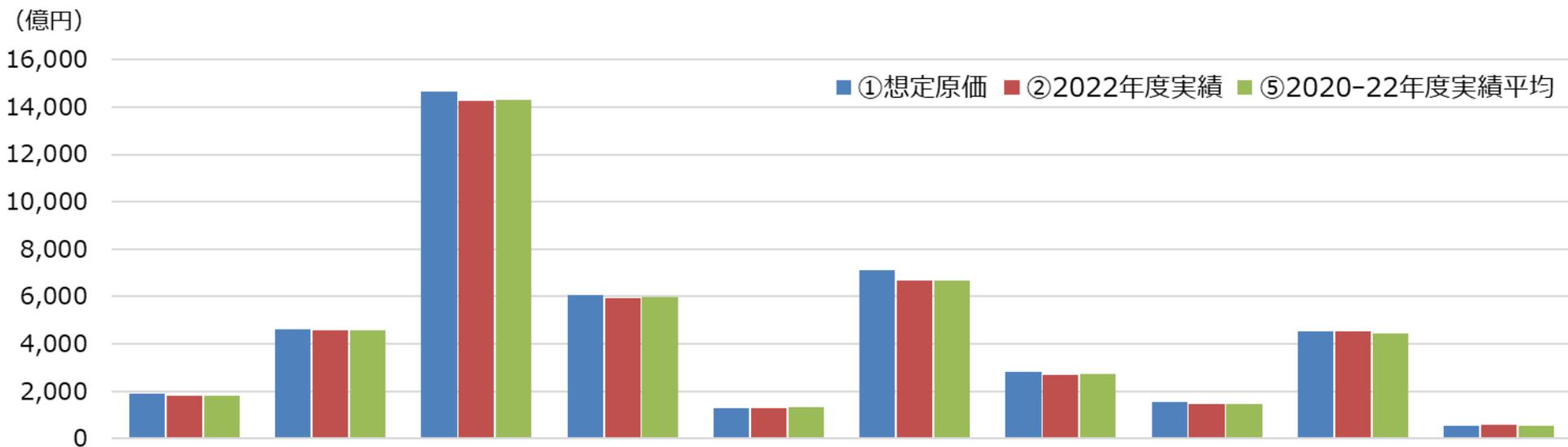
**(2) 想定原価と実績費用等の比較**

(3) 実績費用等の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

# ① 想定原価と2022年度実績収入の比較（乖離額、乖離率）

- 節電・省エネ等の影響により、需要量の実績が想定を下回る傾向が継続するなか、沖縄を除く9社において、実績収入が想定原価（=想定収入）を下回った。沖縄は、乖離率が2021年度（+3.8%）から拡大した。
- 実績収入を直近3年間で均した値については、北陸・沖縄を除く8社で想定原価を下回った。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,909	4,612	14,644	6,058	1,301	7,131	2,814	1,550	4,542	535
②2022年度実績	1,795	4,589	14,251	5,927	1,285	6,691	2,699	1,462	4,509	563
③乖離額(=②-①)	▲114	▲23	▲393	▲131	▲16	▲440	▲115	▲88	▲33	28
④乖離率(=③÷①)	▲6.0%	▲0.5%	▲2.7%	▲2.2%	▲1.2%	▲6.2%	▲4.1%	▲5.7%	▲0.7%	5.3%
⑤2020-22年度平均 (乖離額=⑤-①)	1,805 (▲104)	4,585 (▲27)	14,286 (▲358)	5,984 (▲74)	1,308 (6)	6,664 (▲467)	2,731 (▲83)	1,449 (▲102)	4,453 (▲89)	556 (21)

(出典) 各社提出資料より事務局作成

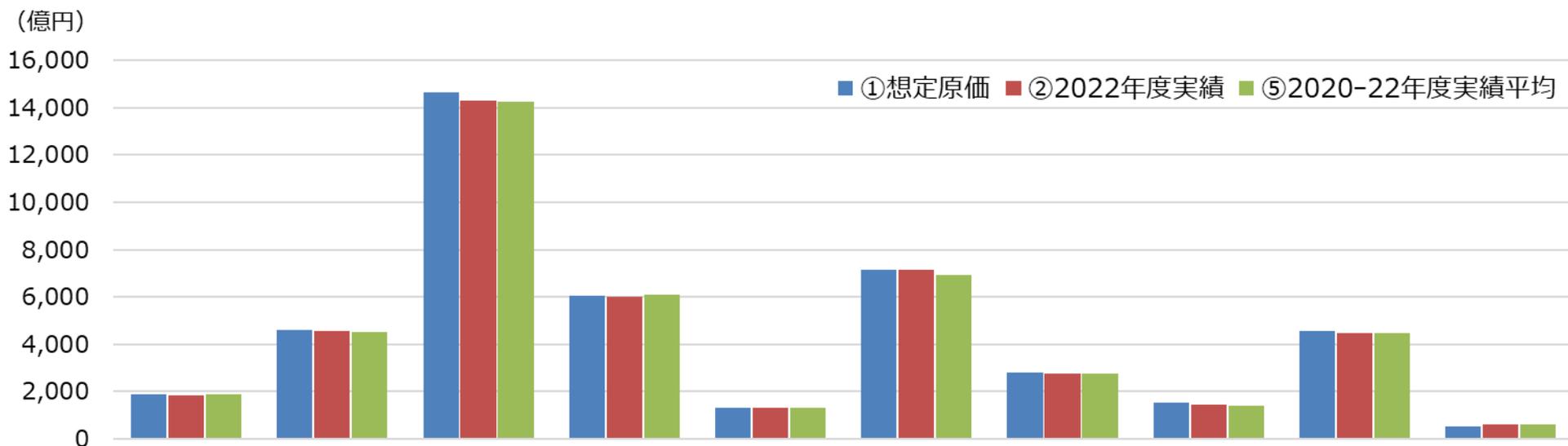
# ① 想定原価と2022年度実績収入の比較（乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由
北海道電力NW	▲114	節電・省エネの進展、産業用需要の減少等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	▲23	省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
東京電力PG	▲393	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
中部電力PG	▲131	省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
北陸電力送配電	▲16	産業用需要の減少等により、想定＞実績となった。
関西電力送配電	▲440	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
中国電力NW	▲115	節電・省エネの進展や電気料金高騰に伴う節電等による需要の減少等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲88	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	▲33	省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
沖縄電力	28	原価算定時の計画に比べ、低圧の需要が増加したことにより、想定＜実績となった。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（費用全体：乖離額、乖離率）

- 北陸・関西・沖縄の3社において、実績費用が想定原価（＝想定費用）を上回った。沖縄においては、2年連続で想定費用を10%以上上回ったが、乖離率は2021年度の+13.8%から+11.4%に縮小した。
- 実績費用を直近3年間で均した値については、中部・北陸・沖縄の3社で想定原価を上回った。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,909	4,612	14,644	6,058	1,301	7,131	2,814	1,550	4,542	535
②2022年度実績	1,844	4,552	14,311	6,011	1,330	7,133	2,774	1,430	4,473	596
③乖離額(=②-①)	▲64	▲60	▲333	▲47	28	2	▲40	▲120	▲69	61
④乖離率(=③÷①)	▲3.4%	▲1.3%	▲2.3%	▲0.8%	2.2%	0.0%	▲1.4%	▲7.7%	▲1.5%	11.4%
⑤2020-22年度平均 (乖離額=⑤-①)	1,878 (▲31)	4,533 (▲79)	14,254 (▲390)	6,078 (20)	1,325 (24)	6,923 (▲208)	2,747 (▲66)	1,424 (▲126)	4,478 (▲64)	594 (59)

(出典) 各社提出資料より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（費用全体：乖離要因分析）

- 実績費用が想定原価を上回った3社については、いずれも、「その他」の増加※が、乖離率プラスの主要因となっている。  
※北陸、関西は他社購入電源費の増加、沖縄は燃料費の増加が主要因
- 他方、実績費用が想定原価を下回った7社については、いずれも、「設備関連費」の減少が、乖離率マイナスの主要因となっている。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
乖離率 (乖離額(億円))	▲3.4% (▲64)	▲1.3% (▲60)	▲2.3% (▲333)	▲0.8% (▲47)	2.2% (28)	0.0% (2)	▲1.4% (▲40)	▲7.7% (▲120)	▲1.5% (▲69)	11.4% (61)
人件費・委託費等※ <sup>2</sup>	▲3.7%	0.3%	▲2.6%	▲0.3%	▲0.2%	3.2%	0.7%	2.1%	7.0%	5.0%
設備関連費※ <sup>3</sup>	▲8.4%	▲4.8%	▲13.9%	▲7.3%	▲0.9%	▲8.4%	▲4.7%	▲6.3%	▲7.1%	0.6%
廃炉等負担金	-	-	8.3%	-	-	-	-	-	-	-
その他※ <sup>4</sup>	8.8%	2.7%	5.9%	6.8%	3.3%	5.2%	2.6%	▲3.5%	▲1.5%	5.8%

※1 一過性の費用である特別損失は含まない。また、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※2 役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、委託費。

※3 修繕費、賃借料、固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）。

※4 諸費、託送料、電源開発促進税、他社購入電源費、電気事業報酬等。

(出典) 各社提出資料より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（主要費目：乖離額、乖離率）

- 費用のうち、「人件費・委託費等」について、北海道・東京・中部・北陸を除く6社において、実績が想定を上回ったが、そのうち関西・九州・沖縄の3社は乖離率が+10%以上となった。
- 「設備関連費」について、沖縄を除く9社において、実績が想定を下回ったが、そのうち北海道・東京・中部・関西・四国・九州の6社は乖離率が▲10%以上となった。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
合計	想定原価	1,909	4,612	14,644	6,058	1,301	7,131	2,814	1,550	4,542	535
	実績費用 (乖離率)	1,844 (▲3.4%)	4,552 (▲1.3%)	14,311 (▲2.3%)	6,011 (▲0.8%)	1,330 (2.2%)	7,133 (0.0%)	2,774 (▲1.4%)	1,430 (▲7.7%)	4,473 (▲1.5%)	596 (11.4%)
人件費・ 委託費等	想定原価	496	910	3,008	1,547	309	1,372	689	327	994	118
	実績費用 (乖離率)	426 (▲14.2%)	923 (1.4%)	2,633 (▲12.5%)	1,529 (▲1.2%)	306 (▲0.8%)	1,598 (16.5%)	709 (2.9%)	359 (9.9%)	1,312 (32.0%)	145 (22.8%)
設備 関連費	想定原価	937	2,711	8,070	3,121	676	3,723	1,424	771	2,375	262
	実績費用 (乖離率)	776 (▲17.1%)	2,492 (▲8.1%)	6,028 (▲25.3%)	2,678 (▲14.2%)	664 (▲1.8%)	3,127 (▲16.0%)	1,292 (▲9.3%)	674 (▲12.6%)	2,054 (▲13.5%)	266 (1.3%)

■ 乖離率が+10%以上

■ 乖離率が▲10%以上

※乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライト。

(出典)各社提出資料より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（費用全体：乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由
北海道電力NW	▲64	調整力費用の増加はあったものの、設備補修工事厳選による修繕費の減少や減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲99億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	▲60	調整力費用の増加はあったものの、工事厳選による修繕費の減少や減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲256億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
東京電力PG	▲333	予備力・調整力費用の増加はあったものの、競争的発注方法の拡大等による各種設備関連費の減少や減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲454億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
中部電力PG	▲47	燃料価格高騰等を受けた調整力費用の増加はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲213億円※ <sup>1</sup> ）や設備補修工事厳選による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
北陸電力送配電	28	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲59億円※ <sup>1</sup> ）等はあったものの、燃料価格高騰等を受けた調整力費用の増加等により、想定＜実績となった。
関西電力送配電	2	減価償却方法変更や調達価格削減等の効率化による減価償却費の減少（▲257億円※ <sup>1</sup> ）等はあったものの、三次調整力①の市場取引開始に伴う調整力費用の増加等により、想定＜実績となった。
中国電力NW	▲40	燃料価格高騰を受けた調整力費用の増加はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲123億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲120	分社化により一部費用が会社間取引になり委託費が発生したこと等はあったものの、分社化による電気事業雑収益の増加※ <sup>2</sup> や減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲43億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	▲69	分社化等による委託費の増加（一部費用が会社間取引になった等）はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲225億円※ <sup>1</sup> ）等により、想定＞実績となった。
沖縄電力	61	燃料価格の上昇に伴う離島供給に係る燃料費の増加や人数・単価両面での給料手当の増加等により、想定＜実績となった。

※1 各社とも、減価償却費の変動額のうち減価償却方法変更に係る変更実施年度における影響額を記載。

※2 控除項目であり、その増加は費用の減少に寄与する。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

## ②想定原価と2022年度実績費用の比較（「人件費・委託費等」：乖離要因分析）

- 「人件費・委託費等」の乖離率が+10%以上となった3社について、関西・九州は委託費の増加、沖縄は給料手当の増加が、乖離率プラスの主要因となっている。
- 他方、乖離率が▲10%以上となった2社について、北海道は委託費の減少、東京は給料手当の減少が、乖離率マイナスの主要因となっている。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
乖離率 (乖離額(億円))	▲14.2% (▲71)	1.4% (13)	▲12.5% (▲375)	▲1.2% (▲18)	▲0.8% (▲3)	16.5% (226)	2.9% (20)	9.9% (32)	32.0% (318)	22.8% (27)
役員給与	▲0.1%	▲0.0%	0.1%	0.0%	▲0.2%	0.0%	▲0.0%	0.1%	▲0.0%	0.5%
給料手当	▲2.8%	7.0%	▲10.3%	▲2.6%	▲9.6%	5.2%	0.6%	0.4%	▲4.3%	13.5%
給料手当振替額 (貸方)	0.4%	▲0.1%	▲0.1%	0.1%	0.2%	▲0.2%	▲0.2%	0.1%	▲0.4%	▲1.3%
退職給与金	▲0.7%	▲6.3%	▲4.3%	0.6%	▲3.4%	0.4%	1.8%	▲3.9%	▲3.8%	▲0.5%
厚生費	0.1%	1.5%	▲2.4%	0.8%	▲1.6%	2.3%	0.3%	2.9%	▲0.2%	2.0%
委託検針費	-	▲1.3%	▲4.7%	▲1.5%	▲2.2%	▲1.9%	▲2.0%	▲2.4%	▲3.7%	▲2.4%
委託集金費	-	▲0.1%	▲0.8%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.3%	▲1.1%	▲1.0%	▲0.8%	0.3%
雑給	0.6%	▲0.9%	▲0.7%	0.4%	1.7%	1.0%	0.6%	▲0.7%	0.1%	1.3%
委託費	▲11.8%	1.6%	10.8%	1.0%	14.3%	9.9%	2.9%	14.3%	45.1%	9.4%

※乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。  
(出典)各社提出資料より事務局作成

■ 乖離率が+10%以上  
■ 乖離率が▲10%以上

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（「人件費・委託費等」：乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由
北海道電力NW	▲71	全社情報業務の包括サービス契約化に伴い情報システム関連委託費が減少したこと等により、想定>実績となった。
東北電力NW	13	利息費用の差異等による退職給与金の減少はあったものの、賞与等を想定原価以上に支給した結果として給料手当が増加したこと等により、想定<実績となった。
東京電力PG	▲375	分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加等はあったものの、効率化・人員削減による給料手当・退職給与金等の減少、スマメ設置完了に伴う委託検針費等の不発生等により、想定>実績となった。
中部電力PG	▲18	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等により、想定>実績となった。 (※給料手当の減少及び委託費の増加は、分社化に伴う費目変更によるもの)
北陸電力送配電	▲3	一部業務の外注化等により委託費が増加したものの、外注化等に伴う人員の減少により給料手当・退職給与金等が減少したこと等により、想定>実績となった。
関西電力送配電	226	検針業務の法人委託化による委託検針費の減少等はあったものの、分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加や1人当たり年間給与水準の差異による給与手当等の増加等により、想定<実績となった。
中国電力NW	20	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等はあったものの、一部業務の外注化に伴う委託費の増加や数理計算上の差異償却差による退職給与金の増加等により、想定<実績となった。
四国電力送配電	32	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等はあったものの、分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加等により、想定<実績となった。
九州電力送配電	318	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等はあったものの、分社化により一部費用が会社間取引になったこと等に伴い委託費が増加*したこと等により、想定<実績となった。(※業務委託化に伴い給料手当等から振り替わっている分もある)
沖縄電力	27	人数・単価両面で給料手当が増加したことや、システム開発に伴い委託費が増加したこと等により、想定<実績となった。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（「設備関連費」：乖離要因分析）

- 「設備関連費」の乖離率が▲10%以上となった6社について、北海道は修繕費の減少、東京・中部・関西・四国・九州は減価償却費の減少が、乖離率マイナスの主要因となっている。
- なお、東京・中部・四国・沖縄の4社については、2022年度から減価償却方法を定率法から定額法に変更したため、全10社が定額法を適用している状態となった。これに加え、投資額の効率化や償却の進行等により、全10社において、減価償却費が想定原価を下回った。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
乖離率 (乖離額(億円))	▲17.1% (▲161)	▲8.1% (▲219)	▲25.3% (▲2,042)	▲14.2% (▲443)	▲1.8% (▲12)	▲16.0% (▲596)	▲9.3% (▲132)	▲12.6% (▲97)	▲13.5% (▲320)	1.3% (3)	
寄与度	修繕費	▲11.4%	▲4.2%	▲7.4%	▲5.6%	▲0.3%	0.1%	2.4%	0.3%	▲3.6%	4.1%
	賃借料	0.1%	0.8%	▲1.5%	0.1%	2.3%	▲3.3%	▲1.1%	▲1.5%	0.3%	1.0%
	固定資産税	0.5%	0.7%	▲0.8%	▲0.3%	0.1%	▲0.6%	0.3%	▲0.5%	0.2%	1.1%
	減価償却費	▲7.0%	▲4.2%	▲14.1%	▲9.3%	▲5.3%	▲12.1%	▲9.8%	▲10.7%	▲10.0%	▲7.1%
	固定資産除却費	0.6%	▲1.2%	▲1.3%	0.8%	1.4%	▲0.1%	▲1.1%	▲0.2%	▲0.5%	2.3%
	その他※1	0.1%	0.0%	▲0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	▲0.1%

■ 乖離率が+10%以上  
■ 乖離率が▲10%以上

※1 共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)。

※2 乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較（「設備関連費」：乖離発生理由）

（単位：億円）	乖離額 （実績－想定原価）	主な乖離発生理由
北海道電力NW	▲161	設備補修工事厳選による修繕費の減少や減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲99億円※）等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	▲219	一部資産の外部移管による賃借料の発生等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲256億円※）や配電工事に係る修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
東京電力PG	▲2,042	競争的発注方法の拡大及び工事効率の向上等による修繕費等の減少や、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲454億円※）等により、想定＞実績となった。
中部電力PG	▲443	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲213億円※）や設備補修工事厳選による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
北陸電力送配電	▲12	分社化に伴う賃借料の発生等はあったものの、減価償却方法変更に伴う減価償却費の減少（▲59億円※）等により、想定＞実績となった。
関西電力送配電	▲596	減価償却方法変更や調達価格削減等の効率化による減価償却費の減少（▲257億円※）により、想定＞実績となった。
中国電力NW	▲132	設備の高経年化に伴う修繕費の増加等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲123億円※）等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲97	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲43億円※）や分社化に伴う厚生借地借家料の減少等により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	▲320	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲225億円※）、設備更新周期見直し等による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
沖縄電力	3	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲35億円※）はあったものの、残存簿価の大きい設備を自治体の要請で移設したことに伴う固定資産除却費の増加等により、想定＜実績となった。

※各社とも、減価償却費の変動額のうち減価償却方法変更に係る変更実施年度における影響額を記載。

（出典）各社提出資料等より事務局作成

## ② 想定原価と2022年度実績費用の比較 (「設備関連費」：費用・部門別の乖離要因分析)

- 修繕費の増減は配電分の変動が、減価償却費の増減は送電分または配電分の変動が大きく寄与する傾向。なお、固定資産除却費の増減に特に寄与している費目は、各社ごとに異なっている。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
修繕費	乖離率 (乖離額(億円))	▲25.3% (▲107)	▲10.2% (▲114)	▲25.7% (▲600)	▲13.9% (▲174)	▲0.6% (▲2)	0.3% (3)	6.4% (34)	0.6% (2)	▲9.8% (▲84)	12.5% (11)	
	寄与度 <sup>※1</sup>	送電費	▲4.4%	▲1.6%	▲0.4%	▲1.1%	▲3.8%	▲2.7%	1.3%	3.1%	▲5.0%	▲0.3%
		変電費	▲5.4%	0.8%	▲2.5%	▲3.7%	▲1.3%	▲4.2%	1.3%	1.5%	▲1.4%	▲0.7%
		配電費	▲14.7%	▲10.4%	▲22.4%	▲9.2%	5.6%	7.7%	4.1%	▲3.8%	▲4.6%	7.6%
減価償却費	乖離率 (乖離額(億円))	▲19.2% (▲65)	▲11.2% (▲113)	▲35.1% (▲1,140)	▲23.2% (▲292)	▲13.9% (▲36)	▲30.6% (▲450)	▲26.8% (▲139)	▲30.6% (▲83)	▲24.8% (▲237)	▲15.6% (▲19)	
	寄与度 <sup>※1</sup>	送電費	▲5.5%	▲2.7%	▲17.7%	▲13.9%	▲7.3%	▲18.1%	▲13.8%	▲6.5%	▲8.5%	▲6.1%
		変電費	▲2.1%	▲3.5%	▲6.8%	▲5.8%	▲3.4%	▲4.9%	▲2.5%	▲9.1%	▲6.1%	▲3.3%
		配電費	▲10.9%	▲10.0%	▲10.5%	▲4.2%	▲3.9%	▲5.5%	▲7.8%	▲11.5%	▲9.1%	▲8.4%
固定資産除却費	乖離率 (乖離額(億円))	11.6% (6)	▲18.1% (▲33)	▲15.2% (▲103)	14.7% (26)	20.6% (10)	▲2.0% (▲4)	▲13.9% (▲16)	▲2.9% (▲1)	▲6.9% (▲11)	48.0% (6)	
	寄与度 <sup>※1</sup>	送電費	1.0%	▲17.4%	▲17.3%	2.4%	9.5%	▲1.4%	▲4.8%	27.8%	▲10.2%	▲4.5%
		変電費	4.6%	▲5.6%	▲7.8%	8.4%	5.5%	▲7.2%	▲10.6%	▲1.3%	2.6%	57.2%
		配電費	6.3%	6.7%	11.2%	4.9%	9.1%	10.4%	1.9%	▲28.2%	▲6.2%	▲8.8%

※1 送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費、一般管理費がある。

※2 乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

■ 乖離率が+10%以上

■ 乖離率が▲10%以上

1. 法令に基づく事後評価について

**2. 2022年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

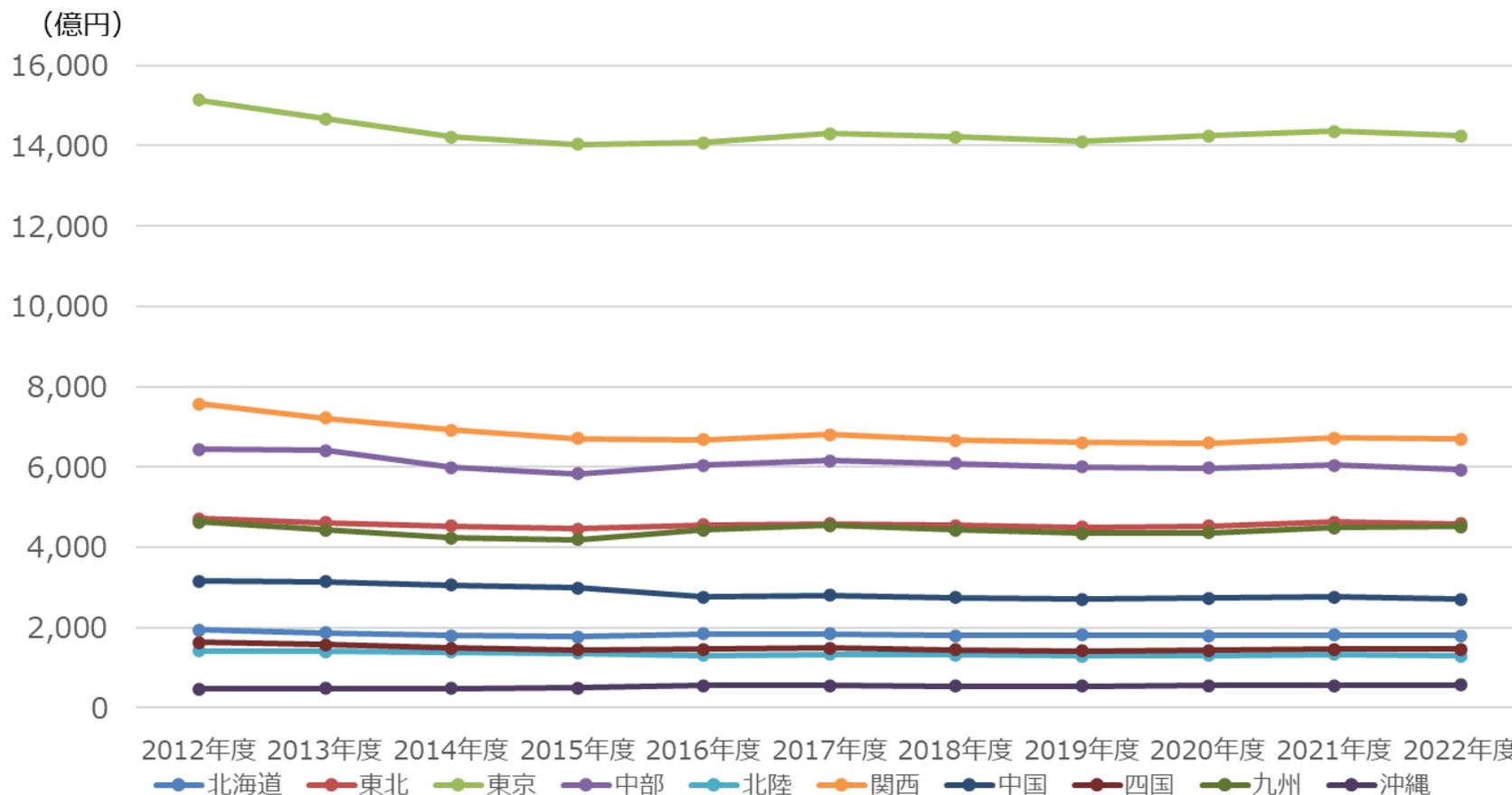
(2) 想定原価と実績費用等の比較

**(3) 実績費用等の経年変化**

(4) 実績単価の経年変化

# ① 2012年度以降の実績収入の推移

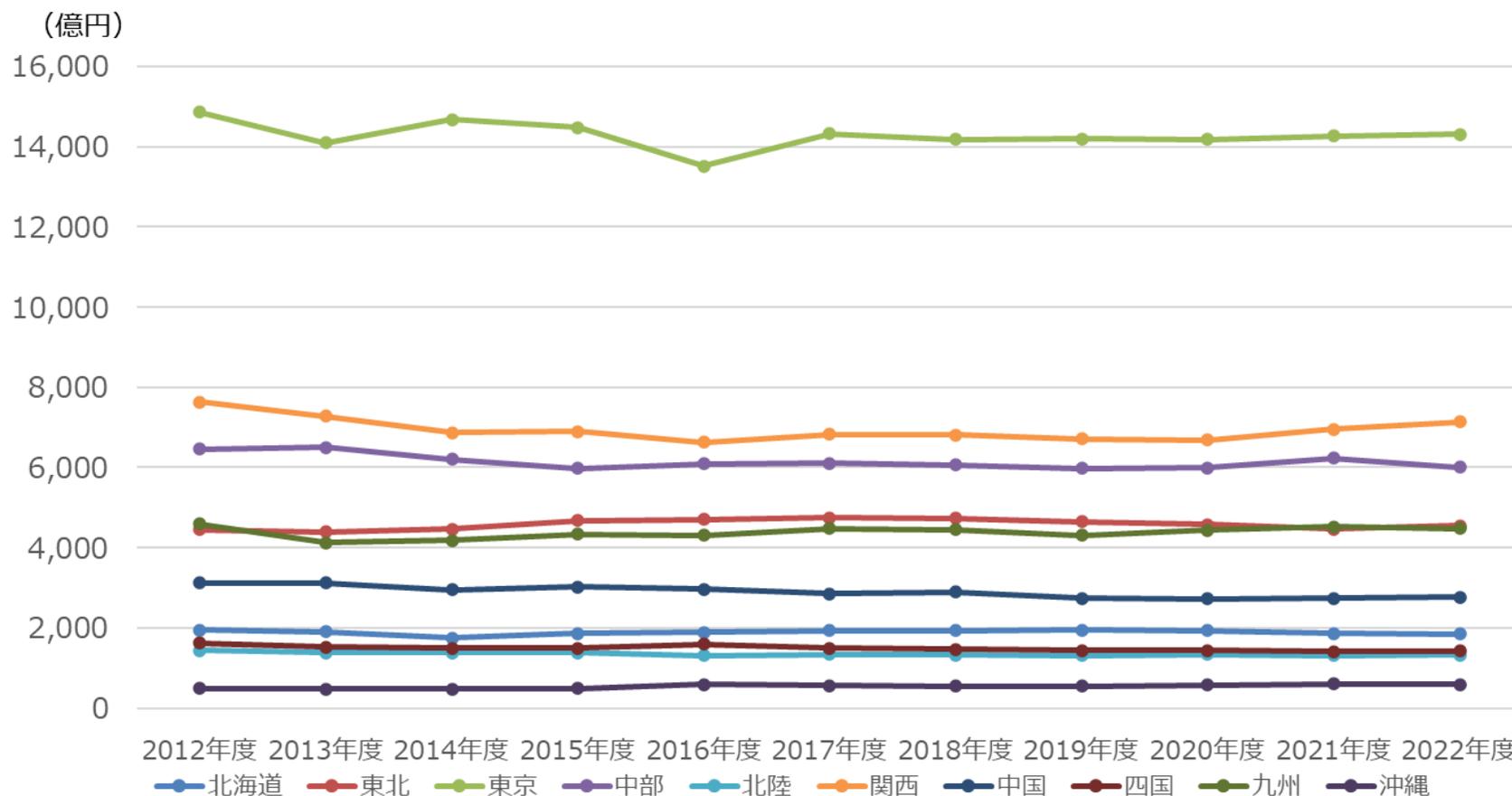
- 実績収入の水準は、人口減少や省エネ進展等の需要減少により、10年前に比べて総じて低下している。沖縄においては、需要が緩やかに増加する中、実績収入も増加傾向が続いている。
- 直近、2022年度の実績収入は3社が前年度比増加、7社が減少となった。



※2016年度制度変更に伴う影響に留意する必要がある。  
 (出典)各社提出資料より事務局作成

## ②2012年度以降の実績費用の推移

- 実績費用の水準は、需要減少を受けた必要経費の減少やコスト効率化等により、10年前に比べて総じて低下しているが、設備関連費等の要因により年度ごとに増減がみられる場合がある。
- 直近、2022年度の費用は6社が前年度比増加、4社が減少となった。



※2016年度制度変更に伴う影響に留意する必要がある。  
 (出典)各社提出資料より事務局作成

### ③直近3年間の実績費用の推移

- 直近3年間の実績費用（全体）につき、北海道は2年連続で減少し、東京・関西・中国は2年連続で増加した。また、東北・北陸・四国は増加に転じ、中部・九州・沖縄は減少に転じた。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
実績費用	2020年度	1,928	4,585	14,177	5,989	1,335	6,689	2,731	1,432	4,436	578	
	2021年度 (前年比)	1,862 (▲3.4%)	4,463 (▲2.6%)	14,273 (0.7%)	6,233 (4.1%)	1,311 (▲1.8%)	6,948 (3.9%)	2,737 (0.2%)	1,409 (▲1.6%)	4,525 (2.0%)	609 (5.3%)	
	2022年度 (前年比)	1,844 (▲0.9%)	4,552 (2.0%)	14,311 (0.3%)	6,011 (▲3.6%)	1,330 (1.4%)	7,133 (2.7%)	2,774 (1.3%)	1,430 (1.5%)	4,473 (▲1.2%)	596 (▲2.1%)	
人件費・委託費等	2020年度	436	1,030	2,749	1,581	364	1,634	758	388	1,375	149	
	2021年度 (前年比)	435 (▲0.4%)	972 (▲5.6%)	2,612 (▲5.0%)	1,549 (▲2.1%)	317 (▲12.8%)	1,652 (1.1%)	724 (▲4.5%)	343 (▲11.5%)	1,312 (▲4.6%)	150 (0.7%)	
	2022年度 (前年比)	426 (▲2.1%)	923 (▲5.0%)	2,633 (0.8%)	1,529 (▲1.3%)	306 (▲3.6%)	1,598 (▲3.2%)	709 (▲2.0%)	359 (4.6%)	1,312 (▲0.0%)	145 (▲3.6%)	
設備関連費	全体	2020年度	785	2,742	6,276	2,811	644	3,051	1,268	723	1,974	272
		2021年度 (前年比)	768 (▲2.1%)	2,461 (▲10.2%)	6,539 (4.2%)	2,916 (3.7%)	639 (▲0.7%)	3,073 (0.7%)	1,254 (▲1.1%)	716 (▲1.0%)	2,044 (3.5%)	296 (8.7%)
		2022年度 (前年比)	776 (1.1%)	2,492 (1.3%)	6,028 (▲7.8%)	2,678 (▲8.2%)	664 (3.9%)	3,127 (1.8%)	1,292 (3.0%)	674 (▲5.9%)	2,054 (0.5%)	266 (▲10.3%)
	修繕費	2020年度	331	991	1,589	1,026	281	1,104	537	327	777	94
		2021年度 (前年比)	327 (▲1.0%)	987 (▲0.4%)	1,724 (8.5%)	1,069 (4.3%)	278 (▲1.1%)	1,124 (1.8%)	553 (3.0%)	320 (▲2.2%)	775 (▲0.4%)	96 (2.8%)
		2022年度 (前年比)	315 (▲3.7%)	1,004 (1.7%)	1,731 (0.4%)	1,079 (0.9%)	282 (1.4%)	1,199 (6.7%)	577 (4.2%)	325 (1.8%)	772 (▲0.3%)	96 (▲0.8%)

(出典)各社提出資料より事務局作成

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（費用全体：増減要因分析）

- 実績費用が前年を上回った6社について、北陸・中国は「設備関連費」の増加、東北・東京・関西・四国は「その他」の増加※が、増減率プラスの主要因となっている。

※4社とも他社購入電源費の増加が主要因。48頁参照。

- 他方、実績費用が前年を下回った4社について、中部・沖縄は「設備関連費」の減少、北海道・九州は「その他」の減少※が、増減率マイナスの主要因となっている。

※北海道は貸倒損の計上がなくなったこと、九州は諸費の減少（旧型計器貯蔵品廃却数量減に伴うもの）が主要因

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))	▲0.9% (▲17)	2.0% (89)	0.3% (37)	▲3.6% (▲222)	1.4% (19)	2.7% (185)	1.3% (37)	1.5% (21)	▲1.2% (▲53)	▲2.1% (▲13)
人件費・委託費等※ <sup>2</sup>	▲0.5%	▲1.1%	0.1%	▲0.3%	▲0.9%	▲0.8%	▲0.5%	1.1%	▲0.0%	▲0.9%
設備関連費※ <sup>3</sup>	0.4%	0.7%	▲3.6%	▲3.8%	1.9%	0.8%	1.4%	▲3.0%	0.2%	▲5.0%
廃炉等負担金	-	-	▲0.1%	-	-	-	-	-	-	-
その他※ <sup>4</sup>	▲0.9%	1.9%	3.7%	0.6%	0.4%	2.7%	0.5%	3.4%	▲1.4%	3.8%

※1 一過性の費用である特別損失は含まない。また、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※2 役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、委託費。

※3 修繕費、賃借料、固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）。

※4 諸費、託送料、電源開発促進税、他社購入電源費、電気事業報酬等。

(出典) 各社提出資料より事務局作成

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（主要費目：増減額、増減率）

- 費用のうち、「人件費・委託費等」について、東京・四国を除く8社において前年を下回ったが、そのうち増減率が▲5%以上となった事業者はいなかった。
- 「設備関連費」について、東京・中部・四国・沖縄の4社において前年を下回り、いずれも増減率が▲5%以上となった。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
合計	2021年度	1,862	4,463	14,273	6,233	1,311	6,948	2,737	1,409	4,525	609
	2022年度 (増減率)	1,844 (▲0.9%)	4,552 (2.0%)	14,311 (0.3%)	6,011 (▲3.6%)	1,330 (1.4%)	7,133 (2.7%)	2,774 (1.3%)	1,430 (1.5%)	4,473 (▲1.2%)	596 (▲2.1%)
人件費・ 委託費等	2021年度	435	972	2,612	1,549	317	1,652	724	343	1,312	150
	2022年度 (増減率)	426 (▲2.1%)	923 (▲4.99%)	2,633 (0.8%)	1,529 (▲1.3%)	306 (▲3.6%)	1,598 (▲3.2%)	709 (▲2.0%)	359 (4.6%)	1,312 (▲0.0%)	145 (▲3.6%)
設備 関連費	2021年度	768	2,461	6,539	2,916	639	3,073	1,254	716	2,044	296
	2022年度 (増減率)	776 (1.1%)	2,492 (1.3%)	6,028 (▲7.8%)	2,678 (▲8.2%)	664 (3.9%)	3,127 (1.8%)	1,292 (3.0%)	674 (▲5.9%)	2,054 (0.5%)	266 (▲10.3%)

増減率が+5%以上

増減率が▲5%以上

※増減率が±5%以上のものを色つきでハイライト。

(出典)各社提出資料より事務局作成

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（費用全体：増減発生理由）

(単位：%、(億円))	増減率 (増減額)	主な増減発生理由
北海道電力NW	▲0.9% (▲17)	2021年度中に取得した資産に係る償却額計上の通年化やシステム開発投資による減価償却費の増加はあったものの、貸倒引当金計上額が減少したことによる貸倒損の減少等により、前年から減少した。
東北電力NW	2.0% (88)	賞与の支給水準差による給与手当等の減少はあったものの、調整力費用（他社購入電源費）の増加等により、前年から増加した。
東京電力PG	0.3% (37)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲454億円※）等があったものの、燃料価格高騰に伴う予備力・調整力費用の増加等により、前年から増加した。
中部電力PG	▲3.6% (▲222)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲213億円※）等により、前年から減少した。
北陸電力送配電	1.4% (19)	賞与支給総額減に伴う給料手当の減少や過去引当分との実績差異に伴う委託費減少はあったものの、調整力費用の増加やソフトウェア取得の増加に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。
関西電力送配電	2.7% (185)	2021年度に実施した事業運営に関する調査委託が終了したことに伴う委託費の減少はあったものの、三次調整力①の市場取引開始や燃料価格高騰に伴う調整力費用の増加等により、前年から増加した。
中国電力NW	1.3% (37)	業務外注化等による給料手当等の減少はあったものの、燃料価格高騰に伴う調整力費用の増加等により、前年から増加した。
四国電力送配電	1.5% (21)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲43億円※）等があったものの、燃料価格高騰等による調整力費用の増加等により、前年から増加した。
九州電力送配電	▲1.2% (▲53)	500kV日向幹線の運用開始に伴う減価償却費の増加等はあったものの、スマメ導入に伴う旧型計器貯蔵品廃却の進捗・廃却数量減による諸費の減少等により、前年から減少した。
沖縄電力	▲2.1% (▲13)	調整力費用や燃料費の増加はあったものの、2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲35億円※）等により、前年から減少した。

※各社とも、減価償却費の変動額のうち減価償却方法変更に係る変更実施年度における影響額を記載。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（「人件費・委託費等」：乖離要因分析）

- 「人件費・委託費等」の増減率が▲5%以上となった事業者はいなかったが、各事業者とも給料手当や委託費におけるマイナスの寄与度が大きくなっている傾向がみられる。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))	▲2.1% (▲9)	▲4.99% (▲48)	0.8% (21)	▲1.3% (▲20)	▲3.6% (▲11)	▲3.2% (▲54)	▲2.0% (▲15)	4.6% (16)	▲0.0% (▲0)	▲3.6% (▲5)
役員給与	0.0%	▲0.0%	0.0%	0.0%	▲0.0%	0.0%	0.0%	-	▲0.0%	▲0.1%
給料手当	▲0.6%	▲3.7%	▲0.7%	▲0.8%	▲2.4%	▲0.8%	▲4.2%	▲0.4%	▲7.0%	▲3.0%
給料手当振替額 (貸方)	▲0.0%	0.0%	▲0.1%	▲0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.2%	0.2%
退職給与金	1.1%	▲0.0%	▲0.5%	0.0%	1.9%	▲0.2%	▲0.4%	3.8%	▲0.7%	▲0.2%
厚生費	▲0.1%	▲0.1%	▲0.1%	▲0.1%	▲0.4%	▲0.1%	▲0.8%	0.9%	▲1.0%	▲0.3%
委託検針費	-	▲0.4%	-	0.3%	▲0.6%	-	▲0.5%	▲0.6%	▲0.3%	▲0.4%
委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0%	0.0%
雑給	▲0.0%	▲0.4%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	▲0.0%
委託費	▲2.5%	▲0.4%	2.2%	▲0.6%	▲2.1%	▲2.3%	3.6%	0.8%	8.8%	0.2%

(出典)各社提出資料より事務局作成

## ④2022年度実績費用の前年比較（「人件費・委託費等」：増減発生理由）

(単位：%、(億円))	増減率 (増減額)	主な増減発生理由
北海道電力NW	▲2.1% (▲9)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の増加はあったものの、支障木伐採やPCB処理の件数が減ったことによる委託費の減少等により、前年から減少した。
東北電力NW	▲4.99% (▲48)	賞与の支給水準差による給与手当等の減少により、前年から減少した。
東京電力PG	0.8% (21)	業務効率化等による人員数の減少等で給料手当等の減少はあったものの、次世代スマートメーター機能構築に係るシステム開発の開始等に伴う委託費の増加等により、前年から増加した。
中部電力PG	▲1.3% (▲20)	要員効率化に伴う給料手当の減少等により、前年から減少した。
北陸電力送配電	▲3.6% (▲11)	賞与支給総額減に伴う給料手当の減少等により、前年から減少した。
関西電力送配電	▲3.2% (▲54)	2021年度に実施した事業運営に関する調査委託が終了したことに伴う委託費の減少等により、前年から減少した。
中国電力NW	▲2.0% (▲15)	業務外注化による委託費の増加はあったものの、業務外注化関連を含めた要員効率化による給料手当の減少等により、前年から減少した。
四国電力送配電	4.6% (16)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の増加等により、前年から増加した。
九州電力送配電	▲0.0% (▲0)	(前年実績からの減少額は1千万円未満)
沖縄電力	▲3.6% (▲5)	平均勤続年数の長期化に伴う増加要因はあった一方で1人あたり賞与支給額の減少等があった結果として給料手当が減少するなど、前年から減少した。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（「設備関連費」：乖離要因分析）

- 「設備関連費」の増減率が▲5%以上となった4社について、いずれも2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少が増減率マイナスの主要因となっている。
- 他方、増減率が+5%以上となった事業者はいなかったが、各事業者とも減価償却費や修繕費におけるプラスの寄与度が大きくなっている傾向がみられる。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
増減率 (増減額(億円))	1.1% (8)	1.3% (31)	▲7.8% (▲511)	▲8.2% (▲238)	3.9% (25)	1.8% (55)	3.0% (38)	▲5.9% (▲42)	0.5% (10)	▲10.3% (▲30)	
寄与度	修繕費	▲1.6%	0.7%	0.1%	0.3%	0.6%	2.5%	1.9%	0.8%	▲0.1%	▲0.3%
	賃借料	0.4%	0.1%	0.8%	0.0%	0.1%	0.3%	0.1%	0.2%	0.1%	1.1%
	固定資産税	▲0.1%	0.2%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%	0.2%	0.4%
	減価償却費	2.1%	1.1%	▲7.8%	▲9.0%	3.1%	▲0.5%	2.2%	▲6.5%	0.9%	▲12.2%
	固定資産除却費	0.3%	▲0.7%	▲0.9%	0.3%	0.0%	▲0.5%	▲1.3%	▲0.4%	▲0.5%	0.8%
	その他※1	▲0.0%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.0%	-	▲0.0%	0.0%	0.0%	▲0.0%	▲0.1%

※1 共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)。

※2 増減率が±5%以上のものを色つきでハイライトし、増減率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

■ 乖離率が+5%以上

■ 乖離率が▲5%以上

## ④ 2022年度実績費用の前年比較（「設備関連費」：増減発生理由）

(単位：%、(億円))	増減率 (増減額)	主な増減発生理由
北海道電力NW	1.1% (8)	設備補修工事厳選による修繕費の減少はあったものの、2021年度中に取得した資産に係る償却額計上の通年化やシステム開発投資による減価償却費の増加等により、前年から増加した。
東北電力NW	1.3% (31)	年度ごとの件名のばらつきによる固定資産除却費の減少はあったものの、新規設備運開による減価償却費の増加や配電設備の修繕費の増加等により、前年から増加した。
東京電力PG	▲7.8% (▲511)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲454億円※）や2021年度にスポット的に発生した固定資産除却費の反動減等により、前年から減少した。
中部電力PG	▲8.2% (▲238)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲213億円※）等により、前年から減少した。
北陸電力送配電	3.9% (25)	ソフトウェア取得に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。
関西電力送配電	1.8% (55)	配電網高度化に伴う取替修繕費の増加等により、前年から増加した。
中国電力NW	3.0% (38)	2019年度から減価償却方法を定額法に変更したことに伴い2021年度の減価償却費が一時的に減少したことの反動増（次頁参照）や高経年化対策に係る修繕費の増加等により、前年から増加した。
四国電力送配電	▲5.9% (▲42)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲43億円※）等により、前年から減少した。
九州電力送配電	0.5% (10)	500kV日向幹線の運用開始に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。
沖縄電力	▲10.3% (▲30)	2022年度から減価償却方法を定額法に変更したことによる減価償却費の減少（▲35億円※）等により、前年から減少した。

※各社とも、減価償却費の変動額のうち減価償却方法変更に係る変更実施年度における影響額を記載。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

# 【参考】減価償却費の償却方法変更に係る考え方 (2021年度に償却方法を変更した東北電力NWの例)

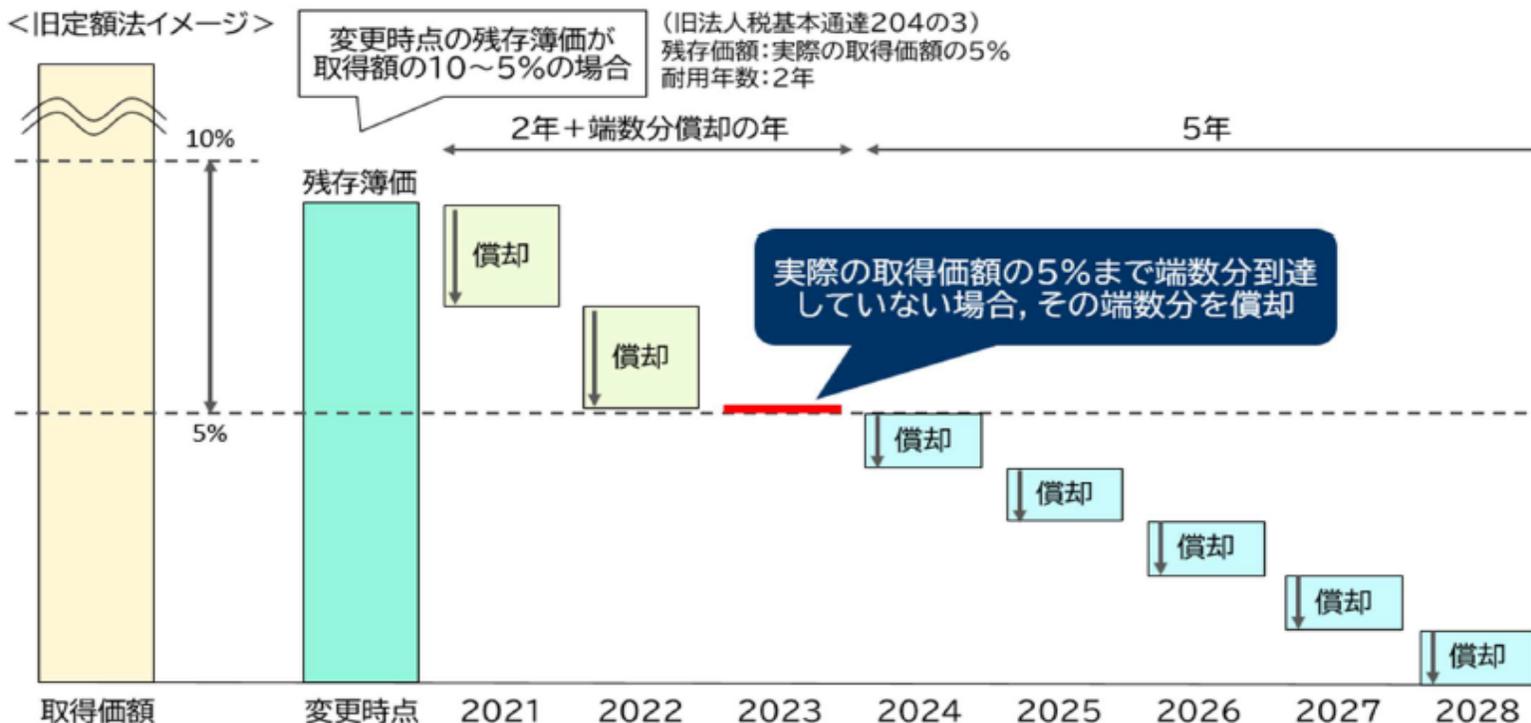
東北電力NW提出資料

## 1. 減価償却費(2023・2024年度)に段差(会計整理の概要)が生じる理由

※2024年度の既設償却が前年と比べて増加する理由

p3

- 当社は2021年度より、減価償却方法を定率法⇒定額法へ変更しておりますが、旧定額法に変更する資産について、変更時点の残存簿価が実際の取得価額の5%~10%の場合、耐用年数を2年として実際の取得価額の5%まで償却し、さらに5年間で残り5%を均等償却することが基本的な取扱いです。
- ここで、2年間で取得価額の5%まで償却した結果、5%に到達するまでに端数が残る場合がありますが、この場合は3年目(2023年度)に端数分を償却し、4年目(2024年度)から5年で均等償却いたします。
- こうした事案の資産に係る減価償却費が、2023年度に一時的に減少したこと等により、2024年度は前年と比べ増加いたしました。



## ④ 2022年度実績費用の前年比較

### 〔設備関連費〕：費用・部門別の乖離要因分析

- 修繕費の増減は配電分の変動が、固定資産除却費の増減は送電分の変動が大きく寄与する傾向。なお、減価償却費の増減に対する各部門の寄与度は、各社ではばらつきがみられる。

		北海道	東北	東京	中部	北陸※ <sup>3</sup>	関西	中国	四国	九州	沖縄
修繕費	増減率 (増減額(億円))	▲3.7% (▲12)	1.7% (17)	0.4% (7)	0.9% (10)	1.4% (4)	6.7% (76)	4.2% (23)	1.8% (6)	▲0.3% (▲3)	▲0.8% (▲1)
	寄与度※ <sup>1</sup>										
	送電費	0.6%	0.4%	1.3%	▲1.6%	▲0.4%	0.9%	0.9%	1.3%	▲2.9%	▲0.2%
	変電費	▲0.7%	▲0.3%	▲0.1%	▲0.5%	▲0.2%	▲1.1%	0.1%	0.0%	▲0.1%	▲0.1%
配電費	▲3.6%	0.9%	▲1.1%	2.9%	1.9%	6.8%	4.0%	0.5%	2.5%	▲2.2%	
減価償却費	増減率 (増減額(億円))	6.2% (16)	3.0% (26)	▲19.6% (▲513)	▲21.3% (▲262)	9.7% (20)	▲1.3% (▲14)	7.9% (28)	▲20.0% (▲47)	2.6% (18)	▲26.4% (▲36)
	寄与度※ <sup>1</sup>										
	送電費	2.3%	0.7%	▲5.1%	▲7.7%	0.9%	▲6.4%	2.2%	▲2.2%	2.6%	▲6.5%
	変電費	2.2%	0.9%	▲3.6%	▲7.6%	1.5%	1.7%	3.3%	▲6.2%	▲0.4%	▲5.1%
配電費	1.4%	0.8%	▲10.4%	▲5.7%	2.1%	2.2%	2.2%	▲9.7%	0.2%	▲9.2%	
固定資産除却費	増減率 (増減額(億円))	5.2% (3)	▲10.1% (▲17)	▲9.1% (▲58)	4.4% (8)	0.4% (0)	▲7.5% (▲17)	▲13.9% (▲16)	▲5.2% (▲3)	▲7.1% (▲11)	14.9% (2)
	寄与度※ <sup>1</sup>										
	送電費	3.9%	▲0.4%	▲7.4%	▲11.6%	3.4%	▲5.2%	▲7.9%	0.6%	▲9.9%	▲3.7%
	変電費	0.6%	▲4.4%	2.7%	14.4%	▲3.9%	0.3%	▲0.5%	▲3.1%	▲0.4%	17.3%
配電費	▲3.0%	0.6%	0.7%	▲1.8%	1.6%	▲1.2%	▲6.1%	▲4.8%	0.8%	▲3.2%	

※1 送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費、一般管理費がある。

※2 増減率が±5%以上のものを色つきでハイライトし、増減率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※3 北陸電力送配電の減価償却費のプラスの増減率について、寄与度が最も大きい費用は一般管理費(+5.1%)。

(出典)各社提出資料より事務局作成

■ 増減率が+5%以上

■ 増減率が▲5%以上

## (参考) 2022年度実績費用の前年比較 (「その他」: 乖離要因分析)

- 39頁に記載したとおり、一部の事業者において、「その他」に分類される費用の大幅な増加が確認されており、東北・東京・関西・四国においては「他社購入電源費」の増加が主要因となっている。また、中部・北陸についても当該費用の増加が目立つ状況にある。
- これについては、需給調整市場において、2022年度より三次調整力①の取引が開始されたことにより、調達すべき調整力量が増加したことが要因の1つとして考えられる。
- この点、公募等による調達量は一定程度減少していると考えられるが、燃料価格上昇等に伴う約定単価の上昇もあり、調整力の調達に係る費用は全体として増加している。
- こうした需給調整市場の運用に係る課題については、適切な審議会において議論予定。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))	▲2.5% (▲16)	8.4% (87)	13.7% (535)	2.0% (36)	1.4% (5)	8.3% (184)	1.8% (14)	13.6% (47)	▲5.4% (▲63)	14.3% (23)
他社購入電源費	0.5%	12.9%	18.1%	13.8%	35.2%	10.4%	7.3%	24.6%	5.2%	5.0%
地帯間購入電源費	0.2%	4.1%	-	0.4%	1.7%	2.5%	0.7%	0.2%	1.2%	-
他社販売電源料	▲0.6%	▲2.3%	▲3.9%	▲2.2%	▲29.3%	▲1.9%	3.9%	▲9.6%	▲2.7%	▲20.8%
地帯間販売電源料	▲0.0%	▲0.1%	▲0.9%	▲3.1%	▲0.0%	▲0.7%	▲0.3%	▲6.8%	-	-
その他	▲2.4%	▲6.2%	0.4%	▲6.8%	▲6.2%	▲2.1%	▲9.8%	5.1%	▲9.1%	30.1%

(出典)各社提出資料より事務局作成

1. 法令に基づく事後評価について

**2. 2022年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

(2) 想定原価と実績費用等の比較

(3) 実績費用等の経年変化

**(4) 実績単価の経年変化**

# ① 想定単価及び直近3年間の実績単価の推移

- いずれの事業者においても、実績単価は想定単価を上回っている。
- 直近3年間の実績単価につき、関西は2年連続で上昇している一方、北海道・九州は2年連続で低下している。中部・沖縄は2022年度に低下に転じ、残る5社は上昇に転じた。

(単位: 円/kWh)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均	
想定単価※1	5.98	5.76	5.03	4.72	4.58	4.77	4.68	5.49	5.27	6.87	5.32	
実績単価※2	2020年度	6.74	5.97	5.30	4.83	4.92	5.05	4.87	5.68	5.48	7.44	5.63
	2021年度	6.49	5.65	5.28	4.88	4.66	5.13	4.77	5.51	5.45	7.74	5.56
	<前年差> (前年比)	<▲0.25> (▲3.7%)	<▲0.32> (▲5.4%)	<▲0.02> (▲0.4%)	<0.06> (1.2%)	<▲0.26> (▲5.3%)	<0.07> (1.5%)	<▲0.10> (▲2.0%)	<▲0.17> (▲3.0%)	<▲0.04> (▲0.7%)	<0.30> (4.0%)	<▲0.07> (▲1.3%)
	2022年度	6.46	5.91	5.37	4.82	4.88	5.31	4.92	5.59	5.41	7.44	5.61
	<前年差> (前年比)	<▲0.03> (▲0.5%)	<0.26> (4.5%)	<0.09> (1.7%)	<▲0.06> (▲1.3%)	<0.22> (4.7%)	<0.18> (3.6%)	<0.15> (3.2%)	<0.08> (1.4%)	<▲0.04> (▲0.8%)	<▲0.30> (▲3.9%)	<0.05> (1.0%)
2022年度 実績需要量 (kWh)の前年比	▲0.3%	▲2.4%	▲1.5%	▲2.3%	▲3.2%	▲0.9%	▲1.8%	0.1%	▲0.4%	1.8%	-	

※1 2020～2022年度における送配電関連原価の合計額を、原価算定期間の送配電関連需要の想定量で除して算定。

※2 2020～2022年度の実績費用（補正前）の合計額を、同期間の需要の実績量（補正前）の合計で除して算定（年度ごと）。

(出典)各社公表資料、提出資料より事務局作成

## ②2022年度実績単価の前年比較

- 「人件費・委託費等」の実績単価は、東京・中部・四国・九州の4社で前年度から上昇し、残る6社で低下した。
- 「設備関連費」の実績単価は、北海道・東北・北陸・関西・中国・九州の6社で上昇し、残る4社で低下した。特に、沖縄については▲10%以上の低下となった。

(単位：円/kWh)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
人件費・委託費等	2021年度	1.51	1.23	0.97	1.21	1.13	1.22	1.26	1.34	1.58	1.91
	2022年度	1.49	1.20	0.99	1.23	1.12	1.19	1.26	1.40	1.59	1.81
	<前年差> (前年比)	▲0.02 (▲1.6%)	▲0.03 (▲2.6%)	0.02 (2.3%)	0.01 (1.0%)	▲0.00 (▲0.4%)	▲0.03 (▲2.4%)	▲0.00 (▲0.3%)	0.06 (4.5%)	0.01 (0.4%)	▲0.10 (▲5.3%)
設備関連費	2021年度	2.68	3.12	2.42	2.28	2.27	2.27	2.19	2.80	2.46	3.77
	2022年度	2.72	3.23	2.26	2.15	2.44	2.33	2.29	2.63	2.48	3.32
	<前年差> (前年比)	0.04 (1.5%)	0.12 (3.8%)	▲0.16 (▲6.4%)	▲0.14 (▲6.0%)	0.17 (7.3%)	0.06 (2.7%)	0.11 (4.9%)	▲0.17 (▲6.0%)	0.02 (0.9%)	▲0.45 (▲11.9%)

※2021～2022年度の実績費用（補正前）の合計額を、同期間の需要の実績量（補正前）の合計で除して算定（年度ごと）。

(出典)各社提出資料より事務局作成

## 今後の対応方針

- 法令に基づく2022年度の一般送配電事業者の収支状況の事後評価について、託送供給等約款の変更認可申請を命ずることが必要とは認められなかったこと、及び託送収支等に係る追加的な分析・評価の結果については、今後、**電力・ガス取引監視等委員会に報告**することとしたい。