

新たな託送料金制度に基づく「収入の見通し」に関する これまでの検証内容について

(趣旨)

2023年4月より、新たな託送料金制度（収入の見通しを定期的に承認し、その範囲内で託送料金を設定する制度。以下「レベニューキャップ制度」という。）が導入される予定。

先般、各一般送配電事業者から提出された「収入の見通し」の算定に関する書類が資源エネルギー庁から本委員会に送付されたことから、本年7月29日から、料金制度専門会合において「収入の見通し」に関して統計査定等による厳正な検証作業を実施。料金制度専門会合におけるこれまでの検証内容について御報告させていただく。

1. 経緯・概要

2023年4月からレベニューキャップ制度導入が導入される予定であり、各一般送配電事業者では、適切な収入の見通しを算定した上で経済産業大臣に申請し、承認を得ることが必要。

本年7月20日の資源エネルギー庁の審議会において、一般送配電事業者に対して、適切な収入の見通しの算定を進める観点から、収入の見通しに関する書類の提出を求めるとともに、電力・ガス取引監視等委員会にて統計査定等を開始するよう整理がなされた。

その後、一般送配電事業者から提出された書類が資源エネルギー庁から当委員会に送付されたことから、当委員会では、本年7月29日より料金制度専門会合において、「収入の見通し」に関する検証作業を行ってきたところ。

本日開催された第27回料金制度専門会合において、これまでの検証内容について整理がなされたことから、御報告させていただく。

2. 「収入の見通し」の検証作業について

料金制度専門会合においては、第16回会合において、検証に当たって今後重視する事項として①再エネ主力電源化・レジリエンス強化などに必要な投資量の確保、②送配電ネットワークの次世代化に向けた取組効果、③電力の安定供給に向けた対応費用、④コストの徹底的な効率化の4点を合意。事務局の検証作業を監督するため、費目ごとの担当委員チームを組成するとともに、全体の方針をすりあわせるために、公開での14回の会合を開催した（全てインターネット中継を実施）。2回の会合は、一般送配電事業者各社の経営層から事業計画をヒアリングすることに充て（第14回、第15回会合）、途中では資源エネルギー庁が実施した「国民の声」の募集結果の報告を受けた（第25回会合）。さらに、消費者庁から、消費者委員会公共料金等専門調査会において、託送料金審査に関して議論された内容（別添1を参照）について報告を受けた上で議論を行った。（第25回会合、第27回会合）

検証にあたっては、「一般送配電事業者による託送料金等に係る収入の見通しの的確な算定等に関する指針（令和5年7月22日経済産業省告示）」及び電気事業法関連法令、審査要領を踏まえ、個別査定に加えて10社横比較による統計査定やトップランナー補正、効率化係数の適用といった査定手法を組み合わせつつ査定を行った。

具体的な検証内容については、別添2、3を参照。

3. 今後の見通しについて

今般、本年7月に一般送配電事業者から提出された書類に関して、料金制度専門会合で検証作業を行ってきたところ。これまでの料金制度専門会合における検証内容を踏まえ、各一般送配電事業者において、本年7月に提出した「収入の見通し」に係る各種資料を改めて精査・修正する予定。

今後、各一般送配電事業者から経済産業大臣に「収入の見通し」に係る承認申請が行われ、経済産業大臣から本委員会に意見を求められた際には、申請の内容が料金制度専門会合のこれまでの議論を踏まえたものになっているか確認した上で（※）、消費者委員会公共料金等専門調査会において議論された託送料金審査に関する意見も踏まえつつ、本委員会としての意見をまとめることとしたい。

※現在詳細計算中となっている、CAPEX、次世代投資についての投資量各年展開と費用への影響について検証が必要。

参考：改正電気事業法（関連法令）

（託送供給等に係る収入の見通し）

- 第十七条の二 一般送配電事業者は、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給（次項、次条第一項及び第十八条において「託送供給等」という。）の業務に係る料金の算定の基礎とするため、その業務を能率的かつ適正に運営するために通常必要と見込まれる収入（以下この条から第十八条までにおいて「収入の見通し」という。）を算定し、経済産業大臣の承認を受けなければならない。
- 2 経済産業大臣は、一般送配電事業者による収入の見通しの適確な算定に資するため、託送供給等の業務に係る適正な原価及び物価その他の社会的経済的事情を勘案し、必要な指針を定め、これを公表するものとする。
- 3 経済産業大臣は、第一項の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが前項の指針に照らして適切なものであると認めるときは、その承認をするものとする。
- 4 一般送配電事業者は、第一項の経済産業省令で定める期間中において、同項の承認を受けた収入の見通しを変更しようとするときは、経済産業大臣の承認を受けなければならない。
- 5 経済産業大臣は、前項の変更の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが次に掲げる基準に適合するものであると認めるときは、その承認をするものとする。
- 一 変更の目的が次のいずれかに該当するものであること。
- イ 需要の変動その他の一般送配電事業者がその事業の遂行上予見し難い事由として経済産業省令で定めるものに対応するためのものであること。
- ロ 他の法律の規定により支払うべき費用の額の変動に対応する場合（当該費用の額の増加に対応する場合にあつては、一般送配電事業を行うに当たり当該費用を節減することが著しく困難な場合に限る。）として経済産業省令で定める場合に該当するものであること。
- 二 変更の内容が第二項の指針に照らして適切なものであること。
- 6 一般送配電事業者は、第一項の承認若しくは第四項の変更の承認を受け、又は次条第三項の規定による変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その収入の見通しを公表しなければならない。

電力託送料金の妥当性に関する公共料金等専門調査会意見

令和4年11月28日
消費者委員会公共料金等専門調査会

託送料金は、日本では、小売電気事業者が送配電事業者の送配電設備を利用する際の利用料であり、その料金については送配電事業が地域独占であることから、経済産業大臣が認可する仕組みとなっている。託送料金の制度に関しては、事業者において値下げに向けた効率化インセンティブが十分に働きにくいのではないかとの問題意識¹から、経済産業省において制度改革が議論され（この間、消費者委員会でも消費者庁の諮問を受けて平成28年7月、令和2年8月及び令和3年7月の3度にわたって意見を発出²）、令和5年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が導入されることになった。

現在、経済産業省電力・ガス取引監視等委員会では、レベニューキャップ制度の導入に向けて、一般送配電事業者の収入の見通し（収入上限）を含む事業計画について審議が行われている。この事業計画は、令和5年度から5年間の第1規制期間における託送料金水準を決定する前提となるものであり、審査された事業計画に基づき託送料金約款の認可申請が行われる。

レベニューキャップ制度の導入に向けた準備が進む中、現下の資源・燃料価格の急騰に起因する物価高騰、とりわけ電気料金の上昇により国民生活の負担感が増している。こうした状況の中で、消費者に請求される電気料金の約3～4割を占める託送料金の水準が適正な査定を踏まえて設定されるかどうかは、消費者にとって重大な問題であり、国民生活への影響も大きい。かかる状況を踏まえ、令和4年10月5日、内閣総理大臣から消費者委員会に対して、「消費者利益を擁護する観点から、電気料金のうち、託送料金の妥当性について」の諮問がなされた。そこで、審議を行っている電力・ガス取引監視等委員会にお

¹ 託送料金については、総括原価方式の下、一般送配電事業者から値上げの申請がある場合に、国が審査を行い認可を行う仕組みとなっているところ、事業者が値上げを必要とする場合には厳格な審査が行われる一方、それ以外の場合には料金や費用の適正性が必ずしも十分に検証されないこと、また、認可された料金水準の下で、一般送配電事業者が効率化努力を行うことなどにより超過利潤が一定の水準を超えた場合、経済産業大臣の変更命令により料金の引下げを求める仕組みとなっていることが、事業者における効率化インセンティブが働きにくい要因として指摘されていた。

² 平成28年7月26日 電力託送料金の査定方法等に関する消費者委員会答申
令和2年8月28日 賠償負担金・廃炉円滑化負担金の算入に伴う電力託送料金変更案の算定に関する消費者委員会意見
令和3年7月16日 電力託送料金制度等の詳細設計の在り方に関する消費者委員会意見

いて、消費者の視点から必要な論点を取り上げられているかにつき、本専門調査会で検証を行うこととなった。10月7日、11月10日、17日の計3回にわたり、本専門調査会を開催し、精力的に調査³・審議を行った。下記の通り、上記諮問に対する本専門調査会としての意見を取りまとめた。

託送料金の査定方法について

消費者の視点からは、最終的に電気料金として請求される金額やその中で託送料金が占める金額、託送料金の水準の適正性、託送料金を引き下げる効率化がなされているのか、効率化に向けての行政の監視は十分かといった観点が重要である。電力・ガス取引監視等委員会が実施している査定については、料金制度専門会合への消費者庁・消費者団体の参加や審議の公開等⁴、消費者参画の機会が確保されている一方で、消費者の視点から見ると、以下の点について疑問点や留意事項が残る。

(1) 統計的手法やトップランナー的補正による査定

電力・ガス取引監視等委員会は、収入上限の審査に係る各費用区分の査定に当たり、個別査定に加え、効率的な一般送配電事業者の実績値等を用いた統計的な査定を行うため、一般送配電事業者間比較の観点から重回帰分析で算出した平均的な推計費用にトップランナー的補正を行うことで効率化を促す手法等を採用している。一般送配電事業者が提出した事業計画がそのまま認められないよう、一定の工夫がなされているほか、設備拡充・更新投資は「投資量」と「単価」に分けて、特に単価については過去実績や事業者間比較により分析・査定が行われている。他方、もともと地域独占で競争が働いていない一般送配電事業者⁵間の比較の妥当性、トップランナー的補正が中央値や10社中第3位の値をベースとしていることの妥当性については明確な説明⁶がなされておらず、明らかにされる必要がある。また、第4位以下の事業者によるキャッチアップを促すだけでなく、先行事業者（第1位から第3位）に更なる取組を促す観点からの検討も必要である。

³ 電力・ガス取引監視等委員会の協力を得て、各電力会社から託送原価に関するデータの提供を受けて分析を実施。ただし、提供を受けたデータの範囲内での分析であることに留意。

⁴ 資源エネルギー庁により、パブリックコメントも実施されている。

⁵ 電力自由化の際、発電部門や小売部門と異なり、送配電部門は規模の経済性が働くため、競争によって二重投資がなされることで逆にコスト増となり非効率であるとの考え方の下、規制の下での効率化が図られることとなった。

⁶ 電力・ガス取引監視等委員会事務局からは、イギリスにおける取組等を踏まえた上で決定したとの説明があった。

さらには、各社から提出されている事業計画について、各論での統計的手法を用いての査定の積み上げがなされているところ、全体としてどのように効率化が図られているかについて明確な説明が必要である。

(2) 効率化の確認態勢

- ① 設備拡充・更新投資など既存のネットワークに係る費用の部分（各年固有の事情に基づく突発的な費用（災害対策等）を除く）については当初提出された事業計画において、一般送配電事業者が妥当性をどのように判断したのか明らかでない。既存のネットワークを軸とする CAPEX 及び OPEX 及びその他費用は、平成 29 年度～令和 3 年度と比較すると、ほとんどの一般送配電事業者において、令和 5 年度～令和 9 年度のコストは増加している【別添 1】⁷。一般送配電事業者は、効率化で削減する姿が示されるのではなく費用が増加している点について明確に説明すべきである。
- ② そうした状況に鑑みれば、統計的手法やトップランナー的補正のみではなく（一般送配電事業者間の横並びの比較にとどまらず）、これまでの経年で評価することによって一般送配電事業者ごとに全体として毎年効率化が行われて費用が低減しているかどうかを精査しつつ、事業者としてどのように費用を管理し、それを達成しようとしているのか、どのような体制で費用低減、効率化を図り、管理しているのかなど、その取組についても確認することが必要である。OPEX や CAPEX 等の項目ごとに査定するだけでなく、全体としてコスト削減の努力が図られているかどうかを確認することが重要である。
- ③ その際、送電費、変電費及び配電費等のそれぞれについて工事種別ごと（例：送電費であれば架空送電工事等）に、「投資量（数量）」と「単価」に分け、単価（特に全体へのインパクトが大きな大規模な工事種別の精査が必須）が経年で変化しているかに着目して精査することが必要である⁸。また全体コストを評価するためにはこの単価も、一つの物品の単位当たりコストにとどまらず、各工事種別に含まれる資材費、工費、移動・保管にかかる費用などを含めた工事単位ごとの価格として評価する必要がある。その場合、実質的な競争入札が行われているか、効率化のために調達方法にどのような工夫がなされているかを評価すべきである。投資量が確保されることは、ネットワークの維持・更新に必要であることから、特

⁷ 電力・ガス取引監視等委員会の協力を得て、各電力会社から託送原価に関するデータの提供を受けて分析を実施。ただし、提供を受けたデータの範囲内での分析であることに留意。（別添 2～4 も同様）

⁸ 別添 2-1 において、年度によってばらつきのある単価がある点について、年度ごとの工事の状況等を精査する必要もある。

に上記に示した範囲における単価、価格についてコスト削減の努力が図られているか否かを検証することが求められる。【別添 2-1~2-3、3】

(3) 工事発注に係る競争性の実効性の確保

実際の工事発注に当たっては、競争入札の導入割合を高めることが目標として掲げられることが多いが、単に競争入札の導入割合を見るだけでなく、1社入札ではなく複数の企業が入札に参加している実態があるか、毎年同じ企業による受注が繰り返されていないか、入札のシェアが固定化していないか、また同じ企業が数年おきに順番で落札しているような実態がないかなど、入札の実態を細かく精査することが必要である。その際、固定化等の実態が明らかとなった場合には、その背景や効率化への寄与などを確認した上で、競争性を確保することが必要である。

競争の実態等を見るために一般送配電事業者について工事種別ごとに落札金額上位3社の状況を年度ごとに見てみると、順位や事業者が固定している傾向が見られるほか、近年その傾向が高まっているケースも一部見られる【別添4】。またこの間、1位の企業が変わらず、かつシェアもほぼ一定というケースも見られる。コスト削減のためにどのような取組を行っているかを確認することも必要である。特に規模の大きな工事種別、例えば配電工事等の実態についてより詳しく精査すべきである。

(4) 次世代投資の計上費用の検証

- ① 次世代投資については、一般送配電事業者から総計約200件の計画が提出され、個別査定が行われているが、まずは発送電分離の考え方を踏まえ、厳に送配電に関わる計画に限定されるべきであり、発電や小売に係る費用を計上することは認められない。
- ② 離島について、「再生可能エネルギーアイランド化」があげられているが、現下の化石燃料価格の高騰を考えれば、再生可能エネルギーによる電力供給は、離島のエネルギーコストを大きく下げていく可能性が高い。そのため、第1規制期間において次世代投資として捉えた場合でも、実施に当たっては実験的な取組を避け、事業としての導入が行われるべきである。また、こうした案件の投資効果については、引き続き精査が必要である。
- ③ 今回、各社とも「次世代スマートメーター」に係る費用計上が多く見られるが、スマートメーターは10年ごとの更新が必要であり、これが新しく次世代へ投資する活動なのか、事業のルーティンなのか、慎重な検討が必要である。もし仮に、次世代投資と位置付けるとしても、現在議論されて

いるように現行スマートメーター導入費用以上にかかる費用のみを精査し、かつ、「次世代スマートメーター」導入によって削減される多くの費用と総合で判断するべきである。また、スマートメーターが未だ設置されていない需要家も存在するが、そうした需要家へは「次世代スマートメーター」の導入を先行的に実施し、厳に二重投資を避けるべきである。この令和7年度以降⁹を予定している次世代スマートメーターの先行的導入のためのスケジュールも併せて示すことが適当である。

- ④ 一般送配電事業者各社間にはこれまで投資の取組を進めてきたところと取組が遅れているところとが存在している。例えば、「需給予測の精緻化」など、本来送配電事業者の基本的な事業であり通常の業務の範囲内であるべきところ、今回は次世代投資として計上されている。海外では、これまで取組を積極的に進めてきた事業者に配慮し、取組の進んでいるところにボーナス加点する等の仕組みも導入されているが、日本では、むしろ全般的に取組が遅れている。今後そうした制度の導入を検討するとしても、海外との比較などの客観的な指標が用いられるべきであり、日本の事業者間の先行後行により適用されるべきではない。
- ⑤ 次世代投資は、送配電事業者の基本的な責務である、電力の安全性、安定性を強化していくことが重要であり、こうした観点から、N-1電制、ノンファーム接続、再給電方式、配電網の高度化や次世代スマートメーターなど、再生可能エネルギーの拡大やレジリエンス強化の推進を積極的に位置づけている点は評価できる。他方、個別査定により効率化係数の対象外とするか否か、仕訳先のスクリーニングやコストの妥当性の審査が行われる中で、次世代投資案件として効率化係数の対象外とすることにした案件については、その投資による費用対効果の面を含め、次世代投資案件として認める理由について、明確な説明が必要である。

また、次世代投資として計上された費用については、計画段階では精度の高い費用を計上することが難しいことは理解するが、発注段階になれば競争入札によって価格が下がるのが通常である。したがって、今後、将来における調達コストのモニタリングを含め、コスト管理が適切に行われているかどうか、投資効果や計画履行状況の検証を実施していく必要がある。次世代投資についてのこうした検証やモニタリングは、現在検討されている電力会社内の第三者委員会ではなく、後述する独立した委員で構成される外部のプロセスで公開の下、継続して行われるべきである。

コスト削減の実効性の向上について

⁹ 令和4年5月31日 次世代スマートメーター制度検討会取りまとめ

(5) コスト削減の実効性の向上

消費者利益の擁護を図るため、上記に示した疑問点の速やかな解消に向け、電力・ガス取引監視等委員会は独立性をもって必要な対応を早急に行い、今回の事業計画の値の妥当性及びその査定方法の適切さについて、消費者の理解・納得を得られるよう分かりやすい形で説明する必要がある。

加えて、今後とも継続して消費者からの信頼を得るために、経営上のガバナンスを効かせられるよう、電力会社及びその利害関係者、監督官庁から独立した社外のメンバーによる第三者機関¹⁰が各社のコスト削減の状況を定期的にモニタリングするといった手法を含め、第1規制期間においてコスト削減の実効性を高めるための方策を検討すべきである。その上で、場合によっては規制期間の期中における料金水準の見直しも排除することなく検討すべきである。

その他制度面等について

(6) 廃炉円滑化負担金相当金等

制御不能費用に計上されている原発の廃炉円滑化負担金相当金や賠償負担金相当金、電源開発促進税については、本来託送料金とは関係のない費用であることから、政策的観点から託送料金で徴収している費用については、送配電ネットワークの整備に要する費用とは区別した形で明示すべきである¹¹。

(7) 固定費の配分

- ① これまでも消費者委員会において意見として発出している¹²が、固定費の低圧部門（家庭用等）、特別高圧・高圧部門（産業用）への配分に当たっては現在、3種需要種別が共通して利用する設備コストは「2：1：1法」、特別高圧部門以外の需要種別が利用する設備コストは「2：1法」によって配分されているが、この配分方法は各常用種別のピーク需要の比較割合に応じた配分に大きなウェイトを置くことによって、低圧部門に過大

¹⁰ 第三者の要件の例として、一般送配電事業者の利害関係者ではないこと、一般送配電事業者によって指名された者ではないこと、査定能力を保有していること、査定を行う権限が与えられていること、が考えられる。

¹¹ 令和3年7月16日 電力託送料金制度等の詳細設計の在り方に関する消費者委員会意見

¹² 平成28年7月26日 電力託送料金の査定方法等に関する消費者委員会答申及び令和3年7月16日 電力託送料金制度等の詳細設計の在り方に関する消費者委員会意見

な固定費を配分することになっている懸念があるところであり、一般消費者に過大な負担を課さないよう、配分手法の見直しの検討が必要である。

- ② 電圧別に必要な設備コストに関する実績データ等のエビデンスを踏まえた上で、より公平な配分基準に修正することを速やかに検討すべきである。

(8) 発電側課金の検討

送配電設備の増強要因の変化にもかかわらず、託送料金制度は、発電事業者が託送料金を負担しない構造である。このため、発電側課金を導入して、託送料金の一部について発電事業者負担を求めることが検討されてきた。その後、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組むという方針の下、令和4年中に導入の可否を含めて結論を得る方向性が示されている¹³¹⁴¹⁵。

発電側課金は、発電事業者ネットワークコストを意識した事業展開を促すことで、送配電設備に要する費用の抑制、ひいては消費者負担の低減が期待されている。このため、最終負担者である消費者の利益の増進に資するよう検討することが必要である。

一方で、再生可能エネルギー発電事業者が新たに負担することとなるコストは、小売事業者への販売価格に上乗せせざるを得ないため、消費者の負担につながる可能性が高く、再生可能エネルギー発電事業者の負担増や投資抑制を招き¹⁶、国が進める再生可能エネルギー最優先の原則に逆行する効果をもたらす可能性がある。また、これまで、日本の発電設備の約9割を占める既存の大規模発電設備は、総括原価の下に建設された送配電設備を自由に利用してきた経緯がある。したがって、送配電設備の効率的な増強と発電事業者間負担、今後伸ばしていくべき電源間の公正性等の観点を十分に考慮し、特に再生可能エネルギーの拡大を阻害することがないように制度設計を行うべきである。

(9) 賃金の適正性の確保

¹³ 令和3年10月22日 閣議決定「第6次エネルギー基本計画」

¹⁴ 令和3年12月24日 資源エネルギー庁 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

¹⁵ 令和4年4月21日 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合

¹⁶ 課金分を再エネ賦課金で賄う案も検討されている（令和4年11月15日 資源エネルギー庁 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会）が、制度変更を遡及的に行うことは、行政コストの増加につながるうえ、賦課金の低減も行われず、国民負担が増加する。再エネ投資の制度リスクとして受け止められ、投資を抑制し、ファイナンスコストを上昇させるおそれがある。

各一般送配電事業者は、コスト効率化を進めていくとしているところであるが、その際、原材料費等の価格転嫁を適正に進めつつ、人への投資の観点から、下請事業者も含めた賃金¹⁷を適正化していくことも、政府が進める成長と分配の好循環を実現する上で重要である¹⁸。

消費者への丁寧な説明等に関する意見

(10) 消費者の理解・納得

- ① 目下、電気料金が高騰し、国民生活への負担感が増大している中で、電気料金の構成や内訳にとどまらず、値上がりしている要因について消費者への分かりやすく丁寧な説明がこれまで以上に必要である。加えて、託送料金に、どのような費用が含まれているかについて消費者が十分に理解しているとは言い難い。消費者が納得できるよう、繰り返し様々な機会をとらえて分かりやすく説明することが重要である。

経済産業省及び各一般送配電事業者は、電力の安定的な供給を前提としつつも、同じ電力供給の品質であっても地域独占によって選択肢が限られる消費者に対し、いかに効率的に提供するための工夫、努力をしているのか、その成果がどのような形で実を結び、消費者の利益につながっているのか、上記に示した各項の意見を踏まえ、分かりやすさに努めた説明を行うべきである。

- ② 今回、託送料金制度が総括原価方式からレベニューキャップ制度に変更され、消費者にとって何がどう変わるか、どのような制度で、どういったメリット・効果があるかということも十分に理解されているとは言いがたい。経済産業省及び消費者庁は、電力自由化や発送電分離の趣旨・目的を含め、レベニューキャップ制度の内容・趣旨や電気料金のうち託送料金を構成する関連費用の負担の在り方等の検討経緯を、消費者が改めて十分に理解し納得できるように、消費者にとって分かりやすく、丁寧な情報発信を積極的に行うことなどの取組を一層進めるべきである。

(11) 幅広いステークホルダーの参画の機会の確保

一般送配電事業者が規制期間に達成すべき目標のうち、一部の目標項目については、地域ごとのニーズを踏まえるため、ステークホルダー協議を行う

¹⁷ 下請事業者の賃金水準を調べることには困難を伴うが、このような調査も必要になるであろう。

¹⁸ 「公共料金等の新規設定や変更の協議に当たっての消費者庁における主なチェックポイント」(令和4年8月19日消費者庁)に準じ、料金の算定に賃上げが適正に見込まれることが求められる。

ことが求められており、各一般送配電事業者においてはそれを踏まえた対応が行われているとされている。しかし、実際に協議に参加しているステークホルダーの範囲は限定されており、取り上げられる視点も狭く、広く消費者の意見が聴取されているとは言えない。海外事例¹⁹なども参考に、一般送配電事業者において、生物多様性や景観問題も視野に、消費者や消費者団体、環境団体、次世代を担う若年世代等、幅広いステークホルダーを巻き込んだ丁寧な協議を日常的に行うよう、地域コミュニティの中での合意形成の取組を強化していくことが求められる。

消費者利益の擁護を図るため、消費者委員会では、レベニューキャップ制度の運用後においても、上記に指摘した事項の対応状況等について、電力・ガス取引監視等委員会へのヒアリングを含めた適切なフォローを行う。

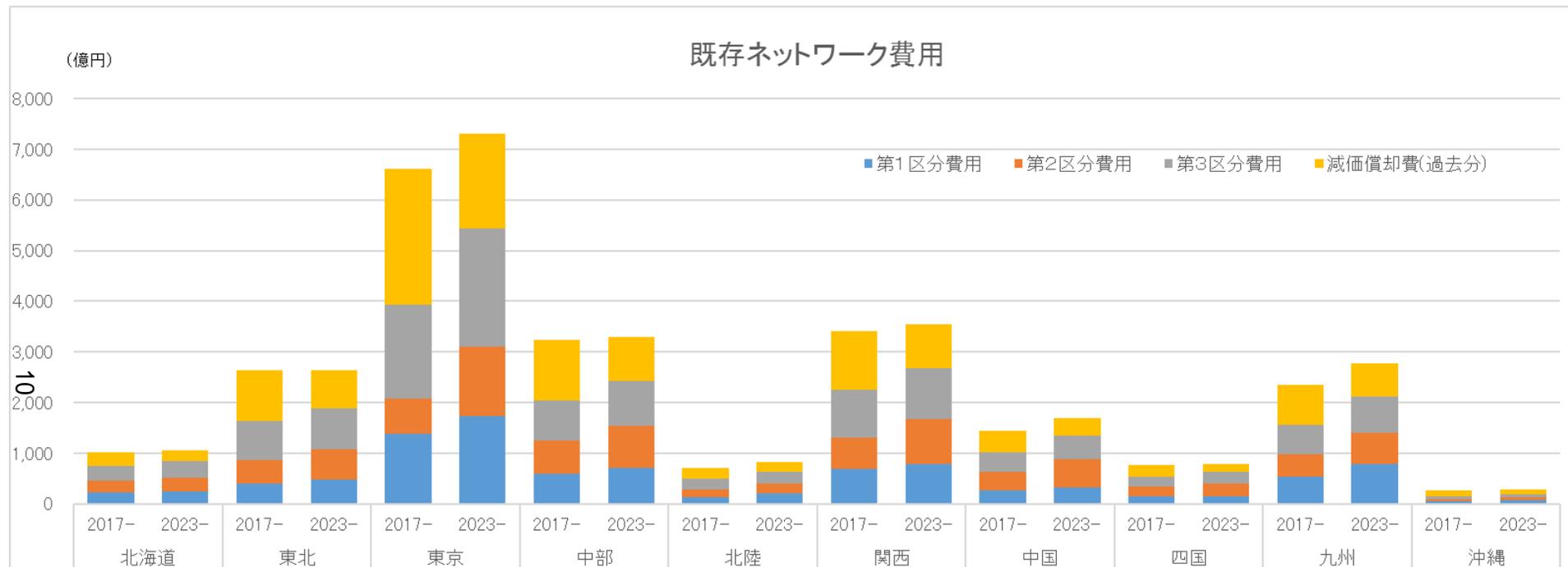
以上

¹⁹ ドイツの送配電事業者では幅広いステークホルダーを巻き込んだコンサルテーションを地域に公開しつつ実施し、景観や生物多様性などの地元の懸念を、設備投資の方法の選考の過程で取り入れている事例もある。

1. 既存ネットワーク費用の変化

別添1

● 規制期間(2023-2027年度)の既存ネットワークコストは、2017-2021年度と比較し1社を除き増加



※ここでいう既存ネットワーク費用とは、第1区分費用（人件費を除く）、第2区分費用（固定資産税を除く）、第3区分費用（株式・社債発行費関連費用、開発費償却、廃炉等負担金、離島供給費用を除く）、過去分の減価償却費

(億円)

	北海道			東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州			沖縄		
	2017-	2023-	増減率																											
第1区分費用	236	239	+1.1%	399	473	+18.7%	1,378	1,733	+25.8%	591	718	+21.6%	128	212	+65.4%	682	784	+15.0%	263	332	+26.3%	144	159	+10.4%	540	786	+45.4%	56	65	+15.0%
第2区分費用	216	269	+24.9%	471	601	+27.6%	696	1,367	+96.4%	658	814	+23.8%	165	189	+14.5%	625	895	+43.3%	366	561	+53.2%	197	245	+24.0%	434	614	+41.5%	45	66	+46.2%
第3区分費用	297	337	+13.5%	773	807	+4.4%	1,850	2,331	+26.0%	786	896	+14.1%	200	224	+12.0%	951	991	+4.3%	388	453	+16.6%	189	226	+19.2%	592	715	+20.7%	54	65	+20.4%
減価償却費(過去分)	263	207	-21.5%	1,001	749	-25.2%	2,691	1,873	-30.4%	1,200	872	-27.3%	218	191	-12.8%	1,146	873	-23.8%	433	341	-21.2%	241	158	-34.4%	780	666	-14.7%	108	82	-24.0%
計	1,012	1,052	+3.9%	2,644	2,631	-0.5%	6,615	7,303	+10.4%	3,234	3,301	+2.1%	712	816	+14.6%	3,403	3,544	+4.1%	1,451	1,687	+16.3%	771	787	+2.0%	2,347	2,781	+18.5%	263	277	+5.4%

(備考) 電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

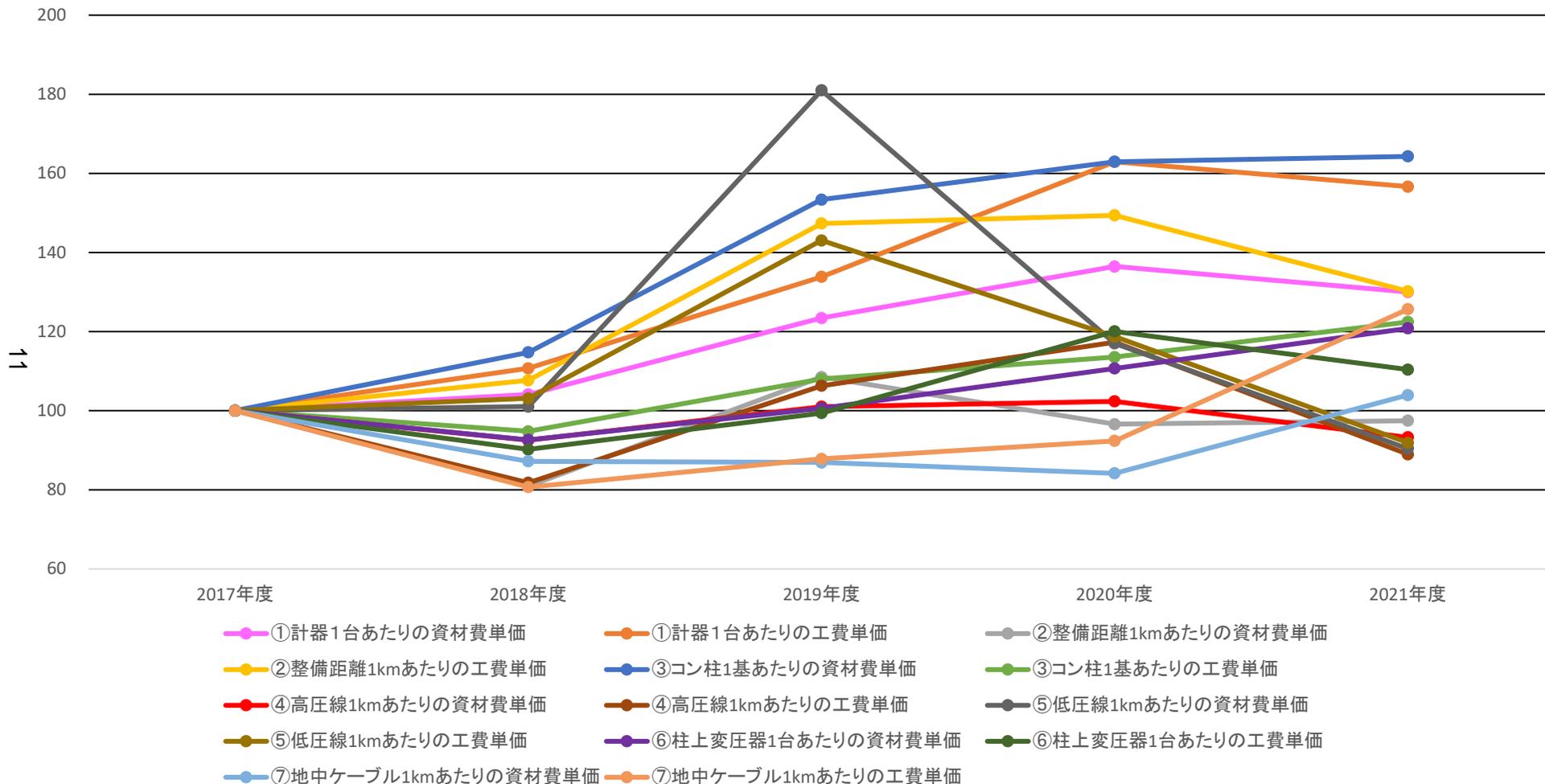
※ 各社の金額は、各期間の平均年額によるもの

2.既存ネットワークの物品費・工費の単価の変化(1)

別添2-1

●2017年度から2021年度にかけて、単価は多くの品目で上昇傾向

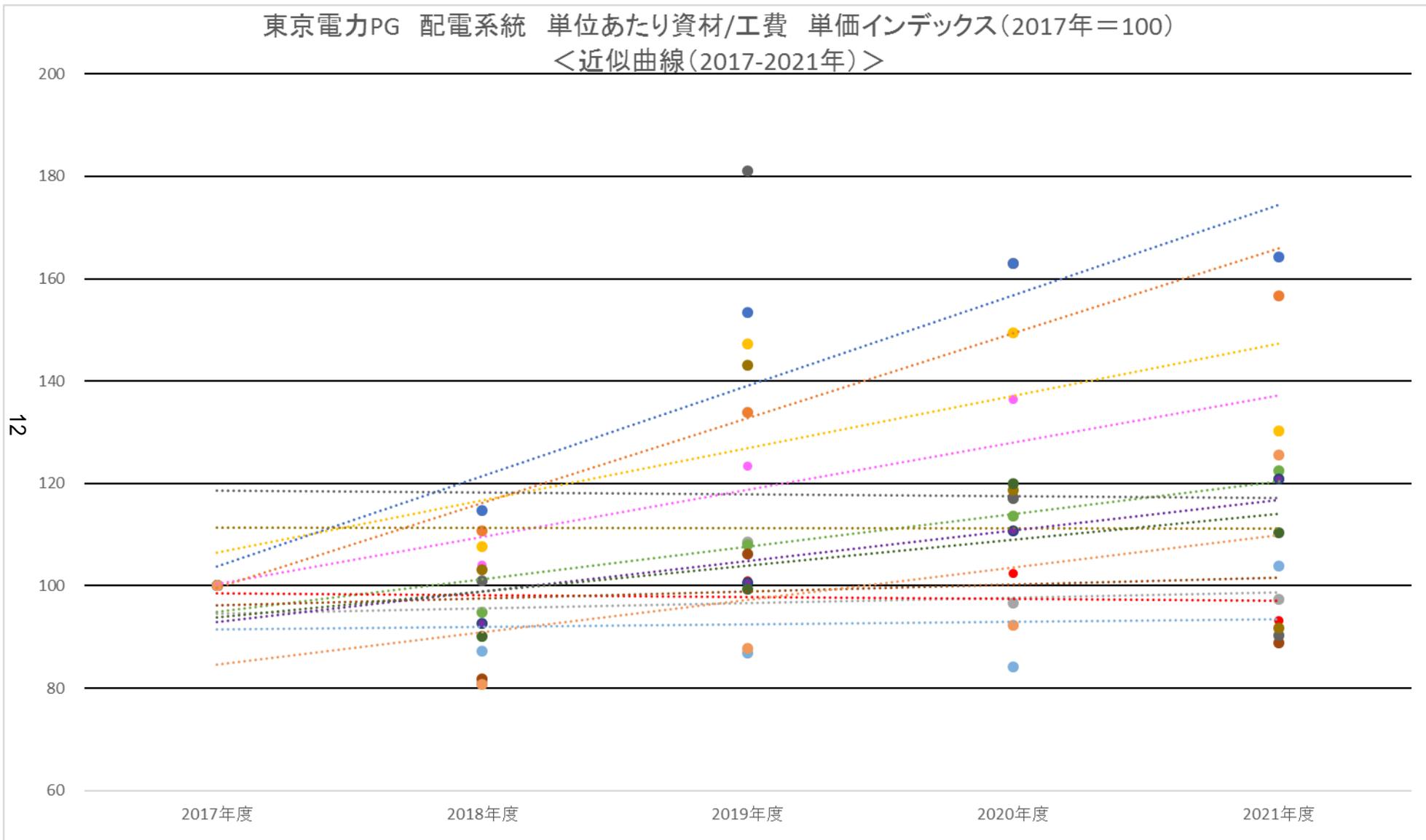
①東京電力PG 配電系統 単位あたり資材／工費 単価インデックス(2017年=100)



※ 東京電力PGのCAPEX(配電系統)における統計査定の対象項目となっている品目の物品費・工費の単価(①)

(備考)電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

2.既存ネットワークの物品費・工費の単価の変化(2)

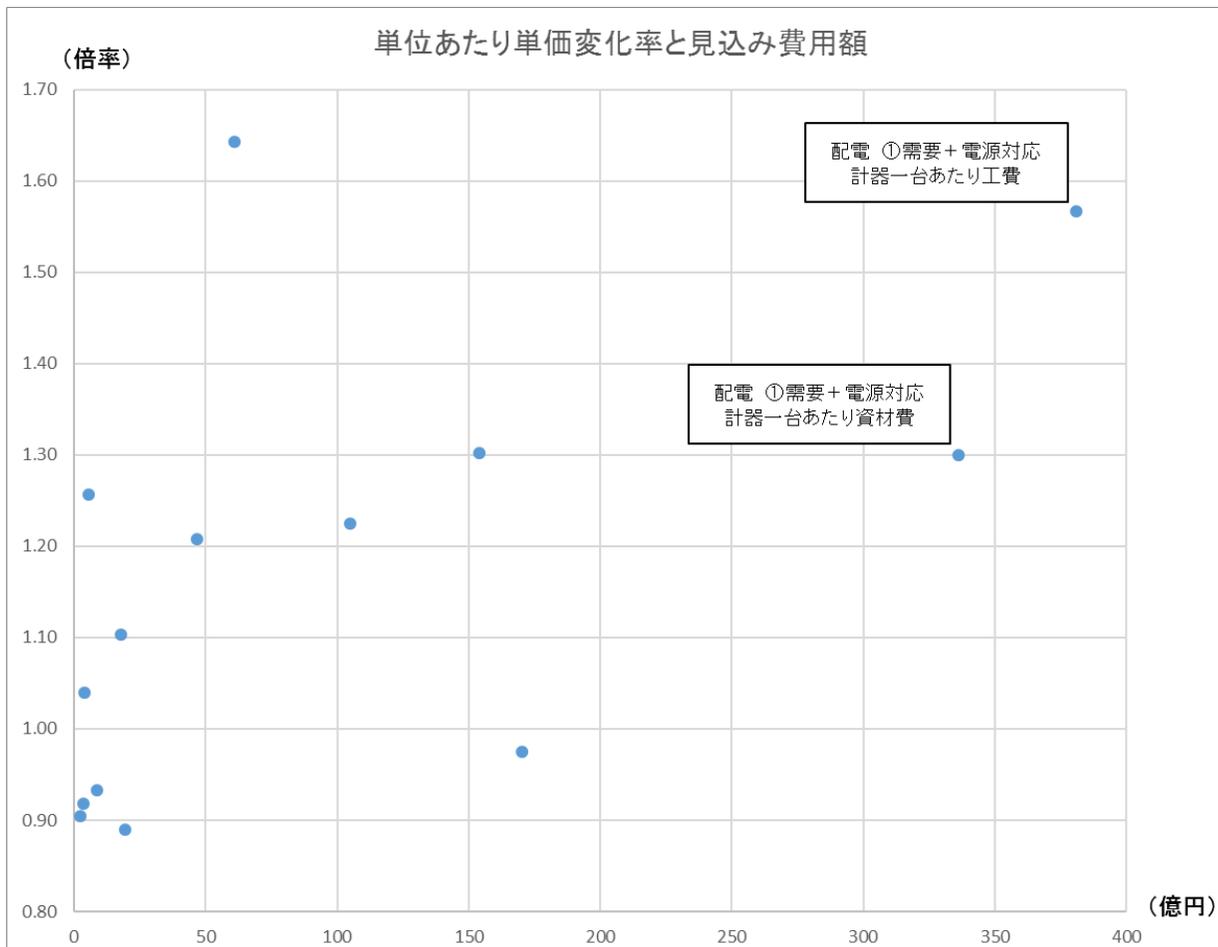


※ プロットは①と同じ単価データ、点線はそれらの近似曲線(線形近似)(②)

(備考) 電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

2.既存ネットワークの物品費・工費の単価の変化(3)

●規模の大きな工事種別(需要+電源対応の工費と資材費)のコストが上昇(グラフの右上の部分)
→全体費用に対するインパクトが大きいことが分かる



※ 縦軸は、①②で用いた単価の2017年度に対する2021年度の変化率。横軸は、各品目の見込み費用額(2023年度から2027年度)の平均年額。

(備考)電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

3. 物品費・工事費の単価の変化と収入見通しに盛り込まれた費用額 別添3

- 2017年度から2021年度における単価上昇について、適切に規制期間(2023年度から2027年度)における単価の見積もりに反映することで、費用削減の余地の可能性はあるのではないか

物品費・工事費の単価の変化と収入見通しに盛り込まれた費用額

	2017-2021年度 の単価の変化 (倍率)	2023-2027年度 の平均年額 (億円)	年あたり インパクト (億円)
北海道電力	0.97	189	-6
東北電力	1.03	487	13
東京電力	1.29	1314	297
中部電力	1.30	537	123
北陸電力	1.02	121	2
関西電力	1.24	431	84
中国電力	1.11	382	38
四国電力	1.23	151	28
九州電力	0.96	403	-17
沖縄電力	1.02	46	1

※1 「2017-2021年度の単価の変化(倍率)」は、14品目の単価変化率についての2023年度から2027年度までの見込み費用額を用いた加重平均

※2 「年あたりインパクト」は、その単価上昇がなかった(2017年の単価が維持された)と仮定した場合の「2023-2027年度の平均年額」と各事業者の事業計画に盛り込まれた費用額(平均年額)の差

(備考)電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

4. 工事発注に係る競争性の実効性の確保

別添4

- 工事種別ごとに落札金額上位3社の状況を年度ごとに見てみると、順位や事業者が固定している傾向が見られるほか、近年その傾向が高まっているケースも一部見られる

東京電力PG

15

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
架空送電工事	1位	A社	A社	D社	F社	F社	A社	A社
	2位	D社	D社	A社	E社	C社	F社	B社
	3位	E社	E社	B社	B社	B社	C社	C社
地中送電66kV工事	1位	A社	D社	D社	D社	A社	A社	A社
	2位	F社	B社	B社	A社	B社	B社	B社
	3位	C社	E社	A社	B社	C社	C社	C社
変電工事	1位	A社	A社	A社	A社	A社	A社	A社
	2位	C社	C社	C社	C社	B社	B社	B社
	3位	B社	B社	B社	B社	C社	C社	C社
配電架空線工事	1位	A社	A社	A社	A社	A社	A社	A社
	2位	B社	C社	B社	B社	B社	B社	B社
	3位	D社	B社	C社	C社	C社	C社	C社
送電鉄塔	1位	C社	B社	C社	A社	A社	A社	A社
	2位	B社	A社	A社	C社	C社	B社	B社
	3位	A社	C社	B社	B社	B社	C社	C社
送電電線	1位	A社	A社	A社	A社	A社	A社	A社
	2位	B社	B社	B社	C社	C社	B社	B社
	3位	F社	E社	D社	B社	B社	C社	C社
地中送電154kV	1位	D社	A社	B社	A社	A社	B社	A社
	2位	A社	C社	A社	C社	B社	A社	B社
	3位	B社	B社	C社	B社	C社	C社	C社

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
変電変圧器	1位	A社	B社	A社	A社	A社	A社	A社
	2位	B社	A社	B社	B社	B社	B社	B社
	3位	-	C社	C社	C社	C社	C社	C社
変電遮断器GCB	1位	A社	A社	A社	C社	B社	A社	A社
	2位	B社	B社	E社	B社	C社	C社	B社
	3位	C社	E社	C社	E社	A社	D社	C社
変電遮断器GIS	1位	A社	A社	A社	D社	A社	A社	A社
	2位	-	D社	D社	A社	D社	C社	B社
	3位	-	-	E社	-	B社	-	-
コンクリート柱	1位	C社	C社	C社	C社	A社	A社	A社
	2位	D社	D社	D社	A社	B社	C社	B社
	3位	E社	E社	E社	B社	C社	B社	C社
アルミ電線	1位	A社	A社	B社	B社	A社	A社	A社
	2位	B社	B社	A社	C社	C社	C社	C社
	3位	C社	C社	C社	A社	B社	B社	B社
柱上変圧器	1位	A社	A社	A社	A社	A社	A社	A社
	2位	D社	D社	D社	D社	B社	B社	B社
	3位	C社	C社	C社	C社	C社	C社	C社
配電ケーブル	1位	E社	E社	E社	F社	F社	F社	F社
	2位	B社	F社	F社	C社	D社	D社	B社
	3位	A社	B社	C社	D社	C社	B社	D社

(備考) 電力会社から電力・ガス取引監視等委員会に提供されたデータをもとに、消費者庁の協力を得て公表した消費者委員会事務局資料

【参考】

1. 消費者の視点から見た電気料金

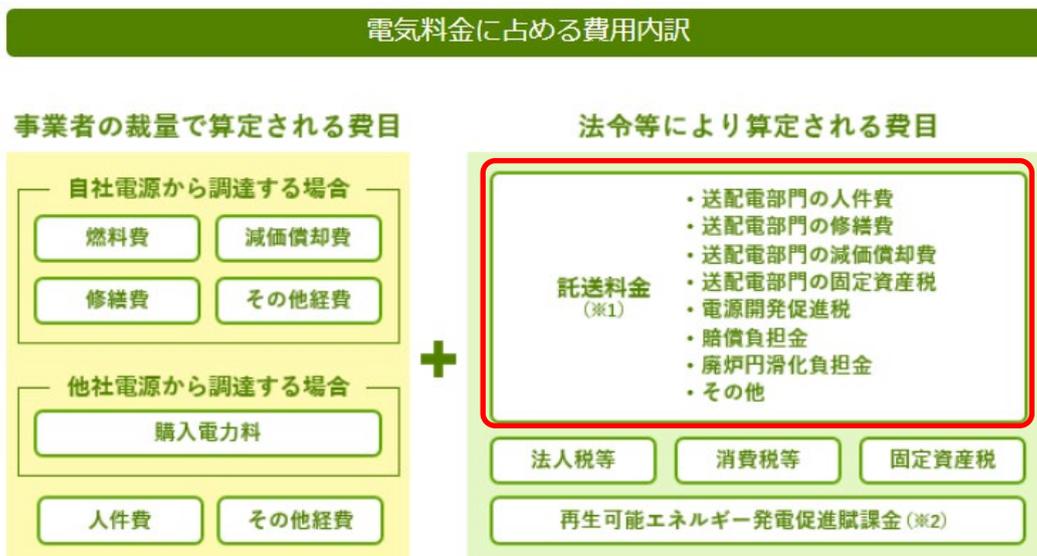
(1) 家庭向け電気料金の推移



出所：総務省消費者物価指数より作成

(2) 電気料金の内訳

【図表 1】

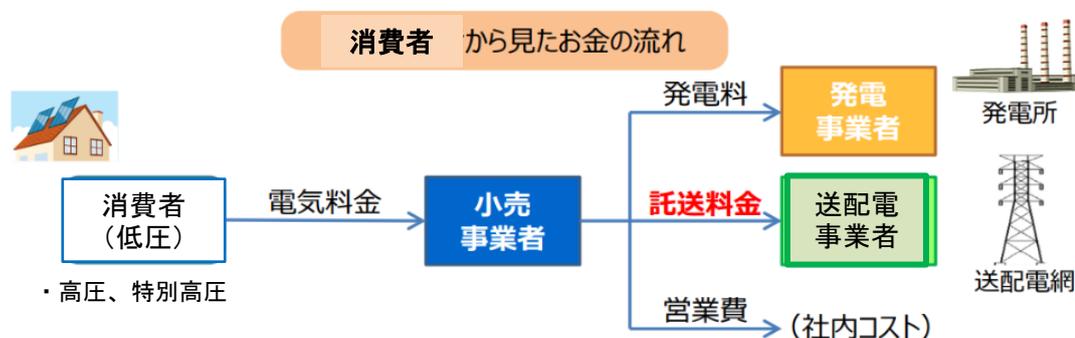


+

出所：資源エネルギー庁 HP 掲載資料を基に作成

- 託送料金は、電気を送る際に利用する送配電網の利用料金として、小売電気事業者を通じて、一般送配電事業者に支払うこととなる費用である。

【図表 2】



出所：資源エネルギー庁 HP 掲載資料を基に作成

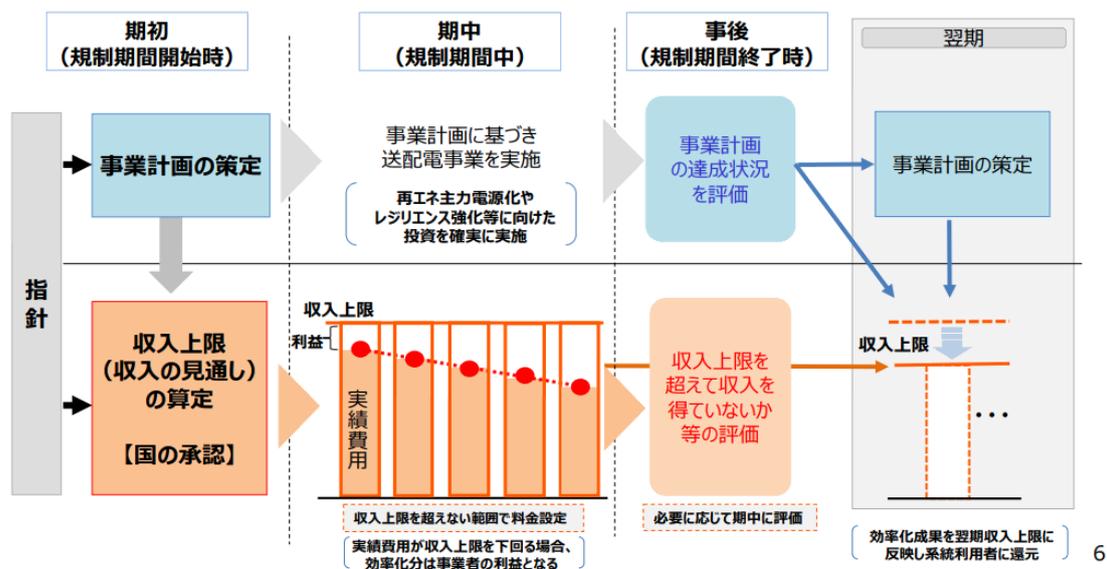
2. レベニューキャップ制度の全体像

- レベニューキャップ制度は、一般送配電事業者における必要な投資の確保（送配電網の強靭化）とコスト効率化を両立させ、再エネ主力電源化やレジリエンス強化等を図ることを狙いとしている制度である。規制期間中（5年間）、一般送配電事業者が承認を受けた収入上限（収入の見通し）を超えない範囲で柔軟に託送料金を設定できるものであり、実績費用が収入上限を下回る場合、一般送配電事業者の利益の一部とし、コスト効率化のインセンティブとするものである。

【図表 3】

レベニューキャップ制度の全体像

- レベニューキャップ制度では、国が示した指針に沿って、一般送配電事業者が、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画を策定し、実施に必要な費用をもとに収入上限を算定した上で、国に計画を提出する。
- 一般送配電事業者は、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとする。



出所：電力・ガス取引監視等委員会説明資料より

- 託送料金に含まれる費用は、レベニューキャップ制度導入に当たり、「一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令」に基づき、下記のとおり算定されることとなる。

【図表 4】

①第1区分費用 (OPEX 査定対象費用)	主に送変配電部門の人件費・委託費
②第2区分費用 (CAPEX 査定対象費用)	主に送変配電部門の新規投資に係る減価償却費及び固定資産税
③第3区分費用 (その他費用・廃炉等負担金)	その他費用、主に修繕費、託送料、固定資産除却費、離島供給費用、廃炉等負担金等
④次世代投資に係る費用	脱炭素化、レジリエンス強化、デジタル化、効率化等の便益をもたらす先進的な取組費用
⑤制御不能費用	主に送変配電部門の既存投資に係る減価償却費及び固定資産税、容量拠出金等の調整力の確保

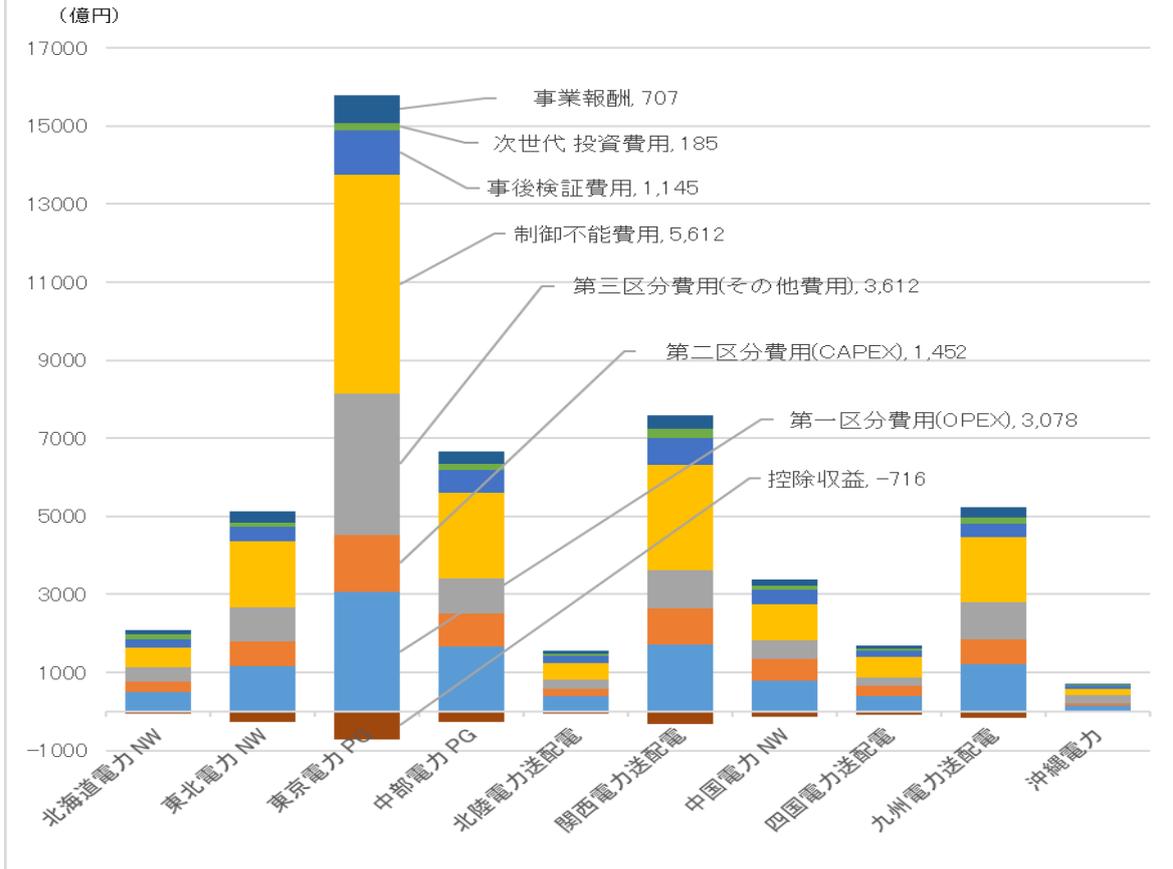
	に係る費用、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、税金等
⑥事後検証費用	主に需給調整市場の調達費用等の調整力の確保に関する費用
⑦事業報酬	
⑧控除収益（▲）	主に電気事業雑収益

- 一般送配電事業者は、次に掲げる事業計画の策定が求められている。

【図表 5】

(1) 目標計画	
(2) 前提計画	
(3) 事業収入全体見通し	
(4) 費用計画	
①第1区分費用 (OPEX 査定対象費用)	⑤制御不能費用
②第2区分費用 (CAPEX 査定対象費用)	⑥事後検証費用
③第3区分費用 (その他費用・廃炉等負担金)	⑦事業報酬
④次世代投資に係る費用	⑧控除収益
(5) 投資計画	
①設備拡充計画 (連系線・基幹系統、ローカル系統、配電系統)	
②設備保全計画 (リスク量算定対象設備、リスク量算定対象外設備)	
③その他投資計画 (送配電設備以外の投資対応)	
④次世代投資計画	
(6) 効率化計画	

一般送配電事業者から提出された収入の見通し(令和4年7月)



出所：各社の提出様式、事業計画等により電力・ガス取引監視等委員会作成資料を基に作成

(単位：億円)

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	合計
第一区分費用(OPEX)	498	1,167	3,078	1,671	388	1,710	777	405	1,203	144	11,043
第二区分費用(CAPEX)	276	626	1,452	842	196	931	577	251	642	68	5,860
第三区分費用(その他費用)	360	871	3,612	898	225	991	478	226	962	204	8,827
制御不能費用	491	1,699	5,612	2,195	433	2,690	917	513	1,662	159	16,371
事後検証費用	226	360	1,145	588	195	692	358	157	329	88	4,137
次世代投資費用	122	118	185	145	42	221	108	66	168	20	1,194
事業報酬	107	280	707	320	72	347	154	69	279	39	2,374
控除収益	-65	-274	-716	-274	-57	-309	-139	-87	-172	-8	-2,101
収入の見通し計	2,015	4,846	15,076	6,386	1,494	7,273	3,230	1,600	5,071	714	47,705

(出典) 各社の提出様式、事業計画等により電力・ガス取引監視等委員会事務局作成、億円未満を四捨五入

※各社の金額は、期制期間平均によるもの

- 電力・ガス取引監視等委員会は、一般送配電事業者から提出された事業計画について、料金制度専門会合において検証・審議を進めている（令和4年7月29日以降計13回開催）。なお、審議内容はインターネット中継で常時公開されている。



収入の見通しに関する これまでの検証内容について

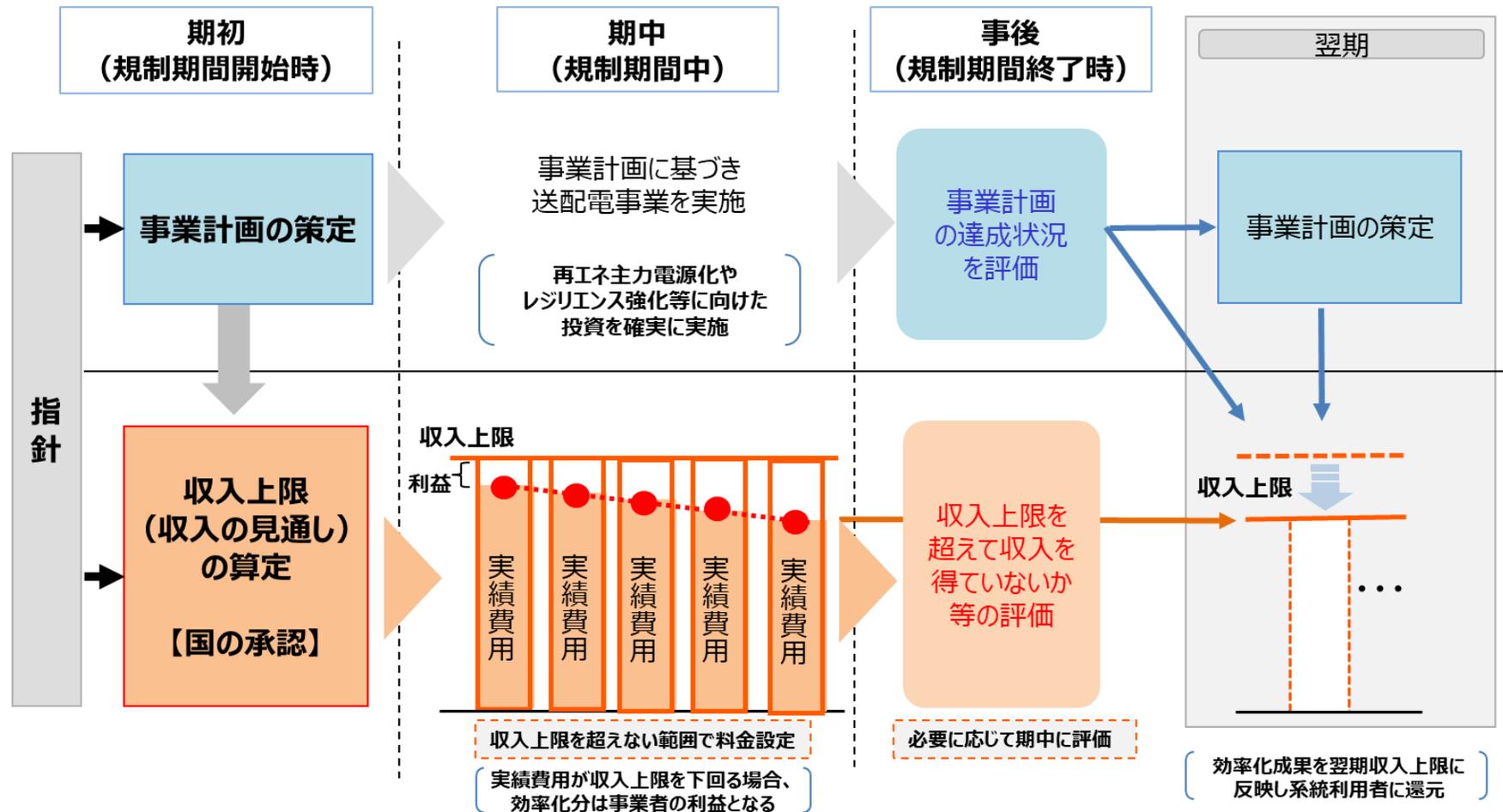
第27回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年11月28日



新たな託送料金制度について（レベニューキャップ制度）

- 一般送配電事業者が、規制期間（5年間）ごとに、収入上限（レベニューキャップ）について承認を受け、収入上限の範囲内で託送料金を設定する新たな制度の導入を予定※。 ※2023年度より開始予定
- 一般送配電事業者における再エネ主力電源化やレジリエンス強化等を図るための必要な投資の確保とコスト効率化を両立させることを目的とする。



「収入の見通し」の適切な算定に係る検証について

- 本年7月20日、資源エネルギー庁で開催された総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において、一般送配電事業者に対して、適切な「収入の見通し」の算定を進める観点から、「収入の見通し」の関連書類の提出を求めるとともに、電力・ガス取引監視等委員会にて必要な検証を開始するよう整理がなされた。
- これを踏まえ、一般送配電事業者10社から提出された「収入の見通し」の算定に関する書類が資源エネルギー庁から本委員会に送付されたことから、7月28日より当委員会において検証を開始。
- 本検証に当たっては、レベニューキャップ制度の詳細設計を行った料金制度専門会合にて実施することが適切であることから、本専門会合にて、中立的・客観的かつ専門的な観点から、一般送配電事業者の「収入の見通し」について必要な検証を実施。
- 本検証において、費用項目毎に事務局から一般送配電事業者に対して行われたヒアリング及び検証は、延べ約13,000時間実施。委員から事務局に対するヒアリングは、延べ19回、約30時間実施。

料金制度専門会合委員

電力・ガス取引監視等委員会 料金制度専門会合 委員

(座長) (専門委員)

山内 弘隆 武蔵野大学経営学部 特任教授

(敬称略)

(委員)

北本 佳永子 EY新日本有限責任監査法人 常務理事 パートナー 公認会計士

圓尾 雅則 SMBC日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

(敬称略・五十音順)

(専門委員)

安念 潤司 中央大学大学院 法務研究科 教授

男澤 江利子 有限責任監査法人トーマツ パートナー 公認会計士

梶川 融 太陽有限責任監査法人 代表社員 会長

川合 弘造 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士

東條 吉純 立教大学法学部 教授

華表 良介 ポストンコンサルティンググループ

マネージング・ディレクター&パートナー

平瀬 祐子 東洋大学理工学部 准教授

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

村上 千里 公益社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント

・相談員協会 理事

(敬称略・五十音順)

委員構成 (計4チーム)

※五十音順

チームA	東條委員	圓尾委員	村上委員
------	------	------	------

チームB	男澤委員	松村委員	山内委員
------	------	------	------

チームC	梶川委員	川合委員	平瀬委員
------	------	------	------

チームD	安念委員	北本委員	華表委員
------	------	------	------

【参考】料金制度専門会合における検証について(担当費用区分)

- 今般の収入の見通しの検証については、費用区分ごと（投資量の検証含む）にその検証手法が異なることから、設置された検証チームごとに、担当する費用区分を設定した。

費用		担当委員			チーム
OPEX	シンボリック費用	東條	圓尾	村上	A
	統計査定				
	重回帰分析（総額）				
	トップランナー&過去実績				
	将来発生する費用の精査				
費用		担当委員			チーム
CAPEX	連系線・基幹系統	男澤	松村	山内	B
	投資量				
	投資金額				
	ローカル系統	梶川	川合	平瀬	C
	投資量（拡充投資）				
	投資量（更新投資）				
	統計査定	東條	圓尾	村上	A
	投資単価（重回帰分析）				
	投資単価（中央値）				
	配電系統	梶川	川合	平瀬	C
	投資量（拡充投資）				
	投資量（更新投資）				
	統計査定	安念	北本	華表	D
	投資単価（重回帰分析）				
	投資単価（中央値）				
無電柱化	安念	北本	華表	D	
その他設備					
その他投資					

費用		担当委員			チーム
その他費用	修繕費	安念	北本	華表	D
	賃借料				
	固定資産除却費				
	固定資産除却損				
	託送料				
	離島ユニバーサル費用				
その他収益					
次世代投資	東條	圓尾	村上	A	
制御不能費用	男澤	松村	山内	B	
事後検証					
事業報酬	男澤	松村	山内	B	
効率化係数					
目標	梶川	川合	平瀬	C	
事業計画(前提計画、効率化計画など)					

(敬称略)

【参考】料金制度専門会合における検証の経緯

令和4年7月25日 一般送配電事業者10社による「収入の見通し」の算定に関連する書類の提出

- 第14回（7月29日） 今後の検証事項、一般送配電事業者による事業計画説明（5社） など
- 第15回（8月3日） 一般送配電事業者による事業計画説明（5社）、今後の検討体制
- 第16回（8月8日） 検証作業項目（案）、目標計画等の確認の観点、CAPEX統計査定方法
- 第17回（8月29日） 目標計画・前提計画（需要）の確認内容、OPEX（統計査定前）
- 第18回（9月7日） 制御不能・事後検証費用（調整力費用以外）、事業報酬率
- 第19回（9月15日） OPEX（統計査定前・再）、CAPEX（統計査定結果）、次世代投資費用
- 第20回（9月22日） OPEX（統計査定結果）、前提計画（再エネ連系量）の確認内容 など
- 第21回（10月5日） 制御不能・事後検証費用（調整力費用）、その他費用、控除収益 など
【参考】「国民の声」実施（10月5日～11月4日）、消費者委員会公共料金等専門調査会での審議・当事務局のオブザーバー参加（10月7日～）
- 第22回（10月19日） OPEX（個別検証）、CAPEX（無電柱化）、その他費用（託送料） など
- 第23回（10月26日） CAPEX（施工力）、その他費用（修繕費など）、次世代投資費用 など
- 第24回（11月4日） CAPEX（投資量、高額案件など）、次世代投資費用 など
- 第25回（11月14日） CAPEX（その他投資など）、効率化計画、レートベース など
- 第26回（11月21日） 効率化係数の設定範囲 など
- 第27回（11月28日） 「収入の見通し」に関するこれまでの検証内容について

「収入の見通し」の検証に当たって重視すべき事項

- 指針、審査要領及び委員・オブザーバーのご意見を踏まえ、今回の「収入の見通し」の検証作業を行うに当たり重視した事項としては以下のとおり。

1) 再エネ主力電源化・レジリエンス強化などに必要な投資量の確保

- 設定された投資量と将来の再エネ連系量やリスク量との整合性を検証
- 工事件名ごとの投資目的、投資時期、投資量の妥当性を検証
- 規制期間に加え、中長期的な投資計画遂行にあたり施工力確保の見通しが立っているかを検証 など

2) 送配電ネットワークの次世代化に向けた取組効果

- 次世代投資の各プロジェクト（研究開発、投資）における、費用便益効果を検証
- 次世代投資に係る中長期プロジェクトの妥当性・実現可能性を検証 など

3) 電力の安定供給に向けた対応費用

- 需給調整市場を通じて調達する調整力関連費用などの適切性を検証 など

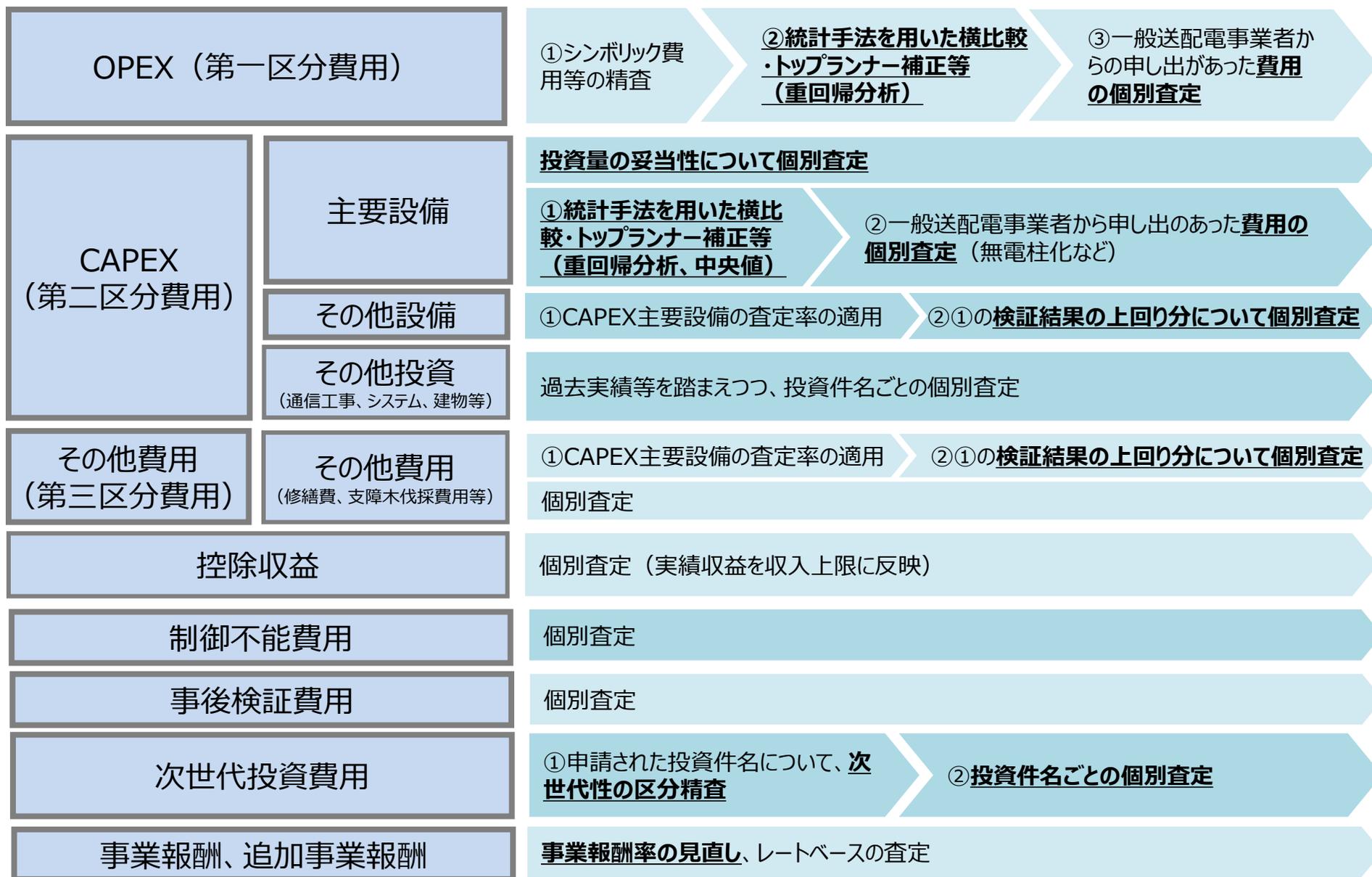
4) コストの徹底的な効率化

- 10社横比較及びトップランナー的補正の実施
- 規制期間の見積り諸元となるデータ（過去実績等）を検証
※必要に応じて、一部費用については、分社後データと参照期間データの比較等を実施
- 効率化係数の対象費用を検証 など

- 1.収入の見通しの検証内容（ポイント）**
- 2.検証結果（現時点の概算値）

1. 第1規制期間における「収入の見通し」の検証内容（概要）

- 各区分費用ごとに統計査定及び個別検証を組み合わせることで丁寧な検証を実施。



効率化係数の設定の検証

収入の見通しの検証内容（ポイント①）

目標計画

(1) 指針に規定された目標項目との照合検証

・各事業者より提出された目標計画について、指針に規定されている目標項目との照合検証を行い、結果として、指針に規定された目標項目が網羅されていることを評価。

(2) 目標計画に規定された具体的な取組内容の検証

・具体的な取組内容と達成すべき目標との関係における明確性について検証した結果、一部の取組内容（次世代化における分散グリッド化の推進など）について、その取組により期待される効果と、達成すべき目標との関係性が明確ではないと判断されたことから、必要な追記を求める。

・目標達成に向けた具体的な取組内容として、追加を求める事項の有無について検証した結果、一部の目標項目について、その達成に向けた取組内容への追加（設備拡充の達成に向けた再エネ連系量等が増加した場合の投資計画の見直し、期中調整の実施等）を求めることが重要であると判断される取組があることから、必要な追記を求める。

・目標項目のうち、ステークホルダー協議の結果が適切に反映されているかについて検証した結果、一部の事業者において、同協議による意見のうち反映できなかった事項がその理由も含め事業計画に明記されていないことから、明記を求める。

前提計画

(1) 需要想定の検証

・各事業者から供給計画をベースに提出された第一規制期間における全国の需要想定は、8,300~8,400億kWh/年となっており、本需要想定を検証にあたり、「家庭用その他」、「業務用」、「産業用その他」と用途別の需要電力量の想定方法の妥当性を検証。

・沖縄を除いた各事業者において、需要電力量の減少が見込まれており、想定にあたって、GDPやIIPなど経済指標の見通しや、コロナ影響、エリア特有の需要織り込みなどを反映させていることが確認されたことから、問題ないことを確認。

(2) 再エネ連系量想定を検証

・再エネ連系量については、資源エネルギー庁電力・ガス基本政策小委員会（9月15日）における検証結果（「供給計画をベースとした各事業者の想定値がエネルギーミックスに比べて保守的ではあるものの、現時点においてこれらが総合的である必要はないと考えられる。」等）も踏まえ、規制期間中の再エネ連系量などが増加した場合の拡充計画見直しなどによる「収入の見通し」の期中調整も念頭に、本想定量は妥当と判断した。

OPEX（第一区分費用）

(1) 規制期間及び参照期間におけるOPEXを構成する費用の算入方法の妥当性の検証

・収入の見通しに算入が認められない費用の確認や個別費用についてヒアリングし、各事業者の費用の妥当性を検証。

・検証の結果、各社概ね妥当と判断されたものの、給料手当・厚生費、諸費、委託費の一部について、不適切な計上が認められ、規制期間では10社合計で127億円の減額、参照期間では72億円の減額とされた。

・なお、規制期間における役員給与については、効率化において生じる利益分が明らかとなっていない中で、その水準に予断を与えることが適当ではないことから、国家公務員の指定職の給与水準の平均にすることを求める。

(2) 統計的査定方法による10社横比較

・上記の検証を踏まえた統計査定の結果、各社の見積り費用との差額は10社合計で▲357億円であった。（次世代投資費用からの区分変更後）

(3) 各社からの申出内容に対する追加検証

・統計査定額を上回った中部電力PGからシステム拡充やクラウド化の推進により委託費が増加することから、見積り費用の満額を認めてほしいとの申出があり、妥当性を検証した結果、他社でも同様の投資を行っており、特殊な投資とは言えず、各社の同様の費用を含めた統計査定結果であることから、統計査定額のとおりとされた。

・また、統計査定額を上回った関西電力送配電から通信設備の子会社移管に伴い、諸費、委託費が増額することから、397億円（5年計）の増額の申出があり、妥当性を検証した結果、OPEX以外の削減効果（171億円）が認められたことから、その分をトップランナー補正後額に加えた上で、効率化係数後の査定額とされた。

・統計査定額を下回った東北電力NW、中国電力NW及び四国電力送配電から、統計査定額の範囲内で各々研究費、委託費及び養成費について増額の申出があり、前倒しの実施や事業計画と整合していることから、妥当と判断された。（3社計で+54億円の増額）

収入の見通しの検証内容（ポイント②）

CAPEX（第二区分費用）投資量等

(1)投資量に対する施工力の妥当性の検証

・主要9品目（鉄塔、送電線、地中送電ケーブル、変圧器、遮断器、コンクリート柱、配電線、地中配電ケーブル、柱上変圧器）のうち、各事業者の計画値が最大過去実績を上回る品目が多数存在したことから、各社における第1規制期間における投資量に対する施工力の確保方法の妥当性を検証し、問題がないことを確認。

(2)主要工事件名説明書等に基づく投資量及び投資額に係る検証（連系線・基幹系統、ローカル系統）

・連系線・基幹系統及びローカル系統の投資量及び投資額の検証にあたり、各事業者より提出された約7,000枚の主要工事件名説明書に基づき、各投資案件について、投資目的、投資時期、投資量及び投資額の妥当性について確認。
・検証の結果、投資量については各社概ね妥当と判断されたものの、一部で投資量の過剰又は不足、投資額の過剰計上等が確認されたことから是正を求めることが妥当と判断され、その結果、連系線・基幹系統では10社合計で約30億円の減額、ローカル系統では10社合計で約137億円の減額とされた。
・広域機関のコスト等検証小委員会のカバー対象工事について、同小委員会の検証結果を確認したところ、東北東京間連系線（東北電力NW分）については、コスト等小委で検証された投資額から一部見直し（37億円増）のうえ提出があったため、同小委員会の検証結果に基づいて増額分は認めないこととした。
・第1規制期間における連系線・基幹系統の投資額と特命契約額を確認したところ、中部電力PG特命契約の割合が高いことが判明。施工力を確保するために、大型の送電工事において、詳細仕様確定前の早期に特定の事業者の内示（予告）を行う特命契約が行われていたためとのことであったが、競争発注比率を改善するべく、他の一般送配電事業者への個別調査等を行うことで、精度の高い概略仕様にて競争入札を実施する手法を確立し、2019年度以降は、大型の送電工事も競争入札を実施していることを確認。

(3)投資量に係る検証（配電系統）

・需要・電源対応（計器設置個数）について各社の算定方法等を確認したところ、過去実績、将来需要及び電源動向等を踏まえて算定されていることを確認。
・無電柱化の投資量については、国交省の無電柱化推進計画に基づき、道路管理者や各電線管理者で開催する地方ブロック無電柱化協議会での協議により合意した路線等に対し、必要な投資量が計上されていることを確認。

CAPEX（第二区分費用）単価：主要設備

(1)統計査定にあたっての適切な説明変数の追加・最適な組合せの検討、グルーピング項目の検討

・ローカル系統のうち、送電設備（鉄塔、架空送電線、地中ケーブルの物品費）、変電設備（変圧器、遮断器の物品費）、配電系統のうち、需要電源対応、高経年化対策（コン柱の物品費・工事費、低圧線の工事費）について、重回帰分析に活用する、需要要因や外生的要因に影響を受ける項目として適切であると判断された説明変数の見直し、追加等を検討。
・ローカル系統のうち、送電設備（鉄塔、架空送電線、地中ケーブルの工事費）、変電設備（変圧器の工事費）について、中央値による検証を行うにあたっての合理的かつ説明可能な範囲でのグルーピング項目を設定。

(2)統計的査定方法による10社横比較

・ローカル系統及び配電系統に係る主要設備の単価の統計査定の結果、全体で各社提出値に比べ、▲9%との結果となった。
・なお本検証の結果抽出された高額案件については、各社において第三者を交えた内部評価を再度行うことを求めた。

(3)各社からの申出内容に対する追加検証（無電柱化）

・東京電力PGより申し出のあった無電柱化・共同溝の投資単価について、その合理性の検証を行った結果、都市の狭隘地区及び島嶼地区での無電柱化の推進において一定のコストダウンを求めつつ、一部の値について計上を認めることが妥当と判断された（提出値1.85億円/km→検証値1.71億円/km）。

(4)高額案件の内部評価に対する検証

・高額案件に対する検証体制における第3者の位置づけ、価格の見積り方法、価格・物量の低減の取組内容について、各事業者において一定の差異が認められることから、選定プロセスや考え方の聴取を実施。
・聴取を踏まえた検証の結果、各事業者より第3者の選定について利益相反等の問題は無いとの説明があり、また構築した検証体制において案件の必然性、価格・物量の妥当性の検証、過去の類似事例等との比較検証も行われていると確認できたことから、各事業者における検証内容は妥当と判断された。

収入の見通しの検証内容（ポイント③）

CAPEX（第二区分費用）その他設備

(1)主要設備の査定率の適用

・その他設備について、過去実績に対してCAPEXにおける主要設備の査定率を乗じて検証を行った結果、全体で各社提出値に比べ、▲2,817億円との結果となった。

(2)各社からの申出内容に対する追加検証

・各事業者より申し出のあったその他設備の追加検証においては、以下の方針のとおり検証を行い、結果として、各社提出値に比べ、その他設備（送電）については▲475億円、その他設備（変電）については▲46億円との結果となった。

－単価については、既に主要設備の査定率を乗じていることから、基本的には単価要因による収入の見通しへの追加算入は認めない。

－投資量については、その他設備の性質に応じて、①主要設備の増加量と比例して増加するもの、②その他設備単独で増加するものに分けた上で検証する。

－①主要設備の増加量と比例して増加するものについては、主要設備に係る主要工事件名説明書にて、投資量の妥当性を検証済であることから、収入の見通しへの追加算入を認める。

－②その他設備単独で増加するものについては、増加の合理性について個別検証を行うこととする。

CAPEX（第二区分費用）その他投資

(1)各社からの提出値に対する検証

・その他投資（通信工事、システム開発、建物関連工事、系統・給電設備工事、備品取得、リース資産取得、用地権利取得等）については、各社から提出された投資案件ごとに個別検証を実施。

・個別検証にあたっては、未確定な投資案件の有無、過去の投資計画との整合性の確認と投資計画の平準化の徹底、投資に対する便益の確実性等を踏まえ、投資計画の見直しが必要となる案件に対する是正を求めた結果、各社の提出値に比べ、▲20%（▲2,400億円）との結果となった。

その他費用（第三区分費用）

(1)修繕費（支障木伐採委託費、塗装費等）の検証

・修繕費の検証については、参照期間における各一般送配電事業者の実績額にCAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とし、さらに収入の見通しへの追加算入を希望する一般送配電事業者に対しては、修繕費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととされた。

・支障木伐採委託費について、伐採対象物量の増加については合理的な説明があった場合に認めることとし、労務費単価の増額については認めないことと整理した。

・塗装費用について、1回あたりの費用削減や塗装サイクルについての各社の取組をヒアリングした上で、共通する部分についてトップランナー的査定の考え方を踏まえて単価の査定を実施。

(2)固定資産除却費及び固定資産除却損（単独工事分）の検証

・除却費及び除却損の見積り額が大きい件名について、除却の理由及びタイミング、また、費用の見積り方法及び金額の妥当性を検証。検証の結果、東京電力PGの一部の除却工事について、除却損の計上時期を検証した結果、規制期間に計上するのが適切ではないと判断（4.2億円の減額）。

(3)託送料の検証

・電源開発送変電ネットワーク向けの託送料について、一般送配電事業者の事業報酬率が今回の検証において1.9%から1.5%へ21%削減されているところ、同社向けの契約においても、当事者間で効率化に向けた取り組みを続けることが望まれると整理。これを踏まえ、同社の全契約においても、同じ削減率（21%減）を適用し、現状の事業報酬率2.76%（その他費用の全契約の平均）を2.18%とすることとした。

・また、一般送配電事業者に効率化係数を適用し効率化を促していることを踏まえ、同社の託送料の70%に対して5年2.5%の効率化係数を適用することとした。

・その他の託送料については、過去実績や直近の契約内容等をもとに検証を行い、計上値について問題がないことを確認。

収入の見通しの検証内容（ポイント④）

控除収益

- ・控除収益の検証にあたっては、過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認するとともに、収益分類の適正性について検証。
- ・検証の結果、全国融通振替料金、契約超過金については直近2021年度実績値の見積り値で再計上することとされた。
- ・また、電気事業雑収益のうち、大宗を占める雑口については、工事補償金、共架料など詳細項目まで検証を行い、計上値について問題がないことを確認。

次世代投資費用

(1)次世代投資計画における効率化係数の設定についての検証

- ・各事業者より提出された次世代投資計画約200件名について、16の分類項目に区分し、分類項目ごとに、①具体的な取組内容、②中長期的な目標における位置付け、③便益説明の具体性・合理性を踏まえ効率化係数の妥当性を検証。
- ・検証の結果、一部の分類項目に区分される次世代投資計画については効率化係数の対象（他の費用区分への区分変更を含む）とすることとされた。
- ・なお、「系統増強（プッシュ型）」については、CAPEXの設備投資案件と取組内容に特段の差がないことを踏まえ、効率化係数の対象と整理。また、「系統安定化、停電・災害対応」、「無電柱化」に区分される件名、及びいずれの分類項目にも区分されない件名のうち従来の取組の延長線上にあると考えられるものについては、効率化係数の対象とし、かつ他の費用区分への区分変更を求めることと整理。

(2)次世代投資計画に係る費用の妥当性の検証

- ・分類項目ごとに詳細な投資計画をヒアリングし、横比較を実施しつつ、各事業者の計画及び費用の妥当性を検証。
- ・検証の結果、①過剰に見積られた費用については計上を認めない、②次世代性が特段認められない費用のうち一部については次世代投資費用の区分においてCAPEXの査定率を適用することとされた（10社合計で172億円の減額）ほか、その他の次世代性が特段認められない費用については他の費用区分への区分変更を実施。
- ・なお、「次世代スマートメーター」導入に係る費用については、低圧の計量部について仕様統一が図られていることを踏まえ、単価4位以下の事業者について単価水準3位の値を上限とすべきと整理。また、次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が複数存在することに鑑み、一部費用についてCAPEXの査定率を適用。

制御不能費用

①貸倒金の妥当性の検討

過去実績に基づいた算入額であることを確認したところ、一部の事業者においてインバランス収支過不足の費用項目で算入しているインバランス料金の貸倒額分が含まれていたことから、当該計上分を査定。

②賃借料の妥当性の検討

過去実績に基づいた算入額であることを確認したところ、一部の事業者において、今後の賃借料の値上げを見込み2021年度実績値を算入額としていたことから、直近実績値平均（2019～21年度）に基づいた額の算入を認め差額を査定。

調整力費用（容量拠出金、ブラックスタート電源確保費用、調相運転用の電源確保費用、最終保障供給対応費用）、退職給与金の数理差異償却（既存分）、PCB処理費用、受益者負担、広域機会費、災害復旧費用（拠出金）、減価償却費、振替損失調整額、賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金、固定資産税、公租公課、インバランス収支過不足、再給電費用については、予め整理された通りの算入額であることを確認。

事後検証費用

(1)調整力費用の妥当性の検討

①需給調整市場に要する費用の妥当性の検討

・予め定められた見積り方法に基づいた額が算入されていることを確認。その上で、算定諸元の一つである2021年度スポット市場価格について、2021年11月以降の80円に近い価格帯が発生した点について、価格がインバランス料金上限値である80円の影響による可能性を指摘し、スポット市場価格の補正方法を検討。補正後のスポット市場価格に基づく額を算入額と認め、差額を査定。

②調整力可変費用の妥当性の検討

・2021年度実績に基づき算入されていることを確認したところ、一部の事業者において、他費用項目で算入している需給調整市場三次①相当費用分が含まれていたことから、当該相当費用分を査定。

③その他費用の妥当性の検討

・揚水ペイバックのうち託送料金従量料金分のペイバックについて、事業者毎に扱いが異なっていたところ、計上方法を整理。一部の事業者における二重計上分を査定。

上記以外の調整力費用（調整力固定費、N-1電制費用、その他）については、予め定められた見積り方法に基づいた算入額であることを確認。

(2)調整力費用以外の妥当性の検討

①託送料

・各案件の契約書等を確認し、計上誤り及び費用分類の修正を求めた。

上記以外の費用（事業者間精算費、補償費、災害復旧費用）については、予め定められた見積り方法に基づいた算入額であることを確認。

収入の見通しの検証内容（ポイント⑤）

事業報酬・追加事業報酬

(1) 事業報酬率の検証

① 自己資本報酬率の検証

- ・β値：全社において、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値の10社平均である0.42を用いていることを確認。
- ・公社債利回り：全社において、直近5年の平均値である0.08%を用いていることを確認。
- ・全産業の自己資本利益率：全社において、直近5年間の平均値である9.52%を用いていることを確認。
- ・検証結果を踏まえ、自己資本報酬率は4.05%となることを確認。

② 他人資本報酬率の検証

- ・公社債利回り：全社において、直近5年の平均値である0.10%を用いていることを確認。
- ・リスクプレミアム値：全社において、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間（旧一般電気事業者の平均有利子負債利率－公社債利回り実績率）の平均値である0.31%を用いていることを確認。
- ・検証結果を踏まえ、他人資本報酬率は0.41%となることを確認。

③ 自己資本報酬率及び他人資本報酬率の検証結果を踏まえ、規制期間における事業報酬率については1.5%となることを確認。（※現行の事業報酬率1.9%）

(2) レートベース等の検証

① レートベース（特定固定資産、建設中の資産等）の検証

- ・特定固定資産及び建設中の資産については、一部の事業者において、一般送配電事業の運営に必要な不可欠とは言えない資産を算入している事例が確認されたことから、算入を認めないこととされた（10社合計で2,425億円の減額）。その他、各事業者の計上方法やその推移は適切であることを確認。
- ・特定投資、営業資本、貯蔵品については、適切に計上されていることを確認。繰延償却資産は各社計上がないことを確認。

② 追加事業報酬対象額の検証

- ・各社とも、マスタープラン以前に増強方針が決定された地域間連系線への投資に係る事業報酬について、地域間連系線ごとに特定固定資産または建設中の資産の額を特定し、適切に追加事業報酬対象額を計上していることを確認。
- ・東北電力NW及び中部電力PGの年度ごとの推移が他の事業者と異なる点については、それぞれ進行中の工事の進捗を反映した結果であることを確認。

効率化計画

(1) 各事業者における効率化計画の検証

① 各事業者における調達状況の調査

- ・サプライヤー上位3社の2015年度以降の推移を調査した結果、送電及び変電部門について、多くの事業者においてサプライヤーの順位やシェアの変動が生じていることを確認。一方、一部の事業者においてサプライヤーの固定化の傾向がみられたが、これは、当該事業者におけるサプライヤーとの協働でのコスト削減活動などが影響している可能性もあると指摘。各社のコスト削減の取組は、第一規制期間において継続的に注視していくべき事項と考えられ、具体的な方策を検討していくべきと整理。
- ・他方、配電部門については、サプライヤーが固定化する傾向があることを確認。各事業者におけるコスト削減のための取組について、以下事項を追加的に確認。
 - <1> サプライヤー固定化傾向の理由についてどのように考えるか、サプライヤーが固定化するとサプライヤー間の競争が働かないおそれもあると考えるが、効率化に向けてどのような取り組みを行っているか。また、どのような成果が現れたと認識しているか
 - <2> サプライヤーは多層化しているため、調達方法の工夫によりコストを削減しつつ実際に作業にあたる人員の給与水準を高めることも可能との指摘があるが、そうした点を調達活動において意識しているか

② 効率化計画の取組内容の検証及び各社の方針についての確認

- ・各事業者の調達コストの管理方法、コスト削減に向けた手法（工事発注等に係る競争性の実効性確保）、中長期的なコスト削減に向けたモニタリング方法の確保について効率化計画における記載内容を確認。
- ・各事業者それぞれにおいて、競争発注の確保にむけて新規取引先の拡大等の取組を実施していることが確認された。また、特命発注比率の検証を通じて、各社が競争発注比率の拡大に向けて継続的に取組を行っていることは確認された。
- ・その上で、各事業者に追加のヒアリングを実施し、確認できた具体的な取組内容について効率化計画へ追加で明記することを求めることとした。

効率化係数の設定

- ・OPEX、CAPEX（次世代投資費用との関係で、10社平仄を合わせるための一部費用を除く）、次世代投資費用（次世代スマートメーターや配電網高度化などにおいて、10社平仄を合わせるための一部費用に限る）について、年率0.5%の効率化係数を設定することとした。
- ・その他費用について、各費用の性質等を踏まえ、費用項目ごとに効率化係数対象に係る検証を実施し、修繕費や賃借料、除却費用など8割近くを占める費用に対して効率化係数を設定することとした。

収入の見通しの検証内容（ポイント⑥）

その他

(1)一般送配電事業者10社の収入の見通しに関する書類に係る「国民の声」

- ・一般送配電事業者10社から提出された収入の見通しに関する書類に対し、資源エネルギー庁において10月5日から11月4日まで意見募集を実施したところ、25者から合計延べ28件の意見が提出。
- ・提出のあった意見は、「無電柱化について」、「収入の見通しの費用項目について」、「レベニューキャップ制度について」、「その他」の大きく4つに分類され、その内容を第25回料金制度専門会合にて紹介。

(2)消費者委員会公共料金等専門調査会での議論内容の紹介

- ・託送料金の妥当性について、10月7日の第69回公共料金等専門調査会より議論が開始。当事務局も毎回オブザーバー参加し、レベニューキャップ制度の概要や検証の進捗等について説明を実施。
- ・専門調査会は11月17日時点で計3回実施されているが、11月10日までの議論の内容につき、第25回料金制度専門会合（11月14日開催）において、オブザーバーの檜橋消費者庁参事官（公共通報・協働担当）より報告を受け、委員との意見交換を実施。
- ・報告を受けた主な内容は次のとおり－①査定手法（工事発注に係る競争性の実効性の確保、次世代投資計画に係る検証体制・制度設計）、②制度的対応（固定費配分比率、発電側課金）、③消費者とのコミュニケーション。
- ・専門調査会での議論も踏まえ、次世代投資費用に係る追加の報告や一般送配電事業者の調達状況の詳細な報告等を実施。

- 1.収入の見通しの検証内容（ポイント）
- 2.検証結果（現時点の概算値）**

「収入の見通し」の適切な算定に係る検証（提出概要）

- 「収入の見通し」の提出概要は以下のとおり。

(単位:億円)	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	合計
	NW	NW	PG	PG	送配電	送配電	NW	送配電	送配電		
	規制期間 平均										
OPEX	498	1,167	3,078	1,671	388	1,710	777	405	1,203	144	11,043
CAPEX	276	626	1,452	842	196	931	577	251	642	68	5,860
その他費用 +控除収益	295	597	2,896	624	168	682	339	139	789	196	6,726
次世代投資費用	122	118	185	145	42	221	108	66	168	20	1,194
事業報酬 +追加事業報酬	107	280	707	320	72	347	154	69	279	39	2,374
制御不能費用	491	1,699	5,612	2,195	433	2,690	917	513	1,662	159	16,371
事後検証費用	226	360	1,145	588	195	692	358	157	329	88	4,137
収入の見通し計	2,015	4,846	15,076	6,386	1,494	7,273	3,230	1,600	5,071	714	47,705

(収入の見通しに係る参考値)

想定需要 (億kWh)	289	771	2,685	1,269	273	1,351	570	249	817	80	8,355
全系平均単価 (円/kWh)	6.98	6.29	5.62	5.03	5.47	5.38	5.66	6.42	6.21	8.89	5.71

現行収入単価※比で みた全系平均単価の 増減値 (円/kWh)	+0.71	+0.50	+0.35	+0.40	+0.82	+0.44	+0.90	+0.77	+0.75	+1.37	-
---------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---

(出典) 各社の提出様式、事業計画等より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 現行における託送供給等約款の料金単価が継続した場合の規制期間の単純平均単価

2. 検証結果（現時点の概算値について）

- 第14回料金制度専門会合から第26回料金制度専門会合において費目ごとの検証結果の概算値については、次頁のとおり。
- なお、現在詳細計算中となっている、CAPEX、次世代投資についての投資量各年展開と費用への影響について検証が必要であることから、資料上「詳細算定中」と整理しているところ。
- 今後、各一般送配電事業者より経済産業大臣に「収入の見通し」に係る承認申請が行われ、経済産業大臣から本委員会に意見の求めがなされた際に、申請の内容が料金制度専門会合における検証結果を踏まえたものになっているか（申請値と検証値との照合など）、厳正な確認作業を行うこととしたい。

検証結果一覧① 費用の査定額 1 / 4

- 提出額に対する査定額（規制期間合計）は以下のとおり。

(単位：億円)	北海道電力NW				東北電力NW				東京電力PG			
	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後
OPEX	2,492	▲1	▲0	2,491	5,836	1	9	5,846	15,392	1	▲57	15,335
CAPEX	1,379	82	詳細算定中		3,130	160	詳細算定中		7,261	19	詳細算定中	
その他費用 +控除収益	1,476	▲171	▲46	1,259	3,030	–	▲100	2,929	14,481	4	▲542	13,943
次世代投資費用	611	▲294	詳細算定中		588	▲189	詳細算定中		923	▲24	詳細算定中	
制御不能費用 +事後検証費用	3,583	383	▲29	3,937	10,294	28	▲236	10,086	33,786	–	▲414	33,372
事業報酬 +追加事業報酬	535	–	–	535	1,398	–	–	1,398	3,537	–	▲28	3,509
収入の見通し計	10,075	–	詳細算定中		24,275	–	詳細算定中		75,379	–	詳細算定中	

※1 提出額には、提出後に各社から自主的に報告があった修正額を含む。

※2 離島供給等費用（その他費用）、事業税（制御不能費用）、事業報酬等の他の検証結果を踏まえて再計算が必要な費用については、今後変動する可能性がある。

検証結果一覧① 費用の査定額 2 / 4

- 提出額に対する査定額（規制期間合計）は以下のとおり。

(単位：億円)	中部電力PG				北陸電力送配電				関西電力送配電			
	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後
OPEX	8,352	－	▲63	8,288	1,941	－	▲27	1,914	8,550	30	▲183	8,397
CAPEX	4,211	116	詳細算定中		980	49	詳細算定中		4,632	94	詳細算定中	
その他費用 +控除収益	3,120	－	▲72	3,048	848	4	▲33	819	3,409	21	▲35	3,395
次世代投資費用	725	▲116	詳細算定中		211	▲63	詳細算定中		1,106	▲146	詳細算定中	
制御不能費用 +事後検証費用	13,970	－	▲137	13,833	3,139	10	▲43	3,105	17,014	0	▲140	16,875
事業報酬 +追加事業報酬	1,598	－	▲2	1,596	362	－	▲0	362	1,736	－	▲4	1,732
収入の見通し計	31,976	－	詳細算定中		7,481	－	詳細算定中		36,446	－	詳細算定中	

※1 提出額には、提出後に各社から自主的に報告があった修正額を含む。

※2 離島供給等費用（その他費用）、事業税（制御不能費用）、事業報酬等の他の検証結果を踏まえて再計算が必要な費用については、今後変動する可能性がある。

検証結果一覧① 費用の査定額 3 / 4

- 提出額に対する査定額（規制期間合計）は以下のとおり。

(単位：億円)	中国電力NW				四国電力送配電				九州電力送配電			
	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後
OPEX	3,887	10	35	3,932	2,025	0	▲6	2,019	6,016	11	▲203	5,823
CAPEX	2,885	75	詳細算定中		1,257	46	詳細算定中		3,209	54	詳細算定中	
その他費用 +控除収益	1,696	6	▲86	1,616	696	264	▲46	914	3,945	7	▲140	3,813
次世代投資費用	540	▲91	詳細算定中		328	▲48	詳細算定中		840	▲84	詳細算定中	
制御不能費用 +事後検証費用	6,374	—	▲89	6,285	3,349	▲262	▲57	3,031	9,949	11	▲26	9,935
事業報酬 +追加事業報酬	768	—	—	768	345	—	—	345	1,404	—	—	1,404
収入の見通し計	16,150	—	詳細算定中		8,000	—	詳細算定中		25,363	—	詳細算定中	

※1 提出額には、提出後に各社から自主的に報告があった修正額を含む。

※2 離島供給等費用（その他費用）、事業税（制御不能費用）、事業報酬等の他の検証結果を踏まえて再計算が必要な費用については、今後変動する可能性がある。

検証結果一覧① 費用の査定額 4 / 4

- 提出額に対する査定額（規制期間合計）は以下のとおり。

(単位：億円)	沖縄電力				合計			
	提出額	振替額	査定額	査定後	提出額	振替額	査定額	査定後
OPEX	719	3	▲79	643	55,209	55	▲574	54,689
CAPEX	338	8	詳細算定中		29,302	710	詳細算定中	
その他費用 + 控除収益	980	-	▲8	971	33,680	135	▲1,107	32,711
次世代投資費用	101	▲11	詳細算定中		5,972	▲1,073	詳細算定中	
制御不能費用 + 事後検証費用	1,238	0	-	1,239	102,696	170	▲1,172	101,696
事業報酬 + 追加事業報酬	194	-	-	194	11,868	-	▲34	11,833
収入の見通し計	3,570	-	詳細算定中		238,728	-	詳細算定中	

※1 提出額には、提出後に各社から自主的に報告があった修正額を含む。

※2 離島供給等費用（その他費用）、事業税（制御不能費用）、事業報酬等の他の検証結果を踏まえて再計算が必要な費用については、今後変動する可能性がある。

検証結果一覧② 投資額の査定額 1 / 4

- 投資額（竣工額ベース、規制期間合計）に対する査定額は以下のとおり。

(単位：億円)	北海道電力NW			東北電力NW			東京電力PG		
	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後
<CAPEX>									
連系線・基幹系統	620	—	620	1,991	▲36	1,955	4,511	▲18	4,493
ローカル系統（送電）	582	▲22	561	1,477	189	1,666	5,280	▲859	4,421
ローカル系統（変電）	347	▲12	335	1,046	▲167	880	1,936	▲186	1,750
配電系統	1,844	▲61	1,784	4,401	▲59	4,342	10,610	▲329	10,281
その他投資 ※2	384	▲10	374	1,576	▲31	1,545	3,239	▲1,107	2,132
CAPEX合計	3,778	▲105	3,674	10,492	▲105	10,387	25,577	▲2,499	23,078
<次世代投資 ※2>									
次世代スマートメーター	176	▲0	175	241	▲3	238	1,111	▲9	1,103
配電網高度化	125	▲4	121	140	▲1	140	210	▲4	207
その他	99	—	99	271	—	271	98	▲1	98
次世代投資合計	400	▲4	396	652	▲4	648	1,420	▲13	1,407

※1 CAPEXについては、効率化係数適用前、CAPEX内での増査定と減査定の相殺前の数値

※2 委託費、諸費の金額を含む

検証結果一覧② 投資額の査定額 2 / 4

- 投資額（竣工額ベース、規制期間合計）に対する査定額は以下のとおり。

(単位：億円)	中部電力PG			北陸電力送配電			関西電力送配電		
	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後
<CAPEX>									
連系線・基幹系統	1,820	—	1,820	152	—	152	1,428	▲2	1,426
ローカル系統（送電）	1,320	▲232	1,088	472	▲59	413	2,414	▲621	1,793
ローカル系統（変電）	915	159	1,074	280	27	307	1,341	▲37	1,304
配電系統	4,732	▲34	4,698	1,088	▲18	1,071	4,758	▲155	4,603
その他投資 ※2	2,277	▲664	1,614	378	▲1	377	1,226	▲164	1,063
CAPEX合計	11,065	▲771	10,294	2,370	▲50	2,320	11,167	▲978	10,189
<次世代投資 ※2>									
次世代スマートメーター	403	▲34	368	76	▲2	74	403	▲28	374
配電網高度化	337	—	337	66	▲1	65	345	▲0	345
その他	339	▲2	337	99	▲1	98	296	▲5	291
次世代投資合計	1,078	▲36	1,042	241	▲3	238	1,044	▲33	1,011

※1 CAPEXについては、効率化係数適用前、CAPEX内での増査定と減査定の相殺前の数値

※2 委託費、諸費の金額を含む

検証結果一覧② 投資額の査定額 3 / 4

- 投資額（竣工額ベース、規制期間合計）に対する査定額は以下のとおり。

(単位：億円)	中国電力NW			四国電力送配電			九州電力送配電		
	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後
<CAPEX>									
連系線・基幹系統	313	▲1	312	264	-	264	1,827	-	1,827
ローカル系統（送電）	1,057	▲71	986	297	▲18	280	1,113	▲97	1,016
ローカル系統（変電）	610	▲31	579	335	▲20	315	714	▲14	699
配電系統	3,224	▲175	3,048	1,269	68	1,337	3,656	61	3,718
その他投資 ※2	904	▲246	658	441	▲143	299	1,505	▲76	1,429
CAPEX合計	6,107	▲524	5,583	2,606	▲112	2,494	8,814	▲126	8,688
<次世代投資 ※2>									
次世代スマートメーター	237	▲6	231	116	▲4	112	472	▲45	427
配電網高度化	136	▲0	136	114	▲0	114	71	▲1	70
その他	222	-	222	96	▲0	96	196	-	196
次世代投資合計	596	▲6	590	326	▲4	321	738	▲46	693

※1 CAPEXについては、効率化係数適用前、CAPEX内での増査定と減査定の相殺前の数値

※2 委託費、諸費の金額を含む

検証結果一覧② 投資額の査定額 4 / 4

- 投資額（竣工額ベース、規制期間合計）に対する査定額は以下のとおり。

(単位：億円)	沖縄電力			合計		
	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後	提出額 振替額含む	査定額 ※1	査定後
<CAPEX>						
連系線・基幹系統	117	▲1	116	12,988	▲58	12,930
ローカル系統（送電）	301	▲101	200	14,314	▲1,891	12,424
ローカル系統（変電）	159	▲7	153	7,684	▲288	7,395
配電系統	518	31	549	36,100	▲670	35,430
その他投資 ※2	106	▲4	102	12,036	▲2,445	9,591
CAPEX合計	1,200	▲81	1,119	83,122	▲5,352	77,770
<次世代投資 ※2>						
次世代スマートメーター	68	▲12	56	3,302	▲143	3,159
配電網高度化	54	0	54	1,599	▲10	1,589
その他	42	-	42	1,758	▲8	1,750
次世代投資合計	164	▲12	153	6,659	▲160	6,498

※1 CAPEXについては、効率化係数適用前、CAPEX内での増査定と減査定の相殺前の数値

※2 委託費、諸費の金額を含む

収入の見通しに関する これまでの検証内容について

詳細参考資料

2022年11月28日



1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

今般提出された収入の見通し等概要（全体）

(単位:億円)	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	合計
	NW	NW	PG	PG	送配電	送配電	NW	送配電	送配電		
	規制期間 平均										
OPEX	498	1,167	3,078	1,671	388	1,710	777	405	1,203	144	11,043
CAPEX	276	626	1,452	842	196	931	577	251	642	68	5,860
その他費用 + 控除収益	295	597	2,896	624	168	682	339	139	789	196	6,726
次世代投資費用	122	118	185	145	42	221	108	66	168	20	1,194
事業報酬 + 追加事業報酬	107	280	707	320	72	347	154	69	279	39	2,374
制御不能費用	491	1,699	5,612	2,195	433	2,690	917	513	1,662	159	16,371
事後検証費用	226	360	1,145	588	195	692	358	157	329	88	4,137
収入の見通し計	2,015	4,846	15,076	6,386	1,494	7,273	3,230	1,600	5,071	714	47,705

(収入の見通しに係る参考値)

想定需要 (億kWh)	289	771	2,685	1,269	273	1,351	570	249	817	80	8,355
全系平均単価 (円/kWh)	6.98	6.29	5.62	5.03	5.47	5.38	5.66	6.42	6.21	8.89	5.71

現行収入単価※比で みた全系平均単価の 増減値 (円/kWh)	+0.71	+0.50	+0.35	+0.40	+0.82	+0.44	+0.90	+0.77	+0.75	+1.37	-
---------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---

(出典) 各社の提出様式、事業計画等より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 現行における託送供給等約款の料金単価が継続した場合の規制期間の単純平均単価

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
- (1) 目標計画	・・・・・・P4
- (2) 前提計画（需要想定、再工不連系量想定）	・・・・・・P42
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 目標計画 ①確認内容 – 概要 –

- 目標計画について、主に以下の内容を確認した。

【総論（指針に規定された目標項目との照合確認）】

- ☑ 目標計画において、指針に規定されている目標項目が網羅されているか。

——● 各事業者の目標計画において、指針に規定された目標項目が網羅されていると評価できた。

【各論（具体的な取組内容についての確認）】

- ☑ 具体的な取組内容と達成すべき目標との関係が明確であるか。

——● 一部の取組内容について、その取組により期待される効果と、達成すべき目標との関係性が明確ではないと判断されたため、これについては、必要な追記を求めることとした。

- ☑ 目標達成に向けた具体的な取組内容として、追加を求める事項はないか。

——● 一部の目標項目については、その達成に向けた具体的な取組内容において、追加することが重要であると判断される取組があったため、これについては追記を求めることとした。

- ☑ 目標項目について、ステークホルダー協議の結果が適切に反映されているか。

——● 各事業者において、第一規制期間における実現可能性や費用対効果なども鑑み、ステークホルダー協議の結果を反映した目標が設定されていると評価できた。

——● 一部事業者については、反映しなかった意見について、その理由も含め事業計画に、明記されていないため、これを求めることとした。

(1) 目標計画 ②目標項目 1 / 18

収入上限の
引き上げ・引き下げ

- 達成すべき目標項目（1）「安定供給実現に当たっての停電対応」に関する各社の具体的な取組については、①停電自体を未然に防ぐための取組、②停電発生時に備えた取組、③停電再発を防ぐための取組（停電要因の分析や対応の検討）がバランスよく設定されているかについて確認を行った。
- 一部の事業者については、②、③の取組について明記されていなかったため、これに係る取組みについて追記を求めた。

指針における目標内容（抜粋）

- 規制期間における低圧電灯需要家の停電量が、自社の参照期間における停電量の実績を上回らないこと

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

停電量実績
(参照期間平均)

北海道	<ul style="list-style-type: none"> ● ドローン活用、巡視・点検のDX推進による設備劣化状況の早期把握 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 移動式変電所や移動発電機車等による迅速な停電復旧 ⇒②停電発生時に備えた取組 	44.0MWh
東北	<ul style="list-style-type: none"> ● 内生要因の大半を占める保守不備（自然劣化）による停電の低減に向けて、アセットマネジメントによる高経年化対策を進める ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● ヒューマンファクターに起因する停電の未然防止に向けて、新たなシステムの導入や資機材の改良等の対策を進める ⇒①停電自体を防ぐ取組 	31.0MWh
東京	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備保全計画に記載のとおり、巡視・点検により設備の状態を把握するとともに、高経年化設備更新ガイドラインにもとづくリスク評価を用いて高経年化設備を効果的に更新し、停電事故を未然に防ぐ ⇒①停電自体を防ぐ取組 	317.7MWh
中部	<ul style="list-style-type: none"> ● 自治体と協調した事前伐採 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 配電網次世代機器の導入・活用 ⇒②停電発生時に備えた取組 ● 移動式変電所等の計画配備・更新 ⇒②停電発生時に備えた取組 ● 地域ごとの停電要因の分析と対応等のPDCAサイクルの実施 ⇒③停電再発を防ぐ取組 	49.2MWh

(1) 目標計画 ②目標項目 1 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

停電量
(参照期間平均)

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 巡視・点検による設備状況の把握と早期改修 等 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 復旧時間短縮に資する各種訓練の実施、設備被害情報共有システムの改修 等 ⇒②停電発生時に備えた取組 	7.1MWh
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 高経年化設備や事故に至る可能性のある設備の改修を実施 等 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 停電範囲の早期縮小 等 ⇒②停電発生時に備えた取組 	106.5MWh
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 内生要因による停電量のうち半数を占める自然劣化に対応するため、巡視・点検による設備状況の把握、高経年化設備の計画的な更新工事に取り組む ⇒①停電自体を防ぐ取組 	37.3MWh
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 送配電設備の巡視・点検を適切に実施するとともに、必要な設備の修繕を確実に実施 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 設備の故障発生リスクや巡視・点検結果等を考慮し、「設備保全計画」に記載のとおり、高経年化設備の更新工事を適切に実施 ⇒①停電自体を防ぐ取組 	7.1MWh
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 停電量を目標値以下とするため、巡視・点検、使用状況等を踏まえたメンテナンスや自治体と協調した事前伐採等を行うことで、停電発生の予防に取り組む ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● また、停電が発生した場合に、早期に電気をお届けできるよう、定期的に復旧訓練を実施 ⇒②停電発生時に備えた取組 	25.7MWh
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 定期的に実施している巡視・点検により、異常箇所の早期発見に努め、速やかな改修工事を実施 ⇒①停電自体を防ぐ取組 ● 高経年化設備更新ガイドラインに基づいた効果的な高経年化設備の更新を実施 ⇒①停電自体を防ぐ取組 	14.7MWh

(1) 目標計画 ② 目標項目 2 / 18

- 達成すべき目標項目(2)「設備拡充の達成」に関する各社の具体的な取組については、規制期間中において、再エネ連系量などが大幅に増加した場合等においては、必要に応じて、拡充投資計画の必要な見直しを行い、収入上限の期中調整を行うことを求めることとした。
- なお、各社とも、悪天候や停電確保困難等により工事に遅れが生じる場合には、工事の優先度及び施工力を勘案しつつ、必要な工程調整等を実施することを確認した。

指針における目標内容(抜粋)

- 一般送配電事業者は、広域系統整備計画について、規制期間における工事全てを実施すること
- ローカル系統について、増強規律や、送変電設備形成ルール等を踏まえて計画した工事を実施すること
- 配電系統についても、配電設備形成ルール等を踏まえて計画した工事を実施すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 広域系統整備計画に基づく地域間連系線の整備● 系統アクセスの申込内容、再エネ電源連系の見通し、設備形成ルール、社会便益に基づく設備形成の実施
東北	<ul style="list-style-type: none">● 第1規制期間にマスタープランの広域系統整備計画の工事が発生する場合は、計画された工期内での完工に向けて系統対策工事を実施● 予報発注方式等の方策を取り入れながら、施工力を確保していくとともに、地域間連系線整備や、東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの入札対象工事ならびに電源接続案件一括検討プロセスの主要工事について、予定工期内での完工に向けて工事を実施● また、設備形成ルールに基づき実施するローカル系統・配電系統における設備拡充工事を着実に進める
東京	<ul style="list-style-type: none">● 基幹系統の整備については、施工会社との連携を密にすることにより、品質を確保しつつ工事を進め、予定工期内完了に向けて工事を実施● ローカル・配電系統は、策定した送変配設備形成ルール等をふまえて計画した工事を実施
中部	<ul style="list-style-type: none">● 将来の需給状況等を見据えた拡充投資計画の策定● 東京中部間連系設備工事及び中地域交流ループの着実な実施

(1) 目標計画 ②目標項目 2 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● マスタープランを踏まえた広域系統整備計画に基づく系統対策工事を着実に実施する。 ● 効率的な設備形成の観点を踏まえた設備形成ルールおよび費用便益評価によるローカル系統増強規律に基づき、ローカル系統・配電系統における設備拡充工事を実施する。
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 広域連系系統については、マスタープランに基づく広域系統整備計画に関して、第1規制期間内に当社が対応すべき案件が発生した場合には確実に対応するとともに、2022年度供給計画に記載の整備計画を完遂 ● ローカル系統および配電系統については、設備拡充計画※の内容を完遂 ※事業計画「第5章 投資計画 2 設備拡充計画」に記載
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 策定される広域系統整備計画に基づく適切な対応 ● 再エネ主力電源化およびレジリエンス強化に資するよう、将来の需要動向、電源ポテンシャルおよび既設設備の更新計画等をもとに、効率的な設備形成の観点を踏まえて計画した設備拡充工事の着実な実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 規制期間内にマスタープランの広域系統整備計画に関する案件が発生した場合は適切に対応 ● 将来の需要動向、再エネなどの電源の連系見通しを踏まえ、経済性も考慮した設備拡充工事を実施
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 安定供給の確保と長期的な観点から効率的な設備形成を目指し、送配電等業務指針等に基づき計画した設備拡充工事を実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 関連する案件が発生した場合には適切に計画に反映し対応 ※現時点において沖縄エリアでは、広域系統整備計画に該当する件名なし

(1) 目標計画 ②目標項目 3 / 18

- 達成すべき目標項目（3）「設備保全の達成」においては、各社ごとにリスク量の達成に向けた取組内容及び中長期的な投資計画の策定などが明記されていることを確認した。
- なお、各社とも「設備拡充の達成」のケースと同様に、悪天候や停電確保困難等により工事に遅れが生じる場合には、工事の優先度及び施工力を勘案しつつ、必要な工程調整等を実施することを確認した。

指針における目標内容（抜粋）

- 各一般送配電事業者が高経年化設備の状況やコスト、施工力（人材育成等を通じた中長期的な施工力確保の観点も含む。）等を踏まえて、中長期の更新投資計画を策定し、規制期間における設備保全計画を達成すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	● 中長期的観点からの更新物量の平準化および更新工事の確実な実施
東北	● 「設備保全計画」に記載のとおり、リスク評価対象設備（鉄塔、架空送電線、地中ケーブル、変圧器、遮断器、コンクリート柱、配電線、地中配電ケーブル、柱上変圧器）等の更新を確実に実施
東京	● 設備保全計画に記載のとおり、リスク評価対象設備（鉄塔、架空送電線、地中送電ケーブル、変圧器、遮断器、コンクリート柱、配電線、地中配電ケーブル、柱上変圧器）の更新を確実に実施
中部	● 中長期的なリスク量を考慮した設備保全計画の策定及び工事の確実な実施

(1) 目標計画 ②目標項目 3 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none">● 高経年化設備更新ガイドライン等に基づく「設備保全計画」を策定し、設備更新工事を着実に実施
関西	<ul style="list-style-type: none">● 設備保全計画※の内容を完遂 ※事業計画「第5章 投資計画 3 設備保全計画」に記載
中国	<ul style="list-style-type: none">● 「設備保全計画」に記載した、以下の設備の更新を確実に実施 鉄塔、電線、ケーブル（送電）、変圧器、遮断器、コンクリート柱、電線、ケーブル（配電）、柱上変圧器
四国	<ul style="list-style-type: none">● 「設備保全計画」に記載のとおり、鉄塔や変圧器、コンクリート柱等の設備更新を確実に実施
九州	<ul style="list-style-type: none">● 設備保全計画に記載のとおり、第1規制期間において、鉄塔、変圧器、コンクリート柱等の主要設備の更新等を計画的に実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none">● 「設備保全計画」に記載のとおり、アセットマネジメントによるリスク量の算定対象設備において、算定結果や施工力等を踏まえた更新工事を着実に推進

(1) 目標計画 ②目標項目 4 / 18

- 達成すべき目標項目（4）「無電柱化の確実な実施」に関する各社の対応状況については、各エリアごとに設定された計画値の達成に向けた取組に加え、低コスト手法の活用の明記を求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 国土交通大臣が策定する無電柱化推進計画を踏まえ、各道路管理者の道路工事状況や、施工力・施工時期を加味した工事計画を一般送配電事業者が策定し、それを達成すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づく、無電柱化工事（5年間で約63km、うち単独地中化約10km）の実施● 凍りやすい地層の深さを踏まえつつ、埋設する管路の深さを市町村単位で細分化して設定し、必要以上の掘削を回避
東北	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づき、5年間で約97kmの無電柱化を実施（うち単独地中化約25km）
東京	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画にもとづき、2023～2027年度で882kmの無電柱化を実施● 社会利便性を高める基盤設備として、電力レジリエンスの向上はもとより、電柱レスによる景観の向上等、次世代型のまちづくりにも積極的に貢献
中部	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画を踏まえて関係者と合意した区間の無電柱化の着手 430km/5年● 当社単独での無電柱化の着手 28km/5年● 行政や関係者と一体となった推進● 低コスト手法(※小型ボックス等)の活用 <p>※無電柱化が困難な箇所における道路実態を踏まえた国交省の掲げる低コスト手法</p>

(1) 目標計画 ②目標項目 4 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づき、関係自治体等と合意した路線等について、無電柱化工事を着実に実施 合計43kmの無電柱化を実施（電線共同溝：37km、単独地中化：6km）
関西	<ul style="list-style-type: none">● 国の無電柱化推進計画に基づき、194kmの無電柱化に取り組む
中国	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づき、74kmの無電柱化工事を実施（うち単独地中化約14km）
四国	<ul style="list-style-type: none">● 関係自治体等と合意した路線について、電線共同溝方式の無電柱化工事を37km実施● 長期停電の防止等、レジリエンス強化に資する無電柱化工事（単独地中化方式）を7km実施
九州	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づき、2023～2027年度の間に131kmの無電柱化を実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none">● 無電柱化推進計画に基づき、約29kmの無電柱化を実施

(1) 目標計画 ② 目標項目 5 / 18

収入上限の
引き上げ・引き下げ

- 達成すべき目標項目（5）「新規再生可能エネルギー電源の早期かつ着実な連系」に関する各社の対応については、工程管理ツールなどを積極的に活用するといった取組に加え、再発防止に向けた取組（定期的な検証及び課題の抽出など）についての明記を求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 再エネ導入拡大に向けて、再エネ電源に対する接続・受電対応の円滑化を目指す観点から、次に掲げる目標を設定すること
 - ① 接続検討の回答期限超過件数を、ゼロにすること
 - ② 契約申込みの回答期限超過件数を、ゼロにすること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

※ヒアリングの結果、取り組むことを確認した事項

北海道	<ul style="list-style-type: none"> ● 工程管理ツールによる工程情報や回答期限管理の徹底 ⇒ツール導入後、PDCAを徹底して取組効果の最大化を志向 ● 受付・技術検討を専門とする組織への再編や検討工程見直しによる業務改善
東北	<ul style="list-style-type: none"> ● 関係箇所間の連携強化ならびに業務効率化の推進により検討期間を短縮するとともに、業務品質の向上を推進 ● 工程管理システムにより回答期限日・対応状況を管理することで、回答期限日が近い申込み案件に対して、重点的に対応
東京	<ul style="list-style-type: none"> ● 技術検討および負担金算定方法の改善により、回答遅延を防止 ● Web申込みの導入により利便性を向上
中部	<ul style="list-style-type: none"> ● 検討期間短縮に向けた業務効率化の推進 ⇒回答期限超過の実態を正確に把握・分析し、適切に対処

(1) 目標計画 ② 目標項目 5 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none">● 関係部門合同での定期的な教育の実施● 工程管理システムの活用、業務応援の実施等
関西	<ul style="list-style-type: none">● 関係者間で納期を一元管理できる仕組みの構築● 案件の発生状況を共有する仕組みや状況に応じた応援体制の構築● 過去事例や再発防止対策のノウハウ蓄積による人材育成
中国	<ul style="list-style-type: none">● 期限順守を含め、再エネ連系業務についての理解を深める教育の実施（遅延「0件」に向けた意識醸成）● 工程管理表による工程管理の強化● 再エネ連系業務の品質向上と効率化策の検討・実施
四国	<ul style="list-style-type: none">● 回答期限日の管理ツールの改良や、社内報告体制の整備により、工程管理を強化
九州	<ul style="list-style-type: none">● 情報共有ツールの活用等により各事業所の進捗状況の管理を強化し、回答期限超過を未然に防止● 受付箇所と接続検討箇所の相互連絡の徹底により適切に工程を管理
沖縄	<ul style="list-style-type: none">● 申込回答期限の管理を強化● 管理ツールの開発（一元化）および必要に応じて改良を加え、回答期限超過を未然に防止

(1) 目標計画 ②目標項目 6 / 18

- 達成すべき目標項目（6）「系統の有効活用や混雑管理に資する対応」に関する各社の対応については、再給電やノンファーム型接続に係る制御システムの導入、ダイナミックレーティングの実施などが確認された。

指針における目標内容（抜粋）

- 系統の有効活用や混雑管理を実現する計画を一般送配電事業者が設定し、それを達成すること
- 当該計画には、系統の混雑状況を把握・公開するための取組や、ノンファーム型接続や再給電方式など混雑管理を行うために必要な取組、N-1電制装置やダイナミックレーティングなど混雑を回避するための取組等を盛り込むこと

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● コネクト&マネージシステム（再給電）の導入● 再給電精算システムの改修● ローカル系統への適応を見据えた機能拡張
東北	<ul style="list-style-type: none">● 再給電方式による混雑管理（混雑処理、情報公開）に対応するため、混雑管理システム（仮称）を2023年中までに導入
東京	<ul style="list-style-type: none">● ノンファーム型接続による混雑管理（混雑処理、情報公開）に対応するため、制御システムを混雑開始時期までに導入（機能拡充）● 次世代投資計画に記載のとおり、N-1電制装置の設置やダイナミックレーティングを実施し、費用対便益にもとづき系統の混雑を縮小
中部	<ul style="list-style-type: none">● ノンファーム型接続（再給電方式）を実現する制御システム開発● 市場主導型の混雑管理への移行に向けた検討への積極的な参画● 混雑管理に関する適切な情報公開

(1) 目標計画 ②目標項目 6 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> 「ノンファーム型接続」および「再給電方式による混雑管理」の実施に必要な混雑管理システムを2025年度中に導入（機能拡充） 発電事業者等の系統利用者に対し、混雑処理見通し等に関する情報公開を適切に実施 送電可能量を現地の状況に合わせて増加させて運用するダイナミックレーティングの導入に向けた検証の実施
関西	<ul style="list-style-type: none"> 再給電方式による混雑管理に対応するため、必要となるシステム対応を遅滞なく実施 また、混雑自体を軽減する取組みとして、気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であるダイナミックレーティングによる運用容量の拡大に向けた検討も進め、混雑管理に資する対応と併せて再エネ導入拡大に貢献
中国	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源の導入拡大に向けて、必要なシステム開発を着実に進める。 N-1電制本格適用：2022年7月、ノンファーム型接続：2024年以降、再給電(一定順序)：2023年中 送変電設備の状態を把握することにより、気象条件等に基づく送変電設備の運用容量拡大を目指し、ダイナミックレーティングの活用に向けた検証を実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> 「次世代投資計画」に記載のとおり、再給電方式等による混雑管理（混雑処理、情報公開）に対応するため、中給システムの改良を行うとともに、系統制約マネジメントシステムや需給制約マネジメントシステム等を構築
九州	<ul style="list-style-type: none"> 再給電方式による混雑管理（混雑処理、情報公開）に対応するため、系統混雑処理・管理システムを当社の系統で混雑発生が見込まれる前に導入（2025年度機能拡充）
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> 混雑管理（混雑処理、情報公開）を系統混雑が見込まれる時期までに実施できるように、システム開発に向けた情報収集および検討を進める ※現時点において沖縄エリアでは第1規制期間における混雑の見込みなし

(1) 目標計画 ② 目標項目 7 / 18

- 達成すべき目標項目（7）「発電予測精度向上」に関する各社の対応については、NEDO事業の成果活用や、各社ごとにエリアの特性に応じた対応策を実施することが確認された。

指針における目標内容（抜粋）

- 再エネ出力制御量の低減や設備の最大限の利用、再エネの予測誤差に対応するための調整費用低減を目的に、発電予測精度向上等に関する目標・計画を設定し、それを達成すること
- 具体的には、予測精度向上に向けた技術開発、分析システムの高度化などを目標・計画に盛り込むこと

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● アンサンブル予測の導入● 長周期出力変動緩和対策の実施● スマートメーターのデータを活用した電力変換カーブの生成
東北	<ul style="list-style-type: none">● 地理的粒度の細分化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更や追加等に加え、アンサンブル予報の活用技術他について、精度検証や適用方法の検討を行い、出力予測システムに反映
東京	<ul style="list-style-type: none">● 地理的粒度の適正化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更等、国や広域機関における議論をふまえて提案された機能他について、精度検証や適用方法について検討を行い、出力予測システムに反映
中部	<ul style="list-style-type: none">● アンサンブル予測による複数パターンでの誤差傾向の検証● 予測誤差低減に向けた複数の想定手法の研究

※ アンサンブル予報 わずかに異なる大気の状態（初期値）から多数の予測を行い、その平均やばらつき程度の統計的な性質から、最も起こりやすい現象を予測する方法。

(出典) 各社事業計画等より事務局作成

(1) 目標計画 ②目標項目 7 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ出力予測の精度向上に向け、地理的粒度の細分化や、気象モデルの追加・変更などの検討や研究への継続取組み ● 更なる予測精度向上に向け、今後、「気象予測精度向上に係る技術開発」（NEDO事業）におけるアンサンブル予報活用などの新技術導入への取組み
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 地理的粒度の適正化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更や追加等、国や広域機関における議論を踏まえて提案されたアンサンブル予報の活用技術等について、精度検証や適用方法の検討を行い、再エネ出力予測システムに反映
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 気象予測精度向上に係る技術開発（NEDO事業）や気象の専門家を含む研究会等での議論を注視し、全国大で進める再エネ出力予測の精度向上施策に積極的に取り組む ● 当社独自に気象会社、メーカー、研究機関等と連携し、アンサンブル予報などの新技術導入を目指す
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 地理的粒度の細分化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更や追加などに加えて、国や広域機関における議論を踏まえて提案されたアンサンブル予報の活用技術等について、精度検証や実装方法の検討を行い、出力予測システムに反映
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 地理的粒度の適正化、最新の気象情報の取込み、使用する気象モデルの変更や追加等に加え、国や広域機関における議論を踏まえて提案された、アンサンブル予報の活用技術や適用範囲拡大等について、精度検証や適用方法の検討を行い、出力予測システムに反映
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 地理的粒度の適正化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更や追加など、出力予測システムへ反映 ● 国や広域機関における議論を踏まえて提案されたアンサンブル予報の活用技術他について、精度検証や適用方法の検討を行い、出力予測システムを更新

(1) 目標計画 ②目標項目 8 / 18

収入上限の
引き上げ・引き下げ

- 達成すべき目標項目（8）「需要家の接続対応」に関する各社の対応については、工程管理ツールなどを積極的に活用するといった取組に加え、再発防止に向けた取組（定期的な検証及び課題の抽出など）についての明記を求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者が顧客及びステークホルダー志向のネットワークサービスのレベルを向上させることが重要であることから、需要家の申込みに対する迅速な接続対応の確実な実施を促すため、供給側接続事前検討の回答期限超過件数を、ゼロにすること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

※ヒアリングの結果、取り組むことを確認した事項

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 工程管理ツールによる工程情報や回答期限管理の徹底● 工事要否・工事種別を優先事項として回答する等の運用ルールの明確化
東北	<ul style="list-style-type: none">● 申込管理システムで回答期限日を管理し、日々回答期限日が近い申込みの対応状況を確認することで回答遅延を防止● 半期に一回程度業務状況の確認、検証および課題抽出を行い、必要に応じて対策を実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 接続事前検討回答書の回答にかかる運用を見直すことにより回答遅延を防止
中部	<ul style="list-style-type: none">● 検討期間短縮に向けた業務効率化の推進● 申込管理システム（WEB運用）活用及びPDCA管理による現状把握・分析・改善

(1) 目標計画 ② 目標項目 8 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 関係部門合同での定期的な教育の実施 ● 工程管理システムの活用、業務応援の実施等 <p>※目標「新規再エネ電源の早期かつ着実な連系」と共通の施策を実施し、回答期限遵守体制を強化</p>
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 関係者間で納期を一元管理できる仕組みの構築 ● 検討早期化に向けた仕組みの構築
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 期限順守を含め、需要家接続業務についての理解を深める教育の実施（遅延「0件」に向けた意識醸成） ● 工程管理表による工程管理の強化
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 回答期限日の管理ツールの改良や、責任者への報告を追加することにより、工程管理を強化
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 回答期限超過を防止するために、回答期限日の管理ツールを活用 ● 受付担当箇所と接続検討箇所の相互連絡の徹底により適切に工程を管理
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 申込回答期限の管理を強化 ● 管理ツールの開発（一元化）および必要に応じて改良を加え、回答期限超過を未然に防止

(1) 目標計画 ②目標項目 9 / 18

収入上限の
引き上げ・引き下げ

- 達成すべき目標項目（9）「計量、料金算定、通知」に関する各社の対応については、工程管理ツールなどを積極的に活用するといった取組に加え、再発防止に向けた取組（定期的な検証及び課題の抽出など）についての明記を求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者が顧客及びステークホルダー志向のネットワークサービスのレベルを向上させることが重要であることから、次に掲げる目標を設定すること
 - ①電力確定使用量について、誤通知の件数をゼロにすること
 - ②電力確定使用量について、通知遅延の件数をゼロにすること
 - ③託送料金について、誤請求の件数をゼロにすること
 - ④託送料金について、通知遅延の件数をゼロにすること
 - ⑤インバランス料金について、誤請求の件数をゼロにすること
 - ⑥インバランス料金について、通知遅延の件数をゼロにすること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

※ヒアリングの結果、取り組むことを確認した事項

北海道	<ul style="list-style-type: none">● スマートメーター導入の着実な実施● ヒューマンエラー防止に向けた再発防止策の実施、託送関連システムの改修
東北	<ul style="list-style-type: none">● システム・RPA等により適正かつ期限内の業務処理を実施● ハンド処理実施結果のダブルチェックにより誤処理を防止● 工程管理表を活用した厳格な工程管理により通知遅延を防止● 誤処理防止のために定期的な教育を実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 契約中の供給地点に対して、新たに電気使用のお申込みをいただく場合、現小売電気事業者への使用量通知要否判定をシステム化することで誤通知を防止● 人的作業が介在する部分に関しては、マニュアルを充実化する等してミスの発生を抑止
中部	<ul style="list-style-type: none">● ヒューマンエラーの防止に向けたシステム化等の推進● スマートメーター通信環境整備により、使用量確定業務を自動化

(1) 目標計画 ②目標項目 9 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● システム化・自動化の推進 ● ヒューマンエラー防止教育の実施および再発防止対策の徹底 ● エラー発生時の再発防止対策の検討・実施
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 誤処理等の発生要因を踏まえた社内システムの改修 ● 誤処理等の発生事象を蓄積・共有する仕組みの構築
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● スマートメーターの導入拡大や通信環境の整備による、電力使用量確定業務の自動化の推進 ● システム入力業務の縮小・簡素化、RPA等による入力業務の自動化の推進 ● 誤請求事例に対する再発防止策の検討・実施および水平展開 ● 業務理解を高めるための業務教育等の実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 目視検針による誤針発生リスクを低減するため、検針員への教育を充実するとともに、電力量計のスマートメーター化を推進 ● 電力確定使用量の誤通知・通知遅延および託送料金やインバランス料金の誤請求・通知遅延を防止するため、料金計算のうち一部手作業で行っている業務処理を極力自動化するとともに、進捗状況等の管理を徹底
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● ヒューマンエラー防止に向けて託送システム等の改良に取り組む ● スマートメーター化を確実に実施（目視検針における入力誤り等のヒューマンエラー減少） ● 手作業にならざるを得ない業務については、複数名による確認を徹底 ● 各所で発生したヒューマンエラー事例や再発防止策の水平展開
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 随時システム化を実施し、ヒューマンエラーの削減に努める ● RPA 等を活用し、算定内容や送付先等のチェック機能を強化 ● マニュアルの改定等により従事者に対する教育の充実を図る

(1) 目標計画 ② 目標項目 10 / 18

- 達成すべき目標項目（10）「顧客満足度の向上」に関する各社の対応については、ステークホルダー協議の結果等を踏まえた取組内容であることが確認された。なお、今回、目標に反映できなかった事項については、その理由も含め、事業計画において明記し、翌規制期間における検討に活用することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自社において設定し、それを達成すること

各社が設定した目標及びその達成に必要なと考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<p>再生可能エネルギーの連系拡大に向けた情報発信の強化</p> <ul style="list-style-type: none"> ●再生可能エネルギーの系統接続に関する説明会の継続開催 <p>停電時の情報発信力・お客さま対応力の向上</p> <ul style="list-style-type: none"> ●停電情報の多様な媒体によるPRや利用促進活動等
東北	<p>お客さまの声を踏まえたサービス拡充による利便性向上に取り組む</p> <ul style="list-style-type: none"> ●各事業者との窓口となる代表電話の繋がりやすさ向上のための施策を実施 等 <p>停電、災害時における情報発信の強化等による災害対応力の向上に取り組む</p> <ul style="list-style-type: none"> ●停電アプリやホームページ「停電情報」掲載ページの機能改修による公開情報の充実および災害時のTwitter等での情報発信の実施、情報提供媒体の周知を推進
東京	<p>お客さまの利便性向上に資する取組の推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●お問い合わせへの対応力拡充のための施策を展開 等 <p>災害時における対応力の向上</p> <ul style="list-style-type: none"> ●社外公開システムの機能拡充およびホームページの更新を検討 等
中部	<p>定期的なステークホルダー協議を通じてニーズを適切に把握し、顧客満足度向上に資する取り組みを効果的に実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●託送料金の請求・支払方法の改善 ●インターネット申込サービスの利便性向上 等

(1) 目標計画 ② 目標項目 10/18

各社が設定した目標及びその達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<p>電力を安定的に供給するための取組みを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●必要な設備更新の着実な実施 <p>停電発生時の迅速な対応を強化</p> <ul style="list-style-type: none"> ●大規模災害を想定した実働訓練の実施（自治体、他電力との共同訓練等）等 <p>情報提供および問い合わせ対応の多様化を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●HP、停電アプリ、Twitter等による情報発信の強化 等
関西	<p>託送料金の請求、支払方法の拡充等を行うことで、小売電気事業者等の利便性向上を図る</p> <ul style="list-style-type: none"> ●託送料金の請求について、一定期間分をまとめて請求する「集約請求」を導入 等 <p>小売電気事業者、発電事業者、需要家をはじめとするステークホルダーのみなさまにとって関心の高い情報を発信できる仕組みを構築 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●2024 年度に翌々日のでんき予報の公表も開始すべく、システム改修を実施 等 <p>※採用・不採用に関わらず、提出された全意見の内容及びそれらの計画への反映状況等を事業計画に記載</p>
中国	<p>お客さま満足度90%以上（当社の一連の対応に対する満足度についてアンケートを実施し、回答内容により評価）</p>
四国	<p>お客さまの利便性向上に資する取組みを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●LINEやTwitterなど、お客さまへの情報発信ツールの認知度を向上させるため、Web広告やパンフレット等によるPRを実施 等 <p>災害時における対応力の向上に取り組む</p> <ul style="list-style-type: none"> ●災害時に迅速かつ的確な停電復旧対応ができるよう、定期的な訓練等を通じて、防災体制の更なる充実・強化を図る 等
九州	<p>お客さまの声を大切にした事業運営を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●さらなるサービスレベル向上に向けて、あらゆる機会を通じてお客さまから頂いたご意見・ご要望を、社内の情報共有ツールを活用して広く共有し、事業運営に反映 <p>停電状況や復旧見込み等を速やかに情報発信</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SNSやホームページ等を通じて、速やかに停電状況や復旧見込み等をお知らせ
沖縄	<p>ステークホルダーとの協議を踏まえて設定した顧客満足度向上につながる取組みを着実に実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●HPやSNSを活用した停電・復旧情報を発信 等

(1) 目標計画 ② 目標項目 11 / 18

- 達成すべき目標項目（11）「設備の仕様統一化」に関する各社の対応については、これまで仕様統一することとされた品目に加え、更なる仕様統一に向けた対応を積極的に実施することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 国の審議会における議論を踏まえ、一般送配電事業者が仕様統一を行うこととした設備について、仕様統一を達成すること
- 具体的には、これまで仕様を統一することとされた品目（架空送電線、ガス遮断器及び地中ケーブル）に加え、その他の品目についても仕様統一の対象の拡大を検討し、達成すること。また、仕様統一化によるコスト効率化効果を確保する観点から、仕様統一を通じた調達改善についても取り組むこと

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 全電力大で合計5品目以上の仕様統一に向けた取り組みの実施
東北	<ul style="list-style-type: none">● 一般送配電事業者10社で合計5品目以上の仕様統一に向けた取組みを適切に実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 全一般送配電事業者大で合計5品目以上の仕様統一を確実に実施● 仕様統一が実現した品目から更なる調達改善の取組を実施
中部	<ul style="list-style-type: none">● 合計5品目以上について、他の一般送配電事業者と協調しながら、仕様統一化に向けた取組を適切かつ着実に実施
北陸	<ul style="list-style-type: none">● 一般送配電事業者10社で合計5品目以上の仕様統一に向けた取組みを適切に実施
関西	<ul style="list-style-type: none">● 一般送配電事業者間で合計5品目以上の仕様統一に向けて取り組む

(1) 目標計画 ②目標項目 11/18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 全電力大で合計5品目以上の仕様統一に向けた取り組みを適切に実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 合計5品目以上の仕様統一に向けた取り組みを適切に実施
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 全電力大で合計5品目以上の仕様統一に向けた取組みを適切に実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 全電力大で合計5品目以上の仕様統一に向けた取り組みを適切に実施

(出典) 各社事業計画等より事務局作成

(参考) 現時点における仕様統一の進捗状況 (完了したものを含む)

設備	取組概要	進捗状況
鉄塔	<ul style="list-style-type: none"> ● 鉄塔設計手法(耐震設計)について、全国大での統一を図るべく、JEC-127「送電用支持物設計標準」を改正 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2022年度の規格改正に向けて、全国大で検討を実施中
電線	<ul style="list-style-type: none"> ● 架空送電線の付属品について、全国大で仕様統一を検討 	<ul style="list-style-type: none"> ● 全国大でACSR、ACSR/ACをACSR/ACに集約 ● 超高压送電線の付属品の一部について、仕様統一のため標準規格を制定 ● その他の付属品についても、対象設備を選定し実施可能性を調査中
地中ケーブル	<ul style="list-style-type: none"> ● CVケーブル付属品について、全国大で標準化 	<ul style="list-style-type: none"> ● 154kV CVケーブル付属品のうち主要なものについて、仕様統一のため標準規格を制定 ● その他の付属品についても、対象設備を選定し実施可能性を調査中
変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ● 110~187kVの上位電圧階級について、全国大で付帯的な部分の仕様統一を検討(本体はJECに準拠済み) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 220~275kVクラスについて、付帯的な部分も仕様統一を完了 ● 今後、他設備の仕様統一に向けて、対象設備の選定を含め検討中
コンクリート柱	<ul style="list-style-type: none"> ● 他社との比較により付属品も含めた仕様精査検討を実施 ● 一般送配電事業者10社での仕様統一作業会にて検討を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力各社の仕様比較結果を踏まえ必要機能の最適化を図るとともに、製造コストの低減を目的にメーカー要望を規格へ反映して、全国大で統一を完了

- 達成すべき目標項目（12）「中央給電指令所システムの仕様統一化」に関する各社の対応については、必要な仕様統一事項の明記に加え、仕様統一に向けたロードマップのブラッシュアップを業界全体で取り組むことを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者が仕様統一を行うこととされた中央給電指令所システムについて、仕様統一を達成すること
- 具体的には、今後システム更新時期を迎えるタイミングで、仕様や機能を統一したシステムが導入されるよう、仕様検討に係る計画を策定し、これを遂行すること

各社が設定した目標について、その達成に必要なと考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御に関する仕様や機能を統一したシステム導入
東北	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式・演算周期等の仕様や機能の統一により、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式・演算周期等の仕様や機能の統一、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
中部	<ul style="list-style-type: none">● 演算周期、演算ロジックの統一● 発電事業者との連携方法の統一

(1) 目標計画 ②目標項目 12/18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none">● LFC機能(負荷周波数制御)仕様統一の検討● EDC機能(経済負荷配分制御)仕様統一の検討 等
関西	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式や演算周期等の仕様や機能の統一、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
中国	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式・演算周期等の仕様や機能の統一、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
四国	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式・演算周期等の仕様や機能の統一、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
九州	<ul style="list-style-type: none">● 需給・周波数制御方式・演算周期等の仕様や機能統一、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none">● 他9社エリアにて統一される需給・周波数制御方式や伝送仕様等の沖縄エリアへの適用可否の検討、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施

(1) 目標計画 ②目標項目 13/18

- 達成すべき目標項目（13）「系統運用の広域化」に関する各社の対応については、需給調整市場開始スケジュールに合わせたシステム開発・改良に際して、事前に各社ごとに必要な費用検証などを実施することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 今後の国や推進機関における議論を踏まえて需給調整市場の広域化を実現する計画を設定し、それを達成すること
- 具体的には需給調整市場の導入に向けたシステム開発や市場運用、システム運用等について計画を策定し、これを遂行すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 需給調整市場の商品拡大に合わせた計画的なシステム開発の実施● 適切に調整力を調達し、調達コストの低減かつ安定供給を実現
東北	<ul style="list-style-type: none">● 需給調整市場システムの改修を10社で着実に実施するとともに、商品メニューの拡大にあわせて、中給システム・精算システムの機能拡充を実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 需給調整市場システムを一般送配電事業者10社で着実に改修するとともに、商品メニューの拡大にあわせて中央給電指令所システム等を2024年度までに機能拡充
中部	<ul style="list-style-type: none">● 需給調整市場システムの開発・改良● 商品設計の詳細検討への参画

(1) 目標計画 ②目標項目 13 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整市場システムの改修を一般送配電事業者10社で着実に実施するとともに、商品メニューの拡大にあわせた中給システム・精算システムの機能拡充の実施 ● 具体的には、一次調整力～二次調整力②の市場調達に向けた対応を2024年4月までに実施し、二次調整力①広域運用に向けた対応を2026年度末までに実施
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整市場システムの改修を一般送配電事業者10社で実施するとともに、商品メニューの拡大に合わせて、中央給電指令所システムや精算システムの機能拡充を実施。具体的には、一次調整力～二次調整力②の市場調達に向けた対応を2024年4月までに行い、二次調整力①の広域運用に向けた対応を2026年度中までに実施
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整に必要な調整力を全国から効率的に調達する需給調整市場システムおよび調達した商品を確実に運用するための広域需給調整システム・中給システムについて、商品メニュー拡大に合わせた開発および改修を着実に実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 「次世代投資計画」に記載のとおり、需給調整市場システムの改修を10社で着実に実施するとともに、商品メニューの拡大にあわせた中給システムの機能拡充を実施
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整市場システムの改修を10社で着実に実施するとともに、商品メニューの拡大にあわせて、中給システム・精算システムの機能拡充を実施 ● 具体的には、一次調整力～二次調整力②の市場調達に向けた対応を2023年度中までに行い、二次調整力①広域調達に向けた対応を2026年度中までに実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整市場システムの改修を10社で着実に実施 ● 当社が使用する機能に関連したシステムの機能拡充を随時実施 ● 需給調整市場に参加しないことから、引き続き公募調達を継続し、系統運用に必要となる調整力の調達および運用を確実に実施

(1) 目標計画 ②目標項目 14 / 18

- 達成すべき目標項目（14）「災害時の連携推進」に関する各社の対応については、昨今の激甚化を踏まえて想定すべき災害規模や各社の取組内容を適切に反映した災害時連携計画となるよう、計画を適宜更新することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者が共同で作成し、届け出る災害時連携計画に記載された取組内容を達成すること
- 具体的には、災害時連携計画に基づき、非常災害時のみならず平時から事前準備、設備及びシステム等の整備、関係機関との連携、応援事業者の対応及び被災事業者の対応等について遂行すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 一般送配電事業者間の相互応援や自治体など関係機関との連携● 災害復旧資材・役務融通訓練の実施
東北	<ul style="list-style-type: none">● 東北6県・新潟県の全自治体との災害時連携協定を締結するとともに、平時から非常災害時を想定した自治体との合同訓練等を実施● 災害時連携計画で定められた項目について、年1回以上の訓練を実施・検証
東京	<ul style="list-style-type: none">● 災害時連携災害計画にもとづき、一般送配電事業者間での災害復旧訓練への定期的な参画や、自治体等関係箇所との連携を進める● 被災時または被災応援時には迅速な復旧に資する適切な対応を実施
中部	<ul style="list-style-type: none">● 仕様統一された発電機車の計画的導入 ※旧来車更新のタイミングで統一仕様の車両を導入予定。● 災害発生時など連携計画の適宜見直しの実施。

(1) 目標計画 ② 目標項目 14 / 18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 管内全自治体との協定等の締結（2023年） ● 関係機関および事業者との連携訓練を年1回以上実施 ● 他電力との共同訓練を年1回以上実施 ● 燃料調達先および配送手段（タンクローリー等）の確保
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 災害時連携計画に基づき、災害時の円滑な連携に資する定期的な一般送配電事業者間での災害復旧訓練への参画や自治体等関係箇所との連携等を進め、被災時や被災応援時に迅速な復旧に取り組む
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 他社仕様の低圧引込線や高圧電源車を使用した、断線修理や応急送電訓練を実施 ● 自治体等が主催する防災訓練への参加や、自衛隊や海上保安本部等、災害時連携協定締結先との合同訓練の実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 災害時連携計画で構築したスキームの実効性を一層高めるため、被災状況や応援に関する情報連絡訓練等、他の一般送配電事業者や地方自治体・自衛隊等の関係機関、広域機関との共同訓練を定期的実施
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 災害時連携計画に基づき、一般送配電事業者や自治体・自衛隊等の関係機関と復旧訓練を行い、災害時の迅速な復旧対応を実現 ● 倒木による停電の未然防止に向けて、自治体と連携した事前伐採を推進 ● 他事業者エリア応援時の迅速な停電復旧に向けて、仕様統一された高圧発電機車を導入
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 災害時連携計画に基づき、災害時の円滑な連携に資する定期的な一般送配電事業者間での災害復旧訓練への参画や、自治体等関係機関との連携等を進める ● 災害時または被災応援時には迅速な復旧に資する適切な対応を実施

(1) 目標計画 ② 目標項目 15 / 18

- 達成すべき目標項目（15）「デジタル化」に関する各社の対応については、ステークホルダー協議の結果等を踏まえた取組内容であることが確認された。なお、今回、目標に反映できなかった事項については、その理由も含め、事業計画において明記し、翌規制期間における検討に活用することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自社において設定し、それを達成すること
- また、サイバーセキュリティやサプライチェーンマネジメントをはじめとするセキュリティ対策の観点も踏まえて計画を設定し、これを遂行すること

各社が設定した目標及びその達成に必要なと考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<u>AI、IoT、ドローンなどを活用した既存業務の効率化、高度化を推進</u> ●巡視・点検記録、設備状態管理のデジタル化 等 <u>電力データを活用するシステム構築により新たなサービス創造や顧客満足度の向上</u> ●電力データを活用した災害発生時における各種問合せ対応
東北	<u>顧客満足度向上・サイバーセキュリティ強化・AI、IoT、ドローン等の新技術を活用した効率化等に資するデジタル化を推進</u> ●当社設備へのAI技術（画像診断等）、IoT技術（保全データ収集等）を活用し、保安業務を効率化 等
東京	<u>更なる業務効率化に向けたAI、IoT等の技術の活用</u> ●AIやドローンを活用した設備保守の効率化・高度化（研究・活用含む） <u>レジリエンス強化に資する電力データ提供システムの構築 等</u> ●災害時や社会的課題解決等のために自治体等への電力データ提供に向けた10社集約システムの開発
中部	<u>積極的なデジタル化投資により、生産性をさらに向上させるとともに、新たな価値創出に活用</u> ●アセットマネジメントシステム開発・運用による設備更新時期の最適化 等 <u>「サイバー攻撃に伴う電力供給支障」件数ゼロを目指し、サイバーセキュリティ対策の強化に積極的に取組む</u> ●サイバー攻撃発生前の防御・検知強化、攻撃発生時の対応力強化、これらを支える組織・体制強化対策強化に取組む

(1) 目標計画 ②目標項目 15/18

各社が設定した目標及びその達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<p>AI、IoTなどデジタル技術の活用を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●センサー、AI等の活用による巡視業務・設備高度化 等 <p>業務効率化および品質向上・お客さまサービス向上に資するシステムを開発 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●業務プロセスの再構築とレガシーシステムからの移行 等
関西	<p>業務のデジタル化を進める</p> <ul style="list-style-type: none"> ●DX 技術を活用した送配電業務を支えるシステム等の刷新・高度化による、可能な限り人が介在しない運用と生産性向上の実現 等 <p>万全なサイバーセキュリティ対策を講じる</p> <ul style="list-style-type: none"> ●サイバー攻撃に対する防御力および検知力の強化ならびにサイバー攻撃発生時の迅速な対応体制の構築
中国	<p>生産性の向上等に向けたDX技術活用推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●ドローンの活用による巡視・点検業務の効率化・安全性向上、および災害復旧の迅速化 等 <p>電力データを迅速に提供するためのシステム構築</p> <ul style="list-style-type: none"> ●国・自治体等のデータ利用者へ、電力データを迅速に提供するためのシステム構築を目指す
四国	<p>AI・IoT等の活用により、送配電設備に関する巡視・点検の効率化等を実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●送配電設備の巡視・点検等の業務効率化を図るため、スマートグラスによる遠隔での作業支援やカラスの営巣巡視へのAIの活用等、AIおよびIoT機器の活用を順次進める 等 <p>災害時等に必要となる電力データをデータ利用者へ迅速に提供</p> <ul style="list-style-type: none"> ●自治体等からの要請に基づき、災害時等に電力データを円滑かつ迅速に提供するための情報連携システムを2023年度末までに開発
九州	<p>電力の安定供給や業務の効率化・高度化等に向けてAIやIoT等のデジタル技術の活用を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●AIやIoT技術等（画像診断、自動判定技術等）を設備保全・工事業務の効率化・高度化に活用 ●デジタルデバイス（センサ、カメラ等）を巡視・点検業務の効率化に活用 ●災害時等の電力データ提供を円滑に実施 ●サイバー攻撃等に備えてセキュリティ対策を実施
沖縄	<p>ステークホルダーとの協議を踏まえて設定したデジタル化に関する取り組みを着実に実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●設備巡視の人的判断に関してAI、IoT等を活用した標準化を実施 等 <p>業務のデジタル化を通じて、効率性・利便性の向上を目指す</p> <ul style="list-style-type: none"> ●IT技術を用いた復旧作業の見える化や効率化・高度化を図る 等

(1) 目標計画 ②目標項目 16/18

- 達成すべき目標項目（16）「安全性・環境性への配慮」に関する各社の対応については、ステークホルダー協議の結果等を踏まえた取組内容（これまで特段明文化していない労災件数の目標値などを新規に設定等）であることが確認された。なお、今回、目標に反映できなかった事項については、その理由も含め、事業計画において明記し、翌規制期間における検討に活用することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自社において設定し、それを達成すること

各社が設定した目標及びその達成に必要なと考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<p>労働災害の再発防止徹底を図り、ゼロ災害の達成を目指す</p> <ul style="list-style-type: none"> ●教育訓練、災害事例・再発防止対策の共有 等 <p>地球温暖化問題への対応や地域の環境保全対策など、環境負荷の低減に向けた取り組みを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●PCB、アスベスト等の適切な処理 等
東北	<p>死亡災害「ゼロ」を達成</p> <p>2023～2027年度労働災害発生件数の年度平均値（熱中症・ハチ刺され・虫刺されを除く）を2018～2022年度の過去5年間平均より5%以上低減</p> <ul style="list-style-type: none"> ●安全専門の社内講師を育成・配置し、全社共通の階層別安全教育を再構築 等 <p>環境性への配慮に関する取組みを着実に推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●産業廃棄物の有効利用率95%以上を目指す 等
東京	<p>労働災害を確実に減少（休業4日以上¹の災害発生件数 5%以上減少（2018～2022年度比））</p> <ul style="list-style-type: none"> ●リスクアセスメントにもとづく安全活動計画の策定および活動を展開（安全性を高める取組にカイゼン手法を用いつつリスクに対する抜本的対策の検討、推進を図る） <p>環境性への配慮に関する次の取組を着実に実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SF6ガスを点検時97%以上、撤去時99%以上回収 ●業務車両を環境へ配慮した車両へ順次切り替え。（2025年度には50%、2030年度には100%の切り替えを目指す）
中部	<p>死亡災害発生件数（弊社発注工事における請負会社での災害を含む）をゼロにする</p> <p>年間災害発生件数（同）を過去3年(2019-2021)実績値より5%以上低減する：49件以下</p> <ul style="list-style-type: none"> ●充電部を直接触らない間接活線工法への切替 等 <p>Scope1,2における温室効果ガス排出量（機器撤去時のSF6ガス回収による発生分を除く）を2027年度末時点で2020年度比2%以上低減する：8.1万t-CO2以下</p> <ul style="list-style-type: none"> ●保有社有車（一部特殊車両を除く）について、2030年までに100%電動化 等

(1) 目標計画 ② 目標項目 16/18

各社が設定した目標及びその達成に必要と考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<p>労働災害ゼロを目指す諸施策の継続・改善を推進（労働災害発生件数を過去5年平均以下）</p> <ul style="list-style-type: none"> ●年代層に応じた各種研修の実施 等 <p>温室効果ガスの排出量を抑制 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SF6ガス（六フッ化硫黄）の排出抑制 等
関西	<p>公衆災害の防止に取り組むとともに、労働災害防止の観点から安全・安心な職場環境を構築</p> <ul style="list-style-type: none"> ●施工会社と一体となった合同教育・研修の実施や作業環境の改善に向けた取組み 等 <p>送配電事業における温室効果ガス排出量の削減に取り組む</p> <ul style="list-style-type: none"> ●植物油系絶縁油を用いた変圧器の導入促進 等
中国	<p>公衆災害「ゼロ」 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●公衆災害防止に向けて、設備の巡視・点検を計画的に行い、設備の確実な保全に取り組む <p>電気絶縁ガス使用機器のSF6ガスの排出抑制 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●点検や廃棄（取替）等の取扱時のSF6ガス回収の徹底 等
四国	<p>死亡災害の撲滅 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●送配電設備の工事工法改善や作業現場への仮設備設置により、作業環境を改善 等 <p>温室効果ガスの回収・削減を適切に実施 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SF6ガス使用機器の点検時や撤去時には、ガスを適切に回収（ガス回収率:点検時97%以上、撤去時99%以上） 等
九州	<p>無災害を目指し、公衆災害防止や労働災害低減に向けた取組みを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> ●工事を行う際のお客さまの安全確保対策（交通誘導員標識等の配置）を適切に実施 ●作業時の安全性向上や環境改善に向けて工具・工法の開発・改良及び最新機器・技術の導入に取り組む <p>S F 6 ガスやフロンガスの回収・管理を徹底 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器点検時や撤去時において S F 6 ガスの回収を徹底 等
沖縄	<p>ステークホルダーとの協議を踏まえて設定した安全性への配慮に関する取組みを着実に実施 等</p> <ul style="list-style-type: none"> ●感電防止に関する注意喚起を実施 等 <p>ステークホルダーとの協議を踏まえて設定した環境性への配慮に関する取組みを着実に実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ●SF6ガス回収率を点検時97%以上、撤去時99%以上を目指し作業を徹底 等

- 達成すべき目標項目（17）「分散グリッド化の推進」に関する各社の対応については、取組内容が多岐に渡っているところ、事後評価を適切に実施する観点から、これら取組成果を用いて目指すべき、より具体的な目標項目について明記を求めることとした。
- また、全国的な分散グリッドを進める観点から、各事業者ごとに実施する技術検証結果などについては、事業者間にて適切に共有することを求めることとした。

指針における目標内容（抜粋）

- 一般送配電事業者が配電事業者の参入等の分散グリッド化の促進に向けた取組目標を自社において設定し、それを達成すること
- 具体的には、デジタル技術等も活用したローカル・配電系統における系統運用高度化（ローカルフレキシビリティの活用等）、蓄電池等の分散型エネルギー源の活用推進、中長期的に需要家全体の便益にも資する配電事業者との連携や指定区域供給制度の活用その他の分散グリッド化の推進に向けた取組について、計画を設定し、これを遂行すること

各社が設定した目標及びその達成に必要なと考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<p>分散グリッドの技術的検証とともに、事業者からの検討要請や協議に対し円滑に対応</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地域マイクログリッド構築支援事業への協力 ● 配電事業の実現に向けた技術的検証
東北	<p>配電事業者等による分散グリッド化の進展への確に対応</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分散グリッド化の進展に対応するため、社内体制やシステム整備、技術的検証に関する取組みを推進
東京	<p>分散グリッドに対し技術的検証を進めるとともに、配電事業者やマイクログリッド事業者からの検討要請・協議に対し、円滑に対応を実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 小笠原諸島母島における再エネ100%供給技術の開発・確立に向け、検証を実施 ● 配電事業等の分散グリッド化に向けた社内体制（システム構築・受付体制等）を整備
中部	<p>分散グリッド化に向けた技術※を確立 ※非常時マイクログリッド化の際の需給バランス調整や系統蓄電池を用いた潮流制御技術等</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 非常時マイクログリッドの現地実証開始 ● 系統用蓄電池による潮流制御の現地実証開始 ● 配電事業者への適切な対応に向けた、社内運用ルールの策定

(出典) 各社事業計画等より事務局作成

(1) 目標計画 ②目標項目 17/18

各社が設定した目標及びその達成に必要なと考える具体的な取組内容について 2 / 2

北陸	<p>分散グリッドに対する技術的検証の実施 配電事業者等からの事業申請に対する業務運営体制の構築および維持・改善</p> <ul style="list-style-type: none"> ● マイクログリッド事業者からの構築支援事業への協力要請に対する地域マイクログリッド導入プラン作成・構築への検討・協議 ● 配電事業者エリアの設備・契約等に係る各種情報整備に伴う既存システムの改修（2023年～2026年）
関西	<p>指定区域供給制度の活用によるオフグリッドの実現に取り組むとともに、配電事業者や地域マイクログリッド事業者の参入をサポートし、社会的便益（レジリエンス強化やコスト効率化等）の向上に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 山間部等、需要規模が小さく、長こう長配電線で供給しているエリアにおいて、低圧オフグリッドシステムの導入を目指し、自社設備での技術検証、オフグリッド構築に必要なシステムや運転制御のための研究開発を実施 ● さらに、指定区域供給制度の活用規模の拡大（高圧系統等）に向け、技術検討を実施。また、配電事業者や地域マイクログリッド事業者からの問い合わせや協議等に適切に対応し、協働することで、分散グリッド化の推進に寄与
中国	<p>配電事業者等との連携や地域マイクログリッドに必要な技術の確立</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 社内の業務運営体制の整備やシステム改修等を行い、配電事業者等から検討要請等があった場合に迅速かつ適切に対応 ● 離島の一部エリアにおいて実証事業を行い、疑似慣性力機能を持ったPCS※（疑似慣性力PCS）や蓄電池等の地域マイクログリッドに必要な技術の確立を目指す ※ PCS：電力変換装置（パワーコンディショナー） ● また、実証事業で得られた知見を活用し、他の離島・山間部等における地域マイクログリッドや指定区域供給制度等への水平展開を目指す
四国	<p>分散型エネルギーシステムの構築にかかる技術面・運用面での課題解決に向けた取り組みを実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分散型エネルギーシステムの構築における電力品質維持対策や系統保護方法に関する研究を実施
九州	<p>分散グリッドの運用に必要なEMSやDER制御等の技術的検証を進めるとともに、配電事業者やマイクログリッド事業者からの検討要請や協議に対し、円滑に対応</p> <ul style="list-style-type: none"> ● DER（分散型エネルギーリソース）制御技術等の確立に向け、研究や実証に取り組む。 ● 指定区域供給制度については、蓄電池、EMS（エネルギーマネジメントシステム）等の価格及び技術動向を注視しながら、引き続き適用区域を検討 ● 事業者等からの検討要請に対し、「分散型エネルギーシステムへの新規参入のための手引き」等に基づき、引き続き適切に対応
沖縄	<p>分散グリッドに対し技術的検証を進めるとともに、配電事業者やマイクログリッド事業者からの検討要請や協議に対し、円滑に対応</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 配電事業者等からの事業申請があった場合に、迅速かつ適切な対応が可能となるよう社内規定等の業務運営体制を構築 ● 2022年1月に沖縄県宮古島市来間島に構築完了した来間島マイクログリッド実証設備を用いて、新たなエネルギーシステムの実証を行う

(1) 目標計画 ② 目標項目 18 / 18

- 達成すべき目標項目（18）「次世代スマートメーターの円滑な導入」に関する対応については、各社ともに国の審議会での議論を踏まえた標準機能等を備えた次世代スマートメーターを計画的に導入することとしており、同時に、その導入に合わせて必要なセキュリティ対策も実施していくことを確認した。

指針における目標内容（抜粋）

- 国の審議会における議論を踏まえ、次世代スマートメーターを導入する計画を策定し、それを達成すること
- 具体的には、令和7年度以降に順次導入される次世代スマートメーターについて、次世代スマートメーターの円滑な導入に向けた計画を設定し、これを遂行すること。その際、次世代スマートメーターに係るセキュリティについても、対策を具体化すること

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 1 / 2

北海道	<ul style="list-style-type: none">● 計量器の法令取替等に合わせた次世代スマートメーターの導入● 次世代スマートメーターに対応した通信ネットワーク・システム等の各種対策工事
東北	<ul style="list-style-type: none">● 2034年度に次世代スマートメーターの設置が完了するよう、システム等の対策工事および法令に基づく計量器取替等に合わせた設置工事を実施● システムリプレースに合わせた次世代機能取込みに関するシステム開発を実施
東京	<ul style="list-style-type: none">● 次世代化計画に記載のとおり、次世代スマートメーターの設置が完了するよう、通信ネットワーク対策工事・必要なシステム改良を行い、計画的に設置工事を実施● 「スマートメーターシステムセキュリティガイドライン」にもとづき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施
中部	<ul style="list-style-type: none">● 次世代スマートメーターの導入計画の策定● スマートメーターデータ提供のためのシステム開発

(1) 目標計画 ②目標項目 18/18

各社が設定した目標について、その達成に必要と考える具体的な取組内容について 2/2

北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 2034年度までの次世代スマートメーター設置完了に向け、策定した設置計画に基づき、通信ネットワーク・周辺システム等の対策工事および計量器の法定取替等に合わせた設置工事の実施 ● 「スマートメーターシステムセキュリティガイドライン」に基づき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策の実施
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 次世代スマートメーターの設置完了に向けて策定した設置計画に基づき、通信ネットワークやシステム等の対策工事ならびに計量器の法定取替等に合わせた設置工事を実施。また、「スマートメーターシステムセキュリティガイドライン」に基づき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 2030年代前半までに次世代スマートメーターの設置が完了するよう、策定した設置計画に基づき、通信ネットワーク・システム等の構築、計量器の法定取替等に合わせた設置工事を実施 ● 「スマートメーターシステムセキュリティガイドライン」に基づき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 「次世代投資計画」に記載のとおり、計量器の法定取替等に合わせた次世代機能を有したスマートメーターの設置を2025年度から開始し、2034年度末までに完了 ● 「次世代投資計画」に記載のとおり、次世代スマートメーターの導入に必要な通信インフラやシステム環境等の整備を2026年度末までに実施 ● 「スマートメーターシステムセキュリティガイドライン」に基づき、スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 2034年度までに次世代スマートメーターの設置が完了するよう、計量器の法定取替等に合わせた設置工事を実施 ● 2025年度までに次世代スマートメーター設置に必要な通信ネットワーク・システム等の対策工事を行う ● スマートメーターシステムセキュリティガイドラインに基づき、必要なセキュリティ対策を実施
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 次世代スマートメーター制度検討会により検討されたスマートメーターの具備する機能、構造について、開発、設置計画を策定し着実に実施 ● 次世代スマートメーターの機能に対応した通信ネットワークの対策工事および必要なシステム改修を実施 ● スマートメーターセキュリティガイドラインに基づき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
- (1) 目標計画	・・・・・・P4
- (2) 前提計画（需要想定、再工不連系量想定）	・・・・・・P42
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 前提計画 ①確認に際しての観点

- 前提計画については、基本的には各費目・投資の検証の中で内容を確認していくが、その際、以下の観点に留意していくこととする。

前提計画の算定根拠等について

- 拡充投資計画等の作成にあたって、必要となる、需要の見通し、供給力の見通し、再エネ連系量の見通し、調整力量の見通しなどの算定根拠及び、算定方法※についての確認。
 - 需要の見通しを算定するにあたり、各社において実施したEV推進などの需要変動要因やコロナ影響の検証状況などについて確認を行う。
 - 再エネ連系量の見通しを算定するにあたり、次世代投資における再エネ拡充や脱炭素化などに資する取組効果の反映状況について確認を行う。

※需要の見通し、供給力の見通し、再エネ連系量の見通し等については、各社ともに供給計画等を基本として算定している。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 全社概要 –

- 各一般送配電事業者における用途別の需要電力量 (kWh) の想定方法 (全体概要) については、以下のとおり。
- なお、一般送配電事業者においては、需要電力量の見通しの他、再エネ連系量や系統混雑の状況、施工力等の中長期的な見通しを総合的に勘案した上で、規制期間中の投資計画を作成した。

需要電力量 (kWh) の想定

家庭用その他

- ・基本的に、エリアの人口を用いて想定した契約口数に原単位を乗じた想定。
- ・EV、電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、一部エリアにおいてテレワークの定着具合等を踏まえた影響を想定。

業務用

- ・基本的に、GDP (国内総生産) を用いた想定。
- ・EV、電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、一部エリアにおいてエリア内サービス業への影響度合い等を踏まえた想定。
(基本的にはGDPに当該影響が包含されている)
- ・2025年度に開催される大阪万博の個別需要を織り込み。【関西】

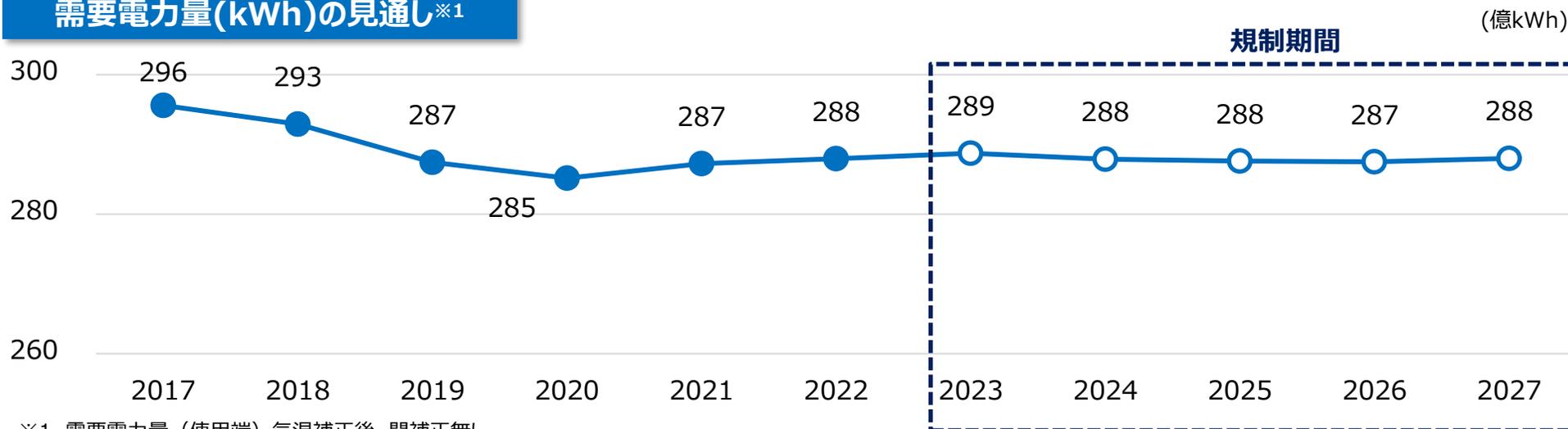
産業用その他

- ・基本的に、IIP (鉱工業生産指数) を用いた想定。
- ・EV・電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、基本的にはIIPに当該影響が包含されている。
- ・北陸新幹線の延伸による個別需要を織り込み。【北陸】
- ・半導体工場などは過去のトレンドを踏まえた想定を行っており、特定の企業誘致等の個別需要の織り込みは現時点では行っていない。【九州】

(2) 前提計画 ②需要想定 – 北海道電力NW：全体 –

- 北海道エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の**電力需要**は、**人口減少や省エネの進展による減少、経済成長に伴う業務用・産業用需要の増加**などから、**電力量(kWh)では、概ね横ばい**を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

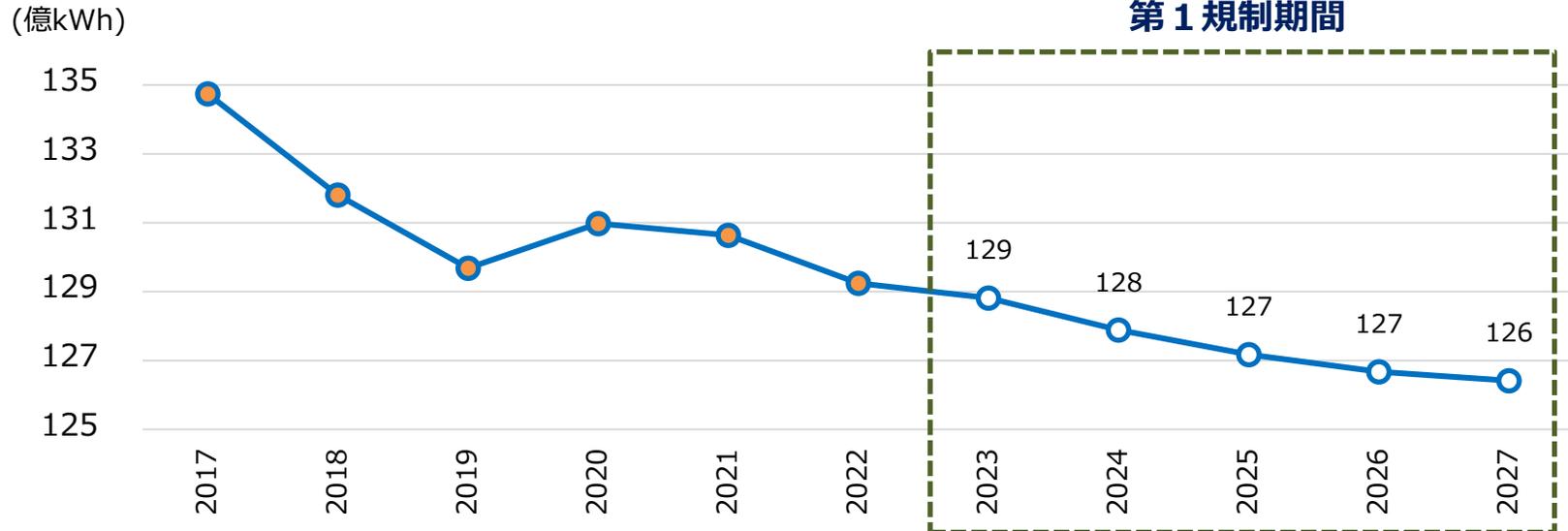
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	135	132	130	131	131	129	129	128	127	127	126	637
	業務用		83	82	81	78	79	80	81	81	82	82	82	408
	産業用他		78	79	77	76	77	78	79	79	79	79	79	394
	計		296	293	287	285	287	288	289	288	288	287	288	1,440
その他調整※2									1	1	1	1	1	3
料金算定の前提となる需要									289	288	288	288	289	1,442

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 –北海道電力NW：家庭用その他–

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.5%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

北海道エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。1口あたり人口は単身世帯増等から低下傾向、1口あたり電力使用量は節電進展・世帯人員減等を反映し、低下傾向。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（北海道エリア人口 500万人 ÷ 1口あたり人口 1.23人/口 = 口数想定値 408万口） × ※原単位 3,126kWh/口
→ **127億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。今後についても、足元並みの減少基調を見込んでいる。

【参考：北海道エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台
2020年度末：5千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

（出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等
の反映

足元実績において、新型コロナ影響は限定的であったことから、追加的な織り込みを行っていない。

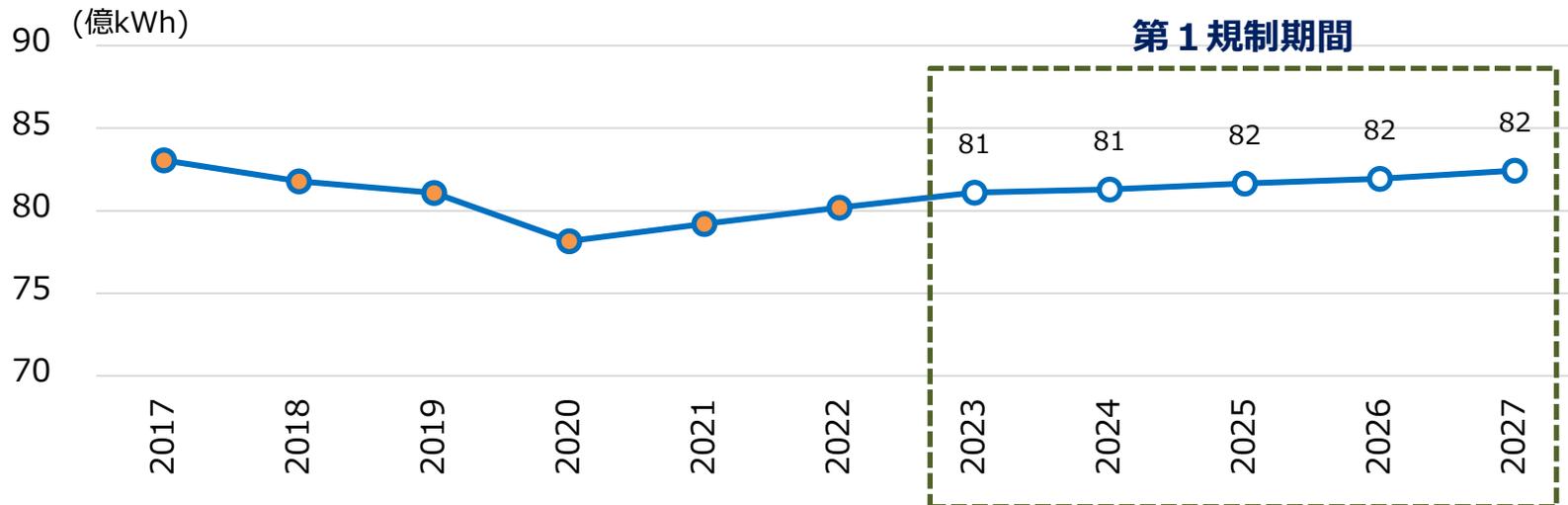
【コロナ影響等（概算）】

外出自粛要請期間を含めて、在宅時間増等による需要増の一方、低圧供給の小規模店舗等での需要減もあり、全体として影響は限定的であった。

(2) 前提計画 ②需要想定 –北海道電力NW：業務用–

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及びGDP原単位を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.4%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) にGDP原単位 (時系列傾向により想定) を乗じて想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[経済見通し]GDP 573.4兆円

[実績傾向]GDP原単位 14.25百万kWh/兆円

による乗算→**82億kWh**

※節電進展を反映し、低下傾向

※データセンター需要は具体的な大型案件なく、個別案件は勘案しない。

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：北海道エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

2020年度末：5千台

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

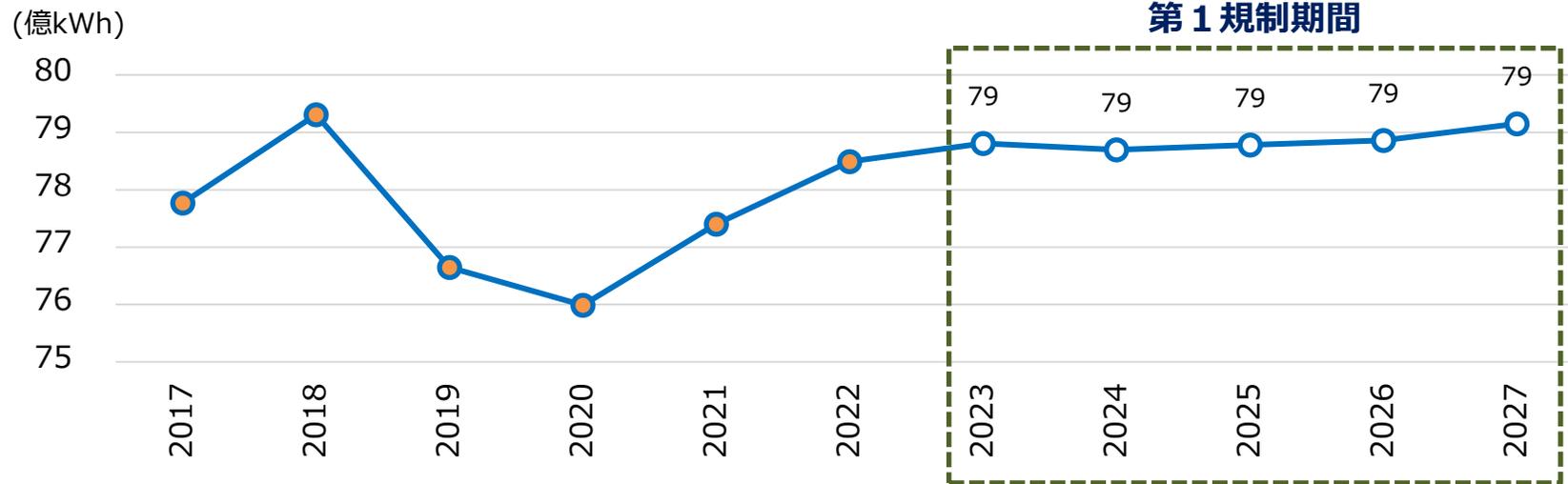
GDPを想定に用いることで、新型コロナ影響を織り込んでいる。

2021年度は、上期に新型コロナ感染拡大防止対策 (緊急事態宣言・まん延防止等重点措置) の継続により、業務用施設の稼働減はあったが、下期以降は一部業種を除き回復している。

(2) 前提計画 ②需要想定 –北海道電力NW：産業用その他–

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）との相関により想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**79億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：北海道エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台

2020年度末：5千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

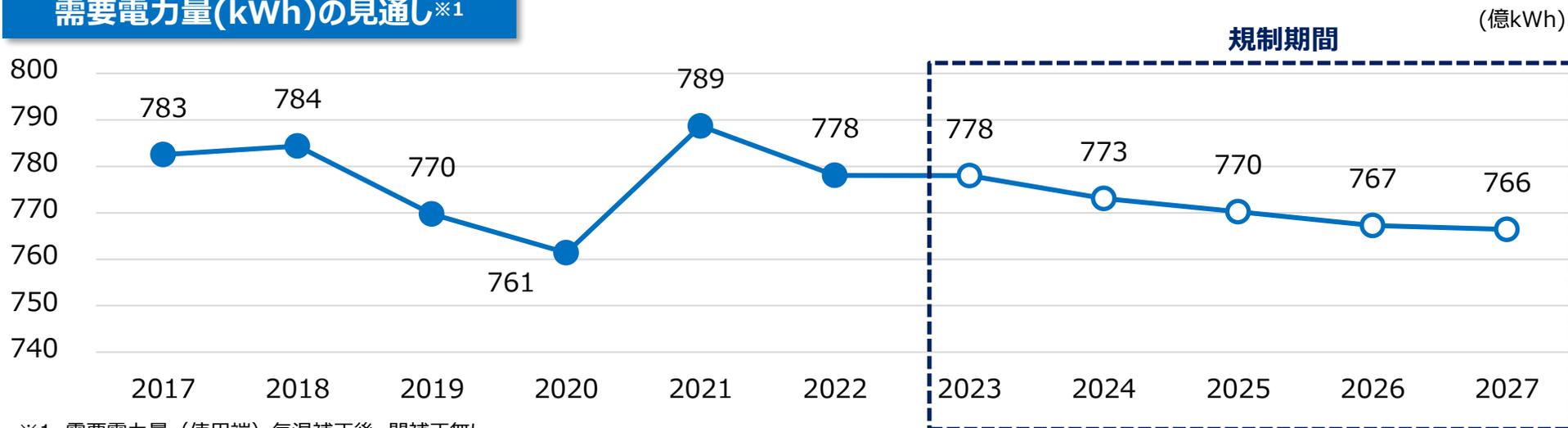
IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

2021年度は、上期に新型コロナウイルス感染拡大防止対策（緊急事態宣言・まん延防止等重点措置）の継続による稼働減はあったが、下期以降は一部業種を除き回復している。

(2) 前提計画 ②需要想定 - 東北電力NW：全体 -

- 東北エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、経済成長は見込まれるが人口減少や省エネの進展などから、電力量(kWh)では、緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

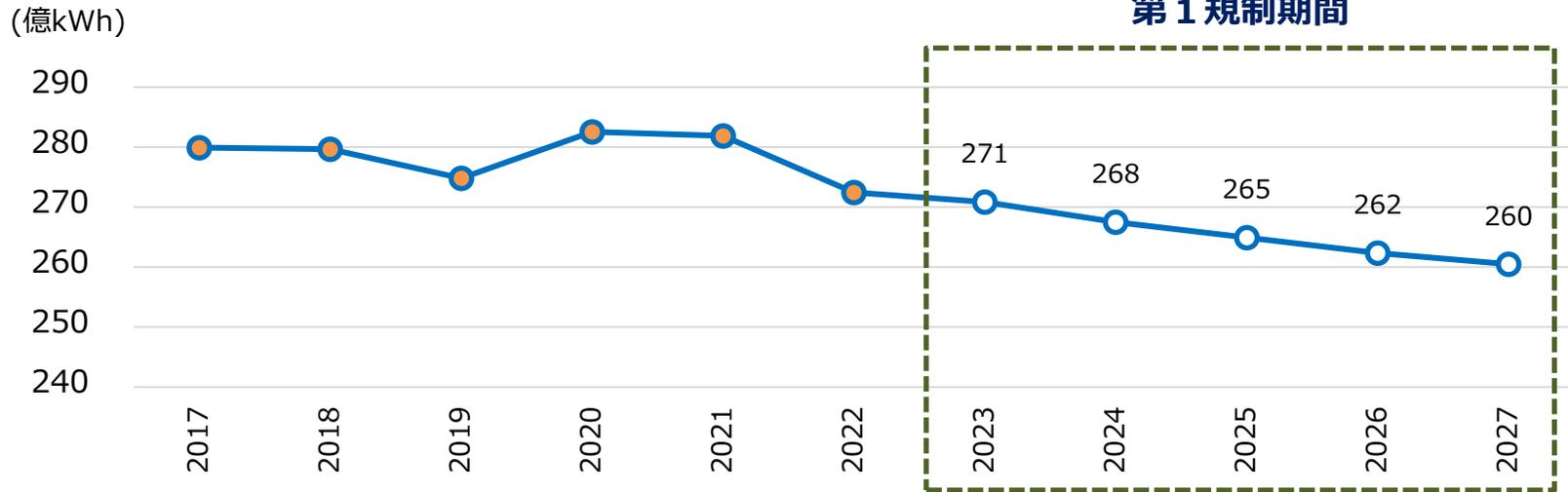
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	280	280	275	283	282	272	271	268	265	262	260	1,326
	業務用		163	163	161	155	160	158	158	157	157	156	156	785
	産業用他		340	342	334	324	347	347	349	348	348	349	350	1,744
	計		783	784	770	761	789	778	778	773	770	767	766	3,855
その他調整※2									-0	-0	-0	-0	-0	-1
料金算定の前提となる需要									778	773	770	767	766	3,854

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 – 東北電力NW：家庭用その他 –

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲1.0%と減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他 需要電力量 (kWh) の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの 主な算定方法

東北エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（東北エリア人口 1,025万人÷1口あたり人口 1.28人/口＝口数想定値 798万口）×※原単位 3,318kWh/口
→**265億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの 反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：東北エリア（新潟含む）の過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：12千台
2020年度末：22千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
（出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等 の反映

足元実績にコロナ影響が織り込まれていることから、当該年度を観測期間に含めて想定することで、コロナ影響を織り込んでいる。

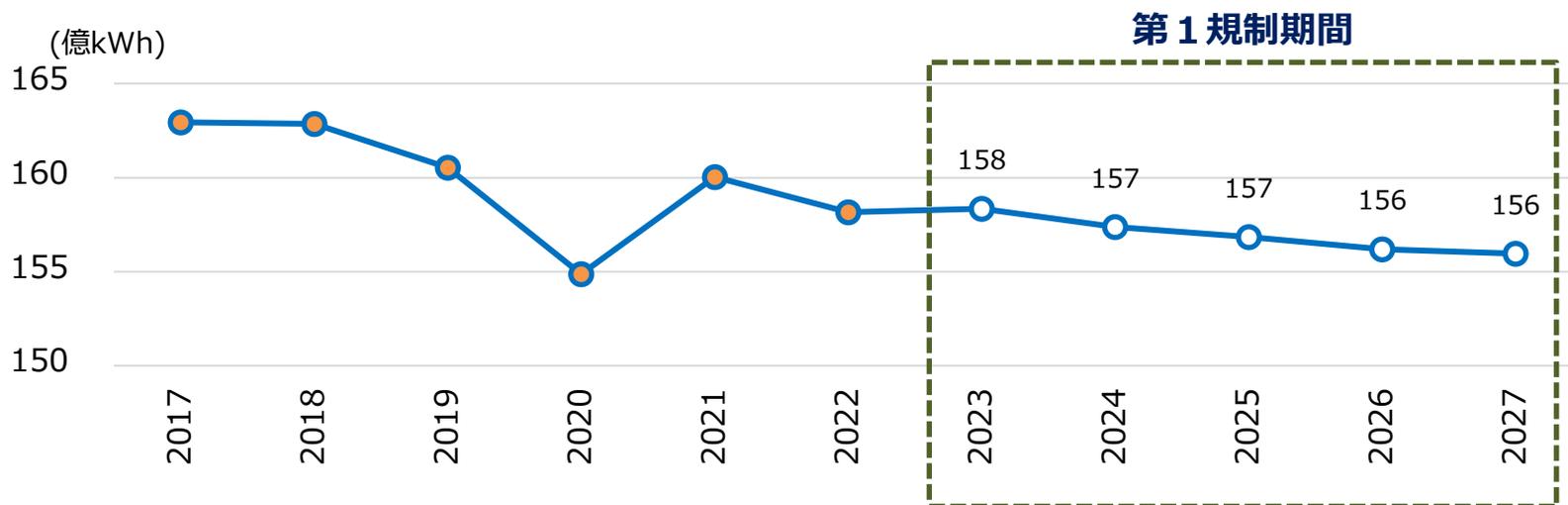
【コロナ影響等（概算）】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 東北電力NW：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及び人口見通しを利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.4%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) と人口見通し (東北エリア) との重相関により想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[経済見通し]GDP 573.4兆円
[人口見通し]東北エリアの人口見通し 1,025万人
による重回帰分析→**157億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：東北エリア (新潟含む) の過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：12千台
2020年度末：22千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

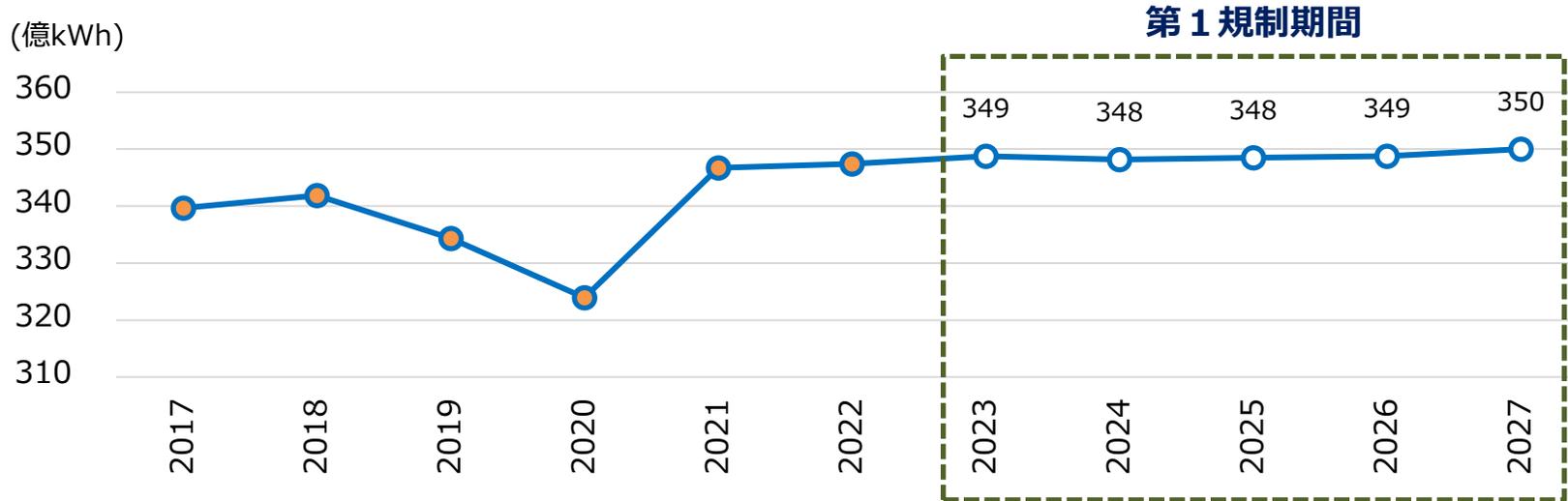
【コロナ影響等 (概算)】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 東北電力NW：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）との単相関により想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**349億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：東北エリア（新潟含む）の過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：12千台
2020年度末：22千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

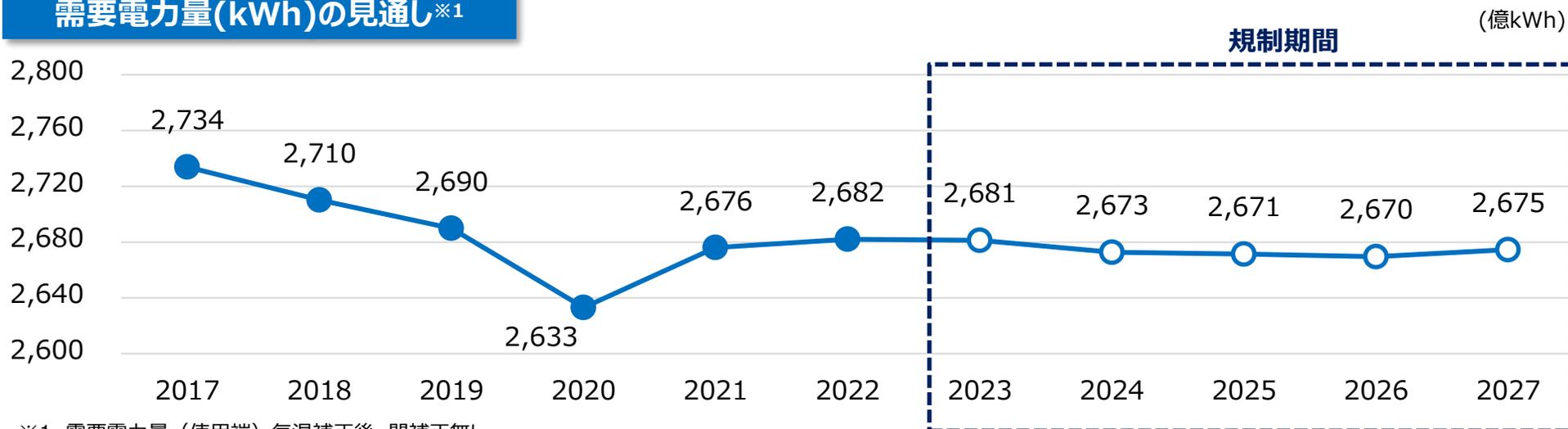
【コロナ影響等（概算）】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 -東京電力PG：全体-

- 首都圏エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の**電力需要**は、**経済成長が見込まれる一方で、人口減少や節電・省エネの進展等の影響をふまえて、電力量(kWh)では、緩やかな減少**を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

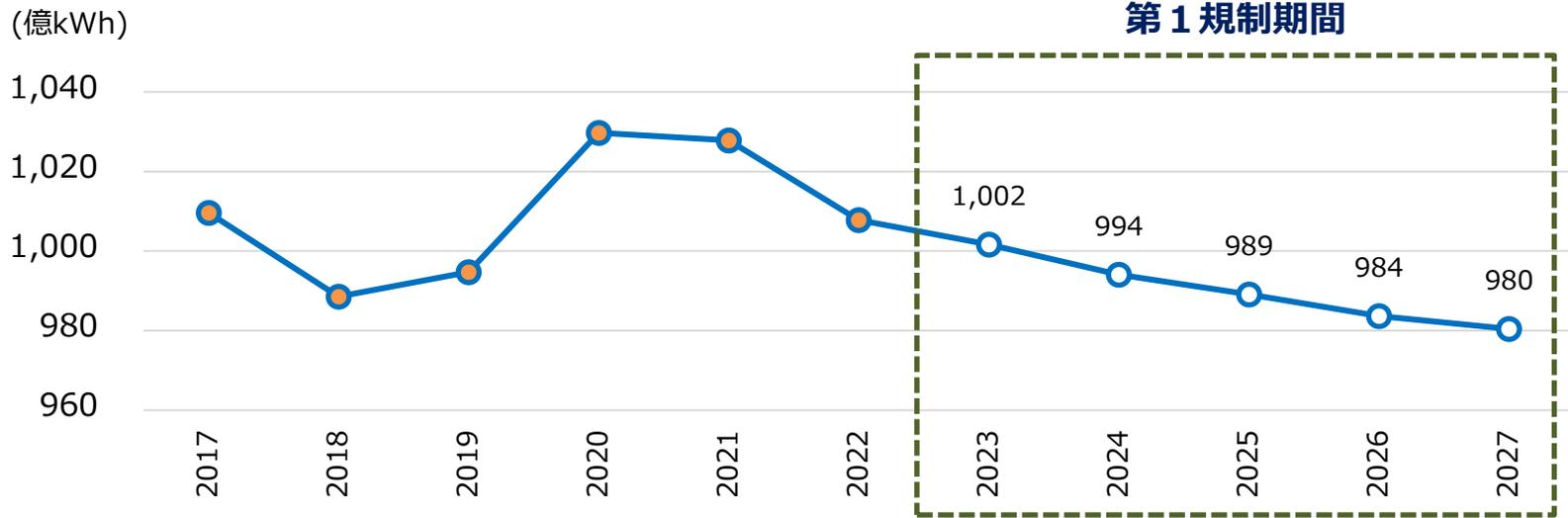
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	1,010	989	995	1,030	1,028	1,008	1,002	994	989	984	980	4,949
	業務用		786	780	778	736	759	763	769	769	771	773	777	3,859
	産業用他		938	941	917	867	889	911	911	910	911	913	917	4,562
	計		2,734	2,710	2,690	2,633	2,676	2,682	2,681	2,673	2,671	2,670	2,675	13,370
その他調整※2									11	11	11	11	11	54
料金算定の前提となる需要									2,692	2,684	2,682	2,680	2,685	13,424

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 –東京電力PG：家庭用その他–

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.5%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他 需要電力量 (kWh) の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの 主な算定方法

東京エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。

【具体的な算定方法】

（首都圏エリア人口 4,537万人 ÷ 1口あたり人口 1.45人/口 = 口数想定値 3,119万口） × ※原単位 3,170kWh/口
→ **990億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの 反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

EV普及時の需要増加分は +1億kWh程度と推定。家庭用需要の0.1%程度と限定的であり、トレンド分以外、特段の織り込みはせず。

【参考：首都圏エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：42千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末：86千台 （出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等 の反映

テレワーク（在宅）拡大による需要増影響については、**緊急事態宣言発令に伴う影響分を除き、一定の定着影響として織り込んでいる。**

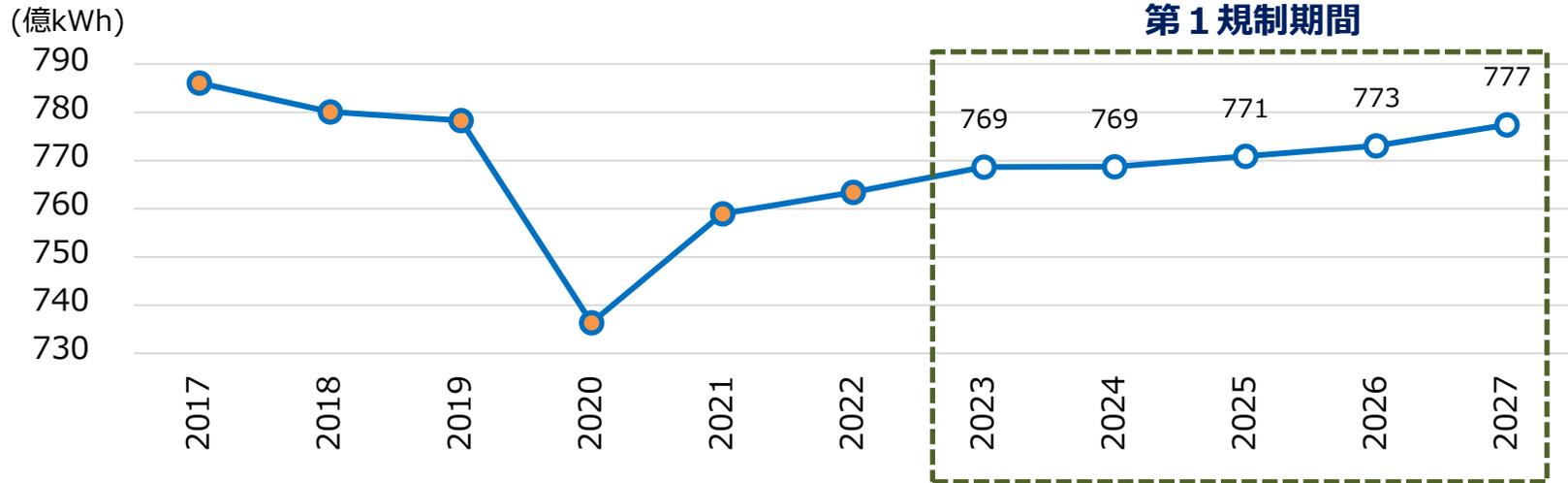
【コロナ影響等（概算）】

2021年度の需要上振れ分 + 約18億kWhのうち、緊急事態宣言発令に伴う分が + 約7億kWhと試算。
⇒残り + 約11億kWh分が引き続き上振れ要因になると想定。

(2) 前提計画 ②需要想定 –東京電力PG：業務用–

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及びGDP原単位を利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.4%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) にGDP原単位 (時系列傾向により想定) を乗じて想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[経済見通し]GDP 573.4兆円

[実績傾向]GDPあたりの業務用の時系列傾向
による乗算→**772億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：首都圏エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：42千台

2020年度末：86千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

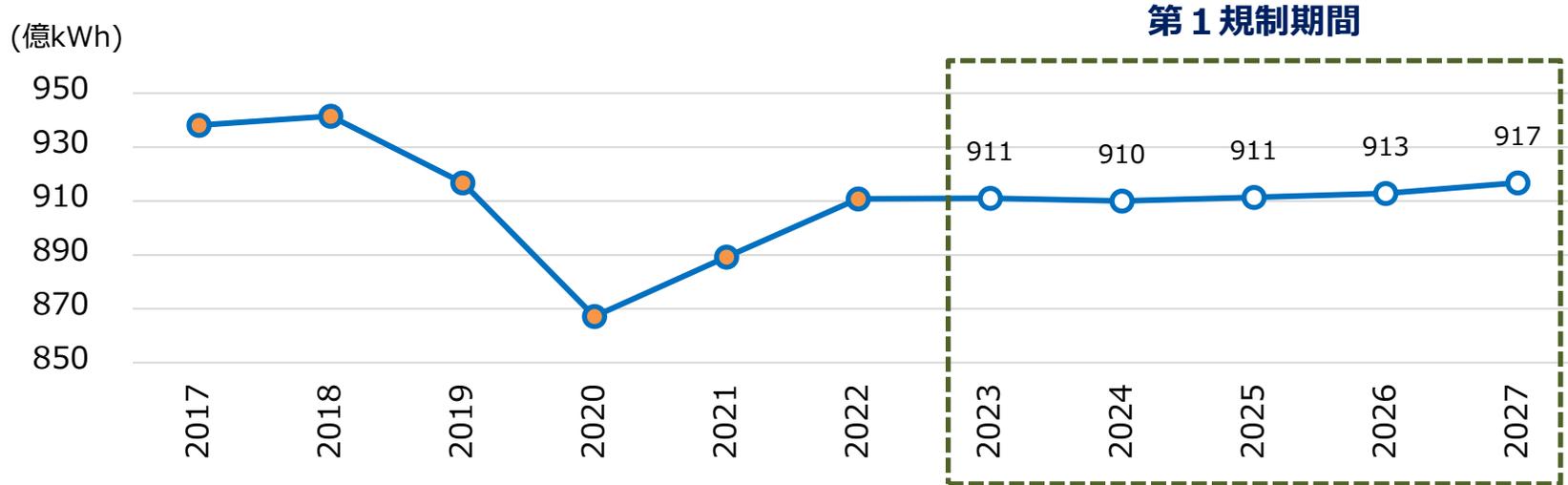
【コロナ影響等】

オフィスビルの稼働率低下に伴う若干のマイナス影響は残ると想定も、全体の傾向及び水準に与える影響は限定的と整理し、個別には織り込んでいない。

(2) 前提計画 ②需要想定 –東京電力PG：産業用その他–

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIP及びIIP原単位を利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）にIIP原単位（時系列傾向により想定）を乗じて想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[経済見通し]IIP 102.7

[実績傾向]IIPあたりの産業用の電力量の時系列傾向による乗算+停止中所内電力量等

→**912億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：首都圏エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：42千台

2020年度末：86千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

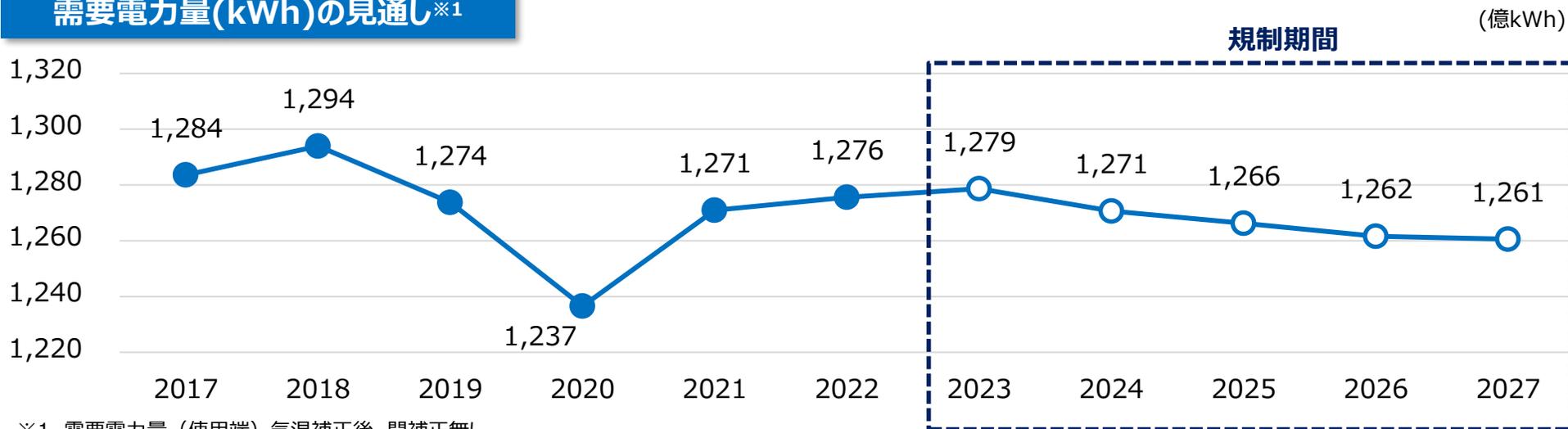
【コロナ影響等】

影響は限定的と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中部電力PG：全体 –

- 中部エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、経済成長は見込まれるが人口減少や省エネの進展などから、電力量 (kWh) では、緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

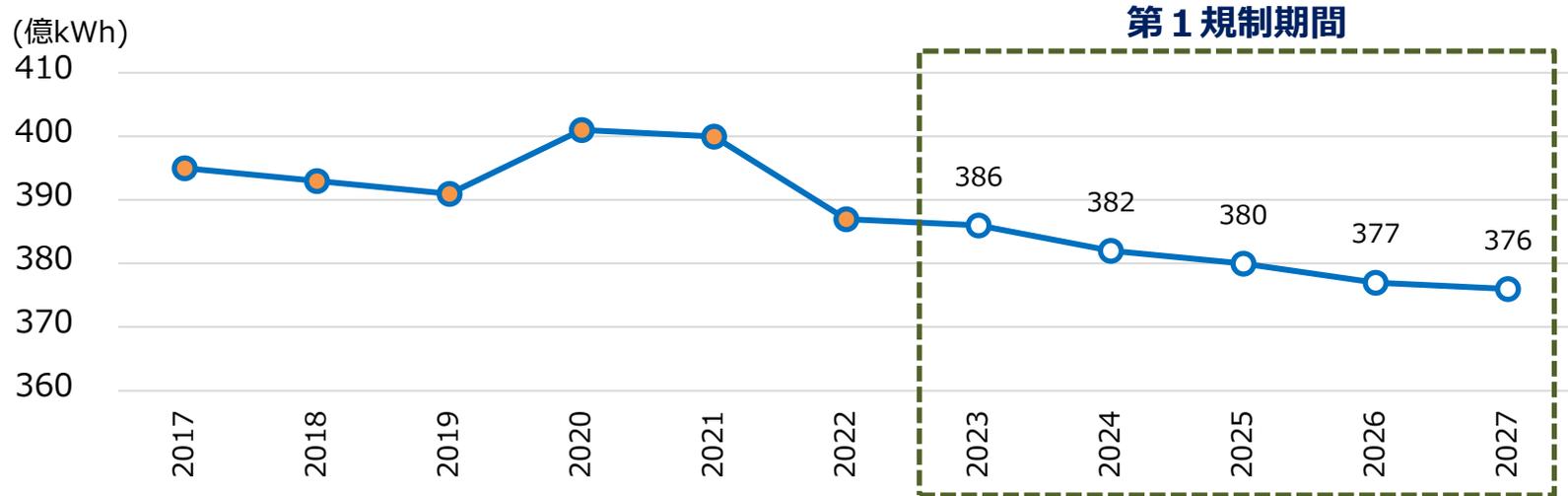
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	395	393	391	401	400	387	386	382	380	377	376	1,901
	業務用		226	224	222	211	217	218	219	219	218	218	218	1,092
	産業用他		663	677	661	624	654	670	674	670	668	666	666	3,345
	計		1,284	1,294	1,274	1,237	1,271	1,276	1,279	1,271	1,266	1,262	1,261	6,338
その他調整※2									2	2	2	2	2	9
料金算定の前提となる需要									1,281	1,273	1,268	1,263	1,262	6,347

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中部電力PG：家庭用その他 –

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.6%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他 需要電力量 (kWh) の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの 主な算定方法

中部エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。省エネによる需要減影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド（傾向）分は織り込んでいる。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（中部エリア人口 1,548万人 ÷ 1口あたり人口 1.42人/口 = 口数想定値 1,087万口） × ※原単位 3,492kWh/口
→ **380億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの 反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：中部エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：23千台
2020年度末：51千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
（出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等 の反映

テレワーク（在宅）拡大による需要増影響については、**直近実績の動向を踏まえて想定することで、一定の定着影響として織り込んでいる。**

【コロナ影響等（概算）】

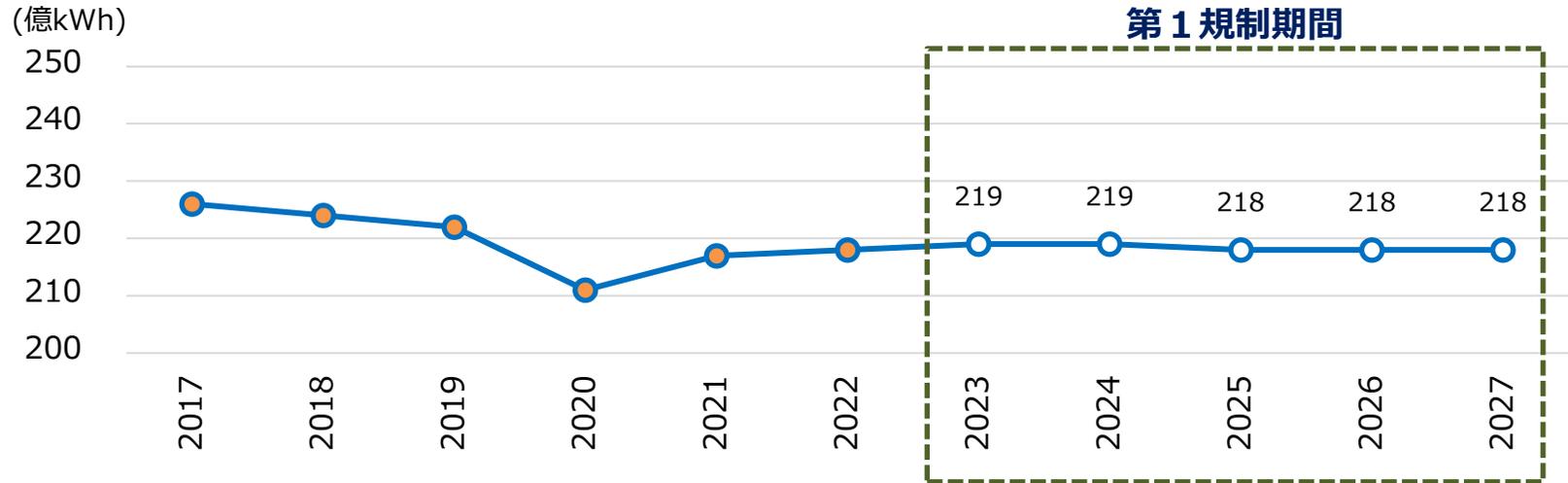
： +0.5%程度※

※2011～2019年度までの実績で想定した場合との差

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中部電力PG：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及び実績傾向を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.1%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) と実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) との重相関により想定。
省エネによる需要減影響については、実績に基づき想定することで、これまでの省エネ進展による影響は織り込んでいる。

【具体的な算定方法 (5年平均)】
[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列
[経済見通し]GDP 573.4兆円
による重回帰分析→**218億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：中部エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：23千台
2020年度末：51千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

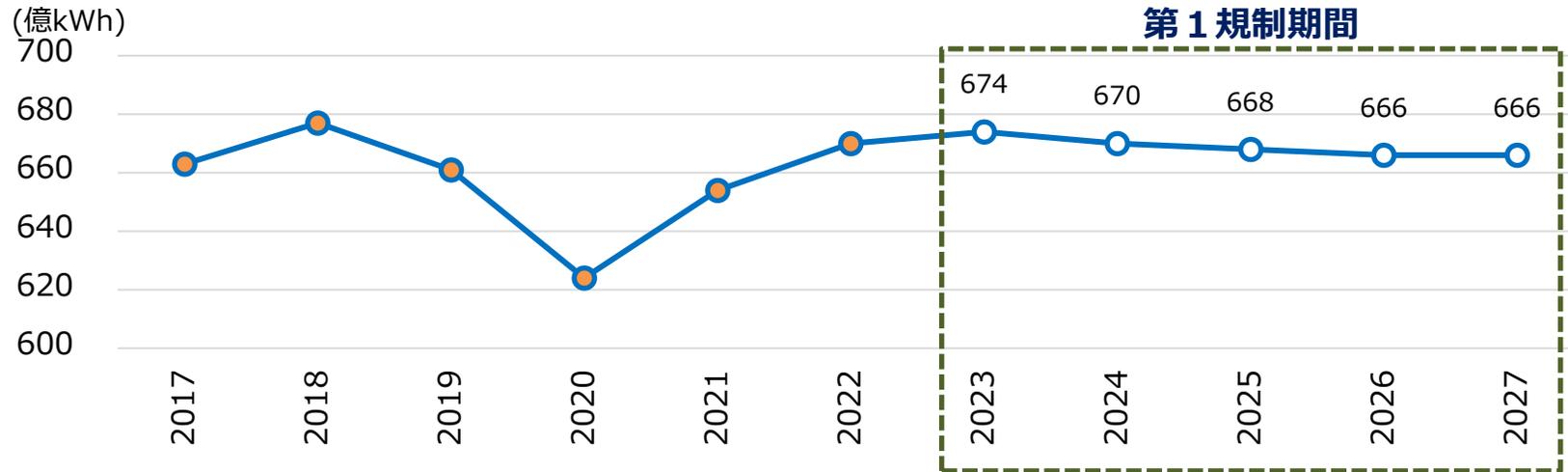
【コロナ影響等 (概算)】

GDPは、2022年度にコロナ以前の水準に回復し、その後も安定的に伸びる見込みとなっているが、電力需要は省エネ影響等により2019年度水準を下回る見通し。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中部電力PG：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.3%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）との単相関により想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**669億kWh**

EV,電化などの
反映

EVの普及は、**需要増加と減少の両方の要素が想定されるが、いずれも現時点で顕著な影響が確認されていないため、過去実績に基づき想定することでトレンド分のみを織り込んでいる。**

【EV普及による需要減少要因】

EVの普及拡大は、**製造側では、動力源シフトによる自動車部品点数の減少による電力需要減や、産業構造（サプライチェーン）の変化による影響が懸念され、現時点で確からしい想定が困難。**

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、**新型コロナ影響を織り込んでいる。**

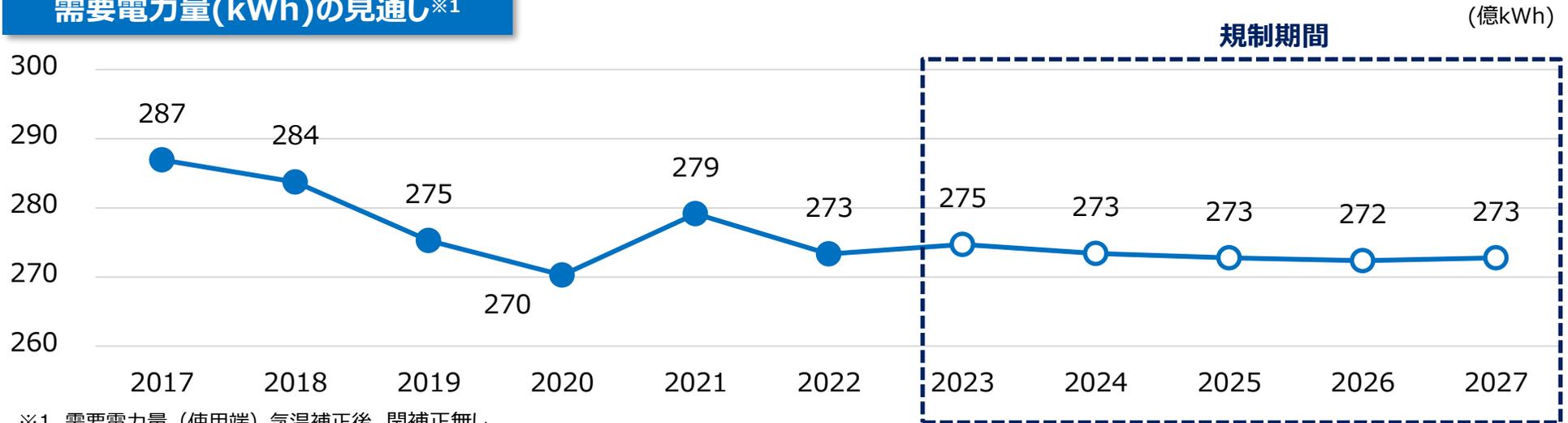
【コロナ影響等（概算）】

短期的にはコロナ影響からの回復による需要増はあるものの、IIPとの長期的な相関から、**2031年度の電力需要はコロナ前の2019年度並みを見込む。**

(2) 前提計画 ②需要想定 –北陸電力送配電：全体–

- 北陸エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、経済成長は見込まれるが人口減少や省エネの進展などから、電力量(kWh)では、緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	95	94	92	95	94	91	91	90	90	89	89	448	
	業務用		51	50	49	48	49	48	48	48	47	47	47	237	
	産業用他		141	140	134	127	136	134	136	136	136	136	136	137	680
	計		287	284	275	270	279	273	275	273	273	273	272	273	1,366
その他調整※2									0	0	0	0	0	0	
料金算定の前提となる需要									275	273	273	272	273	1,366	

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 –北陸電力送配電：家庭用その他–

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.4%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

北陸エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口、**コロナ影響控除**）を乗じて算定している。その後、**コロナ影響想定値を加算**。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（北陸エリア人口 282万人 ÷ 1口あたり人口 1.27人/口 = 口数想定値 222万口） × ※原単位 3,997kWh/口 + コロナ影響
→ **90億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：北陸エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：4千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末：8千台 （出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等
の反映

コロナ影響は、**GDPの水準がコロナ前に戻る時期（2023年度）を終息時期と設定し、段階的に縮小するが、巣ごもり等の定着分は継続するものと想定**。

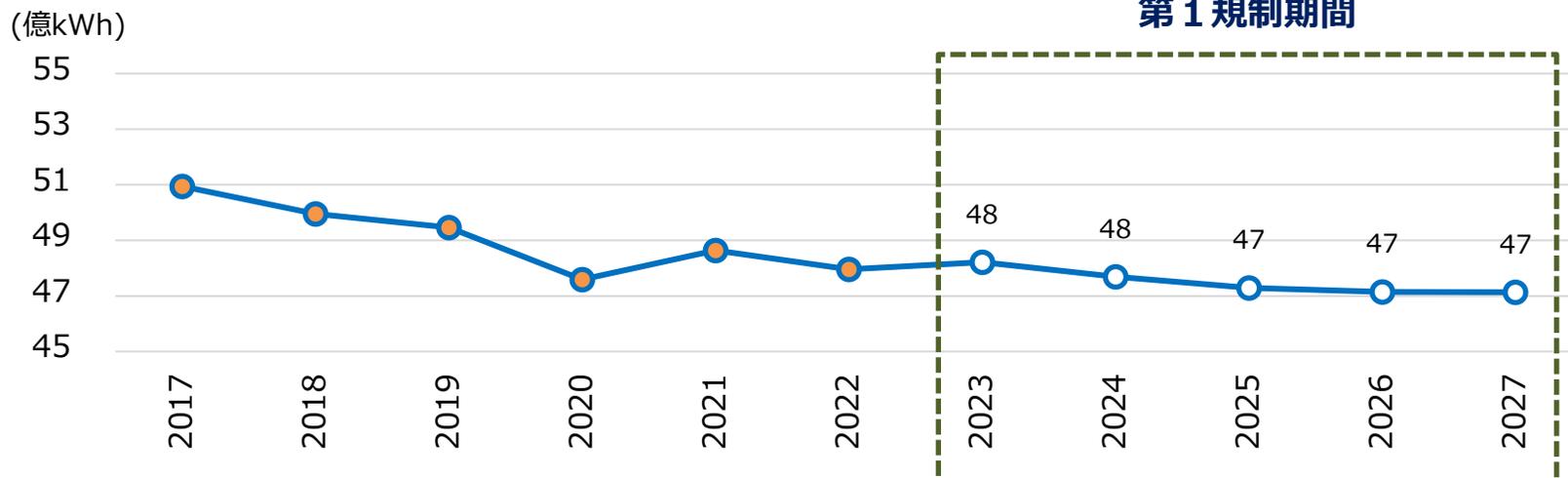
【コロナ影響等（概算）】

実績が当該年度供給計画伸び率を上回った分をコロナ影響とみなして定量化。
⇒約0.6億kWh/年程度

(2) 前提計画 ②需要想定 –北陸電力送配電：業務用–

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、実績傾向を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.6%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

実績傾向（電力量実績の時系列傾向（**コロナ影響控除**）により算定。
その後、**コロナ影響想定値**を考慮。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列傾向
+コロナ影響→**47億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：北陸エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：4千台
2020年度末：8千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

（出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等
の反映

コロナ影響は、**GDPの水準がコロナ前に戻る時期を終息時期（2023年度をゼロ）と設定し、段階的に縮小**するものと想定している。

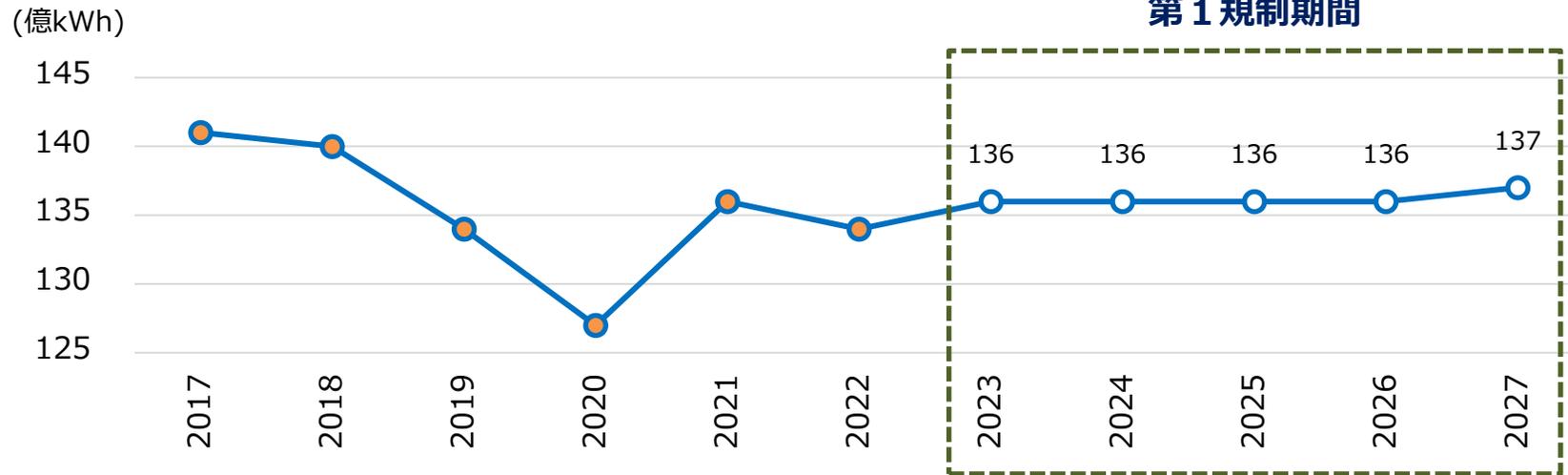
【コロナ影響等（概算）】

実績が当該年度供給計画伸び率を下回った分をコロナ影響とみなして定量化。
⇒2023年度以降はゼロ。

(2) 前提計画 ②需要想定 –北陸電力送配電：産業用その他–

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量 (使用端) 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (IIP) との単相関により想定。
なお、直近については**個社動向・新增減設情報 (北陸新幹線の延伸影響等) 及びコロナ影響**を勘案して算定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**136億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：北陸エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：4千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末：8千台 (出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。
コロナ影響は、**IIPの水準がコロナ前に戻る時期を終息時期 (2023年度をゼロ)**と設定し、段階的に縮小するものと想定。

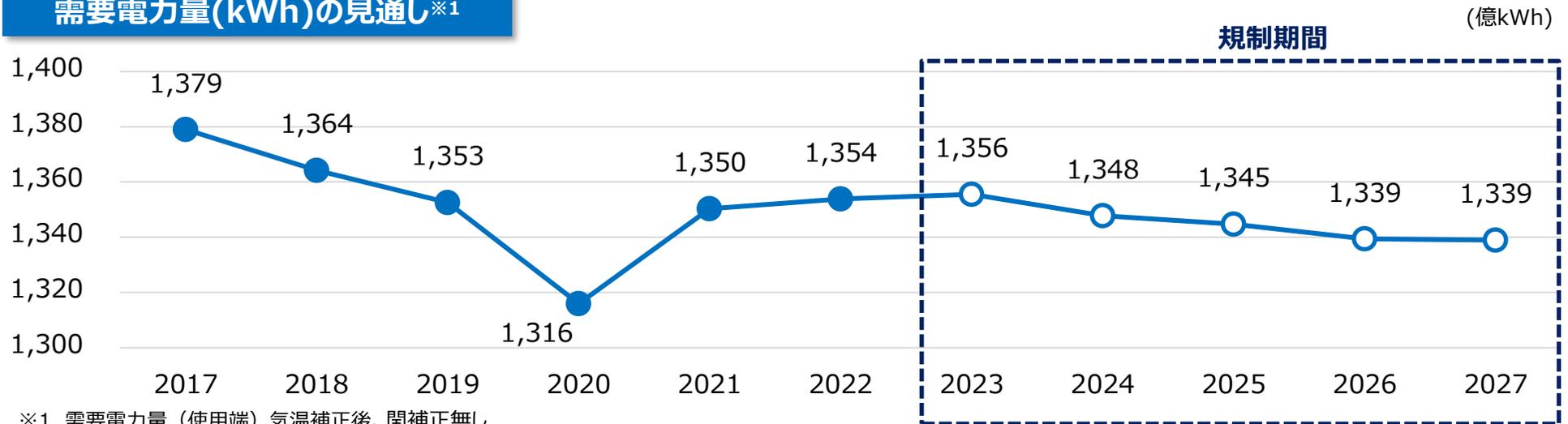
【コロナ影響等 (概算)】

実績が当該年度供給計画伸び率を下回った分をコロナ影響とみなして定量化。
⇒2023年度以降はゼロ。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 関西電力送配電：全体 –

- 関西エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、人口減少や電気機器・生産設備の効率化による省エネの進展、太陽光発電による自家発自家消費量の増加などから、電力量 (kWh) では、緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

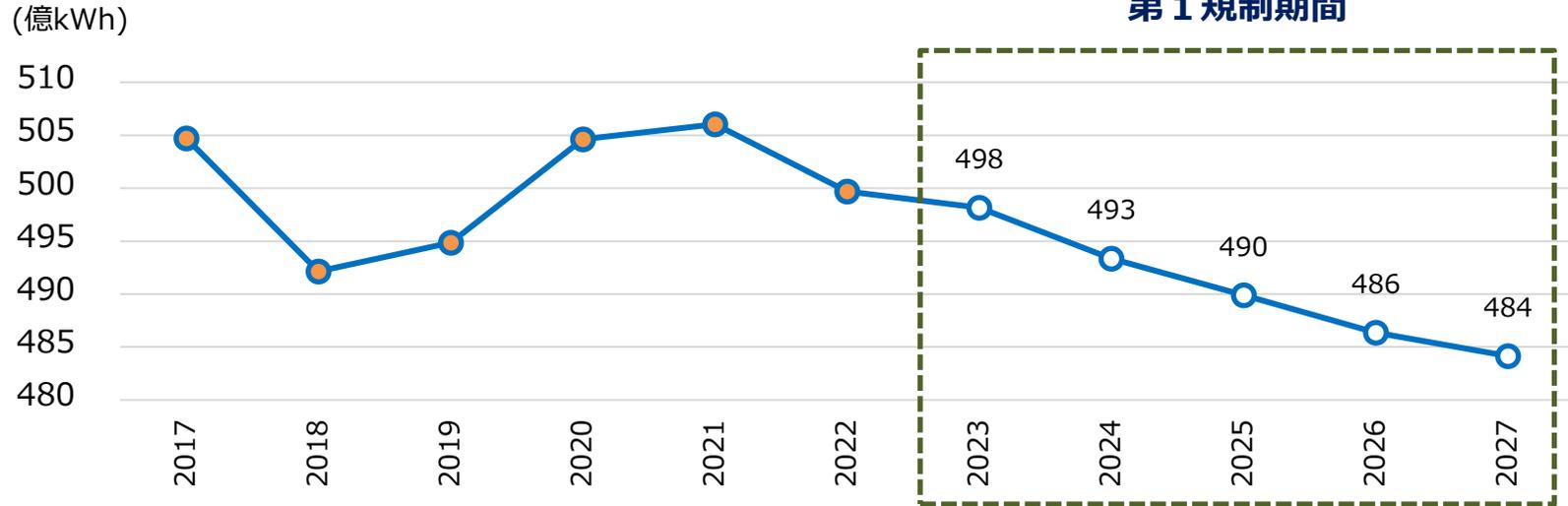
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	505	492	495	505	506	500	498	493	490	486	484	2,452
	業務用		347	344	346	332	339	341	344	343	344	342	343	1,715
	産業用他		527	528	511	479	506	513	514	512	511	511	512	2,560
	計		1,379	1,364	1,353	1,316	1,350	1,354	1,356	1,348	1,345	1,339	1,339	6,726
その他調整※2									6	6	6	6	6	28
料金算定の前提となる需要									1,361	1,353	1,350	1,345	1,344	6,754

※2 揚水口入-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 – 関西電力送配電：家庭用その他 –

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.7%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

関西エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

コロナ影響等
の反映

相関を実施する経済指標（関西人口）にコロナによる在宅影響は反映されないため、原単位の増加している実績傾向を反映し、在宅影響による需要増を織り込んでいる。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（関西エリア人口 2,006万人÷1口あたり人口 1.41人/口＝口数想定値 1,427万口）×※原単位 3,433kWh/口
→**490億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV普及台数、電費、1台あたりの年間走行距離の見込数値から推計値を想定したところ、2030年度断面でのEV拡大影響は限定的であり、**ただちに需要増加へ転ずるような需要規模では無い**こと確認した。

【参考：関西エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：17千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末：36千台 （出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

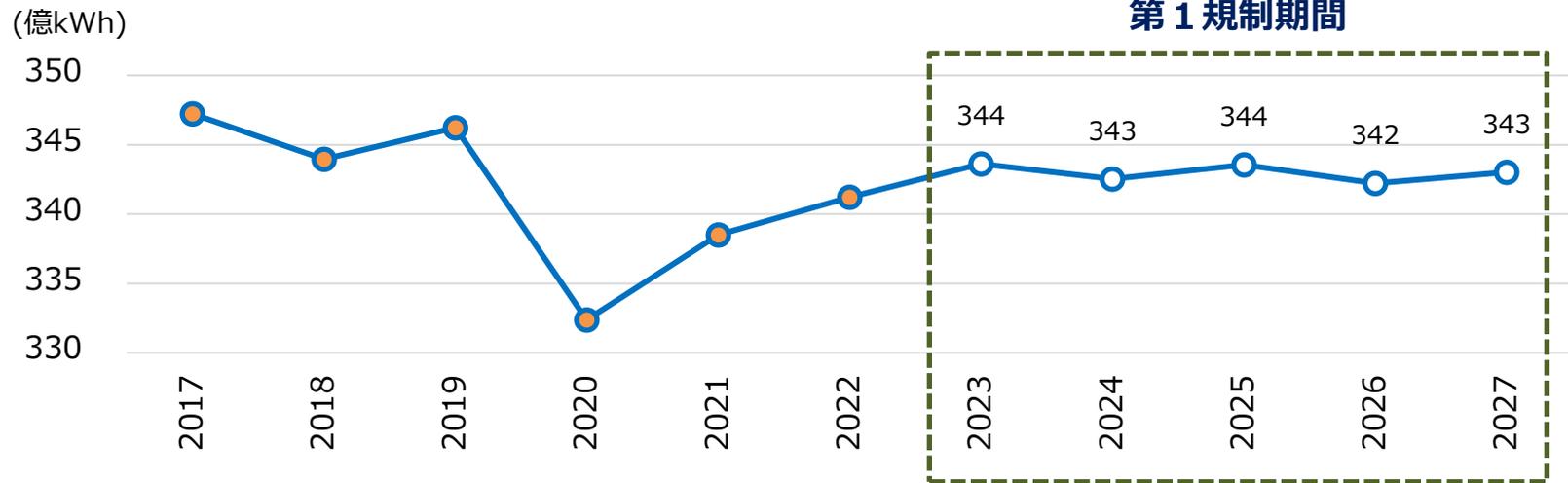
【コロナ影響等（概算）】

2021年度実績における巣ごもり影響やテレワーク影響は限定的。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 関西電力送配電：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及び実績傾向を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.0%と概ね横ばいを見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後、閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) と実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) との重相関により想定。
上記の他、2025年度に大阪万博の個別需要を織り込んでいる。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列傾向、[経済見通し]GDP 574.3兆円による重回帰分析→**343億kWh**

【大阪万博の個別需要影響 (概算)】

契約電力、開催期間 (4月13日～10月13日の184日間)、年負荷率等から試算⇒約1億kWh

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：関西エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：17千台
2020年度末：36千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

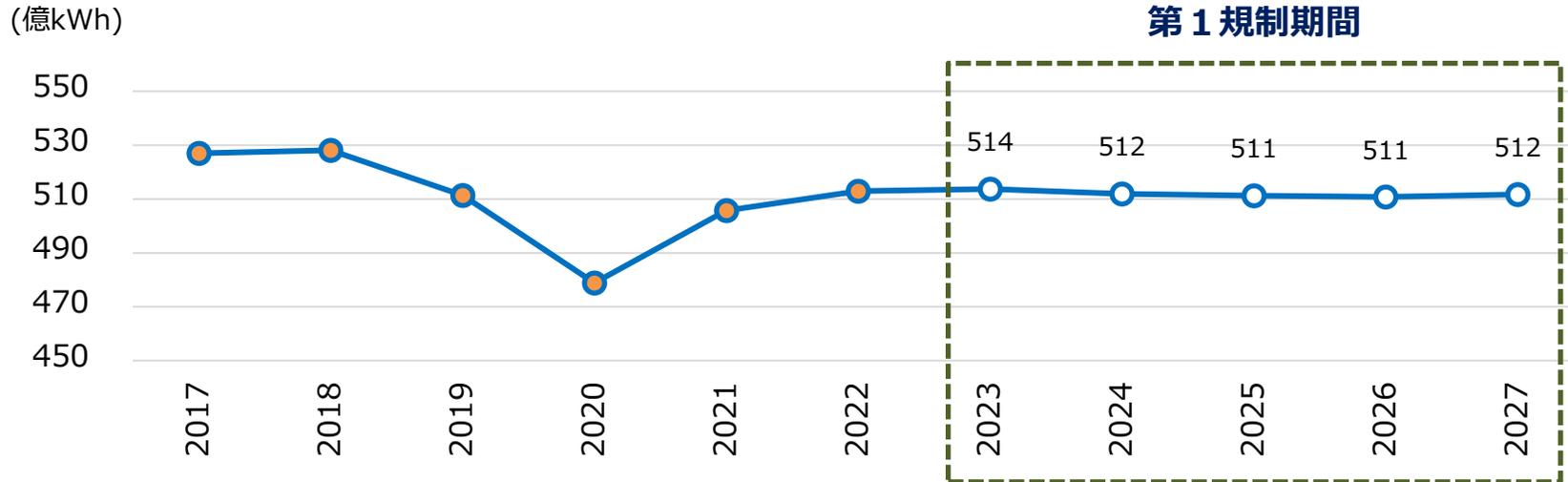
【コロナ影響等 (概算)】

GDPについては、2022年度にコロナ以前の水準に回復し、以降は安定的に伸びていく想定となっている。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 関西電力送配電：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIP及び実績傾向を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.1%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）と実績傾向（電力量実績の時系列傾向）との重相関により想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[実績傾向]産業用その他の電力量実績の時系列

[経済見通し]IIP 102.7

による重回帰分析→**512億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：関西エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：17千台

2020年度末：36千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

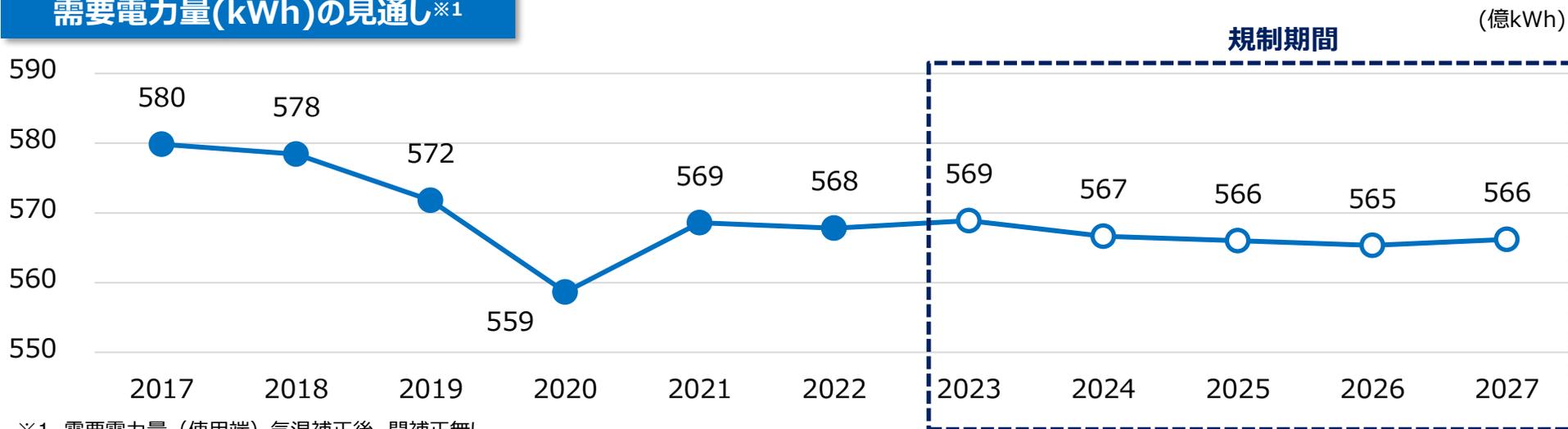
【コロナ影響等（概算）】

2023年度以降はゼロ。影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中国電力NW：全体 –

- 中国エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、経済成長は見込まれるが人口減少や省エネの進展などから、電力量(kWh)では、緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

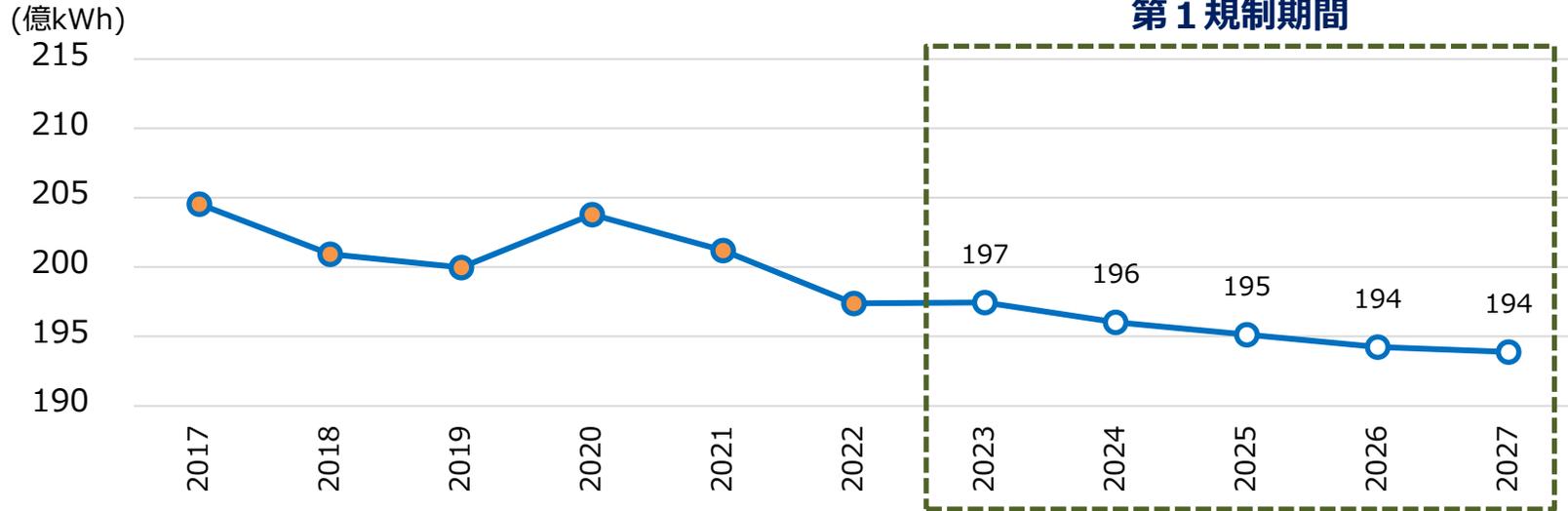
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	205	201	200	204	201	197	197	196	195	194	194	977	
	業務用		112	109	109	105	106	108	108	107	107	107	107	537	
	産業用他		263	268	263	250	261	263	264	263	264	264	264	265	1,319
	計		580	578	572	559	569	568	569	567	566	566	565	566	2,833
その他調整※2									4	4	4	4	4	19	
料金算定の前提となる需要									573	571	570	569	570	2,852	

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中国電力NW：家庭用その他 –

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.5%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

中国エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。
原単位は、別途算定したコロナ影響量により実績値を補正のうえ「1口あたり人口」同様、時系列により原単位を想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

（中国エリア人口 701万人 ÷ 1口あたり人口 1.32人/口 = 口数想定値 530万口） × ※原単位 3,679kWh/口
→ **195億kWh** ※口数あたりの需要電力量（kWh）

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：中国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末： 8千台
2020年度末： 16千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
（出典：一般社団法人次世代自動車振興センター）

コロナ影響等
の反映

コロナ影響は2021年度前半に収束傾向が見られたことから、**2022年度以降は顕在化しないものと想定**している。

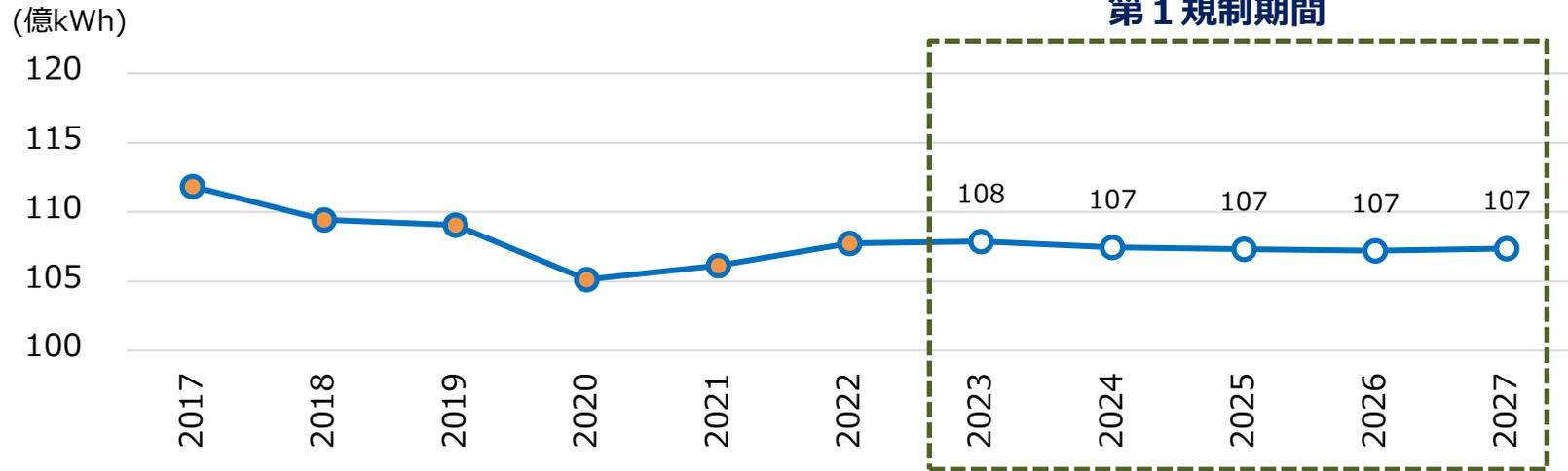
【コロナ影響等（概算）】

2022年度以降はゼロ。影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中国電力NW：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、実績傾向を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.1%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

実績傾向 (電力量実績の時系列傾向 (コロナ影響控除)) により算定。
その後、**コロナ影響想定値を考慮**。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列傾向
による単回帰分析+コロナ影響→**107億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：中国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：8千台

2020年度末：16千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

コロナ影響はGDPの回復に伴い2022年度中に縮小し、**2023年度以降は一部業種を除いて顕在化しないものと想定している。**

【コロナ影響等 (概算)】

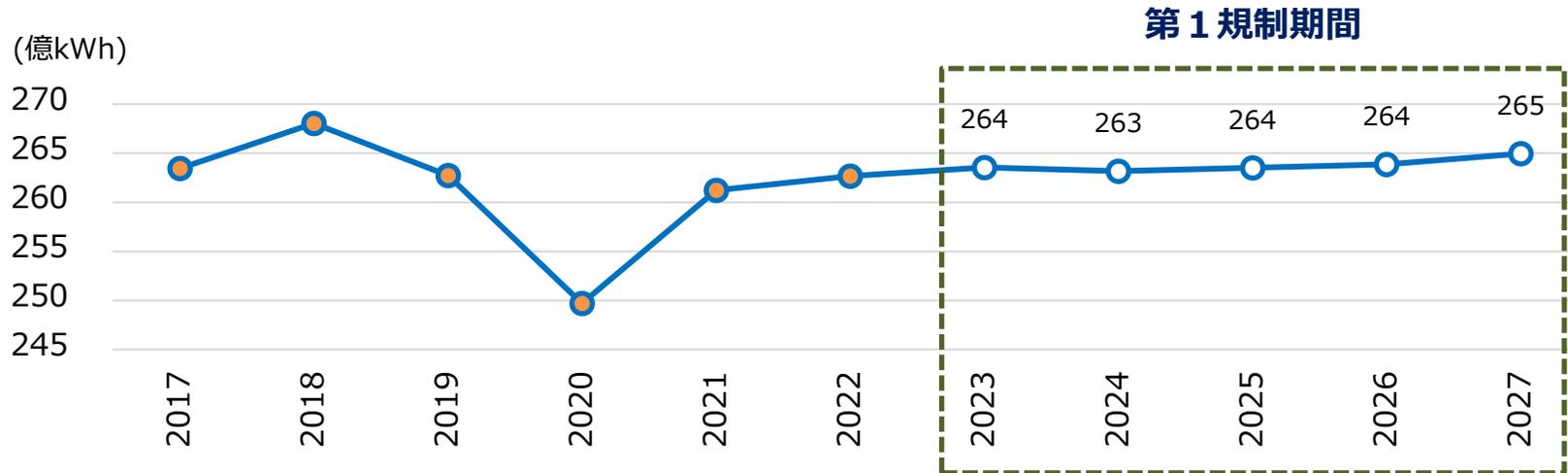
2023年度以降、一部業種で2022年度水準程度の影響が継続するものと想定。

⇒約2億kWh

(2) 前提計画 ②需要想定 – 中国電力NW：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）との単相関より算定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**264億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：中国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：8千台
2020年度末：16千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。
コロナ影響はIIPの回復に伴い2022年度中に収束し、**2023年度以降は顕在化しないものと想定している。**

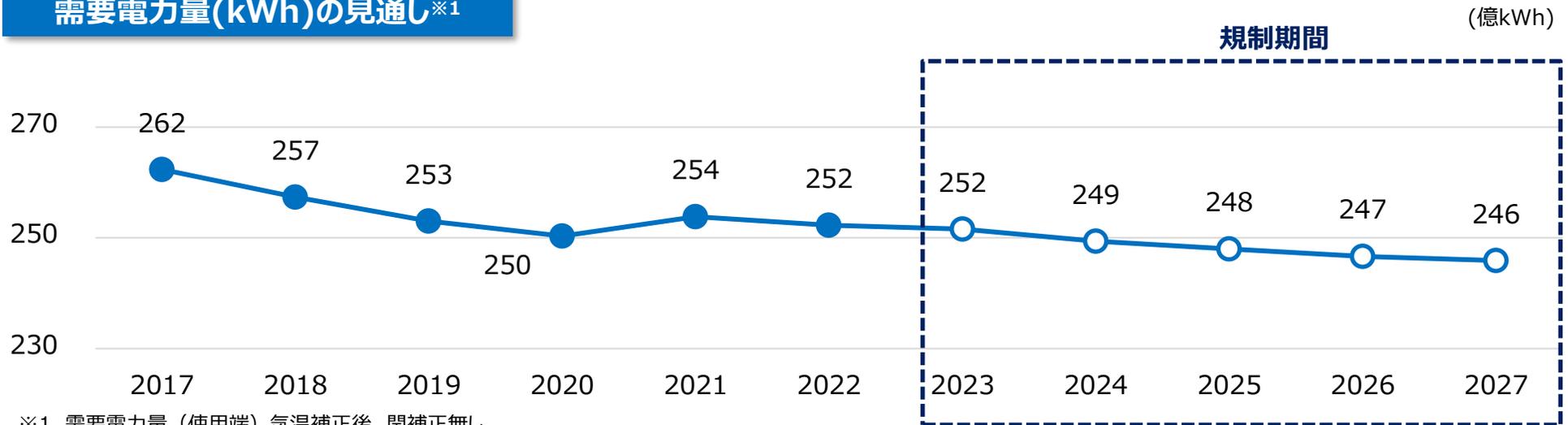
【コロナ影響等（概算）】

2023年度以降はゼロ。影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 四国電力送配電：全体 –

- 四国エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、四国エリアの人口の減少や、省エネの進展等に伴い、電力量(kWh)では、減少傾向の継続を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

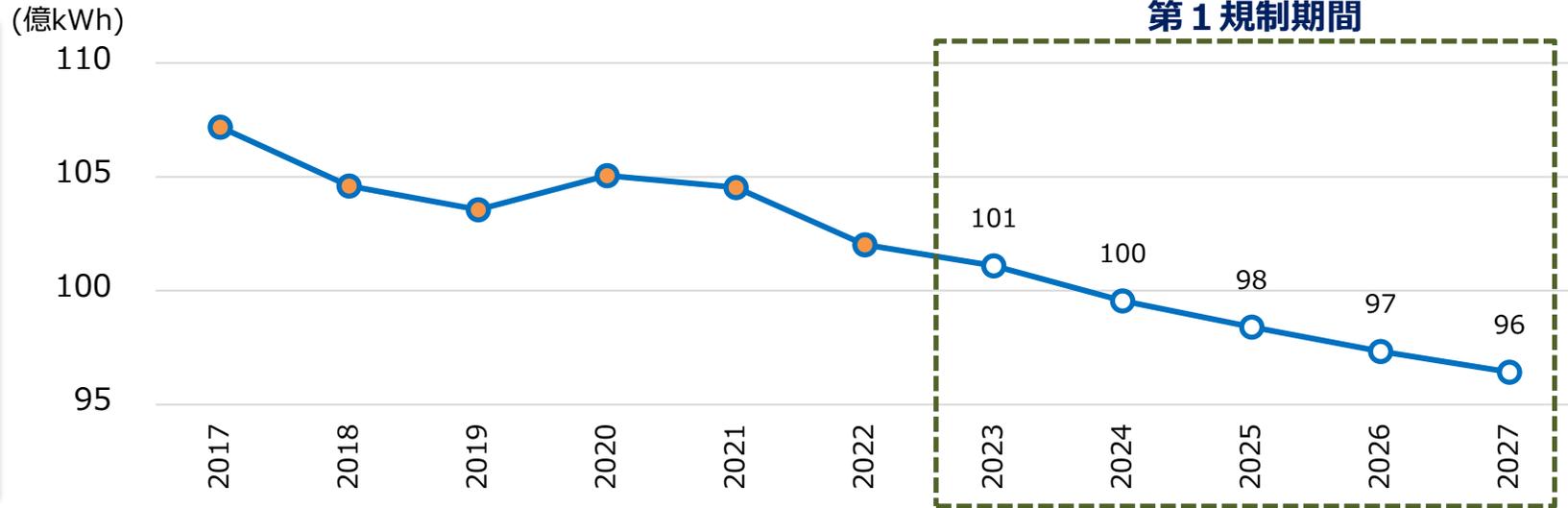
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	107	105	103	105	105	102	101	100	98	97	96	493	
	業務用		59	58	58	56	57	58	58	58	58	58	58	58	288
	産業用他		96	95	92	89	92	93	93	92	92	92	92	92	461
	計		262	257	253	250	254	252	252	249	248	247	246	1,241	
その他調整※2									1	1	1	1	1	5	
料金算定の前提となる需要									253	250	249	248	247	1,246	

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 - 四国電力送配電：家庭用その他 -

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲1.2%と減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

四国エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位 (kWh/口) を乗じて算定している。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

(四国エリア人口 351万人 ÷ 1口あたり人口 1.22人/口 = 口数想定値 288万口) × ※原単位 3,419kWh/口
→ **99億kWh** ※口数あたりの需要電力量 (kWh)

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：四国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台
2020年度末：6千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

足元実績にコロナ影響が織り込まれていることから、当該年度を観測期間に含めて想定することで、コロナ影響を織り込んでいる。

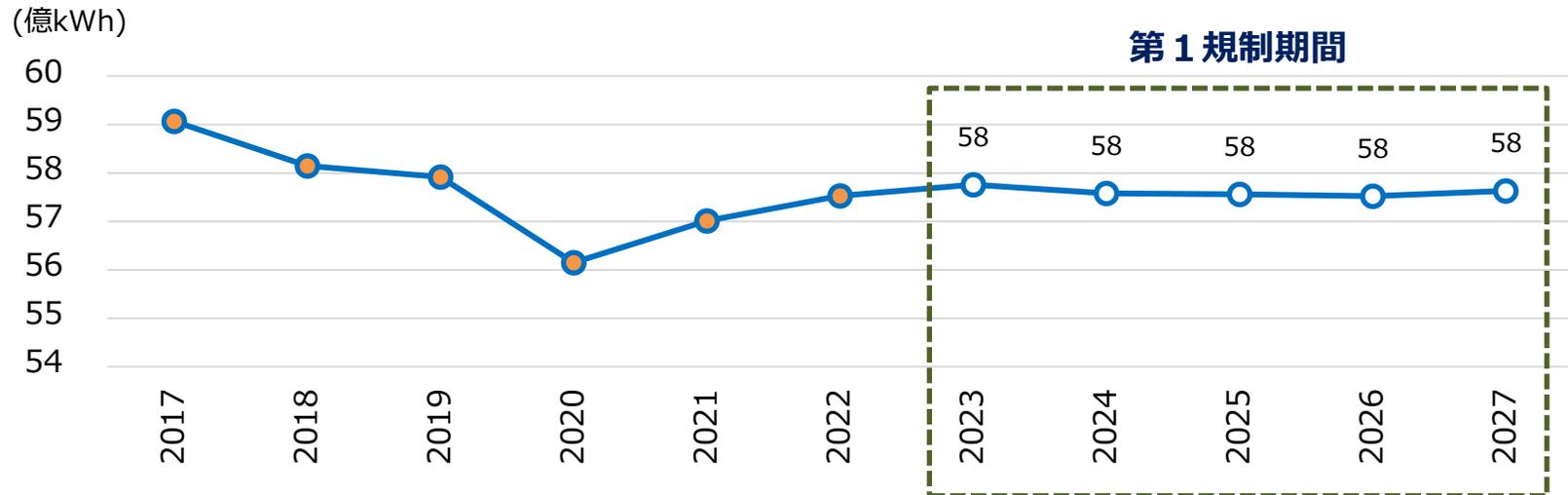
【コロナ影響等 (概算)】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 四国電力送配電：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及び実績傾向を利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.1%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (GDP) と実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) との重相関により想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列傾向
[経済見通し]GDP 573.4兆円
による重回帰分析→**58億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：四国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台
2020年度末：6千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

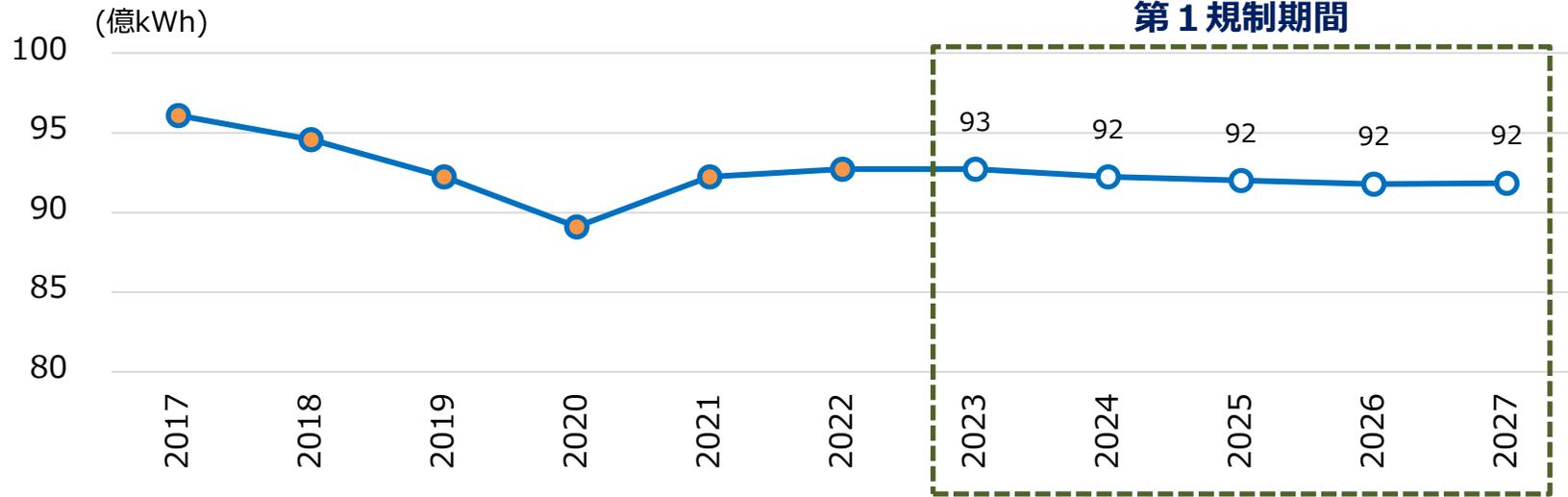
【コロナ影響等】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 四国電力送配電：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIP及び実績傾向を利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.2%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量 (使用端) 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し (IIP) と実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) との重相関により想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]産業用その他の電力量実績の時系列
[経済見通し]IIP 102.7
による重回帰分析→**92億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：四国エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：3千台
2020年度末：6千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

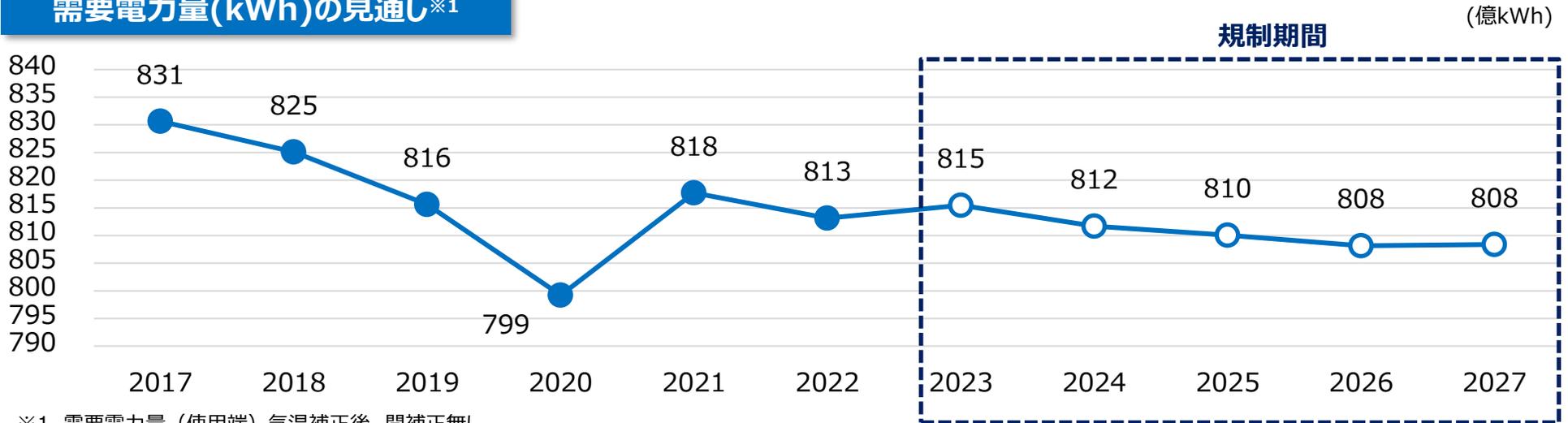
【コロナ影響等】

影響は収束と想定しており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 –九州電力送配電：全体–

- 九州エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の電力需要は、人口減少や省エネの進展等から、電力量では2024年度以降緩やかな減少を見込んでいる。

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

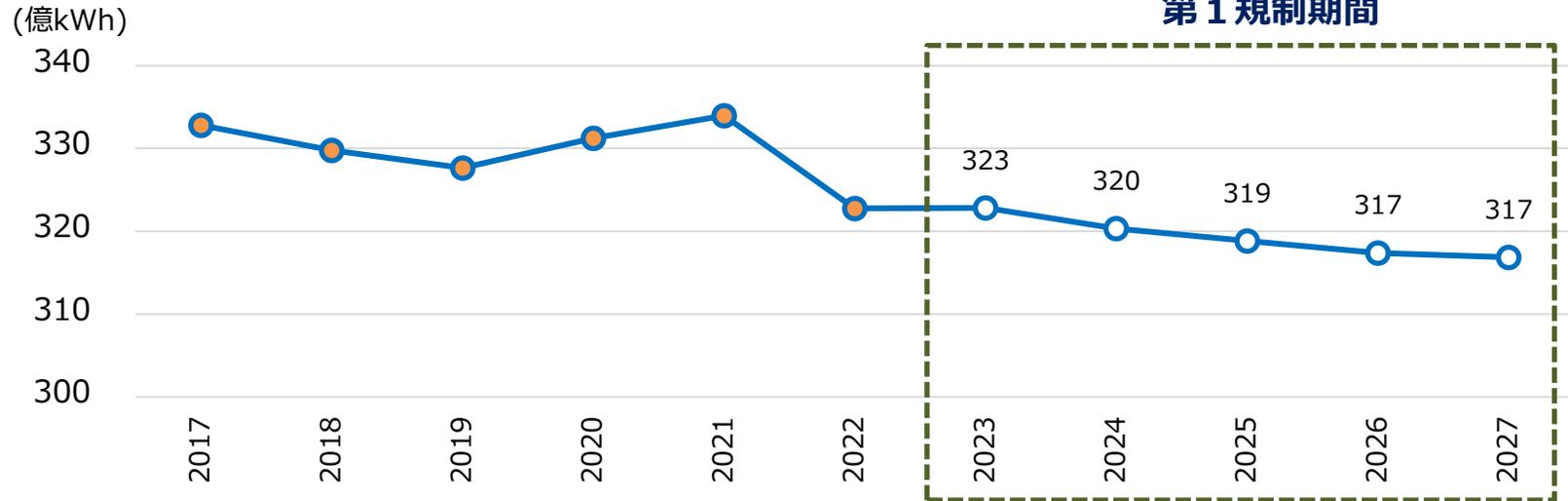
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	333	330	328	331	334	323	323	320	319	317	317	1,596
	業務用		192	189	190	181	187	188	189	188	187	186	186	936
	産業用他		306	306	298	287	297	302	304	304	304	304	306	1,521
	計		831	825	816	799	818	813	815	812	810	808	808	4,054
その他調整※2									7	7	7	7	7	33
料金算定の前提となる需要									822	818	817	815	815	4,086

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 –九州電力送配電：家庭用その他–

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口減少や省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.5%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

九州エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位（kWh/口）を乗じて算定している。

【具体的な算定方法（5年平均）】

(九州エリア人口 1,241万人 ÷ 1口あたり人口 1.32人/口 = 口数想定値 939万口) × ※原単位 3,398kWh/口
→ **319億kWh** ※口数あたりの需要電力量 (kWh)

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：九州エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：15千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末：28千台 (出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

テレワーク（在宅）拡大による需要増影響については、緊急事態宣言解除後において需要増影響は見られなかったため、**緊急事態宣言発令に伴う影響分を除き、想定している。**

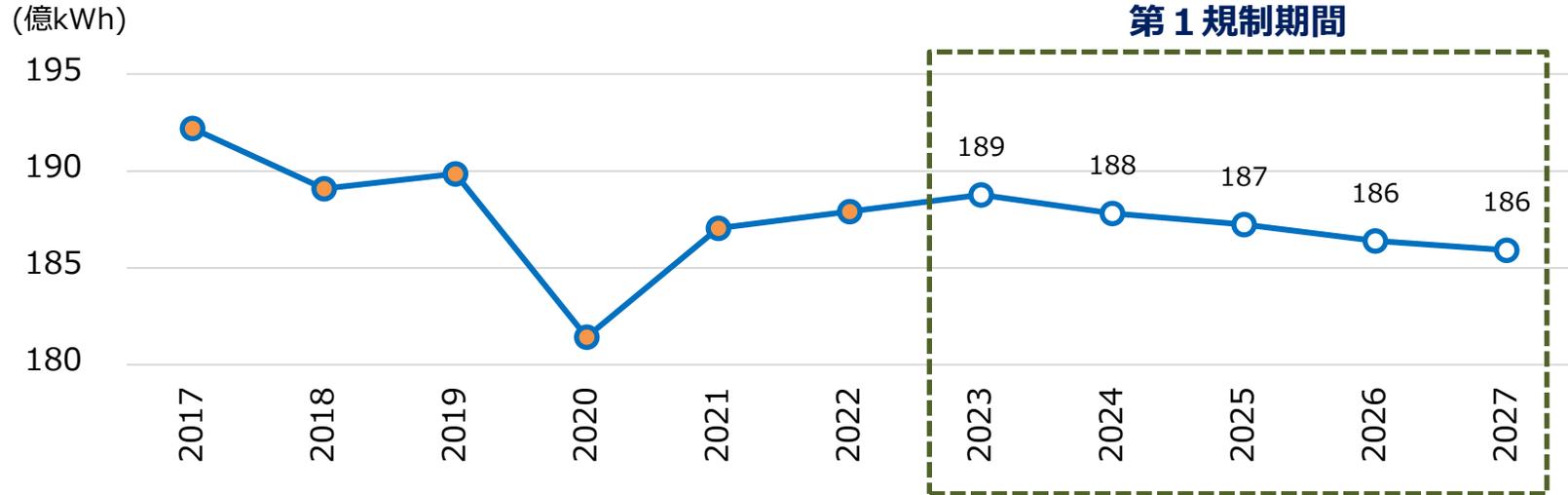
【コロナ影響等（概算）】

2020、2021年度の緊急事態宣言中の需要増は特異であるとみなし、2022年度以降はコロナ影響がないものと想定。

(2) 前提計画 ②需要想定 –九州電力送配電：業務用–

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、GDP及びGDP原単位を使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率▲0.4%と緩やかな減少を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要 電力量 (kWh) の 見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの 主な算定方法

経済見通し (GDP) にGDP原単位 (時系列傾向により想定) を乗じて想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]GDPあたりの業務用の電力量
[経済見通し]GDP 573.4兆円
による乗算→**187億kWh**

EV,電化などの 反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：九州エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：15千台
2020年度末：28千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等 の反映

GDPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

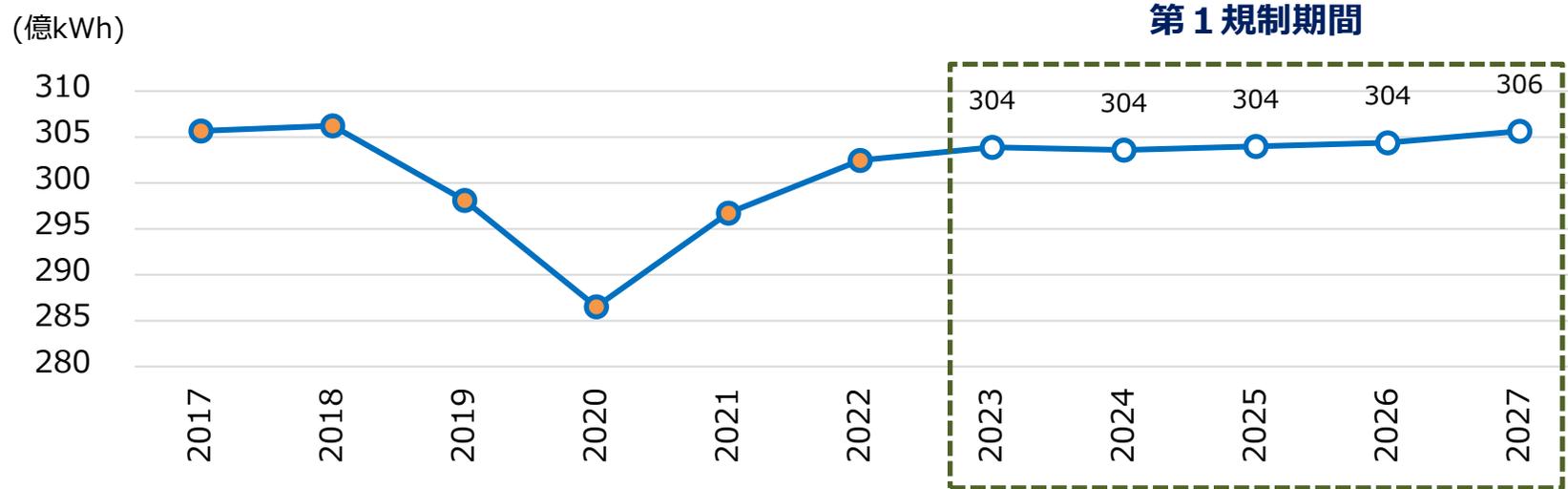
【コロナ影響等 (概算)】

GDPにコロナ影響が織り込まれており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 –九州電力送配電：産業用その他–

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、IIPを使用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.1%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量（使用端）閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

経済見通し（IIP）との単相関にて想定。

【具体的な算定方法（5年平均）】

[実績傾向]産業用その他の電力量
[経済見通し]IIP 102.7
による単回帰分析→**304億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：九州エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末：15千台
2020年度末：28千台

※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

IIPを想定に用いることで、コロナ影響を織り込んでいる。

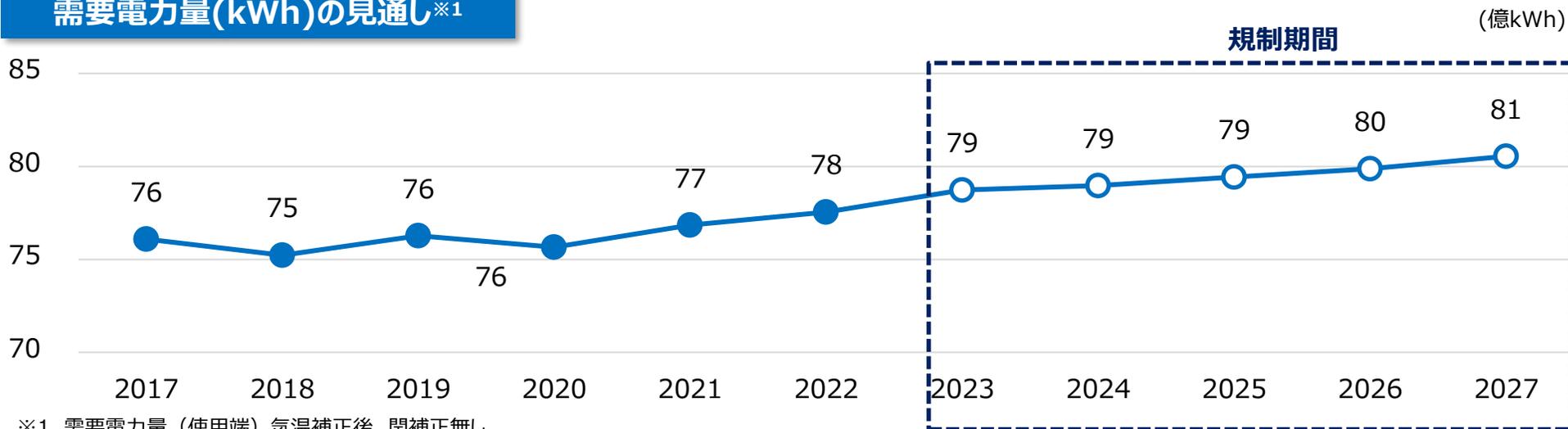
【コロナ影響等（概算）】

IIPにコロナ影響は織り込まれており、個別の算定は実施していない。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 沖縄電力：全体 –

- 沖縄エリアの託送料金算定等の前提となる第一規制期間の**電力需要は、新型コロナの収束を前提として、人口や観光客数の増加を背景に、電力量では緩やかな増加を見込んでいる。**

需要電力量(kWh)の見通し※1



※1 需要電力量（使用端）気温補正後 閏補正無し

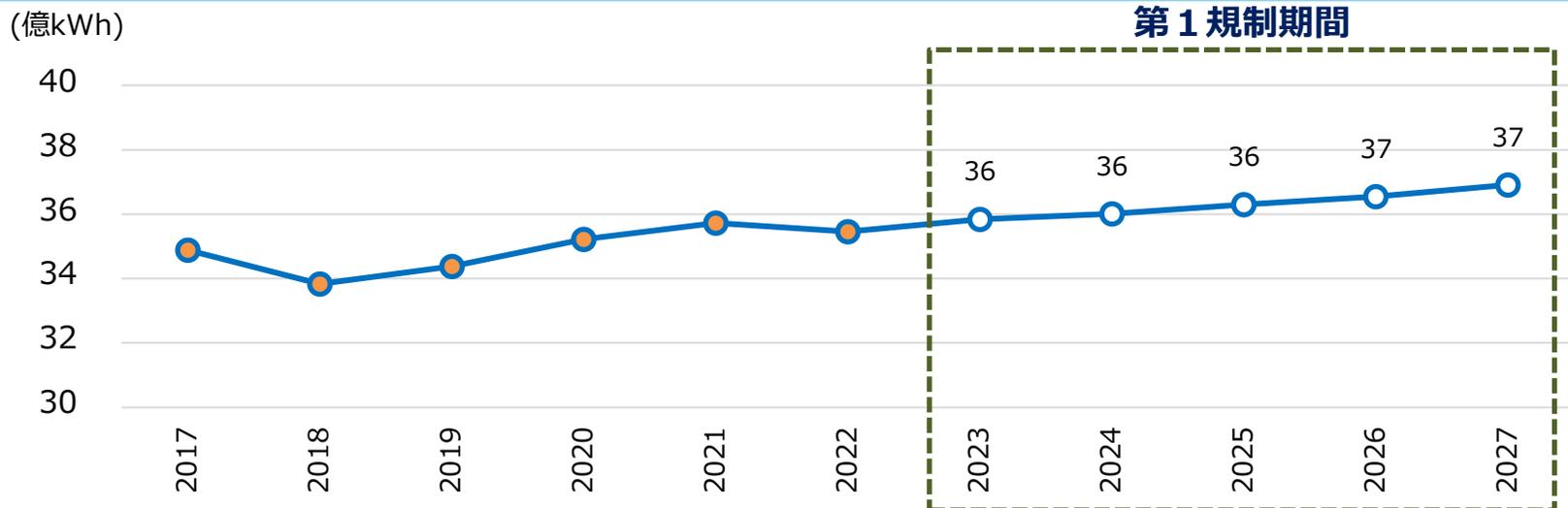
		単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	
需要電力量 [使用端] (供給計画)	家庭用	億kWh	35	34	34	35	36	35	36	36	36	37	37	182	
	業務用		28	28	28	27	28	29	29	29	29	29	30	147	
	産業用他		14	13	14	13	13	14	14	14	14	14	14	14	69
	計		76	75	76	76	77	78	79	79	79	79	80	81	398
その他調整※2									1	1	1	1	1	4	
料金算定の前提となる需要									79	80	80	81	81	401	

※2 揚水ロス-事業用・工事用電力

(2) 前提計画 ②需要想定 – 沖縄電力：家庭用その他 –

- 「家庭用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、口数あたりの需要電力量（kWh）に対しては、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口増加や省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.7%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

家庭用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

沖縄エリアの人口を用いて想定した契約口数に時系列傾向で想定した原単位 (kWh/口) を乗じて算定している。2020年度、2021年度については新型コロナなかりせば (コロナ以前の実績による想定値) を使用して想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

(沖縄エリア人口 149万人 ÷ 1口あたり人口 1.45人/口 = 口数想定値 103万口) × ※原単位 3,529kWh/口
→ **36億kWh** ※口数あたりの需要電力量 (kWh)

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：沖縄エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末： 1千台
2020年度末： 2千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

緊急事態宣言やまん延防止措置中は需要増がみられたものの、解除後においては大きな影響はみられなかったため、新型コロナの収束を前提に想定には織り込んでいない。

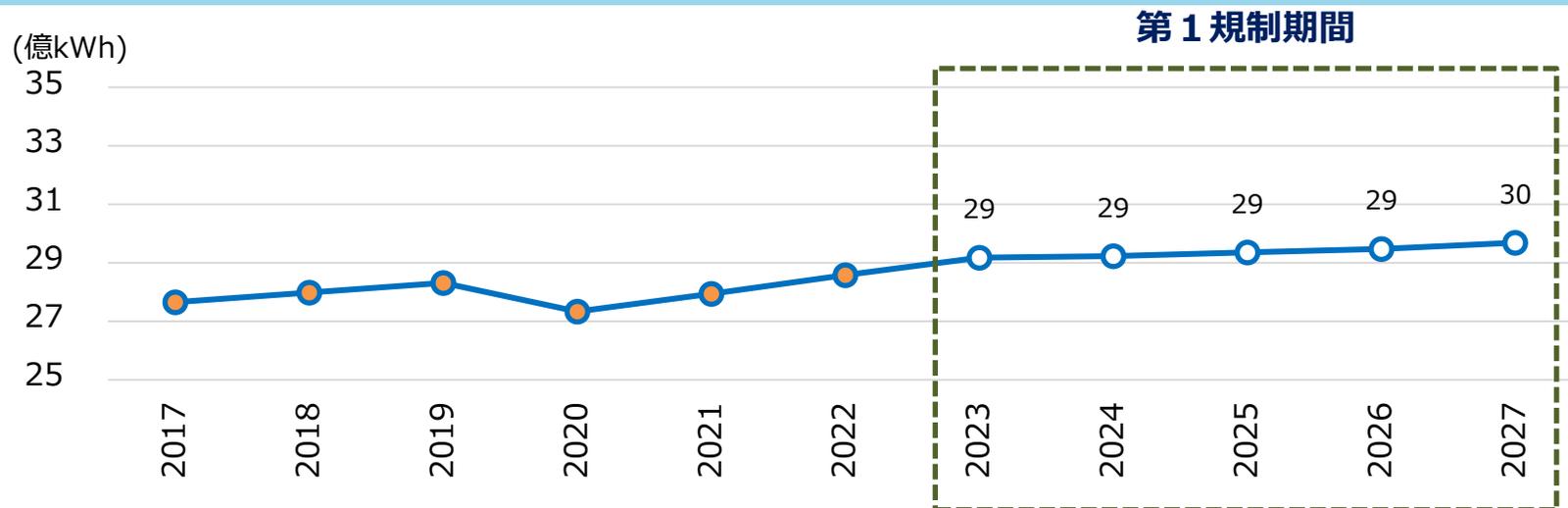
【コロナ影響等 (概算)】

足元で新型コロナ前の水準に戻りつつあるため、2023年度以降は影響はないものとしている。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 沖縄電力：業務用 –

- 「業務用」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、実績傾向を利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口増加や省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.4%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

業務用需要
電力量
(kWh) の
見通し



※ 需要電力量 (使用端) 気温補正後 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) により想定。
2020年度、2021年度については新型コロナなかりせば (コロナ以前の実績による想定値) を使用して想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]業務用の電力量実績の時系列傾向
+ コロナ影響 → **29億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：沖縄エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末： 1千台
2020年度末： 2千台

※EV及びPHVの補助金交付台数

(出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

観光関連産業の需要減 (事業者の休業や営業時間短縮等による需要減) の影響について想定に織り込んでいる。

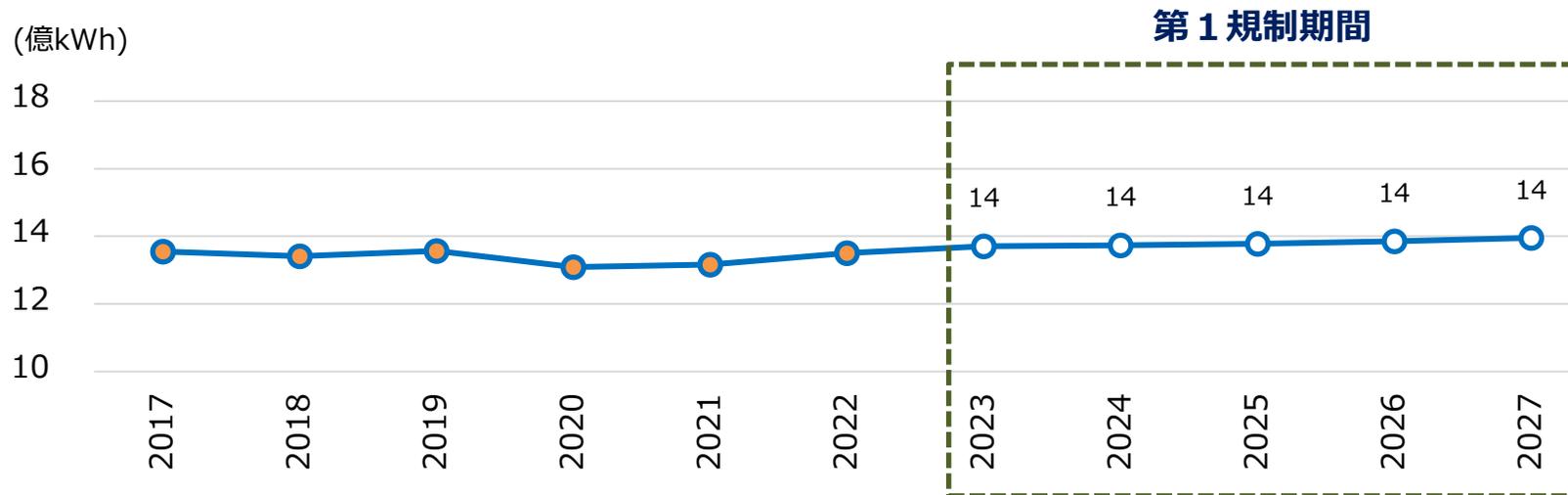
【コロナ影響等 (概算)】

IATA (国際航空運送協会) における世界の航空需要の見通しは、新型コロナ前の水準に戻る時期について2023年としている点も踏まえ、第1規制期間における影響はないものとしている。

(2) 前提計画 ②需要想定 – 沖縄電力：産業用その他 –

- 「産業用その他」における需要見通しの算定方法については、広域機関の定める需要想定要領に従っていると確認できた。
- なお、実績傾向と個別の積み上げを利用し、EVや電化、コロナ影響等について以下のとおり検討し算入されているところ、これに加えて、人口増加や省エネの進展なども加味され、年平均増減率0.5%と緩やかな増加を見込んでおり、現時点において、概ね妥当な見通しと評価できた。

産業用その他
需要電力量
(kWh)
の見通し



※ 需要電力量 (使用端) 閏補正無し

需要見通しの
主な算定方法

実績傾向 (電力量実績の時系列傾向) と全体の20%弱を占める一部の**需要規模が大きい需要家について**は個別積み上げにより想定。
2020年度、2021年度については新型コロナなかりせば (コロナ以前の実績による想定値) を使用して想定。

【具体的な算定方法 (5年平均)】

[実績傾向]産業用その他の電力量の実績傾向
[個別積み上げ]今後の見通しに関する個別のアンケートの結果を積み上げ
→**14億kWh**

EV,電化などの
反映

EV・電化の普及による需要増影響については、実績傾向を踏まえて想定することで、足元のトレンド分は織り込んでいる。

【参考：沖縄エリアの過去の※EV累計台数の推移】

2016年度末： 1千台 ※EV及びPHVの補助金交付台数
2020年度末： 2千台 (出典：一般社団法人次世代自動車振興センター)

コロナ影響等
の反映

観光関連産業 (産業用その他の場合、食品製造業やリネン業等)の**需要減の影響**について想定に織り込んでいる。

【コロナ影響等 (概算)】

IATA (国際航空運送協会) における世界の航空需要の見通しは、新型コロナ前の水準に戻る時期について2023年としている点も踏まえ、第1規制期間における影響はないものとしている。

(2) 前提計画 ③再エネ連系量想定 (委員コメント)

- 第16回専門会合でいただいた主なご意見は以下のとおり。

圓尾委員 (第16回専門会合)

- 再エネ連系量の前提計画がどういふふうになされたかというのは、改めてしっかり聞く必要があると思った。例えば、北陸電力送配電のように、2022年に比べて、5年後には倍以上に増える想定のところもあれば、東京電力パワーグリッドや沖縄電力のように10%も増えない想定になっているところもあって、かなりばらつきがある。
- 第6次エネ基では相当に高い再エネ導入量を国として目指している。これをいかに達成するかということについて、エネ庁の大量導入小委のほうでも、事細かに再エネの動向ですとかいろいろな政策を打ったときの強度がどうであるとか分析をして積み上げをして、それでもなかなかエネ基の水準まで達成するのは難しいということで四苦八苦して数字を作ったものがある。エリア別に作ったわけではないので、エネ基との整合性が取れているかどうかをきちんと問うのは難しいとは思いますが、全体合計してみるとちょっと低いような気がする。
- それは、実態を踏まえると仕方がない面もあるとは思いますが、ただ各社の前提と予想を上回ってもし再エネの導入が進んだような場合に、このある意味低い前提で投資計画をつくったがゆえに連系できないということがあるとやはり問題だと思いますので、この前提の是非というよりは、例えばここから上振れした時の対応はきちっと考えられていて、その時の投資のインパクトがどのくらいで、どういふふうに戻されていくかというあたりをきちっと分析して用意しておくということが大事なのかなと。そのあたりも査定の中で考えていくことも非常に大事なポイントになるのではないかと思います。

(2) 前提計画 ③再エネ連系量 – 提出概要 – 1 / 2

- 前提計画（再エネ連系量）の各年度の見通しは以下のとおりである。

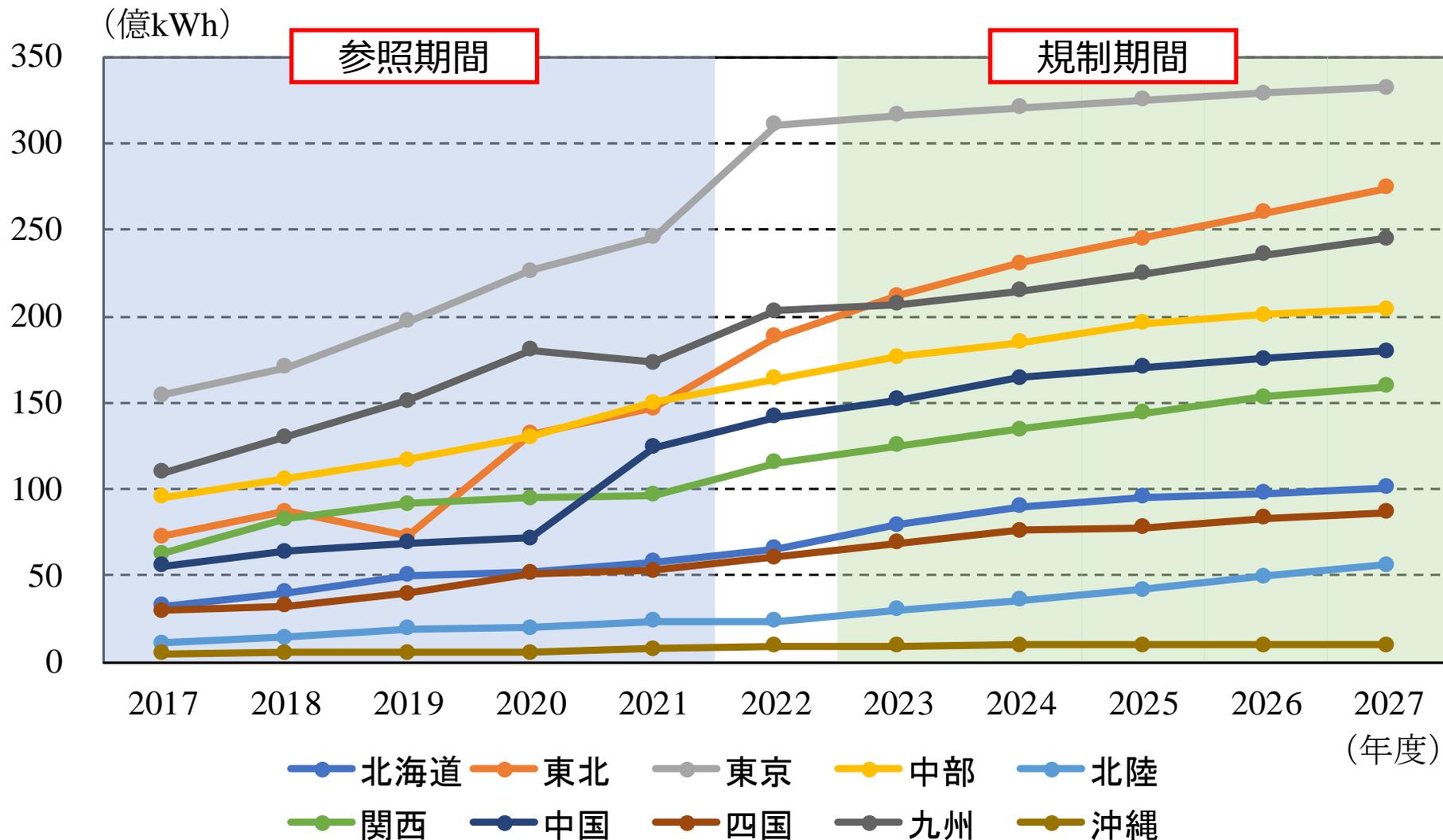
再エネ発電設備（一般水力及び揚水を除く）の発電電力量

(単位:億kWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間 平均
北海道電力NW	32	40	50	52	58	66	80	90	95	98	101	93
東北電力NW	73	87	73	132	147	188	212	231	245	260	275	245
東京電力PG	155	171	197	226	246	311	316	321	325	329	333	325
中部電力PG	96	106	117	130	150	164	177	185	196	201	204	191
北陸電力送配電	11	14	19	20	24	24	30	36	42	50	57	43
関西電力送配電	63	83	92	95	97	116	125	135	144	154	160	143
中国電力NW	56	64	69	72	124	142	152	165	171	176	180	169
四国電力送配電	30	32	40	51	53	61	69	76	78	84	87	79
九州電力送配電	110	130	151	181	173	203	207	215	225	236	245	226
沖縄電力	5	5	5	5	7	9	10	10	10	10	10	10
10社合計	631	733	814	965	1,079	1,284	1,377	1,463	1,532	1,596	1,651	1,523

※過去実績（2017～2021年度）については、一部データ採録基準が各社ごとに異なる
 (出典) 各社データより事務局作成

(2) 前提計画 ③再エネ連系量 – 提出概要 – 2/2

一般送配電事業者の再エネ連系量の推移

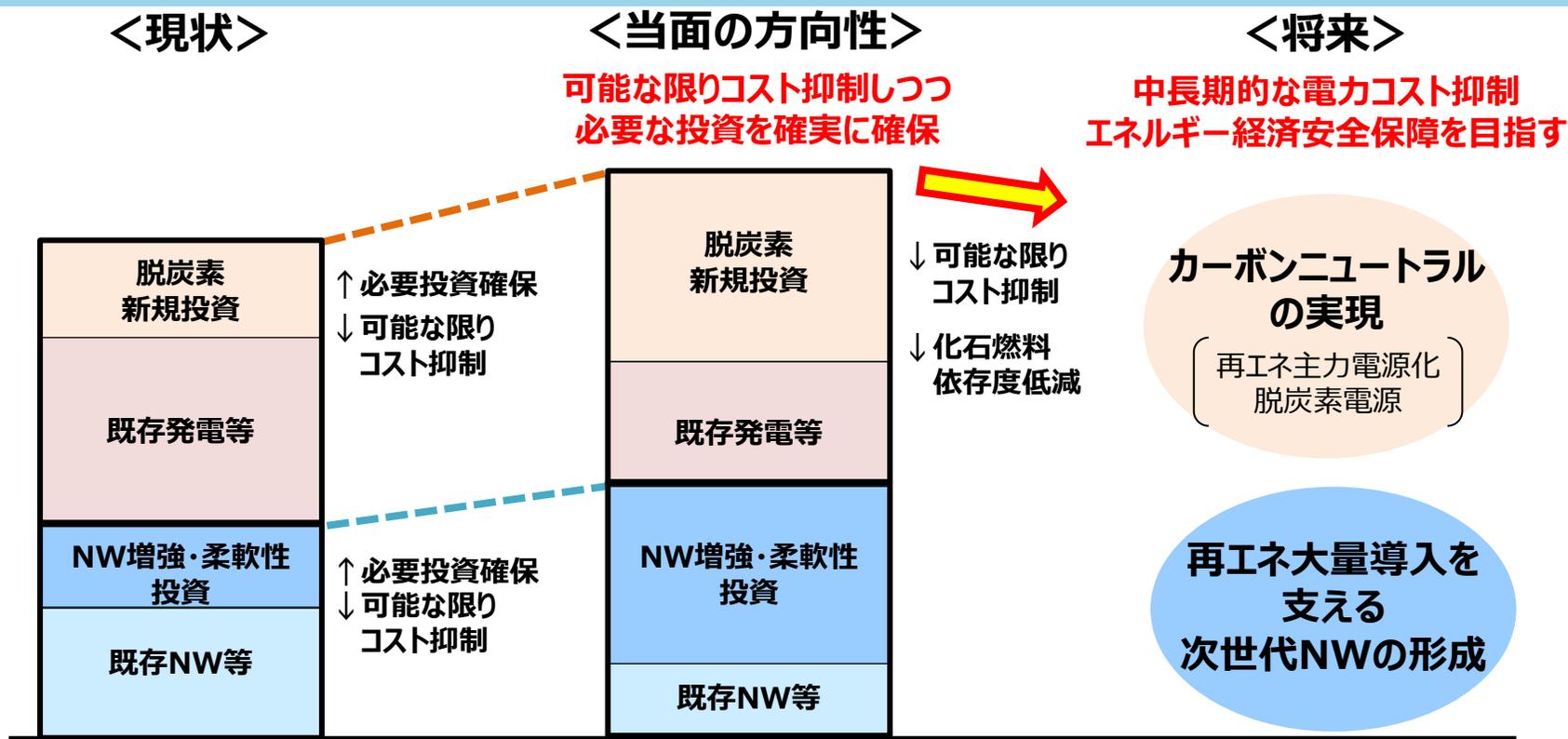


(参考)

- 1. 再エネ連系量の見通しの妥当性について
(エネ庁電ガ小委における議論内容の報告)**
2. 需要の見通しの妥当性について
(エネ庁電ガ小委における議論内容の報告)

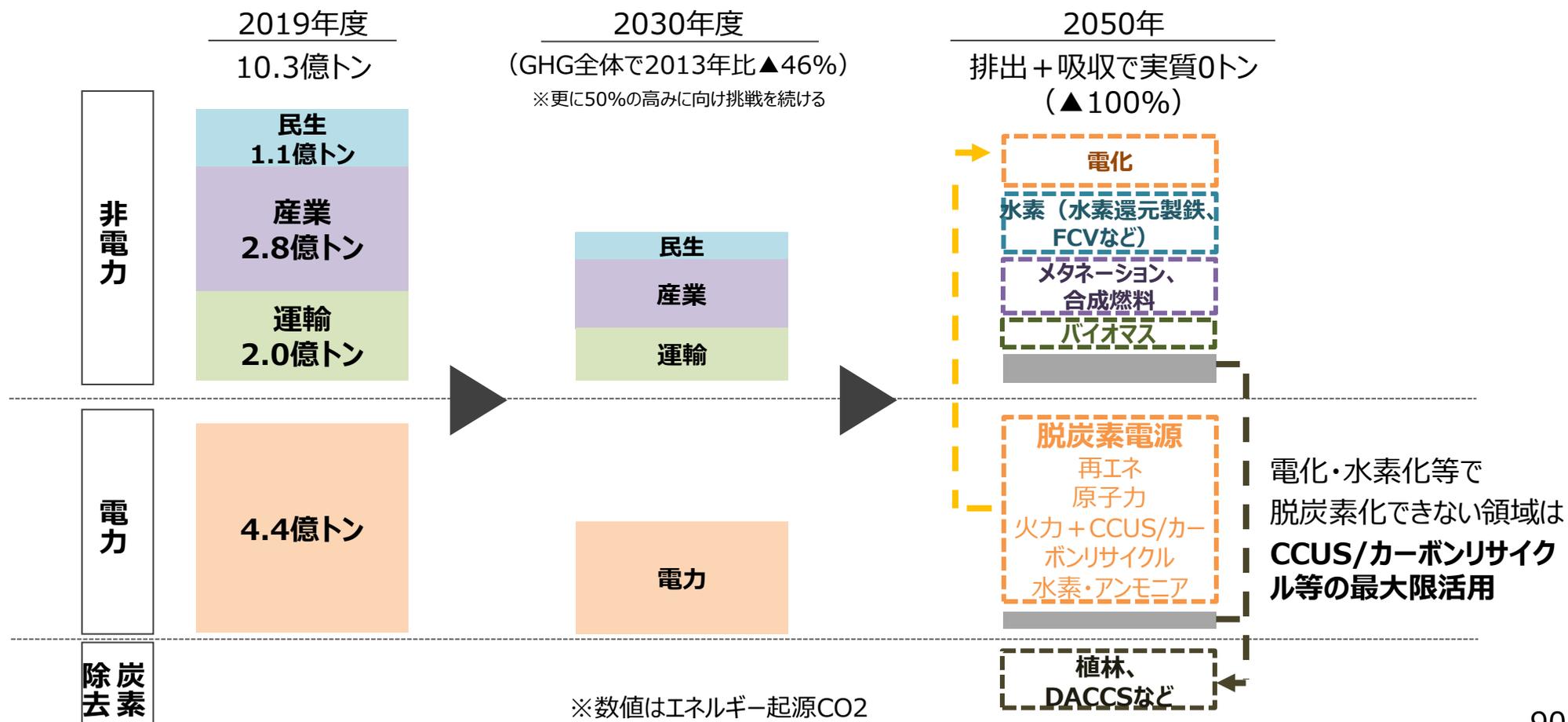
(参考) 持続可能なエネルギーシステムの実現に向けた方向性

- カーボンニュートラルの実現に向けて、脱炭素電源の増強や、再エネを支える送配電網の増強・柔軟性の確保が不可欠。
- このような電力システムへの新たな投資は、化石燃料依存度の低減を通じ、中長期的な電力コスト抑制やエネルギー経済安全保障に寄与。
- このため、当面は、可能な限りコストを抑制しつつも、将来の持続可能なエネルギーシステムの実現に向け、必要な投資を確実にやっていくことが重要。
- そのためには、これらの投資に要するコストを確実に確保していくことが必要。



2050年CNに向けたエネルギー構造の変化

- 社会全体としてカーボンニュートラルを実現するには、電力部門では脱炭素電源の拡大、産業・民生・運輸（非電力）部門（燃料利用・熱利用）においては、脱炭素化された電力による電化、水素化、メタネーション、合成燃料等を通じた脱炭素化を進めることが必要。
- こうした取組を進める上では、国民負担を抑制するため既存設備を最大限活用するとともに、需要サイドにおけるエネルギー転換への受容性を高めるなど、段階的な取組が必要。



- 一般送配電事業者が作成した前提計画において、全国の再エネ（水力を除く）の連系量合計の見通しは、第一規制期間最終年度の2027年度において、設備容量約10,305万kW、発電電力量約1,650億kWhである。
- これらの数字について、一定の仮定を置いて2030年度のエネルギーミックスと比較すると、kWベースでは太陽光約8割程度、風力約5割程度、kWhベースでは太陽光約7割程度、風力約4割程度となっている。
- これは、2030年度を目標とするエネルギーミックスと、2027年度を最終年度とする前提計画とで3年間の差異があることに加え、前提計画がベースとする供給計画とエネルギーミックスとは、それぞれの目的・趣旨や作成方法等が異なるためである。
- 供給計画は、全国の需給バランスの把握・評価を目的に、各電気事業者が現時点での事業環境等を踏まえて作成した計画を積み上げたものであり、政策効果は基本的に織り込んでいない。一方、エネルギーミックスは、国全体として目指すべき方向性を示すものであり、今後講じる様々な政策の効果を織り込んだ野心的な見通しである。
- 実際、現在検討中のマスタープラン等に基づく系統整備費用などは、今後具体化される予定。
- したがって、供給計画をベースとした一般送配電事業者の前提計画が、エネルギーミックスに比べて保守的ではあるものの、現時点において、必ずしもこれらが整合的なものである必要はないと考えられる。
- 他方、今後のエネルギー政策の動向を踏まえつつ、再エネの導入拡大に合わせて適時に系統整備等が行われる必要がある。このため、レベニューキャップ制度の下で、本委員会等において定期的にエネルギー政策との整合性を確認し、期中調整を念頭に、必要に応じ、提出する計画の変更を求めることとしてはどうか。

各社からのRC申請状況 (kW、kWhベース)

第53回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分
科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料4-3

- 2027年断面での導入量は、kWベースでは太陽光約 8 割程度、風力約 5 割程度、kWhベースでは太陽光約 7 割程度、風力約 4 割程度の導入量となっている。

出典：第14回、第15回料金制度専門会合の
各一般送配電事業者申請資料より作成

接続容量 (万kW)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各社 平均	RC計	RC申請/ ミックス
太陽光	239	1,234.8	2,009.1	1,165	142.4	945.5	829.8	368.2	1,438	48.7	842.1	8,420.5	81%
風力	172	331.7	40.4	45	109.3	21.9	105.5	64.1	239	2.0	113.1	1,130.9	48%
その他	60	106.9	126.3	85	15.5	58.6	129.9	42.7	122	6.8	75.4	753.7	79%
合計	471	1,673.4	2,175.8	1,295	267.2	1,026.0	1,065.2	475.0	1,799	57.5	1,030.5	10,305.1	75%

発電電力量 (億kWh)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各社 平均	RC計	RC申請/ ミックス
太陽光	33.9	137.9	243	-	16.0	125.6	100.6	45.5	142	5.3	94.4	849.8	66%
風力	38.6	68.5	11.3	-	15.5	3.9	14.1	13.4	31	0.6	21.9	196.9	39%
その他	28.6	68.3	78.4	-	25.1	30.3	65.3	28.0	73	4.2	44.6	401.2	69%
合計	101.1	274.7	332.7	204	56.6	159.8	180.0	86.9	246	10.1	165.2	1,651.9	69%

※その他は、地熱+バイオマス+廃棄物 (注：水力及び揚水除く)

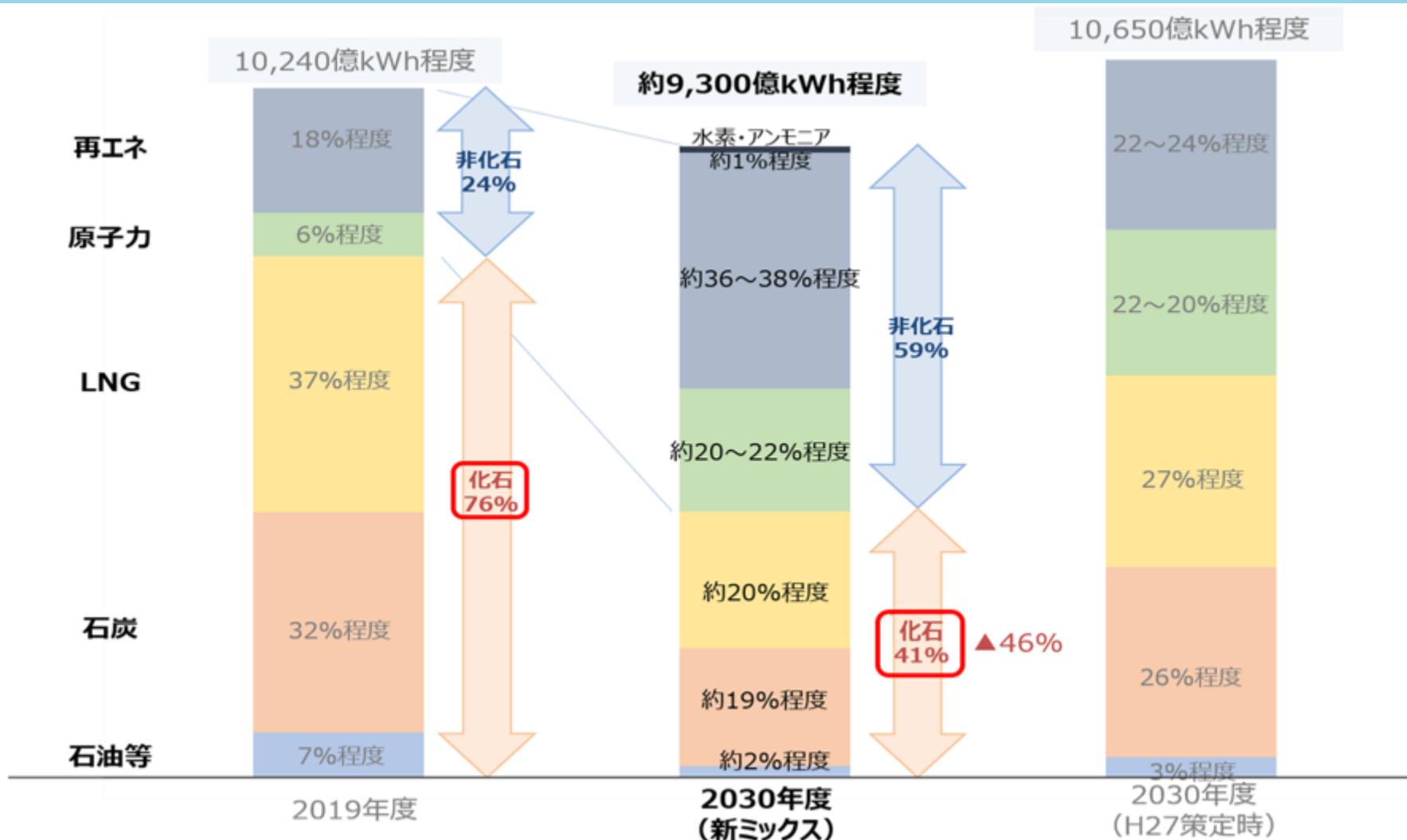
※ミックスの数字は2030年度、RCの数字は2027年度の数字

※ 1 改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、3年平均を試算したデータ等を利用
(総合資源エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第31回) 資料2 参照)

※ 2 前提計画のベースとなる供給計画における各電源の設備利用率は、系統連系申込状況や過去の伸び率の実績を基に、設備容量(kW)、送電端電力量(kWh)から算出されたもの
(2022年度供給計画の取りまとめ (2022年3月 電力広域的運営推進機関) 参照)

(参考) 2030年度のエネルギーミックス

- 第6次エネルギー基本計画（2021年10月22日閣議決定）において、2030年度のエネルギーミックスにおける非化石比率は約6割とされ、再エネ比率は倍増の4割弱。
- 一方、化石比率は足下の8割弱から約4割にまで半減。



(参考)

1. 再エネ連系量の見通しの妥当性について
(エネ庁電ガ小委における議論内容の報告)
2. **需要の見通しの妥当性について**
(エネ庁電ガ小委における議論内容の報告)

- 一般送配電事業者が作成した前提計画において、2023～2027年度（第一規制期間）の全国の需要合計の見通しは、8,300～8,400億kWhである。
- これは、電力広域的運営推進機関が毎年度取りまとめている供給計画をベースとしたものであり、電化の進展を含めた経済社会構造の変化に伴う今後の需要動向に留意する必要があるものの、現時点での想定として概ね妥当と考えられる。
- なお、2030年度以降、カーボンニュートラルの実現に向けて、運輸部門を中心に電化を進めることが重要であり、各一般送配電事業者においては、中長期的な電力需要の見通しを踏まえつつ、時間的余裕を持って設備形成を進めていく必要がある。

(2) 前提計画 ④ 検証結果

- 第一規制期間における収入の見通しの検証において、各一般送配電事業者が、供給計画を基に策定した前提計画における再エネ連系量、需要の見通しについては、資源エネルギー庁電力・ガス基本政策小委員会での整理内容も勘案し、妥当であると判断した。
- なお、一般送配電事業者に対しては、規制期間中において、再エネ連系量などが大幅に増加した場合等においては、必要に応じて、拡充投資計画の見直しを行うことなどが想定されることから、この場合については、収入上限の期中調整を念頭に対応することとした。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
-（1）概要	・・・・・・P97
-（2）検証結果（提出値及び統計査定）	・・・・・・P103
-（3）個別検証（統計査定後）	・・・・・・P127
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 ①算定概要 1/2

- OPEXの過去実績及び規制期間の費用の見通し額（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少	役員給与		給料手当		退職給与金		厚生費		修繕費	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	10	5	1,210	1,021	96	63	223	197	191	191
東北電力NW	14	6	2,979	2,797	179	131	580	517	347	374
東京電力PG	9	11	6,283	5,493	526	341	998	901	525	610
中部電力PG	17	6	4,000	3,412	572	494	827	756	327	281
北陸電力送配電	7	5	810	596	110	72	162	123	99	114
関西電力送配電	13	9	3,830	3,514	448	391	769	709	330	256
中国電力NW	14	9	2,103	1,780	145	98	373	325	137	169
四国電力送配電	11	9	962	883	75	74	213	247	162	169
九州電力送配電	14	4	2,442	1,594	213	128	484	328	184	180
沖縄電力	8	9	286	307	24	24	45	50	18	16
10社合計	117	72	24,905	21,397	2,388	1,816	4,674	4,153	2,320	2,360

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ①算定概要 2/2

- OPEXの過去実績及び規制期間の費用の見通し額（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	委託検針費		委託費		諸費		その他		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	—	—	614	425	326	518	63	71	2,733	2,492
東北電力NW	140	29	968	1,150	513	799	223	33	5,941	5,836
東京電力PG	401	—	5,401	6,184	981	1,192	108	660	15,231	15,392
中部電力PG	180	—	1,774	2,159	522	757	444	493	8,663	8,357
北陸電力送配電	37	2	374	783	95	113	138	134	1,831	1,941
関西電力送配電	—	—	2,106	2,527	794	960	154	184	8,444	8,550
中国電力NW	122	32	769	773	330	622	50	78	4,043	3,887
四国電力送配電	55	13	409	588	142	149	28	-106	2,055	2,025
九州電力送配電	152	46	1,847	3,199	566	479	97	58	5,999	6,016
沖縄電力	21	4	211	239	29	43	23	27	666	719
10社合計	1,108	126	14,473	18,027	4,298	5,632	1,328	1,632	55,606	55,215

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ② 具体的検証事項 – 10社比較前、OPEX全体 –

- OPEXにおける費用全体に対して、以下の事項について検証を行った。

収入の見通しの算入が認められない費用について

- 以下の要件に該当する費用となっていないかの検証。（該当すると判断された費用は収入の見通しへの算入を認めない。）
 - 電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）
 - 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役、顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、一般送配電事業等を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用
 - 制度的に収入の見通しに算入することが認められているもの以外の費用等（集金等の小売に係る費用等）

エスカレーション織り込みについて

- 消費者物価及び雇用者所得等の変動見込み（エスカレーション）が織り込まれていないかの検証を行う。例えば、過去実績及び規制期間の1人当たり給料手当の比較を行い、異常な増減がある場合には、その理由の適切性等の検証。

実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認する。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等の検証（外注化による委託費増とそれに伴う給料手当減など、関連費用の推移の妥当性など）。

費用分類の適正性について

- OPEXとして計上された各費用について、本来であれば、CAPEXや、制御不能費用など他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（委託費、諸費、電気事業雑収益等）の検証。

(1) 概要 ② 具体的検証事項 – 10社比較前、個別費用 –

- OPEXにおける個別費用に対して、以下の事項について検証を行った。

給料手当・厚生費

- 宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、一般送配電事業等を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用などが計上されていないかの検証。

役員給与・退職給与金

- 役員給与について、役員数が一般送配電事業等に係る業務の執行上必要不可欠なものとなっているか、役員給与が国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局の長、内部部局の長等の平均）や参照期間における実績等と比較して妥当なものとなっているかの検証。
- 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役、顧問等）に係る費用が計上されていないかの検証。

諸費

- 普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、諸費のうち寄付金及び団体費が計上されている場合、計上における合理的な理由があるのかの妥当性（過去の料金審査時からの状況変化、送配電事業を営む上で不可欠なものか、他社の提出状況との整合性等）を検証。

委託検針費

- 各社においてスマートメーターの導入が計画されていることから、委託検針費については、その効率化を検証するとともに、その効率化発現時期と導入スケジュールが整合していることを検証。

養成費

- 職員の教育訓練を通じた技術力の維持、士気向上、人材確保の重要性に留意していることを確認。

(1) 概要 ③ 具体的検証事項 – 10社比較 –

- OPEXにおける統計手法等を用いた10社比較について、以下の事項について検証を行った。

各社の過去実績を用いた推計費用の適切な算出について

- 審査要領に規定された統計手法（重回帰分析）及び算出式の考え方に則り、全社の効率性を反映した推計費用を適切に算出する。

トップランナー的補正及び過去実績反映の適切な実施について

- 適切に算出された推計費用と、一般送配電事業者の参照期間における実績（2017年度～2021年度）について、審査要領で規定された算出式の考え方に則り、各一般送配電事業者の効率性スコアを適切に算出し、当該効率性スコアを用いてトップランナー的補正（期初：上位5位⇒期末：上位3位）を行うとともに、第一規制期間においては、参照期間における実績も50%反映させる。

過去実績から推計できない、規制期間中の費用増加の妥当性について

- 規制期間における見積り費用が統計的な手法を用いた査定により算出された額を上回る場合については、一般送配電事業者から申請があった場合に限り、その費用の合理性（参照期間において発生していない費用であって、規制期間に新たに発生する費用や、個別の一般送配電事業者特有の外生的要因によって新たに発生する費用であるか等）を検証。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
－（1）概要	・・・・・・P97
－（2）検証結果（提出値及び統計査定）	・・・・・・ P103
－（3）個別検証（統計査定後）	・・・・・・P127
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 検証結果 ①収入の見通しへの算入が認められない費用 1 / 2

- 以下の要件に該当する費用となっていないかの検証を行った。(該当すると判断された費用は収入の見通しへの算入を認めない。)
 - ・ 電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの(交際費、政治献金、書画骨董等)
 - ・ 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの(相談役、顧問等)に係る費用や**宿泊施設、体育施設その他の厚生施設**(社宅・寮等であって、一般送配電事業等を遂行するために必要と認められるものを除く。) **に係る費用**
 - ・ 制度的に収入の見通しに算入することが認められているもの以外の費用等(集金等の小売に係る費用等)

規制期間・参照期間

【検証結果】

1. 交際費、政治献金、書画骨董、相談役、顧問に係る費用

今般、各一般送配電事業者から提出された過去実績値及び規制期間の見積り値(収入の見通し)への算入は認められなかった。

2. 宿泊施設・体育施設に係る費用

中部電力PGにおいて、収入の見通しへの算入が認められていない宿泊施設及び体育施設に係る費用が過去実績値及び規制期間の見積り値に誤って計上されていることが確認できたため、当該費用については過去実績値及び規制期間見積り値から除外することとした。

(1) 概要

- ・分社化前の2017～2019年度の期間において、宿泊施設・体育施設に係る維持管理費用として、マネジメントサービス先(グループ会社へ委託)へ支払った分が同期間の実績に含まれていた。
- ・分社化後の2020年度以降において、同宿泊施設・体育施設に係る維持管理費用としてマネジメントサービス先(※親会社へ委託)へ支払う分が同期間の実績値及び見積り値に含まれていた。

※中部電力PGは、総務、人事、厚生、経理、調達、ITシステム関連業務を中部電力に委託している。

(2) 対象施設

- ・宿泊施設：クラブハウス3カ所
- ・体育施設：グラウンド(2カ所)、体育館(2カ所)、艇庫(1カ所)

(3) 影響金額

- ・参照期間：5ヶ年計 489,506千円 5ヶ年平均 97,901千円
- ・規制期間：5ヶ年計 491,220千円 5ヶ年平均 98,244千円

収入の見通し
の算入が認め
られない費用

(2) 検証結果 ①収入の見通しへの算入が認められない費用 2 / 2

規制期間・参照期間

【検証結果】

3. 過去の料金審査時に、託送料金原価への算入が認められたもの以外の費用

⇒過去の料金審査時に、託送料金原価への算入が認められたもの以外の費用（給料手当のうち、特定の団体企業への出向者の給料負担に係る費用）について、規制期間（見積り）及び参照期間（実績）において算入されていることが確認された。

⇒この費用については、当時、電気事業や一般送配電事業に必要不可欠と認められなかったものや、その後の状況変化等が確認できないものについては、原則、本規制期間・参照期間において算入を認めないこととした※。

※検証によって、算入を認めることが適当であると判断した場合にはこの限りではない（例：過去の料金審査後に設立された団体企業への出向者の給料負担であって、その業務内容が一般送配電事業に不可欠であると判断された場合等）。

なお、算入が確認された一般送配電事業者のうち、四国電力送配電及び東京電力パワーグリッド（以下、東京電力PG）については、過去の審査状況から以下のように取り扱うこととした。

(1) 四国電力送配電

2013年の前回料金審査時、分社化前の四国電力の人件費について、「グループ会社への出向者数が多く、1人当たり販売電力量の水準が低いため、経費削減効果が認められない出向者分の給与補填額をカット」するとの方針に基づいて査定が実施された。

他方、今回は、統計的査定手法による10社横比較を用いた査定を通じて、効率化が遅れている一般送配電事業者の効率化を促すこととされている。そのため、四国電力送配電における特定の団体企業への出向者の給料負担に係る費用については、一般送配電事業を営む上で必要不可欠かという観点で各出向者の出向先での業務内容等を確認しつつ、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲で算入を認めることとした。

(2) 東京電力PG

2012年の前回料金審査時、分社化前の東京電力の出向者の給料負担に係る費用について、原価算入の合理性があると考えられた高年齢者雇用安定法等に基づく65才までの再雇用義務による出向分の原価算入が認められた。

他方、今回は、一般送配電事業を営む上で必要不可欠かという観点で各出向者の出向先での業務内容等を確認しつつ、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲で算入を認めることとした。

⇒今後、四国電力送配電及び東京電力PGにおける特定の団体企業への出向者の給料負担に係る費用について、それぞれ算入を認めるべきか否かをOPEX担当委員が精査及び確認した上で、統計的査定方法による10社横比較を実施することとした。なお、収入の見通しへの算入を認める分の出向先については、⑥給料手当（出向者給与負担）にて報告することとした。

収入の見通し
の算入が認め
られない費用

(2) 検証結果 ②エスカレーションの算入について

- 消費者物価及び雇用者所得等の変動見込み（エスカレーション）が織り込まれていないかの検証を行った。例えば、過去実績及び規制期間の1人当たり給料手当の比較を行い、異常な増減がある場合には、その理由の適切性等の検証を行った。

規制期間・参照期間

【検証結果】

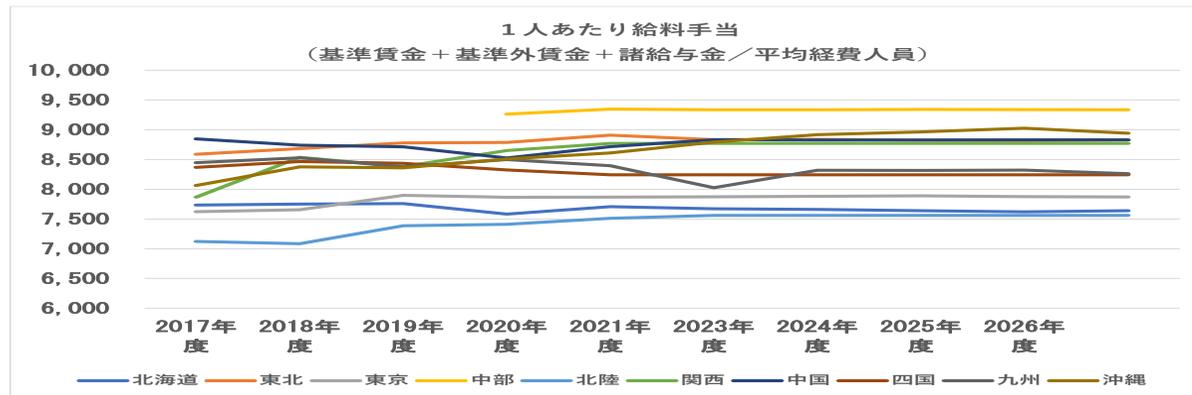
- ⇒ 10社の1人当たり給料手当（基準賃金、基準外賃金及び諸給与金の合計）を比べると、その水準の格差は見られるが、消費者物価のようなエスカレーションの算入は認められなかった。
- ⇒ なお、給料手当について、分社化前において見込まれた配分率と、分社化後の実績値において差異が生じていることについて、各社においては、規制期間の見積り値として、分社化後の実績値を用いていることが確認された。

< 1人当たり給料手当（（基準賃金+基準外賃金+諸給与金）/平均経費人員） >

（単位：千円/人）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間
	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年平均
北海道	7,733	7,752	7,760	7,582	7,708	7,712	7,671	7,660	7,638	7,619	7,602	7,640
東北	8,589	8,683	8,779	8,787	8,910	8,749	8,832	8,839	8,826	8,816	8,829	8,828
東京	7,622	7,655	7,897	7,866	7,867	7,777	7,874	7,882	7,891	7,875	7,836	7,872
中部	—	—	—	9,262	9,348	—	9,337	9,337	9,341	9,339	9,334	9,337
北陸	7,122	7,084	7,385	7,412	7,512	7,290	7,562	7,562	7,562	7,562	7,562	7,560
関西	7,868	8,537	8,382	8,651	8,769	8,431	8,770	8,770	8,770	8,770	8,770	8,770
中国	8,847	8,741	8,714	8,526	8,715	8,711	8,833	8,827	8,827	8,831	8,834	8,831
四国	8,368	8,467	8,435	8,324	8,244	8,369	8,244	8,244	8,244	8,244	8,244	8,244
九州	8,446	8,530	8,376	8,498	8,394	8,449	8,025	8,320	8,315	8,322	8,325	8,261
沖縄	8,064	8,377	8,359	8,509	8,610	8,388	8,792	8,919	8,963	9,027	9,008	8,941

エスカレーションの算入について



※各一般送配電事業者の提出書類から
当委員会事務局が試算したものを。

(2) 検証結果 ③実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認した。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等の検証を行った（外注化による委託費増とそれに伴う給料手当減など、関連費用の推移の妥当性など）。

規制期間・参照期間

【検証結果】

⇒外注化による委託費の増額に伴う給料手当の減額、委託先の親会社への変更による諸費の増額に伴う委託費の減額など、関連費用の推移がいくつかみられた。なお、OPEX全体で過去実績値に比べて規制期間の見積り値が増額しているのは、以下の5事業者であった。

⇒増額については、規制期間において新たに導入するシステム運用に係る諸費の発生、セキュリティ対応などのための専門人材の拡充といった適切な説明がなされない限りにおいては、適切な外注化・内製化が計画されていないものと判断できることから、その場合においては、過去実績値を上回る増額分について、統計査定後の収入の見直しへの増額算入の検証にあたって考慮することが妥当である。

- 東京電力PG：人件費（給料手当、退職給与金等）が減額されている一方、システム保守・運用や給電関係の委託拡大により委託費が増額しているほか、スマートメーター関連の通信運搬費の増加により諸費が増額【+約32億円/年】。
- 北陸電力送配電：人件費（給料手当、退職給与金等）が減額されている一方、業務の外部委託拡大およびシステム化に伴う保守委託や通信費用の増加により委託費等が増額【+約22億円/年】。
- 関西電力送配電：人件費（給料手当、退職給与金等）が減額されている一方、分社化に伴う親会社との会社間取引発生により委託費が増額しているほか、自社通信設備の外部移管により諸費が増額【+約21億円/年】。
- 九州電力送配電：人件費（給料手当、退職給与金等）が減額されている一方、分社化に伴う親会社との会社間取引の発生により委託費が増額しているほか、スマートメーター関連の通信運搬費の増加により増額【+約3億円/年】。
- 沖縄電力：昇給幅が大きい40代から50代前半の社員が多いことや定年退職者の再雇用等により人件費（給料手当、雑給）が増額しているほか、スマートメーター関連の通信運搬費等により諸費が増額【+約10億円/年】

(2) 検証結果 ④費用分類の適正性について

- OPEXとして算入された各費用について、本来であれば、CAPEXや、制御不能費用など他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（委託費、諸費、電気事業雑収益等）の検証を行った。

規制期間・参照期間

【検証結果】

⇒沖縄電力において、電力広域的運営推進機関の会費を制御不能費用に算入するべきところを誤って算入していた。以下の額をOPEXから制御不能費用に差し替えることとした。

〔過去実績〕2017～2019および2021年度：各6千円／年

2020年度：7千円／年

〔見通し〕2023～2027年度：各5千円／年

⇒上記以外は、今般提出された各一般送配電事業者の過去実績値及び規制期間の見積り値（収入の見通し）の分類について、他の査定区分に分類すべきものは認められなかった。

費用分類の
適正性について

(2) 検証結果 ⑤役員給与 - 役員数：全社比較 -

【役員数】

一般送配電事業等に係る業務の執行上不可欠なものとなっているか。

規制期間・参照期間

【検証結果】

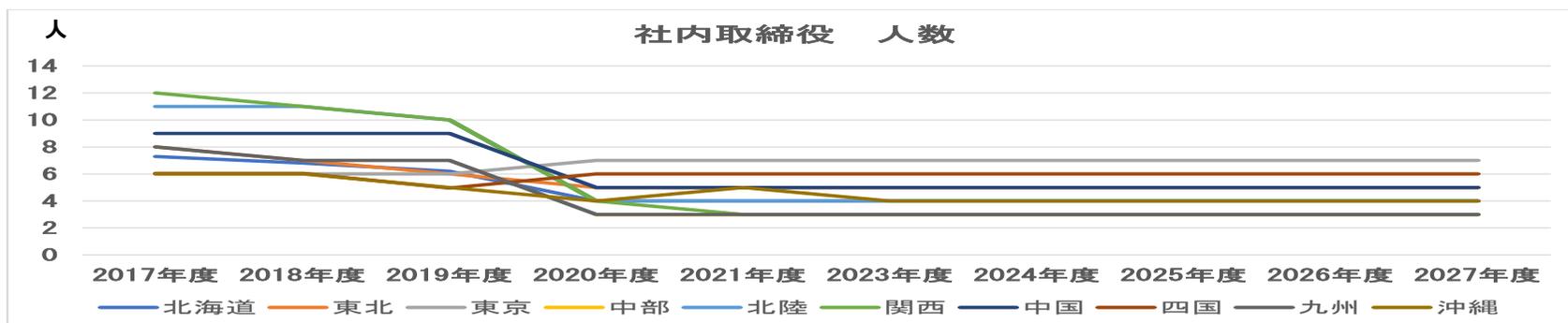
- ⇒社内取締役の人数について、四国電力送配電は事業規模が大きい他社と比べて多いが、各社内取締役には担当部門が割り振られ、役員間で担当部門が重複することはなかったことから、不適切とまではいえない。
- ⇒東京電力PGは2020年度に1名増員しているが、社債発行等を含む財務に関する戦略立案・ガバナンス機能を強化する必要があったため最高財務責任者(CFO)を新設したことによるもの、とのことから、不適切な増員とまではいえない。
- ⇒また、社内監査役の人数について、北海道電力NWの3名を除き、各社1～2名であった。北海道電力NWについては、うち2名が北海道電力（親会社）との兼任かつ無報酬であり、不適切とまではいえない。
- ⇒なお、社外取締役及び社外監査役の人数については、それぞれ各社1～2名であり、適切と認められた。

<社内取締役 人数> ※各一般送配電事業者の提出書類等より

(単位:人)

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間	
	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均
北海道	7	7	6	4	4	28	6	4	4	4	4	4	20	4
東北	8	7	6	5	5	31	6	5	5	5	5	5	25	5
東京	6	6	6	7	7	32	6	7	7	7	7	7	35	7
中部				3	3			3	3	3	3	3	15	3
北陸	11	11	10	4	4	40	8	4	4	4	4	4	20	4
関西	12	11	10	4	3	40	8	3	3	3	3	3	15	3
中国	9	9	9	5	5	37	7	5	5	5	5	5	25	5
四国	6.04	6.05	4.95	6	6	29	6	6	6	6	6	6	30	6
九州	8	7	7	3	3	28	6	3	3	3	3	3	15	3
沖縄	6	6	5	4	5	26	5	4	4	4	4	4	20	4

役員給与



(2) 検証結果 ⑤役員給与 – 社内取締役・社内監査役の給与水準 –

【社内取締役・社内監査役の給与水準】

- 役員給与について、役員数が一般送配電事業等に係る業務の執行上必要不可欠なものとなっているか、役員給与が国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局長、内部部長等の平均）や参照期間における実績等と比較して妥当なものとなっているかの検証を行った。
- 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役、顧問等）に係る費用が算入されていないかの検証を行った。

規制期間

- 規制期間において収入の見通しを構成する役員給与の水準については、審査要領を踏まえ、国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局長、内部部長等の平均）を勘案したものにすることを求めることとした。

※レベニューキャップ制度上、規制期間中における事業者の効率化努力を促す観点から、効率化において生じた規制期間中の利益については、同期間における留保を認めており、かかる趣旨からは、効率化分を役員給与を含む各費用に追加的に配分することは可能。

※また、各事業者における実際の取締役の報酬等については、会社法361条、第309条第1項に基づき、株主総会にて決められるものである。

参照期間・規制期間

- 統計手法等を用いた10社横比較による検証（参照期間）においては、効率的な一般送配電事業者の費用水準に合わせることであり、その際、一般送配電事業者の創意工夫を反映させるため、個別の費用毎に検証を行うのではなく、OPEX全体（人件費や委託費）に対して検証を行った。
- 役員報酬の在り方は、各社の経営判断であり、仮に役員報酬が高い事業者であっても、その会社のOPEX全体が低く抑えられていれば、効率的な経営が達成されていると考えられる。
- このため、統計手法等を用いた10社横比較による検証（参照期間）において、役員給与だけを抽出して、調整を行うことは適当ではない。
- 他方で、規制期間中において、効率化において生じる利益分が明らかになっていない中で、役員給与の水準に予断を与えることが適当では無いことから、審査要領を踏まえ、国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局長、内部部長等の平均）にする事を求めた。

(2) 検証結果 ⑤役員給与 – 社内取締役・社内監査役の給与水準 –

規制期間・参照期間

【検証結果】

⇒社内取締役及び社内監査役の1人あたりの役員給与について、今般の提出では、以下のとおり審査要領に定める国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局の長、内部部局の長等の平均）を上回る事業者があった。

(1) 社内取締役

- ・分社化後の2020年度・2021年度平均

北陸電力送配電を除く9社が指定職の水準（現行原価の水準1,980万円）を上回って支給。

- ・規制期間5ヶ年平均

東京電力パワーグリッド、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電及び沖縄電力の5社が指定職の水準（令和4年度試算2,041万円（経済産業省試算））を上回って見積り値に算入。

(2) 社内監査役

- ・分社化後の2020年度・2021年度平均

東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力の6社が指定職の水準（現行原価の水準1,980万円）を上回って支給。

- ・規制期間5ヶ年平均

中国電力ネットワーク、四国電力送配電及び沖縄電力の3社が指定職の水準（令和4年度試算2,041万円（経済産業省））を上回って見積り値に算入。

⇒こうした点について、前頁の考え方に従って査定を行うこととした。

⇒一方、従業員以外の者（相談役、顧問等）に係る費用が算入されていないことを確認した。

<参考：国家公務員指定職の年収概算（経済産業省試算）>

	令和4年度適用
指定職俸給表8号俸（事務次官等）	2,317万円
指定職俸給表6号俸（外局の長等）	2,041万円
指定職俸給表4号俸（内部部局の長等）	1,765万円
単純平均	2,041万円

・総理大臣決定による。

・上記の概算は経済産業省によるものであり、調整額（令和3年12月ボーナス引き下げ額）及び令和4年人事院勧告は考慮していない。

(2) 検証結果 ⑥給料手当 – 全体 –

規制期間・参照期間

【検証結果】

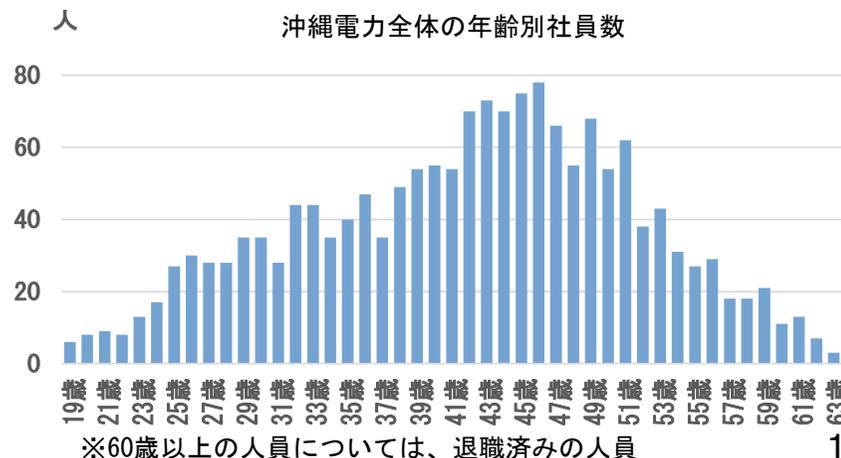
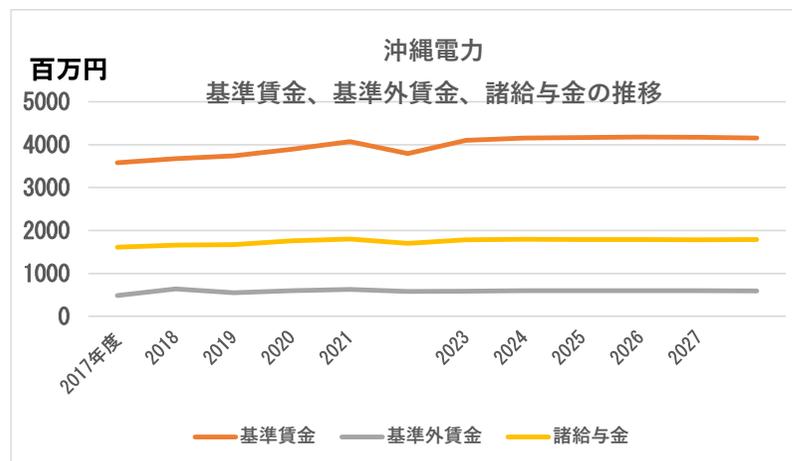
- ⇒基準賃金の過去実績値について、沖縄電力においては増加傾向が確認された。同社説明によると、その主な理由は、社内の人員構成において40代から50代前半の社員数が多く、これらの世代が比較的昇給幅が大きい等級に格付けされていることによる、在籍者の定期昇給等による基準賃金の増加が主たる要因。
- ⇒2019年度の増加は、労働組合との交渉の結果、社員全員に対し500円の賃金改善を行ったことによる影響も一因として挙げられた。電力システム改革第3弾段階が実施された2020年度では、NW・非NWの業務を一体的に行っていたものを行為規制の観点などからNW・非NWに分けた結果、約14名のNW人員が増加したことも一因として挙げられた。
- ⇒上記のとおり、個別に確認した結果、基準賃金の増加については、効率化等による事業者努力が財源と考えられるとともに、社員のモチベーションへの影響等を考慮すれば、必ずしも不適切なものではない。

<沖縄電力の基準賃金、基準外賃金及び諸給与金の推移>

単位:百万円

	2017年度	2018	2019	2020	2021	参照期間	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間
						5ヶ年平均						5ヶ年平均
基準賃金	3,579	3,676	3,740	3,894	4,073	3,792	4,101	4,157	4,168	4,179	4,172	4,155
基準外賃金	486	637	548	600	629	580	587	595	596	598	597	594
諸給与金	1,612	1,659	1,672	1,760	1,800	1,701	1,783	1,794	1,787	1,786	1,781	1,786

給料手当



(2) 検証結果 ⑥給料手当 – 出向者給与負担 –

規制期間・参照期間

【検証結果】

⇒送配電網協議会、電力広域的運営推進機関、海外電力調査会、電力中央研究所、日本電気協会等の各団体への出向について算入しているが、送配電網協議会については、現行原価算入が認められていない電気事業連合会との性質の差異が不明瞭であり、現時点においては、一般送配電事業の遂行にあたって不可欠と判断することが妥当と考えられないことから、過去実績値及び規制期間における収入の見通しへの算入を認めないこととした。

⇒なお、各団体については、活動状況や送配電事業との関連性等を継続的に確認していくこととした。

出向先	算入を希望する一送	事業内容	出向者の業務内容
送配電網協議会 (2020年設立)	東北、北陸、四国、沖縄	系統・需給運用、設備計画、需給調整市場に係る業務等	関係省庁および一般送配電事業者各社との調整業務等（東北）
電力広域的運営推進機関	全一送	電気系統の円滑な広域的運営の推進	電気系統の円滑な広域的運営推進業務（北海道）、系統運用状況の監視（東北）
一般社団法人 海外電力調査会	東北、北陸、関西、中国	海外の電気事業に関する調査研究、電気事業に関する海外の関係機関、団体協力等	
一般財団法人 電力中央研究所	北海道、東北、北陸、 関西、中国、九州、 沖縄	各種技術研究開発	送配電事業の各種技術研究開発業務（北海道）
一般社団法人 日本電気協会	東北、中国、四国、九州、 沖縄	電気技術者の育成と技能向上、電気事業に関わる考案、研究内容の共有化と表彰	電気技術者の育成と技能向上に係る業務等、NWに関連する業務（東北）
国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合 開発機構	東北、関西、中国、九州、 沖縄	エネルギー・環境分野における技術開発等	
一般財団法人 電気安全環境研究所	東北、関西、中部、九州	電磁界ばく露による健康影響に関する正確な知識の普及・理解促進、ならびに、電気製品等についての各種試験・検査・認証業務等	電気製品の試験・検査認証等の業務（九州）
各地域の電気保安協会	北海道、東北、中部、 中国、四国、九州	電気設備の保守管理業務、調査業務等	電気設備の保守管理業務、調査業務等（北海道）
一般財団法人 道路管理センター	関西、中国、九州	道路管理システムの運用等	道路管理システムの運用等の業務（九州）
一般財団法人 エネルギー総合工学研究所	関西	再エネ大量導入に関する電力システムの諸課題やデジタル化・電力システム改革に対応した次世代電力ネットワーク研究	再生可能エネルギー大量導入等のNW系統課題等に関する研究・業務に従事（関西）

給料手当
(出向者給与負担)

(2) 検証結果 ⑥給料手当 – 出向者給与負担、追加検証 – 1 / 3

- 第17回専門会合でいただいた主なご意見は以下のとおり。
 - 過去の審査時から状況変化が確認できないものについては、原則算入を認めないとするのが妥当との事務局の方針については賛同。
 - 一方で、過去のやり方を変えて、四国電力送配電、東京電力パワーグリッドの出向先の人件費を一部でも認めるのだとしたら、相当丁寧に説明いただきたい。
 - 出向者に係る経費を支払ったうえで、出向先に対するサービス納入費用（委託費）を支払っているわけで、二重計上とならないか。競争を歪めていないか。（松村委員）
- 東京電力パワーグリッド及び四国電力送配電の出向先について、過去の料金審査時と同様に一般送配電事業に必要不可欠なもの（本体事業に関係が深いもの）か否かを確認し、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲内で、参照期間（過去実績値）及び規制期間への算入を認めることとする。これに該当しないものは、算入を認めないこととする。

(2) 検証結果 ⑥給料手当 – 出向者給与負担、追加検証 – 2 / 3

- 以下のとおり、一般送配電事業を営む上で必要不可欠な業務内容であることを確認し、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲内で、参照期間（過去実績値）及び規制期間への算入を一部認めることとする。

【検証結果】

(1) 東京電力パワーグリッド

一般送配電事業を営む上で必要不可欠な業務内容であることを確認し、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲で以下の算入を認める。

<グループ企業等>

- 東電タウンプランニング(株)【393人】（配電設備の設計、無電柱化業務等）
- テプコ・ソリューション・アドバンス(株)【280人】（電事法定期調査等）
- 東京電設サービス(株)【171人】（送変電設備の設計、改修・新設工事、点検・補修業務等）
- (株)テプコシステムズ【23人】（電力系統制御システムの開発・保守、配電関係システムの開発・保守業務等）
- (株)関電工【10人】（配電工事、変電工事、地中送電工事関連業務等）
- 東電設計(株)【31人】（架空送電設備の建設工事に関わる調査・設計等）
- 東電物流(株)【17人】（配電関係資材の検査・修理等）
- 東電用地(株)【6人】（送電用地、配電用地の取得・管理等）
- (株)タワーライン・ソリューション（※）【3人】（送電設備の建設工事や送電保守業務等）

※前身である(株)TLC、(株)システック・エンジニアリングも含む

<グループ企業以外>

- 電力広域的運営推進機関【14人】、(一社)日本電気協会【1人】、(一社)日本電気協会関東支部【1人】、
- (一財)電気安全環境研究所【1人】、海外電力調査会【0人】、(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構【1人】、
- (一財)エネルギー総合工学研究所【1人】、(一財)道路管理センター【3人】、(一財)関東電気保安協会【0人】、
- (一社)電力中央研究所【2人】

※上記【 】の内容は、2021年度末時点の出向者数。0（ゼロ）の場合は、参照期間中に
出向実績（費用負担）がある。

(2) 検証結果 ⑥給料手当 – 出向者給与負担、追加検証 – 3 / 3

(2) 四国電力送配電

一般送配電事業を営む上で必要不可欠な業務内容であることを確認し、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲で以下の算入を認める。ただし、10社比較において出向者割合が高いことや一人当たりの販売電力量が低い水準であることなどから、一部の対象人数を削減する。

<グループ会社>

(株)四電工【158人】(配電工事の設計・施工・保守、送電工事の施工・保守業務等)

四電エンジニアリング(株)【24人】(電力保安用通信設備(機器)の建設・保守、変電設備の巡視・点検、修繕・新設工事等)

四国計測工業(株)【11人】(中給システム、系制システム、再エネ制御システムの開発・保守、給電用情報伝送装置等の設計・製造・保守業務等)

なお、四電工における規制期間の出向者数については、上記で認める人数を期初に設定した上で、現在提出されている年度毎の削減率等を踏まえて算定することとする。

<グループ企業以外>

電力広域的運営推進機関【4人】、(一財)四国電気保安協会【13人】、(一社)日本電気協会四国支部【3人】、(一社)電力中央研究所【1人】

(3) 他社

過去の料金審査時に、現行の託送料金原価への算入が認められていない出向先について、他の一般送配電事業者において算入が認められている範囲で以下の算入を認める。

➤ 東北電力ネットワーク

(一社)日本電気協会【1人】、(一社)日本電気協会東北支部【3人】、(一財)電気安全環境研究所【1人】、(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構【1人】

➤ 中国電力ネットワーク

(株)エネギア・スマイル【0人】(過去の料金審査後に設立した特例子会社)

➤ 九州電力送配電

(一社)日本電気協会【1人】、(一社)日本電気協会九州支部【7人】、(一財)電気安全環境研究所【1人】、(一財)電力中央研究所【3人】、(一財)道路管理センター【1人】

(2) 検証結果 ⑦ 諸費

規制期間・参照期間

【検証結果】

- ⇒寄付金について、過去実績値及び規制期間の見積り値（収入の見通し）への算入は認められなかった。
- ⇒団体費について、過去実績値においては、各社とも現行の料金原価に算入が認められている海外電力調査会に係る費用が算入されていた。規制期間においては、海外電力調査会のほか、関西電力送配電、四国電力送配電、沖縄電力が新たに電気学会等の団体費を見積り費用に算入していたことから、合理的な理由があるのかの妥当性（過去の料金審査時からの状況変化、送配電事業を営む上での不可欠性、他社の提出状況との整合性等）を確認した。
- ⇒確認の結果、過去の料金審査時からの状況変化があったことなどが確認できないことや、他社の見積り値への算入状況との整合性等に鑑み、海外電力調査会を除く各団体への団体費については、規制期間の見積り費用への算入を認めないこととした。
- ⇒なお、各団体については、活動状況や送配電事業との関連性等を継続的に確認していくこととした。

諸費等

団体名	算入を希望する一送	事業内容	新規に算入する場合はその理由
一般社団法人 海外電力調査会	全一送	海外電気事業の調査研究、海外の関係機関との協力	—
一般社団法人 日本電気協会	四国、沖縄	電気に関する規格及び基準の策定、電気に関する調査研究等	四国：2020年7月に経産省から民間規格評価委員会に適合していると認定。新技術の導入に合わせ役割増大。 沖縄：レジリエンス対応がより強く求められている中で、レジリエンスに関する規程を活用する等、当協会の重要性は増大。
一般社団法人 電気学会	関西、四国、沖縄	電気学術全般の研究・調査活動やその成果の発表	関西・四国・沖縄：政策対応として再エネ主力電源化が進められる中、電気学会が行っている技術報告は重要性が増している。
電力ISAC	四国、沖縄	サイバーセキュリティに関する情報の収集等	四国：前回改定時になし（2017年3月設立）。電力分野におけるサイバーセキュリティの重要性、危機管理能力の向上に対する社会的要請の高まり。 沖縄：深刻化するサイバー攻撃を背景に危機管理能力の向上が求められているため。
商工会議所・商工会等	四国	企業振興、地域振興等	四国：法的分離そのものや、送配電会社に対する知名度が低い中、四国地域に根差した企業として、より一層、地域と密着した経営が必要。
一般社団法人 送電線建設技術研究会	四国	送電工事における技術・安全に係る研究等	四国：再エネ大量導入・高経年化対策に伴い増加する送電工事への対応、施工力確保の必要性が増す中、作業員の高齢化、若手の離職率の高止まり等が課題となっており、発注側・受注側が協力して対応策を検討・実施していく重要性が増している。
四国電気工事組合連合会	四国	四国各県の電気工事組合（工事会社等）の取りまとめ	四国：レジリエンス向上が求められる一方で、電気工事業者の減少が続いており、エリア内の配電工事の施工力確保の観点から、重要性が増している。

(2) 検証結果 ⑧厚生費

規制期間・参照期間

【検証結果】

- ⇒法定厚生費は、過去実績値及び規制期間の見積り値（収入の見通し）において、給料手当に対する割合の異常な推移は認められなかった。
- ⇒一般厚生費は、過去実績値及び規制期間の見積り値（収入の見通し）において、宿泊施設、体育施設その他の厚生施設に係る費用が含まれていたのは、前述の中部電力PGの事例のみであった。
- ⇒社宅・寮に係る費用は、施設の維持管理費（清掃、管理人など）や集合住宅の借上費であり、一般送配電事業を遂行するために必要なものである。
- ⇒なお、当該資産は、分社化により概ね親会社（HD）が保有しており、費用を人員比率により分担していた。

厚生費

(2) 検証結果 ⑨委託費・委託検針費

- 各社においてスマートメーターの導入が計画されていることから、委託検針費については、その効率化を検証するとともに、その効率化発現時期と導入スケジュールが整合していることを検証した。

規制期間・参照期間

【検証結果】

⇒委託検針費については、一部を除き事業者のスマートメーター導入計画等と整合（減少）していることを確認した。

⇒一部の年度においては、費用の増加が見られるものの、これは、スマートメーターの導入による検針員への退職慰労、餞別、会社都合による解約等に係る一時金の支給であり、従来から企業制度として運用されていることから適切である。（不適切とまではいえない。）

⇒ただし、沖縄電力については、規制期間の2024年度に費用の増加が見積もられていた。同社では、スマートメーター全数設置完了となる2025年3月をもって、無期契約となっている委託検針員との委託契約を解約することとしており、この解約時に支給する解約謝礼金を割り増して支給することを想定。その理由として、解約は会社側の都合による提案であり、一定の納得感を得たうえで早期かつ円満に妥結するためには必要な費用と考えているとの説明であった。しかし、当該費用が規制期間の見積り値に算入されることは適切ではない。

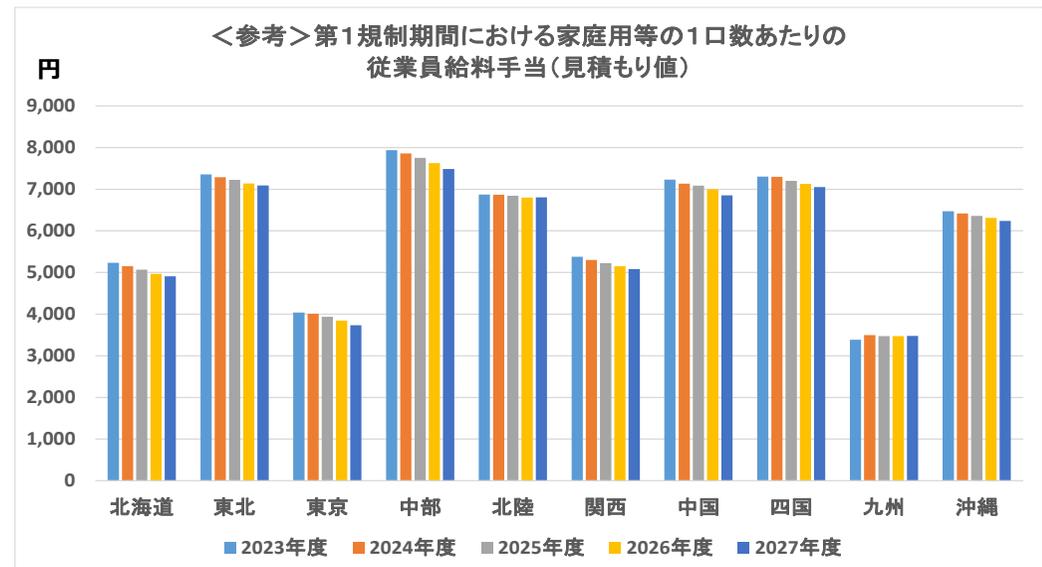
(2) 検証結果 ⑨委託費・委託検針費 – 追加検証 – 1 / 3

- 第17回専門会合でいただいた主なご意見は以下のとおり。
 - 関西電力送配電は、他社と比較してコストが低いか同じ程度を求められているにもかかわらず、資料のように高いコストであることについて、合理的かどうか、よく調査しないとイケない。九州電力送配電についても費用が高いので同様に調査してほしい。（松村委員）
- 第17回専門会合において、スマートメーター導入後の検針に係る費用として事務局から提示した委託検針費及び委託費の推移について、横並びが揃った内容ではなかった。あらためて事務局から各一般送配電事業者（以下、「一送」）に対し、検針に係る費用等について調査を実施した。
- 検針業務の遂行について、これを誰が担うのか、また委託する場合の業務範囲は、一送の運用の範囲であり、その会計整理は委託検針費（検針員への委託または法人への委託）、委託費（法人への委託）、給料手当（社員業務）、雑給（嘱託社員）というように仕分けられている。
- このうち、社員や嘱託社員が検針業務を行っている一送においては、検針業務時間を個別に管理していないことから、検針に係る費用が精緻に特定できない。また、後述（次頁）のとおり、設備投資して通信機器を設置することで通信困難箇所を減らす対策を取った一送もある。
- 他方、検針に係る費用の検証として、その多寡に一定の影響を与えうる中立的なデータは現地検針数が考えられるところ、各一送から聴取したスマートメーター導入後における現地検針数（見積もり）は次頁のとおり。

(2) 検証結果 ⑨委託費・委託検針費 – 追加検証 – 2 / 3

- 各一送におけるスマートメーター導入後の現地検針数（検針員などが作業）は以下のとおり。
 - 各一送のエリアでは、それぞれ山間部等における一定程度の通信困難地域が存在しているが、その対処は、現地検針を行う方法や機器の設置による通信対策を行う等の方法が考えられる。
 - 第17回専門会合において、関西電力送配電の現地検針数（約27万件）及び検針に係る見積費用が高いとの指摘について、同社からは、その理由として、現行スマートメーターの導入時に、他社と異なる通信方式等を採用した結果、現地検針数に差が出ていることや、見積費用は現地検針以外に、検針関連の内勤業務等を含めた委託費である旨の説明があった。こうした背景から検針に係る費用が他社に比べて高額である状況について検討を行った。
 - 現地検針の割合が低い中部電力パワーグリッドと北陸電力送配電にその背景を確認したところ、現地検針数が少ない理由として、通信困難箇所を減らすため、検針コストと比較して費用対効果の見込める箇所については、通信対策工事(中継器の設置等)を実施している旨の説明があった。

	全件数に対する現地検針の割合及び数	
北海道	約 1.4%	約 5.4万件
東北	約 1%	約 7万件
東京	約 0.56%	約 17万件
中部	約 0.15%	約 1.5万件
北陸	約 0.27%	約 0.5万件
関西	約 2%	約 27万件
中国	約 1.7%	約 8.5万件
四国	約 1.5%	約 4.2万件
九州	約 1.5%	約 13万件
沖縄	約 1%	約 0.9万件



※事務局において各一送から任意で聴取したもの

※第17回料金制度専門会合資料4等に基づき、事務局において試算したもの
 ※給料手当は基準賃金、基準外賃金及び諸給与金

(2) 検証結果 ⑨委託費・委託検針費 – 追加検証 – 3 / 3

- 専門会合のご意見を踏まえ、関西電力送配電が規制期間（スマートメーター導入後）に見積っている検針に係る費用の合理性について、一定程度は認められるものの、同社における通信方式の選択等によりコストダウンが図られなかったことを全て託送料金の原価に算入することは認めがたい。
- したがって、関西電力送配電の規制期間の見積り値（収入の見通し）から委託検針費の一部を除外することとする。
- 具体的には、中立的に他の一般送配電事業者と比べることができる全件数に対する現地検針率を比べることとし、その割合が最も高い関西電力送配電の2%から一般送配電事業者のうち第2位の現地検針率（中国電力ネットワークの1.7%）を差し引き、この差分（※）を除外することとする。 ※2%に対する0.3%の割合=15%

(2) 検証結果 ⑩ - a まとめ - 規制期間の見積り値 -

- 検証結果については以下のとおり。今後、規制期間における見積り値が統計的査定方法により算出された額を上回る場合であって、一般送配電事業者から申請があった場合、本検証結果も踏まえ、当該申請内容の合理性の判断を行うものとする。

収入の見通しの算入が認められない費用

- 交際費、政治献金、書画骨董、相談役、顧問に係る費用は規制期間の見積り値に算入されていないことを確認した。一方、託送料金原価として認められていない宿泊施設及び体育施設に係る費用を規制期間の見積り値に含めることは不適切である。

給料手当・厚生費

- 宿泊施設及び体育施設にかかる費用については、収入の見通しの算入が認められない費用であることから規制期間の見積り値に含めることは不適切である。出向者給与負担については、参照期間への算入を認めた費用以外は、送配電事業を営む上で不可欠とまでは言えないことや他社との整合性を踏まえ、規制期間の見積り値に含めることは不適切である。

役員給与・退職給与金

- 役員給与について、参照期間においては、一般送配電事業者の創意工夫を反映させるため、個別の費用毎に検証を行うのではなく、OPEXの費用全体に対して検証を行った。他方、規制期間中において、効率化において生じる利益分が明らかになっていない中で、役員給与の水準に予断を与えることが適当ではなく、国家公務員の指定職の給与水準の平均にする事を求める。

諸費

- 団体費について、海外電力調査会以外は、送配電事業を営む上で不可欠とまでは言えないことや他社との整合性を踏まえ、規制期間の見積り値に含めることは不適切である。

委託検針費

- 一部を除き事業者のスマートメーター導入計画等と整合（減少）していることを確認した。一部の事業者のスマートメーター導入後の検針に係る費用については個別検証を行った結果、一部の費用については規制期間の見積り値に含めることは不適切である。

養成費

- 職員の教育訓練を通じた技術力の維持、士気の向上、人材確保の重要性に留意していることを確認した。

(2) 検証結果 ⑩ - b まとめ - 参照期間の実績値 -

- 第17回専門会合での指摘も踏まえた、過去実績の検証結果については以下のとおり。

(単位：千円)

事業者	検証前 (参照期間計)	検証後 (参照期間計)	除外額 (主な査定)	備考
北海道	273,337,612	273,330,035	出向者給与負担 (7,577)	
東北	594,147,262	593,436,721	出向者給与負担 (710,541)	
東京	1,523,110,200	1,519,873,525	出向者給与負担 (2,844,214)	給料手当において電事連出向者に係る費用を誤って算入していたため除外 (392,461)
中部	866,313,897	865,716,896	出向者給与負担 (107,495)	厚生費において体育施設に係る費用を算入していたため除外 (489,506)
北陸	183,102,394	183,050,112	出向者給与負担 (52,282)	
関西	844,360,002	844,343,604	出向者給与負担 (9,552) 、 団体費(6,846)	
中国	404,310,954	404,310,954	なし	
四国	205,509,116	204,609,883	出向者給与負担 (802,591) 、 団体費 (96,642)	
九州	599,864,685	598,193,135	出向者給与負担 (1,671,550)	
沖縄	66,590,435	66,569,976	出向者給与負担 (4,452) 、団体 費 (15,976) 、規制期間の委託 検針に係る費用 (148,116)	諸費において広域機関の会費を誤って 算入していたため除外 (31)

(2) 検証結果 ⑪次世代投資費用からの区分変更影響

- 次世代投資費用の検証プロセスにおいて、OPEXとされた費用の状況については、以下のとおり。

(単位：千円)

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	0	0	0	0	0	0	0	6,199	5,743	5,857	6,199	5,743	29,741	5,948
東北電力NW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京電力PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,000	33,000	33,000	99,000	19,800
中部電力PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸電力送配電	0	0	0	15,638	22,035	37,673	7,535	0	0	0	0	0	0	0
関西電力送配電	0	0	0	0	0	0	0	228,000	427,000	634,000	630,000	1,111,000	3,030,000	606,000
中国電力NW	0	0	165	66,130	110,449	176,744	35,349	191,521	227,212	207,500	207,500	197,559	1,031,292	206,258
四国電力送配電	0	0	12,921	0	0	12,921	2,584	1,200	1,200	1,200	2,400	2,400	8,400	1,680
九州電力送配電	0	0	12,320	16,809	17,579	46,708	9,342	152,325	144,313	279,766	156,270	187,110	919,784	183,957
沖縄電力	0	0	0	0	0	0	0	282,520	0	0	0	0	282,520	56,504
合計	0	0	25,406	98,577	150,063	274,046	54,810	861,765	805,468	1,161,323	1,035,369	1,536,812	5,400,737	1,080,148

(2) 検証結果 ⑫統計査定結果

- 次世代投資費用の区分変更に伴い、統計査定を実施した結果は以下のとおり。

(単位：億円)

会社	実績費用 (参照期間計)	推計費用 (参照期間計)	効率性 スコア	効率性 スコア 順位	規制期間初年度水準		規制期間最終年度水準		規制期間合計水準			
					上位から 5番目	トップラン ナー補正後	上位から 3番目	トップラン ナー補正後	トップラン ナー補正後	効率化係 数後	見積費用 (規制期間 計)	差異
					⑤	⑥ = (②*⑤ *50%+① *50%) /5	⑦	⑧ = (②*⑦ *50%+① *50%) /5	⑨ = { (⑥+⑧) /2} *5	⑩ = ⑨*効率化 係数	⑪	⑫ = ⑩-⑪
北海道電力NW	2,733	2,716	100.6%	5	100.6%	547	99.9%	545	2,728	2,687	2,492	195.4
東北電力NW	5,934	5,922	100.2%	4		1,189		1,185	5,936	5,847	5,826	20.2
東京電力PG	15,199	15,966	95.2%	2		3,126		3,114	15,602	15,368	15,335	32.5
中部電力PG	8,657	8,152	106.2%	10		1,686		1,680	8,414	8,288	8,352	▲ 63.4
北陸電力送配電	1,831	2,050	89.3%	1		389		388	1,943	1,914	1,938	▲ 24.5
関西電力送配電	8,443	8,244	102.4%	7		1,674		1,668	8,354	8,229	8,546	▲ 317.6
中国電力NW	4,045	4,003	101.0%	6		807		804	4,029	3,968	3,897	71.1
四国電力送配電	2,046	2,049	99.9%	3		411		409	2,050	2,019	2,018	0.9
九州電力送配電	5,982	5,821	102.8%	8		1,184		1,180	5,909	5,820	6,014	▲ 193.7
沖縄電力	666	639	104.1%	9		131		130	653	643	720	▲ 76.8
合計	55,537	55,563				11,145		11,103	55,619	54,784	55,140	▲ 355.8

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
－（1）概要	・・・・・・P97
－（2）検証結果（提出値及び統計査定）	・・・・・・P103
－（3）個別検証（統計査定後）	・・・・・・P127
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(3) 個別検証 ①概要 – 中部電力PG、関西電力送配電 –

- 中部電力パワーグリッドから、システム保守・運用（委託費）について、新規システムの構築、既存システムの刷新・拡充や、クラウド化推進等による設備自社保有から外部サービス利用への転換を進めることにより、CAPEXが減少する一方でOPEXは参照期間と比べて、規制期間の委託費等が約220億円（5年間。1年あたりは44億円/年）増加するとの指摘があった。規制期間における見積り費用と統計査定後の差額が63.4億円（5年間）となっているところ、クラウド化に伴うOPEXの増加分を勘案し、見積り費用を満額認めて欲しいとの申し出があった。なお、同社からは、人件費は規制期間計で約550億円（5年間。1年あたりは110億円）削減されるとの説明があった。
- 関西電力送配電から、通信サービス利用料（諸費・委託費）について、設備投資の抑制および保守要員効率化を目的として、2019年4月に子会社へ通信設備を移管したことに伴い、会計整理科目が変更となり、減価償却費及び賃借料の制御不能費用が減少するとともにOPEXに含まれる諸費・委託費が増加したとの指摘があった。規制期間における見積り費用と統計査定後の差額が317.6億円（5年間）となっているところ、通信設備の移管影響額である397億円を「レベニューキャップ制度に係る中間とりまとめにおける整理」に則り、統計査定後の金額に加算してほしいとの申し出があった。なお、同社からは、本件設備移管の対象となる通信設備関連費用が参照期間に比べて年間15億円（約10%）削減されるとの説明があった。

会社 (次世代投資費用 移行後)	実績費用 (参照期間 計)	推計費用 (参照期間 計)	効率性 スコア	効率性 スコア 順位	規制期間初年度水 準		規制期間最終年度水 準		規制期間合計水準				要望額	要望額反 映後見積 費用
					上位から 5番目	トップラ ンナー補 正後	上位から 3番目	トップラ ンナー補 正後	トップラン ナー補正後	効率化係数 後	見積費用 (規制期間 計)	差異		
					⑤	⑥ = (2*5 *50%+1 *50%) /5	⑦	⑧ = (2*7 *50%+1 *50%) /5	⑨ = { (6+8) /2} *5	⑩ = ⑨*効率化係 数	⑪	⑫ = ⑩-⑪		
中部電力 P G	8,657	8,151	106.2%	10		1,686		1,680	8,414	8,288	8,352	▲ 63.4	63.4	8,352
関西電力送配電	8,443	8,244	102.4%	7		1,674		1,668	8,354	8,229	8,546	▲ 317.6	397	8,626

(3) 個別検証 ② - a 妥当性検証 - 中部電力PG -

- OPEXは全一般送配電事業者の平均的な効率性を反映した推計費用に、効率的な一般送配電事業者の状況（トップランナー補正）を反映して査定を行うこととされている。この点、中部電力パワーグリッドのみに発生する費用増加要因について、収入の見通しに含めることも考えられる。
- 当該システム投資について、中部電力パワーグリッド以外においても同様の投資があることの確認ができ、特殊な投資であるとは言えない。各社の同様の費用を含めて行った統計査定の結果であり、収入の見通し（見積み費用）への追加算入を認めないこととする。
- なお、統計査定の結果、中部電力パワーグリッドの参照期間における効率性スコアが他社より相対的に低い（10位）という結果が出ていることから、規制期間においてOPEX全体で効率性に取り組む余地がある。

(3) 個別検証 ② - b 妥当性検証 - 関西電力送配電 -

- 関西電力送配電においては、2019年4月に子会社へ通信設備を移管したことに伴い、参照期間における制御不能費用（減価償却費及び賃借料）が減少していることが確認された。
- 一方で、通信設備の子会社への移管後であっても、関西電力送配電が現在も通信設備の一部（光端局やメタルケーブルなど）を自社所有していることから、これら設備に係る減価償却費、修繕費及び賃借料を規制期間において計上していることを確認した。
- こうした状況を踏まえ、関西電力送配電が子会社に支払う通信サービス利用料（諸費・委託費）と、上記の自社所有の通信設備に係る費用の合計を事業規模が同程度の他社の同種の設備に係る通信関連費用との水準を比較した。
- その結果、両社ともに自社所有の設備を（通信事業に係る共架料含む）グループ会社へ貸し出しており、電気事業雑収益に計上されていたことから、その雑益分を控除して比較したところ、OPEX以外（CAPEX、制御不能費用等）の削減効果（171億円（5年計））は認められたことから、この分について、トップランナー補正後額に加えた上で、効率化係数後の査定額とすることとする。

関西電力送配電の通信関連費用（5年計）

他社Aの通信関連費用（5年計）



(3) 個別検証 ② - c 妥当性検証 - 今後に向けて -

- 本検証における申出内容については、各委員・オブザーバーからの御意見等も踏まえつつ、事業者比較手法なども用いて、一定の補正を行った。
- 一方で、業務・設備移管に伴う費用計上及び査定区分の一般送配電事業者間の差異については、重回帰分析の精度を高めるため査定において是正する必要。
- このため、今後、業務・設備移管に伴う費用計上及び制御不能費用を含む査定区分の一般送配電事業者間の差異も考慮した査定手法の在り方については、制度全体の整合性等を踏まえつつ、第2規制期間へ向けて丁寧に検討を進めていくこととする。

(3) 個別検証 ③統計査定額を下回った3社の対応状況

- OPEXの額は、統計的査定方法により算出された額を基本とすると整理しているところ、OPEXの統計査定の結果、規制期間における見積り値が統計査定額を下回った東北電力ネットワーク、中国電力ネットワーク及び四国電力送配電が、見積り費用を統計査定額の範囲内で増額することを希望しており、事業計画との整合性を勘案しつつ、その増額部分の妥当性について確認した。

(単位：億円)

会社	規制期間合計水準 (次世代投資費用移行後額)			追加費用配賦方法	妥当性
	効率化係 数後	見積費用 (規制期間計)	差異		
	⑩ = ⑨ * 効率化 係数	⑪	⑫ = ⑩ - ⑪		
東北電力NW	5,847	5,826	20.2	研究費に配分(約18.9億円,5年計) (事業計画(再エネ導入拡大、デジタル化、安全性配慮)の実現)	検討の深化によって具体化し、安全性の配慮の実現など事業計画と整合している。
中国電力NW	3,968	3,897	71.1	研究費、委託費に配分(約34.5億円,5年計) (再エネ導入拡大、デジタル化、安定供給、次世代化)の実現)	早期実現のため第二規制期間から前倒しの実施(研究費)、委託調査の追加実施など事業計画と整合している。
四国電力送配電	2,019	2,018	0.9	養成費に配分(約0.9億円,5年計) (DXの推進による業務の高度化、省力化を着実に進めて行くための社員教育の充実)	デジタル人材の育成など事業計画との整合が見られる。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
-（1）概要	・・・・・・P133
-（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・・・・P153
-（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・・・・P176
-（4）無電柱化	・・・・・・P231
-（5）その他設備	・・・・・・P244
-（6）その他投資	・・・・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 ①連系線・基幹系統 – 算定概要 (費用) –

- CAPEX (連系線・基幹系統) の規制期間において竣工した工事に係る各年度の費用の見通し額は、以下のとおりである。

(単位:億円)	減価償却費						固定資産税					
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
北海道電力NW	1	2	3	5	6	17	–	0	1	1	2	4
東北電力NW	3	7	10	14	17	50	–	2	3	3	4	12
東京電力PG	7	61	91	125	159	444	–	5	21	30	36	91
中部電力PG	0	4	9	22	35	70	–	1	4	9	9	23
北陸電力送配電	1	2	3	4	5	15	–	1	1	1	2	4
関西電力送配電	10	18	27	32	40	127	–	5	8	10	11	34
中国電力NW	1	3	4	6	9	23	–	1	1	2	2	6
四国電力送配電	1	2	6	8	9	25	–	1	1	2	2	6
九州電力送配電	5	14	27	41	53	140	–	3	7	13	16	39
沖縄電力	0	1	2	2	2	7	–	0	0	0	0	1
10社合計	29	113	181	260	336	918	–	17	47	71	85	220

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ①連系線・基幹系統 – 算定概要 (竣工額) –

- CAPEX (連系線・基幹系統) の過去実績及び規制期間の竣工額 (5年合計) は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少	拡充投資 (竣工額)		更新投資 (竣工額)		合計 (竣工額)	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	630	576	95	198	725	774
東北電力NW	355	1,621	271	370	626	1,991
東京電力PG	1,010	2,230	1,071	2,311	2,081	4,541
中部電力PG	570	1,298	767	522	1,336	1,820
北陸電力送配電	18	17	76	143	93	160
関西電力送配電	285	261	868	1,261	1,153	1,521
中国電力NW	132	15	245	298	376	313
四国電力送配電	10	6	205	258	215	265
九州電力送配電	119	588	591	1,217	710	1,805
沖縄電力	78	3	28	58	107	61
10社合計	3,207	6,615	4,215	6,636	7,422	13,251

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 一部の会社においては、次世代投資費用に含めており、その金額も上記に含む。

(1) 概要 ①連系線・基幹系統 – 主な案件 –

- CAPEX（連系線・基幹系統）のうち、広域系統整備計画が策定されている主な案件について、規制期間における投資額は以下のとおりである。

	広域系統整備計画	主な工事	規制期間計 (投資額)
北海道電力NW	北海道本州間連系設備	北斗今別変換所交直変換設備30万kW増設、北斗今別直流幹線増設	395億円
東北電力NW	東北東京間連系線	宮城丸森幹線新設、丸森いわき幹線新設	1,483億円
	東北北部エリアにおける 電源接続案件募集プロセス	出羽幹線新設、朝日幹線昇圧（275kV⇒500kV）	384億円
	北海道本州間連系設備	今別幹線増強	29億円
東京電力PG	東京中部間連系設備	275kV東清水線新設、新富士変電所500/154kV変圧器増設	131億円
	東北東京間連系線	福島幹線山線鉄塔建替	12億円
中部電力PG	東京中部間連系設備	東清水変電所FC増強、静岡変電所変圧器増設、 東栄変電所変圧器増強・増設	263億円

(出典) 各社の申請データより事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ①連系線・基幹系統 – 具体的検証事項 (投資量) –

- CAPEX (連系線・基幹系統) における投資量に対して、以下の事項について検証を行った。

投資量に対する施工力の妥当性について

- 過去の施工実績や将来の施工力の見通し及び施工の効率化計画と照らし合わせて、実現可能な投資計画になっていることを検証。

投資量の妥当性について

- ①投資目的、②投資時期、③投資量の妥当性については、工事件名ごとに作成された主要工事件名説明書をもとに必要な検証を実施。

主要工事件名説明書の検証について

- 工事件名ごとに工事目的、工事概要が合理的であるかを確認し、その上で、工事計画 (工程表、工事区間、関連図面等)、主要設備の種類・数量情報、その他の関連情報 (関連工事、関連除却費等) などについて合理的な説明がなされていることを検証。
- 拡充投資の場合、広域系統長期方針や広域系統整備計画の内容を適切に反映したものとなっていることを検証。
- 更新投資の場合、主要設備は、高経年化設備更新ガイドラインとの整合性が取られていることを検証。その上で、リスク量が必ずしも大きくないにも関わらず更新投資が計画されている場合、その必要性及び時期の妥当性を検証。

プッシュ型投資の推進状況について

- 広域系統長期方針などに加えて、需要、再エネの動向を踏まえた設備合理化などのプッシュ型投資を適切に導入できているかについて検証。

(1) 概要 ①連系線・基幹系統 – 具体的検証事項 (費用) –

- CAPEX (連系線・基幹系統) における投資額に対して、以下の事項について検証を行った。

投資額の妥当性について

- 一部工事の調達プロセス (発注方式やコスト低減方策) や工事費の妥当性に関する検証など、発注前段階におけるコスト検証を行う広域機関のコスト等検証小委員会における検証結果を参照するとともに、工事件名ごとに作成された主要工事件名説明書をもとに必要な検証を実施。

主要工事件名説明書の検証について

- 工事件名ごとに類似プロジェクトや過去実績との比較等を踏まえ、投資額の妥当性について合理的な説明がなされていることを検証。
- 工事件名ごとの契約において競争入札を行う等のコスト効率化に向けた最大限の取組を行っているかについて検証 (特命契約への過度な依存がないか等の検証) 。
- コスト等検証小委員会で検証された際の想定費用と現状の想定費用に大きな乖離がある場合、それについて合理的な理由があるかについて検証。

(1) 概要 ②ローカル系統 – 算定概要 (費用) –

- CAPEX (ローカル系統) の規制期間において竣工した工事に係る各年度の費用の見通し額は、以下のとおりである。

(単位:億円)	減価償却費						固定資産税					
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
北海道電力NW	2	6	11	18	23	60	–	1	2	4	6	13
東北電力NW	7	22	37	49	60	176	–	4	11	15	19	49
東京電力PG	16	58	103	151	204	532	–	10	31	46	62	149
中部電力PG	5	21	39	58	73	196	–	4	11	16	20	50
北陸電力送配電	3	9	14	20	26	72	–	2	4	5	7	17
関西電力送配電	12	40	65	91	117	325	–	9	18	27	35	89
中国電力NW	5	15	27	40	54	141	–	3	7	12	16	37
四国電力送配電	2	6	11	16	21	57	–	1	2	4	5	13
九州電力送配電	6	19	30	42	55	152	–	4	9	13	16	43
沖縄電力	2	6	8	10	12	38	–	0	1	1	2	5
10社合計	59	201	347	496	645	1,748	–	39	96	142	188	465

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ②ローカル系統 – 算定概要 (竣工額) –

- CAPEX (ローカル系統) の過去実績及び規制期間の竣工額 (5年合計) は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	拡充投資 (竣工額)		更新投資 (竣工額)		合計 (竣工額)	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	257	133	376	799	633	932
東北電力NW	1,030	937	1,287	1,587	2,317	2,525
東京電力PG	1,386	3,140	2,079	4,150	3,465	7,290
中部電力PG	381	706	1,733	1,530	2,114	2,236
北陸電力送配電	140	97	633	677	773	774
関西電力送配電	399	945	2,154	3,057	2,554	4,002
中国電力NW	542	395	822	1,262	1,364	1,657
四国電力送配電	56	81	311	552	366	632
九州電力送配電	638	779	888	1,046	1,526	1,825
沖縄電力	189	134	126	294	315	428
10社合計	5,017	7,349	10,409	14,953	15,427	22,302

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 一部の会社においては、次世代投資費用に含めており、その金額も上記に含む。

(1) 概要 ②ローカル系統 – 算定概要 (主要設備別、投資量) –

- CAPEXローカル系統の投資量の過去実績及び規制期間の見通し (5年合計) は以下のとおりである。

	鉄塔 (基)		電線 (km)		地中ケーブル (km)		変圧器 (台)		遮断器 (台)	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	350	366	229.8	370.9	32.1	111.1	55	86	80	112
東北電力NW	989	1,394	1,234.1	1,350.4	139.6	158.9	81	128	76	46
東京電力PG	662	1,337	522.0	1,466.2	468.6	623.3	252	242	133	270
中部電力PG	386	687	599.5	728.9	180.3	171.2	102	135	370	233
北陸電力送配電	249	304	380.8	316.4	12.2	2.6	58	41	63	46
関西電力送配電	133	586	236.4	664.8	373.3	487.1	148	233	37	138
中国電力NW	505	602	457.3	757.4	73.5	34.6	62	102	281	165
四国電力送配電	83	172	165.2	213.7	10.8	6.1	50	47	113	65
九州電力送配電	402	577	693.8	629.5	83.7	61.9	103	100	176	247
沖縄電力	49	7	28.8	45.7	41.7	29.9	21	15	6	23
10社合計	3,808	6,032	4,547.7	6,543.9	1,415.6	1,686.7	932	1,129	1,335	1,345
10社平均	381	603	454.8	654.4	141.6	168.7	93	113	134	135

(出典) 各社の提出データより事務局作成、記載の単位の小数点以下を四捨五入

※1 「過去実績計」と「規制期間計」は、データ採録基準が一部異なる点がある。

※2 一部の会社においては、次世代投資費用に含めており、その数量も上記に含む。

(1) 概要 ②ローカル系統 – 具体的検証事項 (投資量) –

- CAPEX (ローカル系統) における投資量に対して、以下の事項について検証を行った。

投資量に対する施工力の妥当性について

- 過去の施工実績や将来の施工力の見通し及び施工の効率化計画と照らし合わせて、実現可能な投資計画になっていることを検証。

投資量の妥当性について

- ①投資目的、②投資時期、③投資量の妥当性については、工事件名ごとに作成された主要工事件名説明書をもとに必要な検証を実施。

主要工事件名説明書の検証について

- 工事件名ごとに工事目的、工事概要が合理的であるかを確認し、その上で、工事計画 (工程表、工事区間、関連図面等)、主要設備の種類・数量情報、その他の関連情報 (関連工事、関連除却費等) などについて合理的な説明がなされていることを検証。
- 拡充投資の場合、再エネ拡充やレジリエンス強化の観点も踏まえ、将来の需要及び電源の動向等に基づいて拡充の要否及び投資量が計画されていることを検証。
- 更新投資の場合、主要設備は、高経年化設備更新ガイドラインとの整合性が取られていることを検証。その上で、リスク量が必ずしも大きくないにも関わらず更新投資が計画されている場合、その必要性及び時期の妥当性を検証。

(1) 概要 ②ローカル系統 – 具体的検証事項 (単価) – 1 / 2

- CAPEX (ローカル系統) の単価における統計手法等を用いた10社比較について、以下の事項について検証を行った。

各社の過去実績を用いた推計費用の適切な算出について

- 審査要領に規定された統計手法 (重回帰分析) 及び算出式※の考え方に則り、全社の効率性を反映した推計費用を適切に算出する。

※算出式において用いる説明変数の妥当性については、需要や電源の状況、地理的特性等の外生的な要因に基づくものか等を踏まえて検証。

各社の過去実績を用いた中央値の適切な算出について

- 重回帰分析の結果、決定係数が低いものについては、中央値を適切に算出 (※1) 。
- 特殊要因によって、単価が高額となる案件については、審査要領に規定された統計手法を用いて適切に検出し、当該案件について各社に検討プロセス (※2) を求め、その妥当性を検証。

※1中央値の算出にあたり、設備毎の特徴や立地条件等を勘案したグルーピングの設定について、合理的かつ説明可能かどうかの観点から必要な検証を実施。

※2検討プロセス (審査要領より抜粋)

- 一般送配電事業者自らの効率化に向けた検討状況を確認する観点から、各一般送配電事業者は社内での適切な検討プロセスを設けること
- その検討プロセスにおいては、有識者などの第三者を含める等の透明性が確保された検証体制を構築した上で、案件の必要性や、価格・物量の妥当性、価格・物量低減に向けて実施する取組の有無とその取組内容の妥当性を検証

トップランナー的補正及び過去実績反映の適切な実施について

- 適切に算出された推計費用又は中央値と、一般送配電事業者の参照期間における実績 (2017年度～2021年度) について、審査要領で規定された算出式に則り、各一般送配電事業者の効率性スコアを適切に算出し、当該効率性スコアを用いてトップランナー的補正 (上位3位) を行うとともに、第一規制期間においては、参照期間における実績も70%反映させる。

(1) 概要 ②ローカル系統 – 具体的検証事項 (単価) – 1 / 2

- CAPEX (ローカル系統) の単価における統計手法等を用いた10社比較について、以下の事項について検証を行った。

設定された資材単価の根拠検証

- 規制期間の見積りにおいて、各社における資材単価や労務単価の計上方法についての妥当性について検証。

(1) 概要 ③配電系統 – 算定概要 (費用) –

- CAPEX (配電系統) の規制期間において竣工した工事に係る各年度の費用の見通し額は、以下のとおりである。

(単位:億円)	修繕費						減価償却費+固定資産税					
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
北海道電力NW	214	208	214	228	230	1,094	2	8	13	18	23	63
東北電力NW	484	439	435	441	436	2,235	7	25	43	60	76	210
東京電力PG	785	774	760	746	752	3,816	30	106	181	258	337	912
中部電力PG	532	523	543	559	565	2,722	6	24	43	63	83	220
北陸電力送配電	154	146	143	142	141	726	2	7	11	16	20	56
関西電力送配電	711	692	729	760	714	3,607	5	19	34	49	65	173
中国電力NW	420	415	415	416	429	2,095	5	17	29	41	53	144
四国電力送配電	185	182	175	172	172	887	1	5	9	13	17	46
九州電力送配電	422	417	397	377	373	1,986	6	21	37	52	68	184
沖縄電力	43	42	42	42	42	210	1	4	7	9	12	33
10社合計	3,950	3,838	3,853	3,883	3,854	19,379	66	237	407	579	754	2,042

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ③配電系統 – 算定概要 (竣工額) –

- CAPEX (配電系統) の過去実績及び規制期間の竣工額 (5年合計) は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少	拡充投資 (竣工額)		更新投資 (竣工額)		合計 (竣工額)	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	635	622	1,032	1,105	1,667	1,726
東北電力NW	1,769	1,408	2,640	2,840	4,410	4,248
東京電力PG	4,366	5,208	4,897	5,403	9,263	10,610
中部電力PG	1,996	2,253	2,547	2,479	4,543	4,732
北陸電力送配電	419	398	648	668	1,067	1,066
関西電力送配電	1,310	1,466	2,980	3,314	4,290	4,780
中国電力NW	891	1,072	1,745	2,152	2,636	3,224
四国電力送配電	320	353	839	915	1,160	1,269
九州電力送配電	1,839	1,753	1,772	1,892	3,612	3,645
沖縄電力	273	248	230	257	503	505
10社合計	13,820	14,780	19,331	21,024	33,151	35,804

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ③配電系統 – 算定概要 (主要設備別、投資量) –

- CAPEX配電系統の投資量の過去実績及び規制期間の見通し (5年合計) は以下のとおりである。

	需要電源対応 (千個)		コン柱 (本)		高圧線 (km)		低圧線 (km)		柱上変圧器 (台)		地中ケーブル (km)	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	440	444	18,537	24,656	1,830	7,672	314	495	39,648	14,334	107	55
東北電力NW	1,188	934	61,026	95,660	6,161	5,875	5,482	4,370	28,666	5,370	392	360
東京電力PG	3,215	2,873	52,252	67,472	2,328	4,897	481	2,497	231,737	127,324	154	183
中部電力PG	1,952	1,706	9,629	13,215	32,365	30,547	1,286	1,146	116,155	4,220	183	102
北陸電力送配電	226	186	8,277	11,779	6,579	6,964	1,628	2,046	12,639	10,220	154	118
関西電力送配電	1,380	1,245	16,169	26,671	5,650	16,080	3,122	7,307	203,332	11,065	411	365
中国電力NW	721	721	46,019	68,810	1,403	10,000	281	3,245	18,734	24,150	80	118
四国電力送配電	364	321	16,099	41,412	4,711	5,852	524	668	63,120	13,733	8	67
九州電力送配電	1,117	1,105	3,813	15,755	1,532	2,256	411	443	40,394	53,493	24	37
沖縄電力	150	154	2,697	4,250	82	50	27	25	2,708	3,000	4	5
10社合計	10,754	9,688	234,518	369,680	62,642	90,192	13,555	22,243	757,133	266,909	1,516	1,409
10社平均	1,075	969	23,452	36,968	6,264	9,019	1,355	2,224	75,713	26,691	152	141

(出典) 各社の提出データより事務局作成、記載の単位の小数点以下を四捨五入

(1) 概要 ③配電系統 – 具体的検証事項 (投資量) –

- CAPEX (配電系統) における投資量に対して、以下の事項について検証を行った。

投資量に対する施工力の妥当性について

- 過去の施工実績や将来の施工力の見通し及び施工の効率化計画と照らし合わせて、実現可能な投資計画になっていることを検証。

投資量の妥当性について

- 投資の計画にあたっては、工事目的ごとに必要な拡充及び保全に向けた投資が確保されていることを設備投資説明書により検証。

設備投資説明書の検証について

- 工事目的ごとに各社の配電設備形成ルールや過去実績、将来の需要及び電源の動向等に基づき、合理的な説明がなされていることを検証。
- 拡充投資の場合、再エネ拡充やレジリエンス強化の観点も踏まえ、将来の需要及び電源の動向等に基づいて拡充の要否及び投資量が計画されていることを検証。
- 更新投資の場合、主要設備は、高経年化設備更新ガイドラインとの整合性が取られていることを検証。その上で、リスク量が必ずしも大きくないにも関わらず更新投資が計画されている場合、その必要性及び時期の妥当性を検証。

(1) 概要 ③配電系統 – 具体的検証事項 (単価) –

- CAPEX (配電系統) の単価における統計手法等を用いた10社比較について、以下の事項について検証を行った。

各社の過去実績を用いた推計費用の適切な算出について

- 審査要領に規定された統計手法 (重回帰分析) 及び推計式の考え方に則り、全社の効率性を反映した推計費用を適切に算出する。

各社の過去実績を用いた中央値の適切な算出について

- 重回帰分析の結果、決定係数が低いものについては、中央値を適切に算出する。

トップランナー的補正及び過去実績反映の適切な実施について

- 適切に算出された推計費用又は中央値と、一般送配電事業者の参照期間における実績 (2017年度～2021年度) について、審査要領で規定された算出式の考え方に則り、各一般送配電事業者の効率性スコアを適切に算出し、当該効率性スコアを用いてトップランナー的補正 (上位3位) を行うとともに、第一規制期間においては、参照期間における実績も70%反映させる。

(1) 概要 ④無電柱化 – 算定概要 –

- CAPEX（無電柱化）の規制期間の投資量及び投資額の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円)	共同溝方式			単独地中化			合計		
	距離km	投資額計	単価	距離km	投資額計	単価	距離km	投資額計	単価
北海道電力NW	53	75	1.4	10	43	4.3	63	117	1.9
東北電力NW	73	111	1.5	24	39	1.6	97	150	1.5
東京電力PG	822	1,514	1.8	60	107	1.8	882	1,621	1.8
中部電力PG	305	369	1.2	28	110	3.9	334	479	1.4
北陸電力送配電	37	43	1.2	6	22	3.7	43	65	1.5
関西電力送配電	166	133	0.8	28	73	2.6	194	206	1.1
中国電力NW	59	76	1.3	14	59	4.1	74	135	1.8
四国電力送配電	37	31	0.8	7	19	2.8	44	50	1.1
九州電力送配電	110	152	1.4	21	92	4.4	131	244	1.9
沖縄電力	27	33	1.2	2	7	3.9	29	40	1.4
10社合計	1,690	2,537	1.5	200	571	2.8	1,891	3,107	1.6

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ⑤その他投資 – 算定概要 –

- CAPEX（その他投資）の過去実績及び規制期間の竣工額の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少	通信工事		システム開発		建物関連工事		その他※		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	30	55	40	42	48	84	85	50	202	231
東北電力NW	428	401	645	432	203	234	373	314	1,649	1,380
東京電力PG	325	513	612	1,557	411	657	243	117	1,590	2,845
中部電力PG	321	343	394	845	170	386	196	219	1,082	1,794
北陸電力送配電	90	106	113	98	28	9	112	84	343	296
関西電力送配電	79	75	273	559	125	166	292	198	768	998
中国電力NW	103	105	33	52	60	171	66	61	264	389
四国電力送配電	88	140	—	—	14	27	29	33	130	200
九州電力送配電	383	368	162	406	16	48	185	240	747	1,062
沖縄電力	14	17	16	1	35	29	53	27	118	74
10社合計	1,862	2,122	2,288	3,991	1,109	1,809	1,634	1,346	6,893	9,268

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 系統・給電設備工事、備品、リース資産、用地権利設定等を含む。

(1) 概要 ④無電柱化、⑤その他投資、⑥その他設備 – 検証項目 –

- CAPEX（無電柱化、その他設備、その他投資）では、以下の事項について検証を行った。

CAPEX（無電柱化）

- 投資量は、国交省の無電柱化推進計画と整合していることを検証。
- 共同溝方式の単価は、過去実績等による単価を使用していることを確認。なお単独地中化方式の単価は、過去実績がないことから、共同溝方式の一送負担率から逆算した推定値の合理性を検証。

CAPEX（その他設備）

- その他設備に適用する各社の査定率（CAPEXの主要設備におけるトップランナー的査定に、過去実績を一部反映）は主要設備の検証結果に基づき適切に計算を行う。
- 査定率の適用にあたっては、送電・変電・配電ごとに計算した査定率を使用するか、一律の査定率を使用するかについて検証。
- 査定結果を上回る投資額が発生する見込みである場合、事業者からの個別説明は合理的なものかどうか確認。

CAPEX（その他投資）

- 投資案件リストより、投資額が大きい案件や投資理由が不明確な案件について、追加の個別説明資料を求め工事目的の妥当性、工事費用の内訳の算定根拠の妥当性（投資量と単価に区分可能な場合には、過去の類似工事との単価比較等）、調達プロセスの適切性（競争発注等の費用低減の取組の有無等）を確認。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
－（1）概要	・・・・・・P133
－（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・・・・P153
－（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・・・・P176
－（4）無電柱化	・・・・・・P231
－（5）その他設備	・・・・・・P244
－（6）その他投資	・・・・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 投資量等 ①各社の施工力確保の考え方 – 概要 – 1 / 2

- 各社の投資量に対する施工力確保の考え方について各社に確認したところ、各社とも、第1規制期間における投資量に対する施工力は確保しているとの説明であった。
- 施工力確保の考え方は、厳密には各社ごとに異なるものの、概ね以下の3パターンに整理可能。
 - ・主に、過去の投資量（基、km等）より施工可能な投資量を推定し、規制期間の投資量をその範囲に概ね収めるか、あるいは必要な対策を検討
⇒中部、沖縄
 - ・主に、投資量以外の指標（電工人員数、過去の請負工事費等）で施工力を想定して施工力確保を確認
⇒東北、東京、北陸、中国、九州
 - ・主に、工事会社へ中長期的な投資量を提示した上でヒアリングなどにより施工力確保を確認
⇒北海道、関西、四国
- 他方で、事務局において、検証対象とした主要9品目について、参照期間と第1規制期間の各年度における最大過去実績と将来計画の投資量（基、km等）を確認したところ、次頁のとおり、各社とも、最大過去実績を超えて将来計画を策定している品目が多数存在した。
- このため、最大過去実績を超えて将来計画を策定している品目を中心に、各社から投資量に対する施工力確保の考え方について聴取した。

(2) 投資量等 ①各社の施工力確保の考え方 – 概要 – 2 / 2

- 主要9品目について、参照期間と第1規制期間の各年度における各社の最大過去実績と将来計画の投資量を確認した結果は下表のとおり。(○：最大過去実績の範囲内、－：最大過去実績の範囲外)

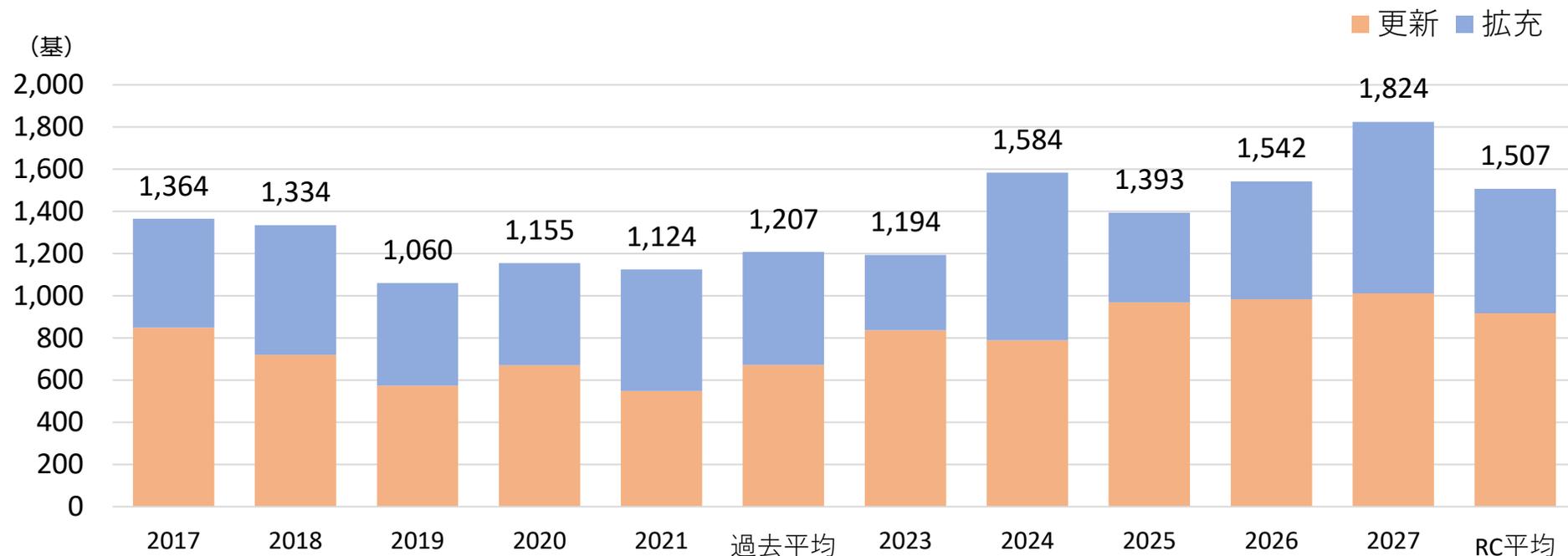
	鉄塔	送電線	地中送電ケーブル	変圧器	遮断器	コンクリート柱	配電線	地中配電ケーブル	柱上変圧器
北海道	○	－	－	－	○	－	－	－	○
東北	－	－	－	－	○	－	○	○	○
東京	－	－	－	○	－	○	－	－	○
中部	－	－	○	－	○	○	○	○	○
北陸	－	○	－	○	○	－	○	○	○
関西	－	－	－	○	○	－	－	○	○
中国	○	－	○	－	○	○	－	－	○
四国	－	○	－	○	○	－	○	－	○
九州	－	－	－	○	○	○	○	○	○
沖縄	○	○	○	－	－	○	○	○	○

(2) 投資量等 ①各社の施工力確保の考え方 – 各社概要 –

- 各社の投資量に対する施工力確保の考え方は以下のとおり。

北海道	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要9品目とも、<u>過去実績の投資量（基、km、台、本など）</u>と<u>工事会社に対して将来の体制（施工力）見通しをヒアリングし、施工力確保を確認。</u>
東北	<ul style="list-style-type: none"> ● 鉄塔・架空送電線は、<u>電工人員数</u>で施工力を想定 ● 地中送電ケーブルは、<u>施工会社に対して将来の工事計画を開示することにより施工力を確保。</u> ● 変圧器・遮断器は、<u>過去の請負工事費</u>で施工力を想定。 ● コンクリート柱・配電線・柱上変圧器は、<u>電工人員数</u>で施工力を想定。 ● 地中送配電ケーブルは、<u>投資量（km）</u>で施工力を想定。
東京	<ul style="list-style-type: none"> ● 送変設備は主要5品目別に以下の計算式で施工力を想定。 <u>作業員数（人）×稼働日（日）÷1設備あたりの必要人日（人日/設備）</u> ● 配電設備は以下の計算式で施工力を想定。 <u>作業員数（人）×稼働日（日）×1日あたりの施工量（工量/人日）</u>
中部	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要9品目とも、<u>過去実績の投資量（基、km、台、本など）</u>で施工力を想定。
北陸	<ul style="list-style-type: none"> ● 将来の工事量を工事会社に提示して、現状の施工力や将来見通し（工事従事者の確保・定着に向けた取組み状況など）について意見交換し、施工力の実態を把握している。 ● 将来計画に必要な施工力は、過去の工事実績から想定。 ➢ 送電は、<u>鉄塔・電線工事の延べ人日（工事量換算）</u>、変電は、<u>電気土木・配電盤工事の工事件数</u>、配電は、<u>工事全体の延べ人日（工事量換算）</u>により施工力を想定。
関西	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要9品目とも、<u>協力会社等に対して将来的な投資量を開示することなどにより施工力を確保。</u>業界団体においても必要な作業員の人員調査等、必要な調査を継続実施。
中国	<ul style="list-style-type: none"> ● 送変電設備、および配電設備のうちコンクリート柱・配電線・柱上変圧器は、<u>投資額</u>で施工力を想定。 ● 配電設備のうち地中配電ケーブルは、<u>投資量（km）</u>で施工力を想定。
四国	<ul style="list-style-type: none"> ● 9品目とも、<u>地場業者・メーカーに対して中長期投資量を提示することなどにより施工力を確保。</u>
九州	<ul style="list-style-type: none"> ● 鉄塔・送電線は、<u>過去実績の工事量（基・km）</u>で施工力を想定。 ● 地中送電ケーブルは、<u>地元施工会社による接続班構築の調整結果などにより施工力を想定。</u> ● 変圧器・遮断器は、<u>過去実績の工事量（台）</u>で施工力を想定。 ● コンクリート柱・高圧線・低圧線・柱上変圧器は、<u>工事費（億円）</u>で施工力を想定。 ● 地中配電ケーブルは、<u>作業班あたりの施工力（km/班）と班数</u>で施工力を想定。
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要9品目とも、<u>過去実績の投資量（基、km、台、本など）</u>で施工力を想定

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量 (10社合計) - 鉄塔 -



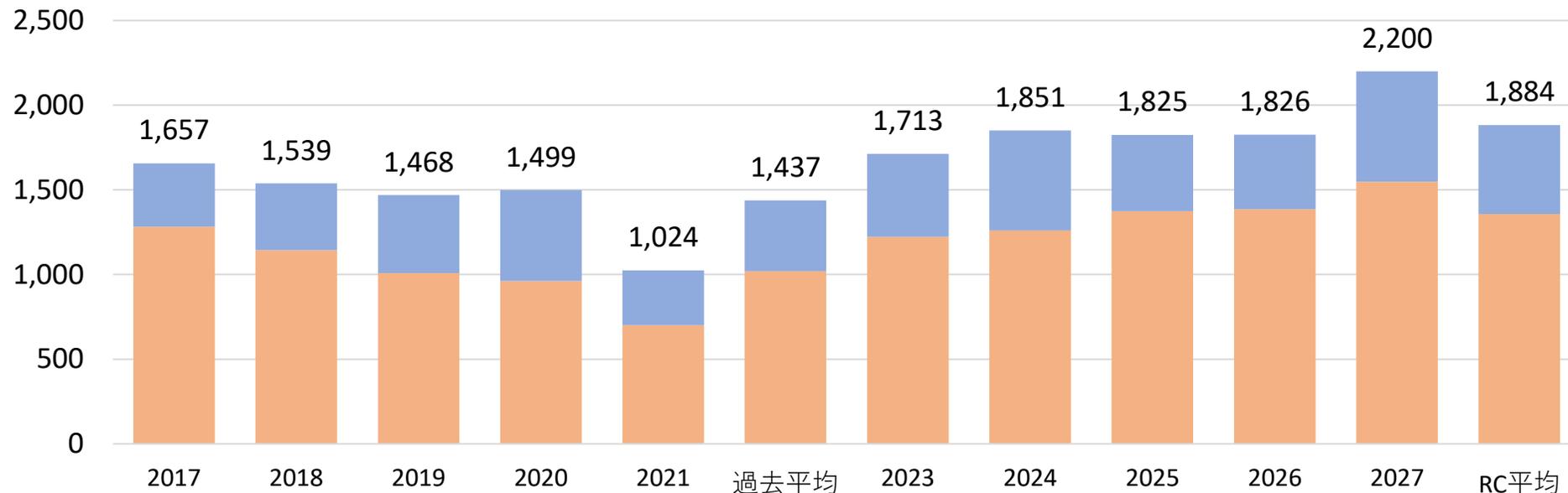
(基)

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	連系線・基幹系統	130	284	24	41	11	98	70	22	108	29	340	114
	□-カル系統	385	330	463	443	564	437	288	774	317	529	473	476
更新	連系線・基幹系統	148	143	74	86	30	96	154	117	100	87	143	120
	□-カル系統	701	577	499	585	519	576	682	671	868	897	868	797

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量 (10社合計) —送電線—

km (回線延長)

■更新 ■拡充



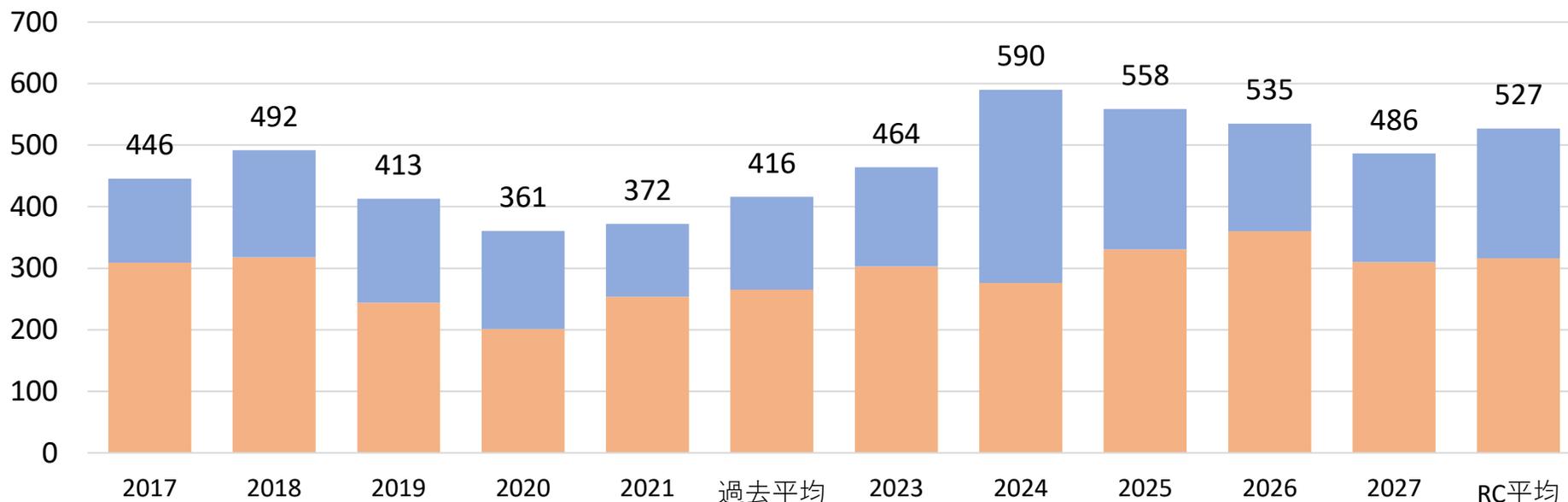
km (回線延長)

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	連系線・基幹系統	101	107	37	45	16	61	102	19	134	54	405	143
	□-カル系統	274	288	422	491	309	357	387	572	318	386	248	382
更新	連系線・基幹系統	245	236	212	158	123	195	267	304	317	321	450	332
	□-カル系統	1,037	908	797	804	577	825	956	957	1,056	1,065	1,097	1,026

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） – 地中送電ケーブル –

km（回線延長）

更新 拡充



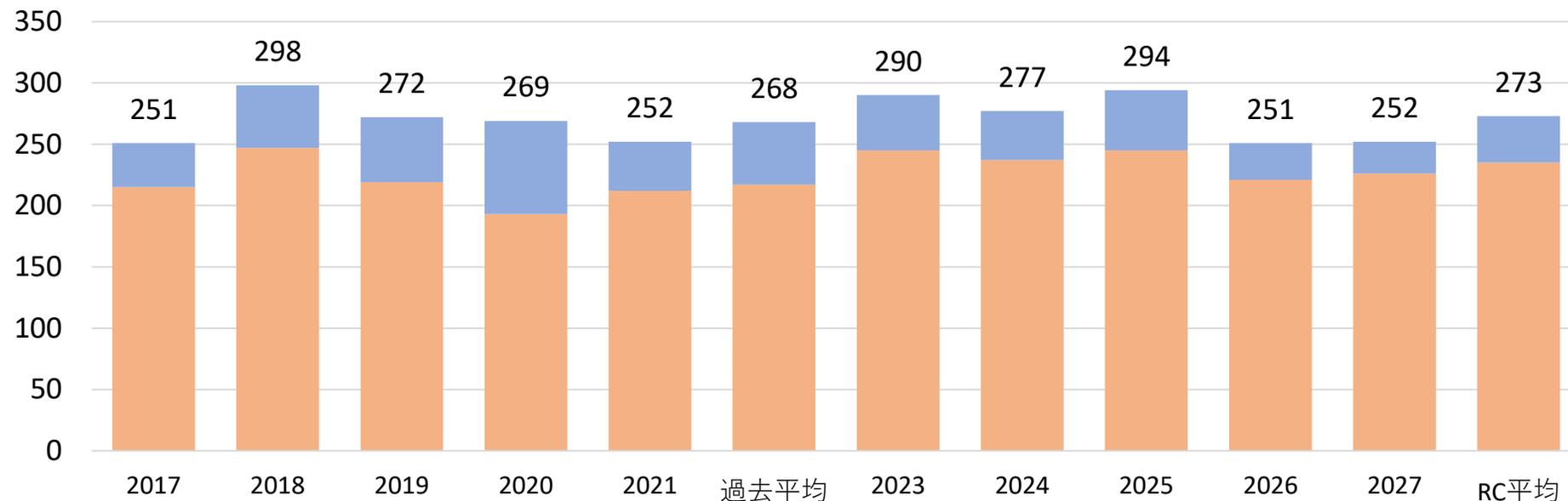
km（回線延長）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	連系線・基幹系統	20	24	-	-	-	9	-	23	19	12	30	17
	ローカル系統	116	149	169	159	118	142	161	291	209	163	146	194
更新	連系線・基幹系統	10	13	19	7	24	15	11	-	52	39	45	29
	ローカル系統	299	305	225	194	230	250	292	276	279	321	265	286

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） －変圧器－

(台)

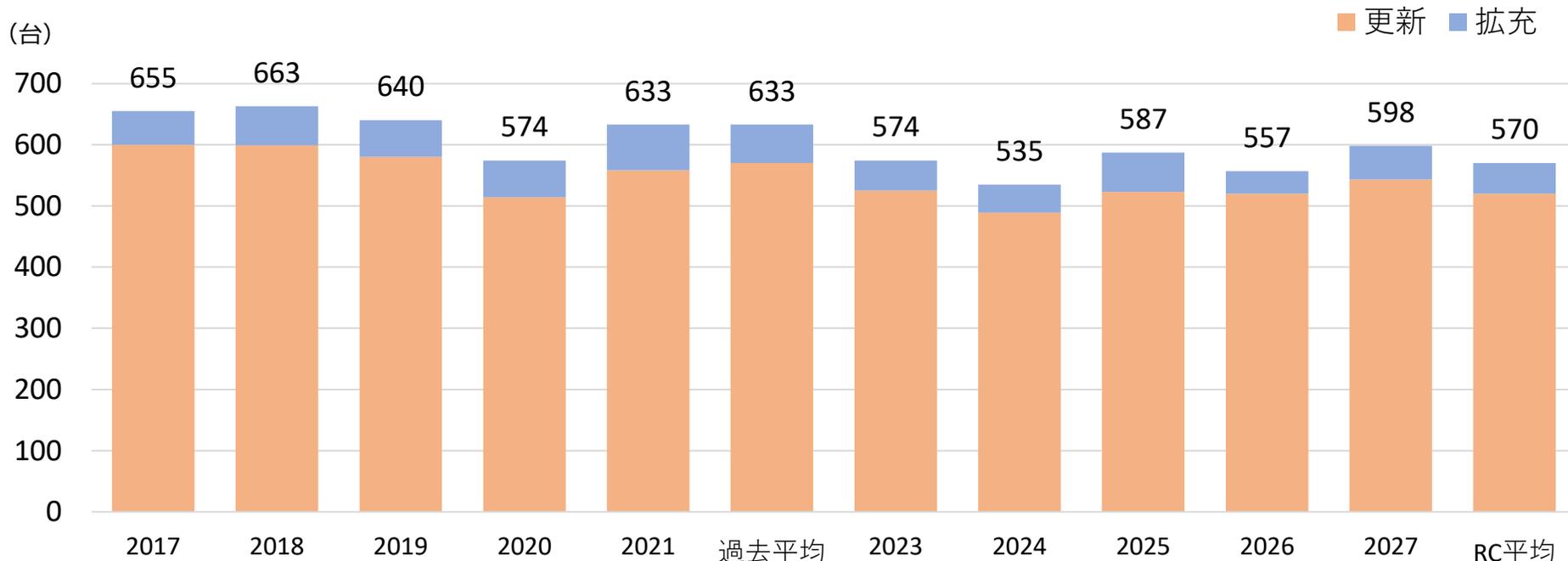
■更新 ■拡充



(台)

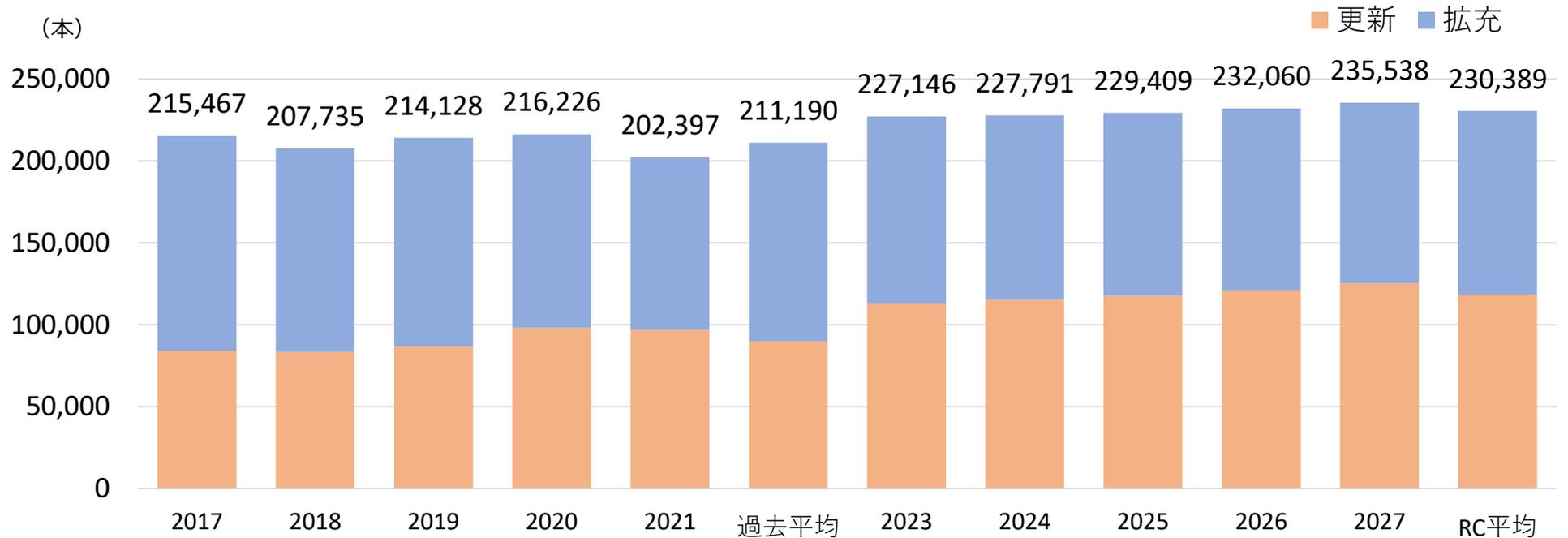
		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	連系線・基幹系統	3	3	6	7	6	5	6	6	8	11	6	7
	□-カル系統	33	48	47	69	34	46	39	34	41	19	20	31
更新	連系線・基幹系統	6	11	12	12	15	11	15	24	12	23	17	18
	□-カル系統	209	236	207	181	197	206	230	213	233	198	209	217

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） —遮断器—



		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	連系線・基幹系統	1	2	9	6	11	6	3	11	4	4	9	6
	ローカル系統	54	62	51	54	64	57	46	35	60	33	46	44
更新	連系線・基幹系統	38	35	32	25	33	33	43	19	31	28	39	32
	ローカル系統	562	564	548	489	525	538	482	470	492	492	504	488

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） -コンクリート柱-

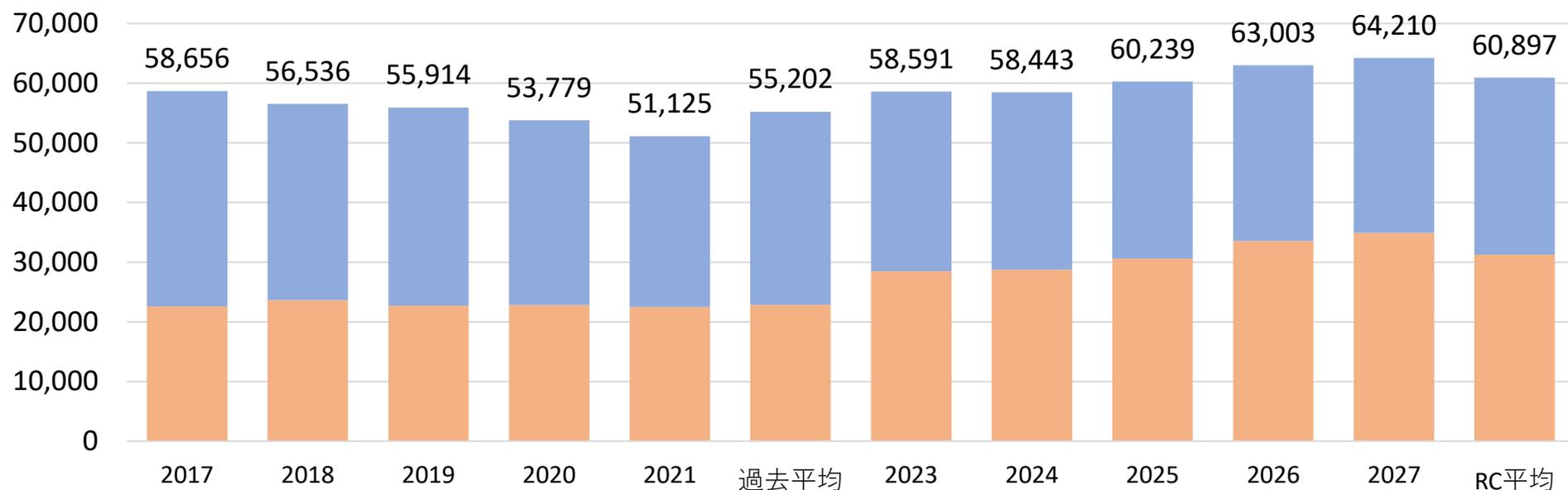


(本)

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	131,417	124,326	127,540	118,077	105,541	121,380	114,367	112,578	111,650	110,983	110,167	111,949
更新	84,050	83,409	86,588	98,149	96,856	89,810	112,779	115,213	117,759	121,077	125,371	118,440

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） — 配電線 —

km（電線延長）



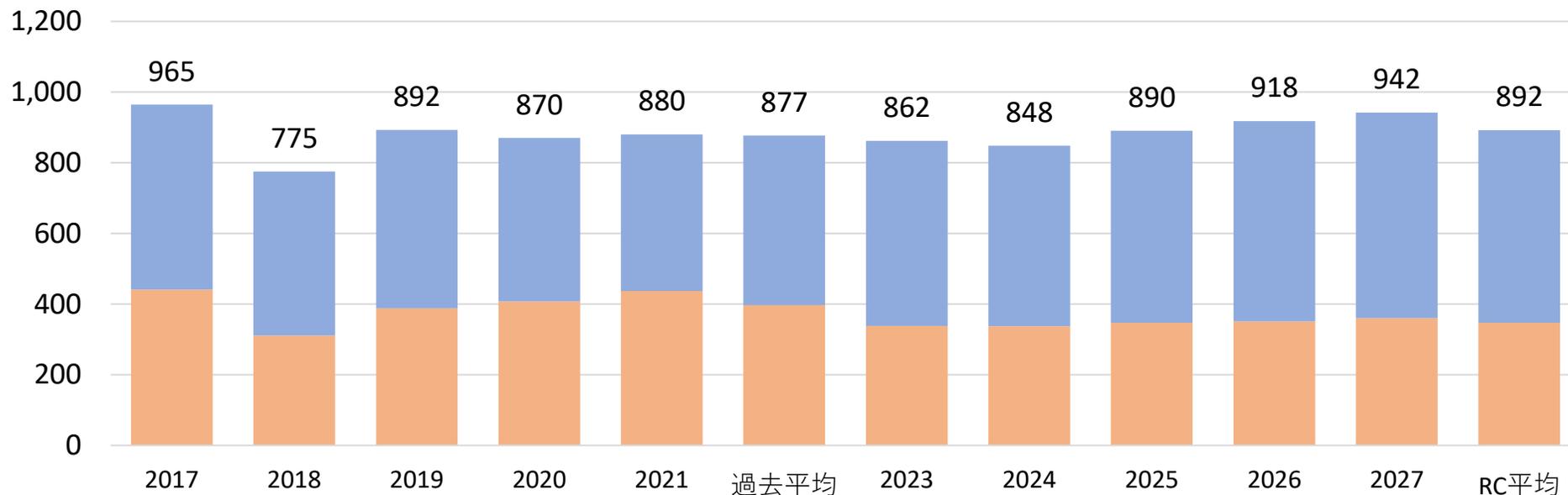
km（電線延長）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	36,073	32,875	33,216	30,988	28,637	32,358	30,096	29,710	29,625	29,452	29,310	29,639
更新	22,584	23,661	22,698	22,792	22,488	22,844	28,495	28,733	30,614	33,552	34,900	31,259

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量（10社合計） – 地中配電ケーブル –

km（回線延長）

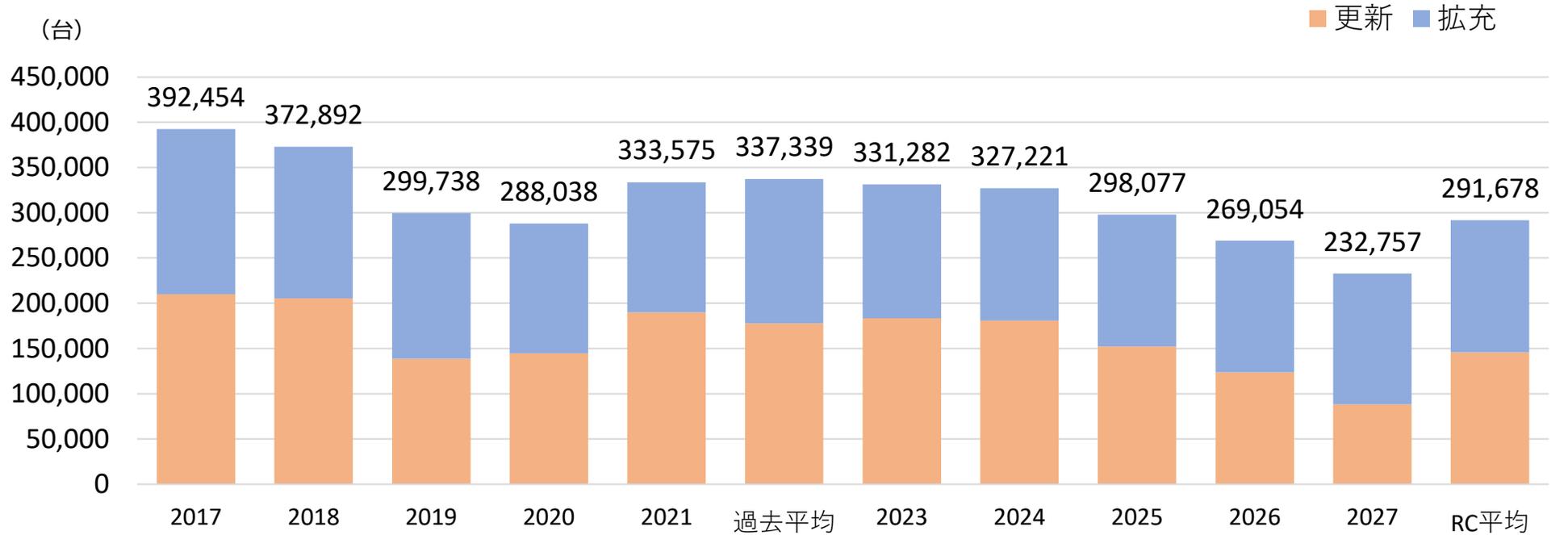
■更新 ■拡充



km（回線延長）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	524	464	504	463	443	480	523	511	543	567	582	545
更新	441	311	388	407	437	397	338	338	347	351	360	347

(2) 投資量等 ②主要設備の投資量 (10社合計) - 柱上変圧器 -



	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	過去平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	RC平均
拡充	182,616	167,418	161,186	143,518	143,731	159,694	147,781	146,533	145,915	145,441	144,564	146,047
更新	209,838	205,473	138,552	144,520	189,844	177,645	183,501	180,688	152,162	123,613	88,193	145,631

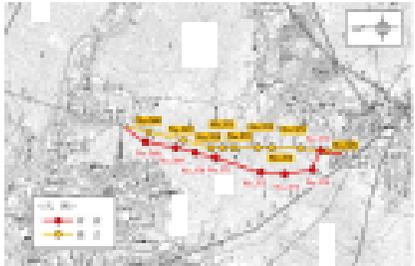
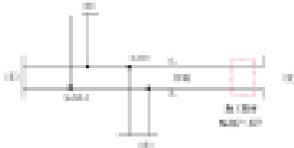
(2) 投資量等 ③主要工事件名説明書 – 概要 –

- CAPEX（連系線・基幹系統、ローカル系統）の投資量及び投資額の検証を行うに当たっては、各社から合計約7,000枚に及ぶ主要工事件名説明書の提出があり、延べ約7,100時間を費やして検証を行った。

主要工事件名説明書 (概要)

項目	内容																						
1. 概要	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>項目</th> <th>内容</th> </tr> <tr> <td>1.1</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.2</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.3</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.4</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.5</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.6</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.7</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.8</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.9</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>1.10</td> <td>...</td> </tr> </table>	項目	内容	1.1	...	1.2	...	1.3	...	1.4	...	1.5	...	1.6	...	1.7	...	1.8	...	1.9	...	1.10	...
項目	内容																						
1.1	...																						
1.2	...																						
1.3	...																						
1.4	...																						
1.5	...																						
1.6	...																						
1.7	...																						
1.8	...																						
1.9	...																						
1.10	...																						

2. 詳細	...																																				
3. 仕様		項目	内容		------	-----		3.1	...		3.2	...		3.3	...		3.4	...		3.5	...		3.6	...		3.7	...		3.8	...		3.9	...		3.10	...	
4. 補足		項目	内容		------	-----		4.1	...		4.2	...		4.3	...		4.4	...		4.5	...		4.6	...		4.7	...		4.8	...		4.9	...		4.10	...	

項目	内容
5.1	...
5.2	...
5.3	...
5.4	...
5.5	...
5.6	...
5.7	...
5.8	...
5.9	...
5.10	...

項目	内容
6.1	...
6.2	...
6.3	...
6.4	...
6.5	...
6.6	...
6.7	...
6.8	...
6.9	...
6.10	...

項目	内容
7.1	...
7.2	...
7.3	...
7.4	...
7.5	...
7.6	...
7.7	...
7.8	...
7.9	...
7.10	...

(2) 投資量等 ③主要工事件名説明書 – 検証内容 – 1 / 2

- 主要工事件名説明書の検証内容・主な確認ポイントについては以下のとおり。

	検証項目	主な確認ポイント
投資 目的	工事理由	<ul style="list-style-type: none"> ・工事種別（拡充投資または更新投資）が適切か。 ・工事理由（需要対策（接続申込、系統増強）、高経年化対策（高故障確率、災害対策、工事効率化）、災害復旧など）が用意された選択肢から適切に選ばれているか。
	工事件名	<ul style="list-style-type: none"> ・工事内容が簡潔に理解できる件名であるか。 ・件名に「ほか」、「等」が書かれている案件は、複数の工事が含まれているケースがあるため、個別工事が適切にグルーピングされているかを確認する。（例：鉄塔の建替と電線の張替等）
	工事概要	<ul style="list-style-type: none"> ・工事理由が詳細かつ適切か、選択した工事種別や工事理由と一致した内容であるか。 ・説明図（工事対象が分かる平面図や断面図、需要動向、想定潮流、費用便益評価等）を必要に応じて、参考資料として添付して工事の全体像が分かる記述であるか。
投資 時期	工期	<ul style="list-style-type: none"> ・運転開始日（送電可能な時期）が、第1規制期間（2023年度から2027年度）であるか。 ・工事竣工が運転開始日と大きく乖離する場合には、理由が記載されているか。
	総工事費	<ul style="list-style-type: none"> ・他の同種工事や過去実績と比べて、大きく乖離する場合は、理由を確認する。 ・他の同種工事や過去実績と比べて、工事費及び物品費のバランスが大きく異なる場合は、理由を確認する。 ・第1規制期間以外（2028年度以降）に多額の支出が予定されている場合は、理由を確認する。
	工事概要	<ul style="list-style-type: none"> ・広域機関がまとめたマスタープランや広域系統整備計画と照らして、必要な時期に投資されているか。 ・その他必要な情報（需要に沿った連系の容量や希望日、系統増強が必要な時期 等）が適切であるか。
	工事計画	<ul style="list-style-type: none"> ・他の同種工事や過去実績と比べて、添付された工事工程表に書かれた各工事の工期期間が適切であるか。

(2) 投資量等 ③主要工事件名説明書 – 検証内容 – 2 / 2

- 主要工事件名説明書の検証内容・主な確認ポイントについては以下のとおり。

	検証項目	主な確認ポイント
投資量	工事概要	<ul style="list-style-type: none"> ・広域機関が取りまとめたマスタープランや広域系統整備計画と整合が取れているか。 ・他の同種工事や過去実績と比べて乖離がないか。大きく乖離する場合は、理由を確認する。 ・高経年化対策の場合、リスク量算定に関して必要な内容が適切か。 ・需要対策・電源対応の場合、連系の容量等が適切か。 ・系統増強の場合、増強内容（対象設備、増強容量、設備形成ルールとの整合性）などが適切か。
	工事情報	<ul style="list-style-type: none"> ・工事概要や説明図と整合が取れた内容か。 ・他の同種工事や既設設備等と比べて概ね整合的な内容か。
投資額	総工事費	<ul style="list-style-type: none"> ・工事費・物品費のバランスが同種工事や過去実績と比べて概ね妥当か。 ・付帯工事がある場合、主たる工事内容との関連性や費用の比率が概ね妥当か。
	工事費内訳	<ul style="list-style-type: none"> ・主要設備ごとの費用や工事費・物品費のバランスが同種工事と比べて概ね妥当か。 ・関連除却費などがある場合、費用が概ね妥当か。
	環境情報・設備情報	<ul style="list-style-type: none"> ・工事費や物品費が高額な場合、その理由が妥当か。 ・標準的なものより高額な場合、価格差の要因や期待される効果等が妥当か。
	契約状況	<ul style="list-style-type: none"> ・特命発注がある場合、その必要性や費用水準が妥当か。 ・調達の効率化策が十分に講じられているか。
	工事単価	<ul style="list-style-type: none"> ・同種工事と比べて単価水準が高い場合、工事概要欄や環境情報・設備情報欄にある理由が妥当か。

(2) 投資量等 ③主要工事件名説明書 – 検証結果 –

- 主要工事件名説明書をもとに必要な検証を実施した結果、投資量については各社概ね妥当であったが、一部で投資量の過剰または不足しているものも見受けられた。
- 投資額について、連系線・基幹系統では10社合計で約30億円の減額となった。また、ローカル系統では統計査定前の数値ではあるが、10社合計で約140億円の減額となった。
- また、下記の指摘内容については、追加の説明、資料提出を求め、投資目的等の確認を行った。
 - ✓ 工事理由が適切に選択されていない。(例：「電源対応（系統増強）」→「廃型対応」)
 - ✓ 工期（費用発生時期、運開時期、竣工時期）が適切に記載されていない。
 - ✓ 工事概要が具体的に記載されていない。
 - ✓ 高経年化対策の確認に必要なリスク量（リスクマトリックス表）が記載されていない。
 - ✓ 工事概要と工事理由、工事工程表、説明図が整合していない。
 - ✓ 総工事費（年度別支出）と工事工程表が整合していない。
 - ✓ 工事情報が適切に記載されていない。(例：「鉄塔基数」、「回線延長」、「電線断面積」)
 - ✓ 工事費の内訳が適切な区分に記載されていない。(例：「工事費」→「物品費」)

等

(2) 投資量等 ④コスト等検証小委員会の対象件名

- 広域機関のコスト等検証小委員会（以下「コスト等小委」という。）のカバー対象工事について、規制期間における投資額は以下の表のとおり。
- これら対象工事については、コスト等小委における検証結果を確認のうえ、事務局においても、類似プロジェクトや過去実績との比較などの必要な情報の提出を求め、査定の観点から検証を行った。
- 検証した結果、東北東京間連系線（東北電力NW分）については、コスト等小委で検証された投資額から一部見直し（37億円増）のうえ提出していた。他社の対象工事においては、資材単価等が上昇している状況の中でも様々な取組でコスト削減を行うなど、コスト等小委で検証された投資額と同額で提出してきている。このため、コスト等小委で検証されていない東北電力NWの増分は認めないこととする。

	広域系統整備計画	主な工事	規制期間計 (投資額)
北海道電力NW	北海道本州間連系設備	北斗今別変換所交直変換設備30万kW増設、北斗今別直流幹線増設	395億円
		第16回料金制度専門会合資料4 一部修正	
東北電力NW	東北東京間連系線	宮城丸森幹線新設、丸森いわき幹線新設	1,483億円
	北海道本州間連系設備	今別幹線増強	19億円
東京電力PG	東京中部間連系設備	275kV東清水線新設、新富士変電所500/154kV変圧器増設	146億円
	東北東京間連系線	福島幹線山線鉄塔建替	18億円
中部電力PG	東京中部間連系設備	東清水変電所FC増強、静岡変電所変圧器増設、東栄変電所変圧器増強・増設	263億円

(2) 投資量等 ⑤特命契約の投資額（連系線・基幹系統） – 概要 –

- 第1規制期間中における連系線・基幹系統の投資額と特命契約額を確認したところ、以下の表のとおり。
- 中部電力P Gの特命契約の割合が高いことから、その内容を確認したところ、施工力を確保するために、大型の送電工事において、詳細仕様確定前の早期に特定の事業者の内示(予告)を行う特命契約が行われていた。
- 同社では、2018年度以前、予告に必要な精度の高い概略仕様作成が困難であることなどから、早期予告を実施する手法での競争入札ができていなかった。しかし、競争発注比率を改善するべく、他の一般送配電事業者への個別調査等を行うことで、精度の高い概略仕様にて競争入札を実施する手法を確立し、2019年度以降は、大型の送電工事も競争入札を実施していることを確認した。

(単位：億円、%)	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合
2023年度	28	1.0	3.4	162	5.7	3.5	402	57.2	14.2	41	15.5	38.3	42	2.3	5.4
2024年度	47	2.4	5.1	120	1.9	1.5	1,416	45.3	3.2	296	32.8	11.1	24	0.5	2.0
2025年度	30	1.4	4.8	248	15.8	6.4	809	28.7	3.5	496	124.8	25.2	21	0.2	1.1
2026年度	38	0.5	1.2	226	8.8	3.9	889	18.8	2.1	269	19.7	7.3	46	3.5	7.5
2027年度	42	1.2	2.9	1,292	15.5	1.2	993	66.6	6.7	718	59.6	8.3	24	-	-
合計	187	6.6	3.5	2,048	47.6	2.3	4,510	216.5	4.8	1,820	252.5	13.9	158	6.5	4.1
(単位：億円、%)	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合
2023年度	440	0.6	0.1	39	1.4	3.6	42	2.1	4.9	321	0.9	0.3	13	0.7	5.7
2024年度	249	4.0	1.6	63	0.4	0.6	68	3.0	4.4	244	0.9	0.4	47	-	-
2025年度	227	0.9	0.4	34	0.4	1.1	67	1.1	1.6	537	1.7	0.3	19	-	-
2026年度	147	1.1	0.7	73	0.3	0.4	35	0.3	0.9	284	0.9	0.3	9	-	-
2027年度	363	1.6	0.4	104	3.4	3.2	52	0.3	0.5	441	-	-	10	-	-
合計	1,426	8.2	0.6	313	5.8	1.9	264	6.7	2.5	1,827	4.4	0.2	98	0.7	0.7

※投資総額：竣工ベース、単位未満四捨五入 特命契約・割合：小数点第2位四捨五入

(2) 投資量等 ⑤特命契約の投資額（連系線・基幹系統） – 中部電力PG –

- 中部電力PGから説明のあった、施工力を確保するための内示（予告）を行う特命契約に加え、特殊要因による特命契約を除いた検証^(注)について、改めて整理した検証結果は以下の表のとおり。
- なお、中部電力PG以外においては、上記のような特殊要因による特命契約がないことを確認した。

(注) 投資総額・特命契約の金額から内示（予告）及び特殊要因の金額を控除

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合
2023年度	28	1.0	3.4	162	5.7	3.5	402	57.2	14.2	31	5.5	18.1	42	2.3	5.4
2024年度	47	2.4	5.1	120	1.9	1.5	1,416	45.3	3.2	286	22.7	7.9	24	0.5	2.0
2025年度	30	1.4	4.8	248	15.8	6.4	809	28.7	3.5	391	20.1	5.1	21	0.2	1.1
2026年度	38	0.5	1.2	226	8.8	3.9	889	18.8	2.1	269	19.7	7.3	46	3.5	7.5
2027年度	42	1.2	2.9	1,292	15.5	1.2	993	66.6	6.7	683	24.5	3.6	24	-	-
合計	187	6.6	3.5	2,048	47.6	2.3	4,510	216.5	4.8	1,660	92.6	5.6	158	6.5	4.1
	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合	投資総額	特命契約	割合
2023年度	440	0.6	0.1	39	1.4	3.6	42	2.1	4.9	321	0.9	0.3	13	0.7	5.7
2024年度	249	4.0	1.6	63	0.4	0.6	68	3.0	4.4	244	0.9	0.4	47	-	-
2025年度	227	0.9	0.4	34	0.4	1.1	67	1.1	1.6	537	1.7	0.3	19	-	-
2026年度	147	1.1	0.7	73	0.3	0.4	35	0.3	0.9	284	0.9	0.3	9	-	-
2027年度	363	1.6	0.4	104	3.4	3.2	52	0.3	0.5	441	-	-	10	-	-
合計	1,426	8.2	0.6	313	5.8	1.9	264	6.7	2.5	1,827	4.4	0.2	98	0.7	0.7

※投資総額：竣工ベース、単位未満四捨五入 特命契約・割合：小数点第2位四捨五入

(2) 投資量等 ⑥プッシュ型投資

- プッシュ型投資については、主要工事件名説明書を基に必要な検証を実施した上で、需要や再エネの動向を踏まえた設備合理化など適切にプッシュ型投資を導入する予定となっていることを確認した。
- プッシュ型投資を導入する予定は全部で4社で、工事概要についてはそれぞれ以下のとおりであった。
 - ✓ 空き容量の少ない設備に対して、電源ポテンシャルをベースに費用便益評価を実施し、便益が費用を上回る設備についてプッシュ型で系統増強を行う工事であった。（北海道）
 - ✓ 中部エリアの再エネ連系容量拡大を見越して、変圧器設備更新に合わせて増容量取替を行う工事であった。（中部）
 - ✓ 岡山県北西部エリア等において、今後導入が想定される再エネ電源を受け入れるために、220/66kV連系用変圧器を新設する工事など、社会的な便益が費用を上回る場合についてプッシュ型で系統増強を行う工事であった（中国）
 - ✓ 空き容量のない系統にN-1電制を適用し、更なる再エネ連系拡大（約60万kW）と既存系統の有効活用に取り組む工事であった。（九州）

(2) 投資量等 ⑦配電系統 – 需要・電源対応 –

- 需要・電源対応（計器設置個数）について各社の算定方法等を確認したところ、過去実績、将来の需要及び電源の動向等を踏まえて、投資量が算定されていることを確認した。

【需要・電源対応(計器設置個数)】

(単位：千台)

会社名	過去実績						申請値						申請値の算定方法（主に需要の算定方法）
	2017	2018	2019	2020	2021	過去計	2023	2024	2025	2026	2027	RC計	
北海道	90 -	92 (+2.9%)	86 (-7.1%)	89 (+3.4%)	84 (-5.1%)	440 (-6.2%)	85 -	84 (-1.6%)	84 (-0.4%)	96 (+14.3%)	96 (-0.1%)	444 (+11.9%)	過去実績をベースに工事物量（計器設置個数）を算定。
東北	272 -	262 (-3.6%)	249 (-4.9%)	214 (-14.1%)	192 (-10.2%)	1,188 (-29.2%)	201 -	194 (-3.8%)	186 (-3.8%)	179 (-3.8%)	173 (-3.8%)	934 (-14.3%)	足元の2ヵ年実績（2020-2021）を基に算定した平均数量を発射台とし、5ヵ年の平均減少率（2017-2021）▲3.8%を将来予測に織り込む想定。
東京	742 -	689 (-7.2%)	636 (-7.6%)	572 (-10.1%)	576 (+0.7%)	3,215 (-22.4%)	603 -	589 (-2.3%)	575 (-2.3%)	560 (-2.6%)	545 (-2.7%)	2,873 (-9.5%)	住宅着工統計（需要）、PV導入件数（電源）等の社外指標に基づき、将来動向（需要減）の予測値を算出。過去の工事実績を参考とし、将来予測値を基に将来工事物量を想定。
中部	455 -	445 (-2.2%)	407 (-8.5%)	292 (-28.4%)	353 (+21.0%)	1,952 (-22.5%)	347 -	343 (-1.0%)	341 (-0.7%)	338 (-0.7%)	337 (-0.4%)	1,706 (-2.8%)	過去の増加需要(kW)に対する工事物量の実績値の比率値を算定。将来の電気の新規申込み等による需要電力の年間増加分に当該比率を乗じて、将来の工事物量を算定し、計器設置個数を抽出。
北陸	53 -	47 (-10.3%)	46 (-3.7%)	40 (-12.2%)	40 (-1.2%)	226 (-25.1%)	39 -	37 (-3.5%)	37 (-0.8%)	37 (-0.8%)	36 (-1.1%)	186 (-6.1%)	新設住宅着工件数の将来動向が足元から微減傾向であることを踏まえ、足元の実績から微減傾向で推移すると想定。
関西	299 -	293 (-2.1%)	286 (-2.2%)	248 (-13.3%)	251 (+1.1%)	1,377 (-16.0%)	249 -	249 (+0.0%)	249 (+0.0%)	249 (+0.0%)	249 (+0.0%)	1,245 (+0.0%)	関西エリアの今後の人口見通し（人口の伸びが鈍化）から、第一規制期間の工事物量は過去最小実績（2020年度）相当が継続すると想定。これらを踏まえ、2020年度の実績物量を先行き物量とした。
中国	163 -	154 (-5.8%)	145 (-6.0%)	131 (-9.7%)	129 (-1.4%)	721 (-21.1%)	144 -	144 (+0.0%)	144 (+0.0%)	144 (+0.0%)	144 (+0.0%)	721 (+0.0%)	過去5年間（2017～2021年度）の計器取付個数の平均で算定。新設住宅着工戸数（将来減少想定）、再生可能エネルギーの連系量（増加）を踏まえ、直近5年間は過去実績相当で推移すると想定。
四国	79 -	77 (-2.1%)	77 (+0.2%)	68 (-11.6%)	62 (-8.5%)	364 (-21.0%)	65 -	65 (-1.5%)	64 (-0.7%)	64 (-0.7%)	63 (-0.3%)	321 (-3.1%)	申込件数は、コロナ影響を踏まえ2019年度を基準に、将来の住宅着工の見通し（国内シンクタンクの想定値）を踏まえて算定。
九州	243 -	227 (-6.5%)	220 (-3.2%)	211 (-4.3%)	216 (+2.5%)	1,117 (-11.2%)	228 -	223 (-2.2%)	220 (-1.2%)	218 (-0.8%)	216 (-0.9%)	1,105 (-5.0%)	過去5ヵ年（2017～2021年度）の年間の需要増加口数に対する工事物量の実績値の比率値を算定。供給計画における年間の需要増加口数に当該比率を乗じて、将来の工事物量を算定。
沖縄	30 -	29 (-2.4%)	30 (+1.2%)	33 (+10.8%)	28 (-15.6%)	150 (-7.7%)	31 -	31 (+0.0%)	31 (-0.0%)	31 (+0.0%)	31 (+0.0%)	154 (-0.0%)	過去5年間(2016～2019年度)の実績平均により想定。2020年度はコロナの影響により需要の落ち込みが顕著であることから、平時の需要想定として2016～2019年度の平均から想定。

※出典：各社の提出データより事務局作成。

※下段は対前年度増減率。ただし、合計値の下段は、2017⇒2021年又は2023⇒2027年の増減率。単位未満は四捨五入しているため、合計値（増減率含む）は一致しない場合がある。

(2) 投資量等 ⑦配電系統

－無電柱化、コンクリート柱、配電線、柱上変圧器、地中ケーブル－

- 無電柱化の投資量については、国交省の無電柱化推進計画に基づき、道路管理者や各電線管理者で開催する地方ブロック無電柱化協議会での協議により合意した路線等に対し、必要な投資量が計上されていることを確認した。
- 更新投資（コンクリート柱、配電線、柱上変圧器、地中ケーブル）については、高経年化設備更新ガイドラインと整合性が取れている内容となっていることを確認した。
- なお、リスク量が必ずしも大きくないにも関わらず更新投資が計画されている場合の必要性及び時期の妥当性についても確認した。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
－（1）概要	・・・P133
－（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・P153
－（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・P176
－（4）無電柱化	・・・P231
－（5）その他設備	・・・P244
－（6）その他投資	・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(3) 単価統計査定 ①概要 – 対象項目 –

- CAPEX（ローカル系統及び配電系統）における統計査定の対象項目は以下のとおり。

系統区分	品目		検証方法	
			物品費	工事費
ローカル系統	送電設備	鉄塔	重回帰分析	低い決定係数のため、中央値活用
		架空送電線	重回帰分析	低い決定係数のため、中央値活用
		地中ケーブル	重回帰分析	低い決定係数のため、中央値活用
	変電設備	変圧器	重回帰分析	低い決定係数のため、中央値活用
		遮断器	重回帰分析	低い決定係数のため、中央値活用
配電系統	需要・電源対応		重回帰分析	重回帰分析
	高経年化対策(コン柱)		重回帰分析	重回帰分析
	高経年化対策(高圧線)		低い決定係数のため、中央値活用	低い決定係数のため、中央値活用
	高経年化対策(低圧線)		低い決定係数のため、中央値活用	重回帰分析
	高経年化対策(柱上変圧器)		低い決定係数のため、中央値活用	低い決定係数のため、中央値活用
	高経年化対策(地中ケーブル)		低い決定係数のため、中央値活用	低い決定係数のため、中央値活用

(3) 単価統計査定 ①概要

－グルーピング項目の検討（ローカル系統、送電・変電設備、工事費）－

- 決定係数が低い品目については、中央値による検証を行うことが整理されている。
- また、中央値の設定方法については、合理的かつ説明可能なグルーピングがなされる場合、必要最小限の範囲でグルーピングを採用することとされている。
- これを踏まえ、以下の切り口から各品目に対するグルーピング項目を下表のとおり実施した。

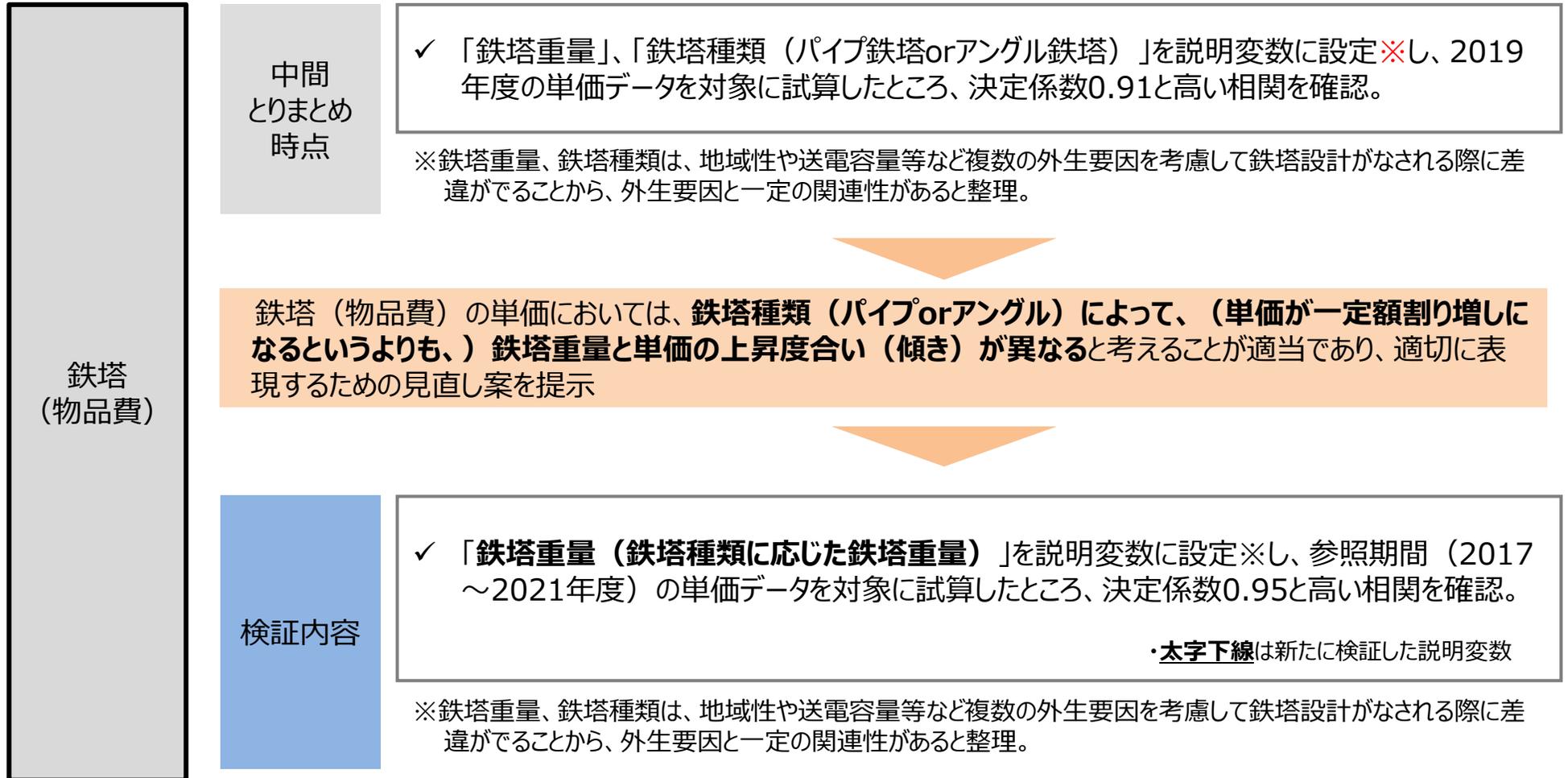
【グルーピングの切り口】

- 当該要因によって費用に大きなバラつきが考えられるもの
- 事業者により、当該要因が発生する確率にバラつきが考えられるもの
- データ採録が可能なもの
- 費用にバラつきが生じる理由を外生的に説明可能なもの

系統区分	品目		グルーピング項目		
ローカル 系統	送電 設備	鉄塔（工事費）	地盤別	通常地盤	
				軟弱地盤	
		架空送電線（工事費） 地中ケーブル（工事費）	回線延長	架空 送電線	短尺
					短尺以外
			地中 ケーブル	短尺	
				短尺以外	
変電 設備	変圧器（工事費）	輸送方法	陸上		
			海上		

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 鉄塔：物品費、検証内容 –

- ローカル系統における送配電設備のうち、鉄塔（物品費）について、以下の検証内容となった。



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 鉄塔：物品費、検証結果 –

- ローカル系統における鉄塔（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。
説明変数：「鉄塔種類に応じた鉄塔重量」
決定係数：0.954

(単位：百万円)

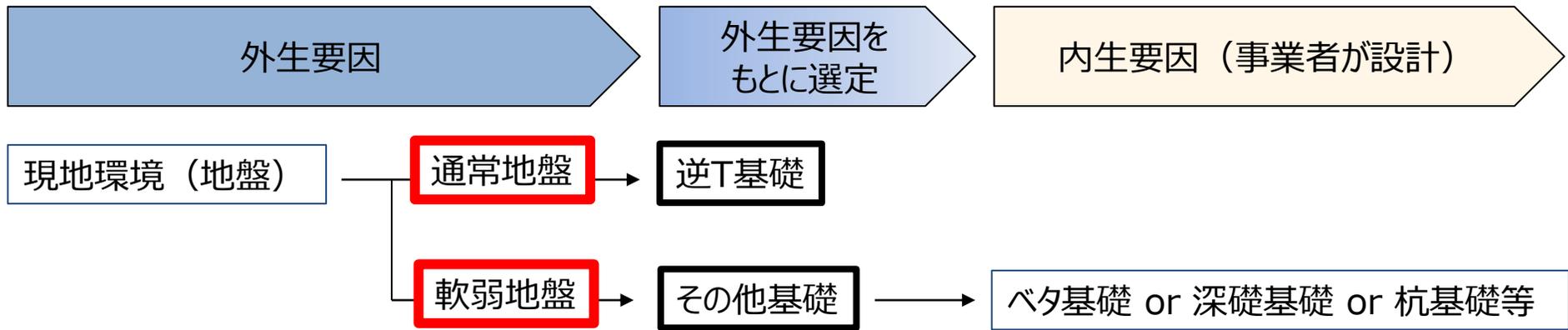
会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量 注1	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 -各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価 (E) =D×C 3位	基数	推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			100.5%			376					▲ 0.1	▲ 26
東北電力NW			89.2%			1,394					0.3	476
東京電力PG			102.0%			1,170					▲ 4.0	▲4,665
中部電力PG			102.2%			875					▲ 1.1	▲ 941
北陸電力送配電			97.5%			474					2.0	971
関西電力送配電			88.0%			586					▲ 0.7	▲ 390
中国電力NW			96.4%			1034					0.4	386
四国電力送配電			95.3%			172					▲ 1.6	▲ 275
九州電力送配電			101.6%			577					0.3	202
沖縄電力			112.3%			7					▲ 1.1	▲ 8
合計						6,665		38,966		43,237		▲4,270
平均※単価は加重平均	6.8	6.8		6.4	5.8	667	5.8	3,897	6.5	4,324	▲ 0.6	▲ 427

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 鉄塔：工事費、グルーピング理由（地盤別） –

- 鉄塔基礎は、**外生要因**である「**現地環境（地盤）**」をもとに、事業者にて設計を行い、施工性やコストに鑑み最適な基礎型を選定。
- 鉄塔建設位置が**通常地盤**の場合は最も安価な「**逆T基礎**」を採用し、**軟弱地盤**の場合は高額な「**その他基礎（ベタ基礎、深礎基礎、杭基礎等）**」を採用している。
- 以上を踏まえ、**外生要因**である**地盤別（通常地盤、軟弱地盤）**をベースに**グルーピングを行う**こととする。



通常地盤	軟弱地盤		
逆T基礎	ベタ基礎(一体基礎)	深礎基礎	杭基礎
通常地盤に用いられる一般的な基礎工事であり、安価	広い面積のコンクリートで建物を支える軟弱地盤向けの基礎工事であり、比較的高額	硬い地盤まで基礎を延長する軟弱地盤向けの基礎工事であり、高額	硬い地盤まで杭を打ち込み逆T基礎を支える軟弱地盤向けの基礎工事であり、高額

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 鉄塔：工事費、検証結果 -

高額案件基準値：138.5百万円/基

(単位：百万円)

(単位：百万円)

会社	(A) 各社提出値 =中央値査定	
	基数	工事費
北海道電力NW	376	
東北電力NW	1,394	
東京電力PG	1,170	
中部電力PG	875	
北陸電力送配電	474	
関西電力送配電	586	
中国電力NW	1,034	
四国電力送配電	172	
九州電力送配電	577	
沖縄電力	7	
合計	6,665	411,251

①高額案件抽出

会社	(B) 高額案件の抽出	
	件数	工事費
北海道電力NW	-	
東北電力NW	-	
東京電力PG	234	
中部電力PG	61	
北陸電力送配電	7	
関西電力送配電	61	
中国電力NW	3	
四国電力送配電	1	
九州電力送配電	1	
沖縄電力	-	
合計	368	77,566

②グループング査定

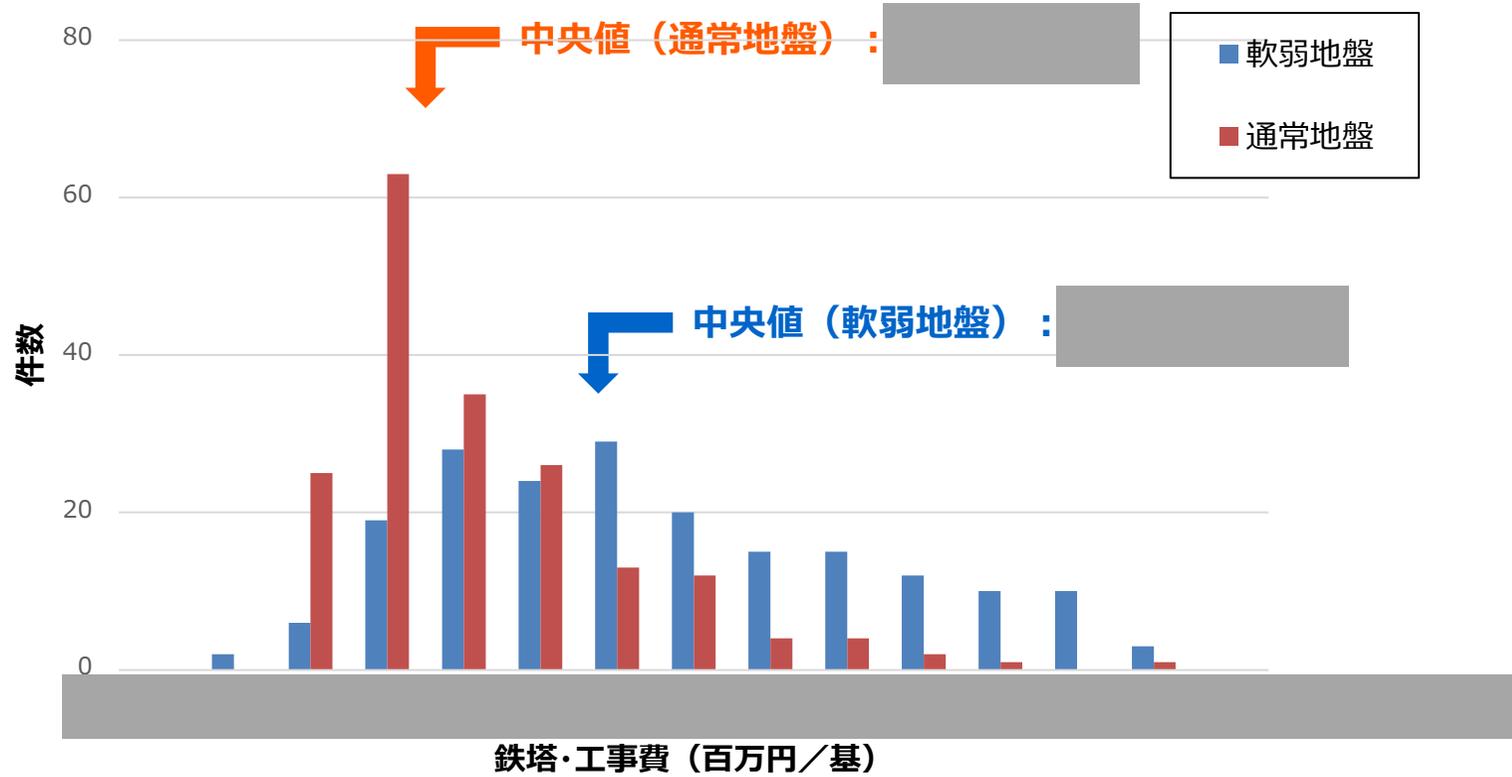
会社	(C) 中央値査定のグループング			
	軟弱地盤 (逆T基礎以外)		通常地盤 (逆T基礎)	
	基数	工事費	基数	工事費
北海道電力NW	68		308	
東北電力NW	425		969	
東京電力PG	845		91	
中部電力PG	118		696	
北陸電力送配電	258		209	
関西電力送配電	228		297	
中国電力NW	227		804	
四国電力送配電	69		102	
九州電力送配電	210		366	
沖縄電力	4		3	
合計	2,452	162,497	3,845	171,188

182

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－ 鉄塔：工事費（参考：中央値査定のグルーピング） －

鉄塔・工事費データ分布（軟弱地盤／通常地盤）



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－ 鉄塔：工事費（通常地盤（逆T基礎）） 、検証結果－

- ローカル系統における鉄塔（工事費）につき、グルーピング（通常地盤（逆T基礎））を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正	数量 注1	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			単価(D) B×C 3位	基数	推計単価	推計費用	単価	工事費
北海道電力NW			86.0%		308					4.6	1,421
東北電力NW			83.3%		969					0.7	718
東京電力PG			155.4%		91					▲ 23.2	▲ 2,107
中部電力PG			130.9%		696					▲ 24.7	▲ 17,160
北陸電力送配電			111.8%		209					▲ 34.4	▲ 7,199
関西電力送配電			195.6%		297					▲ 27.3	▲ 8,106
中国電力NW			110.2%		804					▲ 6.4	▲ 5,149
四国電力送配電			165.4%		102					▲ 0.4	▲ 39
九州電力送配電			95.4%		366					▲ 7.4	▲ 2,726
沖縄電力			－		3					▲ 13.5	▲ 40
合計					3,845		130,801		171,188		▲ 40,387
平均※単価は加重平均	37.1				384	34.0	13,080	44.5	17,119	▲ 10.5	▲ 4,039

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

注3 沖縄については、逆T基礎の過去実績がないことから、9社平均実績×0.7+9社推計単価×上位3番目の効率性スコア×0.3により算定。

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－ 鉄塔：工事費（軟弱地盤（逆T基礎以外））、検証結果－

- ローカル系統における鉄塔（工事費）につき、グルーピング（軟弱地盤（逆T基礎以外））を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正	数量 注1	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) B×C 3位	基数	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			52.0%		68					▲ 3.9	▲ 262
東北電力NW			72.8%		425					5.5	2,335
東京電力PG			111.6%		845					▲ 19.2	▲ 16,215
中部電力PG			115.9%		118					▲ 24.7	▲ 2,918
北陸電力送配電			94.6%		258					▲ 21.3	▲ 5,502
関西電力送配電			150.5%		228					▲ 6.0	▲ 1,371
中国電力NW			100.1%		227					▲ 3.3	▲ 748
四国電力送配電			117.5%		69					1.1	77
九州電力送配電			89.9%		210					1.0	214
沖縄電力			119.4%		4					1.2	5
合計					2,452		138,112		162,497		▲ 24,385
平均※単価は加重平均	60.3				245	56.3	13,811	66.3	16,250	▲ 9.9	▲ 2,438

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 架空送電線：物品費、検証内容 –

- ローカル系統における送配電設備のうち、架空送電線（物品費）について、以下の検証内容となった。

架空送電線
(物品費)

中間
とりまとめ
時点

- ✓ 現時点では、重回帰分析で高い決定係数を得られる説明変数の組み合わせが見つからない。
※重回帰分析の際に説明変数として採用したデータには含まれない特殊な要因によって、費用が大幅に高くなる物品等があるためと考えられる。

架空送電線（物品費）のkm単価は、回線延長が短い送電線ほど単価が高く、かつ、導体断面積の大きいもの（太いもの）ほど高いと考えられ、**かつ、導体断面積については送電線の種類（普通アルミor耐熱アルミor特殊アルミor銅）によってその上昇度合いに違いがあると考えられる**ことから、これを踏まえた見直し案を提示

検証内容

「**導体断面積（電線種類に応じた導体断面積）**」「**回線延長の逆数**」を説明変数に設定※し、参照期間（2017～2021年度）の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.81と高い相関を確認。

・**太字下線**は新たに検証した説明変数

※導体断面積や電線種類は、送電容量や送電線下状況などの外生要因を考慮して決定される際に差異がでることから、外生要因と一定の関連性があると整理。また、回線延長（回線延長の逆数）についても同様に、発電所や需要場所の位置などの外生要因にて決定される。

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 架空送電線：物品費、検証結果 –

- ローカル系統における架空送電線（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「導体断面積」、「素材係数（耐熱アルミ）」、「素材係数（特殊アルミ）」、「素材係数（銅）」、「回線延長の逆数」

決定係数：0.819

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量 注1	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 -各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位	回線延長 km	推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			115.1%			370					0.1	29
東北電力NW			92.1%			1,350					▲ 0.8	▲ 1,065
東京電力PG			87.4%			1,346					▲ 1.3	▲ 1,794
中部電力PG			91.3%			979					1.6	1,519
北陸電力送配電			112.4%			452					▲ 0.1	▲ 54
関西電力送配電			107.0%			652					▲ 0.9	▲ 566
中国電力NW			98.4%			1,031					0.4	369
四国電力送配電			116.0%			214					▲ 0.6	▲ 138
九州電力送配電			93.8%			639					▲ 0.6	▲ 359
沖縄電力			104.5%			46					▲ 2.5	▲ 115
合計						7,079		16,049		18,223		▲ 2,174
平均※単価は加重平均	2.4	2.4		2.2	2.0	708	2.3	1,605	2.6	1,822	▲ 0.3	▲ 217

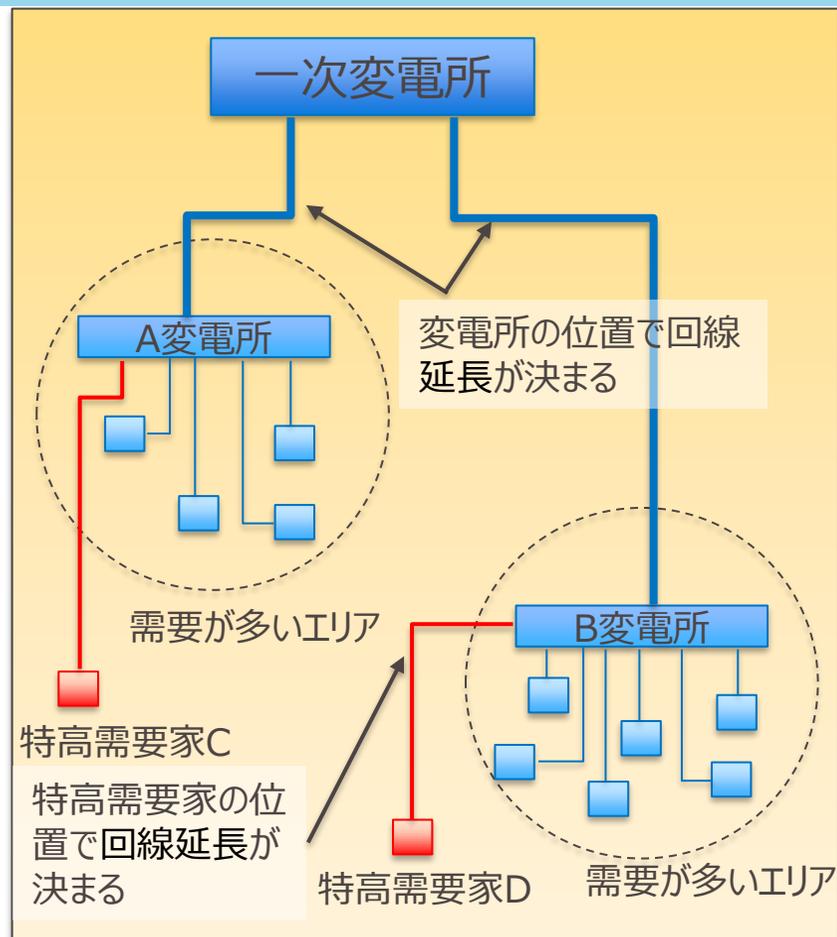
注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

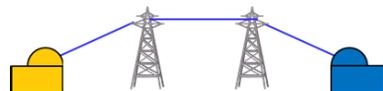
— 架空送電線・地中ケーブル：工事費、グルーピング理由（回線延長） —

- 送電線の回線延長は、外生要因である「需要者や発電事業者の受変電所の位置」をもとに、現地状況調査や地権者交渉に基づき決定。
- 送電線の敷設に際しては、ドラム・エンジン場の設置費用など、固定的に発生する費用があり、工事規模が小さいほどk mあたりの単価が比較的高額かつバラつきが大きくなるため、短尺（1 径間）工事と短尺以外（複数径間）工事をベースにグルーピングを行うこととする。



【架空送電線工事におけるイメージ図】

回線延長 短尺（1 径間）



1 工事あたり、ドラム場とエンジン場（固定費）は最低 1 箇所必要

回線延長 短尺以外（複数径間）



エンジン場（電線を引っ張る）

ドラム場（電線を押し出す）



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 架空送電線：工事費、検証結果 -

高額案件基準値：64.7百万円/km

(単位：百万円)

(単位：百万円)

会社	(A) 各社提出値=中央値 査定	
	km	工事費
北海道電力NW	370.9	144,920
東北電力NW	1,350.4	
東京電力PG	1,346.4	
中部電力PG	978.8	
北陸電力送配電	451.7	
関西電力送配電	652.4	
中国電力NW	1,030.8	
四国電力送配電	213.7	
九州電力送配電	639.0	
沖縄電力	45.7	
10社合計	7,079.9	144,920

①高額案件抽出

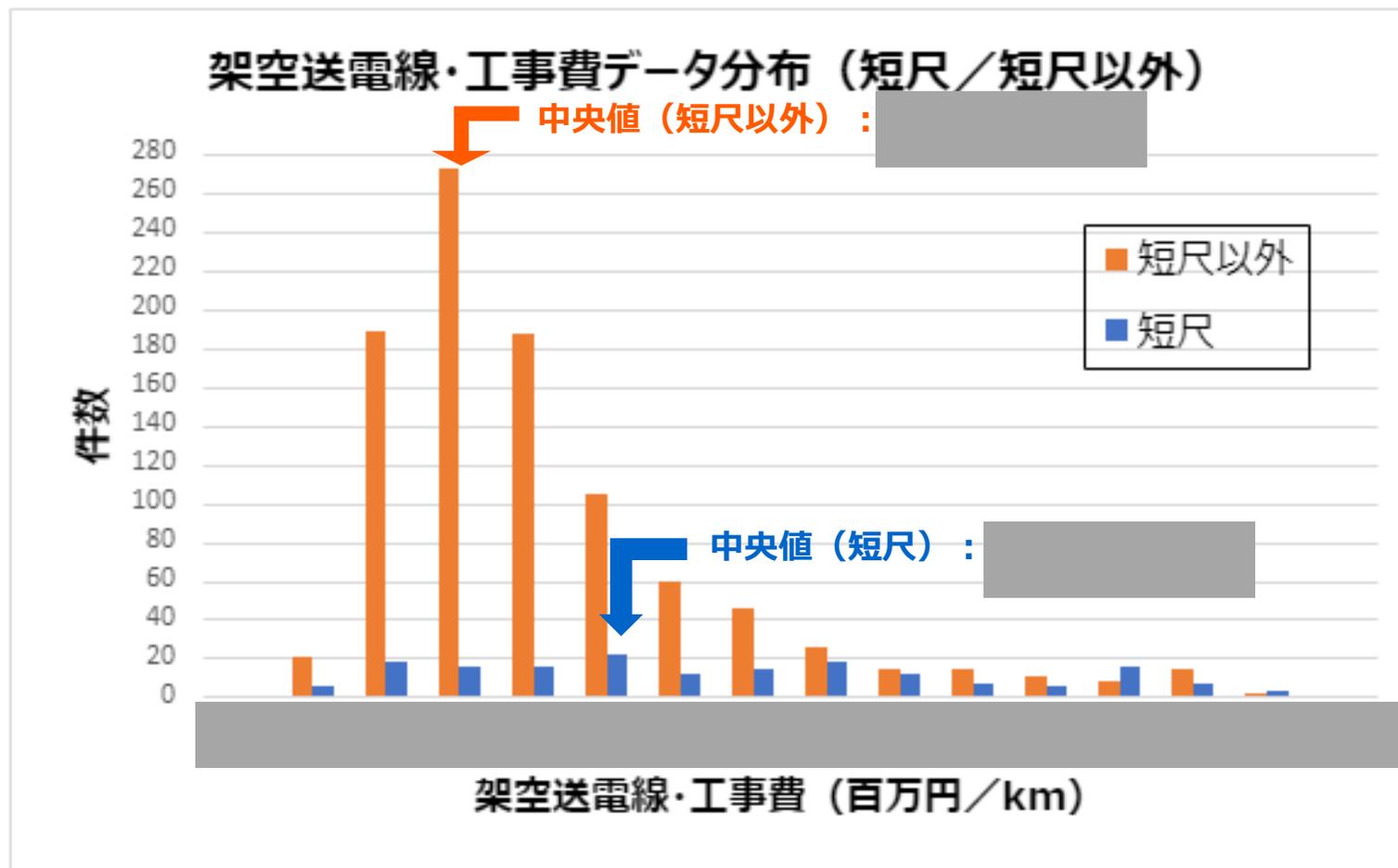
②グルーピング査定

会社	(B) 高額案件の抽出	
	件数	工事費
北海道電力NW	11	10,448
東北電力NW	21	
東京電力PG	90	
中部電力PG	32	
北陸電力送配電	9	
関西電力送配電	31	
中国電力NW	24	
四国電力送配電	7	
九州電力送配電	17	
沖縄電力	-	
合計	242	10,448

会社	(C) 中央値査定グルーピング			
	短尺以外		短尺	
	km	工事費	km	工事費
北海道電力NW	368.3	133,597	1.4	874 189
東北電力NW	1,342.3		6.5	
東京電力PG	1,258.1		5.7	
中部電力PG	968.8		6.3	
北陸電力送配電	448.1		2.3	
関西電力送配電	637.1		5.4	
中国電力NW	1,025.7		0.0	
四国電力送配電	209.2		3.7	
九州電力送配電	633.2		5.0	
沖縄電力	45.1		0.6	
合計	6,935.8	133,597	36.8	874 189

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－架空送電線：工事費（参考：中央値査定ของกลุ่ม）－



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 架空送電線：工事費（短尺）、検証結果 -

- ローカル系統における架空送電線（工事費）につき、グルーピング（短尺）を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正	数量 注1	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) B×C 3位	回線延長 km	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			89.4%		1.4					▲ 15.9	▲ 22
東北電力NW			111.4%		6.5					5.7	37
東京電力PG			81.0%		5.7					▲ 9.7	▲ 55
中部電力PG			87.8%		6.3					3.6	23
北陸電力送配電			119.2%		2.3					5.0	11
関西電力送配電			88.9%		5.4					▲ 0.4	▲ 2
中国電力NW			61.6%		0.0					-	-
四国電力送配電			131.0%		3.7					17.0	63
九州電力送配電			93.0%		5.0					4.8	24
沖縄電力			80.3%		0.6					▲ 3.8	▲ 2
合計					36.8		950		874		76
平均※単価は加重平均	24.4				3.7	25.8	95	23.7	87	2.1	8

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－架空送電線：工事費（短尺以外）、検証結果－

- ローカル系統における架空送電線（工事費）につき、グルーピング（短尺以外）を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

（単位：百万円）

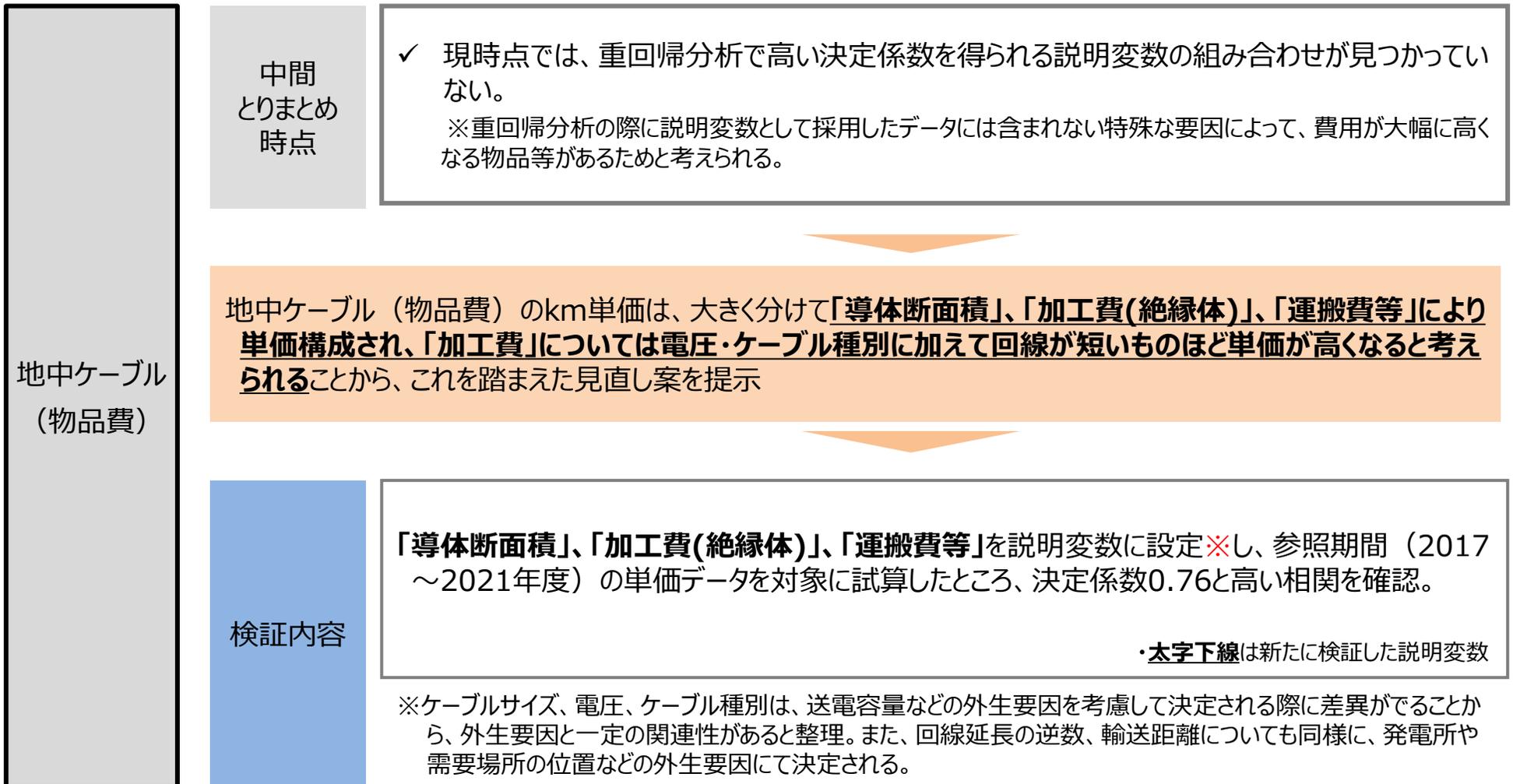
会社	過去実績による中央値			トップランナー補正 単価(D) B×C 3位	数量 注1 回線延長 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			61.0%		368.3					0.2	83
東北電力NW			114.9%		1,342.3					▲ 0.7	▲ 939
東京電力PG			230.3%		1,258.1					▲ 3.6	▲ 4,531
中部電力PG			120.2%		968.8					▲ 2.1	▲ 2,045
北陸電力送配電			98.6%		448.1					▲ 4.7	▲ 2,090
関西電力送配電			75.9%		637.1					▲ 3.8	▲ 2,442
中国電力NW			116.0%		1,025.7					▲ 1.4	▲ 1,385
四国電力送配電			105.4%		209.2					▲ 1.4	▲ 285
九州電力送配電			81.0%		633.2					▲ 3.9	▲ 2,485
沖縄電力			90.5%		45.1					▲ 2.6	▲ 118
合計					6,935.8		117,361		133,597		▲ 16,236
平均※単価は加重平均	15.6				693.6	16.9	11,736	19.3	13,360	▲ 2.3	▲ 1,624

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 –地中ケーブル：物品費、検証内容–

- ローカル系統における送配電設備のうち、地中ケーブル（物品費）について、以下の検証内容となった。



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 –地中ケーブル：物品費、検証結果–

●ローカル系統における地中ケーブル（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「ケーブルサイズ」、「回線延長の逆数」、「電圧」、「ケーブル種別」、「輸送距離」

決定係数：0.765

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の 説明変数に よる重回帰 分析	トプラン ナー補正	数量 注1 Km	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 –各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位		推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			107.3%			109					▲ 2.7	▲ 300
東北電力NW			93.6%			159					▲ 11.0	▲ 1,747
東京電力PG			86.8%			620					▲ 28.2	▲ 17,446
中部電力PG			75.6%			191					▲ 19.0	▲ 3,635
北陸電力送配電			108.9%			6					▲ 14.1	▲ 85
関西電力送配電			84.0%			499					▲ 31.5	▲ 15,714
中国電力NW			107.5%			41					▲ 4.0	▲ 164
四国電力送配電			136.4%			6					▲ 1.5	▲ 9
九州電力送配電			92.2%			35					▲ 32.8	▲ 1,152
沖縄電力			65.9%			28					▲ 153.4	▲ 4,305
合計						1,694		42,210		86,768		▲ 44,558
平均※単価は加重平均	24.0	27.6		34.2	28.7	169	24.9	4,221	51.2	8,677	▲ 26.3	▲ 4,456

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 地中ケーブル：工事費、検証結果 -

高額案件基準値：268.6百万円/km

(単位：百万円)

(単位：百万円)

会社	(A) 各社提出値=中央値 査定	
	km	工事費
北海道電力NW	109.2	
東北電力NW	158.9	
東京電力PG	620.8	
中部電力PG	191.3	
北陸電力送配電	6.1	
関西電力送配電	498.9	
中国電力NW	40.8	
四国電力送配電	6.1	
九州電力送配電	35.1	
沖縄電力	28.1	
合計	1,695.2	78,363

①高額案件抽出

②グルーピング査定

会社	(B) 高額案件の抽出	
	件数	工事費
北海道電力NW	3	
東北電力NW	21	
東京電力PG	85	
中部電力PG	22	
北陸電力送配電	10	
関西電力送配電	10	
中国電力NW	12	
四国電力送配電	6	
九州電力送配電	6	
沖縄電力	6	
合計	181	7,868

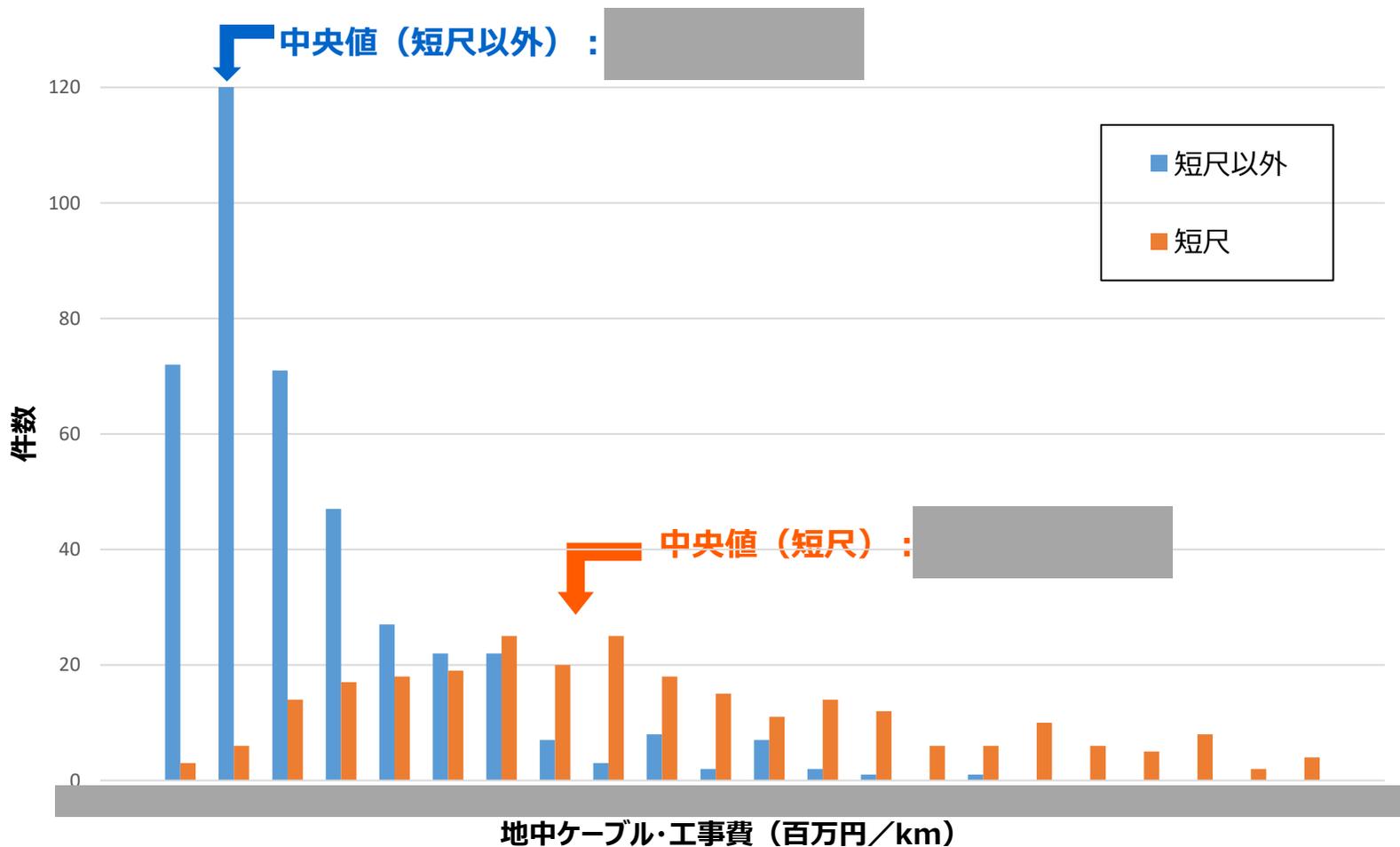
(C)中央値査定のグルーピング

会社	短尺以外		短尺	
	km	工事費	km	工事費
北海道電力NW	107.3		1.4	
東北電力NW	153.2		4.5	
東京電力PG	588.9		26.2	
中部電力PG	151.8		37.3	
北陸電力送配電	4.4		—	
関西電力送配電	466.3		31.6	
中国電力NW	39.6		—	
四国電力送配電	5.1		0.2	
九州電力送配電	33.6		0.7	
沖縄電力	27.5		0.2	
合計	1,577.7	60,576	102.1	9,919

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－地中ケーブル：工事費（参考：中央値査定のグルーピング）－

地中ケーブル・工事費データ分布（短尺／短尺以外）



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 地中ケーブル：工事費（短尺）、検証結果 -

- ローカル系統における地中ケーブル（工事費）につき、グルーピング（短尺）を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正 単価(D) B×C 3位	数量 注1 回線延長 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			100.7%		1.4					38.8	54
東北電力NW			120.7%		4.5					36.8	167
東京電力PG			70.0%		26.2					47.4	1,242
中部電力PG			87.7%		37.3					43.3	1,615
北陸電力送配電			160.7%		-					-	0
関西電力送配電			99.6%		31.6					78.9	2,492
中国電力NW			173.1%		-					-	0
四国電力送配電			-		0.2					▲ 25.0	▲ 5
九州電力送配電			112.8%		0.7					▲ 13.2	▲ 9
沖縄電力			100.3%		0.2					▲ 63.2	▲ 13
合計					102.1		15,462		9,919		5,543
平均※単価は加重平均	158.6				10.2	151.5	1,546	97.2	992	54.3	554

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

注3 四国については、短尺の過去実績がないことから、9社平均実績×0.7+9社推計単価×上位3番目の効率性スコア×0.3により算定。

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 地中ケーブル：工事費（短尺以外）、検証結果 -

- ローカル系統における地中ケーブル（工事費）につき、グルーピング（短尺以外）を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正	数量 注1 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位		推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			108.1%		107.3					▲ 5.6	▲ 596
東北電力NW			107.0%		153.2					▲ 13.4	▲ 2,047
東京電力PG			76.2%		588.9					5.7	3,368
中部電力PG			53.6%		151.8					▲ 11.8	▲ 1,787
北陸電力送配電			186.4%		4.4					▲ 45.7	▲ 202
関西電力送配電			74.9%		466.3					▲ 2.1	▲ 975
中国電力NW			252.7%		39.6					▲ 0.2	▲ 8
四国電力送配電			297.4%		5.1					▲ 83.6	▲ 424
九州電力送配電			166.5%		33.6					▲ 31.1	▲ 1,046
沖縄電力			94.2%		27.5					▲ 57.5	▲ 1,581
合計					1,577.7		55,279		60,576		▲ 5,297
平均※単価は加重平均	43.3				157.8	35.0	5,528	38.4	6,058	▲ 3.4	▲ 530

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 変圧器：物品費、検証結果 –

●ローカル系統における変圧器（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「容量」、「1次電圧」、「2次電圧」

決定係数：0.871

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の 説明変数に よる重回帰 分析	トプランナー 補正	数量 注1 台数	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 -各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位		推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			102.6%			86					▲ 4.8	▲ 416
東北電力NW			108.3%			128					▲ 3.9	▲ 501
東京電力PG			93.8%			235					▲ 31.9	▲ 7,500
中部電力PG			100.4%			138					▲ 7.0	▲ 969
北陸電力送配電			100.2%			41					▲ 5.9	▲ 242
関西電力送配電			93.3%			228					▲ 8.4	▲ 1,908
中国電力NW			100.4%			112					▲ 3.7	▲ 416
四国電力送配電			107.1%			47					▲ 5.6	▲ 262
九州電力送配電			110.2%			100					▲ 2.3	▲ 230
沖縄電力			105.7%			25					▲ 6.4	▲ 160
合計						1,140		62,842		75,446		▲ 12,604
平均※単価は加重平均	51.8	51.8		59.3	59.4	114	55.1	6,284	66.2	7,545	▲11.1	▲ 1,260

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

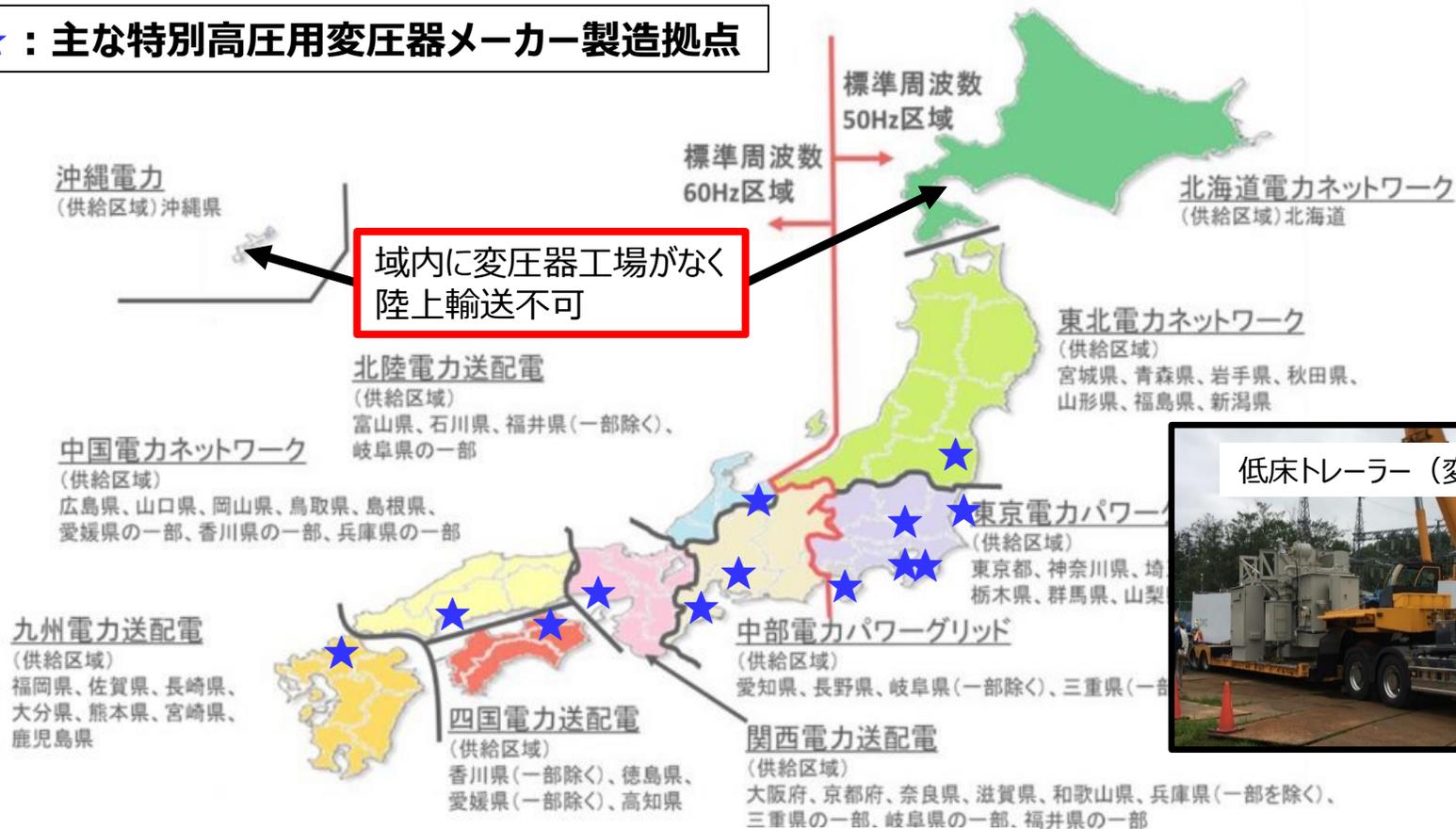
注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－変圧器：工事費、グルーピング理由（輸送方法）－

- 輸送方法は発注時に指定するものではなく、変電所と受注したメーカーとの位置関係で決まるため、基本的には陸上輸送ができない北海道、沖縄、離島等は海上輸送となる。
- 海上輸送は、工場や変電所～港間の陸上輸送と海上輸送を組み合わせた長距離輸送となるため、陸上輸送と比較して輸送日数およびドライバーやトレーラー等の拘束時間が増え、輸送費が高額となる。
- 以上を踏まえ、輸送手段別（海上輸送／陸上輸送）をベースにグルーピングを行うこととする。

★：主な特別高圧用変圧器メーカー製造拠点



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 変圧器：工事費、検証結果 -

高額案件基準値：32.6百万円/台

(単位：百万円)

(単位：百万円)

会社	(A) 各社提出値=中央値 査定	
	数量 (台)	工事費
北海道電力NW	86	
東北電力NW	128	
東京電力PG	235	
中部電力PG	138	
北陸電力送配電	41	
関西電力送配電	228	
中国電力NW	112	
四国電力送配電	47	
九州電力送配電	100	
沖縄電力	25	
10社合計	1,140	18,757

①高額案件抽出

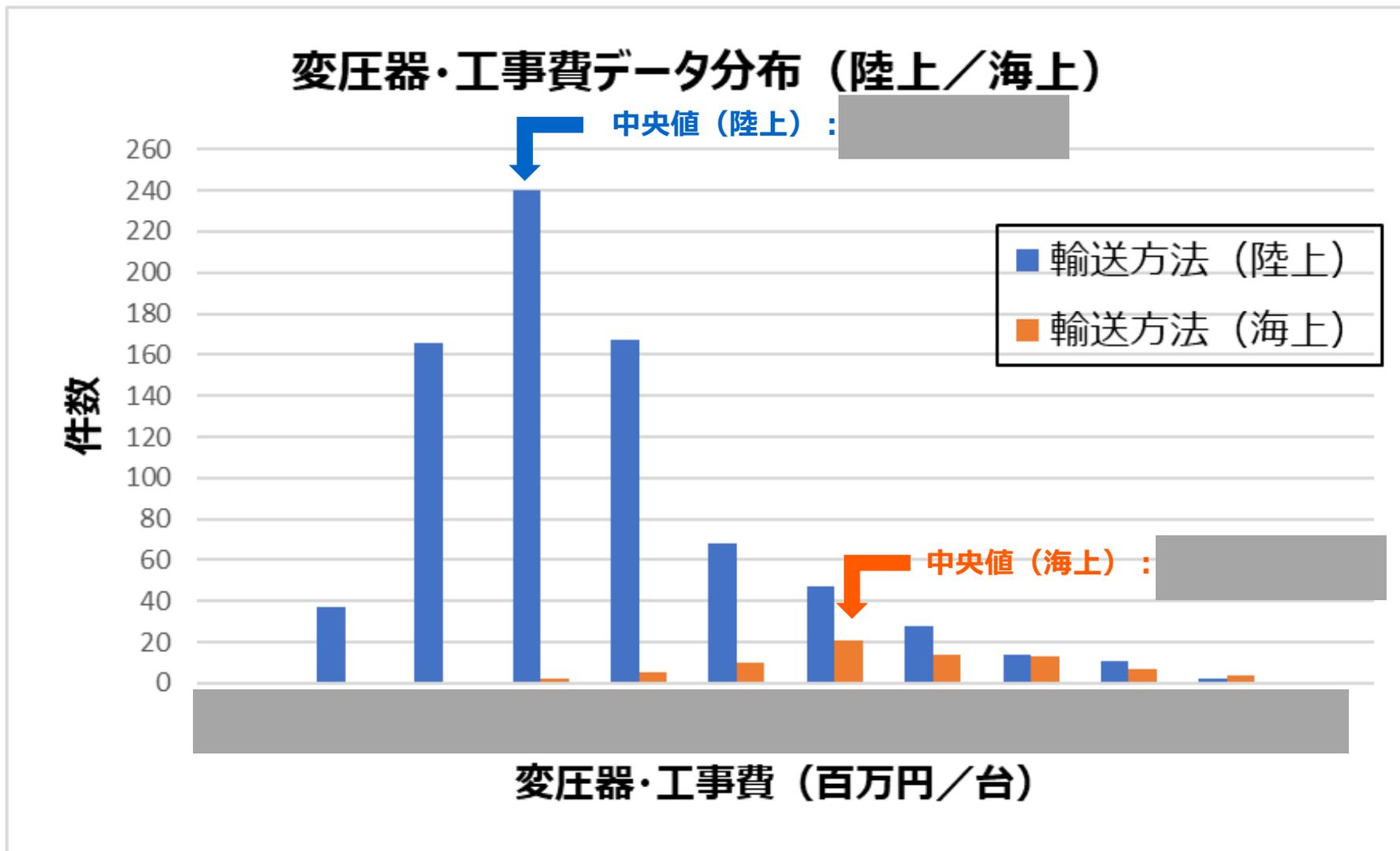
会社	(B) 高額案件の抽出	
	件数	工事費
北海道電力NW	—	
東北電力NW	8	
東京電力PG	35	
中部電力PG	17	
北陸電力送配電	6	
関西電力送配電	17	
中国電力NW	21	
四国電力送配電	—	
九州電力送配電	2	
沖縄電力	—	
合計	106	7,067

②グルーピング査定

会社	(C) 中央値査定のグルーピング			
	輸送方法 (陸上)		輸送方法 (海上)	
	数量 (台)	工事費	数量 (台)	工事費
北海道電力NW	—		86	
東北電力NW	120		—	
東京電力PG	200		—	
中部電力PG	121		—	
北陸電力送配電	35		—	
関西電力送配電	206		5	
中国電力NW	91		—	
四国電力送配電	47		—	
九州電力送配電	98		—	
沖縄電力	—		25	
合計	918	9,597	116	2,093

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－変圧器：工事費（参考：中央値査定ของกลุ่ม）－



(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－変圧器：工事費（輸送方法（陸上））、検証結果－

- ローカル系統における変圧器（工事費）につき、グルーピング（輸送方法（陸上））を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正	数量注1 台数	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果－各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位		推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			－		－					－	－
東北電力NW			89.1%		120					▲ 1.5	▲ 182
東京電力PG			119.1%		200					▲ 5.5	▲ 1,105
中部電力PG			106.2%		121					▲ 3.7	▲ 445
北陸電力送配電			90.1%		35					▲ 2.1	▲ 73
関西電力送配電			80.9%		206					▲ 0.7	▲ 143
中国電力NW			174.7%		91					▲ 3.1	▲ 281
四国電力送配電			109.3%		47					▲ 3.6	▲ 168
九州電力送配電			116.1%		98					▲ 0.1	▲ 5
沖縄電力			－		－					－	－
合計					918		7,195		9,597		▲ 2,401
平均※単価は加重平均	8.2				92	7.8	720	10.5	960	▲ 2.6	▲ 240

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統

－変圧器：工事費（輸送方法（海上））、検証結果－

- ローカル系統における変圧器（工事費）につき、グルーピング（輸送方法（海上））を設定した上で、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トッパーランナー 補正 単価(D) =B×C 3位	数量 注1 台数	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			104.1%		86					▲ 3.5	▲ 303
東北電力NW			113.1%		—					—	—
東京電力PG					—					—	—
中部電力PG			47.2%		—					—	—
北陸電力送配電			103.0%		—					—	—
関西電力送配電			81.0%		5					3.4	17
中国電力NW			140.4%		—					—	—
四国電力送配電			60.2%		—					—	—
九州電力送配電			82.3%		—					—	—
沖縄電力			122.5%		25					▲ 8.5	▲ 212
合計					116		1,595		2,093		▲ 499
平均※単価は加重平均	14.3				11	13.7	159	18.0	209	▲ 4.3	▲ 50

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

注3 規制期間における見積もりがされているのは3社（北海道、関西、沖縄）のみであるが、過去実績9社によりトッパーランナー補正を算定。

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 遮断器：物品費、検証結果 –

●ローカル系統における遮断器（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「定格電圧」、「定格電流」、「定格遮断電流」

決定係数：0.805

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の 説明変数に よる重回帰 分析	トップラン ナー補正	数量 注1	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 -各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位	台数	推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			127.3%			112					▲ 1.7	▲ 188
東北電力NW			95.1%			46					▲ 2.4	▲ 110
東京電力PG			111.0%			268					▲ 1.8	▲ 491
中部電力PG			92.2%			14					▲ 5.1	▲ 72
北陸電力送配電			108.1%			49					▲ 2.0	▲ 97
関西電力送配電			103.2%			108					1.9	202
中国電力NW			86.5%			185					▲ 0.1	▲ 17
四国電力送配電			119.5%			65					▲ 2.9	▲ 186
九州電力送配電			110.7%			247					▲ 1.5	▲ 371
沖縄電力			135.6%			25					▲ 0.8	▲ 21
合計						1,119		10,049		11,400		▲ 1,350
平均※単価は加重平均	8.7	8.7		8.9	8.4	112	9.1	1,005	10.2	1,140	▲ 1.2	▲ 135

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 – 遮断器：工事費、検証結果 –

●ローカル系統における遮断器（工事費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正	数量 注1	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位	台数	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			135.1%		111					▲ 0.1	▲ 11
東北電力NW			141.1%		46					0.1	5
東京電力PG			122.2%		204					▲ 0.6	▲ 117
中部電力PG			98.0%		14					▲ 0.4	▲ 5
北陸電力送配電			112.2%		48					▲ 1.0	▲ 48
関西電力送配電			57.2%		108					▲ 0.3	▲ 33
中国電力NW			116.1%		185					▲ 0.1	▲ 17
四国電力送配電			88.0%		64					▲ 0.4	▲ 25
九州電力送配電			93.4%		247					▲ 0.0	▲ 0
沖縄電力			214.2%		—					—	—
合計					1,027		1,795		2,046		▲ 251
平均※単価は加重平均	1.8				103	1.7	179	2.0	205	▲ 0.2	▲ 25

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

注3 上記表について、高額案件（4.2百万円/台以上の92台）は除く。

(3) 単価統計査定 ②ローカル系統 - 遮断器：工事費、検証結果 -

高額案件基準値：4.2百万円/台

(単位：百万円)

(単位：百万円)

会社	(A) 各社提出値=中央値 査定	
	数量 (台)	工事費
北海道電力NW	112	①高額案件抽出
東北電力NW	46	
東京電力PG	268	
中部電力PG	14	
北陸電力送配電	49	
関西電力送配電	108	
中国電力NW	185	
四国電力送配電	65	
九州電力送配電	247	
沖縄電力	25	
10社合計	1,119	2,724

①高額案件抽出

②グルーピング査定

会社	(B) 高額案件の抽出	
	件数	工事費
北海道電力NW	1	②グルーピングなし
東北電力NW	—	
東京電力PG	64	
中部電力PG	—	
北陸電力送配電	1	
関西電力送配電	—	
中国電力NW	—	
四国電力送配電	1	
九州電力送配電	—	
沖縄電力	25	
合計	92	678

グルーピングなし

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 需要・電源対応：物品費、検証内容 –

- 配電系統における主要工事目的の検証品目（需要・電源対応（物品費））について、以下の検証内容となった。

需要電源
対応※
(物品費)

※顧客からの系統
接続申込により、
支持物、電線、変
圧器などの配電設
備を新設・取替す
る工事

中間
とりまとめ
時点

✓「可住地面積あたりの需要（需要電力量）」、「平均雷日数」、「単位可住地面積あたりの架空高低圧電線亘長」、「単位可住地面積あたりの柱上変圧器台数」、「（コンクリート柱の）平均柱長」、「高圧線平均太さ」、「柱上変圧器平均容量」を説明変数に設定し、2015～2019年度の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.83と高い相関を確認。

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

需要電源対応に係る拡充投資の物品単価に影響を与える要因の精緻化を進め、以下の見直し案を提示。

需要要因：「可住地面積あたり需要」に代わり「**需要の申し込み時に建設する高圧線の長さ**」（**需要申込 1 か所(計器 1 台)あたりの建設数(高圧線)**）

地理的要因：「可住地面積あたり架空高低圧電線亘長」に代わり「**地中線工事比率**」

外生的要因に影響を受ける項目：「高圧線平均太さ」「柱上変圧器平均容量」に代わり「コンクリート柱の太さ（**平均耐荷重**）」、「（配電網における）**高圧架線柱比率**」

検証内容

✓「**需要申込 1 か所(計器 1 台)あたりの建設数(高圧線)**」、「平均雷日数」、「**地中線工事比率**」、「（コンクリート柱の）平均柱長」、「（コンクリート柱の）**平均耐荷重**」、「**高圧架線柱比率**」、「可住地面積あたりの柱上変圧器台数」を説明変数に設定※し、参照期間（2017～2021年度）の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.94と高い相関を確認。

・**太字下線**は新たに検証した説明変数

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 需要・電源対応：物品費、検証結果 –

●配電系統における需要・電源対応（物品費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「需要申込 1 か所(計器 1 台)あたりの建設数(高圧線)」、「平均雷日数」、「地中線工事比率」、「(コンクリート柱の) 平均柱長」、「(コンクリート柱の) 平均耐荷重」、「高圧架線柱比率」、「可住地面積あたりの柱上変圧器台数」

決定係数：0.938

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量注1	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 - 各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位	千件	推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			100.1%			444					▲ 0.008	▲ 3,673
東北電力NW			100.3%			934					▲ 0.004	▲ 3,885
東京電力PG			98.6%			2,873					▲ 0.001	▲ 2,189
中部電力PG			101.1%			1,706					0.001	1,050
北陸電力送配電			99.4%			186					▲ 0.004	▲ 782
関西電力送配電			100.6%			1,245					▲ 0.003	▲ 3,221
中国電力NW			100.5%			721					▲ 0.007	▲ 4,946
四国電力送配電			97.7%			321					▲ 0.002	▲ 530
九州電力送配電			101.0%			1,105					0.008	8,453
沖縄電力			100.2%			154					0.004	634
合計						9,688		584,077		593,166		▲ 9,088
平均	0.063	0.063		0.062	0.062	969	0.062	58,408	0.064	59,317	▲0.002	▲ 909

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位 3 位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 需要・電源対応：工事費、検証内容 –

- 配電系統における主要工事目的の検証品目（需要・電源対応（工事費））について、以下の検証内容となった。

需要電源
対応※
(工事費)

※顧客からの系統
接続申込により、
支持物、電線、変
圧器などの配電設
備を新設・取替す
る工事

中間
とりまとめ
時点

✓「特殊作業員工賃」、「平均雷日数」、「電力事業所（営業所）あたり可住地面積」、「計器1台あたりの建設数（コンクリート柱）」を説明変数に設定し、2015～2019年度の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.81と高い相関を確認。

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

・需要電源対応に係る拡充投資の工事単価に影響を与える要因の精緻化を進め、以下の見直し案を提示。
需要要因：「計器1台あたりの建設数（コンクリート柱）」に代わり「需要の申し込み時に建設する高圧線の長さ」（需要申込1か所(計器1台)あたりの建設数(高圧線)）。
経済水準：「特殊作業員工賃」に代わり「公共工事設計労務単価（特殊作業員）平均値」
地理的水準：「複合柱比率」を追加
外生的要因に影響を受ける項目：「（配電網における）高圧架線柱の比率」、「高圧線平均太さ」、「柱上変圧器平均容量」を追加

検証内容

✓「需要申込1か所(計器1台)あたりの建設数(高圧線)」、「公共工事設計労務単価(特殊作業員)平均値」、「複合柱比率」、「電力事業所（営業所）あたりの可住地面積」、「高圧架線柱比率」、「高圧線平均太さ」、「柱上変圧器平均容量」を説明変数に※し、参照期間（2017～2021年度）の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.93と高い相関を確認。

・太字下線は新たに検証した説明変数

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 需要・電源対応：工事費、検証結果 –

●配電系統における需要・電源対応（工事費）につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数：「需要申込 1 か所(計器 1 台)あたりの建設数(高圧線)」、「公共工事設計労務単価(特殊作業員)平均値」、「複合柱比率」、「電力事業所（営業所）あたりの可住地面積」、「高圧架線柱比率」、「高圧線平均太さ」、「柱上変圧器平均容量」

決定係数：0.931

(単位：百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量注1	統計査定結果(F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値(G)		統計査定結果-各社提出値(F-G)	
	実績単価(A)	推計単価(B)	効率性スコア(C)=A/B	単価(D)	単価(E) D×C 3位	千件	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			99.4%			444					0.006	2,709
東北電力NW			98.9%			934					0.002	1,904
東京電力PG			100.5%			2,873					▲ 0.003	▲ 9,405
中部電力PG			95.7%			1,706					0.000	732
北陸電力送配電			101.5%			186					▲ 0.007	▲ 1,268
関西電力送配電			102.3%			1,245					▲ 0.008	▲ 9,933
中国電力NW			101.0%			721					▲ 0.006	▲ 3,998
四国電力送配電			100.9%			321					▲ 0.004	▲ 1,213
九州電力送配電			99.9%			1,105					0.008	9,007
沖縄電力			100.0%			154					0.005	844
合計						9,688		557,186		567,807		▲ 10,620
平均	0.057	0.057		0.060	0.060	969	0.058	55,719	0.058	56,781	▲0.001	▲ 1,062

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位 3 位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策 (コン柱) : 物品費、検証内容 –

- 配電系統における主要工事目的のうち、高経年化対策 (コン柱 (物品費)) について、以下の検証内容となった。

高経年化対策(コン柱)
(物品費)

中間
とりまとめ
時点

✓「可住地面積あたりの需要 (需要電力量)」、「平均雷日数」、「複合柱比率」、「高圧架線柱比率」を説明変数に設定し、2015～2019年度の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.80と高い相関を確認。

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

・高経年化対策 (コン柱) における物品費において、影響を与える要因 (需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける項目に限定) の精緻化を進め、以下の見直し案を提示。

需要要因：「可住地面積あたりの需要 (需要電力量)」に代わり「**可住地面積あたりの世帯数**」
外生的要因に影響を受ける項目：「**柱上変圧器平均容量**」、「**高圧ケーブル比率**」を追加。

検証内容

「**可住地面積あたりの世帯数**」、「複合柱比率」、「高圧架線柱比率」、「**柱上変圧器平均容量**」、「**高圧ケーブル比率**」を説明変数に設定※し、参照期間 (2017～2021年度) の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.81と高い相関を確認。

・**太字下線**は新たに検証した説明変数

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

(3) 単価統計査定 ③配電系統 –高経年化対策(コン柱) : 物品費、検証内容–

- 配電系統におけるコンクリート柱(物品費)につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。
説明変数 : 「可住地面積あたりの世帯数」、「複合柱比率」、「高圧架線柱比率」、「柱上変圧器平均容量」、「高圧ケーブル比率」
決定係数 : **0.808**

(単位:百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量注1	統計査定結果(F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値(G)		統計査定結果-各社提出値(F-G)		
	実績単価(A)	推計単価(B)	効率性スコア(C)=A/B				単価(D)	単価(E) D×C 3位	本数	推計単価	推計費用	単価	物品費
北海道電力NW			95.6%			24,656						▲0.002	▲59
東北電力NW			104.0%			95,660						▲0.032	▲3,066
東京電力PG			98.8%			67,472						▲0.168	▲11,319
中部電力PG			93.4%			13,215						▲0.006	▲81
北陸電力送配電			100.8%			11,779						▲0.002	▲27
関西電力送配電			101.5%			26,671						▲0.028	▲760
中国電力NW			96.5%			68,810						▲0.035	▲2,388
四国電力送配電			107.7%			41,412						▲0.013	▲553
九州電力送配電			98.4%			15,755						▲0.051	▲806
沖縄電力			103.4%			4,250						0.008	32
合計						369,680		109,614		128,640			▲19,026
平均	0.290	0.290		0.296	0.285	36,968	0.289	10,961	0.322	12,864	▲0.033	▲1,903	

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 –高経年化対策(コン柱) : 工事費、検証内容–

- 配電系統における主要工事目的のうち、高経年化対策(コン柱(工事費))について、以下の検証内容となった。

高経年化対策(コン柱)
(工事費)

中間
とりまとめ
時点

✓「可住地面積あたりの需要(需要電力量)」、「特殊作業員工賃」、「平均径間長」、「特殊柱(細径柱・複合柱・分割柱)比率」、「平均柱長」、「柱上変圧器協調比率」を説明変数に設定し、2015～2019年度の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.81と高い相関を確認。

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

高経年化対策(コン柱)における工事費において、影響を与える要因(需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける項目に限定)の精緻化を進め、以下の見直し案を提示。

経済水準：「特殊作業員工賃」に代わり「**公共工事設計労務単価(特殊作業員)平均値**」。

外生的要因に影響を受ける項目：「柱上変圧器協調比率」に代わり「**高圧架線柱比率**」。

検証内容

✓「可住地面積あたりの需要(需要電力量)」、「**公共工事設計労務単価(特殊作業員)平均値**」、「特殊柱(細径柱・複合柱・分割柱)比率」、「平均径間長」、「平均柱長」、「**高圧架線柱比率**」を説明変数に設定※し、参照期間(2017～2021年度)の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.76と高い相関を確認。

・**太字下線**は新たに検証した説明変数

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

(3) 単価統計査定 ③配電系統 –高経年化対策(コン柱) : 工事費、検証結果–

- 配電系統におけるコンクリート柱(工事費)につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。
説明変数 : 「可住地面積あたりの需要(需要電力量)」、「公共工事設計労務単価(特殊作業員)平均値」、「特殊柱(細径柱・複合柱・分割柱)比率」、「平均径間長」、「平均柱長」、「高圧架線柱比率」
決定係数 : 0.759

(単位:百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トップランナー補正	数量注1	統計査定結果(F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値(G)		統計査定結果-各社提出値(F-G)	
	実績単価(A)	推計単価(B)	効率性スコア(C)=A/B	単価(D)	単価(E) D×C 3位	本数	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			99.0%			24,656					▲ 0.026	▲ 632
東北電力NW			101.9%			95,660					0.010	960
東京電力PG			97.8%			67,472					▲ 0.245	▲ 16,543
中部電力PG			108.8%			13,215					▲ 0.040	▲ 527
北陸電力送配電			98.3%			11,779					0.039	463
関西電力送配電			98.6%			26,671					▲ 0.128	▲ 3,418
中国電力NW			92.4%			68,810					▲ 0.004	▲ 296
四国電力送配電			105.3%			41,412					▲ 0.034	▲ 1,388
九州電力送配電			97.9%			15,755					▲ 0.067	▲ 1,062
沖縄電力			98.2%			4,250					▲ 0.029	▲ 124
合計						369,680		166,406		188,974		▲ 22,567
平均	0.451	0.451		0.479	0.469	36,968	0.457	16,641	0.509	18,897	▲ 0.052	▲ 2,257

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策 (高圧線) : 物品費、検証結果 –

- 配電系統における高圧線 (物品費) につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トプランナー 補正	数量 注1 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 –各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			単価(D) =B×C 3位	推計単価	推計費用	単価	物品費	単価
北海道電力NW			87.9%		7,672					0.07	567
東北電力NW			184.2%		5,875					▲0.41	▲ 2,402
東京電力PG			134.3%		4,897					▲0.28	▲ 1,383
中部電力PG			90.8%		30,547					▲0.00	▲ 104
北陸電力送配電			103.1%		6,964					▲0.07	▲ 486
関西電力送配電			96.9%		16,080					0.02	319
中国電力NW			145.4%		10,000					▲0.08	▲ 764
四国電力送配電			96.3%		5,852					▲0.05	▲ 289
九州電力送配電			93.5%		2,256					▲0.03	▲ 61
沖縄電力			285.3%		50					▲0.28	▲ 14
合計					90,192		45,761		50,377		▲ 4,616
平均	0.67				9,019	0.59	4,576	0.70	5,038	0.11	▲ 462

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位 3 位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策（高圧線）：工事費、検証結果 –

- 配電系統における高圧線（工事費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正	数量 注1 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 –各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位		推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			158.9%		7,672					▲0.34	▲2,578
東北電力NW			148.5%		5,875					▲0.20	▲1,150
東京電力PG			148.1%		4,897					▲0.65	▲3,174
中部電力PG			58.3%		30,547					0.05	1,635
北陸電力送配電			73.1%		6,964					▲0.06	▲403
関西電力送配電			73.3%		16,080					▲0.47	▲7,559
中国電力NW			128.2%		10,000					▲0.17	▲1,746
四国電力送配電			74.8%		5,852					▲0.09	▲552
九州電力送配電			64.0%		2,256					▲0.15	▲336
沖縄電力			125.2%		50					▲0.14	▲7
合計					90,192		81,134		97,003		▲15,870
平均	1.15				9,019	1.01	8,113	1.23	9,700	▲0.22	▲1,587

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策（低圧線）：物品費、検証結果 –

- 配電系統における低圧線（物品費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正 単価(D) =B×C 3位	数量 注1 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			80.2%		495					▲0.00	▲ 1
東北電力NW			117.7%		4,370					▲0.13	▲ 576
東京電力PG			195.6%		2,497					0.07	187
中部電力PG			86.8%		1,146					▲0.00	▲ 1
北陸電力送配電			86.3%		2,046					0.00	3
関西電力送配電			143.1%		7,307					0.03	190
中国電力NW			113.2%		3,245					▲0.04	▲ 144
四国電力送配電			86.7%		668					▲0.33	▲ 220
九州電力送配電			70.9%		443					▲0.01	▲ 3
沖縄電力			156.1%		25					▲0.17	▲ 4
合計					22,243		8,106		8,676		▲ 569
平均	0.36				2,224	0.33	811	0.39	868	▲0.06	▲ 57

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策（低圧線）：工事費、検証内容 –

- 配電系統における主要工事目的のうち、高経年化対策（低圧線（工事費））について、以下の検証内容となった。

高経年化対策(低圧線)
(工事費)

中間
とりまとめ
時点

- ✓ 現時点では、重回帰分析で高い決定係数を得られる説明変数の組み合わせが見つからない。
※重回帰分析の際に説明変数として採用したデータには含まれない特殊な要因によって、費用が大幅に高くなる工事等があるためと考えられる

高経年化対策（低圧線）における工事費において、影響を与える要因（需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける項目に限定）の精緻化を進め、以下の見直し案を提示。

需要要因：「柱上変圧器 1 台あたりの低圧契約電力（延べ）」、「可住地面積あたりのPV導入量」を設定

経済水準：「公共工事設計労務単価(電工)平均値」を設定

外生的要因に影響を受ける項目：「平均ケーブルサイズ」、「低圧架空ケーブル施設比率」、「可住地面積あたりの架空高低圧電線亘長」を設定

検証内容

- ✓「柱上変圧器 1 台あたりの低圧契約電力（延べ）」、「可住地面積あたりのPV導入量」、「公共工事設計労務単価(電工)平均値」、「平均ケーブルサイズ」、「低圧架空ケーブル施設比率」、「可住地面積あたりの架空高低圧電線亘長」を説明変数に設定※し、参照期間（2017～2021年度）の単価データを対象に試算したところ、決定係数0.75と高い相関を確認。

・太字下線は新たに検証した説明変数

※説明変数の設定にあたっては、需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定。

(3) 単価統計査定 ③配電系統 – 高経年化対策 (低圧線) : 工事費、検証結果 –

- 配電系統における低圧線 (工事費) につき、重回帰分析を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

説明変数 : 「柱上変圧器 1 台あたりの低圧契約電力 (延べ)」、「可住地面積あたりのPV導入量」、「公共工事設計労務単価(電工)平均値」、「平均ケーブルサイズ」、「低圧架空ケーブル施設比率」、「可住地面積あたりの架空高低圧電線亘長」

決定係数 : 0.754

(単位 : 百万円)

会社	過去実績による重回帰分析			規制期間の説明変数による重回帰分析	トプランナー補正	数量注1	統計査定結果 (F) =A×0.7+E×0.3		各社提出値 (G)		統計査定結果 – 各社提出値 (F-G)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価 (D)	単価(E) D×C 3位	km	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			106.0%			495					0.018	9
東北電力NW			105.4%			4,370					▲ 0.028	▲ 121
東京電力PG			98.7%			2,497					0.205	512
中部電力PG			83.8%			1,146					▲ 0.010	▲ 12
北陸電力送配電			92.0%			2,046					▲ 0.006	▲ 12
関西電力送配電			108.0%			7,307					▲ 0.015	▲ 110
中国電力NW			101.6%			3,245					▲ 0.011	▲ 36
四国電力送配電			100.7%			668					▲ 0.451	▲ 302
九州電力送配電			111.7%			443					▲ 0.080	▲ 35
沖縄電力			93.6%			25					0.118	3
合計						22,243		10,253		10,358		▲ 105
平均	0.443	0.443		0.465	0.435	2,224	0.441	1,025	0.467	1,036	▲ 0.026	▲ 10

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 : 効率性スコア上位 3 位

(3) 単価統計査定 ③配電系統

－高経年化対策（柱上変圧器）：物品費、検証結果－

- 配電系統における柱上変圧器（物品費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正	数量 注1 台数	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位		推計 単価	推計 費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			96.4%		14,334					0.001	11
東北電力NW			99.2%		5,370					▲0.014	▲73
東京電力PG			110.3%		127,324					▲0.041	▲5,256
中部電力PG			90.9%		4,220					0.015	64
北陸電力送配電			103.8%		10,220					0.007	74
関西電力送配電			95.6%		11,065					0.012	133
中国電力NW			102.7%		24,150					▲0.008	▲182
四国電力送配電			69.4%		13,733					0.014	197
九州電力送配電			105.0%		53,493					▲0.006	▲347
沖縄電力			100.8%		3,000					0.003	10
合計					266,909		36,371		41,739		▲5,368
平均	0.131				26,691	0.130	3,637	0.131	4,174	▲0.002	▲537

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統

－高経年化対策（柱上変圧器）：工事費、検証結果－

- 配電系統における柱上変圧器（工事費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正 単価(D) =B×C 3位	数量 注1 台数	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費
北海道電力NW			122.4%		14,334					▲0.013	▲188
東北電力NW			108.5%		5,370					▲0.006	▲35
東京電力PG			96.1%		127,324					▲0.012	▲1,568
中部電力PG			114.6%		4,220					0.002	7
北陸電力送配電			76.8%		10,220					0.004	36
関西電力送配電			103.9%		11,065					0.000	0
中国電力NW			66.3%		24,150					▲0.001	▲36
四国電力送配電			76.3%		13,733					0.003	35
九州電力送配電			77.2%		53,493					▲0.007	▲372
沖縄電力			125.8%		3,000					▲0.013	▲38
合計					266,909		14,589		16,745		▲2,156
平均	0.061				26,691	0.057	1,459	0.062	1,675	▲0.005	▲216

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統

－高経年化対策（地中ケーブル）：物品費、検証結果－

- 配電系統における地中ケーブル（物品費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー 補正	数量 注1	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価(D) =B×C 3位	km	推計 単価	推計 費用	単価	物品費	単価	物品費
北海道電力NW			88.5%		55					▲1.1	▲58
東北電力NW			108.1%		360					1.0	371
東京電力PG			117.6%		183					1.4	258
中部電力PG			80.0%		102					1.8	182
北陸電力送配電			99.2%		118					▲0.2	▲28
関西電力送配電			58.7%		365					0.8	282
中国電力NW			100.8%		118					▲3.0	▲356
四国電力送配電			99.2%		67					▲6.2	▲416
九州電力送配電			198.8%		37					▲6.5	▲240
沖縄電力			118.1%		5					▲4.8	▲22
合計					1,409		14,913		14,940		▲27
平均	12.2				141	11.6	1,491	13.3	1,494	▲1.7	▲3

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ③配電系統

－高経年化対策（地中ケーブル）：工事費、検証結果－

- 配電系統における地中ケーブル（工事費）につき、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トプランナー 補正	数量 注1 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 －各社提出値 (E-F)	
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			単価(D) =B×C 3位	推計単価	推計費用	単価	工事費	単価
北海道電力NW			76.1%		55					▲0.7	▲39
東北電力NW			104.7%		360					0.9	335
東京電力PG			130.0%		183					▲1.2	▲220
中部電力PG			62.0%		102					2.1	209
北陸電力送配電			72.5%		118					▲0.3	▲39
関西電力送配電			53.7%		365					▲0.5	▲165
中国電力NW			132.9%		118					▲2.7	▲316
四国電力送配電			95.3%		67					▲1.9	▲129
九州電力送配電			149.7%		37					▲1.6	▲58
沖縄電力			111.0%		5					▲5.0	▲23
合計					1,409		14,908		15,355		▲447
平均	12.2				141	11.3	1,491	12.3	1,536	▲1.1	▲45

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値を記載している。

注2 :効率性スコア上位3位

(3) 単価統計査定 ④ 検証結果

- 本検証結果につき、全体概要は以下のとおり。全体で提出値に比べ、約▲9%との結果となった。なお、労務単価や資材単価などの変動については、規制期間中の実績推移等も確認しつつ、必要な検証を行うこととする。
- また、今回のCAPEXの検証において抽出した高額案件については、次スライド以降にて、その検証結果を報告する。

(単位：百万円)

会社	各社提出値			統計査定結果			統計査定結果－各社提出値		
	物品費	工事費	物品費+工事費	物品費	工事費	物品費+工事費	物品費	工事費	物品費+工事費
北海道電力NW	51,288	75,221	126,509	47,173	74,866	122,039	▲ 4,115	▲ 355	▲ 4,470
東北電力NW	134,919	191,372	326,291	122,341	193,360	315,701	▲ 12,578	1,988	▲ 10,590
東京電力PG	301,188	399,677	700,865	249,591	349,759	599,350	▲ 51,597	▲ 49,918	▲ 101,515
中部電力PG	144,786	185,339	330,125	141,798	164,661	306,460	▲ 2,987	▲ 20,678	▲ 23,665
北陸電力送配電	35,757	72,087	107,844	35,005	55,761	90,765	▲ 752	▲ 16,326	▲ 17,078
関西電力送配電	131,575	184,430	316,005	110,142	152,682	262,825	▲ 21,433	▲ 31,748	▲ 53,181
中国電力NW	111,874	151,779	263,653	103,253	137,764	241,017	▲ 8,621	▲ 14,015	▲ 22,636
四国電力送配電	35,405	53,826	89,232	32,725	49,472	82,197	▲ 2,681	▲ 4,354	▲ 7,035
九州電力送配電	107,796	122,036	229,832	112,882	123,145	236,027	5,086	1,110	6,196
沖縄電力	18,024	12,862	30,886	14,050	11,556	25,606	▲ 3,974	▲ 1,306	▲ 5,280
10社合計	1,072,612	1,448,629	2,521,241	968,960	1,313,026	2,281,986	▲ 103,652	▲ 135,603	▲ 239,255

注1 数量については、別途投資量の検証を行っており、各社提出値をもとに算出している。

注2 配電の無電柱化対応（共同溝及び単独地中化）については上記に含んでいない。

(3) 単価統計査定 ⑤各社の高額案件の内部検証プロセス － 検証項目 －

- 高額案件を対象に、各一般送配電事業者が社内での適切な検討プロセスを実施し、検討内容等が提出されたことから、内容の検証を行った。
- 具体的には、以下の点について、検証を行った。
 - － ①有識者などの第三者を含める等の透明性が確保された検証体制を構築されているか
 - － ②案件の必然性、価格・物量の妥当性（過去の類似事例等との比較検証）、価格・物量低減に向けて実施する取組の有無とその取組内容の妥当性について検証しているか

(3) 単価統計査定 ⑤各社の高額案件の内部検証プロセス － 検証結果（各社における検証体制）－

- 各一般送配電事業者の内部検証実施日及び第3者については以下のとおり。
- 各一般送配電事業者において、第3者を交えた検証が行われ、その際に示された意見が公開されていることを確認した。

会社	内部検証実施日	第3者
北海道電力NW	10/13	コンサルタント会社
東北電力NW	10/6	コンサルタント会社
東京電力PG	10/11	大学助教
中部電力PG	10/17	大学教授、他社エグゼクティブアドバイザー
北陸電力送配電	10/17	大学教授、弁護士
関西電力送配電	10/20	コンサルタント会社
中国電力NW	10/6	税理士、大学教授
四国電力送配電	10/11（第三者には10/3説明）	大学教授
九州電力送配電	10/14(第三者には10/3～13に説明)	コンサルタント会社
沖縄電力	10/11	弁護士、公認会計士

(3) 単価統計査定 ⑤各社の高額案件の内部検証プロセス

－ 検証結果（各社における検証体制：第三者選定に係る追加検証） －

- 高額案件の内部検証に携わる第三者について、選定プロセスを確認したところ、各社とも独立性、中立性、電力専門性などを念頭に選定しているとのことであった。
- また、各一般送配電事業者から、今回の選定について利益相反等の問題がないと認識しているとの回答を得た。

事業者	選定した第三者				第三者の独立性の評価（利益相反となるような取引がないか等）		
	コンサル タ ン ト	大学 教授 等	弁護 士・会 計士等	その他	2021年度及び2022年度にお ける、第三者との取引の有無、あ る場合、取引の内容	左記に該当がある場合、高額案 件の検証に与える影響について、 会社としてどう評価しているか	その他（第三者選定理由）
北海道電 力NW	○				社内の調達検討委員会のアドバイザー としてコンサル契約有り（支払い有 り）。助言、提言。	当社の資機材調達の取り組みについて 熟知し、適切なアドバイス。今回の高 額案件検証では追加報酬の支払なし。	調達検討委員会アドバイザーとしては、複数 のコンサルの中からコンサル実績及び費用を 総合的に評価、選定。
東北電力 NW	○				NWとして取引なし。（なお、東北電力 として調達改革活動の支援のため、コ ンサル契約有り（支払い有り））。	コンサル会社が有しているコスト低減 に関するノウハウにより、公正な検証 が行われていると評価。	適正な調達価格を見極めるノウハウの必要性 に鑑み、企業グループの調達改革活動の社外 有識者として、持株会社とコンサル契約のあ る同社を選定。
東京電力 PG		○			研究費の支払いなし。	該当なし。	電力設備の知見、コスト評価の経験を有し、 価格・物量の妥当性の確認に適任。
中部電力 PG		○		○ (エグゼクティブ アドバイザー)	いずれも（報酬）支払い有り。	業績連動等で報酬には反映されないた め、利益相反にはならない。	取引や資本関係がなく、送配電事業の知識・ 理解度が一般的社外有識者より高く、客観的 な視点で意見・アドバイス。
北陸電力 送配電		○	○		いずれも取引なし。（なお、北陸電力 として大学に研究講座を、法律事務所 と個別案件取引あり、支払も発生）。	該当なし。	電気事業及び電力供給システム等の見識、高 度な専門性等の知見を勘案のうえ選定。
関西電力 送配電	○				取引有り（支払い有り。人事・給与厚 生関係業務に係る委託）	今回委託業務は既取引事業部とは権限 責任が独立した事業部であり、検証に 影響を及ぼすことはない。	エネルギー業界で幅広い業務経験、送配電設 備の知見を一定程度有している。
中国電力 NW		○	○		①大学教授等：取引なし。 ②弁護士・会計士等：取引有り（支払 い有り）	①該当なし。 ②現取引は税務取引の指導・支援であ り、今回の客観的な検証では対価なし。	電力系統や電力設備の技術的知見、客観的視 点から、また会計、企業経営の専門知識・知 見から有益な意見をいただけると考え、選定。
四国電力 送配電		○			研究費の支払いなし。	該当なし。	電力系統及び送配電設備等に知見のある社外 有識者
九州電力 送配電	○				利害関係なし。	該当なし。	エネルギー業界及び調達分野に専門性を有し、 コスト低減の知見が豊富。
沖縄電力			○ (2名)		いずれも（報酬）支払い有り。	あくまでも第3者として独立性を確保し た上で、客観的・中立的に公平な検 証・評価を実施したと評価。	第3者として独立した立場で検証・評価いた だけると考え選定。

(3) 単価統計査定 ⑤各社の高額案件の内部検証プロセス － 検証結果（各社における検証内容）－

- 各一般送配電事業者における案件の必然性、価格・物量の妥当性、過去の類似事例等との比較検証の状況は以下のとおり。
- 各一般送配電事業者において、高額案件に関する社内での検証が適切に行われていることを確認した。

会社	社内での検証を行っているか				価格の見積り方法
	案件の必然性	価格・物量の妥当性	過去の類似事例等との比較	効率化の取組	
北海道電力NW	○	○	○	事前価格調査、新規取引先調査、仕様見直し、費用構造の見える化	過去の類似事例 + 個別の増加要因
東北電力NW	○	○	○	全件競争発注	①工種、運搬方法等をもとに直接費を算定 ②ドラム場の造成費等の固定費を加算
東京電力PG	○	○	○	詳細設計段階での低減、競争発注・まとめ発注、カイゼン活動、デジタル技術	過去の類似事例 + 個別の増加要因
中部電力PG	○	○	○	架空送電：VE提案の積極的な導入 変電：作業環境や作業制約を踏まえた簡素化の取組	過去の類似事例 + 個別の増加要因
北陸電力送配電	○	○	○	案件ごとに個別記載（基礎工事の抑制策や運搬方法の最適化等）	過去の類似事例 + 個別の増加要因
関西電力送配電	○	○	○	競争発注、仕様見直し等	過去の類似事例 + 個別の増加要因
中国電力NW	○	○	○	架空送電：競争発注（96%） ケーブル：地元工事会社の参入促進 変圧器：全件競争発注、小型・軽量化した部品の採用	中国電力NW単独での重回帰分析、中央値算定又は個別算定
四国電力送配電	○	○	○	全件競争発注 鉄塔・ケーブル：仮設備設置の工夫 遮断器：現地組立方法の採用	過去の類似事例 + 個別の増加要因
九州電力送配電	○	○	○	案件ごとに個別記載（競争発注、基礎工事の抑制策や造成範囲の最小化等）	過去の類似事例 + 個別の増加要因
沖縄電力	○	○	○	競争発注、まとめ発注による輸送費削減	過去の類似事例 + 個別の増加要因

(3) 単価統計査定 ⑤各社の高額案件の内部検証プロセス － 検証結果（まとめ） －

- 検証の結果、各一般送配電事業者において、有識者などの第三者を含める等の検証体制を構築し、その検証内容を開示していること、その中で、案件の必然性、価格・物量の妥当性（過去の類似事例等との比較検証）、価格・物量低減に向けて実施する取組の有無とその取組内容の妥当性を検証していることを確認したことから、高額案件の投資額については妥当である。
- 一方で、各一般送配電事業者の検証体制における第三者の位置づけ、価格の見積り方法、価格・物量の低減の取組内容については、差異があることから、各一般送配電事業者からこれらの考え方について聴取した。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
－（1）概要	・・・P133
－（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・P153
－（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・P176
－（4）無電柱化	・・・P231
－（5）その他設備	・・・P244
－（6）その他投資	・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 中央値を用いた検証 (物品費) –

- 無電柱化・共同溝の投資量については、国の無電柱化計画を踏まえ、国、地方公共団体や地区の協議会等と合意された計画により、着手状況等を勘案して算出していることを確認した。
- 無電柱化・共同溝 (物品費) の単価について、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トプランナー 補正 単価(D) =B×C 3位	数量 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)			
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B			推計単価	推計費用	単価	物品費	単価	物品費		
北海道電力NW	108.2	85.8	126.2%	71.7	53	97.3	5,132	97.0	5,118	0.3	15		
東北電力NW	72.3		84.3%		73	72.1	5,230	80.1	5,810	▲ 8.0	▲ 580		
東京電力PG	82.8		96.5%		822	79.4	65,303	96.7	79,514	▲ 17.3	▲ 14,211		
中部電力PG	88.8		103.5%		305	83.7	25,540	74.4	22,707	9.3	2,833		
北陸電力送配電	71.7		83.6%		37	71.7	2,652	65.7	2,431	6.0	221		
関西電力送配電	50.3		58.7%		166	56.7	9,420	28.1	4,644	28.7	4,776		
中国電力NW	65.2		76.1%		59	67.2	3,991	60.2	3,574	7.0	417		
四国電力送配電	173.2		201.9%		37	142.7	5,338	47.3	1,769	95.4	3,569		
九州電力送配電	99.8		116.3%		110	91.3	10,048	90.0	9,901	1.3	147		
沖縄電力	129.4		150.9%		27	112.1	3,059	70.9	1,933	41.3	1,126		
合計							1,690		135,715		137,401		▲ 1,687
平均	94.2						169	87.4	13,571	71.0	13,740	16.4	▲ 169

注 :効率性スコア上位3位

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 中央値を用いた検証 (工事費) –

- 無電柱化・共同溝の投資量については、国の無電柱化計画を踏まえ、国、地方公共団体や地区の協議会等と合意された計画により、着手状況等を勘案して算出していることを確認した。
- 無電柱化・共同溝 (工事費) の単価について、中央値を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	過去実績による中央値			トップランナー補正	数量 km	統計査定結果 (E) =A×0.7+D×0.3		各社提出値 (F)		統計査定結果 -各社提出値 (E-F)			
	実績単価 (A)	推計単価 (B)	効率性スコア (C)=A/B	単価単価(D) =B×C 3位		推計単価	推計費用	単価	工事費	単価	工事費		
北海道電力NW	51.7	68.3	75.6%	52.6	53	52.0	2,742	44.3	2,336	7.7	405		
東北電力NW	63.0		92.1%		73	59.8	4,339	72.3	5,244	▲ 12.5	▲ 905		
東京電力PG	73.7		107.9%		822	67.4	55,389	87.4	71,875	▲ 20.1	▲ 16,486		
中部電力PG	54.2		79.3%		305	53.7	16,404	46.6	14,234	7.1	2,170		
北陸電力送配電	52.6		76.9%		37	52.6	1,945	50.1	1,854	2.5	92		
関西電力送配電	83.6		122.3%		166	74.3	12,334	52.2	8,645	22.1	3,689		
中国電力NW	73.9		108.1%		59	67.5	4,009	68.1	4,047	▲ 0.6	▲ 37		
四国電力送配電	113.1		165.4%		37	94.9	3,550	36.6	1,370	58.3	2,180		
九州電力送配電	50.6		74.1%		110	51.2	5,633	48.0	5,279	3.2	353		
沖縄電力	91.3		133.6%		27	79.7	2,174	50.2	1,370	29.5	804		
合計							1,690		108,518		116,254		▲ 7,736
平均	70.8						169	65.3	10,852	55.6	11,625	9.7	▲ 774

注 :効率性スコア上位3位

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 東京電力PG個別説明の概要 –

- 無電柱化・共同溝の投資単価について、東京電力PGより説明の申し出があったため、その合理性について検証を行った。
- 具体的には、東京電力PGによれば共同溝の単価（1.85億円/km）は都市の狭隘地区及び島嶼地区で行うことから割高になるという説明があった。また、これは東京都による「無電柱化チャレンジ支援制度」及び「東京都島しょ地域無電柱化整備計画」に基づき、東京電力PGのみ実施する必要があるとのことであった。
- そのため、①ベース単価（過去3か年平均：1.69億円/km）、東京都による無電柱化対応事業としての②チャレンジ支援制度影響（過去実績を用いて算定したベース単価に対する増分として0.1億円/km）、③島嶼部対応影響（過去実績を用いて算定したベース単価に対する増分として：0.06億円/km）の各単価の妥当性について検証を行った。

(1) 東京電力PGの中央値を用いた査定結果

(単位：億円)

物品費/工事費	数量	統計査定結果 (A)		各社提出値 (B)		統計査定結果 - 各社提出値 (A-B)	
		km	推計単価	推計費用	単価	費用	単価
物品費	822	0.79	653	0.97	795	▲ 0.17	▲ 142
工事費		0.67	554	0.88	719	▲ 0.20	▲ 165
計		1.47	1,207	1.85	1,514	▲ 0.37	▲ 307

(2) 東京電力PGの申請値の内訳について（東電ヒアリング結果）

(単位：億円/km)

	根拠	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
①ベース単価	3か年平均	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
②チャレンジ支援制度影響	過去実績 (巣鴨)	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
③島嶼部対応影響	過去実績 (大島)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
申請値(計)		1.85	1.85	1.85	1.85	1.85

検証方法

ベース単価、チャレンジ影響、島嶼部影響のそれぞれについて、見積り単価の妥当性について検証した。

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 東京電力PG個別説明の検証結果 – 1 / 2

- 東京電力PGにおける無電柱化・共同溝の提出値については、①ベース単価（過去3か年平均：1.69億円/km）、東京都による無電柱化対応事業としての②チャレンジ支援制度影響（過去実績を用いて算定したベース単価に対する増分として0.1億円/km）、③島嶼部対応影響（過去実績を用いて算定したベース単価に対する増分として0.06億円/km）を基に、1.85億円/kmの費用を計上している。
- このうち、①ベース単価については、これまで、(1)既存ストック方式の拡大、(2)仮復旧材の活用、(3)管路材の変更などにより、2019年実績（1.78億円/km）→2021年実績（1.59億円/km）のコストダウンが図られているとの説明があった。
- このうち、(2)、(3)については、既に無電柱化・共同溝の工事において全面的に適用がなされているところ、(1) 既存ストックの拡大については、現在の適用率が過去実績ベースで7%程度であり、これについてさらに体制整備を行いながら適用率の拡大を行うことが可能（10%程度）と考えられることから、これを踏まえた①ベース単価を算出すべき。

■ ベース単価の提出値

		2019年度	2020年度	2021年度
資材単価	億円/km	0.93	0.82	0.83
工事単価	億円/km	0.85	0.87	0.76
工事費単価	億円/km	1.78	1.69	1.59

東電PG提出値
3か年平均
1.69/km

■ ベース単価の検証値

		2019年度	2020年度	2021年度
資材単価	億円/km	0.93	0.82	0.83
工事単価	億円/km	0.85	0.87	0.76
工事費単価	億円/km	1.78	1.69	1.59※

東電PG提出値 直近実績
※さらに2021に含まれるチャレンジ影響
及び島嶼部影響を控除（1.57/km）

+
既存ストック方式の拡大効果
（▲0.015/km）

1.555/km

+ 既存ストック方式の拡大効果（▲0.015億円/km）

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 東京電力PG個別説明の検証結果 – 2 / 2

- 前述のとおりベース単価を補正した上で、②チャレンジ支援制度影響及び③島嶼部対応影響については、過去実績値（巣鴨）に加え、規制期間の工事予定件名の影響額の検証も行った結果、過去実績値と同水準であることが確認できたことから、申し出（提出値ベース）どおりの費用増加影響があることを認めることとし、これを踏まえた検証の結果、以下の値（1.71億円/km）をベースに規制期間における費用計上を認めることとした。

	数量 km	計上根拠	規制期間 (提出値) 億円/km
①ベース単価	822.0	2019～21年度実績	1.69
②チャレンジ支援制度影響	内数 18.2	巣鴨実績ベース (過去実績)	0.10
③島嶼部対応影響	内数 40.7	大島実績ベース (過去実績)	0.06
計			1.85
総額			1,514億円

	査定根拠	規制期間 (検証結果) 億円/km
	2021年度実績	1.55
	巣鴨実績ベース(過去実績)に加え、規制期間実施予定エリアの単価の検証	0.10
	大島実績ベース(過去実績)に加え、規制期間実施予定エリアの単価の検証	0.06
		1.71
		1,410億円※

※さらに効率化係数を設定

(4) 無電柱化 ①共同溝 – 東京電力PG個別説明 (検証前後比較) –

- 東京電力PGからの説明についての検証結果を踏まえた単価をもとに計算した結果は以下のとおりである。
- 提出値と比較すると、個別説明の検証前は、規制期間合計▲306億円だったが、個別説明の検証後は、規制期間合計▲104億円となった。

■ 個別説明の検証前 (中央値を用いた検証結果)

(単位：百万円)

会社	数量	提出値 (A)		中央値を用いた検証結果 (B)		提出値 - 中央値を用いた検証結果 = A-B	
	km	単価	規制期間合計	単価	規制期間合計	単価	規制期間合計
東京電力PG	822	184.2	151,389	146.8	120,692	▲ 37.4	▲ 30,697

■ 個別説明の検証後

(単位：百万円)

会社	数量	提出値 (A)		個別説明を踏まえた検証結果 (B)		検証結果 - 個別説明を踏まえた検証結果 = A-B	
	km	単価	規制期間合計	単価	規制期間合計	単価	規制期間合計
東京電力PG	822	184.2	151,389	171.5	140,973	▲12.7	▲10,416

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 単価比率の状況 (物品費) –

- 無電柱化・単独地中化 (物品費) の単価の各社提出値は、無電柱化・共同溝 (物品費) の単価の0.97倍～3.3倍と単価比率にバラつきがある状況。

(単位：百万円)

会社	単独地中化・各社提出値			共同溝・各社提出値	単独地中化単価／共同溝単価
	数量 (km) (A)	単価 (B)	物品費 (C) = A×B	単価 (D)	単価比率 (E) = B/D
北海道電力NW	10	287.4	2,932	97.0	2.96
東北電力NW	24	84.6	2,068	80.1	1.06
東京電力PG	60	93.6	5,616	96.7	0.97
中部電力PG	28	238.0	6,735	74.4	3.20
北陸電力送配電	6	210.3	1,262	65.7	3.20
関西電力送配電	28	89.8	2,568	28.1	3.20
中国電力NW	14	192.5	2,772	60.2	3.20
四国電力送配電	7	156.2	1,062	47.3	3.30
九州電力送配電	21	288.0	5,991	90.0	3.20
沖縄電力	2	120.0	216	70.9	1.69
合計	201		31,221		
平均	20	176.0	3,122	71.0	2.60

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 単価比率の状況 (工事費) –

- 無電柱化・単独地中化 (工事費) の単価の各社提出値は、無電柱化・共同溝 (工事費) の単価の0.97倍～5.31倍と単価比率にバラつきがある状況。

(単位：百万円)

会社	単独地中化・各社提出値			共同溝・各社提出値	単独地中化単価／共同溝単価
	数量 (km) (A)	単価 (B)	工事費 (C) = A×B	単価 (D)	単価比率 (E) = B/D
北海道電力NW	10	131.2	1,338	44.3	2.96
東北電力NW	24	76.8	1,877	72.3	1.06
東京電力PG	60	84.7	5,081	87.4	0.97
中部電力PG	28	149.2	4,222	46.6	3.20
北陸電力送配電	6	160.3	962	50.1	3.20
関西電力送配電	28	165.6	4,736	52.2	3.17
中国電力NW	14	217.9	3,138	68.1	3.20
四国電力送配電	7	120.9	822	36.6	3.30
九州電力送配電	21	153.6	3,195	48.0	3.20
沖縄電力	2	266.7	480	50.2	5.31
合計	201		25,852		
平均	20	152.7	2,585	55.6	2.96

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 各社見積り状況 –

- 無電柱化・単独地中化の単価については、前2頁のとおり、各社見積りにバラつきがあったことから、各社に単価の見積り方法についてヒアリングを実施した。
- その結果、東北、東京以外の8社が共同溝方式の負担割合から逆算して算出した3.2倍を適用していたのに対し、東北、東京については、実施予定の対象線路の状況を踏まえて見積もった結果、共同溝方式と比べそれぞれ1.06倍、0.97倍となっていることを確認した。
- 上記の状況を踏まえると、**対象線路を特定して見積りを実施した事業者の単価を参考に、第一規制期間の期初の見積りにおいては、東北、東京以外の8社についても、共同溝と同等（東北の水準の1.06倍）の単価にすることとする。**

会社	見積りの算定方法
北海道電力NW	共同溝方式の過去実績値に効率性を織り込んだ単価に3.2倍を乗じて算定。（効率化を織り込んだ結果、共同溝方式の過去実績単価の2.96倍となっている。）
東北電力NW	対象路線毎に算出。本来であれば共同溝に比べ単独地中化は高額となるところ、対象路線は供給信頼度の低い路線を想定しており、市街地外での工事となることから共同溝方式と同等の単価となっている。
東京電力PG	2022年度実施予定件名のうち、設計完了件名の設計単価から平均値を算出し設定した結果、共同溝方式と同等の単価を算出。
上記以外の7社	過去実施した事例がないため、共同溝方式での費用内訳から算定し、共同溝方式（建設負担金除き※）の3.2倍と算定。 ※四国電力送配電については、建設分担金を含んだ金額の3.2倍と算定。

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 検証結果 (物品費) –

- 無電柱化・単独地中化の投資量については、無電柱化推進計画において示されている考え方を基に、事業者の施工力等を勘案し計画を策定していることを確認した。
- 無電柱化・単独地中化 (物品費) につき、検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	(参考) 各社提出値	各社提出値				査定結果			統計査定結果 – 各社提出値		
	共同溝 単価 (A)	投資量 (km) (B)	単独地中化 単価 (C)	単価比率 (D) =C/A	物品費 (E) =B×C	単独地中化 単価 (F)	単価比率 (G)	物品費 (H) =B×F	単独地中化 単価 =F-C	単価比率 =G-D	物品費 =H-E
北海道電力NW	97.0	10	287.4	2.96	2,932	102.3	1.06	1,044	▲ 185.1	▲ 1.91	▲ 1,888
東北電力NW	80.1	24	84.6	1.06	2,068	84.6	1.06	2,068	–	–	–
東京電力PG	96.7	60	93.6	0.97	5,616	93.6	0.97	5,616	–	–	–
中部電力PG	74.4	28	238.0	3.20	6,735	78.5	1.06	2,221	▲ 159.5	▲ 2.14	▲ 4,515
北陸電力送配電	65.7	6	210.3	3.20	1,262	69.3	1.06	416	▲ 141.0	▲ 2.15	▲ 846
関西電力送配電	28.1	28	89.8	3.20	2,568	29.6	1.06	829	▲ 60.2	▲ 2.14	▲ 1,739
中国電力NW	60.2	14	192.5	3.20	2,772	63.5	1.06	914	▲ 129.0	▲ 2.14	▲ 1,858
四国電力送配電	47.3	7	156.2	3.30	1,062	49.9	1.06	339	▲ 106.3	▲ 2.25	▲ 723
九州電力送配電	90.0	21	288.0	3.20	5,991	95.0	1.06	1,975	▲ 193.1	▲ 2.14	▲ 4,015
沖縄電力	70.9	2	120.0	1.69	216	74.8	1.06	135	▲ 45.2	▲ 0.64	▲ 81
合計		201			31,221			15,556			▲ 15,665
平均	71.0	20	176.0	2.60	3,122	74.1	1.05	1,556	▲ 101.9	▲ 1.55	▲ 1,567

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 検証結果 (工事費) –

- 無電柱化・単独地中化の投資量については、無電柱化推進計画において示されている考え方を基に、事業者の施工力等を勘案し計画を策定していることを確認した。
- 無電柱化・単独地中化 (工事費) につき、検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	(参考) 各社提出値	各社提出値				査定結果			統計査定結果 –各社提出値		
	共同溝 単価 (A)	投資量 (km) (B)	単独地中化 単価 (C)	単価比率 (D) =C/A	工事費 (E) =B×C	単独地中化 単価 (F)	単価比率 (G)	工事費 (H) =B×F	単独地中化 単価 =F-C	単価比率 =G-D	工事費 =H-E
北海道電力NW	44.3	10	131.2	2.96	1,338	47.0	1.06	479	▲ 84.2	▲ 1.90	▲ 859
東北電力NW	72.3	24	76.8	1.06	1,877	76.8	1.06	1,877	–	–	–
東京電力PG	87.4	60	84.7	0.97	5,081	84.7	0.97	5,081	–	–	–
中部電力PG	46.6	28	149.2	3.20	4,222	49.5	1.06	1,401	▲ 99.7	▲ 2.14	▲ 2,822
北陸電力送配電	50.1	6	160.3	3.20	962	53.2	1.06	319	▲ 107.2	▲ 2.14	▲ 643
関西電力送配電	52.2	28	165.6	3.17	4,736	55.4	1.06	1,552	▲ 110.2	▲ 2.11	▲ 3,184
中国電力NW	68.1	14	217.9	3.20	3,138	72.3	1.06	1,041	▲ 145.6	▲ 2.14	▲ 2,097
四国電力送配電	36.6	7	120.9	3.30	822	38.9	1.06	264	▲ 82.1	▲ 2.24	▲ 558
九州電力送配電	48.0	21	153.6	3.20	3,195	51.0	1.06	1,060	▲ 102.6	▲ 2.14	▲ 2,135
沖縄電力	50.2	2	266.7	5.31	480	53.3	1.06	96	▲ 213.4	▲ 4.25	▲ 384
合計		201			25,852			13,171			▲ 12,681
平均	55.6	20	152.7	2.96	2,585	58.2	1.05	1,317	▲ 94.5	▲ 1.91	▲ 1,268

(4) 無電柱化 ②単独地中化 – 検証結果 (まとめ) –

- 無電柱化・単独地中化については、一部の事業者を除いて、過去実績がないことから、共同溝による各社提出値をベースとして、対象線路を特定して見積りを実施した事業者の単価を参考に共同溝と同等の倍率を適用することにより、期初の見積りの検証を行った。
- ただし、今後の政策対応や地元調整等による整備距離の変動や、多様な整備手法の採用及び対象路線の特性（沿道需要や配電線の施設状況、交通事情等の環境等）による単価変動に伴い、見積り費用と実績費用に乖離が生じることが考えられることから、乖離状況及び要因を検証しつつ、必要に応じて事後調整を行うこととする。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
－（1）概要	・・・P133
－（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・P153
－（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・P176
－（4）無電柱化	・・・P231
－（5） その他設備	・・・P244
－（6）その他投資	・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(5) その他設備 ① 検証結果 (次世代投資費用からの振替後)

— 送電 —

- その他設備 (送電) につき、主要設備 (送電) の査定率を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	主要設備 査定率の算定				その他設備			検証結果 — 各社提出値	
	過去実績 (A)	推計費用 (B)	査定額 (C) = B-A	査定率 (D) = C/A	過去実績 (E)	削減率 (F) = D	検証結果 (G) = Ex (1+D)	提出値 (H)	差額 (I) = G-H
北海道電力NW	25,422	25,639	217	0.9%	20,351	0.9%	20,525	28,386	▲ 7,861
東北電力NW	86,044	85,475	▲ 569	-0.7%	81,249	-0.7%	80,712	59,775	20,936
東京電力PG	166,114	154,686	▲ 11,429	-6.9%	156,331	-6.9%	145,575	265,985	▲ 120,410
中部電力PG	63,940	60,536	▲ 3,404	-5.3%	38,094	-5.3%	36,067	41,609	▲ 5,543
北陸電力送配電	22,672	21,715	▲ 958	-4.2%	19,013	-4.2%	18,210	15,772	2,438
関西電力送配電	85,878	82,423	▲ 3,455	-4.0%	68,845	-4.0%	66,075	116,461	▲ 50,386
中国電力NW	47,505	44,113	▲ 3,392	-7.1%	43,872	-7.1%	40,739	56,299	▲ 15,560
四国電力送配電	15,642	14,188	▲ 1,454	-9.3%	5,717	-9.3%	5,186	13,753	▲ 8,567
九州電力送配電	37,770	37,257	▲ 513	-1.4%	49,327	-1.4%	48,657	64,904	▲ 16,247
沖縄電力	3,229	3,466	237	7.3%	14,075	7.3%	15,108	20,555	▲ 5,447
10社合計	554,216	529,497	▲ 24,719	-4.5%	496,874	-4.5%	476,854	683,500	▲ 206,645

注1 主要設備の実績単価及び推計単価の算定にあたっては高額案件は除く。一方で、単価に乗じる数量には高額案件も含む。

(5) その他設備 ① 検証結果 (次世代投資費用からの振替後)

— 変電 —

- その他設備 (変電) につき、主要設備 (変電) の査定率を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	主要設備 査定率の算定				その他設備			検証結果 — 各社提出値	
	過去実績 (A)	推計費用 (B)	査定額 (C) = B-A	査定率 (D) = C/A	過去実績 (E)	削減率 (F) = D	検証結果 (G) = Ex (1+D)	提出値 (H)	差額 (I) = G-H
北海道電力NW	6,112	5,923	▲ 189	-3.1%	24,654	-3.1%	23,892	28,470	▲ 4,578
東北電力NW	10,475	9,980	▲ 495	-4.7%	80,694	-4.7%	76,882	92,757	▲ 15,875
東京電力PG	15,848	16,831	983	6.2%	91,177	6.2%	96,832	166,574	▲ 69,742
中部電力PG	9,969	9,958	▲ 10	-0.1%	96,527	-0.1%	96,428	79,147	17,281
北陸電力送配電	3,342	3,585	243	7.3%	26,315	7.3%	28,228	25,108	3,119
関西電力送配電	13,552	14,544	992	7.3%	88,314	7.3%	94,779	114,954	▲ 20,175
中国電力NW	10,099	10,106	6	0.1%	42,112	0.1%	42,138	49,237	▲ 7,099
四国電力送配電	2,932	2,879	▲ 53	-1.8%	19,182	-1.8%	18,836	29,998	▲ 11,162
九州電力送配電	8,081	7,823	▲ 258	-3.2%	57,218	-3.2%	55,389	62,936	▲ 7,547
沖縄電力	1,861	1,781	▲ 80	-4.3%	14,007	-4.3%	13,406	13,632	▲ 226
10社合計	82,270	83,409	1,139	1.4%	540,200	1.4%	546,810	662,814	▲ 116,003

注1 主要設備の実績単価及び推計単価の算定にあたっては高額案件は除く。一方で、単価に乗じる数量には高額案件も含む。

(5) その他設備 ① 検証結果 (次世代投資費用からの振替後)

— 配電 —

- その他設備 (配電) につき、主要設備 (配電) の査定率を用いた検証を実施した結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	主要設備 査定率の算定				その他設備			検証結果 — 各社提出値	
	過去実績 (A)	推計費用 (B)	査定額 (C) = B-A	査定率 (D) = C/A	過去実績 (E)	削減率 (F) = D	検証結果 (G) = Ex (1+D)	提出値 (H)	差額 (I) = G-H
北海道電力NW	94,725	90,553	▲ 4,172	-4.4%	82,030	-4.4%	78,417	78,223	194
東北電力NW	219,907	220,556	649	0.3%	199,517	0.3%	200,106	196,821	3,285
東京電力PG	445,102	445,026	▲ 76	-0.0%	431,490	-0.0%	431,416	403,829	27,587
中部電力PG	218,505	223,947	5,442	2.5%	193,630	2.5%	198,452	202,675	▲ 4,223
北陸電力送配電	54,026	53,963	▲ 63	-0.1%	47,848	-0.1%	47,792	45,905	1,887
関西電力送配電	170,467	170,411	▲ 56	0.0%	265,843	0.0%	265,756	260,538	5,218
中国電力NW	163,571	162,096	▲ 1,475	-0.9%	133,982	-0.9%	132,774	131,527	1,247
四国電力送配電	64,206	65,201	995	1.5%	58,110	1.5%	59,010	51,279	7,731
九州電力送配電	195,564	191,182	▲ 4,382	-2.2%	165,570	-2.2%	161,860	164,203	▲ 2,343
沖縄電力	19,948	20,386	437	2.2%	28,407	2.2%	29,029	28,668	361
10社合計	1,646,021	1,643,319	▲ 2,701	-0.2%	1,606,427	-0.2%	1,604,615	1,563,668	40,122

注1 配電の高経年化対策 (無電柱化) は個別査定を含むため除く。

(5) その他設備 ① 検証結果 (次世代投資費用からの振替後)

－ 合計 －

- 前頁までの送電、変電、配電のその他設備の検証結果を集計すると以下のとおりである。
- 下記の検証結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、一般送配電事業者より別途、個別説明の機会を設けることとし、その検証結果については、次スライド以降にて取り上げる。

(単位：百万円)

会社	主要設備 査定率の算定				その他設備			検証結果 － 各社提出値	
	過去実績 (A)	推計費用 (B)	査定額 (C) = B-A	査定率 (D)	過去実績 (E)	削減率 (F)	検証結果 (G)	提出値 (H)	差額 (I) = G-H
北海道電力NW	126,259	122,115	▲ 4,144	送変配の それぞれの率を 使うため省略	127,035	送変配の それぞれの率を 使うため省略	122,834	135,079	▲ 12,245
東北電力NW	316,426	316,011	▲ 415		361,460		357,699	349,354	8,346
東京電力PG	627,064	616,542	▲ 10,521		678,998		673,824	836,389	▲ 162,565
中部電力PG	292,414	294,441	2,028		328,252		330,947	323,431	7,516
北陸電力送配電	80,040	79,262	▲ 778		93,176		94,230	86,786	7,444
関西電力送配電	269,896	267,377	▲ 2,519		423,002		426,610	491,953	▲ 65,343
中国電力NW	221,175	216,315	▲ 4,860		219,965		215,652	237,063	▲ 21,411
四国電力送配電	82,780	82,268	▲ 513		83,010		83,032	95,030	▲ 11,998
九州電力送配電	241,414	236,261	▲ 5,153		272,114		265,905	292,043	▲ 26,138
沖縄電力	25,038	25,633	594		56,488		57,543	62,855	▲ 5,312
10社合計	2,282,507	2,256,226	▲ 26,281		2,643,501		2,628,279	2,909,982	▲ 281,703

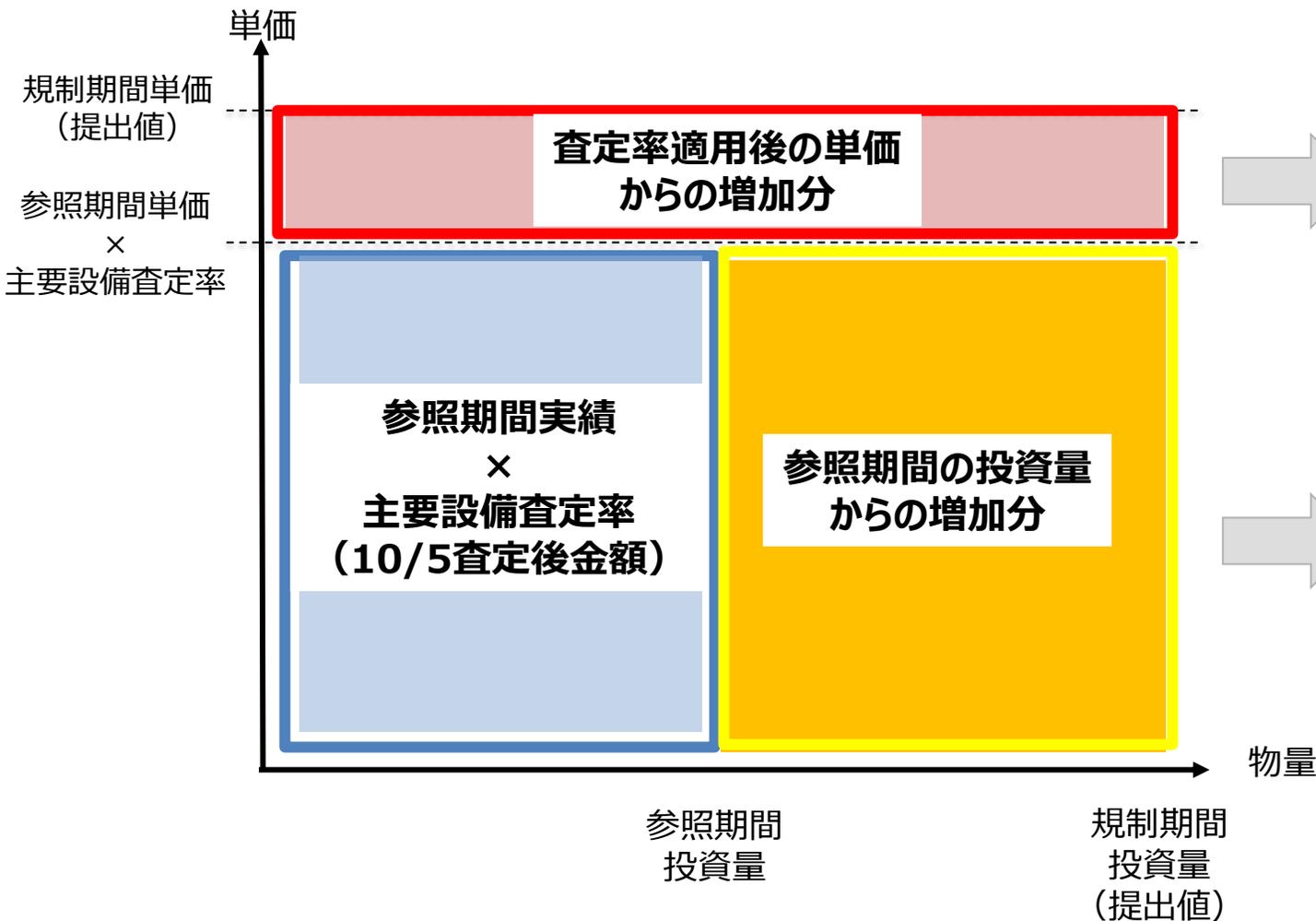
注1 主要設備の実績単価及び推計単価の算定にあたっては高額案件は除く。一方で、単価に乗じる数量には高額案件も含む。

注2 配電の高経年化対策（無電柱化）は個別査定を含むため除く。

(5) その他設備 ②各社個別説明に係る検証方法

- その他設備についても、主要設備と同様、可能な限り投資量と単価に分解することを事業者へ求めた上で、以下の通り検証を行った。
 - 単価については、既に主要設備の査定率を乗じていることから、基本的には単価要因による収入の見通しへの追加算入は認めない。
 - 投資量については、その他設備の性質に応じて、①主要設備の増加量と比例して増加するもの、②その他設備単独で増加するものに分けた上で検証。
 - ①主要設備の増加量と比例して増加するものについては、主要設備に係る主要工事件名説明書にて、投資量の妥当性を検証済であることから、収入の見通しへの追加算入を認める。
 - ②その他設備単独で増加するものについては、増加の合理性について個別検証。

(5) その他設備 ②各社個別説明に係る検証方法 (イメージ)



既に**主要設備の査定率を乗じている**ことから、基本的には**単価要因による収入の見通しへの追加算入は認めない**。

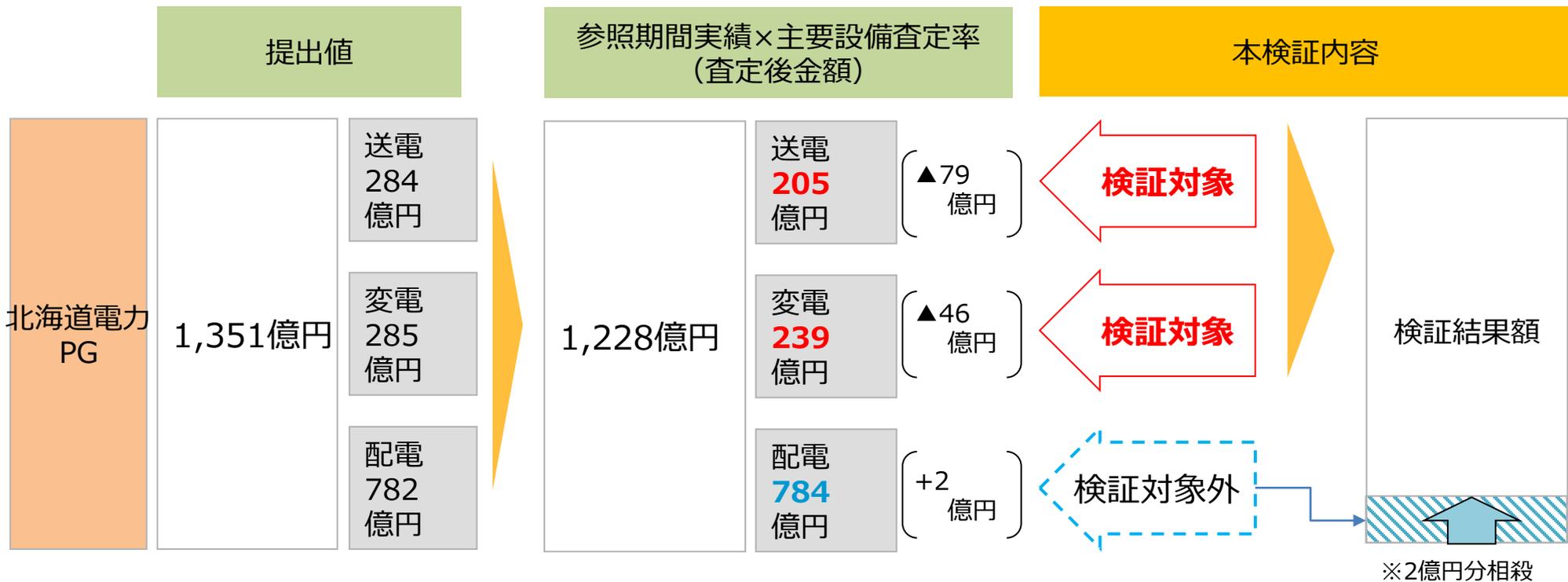
①**主要設備の増加量と比例して増加するもの**については、主要設備に係る**主要工事件名説明書にて、投資量の妥当性を検証済**であることから、**収入の見通しへの追加算入を認める**。

②**その他設備単独で増加するもの**については、増加の合理性について**個別検証**。

(5) その他設備 ③北海道電力NW – 概要 –

- 北海道電力NWにおけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ②北海道電力NW –送電：増減率の比較– 1 / 2

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
鉄塔	350基	376基	+7.4%
送電線	229.8Km	370.9Km	+61.4%
地中ケーブル (管路新設分のみ)	16.5km	73.3Km	+344.2%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
		数量	投資額	数量	投資額	数量	投資額		数量	投資額
鉄塔	架空地線	90.8km		97.2km		+7.0%	+6.4%	+7.0%	97.2km	
	がいしその他	-		-		-	▲19.8%	▲19.8%	-	
送電線	管路・洞道 (新設)	16.5km		73.3km		+344.2%	+403.2%	+344.2%	73.3km	
地中ケーブル										
合計		-	6,556	-	22,470	-	-	-	-	20,085

⇒13,529百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ②北海道電力NW – 送電：増減率の比較 – 2 / 2

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **架空地線（単独張替）**：光ファイバーを内蔵したOPGWと鋼より線があり、特に鋼より線は1980年以降に製造されたものが多く、規制期間において経過年数が40年以上となる高経年設備が増加している。
 - 送電線および地線の更新は腐食の進行度合を診断した上で、送電線と同調した更新を基本に工事を計画しているが、地線のみ腐食が進行している場合に単独で更新するものであり、経過年数と腐食の進行度合を踏まえ計画されたものであり、送電線と同調した更新分との合計で比較すると30%程度の増加であるから、**数量の増加は妥当**である。

③その他設備の検証結果

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率)		規制期間 (提出値)		増減率		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
架空地線	39.2km		79.0km		+101.5%	+182.7%	+101.5%	79.0km	
パンザーマストその他	–		–		–%	▲60.6%	▲60.6%	–	
合計	–	13,978	–	5,916	–	–	–	–	5,778

⇒▲8,200百万円の追加算入とする

(5) その他設備 ②北海道電力NW – 変電：増減率の比較 – 1 / 3

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。
 - 変圧器に付随して増加する品目については、変圧器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
変圧器	55台	86台	+56.4%
遮断器	76台	112台	+47.4%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	電力ケーブル	23,600m		36,800m		+55.9%	+59.6%	+55.9%	36,800m	
合計		-	1,328	-	2,120	-	-	-	-	2,072

⇒744百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ②北海道電力NW – 変電：増減率の比較 – 2 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **GIS**：更新目安を経年50年としていることによる高経年化設備更新数の増加及び敷地内が狭隘となる市内系の屋内式変電所の別位置での再設工事の増加によるものであることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **調相設備**：再エネの連系拡大に伴い、適正電圧の維持が課題となっているため、基幹系統に調相設備を設置し、電圧を適切に維持するとともに、軽負荷期における大規模電源の事故停止等における系統電圧上昇対策を行う。レジリエンス強化のための分路リアクトルの新設・増設9台及び経年劣化による電力用コンデンサの更新16台であることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **断路器**：更新目安を50年としていることによる高経年化設備更新数の増加によるものであることから、**数量の増加は妥当**である。取替時の作業範囲が同じとなる遮断器等に同調して更新することを計画しており、遮断器の増加率（47.4%）の範囲内にも収まっていることを確認した。

③その他設備の検証結果 1/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		投資額 (百万円)		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
GIS	501ユニット		1041ユニット		+108.0%	+90.1%	+108.0%	1041ユニット	
調相設備	7台		25台		+257.1%	+156.7%	+257.1%	25台	
断路器	163台		213台		+30.7%	+28.1%	+30.7%	213台	

(5) その他設備 ②北海道電力NW – 変電：増減率の比較 – 3 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **計器用変成器**：更新目安を経年40年としていることによる高経年化設備の更新及びPCB含有の疑いがある機器の取替によるもの、**数量の増加は妥当**である。
 - **制御盤・保護盤**：再エネの連系拡大に伴い、適正電圧の維持が課題となっているため、基幹系統に調相設備を設置し、電圧を適切に維持するとともに、軽負荷期における大規模電源の事故停止等における系統電圧上昇対策を行う。レジリエンス強化による増加であることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **用地費**：参照期間において大規模な薄野変電所の再設を行われているが、土地の取得は伴わないものだったため、用地費は全体として3億円程度となっていた。一方、規制期間においては、大通変電所の再設工事に伴い、地価が高額な札幌市の中心部に位置する土地の取得が必要となった結果、用地費全体として15億円程度となっていることから、**投資額の増加は妥当**である。

③その他設備の検証結果 2/2

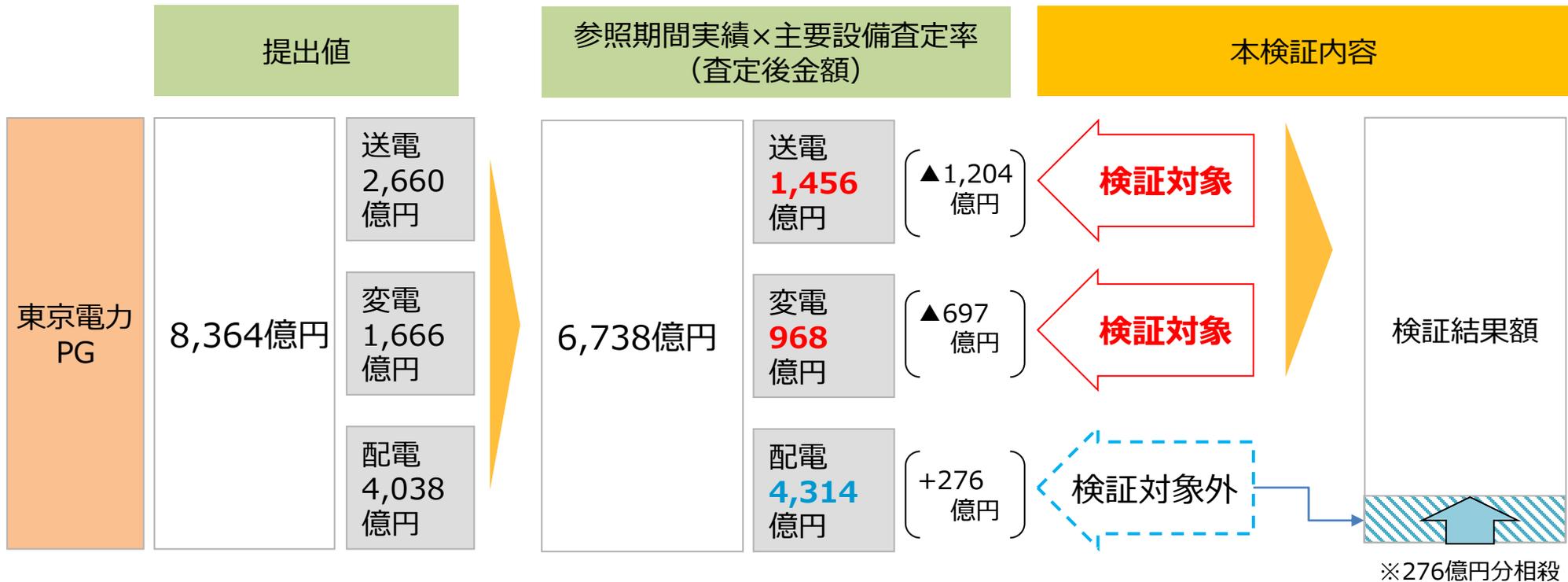
品目	前回検証結果 (参照期間×査定率)【A】		規制期間 (提出値)【B】		増減率 【B/A-100%】		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
計器用変成器	122台		264台		+116.4%	+126.9%	+116.4%	264台	
制御盤・保護盤	346面		351面		+1.4%	+7.2%	+1.4%	351面	
用地費	–		–		–%	+399.0%	+399.0%	–	
その他	–		–		–	▲12.1%	▲12.1%	–	
合計	–	22,563	–	26,350	–	–	–	–	26,083

⇒3,520百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ③東京電力PG – 概要 –

- 東京電力PGにおけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ③東京電力PG –送電：増減率の比較– 1 / 3

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量		参照期間	規制期間	増減率	主要設備数量		参照期間	規制期間	増減率
鉄塔	拡充	342基	490基	+43.3%	送電線	更新154kV	81km	340km	+319.8%
	更新	320基	680基	+112.5%		更新66kV	273km	546km	+100.0%
地中ケーブル		468.6km	620.8km	+32.5%		拡充	168km	460km	+173.8%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔	拡充	342基		490基		+43.3%	+4.9%	※2 +43.3%	490基	
	更新	320基		680基		+112.5%	+77.3%	※2 +112.5%	680基	
送電線	更新/154kV	81 km/回線延長		340 km/回線延長		+319.8%	+314.8%	※2 +319.8%	340 km/回線延長	
	更新/66kV	273 km/回線延長		546 km/回線延長		+100.0%	+122.5%	+100.0%	546 km/回線延長	
	拡充 ※1	168 km/回線延長		460 km/回線延長		-	-	-	-	
地中ケーブル	管路 (新設・供給用)	97.0km		58.1km		▲40.1%	▲23.6%	▲40.1%	58.1km	
合計		-	46,320	-	57,567	-	-	-	-	55,110

※1 送電線の拡充投資に関連するその他設備の投資は鉄塔関連に含む。

※2 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を採用する。

⇒8,790百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ③東京電力PG – 送電：増減率の比較 – 2 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **管路**：変電所新設に関連し、既設送電線との連系するための管路新設が増加、また、大規模DC供給に対応するための系統増強にも管路工事が発生していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - 1件あたりの金額規模が大きく、主要工事件名説明書にて投資額の妥当性を確認していることから、**投資額の増加は妥当**である。管路・洞道工事は、1件あたりの金額規模が大きく、個別性が強いことから、主要工事件名説明書により確認済であることを踏まえると、**規制期間の提出値の投資額に対して主要設備の査定率を乗じることとする**。
 - **鉄塔部材取替**：劣化診断を行った上で劣化レベルが高いものについて計画的に取替を行っていること、期待年数を90年から120年に延長し部材取替により建替工事量を抑えられる見込みであることを確認できたことから、**数量の増加は妥当**である。
 - **鉄塔耐震対策**：2005年9月中央防災会議で示された首都直下地震対策大綱では、首都中枢機関・3次医療機関の重要設備の電力を1日以内に供給可能とすることなどが定められていることから、都内基幹系変電所の供給ルート確保のため、基幹系については耐震対策工事を実施してきた（45基）。今後、首都中枢機関への供給ルート確保のため、154kV以下系統（地方系）の耐震対策費用を計上するものであることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 1/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率)【A】		規制期間 (提出値)【B】		増減率 【B/A-100%】		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
管路・洞道（新設）	20.9km		64.0km		+206.2%	+1,049.3%	–	64.0km	
管路・洞道（移設）	4.0km		10.0km		+150.0%	+240.3%	–	10.0km	
管路・洞道（地中化）	4.5km		8.6km		+91.1%	+12.3%	–	8.6km	
管路・洞道（その他）	1.2km		3.5km		+191.7%	+43.3%	–	3.5km	
鉄塔部材取替	320基		880基		+175.0%	+172.4%	※1 +175.0%	880基	
鉄塔耐震対策	–基		74基		–	–	–	74基	

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を適用する。

(5) その他設備 ③東京電力PG – 送電：増減率の比較 – 3 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **OFケーブル**については、2016年の火災事故をきっかけとしたレジリエンス対応であり、計画的に取替を行っていることを確認できたことから、**数量の増加は妥当**である。一方で、**数量の増加を上回る投資額の増加**については、主要設備と同様、直近の銅価格の上昇等による影響であり、**主要設備の査定率を乗じていることを踏まえ、認めないこととする**。
 - **橋梁添架管路耐震対策**は、中央防災会議で示された首都中枢機関への供給ルート確保対策であり、2013年の首都直下地震震源見直しに伴う橋梁添架管路部の耐震再評価結果から、基幹系ケーブル損傷による大規模停電リスクが判明したため、規制期間に新たに耐震対策を計画していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **油槽耐震対策**は、首都直下地震対策大綱にて、首都中枢機関の重要設備の電力を1日以内に供給可能とすることなどが定められていることから、地震発生後、首都中枢機関へ1日以内に供給可能な対策とする必要があるため、**数量の増加は妥当**である。
 - **調整所水害対策**は、激甚化する自然災害により変電所が浸水する事例（2019年台風19号）が発生したため、2020年から被害想定を再評価した結果、地中ケーブルの油圧システムや冷却システムが設置されている調整所についても規制期間に水害対策を計画し、具体的な対策を2022年に策定した後、2023年より実施することから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
OFケーブルCV化/66kV	92km		123km		+33.7%	+205.1%	+33.7%	123km	
OFケーブルCV化/154kV	23km		51km		+121.7%	+524.3%	+121.7%	51km	
橋梁添架管路耐震対策	－か所		39か所		－	－	－	39か所	
油槽耐震対策	－か所		128か所		－	－	－	128か所	
調整所水害対策	－か所		19か所		－	－	－	19か所	
その他			－		－	+8.4%	±0.0%	－	
合計	－	99,223	－	208,418	－	－	－	－	186,459

⇒87,237百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ③東京電力PG – 変電：増減率の比較 – 1 / 3

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。
 - 変圧器に付随して増加する品目については、電圧別に分解した結果、変圧器の増加率と整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。
 - 遮断器に付随して増加する品目については、遮断器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量		参照期間	規制期間	増減率
変圧器	154kV	12台	37台	+208.3%
	66kV	232台	183台	▲21.1%
	その他	8台	15台	+87.5%

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
遮断器	133台	268台	+101.5%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	154kV	12台		37台		+208.3%	+214.5%	※1 +208.3%	37台	
	66kV	232台		183台		▲21.1%	▲34.1%	※1 ▲21.1%	183台	
	その他 (個別工事)	8台		15台		-	-	-	-	
遮断器		133台		268台		+101.5%	+114.4%	+101.5%	268台	
合計		-	29,410	-	42,658	-	-		-	41,804

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を採用する。

⇒12,394百万円の追加算入を認める 261

(5) その他設備 ③東京電力PG – 変電：増減率の比較 – 2 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **変電所建屋新設等（個別工事）**：東京周辺地域では、近年データセンターの供給申込が千葉、多摩、神奈川などの特定地域に集中して発生しており、これに対応するため変電所の新設および関連する送電設備の増強が必要となっていること、また関東北部エリアでは、再エネ連系の申込みが継続しておりこれに対応するための変電所新設が必要となっている。このため、数量の増加は妥当であることに加えて、変電所新設は、1件あたりの金額規模が大きく、個別性が強いことから、全11箇所について、主要工事件名説明書により確認済であることを踏まえ、**投資額の増加率を適用**する。
 - **保護装置設備更新**：既設設備メーカーの作業員不足のため設備更新が滞っており、メーカー保守期限切れとなっている設備を機能維持のためメーカーと個別に保守契約して使用している状況。そのため、レトロフィット工法（既設設備を改造し汎用品を利用可能とする工法）により工事力を約2割（約240面→約290面）増加させ、2032年までの10年間で保守期限切れ設備を全て設備更新する計画であることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **スパクラ更新/66kV**：施工性の高い66kV新型スパクラを2023年12月より適用開始することで年間施工量の増加が見込める（従来型よりも工程の3～4割減）。高経年化対策（スパクラ内部で使用しているブッシングでは過去に複数回の事故を経験）を進めるために数量増として計画に反映しているため、**数量の増加は妥当**である。
 - **スパクラ更新/154kV**：66kVと同じ高経年化に伴う不具合といった課題がある。代替器（後継器）の開発が2024年度に開発完了予定で、開発でき次第順次適用する計画であるため、**数量の増加は妥当**である。
 - **ミニクラッド更新**：高経年化に伴う更新が必要であった。2019年に新型機器開発を完了する計画だったため、参照期間前半においては最小限の更新数量に抑制（2017～2019で26バンク、2020、2021で86バンク）していたことから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 1/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変電所新設等（個別工事）	3箇所		14箇所		+366.7%	+653.4%		14箇所	
保護装置設備更新	1,180面		1,446面		+22.5%	+19.8%	※1	1,446面	
スパクラ更新/66kV	61台		88台		+44.3%	+46.2%		88台	
スパクラ更新/154kV	-台		23台		-	-		23台	
ミニクラッド更新	112バンク		320バンク		+185.7%	+157.4%	※1	320バンク	

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を採用する。

(5) その他設備 ③東京電力PG – 変電：増減率の比較 – 3 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **変電所水害対策**は、2019年の東日本台風（台風19号）被害の知見等を踏まえて、国土交通省地点別浸水シミュレーションシステム等を参考に、当社設備においても被害想定は想定最大規模とし、評価エリアも首都圏のみから当社管内に拡大して、2020年から被害想定を再評価し、600変電所が対象となった。2021年に対策スケジュールを検討し、全箇所を規制期間で実施することは施工力上厳しく、まずは先行評価していた首都圏の75箇所（うち、規制期間が68箇所）を優先し、対策を実施する。
 - ただし、優先的に実施する75箇所については2012年に選定、2015年に水防法が改正されたことを踏まえると、2016年度から実施できたと考えられ、2016年度～2027年度で計画的に実施した場合、75箇所÷12年＝6.25箇所/年となるため、2016年度～2022年度分の**43箇所（＝6.25箇所/年×7年）は、第1規制期間に実施する必然性が認められないことから、第1規制期間の原価として認めないことが妥当である（▲37億円）**。
 - **移動用機器配備**は、従来は停電対応を基本に交通アクセスの良い変電所に集中的に26台を配備していたが、水害対策の知見から、河川氾濫で道路交通不能時の変電所が水没した場合の緊急対応なども想定したレジリエンス強化を目的とした追加配備であることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **変電設備耐震対策**は、中央防災会議にて示された首都直下地震対策大綱等に基づき、優先度を決定しながら対策を進めており、首都中枢機関並びに第3次救急医療機関に供給する154kV以下の変電設備の耐震評価を2018年以降実施し、完了したところから参照期間より対策を実施していることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (査定後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変電所水害対策	– 箇所		68箇所		–	–	–	25箇所	
移動用機器配備	– 台		14台		–	–	–	14台	
変電設備耐震対策	8 箇所		23箇所		+187.5%	+181.1%	※1 +187.5%	23箇所	
充電池・蓄電池大容量化	280箇所		280箇所		±0.0%	+48.7%	±0.0%	280箇所	
その他	–		–		–	+22.9%	±0.0%	–	
合計	–	67,420	–	123,916	–	–	–	–	115,214

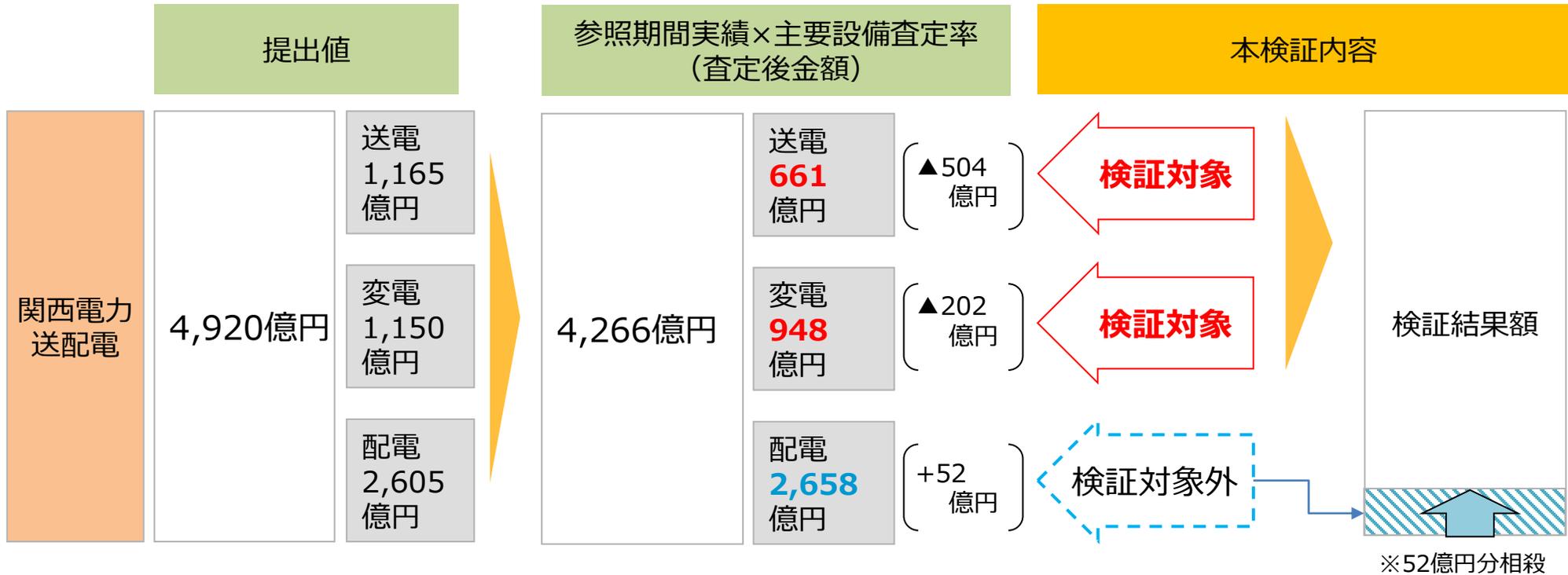
※1 数量の増減率> 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を採用する。

⇒47,794百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 - 概要 -

- 関西電力送配電におけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 1 / 4

- 主要設備の増加率を主要設備に付随するその他設備の許容増減率とし、検証を行った結果、以下のとおりとなった。

①：主要設備の増加率(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
鉄塔	316基	611基	+93.4%
送電線※1	121km	303km	+150.4%
地中ケーブル	714.4km	669.6km	▲6.3%

※1 送電線更新物量は、原則、その他設備と同時改修を実施する鉄塔同時改修分を計上。

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 (B/A-100%)		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔	フェンス・敷地コンクリート	108基		206基		+90.7%	+114.3%	+90.7%	206基	
	用地費	316基		611基		+93.4%	+144.4%	+93.4%	611基	
送電線	がいし・架線金具	1,046箇所		2,177箇所		+108.1%	+168.0%	+108.1%	2,177箇所	
	架空地線	68km		209km		+207.4%	+221.3%	+150.4%	170km	
合計		–	6,360	–	15,756	–	–	–	–	12,875

⇒6,515百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 2 / 4

● 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。

– **新架空化設備**については、33kV以下の鉄塔建替時は、鉄塔方式と新架空（電柱＋被覆線）方式による改修を採算比較し、コスト面にて有利となったものについては、新架空方式を採用している。新架空化方式のコスト優位性がある案件が、参照期間と比較し多かったため、新架空化設備の物量が増加していることから、**数量の増加は妥当**である。

- 計画している新架空設備（地中化分含む18.2km）を鉄塔方式にて構築した場合は、鉄塔90基が必要となる。鉄塔方式と新架空方式を比較した結果は以下のとおりであり、コスト優位性があるため、新架空方式の採用に至っている。

鉄塔方式：90基*0.56億円/基 = 50.4億円

新架空方式（架空）：15.4km*0.6億円/km = 9.2億円

新架空方式（地中）：2.8km*3.0億円/km = 8.4億円（地中ルート構築に係る費用（資材費、工事費等）を個別に算出）

新架空方式合計：9.2+8.4 = 17.6億円⇒**鉄塔方式と比較してコスト優位となるため採用**

③：②以外のその他設備の検証結果 1/3

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔（リスク算定対象外）	46基		33基		▲28.3%	▲28.9%	※1 ▲28.3%	33基	
電線（リスク算定対象外）	156km		146km		▲6.4%	+14.1%	▲6.4%	146km	
新架空化設備（新架空）	3.0km		15.4km		+413.3%	+420.8%	+413.3%	15.4km	
新架空化設備（地中化）	–		2.8km		–	–	–	2.8km	
がいし・架線金具	5,930箇所		4,615箇所		▲22.2%	+0.2%	▲22.2%	4,615箇所	

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を適用する（▲28.9%）。

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 3 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **管路の大型拡充**については、大阪万博関連工事、関空線増強工事、データセンター供給工事による増加であり、主要工事件名説明書にて投資量の妥当性を確認済のため、**数量の増加は妥当**である。
 - **管路のその他拡充**については、再生可能エネルギー発電設備との系統連系に伴う拡充管路工事の増加（+4.0km）の影響であり、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/3

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
架空地線	350km		180km		▲48.6%	▲46.1%	▲48.6%	180km	
フェンス・敷地コンクリート	170基		10基		▲94.1%	▲87.3%	▲94.1%	10基	
管路	大型拡充※1	– km	16.6km		–	–	–	16.6km	
	その他拡充	7.4km	11.4km		+54.1%	+57.5%	+54.1%	11.4km	
	更新	25.3km	30.5km		+20.6%	▲0.2%	※2 +20.6%	30.5km	

※1 大阪万博関連工事・関空線増強工事・データセンター供給工事

※2 数量が増加している一方で投資額は減少しているため、投資額の減少率を採用する（▲0.2%）。

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 4 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **OFケーブルCV化/154kV**：大阪万博供給のために154 k V系統の増強が必要であり、10km超の154kVOF線路が対象となること及びPCB特措法に基づく微量PCB含有OFケーブルの処理期限（2026年度末）に向けて、CVケーブルへの更新が最盛を迎えることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **大阪万博関連工事**：夢洲開閉所の新設であり、金額については投資する設備毎の費用を積み上げて算定している。構成される設備としてはガス絶縁開閉装置、配電盤・保護盤およびその他設備（電力ケーブル・制御ケーブル・機器基礎他）がある。過去実績を踏まえた費用となっていることから、**規制期間の提出値の投資額に対して主要設備の査定率を乗じることとする。**

③：②以外のその他設備の検証結果 3/3

品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
OFケーブル CV化	77kV	123.5km	-	90.6km	-	▲26.6%	+16.6%	▲26.6%	90.6km	-
	154kV	55.5km		75.5km		+36.0%	+87.1%	+36.0%	75.5km	
大阪万博関連工事	- 件	-		1件		-	-	-	-	
合計		-	50,941	-	73,871				-	66,262

⇒15,320百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 1 / 3

● 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

- 変圧器に付随して増加する品目については、変圧器の減少率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の減少は妥当である。
- 遮断器に付随して増加する品目については、遮断器の減少率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の減少は妥当である。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
変圧器	311台	227台	▲27.0%
遮断器	139台	124台	▲10.8%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率)【A】		規制期間 (提出値)【B】		増減率 【B/A-100%】		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	電力ケーブル、 制御ケーブル他	311台 相当数※1		227台 相当数量		▲27.0%	▲33.0%	※2 ▲27.0%	227台 相当数量	
遮断器	電力ケーブル、 制御ケーブル他	139台 相当数量		124台 相当数量		▲10.8%	▲19.1%	※2 ▲10.8%	124台 相当数量	
合計		–	4,842	–	3,277	–	–	–	–	3,277

※1 設備の更新に関連して増加する複数設備（制御ケーブル、電力ケーブル、基礎等）を一式で表したものの。

⇒▲1,565百万円の追加算入とする

※2 数量の増減率>投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を適用する（▲33.0%、▲19.1%）。

(5) その他設備 ④関西電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 2 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **ガス絶縁開閉装置（GIS）及びキュービクル（CUB）**：1970～1990年代に建設された設備の高経年化に伴い、更新するものであることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **保護リレー**：標準改良周期（30年）を迎える高経年化設備の増加に伴い、更新するものであることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **変電所水害対策**：昨今、水害の激甚化やそれを受けた水防法等の改正等により、2021年までに各自自治体におけるハザードマップの見直しが進み、水害リスクが顕在化してきたため、今後対策を講じていくもの。現時点で水害リスクが顕在化している変電所約350箇所に対して優先順位をつけながら対策を講じていく予定であり、第1規制期間においては100箇所、第2規制期間以降についても同程度の変電所に対して対策を実施することから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 1/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
ガス絶縁開閉装置（GIS）	1121ユニット		3131ユニット		+179.5%	+81.7%	※1 +179.5%	3131ユニット	
キュービクル（CUB）	116バンク		327バンク		+181.9%	+81.6%	※1 +181.9%	327バンク	
GIS/CUBに関連する電力 ケーブル・制御ケーブル他	1121ユニット 116バンク 相当数量		3131ユニット 327バンク 相当数量		+179.5%	+134.2%	※1 +179.5%	3131ユニット 327バンク 相当数量	
保護リレー	754 ユニット		868 ユニット		+15.1%	+15.7%	+15.1%	868 ユニット	
変電所水害対策	－か所		100か所		－	－	－	100か所	

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を適用する（+81.7%、+81.6%、+134.2%）。

(5) その他設備 ④ 関西電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 3 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **移動用変電所配備**：水害の激甚化やそれを受けた水防法等の改正等を踏まえ、レジリエンスの観点から非常災害において地域間連系が困難になることを想定し、関西一円に分散配置するための台数として8台を設定していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **配電塔の高経年化対策**：経年劣化の分析結果を踏まえ、絶縁紙の劣化傾向が見受けられる配電塔11基に対して2～3基/年で取替を進める計画となっており、**数量の増加は妥当**である。
 - **PCB改修**については、PCB含有機器の取替に関するものであり、2026年の期限に向けて計画的に取り換える計画となっており、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率)【A】		規制期間 (提出値)【B】		増減率 【B/A-100%】		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
移動用変電所配備	- 台		8台		-	-	-	8台	
配電塔	PCB改修	- 台	144台		-	-	-	144台	
	高経年対策	1台	11台		+1,000%	+293.8%	※1 +1,000%	11台	
特高屋内変圧器室	特高変圧器 PCB改修	3台	28台		+833.3%	+828.5%	※1 +833.3%	28台	
	その他変圧器 PCB改修	67台	28台		▲58.2%	▲48.4%	▲58.2%	28台	
	高経年対策	7台	14台		+100.0%	+86.4%	※1 +100.0%	14台	
合計	-	29,414	-	56,745	-	-	-	-	56,677

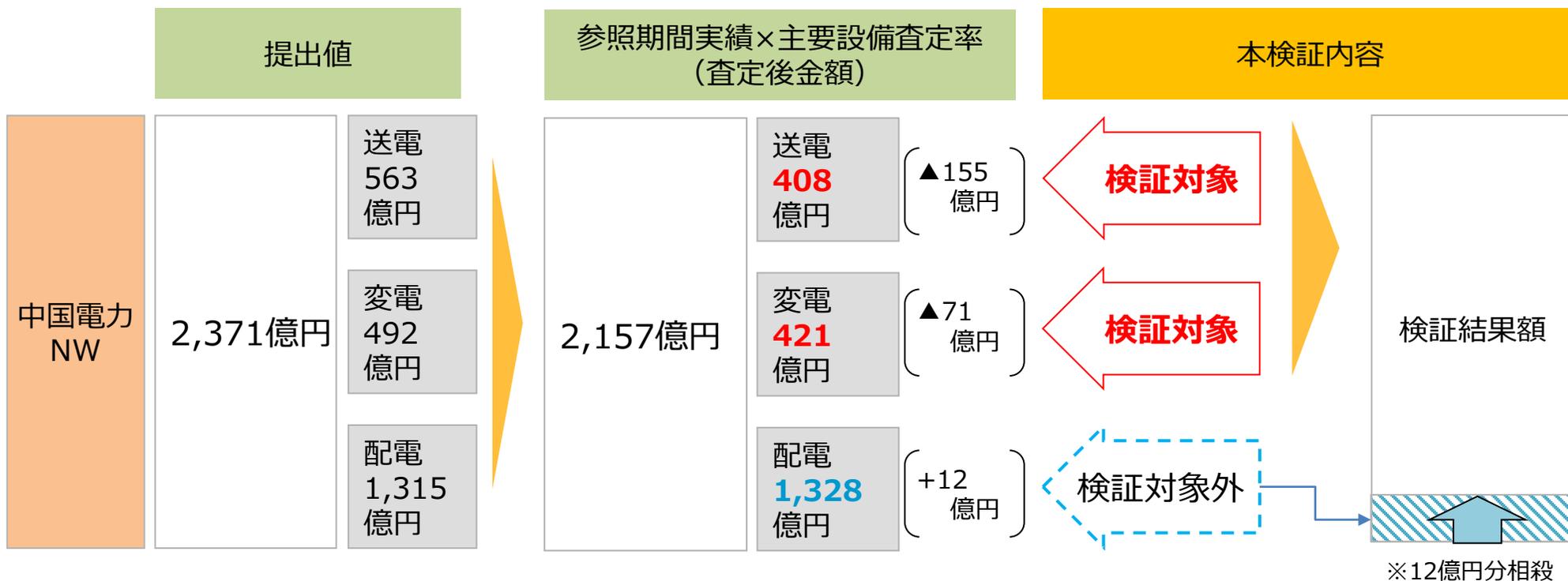
⇒27,263百万円の追加算入を認める

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を適用する (+293.8%、+828.5%、+86.4%)。

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 概要 –

- 中国電力NWにおけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 送電：増減率の比較 – 1 / 2

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≠付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
鉄塔	505基	602基	+19.2%
送電線	468Km	757Km	+61.8%
地中ケーブル	44km	35Km	▲20.5%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百 万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔・送電線	鉄塔改造 (鉄塔建替に付帯)	168基		320基		+90.5%	+105.0%	+19.2%	200基	
	鉄塔改造 (送電線張替に付帯)	313基		596基		+90.4%	+105.0%	+61.8%	506基	
	架空地線	281km		453km		+61.2%	+73.3%	+61.2%	453km	
	碍子・架線金物	8,107連		13,113連		+61.7%	+49.0%	※1 +61.7%	13,113連	
	その他	-		-		-	+65.9%	+61.8%	-	
地中ケーブル	管路(新設)	23km		28km		+39.1%	▲21.3%	※1 ▲20.5%	14km	
	シールド洞道(新設)	-		4km		-	-		4km	
	その他	-		-		-	▲53.5%	▲53.5%	-	
合計	-	12,972	-	18,164	-	-	-	-	16,915	

※1 数量の増減率>投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を採用する。

⇒3,943百万円の追加算入を認める 273

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 送電：増減率の比較 – 2 / 2

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **OFケーブルCV化**：地中ケーブル工事全体の数量を平準化するため、主要設備である地中ケーブルの数量は参照期間よりも抑える一方で（▲20.5%）、レジリエンス対応及び事故・不具合時のメーカー技術者の確保や資材調達の懸念により、OFケーブルのCV化を2030年度頃までに優先的に行う計画となっていることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果

品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
市内系統整備に伴うOFケーブルCV化	ケーブル	–		16km		–	–	–	16km	
	管路他	–		3km		–	–	–	3km	
	管路他（特殊）	–		1km		–	–	–	1km	
市内系統整備以外のOFケーブルCV化他/66kV	ケーブル	6km		16km		+166.7%	+176.4%	+166.7%	16km	
	管路他	5km		14km		+180.0%	+187.7%	+180.0%	14km	
市内系統整備以外のOFケーブルCV化他/110kV	ケーブル	27km		48km		+77.8%	+65.1%	※1+77.8%	48km	
	管路他	22km		43km		+95.5%	+156.0%	+95.5%	43km	
22kV以下送電設備	鉄塔・電線等	–		–		–	▲32.4%	▲32.4%	–	
その他		–		–		–	▲20.1%	▲20.1%	–	
合計		–	27,785	–	38,135	–	–	–	–	36,574

※1 数量の増減率>投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を採用する。

⇒8,789百万円の追加算入を認める 274

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 変電：増減率の比較 – 1 / 4

● 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

- 変圧器に付随して増加する品目については、変圧器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。
- 遮断器に付随して増加する品目については、遮断器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
変圧器/110kV	42台	77台	+83.3%
変圧器/66kV	28台	25台	▲10.7%

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
遮断器/110kV	120台	141台	+17.5%
遮断器/66kV	69台	24台	▲65.2%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	110kV	42台		77台		+83.3%	+83.2%	+83.3%	77台	
	66kV	28台		25台		▲10.7%	▲10.6%	▲10.7%	25台	
遮断器	110kV	120台		141台		+17.5%	+17.4%	+17.5%	141台	
	66kV	69台		24台		▲65.2%	▲65.4%	▲65.2%	24台	
合計		-	1,689	-	2,173	-	-			2,173

⇒484百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 変電：増減率の比較 – 2 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **市内系統整備（屋内変電所リプレイスほか）**：主要工事件名説明書により、数量の必要性を確認済であることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **GIS更新**：1990年代に大量のGISが設置（全体の65%程度）されており、規制期間に経年30年を超えるものが多い。平準化を図りつつ、計画的に更新を行う予定であることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 1/3

品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)			
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)		
市内系統整備 (屋内変電所 リプレイスほか)	ガスTr	–		4台		–	–	–	4台			
	GIS	–		1112ト		–	–	–	1112ト			
	SWG	–		35箱		–	–	–	35箱			
	制御盤・保護盤	–		13装置		–	–	–	13装置			
	用地費	–		–		–	–	–	–			
	その他	–		–		–	–	–	–			
GIS更新			2312ト		3512ト		+52.2%		+52.9%		+52.2%	3512ト

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 変電：増減率の比較 – 3 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **SWG (スイッチギヤ) 更新**：更新目安を経年30年程度とし、絶縁破壊に至るリスクを点検等により評価しつつ、更新計画を策定している。1990年代に大量に設置しているが、数量の平準化により、一部を第2規制期間へ繰り延べていることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **制御盤・保護盤更新**：更新目安を経年20～35年程度とし、65面/年を目安に計画的に更新する。なお、参照期間は、再エネ関連工事（バンク逆潮流対策）への対応として、送電線や構内事故時に配電線を遮断する保護盤を設置するため、同種工事である制御盤・保護盤更新を一時的に抑制※したため、**数量の増加は妥当**である。

※参照期間にはバンク逆潮流対策の保護盤を27面/年を設置し、制御盤・保護盤更新は44面/年に抑制。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/3

品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
SWG更新	22kV	140箱		177箱		+26.4%	+37.7%	+26.4%	177箱	
	6.6kV	603箱		599箱		▲0.7%	+8.3%	▲0.7%	599箱	
制御盤・保護盤更新		218装置		261装置		+19.7%	+22.2%	+19.7%	261装置	

(5) その他設備 ⑤中国電力NW – 変電：増減率の比較 – 4 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **A級Ry取替**：更新目安を経年30年とし、1990年以降設置が急増していることを踏まえ、95装置/年を目安に計画的に更新することから、**数量の増加は妥当**である。
 - なお、参照期間は更新周期延伸の取組開始により、一部の更新を後年へ繰り延べた影響で減少している。

③：②以外のその他設備の検証結果 3/3

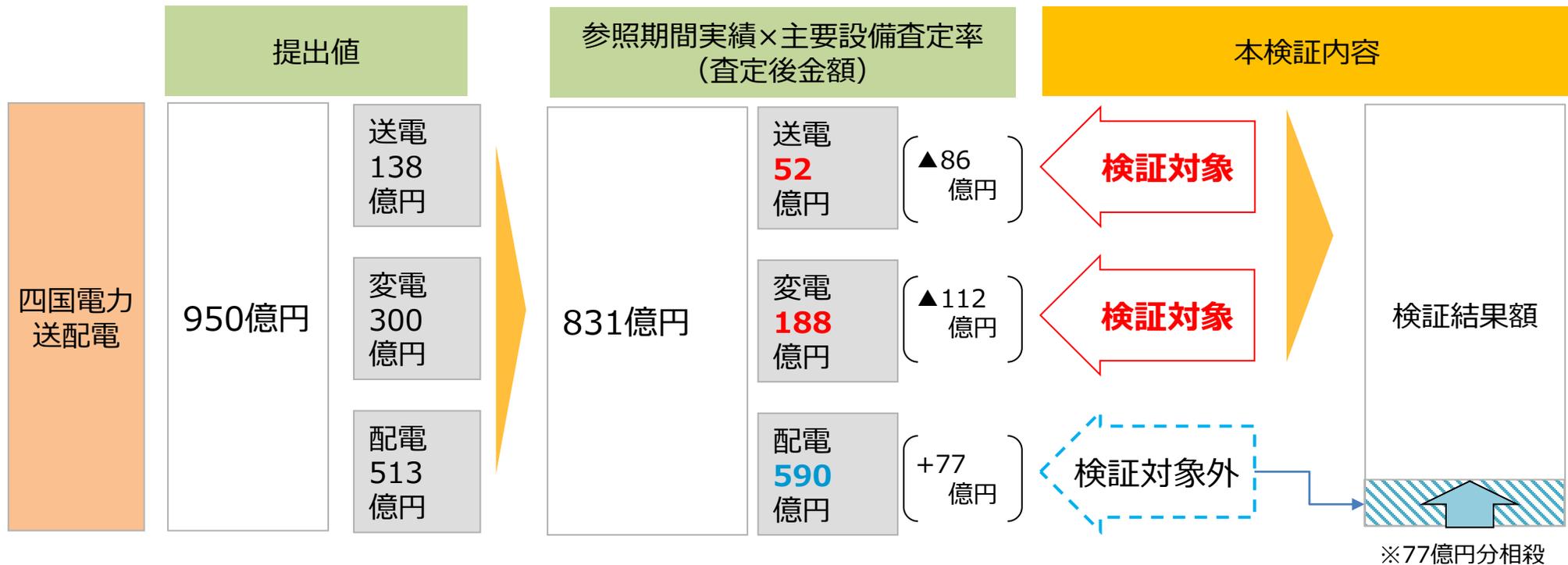
品目		前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
A級Ry取替	PCM	93装置		133装置		+43.0%	+62.6%	+43.0%	133装置	
	SS	76装置		120装置		+57.9%	+85.0%	+57.9%	120装置	
	BP	7装置		13装置		+85.7%	+66.0%	+85.7%	13装置	
	その他	205装置		180装置		▲12.2%	+64.5%	▲12.2%	180装置	
その他		–		–		–	▲4.6%		–	
合計		–	40,464	–	47,064	–	–		–	44,723

⇒4,259百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 - 概要 -

- 四国電力送配電におけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 –送電：増減率の比較– 1 / 2

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
鉄塔（平地部:用地取得分）	8基	57基	+612.5%
鉄塔（平地部:用地取得外）	10基	–基	–
鉄塔（山地部）	65基	115基	+76.9%

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
送電線	165Km	214Km	+29.7%
地中ケーブル（開削）	0.3km	0.6Km	+100.0%
地中ケーブル（推進）	–	0.5km	–

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間（本検証後）	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔	用地取得(平地部)	8基		57基		+612.5%	+818.8%	+612.5%	57基	
	用地取得(山地部)	65基		115基		+76.9%	+172.6%	+76.9%	115基	
	敷地整備(平地部)	18基		57基		+216.7%	+291.6%	+216.7%	57基	
送電線	がいし	4.5千連		5.2千連		+15.6%	+46.4%	+15.6%	5.2千連	
地中ケーブル	管路(開削)	0.3km		0.6km		+100.0%	+117.6%	+100.0%	0.6km	
	管路(推進)	–		0.5km		–	–	–	0.5km	
合計		–	822	–	2,419	–	–	–	–	2,035

⇒1,214百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 –送電：増減率の比較– 2/2

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **OFケーブル**：高経年化によるレジリエンス対応に加え、2020年にメーカーよりOF製品製造中止の申し入れを受けたことを踏まえ、OFケーブルの更新計画を立案し、更新計画の方針決定後、調査・設計やケーブル納入等に2年程度を要することから、**数量の増加は妥当**である。
 - **敷地整備**：設置後40年程度が経過し、外柵の発錆等の老朽化が進展している高経年化設備が増加していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **その他**：供給申込みに伴う新設工事等に伴う増加であることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
OFケーブルCV化/66kV	9km		42km		+366.7%	+387.9%	+366.7%	42km	
敷地整備	38基		47基		+23.7%	+39.2%	+23.7%	47基	
管路(開削)66kV未満設備	–		0.1km		–	–	–	0.1km	
管路(推進)66kV未満設備	–		0.1km		–	–	–	0.1km	
その他(66kV未満設備拡充工事等の増)	–		–		–	+26.3%	–	–	
合計	–	4,364	–	11,334				–	10,972

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 - 変電：増減率の比較 - 1 / 4

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
変圧器	50台	47台	▲6.0%
遮断器	62台	65台	+4.8%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	電線・ケーブル類、基礎など	-		-		-	+6.6%	▲6.0%	-	
遮断器	電線・ケーブル類、基礎など	-		-		-	+17.1%	+4.8%	-	
合計		-	1,224	-	1,324	-	-	-	-	1,171

⇒▲53百万円の追加算入とする

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 2 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **拡充工事（SVC取替）**：再エネ電源の連系増加に伴い、既設の調相設備である他励式SVCでは、システムの適正な電圧維持が困難なため、電圧維持能力に優れる自励式SVC（STATCOM）に更新することから（主要工事件名説明書にて確認済）、**数量の増加は妥当**である。
 - **GIS取替**：平準化及び保守の効率化に資する効果がある機器（保守費用が高額となる空気操作のガス絶縁開閉装置やオーバーホール費用が高額となる定格電圧120kV以下の油圧操作のガス絶縁開閉装置等）を優先的に取り替える計画となっていることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **電力ケーブル取替**：主たる関連設備であるGISの投資物量の増加と併せて増加していること及び今治変電所GIS取替では全ての回線で電力ケーブルが必要であり、3,054mの布設を予定（主要工事件名説明書にて確認済）していることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 1/3

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
拡充工事（SVC取替）	– 件		1件		–	–	–	1件	
拡充工事（GIS取替）	2件		– 件		▲100.0%	▲100.0%	–	– 件	
拡充工事（その他）	19件		22件		+15.8%	▲29.8%	※1 +15.8%	22件	
GIS取替	80ユニット		147ユニット		+83.8%	+94.7%	+83.8%	147ユニット	
電力ケーブル取替	3,102m		9,096m		+193.2%	+255.5%	+193.2%	9,096m	

※1 数量の増減率 > 投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を適用する。

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 3 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **コンデンサ取替**：更新目安を経年50年としており、規制期間に経年50年を迎えるコンデンサが9台（廃止分を除く）あることから（参照期間においては全て廃止）、**数量の増加は妥当**である。
 - **遠方監視制御装置取替**：更新目安を経年28年と設定しており、特に新型装置の導入に合わせて、1995年～1996年度に更新した物量が70面以上あることから対象が増加していることを確認した。一方で、1999年～2000年度に更新した47面のうち、約半数については第1規制期間の更新対象外としていることも鑑み、工事物量の平準化が可能と判断できることから、**1999年～2000年度に更新した装置については第2規制期間の更新として平準化することが妥当である（他の機器取替との同時実施による効率化を図るもの以外の7面、計108百万円）**。
 - **配電塔**：建設から約40年経過しており、機器が廃型になり修繕が難しい状況となっていることから、4か所の全更新と1バンクの部分更新を予定しているが、興居島（部分更新分）は20年しか経過しておらず、延命化の努力をすることが求められることから、**第1規制期間における投資として認めないことが妥当である**。

③：②以外のその他設備の検証結果 2/3

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
コンデンサ取替	－台		9台		－	－	－	9台	
遠方監視制御装置取替	82面		159面		+93.9%	+107.6%	－	152面	
配電塔（部分更新）	1バンク		1バンク		±0.0%	▲54.2%	－	－バンク	
配電塔（全更新）	－か所		4か所		－	－	－	4か所	

(5) その他設備 ⑥四国電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 4 / 4

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **計器用変圧器取替**：更新目安を経年35年～40年としており、規制期間に経年35～40年を迎える計器用変圧器の取替を行うことを経年分布により確認したことから、**数量の増加は妥当**である。
 - **キュービクル取替**：更新目安を経年35年～40年としており、規制期間に経年35～40年を迎えるキュービクルの取替を行うことを経年分布により確認したことから、**数量の増加は妥当**である。
 - **リアクトル取替**：「油入変圧器の経年劣化度診断基準」の劣化レベルⅡ-3以上の判定や騒音測定等の結果を踏まえて、第1規制期間に2台を更新する計画となっていることから、**数量の増加は妥当**である。

③：②以外のその他設備の検証結果 3/3

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
計器用変圧器取替 (母線用)	96台		132台		+37.5%	+99.9%	+37.5%	132台	
計器用変圧器取替 (線路用)	138台		151台		+9.4%	+66.6%	+9.4%	151台	
キュービクル取替	358 箱		408 箱		+14.0%	+18.4%	+14.0%	408箱	
リアクトル取替	- 台		2 台		-	-	-	2台	
断路器・配電盤・ 直流電源装置 他取替	-		-		-	+0.4%	-	-	
電線・ケーブル類、基礎等 (上記取替工事に付随)	27 %※		25 %※		-	+42.8%	-	25 %	
合計	-		17,613		-	28,674	-	-	

※ 関連する工事の総投資額に対する割合 (%)

⇒9,859百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 概要 –

- 九州電力送配電におけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。

【その他設備】



(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 1 / 2

- 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
鉄塔	403基	625基	+55.1%
送電線	715.2km	661.5km	▲7.5%
地中ケーブル	25.9km	30.1km	+16.2%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔	がいし 架空地線 その他	403基		625基		+55.1%	+50.0%	※1 +55.1%	625基	
送電線	架空地線 その他	715.2km		661.5km		▲7.5%	▲11.4%	※1 ▲7.5%	661.5km	
地中 ケーブル	管路(新設) その他	25.9km		30.1km		+16.2%	+12.4%	※1 +16.2%	30.1km	
合計		-	22,852	-	29,825	-	-	-		29,825

※1 数量の増減率>投資額の増減率となっているため、投資額については投資額の増減率を適用する。

⇒6,974百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 送電：増減率の比較 – 2 / 2

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **OFケーブルCV化**は、レジリエンス対応であり、OFケーブルは今後10年間で経年45年以上の設備数が約8割を占めるため、劣化診断結果及び施工力を考慮しながら計画的に取替を行っていることを確認できたことから、**数量の増加は妥当**である。一方で、**数量の増加を上回る投資額の増加**については、主要設備と同様、直近の銅価格の上昇等による影響であり、**主要設備の査定率を乗じていることを踏まえ、認めないこととする。**
 - **無効電力調整装置**は、鹿児島県霧島地区において、多数の電源（特高4件：68MW）の新規連系申込があり、電源接続案件募集プロセスが完了したことから、66kV大霧開閉所に無効電力調整装置設置工事を実施するもの。電源連系に伴い電圧変動対策が必要となることから、**数量の増加は妥当**である。なお金額についても、4社の競争発注による契約額及び過去実績単価に基づき算定していることを確認した。

③：②以外のその他設備の検証結果

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
鉄塔部材取替	87基	29,486	77基	35,079	▲11.5%	▲10.3%	▲11.5%	77基	32,695
OFケーブルCV化/66kV	29.6km		89.5km		+202.4%	+266.1%	+202.4%	89.5km	
22kV以下設備	—		—		—	▲3.7%	▲3.7%	—	
保護装置	—		—		—	▲27.4%	▲27.4%	—	
無効電力調整装置	—か所		1か所		—	—	—	1か所	
水害に伴う敷地防護対策	—		—		—	▲100.0%	—	—	
合計	—		29,486		—	35,079	—	—	

(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 1 / 3

● 主要設備に付随して増加するその他設備の増減は以下の通り。

- 変圧器に付随して増加する品目については、変圧器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。
- 遮断器に付随して増加する品目については、遮断器の増加率と概ね整合していることが確認できたことから、数量の増加は妥当である。

①：主要設備の増加量(≒付随するその他設備の許容増減率)

主要設備数量	参照期間	規制期間	増減率
変圧器	103台	100台	▲2.9%
遮断器	176台	247台	+40.3%

②：①を踏まえたその他設備の検証結果

許容増減率の範囲内⇒当該値にて検証

許容増減率の範囲外⇒①の増減率にて検証

関連する 主要設備	品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる増減率	規制期間 (本検証後)	
		数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
変圧器	110kV・66kV 基礎、制御ケーブル、架線 等	103台		100台		▲2.9%	+0.3%	▲2.9%	100台	
遮断器	120kV・72kV 基礎、制御ケーブル、架線 等	176台		247台		+40.3%	+45.0%	+40.3%	247台	
合計		-	6,133	-	6,936				-	6,714

⇒581百万円の追加算入を認める 289

(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 2 / 3

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。
 - **GIS拡充・更新**は、再エネ連系に伴う短絡容量対策による拡充 + 14ユニット、高経年化対策による更新等（設備の状態（劣化状況）及び事故時の影響（供給支障）を考慮し、更新の優先度が高いものを更新対象として選定） + 31ユニットを計画していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **保護装置老朽更新**は、更新目安を経年30～35年として、第1規制期間に経年30～35年に到達する装置が、平均230装置/年あり、中長期の更新物量の平準化および工事施工力を踏まえ、規制期間には平均約200装置/年の更新を計画していることから、**数量の増加は妥当**である。
 - **再エネ対策工事（周波数継電装置増設）**は、再エネ連系量の増加に伴う負荷遮断量の確保のための新規対策として周波数継電装置の設置が必要となったことから、**数量の増加は妥当**である。なお、金額は類似装置（母線保護装置）の単価を使用していることを確認した。

<導入までのスケジュール>

2021年度：負荷制御可能量を確認した結果、周波数継電装置の追加設置の必要性が判明

2022年度：追加設置対象箇所（負荷遮断対象）の選定

2023年度：装置発注

2024年度：導入開始

③：②以外のその他設備の検証結果 1/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
GIS拡充・更新	551ユニット		1001ユニット		+81.8%	+87.8%	+81.8%	1001ユニット	
保護装置老朽更新	848装置		1,002装置		+18.2%	+21.7%	+18.2%	1,002装置	
再エネ対策工事 (周波数継電装置増設)	— 装置		32装置		—	—	—	32装置	

(5) その他設備 ⑦九州電力送配電 – 変電：増減率の比較 – 3 / 3

● 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。

- **再エネ対策工事（転送遮断装置新設）**は、N-1事故時の設備過負荷による設備損壊を防止するため、転送遮断装置の設置による対策が必要となる。既に発電事業者の連系を承諾している件名のうち、N-1事故時に転送遮断装置新設による対策が必要な箇所を選定していることから、**数量の増加は妥当**である。
- **再エネ対策工事（線路保護装置取替他）**は、再エネ連系に伴い、送電線の端子数が増加し、既設の線路保護装置仕様では系統事故時の保護ができなくなる系統を確認した結果、9台の線路保護装置の取替も必要になることから、**数量の増加は妥当**である。なお単価は、過去再エネ連系起因によらず実施した線路保護装置取替の実績単価としている。

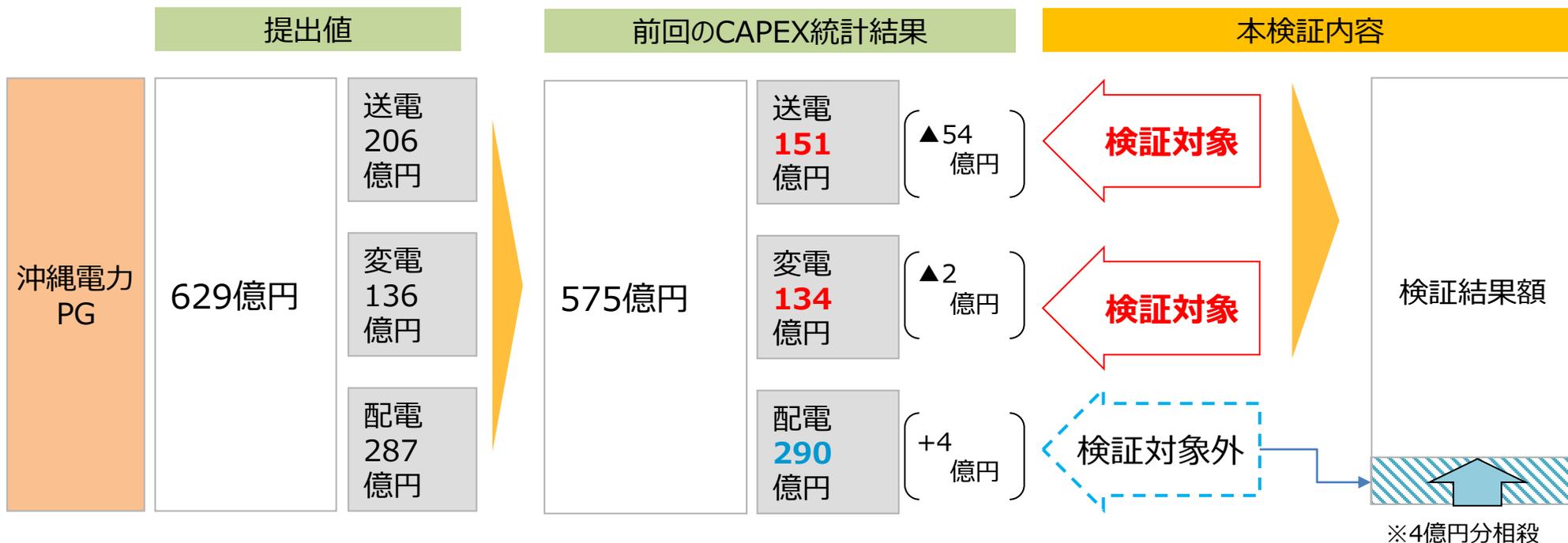
③：②以外のその他設備の検証結果 2/2

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
再エネ対策工事 (転送遮断装置新設)	2装置		16装置		+700.0%	+726.4%	+700.0%	16装置	
再エネ対策工事 (線路保護装置取替他)	1装置		9装置		-	-	-	9装置	
制御装置取替	-		-		-	▲25.1%	▲25.1%	-	
その他	-		-		-	+3.3%	+3.3%	-	
合計	-	49,256	-	56,001	-	-	-	-	55,390

⇒6,134百万円の追加算入を認める

(5) その他設備 ⑧沖縄電力 – 概要 –

- 沖縄電力におけるその他設備に係る検証の全体像については以下のとおり。



(5) その他設備 ⑧沖縄電力 –送電：増減率の比較–

- 主要設備に付随しないその他設備に関する個別検証結果は以下のとおり。

- **電線路22KV化**：米軍統治時に構築された13.8kV電線路が山間部に施設されたため、台風などの災害時に長時間停電を余儀なくされている。レジリエンス強化のため、計画的に移設及び22kV化を行っていることを確認できたことから、**数量の増加は妥当**である。
- 管路については、参照期間は既に敷設されていた予備管路を活用できたが、規制期間は工事エリアに予備管路が無いため人孔・調査が発生しており、主要工事件名説明書にて投資量の妥当性を確認済のため、**数量の増加は妥当**である。
- なお、2016年に国頭村・大宜味村・東村の3村が国定公園指定を受けたことや、米軍用地への建柱が当初予定していた箇所から変更するよう申し出があったことによるルート変更に伴う事務手続き等に時間を要したため2024・2025年度に竣工額が偏っている。また管路は、参照期間は既に敷設されていた予備管路を活用できたが、規制期間は工事エリアに予備管路が無いため投資額の増加率が大きくなっている。

その他設備の検証結果

品目	前回検証結果 (参照期間×査定率) [A]		規制期間 (提出値) [B]		増減率 [B/A-100%]		検証の結果 認められる 増減率	規制期間 (本検証後)	
	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)	数量	投資額 (百万円)		数量	投資額 (百万円)
架空電線路/22kV	76.9km		167.0km		+117.2%	+109.7%	※1+117.2%	167.0km	
地中電線路 /22kV 管路	管路(本体)	0.2km	4.2km		+2,000.0%	+2,912.4%	+2000.0%	4.2km	
	人孔	– 箇所	15箇所		–	–	–	15箇所	
	調査	– 件	2件		–	–	–	2件	
地中電線路/22kV ケーブル	1.2km		5.7Km		+375.0%	+368.1%	※1 +375.0%	5.7Km	
合計	–	951	–	2,533	–	–	–	–	2,445

※1 数量の増減率>投資額の増減率となっているため、投資額に対しては投資額の増減率を適用する。

⇒1,494百万円の追加算入を認める 293

(5) その他設備 ⑨ 検証結果 (個別説明検証後) - 送電 -

- その他設備 (送電) につき、主要設備 (送電) の査定率を用いた検証及び個別説明の検証を踏まえた結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	主要設備の査定率の適用			1次検証結果 - 各社提出値		個別説明を踏まえた 最終検証結果		
	過去実績 (A)	主要設備 の査定率 (B)	1次検証結果 (C) = A × (1+B)	提出値 (D)	差額 (E) = C-D	追加算入額 (F)	最終検証結果 (G) = C+F	提出値との差額
北海道電力NW	20,351	0.9%	20,525	28,386	▲ 7,861	5,329	25,854	▲ 2,532
東北電力NW	81,249	-0.7%	80,712	59,775	20,936	-	80,712	20,936
東京電力PG	156,331	-6.9%	145,575	265,985	▲ 120,410	96,027	241,602	▲ 24,383
中部電力PG	38,094	-5.3%	36,067	41,609	▲ 5,543	-	36,067	▲ 5,543
北陸電力送配電	19,013	-4.2%	18,210	15,772	2,438	-	18,210	2,438
関西電力送配電	68,845	-4.0%	66,075	116,461	▲ 50,386	21,835	87,910	▲ 28,551
中国電力NW	43,872	-7.1%	40,739	56,299	▲ 15,560	12,732	53,471	▲ 2,828
四国電力送配電	5,717	-9.3%	5,186	13,753	▲ 8,567	7,822	13,008	▲ 745
九州電力送配電	49,327	-1.4%	48,657	64,904	▲ 16,247	13,864	62,520	▲ 2,384
沖縄電力	14,075	7.3%	15,108	20,555	▲ 5,447	1,494	16,602	▲ 3,953
10社合計	496,874	-4.5%	476,854	683,500	▲ 206,645	159,103	635,957	▲ 47,542

注1 主要設備の実績単価及び推計単価の算定にあたっては高額案件は除く。一方で、単価に乗じる数量には高額案件も含む。

(5) その他設備 ⑨ 検証結果 (個別説明検証後) - 変電 -

- その他設備 (変電) につき、主要設備 (変電) の査定率を用いた検証及び個別説明の検証を踏まえた結果は以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	主要設備の査定率の適用			1次検証結果 - 各社提出値		個別説明を踏まえた 最終検証結果		
	過去実績 (A)	主要設備 の査定率 (B)	1次検証結果 (C) = A × (1+B)	提出値 (D)	差額 (E) = C-D	追加算入額 (F)	最終検証結果 (G) = C+F	提出値との差額
北海道電力NW	24,654	-3.1%	23,892	28,470	▲ 4,578	4,263	28,155	▲ 315
東北電力NW	80,694	-4.7%	76,882	92,757	▲ 15,875	-	76,882	▲ 15,875
東京電力PG	91,177	6.2%	96,832	166,574	▲ 69,742	60,188	157,020	▲ 9,554
中部電力PG	96,527	-0.1%	96,428	79,147	17,281	-	96,428	17,281
北陸電力送配電	26,315	7.3%	28,228	25,108	3,119	-	28,228	3,119
関西電力送配電	88,314	7.3%	94,779	114,954	▲ 20,175	20,175	114,954	-
中国電力NW	42,112	0.1%	42,138	49,237	▲ 7,099	4,743	46,881	▲ 2,356
四国電力送配電	19,182	-1.8%	18,836	29,998	▲ 11,162	9,806	28,642	▲ 1,356
九州電力送配電	57,218	-3.2%	55,389	62,936	▲ 7,547	6,715	62,104	▲ 832
沖縄電力	14,007	-4.3%	13,406	13,632	▲ 226	-	13,406	▲ 226
10社合計	540,200	1.4%	546,810	662,814	▲ 115,134	111,413	658,223	▲ 4,590

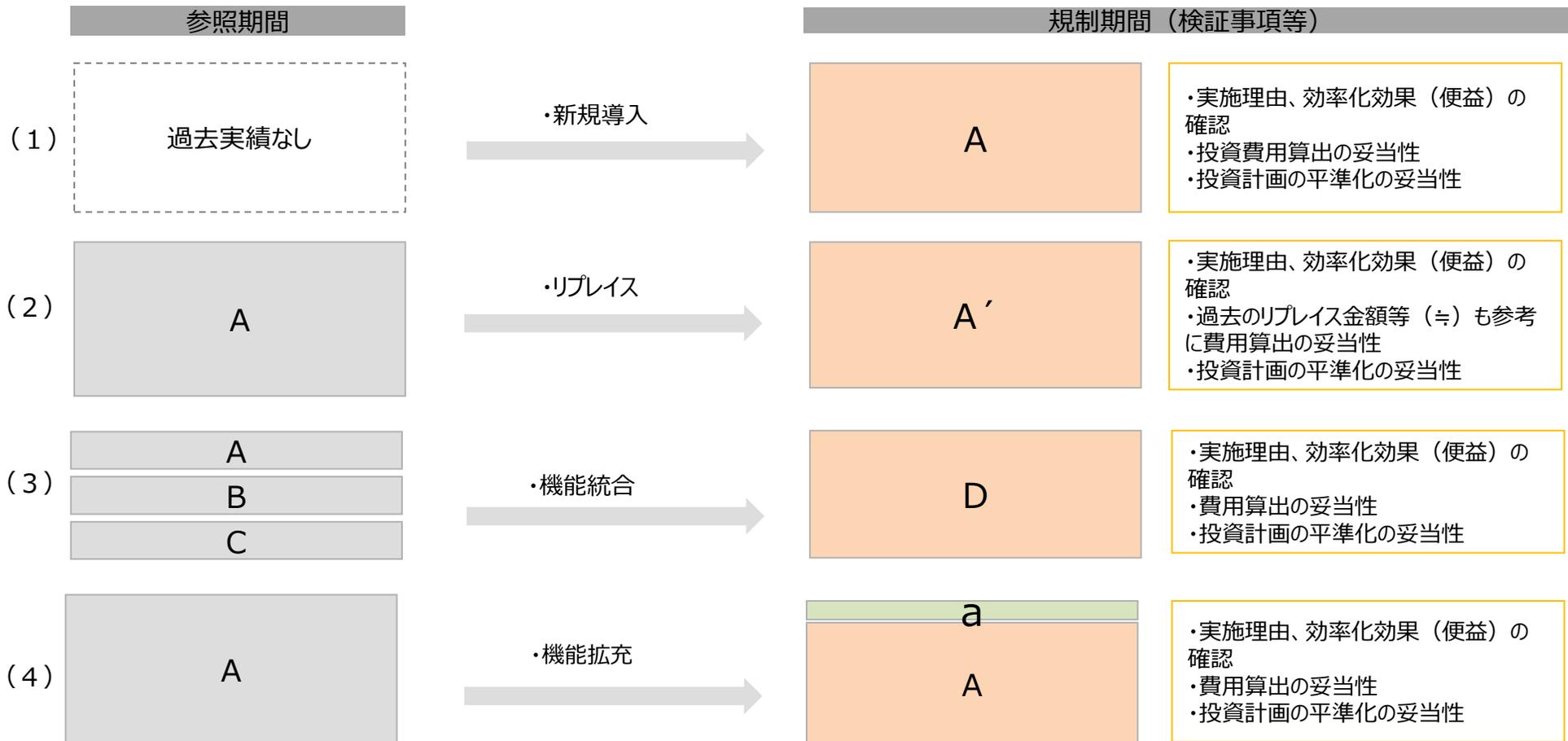
注1 主要設備の実績単価及び推計単価の算定にあたっては高額案件は除く。一方で、単価に乗じる数量には高額案件も含む。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
-（1）概要	・・・P133
-（2）投資量等（連系線・基幹系統、ローカル系統）	・・・P153
-（3）単価統計査定（ローカル系統、配電系統）	・・・P176
-（4）無電柱化	・・・P231
-（5）その他設備	・・・P244
-（6） その他投資	・・・P296
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(6) その他投資 ① 検証方法

- その他投資については、投資量と単価に区分することや、一般送配電事業者間比較が困難であると考えられることから、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因等を踏まえて査定を行った。

検証イメージ



(6) その他投資 ②算定概要

- CAPEX（その他投資）の過去実績及び規制期間の竣工額の見通し（5年合計）は以下のとおりである。
- 次世代投資からの移管分、システム開発（委託費、諸費）を含む。

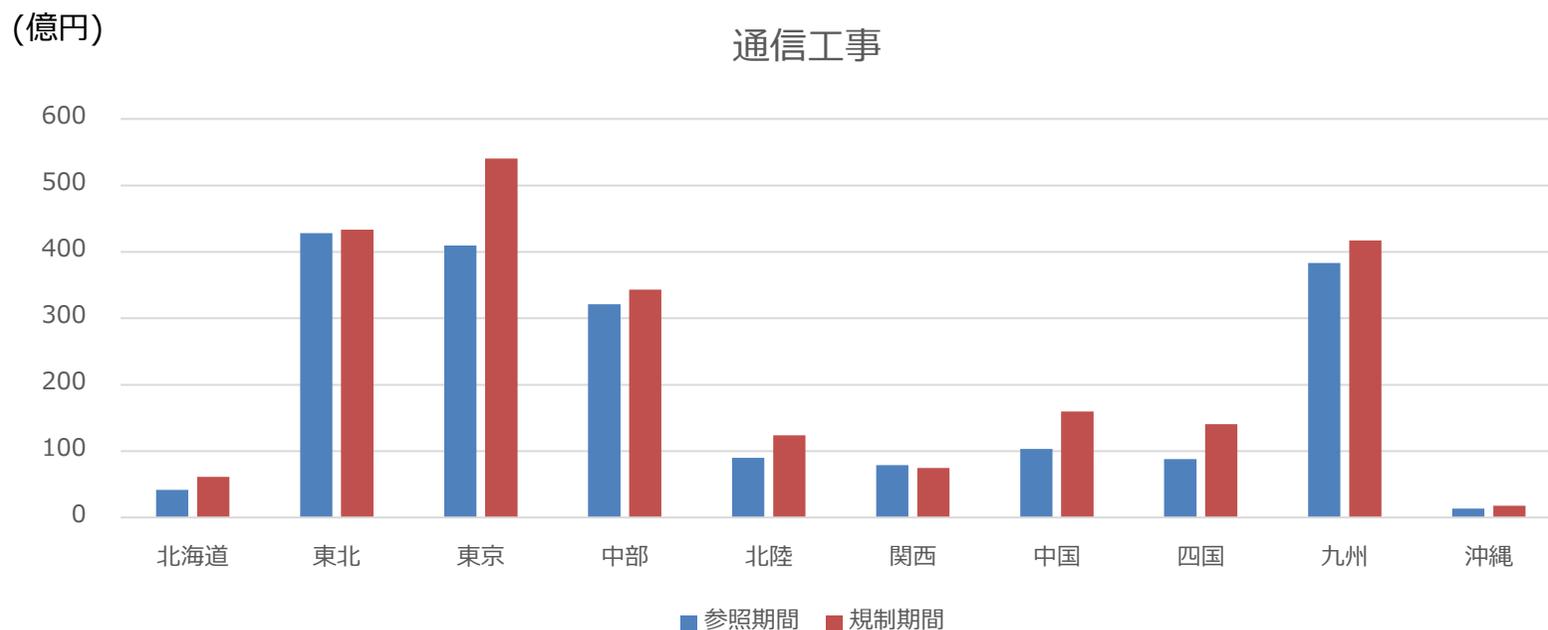
(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少	通信工事		システム開発		建物関連工事		その他※		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	42	61	80	107	111	142	96	73	329	384
東北電力NW	428	434	645	537	203	239	373	367	1,649	1,576
東京電力PG	410	540	781	1,924	411	599	243	117	1,844	3,180
中部電力PG	321	343	639	1,129	170	386	224	419	1,355	2,277
北陸電力送配電	90	124	116	147	28	9	112	97	347	378
関西電力送配電	79	75	363	728	125	166	292	258	858	1,226
中国電力NW	103	160	205	485	60	171	66	86	435	902
四国電力送配電	88	141	104	215	14	27	29	60	234	441
九州電力送配電	383	417	549	775	16	48	200	264	1,148	1,505
沖縄電力	14	18	38	30	35	29	53	28	140	106
10社合計	1,959	2,313	3,521	6,077	1,173	1,815	1,687	1,770	8,339	11,976

(出典) 事業者から、次世代投資からの移管分等を含めた数値の報告を受け、事務局で作成、億円未満を四捨五入

※ 系統・給電設備工事、備品、リース資産、用地権利設定等を含む。

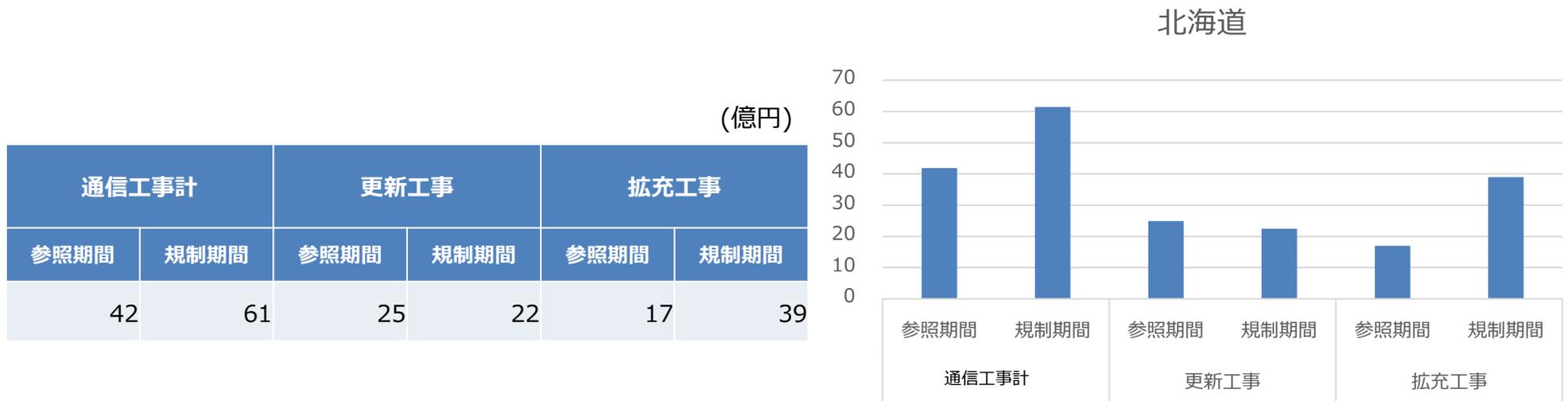
(6) その他投資 ③通信工事 – 概要 –

- 通信工事については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。
- このとき、工事を拡充工事と更新工事に区分し、拡充工事については、送電・変電・配電設備における拡充工事との整合性、更新工事については、標準期待年数を踏まえた更新の考え方や送電・変電・配電設備における更新工事との整合性について一般送配電事業者に説明を求めた上で、費用全体の合理性を検証した。



(6) その他投資 ③通信工事 – 北海道電力NW –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**20億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**未確定案件工事の除外により、7億円の減額**を求めることとする。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『29』(20)25	22	▲2	22	▲3	-
拡充工事	『23』(18)17	39	22	32	15	▲7
計	『53』(38)42	61	20	54	12	▲7

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

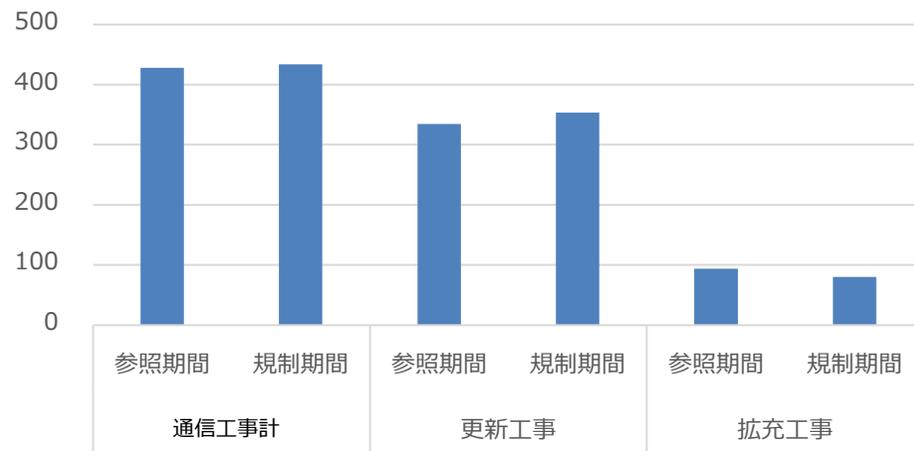
(6) その他投資 ③通信工事 – 東北電力NW –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**6億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**東北東京間連系線等の工事に整合する工事により参照期間と比較して増加するものの系統安定性の向上等の観点から認めることとする。**

東北

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
428	434	334	353	94	80



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『310』(340)334	353	19	353	19	－
拡充工事	『79』(75)94	80	▲13	80	▲13	－
計	『389』(415)428	434	6	434	6	－

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

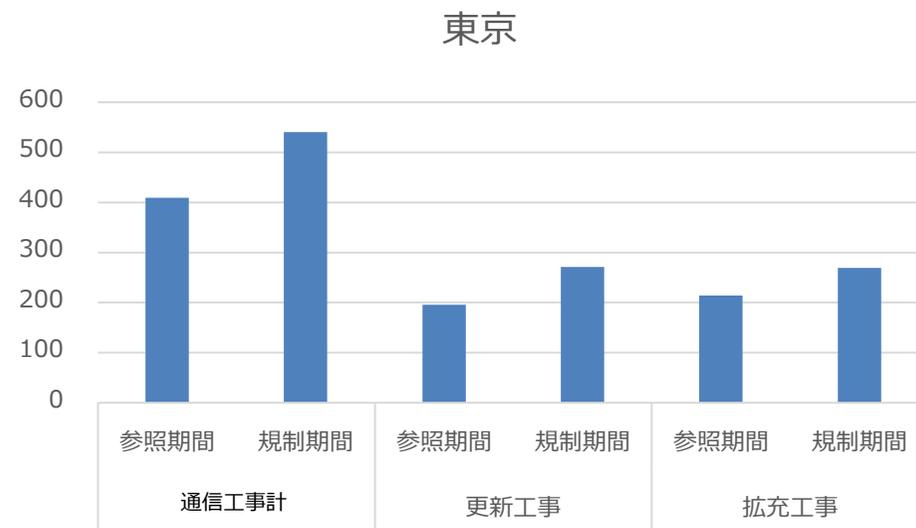
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 東京電力PG –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**131億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び更新工事件数算出の見直し等により、28億円の減額**を求めることとする。

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
410	540	196	271	214	269



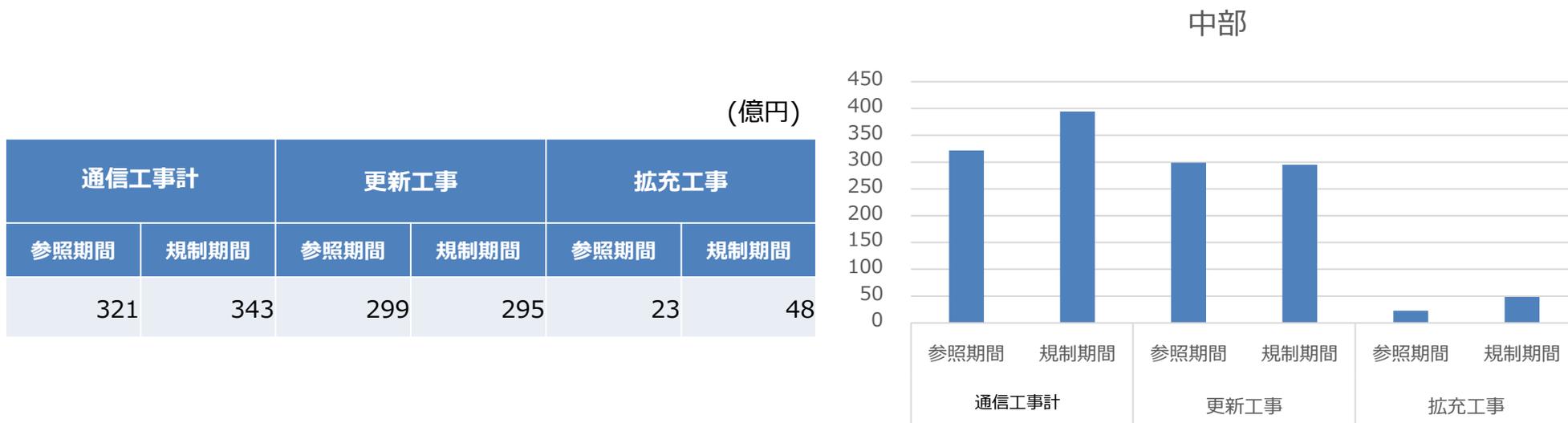
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『284』(202)196	271	76	249	53	▲22
拡充工事	『231』(213)214	269	55	263	49	▲6
計	『515』(415)410	540	131	512	102	▲28

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 中部電力PG –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**22億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底等により、15億円の減額**を求めることとする。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『370』(302)299	295	▲4	295	▲4	—
拡充工事	『24』(35)23	48	26	33	10	▲15
計	『394』(337)321	343	22	328	7	▲15

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

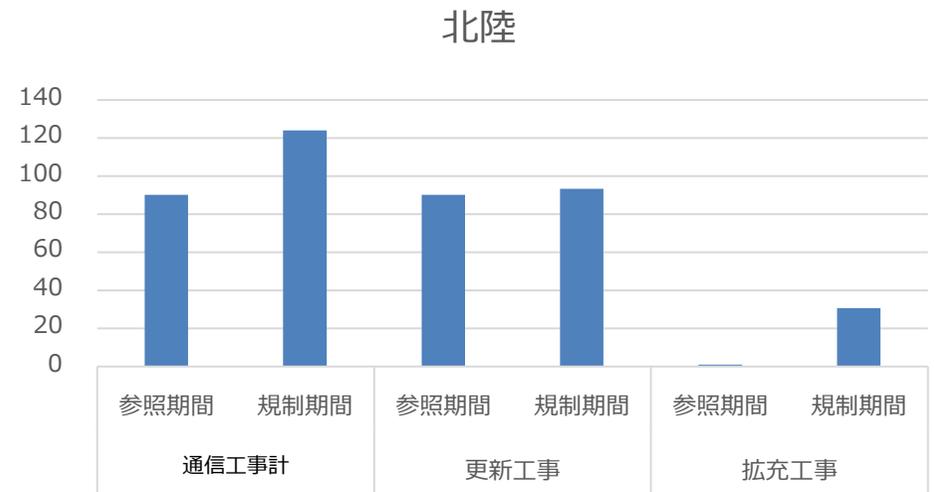
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 北陸電力送配電 –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して34億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、通信インフラの整備等により参照期間より増加しているものの、次世代投資を進めるための回線容量拡大に資する投資等から認めることとする。

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
90	124	90	93	1	31



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『92』(86)90	93	4	93	3	–
拡充工事	『–』(1)1	31	30	31	30	–
計	『93』(87)90	124	34	124	34	–

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

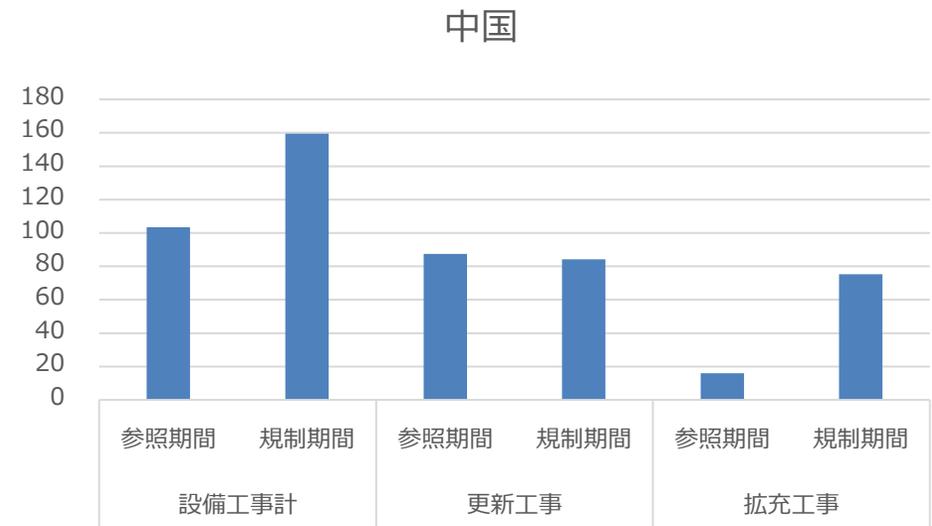
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 中国電力NW –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**56億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び単価算出の見直し等により、26億円の減額**を求めることとする。

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
103	160	88	84	16	75



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『103』(106)88	84	▲3	70	▲18	▲14
拡充工事	『12』(14)16	75	59	64	48	▲12
計	『115』(120)103	160	56	134	30	▲26

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

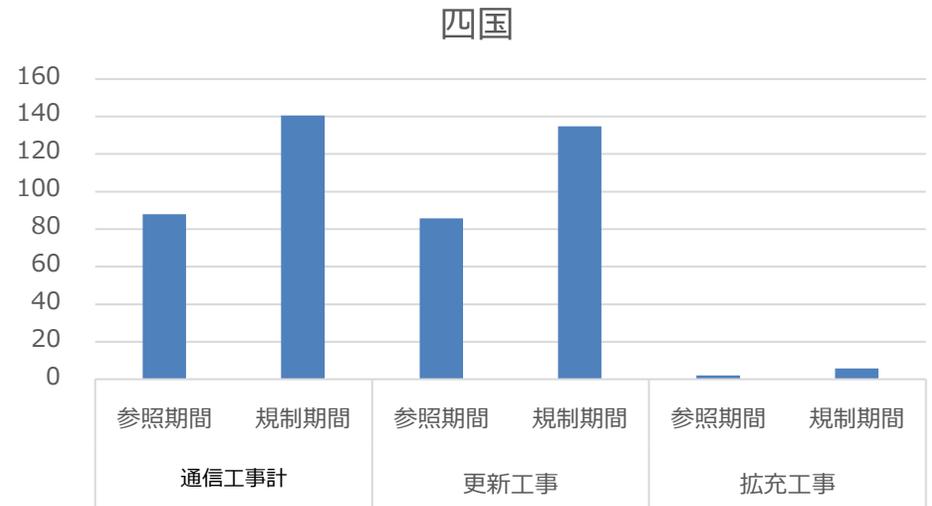
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 四国電力送配電 –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**53億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び単価算出の見直し、便益の不確実なものの見直し等により、44億円の減額**を求めることとする。

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
88	141	86	135	2	6



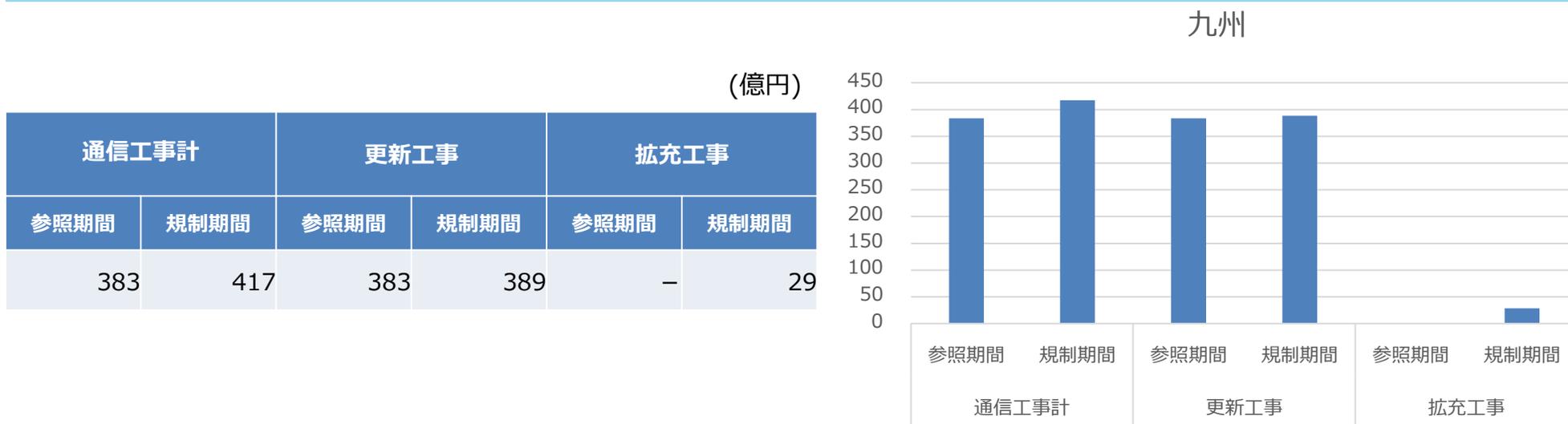
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『90』(93)86	135	49	91	5	▲44
拡充工事	『2』(3)2	6	4	6	4	－
計	『92』(96)88	141	53	97	9	▲44

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 –九州電力送配電–

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**34億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**便益の不確実なものの見直し等により、15億円の減額**を求めることとする。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	(405)383	389	5	389	5	–
拡充工事	(–)–	29	29	13	13	▲15
計	(405)383	417	34	402	18	▲15

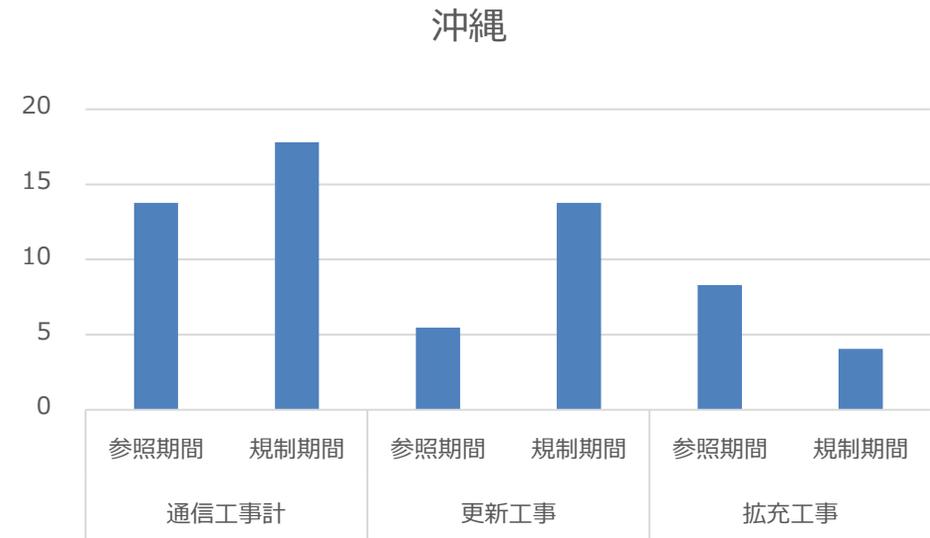
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ③通信工事 – 沖縄電力 –

- 規制期間における通信工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**4億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**単価算出の見直しにより、3億円の減額**を求めることとする。

(億円)

通信工事計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
14	18	5	14	8	4



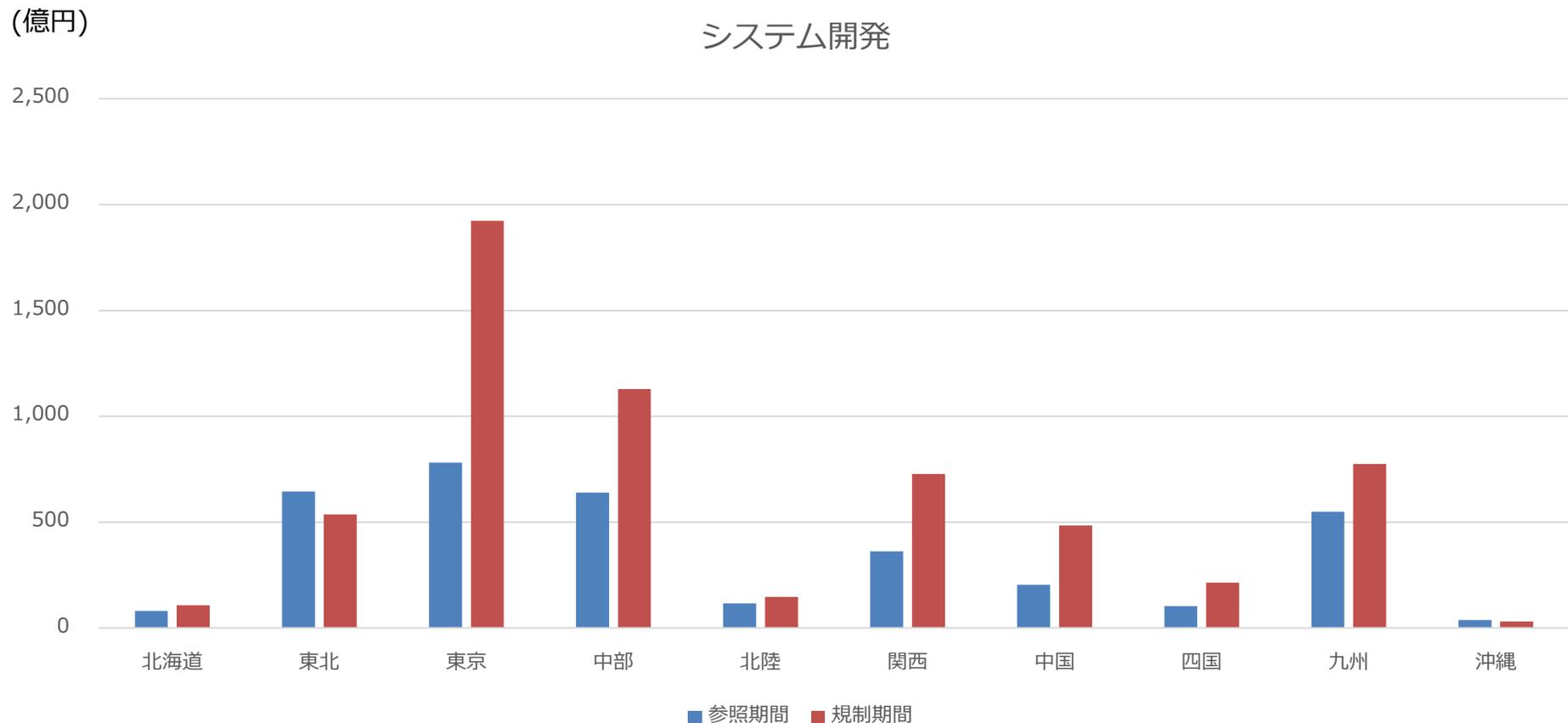
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『5』(6)5	14	8	11	6	▲3
拡充工事	『7』(11)8	4	▲4	4	▲4	－
計	『12』(17)14	18	4	15	▲2	▲3

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

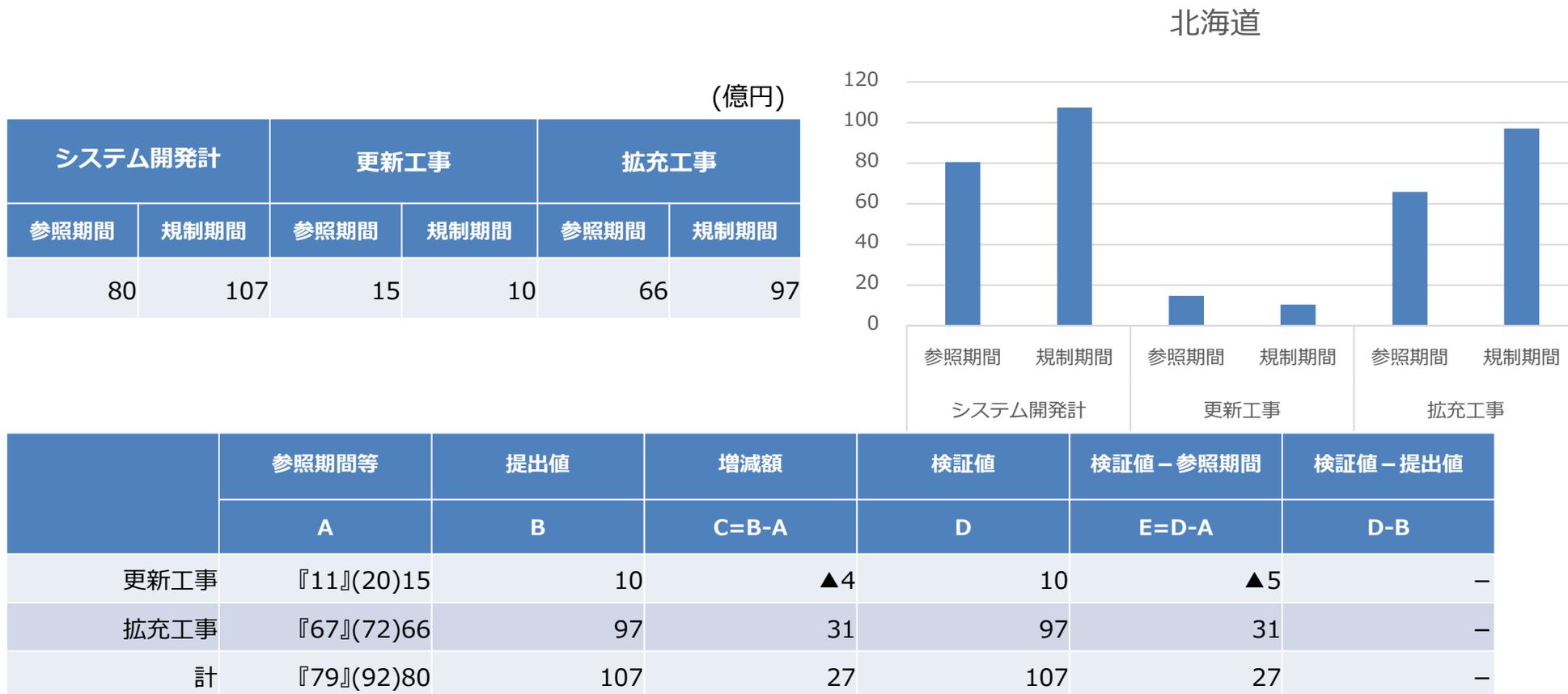
(6) その他投資 ④システム開発 – 概要 –

- システム開発については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。



(6) その他投資 ④システム開発 – 北海道電力NW –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**27億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底や便益の不確実なものの見直し等が認められなかったことから、全額を認める**こととする。

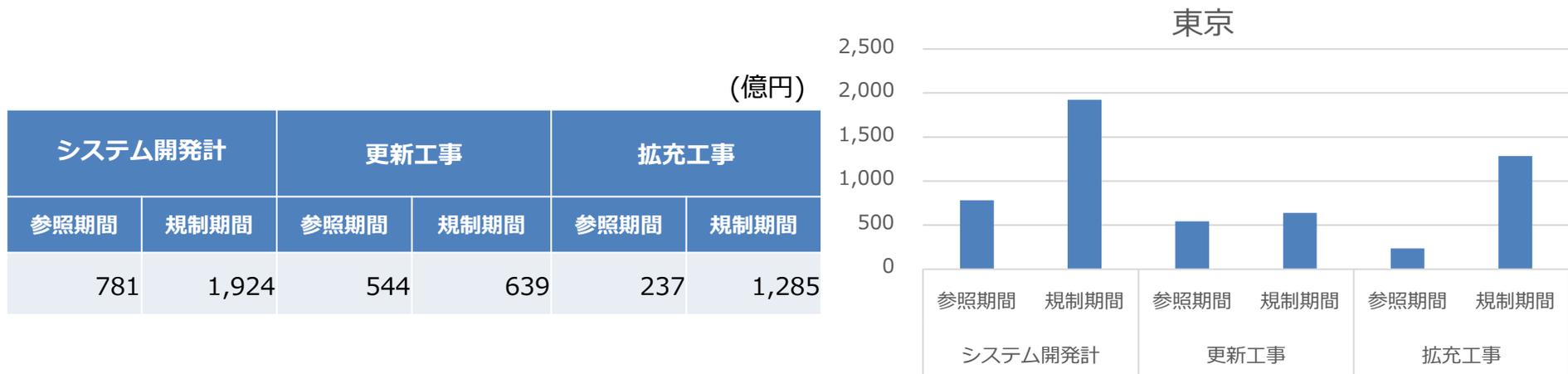


※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 – 東京電力PG –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**1,143億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び便益の不確実なものの見直し等により、864億円の減額**を求めることとする。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『387』(596)544	639	95	150	▲394	▲489
拡充工事	『222』(324)237	1,285	1,048	910	673	▲375
計	『610』(920)781	1,924	1,143	1,060	279	▲864

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

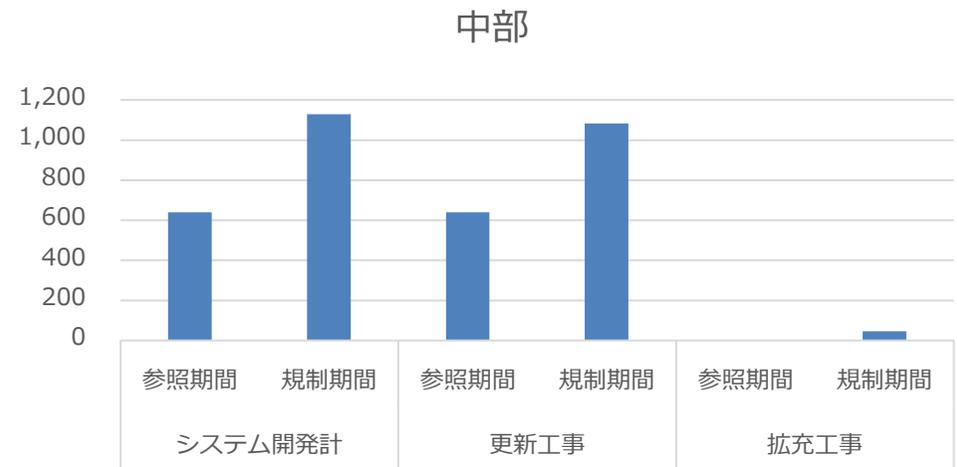
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 – 中部電力PG –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**490億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び便益の評価見直し等により、440億円の減額**を求めることとする。

(億円)

システム開発計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
639	1,129	639	1,084	–	45



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	639	1,084	444	644	5	▲440
拡充工事	–	45	45	45	45	–
計	639	1,129	490	689	50	▲440

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

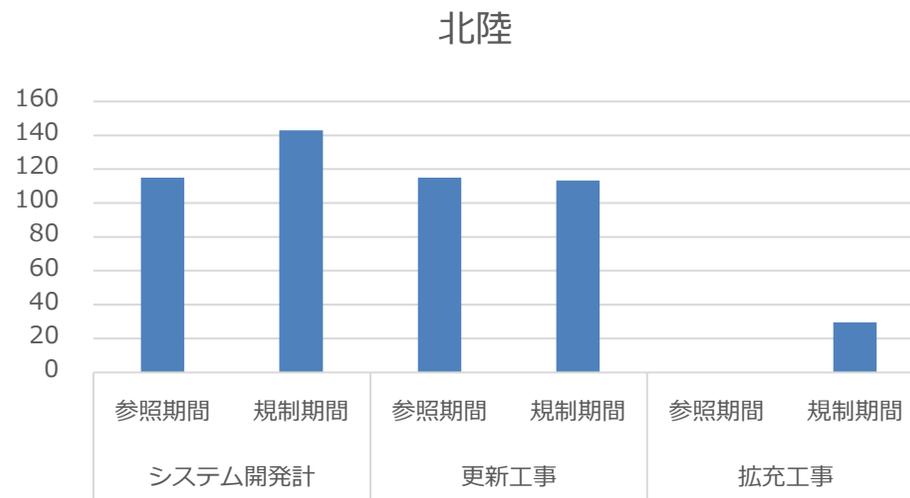
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 – 北陸電力送配電 –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**31億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**便益の不確実なものを見直しにより、1億円の減額**を求めることとする。

(億円)

システム開発計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
116	147	116	114	–	33



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『111』(202)116	114	▲2	114	▲2	–
拡充工事	『–』(–)–	33	33	32	32	▲1
計	『111』(202)116	147	31	146	30	▲1

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 – 関西電力送配電 –

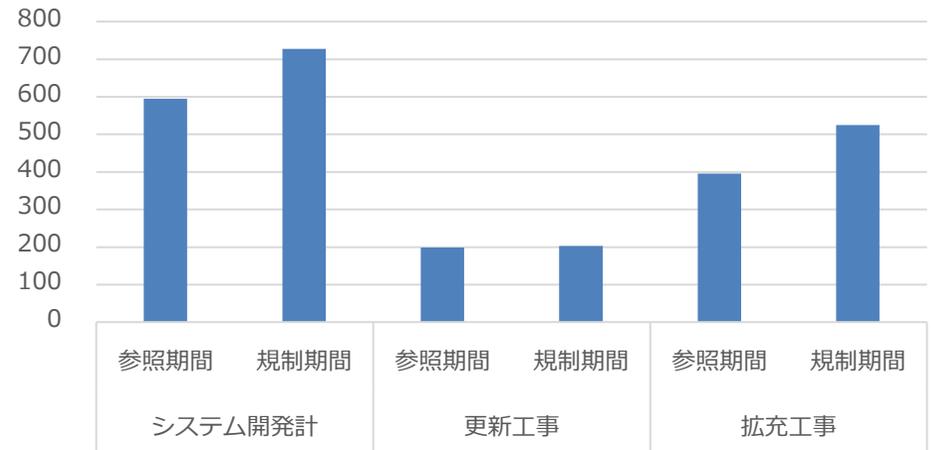
- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**133億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び未確定案件の除外、便益の不確実なものの見直し等により、135億円の減額**を求めることとする。

(億円)

関西

システム開発計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
595	728	199	203	396	525

2018年度の会計制度の見直しを補正した投資額を記載。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『74』(199)199	203	4	184	▲15	▲19
拡充工事	『237』(413)396	525	129	408	12	▲116
計	『311』(612)595	728	133	593	▲2	▲135

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018年度の会計制度の見直しを補正した2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

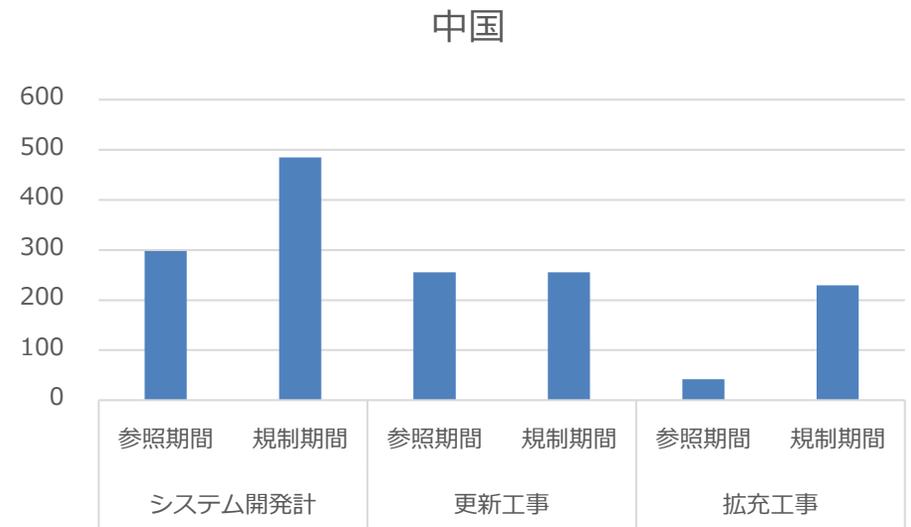
(6) その他投資 ④システム開発 – 中国電力NW –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**187億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び便益の不確実なものの見直し等により、108億円の減額**を求めることとする。

(億円)

システム開発計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
298	485	256	255	42	229

2018年度の会計制度の見直しを補正した投資額を記載。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『227』(284)256	255	▲0	255	▲0	－
拡充工事	『62』(60)42	229	187	121	79	▲108
計	『290』(343)298	485	187	377	79	▲108

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

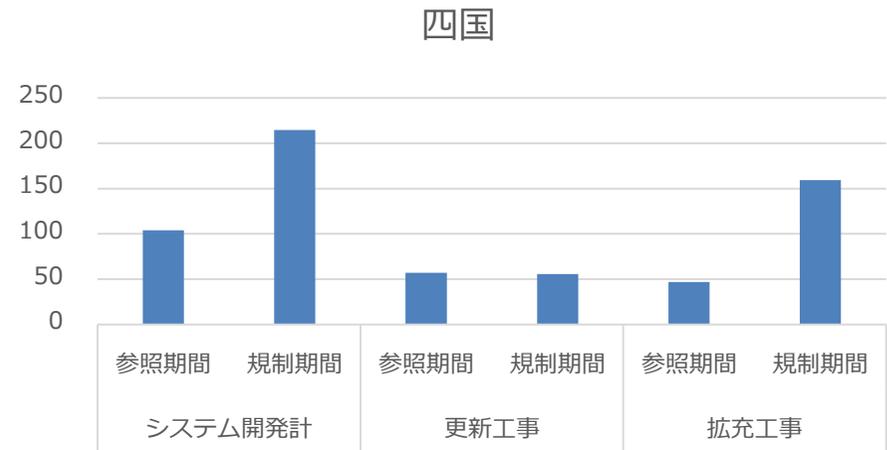
※ ()内は、2018年度の会計制度の見直しを補正した2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 – 四国電力送配電 –

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**111億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び便益の不確実なものの見直し等により、75億円の減額**を求めることとする。

(億円)

システム開発計		更新工事		拡充工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
104	215	57	56	47	159



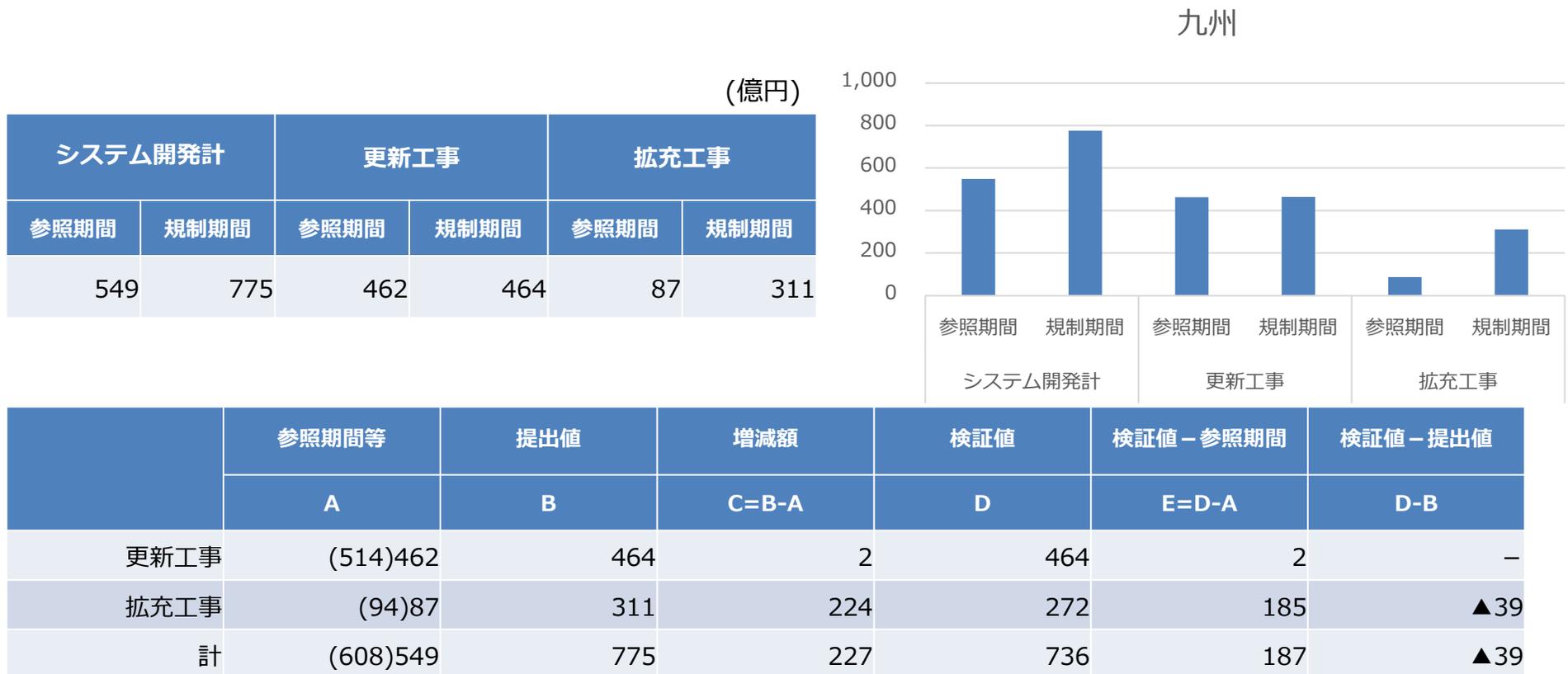
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『57』(56)57	56	▲1	56	▲1	－
拡充工事	『65』(65)47	159	112	84	37	▲75
計	『122』(121)104	215	111	140	36	▲75

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ④システム開発 –九州電力送配電–

- 規制期間におけるシステム開発の投資額の提出値は、参照期間と比較して**227億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底及び便益の不確実なものの見直し等により、39億円の減額**を求めることとする。



※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

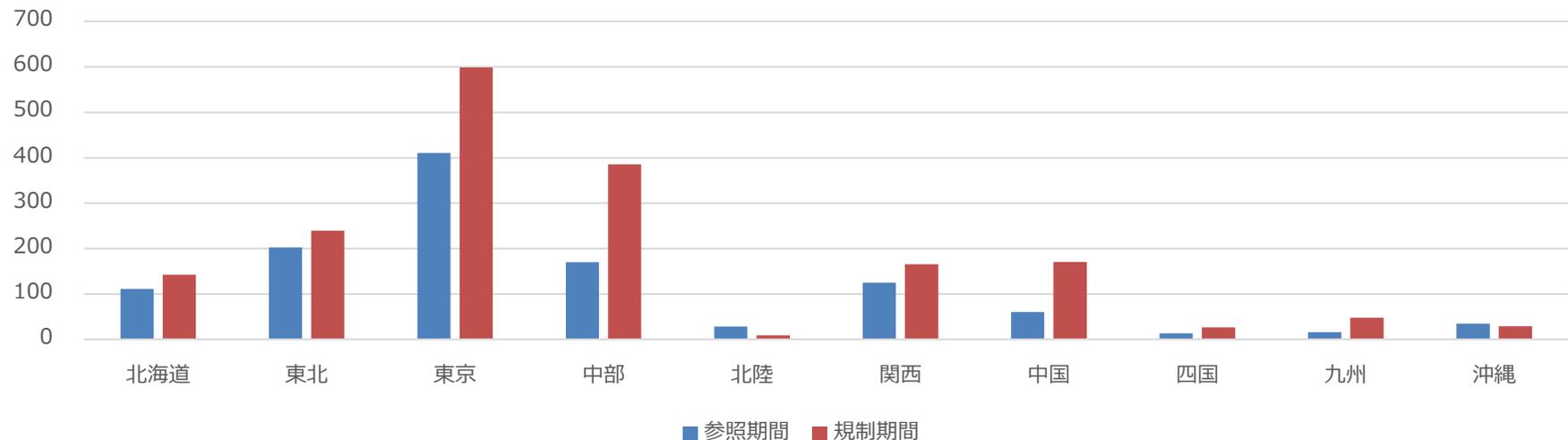
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 概要 –

- 建物関連工事については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。
- このとき、工事を変電所建物とそれ以外（業務用建物等）に区分し、変電所建物の拡充・更新工事については変電設備における拡充・更新工事との整合性、それ以外の業務用建物等の拡充・更新工事については、さらに建替工事と改修工事に区分し、それぞれ一般送配電事業者に説明を求めた上で、費用全体の合理性を検証することとする。

(億円)

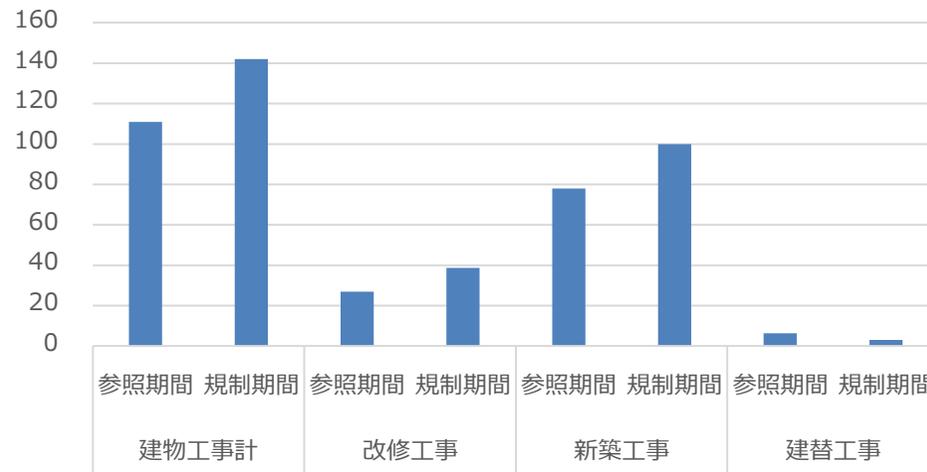
建物関連工事



(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 北海道電力NW –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**31億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**未確定案件工事の見直しについて、3億円の減額**を求めることとする。

北海道



(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
111	142	27	39	78	100	6	3

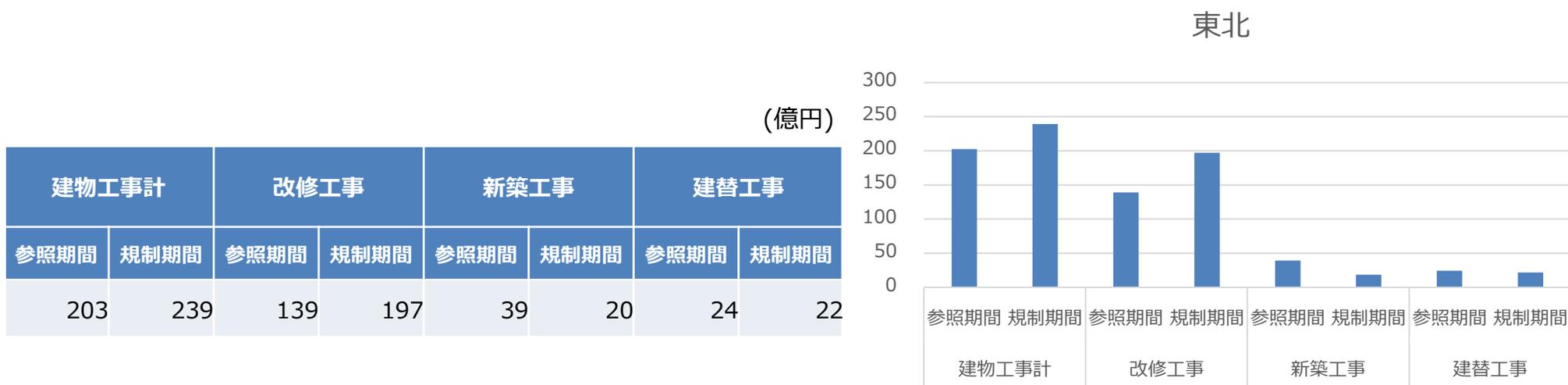
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『34』(33)27	39	13	39	13	-
新築工事	『57』(71)78	100	22	97	19	▲3
建替工事	『6』(7)6	3	▲4	3	▲4	-
計	『97』(111)111	142	31	139	28	▲3

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 東北電力NW –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**37億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、21億円の減額**を求めることとする。



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『131』(141)139	197	58	176	37	▲21
新築工事	『48』(26)39	20	▲19	20	▲19	－
建替工事	『29』(20)24	22	▲3	22	▲3	－
計	『208』(186)203	239	37	218	16	▲21

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

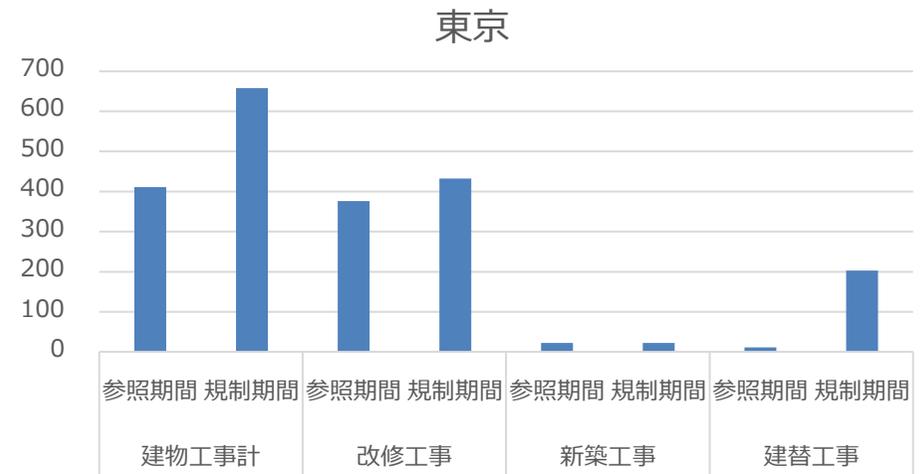
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 東京電力PG –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**188億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**未確定案件工事の除外、工事件数算出の見直し、投資計画の平準化の徹底により、159億円の減額**を求めることとする。

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
411	599	376	432	22	22	12	145



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『375』(369)376	432	55	375	▲1	▲57
新築工事	『37』(23)22	22	▲0	22	▲0	-
建替工事	『13』(14)12	145	133	43	31	▲102
計	『425』(406)411	599	188	440	29	▲159

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

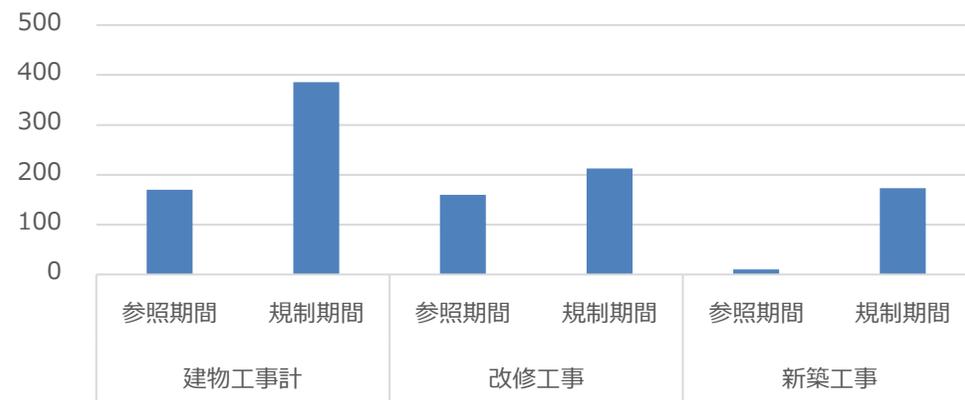
(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 中部電力PG –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**215億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**工事単価算出の見直し、投資計画の平準化の徹底により、142億円の減額**を求めることとする。

中部

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
170	386	160	212	10	173	-	-



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『146』(172)160	212	52	160	▲0	▲52
新築工事	『4』(9)10	173	163	84	74	▲89
建替工事	『-』(-)-	-	-	-	-	-
計	『150』(181)170	386	215	244	73	▲142

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

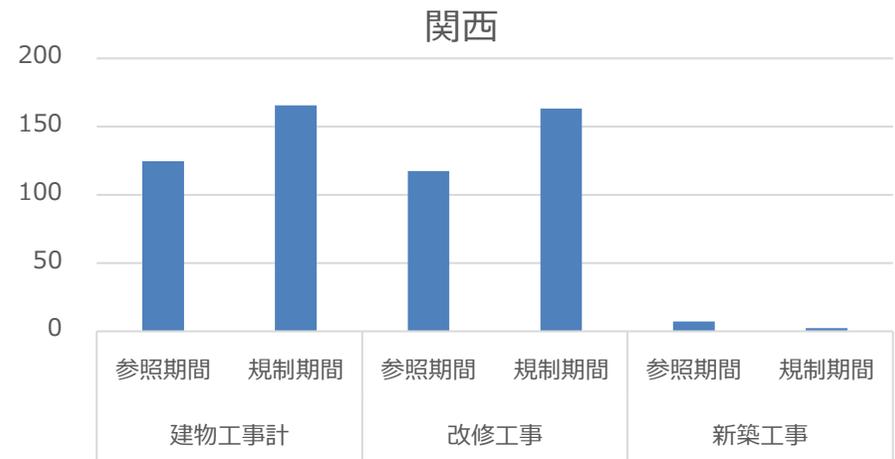
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 関西電力送配電 –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**41億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、22億円の減額**を求めることとする。

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
125	166	118	163	7	2	–	–



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『117』(128)118	163	46	141	23	▲22
新築工事	『14』(8)7	2	▲5	2	▲5	–
建替工事	『11』(1)–	–	–	–	–	–
計	『142』(137)125	166	41	143	18	▲22

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

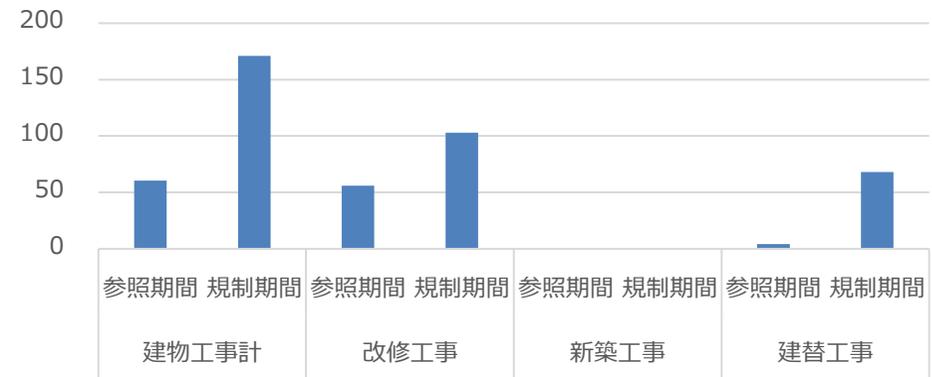
(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 中国電力NW –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**110億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、98億円の減額**を求めることとする。

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
60	171	56	103	–	–	4	68

中国



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『45』(75)56	103	47	68	12	▲35
新築工事	『–』(–)–	–	–	–	–	–
建替工事	『3』(4)4	68	63	4	–	▲63
計	『47』(80)60	171	110	72	12	▲98

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

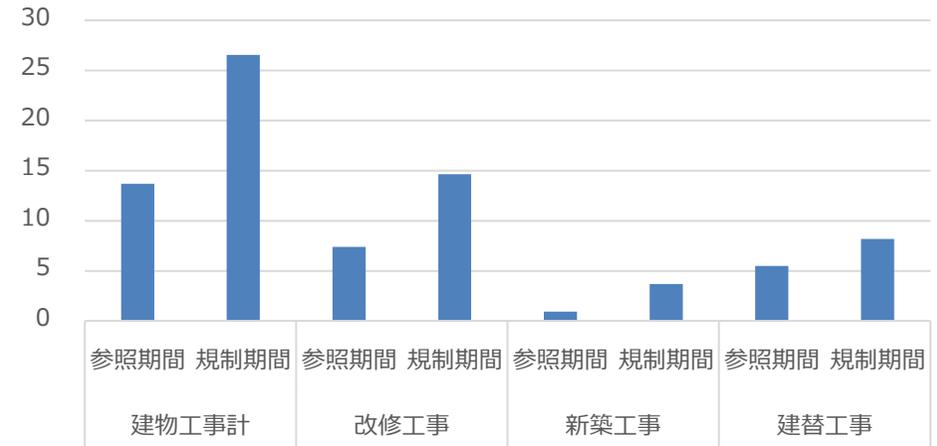
(6) その他投資 ⑤建物関連工事 – 四国電力送配電 –

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**13億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、4億円の減額**を求めることとする。

四国

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
14	27	7	15	1	4	5	8



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	『7』(9)7	15	7	11	4	▲4
新築工事	『-』(1)1	4	3	4	3	-
建替工事	『3』(5)5	8	3	8	3	-
計	『10』(14)14	27	13	23	9	▲4

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

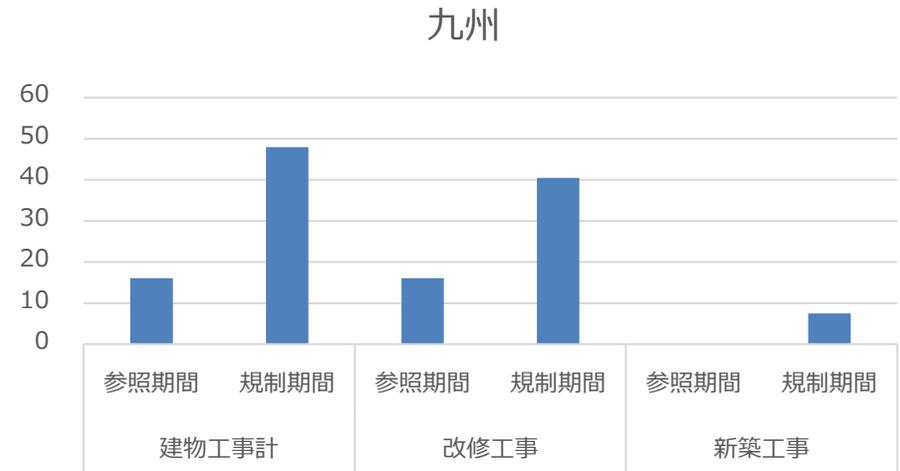
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑤建物関連工事 –九州電力送配電–

- 規制期間における建物関連工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**32億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、8億円の減額**を求めることとする。

(億円)

建物工事計		改修工事		新築工事		建替工事	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
16	48	16	40	–	8	–	–

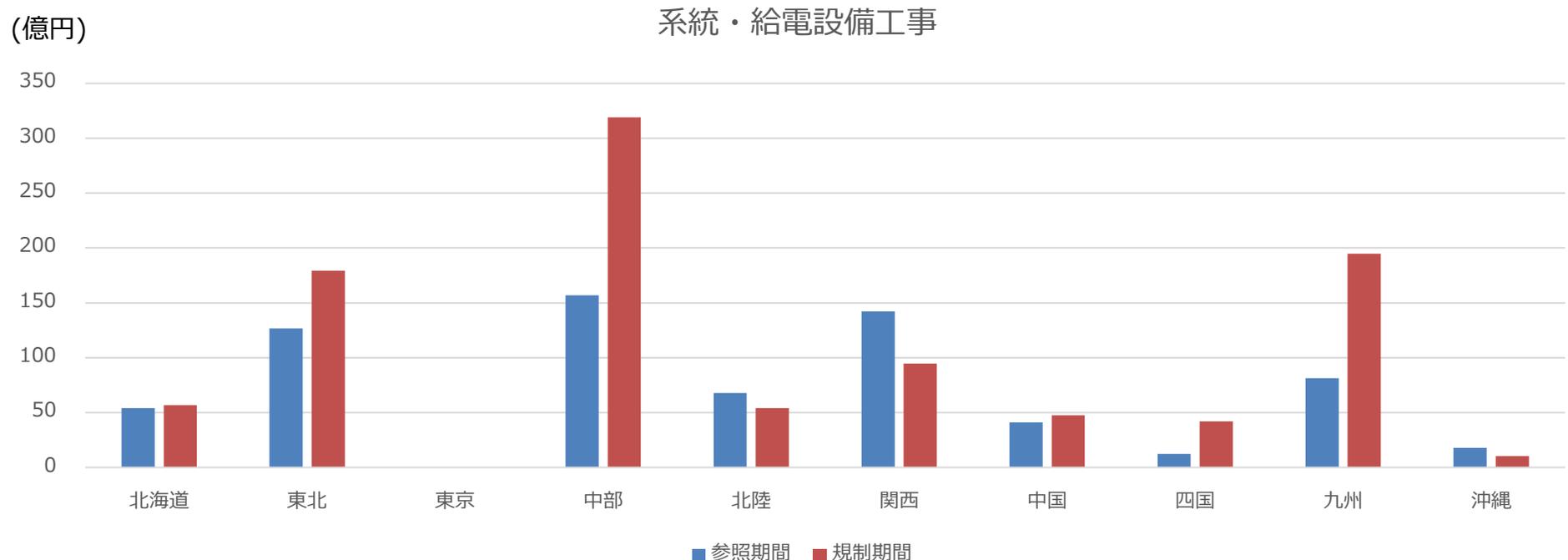


	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
改修工事	(26)16	40	24	33	16	▲8
新築工事	(–)–	8	8	8	8	–
建替工事	(–)–	–	–	–	–	–
計	(26)16	48	32	40	24	▲8

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 概要 –

- 系統・給電設備工事については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。
- なお、系統安定性の向上や、停電・災害発生時の早期復旧・対応力向上の観点で、各一般送配電事業者に説明を求めた上で、各工事の合理性を検証することとする。

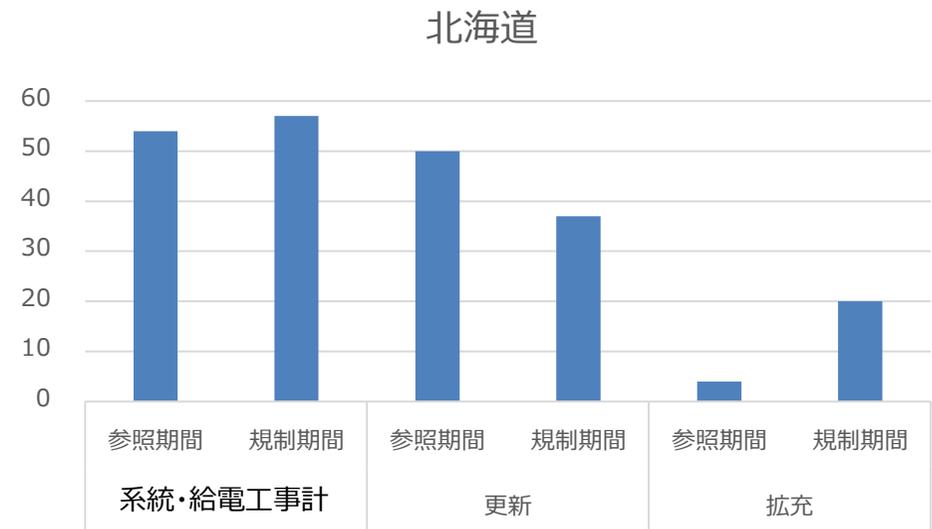


(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 北海道電力NW –

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して3億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、系統安定化装置新設により参照期間の実績より増加するものの系統安定性に資する投資であること等の観点から認めることとする。

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
54	57	50	37	4	20

(億円)



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『91』(37)50	37	▲13	37	－	－
拡充工事	『2』(4)4	20	16	20	－	－
計	『93』(41)54	57	3	57	－	－

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

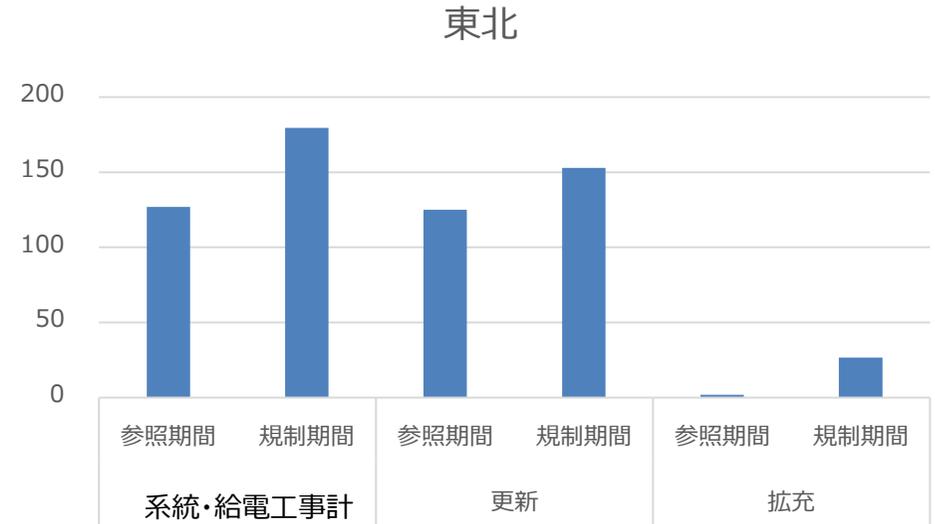
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 東北電力NW –

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**53億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**系統安定化システム新設により参照期間の実績より増加するものの系統安定性に資する投資であること等の観点から、認める**こととする。

(億円)

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
127	179	125	153	2	27



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『73』(148)125	153	28	153	28	–
拡充工事	『1』(2)2	27	25	27	25	–
計	『74』(150)127	179	53	179	53	–

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

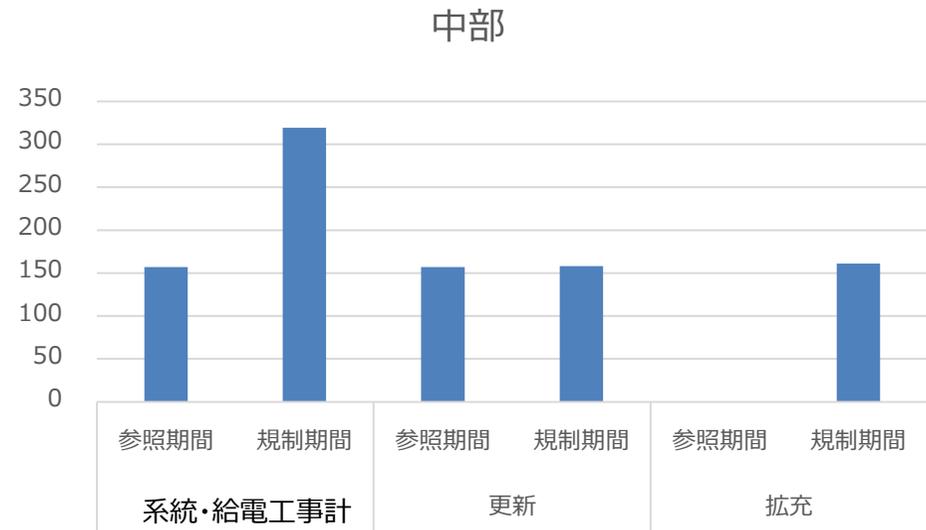
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 中部電力PG –

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**162億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、61億円の減額**を求めることとする。

(億円)

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
157	319	157	158	–	161



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『178』(181)157	158	1	158	1	–
拡充工事	『27』(24)–	161	161	100	100	▲61
計	『206』(205)157	319	162	258	101	▲61

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

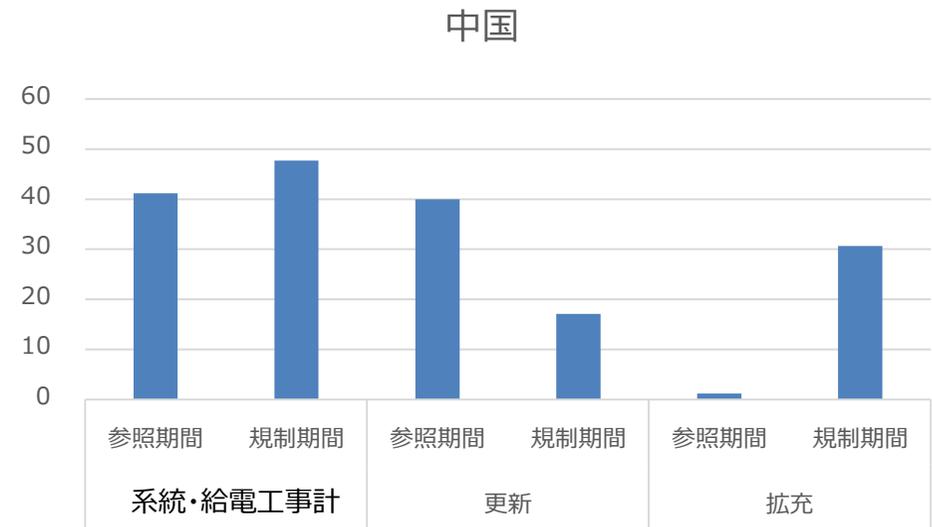
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 中国電力NW –

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して7億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、系統安定化装置新設により参照期間の実績より増加するものの系統安定性に資する投資であること等の観点から、認めることとする。

(億円)

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
41	48	40	17	1	31



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『42』(39)40	17	▲23	17	▲23	－
拡充工事	『1』(1)1	31	29	31	29	－
計	『42』(40)41	48	7	48	7	－

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

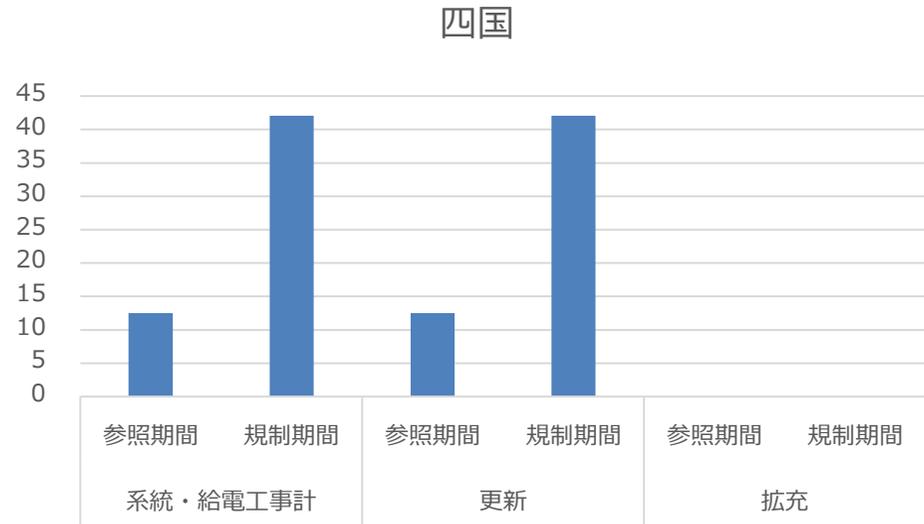
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 – 四国電力送配電 –

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**30億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、18億円の減額**を求めることとする。

(億円)

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
13	42	13	42	-	-



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『16』(22)13	42	30	24	11	▲18
拡充工事	『-』(-)-	-	-	-	-	-
計	『16』(22)13	42	30	24	11	▲18

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

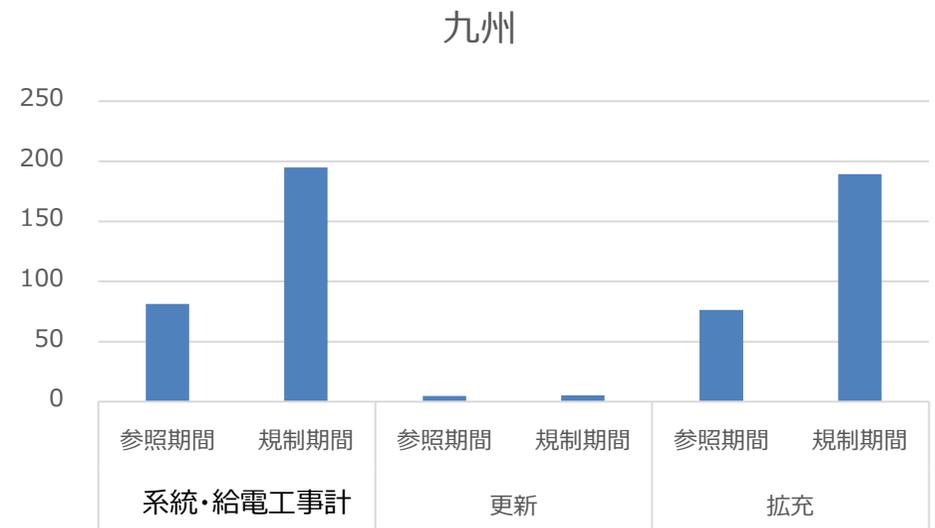
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑥系統・給電設備工事 –九州電力送配電–

- 規制期間における系統・給電設備工事の投資額の提出値は、参照期間と比較して**113億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、7億円の減額**を求めることとする。

(億円)

系統・給電設備工事計		更新		拡充	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
81	195	5	5	76	189

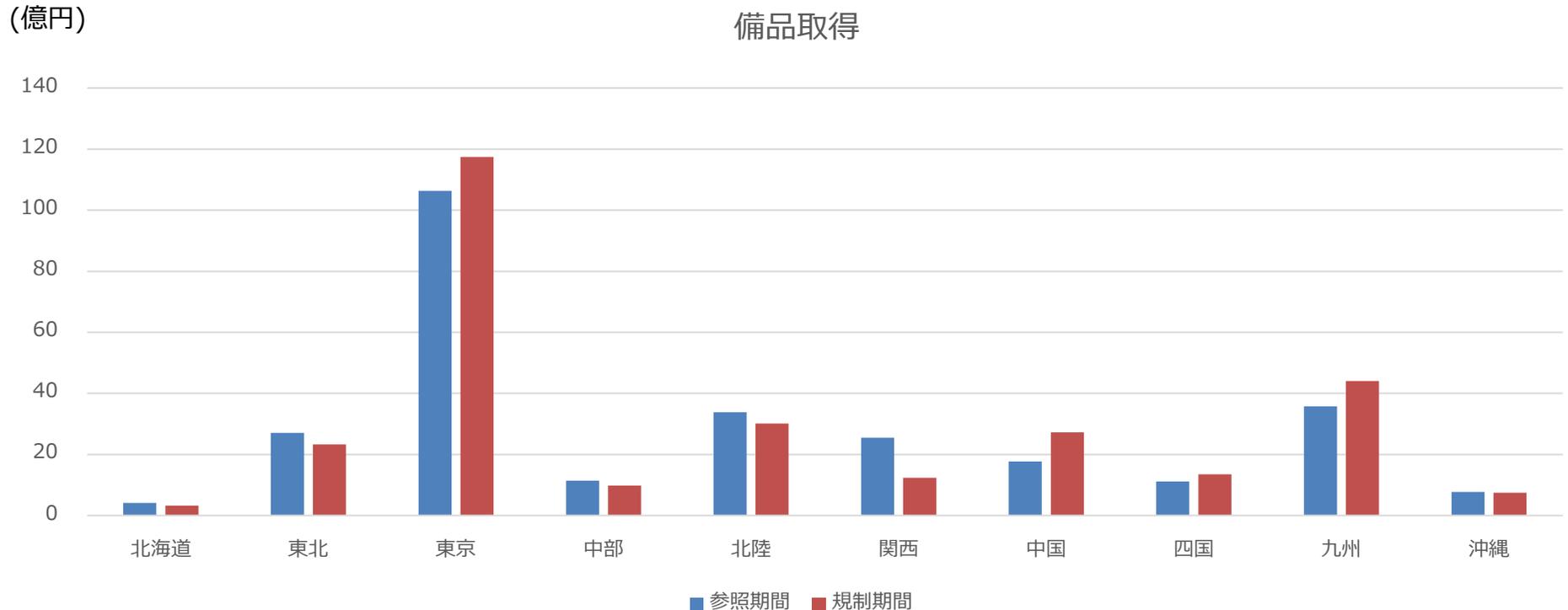


	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新工事	『5』((7)5)	5	1	5	1	-
拡充工事	『184』((115)76)	189	113	183	106	▲7
計	『189』((122)81)	195	113	188	107	▲7

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑦備品取得 – 概要 –

- 備品取得については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。



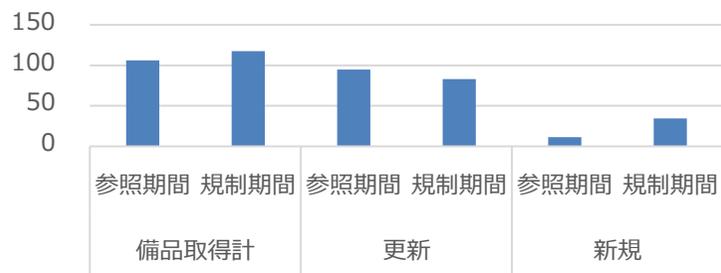
(6) その他投資 ⑦備品取得 – 東京電力PG –

- 規制期間における備品取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**11億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**便益の確実な発生が見込まれることから、認める**こととする。

(億円)

東京

備品取得計		更新		新規	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
106	117	95	83	11	34



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新	『80』(109)95	83	▲12	83	▲12	-
新規	『6』(19)11	34	23	34	23	-
計	『86』(129)106	117	11	117	11	-

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

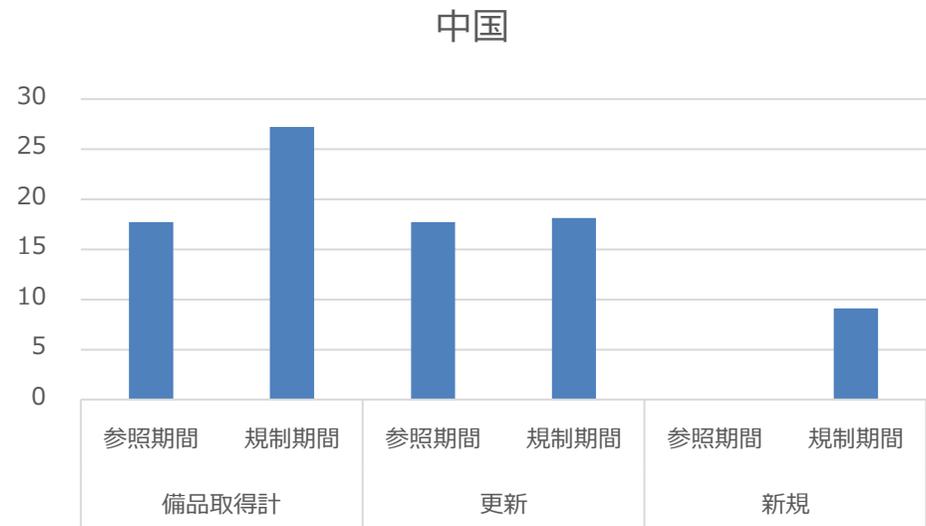
項目	増減額	概要	検証方針
元位置建柱車両の購入	11億円→34億円 (+23億円)	<ul style="list-style-type: none"> ・年々増加するコンクリート柱のリスク対策工事の完遂のため、特に元位置建替をターゲットとした工期・コスト圧縮が喫緊の課題であり、これらを解決する生産性向上施策として導入拡大（増車）がマストな取組。 参照期間：40台、2022年：30台、規制期間120台 	<p>2022年度において30台（メーカーの生産限界）を導入開始しており、第1規制期間もその購入量を維持していること、また工事効率化（作業日数の減少や用地確保の減少等）の便益が確実に見込まれることから、認めることとする。</p>

(6) その他投資 ⑦備品取得 – 中国電力NW –

- 規制期間における備品取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**10億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、10億円の減額**を求めることとする。

(億円)

備品取得計		更新		新規	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
18	27	18	18	–	9



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新	『17』(18)18	18	0	18	–	▲0
新規	『–』(–)–	9	9	–	–	▲9
計	『17』(18)18	27	10	18	–	▲10

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

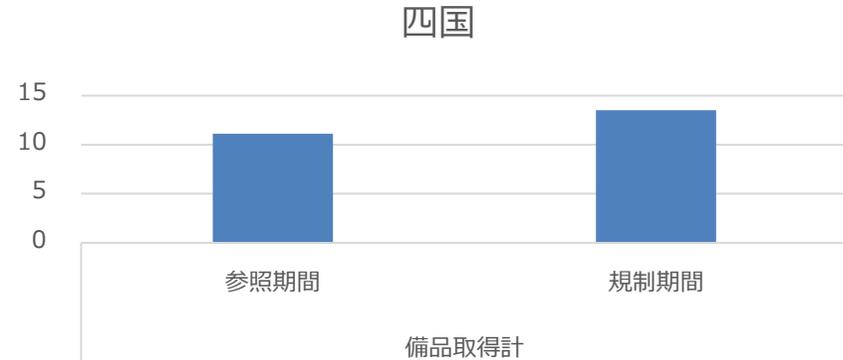
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑦備品取得 – 四国電力送配電 –

- 規制期間における備品取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**2億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、2億円の減額**を求めることとする。

(億円)

備品取得計	
参照期間	規制期間
11	14



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	参照期間－検証値	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新	『12』(12) 11	14	2	12	1	▲2
新規	『-』(-)-	-	-	-	-	-
計	『12』(12) 11	14	2	12	1	▲2

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

<主な更新工事>

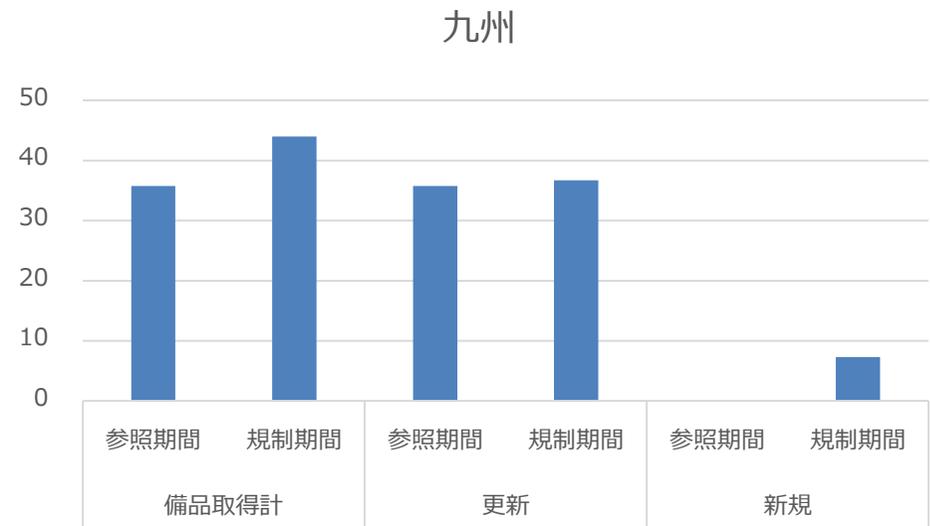
項目	増減額	概要	検証方針
移動用発電機車の発電機部更新	1.3億円 →6.5億円 (+5.2億円)	移動用発電機車は20年程度を目安として計画していて、規制期間で更新する台数が参照期間に比べて増加したことによる。25台	更新目安はあくまで目安であり、状態の良いものはさらに長く使用できることを踏まえ、第一規制期間の更新予定台数のうち一部を第二規制期間以降に先送りし、平準化することを求めることとする。 【▲1.5億円】

(6) その他投資 ⑦備品取得 –九州電力送配電–

- 規制期間における備品取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**16億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**発電機車の更新台数の見直しにより、7億円の減額**を求めることとする。

(億円)

備品取得計		更新		新規	
参照期間	規制期間	参照期間	規制期間	参照期間	規制期間
36	51	36	44	–	7



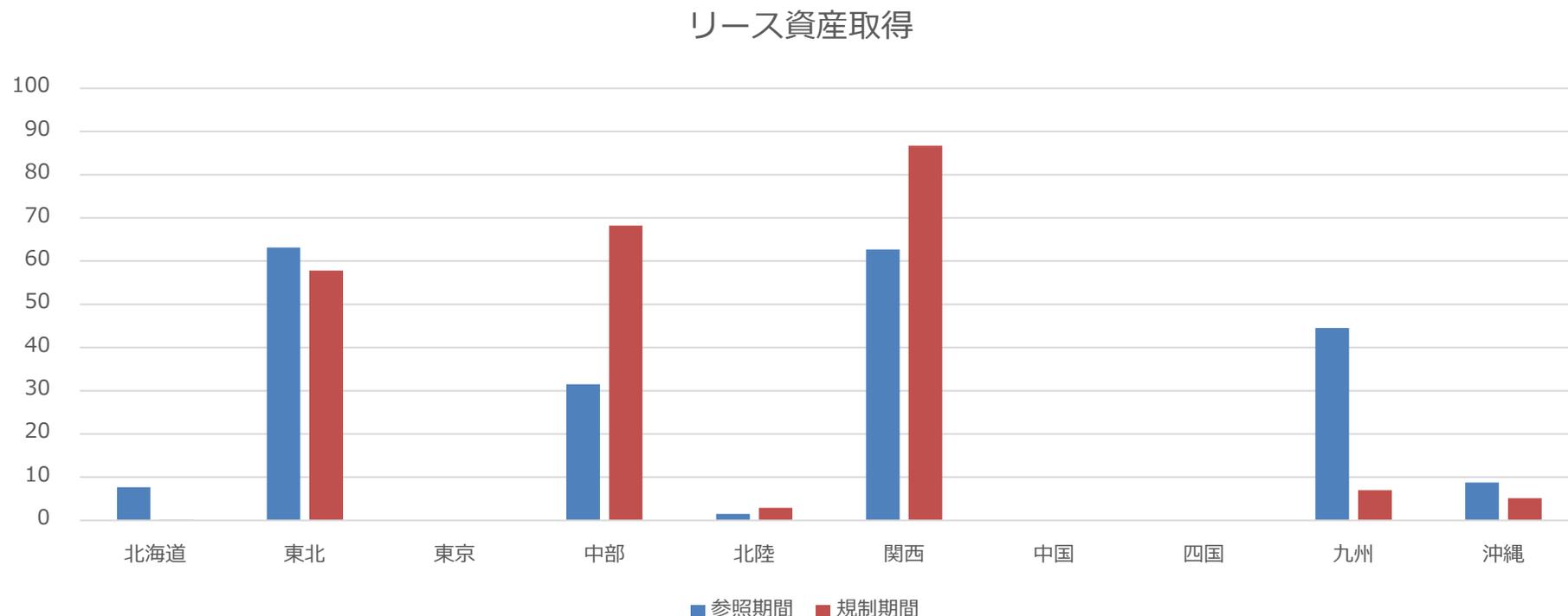
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
更新	(34)36	44	8	37	1	▲7
新規	(–)–	7	7	7	7	–
計	(34)36	51	16	44	8	▲7

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑧リース資産取得 – 概要 –

- リース資産取得については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。

(億円)



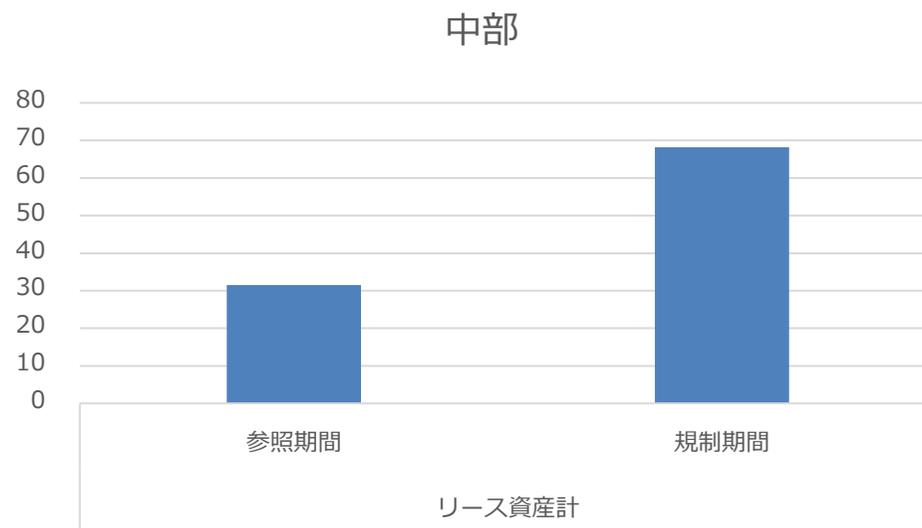
※東京、中国、四国は賃借料に計上。

(6) その他投資 ⑧リース資産取得 – 中部電力PG –

- 規制期間におけるリース資産取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**37億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**電機車のリース台数の見直しにより、6億円の減額**を求めることとする。

(億円)

リース資産取得計	
参照期間	規制期間
32	68



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	<30>(52)32	68	37	62	30	▲6

※ < >内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2016～2021年度（6年間）の合計額の5年換算額を参考値として記載

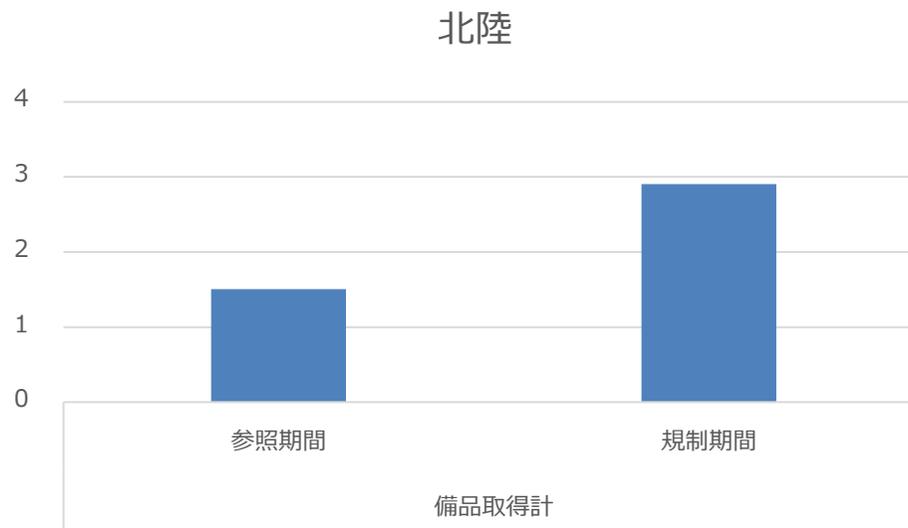
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑧リース資産取得 – 北陸電力送配電 –

- 規制期間におけるリース資産取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**1億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**電機車のリース台数の効率化が図られていることから、認める**こととする。

(億円)

リース資産取得計	
参照期間	規制期間
2	3



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『-』(2)2	3	1	3	1	-

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載。なお事業者より採録期間が提示できなかった場合は「-」を記載。

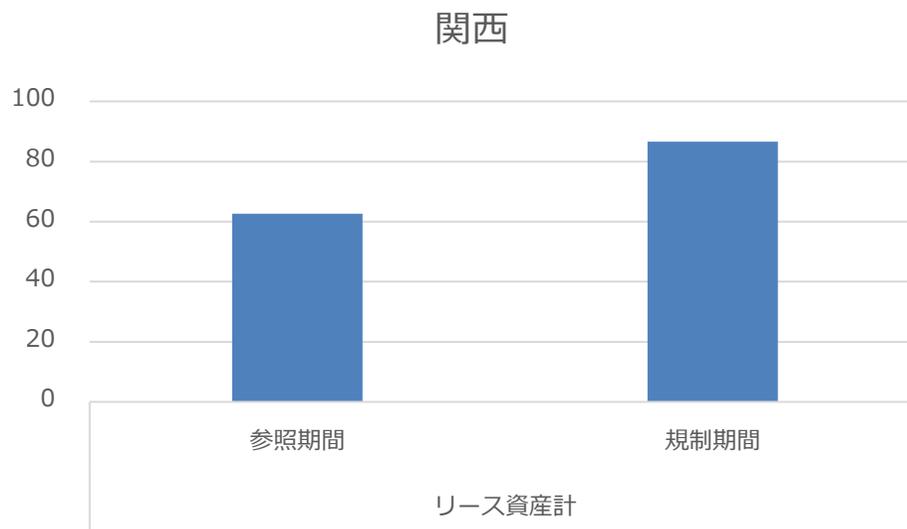
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑧リース資産取得 – 関西電力送配電 –

- 規制期間におけるリース資産取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**24億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**特殊車両のリース台数の見直しにより、6億円の減額**を求めることとする。

(億円)

リース資産計	
参照期間	規制期間
63	87



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『61』(68)63	87	24	81	18	▲6

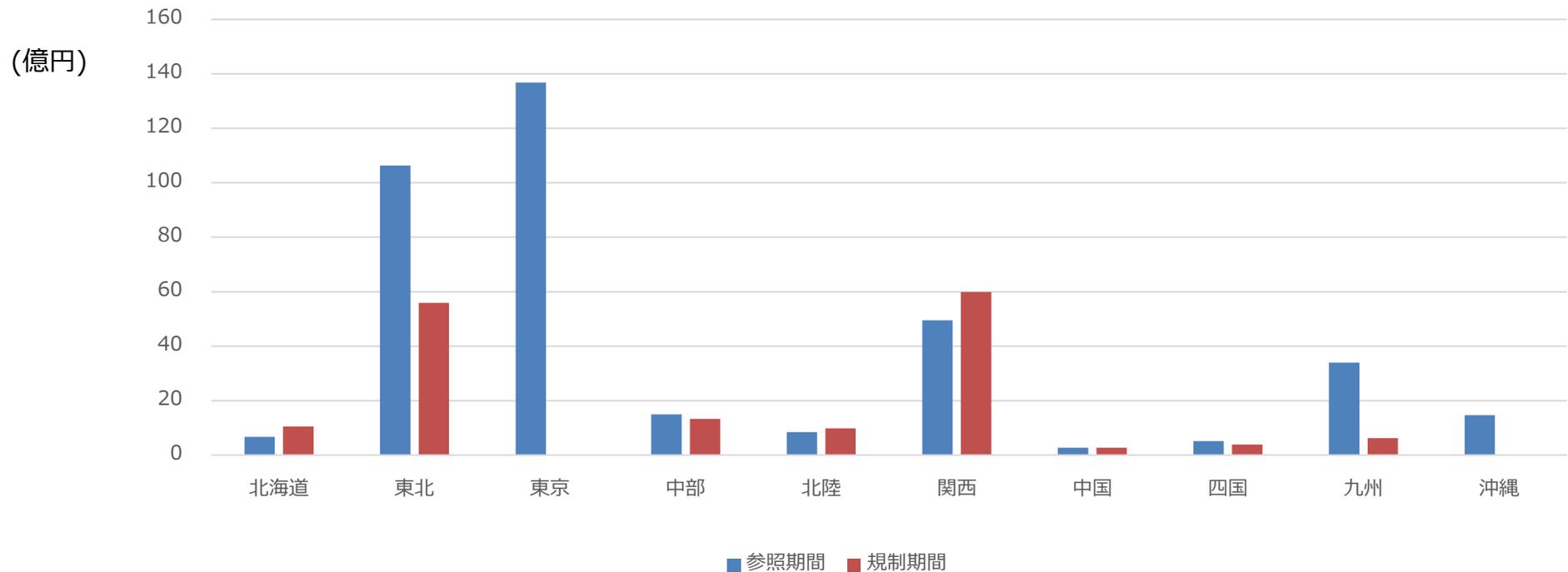
※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑨用地権利取得 – 概要 –

- 用地権利取得については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。

用地権利取得



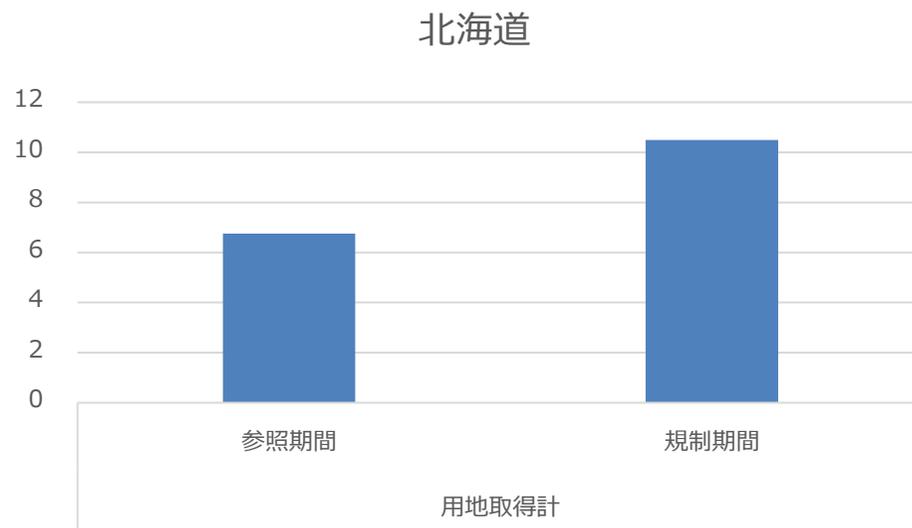
※東京はCAPEXのその他設備に計上。

(6) その他投資 ⑨用地権利取得 – 北海道電力NW –

- 規制期間における用地権利取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して3億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、地役権の公示価格の上昇による増加であることから、認めることとする。

(億円)

用地権利取得計	
参照期間	規制期間
7	10



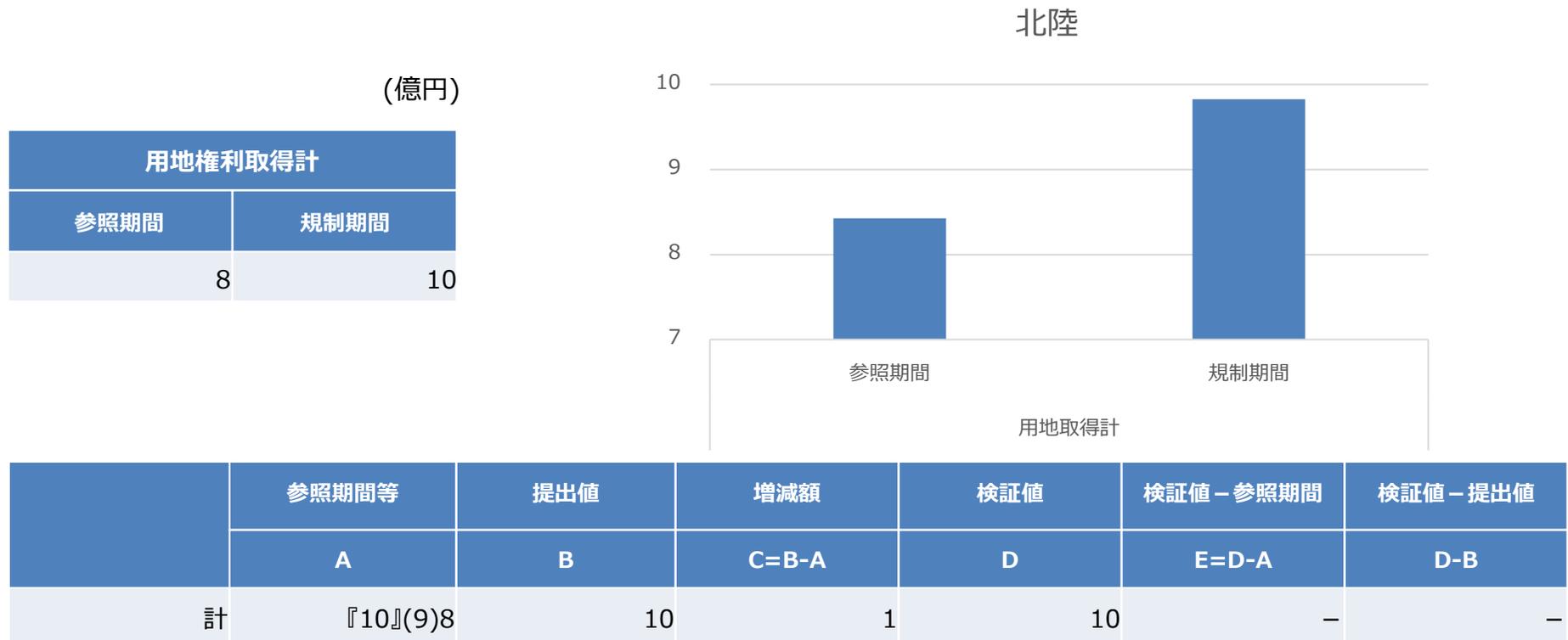
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『7』(7)7	10	3	10	3	-

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑨用地権利取得 – 北陸電力送配電 –

- 規制期間における用地権利取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して1億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、既設用地権利の設定数が増加しているが、保安上のリスク対応であることから、認めることとする。



※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

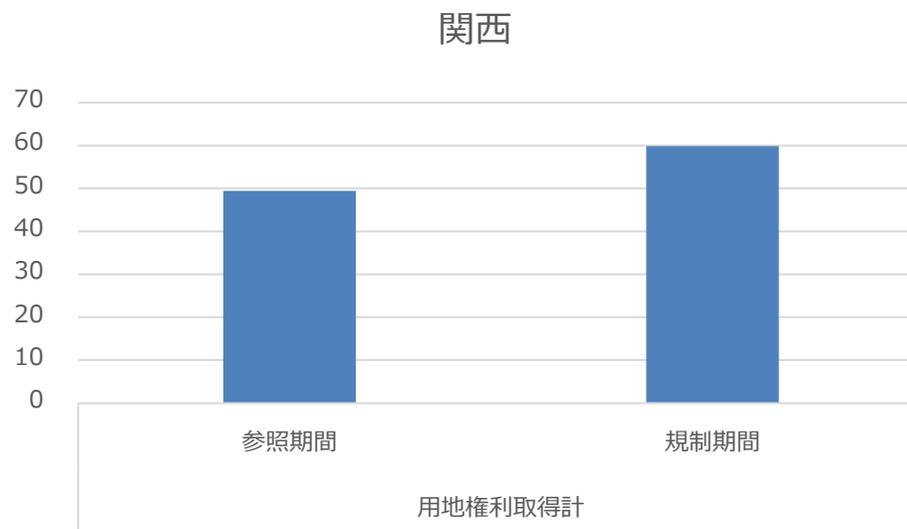
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑨用地権利取得 – 関西電力送配電 –

- 規制期間における用地権利取得の投資額の提出値は、参照期間と比較して**10億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、電発の発電所に変圧器を増設するもので、**変電設備工事と整合することから、認める**こととする。

(億円)

用地権利取得計	
参照期間	規制期間
49	60



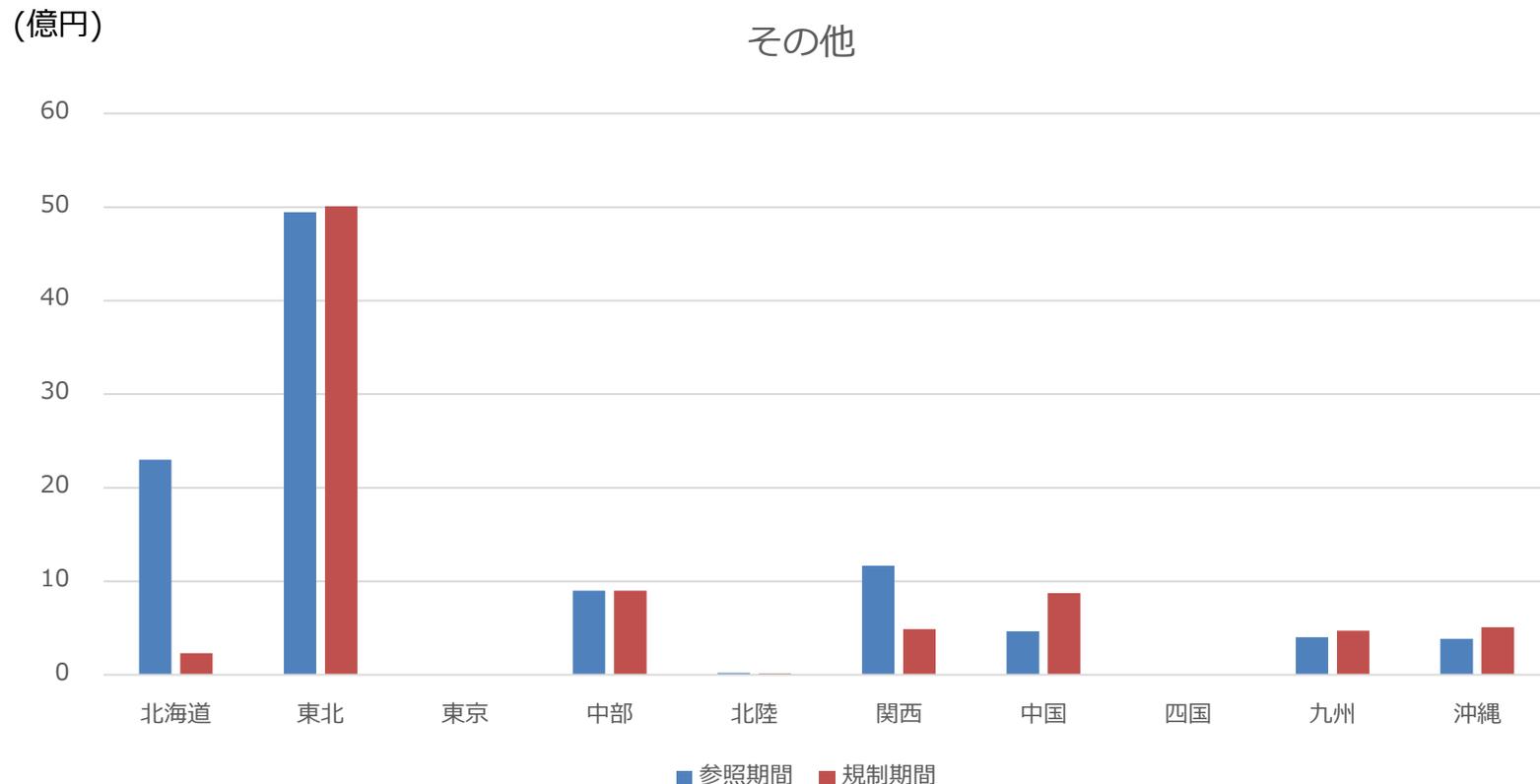
	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 - 参照期間	検証値 - 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『63』(46)49	60	10	60	-	-

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

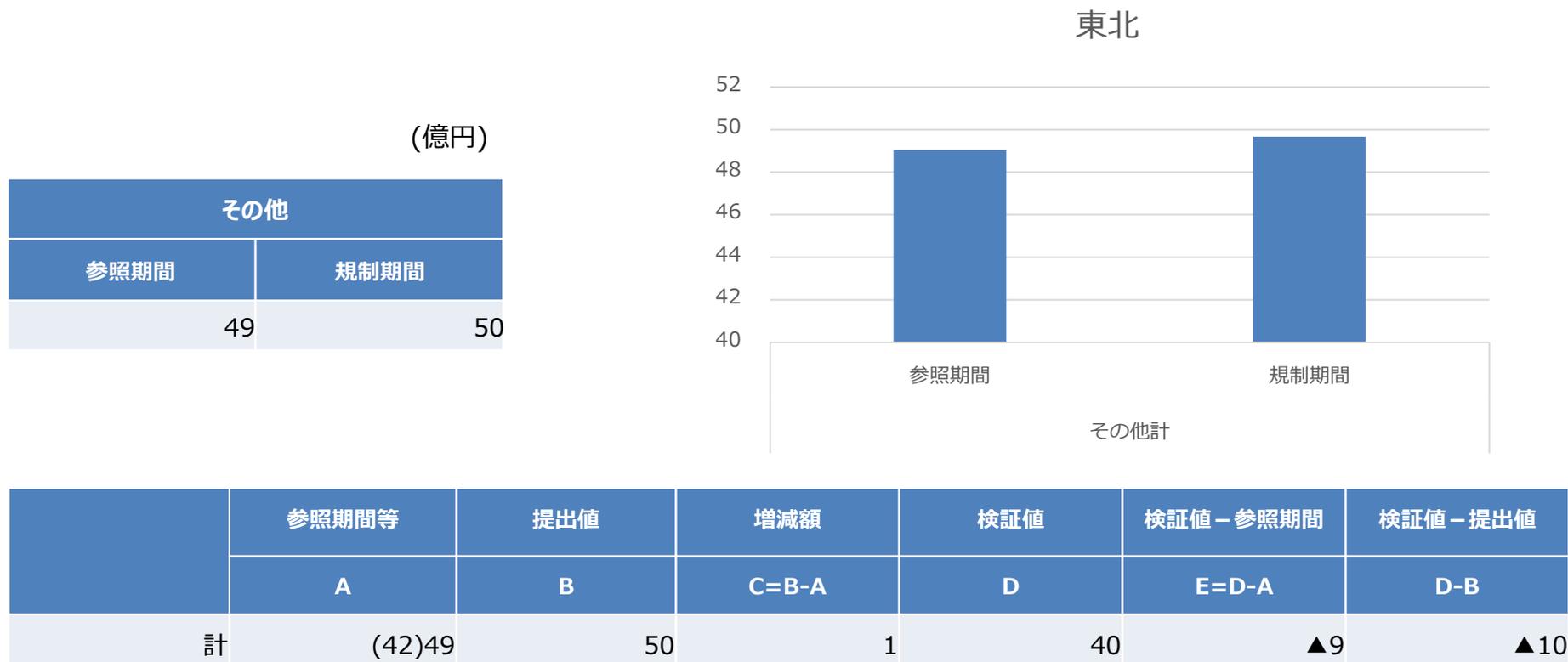
(6) その他投資 ⑩その他 – 概要 –

- その他については、各一般送配電事業者の規制期間における見積り費用の算定根拠及び参照期間における実績との差異要因を踏まえて審査・査定を行うこととされている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、参照期間における実績と比べた時の増加要因に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行った。



(6) その他投資 ⑩その他 – 東北電力NW –

- 規制期間におけるその他の投資額の提出値は、参照期間と比較して**1億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**訓練用設備の更新計画の見直しにより、10億円の減額**を求めることとする。



※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

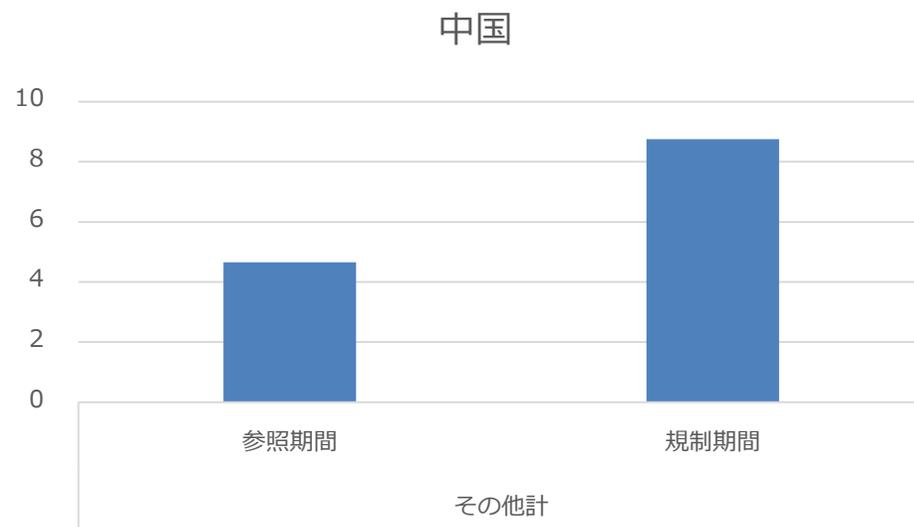
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑩その他 – 中国電力NW –

- 規制期間におけるその他の投資額の提出値は、参照期間と比較して**4億円増加**している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、**投資計画の平準化の徹底により、2億円の減額**を求めることとする。

(億円)

その他	
参照期間	規制期間
5	9



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『6』(6)5	9	4	6	2	▲2

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

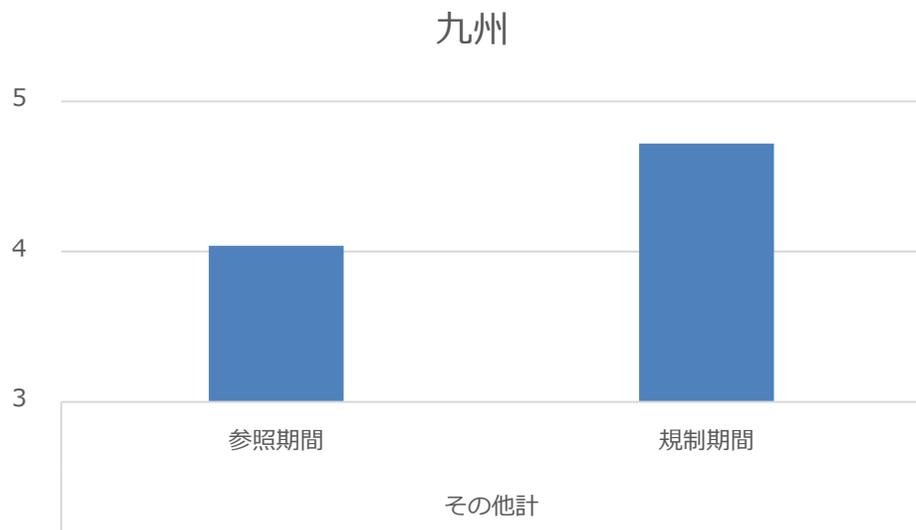
※ ()内は、2018～2022年度（5年間、2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑩その他 –九州電力送配電–

- 規制期間におけるその他の投資額の提出値は、参照期間と比較して1億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、電線共同溝工事に付随する建設負担金であって、電線共同溝の距離の増加と整合していることから、認めることとする。

(億円)

その他	
参照期間	規制期間
4	5



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値 – 参照期間	検証値 – 提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	(4)4	5	1	5	1	–

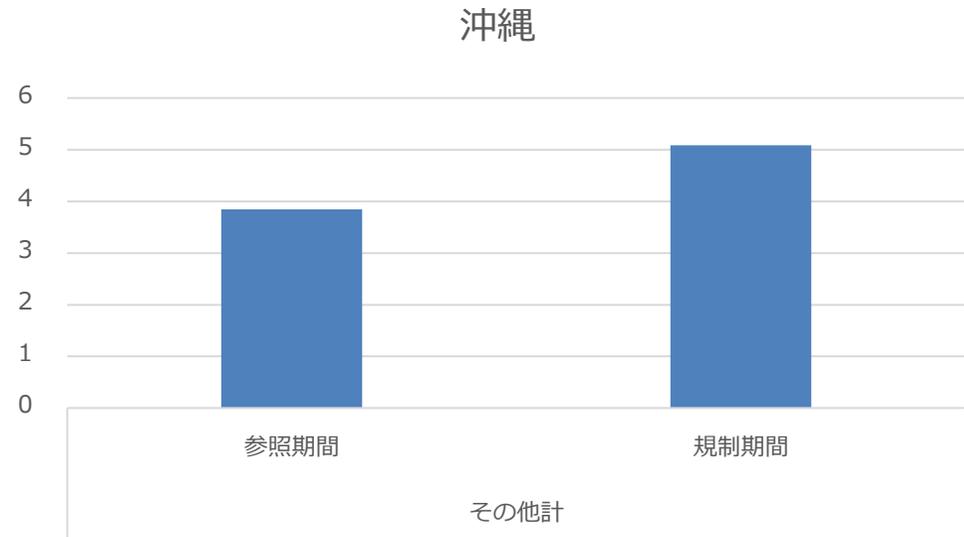
※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑩その他 – 沖縄電力 –

- 規制期間におけるその他の投資額の提出値は、参照期間と比較して1億円増加している。
- 規制期間における投資の必要性、提出値の算定根拠の妥当性及び参照期間との差異要因を踏まえて検証を行った結果、移動用変電所の取替であって、レジリエンス対応であることから、認めることとする。

(億円)

その他	
参照期間	規制期間
4	5



	参照期間等	提出値	増減額	検証値	検証値－参照期間	検証値－提出値
	A	B	C=B-A	D	E=D-A	D-B
計	『12』(3)4	5	1	5	1	－

※ 『 』内は、より長期間の費用の推移を確認する観点から、2012～2021年度（10年間）の合計額の半分の額を参考値として記載

※ ()内は、2018～2022年度（5年間。2022年度は推定値）の合計額を参考値として記載

(6) その他投資 ⑪ 検証結果 1 / 3

- 本検証結果につき、全体概要は以下のとおり。全体で提出値に比べ、約▲20%との結果となった。

(単位：百万円)

会社	その他投資合計			通信工事			システム開発		
	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)
北海道電力NW	38,424	37,386	▲ 1,038	6,142	5,399	▲ 743	10,741	10,741	0
東北電力NW	157,622	154,484	▲ 3,139	43,370	43,370	–	53,669	53,669	0
東京電力PG	318,036	213,194	▲ 104,843	54,038	51,280	▲ 2,758	192,358	106,011	▲ 86,347
中部電力PG	227,739	161,374	▲ 66,365	34,332	32,772	▲ 1,560	112,914	68,987	▲ 43,927
北陸電力送配電	37,766	37,679	▲ 88	12,403	12,403	–	14,740	14,653	▲ 88
関西電力送配電	122,644	106,287	▲ 16,357	7,464	7,464	–	72,778	59,255	▲ 13,523
中国電力NW	90,181	65,778	▲ 24,403	15,952	13,363	▲ 2,589	48,490	37,699	▲ 10,791
四国電力送配電	44,137	29,873	▲ 14,264	14,057	9,653	▲ 4,404	21,471	13,961	▲ 7,510
九州電力送配電	150,463	142,854	▲ 7,609	41,726	40,189	▲ 1,537	77,529	73,650	▲ 3,879
沖縄電力	10,560	10,200	▲ 360	1,780	1,420	▲ 360	3,048	3,048	0
10社合計	1,197,572	959,110	▲ 238,466	231,263	217,312	▲ 13,951	607,737	441,673	▲ 166,065

注1 数量については、投資額にシステム開発（委託費、諸費）を含む。また、次世代投資からの移管分を含む。

(6) その他投資 ⑪ 検証結果 2 / 3

- 本検証結果につき、全体概要は以下のとおり。全体で提出値に比べ、約▲20%との結果となった。

(単位：百万円)

会社	建物関連工事			系統・給電設備工事			備品取得		
	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)
北海道電力NW	14,242	13,947	▲ 295	5,675	5,675	－	329	329	－
東北電力NW	23,928	21,838	▲ 2,090	17,945	17,945	－	2,336	2,336	－
東京電力PG	59,899	44,162	▲ 15,738	－	－	－	11,741	11,741	－
中部電力PG	38,556	24,371	▲ 14,185	31,908	25,816	▲ 6,093	982	982	－
北陸電力送配電	897	897	0	5,423	5,423	－	3,015	3,015	－
関西電力送配電	16,560	14,317	▲ 2,243	9,460	9,460	－	1,238	1,238	－
中国電力NW	17,089	7,249	▲ 9,840	4,773	4,773	－	2,723	1,771	▲ 952
四国電力送配電	2,655	2,235	▲ 420	4,208	2,427	▲ 1,781	1,351	1,203	▲ 148
九州電力送配電	4,795	4,003	▲ 792	19,481	18,809	▲ 672	5,131	4,402	▲ 729
沖縄電力	2,914	2,914	0	1,045	1,045	－	751	751	－
10社合計	181,536	135,933	▲ 45,604	99,919	91,374	▲ 8,546	29,597	27,767	▲ 1,830

注1 数量については、投資額にシステム開発（委託費、諸費）を含む。また、次世代投資からの移管分を含む。

(6) その他投資 ⑪ 検証結果 3 / 3

- 本検証結果につき、全体概要は以下のとおり。全体で提出値に比べ、約▲20%との結果となった。

(単位：百万円)

会社	リース資産取得			用地権利設定			その他		
	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)	各社提出値(A)	検証値(B)	差引(B)-(A)
北海道電力NW	13	13	－	1,049	1,049	－	233	233	－
東北電力NW	5,779	5,779	－	5,589	5,589	－	5,008	3,959	▲ 1,049
東京電力PG	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中部電力PG	6,820	6,220	▲ 600	1,328	1,328	－	899	899	－
北陸電力送配電	290	290	0	983	983	－	16	16	－
関西電力送配電	8,669	8,078	▲ 591	5,985	5,985	－	490	490	－
中国電力NW	－	－	－	278	278	－	875	645	▲ 230
四国電力送配電	－	－	－	395	395	－	－	－	－
九州電力送配電	700	700	－	628	628	－	472	472	－
沖縄電力	511	511	－	3	3	－	509	509	－
10社合計	22,781	21,590	▲ 1,191	16,239	16,239	－	8,500	7,222	▲ 1,278

注1 数量については、投資額にシステム開発（委託費、諸費）を含む。また、次世代投資からの移管分を含む。

(参考) CAPEX (その他投資) 他への見積り費用の追加算入

- 関西電力送配電より、同社が開発会社の主幹事を務めるインバンス単価中央算定システム(ICS)に係る追加改修費用について、沖縄電力を除く9社の規制期間の見積り費用に新たに算入したいとの申出があった。

(追加理由)

- 4 / 8に地域間連系線の分断を受けて九州エリアが単独エリアとなった際、広域需給調整システム上のインバンス量がゼロとなり、インバンス料金が算定不能となる事象が発生。当該事象への対応策として、5 / 3 1の第73回制度設計専門会合において、システム上に新たなロジックを追加する方向性を提示。
- 他方、上記方向性が決定された時期が関西電力送配電社内における事業計画等のとりまとめ後であったため、7月の事業計画等の提出に当該費用は織り込まれることはなく、また他8社分を含む費用追加の可能性についての報告もなされなかったもの。
- 検証が進む中での当該申出は検証スケジュールに多大なる影響を及ぼすものではあるものの、正式申請前であること及び一般送配電事業を営む上で必要不可欠な改修作業であることから、収入の見通しへの追加算入を認めることとしたい。
- なお、開発及び運用・維持に係る費用は関西電力送配電が1社で負担(減価償却費等)し、残り8社は自社において負担すべき額について関西電力送配電に対して分担金を支払う(費目はOPEX(諸費)、CAPEX(諸費、委託費) ※関西電力送配電は、各社より受け取る分担金を控除収益:電気事業雑収益で計上)こととなっている。この点について、制御不能費用等は効率化係数の対象外とされている一方、OPEXやCAPEXにて分担金を計上する事業者は効率化係数の対象となる不公平が生じることから、本件費用については全社効率化係数の対象外とすることとしたい。

< 9社が新たに見積り費用に算入する費目・金額(規制期間計) >

システム改修費用 83.9百万円	
関西	制御不能費用(減価償却費) 79.9百万円
	控除収益(電気事業雑収益) 77.4百万円
事業報酬、法人税等 4.0百万円	
関西の実質負担分 6.5百万円	
北海道、東北、東京、中部、北陸、中国、四国、九州	8社分担金合計 77.4百万円
	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> 〔中部・九州※ 各6.5百万円〕 〔他6社 各10.7百万円〕 </div>
北海道はOPEX(諸費)、四国はCAPEX(委託費)、残り6社はCAPEX(諸費)に計上	

※中部及び九州の2社は関西とともにICSの開発会社を務めており、人件費等の一般経費相当額の負担が考慮された分担金の額となっている。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
-（1）概要（その他費用）	・・・・・・P356
-（2）修繕費	・・・・・・P361
-（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・・・・P395
-（4）託送料	・・・・・・P399
-（5）その他の費用	・・・・・・P409
-（6）控除収益	・・・・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 (その他費用) ①算定概要 2/2

- その他費用の過去実績及び規制期間の費用の見通し額（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	託送料		離島供給費用・収益		その他		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	305	317	83	109	25	25	1,575	1,800
東北電力NW	34	48	282	320	41	44	4,161	4,357
東京電力PG	818	899	385	366	※ 6,732	※ 6,237	16,185	18,059
中部電力PG	219	270	—	—	59	109	3,938	4,492
北陸電力送配電	19	15	4	5	11	7	1,008	1,126
関西電力送配電	511	452	—	—	45	46	4,771	4,957
中国電力NW	161	191	102	127	-3	-5	2,055	2,390
四国電力送配電	11	43	—	—	4	5	952	1,130
九州電力送配電	157	169	628	1,234	51	46	3,603	4,808
沖縄電力	—	—	368	697	4	5	637	1,021
10社合計	2,236	2,402	1,851	2,858	6,969	6,520	38,885	44,140

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

※ 廃炉負担金を含む（過去実績計6,477億円、規制期間計6,000億円）。

(1) 概要 (その他費用) ② 具体的検証事項 – 費用全体 –

- その他費用全体において、以下の事項について検証を行った。

実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認する。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等の検証。
- 規制期間の見積りと過去実績に大きな差異の有無を検証する。ある場合、その理由の合理性を検証。

費用分類の適正性について

- その他費用として計上された各費用について、本来であれば、CAPEXや、制御不能費用など他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（修繕費、賃借料、託送料等）の検証。

(1) 概要 (その他費用) ③ 具体的検証事項 – 個別費用 – 1 / 2

- その他費用の費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

修繕費

- 修繕費に適用する各社の査定率（CAPEXの主要設備におけるトップランナー的査定に、過去実績を一部反映）は主要設備の検証結果に基づき適切に計算を行う。
- 査定率の適用にあたっては、送電・変電・配電ごとに計算した査定率を使用するか、一律の査定率を使用するかについて検証。
- 査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合、事業者からの個別説明は合理的なものかどうか検証。

支障木伐採委託費

- 支障木伐採委託費に適用する各社の査定率（CAPEXの主要設備におけるトップランナー的査定に、過去実績を一部反映）は主要設備の検証結果に基づき適切に計算を行う。
- 査定率の適用にあたっては、送電・変電・配電ごとに計算した査定率を使用するか、一律の査定率を使用するかについて検証。
- 査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合、事業者からの個別説明は合理的なものかどうか検証。
- 支障木伐採委託費の過去実績を参照するに当たり、その実績費用に不適切支出に関連する金額などが計上されていないか（過去実績から除外していること。その除外方法が適切であること。）を検証。

固定資産除却費

- 更新工事に紐づき発生する除却費の妥当性については、主要工事件名説明書に記載された除却理由及び除却時期が適切であるか検証することをもって確認。
- 更新工事に紐づかない除却費（単独除却工事等）のうち、1件あたりの金額が大きい案件については、除却理由及び除却時期が適切であることを検証。

(1) 概要 (その他費用) ③ 具体的検証事項 – 個別費用 – 2 / 2

- その他費用の費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

賃借料

- 規制期間において設備賃借の状況に変動が発生するため、見積りに織り込んでいる場合、設備賃借の状況の変化は効率化等を目的とした合理的なものであることについて検証。
- 単価は社内基準や過去実績等の合理的なものに基づいていることについて検証。

託送料

- 一般送配電事業者が送配電の設備を使用する場合の、当該設備使用に係る託送料は、使用契約相手方の送電事業者より経済産業大臣への届出（変更命令付）がされているところ、契約内容が効率化等を加味したものとなっているかについて検証。

離島費用・収益

- 燃料費は、直近の市場価格等に基づく合理的な燃料単価を使用していることについて検証。
- 減価償却費（離島等供給に係る発電設備）は合理的な設備投資計画に基づき、適切に計算されていることについて検証。
- その他の費用については、現行の託送料金算定規則に基づき算出されていることについて検証。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
－（1）概要（その他費用）	・・・P356
－（2）修繕費	・・・P361
－（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・P395
－（4）託送料	・・・P399
－（5）その他の費用	・・・P409
－（6）控除収益	・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 修繕費 ①概要 – 全体 –

- 各一般送配電事業者においては、高経年化設備更新ガイドラインを参考として、高経年化設備の延命化対策等を計画しており、高経年化設備の増加に伴い規制期間の見積り費用は過去5年平均に比して増加傾向にある。
 - ・関西電力送配電の規制期間の5年平均費用は、経年劣化に伴う設備修繕・取替・塗装等による増加はあるものの、配電その他項目が大幅に減少しているため22億円/年の減少となっている。
- なお、他の査定区分との重複計上がないことは確認されており、施工力については、過去の実績等をもとに実施可否を検討しており、基本的に問題ないことを確認した。
 - ・東京電力PGについては、参照期間における最大値を上回る修繕費を規制期間において見積もっているが、この点については工法の改善により現行水準の施工力をもって対応する旨の説明がなされている。
 - ・四国電力送配電については、地場の会社を参入（塗装であれば架線電工でなくても対応可能）させることで施工力の増強を図っている。

<修繕費：参照期間及び規制期間の推移と5年平均の増減>

(単位：百万円)

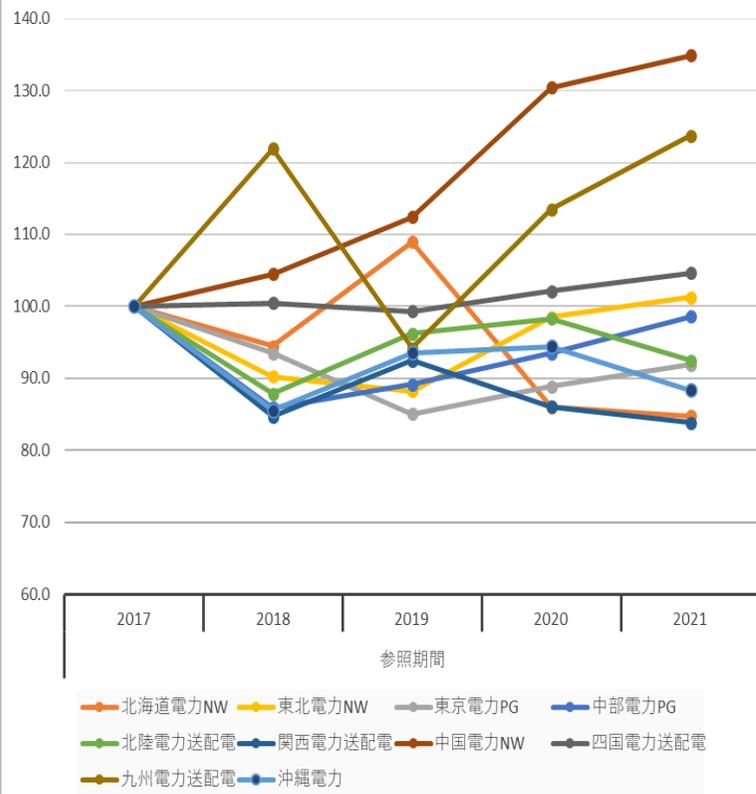
会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	11,748	11,096	12,798	10,098	9,956	55,697	11,139	12,730	12,861	12,964	12,755	12,772	64,082	12,816	1,677
東北電力NW	48,595	43,825	42,864	47,862	49,188	232,334	46,467	48,887	48,603	49,261	48,528	48,317	243,596	48,719	2,252
東京電力PG	97,133	90,757	82,572	86,303	89,277	446,043	89,209	100,552	108,732	105,806	101,086	99,841	516,017	103,203	13,995
中部電力PG	44,529	38,263	39,679	41,610	43,880	207,961	41,592	44,292	43,794	42,944	41,656	41,559	214,245	42,849	1,257
北陸電力送配電	11,484	10,092	11,050	11,286	10,616	54,527	10,905	11,294	11,135	11,147	11,028	10,864	55,467	11,093	188
関西電力送配電	43,828	37,126	40,517	37,705	36,832	196,010	39,202	39,243	41,545	37,586	34,891	31,575	184,840	36,968	▲2,234
中国電力NW	12,054	12,593	13,551	15,723	16,256	70,177	14,035	15,757	14,679	14,585	14,755	15,422	75,197	15,039	1,004
四国電力送配電	11,340	11,393	11,258	11,582	11,866	57,438	11,488	13,821	13,759	13,497	13,791	13,557	68,425	13,685	2,197
九州電力送配電	24,631	30,035	23,198	27,956	30,464	136,284	27,257	32,667	32,786	32,272	31,389	31,261	160,373	32,075	4,818
沖縄電力	2,893	2,474	2,705	2,732	2,556	13,360	2,672	2,790	2,870	2,753	2,773	2,776	13,961	2,792	120

(2) 修繕費 ①概要 – 参照期間の実績値 –

- 参照期間の実績値の推移における変動を確認したが、その理由は以下のとおりであった。

参照期間の費用推移について

参照期間費用 (各社2017年度を100とした場合)



【北海道】2019年度は2018年度の胆振東部地震による修繕・巡視路補修等のため一時的に17億増加。2020,2021年度は設備補修の厳選による最大限の効率化により100億円程度に減少。

【東北】2018,2019年度は台風や暴風雪、地震などの自然災害に起因する保修工事の減、積雪量の減少に伴う伐採工事の減のため一時的に48~57億円減。

【東京】2018年度は効率化施策の効果と失効替数量等による減、2019年度は台風15・19号に伴う復旧工事を優先したことによる計画工事の一部繰り延べ等による減により▲63~▲145億円減少。

【中部】2018,2019年度は設備補修の厳選により一時的に▲63~▲48億円減少。厳選化は実施するものの鉄塔の塗装面積の増加などにより2020,2021年度は416億円~439億円程度。

【北陸】ほぼ横ばい

【関西】2018年度は台風21号の復旧工事を優先したため修繕費が一時的に▲67億円減少。

【中国】設備の高経年化対策のため増加傾向。

【四国】ほぼ横ばい

【九州】2017年度は安全確保・安定供給に影響しない範囲で、財務状況に応じた修繕計画としていたため低い水準。2019年度以降は設備高経年化対応により増加。

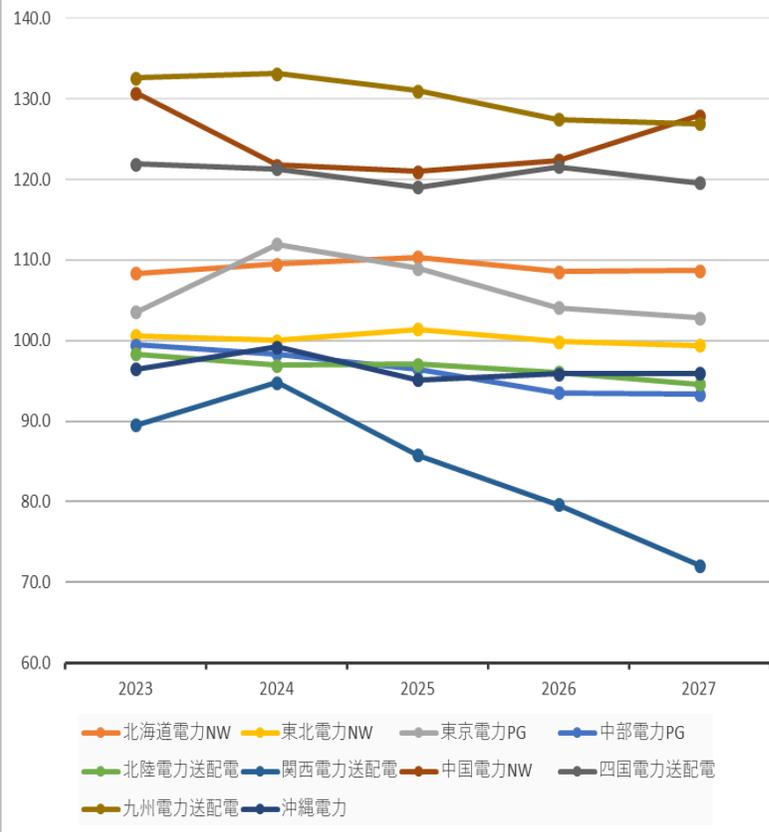
【沖縄】ほぼ横ばい

(2) 修繕費 ①概要 – 規制期間の見積り値 –

- 規制期間の見積り値の推移における変動を確認したが、以下のとおり主に高経年化対策に対応した内容であり、詳細内容については次頁以降において記載したとおりであった。

規制期間の費用推移について

規制期間費用 (各社2017年度を100とした場合)



【北海道】送配電設備の高経年化に対応し送電部門の鉄塔延命化を図るため、部材取替および基礎補修や塗装工事が増加。

【東北】過去実績水準の計画を基本としつつ、現地設備の状況を踏まえた計画により規制期間が増加。

【東京】修繕工事は、巡視・点検結果をもとに設備の使用状況等をふまえた機能維持・回復を図る重要な工事について項目ごとに最新の見込み値や実績値をふまえて算定。

【中部】鉄塔防錆塗装や支障木伐採委託等の修繕等の計画を過去より増加。

【北陸】発錆の進行に伴う設備の部品取替や塗装、電線の断線防止等の自然災害対策、第三者対応等の設備の機能維持に必要な不可欠な費用を計上。

【関西】高経年化に対応するため、巡視等による点検結果を踏まえた設備取替のための修繕費や第三者からの要請に対応するための設備移設費等について、規制期間内で必要な費用を見積り。

【中国】設備の取替・補修や塗装、第三者要請対応等に係わる費用について、高経年化対策の増加等を踏まえた修繕計画に基づき算定。

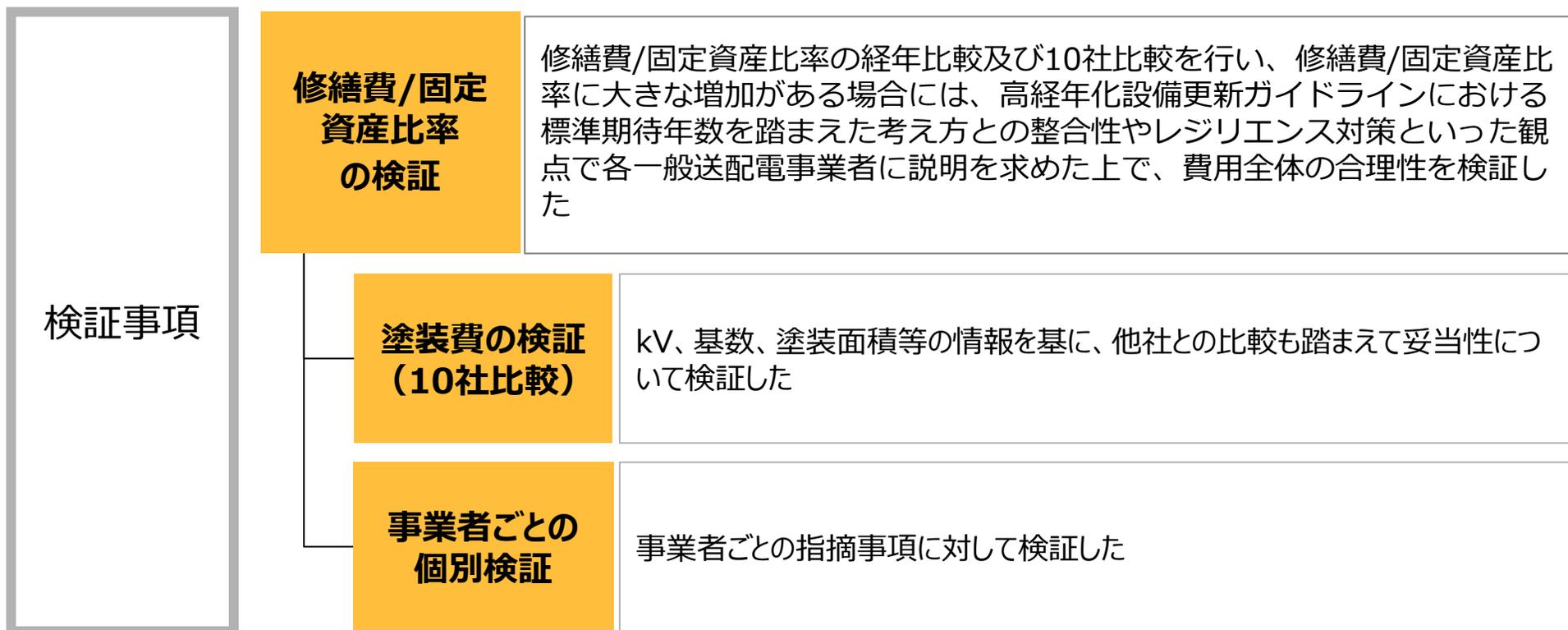
【四国】修繕費は、巡視・点検等の結果を踏まえ、長期的な設備の健全性維持に必要な費用を見積。

【九州】設備高経年化に伴い、設備実態等を踏まえた対策工事が増加。

【沖縄】参照期間同様ほぼ横ばい。

(2) 修繕費 ② 検証内容

- 本日の修繕費における検証については、まず委員よりご指摘いただいた修繕費の合計額と送電・変電・配電・業務設備の固定資産帳簿価額との割合（以下、「修繕費/固定資産比率」という。）の経年比較及び10社比較を行い、修繕費全体の総括的な分析による検証を行うとともに、塗装費の10社比較検証や、一般送配電事業者における個別検証を通じて、規制期間中の修繕費の計上の妥当性について確認した。



(2) 修繕費 ③修繕費/固定資産比率 – 検証内容 –

- 「修繕費/固定資産比率」の経年比較及び10社比較を実施。具体的には以下の場合について増加要因の検証を行った。
 - ①経年比較：各社の参照期間と規制期間における「修繕費/固定資産比率」を比較し、0.5%以上の増加がある場合
 - ②10社比較：規制期間における各社と10社平均値の「修繕費/固定資産比率」を比較し、0.5%以上の増加がある場合
- 「修繕費/固定資産比率」の経年比較及び10社比較の結果及び増加要因の検証結果は次頁以降を参照。

※修繕費には支障木伐採費用は含んでいない。

<修繕費/固定資産比率の10社平均値>

	参照期間	規制期間	増減
送電設備	1.3%	1.6%	+0.3%
変電設備	1.4%	1.5%	+0.1%
配電設備	2.5%	2.3%	▲0.2%
業務設備	3.4%	3.0%	▲0.4%

(2) 修繕費 ③修繕費/固定資産比率 - 各社概要 - 1 / 2

		参照期間					規制期間					差引き (B)-(A)	影響額(百万円)	
		帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (A)	帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (B)		5力年計	5力年平均
		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均				
北海道	送電設備	819,997	163,999	11,070	2,214	1.3%	884,326	176,865	17,594	3,519	2.0%	0.6%	113	23
	変電設備	490,464	98,093	6,886	1,377	1.4%	600,845	120,169	7,172	1,434	1.2%	▲ 0.2%	▲ 15	▲ 3
	配電設備	1,437,889	287,578	31,350	6,270	2.2%	1,570,633	314,127	32,297	6,459	2.1%	▲ 0.1%	▲ 40	▲ 8
	業務設備	128,367	25,673	6,391	1,278	5.0%	146,535	29,307	7,018	1,404	4.8%	▲ 0.2%	▲ 13	▲ 3
	計												44	9
東北	送電設備	2,962,982	592,596	40,352	8,070	1.4%	2,867,020	573,404	41,717	8,343	1.5%	0.1%	39	8
	変電設備	1,328,386	265,677	32,708	6,542	2.5%	1,463,818	292,764	36,380	7,276	2.5%	0.0%	8	2
	配電設備	3,595,041	719,008	71,434	14,287	2.0%	4,038,704	807,741	72,186	14,437	1.8%	▲ 0.2%	▲ 144	▲ 29
	業務設備	455,469	91,094	21,188	4,238	4.7%	538,160	107,632	24,926	4,985	4.6%	▲ 0.0%	▲ 5	▲ 1
	計												▲ 102	▲ 20
東京	送電設備	6,695,330	1,339,066	76,599	15,320	1.1%	6,820,912	1,364,182	119,031	23,806	1.7%	0.6%	715	143
	変電設備	3,211,392	642,278	30,341	6,068	0.9%	3,497,313	699,463	44,959	8,992	1.3%	0.3%	153	31
	配電設備	10,250,741	2,050,148	263,772	52,754	2.6%	11,257,350	2,251,470	265,829	53,166	2.4%	▲ 0.2%	▲ 563	▲ 113
	業務設備	407,025	81,405	9,098	1,820	2.2%	591,074	118,215	13,748	2,750	2.3%	0.1%	12	2
	計												318	64
中部	送電設備	2,906,965	581,393	35,514	7,103	1.2%	2,742,104	548,421	36,331	7,266	1.3%	0.1%	38	8
	変電設備	2,168,935	433,787	28,452	5,690	1.3%	2,189,565	437,913	30,689	6,138	1.4%	0.1%	28	6
	配電設備	4,068,260	813,652	124,865	24,973	3.1%	4,323,959	864,792	127,359	25,472	2.9%	▲ 0.1%	▲ 158	▲ 32
	業務設備	446,506	89,301	19,130	3,826	4.3%	795,003	159,001	19,867	3,973	2.5%	▲ 1.8%	▲ 355	▲ 71
	計												▲ 447	▲ 89
北陸	送電設備	751,150	150,230	15,842	3,168	2.1%	842,413	168,483	15,651	3,130	1.9%	▲ 0.3%	▲ 39	▲ 8
	変電設備	444,211	88,842	11,319	2,264	2.5%	502,957	100,591	11,964	2,393	2.4%	▲ 0.2%	▲ 20	▲ 4
	配電設備	793,398	158,680	24,761	4,952	3.1%	881,758	176,352	26,709	5,342	3.0%	▲ 0.1%	▲ 25	▲ 5
	業務設備	74,567	14,913	2,606	521	3.5%	70,923	14,185	1,142	228	1.6%	▲ 1.9%	▲ 22	▲ 4
	計												▲ 106	▲ 21
関西	送電設備	3,838,313	767,663	43,707	8,741	1.1%	4,001,290	800,258	50,723	10,145	1.3%	0.1%	65	13
	変電設備	2,100,031	420,006	22,870	4,574	1.1%	2,277,027	455,405	25,316	5,063	1.1%	0.0%	6	1
	配電設備	4,292,439	858,488	124,150	24,830	2.9%	4,440,763	888,153	103,840	20,768	2.3%	▲ 0.6%	▲ 575	▲ 115
	業務設備	317,155	63,431	5,283	1,057	1.7%	312,244	62,449	4,961	992	1.6%	▲ 0.1%	▲ 4	▲ 1
	計												▲ 508	▲ 102

(2) 修繕費 ③修繕費/固定資産比率 - 各社概要 - 2 / 2

		参照期間					規制期間					差引き (B)-(A)	影響額(百万円)	
		帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (A)	帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (B)		5力年計	5力年平均
		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均				
中国	送電設備	1,458,081	291,616	18,554	3,711	1.3%	1,507,554	301,511	19,804	3,961	1.3%	0.0%	8	2
	変電設備	776,360	155,272	10,739	2,148	1.4%	935,345	187,069	12,533	2,507	1.3%	0.0%	▲ 5	▲ 1
	配電設備	1,977,924	395,585	32,383	6,477	1.6%	2,240,110	448,022	33,415	6,683	1.5%	▲ 0.1%	▲ 49	▲ 10
	業務設備	211,242	42,248	6,006	1,201	2.8%	120,289	24,058	6,994	1,399	5.8%	3.0%	208	42
	計												162	32
四国	送電設備	572,029	114,406	14,322	2,864	2.5%	557,155	111,431	22,544	4,509	4.0%	1.5%	348	70
	変電設備	418,297	83,659	7,391	1,478	1.8%	473,825	94,765	9,867	1,973	2.1%	0.3%	31	6
	配電設備	1,047,045	209,409	32,764	6,553	3.1%	1,097,241	219,448	32,899	6,580	3.0%	▲ 0.1%	▲ 43	▲ 9
	業務設備	77,146	15,429	2,961	592	3.8%	85,742	17,148	3,116	623	3.6%	▲ 0.2%	▲ 6	▲ 1
	計												329	66
九州	送電設備	2,818,318	563,664	41,803	8,361	1.5%	3,356,533	671,307	58,816	11,763	1.8%	0.3%	158	32
	変電設備	1,104,878	220,976	20,412	4,082	1.8%	1,281,817	256,363	27,168	5,434	2.1%	0.3%	74	15
	配電設備	3,224,330	644,866	60,255	12,051	1.9%	3,522,372	704,474	61,198	12,240	1.7%	▲ 0.1%	▲ 80	▲ 16
	業務設備	365,730	73,146	13,896	2,779	3.8%	457,071	91,414	13,327	2,665	2.9%	▲ 0.9%	▲ 118	▲ 24
	計												33	7
沖縄	送電設備	267,495	53,499	1,666	333	0.6%	326,292	65,258	1,860	372	0.6%	▲ 0.1%	▲ 1	▲ 0
	変電設備	185,164	37,033	726	145	0.4%	269,043	53,809	770	154	0.3%	▲ 0.1%	▲ 1	▲ 0
	配電設備	421,707	84,341	7,962	1,592	1.9%	506,972	101,394	8,086	1,617	1.6%	▲ 0.3%	▲ 24	▲ 5
	業務設備	71,841	14,368	554	111	0.8%	68,096	13,619	571	114	0.8%	0.1%	0	0
	計												▲ 25	▲ 5
10社計	送電設備	23,090,659	4,618,132	299,427	59,885	1.3%	23,905,598	4,781,119	384,070	76,814	1.6%	0.3%	1,190	238
	変電設備	12,228,118	2,445,624	171,843	34,369	1.4%	13,491,554	2,698,311	206,819	41,364	1.5%	0.1%	264	53
	配電設備	31,108,773	6,221,755	773,613	154,723	2.5%	33,879,862	6,775,972	763,683	152,737	2.3%	▲ 0.2%	▲ 1,777	▲ 355
	業務設備	2,555,049	511,010	87,114	17,423	3.4%	3,185,137	637,028	95,625	19,125	3.0%	▲ 0.4%	▲ 389	▲ 78
	計												▲ 713	▲ 143

(2) 修繕費 ③修繕費/固定資産比率 - 検証結果 - 1 / 2

①経年比較に対する検証

会社	設備	参照期間	規制期間	差引き	増減要因	検証結果
北海道	送電設備	1.3%	2.0%	0.6%	・ <u>鉄塔塗装費用の増加分を除くと+0.3%で大きな増減なし。</u>	塗装費用は別途個別検証を実施。
東京	送電設備	1.1%	1.7%	0.6%	・鉄塔の使用期待年数の延伸化（80年→120年）に伴い、規制期間に80年を迎える鉄塔の塗装物量が増加したことにより比率が増加したものの、 <u>鉄塔塗装費用の増加分を除くと+0.3%と大きな増減なし。</u>	塗装費用は別途個別検証を実施。
中国	業務設備	2.8%	5.8%	3.0%	<p>・<u>2019年度をピークに高齢層社員の大量退職が継続しており限られた人員で業務品質を確保するため、</u></p> <p>①統括ネットワークセンターと中央通信所で行っていた通信系統・回線運用業務を2023年2月に中央通信所に集約したうえで、業務の正確性、迅速性、セキュリティ強化を図るために通信網運用管理システムを機能強化、</p> <p>②配電自動化システムを収容するために系統運用IP網の機器の増設・回線構成工事を2021年度より実施、</p> <p>③電気所無線LANシステムを2019年度から2023年度までに計画的に整備。</p> <p>・<u>これらのシステム整備を計画的に進めているが、維持・運用には外部の専門家に保守・サポートを委託する必要があることから増額している。</u></p>	増加要因に合理性はある。
四国	送電設備	2.5%	4.0%	1.5%	<p>・<u>鉄塔塗装</u> 1970年代～80年代に建設した鉄塔について経年40～50年程度となっており塗装が必要となっている。</p> <p>・<u>予備管路の高経年化対策</u> 予備管路について、カメラ点検で損傷を確認したため、ケーブル事故発生時のケーブル施設の支障となることから補修を計画。</p>	塗装費用、予備管路の高経年化対策は別途個別検証を実施。

(2) 修繕費 ③修繕費/固定資産比率 - 検証結果 - 2/2

②10社比較に対する検証

会社	設備	規制期間 10社平均 修繕費比率	規制期間 各社 修繕費比率	差引き	増減要因	検証結果
北海道	業務設備	3.0%	4.8%	1.8%	・老朽化が進む社屋は建て替えを行わず、修繕にて延命化を図っているため、償却進行により簿価が小さくなる一方、一定の修繕費を要するため（業務設備の建物簿価127億円に対し、建物関連修繕費が5億円（修繕費比率4.2%）	増加要因に合理性はある。
東北	変電設備	1.5%	2.5%	1.0%	・比率が高いのは償却進行した既存設備を修繕しながら有効活用しているため。 ・供給エリアが全国の2割を占め、需要が点在し小規模な変電所・事業所が多く、また、冬期の冠雪除雪費用が必要となるため。	別途個別検証を実施。
	業務設備	3.0%	4.6%	1.6%		
中部	配電設備	2.3%	2.9%	0.7%	・設備工事と同時に 行う設備の増減のない工事 （張替などのない電線の移設など） については修繕費で整理しているため。 （配電設備修繕費255億円、設備の増減がない移設工事費等51億円、配電設備取得原価8,648億円、移設除き修繕費203億円、修繕費比率2.4%で10社平均値並み。）	増加要因に合理性はある。
北陸	変電設備	1.5%	2.4%	0.9%	・設備保守については更新工事を抑制し修繕工事で対応して長期間活用しているため、簿価増加率（規制期間の増加率104.1%）が低いことから修繕費比率が高くなっている。 ・設備投資額が大きい屋内・地中設備の比率が低いため。	増加要因に合理性はある。
	配電設備	2.3%	3.0%	0.8%		
四国	送電設備	1.6%	4.0%	2.4%	・増加要因は前ページと同じ。	予備管路高経年化は別途個別検証を実施。
	変電設備	1.5%	2.1%	0.6%	・1990年代に大規模電源の運開に伴う50万系統の増強工事(1993・1994年330億円、1999・2000年730億円があったが、 2000年度以降に大きな設備投資がないことから帳簿価額は償却進行により減少していくのに対し、経年化に伴い修繕が必要となることから修繕費比率が10社平均に対して高くなっていると考えられる。	増加要因に合理性はある。
	配電設備	2.3%	3.0%	0.7%	・配電設備修繕費(約66億円)には支障木伐採費(約20億円)が含まれており、これを除けば2.1%となり10社平均を下回る。	
	業務設備	3.0%	3.6%	0.6%	・2000年頃に大きな設備投資があったが、 2000年度以降に大きな設備投資がないことから帳簿価額は償却進行により減少していくのに対し、経年化に伴い修繕が必要となることから修繕費比率が10社平均に対して高くなっていると考えられる。	
九州	変電設備	1.5%	2.1%	0.6%	・設備投資額が大きい屋内・地下設備等の比率が比較的小さいことなどが考えられる(変電所数(650箇所)に対する屋内・地下設備数(135箇所)の割合は2割程度)一方、分子が変電設備C Vケーブル更新等により増加した影響が出ていると考えられる。	変電設備C Vケーブル更新について別途個別検証を実施。

(2) 修繕費 ④ 塗装費 – 検証結果 (対象基数及び対象面積の増減率) –

- 送電鉄塔に係る塗装の対象基数及び対象面積の参照期間と規制期間を比較した結果は以下のとおり。
 - 1980年代、1990年代が鉄塔建設のピークとなっており、それらが塗装時期に到達していることから、多くの会社において規制期間の塗装対象基数は増加傾向にある。
 - 北海道電力NWと東京電力PGの対象基数の大幅増加は、期待年数を延長（90年⇒120年）したことにより建替から塗装へ切り替えた影響であることから、全体のコストとしては抑制できている。
 - 九州電力送配電の対象基数の大幅増加は、2022年度から塗装による延命化が可能な設備について期待年数を延長（80年⇒120年）したことにより建替から塗装へ切り替えた影響であることから、全体のコストとしては抑制できている。

会社	対象基数 (基/年)			対象面積 (㎡/年)			備考
	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	
北海道電力NW	151	300	+98.7%	92,670	181,190	+95.5%	187kVの対象基数が増加
東北電力NW	827	1,084	+31.1%	310,303	402,546	+29.7%	対象基数が500kVが減少、275kV以下が増加
東京電力PG	696	1,148	+64.9%	635,431	1,226,961	+93.1%	全ての電圧の対象基数が増加
中部電力PG	760	810	+12.7%	468,803	572,377	+22.1%	500kV,154kV,77kV以下の対象基数が増加
北陸電力送配電	326	253	▲22.3%	130,373	127,466	▲2.3%	154kV及び77kV以下の対象基数が減少したものの、パイプ鉄塔（主に275kV）の対象基数が増加
関西電力送配電	823	928	+12.7%	483,307	472,597	▲2.2%	275kVにて1基当たり塗装面積が減少
中国電力NW	791	732	▲7.5%	447,121	446,549	▲0.1%	500kV鉄塔と海峡横断部の大型鉄塔が増加し、220kV以下が減少、全体としては減少
四国電力送配電	290	350	+20.7%	161,700	239,650	+48.2%	187kV及び66kVにて1基あたり塗装面積が増加
九州電力送配電	306	500	+63.4%	218,160	389,000	+78.3%	上位2系統の対象基数が増加
沖縄電力	48	58	+20.8%	22,050	29,597	+34.2%	132kV及び66kVにて1基あたり塗装面積が増加

(2) 修繕費 ④ 塗装費 – 費用増加要因 (鉄塔基数：塗装量) –

会社	規制期間の状況【5年平均の増額】	規制期間の状況の確認結果
北海道電力NW	【高経年化鉄塔の塗装 +6億円】 鉄塔の延命化対策として、高経年化鉄塔の塗装が増。 (塗装により鉄塔のライフサイクルを90年→120年へ延伸。塗装基数151基/年→300基/年) 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、187kVの対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
東北電力NW	【+3億円】 参照期間は、目視点検により実施要否を判断することで800基/年実施、規制期間は、新規導入したAI自動判別による腐食判定結果や施工力上限を踏まえ、1100基/年を計画。	A I 自動判別を2020年度から導入し対象基数が500kVが減少、275kV以下が増加。
東京電力PG	【+48億円】 規制期間において1,200基/年実施（至近実績は700基程度）することにより 鉄塔の更新数量を489基/年から400基/年に抑制 している。※ 塗装により鉄塔寿命を120年に伸ばす ことが可能。	規制期間において500kV,275kV,154kVの対象基数が増加し塗装面積が増加していることを確認。施工力については養生レス塗装の適用により生産性向上を図り達成見込みであることを確認。
中部電力PG	【+4億円】規制期間の塗装計画は800基/年で 2021年実績レベルであるが、基幹系統鉄塔の基数増により塗装面積が増 となり費用が増。建設後30~40年程度経過した鉄塔を初回塗装候補、前回塗装から20年程度経過した鉄塔を再塗装を計画。275kV以上の鉄塔(1980年~1990年頃建設)の初回塗装が規制期間に増加。	規制期間において500kV,154kV,77kV以下の対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
北陸電力送配電	【増減なし】	全体数は減となっているが275kV以下にて対象となる1基当たりの塗装面積が増加することを確認。
関西電力送配電	【+8億円】経年劣化に伴う塗装対象物量の増加および 塗膜寿命の長い塗装資材に変更による増 。塗装資材の変更により、塗装物量が長期的には減少し、ライフサイクルコストの効率化をはかる。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、275kVにて対象となる1基当たり塗装面積が減少することを確認(+1.5億)、高性能塗料切替による費用増(+5.3億)を確認。
中国電力NW	【+1.5億円】塗装対象に500kV鉄塔の増加および海峡横断部鉄塔があり増加。鉄塔塗装基数は施工力や作業平準化の観点から実績相当の年間740基で計画。規制期間は 500kV鉄塔の増加による費用増 が発生。1998年運転開始の大型の 海峡横断鉄塔が規制期間に塗装対象となり費用が増加 。	全体数は減となっているが、500kV鉄塔と海峡横断部の大型鉄塔の対象基数が増加していることを確認。
四国電力送配電	【+6億円】 建設時期が1970年~1980年代（経年40年~50年程度）が全体の7割を占め、これらが塗装時期に来ており 将来のピーク抑制も考慮し計画 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、187kV及び66kVにて対象となる1基あたり塗装面積が増加することを確認。
九州電力送配電	【+34.2億円】亜鉛めっきの消失により塗装による鉄塔延命化が十分には期待できなくなる時期（建設からの経年：山間部で60年、臨海部で40年を想定）に到達する鉄塔のうち、更新予定分や既塗装等の定期的な経過観察を行う分を除外し 対象設備を選定した結果、参照期間平均が300基/年、規制期間の平均が500基/年となる 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、上位2系統の対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
沖縄電力	【+0.14億円】 対象基数の増 48件→58件（塗装は8年周期）	個別積み上げによる算出であること、132kV及び66kVにて対象となる1基あたり塗装面積が増加し塗装面積が増加することを確認。

(2) 修繕費 ④ 塗装費 – 費用増加要因 (塗装単価) –

- 各社の塗装周期と塗装単価をもとに算定した鉄塔1基あたりの塗装費用（期待年数は、高経年化設備更新ガイドラインで示されている標準期待年数の120年とする）は以下のとおりであった。
- トップランナーであるC社は、従来より高品質な塗料を使用することにより、従来に比べ単価は上がるものの、塗装周期を延ばすことにより、期待年数を通した塗装費用を抑える工夫を行っていた。

※各社の平仄を合わせるため、鋼管内部塗装及び海峡部は除外し、塗装単価については、塗装資材費、塗装請負費、素地調整費用、養生費、運搬費を対象とした。

会社名	初回塗装 ※鉄塔設置後の 初回塗装周期	再塗装 ※2回目以降 の塗装周期	期待年数 ※高経年化設備 更新ガイドライン	塗装回数 【A】	単価 (円/㎡) 【B】	塗装費用 (円/㎡) 【A】×【B】	備考
A	30年	20年	120年	5	6,120	30,600	
B	41年	22年		4	6,970	27,880	鉄塔のボルト取替費用も含まれていたため 控除
C	20年	40年		3	5,300	15,900	高品質塗料採用により再塗装20年→40年
D	28年	20年		5	3,491	17,480	
E	40年	20年		4	5,751	23,004	
F	45年	45年		2	9,777	19,554	高品質塗料採用により再塗装22年→45年
G	5年	8年		15	3,656	54,840	地理的要因により、他社と比較して塩害に よる鉄塔劣化が著しいため塗装回数が増加
H	50年	25年		3	5,685	17,055	
I	46年	17年		5	3,399	16,995	
J	39年	24年		4	7,346	29,384	

【事例】期待年数：120年、初回塗装：30年、次回以降の再塗装：20年のケース⇒**塗装回数は5回**



(2) 修繕費 ④塗装費 – 追加検証により明らかになった事項 –

- 鉄塔塗装における塗装周期について、複数の事業者ヒアリングを実施したところ、現地の鉄塔の塗装劣化診断を行った上で塗装の時期を決定していることが一般的であった。
- 鉄塔建設から初回塗装までの周期については、鉄塔建設時のメッキの強度（厚さ、種類等）、鉄塔所在地の環境（海岸との距離等）などに左右され、塗装から再塗装までの周期については、塗装時の劣化度（劣化が進むほど丁寧なケレンが必要）、ケレンや下地処理、塗料や塗り方などに大きな影響を受けることが確認された。
- また、鉄塔の立地によっては塗装時に養生が必要となり、当該養生費用にも大きなコストが発生していることが明らかになった。
- こうした点を踏まえ、ケレン費用、塗料費用、養生費用などの単価について、各社から聞き取りを実施し、事務局において塗装単価の補正を行った。

(2) 修繕費 ④ 塗装費 – 塗装単価検証 (ケレン・養生費用の控除) –

- 第23回会合で示した各事業者の塗装単価から、ケレン及び養生に係る費用を控除したところ、以下の結果となった。
- ケレン及び養生に係る費用を除いたベースで10社の塗装単価を横比較したところ、D社（2,782円/m²）が第3位となった。トップランナー的査定の考え方を踏まえてD社の単価を基準としつつ、塗装周期長期化の努力や各地域の実情を踏まえた補正を加えることとする。

会社名	初回塗装 ※鉄塔設置後の 初回塗装周期	再塗装 ※2回目以降 の塗装周期	期待年数 ※高経年化設備 更新ガイドライン	単価 (円/m ²)	ケレン・養生 実費控除後単 価(円/m ²)	順位	備考
A社	30年	20年	120年	6,120	3,199	5	
B社	41年	22年		6,970	3,636	6	
C社	20年	40年		5,300	4,249	8	
D社	28年	20年		3,491	2,782	3	
E社	40年	20年		5,751	3,983	7	
F社	45年	45年		9,777	4,882	10	
G社	5年	8年		3,656	2,344	2	
H社	50年	25年		5,685	4,706	9	
I社	46年	17年		3,399	1,793	1	
J社	39年	24年		7,341	2,935	4	

※第23回会合の単価については、各社の平仄を合わせるため、鋼管内部塗装及び海峡部は除外し、塗装単価については、塗装資材費、塗装請負費、素地調整費用、養生費、運搬費を対象とした。

(2) 修繕費 ④ 塗装費 - 塗装単価検証 (ケレン・養生費用等の補正) -

- ケレンの種類や養生に係る各社の平均単価や採用比率を使用し、各社のケレン・養生作業に係る費用を単価に反映したところ、以下の結果となった。
- 加えて、長寿命化に向けた努力を反映するための塗料費の増加 (C社・+748円)、気候のため管外作業員比率が高いことによるコスト増加 (B社・+884円)、長寿命化のため塗装膜を厚膜にすることによる塗装費の増加 (E社・+556円)、塗装工の遠距離移動による増加 (H社・+583円) を加味することとする。
 ※ F社・J社については、高機能塗料採用に加えてケレン作業により長寿命化を図っているところ。

会社名	初回塗装 ※鉄塔設置後の 初回塗装周期	再塗装 ※2回目以降 の塗装周期 () 内は期待年数	期待年数 ※高経年化設備 更新ガイドライン	単価 (円/㎡)	D社+ケレン・ 養生費等補正 後単価(円/㎡)	備考
A社	30年	20年 (30年)	120年	6,120	5,938	
B社	41年	22年 (30年)		6,970	5,838	管外作業員手配に基づく補正 (+884円) 加味
C社	20年	40年		5,300	5,351	高機能塗料に基づく補正 (+748円) 加味
D社	28年	20年 (33年)		3,491	4,333	
E社	40年	20年 (25年)		5,751	4,988	厚膜化に基づく補正 (+556円) 加味
F社	45年	45年		9,777	6,569	
G社	5年	8年 (検証中)		3,656	4,764	
H社	50年	25年 (30年)		5,685	5,191	遠隔地割増しに基づく補正(+583円)加味
I社	46年	17年 (20年)		3,399	4,358	
J社	39年	24年 (40年)		7,341	7,425	

※1. 第23回会合の単価については、各社の平仄を合わせるため、鋼管内部塗装及び海峡部は除外し、塗装単価については、塗装資材費、塗装請負費、素地調整費用、養生費、運搬費を対象とした。

※2. 補正後単価が提出時単価を上回る事業者は提出時単価とする。

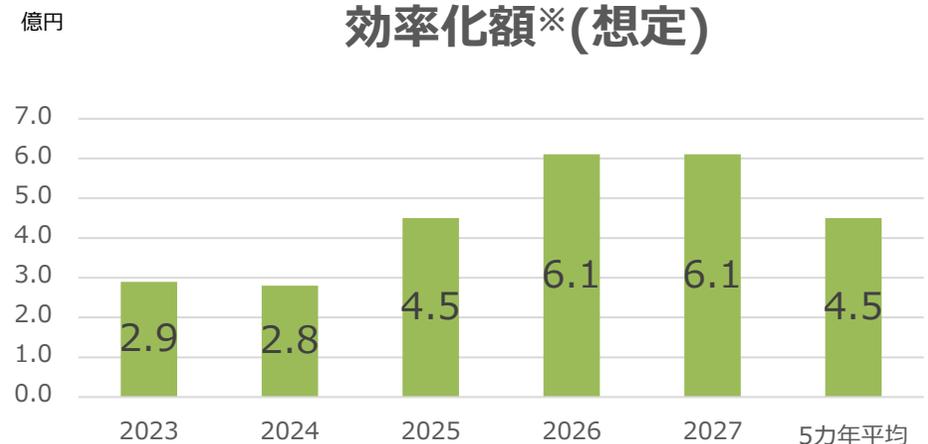
(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 東北電力NW (配電設備) –

配電	その他 223億円→225億円 (+2億円)	【配電の委託拡大 +3億円】 低圧事故修理等について外部委託に伴う要員の効率化は人員計画に織込済。 ⇒人員計画への織り込み状況 (効率化された金額) について検証することが必要。
----	-------------------------------------	--

- 第20回料金制度専門会合において、東北電力NWの配電設備修繕のうち、【配電の委託拡大 +3億円】低圧事故修理等について上記のとおり、追加検証を行うこととしたことから、業務委託拡大に伴う効率化額について検証を実施。

【検証結果】

- 配電部門直営で実施している各種業務（保守・保安業務、設計業務、巡視点検、調査業務）を外部委託することで、外部委託計上費用(修繕費、委託費)以上の費用削減額をOPEXに反映し、事業者のトータルコストを減額できていることから、本業務の規制期間中の外部委託計上費用(修繕費、委託費)増分については妥当である。



※効率化施策の実施に伴い生じる増分コスト（保守・保安業務、設計業務、巡視点検、調査業務）等を考慮した額。

※配電業務の委託拡大による要員減少については、要員計画に反映。

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 東北電力NW (変電・業務設備) –

変電・業務設備	その他 60億円→72億円/年 (+12億円)	【建物修繕工事 変電設備 +7億円、業務設備 +4億円】 /年 参照期間は漏水等のトラブル発生後に、応急措置や約30棟/年の本改修工事を実施。規制期間（2023～2024）は既に漏水の応急処置を行っており、本改修が必要な約150棟を計画。規制期間（2025以降）は個社実績や建物修繕に関する文献を参考に屋根外壁等の寿命を仮定し、約60～80棟/年の本改修工事を計画。 ⇒実施の必要性（時期、金額規模、件数）そのものについて検証することが必要。
---------	-------------------------------	--

- 第20回料金制度専門会合において、東北電力NWの変電設備・業務設備修繕のうち、【建物修繕工事 変電設備年平均+7億円、年平均+4億円】について上記のとおり、追加検証を行うこととしたことから、実施の必要性について検証。【規制期間中の対象：340棟】

【検証結果】

- ① 個別の積算を確認した結果、変電設備の建物(屋根外壁棟)修繕工事の増額分に誤りがあったことから、変電設備について +7.0億円/年⇒+6.5億円/年 (▲0.5億円/年) と訂正する。

⇒**当初見積額より、0.5億円/年の減額**

- ② 建物(屋根外壁棟)修繕については、2023年度、2024年度分の修繕計画として、本改修が必要とされる149棟(6.2億円/年(内訳：変電設備+3.5億円/年、業務設備+2.7億円/年))については、既に漏水等のトラブルが発生していることが確認できたことから、優先的に実施する必要性が認められる。

一方、東北電力NWの定期点検評価指標を確認した結果、2025年度については、点検結果により漏水のおそれが高いと判定された53棟(2.8億円/年(内訳：変電設備+1.8億円/年、業務設備+0.9億円/年))について改修の必要性が認められるが、漏水リスクがあると判定された138棟(6.3億円/年)については、元々のリスクが比較的強く、リスク低減効果が費用と比較して小さいことから、規制期間に必ずしも実施しなければならない状態でない判断できるため、2026年度、2027年度については、建物修繕費として正確に把握が可能な参照期間の平均値を横置きする【2.1億円/年】。

⇒**当初見積額より4.2億円/年(内訳：変電設備3.3億円/年、業務設備0.9億円/年)減額**

- これら検証を踏まえ、申請値に対して以下の検証値での見積りを求めることとする。

	参照期間	規制期間
変電 建屋	3.7億円/年 (実績)	10.7億円/年 (提出額)
		▲ 0.5億円/年 【検証結果①】
		▲ 3.3億円/年 【検証結果②】
		6.9億円/年 (検証後値)

	参照期間	規制期間
業務 建屋	1.5億円/年 (実績)	5.1億円/年 (提出額)
		▲ 0.9億円/年 【検証結果②】
		4.2億円/年 (検証後値)

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 東京電力PG (変電設備) –

変電	その他 4億円→14億円/年 (+10億円)	【建物診断結果に伴う改修工事費用増 +8億円/年】 ⇒ 実施の必要性 (時期、金額規模、件数) そのものについて検証することが必要。
----	------------------------------	--

- 第20回料金制度専門会合において、東京電力PGの変電設備修繕のうち【建物診断結果に伴う改修工事費用増 +8億円】について上記のとおり、追加検証を行うこととしことから、建物修繕工事（機能維持・改善工事、ALC板落下対策）の増加の妥当性について検証。

【検証結果】

- ① 個別の積算を確認した結果、変電建物改修工事費について、提出額では参照期間から+8億円/年としていたが、妥当性の確認において**誤計上が判明したことにより▲3.5億円/年減額**し、参照期間との差は+4.6億円/年に訂正する。
⇒**当初見積額より、3.5億円/年の減額**
 - ② 実施の必要性について確認したところ、機能維持・改善工事（外壁改修、防水改修等）では、2023年度、2024年度に計画している工事については、点検結果に基づき、要改修として近い将来（1～2年（工事実施までには、詳細調査・設計ならびに変電所特有の設備の停止・調整が必要となり、1～2年の期間を要するため））に機能喪失の虞がある設備を対象に計上しており、件数は2023年度は104件(9.3億円)、2024年度は93件(10.5億円)を個別に積み上げ計上。
2025年度以降は、各々の劣化状態に応じた推計値で算定していることから、建物修繕費として正確に把握が可能な2019年度から2021年度の3カ年平均値(615百万円)を横置きとする。
⇒**当初見積額より、0.07億円/年の減額**
 - ③ **実施が予定されているALC板落下対策**については、2020年9月に北多摩変電所における天井ALC板の破損、落下事象が発生。経年によるALC板の炭酸化によりたわみが生じ欠損、ひび割れが要因と推定。同一事象発生が懸念される箇所は22カ所（規制期間は12カ所）。改修においては、対象22カ所のうち、機器への落下による設備事故未然防止の観点から、天井ALC板直下に変電設備機器があるものを優先とし、設備停止が必要となるため、停止調整を踏まえ、2023年度(0.7億円)、2024年度(3.9億円)までの修繕工事費を計上しており、**内容も妥当である。**
- 以上から、**変電設備建物改修工事の実施については、3.57億円/年の減額を求めることが妥当である。**

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 北陸電力送配電（配電設備） –

配電	その他 44億円→51億円 /年 (+7億円)	【電線ヒューズ更新 +2.8億円/年】 低圧引込線設備のうち旧仕様の電線ヒューズについて、不具合件数が足元で増加傾向にあることを踏まえ、2022年度より積極更新を開始し、2028年度を目途に全数取替を行う計画。 ⇒全数取替の必要性について、他社の状況との比較を含め検証することが必要。
----	----------------------------------	--

- 第20回料金制度専門会合において、北陸電力送配電の配電設備修繕のうち、【電線ヒューズ更新 +2.8億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしたことから、電線ヒューズ取替のタイミングなど他社の状況について検証。

【検証結果】

- 北陸以外の各社の状況を検証した結果、8社がヒューズ断線の都度実施、1社が定期的な取替は実施せず、東京は不要動作を発生する可能性がある特定の製造年・製造者の電線ヒューズに対してスマートメーターのイベント情報を取得し、予兆がある場合（電圧低下等）に取替を実施していることを確認した。各社とも停電が発生した都度、速やかに取替を行っていることから、レジリエンスの観点からも影響は軽微であると認識。
- 一方で、東北は2012年度ころまでに、社会的影響等を考慮したうえで計画的に電線ヒューズの取替を実施しており、本取組効果により、至近年の電線ヒューズ溶断による停電は年間4,500件程度（1事業所あたり1件未満/日）に改善したことも確認出来た。（対策前は年間15,000～17,000件発生）
- 以上のとおり、**電線ヒューズの取替の効果、及び北陸電力送配電において電線ヒューズの取替による不具合件数の抑制については停電事故件数の改善などを目指していることも踏まえ、電線ヒューズの全数取替費用については、認める**こととする。

	東北	東京	北陸	関西	北海道、中部、中国四国、九州、沖縄
取替周期	2012年頃までに電線ヒューズの単独取替を実施してきた結果、至近年の電線ヒューズ溶断による停電は年間4,500件程度（1事業所あたり1件未満/日）となっており、現在は電線ヒューズのみを周期的に取替することは行っていない。ヒューズ溶断の都度や、低圧引込線の張替等の工事動機に合わせて取替する計画。	最大限有効に活用することを指向し、定期的な取替は実施せず。	従来は、断線の都度または引込線と同一柱にある旧仕様電線ヒューズを対象に交換。	引込線保護用ヒューズは定期的な取替は実施しておらず、ヒューズ溶断の都度、取替を基本としているが、過去に経年劣化による溶断のあった一部ヒューズについては、引込線を張替える機会と同時に取替を行っている。	定期的には取り替えておらず、ヒューズ断線の都度交換している。
取替周期の理由		不要動作を発生する可能性がある特定の製造年・製造者の電線ヒューズに対してスマートメーターのイベント情報を取得し、予兆がある場合（電圧低下等）に取替を実施。	引込線工事が減少する中、電線ヒューズの故障発生件数が2010年度は5,167件に対し2021年度では6,274件であり、毎年増加傾向にあるため、電線ヒューズ単独での交換が必要。		

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 四国電力送配電（送電設備） –

送電	設備取替・補修 11億円→21億円/年 (+10億円)	<p>【地中ケーブル管路の高経年化対策 +3.1億円/年】 地中ケーブル予備管路において高経年化（経年50年程度）による管路継手部の損傷（割れやズレ）を発見。予備管路は事故発生時の早期復旧に必要なことから補修を計画。 ⇒予備管路の必要性について、他社との事例比較も踏まえ追加検証することが必要。</p>
----	-----------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、四国電力送配電の送電設備修繕のうち、【地中ケーブル管路の高経年化対策 +3.1億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、予備管路の設置の有無、設置目的、予備管路単独での修繕費の計上について他社の状況の確認を行った。

【検証結果】

- 各社の調査結果は、予備管路有りが8社、無しが1社。予備管路の設置目的は設備更新時の引替用、設備故障時の早期復旧を目的に設置。各社とも予備管路単独での修繕費の計上はしていないことを確認した。
- 予備管路については、各社とも活用時に損傷の有無を確認し必要があれば修繕を行うこととしており、使用していない状態の予備管路の補修等を行っていない。
- ただし、本費用には予備管路だけではなく、使用中の複数のケーブルを格納している洞道が含まれており、点検の結果、ひび割れやボルトの腐食等が確認されていることから使用中のケーブル・付属品の損傷を防ぐため、洞道の修繕費(+0.7億円/年)については認めることとする。
- 以上のことから地中ケーブル管路の高経年化対策のうち予備管路修繕(+2.4億円/年)は認めないこととする。

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 各社の予備管路修繕状況 –

各社の調査結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	沖縄
予備管路の有無	有	有	有	有	有	有	無	有	有
予備管路の設置目的	・設備更新時の引替用。	・主に地中ケーブル破損時、当該管路に新規ケーブルを布設することで早期復旧が可能となるため必要。	・地中ケーブルの設備故障時（経年取替も含む）に予備管路を使用することで、ケーブル布設作業と停電復旧（または停止期間）の短縮を図っている。 ・さまざまケースが考えられるが、例えば1区間のケーブル取替において予備管路が無い場合、停止期間は6日程度、予備管路がある場合、停止期間は3日程度に短縮可能。加えて、目標設定における「電力ネットワークの強靱化によるレジリエンス強化」や停電の早期復旧対応のに関する対策」等の安定供給分野における国等の議論も踏まえ今後も必要不可欠な設備と考えている。	・予備管路がある場合、既設の故障ケーブルを撤去する必要がないため、早期な復旧が可能となる。 ・管路の点検保守や緊急時のケーブル布設を目的に、1径間（イメージ；マンホールとマンホールの間）につき1孔の予備管路を確保することを標準としている。	・点検保守及び緊急時のケーブル敷設用として最大管径で1孔を確保している（設備更新時にも利用）。	・地中送電方式は、停電復旧に時間を要するという特性があるため、予備管路は停電発生時の早期復旧等の目的のために必要な設備と考えている。		・予備管路は主に、万一の事故復旧用として活用。	・需要増や事故時などでケーブルの新設や取替が発生した場合、予備管路を使用することで速やかに工事を行うことができる。
予備管路単独での修繕費の計上	・設備更新等で予備管路を使用する際にはカメラ点検を実施し、損傷が確認された場合には設備工事にて管路補修を実施するため修繕費は未計上。	・補修については、定期的な修繕は計画していない。	・計画的な補修は行っていないため、規制期間での計上はなし。	・約13百万/年（※予備管路と、現在入線している使用中の管路の区別ができないため、全ての管路の補修費用となっている。）。	・設備更新に先立ち発見した異常箇所を補修（設備工事）している。恒常的な修繕費としては計上していない。	・補修費用に関して、地面の段ズレ等による管路補修は、概ね当該ルート of 管路を一括して修繕する必要があることから使用中の管路を補修した場合、必然的に予備管路も補修されることとなる。（予備管路を補修する目的での修繕は実施していない）		・補修は活用時に異常発見の都度行うこととしており、補修費用は計上していない。	・補修費用の実績及び規制期間での計上はない。

(2) 修繕費 ⑤個別検証 –九州電力送配電(変電設備)– 1/2

変電	保安対策 10億円→17億円/年 (+7億円)	【変電設備CVケーブル交換+6.3億円/年】これまでは経年35年以上のケーブルのうち設置環境(湿潤環境)や製造方法(湿式架橋)などを考慮した優先順位に基づき更新してきたが、近年の事故発生状況を踏まえ、設置環境や製造方法によらない経年35年以上のケーブルを対象として計画的に更新する方針へ変更。 従来の更新計画65組/5か年)から135組増となる200組/5か年の更新を計画。 ⇒組数の増加の妥当性を追加で検証することが必要。
----	-------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、九州電力送配電の変電設備修繕のうち、【変電設備CVケーブル交換+6.3億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、規制期間中の組数増加の妥当性について確認を行った。

【検証結果】

- 過去10カ年の電力ケーブル不良事故実績は8件であり、その内訳は湿潤環境にあり湿式架橋方式で製造されたCVケーブルの事故は1件、湿潤環境にはないが湿式架橋方式で製造されたCVケーブル事故が3件、湿式架橋方式でもなく湿潤環境にもないCVケーブル事故が4件であった。
- CVケーブルの事故を防ぐ必要があり、近年35年以下のCVケーブルでも事故は発生しており、同社においては今後10年間かけて35年以上のCVケーブルを取り替える予定である。
- 他社における対応についてヒアリングを行った結果、劣化診断を入念に行った上で取替の可否を検討しているとされているところ。九州電力送配電では、6kVについては6年周期で劣化診断を実施(0.1百万円/回)しているが、22kV以上については、劣化診断費用が5百万円/回と高額であり、6年周期の劣化診断を実施した場合、経年36年では30百万円/組程度の劣化診断費用が必要となり、更新費用と同程度となる
- **また、直近3年の事故実績が5件(うち、製造方式や設置環境によらない事故実績は22kV以上で4件)発生していること、電気協同研究では経年35年をピークに経年とともに事故発生率が増加する傾向にあることから、これに対応する観点から、経年35年以上のCVケーブル(200組/5か年)を対象として更新することを認めることとする。**

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 九州電力送配電（変電設備） – 2 / 2

年度	件名	電圧階級	供給支障量	経年	湿式架橋	湿潤環境
2013	H変電所 1号配変ケーブル地絡事故	66	8.0MW×1分	41	○	○
2015	Y変電所 3号配変ケーブル地絡事故	6	4.6MW×2分	37	○	—
	H変電所 1号配変ケーブル地絡事故	6	12.3MW×3分	37	○	—
2019	K変電所 2号配変ケーブル地絡事故	22	1.8MW×11分	32	—	—
	O変電所 3号配変ケーブル地絡事故	110	8.6MW×7分	37	—	—
2020	B変電所 6kV所内電力ケーブル地絡事故	6	2.4MW×1分	36	○	—
2021	O変電所 4号配変ケーブル地絡事故	22	6.7MW×29分	30	—	—
	T変電所 1号主変ケーブル地絡事故	110	67.2MW×22分	32	—	—

他社のCVケーブル更新基準

東京	<ul style="list-style-type: none"> ・現場状況を確認し、接水している箇所かつ遮水層無しCVケーブルの場合に、優先順位付けして設備更新しております。そのため、経過年数のみに基づく設備更新は実施しておりません。 ・定期的にケーブル劣化診断を実施し、設備更新を判断しております
中部	<ul style="list-style-type: none"> ・変電設備CVケーブルは、不具合に至る可能性が高いCVケーブル（設置環境、製造方法による）をメーカー設計寿命30年目安として、更新を判断しております。 それ以外のCVケーブルは経年による劣化傾向が小さいため、長期使用ができると想定しております。（撤去ケーブルより劣化状況のデータを収集し、想定使用可能年数を検討中） ・当社管内において、接水する場所に布設している遮水層なしCVケーブルで不具合が発生（2014年8月4日、岐阜支社管内の変電所で発生）⇒上記記載の不具合に至る可能性が高いCVケーブルの更新を実施。
関西	<ul style="list-style-type: none"> ・遮水層有無によ更新時期が変わります。 遮水層有のCVケーブルについては、接続機器（変圧器等）の取替時期を考慮して、計画的に更新しています。 遮水層無のCVケーブルについては、77kVは経年42年、154kVは経年39年を目安に、接続機器の取替時期を考慮して、計画的に改修を行っています。 ・一部CVケーブルについては絶縁劣化診断を実施し、更新時期を判断しています。

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 沖縄電力 (変電設備) –

変電	設備取替・補修 1.4億円→1.5億円/年 (+0.1億円)	【蓄電池触媒栓取替+0.1億円/年】取替周期の見直し(9年→5年)。取替を9年に試行したところ5700個中、2個の折損が発生したためメーカー推奨の5年毎の取替に戻す(蓄電池1組52セル、設置箇所約110箇所、触媒栓数約5700個) ※折損すると水素ガス、酸素ガスが発生 ⇒取替周期見直しの妥当性について、他社の周期見積りの状況を踏まえて検証することが必要。
----	--------------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、沖縄電力の変電設備修繕のうち、【蓄電池触媒栓取替+0.1億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、規制期間中の蓄電池触媒栓取替のタイミングの妥当性など他社の状況も踏まえ検証を行った。

【結果】

- 各社の調査結果は、6社が取替周期は定めず、劣化等の状況を確認し取替を判断。1社が蓄電池メーカーの推奨交換時期(3~5年)や、これまでの保守運用や障害実績等を考慮し8年と設定。または「液面低下レベルが一定値を超えた場合」としている。1社が定期交換の必要の無いバッテリーを採用。1社がメーカーごとの取替推奨周期を採用。ただし、触媒栓取替予定時期の直近1~2年で蓄電池そのものの撤去・更新を計画している場合は、メーカーの推奨時期を超えて、撤去・更新までの期間を暫定的に運用する場合があります、定期巡視で電解液の状態確認を実施していることを確認した。
- 蓄電池触媒栓取替周期を9年に試行したところ、2個の折損実績があったこと、他社でもメーカーごとの取替推奨周期を採用している事業者があることから、**メーカー推奨の5年に戻すことについて認めることとする。**

(2) 修繕費 ⑤個別検証 – 各社の蓄電池触媒栓取替周期 –

各社の調査結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
取替周期	<p>・「8年」または「液面低下レベルが一定値を超えた場合」。</p>	<p>・メーカーごとの取替推奨周期を採用</p>	<p>・一律の取替周期は設定せず、巡視や点検で劣化状況を確認（蓄電池の液面低下など）した都度、取替を実施。</p>	<p>・定期交換の必要なし。</p>	<p>・蓄電池定期点検において、蓄電池の液面や触媒栓の外観を確認し、異常兆候がみられる場合に触媒栓の取替を計画。</p>	<p>・取替周期は規定していない。</p>	<p>・電解液の減液など触媒作用の劣化が顕在化した場合や、変形や外傷など損傷が発生した場合に取替えている。</p>	<p>・設備状態（メーカー推奨含む）により個別に判断し取替を実施しています。（取り決めた取替周期（方針）はなし）</p>	<p>・巡視や点検結果に基づき都度、取替を判断。</p>
取替周期の理由	<p>・蓄電池メーカーの推奨交換時期（3～5年）や、これまでの保守運用や障害実績等を考慮し、8年と設定。ただし、液面低下レベルが一定値を超えた場合は寿命と判断し、8年を待たずして交換。実績としては5～8年程度での更新。</p>	<p>・メーカー推奨時期を採用 ただし、触媒栓取替予定時期の直近1～2年で蓄電池そのものの撤去・更新を計画している場合は、メーカーの推奨時期を超えて、撤去・更新までの期間を暫定的に運用する場合があるが、定期巡視で電解液の状態確認を実施し、異常がないか確認している。</p>		<p>・弊社変電設備として標準的に採用しているCS型蓄電池については補水の頻度を少なくできる触媒栓付ではなく、防爆防まつ装置付き（補水対応を実施）を採用しているため触媒栓の定期交換は発生しない。</p>	<p>・触媒栓取替実績としては、概ね7～10年程度で取替を実施。</p>	<p>・蓄電池については外観点検および電圧測定を定期的に行っており、その結果を踏まえて、蓄電池（全体）の取替を検討。</p>	<p>・触媒栓の劣化の進行は、蓄電池の設置環境や使用状態により異なるため、個別の劣化状況から取替時期を見極めていく。また、取替など保守については、技術指針※に基づき実施。 ※「据置蓄電池の保守・取扱いに関する技術指針（SBA G0303-1996）」（社）電池工業会</p>		

(2) 修繕費 ⑥検証結果 – 概要 –

- その他費用のうち、修繕費については、主要設備の査定率適用後の値に、個別査定の検証結果を反映させることとする。
- なお、修繕費については、第23回料金制度専門会合において、主要な増加要因について詳細な検証を行っているところ、その他の軽微な増加費用については、巡視・点検結果に基づく対象物量の増加、作業時の安全対策費用などで構成されていることから、その増加費用を認めることが妥当。
- これを踏まえた結果については次頁のとおり。

(2) 修繕費 ⑥ 検証結果 – 主要設備の査定率の適用結果 –

- 第20回料金制度専門会合では、参照期間における各一般送配電事業者の実績額にCAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とし、さらに収入の見通しへの追加算入を希望する一般送配電事業者に対しては、修繕費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととされた。
- **各一般送配電事業者における参照期間の実績額に主要設備における査定率（※）を乗じた額は以下のとおりである。**

※第25回料金制度専門会合 資料11にて算定した査定率を使用。

<参照期間及び規制期間の推移と5年平均の増減>

(単位：百万円)

会社	実績額 参照期間5年計	主要設備 査定率	査定率適用結果	提出額 規制期間5年計	査定額 規制期間5年計	増減	追加額	再検証額
	(A)		(B)	(C) = A×B	(D)	(E) (C)と(D)のい れか小さい金額	(F) = E-D	(G)
北海道電力NW	55,790	送・変・配電等 の設備毎の査定率	54,082	64,213	54,082	▲10,131	8,423	▲1,708
東北電力NW	168,987		167,337	178,593	167,337	▲11,256	7,219	▲4,037
東京電力PG	379,809		376,223	443,567	376,223	▲67,344	57,119	▲10,224
中部電力PG	207,961		209,283	214,245	209,283	▲4,962	4,962	0
北陸電力送配電	54,697		54,796	55,869	54,796	▲1,073	1,073	0
関西電力送配電	196,010		195,836	184,855	184,855	—	—	—
中国電力NW	67,681		65,939	72,747	65,939	▲6,807	6,261	▲546
四国電力送配電	46,980		45,946	57,152	45,946	▲11,205	8,991	▲2,214
九州電力送配電	133,203		130,406	154,781	130,406	▲24,375	23,876	▲499
沖縄電力	10,908		11,187	11,287	11,187	▲100	100	0

※ 修繕費（その他費用）に区分している支障木伐採に係わる費用を控除した金額。

※ 塗装費用の査定は未反映。

※ 各エリア、参照期間における設備毎の実績額に、設備毎の査定率を乗じた額を、規制期間における各年度の査定額として算出（算出額>提出額の場合は、提出額を上限）。

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 ー概要ー

各社の主な増減内容は以下のとおりであり、全体的な傾向としては、自然災害激甚化を踏まえた伐採強化による費用増が中心である。

- ・北海道：送電設備の接近木伐採サイクルの延伸による減 ▲2.5億円。配電設備の耐摩耗性防護管の施設箇所の伐採による増 +1.4億円。
- ・東北：線下樹木の伐採に加え、1方向1回線送電線に限り倒木範囲樹木の伐採追加 +4億円。
- ・東京：送電設備のヘリレーザーによる離隔測定精度向上による増 +5億円。配電設備における近年の台風等災害の影響による伐採範囲の増 +8億円。
- ・中部：1976年以降に建設された地上高が高い送電設備の線下伐採（高樹高・大径木）の増加 +5億円。配電設備の伐採管理径間の増加 +7億円。
- ・北陸：送電設備の伐採調査、工事に係わる状況変化による伐採単価の増。配電設備の自然災害激甚化を踏まえた伐採強化等による増 +2億円。
- ・関西：関西電力送配電は、参照期間に実際に支払った支障木伐採委託費から不適切な支出分を控除した額を過去実績値として計上し、規制期間の見積もり値からも不適切な支出分を控除していることを確認した。また伐採基準(電線横振れ想定適用風速等)見直し等の効率化による減 ▲7億円。
- ・中国：送電設備の単価は2012年度より据え置きのため契約先から改定の申入れがあったことから、2021年度の労務費等により算出したことによる増 +5.9億円
配電設備は伐採保全維持業務 +2億円、事前伐採（レジリエンス強化）を2023年度から実施による増 +4.5億円。
- ・四国：伐採調査、工事に係わる状況変化による伐採関連費の増等 +2億円。
- ・九州：送電線下樹木の伐期到達設備数の増に伴う伐採費の増 +5億円。
- ・沖縄：鉄塔周辺で雑草成長の早い場所の敷地異常（陥没、地滑り）の発見遅れ防止のため支障木伐採回数を見直し +0.24億円。

<支障木伐採委託費：参照期間及び規制期間の推移と5年平均の増減>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	3,349	3,155	3,589	2,987	3,205	16,285	3,257	3,246	3,318	3,058	3,058	3,058	15,737	3,147	▲110
東北電力NW	13,094	10,921	11,628	12,887	14,848	63,379	12,676	13,045	12,986	12,977	13,043	13,045	65,095	13,019	343
東京電力PG	11,692	12,862	11,404	13,433	14,505	63,896	12,779	14,737	14,852	13,461	13,573	13,680	70,303	14,061	1,281
中部電力PG	6,759	6,732	7,095	7,497	7,416	35,499	7,100	8,413	8,413	8,313	8,213	8,213	41,565	8,313	1,213
北陸電力送配電	1,496	1,446	1,598	1,785	1,777	8,102	1,620	1,844	1,828	1,825	1,815	1,807	9,120	1,824	204
関西電力送配電	11,373	10,992	11,679	11,894	12,079	58,017	11,603	10,786	10,941	10,932	10,929	10,923	54,511	10,902	▲701
中国電力NW	5,525	5,737	5,552	6,067	6,114	28,995	5,799	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	35,239	7,048	1,249
四国電力送配電	2,069	2,221	2,222	2,224	2,290	11,024	2,205	2,404	2,406	2,403	2,404	2,404	12,021	2,404	199
九州電力送配電	6,096	7,022	5,695	6,079	7,103	31,995	6,399	7,461	7,268	7,410	7,449	7,449	37,036	7,407	1,008
沖縄電力	569	437	433	532	489	2,459	492	535	535	535	535	535	2,674	535	43

※ 東京については修繕費計上分、東北、中国、四国、九州、沖縄については修繕費と委託費の合計分について記載。

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 – 主要設備の査定率の適用結果 –

- 第20回の料金制度専門会合では、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とするとし、さらに収入の見通しへの追加の算入を希望する一般送配電事業者に対しては、支障木伐採委託費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととされた。
- **各一般送配電事業者における参照期間の実績額に主要設備における査定率（※）を乗じた額は以下のとおりである。次頁以降にて、個別の増加要因の検証を行った。**

※第21回料金制度専門会合 資料5にて算定した査定率を使用。

(単位：百万円)

会社	参照期間 5年計			主要設備 査定率 (D)	査定率適用結果 (E) = C×D	提出額 規制期間5年計 支障木伐採委託費用 (F)	査定額 規制期間5年計 (E) と (F) のい ずれか小さい金 額 (G)	増減 G-F
	委託費計上分 (A)	修繕費計上分 (B)	支障木伐採委託費用 (C) = A+B					
北海道電力NW	16,285	–	16,285	送・変・配電等 の設備毎の査定率	15,788	15,737	15,737	–
東北電力NW	32	63,347	63,379		63,338	65,095	63,338	▲1,757
東京電力PG	–	63,896	63,896		62,591	70,303	62,591	▲7,712
中部電力PG	35,499	–	35,499		35,181	41,565	35,181	▲6,384
北陸電力送配電	8,102	–	8,102		7,923	9,120	7,923	▲1,197
関西電力送配電	58,017	–	58,017		56,785	54,511	54,511	–
中国電力NW	26,499	2,496	28,995		28,221	35,239	28,221	▲7,017
四国電力送配電	113	10,911	11,024		11,030	12,021	11,030	▲991
九州電力送配電	28,832	3,163	31,995		31,423	37,036	31,423	▲5,614
沖縄電力	7	2,452	2,459		2,537	2,674	2,537	▲137

※ 東京については修繕費計上分、東北、中国、四国、九州、沖縄については修繕費と委託費の合計分について記載。

※ 各エリア、参照期間における設備毎の実績額に、設備毎の査定率を乗じた額を、規制期間における各年度の査定額として算出（算出額 > 提出額 の場合は、提出額を上限）。 390

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 – 再検証方針 –

- 支障木伐採費用における監視委事務局の査定方針としては、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とすることとし、さらに収入の見通しへの追加の算入を希望する一般送配電事業者に対しては、支障木伐採委託費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととしている。
- このため、検証にあたっては、以下の方針を採ることとする。

【①伐採対象物量の増加】

⇒追加算入の希望に対しては、伐採対象物量の増加について巡視・点検結果に基づき見積りをしているもの、森林法改正による自治体への伐採後の状況報告に必要な調査費用や鳥獣保護法の特別保護地区における伐採届出に必要な生態系調査費用など法令に基づき発生する費用、レジリエンス強化のため自治体と連携して実施する費用などについて、合理的な説明があった場合には認めることとする。

【②労務費単価の増額】

⇒労務費の単価アップについては、既にCAPEXの査定率が適用されていることを踏まえ、認めないこととする。

- 以上の査定方針に基づき、個別に増加要因の検証を行った結果を次頁以降で整理した。

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 – 再検証結果 – 1 / 3

- 査定方針に基づき、個別に増加要因の検証を行った結果については以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	提出額 (A)	査定額 (B)	増減 (C)=B-A	追加額 (D)	再検証額 (E)=C+D	個別の増加要因	検証結果
北海道電力NW	15,737	15,737	—	—	—	—	—
東北電力NW	65,095	63,338	▲1,757	+1,716	▲41	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +3.5億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・1方向1回線送電線のレジリエンス強化のための伐採+3.7億円/年 ⇒2018年度より施工的に線下樹木を中心とした伐採に変更したが、2020年度に発生した大雪により、1方向1回線送電線に倒木範囲樹木が倒れ込み長期間の停電が発生したため安定供給・レジリエンス強化の観点から、接近木伐採については1方向1回線送線の倒木範囲の伐採を計画。 	送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。
東京電力PG	70,303	62,591	▲7,712	+6,407	▲1,305	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +4.7億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・ヘリレーザー計測による接近樹木離隔調査の実施 +5億円/年 ⇒2019年度からヘリレーザー計測による接近樹木の離隔調査の実施導入により、目測計測に比べて精度が向上し従来検出困難であった離隔不足が検出可能となり対象樹木が増加。 ヘリレーザー計測により現地調査（人対応）の省略化を図る。 ●配電 +8.1億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・レジリエンス強化対策のための伐採径間数の増 +8億円/年 ⇒レジリエンス強化対策として、2019年度より根切や芯止め等の広範囲伐採を、国、地方公共団体との協議に基づき実施。 	送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。 配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。
中部電力PG	41,565	35,181	▲6,384	+6,066	▲318	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +5.1億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・電線地上高が高い設備の線下伐採の増 +5.1億円/年 ⇒1976年以降に建設された電線地上高が高い設備の線下伐採（高樹高・大径木）を実施、伐採単価が高額となり、伐採費用は過去実績と比べて増加。 ●配電 +7億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・太陽光発電および未管理森林増による伐採量の増加 +7億円/年 ⇒山間地付近での太陽光発電による配電設備数増加により伐採管理径間が増加、および、管理されていない森林の増加などにより1径間あたりの伐採量が増加。 	送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。 配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 – 再検証結果 – 2 / 3

- 査定方針に基づき、個別に増加要因の検証を行った結果については以下のとおり。

(単位：百万円)

会社	提出額 (A)	査定額 (B)	増減 (C)=B-A	追加額 (D)	再検証額 (E)=C+D	個別の増加要因	検証結果
北陸電力 送配電	9,120	7,923	▲1,197	993	▲204	<p>●送電 +0.4億円/年</p> <p>【①伐採対象物量の増加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・森林法改正による造林後の現地確認費用の発生 +0.3億円/年 ⇒法改正から5年後にあたる2022年度から新たに発生するもの。 ・伐採工事場所周辺の生態系調査費用の増 +0.1億円/年 ⇒2019年度頃より自治体からの求めにより、報告対象箇所を拡大。 <p>【②労務単価の増額】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・参照期間における伐採労務費単価の上昇+0.05億円/年 ⇒規制期間の見積りにおいては、至近実績単価を採用。 <p>●配電 +1.6億円/年</p> <p>【①伐採対象物量の増加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・自然災害の発生を踏まえた伐採径間数の増 +1.2億円/年 ⇒北陸エリアにおける2018年度の雪害や、「電力レジリエンスWG」で伐採の強化について議論されたことを踏まえ、樹木倒壊による長時間停電を防止するために伐採対象範囲を拡大するもの。 ・自治体と連携した事前伐採の実施 +0.4億円/年 ⇒樹木倒壊による孤立集落対策を自治体と共同で実施。 	<p>送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当と判断し、②労務単価の増額については検証方針を踏まえ認めない。</p> <p>配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p>
関西電力 送配電	54,511	54,511	—	—	—	—	—
中国電力 NW	35,239	28,221	▲7,017	2,250	▲4,767	<p>●送電 +5.9億円/年</p> <p>【②労務単価の増額】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・労務費単価見直しによる増 +5.9億円/年 ⇒2012年度より単価を横置き、契約先3社(全38社)から単価改定の申し入れがあり2021年度の労務費等を踏まえた単価で算出により費用が増加。(伐採規模は同程度) <p>●配電 +6.6億円/年</p> <p>【①伐採対象物量の増加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・レジリエンス強化を目的とした事前伐採の増 +4.5億円/年 ⇒レジリエンス強化を目的とした、自治体と連携による事前伐採にかかる費用を2023年度から計上。 <p>【②労務単価の増額】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・労務費単価の増 +2.1億円/年 ⇒施工体制維持の観点から市況価格等の変動を踏まえて算定した結果労務単価が上昇した(+12.5億円)。費用低減策を最大限織込んだ結果、2022年度以降は参照期間に対して2.1億円/年の増加。 	<p>送電における増額費用として、②労務単価の増額については検証方針を踏まえ認めない。</p> <p>配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当と判断し、②労務単価の増額については検証方針を踏まえ認めない。</p>

(2) 修繕費 ⑦支障木伐採委託費 – 再検証結果 – 3 / 3

- 査定方針に基づき、個別に増加要因の検証を行った結果については以下のとおり。

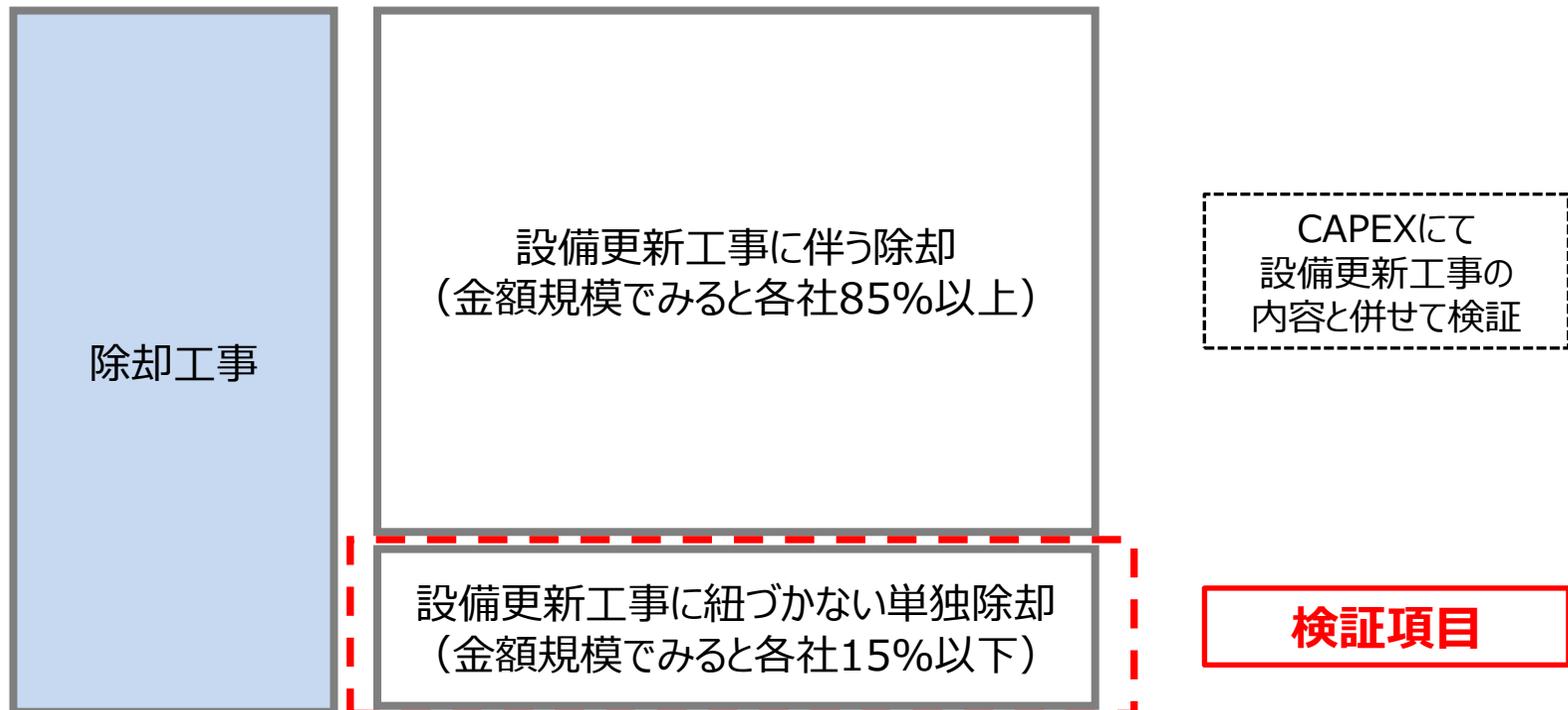
(単位：百万円)

会社	提出額 (A)	査定額 (B)	増減 (C)=B-A	追加額 (D)	再検証額 (E)=C+D	個別の増加要因	検証結果
四国電力 送配電	12,021	11,030	▲991	991	0	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +1億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・山林の荒廃などによる伐採個所の増加 +1億円/年 ⇒林業衰退に伴う山林の荒廃などによる伐採個所の増加。時期的な必要性は電気設備技術基準に基づく離隔を確保するため。 ●配電 +1億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・山林の荒廃などによる伐採個所の増加 +1億円/年 ⇒林業衰退に伴う山林の荒廃などによる伐採個所の増加。時期的な必要性は電気設備技術基準に基づく離隔を確保するため。 	<p>送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p> <p>配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p>
九州電力 送配電	37,036	31,423	▲5,614	5,041	▲572	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +7.4円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・伐採時期に到達する設備数の増加 +7.4億円/年 ⇒伐採時期に到達する設備数が増加に伴う、伐採対象エリア数の増。 ●配電 +2.7億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・至近の安全対策費を織り込んだ増 +2.7億円/年 ⇒労働安全衛生規則改正や重篤災害の再発防止策として都度織込み 	<p>送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p> <p>配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p>
沖縄電力	2,674	2,537	▲137	137	0	<ul style="list-style-type: none"> ●送電 +0.12億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・巡視結果を踏まえた伐採回数見直しによる増 +0.12億円/年 ⇒鉄塔やコンクリート柱の敷地異常（陥没、地滑り）の早期発見のため巡視結果を踏まえ、毎年度増減についての見直しを実施した結果、一部の個所において回数を変更。 ●変電 +0.03億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・実態を踏まえた伐採回数見直しによる増 +0.03億円/年 ⇒変電所構内の支障木伐採作業について、業務効率化を目的に2014年度に5回/年→2回/年へ見直したが、想定よりも雑草の成長が早く2018年度に3回/年へ見直し。離島系統の配電塔の新設に伴う伐採箇所の増加。 ●配電 +0.27億円/年 【①伐採対象物量の増加】 ・レジリエンス強化を目的とした樹木伐採の増 +0.27億円/年 ⇒レジリエンス強化に対する取り組みとして樹木伐採の計画を拡大。 	<p>送電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p> <p>変電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p> <p>配電における増額費用として、①伐採対象物量の増加分については妥当。</p>

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
－（1）概要（その他費用）	・・・P356
－（2）修繕費	・・・P361
－（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・P395
－（4）託送料	・・・P399
－（5）その他の費用	・・・P409
－（6）控除収益	・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(3) 固定資産除却費・固定資産除却損 ① 検証方法、対象

- 固定資産除却費及び除却損については、各社の見積り費用について個別ヒアリング（過去5年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認した。
- 特に、更新工事に紐づかない単独除却工事に係る除却費及び除却損のうち、金額が大きい件名を中心に、除却のタイミングや妥当性等について詳細に確認を行った。



(3) 固定資産除却費・固定資産除却損 ②概要

● 各社の規制期間における単独除却工事の額・割合及び主な工事概要・費用・費用発生年度は以下のとおり。

- ・北海道：単独除却の金額・割合は52.5億円（12.9%）。低地上高の美深線他単独除却6.0億円（2024年度～）等
- ・東北：単独除却の金額・割合は24.1億円（2.7%）。八森線単独撤去5.6億円（2025～2027年度）等
- ・東京：単独除却の金額・割合は21.1億円（0.5%）。川崎リサイクルセンター除却工事20.6億円（2023年度）等
- ・中部：単独除却の金額・割合は185.3億円（14.6%）。南福光BTB連系所撤去18.2億円（2026～2027年度）、銚子川相賀線撤去14.3億円(2023～2025年度) 等
- ・北陸：単独除却の金額・割合は3.4億円（1.1%）。大きな単独除却工事はなし。
- ・関西：単独除却の金額・割合は88.9億円（6.5%）。大戸川大鳥居線他除却工事4.6億円（2023～2025年度 ※工期：2021～2025年度、総額5.7億円）、西淡変電所187kV変圧器他除却工事3.0億円（2025～2026年度）等
- ・中国：単独除却の金額・割合は29.4億円（4.3%）。新徳山幹線一部区間除却工事14.8億円（2024年度～）、神野瀬支線ほか除却工事6.7億円（2024～2027年度 ※工期：2016～2031年度）等
- ・四国：単独除却の金額・割合は6.7億円（2.5%）。大きな単独除却工事はなし。
- ・九州：単独除却の金額・割合は49.8億円（5.3%）。人吉八代線撤去工事11.2億円（2024～2027年度）等
- ・沖縄：単独除却工事はなし。

<固定資産除却費・除却損※：参照期間及び規制期間の推移>

※設備更新工事に伴う除却費・除却損を含む。単独除却に係る除却費・除却損は過去実績の切り分けが難しく、規制期間のみ別掲。（単位：百万円）

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)	
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	左記のうち 単独除却		5年平均 (B)
北海道電力NW	5,892	4,866	7,288	5,047	5,045	28,138	5,628	7,153	8,442	9,690	7,970	7,496	40,751	5,246	8,150	2,523
東北電力NW	21,659	18,986	18,411	17,802	16,220	93,078	18,616	19,680	18,590	17,383	17,040	16,799	89,491	2,410	17,898	▲717
東京電力PG	49,760	56,397	53,949	52,308	59,180	271,594	54,319	72,785	82,830	92,088	92,651	88,417	428,771	2,113	85,739	31,435
中部電力PG	21,983	19,786	18,331	17,487	19,217	96,805	19,361	22,934	23,472	29,928	26,171	24,451	126,956	18,531	25,391	6,030
北陸電力送配電	4,854	4,447	4,550	5,567	5,675	25,093	5,019	6,218	6,315	6,140	6,782	5,361	30,817	344	6,163	1,145
関西電力送配電	17,441	16,248	19,330	21,519	22,328	96,865	19,373	26,285	28,635	28,098	28,238	26,463	137,719	8,889	27,544	8,171
中国電力NW	9,726	9,014	8,899	9,914	11,644	49,198	9,840	11,853	13,125	14,186	13,766	16,178	69,108	2,943	13,822	3,982
四国電力送配電	3,554	3,440	3,560	4,865	5,134	20,553	4,111	4,919	5,695	5,514	5,045	5,179	26,352	669	5,270	1,160
九州電力送配電	12,750	11,861	11,542	12,358	15,100	63,611	12,722	18,795	17,694	19,817	19,958	18,307	94,571	4,981	18,914	6,192
沖縄電力	1,075	944	1,121	1,200	1,602	5,942	1,188	2,219	1,807	1,546	1,304	1,339	8,215	-	1,643	455

(3) 固定資産除却費・固定資産除却損 ③ 検証結果

- 固定資産除却費及び除却損のうち、更新工事に紐づかない単独除却工事（金額規模でみると各社15%以下※）について、設備区分ごとに規制期間における単独除却工事の額・割合及び主な工事概要・費用・費用発生年度を各社に確認した。
※更新投資に伴う除却工事（金額規模でみると各社85%以上）についてはCAPEXで検証。
- 特に、除却費及び除却損の見積り額が大きい件名については、除却の理由及びタイミング、また、費用の見積り方法及び金額の妥当性を検証した。検証の結果、各社提出値のうち、更新工事に紐づかない単独除却工事に係るものについては、以下の事項を除き、規制期間の見積り値への算入を認めることとする。

※東京電力PGの一部の除却工事について、除却損の計上時期を検証した結果、規制期間に計上するのが適切ではないと判断した（▲4.2億円）。
→詳細は以下参照。

<東京電力PGの除却工事に係る検証結果>

区分	内訳	規制期間における主な単独除却件名・計上額
配電設備	除却損	<p><u>川崎リサイクルセンター除却工事：4.2億円（2023年度）</u> ※PCB混入機器を処理する施設であるが、処理対象である変圧器台数の減少等により、今後効率的な運用が出来ないと判断したものである。 2022年2月：施設の除却を会社として判断 2022年3月：施設の運用を終了（施設でのPCB含有機器の処理業務が終了、廃棄部処理法に基づく廃止届を行政へ提出 2022年3月～2022年7月：保管物の処理、運転員退去等の廃止に向けた対応 2022年7月～2023年4月：工事設計、工事契約手続き等 2023年5月～2024年3月：施設自体の解体・撤去（→除却損の計上）、PCB処理会社へ処理委託 →計上額は、建物の残存簿価により算定していることを確認した。ただし、施設の除却の意思決定及び運用終了は2021年度中に実施していること、また施設の他用途の活用等の計画も明確になっていないことから、規制期間において4.2億円の除却損を計上することは認めない。</p>
	除却費用	<p><u>川崎リサイクルセンター除却工事：16.4億円（2023年度）</u> ※目的・工期については同上 ※計上額は、同種工事（横浜リサイクルセンター）の過去実績額を基に見積りを実施していることを確認した。 →除却費用については上記の工程表のとおり、実際に撤去を行うのが2023年度であるため、規制期間の見積りに含めることは適切である。</p>

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
－（1）概要（その他費用）	・・・P356
－（2）修繕費	・・・P361
－（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・P395
－（4）託送料	・・・P399
－（5）その他の費用	・・・P409
－（6）控除収益	・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(4) 託送料 ①概要

- 託送料は、一般送配電事業者が、託送契約により、他者に委託して他者の設備を使用して送電・変電・配電を行う際に発生する費用であり、電源開発送変電ネットワークの送電設備等の利用料、全国融通振替、広域需給調整融通振替、他の発電事業者の設備利用料等を計上している。
※第18回料金制度専門会合にて整理された振替を反映済。
- 次ページ以降で電源開発送変電ネットワーク向けの託送料とその他託送料について、それぞれ検証を行った。

<託送料：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5ヶ年計	5ヶ年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5ヶ年計	5ヶ年平均(B)	
北海道電力NW	1,582	1,621	1,600	1,618	2,109	8,530	1,706	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	10,159	2,032	326
東北電力NW	580	590	597	703	961	3,431	686	961	960	960	959	958	4,798	960	273
東京電力PG	16,298	16,204	15,704	16,039	17,589	81,835	16,367	18,145	18,145	18,068	17,945	17,565	89,868	17,974	1,607
中部電力PG	4,070	4,073	4,072	4,316	5,363	21,894	4,379	5,348	5,371	5,159	5,185	5,894	26,958	5,392	1,013
北陸電力送配電	353	332	322	398	536	1,941	388	482	482	482	482	482	2,408	482	93
関西電力送配電	10,462	10,316	10,045	10,173	10,118	51,114	10,223	9,243	9,263	9,329	8,816	8,493	45,144	9,029	▲ 1,194
中国電力NW	2,671	2,980	3,096	3,795	3,543	16,085	3,217	3,525	3,942	3,838	3,891	3,883	19,080	3,816	599
四国電力送配電	6,311	6,301	6,265	5,370	5,359	29,606	5,921	5,126	5,899	6,428	6,492	6,480	30,425	6,085	164
九州電力送配電	2,543	3,202	3,206	3,344	3,390	15,684	3,137	3,390	3,390	3,390	3,390	3,390	16,948	3,390	253
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<【再掲】上記のうち電源開発送変電ネットワーク分：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間		規制期間		増減 (B)-(A)
	5ヶ年計	5ヶ年平均(A)	5ヶ年計	5ヶ年平均(B)	
北海道電力NW	8,041	1,608	8,262	1,652	44
東北電力NW	1,902	380	1,902	380	0
東京電力PG	74,799	14,960	75,668	15,134	174
中部電力PG	20,302	4,060	20,270	4,054	▲ 6
北陸電力送配電	125	25	125	25	0
関西電力送配電	38,266	7,653	30,245	6,049	▲ 1,604
中国電力NW	15,053	3,011	15,657	3,131	121
四国電力送配電	29,105	5,821	28,819	5,764	▲ 57
九州電力送配電	15,246	3,049	15,879	3,176	127
沖縄電力	-	-	-	-	-

(4) 託送料 ②電源開発NW向け – 検証方法 –

- 託送料のうち、電源開発送変電ネットワーク（以下「電源開発NW」とする。）と各一般送配電事業者との託送契約に係る費用は、民間同士の契約から発生する費用であるものの、一般送配電事業者の送配電関連費用の一部を構成するものであり、かつ電源開発NWは我が国の系統ネットワークの重要な一部を担う送電事業者であることから、費用について一定の効率化を求める事が適切と考えられ、各託送契約の内容を精査するなど、個別検証を行った。
- この検証にあたり、現状、電源開発NWと一般送配電事業者の事業構造や費用区分等は異なっており、その平仄を揃えること及び数値の精緻化を行うには相応の時間がかかることから、第1規制期間については、**適切な事業報酬率の設定及び効率化係数の適用について、詳細な検討を行うこととする。**



(参考) 送電事業者と一般送配電事業者の事業構造の比較

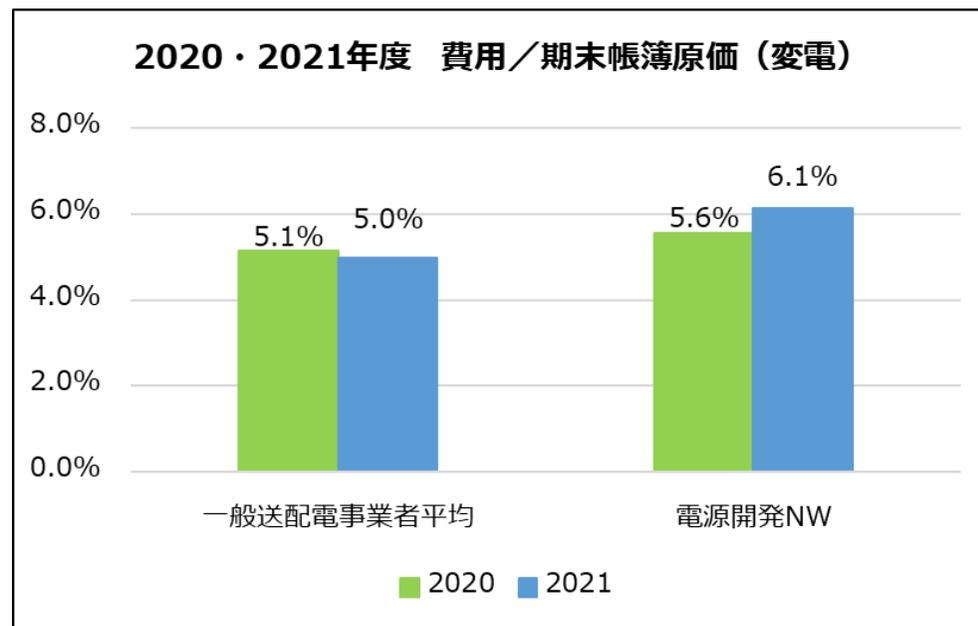
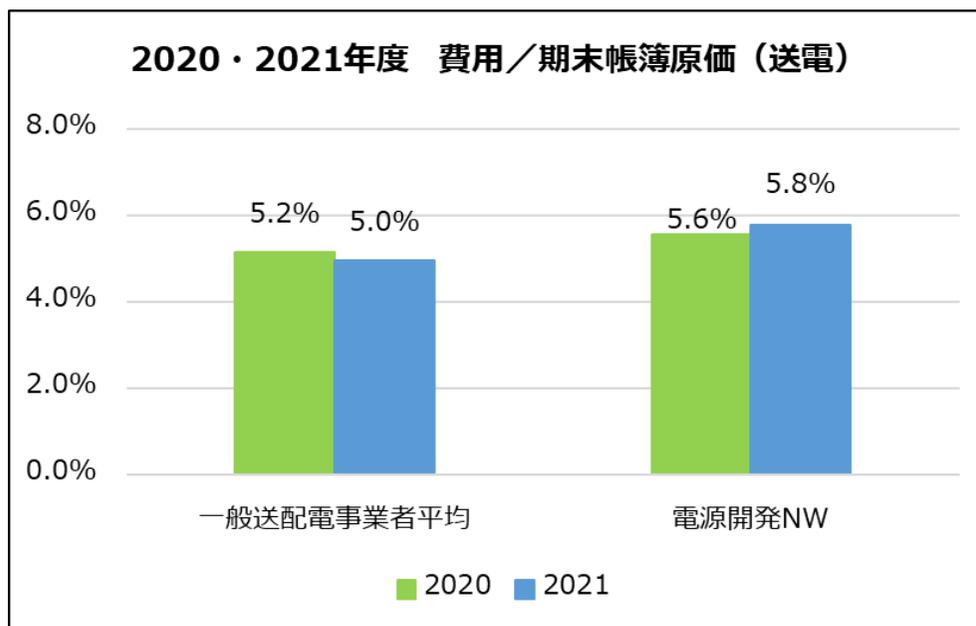
- 検証にあたり、送電事業者（電源開発NW）と一般送配電事業者の事業構造の差異について以下のとおり整理。

項目	送電事業者（電源開発NW）	一般送配電事業者	留意条項
設備構成	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電線はほぼ特高 ● 変電所は4カ所のみ ● 線的（1次元）な広がり ● 特殊な設備の存在感が大きい 	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電線は特高～高圧～低圧の全てがあり、低圧の設備ボリュームが大 ● 変電所も特高から低圧まで多数あり、低圧の設備ボリュームが大 ● 面的（2次元）な広がり 	対象設備・費用の統一が必要
事業形態	<ul style="list-style-type: none"> ● 一般送配電事業者への振替供給の専業 ● 設備の設置・使用期間・廃止は一般送配電事業者との協議を踏まえ決定 	<ul style="list-style-type: none"> ● 接続供給（インバランス供給）、配電、最終補償、系統計画、系統運用を担う ● 設備の設置・使用期間・廃止は自分自身で決定 	電源開発NWは、一送に収入を依拠し、事業の自律性が低い
事業拠点	<ul style="list-style-type: none"> ● 全国の主要設備近傍に配置 	<ul style="list-style-type: none"> ● エリア内に分散配置 	需要等の考え方に考慮が必要
規制・制度	<ul style="list-style-type: none"> ● 参入・退出許可制 ● 民民契約、届出料金 ● 一般送配電事業者との協議を踏まえ地点別に料金収受 	<ul style="list-style-type: none"> ● 参入・退出許可制 ● 国による査定を経た認可料金 ● 約款により系統利用者から料金を収受 	電源開発NWの料金については特段のルールが無い

(参考) 電源開発NWと一般送配電事業者の費用の比較

- 電源開発NWと一般送配電事業者について、費用比較（設備規模に拠らない指標である年経費率※を使用）を実施した結果、電源開発NWは一般送配電事業者平均と比較して、年経費率が送電、変電のいずれにおいても同水準又は割高な傾向となっていた。

※年経費率は、送電費用、変電費用を、送電設備、変電設備の期末帳簿原価で割った指標であり、マスタープランの費用便益評価でも用いられている指標。



一般送配電事業者平均と比較して、電源開発NWの年経費率はいずれも同水準又は割高な傾向

※ 一般送配電事業者各社の2020、2021年度託送収支公表資料をもとに、送電費、変電費、配電費及び販売費・一般管理費を水力発電費・火力発電費・新エネルギー等発電費・送電費・変電費・配電費の比率で配賦した金額を分子、各々の期末帳簿原価を分母として年経費率を算出。

※ 電源開発NWは同社より提出された2020、2021年度決算資料に基づいて算出（送電費・変電費には一般管理費を含む）。

※ 一般送配電事業者、電源開発NWともに送電設備には架空・地中・水底電線路を含み、変電設備には周波数変換所、交直変換所を含む。

※ 電源開発NWの費用のうち、託送契約設備に係る費用ではない他社との賃貸借・共架・保守委託等の契約金額は控除。

(4) 託送料 ②電源開発NW向け – 論点1：事業報酬率の考え方 –

- 現行の電源開発NWの事業報酬率は各契約の平均で2.76%（その他費用に含まれる契約）
- 第18回料金制度専門会合における検証において、一般送配電事業者の事業報酬率が、現行託送料金制度における算出方法を基本としつつ、最新の数値や分社化後の状況も踏まえた諸元に更新した結果、**1.9%から1.5%に見直されたことを踏まえると、電源開発NWの事業報酬率についても見直しを図られることが適当。**

レベニューキャップ制度における算出方法

自己資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{※1} \times (1-\beta) + \text{全産業の自己資本利益率}_{※2} \times \beta_{※3}$$

- ✓ ※1) 公社債利回り実績率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※2) 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※3) 分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となりβ値が存在しない。β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いる。

他人資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{※1} + \text{一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値}_{※2}$$

- ✓ ※1) 公社債利回りについては、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※2) 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、分社化後の実績値を用いることも考えられるが、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率-公社債利回り実績率)の平均値を用いる。

	採録期間	β	リスクプレミアム	事業報酬率
一般送配電事業者における事業報酬率の設定	震災前5年	0.42	0.31%	1.5%

(4) 託送料 ②電源開発NW向け – 論点1：事業報酬率検証結果 –

- 電源開発NW向け託送料は、事業報酬率のみならず経費全体について、民間事業者同士の交渉で決まるものである。一般送配電事業者の事業報酬率は今回の検証において1.9%から1.5%へ21%削減されているところ、電源開発NWの契約においても、当事者間で効率化に向けた取り組みを続けることが望まれる。
- これを踏まえ、電源開発NWの全契約においても、同じ削減率（21%減）を適用し、現状の事業報酬率2.76%（その他費用の全契約の平均）を2.18%とする。

<事務局案 一般送配電事業者の事業報酬率の削減率（21%）を適用>

- 一般送配電事業者の事業報酬率 1.9%（検証前）→1.5%（検証後） = 21%減
- 電源開発NWの契約における事業報酬率 = 21%減
上記の案を適用すると、契約全体では 2.76%（検証前）→2.18%（検証後）

(4) 託送料 ②電源開発NW向け – 論点2：効率化係数の設定 –

- 一般送配電事業者に適用する効率化係数については、定量的に想定し得る効率化目標から、さらに追加的な効率化を目指して設定し、具体的には規制期間における需要減少率に、供給計画における想定ズレをさらに加味した、5年2.5%（年率0.5%）を設定している。
- 本件託送料に係る効率化係数については、以下の案①～③が考えられる。
 - 案①：設定を行わない ※電源開発NWにおいて既に十分な効率化が行われている前提
 - 案②：5年2.1%（年率0.475%） ※ドイツの第2規制期間における効率化係数値を参照
 - 案③：5年2.5%（年率0.5%） ※一般送配電事業者の第1規制期間における効率化係数値を参照
- これまでのレベニューキャップにおける検討経緯を踏まえると、本件託送料に対しても一般送配電事業者の送配電関連費用と同じ水準の効率化を求めることが妥当であることから、案③（効率化係数5年2.5%）を適用する。

※本件託送料における効率化係数設定対象範囲については、後述。

(4) 託送料 ②電源開発NW向け – 論点2：効率化係数適用範囲 –

- 効率化係数の適用範囲については、電源開発NWの契約に示されている各費用について、一般送配電事業者と同様の費目について効率化係数を設定するものとした場合、費用に占める対象費用の割合が全体として一般送配電事業者とほぼ同程度（70%程度）となることから、託送料（電源開発NW分）の70%を対象とし、効率化を促すこととする。



※補償費は「事後検証費用」に含まれる。

(4) 託送料 ③その他託送料 – 検証結果 –

- その他託送料には、全国融通振替、広域需給調整融通振替、他の発電事業者の設備利用料等があり、2021年度実績、または直近の契約により見積もりしていることを確認した。なお、全国融通振替、広域需給調整融通振替は各社間の取引実績と相違がないことを確認した。

※第18回料金制度専門会合にて整理された振替を反映済。

<その他託送料：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5ヶ年計	5ヶ年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5ヶ年計	5ヶ年平均 (B)	
北海道電力NW	4	44	22	41	379	489	98	379	379	379	379	379	1,897	379	281
東北電力NW	200	209	217	323	581	1,530	306	581	580	579	579	578	2,896	579	273
東京電力PG	1,338	1,245	745	1,079	2,630	7,036	1,407	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	14,200	2,840	1,433
中部電力PG	1	4	3	247	1,338	1,593	319	1,338	1,338	1,338	1,338	1,338	6,688	1,338	1,019
北陸電力送配電	328	307	297	373	511	1,816	363	457	457	457	457	457	2,283	457	93
関西電力送配電	2,357	2,328	2,065	3,008	3,090	12,848	2,570	2,472	3,096	3,301	3,063	2,967	14,899	2,980	410
中国電力NW	2	1	2	342	684	1,032	206	684	684	684	684	684	3,422	684	478
四国電力送配電	27	26	39	88	321	501	100	321	321	321	321	321	1,606	321	221
九州電力送配電	0	26	30	168	214	438	88	214	214	214	214	214	1,068	214	126
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
－（1）概要（その他費用）	・・・P356
－（2）修繕費	・・・P361
－（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・P395
－（4）託送料	・・・P399
－（5）その他の費用	・・・P409
－（6）控除収益	・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(5) その他の費用 ①賃借料 – 概要 –

各社の主な増減内容（参照期間及び規制期間と5年平均の比較）としては、以下のとおり。全体としては、借地借家料は分社化に伴い増加の傾向（一体会社での所有（減価償却費）⇒賃借（賃借料）への変更）、機械賃借料は、分社化に伴うサーバー賃借等に係る親会社との会社間取引化による減（賃借料から委託費または諸費に変更）等により減少の傾向、車両リース料は、EV化等により増加の傾向がある。

- ・北海道：借地借家料+1.6億円、機械賃借料▲5.7億円、車両リース料+2.8億円、その他▲2億円
- ・東北：借地借家料+9.3億円、機械賃借料▲4.1億円、車両リース料+1.4億円、その他+6.2億円
- ・東京：借地借家料▲1.3億円（データセンターの契約変更に伴う減少等）、機械賃借料▲0.2億円、車両リース料+8.7億円、その他+0.01億円
- ・中部：借地借家料+3.4億円、機械賃借料▲0.9億円、車両リース料+2億円、その他+1.3億円
- ・北陸：借地借家料+7.7億円、機械賃借料▲0.2億円、車両リース料▲0.4億円、その他+2.6億円
- ・関西：借地借家料+8.7億円、機械賃借料▲4.5億円、車両リース料▲0.7億円、その他▲7.2億円
- ・中国：借地借家料+9.3億円、機械賃借料▲11.1億円、車両リース料+0.9億円、その他▲5.1億円
- ・四国：借地借家料▲3.8億円（分社後、管理間接業務の委託等により減少）、機械賃借料▲1.2億円、車両リース料+0.04億円、その他+0.2億円
- ・九州：借地借家料+10.2億円、機械賃借料▲7.4億円、車両リース料+1.3億円、その他▲1億円
- ・沖縄：借地借家料+4.8億円、機械賃借料▲1.1億円、車両リース料+0.2億円、その他+0.8億円

<賃借料：参照期間及び規制期間の推移と5年平均の増減>

（単位：百万円）

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	4,051	3,622	3,665	2,209	2,445	15,993	3,199	2,770	2,892	2,892	2,892	2,892	14,338	2,868	▲331
東北電力NW	8,644	10,424	12,654	11,478	11,663	54,863	10,973	12,242	12,320	12,228	12,229	12,225	61,246	12,249	1,277
東京電力PG	22,941	20,585	21,016	21,239	21,562	107,343	21,469	22,080	22,161	22,210	22,288	22,241	110,980	22,196	727
中部電力PG	4,708	4,871	5,176	5,350	5,568	25,671	5,134	5,611	5,659	5,729	5,776	5,809	28,582	5,716	582
北陸電力送配電	1,302	1,373	1,572	2,754	2,699	9,700	1,940	2,837	2,924	2,923	2,922	2,936	14,543	2,909	969
関西電力送配電	14,487	14,748	14,449	13,835	13,154	70,673	14,135	13,621	13,722	13,919	13,795	13,786	68,843	13,769	▲366
中国電力NW	7,288	7,149	6,714	6,326	6,235	33,712	6,742	6,082	6,124	6,162	6,195	6,126	30,690	6,138	▲605
四国電力送配電	3,378	3,413	3,384	2,479	2,441	15,095	3,019	2,576	2,575	2,549	2,512	2,496	12,709	2,542	▲477
九州電力送配電	9,077	9,344	9,167	10,265	10,172	48,024	9,605	10,221	10,066	9,777	9,766	9,737	49,566	9,913	308
沖縄電力	1,412	1,433	1,512	1,444	1,486	7,287	1,457	1,921	1,919	1,918	1,925	1,921	9,604	1,921	463

(5) その他の費用 ①賃借料 – 検証結果 –

- 借地借家料については、各社とも大幅な増加傾向がみられるものの、2020年4月の分社化に伴い、自己所有していた社宅・寮・事業所等の資産が一体会社での所有になった結果（減価償却費⇒賃借料への変更）によるところが大きく、規制期間の見積り値に問題はないものとする。
- 機械賃借料については、各社とも減少傾向がみられるが、主に分社化に伴うサーバー賃借等に係る親会社との会社間取引化による減（賃借料から委託費または諸費に変更）等の合理的な理由によるものであり、規制期間の見積り値に問題はないものとする。
- 車両リース料については、各社とも将来的なEV車化を目標に増加の傾向があるものの、特殊車両等の増加のあった中国、九州及び沖縄を除くと、リース車両台数自体は概ね減少の傾向にあり、特に東京、中部エリアでは稼働率の低い車両を解約する等の取組を実施しており、規制期間の見積り値に問題はないものとする。なお、中国、九州及び沖縄においては、リース車両台数の増加要因として、一般送配電事業の運用に必要となる特殊車両等の台数の増加を挙げており、これに伴う便益の確保又はコスト削減効果が見込まれると評価できることから、規制期間の見積り値に問題はないものとする。
- その他の賃借料については、個別に賃借の目的、賃借による効果を確認したところ、合理的な理由によるものであり、全体としては規制期間の見積り値に問題はないものとする。

(5) その他の費用 ②離島ユニバーサル費用 – 見積り方法・概要 –

- 離島ユニバーサル費用は、離島の需要家に対して本土並みの料金水準での供給を行うため、当該離島供給に係る非ネットワーク費用について、ユニバーサルサービスの観点から託送原価に算入しているもの。
- 各社の規制期間の計上の考え方は以下のとおりであり、規制期間に発生が見込まれる費用を計上している。
 - ・燃料費のうち、燃料単価は、地域によって燃料調達先が限定されることから、RIM及びJCCの2022年3月～5月平均値や直近の実績購入単価などを用いて各社ごとに見積り方法が異なっている。諸経費は、直近の契約実績により見積り。至近の燃料価格高騰により各社とも増額している。
 - ・他社購入電力料は、内燃力発電設備からの購入及びFIT等買取分を計上しているが、燃料価格高騰及びFIT買取における回避可能費用の激変緩和措置の終了に伴う単価上昇より増額している。
 - ・廃棄物処理費は、実績値に発電設備の新增設・廃止による増減を反映して見積り。
 - ・修繕費は、発電設備、燃料タンクの使用年数に基づく定期修繕の他、定期修繕以外の劣化対策工事を実施。
 - ・減価償却費等は、既存設備の減価償却費、固定資産税に設備更新による増加を反映して見積り。
- 各社の主な増減（参照期間及び規制期間と5カ年平均の比較）としては、以下のとおりであり、至近の燃料価格高騰の影響、FIT買取における回避可能単価の激変緩和措置の終了により、燃料費、他社購入電力料が大きく増加している。その他は修繕工事、更新工事に必要な額を見積り計上している。
 - ・北海道：燃料費+10億円、他社購入電力料▲5億円、修繕費+2億円
 - ・東北：燃料費+8億円、他社購入電力料+1億円、修繕費+2億円
 - ※他社購入電力料について、同社よりFIT等買取分の計上漏れとの連絡があったため、別途内容確認の上算入可否について検討。
 - ・東京：燃料費+14億円、人件費・委託費▲4億円、修繕費+4億円、その他▲8億円
 - ・北陸：燃料費▲0.03億円
 - ・中国：燃料費+5億円、他社購入電力料+4億円、その他+1億円
 - ・九州：燃料費+76億円、他社購入電力料+21億円、人件費・委託費+11億円、修繕費+9億円、減価償却費等+12億円、その他+13億円
 - ・沖縄：燃料費+73億円、他社購入電力料+19億円、修繕費+2億円、減価償却費等+4億円、固定資産除却費+5億円

(5) その他の費用 ②離島ユニバーサル費用・収入 – 概要 –

<離島ユニバーサル費用（各社上段）・収入（各社下段）：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	費用/収入	参照期間							規制期間							増減 (B)-A)
		2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	費用	2,768	2,943	2,861	2,338	2,791	13,702	2,740	3,457	3,580	3,456	3,507	3,379	17,380	3,476	736
	収入	▲1,083	▲1,150	▲1,104	▲971	▲1,053	▲5,360	▲1,072	▲1,320	▲1,320	▲1,297	▲1,297	▲1,275	▲6,509	▲1,302	▲230
東北電力NW	費用	8,947	9,806	9,206	8,946	9,953	46,857	9,371	11,017	10,562	10,884	10,943	11,633	55,040	11,008	1,636
	収入	▲3,747	▲3,956	▲3,799	▲3,361	▲3,758	▲18,620	▲3,724	▲4,654	▲4,624	▲4,597	▲4,584	▲4,552	▲23,011	▲4,602	▲878
東京電力PG	費用	8,995	9,542	9,600	9,449	12,436	50,021	10,004	10,910	10,652	10,567	10,400	10,243	52,772	10,554	550
	収入	▲2,264	▲2,446	▲2,384	▲2,099	▲2,329	▲11,522	▲2,304	▲3,236	▲3,236	▲3,236	▲3,236	▲3,236	▲16,180	▲3,236	▲932
中部電力PG	費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	収入	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力送配電	費用	88	84	78	77	74	401	80	93	85	84	102	205	570	114	34
	収入	▲6	▲6	▲6	▲5	▲6	▲29	▲6	▲6	▲6	▲6	▲6	▲6	▲31	▲6	▲0
関西電力送配電	費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	収入	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中国電力NW	費用	3,259	3,710	3,584	3,118	4,089	17,761	3,552	4,516	4,492	4,572	4,610	4,533	22,723	4,545	993
	収入	▲1,476	▲1,606	▲1,534	▲1,377	▲1,602	▲7,594	▲1,519	▲2,009	▲2,004	▲2,004	▲2,005	▲2,010	▲10,032	▲2,006	▲488
四国電力送配電	費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	収入	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	費用	22,886	26,198	24,580	22,546	28,337	124,547	24,909	38,930	38,404	39,385	38,536	39,988	195,243	39,049	14,139
	収入	▲12,254	▲12,597	▲12,437	▲11,872	▲12,631	▲61,791	▲12,358	▲14,559	▲14,429	▲14,363	▲14,298	▲14,231	▲71,880	▲14,376	▲2,018
沖縄電力	費用	16,697	17,835	16,886	14,184	19,365	84,967	16,993	27,184	27,436	27,293	28,510	26,637	137,060	27,412	10,418
	収入	▲9,264	▲9,892	▲9,900	▲8,823	▲10,327	▲48,205	▲9,641	▲13,224	▲13,376	▲13,477	▲13,577	▲13,713	▲67,366	▲13,473	▲3,832

(5) その他の費用 ②離島ユニバーサル費用・収入 – 検証結果 –

- 燃料費については、多くの会社で大幅な増加傾向が見られるものの、地域によって燃料調達先が限定されることから、RIM及びJCCの2022年3月～5月平均燃料単価や直近の実績単価で見積もり、諸経費については直近の契約実績により見積もっており、至近の燃料価格高騰の影響を反映した結果であるため、規制期間の見積り値に問題はない。
- 他社購入電力料については、内燃力発電設備からの購入については、至近の燃料価格高騰の影響、FIT買取分については、FIT買取における回避可能費用の激変緩和措置の終了に伴う単価上昇影響によるものであり、規制期間の見積り値に問題はない。
- 修繕費については、個別に修繕の必要性、計上額の算定を確認したところ、合理的な理由によるものであり、規制期間の見積り値に問題はない。
- 減価償却費等については、既存設備及び更新設備の減価償却費は定額法により計上しており、規制期間の見積り値に問題はない。
- その他の離島費用・収入についても、個別に計上理由を確認したところ、合理的な理由によるものであり、全体としては規制期間の見積り値に問題はない。

(5) その他の費用 ②離島ユニバーサル費用 – 東北電力NW：他社購入電力料 –

- 第2 1 回料金制度専門会合において、東北電力NWにおいて他社購入電力料のうちFIT等買取分について、参照期間には計上していたが規制期間には計上漏れの連絡があったため、別途内容確認の上算入可否について検討することとされたことから、計上額の妥当性について確認を行った。

- FIT等買取費用はFIT等買取量に回避可能費用単価を乗じて算定する。

- FIT等買取量は供給計画に基づき算定。

(単位：千kWh)

2017	2018	2019	2020	2021	5カ年計	5カ年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5カ年計	5カ年平均 (B)	差引き (B)-(A)
4,987	5,013	5,621	6,076	6,361	28,058	5,612	6,355	6,352	6,352	6,352	6,352	31,763	6,353	741

- 回避可能費用単価 (総離島等供給費－離島の調整力にかかる費用) ÷ 離島需要 = **47.72円/kWh**

※現行の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき算定。

※算定諸元については公表資料等により確認済。

- FIT等買取費用(FIT等買取量×回避可能費用単価)

(単位：百万円)

2017	2018	2019	2020	2021	5カ年計	5カ年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5カ年計	5カ年平均	差引き
69	67	85	130	184	535	107	303	303	303	303	303	1,515	303	196

- **FIT等買取量は今回の供給計画に基づき算定していること、回避可能費用単価は現行の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき算定しており、各年度の計上額(3億円)は妥当であることを確認した。**

(5) その他の費用 ③共有設備費等分担額（借方・貸方）

- 共有設備費等分担額（借方・貸方）は、ダムや共同溝等、自治体や他企業と共同管理を行っている設備に係る維持管理費用を計上している。
- 規制期間の見積額は参照期間と比較し同程度であることを確認している。
- 個別に計上理由を確認したところ、現行契約に基づく分担額を計上しており、規制期間の見積り値に問題はない。

<共有設備費等分担額（上段：借方・下段：貸方（マイナス表記））：参照期間及び規制期間の推移>

（単位：百万円）

会社	借方 貸方	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
		2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	借方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	借方	28	30	41	45	44	188	38	26	37	21	20	19	123	25	▲13
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東京電力PG	借方	950	926	1,136	1,121	1,056	5,190	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	5,190	1,038	0
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中部電力PG	借方	124	106	121	247	214	811	162	214	214	214	214	214	1,068	214	51
	貸方	▲0	▲0	-	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	0
北陸電力送配電	借方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	借方	26	29	57	42	28	182	36	35	35	35	35	35	175	35	▲1
	貸方	▲227	▲225	▲211	▲213	▲213	▲1,090	▲218	▲213	▲213	▲213	▲213	▲213	▲1,065	▲213	5
中国電力NW	借方	53	56	65	74	80	328	66	66	66	66	66	66	328	66	▲0
	貸方	▲633	▲619	▲619	▲619	▲619	▲3,108	▲622	▲622	▲622	▲622	▲622	▲622	▲3,108	▲622	-
四国電力送配電	借方	3	3	3	3	3	16	3	3	3	3	3	3	16	3	▲0
	貸方	▲138	▲152	▲107	▲158	▲148	▲703	▲141	▲113	▲190	▲174	▲126	▲134	▲737	▲147	▲7
九州電力送配電	借方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
沖縄電力	借方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	貸方	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(5) その他の費用 ④地帯間購入送電費

- 地帯間購入送電費は、地帯間融通に係る費用を計上しており、規制期間の見積額は2021年度実績値であることを確認している。
- また、各社の控除収益の地帯間販売送電料と相違がないことを確認しており、規制期間の見積り値に問題はない。

※北陸で地帯間購入送電費に計上漏れがあったため、見積り値を2021年度実績値に修正することとする。(控除収益の地帯間販売送電料も同様に計上漏れがあったため、2021年度実績額に修正することとする。)

<北陸の修正額>

その他費用：地帯間購入送電費 7百万円 → 19百万円

控除収益：地帯間販売送電料 ▲36百万円 → ▲51百万円

<地帯間購入送電費（北陸修正後）：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	
北海道電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	51	53	50	42	42	239	48	42	42	42	42	42	211	42	▲6
東京電力PG	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	1	5	1	0
中部電力PG	57	53	43	31	40	224	45	40	40	40	40	40	200	40	▲5
北陸電力送配電	10	22	18	19	19	88	18	19	19	19	19	19	93	19	1
関西電力送配電	160	178	179	160	175	851	170	175	175	175	175	175	875	175	5
中国電力NW	-	-	0	-	-	0	0	-	-	-	-	-	-	-	▲0
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	▲0
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(5) その他の費用 ⑤一般送配電事業等に係る電力料

- 一般送配電事業等に係る電力料は、一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用を計上している。算定方法は過去実績額据置き又は過去実績単価に想定電力量を乗じて算定しており、規制期間の見積り値に問題はないものとする。各社の算定方法は以下のとおり。
 - ・過去実績ベースで見積り
 - 中部、関西、四国（2021年度実績値）、北陸（2020・2021年度実績平均値）、東京（5カ年実績平均値）
 - ・規制期間の想定電力量に至近のV1単価を乗じて見積り
 - 北海道、東北、中国（想定電力量×2021年度実績単価）、九州（想定電力量×2020・2021年度実績平均単価）
 - 沖縄（想定電力量×5カ年実績平均単価）
- なお、過去実績には揚水ペイバック分が含まれているためその取扱いについては調整力費用の検証にて整理している※1。

※1 第21回料金制度専門会合（2022年10月5日）資料3「事後検証費用及び制御不能費用の検証結果について」参照。

揚水ペイバック費用（一般送配電事業者の調整力として小売事業者等が保有する揚水発電所を稼働させる際に、小売電気事業者等に対して追加的に発生する託送料金相当を返還し、相殺するものをいう。）の従量料金分については、現行の託送収支上の整理に従い、上げ調整単価の内数として、振替損失調整費用・NW事業用電力料等の参照期間の算定諸元となっており、規制期間の費用算入においても同じ扱いとすることが適当と考えられるところ。一部の一般送配電事業者において、事後検証費用との二重計上となっていたことから、修正。

<一般送配電事業等に係る電力料：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	309	384	444	342	393	1,872	374	387	387	387	387	387	1,933	387	12
東北電力NW	352	459	530	345	1,013	2,700	540	766	764	764	764	766	3,824	765	225
東京電力PG	2,317	2,726	2,486	2,267	3,446	13,241	2,648	2,648	2,648	2,648	2,648	2,648	13,240	2,648	▲0
中部電力PG	678	746	388	449	1,612	3,873	775	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612	8,058	1,612	837
北陸電力送配電	172	180	147	43	84	626	125	64	64	64	64	64	318	64	▲62
関西電力送配電	605	702	536	235	603	2,681	536	603	603	603	603	603	3,015	603	67
中国電力NW	298	361	293	133	257	1,341	268	257	257	257	257	257	1,285	257	▲11
四国電力送配電	103	123	88	81	132	527	105	132	132	132	132	132	661	132	27
九州電力送配電	554	653	599	165	279	2,250	450	222	222	222	222	222	1,110	222	▲228
沖縄電力	46	50	40	41	45	222	44	56	56	56	55	56	279	56	11

(5) その他の費用 ⑥需給調整市場手数料

- 需給調整市場手数料は、需給調整市場における取引に係る売買手数料で、 Δ kWh約定量に応じた従量制となっており、調整力の売り手である取引会員と買い手である一般送配電事業者の両者が負担することとしている。
- 規制期間の見積額は過去実績額を基に算定しており、規制期間の見積り値に問題はない。

※東電PGは参照期間において計上漏れがあったため修正。

<需給調整市場手数料：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	-	-	-	-	14	14	3	14	14	14	14	14	72	14	12
東北電力NW	-	-	-	-	62	62	12	62	62	62	62	62	308	62	49
東京電力PG	-	-	-	-	91	91	18	39	637	637	637	637	2,587	517	499
中部電力PG	-	-	-	-	73	73	15	73	73	73	73	73	364	73	58
北陸電力送配電	-	-	-	-	6	6	1	11	64	64	64	64	267	53	52
関西電力送配電	-	-	-	-	60	60	12	100	374	374	374	374	1,596	319	307
中国電力NW	-	-	-	-	61	61	12	94	214	214	214	215	951	190	178
四国電力送配電	-	-	-	-	15	15	3	50	107	107	107	107	477	95	92
九州電力送配電	-	-	-	-	79	79	16	137	303	303	303	303	1,351	270	254
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(5) その他の費用 ⑦電力費振替勘定（貸方）

- 電力費振替勘定（貸方）は、建設工事や附帯事業のために自家消費した電気を一括控除した費用を計上している。
- 東北は規制期間に実施する工事件名の積み上げ、東京は需要想定に基づく工事用電力量を基に見積もりをしている。
- 他社は規制期間の見積額は参照期間の実績と比較し同程度であることを確認していることから、規制期間の見積り値に問題はない。

<電力費振替勘定（貸方）：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	▲22	▲49	▲8	▲0	▲0	▲79	▲16	▲16	▲16	▲16	▲16	▲16	▲78	▲16	0
東北電力NW	▲44	▲47	▲127	-	-	▲218	▲44	▲2	▲5	▲5	▲4	▲6	▲22	▲4	39
東京電力PG	▲21	▲15	▲37	▲57	▲148	▲279	▲56	▲266	▲266	▲266	▲266	▲266	▲1,330	▲266	▲210
中部電力PG	▲29	▲7	▲21	-	-	▲57	▲11	-	-	-	-	-	-	-	11
北陸電力送配電	▲17	▲16	▲3	-	-	▲36	▲7	-	-	-	-	-	-	-	7
関西電力送配電	▲71	▲67	▲55	-	-	▲194	▲39	-	-	-	-	-	-	-	39
中国電力NW	▲230	▲247	▲236	▲0	▲0	▲714	▲143	-	-	-	-	-	-	-	143
四国電力送配電	▲83	▲94	▲73	-	-	▲250	▲50	-	-	-	-	-	-	-	50
九州電力送配電	▲42	▲98	▲151	▲1	▲1	▲294	▲59	▲1	▲1	▲1	▲1	▲1	▲4	▲1	58
沖縄電力	▲0	▲0	▲0	▲0	▲0	▲1	▲0	▲2	▲0	▲0	▲0	▲0	▲3	▲1	▲0

(5) その他の費用 ⑧社債発行費

- 社債発行費は、社債の償還や借入金の返済、設備投資に充当するために必要な資金を確保するための社債発行額に対する取扱手数料を計上。
- 規制期間の見積額は参照期間の実績と比較し同程度であることを確認していることから、規制期間の見積り値に問題はない。

※社債発行費償却は全社未計上

<社債発行費：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	273	201	82	35	9	601	120	120	120	120	120	120	600	120	▲0
東北電力NW	309	239	507	64	-	1,118	224	-	-	-	-	-	-	-	▲224
東京電力PG	1,048	1,330	1,735	1,885	1,357	7,355	1,471	1,028	1,028	1,028	536	400	4,020	804	▲667
中部電力PG	181	38	463	77	243	1,002	200	243	243	243	243	243	1,217	243	43
北陸電力送配電	140	99	133	38	10	420	84	10	10	10	10	10	50	10	▲74
関西電力送配電	483	610	572	64	-	1,729	346	-	-	-	-	-	-	-	▲346
中国電力NW	304	405	478	22	-	1,209	242	-	-	-	-	-	-	-	▲242
四国電力送配電	138	180	108	31	8	465	93	13	15	6	4	19	57	11	▲82
九州電力送配電	402	466	531	76	-	1,474	295	-	-	-	-	-	-	-	▲295
沖縄電力	20	21	22	22	30	115	23	19	19	19	19	19	95	19	▲4

(5) その他の費用 ⑨ 廃炉等負担金

- 廃炉等負担金は、東電HDが策定した総合特別事業計画における、「廃炉事業のための資金は、東電グループ全体で総力を上げて捻出していくが、グループ内での最適な役割分担の下、規制料金下にある送配電事業における合理化分について、東電PGが廃炉に要する資金として東電HDに支払う」という趣旨に基づき、東電HDが廃炉等積立金に充てるために東電PGが支払う費用について、新々・総合特別事業計画及び第四次総合特別事業計画により確認を行った。
- 2021年度実績の算定根拠について、本会合にて東京電力ホールディングスより説明を実施。
- なお、レートメイクのもととなる託送料金の算定の電圧別配分において、廃炉等負担金の配分方法については、廃炉等負担金の性質上、全ての原価（固定費、可変費、需要家費）の効率化を原資として捻出するものであることから、各電圧の原価の割合で按分することとする。

<廃炉等負担金：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東京電力PG	126,834	140,871	123,316	134,577	122,113	647,711	129,542	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	600,000	120,000	▲9,542
中部電力PG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中国電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
－（1）概要（その他費用）	・・・P356
－（2）修繕費	・・・P361
－（3）固定資産除却費・固定資産除却損	・・・P395
－（4）託送料	・・・P399
－（5）その他の費用	・・・P409
－（6）控除収益	・・・P423
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(6) 控除収益 ①概要

- 控除収益の過去実績及び規制期間の収益の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字:過去より増加 青字:過去より減少 (増減は費用ベース)	託送収益		事業者間精算収益		電気事業雑収益		その他		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	24	-4	-19	-69	-165	-251	-0	-0	-160	-323
東北電力NW	-22	-58	-481	-494	-445	-818	-1	-1	-949	-1,371
東京電力PG	-166	-297	-87	-309	-2,882	-2,969	-4	-3	-3,139	-3,579
中部電力PG	-156	-311	-86	-109	-588	-946	-5	-7	-836	-1,372
北陸電力送配電	-32	-15	-43	-71	-115	-199	-5	-2	-195	-286
関西電力送配電	-96	-209	-110	-126	-761	-1,211	-1	-1	-969	-1,547
中国電力NW	-10	-26	-170	-204	-322	-464	-0	-0	-502	-693
四国電力送配電	-101	-117	-192	-169	-111	-148	-0	-	-403	-433
九州電力送配電	-54	-7	-231	-238	-383	-617	-77	-	-745	-862
沖縄電力	-	-	-	-	-44	-41	-	-	-44	-41
10社合計	-615	-1,043	-1,418	-1,788	-5,817	-7,665	-92	-14	-7,942	-10,510

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(6) 控除収益 ② 具体的検証事項 – 控除収益全体 –

- 控除収益全体において、以下の事項について検証を行った。

実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認する。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等について検証。
- 規制期間の見積りと過去実績に大きな差異の有無を検証する。ある場合、その理由の合理性について検証。

費用・収益分類の適正性について

- 控除収益として計上された各収益について、本来であれば、OPEXなど他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（電気事業雑収益等）について検証。

(6) 控除収益 ③ 具体的検証事項 – 個別控除収益 –

- 控除収益の個別収益ごとに、以下の事項について検証を行った。

託送収益

- 各一般送配電事業者間の託送契約内容及び託送料の見積り値との整合性を確認し、計上漏れがないことについて検証。

事業者間精算収益

- 事業者間精算費との整合性を確認し、計上漏れがないことについて検証。

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 全体 –

- 控除収益について、過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無がないかを確認したところ、過去実績値のうち異常値を排除した上で規制期間の見積り値を算定しており、過去実績と比較して同程度であることを確認した。

<控除収益：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	▲ 1,471	▲ 1,634	▲ 1,674	▲ 4,516	▲ 6,741	▲ 16,037	▲ 3,207	▲ 6,537	▲ 6,437	▲ 6,382	▲ 6,382	▲ 6,608	▲ 32,344	▲ 6,469	▲ 3,261
東北電力NW	▲ 13,330	▲ 13,581	▲ 14,602	▲ 26,694	▲ 26,679	▲ 94,886	▲ 18,977	▲ 26,981	▲ 27,052	▲ 27,151	▲ 27,253	▲ 28,702	▲ 137,139	▲ 27,428	▲ 8,450
東京電力PG	▲ 62,365	▲ 60,932	▲ 58,225	▲ 61,138	▲ 71,224	▲ 313,884	▲ 62,777	▲ 71,549	▲ 72,263	▲ 72,663	▲ 71,102	▲ 70,281	▲ 357,858	▲ 71,572	▲ 8,795
中部電力PG	▲ 11,696	▲ 11,594	▲ 11,579	▲ 20,685	▲ 28,045	▲ 83,600	▲ 16,720	▲ 26,596	▲ 27,483	▲ 28,411	▲ 28,095	▲ 26,643	▲ 137,227	▲ 27,445	▲ 10,725
北陸電力送配電	▲ 2,720	▲ 2,695	▲ 2,859	▲ 5,230	▲ 5,992	▲ 19,495	▲ 3,899	▲ 5,881	▲ 6,002	▲ 5,863	▲ 5,926	▲ 5,926	▲ 29,597	▲ 5,919	▲ 2,020
関西電力送配電	▲ 12,251	▲ 13,172	▲ 12,567	▲ 28,139	▲ 30,743	▲ 96,873	▲ 19,375	▲ 30,796	▲ 30,979	▲ 30,786	▲ 30,991	▲ 31,204	▲ 154,756	▲ 30,951	▲ 11,576
中国電力NW	▲ 8,512	▲ 7,329	▲ 5,802	▲ 13,554	▲ 15,049	▲ 50,247	▲ 10,049	▲ 13,786	▲ 13,818	▲ 13,866	▲ 13,909	▲ 13,951	▲ 69,331	▲ 13,866	▲ 3,817
四国電力送配電	▲ 7,355	▲ 7,416	▲ 7,780	▲ 8,766	▲ 9,030	▲ 40,346	▲ 8,069	▲ 8,172	▲ 8,784	▲ 8,983	▲ 8,751	▲ 8,655	▲ 43,346	▲ 8,669	▲ 600
九州電力送配電	▲ 10,499	▲ 10,635	▲ 10,270	▲ 22,372	▲ 20,713	▲ 74,489	▲ 14,898	▲ 17,326	▲ 17,124	▲ 17,517	▲ 17,118	▲ 17,152	▲ 86,237	▲ 17,247	▲ 2,350
沖縄電力	▲ 676	▲ 906	▲ 698	▲ 1,193	▲ 910	▲ 4,382	▲ 876	▲ 909	▲ 773	▲ 860	▲ 922	▲ 672	▲ 4,136	▲ 827	49

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 地帯間販売送電料 –

- 地帯間販売送電料については、地帯間融通に係る収益を計上しており、規制期間の見積り値は2021年度実績値を算入していることを確認した。
- また、各社のその他費用に含まれる地帯間購入送電費と相違がないことを確認しており、規制期間の見積り値に問題はない。

※北陸で地帯間販売送電料に計上漏れがあったため、見積り値を2021年度実績値に修正することとする。(その他費用の地帯間購入送電費も同様に計上漏れがあったため、2021年度実績額に修正することとする。)

<北陸の修正額>

その他費用：地帯間購入送電費 7百万円 → 19百万円

控除収益：地帯間販売送電料 ▲36百万円 → ▲51百万円

<地帯間販売送電料（北陸修正後）：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	▲ 11	▲ 11	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 52	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 51	▲ 10	0
東京電力PG	▲ 82	▲ 83	▲ 70	▲ 53	▲ 62	▲ 350	▲ 70	▲ 62	▲ 62	▲ 62	▲ 62	▲ 62	▲ 310	▲ 62	8
中部電力PG	▲ 112	▲ 103	▲ 89	▲ 75	▲ 133	▲ 511	▲ 102	▲ 133	▲ 133	▲ 133	▲ 133	▲ 133	▲ 663	▲ 133	▲ 30
北陸電力送配電	▲ 58	▲ 85	▲ 100	▲ 93	▲ 51	▲ 387	▲ 77	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 257	▲ 51	26
関西電力送配電	▲ 15	▲ 26	▲ 22	▲ 22	▲ 20	▲ 105	▲ 21	▲ 20	▲ 20	▲ 20	▲ 20	▲ 20	▲ 100	▲ 20	1
中国電力NW	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	-	-	-	-	-	-	-	0
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	-	-	▲ 0	-	-	▲ 0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 託送収益 –

- 託送収益は、託送料金に係る契約超過金、全国融通振替料金、広域需給調整融通振替料金、その他設備利用料等を計上しており、契約超過金、全国融通振替料金、広域需給調整融通振替料金は過去実績額、その他設備利用料等は規制期間に貸付けを行う設備利用料を見積り値としている。
- また、全国融通振替料金、広域需給調整融通振替料金は各社間の取引実績と相違がないことを確認しており、規制期間の見積り値に問題はない。

<託送収益：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	647	341	417	677	278	2,359	472	▲ 75	▲ 75	▲ 75	▲ 75	▲ 75	▲ 375	▲ 75	▲ 547
東北電力NW	▲ 225	▲ 269	▲ 213	▲ 489	▲ 1,050	▲ 2,246	▲ 449	▲ 1,098	▲ 1,098	▲ 1,098	▲ 1,098	▲ 1,422	▲ 5,812	▲ 1,162	▲ 713
東京電力PG	▲ 2,002	▲ 2,379	▲ 2,565	▲ 2,679	▲ 6,977	▲ 16,602	▲ 3,320	▲ 6,245	▲ 6,245	▲ 5,891	▲ 5,896	▲ 5,450	▲ 29,727	▲ 5,945	▲ 2,625
中部電力PG	▲ 1,586	▲ 1,572	▲ 1,643	▲ 2,599	▲ 8,204	▲ 15,604	▲ 3,121	▲ 6,201	▲ 6,168	▲ 6,667	▲ 6,603	▲ 5,453	▲ 31,093	▲ 6,219	▲ 3,098
北陸電力送配電	▲ 763	▲ 775	▲ 668	▲ 495	▲ 548	▲ 3,249	▲ 650	▲ 506	▲ 481	▲ 481	▲ 428	▲ 428	▲ 2,324	▲ 465	185
関西電力送配電	▲ 1,370	▲ 1,908	▲ 1,423	▲ 1,491	▲ 3,452	▲ 9,643	▲ 1,929	▲ 4,192	▲ 4,192	▲ 4,192	▲ 4,192	▲ 4,192	▲ 20,960	▲ 4,192	▲ 2,263
中国電力NW	▲ 31	▲ 53	▲ 71	▲ 329	▲ 516	▲ 999	▲ 200	▲ 515	▲ 515	▲ 515	▲ 515	▲ 506	▲ 2,568	▲ 514	▲ 314
四国電力送配電	▲ 1,923	▲ 1,661	▲ 1,808	▲ 2,252	▲ 2,443	▲ 10,087	▲ 2,017	▲ 1,825	▲ 2,451	▲ 2,655	▲ 2,417	▲ 2,322	▲ 11,671	▲ 2,334	▲ 317
九州電力送配電	▲ 1,403	▲ 1,524	▲ 1,352	▲ 975	▲ 168	▲ 5,422	▲ 1,084	▲ 143	▲ 143	▲ 143	▲ 143	▲ 143	▲ 714	▲ 143	942
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 契約超過金 –

- 九州を除き2021年度実績値もしくは参照期間5カ年平均値を用いて規制期間の見積り費用に算入している。
- 上記のとおり規制期間の見積り額は、各社まちまちであるところ、契約超過金が発生した場合には託送供給約款に基づき契約変更を行うこととしており、直近の2021年度実績で規制期間の見積りをするのが妥当だと考え、2021年度実績値としていない事業者の規制期間の見積り値は以下のとおりとする。

北海道 0 → ▲44百万円

東北 ▲169百万円 → ▲132百万円

北陸 ▲71百万円 → ▲67百万円

関西 ▲93百万円 → ▲124百万円

九州 ▲128百万円 → ▲126百万円 (2021年度実績のうち異常値を控除)

<契約超過金：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (A)-(B)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	▲ 22	▲ 35	▲ 20	▲ 48	▲ 44	▲ 168	▲ 34	-	-	-	-	-	-	-	34
東北電力NW	▲ 161	▲ 200	▲ 161	▲ 192	▲ 132	▲ 846	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 847	▲ 169	0
東京電力PG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中部電力PG	▲ 6	▲ 19	▲ 13	▲ 212	▲ 169	▲ 418	▲ 84	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 169	▲ 844	▲ 760
北陸電力送配電	▲ 61	▲ 80	▲ 74	▲ 72	▲ 67	▲ 353	▲ 71	▲ 71	▲ 71	▲ 71	▲ 71	▲ 71	▲ 353	▲ 71	0
関西電力送配電	▲ 36	▲ 27	▲ 25	▲ 251	▲ 124	▲ 464	▲ 93	▲ 93	▲ 93	▲ 93	▲ 93	▲ 93	▲ 465	▲ 93	▲ 0
中国電力NW	▲ 2	▲ 6	▲ 4	▲ 59	▲ 30	▲ 100	▲ 20	▲ 30	▲ 30	▲ 30	▲ 30	▲ 30	▲ 148	▲ 30	▲ 10
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	▲ 21	▲ 17	▲ 9	▲ 947	▲ 156	▲ 1,155	▲ 230	▲ 128	▲ 128	▲ 128	▲ 128	▲ 128	▲ 642	▲ 128	102
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果

－全国融通振替料金、広域需給調整融通振替料金－

- 各社とも2021年度実績値で計上していることを確認した。なお、各社間の取引実績と相違がないことを確認した。

※北陸電力送配電、関西電力送配電については当初規制期間の見積もりがなかったが、2021年度実績値に修正する。

<全国融通振替料金：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	▲ 1	▲ 1	▲ 0	▲ 12	▲ 5	▲ 20	▲ 4	▲ 5	▲ 5	▲ 5	▲ 5	▲ 5	▲ 27	▲ 5	▲ 1
東北電力NW	▲ 32	▲ 27	▲ 0	▲ 17	▲ 7	▲ 83	▲ 17	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 35	▲ 7	10
東京電力PG	-	▲ 6	-	▲ 87	▲ 2	▲ 95	▲ 19	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 10	▲ 2	17
中部電力PG	▲ 37	▲ 9	▲ 0	▲ 58	▲ 55	▲ 158	▲ 32	▲ 55	▲ 55	▲ 55	▲ 55	▲ 55	▲ 273	▲ 55	▲ 23
北陸電力送配電	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 14	▲ 2	▲ 16	▲ 3	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 10	▲ 2	1
関西電力送配電	▲ 5	▲ 6	▲ 3	▲ 26	▲ 9	▲ 49	▲ 10	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 45	▲ 9	1
中国電力NW	▲ 0	▲ 24	▲ 26	▲ 34	▲ 17	▲ 101	▲ 20	▲ 17	▲ 17	▲ 17	▲ 17	▲ 17	▲ 84	▲ 17	3
四国電力送配電	▲ 0	▲ 0	▲ 1	▲ 2	▲ 1	▲ 4	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 3	▲ 1	0
九州電力送配電	-	▲ 0	-	▲ 3	▲ 1	▲ 4	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 5	▲ 1	▲ 0
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<広域需給調整融通振替料金：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	
北海道電力NW	-	-	-	▲ 6	▲ 70	▲ 75	▲ 15	▲ 70	▲ 70	▲ 70	▲ 70	▲ 70	▲ 348	▲ 70	▲ 55
東北電力NW	-	-	-	▲ 133	▲ 787	▲ 920	▲ 184	▲ 787	▲ 787	▲ 787	▲ 787	▲ 787	▲ 3,937	▲ 787	▲ 603
東京電力PG	-	-	-	▲ 219	▲ 1,672	▲ 1,891	▲ 378	▲ 1,673	▲ 1,673	▲ 1,673	▲ 1,673	▲ 1,673	▲ 8,365	▲ 1,673	▲ 1,295
中部電力PG	-	-	▲ 48	▲ 350	▲ 1,221	▲ 1,619	▲ 324	▲ 1,221	▲ 1,221	▲ 1,221	▲ 1,221	▲ 1,221	▲ 6,107	▲ 1,221	▲ 898
北陸電力送配電	-	-	▲ 5	▲ 92	▲ 173	▲ 270	▲ 54	▲ 173	▲ 173	▲ 173	▲ 173	▲ 173	▲ 865	▲ 173	▲ 118
関西電力送配電	-	-	▲ 7	▲ 337	▲ 790	▲ 1,133	▲ 227	▲ 789	▲ 789	▲ 789	▲ 789	▲ 789	▲ 3,945	▲ 789	▲ 562
中国電力NW	-	-	▲ 0	▲ 202	▲ 428	▲ 630	▲ 126	▲ 428	▲ 428	▲ 428	▲ 428	▲ 428	▲ 2,139	▲ 428	▲ 302
四国電力送配電	-	-	-	▲ 54	▲ 316	▲ 370	▲ 74	▲ 316	▲ 316	▲ 316	▲ 316	▲ 316	▲ 1,580	▲ 316	▲ 242
九州電力送配電	-	-	▲ 0	▲ 26	▲ 10	▲ 36	▲ 7	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 51	▲ 10	▲ 3
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – その他設備利用料等 –

- 設備利用料については、2021年度実績値又は参照期間5カ年平均値を基に運開した設備の利用料、規制期間に運開予定の設備利用料を見積り値としていることを確認した。
- 北海道の参照期間実績値はプラスとなっているが、その他設備利用料等のうち離島ユニバーサル費用調整額について、調整対象となる燃料費が原価織り込み価格よりも低く推移したことで、収益がマイナス計上されたものであり、規制期間では燃料費が想定通り推移すると見込んでいることから、調整額は発生していない。

<その他設備利用料等：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減 (B)-(A)
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	
北海道電力NW	671	376	437	742	396	2,622	524	-	-	-	-	-	-	-	▲ 524
東北電力NW	▲ 31	▲ 42	▲ 52	▲ 147	▲ 124	▲ 397	▲ 79	▲ 134	▲ 134	▲ 134	▲ 134	▲ 458	▲ 994	▲ 199	▲ 119
東京電力PG	▲ 2,002	▲ 2,373	▲ 2,565	▲ 2,374	▲ 5,302	▲ 14,617	▲ 2,923	▲ 4,570	▲ 4,570	▲ 4,216	▲ 4,221	▲ 3,775	▲ 21,352	▲ 4,270	▲ 1,347
中部電力PG	▲ 1,543	▲ 1,545	▲ 1,582	▲ 1,979	▲ 6,759	▲ 13,409	▲ 2,682	▲ 4,756	▲ 4,723	▲ 5,222	▲ 5,159	▲ 4,008	▲ 24,544	▲ 4,098	▲ 1,417
北陸電力送配電	▲ 702	▲ 696	▲ 590	▲ 316	▲ 307	▲ 2,610	▲ 522	▲ 260	▲ 236	▲ 236	▲ 183	▲ 183	▲ 1,098	▲ 220	303
関西電力送配電	▲ 1,330	▲ 1,874	▲ 1,388	▲ 877	▲ 2,528	▲ 7,997	▲ 1,599	▲ 3,301	▲ 3,301	▲ 3,301	▲ 3,301	▲ 3,301	▲ 16,505	▲ 3,301	▲ 1,702
中国電力NW	▲ 30	▲ 23	▲ 40	▲ 34	▲ 41	▲ 168	▲ 34	▲ 41	▲ 41	▲ 41	▲ 41	▲ 32	▲ 197	▲ 39	▲ 6
四国電力送配電	▲ 1,923	▲ 1,661	▲ 1,807	▲ 2,196	▲ 2,126	▲ 9,713	▲ 1,943	▲ 1,509	▲ 2,135	▲ 2,338	▲ 2,101	▲ 2,006	▲ 10,088	▲ 2,018	▲ 75
九州電力送配電	▲ 1,381	▲ 1,506	▲ 1,343	-	-	▲ 4,230	▲ 846	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 16	▲ 3	843
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 事業者間精算収益 –

- 事業者間精算収益は、一般送配電事業者間の振替供給による収益を計上している。各社とも2021年度実績値で計上している。
- 各社間の取引実績と相違がないことを確認しており、規制期間の見積り値に問題はない。

<事業者間精算収益：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	▲ 104	▲ 41	▲ 73	▲ 279	▲ 1,372	▲ 1,869	▲ 374	▲ 1,372	▲ 1,372	▲ 1,372	▲ 1,372	▲ 1,372	▲ 6,860	▲ 1,372	▲ 998
東北電力NW	▲ 8,229	▲ 8,799	▲ 10,095	▲ 11,042	▲ 9,886	▲ 48,051	▲ 9,610	▲ 9,886	▲ 9,886	▲ 9,886	▲ 9,886	▲ 9,886	▲ 49,431	▲ 9,886	▲ 276
東京電力PG	▲ 1,234	▲ 455	▲ 183	▲ 685	▲ 6,180	▲ 8,737	▲ 1,747	▲ 6,180	▲ 6,180	▲ 6,180	▲ 6,180	▲ 6,180	▲ 30,900	▲ 6,180	▲ 4,433
中部電力PG	▲ 1,344	▲ 1,889	▲ 1,935	▲ 1,289	▲ 2,176	▲ 8,633	▲ 1,727	▲ 2,176	▲ 2,176	▲ 2,176	▲ 2,176	▲ 2,176	▲ 10,882	▲ 2,176	▲ 450
北陸電力送配電	▲ 668	▲ 424	▲ 803	▲ 981	▲ 1,416	▲ 4,293	▲ 859	▲ 1,416	▲ 1,416	▲ 1,416	▲ 1,416	▲ 1,416	▲ 7,078	▲ 1,416	▲ 557
関西電力送配電	▲ 1,739	▲ 2,628	▲ 2,053	▲ 2,039	▲ 2,525	▲ 10,984	▲ 2,197	▲ 2,524	▲ 2,524	▲ 2,524	▲ 2,524	▲ 2,524	▲ 12,620	▲ 2,524	▲ 327
中国電力NW	▲ 4,609	▲ 3,186	▲ 1,760	▲ 3,357	▲ 4,072	▲ 16,985	▲ 3,397	▲ 4,072	▲ 4,072	▲ 4,072	▲ 4,072	▲ 4,072	▲ 20,361	▲ 4,072	▲ 675
四国電力送配電	▲ 4,009	▲ 4,128	▲ 4,490	▲ 3,177	▲ 3,379	▲ 19,183	▲ 3,837	▲ 3,379	▲ 3,379	▲ 3,379	▲ 3,379	▲ 3,379	▲ 16,893	▲ 3,379	458
九州電力送配電	▲ 4,707	▲ 4,738	▲ 4,492	▲ 4,394	▲ 4,760	▲ 23,091	▲ 4,618	▲ 4,760	▲ 4,760	▲ 4,760	▲ 4,760	▲ 4,760	▲ 23,800	▲ 4,760	▲ 142
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 電気事業雑収益 –

- 電気事業雑収益は、電柱広告や共架料等の自社設備の貸付に伴う収益等について、参照期間の実績値又は5カ年平均値等を基に他社との合意に基づく見積り値を計上しており、大幅な乖離はないことを確認しており、規制期間の見積り値に問題はない。

<電気事業雑収益：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	▲ 2,014	▲ 1,934	▲ 2,019	▲ 4,913	▲ 5,647	▲ 16,527	▲ 3,305	▲ 5,089	▲ 4,990	▲ 4,934	▲ 4,934	▲ 5,160	▲ 25,108	▲ 5,022	▲ 1,716
東北電力NW	▲ 4,864	▲ 4,502	▲ 4,284	▲ 15,153	▲ 15,732	▲ 44,535	▲ 8,907	▲ 15,987	▲ 16,058	▲ 16,157	▲ 16,259	▲ 17,384	▲ 81,845	▲ 16,369	▲ 7,462
東京電力PG	▲ 59,047	▲ 58,015	▲ 55,406	▲ 57,720	▲ 58,005	▲ 288,194	▲ 57,639	▲ 59,062	▲ 59,776	▲ 60,530	▲ 58,964	▲ 58,589	▲ 296,921	▲ 59,384	▲ 1,745
中部電力PG	▲ 8,654	▲ 8,029	▲ 7,912	▲ 16,722	▲ 17,532	▲ 58,850	▲ 11,770	▲ 18,086	▲ 19,006	▲ 19,435	▲ 19,183	▲ 18,881	▲ 94,590	▲ 18,918	▲ 7,148
北陸電力送配電	▲ 1,209	▲ 1,396	▲ 1,278	▲ 3,654	▲ 3,964	▲ 11,502	▲ 2,300	▲ 3,899	▲ 4,045	▲ 3,905	▲ 4,021	▲ 4,021	▲ 19,890	▲ 3,978	▲ 1,678
関西電力送配電	▲ 9,127	▲ 8,608	▲ 9,065	▲ 24,587	▲ 24,747	▲ 76,133	▲ 15,227	▲ 24,060	▲ 24,243	▲ 24,050	▲ 24,255	▲ 24,468	▲ 121,076	▲ 24,215	▲ 8,989
中国電力NW	▲ 3,866	▲ 4,088	▲ 3,966	▲ 9,850	▲ 10,458	▲ 32,229	▲ 6,446	▲ 9,195	▲ 9,227	▲ 9,275	▲ 9,319	▲ 9,370	▲ 46,386	▲ 9,277	▲ 2,831
四国電力送配電	▲ 1,419	▲ 1,624	▲ 1,482	▲ 3,329	▲ 3,209	▲ 11,063	▲ 2,213	▲ 2,968	▲ 2,955	▲ 2,950	▲ 2,956	▲ 2,954	▲ 14,783	▲ 2,957	▲ 744
九州電力送配電	▲ 4,387	▲ 4,373	▲ 4,425	▲ 13,361	▲ 11,764	▲ 38,311	▲ 7,662	▲ 12,424	▲ 12,221	▲ 12,614	▲ 12,215	▲ 12,250	▲ 61,724	▲ 12,345	▲ 4,683
沖縄電力	▲ 676	▲ 906	▲ 698	▲ 1,193	▲ 910	▲ 4,382	▲ 876	▲ 909	▲ 773	▲ 860	▲ 922	▲ 672	▲ 4,136	▲ 827	49

(6) 控除収益 ④ 検証結果 – 預金利息 –

- 預金利息は、預金にかかる利息収入を計上している。
- 分社化後の過去実績と比較して同程度であり、規制期間の見積り値に問題はない。

<預金利息：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均(A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均(B)	(B)-(A)
北海道電力NW	▲ 1	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 1	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 1	▲ 0	0
東北電力NW	▲ 1	▲ 0	▲ 1	▲ 0	▲ 0	▲ 3	▲ 1	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	0
東京電力PG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中部電力PG	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 0	▲ 0	▲ 2	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	0
北陸電力送配電	▲ 21	▲ 15	▲ 9	▲ 7	▲ 12	▲ 64	▲ 13	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 9	▲ 47	▲ 9	3
関西電力送配電	▲ 0	▲ 3	▲ 4	-	-	▲ 7	▲ 1	-	-	-	-	-	-	-	1
中国電力NW	▲ 5	▲ 2	▲ 5	▲ 19	▲ 3	▲ 34	▲ 7	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 3	▲ 16	▲ 3	4
四国電力送配電	▲ 3	▲ 3	▲ 0	▲ 7	-	▲ 13	▲ 3	-	-	-	-	-	-	-	3
九州電力送配電	▲ 1	▲ 0	▲ 0	-	-	▲ 2	▲ 0	-	-	-	-	-	-	-	0
沖縄電力	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
－（1）概要	・・・・・・P436
－（2）個別検証	・・・・・・P442
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 ①算定概要

- 次世代投資費用の規制期間の竣工額と費用額の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円)	脱炭素		レジリエンス強化		DX化、効率化		その他		合計	
	竣工額計	費用額計	竣工額計	費用額計	竣工額計	費用額計	竣工額計	費用額計	竣工額計	費用額計
北海道電力NW	※1 944	285	445	270	6	56	0	0	1,395	611
東北電力NW	※1 2,404	402	359	51	146	135	0	0	2,909	588
東京電力PG	1,132	853	84	48	58	22	0	0	1,274	923
中部電力PG	764	362	228	205	48	68	※2 103	90	1,144	725
北陸電力送配電	190	120	37	23	79	67	0	0	306	211
関西電力送配電	595	934	121	88	139	84	0	0	856	1,106
中国電力NW	108	366	83	83	66	91	0	0	257	540
四国電力送配電	130	148	27	44	6	39	0	0	163	231
九州電力送配電	251	718	56	62	68	60	0	0	374	840
沖縄電力	143	81	52	8	9	12	0	0	204	100
10社合計	6,660	4,269	1,493	883	626	634	103	90	8,882	5,875

(出典) 各社の提出データより事務局作成、億円未満を四捨五入

※1 連系線・基幹系統等の増強工事を含む（北海道：395億円、東北：1,886億円）。

※2 調整力の広域調達に必要なシステム開発93億円を含む。

(1) 概要 ②検証項目

- 次世代投資費用について、以下の事項について検証を行った。

次世代投資の計画性について

- 各社における次世代投資のプロジェクトの概要、開始のタイミングと便益の発現時期、各年における費用計上の考え方など、その計画性・妥当性・実現可能性について検証。
- ドローン導入などデジタル化関係の投資については、サイバーセキュリティやサプライチェーンマネジメントが考慮されているかを同時に確認。

次世代投資の効果について

- 次世代投資のプロジェクトが中長期的に費用対便益が一定以上になるような取組に係る投資内容になっているかについて検証※。
※検証の結果、次世代投資の対象と判断されない取組については、CAPEXなどのその他の費用区分にて検証を実施。

コスト効率化に向けた取組について

- 次世代投資のプロジェクトを進めるにあたってのコスト効率化に向けて、一般送配電事業者間比較の観点※や複数の一般送配電事業者が共同で取り組むことを検討しているかの観点から検証。
※第一規制期間より導入が計画されている次世代スマートメーターにおいては、国の審議会において基準仕様などが取り決められていることから、10社比較方法などを用いた検証。

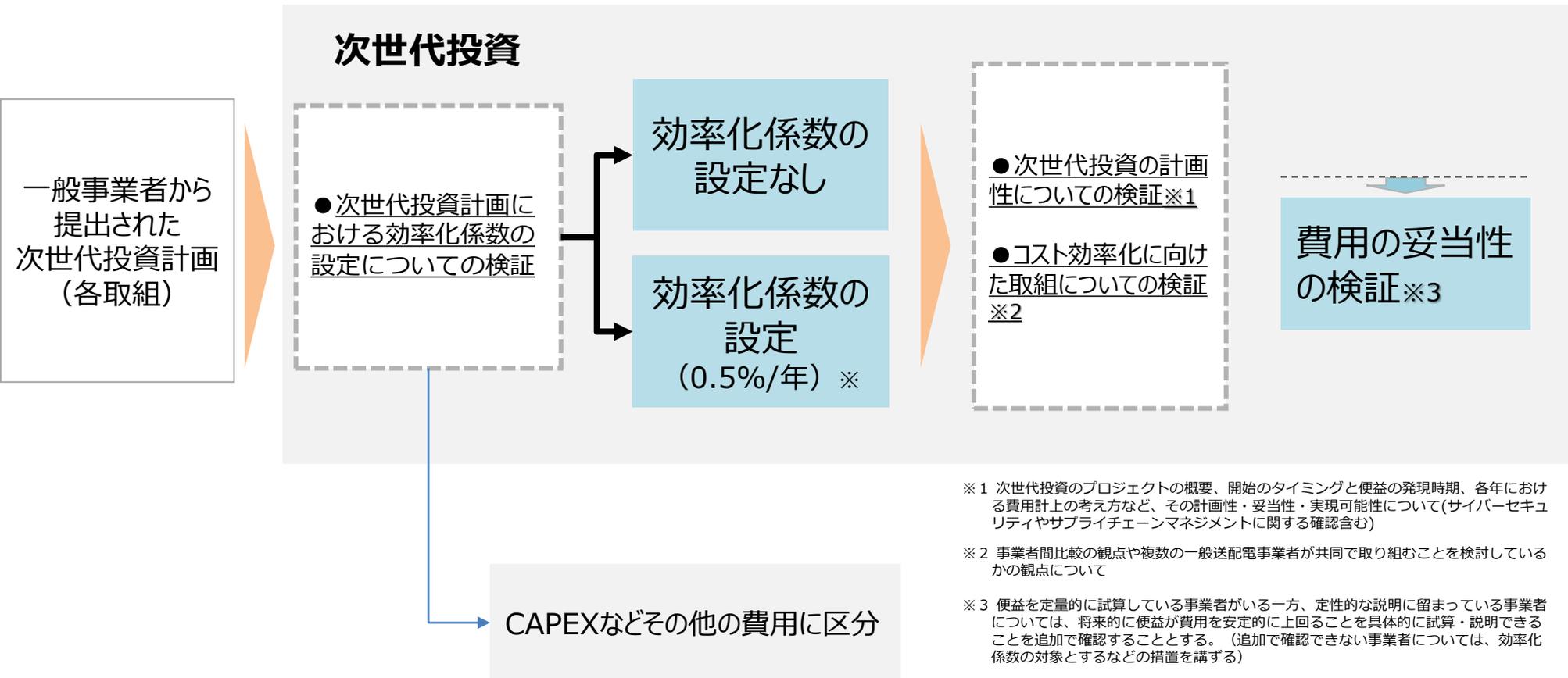
(1) 概要 ③次世代投資計画における効率化係数の設定について

- 一般送配電事業者から提出された次世代投資計画については、以下の項目を踏まえ、効率化係数の設定に関する検証を実施。

一般送配電事業者から提出された次世代投資計画（約200件名）

区分	脱炭素	レジリエンス	DX、効率化
検証項目	<p>●次世代投資の効果検証方針</p> <p>①単なる設備投資や継続投資に区分されない取組であるか</p> <p>②中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明している取組であるか</p> <p>③その費用対便益が中長期的には十分となることを定量的又は定性的な観点から具体的に説明可能な取組であるか</p>		
	区分別	<p>1) 再エネ導入拡大に資する取組</p> <p>2) 2050年カーボンニュートラル実現に向けた自社の目標における位置づけ</p> <p>3) 設備拡充コストの削減、再エネ連系量の早期拡大による化石燃料コスト及びCO2排出対策コストの削減等</p>	<p>1) 資産保全や安定供給への対策の抜本的な見直しに資する取組</p> <p>2) 激甚化する自然災害への対応や中長期的なサイバーセキュリティの強化に向けた自社の目標における位置づけ</p> <p>3) 停電や災害等が発生した際に生じる社会的コストの削減等</p>

(1) 概要 ④ 検証プロセスについて



※検証の結果、次世代投資の中でも効率化係数の対象とすべきと判断される類の取組については、CAPEXなどのその他の費用区分の検証方法に準じて検証を行う（効率化係数の設定対象）。

- ※1 次世代投資のプロジェクトの概要、開始のタイミングと便益の発現時期、各年における費用計上の考え方など、その計画性・妥当性・実現可能性について(サイバーセキュリティやサプライチェーンマネジメントに関する確認含む)
- ※2 事業者間比較の観点や複数の一般送配電事業者が共同で取り組むことを検討しているかの観点について
- ※3 便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まっている事業者については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。(追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる)

(1) 概要 ⑤各社の分類項目ごとの次世代投資費用の見積り状況

- 各社の次世代投資費用の見積り状況について、以下のとおり分類項目ごとに整理を実施した。
- 系統増強や無電柱化対応といった設備拡充に係る費用については、次世代投資費用として計上する事業者と、CAPEXとして計上する事業者とで分かれるなど、計上方法に差異があることを確認した。

分類項目	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
系統増強	○	○	○	●	○	○	●	●	×	×
N-1電制	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
ノンファーム	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
再給電方式	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
ダイナミック レーティング	○	●	○	○	○	○	●	○	○	×
発電予測 精度向上	○	○	●	×	○	○	○	●	○	○
スマートメーター	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
配電網高度化	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
共同システム	○	○	●	○	○	○	○	○	○	●
分散グリッド化	●	○	○	○	○	○	○	●	○	○
系統安定化、 停電・災害対応	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
無電柱化	○	○	●	●	○	●	●	●	●	●
サイバー セキュリティ	●	●	●	○	○	○	●	○	○	●
DX機器	○	●	○	○	○	○	○	○	○	●
データ活用	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○
アセマネ	×	○	●	○	○	○	○	○	○	○

脱炭素

レジリエンス

DX

(注) 分類項目は各社事業計画等を基に事務局にて設定。●は、次世代投資費用には見積り費用を算入していないものの、OPEXやCAPEXの費用区分にて見積り費用を算入。

(出典) 各社事業計画等より事務局作成

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
－（1）概要	・・・・・・P436
－（2）個別検証	・・・・・・ P442
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 個別検証 ①系統増強（プッシュ型） – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 将来の再エネ連系申込を見据えたプッシュ型の設備投資を計画。
- 積極的に実施すべき次世代投資ではあるものの、過去から実施しているプル型の系統増強と主な取組内容に特段の差がないことを踏まえると、基本的に他の系統増強案件と同様に一定の効率化を求めることが妥当。（＝効率化係数を設定）

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	●	○	○	●	●	×	×

※ ●は「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 再エネの早期連系に向け、需要家から接続申込がなされる前に、広域系統整備計画及び再エネ導入ポテンシャルを勘案して設備増強を実施。
⇒導入ポテンシャルを踏まえつつプッシュ型で設備増強を実施していくこと自体は電力ネットワークの次世代化に資する取組である。
 - ・一方、第一規制期間に予定されている個別の取組の多くは、際立った新技術等を実装・研究するものではないと考えられることから、基本的に、CAPEXに算入している拡充投資案件と同様に効率化係数の対象とすることが妥当である。
 - ・さらに、一部の事業者における系統増強（プッシュ型）については、その位置づけの妥当性を検証し、必要に応じてCAPEXに区分することが妥当である。

中長期的な目標における位置付けについて

- 2050年カーボンニュートラル実現に向けた、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
※区分された費用区分において検証。

便益説明の具体性・合理性について

- 再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
※区分された費用区分において検証。

(2) 個別検証 ①系統増強（プッシュ型） – 検証結果 –

- プッシュ型の系統増強については、第19回専門会合において、「基本的に、CAPEXに算入している拡充投資案件と同様に効率化係数の対象とすることが妥当」、「一部の事業者における系統増強（プッシュ型）については、その位置づけの妥当性を検証し、必要に応じてCAPEXに区分することが妥当」と整理したところ。
- こうした観点で各社の案件を検証したところ、**東京電力PGの案件は**、既存設備更新のタイミングで、将来見込まれる再エネ接続増加量を勘案して系統の再構築に取り組むものであり、**一定の創意工夫が確認できた**。
 –東京電力PGの取組は、単純リプレースするケースや既設変電所を増強するケースと比べて最も経済合理性のある手法を採用しており、また当該取組に係る物量や費用の内訳等についての確認結果も踏まえると、**当該費用は認めることが妥当**。
 –なお、個別の工事内容は際立った新技術等を実装・研究するものではないことから、基本的に、CAPEXに算入している拡充投資案件と同様に**効率化係数の対象とする**。
 –その上で、第二規制期間以降に多額の費用発生が見込まれていることを踏まえると、**今後実施範囲や費用の合理化を図っていくことが重要**。
- 一方、**他4社の案件は**、マスタープランや増強規律に基づいたものがみられるなど、**CAPEXの拡充投資案件との明確な差異が確認できなかったことから、CAPEXに費用区分を変更して検証を継続**。なお、再エネ導入ポテンシャルを踏まえつつプッシュ型で設備増強を実施していくこと自体は、電力ネットワークの次世代化に資する取組であり、各社において適切に計画・実施していくことが望ましい。

事業者	取組予算 (全期間)	具体的な取組内容	便益 (金額・算定期間)	規制期間 見積費用
東京電力 PG	828.0億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統混雑が発生しているエリア内に高経年の設備が多数存在し、将来的に大規模な改修工事が必要なところ、単純な高経年設備の更新ではなく、将来的な再エネ連系増加量を見通しながら、抜本的な系統対策を実施。 ・ 具体的には、一部の高経年設備を完全に除却しつつ、新設予定の変電所を経由して上位系統に接続する（当該変電所において潮流を昇圧）ことで送電容量を確保するもの。 ・ 設備増強674.0億円、設備除却154.0億円。 	<ul style="list-style-type: none"> ①0.9億円/年 ②2035年度以降 	9.0億円

(2) 個別検証 ②N-1電制 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 運用容量拡大にあたり、既設送電線を拡充せずに電制で対応する「N-1電制」を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	×

各社における具体的な取組内容について

- 「N-1電制」は流通設備の単一設備故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うことで、運用容量を超える再エネ電源等の連系を可能とする取組。
- 系統混雑が既に発生している箇所や今後発生が見込まれる箇所について、設備拡充によらずに再エネ出力制御の抑制を図る。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる**

中長期的な目標における位置付けについて

- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、既存ネットワークを有効活用しつつ、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、N-1電制への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

(2) 個別検証 ②N-1電制 – 検証内容 –

- 装置の設置数量は、規制期間における混雑状況を勘案して各社ごとに計画。
- 一方、適用する系統（ループ系統or放射状系統）により、N-1電制における装置構成及びそれに基づく費用の計上方法が異なることから、系統ごとに検証することが妥当。

系統種別及び特徴		事業者	投資費用額 (全期間)	規制期間 見積費用	親端・子端 設置箇所数	親端・子端以外の 投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)
ループ 系統	系統を構成する全ての系統 状況（遮断器の入切、潮流、 発電出力等）を取り込んで 電制する必要があり、複雑な 構成となる。	北陸電力送配電	31.0億円	3.8億円	親5、子21		ローカル系統 2 基幹系統 2	①57億円 ②2023～2045年度
		中国電力NW	18.5億円	4.9億円	親7、子24	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 基幹系統 2	①961億円 ②22年間（耐用年数）
放射状 系統	N-1故障時に、片方の健全な 回線の過負荷容量を検出し、 上流に存在する発電設備を 電制することから、比較的シ ンプルな構成となる。	北海道電力NW	0.4億円	0.1億円	親1、子3		1	①1億円 ②2023～2027年度
		東北電力NW	1.0億円	0.1億円	親3、子3	・制御装置改造・通信設備 増設工事 1変電所35百万円	1	①4億円 ②2023～2027年度
		東京電力PG	1.4億円	0.6億円	親4、子4		1	①0.7億円/年 ②2023年度以降
		中部電力PG	2.7億円	0.4億円	親9、子0*		1	①180億円 ②2024～2045年度
		関西電力送配電	2.1億円	1.5億円	親4、子28	・通信費（年間） 親端1機2百万円、子端1 機1百万円	1	①12.3億円/年 ②2025年度以降
		四国電力送配電	8.9億円	0.6億円	親12、子7		1	①287億円 ②2023～2027年度
		九州電力送配電	9.1億円	0.8億円	親18、子24		1	①571億円 ②22年間（耐用年数）

※中部電力PGは、子端の数量見通し困難・単価小額のため次世代投資費用に計上せず。

(2) 個別検証 ②N-1電制 - 検証結果 (単価) -

【親端】

- ループシステムの2社について、中国電力NWに比べて北陸電力送配電のローカルシステムの親端単価が全体でみて割高である理由は、一部設備を二重に配置する計画であることが考えられるところ（次頁の装置構成の妥当性と合わせて検証）。
- 放射状システムについては、若干の差異がありつつも、適用するシステムにより装置の仕様が異なることを踏まえると、親端について過度に高い単価水準を設定している事業者はならず、計上額を認めることが妥当。

【子端】

- 子端の単価については、設置する発電設備の発電設備の容量やシステム構成等によって単価差異が出ることとなる。検証の結果、各事業者の子端設置対象予定の発電設備の発電設備の容量やシステム構成等に起因する差異によるものと確認できたことから、計上額を認めることが妥当。

系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価 (1箇所あたり)		子端単価 (1箇所あたり)	親端・子端以 外の投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)
			過負荷状況 検出装置等	過負荷情報 処理装置等				
ループ 系統	北陸電力送配電	親5、子21	30百万円 (30百万円)	78百万円 (78百万円)	15百万円 (15百万円)		ローカル系統 2 (基幹系統 2)	①57億円 ②2023～2045年度
	中国電力NW	親7、子24	40百万円 (54百万円)	25百万円 (50百万円)	10百万円 (20百万円)	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 (基幹系統 2)	①961億円 ②22年間 (耐用年数)
系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価	子端単価	親端・子端以外の 投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)	
放射状 系統	北海道電力NW	親1、子3	26百万円	6百万円		1	①1億円 ②2023～2027年度	
	東北電力NW	親3、子3	25百万円	2百万円	・制御装置改造・通信設備増設工事 1変電所35百万円	1	①4億円 ②2023～2027年度	
	東京電力PG	親4、子4	15百万円	8百万円		1	①0.7億円/年 ②2023年度以降	
	中部電力PG	親9、子0	30百万円	-		1	①180億円 ②2024～2045年度	
	関西電力送配電	親4、子28	13百万円	1百万円	・通信費 (年間) 親端1機2百万円、子端1機1百万円	1	①12.3億円/年 ②2025年度以降	
	四国電力送配電	親12、子7	14百万円	10百万円		1	①287億円 ②2023～2027年度	
	九州電力送配電	親18、子24	25百万円	6百万円		1	①571億円 ②22年間 (耐用年数)	

(2) 個別検証 ②N-1電制 - 検証結果 (装置構成) -

- 各社ローカル系統においては1箇所あたり親端数1を予定しているところ、北陸電力送配電は親端数2を予定。
- この点に関して、他社が、信頼度維持に配慮しつつも可能な範囲で効率化に取り組み、ローカル系統の1箇所あたりの親端数を1としていることを踏まえると、北陸電力送配電もローカル系統について、**他社と同様に親端数1個分の見積り費用を算入することが妥当。**
- **この結果、北陸電力送配電における親端単価は、1系列にすることにより、同じループ系統での設置を進める中国電力NWに比べて割高である状態は概ね解消されることとなることから、計上額を認めることが妥当。**
- なお、北陸電力送配電及び中国電力NWが、基幹系統を2系列としていることにつき、基幹系統のような重要度の高い系統において、万が一電制に失敗した場合等に広範囲にかつ多大な影響が及ぶ可能性があることを踏まえると、妥当と判断できる。

系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価 (1箇所あたり)		子端単価 (1箇所あたり)	親端・子端以 外の投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)
			過負荷状況 検出装置等	過負荷情報 処理装置等				
ループ 系統	北陸電力送配電	親5、子21	30百万円 (30百万円)	78百万円 (78百万円)	15百万円 (15百万円)		ローカル系統 2 (基幹系統 2)	①57億円 ②2023~2045年度
	中国電力NW	親7、子24	40百万円 (54百万円)	25百万円 (50百万円)	10百万円 (20百万円)	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 (基幹系統 2)	①961億円 ②22年間 (耐用年数)
系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価	子端単価	親端・子端以外の 投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)	
放射状 系統	北海道電力NW	親1、子3	26百万円	6百万円		1	①1億円 ②2023~2027年度	
	東北電力NW	親3、子3	25百万円	2百万円	・制御装置改造・通信設備増設工事 1変電所35百万円	1	①4億円 ②2023~2027年度	
	東京電力PG	親4、子4	15百万円	8百万円		1	①0.7億円/年 ②2023年度以降	
	中部電力PG	親9、子0	30百万円	-		1	①180億円 ②2024~2045年度	
	関西電力送配電	親4、子28	13百万円	1百万円	・通信費 (年間) 親端1機2百万円、子端1機1百万円	1	①12.3億円/年 ②2025年度以降	
	四国電力送配電	親12、子7	14百万円	10百万円		1	①287億円 ②2023~2027年度	
	九州電力送配電	親18、子24	25百万円	6百万円		1	①571億円 ②22年間 (耐用年数)	

(2) 個別検証 ③ノンファーム – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 系統混雑時に無補償で出力制御されることを条件に、空きのない既存系統への再エネ電源等の接続を可能とする「ノンファーム型接続」を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	×

各社における具体的な取組内容について

- 空き容量がなく、本来は送電線を増強しなければ接続できない送電線について、系統混雑時の無補償での出力制御を条件に新規発電設備の接続を許容することにより、再エネ電源等の早期連系を可能とするノンファーム型接続を拡大するため、出力制御システム等の必要なシステム改修・導入を行う。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、既存ネットワークを有効活用しつつ、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。**ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、ノンファーム型接続への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。(追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる)

(2) 個別検証 ③再給電方式 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 系統混雑対応を行う際に、メリットオーダーにより出力制御を行う再給電方式を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	×

各社における具体的な取組内容について

- 系統混雑への対応として、メリットオーダー（系統利用について、接続の早い順ではなく、市場価格の安い順に電源を稼働させる考え方）にしたがって出力制御を行う再給電方式の適用に必要なシステム開発・改修を実施。ノンファーム型接続導入に伴って生じる系統混雑の処理においても再給電方式の活用を想定。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

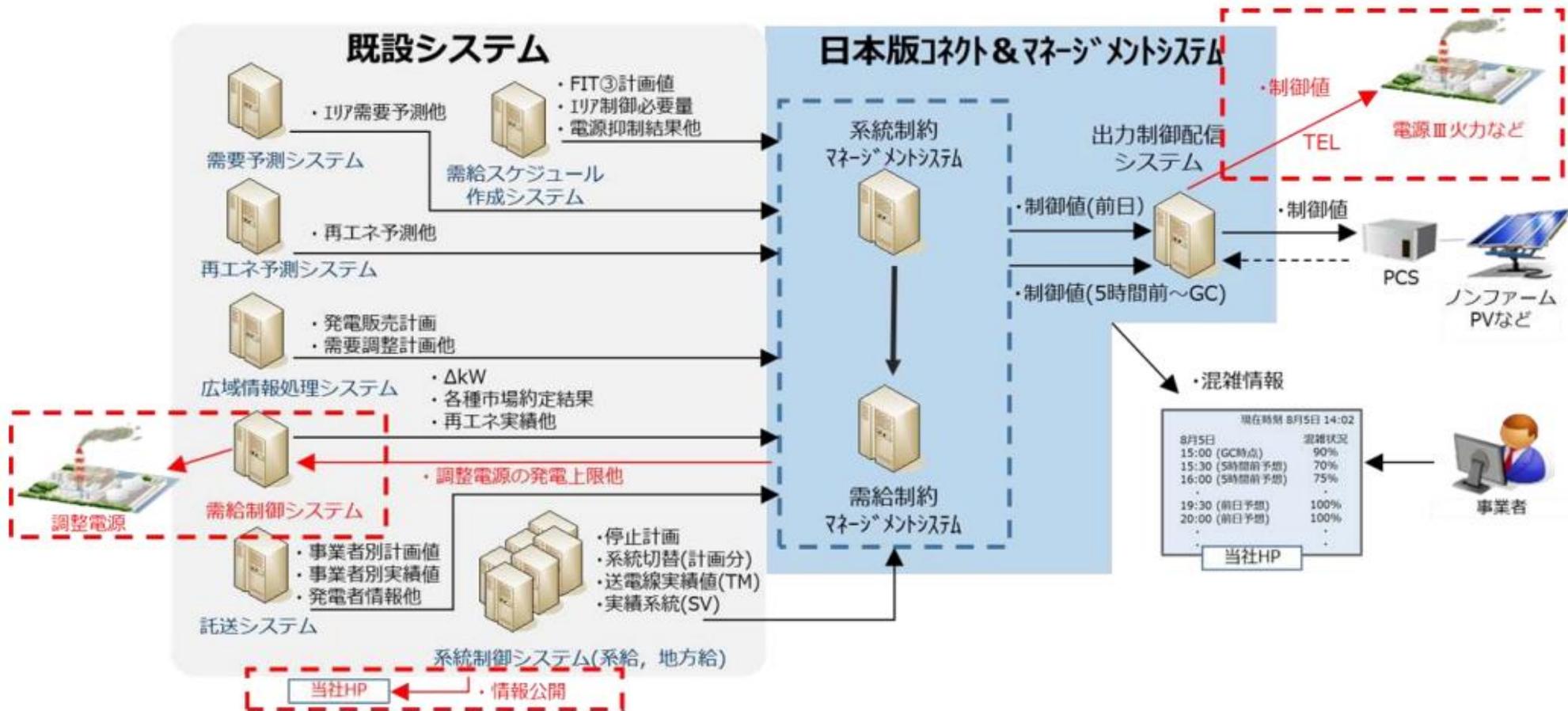
- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、既存ネットワークを有効活用しつつ、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。**ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、再給電方式への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）

(2) 個別検証 ③ノンファーム・再給電方式 – 検証内容 –

- ノンファーム・再給電方式に係る費用は、混雑管理を行うための出力制御システム構築、再給電方式（メリットオーダー）導入のためのシステム構築費・関連システム改修費により構成されている。
- これを踏まえ、ノンファーム・再給電方式に係る費用については、システム構築費用の10社比較を中心に行い、その妥当性について検証を行った。



出典：東京電力PG資料（第54回 広域系統整備委員会 資料3）

(2) 個別検証 ③ノンファーム・再給電方式 – 検証結果 – 1 / 2

- ノンファーム型接続・再給電方式導入に係る費用については、関連システムの新規構築及び改修に係る費用が中心であるが、**各社でばらつきが存在する**。この点に関して、中給システム等の仕様が各社で異なり、必要なシステム対応の範囲が様々であることを確認しており、**各社ごとに合理的な費用水準を推定することは困難**。
- **他方、各社とも便益を定量的に見積もっており、また費用を大きく上回ると見込んでいることから、これを踏まえ、各事業者における計上額を認めることが妥当**。
- なお、**九州の費用が他事業者に比べて高額である点につき**、系統面と需給面が一体となって出力制御する仕組みを構築するためにシステム統合費用が必要となるとの説明がなされており、**詳細については同社より説明を求めた**。

事業者	投資費用額 (全期間)	規制期間 見積費用	システム関連投資費用の主な内訳	便益 (金額、算定期間)
北海道電力NW	10.7億円	3.8億円	・再給電方式システムの新規構築:7.1億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、系統制御所システム):3.6億円	①16億円 ②2023~2027年度
東北電力NW	39.7億円	18.1億円	・再給電方式システムの新規構築:1.3億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、再エネ出力制御システム等):24.9億円	①57億円 ②2023~2027年度
東京電力PG	12.9億円	9.0億円	・新築システム導入に係る関連システム改修(需給予測、再エネ予測、託送システム等) *新規構築分はNEDO実証の中で行うため計上なし。	①1兆288億円 ②2024~2033年度
中部電力PG	34.5億円	15.7億円	・再給電方式システム新規構築:15億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(系統システム、インバランス料金システム):19.5億円	①63億円/年 ②2024年度以降
北陸電力送配電	8.5億円	4.1億円	・再給電方式システム新規構築:0.4億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、再エネ情報管理、託送システム):4.1億円	①18.6億円/年 ②2025年度以降
関西電力送配電	48.4億円	16.0億円	・再給電方式システム新規構築:25億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、情報公開システム):7億円	①450億円 ②2026~2035年度
中国電力NW	23.7億円	12.0億円	・再給電方式システム新規構築:2.0億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、再エネ出力制御、基幹給、制御所システム、支援システム):12.7億円	①270億円 ②耐用年数(22年間)
四国電力送配電	12.5億円	7.9億円	・再給電方式システム新規構築:7.0億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、系統制御所システム、再エネ出力制御等関連システム、託送システム等):5.5億円	①13.2億円 ②2025~2027年度
九州電力送配電	89.5億円	33.8億円	・再給電方式システム新規構築:10.2億円 ・新規システム導入に係る関連システム改修(中給、系統給電制御、総合制御、配電自動化):23.6億円	①154億円 ②2023~2027年度

(2) 個別検証 ③ノンファーム・再給電方式 – 検証結果 – 2/2

- 改修費を目的別に区分した結果、九州電力送配電については、特に、「再エネ制御算定」及び「特高・高低圧事業者設備情報管理」向け費用が他社比較で高額となっている。
- この点について、同社は出力制御の仕組みの再構築を併せて実施するためと説明しているが、他社が、同水準の費用をかけることなくノンファームや再給電方式の導入が可能と見積もっていることを踏まえると、個社要因による費用の増加分（既存機能をシステム間移行するための費用）については、CAPEX（その他投資）に計上することが妥当。

(単位：億円)

	投資費用額	新規構築	うち系統潮流予測	(内訳)											
				改修	系統潮流予測 連係	需要予測	発電予測	インバ ランス 料金計 算	事業者 別計画	停止計 画デー タ	調整力 データ	再エネ 出力制 御算定	制御量 通知	特高・ 高低圧 事業者 設備情 報管理	その他
北海道電力NW	10.7	6.2	5.5	4.5	1.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	1.6	0.1	0.1	—
東北電力NW	39.7	14.9	—	24.9	12.6							4.0	2.0	2.8	3.5
東京電力PG	12.9	9.6	—	3.3	—	—	—	—	—	—	—	3.3			—
中部電力PG	34.5	15.0	—	19.5	7.2	2.5	3.0	3.0	0.2	0.5	0.9	1.5	0.2	0.5	—
北陸電力送配電	8.5	0.8	—	7.7	1.1	—	—	1.0	0.3	0.6	—	2.1	0.3	0.3	2.2
関西電力送配電	48.4	38.4	25.0*	7.0	—	—	—	—	*	*	*	*	*	*	7.0
中国電力NW	23.7	2.0	2.0	21.7	2.3	1.6	1.6	5.3	0.8	0.8	1.8	2.0	1.2	3.1	1.2
四国電力送配電	12.5	7.0	4.0	3.9	—	—	—	0.9	—	—	2.0	1.0		—	1.6
九州電力送配電	89.5	25.9	6.7	63.5	0.3	1.0	2.8	1.4	1.0	0.3	1.0	27.5	0.1	16.7	11.4

※新規で構築する機能

(2) 個別検証 ④ダイナミックレーティング – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素
DX

- 現地の気象条件等をリアルタイムで監視・分析し、送電可能容量を変動させる取組。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	●	○	○	○	○	●	○	○	×

※ ●は「OPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 送電可能容量の設定について、最過酷条件に基づいて一律に設定する従来の方式ではなく、リアルタイムで監視・分析した現地の気象条件等を踏まえつつ柔軟に設定できるよう、センサ及び装置の設置やシステム構築等を行う。
⇒**既存システムを有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、既存ネットワークを有効活用しつつ、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

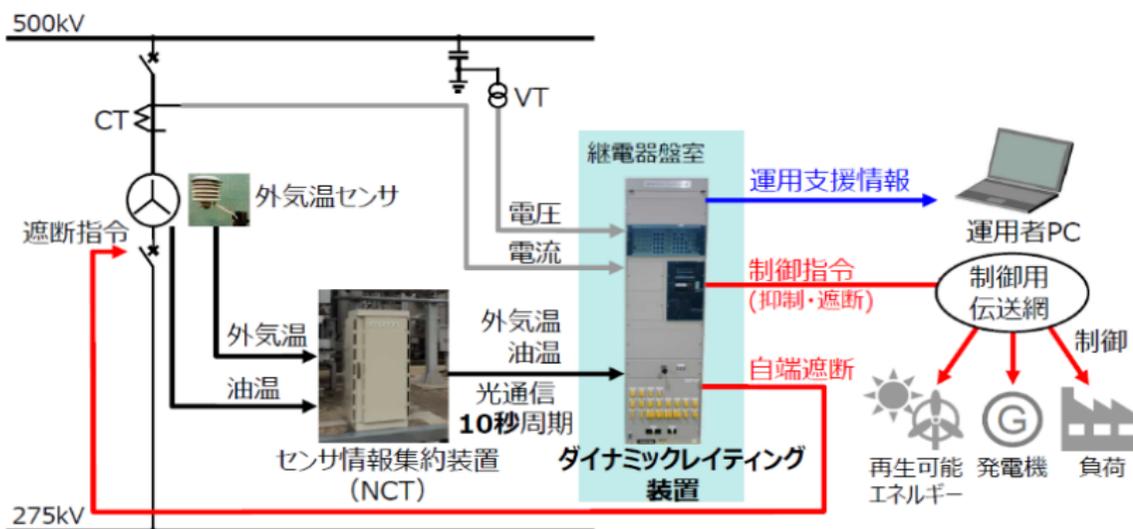
- 送電可能容量の拡大を受けた再エネ連系量の拡大、及びそれに伴い化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、ダイナミックレーティングへの投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

(2) 個別検証 ④ダイナミックレーティング – 検証内容 –

- ダイナミックレーティングは気象条件等に基づいて送変電設備の容量を動的に扱う手法のことで、その取組に係る費用は、システム構築費用、センサ類設置費用で主に構成されている。
- これを踏まえ、ダイナミックレーティングに係る費用の検証においては、以下について行った。

- ①センサ類の設置数及び各単価
- ②システム構築費用の妥当性

(参考) 国内でのダイナミックレーティングの技術開発等の状況



取組事例 (東京電力パワーグリッド)

- (1) 電圧階級 500/275 kV
- (2) 設備種別 変圧器
- (3) 具体的な仕組み

潮流・油温等をリアルタイムで測定・監視することで、温度限界値まで運転。

(2) 個別検証 ④ダイナミックレーティング – 検証結果 –

- 実装段階にある北海道電力NW、東京電力PG、中部電力PG、北陸電力送配電について、エリアごとの事情に応じてセンサ類の設置数や性能・単価が異なることから、**事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当**。一方、中部電力PGのソフトウェア購入費が3億円と割高である点について、海外の特定の社の見積り額を算入してきていることから、他社の取組も参考にしながら**効率化を図っていくことが適当であり、ハードウェアと合わせて2.3億円（次点の北陸電力送配電の見積り費用）までを認めることが妥当**。
- 実証段階にある関西電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電について、自社エリアにおける適用の準備を進めるとしており、**当該調査研究に係る費用は認めるべき**。

事業者	取組予算 (全期間)	センサ設置数・ 費用・単価	情報集約 装置関連 費用・数量	演算システム、潮 流調整システム等 投資費用	その他予算	その他予算の主な内訳	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
北海道電力NW	1.7億円	3個/線路×5線路 0.4億円 (2.6百万円/個)	0.2億円	1.1億円	—	—	①4.0億円 ②2023～2027年度	0.3億円
東京電力PG	5.4億円	12個/線路×3線路 0.7億円 (2.0百万円/個)	0.04億円 ×3箇所	1.2億円	3.4億円	PoC（概念実証）費用：1.8億円 気象データ利用料：1.1億円 通信工事費：0.3億円	①126.0億円 ②2024～2033年度	1.9億円
中部電力PG	5.0億円	1-3個/線路×3線路 0.5億円 (5百万円/個)	—	ソフトウェア3.0億円 ハードウェア1.0億円	0.5億円	通信工事費：0.5億円 (通信費の他、チューニング費用、メーカーサービス費)	①11.0億円 ②2025年度以降	1.0億円
北陸電力送配電	2.3億円	— (OPEX)	— (OPEX)	2.3億円	—	— (OPEXに調査研究費1億円計上)	①1.3億円/年 ②2025年度以降	0.6億円
関西電力送配電	5.6億円	※調査研究のみ (送電線・変圧器の周辺温度をリアルタイムで推定し、送電可能容量算定する手法の確立)			—	・DLR調査研究（0.2億） ・蓄電池・グリッドフォーミング・直列コンデンサ・多端子HVDC・海底直流に関する調査研究（2.5億）	①0.5億円/年 ②2028年度以降	2.7億円
四国電力送配電	0.7億円	※調査研究のみ (設置箇所・センサ類の選定、潮流増加影響解析等)			—	・DLRの調査研究（0.7億円）	— (調査研究のみ)	0.7億円
九州電力送配電	2.8億円	※調査研究のみ (気象データベース等を活用し、送電可能容量を算定する仕組みの確立)			2.8億円	・データベース構築費用（2.8億円）	①6.4億円 ②2023～2027年度	2.8億円

(2) 個別検証 ⑤ 発電予測精度向上 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 再エネ大量導入に伴い系統の安定性が低下する中、調整力の確保や出力調整をより精緻に行うため、発電予測精度向上に向けた取組を実施。
- 発電予測精度向上を実現するためには、新たな予測技術の開発・導入に向けた研究投資が必要であることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	●	×	○	○	○	●	○	○

各社における具体的な取組内容について

※ ●は「OPEX」/「CAPEX」に見積り費用を算入

- 再エネの発電予測精度を向上すべく、アンサンブル予報（NEDO実証事業成果）の活用技術・システム反映、スマートメーター値取り込み等を各社にて計画。
⇒次世代の電力ネットワークにおいて求められる需給調整高度化に資する取組であると評価できる。

中長期的な目標における位置付けについて

- 需給調整を高度化することは、2050年カーボンニュートラル実現に向けた再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。

便益説明の具体性・合理性について

- 再エネ予測誤差発生に起因する調整コストを低減できるほか、再エネ出力制御量の低減により化石燃料コストを削減。
⇒検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、発電予測精度向上への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）

(2) 個別検証 ⑤発電予測精度向上 – 検証内容 –

- 発電予測精度向上は、豊富な気象データや新たな分析ツールなどを用いて再エネ出力量の予測精度を向上させる取組であり、その取組に係る費用は、技術開発費用やシステム改修費用で主に構成されている。なお、地域事情等に応じて、各社ごとの精度向上に向けたアプローチは様々である。
- これを踏まえ、発電予測精度向上に係る費用の検証においては、各社の具体的な取組内容及びそれに係る費用について、個別に妥当性の検証を行った。

(2) 個別検証 ⑤発電予測精度向上 – 検証結果 –

- 具体的な取組内容は各様であり、事業者ごとに内容・費用に差異が生じること自体は妥当。
- 一方、中国電力NWが計上し、対策費用が特に高額になっている「新制度対応費用」については、事業者により規制期間への見積費用の計上有無が分かれるところ。計上している社については次世代投資費用以外の費用区分にて計上しており、中国電力NWについても**CAPEX（その他投資）に計上することが妥当。**

事業者	取組予算 (全期間)	取組予算の主な内訳	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
北海道電力NW	2.5億円	・高低圧発電実績推定サーバ設置：1.2億円 ・長周期出力変動緩和：0.4億円 ・再エネアンサンブル予測改造：0.2億円	①2.0億円 ②2023～2027年度	1.8億円
東北電力NW	7.9億円	・アンサンブル手法導入に向けた手法検討・再エネ予測システム等改修：5.1億円 ・再エネ予測システムの機能改修（ハード更新含む）：2.8億円	①5.0億円 ②2023～2027年度	1.3億円
北陸電力送配電	5.0億円	・日射量換算係数等の精度向上 ①センサ付き開閉器データ取り込みに関する中給・配自システム改修（1.9億円） ②実績推定制度向上に向けた中給・総制改修（1.9億円） ③気象協会新モデル取り込み対応（0.4億円） ④センサ付き開閉器設置（2.1百万×35台＝0.7億円）	①0.24億円/年 ②2025年度以降	2.0億円
関西電力送配電	2.0億円	・太陽光発電出力予測システムの維持・運用費用、技術開発費用、実装に向けた分析・検証費用（1.5億円） ・風力発電出力予測システムの維持・運用費用、精度向上対応費用（0.2億円）	①26億円/年 ②2023～2028年度	1.7億円
中国電力NW	7.1億円	・スマメータの分析等による予測システム機能向上(2.9億円) ・ 新制度（出力制御に係るオンライン代理制御）対応のためのシステム改修費用（4.3億円）	①10.4億円 ②2024～2032年度	6.2億円
九州電力送配電	1.8億円	・気象モデルを最新化した、アンサンブル予測システム等の出力予測システムの改修・運用費（0.7億円） ・予測精度向上のためのデータ収集・分析費用（0.3億円） ・既導入分（～2022年度）（0.8億円）	①1.1億円 ②2024～2027年度	1.0億円
沖縄電力	2.3億円	・NEDO実証成果（アンサンブル手法等）のシステム実装に向けた検討・システム改修（2.3億円）	①0.1億円/年 ②2027年度以降	1.3億円

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素

- 次世代スマートメーターの設置・導入を各社計画。導入目的や便益の考え方といった基本的な事項については、「次世代スマートメーター制度検討会」において整理がなされているところ。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**効率化係数の対象外とした。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

各社における具体的な取組内容について

- 再エネ連系量の拡大に応じて求められる配電系統の電圧管理の高度化や系統全体の安定性維持・向上、さらにレジリエンス強化を図るべく、次世代スマートメーターを設置・導入や必要なシステム対応を実施。
⇒電力ネットワークの次世代化において求められる電圧管理及び需給調整の高度化を図る取組であると評価できる。

中長期的な目標における位置付けについて

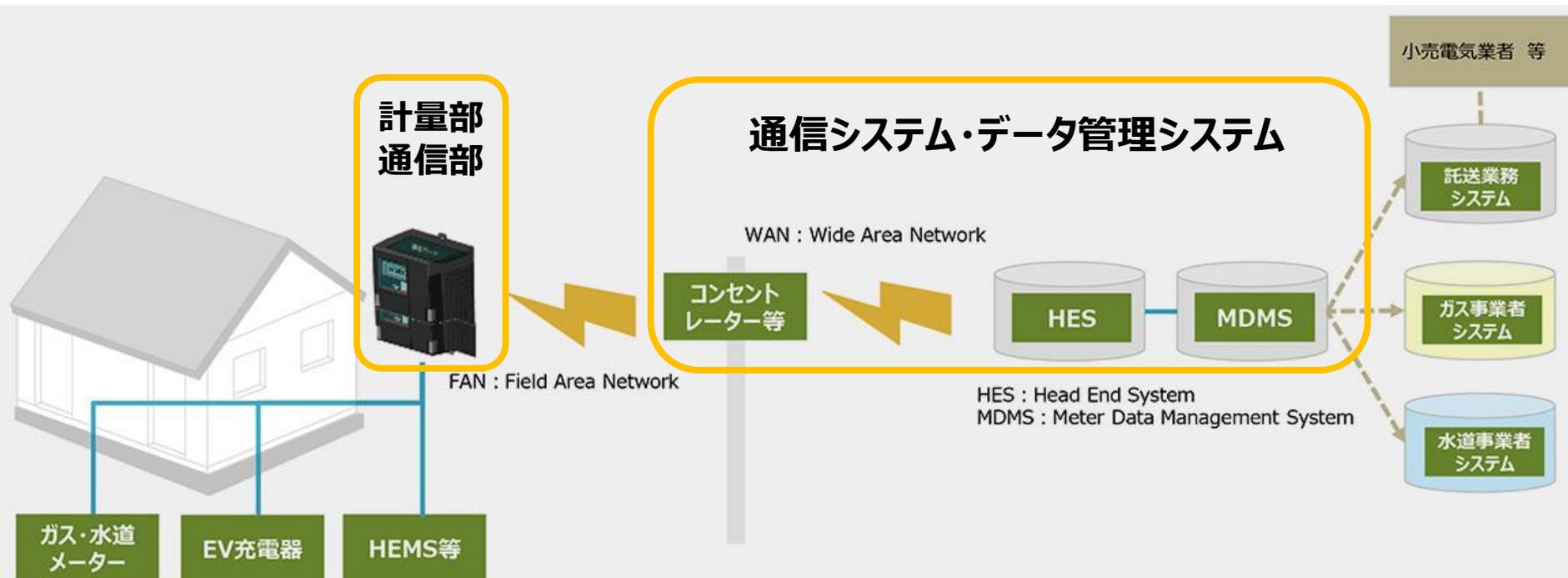
- 次世代電力ネットワークの実現（電圧管理の高度化、需給調整高度化等）に向けて必要な情報を採録可能な次世代スマートメーターを設置。
⇒検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。

便益説明の具体性・合理性について

- 系統全体の安定性が維持・向上することによる調整力費用の削減やデータを活用した迅速かつ詳細な分析による停電時間の短縮。
⇒検証の結果、各社ともに便益については国の検討会の結果を用いて説明がなされていると評価できる。

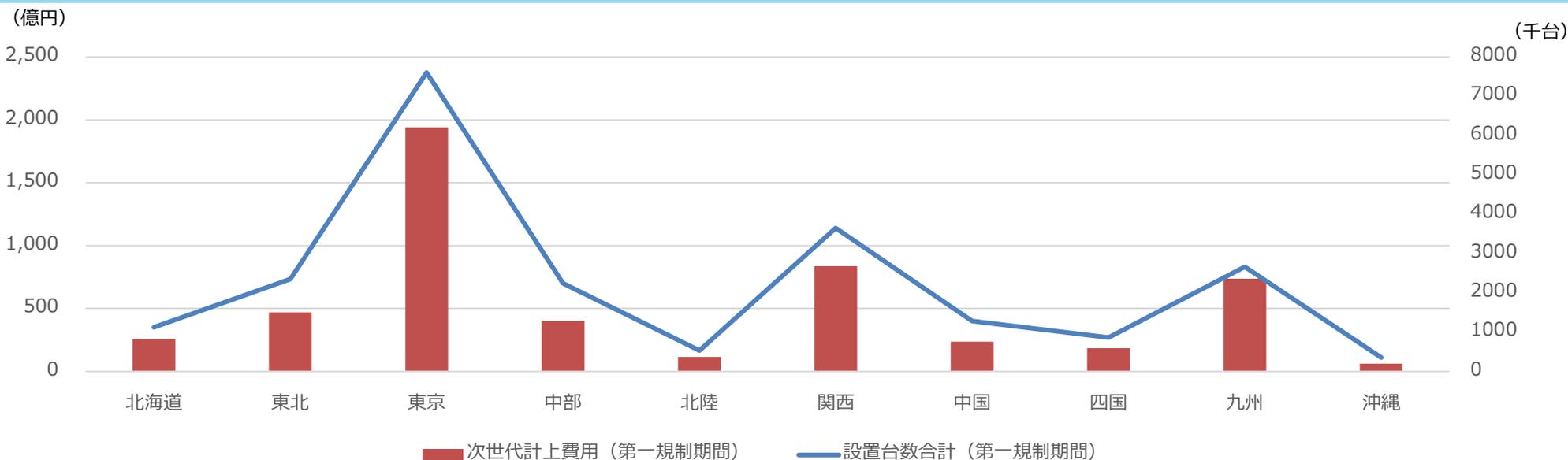
(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 検証内容 –

- 次世代スマートメーターは、スマートメーター本体（計量部・通信部）、通信システム（HES）、データ管理システム（MDMS）等から構成されており、その設置費用については、次世代スマートメーターへ置き換える際に、現行スマートメーターを同じ仕様のものに更新する場合と比べて追加的に発生する費用（増分費用）を、次世代投資費用として計上。
- これを踏まえ、次世代スマートメーターに係る費用検証においては、以下のとおり検証を行った。
 - ①次世代スマートメーターの設置台数の適正性を検証。
 - ②本体・計量部は10社で仕様統一されており、基本的には10社同水準の見積りとなっているかを検証。
 - ③本体・通信部についても一定程度仕様が統一されていることから、基本的には10社同水準の見積りとなっているかを検証しつつ、通信方式等により価格差が生じている場合については、次世代スマートメーター制度検討会にて、RFI・RFP等の実施が求められている点を踏まえ、その妥当性を個別に検証。
 - ④通信システム（HES）及びデータ管理システム（MDMS）は、現行及び将来の通信方式等により、価格差が生じているところ。同検討会にて、RFI・RFP等の実施が求められている点を踏まえ、RFIの結果の反映状況、単価差の要因を個別に確認し、その妥当性を検証。



(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置予定台数の妥当性 (各社計画) –

- 各社の次世代スマートメーター設置予定台数は、現行スマートメーターの台数より今後見込まれる検定満了対応や需要・電源対応等を勘案して計画。
- 各社の次世代スマートメーター設置予定台数について、低圧（単相・三相）が98%以上を占めることから、各社における低圧対応のスマートメーターの設置予定台数の考え方を次頁以降で確認。



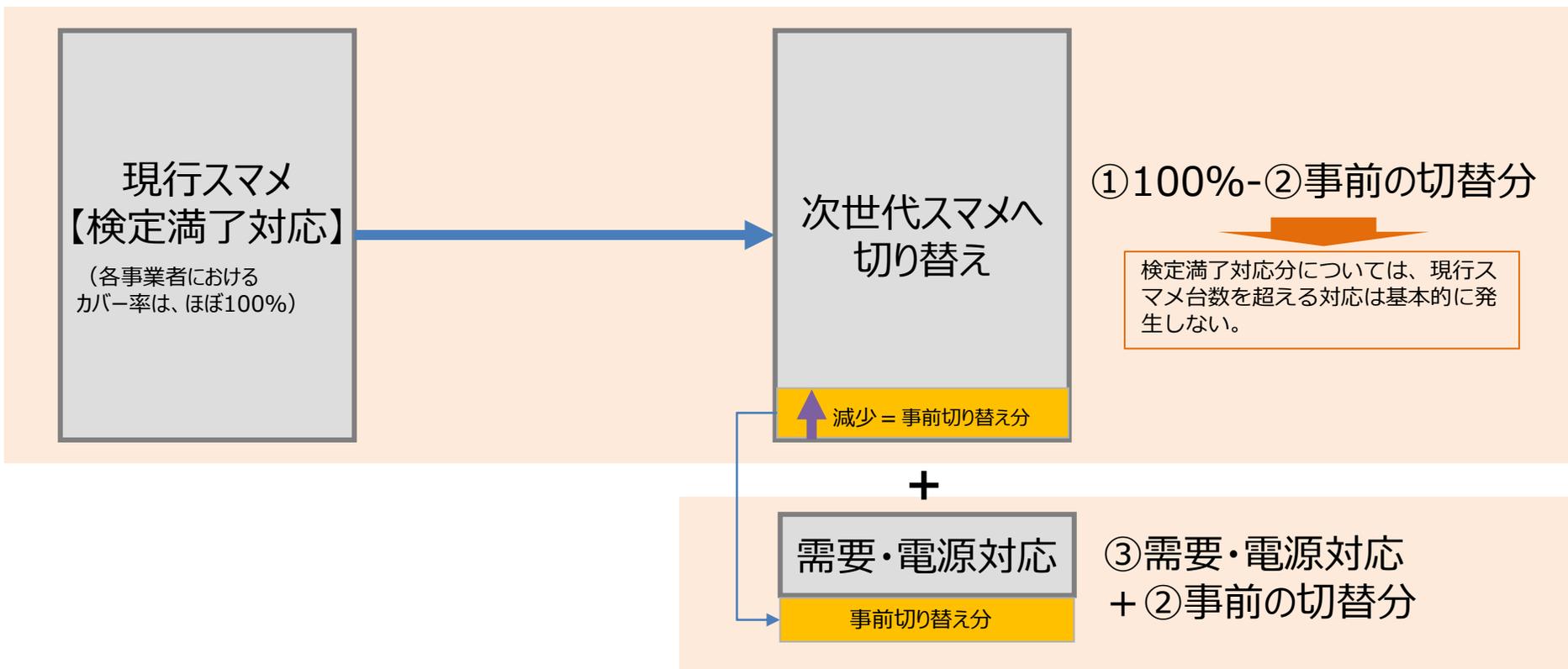
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
台数 (千台)	第一規制期間計	1,122	2,349	7,605	2,241	532	3,647	1,282	863	2,663	356
	全期間計	4,197	8,267	31,105	10,848	2,059	14,374	5,703	3,046	10,957	1,219
費用 (億円)	第一規制期間	258	469	1,941	403	115	837	236	178	696	62
	全期間計※	693	1,442	4,861	791	359	2,906	747	530	1,933	219

※第二規制期間以降の費用計画については一部の社において現時点で想定される費用のみ計上。

(参考) 次世代スマートメーターへの切替理由の考え方

- 次世代スマートメーターの導入については、①検定満了による現行スマートメーターからの切替、②検定満了期間前の切替（容量変更、顧客要望等）、③新規供給工事等に伴う需要・電源対応の主に3つのパターンに分類が可能。
- このうち、①検定満了による現行スマートメーターは、現状カバー率が大半100%であることから、次世代スマートメーターへの切替については、現状カバー率（大半100%）－②検定満了期間前の切替（容量変更、顧客要望等）となるため、各事業者においては、基本的に100%を下回る計上値となることが想定される。

次世代スマメ導入台数の整理



(2) 個別検証 ⑥スマートメーター

－設置予定台数の妥当性（「検定満了対応」分に係る各社算定方法）－

- 検定満了対応については、現行スマートメーターの次世代化対応が必要になる一方、検定満了前に取り替えるケース（それに伴い新設される次世代スマートメーターの台数については需要・電源対応の区分に計上）が一定程度あり、同対応での取付台数が現行分の設置予定台数を下回る社が多数。
- 他方、九州、沖縄の2社については、検定満了対応予定台数が100%を超過しており、過剰であると考えられることから、**当該過剰分については、削減を求めた。**

【検定満了対応】

(単位：千台)

	現行分 設置予定台数	次世代分 取付予定台数 ※故障対応等を除く			現行分 台数比 (B/A)	設定の考え方
		2024年度末 時点【A】	2025～ 2027年度	2028～ 2034年度		
北海道電力NW	3,740	927	2,463	3,390	90.6%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を遵守できる計画を基本とし、全数スマートメーター化に伴う検満前倒し等による後年度の工事数の偏りを平準化した物量を算定
東北電力NW	6,780	1,860	4,836	6,695	98.7%	2027年度までは検満時期および施工力を踏まえて設定。以降は2027計画値を横置きとした
東京電力PG	28,400	6,358	19,577	25,936	91.3%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を遵守しつつ、物品・工費単価の高騰を回避するため、可能な範囲で工事物量を平準化し計上
中部電力PG	9,550	1,598	6,089	7,687	80.5%	現状の計器施設台数を2026～2034年度の9年間で均平化して計上
北陸電力送配電	1,830	443	1,258	1,701	93.0%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限に基づき取替工事が必要となる物量を計上
関西電力送配電	13,090	3,056	8,958	12,014	91.8%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を踏まえて、計画
中国電力NW	5,050	1,008	3,478	4,486	88.8%	検定有効期限および取替期間を考慮のうえ設定
四国電力NW	2,650	696	1,719	2,415	91.1%	当該年度に検定期限の満了を迎える計器台数から算定
九州電力送配電	8,680	2,136	6,601	8,737	100.7%	既設計器870万台の次世代スマートメーター化することを前提に計上 ※上記に加え、次世代スマートメーター工事は、9.25年（2025年度4/4期～2034年）で導入のため、検定有効期間が7年の大容量計器（変流器付計器）の工事数は、約1.32倍（9.25年／7年）となり、約32%が工事数増（約+4万台）
沖縄電力	917	281	641	922	100.5%	検満計画をベースに設定

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター

－設置予定台数の妥当性（「需要・電源対応」分に係る各社算定方法）－

- 需要・電源対応については、各社ともに、前提計画の需要見通しや再エネ連系量見通し、住宅着工統計などを用いていることが確認出来ており、計上値は妥当である。

【需要・電源対応】

(単位：千台)

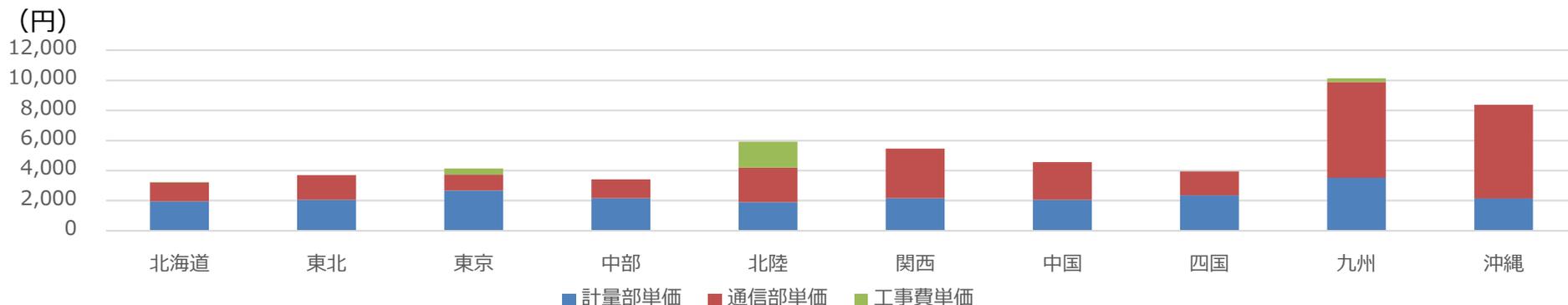
	現行分 設置予定台数	次世代分 取付予定台数 ※故障対応等を除く			現行分 台数比 (B/A)	設定の考え方
	2024年度末 時点【A】	2025～ 2027年度	2028～ 2034年度	2025～ 2034年度 【B】		
北海道電力NW	3,740	188	570	758	20.3%	高低圧供給申込は、数か月前が一般的であり、計画画面で個別に物量を積み上げることは困難な一方で、過去実績レベルで推移していることから、過去実績をベースに算定。前提計画の需要想定とも整合
東北電力NW	6,780	438	957	1,395	20.6%	過年度実績および伸び率を踏まえて減少傾向として設定
東京電力PG	28,400	1,095	3,514	4,608	16.2%	住宅着工統計（需要）、PV導入件数（電源）等の社外指標に基づき、将来動向（需要減）の予測値を算出。過去の工事実績を参考とし、将来予測値を基に将来工事物量を想定
中部電力PG	9,550	613	2,337	2,950	30.9%	前提計画の需要/再エネ連系量の見通しに応じて台数を想定
北陸電力送配電	1,830	88	239	327	17.9%	住宅着工件数の将来動向、再エネ導入想定量により想定
関西電力送配電	13,090	552	1,655	2,207	16.9%	新規申込みについては、前提計画の需要・再エネ連系量の見通しに応じて台数を想定 増強については、直近のトレンドを踏まえ、2018～2020年度実績平均を先行き台数としている
中国電力NW	5,050	223	781	1,004	19.9%	新設住宅着工戸数および再生可能エネルギーの連系量の見通しに応じて設定
四国電力送配電	2,650	155	439	594	22.4%	住宅着工件数および再エネ連系量の見通しから算定
九州電力送配電	8,680	484	1,496	1,980	22.8%	2022供給計画に基づき計器取付数を想定
沖縄電力	917	31	90	121	13.2%	過去5年（2016～2019）の実績平均により設定

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置単価 (増分費用の考え方) –

- スマートメーターは検定満了時の取替 (一般的な低圧用機器の場合、10年) が必要になることから、次世代分の設置に係る費用については、現行分から現行分に取り替える場合に発生する分をベース費用 (CAPEX配電のその他設備として査定)、次世代分に取り替える場合に追加的に発生する分を増分費用に切り分けることが可能。次世代投資費用としては増分のみを算入することが妥当であり、各社、こうした考えに沿って費用を見積もっていることを確認した。
- 上記を踏まえ、スマートメーター単価の査定は、増分費用の10社横比較により行った。

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置単価 (低圧・单相) –

- **計量部は、資源エネルギー庁の審議会で仕様統一が図られたことから、各社概ね同様の単価水準に収斂することが想定される。**一方、各事業者の提出値については、統一された仕様を前提に実施したメーカー見積りの結果等を反映したとしているものの、一部の事業者の単価水準が割高となっているのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、適正な単価水準への効率化を促す観点から、CAPEXのトップランナー的査定手法の考え方を踏まえ、**単価水準が4位以下の事業者については、単価水準3位の値(東北の2,060円※1)を用いる。**
- なお、検証の結果、東北、東京、九州の3社が端子部(計量部・通信部以外の構成部)の単価を、東京、関西、四国、九州の4社が計器保護部の単価を個別に増分費用に見積もっていることが確認された。それらについて、**次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、先述の一部の事業者は次世代投資費用に計上している。**当該費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、当該費用分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する(※2)。**
 ※1：本検証の結果、単価水準3位の値が変動する可能性がある。
- **通信部は、通信方式が異なること等から各社間で増分費用には一定の差が生じることが想定される。**また、単価の見積り方法は、RFIの結果を反映している事業者がある一方で、ベンダー見積りを反映している事業者もあり、見積り方法の差異による単価差があるのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、**単価水準が4位以下の事業者については、適正な単価水準への効率化を促す観点から、単価水準3位の値(北海道の1,253円)の30%**と、各社の通信方式や見積り方法の差異を考慮する観点から、**各事業者の単価の70%をもとに算定した単価を用いる。**
- **工事費は、次世代スマートメーターに取り替える際に、現行スマートメーターへの取替では発生しない費用を一部の社が計上(北海道：「Bluetooth(wi-fi)対応機器取付費用」、東京及び北陸：「端子部の取替費用」、九州：「通信部取替費用」)。**これらの工事費については、通常であればCAPEX(配電)に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する(※2)。** ※2：CAPEXの査定方法に準じて、効率化係数(年0.5%)の対象となる。以降同様。

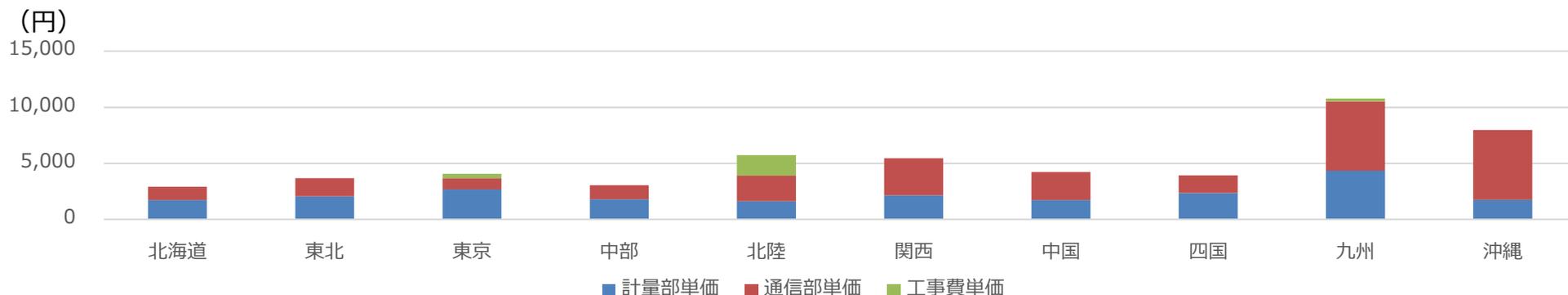


	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,957	2,060	2,686	2,170	1,907	2,162	2,068	2,366	3,527	2,150
通信部単価	1,253	1,640	1,045	1,244	2,279	3,300	2,503	1,589	6,358	6,220
工事費単価	27	-	406	-	1,733	-	-	-	259	-
合計	3,237	3,700	4,137	3,413	5,919	5,462	4,571	3,955	10,144	8,370

※ 黄色ハイライトは単価水準3位

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置単価 (低圧・三相) –

- **計量部は、資源エネルギー庁の審議会で仕様統一が図られたことから、各社概ね同様の単価水準に収斂することが想定される。**一方、各事業者の提出値については、統一された仕様を前提に実施したメーカー見積りの結果等を反映したとしているものの、一部の事業者の単価水準が割高となっているのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、適正な単価水準への効率化を促す観点から、CAPEXのトップランナー的査定手法の考え方を踏まえ、**単価水準が4位以下の事業者については、単価水準3位の値（北海道・中国・沖縄の1,750円※）を用いる。**
- なお、検証の結果、東北、東京、九州の3社が端子部（計量部・通信部以外の構成部）の単価を、東京、関西、四国、九州の4社が計器保護部の単価を個別に増分費用に見積もっていることが確認された。それらについて、**次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、先述の一部の事業者は次世代投資費用に計上している。**当該費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、当該費用分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。**
※：本検証の結果、単価水準3位の値が変動する可能性がある。
- **通信部は、通信方式が異なること等から各社間で増分費用には一定の差が生じることが想定される。**また、単価の見積り方法は、RFIの結果を反映している事業者がある一方で、ベンダー見積りを反映している事業者もあり、見積り方法の差異による単価差があるのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、**単価水準が4位以下の事業者については、適正な単価水準への効率化を促す観点から、単価水準3位の値（中部の1,243円）の30%**と、各社の通信方式や見積り方法の差異を考慮する観点から、**各事業者の単価の70%をもとに算定した単価を用いる。**
- **工事費は、次世代スマートメーターに取り替える際に、現行スマートメーターへの取替では発生しない費用を一部の社が計上（東京及び北陸：「端子部の取替費用」、九州：「通信部取替費用」）。**これらの工事費については、通常であればCAPEX（配電）に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。**



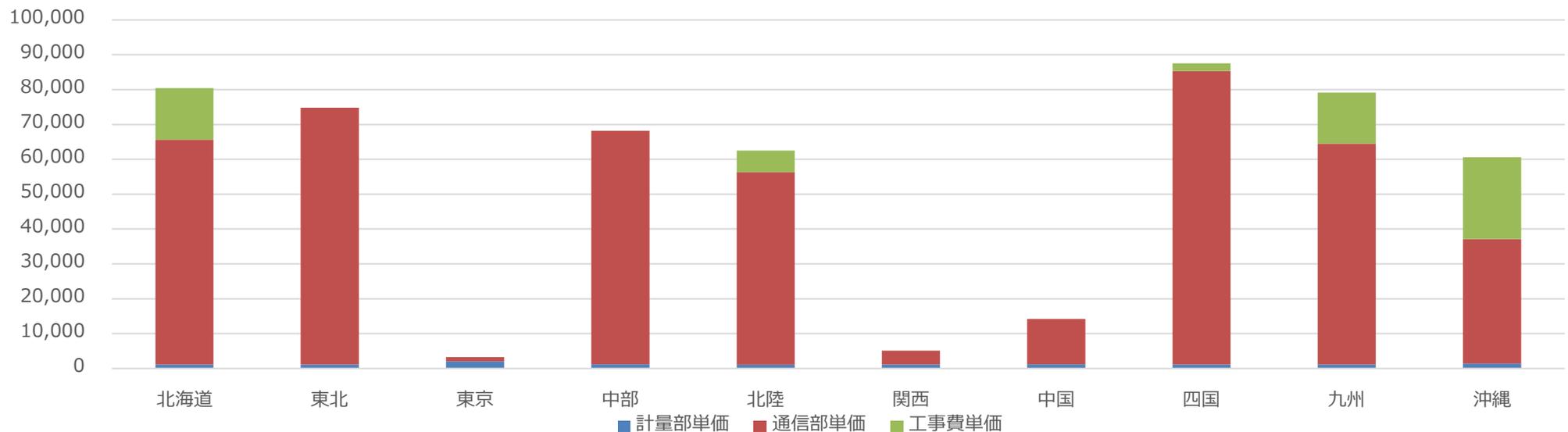
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,750	2,060	2,687	1,819	1,618	2,164	1,750	2,366	4,351	1,750
通信部単価	1,180	1,640	983	1,243	2,284	3,300	2,503	1,589	6,150	6,220
工事費単価	-	-	406	-	1,844	-	-	-	255	-
合計	2,930	3,700	4,076	3,062	5,746	5,464	4,253	3,955	10,756	7,970

※ 黄色ハイライトは単価水準3位

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置単価 (高圧) –

- 計量部は、東京が割高になっているが、検証の結果、最新の価格動静の織り込みを求めることが妥当と判断したことから、この影響額を踏まえ、計量部単価 (2,004円) を1,128円 (▲876円) とする。
- 通信部は、低圧と比して台数が少ないため、1 台当たりで負担する開発費用の割合が大きく、各社毎に妥当な水準を推定することが困難であるものの、特に高額な四国、東北、中部においてもRFIの結果を反映した見積もりであることを確認しており、これを踏まえ、各事業者における計上額を認めることが妥当。なお、東京については、3G停波対応に伴い先行して通信端末機能変更 (LTE化) を実施するため、次世代化はファームウェア更新のみで対応できる予定であることから、増分費用が少額になっている。
- 工事費は、現行スマートメーターから次世代スマートメーターに取り替える場合、現行スマートメーターの取替では発生しない「通信部の取替工事費用」について、一部の社が計上。これらの工事費については、通常であればCAPEX (配電) に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。

(円)

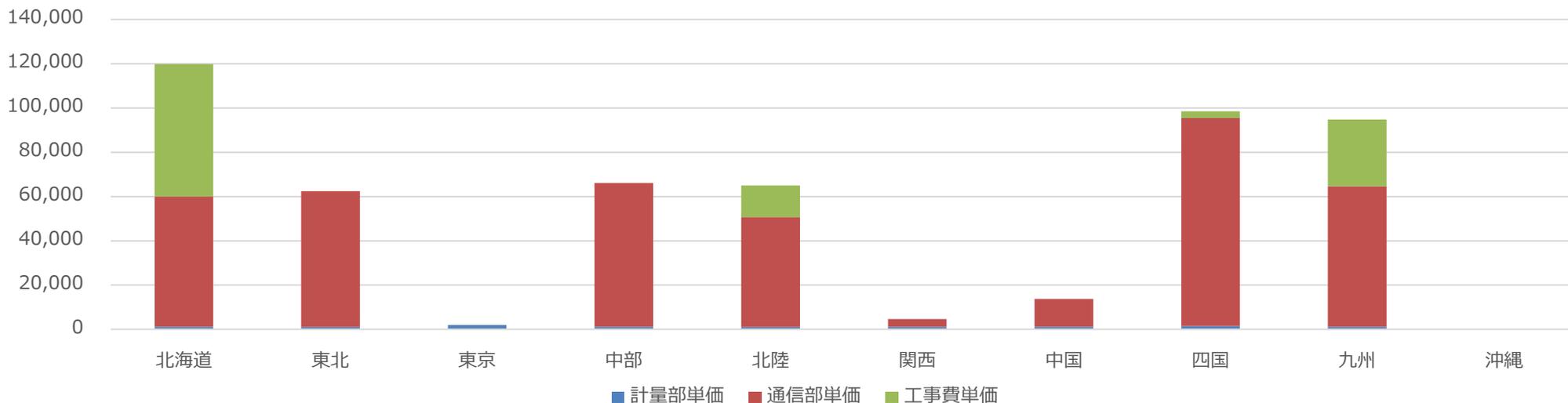


	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,130	1,100	2,004	1,206	1,047	1,123	1,130	1,130	1,130	1,128
通信部単価	64,494	74,176	1,290	66,965	55,261	3,997	12,635	82,062	64,176	33,330
工事費単価	14,821	-	-	-	6,197	-	-	2,218	14,675	23,514
合計	80,445	75,276	3,294	68,171	62,505	5,120	13,765	85,410	79,981	53,245

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – 設置単価 (特別高圧) –

- 計量部は、東京が割高になっているが、検証の結果、最新の価格動静の織り込みを求めることが妥当と判断したことから、この影響額を踏まえ、計量部単価 (2,000円) を1,128円 (▲872円) とする。
- 通信部は、低圧と比して台数が少ないため、1台当たりで負担する開発費用の割合が大きく、各社毎に妥当な水準を推定することが困難であるものの、特に高額な四国、東北、中部においてもRFIの結果を反映した見積もりであることを確認しており、これを踏まえ、各事業者における計上額を認めることが妥当。なお、東京については、現時点では、現行端末のリプレイス費用と同等額と想定しており、当該費用についてはCAPEXに計上している。
- 工事費は、現行スマートメーターから次世代スマートメーターに取り替える場合に、現行スマートメーター同士の取替では発生しない取替工事費用 (通信部) を一部の社が計上。当該工事費については、通常であればCAPEX (配電) に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。

(円)



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,123	1,101	2,000	1,205	1,047	1,154	1,129	1,130	1,129	–
通信部単価	58,808	61,397	–	64,908	49,737	3,549	12,636	84,080	63,560	–
工事費単価	60,000	–	–	–	14,219	–	–	2,286	30,164	–
合計	119,932	62,498	2,000	66,113	65,003	4,703	13,765	87,496	94,853	–

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – システム関連費用等 – 1 / 2

- システム関連費用は現行既存システムの構成等により各社でばらつきが存在し、**各社ごとに合理的な費用水準を推定することは困難**。他方で、特に、中部電力PGの中継装置・コンセントレーター関連費用（4,598円/台）及び北海道電力NWのその他費用（4,500円/台）について、その妥当性を検証した。

【中部電力PGの中継装置・コンセントレーター関連費用】

コンセントレーターはスマートメーターから受信したデータの伝送を行うため装置であり、中継装置は接続率向上のため中継拠点として設置されるもの（いずれも通信方式が主にマルチホップ方式の際に必要）。中部の同装置設置費用が多くなっているが、現地検針数を最大限減らすために既に他社より多く配置している既存機器を全量取り替えることが主因。配置が必要な台数についてはエリアごとの地理的要因も背景にあり、一概に**過大とまでは言えないことから、計上値を認めることが妥当**。

【北海道電力NWのその他費用】

これまで低圧と高圧・特高で区分していた託送料金システムを統合するための費用を計上。同社の次世代スマメ導入に際してシステム改修が必須となること、また、託送料金システム内に含まれるHES及びMDMSに係る機能部分の改修費用（約900円/台）が含まれていることを確認しており、それらを考慮すると他事業者と比較して**過大な費用とまでは言えないことから、計上額を認めることが妥当**。

	単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
HES関連費用	円/台	4,581	2,639	6,804	4,955	4,502	3,097	5,466	1,755	6,877	973
MDMS関連費用	円/台	2,342	1,977	1,932	623	3,397	1,604	1,872	2,267	1,840	2
中継装置・コンセントレーター関連費用	円/台	493	—	1,420	4,598	314	80	3,749	859	—	—
コンセントレーター数	個	1,800	—	40,600	21,267	3,000	—	9,700	5,800	—	—
中継装置数	個	—	—	(合算値)	45,165	—	1,327	40	—	—	—
その他費用	円/台	4,500	921	2,517	2,444	—	3,025	2,728	3,384	2,380	—

※第一規制期間において発生する各費用及び設置する次世代スマートメーター台数を用いて単価を算出。

※東北は第二規制期間以降、中継装置・コンセントレーターを設置・計上予定（現行の劣化対応はCAPEXに計上）。

※沖縄は中継装置・コンセントレーターは、追加設置がゼロ。

(2) 個別検証 ⑥スマートメーター – システム関連費用等 – 2 / 2

- 第23回専門会合において御議論いただいた次世代スマートメーター導入に係るシステム関連費用について、沖縄電力より事務局宛に報告した数値に誤りがあったとの報告があった※。
※提出値の内訳を報告する際に一部の数値の単位が誤っていたものであり、収入の見通しの提出値への影響はなし。
- 当該費用については、同会合において、「システム関連費用は現行既存システムの構成等により各社でばらつきが存在し、**各社ごとに合理的な費用水準を推定することは困難**」と整理したところ。
- 今回申告のあった沖縄電力の数値の訂正を反映した表は以下のとおり。
 - HES（通信システム）関連費用（1台あたり）は最も高い水準
⇒同社提出値は1社見積り結果をベースに算出されているところ、同社において現在実施中のRFIを踏まえて今後費用を抑制できる可能性があると考えられるところ、同会合で認められた**九州電力送配電の単価水準（6,877円/台）まで認める**。
 - MDMS（データ管理システム）関連費用（1台あたり）は他の事業者並みの水準
⇒同会合で整理したとおり、**認める**。

	単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄 修正後	沖縄 修正前
HES関連費用	円/台	4,581	2,639	6,804	4,955	4,502	3,097	5,466	1,755	6,877	8,080	973
MDMS関連費用	円/台	2,342	1,977	1,932	623	3,397	1,604	1,872	2,267	1,840	1,860	2
中継装置・コンセント レーター関連費用	円/台	493	–	1,420	4,598	314	80	3,749	859	–	–	–
コンセントレーター数	個	1,800	–	40,600	21,267	3,000	–	9,700	5,800	–	–	–
中継装置数	個	–	–	(合算値)	45,165	–	1,327	40	–	–	–	–
その他費用	円/台	4,500	921	2,517	2,444	–	3,025	2,728	3,384	2,380	–	–

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素 レジリエンス

- 再エネ大量導入に伴い電圧の安定性が低下する中、電圧管理を遠隔でかつ適時適切に実施するための取組を実施。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とした。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

各社における具体的な取組内容について

- 再エネ導入拡大により、配電系統内での電圧変動が大きくなるなか、新たな機器及び技術（センサ付き開閉器、自動電圧調整器、光ネットワーク等）を導入し、遠隔でかつ適時適切に電圧管理を実施。
⇒**電圧管理の高度化を通じて電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

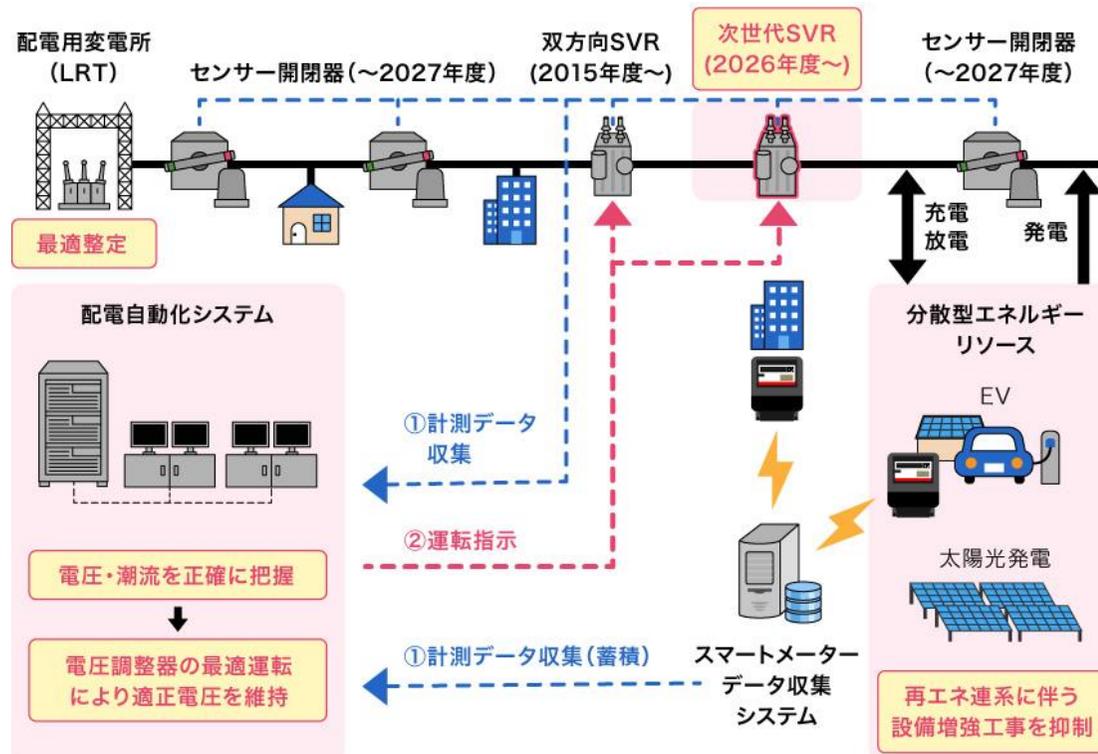
- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、今後さらに再エネ連系量が拡大すると見込まれる中、配電網の安定性を強化。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できるか。**

便益説明の具体性・合理性について

- 系統安定性の向上による調整力費用の削減や再エネ出力制御量の低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、配電網高度化への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – 検証内容 –

- 配電網高度化に係る費用は、主に配電自動化に関するシステム費用、センサ付き開閉器設置費用、自動電圧調整器（SVR）設置費用、通信網整備費用により構成されている。
- これを踏まえ、配電網高度化に係る費用検証においては、以下のとおり検証を行った。
 - ①センサ付き開閉器の台数及び10社比較を通じた単価の適正性
 - ②電圧調整器の台数及び10社比較を通じた単価の適正性
 - ③配電自動化システム費用及び通信網整備費用の10社比較を通じた費用の適正性
- なお、配電網高度化に係る導入機器等の仕様は統一されていないため、各社比較で高額であった場合には、その要因及び妥当性の検証を行った。



(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 –増分費用の考え方–

- 配電網高度化については、各社ともセンサ付き開閉器や自動電圧調整器（SVR）を導入する予定としているが、現時点において各旧式機器を一定程度導入済。次世代スマートメーターと同様に、それぞれ旧式機器からの機能増分に係る費用のみを次世代投資費用として算入することが妥当。
- 一部の社においてはベース費用を含めて算入しているところ、上記を踏まえ、配電網高度化に係る機器単価の査定は、ベース費用と増分費用を切り分けつつ、増分費用の10社横比較により行った。

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – センサ付き開閉器の単価・物量 –

- センサ付き開閉器の単価については、次世代機能増分費用のみ計上している社（中部・関西・中国・沖縄：ベース費用については、CAPEX配電のその他設備として検証済）と、増分費用とベース費用を区分せず全費用を計上している社で大きな単価差が存在している。
- このため、中部・関西・中国・沖縄以外の社については、単価のうちベース費用分を抽出し、現行開閉器から次世代開閉器への取替分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用することが妥当。
- 工事費については、次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、一部の事業者については、センサ付き開閉器の増加などを理由に工事費を計上している。こうした費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。
- 導入予定台数は中部が突出しているが、配電線の系統構成の違いにより設置必要数が異なることが背景にあることが確認できたことから、妥当と判断することとする。

【センサ付き開閉器物品・工事費単価一覧】

(単位：千円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
物品費	次世代計上費用(A)	1,154	1,500	1,107	208	1,422	631	164	1,449	728	1,612
	増分費用(B)	454	190	108	208	340	631	164	353	263	1,612
	ベース費用(A)-(B)	700	1,310	999	0	1,082	0	0	1,096	465	0
工事費	次世代計上費用	200	206	216	0	170	38	90	252	122	397
	うち増分費用	0	206	11	0	0	38	0	0	1.5	397
計	次世代計上費用	1,354	1,706	1,324	208	1,591	669	254	1,702	850	2,009
	うち増分費用	454	396	119	208	340	668	164	353	265	2,009
導入台数 (千台)		3.68	2.98	8.1	26.5	3.37	6.53	13.59	1.6	2.9	1.25
	うち新規台数	0	0.60	0	0	0.506	0	0.65	0	0	1.25
	うち取替台数	3.68	2.38	8.10	26.50	2.866	6.53	12.94	1.60	2.90	0

査定対象費用

査定対象物量

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – 電圧調整器の単価・物量 –

- 電圧調整器の単価については、次世代機能増分費用のみ計上している社（中部・北陸・関西・中国・沖縄：ベース費用については、CAPEX配電のその他設備として検証済）と、増分費用とベース費用を区分せず全費用を計上している社で大きな単価差が存在している。
- このため、中部・北陸・関西・中国・沖縄以外の社については、単価のうちベース費用分を抽出し、現行電圧調整器から次世代電圧調整器への取替分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用することが妥当。
- 工事費については、次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、一部の事業者については、センサ付き開閉器の増加などを理由に工事費を計上している。こうした費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する。
- 導入台数は、中部・中国が比較的多くなっているが、中部は配電線の系統構成の違いにより設置必要数が異なること、中国は他社比較で配電系統が長亘長であるため設置必要数が多くなることが要因であることが確認できたことから、妥当と判断する。

【電圧調整器物品・工事費単価一覧】

(単位：千円)

	(千円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
物品費	次世代計上費用(A)	4,700	850	13,848	1,378	8,518	5,885	3,109	–	7,107	10,707
	うち増分費用(B)	250	268	3,250	1,378	8,518	5,885	3,109	–	650	10,707
	ベース費用(A)-(B)	4,450	582	10,598	0	0	0	0	–	6,457	0
工事費	次世代計上費用	300	51	1,151	0	288	149	243	–	2,341	2,260
	うち増分費用	0	51	0	0	288	149	0	–	0	2,260
計	次世代計上費用	5,000	901	15,000	1,378	8,806	6,034	3,352	–	9,448	12,967
	うち増分費用	250	319	3,250	1,378	8,806	6,034	3,109	–	650	12,967
導入台数 (千台)		0.61	0.70	0.57	1.51	0.015	0.44	1.52	0	0.015	0.15
	うち新規台数	0	0.14	0	0	0.015	0	0	0	0.015	0.1
	うち取替台数	0.61	0.56	0.57	1.51	0	0.44	1.52	0	0	0.05

査定対象費用

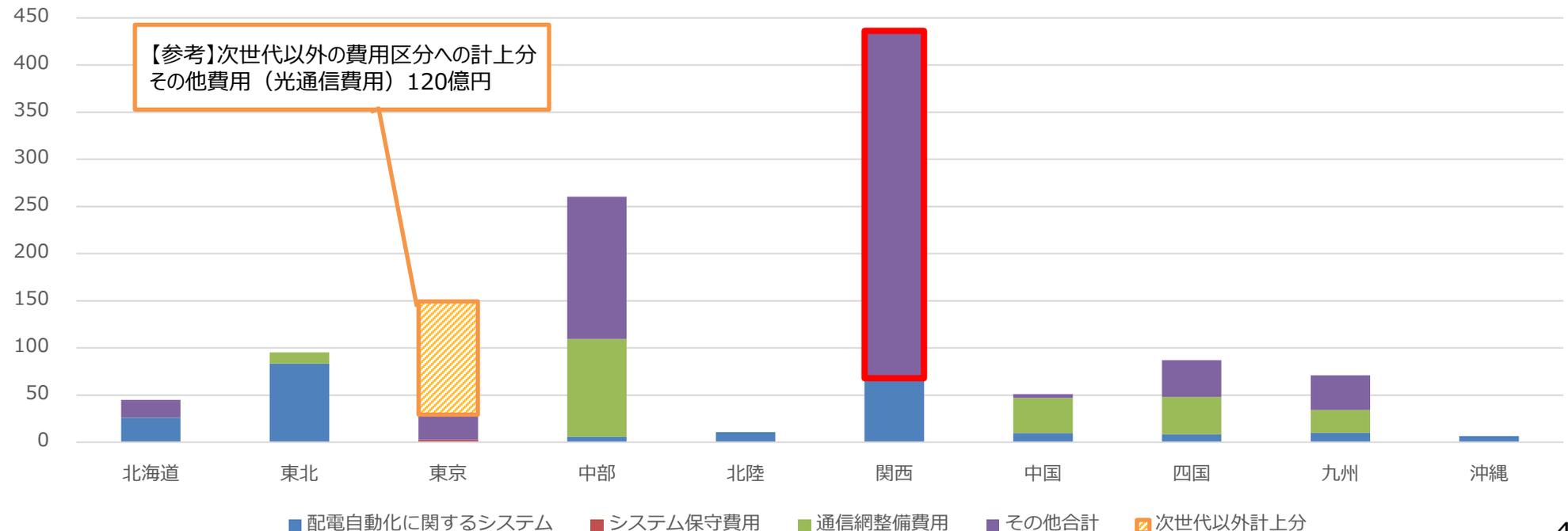
査定対象物量

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – システム費用等 –

- 各社において、配電網高度化に伴い必要となるシステム改修や通信網整備の範囲が異なる状況。
- 「その他」については、各社ごとに計上額にバラツキがあり、主な内訳は以下のとおり。
 - ・中部電力PG（151億円）・・・第三世代デジタル配電盤（151億円）
 - ・関西電力送配電（368億円）・・・光対応制御機器への取替費用（202億円）
光サービス利用料（105億円）等
 - ・四国電力送配電（39億円）・・・光子装置単独取替（18億円）等
 - ・九州電力送配電（37億円）・・・光制御箱導入・光親局導入等（28億円）等
- 関西電力送配電の光サービス利用料に関して、前回までの専門会合において通信設備の移管により効率化が達成されるとの説明があったが、**様々な通信費用がかかる点につき同社に説明を求めた。**

システム費・通信費・その他費用

(億円)



(参考) 光対応についての各社考え方

	光ネットワーク対応有無	第一規制期間計上費目	次世代以外計上費用
北海道	・現時点で導入計画なし。 (再エネ連系量が更に増えデータ量が増えたら検討)	-	-
東北	・再エネ拡大地域を中心に 系統全体の2割 を光化計画。	次世代投資費用	-
東京	・既に 導入済み 。光回線は自社回線。	CAPEX-その他投資 (通信工事)	120億円*
中部	・光導入が必要な場所に導入予定。2027年度末に光ケーブルを 8割 とする予定。光回線は自社回線。	次世代投資費用	-
北陸	・現時点で導入計画なし。 (再エネ連系量が更に増えデータ量が増えたら検討)	-	-
関西	・2021年から開始し2034年までに 完全移行予定 。 ※機器とケーブルを区分する。	次世代投資費用	-
中国	・導入に向け検討中 (他社状況も踏まえて判断)	次世代投資費用 (光対応開閉器の研究費)	-
四国	・2030年代半ばに光方式に 完全移行予定 。	次世代投資費用	-
九州	・第一規制期間中に5%、将来的に 完全移行予定 。	次世代投資費用	-
沖縄	・導入検討中	-	-

* 東京：2028年度に光通信網構築完了を予定しており、28年度も含めると123億円

(2) 個別検証 ⑦配電網高度化 – 光ケーブル関連費用に係る追加検証 –

- 関西電力送配電の光化対応費用につき、ケーブルを自社で敷設・所有している東京電力PG及び中部電力PGと比べて、他社（オプテージ）所有のものを利用することにより費用の効率化が一定程度図られていることが確認できた。
- 一方、今後について、他の施策で光通信を利用する際、ケーブルを自社保有している社については既設のケーブルを有効活用できるところ、関西電力送配電においては都度光サービス利用料の支払が発生することを踏まえると、**通信関連費用全体の動向にも留意しながら費用全体の合理化を図っていくことが適当。**

		東京	中部	関西
配電網高度化対応期間		2013年度～2031年度	2021年度～2035年度	2021年度～2034年度
費用	光対応 制御機器 (センサ付き開閉器、電圧調整器、光子局)	<次世代投資費用（増分費用）> 取替修繕費：166.3億円（416.3億円） 減価償却費：1.9億円（10.2億円） <CAPEX（配電）（ベース費用）> 取替修繕費：47.9億円（211.8億円） 減価償却費：76.6億円（174.7億円） <small>（採録の都合上、2015年度以降の数値）</small>	<次世代投資費用（増分費用）> 取替修繕費：56億円（157億円） 減価償却費：2億円（13億円） <CAPEX（配電）（ベース費用）> 取替修繕費：247億円（705億円） 減価償却費：10億円（57億円）	<次世代投資費用（増分費用）> 取替修繕費：255億円（725億円） 減価償却費：2億円（9億円） <CAPEX（配電）（ベース費用）> 取替修繕費：100億円（196億円） <制御不能費用> 減価償却費：0.2億円（3億円）
	光ケーブル 関連 (敷設・通信等)	<CAPEX（その他投資）> 取替修繕費：15億円（47億円） 減価償却費：38億円（74億円） <small>（採録の都合上、2015年度以降の数値）</small>	<次世代投資費用> 取替修繕費：11億円（35億円） 減価償却費：26億円（143億円）	<次世代投資費用> 諸費：105億円（366億円） <small>（人件費・既設減価償却費相当を除いた場合の、 規制期間における設備関連費用は50億円）</small>
	合計	345.7億円（934.0億円）	352億円（1,110億円）	462.2億円（1,299億円）
物量	光対応 制御機器	14千台（41千台） うち光子局数14千台（41千台）	28.0千台（69.6千台） うち光子局数20.2千台（56千台）	51千台（140千台） うち光子局数34千台（90千台）
	光ケーブル 敷設巨長、 光化率（分母： 配電系統全体）	対応開始時：0.0万km ^{※1} 、0% 2022年度末：1.43万km、62% 2027年度末：2.28万km、99% （規制期間：+0.85万km） 対応終了時：2.29万km、100%	対応開始時：4.12万km、79% <small>（光ケーブル敷設は配電網高度化対応開始以前より実施）</small> 2022年度末：4.16万km、79% 2027年度末：4.58万km、82% （規制期間：+0.42万km） 対応終了時：5.56万km、91%	対応開始時：0万km、0% 2022年度末：1.2万km、18% 2027年度末：3.7万km、55% （規制期間：+2.5万km） 対応終了時：6.7万km、100%
光ケーブル単価 ^{※2}		1,423千円/km（1,423千円/km）	2,464千円/km（1,925千円/km）	1,200千円/km（1,200千円/km）
光化の 目標・ 位置付け	規制期間	光化割合：62%⇒99%（+37%）	光化割合：79%⇒82%（+3%）	光化割合：18%⇒55%（+37%）
	中長期	2028年度までに全面光化	必要な箇所を見極めて光化	2034年度までに全面光化

※（）内の金額は配電網高度化対応期間における費用。

※1 配電網高度化の取組開始時から配電網高度化に資する光ケーブル敷設巨長のみを記載。

※2 光ケーブル敷設等に係る投資費用を敷設巨長で除いたもの。なお、関西電力送配電については他社所有のケーブルを利用のため、投資費用は当社推定値。

(2) 個別検証 ⑧共同システム – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素 DX

- 需給調整の広域化、調達コストの低減に向けた「需給調整市場システム」の改修、「中央給電指令所システム」の仕様統一等、一般送配電事業者が共同でシステム開発等を行う。
- 今後運用が開始される制度に関するものを含め、需給調整の高度化に向けた前例の乏しい検証も必要になってくることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	●	○	○	○	○	○	○	●

※ ●は「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 需給調整の広域化、調整コストの低減に向けて、市場メニューの拡大やルール見直しに対応するための「需給調整市場システム」改修、将来制度への柔軟性・事業者に対する透明性・公平性確保等を目的とする「中央給電指令所システム」の仕様統一等を行う計画。一般送配電事業者が共同でシステム開発・改修を行い、各社にて追加機能の改修等を行う。
⇒需給調整等の高度化を通じて電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。

中長期的な目標における位置付けについて

- 再エネ導入拡大等を踏まえ、各種制度を踏まえたシステム対応を実施し、需給調整等の高度化を図る。
⇒検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。

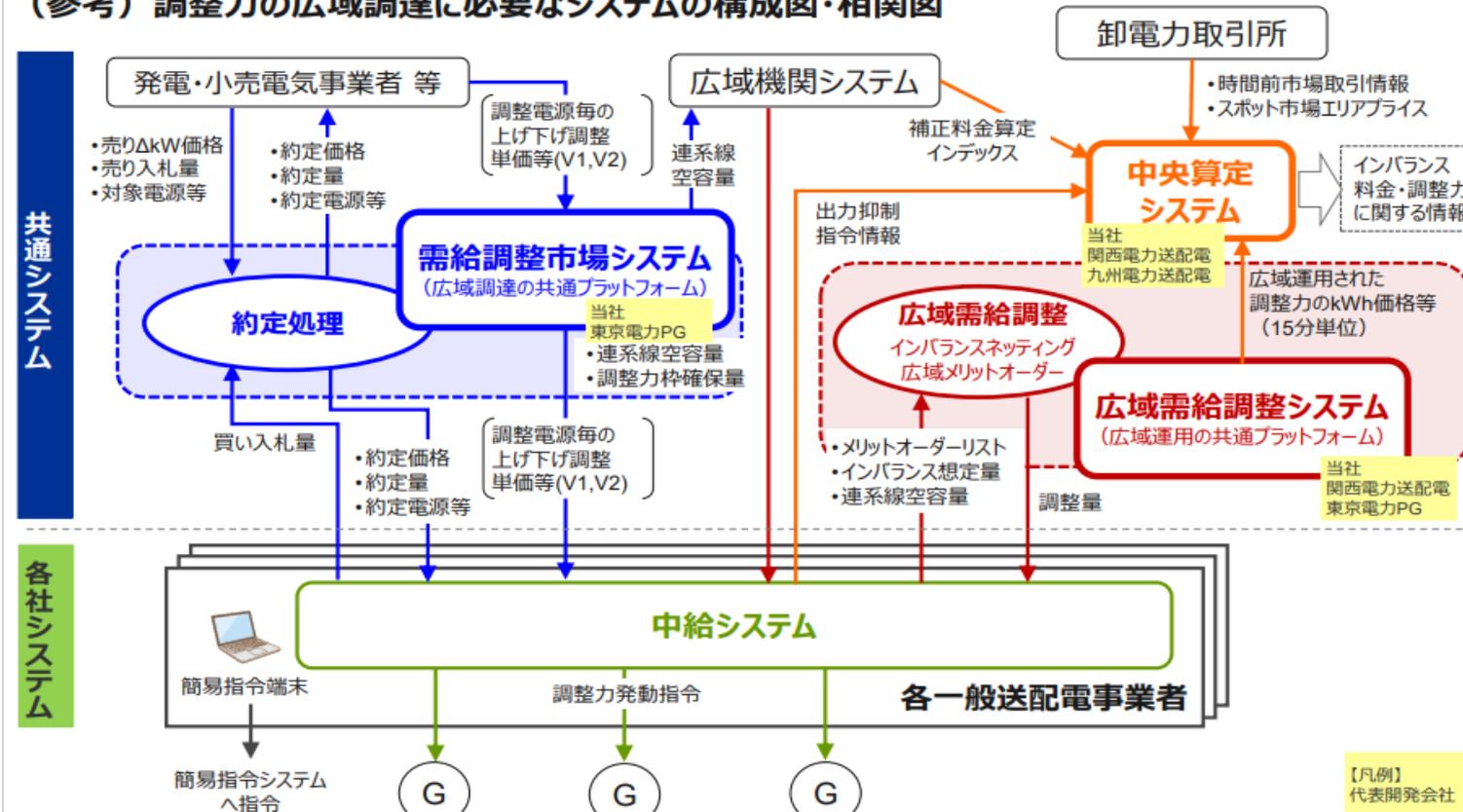
便益説明の具体性・合理性について

- 調整力の広域調達による調達コスト低減、仕様統一や共有化による開発・運用コストの低減。
⇒検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、共同システムへの投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）

(2) 個別検証 ⑧共同システム – 検証内容 –

- 「共同システム」は、エリアを越えた広域的な調整電源の調達・運用に向けて、一般送配電事業者が共同でシステム（需給調整市場システム、広域需給調整システム、中央算定システム等）を構築するものであり、その費用は、システム開発会社においては開発費、その他の会社においては共同システム構築に係る分担金、及び各社において共同システムと連携させるための個社の関連システム（中給システム等）の改修費用で主に構成されている。
- これを踏まえ、個社の関連システムの改修費用について、横比較を行い、改修内容・費用の妥当性を検証した。

(参考) 調整力の広域調達に必要なシステムの構成図・相関図



(2) 個別検証 ⑧共同システム – 検証結果 – 1 / 2

- 取組予算のうち、分担金については、10社共通の集約システムを構築するための各社負担費用であり負担額は決定していることから査定対象外とする。
- 自社システムの改修費用等について、共通の集約システムに連携する点は10社共通しているものの、各社ごとに必要なシステム対応の範囲が様々であることを確認しており、**事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当。**一方、**自社システムの改修費用について各社で計上費用に差異があることから、詳細を次頁で整理し、検証結果を示す。**

事業者	取組予算 (全期間)	共同システム 開発費用※1	左記に係る 各社分担金※2	開発会社の 分担金受入※3	その他予算	その他予算内訳 (金額は次頁に記載)	規制期間 見積費用
北海道電力 NW	79.2億円	—	31.3億円	—	47.9億円	関連システム (中給システム、需給精算システム、需給調整アセスメントシステム) の個社開発費用	41.5億円
東北電力 NW	123.3億円	—	23.6億円	—	99.8億円	システム改修投資、市場運営委託費、次期中給システム対応	53.7億円
東京電力 PG	—	(CAPEX・ OPEX等) 85.9億円	(CAPEX・ OPEX等) 30.4億円	(控除収益) ▲64.6億円	—	—	—
中部電力 PG	114.3億円	71.6億円	18.1億円	(控除収益) ▲92.5億円	24.6億円	共同システム運開に対応して必要となる自社の中給システム改修費(費用換算後)	85.1億円
北陸電力 送配電	14.5億円	—	14.1億円	—	0.4億円	・広域運用対応 ・次期中給システム対応 (電力中央研究所研究費、コンサル委託費、旅費)	14.5億円
関西電力 送配電	24.5億円	26.3億円	28.8億円	(控除収益) ▲32.9億円	2.3億円	広域需給調整システムに関連する自社システムの開発・改修の減価償却費	22.7億円
中国電力 NW	23.8億円	—	23.8億円	—	—	—	23.8億円
四国電力 送配電	55.5億円	—	18.8億円	—	36.8億円	・中給システム、調整力精算システムのソフトウェア開発費用 ・当社と共同システム間の通信回線費用	35.2億円
九州電力 送配電	111.0億円	3.0億円	27.2億円	(控除収益) ▲4.2億円	80.8億円	広域需給調整等への対応に向けた自社中給システム改修等※ 取組予算には、広域需給運用開始(2020.9)や需給調整市場創設対応(2021.4)に伴う中給システム改造等の過去実績費用(40.0億円)を含む	63.4億円

※1 需給調整市場システム (MMS)、広域需給調整システム (KJC)、中央算定システム、簡易指令システム、広域LFCの開発費用を基に算定した減価償却費及び維持管理費

※2 1の費用を、エリアの需要比等で各社応分負担

※3 2の費用を開発会社 (開発費用を次世代投資費用以外の費用区分で計上している東京電力PGを含む) が受け入れ

(2) 個別検証 ⑧共同システム – 検証結果 – 2 / 2

事業者	取組予算 (全期間)	その他予算 (全期間)	その他予算のうち、下記各システムとの接続のための自社システム改修費用→	第1規制期間 (費用ベース)	全期間 (費用ベース)	検証結果
北海道電力 NW	79.2億円	47.9億円	広域需給調整システム	9.1億円	16.1億円	<p>・それぞれの共同システムに自社システムを関係する際に必要となる改修に係る費用については、その対応範囲が様々であることを確認しており、事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当。</p> <p>・一方、東北電力NWや九州電力送配電を中心に、第二規制期間以降に多額の費用発生が見込まれていることを踏まえると、今後システム改修実施までに各社において改修範囲の適正化や費用の合理化を図っていくことが重要。</p>
			需給調整市場システム	5.7億円	12.7億円	
			中央算定システム	4.6億円	8.1億円	
東北電力 NW	123.3億円	99.8億円	広域需給調整システム	9.7億円	20.5億円	
			需給調整市場システム	14.6億円	62.0億円	
			中央算定システム	0.6億円	1.7億円	
中部電力 PG	114.3億円	24.6億円	広域需給調整システム	0.7億円	1.6億円	
			需給調整市場システム	15.2億円	21.8億円	
			中央算定システム	0.1億円	1.2億円	
北陸電力 送配電	14.5億円	0.4億円	広域需給調整システム	— (CAPEXに計上)	— (CAPEXに計上)	
			需給調整市場システム	— (CAPEXに計上)	— (CAPEXに計上)	
			中央算定システム	— (CAPEXに計上)	— (CAPEXに計上)	
関西電力 送配電	24.5億円	2.3億円	広域需給調整システム	0.5億円	2.3億円	
			需給調整市場システム	—	—	
			中央算定システム	—	—	
四国電力 送配電	55.5億円	36.8億円	広域需給調整システム	6.0億円	10.9億円	
			需給調整市場システム	13.0億円	23.7億円	
			中央算定システム	—	0.4億円	
九州電力 送配電	111.0億円	80.8億円	広域需給調整システム	18.3億円	33.0億円	
			需給調整市場システム	11.8億円	23.8億円	
			中央算定システム	3.2億円	14.0億円	

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

脱炭素
レジリエンス
DX

- 分散グリッド化に向けた実証実験や配電事業者参入に備えたシステム対応等を実施。
- 「分散グリッド化の推進」に関する各社の対応については、取組内容が多岐に亘っているところ、中長期的な目標における位置付けが具体化されることを前提に、基本的に効率化係数の対象外とする。

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
●	○	○	○	○	○	○	●	○	○

※ ●は「OPEX」/「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 蓄電池の活用や内燃力の出力調整といったを制御手法を用いつつ、再エネ連系量の拡大や地産地消型のネットワーク形成を模索。
- 分散型電源の活用推進やレジリエンス向上の観点から、一般送配電事業者に代わり、配電事業者が配電網を管理・運営できる配電事業制度に基づく配電事業者の参入に備えたシステム対応を実施。
⇒**電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- 再エネ利用拡大、地産地消型エネルギーネットワーク実現によるレジリエンス強化（停電回避等）に向けた取り組みとして位置づけ。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを説明できていると評価できる。ただし、各社が目指す「分散グリッド化」については難易度に差があることから、分散グリッド化への投資については、各社において目標をより合理的かつ明確に説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

便益説明の具体性・合理性について

- 再エネ拡大による燃料費削減、CO2削減、蓄電池導入等による停電時間の短縮
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、分散グリッド化への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化 – 検証内容 (概要) –

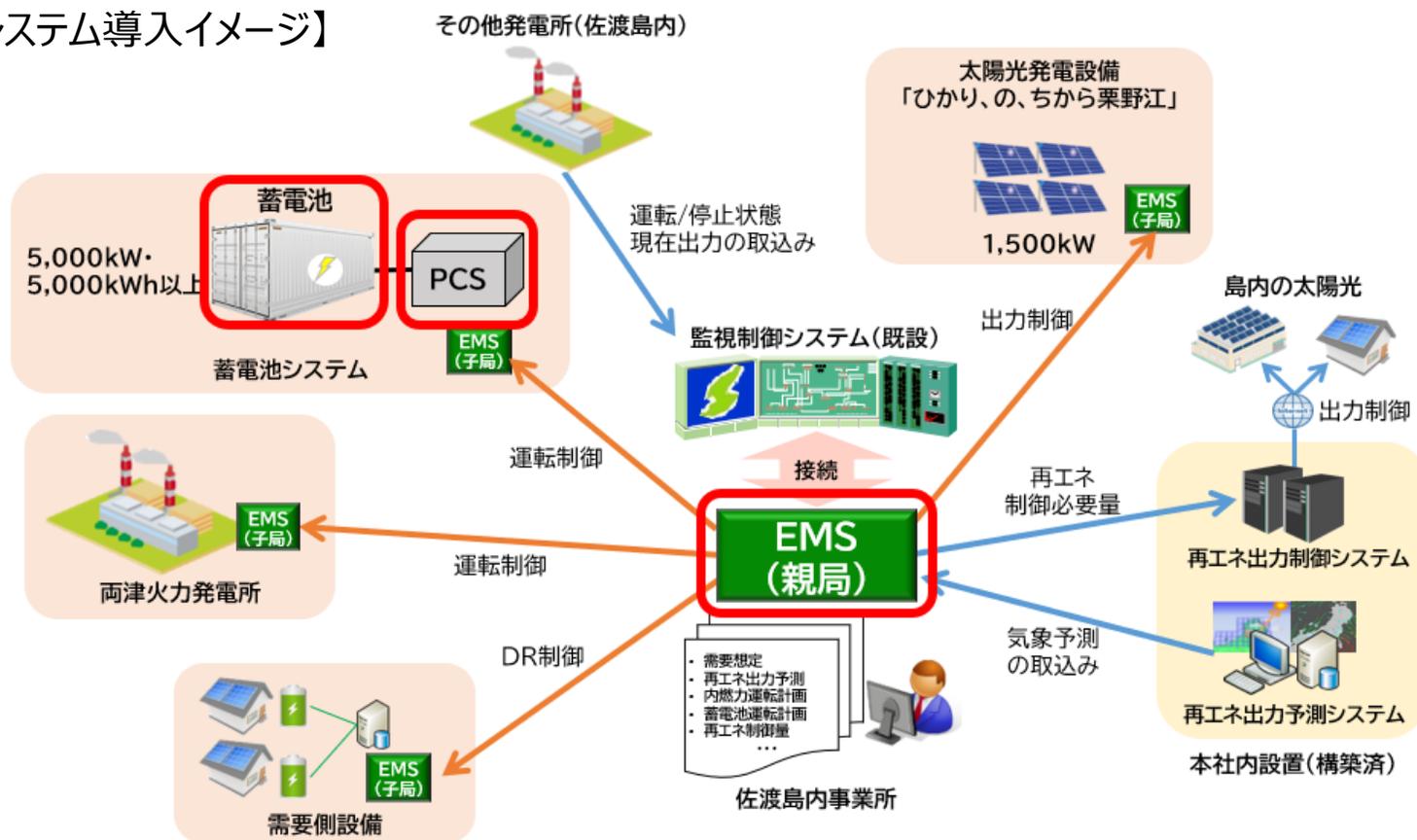
- 「分散グリッド化」では、各社取組内容・規模が異なるため、以下3つに区分し、それぞれ検証を行った。
 - a) 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整
 - b) 配電事業ライセンス導入対応
 - c) その他
- a)及びb)の検証内容については、次頁以降記載。
- c)については、横比較が難しいため、個別に内容を検証を行った。

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化

a) 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整 – 検証内容 –

- 離島におけるPCS（電力変換装置）・蓄電池・EMS（エネルギーマネジメントシステム）等を活用した需給調整の取組は、EMS設置・改修費用、PCS導入費用、蓄電池導入費用で主に構成されている。
- これを踏まえ、
 - ①EMS設置・改修費用、蓄電池導入費用、電力変換装置導入費用の各社比較、
 - ②その他で計上される費用の内容・規模の個別確認を行い、内容・費用の妥当性の検証を行った。

【EMSシステム導入イメージ】



(出典：東北電力NW資料を参考に作成)

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化

a) 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整 – 検証結果 –

- エネルギーマネジメントシステム（EMS）、蓄電池、電力変換装置（PCS）の設置箇所・費用については、以下のとおり、容量や仕様によって異なるため、**業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当。**
- 一方で、東京電力PGのPV関連費用が高額となっているが、母島での工事は世界自然遺産敷地や生態系等への格別の配慮が必要になるものであり、工期の長期化や対策費用の発生が一定程度生じるもの。こうした点を踏まえると、**当該費用は認めることが妥当。**

事業者	対象離島	取組予算 (全期間)	EMS設置・ 改修費用	蓄電池設置費用・ 容量・数量	PCS設置費用・ 設置台数	その他の主な予算内訳	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
東北電力 NW	佐渡島	27.0億円	4.0億円 (設置2.4億円、 改修1.6億円)	10.1億円 5.0MWh、1箇所	2.5億円 3台	<ul style="list-style-type: none"> ・PV設備設置費用：5.2億円 ・需要側設備制御システム費用：0.8億円 ・既設監視制御システム改造：1.5億円 ・通信回線工事他：0.4億円 ・受電設備：1.8億円 	<ul style="list-style-type: none"> ①24億円 ②2023～2042年度 	6.9億円
東京電力 PG	小笠原母島	33.9億円	1.4億円	6.6億円 6.3MWh、1箇所	1.8億円 4台	<ul style="list-style-type: none"> ・PV関連：9.3億円 ・発電所系統連系関係：4.2億円 ・作業員滞在関係経費：2.4億円 ・環境調査費（PVサイト開発許可のため建設準備口）：2.2億円 ・基本設計（測量込み）：1.3億円 ・蓄電池建屋棟建設費：1.2億円 	<ul style="list-style-type: none"> ①1.5億円/年 ②2026年度以降 	5.0億円
中国電力 NW	(自治体と 協議中)	19.0億円	3.8億円	13.0億円 蓄電池12.7MWh、1箇所		<ul style="list-style-type: none"> ・受電設備他：1.7億円 ・建築工事：0.3億円 ・送電線：0.2億円 	<ul style="list-style-type: none"> ①52億円 ②2026～2047年度 	3.2億円
沖縄電力	宮古島	30.0億円	－	15億円 22.0MWh、1箇所	0.2億円 1台	<ul style="list-style-type: none"> ・MGセット(再エネ電源を用いるモーター発電機)4台：7.3億円 ・その他設備・工事費：7億円 	<ul style="list-style-type: none"> ①19.1億円 ②2024～2033年度 	5.1億円
	来間島	2.9億円	0.7億円	0.8億円 1.1MWh、1箇所	0.3億円 1台	<ul style="list-style-type: none"> ・受変電設備：0.4億円 ・その他設備・工事費：0.3億円 ・マイクログリッド実証研究：0.2億円 	<ul style="list-style-type: none"> ①－（定性便益のみ） ②－ 	0.8億円

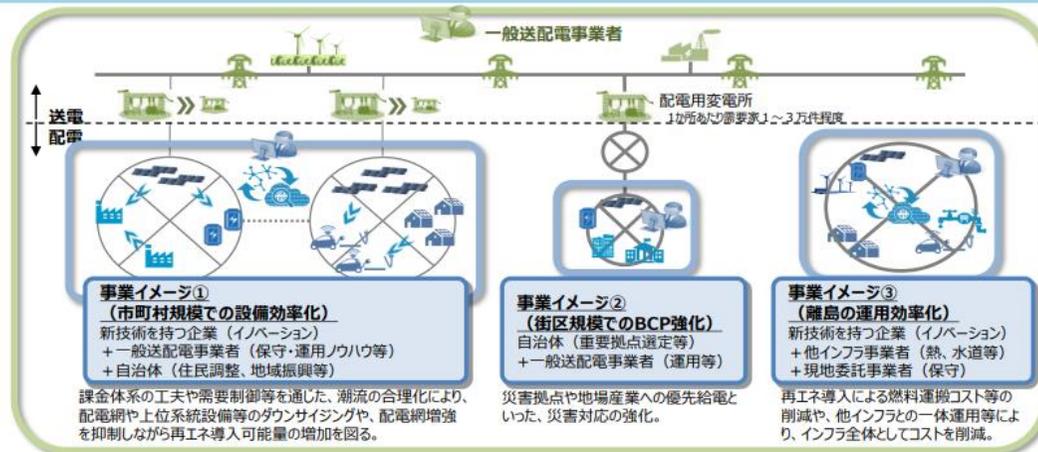
(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化 b)配電事業ライセンス導入対応 – 検証内容 –

- 配電事業ライセンスについて、2022年4月に配電事業制度（配電ライセンス）が開始され、今後、同制度を活用した配電事業参入が見込まれるところ。これに伴い、一般送配電事業者から配電事業者に対して、設備の貸与等が想定されることから、各社こうした動きを見据え、必要となる対応に係る費用を計上。
- 具体的には、主に以下のシステム改修費用により構成される。
 - ①営配システム（フラグ）、②事故停電情報システム、③巡視報告システム、④託送システム

2. 電力システムの分散化と電源投資

(1) 配電事業制度の概要

- レジリエンス強化等の観点から、特定の区域において、一般送配電事業者の送配電網を活用して、新たな事業者がAI・IoT等の技術も活用しながら、自ら面的な運用を行うニーズが高まっているため、安定供給が確保できることを前提に、配電事業者を電気事業法上に新たに位置付け。
- 例えば、自治体や地元企業が高度な技術を持つIT企業と組んだ上で配電事業を行い、災害時には特定区域の配電網を切り離して、独立運用するといったことが可能になることが期待される。
 - ⇒電力供給が継続でき、街区規模での災害対応力が強化
- また、新規事業者によるAI・IoT等の技術を活用した運用・管理が進展する事が期待される。
 - ⇒設備のダウンサイジングやメンテナンスコストの削減



25

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化 b)配電事業ライセンス導入対応 – 検証結果 –

- 配電事業ライセンスに関する費用は、10社の内、4社が次世代投資費用に、6社がCAPEX（その他投資）に計上していることが確認された。基本的には、新たなシステム構築は特段必要なく既存システムの改修で済むことから、**次世代投資費用に算入している4社について、CAPEX（その他投資）に計上することが妥当。**

事業者	取組予算 (全期間)	主なシステム改修内訳				その他予算、内訳	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
		① 営配 (フラグ)	② 事故停電情報	③ 巡視報告	④ 託送			
中部電力 PG	24.0億円	20.5億円				要件定義：2.1億円 検討費用等：1.4億円	①9.9億円 ②開始後5年間	10.7億円
北陸電力 送配電	3.6億円	0.3億円	0.1億円	0.2億円	3.0億円	–	①1.0億円/年 ②2026年度以降	2.2億円
関西電力 送配電	10.1億円	8.6億円	–	1.1億円	0.4億円	–	①11.7億円 ②2032～2041年度	1.2億円
九州電力 送配電	3.2億円	3.2億円	–	–	–	–	①3.2億円 ②2024～2041年度	3.2億円

【配電事業ライセンス導入費用を計上していない者はCAPEXに関連費用を計上】

事業者	配電事業ライセンス費用計上区分	取組予算 (全期間)	規制期間 見積費用
北海道電力NW	CAPEX（その他投資）	3.8億円	3.8億円
東北電力NW	CAPEX（その他投資）	9.2億円	0.2億円
東京電力PG	CAPEX（その他投資）	40.4億円	26.0億円
中国電力NW	CAPEX（その他投資）	6.4億円	6.4億円
四国電力送配電	CAPEX（その他投資）	1.3億円	1.3億円
沖縄電力	CAPEX（その他投資）	0.9億円	0.9億円

(2) 個別検証 ⑨分散グリッド化 c)その他

- 各一般送配電事業者の取組内容については、**再エネ拡充等を見据えて実施する分散グリッドに係る取組（実証事業、調査研究など）として妥当であり、また当該取組に係る費用の内訳等についての確認結果も踏まえると、当該費用は認めることが妥当。**

事業者	取組予算 (全期間)	取組件名	取組詳細	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
関西電力 送配電	4.7億円	直流送電活用に関する取組み・ 指定区域供給制度（オフグリッド 制度）	・自社保有航空障害灯のオフグリッド化の実施及び一般需要家のオフグリッド化適用に向けた模擬設備での技術試験等の研究を実施。 ・オフグリッドに直流技術を適用する場合の課題や実用化の有効性についての研究を実施。（2025年度から、実用化に向けた検証を実施。なお、現時点でオフグリッドを導入している事業者はない） 【費用内訳】 研究費 2.2億円（直流送電1.0億円、オフグリッド制度1.2億円） 修繕費等 0.8億円	①7.4億円 ②2023～2041年度	3.0億円
九州電力 送配電	3.1億円	再エネ有効活用に資する内燃 力低負荷運転の促進	・給気加熱装置（4台）を新たに設置し、内燃力機の最低出力下限域を定格出力の40%に広げ、離島の再エネ有効活用と脱炭素化を図る。 【費用内訳】 減価償却費（給気加熱装置分） 0.5億円	①3.6億円 ②2023～2037年度	0.5億円
沖縄電力	0.3億円	系統安定化に関する調査研 究（宮古島系統）	・宮古島系統において精緻な実測データを収集することを通じて、再エネが大量導入された系統における電力品質の実態把握を行う。そこから課題を抽出し、系統運用管理の高度化に向けた方策を検討。	①－（定性便益のみ） ②－	0.1億円
	0.04億円	発電予測精度向上に関する調 査研究（マイクログリッド内）	来間島マイクログリッド内にてAI等が予測した再エネ出力や電力需要等の情報と蓄電池の運用状況をもとに運用計画の最適化に関する調査研究を実施。	①－（定性便益のみ） ②－	0.02億円

(2) 個別検証 ⑩システム安定化、停電・災害対応

－効率化係数設定の妥当性検証－

脱炭素
レジリエンス
DX

- システム安定性の向上や、停電・災害発生時の早期復旧・対応力向上に資する取組を実施。
- レジリエンス強化の取組自体は過去から継続的に実施しており、取組費用は効率化可能と考えられることから、次世代投資費用ではなくCAPEX等の区分で詳細を検証することが妥当。(＝効率化係数を設定)

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

各社における具体的な取組内容について

- 停電回避及びインフラ保守等に向けた対策（システム安定化装置による制御力向上、各種設備の耐性向上等）、停電時の早期復旧に向けた対策（移動式変電所及び非常用電源の配置等）等を実施。
⇒レジリエンス強化の取組は、その大部分において新技術等を採用するものではなく、効率化余地があると考えられることから、CAPEX等に算入している他の同種案件と同様に効率化係数の対象とすることが妥当（従来の設備投資に区分）。

中長期的な目標における位置付けについて

- レジリエンス強化・信頼性向上に向けたシステム安定性向上及び停電時間短縮等の取組。
※CAPEX等の区分において検証。

便益説明の具体性・合理性について

- 停電や災害等が発生した際に生じる社会的コストの回避、システム安定性向上を背景とした再エネ連系量の拡大。
※CAPEX等の区分において検証。

(2) 個別検証 ⑪無電柱化 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

レジリエンス

- 国の無電柱化計画や各エリアの事情を勘案した上で無電柱化を推進。
- **無電柱化自体は、過去から継続的に実施しており、低コスト手法も普及拡大しつつあるなど取組費用は効率化可能と考えられることから、次世代投資費用ではなくCAPEXの区分で詳細検証することが妥当。（＝効率化係数を設定）**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	●	●	○	●	●	●	●	●

※ ●は「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 国の無電柱化推進計画に基づき、関係自治体等と合意した整備路線工事計画の確実な実施及び自社単独の地中化を計画。
⇒無電柱化の取組は、その大部分において新技術等を採用するものではなく、効率化余地があると考えられることから、**CAPEXに算入している拡充投資案件と同様に効率化係数の対象とすることが妥当（従来の設備投資に区分）。**

中長期的な目標における位置付けについて

- レジリエンス強化に向けたネットワークの強靱化の取組。
※CAPEXの区分において検証。

便益説明の具体性・合理性について

- 電柱倒壊等により長期停電が発生した際に生じる社会的コストの回避、災害時の避難路確保や景観配慮といった社会的便益
※CAPEXの区分において検証。

(2) 個別検証 ⑫サイバーセキュリティ – 効率化係数設定の妥当性検証 –

レジリエンス

- 近年増加傾向にあるサイバーセキュリティ対策（事前防御及び対応力強化）に関する取り組みを各社計画。
- 多様化・高頻度化する国内外からのサイバー攻撃に備える必要があり、考え得る最大限の対策を講じる必要性が極めて高いことから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
●	●	●	○	○	○	●	○	○	●

※ ●は「OPEX」/「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- サイバー攻撃を防ぐための防御・検知強化（監視システム・機器拡大、ログ収集・解析強化）、攻撃発生時の対応力強化（情報系・制御系システムの資産・脆弱性情報の一元管理・把握）、組織・体制強化（人材育成・専門人材採用）に取り組む。
⇒**電力ネットワークの次世代化・強靱化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- セキュリティ面を含むレジリエンス強化に向けて、ネットワークをより強靱化する取組。
⇒検証の結果、**中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

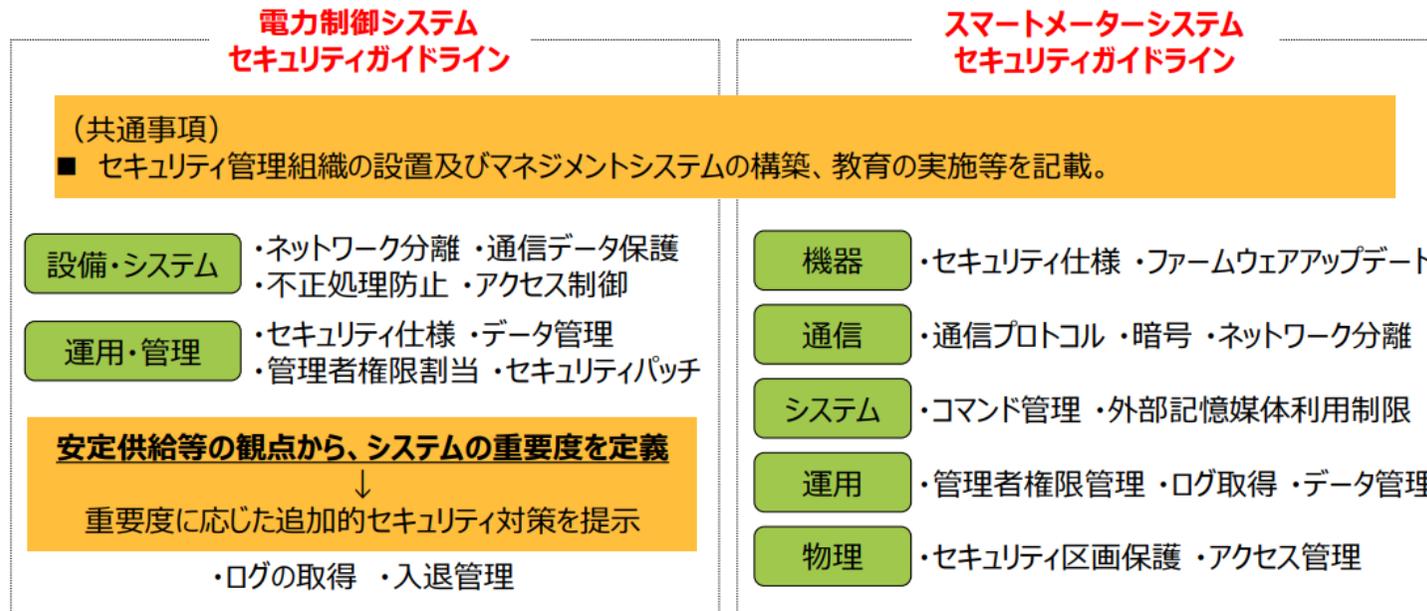
- サイバー攻撃からの防御、被害の極小化（停電による機会損失低減等）
⇒検証の結果、定量化が難しい便益が大宗を占めるが、そうした**社会的便益について、各社ともに一定の説明がなされていると評価できる。**

(2) 個別検証 ⑫サイバーセキュリティ – 検証内容 –

- サイバーセキュリティについては、各社の現在のサイバーセキュリティ対策状況を踏まえ各社異なる。
- これを踏まえ、各社の現在のセキュリティ対策を確認するとともに、今回計上する取組内容・費用の個別検証を行った。

(参考) 電気事業法令におけるサイバーセキュリティ関連規定の整備

- 電気事業法第39条により、事業用電気工作物を設置する者に対して、省令で定める技術基準への適合維持を義務付け。
- また、省令で定める技術基準において、一般送配電事業、送電事業、特定送配電事業及び発電事業の用に供する電気工作物の運転を管理する電子計算機に係るサイバーセキュリティの確保を規定し、その解釈において、『電力制御システムセキュリティガイドライン』及び『スマートメータシステムセキュリティガイドライン』を位置付けている。



(2) 個別検証 ⑫サイバーセキュリティ – 検証結果 – 1 / 3

- 各社のセキュリティ内容を個別に検証した結果、各社現状を踏まえ必要な対策に係る投資を計画しているとの説明があった。
- 他方で、中部の費用が他社に比べて高額である点につき、次頁に詳細を整理した。

事業者	取組予算 (全期間)	具体取組・予算内訳	これまでのサイバーセキュリティ対策と 今回のサイバーセキュリティ対策の差異	便益（金額、 算定期間）	規制期間 見積費用
中部電力 PG	67.7億円	<ul style="list-style-type: none"> ・防御・検知機能強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化）【47.5億円】 ・対応力強化（脆弱性管理の精度向上、有事の影響把握・対処迅速化）【17.6億円】 ・セキュリティ対策強化（専門人材配置、人材育成）【2.6億円】 	<p><防御・検知機能強化のうち、監視対象以外の対策></p> <p>【現在】 インターネットからの接続に対して多層的な境界防御を実施。</p> <p>【今後】 ①クラウド・IoT等、DXに伴う社外環境でのリスク低減のため、最新のセキュリティソフトを導入。②電力制御システムへの模擬攻撃による実機検査等により、開発時のセキュリティ対策を強化。</p> <p><セキュリティ対策強化></p> <p>【現在】 これまでの施策内容・業務量に応じた人材配置、育成を実施。</p> <p>【今後】 上記のセキュリティ強化施策に必要な高度セキュリティ人材増員（内部要員の教育・訓練、外部要員の確保）を行う。</p> <p>※その他の対策については、他社比較を含め次頁に記載</p>	<ul style="list-style-type: none"> ①116.0億円 ②－ 	66.8億円
北陸電力 送配電	0.7億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ログ収集サーバ設置【0.7億円】 	<p>【現在】 各サーバでのアクセス記録保管（改ざん防止機能なし）</p> <p>【今後】 ログの一カ所集約により検知/被害把握のレベル向上（早期原因の特定、内部不正者の追跡、影響範囲等の調査容易化）</p>	<ul style="list-style-type: none"> ①0.7億円/セキュリティ事故1回 ②－ 	0.3億円
関西電力 送配電	10.4億円	<ul style="list-style-type: none"> ①サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（ホホワイトリスト製品の導入・適用）【4.7億円】 ②ログ分析システムをアラート監視に活用【3.8億円】 ③ファイアウォール設置拡大【0.5億円】 	<p>【現在】 事務処理系と制御系ネットワーク間のファイアウォールや外部メディア検査用端末の設置などの防御策と不正通信監視により多層対策を実施。</p> <p>【今後】 防御策だけでなく、検知・対応策を一層強化し、ランサムウェア等侵入後に感染が急拡大するようなマルウェアへの感染に対し、①重要サーバの感染防止、②監視強化による早期検知、③感染した場合の影響範囲限定する。</p> <p>・ログ分析システムのアラート監視活用により、検知可能化、分析の迅速化（数日⇒数秒～数分）</p>	<ul style="list-style-type: none"> ①数百～数千億円/有事による停電1回 ②－ 	8.4億円
四国電力 送配電	5.7億円	<ul style="list-style-type: none"> ・サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化）【5.7億円】 	<p>【現在】 外部ネットワークと接続する公開系と監視制御系のIP分離、厳格な入退管理、システム利用権限の付与による利用者の制限 等</p> <p>【今後】 現在の対策に加え、系統制御所システムの通信信号をリアルタイム監視し、不審な信号等をセキュリティ監視箇所へ通知する機能を具備したセキュリティ監視装置によりサイバー攻撃に対処。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ①0.1億円/セキュリティ事故1回・1制御所・1日当たり ②－ 	2.7億円
九州電力 送配電	8.6億円	<ul style="list-style-type: none"> ・事務処理ネットワークと制御系ネットワークの間に、ファイアウォールを設置。（シングルでなく多段に設置） 	<p>【現在】 ファイアウォール、ログ分析システム、ホホワイトリスト、不正通信監視といった多層防御を実施。</p> <p>【今後】 今回の対策により、事務処理系ネットワークからの電力制御系ネットワークへの侵入リスクを低減化。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ①19億円 ②－ 	1.5億円

(2) 個別検証 ⑫サイバーセキュリティ – 検証結果 – 2 / 3

- 中部電力PGの一部の取組について、同社と現状の取組内容が近い他社（A社、B社）に今後の具体的な取組計画を確認したところ、①サイバー攻撃に備えた防御・検知機能強化については、**両社とも取組検討中**であり、②サイバー攻撃発生時の対応力強化については、**A社においては一部実施中かつ取組拡大検討中**であること、**B社においては取組検討中**であることを確認。
- 以上より、中部電力PGの取組は、過去の取組の遅れを取り戻す性質のものが大半を占めるとは必ずしも言えず、むしろ次世代化を一層進める性質のものが含まれることが確認できたことから、**費用全額を次世代投資費用として認めることとした。**

取組項目	事業者	これまでのサイバーセキュリティ対策と今回のサイバーセキュリティ対策の差異
①サイバー攻撃に備えた防御・検知機能強化 (先進的知見等に基づく開発時からの「防御力強化」、クラウドから現地まで「包括監視・高度化」)	中部電力PG	<p>【現在】 領域別ネットワーク（社外向け・社内事務処理・電力制御）の分離、要所に絞った重点監視。</p> <p>【今後】 今回の対策により、監視対象をクラウドから現地機器まで拡大し、全領域を包括的に一元監視。通信ログに加え、各種システムログを収集、相関分析により検知能力を向上。</p>
	A社	<p>【現在】 情報系システムのみがクラウド利用しており、個別にセキュリティ監視を実施。</p> <p>【今後】 クラウド利用の拡大が見込まれる場合には、<u>クラウドまで包括的に監視することを検討。</u>監視範囲の拡大に加え、監視システムの更なる高度化による<u>高度なログ分析、対応の自動化も検討。</u></p>
	B社	<p>【現在】 重要システムをクラウド環境に構築していないため、包括監視までは未実施。電力制御システム側の重要システムにおけるログ収集分析装置導入等の対策を実施。</p> <p>【今後】 クラウド環境を導入した際の当該箇所を含めた監視は重要と考えており、<u>今後対応方法を検討。</u></p>
②サイバー攻撃発生時の対応力強化 (脆弱性管理自動化、システム化)	中部電力PG	<p>【現在】 制御システムの脆弱性管理製品はないため、手作業で実施。</p> <p>【今後】 海外の脆弱性管理製品を導入し、脆弱性管理の抜け漏れ防止、有事の影響調査を迅速化。</p>
	A社	<p>【現在】 システム資産・脆弱性情報の管理やそれらの結果判定について、<u>システム化・自動化を一部で既に実施。</u></p> <p>【今後】 さらなるシステム化・自動化を検討しており、<u>具体的には情報系・制御系システムの資産情報を自動収集するシステムの導入を検討。</u></p>
	B社	<p>【現在】 システムの重要な資産情報のリスト化や脆弱性情報入手時の当該リストとの照合を手作業で対応。</p> <p>【今後】 サイバー攻撃の増加・巧妙化を受け、<u>システム化・自動化は今後の要検討項目として認識。</u></p>

(2) 個別検証 ⑫サイバーセキュリティ – 検証結果 – 3 / 3

- 第25回専門会合において、次世代投資の中のサイバーセキュリティの取組について、委員より各社で便益の金額に大きな差がある点を御指摘いただき、事務局において追加の確認を実施。
- 各社において、便益の考え方としては、今回の取組により発生が回避される対応費用を具体的に算出していることを確認。

事業者	具体的な取組	便益 (金額、算定期間)	便益の考え方：サイバー攻撃発生後に必要となる対応費用について、 今の取組を続けた場合と次世代投資計画を実行した場合とで生じる差額を便益と認識
中部電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ・防御・検知機能強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化） ・対応力強化（脆弱性管理の精度向上、有事の影響把握・対処迅速化） ・セキュリティ対策強化（専門人材配置、人材育成） 	<ul style="list-style-type: none"> ①116.0億円 ②－ 	<p>【想定するサイバー攻撃の内容】 インターネット及び制御系ネットワークへの直接侵入による情報系・電力制御システムへのサイバー攻撃</p> <p>【現在】 大量の情報漏えい及び情報系システムの機能停止が発生し、対応に116億円必要（情報漏えいに対するお詫び費用：60.0億円、情報系システムの業務復旧に係る人件費：25.9億円、サイバー攻撃への対応に係る人件費等：12.6億円 など）</p> <p>【今後】 社内ネットワークへの侵入に係る防御強化・検知早期化により、情報系・電力制御システムへの攻撃被害のリスクを低減</p>
北陸電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・ログ収集サーバ設置 	<ul style="list-style-type: none"> ①0.7億円/セキュリティ事故1回 ②－ 	<p>【想定するサイバー攻撃の内容】 総合制御所・中央給電指令所システムへの不正アクセス、ログ削除・改ざん行為等</p> <p>【現在】 ログ改ざん等により侵入経路特定が困難となり、全サーバの初期化・再構築が必要（ログ調査及び復旧作業に係る費用：73百万円）</p> <p>【今後】 ログ調査が容易になり、初期化・再構築が必要なサーバを限定することが可能（ログ調査及び復旧作業に係る費用：2.4百万円） ⇒差引70.6百万円</p>
関西電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ①サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（ホワイトリスト製品の導入・適用） ②ログ分析システムをアラート監視に活用 ③ファイアウォール設置拡大 	<ul style="list-style-type: none"> ①数百～数千億円/有事による停電1回 ②－ 	<p>【想定するサイバー攻撃の内容】 電力制御システムへの侵入やマルウェア感染による不正制御等</p> <p>【現在】 少なくとも1時間の大規模停電が発生し、最大5,341億円の被害が発生（停電影響に係るESCJの調査結果より試算。停電範囲が一部に止まる場合でも、少なくとも160億円の被害が発生）</p> <p>【今後】 ログ分析を活用した攻撃検知の高度化や影響範囲極小化対策により、被害拠点を即時に切り離し、正常な拠点を維持することで大規模停電の発生リスクを低減</p>
四国電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化） 	<ul style="list-style-type: none"> ①0.1億円/セキュリティ事故1回・1制御所・1日当たり ②－ 	<p>【想定するサイバー攻撃の内容】 系統制御所システムへの不正アクセスによりシステム停止</p> <p>【現在】 系統制御所システムの停止を受け、配下の電気所において開閉設備等を有人で操作・監視（事象発生1回あたり、1制御所（配下に複数の電気所が存在）あたり、1日あたりで0.1億円必要）</p> <p>【今後】 システムへの不正アクセスの早期発見・対処が可能となり、システム停止リスクを低減</p>
九州電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ・事務処理ネットワークと制御系ネットワークの間に、ファイアウォールを設置。（シングルでなく多段に設置） 	<ul style="list-style-type: none"> ①19億円 ②－ 	<p>【想定するサイバー攻撃の内容】 電力制御システムへの侵入</p> <p>【現在】 1配電事業所あたり1時間の停電が発生し、約19億円の被害が発生（停電影響に係るESCJの調査結果より試算）</p> <p>【今後】 ファイアウォールの強化で制御系ネットワークへの侵入・停電被害のリスクを低減</p>

(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

－効率化係数設定の妥当性検証－

DX
レジリエンス

- ドローン、AI、ロボット、センサ等を活用した業務高度化・省人化を各社計画。
- 業務高度化・省人化を実現するためには、新たな技術の開発・導入に向けた研究投資が必要であることから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	●	○	○	○	○	○	○	○	●

※●は「OPEX」/「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 巡視・点検業務において最先端のドローン及びAIの活用を加速し、当該業務を効率化・省人化・高度化することに加え、災害時等に迅速かつ正確に状況を把握できる体制を整えることで、停電時間の短縮や被害の最小化を図る。
- 変電設備へのセンサ取り付けや巡視点検ロボットの開発・導入により遠隔巡視の対象範囲を拡大し、巡視・点検業務を効率化・省人化・高度化することに加え、設備状態のトレンド管理により設備異常の早期発見を目指す。
⇒**電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- 保全業務を中心に業務を効率化・高度化していくという方向性のもと、最先端のデジタル技術を最大限活用する。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 作業員の移動・作業に係る巡視・点検費用削減額やAI活用による分析コストの削減額について、定量的に説明可能。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。**ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、DX機器への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）

(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ） －検証内容（全体）－

- 各社内容は取組内容は各様であるが、期待される便益では大きく以下に区分される。
 - a) 巡視・点検作業のDX機器活用による業務効率化
 - b) 変電所のデジタル化による保全作業高度化
 - c) 営巣等の異常検知作業のデジタル化による省力化
- これを踏まえ、a)～c)については、便益達成のための各社の取組内容、同種機器を導入する場合はその単価、全体費用について、横比較を行い、内容及び費用の妥当性の検証を行った。

(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

a) 巡視・点検作業におけるDX機器活用による業務効率化 – 検証内容 –

- 巡視・点検作業のDX機器活用については、各事業者ごとの手法の差異などを踏まえ、以下のとおり区分し、単価比較等を実施した。



(2) 検証結果 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

a) 巡視・点検作業におけるDX機器活用による業務効率化 – 検証結果 –

- DX機器の単価は、用途や性能によって大きく異なるため、各社毎に水準が異なるのは妥当。
- 一方、北陸電力送配電のWi-fi環境整備や四国電力送配電のタブレット端末については特段の次世代性が認められないことから、**CAPEX等の次世代投資費用以外の費用区分に見積り費用を計上することが妥当。**

事業者	取組予算 (全期間)	DX機器単価			便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
		ドローン	カメラ	その他		
北海道電力NW	86.1億円	0.4百万円/台	18.0百万円/台 (赤外線)	LiDAR※ 34百万円/台 ※レーザー照射の反射光により設備と支障物との距離を測定する装置	①2.4億円/年 ②2023～2027年度	49.2億円
東京電力PG	36.2億円	2.0百万円/台	–	–	①6億円 ②2024～2027年度	28.0億円
中部電力PG	62.2億円	送電用：4.0百万円/台 配電用：1.0百万円/台	–	立抗掘削ショベル 15百万円/台 オートハイド 64百万円/台	①27億円 ②2023～2027年度	35.0億円
北陸電力送配電	7.4億円	–	0.7百万円/台	電気所の無線通信環境 (Wi-fi) 整備 6.8百万円/電気所	①3.9億円 ②2023～2027年度	7.4億円
関西電力送配電	8.8億円	–	0.2百万円/台	自走式巡視・点検ロボット 6.7百万円/台	①8.9億円 ②2023～2047年度	3.5億円
中国電力NW	50.8億円	通常：1.5百万円/台 水素燃料電池：5.0百万円/台	–	–	①38億円 ②2032～2041年度	2.4億円
	43.9億円	–	–	MMS 33.0百万円/台	①69億円 ②2028～2037年度	15.8億円
四国電力送配電	12.5億円	1.5百万円/台	–	スマートグラス 0.2百万円/台 タブレット端末 0.2百万円/台	①46億円 ②2023～2032年度	17.8億円
	7.4億円	–	0.4百万円/台	センサ 0.3百万円/個	①1.3億円 ②2023～2027年度	6.3億円
九州電力送配電	2.0億円	–	–	ヘルメット一体型MRグラス 0.8百万円/台 通常型MRグラス 0.4百万円/台	①0.3億円/年 ②2028年度以降	7.0億円
	3.1億円	–	–	センサ 0.4百万円/個	①5億円 ②2023～2027年度	1.0億円
	2.7億円	–	–	(AI技術開発1.5億円)	①0.1億円/年 ②2025年度以降	0.2億円
	37.9億円	–	–	– (カメラ、センサ、ロボットの単価につき、業者と仕様等を調整中のため現状非公表)	①3.7億円 ②2023～2036年度	1.5億円
					①2.1億円/年 ②2023年度以降	4.9億円

(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

b)変電所のデジタル化 – 検証内容 –

- 変電所のデジタル化については、各事業者ごとの手法の差異などを踏まえ、以下のとおり区分し、単価比較等を実施した。



(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

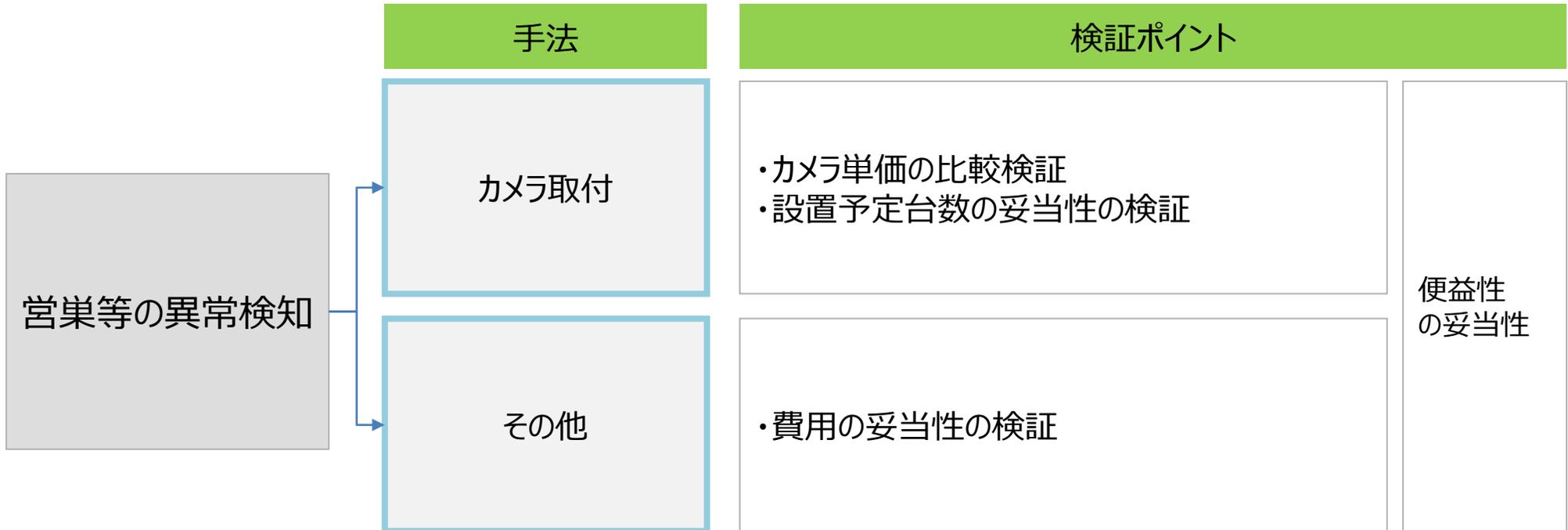
b)変電所のデジタル化 – 検証結果 –

- センサ台数及び変電所数の妥当性について、各社においてそれぞれの変電所でデジタル化を進めるために必要な数量を見積もっており、**過剰な導入計画となっていないことを確認した。**
- 各機器の単価の妥当性について、同じ変圧器センサであっても各社によって訴求する効率性に差異があることから、センサにおける機能や収集するデータの範囲及び量に違いが生じることを確認しており、また、その単価設定及び費用計上の考え方も妥当と考えられることを踏まえ、**当該費用は認めることが妥当。**
- なお、東京電力PG及び中国電力NWの取組について、第二規制期間以降に多額の費用発生が見込まれていることを踏まえると、**今後実施範囲や費用の合理化を図っていくことが重要。**

事業者	取組予算 (全期間)	DX機器単価			対象変電所数 (変電所当たりの平均導入物量)	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
		センサ	カメラ	その他			
東京電力 PG	393.3億円	変圧機器取付センサ 9.7百万円/個	—	—	【対象変電所数】 変圧機器取付センサ 20変電所+a ^{※1} (3.4個/変電所 ^{※2}) ※1 取付の調整が完了した変電所に順次導入。 合計544個導入予定。 ※2 導入計画が具体化している20変電所についての平均導入物量	①966.6億円 ②2024～2072年度	9.7億円
中部電力 PG	26.9億円	変圧器監視装置取付センサ 1.8百万円/個 AC電流監視装置取付センサ 0.7百万円/個	—	—	【対象変電所数】 ・変圧器監視装置取付センサ 186変電所 (4.8個/変電所) ・AC電流監視装置取付センサ 189変電所 (2.9個/変電所)	①4.0億円 ②2023～2027年度	9.1億円
関西電力 送配電	10.5億円	変圧器取付センサ 10.0百万円/個 遮断器取付センサ 12.0百万円/個	—	変圧保護IED 55.6百万円/台	【対象変電所数】 6変電所 (変圧器取付センサ 1.0個/変電所) (遮断器取付センサ 3.0個/変電所) (変圧保護IED 1.6台/変電所)	①10.5億円 ②2023～2072年度	2.9億円
中国電力 NW	134.5億円	動作測定用センサ 0.4百万円/個 アナログメータ読取用センサ 10千円/個	状態監視用カメラ 0.1百万円/台	—	【対象変電所数】 130変電所 (動作測定用センサ 1.0個/変電所) (アナログメータ読取用センサ 2.9個/変電所) (状態監視用カメラ 14.1台/変電所)	①241.7億円 ②2026～2047年度	19.7億円

(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ） c) 営巣等の異常検知、その他 – 検証内容 –

- 営巣等の異常検知、その他については、個別に検証を実施した。



(2) 個別検証 ⑬DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）

c) 営巣等の異常検知、その他 – 検証結果 –

- DX機器を用いた営巣巡視・異常検知等の対応については、取付台数及び単価の妥当性について検証を実施。
- その結果、取付台数については、これまでの巡視実績との整合性等が確認でき、また1台あたりの単価についても、AI性能に応じた単価差であり、費用に対して便益も中長期的には上回ることとされていることも踏まえると、当該費用は認めることが妥当。

事業者	取組予算 (全期間)	主な取組内容、予算	DX機器取付台数・単価	設置の考え方	機器導入以外 の予算、内容	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
北陸電力 送配電	0.9億円	営巣巡視へのAI技術の活用	設備撮影機材44台 (1.97百万円/台) ※設備撮影機材にカメラ2台使用	全面導入により1 日当たり必要な台 数を算定	— (OPEXに営巣検知サービス 利用料0.7億円計上)	①0.5億円/年 ②2026年度以降	0.3億円
四国電力 送配電	2.2億円	AIを活用した営巣検知システム の導入	営巣検知システム用 機材94台(0.75百万円/台) ※営巣検知装置にカメラ2台使用	2024年度末に導 入完了予定	システム開発費用：0.5億円 営巣検知システムサービス利用 料：1.0億円	①0.2億円/年 ②2025年度以降	1.5億円
関西電力 送配電	8.4億円	・スマートグラス、AIデータ活用 (5.8億円) ・新素材活用・作業効率に向 けた研究開発(1.1億円)	スマートグラス42台 (19万円/台)	各事業所(42箇 所)に1台ずつ導 入予定	・スマートグラスに係るライセン ス費用：0.5億円 ・クラウド利用料：0.6億円	①11.9億円 ②本格適用後10年間	5.2億円

(2) 個別検証 ⑭データ活用 – 効率化係数設定の妥当性検証 –

DX
レジリエンス

- 2020年6月成立の改正電気事業法に基づく災害時等の自治体等への電力データ提供について、開発中の10社共通集約システムと連携するため、自社システムの構築・改良を計画。
- 自社の基幹システムに対応した改良等が必要であり、競争が働きにくいことから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
○	○	●	○	○	○	○	○	○	○

※●は「CAPEX」に見積り費用を算入

各社における具体的な取組内容について

- 2023年度以降の共通システム経由でのデータ提供開始に向け、各社ごとに自社のシステムを構築・改良する。
⇒既存システムの改良案件であるほか、仕様のスリム化等も困難と考えられることから、**他の投資案件と同様の効率化を要求することは妥当ではない。**

中長期的な目標における位置付けについて

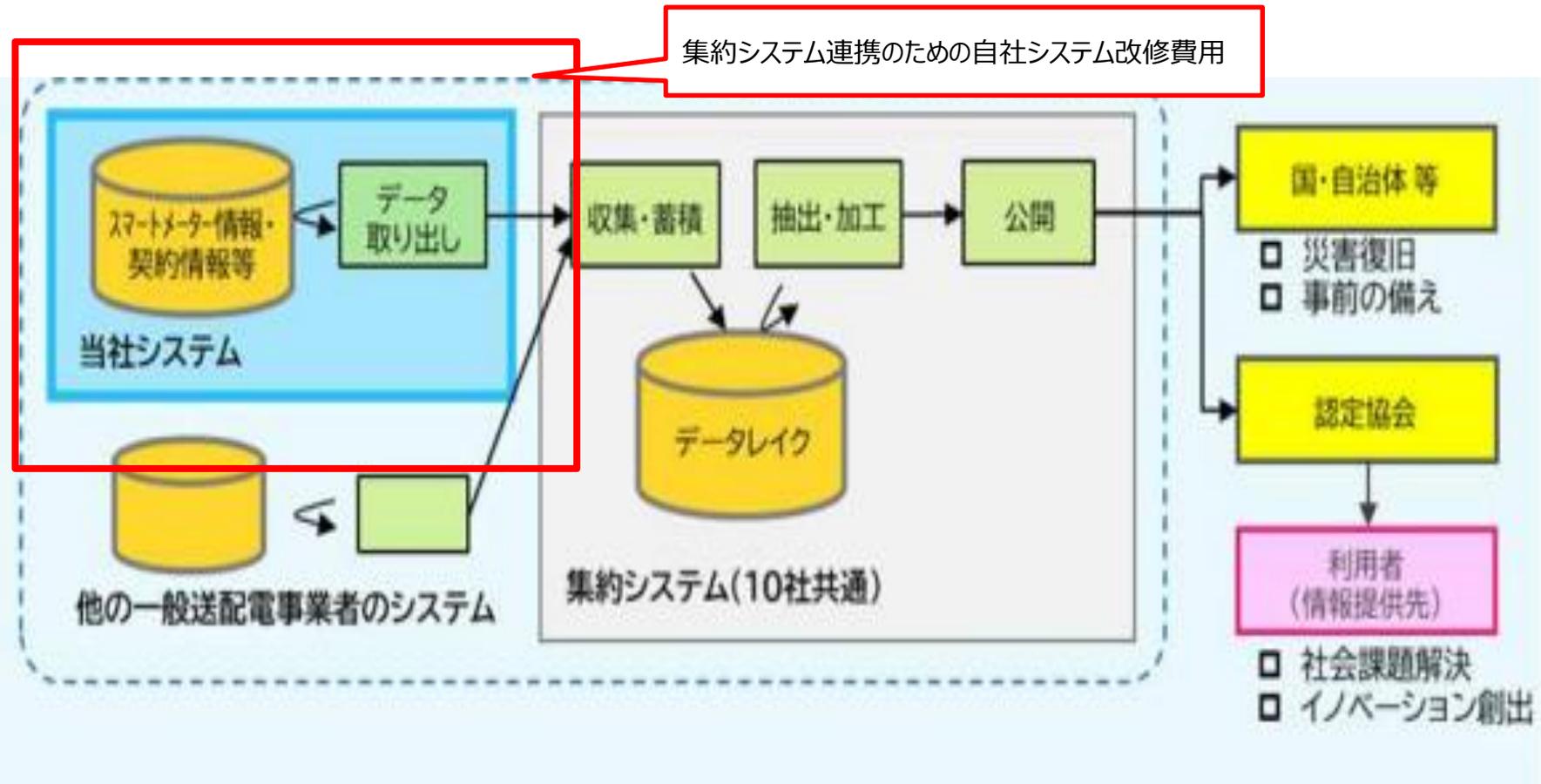
- 社会的課題の解決や新たな価値の創造に資する電力データを大量かつ迅速に提供できるよう、システム対応を行う。
⇒検証の結果、**中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 災害等緊急時における自治体等のより迅速かつ正確な対応の実施や防災計画の高度化といった社会的便益が期待される。
⇒検証の結果、定量化が難しい便益が大宗を占めるが、そうした**社会的便益について、各社ともに一定の説明がなされていると評価できる。**

(2) 個別検証 ⑭データ活用 – 検証内容 –

- データ活用は、災害時等の緊急時の電力データ活用に向けてシステム対応を実施するものであり、その取組に係る費用は、10社で開発する集約システムの構築に係る費用と集約システムに連携するための自社システムの改修費用で主に構成されている。
- これを踏まえ、データ活用に係る費用の検証においては、共通の集約システムの構築に係る費用を除いた自社システムの改修費用等について横比較を行い、見積り費用の妥当性の検証を行った。



(2) 個別検証 ⑭データ活用 – 検証結果 –

- 取組予算のうち、分担金については、10社共通の集約システムを構築するための各社負担費用であり負担額は決定していることから査定対象外とする。
- 自社システムの改修費用等について、共通の集約システムに連携する点は10社共通しているものの、各社ごとに必要なシステム対応の範囲が様々であることを確認しており、**事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当**。
- 一方、自社システムの改修費用について、特に高額である東北電力NW・中国電力NW・九州電力送配電に確認したところ、**既存のシステムでデータを収集していない離島分及び最終保障供給契約先分等について、データを新たに取り込むための費用が発生することによるものと確認できたことから、計上額を認めることが妥当**。

事業者	取組予算 (全期間)	分担金	その他予算	その他予算内訳	新規データ取込対象先数	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
北海道電力NW	8.6億円	6.5億円	0.7億円	・自社システム改修：0.7億円	—	①13.5億円 ②2023～2027億円	7.2億円
東北電力NW	25.4億円	11.5億円	13.9億円	・自社システム構築：3.6億円 ・自社システム改修：3.7億円 ・離島データ取込等の機能追加：6.6億円	合計120千件 (離島25千件、最終保障供給先5千件、FIT送配電買取分90千件)	①22.3億円 ②2023～2027年度	20.0億円
中部電力PG	15.8億円	15.8億円	—	(自社システム改修：0.6億円をCAPEX(その他投資)に計上)	—	①16.0億円 ②提供開始後5年間	13.5億円
北陸電力送配電	7.3億円	5.8億円	1.5億円	・自社システム構築：0.4億円 ・自社システム改修：1.1億円	—	①0.4億円/年 ②2025年度以降	6.3億円
関西電力送配電	21.6億円	19.1億円	2.5億円	・自社システム改修：2.5億円	—	①27.1億円 ②提供開始後5年間	18.7億円
中国電力NW	16.0億円	9.4億円	6.6億円	・自社システム改修：5.6億円 ・離島データ取込等の機能追加：1.0億円	合計26千件 (離島・最終保障供給先等)	①14.9億円 ②2023～2027年度	12.5億円
四国電力送配電	9.3億円	6.8億円	2.5億円	・自社システム改修：2.5億円	—	①12.0億円 ②2024～2027年度	7.3億円
九州電力送配電	23.9億円	12.3億円	11.7億円	・自社システム構築：2.4億円 ・自社システム改修：4.2億円 ・離島データ取込等の機能追加：5.0億円	合計175千件 (離島172千件、最終保障供給先3千件)	①25.7億円 ②2023～2032年度	20.4億円
沖縄電力	6.3億円	4.7億円	1.6億円	・自社システム改修費：1.3億円 ・ハードウェア購入費等：0.3億円	—	①1.7億円 ②2024～2028年度	4.8億円

(2) 個別検証 ⑮アセットマネジメント – 効率化係数設定の妥当性検証 –

DX
レジリエンス

- 種類・量ともに膨大な送配電設備について、それぞれのリスク量を正確かつ迅速に算出・分析し、適切な設備保全計画を策定できるよう、システムの開発や機能拡充を各社計画。
- 自社の基幹システムに対応した改良等が必要であり、競争が働きにくいことから、**基本的に効率化係数の対象外とする。**

各社の費用見積り状況

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
×	○	●	○	○	○	○	○	○	○

各社における具体的な取組内容について

※●は「CAPEX」に見積り費用を算入

- 第一規制期間に向けては主要 9 品目がリスク量算定対象とされたが、対象品目の拡大に向けて検討が進められているなか、ガイドラインに沿って適切かつタイムリーにリスク量の算定及び設備保全計画の策定ができるよう、システム対応を実施。
⇒既存システムの改良案件であることや、エリアごとの気象条件の分析も必要になることなど個別性が強いと考えられることから、**他の投資案件と同様の効率化を要求することは妥当ではないと考えられる。**

中長期的な目標における位置付けについて

- 送配電設備の劣化状況の把握や分析、設備保全計画のさらなる高度化を目指す上で、膨大な情報量を一元的に管理し、迅速に処理・分析可能なシステムは必要不可欠。巡視・点検結果の自動取り込みなどの連携も進めば業務の更なる高度化も可能。
⇒検証の結果、**中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できる。**

便益説明の具体性・合理性について

- 設備保守頻度の適正化や事故発生確率の低減、設備保全計画策定に係る人件費の抑制等といった便益があり、定量化可能。
⇒検証の結果、**各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できる。**ただし、便益を定量的に試算している事業者がいる一方、定性的な説明に留まる事業者もいることから、アセットマネジメントへの投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。(追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる)

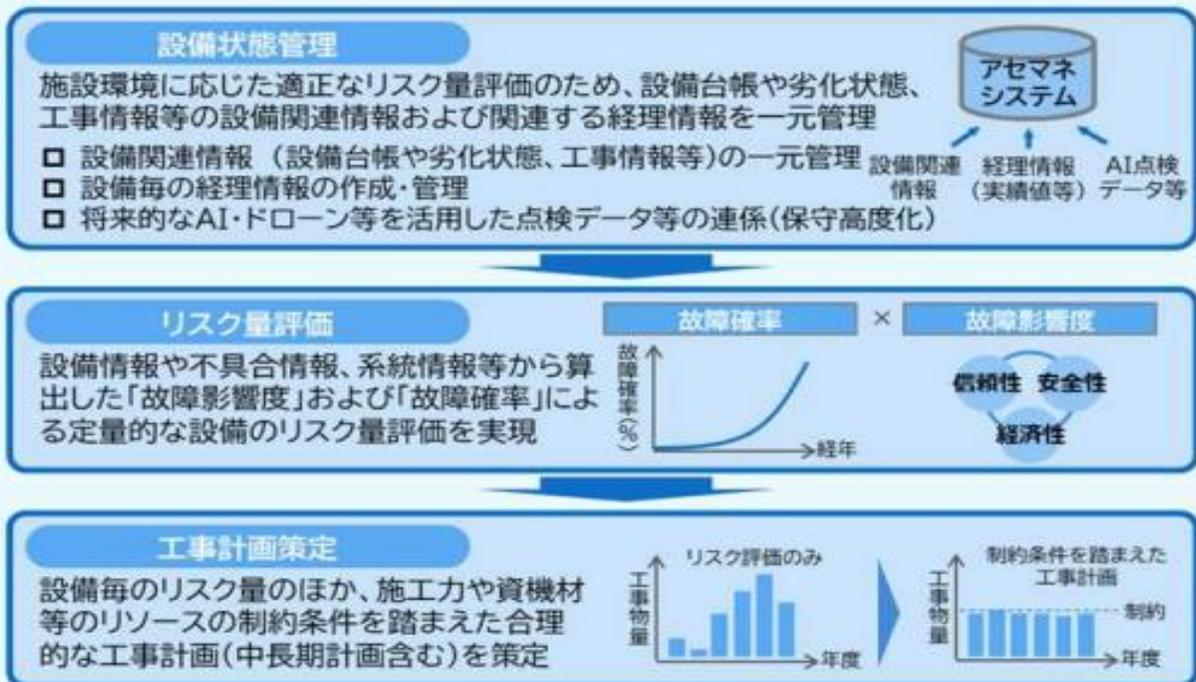
(2) 個別検証 ⑮アセットマネジメント – 検証内容 –

- アセットマネジメントは、①主要な送配電設備の設備状態管理や、②リスク量評価、③それらを踏まえた工事計画策定を実施するシステムを構築するものであり、その取組に係る費用は、それらの機能を満たすための新規システム構築・既存システム改修で主に構成されている。
- これを踏まえ、アセットマネジメントに係る費用の検証においては、機能ごとのシステム対応費用の横比較を行い、見積り費用の妥当性の検証を行った。

具体的な取組み

- 設備台帳や劣化状態、工事情報等を一元管理し、それら情報を基にガイドラインを踏まえたリスク量評価を行い、施工力等の制約を考慮した合理的な工事計画策定を可能とするアセットマネジメントシステムの構築を進めてまいります。

アセットマネジメントシステム



(2) 個別検証 ⑮アセットマネジメント – 検証結果 – 1 / 2

- 設備のリスク評価等に際して広域機関の高経年化ガイドラインに対応する点は10社共通しているものの、対象設備の物量や集約するデータの種類、既存の設備管理・リスク評価システムの改修範囲等が各社ごとに異なるなど、必要なシステム対応の範囲が様々であることを確認しており、**事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当**。
- 一方、機能ごとのシステム改修費について各社比較を行った際、**設備状況管理システムの開発・改修費用について各社で計上費用に特に大きな差異があることから、詳細を次頁で整理し、検証結果を示す**。

事業者	取組予算※ (全期間)	設備状況 管理システム	リスク量 評価システム	行動計画 策定システム	アウトプット項目 (追加機能、既存機能の高度化で区分)	便益 (金額、算定期間)	規制期間 見積費用
東北電力 NW	301.4億円	102.4億円 (送電：38.8) (配電：37.8) (変電：25.8)	30.0億円		【追加機能】 リスク量諸元データ（設備／工事）管理・集中化、リスク量算定結果管理、更新工事計画策定業務の集中化・業務支援、AI・ドローンを活用した腐食劣化度診断システムとの関係によるリスク量算出業務の高度化 【高度化機能】 巡視業務支援ツールの高度化／関係、工事費実績分析諸元データ管理の省力化	①303.3億円 ②2025～2039年度	114.8億円
中部電力 PG	69.4億円	61.2億円	8.2億円		【追加機能】 年度別のリスク量、更新物量の推移 【高度化機能】 設備管理（設備台帳等）、工事管理（積算等）	①17.0億円/年 ②2023年度以降	31.8億円
北陸電力 送配電	0.4億円	－	0.4億円	－	【追加機能】 リスク量推移等の出力、リスク低減量の進捗管理 【高度化機能】 設備毎のリスク量算定	①0.1億円/年 ②2023年度以降	0.4億円
関西電力 送配電	49.1億円	－	44.1億円		【追加機能】 リスクの算定・推移、更新計画	①69.0億円 ②2023～2032年度	32.8億円
中国電力 NW	43.9億円	1.7億円	42.2億円		【追加機能】 投資最適化結果を踏まえた設備更新計画・工事費推移、改修物量/リスク量の計画実績比較、リスク関連情報（マップ、マトリクス、リスク量推移等）	①66.0億円 ②2024～2033年度	24.8億円
四国電力 送配電	23.1億円	1.0億円	22.1億円	－	【追加機能】 設備ごとの故障率、故障影響度、リスク量、リスク量に基づく物量算定、リスク量推移等の出力、リスク低減量の進捗管理	①0.1億円/年 ②2026年度以降	22.5億円
九州電力 送配電	40.6億円	13.7億円	3.7億円	23.2億円	【追加機能】 設備投資計画等（リスク・コストの最小化による投資最適化計画策定含む） 【高度化・追加機能】 リスク量の実績管理・想定（リスク量推移、リスクマップ、リスクマトリクス、リスク量一覧等の出力）	①50.2億円 ②2026～2052年度	40.6億円
沖縄電力	2.6億円	1.3億円	1.3億円	－	【追加機能】 リスク関連情報（マップ、マトリクス、リスク量一覧等）、更新対象品目の対応状況、工事種別単価情報	①0.28億円/年 ②2026年度以降	0.7億円

※取組予算は現時点で見積り可能な金額であり、対象期間は各社ごと、また同じ社でも案件ごとに異なる。以降同じ。

(2) 個別検証 ⑮ アセットマネジメント – 検証結果 – 2 / 2

- 設備状況管理システムの新規構築・改修に係る費用を機能別にみたところ、自社の各設備部門が使用する設備状況管理システムを新たに構築するための費用や再開発するための費用を次世代投資費用に計上しており、他社に比べて特に高額となっていることが確認できた。他社がアセットマネジメントシステムとの連携のために必要な改修に係る費用のみを計上していることを踏まえ、東北電力NW、中部電力PG、九州電力送配電については、アセットマネジメントシステムとの連携のために必須の改修費用のみを認め、差額費用（下表の「その他」）はCAPEX（その他投資）に計上することが妥当。

【設備状況管理システムの新規構築・改修費用の機能別内訳】

(単位：億円)

事業者	取組予算 (A+B)	新規 開発 (A)	(機能・内訳)					(機能・内訳)					
			必須改修機能		アセマネ関連機能 の高度化		その他 (左記以外 の機能)	必須改修機能		アセマネ関連機能 の高度化		その他 (左記以外 の機能)	
			アセットマ ネジメント システムと の連携	設備管理 (品目拡大 対応)	業務効率化 (計画策定 業務・デー タの集中 化)	AI・ド ローンとの 関係費用		アセットマ ネジメント システムと の連携	設備管理 (品目拡大 対応)	業務効率化 (計画策定 業務・デー タの集中 化)	AI・ド ローンとの 関係費用		
東北電力 NW	102.4	85.0	2.5	3.3	18.8	0.5	59.9	17.4	0.5	0.3	-	-	16.6
中部電力 PG	61.2	61.2	0.6	-	44.2	-	16.4	-	-	-	-	-	-
北陸電力 送配電	- (CAPEX)												
関西電力 送配電	- (CAPEX)												
中国電力 NW	1.7	-	-	-	-	-	-	1.7	1.1	0.6	-	-	-
四国電力 送配電	1.0	-	-	-	-	-	-	1.0	1.0	-	-	-	-
九州電力 送配電	13.7	-	-	-	-	-	-	13.7	13.3	-	-	-	0.4
沖縄電力	1.3	1.3	1.3		-	-	-	-	-	-	-	-	-

(2) 個別検証 ⑩その他 – 効率化係数設定対象とされた件名 – 1 / 3

事業者	具体的な取組内容、電力NW次世代化との関係	中長期的な目標 における位置付け (合理的・明確な説明)	便益説明 (具体性・合理性)	効率化係数
北海道電力 NW	【レジリエンス】特定リスク設備の早期改修 (OFケーブル改修、1回線系統対策、低地上高対策等) ⇒過去から継続的に実施してきた改修の範囲内。	別途検証※	別途検証	対象
東京電力 PG	【DX】デジタルツールを活用した出向用ツールの統一や作業報告の自動化・現地 出向ツールの統一および作業報告の自動化等 (日報管理のデジタル化) ⇒一般的なデジタル化・効率化の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
北陸電力 送配電	【脱炭素】再エネ情報管理システム改修による効率的な出力制御対応 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】配電自動化システムIP網2面化対応 (総制) ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】事故停電情報提供システムサーバ取替 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】コールセンタバックアップ体制の確立 ⇒一般的なBCP対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】ICT・IoTの活用に向けた通信インフラの整備 ⇒一般的なデジタル化・効率化の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】既存業務のシステム化 (システムへの機能追加、改修等) ⇒一般的なデジタル化・改修の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】総制システムリモートメンテナンス化 (システムの保守拠点統合) ⇒一般的な体制見直しの範囲内。	別途検証	別途検証	対象

※「別途検証」については、CAPEX等の次世代投資費用以外の区分で検証する際に確認するものとする。

(2) 個別検証 ⑩その他 – 効率化係数設定対象とされた件名 – 2 / 3

事業者	具体的な取組内容、電力NW次世代化との関係	中長期的な目標 における位置付け (合理的・明確な説明)	便益説明 (具体性・合理性)	効率化係数
関西電力 送配電	【脱炭素】再エネ主力電源化に向けた制度改革に対応した託送サービスシステム等の構築に関する取組み ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【脱炭素】電動車の導入拡大に関する取組み ⇒一般的な環境対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】災害発生時の停電情報発信・問合せ対応強化に関する取組み ⇒過去から継続的に実施してきた災害対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】託送供給業務全般を支援するシステムの高度化に関する取組み ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】用地業務全般を支援するシステムの高度化に関する取組み ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】給電制御所システムの機能高度化に関する取組み ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】工事業務におけるスマートデバイス導入に関する取組み ⇒一般的なデジタル化・効率化の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】検針業務におけるスマートデバイス導入に関する取組み ⇒一般的なデジタル化・効率化の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
中国電力 NW	【レジリエンス】災害時の情報発信およびお客さま対応体制の強化 ⇒過去から継続的に実施してきた災害対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】次世代監視制御システムの開発 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象

(2) 個別検証 ⑩その他 – 効率化係数設定対象とされた件名 – 3 / 3

事業者	具体的な取組内容、電力NW次世代化との関係	中長期的な目標 における位置付け (合理的・明確な説明)	便益説明 (具体性・合理性)	効率化係数
四国電力 送配電	【レジリエンス】災害に備えたお客さま対応システムの機能強化 ⇒過去から継続的に実施してきた災害対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
九州電力 送配電	【脱炭素】系統運用情報共通基盤（デジタルツイン）の構築 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【脱炭素】再エネ調整配信システムの改善 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【脱炭素】電動車の導入拡大 ⇒一般的な環境対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【レジリエンス】被害状況の共有・復旧対応の迅速化に向けた取組み ⇒過去から継続的に実施してきた災害対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】電力保全ネットワーク・映像プラットフォーム構築 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
沖縄電力	【DX】監視制御・電力保全NW整備 ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象
	【DX】託送関連システム改修（制度対応） ⇒一般的なシステム対応の範囲内。	別途検証	別途検証	対象

(2) 個別検証 ⑬その他 – 次世代投資費用において検証を継続した件名 – 1 / 2

- 個別検証の結果、以下の各取組について、修正対応を求めることとする。

・関西電力送配電

①温室効果ガス低減機器導入拡大に関する取組み（11.1億円）

⇒同様の取組を計画する中部は、旧式機器からの機能増分に係る費用のみを次世代投資費用に計上している一方、同社は既存機器のいわゆるベース分の費用も計上。当該ベース費用は通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、その費用を特定し、**CAPEX送電・変電のその他設備の査定率を適用することが妥当。**

②スマートポールの開発に向けた取組み（1.5億円）

⇒詳細に検証したところ、一般送配電事業に直接関係ない機能が多く搭載された設備の開発に取組む計画であることが判明。同事業を営む上で必須とは言えないことから、**原価算入を認めないことが妥当。**

・九州電力送配電・・・次世代工事車両等による配電工事の効率化（2.5億円）

⇒他社で導入済の車両など、取組の次世代性が特段認められないことから、**CAPEX等の費用区分で検証することが妥当。**

事業者	取組予算 (全期間)	具体的な取組内容	便益 (金額・算定期間)	規制期間 見積費用
関西電力 送配電	111.2億円	<ul style="list-style-type: none"> ●温室効果ガス低減機器導入拡大に関する取組み ・SF6代替ガス等を用いた開閉装置の技術検討、菜種を用いた変圧器の導入、従来品と比べ送電ロスの小さい電線の導入に関する取組み。 ・低ロス電線の採用（68億円、2,169km）、菜種油変圧器（8億円、15台）、SF代替ガス遮断器・開閉器（5.0億円、19台） 	<ul style="list-style-type: none"> ①0.2億円/年 ②2023年度以降 	11.1億円
中部電力 PG	1.9億円	<ul style="list-style-type: none"> ●SF6ガスレス機器採用（増分費用） ・SF6（六フッ化硫黄）の地球温暖化係数はCO2の25,200倍と地球温暖化への影響が極めて大きいことを踏まえ、当該ガスレス真空遮断器を2023年度に本格導入予定。SFガスレス機器への取替費用（0.1億円、3台） 	<ul style="list-style-type: none"> ①0.6億円/年 ②取替以降 	0.1億円
関西電力 送配電	1.5億円	<ul style="list-style-type: none"> ●スマートポールの開発に向けた取組み ・スマートポールから様々なサービス・末端への電力供給方法に関する仕様検討・実証改良による検証を実施（研究費1.5億円） 	<ul style="list-style-type: none"> ①－（定性便益のみ） ②－ 	1.5億円
九州電力 送配電	3.1億円	<ul style="list-style-type: none"> ●次世代工事車両等による配電工事の効率化 ・次世代工事車両の研究開発費（2.5億円） 他社開発の仮柱工法車を活用し、自社への適用可否検証・新たな工法・手順確立を目指す。 	<ul style="list-style-type: none"> ①3.3億円 ②2024～2035年度 	2.5億円

(2) 個別検証 ⑬その他 – 次世代投資費用において検証を継続した件名 – 2 / 2

事業者	取組予算 (全期間)	具体的な取組内容	便益説明 (金額・算定期間)	規制期間 見積費用
東京電力 PG	13.7億円	●BIMなどの3Dデータを活用し「現場把握」「計測」「配置・工法検討」「技術計算」「数量積算」等の技術 を確立することで、現場出向レスと設計・積算業務を効率化・3Dデータ活用による設計業務を効率化 ・システム開発 (6.2億円)、BIM設備データ取得 (0.1億円)	①57億円 ②2024～2033年度	6.4億円
中部電力 PG	10.4億円	●系統用蓄電池、DER制御システムの導入検討 ・系統用電池の導入に向けた現地実証 (3.6億円) ・DER制御システム検討研究費 (6.8億円)	①ー (定性便益のみ) ②ー	10.4億円
北陸電力 送配電	14.7億円	●制度対応によるシステム改修 (発電側課金等) ・託送システム改修 (9.6億円)、需給精算システム改造 (1.0億円) 等	①21.1億円 ②2023～2027年度	11.4億円
	7.5億円	●高耐食技術導入による鉄塔ライフサイクルコスト低減 ・腐食対策頻度・設備停止頻度の低減が可能となる高耐食性鉄塔材の導入 ・防錆容射工法の実施 (4.2億円)、粉体塗装の採用 (0.3億円) 等	①0.9億円/基+0.7億円/年 ②-	4.8億円
関西電力 送配電	8.0億円	●DERフレキシビリティに関する取組み ・DER (分散エネルギーリソース) 調整力の技術開発や実フィールドでの実証試験を行う。 ・技術検証 (6.7億円)、関西エリア適用に関する評価・研究 (1.2億円)	①ー (定性便益のみ) ②ー	8.0億円
	4.7億円	●新工法・新素材の開発・導入に向けた取組み (鉄塔塗装工事における新工法の開発等) ・架空送電設備の工事・保守作業の高度化に向けた工法研究 (2.0億円) ・人孔・管路工事の簡素化に向けた工法研究 (1.2億円) 等の研究費用	①0.8億円/年 ②2028～2037年度	4.7億円
九州電力 送配電	28.1億円	●DR・系統用蓄電池の導入に向けた取組み ・給湯器・EV・蓄電池等の各種需要リソースを配電線の潮流状況に合わせて制御する手法 (DR) 及び DRリソースが少ない地域での配電系統用蓄電池導入に向けた研究開発。システム開発費用 (3.0億円)	①29.8億円 ②2028～2031年度	3.0億円
	11.9億円	●再エネ導入拡大に資するDERデータベースシステムの構築 ・DER (分散型エネルギー資源) データベースシステムを構築し、配電系統に接続されるDERを一元的に管 理する。システム開発費用 (11.9億円)	①27.4億円 ②2023～2027年度	11.9億円
	1.6億円	●国際標準規格IEC61850を適用した次世代変電所の構築 ・IEC61850を適用した電気所サーバの開発に向けた研究 (0.7億円)	①7.0億円 ②2029年度	0.7億円
沖縄電力	3.3億円	●発電側課金システム構築 ・各種諸元データをもとに、発電側課金管理に必要な各種機能 (仕訳管理・料金管理・請求管理・ 未収管理など) を構築 ・システム開発・ハードウェア購入費 (3.3億円)	①1.5億円 ②2024～2028年度	2.2億円

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
－（1）概要（制御不能費用）	・・・P519
－（2）個別費用（制御不能費用）	・・・P528
－（3）概要（事後検証費用）	・・・P578
－（4）個別費用（事後検証費用）	・・・P584
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 (制御不能費用) ①算定概要 (全体) 1 / 2

- 制御不能費用の過去実績及び規制期間の費用の見通し (5年合計) は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	減価償却費、固定資産税		電源開発促進税		法人税等、事業税		賃借料	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	1,647	1,320	547	543	108	139	144	144
東北電力NW	6,062	4,756	1,463	1,447	512	985	497	497
東京電力PG	16,488	12,121	5,117	5,046	2,256	2,318	3,631	3,719
中部電力PG	7,311	5,519	2,396	2,385	813	879	553	553
北陸電力送配電	1,366	1,204	526	513	145	187	93	93
関西電力送配電	7,262	5,726	2,554	2,536	735	940	1,419	1,175
中国電力NW	2,782	2,266	1,120	1,071	301	508	267	267
四国電力送配電	1,495	1,050	483	468	175	257	151	151
九州電力送配電	4,891	4,338	1,556	1,535	543	630	533	533
沖縄電力	614	489	145	149	53	77	63	63
10社合計	49,919	38,789	15,907	15,692	5,640	6,919	7,351	7,196

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 (制御不能費用) ①算定概要 (全体) 2 / 2

- 制御不能費用の過去実績及び規制期間の費用の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	インバランス収支過不足額※1		調整力確保費用		その他※2		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	-23	15	11	164	107	129	2,541	2,454
東北電力NW	-175	-171	1	325	509	656	8,870	8,495
東京電力PG	-83	376	-11	1,710	659	2,772	28,056	28,061
中部電力PG	-209	-76	5	698	603	1,020	11,471	10,977
北陸電力送配電	82	-60	1	124	75	101	2,288	2,163
関西電力送配電	194	239	21	761	856	2,075	13,041	13,452
中国電力NW	-116	-13	-0	289	137	198	4,490	4,585
四国電力送配電	-13	31	0	154	117	456	2,409	2,566
九州電力送配電	-53	40	3	531	336	702	7,808	8,308
沖縄電力	-2	-2	1	11	10	9	885	796
10社合計	-399	379	32	4,766	3,409	8,117	81,859	81,857

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

※1 規制期間計は、2016～2021年度に発生したインバランス収支とその調整額（貸倒損等）に基づき算定。

※2 退職給与金、PCB処理費用、諸費、貸倒損、振替損失調整額、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金等を含む。

(1) 概要 (制御不能費用) ①算定概要 (調整力費用) 1 / 2

- 制御不能費用 (調整力費用) の規制期間の各年度の費用の見通しは以下のとおりである。

(単位:億円)	容量拠出金						ブラックスタート電源確保費用					
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
北海道電力NW	-	42	18	33	33	126	0	-	3	0	0	4
東北電力NW	-	114	33	89	88	324	0	-	0	0	0	0
東京電力PG	-	455	131	352	352	1,290	0	81	196	80	76	433
中部電力PG	-	207	60	162	161	590	0	9	88	8	1	105
北陸電力送配電	-	42	12	34	34	121	1	-	1	1	1	3
関西電力送配電	-	223	66	178	178	646	7	5	83	13	8	117
中国電力NW	-	88	25	68	68	250	0	1	37	0	0	39
四国電力送配電	-	41	12	32	32	117	0	0	37	-	-	37
九州電力送配電	-	129	66	99	99	393	0	8	77	27	23	136
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2	11
10社合計	-	1,342	423	1,046	1,044	3,856	12	106	524	132	111	886

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 (制御不能費用) ①算定概要 (調整力費用) 2 / 2

- 制御不能費用 (調整力費用) の規制期間の各年度の費用の見通しは以下のとおりである。

(単位:億円)	調相運転用の電源確保費用						最終保障供給対応					
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計
北海道電力NW	18	7	7	1	1	34	-0	-0	-0	-0	-0	-0
東北電力NW	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	1
東京電力PG	1	1	1	1	1	6	-4	-4	-4	-4	-4	-18
中部電力PG	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	3
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0
関西電力送配電	-	-	-	-	-	-	-0	-0	-0	-0	-0	-2
中国電力NW	-	-	-	-	-	-	-0	-0	-0	-0	-0	-1
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-0	-0	-0	-0	-0	-0
九州電力送配電	1	1	1	1	1	3	-0	-0	-0	-0	-0	-1
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10社合計	19	8	8	3	3	42	-4	-4	-4	-4	-4	-18

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 (制御不能費用) ② 具体的検証事項 (費用全体)

- 制御不能費用全体において、以下の事項について検証を行った。

実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認する。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等の検証。
- 規制期間の見積りと過去実績（約定結果含む）に大きな差異の有無を検証する。ある場合、その理由の合理性について検証。

費用分類の適正性について

- 制御不能費用として計上された各費用について、本来であれば、CAPEX、その他費用など他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（減価償却費、賃借料等）について検証。

(1) 概要 (制御不能費用) ② 具体的検証事項 (各調整力費用)

- 制御不能費用 (調整力費用) の個別費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

容量拠出金

- 容量市場の約定価格及び指標価格NetCONEに基づき見積もっていることについて検証。

ブラックスタート電源確保費用

- 2022年6月23日の制度設計専門会合における、各社の技術検討の結果によるユニット数の見直し等の直近の議論の状況を踏まえて見積もっていることについて検証。
- なお、各社のブラックスタート手順を確認した上で、どこまでのリスクを想定して予備ユニットを保有しているか等の詳細について検証。

調相運転用の電源確保費用

- 直近の2021年度の実績値をもとに見積もっていることについて検証。

最終保障供給費用

- 2017～2021年度の最終保障供給の取引損益の実績値をもとに見積もっていることについて検証。
- 2022年6月30日の電力・ガス基本政策小委員会の整理を受け、2022年3月から2023年3月に発生した最終保障供給の累積収支額は、レベニューキャップ制度の対象とし、その計上方法の妥当性について検証。

インバランス収支過不足額

- 過去の累積収支額は、2016～2021年度に発生したインバランス収支とその調整額 (貸倒損等) に基づき適切に計算されていることについて検証。

(参考) ブラックスタート電源のユニット数の精査

2022年6月23日
第74回制度設計専門会合 資料3

- 第71回制度設計専門会合において、ブラックスタート機能公募開始以降、改めての技術検討を実施していない事業者については、技術検討の実施の徹底を求めるべきであるとの考え方を整理したところ。
- 現状の信頼度（復旧時間）を確保するために各エリアで必要なブラックスタート発電所数については、電力広域的運営推進機関の第67回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年11月16日）の中で整理されている。一方、各発電所の必要ユニット台数（予備ユニットの取扱い）については、審議会等での整理はなされていない。
- 予備的にBSユニットを確保する際は、BSユニットや共用送電線が一部停止（N-1）しても現状の信頼度（復旧時間）を損なわない範囲を上限として、公募上の調達対象を最低限とするとの考えのもと、TSO各社で技術検討を実施。
- 従来、信頼度基準を統一的に定めていなかったものに対し、予備的にBSユニットを確保する際考え方を統一して調達対象ユニット数について技術検討を実施した結果は以下の通り。
- 本検討結果も踏まえると、2023年度以降の新託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、調達ユニット数が削減となるエリアにつき、削減したユニットの費用の算出結果を踏まえて、必要な査定を行うことが妥当ではないか。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
技術検討前 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット
技術検討後 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット

出典：送配電網協議会

※上述の検証結果は、現状の調達案件を前提に精査したものであるため、落札結果により内容は異なる。

(1) 概要 (制御不能費用) ② 具体的検証事項 (その他個別費用)

- 制御不能費用 (調整力費用以外) の個別費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

減価償却費 (既存投資分)

- 2022年度までに竣工予定の資産を対象に金額を見積もっていることについて検証。
- 2022年度に減価償却方法を定率法から定額法へ変更している会社については、変更後の方法に基づき金額を見積もっていることについて検証。

電源開発促進税

- 電源開発促進税の根拠となる想定需要電力量が供給計画等と整合していることについて検証。

法人税等

- 沖縄を除く9社においては分社後の実績値をもとに見積もっていることについて検証。

賃借料 (法令や国のガイドラインに準じて単価が設定される費用)

- 規制期間において設備賃借の状況に変動が発生するため、見積りに織り込んでいる場合、設備賃借の状況の変化は効率化等を目的とした合理的なものであることについて検証。

賠償負担金相当金・廃炉円滑化負担金相当金

- 規制期間の見積りが、申請時点における最新の大臣通知と整合していることについて検証。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
－（1）概要（制御不能費用）	・・・・・・P519
－（2）個別費用（制御不能費用）	・・・・・・ P528
－（3）概要（事後検証費用）	・・・・・・P578
－（4）個別費用（事後検証費用）	・・・・・・P584
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 制御不能費用

①退職給与金の数理差異償却（既存分） – 見積り方法・検証項目 –

- 退職給与金の数理差異償却（既存分）の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3（2022年3月25日）

退職給与金
(数理差異償却の
既存分)

概要：退職給付債務を計算する際に前提とした昇給率や退職率の予測及び期待運用収益等と、実際の昇給率や退職率、運用実績等との差異のうち、第1規制期間開始時点において既に発生しているもの

単価・量：既存発生分の数理差異については、効率化困難

期初の見積り方法

- 2021年度までに発生した数理差異に対する規制期間における償却額を見積ることとする。
※ただし事業者によって、期待運用収益率や数理差異の償却年数が異なることを踏まえ、それらの考え方について、あわせて確認を行う。
※また、2022年度に発生する数理差異については、合理的な想定が困難であるため、事後調整により対応することとする。

審査要領より抜粋

- 退職給与金のうち規制期間初年度の前々年度三月三十一日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額については、参照期間において発生が判明している数理計算上の差異の未償却残高及び残存償却年数より算定される償却額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用

①退職給与金の数理差異償却（既存分） – 検証結果 –

- 各社とも、2021年度までに発生した数理差異について、各社において設定した償却期間に基づき計算した償却額のうち、規制期間にかかる費用を算入しており、問題はない。なお、各社の2021年度までの数理差異の償却額及び償却期間は、各社提出資料により確認を行った。

- ・各社の数値計算上の差異の発生は、主に年金資産に係る期待運用収益と実際の運用収益との差額による。
- ・四国は、単年度償却であり、本規制期間中に計上する未償却残高がない。
- ・北陸、沖縄は定率法（償却年数で残高のおおむね90%が費用処理される）を採用しているため、2027年度まで発生している。

<退職給与金の数理差異償却（既存分）：参照期間及び規制期間の推移>

（単位：百万円）

会社	参照期間					規制期間					(参考)
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027	償却年数
北海道電力NW	▲ 1,004	▲ 5	1,746	1,133	168	661	514	128	572	-	5
東北電力NW	8,516	11,800	2,062	3,825	346	▲ 2,266	1,102	-	-	-	3
東京電力PG	1,262	▲ 3,743	2,926	▲ 2,716	▲ 793	1,710	-	-	-	-	3
中部電力PG	▲ 1,860	3,093	4,085	1,864	▲ 399	▲ 288	1,621	-	-	-	3
北陸電力送配電	398	▲ 70	473	786	▲ 922	▲ 122	▲ 57	▲ 26	▲ 12	▲ 6	3
関西電力送配電	6,682	2,341	1,540	1,139	1,294	1,096	185	-	-	-	3
中国電力NW	▲ 1,526	▲ 1,321	307	1,314	▲ 934	▲ 1,302	▲ 1,405	▲ 1,705	▲ 425	-	5
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
九州電力送配電	1,916	2,783	3,874	2,744	▲ 530	▲ 97	▲ 826	▲ 1,772	▲ 87	-	5
沖縄電力	37	30	124	176	▲ 98	▲ 23	▲ 14	▲ 9	▲ 6	▲ 4	5

(2) 制御不能費用

①退職給与金の数理差異償却（既存分） – 償却イメージ –

- 退職給与金（数理差異償却の既存分）については、効率化が困難であることから、2021年度までに発生した数理差異に対する規制期間における償却額を見積もることとされている。

見積り方法のイメージ（発生翌年度から定額法により5年で償却する場合）

退職給与金の数理計算上の差異

	●年度分発生分計	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2017年度発生分	5A		A	A	A	A	A					
2018年度発生分	5B			B	B	B	B	B				
2019年度発生分	5C				C	C	C	C	C			
2020年度発生分	5D					D	D	D	D	D		
2021年度発生分	5E						E	E	E	E	E	
合計	5(A+B+C+D+E)							B+C+D+E	C+D+E	D+E	E	

※2022年度に発生する数理差異については、合理的な想定が困難であるため、事後調整により対応

規制期間の見積り額

(2) 制御不能費用 ②PCB処理費用 –見積り方法・検証項目–

- PCB処理費用の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

PCB処理費用

単価 : PCB廃棄物の処理方法、廃棄事業者が限定されており効率化余地無し
量 : 法令において、処理対象やその期日が決まっており、コントロールが困難

期初の見積り方法

- PCB廃棄物の処理については、法令に基づき2026年度までに完了させる必要があることから、2023年度～2026年度の4年間に発生する費用を見積ることとする。
- 2026年度までの廃棄物の処理完了に向けた各事業者の具体的な計画に基づき、費用を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用については、処理完了に向けた各一般送配電事業者の具体的な計画に基づき、妥当な金額となっていることを審査する。ただし廃棄物の処理については、法令に基づき令和八年度までに完了させる必要があることから、第一規制期間において最終年度を除く四年分の費用を収入の見通しに算入することとする。

(2) 制御不能費用 ②PCB処理費用 – 検証結果 – 1 / 2

- PCB処理については、各社ともに処理計画に基づき、過去（参照期間等）に一定の引当金を計上しつつ、一部の事業者において、規制期間において発生する費用の一部については、見積り値として算入していることが確認された。（※本件に係る、各社の引当等の考え方については、本会合において、各社より説明を実施。）

- ・北海道、北陸は、引当金を計上済みであるため算入なし。
- ・東北、中部については、過年度において引当済の金額が規制期間において控除されていなかったことが判明（東北：7億円減、中部：11億円減）。
- ・2027年に費用計上しているエリア（東北）については、使用中の低濃度PCB使用製品（※）の処理費用であることを確認した。
（※）法令で処理期限は規定されていない。

<PCB処理費用：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間					規制期間				
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	9	2,326	▲ 256	▲ 410	▲ 145	-	-	-	-	-
東北電力NW	857	617	785	422	496	541	155	85	74	67
東京電力PG	▲ 9,185	▲ 18,736	▲ 1,633	▲ 183	▲ 634	124	96	98	96	-
中部電力PG	2,993	2,756	743	178	551	375	365	263	59	-
北陸電力送配電	66	▲ 567	▲ 324	134	▲ 192	-	-	-	-	-
関西電力送配電	▲ 6,423	3,602	1,818	3,445	2,529	2,267	2,093	1,258	277	-
中国電力NW	317	805	45	222	67	525	425	316	350	-
四国電力送配電	221	▲ 419	153	69	127	130	83	8	12	-
九州電力送配電	408	▲ 642	1,195	1,061	914	854	852	851	849	-
沖縄電力	62	29	64	▲ 4	23	23	24	23	23	-

(2) 制御不能費用 ②PCB処理費用 – 検証結果 – 2/2

- 前頁のとおり、高濃度・低濃度、使用済・使用中、分析・処理運搬等の区分ごとに、各一般送配電事業者に引当状況を確認した結果、低濃度PCBについては、一般送配電事業者間で引当状況に差異があった。
- 各一般送配電事業者においては、資産除去債務の計上は行っていないものの、撤去済、使用中に関わらず、見積りが可能なPCB処理費用に対して、監査法人と協議の上、レベニューキャップ制度以前からすみやかに引当等の適切な対応を行っていることを確認した。
- なお、過去の総括原価方式に基づく料金審査においては、原価算定期間（※1）にPCB処理費用の発生が見込まれば審査の上で算入すると共に、実績費用は超過利潤から控除されていた。
- **以上から、期初におけるPCB処理費用の見積りについては、現時点で規制期間中に発生することが見込まれる費用の算入を認める。**
- **一方で、見積りと実績の乖離の事後調整にあたっては、実績費用の適切性を十分に検証する。**

※1 原価算定期間は、省令で1年間を単位とする将来の合理的な期間と定められており、1～4年と事業者及び料金改定時の状況により幅がある。

※2 追加調査の中で、北海道については、OPEX算入分を振替。東北については、計上年度にずれがあったため修正（規制期間合計は変更なし。）

※3 東北、中部については、過年度の引当済額が、規制期間中の見積に含まれていたため控除（東北：7億円減、中部：11億円減）。

(2) 制御不能費用 ③賃借料 – 見積り方法・検証項目 – 1 / 2

- 賃借料の見積り方法は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

占用関係借地料

道路占用料

電柱敷地料

河敷料

線路使用料

線下補償料

(賃借料のうち、法令や国の
ガイドラインに準じて単価が設
定される費目)

概要：送配電設備の設置に伴い、他者の資産等を使用した場合の使用料、賃借料

単価：① 占用関係借地料

※国の審議会において定められたガイドライン（公共用地の取得に伴う損失補償基準細則）に準じて設定されており、効率化余地無し

② 道路占用料、電柱敷地料、河敷料

※法令（道路法施行令、電気通信事業法施行令、河川法施行令）により定められており、効率化余地無し

③ 線路使用料、線下補償料

※国の審議会において定められたガイドライン（公益事業者の電柱・管路等使用に関するガイドライン、公共用地の取得に伴う損失補償基準細則）に準じて設定されており、効率化余地無し

量：設備形成によって必要な量が決まるが、既存設備については効率化余地が無く、また、新規設備についてはその合理性を事業計画において確認することとしており、実質的に効率化は困難と判断することが可能

期初の見積り方法

- 年度毎に大きな変動が見込まれない費用であることを踏まえ、2017年度～2021年度の5年間における実績値を見積り費用とする。ただし、規制期間において設備賃借の状況に変動が発生する場合には、それを踏まえた金額を見積りすることとする。

(2) 制御不能費用 ③賃借料 – 見積り方法・検証項目 – 2 / 2

- 賃借料の検証項目は以下のとおり整理している。

審査要領より抜粋

- 賃借料のうち、法令や国のガイドラインに準じて単価が設定される費用については、参照期間における実績額と比較して、妥当な金額となっていることを審査する。ただし、規制期間において設備賃借の状況に変動が発生する場合には、それを踏まえた妥当な金額となっていることを審査する。

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 抜粋

賃借料 (法令や国のガイドラインに準じて単価が設定される費用)

- 規制期間において設備賃借の状況に変動が発生するため、見積りに織り込んでいる場合、設備賃借の状況の変化は効率化等を目的とした合理的なものであることについて検証を行う。

(2) 制御不能費用 ③賃借料 – 検証結果 –

- 東京電力PGを除く9社は、過去5年の実績値を規制期間の見積り値としており、問題はないものと考えられる。なお、過去実績値は、各社の託送収支計算書により確認を行った。
 - ・関西については、通信設備を関係会社に移管（2019年度）したことによる光ファイバー分の賃借料分を実績平均から控除して規制期間の賃借料を見積もっていた。
- なお、東京電力PGは賃借料のうち道路占用料について、当該単価が2019年に、3年ごとの定期改定によって大きく上昇したことを理由に2021年度実績値を参照しているが、過去実績値を規制期間の見積り値に算入することを原則としている点を踏まえると、2019年度～2021年度の平均値を規制期間の見積り値とすることが妥当（2億円/年の減少）。

<賃借料：参照期間及び規制期間の5年平均額比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	1,857	2,660	2,806	3,565	3,552	2,888	2,888
東北電力NW	9,870	9,820	9,886	10,031	10,107	9,943	9,943
東京電力PG	69,935	70,264	74,003	74,301	74,605	72,622	74,384
中部電力PG	10,861	10,965	11,100	11,171	11,218	11,063	11,063
北陸電力送配電	1,965	1,801	1,823	1,859	1,852	1,860	1,860
関西電力送配電	31,955	32,377	25,726	25,724	26,099	28,376	23,506
中国電力NW	5,560	5,234	5,216	5,312	5,340	5,332	5,332
四国電力送配電	3,077	2,978	3,008	3,039	3,037	3,028	3,028
九州電力送配電	10,668	10,494	10,589	10,744	10,759	10,651	10,651
沖縄電力	1,225	1,220	1,262	1,255	1,327	1,258	1,258

(2) 制御不能費用 ④ 受益者負担金 – 見積り方法・検証項目 –

- 受益者負担金の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

受益者負担金

概要：地方自治体の公共工事等に伴い、発生する費用
(電線共同溝や移設工事等、地方自治体による工事のうち、一部を一般送配電事業者が負担することとなっている費用)

単価：「電線共同溝の整備等に関する特別措置法施行令」等に基づき、負担額が決定するため、効率化余地無し

量：公共工事の実施有無は、地方自治体によって決まるため、効率化余地無し



期初の見積り方法

- 年度毎に大きな変動が見込まれない費用であることを踏まえ、2017年度～2021年度の5年間における実績値を、見積り費用とする。

審査要領より抜粋

- 受益者負担金については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ④ 受益者負担金 – 検証結果 –

- 各社とも、過去実績値を規制期間の見積り値に算入しており、問題はない。なお、参照期間の実績値は、各社提出資料により確認を行った。
- 東北電力NWについては、系統増強案件の次世代投資費用からの振替に伴い、電磁誘導対策に係る補償等の受益者負担金が約4億円（5年平均）増加している。これは参照期間には含まれていない東北東京間連系線工事等に係るものであり、追加で規制期間の見積りに算入することが妥当である。

<受益者負担金：参照期間及び規制期間の5年平均額比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	0.4	0.2	0.5	0.4	0.5	0.4	0.4
東北電力NW	503	463	761	707	26	492	931
東京電力PG	97	117	4	171	140	106	106
中部電力PG	164	149	170	467	209	232	232
北陸電力送配電	54	8	12	18	17	22	22
関西電力送配電	204	218	258	457	384	304	304
中国電力NW	0.3	0.1	3	11	38	10	10
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	59	50	48	36	54	49	49
沖縄電力	0.4	0.1	0.1	-	-	0.1	0.1

(2) 制御不能費用 ⑤広域機関会費 – 見積り方法・検証項目 –

- 広域機関会費の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

広域機関会費

概要：法令により加入が定められた広域機関に支払う費用

単価・量：電気事業法上、一般送配電事業者は広域機関会員への加入が義務付けられている。また、広域機関の会費を含む予算及び事業計画については、経済産業大臣の承認を受けたものであり、効率化は困難

期初の見積り方法

- 広域機関会費については、毎年度その金額が決定され請求が行われるため、規制期間において発生する額を精緻に見積ることは困難。これを踏まえ、申請段階で判明している2022年度の会費額の5年分を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 推進機関の会費については、規制期間初年度の前年度の実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ⑤広域機関会費 – 検証結果 –

- 各社とも、規制期間初年度の前年度にあたる2022年度の会費額の5年分の金額を規制期間の見積り値に算入しており、問題はない。なお、2022年度の会費額は、広域機関からの請求書等により確認を行った。

・一部の会社においては、離島含みで費用算出後、離島分を特定・控除しており、2022年度の会費額と規制期間の見積り値が一致しない場合がある（離島分は「第三区分費用（その他費用）」に計上）。

<広域機関会費：参照期間及び2022年度、規制期間の5年平均額比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間					当期	規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	5年平均
北海道電力NW	106	119	169	361	386	299	299
東北電力NW	533	560	794	971	1,008	805	805
東京電力PG	1,888	1,961	2,786	3,415	3,546	2,792	2,792
中部電力PG	561	912	1,307	1,610	1,668	1,298	1,298
北陸電力送配電	192	204	293	353	360	283	283
関西電力送配電	952	991	1,409	1,710	1,771	1,380	1,380
中国電力NW	402	425	592	720	747	584	584
四国電力送配電	125	227	359	300	335	263	263
九州電力送配電	562	587	325	794	839	841	804
沖縄電力	48	50	67	82	101	71	71

(2) 制御不能費用 ⑥災害復旧費用（拠出金） – 見積り方法・検証項目 –

- 災害復旧費用（拠出金）の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3（2022年3月25日）

災害復旧費用 （拠出金）

概要：災害相互扶助制度において、一般送配電事業者が積み立てる拠出金

災害復旧費用の相互扶助制度における各社の拠出金額は、全国大での災害発生等の状況を踏まえて、電力広域機関において金額の見直しや拠出の一時停止がされるものであり、一般送配電事業者による効率化が困難



期初の見積り方法

- 既に決定されている2023年度～2025年度における10社の年間拠出総額62.1億円を、まだ金額が決定していない2026年度、2027年度にも適用し、当該金額を各事業者の想定需要電力量比で按分した金額を規制期間における拠出金として見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 災害等扶助拠出金については、推進機関で既に決定されている一般送配電事業者の拠出金の総額を各一般送配電事業者の想定需要電力量をもとに按分した金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ⑥災害復旧費用（拠出金） – 検証結果 –

- 各社とも、10社の年間拠出総額62.1億円を、各社の想定需要電力量比で按分した額を算入額としており、問題はない。なお、想定需要電力量比については、広域機関に提出される供給計画の値を用いていることを確認した。

※一部の会社においては、離島含みで費用算出後、離島分を特定・控除しているため、10社合計は10社年間拠出額（62.1億円）と一致しない（離島区分前では一致）。

<災害復旧費用（拠出金）：規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	212	214	214	215	215	214
東北電力NW	584	578	577	576	575	578
東京電力PG	1,987	1,991	1,989	1,992	1,994	1,991
中部電力PG	943	947	949	947	946	946
北陸電力送配電	208	203	204	204	204	204
関西電力送配電	998	1,005	1,006	1,005	1,004	1,004
中国電力NW	420	420	420	421	421	421
四国電力送配電	188	187	187	186	185	187
九州電力送配電	583	577	578	578	577	579
沖縄電力	58	58	58	59	59	58

(2) 制御不能費用 ⑥災害復旧費用（拠出金） – 検証結果（補足） –

<算定諸元>

(百万 kWh)

2022年度供給計画需要（使用端）		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（実績）	2023年度へ適用	28,649	78,949	268,668	127,468	28,151	134,866	57,028	25,435	82,434	7,782	839,430
2022年度	2024年度へ適用	28,794	77,803	268,212	127,562	27,332	135,384	56,780	25,227	81,314	7,755	836,163
2023年度	2025年度へ適用	28,874	77,798	268,136	127,868	27,473	135,554	56,888	25,157	81,547	7,873	837,168
2024年度	2026年度へ適用	28,788	77,306	267,284	127,068	27,340	134,781	56,666	24,937	81,172	7,897	833,239
2025年度	2027年度へ適用	28,762	77,022	267,148	126,628	27,277	134,474	56,600	24,797	81,005	7,943	831,656

(%)

2022年度供給計画需要（使用端）比率		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（実績）	2023年度へ適用	3.41%	9.41%	32.01%	15.19%	3.35%	16.07%	6.79%	3.03%	9.82%	0.93%	100.00%
2022年度	2024年度へ適用	3.44%	9.30%	32.08%	15.26%	3.27%	16.19%	6.79%	3.02%	9.72%	0.93%	100.00%
2023年度	2025年度へ適用	3.45%	9.29%	32.03%	15.27%	3.28%	16.19%	6.80%	3.01%	9.74%	0.94%	100.00%
2024年度	2026年度へ適用	3.45%	9.28%	32.08%	15.25%	3.28%	16.18%	6.80%	2.99%	9.74%	0.95%	100.00%
2025年度	2027年度へ適用	3.46%	9.26%	32.12%	15.23%	3.28%	16.17%	6.81%	2.98%	9.74%	0.96%	100.00%



<本申請織込額>

(千円)

災害復旧用拠出金	千円	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2023年度	6,210,000	211,942	584,055	1,987,573	942,993	208,258	997,722	421,886	188,165	609,837	57,570	6,210,001
2024年度	6,210,000	213,847	577,826	1,991,952	947,375	202,989	1,005,467	421,693	187,355	603,901	57,595	6,210,000
2025年度	6,210,000	214,183	577,095	1,988,997	948,508	203,791	1,005,521	421,988	186,611	604,905	58,401	6,210,000
2026年度	6,210,000	214,552	576,150	1,992,026	947,018	203,761	1,004,502	422,323	185,852	604,962	58,855	6,210,001
2027年度	6,210,000	214,767	575,126	1,994,802	945,535	203,678	1,004,121	422,634	185,160	604,867	59,311	6,210,001

(2) 制御不能費用 ⑦貸倒損 – 見積り方法・検証項目 –

- 貸倒損の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

貸倒損

概要 : 託送料金、地帯間販売電力料、事業者間精算収益、電気事業雑収益等に関する債権の貸倒損、貸倒損引当、同取崩

単価 : 貸倒の金額規模は取引先(小売会社等)の支払状況次第

量 : 貸倒の発生有無は取引先(小売会社等)の支払状況次第

期初の見積り方法

- 貸倒損については、将来における発生額が精緻に予測できないことを踏まえ、2017年度～2021年度の5年間における実績値を、見積り費用とする。ただし、当該実績値において1件当たりの金額が非常に大きいケース等については、その妥当性や見積り額に算入することの是非を検討する。

審査要領より抜粋

- 貸倒損については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。ただし、参照期間において多額の実績額が発生している場合には、それを収入の見通しに算入することの妥当性を審査する。

(2) 制御不能費用 ⑦貸倒損 – 検証結果 –

- 各社とも、過去実績値等を参照して規制期間の見積り値に算入していることを確認した。
- 2020年度及び2021年度については、需給ひっ迫に伴う小売電気事業者の倒産等によりインバランスに係る貸倒損が多く、他年度に比して高く出ている。当該貸倒損については、需給ひっ迫に伴う一時的かつ巨額の貸倒損であることから、過年度のインバランス収支過不足に考慮されていることを踏まえると、規制期間の見積り値から控除することが妥当（東北、東京、四国）。

<貸倒損：参照期間の内訳及び規制期間合計>

(単位：百万円)

会社	参照期間			規制期間
	5年合計	うちインバランス料金の債権に係るもの※	うちその他の債権に係るもの	5年合計
北海道電力NW	460	-	460	454
東北電力NW	1,928	1,772	156	1,928
東京電力PG	9,154	5,015	4,138	9,156
中部電力PG	13,338	11,243	2,095	166
北陸電力送配電	2,217	2,172	45	13
関西電力送配電	6,668	6,185	483	250
中国電力NW	2,590	2,431	160	160
四国電力送配電	1,661	1,298	363	1,661
九州電力送配電	2,363	2,109	254	206
沖縄電力	11	1	10	10

引当額と発生額の差により▲表記（費用のマイナス）となる場合がある。中国は、2020年度の需給ひっ迫に伴う貸倒損を特別損失として計上しており上記に含まれていない。

※「インバランス収支過不足」にて考慮された2020年度及び2021年度実績額に限る。

(2) 制御不能費用 ⑧減価償却費（既存分） – 見積り方法・検証項目 –

- 減価償却費（既存分）の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。
※第1規制期間に竣工予定の資産に係る減価償却費はCAPEXに計上。

第12回料金制度専門会合
資料3（2022年3月25日）

減価償却費 （既存分）

概要：第1規制期間開始時点における既設設備について発生している減価償却費
単価・量：既設設備の減価償却費については、効率化困難

期初の見積り方法

- 2022年度までに竣工予定の資産を対象に、規制期間において発生が見込まれる減価償却費の金額を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 減価償却費については、規制期間初年度の前年度三月三十一日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費の金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

第16回料金制度専門会合
資料4（2022年8月8日）抜粋

減価償却費（既存投資分）

- 2022年度までに竣工予定の資産を対象に金額を見積もっていることについて検証を行う。
- 2022年度に減価償却方法を定率法から定額法へ変更している会社については、変更後の方法に基づき金額を見積もっていることについて検証を行う。

(2) 制御不能費用 ⑧減価償却費（既存分） – 検証結果 –

- 東北電力NW以外の9社について、規制期間中の減価償却費は、2023年度に計上された額より毎年度一定程度減額された額が算入されており、異常値はなかったことから、問題はない。
- 東北電力NWは、2024年度の見積り値が2023年度と比して約30億円高くなっているところ、これは、2021年度より定率法から定額法に変更したことにより、2023年度の減価償却費が一時的に減少したことによる反動であり、問題はない。
- なお、関西電力送配電については、2019年度に通信部門の通信部門の子会社化に伴う設備移管を行い、これにより減価償却費が35億円/年減少している（移管に伴いOPEX費用の諸費にて計上）。

<減価償却費（既存分）：参照期間及び規制期間の推移 赤字→減価償却方法を変更（定率法→定額法）した年度> (単位：百万円)

会社	参照期間					規制期間					減価償却方法 の変更年度 定率法→定額法
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027	
北海道電力NW	31,163	30,720	23,543	24,080	22,220	23,610	22,879	20,841	18,907	17,142	2019
東北電力NW	100,487	103,801	105,703	107,440	83,139	78,045	81,079	76,583	71,634	67,238	2021
東京電力PG	280,718	274,997	270,933	258,108	260,860	210,533	196,452	186,291	176,240	166,768	2022
中部電力PG	120,748	119,138	118,407	118,747	122,930	99,886	92,864	86,586	81,631	75,096	2022
北陸電力送配電	24,733	24,782	19,261	20,409	20,063	21,694	20,574	19,799	17,447	15,769	2019
関西電力送配電	133,255	130,866	101,520	103,605	103,508	99,806	94,478	90,179	78,779	73,430	2019
中国電力NW	51,868	51,393	39,042	39,576	34,864	37,755	36,414	34,981	32,164	29,409	2019
四国電力送配電	25,112	24,388	23,848	23,616	23,452	17,692	16,011	15,497	15,109	14,701	2022
九州電力送配電	87,717	85,631	85,190	64,065	67,628	72,577	70,791	67,172	64,557	57,788	2020
沖縄電力	10,355	10,488	10,509	10,870	11,785	8,961	8,614	8,149	7,810	7,501	2022

(2) 制御不能費用 ⑧減価償却費（既存分） – 提出値修正 –

- 中部電力パワーグリッドから、減価償却費の規制期間算入額が修正となる旨報告があった（約10億円/年増）。修正後の金額は下記のとおり。

（修正理由）

- 減価償却費（既存分）の算入額については、以下のとおり算定している。
 - ・2021年度までに竣工しているものは、資産台帳（システム）の帳簿価額を基に定額法にて算定
 - ・2022年度中に竣工するものは、各投資計画の帳簿原価もしくは帳簿価額を基に定額法にて算定
- 今回、システム投資の1件名において、本来は「2023年3月（2022年度）」に竣工するものが、誤って「2022年3月（2021年度）」での竣工予定となっており、その結果、2022年度の竣工件名として投資計画から減価償却費（既存分）が算定されておらず、**減価償却費（既存分）の算入額として約51億円が未計上となっていたことが判明した。**

<減価償却費（既存分）>

（単位：百万円）

		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
中部電力パワーグリッド	修正前	120,748	119,138	118,407	118,747	122,930	99,886	92,864	86,586	81,631	75,096
	修正後	120,748	119,138	118,407	118,747	122,930	100,951	93,928	87,651	82,696	75,983
	影響額	-	-	-	-	-	1,064	1,064	1,064	1,064	887

（注）今回誤っていた件名については、ソフトウェアの竣工件名で、無形減価償却資産であるため、固定資産税の変更はなし。

(2) 制御不能費用 ⑨固定資産税（既存投資分） – 見積り方法・検証項目 –

- 固定資産税（既存投資分）の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。
※第1規制期間に竣工予定の資産に係る固定資産税はCAPEXに計上。

第12回料金制度専門会合
資料3（2022年3月25日）

固定資産税
（既存投資分）

概要：保有する固定資産に応じて、法令にて支払いが義務づけられている費用
単価：税率は法令により規定／**量**：保有する固定資産により決定

期初の見積り方法

- 2022年度までに竣工予定の資産を対象に、規制期間において発生が見込まれる固定資産税の金額を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 固定資産税については、規制期間初年度の前年度三月三十一日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する固定資産税の金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ⑨固定資産税（既存投資分） – 検証結果 –

- 各社、規制期間の見積り値について毎年度一定程度減額された額が算入されており、問題はない。

<固定資産税（既存分）：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間					規制期間				
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	6,757	6,750	6,691	6,414	6,403	6,360	6,068	5,743	5,400	5,061
東北電力NW	20,854	21,152	21,012	21,165	21,465	22,228	21,628	20,318	19,033	17,816
東京電力PG	62,093	61,279	60,406	59,897	59,550	60,252	57,814	55,182	52,539	49,988
中部電力PG	26,602	26,571	26,355	25,950	25,654	26,184	24,481	23,009	21,674	20,513
北陸電力送配電	5,528	5,481	5,467	5,394	5,461	5,596	5,350	5,030	4,726	4,437
関西電力送配電	31,527	31,320	30,618	30,080	29,917	30,111	28,552	27,101	25,741	24,464
中国電力NW	12,335	12,416	12,344	12,167	12,171	12,497	11,841	11,146	10,503	9,894
四国電力送配電	5,938	5,873	5,812	5,776	5,717	5,744	5,467	5,155	4,904	4,675
九州電力送配電	19,993	19,796	19,602	19,639	19,831	22,126	21,182	20,131	19,183	18,266
沖縄電力	1,455	1,465	1,467	1,485	1,524	1,656	1,657	1,566	1,490	1,445

(2) 制御不能費用 ⑧減価償却費（既存分）、⑨固定資産税（既存投資分） －提出値修正－

- 関西電力送配電から、減価償却費及び固定資産税の規制期間算入額が修正となる旨報告があった（約20億円/年増）。修正後の金額は下記のとおり。

（修正理由）

- システム関連投資等（耐用年数5年等）の竣工額参照時期の誤りによるもの。（減価償却費及び固定資産税の算出に際しては、2022年度に竣工予定分（未竣工分）と既竣工分について分けて算定しており、うち2022年度に竣工予定分について、未計上及び既竣工分との二重計上が判明した。）

<減価償却費（既存分）>

（単位：百万円）

会社		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
関西電力送配電	修正前	133,255	130,866	101,520	103,605	103,508	99,806	94,478	90,179	78,779	73,430
	修正後	133,255	130,866	101,520	103,605	103,508	101,756	96,428	92,129	80,729	75,006
	影響額	-	-	-	-	-	1,950	1,950	1,950	1,950	1,576

<固定資産税（既存分）>

（単位：百万円）

会社		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
関西電力送配電	修正前	31,527	31,320	30,618	30,080	29,917	30,111	28,552	27,101	25,741	24,464
	修正後	31,527	31,320	30,618	30,080	29,917	30,215	28,653	27,199	25,836	24,556
	影響額	-	-	-	-	-	104	101	98	95	92

(2) 制御不能費用 ⑩振替損失調整額 – 見積り方法・検証項目 –

- 振替損失調整額の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

振替損失調整額

概要：振替供給（自社供給区域外から受電）時に損失する電力分の調整に係る費用

※振替供給により損失する不足電力分は、供給先（供給を受ける）の電力会社が調達し、調整電力量に自社エリアV1単価を乗じて費用計上

単価：調整力公募により調達した電源のV1単価を適用。公募により調達した発電事業者次第であり、一般送配電事業者でコントロールが困難

量：振替供給電力量は発電・小売事業者次第であり、また損失電力量についても一般送配電事業者でコントロールが困難

期初の見積り方法

- 振替損失調整額については、将来における発生額を精緻に予測することが困難であり、過去実績を踏まえて見積り費用を算定することが妥当と考えられる。振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値の5年分を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 振替損失調整額については、参照期間の最終年度における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ⑩振替損失調整額 – 検証結果 –

- 九州電力送配電を除く8社については、2021年度実績値を参照し規制期間に見積り値を算入していたところ。九州は、規制期間における数値が2021年度実績となっていなかったため、修正する（1億円/年の増加）。
- 現行の託送収支では上げ調整単価に揚水ペイバック分を算入する旨整理されているところ。規制期間の振替損失調整額における揚水ペイバック分の扱いが各社異なっていたことから、揚水ペイバック分の扱いについては、調整力費用の検証の際に合わせて整理することとする。

※再エネ電源の導入量拡大に伴う潮流変化や調整力の広域運用の開始に伴い、2021年度実績値が他年度実績値と比して高い。

<振替損失調整額：参照期間の推移及び5年平均の比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	836	592	726	428	189	554	183
東北電力NW	176	27	13	72	469	152	469
東京電力PG	2,894	4,284	3,725	2,471	5,874	3,850	5,874
中部電力PG	1,090	895	378	680	10,204	2,649	10,204
北陸電力送配電	368	650	136	104	174	287	174
関西電力送配電	1,678	1,609	1,320	2,351	7,444	2,880	7,443
中国電力NW	655	790	654	333	821	651	821
四国電力送配電	653	545	13	28	104	269	104
九州電力送配電	▲ 158	▲ 101	6	42	52	▲ 32	▲ 32
沖縄電力	–	–	–	–	–	–	–

3 - ① - 振替損失調整額の修正（九州） -

- 九州電力送配電から、振替供給（自社供給区域外から受電）時に損失する電力分の調整に係る費用である振替損失調整額について、額が修正となる旨報告があった（参照期間の額の修正により、規制期間の額も併せて修正）。修正後の額は下記のとおり。

（修正理由）

- 振替損失調整額の算定に用いる振替損失電力量の重複計上等による算定誤り。

<九州電力送配電による修正>

（単位：百万円）

会社		参照期間						規制期間
		2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
九州電力送配電	修正前	▲ 158	▲ 101	6	42	52	▲ 32	▲ 32
	修正後	▲ 230	▲ 129	▲ 11	▲ 35	▲ 68	▲ 95	▲ 68

（参考）振替損失調整額について

2022年3月25日 第12回料金制度専門会合
資料3 一部改変

振替損失調整額

概要：振替供給（自社供給区域外から受電）時に損失する電力分の調整に係る費用

※振替供給により損失する不足電力分は、供給先（供給を受ける）の電力会社が調達し、調整電力量に自社エリアV1単価を乗じて費用計上

期初の見積り方法

- 振替損失調整額については、将来における発生額を精緻に予測することが困難であり、過去実績を踏まえて見積り費用を算定することが妥当と考えられる。振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値の5年分を見積ることとする。

(2) 制御不能費用 ⑪賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 －見積り方法・検証項目－

- 賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

賠償負担金相当金
廃炉円滑化
負担金相当金

概要：省令に基づき、接続供給を通じて需要家から回収してから原子力事業者に払い渡す、福島復興に必要な原子力損害賠償の備えの不足分及び円滑な廃炉を促すための費用

単価・量：回収すべき額、期間等は省令に基づき、原子力事業者が算定し、国への申請・承認を受けたうえで通知されるものであり、効率化余地なし

期初の見積り方法

- 申請時点における最新の大臣通知に従って、規制期間に必要な回収額を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 賠償負担金相当金については、施行規則第四十五条の二十一の十に基づく、申請時点における最新の通知に記載の金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。
- 廃炉円滑化負担金相当金については、施行規則第四十五条の二十一の十三に基づく、申請時点における最新の通知に記載の金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

(2) 制御不能費用 ⑪賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 －見積り方法に係る承認通知－

資源エネルギー庁プレスリリース
(2020年7月22日) 抜粋

電力会社の賠償負担金承認申請及び廃炉円滑化負担金承認申請の承認を行いました

2020年7月22日

▶ エネルギー・環境

令和2年7月17日付けで、原子力発電事業者10社から申請のあった賠償負担金承認申請及び原子力発電事業者7社から申請のあった廃炉円滑化負担金承認申請に対して、賠償負担金の額及び廃炉円滑化負担金の額が、適正かつ明確に定められているか審査を行ったところ、適当と認められることから、本日、承認を行いました。併せて、一般送配電事業者に対し、本承認に係る通知を行いました。

賠償負担金の額

北海道電力ネットワーク株式会社	500億円
東北電力ネットワーク株式会社	1,425億円
東京電力パワーグリッド株式会社	9,221億円
中部電力パワーグリッド株式会社	2,400億円
北陸電力送配電株式会社	483億円
関西電力送配電株式会社	6,257億円
中国電力ネットワーク株式会社	730億円
四国電力送配電株式会社	945億円
九州電力送配電株式会社	2,438億円

廃炉円滑化負担金の額

東北電力ネットワーク株式会社	615億円
東京電力パワーグリッド株式会社	1,646億円
中部電力パワーグリッド株式会社	69億円
北陸電力送配電株式会社	7億円
関西電力送配電株式会社	1,141億円
中国電力ネットワーク株式会社	91億円
四国電力送配電株式会社	573億円
九州電力送配電株式会社	598億円

(2) 制御不能費用 ⑪賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 － 検証結果（賠償負担金相当金）－

(賠償負担金相当金)

- 各社とも、大臣通知と照らし、規制期間に必要となる回収額を見積り値に算入しており、問題はない。

(参考) 各社とも、賠償負担金相当額の大臣通知額を40年で回収する。

<賠償負担金相当金：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間			最新の 大臣通知 に基づく負担	規制期間				
	2017~19	2020	2021		2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	-	658	1,231	1,251	1,251	1,251	1,251	1,251	1,251
東北電力NW	-	1,722	3,420	3,562	3,562	3,562	3,562	3,562	3,562
東京電力PG	-	9,805	20,648	23,052	23,052	23,052	23,052	23,052	23,052
中部電力PG	-	2,709	5,720	6,001	6,001	6,001	6,001	6,001	6,001
北陸電力送配電	-	595	1,182	1,207	1,207	1,207	1,207	1,207	1,207
関西電力送配電	-	6,570	14,255	15,641	15,641	15,641	15,641	15,641	15,641
中国電力NW	-	848	1,738	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825
四国電力送配電	-	1,034	2,147	2,363	2,363	2,363	2,363	2,363	2,363
九州電力送配電	-	2,672	5,787	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(2) 制御不能費用 ⑪賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 － 検証結果（廃炉円滑化負担金相当金）－

（廃炉円滑化負担金相当金）

- 各社とも、大臣通知と照らし、規制期間に必要となる回収額を見積り値に算入しており、問題はない。

（参考）各社とも、廃炉円滑化負担金相当金の大員通知額を案件に応じて約1.5年～15年で回収する。

<廃炉円滑化負担金相当金：参照期間及び規制期間の推移>

（単位：百万円）

会社	参照期間			最新の 大臣通知 に基づく負担	規制期間				
	2017~19	2020	2021		2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	-	706	3,851	6,394	6,394	6,394	6,394	6,394	6,394
東京電力PG	-	3,410	11,163	17,073	17,073	17,073	17,073	17,073	17,073
中部電力PG	-	269	568	595	595	595	595	595	595
北陸電力送配電	-	24	49	50	50	50	50	50	50
関西電力送配電	-	2,686	9,166	13,200	13,200	13,200	13,200	13,200	13,200
中国電力NW	-	431	883	791	791	518	518	518	518
四国電力送配電	-	407	3,048	5,770	5,770	5,770	5,770	5,770	5,443
九州電力送配電	-	641	3,513	6,344	6,344	6,344	6,238	5,709	5,709
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 見積り方法・検証項目 – 1 / 2

- 公租公課の見積り方法は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

雑税	<p>概要：市町村民税や事業所税等、法令にて支払いが義務づけられている費用</p> <p>単価：税率は法令により規定 / 量：事業所等の所在により決定</p>
電源開発促進税	<p>概要：発電施設の設置促進等に充当するため、法令にて支払いが義務づけられている費用</p> <p>単価：税率は法令により規定 / 量：販売電力量により決定</p>
事業税	<p>概要：公共サービス等の経費負担として、法令にて支払いが義務づけられている費用</p> <p>単価：税率は法令により規定 / 量：各事業年度の収入金額により決定</p>
法人税等	<p>概要：法人の所得に対して、法令にて支払いが義務づけられている費用</p> <p>単価：税率は法令により規定 / 量：基準に則って算定された課税対象所得により決定</p>

期初の見積り方法

各項目について、以下の方法で見積ることとする。

【雑税】2017年度～2021年度の5年間における実績値を、見積り費用とする。

【電源開発促進税】規制期間における課税対象の想定需要電力量×税率により算出した額を、見積り費用とする。

【事業税】規制期間における課税対象の想定収入×税率により算出した額を、見積り費用とする。

【法人税等】実績値（沖縄を除く9社においては分社後の実績値）をもとに算出した額を、見積り費用とする。

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 見積り方法・検証項目 – 2 / 2

- 公租公課の検証項目は以下のとおり整理している。

審査要領より抜粋

- 電源開発促進税については、規制期間における課税対象の想定需要電力量に、参照期間における税率を乗じた額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。なお、想定需要電力量については、供給計画等との整合性を確認することとする。
- 事業税については、規制期間における課税対象の想定収入に、参照期間における税率を乗じた額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。
- 雑税については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。
- 法人税等については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

第16回料金制度専門会合
資料4（2022年8月8日）抜粋

電源開発促進税

- 電源開発促進税の根拠となる想定需要電力量が供給計画等と整合していることについて検証を行う。

法人税等

- 沖縄を除く9社においては分社後の実績値をもとに見積もっていることについて検証を行う。

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 検証結果 (雑税) –

- 各社とも、過去実績値を規制期間の見積り値に算入していることから、問題はない。なお、過去実績値については各社の託送収支計算書により確認を行った。

・一部の会社においては、離島含みで費用算出後、離島分を特定・控除しており、参照期間の実績平均値と規制期間の見積り値が一致しない場合がある（離島分は「第三区分費用（その他費用）」に計上）。

<雑税：参照期間の推移、参照期間及び規制期間の5年平均の比較>

(単位：百万円)

年度	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	182	121	106	234	221	173	170
東北電力NW	600	465	391	447	519	484	484
東京電力PG	2,081	1,980	2,615	2,390	2,382	2,290	2,290
中部電力PG	480	473	535	814	738	608	608
北陸電力送配電	135	138	140	123	107	129	115
関西電力送配電	960	1,069	1,134	1,055	1,050	1,054	1,052
中国電力NW	344	368	356	307	289	333	333
四国電力送配電	127	122	105	102	102	112	112
九州電力送配電	298	276	271	321	410	315	314
沖縄電力	47	43	42	43	41	43	43

※東京は、都市計画税が大宗を占める。

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 検証結果 (電源開発促進税) –

- 各社とも、課税対象電力量に税率 (0.375円/kWh) を用いて規制期間の見積り値を算出しており、問題はない。
- エリア需要及び自家使用電力量については、供給計画に基づいて算出していることを確認した。

<電源開発促進税：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間					規制期間				
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	11,128	10,945	11,050	10,737	10,812	10,880	10,848	10,838	10,833	10,852
東北電力NW	29,579	29,362	28,816	28,841	29,664	29,207	29,023	28,916	28,806	28,774
東京電力PG	104,340	103,567	101,699	100,708	101,362	101,195	100,873	100,822	100,753	100,941
中部電力PG	48,716	48,647	47,648	46,615	47,955	48,111	47,810	47,645	47,469	47,432
北陸電力送配電	10,903	10,658	10,307	10,188	10,569	10,315	10,265	10,242	10,226	10,242
関西電力送配電	52,512	51,664	50,633	49,706	50,876	51,105	50,814	50,699	50,497	50,480
中国電力NW	23,415	23,231	22,749	21,077	21,545	21,506	21,422	21,398	21,373	21,406
四国電力送配電	10,042	9,716	9,485	9,479	9,605	9,485	9,404	9,354	9,304	9,275
九州電力送配電	32,081	31,392	30,547	30,361	31,209	30,868	30,726	30,664	30,593	30,602
沖縄電力	2,954	2,865	2,909	2,895	2,921	2,954	2,964	2,981	2,997	3,023

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 検証結果 (事業税) –

- 各社とも、規制期間における課税対象の想定収入及び参照期間の税率を用いて、規制期間の見積り値を算出していることを確認した。
- なお、規制期間における課税対象の想定収入は、今後の各費用の検証により変動しうることから、検証の結果に基づき事業税が正しく算出されていることを改めて確認する。

<事業税：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

年度	参照期間					規制期間				
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	2,090	2,161	1,929	1,901	1,813	2,324	2,335	2,316	2,398	2,353
東北電力NW	5,190	5,262	5,289	6,075	5,481	5,765	6,012	6,027	6,185	6,245
東京電力PG	17,556	17,134	16,684	17,804	17,117	17,742	18,260	18,240	18,863	18,998
中部電力PG	6,885	6,630	3,160	7,530	6,431	7,454	7,756	7,702	8,003	8,054
北陸電力送配電	1,496	1,454	1,487	1,605	1,501	1,677	1,700	1,731	1,730	1,732
関西電力送配電	7,369	7,242	7,000	7,582	7,363	8,466	8,862	8,729	8,893	8,816
中国電力NW	2,704	2,614	2,595	3,293	3,051	3,665	3,769	3,759	3,943	4,016
四国電力送配電	1,674	1,570	1,613	1,760	1,776	1,967	1,965	1,929	1,956	1,951
九州電力送配電	4,942	4,843	4,685	5,125	5,051	6,162	6,342	6,461	6,618	6,618
沖縄電力	607	631	645	607	711	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007

(2) 制御不能費用 ⑫公租公課 – 検証結果 (法人税等) –

- 各社とも、分社化後の実績値を規制期間の見積り値に算入することとしているところ、エリアによって離島分の扱いが異なっている※ことから、今後確認及び整理を行うこととする。

※北海道、東京、中国、九州は離島分を第3区分費用に配賦。東北は、参照期間の離島収支が赤字であるため離島法人税が発生していないとの考え方により、離島分を第3区分費用に計上していない。

<法人税等：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間	(参考) 分社化年度
	2017	2018	2019	2020	2021	分社化後 平均	5年平均(※)	
北海道電力NW	分社化前のため考慮外			433	466	449	440	2020
東北電力NW	分社化前のため考慮外			13,098	14,202	13,650	13,650	2020
東京電力PG	19,139	28,076	23,336	41,472	27,273	27,859	27,929	2016
中部電力PG	分社化前のため考慮外			16,416	3,158	9,787	9,787	2020
北陸電力送配電	分社化前のため考慮外			1,007	3,046	2,027	2,025	2020
関西電力送配電	分社化前のため考慮外			16,413	3,781	10,098	10,098	2020
中国電力NW	分社化前のため考慮外			6,304	6,549	6,426	6,330	2020
四国電力送配電	分社化前のため考慮外			2,214	4,161	3,187	3,187	2020
九州電力送配電	分社化前のため考慮外			8,122	4,984	6,553	6,156	2020
沖縄電力	553	423	820	323	-	424	530	-

※東京、中国、九州は、離島含みで費用算出後、離島分を特定・控除。

(2) 制御不能費用 ⑬インバランス収支過不足 – 見積り方法・検証項目 –

- インバランス収支過不足の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第13回料金制度専門会合
資料3 (2022年4月18日)

インバランス収支過不足

概要：インバランス料金の収入あるいは支出と、調整力のkWh価格による費用

インバランス料金：インバランス単価及びインバランス発生量のいずれも一般送配電事業者はコントロールが困難

調整力のkWh価格：広域運用調整力及びエリア内運用調整力のいずれも適切な市場監視がなされ、競争が一定程度働くことが見込まれることから、効率化は困難

期初の見積り方法

- インバランス収支過不足については、2023年度～2027年度に発生すると見込まれる収支過不足と2022年度以前に発生した累積収支額を見積り費用に算入することとする。
- なお、2023年度～2027年度のインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととする。
- また、2022年度以前に発生した累積収支額のうち、2022年度に発生するインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととし、2016年度～2021年度に発生した累積収支額のうち2022年度に繰り越すこととされた額を見積り費用に算入することとする。

審査要領より抜粋

- インバランス収支過不足額については、規制期間における収入の見通しには算入せず、当該期間における実績値を踏まえた事後調整を行うこととする。ただし、第一規制期間については参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、第一規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額を収入の見通しに算入することとする。

(2) 制御不能費用 ⑬インバランス収支過不足 – 検証結果 –

- 各社とも見積り方法にしたがって規制期間の見積り値に算入しており、問題はない。各社のインバランス収支及び不足インバランスの貸倒損等については、託送収支計算書等により確認を行った。

<インバランス収支過不足（累積収支額）：2016～2021のインバランス収支過不足（貸倒損等調整後）の推移> (単位：百万円)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	6年合計	規制期間 への算入額※
北海道	846	▲2,861	▲227	1,608	4,477	▲5,315	▲1,472	1,472
貸倒損等調整額	▲37	68	▲59	-	2,370	1,850	4,191	
東北	1,426	▲1,471	▲2,218	2,621	23,988	▲7,222	17,123	▲17,123
貸倒損等調整額					102	1,670	1,772	
東京	▲40,937	▲8,156	▲1,571	▲3,136	24,580	▲8,404	▲37,624	37,624
貸倒損等調整額	-	-	-	-	16,091	▲11,076	5,015	
中部	▲2,072	740	▲220	1,879	18,141	▲10,850	7,618	▲7,618
貸倒損等調整額	-	-	-	1	3,614	7,627	11,243	
北陸	▲85	6	576	790	6,875	▲2,211	5,951	▲5,951
貸倒損等調整額	-	-	-	0	1,834	338	2,172	
関西	1,702	▲9,195	▲5,307	▲2,970	12,315	▲20,397	▲23,852	23,852
貸倒損等調整額	-	-	-	-	6,419	▲234	6,185	
中国	460	▲2,817	▲1,686	▲461	6,198	▲421	1,273	▲1,273
貸倒損等調整額	1	1	▲1	2	10,793	▲41	10,755	
四国	▲416	▲987	▲1,767	▲679	4,331	▲3,534	▲3,053	3,053
貸倒損等調整額	-	-	-	-	606	692	1,298	
九州	3,427	▲2,200	▲2,801	▲2,454	9,162	▲9,146	▲4,012	4,012
貸倒損等調整額	-	-	-	-	2,172	▲63	2,109	
沖縄	12	▲257	▲315	▲288	885	150	187	▲187
貸倒損等調整額	-	-	-	-	3	▲2	1	

※▲表記は貸方

(2) 制御不能費用

⑭ 政策関連費目のうち混雑対応（再給電費用）に要する費用

- 政策関連費目のうち混雑対応（再給電費用）に要する費用の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。
- 各社とも規制期間の見積り値は「0」となっている。

第13回料金制度専門会合
資料3（2022年4月18日）

混雑対応（再給電）

概要：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用。

期初の見積り方法

- 混雑対応としての再給電方式については、2022年度より導入されることから、期初にその費用を見積もることは困難であるため、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととはどうか。

審査要領より抜粋

- 再給電に要する費用については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。ただし、第一規制期間においては、参照期間における実績額がないことから、規制期間における収入の見通しには算入せず、当該期間における実績値を踏まえた事後調整を行うこととする。

(2) 制御不能費用 ⑮容量拠出金 – 見積り方法 –

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力費用
(容量拠出金)

概要：容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として、支払う費用
単価：容量市場の約定価格で決定／**量**：必要量は広域機関で決定



期初の見積り方法

- 単価については、容量市場の約定価格である2024年度：14,137円/kW、2025年度：3,495円/kW（北海道エリア・九州エリアは5,242円/kW）であることからこれを引用し、2026年度、2027年度については、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kW）の平均値を引用して決定し、必要量（2024年度は各社 H3需要の6%kW、2025年度以降は各社 H3需要の7%kW）を用いて算出することとしてはどうか。

(2) 制御不能費用 ⑮容量拠出金 – 検証結果 –

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はない。
- なお、H3需要想定については、広域機関に提出される供給計画により確認を行った。

単位 (百万円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計
北海道電力NW	-	4,224	1,827	3,276	3,276	12,604
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	299	349	349	349	1,345
東北電力NW	-	11,445	3,260	8,853	8,820	32,379
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	810	933	942	938	3,623
東京電力PG	-	45,457	13,104	35,220	35,187	128,968
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	3,215	3,749	3,747	3,744	14,456
中部電力PG	-	20,697	5,990	16,166	16,110	58,963
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	1,464	1,714	1,720	1,714	6,612
北陸電力送配電	-	4,165	1,213	3,369	3,362	12,109
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	295	347	358	358	1,358
関西電力送配電	-	22,342	6,632	17,823	17,764	64,561
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	1,580	1,898	1,896	1,890	7,264
中国電力NW	-	8,841	2,528	6,838	6,828	25,034
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	625	723	728	726	2,803
四国電力送配電	-	4,148	1,189	3,178	3,165	11,679
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	293	340	338	337	1,308
九州電力送配電	-	12,907	6,587	9,917	9,891	39,302
H3需要想定×負担率 (千kW)	-	908	1,057	1,055	1,052	4,073
沖縄電力	-	-	-	-	-	-
容量拠出金単価 (円)		14,137	3,495 ※北海道・九州エリア:5,242	9,399	9,399	-

※負担率は、2024年度は6%、2025年度以降は7%。

(2) 制御不能費用 ⑯ブラックスタート電源確保費用 – 見積り方法 –

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）は、以下のとおり見積もることとしてはどうか。

調整力費用
(ブラックスタート電源確保費用)

概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用
単価：公募で決定／量：必要量は広域機関で決定

期初の見積り方法

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）については、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度においては、調整力公募で調達する電源Ⅰ、Ⅱの中のBS機能費用であることから、後述する電源Ⅰと同様に、2017年度～2021年度の5年間における実績値等をもとにして見積もる。
 - ②2024年度、2025年度については、BS機能公募での約定結果から容量拠出金の約定結果を差し引いた値を引用して見積もる。
 - ③2026年度、2027年度については、2024年度、2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値※を差し引いた値（東京PGについては、競争入札がなされた結果、複数事業者の競争となったため、2025年度の約定結果の値）を引用して見積もる。
 - ④沖縄電力については、容量市場へ参加しないことを考慮（翌年度分を公募にて調達しており、2024年度、2025年度の約定結果がない）し、2017年度～2021年度の5年間における実績値をもとにして見積もる。
- なお、上記の整理に加え、申請時点における調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）の議論の状況を踏まえ、必要量の変更、適正な競争結果及び技術検討を反映していることの是非についても検討を行う。

※容量拠出金の見積値は、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kW）の平均値を引用。

(2) 制御不能費用 ⑬ブラックスタート電源確保費用 – 検証結果 –

- ブラックスタート電源確保費用については、ブラックスタート機能公募における約定実績等から容量拠出金相当額を控除した額が算入されていることを確認した。各社のブラックスタート手順及びリスク想定、予備ユニット数の妥当性についてヒアリングを行うとともに、各社の技術検討の結果によるユニット数の見直し等の直近の議論の状況を踏まえて見積もっていることについて検証を行った（2024年度と2025年度の算入額の差は、容量拠出金相当額控除分の影響が主な要因と考えられる）。
- 中部及び中国の必要ユニット台数については、技術検討の結果、第74回制度設計専門会合で整理され、2026年度以前と比べ、2027年度は必要ユニット台数が減少して見積額が計上されている（中部：9ユニット→5ユニット、中国：5ユニット→4ユニット）。一方、技術検討は必要ユニット台数に関する見直しであり、その見直しの適用は2023年度に遡って規制期間の算入額とする考え方もあるが、中部と中国からは技術検討前の必要ユニット台数の妥当性について説明を受けた結果、遡っての見直しの適用は行わないこととした。
- なお、参照期間に比して規制期間の算入額が高くなっているところ、これは、2023年度まではブラックスタート機能維持費のみ調整力提供事業者に対し支払うこととなっていたが、2024年度以降は、制度変更によりブラックスタート機能維持費に加え、電源の維持にかかる費用（減価償却費・修繕費等の固定費）を応札価格に算入できるようになったことによるもの。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	4	4	64	61	60	192	38	50	-	330	24	24	428	86
東北電力NW	9	9	9	10	11	48	10	11	-	11	10	10	43	9
東京電力PG	14	13	14	13	13	66	13	13	8,087	19,599	8,036	7,566	43,301	8,660
中部電力PG	33	32	55	44	61	226	45	45	855	8,768	759	95	10,521	2,104
北陸電力送配電	1	1	4	3	68	78	16	68	-	82	82	82	313	63
関西電力送配電	12	24	744	753	773	2,306	461	743	521	8,340	1,289	815	11,708	2,342
中国電力NW	20	20	15	15	19	89	18	20	120	3,684	46	43	3,913	783
四国電力送配電	0.6	0.6	0.6	1	11	14	3	12	6	3,667	-	-	3,685	737
九州電力送配電	10	10	10	9	10	50	10	10	804	7,741	2,722	2,306	13,583	2,717
沖縄電力	26	21	20	26	27	120	24	238	223	224	228	209	1,122	224

※ブラックスタート電源約定価格が容量拠出金約定結果と比して安価な場合は、当該費用への算入額が「-」となる。ただし、2025年度以降は最低保証額となる。

(2) 制御不能費用 ⑰ 調相運転用の電源確保費用 – 見積り方法 –

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3

調整力費用
(調相運転用の電源
確保費用)

概要：電力系統における適正電圧の維持に必要な無効電力の確保に必要な費用

単価：公募等で決定／量：必要量は広域機関等で決定



期初の見積り方法

- 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）については、将来の電力系統の電圧状況を見積もることは困難であるため、直近の2021年度の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。

(2) 制御不能費用 ⑰調相運転用の電源確保費用 – 検証結果 –

- 調相運転用の電源確保については、公募を行っている北海道、東京、九州が費用を計上。
- 東京及び九州については、2021年度の実績値を算入額としたことを確認した。
- 北海道については、2023年度は2022年度に契約事案の想定契約額が算入されており、2024年度以降は、系統安定化装置設置（2023年度）及び調相設備設置（2025年度）による費用減が規制期間算入額に反映されていることを確認した。

※北海道は、2021年度においては、マストラン電源を余力の範囲内で確保していたが（電源Ⅱ）、燃料制約によりマストラン電源が稼働指令に応じることが困難となる事象が発生したことから、より確実に稼働指令への応動を確保するため、2022年度よりマストランを契約することとなった（第71回制度設計専門会合にて整理）。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	142	263	286	86	129	907	181	1,755	676	676	129	129	3,365	673
東北電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東京電力PG	204	92	81	103	112	592	118	112	112	112	112	112	560	112
中部電力PG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中国電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	29	29	19	53	53	183	37	53	53	53	53	53	265	53
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(2) 制御不能費用 ⑱最終保障供給対応費用 – 見積り方法 –

調整力費用
(最終保障供給対応)

概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な費用
単価：公募で決定／量：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定



期初の見積り方法

- 調整力費用（最終保障供給対応）については、将来分を想定することが困難であることから、2017年度～2021年度における最終保障供給の取引損益の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。



(2) 制御不能費用 ⑱最終保障供給対応費用 – 検証結果 –

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はないものと考えられる。2017年度～2021年度実績値は、託送収支計算書により確認を行った。
- なお、第51回電力・ガス基本政策小委員会の整理に基づき、審査結果を踏まえた申請時において託送料金による回収が認められた2022年3月から2023年3月までの期間のうち、実績が確定している範囲（2022年3月から2022年9月まで）については、本規制期間における算入額に追加して織り込むこととする。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	▲ 2	▲ 1	0	▲ 21	▲ 10	▲ 35	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 35	▲ 7
東北電力NW	-	-	-	▲ 4	61	57	11	11	11	11	11	11	57	11
東京電力PG	▲ 280	▲ 411	▲ 464	▲ 646	1	▲ 1,800	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 1,800	▲ 360
中部電力PG	-	▲ 0.9	▲ 3	▲ 64	360	292	58	58	58	58	58	58	292	58
北陸電力送配電	-	-	-	▲ 4	16	12	2	2	2	2	2	2	12	2
関西電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 261	74	▲ 187	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 185	▲ 37
中国電力NW	▲ 12	▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 115	34	▲ 94	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 94	▲ 19
四国電力送配電	▲ 0.4	▲ 1	0	▲ 2	▲ 8	▲ 11	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 11	▲ 2
九州電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 53	▲ 20	▲ 74	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 74	▲ 15
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(参考) 最終保障供給の費用負担に係る整理

2022年6月30日
第51回電力・ガス基本政策小委員会 資料3-1

- 2023年度から導入されるレベニューキャップ制度では、最終保障供給対応に係る調整力費用は制御不能費用と整理されており、第一規制期間においては、過去実績（2017年度～2021年度）の取引損益の実績値をもとに見積もることとしている。
- 今般の最終保障供給の対応は、最終保障供給料金が自由料金を下回るという、そもそもの制度趣旨にそぐ合わない状況によるものであり、必ずしも一般送配電事業者の責によるものではないと考えられる。
- このため、最終保障供給契約が増加した2022年3月から2023年3月までにおける、最終保障供給に係る損益については 託送料金による回収を認めることとしてはどうか。
- 具体的には、一般送配電事業者による市場調達に係る費用も含め、最終保障供給収支に分類することとした上で、最終保障供給収支のR C制度上での詳細な取扱いについては、電力・ガス取引監視等委員会にて検討いただくこととしてはどうか。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
－（1）概要（制御不能費用）	・・・P519
－（2）個別費用（制御不能費用）	・・・P528
－（3）概要（事後検証費用）	・・・P578
－（4）個別費用（事後検証費用）	・・・P584
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(3) 概要 (事後検証費用) ①算定概要 (全体)

- 事後検証費用の過去実績及び規制期間の費用の見通し (5年合計) は以下のとおりである。

(単位:億円) 赤字: 過去より増加 青字: 過去より減少	託送料		補償費		事業者間精算費		災害復旧費用		調整力確保費用		N-1電制費用		合計	
	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計	過去実績計	規制期間計
北海道電力NW	4	12	14	16	23	10	21	10	913	1,080	-	0	975	1,129
東北電力NW	49	81	13	13	15	28	14	15	690	1,661	-	1	781	1,799
東京電力PG	210	404	73	44	596	601	197	66	4,721	4,608	-	2	5,797	5,725
中部電力PG	100	125	52	55	239	606	42	17	1,278	2,138	-	1	1,711	2,941
北陸電力送配電	23	28	20	20	31	16	-	-	334	911	-	0	408	976
関西電力送配電	75	160	85	85	285	406	104	32	1,968	2,776	-	0	2,517	3,459
中国電力NW	8	25	62	54	171	105	32	11	539	1,593	-	0	813	1,789
四国電力送配電	289	273	6	6	34	5	31	19	274	479	-	0	635	783
九州電力送配電	12	37	40	40	24	11	58	52	948	1,502	-	2	1,081	1,643
沖縄電力	-	-	2	1	-	-	14	10	255	432	-	-	271	442
10社合計	770	1,145	368	335	1,418	1,788	515	232	11,918	17,179	-	6	14,989	20,686

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(3) 概要 (事後検証費用) ①算定概要 (調整力費用)

- 事後検証費用 (調整力費用) の規制期間の各年度の費用の見通しは以下のとおりである。

(単位:億円)	需給調整市場における1次～3次①調整力費用						調整力固定費			調整力可変費		
	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間計	2023	2024～	規制期間計	2023	2024～	規制期間計
北海道電力NW	44	199	232	202	199	875	113	–	113	47	–	47
東北電力NW	78	341	371	342	341	1,473	119	–	119	69	–	69
東京電力PG	52	742	860	750	745	3,150	459	–	459	473	–	473
中部電力PG	68	385	417	385	386	1,641	165	–	165	114	–	114
北陸電力送配電	18	194	207	194	194	807	65	–	65	39	–	39
関西電力送配電	72	498	666	504	500	2,241	177	–	177	357	–	357
中国電力NW	64	324	378	332	330	1,428	97	–	97	24	–	24
四国電力送配電	33	91	104	92	91	411	48	–	48	16	–	16
九州電力送配電	83	286	331	293	292	1,285	161	–	161	20	–	20
沖縄電力	–	–	–	–	–	–	35	57	248	33	43	184
10社合計	511	3,060	3,568	3,093	3,078	13,311	1,438	57	1,652	1,193	43	1,343

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(3) 概要 (事後検証費用) ② 具体的検証事項 (費用全体)

- 事後検証費用全体において、以下の事項について検証を行った。

実績値、見積り値の推移について

- 過去実績値及び規制期間の見積り値において、異常な推移の有無を確認。異常な推移があると判断された場合には、その理由の適切性等の検証を実施。
- 規制期間の見積りと過去実績（約定結果含む）に大きな差異の有無を検証。ある場合、その理由の合理性について検証。

費用分類の適正性について

- 事後検証費用として計上された各費用について、本来であれば、その他費用など他の査定区分に分類すべきものが含まれていないか（託送料等）について検証。

(3) 概要 (事後検証費用) ② 具体的検証事項 (各調整力費用)

- 事後検証費用 (調整力費用) の個別費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

調整力固定費

- 過去実績、2022年度の公募結果に基づく単価と想定必要量をもとに見積もっていることを検証。

調整力可変費

- 2021年度実績をもとに見積もっていることを検証。

需給調整市場における1次～3次①調整力費用

- (2022年3月24日第71回制度設計専門会合において整理) 広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方に基づき試算された必要量と、需給調整市場ガイドラインの考え方に基づき、逸失利益 (機会費用) 及び固定費回収のための合理的な額の試算結果に基づく調達単価を用いて見積もっていることを検証。
- 逸失利益の見積りにおいては、2021年度スポット市場価格を引用することとしているが、2022年度以降のインバランス料金制度の下では合理的とはいえない約定価格が発生しているコマ (※) については、より適切な市場価格を設定するよう検証。
- 固定費回収のための合理的な額の見積りにおいては、未回収固定費の5割を計上することとしているが、需給調整市場の競争状況が時期によって異なることが想定されるため、約定確率を考慮した未回収固定費の設定を行うよう検証。

(※) 旧インバランス料金制度では、複数エリアで需給逼迫が発生していない時にはインバランス料金単価の上限は80円とされていた。これにより2021年度のスポット市場では、一部の小売事業者において80円以上のインバランス料金の支払いを回避するため、買入札価格を継続的に80円で設定し実際に約定したコマがある。2022年度以降の新インバランス料金制度では80円の上限はないため、小売事業者がこうした行動を取る合理性はないと考えられる。

(3) 概要 (事後検証費用) ② 具体的検証事項 (その他個別費用)

- 事後検証費用の個別費用ごとに、以下の事項について検証を行った。

事業者間精算費

- 振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値等をもとに見積もっていることを検証。

託送料

- 申請時点で策定されている広域系統整備計画等との整合性を検証。

災害復旧費用

- 過去実績を参照する期間（5年間あるいは10年間）については、事業者ごとに過去の災害発生等の状況も踏まえ、より実態に即した方を採用しているか、その妥当性について検証。

補償費

- 補償費の過去実績を参照するに当たり、特定の事情による支出などが計上されていることで、補償費の計上が過大となっていないかを検証。
- 補償費の過去実績を参照するに当たり、その実績費用に不適切支出に関連する金額などが計上されていないか（過去実績から除外していること）を検証。

発電抑制に要する費用

- 規制期間の見積りは、合理的な算定根拠に基づいていること（広域機関の試算結果との整合性を含む）を検証。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
－（1）概要（制御不能費用）	・・・・・・P519
－（2）個別費用（制御不能費用）	・・・・・・P528
－（3）概要（事後検証費用）	・・・・・・P578
－（4）個別費用（事後検証費用）	・・・・・・ P584
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(4) 事後検証費用 ① 託送料 (地域間連系設備の増強等に係る費用) －見積り方法・検証項目－

- 託送料の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

託送料
(地域間連系設備の
増強等に係る費用)

概要：地域間連系線の増強費用のうち、9社で負担することとなっている費用

単価・量：広域系統整備計画等を踏まえ決定された増強費用から、一定のルールに基づいて算定

期初の見積り方法

- 申請段階で広域系統整備計画が策定されている地域間連系線の増強案件において、全国負担分と整理されている費用を、見積り費用に算入することとする。

※なお、規制期間中に広域系統整備計画が策定される案件については、事後調整により対応することとする。

審査要領より抜粋

- 託送料のうち、連系線の増強等に係る費用については、申請時点で策定されている広域系統整備計画に基づく金額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

託送料

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 抜粋

- 申請時点で策定されている広域系統整備計画等との整合性を検証する。

(4) 事後検証費用 ①託送料 (地域間連系設備の増強等に係る費用) — 増強対象設備 —

- 地域間連系設備に係る費用計上の状況は以下のとおり。

設備	計上エリア	計上年度
北本連系設備	北海道、東北、東京	2017-2027
新々北本連系設備	北海道、東北、東京、北陸、中部、関西、中国、四国、九州	2027
東北東京間連系線	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	2027
佐久間周波数変換設備、佐久間東幹線及び西幹線	東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	2017-2027
東京中部間連系設備	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	2024-2027
新信濃1号周波数変換設備及び関連設備	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	2017-2027
新信濃2号周波数変換設備及び東清水連系設備	東京、中部、関西	2017-2027
飛騨信濃周波数変換設備	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	2020-2027
南福光連系設備	中部、北陸、(関西：第3区分費用から事後検証費用へ)	2017-2027

(4) 事後検証費用 ① 託送料 (地域間連系設備の増強等に係る費用)

－ 検証結果 －

- 地域間連系設備に係る費用のみが算入されていることについて、各案件の契約書等を確認したところ、一部の一般送配電事業者において、以下の計上額の誤り及び費用分類の誤りがあったため、修正を求める。
 - ・北海道：北本連系設備について、その他費用から振替（+215億円）
 - ・東京：新信濃2号及び東清水約1億について、計上額の誤り（▲1億円）
 - ・関西：南福光について、その他費用から振替（+0.5億円）
 - ・四国：阿南変換所、本四連系線について、その他費用へ振替（▲52億円）

<託送料：参照期間及び規制期間の推移>

(単位：百万円)

会社	参照期間					規制期間				
	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
北海道電力NW	6	6	5	31	331	244	244	215	225	265
東北電力NW	680	651	744	949	1,890	1,644	1,645	1,552	1,584	1,679
東京電力PG	3,323	3,637	3,586	3,394	7,017	6,313	6,314	7,653	8,583	11,537
中部電力PG	1,649	2,086	2,259	1,499	2,530	2,411	2,387	2,502	2,504	2,684
北陸電力送配電	307	308	395	457	831	612	582	556	503	550
関西電力送配電	1,173	1,160	1,132	1,384	2,660	3,116	3,116	3,235	3,295	3,266
中国電力NW	25	25	25	78	678	511	510	454	477	578
四国電力送配電	6,255	6,246	6,197	5,067	5,106	4,792	5,516	5,682	5,651	5,706
九州電力送配電	30	30	30	109	994	737	738	656	690	835
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(4) 事後検証費用 ②事業者間精算費 – 見積り方法・検証項目 –

- 事業者間精算費の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

事業者間精算費

概要 : 振替供給に要する費用

単価 : 省令に基づき、託送料金算定規則で整理している送配電関連費用のうち、総送電費その他託送供給にかかる費用をもとに振替供給に係る費用を抽出し、算定

量 : 振替供給電力量は発電・小売事業者次第

期初の見積り方法

- 事業者間精算費については、将来における発生額を精緻に予測することが困難であり、過去実績を踏まえて見積り費用を算定することが妥当と考えられる。振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値の5年分を見積ることとする。

審査要領より抜粋

- 事業者間精算費については、参照期間の最終年度における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

事業者間精算費

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 抜粋

- 振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値等をもとに見積もっていることを検証する。

(4) 事後検証費用 ②事業者間精算費 – 検証結果 –

- 各社とも、参照期間の最終年度にあたる2021年度の実績値を規制期間の見積り値に算入しており、問題はない。
- なお、過去実績値は各社の託送収支計算書により確認した。

<事業者間精算費：参照期間の推移、参照期間及び規制期間の5年平均比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	474	343	790	465	205	456	205
東北電力NW	411	221	51	295	561	308	561
東京電力PG	9,406	12,207	13,321	12,642	12,021	11,919	12,021
中部電力PG	2,247	2,724	3,000	3,786	12,110	4,773	12,110
北陸電力送配電	360	1,471	445	520	328	625	328
関西電力送配電	5,013	3,365	4,775	7,239	8,122	5,703	8,122
中国電力NW	5,541	4,233	3,316	1,960	2,099	3,430	2,099
四国電力送配電	1,902	1,149	83	151	101	677	101
九州電力送配電	1,290	575	102	185	218	474	218
沖縄電力	–	–	–	–	–	–	–

(4) 事後検証費用 ③補償費 – 見積り方法・検証項目 –

- 補償費の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

補償費

概要 : 契約・協定・覚書等による補償義務に基づいて定期的または臨時的に支出する費用及び事業に関連して発生する他人や他人資産の傷害・損害等に対する賠償金

単価 : 損失補償における補償金額については、国のガイドラインに基づいて合理的な金額が決定されるため、効率化困難。損害賠償については、当事者同士の交渉で賠償額が決まることを踏まえて、どのように考えるか。

量 : 補償案件や賠償案件の発生は不可避であり、効率化困難

期初の見積り方法

- 補償費については、将来における発生額が精緻に予測できないことを踏まえ、2017年度～2021年度の5年間における実績値を、見積り費用とする。ただし、当該実績値において1件当たりの金額が非常に大きいケース等については、その妥当性や見積り額に算入することの是非を検討する。

審査要領より抜粋

- 補償費については、参照期間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。ただし、参照期間において多額の実績額が発生している場合には、それを収入の見通しに算入することの妥当性を審査する。

補償費

- 補償費の過去実績を参照するに当たり、特定の事情による支出などが計上されていることで、補償費の計上が過大となっていないかを検証する。
- 補償費の過去実績を参照するに当たり、その実績費用に不適切支出に関連する金額などが計上されていないか（過去実績から除外していること）を検証する。

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 抜粋

(4) 事後検証費用 ③補償費 – 検証結果 –

- 各社とも、原則として過去実績値を規制期間の見積り値に算入していた。
- 東京、中国及び沖縄は、過去実績値から特定の案件について多く支払った補償費を控除した額を算入額としていることを確認した。(東京：2018年度、中国：2017,2018,2020年度、沖縄：2017、2021年度)
- 関西電力送配電は、参照期間に実際に支払った補償費から不適切な支出分を控除した額を過去実績値として計上し、規制期間の見積り値に算入していることを確認した。一方、それでもなお他社と比べて過去実績値が多額である点は、鉄塔の建て替え工事を行った場合の投資コストとの比較等の合理的な判断の結果であることについて、関西電力送配電より説明を求めた。

<補償費：参照期間の推移、参照期間及び規制期間の5年平均比較>

(単位：百万円)

会社	参照期間						規制期間
	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
北海道電力NW	295	264	350	244	282	287	324
東北電力NW	382	351	206	186	139	253	253
「修繕費」伐採補償費を加算	1,048	1,051	853	834	784	914	930
東京電力PG	806	3,812	757	963	990	1,466	887
「修繕費」伐採補償費を加算	1,248	4,344	1,278	1,438	1,358	1,934	1,316
中部電力PG	808	963	1,023	744	1,639	1,035	1,097
北陸電力送配電	355	411	404	379	467	403	403
関西電力送配電	1,666	1,839	1,576	1,476	1,980	1,707	1,707
中国電力NW	1,471	2,364	901	730	763	1,246	1,083
四国電力送配電	134	136	116	140	113	128	128
九州電力送配電	848	871	805	798	683	801	802
沖縄電力	61	17	7	4	75	33	12

※一部の会社においては、伐採に係る補償料を修繕費（その他費用）に区分していることから、他社との比較の観点から参考値としてその金額を加算している。

(4) 事後検証費用 ③補償費 – 関西電力送配電における不適切支出 – 1 / 2

- 関西電力送配電においては、送電線近接樹木の保安伐採業務において不適切処理が判明。

第14回料金制度専門会合
資料7-3 (2022年7月29日)

送電線に近接する樹木の保安伐採業務等に係る不適切処理を踏まえた対応

当社は、関西電力コンプライアンス委員会による調査で、送電線に近接する樹木の保安伐採業務等に係る不適切処理が判明したことを重く受け止め、二度と同様の不適切処理を起こさないために、再発防止対策の取組みの徹底、コンプライアンスを最優先にする健全な企業風土の醸成に取り組んでまいります。

今回の申請においては、不適切処理が判明したことを踏まえ、見積費用から、調査結果に基づき相当額の減額を反映しておりますが、今後、再発防止対策の取組みを進め、新たな事項が判明した場合は適切に対処してまいります。

【コンプライアンス委員会による不適切事象の調査概要】

昨年、送電線に近接する樹木の保安伐採業務で不適切処理が判明（社内規定に違反する方法で補償料を増額する行為が1事業所で6件判明）したことを受けて、関西電力コンプライアンス委員会が詳細な調査を実施した結果、上記6件に加え、保安伐採業務における不適切処理20件、用地関係業務で3件の不適切処理が確認されたもの。

【不適切処理の要因（コンプライアンス委員会による指摘）】

主たる要因は、以下の『保安伐採業務の構造的課題』にあるとの指摘

- ①樹木が送電線に接触するまでに伐採を実行しなければならないという時間的制約
- ②補償料に係る交渉余地の乏しい算定基準
- ③事態を打開するための実効的な手段の乏しさ（電事法伐採は必要最小限の伐採しかできない等）

【コンプライアンス委員会調査報告書の「再発防止策の提言」と再発防止対策】

再発防止策の提言	実施中の再発防止対策（継続）	強化する再発防止対策（新たに追加）
(1) 役職員に対する再発防止に向けた経営トップのメッセージおよび定期的な教育・研修の実施	<ul style="list-style-type: none"> ○経営トップからメッセージを発信 ○電気事業法に基づく伐採に関する職場教育を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ○調査報告書を踏まえ、経営トップからメッセージを発信 ○コンプライアンス、再発防止に係る教育・研修の実施
(2) 伐採交渉の現場の実情の直視と同種事案の掘り起こし	<ul style="list-style-type: none"> ○コンプライアンスに係る職場ディスカッションの実施 ○交渉難航案件への組織的対応の強化（現場組織） 	<ul style="list-style-type: none"> ○交渉難航案件に対する対応方針の明確化（積極的な設備対応等） ○交渉難航案件への組織的対応の強化（上位組織含む全社的対応） ※第三者を含めた補償料検討プロセスの検証体制整備
(3) 交渉難航案件への組織的対応		

(4) 事後検証費用 ③補償費 – 関西電力送配電における不適切支出 – 2 / 2

- 不適切に支払われた額については、コンプライアンス委員会の調査結果を基に算定。

関西補足説明 (不適切費用減)

(補償費) 保安伐採の不適切事象を踏まえた控除額の算定

9

- 控除額は、送配重部門収支における超過契約額（2021年度収支、貴会ご了解のうえ提出、公表済み）と同様の算定方法により、当初発覚した案件における超過契約額/支払額の不適切処理割合を算定し、追加調査において不適切処理が疑われる案件の補償費に乘じて算定しています。
 (不適切処理が疑われるもの全てを控除対象とし、控除額が過少とにならないように算定。1.5億円/5か年)

(1) 当初案件 (6件:大阪南)

年度		2017	2018	2019	2020	2021	2017~2021 合計	
委託費	支払額	0	4,096	0	3,337	0	7,433	$\times 0.499295$ $\times 0.807954$
	基準額	0	2,446	0	1,276	0	3,722	
	超過契約額(a)	0	1,650	0	2,061	0	3,711	
補償費	支払額	920	2,420	0	2,440	3,420	9,200	$\times 0.686141$
	基準額	0	1,043	0	757	1,087	2,888	
	超過契約額(b)	920	1,377	0	1,683	2,333	6,313	
超過契約額(a)+(b)		920	3,027	0	3,744	2,333	10,024	

(2) 追加案件 (調査報告書の二次抽出事案 [1,613件] 全てに不適切事象があったと仮定)

- 補償費： 過去10か年の補償費総額と、各年度の補償費額の割合を用いて、「二次抽出事案」(1,613件)の補償費合計額(約5.2億円)を各年度に割り振ることにより、各年度の不適切処理による補償費支出額(B)を推定。さらに、各年度の(B)に(1)の比率0.686141を乗じることで、各年度の超過契約額を推計。
- 委託費： 当初案件の比率(不適切委託費/不適切補償費:0.807954)を用いて、不適切処理による委託費支出額(A)'を推定。また、各年度の(A)'に(1)の比率0.499295を乗じることで、各年度の超過契約額を推計。

年度		2017	2018	2019	2020	2021	2017~2021 合計	
補償費	全社支払額	1,290,720	1,089,412	1,037,498	1,004,462	528,772	4,950,864	$\times 0.686141$
	(B): 不適切処理による 補償費支出額(推定)	58,507	49,382	47,028	45,531	23,968	224,416	
	超過契約額(b)'	40,144	33,883	32,268	31,241	16,446	153,982	
委託費	全社支払額	6,048,764	5,340,190	5,256,208	4,994,482	2,170,613	23,810,257	$\times 0.807954$ $\times 0.499295$
	(A)': 不適切処理による 委託費支出額(推定)	47,271	39,898	37,997	36,787	19,365	181,318	
	超過契約額(a)'	23,602	19,921	18,972	18,368	9,669	90,532	
超過契約額(a)'+(b)'		63,746	53,804	51,240	49,608	26,115	244,514	$\times 0.9$ 億円/5か年

※各合計値については、円単位での四捨五入の関係で合わない場合があります。

(4) 事後検証費用 ④災害復旧費用 – 見積り方法・検証項目 –

- 災害復旧費用の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

第12回料金制度専門会合
資料3 (2022年3月25日)

災害復旧費用

概要 : 災害発生時における送配電設備の復旧費用
(修繕費、固定資産除却費、委託費、雑費等が含まれる)

単価 : 災害時は迅速な対応を優先するため、平時よりも単価が上昇する可能性が高い
量 : 災害の規模や頻度によって、必要な投資量が変動するため、効率化は困難

期初の見積り方法

- 災害復旧費用については、申請時点の直近5年間あるいは10年間の実績値を基に見積り費用を算定することとする。過去実績を参照する期間については、事業者ごとに過去の災害発生等の状況も踏まえ、より実態に即した方を採用することとし、その妥当性について確認を行う。

審査要領より抜粋

- 震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用については、参照期間における実績額又は参照期間及びその直前五年間の計十年間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

災害復旧費用

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 抜粋

- 過去実績を参照する期間 (5年間あるいは10年間) については、事業者ごとに過去の災害発生等の状況も踏まえ、より実態に即した方を採用しているか、その妥当性について検証する。

(4) 事後検証費用 ④災害復旧費用 – 検証結果 –

- 参照期間・規制期間ともに費用計上がない北陸を除き、9社とも参照期間（計5年間）、又は、参照期間及びその直前5年間（計10年間）における実績平均額から災害等扶助交付金（40%見合い分）控除及び離島分を補正した額を規制期間の見積り値に算入しており、問題はない。
- なお、過去実績値は各社の託送収支計算書により確認した。

<災害復旧費用：過去10年実績の推移>

(単位：百万円)

会社	過去10年実績（参照期間及びその直前5年間）											見積りの参考とした年数	規制期間 5年平均 交付金除 く
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	平均 10年/5年		
北海道電力NW	-	494	136	-	809	93	1,863	14	60	105	357/427	10	335
東北電力NW	2,796	823	47	17	-	-	-	1,440	34	▲24	513/290	10	516
東京電力PG	892	362	566	224	218	196	551	17,078	1,707	199	2,199/3,946	10	2,199
中部電力PG	359	467	598	105	61	291	1,590	694	1,420	200	579/839	10	582
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	57	▲51	89	70	▲70	410	9,864	▲106	174	81	1,052/2,084	10	1,052
中国電力NW	-	-	244	270	6	153	2,847	-	-	203	372/640	10	376
四国電力送配電	55	-	666	228	118	1,030	1,161	383	363	200	421/627	5	636
九州電力送配電	1,028	582	708	2,369	5,380	1,663	2,106	890	2,758	▲1,634	1,585/1,157	10	1,749
沖縄電力	630	103	320	298	109	203	733	319	252	▲89	288/283	5	327

※実績額は交付金含む（2021東北、中部、中国、四国、九州、沖縄）。関西は、2011年、2017年、2018年に発生した台風災害に対して引当金を計上（台風災害）。四国は、過去5年に災害が多く発生していることから、直近5年を参照することを適当とした。沖縄は、過去の台風襲来数等が5年平均と10年平均とで差がなかったことから5年平均を参照した。

(4) 事後検証費用 ⑤調整力固定費（調整力公募による調達費用） －見積り方法－

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力固定費 (調整力公募による 調達費用)

概要：容量市場開設までの期間において、一般送配電事業者が確保するkWに対する費用

単価：エリア内公募で決定（一部広域調達あり）

量：必要量は広域機関で決定（電源 I はH3 需要の7%、電源 I'はH3 需要の3%）



期初の見積り方法

- 調整力固定費（調整力公募による調達費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度分における電源 I については、2018年度～2021年度の4年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源 I 想定必要量（H3 需要の7%）を用いて見積もることとする。
 - ②2023年度分における電源 I'については、2020年度より全エリアで必要量が設定され、供出期間の統一や広域調達が開始されたことを踏まえ、2020年度以降の2020年度～2021年度の2年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源 I' 想定必要量（H3 需要の3%）を用いて見積もることとする。
 - ③なお、沖縄電力については、容量市場へ参加しないことから、第1規制期間の各年度の電源構成に基づき、公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を用いて見積もることとする。

(4) 事後検証費用 ⑤調整力固定費（調整力公募による調達費用） －検証結果－

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はない。
- なお、単価については過去の公募結果、必要量については広域機関に提出される供給計画により確認を行った。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	8,958	8,253	7,823	20,206	17,004	62,244	12,449	11,265	-	-	-	-	11,265	2,253
東北電力NW	11,721	10,812	10,977	11,264	11,656	56,431	11,286	11,926	-	-	-	-	11,926	2,385
東京電力PG	50,202	49,200	46,638	48,871	45,164	240,074	48,015	45,866	-	-	-	-	45,866	9,173
中部電力PG	16,192	17,220	15,852	15,927	13,951	79,141	15,828	16,516	-	-	-	-	16,516	3,303
北陸電力送配電	5,429	5,353	5,926	5,924	6,431	29,062	5,812	6,533	-	-	-	-	6,533	1,307
関西電力送配電	18,527	17,243	23,778	22,938	21,551	104,038	20,808	17,729	-	-	-	-	17,729	3,546
中国電力NW	7,176	6,742	6,957	10,597	9,885	41,357	8,271	9,656	-	-	-	-	9,656	1,931
四国電力送配電	4,423	4,208	4,980	5,715	3,206	22,532	4,506	4,754	-	-	-	-	4,754	951
九州電力送配電	19,623	12,102	13,252	19,523	16,750	81,249	16,250	16,078	-	-	-	-	16,078	3,216
沖縄電力	3,444	3,776	3,600	4,291	4,096	19,208	3,842	3,477	5,659	5,296	5,495	4,905	24,833	4,967

※四国については、2021年度実績が他年度と比して低い理由には、落札電源の年度毎の補修内容の違いによるコスト差によるものと考えられる。

※沖縄については、2024年度以降も従来通りの運用となる。

(4) 事後検証費用 ⑤調整力固定費 (調整力公募による調達費用)

－調整力固定費の算定に係る諸元－

(参考1) 調整力固定費算定諸元(北海道～九州)

会社	2018～2021年度の調整力実績単価及び 2022年度公募結果に基づく単価の平均		必要量※ (2023年度)	
	電源 I (円/kW)	電源 I' (円/kW)	電源 I (千kW)	電源 I' (千kW)
北海道電力NW	29,606	6,692	349	150
東北電力NW	11,040	3,051	952	408
東京電力PG	11,807	4,914	3,605	672
中部電力PG	7,855	3,827	1,739	746
北陸電力送配電	17,253	2,091	360	154
関西電力送配電	9,074	5,078	1,696	792
中国電力NW	11,386	4,582	735	286
四国電力送配電	12,464	5,406	345	148
九州電力送配電	13,827	4,217	1,036	416

※起動費分の計上等により単価×必要量が前頁の規制期間の算入額とずれる場合がある。

(参考2) 調整力固定費算定諸元(沖縄)

沖縄	単価 (円/kW)					規制期間中の必要量 (千kW)				
	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
電源 I	14,903	25,890	24,543	25,278	23,092	203	203	203	203	203
電源 I'	3,380	3,174	3,216	2,904	2,637	73	73	73	74	74

※各年度の電源構成に基づき、調整力公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を積算。

(4) 事後検証費用 ⑥調整力可変費（調整力公募による運用費用） －見積り方法－

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力可変費
(調整力公募による
運用費用)

概要：周波数調整・需給バランス調整のために確保した電源の運用費用（増分燃料費相当）

単価：公募等で決定

量：系統の状況（需給やインバランスの発生状況等）で決定。



期初の見積り方法

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度については、調整力の広域運用が2020年度末までに9社全てで開始されたことを踏まえ、2021年度実績をもとに見積もることとする。
 - ②なお、沖縄電力については、第1規制期間の各年度について、2021年度実績をもとに見積もることとし、必要に応じて需要想定や電源補修計画等に基づく調整力運用の見通しを反映させることとする。

※その他の揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用についても、2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

(4) 事後検証費用 ⑥調整力可変費（調整力公募による運用費用） －検証結果－

- 各社とも2021年度実績を元に計上しているところ、2022年度から需給調整市場より三次調整力①の調達を開始されており、一部費用が移行すると考えられることから、2023年度においては三次調整力①相当の費用を控除することが適当。その場合、控除を実施していない東京、中国、四国については控除することが適当（東京：27億円減、中国：4億円減、四国：5億円減）。
- なお、2021年度実績については、託送収支計算書等により確認を行った。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	836	1,311	5,790	7,319	6,588	21,843	4,369	4,744	-	-	-	-	4,744	949
東北電力NW	1,307	1,826	1,948	1,627	5,810	12,518	2,504	6,855	-	-	-	-	6,855	1,371
東京電力PG	31,960	38,766	35,775	43,016	47,323	196,839	39,368	47,323	-	-	-	-	47,323	9,465
中部電力PG	4,478	4,640	3,572	5,311	12,950	30,951	6,190	11,370	-	-	-	-	11,370	2,274
北陸電力送配電	▲ 32	132	▲ 80	23	4,280	4,323	865	3,902	-	-	-	-	3,902	780
関西電力送配電	10,552	14,575	10,327	16,103	40,972	92,528	18,506	35,671	-	-	-	-	35,671	7,134
中国電力NW	679	5,121	1,545	▲ 551	2,443	9,237	1,847	2,443	-	-	-	-	2,443	489
四国電力送配電	772	850	663	▲ 729	1,602	3,159	632	1,602	-	-	-	-	1,602	320
九州電力送配電	2,875	1,479	816	2,361	2,831	10,361	2,072	2,134	-	-	-	-	2,134	427
沖縄電力	737	620	302	2,417	2,198	6,275	1,255	3,300	4,312	3,429	3,980	3,342	18,363	3,673

※参照期間の値は、託送収支計算書の算定方法に基づき3月の費用を見積もり値で計上しているところ、一部の会社において、2023年度計上費用は2021年度実績値をもとに算定されている。東北は、2021年度3月分について見積計上値ではなく、実績確定額を基に2023年度を見積もったことから、燃料費高騰の影響により2021年度実績と比較して2023年度見積もり値が大きくなった。

※2020年度以前と比して2021年度の額が高い理由は、燃料費高騰の影響により上げ調整単価が高騰したこと、需給調整市場ガイドラインにおいて電源Ⅱの上げ調整単価等に固定費回収のための合理的な額の算入が認められたことによるものと考えられる。

※マイナス値については、インバランス対応相当額取引費用が大きかった影響等によるもの。※沖縄については、2024年度以降も従来通りの運用となる。

(4) 事後検証費用 ⑦需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用 – 見積り方法 –

2022年4月 第13回料金制度専門会合 資料3

- 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

概要：需給調整市場において、各調整力の ΔkW の調達に必要となる費用

調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）

単価：需給調整市場の約定価格にて決定

量：一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量



期初の見積り方法

- 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用※）については、広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方に基づき試算された必要量と、需給調整市場ガイドラインの考え方に基づき、逸失利益（機会費用）及び固定費回収のための合理的な額の試算結果に基づく調達単価を用いて見積ることとしてはどうか。
- なお、固定費回収のための合理的な額については、需給調整市場の競争状況が時期によって異なることが想定されるため、約定確率を考慮した金額の設定の議論を踏まえた上で、見積り方法を精査していくこととする。

※2023年度は三次調整力①のみ。

(4) 事後検証費用 ⑦需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用 – 検証結果 – 1 / 2

- 各社とも、過去の審議会で示された算出方法に基づき、規制期間中の算入額を計算し、計上していた。当費用については、次頁のとおり補正を行うこととする。
- なお、2023年度は三次調整力①のみの計上であり、2024年度以降、一次～三次調整力①の計上となっている。

単位 (百万円)

会社	規制期間						調達単価※ (円/ΔkW・h)
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	
北海道電力NW	4,364	19,862	23,221	20,152	19,904	87,503	4.95
必要量 (億ΔkW・h)	11	41	41	41	41	-	-
東北電力NW	7,787	34,125	37,057	34,151	34,142	147,262	3.31
必要量 (億ΔkW・h)	21	106	106	106	106	-	-
東京電力PG	5,223	74,234	86,039	75,027	74,456	314,979	2.43
必要量 (億ΔkW・h)	20	318	318	318	318	-	-
中部電力PG	6,835	38,500	41,724	38,500	38,573	164,133	2.46
必要量 (億ΔkW・h)	21	161	161	161	161	-	-
北陸電力送配電	1,801	19,353	20,727	19,402	19,423	80,706	6.77
必要量 (億ΔkW・h)	3	29	29	29	29	-	-
関西電力送配電	7,186	49,819	66,635	50,448	49,976	224,064	3.46
必要量 (億ΔkW・h)	20	157	157	157	157	-	-
中国電力NW	6,351	32,415	37,843	33,180	33,007	142,797	4.82
必要量 (億ΔkW・h)	11	71	71	71	71	-	-
四国電力送配電	3,300	9,091	10,418	9,176	9,116	41,102	2.31
必要量 (億ΔkW・h)	12	41	41	41	41	-	-
九州電力送配電	8,269	28,646	33,141	29,306	29,169	128,531	2.88
必要量 (億ΔkW・h)	23	106	106	106	106	-	-

※2024年度以降の年度毎の見積り費用の差は、未回収固定費の算定において考慮する容量市場から得られる想定収益の差によるものと考えられる。

(4) 事後検証費用 ⑦需給調整市場における一次～三次調整力①の 調達費用 – 検証結果 – 2 / 2

- 当該費用の算出に際しては、その他の調整力費用と同様、2021年度のスポット市場におけるエリアプライスを参照している。
- 2021年度のスポット価格は、スポット市場価格が80円に近い価格帯となっているコマが11月以降発生した。これは当時のインバランス料金の上限単価が80円であったことから80円の買い入札が多くあり、買い入札価格により約定価格が決定されたことが要因の1つである可能性がある。
- 他方、2022年度以降のインバランス料金制度においては、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用しており、上記のような買い入札の影響は解消していくと考えられる。このため、2021年度における買い入札の影響を補正したスポット市場価格を用いて需給調整市場に要する費用を算定することが適当。

当該費用算出に際しての2021年度スポット市場価格補正

①2021年度のスポット価格は、スポット市場価格が80円に近い価格帯となっているコマが11月以降発生しているが、これは当時のインバランス料金の上限単価が80円であったことから80円の買い入札が多くあったことにより、買い入札価格により約定価格が決定されたことが要因の1つである可能性があることから、2021年度のスポット市場における約定した売り入札価格の最高値(非公表)を上限值とする。

②①を行ったうえで、買い入札価格により約定価格が決定されたコマを補正するために、全国のスポット売れ残り量が1%未満のコマ(※)について、当該コマにおける約定した売り入札価格の最高値に補正する(299コマ/17520コマ)。

※スポット価格80円のコマは、売れ残り量1%未満のコマにおいて多く出現することから、売れ残り量1%未満のコマにおいては、買い入札価格により約定価格が決定されたとみなす。

上記補正を行った場合の影響額(規制期間5年計)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
上記①+②の補正を行った影響 5年計	▲29億円	▲205億円	▲318億円	▲127億円	▲43億円	▲140億円	▲85億円	▲35億円	▲22億円	▲1,003億円

(4) 事後検証費用 ⑧N-1電制費用 –見積り方法・検証項目–

2022年3月 第12回料金制度専門会合 資料3

- N-1電制の適用にあたっては、初期費用として電制装置の設置費用、オペレーション費用として電制された電源の代替電源調達費用および再起動費用が発生する。
- 各費用の特性を踏まえ、以下の方法で査定を行うこととしてはどうか。

費用

費用の特性

査定方針

オペレーション費用

- 電制された電源に発生する代替電源調達費用および再起動費用
- 広域機関の策定するガイドラインに従って電制を実施し、電制後に実績に基づき、一般送配電事業者が精算額を支払
- なお、広域機関や監視委において精算費用の妥当性を検証

- 広域機関のガイドラインに沿って電制が実施され、発電者において発生した実績費用を精算するため、一般送配電事業者による効率化は困難。
- ただし、広域機関や監視委において実績費用の妥当性を検証するため、その検証結果を確認の上、必要な調整を実施する（査定上は事後検証費用に分類する）。
- なお見積費用については、広域機関の試算結果等も参考に、妥当性を確認することとする。

(4) 事後検証費用 ⑧N-1電制費用 – 検証結果 –

- 全国で要するオペレーション費用については、広域機関によって試算されたオペレーション費用を参考に、一般送配電事業者が想定した2023年度のオペレーション費用を基に、各年度電制適用箇所数の2023年度比で算出されていた。
- 各エリアのオペレーション費用は、全国の電制適用箇所に占めるエリアの電制適用箇所数割合で按分した金額が計上されていることを確認した。

単位 (百万円)

会社	規制期間						
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	1	1	2	2	3	9	2
東北電力NW	9	14	19	24	24	91	18
東京電力PG	38	38	39	39	39	193	39
中部電力PG	9	12	13	14	14	62	12
北陸電力送配電	0	1	1	1	2	6	1
関西電力送配電	4	5	6	6	6	27	5
中国電力NW	3	5	7	11	13	39	8
四国電力送配電	4	5	6	6	6	26	5
九州電力送配電	32	33	35	37	39	177	35
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-

(参考) 全国で要するオペレーション費用 (2023年度試算値 1 億円を基に、各年度電制適用箇所数の2023年度比で算出)

単位 (百万円)

	2023	2024	2025	2026	2027
N-1電制適用箇所 (全国)	269	310	343	376	395
対2023年度増分率	-	115%	128%	140%	147%
費用 (全国)	100	115	128	140	147

(4) 事後検証費用 ⑨その他費用（揚水ペイバック、特定立地電源等） －見積り方法－

- その他費用には、揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用等が見積もられているところ。2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

期初の見積り方法

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度については、調整力の広域運用が2020年度末までに9社全てで開始されたことを踏まえ、2021年度実績をもとに見積もることとする。
 - ②なお、沖縄電力については、第1規制期間の各年度について、2021年度実績をもとに見積もることとし、必要に応じて需要想定や電源補修計画等に基づく調整力運用の見通しを反映させることとする。

※その他の揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用についても、2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

(4) 事後検証費用 ⑨その他（揚水パイバック、特定立地電源等） – 検証結果 –

- 各社とも2021年度実績及び契約内容等を見積もられていた。
- 揚水パイバックのうち託送料金基本料金分のパイバックについては、現行の託送収支上、可変的な要素がない費用として整理・計上されており、基本料金の契約がある各社（東北・北陸・関西・沖縄を除く6エリア）とも2021年度実績を引用していた。
- 揚水パイバックのうち託送料金従量料金分のパイバックについては、現行の託送収支上、上げ調整単価の内数と整理・計上されており、上げ調整単価は、参照期間における振替損失調整費用・一般送配電事業等に係る電力料の算定諸元となっている。規制期間の費用計上においても、現行の託送収支の整理と同じ扱いとすることが適当。左記の整理と異なっていた事業者については申請時に修正（北海道：約1.4億円算入。東北：約9百万円査定。東京：約1.5億円査定。中部：約6百万円算入。中国：約6千万円振替。四国：約5千万円振替、約1千万円査定。九州：約4億円査定）。
- 以下の項目については、2021年度実績が計上されていた。
系統保安ポンプ費用（中部・関西）、一部系統ブラックスタート電源可変費※（東北・中部）、調相運転可変費（中部）
- 風力実証にかかる費用については、2022年度の契約内容をもとに計上されていた（北海道、東京）。
- 特定立地電源にかかる費用については、2021年度実績に基づいた額が計上されていた（東京、中部）費用の算定方法についてはP30、3ポツ4ポツに記載。
- 北海道は、変電所内電力費用を事後検証費用「その他」に計上していたことから、その他費用（NW事業用電力料）へ振り替え（約43億円）。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	954	2,009	1,315	1,387	1,531	7,197	1,439	1,066	863	863	863	863	4,517	903
東北電力NW	-	-	-	1	2	3	1	2	4	4	4	4	19	4
東京電力PG	6,168	6,337	5,788	5,561	11,297	35,150	7,030	15,921	14,957	11,065	6,561	4,079	52,583	10,517
中部電力PG	1,997	3,319	3,102	3,316	5,997	17,732	3,546	5,670	5,311	4,019	3,385	3,385	21,771	4,354
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	0	0	0	68	126	194	39	126	0	0	0	0	126	25
中国電力NW	793	685	▲ 39	924	909	3,272	654	919	861	861	861	861	4,362	872
四国電力送配電	195	264	440	763	84	1,747	349	84	84	84	84	84	422	84
九州電力送配電	496	118	755	1,069	1,053	3,491	698	1,053	614	614	614	614	3,510	702
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※系統保安ポンプ：連系線ルート断等による周波数低下が懸念される際に、周波数安定化のため、揚水発電機のポンプアップ運転を行うことで生じる増分費用。

※一部系統ブラックスタート電源：系統工事等のために、一部系統ブラックスタート電源を稼働させた際に発生した費用（系統が1回線の地域の復旧等に対応）。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
－（1）概要	・・・P608
－（2）事業報酬率	・・・P613
－（3）レートベース等	・・・P626
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(1) 概要 ①-a 事業報酬について

- 事業報酬は、送配電事業に投下された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（レートベース）に対して、一定の報酬率を乗じて以下の方法で算定される。
- 以下の算定式については、「一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令」において明記されている。

託送料金制度（レベニューキャップ制度）
中間とりまとめ（2021年11月）

$$\text{事業報酬} = \text{事業報酬率} \times \text{レートベース}$$

$$\text{事業報酬率} = \text{自己資本報酬率} \times 30\% + \text{他人資本報酬率} \times 70\%$$

（1）概要 ①－b 追加事業報酬について

- 現行の託送料金制度では、地域間連系線への投資について、他の発電所等の投資に比して収益性が劣後しないように事業報酬が上乘せされている（通常の実業報酬率の1.5倍）。
- 一方で、今後はマスタープランにおいて費用便益分析を行った上で、系統増強判断がなされることから、新たに増強方針を決定する地域間連系線に対しては追加事業報酬を設定しない、と資源エネルギー庁の審議会において議論されたところ。
- これを踏まえ、レベニューキャップ制度においては、マスタープラン以前に増強方針が決定された地域間連系線のみについて、既に投資判断がなされていることも踏まえ、追加事業報酬（通常の実業報酬率の1.5倍）を維持する。
- また、追加事業報酬の枠組みについては存置をすることとし、第1規制期間の期中や、第2規制期間において特に推進すべき政策課題がある場合には、当該投資について引き続き追加事業報酬の付与の有無を検討する。

(1) 概要 ②算定概要

- 事業報酬の規制期間の費用の見通し（5年合計）は以下のとおりである。

(単位:億円)	特定固定資産	建設中の資産	その他	レートベース計	事業報酬	追加事業報酬
	規制期間計	規制期間計	規制期間計	規制期間計	規制期間計	規制期間計
北海道電力NW	32,138	924	1,152	34,215	513	22
東北電力NW	86,489	2,689	2,520	91,697	1,375	22
東京電力PG	222,220	6,298	6,098	234,617	3,519	18
中部電力PG	100,508	2,032	3,297	105,837	1,588	10
北陸電力送配電	22,999	267	819	24,085	361	1
関西電力送配電	109,791	1,864	3,737	115,391	1,731	5
中国電力NW	48,369	906	1,793	51,069	766	2
四国電力送配電	22,140	188	672	23,001	345	–
九州電力送配電	87,983	2,318	2,730	93,030	1,395	–
沖縄電力	12,238	545	159	12,942	194	–
10社合計	744,874	18,032	22,977	785,883	11,788	80

(注)データ諸元の見直しにより、事業報酬率は第一規制期間中は各社一律1.5%（過去の諸元を用いて算定した場合は1.9%）。

(出典) 各社の提出様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

(1) 概要 ③検証項目

- 事業報酬は、以下の事項について検証を行った。

β値の妥当性について

- β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いているかを検証。

公社債利回りの実績値の妥当性について

- 公社債利回りについて、直近5年間の平均値となっているかを検証。

全産業の自己資本利益率の妥当性について

- 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いているかを検証。

リスクプレミアム値の妥当性について

- 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率－公社債利回り実績率)の平均値を用いているかを検証。

レートベース対象資産の妥当性について

- 建設中の資産については、CAPEXにおける連系線・基幹系統及びローカル系統の投資量の検証方法に準じて、金額の妥当性を検証。
- 特定固定資産については、電気事業の運営に不必要なものが除かれているかを検証。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
－（1）概要	・・・P608
－（2） 事業報酬率	・・・ P613
－（3）レートベース等	・・・P626
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(2) 事業報酬率 (参考) 自己資本報酬率及び他人資本報酬率の算出方法

託送料金制度 (レベニューキャップ制度)
中間とりまとめ (2021年11月) 一部加工

- 自己資本報酬率と他人資本報酬率の算定については、現行託送料金制度における算出方法を基本として、以下のとおり、最新の数値や分社化の状況も踏まえた諸元に更新する。

自己資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{\times 1} \times (1-\beta) + \text{全産業の自己資本利益率}_{\times 2} \times \beta_{\times 3}$$

- ✓ ※ 1) 公社債利回り実績率について、直近 5 年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※ 2) 全産業の自己資本利益率について、直近 5 年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※ 3) 分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となっておりβ値が存在しない。β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前 5 年間における親会社のβ値を用いる。

レベニューキャップ制度における
算出方法

他人資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{\times 1} + \text{一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値}_{\times 2}$$

- ✓ ※ 1) 公社債利回りについては、直近 5 年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※ 2) 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、分社化後の実績値を用いることも考えられるが、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前 5 年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率-公社債利回り実績率)の平均値を用いる。

(2) 事業報酬率 ① - a 自己資本報酬率の検証 - 検証方法概要 -

- 指針及び第16回料金制度専門会合において、自己資本報酬率の算出式及び検証項目については以下のとおり整理している。

自己資本報酬率の算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{\times 1} \times (1 - \beta) + \text{全産業の自己資本利益率}_{\times 2} \times \beta_{\times 3}$$

- ✓ ※ 1) 公社債利回り実績率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※ 2) 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※ 3) 分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となっておりβ値が存在しない。β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いる。

自己資本報酬率の検証項目

- β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いているかを検証する。
- 公社債利回りについて、直近5年間の平均値となっているかを検証する。
- 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いているかを検証する。

※β値について…当該会社の経営リスクが、他の会社の経営リスクと比較して高いか低いを示す指標。具体的には、株式市場における株価の動きに着目し、他の会社の株価の変動と同様に変動する場合はβ値は1、より激しく変動する場合はβ値は1以上となる。逆に、他の株価の変動とは当該株価値動きが全く連動しない場合には、β値は0となる。一般送配電事業は、一般的には安定的な事業と考えられることから、他の事業会社の自己資本利益率（ROE）と、比較的リスクの小さい資金である公社債利回りの加重平均をとることとしており、その加重平均をとる際のウェイト付けにβ値を用いている。

(2) 事業報酬率 ① - a 自己資本報酬率の検証 -β値-

β値の検証項目

- β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いているかを検証した。

β値の検証結果

- β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値の10社平均値である0.42を10社において用いていることを確認した。
- 具体的には、第8回制度設計ワーキンググループにて、当該β値について算定済であることから、その結果と一致していることを確認した。

<第8回制度設計ワーキンググループ 資料3より (H26.9.18) >

小売全面自由化後における託送供給等約款料金の事業報酬について③

56

■ 震災以前における電力各社のβ値(試算)

電力会社名	震災前2年		震災前5年		震災前7年		震災前10年	
	2009.3.11～2011.3.11平均 (サンプル数 489日)		2006.3.11～2011.3.11平均 (サンプル数 1226日)		2004.3.11～2011.3.11平均 (サンプル数 1717日)		2001.3.11～2011.3.11平均 (サンプル数 2456日)	
	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数
北海道	0.24	0.30	0.40	0.47	0.39	0.46	0.35	0.45
東北	0.29	0.36	0.40	0.44	0.39	0.43	0.35	0.40
東京	0.27	0.32	0.45	0.48	0.43	0.47	0.39	0.41
中部	0.25	0.31	0.48	0.48	0.45	0.47	0.38	0.41
北陸	0.33	0.37	0.35	0.41	0.35	0.41	0.32	0.41
関西	0.23	0.29	0.41	0.45	0.40	0.44	0.37	0.41
中国	0.28	0.37	0.41	0.50	0.39	0.50	0.36	0.47
四国	0.33	0.36	0.45	0.51	0.45	0.50	0.41	0.47
九州	0.24	0.34	0.39	0.46	0.38	0.44	0.35	0.41
9社平均	0.27	0.34	0.42	0.47	0.40	0.46	0.37	0.43
沖縄	0	0.43	0.43	0.37	0.43	0.36	0.38	0.32
10社平均	0	0.34	0.42	0.46	0.41	0.45	0.37	0.42

(参考) 第8回制度設計WG

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_system/seido_sekkei/pdf/008_05_01.pdf

(2) 事業報酬率 ① - a 自己資本報酬率の検証 - 公社債利回り -

公社債利回りの検証項目

- 公社債利回りについて、直近5年間の平均値となっているかを検証した。

公社債利回りの検証結果

- 公社債利回りについては、直近5年間の平均値である0.08%を10社において用いていることを確認した。

※ただし、全産業の自己資本利益率が、2021年度実績を採録できないことから、自己資本報酬率における公社債利回りについては、2016年度～2020年度実績を採録対象としている。

- 具体的には、財務省及び地方債協会より公開されている情報と一致していることを確認した。

<公社債利回りの算定（2016年度～2020年度実績及び5年平均）>

(単位：%)

	2016	2017	2018	2019	2020	5年平均
国債（10年）	▲ 0.038	0.061	0.063	▲ 0.103	0.035	0.004
地方債（10年）	0.112	0.199	0.196	0.077	0.138	0.144
政府保証債（10年）	0.050	0.150	0.153	0.022	0.096	0.094
公社債利回り（単純平均）	0.041	0.137	0.137	▲ 0.001	0.090	0.081

【参考】公社債利回りの採録元

国債（10年）：財務省HPの国債入札情報（価格競争分）から、募入平均利回りを採録

地方債（10年）：地方債協会HPの各自治体の発行実績から応募者利回りの平均値を採録

政府保証債（10年）：財務省HPの政府保証付与情報から応募者利回りを採録

(2) 事業報酬率 ① - a 自己資本報酬率の検証 - 全産業の自己資本利益率 -

全産業の自己資本利益率の検証項目

- 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いているかを検証した。

全産業の自己資本利益率の検証結果

- 全産業の自己資本利益率については、直近5年間の平均値である **9.52%** を10社において用いていることを確認した。

※ただし、全産業の自己資本利益率を参照している、DBJ（日本政策投資銀行）編集の『産業別財務データハンドブック』の2021年度実績を収録したものが現時点で発行されていないことから、採録可能な直近の2016年度～2020年度実績を採録対象としている。

- 具体的には、DBJ（日本政策投資銀行）編集の『産業別財務データハンドブック』の数値をもとに算定した結果と一致していることを確認した。

< 自己資本比率の算定（2016年度～2020年度実績及び5年平均） >

（単位：億円）

	2016	2017	2018	2019	2020	5年平均
当期利益 ※	179,812	209,172	213,441	191,956	156,336	190,143
自己資本 ※	1,860,216	1,952,937	2,046,531	2,083,631	2,056,740	2,000,011
自己資本利益率	9.67%	10.71%	10.43%	9.21%	7.60%	9.52%

※ 特別損益及び電力会社を除いた数値を使用している。

【参考】当期利益及び自己資本の採録元：DBJ（日本政策投資銀行）編集の『産業別財務データハンドブック』

(2) 事業報酬率 ①-a 自己資本報酬率の検証 ー算定結果ー

- 検証した諸元データを踏まえた、自己資本報酬率の算定結果は以下のとおりである。

自己資本報酬率の算定結果

【算定式】

$$\text{自己資本報酬率} = \text{公社債利回り実績率} \times (1 - \beta) + \text{全産業の自己資本利益率} \times \beta$$

【検証した諸元データ】

β : 0.42

公社債利回り実績率 : 0.08%

全産業の自己資本利益率 : 9.52%

【算定結果】

$$0.08\% \times (1 - 0.42) + 9.52\% \times 0.42 = \underline{\underline{4.05\%}}$$

(2) 事業報酬率 ① - b 他人資本報酬率の検証 - 検証方法概要 -

- 中間とりまとめ及び第16回料金制度専門会合において、他人資本報酬率の算出式及び検証項目については以下のとおり整理している。

他人資本報酬率の算出式

公社債利回り実績率^{※1} + 一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値^{※2}

- ✓ ※1) 公社債利回りについては、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※2) 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、分社化後の実績値を用いることも考えられるが、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率-公社債利回り実績率)の平均値を用いる。

他人資本報酬率の検証項目

- 公社債利回りについて、直近5年間の平均値となっているかを検証する。
- 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率-公社債利回り実績率)の平均値を用いているかを検証する。

※リスクプレミアムについて…一般送配電事業者は基本的に自らで資金調達しておらず、事業リスクが相対的に低い一般送配電事業としての他人資本報酬率を特定することは困難である。そのため、震災前の事業リスクが相対的に低かった一般電気事業としての他人資本報酬率をもとに、そのときのスプレッド(銀行等からの借入にあたって、事業の安定性・収益性などを踏まえて市場金利に上乗せされる上乗せ幅)を算定してリスクプレミアムとし、これに公社債利回りの利率を足すことで、一般送配電事業者としての他人資本報酬率(調達金利)を推定している。

(2) 事業報酬率 ① - b 他人資本報酬率の検証 - 公社債利回り -

公社債利回りの検証項目

- 公社債利回りについて、直近5年間の平均値となっているかを検証した。

公社債利回りの検証結果

- 公社債利回りについては、直近5年間の平均値である0.10%を10社において用いていることを確認した。
- 具体的には、財務省及び地方債協会より公開されている情報と一致していることを確認した。

<公社債利回りの算定（2017年度～2021年度実績及び5年平均）>

(単位：%)

	2017	2018	2019	2020	2021	5年平均
国債（10年）	0.061	0.063	▲ 0.103	0.035	0.086	0.028
地方債（10年）	0.199	0.196	0.077	0.138	0.150	0.152
政府保証債（10年）	0.150	0.153	0.022	0.096	0.146	0.113
公社債利回り（単純平均）	0.137	0.137	▲ 0.001	0.090	0.127	0.098

【参考】公社債利回りの採録元

国債（10年）：財務省HPの国債入札情報（価格競争分）から、募入平均利回りを採録

地方債（10年）：地方債協会HPの各自治体の発行実績から応募者利回りの平均値を採録

政府保証債（10年）：財務省HPの政府保証付与情報から応募者利回りを採録

(2) 事業報酬率 ① - b 他人資本報酬率の検証 -リスクプレミアム値-

リスクプレミアム値の検証項目

- 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の（旧一般電気事業者の平均有利子負債利子率－公社債利回り実績率）の平均値を用いているかを検証した。

リスクプレミアム値の検証結果

- 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の（旧一般電気事業者の平均有利子負債利子率－公社債利回り実績率）の平均値である **0.31%** を10社において用いていることを確認した。
- なお、平成27年の託送供給約款認可申請に係る査定にて、当該リスクプレミアムについて算定済みであり、その結果と一致していることを確認した。

<託送供給等約款認可申請に係る査定方針（H27.12）>

②一般電気事業者のリスクプレミアム

							(%)
	H18	H19	H20	H21	H22	H18-22平均	
電力10社有利子負債利子率(a)	2.06	1.93	1.92	1.72	1.61	-	
公社債利回り(b)	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	-	
(a) - (b)	0.21	0.24	0.37	0.31	0.43	0.31	

出典：電力10社有利子負債利子率：有価証券報告書

公社債利回り：日本銀行統計局「金融経済統計月報」、財務省ホームページ、地方債協会ホームページ

(参考)

https://www.emsc.meti.go.jp/info/activity/report_01/pdf/20170511_04.pdf

リスクプレミアム

(2) 事業報酬率 ① - b 他人資本報酬率の検証 - 算定結果 -

- 検証した諸元データを踏まえた、他人資本報酬率の算定結果は以下のとおりである。

他人資本報酬率の算定結果

【算定式】

他人資本報酬率 = 公社債利回り実績率 + 一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値

【検証した諸元データ】

公社債利回り実績率 : 0.10%

一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値 : 0.31%

【算定結果】

0.10% + 0.31% = 0.41%

(2) 事業報酬率 ② 検証結果

- 検証の結果、今回、事業者より提出されている、事業報酬率を算出するに当たっての諸元データについては、更新状況も含め妥当であると評価。
- なお、事業報酬率について、算定結果は以下のとおりである。算定の結果、現行の事業報酬率（1.9%）から、▲0.4%（1.5%）引き下げとなっている。

事業報酬率の算定結果

【算定式】

$$\text{事業報酬率} = \text{自己資本報酬率} \times 30\% + \text{他人資本報酬率} \times 70\%$$

【検証した諸元データ】

自己資本報酬率：4.05%

他人資本報酬率：0.41%

【算定結果】

$$4.05\% \times 30\% + 0.41\% \times 70\% = \underline{1.5\%}$$

【参考：現行の事業報酬率】

1.90%

【事業報酬率と追加事業報酬率の合計値の算定結果】

$$1.50\% \times 1.5\% = \underline{2.25\%}$$

※レベニューキャップ制度においては、マスタープラン以前に増強方針が決定された地域間連系線のみについて、既に投資判断がなされていることも踏まえ、追加事業報酬（通常の実業報酬率の50%を追加）を維持することとしている。

(2) 事業報酬率 ③事業報酬率見直しによる影響額

- 事業報酬率を1.5%に設定することによる影響額は、以下のとおりである。

	事業報酬率 (A)	レートベース計 (B)	事業報酬額 (C=A×B)	事業報酬率 (D)	事業報酬額 (E=B×D)	増減 (F=C-E)
(単位:億円)	今回算定した率	規制期間計※	規制期間計※	現行適用率	現行適用率 による算定	事業報酬率 見直しによる影響※
北海道電力NW	1.5%	34,215	513	1.9%	650	-137
東北電力NW		91,697	1,375		1,742	-367
東京電力PG		234,617	3,519		4,458	-939
中部電力PG		105,837	1,588		2,011	-423
北陸電力送配電		24,085	361		458	-97
関西電力送配電		115,391	1,731		2,192	-461
中国電力NW		51,069	766		970	-204
四国電力送配電		23,001	345		437	-92
九州電力送配電		93,030	1,395		1,768	-373
沖縄電力		12,942	194		246	-52
10社合計		785,883	11,788		14,932	-3,144 (規制期間計)

※ 今回の検証対象は事業報酬率のみであり、レートベース対象資産の金額の妥当性については、今後、CAPEXにおいて検証予定のため、上記において試算した影響額は、検証前の数値（各社の提出様式に基づく数値）である。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
－（1）概要	・・・・・・P608
－（2）事業報酬率	・・・・・・P613
－（3）レートベース等	・・・・・・P626
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637

(参考) レートベースの対象資産

託送料金制度 (レベニューキャップ制度)
中間とりまとめ (2021年11月) 一部修正

- レートベースの対象資産については、以下を対象とする。

特定固定資産

電気事業固定資産のうち、休止・貸付設備や附帯事業との共用固定資産等、電気事業の運営に不必要な資産を除く。

建設中の資産

設備自体が未完成であり、系統利用者が受益していないことも踏まえ、建設仮勘定の50%をレートベースの対象とする。

特定投資

エネルギーの安定的確保を図るための研究開発等を目的とした投資であって、一般送配電事業等の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ものに限る。

運転資本 (営業資本・貯蔵品)

営業費の1.5ヶ月分を対象にする。

繰延資産

株式交付費、社債発行費及び開発費等の繰延資産のうち、一般送配電事業に関連する資産を対象とする。

(3) レートベース等 ①特定固定資産 1 / 2

- 特定固定資産については、共用固定資産や電源線等の事業外固定資産を除いた電気事業固定資産の期首期末平均帳簿価額を計上することになっており、各社こうした原則に沿って算定していることを確認した。増加率が相対的に高い沖縄電力及び東京電力PGについては以下のとおり。

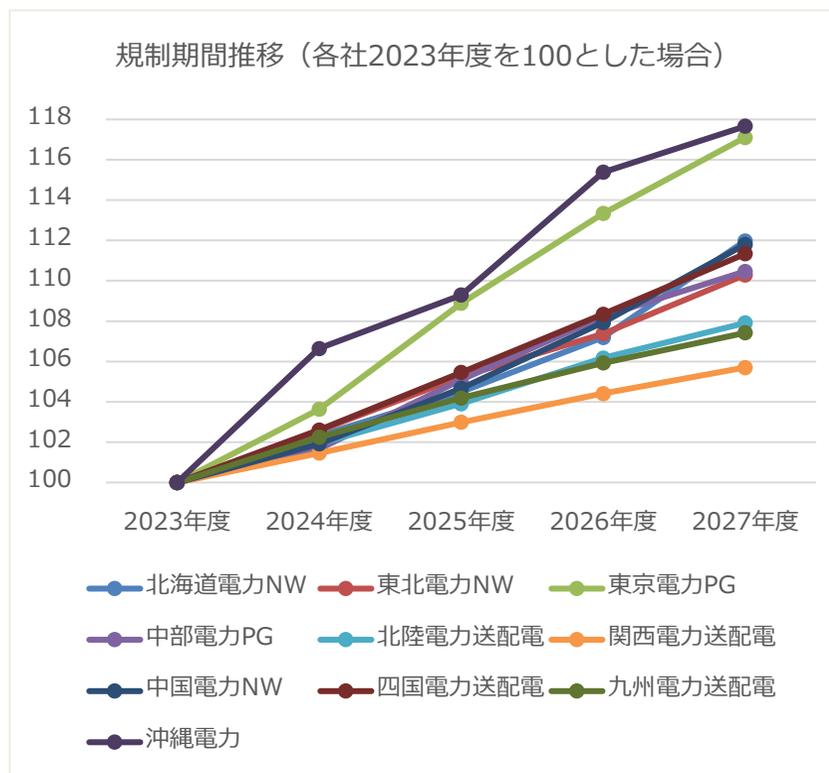
ー沖縄電力については、増加率の高さに加え、年度ごとの増加率に差異もみられるが、2024年度に大型変電設備の運開を、また、2026年度に離島内燃力発電設備の運開を予定しており、それぞれ一時的な増加要因として**妥当**。

ー東京電力PGについては、高経年化ガイドラインに基づいて規制期間に実施する更新工事の竣工額が他の事業者に比べて多く見積もられていたことに起因しており、その結果が反映されていることから、**妥当**。

(なお、単価を含めた投資計画の妥当性は別途検証済みであり、その結果は今後反映されることとなる)

<特定固定資産の推移（7月提出値ベース。以降同様。）> (単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	6,108	6,250	6,383	6,548	6,840	6,426
東北電力NW	16,458	16,882	17,323	17,672	18,153	17,298
東京電力PG	40,927	42,415	44,563	46,387	47,928	44,444
中部電力PG	19,128	19,445	20,102	20,702	21,130	20,102
北陸電力送配電	4,423	4,509	4,597	4,697	4,773	4,600
関西電力送配電	21,380	21,693	22,019	22,323	22,600	22,003
中国電力NW	9,190	9,366	9,619	9,919	10,275	9,674
四国電力送配電	4,195	4,304	4,424	4,545	4,671	4,428
九州電力送配電	16,922	17,303	17,631	17,925	18,179	17,592
沖縄電力	2,229	2,377	2,437	2,572	2,623	2,448



(3) レートベース等 ①特定固定資産 2 / 2

- 他方、一般送配電事業の運営に必要不可欠とは言えない資産をレートベースに算入している事業者がいることから、以下についてはレートベースから除外するよう求める。

- ー東京電力PG 「運開前預入金」(東京中部間直流連系設備の同社工事分に係る各社からの預入金相当分。各社が資金調達コストを負担しているもの) 【37,485,535千円/年】
- ー北陸電力送配電 「無償貸与資産」(自治体等に無償貸与している土地) 【32百万円/年】
「不使用資産」(現状不使用ながら、将来必要となる場合に備えて所有している土地) 【0.4百万円/年】
- ー関西電力送配電 「無償貸与資産」(自治体等に無償貸与している土地) 【42億円/年】
「不使用資産」(現状不使用ながら、将来必要となる場合に備えて所有している土地) 【7億円/年】

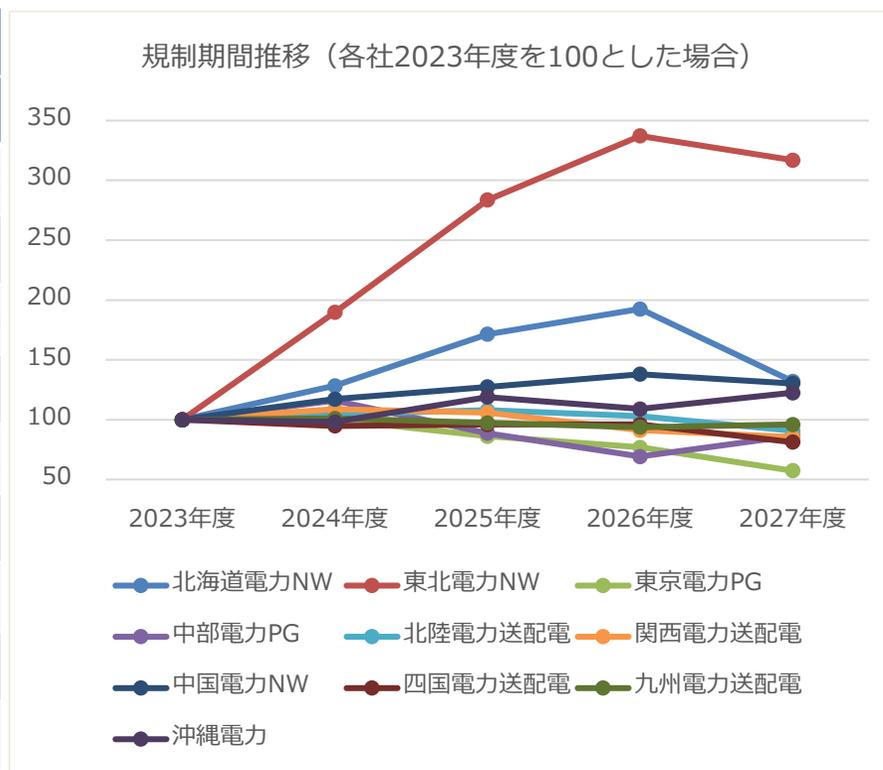
(3) レートベース等 ②建設中の資産 1 / 2

- 建設中の資産については、設備自体が未完成であり、系統利用者が受益していないことも踏まえ、建設仮勘定の50%をレートベースの対象とすることとなっており、各社こうした原則（※）に沿って算定していることを確認した。
※建設仮勘定の期首期末平均帳簿価額の50%を計上
- 対象設備が運開を迎えると電気事業固定資産に振り替わるため、運開年度に建設中の資産が減少するケースが見受けられるが、対象設備の構築の進捗や運開時期に応じて変動するものであり、そのこと自体は問題ないと考えられる。
- なお、東北電力NWが大幅に増加しているが、東北東京間連系線工事の進捗に伴う資産増加が主な要因であり、2027年11月の運開後の帳簿価額が前年度末比で大幅に減少していることから、適切に計上した結果と考えられる。

<建設中の資産の推移>

(単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	128	164	219	246	168	185
東北電力NW	193	366	547	650	611	473
東京電力PG	1,498	1,498	1,291	1,152	860	1,260
中部電力PG	441	512	391	305	382	406
北陸電力送配電	53	55	57	54	48	53
関西電力送配電	379	413	402	346	324	373
中国電力NW	148	173	188	204	193	181
四国電力送配電	40	38	39	39	33	38
九州電力送配電	472	477	460	443	453	461
沖縄電力	99	98	118	108	122	109



(3) レートベース等 ②建設中の資産 2 / 2

- 他方、一般送配電事業の運営に必要不可欠とは言えない資産をレートベースに算入している事業者がいることから、以下についてはレートベースから除外するよう求める。

－中部電力PG 「工事費負担金相当金」【5,821,948千円/年】

－北陸電力送配電 「工事費負担金相当金」【252百万円/年】

「共用固定資産」(附帯事業関係で電気事業と共用している資産) 【0.4百万円/年】

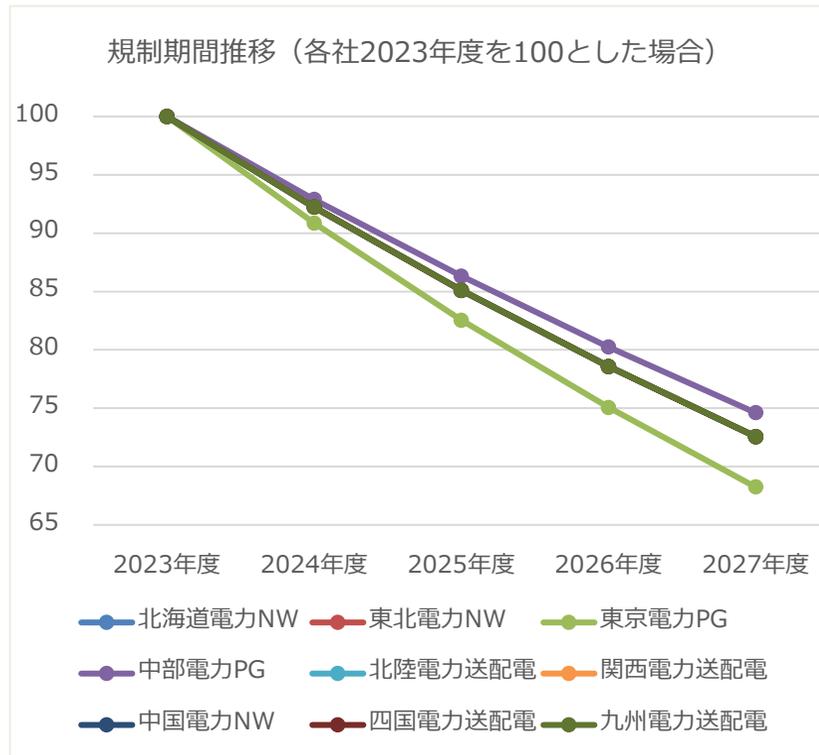
(3) レートベース等 ③特定投資

- 沖縄電力を除く9社において、東京中部間直流連系設備（飛騨信濃FC）関連の運開前預入金（※）を計上しており、各社において利息返済を実施していることから、**特定投資に計上することは妥当。**
※設備利用会社が工事実施会社に対して、設備運開前に預け入れる資金。
- なお、北海道電力NW、四国電力送配電、九州電力送配電について、当初算入額に誤りがあったため、それぞれ追加算入を認める。（表及びグラフは数値修正反映済）

<特定投資の推移>

(単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	31	28	26	24	22	26
東北電力NW	93	86	79	73	68	80
東京電力PG	126	115	104	95	86	105
中部電力PG	98	91	84	78	73	85
北陸電力送配電	29	27	25	23	21	25
関西電力送配電	160	148	136	126	116	137
中国電力NW	61	56	52	48	44	52
四国電力送配電	29	27	25	23	21	25
九州電力送配電	90	83	77	71	66	77
沖縄電力	—	—	—	—	—	—



※東京電力PG・中部電力PGを除く7社は同一のペースで減少しており、グラフ上で1系列に纏まっているように表示されている。

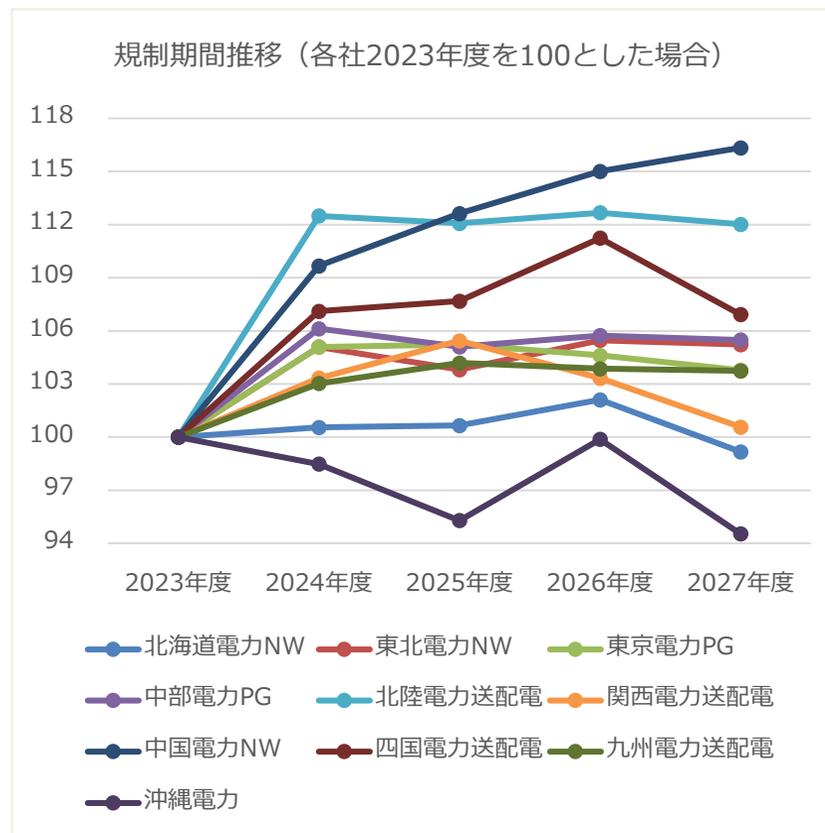
(3) レートベース等 ④ 営業資本

- 営業資本は、各費用区分に計上した費用から減価償却費や諸税、控除収益等を控除した額を「営業費」とし、その費用の1.5ヶ月分についてレートベースへの算入を認めることとされている。
- 各費用の見積り方法については別途検証しているところ、各社とも上記の考え方に則って営業資本を算定しており、**その額は妥当。**

<営業資本の推移>

(単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	171	172	172	174	169	172
東北電力NW	334	351	347	353	352	347
東京電力PG	950	999	1,000	994	986	986
中部電力PG	468	496	491	494	493	488
北陸電力送配電	110	124	123	124	123	121
関西電力送配電	543	561	572	561	546	556
中国電力NW	241	265	272	278	281	267
四国電力送配電	121	130	130	135	130	129
九州電力送配電	374	385	389	388	388	385
沖縄電力	50	49	48	50	47	49



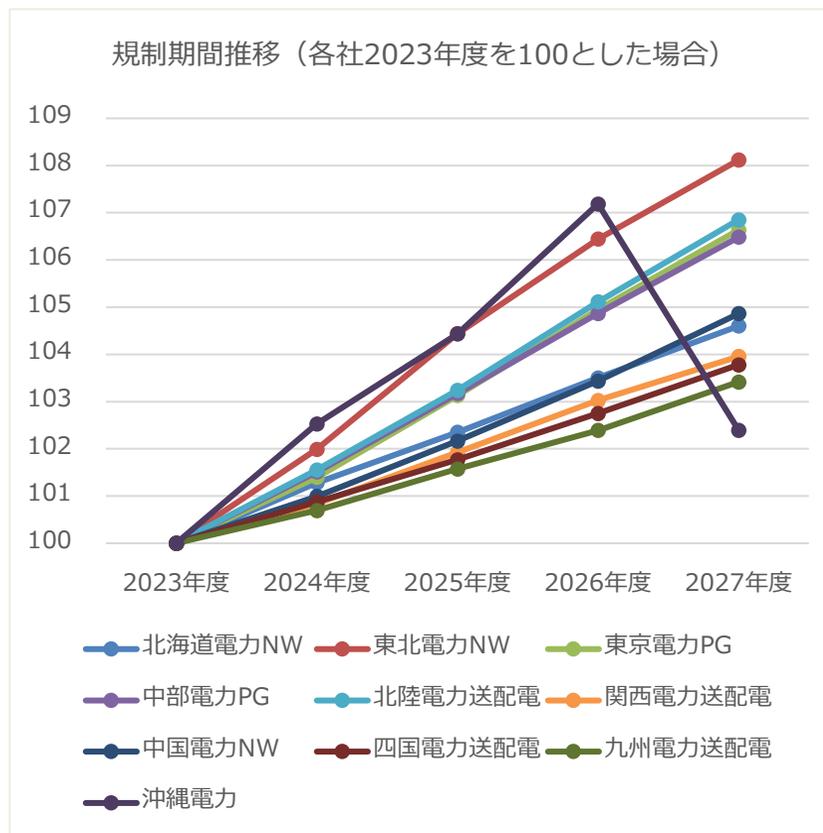
(3) レートベース等 ⑤貯蔵品

- 貯蔵品は、火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他の貯蔵品であって一般送配電事業等に係るものについて計上。
- 沖縄電力が2027年度に減少しているが、宮古第二発電所8号機（C重油を使用）の運開に伴い、宮古ガスタービン（C重油より燃料価格が高いA重油を使用）の稼働が減少することや、離島の発電電力量の減少により燃料費が減少することが主な要因であり、**妥当**。

<貯蔵品の推移>

(単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	33	34	34	34	35	34
東北電力NW	74	75	77	78	80	77
東京電力PG	125	126	129	131	133	129
中部電力PG	96	98	100	101	103	100
北陸電力送配電	16	16	16	17	17	16
関西電力送配電	53	53	54	54	55	54
中国電力NW	38	38	39	39	40	39
四国電力送配電	6	6	6	6	6	6
九州電力送配電	158	159	160	161	163	160
沖縄電力	26	27	28	28	27	27



(3) レートベース等 ⑥繰延償却資産

- 各社とも計上はなかった。

<繰延償却資産の推移>

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	-	-	-	-	-	-
東北電力NW	-	-	-	-	-	-
東京電力PG	-	-	-	-	-	-
中部電力PG	-	-	-	-	-	-
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	-	-	-	-	-	-
中国電力NW	-	-	-	-	-	-
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	-	-	-	-	-	-
沖縄電力	-	-	-	-	-	-

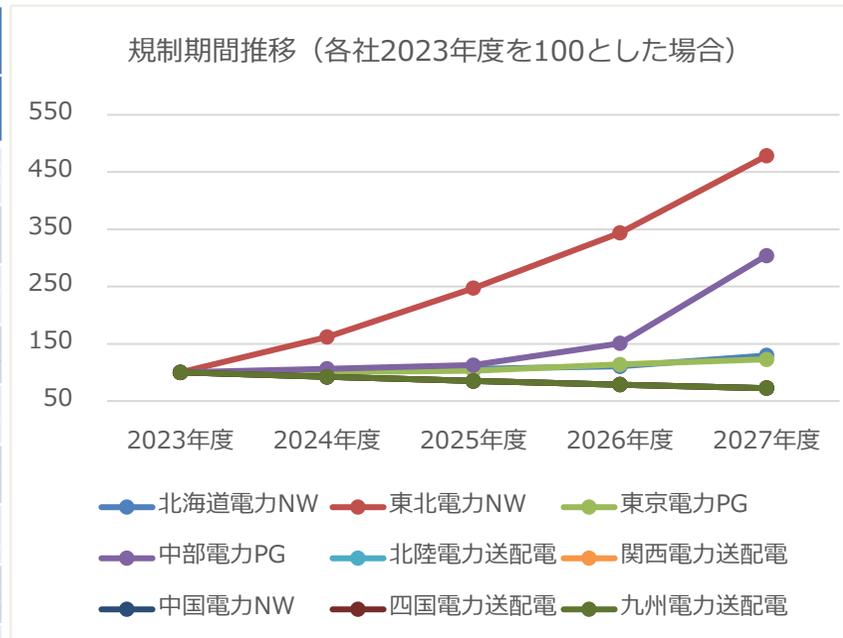
(3) レートベース等 ⑦追加事業報酬対象額

- レベニューキャップ制度においては、マスタープラン以前に増強方針が決定された地域間連系線のみについて、他の発電所等の投資に比して収益性が劣後しないよう、追加事業報酬を維持することとされた。
- 各社とも、地域間連系線ごとに特定固定資産または建設中の資産の額を特定し、それぞれの計上方法に沿って追加事業報酬額を計上していることを確認した。
 - ー東北電力NWが毎年度大幅に増加しているが、東北東京間連系線工事の進捗に伴う資産増加が主な要因であり、**適切に計上した結果と考えられる。**
 - ー中部電力PGが2027年度に大幅に増加しているが、2028年3月に運開を予定する東清水変電所等の竣工に伴う資産増加が主な要因であり、**適切に計上した結果と考えられる。**
- なお、北海道電力NW、四国電力送配電、九州電力送配電について、③「特定投資」と同様に算入額に誤りがあったため、追加算入を認める。(表及びグラフは数値修正反映済)

<追加事業報酬対象額の推移>

(単位：億円)

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年平均
北海道電力NW	525	531	557	580	681	575
東北電力NW	222	359	549	763	1,063	591
東京電力PG	441	445	454	502	541	477
中部電力PG	178	190	201	269	542	276
北陸電力送配電	29	27	25	23	21	25
関西電力送配電	160	148	136	126	116	137
中国電力NW	61	56	52	48	44	52
四国電力送配電	29	27	25	23	21	25
九州電力送配電	90	83	77	71	66	77
沖縄電力	-	-	-	-	-	-



※北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力NW、四国電力送配電、九州電力送配電の5社は同一のペースで減少しており、グラフ上で1系列に纏まっているように表示されている。

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637
-（1）効率化計画	・・・・・・P637
-（2）効率化係数	・・・・・・P677

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －送電部門（概要）－

- 監視委において、各一般送配電事業者の年度ごとの物品費、工事費における調達状況を把握する観点から、サプライヤーの調査を実施。
- 一般送配電事業者の策定した効率化計画を検証した結果、各事業者それぞれにおいて、競争発注の確保にむけて新規取引先の拡大等の取組を実施していることが確認された。また、特命発注比率の検証を通しても、各社が競争発注比率の拡大に向けて継続的に取組を行っていることは確認された。
- 他方で、サプライヤーの調査結果においては、2015年度以降、多くの事業者においてサプライヤーの順位やシェアの変動が生じていることが確認された。一方で、一部の事業者においてサプライヤーの固定化の傾向がみられたが、これは、当該事業者におけるサプライヤーとの協働でのコスト削減活動などが影響している可能性もある。
- 各社のコスト削減の取組は、第一規制期間において継続的に注視していくべき事項と考えられ、具体的な方策を検討していくべき。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (北海道電力NW) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●	↓	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↑
2位	B	●	-	C	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↓	D	●	*	D	●	↑	E	●	*
工事費/ 地中送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	A	●●	↑	E	●●	↑	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↑
2位	B	●●	-	A	●●	↓	B	●●	↓	B	●	↓	A	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↑
3位	C	●	-	D	●	*	E	●	↑	A	●	↓	F	●	*	F	●	↓	F	●	↓
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	D	●	↑	D	●	↑	C	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	D	●	*	B	●	*	B	●	↓	C	●	↑	D	●	↓
物品費/ 架空送電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●	↓	B	●	↑	D	●●	↑	B	●●	↑	B	●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	D	●	↑	A	●●	↑	A	●	↓	D	●	↑
3位	C	●	-	D	●	↑	D	●	↓	A	●	↓	B	●	↓	C	●	↑	C	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 -送電部門 (東北電力NW) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	G	●	↑	E	●	*	F	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	F	●	*	D	●	↑	D	●	↑	G	●	↓	E	●	↑
工事費/ ケーブル 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	B	●●	↑	B	●●●	↑	B	●●●	↓	B	●●●	↓	A	●●●	↑	D	●●	↑
2位	B	●	-	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↑	D	●	↑	B	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	D	●	*	E	●	*	A	●	↓	D	●	↓	A	●	↓
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●	↓	B	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑	B	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●●	-	B	●●	↑	A	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↓	A	●●	↓	B	●	↓
3位	C	●	-	D	●	*	E	●	↑	C	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	E	●	↑
物品費/ ケーブル	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●●	↑	E	●●	↑	D	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●●	-	D	●	↑	E	●●	↑	E	●	↓	A	●●	↓	A	●●	↑	E	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↑	E	●	↓	-	-	-

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 -送電部門 (東京電力PG) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●	-	A	●	↓	D	●●	↑	F	●●	↑	F	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↓
2位	D	●	-	D	●	↓	A	●	↓	E	●	*	C	●	↑	F	●	↓	B	●	*
3位	E	●	-	E	●	↓	B	●	*	B	●	↓	B	●	↓	C	●	↓	C	●	↓
工事費/ 地中送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●	-	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	A	●	↑	A	●	↑	A	●	↓
2位	F	●	-	B	●	↑	B	●	↑	A	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	E	●	*	A	●	*	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ 鉄塔	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	C	●	-	B	●●	↑	C	●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	-	A	●	↑	A	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	B	●	↑	B	●●	↑
3位	A	●	-	C	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 電線類	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	→	B	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↓
3位	F	●	-	E	●	↑	D	●	*	B	●	↓	B	●	→	C	●	↓	C	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (中部電力PG) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	A	●	↓	A	●	↑	A	●●	↑	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	D	●	↑	D	●	↑	B	●	↑	C	●	↑	F	●	*
3位	C	●	-	C	●	↑	E	●	*	B	●	↑	D	●	↑	B	●	↑	G	●	*

工事費/ ケーブル 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↓	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑

物品費/ 鉄塔	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↑	B	●●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓	B	●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●●	↑	A	●●	↓	B	●	↓	B	●	↑	A	●●	↑
3位	C	●	-	D	●	↑	C	●	*	D	●	↑	E	●	↑	F	●	↑	D	●	*

物品費/ 地中送電 ケーブル	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●●	-	C	●●	↑	B	●●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↓	C	●●	↑
2位	B	●	-	B	●●	↑	C	●	↓	B	●●	↓	B	●	↓	B	●●	↑	B	●●	↑
3位	C	●	-	A	●	↓	A	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	A	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (北陸電力送配電) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	A	●	↑	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↓	D	●	↑	A	●	↑
2位	B	●	-	D	●	*	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	B	●	↑	E	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	D	●	↓	D	●	↓	B	●	↓	A	●	↓	D	●	↓
工事費/ 地中送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	D	●●	↑	B	●●	↑	F	●●	↑	F	●●●	↑	F	●●●	↓	C	●●●	↑
2位	B	●	-	A	●	↓	A	●	↓	D	●●	↑	H	●	↑	B	●●	↑	F	●	↓
3位	C	●	-	E	●	↑	F	●	*	G	●	*	G	●	↓	-	-	-	I	●	↑
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	D	●	↑	D	●	↑	E	●	↑	B	●	↑	F	●	*
物品費/ 電線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●	↓	B	●●	↑	C	●●●	↑	D	●●	↑	C	●●●	↑	D	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↑	C	●	↑	D	●	↓	C	●	↓	B	●	↑	C	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↑	D	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	D	●	↓	B	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 -送電部門 (関西電力送配電) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	B	●	↓	B	●	↑	A	●	↑	B	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
2位	B	●	-	C	●	↑	A	●	↑	B	●	↓	A	●	↑	A	●	↓	E	●	↑
3位	C	●	-	D	●	↑	C	●	↓	E	●	*	F	●	*	B	●	↓	B	●	↑
工事費/ ケーブル 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	A	●●	↑	C	●	↑	A	●●	↑	C	●●	↑	A	●	↑	B	●●	↑
2位	B	●	-	D	●	*	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↓	A	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	A	●	↓	C	●	↓	D	●	↑	B	●	↓	C	●	↓
物品費/ 鉄塔	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	C	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	D	●	*	C	●	↑	C	●	↓	B	●	↓	B	●	↓
物品費/ 架空送電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	E	●	↑	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	D	●	↑	D	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	E	●	*

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 -送電部門 (中国電力NW) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	A	●	↑	A	●●	↑	A	●	↓	A	●	↓	A	●●	↑	A	●	↓
2位	B	●	-	B	●	↑	E	●	*	G	●	↑	C	●	↑	E	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	D	●	↑	F	●	*	H	●	↑	I	●	↑	B	●	*	G	●	*
工事費/ 地中送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	J	●●	-	J	●●	↓	J	●●	↑	A	●●	↑	J	●	↓	A	●●	↑	J	●	↑
2位	A	●	-	A	●	↑	A	●	↑	J	●●	↓	A	●	↓	J	●	↓	A	●	↓
3位	F	●	-	F	●	↑	K	●	*	E	●	*	G	●	↑	D	●	*	D	●	↑
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓	A	●●●	↑	B	●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	D	●●	↑	D	●	↓	A	●	↓	D	●	↓
3位	C	●	-	D	●	↑	D	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	D	●	↑	B	●	↓
物品費/ 裸アルミ 電線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↑	E	●	↑	C	●	↑	E	●	↑	C	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	C	●	*	C	●	↓	E	●	↓	C	●	↓	E	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (四国電力送配電) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↑	B	●●	↑
2位	B	●●	-	A	●	↓	A	●●	↑	C	●	↑	D	●	↑	A	●	↑	A	●	↓
3位	C	●	-	D	●	*	D	●	↑	A	●	↓	A	●	↑	C	●	*	C	●	↓
工事費/ ケーブル 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	C	●●	↑	C	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	C	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	-			B	●	↑	-		
3位	-			A	●	↓	A	●	↑	A	●	↑	-			-			-		
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	→															
2位	-			-			-			-			-			-			-		
3位	-			-			-			-			-			-			-		
物品費/ 架空送電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	E	●	↑	E	●●	↑	E	●	↓	E	●●	↑	E	●●	↓
3位	C	●	-	B	●	↓	D	●	↑	D	●	↓	-			D	●	↑	D	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (九州電力送配電) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●	↓	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↑	A	●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↑	B	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓
工事費/ ケーブル 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓	A	●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	C	●	↑	B	●●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ 鉄塔材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●●	↑	C	●	↓	C	●●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	-		
物品費/ 架空送電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	B	●●●	↑	B	●●●	↑	B	●●●	↓	B	●●●	↑	B	●●●	↓
2位	B	●●	-	D	●	↑	D	●●	↑	D	●	↓	D	●●	↑	D	●	↓	D	●●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	E	●	*	E	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 送電部門 (沖縄電力) -

工事費/ 架空送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	→												
2位	B	●	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3位	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
工事費/ 地中送電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	→	A	●●●	→	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	A	●●	↓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	C	●●	↑	-	-	-
3位	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
物品費/ 架空電線 路	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●	↓	D	●	↑	D	●●	↑	A	●	↑	D	●	↑	A	●●	↑
2位	B	●	-	D	●	↑	B	●	↑	E	●	*	F	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	F	●	↑	C	●	*	G	●	↑	E	●	↑	H	●	↑
物品費/ 地中電線 路	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	D	●●●	↑	B	●●●	↑	A	●●	↑	D	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓
2位	B	●●	-	A	●	↓	D	●	↓	C	●	↑	A	●	↓	C	●	↑	D	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↑	D	●	↓	B	●	*	B	●	↑	C	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －送電部門（追加調査）－

- 第25回料金制度専門会合において、各一般送配電事業者の調達状況について、委員より、「合併等に伴い会社名が変わって調達先が入れ替わっているように見えているケースはないか」との御指摘があり、事務局において追加調査を実施。
- 合併・事業譲渡等により社名が変更になった等のケースは複数の事業者において確認され、**変更前後の社名に同一のアルファベットを用いるなどの対応を講じていた事業者がいた一方、変更前後で異なるアルファベットを用いる事業者もいた。**
- **前者の事業者の表記方法に統一した場合、一部の事業者において表の内容に修正が生じることとなるが、サプライヤーの固定化の度合いが著しく高まるようなケースは確認されなかった。**

北海道電力NW	● 該当するケースなし。
東北電力NW	● 社名変更等があった際に変更前後で異なるアルファベットを用いて表記。一部のサプライヤーについて、上位3位に含まれる頻度が高まるケースもあるが、順位やシェアは変動しており、一定の競争が働いていたことを確認。
東京電力PG	● ある2社が経常共同企業体（JV）を設立した際、新たなアルファベットにて表記。実質的に上位の顔ぶれが大きく変わっていなかったケースとなるが、合算ベースのシェアについて前年度から15%以上変動する年度もあるなど、一定の競争が働いていたことを確認。
中部電力PG	● 事業譲渡により調達先の社名が変更になったケースがあるが、実態は同じものとして、同アルファベットで整理。 ● 吸収合併により調達先が2社から1社に集約されたケースがあるが、吸収合併前については2社合計シェアを表記。
北陸電力送配電	● ある社が途中年度から上位3位以内に登場しなくなったように見えるケースがあるが、事業譲渡によるもの。期中に事業譲渡があった年度については、実態に着目し、譲渡先企業との合算ベースで見るとシェアが高くなるが、その後シェアの変動がみられるなど、一定の競争が働いていたことを確認。
関西電力送配電	● 事業譲渡により調達先の社名が変更になったケースがあるが、実態は同じものとして、同アルファベットで整理。
中国電力NW	● 該当するケースなし。
四国電力送配電	● ある社が途中年度から上位3位以内に登場しなくなったように見えるケースがあるが、事業譲渡によるもの。一部のサプライヤーについて、上位3位に含まれる頻度が高まるケースもあるが、順位やシェアは変動しており、一定の競争が働いていたことを確認。
九州電力送配電	● ある社が途中年度から上位3位以内に登場しなくなったように見えるケースがあるが、事業譲渡によるもの。一部のサプライヤーについて、上位3位に含まれる頻度が高まるケースもあるが、順位やシェアは変動しており、一定の競争が働いていたことを確認。
沖縄電力	● 一部のサプライヤーについて、別のアルファベットで表記した経常共同企業体（JV）にも含まれているケースがあるが、JV形式で他のサプライヤーが参入している状況にあり、一定の競争が働いていたことを確認。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（概要）－

- 変電部門における調達状況に係る調査においては、2015年度以降、多くの事業者においてサプライヤーの順位やシェアの変動が一定程度生じていることが確認された。一方で、一部の事業者においてサプライヤーの固定化の傾向がみられた。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（北海道電力NW）－

工事費/ 変電工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↓
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●	↓	C	●	↑	A	●●●	↑	D	●	↑
2位	B	●●	－	C	●●	↑	D	●	*	E	●	↑	A	●	↓	B	●	↑	E	●	↑
3位	C	●	－	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	E	●	↑	C	●	↓	B	●	↓
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	B	●●●	↑	B	●●●	↑	B	●●●	↓	B	●●	↓	B	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↑	A	●●	↓	A	●	↓	A	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
3位	C	●	－	－	－	－	D	●	↑	C	●	↑	E	●	↑	E	●	↑	D	●	*

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 変電部門 (東北電力NW) -

工事費/ 変圧器・遮 断器工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	F	●	↑	D	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	C	●	*	F	●	↑	B	●	*	G	●	*	F	●	↓
工事費/ その他機 器工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	E	●	↑	E	●	↓	B	●	↑	G	●	↑	G	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	F	●	*	D	●	*	E	●	↓	B	●	↑	E	●	*
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	E	●	↑	E	●	↑	B	●●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	B	●	↑	E	●	*	C	●	↑	F	●	↑	F	●	↓
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	B	●●●	↑	A	●●●	↑	B	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●●	-	A	●●	↓	A	●●	↓	B	●●	↓	A	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↓
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	D	●	↑	C	●	↑	E	●	↑	F	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 変電部門 (東京電力PG) -

工事費/ 変電所電 気工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●	-	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↓	A	●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑
物品費/ 66kV 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●●	-	B	●●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●●	-	A	●●	↓	B	●	↓	B	●●	↑	B	●●	↑	B	●	↓	B	●	↓
3位	-			C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 154kV級 以下GCB	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●	↓	C	●●	↑	B	●●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	D	●	↑	B	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	-	D	●	↑	C	●	↑	D	●	↓	A	●	↑	E	●	↑	C	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 変電部門 (中部電力PG) -

工事費/ 工務電気	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●	-	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↓	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	D	●	↑
工事費/ 機器塗装	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●	-	A	●	↑	A	●	↓	C	●	↑	A	●	↑	A	●	↓	A	●	↑
2位	B	●	-	D	●	*	F	●	↑	G	●	↑	F	●	↓	G	●	↑	D	●	↑
3位	C	●	-	E	●	*	G	●	↑	A	●	↓	D	●	↓	F	●	↓	H	●	↑
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	G	●●	↑	H	●●●	↑	A	●●	↑	A	●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	E	●	↑	A	●	↓	A	●	↓	B	●	↑	H	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	F	●	*	B	●	↑	C	●	*	E	●	↑	E	●	↓
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減
1位	A	●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓									
2位	B	●	-	C	●	↓	D	●	↑	F	●	↑	E	●	↑	E	●	↑	E	●	↑
3位	C	●	-	D	●	*	E	●	*						G	●	↑				

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（北陸電力送配電）－

工事費/ 変電機器 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	－	A	●	↑	A	●	↓	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↑	A	●	↓
2位	B	●	－	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	D	●	*
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●●	－	D	●	↑	E	●	↑	C	●	*	F	●	↑	B	●●	↑	E	●●	↑
3位	C	●	－	C	●	↑	B	●	↑	D	●	*	E	●	↑	C	●	*	G	●	↑
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	B	●	↑	D	●	*	C	●	*	C	●	↑	E	●	*	C	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（関西電力送配電）－

工事費/ 変圧器設 置工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓	B	●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	C	●	↑	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↓	A	●●	↓	B	●	↓
3位	C	●	－	B	●	↓	C	●	↓	D	●	↑	E	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓	B	●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	C	●	↑	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↓	A	●●	↓	B	●	↓
3位	C	●	－	B	●	↓	C	●	↓	D	●	↑	E	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ ガス遮断 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	D	●	↑	E	●	↑
3位	C	●	－															B	●	↑	

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 変電部門 (中国電力NW) -

工事費/ 変電工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	D	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	E	●	↑
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	D	●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓	B	●●	↑	A	●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	A	●	↓	D	●	↓	F	●●	↑	A	●	↓	F	●●	↑	E	●	↓
3位	C	●	-	E	●	↑	B	●	*	E	●	↑	G	●	↑	E	●	↑	H	●	↑
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↓	B	●●	↑	B	●	↓	B	●	↓	D	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	B	●	↓	D	●	↑	D	●	↓	E	●	*	B	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（四国電力送配電）－

工事費/ 変圧器設 置工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	→	A	●●●	→	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↓	－			－			－			B	●	↑	C	●	↑
3位	－			－			－			－			－			－			B	●	↓
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●	↓
2位	B	●	－	D	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	D	●	↑	－			C	●●	↑
3位	C	●	－	－			E	●	↑	－			B	●	↓	－			B	●	↑
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	B	●●	↑
2位	B	●●	－	B	●	↓	D	●	↑	B	●●	↑	E	●	↑	E	●	↑	A	●	↓
3位	C	●	－	－			B	●	↑	D	●	↓	－			－			E	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「＊」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －変電部門（九州電力送配電）－

工事費/ 変圧器設 置工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減												
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	F	●	↑	F	●●	↑	A	●●	↑	A	●	↓	F	●	↓
2位	B	●	－	D	●	↑	C	●	↑	A	●	↑	G	●	↑	F	●	↑	I	●	↑
3位	C	●	－	E	●	↑	B	●	↑	E	●	*	F	●	↓	H	●	*	B	●	↑
物品費/ 変圧器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減												
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●	↓	A	●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	－	D	●	↑	E	●	↓	F	●	↑	B	●●	↑	H	●	↑	I	●	↑
3位	C	●	－	E	●	↑	C	●	*	G	●	↑	C	●	*	B	●	↓	G	●	*
物品費/ 遮断器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減	社名	比率	増減	社名	比率	増減												
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●	↓	A	●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	C	●	↑	F	●	↑	D	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	D	●	*	E	●	*	F	●	↑	G	●	↑	G	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 変電部門 (沖縄電力) -

工事費/ 変電設備 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	F	●	↑	F	●	↓	F	●	↑	F	●	↓	F	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	C	●	↑	D	●	*	B	●	↑	B	●	→	D	●	↑
工事費/ その他 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●	↓	B	●●●	↑	B	●●●	→	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	-	B	●●	↑	A	●	↓	A	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↓	C	●	↑	D	●	↑
物品費/ 主要変電 設備	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	B	●●●	↑	B	●	↓	E	●●	↑	C	●●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↑
2位	B	●●	-	D	●	↑	A	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	C	●	↓	B	●●	↑
3位	C	●	-	A	●	↓	C	●	↑	A	●	↓	F	●	*	B	●	↓	C	●	↓
物品費/ その他	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	B	●	↑	B	●●	↑	D	●●	↑	B	●	↑	B	●●	↑	E	●	↑
2位	B	●	-	D	●	*	C	●●	↑	B	●	↓	D	●	↓	E	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↓	A	●	*	C	●	↓	A	●	↑	C	●	↑	D	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －配電部門（概要）－

- 調達状況を検証した結果、配電部門は送電部門や変電部門に比べると、サプライヤーが固定化する傾向が見受けられた。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －配電部門（北海道電力NW）－

工事費/ 架空配電 線路工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓
工事費/ 地中配電 線路工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑
3位	－			－			－			－			－			－			－		
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↓	C	●	↑	C	●	↓
3位	C	●	－	B	●	↓	C	●	*	B	●	↑	C	●	*	B	●	*	B	●	↑
物品費/ 配電用高 低圧線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓
3位	C	●	－	C	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	C	●	*	C	●	↓	D	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (東北電力NW) -

工事費/ 電線張替 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	D	●	*	C	●	↑	D	●	*	C	●	*	C	●	↑	C	●	↑
工事費/ 電灯供給 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓									
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓									
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑
物品費/ 電線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (東京電力PG) -

工事費/ 配電工量 制工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↑
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 6kVCVT ケーブル	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	D	●●	↑	D	●●	↓	D	●●	↓	D	●●	↑
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↑	F	●	↑	F	●	↑	F	●	↓	B	●●	↑
3位	C	●	-	B	●	↓	E	●	↑	E	●	↑	E	●	↓	B	●	↑	F	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (中部電力PG) -

工事費/ 引込内線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	B	●●●	↑									
2位	B	●●	-	B	●●	↓	B	●●	↑	A	●●	↓									
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓
工事費/ 配電地中 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓
物品費/ 架空配電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●	↑	A	●●●	↑									
2位	B	●●	-	B	●	↓	B	●	↑	B	●●	↑	B	●●	↑	B	●●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	-	D	●	*	D	●	↑	C	●	*	B	●	↓	C	●	↓	C	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －配電部門（北陸電力送配電）－

工事費/ 外線工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑									
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓
3位	C	●	－	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	D	●	*
工事費/ 引込線 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 電線類	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●	↓	D	●●	↑	D	●	↓	D	●●	↑	C	●	↑	D	●	↑
2位	B	●	－	B	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	D	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↑	A	●	↓	A	●	↑	A	●	↑	A	●	↑	C	●	↓
物品費/ 変圧器類	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↓	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	B	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	D	●	↑

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －配電部門（関西電力送配電）－

工事費/ 工量制工 事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	－	C	●	↑	C	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	B	●	↓	B	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	B	●	↑	C	●	↑
物品費/ 架空配電 線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑									
2位	B	●	－	B	●	↓	D	●	↑	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	－	C	●	↓	B	●	↓	D	●	↓	C	●	*	C	●	↑	C	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (中国電力NW) -

工事費/ 引込・屋 内線工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●	-	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↓									
2位	B	●●	-	B	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓
工事費/ 外線工事 6・22kV	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↑												
2位	D	●	-	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↓
3位	E	●	-	E	●	↑	E	●	↑	E	●	↑	E	●	↓	E	●	↑	E	●	↑
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↑	D	●	↓	D	●	↑
3位	C	●	-	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↓
物品費/ 配電用高 低圧線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	A	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↑	A	●●	↓	A	●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	-	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑	D	●	*	D	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (四国電力送配電) -

工事費/ 引込線工 事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑									
2位	B	●	-	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓
3位	-			-			-			-			-			-			-		
工事費/ 引込線工 事以外	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑									
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↓
3位	-			-			-			-			-			-			-		
物品費/ 地中ケー ブル	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	E	●	↑	F	●	↑	-			D	●	↑
3位	C	●	-	D	●	↑	-			-			G	●	↑	-			E	●	↑
物品費/ スマート メーター	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	-			A	●	-	B	●	↑	D	●●	↑	D	●●	↓	D	●●	↑	D	●●	↑
2位	-			B	●	-	A	●	↑	E	●	↑	E	●	↑	E	●	↓	E	●	↑
3位	-			C	●	-	D	●	*	F	●	↑	F	●	↑	F	●	↓	F	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 －配電部門（九州電力送配電）－

工事費/ 引込線工 事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↑
工事費/ 外線・内 線工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↑	B	●	↓	C	●	↑	B	●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	B	●	↓	C	●	↓
物品費/ 柱上変圧 器	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↓
2位	B	●	－	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓	B	●	↓	B	●	↑	B	●	↓
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↑	C	●	↓	C	●	↑
物品費/ 配電用高 低圧線	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	－	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↑	A	●●●	↓
2位	B	●●	－	B	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↑	B	●●	↓	B	●●	↓	B	●●	↑
3位	C	●	－	C	●	↓	C	●	↑	C	●	↓	－	－	－	－	－	－	－	－	－

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「＊」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 - 配電部門 (沖縄電力) -

工事費/ 主要配電 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●●	↑	A	●●●	↓	A	●●●	↑	A	●●●	↓	D	●●●	↑	A	●●●	↑
2位	B	●	-	B	●	↓	B	●	↑	-			B	●	↑	A	●●	↓	-		
3位	-			C	●	↑	C	●	↓	-			-			B	●	↓	-		
工事費/ その他 工事	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	B	●●●	↑	B	●	↓	F	●	↑	F	●●	↑	B	●●	↑	G	●	↑
2位	B	●	-	A	●	↓	E	●	↑	A	●	*	G	●	↑	F	●	↓	F	●	↑
3位	C	●	-	D	●	*	F	●	↑	G	●	*	B	●	*	G	●	↓	B	●	↓
物品費/ 主要配電 資材	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●	-	C	●	↑	C	●●	↑	C	●●●	↑	C	●●	↓	C	●●●	↑	C	●	↓
2位	B	●	-	D	●	↑	E	●	*	F	●	↓	E	●	↑	B	●	↑	E	●	↑
3位	C	●	-	A	●	↑	F	●	*	E	●	↓	D	●	↑	E	●	↓	D	●	↑
物品費/ その他	2015年度			2016年度			2017年度			2018年度			2019年度			2020年度			2021年度		
	社名	比率	増減																		
1位	A	●●●	-	A	●●	↓	E	●●	↑	E	●●●	↑	E	●●●	↑	E	●●●	↓	E	●●	↓
2位	B	●	-	D	●●	↑	A	●	↓	A	●	↓	D	●	↑	D	●	↑	F	●	↑
3位	C	●	-	E	●	↑	D	●	↓	F	●	↑	A	●	↓	F	●	↑	D	●	↓

※「社名」について、項目ごとにアルファベットを割り振っており、各項目間の社名（アルファベット）は必ずしも一致しない。

※「比率」について、発注金額のシェアが50%以上の場合「●●●」、33.3%以上50%未満の場合「●●」、33.3%未満の場合「●」で表記。

※「増減」について、前年度からのシェアの増減を矢印で表記。なお、新たに3位以内となった社について、前年度からのシェアの増減が不明の場合は「*」で表記。

(1) 効率化計画 ①各事業者における調達状況の調査 － 調達状況の結果を踏まえた追加確認事項－

- 各一般送配電事業者の調達状況の検証結果を踏まえ、各社におけるコスト削減のための取組を追加的に確認する観点から、以下の事項につき、事業者の考えを聴取した。
 - (1) 配電部門は送電部門よりもサプライヤーが固定化する傾向が見受けられるが、理由についてどのように考えるか、サプライヤーが固定化するとサプライヤー間の競争が働かないおそれもあると考えるが、効率化に向けてどのような取り組みを行っているか。また、どのような成果が現れたと認識しているか
 - (2) サプライヤーは多層化しているため、調達方法の工夫によりコストを削減しつつ実際に作業にあたる人員の給与水準を高めることも可能との指摘があるが、そうした点を調達活動において意識しているか

(1) 効率化計画 ②各事業者における効率化計画の取組内容の検証

- 本検証においては、各一般送配電事業者の物品費、工事費の調達状況等を踏まえ、以下の①～③の事項について、効率化計画の取組内容の検証及び各社の方針について各社へのヒアリング等を実施。

①調達コストの管理方法

②コスト削減に向けた手法（工事発注等に係る競争性の実効性確保）

③中長期的なコスト削減に向けたモニタリング方法の確保

(1) 効率化計画 ②各事業者における効率化計画の取組内容の検証

－調達コストの管理手法－

- 調達コストの管理方法について、各社の方針は以下のとおりであり、効率化計画の内容に加え、追加ヒアリングにより、具体的な取組内容（下線部）等を確認。こうした具体的な取組内容についても効率化計画に明記を求める。

北海道電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 経営層をトップとした「調達検討委員会」の指導・助言のもと発注プロセスの透明性確保と更なる資機材調達コストの低減に向けた取り組みを推進。 ● 次世代スマートメーターを始めとした資機材の調達にあたっては、他社との仕様統一やRFIの実施により調達コストの低減を推進。
東北電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 社長を議長とする「効率化推進会議」を設置し、効率化の取り組みを推進。 ● 予算策定、計画決定時の確認に加え、定期的な支出予想等においても確認を行い、計画の進捗状況やコスト増減要因を的確に把握。
東京電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● 取引先への効率化インセンティブとして、カイゼンへの協力度や成果を総合評価加点対象とし、評価項目ごとの配点・評価方法等の詳細を取引先へ開示する等、カイゼンの取組が総合評価により発注量に影響する制度を新たに導入。 ● 工法カイゼン等、全体的な効率化施策の取組状況、進捗について四半期単位のモニタリングを継続。
中部電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● 過去の効率化実績・至近の市場環境等を踏まえ、調達部門・技術部門が協働して品目・工種別に効率化施策を検討。 ● <u>施策別の効率化実績や品目・工種別の調達コスト実績など多角的にモニタリングを行い、効率化施策の改善を検討するなど、一層の調達コスト低減に向けP D C Aを展開。</u>
北陸電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達低減ワーキングを設置し、全分野・品目を対象に調達価格の更なる低減を検討。 ● <u>共同調達会社の拡大、早期発注、複数年分のまとめ発注。</u> ● <u>製造および施行コストに関する原価分析を実施。</u>
関西電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>物量と単価（資材+工事）の両面から効率化施策を検討の上、事業計画に反映。今後、定期的に各施策の効率化実績をモニタリング。</u> ● <u>調達コスト低減に向け、調達単価低減率の年度実績トレンドにより、調達環境を把握し、単価低減に向けた調達戦略を策定。</u>
中国電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 経営層がトップとなり、資材部門と技術主管部門が一体となって競争発注の拡大や仕様統一等による調達コスト低減を検討する「資材調達会議」を実施。 ● <u>スマートメーターの主要な品目ごとに調達価格の推移を毎年度整理し、複数年契約等コスト低減に向けた取り組みを実施。</u>
四国電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達価格の低減に向けた検討を行う「調達検討部会」を設置し、部門毎に立ち上げたワーキンググループにて、関係部署が一体となり検討を進めている。
九州電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 社長を委員長とする「効率化推進委員会」を設置し、経営全般における効率化に取り組むとともに、他産業出身者等の社外専門家を委員とした「調達改革推進委員会（九州電力）」と連携し、外部知見を活用。
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備仕様（電柱の部材など）の見直し。 ● 石川火力発電所を有効活用し離島向けC重油の配送拠点とする運用を開始。 ● <u>品質マネジメントシステム（QMS）の構築や調達コスト低減検討会を通じた検討。</u>

(1) 効率化計画 ②各事業者における効率化計画の取組内容の検証

－コスト削減に向けた手法（工事発注等に係る競争性の実効性確保）－

- コスト削減に向けた手法について、各社の方針は以下のとおりであり、効率化計画の内容に加え、追加ヒアリングにより、具体的な取組内容（下線部）等を確認。こうした具体的な取組内容についても効率化計画に明記を求める。

北海道電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 共同調達、上流調達活動。 ● 競争発注、まとめ発注など各種競争施策を実施／新規取引先の調査など競争環境を整備。
東北電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規取引先開拓、まとめ発注、早期発注、シェア配分競争、コスト低減提案の募集、複数年契約。 ● 国内外の企業に広く門戸を開き常に新規取引先を開拓／代表仕様競争や件名公開型指名競争、早期発注などの発注の工夫を実施。
東京電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● 従来、メーカーの範疇としていた設計や製造方法まで詳細に把握し、製造原価を共有した上で、要求性能や発注方法の見直し・仕様統一等の検討を推進。 ● 新規取引先拡大、まとめ発注、コスト低減提案の募集、複数年契約、早期発注、シェア配分競争。
中部電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● まとめ発注、コスト低減提案の募集、複数年契約、早期発注、シェア配分競争。 ● 2020年度から、配電工事において競争環境整備(新規参入拡大)を推進／新規取引先の参入や既存取引先の参入拡大を促進。
北陸電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 早期発注、まとめ発注、共同調達。 ● 競争発注(競争発注比率80%程度)、複数の調達先による多くの工種・物品の入札。 ● 新規取引先の開拓等による競争環境の促進と調達価格の低減、安定した資機材調達。
関西電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 取引先増、分離発注、リバースオークション、順位配分競争、公募、総合評価方式等。 ● 予見性確保（長期物量開示、早期発注等）や調達方法工夫（順位配分競争等）といった競争活性化に向けた取組みに加え、取引先との協働やバリューアナリシス（バリューチェーン上のあらゆる視点でのコスト削減）により、調達コスト低減に取り組む。
中国電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規取引先開拓、まとめ発注、早期発注、複数年契約、共同調達。 ● 社外（コンサルティングファーム）の知見を活用するなど、資材部門を中心として競争発注の拡大を実施。（競争化プロセスの再構築やVE発注の拡大）
四国電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規取引先の発掘、リバースオークション（事前に開始価格を設定した上で、入札参加者にせり下げ方式による入札を行っていただき、時間内に最低価格を提示した入札者を落札者とする方式） ● 新規取引先の開拓に向けて、ホームページを通じて情報公開等を行い広く取引先を募集。 ● まとめ発注（パートナーシップ契約等）や順位配分方式等の調達の工夫を実施。
九州電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規サプライヤー開拓等による競争発注拡大、所要数量をまとめた集約購買、仕様統一化、サプライヤーの知見やノウハウを活用した共同VE活動、メンテナンス費用等も含めた総合的な経済性の追求。 ● 「まとめ発注等によるボリューム増」などの発注方式の工夫により、取引先の受注意欲向上につながるようなインセンティブを付与するなど、競争効果の拡大（競争性の実効性確保）に尽力。 ● 競争発注の更なる拡大や発注方式の工夫、新規取引先拡大による競争効果の更なる拡大に取り組むとともに、取引先との協働活動などによる調達コスト削減。
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> ● 複数の類似件名をまとめて発注する「まとめ発注」。 ● 競争発注先の拡大・強化／新規取引先の開拓等により競争先の拡大・強化や適切な工期・納期を設定し、適切な入札環境を確保。

(1) 効率化計画 ②各事業者における効率化計画の取組内容の検証

－中長期的なコスト削減に向けたモニタリング方法の確保－

- 中長期的なコストの削減に向けたモニタリング方法の確保について、各社の方針は以下のとおりであり、効率化計画の内容に加え、追加ヒアリングにより、具体的な取組内容（下線部）等を確認。こうした具体的な取組内容についても効率化計画に明記を求める。

北海道電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 第三者知見の活用（社外コンサルを活用した原価分析・費用構造の見える化等を実施） ● <u>経営層をトップとし第三者（コンサルタント会社）も関与する「調達検討委員会」において、発注プロセスの透明性確保と更なる資機材調達コスト低減に向けた取組を継続。</u>
東北電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● 2021年10月に、副社長をCKO（チーフ・カイゼン・オフィサー）とする「カイゼン推進委員会」を設置し、カイゼンを通じた効率化・生産性の向上による経営基盤の強化に向けた取り組みを推進。 ● <u>工事計画を各組織階層において必要性・経済性・妥当性等に係る審査を経て策定し、資材調達担当個所や調達改革委員会等とも連携のうえ、資材・役務調達に係る調達価格の低減等を実施。</u>
東京電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● 生産現場の改善に長年取り組んでこられた有識者を特任顧問として招聘し、「改善活動チーム」を設置。 ● <u>調達方法の工夫に加え、工法カイゼン等、全体的な効率化施策の取組状況、進捗について四半期単位でモニタリングを行い、継続した効率化の実現に向けて取り組む。</u>
中部電力 PG	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>今回の検証結果（効率化への期待値）を反映した見積額を基準として、達成に向けた施策の検討を実施していくとともに、その達成および深掘りの状況について定期的（毎年度）に確認。</u>
北陸電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● メーカーや施工者と協働で、製造及び施工原価の分析による価格低減余地を検証し、調達コストの低減を図っている。 ● <u>推進体制を基にした全社を挙げての抜本的な業務見直し等の取組の加速。</u>
関西電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>経営による審議等を通じて、これまでに外部の第三者から得た知見を活かしつつ、他社事例の取込みを推進する等、全社を挙げて効率化を推進（カイゼン活動等による業務効率化、主要9品目などの調達効率化を検討）</u>
中国電力 NW	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>「資材調達会議」において、競争発注の拡大や仕様統一等について検討し、コスト低減に継続的に取り組む。</u> ● <u>年度ごとに調達段階でどの程度のコスト削減ができたかモニタリング。</u>
四国電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>第三者による確認・検証について引き続き検討。</u> ● <u>「設備戦略委員会」において長期的な観点を踏まえ設備全般に係る投資戦略を審議し方針を決定したうえで工事計画を精査。更に「経営会議」および「取締役会決議」を経て計画決定し、個別件名の実施を最終判断。</u>
九州電力 送配電	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>2018年7月に社長を委員長とする「効率化推進委員会」を設置し、経営全般における効率化を推進。</u> ● <u>社外専門家を委員とした「調達改革推進委員会（九州電力）」と連携し、外部知見を活用。</u>
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備点検等の周期見直し。 ● <u>品質マネジメントシステム（QMS）を通して各業務プロセスをチェックし、日々の業務の改善および効率化を実施。</u> ● <u>「調達コスト低減検討会」を立上げ、調達コスト低減にかかる各施策の実績、調達計画などを部門間で共有。</u>

1. 全体概要	・・・P2
2. 目標計画、前提計画	・・・P4
3. OPEX（第一区分費用）	・・・P97
4. CAPEX（第二区分費用）	・・・P133
5. その他費用（第三区分費用）、控除収益	・・・P356
6. 次世代投資費用	・・・P436
7. 制御不能費用、事後検証費用	・・・P519
8. 事業報酬・追加事業報酬	・・・P608
9. 効率化計画、効率化係数	・・・P637
－（1）効率化計画	・・・・・・P637
－（2）効率化係数	・・・・・・P677

(2) 効率化係数 ① 検証項目

- 効率化係数は、以下の事項について検証を行った。

効率化係数の対象費用の妥当性について

- 審査要領において規定されている効率化係数（5年 2.5%（年率0.5%））は、基本的に、制御不能費用や事後検証費用、次世代投資に係る費用など一般送配電事業者に効率化を求めるべき性質でない費用を除いた費用を対象（OPEXやCAPEX、その他費用など）にすると規定している。
- 対象とされた費用項目のうち、その他費用（固定資産除却費など）の一部については、効率化係数の設定が妥当かどうかの検証を実施。
- また、各社の判断によって、次世代投資費用として計上された取組であっても、検証の結果、次世代投資の対象と判断されない取組については、効率化係数を設定。

（参考）効率化係数の設定について

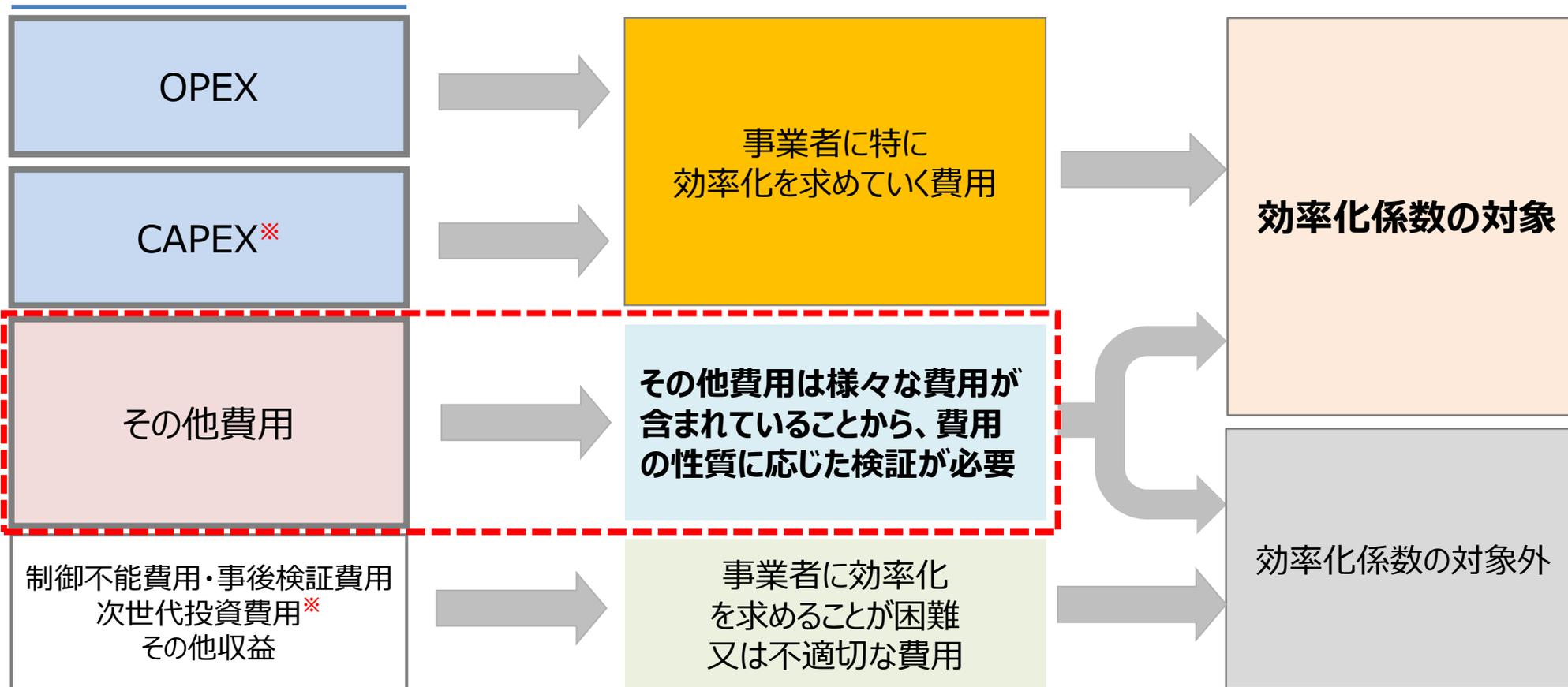
- 効率化係数の設定に当たっては、需要減少時に伴い中長期的に減少することが期待される費用を加味する観点から、規制期間において想定される**需要減少率約1.1%/5年を参考とする案【案1】**が、議論の発射台として**考えられるところ**。
- 一方で、第1規制期間において限定的なインセンティブ設定とする方針の我が国と状況が類似しているという理由から、**ドイツ（＝インセンティブは設定せず）の第2規制期間における効率化係数7.5%/5年（年率1.5%）を参考とした場合**、ドイツにおける効率化係数の対象費用の割合（2割）と、我が国のレベニューキャップ制度における効率化係数の対象費用の割合（7割）を用いて**補正をすると、効率化係数は約2.1%となる【案2】**。
- **さらに、【案1】として示した需要減少率は、過去の供給計画における実績値が、想定値から約1%減少する傾向にあることを加味すると、効率化係数の対象経費の割合（7割）を用いて補正した場合、約2.5%となり、当該値を効率化係数として設定することも考えられる【案3】**
- 上記を踏まえ、**海外比較による定量的な観点から妥当な効率化係数の設定を検討した場合、【案2】2.1%/5年の水準が考えられるところ、我が国の第1規制期間においては、事業者にコスト効率化を求める観点から、抑制的な水準値とする方向で検討しているインセンティブ水準等とは異なり、より野心的な目標を設定することとし、【案3】の2.5%/5年を設定する。**

案1	● 査定時に過去実績を参照する期間（2017～2021年度）と規制期間（2023～2027年度）を比較した際の需要減少率を、効率化係数の対象費用の割合（7割）を用いて補正	5年 1.1%（年率0.22%）
案2	● ドイツの第2規制期間における効率化係数値を参照して算出	5年 2.1%（年率0.425%）
案3	● 定量的に想定し得る上記効率化目標から、さらに追加的な効率化を目指して設定 （案1の需要減少率に、供給計画における想定ズレをさらに加味）	5年 2.5%（年率0.5%）

(2) 効率化係数 ②対象費用の考え方 –概要–

- 効率化係数の対象費用の考え方は以下のとおりである。

査定における費用区分



※基本的には、CAPEXは効率化係数の対象、次世代投資費用は効率化係数の対象外、という整理だが、一部の費用項目については、10社の平仄を合わせるため例外的な取扱いとする。

(2) 効率化係数 ②対象費用の考え方 – その他費用 – 1 / 2

- その他費用における効率化係数の設定対象に関する検証結果は以下のとおり。

費用項目		性質の検証	効率化係数対象
修繕費		単価： <u>取引相手先との交渉</u> により、効率化が可能。	○
支障木伐採委託費		量： <u>一般送配電事業者の創意工夫</u> により、効率化が可能。	○
賃借料		以上を踏まえると、 <u>設定対象とすることが妥当</u> 。	○
託送料		電源開発NWとの契約：託送料の前提となる <u>電源開発NWの費用に対して効率化係数が既に設定</u> されていることから、追加の <u>設定はしないことが妥当</u> 。 上記以外の全国融通振替等：主に一送の設備を使用した振替供給に係る費用であり、事業者間精算費と同様に <u>効率化は困難であることから、設定しないことが妥当</u> 。	×
固定資産 除却費	除却費用 (撤去費等)	単価： <u>取引相手先との交渉</u> により、効率化が可能。 量：工法の改善等、 <u>一般送配電事業者の創意工夫</u> により、効率化が可能。 以上を踏まえると、 <u>設定対象とすることが妥当</u> 。	○
	除却損	単価： <u>既存設備の残存簿価相当</u> であり、効率化は困難。 量：個別査定により、 <u>除却の必要性が確認</u> されていることから効率化は困難。 以上を踏まえると、 <u>設定しないことが妥当</u> 。	×
離島ユニバーサル費用		離島ユニバーサル費用を構成する内訳を精査し、以下のとおり整理することが妥当ではないか。 ・離島ユニバーサル費用固有の費用のうち、以下は <u>設定しないことが妥当</u> 。 燃料費：単価はRIM及びJCCの燃料単価を使用しており、効率化は困難。 他社購入電源費： <u>内燃力発電設備からの購入及びFIT等買取分</u> であり、効率化は困難。 水利使用料：法令に基づき、河川水利使用の対価となる費用であり、効率化は困難。 ・その他の費用については、他の費用の整理を踏まえ、以下のとおり整理する。 貸倒損、減価償却費、固定資産税、雑税、共有設備費等分担額、他社購入送電費、地帯間購入送電費、法人税等、補償費等の制御不能費用、事後検証費用、その他費用（設定対象外としたもの）の性質のものは <u>設定しないことが妥当</u> 。 人件費等のOPEX、CAPEX、その他費用（今回設定対象としたもの）の性質のものは <u>設定対象とすることが妥当</u> 。	左記のとおり

(2) 効率化係数 ②対象費用の考え方 – その他費用 – 2 / 2

- その他費用における効率化係数の設定対象に関する検証結果は以下のとおり。

費用項目	性質の検証	効率化係数対象
共有設備費等分担額	自治体や他企業と共同管理を行っている設備に係る維持管理費用の分担額であり、一般送配電事業者の効率化は困難。	×
他社購入送電費	需給状況に応じて発生する費用であり、一般送配電事業者の効率化は困難。	×
地帯間購入送電費		×
一般送配電事業等に係る電力料	一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用。 単価：V1単価であり、一般送配電事業者による効率化は困難。 量：EV車両の導入等の増加要因はあるものの、全体としては、 一般送配電事業者として省エネ等の効率化に取り組むべきものであると考えられる。 以上を踏まえると、 設定対象とすることが妥当。	○
需給調整市場手数料	需給調整市場における取引に係る売買手数料であり、効率化は困難。	×
電力費振替勘定（貸方）	建設工事や附帯事業のために自家消費した電気に係る費用を控除するものであり、当該科目に効率化係数を設定した場合、建設工事側に振り替える費用も減少することとなり、既に効率化係数を設定しているCAPEXと不整合となるため、ここでの 効率化係数は設定しないことが妥当。	×
開発費 開発費償却	研究開発等に要する費用であり、効率化は困難。	×
株式交付費 株式交付費償却	株式発行時の取扱い手数料であり、効率化は困難。	×
社債発行費 社債発行費償却	社債発行時の取扱い手数料であり、効率化は困難。	×
廃炉等負担金	福島第一原子力発電所の廃炉を着実に実施するための負担金であり、効率化を原資として捻出するものであることから、 効率化係数は設定しないことが妥当。	×

(2) 効率化係数

②対象費用の考え方 – CAPEX、次世代投資費用における例外的な取扱い –

- 基本的には、CAPEXは効率化係数の対象、次世代投資費用は効率化係数の対象外、という整理だが、以下の費用項目については、10社の平仄を合わせるため例外的な取扱いとする。

<CAPEXのうち、効率化係数の対象外とするもの>

費用項目	例外的な取扱いの理由	対象事業者
発電側課金導入に向けたシステム対応	北陸電力送配電及び沖縄電力において、次世代投資費用の提出値に含まれており、効率化係数の対象外とすると整理されていることと平仄を合わせるため、CAPEXの提出値に含めている一般送配電事業者においても効率化係数の対象外とする。	北陸及び沖縄を除く8社
インバランス単価中央算定システムに係る追加改修費用の分担金	開発の主幹事を務める関西電力送配電において、システムの減価償却費として制御不能費用に計上され、効率化係数の対象外となることと平仄を合わせるため、分担金を支払う他の一般送配電事業者（導入しない沖縄電力を除く）においても効率化係数の対象外とする。	関西及び沖縄を除く8社 ※北海道はOPEXに計上

<次世代投資費用のうち、効率化係数の対象とするもの>

費用項目	例外的な取扱いの理由	対象事業者
次世代スマートメーター	次世代スマートメーターの費用のうち、次世代分に取り替える場合に追加的に発生する費用を増分費用として、次世代投資費用に算入することと整理しているが、端子部単価、計器保護部単価、工事費の一部を次世代投資費用としている事業者と全額をCAPEXとしている事業者があった。この平仄を合わせるため、これらの費用を次世代投資費用としている一般送配電事業者においても効率化係数の対象とする。	第23回専門会合 33～36スライド参照
配電網高度化	配電網高度化について、次世代機能にかかる増分費用を次世代投資費用としている事業者と全費用を次世代投資費用としている事業者があった。この平仄を合わせるため、全費用を次世代投資費用としている一般送配電事業者においても既存機器分を特定し、効率化係数の対象とする。	第23回専門会合 42,43スライド参照
温室効果ガス低減機器導入	温室効果ガス低減機器導入について、中部電力PGは既存機器からの機能増分に係る費用のみを次世代投資費用に計上している一方で、関西電力送配電は既存機器分も含む全費用を次世代投資費用としていた。この平仄を合わせるため、全費用を次世代投資費用としている関西電力送配電においても既存機器分を特定し、効率化係数の対象とする。	関西