

次世代投資費用の検証結果について

第23回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年10月26日

1. 今回の検証内容について

2. 次世代投資費用の検証

(1) N-1電制

(2) ノンファーム・再給電方式

(3) スマートメーター

(4) 配電網高度化

次世代投資費用の検証プロセスについて

前回の検証

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）。

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。
- 本専門会合では、次世代投資案件のうち、まず、主要項目で、次世代投資総額の約80%を占める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、各費用に係る横比較を実施した上での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きたい。なお、上記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は、次回以降の議題とすることとしたい。

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	○	○	○	●	○	○	●	●	×	×
N-1電制	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
ノンファーム	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
再給電方式	○	○	○	○	○	○	○	○	○	×
ダイナミック レーティング	○	●	○	○	○	○	●	○	○	×
発電予測 精度向上	○	○	●	×	○	○	○	●	○	○
スマートメーター	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
配電網高度化	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
共同システム	○	○	●	○	○	○	○	○	○	●
分散グリッド化	●	○	○	○	○	○	○	●	○	○
系統安定化、 停電・災害対応	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
無電柱化	○	○	●	●	○	●	●	●	●	●
サイバー セキュリティ	●	●	●	○	○	○	●	○	○	●
DX機器	○	●	○	○	○	○	○	○	○	●
データ活用	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○
アセマネ	×	○	●	○	○	○	○	○	○	○

横比較の費用検証
の実施（次世代投
資額の約80%）

脱炭素

レジリエンス

DX

（注）分類項目は各社事業計画等を基に事務局にて設定。●は、次世代投資費用には見積り費用を算入していないものの、OPEXやCAPEXの費用区分にて見積り費用を算入。

（出典）各社事業計画等より事務局作成

【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. 次世代投資費用の検証

(1) N-1電制

(2) ノンファーム・再給電方式

(3) スマートメーター

(4) 配電網高度化

(1) N-1 電制 (前回資料)

脱炭素

- 運用容量拡大にあたり、既設送電線を拡充せずに電制で対応する「N-1 電制」を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とすべきではないか。**

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

- 「N-1電制」は流通設備の単一設備故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うことで、運用容量を超える再エネ電源等の連系を可能とする取組。
- 系統混雑が既に発生している箇所や今後発生が見込まれる箇所について、設備拡充によらずに再エネ出力制御の抑制を図る。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できるのではないか。**

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

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できるのではないか。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、N-1電制への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。(追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる)**

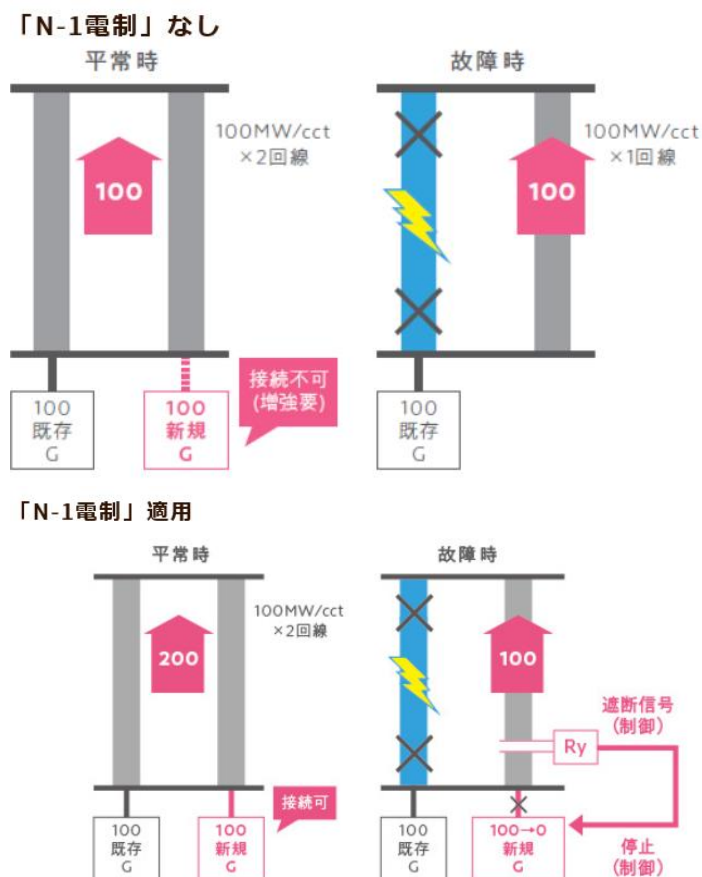
(1) N-1 電制 – 検証内容 –

- 「N-1電制」は、平常時の送電線の運用容量を拡大する一方、系統事故等により回線が過負荷になる場合に、送電線保護を目的として発電機を遮断する装置であり、以下の設備（「親端」（変電所の過負荷検出装置等）と「子端」（発電所の制御装置等））で主に構成されている。
- これを踏まえ、N-1電制に係る費用の検証においては、以下について行う。

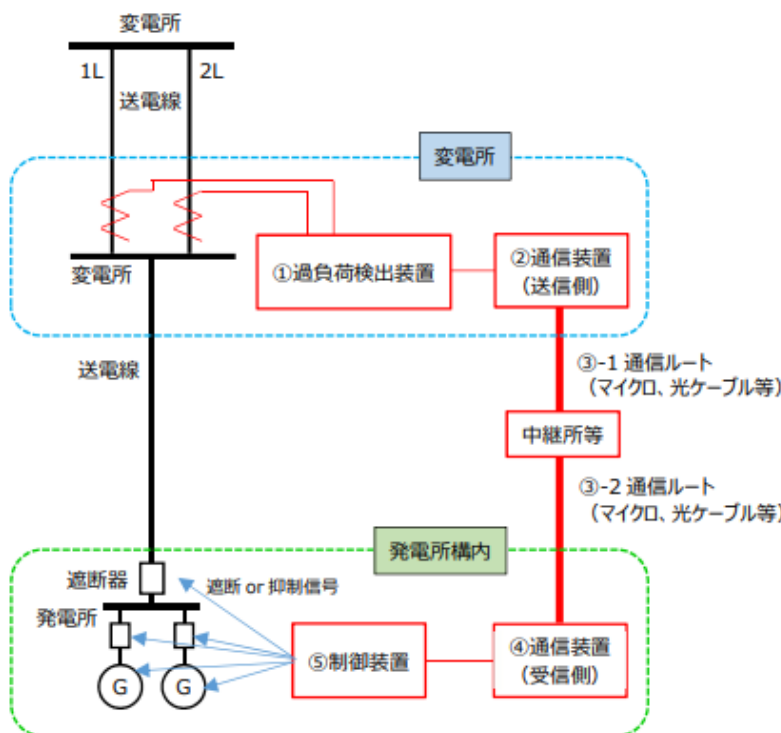
① 主な構成要素である親端と子端の設置数及び各単価の妥当性

② 装置構成の適正性（通常 1 系列で設置するところ、2 系列※を予定している場合、その妥当性）

（※故障対象設備の重要度等に鑑み、1 箇所につき 2 つの親端を設置するケース。1 系列の場合は、1 箇所につき 1 つの親端を設置）



【放射状系統における構成の例】



- ① 過負荷検出装置
 - ・ N - 1 故障時に設備の過負荷を検出
 - ・ 過負荷量に応じた適正な電制量を遮断（もしくは抑制）する信号を送信
- ② 通信装置（送信側）
 - ・ 過負荷検出装置から送信された遮断（もしくは抑制）信号を送信
- ③ 通信ルート
 - ・ 通信装置（送信側）から伝送された信号を受信側へ伝送
- ④ 通信装置（受信側）
 - ・ 伝送された信号を受信し、制御装置へ伝送（所有者は一般送配電事業者が基本）
- ⑤ 制御装置
 - ・ 伝送された信号に基づき遮断器の開放や出力の抑制など電源制限のための制御を行う（所有者は発電事業者）

◇ 装置の系列数や通信ルートの回線数および伝搬方式（マイクロ、光等）等は、故障対象設備の重要度等（基幹系など）に応じ決定

出典：電力広域的運営推進機関

(1) N-1電制 – 検証にあたって –

- 装置の設置数量は、規制期間における混雑状況を勘案して各社ごとに計画。
- 一方、適用する系統（ループ系統or放射状系統）により、N-1電制における装置構成及びそれに基づく費用の計上方法が異なることから、系統ごとに検証することが妥当ではないか。

系統種別及び特徴		事業者	投資費用額 (全期間)	規制期間 見積費用	親端・子端 設置箇所数	親端・子端以外の 投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 (金額、算定期間)
ループ 系統	系統を構成する全ての系統 状況（遮断器の入切、潮流、 発電出力等）を取り込んで 電制する必要があり、複雑な 構成となる。	北陸電力送配電	31.0億円	3.8億円	親5、子21		ローカル系統 2 基幹系統 2	①57億円 ②2023～2045年度
		中国電力NW	18.5億円	4.9億円	親7、子24	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 基幹系統 2	①961億円 ②22年間（耐用年数）
放射状 系統	N-1故障時に、片方の健全な 回線の過負荷容量を検出し、 上流に存在する発電設備を 電制することから、比較的シン プルな構成となる。	北海道電力NW	0.4億円	0.1億円	親1、子3		1	①1億円 ②2023～2027年度
		東北電力NW	1.0億円	0.1億円	親3、子3	・制御装置改造・通信設備 増設工事 1変電所35百万円	1	①4億円 ②2023～2027年度
		東京電力PG	1.4億円	0.6億円	親4、子4		1	①0.7億円/年 ②2023年度以降
		中部電力PG	2.7億円	0.4億円	親9、子0※		1	①180億円 ②2024～2045年度
		関西電力送配電	2.1億円	1.5億円	親4、子28	・通信費（年間） 親端1機2百万円、子端1 機1百万円	1	①12.3億円/年 ②2025年度以降
		四国電力送配電	8.9億円	0.6億円	親12、子7		1	①287億円 ②2023～2027年度
		九州電力送配電	9.1億円	0.8億円	親18、子24		1	①571億円 ②22年間（耐用年数）

※中部電力PGは、子端の数量見通し困難・単価小額のため次世代投資費用に計上せず。

(1) N-1 電制 – 検証結果①単価 –

【親端】

- ループ系統の2社について、中国電力NWに比べて北陸電力送配電のローカル系統の親端単価が全体でみて割高である理由は、一部設備を二重に配置する計画であることが考えられるところ（次頁の装置構成の妥当性と合わせて検証）。
- 放射状系統については、若干の差異がありつつも、適用する系統により装置の仕様が異なることを踏まえると、親端について過度に高い単価水準を設定している事業者はおらず、計上額を認めることが妥当ではないか。

【子端】

- 子端の単価については、設置する発電設備の発電設備の容量やシステム構成等によって単価差異が出ることとなる。検証の結果、各事業者の子端設置対象予定の発電設備の発電設備の容量やシステム構成等に起因する差異によるものと確認できたことから、計上額を認めることが妥当ではないか。

系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価（ 1 箇所あたり）		子端単価 （ 1 箇所あたり）	親端・子端以 外の投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 （金額、算定期間）
			過負荷状況 検出装置等	過負荷情報 処理装置等				
ループ 系統	北陸電力送配電	親5、子21	30百万円 （30百万円）	78百万円 （78百万円）	15百万円 （15百万円）		ローカル系統 2 （基幹系統 2）	①57億円 ②2023～2045年度
	中国電力NW	親7、子24	40百万円 （54百万円）	25百万円 （50百万円）	10百万円 （20百万円）	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 （基幹系統 2）	①961億円 ②22年間（耐用年数）
系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価	子端単価	親端・子端以外の 投資費用		1箇所あたりの 親端数	便益 （金額、算定期間）
放射状 系統	北海道電力NW	親 1、子 3	26百万円	6百万円			1	①1億円 ②2023～2027年度
	東北電力NW	親 3、子 3	25百万円	2百万円	・制御装置改造・通信設備増設工事 1変電所35百万円		1	①4億円 ②2023～2027年度
	東京電力PG	親 4、子 4	15百万円	8百万円			1	①0.7億円/年 ②2023年度以降
	中部電力PG	親 9、子 0	30百万円	—			1	①180億円 ②2024～2045年度
	関西電力送配電	親 4、子28	13百万円	1百万円	・通信費（年間） 親端1機2百万円、子端1機1百万円		1	①12.3億円/年 ②2025年度以降
	四国電力送配電	親12、子7	14百万円	10百万円			1	①287億円 ②2023～2027年度
	九州電力送配電	親18、子24	25百万円	6百万円			1	①571億円 ②22年間（耐用年数）

(1) N-1 電制 – 検証結果②装置構成 –

- 各社ローカル系統においては1箇所あたり親端数1を予定しているところ、北陸電力送配電は親端数2を予定。
- この点に関して、他社が、信頼度維持に配慮しつつも可能な範囲で効率化に取り組み、ローカル系統の1箇所あたりの親端数を1としていることを踏まえると、北陸電力送配電もローカル系統について、**他社と同様に親端数1個分の見積り費用を算入することが妥当ではないか。**
- **この結果、北陸電力送配電における親端単価は、1系列にすることにより、同じループ系統での設置を進める中国電力NWに比べて割高である状態は概ね解消されることとなることから、計上額を認めることが妥当ではないか。**
- なお、北陸電力送配電及び中国電力NWが、基幹系統を2系列としていることにつき、基幹系統のような重要度の高い系統において、万が一電制に失敗した場合等に広範囲にかつ多大な影響が及ぶ可能性があることを踏まえると、妥当と判断できるのではないか。

系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価（1箇所あたり）		子端単価 （1箇所あたり）	親端・子端以 外の投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 （金額、算定期間）
			過負荷状況 検出装置等	過負荷情報 処理装置等				
ループ 系統	北陸電力送配電	親5、子21	30百万円 （30百万円）	78百万円 （78百万円）	15百万円 （15百万円）		ローカル系統 2 （基幹系統 2）	①57億円 ②2023～2045年度
	中国電力NW	親7、子24	40百万円 （54百万円）	25百万円 （50百万円）	10百万円 （20百万円）	・2回線受電化工事等 1箇所106百万円	ローカル系統 1 （基幹系統 2）	①961億円 ②22年間（耐用年数）
系統種別	事業者	親端・子端 設置箇所数	親端単価	子端単価	親端・子端以外の 投資費用	1箇所あたりの 親端数	便益 （金額、算定期間）	
放射状 系統	北海道電力NW	親1、子3	26百万円	6百万円		1	①1億円 ②2023～2027年度	
	東北電力NW	親3、子3	25百万円	2百万円	・制御装置改造・通信設備増設工事 1変電所35百万円	1	①4億円 ②2023～2027年度	
	東京電力PG	親4、子4	15百万円	8百万円		1	①0.7億円/年 ②2023年度以降	
	中部電力PG	親9、子0	30百万円	—		1	①180億円 ②2024～2045年度	
	関西電力送配電	親4、子28	13百万円	1百万円	・通信費（年間） 親端1機2百万円、子端1機1百万円	1	①12.3億円/年 ②2025年度以降	
	四国電力送配電	親12、子7	14百万円	10百万円		1	①287億円 ②2023～2027年度	
	九州電力送配電	親18、子24	25百万円	6百万円		1	①571億円 ②22年間（耐用年数）	

1. 今回の検証内容について

2. 次世代投資費用の検証

(1) N-1電制

(2) ノンファーム・再給電方式

(3) スマートメーター

(4) 配電網高度化

（２）ノンファーム（前回資料）

脱炭素

- 系統混雑時に無補償で出力制御されることを条件に、空きのない既存系統への再エネ電源等の接続を可能とする「ノンファーム型接続」を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とすべきではないか。**

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

- 空き容量がなく、本来は送電線を増強しなければ接続できない送電線について、系統混雑時の無補償での出力制御を条件に新規発電設備の接続を許容することにより、再エネ電源等の早期連系を可能とするノンファーム型接続を拡大するため、出力制御システム等の必要なシステム改修・導入を行う。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できるのではないか。**

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

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できるのではないか。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、ノンファーム型接続への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

（２）再給電方式（前回資料）

脱炭素

- 系統混雑対応を行う際に、メルिटオーダーにより出力制御を行う再給電方式を適用。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とすべきではないか。**

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

- 系統混雑への対応として、メルिटオーダー（系統利用について、接続の早い順ではなく、市場価格の安い順に電源を稼働させる考え方）にしたがって出力制御を行う再給電方式の適用に必要なシステム開発・改修を実施。ノンファーム型接続導入に伴って生じる系統混雑の処理においても再給電方式の活用を想定。
⇒**既存系統を有効活用しながら電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できるのではないか。**

中長期的な目標における位置付けについて

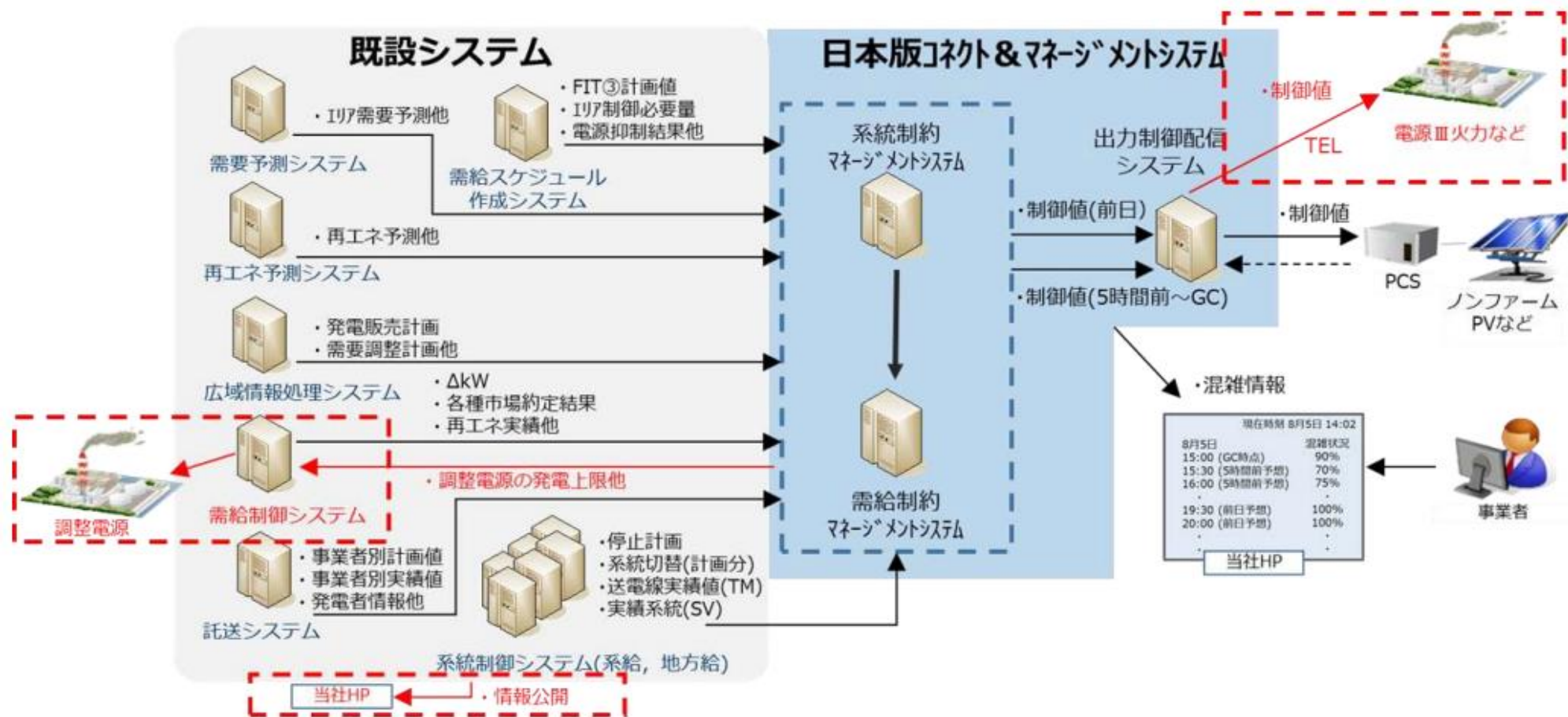
- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、既存ネットワークを有効活用しつつ、再エネ電源の大量かつ迅速な導入に資する取組。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できるのではないか。**

便益説明の具体性・合理性について

- 設備拡充コストの発生を回避できるほか、再エネ連系量の早期拡大により化石燃料コスト及びCO2排出対策コストを低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できるのではないか。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、再給電方式への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）**

(2) ノンファーム・再給電方式 – 検証内容 –

- ノンファーム・再給電方式に係る費用は、混雑管理を行うための出力制御システム構築、再給電方式（メリットオーダー）導入のためのシステム構築費・関連システム改修費により構成されている。
- これを踏まえ、ノンファーム・再給電方式に係る費用については、システム構築費用の10社比較を中心に行い、その妥当性について検証を行う。



出典：東京電力PG資料（第54回 広域系統整備委員会 資料3）

(2) ノンファーム・再給電方式 – 検証結果 –

- 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

再給電方式等による系統混雑対応

事業計画（別冊⑤）抜粋

目標

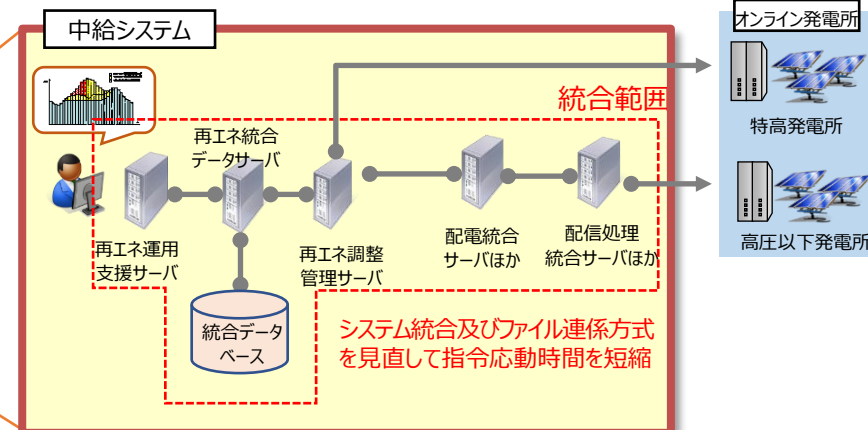
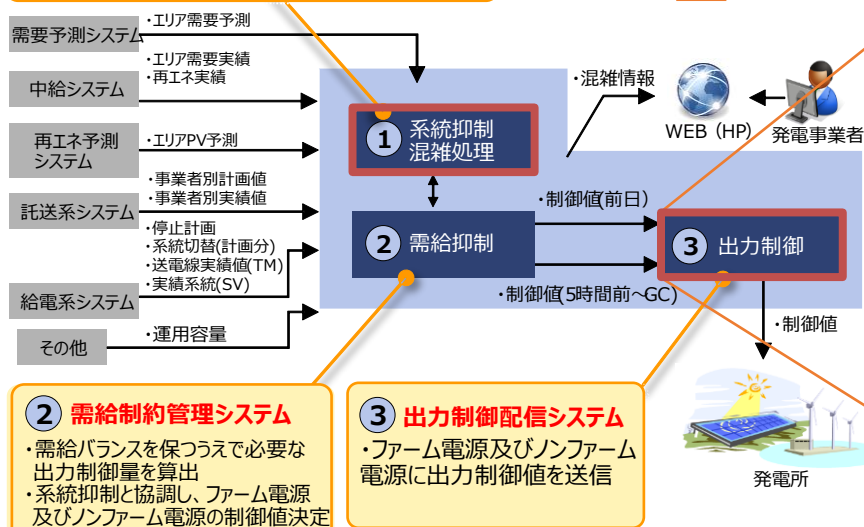
系統混雑の適切な処理

内容・期間

- 再給電方式による混雑管理（混雑処理、情報公開）を確実に実施するために系統混雑管理システムを開発します。
- また、ノンファーム指令に対応するため、関連システムを統合し、制御指令時間の短縮を図ります。

① 系統制約管理システム

- 潮流状態を予測
- 系統の混雑箇所を特定し、必要な出力制御量を算出



【スケジュール】

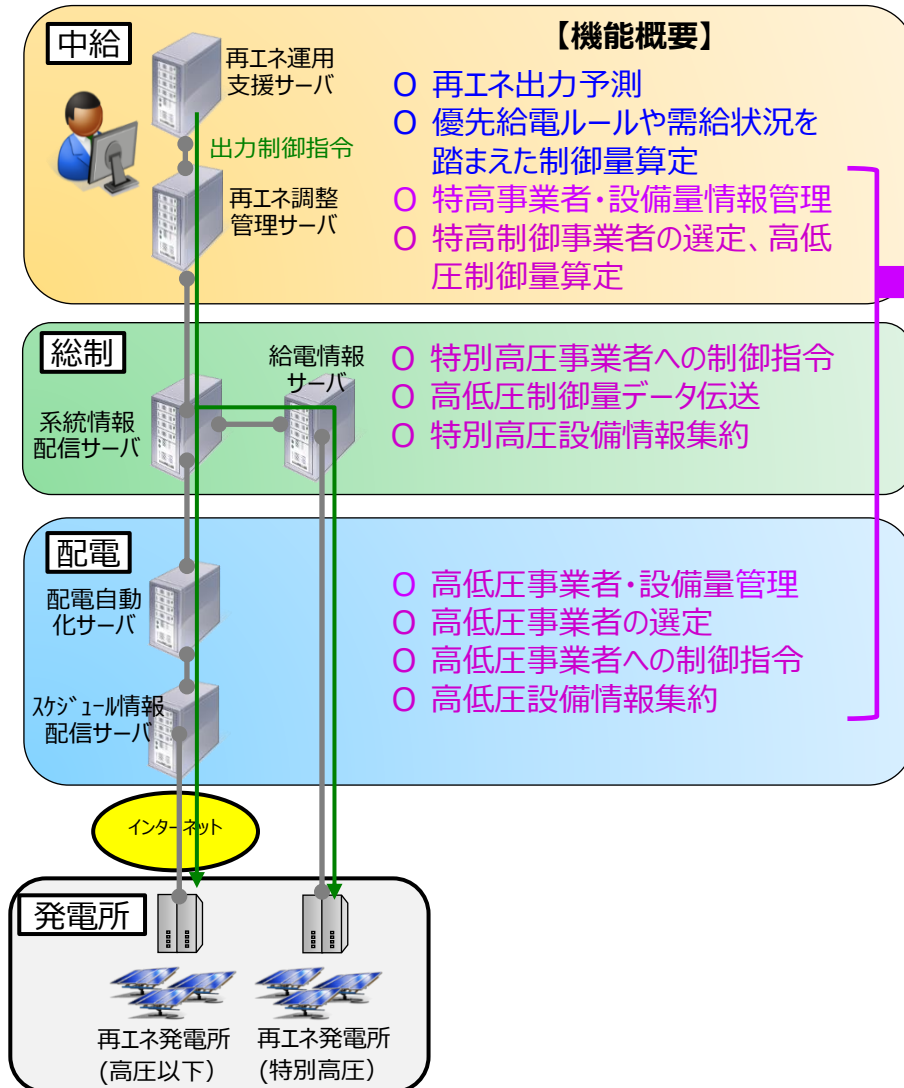
2022	2023	2024	2025	2026	2027
要求定義		単体・総合試験			
	設計・製作		運用開始		

取組み効果

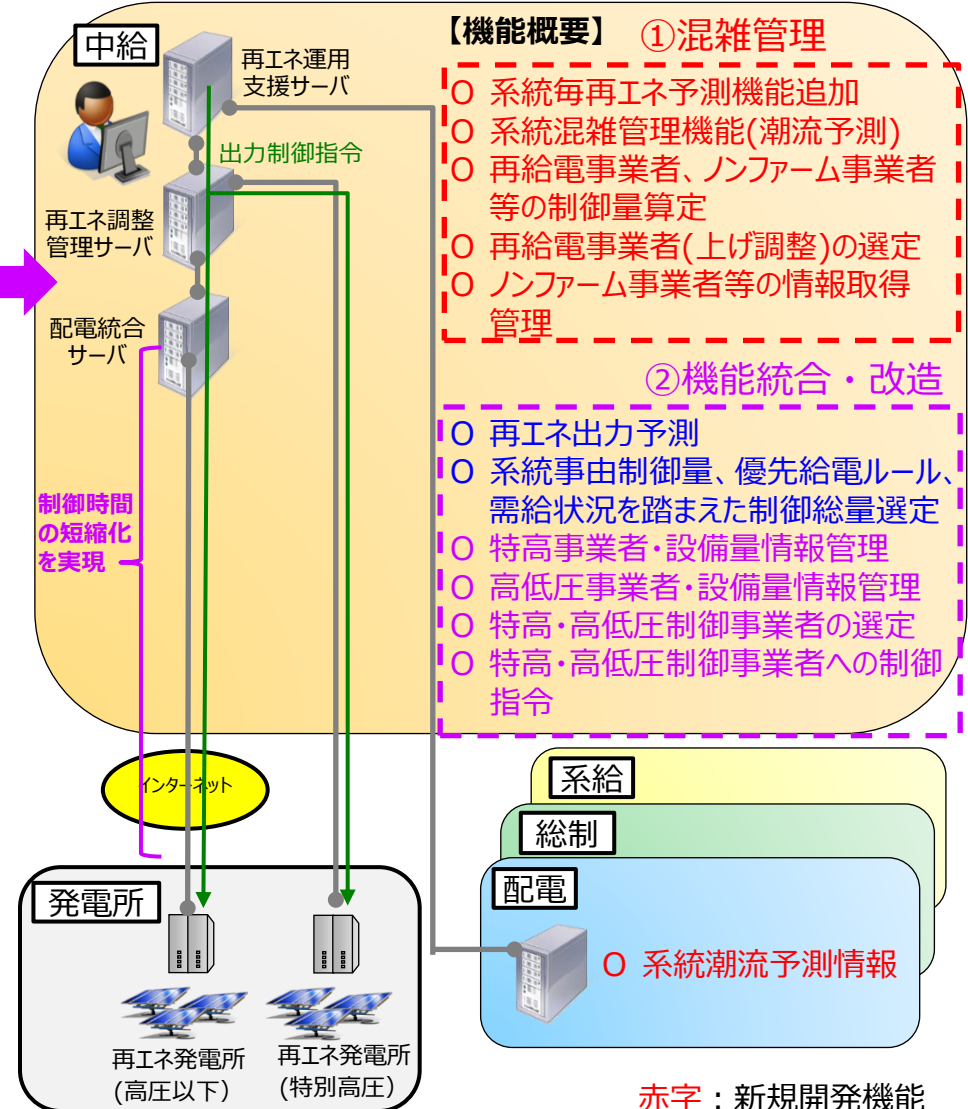
- 混雑管理の確実な実施による再エネ電源の導入拡大への寄与（燃料費削減等▲154億円、B/C > 1）
- 出力制御量の低減や追加制御判断機会の低減に寄与（実需給により近い段階の予測値による必要制御量の判断が可能）

- 今回の開発におきまして、今後必要となる混雑管理・制御量算出などの系統混雑管理機能に係る費用として10億円を見込んでおります。
(システム開発概要 ①「混雑管理」部分)
- これに加え、現行の再エネ運用システム再構築に係る費用として24億円を見込んでおります。
具体的には、現行システムは、機能が中給・総制・配電に分散しており、事業者選定・制御指令伝送・制御完了までに1時間半～2時間程度を要していることから、今後の系統事由の出力制御ルール※に対応できるように、総制・配電に分散している再エネ機能を中給側へ統合する必要があります。
さらに、この新たに統合したシステムに現在使用している需給事由の機能を移行し、系統事由と一体となった再エネ出力制御を行うための改造が必要となりますので、この機能統合・改造に関する費用を計上させて頂いております。
(システム開発概要 ②「機能統合・改造」部分)
※系統事由の出力制御ルール…ゲートクローズ後に混雑処理・抑制量算出、ノンファーム電源へ出力制御指令
- 以上のことから、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の費用として34億円を見込んでおります。
- なお、他社さまにおかれましては、現行のシステムに系統混雑管理機能を追加するに留まるなど、弊社に比べてシステム開発・改造の範囲が小さいのではないかと推察しています。
- 弊社としては、カーボンニュートラルに向けた再エネ導入拡大への寄与（日本版コネクト＆マネージの実現）、エリアの需給バランス調整・安定供給に向け、本システム開発は不可欠であると考えておりますので、何卒ご理解をいただきますようお願いいたします。

～改造前～



～改造後～



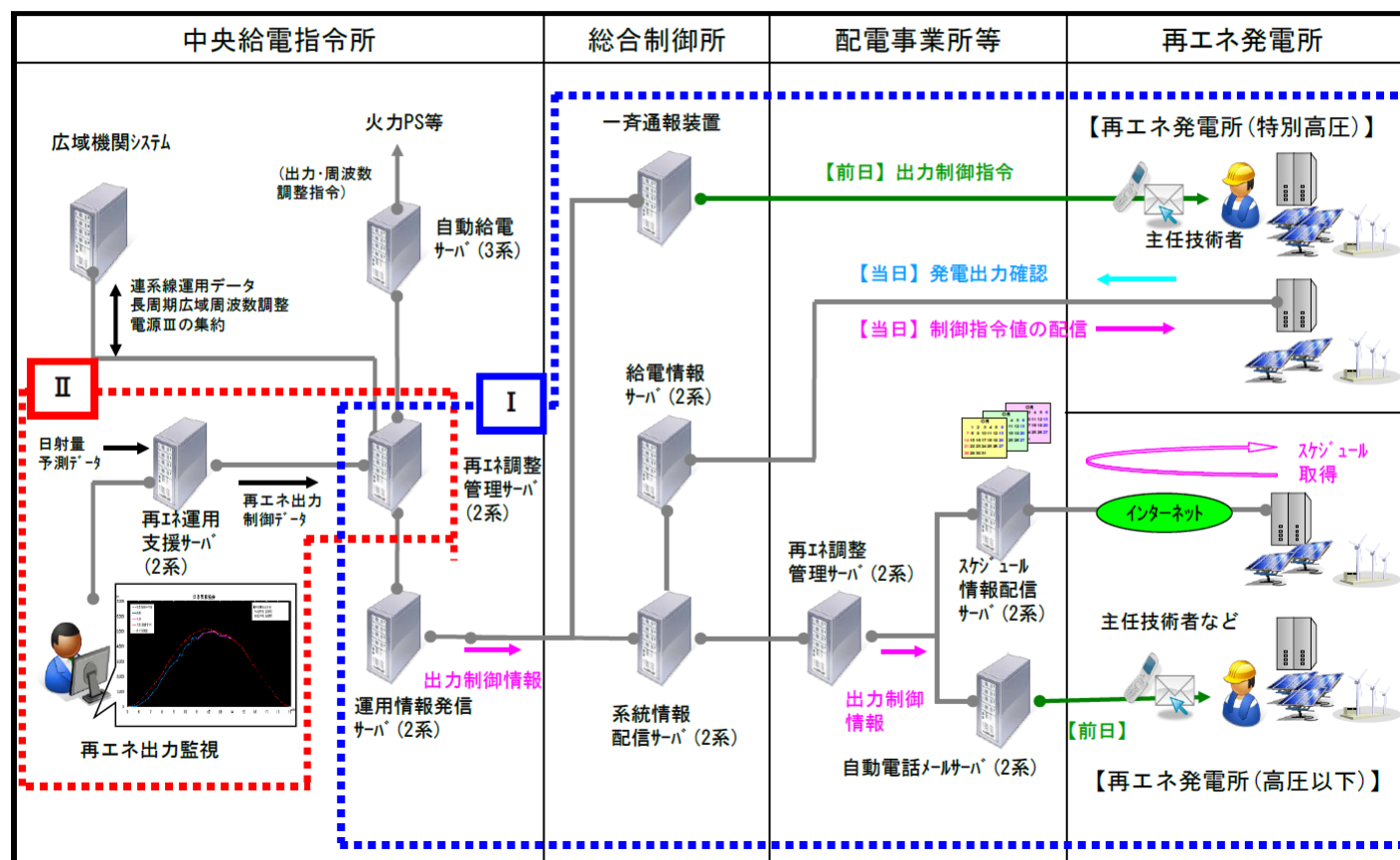
赤字：新規開発機能
 紫字：機能統合・改造
 青字：機能改造

- 弊社は、他エリアに先駆け、2015年度までに再エネ運用システム開発を進め、2016～2018年度実証事業等にてシステムの高度化を図ってまいりました。
- 新規開発であったため、試行錯誤を重ねながら、開発・試験・試運用等を行い、安定稼働を達成しております。
- 実際に、2018年10月から再エネ出力制御を実施し、需給バランスの調整、安定供給、再エネ導入拡大へ寄与しております。

3 再エネ運用システムの構築（つづき）

11

〔システム構成〕



1. 今回の検証内容について

2. 次世代投資費用の検証

(1) N-1電制

(2) ノンファーム・再給電方式

(3) スマートメーター

① 設置予定台数の妥当性

② 単価の妥当性

(4) 配電網高度化

（3）スマートメーター（前回資料）

脱炭素

- 次世代スマートメーターの設置・導入を各社計画。導入目的や便益の考え方といった基本的な事項については、「次世代スマートメーター制度検討会」において整理がなされているところ。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**効率化係数の対象外とすべきではないか。**

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

- 再エネ連系量の拡大に応じて求められる配電系統の電圧管理の高度化や系統全体の安定性維持・向上、さらにレジリエンス強化を図るべく、次世代スマートメーターを設置・導入や必要なシステム対応を実施。
⇒**電力ネットワークの次世代化において求められる電圧管理及び需給調整の高度化を図る取組であると評価できるのではないか。**

中長期的な目標における位置付けについて

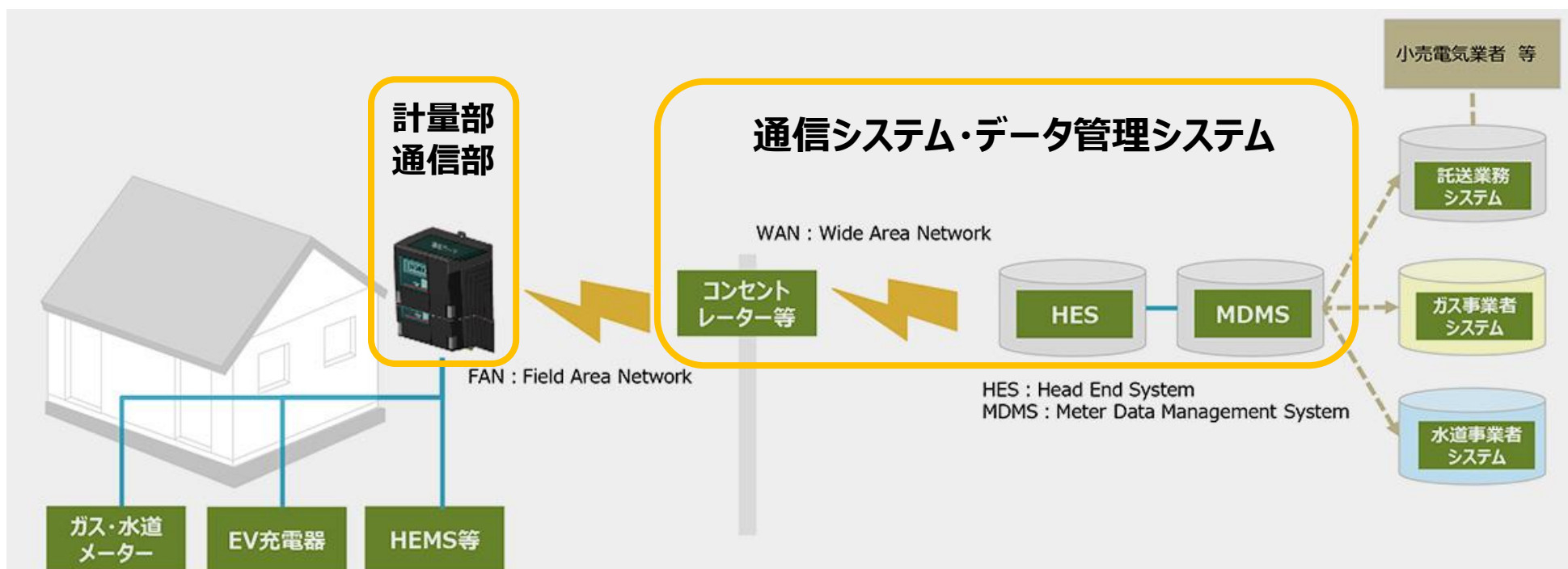
- 次世代電力ネットワークの実現（電圧管理の高度化、需給調整高度化等）に向けて必要な情報を採録可能な次世代スマートメーターを設置。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できるのではないか。**

便益説明の具体性・合理性について

- 系統全体の安定性が維持・向上することによる調整力費用の削減やデータを活用した迅速かつ詳細な分析による停電時間の短縮。
⇒**検証の結果、各社ともに便益については国の検討会の結果を用いて説明がなされていると評価できるのではないか。**

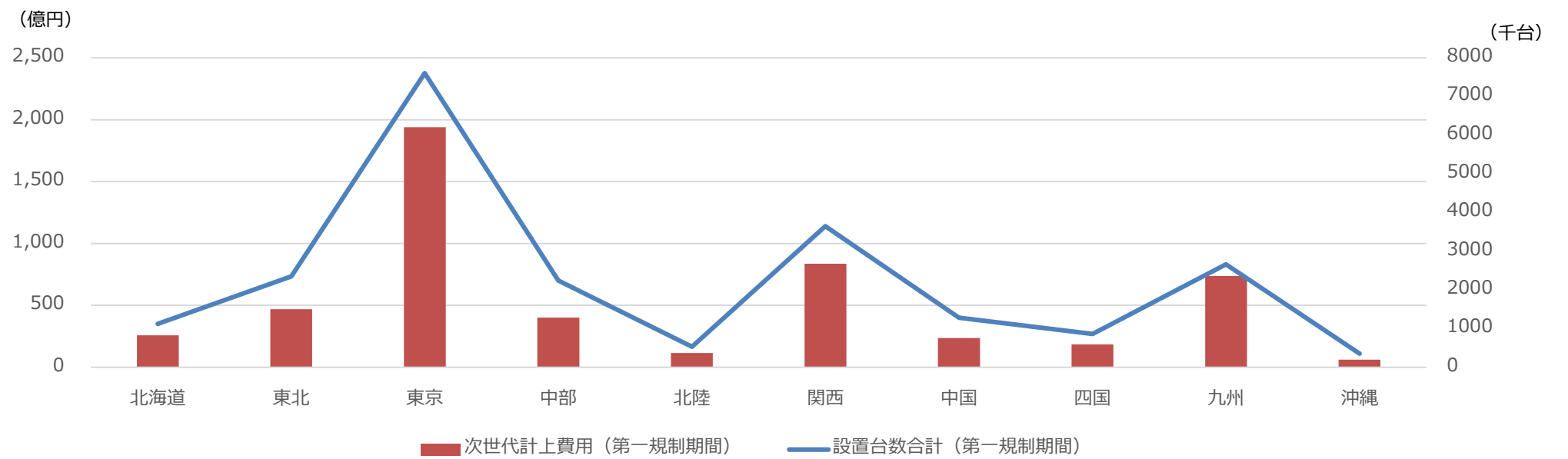
(3) スマートメーター – 検証内容 –

- 次世代スマートメーターは、スマートメーター本体（計量部・通信部）、通信システム（HES）、データ管理システム（MDMS）等から構成されており、その設置費用については、次世代スマートメーターへ置き換える際に、現行スマートメーターを同じ仕様のものに更新する場合と比べて**追加的に発生する費用（増分費用）を、次世代投資費用として計上**。
- これを踏まえ、次世代スマートメーターに係る費用検証においては、以下のとおり検証を行う。
 - ① 次世代スマートメーターの設置台数の適正性を検証する。
 - ② 本体・計量部は10社で仕様統一されており、基本的には10社同水準の見積りとなっているかを検証する。
 - ③ 本体・通信部についても一定程度仕様が統一されていることから、基本的には10社同水準の見積りとなっているかを検証しつつ、通信方式等により価格差が生じている場合については、次世代スマートメーター制度検討会にて、RFI・RFP等の実施が求められている点を踏まえ、その妥当性を個別に検証する。
 - ④ 通信システム（HES）及びデータ管理システム（MDMS）は、現行及び将来の通信方式等により、価格差が生じているところ。同検討会にて、RFI・RFP等の実施が求められている点を踏まえ、RFIの結果の反映状況、単価差の要因を個別に確認し、その妥当性を検証する。



（３）スマートメーター検証①設置予定台数の妥当性

- 各社の次世代スマートメーター設置予定台数は、現行スマートメーターの台数より今後見込まれる検定満了対応や需要・電源対応等を勘案して計画。
- 各社の次世代スマートメーター設置予定台数について、低圧（単相・三相）が98%以上を占めることから、各社における低圧対応のスマートメーターの設置予定台数の考え方を次頁以降で確認。



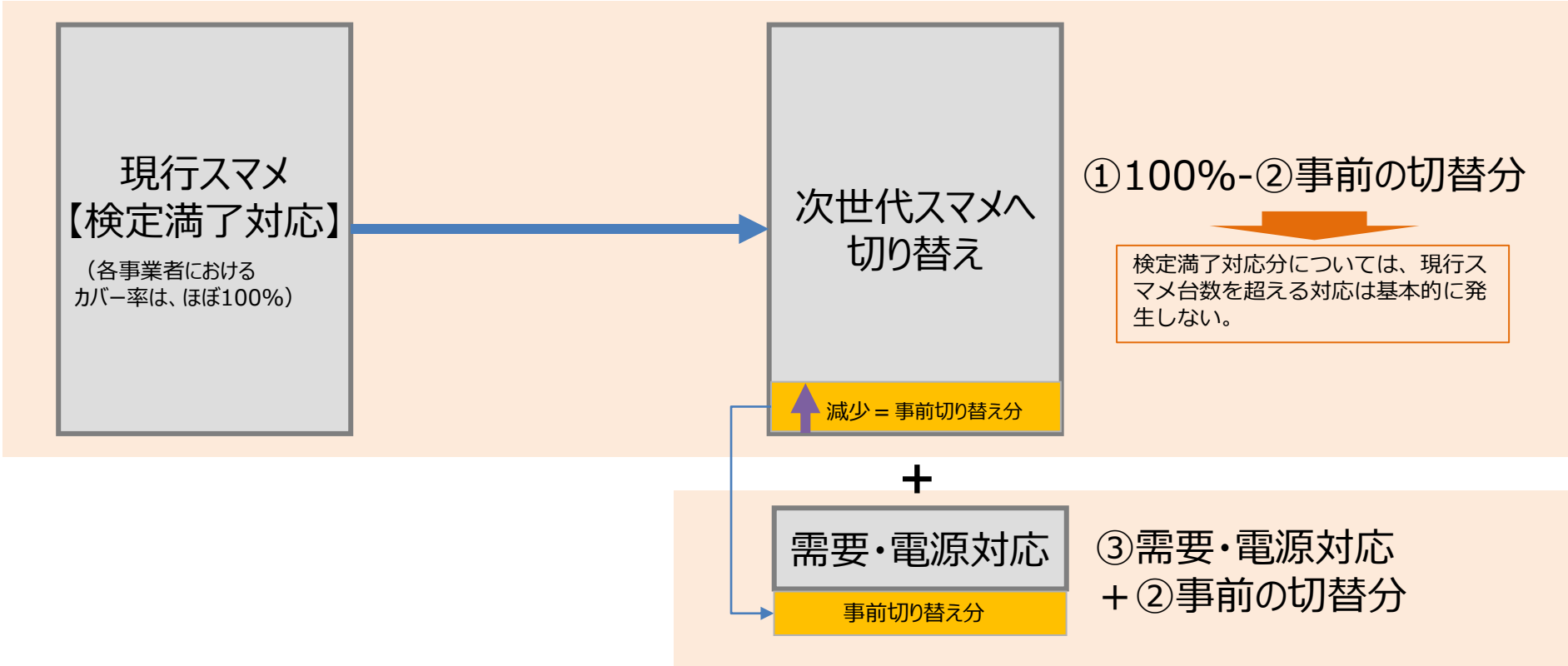
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
台数 （千台）	第一規制期間計	1,122	2,349	7,605	2,241	532	3,647	1,282	863	2,663	356
	全期間計	4,197	8,267	31,105	10,848	2,059	14,374	5,703	3,046	10,957	1,219
費用 （億円）	第一規制期間	258	469	1,941	403	115	837	236	178	696	62
	全期間計※	693	1,442	4,861	791	359	2,906	747	530	1,933	219

※第二規制期間以降の費用計画については一部の社において現時点で想定される費用のみ計上。

【参考】次世代スマートメーターへの切替理由の考え方

- 次世代スマートメーターの導入については、①検定満了による現行スマートメーターからの切替、②検定満了期間前の切替（容量変更、顧客要望等）、③新規供給工事等に伴う需要・電源対応の主に3つのパターンに分類が可能。
- このうち、①検定満了による現行スマートメーターは、現状カバー率が大凡100%であることから、次世代スマートメーターへの切替については、現状カバー率（大凡100%）－②検定満了期間前の切替（容量変更、顧客要望等）となるため、各事業者においては、基本的に100%を下回る計上値となることが想定される。

次世代スマメ導入台数の整理



(3) スマートメーター検証①設置予定台数の妥当性
各社における設置台数の算定方法（検証結果 – 検定満了対応 –）

- 検定満了対応については、現行スマートメーターの次世代化対応が必要になる一方、検定満了前に取り替えるケース（それに伴い新設される次世代スマメの台数については需要・電源対応の区分に計上）が一定程度あり、同対応での取付台数が現行分の設置予定台数を下回る社が多数。
- 他方、九州、沖縄の2社については、検定満了対応予定台数が100%を超過しており、過剰であると考えられることから、当該過剰分については、削減を求めることとしてはどうか。

【検定満了対応】

(単位：千台)

	現行分 設置予定台数	次世代分 取付予定台数 ※故障対応等を除く			現行分 台数比 (B/A)	設定の考え方
	2024年度末 時点【A】	2025～ 2027年度	2028～ 2034年度	2025～ 2034年度 【B】		
北海道電力NW	3,740	927	2,463	3,390	90.6%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を遵守できる計画を基本とし、全数スマートメーター化に伴う検満前倒し等による後年度の工事数の偏りを平準化した物量を算定
東北電力NW	6,780	1,860	4,836	6,695	98.7%	2027年度までは検満時期および施工力を踏まえて設定。以降は2027計画値を横置きとした
東京電力PG	28,400	6,358	19,577	25,936	91.3%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を遵守しつつ、物品・工費単価の高騰を回避するため、可能な範囲で工事物量を平準化し計上
中部電力PG	9,550	1,598	6,089	7,687	80.5%	現状の計器施設台数を2026～2034年度の9年間で均平化して計上
北陸電力送配電	1,830	443	1,258	1,701	93.0%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限に基づき取替工事が必要となる物量を計上
関西電力送配電	13,090	3,056	8,958	12,014	91.8%	法令（計量法）にて定められた検定有効期限を踏まえて、計画
中国電力NW	5,050	1,008	3,478	4,486	88.8%	検定有効期限および取替期間を考慮のうえ設定
四国電力NW	2,650	696	1,719	2,415	91.1%	当該年度に検定期限の満了を迎える計器台数から算定
九州電力送配電	8,680	2,136	6,601	8,737	100.7%	既設計器870万台の次世代スマメ化することを前提に計上 ※上記に加え、次世代スマメ工事は、9.25年（2025年度4/4期～2034年）で導入のため、検定有効期間が7年の大容量計器（変流器付計器）の工事数は、約1.32倍（9.25年／7年）となり、約32%が工事数増（約＋4万台）
沖縄電力	917	281	641	922	100.5%	検満計画をベースに設定

(3) スマートメーター検証①設置予定台数の妥当性
各社における設置台数の算定方法（検証結果 – 需要・電源対応 – ）

● 需要・電源対応については、各社ともに、前提計画の需要見通しや再エネ連系量見通し、住宅着工統計などを用いていることが確認出来ており、計上値は妥当であると考えられるのではないか。

【需要・電源対応】

(単位：千台)

	現行分 設置予定台数	次世代分 取付予定台数 ※故障対応等を除く			現行分 台数比 (B/A)	設定の考え方
	2024年度末 時点【A】	2025～ 2027年度	2028～ 2034年度	2025～ 2034年度 【B】		
北海道電力NW	3,740	188	570	758	20.3%	高低圧供給申込は、数か月前が一般的であり、計画断面で個別に物量を積み上げることは困難な一方で、過去実績レベルで推移していることから、過去実績をベースに算定。前提計画の需要想定とも整合
東北電力NW	6,780	438	957	1,395	20.6%	過年度実績および伸び率を踏まえて減少傾向として設定
東京電力PG	28,400	1,095	3,514	4,608	16.2%	住宅着工統計（需要）、PV導入件数（電源）等の社外指標に基づき、将来動向（需要減）の予測値を算出。過去の工事実績を参考とし、将来予測値を基に将来工事物量を想定
中部電力PG	9,550	613	2,337	2,950	30.9%	前提計画の需要/再エネ連系量の見通しに応じて台数を想定
北陸電力送配電	1,830	88	239	327	17.9%	住宅着工件数の将来動向、再エネ導入想定量により想定
関西電力送配電	13,090	552	1,655	2,207	16.9%	新規申込みについては、前提計画の需要・再エネ連系量の見通しに応じて台数を想定 増強については、直近のトレンドを踏まえ、2018～2020年度実績平均を先行き台数としている
中国電力NW	5,050	223	781	1,004	19.9%	新設住宅着工戸数および再生可能エネルギーの連系量の見通しに応じて設定
四国電力送配電	2,650	155	439	594	22.4%	住宅着工件数および再エネ連系量の見通しから算定
九州電力送配電	8,680	484	1,496	1,980	22.8%	2022供給計画に基づき計器取付数を想定
沖縄電力	917	31	90	121	13.2%	過去5年（2016～2019）の実績平均により設定

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（増分費用の考え方）

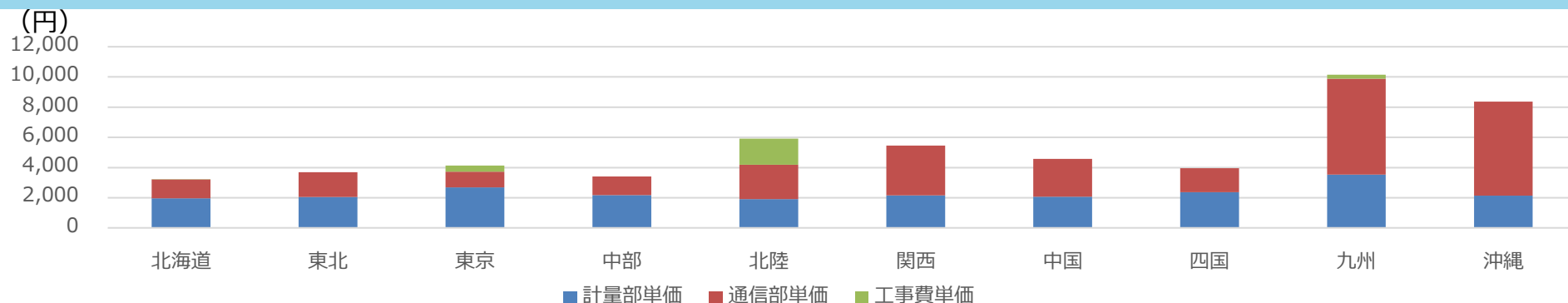
- スマートメーターは検定満了時の取替（一般的な低圧用機器の場合、10年）が必要になることから、次世代分の設置に係る費用については、現行分から現行分に取り替える場合に発生する分をベース費用（CAPEX配電のその他設備として査定）、次世代分に取り替える場合に追加的に発生する分を増分費用に切り分けることが可能。次世代投資費用としては増分のみを算入することが妥当であり、各社、こうした考えに沿って費用を見積もっていることを確認した。
- 上記を踏まえ、スマートメーター単価の査定は、増分費用の10社横比較により行う。

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（低圧・単相）

- **計量部は、資源エネルギー庁の審議会で仕様統一が図られたことから、各社概ね同様の単価水準に収斂することが想定される。**一方、各事業者の提出値については、統一された仕様を前提に実施したメーカー見積りの結果等を反映したとしているものの、一部の事業者の単価水準が割高となっているのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、適正な単価水準への効率化を促す観点から、CAPEXのトップランナー的査定手法の考え方を踏まえ、**単価水準が4位以下の事業者については、単価水準3位の値（東北の2,060円※1）を用いることとしてはどうか。**
- なお、検証の結果、東北、東京、九州の3社が端子部（計量部・通信部以外の構成部）の単価を、東京、関西、四国、九州の4社が計器保護部の単価を個別に増分費用に見積もっていることが確認された。それらについて、**次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、先述の一部の事業者は次世代投資費用に計上している。**当該費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、当該費用分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する（※2）のはどうか。**

※1：本検証の結果、単価水準3位の値が変動する可能性がある。

- **通信部は、通信方式が異なること等から各社間で増分費用には一定の差が生じることが想定される。**また、単価の見積り方法は、RFIの結果を反映している事業者がある一方で、ベンダー見積りを反映している事業者もあり、見積り方法の差異による単価差があるのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、**単価水準が4位以下の事業者については、適正な単価水準への効率化を促す観点から、単価水準3位の値（北海道の1,253円）の30%と、**各社の通信方式や見積り方法の差異を考慮する観点から、**各事業者の単価の70%をもとに算定した単価を用いることとしてはどうか。**
- **工事費は、次世代スマートメーターに取り替える際に、現行スマートメーターへの取替では発生しない費用を一部の社が計上（北海道：「Bルート（wi-fi）対応機器取付費用」、東京及び北陸：「端子部の取替費用」、九州：「通信部取替費用」）。**これらの工事費については、通常であればCAPEX（配電）に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用する（※2）のはどうか。** ※2：CAPEXの査定方法に準じて、効率化係数（年0.5%）の対象となる。以降同様。

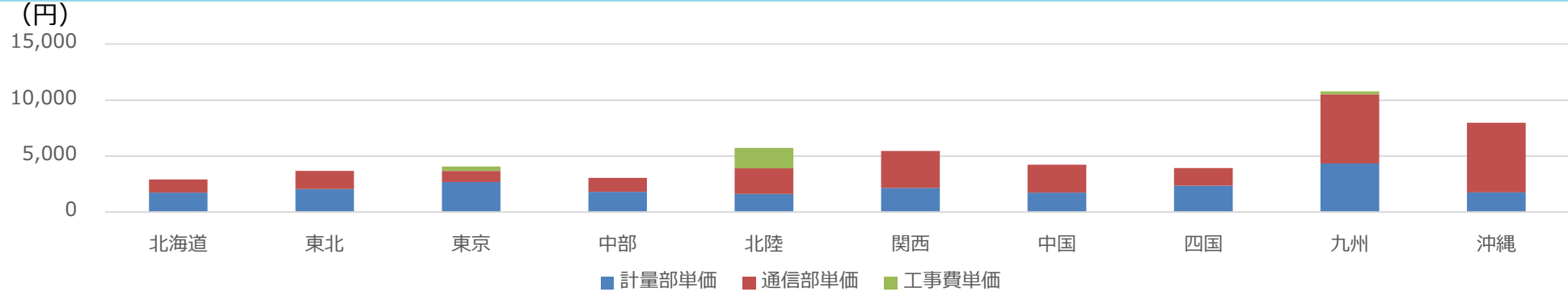


	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,957	2,060	2,686	2,170	1,907	2,162	2,068	2,366	3,527	2,150
通信部単価	1,253	1,640	1,045	1,244	2,279	3,300	2,503	1,589	6,358	6,220
工事費単価	27	-	406	-	1,733	-	-	-	259	-
合計	3,237	3,700	4,137	3,413	5,919	5,462	4,571	3,955	10,144	8,370

※ 黄色ハイライトは単価水準3位

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（低圧・三相）

- **計量部は、資源エネルギー庁の審議会で仕様統一が図られたことから、各社概ね同様の単価水準に収斂することが想定される。**一方、各事業者の提出値については、統一された仕様を前提に実施したメーカー見積りの結果等を反映したとしているものの、一部の事業者の単価水準が割高となっているのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、適正な単価水準への効率化を促す観点から、CAPEXのトップランナー的査定手法の考え方を踏まえ、**単価水準が4位以下の事業者については、単価水準3位の値（北海道・中国・沖縄の1,750円※）を用いることとしてはどうか。**
- なお、検証の結果、東北、東京、九州の3社が端子部（計量部・通信部以外の構成部）の単価を、東京、関西、四国、九州の4社が計器保護部の単価を個別に増分費用に見積もっていることが確認された。それらについて、**次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、先述の一部の事業者は次世代投資費用に計上している。**当該費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、当該費用分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。**
※：本検証の結果、単価水準3位の値が変動する可能性がある。
- **通信部は、通信方式が異なること等から各社間で増分費用には一定の差が生じることが想定される。**また、単価の見積り方法は、RFIの結果を反映している事業者がある一方で、バンダー見積りを反映している事業者もあり、見積り方法の差異による単価差があるのが現状。このため、今後の本格的な導入に向けて、**単価水準が4位以下の事業者については、適正な単価水準への効率化を促す観点から、単価水準3位の値（中部の1,243円）の30%と、各社の通信方式や見積り方法の差異を考慮する観点から、各事業者の単価の70%をもとに算定した単価を用いることとしてはどうか。**
- **工事費は、次世代スマートメーターに取り替える際に、現行スマートメーターへの取替では発生しない費用を一部の社が計上（東京及び北陸：「端子部の取替費用」、九州：「通信部取替費用」）。**これらの工事費については、通常であればCAPEX（配電）に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、**CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。**

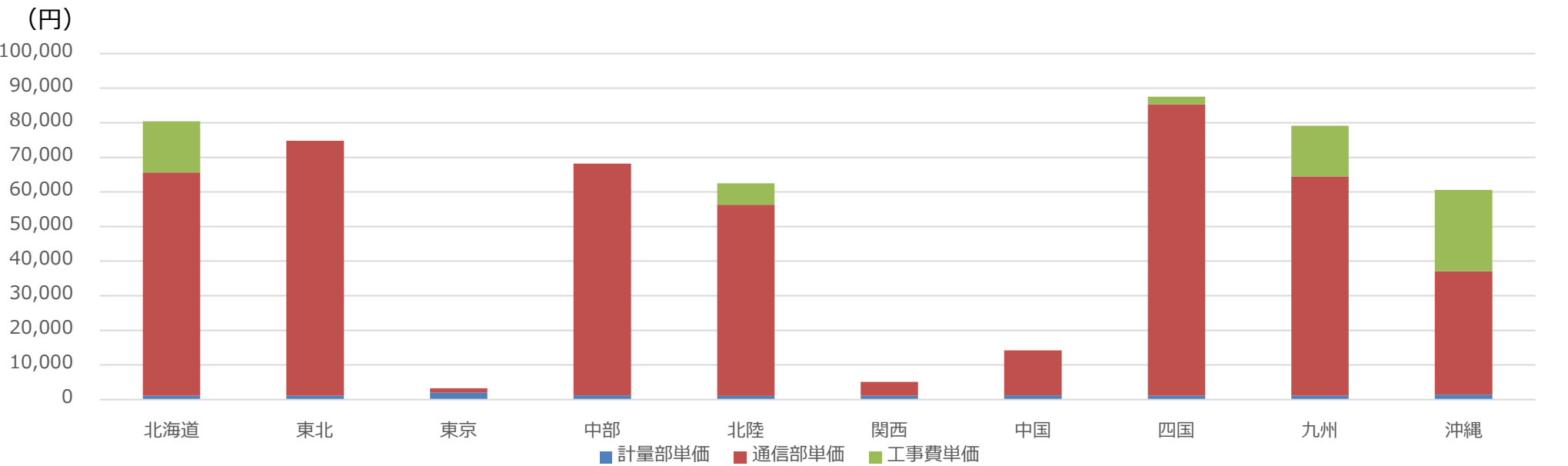


	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,750	2,060	2,687	1,819	1,618	2,164	1,750	2,366	4,351	1,750
通信部単価	1,180	1,640	983	1,243	2,284	3,300	2,503	1,589	6,150	6,220
工事費単価	—	—	406	—	1,844	—	—	—	255	—
合計	2,930	3,700	4,076	3,062	5,746	5,464	4,253	3,955	10,756	7,970

※ 黄色ハイライトは単価水準3位

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（高圧）

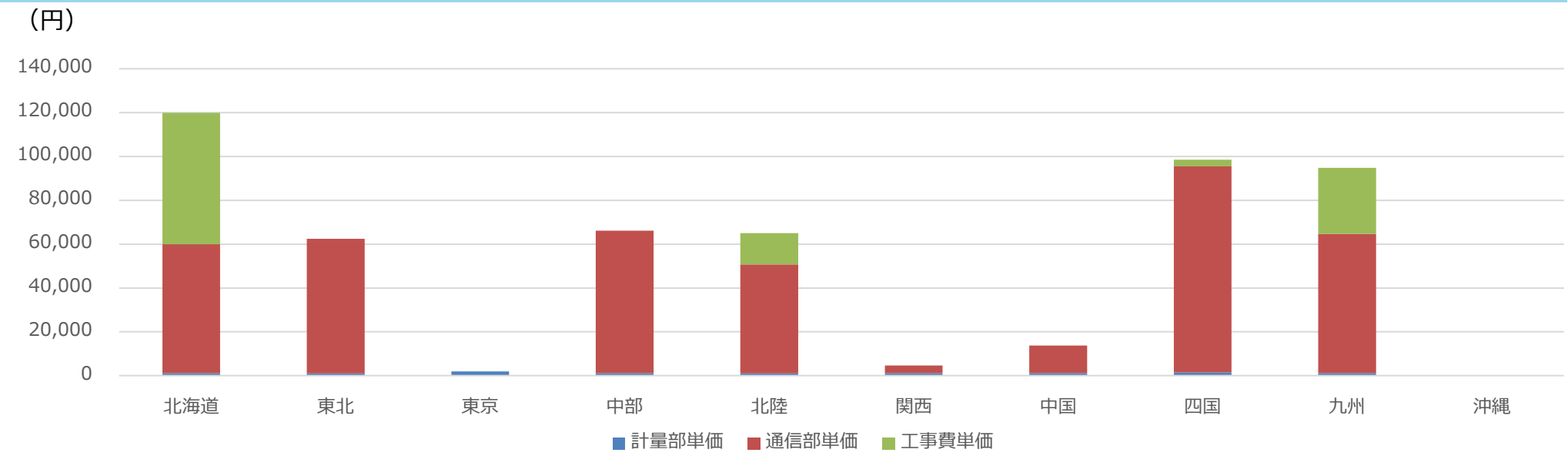
- 計量部は、東京が割高になっているが、検証の結果、最新の価格動静の織り込みを求めることが妥当と判断したことから、この影響額を踏まえ、計量部単価（2,004円）を1,128円（▲876円）とすることとしたい。
- 通信部は、低圧と比して台数が少ないため、1台当たりで負担する開発費用の割合が大きく、各社毎に妥当な水準を推定することが困難であるものの、特に高額な四国、東北、中部においてもRFIの結果を反映した見積もりであることを確認しており、これを踏まえ、各事業者における計上額を認めることが妥当ではないか。なお、東京については、3G停波対応に伴い先行して通信端末機能変更（LTE化）を実施するため、次世代化はファームウェア更新のみで対応できる予定であることから、増分費用が少額になっている。
- 工事費は、現行スマートメーターから次世代スマートメーターに取り替える場合、現行スマートメーターの取替では発生しない「通信部の取替工事費用」について、一部の社が計上。これらの工事費については、通常であればCAPEX（配電）に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,130	1,100	2,004	1,206	1,047	1,123	1,130	1,130	1,130	1,128
通信部単価	64,494	74,176	1,290	66,965	55,261	3,997	12,635	82,062	64,176	33,330
工事費単価	14,821	-	-	-	6,197	-	-	2,218	14,675	23,514
合計	80,445	75,276	3,294	68,171	62,505	5,120	13,765	85,410	79,981	53,245

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（特別高圧）

- 計量部は、東京が割高になっているが、検証の結果、最新の価格動静の織り込みを求めることが妥当と判断したことから、この影響額を踏まえ、計量部単価（2,000円）を1,128円（▲872円）とすることとしたい。
- 通信部は、低圧と比して台数が少ないため、1 台当たりで負担する開発費用の割合が大きく、各社毎に妥当な水準を推定することが困難であるものの、特に高額な四国、東北、中部においてもRFIの結果を反映した見積もりであることを確認しており、これを踏まえ、各事業者における計上額を認めることが妥当ではないか。なお、東京については、現時点では、現行端末のリプレイス費用と同等額と想定しており、当該費用についてはCAPEXに計上している。
- 工事費は、現行スマートメーターから次世代スマートメーターに取り替える場合に、現行スマートメーター同士の取替では発生しない取替工事費用（通信部）を一部の社が計上。当該工事費については、通常であればCAPEX（配電）に計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
計量部単価	1,123	1,101	2,000	1,205	1,047	1,154	1,129	1,130	1,129	－
通信部単価	58,808	61,397	－	64,908	49,737	3,549	12,636	84,080	63,560	－
工事費単価	60,000	－	－	－	14,219	－	－	2,286	30,164	－
合計	119,932	62,498	2,000	66,113	65,003	4,703	13,765	87,496	94,853	－

(3) スマートメーター検証④システム関連費用等

- システム関連費用は現行既存システムの構成等により各社でばらつきが存在し、**各社ごとに合理的な費用水準を推定することは困難**。他方で、特に、中部電力PGの中継装置・コンセンレーター関連費用（4,598円/台）及び北海道電力NWのその他費用（4,500円/台）について、その妥当性を検証。

【中部電力PGの中継装置・コンセンレーター関連費用】

コンセンレーターはスマートメーターから受信したデータの伝送を行うため装置であり、中継装置は接続率向上のため中継拠点として設置されるもの（いずれも通信方式が主にマルチホップ方式の際に必要）。中部の同装置設置費用が多くなっているが、現地検針数を最大限減らすために既に他社より多く配置している既存機器を全量取り替えることが主因。配置が必要な台数についてはエリアごとの地理的要因も背景にあり、一概に**過大とまでは言えないことから、計上値を認めることが妥当ではないか**。

【北海道電力NWのその他費用】

これまで低圧と高圧・特高で区分していた託送料金システムを統合するための費用を計上。同社の次世代スマメ導入に際してシステム改修が必須となること、また、託送料金システム内に含まれるHES及びMDMSに係る機能部分の改修費用（約900円/台）が含まれていることを確認しており、それらを考慮すると他事業者と比較して**過大な費用とまでは言えないことから、計上額を認めることが妥当ではないか**。

	単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
HES関連費用	円/台	4,581	2,639	6,804	4,955	4,502	3,097	5,466	1,755	6,877	973
MDMS関連費用	円/台	2,342	1,977	1,932	623	3,397	1,604	1,872	2,267	1,840	2
中継装置・コンセンレーター関連費用	円/台	493	—	1,420	4,598	314	80	3,749	859	—	—
コンセンレーター数	個	1,800	—	40,600	21,267	3,000	—	9,700	5,800	—	—
中継装置数	個	—	—	(合算値)	45,165	—	1,327	40	—	—	—
その他費用	円/台	4,500	921	2,517	2,444	—	3,025	2,728	3,384	2,380	—

※第一規制期間において発生する各費用及び設置する次世代スマートメーター台数を用いて単価を算出。

※東北は第二規制期間以降、中継装置・コンセンレーターを設置・計上予定（現行の劣化対応はCAPEXに計上）。

※沖縄は中継装置・コンセンレーターは、追加設置がゼロ。

1. 今回の検証内容について

2. 次世代投資費用の検証

(1) N-1電制

(2) ノンファーム・再給電方式

(3) スマートメーター

(4) 配電網高度化

(4) 配電網高度化（前回資料）

脱炭素 レジリエンス

- 再エネ大量導入に伴い電圧の安定性が低下する中、電圧管理を遠隔でかつ適時適切に実施するための取組を実施。
- 次世代電力ネットワークの構築に資する取組と位置づけられることから、**基本的に効率化係数の対象外とすべきではないか。**

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

- 再エネ導入拡大により、配電系統内での電圧変動が大きくなるなか、新たな機器及び技術（センサ付き開閉器、自動電圧調整器、光ネットワーク等）を導入し、遠隔でかつ適時適切に電圧管理を実施。
⇒**電圧管理の高度化を通じて電力ネットワークの次世代化を図る取組であると評価できるのではないか。**

中長期的な目標における位置付けについて

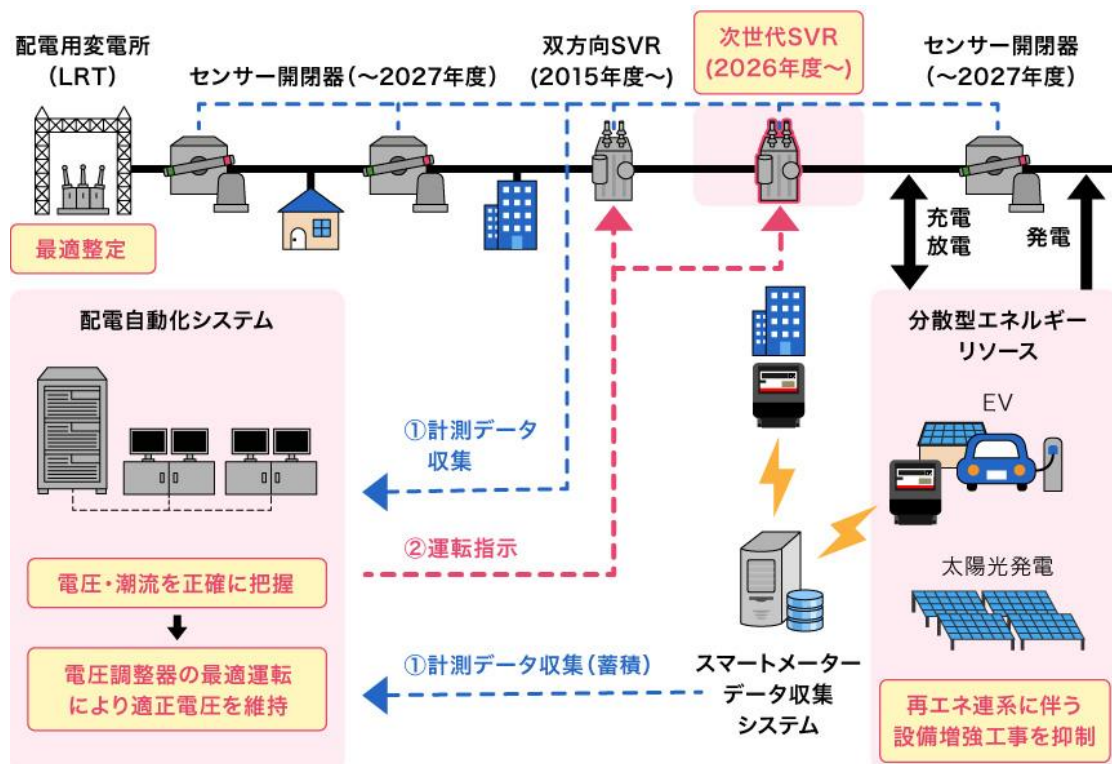
- 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、今後さらに再エネ連系量が拡大すると見込まれる中、配電網の安定性を強化。
⇒**検証の結果、中長期的な目標における位置づけを合理的かつ明確に説明できていると評価できるのではないか。**

便益説明の具体性・合理性について

- 系統安定性の向上による調整力費用の削減や再エネ出力制御量の低減。
⇒**検証の結果、各社ともに便益について一定の説明がなされていると評価できるのではないか。**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、配電網高度化への投資については、将来的に便益が費用を安定的に上回ることを具体的に試算・説明できることを追加で確認することとする。（追加で確認できない事業者については、効率化係数の対象とするなどの措置を講ずる）

(4) 配電網高度化 – 検証内容 –

- 配電網高度化に係る費用は、主に配電自動化に関するシステム費用、センサ付き開閉器設置費用、自動電圧調整器（SVR）設置費用、通信網整備費用により構成されている。
- これを踏まえ、配電網高度化に係る費用検証においては、以下のとおり検証を行う。
 - ①センサ付き開閉器の台数及び10社比較を通じた単価の適正性
 - ②電圧調整器の台数及び10社比較を通じた単価の適正性
 - ③配電自動化システム費用及び通信網整備費用の10社比較を通じた費用の適正性
- なお、配電網高度化に係る導入機器等の仕様は統一されていないため、各社比較で高額であった場合には、その要因及び妥当性の検証を行う。



（４）配電網高度化　－増分費用の考え方－

- 配電網高度化については、各社ともセンサ付き開閉器や自動電圧調整器（SVR）を導入する予定としているが、現時点において各旧式機器を一定程度導入済。次世代スマートメーターと同様に、それぞれ旧式機器からの機能増分に係る費用のみを次世代投資費用として算入することが妥当ではないか。
- 一部の社においてはベース費用を含めて算入しているところ、上記を踏まえ、配電網高度化に係る機器単価の査定は、ベース費用と増分費用を切り分けつつ、増分費用の10社横比較により行う。

(4) 配電網高度化 – センサ付き開閉器の単価・物量 –

- センサ付き開閉器の単価については、次世代機能増分費用のみ計上している社（中部・関西・中国・沖縄：ベース費用については、CAPEX配電のその他設備として検証済）と、増分費用とベース費用を区分せず全費用を計上している社で大きな単価差が存在している。
- このため、中部・関西・中国・沖縄以外の社については、単価のうちベース費用分を抽出し、現行開閉器から次世代開閉器への取替分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用することが妥当ではないか。
- 工事費については、次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、一部の事業者については、センサ付き開閉器の増加などを理由に工事費を計上している。こうした費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。
- 導入予定台数は中部が突出しているが、配電線の系統構成の違いにより設置必要数が異なることが背景にあることが確認できたことから、妥当と判断することとしてはどうか。

【センサ付き開閉器物品・工事費単価一覧】 (単位：千円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
物品費	次世代計上費用(A)	1,154	1,500	1,107	208	1,422	631	164	1,449	728	1,612
	増分費用(B)	454	190	108	208	340	631	164	353	263	1,612
	ベース費用(A)-(B)	700	1,310	999	0	1,082	0	0	1,096	465	0
工事費	次世代計上費用	200	206	216	0	170	38	90	252	122	397
	うち増分費用	0	206	11	0	0	38	0	0	1.5	397
計	次世代計上費用	1,354	1,706	1,324	208	1,591	669	254	1,702	850	2,009
	うち増分費用	454	396	119	208	340	668	164	353	265	2,009
導入台数（千台）		3.68	2.98	8.1	26.5	3.37	6.53	13.59	1.6	2.9	1.25
	うち新規台数	0	0.60	0	0	0.506	0	0.65	0	0	1.25
	うち取替台数	3.68	2.38	8.10	26.50	2.866	6.53	12.94	1.60	2.90	0

査定対象費用

査定対象物量

(4) 配電網高度化 – 電圧調整器の単価・物量 –

- 電圧調整器の単価については、次世代機能増分費用のみ計上している社（中部・北陸・関西・中国・沖縄：ベース費用については、CAPEX配電のその他設備として検証済）と、増分費用とベース費用を区分せず全費用を計上している社で大きな単価差が存在している。
- このため、中部・北陸・関西・中国・沖縄以外の社については、単価のうちベース費用分を抽出し、現行電圧調整器から次世代電圧調整器への取替分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用することが妥当ではないか。
- 工事費については、次世代化による増分費用を見込んでいない事業者が半数を占める一方で、一部の事業者については、センサ付き開閉器の増加などを理由に工事費を計上している。こうした費用については、通常であればCAPEXに計上し、検証を受けるべき費用であることから、工事費単価計上分については、CAPEX配電のその他設備の査定率を適用するのはどうか。
- 導入台数は、中部・中国が比較的多くなっているが、中部は配電線の系統構成の違いにより設置必要数が異なること、中国は他社比較で配電系統が長亘長であるため設置必要数が多くなることが要因であることが確認できたことから、妥当と判断することとしてはどうか。

【電圧調整器物品・工事費単価一覧】

(単位：千円)

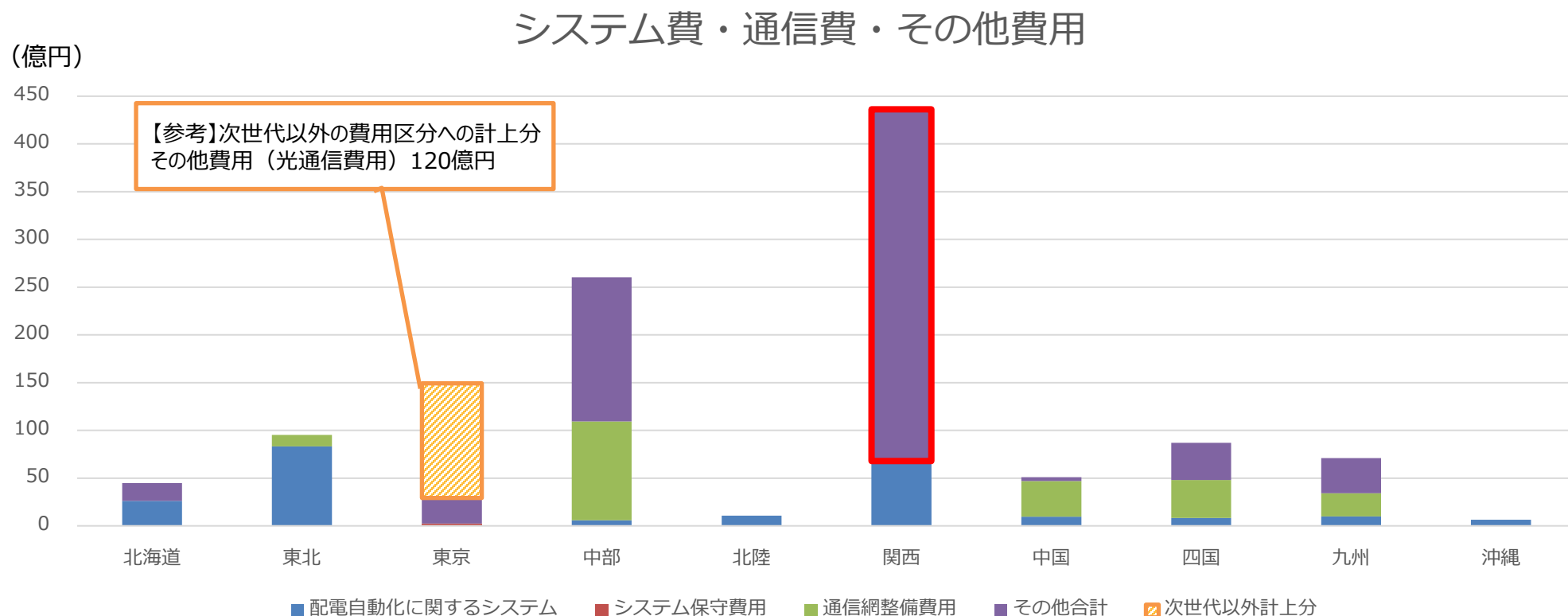
	(千円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
物品費	次世代計上費用(A)	4,700	850	13,848	1,378	8,518	5,885	3,109	－	7,107	10,707
	うち増分費用(B)	250	268	3,250	1,378	8,518	5,885	3,109	－	650	10,707
	ベース費用(A)-(B)	4,450	582	10,598	0	0	0	0	－	6,457	0
工事費	次世代計上費用	300	51	1,151	0	288	149	243	－	2,341	2,260
	うち増分費用	0	51	0	0	288	149	0	－	0	2,260
計	次世代計上費用	5,000	901	15,000	1,378	8,806	6,034	3,352	－	9,448	12,967
	うち増分費用	250	319	3,250	1,378	8,806	6,034	3,109	－	650	12,967
導入台数（千台）		0.61	0.70	0.57	1.51	0.015	0.44	1.52	0	0.015	0.15
	うち新規台数	0	0.14	0	0	0.015	0	0	0	0.015	0.1
	うち取替台数	0.61	0.56	0.57	1.51	0	0.44	1.52	0	0	0.05

査定対象費用

査定対象物量

(4) 配電網高度化 – システム費用等 –

- 各社において、配電網高度化に伴い必要となるシステム改修や通信網整備の範囲が異なる状況。
- 「その他」については、各社ごとに計上額にバラツキがあり、主な内訳は以下のとおり。
 - ・中部電力PG（151億円）・・・第三世代デジタル配電盤（151億円）
 - ・関西電力送配電（368億円）・・・光対応制御機器への取替費用（202億円）
光サービス利用料（105億円）等
 - ・四国電力送配電（39億円）・・・光子装置単独取替（18億円）等
 - ・九州電力送配電（37億円）・・・光制御箱導入・光親局導入等（28億円）等
- 関西電力送配電の光サービス利用料に関して、前回までの専門会合において通信設備の移管により効率化が達成されるとの説明があったが、様々な通信費用がかかる点につき同社に説明を求めることとしたい。

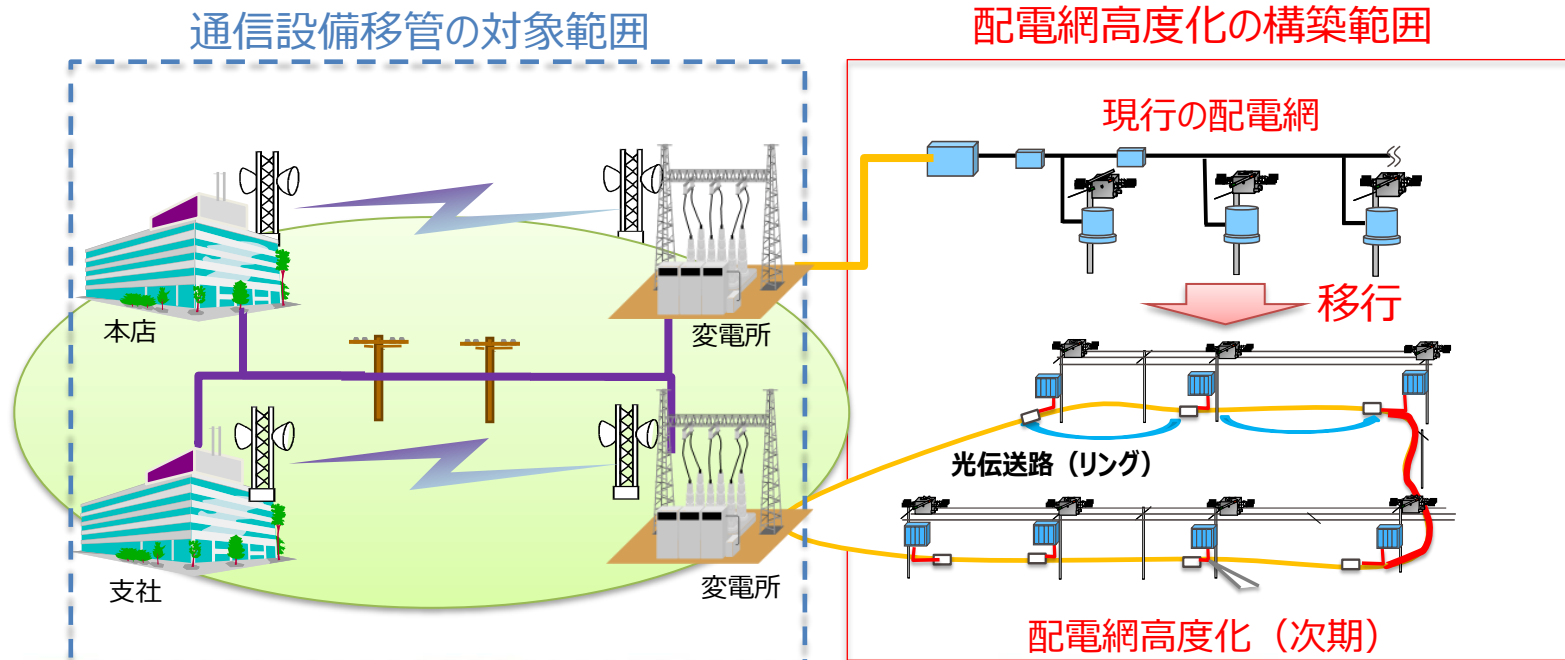


【参考】光対応についての各社考え方

	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

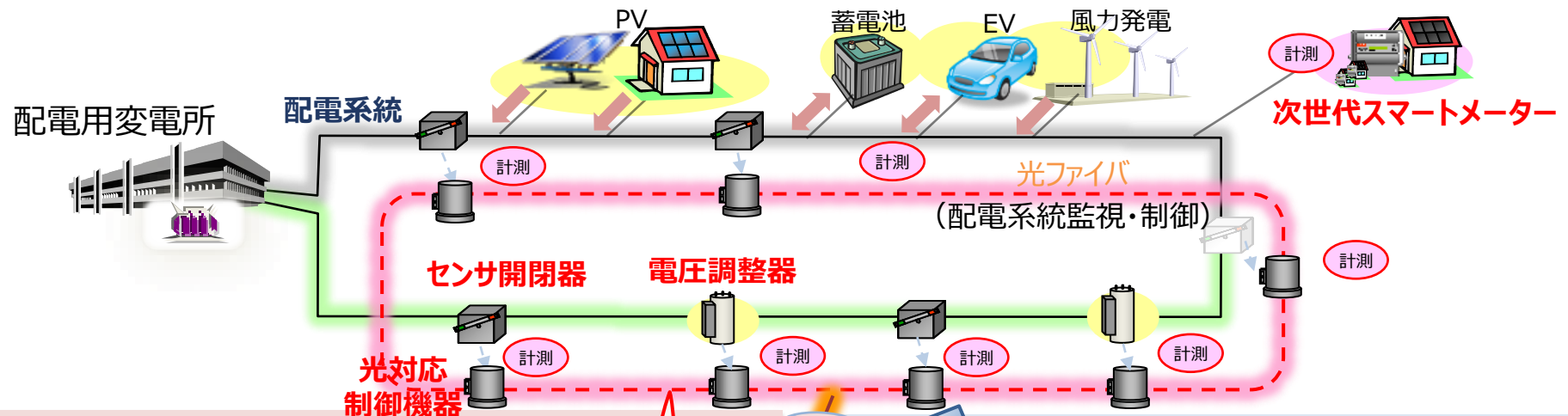
- 当社において、配電網高度化に計上している通信サービス利用料105億円（21億円/年）は、配電網高度化の実現に必要な新たな光通信ネットワークを構築し、機能を向上させるための費用となっております。
- 前回の会合で当社よりご説明した通信設備の移管による影響については、電力保安通信等に係る設備を範囲としたものであり、上記の配電網高度化のネットワーク構築の対象となる範囲とは異なっております。
- 配電網の監視・制御については、これまで当社ではメタルケーブルを用いた通信ネットワークを自社で構築・活用することにより実施してきましたが、本取組みの実現にあたっては、光通信ネットワーク（光ファイバ、光対応制御機器）の活用が必要不可欠になると考えております。



(参考) 配電網高度化の取組み概要

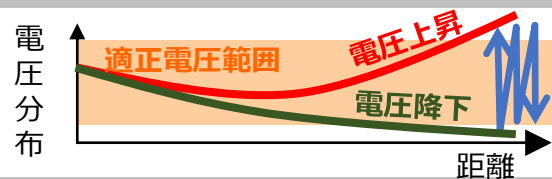
関西電力送配電提出資料

- 当社は、喫緊の課題である再エネ大量導入や災害激甚化に対応すべく、今回、①再エネ連系可能量の拡大、②レジリエンス向上が可能となる配電網の高度化に向けて、「次世代機器の導入」、「光通信ネットワーク活用による通信の高速・大容量化」、「監視・制御システムの機能拡充」を、次世代投資に計上しました。



①再エネ連系可能量拡大

- センサ開閉器とスマートメーターの計測値をリアルタイムに取得し、配電系統の潮流・電圧監視や電圧制御を高度化
- 適正電圧を維持し、再エネ連系可能量拡大を目指す



電圧制御の
高度化

②レジリエンス向上

- センサ開閉器とスマートメーターで計測した計測値や電力波形等を分析
- 分析結果を用いて、停電の未然防止、停電復旧時間の短縮により停電件数の減少や停電時間の短縮を目指す

停電の未然防止

- ✓ 停電に至らない微小な異常を事前感知し改修

停電時間の短縮

- ✓ 波形から停電の原因を推定
- ✓ 故障地点までの距離を推定

光通信ネットワークの必要性について

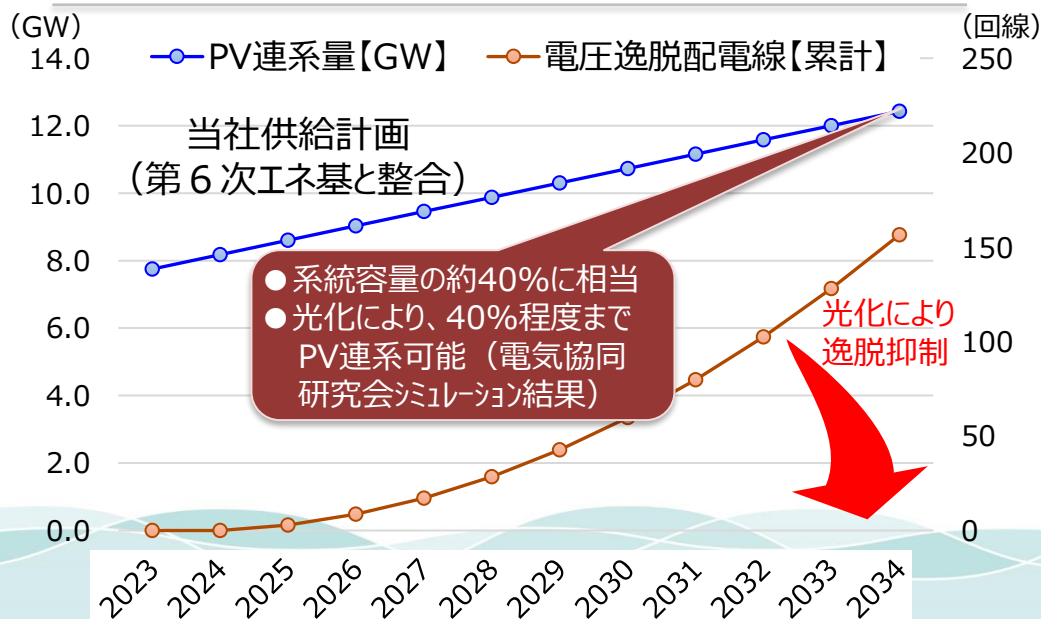
(背景) 当社の現行の通信ネットワークについては、高経年化が進展しており、リプレースの必要性が高まっています。また、昨今のPV大量連系や、レジリエンス向上にも対応していく必要があると認識しています。

【再エネ連系可能量の拡大・レジリエンス向上の効率的な実現】

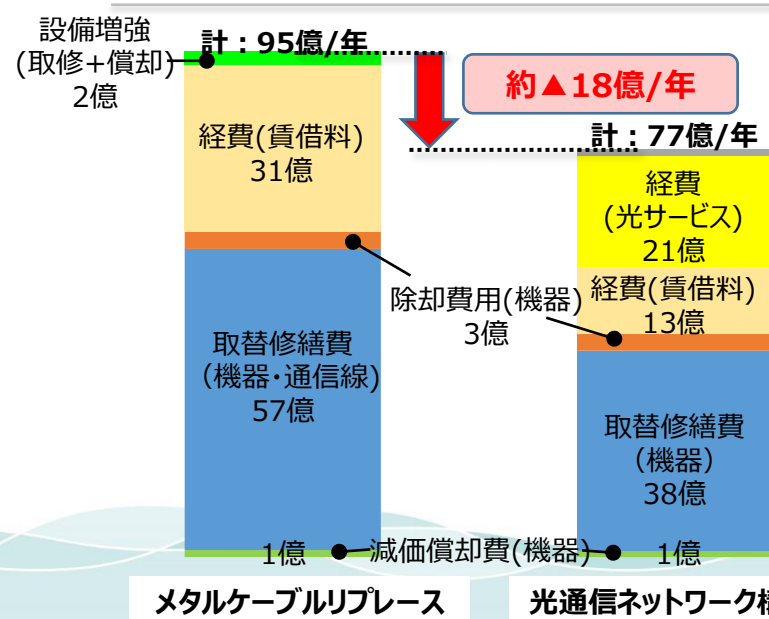
- 第6次エネルギー基本計画におけるPV導入見通しを踏まえると、メタルケーブルのままでは、通信速度・容量不足により次世代機器の性能を十分に発揮できず、適正電圧を維持するためには設備増強が必要となります。
- 一方で、高速・大容量の光通信ネットワークを活用した場合、潮流、電圧等の計測情報の細粒度化（20倍程度）により、精緻な監視・制御が可能となることで、設備増強が回避できるとともに、リプレース費用の面でも安価となります。
- また、計測情報の細粒度化により、停電未然防止や停電時間短縮に資する解析も可能となります。

⇒ 既にエリア一円に整備された通信事業者の光インフラを活用することで、次世代機能の実装と効率的なリプレースを同時達成します。

PV連系量と想定される電圧逸脱配電線数



現行メタルのリプレースと光化の費用比較



当社における光通信ネットワークの取組みについて（まとめ）

- 当社における光通信ネットワーク活用は、第6次エネルギー基本計画におけるPV導入見通しと整合的となるように策定しており、これにより、設備増強することなく、円滑にPVを系統に受け入れることが可能となります。
- 光通信ネットワーク活用について、第1規制期間に織り込んでいる費用は、通信サービス利用料として年平均約21億円を計上しております。当該費用は、通信事業者の光インフラ・サービスを活用するため諸費に計上しております。（自社で光通信ネットワークを構築・運用する事業者は減価償却費や修繕費等に計上）
- 他社さまとの違いについては、上記の会計整理に係る差異に加え、光通信ネットワーク構築の方針・計画に係る事業者間の差異もあるのではないかと推察しております。
- なお、通信事業者の選定においては、自社構築や市況単価を基に複数社のサービスを比較し、妥当性を確認しております。また、さらなる費用低減のために、当社ホームページにて新規取引先事業者の公募も実施しております。
- 配電高度化における光通信ネットワーク構築の取組み、そして上記の光通信ネットワーク活用に必要な費用は、再エネ連系可能量の拡大やレジリエンス向上に向けた当社の次世代ネットワーク構築のために必要不可欠と認識しております。ご理解をいただきますようお願いいたします。