

レベニューキャップ^o制度における期中評価について (2023年度・まとめ)

第62回 料金制度専門会合 事務局提出資料

2024年10月28日



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

期中評価のまとめ

期中評価の実施時期

- 期中評価は、計画ごとに以下のとおり第58回～第62回の計 5 回にわたって実施した。

計画	計画内訳①	計画内訳②	専門会合の確認時期
目標計画	定性的な項目	8 項目	目標計画①（7/25）
		3 項目	目標計画②（8/20）
	定性的、定量的な項目	7 項目	目標計画③（9/18）
事業収入全体見通し、前提計画	—	—	事業収入全体見通し、前提計画、 費用計画①（9/18）
費用計画	OPEX等費用（下記除く）	—	
	次世代費用、CAPEX	—	費用計画②（10/28）
投資計画	拡充投資、更新投資	—	投資計画①（10/7）
	次世代投資、その他投資	投資計画②（10/28）	
効率化計画	—	—	効率化計画（7/25）

期中評価の実施状況まとめ（目標計画） 1 / 2

- 目標計画の18項目について、進捗状況を確認した結果は以下のとおり。

分野	項目	インセンティブ	確認結果
安定供給	①停電対応	収入上限の引き上げ・引き下げ	【停電量実績値】 10事業者中5事業者が過去実績から5%以上減少 した一方で、 4事業者は過去実績から5%以上増加
	②設備拡充	レピュテーションインセンティブ	【広域系統整備計画工事】一部、遅延が発生している工事についても工程の調整により計画された竣工時期に遅れはなかった
	③設備保全	レピュテーションインセンティブ	【配電設備】 多くの事業者が計画を達成 【送変電設備】用地（地権者）事情による竣工時期の遅れ、停電調整による工事実施時期の変更や半導体不足等に伴う資機材の長納期化などにより 多くの事業者が未達
	④無電柱化	レピュテーションインセンティブ	地権者交渉の難航や道路管理者との工程の調整に加え、第1規制期間中に効率的に実施するための計画修正や土砂などによる道路啓開の予定変更などにより、 多くの事業者が未達
再エネ導入拡大	⑤新規再エネ電源の早期かつ着実な連系	収入上限の引き上げ・引き下げ	【回答期限超過件数】業務フローの見直しなどの創意工夫により、 多くの事業者でゼロ
	⑥混雑管理に資する対応	レピュテーションインセンティブ	【N-1電制装置】各事業者において、混雑発生時に備えて 計画的に装置の設置を進めていた 【ノンフォーム型接続・再給電方式】 基幹系統の混雑 を対象として、再給電方式についてシステム開発を行い、 全社共通して2023年12月より運用開始
	⑦発電予測精度向上	レピュテーションインセンティブ	【アンサンブル予報を利用した三次調整力②の調達】 2023年度必要量の23%~34%低減 【エリアの特性も踏まえた更なる精度向上】 検証の結果として期待する効果が見込めなかった 事業者があった
サービスレベルの向上	⑧需要家の接続	収入上限の引き上げ・引き下げ	【回答期限超過件数】業務フローの見直しなどの創意工夫により、 多くの事業者でゼロ
	⑨計量、料金算定、通知等の確実な実施	収入上限の引き上げ・引き下げ	【インバランス料金の誤請求】 10社中5事業者で過去実績の発生率を上回った 【その他の項目】 多くの事業者において過去5年の実績値からは概ね下回った

期中評価の実施状況まとめ（目標計画） 2 / 2

分野	項目	インセンティブ	確認結果
サービスレベルの向上	⑩顧客満足度	レピュテーションインセンティブ	【SNSによる情報発信等】継続して行うこと等により 従来に比してお客さま認知度の向上 が見られ、特に 能登半島地震の際には情報発信が有効に行われた 一方で、 情報発信ツールのさらなる利便性や認知度の向上に向けた継続的な取組を行うことが必要
広域化	⑪設備の仕様統一化	レピュテーションインセンティブ	当初の目標であった 合計5品目の仕様統一については既に検討を完了
	⑫中央給電指令所システムの仕様統一化	レピュテーションインセンティブ	【全国大の取組】メインシステムの開発ベンダの決定、要件定義工程に着手 【各事業者】沖縄以外の9社にてエリアシステムの要件検討に着手
	⑬系統運用の広域化	レピュテーションインセンティブ	【全国大の取組】 2024年度の一次調整力～二次調整力②の取引開始に向けた需給調整市場システム開発が完了
	⑭災害時の連携推進	レピュテーションインセンティブ	【全国大の取組】災害復旧資材・役務融通訓練を実施し、 災害発生時の各事業者間の役割・業務一連の流れ（各種様式の作成方法、連絡ルート）等を体系的に理解 するとともに、東・中・西地域共同訓練を実施し、 復旧工事に関する相互応援の実効性や仕様統一された工具の有効性を確認
デジタル化	⑮デジタル化	レピュテーションインセンティブ	【ドローン】適用範囲を拡大することにより 人員の効率化 が見られた 【電力データ活用】多くの事業者において 自治体へのデータ提供が開始 されており、 能登半島地震の際には石川県にデータ提供
安全性・環境性への配慮	⑯安全性・環境性への配慮	レピュテーションインセンティブ	【安全性】 協力会社を含め同種災害の対策の定着等より一層の取組が必要 【環境性】温室効果ガスの排出抑制や車両電動化に向けて、各社実施していることを確認
次世代化	⑰分散グリッド化の推進	レピュテーションインセンティブ	【技術検証】北陸電力送配電の 舭倉島での実証事業が震災影響により中断
	⑱スマートメーターの有効活用等	レピュテーションインセンティブ	【全国大の取組】2023年6月、 次世代スマメの計量部の仕様統一を完了 【各事業者】一部の事業者においては、メーカーへの発注を開始

期中評価の実施状況まとめ（事業収入全体の見通し、前提計画）

＜評価対象項目＞

- ✓ 事業収入全体の見通し
- ✓ 販売電力量、契約電力、再エネ連系量

＜事務局の確認結果まとめ＞

- 全10事業者において、2023年度の実績収入が想定収入を下回っており、**指針で規定された料金下げの基準（累積の乖離額が5年間の収入上限の5%超）に該当する事業者はいなかった**

事業収入全体の見通し – 2023年度の実績確認 –

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）
※第61回会合で報告した修正内容を反映済

- 全10事業者において、2023年度の実績収入が想定収入を下回っており、**指針で規定された料金下げの基準（累積の乖離額が5年間の収入上限の5%超）に該当する事業者はいなかった。**

単位：億円

事業者	事業収入全体の見通し（2023年度）				主な乖離要因	【参考】 料金下げの 基準値※1
	①想定収入	②実績収入	③乖離幅 ②－①	④乖離率 ③÷①		
北海道NW	1,995	1,946	▲49	▲2.5%	【低圧】▲47、▲3.7%（節電・省エネ影響による減）	503
東北NW	4,833	4,777	▲57	▲1.2%	【高圧】▲26、▲1.7%（産業用の生産動向等による需要減に伴う収入減）	1,200
東京PG	14,803	14,725	▲78	▲0.5%	【高圧】▲62、▲1.6%（節電・省エネの影響に加え、生産水準の低下等から需要が計画を割ったことによるもの）	3,677
中部PG	6,378	6,280	▲98	▲1.5%	【高圧】▲63、▲3.4%（産業用における生産減等に伴う需要減による収入減）	1,580
北陸送配電	1,479	1,470	▲9	▲0.6%	【特別高圧】▲11、▲6.2%（産業用における生産減等に伴う需要減）	370
関西送配電	7,208	7,100	▲109	▲1.5%	【低圧】▲66、▲1.6%（テレワーク率の低下、省エネ・節電等から需要が計画を下回ったことによる収入減）	1,807
中国NW	3,172	3,048	▲124	▲3.9%	【低圧】▲88、▲4.6%（節電等に伴う需要の減少による収入減）	788
四国送配電	1,585	1,559	▲26	▲1.6%	【低圧】▲24、▲2.4%（節電・省エネ影響等に伴う需要減）	392
九州送配電	5,005	4,979	▲26	▲0.5%	【高圧】▲29、▲2.2%（省エネの進展や節電の影響等による需要減）	1,254
沖縄電力	683	668	▲14	▲2.1%	【低圧】▲6、▲1.5%（節電・省エネ等に伴う需要の減）	173

※1 2023年11月承認の収入の見通しの規制期間合計×5%

期中評価の実施状況まとめ（費用計画）

＜評価対象項目＞

- | | |
|-----------|----------|
| ✓ OPEX | ✓ 控除収益 |
| ✓ CAPEX | ✓ 制御不能費用 |
| ✓ 次世代投資費用 | ✓ 事後検証費用 |
| ✓ その他費用 | |

＜事務局の確認結果まとめ＞

- OPEXについては、各社効率化施策による費用削減に取り組んでいるものの、**送配電設備の巡視点検費用等の労務費単価増や、給料手当等（賞与含む）の単価増等により直近承認額を実績値が上回る事業者が6社あった**
- その他費用については、**工事の工程内容の変更や繰延などにより、修繕費や固定資産除却費の減少等により直近承認額を実績値が下回る事業者が8社あった**
- **制御不能費用及び事後検証費用**については、最終保障供給対応や三次調整力①調達等に係る調整力確保費用による影響が一部の事業者で多額に発生していた
- なお、OPEX及びその他費用の修繕費、委託費等に関しては、**労務費単価等の増加影響によるコスト増加が各事業者から報告された**

【参考】費用計画の対象項目に含まれる費目

- 費用計画における評価対象項目に含まれる主な費目例は下記のとおりである。

評価対象項目	主な費目例
OPEX	給料手当、退職給与金、委託費、修繕費、諸費、電気事業雑収益 等
CAPEX	連系線・基幹系統、ローカル系統、配電系統にかかる修繕費・減価償却費 等
次世代投資費用	配電網高度化、次世代スマメ、アセットマネジメントにかかる委託費 等
その他費用	委託費・修繕費※、固定資産除却費、離島等供給に係る費用・収益 等 ※修繕費は設備取替・補修、送電設備の塗装、支障木伐採等の費用。委託費は支障木伐採の委託費用
控除収益	電気事業雑収益※、事業者間精算収益 等 ※電気事業雑収益は、共架料、設備貸付料、補償金工事益 等
制御不能費用	減価償却費、電源開発促進税、調整力確保費用※ 等 ※容量市場拠出金、ブラックスタート電源機能確保費用、最終保障供給対応損益等
事後検証費用	調整力確保費用※、災害復旧費用 等 ※電源 I・I' 公募費用、電源持替費用、需給調整市場における三次調整力①の調達費用等

【10社】費用計画（サマリ） 1 / 2

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）
※第61回会合で報告した修正内容を反映済

- 費用計画の合計について全10事業者の状況は下記のとおりである。
- 費用計画の合計では**実績額が承認額を上回る事業者が3事業者**であった。費目ごとの分析は次頁参照。

単位：億円

事業者	①直近承認額※1	②実績額	③乖離値 (②－①)	乖離率 (③÷①)	主な乖離費用区分
北海道NW	1,976	1,983	+8	+0.4%	制御不能費用+59、CAPEX▲32
東北NW	4,545	4,543	▲2	▲0.0%	その他費用▲31、制御不能費用+19
東京PG	14,178	14,166	▲12	▲0.1%	制御不能費用▲214、OPEX+152
中部PG	6,051	5,947	▲104	▲1.7%	事後検証費用▲134
北陸送配電	1,402	1,454	+52	+3.7%	事後検証費用+96
関西送配電	7,018	6,930	▲88	▲1.3%	その他費用▲43、事後検証費用▲29
中国NW	2,962	2,878	▲84	▲2.8%	事後検証費用▲34、制御不能費用▲37
四国送配電	1,498	1,465	▲33	▲2.2%	控除収益▲22
九州送配電	4,839	4,959	+121	+2.5%	OPEX+56、その他費用+47
沖縄電力	660	658	▲2	▲0.3%	その他費用▲32、事後検証費用+19

※1 2023年11月承認額。ただし、RC開始前の費用（インバランス収支過不足、最終保障供給費用）の織り込み分は除く。以下のスライドにおいても同様。

※2 小数点以下を四捨五入して計上

【10社】費用計画（サマリ） 2 / 2

第60回料金制度専門会合 一部修正
資料4（2024年9月18日）

- 実績額との乖離トレンドを費用計画の費目ごとに分析した結果は下記のとおりであった。

費用区分	承認額≧実績額 (社数)	承認額<実績額 (社数)	主な乖離要因、トレンド
OPEX	4	6	増加：単価増による給料手当↑、労務費単価増影響による修繕費・委託費等↑ 減少：業務カイゼン等による要員効率化
CAPEX	4	6	増加：労務費単価増影響による修繕費↑ 減少：投資量の減少に伴う修繕費・委託費等↓
次世代投資費用	9	1	減少：資機材の長納期化、工事実施時期の繰延べ↓
その他費用	8	2	増加：保安対応等のための早期改修による物量等↑や労務費単価増影響による修繕費↑ 減少：第三者都合の工事時期の変更や工程変更による修繕費、固定資産除却費↓
控除収益※1	4	6	増加：他エリアへの振替供給電力量↓や工事補償金↓ 減少：他エリアへの振替供給電力量↑や事業者間精算単価改定に伴う収益↑
制御不能費用	5	5	増加：赤字計上によるインバランス収支過不足↑、税前利益の増加による法人税↑ 減少：黒字計上によるインバランス収支過不足↓、最終保障供給の収支改善による調整力確保費用↓
事後検証費用	4	6	増加又は減少：持替費用、三次調整力①等の単価及び数量の差異による調整力確保費用↑↓ 増加又は減少：災害復旧工事の増減及び災害等扶助交付金の交付による災害復旧費用↑↓
収入の見通し	7	3	

※1 控除収益は負の値であるため、例えば承認額▲2、実績額▲1の場合は、承認額<実績額に分類している。

OPEX 乖離要因の確認（サマリ）

第60回料金制度専門会合
資料 4（2024年9月18日）
※第62回会合（資料 3）で報告した修正内容を反映済

単位：億円

事業者	①提出額	②直近承認額	③実績額	④乖離値 (③－②)	⑤乖離値の分解※1				
					外生的 な要因	効率化		その他 要因	その他要因の主な内訳
						実績額	(査定額)		
北海道NW	528	528	518	▲10	+1	▲6	(0)	▲4	【給料手当】ベースアップ影響等 +4 【諸費】TV会議システム等の通信NW費用の減 ▲5
東北NW	1,207	1,205	1,206	+1	+6	▲18	(▲2)	+12	【給料手当】【厚生費】賞与等の増加 +19 【委託費】システム関連の委託の内容変更等 ▲9
東京PG	3,109	3,098	3,251	+152	+23	▲14	(▲11)	+132	【給料手当等】ベースアップ影響 +35 【退職給与金】年齢構成差影響 +20
中部PG	1,714	1,701	1,765	+64	+1	▲10	(▲13)	+60	【給料手当】賞与の増加、ベースアップ影響 +19 【委託費】契約センターへの受付業務委託+11
北陸送配電	384	378	367	▲12	+0	▲13	(▲5)	▲4	【雑給】雑給出向者の増等 ▲3
関西送配電	1,729	1,709	1,716	+7	▲10	▲47	(▲20)	+44	【給料手当等】賞与等の増加 +34 【修繕費】配電自動化システムの点検による増 +10
中国NW	832	832	798	▲34	+2	▲29	(▲0)	▲7	【研究費】規制期間内の時期見直しによる減 ▲7
四国送配電	404	403	385	▲18	+1	▲17	(▲1)	▲4	【委託費】支出時期見直し等 ▲7 【電気事業雑収益】通信サービス提供業務収益減等 +4
九州送配電	1,251	1,221	1,276	+56	+24	▲30	(▲30)	+32	【給料手当】ベースアップ影響等 +19 【委託費】システム開発費のCAPEXからの区分変更等による増 +12
沖縄電力	145	132	144	+12	+3	▲3	(▲13)	▲1	【委託費】通信設備監視制御システムソフト取替の計画変更による減 ▲3

※1 乖離要因の分解は、各事業者の報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。

乖離値＝外生的な要因＋効率化実績額－(効率化査定額)＋その他要因

※2 小数点以下を四捨五入して計上

【10社】費用計画（CAPEX）－（サマリ）－

第62回料金制度専門会合
資料3（2024年10月28日）

- 費用計画（CAPEX）の2023年度実績は以下のとおり。7事業者において費用額ベースで計画（提出額）比未達であった。その要因は、主に配電投資量減少に伴う修繕費の減とのことであった。

単位：億円

事業者	①提出額	②直近承認額	③実績額	④乖離額 (③－①)
北海道NW	247.6	241.1	209.1	▲38.4
東北NW	516.2	510.7	512.4	▲3.8
東京PG	943.0	850.7	908.7	▲34.3
中部PG	632.9	632.2	674.2	+41.3
北陸送配電	172.2	169.7	161.3	▲10.9
関西送配電	757.4	718.9	733.2	▲24.1
中国NW	523.2	498.4	496.1	▲27.1
四国送配電	231.0	227.8	241.6	+10.6
九州送配電	574.5	570.7	603.7	+29.2
沖縄電力	53.2	52.6	50.3	▲2.9

乖離額の主な内容
【修繕費】配電投資量の減少等 ▲28.8
【修繕費】配電系統の修繕費振替額の増 +6.1 【減価償却費】その他投資（システム開発及び改良）及びローカル系統費用の減 ▲9.9
【修繕費】（配電）需要・電源対応ならびに無電柱化の投資量減に伴う変動等 ▲29.8
【修繕費】需要申込減少等による修繕費振替額の増加、エスカレ影響による増加等 +45.2 【減価償却費】送変電工事の期ズレ等 ▲3.8
【修繕費】（配電）需要電源申込の減少等 ▲7.9
【減価償却費】投資量未達に伴う投資額減少による減価償却費の減 ▲7.5 【修繕費】需要家からの接続申し込み減による減 ▲15.4、エスカレに伴う増 +82.3、工事の効率化に伴う減 ▲24.7、無停電費の会計変更による影響 ▲50.8、その他計画変更等に伴う減 ▲15.4 【委託費】新規システムの要件定義費用の増 +7.3
【修繕費】（配電）取替修繕費の減 ▲22.8 【委託費】（システム開発・改良）配電線遠制御親局リプレースの減など ▲6.5
【修繕費】（配電）インフレ影響に伴う市況価格の変動等による増 +8.1
【修繕費】エスカレ影響等による増 +57.0 【委託費】システム開発費のOPEXへの区分変更等による減 ▲42.0、エスカレ影響等による増 +10.5
【委託費】配電関連システム開発にかかるクラウド化等の仕様検討による期ズレ等 ▲3.5

※1 小数点第二位を四捨五入して算出

※2 CAPEXには「連携線、基幹系統」、「ローカル系統」、「配電系統」、「その他投資」に関わる費用が含まれている。

その他費用 乖離要因の確認（サマリ）

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）

単位：億円

事業者	①提出額	②直近承認額	③実績額	④乖離値 (③－②)	⑤乖離要因の分解※1				
					外生的 な要因	効率化		その他 要因	その他要因の主な内訳
						実績額	(査定額)		
北海道NW	315	309	296	▲13	+4	▲7	(▲6)	▲16	【固定資産除却費】第三者都合による配電・送変電工事減少 ▲9
東北NW	900	890	859	▲31	+2	▲16	(▲10)	▲27	【固定資産除却費】配電自動化再構築延伸、組織整備に伴う繰延、工程変更などの支出年度変更による減少 ▲8
東京PG	3,432	3,513	3,382	▲132	+22	▲9	(81)	▲64	【修繕費】詳細設計確定等による減 ▲16、配電工事の展開計画変更による減 ▲42 【固定資産除却費】詳細設計確定による減 ▲7、停止時期見直し等に伴う工程見直しによる減 ▲38 【廃炉等負担金】前年度までの精算による影響等 +43
中部PG	888	880	870	▲11	+9	▲3	(▲8)	▲23	【固定資産除却費】設備スリム化工事の期ズレ等 ▲34
北陸送配電	230	228	208	▲19	▲8	▲5	(▲3)	▲9	【修繕費】期ズレ等 ▲6
関西送配電	1,000	998	954	▲43	+7	▲5	(▲2)	▲48	【修繕費】工事中止、時期ズレによる物量減少 ▲55
中国NW	461	448	510	+62	+11	▲2	(▲13)	+40	【修繕費】保安対応や事故対策のための早期改修による物量増 +40
四国送配電	267	260	259	▲1	+3	▲0	(▲7)	▲12	【修繕費】工事計画・支出時期の見直し等 ▲12
九州送配電	965	945	992	+47	25	▲30	(▲21)	+32	【修繕費】規制期間内での工程変更等による増加 +20
沖縄電力	210	204	172	▲32	▲14	▲1	(▲6)	▲23	【離島等供給に係る費用(燃料費)】燃料価格の下落および需要が想定を下回ったことによる燃料消費数量の減 ▲11

※1 乖離要因の分解は、各事業者の報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである

乖離値＝外生的な要因＋効率化実績額－(効率化査定額)＋その他要因

※2 小数点以下を四捨五入して計上

控除収益 乖離要因の確認（サマリ）

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）

- 各事業者の控除収益について直近承認額と実績額を比較したところ、**承認額 $\geq$ 実績額となった事業者が4社、承認額 $<$ 実績額が6社**であった。詳細は下記のとおり。

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値 (②－①)	③' 乖離要因の分解	
				事業間精算収益	その他の主な乖離要因
北海道NW	▲66	▲64	+2	+8 振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】▲4（工事補償金差益の増▲3）
東北NW	▲269	▲265	+5	▲8 エリア外への振替供給電力量の増	【電気事業雑収益】+10（補償金工事益減+9）
東京PG	▲715	▲666	+49	+45 振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】+29（工事補償金の減+23、臨時工事費の減+3、受託工事益の減+3）
中部PG	▲266	▲300	▲34	▲34 東エリアへの振替供給電力量の増	【託送収益】▲2（飛騨信濃FC利用料収益増▲3、中部エリアから他エリアへの振替電力量減+2）
北陸送配電	▲59	▲55	+3	+5 振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】▲2（契約超過金の増等）
関西送配電	▲308	▲331	▲22	▲30 振替供給電力量の増	【電気事業雑収益】+4（雑口+2、供給雑収+1）
中国NW	▲138	▲161	▲23	▲7 事業者間精算単価改定（0.30→0.35）による増	【電気事業雑収益】▲12（供給雑収、共架料、工事補償金精算益の増▲8）
四国送配電	▲82	▲103	▲22	▲26 振替供給電力量の増	【託送収益】+8（設備利用料の減等+8）
九州送配電	▲173	▲164	+9	+7 実績数量減等による収益減	【電気事業雑収益】+2（雑口+7、供給雑収▲6）
沖縄電力	▲9	▲6	+3	－	【電気事業雑収益】+3（要請工事の繰延による雑口（工事補償金）の減+3）

制御不能費用 乖離要因の確認（サマリ）

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）
※第61回会合で報告した修正内容を反映済

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値 (②－①)	④乖離要因の分解		
				調整力確保費用	インバランス 収支過不足	その他の主な乖離要因
北海道NW	556	614	+59	+16 マストラン運転費用※1 最終保障供給対応 +50 ▲34	+25	【振替損失調整額】+6（振替供給電力量増加）
東北NW	1,689	1,708	+19	▲22 最終保障供給対応 ▲22	+12	【退職給与金】+30（2022年度発生の数値計算上の差異の影響）
東京PG	5,474	5,260	▲214	▲353 最終保障供給対応 ▲353	+88	【法人税】+74（税前利益の増加）
中部PG	2,233	2,214	▲19	▲64 最終保障供給対応 ▲64	▲1	【法人税】+105（税前利益の増加）
北陸送配電	452	443	▲9	▲3 最終保障供給対応 ▲3	▲11	【法人税】+5（税前利益の増加）
関西送配電	2,711	2,724	+13	▲22 最終保障供給対応 ▲22	+7	【法人税】+130（税前利益の増加）
中国NW	911	874	▲37	▲49 最終保障供給対応 ▲49	▲10	【法人税】+39（税前利益の増加）
四国送配電	501	480	▲20	▲2 最終保障供給対応 ▲2	▲30	【法人税】+21（税前利益の増加）
九州送配電	1,637	1,660	+23	▲44 最終保障供給対応 ▲44	+74	【退職給与金】+11（2022年度発生の数値計算上の差異の影響）
沖縄電力	166	170	+4	+0	+9	【事業税】▲3（RC期初算定方法と託送収支算定方法の違い）

※1 熱容量超過防止や系統電圧を適正に維持するなど、電力の安定供給や品質維持のためなどの理由により発電機を常時運転させている費用

※2 小数点以下を四捨五入して計上

事後検証費用 乖離要因の確認（サマリ） 1 / 2

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値 (②－①)	③乖離要因の分解	
				調整力確保 に要する費用	その他の主な乖離要因
北海道NW	266	281	+15	+19 電源 I・I' 公募 持替費用 三次調整力①	+5 +21 ▲4 【災害復旧費用】▲5 2022年度災害等扶助交付金の交付（紋別暴風雪災害）▲4 2023年度災害復旧費用発生の減 ▲2
東北NW	255	258	+3	+2 電源 I・I' 公募 持替費用 三次調整力①	+3 +53 ▲54 【災害復旧費用】▲5 2022年度災害等扶助交付金の交付 ▲9 2023年度災害復旧費用発生の増（台風13号、能登半島地震等）+4 【補償費】+8（超高圧送電線路の電波受信障害対策役務の対価）
東京PG	1,284	1,371	+87	+13 電源 I・I' 公募 持替費用 三次調整力① その他	▲50 +25 ▲37 +76 【事業者間精算費】+82（他エリアからの振替供給量の増加） 【災害復旧費用】▲13（2023年度災害復旧費用発生の減）
中部PG	525	391	▲134	▲154 持替費用 三次調整力① その他	▲94 ▲40 ▲22 【託送料】+24（飛騨信濃FC利用料等の増）
北陸送配電	147	244	+96	▲31 持替費用 三次調整力①	▲15 ▲17 【災害復旧費用】+117（能登半島地震 特損等） 【事業者間精算費】+10（他エリアからの振替供給量の増加）

事後検証費用 乖離要因の確認（サマリ） 2 / 2

第60回料金制度専門会合
資料4（2024年9月18日）
※第61回会合で報告した修正内容を反映済

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値 (②－①)	③乖離要因の分解	
				調整力確保 に要する費用	その他の主な乖離要因
関西送配電	754	724	▲29	+32 電源 I・I' 公募 持替費用 三次調整力① +7 ▲174 +199	【事業者間精算費】▲43（他エリアからの振替供給量の減少）
中国NW	234	201	▲34	▲19 持替費用 三次調整力① +23 ▲53	
四国送配電	101	123	+22	+27 電源 I・I' 公募 三次調整力① +5 +22	【災害復旧費用】▲5 2022年度災害復旧に対する災害等扶助交付金の交付 ▲3 2023年度災害復旧費用発生の減 ▲3
九州送配電	315	284	▲31	▲27 持替費用 三次調整力① +7 ▲38	【災害復旧費用】▲5（2023年度災害復旧費用発生の減）
沖縄電力	71	90	+19	+16 持替費用 +16	【災害復旧費用】+3 2022年度災害等扶助交付金の交付 ▲3 2023年度災害復旧費用発生が増（大型台風） +6

期中評価の実施状況まとめ（投資計画） 1 / 2

＜投資計画＞

- ✓ 設備拡充計画
- ✓ 設備保全計画
- ✓ 次世代投資計画
- ✓ その他投資計画

＜事務局の確認結果まとめ（設備拡充計画、設備保全計画）＞

- **投資額（竣工ベース）は全10事業者において計画額（提出額）を実績額が下回っており、その要因は、主に2023年度竣工予定だった工事が、2024年度以降へ後ろ倒しとなったことによるものであった。**
- 乖離要因のうち**配電工事の投資量**については、**設備拡充（需要・電源対応）**が需要側からの接続申込が減少したことにより**全10事業者において計画未達**となった一方で、**設備保全は計画を達成した事業者が多く**、特に、北海道NW、東京PG、中部PG、九州送配電は設備保全の全ての主要設備において計画達成となっていた。
- 一方、乖離要因のうち**送電・変電工事の投資量**については、**多くの事業者において計画未達**となっており、特に東北NW、中部PG、沖縄電力は5品目中3品目以上の主要設備において達成率が70%未満であった。
- 送電・変電の投資量の未達要因として、主に用地交渉難航、申込者都合、停電時期都合等によるもの、変電設備は主に変圧器等の納期遅延によるものとのことであり、**各事業者からさらに詳細な要因の説明**をいただいた。
- また、乖離要因のうち単価要因については、特に短工期である**配電工事**において、**労務費単価や物品費単価の市況上昇による増加影響が顕著**であり、全体としては増加傾向であった。

期中評価の実施状況まとめ（投資計画） 2 / 2

- 次世代投資計画、その他投資計画は、いずれも計画額（提出額）を実績額が下回っている事業者が多かった。綿密な工程管理や設置個所の厳選といった効率化や競争発注による安価な納入メーカーの参入といった事業者努力によるものもあった一方で、**未達の主な要因は、資機材の長納期化や工事実施時期の繰延べ等**によるものであった。
- 次世代投資における**配電網高度化**については投資量と単価の観点で乖離額の分析を行ったが、物価上昇による影響も一部事業者にて確認されているものの、**計画との乖離の主な要因は、計画された投資量の確保ができていないことに起因**しているものであった。
- 次世代投資、その他投資については、電力ネットワークの次世代化や中長期的なコスト効率化に資するものであるため、レベニューキャップ制度において計画された投資計画を着実に実施していく必要があり、**2024年度以降も引き続き事業者の達成状況を注視していく。**

【10社】投資計画（設備拡充、設備保全）－投資額（サマリ）－

- 2023年度の投資額（竣工ベース）は全10事業者において計画額（提出額）を実績額が下回っていた。その要因は、主に2023年度竣工予定だった工事が、2024年度以降へ後ろ倒しとなったことによるものであった。
- 上記の他、一部工事の精算未了影響※や配電工事の接続申込の減少により、投資額は減少しているとのことであった。
※2023年度内に竣工しているものの、仮設撤去等の残工事が実績額に計上されていない件名があり、その影響で実績額が減少している。

単位：億円

事業者	FY23投資額（竣工ベース）					⑥乖離要因の分解 ※4				
	※1 ①提出額	※2 ②直近承認額	※3 ③実績額	④乖離値 (③－①)	⑤乖離率 (④/①)	A.計画どおり竣工 計画: FY23竣工 実績: FY23竣工		B.過年度竣工 計画: FY23竣工 実績: FY22竣工	C.後ろ倒し、取下 計画: FY23竣工 予定: FY24以降竣工 or 件名取下	D.前倒し、新規 計画: FY24以降竣工 or 計画なし 実績: FY23竣工
						送電・変電	配電			
北海道NW	609	589	503	▲105	▲17.3%	▲15	▲55	▲0	▲44	+9
東北NW	1,599	1,583	1,398	▲200	▲12.5%	+65	▲3	▲1	▲286	+25
東京PG	3,441	3,251	3,294	▲147	▲4.3%	▲26	+62	▲10	▲377	+204
中部PG	1,272	1,252	1,160	▲112	▲8.8%	▲87	▲6	▲1	▲105	+88
北陸送配電	420	411	355	▲66	▲15.6%	▲10	▲16	▲1	▲40	+1
関西送配電	2,053	1,944	1,859	▲193	▲9.4%	▲46	+9	▲4	▲200	+49
中国NW	916	863	838	▲78	▲8.5%	▲13	▲22	▲3	▲54	+15
四国送配電	413	410	376	▲37	▲8.9%	▲15	+1	－	▲27	+5
九州送配電	1,479	1,467	1,362	▲118	▲8.0%	▲54	▲7	－	▲79	+22
沖縄電力	260	239	143	▲117	▲44.8%	+3	▲15	▲1	▲105	+2

※1 当初提出額に修正額（査定区分の変更や算定誤り等）を反映した数値。以下のスライドにおいても同様
※2 2023年11月承認額。以下のスライドにおいても同様
※3 RC期間の事業計画に対する進捗を確認するため、RC開始前からの後ろ倒しによる2023年度竣工工事を除く

※4 乖離要因を計画と実績の竣工時期を踏まえて件名毎にA～Dに分類（配電は件名がないため全てAに分類）
※5 小数点以下を四捨五入し算出

【10社】投資計画（設備拡充、設備保全）－投資量（サマリ）－

- 送電・変電設備の投資量については、多くの事業者において計画未達（※² 達成：6/50、未達：44/50）となっていた。配電設備の投資量については、設備拡充（需要・電源対応）が全10事業者において計画未達となった一方で、設備保全は計画を達成した事業者が多かった（※³ 達成：38/50、未達：12/50）。

事業者	FY23投資量（竣工ベース）											
	送電			変電		配電（設備拡充）		配電（設備保全）				
	鉄塔	架空送電線	地中ケーブル	変圧器	遮断器	需要・電源対応	無電柱化	コンクリート柱	高圧線	低圧線	柱上変圧器	地中ケーブル
北海道NW	▲	△	△	△	▲	▲	▲	●	●	●	●	●
東北NW	▲	▲	▲	△	▲	△	△	△	●	●	●	●
東京PG	△	△	●	△	△	△	△	●	●	●	●	●
中部PG	▲	▲	▲	△	△	△	△	●	●	●	●	●
北陸送配電	△	△	△	△	▲	△	▲	●	△	△	△	●
関西送配電	△	▲	△	△	△	△	●	●	△	●	●	●
中国NW	▲	△	△	●	△	△	△	△	●	△	●	●
四国送配電	●	●	●	▲	△	△	▲	△	●	●	●	●
九州送配電	△	△	△	△	▲	△	▲	●	●	●	●	●
沖縄電力	▲	▲	▲	▲	●	△	●	△	△	△	△	●

※1 年度目標の達成状況を記号で表記 ●：達成率100%以上（投資量：計画≦実績）、△：達成率70%以上、100%未満（投資量：計画×70%≦実績<計画）、▲：達成率70%未満（投資量：実績<計画×70%）

※2 送電・変電の主要設備5品目（鉄塔、架空送電線、地中ケーブル、変圧器、遮断器）×10社＝50項目のうち、計画達成6、計画未達44

※3 配電の主要設備5品目（コンクリート柱、高圧線、低圧線、柱上変圧器、地中ケーブル）×10社＝50項目のうち、計画達成38、計画未達12

【10社】次世代投資計画－投資額（サマリ）－

第62回料金制度専門会合
資料3（2024年10月28日）

- **2023年度の次世代投資**について、下記のとおり第1規制期間において2023年度の計画額（提出額）の割合は限定的であるものの、**投資額（竣工ベース）は全10事業者において、計画額（提出額）を実績額が下回っていた**。その要因は、**主に資機材の長納期化の影響や工事時期や支出時期が後ろ倒し**となったことによるものであった。

単位：億円

事業者	FY23投資額（竣工ベース）					乖離要因の分解		（参考） 第1規制期間計	
	※1 ①提出額	※2 ②直近承認額	③実績額	④乖離額 （③－①）	⑤乖離率 （④／①）	⑥主な乖離項目	⑦主な乖離理由	⑧ 規制期間 計提出額	⑨FY23 提出額 比率 （①／⑧）
北海道NW	28.9	28.2	20.1	▲8.8	▲30.4%	配電網高度化 ▲9.1	半導体不足に伴う資機材の長納期化等による繰延べなど	260.3	11.1%
東北NW	74.4	74.4	51.6	▲22.8	▲30.6%	ノンファーム ▲11.0	実施件名の開始時期繰延べによる減など	610.6	12.2%
東京PG	196.1	196.1	18.9	▲177.2	▲90.4%	次世代スマメ ▲167.0	システムベンダー都合による運開時期の繰延べ	1,450.1	13.5%
中部PG	169.5	169.5	110.0	▲59.5	▲35.1%	配電網高度化 ▲28.6	光ファイバ通信線工事対象箇所の既設流用による厳選など	890.7	19.0%
北陸送配電	24.3	24.1	18.4	▲5.9	▲24.3%	配電網高度化 ▲4.2	能登半島地震影響によるセンサー付開閉器工事繰延べなど	213.8	11.4%
関西送配電	147.1	145.4	138.6	▲8.5	▲5.8%	アセットマネジメント ▲16.4	竣工時期ズレ等に伴う減（システムの一部が前年度内に使用可能となり、前倒しで部分竣工したもの）	984.9	14.9%
中国NW	15.0	14.9	1.7	▲13.2	▲88.4%	配電網高度化 ▲12.8	半導体不足の影響による台数減など	247.2	6.0%
四国送配電	26.9	26.9	23.3	▲3.6	▲13.3%	ノンファーム ▲1.9	工事計画見直しによる支出時期繰延べ	325.8	8.2%
九州送配電	29.7	29.7	25.8	▲4.0	▲13.4%	次世代スマメ ▲4.1	システム開発におけるシステム構成見直しによる減	579.3	5.1%
沖縄電力	8.7	8.7	3.2	▲5.5	▲63.1%	配電網高度化 ▲7.8	半導体不足の影響で資機材の長納期化による減など	149.4	5.8%

※1 当初提出額に修正額（査定区分の変更や算定誤り等）を反映した数値。以下のスライドにおいても同様

※2 2023年11月承認額。以下のスライドにおいても同様

※3 小数点第二位を四捨五入し算出

【参考】【10社】次世代投資計画－乖離額（サマリ）－

第62回料金制度専門会合
資料3（2024年10月28日）

- 前頁の乖離額を各項目ごとに分解した結果は下記のとおりである。なお、各項目の取組成果については目標計画にて確認を実施しているため、**本会合では投資額について確認**を行う。

<項目ごとの提出額と実績額の差額（竣工額ベース）>

単位：億円

項目	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
N－1電制	▲0.4	▲0.1	▲0.3	－	▲4.0	+3.3	－	▲1.3	▲1.0	－
ノンファーム	+2.1	▲11.0	▲3.8	▲1.5	▲0.1	－	－	▲1.9	－	－
次世代スマメ	－	－	▲167.0	▲18.3	－	▲0.8	－	+0.9	▲4.1	－
配電網高度化	▲9.1	▲7.8	▲4.1	▲28.6	▲4.3	+10.4	▲12.8	+1.1	+0.4	▲7.9
ダイナミックレーティング	▲0.5	－	▲1.5	▲0.0	－	－	－	－	－	－
共同システム	+0.2	－	－	+3.6	－	▲0.5	－	▲0.2	+3.2	－
分散グリッド化	－	+0.1	－	－	－	－	－	－	▲0.1	+0.0
サイバーセキュリティ	－	－	－	▲0.3	－	▲1.5	－	▲0.4	▲2.1	－
DX機器	▲1.0	－	▲0.5	▲14.5	+0.9	▲3.0	▲0.5	▲0.5	▲0.5	－
データ活用	－	▲4.7	－	－	－	－	－	▲1.2	+0.1	－
アセットマネジメント	－	－	－	+0.2	－	▲16.4	－	－	－	－
発電予測精度向上	－	▲0.5	－	－	+0.0	－	▲0.0	－	－	－
その他	－	+1.2	－	▲0.1	+1.6	▲0.1	－	－	－	+2.3
次世代投資計	▲8.8	▲22.8	▲177.2	▲59.5	▲5.9	▲8.5	▲13.2	▲3.6	▲4.0	▲5.6

次世代投資費用※1 計	▲13.6	▲1.1	▲13.4	▲12.7	+0.3	▲27.3	▲15.8	▲7.2	▲16.1	▲5.6
--------------------	--------------	-------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	-------------	--------------	-------------

※1 竣工設備に係る減価償却費のほか、次世代投資に関連する委託費・修繕費等の費用を「次世代投資費用」として計上している。

※2 小数点第二位を四捨五入し算出。

【10社】その他投資計画－投資額（サマリ）－

第62回料金制度専門会合
資料3（2024年10月28日）

- その他投資計画には、主に通信投資、システム投資等が含まれる。下記のとおり**2023年度の投資額（竣工ベース）は全10事業者において、計画額（提出額）を実績額が下回っていた**。その要因は、**主にシステム開発や工事計画の見直しに伴う竣工時期の繰延べ**などによるものであった。

単位：億円

事業者	FY23投資額（竣工ベース）					乖離要因の分解		
	① 提出額	②直近 承認額	③ 実績額	④ 乖離値 (③－①)	⑤ 乖離率 (④/①)	⑥主な乖離項目と乖離額	⑦主な乖離理由	
北海道NW	86.5	86.1	65.4	▲21.1	▲24.4%	システム開発および改良 ▲7.9	インボイス制度導入に伴うシステム改修など	
東北NW	286.4	282.6	235.0	▲51.4	▲18.0%	システム開発および改良 ▲28.3	発電側課金制度関連システム開発の繰延べなど	
東京PG	522.8	430.6	421.3	▲101.5	▲19.4%	建物関連工事 ▲54.0	一部工事の対策方針見直しに時間を要したことに伴う工事実施時期繰延べなど	
中部PG	348.4	346.7	287.4	▲61.0	▲17.5%	通信工事 ▲40.1	故障実績から取替時期を延伸したことによる減など	
北陸送配電	39.9	39.6	35.4	▲4.5	▲11.3%	システム開発および改良 ▲3.1	事故停電情報共有システムの開発繰延べなど	
関西送配電	233.8	220.8	173.1	▲60.7	▲26.0%	システム開発および改良 ▲29.1	ライセンス調達方法やサーバーソフト更新に伴う改修内容や確認作業について計画見直しをしたことによる減など	
中国NW	95.2	81.6	85.5	▲9.7	▲10.2%	通信工事 ▲10.2	仕様変更・対策方法見直しによる減など	
四国送配電	85.4	76.6	78.8	▲6.6	▲7.8%	通信工事 ▲9.2	工事計画の見直し等による竣工時期繰延べなど	
九州送配電	244.3	237.4	230.8	▲13.6	▲5.6%	システム開発および改良 ▲14.1	発電側新制度対応の実施時期精査に伴う規制期間内での工程繰延べによる減など	
沖縄電力	19.8	18.7	7.7	▲12.1	▲61.1%	建物関連工事 ▲8.6	不発弾処理に時間を要し、工期繰越しとなったことによる変動など	

※1 小数点第二位を四捨五入して算出

期中評価の実施状況まとめ（効率化計画）

＜事務局のまとめ＞

- 2023年度の実績は概ね計画どおり進捗していることを確認した。

＜参考：各一般送配電事業者の効率化計画（規制期間計）の内訳＞

第58回料金制度専門会合
資料4（2024年7月25日）

会社名	効率化額合計 （事業計画）	効率化額合計 （修正後）	2023年度 計画	2023年度 実績	対規制期間 進捗率 ※1	対2023年度 進捗率 ※1
北海道電力NW	65,282	65,282 ※2（54,769）	7,369 ※2（6,099）	6,359	9.74% ※2（11.61%）	86.29% ※2（104.26%）
東北電力NW	123,849	123,849	23,584	23,698	19.13%	100.48%
東京電力PG	579,680	579,680	83,091	86,643	14.95%	104.27%
中部電力PG	57,000 （投資額）	60,527	8,277	8,090	13.37%	97.74%
北陸電力送配電	37,643	37,643	5,577	5,750	15.28%	103.10%
関西電力送配電	275,687	275,687	56,160	59,663	21.64%	106.24%
中国電力NW	92,779	92,779	17,701	17,637	19.01%	99.64%
四国電力送配電	25,677	25,677	5,708	6,680	26.02%	117.03%
九州電力送配電	152,588	152,588	26,969	27,306	17.90%	101.25%
沖縄電力	13,565 （投資額）	13,460	2,540	2,494	18.53%	98.19%

※1 数字は四捨五入にて算出。

※2 北海道電力NWの効率化計画には査定相当分として「更なる費用低減努力」1,270百万円が含まれており、これは計画時点で具体的な施策を有するものではなく、かつ、現時点で実績を算定することが困難であるため、実績額には含めていない。計画値からこの金額を除いた場合の各数値は、（）にて参考値として記載している。

期中評価における御指摘及び課題

期中評価における御指摘及び課題 1 / 6

- 第58～62回と5回に分けて料金制度専門会合において期中評価を実施した。
- 各回の議論の中で委員・オブザーバーにいただいたコメントは以下のとおり。

<課題出し・今後のアクションに関する御指摘>

第58回料金制度専門会合 (北本委員)

レベニューキャップ制度自体は必要な投資の確保とコストの効率化を両立させるもので、再エネ主力電源化やレジリエンスの強化を図るものであるという大前提の下、各項目が具体的に決まっているところではあります。レピテーションインセンティブというのは数字ではないので、なかなか評価しにくい国民にも分かりにくい点があると思いますが、これ自身は電力業界、送配電網の将来の姿を示すものなので、ぜひ事業者の方はステークホルダー向けに積極的に公表して、対話を進めていかれるのが一番効率化なのではないかというふうに感じております。

その上で、改めて進捗度合いを分かりやすく示すという意味では、時系列で具体的にやりたいことを書けると一番いいかなと考えております。

次に2点目なんですけれども、アセットマネジメントについて、ページ28に記載がありますけれども、これは今4事業者が計画に入れているので4事業者のみなんです、これはもともと必要な投資の確保やコスト効率化のために行われるものなので、ほかの事業者も既にあると思います。ですので、今後事務局おかれは、全社での状況を比較してベストプラクティスの共有も進めていただきたいと思います。

第59回料金制度専門会合 (松村委員)

課題というのが出されたということは問題がある、したがってネガティブに評価することは決してないように。課題を認識したこと、それに対してこれから適切に自ら対応していくということ自体はポジティブに評価すべきことだと思いますので、このようなことをこのような場で挙げていただけたというのはとてもありがたいことだと思いました。

第60回料金制度専門会合 (大橋委員)

PDCAといったときに何が重要かというと、チェックしてマルバツをつけるということよりは、上手いかなかった場合にそれをどうアクションに繋げていくのか。アクションに繋げるということがある意味、送配電ネットワークにおける人材育成とかより良い人を採用していかなければいけないですし、事業としての魅力を高めていくことにつながっていくと、新たな取組とかイノベーションを目指している本来のレベニューキャップ制度と齟齬が生じることになりかねないのだと思っています。そういう意味で、今日いただいた点がチェックに寄り過ぎているような気がしていますが、チェックを責めるよりアクションにどう繋げていくのかというところに重きを置いた評価が重要かなと思っています。

(村松委員)

各事業者さんの分析結果とアクションプランにも書かれておりますけれども、やはりPDCAでこのように評価して分析して、今後のアクションプランに適切に繋げていくといった取組を促すものだと思いますので、分析し放しということは多分ないと思うのですが、アクションに繋がっていただければと考えております。

期中評価における御指摘及び課題 2 / 6

＜期中評価の効果の測定に関する御指摘＞

第58回料金制度専門会合
(華表委員)

一方、今回はまだ途中なので必ずしも多く出てきていない。一部出てきてはいると思うんですけども、多くは出てきていないながら、今後結構重要になってくる、かつ委員からも何か発言があったように思うのが、効果の評価というところも今後重要になってくるということがあったのかなというふうに思っています。

効果の評価というのは、要はシステムを導入するとか、そういうアクションとしては達成していても、本当に効率化が進んだんですかですか、利便性が高まったんですかみたいなところの効果部分のところ、本当に効果が出ているのかというところの評価というの、今後規制期間が2年、3年、4年とたっていくに従って重要になってくるということだったのかなというふうに思っています。

(圓尾委員)

今回第1回目だからこれでいいと思うんですけども、エクセルがシステム化されましたというのでは、ちょっと何かまだまだ寂しいので、当面の目標に対して今どこまで進んでいるのかという進捗度合いなどが分かるような書き方を事業者も事務局のほうもしていただくと、理解しやすいのではないのかなという風に思いました。

それはアセットマネジメントシステムだけでなく、ほかの幾つかの項目についても言えることだと思いますので、決してただ進みましたというだけでなく、それは何のためにやっているんだろうか、それに対してどこまで近づいているのかという距離感なども分かるような書き方をしていただくと、理解が進むのではないかなという風に思いました。

＜事務コストの簡素化に関する御指摘＞

第58回料金制度専門会合
(岸オブザーバー)

この期中評価ですけれども、大変有益かつ必要なプロセスと考えております。今回が初年度ということで、これから監視等委員会としてもルーチンになると思いますので、事務局サイド、被規制側、事業者の皆様、対応コストも考えながら、重要性も見ながらメリハリをつけていく、その上で実効性、分かりやすさ。さらに言えば、新しい政策ニーズへの柔軟性、機動性、こういったことについても期待を申し上げます。

そして送配電事業者個々の取組のチェックの先に、電力システム全体で見てトータルで強靱かつ効率的に安定供給を提供していく、それにこのプロセスが資するという発想が重要かなと考えております。

第60回料金制度専門会合
(松村委員)

負荷をかけて期中でインテンシブにやらなければいけないものとそうでないものというのを考えて、最初は手探りで始めたので、こういう格好で期中評価することを決めたわけですが、負荷がかかる割に効果の小さく見えるものが出てくれば、省力化することが必要だと思います。 そうしないと、もっと重要なことに人的な資源が割けなくなるというのは全くそのとおりだと思いますので、一旦決めたからといってずっと続けるということではなく、第2規制期間の在り方もそうですが、期中の評価の仕方も考えていいと思います。

期中評価における御指摘及び課題 3 / 6

＜労務費単価・物価上昇に関する御指摘＞

第61回料金制度専門会合

(華表委員)

エスカレについて、今回は各事業者の算定方法の平仄が合っていないことだと理解しましたが、今後は日本においても毎年、インフレ、エスカレの影響が出てくる可能性も高い中で、この算定方法を統一することが重要だと思っています。第2規制期間に向けたインフレ、エスカレの審査への反映方法と連動する論点かと思いますが、期中評価についてもこの影響をどう評価するか検討が必要かと思います。

また、資料3の57ページから59ページを見ると、今回は送電・変電においてはエスカレ影響は大きくなかったということですが、理由を見ると、送電・変電分野においては契約が大分前に行われているからということですので、今後大きな影響が出てくることがほぼ確実ということかと思います。この点についても事前に打てる手はあるのか、打てないにしてもその影響をどう評価するのか、ここはほぼ確実に出てくるといことだと思しますので、今から考えておく必要があると考えています。

(松村委員)

実際のコストに関しては、第2規制期間ではエスカレあるいはそれと同じ機能を持つものを入れるのは、私はもはや既定路線だと思っています。別の料金というのに関してある種のエスカレを認めたということがあったときに、託送のほうだけ認めないという理屈はないと思いますので、合理的な対応の仕方ってどうなるのかということこれから議論していくということになりますが、第2規制期間で入れるというのは既定路線かなと思っていますので、今から準備しておくという必要はあると思います。

一方で、第1規制期間では入れないと言ったにもかかわらず、ない袖は振れないのだから事後調整すべきだと考えるのか、そうでないのかということ、これは相当に議論の余地があると思いますので、こちらも含めて今から準備しておく必要があるかと思いました。

そのときに、今回の説明でも幾つかあったのですが、今回繰延べになってしまったものを、工事量というのを適切に配分するために、本来なら第2規制期間にやるべき投資というのと入れ替えるということが仮にあったということがあり、そのときに高コストになったというようなことがあったとして、第2規制期間では低コストの工事が残ったので、その低コストをベースにして料金が作られ、高コストになった部分は補てんしないということをする、そのような合理的な入替えをするインセンティブを著しくそぐということになると思いますので、これについてはきちんと対応することを第1規制期間の段階で考えなければいけないと思いますが、今の例は逆のこともあり得る。本来なら高いコストのものを繰り延べて、安いコストのものを先にやるということだってあり得ることなので、その点については両方向でちゃんと見るべきだと思います。

(川合委員)

私自身は、期中である人件費や物品費の上昇、あるいは金利の変更などを理由にエスカレを認めるということは、十分あるとは思っています。ただ、その大前提として投資計画が着実に実施されることがあるはずで、それがこういうふうにかなり達成が遅れているなどという中で期中でのエスカレというのは、なかなか難しいのだろうなと思います。したがって、それを求める以上は、着実な投資計画の実施ということは大前提ですので、その点は事業者のほうもよくよく考えていただければなと思います。

期中評価における御指摘及び課題 4 / 6

＜労務費単価・物価上昇に関する御指摘＞

第61回料金制度専門会合

（新家委員）

価格ですが、前回の委員会でも申し上げましたが、エスカレの問題はできるだけ早期にどういう対策を取るべきか検討が必要な部分なのかなと考えております。

ただ、今回事業会社さんからの御説明の中でもあったエスカレの部分というのは、各事業者の中での評価になっているので、どうしても今後早期に反映を検討していく場合において客観性が非常に求められるかなと思いますので、まず事業会社さんの中で平仄を合わせて、業界としてどの部分がエスカレの要因になるのかというところをできるだけ詰めた形で、事務局とより具体的に御相談をしていく必要があるのではないかなと感じました。

今の時点ではかなり個別の資産が中心になっているので、これだけだとなかなか評価、すぐには、これはやるべきですねというのは評価が難しいかなと思いますので、まずは業界での平仄をしっかりと合わせて、どこは明らかに客観性があるエスカレ部分なのか、どういう指標を用いるのか、こういった部分についての検討を急ぐ必要があるのかなと感じました。特に第1規制期間の中で何らか検討する場合であれば、そういったところの客観的な指標の設定について、事業者と事務局の間でより詰めた議論をする必要があるのかなと感じたところです。

（村松委員）

エスカレの影響の点です。これは各事業者からもそれぞれの形で御発言があった、言及があったと考えております。エスカレの影響を評価していくに当たっては、共通の物差しできちんと分析して、特定の事業者だけがエスカレの影響を強く配慮してほしいとか、そういったような扱いにならないようにという必要があると思います。

期中評価における御指摘及び課題 5 / 6

<投資計画に関する御指摘>

第61回料金制度専門会合

(川合委員)

送電・変電の部分で投資計画がかなり遅れている点については非常に私も危惧しています。この点について、私も以前から何度も、施工力について不安はないのかという話を申し上げていたのですが、各社とも特に問題ないという感じのことをおっしゃっていたと思っています。したがって、施工力が足りないからできないというのは理由にはなっていて、今回も多くの場合は第三者要因とか地権者との交渉とか、そういうことをおっしゃっているのだと思っています。

ただ、これはほかの方もおっしゃっていたとおり、過去からもあった話のはずですし、こういう計画がベストシナリオで進むと考えること自体が甘いというか、それによって大きな投資計画を立て、それをベースにレベニューキャップを計算しているというのはいかなものかと思っています。ベストシナリオではなくて、現実的な施工計画で投資計画は立てていただきたいと思います。

(新家委員)

今回御説明いただいた外生的な要因のところ、用地交渉であるとかこういった部分というのは、確かに相手がある話なので簡単には進まない。個別事象を見ればやむを得ない部分も多分にあるのかなとは思いますが、過去の経験則を生かした上での計画の設定が本来あるべきなのかなと感じたところです。

(河野委員)

初年度の実績と計画との差異については、各社ごとにそれぞれ事情があって、その理由についても適切に御説明いただいたと思っています。その上で、実績値の差を生んだ要因のうち外生的と分類されたものについて、投資計画策定時に実はそうした課題が顕在化する可能性について、見通しが本当になかったのかどうかということが気になりました。自然災害発生などは想定外とされるべきですけれども、土地利用の許諾など予見できたであろう要因については、対応をしっかりといただきたいと思いますし、この期中評価の目的が計画に示された数字の達成だけではないという確認も必要だと思いました。

次に、各社から説明のあったエスカレーションを今後どう取り扱うかについて、改めてこの期中評価の検討課題としていただければと思います。事業における効率化というのは必須だと思っていますが、それが資材費、工事費などのコスト効率化のところに集約されていくことによって、品質の低下ですとか送配電の現場作業や下請事業者の皆様への負荷とならないように注力すべきではないかと受け止めています。同時に、近い将来に事業並びにコストの効率化につなげるために、例えばDXへの投資などが前提としてあることも重要だと思っています。次世代投資計画の確認は次回以降だと承知していますけれども、直近の投資と将来のリターンに関して、因果関係が理解できるような評価になればいいと思いました。

期中評価における御指摘及び課題 6 / 6

<評価方法に関する御指摘>

第58回料金制度専門会合

(北本委員)

そもそもレベニューキャップ制度自体は必要な投資の確保とコストの効率化を両立させるもので、再エネ主力電源化やレジリエンスの強化を図るものであるという大前提の下、各項目が具体的に決まっているところではあります。レピュテーションインセンティブというのは数字ではないので、なかなか評価しにくいし国民にも分かりにくい点があると思いますが、これ自身は電力業界、送配電網の将来の姿を示すもので、ぜひ事業者の方はステークホルダー向けに積極的に公表して、対話を進めていかれるのが一番効率化なのではないかと考えます。

第60回料金制度専門会合

(新家委員)

最後にもう一点、あまり細かいことを言うのも恐縮であるのですが、縦比較、横比較でチェックするという考え方は、基本的に停電とか地域で割と難易度にばらつきがあるようなケースの場合はいいのかなと思った一方で、感想としては例えば託送料金の回収とか請求といったところで、参照期間の実績がパフォーマンスに差があるのをベースとしてチェックしているケースが見られるかなと思います。

なので、例えば81ページなどを見ると、結果的に参照期間実績のレベルの多寡によってチェックにかかるところとかからない会社さんが出てるように感じることもありますので、項目によって縦横両方使ったほうが
いいものと、そうではないものを分けてもいいのではないかと。もしかしたら次の規制期間に向けての改善点かもしれませんが、そのように感じました。

(松村委員)

それから、縦横比較についてもコメントが出てきましたが、全く御指摘のとおりで、参照期間のパフォーマンスがすごく悪かったら、その後すごく改善したと見えるというのは、ある種アンフェアという面もあると思います。だから縦横比較はするのだけれども、何を重視するのかということについては、項目ごとに大分変わるべきだし、実際にそうしていると思っています。全体像を見ていただければ、一定程度考えられたものだということは理解していただけたと思いますが、具体的に気づいた点があればおいおいまた指摘していただければと思います。

<その他の御指摘>

第60回料金制度専門会合

(村松委員)

具体的な取組を各社それぞれ工夫されながら進めていらっしゃると思うのですが、うまくいっているところがあれば、好事例として横展開していただく全体底上げにつながるのではないかと考えました。ただ、横比較で何位以内はプラスで何位以下はマイナスといった展開もありますので、もしかしたらその辺りで秘伝の秘は出さないというのがあるのかなという気もしたところです。

2023年度の期中評価において確認された課題及び今後の対応案

- 2023年度の期中評価において確認された主な課題と今後の対応案は下記のとおり。
- この他に、次年度以降の評価や第2規制期間に向けて、検討が必要な課題はあるか。

No	課題	今後の対応案
①	労務費単価や物価上昇等についてのレベニューキャップ制度での取り扱い	送配電網協議会及び各事業者で算定方法の統一化や客観性のあるデータの収集・精緻化を行った上で、モデルケースでの試算等により、レベニューキャップ制度においてどのように取り扱っていくべきか検討を進めていくこととしてはどうか。
②	評価項目の集計・算定方法の統一 ※例えば、翌規制期間で50%が需要家に還元されることとなる効率化額等の各事業者の実績集計に際して、算定方法の平仄が揃っていない状況にある。	事務局において平仄の揃っていない項目の洗い出しを行った上で、2024年度以降の期中評価を通して集計・算定方法の統一化に向けた検討を進めていくこととしてはどうか。
③	目標計画のうち、定量的なインセンティブ評価に関する評価基準の設定方法 ※例えば、「⑨計量、料金算定、通知等の確実な実施」の項目において、過去の実績が悪かったが故に、評価年度の実績が相対的に悪かったとしても縦比較において改善効果がみられるという課題がある。	翌年度以降の実績も踏まえつつ、第2規制期間に向けて、より公平に評価できる評価基準の設定方法の検討を継続的に進めていくこととしてはどうか。
④	各年度の期中評価の評価方法について、作業負担の軽減に向けた簡素化の検討	2024年度以降の期中評価に向けて、必要な評価内容と事務負担のバランスの観点から、重点的な評価項目や評価内容等を整理していくこととしてはどうか。

2024年度以降の期中評価における留意事項

- 前頁の他、2024年度以降の期中評価を実施するにあたり、以下の点に留意することとする。
 - ✓ **年度実績を把握**することに加え、**第1規制期間を通じた達成状況**や、**過年度の実績を踏まえた進捗状況**を把握する。

特に、**投資計画**については**第1規制期間での達成可能性**を踏まえ、注視して確認する。
 - ✓ **広く課題の洗い出しを事業者へ促す**とともに、評価に当たっては**課題をネガティブに評価**するのではなく、**事業者全体でどのように対応・解決していくかという観点**を意識する。
 - ✓ より良い取組については、**ベストプラクティス事例として他の一般送配電事業者へ横展開**を促す。
 - ✓ **今後の取組強化策が課題に対して有効性があるものとなっているか、実行可能性のあるか**の観点で評価する。