

次世代投資費用の検証結果について

第24回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年11月4日



- 1. 今回の検証内容について**
2. 前回の御指摘事項について
3. 次世代投資費用の検証
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

次世代投資費用の検証プロセスについて

第19回専門会合での検証

次世代投資

●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

効率化係数の設定なし

効率化係数の設定
(0.5%/年) ※

CAPEXなどその他の費用に区分

※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）。

第22回専門会合 及び今回の検証

●次世代投資の計画性についての検証※1

●コスト効率化に向けた取組についての検証※2

費用の妥当性の検証※3

- ※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）

今回の検証内容について

- 第19回料金制度専門会合において、各事業者による次世代投資に対する「効率化係数の設定有無」についての検証結果の整理を行い、今後、次世代投資に係る費用等の妥当性について具体的な検証を行うとしたところ。
- 前回第23回料金制度専門会合において、次世代投資案件のうち、5項目（①次世代スマートメーター、②配電網高度化、③N-1電制、④ノンファーム、⑤再給電方式）について、検証結果の報告を行うとともに、その報告内容について御議論をいただいたところ。
- 本会合では、第19回料金制度専門会合での議論を踏まえた追加検証に加え、上記5項目以外の件名に係る費用の妥当性に関する具体的な検証について、御議論をいただきたい。**

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	○	○	○	●	○	○	●	●	×	×	← 今回の検証
N-1電制	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×	追加 検証
ノンファーム	○	○	第23回専門会合にて御報告済					○	○	×	
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	○	○	●	×	○	○	○	●	○	○	追加 検証
スマートメーター	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	
配電網高度化	○	○	第23回専門会合にて御報告済					○	○	○	
共同システム	○	○	●	○	○	○	○	○	○	●	
分散グリッド化	●	○	○	○	○	○	○	●	○	○	追加 検証
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	○	●	○	○	○	○	○	○	○	●	追加 検証
データ活用	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○	
アセマネ	×	○	●	○	○	○	○	○	○	○	

(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

【参考】今後の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
資料4（2022年8月8日）

- 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、以下が考えられるのではないかと。

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

【参考】次世代投資計画における効率化係数の設定について

第19回料金制度専門会合
資料5（2022年9月15日）

- 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

共通

●次世代投資の効果検証方針

- 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
- 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
- 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

区分別

- 1) 再エネ導入拡大に資する取組
- 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
- 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

- 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
- 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
- 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

- 1) 業務プロセスの抜本的な見直し（人的作業時間の抜本的な削減を含む）に資する取組
- 2) 業務の高度化・効率化や省人化に向けた自社の目標における位置づけ
- 3) 人的コストなど業務遂行に必要な諸経費の削減等

【参考】次世代投資費用　－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。

【参考】次世代投資費用の検証項目

第16回料金制度専門会合
資料4（2022年8月8日）

- 次世代投資費用について、以下の事項について検証を行う。

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を行う。
- 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する。

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を行う※。
- ※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行う。

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を行う。
- ※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を行う。

4. 次世代投資費用の審査・査定

次世代投資費用の対象については、国の審議会等において、次世代投資として特に重要であるとされたものを含むものとする。具体的には、レジリエンス強化、脱炭素化、デジタル化、効率化等の便益をもたらす先進的な設備投資や研究開発等が次世代投資に分類される。

次世代投資費用については、算定省令第八条第二項の規定により算定されていることを審査する。

送配電ネットワークの次世代化を促す観点から、個別プロジェクトごとに社会実装に至るまでの費用と便益の妥当性について、次に掲げるとおり査定を行うものとする。

（1）次世代投資費用の査定について

一般送配電事業者によって策定された事業計画の内容を踏まえ、個別プロジェクトごとに規制期間における見積り費用の算定根拠が妥当なものとなっているか査定する。特に、中長期的な目標における個別プロジェクトの位置づけやその費用対便益が中長期的には一定以上となることについての定量的又は定性的な評価の観点から、重点的に妥当性の検証を行うこととする。

また、コスト効率化のために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を行うこととする。

妥当であると認められない費用については、収入の見通しへの算入を認めない。

1. 今回の検証内容について
- 2. 前回の御指摘事項について**
3. 次世代投資費用の検証
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

第23回の当専門会合における指摘事項について

- 第23回専門会合でいただいたご意見は以下のとおり。

ノンファーム・ 再給電方式

- ✓ 取組自体を進めることはいいと思うが、費用について、投資額及び規制期間の費用の見積りに大きな差がある。既存設備の状況や求める機能による差があるのではないかと思う。結論として、便益が投資費用額を上回るため良いのではということであるが、もう少し、既存設備の状況、工事時期、減価償却、こういった機能を想定し、投資額を設定しているのかを理解していく必要があるのではないか。（北本委員）

配電網高度化

- ✓ 関西電力送配電の光対応費用については、同社の説明は合理的で、査定により投資ができなくなるのは良くないと考えるし、後押ししなければいけないと思う。他方で、光対応は、もっと先行している社もある中で、同社の見積もりが高額になる要因は丁寧に議論する必要がある。同社の取り組みが、他社比ですごく優れた取り組みとなっているため高額なのか、あるいは、同社の現在の状況が著しく劣後しているため、投資額が膨らんでいるのか。ただし、これまで劣後してきたのであれば、先行した会社の状況を踏まえコスト効率化を図ることができるため、コストは低くなるのではないか。（松村委員）

(2) ノンファーム・再給電方式 – 検証結果 –

第23回料金制度専門会合
資料4 (2022年10月26日)

- 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ではないか。**
- 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ることとしたい。**

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

前回の御指摘事項について ①ノンファーム・再給電方式

- 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ではないか。

(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

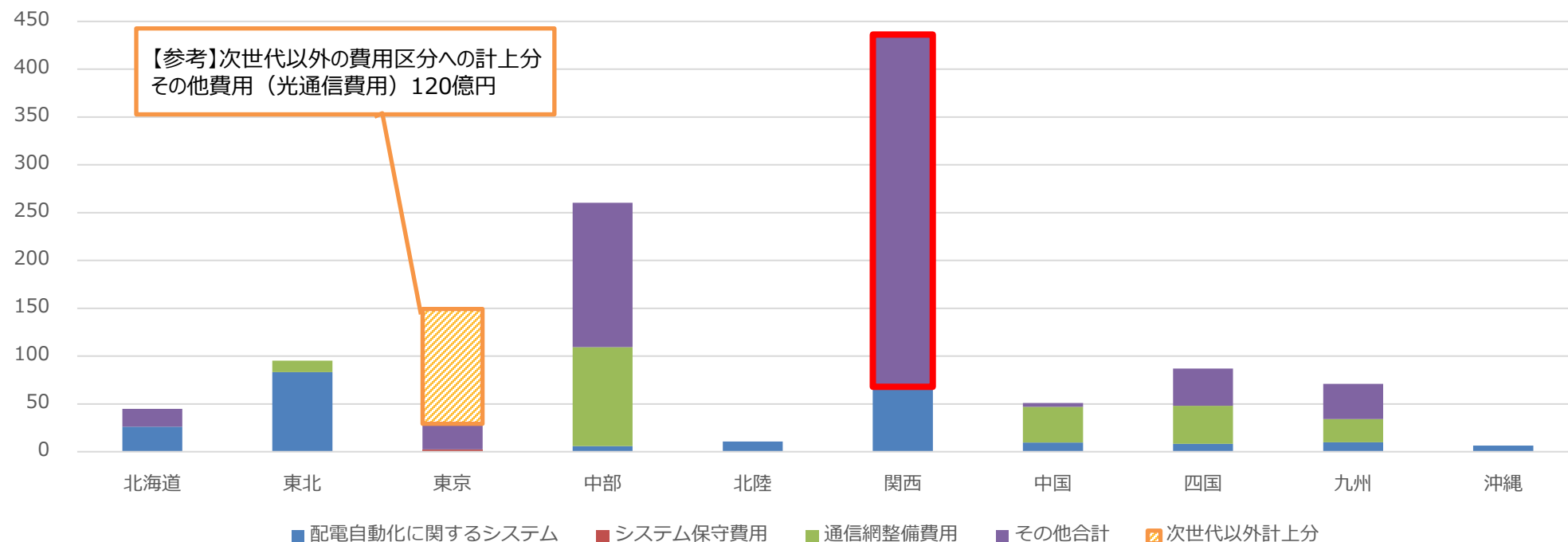
(4) 配電網高度化 – システム費用等 –

第23回料金制度専門会合
資料4 (2022年10月26日)

- 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ることとしたい。

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 。 <u>光回線は自社回線</u> 。	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。 <u>光回線は自社回線</u> 。	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

前回の御指摘事項について ②配電網高度化

- 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ではないか。

		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） （採録の都合上、2015年度以降の数値）	<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） （採録の都合上、2015年度以降の数値）	<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） （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）
	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 敷設亘長、 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% （光ケーブル敷設は配電網高度化対応開始以前より実施） 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亘長のみを記載。

※2 光ケーブル敷設等に係る投資費用を敷設亘長で除したもの。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。

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

(1) アセットマネジメント (前回資料)

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べきではないか。**

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

- 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のではないか。**

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と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のではないか。**

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のではないか。**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)

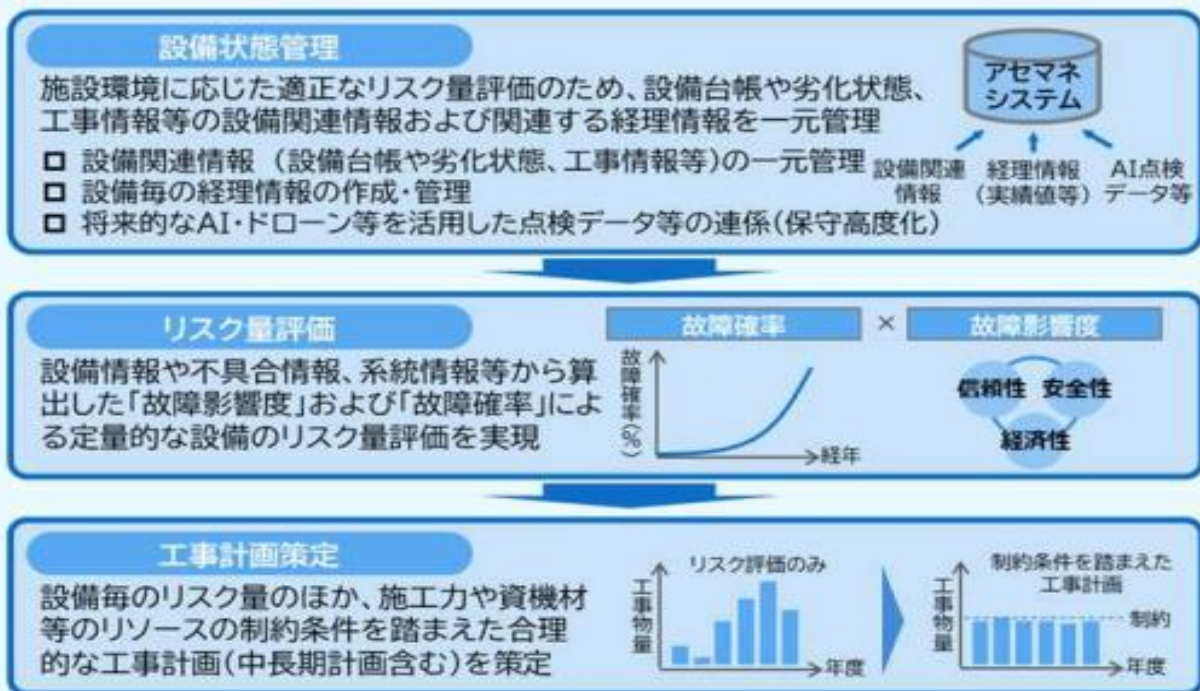
(1) アセットマネジメント – 検証内容 –

- 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う。

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



(1) アセットマネジメント – 検証結果① –

- 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と考えるべきではない。
- 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。

(1) アセットマネジメント – 検証結果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ると、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ではないか。

【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)					改修 (B)	(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 の連係	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 連係費用			アセットマ ネジメント システムと の連係	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 連係費用	
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		-	-	-	-	-	-	-	-	-

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用**
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

(2) データ活用 (前々回資料)

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べきではないか。**

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と考えられるのではないか。**

中長期的な目標における位置付けについて

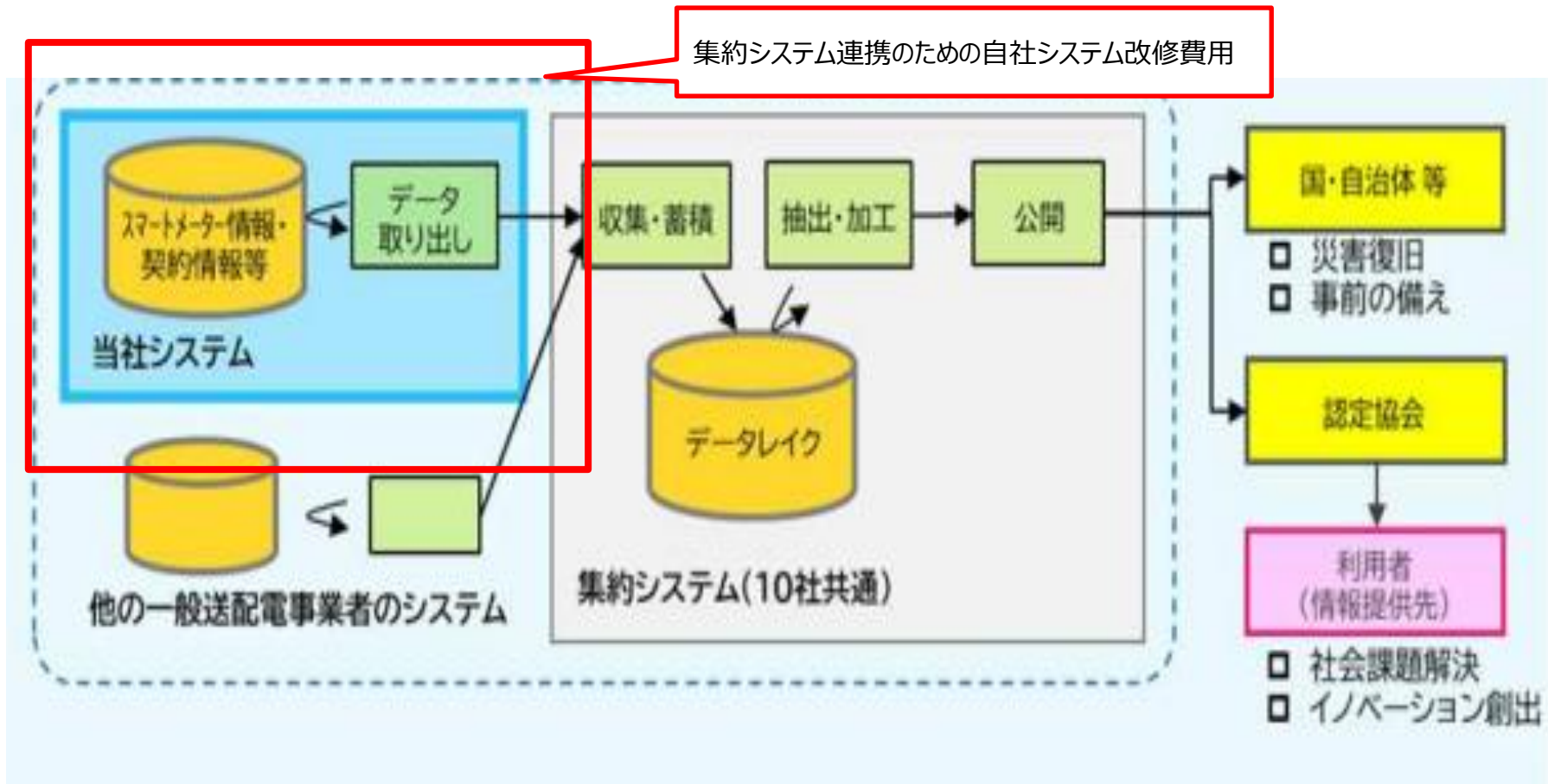
- 社会的課題の解決や新たな価値の創造に資する電力データを大量かつ迅速に提供できるよう、システム対応を行う。
⇒検証の結果、**中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できるのではないか。**

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のではないか。**

(2) 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う。



(2) 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と考えるべきではないか。**
- 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ではないか。**

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

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上**
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

（3）発電予測精度向上（前々回資料）

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べきではないか。

各社の費用見積み状況

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」に見積み費用を算入

- 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のではないか。

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のではないか。

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のではないか。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）

(3) 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う。

(3) 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と考えるべきではないか。
- 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ではないか。**

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

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム**
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

(4) 共同システム (前々回資料)

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べきではないか。**

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のではないか。**

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のではないか。**

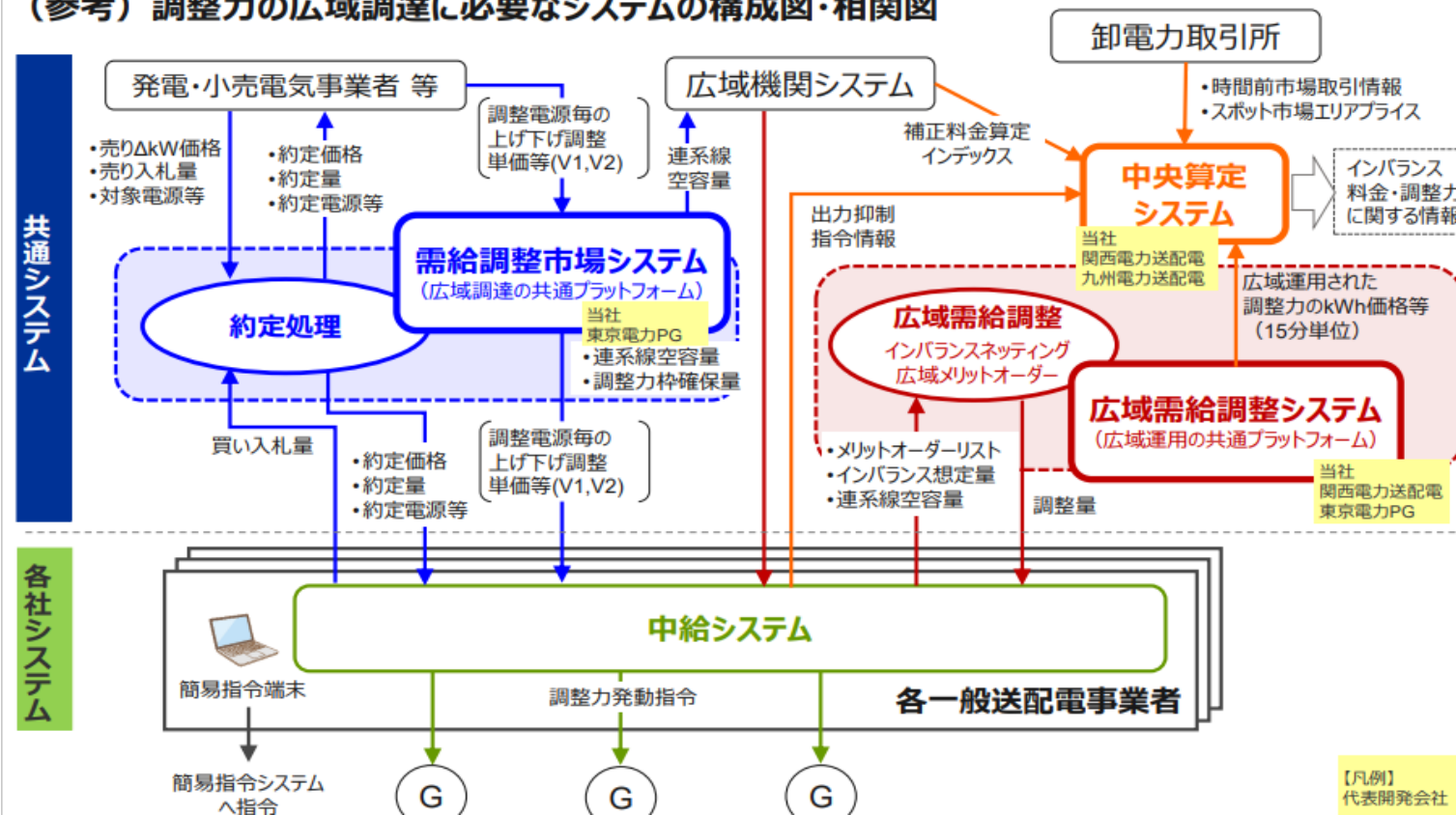
便益説明の具体性・合理性について

- 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のではないか。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)**

(4) 共同システム ー検証内容ー

- 「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する。

(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



(4) 共同システム – 検証結果① –

- 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と考えるべきではないか。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

(4) 共同システム – 検証結果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	・それぞれの共同システムに自社システムを連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、<u>事業者ごとに費用計上に差異が生じること自体は妥当と考えるべきではないか。</u> ・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<u>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ではないか。</u>
			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	

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング**
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

（５）ダイナミックレーティング（前々回資料）

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べきではないか。**

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のではないか。**

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のではないか。**

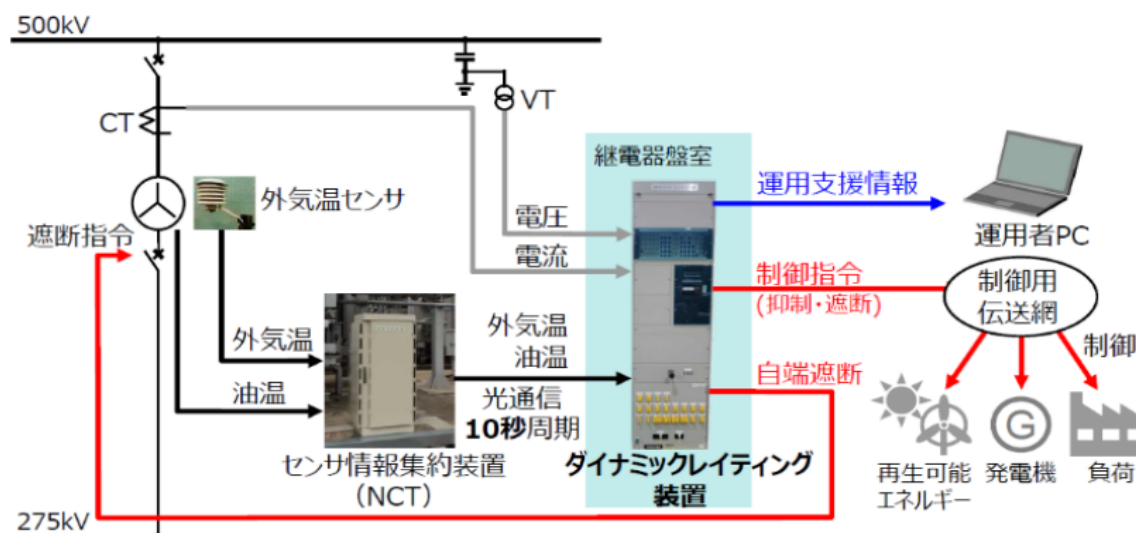
便益説明の具体性・合理性について

- 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のではないか。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）**

(5) 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、以下について行う。
 - 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。

(5) 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と考えるべきではないか**。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ではないか**。
- 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ではないか**。

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

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器**
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

（6）DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）（前々回資料）

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べきではないか。

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のではないか。

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のではないか。

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のではないか。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）

（６）DX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。

（１）巡視・点検作業のDX機器活用による業務効率化

（２）変電所のデジタル化による保全作業高度化

（３）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、（１）～（３）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う。

(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）
－検証内容①巡視・点検作業におけるDX機器活用による業務効率化－

- 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。

		手法	検証ポイント	
巡視・点検作業のDX機器活用		ドローン導入	ドローン単価の比較検証（用途、性能、サイバーセキュリティ対応などの差異）	便益性の妥当性
		センサ取付	センサ単価の比較検証	
		カメラ取付	カメラ単価の比較検証	
		その他	・費用の妥当性の検証	

(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）
－ 検証結果①巡視・点検作業におけるDX機器活用による業務効率化－

- 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ではないか。
- 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ではないか。**

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
	35.7億円	2.0百万円/台	－	MMS（モービルマッピングシステム）※（研究開発のみ） ※3次元レーザー計測機とデジタルカメラによって、道路面および道路周辺の3次元座標データと連続カラー画像を取得する車両搭載型測量システム	①38億円 ②2032～2041年度	2.4億円
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	－	－	①69億円 ②2028～2037年度	15.8億円
	43.9億円	－	－	MMS 33.0百万円/台	①46億円 ②2023～2032年度	17.8億円
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	①1.3億円 ②2023～2027年度	6.3億円
	7.4億円	－	0.4百万円/台	センサ 0.3百万円/個	①0.3億円/年 ②2028年度以降	7.0億円
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	①5億円 ②2023～2027年度	1.0億円
	3.1億円	－	－	センサ 0.4百万円/個	①0.1億円/年 ②2025年度以降	0.2億円
	2.7億円	－	－	（AI技術開発1.5億円）	①3.7億円 ②2023～2036年度	1.5億円
	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）		①2.1億円/年 ②2023年度以降	4.9億円

43

(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ） －検証内容②変電所のデジタル化－

- 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。

		手法	検証ポイント	便益性の妥当性
変電所のデジタル化	→	センサ取付	・センサ単価の比較検証 ・対象の変電所数と設置予定台数を踏まえた妥当性の検証 など	
	→	カメラ取付	・カメラ単価の比較検証 ・対象の変電所数と設置予定台数を踏まえた妥当性の検証 など	
	→	その他 ロボット、MRグラス	・費用の妥当性の検証	

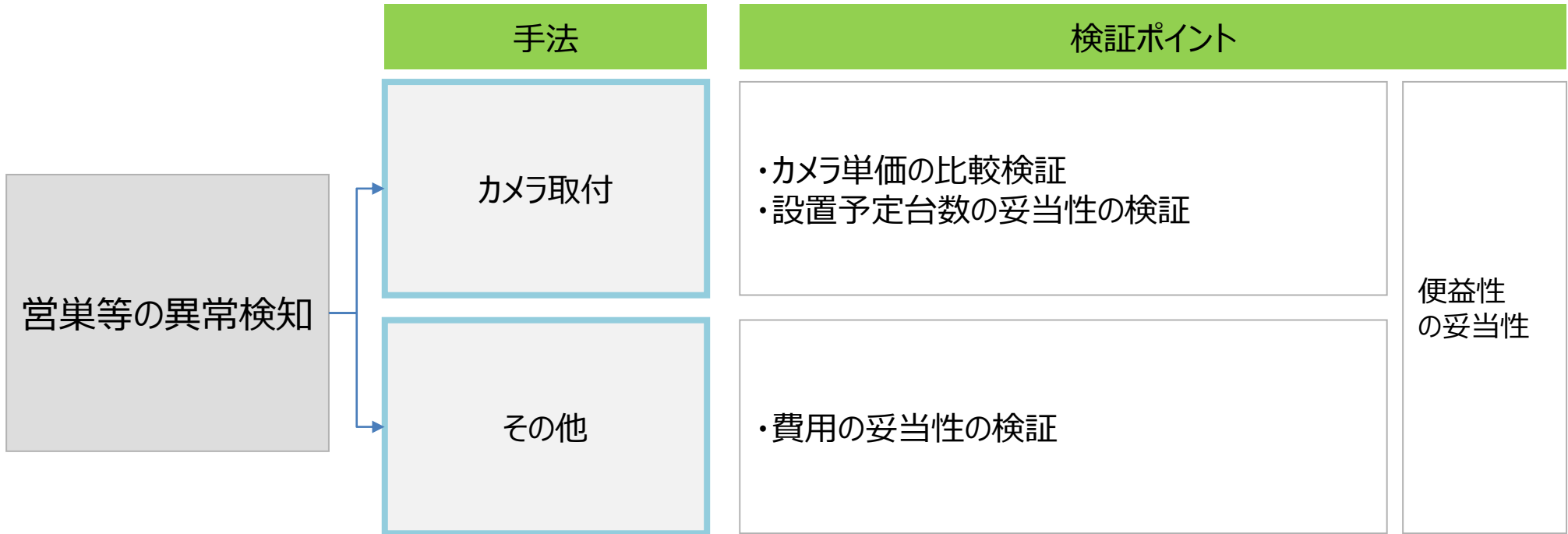
(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ）
－ 検証結果②変電所のデジタル化－

- 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ではないか。
- 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ではないか。

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 取付の調整がつい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

(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ） －検証内容③営巣等の異常検知、その他－

- 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。



(6) DX機器（ドローン、AI、ロボット、センサ） －検証結果③営巣等の異常検知、その他－

- 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で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ではないか。

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

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化**
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他

(7) 分散グリッド化 (前々回資料)

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べきではないか。**

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

- 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のではないか。**

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のではないか。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のではないか。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）**

(7) 分散グリッド化 – 検証内容 –

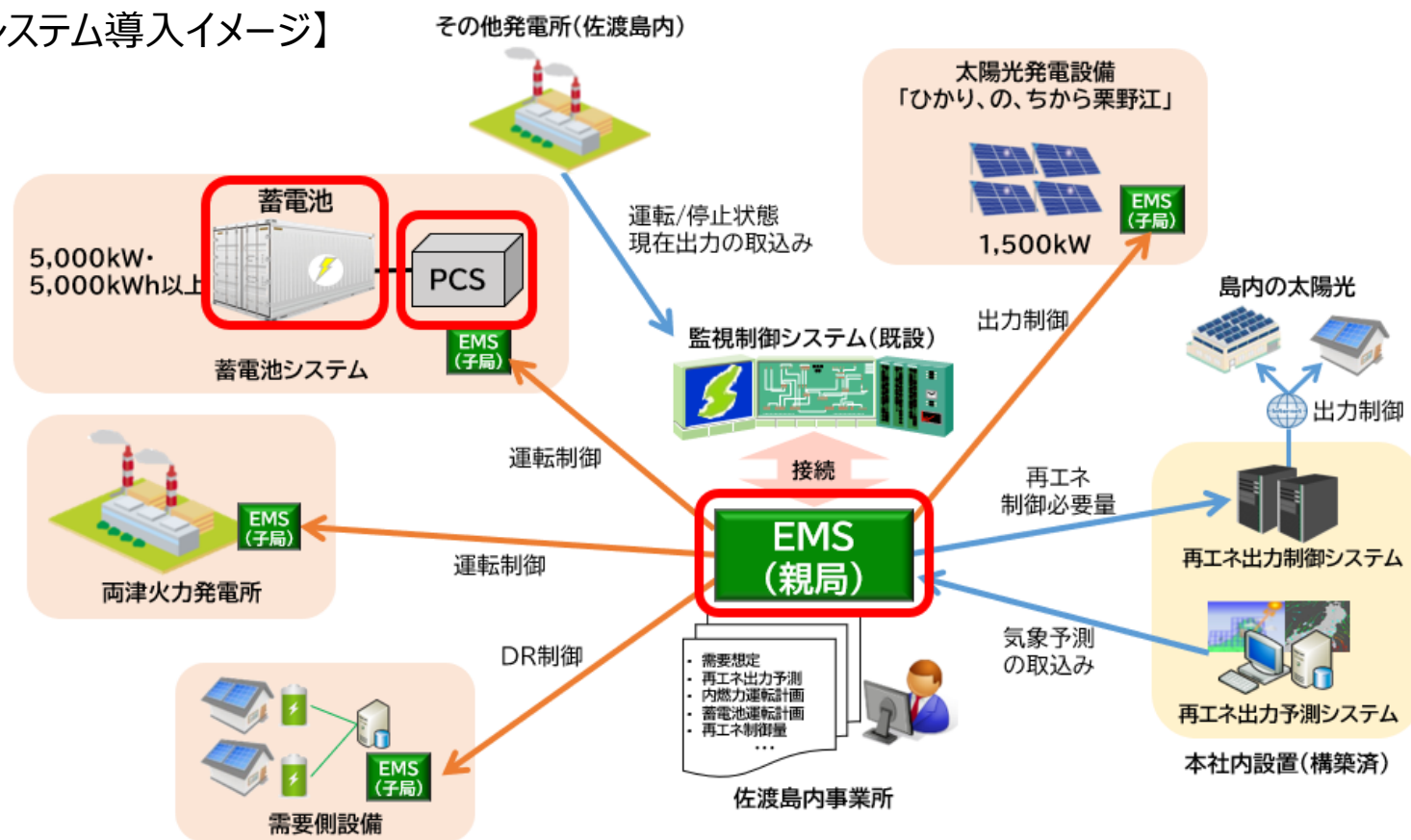
- 「分散グリッド化」では、各社取組内容・規模が異なるため、以下 3 つに区分し、それぞれ検証することとする。
 - ① 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整
 - ② 配電事業ライセンス導入対応
 - ③ その他
- ①及び②の検証内容については、次頁以降記載。
- ③については、横比較が難しいため、個別に内容を検証することとする。

(7) 分散グリッド化

－ 検証内容① 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整 －

- 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う。

【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)

(7) 分散グリッド化

－ 検証結果① 離島でのPCS・蓄電池・EMS等を活用した需給調整 －

- 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と考えるべきではないか。**
- 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ではないか。**

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	・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	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	・ 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	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		・受電設備他：1.7億円 ・建築工事：0.3億円 ・送電線：0.2億円	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	・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	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	・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	①－（定性便益のみ） ②－	0.8億円

(7) 分散グリッド化

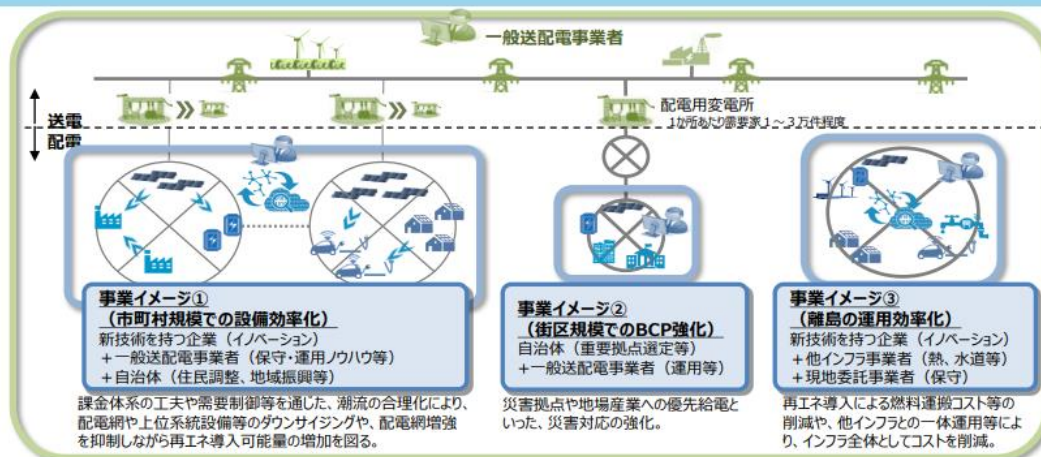
－ 検証内容②配電事業ライセンス導入対応－

- 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、自らの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



(7) 分散グリッド化

ー 検証結果②配電事業ライセンス導入対応ー

- 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ではないか。

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

(7) 分散グリッド化 －検証結果③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ではないか。

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

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) **サイバーセキュリティ**
 - (9) 系統増強、その他

（8）サイバーセキュリティ（前々回資料）

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べきではないか。**

各社の費用見積み状況

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」に見積み費用を算入

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のではないか。**

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のではないか。**

便益説明の具体性・合理性について

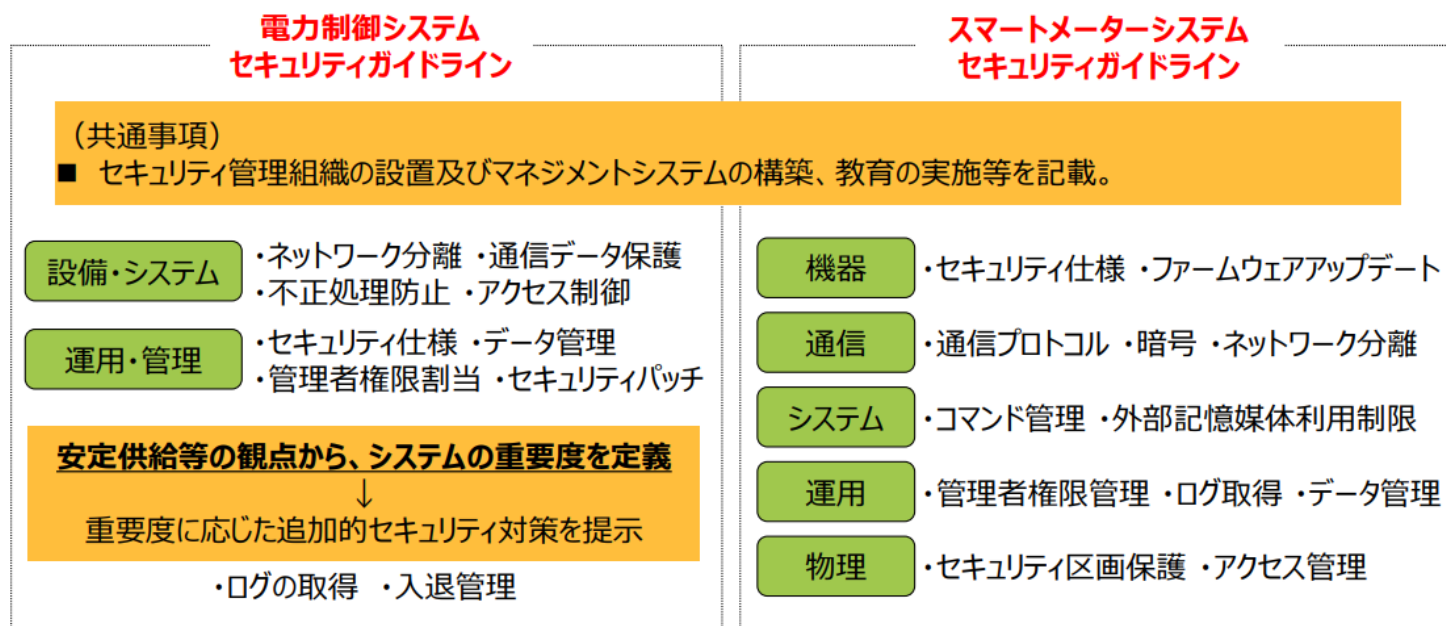
- サイバー攻撃からの防御、被害の極小化（停電による機会損失低減等）
⇒**検証の結果、定量化が難しい便益が大宗を占めるが、そうした社会的便益について、各社ともに一定の説明がなされていると評価できるのではないか。**

(8) 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う。

(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。



(8) サイバーセキュリティ – 検証結果 (全体) –

- 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	・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】	※次頁にて詳細説明	①116.0億円 ②—	66.8億円
北陸電力 送配電	0.7億円	・ログ収集サーバ設置【0.7億円】	【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) 【今後】 ログの一元集約により検知/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)	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	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)【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ファイアーウォール設置拡大【0.5億円】	【現在】 事務処理系と制御系ネットワーク間のファイアー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。 【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。 ・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)	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	・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】	【現在】 外部ネットワークと接続する公関係と監視制御系の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 【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。	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	・事務処理ネットワークと制御系ネットワークの間に、ファイアーウォールを設置。(シングルでなく多段に設置)	【現在】 ファイアウォール、ログ分析システム、ホワイトリスト、不正通信監視といった多層防御を実施。 【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。	①19億円 ②—	1.5億円

(8) サイバーセキュリティ – 検証結果 (中部電力PG) –

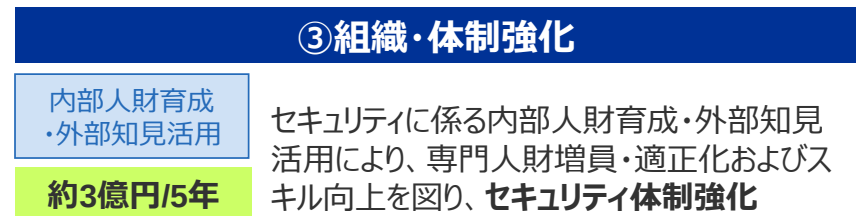
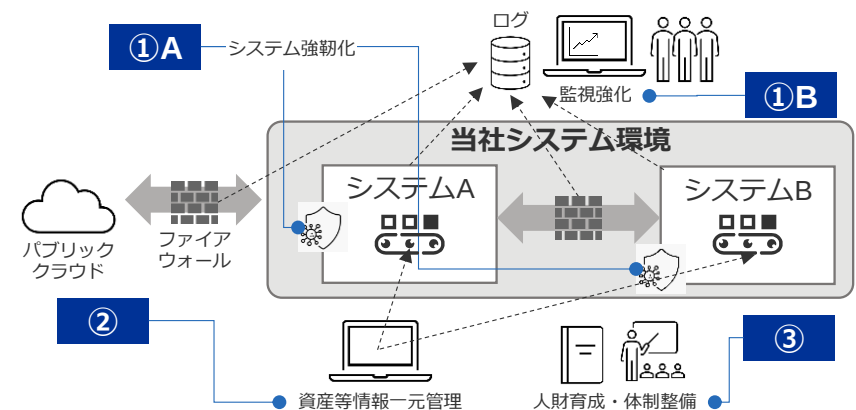
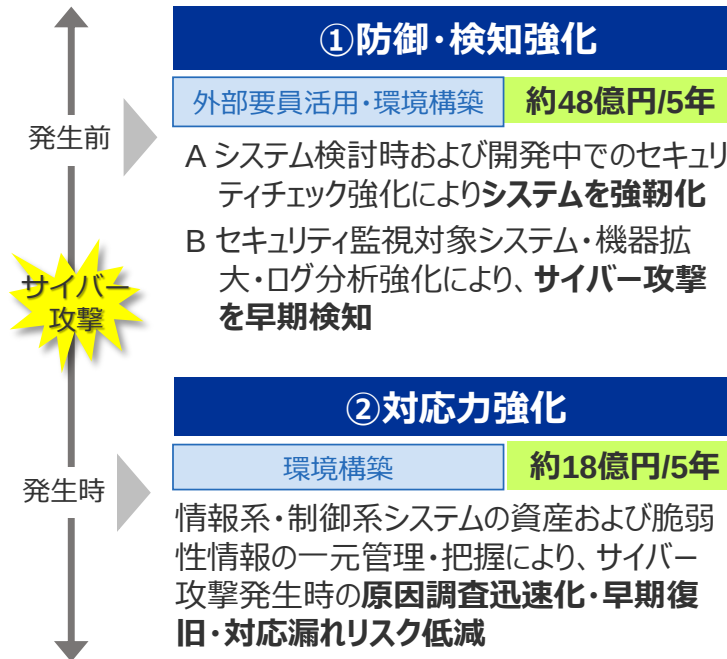
- 中部電力PGのサイバーセキュリティの取組の詳細は以下の通り。
- 功妙化・高頻度化するサイバー攻撃等の脅威に対応するための取組が含まれる一方、一部（下記①のうち監視対象の拡大及び②）については、現行の対策の遅れを取り戻すための取組とも取れる内容。他社との平仄の観点から、**合計51.3億円分の取組については、CAPEX（その他投資）に計上することが妥当ではないか。**
- なお、当社に対して詳細な説明を求めることとしたい。（次頁以降参照）

取組概要・予算内訳 (総予算額67.7億円)		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	評価
①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】	33.7億円	【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。 【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。	・61スライドの当社説明資料にある通り、現状は配電システム及び現地機器等について十分な対策が取られていないと考えられる。 ⇒昨今のサイバー攻撃等の脅威増大に対応した取組とは言えないのではないか。（＝CAPEXに区分変更）
	13.8億円	【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。 【今後】 ・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。 ・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。	・最新のセキュリティソフトを導入して防御力を図るなどとしており、 昨今のサイバー攻撃等の脅威増大に対応した取組であると評価できるのではないかと。 （＝区分変更なし）
②対応力強化（脆弱性管理の精度向上、有事における影響把握・対処の迅速化）【17.6億円】		【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。 【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。	・61スライドの当社説明資料にもある通り、現状はシステムの資産管理等を手作業で実施しており、対応の自動化が十分図られてこなかったものと考えられる。 ⇒昨今のサイバー攻撃等の脅威増大に対応した取組とは言えないのではないか。（＝CAPEXに区分変更）
③セキュリティ対策強化（専門人材配置、人材育成）【2.6億円】		【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。 【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。	・人財を含めセキュリティ体制を強化するなどとしており、 昨今のサイバー攻撃等の脅威増大に対応した取組であると評価できるのではないかと。 （＝区分変更なし）

サイバーセキュリティ強化概要

- 昨今の重要インフラを標的としたサイバー攻撃の増加や政府・サイバーセキュリティ戦略の強化等の外部環境変化により、**重要インフラのサイバーセキュリティの重要性はますます高まり、取り組み強化が急務**となっております。
- 加えて、当社では、さらなる業務の高度化・コストダウンに向け、各システム間連係および外部サービス利用（クラウド等）等によるDXを推進しており、これまでにないセキュリティリスクも高まることから、サイバーセキュリティ対策強化を一層進めてまいります。

取組目的 取組内容



取組効果 (費用対便益)

対応費用
(5年計)

約68億円

〔内訳は上記参照〕

効果 便益

- ✓ サイバー攻撃からの防御
- ✓ サイバー攻撃による被害の極小化

サイバーセキュリティ対策強化の取り組み

当社では、近年のサイバー攻撃の増加・巧妙化やクラウド・IoT・社内外データ活用等のDX推進に伴うリスク増大に対し、海外インフラ事業者の事例等も参考に、**国際水準のセキュリティレベルを目指してサイバーセキュリティ対策の強化**に取り組んでおり、**対応費用として第一規制期間（5ヶ年計）で67.7億円**を見込んでおります。

弊社を含む事業者の
平均的なセキュリティレベル

現行

情報系システムを中心として
「要所に絞った重点監視」

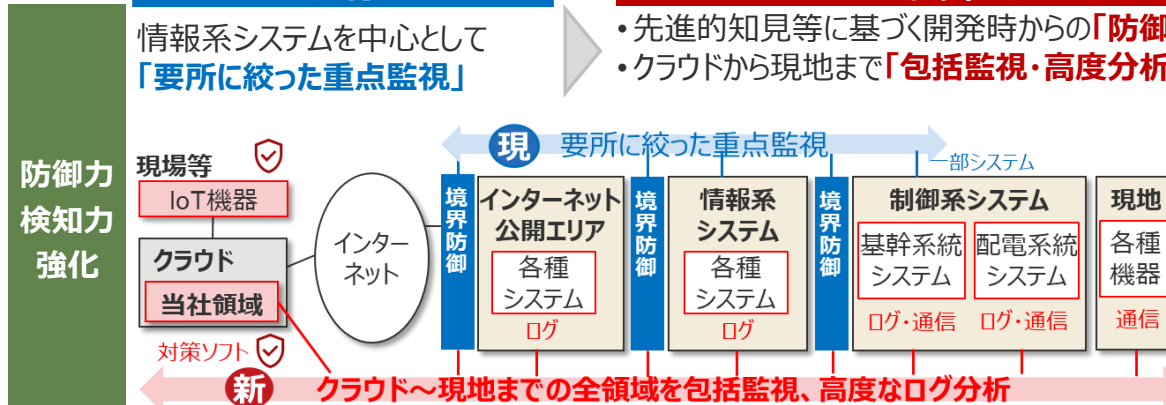
目指す姿 国際水準並みの高いセキュリティレベル

強化の取り組み

費用の概要

得られる効果

- ・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・高度分析**」



(億円)

防御力強化	
戦略コンサル、模擬攻撃による実機検査等	1.4
クラウド対策ソフト等	12.4
合計	13.8億円

・攻撃検知の
早期化

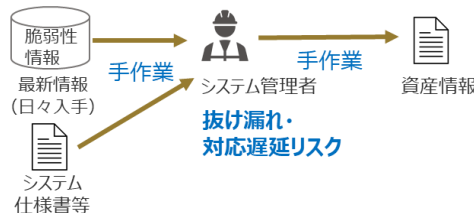
検知力強化	
機器導入・設定	13.5
監視運用増、高度分析	16.2
監視ソフト等	4.0
合計	33.7億円

(億円)

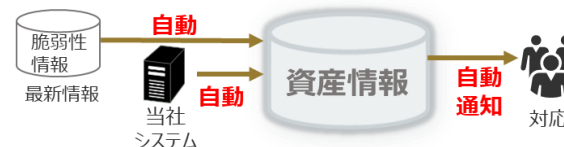
対応力強化(システム導入)	
機器・ソフト導入	5.9
ソフト利用料等 (脆弱性情報料含)	9.2
システム運用費用	2.5
合計	17.6億円

・脆弱性管理の
精度向上
・有事における
影響把握・
対応の迅速化

システムの資産管理や脆弱性情
報の調査・管理を**手作業で実施**
(時間と手間)



情報系・制御系システムの**資産情報を自動収集し、自動で入手した最新の脆弱性情報と照合し、結果を自動通知**



セキュリティに係る内部人材育成・外部知見活用により、専門人材増員およびスキル向上を図り、**セキュリティ体制を強化**

2.6億円

・上記施策の
着実な推進

1. 今回の検証内容について
2. 前回の御指摘事項について
3. **次世代投資費用の検証**
 - (1) アセットマネジメント
 - (2) データ活用
 - (3) 発電予測精度向上
 - (4) 共同システム
 - (5) ダイナミックレーティング
 - (6) DX機器
 - (7) 分散グリッド化
 - (8) サイバーセキュリティ
 - (9) 系統増強、その他**

（9）－①系統増強（プッシュ型）（前々回資料）

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ではないか。（＝効率化係数を設定）

各社の費用見積み状況

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」に見積み費用を算入

- 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はないか。
 - ・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はないか。

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。

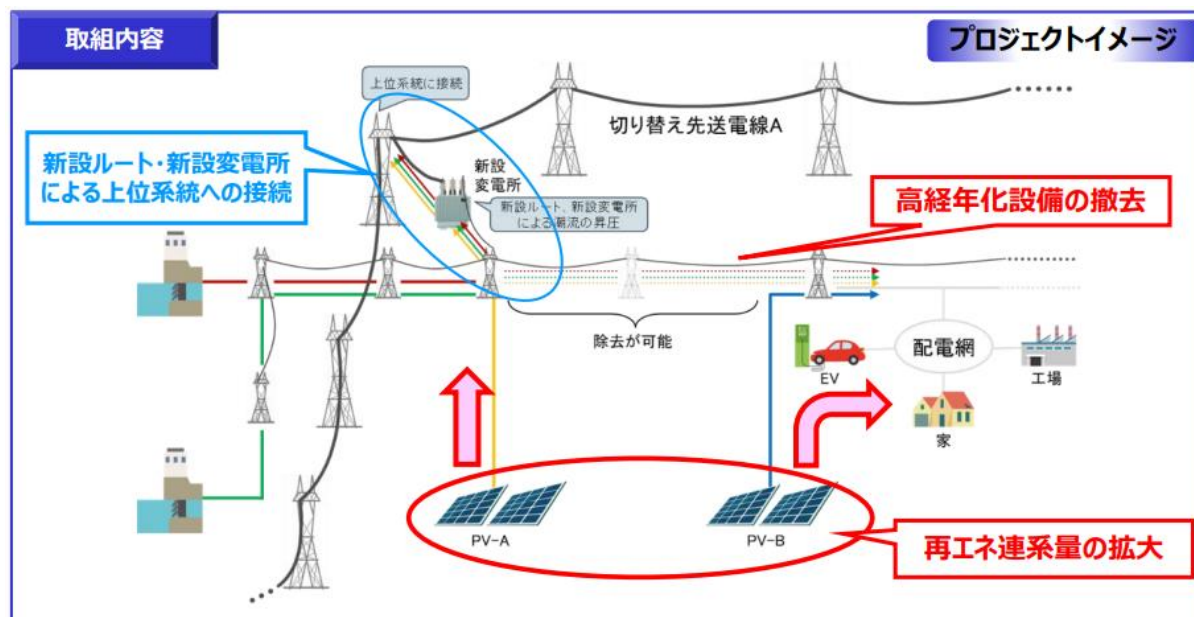
(9) -①系統増強（プッシュ型） -費用区分整理-

- 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**。
- 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と考えられる。

(9) -①系統増強（プッシュ型） -東京電力PG-

- 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ではないか。**
- 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ではないか。**

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	・ 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。	①0.9億円/年 ②2035年度以降	9.0億円



(出典：東京電力PG資料)

(9) - ②その他 1 / 3

- 個別検証の結果、以下の各取組について、修正対応を求めるとしてはどうか。
 - ・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ではないか。**
 - 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ではないか。**
 - ・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ではないか。**

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	● 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り組み。 ・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）	①0.2億円/年 ②2023年度以降	11.1億円
中部電力 PG	1.9億円	● 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）	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	● 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）	①－（定性便益のみ） ②－	1.5億円
九州電力 送配電	3.1億円	● 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。	①3.3億円 ②2024～2035年度	2.5億円

(9) - ②その他 2 / 3

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－（定性便益のみ） ②－	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－（定性便益のみ） ②－	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のリソースが少ない地域での配電系統用蓄電池の導入に向けた研究開発を行う。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

(9) - ②その他 3 / 3

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
九州電力 送配電	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 ・各種諸元データををもとに、発電側課金管理に必要となる各種機能（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