

次世代投資費用に係る確認内容の報告 及び過去提示資料の修正について

第26回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年11月21日



- 1. サイバーセキュリティの取組に係る確認内容の報告**
2. 第23回専門会合資料4の一部修正について
3. (参考) 発電予測精度向上及び分散グリッド化に係る事業者説明資料

1. サイバーセキュリティの取組に係る確認内容の報告（便益の考え方）

- 第25回専門会合において、次世代投資の中のサイバーセキュリティの取組について、委員より各社で便益の金額に大きな差がある点を御指摘いただき、事務局において追加の確認を実施。
- 各社において、便益の考え方としては、今回の取組により発生が回避される対応費用を具体的に算出していることを確認。

事業者	具体的な取組	便益 (金額、算定期間)	便益の考え方：サイバー攻撃発生後に必要となる対応費用について、 今の取組を続けた場合と次世代投資計画を実行した場合とで生じる差額を便益と認識
中部電力 PG	・防御・検知機能強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化） ・対応力強化（脆弱性管理の精度向上、有事の影響把握・対処迅速化） ・セキュリティ対策強化（専門人材配置、人材育成）	①116.0億円 ②－	【想定するサイバー攻撃の内容】インターネット及び制御系ネットワークへの直接侵入による情報系・電力制御システムへのサイバー攻撃 【現在】大量の情報漏えい及び情報系システムの機能停止が発生し、対応に 116億円 必要（情報漏えいに対するお詫び費用：60.0億円、情報系システムの業務復旧に係る人件費：25.9億円、サイバー攻撃への対応に係る人件費等：12.6億円 など） 【今後】社内ネットワークへの侵入に係る防御強化・検知早期化により、情報系・電力制御システムへの攻撃被害のリスクを低減
北陸電力 送配電	・ログ収集サーバ設置	①0.7億円/セキュリティ事故1回 ②－	【想定するサイバー攻撃の内容】総合制御所・中央給電指令所システムへの不正アクセス、ログ削除・改ざん行為等 【現在】ログ改ざん等により侵入経路特定が困難となり、全サーバの初期化・再構築が必要（ログ調査及び復旧作業に係る費用： 73百万円 ） 【今後】ログ調査が容易になり、初期化・再構築が必要なサーバを限定することが可能（ログ調査及び復旧作業に係る費用： 2.4百万円 ）⇒差引 70.6百万円
関西電力 送配電	①サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（ホワイトリスト製品の導入・適用） ②ログ分析システムをアラート監視に活用 ③ファイアーウォール設置拡大	①数百～数千億円/有事による停電1回 ②－	【想定するサイバー攻撃の内容】電力制御システムへの侵入やマルウェア感染による不正制御等 【現在】少なくとも1時間の大規模停電が発生し、最大 5,341億円 の被害が発生（停電影響に係るESCJの調査結果より試算。停電範囲が一部に止まる場合でも、少なくとも 160億円 の被害が発生） 【今後】ログ分析を活用した攻撃検知の高度化や影響範囲極小化対策により、被害拠点を即時に切り離し、正常な拠点を維持することで大規模停電の発生リスクを低減
四国電力 送配電	・サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化（セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化）	①0.1億円/セキュリティ事故1回・1制御所・1日当たり ②－	【想定するサイバー攻撃の内容】系統制御所システムへの不正アクセスによりシステム停止 【現在】系統制御所システムの停止を受け、配下の電気所において開閉設備等を有人で操作・監視（事象発生1回あたり、1制御所（配下に複数の電気所が存在）あたり、1日あたりで 0.1億円 必要） 【今後】システムへの不正アクセスの早期発見・対処が可能となり、システム停止リスクを低減
九州電力 送配電	・事務処理ネットワークと制御系ネットワークの間に、ファイアーウォールを設置。（シングルでなく多段に設置）	①19億円 ②－	【想定するサイバー攻撃の内容】電力制御システムへの侵入 【現在】1配電事業所あたり1時間の停電が発生し、 約19億円 の被害が発生（停電影響に係るESCJの調査結果より試算） 【今後】ファイアウォールの強化で制御系ネットワークへの侵入・停電被害のリスクを低減

(8) サイバーセキュリティ – 検証結果 (全体) –

第24回料金制度専門会合
資料6 (2022年11月4日)

- 各社のセキュリティ内容を個別に検証した結果、各社現状を踏まえ必要な対策に係る投資を計画しているとの説明があった。
- 他方で、中部の費用が他社に比べて高額である点につき、次頁に詳細を整理した。

事業者	取組予算 (全期間)	具体取組・予算内訳	これまでのサイバーセキュリティ対策と 今回のサイバーセキュリティ対策の差異	便益 (金額、 算定期間)	規制期間 見積費用
中部電力 PG	67.7億円	・防御・検知機能強化 (セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化) 【47.5億円】 ・対応力強化 (脆弱性管理の精度向上、有事の影響把握・対処迅速化) 【17.6億円】 ・セキュリティ対策強化 (専門人材配置、人材育成) 【2.6億円】	※次頁にて詳細説明	①116.0億円 ②ー	66.8億円
北陸電力 送配電	0.7億円	・ログ収集サーバ設置【0.7億円】	【現在】 各サーバでのアクセス記録保管 (改ざん防止機能なし) 【今後】 ログの一元集約により検知/被害把握のレベル向上 (早期原因の特定、内部不正者の追跡、影響範囲等の調査容易化)	①0.7億円/セキュリティ事故1回 ②ー	0.3億円
関西電力 送配電	10.4億円	①サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化 (ホワイトリスト製品の導入・適用) 【4.7億円】 ②ログ分析システムをアラート監視に活用 【3.8億円】 ③ファイアーウォール設置拡大【0.5億円】	【現在】 事務処理系と制御系ネットワーク間のファイアーウォールや外部メディア検査用端末の設置などの防御策と不正通信監視により多層対策を実施。 【今後】 防御策だけでなく、検知・対応策を一層強化し、ランサムウェア等侵入後に感染が急拡大するようなマルウェアへの感染に対し、①重要サーバの感染防止、②監視強化による早期検知、③感染した場合の影響範囲限定する。 ・ログ分析システムのアラート監視活用により、検知可能化、分析の迅速化 (数日⇒数秒～数分)	①数百～数千億円/有事による停電1回 ②ー	8.4億円
四国電力 送配電	5.7億円	・サイバー攻撃に関する防御力・検知力強化 (セキュリティチェック強化、対象システム・機器対象拡大、ログ分析強化) 【5.7億円】	【現在】 外部ネットワークと接続する公開系と監視制御系のIP分離、厳格な入退管理、システム利用権限の付与による利用者の制限 等 【今後】 現在の対策に加え、系統制御所システムの通信信号をリアルタイム監視し、不審な信号等をセキュリティ監視箇所へ通知する機能を具備したセキュリティ監視装置によりサイバー攻撃に対処。	①0.1億円/セキュリティ事故1回・1制御所・1日当たり ②ー	2.7億円
九州電力 送配電	8.6億円	・事務処理ネットワークと制御系ネットワークの間に、ファイアーウォールを設置。(シングルでなく多段に設置)	【現在】 ファイアウォール、ログ分析システム、ホワイトリスト、不正通信監視といった多層防御を実施。 【今後】 今回の対策により、事務処理系ネットワークからの電力制御系ネットワークへの侵入リスクを低減化。	①19億円 ②ー	1.5億円

(中部) サイバーセキュリティ対策による想定便益

中部電力PG提出資料

現状の対策内容において、サイバー攻撃等発生時に必要となる費用及びその算定根拠

- インターネット（クラウド、IoT）からの侵入に対して、「大量の情報漏えい」および「システムの機能停止」の場合を想定して、被害額等を以下の通り算定しております。
- なお、制御系システムへの内部侵入に対しては、被害の想定が困難なため、被害額等を算定しておりません。

<情報系システムからの大量の情報漏えい> (億円)

内訳	費用	説明
お詫び費用	60.0	情報漏洩件数（1,000万件）×お詫び費用等（600円/件）
問い合わせ対応（コールセンター）	0.5	過去実績を適用
お客さま対応人件費	3.3	対応人数×人件費単価×対応日数
サイバー攻撃対処に関する人件費等	1.1	【人件費】対応人数×人件費単価×対応日数 【委託費】類似事象実績から想定
計	64.9	

<情報系システムの機能停止> (億円)

内訳	費用	説明
事務用パソコン修理	8.5	パソコン修理費用×台数
サーバ復旧費用等	4.0	サーバ作業費用×台数
業務復旧に関する人件費	25.9	対応人数×人件費単価×対応日数
サイバー攻撃対処に関する人件費等	12.6	【人件費】対応人数×人件費単価×対応日数 【委託費】委託人件費単価×工数
計	51.0	

合計：116億円

今回の次世代投資を踏まえて、サイバー攻撃等発生時に必要となる費用及びその算定根拠

- 同左
⇒今回のセキュリティ投資は、サイバー攻撃が発生した場合の対応コストを抑制するためのものではなく、海外事例等から増加が予想される攻撃による被害発生リスク（頻度）を低減させるためのものです。
ですので、攻撃被害が発生した場合には同額程度の対応コストが発生すると考えております。

合計：116億円

サイバー攻撃による被害を1回被った場合の想定被害

頻度

- 日々膨大なサイバー攻撃を受けておりますが、各種対策により被害の未然防止を図っており、発生頻度を想定することは困難です。

リスク低減(頻度低減)

- 今回のセキュリティ投資は、海外事例等から増加が予想される攻撃による被害発生リスク（頻度）を低減させるためのものです。

(北陸) サイバーセキュリティ対策による想定便益

- サイバーセキュリティ対策による便益は、対策前後費用の差額から**0.7億円/セキュリティ事故1回**を想定

想定しているサイバー攻撃等の内容や重大性、発生が見込まれる頻度など

<想定されるサイバー攻撃の内容>

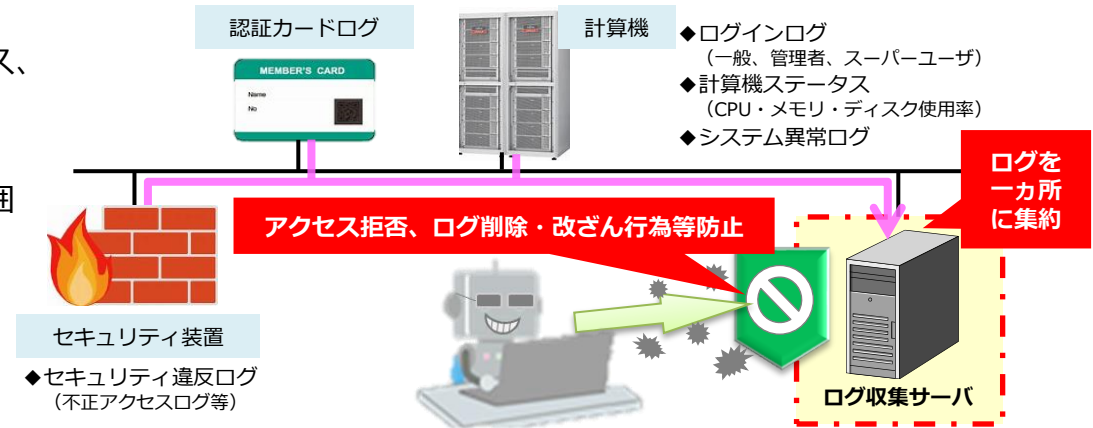
- 総合制御所・中央給電指令所システムへの不正アクセス、ログ削除・改ざん行為等

<想定されるリスク影響（重大性）>

- ログ削除・改ざん行為等により、攻撃の原因や影響範囲が特定できず、システム機能停止が長期化
- 事故終息の判断や再発防止策検討が困難

<発生が見込まれる頻度>

- 不正アクセス自体の発生頻度低下は困難であるが、ログ削除・改ざん行為等は撲滅する想定



対策前

- サイバー攻撃を受けた場合、侵入経路特定のためにログの取得が必要となるが、ログが改ざんされた場合は**侵入経路が発見できず影響範囲の特定が困難**であることから、最悪の場合、**全てのサーバ**の初期化、再構築が必要となる。

<影響額の算定>

ログ調査：0.5時間/サーバ×30サーバ＝15時間＝2人日

復旧作業：10人/サーバ×5日×30サーバ＝1,500人日

計：1,502人日

1,502人日 × 48,600円（大手ソフトウェア平均単価）

＝ **73百万円**

**想定便益
0.7億円**

対策後

- サイバー攻撃を受けた場合、侵入経路特定のためにログの取得が必要となるが、**ログが一カ所に集約されるためログ調査が容易**となり、**影響範囲も容易に特定可能**となるため、**該当サーバのみ**の初期化、再構築にて対処可能となる。

<影響額の算定>

ログ調査：0.5時間/サーバ×1サーバ＝0.5時間＝0人日

復旧作業：10人/サーバ×5日×1サーバ＝50人日

計：50人日

50人日 × 48,600円（大手ソフトウェア平均単価）

＝ **2.4百万円**

- 当社が次世代投資件名に計上して取り組んでいる対策は、電力制御システムが対象となっております。
- 第24回料金制度専門会合（11/4）の資料における便益（数百～数千億円／有事による停電1回）については、電力制御システムへの不正制御等に伴う損失の想定に基づき算出

【算定根拠】

- 日本の電力会社ではサイバー攻撃による大規模停電は発生していないため、海外のサイバー攻撃における停電時間を参考に、関西エリアで大規模停電が発生した際の被害規模を算定。

【海外のサイバー攻撃による被害実績】

時期	発生地域	停電時間
2020	インドムンバイ	2時間
2016	ウクライナ	1時間
2015	ウクライナ	6時間

※JPCERT参照

【関西エリアの想定被害規模】

海外事例を元に少なくとも1時間の停電が発生すると想定し、関西エリアで下記の停電影響となる。

停電量	11,594 MWh [低圧電灯:5,220MWh 低圧電力: 533MWh 高圧以上:5,841MWh]
全エリア	5,341億円
一部エリア	160億円 （3%）



【現状】

電力制御システムへの侵入やマルウェア感染による電力制御システム的不正制御等に伴い、各エリアで大規模停電発生の場合には、数百億～数千億程度の損失が発生すると想定。

【今後】

攻撃検知の高度化（ログ分析活用）や影響範囲極小化対策（FW設置）により、被害拠点の即時切り離しすることで、正常拠点を維持し停電回避に寄与できる。

※電圧別の影響額単価は、ESCJ調査(事前予告なし)による
（第4回次世代スマメ検資料）

(参考) <レジリエンス> 停電の早期解消による便益

第4回次世代スマメ検討会資料

MRI

(ご参考) 停電時間短縮に関する便益試算の前提

- 直近10年間（2009年度～2018年度のうち東日本大震災影響の大きい2010年度を除く）の全国平均停電時間は約50.3分。このうち毎年3分程度は作業停電が実施されるため、短縮効果があると想定される事故停電は47分程度である。
- 停電被害額については、電力中央研究所や電力系統利用協議会（ESCJ）が調査結果を発表。今回は「予告なし」の停電被害に相当するため、ESCJ調査のうち停電予告なしの場合の停電被害額を試算条件として使用している。
- 2019年度低圧電力需要のうち、電灯需要を一般家庭相当、電力需要を低圧需要家相当（ESCJ調査では中小事業所）とみなし、停電被害額を試算している。

全国の停電状況

年度	停電回数 (回/年)	停電時間 (分/年)
2009	0.15	14
2010	0.94	514
2011	0.22	79
2012	0.18	37
2013	0.16	16
2014	0.16	20
2015	0.13	21
2016	0.18	25
2017	0.14	16
2018	0.31	225

2010年度を除く
10年間の停電時間は
平均50.3分
(作業停電を除くと
47分/年程度)

停電被害額の想定（円/kWh）

需要家種別	電中研調査	ESCJ調査 (予告あり)	ESCJ調査 (予告なし)
一般家庭	2,860円	5,158円	6,822円
低圧需要家	5,230円	1,433円	13,622円
高圧需要家	2,800円	2,199円	84,093円
特高需要家	1,600円		

出所)電中研「需要家から見た供給信頼度の重要性と停電影響－国内需要家調査および首都圏停電調査にもとづく分析－」より三菱総研作成
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y06005.html>
<2020年12月7日閲覧>

出所) ESCJ調査はOCCTO「第4回電力レジリエンスに関する小委員会」資料3より抜粋
夏・冬の平均値及び、コストに幅のあるものは最小値を記載

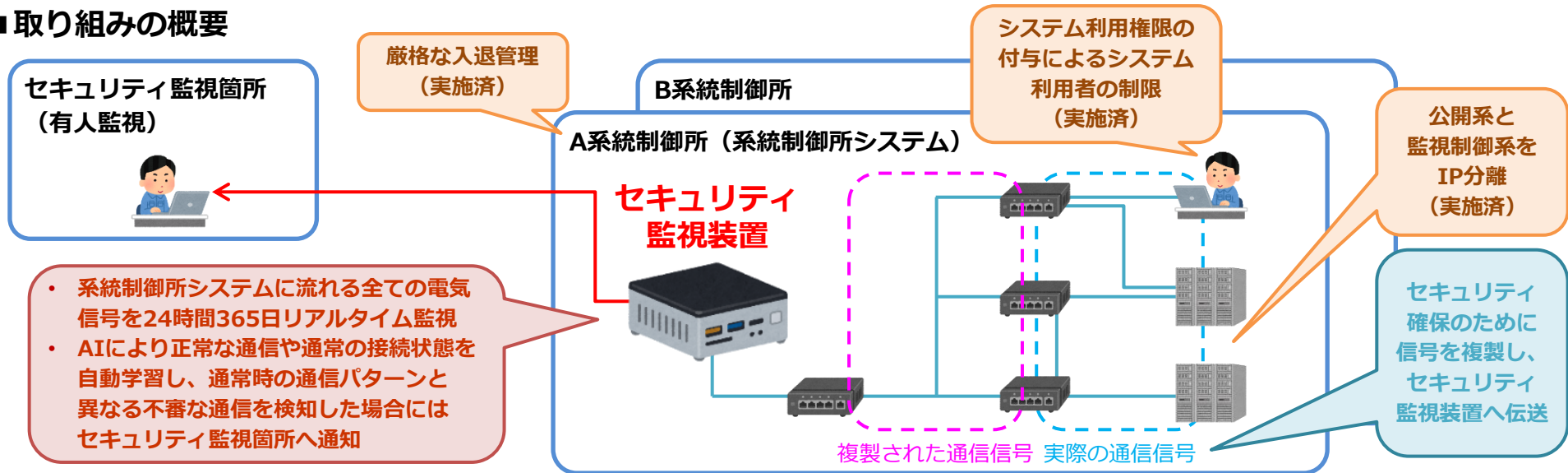
出所)電気事業連合会「電気事業のデータベース」より三菱総研作成
https://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/pdf/09_b.pdf
<2020年12月7日閲覧>

系統制御所システムのセキュリティ強化の概要

- 系統制御所システムがサイバー攻撃を受け、システムを停止せざるを得ない状況となった場合、配下の電気所(変電所や開閉所等)の遠方監視制御がシステムを介して行えなくなり、広範囲において電力の安定供給に支障をきたす虞があります。
- 今回の施策実施により、系統制御所システムへの不正なアクセスを早期に発見可能となることから、サイバー攻撃による電力供給支障の発生リスクを低減させることができると考えております。
- 万が一、系統制御所システムが停止した際には運転責任者が各電気所へ入所し、開閉設備(遮断器・断路器)等の操作や監視をシステムを介さず行う(以下、直接運転という。)こととしており、体制の構築や運転に要する費用が発生※しますが、今回の施策実施により直接運転を回避することが可能と考えております。

※ 当該費用を便益として試算：約0.1億円/日

■取り組みの概要



■便益の算定根拠(1 箇所の系統制御所が24時間停止する場合を想定)

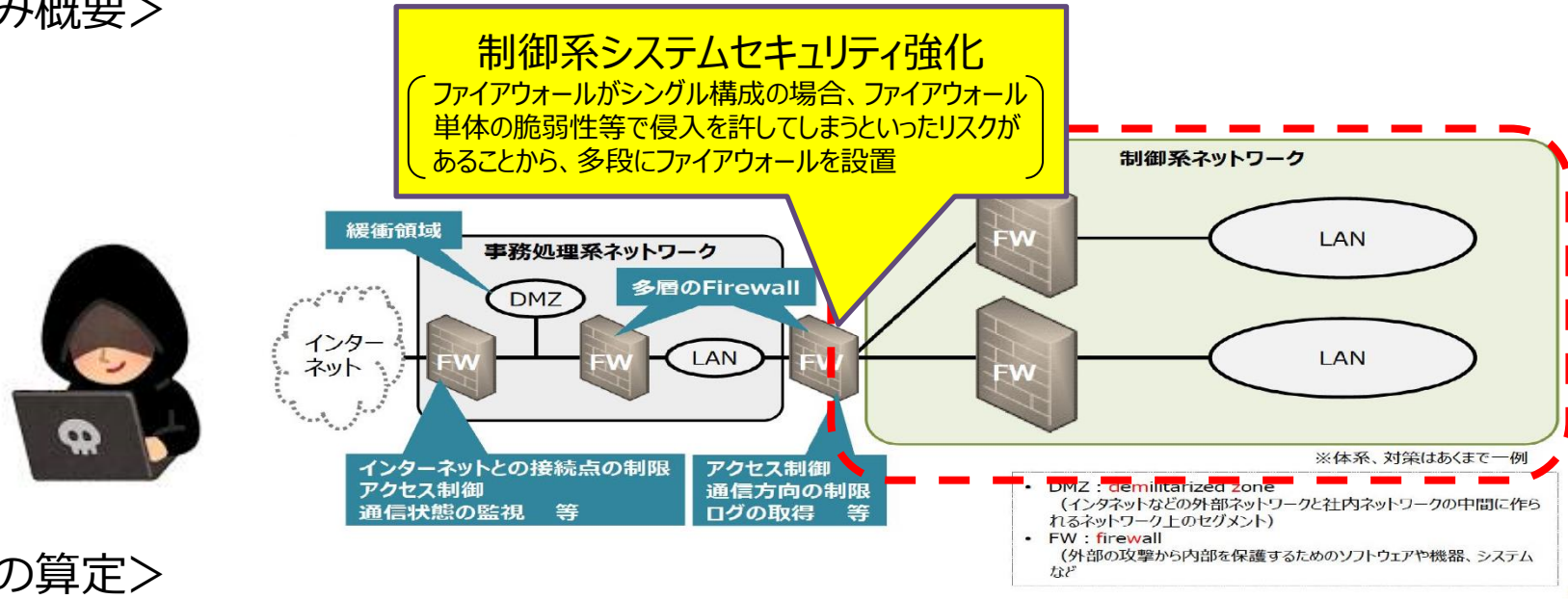
直接運転に必要な人員数 102人	×	人件費単価 3,787円/h	×	時間 24h	=	直接運転に要する費用(便益額) 約0.1億円/日
---------------------	---	-------------------	---	-----------	---	-----------------------------

※：サイバー攻撃を受けた結果、電気所の直接運転に留まらず、停電等の電力供給支障にまで被害が発展する場合は、更に影響範囲及び影響額が拡大すると考えられますが、今回の試算ではそうした影響額は含んでおりません。

- サイバー攻撃により電力制御システムに異常が発生すると、広範囲で電力の安定供給ができなくなるおそれがあることから、電力制御システムのセキュリティ強化を行います。
- 今回の対策により、サイバー攻撃による大規模な停電が発生するリスクを大幅に低減できることから、停電による社会的損失回避を便益（約19億円※）として計上しています。

※ウクライナの電力施設へのサイバー攻撃2016年12月17日の停電実績（1H15M）を参考に、規制期間中における1配電事業所で1hの停電の発生リスクを低減できると仮定して試算

<取組み概要>



<便益の算定>

停電1kWhあたりの影響額※

10,669
円/kWh

×

1 hあたりの需要電力量
 (規制期間中平均)

$9,300 \times 10^3$
kWh

÷

1 事業所あたり

54
事業所

=

社会的損失

約19億円

2.(1) 停電影響度の係数③

2021.10.28-料金制度専門会合資料
「高経年化設備更新ガイドラインの策定について」抜粋

設備 区分	設備種別		停電1kWhあたりの 影響額(円/kWh)	故障発生時の 供給エリアの 停電電力(kW)	停電時間 (h)	故障時の 停電発生確率
	大分類 (品目)	小分類 (電圧)				
配電 設備	電柱	6.6kV	10,669 ※1	※2	2	100%
		100／200V		※3		
	電線	6.6kV		※2		
		100／200V		※3		
	ケーブル (地中)	6.6kV		※2	3	
		100／200V		※3		
	柱上変圧器	—		※2	2	
		—		※2		

※1 ESCJ調査データ（2013年、停電予告なし）、大口、中小事業所、個人における停電1kWhあたりの影響額（円/kWh）の平均値

※2 配電用変電所における最大潮流値/配電用変電所に連系される全開閉器区間数

※3 配電用変電所における最大潮流値/配電用変電所に連系される全柱上・地中変圧器バンク数

1. サイバーセキュリティの取組に係る確認内容の報告
- 2. 第23回専門会合資料4の一部修正について**
3. （参考）発電予測精度向上及び分散グリッド化に係る事業者説明資料

2. 第23回専門会合資料4の一部修正について (次世代スマートメーター検証④システム関連費用等)

- 第23回専門会合において御議論いただいた次世代スマートメーター導入に係るシステム関連費用について、沖縄電力より事務局宛に報告していた数値に誤りがあったとの報告があった※。
※提出値の内訳を報告する際に一部の数値の単位が誤っていたものであり、収入の見通しの提出値への影響はなし。
- 当該費用については、同会合において、「システム関連費用は現行既存システムの構成等により各社でばらつきが存在し、**各社ごとに合理的な費用水準を推定することは困難**」と整理したところ。
- 今回申告のあった沖縄電力の数値の訂正を反映した表は以下のとおり。
 - －HES（通信システム）関連費用（1台あたり）は最も高い水準
⇒同社提出値は1社見積り結果をベースに算出されているところ、同社において現在実施中のRFIを踏まえて今後費用を抑制できる可能性があると考えられるところ、同会合で認められた**九州電力送配電の単価水準（6,877円/台）まで認めることとしてはどうか。**
 - －MDMS（データ管理システム）関連費用（1台あたり）は他の事業者並みの水準
⇒同会合で整理したとおり、**認めることとしてはどうか。**

	単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄 修正後	沖縄 修正前
HES関連費用	円/台	4,581	2,639	6,804	4,955	4,502	3,097	5,466	1,755	6,877	8,080	973
MDMS関連費用	円/台	2,342	1,977	1,932	623	3,397	1,604	1,872	2,267	1,840	1,860	2
中継装置・コンセント レーター関連費用	円/台	493	—	1,420	4,598	314	80	3,749	859	—	—	—
コンセントレーター数	個	1,800	—	40,600	21,267	3,000	—	9,700	5,800	—	—	—
中継装置数	個	—	—	(合算値)	45,165	—	1,327	40	—	—	—	—
その他費用	円/台	4,500	921	2,517	2,444	—	3,025	2,728	3,384	2,380	—	—

(3) スマートメーター検証④システム関連費用等

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

【中部電力PGの中継装置・コンセントレーター関連費用】

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

【北海道電力NWのその他費用】

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

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

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

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

※沖縄は中継装置・コンセントレーターは、追加設置がゼロ。

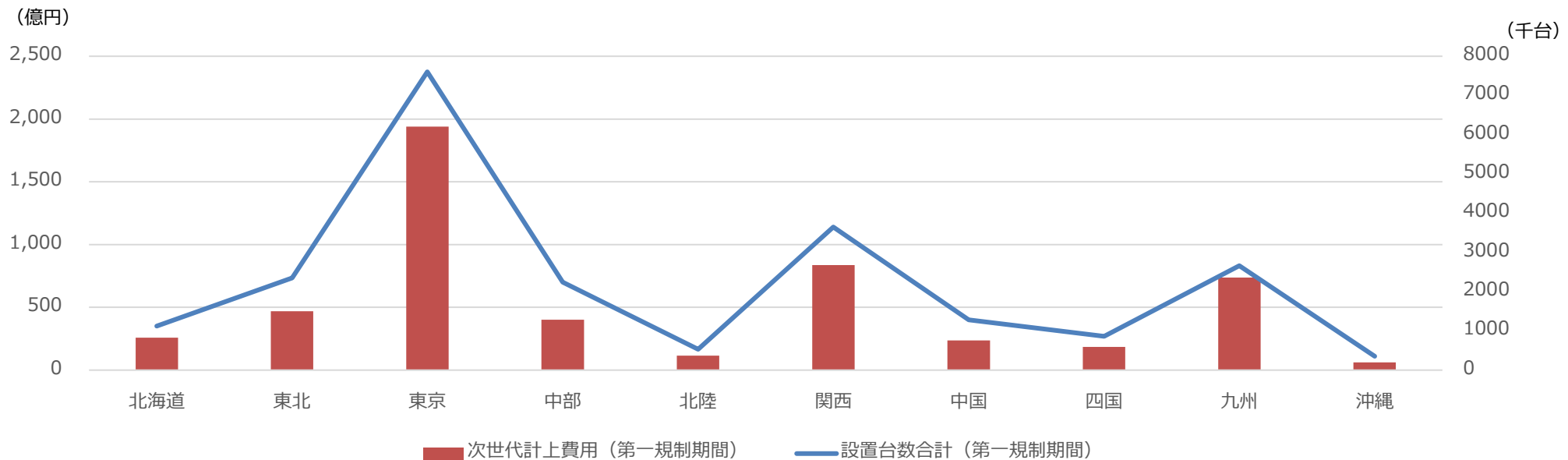
2. 第23回専門会合資料4の一部修正について

(次世代スマートメーター検証①設置予定台数の妥当性、②・③設置単価(高圧))

- 第23回専門会合の資料4「次世代投資費用の検証結果について」の28スライド及び35スライドについて、資料内容の一部記載誤りが判明。
- 本会合において修正内容を御報告させていただくとともに、掲載資料について、今回の修正を反映したものに差し替えることとしたい(修正内容は次頁以降)。

（3）スマートメーター検証①設置予定台数の妥当性

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



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

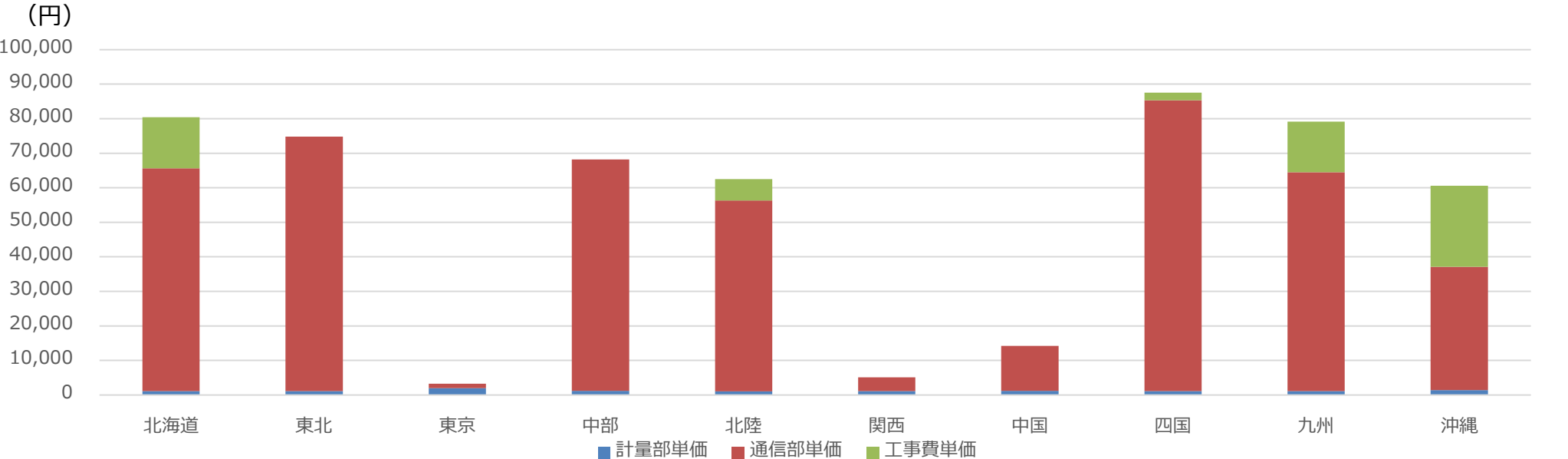
「173」→「178」

「510」→「530」

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

(3) スマートメーター検証②・③設置単価（高圧）

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



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

「1,159」→「1,130」

1. サイバーセキュリティの取組に係る確認内容の報告
2. 第23回専門会合資料4の一部修正について
3. **（参考）発電予測精度向上及び分散グリッド化に係る事業者説明資料**
 - ①**発電予測精度向上**：**北陸電力送配電**
関西電力送配電
 - ②**分散グリッド化**：**東北電力ネットワーク**
東京電力パワーグリッド

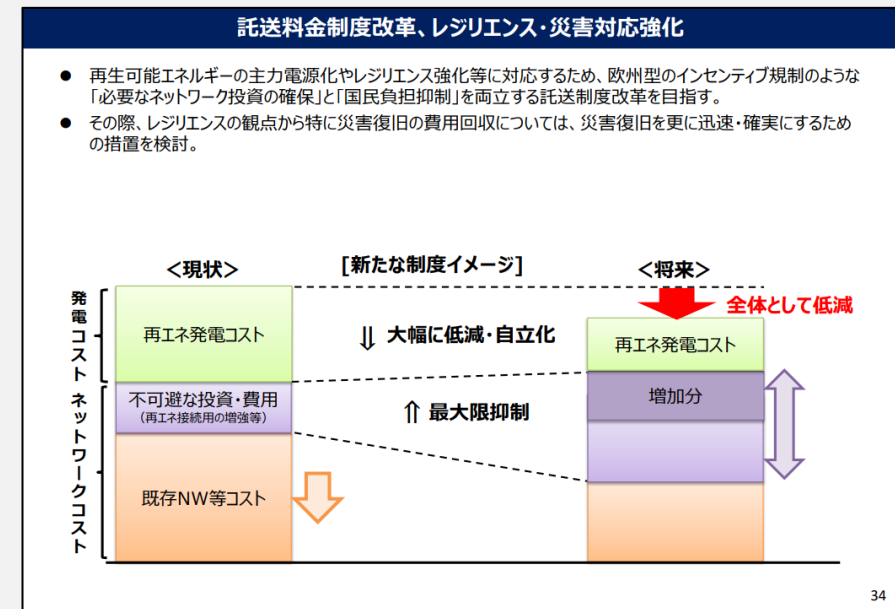
2050年カーボンニュートラルに伴う グリーン成長戦略

- 電力部門の脱炭素化は大前提であり、**再生可能エネルギーの最大限の導入など「電源の脱炭素化」**を図る一方、産業・運輸・家庭部門の非電化領域における「電化」を推進する方針が示された。



託送料金制度改革 (レベニューキャップ制度) の目的

- 一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、**再エネ主力電源化**やレジリエンス強化等を図る。



再エネ予測精度向上がもたらす効果

- 再エネ出力制御量の低減
- 再エネ予測誤差に対応するための調整力量の低減
- 混雑時の既存系統の最大限の活用



再エネ主力電源化

CO₂削減

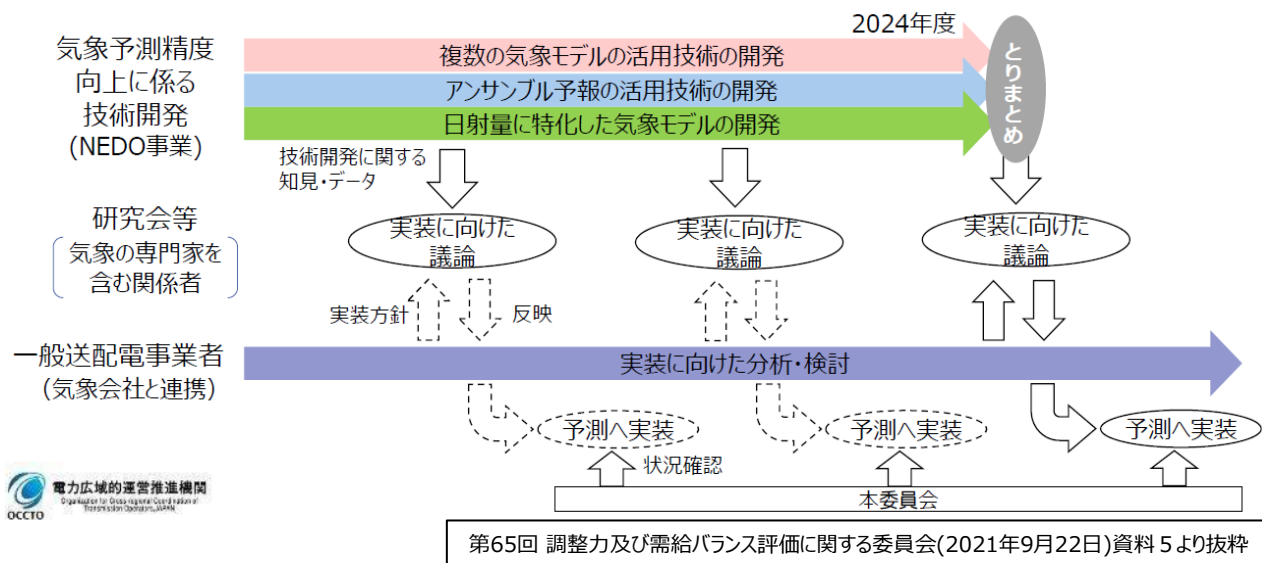
化石燃料の消費抑制

電気料金の低減

- 再エネ発電予測精度向上は、化石燃料等の調整力を低減しCO2削減他、再エネ主力電源化に資する取組みである。
- 太陽光発電出力は、①日射量と②換算係数から想定しており、それぞれの精度向上を図る必要がある。
 - ①日射量：NEDO実証結果を新たに電力の予測システムに反映することで精度向上を図る。
 - ②換算係数：発電出力計測実績を新たに取得し活用することで精度向上を図る。

【NEDO実証事業成果の検証・検討・システム反映】

(2023～2027年度)



【日射量換算係数等の精度向上】

(2023～2027年度)

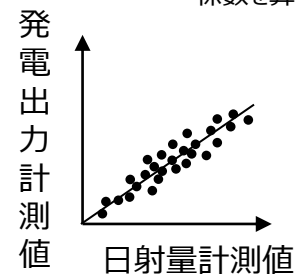
■ 発電予測の精度向上

日射量計測値と発電出力計測(および発電スマメ情報)との相関分析に基づく、日射量換算係数の精度向上

(相関分析のイメージ)

$$\text{発電出力予測値} = \text{日射量換算係数} \times \text{日射量予測値}$$

↑ 計測結果より係数を算出



【効果】

- 再エネ出力制御量の低減
- 混雑時の既存システムの最大限の活用
- 再エネの予測誤差に対応するための調整量の低減

【課題】

- 再エネ発電予測精度向上には、気象予測の精度向上が重要であり、NEDO事業等による継続的な技術開発
- 新たな気象予測技術を自社の予測システムに実装するための分析・検討

具体的な取組目標

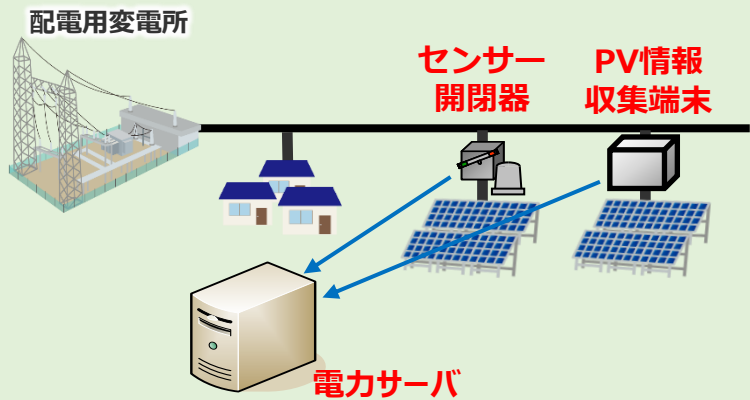
(出所) 第14回 料金制度専門会合 (2022年7月29日)
資料6 「収入の見通し算定に係る事業計画」

■ 再エネ出力予測誤差低減に向けた取組みの継続実施と、再エネ出力予測システムの機能拡充を図ります。

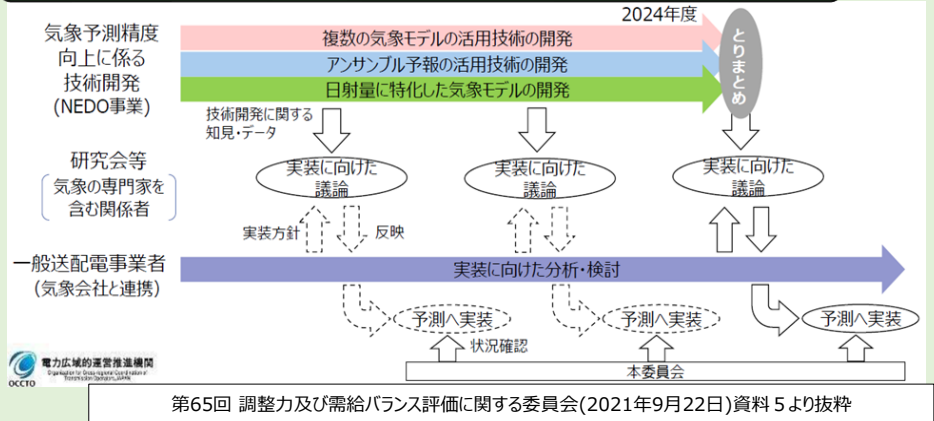
＜施策内容＞

- 日射量換算係数等の精度向上【センサー開閉器等を活用した太陽光発電計測対応】
 - ・発電予測の精度向上：日射量計測値とリアルタイム発電出力計測（および発電スマメ情報）との相関分析に基づく、日射量換算係数の精度向上
 - ・発電実績の推定精度向上：PV情報収集端末やセンサー開閉器等を活用したリアルタイム発電出力計測地点の拡大
 - NEDO実証事業成果の検証・検討・システム反映【再エネ予測精度向上】
 - ・アンサンブル予報※の活用技術、日射量予測に特化した気象モデルなどの最新の気象モデルや予測手法の適用検討とシステム反映
- ※少しずつ異なる初期値で多数の予報を行い、平均やばらつきの程度といった統計的な情報を用いて気象現象の発生を確率的に捉える予測手法

日射量換算係数等の精度向上



NEDO実証事業成果の検証・検討・システム反映



【ロードマップ】

取組内容	これまで (～2022年)	第一規制期間 (2023～2027)	第二規制期間以降 (2028～)
①センサー開閉器の設置		センサー開閉器の設置	適用拡大
②再エネ出力予測システム改修		太陽光発電計測対応 NEDO実証成果反映	更なる機能向上改修

取組効果（定性的・定量的便益評価）

(出所) 第14回 料金制度専門会合 (2022年7月29日)
資料6 「収入の見通し算定に係る事業計画」

【定量効果】

- 再エネ予測精度向上による調整力確保に要する費用削減：▲0.2億円/年
- 便益発現時期：システム運開2025年度以降

【定性効果】

- 再エネ出力制御量の低減
- 混雑時の既存系統の最大限の活用
- 再エネの予測誤差に対応するための調整量の低減

【投資額の詳細】

取組内容	費目	投資額【億円】			
		～2022	第一規制 期間合計	第二規制 期間以降	算定根拠
①センサー開閉器の設置	投資	-	0.1	毎年度 計画的 に実施	■ 過去実績単価×計画数※ ※計測不能エリアおよび新規申込分から 選定した箇所数を基に算定
	修繕	-	0.5		
②再エネ出力予測システム改修	投資	-	4.3	3.8	■ 過去実績を基に算定

- ・ 再エネの導入拡大に対応するため、再エネ出力予測精度の向上に継続的に取り組む必要があります。
- ・ 太陽光・風力発電の出力予測システムの予測精度向上を行うことにより、安定的な需給運用、調整力の調達コスト低減、再エネ出力制御量の低減を目指します。
- ・ なお、「再エネ大量導入に向け、発電予測精度向上を実現するためには、新たな予測技術の開発・導入に向けた研究投資が必要である」と第19回料金制度専門会合にて整理頂いております。

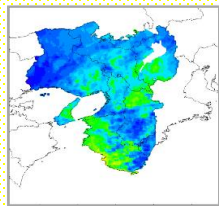
課題・これまでの実施内容	今後の取組み・便益
【これまでの取組みと課題】 ○ 再エネの連系量は年々増加しており、2050年カーボンニュートラルの実現に向け更なる増大が見込まれています。 ○ 再エネは発電量が気象状況の変化により大きく変動するため、再エネが大量に導入されると、電力システムの安定的な需給運用に影響を及ぼすおそれがあります。 ＜太陽光発電出力予測精度向上＞ ○ 当社では、太陽光発電出力予測精度向上のために、「日射量予測精度の向上」、「太陽光発電出力換算係数の最適化」の二つに取り組んでまいりました。 ＜風力発電出力予測精度向上＞ ○ これまで、関西エリアへの風力発電の連系量は少なく、簡易的な風力発電出力予測を行っていました。 ○ 今後の風力発電の連系量の増加を見据えて、風力発電出力予測精度向上を目的に、2022年度を目途に出力予測システムの導入を予定しています。	【今後の取組み】 ＜太陽光発電出力予測精度向上＞ ○ 「日射量予測精度の向上」を目的に、これまで取り組んできた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に加え、<u>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、出力予測システムに反映します。</u> ＜風力発電出力予測精度向上＞ ○ 2022年度を目途に風力発電出力予測システム構築を行い、以降は、<u>気象専門家の最新知見を取り込むなど、継続的に精度向上の取組みを実施します。</u> ○ 上記取組みにより、第1規制期間の支出額は約2億円を計画しています。 【便益】 ○ <u>太陽光・風力発電の出力予測システムの予測精度向上を行うことにより、安定的な需給運用、再エネ出力制御量の低減、調整力の調達コスト低減（約26億円/年）が期待できます。</u> ※：少しずつ異なる初期値を多数用意する等して多数の予報を行い、予報のばらつき具合等の情報を用いて気象現象の発生を確率的に捉え、予測の信頼度を分析する手法。

(参考) 太陽光発電出力予測システム概要

- 当社の太陽光発電（P V）出力予測システムの概要は以下の通りです。

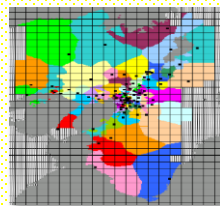
太陽光発電出力予測システム概要

関西エリアの1kmメッシュの日射量に、同メッシュの発電設備容量、出力換算係数を乗じて予測し、1kmメッシュ毎に算出した出力の合計値を関西エリアの太陽光の出力予測値としています。



日射量

日射量を1kmメッシュで予測



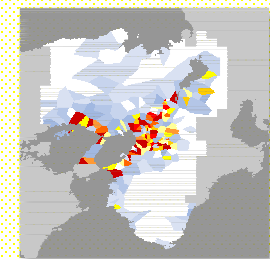
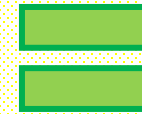
PVマップ

PV連系量を1kmメッシュで管理



k
PV出力
換算係数 (※1)

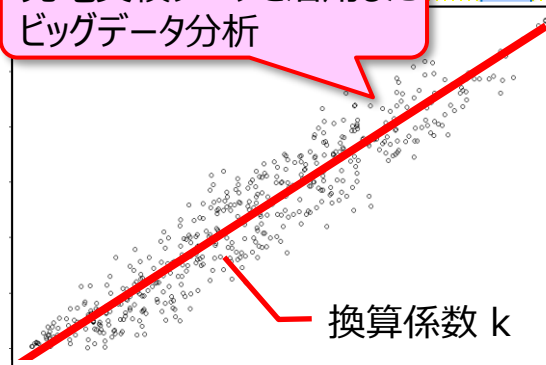
PV設置角度・方位などが影響



PV出力
(※2)

発電実績データを活用した
ビッグデータ分析

P V
発電量実績



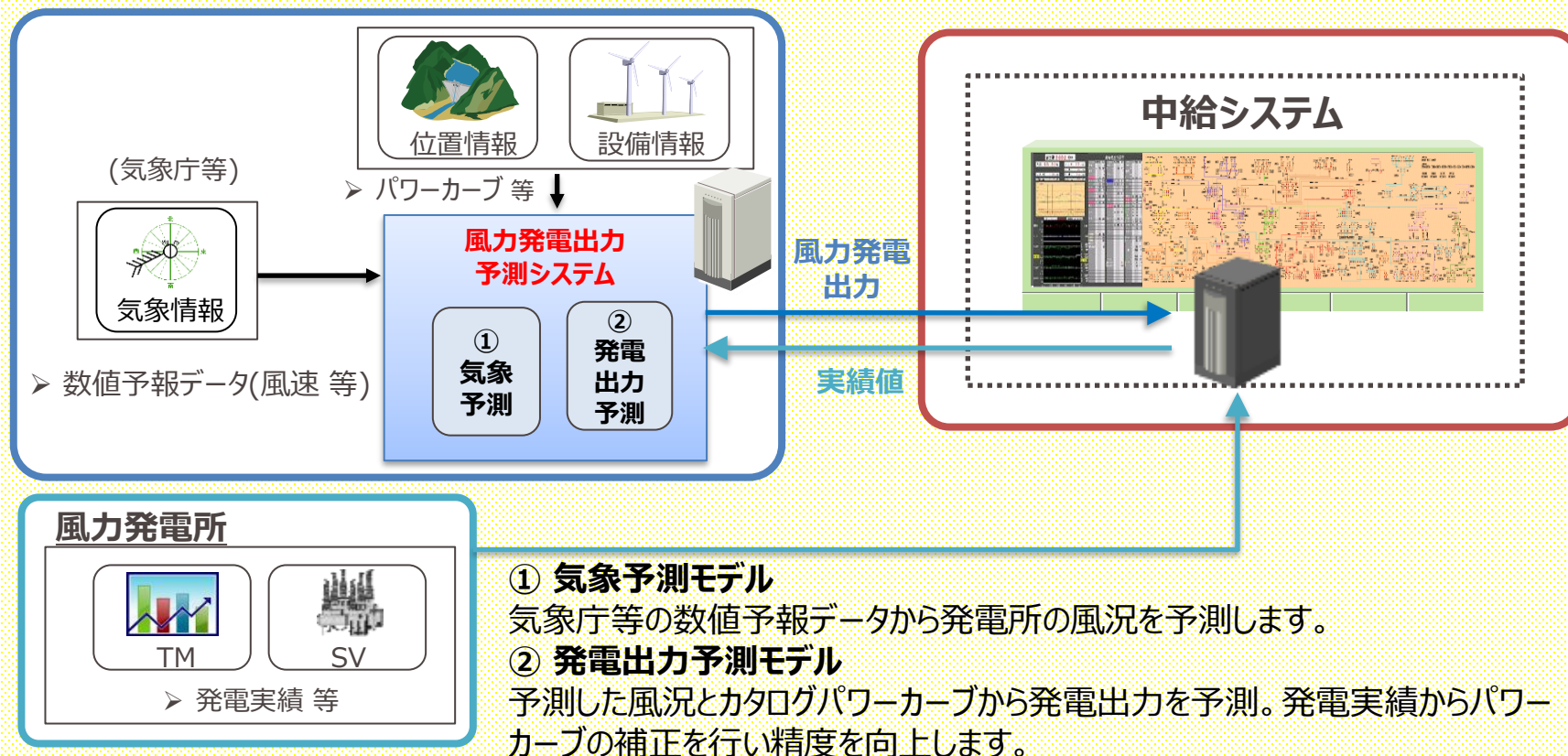
日射量×PV導入分布

(※1)月別に設定
(※2)低圧連系について自家消費を考慮

(参考) 風力発電出力予測システム概要

- 風力発電出力予測システムの概要は以下の通りです。

風力発電出力予測システム概要



1. サイバーセキュリティの取組に係る確認内容の報告
2. 第23回専門会合資料4の一部修正について
3. **（参考）発電予測精度向上及び分散グリッド化に係る事業者説明資料**
 - ① 発電予測精度向上：北陸電力送配電
関西電力送配電
 - ② 分散グリッド化：東北電力NW
東京電力PG

佐渡島における蓄電池・EMS等を 活用した需給調整の取組について

2022年11月21日

東北電力ネットワーク株式会社

- 佐渡島においては、供給電力（kW）の約94%が化石燃料由来（内燃力等）であるとともに、この燃料調達を島外からの海上輸送に頼っているため、環境負荷や災害発生時の安定供給が課題とされており、現在、行政主導による環境政策や脱炭素に向けた取組が進められております。
- 他方、環境性に優れる再生可能エネルギーが大量に当社電力系統に接続されると、電気の使用量と発電量の不均衡が生じ、電力の安定供給への影響が懸念されます。
- これらの課題を踏まえ、再生可能エネルギー・蓄電池・内燃力発電設備・エネルギーマネジメントシステム(EMS)等を組み合わせた最適な需給制御を行うことにより、電力ネットワークの高度化を通じて、安定供給の維持と電源の脱炭素化に向けた取組を実施するものです。

5-5.次世代投資計画(蓄電池・EMS等を活用した需給調整)

p131



再エネの最大限の導入と将来の分散グリッド実現を見据えた、「蓄電池・EMS等を活用した離島系統の需給調整」に取り組んでまいります。

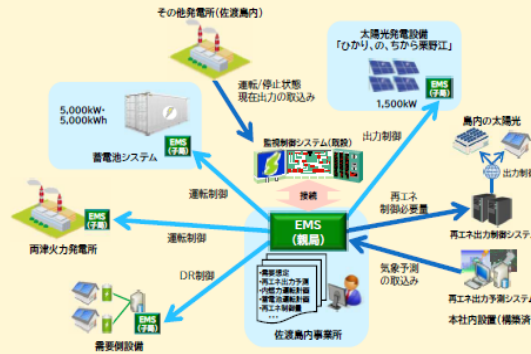
取組の意義・効果

- 東北6県・新潟県では、人口減少と高齢化といった社会的構造の変化等による地域経済の停滞といった課題に直面しており、特に離島は、エネルギー供給面では、ほぼ島外からの化石燃料の海上輸送に頼っていることから、環境負荷・災害リスク上の課題となっております。
- 「新潟県自然エネルギーの島構想」は、佐渡島・粟島において、再エネの導入拡大により、地域経済の活性化や、防災力の向上、そして豊かな自然環境の維持を図り、持続可能な循環型社会の実現を目指す取組になります。
- 当社は、この「新潟県自然エネルギーの島構想」に参画し、離島系統である佐渡市において、再エネや蓄電池、内燃力発電、エネルギーマネジメントシステム(EMS)等を組み合わせた最適な需給制御の実現に向けて取り組んでいくこととしております。
- 再エネ導入拡大を通じた離島供給の脱炭素化の推進のみならず、本取組を通じて得られた知見は、将来的な分散型グリッドの構築にも活用できるものと期待しております。

具体的な取組み

新潟県自然エネルギーの島構想(佐渡島)

- 島内の電気の使用量と再エネの発電量を予測するとともに、太陽光発電・内燃力発電等の発電量を一元的に把握・管理し、再エネを最大限活用しながら蓄電池の充放電と内燃力発電の出力調整等を適切に制御するシステムを構築してまいります。(着工:2022年度 運用開始:2024年度)



工事概要

- ・EMS新設
- ・太陽光発電設備新設 (1,500kW)
- ・蓄電池新設 (5,000kW・5,000kWh) ほか

投資額
下段には電機関係
において定まる費用

24億円
(6億円)

<佐渡島における主な電力供給の現状>



海上輸送により
燃料調達

両津火力発電所 (内燃力)



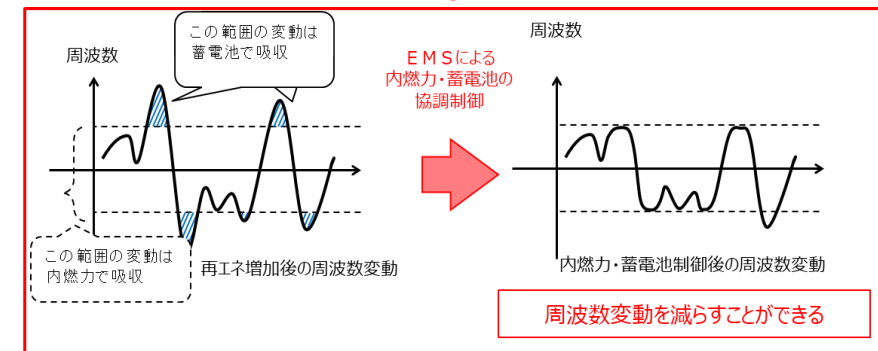
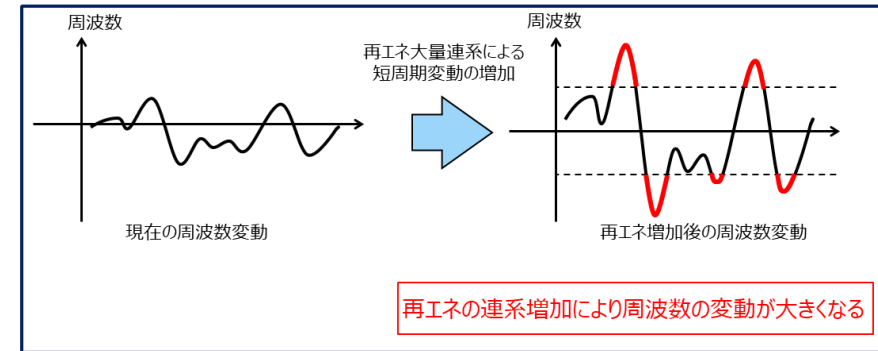
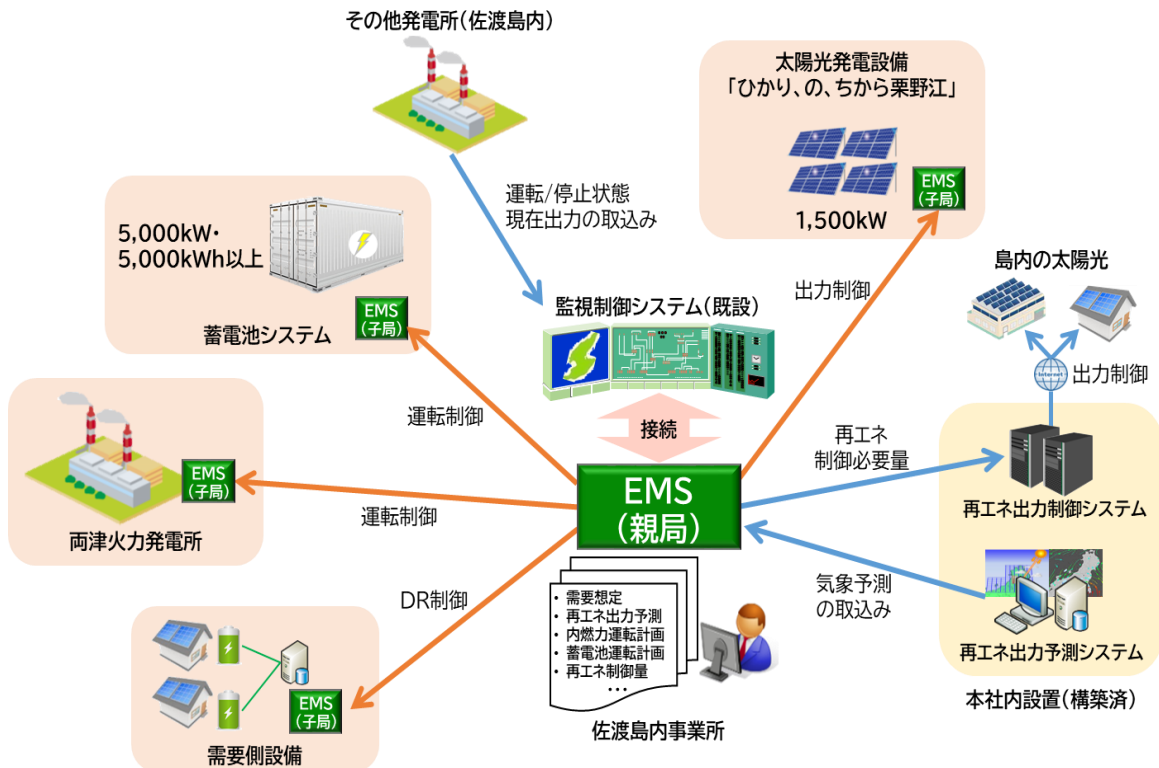
(出典：当社事業計画)

2. 取組概要

- 本取組では、既述の趣旨の下、既設の内燃力発電設備に加え、太陽光発電設備（出力1,500kW）、蓄電池システム（容量5,000kWh）、EMSを導入し、以下の取組により、再エネの出力抑制を最小限にしつつ、周波数の安定化を図るなど、最適な需給運用を目指します。

取組内容

- ① EMSと関連システムの連携により、島内の再エネ発電量と電気使用量を予測
- ② 太陽光発電・内燃力発電などの発電量を一元的に把握・管理し、再エネ制御量の減少に取り組む
- ③ 太陽光発電設備等や蓄電池システムを含む供給側設備と需要側設備を群単位で管理・制御することにより生み出す新たな調整力と、内燃力発電による調整力を適切に制御



3. 便益および費用の見通し

- 本取組にあたっては、太陽光発電設備設置工事における安価な工法の採用や、競争見積方式を採用し、コスト低減を図っております。
- また、一定の前提を置いた試算結果とはなるものの、長期的には燃料費の削減などによる定量的な便益が見込まれており、将来的な離島供給費用の削減が図られること、および一般送配電事業者として最も重要な安定供給の確保や脱炭素社会実現への貢献、さらには分散型グリッドの知見獲得による持続可能なエネルギーシステムの実現に資するものであり、離島に限らない多様な便益が期待される取組と評価しているため、当社として、本取組の着実な遂行を図ってまいります。

期待される便益

便益の性質	項目	便益額（または便益の内容）【算定期間：20年】
定性的な便益	安定供給の確保	✓ 再エネ設備と内燃力の協調制御の確立 ✓ 蓄電池を活用した電圧制御の確立 など
	分散型グリッドに係る知見の獲得	
定量的な便益	再エネの導入拡大	✓ 脱炭素社会実現への貢献 ✓ 自治体との連携による地域課題解決への貢献 ✓ CO2削減効果：1億円
	内燃力発電設備の効率的運用	✓ 運転最適化による燃料費削減効果：1.8億円 ✓ リプレイス規模の縮小による投資削減：5億円
定量的な便益の合計		2.4億円

対応費用

工事内容	費用【算定期間：20年】
EMS設置・改修工事、蓄電池設置（PCS含む）工事、太陽光発電設備設置工事、その他付帯工事	2.3億円

便益が費用を上回る

プロジェクトの概要

プロジェクト名：「母島における再生可能エネルギー100%電力供給実証」

<VISION>

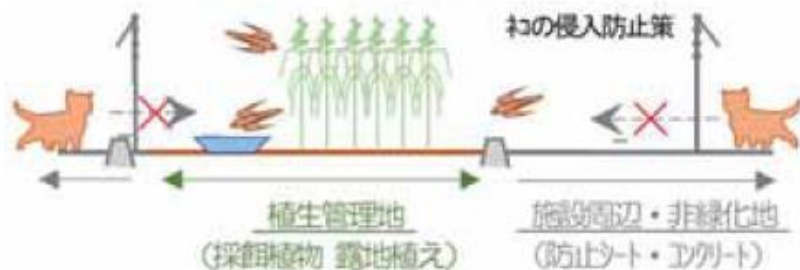
- 東京都が目指すゼロエミッションアイランドの実現、および小笠原村が目指す自然と調和したサステナブルアイランドの実現に向けた取組の一環として、東京都と小笠原村と当社で協定を締結し、世界自然遺産地の小笠原村母島において、太陽光発電、蓄電池、新型PCS（VSG※¹）を設置し、EMS※²による電力の需給の最適化を図ることで、再生エネルギーのみでの電力供給と電力レジリエンスの向上を図ります。
- 当社はこのようなカーボンニュートラルに資する技術を経産省・環境省のご支援のもと磨き上げ、内地における地域マイクログリッドへの展開も視野に入れ、フレキシブルなNW運用および高度化をととして、世界的なトレンドであるNW分散化・レジリエンス強化ならびにEVを代表とするDERの価値向上に取り組んでまいります。

※¹ VSG(Virtual Synchronous Generator)：仮想同期発電機 ※² EMS(Energy Management System)：エネルギー管理システム

<母島列島位置図>



<絶滅危惧種IA類のササカワヒトリの保護との両立>



<太陽光パネルほか設置候補地>



母島発電所

統合エネルギー・マネジメントシステム



ディーゼル発電機



蓄電池棟

蓄電池 + 新型PCS



【サイトA（都用地）】
評議平 畜産指導所跡地



約0.6MW

【サイトB（都用地）】
旧ヘリポート周辺 畜産指導所跡地



約0.8MW

【サイトC（村用地）】
中ノ平農薬団地研修農場



約0.8MW

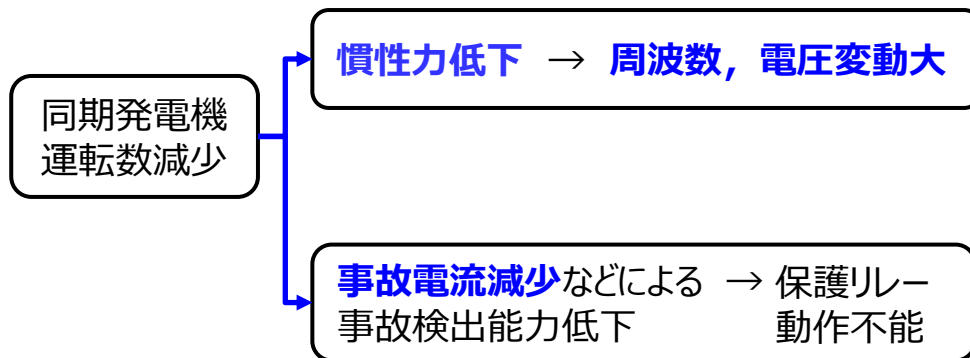
太陽光パネル合計：約2.2MW

（敷地面積）
合計約28,000m²

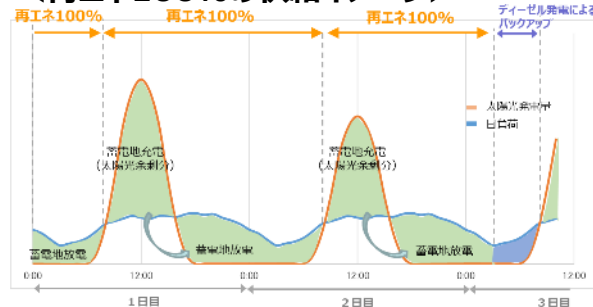
- 島嶼の電力供給は、現在ディーゼル発電機を主電源（燃料・輸送コスト大）としておりますが、レジリエンス強化と脱炭素化を志向し、太陽光発電及び新型PCS（VSG）の導入、EMSによるきめ細かい需給制御を行うことで、再生エネルギー100%供給による自立需給技術を確立いたします。
- 再エネ100%供給の実現には、慣性力低下に対して「慣性力を具備したインバータ電源」が必要になりますが、当社は**新型PCS（VSG-PCS※）**を開発し特許を取得、本技術を活用してビジョンを達成いたします。

※ VSG-PCS：仮想同期発電機付蓄電池用インバータ

再エネ大量導入に伴う技術課題の解決



<再エネ100%の供給イメージ>



今後の展開

- ✓ 本実証の新型PCS（VSG）による慣性力供給および短絡電流供給によりシステムの安定性が増加。またEMSおよび新型PCS（VSG）導入による事故時のブラックスタートが可能となり、レジリエンス強化が可能。
- ✓ 離島および内地や世界へのマイクログリッド事業への導入を志向しております。

