

託送料金制度（レベニューキャップ制度）

2022年10月



1. レベニューキャップ^o制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

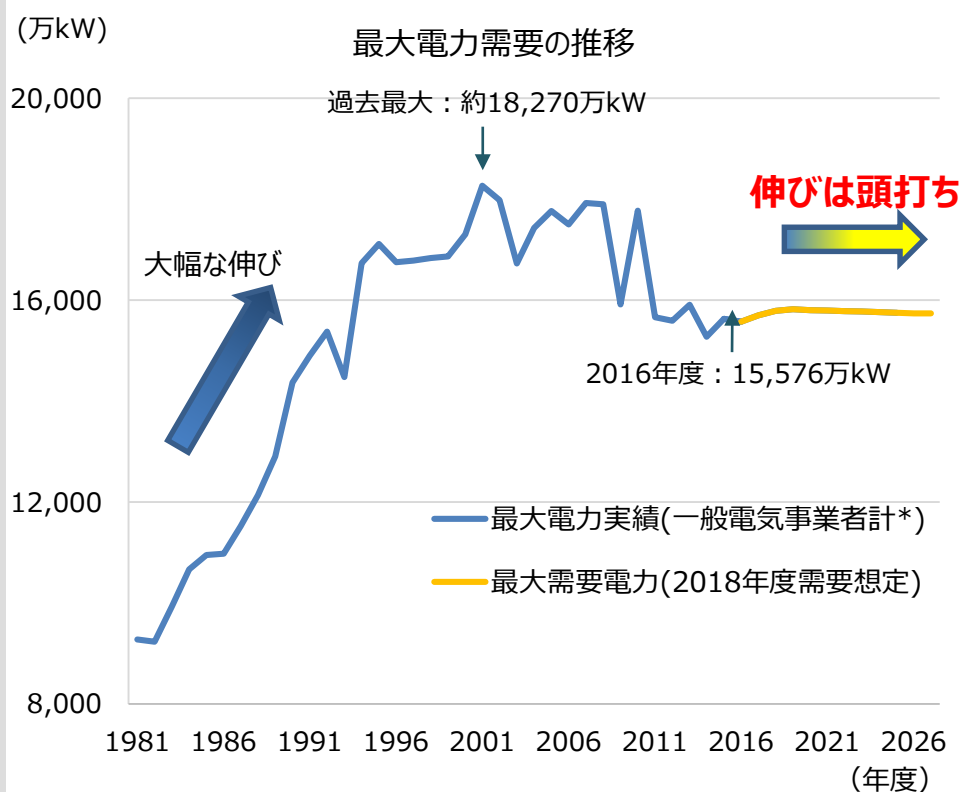
今後のスケジュール及び検証を通じた効果

新たな託送料金制度の導入背景

- 2030年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2013年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

① 系統電力需要の減少

東日本大震災前後から、需要は減少傾向



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

② 再エネ電源の導入拡大

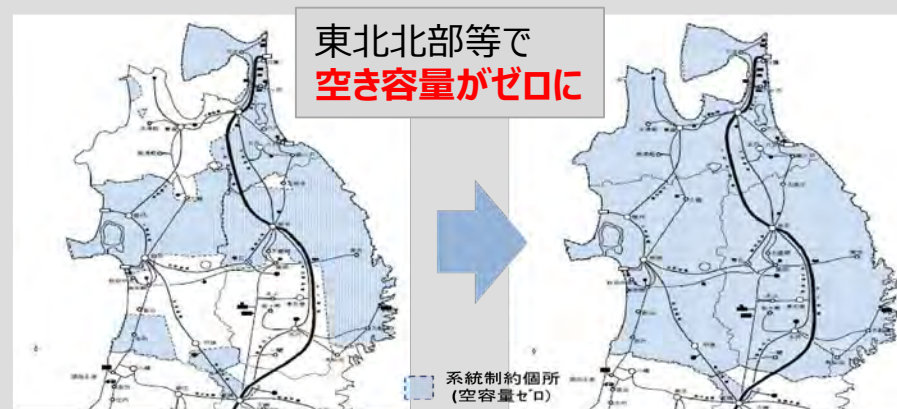


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

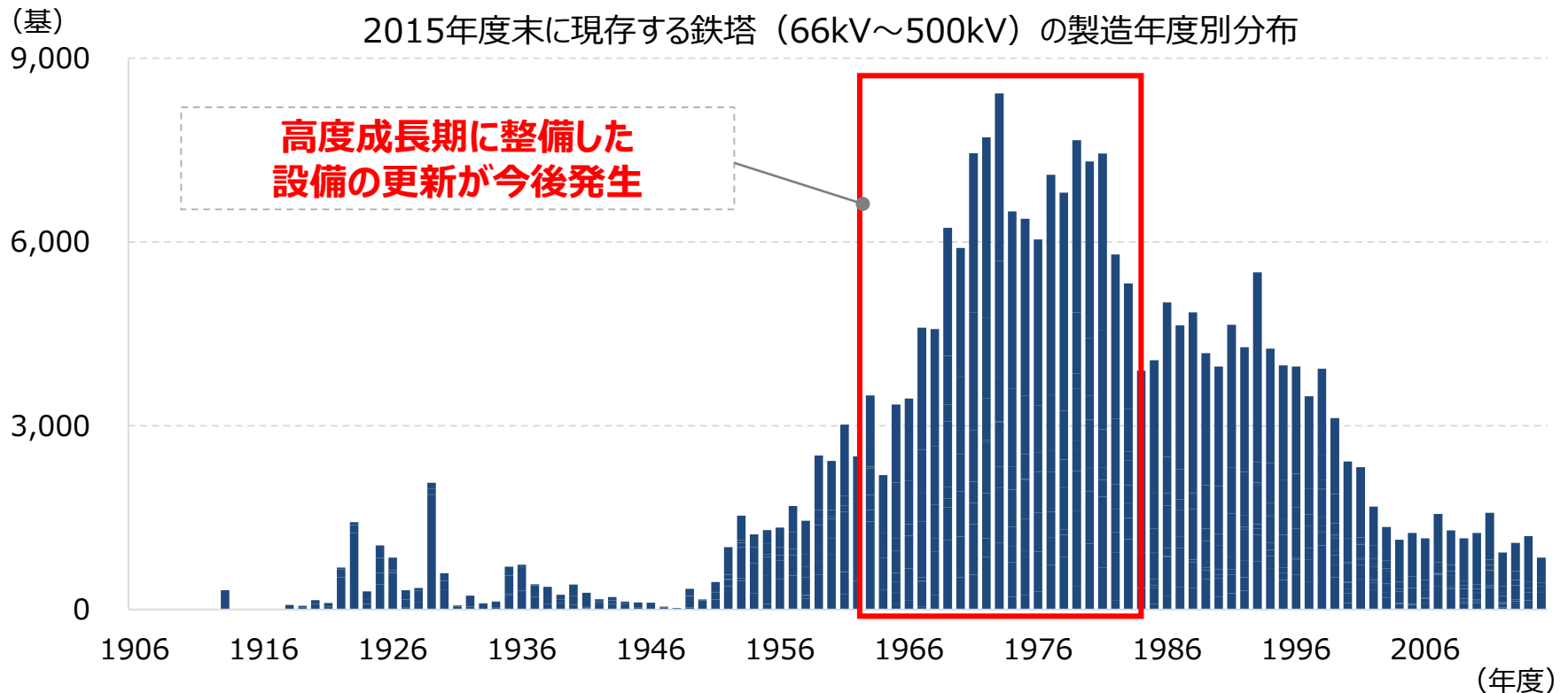
種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82	-	-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

(出典) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

新たな託送料金制度の導入背景

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

③送配電網に必要な設備更新投資



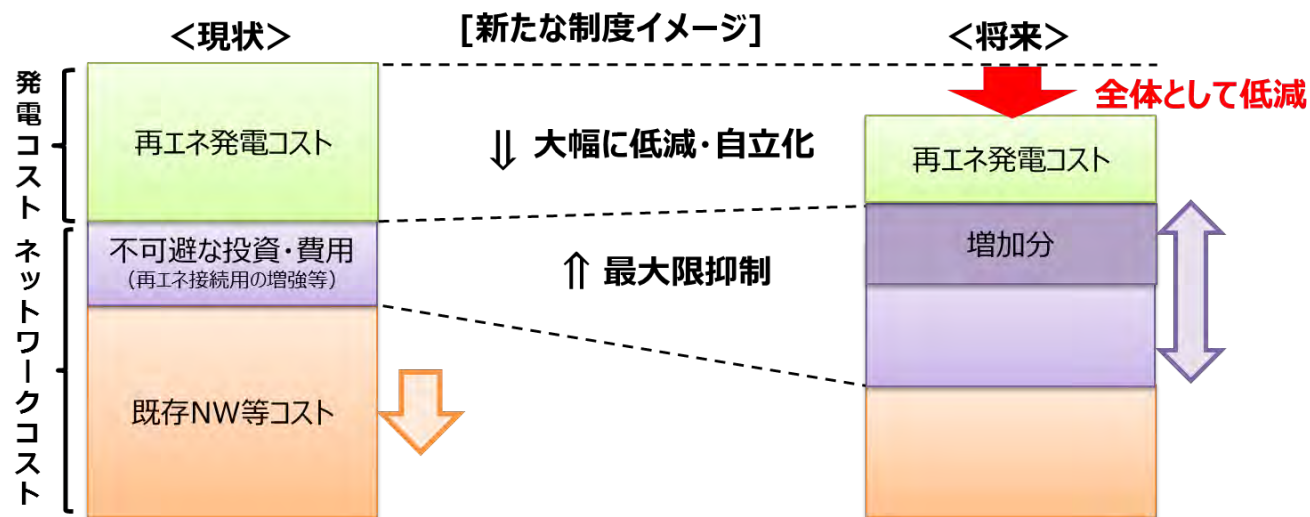
託送料金制度改革の狙い

- 今回の託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）の狙いは、一般送配電事業者における必要な投資の確保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ものである。
- 電力・ガス取引監視等委員会では、欧州の制度も参考にしながら、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、その設備投資がより能率的に行われるように、本制度設計の詳細検討を進めてきたところ。

2019年8月26日
第30回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 資料

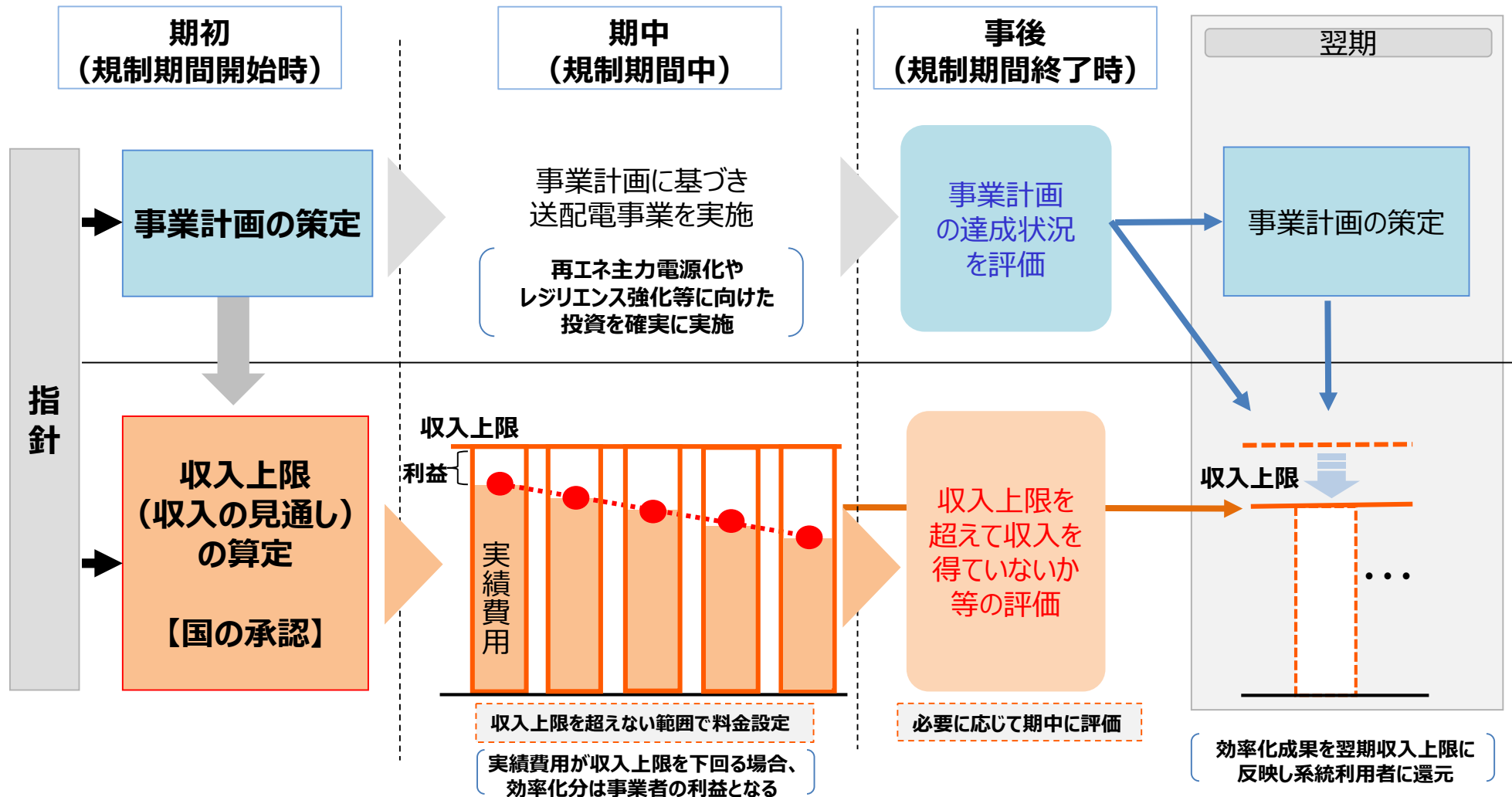
託送料金制度改革、レジリエンス・災害対応強化

- 再生可能エネルギーの主力電源化やレジリエンス強化等に対応するため、欧州型のインセンティブ規制のような「必要なネットワーク投資の確保」と「国民負担抑制」を両立する託送制度改革を目指す。
- その際、レジリエンスの観点から特に災害復旧の費用回収については、災害復旧を更に迅速・確実にするための措置を検討。



レベニューキャップ制度の全体像

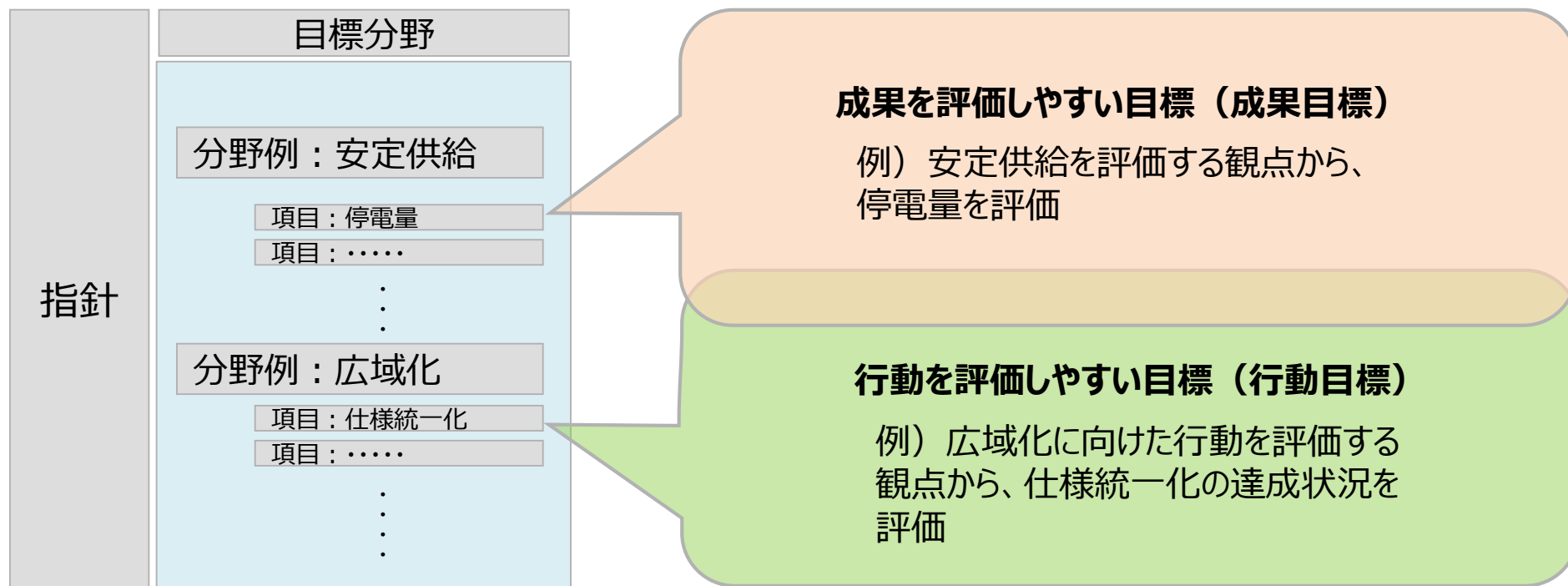
- レベニューキャップ制度では、国が示した指針に沿って、一般送配電事業者が、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画を策定し、実施に必要な費用をもとに収入上限を算定した上で、国に計画を提出する。
- 一般送配電事業者は、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとする。



目標設定にあたっての考え方

- 一般送配電事業者は、社会的便益の最大化という観点から、一般送配電事業者の業務におけるサービスレベルの向上及び効率化、イノベーション推進、安全性や環境性への配慮、といった方向性を目指し、期制期間中に達成すべき目標を設定する。
- 具体的には、①安定供給、②再エネ導入拡大、③サービスレベルの向上、④広域化、⑤デジタル化、⑥安全性・環境性への配慮、⑦次世代化といった目標分野を設け、さらに、各分野の具体的な目標項目を設定する。

<成果目標、行動目標のイメージ>

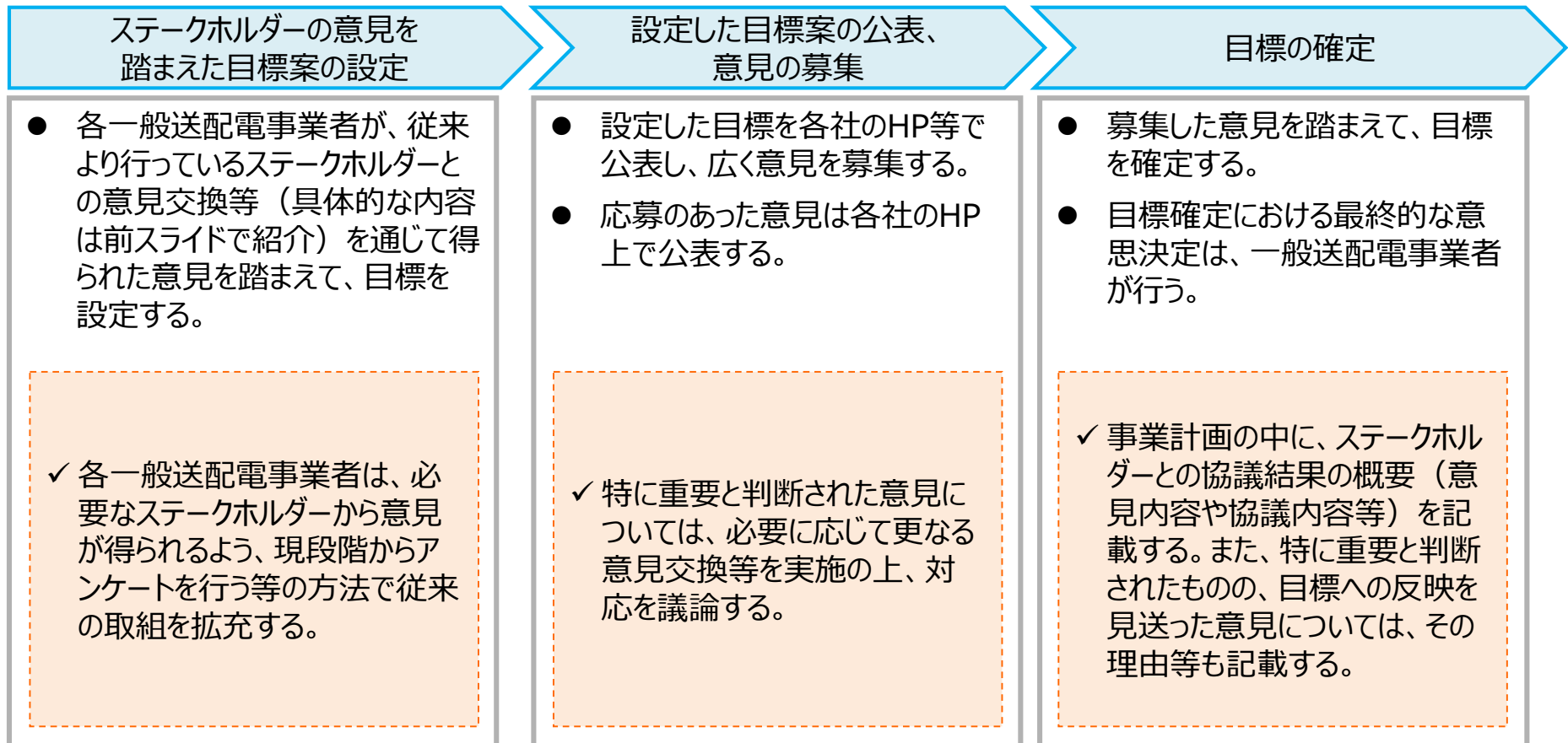


※目標の設定にあたっては、項目によって、成果を評価しやすい目標（成果目標）、行動を評価しやすい目標（行動目標）があることから、項目毎に評価のしやすい方を採用する。

【参考】ステークホルダー協議を実施する目標項目

- 一般送配電事業者が期制期間に達成すべき目標のうち、一部の目標項目（「顧客満足度」、「デジタル化」、「安全性・環境性への配慮」）については、国が具体的な目標数値を決めるのではなく、一般送配電事業者が自主的に目標を設定することとする。
- なお、その設定にあたっては、ステークホルダーとの協議を実施し、一般送配電事業者が地域毎のニーズを踏まえた目標設定を行うことと整理した。

■ 具体的な協議方法



【参考】ステークホルダーからの意見について

- ステークホルダーについては英国における実施例も参考に、以下の範囲から一般送配電事業者が、目標に応じた適切な関係者を選定する。
- ただし、目標内容や地域特性等も考慮し、必要に応じてこの範囲以外からの選定も可能とする。
- 各一般送配電事業者が実施するステークホルダーとの協議にあたっては、各社のホームページ公表による意見公募や、個別訪問での意見交換、アドバイザー会議、アンケート等の方法で行われている。

■ 託送料金制度（レベニューキャップ制度）「料金制度専門会合中間とりまとめ」で示したステークホルダーの範囲



【参考】ステークホルダーからの意見について (中国電力ネットワーク(株) 事業計画) 1 / 4

8-3. ステークホルダー協議 (アドバイザー会議)

- 各事業所において、地域との良好な関係を構築し、円滑な事業運営を行っていくために、地域のオピニオンリーダーとなる各分野 (各業種、行政、経済・消費者・労働・女性団体等) を代表する方々にアドバイザーを委嘱 (任期2年) しています。
- 活動内容としては、訪問による対話活動 (定例訪問)、アドバイザー会議 (1回/年)、施設見学会 (任期中に1回) を実施しており、当社事業活動の理解促進や地域への情報発信をお願いしています。

アドバイザー会議



施設見学会



事業所数およびアドバイザー人数

2021年度	山陰NWC	岡山NWC	広島NWC	山口NWC	合計
事業所数	8箇所	6箇所	9箇所	7箇所	30箇所
アドバイザー人数	50人	30人	56人	48人	184人

【参考】ステークホルダーからの意見について (中国電力ネットワーク(株) 事業計画) 2 / 4

8 - 3. ステークホルダー協議 (アドバイザー会議)

■ 各事業所で実施したアドバイザー会議では、200件に近い多くの意見を頂いています。

目標案 全体

<お願い事項> 16	頂いたご意見										
<p>■ 7分野17項目の目標のうち、顧客満足度、デジタル化、安全性・環境性への配慮の3項目について、以降で当社が目標として設定して取り組んでいこうと考えている案を説明します。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・目標案は具体的に示しており、良く理解できた。 ・目標案や取り組み全体については良い。 ・目標案は良いと思う。無理のないように目標設定して欲しい。 										
<p>みなさまからのご意見をお願いします。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・目標設定のハードルの高さがわかりにくい。なぜそのレベルに持っていくのかの説明が必要と思う。 										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>設定予定の目標案</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>顧客満足度</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ● お客さま満足度90%以上 (当社の一通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) </td> </tr> <tr> <td>デジタル化</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ● デジタル化の推進等による業務の生産性向上 (5%以上) </td> </tr> <tr> <td>安全性への配慮</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ● 公衆災害「ゼロ」(当社の電気設備に起因するもの) ● 死亡災害「ゼロ」 ● 電気・墜落災害の低減(過去5年平均以下) </td> </tr> <tr> <td>環境性への配慮</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ● SF6ガスの排出抑制に向けた取り組みの推進 (大気への排出量: 点検時 3%以下、撤去時 1%以下) ● 業務用車両(特殊車両を除く)の電動化の推進 ● 次世代層を対象としたエネルギー環境教育支援活動の積極的な実施(20回以上) ● 社内の環境教育の社員受講率100% </td> </tr> </tbody> </table>	項目	設定予定の目標案	顧客満足度	<ul style="list-style-type: none"> ● お客さま満足度90%以上 (当社の一通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) 	デジタル化	<ul style="list-style-type: none"> ● デジタル化の推進等による業務の生産性向上 (5%以上) 	安全性への配慮	<ul style="list-style-type: none"> ● 公衆災害「ゼロ」(当社の電気設備に起因するもの) ● 死亡災害「ゼロ」 ● 電気・墜落災害の低減(過去5年平均以下) 	環境性への配慮	<ul style="list-style-type: none"> ● SF6ガスの排出抑制に向けた取り組みの推進 (大気への排出量: 点検時 3%以下、撤去時 1%以下) ● 業務用車両(特殊車両を除く)の電動化の推進 ● 次世代層を対象としたエネルギー環境教育支援活動の積極的な実施(20回以上) ● 社内の環境教育の社員受講率100% 	<ul style="list-style-type: none"> ・目標の中身は良いと思うが、数値管理では数値に縛られてしまうので、目標の優先度を付けた方がよい。 ・目標の設定は非常に難しい。手前味噌になると批判され、高すぎる目標も受け入れられない。 ・多くの人にわかりやすい目標が必要な一方で、専門性の高い目標も必要であり、そのバランスが大切と考える。 ・同業他社と比較してどうかという視点も必要ではないか。 ・特別な勉強もしておらず、お客さまの声を実際に聞いているわけではないので、目標案に対する意見を求められても難しいところはある。
項目	設定予定の目標案										
顧客満足度	<ul style="list-style-type: none"> ● お客さま満足度90%以上 (当社の一通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) 										
デジタル化	<ul style="list-style-type: none"> ● デジタル化の推進等による業務の生産性向上 (5%以上) 										
安全性への配慮	<ul style="list-style-type: none"> ● 公衆災害「ゼロ」(当社の電気設備に起因するもの) ● 死亡災害「ゼロ」 ● 電気・墜落災害の低減(過去5年平均以下) 										
環境性への配慮	<ul style="list-style-type: none"> ● SF6ガスの排出抑制に向けた取り組みの推進 (大気への排出量: 点検時 3%以下、撤去時 1%以下) ● 業務用車両(特殊車両を除く)の電動化の推進 ● 次世代層を対象としたエネルギー環境教育支援活動の積極的な実施(20回以上) ● 社内の環境教育の社員受講率100% 										

【参考】ステークホルダーからの意見について (中国電力ネットワーク(株) 事業計画) 3 / 4

8-3. ステークホルダー協議 (アドバイザー会議)

顧客満足度

目標案	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)
分類	頂いた主なご意見
指標	<ul style="list-style-type: none"> 90%以上の指標は非常に良い。丁寧な対応をされていると感じる。 90%以上は高い数値の設定であると思う。 95%以上としてはどうか。より高い数値目標の方がアピールできると思う。 100%を目指してもらいたい。 90%という数値が良いかどうかわからない。
取組内容	<ul style="list-style-type: none"> 地道な活動が重要なので、努力して欲しい。 お客さまからの問合せなどに丁寧に対応しないと苦情、不信感となるので大変だと思う。 接客態度は当たり前なので、内容やニーズの方を充実させて欲しい。 接客態度はこれまでどおりとして、相談や申し出についてスピーディーな対応をお願いしたい。 企業に対する顧客満足度にも留意していただきたい。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 送配電事業の認知度についてPRする項目があってもよいのではないか。 顧客満足度のアンケート結果やカイゼン内容を公表してはどうか。 電気料金が高くなったのか、安くなったのかは自分で判断できないため、顧客満足度は安定供給になると思う。 停電で困っているときに音声ガイダンスではなく、電話やネットでつながることが一番重要だと思う。

デジタル化

目標案	デジタル化の推進等による業務の生産性向上 (5%以上)
分類	頂いた主なご意見
指標	<ul style="list-style-type: none"> 費用がかかるので、5年で5%はハードルが高い目標。 基準が分からない中で5%が妥当かを考えるのは難しい。 人が少なくなり、生産性が落ちることを前提として5%を設定しているのか。 DX導入により、どれだけの人員削減を見込んでいるのか。
取組内容	<ul style="list-style-type: none"> できるだけ早く取り組むべき。早く実施すれば、早く・広く効果がある。 今後は人手不足の時代になるため、生産性向上にはデジタル化は避けて通れない。 デジタル化により社員を減らしていく計画なのか。 人員が少なくなるからやり方を変えるのか。やり方を変えて人を少なくするのか。 災害時等で実際に対応するのは人であり、人材確保の状況はどのような状況か。 送配電部門として生産性向上がイメージできない。 デジタル化がお客さまにとってどのように反映されるかわかりにくい。 アナログ生活を送っている高齢者も多くいるので配慮して欲しい。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 災害時にドローン情報を活用させていただくなど、行政との横の連携もお願いしたい。 DX推進で欠かせないのは、紙資料の省略化もある。

【参考】ステークホルダーからの意見について (中国電力ネットワーク(株) 事業計画) 4 / 4

8 - 3. ステークホルダー協議 (アドバイザー会議)

安全性への配慮

目標案	公衆災害「ゼロ」 (当社の電気設備に起因するもの)
	死亡災害「ゼロ」
	電気・墜落災害の低減 (過去5年平均以下)

環境性への配慮

目標案	SF6ガスの排出抑制に向けた取り組みの推進 (大気への排出量：点検時 3%以下、撤去時 1%以下)
	業務用車両(特殊車両を除く)の電動化の推進
	次世代層を対象としたエネルギー環境教育支援活動の積極的な実施(20回以上)
	社内の環境教育の社員受講率100%

分類	頂いたご意見
指標	<ul style="list-style-type: none"> 安全目標は「ゼロ」として取り組むものであり、良いと思う。 電気・墜落災害は「ゼロ」にすることは難しいのか。 死亡災害は毎年起きているのか。
取組内容	<ul style="list-style-type: none"> 人員が少なくなる中で安全性は確保できるのか。 作業員の高齢化や人手不足の影響があるのではないのか。 内容が内向きであるため、消費者に対する安全の項目があってもよいのではないのか。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 数字にとらわれて業者と取引を打ち切る等の過度な取扱いはいらないようにお願いしたい。 デジタル化を導入することにより、現場での事故・災害を防止できることもあると思う。 災害が発生した場合、原因究明や再発防止が大切である。

分類	頂いたご意見
SF6	<ul style="list-style-type: none"> 一般の人には技術的にわかりにくい。SF6はどのようなガスか。 点検時に漏れないようにはできないのか。ゼロに近い実績であれば目標値を高く設定すればよいのではないのか。
車両の電動化	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車の導入費用は高い。電気料金が高くなるのではないのか。 電気自動車に買い替えることはコスト増につながる。 SDG'sにのっとり、環境に配慮した車に取り替えることは良い。 EV化は急務であり、企業として率先して取り組むことで社会が変わっていく。 需要と供給のバランスが大切であり、国の支援など社会全体での充電設備の構築も課題である。 社会全体で取り組む必要があり、子供たちの理解度が重要と考える。 停電時の時間稼ぎが可能となるため、蓄電を意識した説明をしてはどうか。
次世代層への教育支援	<ul style="list-style-type: none"> 次世代層を対象とした教育支援活動は大変よい取り組みである。 学校も企業による教育を欲している。 一般家庭の主婦や若者も興味がある。対象を拡大してはどうか。 女性層や中高年にもエネルギーや環境の情報提供をして欲しい。 自治体と連携した取り組みができるとうい考える。 回数評価ではなく、参加人数で評価した方がよいのではないのか。
社員教育	<ul style="list-style-type: none"> 当たり前であり、そこまで力を入れなくてもよいのではないのか。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 設備のリプレースを行う中で、再生化率という視点も必要と考える。

収入上限の算定方法

- 一般送配電事業者は、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の実施に必要な費用を見積もって収入上限を算定し、国に提出する。国は、その見積費用が適正か否かの査定を行う。
- 見積費用の査定にあたっては、その費用特性を踏まえ、①CAPEX（新規投資・更新投資）^{キャペックス} ②OPEX（人件費・委託費等）^{オペックス}等に区分し、統計査定なども用いて事業者間比較による効率的な単価・費用の算定を行う。

送配電設備の確実な
増強と更新

コスト効率化

一定期間に達成すべき目標を明確にした
事業計画の策定【一送】

事業計画の実施に必要な費用見積り【一送】

見積費用の査定【国】

CAPEX（新規投資・更新投資）

送配電設備の確実な増強と更新

コスト効率化

- ✓ 設備投資については必要な投資を効率的な単価で行うことが重要。
- ✓ 投資量については、送配電設備の確実な増強と更新の観点から、**必要な投資量が確保されていることを確認**する。
- ✓ 単価については、コスト効率化の観点から、**過去実績等に基づく単価の確認**（個別査定）や**事業者間比較による効率的な単価の算定**（統計査定）を行う。

OPEX（人件費・委託費等）

コスト効率化

- ✓ コスト効率化の観点から、費用全体に対し、主に**事業者間比較による効率的な費用の算定**（統計査定）を行う。

その他費用（既存減価償却費、制御不能費用等）

※見積費用の査定結果を踏まえ、必要に応じて申請された事業計画の変更を求めることもある。

(※)CAPEX : Capital Expenditure. 減価償却費、固定資産除却費など資本的支出（設備投資）を指す。

OPEX : Operating Expense. 人件費、委託費、研究費、養成費など日々の事業運営に関わる費用を指す。

一般送配電事業者に効率化を促す仕組み

- 新たな託送料金制度の狙いは、一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させること。
- コスト効率化には、統計査定を通じた一般送配電事業者間の横比較によって、効率化が遅れている一般送配電事業者の効率化を促す方法が考えられる。
- さらに、業界全体の創意工夫、技術革新に向けた取組を促すために、生産性向上見込み率等を用いた効率化係数を設定する。

コスト効率化

効率化が遅れている一般送配電事業者の効率化を促す

※地域独占により競争が働きにくいことへの対応

一般送配電事業者間の横比較

費用査定
(統計査定の活用)

一般送配電事業者の将来的な効率化を促す

※業界全体の創意工夫、技術革新を促す対応

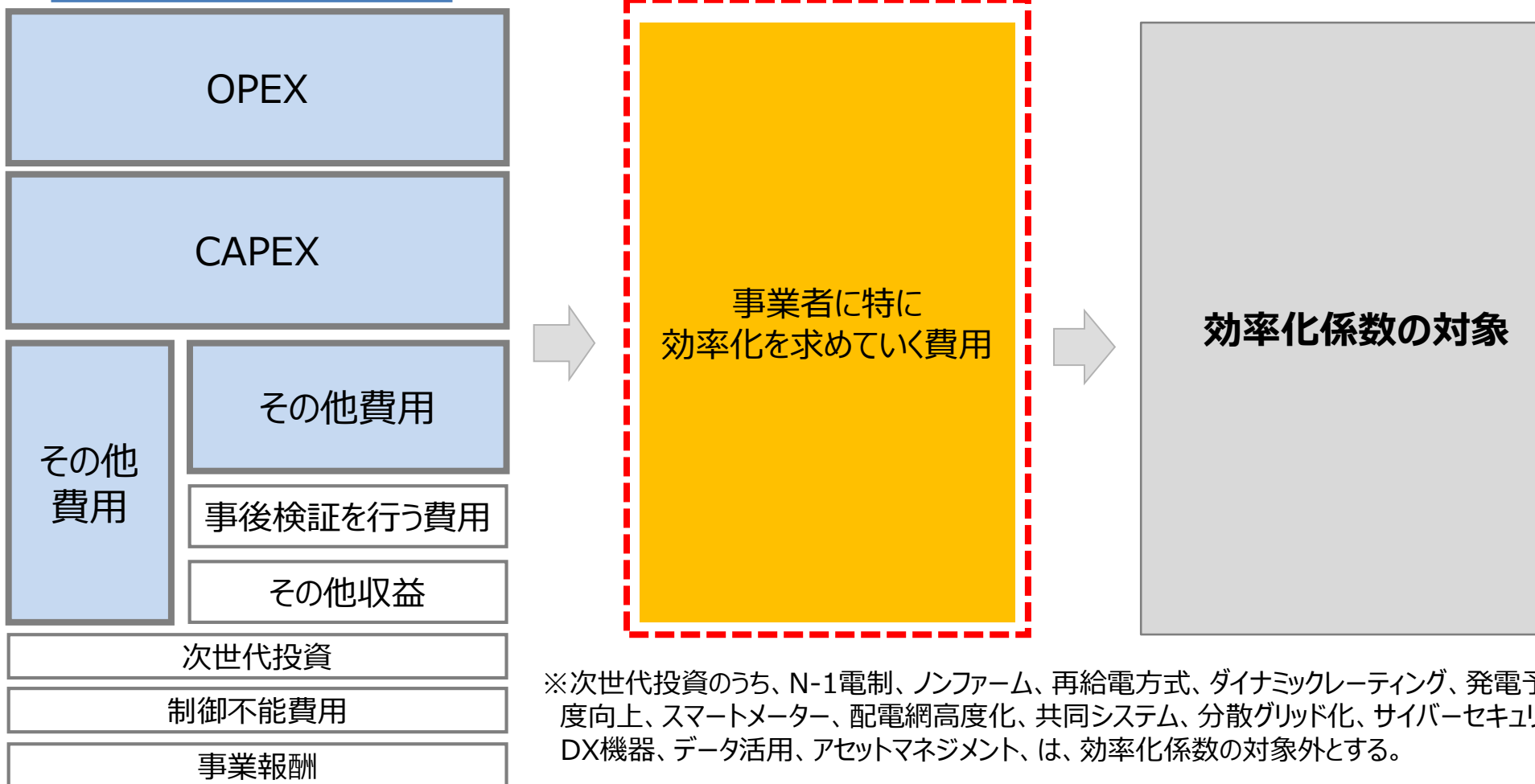
生産性向上見込み率等を用いた査定

効率化係数の設定

効率化係数の設定

- 以下の費用については、一般送配電事業者に特に効率化を求めていく観点から、費用査定を行った上で、更に効率化係数を乗じ、減額査定を行う。
- 第1期制期間（2023～27年度）における効率化係数の設定については、料金制度専門会合で審議の上、約 2.5%/5年（年率 0.5%）とすることにした。

査定における費用区分



※次世代投資のうち、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、サイバーセキュリティ、DX機器、データ活用、アセットマネジメント、は、効率化係数の対象外とする。

1. レベニューキャップ^o制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

今後のスケジュール及び検証を通じた効果

料金制度専門会合における検証について(検証チーム)

- 電力・ガス取引監視等委員会の料金制度専門会合において、託送料金制度の運用に関する詳細設計等に必要
な検証や審議が、公開の場で、進められている。
- 今般、一般送配電事業者から提出された事業計画については、第14回本会合（本年7月29日）から、検証
が開始されたところ（本年9月末時点までに、計7回開催）。
- 中立的・客観的かつ専門的な観点から収入の見通しの算定に係る検証に当たり、以下のとおり委員3人で一組
の検証チーム（計4チーム）を設置して進めている。

委員構成案（計4チーム）

※五十音順

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

(委員)

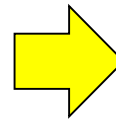
北本 佳永子 EY新日本有限責任監査法人 常務理事 パートナー 公認会計士
 圓尾 雅則 SMBC日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

(専門委員)

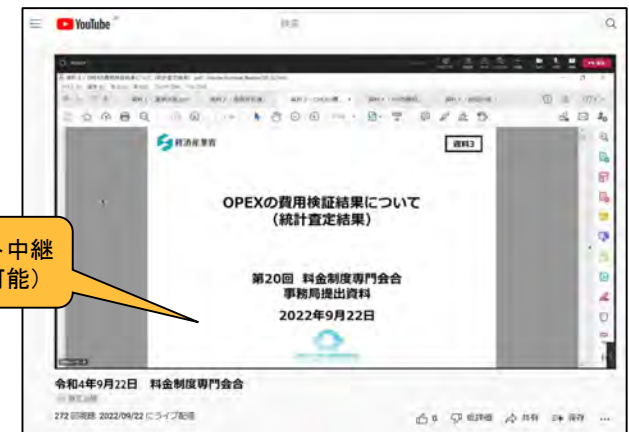
安念 潤司 中央大学大学院 法務研究科 教授
 男澤 江利子 有限責任監査法人トーマツ パートナー 公認会計士
 梶川 融 太陽有限責任監査法人 代表社員 会長
 川合 弘造 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
 東條 吉純 立教大学法学部 教授
 華表 良介 ポストンコンサルティンググループ
 マネージング・ディレクター&パートナー
 平瀬 祐子 東洋大学理工学部 准教授
 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
 村上 千里 公益社団法人 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント
 ・相談員協会 理事

(敬称略・五十音順)

チームA (OPEX、次世代投資等)	東條委員	圓尾委員	村上委員
チームB (CAPEX、事業報酬・効率化係数等)	男澤委員	松村委員	山内委員
チームC (CAPEX、事業計画等)	梶川委員	川合委員	平瀬委員
チームD (CAPEX、その他費用等)	安念委員	北本委員	華表委員



審議内容はインターネット中継
(過去の審議内容も視聴可能)



第1期制期間における各社の収入見通し ー提出概要ー

第16回料金制度専門会合
資料4 (2022年8月8日) 一部修正

(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	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	規制期間 平均	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

検証に当たって重視すべき事項

- 第16回料金制度専門会合の検証にあたっては、指針、審査要領及び委員・オブザーバのご意見を踏まえ、今後、検証作業を行うに当たり重視すべき事項として、考えられる事項を、以下のとおり整理した。

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. レベニューキャップ制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

今後のスケジュール及び検証を通じた効果

一般送配電事業者から提出された事業計画

- 一般送配電事業者は、国が示した指針に沿って、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の策定や収入上限の算定を行うこととなる。
- 今般、第14回及び第15回の料金制度専門会合（7月29日及び8月3日）の場において、各一般送配電事業者から「収入の見通しの算定に係る事業計画」について説明が行われた。

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の適確な算定に関する指針（関連部分）

～次に掲げる事業計画の策定を求めることとする。

(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 OPEX査定対象費用 | ⑤ 制御不能費用 |
| ② CAPEX査定対象費用 | ⑥ 事後検証費用 |
| ③ 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

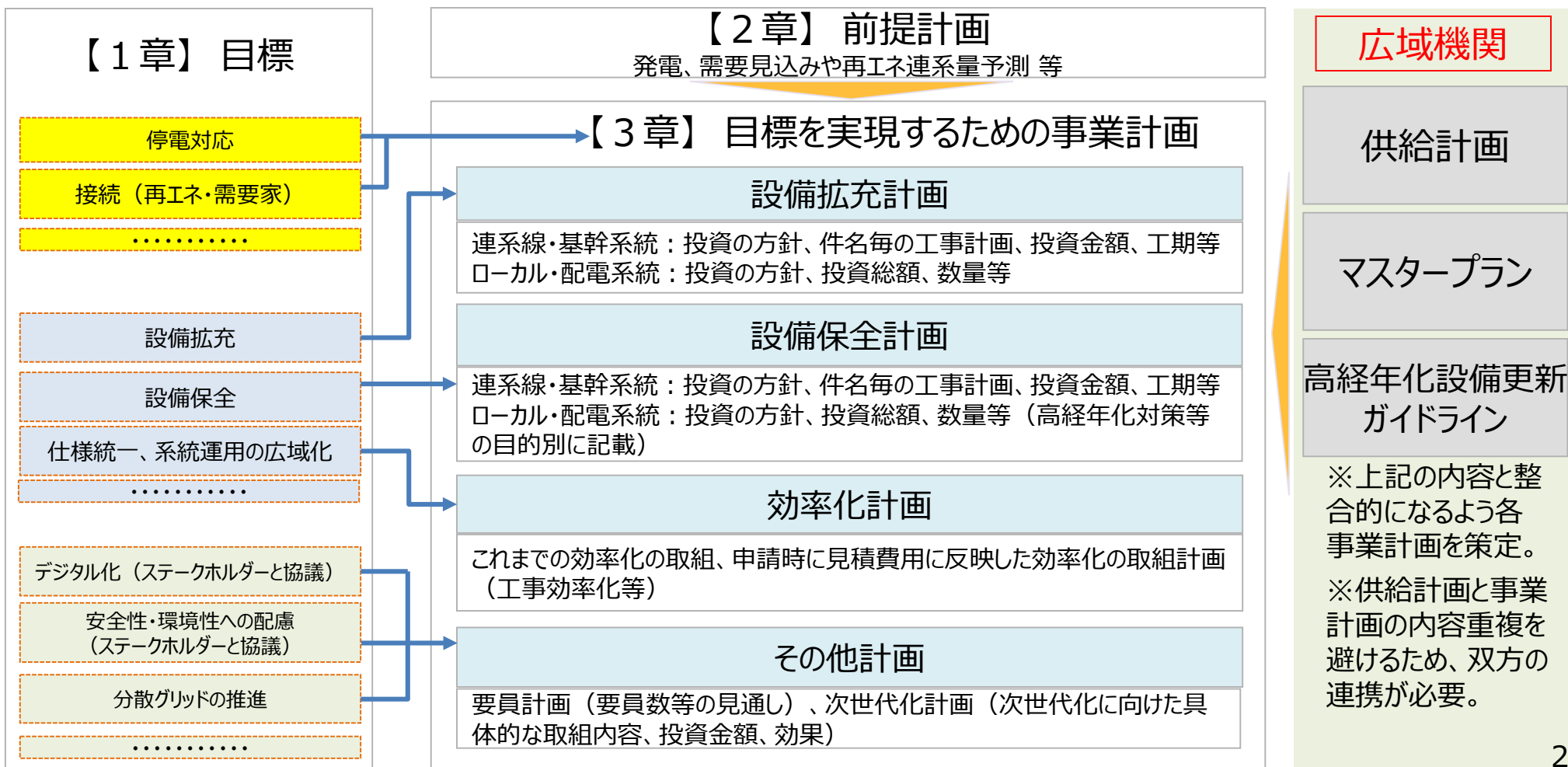
電力・ガス取引監視等委員会 Electricity and Gas Market Surveillance Commission					
ホーム	委員会について	お知らせ	開催状況	相談窓口	
ホーム ▶ 開催状況 ▶ 料金制度専門会合					
料金制度専門会合					
令和2年07月30日	第1回	議事要旨	議事録	配付資料	動画1 2 3
令和2年09月14日	第2回	議事要旨	議事録	配付資料	動画1 2 3
⋮					
令和4年04月18日	第13回	議事要旨	議事録	配付資料	動画
令和4年07月29日	第14回	議事要旨	議事録	配付資料	動画
令和4年08月03日	第15回	議事要旨	議事録	配付資料	動画
令和4年08月08日	第16回	議事要旨	議事録	配付資料	動画
⋮					

<電力・ガス取引監視等委員会HP（料金制度専門会合）>

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/index_electricity.html

【参考】事業計画の全体構成（イメージ）

- 事業計画においては、各目標項目を達成するために必要な投資内容等（投資の方針、数量や金額等）を記載することを必要としている。
- 事業計画の内容は、一般送配電事業者が届出る供給計画及び広域機関が策定するマスタープラン、高経年化設備更新ガイドライン等の内容と整合的になるよう策定することにより、投資等の適切性を担保させる。



1. レベニューキャップ制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

今後のスケジュール及び検証を通じた効果

- 前提計画（需要）の各年度の見通しは以下のとおり。
- 沖縄電力を除く9社については、需要見通しが微減となる傾向である。各社の推移グラフは、次頁のとおり。

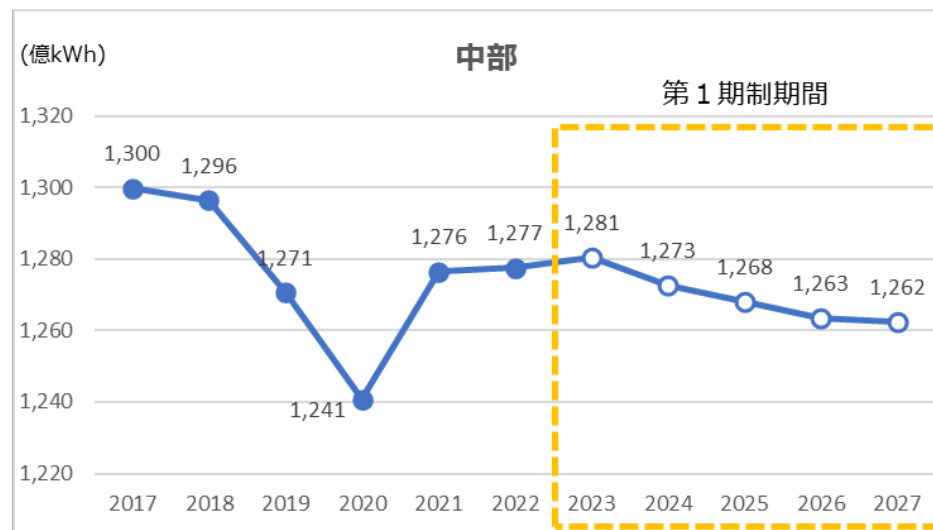
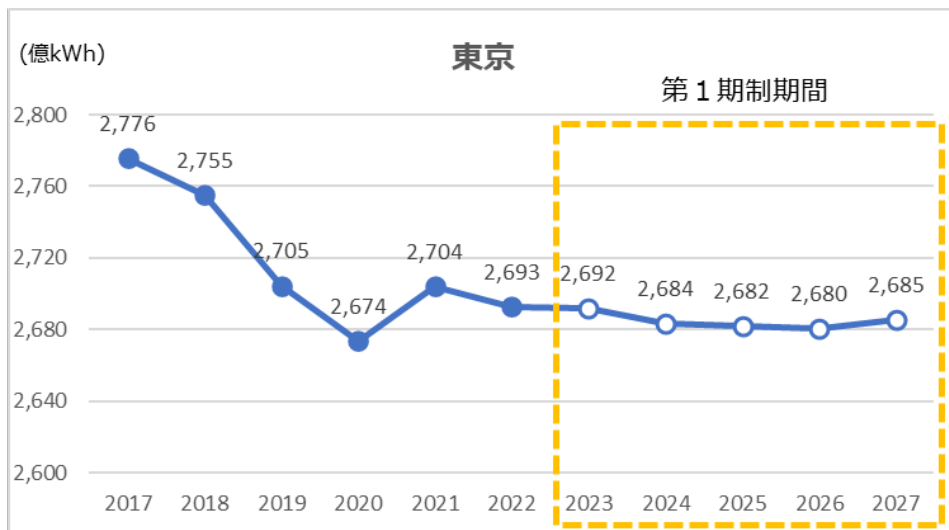
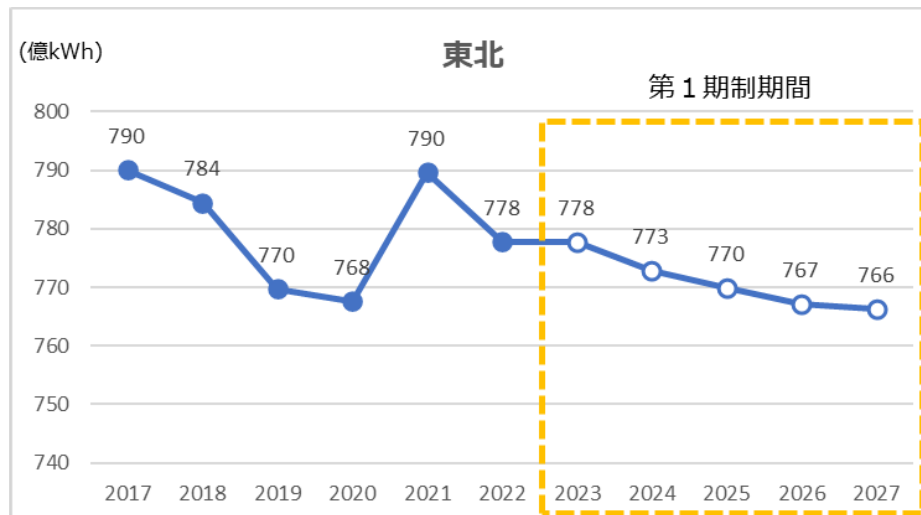
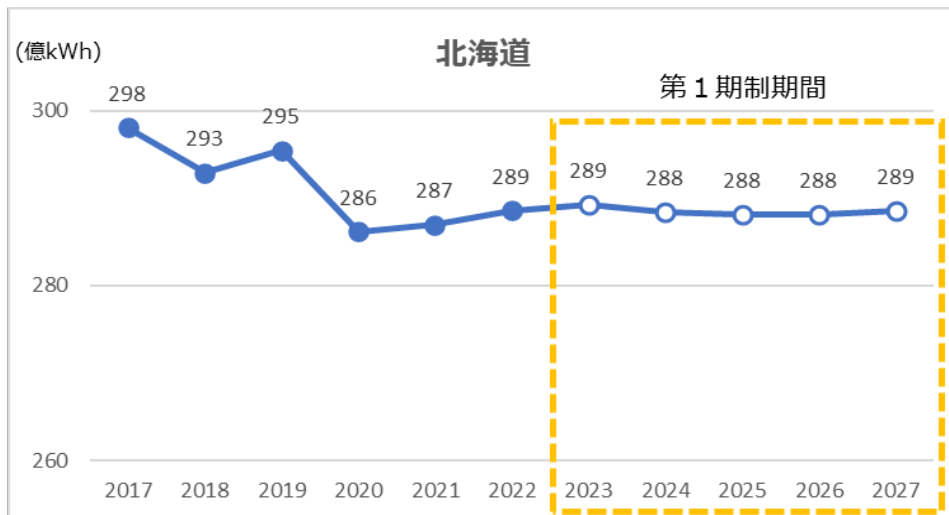
(単位:億kWh)	料金算定の前提となる需要												
	原価算定期間※	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	規制期間平均
北海道電力NW	319	298	293	295	286	287	289	289	288	288	288	289	289
東北電力NW	800	790	784	770	768	790	778	778	773	770	767	766	771
東京電力PG	2,899	2,776	2,755	2,705	2,674	2,704	2,693	2,692	2,684	2,682	2,680	2,685	2,685
中部電力PG	1,283	1,300	1,296	1,271	1,241	1,276	1,277	1,281	1,273	1,268	1,263	1,262	1,269
北陸電力送配電	284	292	285	276	271	281	273	275	273	273	272	273	273
関西電力送配電	1,486	1,402	1,382	1,355	1,324	1,355	1,359	1,361	1,353	1,350	1,345	1,344	1,351
中国電力NW	602	592	585	575	561	574	572	573	571	570	569	570	570
四国電力送配電	278	263	258	255	252	255	253	253	250	249	248	247	249
九州電力送配電	857	838	832	823	805	824	820	822	818	817	815	815	817
沖縄電力	78	79	77	78	78	79	78	79	80	80	81	81	80
10社合計	8,886	8,630	8,548	8,402	8,259	8,425	8,392	8,402	8,363	8,348	8,329	8,333	8,355

※各社の原価算定期間における想定需要量の年平均値
(出典) 各社提供データ及び事業計画より事務局作成

検証の一例（前提計画） 前提計画（需要）

－各社グラフ－ 1 / 3

第17回料金制度専門会合
資料4（2022年8月29日）より作成

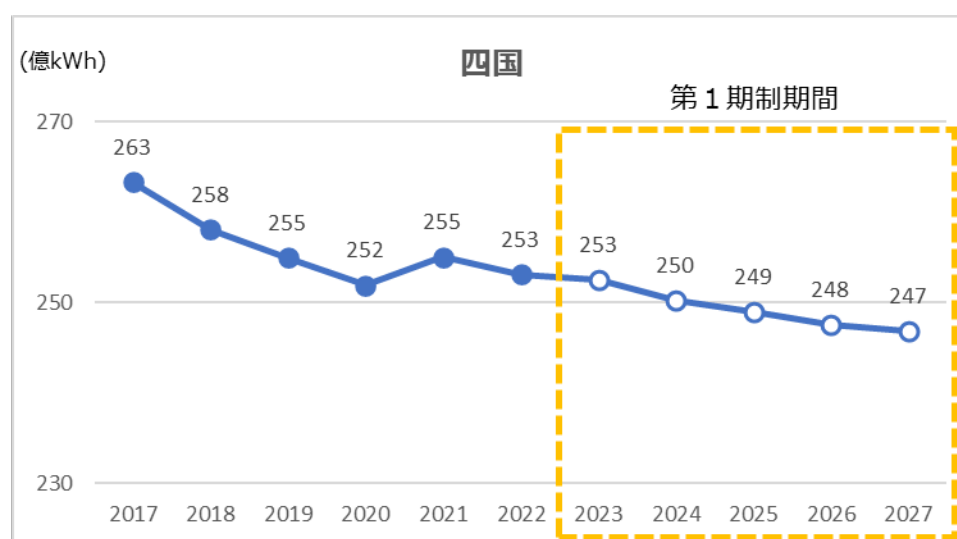
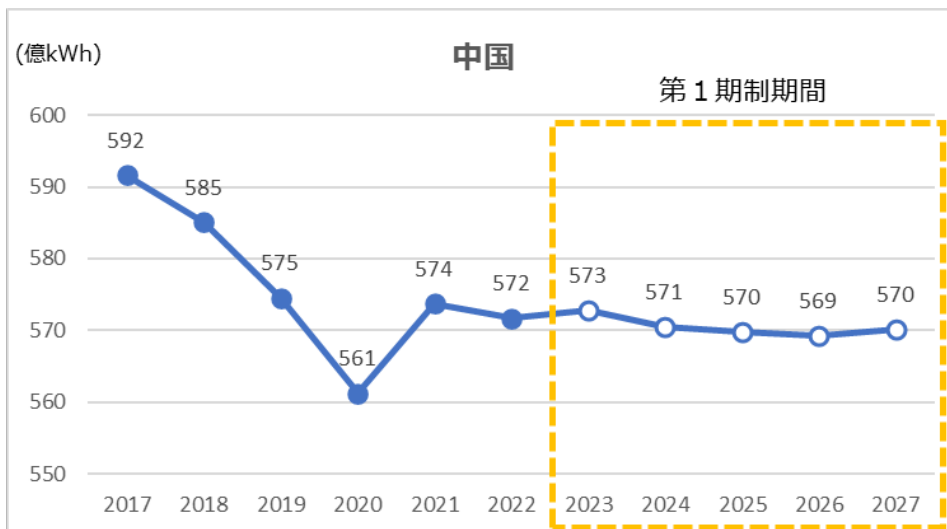
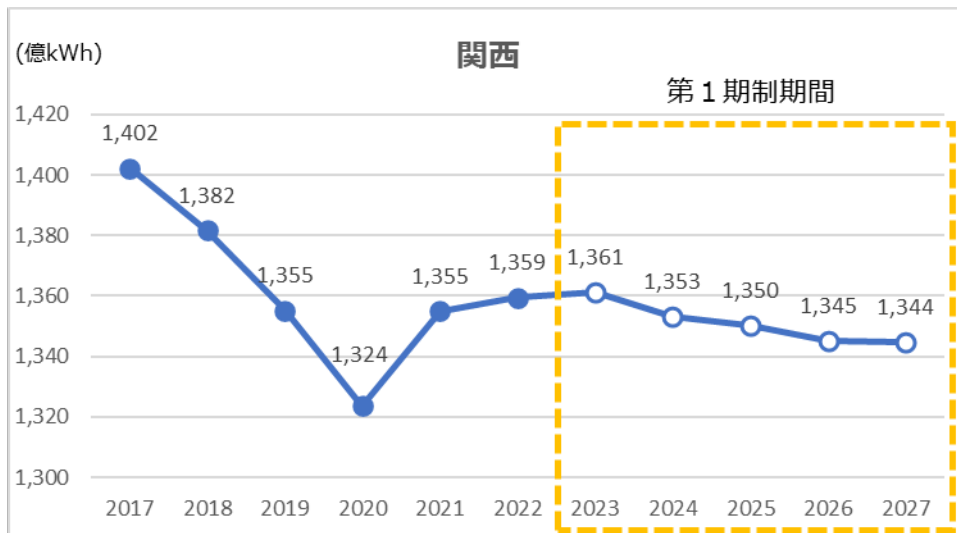
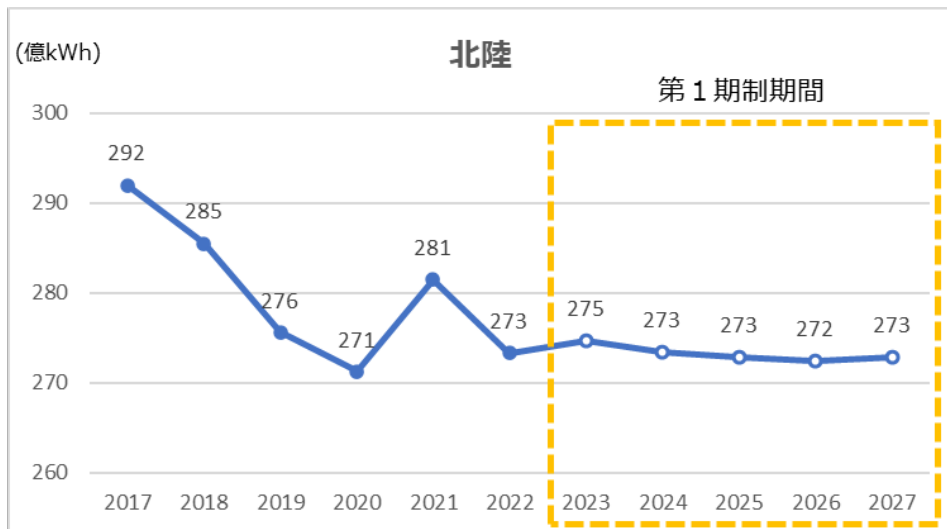


※各社の原価算定期間における想定需要量の年平均値
(出典) 各社提供データ及び事業計画より事務局作成

検証の一例（前提計画） 前提計画（需要）

－各社グラフ－ 2 / 3

第17回料金制度専門会合
資料4（2022年8月29日）より作成

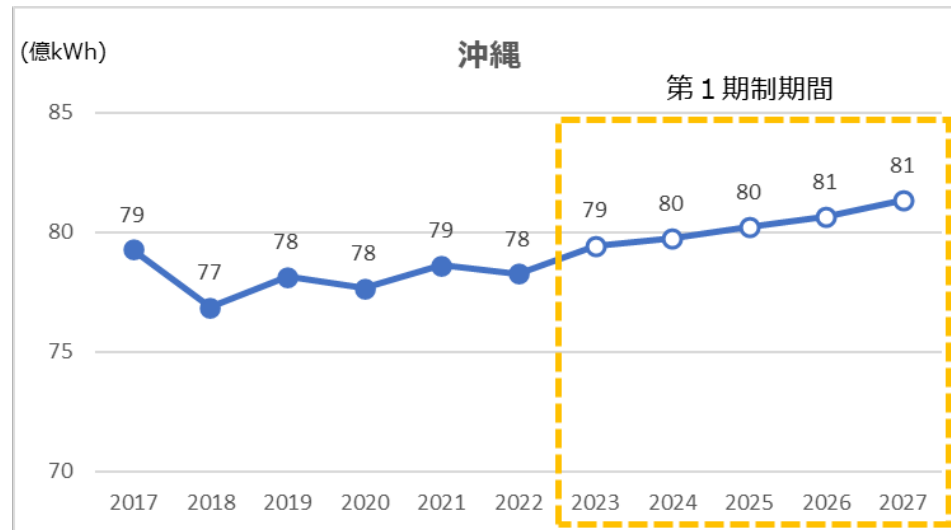
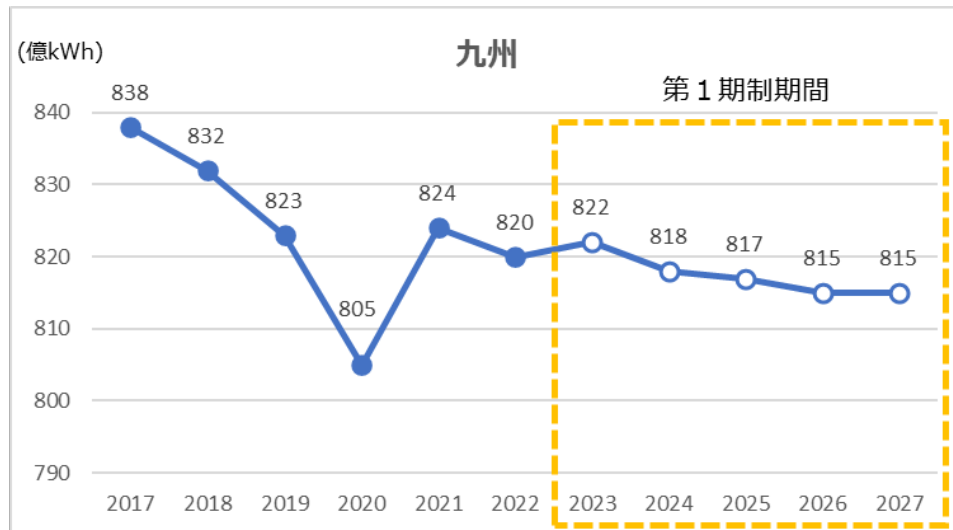


※各社の原価算定期間における想定需要量の年平均値
(出典) 各社提供データ及び事業計画より事務局作成

検証の一例（前提計画） 前提計画（需要）

－各社グラフ－ 3 / 3

第17回料金制度専門会合
資料4（2022年8月29日）より作成



※各社の原価算定期間における想定需要量の年平均値
(出典) 各社提供データ及び事業計画より事務局作成

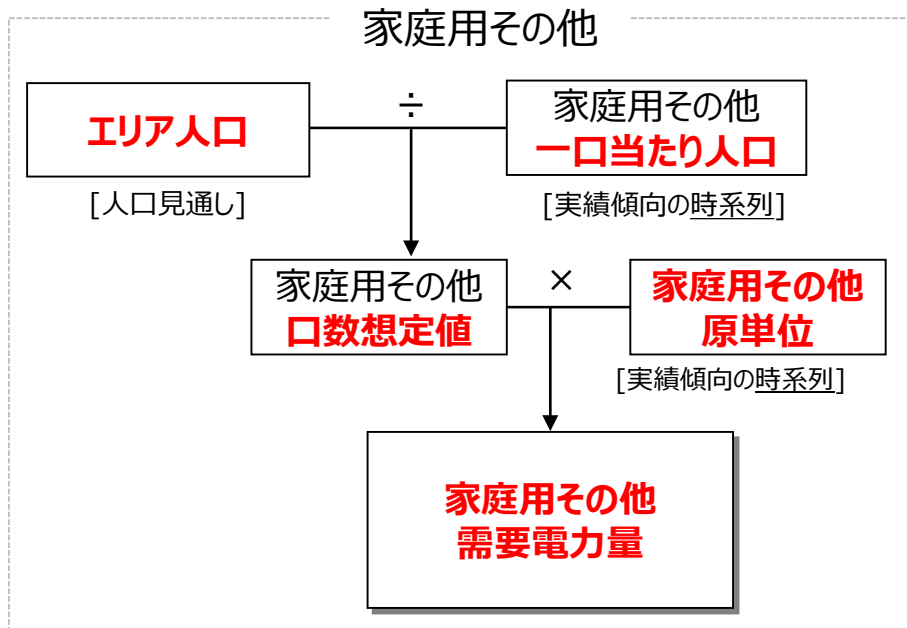
【参考】需要電力量（kWh）の想定フロー概要について

- 各一般送配電事業者は用途別の需要電力量を想定するに当たり、広域が策定した需要想定要領における「経済見通し」を用いている。

「需要想定要領 Ⅲ 1. 想定方針 及び 5 想定方法」より

- 本機関が策定する経済見通し、最近の需要動向や実績傾向及び地域の実情等を総合勘案の上、想定期間における平年ベースの需要電力量及び最大需要電力を想定する。
- 原則として**時系列または本機関が策定する経済見通しとの回帰分析を行い、これにより得られた回帰式により想定**する。なお、時系列または経済見通しの選択や回帰式の関数の選択においては、回帰式による計算値と実績値との乖離及び回帰分析における統計的な当てはまり等を総合勘案する。

【想定フロー例（家庭用その他の需要電力量の場合）】



各事業者における用途別の需要電力量の想定フローについては、後述の「各事業者の需要見通し」において明記。

※原単位：口数あたりの需要電力量（kWh）

前提計画（需要想定）の確認内容の報告

- 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）についてヒアリングをしたところ、以下のとおり整理された。
- 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ている。

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】

1. レベニューキャップ制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

今後のスケジュール及び検証を通じた効果

次世代投資計画における効率化係数の設定

- 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）

<各社投資計画の代表例>

取組内容	事業者	脱炭素	レジリエンス	DX、効率化
		北海道電力 NW	再エネ電源の系統利用の促進	近年頻発する災害などへの対応
	東北電力 NW	送電系統の有効利用 日本版コネク&マネージ（N-1電制）	蓄電池・EMS等を活用した需給調整 新潟県自然エネルギーの島構想（佐渡島）	設備管理の高度化 アセットマネジメントシステム
	東京電力 PG	既存設備を最大限に活用することによる空き容量の確保・ノンファーム型接続への対応	再生可能エネルギーを利用した地産地消型の小規模なエネルギーネットワークの実現・島嶼マイクログリッド	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
	中部電力 PG	ダイナミックレーティング導入、送電容量拡大	サイバーセキュリティ対策強化	変電所のデジタル化
	北陸電力 送配電	需給調整の広域化（MMS、KJC等の対応）	配電ライセンス導入に伴うシステム改修	営巣巡視へのAI技術の活用
	関西電力 送配電	温室効果ガス低減機器導入拡大に関する取組み	設備の強靱化に関する取組み（架空ケーブル化による倒木対策）	配電業務への先進技術導入に関する取組み
	中国電力 NW	離島のカーボンニュートラル推進	次世代監視制御システムの開発	モバイルマッピングシステム等の活用
	四国電力 送配電	次世代スマートメータの導入	災害に備えたお客さま対応システムの機能強化	電力データ活用
	九州電力 送配電	電動車の導入拡大	被害状況の共有・復旧対応の迅速化に向けた取組み	電力保全ネットワーク・映像プラットフォーム構築
	沖縄電力	宮古島系統における再生可能エネルギーの更なる連係量拡大のためのMGセット導入	低圧発電機車の整備	監視制御・電力保全NW整備

次世代投資計画における効率化係数の設定（具体的事例）

- 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、具体的な代表例としては以下のとおり。

N-1電制

- 「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もの。

再給電方式

- 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。

スマートメーター

- 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。

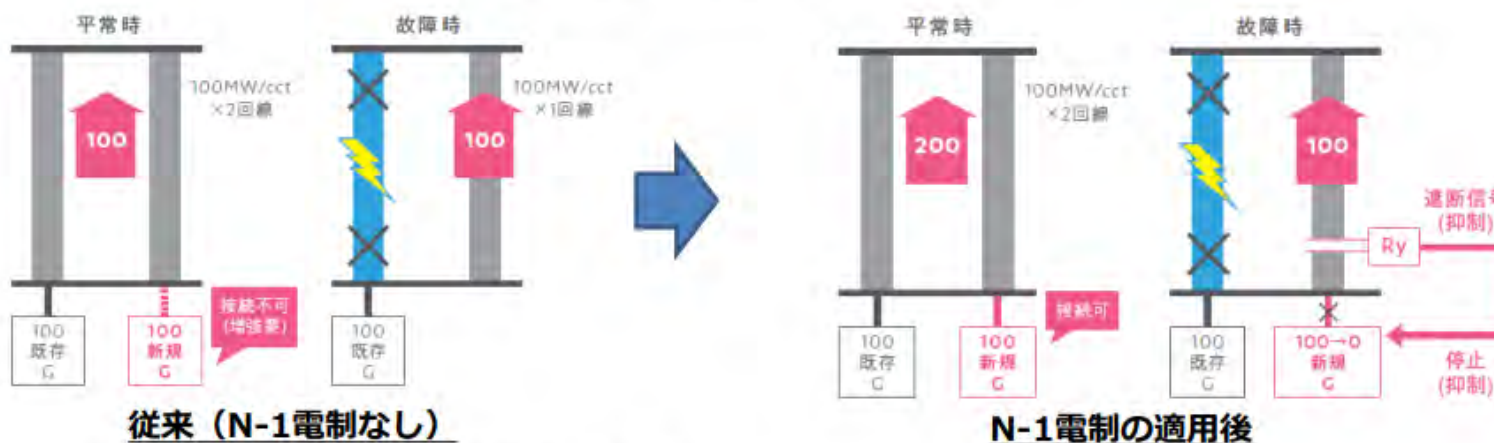
【参考】③-1：N-1電制 – 参考情報 –

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24回) 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会
(第12回) 合同会議資料(2021年2月16日) 資料3

課題④ N-1電制との両立

- N-1電制とは、単一設備故障時にリレーシステムで瞬時電源制限を行うことで、運用容量を拡大するという、主にローカル系統において採用した日本独自の取組であり、世界にも類のない先進的なものとも考えられる。
- ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向けて、運用容量の拡大とノンファーム型接続を両立させるため、**NEDO実証を通じて両立等の方策を検証し、必要に応じ、N-1電制の詳細ルールを検討してきた電力広域機関においても検討を深めていく。**

＜N-1電制による新規電源の連系＞



(出所) 電力広域機関ホームページ
https://www.occto.or.jp/occto/about_occto/riyoukankyouseibi.html

③-1：N-1電制 – 事業計画への記載実例 –

東北電力NWの事例

5-5.次世代投資計画(送電系統の有効活用) p126

具体的な取組み

N-1電制

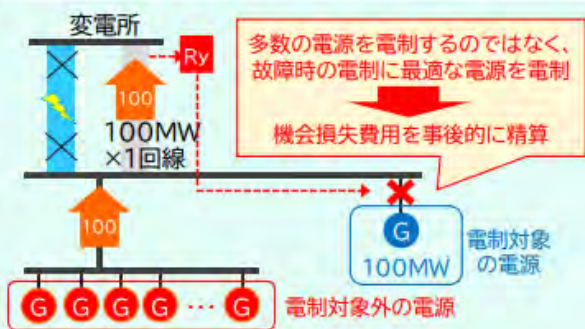
- 当社は、他社に先駆けて2018年7月以降に接続契約する電源を対象として、N-1故障発生時に電制することで接続を可能とする先行適用を実施することで、再エネの早期連系の要望に応えるとともに、既存系統の有効活用によって系統増強を極力回避してきました。
- そのような中、2023年4月開始予定のN-1電制本格適用(右図参照)を反映した接続検討の回答および契約申込の受付を2022年7月から開始。
- 第1規制期間は、こうした本格適用による系統接続工事のほか、空き容量の少ない系統のうち、費用便益評価に基づき選定した系統への電制装置の設置を進めてまいります。

工事概要	・電制装置(リレー装置・制御装置 等)の設置	投資額	1億円 (0.1億円) <small>下段()は規制期間において生じる費用</small>
------	------------------------	-----	--

【2022年6月末時点の契約申込状況】

- ・N-1電制先行適用：238.5万kW
- 青森県：12箇所 岩手県：3箇所 秋田県：5箇所 宮城県：8箇所
- 山形県：2箇所 福島県：10箇所 新潟県：6箇所 計 46箇所

N-1電制本格適用(イメージ)



更なる取組み

DLR技術を用いた取組み

- 既存の系統設備を有効活用するための取組みの一つとして、ノンファーム型接続の検討・導入を進めております。
- 今後、再エネ等の出力制御量の増加が考えられることから、出力制御量を低減する技術の導入が必要となります。
- このため、日本版コネクト&マネージの取組みにより運用容量の拡大を図りつつ、更なる出力制御量の低減に向け、DLR技術の研究開発を進めてまいります。

DLRシステム(イメージ)

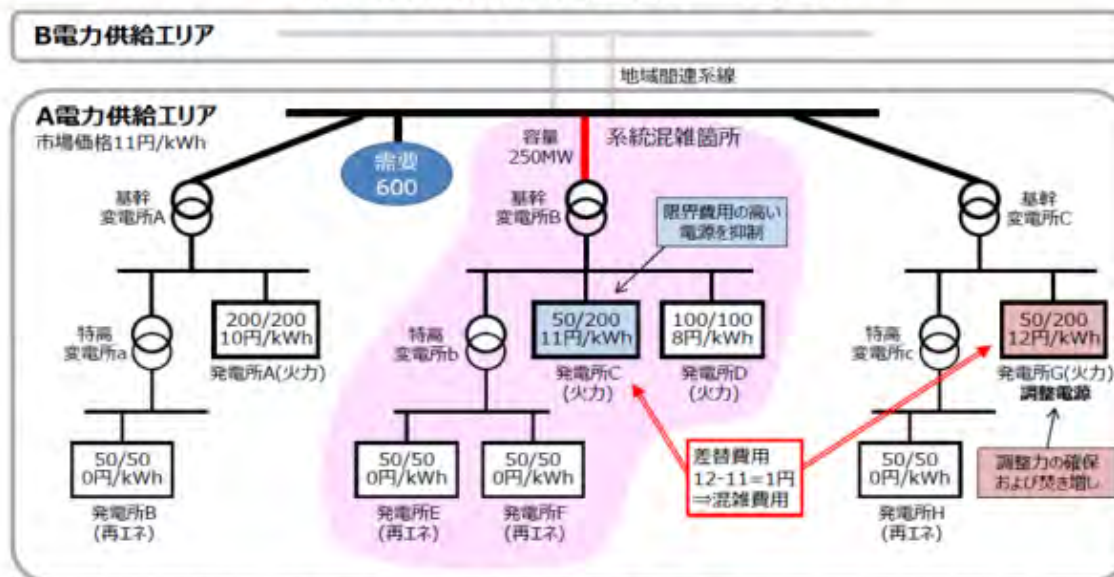


【参考】③-2：再給電方式 – 参考情報 –

当面の系統利用の在り方

- 従来の系統混雑を前提としていない設備形成や制度から、地内系統においても平常時の系統混雑を許容した制度への早期の転換方策として、**先着優先からメリットオーダーへと転換することを基本方針**として整理した。
- 具体的なメリットオーダーを実現する方法としては、ゲートクローズ（一般送配電事業者への発電及び需要計画の提出締切）後の実需給断面において、一般送配電事業者が混雑系統及び非混雑系統の電源に対して、同量の下げ指令及び上げ指令を出すことで系統混雑を解消する「**再給電方式**」を早期に実現可能な選択肢として詳細検討を行った。

＜再給電方式のイメージ図＞



③-2：再給電方式 – 事業計画への記載実例 –

北海道電力NWの事例

6-5.次世代投資計画～脱炭素化④～

ほくでんネットワーク 110

再生可能エネルギー導入拡大に向けて、2021年1月より基幹系統におけるノンファーム型接続の受付を開始しました。

今後は運転費用の安い再エネ電源を優先的に発電させる再給電方式の導入や、その実現に必要なシステム開発等を進めていきます。

コネクト&マネージシステム等の導入

これまでの取組・課題

- 北海道では道央圏の一部を除く基幹系統の空容量がゼロとなっており、2021年1月からノンファーム型接続の受付を開始。
 - 再エネ導入拡大を目的に、ノンファーム型接続のローカル系統への適用を待たずに接続が可能となる方法（潮流調整システム※1による接続）、ノンファーム型接続での出力抑制を低減する方法（ダイナミックレーティング※2による接続）について個別提案を実施中。
- ※1 送変電設備の潮流を常時監視し、設備容量を超過しないように発電所に停止・運転信号を送信するシステム
- ※2 送変電設備の状態を常時監視し、気象条件等に基づいて送変電設備の容量制限を変化させ、設備容量の限界近くまで送電する方法

今後の取組

- 運転費用によらず後着の電源が抑制となる先着優先ルールに代えて、運転費用の安い再エネ電源を優先的に発電させる再給電方式の導入が決定（2022～）。ノンファーム型接続のローカル系統への適用拡大が国の審議会で検討中。
- 上記を実現するシステムを導入する。
 - ・コネクト&マネージシステム（再給電）
 - ・精算システムの改修（一定の順序）
 - ・機能拡張（ローカル系統への対応）



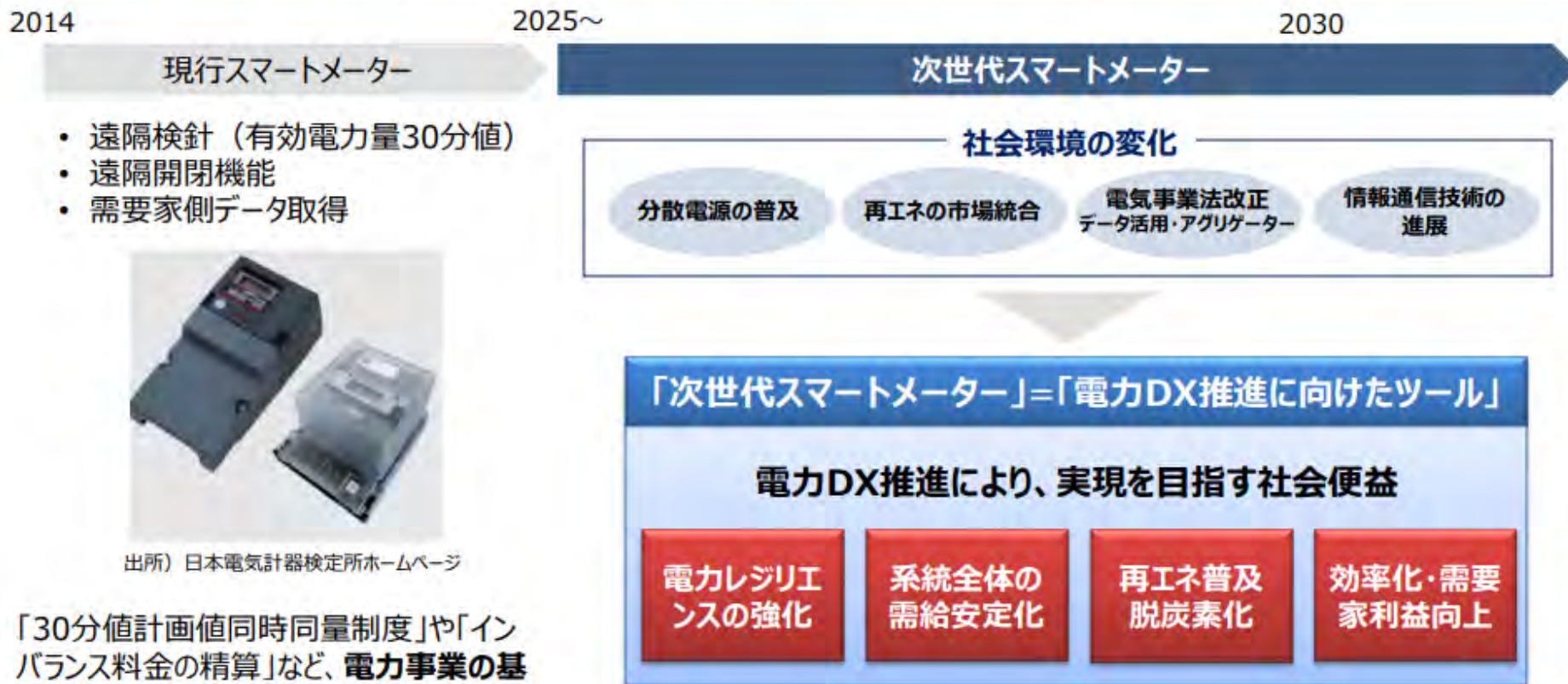
効果

<便益※> 約14億円 <対策コスト> 約11億円

※第1規制期間に増加が見込まれる再エネ連系量から試算

【参考】③-3：スマートメーター – 参考情報 1 / 2 –

- 次世代スマメ検討会では、再エネ等の分散電源やEVの普及拡大、電力データの利活用等の環境変化の下、レジリエンスの強化、需給安定化、脱炭素化、需要家利益の拡大等の社会便益の増大を目的に、電力分野のデジタルトランスフォーメーションを推進する観点から、カーボンニュートラル時代に向けたプラットフォームとして相応しいスマートメーターシステムの検討を行ってきた。



出所) 日本電気計器検定所ホームページ

「30分値計画値同時同量制度」や「インバランス料金の精算」など、**電力事業の基盤を支えるシステム**として活用されている

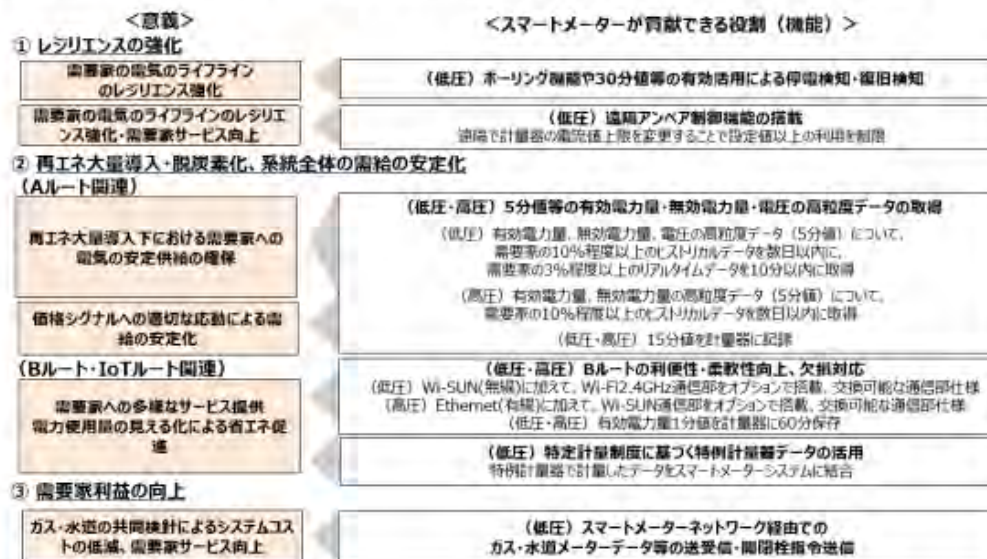
【参考】③-3：スマートメーター – 参考情報 2/2 –

図2 次世代スマートメーター標準機能の費用対便益結果

意義（便益）	機能追加	想定便益（10年間）	想定費用（10年間）	1世帯当たりの費用、 （月額換算）
停電の早期解消	ホーリング・30分値等活用	920億～1,500億円	178億円	0.5円/月
計画停電回避	遠隔アンペア制御機能	1,350億～1,500億円	468億円	1.2円/月
電力損失削減	5分値（有効電力量・無効電力量・電圧） 低圧3%リアルタイム送信 低圧・高圧10%ヒストリカル送信	1,700億～2,460億円	1,354億円	3.7円/月
電圧等適正適用				
CO2排出削減				
15分市場対応	15分値のメーター保存	-	169億円	0.5円/月
Bルート利便性・柔軟性の向上	交換可能なWi-Fi通信部	1,936億円	162億円	0.5円/月
Bルート利便性・柔軟性の向上	交換可能なWi-SUN通信部	445億円	31億円	0.07円/月
Bルート欠損対応	1分値の60分値保存	42億～52億円	22億円	0.05円/月
特例計量器の活用	特例計量器データ結合	795～875億円	678億円	2.0円/月

※1kWhあたりの費用は、2019年度の全国取完電力量8,771億kWhから算定。
1世帯あたりの月額費用は、1か月あたりの平均電力消費量248kWh/世帯(2015実績、電気事業連合会)から算定。

図3 次世代スマートメーターに追加される主な機能と実現が期待される便益



③-3：スマートメーター – 事業計画への記載事例 –

四国電力送配電の事例



5章：投資計画

(4) 次世代投資計画：脱炭素化の事例⑤

128

算定根拠

- 次世代スマートメーターの導入については、次のとおり設備投資・費用を見積もっております。
 - ・ 次世代スマートメーターやコンセントレーターの更新に係る費用のうち、現行スマートメーターから追加的に必要となる費用。
 - ・ 次世代スマートメーター導入に伴い更新が必要なシステム費用等のうち、機能拡張等で追加的に必要となる費用。

【規制期間に発生する設備投資・費用の詳細】

[百万円]

取り組み内容		費目	2023	2024	2025	2026	2027	合計
設備投資	低圧・高圧 計器工事費用	新設備口						
	コンセントレーター設置費用	設備投資						
費用	スマートメーター通信部保守費用	委託費						
	コンセントレーター保守費用	委託費						
	電話・通信料	諸費						
	システム開発・改修費用	委託費(システム)						
	システム構築費・運用保守費用	委託費						

取り組み効果

次世代スマートメーターの導入により、以下の効果を見込んでおります。

- 再エネ導入の促進および停電の早期把握・解消等
 - ⇒ 次世代スマートメーターの追加機能に対する費用および便益は、次世代スマートメーター制度検討会の試算において、全国大で約3,000億円の費用に対し、再エネ大量導入に伴う脱炭素化やレジリエンス強化（停電の早期把握・解消）等により約7,000～9,000億円の便益を見込んでいる。当社においても次世代スマートメーターの導入によって社会的便益の実現に貢献していく。

1. レベニューキャップ制度の概要

2. 審査の進捗

(1) 概要

(2) 検証の一例

- ①事業計画（第14・15回料金制度専門会合）
- ②前提計画（第17回料金制度専門会合）
- ③次世代投資計画（第19回料金制度専門会合）
- ④**制御不能費用（第18・21回料金制度専門会合）**
- ⑤事後検証費用（第18・21回料金制度専門会合）
- ⑥事業報酬率（第18回料金制度専門会合）
- ⑦CAPEX費用（第19回料金制度専門会合）
- ⑧OPEX費用（第20回料金制度専門会合）

3. その他

今後のスケジュール及び検証を通じた効果

制御不能費用 ー費用全体における具体的検証事項ー

- 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を行う。
- 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を行う。

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）について検証を行う。

検証の一例（制御不能費用）

制御不能費用（調整力費用以外）－個別費用における具体的検証項目

- 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。

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。

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。

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を行う。

④-1：PCB処理費用 一検証結果一

- 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	-

④-1：PCB処理費用 ー検証結果ー

- PCB処理に関しては、各社、適切な処理計画に基づき、過年度において必要な引当を実施済（2022年度までに実施する引当分も含む）であると整理することが合理的ではないか。
- これを踏まえると、期初において、規制期間における見積もり値を計上することは、基本的に認められないと整理することが妥当ではないか※。その上で、PCB処理費用が、その性質上、制御不能費用と位置づけられていることに鑑み、規制期間における費用増加分（単価や数量の見直し分）については、制御不能費用として事後的な調整を行うこととしてはどうか。

※規制期間に発生することが合理的に説明された費用（法律上の義務がない使用中資産の低濃度PCBに係る費用や資産除去債務の償却費用等）については除く。

- なお、関西において、他社と比して規制期間の見積り額が大きい理由として、2018年度以降に柱上変圧器のPCB処理の運用方法を変更したことによる影響との説明がなされているところ※。

※1990年度から2018年度まで、関西においては、一定の効率化を目的として、変圧器の取替ではなく、これを除染修理することで再使用する運用を採択し、実施。その後、2018年度に再使用している変圧器からPCBが検出され、再使用を中止し、改修計画を見直したことで、増分コストが発生。

- こうした経緯（運用方法の見直し）に係る規制期間における費用増加分については、今後検討が必要となるのではないか。

④-2：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、問題はないものと考えられる。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

④-3：貸倒損 ー見積り方法及び検証項目ー

- 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。

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。

④-3：貸倒損 ー検証結果ー

- 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の会社で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ではないか（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。

④-4：インバランス収支過不足 ー見積り方法及び検証項目ー

- 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。

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。

④-4：インバランス収支過不足 ー検証結果ー

- 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、問題はないものと考えられる。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

④-5：減価償却費（既存分）－見積り方法及び検証項目－

- 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。

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。

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。

④-5：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、問題はないものと考えられる。
- 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、問題はないものと考えられる。（※詳細は次頁）
- 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

④-5：減価償却費（既存分）－償却方法変更に係る考え方－

東北電力NW提出資料

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

※2024年度の既設償却が前年と比べて増加する理由

p3

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



④-6：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、問題はないものと考えられる。

<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

検証の一例（制御不能費用）

④-7：賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 －見積り方法及び検証項目－

- 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。

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・承認を受けたい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。

検証の一例（制御不能費用）

④-7：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－

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

④-7：賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 ー検証結果ー

（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、問題はないものと考えられる。
（参考）各社とも、賠償負担金相当額の大員通知額を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	-	-	-	-	-	-	-	-	-

④-7：賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金 ー検証結果ー

（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、問題はないものと考えられる。

（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。

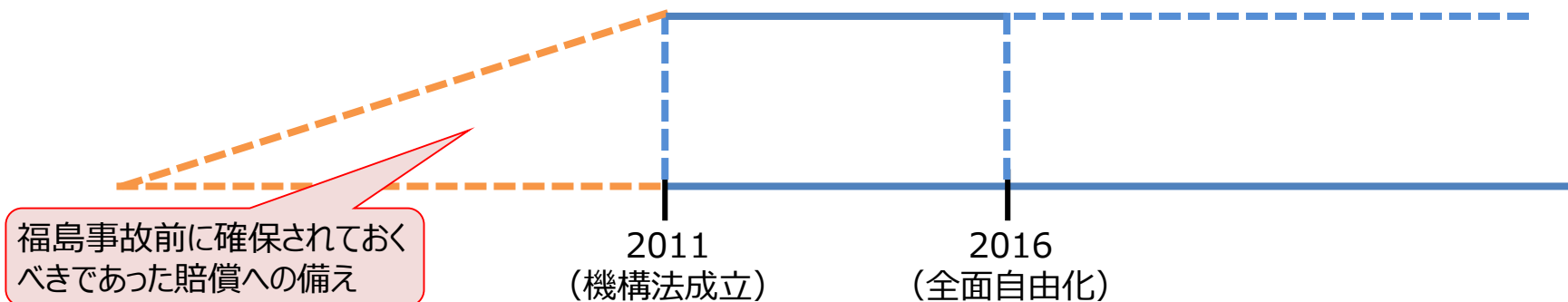
<廃炉円滑化負担金相当金：参照期間及び規制期間の推移>

（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	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【参考】賠償負担金について

- 福島第一原発事故後、原子力事故への備えとして、従前から存在していた原子力損害賠償法に加えて新たに原賠機構法が制定され、現在、同法に基づき、原子力事業者が毎年一定額を原賠・廃炉機構に納付している（一般負担金）。
- 原子力損害賠償法の趣旨に鑑みれば、本来、こうした万一の際の賠償への備えは事故以前から確保しておくべきであったが、実際には何ら制度的な措置は講じられておらず、当然ながら、そうした費用が料金原価に算入されることもなかった。
- その結果、福島第一原発事故以前は、賠償への備えの費用が料金に含まれていない相対的に安価な電気を全需要家が享受していた。
- こうした中で、原賠機構法制定後、2016年4月に小売りが全面自由化され、新電力への契約切替えにより一般負担金を負担しない需要家が増加している環境下において、受益者間の公平性等の観点から、事故前に確保しておくべきであった賠償への備えの不足分を託送料金の仕組みを利用することとした。



検証の一例（制御不能費用）

【参考】廃炉円滑化負担金について （電気事業法施行規則 関連部分抜粋）

（廃炉円滑化負担金の回収等）

第四十五条の二十一の五 一般送配電事業者（第四十五条の二十一の七第一項の通知を受けた一般送配電事業者に限る。次項において同じ。）は、当該通知に従い、廃炉円滑化負担金（次条第一項に規定する廃炉円滑化負担金をいう。）をその接続供給の相手方から回収しなければならない。

2 一般送配電事業者は、第四十五条の二十一の七第一項の通知に従い、各特定原子力発電事業者（次条第一項に規定する特定原子力発電事業者をいう。）ごとに廃炉円滑化負担金相当金（第四十五条の二十一の七第一項第三号に規定する廃炉円滑化負担金相当金をいう。）を払い渡さなければならない。

（廃炉円滑化負担金の額の承認）

第四十五条の二十一の六 電気事業会計規則（昭和四十年通商産業省令第五十七号。以下この条において「会計規則」という。）第二十八条の二第一項若しくは第二十八条の三第一項の承認又は原子力発電施設解体引当金に関する省令（平成元年通商産業省令第三十号）第五条第三項ただし書の承認を受けた原子力発電事業者（以下この条及び次条において「特定原子力発電事業者」という。）は、当該承認に係る原子力発電工作物（特定原子力施設（核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（昭和三十二年法律第百六十六号）第六十四条の二第一項に規定する特定原子力施設をいう。）に係るものを除く。）の廃止を円滑に実施するために必要な資金を一般送配電事業者が行う接続供給によって回収しようとするときは、回収しようとする資金（以下この条及び次条において「廃炉円滑化負担金」という。）の額について、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

2 前項の承認を受けようとする特定原子力発電事業者は、様式第三十一の二十一の三の廃炉円滑化負担金承認申請書に次に掲げる書類を添えて、経済産業大臣に提出しなければならない。

一 廃炉円滑化負担金の額及び当該額の根拠を記載した書類

二 各一般送配電事業者ごとの回収すべき廃炉円滑化負担金の額及び当該額の根拠を記載した書類

3 経済産業大臣は、第一項の承認の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の承認をしなければならない。

一 廃炉円滑化負担金の額が、当該額の根拠となる原子力特定資産簿価（会計規則第二十八条の二第一項に規定する原子力特定資産簿価をいう。）、原子力廃止関連仮勘定簿価（同令第二十八条の三第一項に規定する原子力廃止関連仮勘定簿価をいう。）、原子力廃止関連費用相当額（同項に規定する原子力廃止関連費用相当額をいう。）及び原子力発電施設解体引当金の要引当額（原子力発電施設解体引当金に関する省令第五条第三項に規定する要引当額をいう。）に照らし、適正かつ明確に定められていること。

二 各一般送配電事業者ごとの回収すべき廃炉円滑化負担金の額が、特定原子力発電事業者（当該特定原子力発電事業者が営む原子力発電事業に相当する事業を営んでいた者を含む。）が発電した原子力電気の供給に係る契約の内容に照らし、適正かつ明確に定められていること。

検証の一例（制御不能費用）

【参考】廃炉円滑化負担金について （電気事業法施行規則 関連部分抜粋）

（各一般送配電事業者が回収すべき廃炉円滑化負担金の額等の通知）

第四十五条の二十一の七 経済産業大臣は、前条第一項の承認をしたときは、各一般送配電事業者に対し、次に掲げる事項を通知するものとする。通知した事項が変更されたときも、同様とする。

- 一 回収すべき廃炉円滑化負担金の額
- 二 回収の期間
- 三 廃炉円滑化負担金相当金（一般送配電事業者がこの項の通知に従い回収した金銭をいう。）を払い渡すべき各特定原子力発電事業者の氏名又は名称及び住所並びに法人にあっては、その代表者の氏名
- 四 前各号に掲げるもののほか、経済産業大臣が必要と認める事項

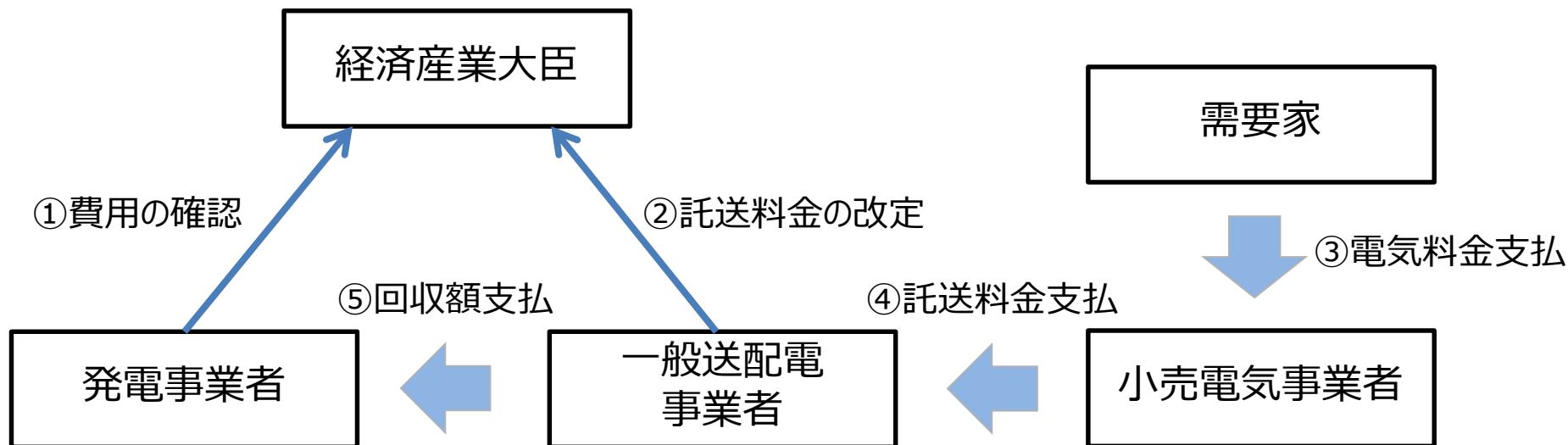
2 経済産業大臣は、前項の通知をしたときは、遅滞なく、同項第三号の各特定原子力発電事業者に対し、同項の規定により通知した事項のうち当該各特定原子力発電事業者に係る事項を通知するものとする。

【参考】廃炉円滑化負担金について

- 原子力事故の賠償の備えの不足分及び廃炉に関する会計制度分について、託送料金の仕組みを利用して全ての需要家から回収するに際しては、まず、発電事業者において、それぞれの費用の額を明確化する必要がある。
- その上で、一般送配電事業者は、回収額を託送料金に織り込み、小売電気事業者から託送料金として電力量に応じて回収し、回収額を発電業者に支払うこととなる。

※特定の発電所において発電された電気が複数の旧一般電気事業者の管内の需要家に供給されていた場合、その発電所に関連する賠償の備えの不足分や廃炉に関する会計制度分は、複数の一般送配電事業者に配分されることとなる。

<託送料金の仕組みを利用した回収スキーム>



④-8：廃炉等負担金 ー検証結果ー

- 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してはどうか。

<廃炉等負担金：参照期間及び規制期間の推移>

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【参考】廃炉等負担金について

論点①：事前準備時、規制期間中、次期規制期間に向けた、申請、承認、認可等の業務フローの基本的考え方

（参考）事前準備時のスケジュール（続き）

第6回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2020年9月9日) 資料1より抜粋

- レベニューキャップ制度は、事業者の収入上限を承認する仕組みであることから、一般送配電事業者は、その収入上限の範囲内で託送料金を設定することが可能。
- 他方、事業者が申請する託送料金が明らかでない中で収入上限の審査を行うことは、託送料金の予見性や透明性の確保の観点から十分とは言えない。このため、収入上限の承認申請と並行して、規制期間中の毎年分の託送料金の認可申請を進めることとしてはどうか。
- なお、1Fの廃炉の円滑かつ着実な実施を担保するため、東電PGの経営合理化努力による利益を1F廃炉に充てられる託送収支上の制度措置が行われてきた。レベニューキャップ制度導入後も、令和元年12月の閣議決定を踏まえた対応が必要ではないか。
- 具体的には、事故後の送配電事業の経営合理化によって1F廃炉に充てる額については、引き続き、レベニューキャップ制度の中でも確保できる仕組みとすることとしてはどうか。

【参考】廃炉等負担金について

論点③：レベニューキャップの審査方法（指針）

福島第一原発の廃炉に充てるための過年度の経営合理化額に関する論点整理

- これまでの託送料金制度において、東電PGの経営合理化による利益を1Fの廃炉費用に充てる仕組みについて、レベニューキャップ制度への移行後も確保できる仕組みが必要である点は、当委員会（第6回）で議論したとおり。
- その上で、以下のような形で算入及び運用方法を整理することとし、より詳細な運用方法は電力・ガス取引監視等委員会において検討を行うこととしてはどうか。

期初における収入上限の算定時の織り込み方

- これまでに東電PGが特別に実施してきた合理化で捻出してきた額を引き続き廃炉に活用可能とする観点から、まずは過去の廃炉等負担金の実績値を踏まえたうえで、収入上限に算入することを可能とする。

制度開始後における運用の考え方

- 東電PGは、収入上限に算入された額を毎年、捻出することを基本とする。
- ただし、コスト効率化によって計画以上の利益を発生した場合には廃炉等負担金の増額を可能とするが、系統利用者への還元を支障のない範囲で対応することとする。
- なお、外生的要因により他の費用が増加した場合は、他の事業者と同様の判断基準の下に取り扱い、廃炉等負担金を圧縮するようなことはしない。

検証の一例（制御不能費用）

【参考】廃炉等負担金について

- 福島第一原発の廃炉を円滑かつ着実に実施するため、廃炉等負担金については、東電PGの過去の経営合理化努力によって過去捻出されてきた実績値を踏まえて、収入上限に算入することと資源エネルギー庁の審議会において整理された。
- この整理を踏まえて、まず、期初については、過去の廃炉等負担金の実績値や、第4次総合特別事業計画における想定等も踏まえて、見積もり金額の妥当性を確認する。
- 期中に、コスト効率化によって利益が発生した場合には、期初に見積もった廃炉等負担金の金額を超えて捻出することも可能とする。なお、前回WGにおいて整理したとおり、翌規制期間においては「利益の50%を系統利用者に還元する」こととする。
- また、現行料金制度と同様に、廃炉等負担金の実績については毎年度その妥当性について確認を行うこととする。

【参考】新々・総合特別事業計画（第三次計画）

2017年5月18日（認定）

原子力損害賠償・廃炉等支援機構 東京電力ホールディングス株式会社

●新々・総合特別事業計画より抜粋（P.29）

（2）送配電事業（東京電力パワーグリッド）

電力の送配電ネットワークは、エネルギーの安定的な供給を確保するとともに、エネルギー利用に関する様々な技術革新の母胎となる社会インフラである。

一方、人口の減少や省エネの進展、経済成長鈍化に伴って、中長期的に電力需要は低迷し、託送事業の規模・収入は伸び悩む傾向にある。また、高度成長期に構築した設備の老朽化が進み、維持・更新に係る支出の増加が見込まれる。これまでの右肩上がりの需要の下、安定的な収益の成長を前提とした、従来のビジネスモデルと同様の事業展開・設備投資は困難となりつつある。

さらに、これまでの発電所に比して小規模な再生可能エネルギーの導入が進展する中、その電気を発電地点で円滑に利用するためのICT技術が進展している。また、再生可能エネルギーを効率的に系統で調整していく技術にも発展がみられる。これまでの技術体系で前提としていた「遠隔地への大規模発電所立地とその長距離送電」という構図は、これらによって大きく変貌しており、欧米では、新たな送配電網の運用・制御を図るところも出てきている。

こうした厳しい環境を乗り切るため、現在の枠組みに留まることなく、共同事業体の設立と再編・統合を通じた課題解決により、電力産業全体の競争力強化を目指すという大きな方向性が国の東電改革提言でも示された。これに対応するため、我が国の経済・産業の中心を供給エリアとする東電PGは、送配電事業が抱える課題の解決に向け、下記のような安定的な事業運営につながる施策に取り組んでいく必要がある。

- ・ 安定供給確保及び効率的事業運営のための全国規模での工事均平化による経年設備の確実な更新、保守高度化、設備スリム化
- ・ 調達費や製造コストの効率化等のための共同調達
- ・ 全国規模の燃料費削減、計画外停止の影響最小化等のための広域運用による調整力効率化
- ・ 再生可能エネルギー導入拡大への対応力向上等のための連系線増強
- ・ セキュリティ強化、新たな収益獲得等のための配電事業のデジタル化・ビジネスモデル転換
- ・ 供給安定度の向上等のための国際連系線に係る調査・検討
- ・ 成長する世界市場でのシェア獲得等のための海外展開

こうした問題意識の下、東電PGは、今後とも電力供給の信頼度を確保した上で、非連続の事業構造改革などの実現に取り組む。これにより、グローバルレベルの効率的な事業運営を実現するとともに、強化した財務基盤や技術力を活かし、世界エネルギー市場へ事業展開することで、エネルギーを必要とするすべてのお客さまや社会から信頼され、かつ収益を上げ続ける企業に生まれ変わる。本計画では、合理化などにより年平均約1,200億円程度を捻出し、この資金を優先的かつ確実に廃炉に充てるなど、福島復興等に貢献する。

【参考】第四次総合特別事業計画

●第四次総合特別事業計画より抜粋（P.48）

2021年8月4日（認定）

原子力損害賠償・廃炉等支援機構 東京電力ホールディングス株式会社

（3）送配電事業（東京電力パワーグリッド）

東電PGは、一般送配電事業者として域内における安定的かつ低廉な電力供給を支え続けるという使命を果たすために、エネルギー利用に関する様々な技術革新の母胎であり、重要な社会インフラでもある送配電ネットワークを健全な状態で効率的に維持し続けるとともに、その強靱性も高めていく。

まず、構造的な収入減少と支出増加の圧力に直面する中、電力需要の成長に対応して送配電設備を拡充すれば、総括原価方式に従い収入が得られるという旧来のビジネスモデルからの脱却が求められる。すなわち、人口減少や省エネルギーの進展等により電力需要が停滞又は減少し、託送事業の規模・収入が伸び悩む可能性がある。一方で、高度経済成長期に構築した設備の経年化が進み更新時期に入りつつあるとともに、カーボンニュートラル・デジタル化・分散化や激甚化・広域化する自然災害に備えた強靱化など、送配電ネットワークへの新たな要請・期待も高まっており、これらの修繕・更新・革新を効率的に進めていく必要がある。

次に、再生可能エネルギーの主力電源化が進む中、これまでの「遠隔地にある大規模な電源（発電設備）から長距離送電で需要家に電気をお届けする」役割に加えて、今後は「分散立地する小規模多数の電源（発電・蓄電設備）と需要家をつなぐ」役割の重要性が高まり、送配電ネットワークの「広域化」と「分散化」という2つの方向性に同時に対応する必要がある。

2021年初の需給ひっ迫の対応においても、一般送配電事業者間の協調（広域化）やデマンドレスポンスの活用・自家発電設備の協力（分散化）を通じた対応を行っているが、今後は、常時・非常時の両面において、より多様・多数のプレイヤーの参加を促し、送配電ネットワークの運用における役割を担っていただくことで、効率的に安定供給を確保していく。東電PGは、このような事業環境変化への対応を重ね、グローバルトップレベルの事業運営基盤の確立（2025年度の託送原価を2016年度比で1,500億円程度削減）に向けた非連続な経営効率化等の取組を通じて、**年平均約1,200億円程度を捻出し、この資金を優先的かつ確実に廃炉に充てることで、福島責任の貫徹に貢献する。** これまでもカイゼン活動等を通じた経営効率化に取り組んできたが、現状のままでは2025年度の託送原価削減目標の達成は困難な水準にある。このため、系統運用・設備保全におけるデジタル技術の活用やアセットマネジメント等の海外先進事例にも学んでグローバルトップレベルとのギャップを埋めていく方策の具体化を行いつつ、改めて原価構造を聖域なく見直すとともに、下記の取組を通じてあらゆる工夫・方策を総動員し、2025年度目標を達成可能な計画を構築する。

④-9：公租公課 ー検証結果（雑税）ー

- 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、問題はないものと考えられる。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。

④-9：公租公課 ー検証結果（電源開発促進税）ー

- 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、問題はないものと考えられる。
- 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

④-9：公租公課 ー検証結果（事業税）ー

- 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こととしたい。

<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

④-9：公租公課 ー検証結果（法人税等）ー

- 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したい。

※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。

④-10：政策関連費目のうち混雑対応（再給電費用）に要する費用 －見積り方法及び検証項目、検証結果－

第18回料金制度専門会合
資料3（2022年9月7日）一部修正

- 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。

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

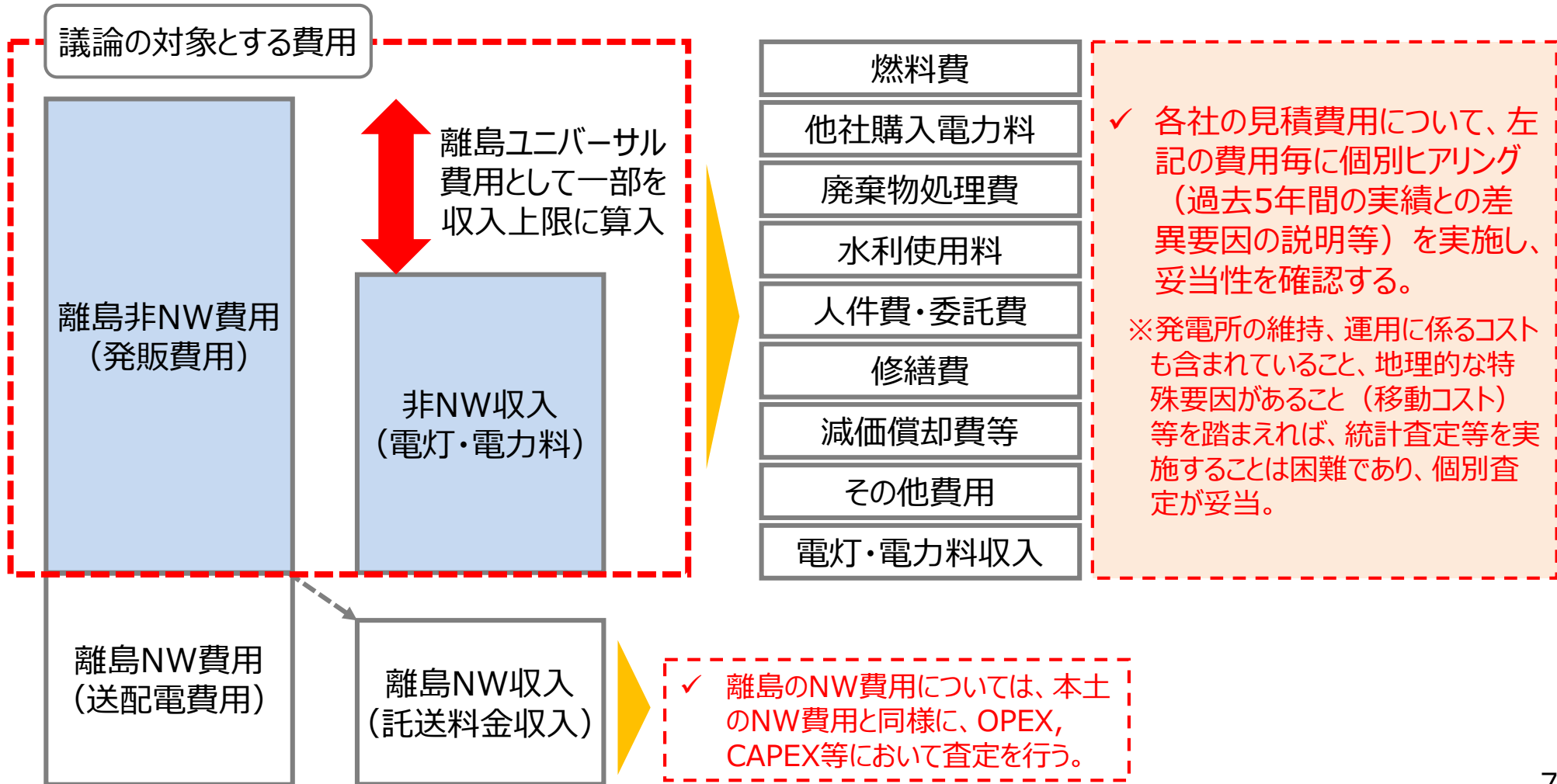
- 混雑対応としての再給電方式については、2022年度より導入されることから、期初にその費用を見積もることは困難であるため、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととしてはどうか。

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。

④-11：離島ユニバーサル費用の査定方法

- 一般送配電事業者は、需要家保護の観点から、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義務を負っている。当該離島供給に係る非ネットワーク費用については、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ところ、レベニューキャップ制度においては以下の方法で査定を行う。



④-11：離島ユニバーサル費用 ー全体概要ー

- 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も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もり。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もり。
 - ・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もり。
- 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もり計上している。
 - ・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

検証の一例（制御不能費用）

第21回料金制度専門会合
資料4（2022年10月5日）一部修正

④-11：離島費用・収入 ー全体概要ー

＜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

④-12：電気事業雑収益 —検証結果—

- 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ものとする。

<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

④-12：電気事業雑収益【中部】—検証結果—

各項目の見積もり方法

- ・雑口(主な項目は共架料、設備使用料、工事補償金、システム利用料等)については、2021年度実績値に中電P Gが開発した広域需給調整システム等の利用料（5カ年平均+18億円）を加算して見積もり。（分社化後2カ年平均との比較では+17億円）
- ・その他の雑収益は、2021年度実績値であることを確認している。

(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)	
契約超過金	-	-	-	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 1	▲ 0	▲ 0	
違約金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
諸貸付料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
受託運転益	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 3	▲ 2	▲ 8	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 11	▲ 2	▲ 1	
器具販売益	-	-	-	-	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 1	▲ 0	▲ 0	
受託工事益	▲ 6	▲ 10	▲ 7	▲ 20	▲ 24	▲ 67	▲ 13	▲ 24	▲ 24	▲ 24	▲ 24	▲ 24	▲ 122	▲ 24	▲ 11	
広告料	▲ 26	▲ 26	▲ 23	▲ 89	▲ 84	▲ 249	▲ 50	▲ 84	▲ 84	▲ 84	▲ 84	▲ 84	▲ 421	▲ 84	▲ 34	
供給雑収	▲ 66	▲ 149	▲ 128	▲ 1,113	▲ 1,209	▲ 2,666	▲ 533	▲ 1,209	▲ 1,209	▲ 1,209	▲ 1,209	▲ 1,209	▲ 6,045	▲ 1,209	▲ 676	
系統設置交付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
広域系統整備交付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
雑口	▲ 8,555	▲ 7,843	▲ 7,753	▲ 15,497	▲ 16,212	▲ 55,859	▲ 11,172	▲ 16,765	▲ 17,685	▲ 18,114	▲ 17,862	▲ 17,561	▲ 87,988	▲ 17,598	▲ 6,426	
合計	▲ 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	
(再掲) 雑口	共架料	▲ 1,937	▲ 1,837	▲ 1,825	▲ 7,446	▲ 7,510	▲ 4,111	▲ 7,510	▲ 7,510	▲ 7,510	▲ 7,510	▲ 7,510	▲ 37,549	▲ 7,510	▲ 3,399	
	設備使用料	▲ 543	▲ 494	▲ 497	▲ 3,712	▲ 3,315	▲ 1,712	▲ 3,315	▲ 3,315	▲ 3,315	▲ 3,315	▲ 3,315	▲ 16,573	▲ 3,315	▲ 1,602	
	工事補償金受入差益	▲ 1,144	▲ 440	▲ 362	▲ 2,057	▲ 1,869	▲ 5,873	▲ 1,175	▲ 1,869	▲ 1,869	▲ 1,869	▲ 1,869	▲ 1,869	▲ 9,347	▲ 1,869	▲ 695
	需給調整市場システム利用料	-	-	-	-	▲ 382	▲ 382	▲ 76	▲ 777	▲ 1,568	▲ 1,941	▲ 1,651	▲ 1,337	▲ 7,274	▲ 1,455	▲ 1,378