資料 5-2

事業計画

(2023～2027 年度)

沖縄電力株式会社

目次

【はじめに】～送配電本部長メッセージ～ 6
【目指すべき姿と沖縄電力送配電部門の取り組み】 7
第１章　目標 8
1.　安定供給 8
(1)　停電対応 8
(2)　設備拡充対応 9
(3)　設備保全計画対応 9
(4)　無電柱化対応 10
2.　再エネ導入拡大 11
(1)　再エネ電源の早期かつ着実な連系 11
(2)　系統の有効活用や混雑管理に資する対応 12
(3)　発電予測精度向上 13
3.　サービスレベル向上 14
(1)　需要家の接続 14
(2)　計量、料金算定、通知等の確実な実施 15
(3)　顧客満足度 16
4.　広域化 21
(1)　設備の仕様統一 21
(2)　中央給電指令所システムの仕様統一化 22
(3)　系統運用の広域化 23
(4)　災害時の連携推進 23
5.　デジタル化 24
6.　安全性・環境性への配慮 26
(1)　安全性への配慮 26
(2)　環境性への配慮 28
7.　次世代化 29
(1)　分散グリッド化の推進 29
(2)　スマートメーターの有効活用等 30
第２章　前提計画 31
1.　需要の見通し 31
2.　供給力の見通し 33
3.　再エネ連系量の見通し 33
(1)　設備量 33
(2)　送電端電力量 34
4.　調整力量の見通し 35
第３章　事業収入全体見通し 36

1. 収入見通しの全体概要 36
2. 小売事業者向けの電圧別平均単価 36
3. 収入見通しの内訳 37
4. 過去実績との比較 38
第4章 事業計画（費用） 40
1. OPEX 40
(1) 規制期間における OPEX 査定対象費用全体の見積り額とその内訳(年度毎) 40
(2) 見積り額の算定根拠 42
(3) 各費用の過去実績の推移 42
(4) 要員計画 42
2. CAPEX(減価償却費・取替修繕費 他） 44
(1) 規制期間における CAPEX 査定対象費用の見積り額とその内訳 44
(2) 見積り額の算定根拠 45
(3) 参照期間における CAPEX 査定対象費用の実績とその内訳（年度毎） 45
3. その他費用 46
(1) その他費用全体の見通し額とその内訳（年度毎） 46
(2) 見積り額の算定根拠 47
(3) 過去実績の推移とその内訳（年度毎） 48
(4) 離島ユニバーサルサービス費用 48
4. 次世代投資 49
(1) 規制期間における年度ごとの次世代投資に係る費用の見積額とその内訳 49
(2) 次世代化に向けた取組内容（算定根拠含む） 50
(3) 参照期間における年度ごとの次世代投資に係る費用の実績とその内訳 56
5. 制御不能費用 57
(1) 制御不能費用全体の見通し額とその内訳（年度毎） 57
(2) 見通し額の算定根拠（算定方法） 58
(3) 費用ごとの過去実績の推移とその内訳（年度毎） 58
6. 事後検証費用 59
(1) 事後検証費用全体の見通し額とその内訳（年度毎） 59
(2) 見通し額の算定根拠（算定方法） 60
(3) 費用ごとの過去実績の推移とその内訳（年度毎） 60
7. 事業報酬 61
(1) 規制期間におけるレートベースの額の見積り額とその内訳 61
8. 控除収益 64
(1) 規制期間における控除収益全体の見積り額とその内訳（年度毎） 64
(2) 見積り額の算定根拠（算定方法） 64
(3) 各収益の過去実績の推移 64
第5章 事業計画（投資） 65

1. 全体投資方針(拡充)....65
2. 設備拡充計画（連系線・基幹系統）....65
(1) 拡充方針....65
(2) 工事件名一覧および工事内容....66
3. 設備拡充計画（ローカル系統）....67
(1) 拡充方針....67
(2) 工事件名一覧および拡充内容....67
(3) 【その他送変電設備】拡充内容....69
4. 設備拡充計画（配電系統）....70
(1) 拡充方針....70
(2) 主要配電工事の拡充内容....70
(3) 主要配電工事以外の拡充内容....72
5. 全体投資方針（保全）....73
(1) 保全方針....73
(2) 各リスク量算定対象設備のリスク量合計値....73
6. 設備保全計画（連系線・基幹系統・ローカル系統）....74
(1) リスク量算定対象設備....74
(2) リスク量算定対象外設備....88
7. 設備保全計画（配電）....90
(1) リスク量算定対象設備....90
(2) リスク量算定対象外設備....96
8. その他投資計画....97
(1) その他投資の方針....97
(2) 中長期の投資方針....97
(3) 各投資の一覧....97
(4) その他投資（NW 設備）の見通し額と算定根拠....98
(5) 離島発電設備工事....98
9. 次世代化計画....100
(1) 次世代投資方針....100
(2) 各区分の次世代投資の見通し額....100
(3) 次世代化に向けた取り組み内容....101
第６章 効率化計画....122
1. 見積費用に反映した効率化内容（それぞれの効率化想定額）....122
(1) 要員効率化：当直指令業務の拠点集中化....122
(2) 資機材調達の効率化：競争発注等による調達コスト低減....123
(3) 工事の効率化：設備点検等の周期見直し....123
(4) 調整力の効率化：電源Ⅰ調整力必要量の見直し....124
(5) その他：離島燃料油配送拠点化....125

2.　中長期の効率化方針および更なる効率化に向けた取り組み.....126

【はじめに】～送配電本部長メッセージ～

これまで一般送配電事業者を含む電気事業者は安定的な電力供給を経済的に実現することを目指し事業に取り組んでまいりましたが、近年の激甚化する自然災害に備えたインフラのレジリエンス強化やカーボンニュートラルに代表される気候変動リスクへの対応等の社会的な要請がますます大きくなる等、一般送配電事業を取り巻く環境は大きく変化しています。

とりわけ沖縄県は、東西 1,000km、南北 400km におよぶ広大な海域に点在する大小 160 の島々で構成され、台風常襲地帯でもあり、強烈な風雨や飛来物等により甚大な被害がもたらされることが少なくありません。このような自然的条件のもとでライフラインを担う当社は、レジリエンス強化がより強く求められていると考えています。

国による 2050 年カーボンニュートラル宣言以降、全国的な脱炭素化への取り組みが加速しており、一層の再エネ導入拡大が見込まれています。当社としても、こうした要請に対応すべく、2020 年 12 月に「沖縄電力ゼロエミッションへの取り組み～CO_2排出ネットゼロを目指して～」を策定し、沖縄電力としても 2050 年までのカーボンニュートラル実現を目指すことを宣言しています。

このような中、必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再エネ主力化やレジリエンス強化等を図ることを目的に、新たな託送料金制度が 2023 年 4 月から開始されることになりました。

このたび、この制度の目的であるカーボンニュートラルに向けた「再エネ主力化」への貢献と「レジリエンス強化」の取り組みの更なる加速をコスト効率的に実現するため、2023 年度から 2027 年度にかけて一般送配電事業者として当社が達成を目指す目標や取り組み事項等を示した事業計画を策定いたしました。

当社は、事業計画の実行を通じて、レジリエンスの更なる強化を図りながら、カーボンニュートラル時代に対応すべく電力ネットワークの次世代化に向けた取り組みを実施してまいります。

取締役常務執行役員

送配電本部長　横田　哲

【目指すべき姿と沖縄電力送配電部門の取り組み】

(1)　目指すべき姿

おきでんグループは、「総合エネルギー事業をコアとして、ビジネス・生活サポートを通して新しい価値の創造を目指し、地域に生き、共に発展する一体感のある企業グループとして、持続可能な社会の実現に貢献」することを目指すべき姿として掲げています。

目指すべき姿

総合エネルギー事業をコアとして、ビジネス・生活サポートを通して新しい価値の創造を目指し、地域に生き、共に発展する一体感のある企業グループとして、持続可能な社会の実現に貢献します。

経営の基本的方向性

(1) エネルギーの安定供給に尽くす	(2) カーボンニュートラルに積極果敢に挑戦する	(3) お客さまの多様なニーズに対応し、満足度の向上に尽くす
(4) 地域社会の良き企業市民として社会的責任を果たす	(5) 人を育み、人を大切にする	(6) 積極的な事業展開と不断の経営効率化を通じて持続的成長を図る

(2)　送配電部門の取り組み

沖縄電力送配電部門はその一翼として、安定供給を維持しながら今後の高経年化設備の更新や電力ネットワークの次世代化に向けた適切な設備投資を行ってまいります。

特に、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けては、第 6 次エネルギー基本計画においても、「再生可能エネルギーの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要」という方向性が示されているように、エネルギー需給構造のこれまでにない変化への対応が求められています。当社においても国の示した方向性に沿って、「エネルギーの安定供給」の観点に加え、「レジリエンス強化」、「再エネ拡充（脱炭素化）」、「効率化・サービス向上（DX 化等）」の観点でネットワークの次世代化に向け効率的な設備形成に取り組んでまいります。

《当社の目指す次世代電力ネットワーク化に向けた取組み》

第 1 章 目標

2023～2027 年度（第 1 規制期間）において当社は以下のとおり目標を設定しました。

1. 安定供給

(1) 停電対応

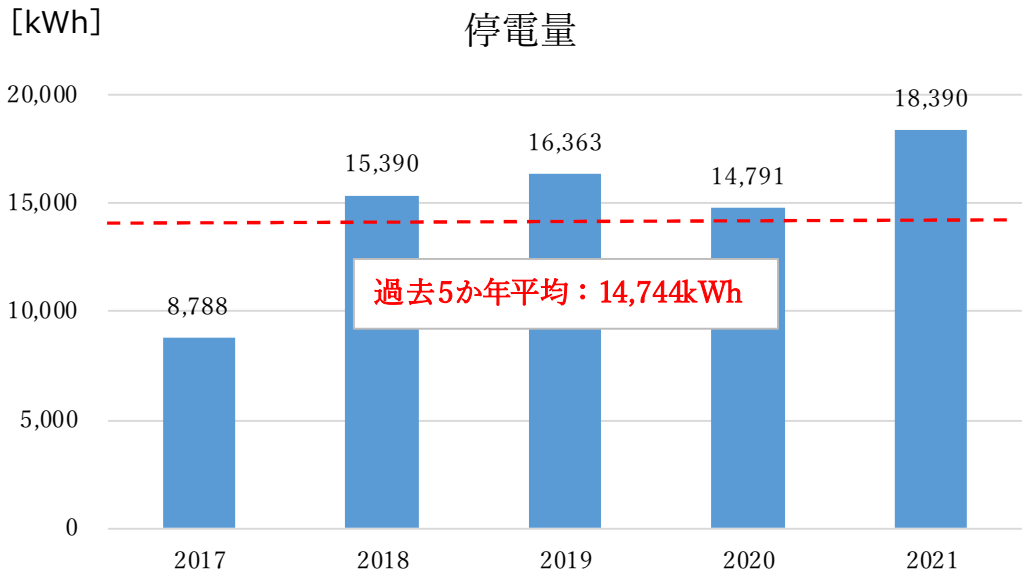
ア 目標

低圧（電灯）需要家における年間停電量について、外生要因（自然災害等）および作業停電を除く自社の過去 5 か年平均値の水準である 14,744kWh 以下を維持します。

イ 目標設定の考え方

過去 5 か年の実績を基に設定

- 2017 年度実績： 8,788 kWh
- 2018 年度実績：15,390 kWh
- 2019 年度実績：16,363 kWh
- 2020 年度実績：14,791 kWh
- 2021 年度実績：18,390 kWh



ウ 実施内容および取組期間

- 定期的に実施している巡視・点検により、異常箇所の早期発見に努め、速やかな改修工事を実施します。
- 高経年化設備更新ガイドラインに基づいた効果的な高経年化設備の更新を実施します。

(2) 設備拡充対応

ア 目標

マスタープランの広域系統整備計画に基づき、予定工期の完工に向けて系統対策工事を実施します。

効率的な設備形成の観点を踏まえた設備形成ルールおよび費用便益評価によるローカル系統増強規律に基づき、 ローカル系統・配電系統における設備拡充工事を実施します。

イ 目標設定の考え方

マスタープランに基づく広域系統整備計画の内容を反映。

効率的な設備形成の観点を踏まえた設備形成ルールおよび費用便益評価によるローカル系統増強規律に基づくローカル系統・配電系統における設備拡充工事計画の作成。

ウ 実施内容

関連する案件が発生した場合には適切に計画に反映し対応します。

※現時点において沖縄エリアでは、広域系統整備計画に該当する件名なし

(3) 設備保全計画対応

ア 目標

高経年化設備更新ガイドライン等に基づく「設備保全計画」を策定し、設備更新工事を確実に実施します。

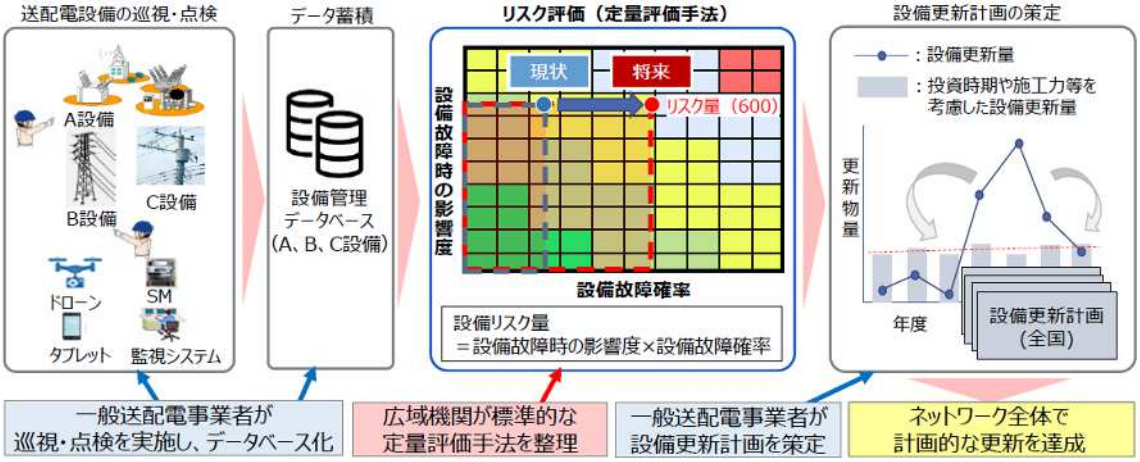
イ 目標設定の考え方

高経年化設備更新ガイドラインに基づき算定した総設備リスク量を規制期間初年度の水準以下に維持することを基本に、施工力等を踏まえた「設備保全計画」の内容を反映。

ウ 実施内容

「設備保全計画」に記載のとおり、アセットマネジメントによるリスク量の算定対象設備において、算定結果や施工力等を踏まえた更新工事を着実に推進します。

≪設備保全の取り組みイメージ≫



※出典：第１回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会

（4） 無電柱化対応

ア 目標

国の無電柱化推進計画に基づき、関係自治体等と合意した路線等について、無電柱化工事を確実に実施します。

イ 目標設定の考え方

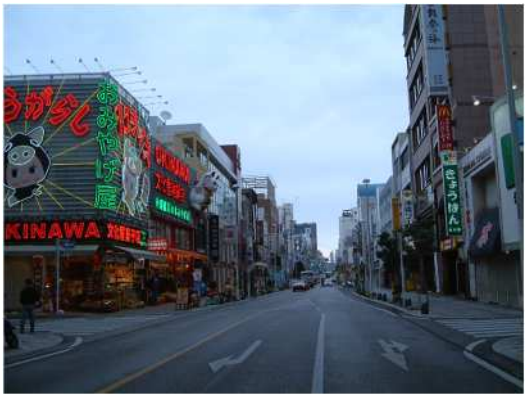
無電柱化推進計画を踏まえ、各道路管理者の道路工事状況や、一般送配電事業者の施工力・施工期間を加味した工事計画の内容を反映。

ウ 実施内容

・ 無電柱化推進計画に基づき、約 29km の無電柱化を実施します。

≪無電柱化整備前≫

≪無電柱化整備後≫



2. 再エネ導入拡大

(1) 再エネ電源の早期かつ着実な連系

ア 目標

当社事由の接続検討申込回答期限超過件数を０件とします。

当社事由の契約申込回答期限超過件数を０件とします。

イ 目標設定の考え方

発電設備等系統アクセス業務における事業者への回答期限を超過しないよう目標を設定。

ウ 実施内容

- 申込回答期限の管理を強化します。
- 管理ツールの開発（一元化）および必要に応じて改良を加え、回答期限超過を未然に防止します。

≪実施内容イメージ≫

回答期限の管理を強化

以下の点から回答期限超過を未然に防止
・受付部門と検討部門の引継ぎ管理を強化。
・受付部門・検討部門が同一の管理ツールを利用することで進捗管理を一元化。

<管理ツールの開発および管理方法の一元化>

契約者名	…	接続検討申込日	接続検討回答期限日	…	検討部門受領日	検討部門送付日	契約申込日	回答期限日	…
A社	…	●/●	●/●	…	●/●	●/●	●/●	●/●	…
B社	…	●/●	●/●	…	●/●	●/●	●/●	●/●	…
C社	…	●/●	●/●	…	●/●	●/●	●/●	●/●	…

(2) 系統の有効活用や混雑管理に資する対応

ア 目標

系統の有効活用や混雑管理（混雑処理、情報公開）を確実に実施します。

イ 目標設定の考え方

国や電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）における議論動向を踏まえ、系統の有効活用や混雑管理（混雑処理、情報公開）の確実な実施（実施に向けたシステム開発等）を目標に設定。

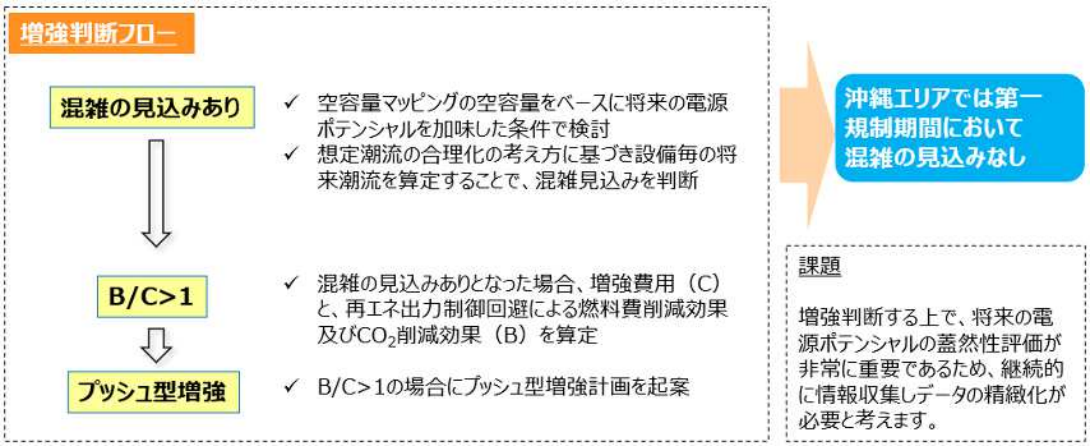
ウ 実施内容

・ 混雑管理（混雑処理、情報公開）を系統混雑が見込まれる時期までに実施できるように、システム開発に向けた情報収集および検討を進めます。

※現時点において沖縄エリアでは第１規制期間における混雑の見込みなし

＜参考＞送配電設備のプッシュ型増強について

混雑の見込みについて適宜確認し、費用便益評価（B/C 評価）を踏まえてプッシュ型増強の必要性を判断してまいります。現状、沖縄エリア（基幹系統、ローカル系統）においては、第１規制期間中の混雑が見込まれないことから、プッシュ型増強計画はありません。混雑が見込まれた際には、B/C 評価を踏まえて速やかに増強計画を起案することで再エネ導入促進に寄与していきます。



(3) 発電予測精度向上

ア 目標

再エネの出力予測精度向上のため、予測誤差低減に向けた取り組みの継続実施と再エネ出力予測システムの機能拡充を図ります。

イ 目標設定の考え方

国や広域機関における議論を踏まえて設定された基準を目標として設定。

ウ 実施内容

- 地理的粒度の適正化、最新の気象情報の取り込み、使用する気象モデルの変更や追加など、出力予測システムへ反映します。
- 国や広域機関における議論を踏まえて提案されたアンサンブル予報の活用技術他について、精度検証や適用方法の検討を行い、出力予測システムを更新します。

3. サービスレベル向上

(1) 需要家の接続

ア 目標

当社事由の供給側接続事前検討の回答期限超過件数を０件とします。

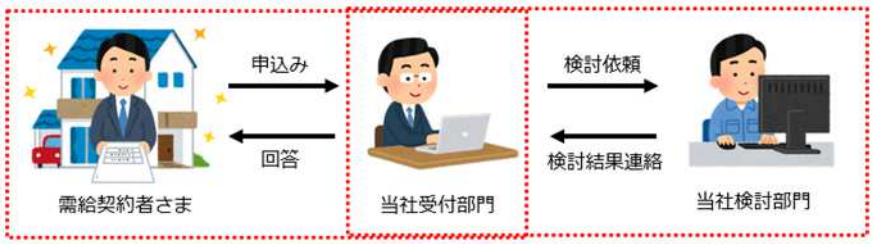
イ 目標設定の考え方

需要家等の接続業務における契約者への回答期限を超過しないよう目標を設定。

ウ 実施内容

- 申込回答期限の管理を強化します。
- 管理ツールの開発（一元化）および必要に応じて改良を加え、回答期限超過を未然に防止します。

≪実施内容イメージ≫



回答期限の管理を強化

受付部門と検討部門の連携と進捗管理を強化

<管理ツールの開発および管理方法の一元化>

契約者名	…	事前検討申込日	受付日	回答期限日	…
A社	…	●/●	●/●	●/●	…
B社	…	●/●	●/●	●/●	…
C社	…	●/●	●/●	●/●	…

(2) 計量、料金算定、通知等の確実な実施

ア 目標

当社事由の各種託送契約における確定使用量の誤通知を０件とします。

当社事由の各種託送契約における料金計算の誤算定を０件とします。

当社事由の各種託送契約における確定使用量の通知および料金請求の遅延件数を０件とします。

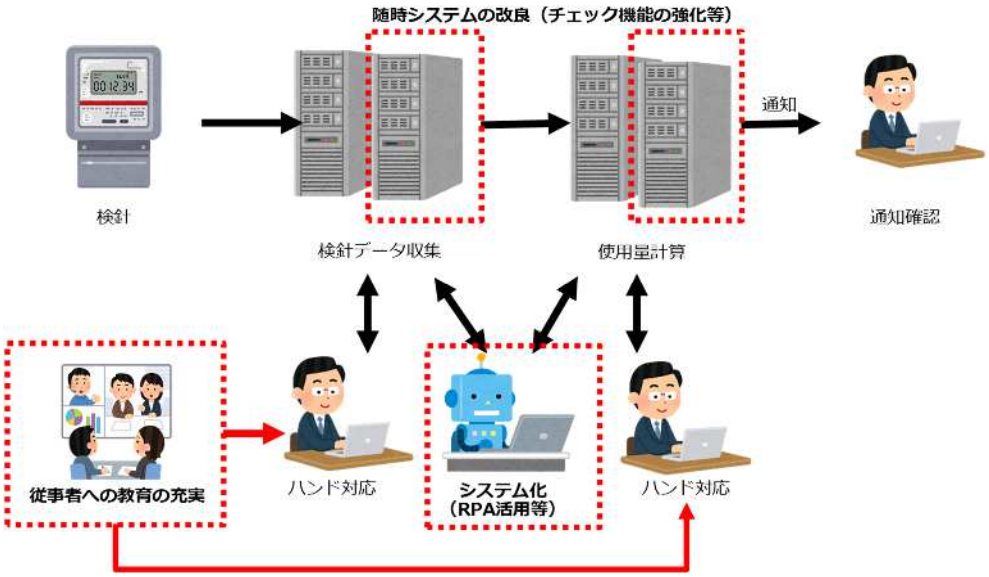
イ 目標設定の考え方

各種託送契約における計量、料金算定および契約者への通知を確実に実施するための目標を設定。

ウ 実施内容

・ 随時システム化を実施し、ヒューマンエラーの削減に努めます。
・ RPA 等を活用し、算定内容や送付先等のチェック機能を強化します。
・ マニュアルの改定等により従事者に対する教育の充実を図ります。

≪実施内容イメージ≫



(3) 顧客満足度

ア 目標

ステークホルダーとの協議を踏まえて設定した顧客満足度向上につながる取り組みを着実に実施します。

イ 目標設定の考え方

ステークホルダーとの協議により得られた意見を基に、顧客満足度向上に資する取り組みを目標として設定。

ウ 実施内容

- HP や SNS を活用した停電・復旧情報を発信します。
- 災害時における電話対応の体制を強化します。(通常対応要員以外への電話応答教育の実施、自動応答システムチャット受付の活用)
- 台風対策に関するＣＭ、HP、ポスター等での注意喚起を行います。

≪SNS を通じた発信のイメージ≫

※平時災害時ともに停電状況をリアルタイムで更新。

※Facebook については、平時の事前対策やブレーカー操作、台風時の復旧作業の様子等を中心に発信。

※Twitter については、台風等の災害時に毎正時の停電状況を発信し、Facebook で発信します内容（復旧作業の様子等）についても定期的に発信。

エ ステークホルダーより頂いたご意見

ステークホルダーより頂いたご意見およびご意見に対する当社の考え方は以下のとおりです。

＜対話実績および対話内容等＞

・沖縄電力公式 HP において意見公募を実施

（意見募集期間：2021 年 12 月 27 日～2022 年 2 月 4 日）

No.	寄せられたご意見の概要	ご意見に対する考え方
1	災害時には情報が早めに入るように複数のメディアを活用してもらいたい。	現在、HP、SNS、ラジオ等を活用した停電復旧情報や設備被害情報の発信、テレビ等の各種メディアへの迅速な情報提供を行っています。引き続き、これらの情報発信等を通して、お客さまに安全・安心をお届けし、顧客満足度向上に努めてまいります。
2	災害時含むコロナ禍での対応については対処が難しいところもあると思いますが、SNS などでの積極的な情報発信をしていただけると、より安全に生活が出来ると思います。	現在、HP、SNS、ラジオ等を活用した停電復旧情報や設備被害情報の発信、テレビ等の各種メディアへの迅速な情報提供を行っています。引き続き、これらの情報発信等を通して、お客さまに安全・安心をお届けし、顧客満足度向上に努めてまいります。
3	実施内容が顧客が要望するものであればよいが、それ以外にも実施すべき内容がないか、顧客アンケート等で要望を広く取り込む仕組みづくりをしてはどうか。	日々お客さまから寄せられる貴重なご意見・ご要望を基にお客さまの視点に立った業務改善・サービスの提供に取り組んでいます。今後もアンケート等の様々な手段を検討し、お客さまのご要望等を広く取り込める仕組みづくりを目指してまいります。
4	託送や工事申込では、申込方法（システム申請や紙申請）、必要情報・書類、様式、項目、〆切時期を 10 社統一して頂きたい。	託送供給にかかわる申込手続きの簡便化や全国統一したフォーマットなど更なるサービス向上に向けて、10 社協調し、いただいたご意見を参考としながら検討してまいります。
5	託送システムの見やすさ/わかりやすさ改善 託送システムに公開される帳票の改善（全国統一したフォーマット）	託送供給にかかわる申込手続きの簡便化や全国統一したフォーマットなど更なるサービス向上に向けて、10 社協調し、いただいたご意見を参考としながら検討してまいります。
6	託送料金等の請求では、請求単位、様式、項目、ファイル命名規則、公開場所、請求タイミング、請求回数を 10 社統一して頂きたい。	託送料金のご請求におけるサービス向上に向けて、10 社協調し、いただいたご意見を参考としながら検討してまいります。なお、請求書の様式、項目につきましては、2023 年 10 月のインボイス制度開始時期に合わせ、可能な範囲で統一する予定としています。

7	託送料金等の支払い方法を口座振替に対応して頂きたい。	託送料金のお支払い手続きの簡便化・サービス向上に向けて、口座振替の導入を検討してまいります。
8	小売事業者への各種通知は、Push 型で通知して頂きたい。	「API 連携」につきましては、各一般送配電事業者のシステム開発にかかる限られたリソースの中での対応となり、順次の実装となりますが、仕様検討や要件定義は早期に着手し検討して参ります。また、Push 型通知につきましては、API 導入後、実施可否を含めた検討を進めて参りたいと考えています。
9	10 社まとめた停電情報の提供サイトを用意頂きたい。	当社（一送 10 社）は、停電情報の発信強化に努めており、具体的には HP に公開している停電情報の充実や、メール等を活用した Push 型による停電情報の個別通知等を進めています。これらのサービスは、無料でご利用いただけますので、そちらのご活用をお願いします。 ＜参考＞ 10 社の停電情報については、以下の公的機関のホームページに掲載されています。 （電力広域的運営推進機関） https://www.occto.or.jp/site_info/link/index.html （国土交通省） https://www.mlit.go.jp/river/bousai/olympic/helpful07/index.html
10	安定供給の点では、需給ひっ迫時、極力、JEPX 市場機能を活用した需給の最適化を促進（送配電事業者が保有する電源の市場投入）し小売事業者が需要家に安定供給を確保できるよう協力いただきたい。	国の審議会において、供給力確保のための枠組みとして、各電気事業者の役割や、中長期を見据えた供給力確保の仕組みについての議論が進められおり、今後の整理内容を踏まえて適切に対応してまいります。
11	安定供給、サービスレベル向上、およびレジリエンス向上の点からは、より低コストなネガティブ電源の一層の活用も含めた電源活用のためアグリゲーター等との連携を促進いただきたい。	分散型エネルギーリソース等の有効活用に向けた国や各種審議会での議論・検討に引き続き協力していくとともに、導入拡大に寄与すべく、関係者・関係機関の皆さまと適切に連携してまいります。

12	自己託送などによる再エネ大量導入のための技術的課題の解消についてご検討いただきたい。	再エネ大量導入のため、N-1 電制やノンファーム接続など系統への受け入れ容量の拡大、再給電による混雑処理の高度化、オンライン代理制御による抑制の最小化、組合型自己託送の導入や上げ DR など再エネ利用方法の多様化、といった施策の対応・検討を順次進めているところです。引き続き再エネ最大限の導入に向け、検討を継続してまいります。
13	低圧部分供給のためのシステム課題の解消についてご検討いただきたい。	電気の供給は本来的には 1 需要場所 1 引込 1 契約が原則であるところ、電力自由化開始当初の新規参入者の供給力不足への対応として高圧需要者に例外的に導入されたものであり、自由化が進展して以降、縮小・廃止に向けた議論がされているところです。 このような議論の方向や社会的コストの増大を踏まえますと、低圧への部分供給導入の意義は希薄と考えています。
14	各種手続きのワンストップ化などの利便性向上についてご検討いただきたい。	当社としても系統利用者の皆様の利便性に資するよう、極力窓口を集約していますが、系統利用に係る業務の幅も広く、専門性も高くなるため、一定の役割分担のもとで運用しています。 引き続き効率的な業務運営に努めてまいります。
15	基本料金/従量料金の割合など、構造的な変化が大きい場合は電力小売ビジネスへの影響も懸念されます。そのため、需要家および小売電気事業者への影響の大きさに鑑み、電力システム全体に公平な結果となるよう慎重かつ公平なご議論を十分透明性を確保した上で、新電力にとってもお客様に十分ご納得いただけるご説明ができるよう、丁寧に進めていただきたい。特に託送料金の決定にかかる今後の段取りについては、契約期間が 1 年以上にわたることも多く、新電力とその	再生可能エネルギーの主力電源化やレジリエンス強化に対する社会的ニーズの向上等、電力システムにおける近年の環境変化を踏まえ、国の審議会において、2023 年度以降の新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が検討されてきました。その中では、託送料金の予見性や透明性の確保の観点から、収入上限の申請と並行して、託送料金の申請も行うこととされています。 ご指摘いただきました内容を踏まえ、今後託送料金を変更するにあたっては、事業者としてもその内容を丁寧にご説明させていただきたいと考えています。

	お客様にも十分な余裕をもって具体的にお示しいただきたい。	

4. 広域化

(1) 設備の仕様統一

ア 目標

一般送配電事業者間で設備仕様の統一化に向けた取り組みを適切に実施します。

イ 目標設定の考え方

レジリエンスの強化および調達の合理化等が見込まれる資機材を対象物品として仕様統一の目標を設定。

ウ 実施内容

・ 全電力大で合計 5 品目以上の仕様統一に向けた取り組みを適切に実施します。

なお、2019 年 3 月に定めた、「調達改革ロードマップ」にて、仕様統一化・調達の工夫を通じて効率化を実施しており、当該ロードマップにおける仕様統一化については、下記のとおり 2019 年度末までに完了しています。

現在、電力大による共同調達の実施を含め、新規取引先開拓等、設定した評価指標の達成に努めており、引き続き、調達の工夫を通じて更なる効率化に取り組んでまいります。

≪調達改革ロードマップ 3 品目の進捗状況≫

対象品目		取組状況
架空送電線 (ACSR/AC)		➢ 各社の現状仕様を把握し、ACSRとACSR/ACの設計上のスペック比較によりACSR/ACへ統一することで不具合がないか検証を実施し、全電力大で調整が完了した。 ➢ 2019年度末までに全電力大で標準的な仕様としての手続きが完了。
ガス遮断器 (66kV/77kV)		➢ 各社の現状仕様を把握し、本体はJEC等の規格に準拠済を確認、ブッシング含め付帯的な部分の仕様を全電力大で統一の調整が完了した。 ➢ 2019年度末までに全電力大で標準的な仕様としての手続きが完了。 ➢ 電力大で共同調達を実施済み。 ➢ 新設のみならず、設備更新の機会を捉えて、既設についても新仕様で対応していく。 ➢ 上位電圧についても、仕様統一に向けて検討を実施中。
地中ケーブル (6kVCVT)		➢ 各社の現状仕様を把握し、必要機能の最適化を図るとともに、製造コストの低減を目的にメーカー要望の規格反映を協議し、統一することで不具合がないか検証を実施し、全電力大で調整が完了した。 ➢ 2019年度末までに全電力大で標準的な仕様としての手続きが完了。 ➢ 電力大で共同調達を実施済み。

(2) 中央給電指令所システムの仕様統一化

ア 目標

中央給電指令所システム（以下、中給システム）更新の際に各社で統一される仕様や機能を沖縄エリアにおいても適切に取り入れられるようシステム開発等の取り組みを実施します。

イ 目標設定の考え方

沖縄エリア中給システム更新に向けて、他９社エリアにて統一される需給・周波数制御機能等に関する仕様や機能の一部を適切に取り入れられるようシステム開発等に取り組む旨を目標として設定。

ウ 実施内容

・ 他９社エリアにて統一される需給・周波数制御方式や伝送仕様等の沖縄エリアへの適用可否の検討、効率的なシステム開発に向けた詳細検討を実施します。

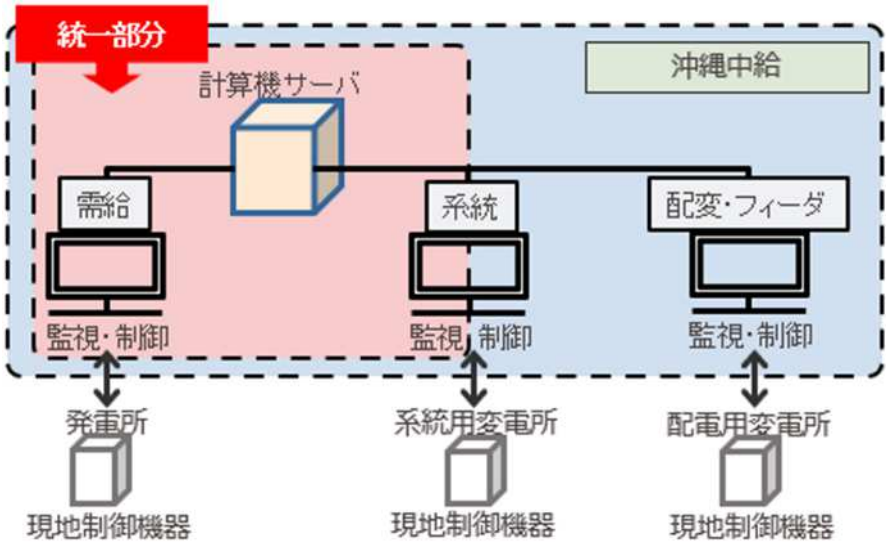
＜参考＞沖縄エリア運用および中給システムの特徴

当社中給システムにおいて、需給～系統～配変フィーダ１次に至る監視制御を複合的(他社は需給～系統)に行っています。

独立系統のため発電機事故や系統事故などにより系統全体への影響（周波数、電圧、発電機出力等の動揺）が顕著に現れ、需給から配変まで協調を図った復旧作業が必要不可欠です。

当社中給システムはエリア全体にて協調を要するため「次期中給システム」へは参画せず、当社エリアの安定供給に影響のない範囲（一部機能における統一仕様の採用）で独自に構築します。

≪沖縄エリアにおける中給システムの特徴≫



(3) 系統運用の広域化

ア 目標

需給調整市場システムの改修内容を当社システムに適切に反映します。
公募調達による必要な調整力の調達および運用を実施します。

イ 目標設定の考え方

需給調整市場システム改修にあわせて当社関連システムの改修に関する目標を設定。また、需給調整市場以外の調整力確保に関する目標を設定。

ウ 実施内容

- 需給調整市場システムの改修を 10 社で着実に実施します。
- 当社が使用する機能に関連したシステムの機能拡充を随時実施します。
- 需給調整市場に参加しないことから、引き続き公募調達を継続し、系統運用に必要となる調整力の調達および運用を確実に実施します。

(4) 災害時の連携推進

ア 目標

災害時連携計画に基づき、関係機関との連携を進めます。

イ 目標設定の考え方

災害時における円滑な連携ができるよう、関係機関との連携強化に関する目標を設定。

ウ 実施内容

- 災害時連携計画に基づき、災害時の円滑な連携に資する定期的な一般送配電事業者間での災害復旧訓練への参画や、自治体等関係機関との連携等を進めます。
- 災害時または被災応援時には迅速な復旧に資する適切な対応を実施します。

≪沖縄県との協定≫

≪災害復旧訓練≫

5. デジタル化

ア 目標

ステークホルダーとの協議を踏まえて設定したデジタル化に関する取り組みを着実に実施します。

業務のデジタル化を通じて、効率性・利便性の向上を目指します。

イ 目標設定の考え方

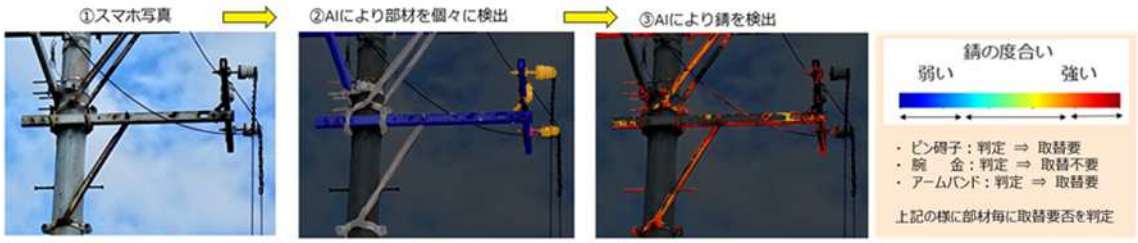
ステークホルダーとの協議により得られた意見を基に、デジタル化に関する取り組みを目標として設定。

デジタル化を推進することで業務の効率化や利便性の向上を目指す取り組みを目標として設定。

ウ 実施内容

- 設備巡視の人的判断に関して AI、IoT 等を活用した標準化を実施します。
- 利便性向上のために事業者からの各種申込をデジタル化します。
- IT 技術を用いた復旧作業の見える化や効率化・高度化を図ります。
- 画像監視装置(カメラ)など DX 活用により監視業務を効率化します。
- IT 技術を用いた現場業務のデジタル化を実施します。

≪AI や IoT を活用した設備点検イメージ≫



エ ステークホルダーより頂いたご意見

ステークホルダーより頂いたご意見およびご意見に対する当社の考え方は以下のとおりです。

＜対話実績および対話内容等＞

・ 沖縄電力公式 HP において意見公募を実施

（意見募集期間：2021 年 12 月 27 日～2022 年 2 月 4 日）

No.	寄せられたご意見の概要	ご意見に対する考え方
1	デジタル化・IT 化・AI 技術の導入に期待します。	当社は IoT・AI・RPA 等を活用した業務効率化、生産性向上が重要と考えており、策定する事業計画に基づき、デジタル化に関する取り組みを進めてまいります。
2	書類や申込といったものをデジタル化することにより、御社およびユーザ側の効率化向上にもつながり、新たな価値をユーザへ提供出来ると思います。	いただいたご意見も踏まえながら、デジタル化に関する取り組みを進めてまいります。
3	SDGS が求められる状況においてペーパーレスな手続きの促進につながるものと考えています。	ペーパーレスな手続きの促進につながる取組として、託送供給にかかわる申込手続きの簡便化や全国統一したフォーマットなど更なるサービス向上に向けて、10 社協調し、検討してまいりたいと考えています。
4	一部書面（工事費負担金契約書、各種協定書）で実施している業務についてデジタル化を推進して頂きたい	託送供給にかかわる申込手続きの簡便化や全国統一したフォーマットなど更なるサービス向上に向けて、10 社協調し、いただいたご意見を参考としながら検討してまいります。
5	データが一元的に管理できる状況になれば、データの一層の活用が進むと考えられます。	当社は業務の効率化や利便性の向上を目指すことが重要と考えており、いただいたご意見も踏まえながら、デジタル化に関する取り組みを進めてまいります。
6	託送システムに公開されている各帳票について、API でのデータ連携を可能としていただきたく、ご検討いただけますと幸いです。	託送料金のご請求におけるサービス向上に向けて、10 社協調し、請求情報の API 連携について検討してまいります。

6. 安全性・環境性への配慮

(1) 安全性への配慮

ア 目標

ステークホルダーとの協議を踏まえて設定した安全性への配慮に関する取り組みを着実に実施します。

労使一体となって、当社事業関連で働くすべての者に対する、更なる安全文化の浸透および安全確認と安全管理の徹底により、労働災害発生件数を過去 5 年平均以下および死亡災害発生件数ゼロを目指します。

イ 目標設定の考え方

ステークホルダーとの協議により得られた意見を基に、安全性への配慮に関する取り組みを目標として設定。

労働災害の未然防止を目指し継続した取り組みを実施するための目標を設定。

ウ 実施内容

- 感電防止に関する注意喚起を実施します。
- 労働安全衛生マネジメントシステムを実効的に運用します。
- 間接活線工法推進による環境改善を図ります。
- 労働災害防止対策の点検および効果を確認します。
- 安全性向上のための器具等を導入します。

≪注意喚起のポスター≫

≪間接活線工法の様子≫

エ ステークホルダーとの協議により頂いた意見

ステークホルダーより頂いた一部のご意見については目標へ反映しています。

＜対話実績および対話内容等＞

・沖縄電力公式 HP において意見公募を実施

（意見募集期間：2021 年 12 月 27 日～2022 年 2 月 4 日）

No.	寄せられたご意見の概要	ご意見に対する考え方
1	安全は第一優先です。コンプライアンスより上位になるため物理的な対策を取ることで、労働災害をなくしてほしい。	当社としましても安全性は最優先事項と考えています。今後も安全最優先を念頭に効果的な対策を検討・実施し、労働災害等の未然防止に努めてまいります。
2	御社従業員ならびに関係会社様におきましては日頃よりインフラを支えていただいており感謝申し上げます。 皆さまにおかれましては、労働災害等ないよう取り組んでいただければと思います。	日頃より当社事業に御理解いただき感謝申し上げます。今後も安全最優先を念頭に効果的な対策を検討・実施し、労働災害等の未然防止に努めてまいります。
3※	具体的な数値目標の設定についてもご検討いただけますと幸いです。	いただいたご意見を踏まえ具体的な数値目標の設定を検討いたします。

※検討の結果、「労働災害発生件数および死亡災害発生件数」に関する数値目標を記載。

(2) 環境性への配慮

ア 目標

ステークホルダーとの協議等を踏まえて設定した環境性への配慮に関する取り組みを着実に実施します。

イ 目標設定の考え方

ステークホルダーとの協議により得られた意見や法令遵守の観点を踏まえ、環境性への配慮に関する取り組みを目標として設定。

ウ 実施内容

- SF6 ガス回収率を点検時 97%以上、撤去時 99%以上を目指し作業を徹底します。
- ポリ塩化ビフェニル(以下、PCB と記載) 廃棄物特措法に定める期限 (2027 年 3 月末) までに微量 PCB 汚染廃棄物を処理します。

エ ステークホルダーとの協議により設定した目標

ステークホルダーより頂いた一部のご意見については目標へ反映しています。

＜対話実績および対話内容等＞

・沖縄電力公式 HP において意見公募を実施

(意見募集期間：2021 年 12 月 27 日～2022 年 2 月 4 日)

No.	寄せられたご意見の概要	ご意見に対する考え方
1	脱炭素化に絡む環境目標については特に触れないのでしょうか。2050 年に向けた長期環境目標としてはうってつけではないかと感じています。	当社では 2020 年 12 月に「沖縄電力ゼロエミッションへの取り組み～2050CO2 排出ネットゼロを目指して～」を公表し、送配電部門としては再エネ主力化に向けた系統安定化技術の活用と高度化および基盤整備のための設備投資を進め、脱炭素化に努めてまいります。
2※	過去の建設物には PCB や鉛等の有害物質が含まれていることがあるので計画的に処理排除してほしい。	当社保有の設備について、有害物質が含まれていた場合には適切に対応してまいります。PCB 処理については、「環境性への配慮」として具体的な目標を検討いたします。
3	損失率の低減の技術開発や商品化等は、経済合理性を考え、10 社協力して推進頂きたい。	経済合理性や 10 社協働取り組みの有意性等も勘案の上、損失率低減に向けた技術開発等に努めてまいります。
4※	具体的な数値目標の設定についてもご検討いただけますと幸いです。	いただいたご意見を踏まえ具体的な数値目標の設定を検討いたします。

※検討の結果、「SF6 ガス回収率」および「PCB 廃棄物の処理期限」に関する数値目標を記載。

7. 次世代化

(1) 分散グリッド化の推進

ア 目標

分散グリッドに対し技術的検証を進めるとともに、配電事業者やマイクログリッド事業者からの検討要請や協議に対し、円滑に対応します。

イ 目標設定の考え方

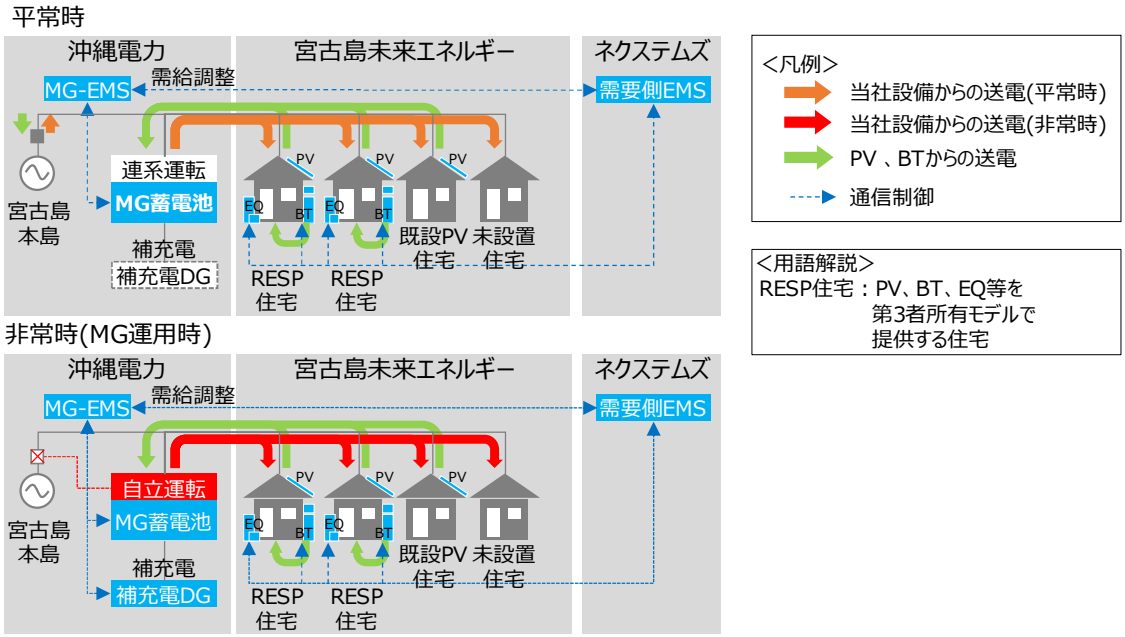
分散グリッドに対し技術的検証を進めるとともに、配電事業者やマイクログリッド事業者からの検討要請や協議に対し、円滑に対応する旨を目標として設定。

現在取り組みが進められている来間島における地域マイクログリッド実証研究に引き続き取り組む旨を目標として設定。

ウ 実施内容

- 配電事業者等からの事業申請があった場合に、迅速かつ適切な対応が可能となるよう社内規定等の業務運営体制を構築します。
- 2022 年 1 月に沖縄県宮古島市来間島に構築完了した来間島マイクログリッド実証設備を用いて、新たなエネルギーシステムの実証を行います。

≪来間島マイクログリッド実証の取り組みイメージ≫



※非常時には、宮古島系統から切り離し、自立的に当該エリアへ電気供給可能

(2) スマートメーターの有効活用等

ア 目標

次世代スマートメーターの円滑な導入に向けた設置工事および対策を確実に実施します。

イ 目標設定の考え方

次世代スマートメーター制度検討会における取りまとめ内容を踏まえ、一般送配電事業者として実施すべき取り組みを目標に設定。

ウ 実施内容

- 次世代スマートメーター制度検討会により検討されたスマートメーターの具備する機能、構造について、開発、設置計画を策定し着実に実施します。
- 次世代スマートメーターの機能に対応した通信ネットワークの対策工事および必要なシステム改修を実施します。
- スマートメーターセキュリティガイドラインに基づき、次世代スマートメーターの導入に必要なセキュリティ対策を実施します。

≪次世代スマートメーター活用のイメージ≫

出所：第８回次世代スマートメーター制度検討会資料

第２章 前提計画

設備拡充等の投資判断は、需要電力量および需要電力や、供給力、予備力等の見通しに基づき行っています。規制期間における想定を以下へ示します。

1. 需要の見通し

需要については、供給計画における需要想定に基づき算定しており、表 2-1≪需要電力（送電端）および販売電力量（使用端）≫に示すとおり、需要電力量は、新型コロナの収束を前提として、人口や観光客数の増加を背景に、年平均 0.8%で緩やかに増加するものと想定しました。それに伴い、販売電力量も同様な傾向で推移するものと想定しています。

また、需要電力につきましても、需要電力量の増加に伴い年平均 0.7%程度で緩やかに増加するものと想定しました。

表 2-1≪需要電力（送電端）および販売電力量（使用端）≫

				2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5ヶ年計	平均
需要電力量		家庭用 その他	GWh	3,584	3,601	3,630	3,654	3,691	18,159	3,632
		業務用	GWh	2,918	2,923	2,936	2,948	2,969	14,694	2,939
		産業用 その他	GWh	1,370	1,373	1,378	1,385	1,395	6,902	1,380
	合計（使用端）		GWh	7,873	7,897	7,943	7,987	8,055	39,755	7,951
	合計（送電端）		GWh	8,214	8,240	8,288	8,334	8,404	41,480	8,296
需要電力（送電端）			MW	1,555	1,564	1,573	1,582	1,591	7,865	1,573

その他※1	GWh	74	79	79	79	79	389	78
販売電力量（使用端）※2	GWh	7,946	7,976	8,022	8,066	8,134	40,144	8,029

※1：停止中所内電力－ NW 事業用・工事用電力

※2：販売電力量（使用端）=需要電力量 合計(使用端）＋ 停止中所内電力-NW 事業用・工事用電力

図　２-1≪販売電力量（使用端）≫

図　２-2≪需要電力（送電端）≫

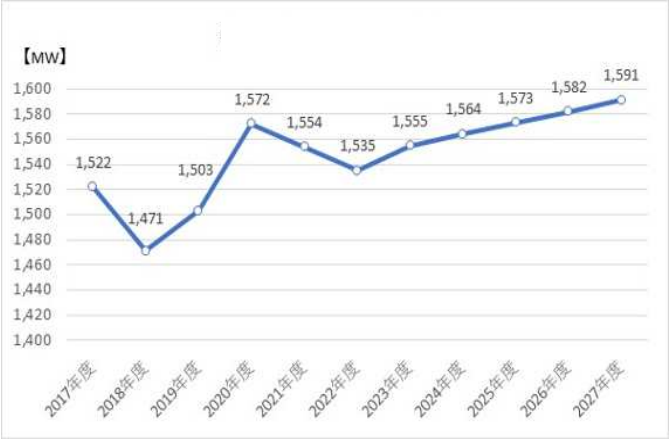
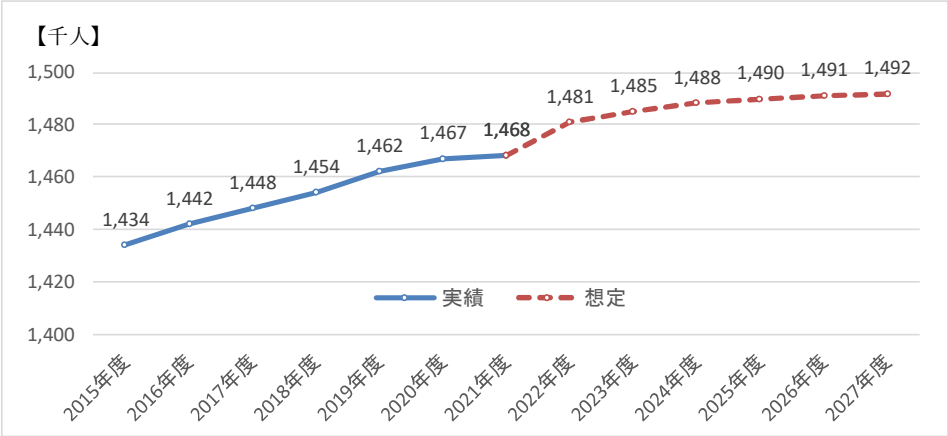


図　２-3≪沖縄人口推移≫



出所：総務省（実績）,広域機関（想定）

図　２-4≪入域観光客数の月別推移≫

出所：沖縄県「観光要覧」、「入域観光客統計概況」

2. 供給力の見通し

供給力については、「電力需給バランスに係る需要および供給力計上ガイドライン」に基づく供給計画を踏まえて計上しており、表 ２-2≪供給力の見通し≫に示すとおり、供給力から需要電力を除いた供給予備力は年平均 34%程度を確保しています。なお、沖縄本島系統については、本土と異なり連系線で繋がっていない単独系統であることから、最大ユニットの事故時においても安定供給が可能となる供給予備力を確保する必要があり、本土と比べ予備率は高くなります。

表 ２-2≪供給力の見通し≫

		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5ヶ年計	平均
供給電力（送電端）	MW	2,114	2,153	2,077	2,101	2,080	10,525	2,105
需要電力（送電端）	MW	1,555	1,564	1,573	1,582	1,591	7,865	1,573
供給予備力（送電端）	MW	559	589	504	519	489	2,660	532
供給予備率	%	36	38	32	33	31	34	34

3. 再エネ連系量の見通し

(1) 設備量

沖縄エリアへ連系される再エネについて、設備量は表 ２-3≪各発電方式の年度末設備量≫に示しており、その算定方法は以下のとおりです。

【太陽光・風力】

- 2022 年度供給計画（一般送配電事業者）の諸元として、一般送配電事業者が想定している、各年度の沖縄エリア（離島含む）における年度末設備量。

【バイオマス・水力】

- 2026 年度値は 2022 年度供給計画における発電事業者・小売電気事業者・一般送配電事業者の届出書における年度末設備量の合計値
- 2026 年度以外は、2022 年度、2026 年度および 2031 年度の値の差分を均等按分し、加算した値※1
- バイオマスは、バイオマスと廃棄物の合計値※2

※1 小数点以下は四捨五入

※2 2022 年度供給計画における年度末設備量は 2022 年度,2026 年度,2031 年度のみ記載

表　2-3≪各発電方式の年度末設備量≫

発電方式		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5ヶ年計	平均
太陽光	MW	449	460	468	478	487	2,342	468
風力	MW	16	17	14	12	20	79	16
バイオマス	MW	67	68	68	69	68	339	68
水力	MW	2	2	2	2	2	10	2
地熱	MW	－	－	－	－	－	－	－
合計	MW	534	547	552	561	577	2,770	554

(2) 送電端電力量

送電端電力量については、表　2-4≪各発電方式の年度毎送電端電力量≫に示しており、その算定方法は以下のとおりです。

【太陽光・風力】

- 2022 年度供給計画（一般送配電事業者）の緒元として、一般送配電事業者が想定している、各年度の沖縄エリア（離島含む）における送電端電力量

【バイオマス・水力】

- 2026 年度は 2022 年度供給計画における小売電気事業者・一般送配電事業者の届出書における送電端電力量の合計値
- 2026 年度以外は、2022 年度、2026 年度および 2031 年度の値の差分を均等按分し、加算した値※
- バイオマスは、バイオマスと廃棄物の合計値※

※1 小数点以下は四捨五入

※2 2022 年度供給計画における送電端電力量は 2022 年度,2026 年度,2031 年度のみ記載

表　2-4≪各発電方式の年度毎送電端電力量≫

発電方式		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5ヶ年計	平均
太陽光	GWh	486	498	508	518	528	2,539	508
風力	GWh	55	54	50	48	56	262	52
バイオマス	GWh	420	421	422	424	424	2,111	422
水力	GWh	8	8	8	8	8	40	8
地熱	GWh	－	－	－	－	－	－	－
合計	GWh	969	981	988	998	1,016	4,952	990

図　２-5≪各発電方式の設備量の割合≫

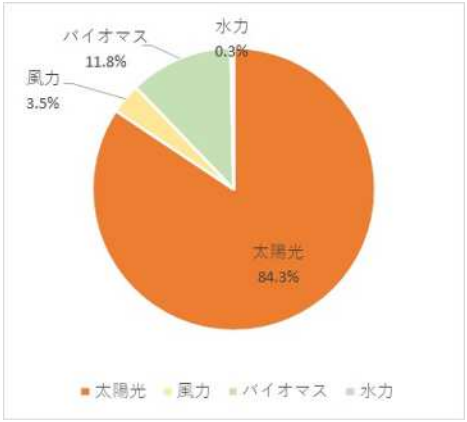
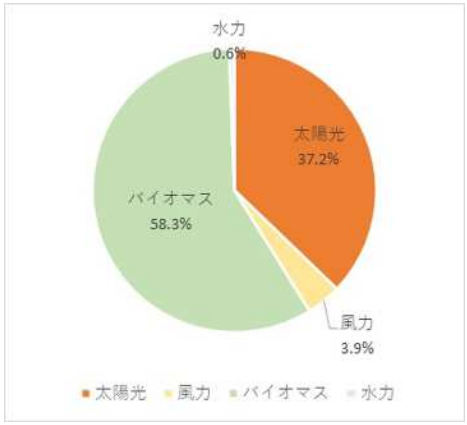


図２-6≪各発電方式の送電端電力量の割合≫



4. 調整力量の見通し

沖縄エリアにおいては、容量市場や需給調整市場が開設されず、これまで同様、調整力公募を継続し、電源Ⅱの余力等を活用することで効率的な調整力運用に努めます。

電源Ⅰについては、沖縄エリアの供給信頼度基準を満たす必要供給予備力として算定しています。なお、沖縄エリアの運用実態を踏まえた必要予備力のうちBGとの費用負担を明確化することとしており、2022年度向け調整力公募より調達量を低減しています。2023 年度以降の調達量についても、2017～2021 年度平均301MWから203MWへ低減しています。

電源Ⅰ´については2022 年度以降、最大３日平均電力×5.2%で算定しています。そのため、2023年度以降の調達量についても、2020・2021年度平均103MWから73~74MWへ低減しています。

ブラックスタート電源の必要拠点数については、他エリアとの連系線がないことから２発電所停止へ備えるため、2022年度より３発電所においてブラックスタート機能を確保し、レジリエンスの強化を図っています。2023年度から2027年度の間も同等の調達量を見込んでいます。

表　２-5≪調整力量の見通し≫

調達区分		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	算定根拠（算定方法）
電源Ⅰ	MW	203	203	203	203	203	沖縄エリアの供給信頼度基準（年間EUE：0.498kWh/kW・年）を満たす必要予備力
うち、電源Ⅰ-a	MW	49	49	49	49	49	GF最低運転台数４台運転時のGF量
うち、電源Ⅰ-b	MW	154	154	154	154	154	電源Ⅰ必要量－電源Ⅰ-a
電源Ⅰ´	MW	73	73	73	74	74	最大３日平均電力×5.2%
ブラックスタート	箇所	3	3	3	3	3	2022年度と同様の拠点数

第３章 事業収入全体見通し

1. 収入見通しの全体概要

「一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しの適確な算定等に関する指針」に沿って策定した各計画に基づき、今後 5 年間において送配電事業を運営するにあたり必要な費用を見積り、収入の見通しを算定しています。

費用の積み上げにあたっては、合理化・効率化を行うことで費用の抑制に努め、2023 年度から 2027 年度の 5 年間で約 3,570 億円の費用を計上しています。現行託送料金収入単価が継続した場合の収入の見通し約3,017億円と比較すると約553億円増となります。

表 3-1≪収入の見通し≫

（単位：億円）

収入の見通し	現行収入※	差引
3,570	3,017	553

※ 現行料金単価が継続した場合の収入の見通し

2. 小売事業者向けの電圧別平均単価

現行の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき試算した小売事業者向け電圧別平均単価は以下のとおりです。今後、国の査定結果や新たな省令に基づいて再算定する予定です。

表 3-2≪１キロワット時あたり平均単価≫

（単位：円/kWh）

	単価の見通し	現行収入単価	差引
特別高圧	4.28	3.66	0.62
高圧	6.92	5.76	1.16
低圧	12.35	10.49	1.86

※

3. 収入見通しの内訳

再エネ主力電源化やレジリエンス強化などの次世代ネットワークを構築するための費用増はあるものの、収入見通しの算定に際し経営効率化の実施による約 136 億円（約 27 億円/年）の削減を反映しています。

個別の費用区分の収入見通しについては、以下のとおりです。

- ・O　P　E　X：人件費や委託費、研究費、修繕費の一部等の科目で構成されており、約 719 億円（約 144 億円/年）を見込んでいます。
- ・C A P E X：新規設備投資・更新設備投資による減価償却費や、固定資産除却費、修繕費の一部で構成されており、約 338 億円（約 68 億円/年）を見込んでいます。
- ・次世代投資：ネットワークの次世代化に向け 14 のプロジェクトを計画しており、約 100 億円（約 20 億円/年）を見込んでいます。
- ・その他費用：OPEX や CAPEX に整理されていない修繕費やその他事業運営にかかる費用のほか、離島ユニバーサル費用（離島供給費用と離島供給収益の差額）で構成されており、約 1,021 億円（約 204 億円/年）※を見込んでいます。

  ※下表においては離島ユニバーサル費用を明確に示す観点で、離島供給費用および離島供給収益を分けて記載
- ・その他収益：電気事業雑収益として、約 41 億円（約 8 億円/年）を見込んでいます。
- ・制御不能費用：一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用や、効率化が困難な費用である、公租公課、既設分の減価償却費等で構成されており、約 796 億円（約 159 億円/年）を見込んでいます。
- ・事後検証費用：外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求められる観点で制御不能費用には分類しない費用として、調整力費用や災害復旧費用等で構成されており、約 442 億円（約 88 億円/年）を見込んでいます。
- ・事　業　報　酬：適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて算定した結果、約 194 億円（約 39 億円/年）を見込んでいます。

表 3-3≪見積費用の概要（内訳）≫

（単位：億円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均	5 ヵ年合計
OPEX	143	145	143	144	144	144	719
CAPEX	53	61	67	76	82	68	338
次世代投資	11	9	16	32	33	20	100
その他費用	210	208	202	211	191	204	1,021
離島供給費用	272	274	273	285	266	274	1,371
離島供給収益	△132	△134	△135	△136	△137	△135	△674
その他収益	△9	△8	△9	△9	△7	△8	△41
制御不能費用	166	164	159	155	152	159	796
事後検証費用	70	102	89	97	85	88	442
小計	643	682	667	705	679	675	3,376
事業報酬	35	38	39	41	42	39	194
追加事業報酬	—	—	—	—	—	—	—
収入の見通し計	678	719	706	746	720	714	3,570

4. 過去実績との比較

今回の収入見通しにおいて、各項目の過去実績からの増減(5 か年合計)は表 3-4≪収入見通しの内訳と過去実績との比較≫のとおりです。

各項目における主な増減額と要因は以下のとおりです。

- ・ＯＰＥＸ：スマートメーター関連の費用（システム費用、通信費等）に係る委託費や諸費の増等の要因により約 53 億円の増
- ・ＣＡＰＥＸ：減価償却費の過去実績分が「制御不能費用」に整理されることに伴う償却計画値の増や、配電関連システムの開発および改良等により約 114 億円の増
- ・次世代投資：実績がほぼゼロであることに伴う計画値の増により約 98 億円の増
- ・その他費用：燃料価格の上昇に伴う離島供給費用、離島供給収益の増などにより約 384 億円の増
- ・離島供給費用：燃料価格の上昇に伴う燃料費や他社購入電源費の増等により約 521 億円の増
- ・離島供給収益：燃料価格の上昇に伴う燃料費調整額の増により約 192 億円の増
- ・その他収益：将来見通しを基に算定した結果、約 2 億円の減
- ・制御不能費用：既設設備の償却進行に伴う見通し値の減などにより約 89 億円の減

・事後検証費用：調整力費用の増等により約 172 億円の増

表 3-4≪収入見通しの内訳と過去実績との比較≫

（単位：億円）

		収入の見通し		2017 年度～2021 年度		差分（収入の見通し－実績値）	
		5 ヵ年計	平均	5 ヵ年計	平均	5 ヵ年計	平均
OPEX		719	144	665	133	53	11
CAPEX		338	68	224	44	114	23
次世代投資		100	20	1	0	98	20
その他費用		1,021	204	637	127	384	76
	離島供給費用	1,371	274	849	169	521	104
	離島供給収益	△674	△135	△482	△96	△192	△39
その他収益		△41	△8	△43	△8	2	1
制御不能費用		796	159	885	177	△89	△19
事後検証費用		442	88	270	54	172	34
小計		3,376	675	2,641	528	734	146
事業報酬		194	39	188	38	6	1
追加事業報酬		―	―				
収入の見通し計		3,570	714	2,827	565	743	149

第 4 章 事業計画（費用）

1. OPEX

（1） 規制期間における OPEX 査定対象費用全体の見積り額とその内訳（年度毎）

OPEX 費用全体の見通し額は、次ページ表 4 -1≪OPEX の内訳表≫のとおり 2023 年度～2027 年度合計で約 719 億円となっています。

OPEX 費用は 2023 年度～2027 年度を通して約 142 億円/年～約 145 億円/年で推移しています。

委託費については、スマートメーター関連のシステム費用等の増加に伴い、過去実績と比較し約 6 億円増の約 48 億円/年で推移し、諸費については、スマートメーター通信に係る費用の増加等に伴い、過去実績と比較し約 3 億円増の約 9 億円/年で推移する見通しです。

表 4 -1≪OPEX の内訳表≫

（単位：百万円）

		収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
人件費	役員給与	173	173	173	173	173	173	165	170	159	171	171	167	5
	給料手当	6,083	6,157	6,162	6,172	6,158	6,146	5,394	5,657	5,596	5,907	6,086	5,728	418
	給料手当振替額（貸方）	△243	△246	△246	△246	△246	△245	△176	△175	△160	△225	△255	△198	△47
	退職給与金	444	461	475	488	499	473	462	467	473	497	507	481	△8
	厚生費	981	993	994	996	995	992	855	879	889	936	979	908	84
	委託検針費	144	293	—	—	—	88	544	534	521	275	237	422	△335
	委託集金費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	雑給	231	244	261	274	286	259	152	149	140	154	195	158	101
人件費計		7,813	8,076	7,818	7,857	7,865	7,886	7,399	7,682	7,620	7,717	7,922	7,668	217
人件費以外	修繕費(巡視・点検)	321	337	333	322	336	330	381	370	419	312	318	360	△31
	研究費	164	163	170	166	169	166	211	178	165	166	170	178	△12
	消耗品費	302	300	285	310	295	299	246	299	327	308	215	279	19
	損害保険料	16	16	16	16	16	16	16	17	17	17	16	17	△1
	養成費	37	37	37	37	37	37	36	29	31	17	15	25	11
	建設分担関連費振替額(貸方)	△11	△14	△19	△8	△12	△13	—	—	△2	△1	△4	△1	△11
	附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	△17	△17	△16	△16	△16	△17	△14	△14	△15	△18	△16	△15	△1
	委託費	4,774	4,688	4,791	4,847	4,814	4,783	3,984	4,199	4,167	4,310	4,390	4,210	572
	普及開発関係費	29	29	29	29	29	29	23	22	25	18	17	21	7
	諸費	829	874	865	876	901	869	567	552	607	523	613	572	296
	電気事業雑収益	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
人件費以外計		6,444	6,413	6,491	6,580	6,570	6,500	5,453	5,654	5,745	5,656	5,737	5,649	850
合計		14,257	14,489	14,309	14,437	14,436	14,386	12,852	13,337	13,365	13,374	13,660	13,318	1,067

(2) 見積り額の算定根拠

OPEX の各費用の算定根拠は以下のとおりです。

・人　　件　　費 ：要員計画、過去実績から算出した１人当たり単価等から算定。
・修　　繕　　費：過去実績や計画の積み上げにより算定。
・研　　究　　費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・消　耗　品　費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・損 害 保 険 料：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・養　　成　　費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・建設分担関連費振 替 額（貸 方）：設備計画に基づき算定。
・附 帯 事 業 営 業 費 用分担関連費振替額(貸方)：今後の見通しを踏まえ算定。
・委　　託　　費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・普及開発関係費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・諸　　費：過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・電気事業雑収益(ＯＰＥＸ 関 連）：OPEX に該当する収益計上なし。

(3) 各費用の過去実績の推移

OPEX 費用の過去実績は表　4 -1≪OPEX の内訳表≫のとおりです。

(4)　要員計画

効率性の向上を図ることを前提に電力の安定供給の確保および再生可能エネルギー連系の対応等の取り組みに必要な要員が確保されるように策定しています。

要員計画は、業務量増加等を理由とする要員需要はあるものの、業務の委託化、支店・営業所の統廃合および各事業所に分散している業務の集中化等による業務効率化の織り込みにより総要員数の増加抑制に努めた計画としています。

ア 要員数の見通し

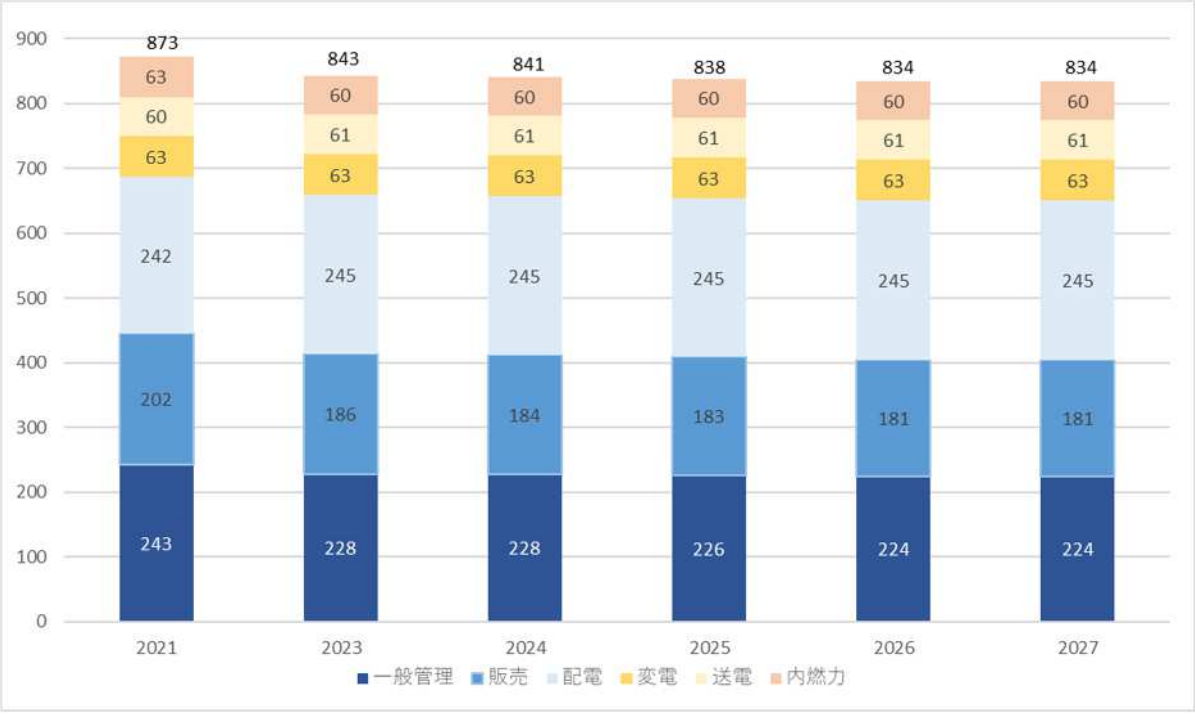
表 4-2≪要員計画≫

（単位：人）

	収入の見通し						2017年度～2021年度						差引
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	平均①	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	平均②	①-②
内燃力	60	60	60	60	60	60	58	58	59	60	63	60	0
新エネ等	0	0	0	0	0	0	3	3	2	1	0	2	△2
送電	61	61	61	61	61	61	61	62	62	61	60	61	0
変電	63	63	63	63	63	63	63	64	64	63	63	63	0
配電	245	245	245	245	245	245	244	244	245	244	242	244	1
販売	186	184	183	181	181	183	158	163	163	182	202	173	10
一般管理	228	228	226	224	224	226	228	231	231	237	243	234	△8
合計	843	841	838	834	834	838	815	825	826	848	873	837	1

図 4-1≪グラフ：要員計画≫

（単位：人）



イ 退職者数の見通し

（単位：人）

	2023	2024	2025	2026	2027
退職予定数	15	16	18	18	22

ウ 採用人数の見通し

（単位：人）

	2023	2024	2025	2026	2027
採用予定数	13	13	14	18	21

エ 人件費の見通し

表 4-3≪人件費≫

（単位：百万円）

	収入の見通し						2017年度～2021年度						差引
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	平均①	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	平均②	①-②
役員給与	198	198	198	198	198	198	192	197	185	198	198	194	4
給料手当	6,972	7,055	7,061	7,072	7,057	7,043	6,279	6,561	6,509	6,851	7,035	6,647	396
給料手当振替額	△251	△254	△254	△254	△254	△253	△179	△182	△168	△232	△262	△205	△48
退職給与金	482	512	534	553	568	530	579	576	691	778	473	619	△89
厚生費	1,124	1,138	1,139	1,142	1,140	1,137	995	1,022	1,034	1,089	1,135	1,055	82
委託検針費	144	294	－	－	－	88	544	534	521	275	237	422	△334
委託集金費	35	37	－	－	－	14	9	12	10	30	31	18	△4
雑給	339	353	371	386	399	370	262	255	245	257	297	263	107
合計	9,043	9,333	9,049	9,097	9,108	9,126	8,681	8,975	9,027	9,246	9,144	9,015	111

※表 4-3 には、表 4-1 の OPEX 内訳表に離島分が加算されている。

2. CAPEX(減価償却費・取替修繕費　他)

(1) 規制期間における CAPEX 査定対象費用の見積り額とその内訳

CAPEX 費用全体の見通し額は、表 4-4≪CAPEX の内訳表≫のとおり 2023 年度～2027 年度合計で約 338 億円となっています。

CAPEX 費用は 2023 年度～2027 年度を通して約 53 億円/年～約 82 億円/年で推移しています。

委託費については、一般送配電事業等の用に供するシステムの開発および改良の委託に係る費用とされており、配電関連システム、需給・系統制御システム、再エネ関連システムの開発および改良による増に伴い、過去実績と比較し約 2 億円増の約 6 億円/年で推移する見通しです。

表 ４-4≪CAPEX の内訳表≫

（百万円）

		収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
減価償却費	基幹系統	18	70	157	205	224	135	―	―	―	―	―	―	―
	ローカル系統	184	573	805	1,042	1,241	769	―	―	―	―	―	―	―
	配電系統	113	388	596	815	1,041	591	―	―	―	―	―	―	―
	その他	31	177	303	447	567	305	―	―	―	―	―	―	―
	計	345	1,209	1,862	2,508	3,073	1,799	―	―	―	―	―	―	―
取替修繕費（配電）		4,272	4,210	4,168	4,199	4,190	4,208	4,309	4,025	3,830	3,883	4,382	4,086	122
取替修繕費（通信）		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
委託費(システム開発費)		668	642	472	585	459	565	237	586	237	489	500	410	155
諸費(システム開発費)		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
固定資産税(新規分)		―	61	189	284	445	196	―	―	―	―	―	―	―
合計		5,285	6,122	6,691	7,576	8,167	6,768	4,547	4,611	4,067	4,372	4,882	4,496	2,272

減価償却費（既存分）	8,967	8,620	8,155	7,816	7,507	8,213	10,355	10,487	10,508	10,870	11,770	10,798	△2,585

(2) 見積り額の算定根拠

各費用の算定根拠については、以下のとおりです。

・減価償却費：設備計画に基づき定額法にて算定。

・取替修繕費：CAPEX（配電系統）において、過去実績の平均や計画の積み上げにより策定した拡充投資や更新投資に対し、取替法に基づく計算により算定。

・委　託　費：過去実績の平均や計画の積み上げ等により算定。

・固定資産税：設備計画に基づく帳簿原価、耐用年数から、現行の特例率などを加味して算定。

(3) 参照期間における CAPEX 査定対象費用の実績とその内訳（年度毎）

CAPEX 費用（減価償却費・取替修繕費　他）の過去実績の増減は表 ４-4≪CAPEX の内訳表≫のとおりです。

3. その他費用

(1) その他費用全体の見通し額とその内訳（年度毎）

その他費用全体の見通し額は、表 4 -5≪その他費用全体の実績および見通し額≫のとおり 2023 年度～2027 年度合計で約 1,021 億円となっており、約 191 億円/年~約 211 億円/年で推移する見通しとなっています。

特に、燃料価格の上昇に伴う燃料費や他社購入電源費の増に起因する離島ユニバーサル費用の増加（約 66 億円/年）に伴い、過去実績と比較し約 384 億円の増(約 76 億円/年の増）で推移する見通しです。

表 4 -5≪その他費用全体の実績および見通し額≫

（単位：億円）

	収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
修繕費※1	28	29	28	28	28	28	28	24	27	27	25	26	1
賃借料※2	19	19	19	19	19	19	14	14	15	14	14	14	5
固定資産除却費	22	18	15	13	13	16	10	9	11	12	16	11	5
託送料※3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
離島 US 費用	140	141	138	149	129	139	74	79	69	53	90	73	66
離島供給費用	272	274	273	285	266	274	166	178	168	141	193	169	104
離島供給収益	△132	△134	△135	△136	△137	△135	△92	△98	△98	△88	△103	△96	△38
廃炉等負担金	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0
合計	210	208	202	211	191	204	128	128	123	107	147	127	77

※1…取替修繕費、支障木伐採費、巡視・点検、災害復旧、PCB 処理費用を除く

※2…制御不能費用に整理されるものを除く

※3…地域間連系設備の増強等に係る費用(9 社負担分)を除く

なお、「その他費用」における修繕費の見通し額(年度毎)は表 4 -6≪修繕費の実績および見通し額≫のとおりです。

表 ４-6≪修繕費の実績および見通し額≫

（単位：億円）

		収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
送電	設備取替・補修	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	0
	塗装	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0
	保安対策	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	第３者要請対応	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	その他	1	1	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	0
	送電計	5	5	5	5	5	5	4	3	4	4	4	4	1
変電	設備取替・補修	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0
	塗装	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	保安対策	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	第３者要請対応	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	変電計	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0
配電	第３者要請対応	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	△1
	その他	18	18	18	18	18	18	18	15	16	17	15	16	1
	配電計	20	20	20	20	20	20	21	18	19	20	18	19	1
業務	第３者要請対応	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	その他	1	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
	業務計	1	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
合計		28	29	28	28	28	28	28	24	27	27	25	26	1

〈参考〉離島修繕費	30	28	25	26	21	26	25	23	24	21	22	23	2

※取替修繕費、支障木伐採費、巡視・点検、災害復旧、PCB 処理費用を除く

(2) 見積り額の算定根拠

各費用の算定根拠については、以下のとおりです。

・修　　繕　　費：過去実績や今後の計画の積み上げにより算定。
・賃　　借　　料：過去実績や今後の状況変化を踏まえ算定。
・固定資産除却費：過去実績や個別件名の積み上げにより算定。
・離島供給費用：費目ごとに過去実績や今後の見通しを踏まえ算定。
・そ　　の　　他：過去実績や今後の計画の積み上げにより算定。

(3) 過去実績の推移とその内訳（年度毎）

各費用の過去実績は表 4 -5≪その他費用全体の実績および見通し額≫のとおりです。

(4) 離島ユニバーサルサービス費用

当社は、沖縄本島を除く 36 の有人離島に電力を供給しており、他社との送電線の連系がなく独立した電力系統となっているなどの特徴があります。

また、需要家保護の観点から、離島の需要家に対しユニバーサルサービスとして沖縄本島と遜色のない電気料金水準で電気の供給を行うこととされています。

離島非 NW 費用 1,371 億円に対して、離島非 NW 収入 674 億円であることから、離島ユニバーサルサービスに必要なコストは 697 億円を見込んでいます。

なお、料金原価算定期間の燃料費の主な前提諸元は以下のとおりです。

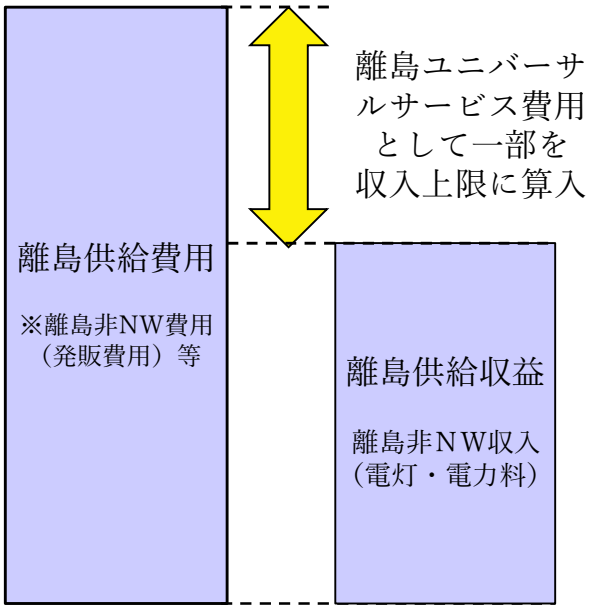
C 重油	84,843 円/kl
A 重油	77,289 円/kl

C 重油：大手元売りと大口需要家間の決定（仕切）価格
（2022 年 3 月～5 月平均値）

A 重油：RIM 価格（A 重油）実績値（2022 年 3 月～5 月平均値）

上記価格に本土から沖縄本島への燃料輸送や貯蔵により発生する費用、島毎の配送費を織り込んで購入価格を算定しています。

≪離島ユニバーサルサービスのイメージ≫



4. 次世代投資

(1) 規制期間における年度ごとの次世代投資に係る費用の見積額とその内訳

次世代投資に係る費用全体の見通し額は、2023 年度～2027 年度合計で約 100 億円となっています。

次世代投資は 2023 年度～2027 年度を通して約 9 億円/年~約 33 億円/年で推移しています。

表 4-7≪次世代投資（費用）一覧表≫

（単位：百万円）

区分	プロジェクト名	収入の見通し					2017～2021 年度				
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
レジリエンス強化	マイクログリッドの活用検討・技術開発	33	35	6	6	0	—	—	—	—	—
	停電時間短縮工事※	17	85	142	186	193	—	—	—	—	—
	系統安定化対策※	1	3	5	6	6	—	—	—	—	—
	低圧発電機車の整備※	0	7	17	18	18	—	—	—	—	—
再エネ拡充（脱炭素化）	系統安定化に関する調査研究（宮古島系統）	2	2	2	2	2	6	4	1	1	2
	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）	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	発電予測精度向上（再エネ予測用システム新設）※	8	32	57	15	15	—	—	—	—	—
	宮古島系統における再エネの更なる連系量拡大のための MG セット導入※	—	102	136	136	136	—	—	—	—	—
	次世代配電網の構築※	651	525	991	2,587	2,656	—	—	—	—	—
DX 化等	監視制御・電力保全 NW 整備※	283	2	3	3	3	—	—	—	—	—
	電力データ活用※	39	71	123	120	121	—	—	—	—	—
	アセットマネジメントシステムの構築※	—	—	3	35	35	—	—	—	—	—
	発電側課金システム構築※	—	45	45	46	51	—	—	—	—	—
	託送関連システム改修（制度対応）	28	28	28	28	28	55	3	28	19	32
合計		1,065	937	1,559	3,188	3,264	61	7	29	20	33

※第 5 章　6.次世代化に向けた取組内容　を参照

(2) 次世代化に向けた取組内容（算定根拠含む）

各プロジェクトの取組内容（算定根拠含む）は以下のとおりです。

なお、設備投資を伴うプロジェクトは第 5 章事業計画(投資)に記載しています。

ア マイクログリッドの活用検討・技術開発

① 具体的な取組目標

再エネ主力化や電力レジリエンス強化など、持続可能な社会の実現に向けた新たなエネルギーシステムの開発が求められています。

その策として、再生可能エネルギーの地産地消によるエネルギー源の確保および、停電時間の短縮などに寄与する地域マイクログリッド実証設備を宮古島市来間島に構築し、実証を行います。

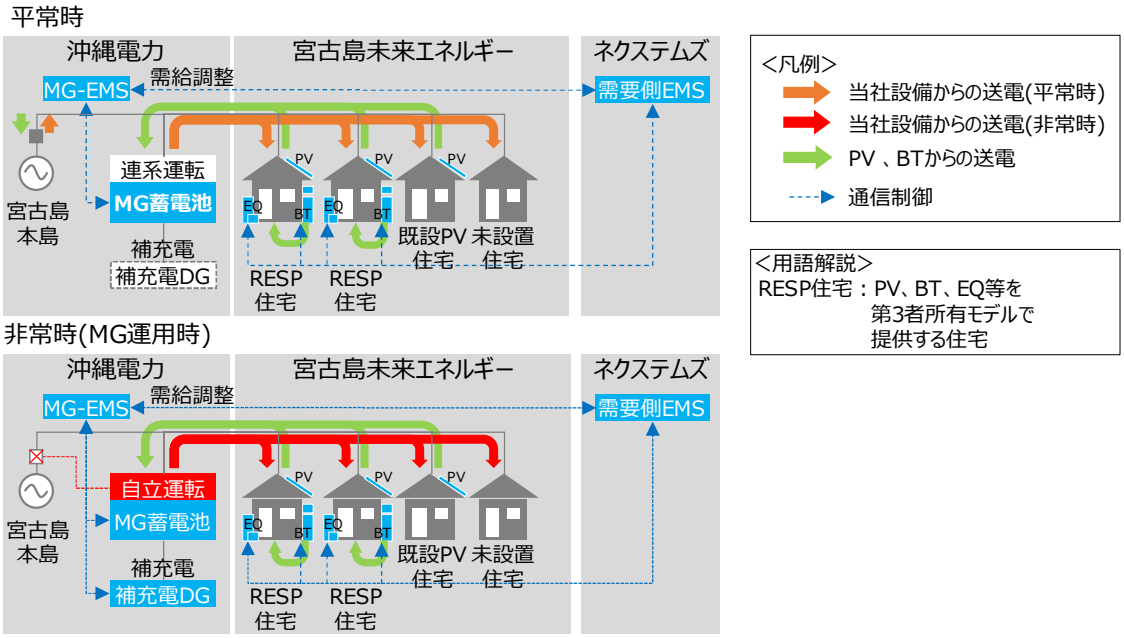
② 取組内容・期間

《取組内容》

2026 年度までの実証を通して、以下の取り組みを実施します。

- 非常時の静止形機器（蓄電池と太陽光発電）のみによるマイクログリッド運用の実効性の検証。
- 当該エネルギーシステムを展開するにあたっての事業収益化の課題洗い出し。

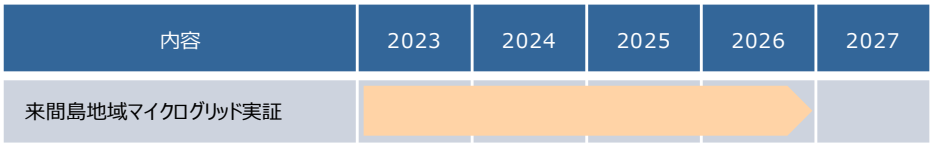
≪来間島マイクログリッド実証の取り組みイメージ≫



※来間島地域マイクログリッド対象地域に、来間島の一部需要家は含まれていません。

《取組期間》

・ 2022～2026 年度



③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

来間島マイクログリッドの便益として、発電所から来間島までの送配電設備の復旧に長時間を要する被災下において、来間島内の 6.6kV 配電系統が健全であれば来間島地域マイクログリッド対象地域の復電が可能となり、停電時間短縮が期待される。

④ 次世代投資に係る費用の見積り額、算定根拠および過去実績（年度毎）

《算定根拠》

・ 2021 年度の設備投資に伴う減価償却費および固定資産税

・ 研究費については過去の類似件名からの類推に基づく算定

表 4-8≪過去実績と見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	合計
費用	33	35	6	6	0	81	—	—	—	—	—	—

イ　系統安定化に関する調査研究（宮古島系統）

① 具体的な取組目標

宮古島では 30,000kW を超える太陽光発電が接続されており、今後は再エネ起因電圧変動等の発生が想定されます。

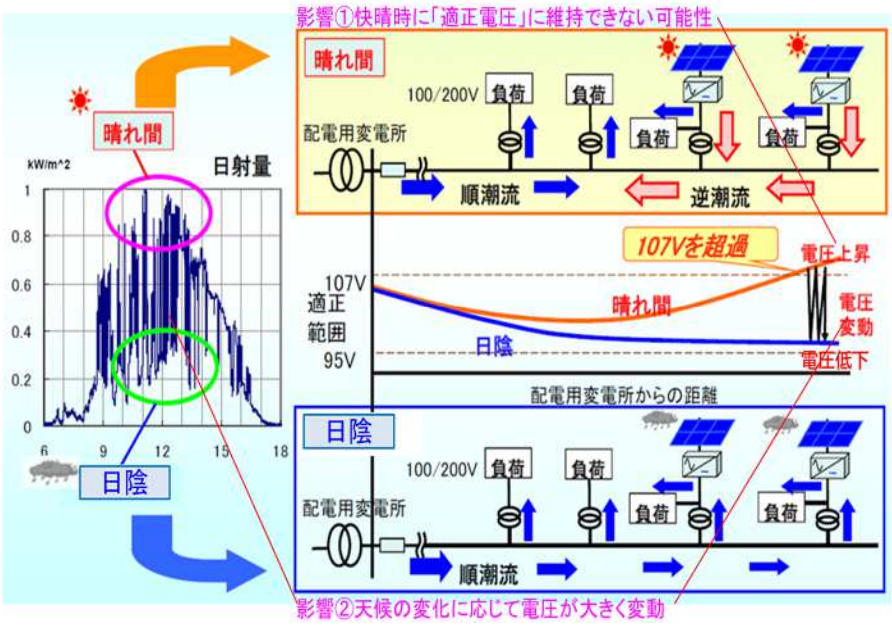
当社のゼロエミッションに関するロードマップを踏まえ、再エネ主力化を見据えた系統安定化技術の確立に取り組みます。

② 取組内容・期間

《取組内容》

・ 宮古島系統の実測データを分析し、再エネが大量導入された系統の電力品質の実態把握を行い、課題の洗い出し、系統運用方法や対策案の検討等に活用する。

≪系統安定化に関する調査研究イメージ≫



出所：電気学会 公開シンポジウム(2013 年 12 月)

《取組期間》

・ 2017～2027 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027
実証研究（実測データ分析を通した系統運用方法や対策案の検討）	→	→	→	→	→

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

宮古島系統の実測データを分析することで、より詳細な電力品質の実態把握が可能となり、宮古島系統における課題の洗い出しおよびその対策案の検討、整理が期待される。

④ 次世代投資に係る費用の見積り額、算定根拠および過去実績（年度毎）

《算定根拠》

- 至近の実績に基づく算定

表 4-9≪過去実績と見通し≫

（単位：百万円）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	合計	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	合計
費用	2	2	2	2	2	12	6	4	1	1	2	15

ウ 発電予測精度向上（マイクログリッド内）

① 具体的な取組目標

離島における現在の再エネ出力や需要の予測は気象データや過去実績などに基づく重回帰予測モデル等にて行われていますが、予測精度の不確かさから最適な運用計画を作成するには課題があります。

予測精度が向上すれば、マイクログリッドの電源としての信頼度が増し、再エネ主力化にも資することから、AI 等を活用した予測技術について検証を行います。

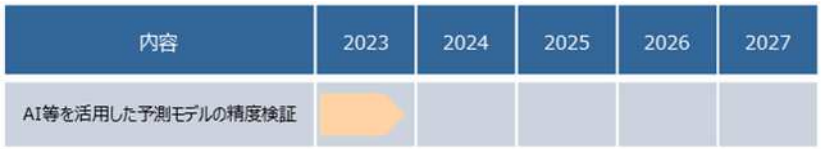
② 取組内容・期間

《取組内容》

- 新たな技術である AI 等を活用した予測モデル等の精度検証を行う。
- 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基に運用計画の最適化に関する検証を行う。

《取組期間》

- 2022～2023 年度



③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・ マイクログリッド対象地域の予測精度が向上することで、蓄電池を含めた対象地域内の運用計画の精度が上がり、地域のエネルギー自給率向上などの便益が期待される。

④ 次世代投資に係る費用の見積り額、算定根拠および過去実績（年度毎）

《算定根拠》

・ 過去の類似件名からの類推に基づく算定

表 4 -10≪過去実績と見通し≫

（単位：百万円）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	合計	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	合計
費用	2	—	—	—	—	2	—	—	—	—	—	—

エ 託送関連システム改修（制度対応）

① 具体的な取組目標

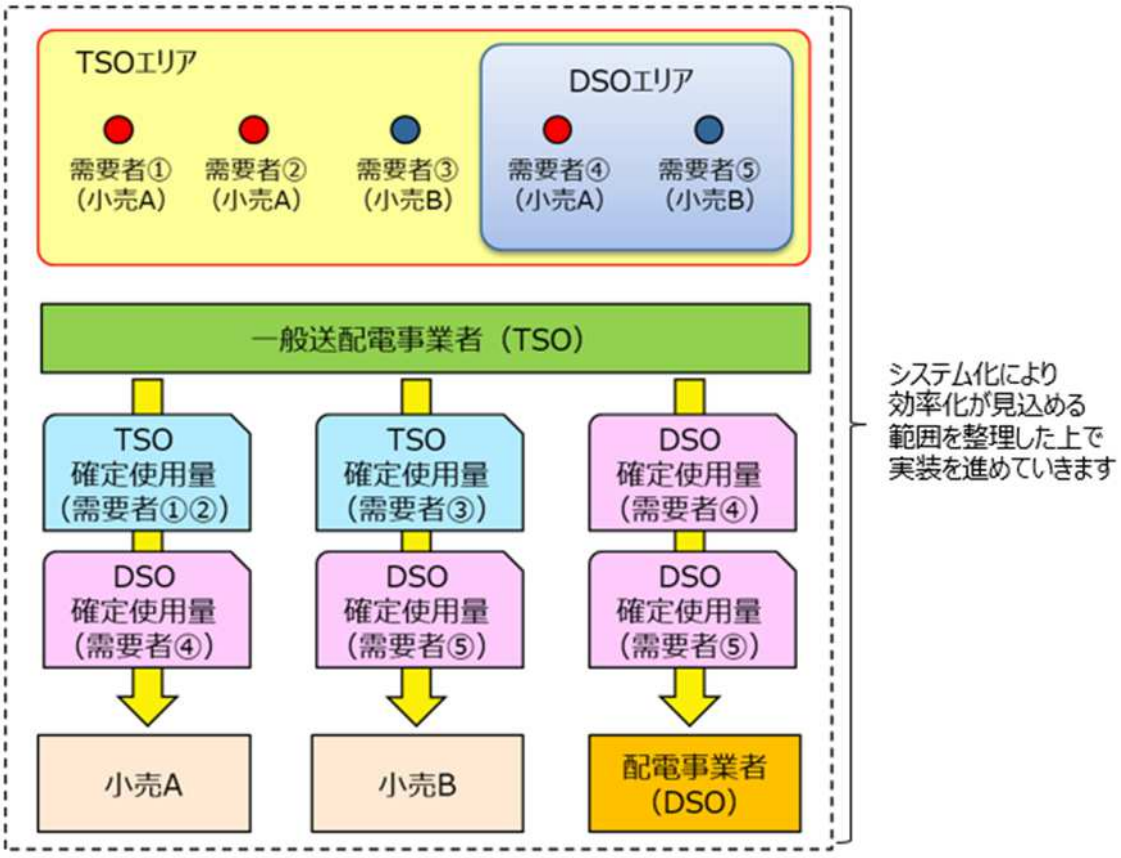
配電ライセンス導入に伴い小売電気事業者への情報提供を適切に対応するために、需要者/発電所のエリア紐づけおよび確定使用量/託送料金請求の区分提供などのシステム改修等のような各種制度の新設および変更などに適切に対応するためのシステム改修を行います。

② 取組内容・期間

《取組内容》

・ 各種制度の新設および変更などに適切に対応するために、業務運用を整理した上で、システム化による費用対効果を検証してシステム化の要否を判断します。

≪配電ライセンス導入に伴う検討イメージ≫



《取組期間》

・ 2023～2028 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027	2028
託送関連システム改修						

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

業務運用を整理した上で、効率的なシステム化の要否判断が可能となる。

【過去実績：インバランス精算単価の見直し(調整項 kl の追加)】

業務整理した上で、以下の項目について比較し、システム化の要否を判断した。

- ハンド対応とした場合に想定される概算費用　・・・　1,560 千円/年
  社内人件費※1 ×12 か月
  ※1 インバランス精算毎に必要となる作業（単価更新など）に伴う社内人件費
- システム開発にかかる年間あたりの費用　・・・　1,416 千円/年
- 想定される効率化額　・・・　144 千円/年

④ 次世代投資に係る費用の見積り額、算定根拠および過去実績（年度毎）

《算定根拠》

- 過去実績の平均値をシステム改修費用として算定

表 4 -11≪過去実績と見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	合計
費用	28	28	28	28	28	138	55	3	28	19	32	138

(3) 参照期間における年度ごとの次世代投資に係る費用の実績とその内訳

次世代投資に係る費用の実績とその内訳は表 4 -7≪次世代投資（費用）一覧表≫のとおりです。

5. 制御不能費用

(1) 制御不能費用全体の見通し額とその内訳（年度毎）

第 1 規制期間における制御不能費用全体の見通し額は、

表 4 -12≪制御不能費用の見通し≫のとおり約 152 億円/年～約 166 億円/年で推移しています。

表 4 -12≪制御不能費用の見通し≫

（百万円）

		収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
公租公課	固定資産税(既存分)	1,656	1,657	1,566	1,490	1,445	1,563	1,454	1,464	1,467	1,484	1,523	1,479	84
	雑税	43	43	43	43	43	43	47	42	42	42	41	43	0
	電源開発促進税	2,954	2,964	2,981	2,997	3,023	2,984	2,953	2,865	2,909	2,894	2,921	2,908	75
	事業税	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007	607	631	645	606	711	640	367
	法人税等	530	530	530	530	530	530	553	423	819	322	0	423	106
公租公課計		6,191	6,201	6,127	6,067	6,048	6,127	5,616	5,427	5,883	5,351	5,197	5,495	631
退職給与（数理差異）		△23	△14	△9	△6	△4	△11	37	30	124	175	△98	53	△65
PCB 処理費用		23	24	23	23	―	19	62	29	64	△3	23	35	△17
賃借料※1		1,258	1,258	1,258	1,258	1,258	1,258	1,225	1,220	1,262	1,254	1,326	1,257	0
諸費	受益者負担金	0	0	0	―	―	0	0	0	0	0	0	0	0
	広域機関会費	71	71	71	71	71	71	47	49	66	81	91	67	4
	災害等扶助拠出金	58	58	58	59	59	58	―	―	―	―	9	1	57
諸費計		129	129	130	130	131	130	47	50	66	81	100	69	60
調整力関連費用		238	223	224	228	209	224	26	21	19	25	27	24	200
貸倒損		2	2	2	2	2	2	0	1	0	2	6	2	0
振替損失調整		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
減価償却費（既存分）		8,967	8,620	8,155	7,816	7,507	8,213	10,355	10,487	10,508	10,870	11,770	10,798	△2,585
再給電費用		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
今後発生する政策関連費用		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
賠償負担金相当金		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
廃炉円滑化負担金相当金		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
最終保障損益		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
インバランス収支過不足		△188	―	―	―	―	△38	256	314	288	△887	△148	△35	△2
制御不能費用計		16,598	16,443	15,910	15,518	15,151	15,924	17,628	17,581	18,219	16,870	18,205	17,701	△1,777

※1…占有関係貸借料等

(2) 見通し額の算定根拠（算定方法）

各費用の算定根拠については、以下のとおりです。

- 固定資産税(既存分)：固定資産台帳および設備計画に基づく帳簿原価、耐用年数から、現行の特例率などを加味して算定。
- 雑税・法人税等・賃借料・貸倒損・受益者負担金：過去実績等を基に算定。
- 電源開発促進税：第 1 規制期間の想定課金対象電力量を見積り算定。
- 事業税：送配電部門料金収入の見通しを考慮し算定。
- 退職給与（数理差異）：5 年定率法での想定値作成に伴う償却進行を考慮し算定。
- ＰＣＢ処理費用：各部門の計画等に基づき算定。
- 広域機関会費：提出段階で判明している 2022 年度の会費額を第 1 規制期間 5 年分に適用し算定。
- 災害等扶助拠出金：既に決定されている 2023～2025 年度における 10 社の年間拠出総額 62.1 億円を 2026、2027 年度にも適用し当該金額を各事業者の想定需要電力量比で按分した金額として算定。
- 調整力関連費用：第 1 規制期間の各年度の電源の固定費よりブラックスタート電源の維持費用を見積り算定。
- 振替損失調整：現時点で発生の見込みがないことから未計上。
- 減価償却費（既存分）：固定資産台帳および設備計画等に基づき定額法にて算定。
- 再給電費用：第 1 規制期間中の発生見込みがないため未計上。
- 今後発生する政策関連費用：現時点で発生の見込みがないことから未計上。
- 最終保障損益：現時点では発生実績がないことから未計上。
- インバランス収支過不足：2016～2021 年度託送収支第 11 表インバランス収支計算書から算定。

(3) 費用ごとの過去実績の推移とその内訳（年度毎）

制御不能費用の過去実績の増減は

表 4 -12≪制御不能費用の見通し≫のとおりです。

6. 事後検証費用

(1) 事後検証費用全体の見通し額とその内訳（年度毎）

第 1 規制期間における事後検証費用全体の見通し額は、表 4 -13≪事後検証費用の見通し≫のとおり約 70 億円/年～約 102 億円/年を見込んでいます。

調整力費用については、沖縄エリアにおける電源構成の変化および 2020 年度から電源持替費用を適切に認識したことに伴い、過去実績と比較し約 35 億円増の約 86 億円/年で推移する見通しです。

表 4 -13≪事後検証費用の見通し≫

（百万円）

		収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
託送料※1		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
事業者間精算費		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
補償費		12	12	12	12	12	12	60	17	7	3	74	32	△21
災害復旧費用		196	196	196	196	196	196	202	732	319	251	△89	283	△87
N-1 電制に要する費用※2		―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
調整力費用※3	固定費	3,477	5,659	5,296	5,495	4,905	4,967	3,443	3,776	3,600	4,291	4,096	3,841	1,125
	可変費	3,300	4,312	3,429	3,980	3,342	3,673	737	619	302	2,417	2,198	1,254	2,418
	一次～三次①調整力	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
調整力費計		6,777	9,970	8,726	9,476	8,247	8,639	4,181	4,395	3,902	6,708	6,294	5,096	3,543
事後検証費用計		6,985	10,179	8,934	9,684	8,456	8,848	4,444	5,145	4,228	6,964	6,280	5,412	3,435

※1…地域間連系設備の増強等に係る費用(9 社負担分)に限る

※2…単一設備故障(一度に一つの設備にだけ故障が生じている状態をいう。）時にリレーシステムで瞬時に電源制限(発電機の出力の抑制または発電機そのものを遮断（停止）させることをいう。）を行うことで運用容量を拡大する取り組みに伴い、制限された電源に対して一般送配電事業者が支払う費用のことをいう。

※3…制御不能費用に整理されるものを除く

(2) 見通し額の算定根拠（算定方法）

各費用の算定根拠については、以下のとおりです。

- 補　償　費：過去実績 5 年平均を基に算定。
- 災害復旧費用：直接費（修繕費）と災害等扶助交付金で構成。直接費は過去実績 5 年平均を基に算定した上で、災害等扶助交付金（直接費の 4 割を想定）を控除
- N-1電制に要する費用：第 1 規制期間中の発生見込みがないことから未計上。
- 調整力固定費：第 1 規制期間の各年度の電源構成に基づき、公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を用いて算定。
- 調整力可変費：第 1 規制期間の各年度の TSO 計画と BG の需要・調達計画と発電・販売計画の想定電力量の差分に調整力申出単価（2021 年度実績）を乗じて算定。
- 一次~三次①調整力：沖縄エリアは需給調整市場がないことから未計上。

(3) 費用ごとの過去実績の推移とその内訳（年度毎）

事後検証費用の過去実績の増減は表　4 -13≪事後検証費用の見通し≫のとおりです。

7. 事業報酬

必要な設備投資を確実に実施し、電気を安全・安定的にお届けするためには、事業運営に必要な資金を円滑に調達する必要がありますが、この資金調達コストに相当する「事業報酬」については、適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて算定しています。

(1) 規制期間におけるレートベースの額の見積り額とその内訳

事業報酬は、事業報酬率の低下はあるものの、特定固定資産の増加等により、現行原価と比べて約 1 億円/年増の約 39 億円/年となっています。

表 4 -14≪事業報酬の算定について≫

（単位：億円/年）

			A 前回	B 今回	差引（B—A）
レートベース	特定固定資産		1,964	2,448	484
	建設中の資産		74	109	35
	特定投資		－	－	－
	運転資本	営業資本	38	49	11
		貯蔵品	15	27	12
		計	53	76	23
合計 ①※			1,986	2,588	602
事業報酬率 ②			1.9	1.5	△0.4
事業報酬 ③＝①×②			38	39	1

※1…レートベースより任意積立金の一部を控除

表 4-15≪レートベースの見積り額とその内訳（年度毎）≫

（単位：億円）

			2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	平均
レートベース	特定固定資産		2,229	2,377	2,437	2,572	2,623	2,448
	建設中の資産		99	98	118	108	122	109
	特定投資		－	－	－	－	－	－
	運転資本	営業資本	50	49	48	50	47	49
		貯蔵品	26	27	28	28	27	27
		計	76	76	75	78	74	76
合計※			2,361	2,507	2,586	2,714	2,775	2,588

※…レートベースより任意積立金の一部を控除

	ウェイト	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	平均値
公社債利回り	58%	0.041%	0.137%	0.137%	△0.001%	0.090%	0.081%
自己資本利益率	42%(β値)	9.670%	10.710%	10.430%	9.210%	7.600%	9.524%
自己資本報酬率	100%	4.085%	4.578%	4.460%	3.868%	3.244%	4.047%

ア 事業報酬率の算定根拠

算定諸元の更新によって事業報酬率は 1.5%(前回対比△0.4%)となりました。

	資本構成	A 前回	B 今回	差引（B－A）
①自己資本報酬率	30%	3.47%	4.05%	0.58%
②他人資本報酬率	70%	1.17%	0.41%	△0.76%
事業報酬率	100%	1.9%	1.5%	△0.4%

①自己資本報酬率

※公社債利回り：「長期国債」「地方債」「政府保証債」の平均値

※自己資本利益率：全産業平均（全電力除き）の自己資本利益率

※β値：市場全体の株価が１％上昇するときの旧一般電気事業者の震災前５年間における株式平均上昇率

※β値の算定期間：2006 年 3 月 11 日～2013 年 3 月 11 日

②他人資本報酬率

公社債利回り（ａ）	0.10%
リスクプレミアム(b)	0.31%
他人資本報酬率（a+b）	0.41%

※公社債利回り：「長期国債」「地方債」「政府保証債」の平均値

※リスクプレミアム：東日本大震災前 5 年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利子率―公社債利回り実績率）の平均値

8. 控除収益

(1) 規制期間における控除収益全体の見積り額とその内訳（年度毎）

規制期間内において当社で発生が見込まれる控除収益は、表 4 -16≪控除収益明細表≫のとおり電気事業雑収益のみとなっており、約△7 億円～約△9 億円/年で推移する見通しです。

電気事業雑収益については、自家発並列料等の増加に伴い、過去実績と比較し規制期間において平均約 0.5 億円/年増で推移する見通しです。

表 4 -16≪控除収益明細表≫

（単位：百万円）

	収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均 ②	①-②
地帯間販売送電料	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
地帯間販売電源料	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
他社販売送電料	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
他社販売電源料	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
託送収益（その他託送収益）	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
事業者間精算収益	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―	―
電気事業雑収益	△909	△773	△860	△922	△672	△827	△676	△905	△698	△1,192	△909	△876	49
預金利息	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	0
合計	△909	△773	△860	△922	△672	△827	△676	△905	△698	△1,192	△909	△876	49

(2) 見積り額の算定根拠（算定方法）

各収益の算定根拠は以下のとおりです。

- 地帯間販売送電料：「地帯間電力融通契約」がないため対象外
- 地帯間販売電源料：「地帯間電力融通契約」がないため対象外
- 他社販売送電料：実績がないため対象外
- 他社販売電源料：調整力に係る収益は調整力の確保に要する費用として集計しているため対象外
- 託送収益（その他託送収益）：「接続供給託送収益」以外の託送収益はないため対象外
- 事業者間精算収益：振替供給がないため対象外
- 電気事業雑収益：過去実績の平均や計画積み上げ等に基づき算定
- 預　金　利　息：過去実績の平均に基づき算定（千円未満のため未計上）

(3) 各収益の過去実績の推移

その他収益の過去実績は表 4 -16≪控除収益明細表≫のとおりです。

第５章 事業計画（投資）

1. 全体投資方針(拡充)

投資計画においては、「電力安定供給の確保」および「自然災害への備え」を基本方針とし、長期に亘る安定的な設備機能を維持するとともに、適切かつ効率的な設備形成による供給信頼度の向上に取り組みます。また、国や自治体からの要請工事等についても、着実に取り組んでいきます。

計画策定にあたっては、設備の状況、個別工事の進捗など総合的に勘案し、毎年10年計画を策定しています。

2. 設備拡充計画（連系線・基幹系統）

(1) 拡充方針

ア 広域系統長期方針、広域系統整備計画との整合性

沖縄エリアにおいて、広域系統長期方針や広域系統整備計画に該当する件名が現時点で存在しないことから、関連する案件が発生した場合には適切に計画を計上し対応していきます。

イ 目標計画、前提計画との整合性

目標計画について、当社エリアでは前提計画に基づき将来の再エネ導入量を考慮しても混雑が見込まれないことから、系統混雑に起因する設備拡充計画はなく、需要増想定、供給信頼度向上、経済性等を総合的に勘案し変電所増設工事を着実に進めていきます。

(2) 工事件名一覧および工事内容

連系線に関する工事件名はありません。

基幹系統においては、広域系統長期方針や広域系統整備計画に該当する件名はないものの、以下のとおり、系統の電圧上昇対策のため、分路リアクトルを新設し、供給信頼度の維持を図る件名があります。

表 5-1≪工事件名一覧表≫

件名名称	設備	基本情報					工期	
		目的	概要	物品費（百万円）	工事費（百万円）	投資総額（百万円）	着工（年月）	運開（年月）
西原変電所増強	変電	系統電圧管理対応（信頼度対策）	分路リアクトル新設	242	67	310	202310	202402

3. 設備拡充計画（ローカル系統）

(1) 拡充方針

ア 国が策定する増強規律または当社の設備形成ルール等との整合性

国が策定する増強規律や当社の設備形成ルールに基づき、電源から流通設備末端まで電力系統全体の合理的かつ経済的な設備の整備計画を策定しています。

イ 中長期の投資方針

電力系統全体の合理的かつ経済的な設備形成を図り、長期にわたる電力の安定供給および品質維持ならびに電力系統全体としての効率性を追求した上で、設備投資を行ってまいります。

(2) 工事件名一覧および拡充内容

ア ローカル系統（送電）

ローカル系統における送電設備の主要工事件名一覧は表 ５-2≪主要工事件名一覧表（送電設備）≫のとおりです。

主要工事件名ごとに必要性を十分整理し、現地条件を考慮した適切な設備保守、運用を含めた長期的視点から効率的な設備形成と設備投資抑制の両立を図り、必要な数量や仕様を精査した上で過去の同種工事の実績を参考に積上げ、費用を算定しています。

表 ５-2≪主要工事件名一覧表（送電設備）≫

（百万円）

件名名称	工事概要	着工（年月）	運開（年月）	設備	投資総額（物品費＋工事費）
A116連系工事(送電)	電源対応（系統増強）	202308	202309	ケーブル	53
上間線新設	信頼度対策	202202	202311	ケーブル	2,447
本部半島系統供給信頼度対策工事	信頼度対策	202404	202702	電線	179

イ ローカル系統（変電）

ローカル系統における変電設備の主要工事件名一覧は表 ５-3≪主要工事件名一覧表（変電設備）≫のとおりです。

主要工事件名ごとに必要性を十分整理し、現地条件を考慮した適切な設備保守、運用を含めた長期的視点から効率的な設備形成と設備投資抑制の両立を図り、必要な数量や仕様を精査した上で過去の同種工事の実績を参考に積上げ、費用を算定しています。

表 ５-3≪主要工事件名一覧表（変電設備）≫

（単位：百万円）

件名名称	工事概要	着工（年月）	運開（年月）	設備	投資総額（物品費＋工事費）
安谷屋変電所増設	需要対策（お客さま接続申し込み）	202211	202305	変圧器	79
平安座変電所増設	需要対策（系統増強）	201808	202307	変圧器	58
牧港第一変電所増設	需要対策（お客さま接続申し込み）	202208	202309	変圧器	68
				遮断器	15
A116連系工事（変電）	電源対応（系統増強）	202301	202309	遮断器	15
浦添変電所増設	需要対策（お客さま接続申し込み）	202302	202309	変圧器	81
本部変電所増設	需要対策（お客さま接続申し込み）	202204	202402	変圧器	69
				遮断器	15
新名護変電所増設A	需要対策（お客さま接続申し込み）	202305	202402	変圧器	89
				遮断器	16
与勝変電所増設	需要対策（系統増強）	202210	202403	変圧器	83
松田変電所SC新設	需要対策（系統増強）	202701	202707	遮断器	12

(3) 【その他送変電設備】拡充内容

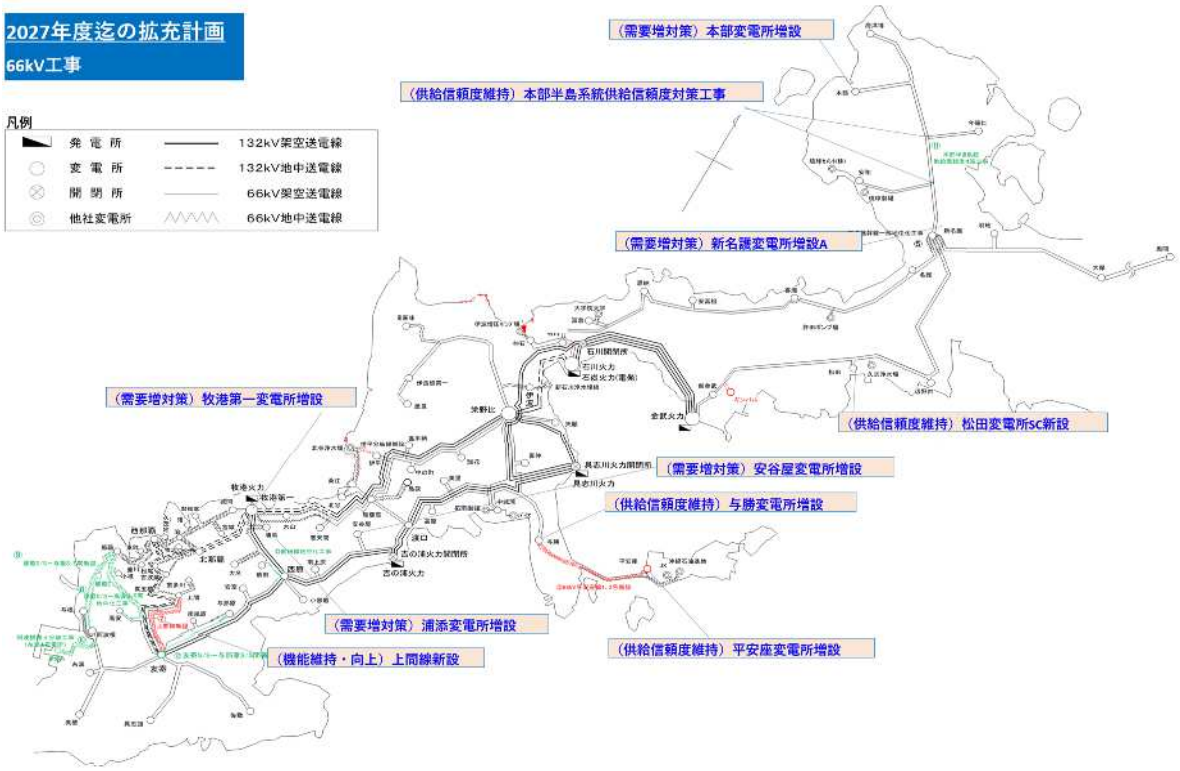
ローカル系統における送変電設備（主要を除く）の主要工事件名一覧は表 5-4≪主要以外の送変電設備一覧表≫のとおりです。

主要工事件名に協調して実施が必要となるため個別件名ごとに必要性を十分整理し、現地条件を考慮した適切な設備保守、運用を含めた長期的視点から効率的な設備形成と設備投資抑制の両立を図り、必要な数量や仕様を精査した上で過去の同種工事の実績を参考に積上げ、費用を算定しています。

表 5-4≪主要以外の送変電設備一覧表≫

（単位：百万円）

区分	主要以外の送変電設備	投資額					
		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	合計
送電設備	電線(22kV以下)、ケーブル(22kV以下)、架空地線、管路、避雷器 碍子、その他	1,700.6	1,973.0	244.3	1,938.7	244.3	6,100.8
変電設備	変圧器(一次電圧22kV以下)、遮断器(VCB)、ガス絶縁開閉装置 調相設備、断路器、計器用変成器、制御盤・保護盤、電力ケーブル 直流電源装置、その他	2,055.3	280.1	248.9	1,036.4	446.6	4,067.1



4. 設備拡充計画（配電系統）

(1) 拡充方針

ア 配電設備形成ルールとの整合性

配電系統の設備拡充計画については、広域機関が策定した業務規程および送配電等業務指針に基づいて制定した配電系統設備形成ルールや配電系統アクセスルール等、また、各種社内規定を踏まえた配電設備全体の合理的かつ経済的な投資計画としています。

イ 中長期の投資方針

エネルギーの安定供給のために自然災害に強い設備形成を図りつつ、コスト構造の抜本的改革も踏まえ、設備投資を行ってまいります。

(2) 主要配電工事の拡充内容

ア 主要配電工事の投資量および投資単価（算定根拠）

① 需要・電源対応

2023 年度～2027 年度の 5 年間においては、表 5-5≪需要・電源対応の投資額見通し≫のとおり算定しています。

需要・電源対応における各種工事の工事費総額・物品費総額について、需要および電源の動向や過去実績等を踏まえて想定しており、需要・電源対応にかかる投資額の見通しは 2023 年度～2027 年度の 5 年間合計で約 151 億円（物品費 86 億円、工事費 65 億円）となっています。

なお、工事物量当たりの単価は当該想定額を計器設置数で割り戻すことで想定しています。

表 5-5≪需要・電源対応の投資額見通し≫

	単位	収入の見通し					合計	平均
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度		
工事物量（計器設置個数）	個	30,788	30,789	30,786	30,786	30,786	153,935	30,787
物品費単価	千円/個	57	54	55	57	57	－	56
工事費単価	千円/個	45	38	39	46	42	－	42
物品費	百万円	1,751	1,675	1,694	1,755	1,764	8,639	1,728
工事費	百万円	1,399	1,165	1,213	1,427	1,294	6,498	1,300

② 無電柱化対応

a.　電線共同溝

2023 年度～2027 年度の 5 年間においては、表 5 -6≪無電柱化(電線共同溝）の投資額見通し≫のとおり算定しています。

約 27.3km の電線共同溝整備を計画しており、1km あたりの想定単価は過去実績に基づき、物品費と工事費の合計で約 1.2 億円としています。

その結果、電線共同溝にかかる投資額の見通しは 2023 年度～2027 年度の 5 年間合計で約 33 億円（物品費約 19 億円、工事費約 14 億円）となっています。

国の無電柱化推進計画に基づき、関係自治体等と合意した路線等について各道路管理者の道路工事状況や、当社の施工力・施工時期を加味した工事計画としています。

表 5 -6≪無電柱化(電線共同溝） の投資額見通し≫

	単位	収入の見通し					合計	平均
		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度		
工事物量 (整備距離)	km	4.02	5.82	5.82	5.82	5.82	27.28	5.46
物品費単価	百万円/km	71	71	71	71	71	－	71
工事費単価	百万円/km	50	50	50	50	50	－	50
物品費	百万円	285	412	412	412	412	1,935	387
工事費	百万円	202	292	292	292	292	1,371	274

b.　単独地中化

2023 年度～2027 年度の 5 年間においては、表 5 -7≪無電柱化(単独地中化）の投資額見通し≫のとおり算定しています。

1.8km の単独地中化を計画しており、1km あたりの想定単価は電線共同溝単価の 3.2 倍と想定し、物品費と工事費の合計で約 3.9 億円としています。

その結果、単独地中化にかかる投資額の見通しは 2023 年度～2027 年度の 5 年間合計で約 7 億円（物品費約 2 億円、工事費約 5 億円）となっています。

電力レジリエンス向上に資する取り組みとして、電線管理者自らが行う無電柱化（単独地中化）を新たに計画しています。

表 5-7≪無電柱化(単独地中化）の投資額見通し≫

	単位	収入の見通し					合計	平均
		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度		
工事物量(整備距離)	km	0.18	0.27	0.45	0.45	0.45	1.80	0.36
物品費単価	百万円/km	120	120	120	120	120	－	120
工事費単価	百万円/km	266	266	266	266	266	－	266
物品費	百万円	22	32	54	54	54	216	43
工事費	百万円	48	72	120	120	120	478	96

(3) 主要配電工事以外の拡充内容

ア 配電工事（主要配電工事を除く）一覧

主要配電工事以外の拡充計画としては、信頼度対策工事（連絡線工事)、スイッチングに伴う計器工事等、様々な種類の工事を計画しています。

表 5-8≪配電工事（主要配電工事以外）≫

分類		工事内容
拡充投資	主要配電工事以外（その他）	・信頼度対策工事（連絡線工事） ・スイッチングに伴う計器工事　など

イ 配電工事(主要配電工事を除く。）の投資費用および工事ごとの算定根拠

投資額は、過去実績の平均や計画の積み上げにより算定しており、2023 年度～2027 年度の 5 年間合計で約 57 億円となっています。

表 5-9≪主要配電工事以外の投資額見通し≫

（百万円）

工事内容	収入の見通し					合計	平均
	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度		
信頼度対策工事(連絡線工事)　など	1,708	1,161	1,006	844	950	5,669	1,134

5. 全体投資方針（保全）

(1) 保全方針

高経年設備の維持・更新については、系統利用者の負担抑制やレジリエンスを確保する観点から、既存設備の有効活用と共に強靱化等も考慮します。また、コストを効率化するためにアセットマネジメント手法に基づく現状程度のリスク水準の維持、劣化状況や費用および工事量の平準化を考慮した上で計画を検討し、着実に推進してまいります。

(2) 各リスク量算定対象設備のリスク量合計値

ガイドラインに基づき算定した 9 品目合計のリスク量推移は図 5-1≪9 品目合計のリスク量推移≫のとおりです。

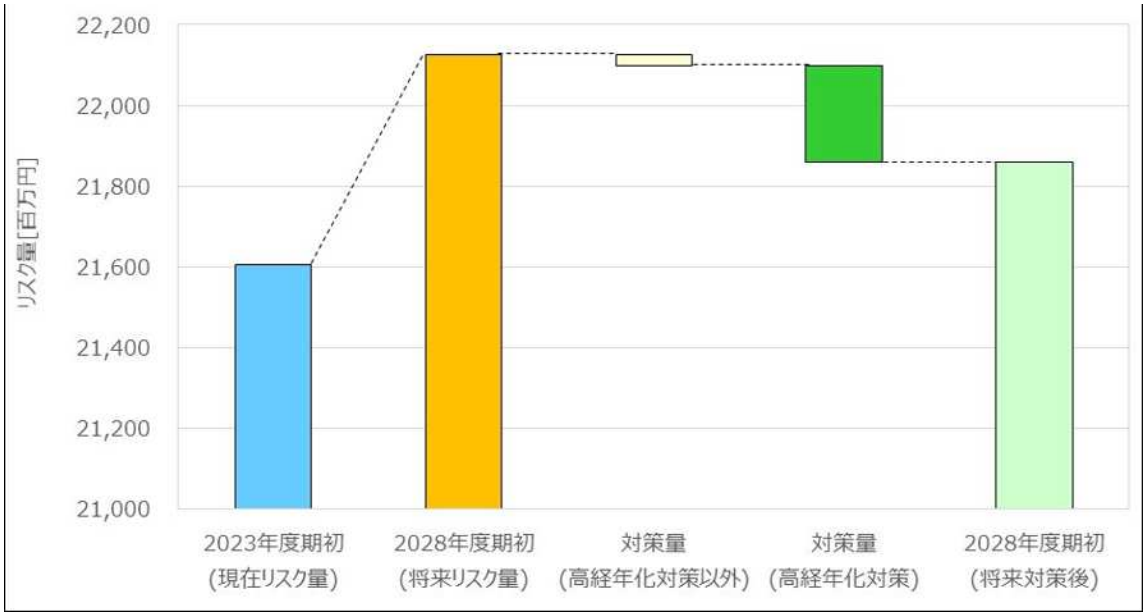
現在リスク量(2023 年度)に対し、高経年化対策等を実施後の将来リスク量(2027 年度）は期初の水準を維持できない結果となっています。

コンクリート柱および配電ケーブルにおける現状の施工力不足が主な要因ですが、費用負担を勘案しながら、リスク量の低減に取り組んでいきます。

図 5-1≪9 品目合計のリスク量推移≫

(百万円)

現在リスク量	将来リスク量	対策量 (高経年化対策以外※)	対策量 (高経年化対策)	将来対策後
21,605	22,124	25	241	21,859



※リスク算定における高経年化対策以外：拡充工事・単独除却・他律工事が該当

6. 設備保全計画（連系線・基幹系統・ローカル系統）

(1) リスク量算定対象設備

ア 高経年化設備更新ガイドラインを踏まえた第 1 規制期間におけるリスク量算定結果

基幹系統･ローカルの高経年化対策の物量は表 5 -10≪高経年化対策の物量≫のとおりです。

表 5 -10≪高経年化対策の物量≫

電圧区分	工務電線 (km(回線延長))	工務ケーブル (km(回線延長))	鉄塔 (基)	変圧器 (台)	遮断器 (台)
110～154kV	3	1	4	3	0
66・77kV	36	15	2	14	15

イ 中長期の投資方針

中長期計画については、高経年化設備更新ガイドラインに加え、従来からの各品目における当社の地域特性を反映した取替年数や施工力を踏まえた中長期的な平準化物量を織り込んで計画を策定しています。

今後、ガイドラインの故障確率や故障影響度に取り込めていない各社の技術的知見については、広域機関と協力してガイドランを更新することで反映されていくものと考えており、第 2 規制期間に向けて引き続き検討してまいります。

ウ 設備毎の各種検討結果(物量分布、課題事項、更新物量、リスク量・更新物量の推移)

① 鉄塔

鉄塔においては、物量分布は図 5 -2≪鉄塔の物量分布≫のとおりとなっており、1970 年代、1990 年代、2000 年代に多くの鉄塔建設が行われています。このため、これらの設備取替を迎えるタイミングで、リスク量が急激に上昇していく可能性があります。なお、標準期待年数に基づいた更新年度の分布図は図 5 -3≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫となっています。

ガイドラインに基づき、第 1 規制期間においてのリスク量および工事物量を算定した結果、当社鉄塔は経年数が比較的浅い(弊社最長経年数約 50 年程度/標準期待年数 120 年) ことから更新対象となる鉄塔はありません。また、リスク量も現状水準を維持することを確認しました。

第 1 規制期間における更新物量については、塩害による主脚材の腐食が著しい鉄塔への対応、関連設備との協調工事および、移設要請に伴う対応によるものを想定しています。

また、第 2 規制期間においては、中長期計画との整合を図り、施工力を踏まえた上で、工事の前倒しを検討していきます。

ガイドラインに基づき今後 30 年程度のリスク量を算定した結果、施工力等を考慮すると現状リスクを維持する物量の工事計画を策定することは難しいものの、長期リスクの算定は現状設備の状態で、長期的な試算を行うことから精緻な算定

が難しく、かつ、長期にわたる現状リスク維持が必ずしも適切とは言えない中で、長期リスクが増加することのみで、物量・施工力等を積み増すのではなく、現時点で対応可能な現実的な物量（年間 10 基程度）で中長期計画を作成しています(表 5 -11≪更新物量≫)。

図 5 -2≪鉄塔の物量分布≫

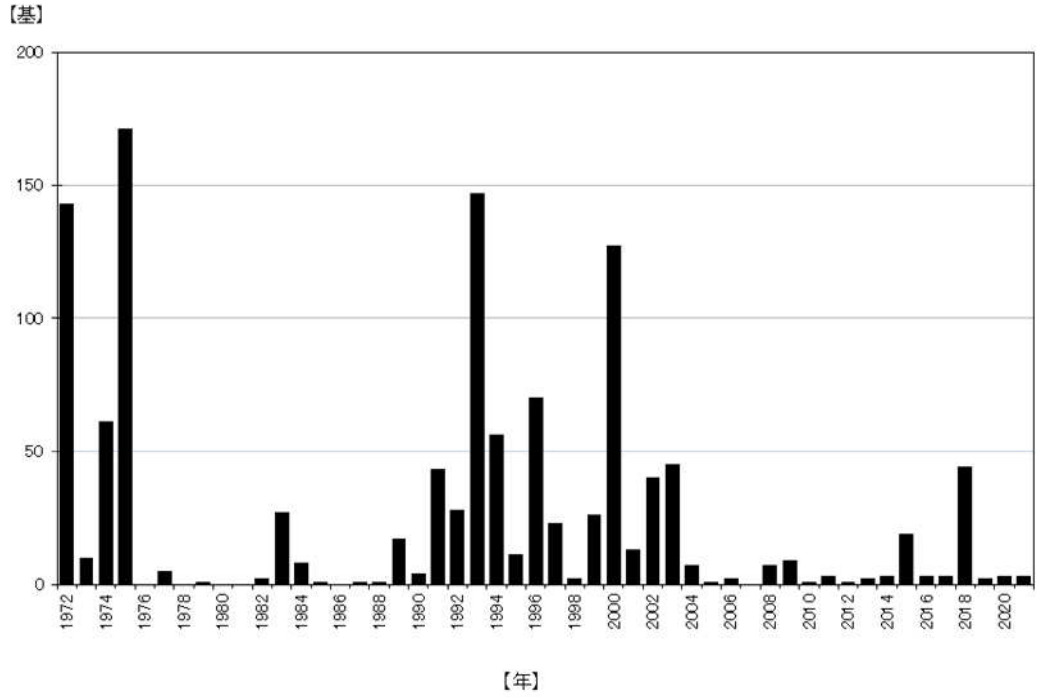


図 5 -3≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫

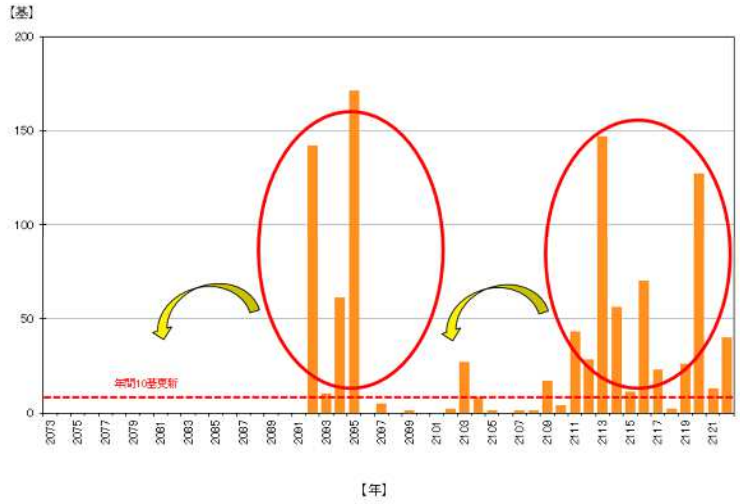


図　５-4≪中長期計画・リスク量算定結果≫

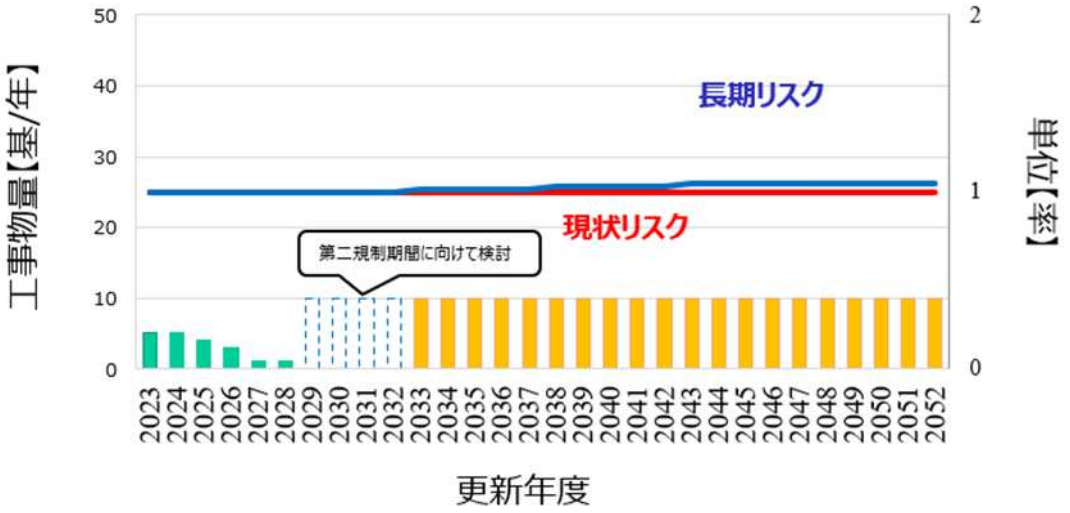


表　５-11≪更新物量≫

（基）

更新投資 （リスク量算定対象設備）		工事物量（実績） （2017~2021）	工事物量 （2023~2027）
基幹系統	高経年化対策	0	4
	高経年化対策以外※	4	5
ローカル系統	高経年化対策	43	2
	高経年化対策以外※	2	6

※高経年化対策以外：他律工事が該当

図　５-5≪連系線・基幹系統(5ヶ年度合計)≫

図　５-6≪ローカル系統(5ヶ年度合計)≫

② 電線

工務電線においては、物量分布が図 5 -7≪電線の物量分布≫のとおりとなっており、鉄塔と同様、1972 年の会社設立以降に積極的な電力系統の増強が進められたことから、最も古い架空送電線が経年約 50 年で、1970 年代、1990 年代、2000 年代に多く設置されています。なお、標準期待年数に基づく取替想定時期の分布図は図 5 -8≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫となっています。

ガイドラインに基づき、第 1 規制期間においてのリスク量および工事物量を算定した結果、弊社架空送電線は経年数が比較的浅い(弊社最長経年数約 50 年程度/標準期待年数 108 年 ※ACSR/AC 系）ことに起因し更新対象となる架空送電線はありません。また、リスク量も現状水準を維持することを確認いたしました。

第 1 規制期間においての更新物量については、既に工事に取り掛かっている線路単位での張替や劣化等による張替および、行政からの移設要請に伴う対応によるものを予定しています。(表 5 -12≪更新物量≫）

第 2 規制期間においては該当する更新物量が無かった事から計画物量は反映がありません。2028 年度～2032 年度の工事量については、第 2 規制期間にむけて中長期算定との整合性を考慮し、施工力を踏まえた工事の前倒しについても検討していくこととします。また電線張替において、同調工事が可能な鉄塔移設工事は、電線の経年時期や工事効率化(停止調整、同時施工）も勘案した工事計画を実施してまいります。

ガイドラインに基づき今後 30 年程度のリスク量を算定した結果、想定されるリスク量は現状水準と同等であることが確認できました。なお、長期リスクの算定は現状設備の状態で、試算を行うことから精緻な算定が難しく、コストも踏まえた適正なリスク量水準の検討を対応可能な現実的な物量（年間 6km 程度）で物量分布、リスク量算定結果を踏まえた中長期計画を作成しています(図 5 -9≪中長期計画・リスク量算定結果≫）

図　5 -7≪電線の物量分布≫

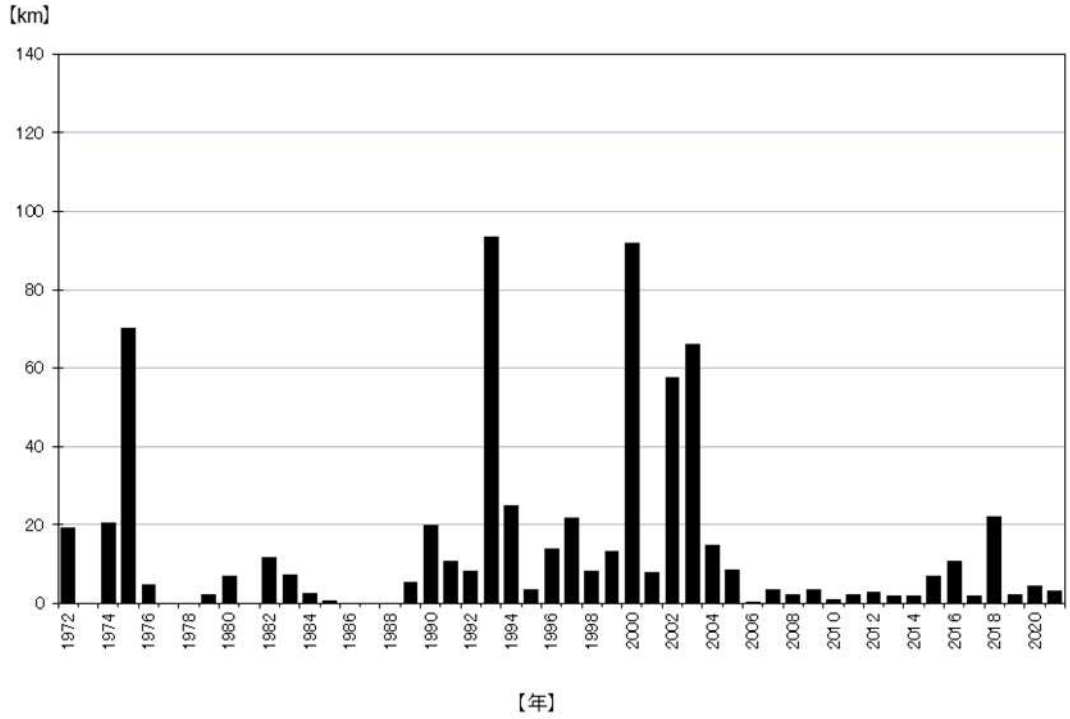


図　5 -8≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫

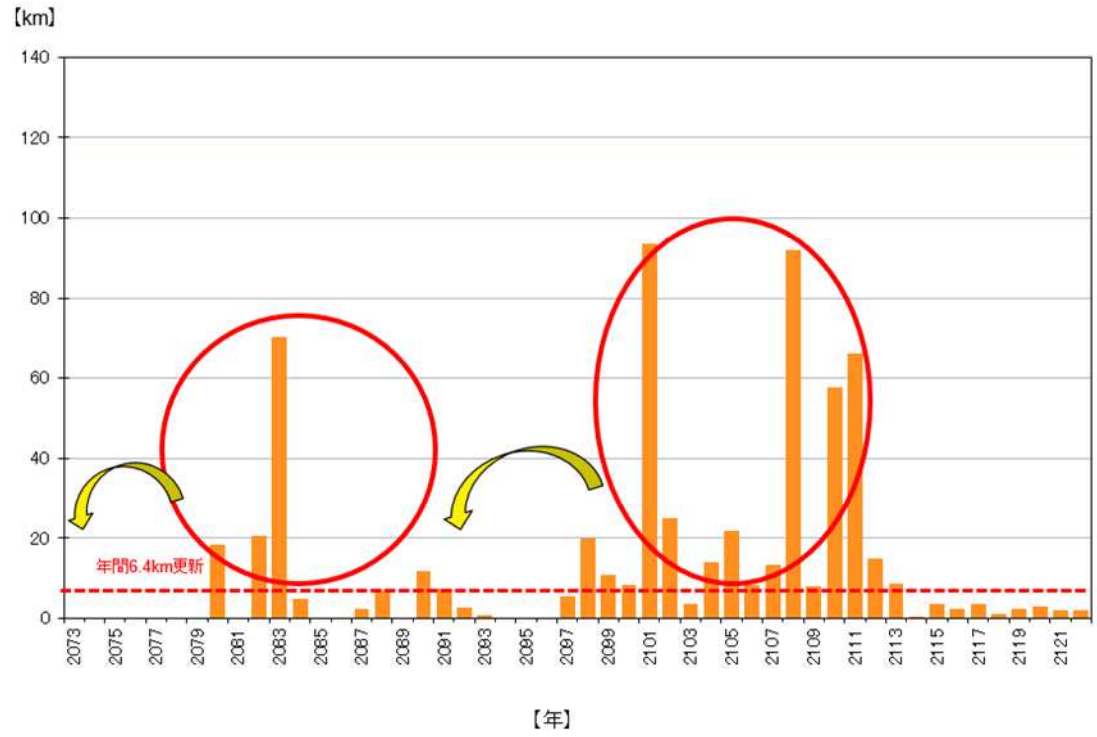


図　5-9≪中長期計画・リスク量算定結果≫

表　5-12≪更新物量≫

(km)

更新投資 （リスク量算定対象設備）		工事物量（実績） (2017~2021)	工事物量 (2023~2027)
基幹系統	高経年化対策	0	3
	高経年化対策以外※	3	3
ローカル系統	高経年化対策	28	36
	高経年化対策以外※	1	2

※高経年化対策以外：他律工事が該当

図　5-10≪連系線・基幹系統(5ヶ年度合計)≫

図　5-11≪ローカル系統(5ヶ年度合計)≫

③ ケーブル

工務ケーブルにおいては、物量分布が図 5 -12≪ケーブルの物量分布≫のとおりとなっており、このうち OF ケーブルについては、保守性の高い CV ケーブルへ全線取替計画を策定しています。取替計画については、油中ガス分析結果より劣化兆候が見られる線路と同時期に布設された線路（経年 40 年）を基準として策定しています。

CV ケーブルについては、ガイドラインに基づき取替計画を策定しています。なお、取替計画にあたっては、他設備との同調工事による工事費低減も考慮しています。

一方で、他社の絶縁破壊事故を受け、同等仕様であるＣＶケーブルについては、優先的に更新計画を策定しています。

ガイドラインを参考に今後 30 年程度のリスク量を算定した結果、工務ケーブルは現状リスクからの乖離は比較的小さい範囲に収まっている状況です。なお、2028 年度～2032 年度頃にかけての長期リスクが高くなっている点ついては、関連設備との同調工事（工事費低減のため）により、後ろ倒しとしたことが要因です。長期リスクの算定は現状設備の状態で、試算を行うことから精緻な算定が難しく、かつ、長期にわたる現状リスク維持が必ずしも適切とは言えない中で、2028～2032 年度以外は長期リスクと現状リスクの乖離が結果的に小さい範囲に収まっており、現時点では対応可能な物量として年間 10km 程度を上限としています。今後も長期的な工事量の平準化を図りながら計画を策定してまいります。（図 5 -13≪期待年数に基づく更新年度≫、図 5 -14≪中長期計画≫）。

中長期計画、物量分布、リスク量算定結果を踏まえた、第 1 規制期間の工務ケーブルの更新物量は表 5 -13≪更新物量≫のとおりです。

図 5 -12≪ケーブルの物量分布≫

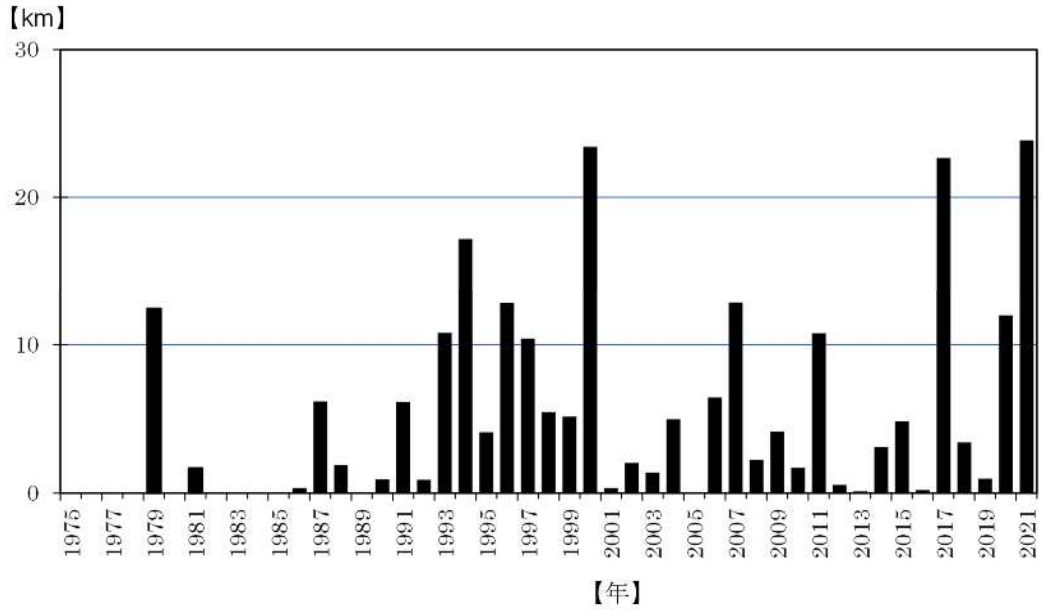


図　5 -13≪期待年数に基づく更新年度≫

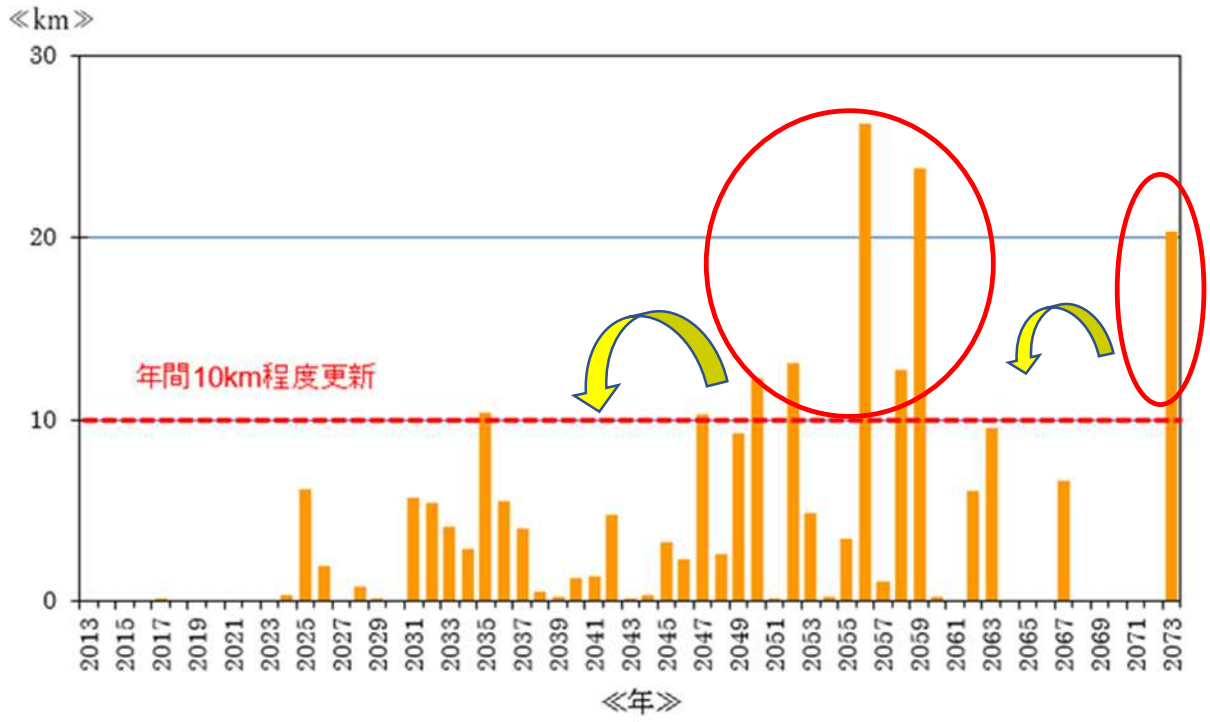


図　5 -14≪中長期計画≫

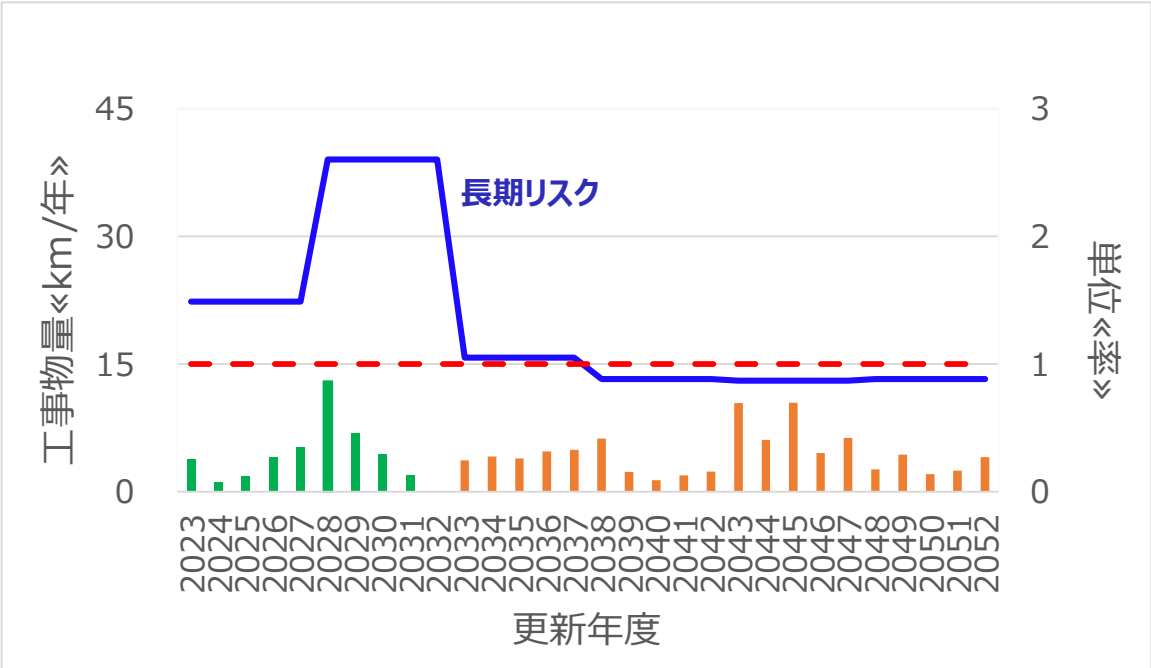


表 5-13≪更新物量≫

(km)

更新投資 (リスク量算定対象設備)		工事物量（実績） (2017~2021)	工事物量 (2023~2027)
基幹系統	高経年化対策	0	1
	高経年化対策以外※	0	0
ローカル系統	高経年化対策	5	15
	高経年化対策以外※	0.6	8

※高経年化対策以外：他律工事が該当

図 5-15≪連系線・基幹系統(5 ヶ年度合計)≫

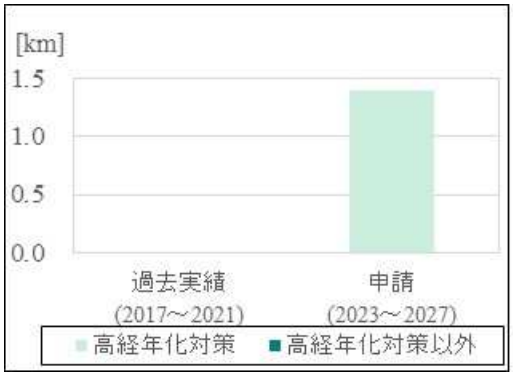


図 5-16≪ローカル系統(5 ヶ年度合計)≫

④ 変圧器

変圧器においては、物量分布が図 5-17≪変圧器の物量分布≫のとおりとなっており、1990 年代が建設のピークになっています。このため、これらの設備取替を迎えるタイミングで、リスク量が急激に上昇していく可能性があります。

中長期計画、物量分布、リスク量算定結果を踏まえた、第 1 規制期間の変圧器の更新物量は表 5-14≪更新物量≫となっています。

ガイドラインに基づき、10 社共通の標準期待年数による更新年度分布を策定(図 5-18≪期待年数に基づく更新年度≫）し、2027 年度～2033 年度までの年間更新量の目安を平均 3 台/年としていますが、新増設件名が減少する 2034 年度より設備更新量を増加させていき、平均 5 台/年の更新を行う計画です。

変圧器の中長期におけるリスク量は、現状リスクからの乖離は比較的小さい範囲に収まっている状況です。長期リスクの算定は現状設備の状態で試算を行うことから、精緻な算定が難しく、かつ、長期にわたる現状リスク維持が必ずしも適切とは言えない中で、長期リスクと現状リスクの乖離が結果的に小さい範囲に収まっているものであり、現時点では年間で対応可能な物量（年間 5 台程度を上限）で計画的に中長期計画を作成しています(図 5-19≪中長期計画≫)。

図　5 -17≪変圧器の物量分布≫

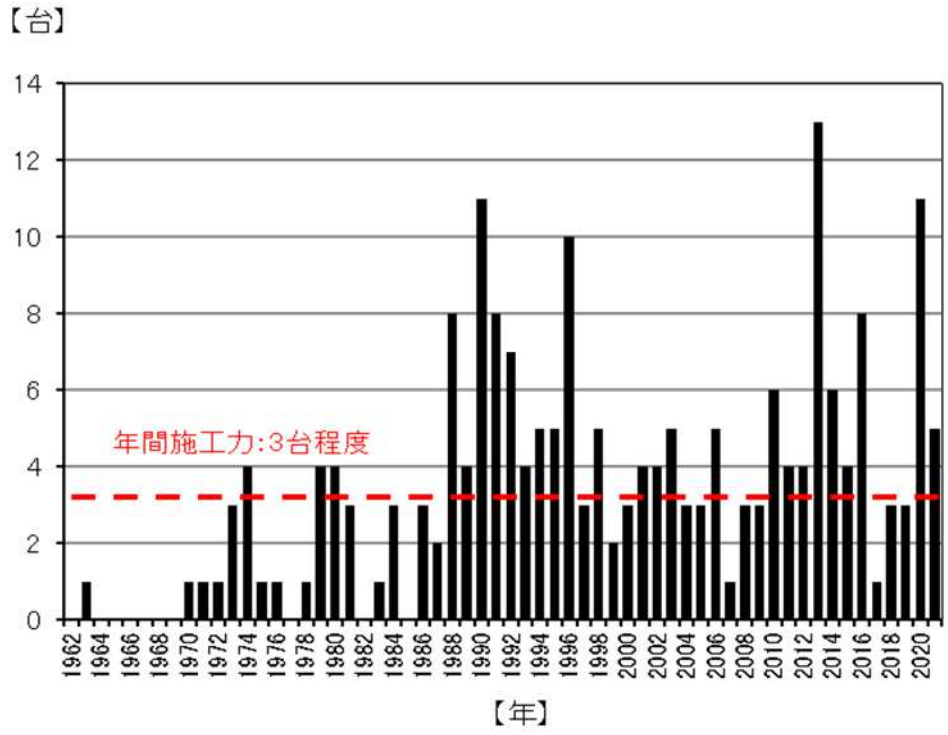


図　5 -18≪期待年数に基づく更新年度≫

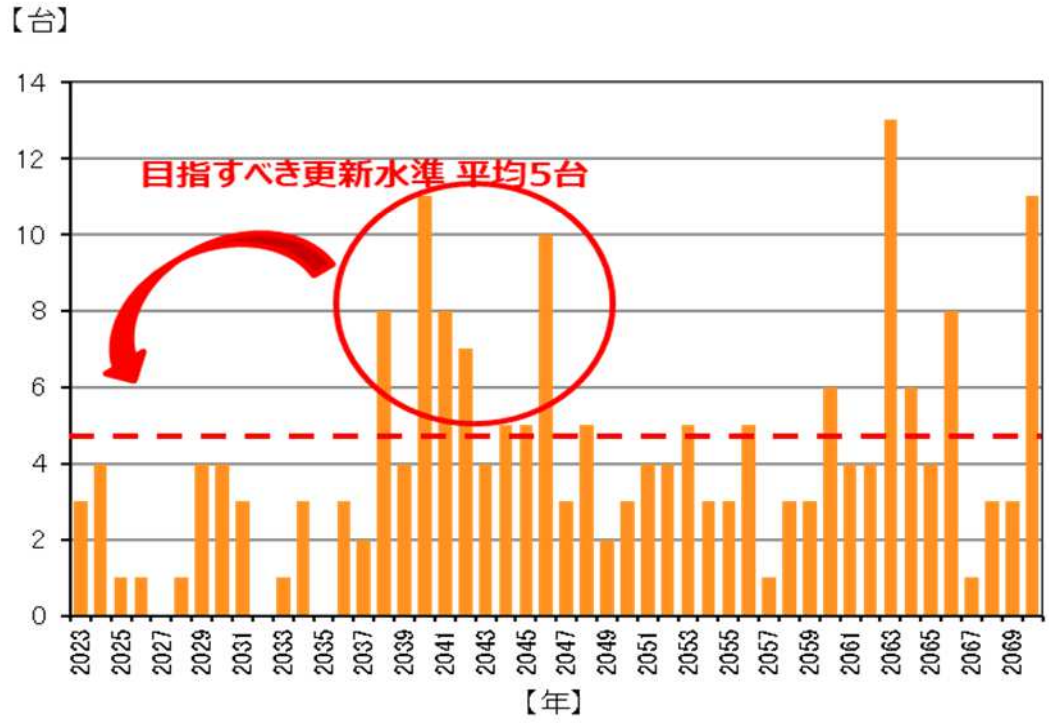


図　5 -19≪中長期計画≫

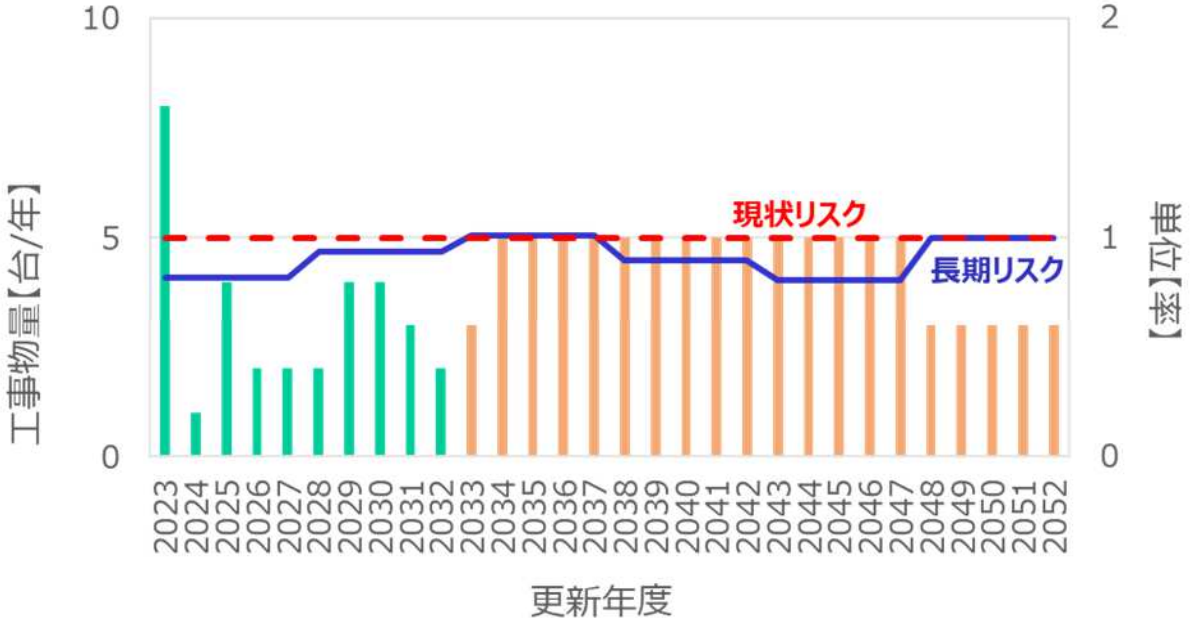


表　5 -14≪更新物量≫

（台）

更新投資 （リスク量算定対象設備）		工事物量（実績） （2017~2021）	工事物量 （2023~2027）
基幹系統	高経年化対策	1	3
	高経年化対策以外※	0	0
ローカル系統	高経年化対策	12	14
	高経年化対策以外※	4	0

※高経年化対策以外：他律工事が該当

図　5 -20≪連系線・基幹系統(5 ヶ年度合計)≫

図　5 -21≪ローカル系統(5 ヶ年度合計)≫

⑤ 遮断器

遮断器においては、物量分布が図　5 -22≪遮断器の物量分布≫のとおりとなっており、1980 年代～1990 年代が建設のピークになっています。このため、これらの設備取替を迎えるタイミングで、リスク量が急激に上昇していく可能性があります。なお、標準期待年数に基づいた更新年度の分布図は図　5 -23≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫となっています。

中長期計画、物量分布、リスク量算定結果を踏まえた、第 1 規制期間の遮断器の更新物量は表　5 -15≪更新物量≫となっています。

遮断器の中長期におけるリスク量は、今後、物量分布のピークにより多少の増加はあるものの、概ね現在リスク量とかわらず推移し、乖離は比較的小さい範囲に収まっている状況です。なお 2025 年度から 2029 年度の工事物量は関連設備との同調工事により多くなっています。

長期リスクの算定は現状設備の状態で、試算を行うことから精緻な算定が難しく、かつ、長期にわたる現状リスク維持が必ずしも適切とは言えない中で、長期リスクと現状リスクの乖離が結果的に小さい範囲に収まっているものであり、年間で対応可能な物量（年間 3 台程度を上限）で計画的に中長期計画を作成しています(図 5 -24≪中長期計画・リスク量算定結果≫)。

図　5 -22≪遮断器の物量分布≫

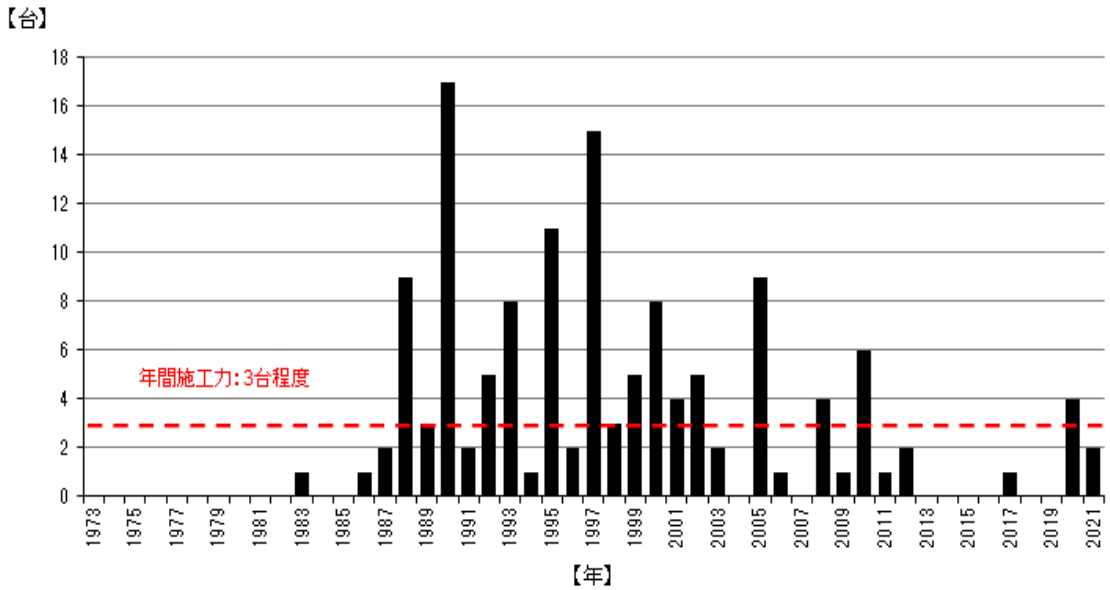


図　5 -23≪標準期待年数に基づく更新年度の分布図≫

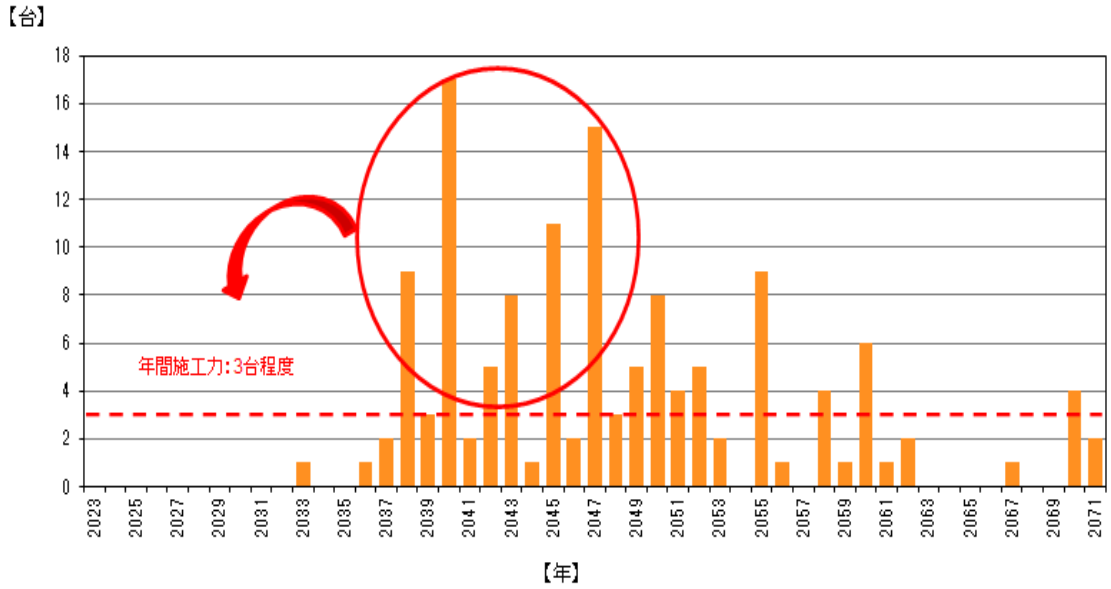


図　5 -24≪中長期計画・リスク量算定結果≫

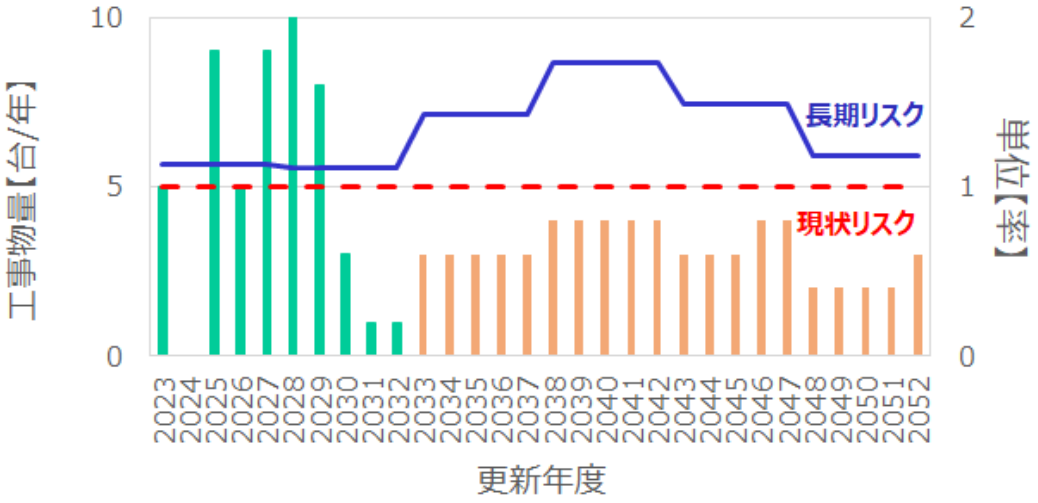


表 5-15≪更新物量≫

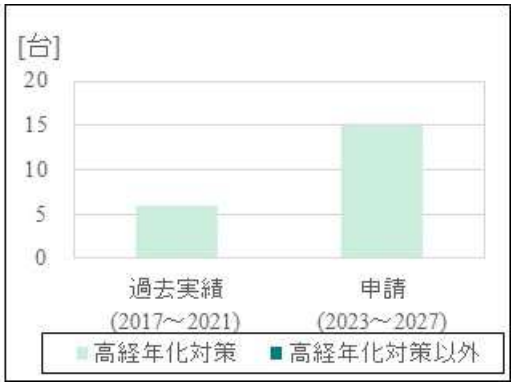
（台）

更新投資 （リスク量算定対象設備）		工事物量（実績） （2017~2021）	工事物量 （2023~2027）
基幹系統	高経年化対策	0	0
	高経年化対策以外※	0	0
ローカル系統	高経年化対策	6	15
	高経年化対策以外※	0	0

※高経年化対策以外：他律工事が該当

図 5-25≪連系線・基幹系統(5 ヶ年度合計)≫

図 5-26≪ローカル系統(5 ヶ年度合計)≫



エ リスク量算定対象設備の投資額（物品費・工事費等の算定根拠）

工務設備の投資では、案件の必要性、価格や物量の妥当性、コスト削減を反映した上で算定しています。

物品費については、過去の契約実績単価等を基に算定した上で、物品毎の仕様統一や共同調達等による価格の低減を反映しています。

工事費については、過去実績やコスト削減を反映した上で算定しています。

表 5-16≪リスク量算定対象設備の投資額≫

（百万円）

設備		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
基幹系統	鉄塔	177	131	505	0	0
	架空送電線	72	45	71	0	0
	地中ケーブル	0	0	567	0	0
	変圧器	0	503	248	0	0
	遮断器	0	0	0	0	0
ローカル系統	鉄塔	84	22	254	197	0
	架空送電線	280	191	263	236	13
	地中ケーブル	1,191	480	366	3,069	1,084
	変圧器	773	0	136	151	126
	遮断器	26	15	46	41	162

(2) リスク量算定対象外設備

ア 更新投資方針

第 1 規制期間では、各設備の物量分布に基づく更新物量水準やリスク量算定対象設備との同調工事、基幹系統整備等も含めた電工の施工力などを考慮し、計画を策定しています。

イ 中長期の投資方針

第 2 規制期間以降のリスク量算定対象設備の拡大を踏まえ、アセットマネジメントシステムで管理していくなど、確実かつ効率的な更新計画を策定してまいります。

ウ 設備一覧および投資額と算定根拠

主なリスク量算定対象外設備は表 5 -18≪設備一覧≫のとおりです。

投資額については、社内単価および過去実績等を基に現地条件を考慮して算出しています。

表 5 -17≪リスク量算定対象外設備の投資額≫

（百万円）

設備		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
基幹系統	送電設備	329	109	341	562	511
	変電設備	109	1,259	117	79	65
ローカル系統	送電設備	184	1,029	241	8,425	495
	変電設備	2,677	2,162	1,926	1,862	1,170

表 5 -18≪設備一覧≫

送電設備	がいし、架線金具類、管路　等
変電設備	キュービクル、断路器、リレー、TC 類、リアクトル、コンデンサ、変流器、整流器、蓄電池　等

7. 設備保全計画（配電）

(1) リスク量算定対象設備

ア 高経年化設備更新ガイドラインを踏まえた第 1 規制期間におけるリスク量算定結果

配電系統の高経年化対策の物量は表 5 -19≪高経年化対策の物量≫のとおりです。

表 5 -19≪高経年化対策の物量≫

コンクリート柱（本）	配電線(高圧線)（km(電線延長)）	配電線(低圧線)（km(電線延長)）	配電ケーブル（km(電線延長)）	柱上変圧器（台）
4,675	263	187	5	4,405

イ 中長期の投資方針

中長期計画については、高経年化設備更新ガイドラインに加え、従来からの各品目における当社の地域特性を反映した規格に基づく取替年数や、当社施工力を踏まえ、表 5 -20≪各品目の中長期的な平準化物量≫のとおり中長期的な平準化物量を織り込んで計画を策定しています。

今後、ガイドラインの故障確率や故障影響度に取り込めていない各社の技術的知見については、広域機関と協力してガイドラインを更新することで反映されていくものと考えており、第 2 規制期間に向けて、引き続き検討していきます。

図 5 -27≪更新年度の分布イメージ図≫

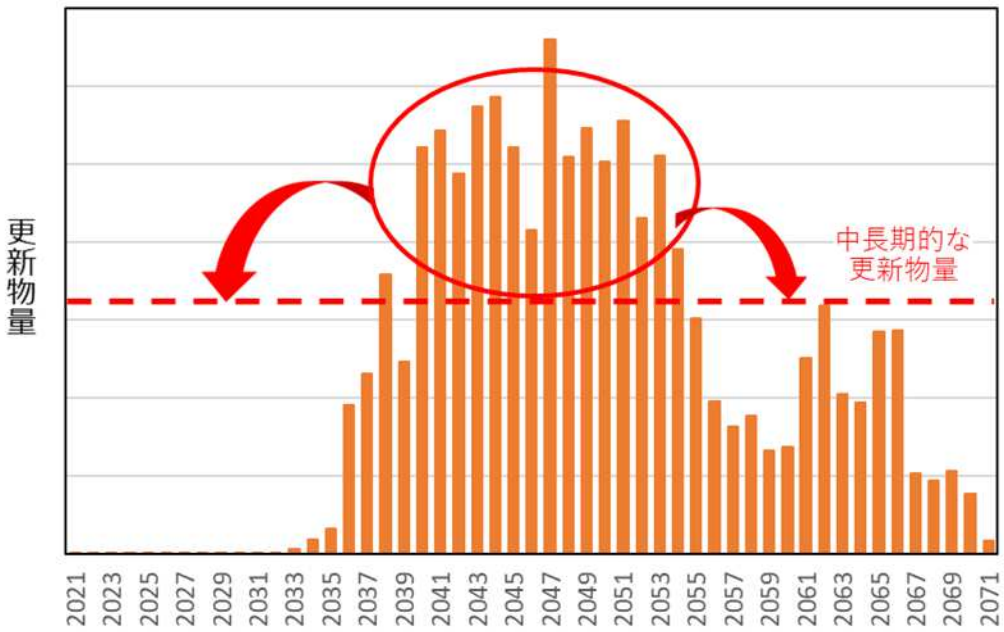


表 5 -20≪各品目の中長期的な平準化物量≫

設備区分	品目	単位	更新物量
配電設備	電柱	(本/年)	4,538
	電線	(km/年)	817
	ケーブル	(km/年)	11
	柱上変圧器	(台/年)	3,806

ウ　設備毎の各種検討結果(物量分布、課題事項、更新物量、リスク量・更新物量の推移)

① コンクリート柱

コンクリート柱の更新時期を示す物量分布は図　5-28≪コンクリート柱の物量分布≫ 図　5-29≪期待年数に基づく更新年度≫のとおりとなります。当社管内においては、人口増に伴う供給申込の想定や再生可能エネルギーの拡大に伴い、一定数の供給工事件数が見込まれることから、設備更新の施工力の確保に取り組む必要があります。そのため、第１規制期間においては、施工力に基づく更新計画を策定しています。

中長期的なリスク量は図　5-30≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫のとおり増大傾向にあり、リスク量を抑止するため更新物量を増加させていきます。施工力確保と工事効率化について、各社の技術的知見の反映などにより課題解消できるよう、引き続き広域機関と協力して検討していきます。

図　5-28≪コンクリート柱の物量分布≫ 図　5-29≪期待年数に基づく更新年度≫

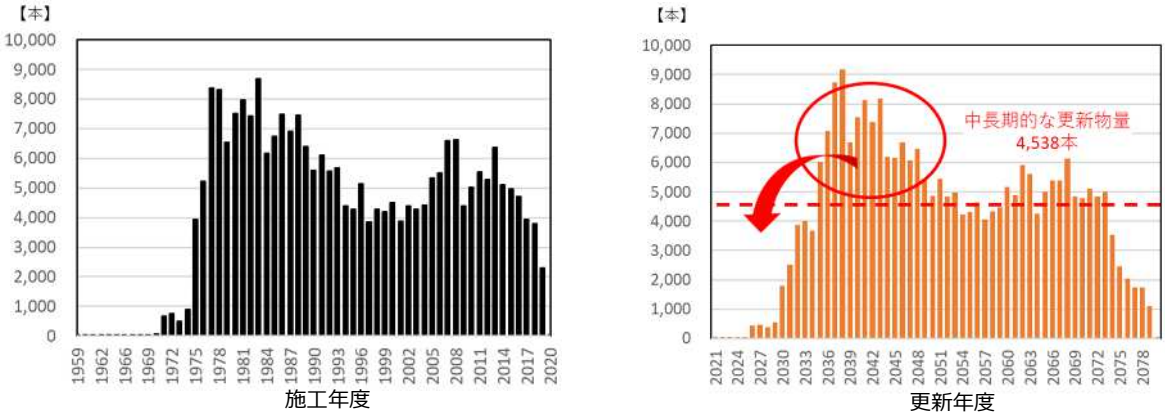
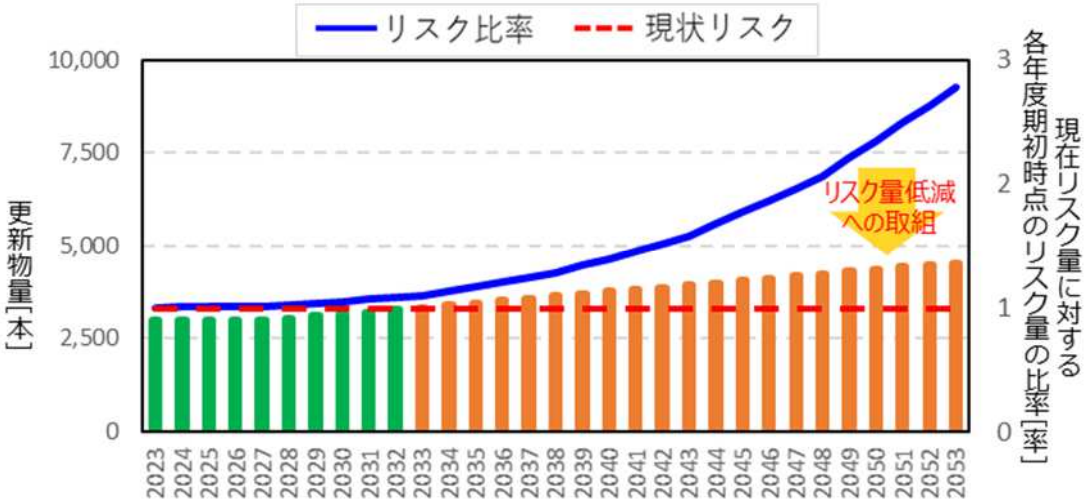


図　5-30≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫



② 配電電線

配電電線の更新時期を示す物量分布は図　5 -31≪配電電線の物量分布≫図　5 -32≪期待年数に基づく更新年度≫のとおりです。配電電線については、コンクリート柱などの他設備の工事に合わせて同時工事するなど、効率的な更新を進めることによりリスク量を抑止できる想定となっており、第 1 規制期間においては、過年度実績に基づく更新物量から更新計画を策定しています。

中長期的なリスク量は図　5 -33≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫のとおり現状水準が維持される想定ですが、配電線設置総数に基づく長期的な更新物量を施工できるよう、施工力確保と工事効率化について、各社の技術的知見の反映など、引き続き広域機関と協力して検討していきます。

図　5 -31≪配電電線の物量分布≫

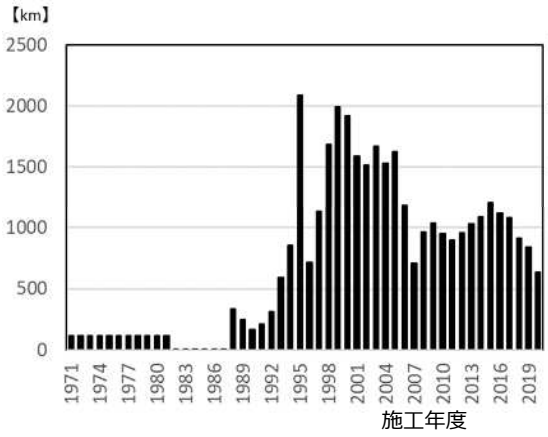


図　5 -32≪期待年数に基づく更新年度≫

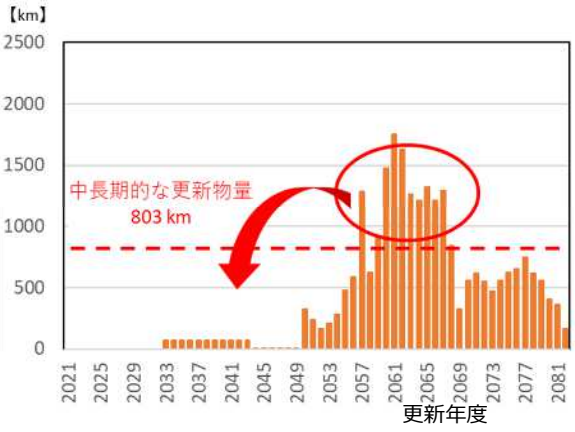
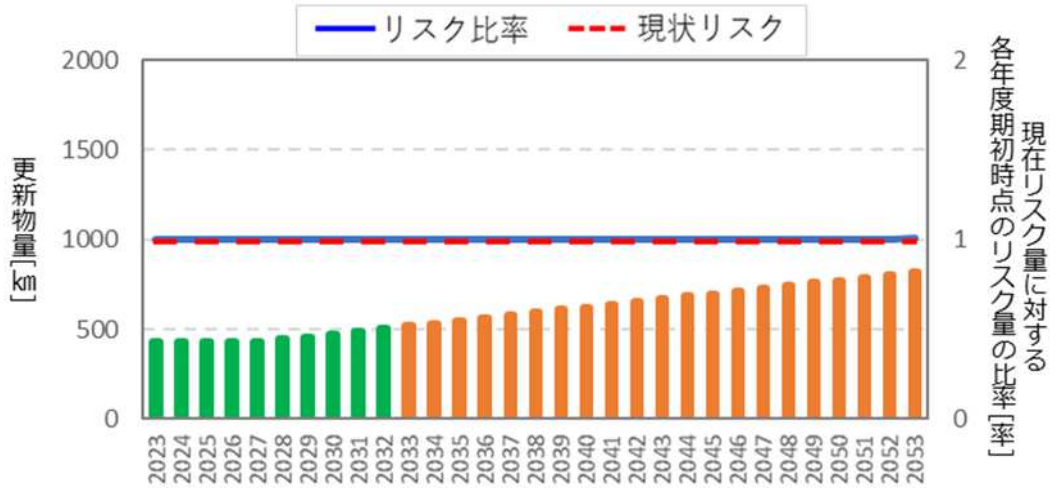


図　5 -33≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫



③ 配電ケーブル

配電ケーブルの更新時期を示す物量分布は図　5 -34≪配電ケーブルの物量分布≫　　図　5 -35≪期待年数に基づく更新年度≫のとおりです。当社配電ケーブルについては 1970 年代に増強した設備の更新時期を迎えますが、経年劣化による更新実績が少ない状況にあり、過去実績を上回る更新物量については施工力の確保に取り組む必要があります。そのため、第 1 規制期間においては、過年度実績に基づく施工力から更新計画を策定しています。

中長期的なリスク量は図　5 -36≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫のとおり増大傾向にあり、リスク量を抑止するため更新物量を増加させていきます。施工力確保と工事効率化について、各社の技術的知見の反映などにより課題解消できるよう、引き続き広域機関と協力して検討していきます。

図　5 -34≪配電ケーブルの物量分布≫

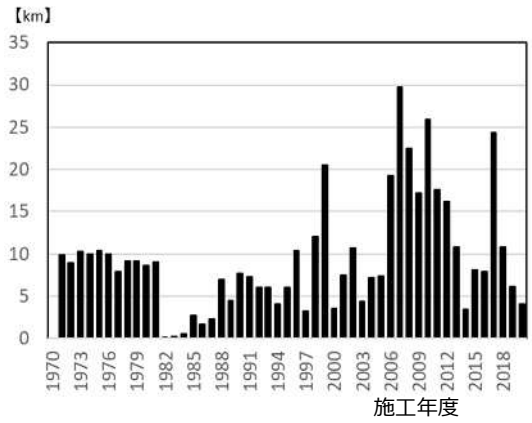


図　5 -35≪期待年数に基づく更新年度≫

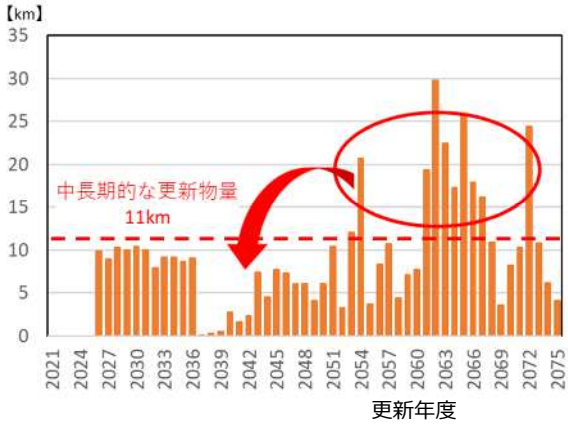
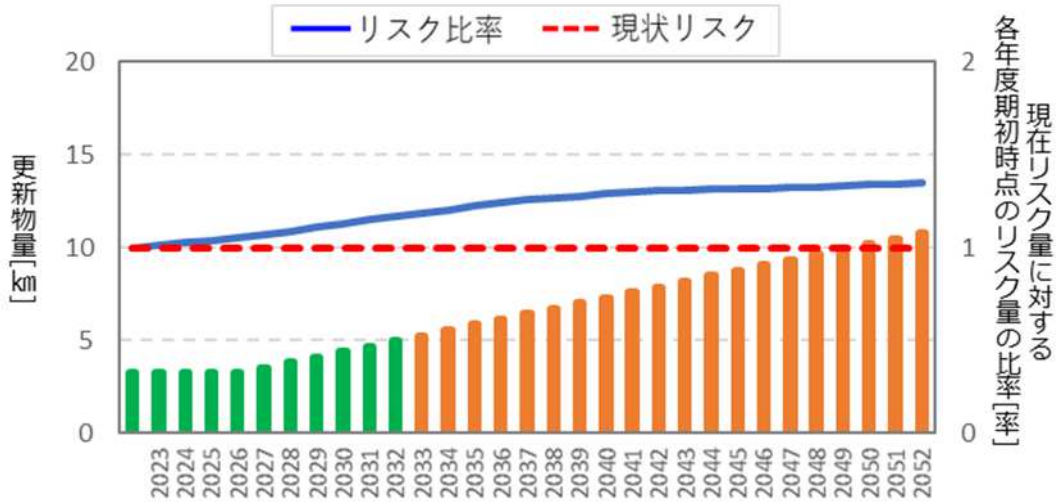


図　5 -36≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫



④ 柱上変圧器

柱上変圧器の更新時期を示す物量分布は図　5 -37≪柱上変圧器の物量分布≫図　5 -38≪期待年数に基づく更新年度≫のとおりです。当社柱上変圧器は塩害の影響を受けやすい環境にあることから、耐重塩害仕様を採用しており、設備の長期運用が可能となっています。そのため、第 1 規制期間においては、過年度実績に基づく更新物量から更新計画を策定しています。

中長期的なリスク量は図　5 -39≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫のとおり現状水準が維持される想定ですが、変圧器設置総数に基づく長期的な更新工事量を維持できるよう、施工力確保と工事効率化について、各社の技術的知見の反映など、引き続き広域機関と協力して検討していきます。

図　5 -37≪柱上変圧器の物量分布≫

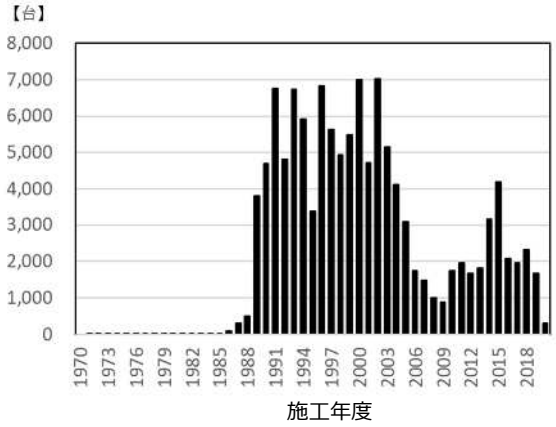


図　5 -38≪期待年数に基づく更新年度≫

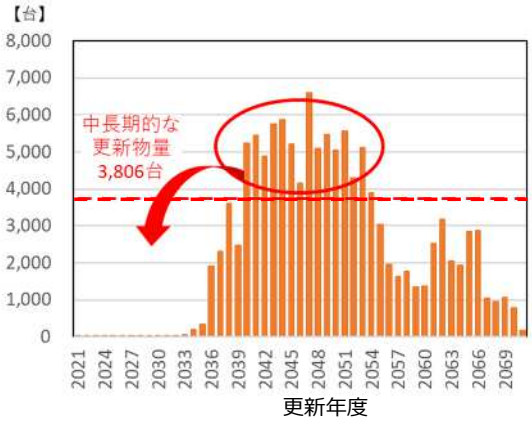
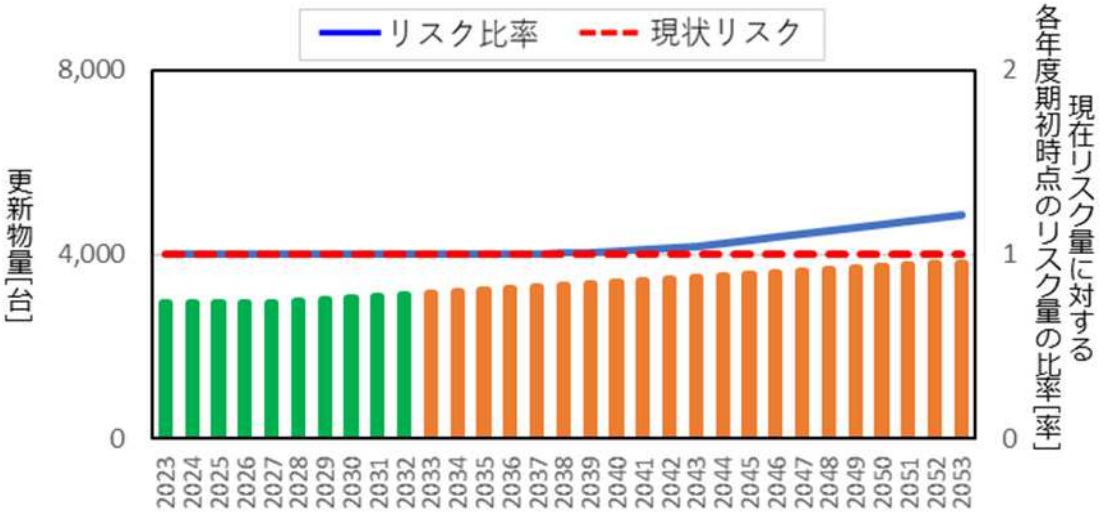


図　5 -39≪現状リスク量に対する各年度期初のリスク量の比率≫



エ リスク量算定対象設備の投資額（物品費・工事費等の算定根拠）

物品費・工事費ともに、過去実績をベースに、仕様の見直し等によるコスト削減を反映した単価で算定を行っています。

表 5-21≪リスク量算定対象設備の投資額≫

(単位：百万円)

設備		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
配電系統	コンクリート柱	578	606	606	606	606
	配電線	31	31	31	31	31
	配電ケーブル	36	30	36	30	30
	柱上変圧器	126	128	128	128	128

(2) リスク量算定対象外設備

ア 更新投資方針

第１規制期間においては、支障移設等のお客さま対応や検定期間を定められている計器の確実な更新に加え、巡視などにより発見された不良設備や台風災害等に伴う停電の未然防止に資する劣化設備の更新を計画しています。

第２規制期間以降においては、リスク量算定対象設備の拡大を踏まえ、アセットマネジメントシステムの導入により設備状態を管理していくなど、確実かつ効率的な更新計画を策定します。

イ 投資額と算定根拠

主なリスク量算定対象外設備を表 5-22≪リスク量算定対象外設備の投資額≫のとおり示します。計器については検定期間が定められていることから、施工力を考慮し平準化した数量にて計画を策定しています。その他の配電設備については、お客さま要望に伴う支障移設や巡視点検に基づく更新などの過去実績に加え、高経年化設備更新ガイドラインの考え方に基づき将来的な更新物量の平準化を考慮した計画を策定しています。

表 5-22≪リスク量算定対象外設備の投資額≫

（百万円）

投資額		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
配電系統	配電設備	5,120	4,115	4,258	4,182	4,054

表 5-23≪リスク量算定対象外設備の主な設備一覧≫

配電設備	・計器（検満取替対応） ・その他（海底ケーブル 等）

8. その他投資計画

(1) その他投資の方針

再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスの強化や系統安定化といった安定供給確保に資する NW 設備構築に向けた投資を行います。

当社エリアでは、将来の再エネ導入量を考慮しても混雑が見込まれないものの、将来の需要増への対応やレジリエンスの強化といった安定供給確保に資する NW 設備構築に向けて、需要想定、供給信頼度向上、経済性等を総合的に勘案して投資を行ってまいります。

(2) 中長期の投資方針

中長期的な事業環境を念頭に置きつつ、便益の大きい投資を効率的に行うことを目指します。

「電力安定供給の確保」および「自然災害への備え」を基本方針とし、長期にわたる安定的な設備機能を維持することに資する、適切かつ効率的な投資を行ってまいります。

(3) 各投資の一覧

第 1 規制期間におけるその他投資件名一覧は表 5-24≪その他投資の投資額≫のとおりです。

表 5-24≪その他投資の投資額≫

(単位：百万円)

	収入の見通し						2017 年度～2021 年度						差引
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均①	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	平均②	①-②
通信	444	383	300	329	272	345	408	189	141	259	375	275	70
システム	－	85	－	－	－	17	20	174	155	963	290	320	△304
建物	889	531	404	744	282	570	420	238	380	1,127	1,320	697	△127
系統・給電	30	519	30	458	8	209	493	45	3	1,235	17	358	△150
備品	174	79	58	145	203	132	87	102	187	176	218	154	△23
リース	27	85	306	93	－	102	80	121	135	457	80	175	△73
用地権利設定	－	3	－	－	－	1	150	376	181	478	285	294	△294
その他	238	71	93	106	－	102	203	34	64	31	51	76	25
その他投資計	1,801	1,756	1,192	1,875	765	1,478	1,865	1,283	1,250	4,729	2,640	2,353	△876
離島発電設備	4,079	1,912	266	10,062	7,151	4,694	993	792	447	261	7,931	2,085	2,609

(4) その他投資（NW 設備）の見通し額と算定根拠

第 1 規制期間におけるその他投資（NW 設備）の見通し額は約 8 億円/年～約 19 億/年です。過去実績と比較すると約 9 億円/年の減額となる見通しです。

投資費目ごとの算定根拠については、以下のとおりです。

・通　　信：配電設備の状態監視や事故情報を伝送する設備について、既設設備の更新にかかる費用等を計画の積み上げ等により算定
・シ ス テ ム：送電・変電・配電で使用するアプリケーションソフト等の開発に係る費用を計画の積み上げ等により算定
・建　　物：変電・配電設備の建物建設等に係る費用を計画の積み上げ等により算定
・系 統 ・ 給 電：給電指令所の設備に関する費用を計画の積み上げ等により算定
・備　　品：送電・変電・配電・離島発電設備の必要な資機材に係る費用を計画の積み上げ等により算定
・リ　ー　ス：送電・変電・配電・離島発電設備で使用するリース資産を計画の積み上げ等により算定
・用地権利設定：変電・送電・設備用地の地役権等の用地に係る費用を計画の積み上げ等により算定
・そ　の　他：上記に分類されない、送電・変電・配電設備に関する費用を計画の積み上げ等により算定

(5) 離島発電設備工事

各離島系統において、電力需要想定を基に、供給力確保や各発電所で廃止する発電設備等を考慮し電源開発計画を策定しています。

ア 離島発電設備における投資方針

拡充工事における増設発電設備の単機容量は、供給力を確保しつつ、将来的にも定期点検が可能な最低台数となるよう、既存発電設備との容量バランスを考慮した上で選定しています。

改良工事においては、必要性・緊急性に加え、設備毎の劣化状況を踏まえトータルコストが最小となるよう、効率的な設備構築を図っています。

表 5 -25≪電源開発計画≫

発電所	ユニット No.	定格出力 （ｋW）	運開年度
久米島	14	2,400	2027
粟国	10	200	2026
南大東	9	650	2023
	10	650	2027
北大東	12	400	2023
	13	400	2026
波照間	11	300	2023
宮古第二	8	12,000	2027
石垣新規	1	12,000	2026
	2	12,000	2026

イ 離島発電設備における投資額

離島発電設備における投資額は表 5 -26≪投資見通し額≫のとおりです。

表 5 -26≪投資見通し額≫

（単位：百万円）

設備区分	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	2023 年度 ～2027 年度計
建物	873	428	197	577	1,411	3,487
機械装置	3,206	1,484	69	9,485	5,740	19,983
計	4,079	1,912	266	10,062	7,151	23,471

9. 次世代化計画

(1) 次世代投資方針

2050 年カーボンニュートラルの実現に向けては、エネルギー需給構造のこれまでにない変化への対応が求められています。第 6 次エネルギー基本計画においても、「再生可能エネルギーの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要」という方向性が示されています。当社においても国の示した方向性に沿って、「レジリエンス強化」、「再エネ拡充（脱炭素化）」、「効率化・サービス向上（DX 化等）」の観点でネットワークの次世代化に向け効率的な設備形成に取り組んでまいります。

ア レジリエンス強化

長期に亘る安定的な設備機能を維持するために適切かつ効率的な設備形成による供給信頼度の向上に取り組むとともに、台風等による停電時の早期復旧や地震・津波等の災害に強い設備形成による災害対策の強化に取り組みます。具体的には、系統安定化対策、停電時間短縮工事による供給信頼度の向上のほか、マイクログリッドの活用検討・技術開発を通じてレジリエンス強化に取り組んでまいります。

イ 再エネ拡充（脱炭素化）

再生可能エネルギーの導入が拡大していく中にあっても電力品質を確保するため、再エネ主力化に向けた系統安定化技術の活用と高度化および基盤整備のための設備投資を進めます。具体的には、次世代配電網の構築や、宮古島系統における再エネ導入拡大下での安定供給維持に向けた MG セット導入を通じて、脱炭素化に貢献してまいります。

ウ 効率化・サービス向上（DX 化等）

AI、IoT など昨今発展を続けるデジタル技術を活用し、効率化やサービス向上に取り組みます。具体的には、スマメデータ活用システムの構築やアセットマネジメントシステムの構築により、利用者サービスの向上や設備更新の最適化を図ってまいります。

(2) 各区分の次世代投資の見通し額

次世代投資に係る投資全体の見通し額は、2023 年度～2027 年度合計で約 204 億円となっています。

次世代投資は 2023 年度～2027 年度を通して約 27 億/年~約 62 億円/年で推移しています。

表 ５-27≪各区分の次世代投資≫

（単位：百万円）

区分	プロジェクト名	収入の見通し				
		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
レジリエンス強化	停電時間短縮工事	1,728	1,547	1,103	247	338
	系統安定化対策	44	44	45	—	—
	低圧発電機車の整備	34	69	—	—	—
再エネ拡充（脱炭素化）	発電予測精度向上（再エネ予測用システム新設）	—	92	—	—	—
	宮古島系統における再生可能エネルギーの更なる連系量拡大のためのMGセット導入	—	2,960	—	—	—
	次世代配電網の構築	866	921	3,849	3,277	2,308
DX化等	監視制御・電力保全NW整備	20	—	8	—	—
	電力データ活用	—	206	—	—	5
	アセットマネジメントシステムの構築	—	—	261	—	—
	発電側課金システム構築	—	337	—	50	—
合計		2,692	6,175	5,265	3,574	2,651

(3) 次世代化に向けた取り組み内容

プロジェクトごとの取り組み内容は表 ５-27≪各区分の次世代投資≫のとおりです。

ア 停電時間短縮工事

① 具体的な取組目標

台風などの災害時に停電が発生した場合、既設変電所間の距離が離れている地域では長時間の停電を余儀なくされています。

そこで、電源を新設することで、配電におけるフィーダ線路長が短くなり、停電区間の縮小化が可能となることから、これまで長時間停電を余儀なくされていた健全区間のお客さまの早期復電を可能とするためにも、配電塔新設が必要となっています。

また、新設予定の平敷屋配電塔の情報等を給電指令所へ伝送するため、運開予定である2024年3月までに電力保安通信網（光通信ケーブル敷設および光端局装置等）を構築します。

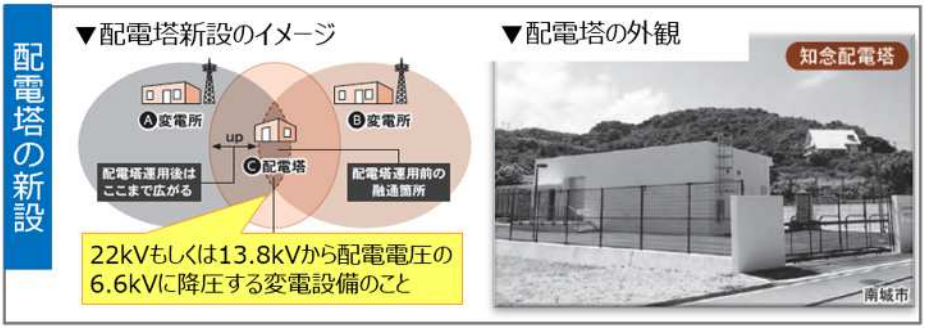
更に、沖縄本島北部において、米軍統治時に構築された電線路は、道路のない山間部に施設されたため、台風などの災害時には長時間の停電を余儀なくされています。対策として、山間部に施設された電線路の移設などを実施し、供給信頼度の向上を図っていきます。

② 取組内容・期間

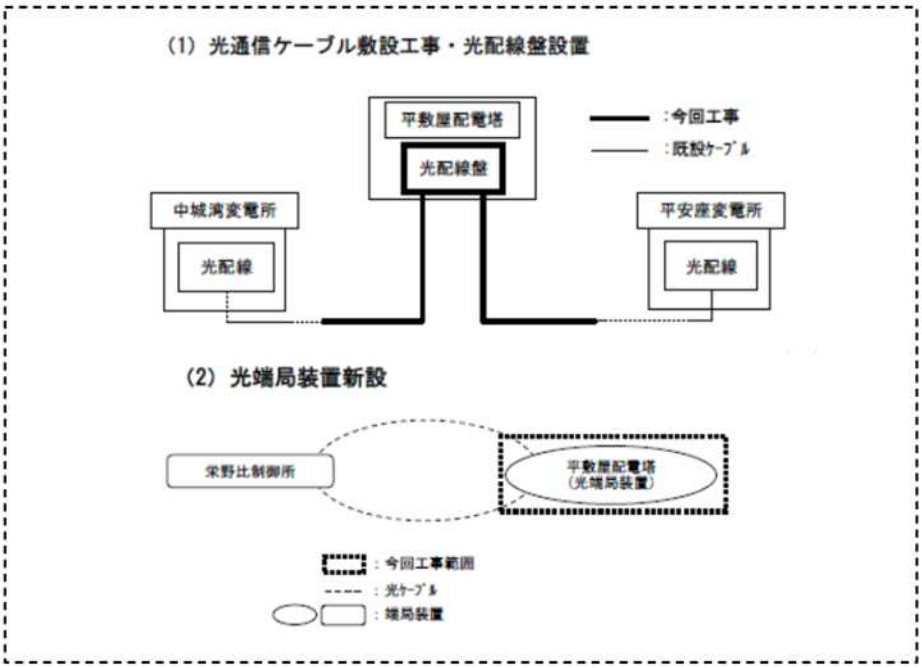
《取組内容》

- 配電塔の用地取得完了（2021 年 5 月）。
- 設計業務に着手し、配電塔（建屋・機械基礎）の設計図作成に取り組んでいる状況。
- 平敷屋配電塔新設担当部門と連携し、電力保安通信網を構築するための調査・設計業務に着手している。
- 電力保安通信網を構築するために必要な光端局装置の発注手続きを進めている。
- 配電塔を新設し、事故時において健全区間へのバックアップ送電を可能とするための電線路の新設。
- 山間部に施設された電線路を保守・メンテナンスがしやすい場所に移設し、設備保守面での最適化を図る。

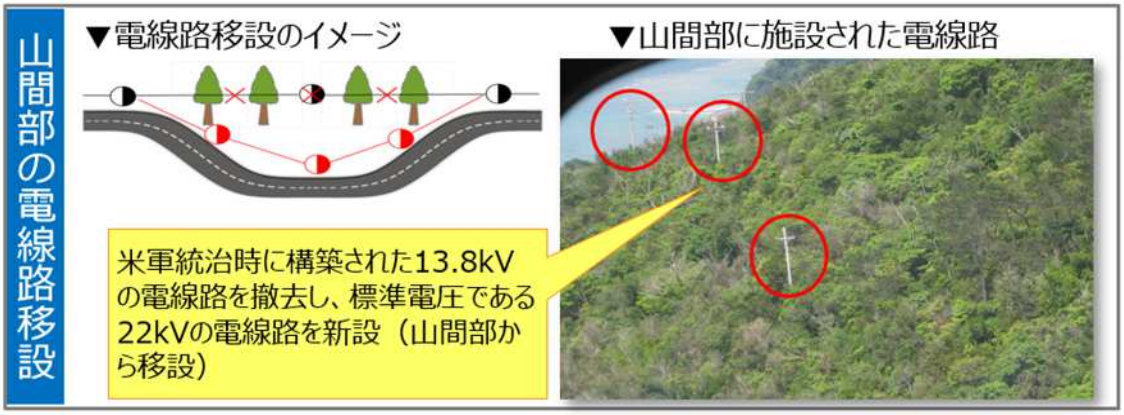
≪平敷屋配電塔新設≫



≪通信設備新設(平敷屋配電塔)≫



≪電線路の移設≫



《取組期間》

・ 2019~2027 年度

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・ 長時間停電地域への電力の安定供給が可能となる。
・ 供給信頼度の向上およびレジリエンスの強化
・ 平敷屋配電塔新設により、約 45%※の停電量［時間・口］削減

※過去の台風実績データを基に特定のエリアで試算

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・ 用地取得：契約実績に基づく算定
・ 設計業務：至近の契約実績に基づく算定
・ 配電塔工事（建屋・主要機器）：至近の契約実績に基づく算定
・ 光端局装置・光配線盤設置：必要な数量や仕様を精査の上で過去の同種工事の実績等を参考に個別に投資量を算定
・ 光通信ケーブル敷設工事：ルート調査設計に基づき個別に投資量を算定

表 5-28≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	1,728	1,547	1,103	247	338	4,962

イ 系統安定化対策

① 具体的な取組目標

電源脱落時に最適な制御を高速で実施し需給バランスの維持を図ることができる系統安定化システム（SSC）を 2012 年に導入し、これまで周波数低下対策の高度化に取り組んできました。

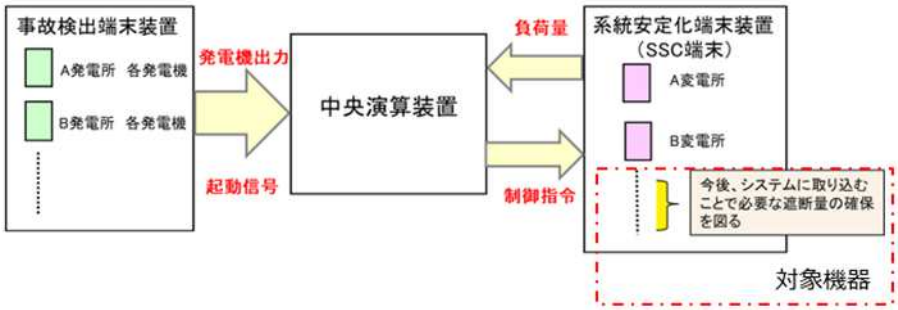
2018 年 9 月に発生した北海道胆振東部地震を機に、沖縄エリアにおいてもサイト脱落など大規模災害時に備える必要性が高まったことから、SSC の強化によりレジリエンスの向上を図っていきます。

② 取組内容・期間

《取組内容》

・ 今後もＳＳＣ端末を各変電所に 2023 年度に 3 台、2024 年度に 3 台、2025 年度に 3 台を設置し、SSC の強化を図っていきます。

≪系統安定化システム(SSC の概要）≫



《取組期間》

・ 2023～2025 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027	…
系統安定化端末装置取替	製作・取替					
系統安定化端末装置新設①	手続・装置製作	設置				
系統安定化端末装置新設②		手続・装置製作	設置			

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・ SSC の負荷抑制量を確保することで、大規模災害時におけるレジリエンスの向上

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・ 過去実績に基づく算定

表 5-29≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	44	44	45	―	―	133

ウ　低圧発電機車の整備

① 具体的な取組目標

災害時における自治体や電力の支援拠点の重要性が増す中、支援拠点の停電解消には外線工事による復旧を待たざるを得ない状況です。

また、従来の仮送電工法（移動用変圧器）は高圧系統へ接続する必要があることから、低圧系統への仮送電に対しては作業性や効率に課題があります。

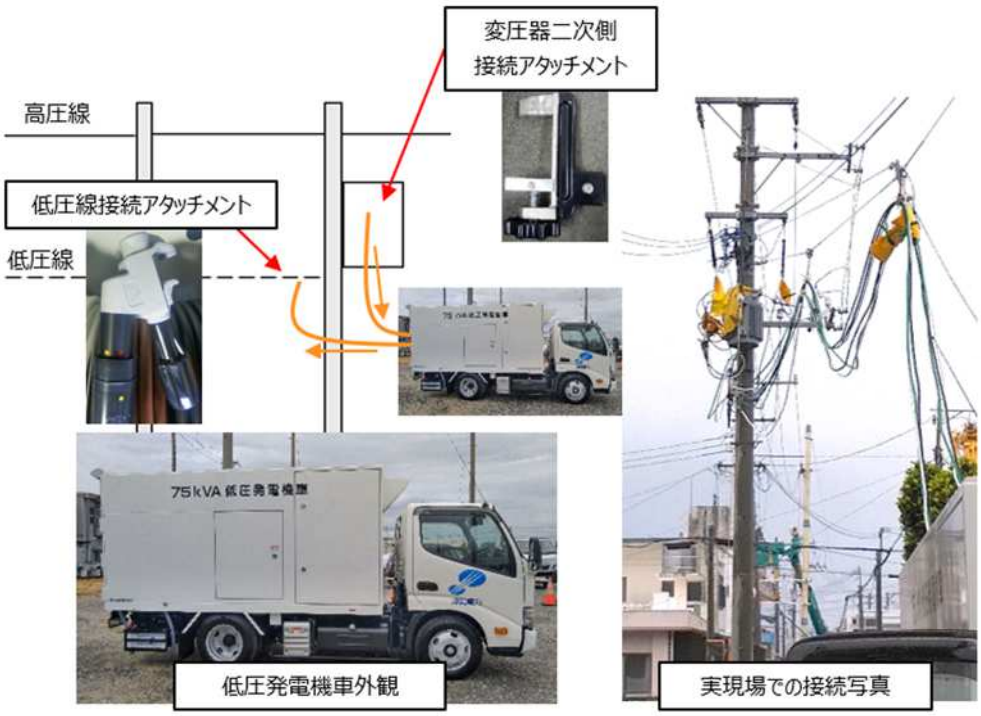
災害時における低圧系統への迅速な仮送電および業務効率化による施工力確保を目的として、2024 年度までに各支店に１台（第１規制期間：３台）の低圧発電機車を導入します。

② 取組内容・期間

《取組内容》

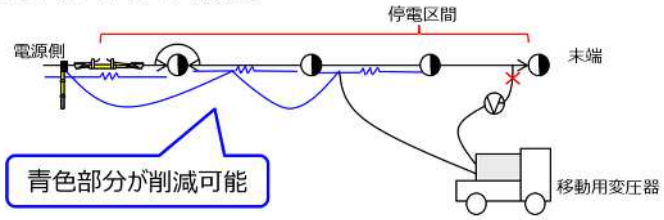
- 低圧発電機車の整備を行い、災害・緊急時に低圧系統へ迅速に仮送電を行う。
- 低圧発電機車は高圧活線作業が不要であり作業効率がよいため、平時においても可能な範囲で積極的に活用する。

≪低圧線への接続イメージ≫

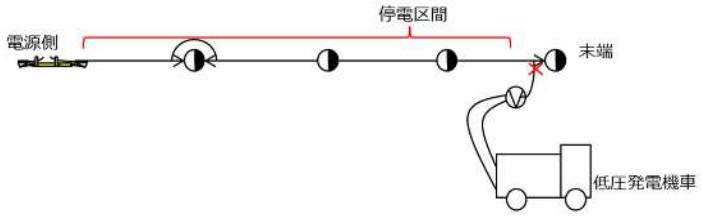


≪従来の仮送電工法との比較≫

○従来の無停電工法（ﾊﾞｲﾊﾟｽｹｰﾌﾞﾙ敷設）



○低圧発電機車



《取組期間》

・　～2024 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027	…
低圧発電機車の増台	→	→				
平時での活用	→	→	→	→	→	

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・自治体支援拠点等への早期供給

・災害時の電力支援拠点の電源確保

・現場作業の効率化(約 0.1 億円／年）および施工力の確保

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・　個別積算に基づく算定

表　5 -30《投資額の見通し》

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	34	69	—	—	—	103

エ 発電予測精度向上（再エネ予測用システム新設）

① 具体的な取組目標

再エネ出力予測の精度向上については、大幅なかい離を低減のための取り組みとして複数の気象モデル活用や日射量から発電出力へ換算する係数を月毎に算定し、毎年度の見直しを実施するといった取り組みを行ってきました。

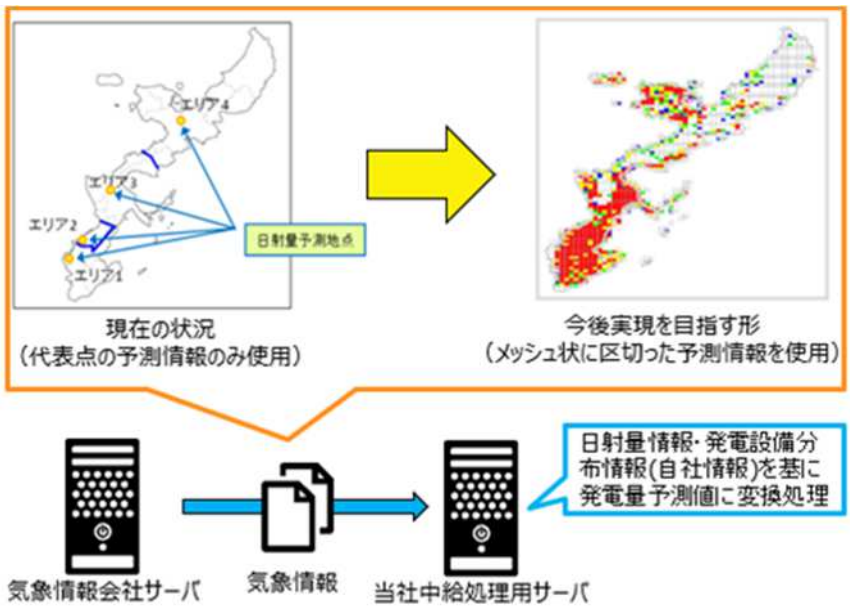
2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた太陽光の導入拡大に備え、再エネ出力予測システムの出力予測精度向上のため、予測誤差低減に向けた取り組みの継続実施と再エネ出力予測システムの機能拡充を図ります。

② 取組内容・期間

《取組内容》

- 出力予測地点についてメッシュ方式を採用し、地理的粒度の適正化を図る(2024 年度)
- 誤差の拡大を事前に把握するため、アンサンブル予報(予報のばらつき具合を確率的に評価することで予測の信頼度を分析）を活用する(2025 年度)
- NEDO 実証で評価される気象モデルを複数活用することで、気象モデルの不完全性を補う(2026 年度)
- 日射量に特化した気象モデルの活用を取り入れることで更なる予測精度向上を図る。(2026 年度)

≪再エネの出力予測精度向上に向けた取り組みイメージ≫



《取組期間》

・ 2023～2026 年度

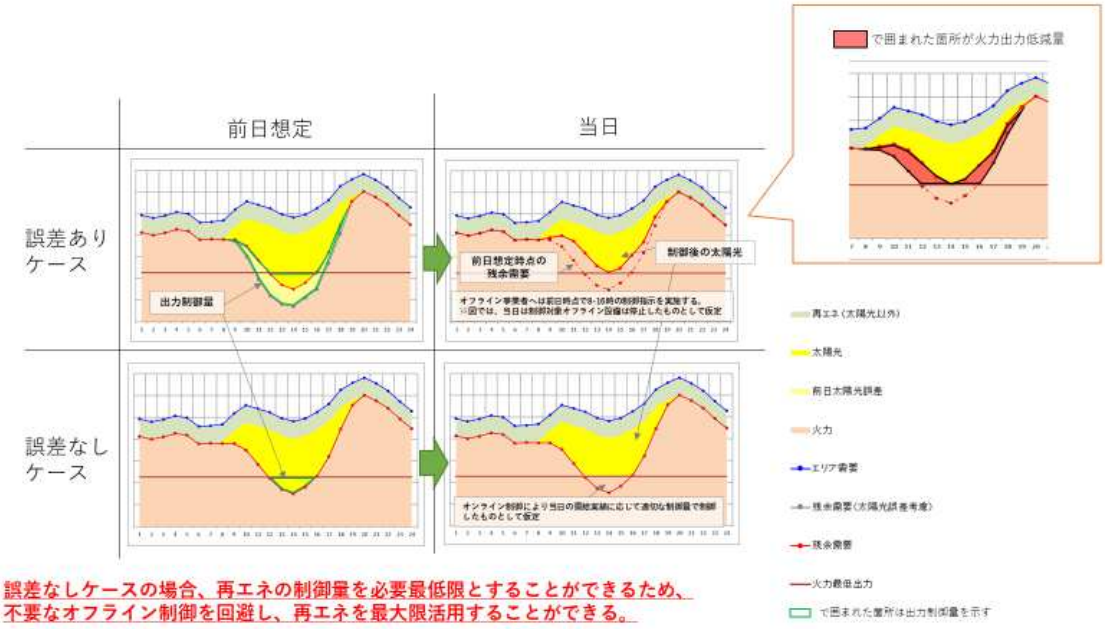
内容	2023	2024	2025	2026	2027
中給処理用サーバ設置					
中給システムソフトウェア改良					
電力気象情報提供サービス改良					

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・ 再エネの出力予測精度の向上（予測誤差の低減）により出力制御量を低減し、再エネ電源を最大限活用することができる。また、これに伴う火力発電機の出力抑制により燃料費の低減を図ることができる。

・ 2030 年度断面を想定したケースでは約 10 百万円/年の燃料費低減が見込まれる。

≪予測誤差低減による火力出力低減イメージ≫



誤差なしケースの場合、再エネの制御量を必要最低限とすることができるため、不要なオフライン制御を回避し、再エネを最大限活用することができる。

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・ 中給処理用サーバ設置：過去類似件名からの類推に基づく算定

・ 中給処理用ソフトウェア改良：過去類似件名から類推に基づく算定

・ 電力気象情報提供サービス：業者見積に基づく算定

表 5-31《投資額の見通し》

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	―	92	―	―	―	92

オ 宮古島系統における再生可能エネルギーの更なる連系量拡大対策（宮古 MG セット導入）

① 具体的な取組目標

宮古島では、再生可能エネルギーの接続連系量が増加しており、同系統は供給力電源であるディーゼル発電機(DG)の運用下限確保のため、今後再エネ出力制御を行う蓋然性が高まっています。

運用下限制約の伴わないモータ駆動の MG セットを導入し、出力制御を回避することで宮古島系統での更なる再エネ連系量拡大を図っていきます。

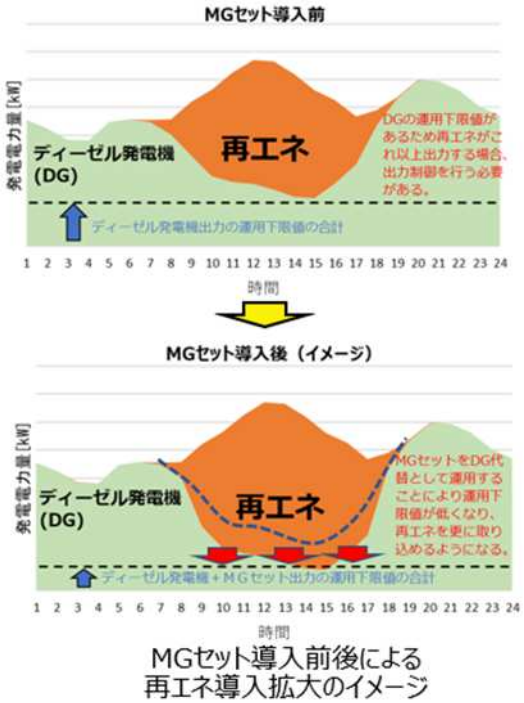
② 取組内容・期間

《取組内容》

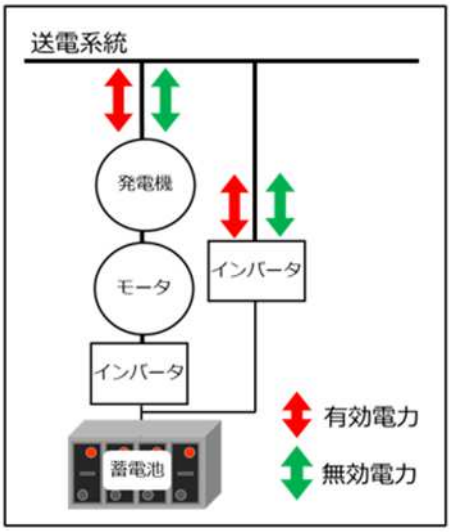
- MG セット※を導入し、DG の運転台数を低減することで、再エネ出力制御量の低減を図る。

  ※沖縄県の実証事業を受託し、波照間島において風力発電と MG セットを組み合わせ再エネ 100%にて電力供給を実現
- MG セットの出力および運転時間はバッテリー容量に左右され発電所運転員にはこれまでにない運用スキルが求められるため、新たな運転支援システムを検討する。

≪MG セット活用のイメージ≫



MGセット導入前後による
再エネ導入拡大のイメージ



MGセットシステム構成の一例

《取組期間》

- 2023～2024 年度：機器製作~現地据付工事
- 2024 年度～：運用開始

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

- 出力制御量の低減(約 500MWh/年)
- 再エネ導入拡大による CO2 削減効果の増加(約 350t-CO2/年)

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

- 複数の設備メーカーからの相見積に基づく算定
- 要求仕様作成および必要設備の精査に基づく算定

表 5-32≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	―	2,960	―	―	―	2,960

カ　次世代配電網の構築

① 具体的な取組目標

再エネ導入拡大や電力ネットワーク運用の高度化などに対応するため、計測データの細粒度化や新機能追加など、システムのアップグレードが必要となっています。

また、再エネの連系拡大とした場合、配電系統の電圧・電流など計測データを充実させ、システムを活用した適正な電圧管理が必要となります。

加えて、大量に太陽光発電が連系された場合に、これまで以上に急峻な電圧変動やフリッカ等への対応した機器が必要となります。

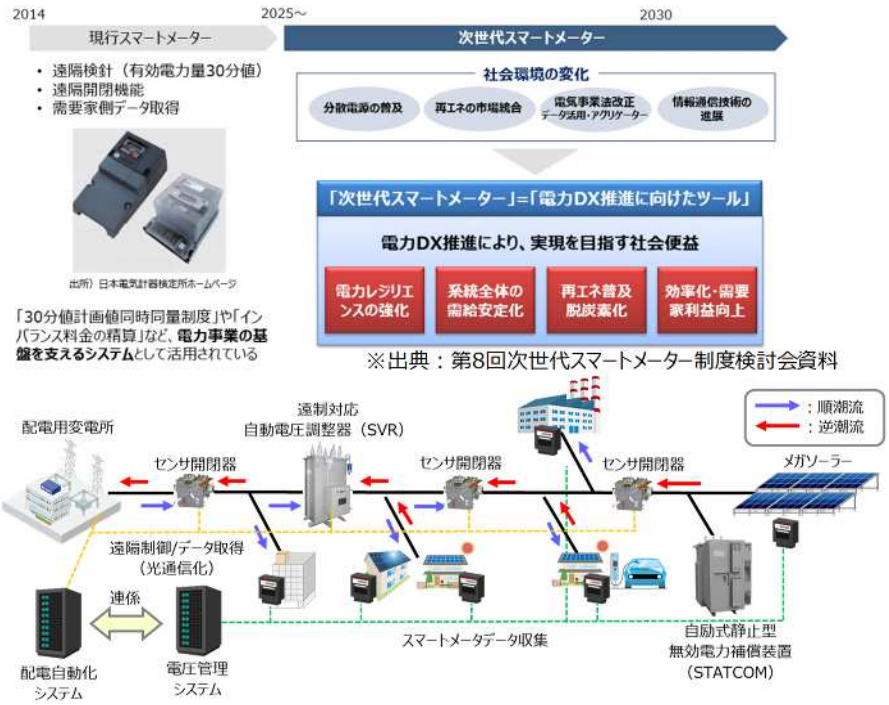
再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、次世代スマートメーター等の機器や電圧集中制御の導入により、配電系統運用の高度化を図っていきます。

② 取組内容・期間

《取組内容》

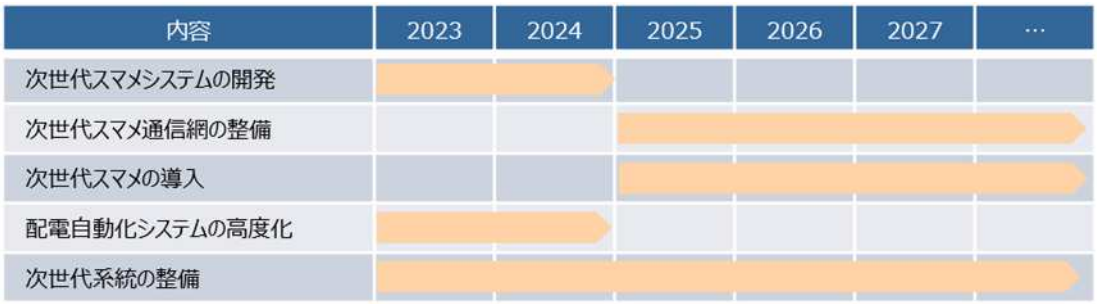
- 次世代スマートメーターを 2030 年代早期までに導入完了するための計画を策定し、それを着実に実施する。
- 自動電圧調整器（SVR）遠制化、自励式静止型無効電力補償装置（STATCOM）の導入を行う。
- センサー開閉器の導入促進、制御器の通信高速化(光通信化)、配電自動化システムの機能拡充を行う。
- センサー開閉器データ、スマメデータを活用した電圧管理システムの構築、配電自動化システムとの連携による電圧集中制御の導入を行う。

≪次世代配電網構築に向けた取り組みイメージ≫



《取組期間》

・ 2023 年度～



③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

・ 次世代スマートメーター導入によるレジリエンス強化、再エネ大量導入・脱炭素化・系統の需給安定化、需要家利益の向上（効果額：約 70 億円／10 年）

・ 次世代電圧調整機器の導入により系統電圧の管理業務を省力化し、従来型電圧調整機器設置を抑制

・ 次世代機器の導入および、電圧集中制御による再エネ導入拡大と、電力品質維持・向上の両立

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・ 個別積算に基づく算定

表 5-33≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	866	921	3,849	3,277	2,308	11,222

キ 監視制御・電力保全 NW 整備

① 具体的な取組目標

2025 年度までに無線中継所(３拠点)へ画像監視装置を設置し、保守業務の高度化・高品質化を目指します。

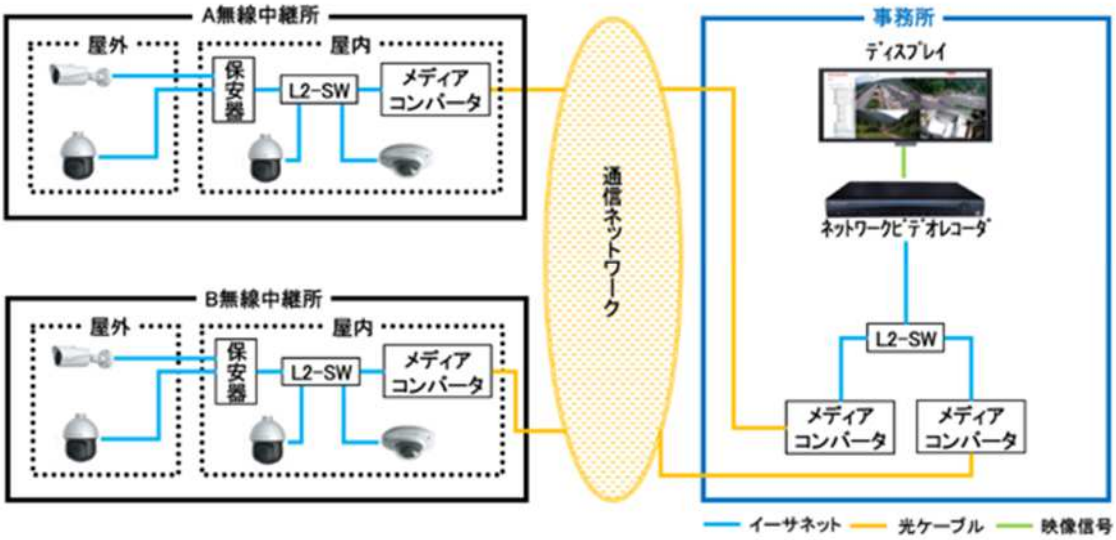
現行の通信設備監視制御システムは運用開始から 15 年経過しており装置劣化による故障等が懸念されることから 2023 年度までに通信設備監視制御システムの取替を行い、懸念解消を図っていきます。

② 取組内容・期間

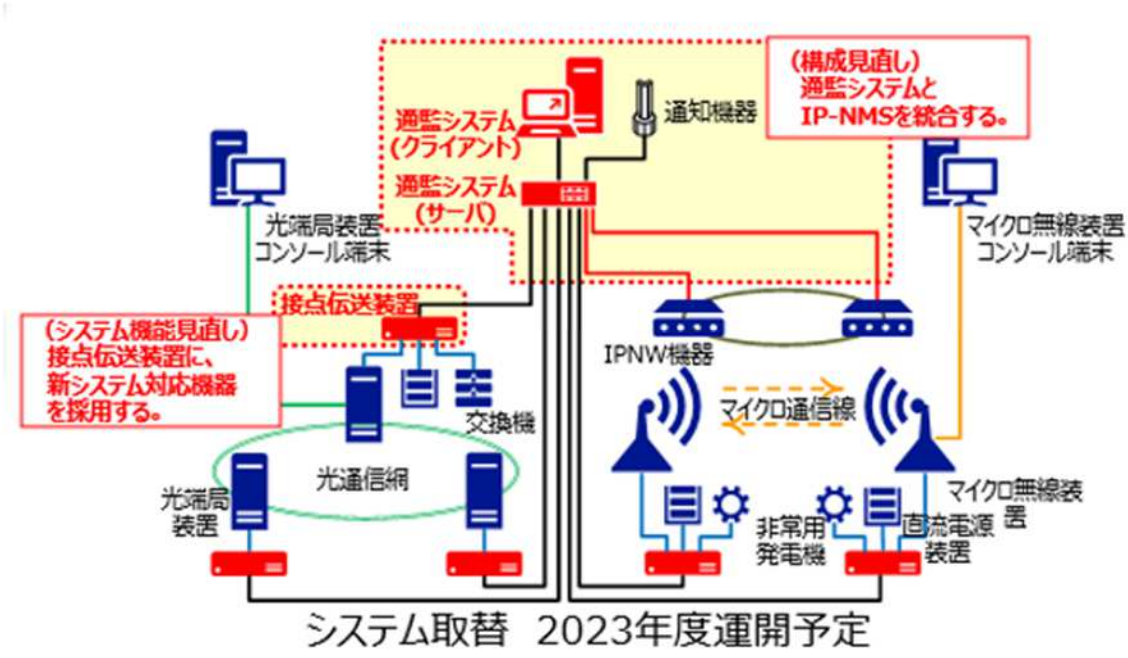
《取組内容》

- 2025 年度までに無線中継所(３拠点)へ画像監視装置を設置し、事務所から無線中継所設備の状態を遠隔監視できるようにする。
- 通信設備監視制御システム取替を行って装置劣化による故障等の懸念解消を図る。
- 通信設備監視制御システムとＩＰネットワーク用監視システムを統合し運用監視の効率化を図る。
- システム統合を行うために接点伝送装置に新システム対応機器を採用する。

≪画像監視装置新設 B(通信)のイメージ≫

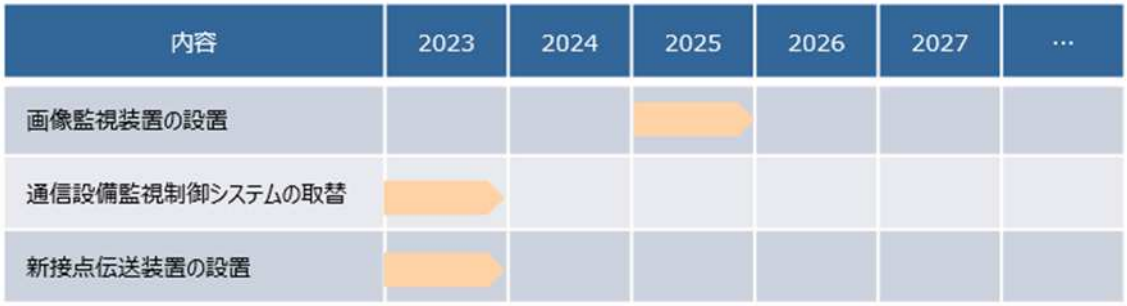


≪通信設備監視制御システム取替のイメージ≫



《取組期間》

- 2023 年度
- 2025 年度



③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

- 2025 年度までに無線中継所(3 拠点)へ画像監視装置を設置し、事務所から無線中継所設備の状態を遠隔監視できるようにすることで、職員が現場へ出向き確認するより、確認に要する時間が最大約"2 時間"の短縮が期待できる。
- 通信設備監視制御システムとＩＰネットワーク用監視システムを統合することで運用監視に要する時間がこれまでの"約 1/2"となる。

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

＜画像監視装置新設 B(通信)＞

- 必要な数量や仕様を精査の上で過去の同種工事の実績等に基づき個別に投資量を算定

＜通信設備監視制御システム取替＞

- 通信設備監視制御システムの取替(ハード)：必要な数量や仕様を精査の上で過去の同種工事の実績等に基づき個別に投資量を算定
- 通信設備監視制御システムの取替(ソフト)：必要な機能を精査し仕様毎に個別に費用を算定

表 5-34≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	20	―	8	―	―	28

ク 電力データ活用

① 具体的な取組目標

災害等緊急時において、一般送配電事業者は、地方公共団体や自衛隊等の要請により電力データを提供することが電気事業法第 34 条に規定されました。

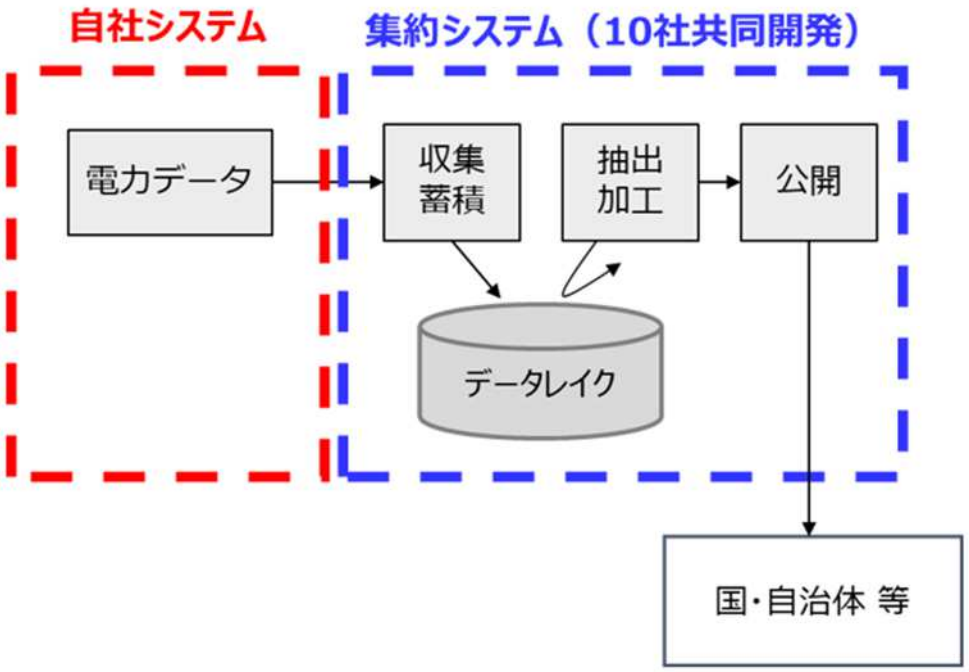
一般送配電事業者として、災害等緊急時に電力データ提供が可能となるシステムの構築を進めています。

② 取組内容・期間

《取組内容》

- 集約システムへデータ連携するためのシステムを構築します(自社システム、2022 年 6 月～2025 年 5 月)
- 災害等緊急時に電力データ提供が可能となるシステムを 10 社共同で構築します(集約システム、2022 年 4 月～2025 年 4 月)

≪電力データ活用のイメージ図≫



《取組期間》

- 2022～2025 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027	…
自社システムの構築						
集約システムの構築、利用						

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

- ハンド対応からシステム化による省力化・ミス防止
- 防災計画の高度化、的確な避難誘導、稼働店舗等の把握など、災害等緊急時のレジリエンス強化が可能
- ハンド対応とした場合に想定される概算費用・・・63,960 千円/年

  社内人件費※1 ×21 回（検針日/月）×12 か月

  社内人件費※2 ×48 回（コマ/日）×365 日

  ※1　検針日毎に必要となる作業（データ集約など）に伴う社内人件費

  ※2　30 分毎に必要となる作業（データ連携など）に伴う社内人件費
- システム開発の減価償却費（償却期間 5 年）・・・41,136 千円/年
- 想定される効率化額　・・・22,824 千円/年

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

- 業務要件より過去の案件に基づき推定工数を算定（自社システム）
- 公募調達により技術評価を行い開発ベンダを決定（集約システム）

表 5-35≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	―	206	―	―	5	211

ケ アセットマネジメントシステムの構築

① 具体的な取組目標

送配電設備における設備更新は、既存設備の有効活用と共に強靱化等も考慮した上で、コストを効率化しつつ計画的に進めていくことが重要となっています。このため、長期的視野に立った資産管理(アセットマネジメント）およびそれに基づく計画的な設備更新を高経年化設備更新ガイドラインに基づき実施する必要があります。

そのため、設備状態を踏まえたリスク量算定や施工力、予算を踏まえた最適な設備更新計画の立案がシステムを通して効率的に実施できるよう、第 2 規制期間の計画策定に向け 2025 年度までにアセットマネジメントシステムを導入いたします。

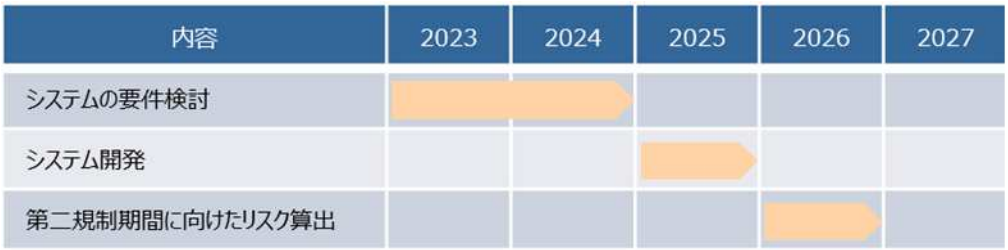
② 取組内容・期間

《取組内容》

- 現時点の高経年化設備更新ガイドラインを踏まえつつ、第 2 規制期間以降の対象設備増加にも対応できるようなリスク量算定を実施するためのシステムを導入する。
- 設備数が膨大な配電設備に対し故障や劣化などの設備状態管理、設備更新の適切な進捗管理、高経年化更新を含めた工事の費用効率化管理のため設備状態管理システムを導入する。

《取組期間》

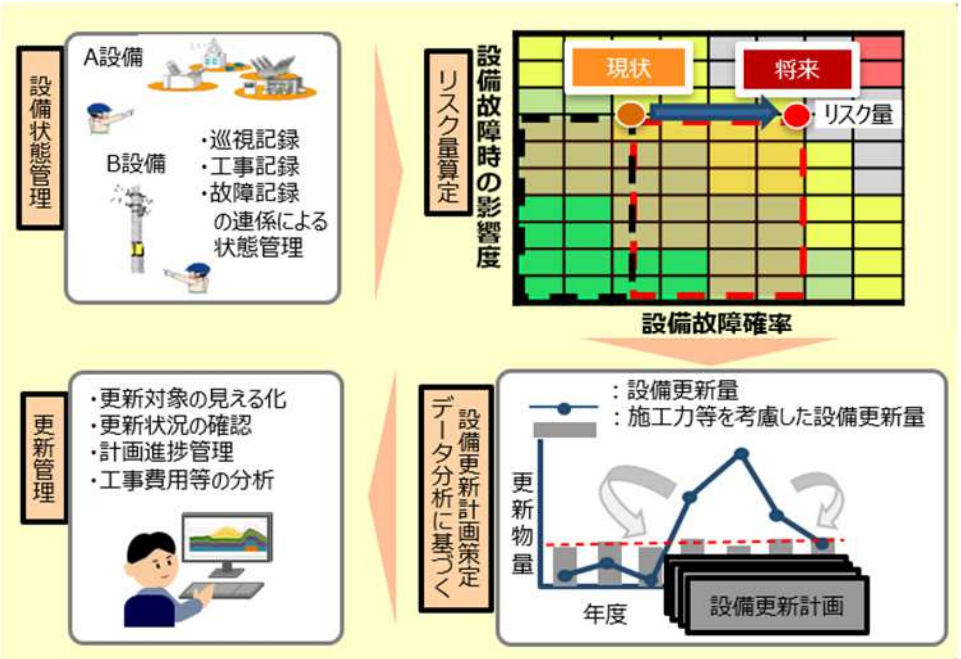
- ～2026 年度



③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

- 設備毎に手作業で適用していた各係数、指標、数式の更新等の効率化
- 更新対象設備の抽出作業をシステムで自動化することによる効率化
- 手動で抽出、集約していたデータ連係を自動化することによる効率化
- ヒューマンエラーの防止や、膨大な設備数量に伴う処理遅延の改善
- 業務引継時の担当者負担を軽減するなど、社内業務のマンパワー削減（効果額：約 2.8 億円／10 年）

≪アセットマネジメントシステムのイメージ≫



④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

・ 類似のシステム開発実績に基づく算定

表 5-36≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	—	—	261	—	—	261

コ　発電側課金システム構築

① 具体的な取組目標

系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ各自に行うため、現在、小売事業者がすべて負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともに系統利用者である発電事業者に一部の負担を求め、より公平な費用負担とする発電側課金の導入が予定されています。

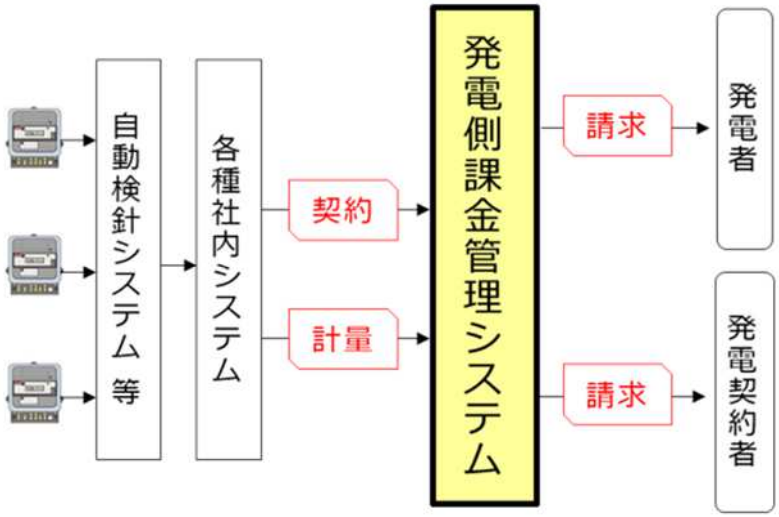
検針日毎に定例的に発生する発電側課金の料金計算・請求・未収管理等を適正に実施するために、各種社内システムとの連携および課金管理のシステムを構築します。

② 取組内容・期間

《取組内容》

- 発電側課金の料金計算に必要となる各種諸元データ（契約情報/計量情報）を管理している各種社内システムとの連携機能を構築しました。
- 各種諸元データ（契約情報/計量情報）を基に、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）を構築します。

≪発電側課金管理システムのイメージ≫



《取組期間》

- 2020～2024 年度

内容	2023	2024	2025	2026	2027
発電側課金システム構築					

③ 送配電に係る定量的な便益等の取組効果

- ハンド対応からシステム化による省力化およびミスの未然防止
- ハンド対応とした場合に想定される概算費用　・・・　81,900 千円/年
  社内人件費※1 ×21 回（検針日/月）×12 か月
  ※1　検針日毎に必要となる作業（検針/調定/請求など）に伴う社内人件費
- システム開発の減価償却費（償却期間 5 年）　・・・　67,350 千円/年
- 想定される効率化額　・・・　14,550 千円/年

④ 次世代投資の投資額（年度毎）およびその算定根拠

《算定根拠》

- 要件定義業務により業務要件を実現するための推定工数に基づく算定

表 5 -37≪投資額の見通し≫

（単位：百万円）

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	合計
投資	―	337	―	50	―	387

第 6 章 効率化計画

1. 見積費用に反映した効率化内容（それぞれの効率化想定額）

今回の託送料金の提出に際しては、高経年化設備の更新や激甚化する災害に対するレジリエンス強化、再エネの導入拡大に伴い費用が増加する要因はあるものの、電気の安定供給確保を大前提として、これまでの経営効率化の取り組みの継続やその深堀り、あるいは新たな施策の模索により、更なる効率化・コストダウンに取り組んでまいります。

今回の託送料金の提出に際し、見積費用に反映した主な効率化は表 6-1≪見積費用に織り込んだ効率化の主な内容および効率化想定額（5 年計）≫のとおりとなっており、当該効率化を反映しなかった場合と比較し、5 年合計で約 136 億円（約 27 億円/年）の費用低減につながると考えています。

表 6-1≪見積費用に織り込んだ効率化の主な内容および効率化想定額（5 年計）≫

（単位：百万円）

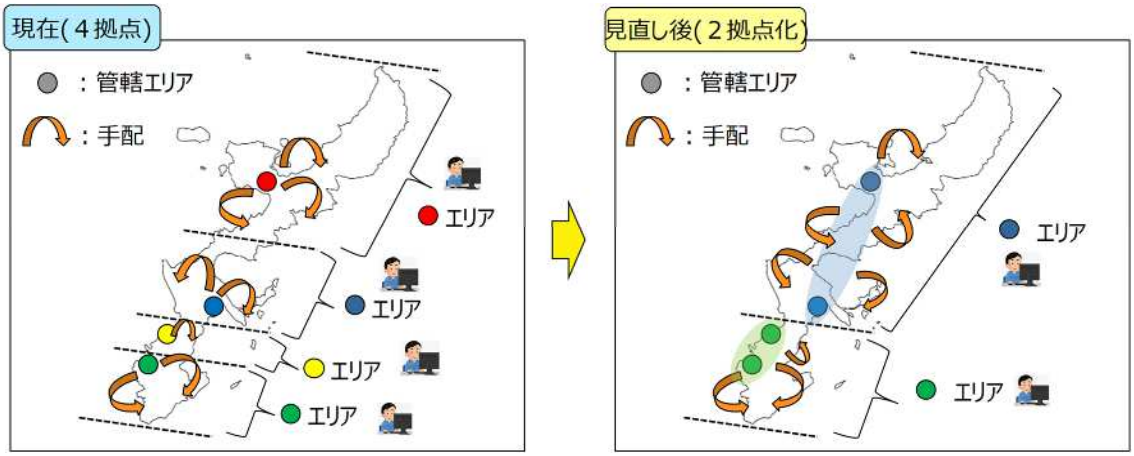
	効率化想定額	主な内容
①要員効率化	362	・拠点集中化による業務軽減 ・システム化による業務削減
②資機材調達の効率化	881	・競争発注等による調達コスト低減
③工事の効率化	954	・設備仕様の見直し ・設備点検等の周期見直し
④調整力の効率化	7,117	・電源Ⅰ調整力必要量の見直し ・調整力運用の見直し
⑤その他	4,250	・離島燃料油配送拠点化による燃料費低減 ・各種契約の見直し
合計	13,565	

(1) 要員効率化：当直指令業務の拠点集中化

夜間や祝日といった通常業務以外の時間帯における供給支障事故等に対応するため、これまでは、各支店で拠点毎に要員を配置し、管轄エリアの事故対応および工事手配を行っておりました。

配電自動化システムに他支店分の監視･制御機能を実装し、また、スマートフォンを活用した工事手配などが可能となったことで、本島内 4 拠点で実施していた当直指令業務を 2 拠点とすることができ、当直業務の負担軽減と人件費(当直対応費用)などのコスト低減が見込まれています。【効率化効果：約△23 百万円/年】

≪拠点集中化のイメージ≫

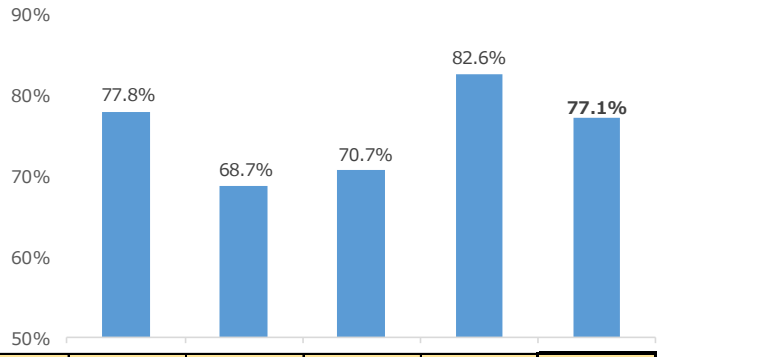


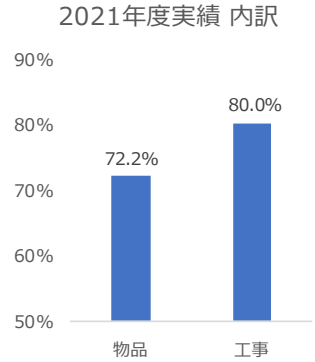
(2) 資機材調達の効率化：競争発注等による調達コスト低減

10 社大で取り組んでいる仕様統一化や共同調達のほか、競争発注先の拡大・強化や、複数の類似件名をまとめて発注する「まとめ発注」といった調達の工夫により、調達コストの低減に努めています。

直近 2021 年度の競争発注比率は、競争先の拡大・強化に取り組んだ結果、77.1%となっており、今後も新規取引先の開拓や調達の工夫等により引き続き調達コストの低減に努めていきます。【効率化効果：約△176 百万円/年】

≪送配電部門における競争発注比率の推移≫





	2017	2018	2019	2020	2021
NW部門	77.8%	68.7%	70.7%	82.6%	**77.1%**
内訳					
送変電部門	79.2%	63.1%	70.5%	84.4%	74.6%
配電部門	74.5%	80.0%	71.2%	79.2%	83.4%

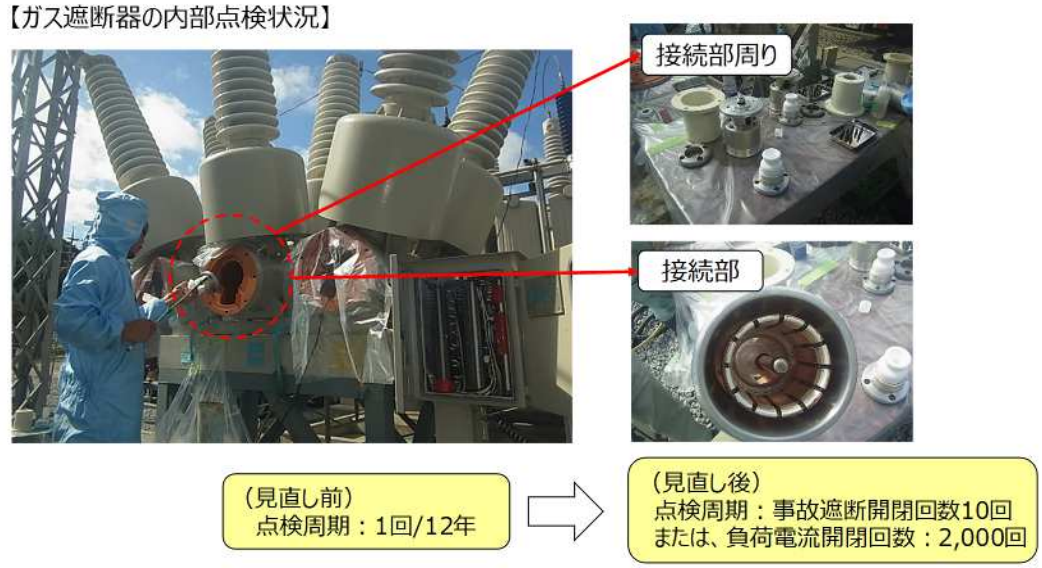
	内訳	
	物品	工事
送変電部門	70.4%	77.2%
配電部門	77.1%	86.4%

(3) 工事の効率化：設備点検等の周期見直し

従来、1 回/12 年の周期でガス遮断器の内部点検を実施しておりましたが、過去の点検結果や専門機関の研究報告書等を踏まえ、点検頻度について期間周期から開閉回数への管理に見直しました。

具体的には、同装置の事故遮断回数 10 回または負荷電流開閉回数 2,000 回となった場合に同装置の内部点検を実施することで、点検費用の効率化を図っています。【効率化効果：約△82 百万円／年】

≪設備点検等の周期見直しイメージ≫

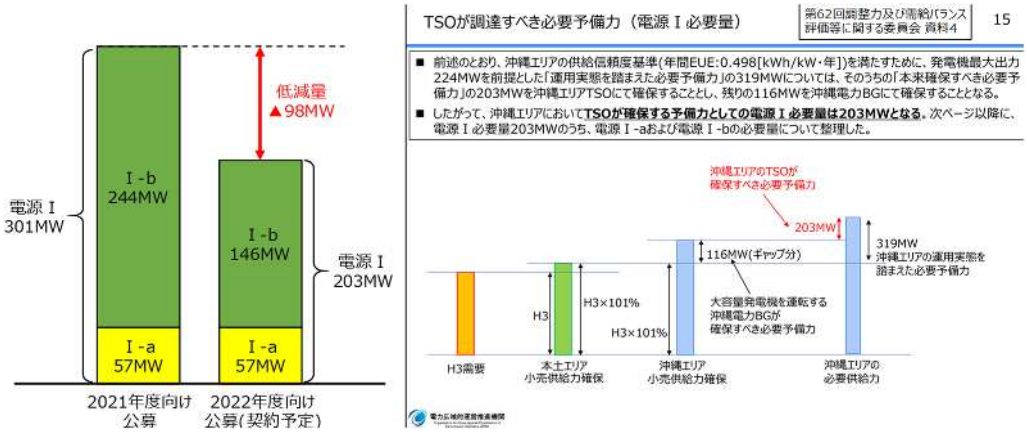


(4) 調整力の効率化：電源 I 調整力必要量の見直し

沖縄エリアは、他エリアと連系していない独立系統であり、調整力の広域調達、広域運用ができないため、需給調整市場を開設せず調整力公募を継続すると整理されたことから、広域機関とともに調整力調達方法や電源 I 調整力必要量の見直しに取り組んできました。

2022 年度に向けた調整力公募において、これまで実運用で必要な量を電源 I として調達してきたが、最大電源を保有する小売が持つべき予備力の整理と合わせて、一般送配電事業者が確保する必要予備力を見直した結果、電源 I 調達量が 301MW から 203MW に減少（△98MW）したこと、また、電源 I ´調達量についても 2020・2021 年度平均 103MW から 73MW に減少（△30MW）したことで、調整力調達コストが低減されます。 【効率化効果：約△1,072 百万円／年】

≪電源Ⅰ調整力必要量の見直しのイメージ≫



(5) その他：離島燃料油配送拠点化

当社離島発電所向け燃料油（C 重油等）の配送拠点となっていた県内製油会社が 2016 年度の事業転換に伴い、石油製品の貯蔵コストや加温コストなどターミナルコストが大幅に増加したため、離島燃料費の負担増が大きな課題となっていました。

2018 年 5 月より当社石川火力発電所を離島向け C 重油の配送拠点とする運用を開始したことにより、中長期的なコスト低減、安定調達を実現しています。【効率化効果：約△782 百万円/年】

≪離島燃料油配送拠点化のイメージ≫

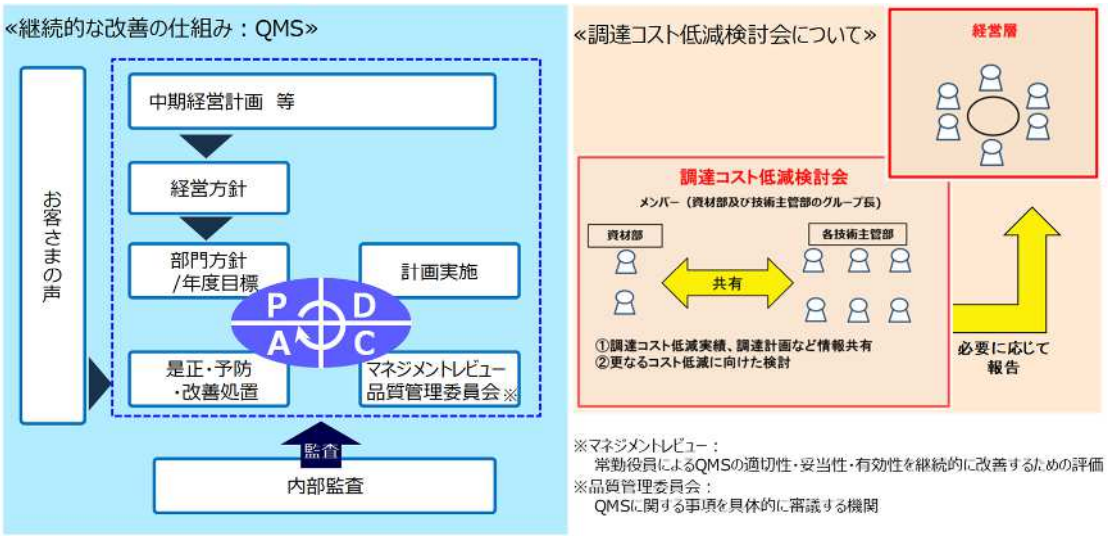
2. 中長期の効率化方針および更なる効率化に向けた取り組み

中長期においてもコスト低減と効率化は企業として永続的に取り組むべき課題であり、全社一丸となって抜本的かつ継続的なコスト低減と業務効率化を推し進めてまいります。

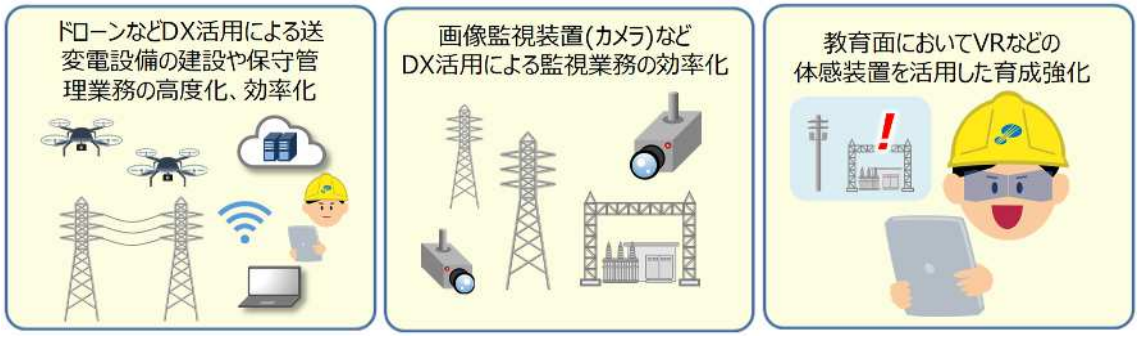
当社は、全社的に品質マネジメントシステム（QMS）を構築しており、QMS を通して各業務プロセスをチェックし、日々の業務改善および効率化に繋げています。加えて、「調達コスト低減検討会」を立上げ、調達コスト低減にかかる各施策の実績、調達計画などを部門間で共有し、更なるコスト低減に向けた検討に取り組んでいます。

現時点においては具体化できていないものの、DX を活用した送配電業務の高度化により更なる効率化を検討・実施していきます。

≪経営効率化に向けた社内体制≫



≪DX を活用した送変電業務のイメージ(高度化・効率化）≫



以　上