

太平洋島嶼国における再生可能エネルギーの最大活用に資する 電力系統安定化マスタープラン策定等調査事業

最終報告

事業実施期間：2025年4月～2026年2月27日

2025年2月27日

東京電力ホールディングス（株）

東京電力パワーグリッド（株）

1. 本事業の概要、背景と目的
2. 現状の評価や将来予測
3. 現地の課題特定や目標設定
4. 解決策の案とその評価
5. 具体的な戦略策定
6. 相手国政府・関係者への打ち込み
7. 他の太平洋島嶼国への水平展開の可能性

1,本事業の概要、背景と目的

太平洋島嶼国における課題

- 太平洋島嶼国において、再生可能エネルギー活用は、エネルギー自給率の向上や温暖化対策の観点から重要な位置付けにある。太平洋島嶼国の中には、水力発電のポテンシャルを多く持つ国があり、再生可能エネルギーの比率が高い。太陽光や風力などの変動性再生可能エネルギーの導入には様々な課題がある。よって多くの国々は、依然としてディーゼル発電に大きく依存している。
- 変動性再生可能エネルギー導入に関する問題と問題解決に向けた課題を以下に示す。

変動性再生可能エネルギー導入に関する問題	問題解決に向けた課題
<ul style="list-style-type: none"> ・ 設備：出力変動に耐える系統となっていない。 ・ 計画：最適な電源設備配分計画の策定が難しい。 ・ 運用：蓄電池と組み合わせた運用技術が乏しい ⇒ 停電や電力不足のリスクが増加	<ul style="list-style-type: none"> ・ 水力ポテンシャルの最大限の活用 ・ 需給調整力の確保 ・ 資金調達 ・ 技術的支援

太平洋島嶼国における再生可能エネルギー割合

地 域	ミクロネシア					メラネシア				ポリネシア					
	パラオ共和国	キリバス共和国	ミクロネシア連邦	マーシャル諸島共和国	ナウル共和国	フィジー共和国	バブアニューギニア独立国	ソロモン諸島	バヌアツ共和国	サモア独立国	トンガ王国	クック諸島	ツバル	ニウエ	
設備容量 (2019年・万kW)	3.3	0.9	2.9	3	1.8	35.7	103.7	6.7	3.3	6	2.5	2.5	0.5	0.3	
非再生率 (主にディーゼル発電) (2019年・%)	61 (2024)	70	91	95	95	41	68	95	70	53	70	72	58	69	
再生率 (%)	現在値 (2019年)	39 (2024)	30	9	5	5	59	32	5	30	47	30	28	42	31
	目標 (年)	100 (2032)	40 (2025)	100 (2030)	20 (2020)	100 (2050)	100 (2030)	100 (2030)	100 (2030)	100 (2030)	100 (2025)	70 (2030)	100 (2020)	100 (2025)	80 (2025)

(出典：ADB pacific-energy-update-2021)

事業の概要と背景

- 本事業では、電力需要に対して大量の再生可能エネルギーを導入し、系統運用に苦しんでいるパラオを選定した。
- 策定したマスタープランで採用された解決策は、他の島嶼国での適用性を確認する。本事業ではフィジーにおける適用性を確認する。
- 背景

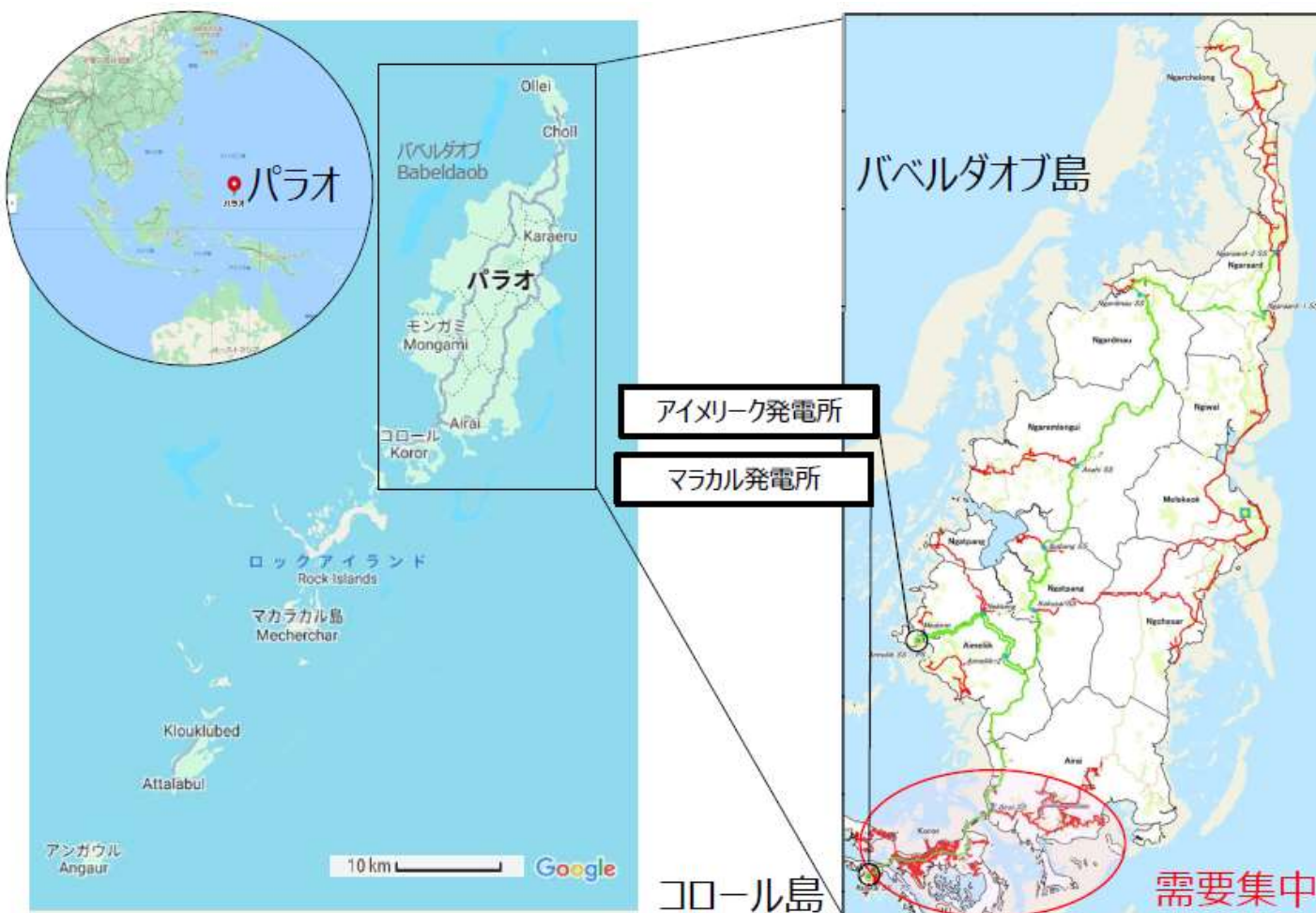
No.	課題	背景
1	エネルギーの安定供給の確保	パラオは、ディーゼル発電に大きく依存しており燃料を輸入しているため、燃料価格の変動や供給の不安定さが電力供給に影響を及ぼしている。つまり、燃料コストの上昇や頻発する停電が経済に悪影響を及ぼす。
2	大量の再生可能エネルギーへの対応	パラオは、2032年までに電源の100%を再生可能エネルギーで賄う目標を掲げている（RE100）。しかし、急速な太陽光発電（PV）導入により系統の不安定化や余剰電力の問題が発生。系統運用能力と需給調整力強化が必要。
3	気候変動対策	パラオは小さな島国であり、気候変動による影響を受けやすい。海面上昇や異常気象に備えるため、持続可能なエネルギーシステムを構築することが急務。
4	経済的安定と発展	パラオの経済は観光業に依存しており、観光施設や商業施設の安定した電力供給が求められる。電力供給の不安定さや停電が観光産業に悪影響を与えるため、経済成長を支えるエネルギーインフラの改善が急務。
5	技術力と運用能力の向上	Palau Public Utilities Corporation (PPUC)において、需給運用計画や系統運用計画、系統保護計画に関する技術やスキルの不足が課題である。停電の頻発や周波数の不安定化、保護協調不足による広範囲の停電拡大などの問題が生じている。
6	国際的な支援と連携の強化	パラオは、国際的な支援を受けながら再生可能エネルギーの導入を進めている。Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific (AIFFP)の資金援助やADBスキーム、JCMスキームによるPV発電設備の導入など、海外からの援助が不可欠な状況である。

- 目的
 - エネルギーの安定供給かつ再生可能エネルギーの持続可能な導入を促進し、エネルギーミックスの最適化を図る長期的な計画の策定
 - 長期的な気候変動への対策を支援し、温室効果ガスの削減とエネルギーの自給率向上に貢献
 - 持続可能な経済成長を促進し、産業の発展を後押し
 - 技術力と運用能力を向上させ、電力インフラの運用効率を高めるためのガイドラインを提供
 - ドナー支援を効果的に活用し、持続可能なエネルギーシステムを構築するための道筋を示す。

2, 現状の評価や将来予測

対象国（パラオ共和国、以下パラオ）

- 本調査事業で取り上げる対象国であるパラオ（Republic of Palau）は、大小約400の島々で構成される。その中でコロール島とバベルダオブ島で多くの電力が消費されている。この2島の電力需要のうち、コロール州とバベルダオブ島南部のアイライ州が約90%を占める。
- 電気事業は公社であるPalau Public Utilities Corporation: PPUC一社が担う。
- コロール、バベルダオブ島でPPUCが保有する発電所は、マラカル発電所とアイメリーク発電所の2か所。ともにディーゼル発電機の発電所である。
- バベルダオブ島に発電事業で太陽光のIPPが1か所ある。
- その他のプライベート以外の有人島は、ペリリュウ島、アンガウル島、カヤンゲル島である。人口が数百人程度で電力需要も小さい。
- 本マスタープランでは、コロール島、バベルダオブ島の電力問題について検討する。



（出典：JICAパラオ国送電網整備計画2022年）

コロール・バベルダオブ島の需給バランスと発電機の状況

- 2025年度の最大電力予想14,876kWに対して、予備力は 1,974kW（予備率 13.3%）。一見、予備力が確保できているが、1台の大型発電機（5,000kW）の点検停止中に大型発電機（4,500kW）が脱落すると供給力不足に陥る（2,526kWの供給力不足）。

Supply-Demand Balance Peak time 17:00-20:00		Peak demand 2025	In case of Nigata 15 outage	
Peak Demand (kW)		14,876	14,876	
Power Supply (kW)		16,850	12,350	
Reserve Margin (kW)		1,974	-2,526	
Reserve Margin (%)		13.3%	-17.0%	

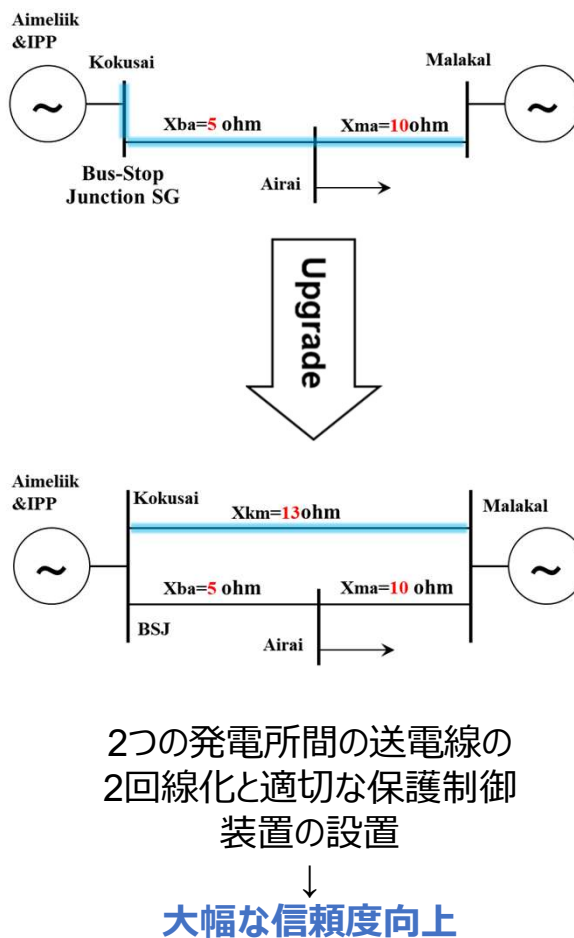
Power Plant	Rated Capacity	Derated Capacity	Derated Capacity	Age of facility	
				(Lifetime Approx. 20 yrs)	
Malakal	Nigata #14	5,000	4,500	4,500	21 years
	Nigata #15	5,000	4,500	0	21 years
	Mitsubishi #1	450	450	450	14 years
	Mitsubishi #2	450	450	450	14 years
	Mitsubishi #3	450	0	0	Unable to use
	Mitsubishi #4	450	450	450	14 years
	Mitsubishi #12	3,400	0	0	Unable to use
	Mitsubishi #13	3,400	1,500	1,500	29 years
	Wartsila	2,000	0	0	Unable to use (old)
	Caterpillar #1	1,825	0	0	Unable to use (old)
Caterpillar #2	1,825	0	0	Unable to use (old)	
Aim elik	#6	5,000	0	0	13 years
	#7	5,000	5,000	5,000	13 years

Nigata #14, #15 と Mitsubishi #13は寿命を迎えつつある。特にMitsubishi #13は定格運転ができず、スペアパーツの確保が難しい状況。よって本格的な補修と部品の調達には通常より大きな費用が必要となるため、新たな発電機の設置が合理的である。

(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

パラオの送電システムの改善

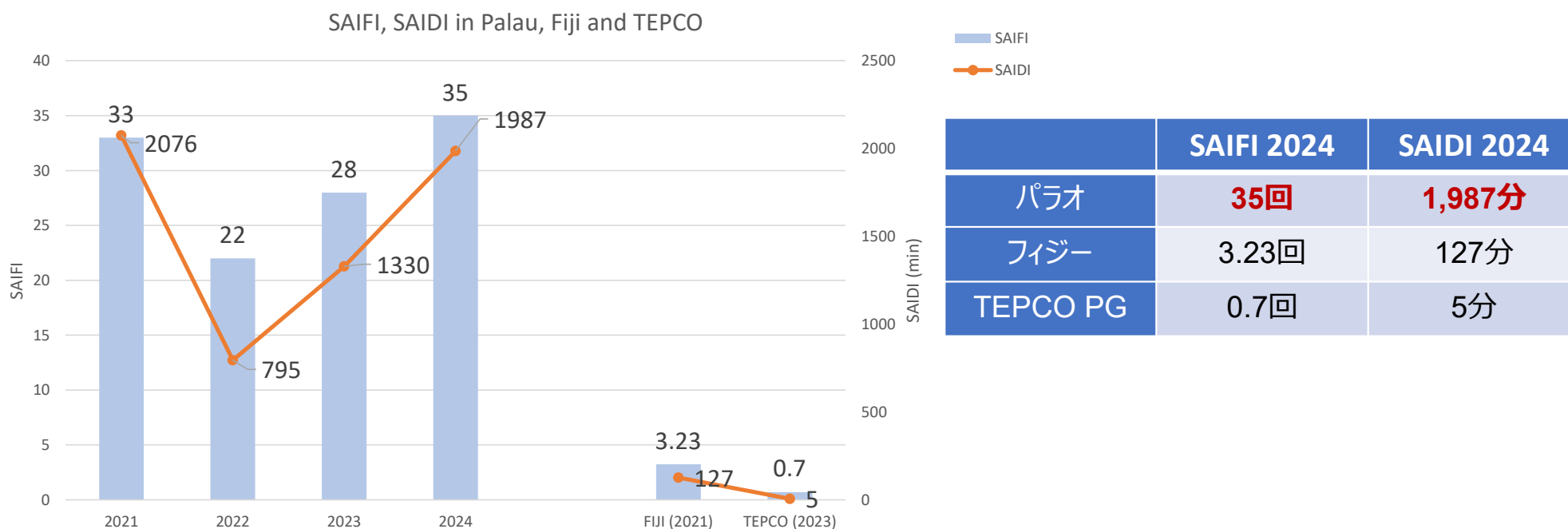
- これまでは、主要な電源であるアイメリーク発電所とマラカル発電所の間は、34.5kV送電線1回線で連系されており、この送電線で電気事故が発生した場合、全区間が停電するというリスクがあった。
- 停電範囲の絞り込みに時間がかかるため、事故や災害が発生した際に停電時間が長くなる傾向があり、電力の供給信頼度向上における大きな問題であった。
- 2025年にJICAパラオ国送電網整備計画により以下が導入済み。
 - マラカル発電所とバベルダオブ島のココサイ変電所間の送電線が完成。**マラカル発電所とアイメリーク発電所が複線化。**
 - コクサイ変電所の更新、マラカル変電所、アイライ変電所の設備更新、および、**各変電所に新たな保護制御（保護リレー）装置を設置**
- これにより、送電路の冗長性が確保され、事故時の影響範囲が限定されるとともに、停電の復旧時間の短縮に貢献。



パラオの停電状況

■ 顧客1件あたりの停電回数（SAIFI）と停電時間（SAIDI）：作業停電は含まない

- パラオの停電回数と時間は生活に支障が出るほどのレベルであり、国でも大きな問題として捉えられている。
- 2025年6月からは停電が減少しているが、データは集計中。



(出典：PPUCから入手したデータ、EFL Annual Report, TEPCO HDホームページから調査団作成)

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

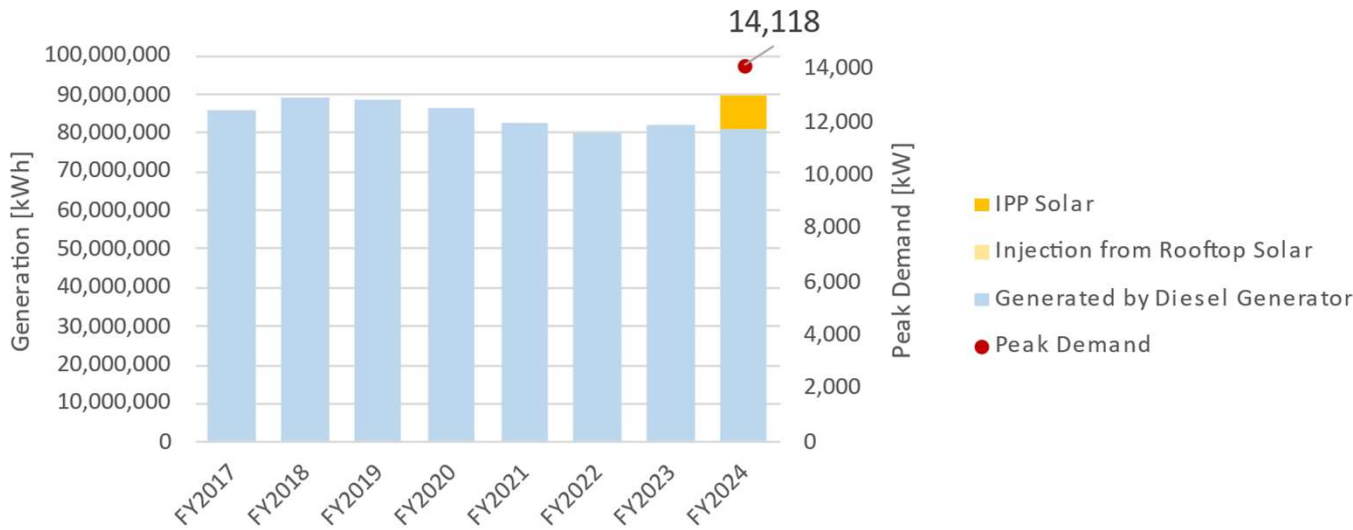
SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

パラオでの各年の停電時間の集計は10月から翌年の9月まで。(例：2016年のデータは2016年10月から2017年9月までの期間)

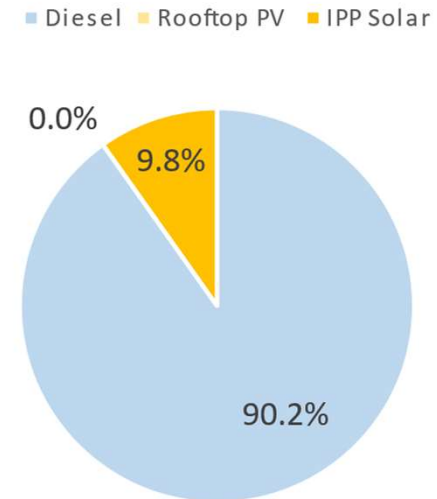
パラオの電力需要

- パラオの需要は、コロナウィルスによるパンデミックが収束して以降、順調に回復しており、2024年度は近年では最大の発電電力量を記録している。年間最大需要は14,118kWを記録している。
- 2008年度から屋根置き太陽光の余剰電力受電、2024年度からIPP太陽光発電からの受電を開始している。
- パラオは2032年までに再生可能エネルギー100%を目標としている。2024年度のIPP太陽光のエネルギー(kWh)比率は9.8%である。ルーフトップ太陽光の余剰買取分が加算されるべきであるが、未計上となっている。

Annual Generation from 2017 to 2024, & Peak Demand 2024



Proportion of generation (kWh) in FY2024



(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

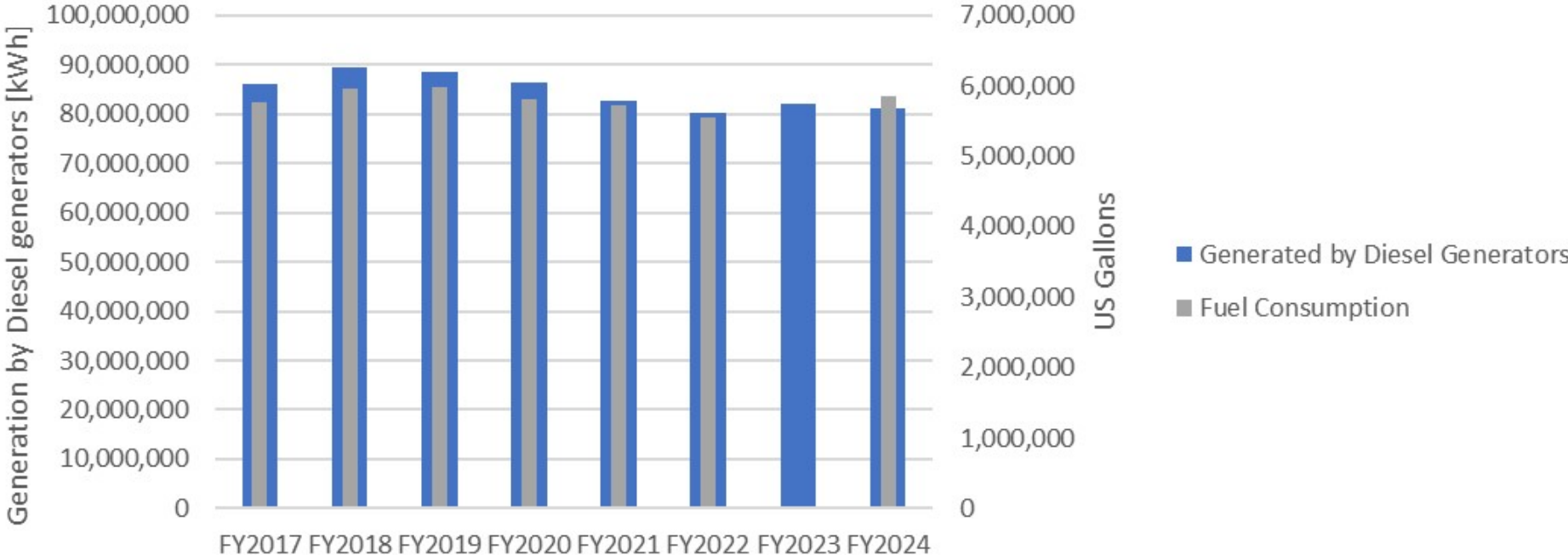
ディーゼル発電電力量と燃料消費量

■ 太陽光発電の増加に伴いディーゼル発電電力量は減少しているが、燃料消費量は増加している。単位電力量当たりの燃料消費量が増加しており、PPUCの財政を悪化させる要因となる。

- 原因

太陽光発電の増加により、低負荷運転時間帯と起動停止回数が増加したことによる発電効率の低下

Kilowatt Hour (kWh) Generated vs kWh Billed vs Fuel Consumption



(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

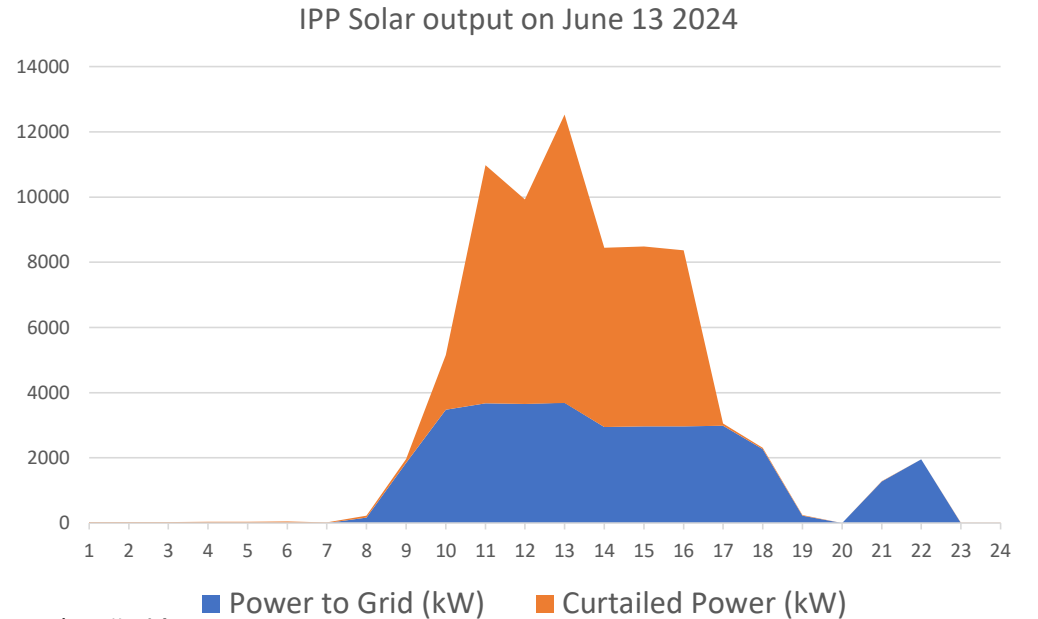
IPP太陽光の発電抑制の問題

- ピーク想定需要14,876kW（2025年度）に対して、太陽光発電導入量は、電力需要を大幅に上回る21,875kW。
- IPP太陽光の発電を抑制することで、需給バランスを維持している。
- 発電抑制分もIPPに発電料金を支払う契約（テイクオアペイ）になっており、PPUCの経営を圧迫している。
2024年1月1日から12月31日までのIPP太陽光の発電抑制電力量は、総発電量の**49.2%**。
同期間の発電抑制量に対する価格は**156万ドル（約2億2500万円）**

2025年4月30日時点の系統に接続されている太陽光

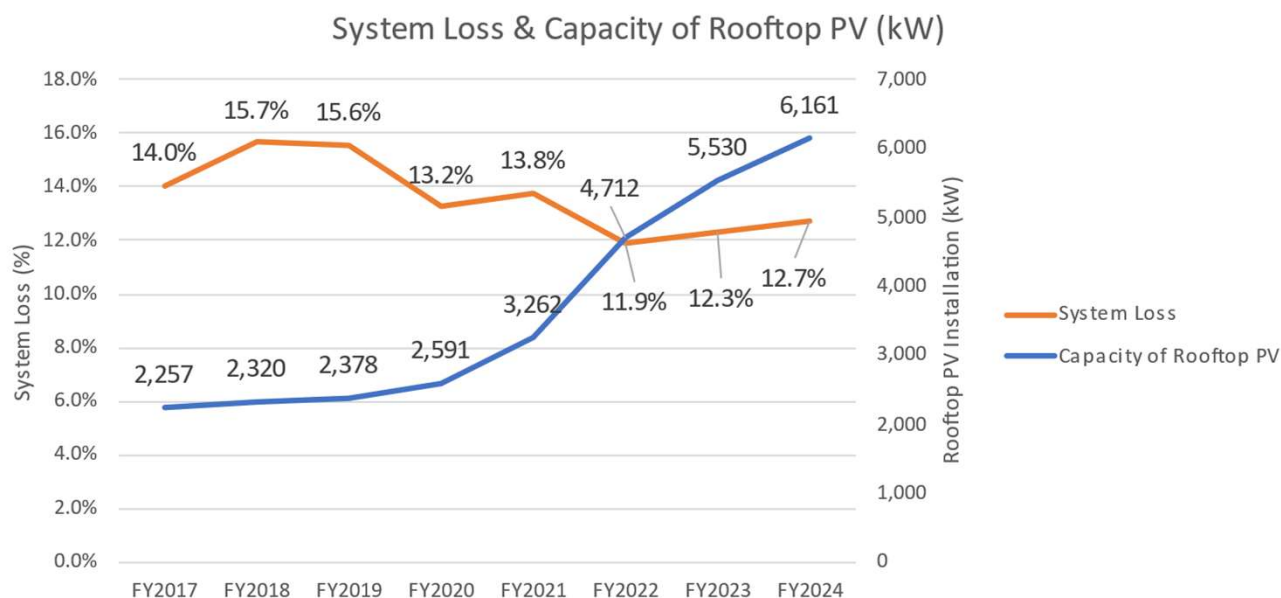
PV connected to the Grid		Total Capacity (kW)	Number of installation
MEGA Solar	IPP (Solar Pacific)	15,300.000	1
	Subtotal	15,300.000	1
Rooftop Solar	PPUC	635.780	5
	Republic of Palau	909.835	13
	State Government	705.790	11
	Commercial	2,993.620	26
	Residential	1,239.940	282
	Subtotal	6,484.965	337
Total	Total	21,784.965	338

2024年6月13日（最大電力発生日）のIPP太陽光の発電抑制の状況



(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

- 系統ロスは、10%を超えているが、発電所の所内電力を含むことが影響している。
- 近年は15%台から12%台に低下している。屋根置き太陽光（ルーフトップソーラー）の余剰電力量の増加により、系統を流れる電力が減少したことが影響していると考えられる。グラフは、系統ロスとルーフトップソーラー導入量の推移を示している。
- プリペイドシステムを導入しており、電力料金の未払いや盗電は無い。
- 配電系統の設計に起因するロスの有無についても調査する必要がある。



(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

現状の評価や将来予測

■ 調査開始以降、以下のとおり現状と将来予測を確認した。

	現状問題	将来予測
停電	2024年度の顧客一軒当たりの停電時間と回数：1,987分・35回（TEPCOは5分・0.7回（2023年））	生活の安全や経済発展、国家の安全保障を脅かす。
開発計画 ・ 需給運用	2025年の最大需要予測に対して、供給力（電源）が不足している。	計画停電が発生する。
	太陽光発電量の増加により余剰電力が発生し、ディーゼル発電機の出力調整、運転台数減では対応できず、IPPのPVの出力抑制を実施。	PV抑制分に支払いが生じるため、さらなる抑制増加でPPUCの収益が悪化。 ディーゼル発電機の機械的負担が大きく、故障誘発のリスクが高くなる。
	ディーゼル発電機運転台数の削減により、PV出力の変動や急変に対応するための予備力・調整力が減少し、周波数不安定化・UFRによる負荷遮断が発生。	PVや蓄電池の増加に伴い、系統の不安定化が進む。
	発電所に設置されているSCADAは、監視は可能だがデータの保存機能がなく、運転員が手作業で実績を記録。IPPは記録を保存しており、記録の参照はIPPに依存している。	迅速な停電復旧に支障あり。適切な設備計画に支障あり。
保護リレー 設備	中長期的な電力開発計画や日々の需給運用計画がルーティン業務として策定されていない。	PVや蓄電池の増加に伴い、非効率な電源運用、調整能力の不足、大規模停電の発生。
	発電出力調整は、発電所（2か所）の無線通信（音声）により、オペレーターが手動制御している（EMSが無い）。	
保護リレー 設備	適当な保護リレー装置が適当な場所に設置されておらず、電気事故の際の停電範囲が広がっている。	停電の頻発。大規模停電の発生。
	図面類が更新できておらず、リレー誤動作の原因調査や設備改造が困難。	
発電設備	老朽化とスペアパーツ確保の困難化	発電設備が使用不能になる。
	不十分なメンテナンスと故障の頻発	

	現状問題	将来予測
変電・送配 電線設備	図面と設備情報が更新できていない。特に低圧配電系統の設備情報が整備されておらず適切な規模の設備形成ができていない。	設備更新・設備開発計画に支障あり。 電力ロスの増加。 不必要および過剰な設備投資。
	事故発生時の事故点判別、健全区間の復旧に時間を要している	停電が長期化し、生活の安全や経済発展、 国家の安全保障を脅かす。
	停電時に現地出向者間の連絡手段がなく（携帯電話が繋がらない）、復旧に時間を要する 設備作業は、計画停電を伴う。	
組織	知識・スキルが属人化しており、ベテラン技術者が退職した場合、後進の技術者とギャップが生じる	技術力の低下。停電の頻発。
	送電，配電，発電等、全組織で慢性的に技術者が不足している 時間をかけて技術者を育てても転職されてしまう（アメリカなど）	
財政	IPPソーラー事業者との契約がテイクオアペイのため、発電抑制した場合でも、出力分と抑制分の合算がPPUCへ請求される。	電力料金の高騰。 経済発展の停滞。 システムが安定的に運用されなくなる。
	屋根置きPV導入拡大により、PPUCの売電収入が減少。	
	電気料金の値上げと停電の頻発により、ホテルを系統受電から離れる動きがある。 予算が限られており、必要な対策に予算が回らない	
プロジェクト	各ドナーの電力セクター関連プロジェクトについて、これまではパラオ側には各プロジェクトを中心的に調整する機関がなかった。結果的に、全体最適を志向した計画立案が実施できない。	重複した支援、不要な支援の発生。

3, 課題と目標の設定

- 抽出された問題に対して以下の課題と目標を設定した。これらの課題と設定に対して具体的な対策とその評価を実施した。

項目	No.	課題	目標
停電	1	停電回数と停電時間の削減	重要地域であるコロール・アイライ・マルキョクの停電を日本のレベルまで削減
エネルギー開発計画/需給運用/設備運用・管理	2	現状の供給力の確保	2MWのディーゼル発電機を早急に導入
	3	太陽光発電の抑制の解消	適正な蓄電設備の導入量の算出と計画
	4	太陽光発電の出力変動対策（電力品質の向上）	周波数調整機能と制御システムの導入 需給運用能力の向上
	5	2032年のRE100に向けた電源構成	2032年のRE100を考慮した電源計画の策定 電源計画能力の向上 太陽光発電設備設置に関するルールの整備
	6	電力品質の向上	システムの安定と電圧の維持方策を確立
	7	適切な低圧供給システムの構築手法の確立	低圧ネットワーク化と変圧器最適容量の選定方法確立
	8	設備管理・データ収集/管理	設備情報の適正な管理と電力データの収集・蓄積により、最適な維持管理、設備更新を実現する
	組織/ 財政	9	人材不足の解消/ 技術・技能の継承
プロジェクト	10	ワンストップのプロジェクト管理	エネルギー開発計画をベースに財務省主導でプロジェクトを管理（実施中）

4, 解決策の案とその評価

需要想定



需要想定

- 解決案の策定とその評価をするにあたり、需要想定を策定した。策定にあたっては、JICAの「パラオ国送電網整備計画準備調査報告書（2022年）」で示された需要想定を、2024年の需要実績で補正した。また、Melekeok州にOTECを設置することを念頭に入れ、発電所内の変電所を考慮した。

Melekeok発電所の設置を考慮した需要予測

単位: kW

Substation	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Airai Substation (Koror, Airport)	8,777	9,023	9,282	9,541	9,692	9,844	9,998	10,155	10,314	10,470	10,626
Kokusai Substation (Kokusai)	800	843	915	66	67	68	69	70	71	71	72
Ngchesar Substation (Melekeok+Ngchesar+Ngiwal)	0	0	0	188	191	195	197	199	202	204	206
Melekeok Power Station	0	0	0	750	765	781	789	798	806	816	824
Malakal Power Station (Meyuns, Malakal)	3,832	3,854	3,876	3,899	3,912	3,925	3,938	3,951	3,965	3,978	3,991
Aimeliik 2 (Mogami) Substation	102	103	105	107	107	108	108	108	109	109	110
Aimeliik 1 (Medorm) Substation	260	264	267	271	273	274	276	276	278	280	281
Nekken Substation	81	82	83	84	84	85	86	86	86	87	87
Ibobang Substation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ngeremlengui (Asahi) Substation	101	103	104	107	108	108	109	110	111	112	113
Ngardmau Substation	38	39	40	41	41	41	42	42	43	43	44
Ngaraard 1 Substation	11	11	12	13	15	15	15	15	15	15	15
Ngaraard 2 Substation	387	411	465	491	541	562	574	585	587	589	600
Hotel (Palasia Hotel)	122	124	127	130	132	133	135	137	139	141	143
Hotel (Royal Resort)	365	373	382	391	396	401	406	411	416	421	427
Total Demand	14,876	15,232	15,660	16,081	16,325	16,543	16,745	16,947	17,143	17,339	17,540

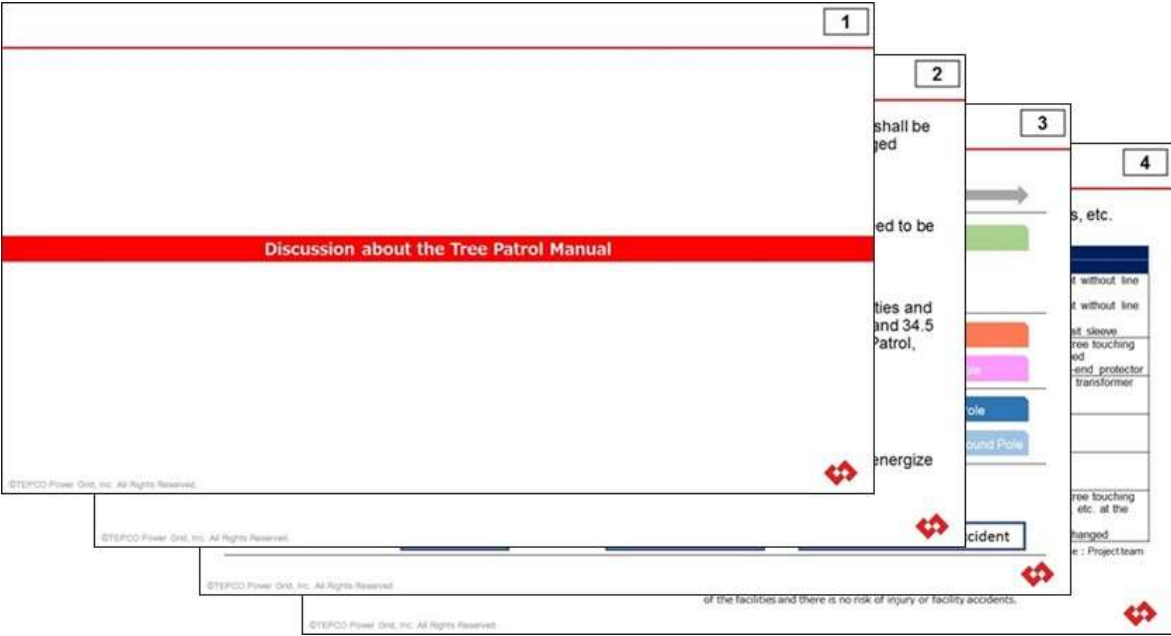
(出典：JICA「パラオ国送電網整備計画準備調査報告書（2022年）」から調査団作成)

4, 解決策の案とその評価

1, 停電回数と停電時間の削減

短期対策：「樹木接触」を原因とする停電の削減の支援

- PPUCとの協議を通じて、PPUCは系統全体にわたる樹木伐採をほぼ完了しているものの、伐採後の樹木管理方法が未定であることが判明した。このため、伐採後の樹木管理方法に関する協力が不可欠である。
- そこで、東京電力PGは自社の**事故記録および樹木巡視方法を紹介した**。
- これを元に、PPUCはパラオの実情に合わせてパトロール頻度および樹木伐採基準を見直し、PPUCのマニュアルとして改訂する。



東京電力PG 樹木巡視方法



PPUCとの協議

■ PPUCとの協議を通じて把握したPalauの配電線の現状を踏まえ、東京電力PGは信頼性向上に資する自社の設備および技術を紹介した。

配電自動化システム

- 多分割多連系配電システムの構築および配電自動化システム（DAS）の導入により、さらなる信頼性向上が期待できる。



Line protector

- 樹木等が高圧または低圧配電線に接触するリスクがある場合、機械的および電氣的保護を目的としてプロテクタを配電線に取り付ける。
- プロテクタは二重構造となっており、内層は黄色であるため、摩耗が内層に達した際には巡視員が地上から識別できる。



Bucket truck

- 作業員は、電柱に自ら登ることなく作業を行うことが可能である。ジブには伸縮式と屈曲式の2種類がある。絶縁ジブ型のバケットを使用することで、安全に作業を実施できる。

Small size bucket truck

Wide: 1.8 m
 Long: 5.0 m
 Height: 3.0 m
 Becket height: 11 m



Middle size bucket truck

Wide: 2.0 m
 Long: 6.3 m
 Height: 3.5 m
 Becket height: 13.5 m



Vine guard

- つるガードは、つるが地支線を伝って高圧または低圧配電線に接触し、地絡事故等を引き起こすことを防止するために使用される。
- 従来は「傘型」が用いられていたが、内部がつるで満たされると効果が低減するため、現在は「筒型」のみが使用されている。



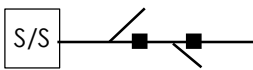
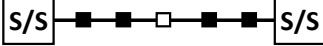
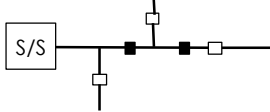
配電自動化システムの検討

■ 配電系統の種類と特徴

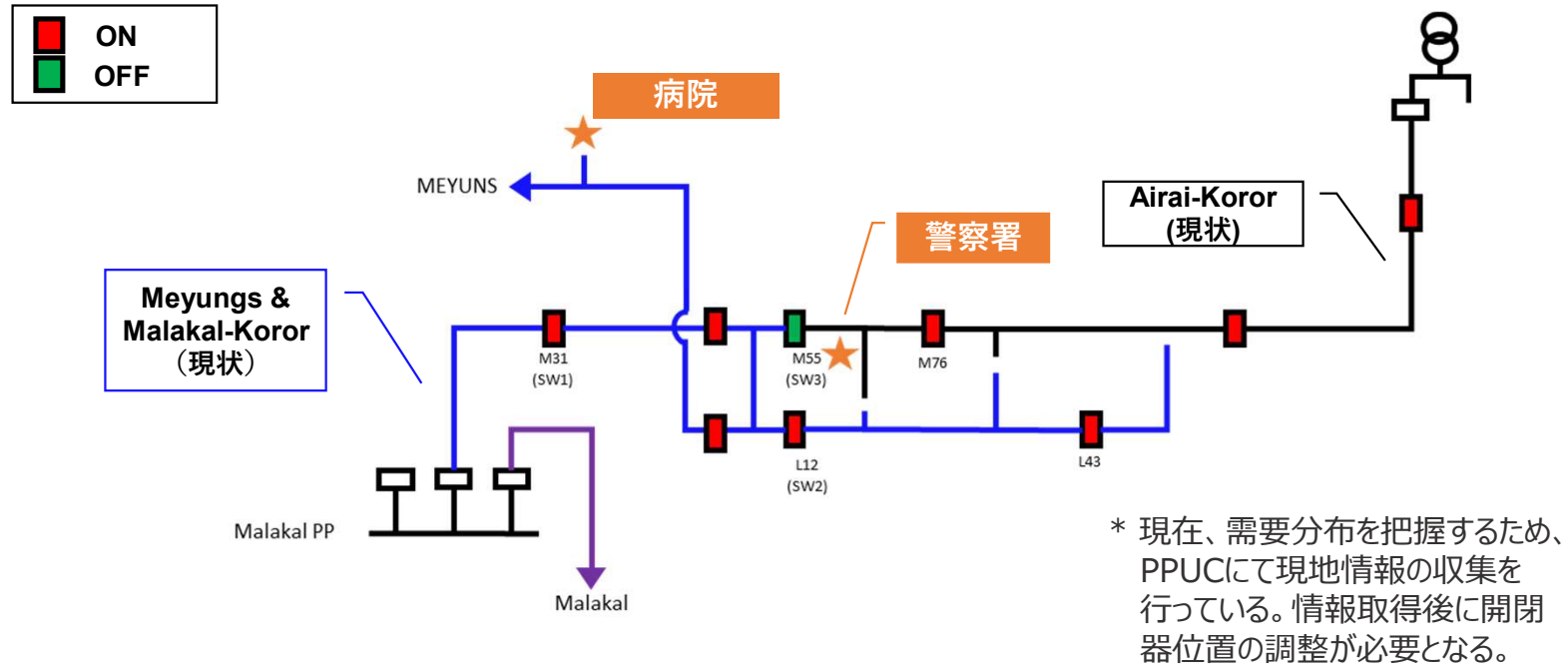
- 放射状配電系統においては、他配電線からの逆送電ができない。このため、配電線にいずれかの位置で事故が発生した場合、故障点以降の全ての配電線が停電となる。一方、逆送電のための配電線ルートが不要であるため、配電系統構築の投資コストを抑制できる。
- セミループ系統および多分割多連系系統においては、配電線が他の配電線と接続されているため、事故発生時には他の配電線による復旧が可能である。多分割多連系系統では、各区間が他の配電線と接続されていることから、より高い稼働率を実現できる。
- セミループ系統および多分割多連系系統の配電系統構築コストを比較すると、多分割多連系系統ではより高い稼働率の設定が可能である。その結果、需要が増加した場合でも新たに必要となる配電線の本数を抑えることができ、系統構築コストの低減につながる。

配電系統の種類と特徴

*1 仮定 : 1配電線を3区間に分割

	放射状	セミループ	多分割多連系 (東京電力PG)
系統構成		 * Kororエリアの配電系統に採用	
連系数	0	1	3
最大稼働率	100%	50%	75%*1 ($\frac{N}{N+1}$)
信頼性	低	高	高
設備投資	低	高	中
備考	<ul style="list-style-type: none"> 主に発展途上国で採用 低コスト 	<ul style="list-style-type: none"> 主に欧米諸国で採用 運用が容易 	<ul style="list-style-type: none"> 東京電力PGで採用 運用に専門的な知識が必要

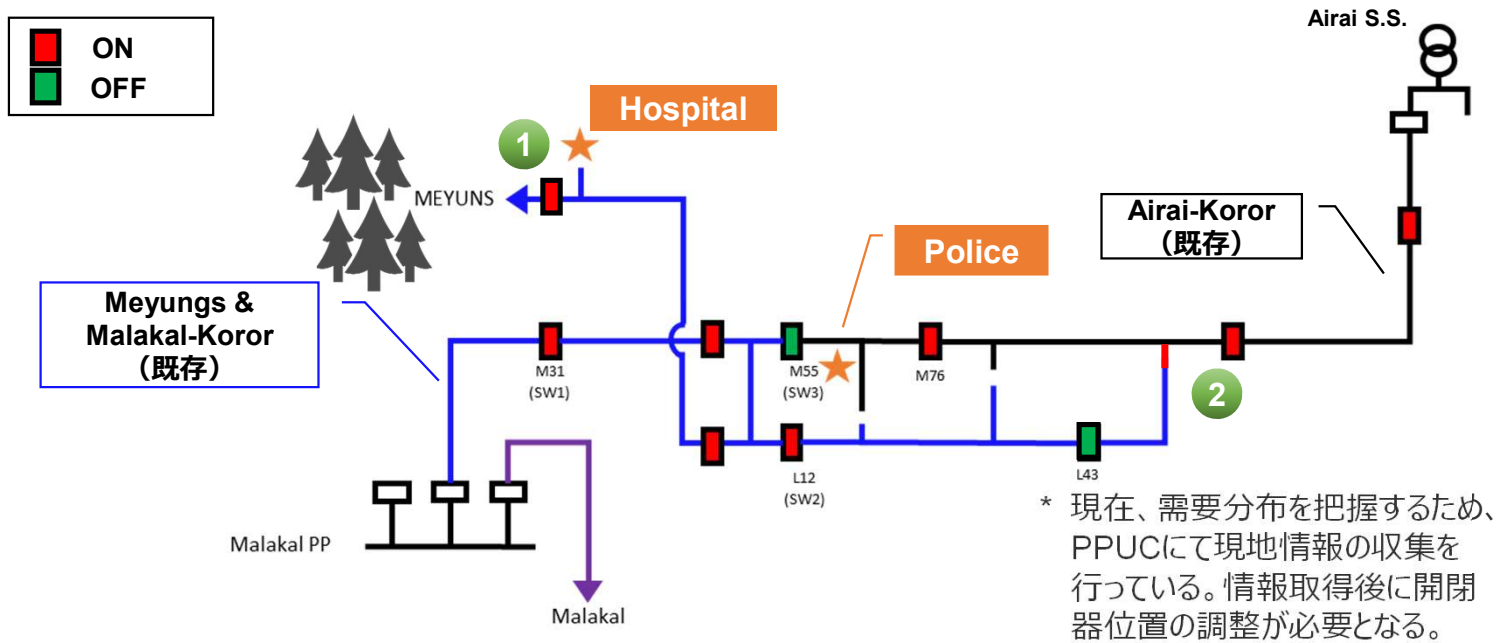
- 本検討は、Kororエリアの既存配電系統をベースとして実施している。



2030年Kororエリア（短時間容量超過を許容）

- 2026年以降、過酷条件②では配電線の稼働率が50%を超えるものの、このような過酷状況が発生する頻度は低い。
- しかし、導体の短時間過電流を許容する場合でも、信頼性向上のため、まず以下の対策を実施することを推奨。

- 1 Meyungsエリアへ開閉器を設置
⇒Meyungsエリアは樹木が多く、事故リスクが高いと考えられるため。
- 2 L43以降に新たな連系線の設置
⇒これにより、Airai変電所からKororエリアへの信頼性が強化される。



2035年Kororエリア（短時間容量超過を許容しない）

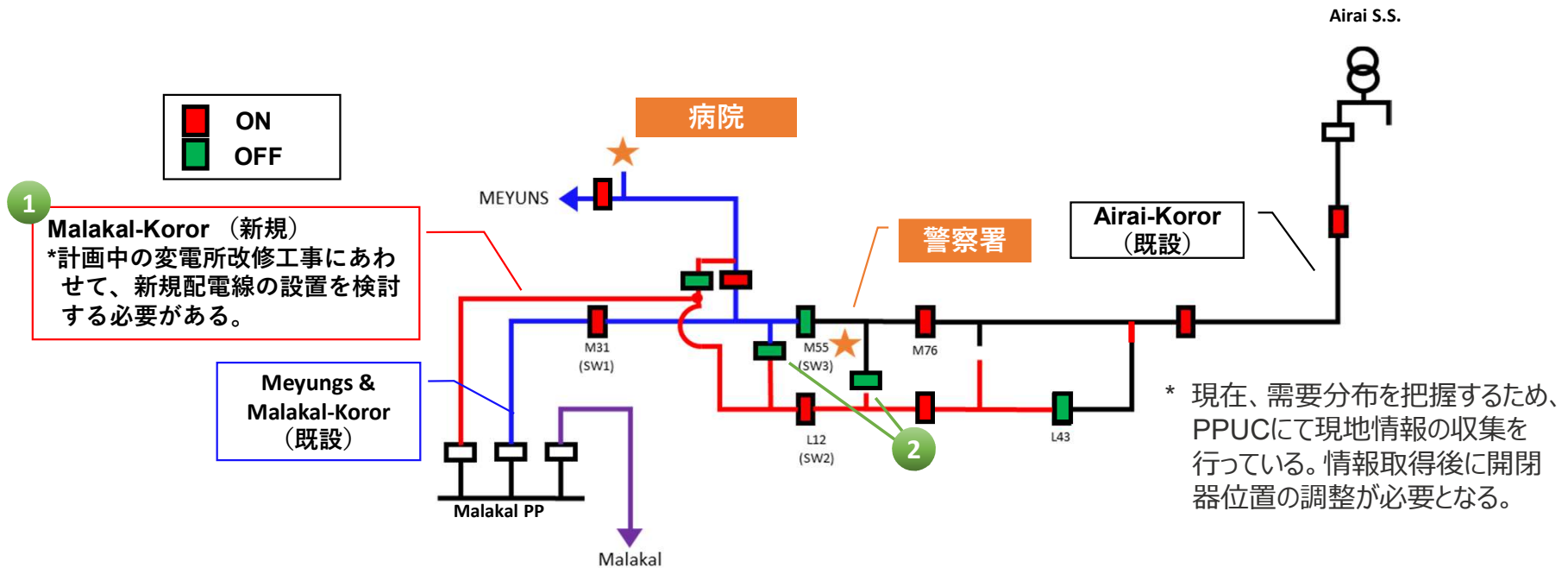
- 短時間導体過負荷を許容しない場合の対策として、需要分散のために事前にフィーダを増設する必要がある。
- しかし、2026年以降、過酷条件②下では稼働率が50%を超える見込みであるため、可能であれば以下の対策を早期に実施することを推奨する。

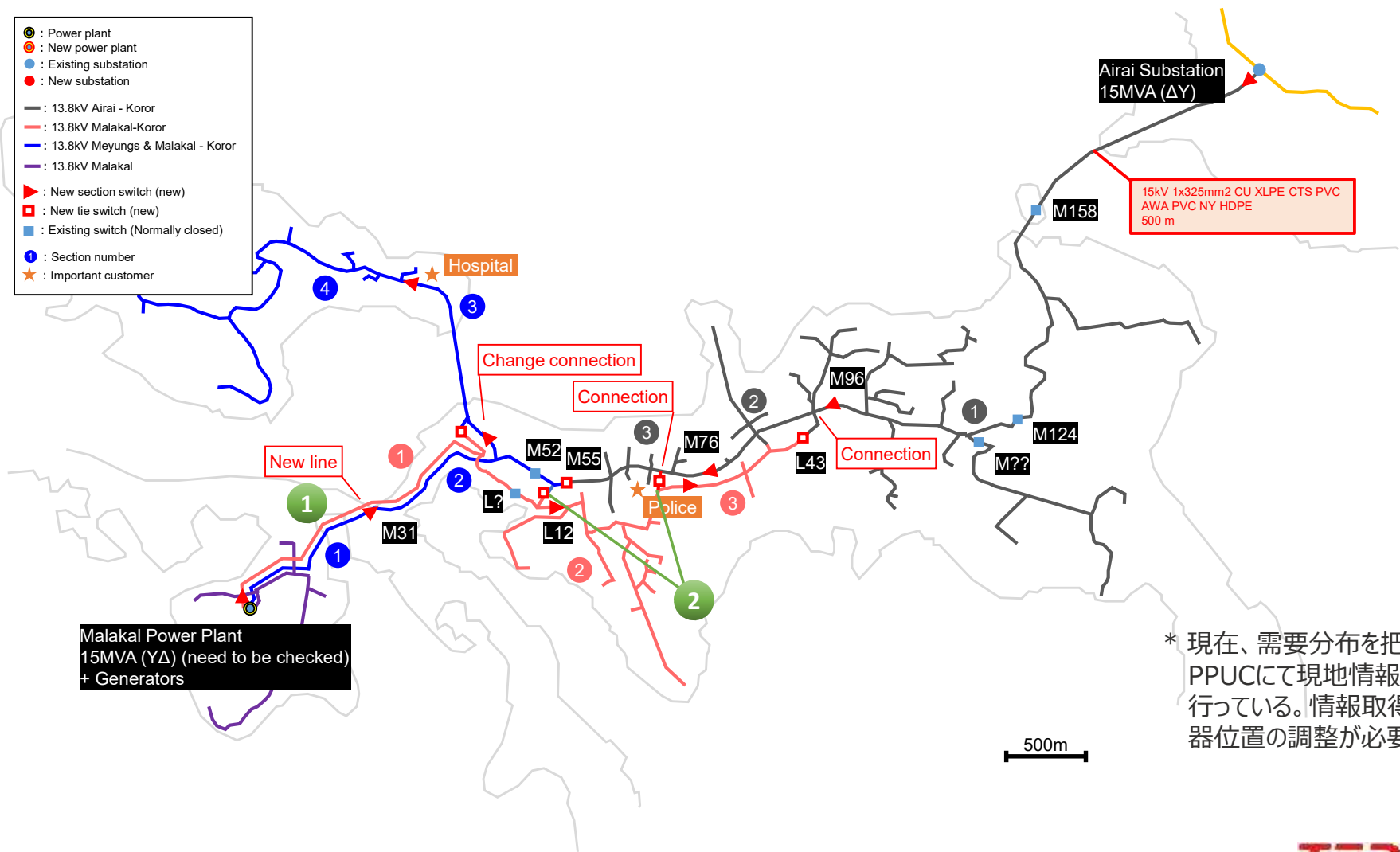
① Malakal発電所から新規1回線の配電線を増設:

⇒ 病院への電力供給を追加することで、病院の長時間停電を回避する。（Airai変電所側の橋梁通過コストや、官公庁等の重要施設までの距離を考慮し、新規配電線はMalakal発電所側への設置を優先する。）

② 新設配電線と既設配電線間に開閉器を設置して連系を強化:

⇒ 上記①とあわせて、これにより、警察署や官公庁が集中するコロール西部エリアの系統信頼性向上が期待できる。





* 現在、需要分布を把握するため、PPUCにて現地情報の収集を行っている。情報取得後に開閉器位置の調整が必要となる。

2030年および2035年におけるAiraiエリアおよびMelekeokエリアの配電系統計画

- 高い信頼性を確保できるセミループ方式は、2035年時点の需要を考慮すると、これらのエリアにおいて十分である。

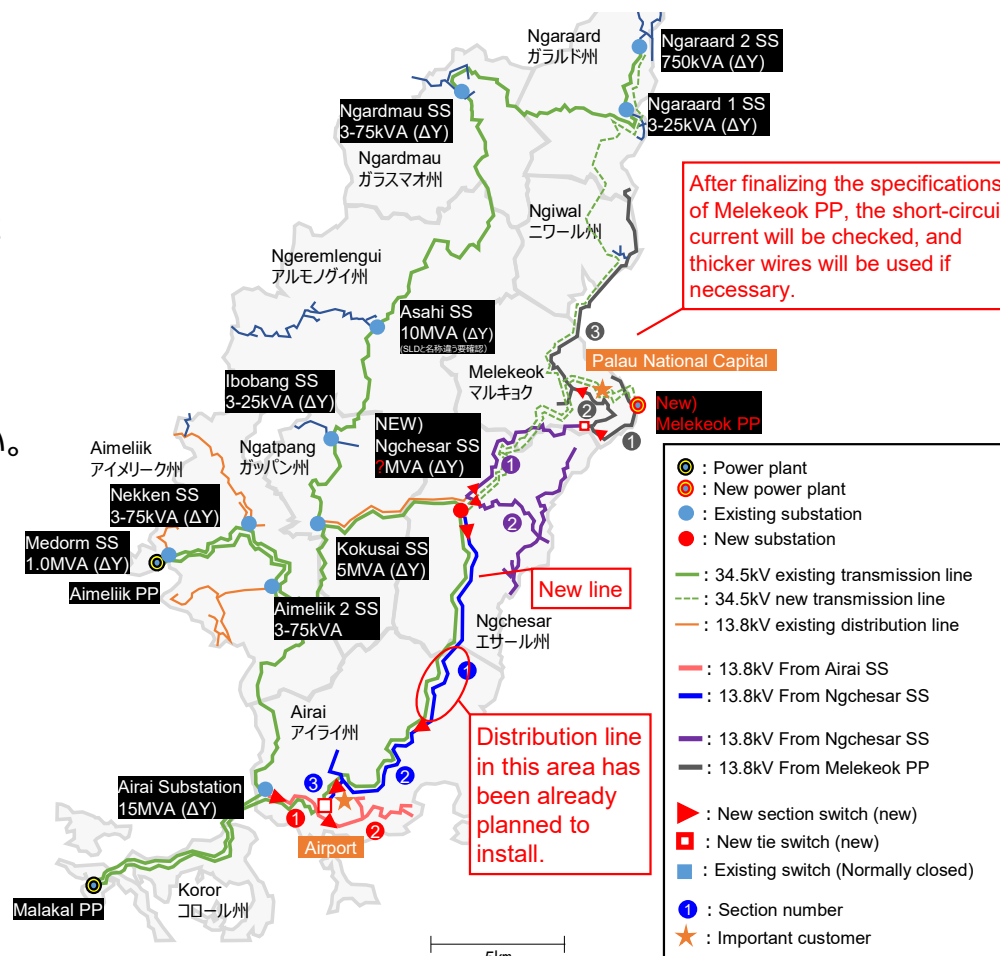
Airaiエリア:

- Airaiエリアには重要需要家である空港が立地しており、高い供給信頼性が要求される。しかし、2035年時点における需要はそれほど大きくない。

Melekeokエリア:

- Melekeokエリアには首都が所在し、高い供給信頼性が要求される。しかし、2035年時点における需要はそれほど大きくない。

* 現在、需要分布を把握するため、PPUCにて現地情報の収集を行っている。情報取得後に開閉器位置の調整が必要となる。



Kororエリア（2030年）のコスト試算

Labor 人工	Unit cost 単価	hour / Day 時間/日	Man-day 人日	Cost 費用	Remark 備考
PDD LINEMAN SUPERVISOR 配電架空線工事監理員	\$14.00	7	1	\$98	Assuming 7 working hours per day 1日の稼働時間を7時間と仮定 Assuming a construction period of 1 days 工期1日間で仮定
PDD CERTIFIED LINEMAN 配電認定電工員	\$12.00	7	4	\$336	Assuming the standard overhead crew composition of TEPCO PG 東電PGの標準的な架空班構成で想定 Leader: 1, Crew members: 4 班長：1、班員：4
Subtotal 小計				\$434	
Material or equipment 資機材費	Unit cost 単価	Unit 1	Unit 2	Cost 費用	Remark 備考
Manual LBS 手動負荷開閉器	\$10,000	1 unit		\$10,000	Roughly JPY1.5 million (USD10,000) (calculated at 154 yen/USD) おおよそ150万円（10,000USD）（154円/USDで算出）
Subtotal 小計				\$10,000	
Total 合計				\$10,434	
Tax 税金				\$1,043	
PGST inclusive Total PGST（消費税）込みの合計金額				\$11,477	

Kororエリア（2035年）のコスト試算

Labor 人工	Unit cost 単価	hour / Day 時間/日	Man-day 人日	Cost 費用	Remark 備考
PDD LINEMAN SUPERVISOR 配電架空線工事監理員	\$14.00	7	28	\$2,744	Assuming 7 working hours per day 1日の稼働時間を7時間と仮定 Assuming a construction period of 4 weeks (28 days) 工期4週間（28日間）間で仮定
PDD CERTIFIED LINEMAN 配電認定電工員	\$12.00	7	112	\$9,408	Assuming the standard overhead crew composition of TEPCO PG 東電PGの標準的な架空班構成で想定 Leader: 1, Crew members: 4 班長：1、班員：4
Subtotal 小計				\$12,152	
Material or equipment 資機材費	Unit cost 単価	Unit 1	Unit 2	Cost 費用	Remark 備考
Bucket truck including operator 高所作業車（オペレーター含む）	\$132.83	7 hours	56 day-unit	\$52,069	Assuming two units 2台で想定
Pickup truck ピックアップトラック	\$30	7 hours	56 day-unit	\$11,760	Assuming two units 2台で想定
Wire Tulip AAC 336.4-19	\$0.79	3 lines	1,600 m	\$3,792	Assuming a new route of approximately 1.6 km with 3 lines 新設ルート約1.6km×3線で想定
Overhead cable 架空ケーブル	\$7.90	1 lines	700 m	\$5,530	Assuming 10 times the insulated wire 絶縁電線の10倍と仮定
Distribution automation system 配電線自動化システム	\$650,000	1 unit		\$650,000	Roughly JPY100 million (USD650,000) for two feeders (calculated at 154 yen/USD) 2フィーダーでおおよそ1億円（650,000USD）（154円/USDで算出）
Subtotal 小計				\$723,151	
Total 合計				\$735,303	
Tax 税金				\$73,530	
PGST inclusive Total PGST（消費税）込みの合計金額				\$808,834	

Airaiエリア（2030年）のコスト試算

Labor 人工	Unit cost 単価	hour / Day 時間/日	Man-day 人日	Cost 費用	Remark 備考
PDD LINEMAN SUPERVISOR 配電架空線工事監理員	\$14.00	7	60	\$5,880	Assuming 7 working hours per day 1日の稼働時間を7時間と仮定 Assuming a construction period of 2 months (60 days) 工期2か月（60日間）で仮定
PDD CERTIFIED LINEMAN 配電認定電工員	\$12.00	7	240	\$20,160	Assuming the standard overhead crew composition of TEPCO PG 東電PGの標準的な架空班構成で想定 Leader: 1, Crew members: 4 班長：1、班員：4
Subtotal 小計				\$26,040	
Material or equipment 資機材費	Unit cost 単価	Unit 1	Unit 2	Cost 費用	Remark 備考
Bucket truck including operator 高所作業車（オペレーター含む）	\$132.83	7 hours	120 day-unit	\$111,577	Assuming two units 2台で想定
Pickup truck ピックアップトラック	\$30	7 hours	120 day-unit	\$25,200	Assuming two units 2台で想定
Auger digger truck including operator 建柱車（オペレーター含む）	\$151	7 hours	60 day-unit	\$63,504	
POLE CONCRETE 13M(13-19-7.0) コンクリート柱 13M(13-19-7.0)	\$2,475	160 units		\$396,000	Assuming 8 km with 50 m spans -> 160 units 8km、50mスパンで想定⇒160基
Wire Tulip AAC 336.4-19	\$0.79	3 lines	8,000 m	\$18,960	Assuming a new route of approximately 8 km with 3 lines 新設ルート約8km×3線で想定
Distribution automation system 配電線自動化システム	\$650,000	1 unit		\$650,000	Roughly JPY100 million (USD650,000) for two feeders (calculated at 154 yen/USD) 2フィーダーでおおよそ1億円（650,000USD）（154円/USDで算出）
Subtotal 小計				\$1,265,241	
Total 合計				\$1,291,281	
Tax 税金				\$129,128	
PGST inclusive Total PGST（消費税）込みの合計金額				\$1,420,409	

Melekeokエリア（2030年）のコスト試算

Labor 人工	Unit cost 単価	hour / Day 時間/日	Man-day 人日	Cost 費用	Remark 備考
Subtotal 小計				\$0	
Material or equipment 資機材費	Unit cost 単価	Unit 1	Unit 2	Cost 費用	Remark 備考
Disribution automation system 配電線自動化システム	\$650,000	1 unit		\$650,000	Roughly JPY100 million (USD650,000) for two feeders (calculated at 154 yen/USD) 2フィーダーでおおよそ1億円(650,000USD) (154円/USDで算出)
Subtotal 小計				\$650,000	
Total 合計				\$650,000	
Tax 税金				\$65,000	
PGST inclusive Total PGST (消費税) 込みの合計金額				\$715,000	

■ 課題

- 今後主流になるであろう距離リレー整定に必要な資料が整っていない



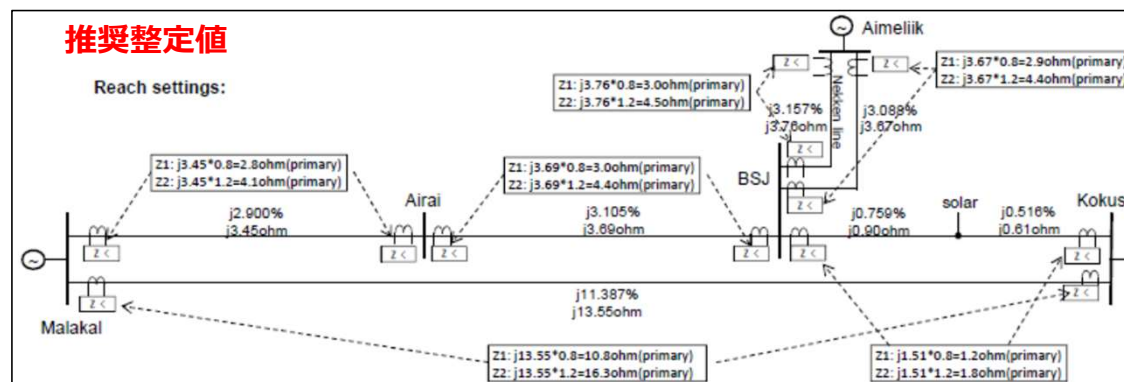
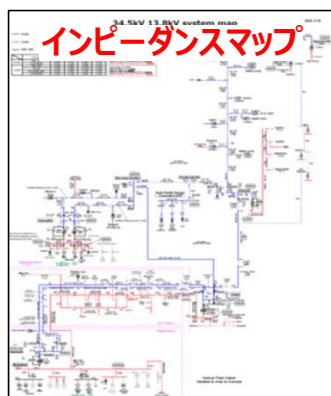
e.g.) Kokusai's Asahi line relay

■ 解決策の提案

- インピーダンスマップを作製して、様々な故障計算を行い、パラオの電力系統に適したリレー設定を検討・提案した。

■ 期待される効果

- 正しいリレー動作が期待できる。事故時の停電範囲を少なくできる。



リレー整定一覧表 / 事故報告書

■ 課題

- リレー設定値が整理されていない。事故の記録も統一化されていない。

■ 解決策の提案

- 適切にリレー整定を管理するためのフォーマット統一化の提案や、標準化された事故報告書を提案した

■ 期待される効果

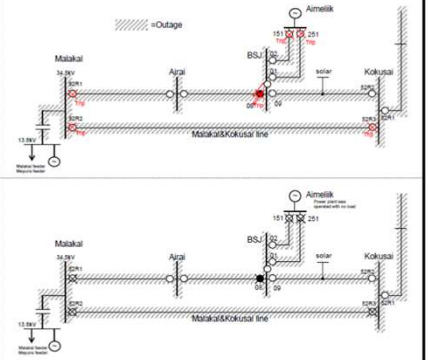
- 情報を整理して蓄積することで、改善策を検討しやすくなる。

34.5kV Switchgear (HZ) Distance Protection Relay etc. (DSB-100-HCH-FE-100V-M09-F00-UCC-W00) *Temporary Setting Used Dec-2025

Relay symbol	Setting factor	Setting Value	Description	Remarks
CT F1 CT Primary	200A	1-65000A(1A step)		
CT F1 CT Secondary	5A	1A/5A		
Phase VT Connection	Wye	Wye(Delta)		
Phase VT Secondary	63.5V	25.0-240.0(V) (1V step)		
Phase VT Ratio	313.641	0.0(1 step)		
Auxiliary VT Connection	Vx0	Vx,Vy,Vz,Vx0,Vy0,Vz0,Vx		
Auxiliary VT Secondary	110V	25.0-240.0(V) (1V step)		
Auxiliary VT Ratio	313.641	0.0(1 step)		
Nominal Frequency	60Hz	25-60Hz(1Hz step)		
Phase Rotation	ABC	ABC/ACB		
PHASE DISTANCE Z1	Direction	Forward	Forward, Reverse, Non-directional	Z1 80% (Dist.) Z2 300%+0.000%/1(100ms)
	Slope	Quad	Mho/Quad	
Xbr Volt Connection	None	None, Dy1, Dy3 etc.		Refer to "Appendix 1: Calculation of Transmission Line Impedance."
Xbr Curr Connection	None	None, Dy1, Dy3 etc.		
	Reach	0.39 (40.90ohms)	0.02-500.00ohms(0.01ohms step) 80% of Line Impedance	
	BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	Rev Reach	0.02 ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Rev Reach BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	Comp Limit	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	DIR BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	DIR Comp Limit	90 deg	30-90deg (1deg step)	
21R1,20R1,5 19R1,19R1,1 21R1,21R1, 20R1	Quad Right Blinder	0.17(40.49) ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Quad Right Blinder BCA	45 deg	0-90deg (1deg step)	
	Quad Left Blinder	0.17(40.49) ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Quad Left Blinder BCA	45 deg	0-90deg (1deg step)	
	Supervision	0.200 pu	0.000-10.000(pu(0.01 step)	
	Volt Level	0.000 pu	0.000-5.000(pu(0.001 step)	
	Delay	0.000s	0.000-65.535(s(0.001 step)	
	PHASE DISTANCE Z2	Direction	Forward	Forward, Reverse, Non-directional
	Slope	Quad	Mho/Quad	
	Xbr Volt Connection	None	None, Dy1, Dy3 etc.	
	Xbr Curr Connection	None	None, Dy1, Dy3 etc.	
	Reach	0.50 ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step) 120%0000% of Line Impedance	
	BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	Rev Reach	0.02(0.10) ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Rev Reach BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	Comp Limit	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	DIR BCA	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	DIR Comp Limit	90 deg	30-90deg (1deg step)	
	Quad Right Blinder	0.24(41.41) ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Quad Right Blinder BCA	45 deg	0-90deg (1deg step)	
	Quad Left Blinder	0.02 ohms	0.02-500.00ohms(0.01ohms step)	
	Quad Left Blinder BCA	90 deg	0-90deg (1deg step)	
	Supervision	0.200 pu	0.000-10.000(pu(0.01 step)	
	Volt Level	0.000 pu	0.000-5.000(pu(0.001 step)	
	Delay	0.150s	0.000-65.535(s(0.001 step)	

Fault report

Time	Department/Sub-station	Report
7 : 12	BSJ	34.5kV 08 Trip: 34.5kV Arai Line (BSJ - AILAI - Matkaki)
7 : 12	Matkaki SS	Line A high amp. then Line A - 8.75s(0.2712) (at 7.5kV, 10kV, 10kV)
7 : 12	Kokusai SS	34.5kV 05R1 Trip: 34.5kV Arai Line (BSJ - Arai - Matkaki)
7 : 16	BSJ	34.5kV 05R2 Trip: 34.5kV Kokusai Line (Kokusai - Matkaki)
		Outage area is except Matkaki feeder & Meyurs feeder
7 : 21	Aimelik SS	34.5kV 151 Trip: 34.5kV Nekken Line (Aimelik-BSJ)
7 : 10	Aimelik SS	34.5kV 251 Trip: 34.5kV Nekken Line (Aimelik-BSJ)
7 : 47	BSJ	Operator arrived at BSJ and Temp Arai SS (7:29, 7:30) 01 open by manual operation
7 : 50	Aimelik SS	34.5kV 151 close by manual operation (34.5kV Nekken Line)
7 : 55	BSJ	34.5kV 251 close by manual operation (34.5kV Arai Line)
7 : 55	Aimelik SS	02 close by manual operation 34.5kV 151 Trip (Nekken Line)



4, 解決策の案とその評価

2, 現状の供給力の確保



現状の供給力の確保

■ 現状（2025年）の需給バランス

Supply-Demand Balance Peak time 17:00-20:00		Peak demand 2025	In case of Nigata 15 outage	
Peak Demand (kW)		14,876	14,876	
Power Supply (kW)		16,850	12,350	
Reserve Margin (kW)		1,974	-2,526	
Reserve Margin (%)		13.3%	-17.0%	
Power Plant	Rated Capacity	Derated Capacity	Derated Capacity	
Malakal	Nigata #14	5,000	4,500	4,500
	Nigata #15	5,000	4,500	0
	Mitsubishi #1	450	450	450
	Mitsubishi #2	450	450	450
	Mitsubishi #3	450	0	0
	Mitsubishi #4	450	450	450
	Mitsubishi #12	3,400	0	0
	Mitsubishi #13	3,400	1,500	1,500
	Wartsila	2,000	0	0
	Caterpillar #1	1,825	0	0
Caterpillar #2	1,825	0	0	
Aime liik	#6	5,000	0	0
	#7	5,000	5,000	5,000

(出典：PPUCから入手したデータから調査団作成)

□ 問題点

現在の供給力は、1台の大型発電機（5,000kW）の点検停止中に
もう1台の大型発電機（4,500kW）が脱落すると、供給力不足に
陥る。不足量は2,526kW。

□ 解決策

ディーゼル発電機2台を購入する。
容量：1.1MW/台・・・合計2.2MW

□ 2.2MWディーゼル発電機導入後の需給バランス

IPPの蓄電池からの出力（1,016kW）を期待。
予備力 690kW, 予備率 4.6%

4, 解決策の案とその評価

3, 太陽光発電の抑制の解消

太陽光発電の抑制の原因と対策

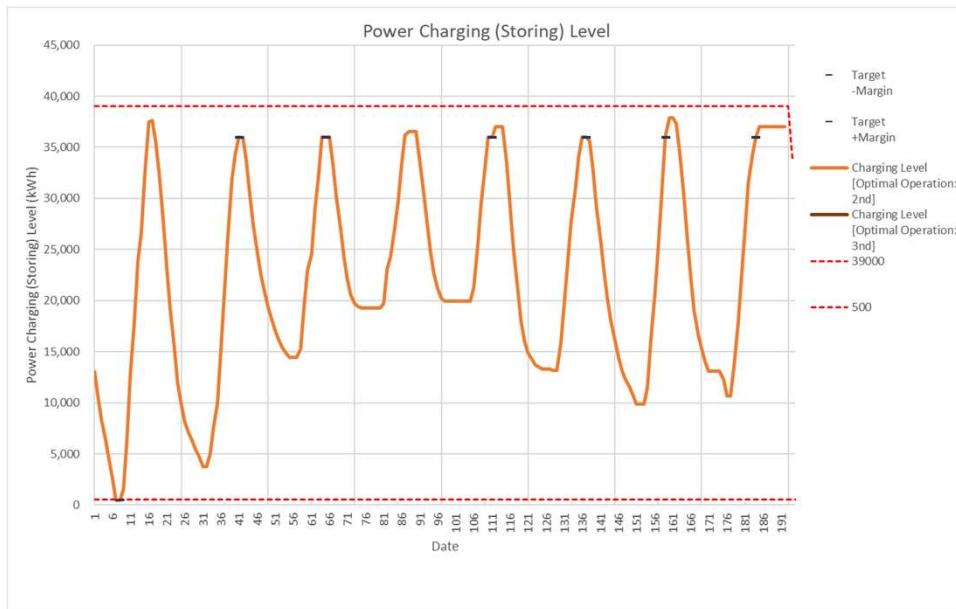
■ 現状の太陽光発電抑制の原因

- ✓ ピーク需要14,876kW (2025年度) に対して、太陽光発電導入量が21,875kW

■ 対策

- ✓ エネルギーシフト用蓄電設備の導入
 - 追加で必要な蓄電池の導入量 : 26MWh

参考) 蓄電池必要量試算シミュレーション



Copyright ©Tokyo Electric Power Company Holdings, Inc. All Rights Reserved

2025年4月30日時点の系統に接続されている太陽光

PV connected to the Grid		Total Capacity (kW)	Number of installation
MEGA Solar	IPP (Solar Pacific)	15,300.000	1
	Subtotal	15,300.000	1
Rooftop Solar	PPUC	635.780	5
	Republic of Palau	909.835	13
	State Government	705.790	11
	Commercial	2,993.620	26
	Residential	1,239.940	282
	Subtotal	6,484.965	337
Total	Total	21,784.965	338

(出典 : PPUCから入手したデータから調査団作成)

4, 解決策の案とその評価

4, 太陽光発電の出力変動対策（電力品質の向上）



太陽光発電の出力変動対策（電力品質の向上） - 要約

■ 出力変動の原因

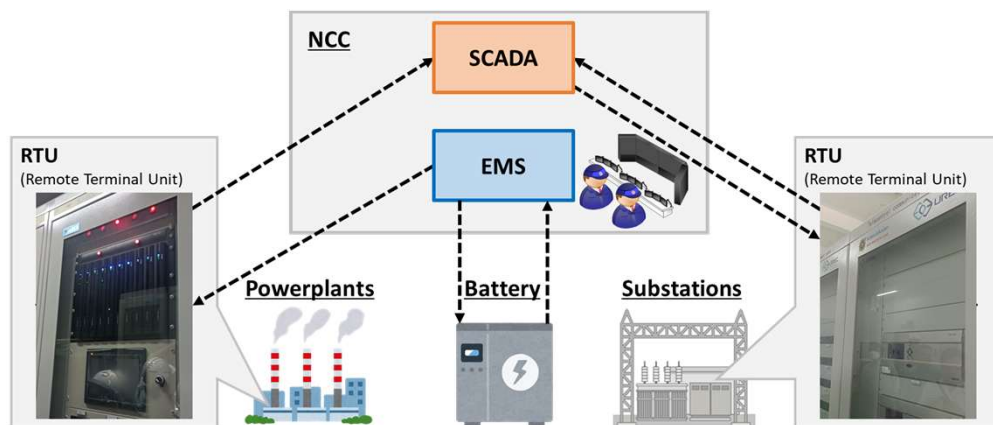
- ✓ ピーク需要14,352kW (2025年度) に対して、太陽光発電導入量が21,875kW
- ✓ IPPに13MWhの蓄電池が設置されているものの、主にIPP太陽光の出力平滑のために使用されており、下げ代確保への寄与は限定的。
- ✓ ルーフトップ太陽光の出力変動対応で、ディーゼル発電機2台（出力4MWから7MW程度）の運転で対応しているものの調整力が不足している。

■ 対策

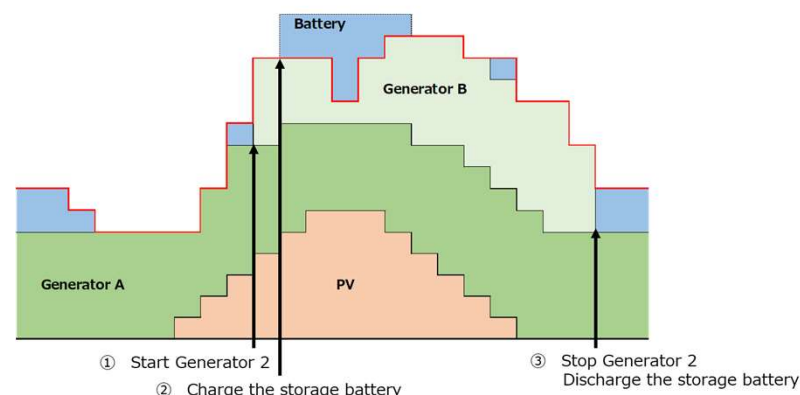
- 系統用蓄電池の導入（既設ディーゼル発電機の運転台数削減とストレス解消に貢献）
 - 周波数調整のための一次調整力必要量：約6MW（超短周期需要変動要素：約1MW + 最大電源脱落量:5MW）
- EMSの導入
 - National Control Center（NCC）で発電機と蓄電池を一括制御することで、調整力を確保する。

■ 電力系統運用における課題に対するシステム面からの解決策と、必要な機能を以下の通り提案する

No.	課題	解決策（必要な機能）
1	PV発電量増，出力変動に伴う電力品質の低下	以下の機能を具備した EMS の導入 <ul style="list-style-type: none"> 発電所，蓄電池機器と出力の遠隔操作 発電所，蓄電池のタイムスケジュール運転 … 常時の発電所，蓄電池運用を最適化してオペレーションの簡略化と不要操作の削減に寄与
2	発電出力調整が無線通信を通じた運転員の手動制御	以下の機能を具備した SCADA の導入 <ul style="list-style-type: none"> 変電所，開閉所機器の遠隔操作 系統監視範囲の拡大（34.5/13.8kVの変電所の出口まで） 時系列データの収集・保存（周波数，有効・無効電力，電圧，リレー動作情報など）
3	系統監視をIPPのシステムに依存（必要箇所を監視できない）	
4	実績記録をIPPのシステムに依存（自社では手作業の記録のみ）	



システム構成概要



タイムスケジュール運転の概念図

4, 解決策の案とその評価

5, 2032年のRE100に向けた電源構成



2032年のRE100に向けた、パラオにおける発電設備の評価 – 要旨

■ 発電設備の評価

	メリット	デメリット	採否
太陽光	高いポテンシャルがある。 設置が容易。	出力が不安定 = 大きな予備力（蓄電設備）が必要。 大規模開発は環境に悪影響。 など	採用
OTEC	高いポテンシャルがある。 高い調整力機能を持つ。	設備導入費用が高い。 導入実績が少ない。	採用
水力 (貯水池式)	安定的な再生可能エネルギー 長期的に利用可能 高い調整力機能を持つ。	設備導入費用が高い。 ポテンシャルに限りあり。 開発に時間を要する。	採用 2032年以降
風力	---	風況が良くない。 環境への悪影響を考慮する必要がある。 など	不採用
地熱	(ポテンシャル調査が必要)	開発に時間を要する	不採用
バイオマス	自国で生じた廃棄物で発電が可能。	運用が難しい。 安定した廃棄物の確保が難しい。 既にほかの廃棄物処理方法を採用済み	不採用
バイオディーゼル	既存のディーゼル発電機を利用。	ディーゼル燃料より高価。 発電に十分な燃料を確保することが難しい など	不採用
原子力	安定的な電力の供給が可能。	既存の方式は運用が難しい。 住民の理解を得ることが難しい 新技術は開発途中。	不採用

2032年のRE100に向けた、パラオにおける蓄電設備の評価

■ 蓄電設備の評価

	メリット	デメリット	採否
バッテリー (BESS)	比較的安価で導入可能。 設置が容易。 充放電効率が高い（80%台）。 Virtual Synchronous Generator: VSG機能が あれば、調整力として利用可能。	今後のバッテリー価格の上昇が懸念される。 性能の劣化。 廃棄物処理。 など	採用
揚水式水力 発電	世界での利用実績が高い。 長期的に利用可能。 充放電効率が高い（約70%）。 高い調整力機能を持つ。 ダムが多目的利用が可能。	大規模な土木工事が必要 →設備導入費用が高い。 →開発に時間を要する。	採用 2032年以降
水素発電	設備導入が容易。 高い調整力機能を持つ。	水素貯蔵設備の導入費用が高い。 水素関連設備の運用に注意が必要。 充放電効率が悪い（40%台）	不採用

2032年の100%再生可能エネルギーに向けた電源構成の検討

■ 2032年に再生可能エネルギー100%を実現するためには、電源開発期間と発電コストを考慮すると、海洋温度差発電（OTEC）と太陽光（PV）と蓄電池（BESS）の組み合わせになる。これらの電源の最適配分を検討した。

□ 検討に使用したデータの諸元。

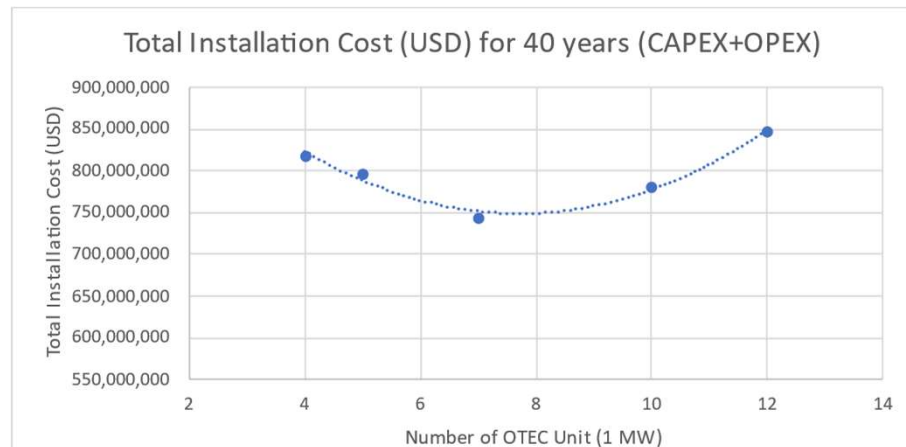
1. 沖縄県委託事業「令和6年度小規模離島における海洋温度差発電可能性調査事業最終報告書」（2024年）
2. 沖縄県委託事業「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業及び海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業委託業務実績報告書」（平成31年3月：2019年）
3. IRENA: RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2024

電源		費用（\$1=¥153）		Remarks
OTEC	導入費用: 諸元1	1号機	\$43,091,503/-	取水パイプの長さは2km。 2号機以降は普及効果によるディスカウントを加味。 6号機は、発電機の点検停止を考慮して取水パイプの設置はしないこととした。 耐用年数40年
		2号機以降	\$41,389,542/-	
		6号機	\$21,095,425/-	
	運用費用: 諸元2	\$152/kW/year		運用費用の最小値の2割増しを採用。
太陽光	導入費用: 諸元3	\$500/kW		中国の5 th Percentile値は\$438/kWであるところ、価格の上昇と場所を考慮して\$500とした。世界の加重平均値は\$691/kW。耐用年数20年
	運用費用: 諸元3	\$7/kW/year		アメリカと同等の費用を採用。世界平均価格とも同等。
蓄電池	導入費用: 諸元3	\$120/kWh		価格上昇の傾向が見受けられることから、中国の最安値の20%増しとした。耐用年数20年
	運用費用: 諸元1	\$14/kWh/year		データが得られなかったため、日本の半額とした。

電源構成の検討結果（売水量：最大年間取水量の13.9%）

■ OTECについては、発電以外の産業利用に売水することで発電単価を下げることができる。

沖縄県委託事業「令和6年度小規模離島における海洋温度差発電可能性調査事業最終報告書」で報告されている海洋深層水の売水量と料金886万m³/年（最大年間取水量の13.9%）、6円/m³で試算すると、OTEC 7MW(7台)+太陽光56MW+蓄電池394MWhの新規導入組み合わせが最も安い。



OTEC (MW)	PV (MW)	BESS (MWh)	Total cost for 40 years (USD) (CAPEX+OPEX for 40 years)
12	13	39	848,250,184
10	38	161	781,866,056
7	56	394	744,366,777
5	69	599	797,742,040
4	73	692	819,317,392

発電単価は、OTEC初号機が12.6 c/kWh（利用率80%）、OTEC 7台で27.6 c/kWh（利用率60.3%）、追加で導入される太陽光（PV）と蓄電池（BESS）を加えた総合単価は20.7 c/kWhとなる。

	Total cost for 40 years (USD) (CAPEX+OPEX for 40 years)	Unit Price (USD/kWh)
First Unit	35,273,464	0.126
7 units	357,986,405	0.276
OTEC, PV, BESS	744,366,777	0.207

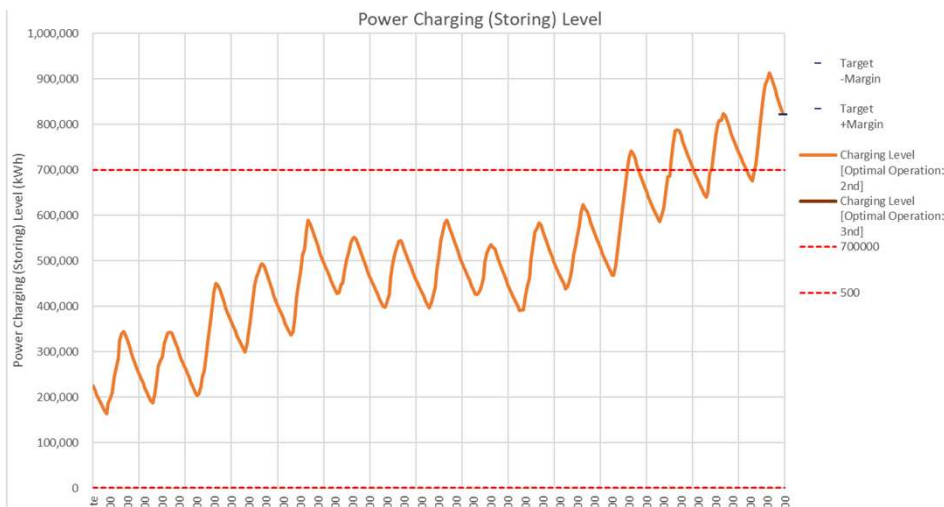
初号機の発電単価が12.6 c/kWhであり、パラオのディーゼル発電の発電単価（約25 c/kWh）の約半額。
 まずは燃料消費量と電気料金を引き下げるために、**利用率を高く運用することができる1~2ユニットの導入**を早急に考えてはかがか。

OTEC4台の時の蓄電池運用とOTEC7台の時の蓄電池運用の比較

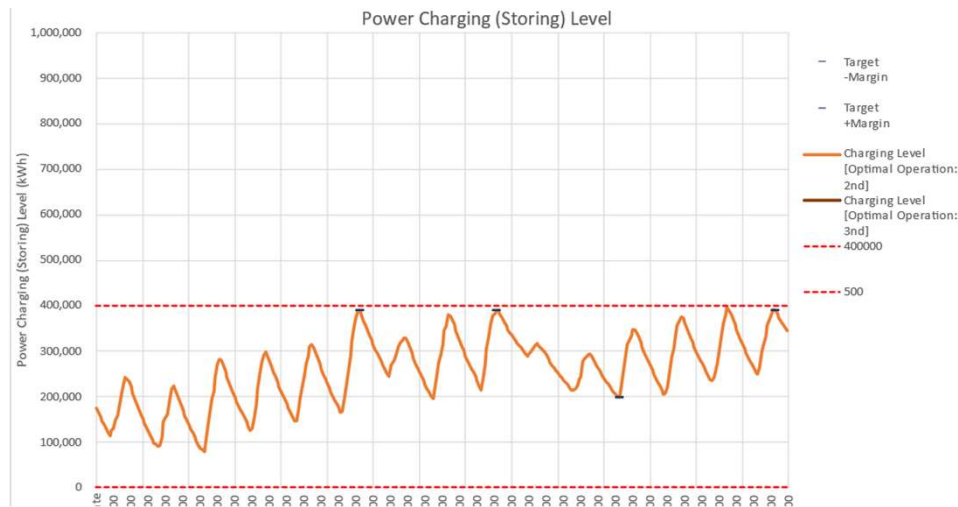
■ 太陽光（PV）と蓄電池（BESS）運用

- 費用計算では4日間の連続した晴天と曇天のケースで太陽光発電設備と蓄電池の必要量を計算した。しかしながら晴天が2週間以上続く場合があり、調整力が少ないOTEC4台では充電したエネルギーを十分消費できないことが見受けられた。
- 以下は、OTEC 4 台+太陽光73MW + 蓄電池698MWhを導入した場合と、OTEC 7 台 + 太陽光56MW + 蓄電池400MWhを導入した場合の15日間の蓄電池運用。OTEC 4 台のケースでは、太陽光発電の発電量に対して電力需要と蓄電とOTECで蓄電容量以内に調整できていない。OTEC 7 台のケースでは、太陽光発電と蓄電池の蓄電をOTECで調整可能であり、電力需要とのバランスが良いことを示している。
- また、変動性再生可能エネルギーの電源比率が高くなると、エネルギー確保の不確実性を緩和するために、精確かつ長期の気象予報が必要となる。
- このことから、**OTECのような調整可能な電源は、年間最大電力需要（kW）の4割程度を確保することが推奨される。**

OTEC 4 台+太陽光73MW + 蓄電池698MWhの蓄電レベルの推移



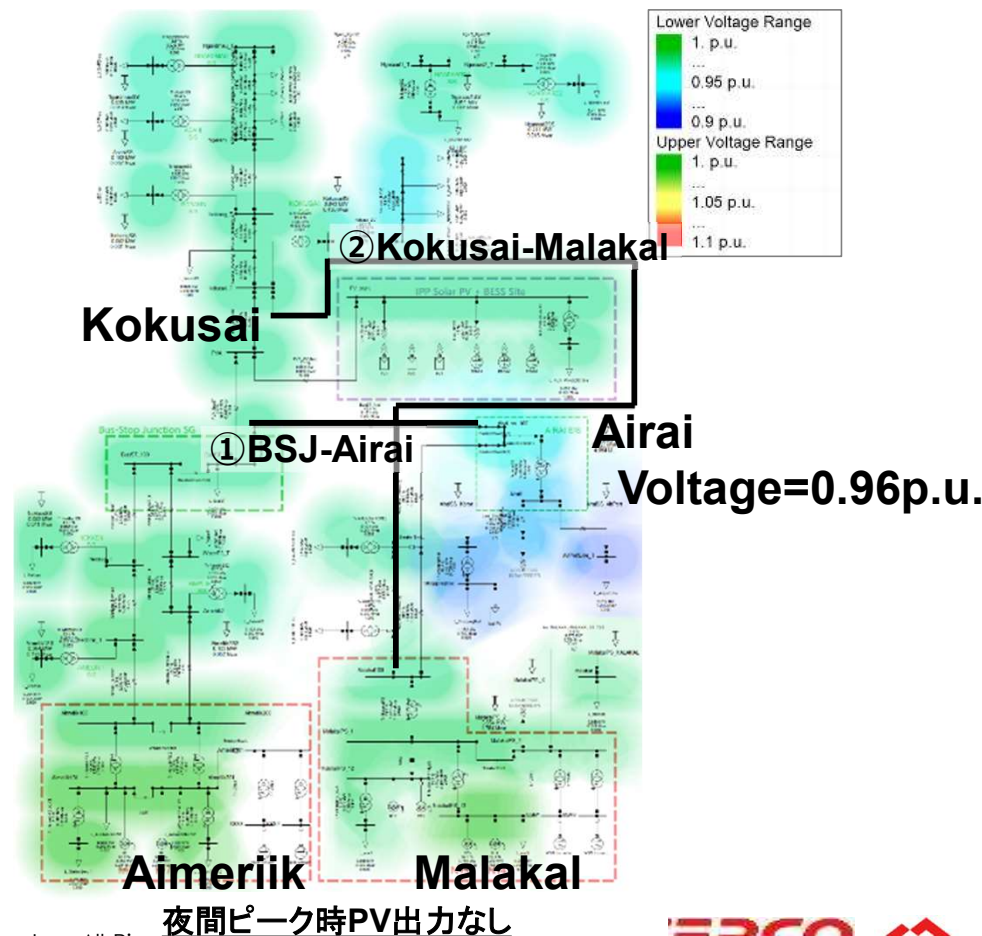
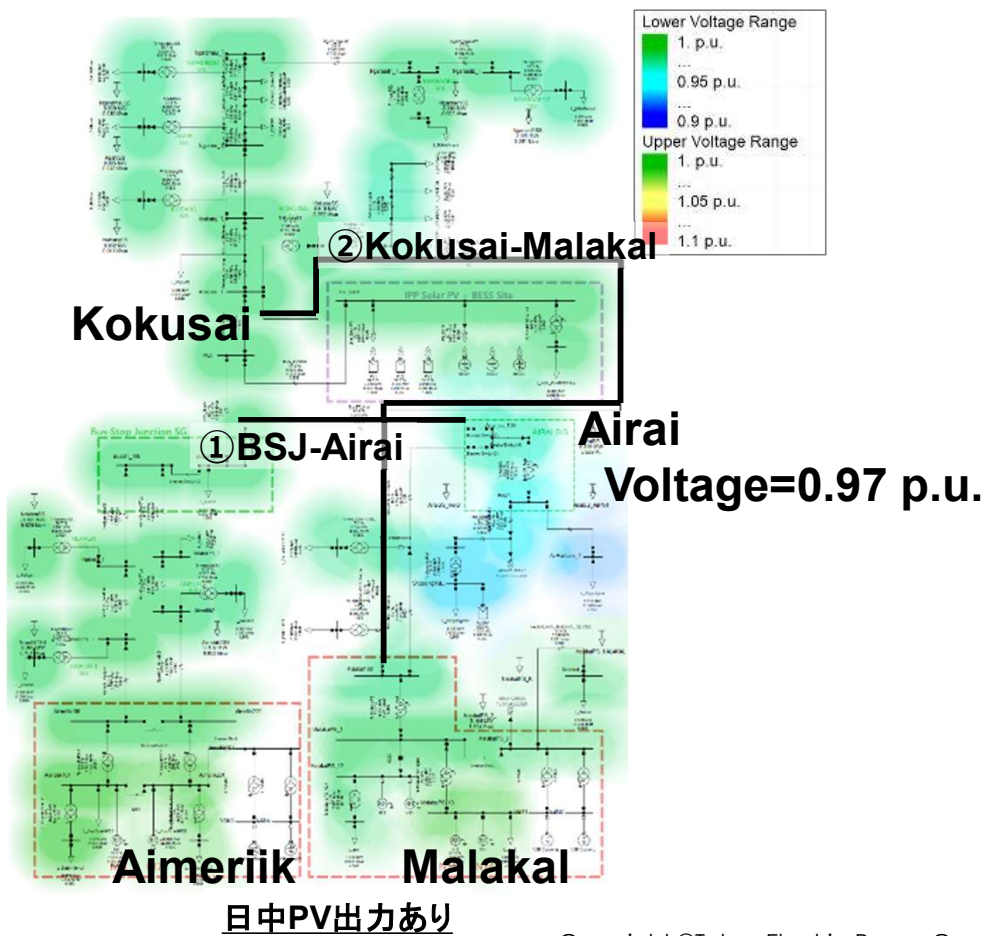
OTEC 7 台 + 太陽光56MW + 蓄電池400MWhの蓄電レベルの推移



4, 解決策の案とその評価

6, 電力品質の向上：電圧安定性と周波数安定性の評価

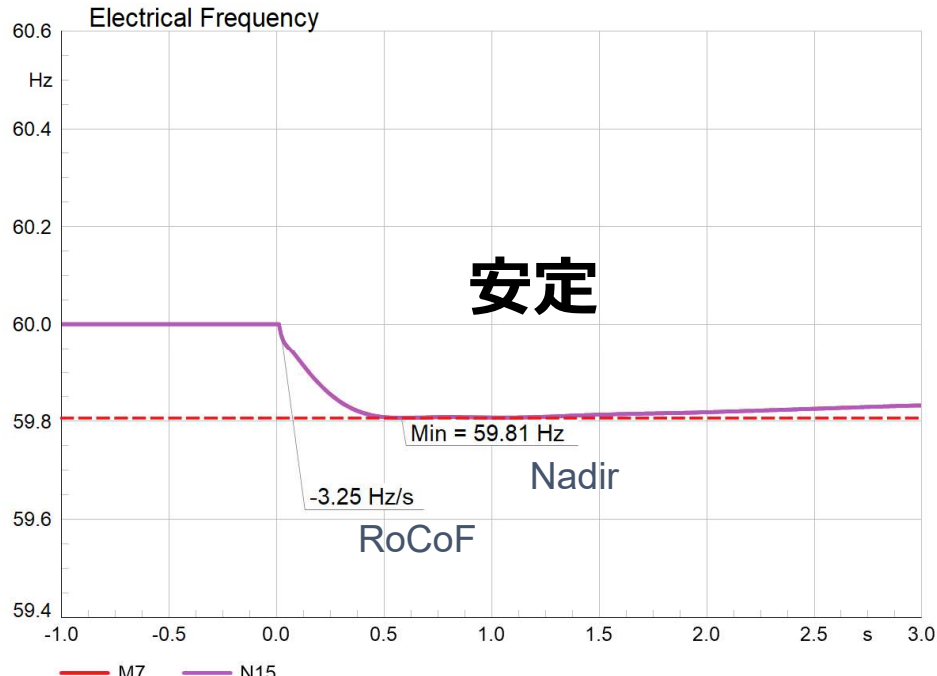
- 2026年の常時系統における潮流および潮流・電圧計算を実施
- 日中のIPP PVおよび屋根置きPVの出力ある場合、夜間ピーク時（例：午後8時）のIPP PVおよび屋根置きPVがない場合においても、系統電圧は適切に維持される



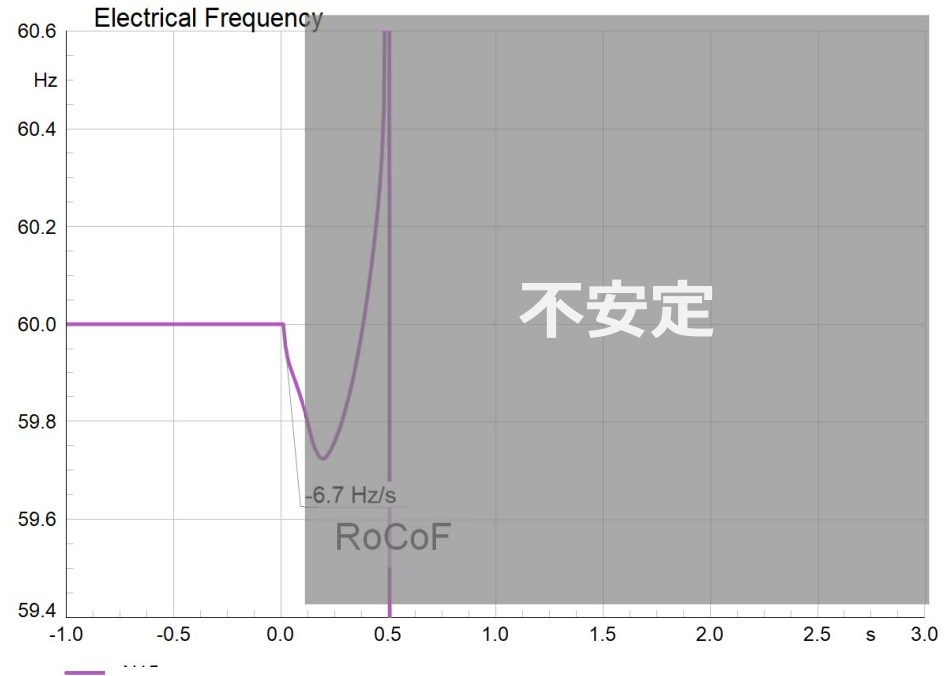
2026年の周波数安定性

- 2026年の電力系統にて、Airaiショッピングモールの太陽光発電が脱落した場合の周波数シミュレーションを実施
- ディーゼル発電機が2台以上運転している場合は、安定した運用が確保される。
- 一方、ディーゼル発電機が1台のみの場合は、系統の不安定化や停電リスクが増加する。

Study Case	Malakal PS		Aimeliik PS		Result
	N14	N15	M6	M7	
1. ケース1-DG4台	✓	✓	✓	✓	安定
2. ケース2-DG3台	✓	✓	N.A.	✓	安定
3. ケース3-DG2台	N.A.	✓	N.A.	✓	安定
4. ケース4-DG1台	N.A.	✓	N.A.	N.A.	不安定



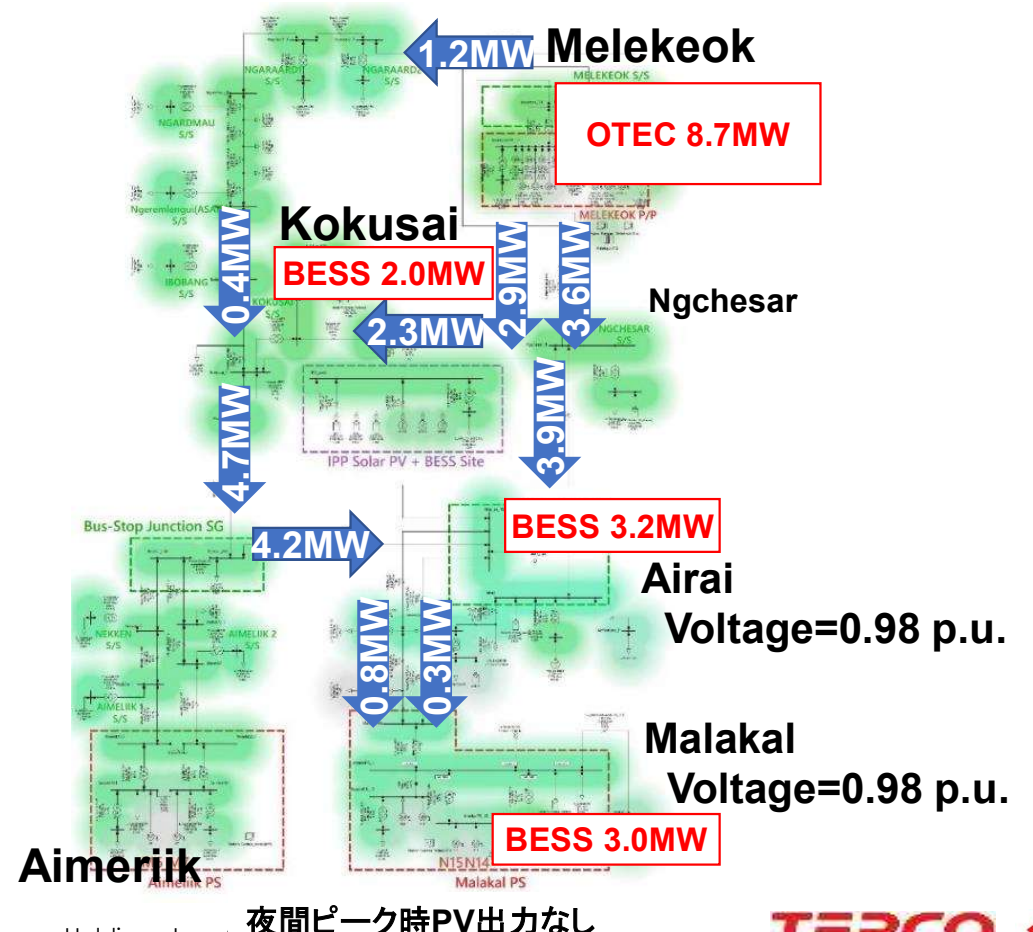
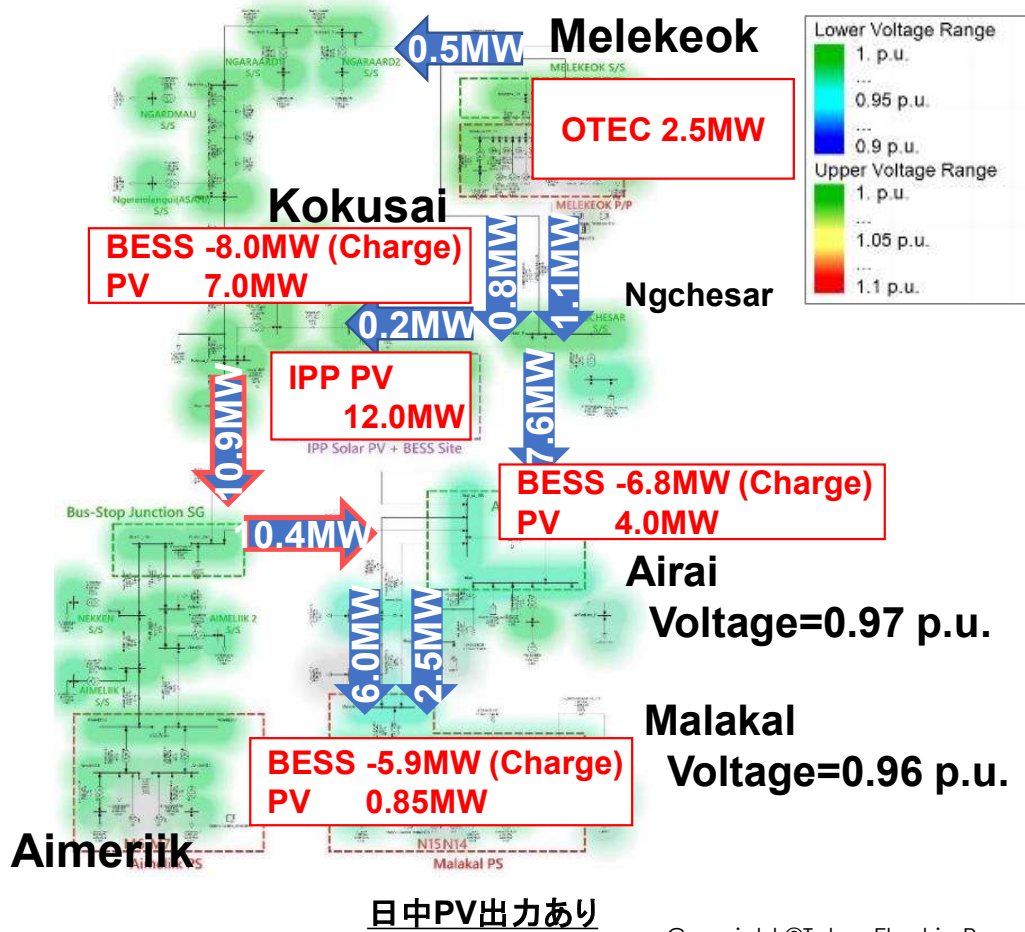
ケース3 (ディーゼル発電機 2 台運転時)



ケース4 (ディーゼル発電機 1 台運転時)

Airaiショッピングモールの太陽光発電が脱落した場合の周波数シミュレーション

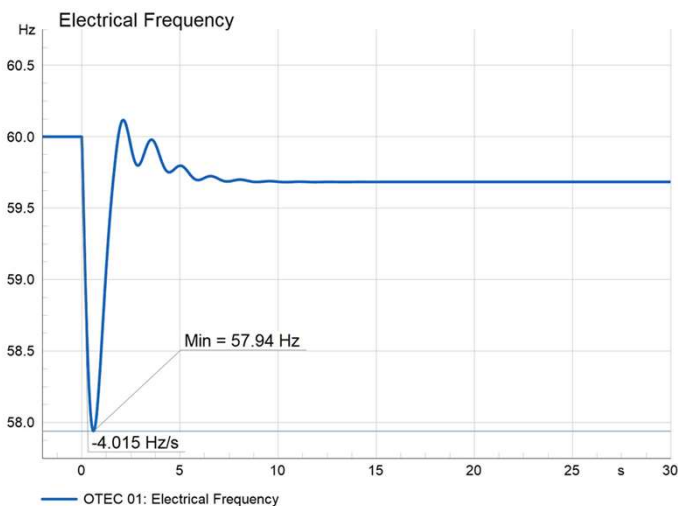
- 2032年の常時系統にて潮流・電圧計算を実施
- 日中のIPP PVおよび屋根置きPVの出力ある場合、夜間ピーク時（例：午後8時）のIPP PVおよび屋根置きPVがない場合においても、系統電圧は適切に維持される



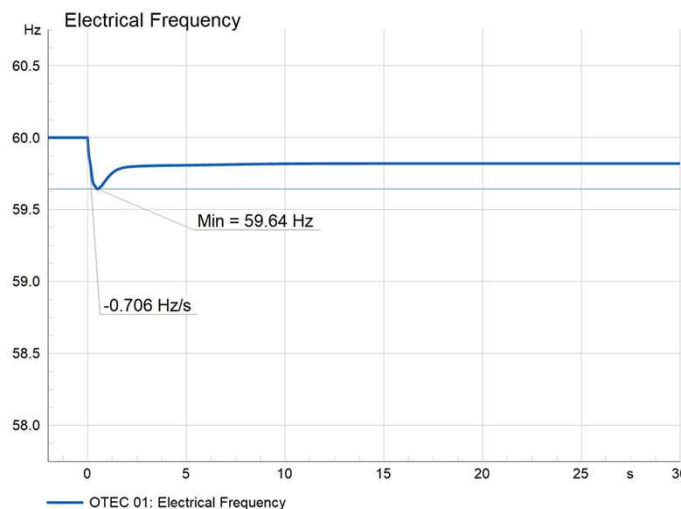
2032年の周波数安定性

- 日中（12:00、PV出力有り）に1.0 MWの脱落が発生した場合、4基の OTEC（海洋温度差発電）ユニットの慣性により安定運転可能。BESS のVSM（仮想同期機能）により安定性が向上。
- 点灯ピーク時（20時、PV出力無し）に、蓄電池（放電）3.2MWの脱落が発生した場合、OTEC10台の慣性力により、安定運転可能。
- 保護リレーの動作条件を確認し、送電線故障時における過渡安定性の検討も必要。

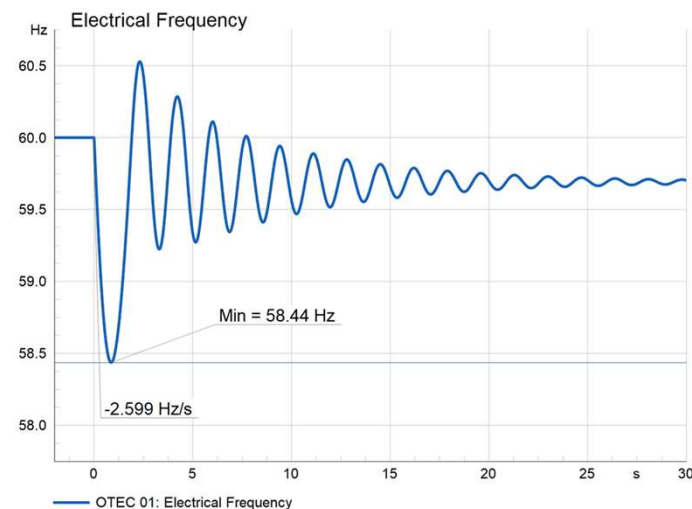
Study Case	OTEC	BESS			RoCoF [Hz/s]	Nadir [Hz]
		Malakal (7MVA)	Airai (7MVA)	Kokusai (9MVA)		
Case 5 Daytime (12:00)	2500kW 4 Units	GFL -5895kW	GFL -6100kW	GFL -8000kW	-4.015	57.94
Case 6 Daytime (12:00)	2500kW 4 Units	VSM -5895kW	GFL -6100kW	GFL -8000kW	-0.706	59.64
Case 7 Peak (20:00)	8722kW 10 Units	GFL 3025kW	GFL 3200kW	GFL 2000kW	-2.599	58.44



ケース5 日中 (12:00, VSM無し)



ケース6 日中 (12:00, VSM有り)



ケース7 ピーク時 (20:00)

4, 解決策の案とその評価

7, 適切な低圧供給システムの構築手法の確立

効率的な低圧電力供給システムについて

- PPUCは財政的な課題に直面していることを認識する。この課題への対応策として、低圧供給におけるコスト削減は有効な方法と考える。
- 低圧損失の低減を目的として、以下の2手法を提案する。
 - 第一、柱上変圧器の実際の稼働率およびライフサイクルコストを考慮した適正な変圧器容量の選定を行う。
 - 第二、実際の供給状況に基づき、適切な低圧供給エリアを設定する。
 これらの手法により、最も経済的な供給構成の形成が可能となる。
- ※なお、Koror島およびMalakal島はPalau全体の電力需要の約80%を占めているため、Koror島の計算結果を全体需要推測のベースとして使用する。

本マスタープランにて、経済合理的な低圧電力供給システムの構築を実現するための考え方を整備する

- 適正な変圧器容量選定方法
- 需要に基づいた適正な低圧配電供給範囲

効率的な低圧電力供給システム

分類	対策	効果
低圧電力供給	(方法 1) 適切な変圧器容量の選定	変圧器のライフサイクルコストの低減
	(方法 2) 低圧本線の施設	購買と施設コストの低減

4, 解決策の案とその評価

8, 設備管理・データ収集/管理

設備管理システムの導入

■ 設備管理の問題の原因

- 設備管理システムが確立していない
- 現在、Geographic Information System (GIS)で設備情報を管理することを進めている

■ 対策

- Common Information Model (CIM) ベースのシステムデータベースの導入
 - 設備仕様、導入時期、点検記録などの情報を一括管理
 - → 適正な維持管理時期の把握 → 電気事故の未然防止

【Improvement of facility management】
(1) CIM (Common Information Model)-Based System Database
・Collaboration with Asset Management System using IEC 61968

Condition Based Management

Asset management DB ↔ DMS

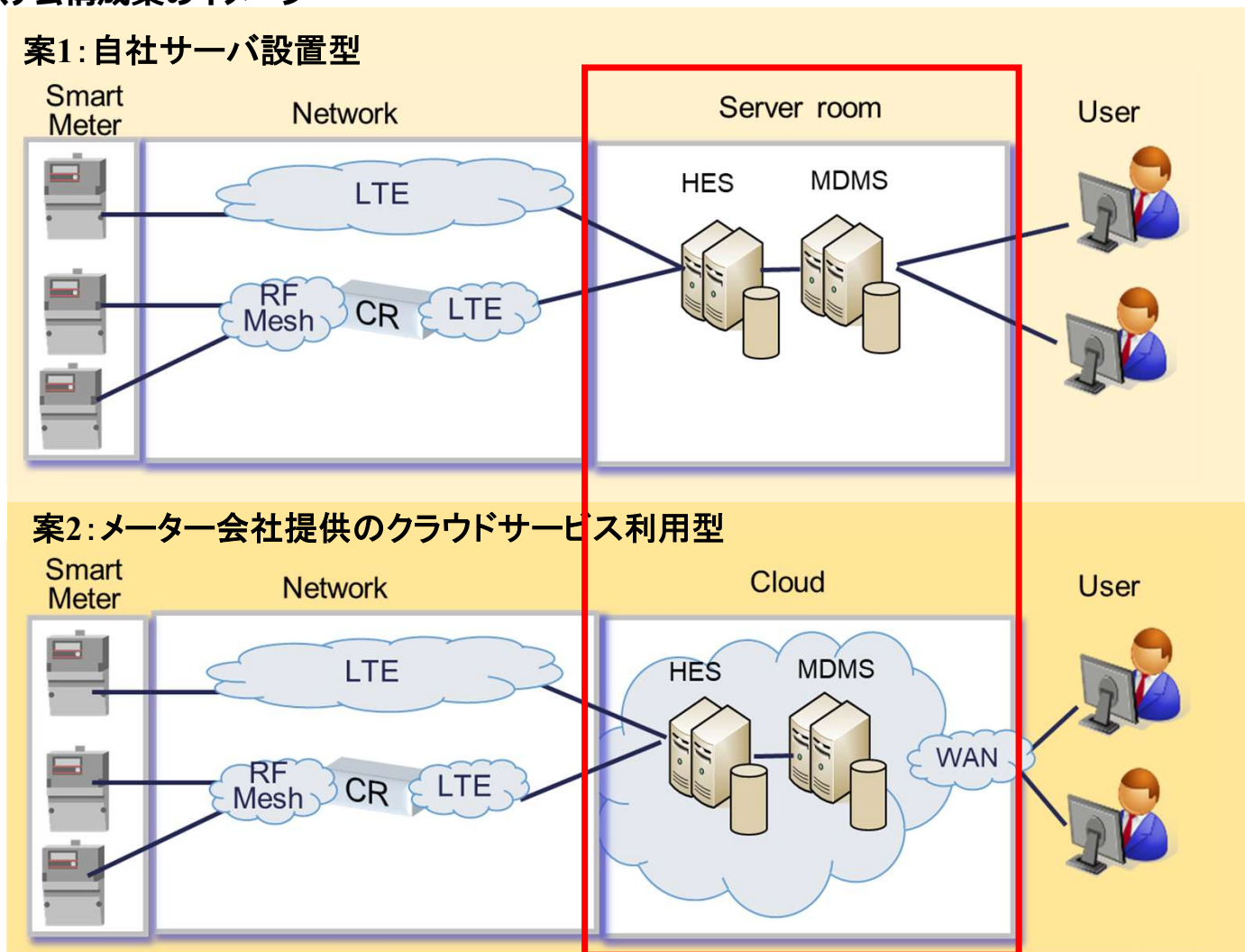
Condition evaluation and Repair leveling

Year of manufacture

O&M optimization according to accident risk

その他のデータ収集については、
前述したSCADAの導入で対応

■ システム構成案のイメージ



RF Mesh:無線通信ネットワークの一種である
 LTE:携帯電話用移動通信方式の一種である
 CR:データ収集装置
 HES:データの収集および通信制御を行うシステムであり、異なる種類のメーター間の差異を抽出する機能を有する。
 MDMS:スマートメーターからのデータを収集・保存・管理するプラットフォーム

4, 解決策の案とその評価

9, 人材不足の解消/ 技術・技能の継承



パラオ国内ではPPUCに限らず、他企業や高賃金の米国系企業への転職が後を絶たない。組織体制および人財育成体系を見直し、PPUCに適した効率的かつ持続可能な組織運営によって、コスト削減、技術スキルの継承、従業員価値の向上等を目指す。これにより企業価値向上を図り、人材流出の課題へアプローチする。

◆ **本事業の目標：今後、PPUCが自律的、継続的に人材を育成していくための人材育成方針案を提案する。**

問題

対策

事故対応、メンテナンス等を特定のエンジニアに依存している。技術スキルが文書化されていないため、当該技術者の不在により電力供給の安定性を損なうリスクがある。また、ベテラン技術者の退職に伴い、後進育成に支障が生じる。

方針提案 1

技術・技能の文書化および組織知化

各業務に必要な技術レベルが定まっておらず、従事する技術者の技術レベルが不透明。人材配置が適切であるか確認することが困難である。

方針提案 2

技術レベルの見える化

体系的な人材育成が行われておらず、OJTのみで人材育成を行っている。OJT内容・頻度が指導するベテラン技術者に依存しているため、継承する技術・技能、システム運用およびメンテナンスに関する知識に差が生じる懸念がある。

方針提案 3

**社内研修の整備育成と
トレーナーの育成**

4, 解決策の案とその評価

10, ワンストップのプロジェクト管理



パラオ財務省によるプロジェクト管理

- 2025年に入り、パラオ大統領支持の下でパラオ財務省、パラオエネルギー水資源局（Palau Energy & Water Administration: PEWA）によるワンストップのプロジェクト管理が開始
 - これまでのプロジェクト管理の問題
 - ✓ 長期電力開発計画が策定されておらず、電力セクター全体を俯瞰した優先順位を設定できていなかった。
 - ✓ ドナー間の調整が行われないうまま、各ドナーが各々のアイデアでプロジェクトを提案。重複する内容も発生。
 - ✓ プロジェクトを管理する機関が明確でなかった。
- 対策
 - PEWA内に電力専門家を設置し、エネルギー開発計画を策定。
 - 案件の優先順位を明確化。
 - エネルギー開発計画をベースにPEWAが各ドナーと協議。
 - ドナー会議実績
 - 2025年4月から2026年1月にかけて21回のドナー会議を実施

5, 具体的な戦略策定

マスタープランの策定



停電削減のためのマスタープラン

■ 1, 停電回数と停電時間の削減（短期対策）

対策	コスト*	2025	2026	2027	2028	2029
データ構築 (送配電系統図、設備データ、機器仕様等)	-	➡ データ収集中	➡			
マニュアル整理および技術支援 (巡視、電気事故報告書（記録）、送配電系統制御等)	-	➡	➡	➡		
樹木用プロテクタ導入（5,000m）	材料代のみ		➡			
つるガード導入（1,328個）	*2 材料代のみ		➡			
被覆電線の導入	-		➡ 段階的な導入	➡	➡	➡
保護制御装置データ構築 (インピーダンスマップ)	-	➡ 構築済				
保護制御装置整定および技術支援 (整定値のセッティング、整定票の管理)	-	➡ 整定済	➡ 整定票の管理方法の技術移転			
高所作業車の導入 (中古)	価格提示済 み		➡			

* コストは概算であり、詳細な検討に基づく再算出が必要である。

*2: サンプル提供予定

停電削減のためのマスタープラン

■ 1, 停電回数と停電時間の削減（配電自動化：中長期対策）

エリア	項目	コスト*(USD)	2025	2026	2027	2028	2029
Koror *2	配電計画	-	➡	➡			
	配電線、開閉器など設置	809k *1			➡		
	Malakal, Airai 変電所リレー設置					➡	
	配電自動化（自動開閉器など）システム設置						➡
Airai	配電計画	-	➡	➡			
	配電線、開閉器など建設	1,420k *1			➡		
	Ngchesar, Airai SSにSCADAを導入（不要）					➡	
	配電自動化（自動開閉器など）システム設置						➡
Melekeok	配電計画	-	➡	➡			
	配電線、開閉器など建設	715k *1			➡		
	Ngchesar変電所、Melekeok発電所にSCADAを導入					➡	
	配電自動化（自動開閉器など）システム設置						➡
配電自動化システム運用の技術支援						➡	➡

* コストは概算であり、詳細検討に基づく再算出が必要である。

*1 リレー費用は含まれていない

*2 2035年の配電系統計画を前倒して実施する場合を想定

■ 2, 現状の供給力の確保

対策	コスト* (USD)	2025	2026	2027	2028	2029
2.2MW (1.1MW2台) ディーゼル発電機導入 (予算確保手続き中)	1 M		➔			

■ 3, 太陽光発電の抑制の解消

対策	コスト*	2025	2026	2027	2028	2029
8MW-19MWh BESS導入 (AIFFPによる無償資金協力)	-		➔ 5月			
6MW-12MWh VSG導入 (ADBによる無償資金協力)	-		➔	➔		
蓄電池運用の技術支援	-		➔	➔		

■ 4, 太陽光発電の出力変動対策 (電力品質の向上)

対策	コスト* (USD)	2025	2026	2027	2028	2029
EMS/ SCADAの導入 (AIFFPもしくはADBによる無償資金協力)	-		➔			
EMS/ SCADA運用の技術支援			➔	➔		

2032年に向けた電源計画

- 変動性再生可能エネルギー（太陽光）と蓄電池の組み合わせの運用をする場合、連続する曇天のケースがシビアケースとなる。
- 連続する4日の曇天ケースを2024年実績をもとに想定して、4日目の供給力確保状況を考慮。
- 2032年に再生可能100%となるように電源計画を策定した。ただし、天候の不確定要素を考慮して、予備力として2,2MWのディーゼル発電機を維持している。
- OTECは、7台導入（売水率13.9%）のケースで検討（OTEC7台+PV 56MW+蓄電池382MWh）。
- 蓄電池の出力は、4日間連続の曇天をシミュレーションして得られた「4日目の発電可能出力」としている。

2026/1/26(as of)				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Peak Demand Load (Based on JICA Study)				10,830	11,155	11,490	11,834	12,189	12,555	12,932	12,996	
Power Supply				22,125	24,982	26,253	27,067	24,944	26,421	24,848	18,225	
Spinning Reserve (kW)				11,295	13,827	14,764	15,233	12,755	13,866	11,917	5,229	
Spinning Reserve (%)				104.3%	124.0%	128.5%	128.7%	104.6%	110.4%	92.2%	40.2%	
Required Spinning Reserve (kW)				11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	3,000	
Malakal	Nigata #14	2005	21	4,500	4,500	4,500	4,500	Standby	D-COMM-25yrs			
	Nigata #15	2005	21	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	Standby	D-COMM-27yrs	
	Mitsubishi #13	1997	29	1,500	1,500	1,500	Standby	D-COMM-32yrs				
	Mitsubishi #1	2012	14	450	450	450	450	450	Standby	D-COMM-19yrs		
	Mitsubishi #2	2012	14	450	450	450	450	450	Standby	D-COMM-19yrs		
	Mitsubishi #4	2012	14	450	450	450	450	450	450	Standby		
	New 2.2MW	2025	1	---	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Aimeliik	#6	2013	13	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	Standby-19yrs	
	#7	2013	13	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	Standby-19yrs	
BESS Possible Supply output				275	932	2,203	3,517	4,894	6,271	7,648	9,025	
OTEC							1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
								1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
									1,000	1,000	1,000	1,000
										2,000	1,000	2,000
										2,000		

蓄電池の導入計画と可能出力、および太陽光発電の導入計画

- 2032年に向けて、蓄電池と太陽光発電を均等に増設する計画とした。

蓄電池の出力は、4日間連続の曇天をシミュレーションして得られた「4日目の発電可能出力」としている。

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESS Possible Supply output (kW)		275	932	2,203	3,517	4,894	6,271	7,648	9,025
BESS Capacity (Total)	kWh	13,000	44,000	104,000	166,000	231,000	296,000	361,000	426,000
IPP	kWh	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
AIFFP & ADB 19MWh+12MWh	kWh		31,000	31,000	31,000	31,000	31,000	31,000	31,000
New BESS	kWh			60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
New BESS	kWh				62,000	62,000	62,000	62,000	62,000
New BESS	kWh					65,000	65,000	65,000	65,000
New BESS	kWh						65,000	65,000	65,000
New BESS	kWh							65,000	65,000
New BESS	kWh								65,000

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
PV Capacity (Total)	kW	21,785	21,785	30,785	39,785	49,285	58,785	68,285	77,785
IPP	kW	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300
Rooftop PV	kW	6,485	6,485	6,485	6,485	6,485	6,485	6,485	6,485
New PV	kW			9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
New PV	kW				9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
New PV	kW					9,500	9,500	9,500	9,500
New PV	kW						9,500	9,500	9,500
New PV	kW							9,500	9,500
New PV	kW								9,500

- 太陽光発電の設置には、蓄電池の設置量も考慮しなければならないため、設置に関するルールを整備する必要がある。

対策	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
太陽光発電設備と蓄電設備の計画的な設置		➡	➡	➡	➡	➡	➡	➡
太陽光発電設備設置に関するルールの整備		➡	➡					

電源開発計画の柔軟性、技術移転

■ 海洋温度差発電（OTEC）の導入

- OTECはまだ普及段階にはなく、費用情報も不明なこともあり、提案した計画通りの導入が難しい場合には、同等の容量のディーゼル発電機を導入することで対応。

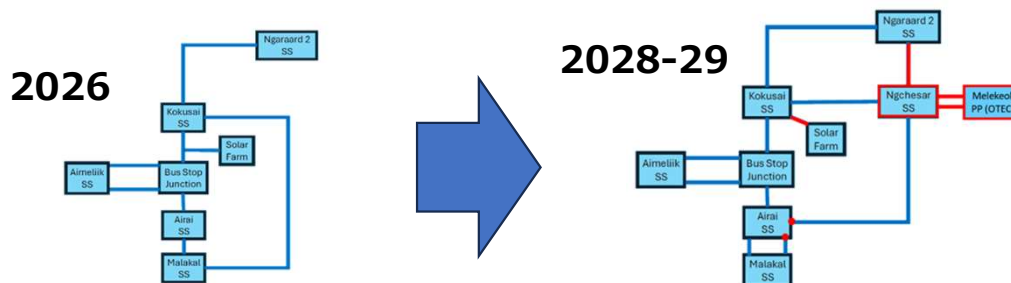
■ 電源（エネルギー）開発計画の技術移転

- 電源開発計画は毎年見直して策定するローリングプランニングを提案。PPUCに定着させるために技術支援を実施。

対策	コスト	2025	2026	2027	2028	2029
電源開発策定手法の技術支援	-		➡	➡	➡	

■ 6, 電力品質の向上－34.5kV送電線の拡張計画

- PPUCが策定した10 Years Planでは、バベルダオブ島の電力供給信頼度向上のための34.5kV送電線拡張計画が提案されている。



対策	コスト	2025	2026	2027	2028	2029
34.5kV送電線拡張	-				➡	➡

エネルギー開発計画/需給運用/設備運用・管理のためのマスタープラン

■ 6, 電力品質の向上－Malakal変電所13.8kV設備の更新

- Malakal変電所の13.8kV設備は老朽化が進んでいるため更新が必要な状況
- 更新に併せて以下の要素を考慮

□ 配電自動化で提案された配線線の新設

対策	コスト	2025	2026	2027	2028	2029
Malakal変電所13.8kV設備更新	-		➡	➡		

■ 系統解析の技術支援

- 送配電線の更新のたびに系統解析を実施する必要から、PPUCが自ら系統解析ができるようになることを目的に、技術支援を実施。

対策	コスト	2025	2026	2027	2028	2029
系統解析の技術支援	-		➡	➡	➡	

JICAで実施中の技術支援を活用

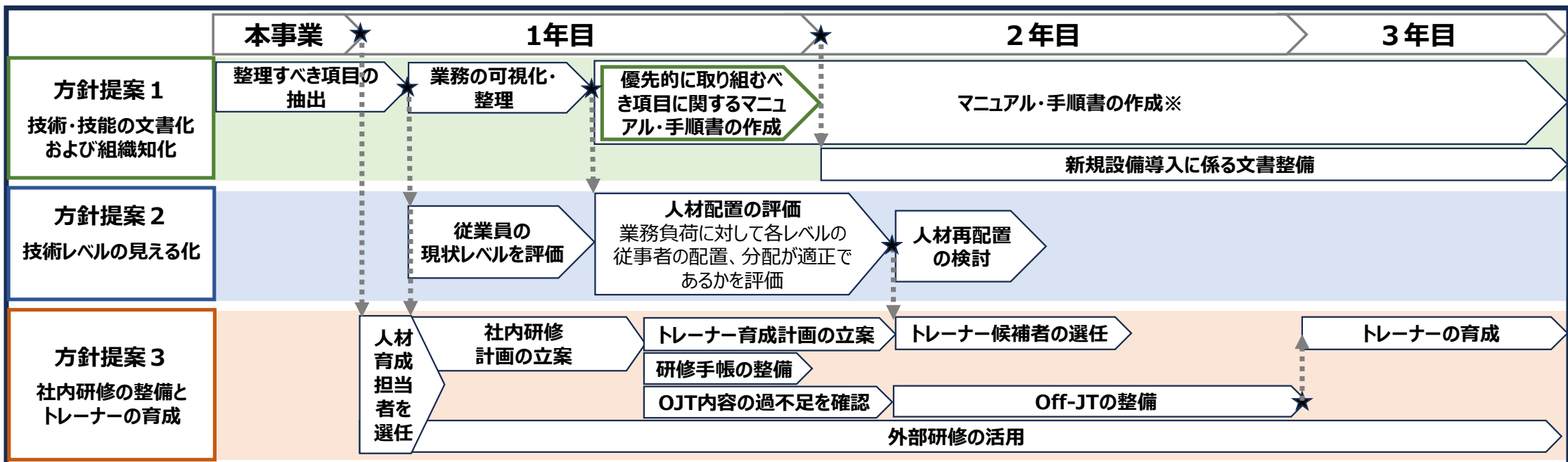
- 7, 適切な低圧供給システムの構築手法の確立
- 8, 設備管理・データ収集/管理

対策	コスト	2025	2026	2027	2028	2029
Common Information Model (CIM) ベースのシステムデータベースの導入	-			➡	➡	
低圧供給方式に関する提案/ 技術支援	_*1	➡ 提案済	➡ 技術支援	➡		
スマートメーター設置 (FSを含む)	(USD) 7mil*2		➡	➡	➡	

*1 1台の変圧器およびその供給エリアの新設にかかる概算コストは、5,000～10,000米ドルと見込まれる。
 *2 本コストは、ハードウェア（スマートメーター5,000台、通信機器）およびソフトウェア（スマートメーターシステム）の導入に基づく概算である。詳細な予算はFSにて計算する。

技術・技能継承のためのマスタープラン

人材不足の解消、技術・技能の継承で提案した方針 1～3 のマスタープランを下記の通り提案する。



プロジェクト管理のためのマスタープラン

- 既にPEWAを中心としたプロジェクト管理が開始されており、常に活動をふりかえりながら本取組を継続する。
 - ・ ドナー会議での進捗や決定事項をパラオ政府、議会に報告または承認

対策		2025	2026	2027	2028	2029
ドナー会議の実施	定期的実施	➡	➡	➡	➡	➡
パラオ政府と議会への報告または承認	適宜実施	➡	➡	➡	➡	➡

6,相手国政府・関係者への打ち込み

パラオ政府関係者、在パラオ日本大使館との面談

- マスタープラン策定にあたっては、適宜、パラオ政府関係者にマスタープランを報告し、意見交換をした。
- 在パラオ日本大使館には、マスタープランの内容を説明するとともに、パラオ政府との意見交換内容について共有。
- 2025年5月以降、大統領、議会、関係大臣、議員、各国大使館、との面談を12回実施。

提案した対策のスケジュール

■ マスタープランの設備導入スケジュール

Item		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
停電	樹木用プロテクタ・つるガード導入	→						
	保護制御装置関連	→						
	高所作業車の導入	→						
	配電自動化システム/データベースの導入	→	→	→	→			
	Malakal SS更新 (配電自動化システムと同調)		→	→				
	被覆電線の導入	→	→	→	→	→	→	→
エネルギー開発計画/需給運用/設備運用・管理	2.2MWディーゼル発電機導入	→						
	太陽光発電抑制解消のための蓄電池	→	→					
	EMS & SCADA	→	→					
	貯水池式水力発電 揚水式水力発電の調査	→	→					
	OTEC	→ JICA調査実施中	→	→	→	→	→	→
	太陽光発電と蓄電池の計画的な導入		→	→	→	→	→	→
	34.5kV送電線拡張 (一部OTECと同調)			→	→			
	スマートメーターの設置	→	→	→				

提案した対策のスケジュール

■ 設備導入とリンクしたスケジュールと人材育成のスケジュール

	Item	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
技術支援	送配電データ構築、マニュアル整備、技術支援	→	→					
	蓄電池, EMS/SCADA運用の技術支援	→	→					
	電源開発策定手法の技術支援	→	→	→				
	系統解析の技術支援	→	→	→				
	低圧供給方式の技術支援	→	→					
	技術・技能の継承に関する技術支援	→	→	→				
	配電自動化システム運用の技術研修					→	→	

8, 他の太平洋島嶼国への水平展開の可能性

フィジー (Energy Fiji Limited: EFL)での本提案の適用性について



フィジー（EFL）の再生可能エネルギー導入状況

■ 「他の太平洋島嶼国への水平展開の可能性」として、フィジーの大部分の電力供給を担うEnergy Fiji Limited (EFL)での本提案の適用性を検討すべくエナジートランジションの状況を確認。

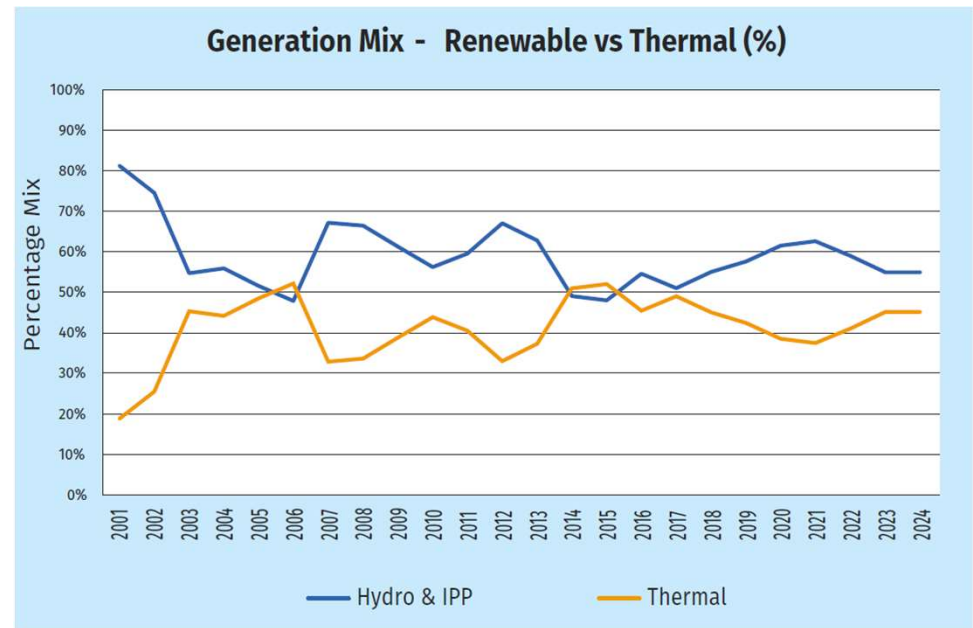
• エナジートランジション目標

□ EFLでの再生可能エネルギー達成目標：2029年 60%、2035年 90%。

現状の再生可能エネルギー発電比率：62.7%

- 水力発電: 56.86%
- 風力発電: 0.06%
- 太陽光発電: 0.01%
- IPP(バイオマス): 5.77%

- 水力発電が多く、まだ未開発のポテンシャル地点も確認されている。堅調な電力需要の伸びから、水力発電のみならず、ディーゼル発電設備の導入も計画されている。
- EFL幹部の一部はOTECに興味を示している。
- 太陽光・風力発電の導入が進んでおらず、OTEC、太陽光、バッテリーの組み合わせによる電源計画をフィジーでも提案できる可能性がある。



再生可能エネルギーと火力発電の比率推移
(バイオマスは火力に含まれている)
(参照：EFL Annual Report 2024)

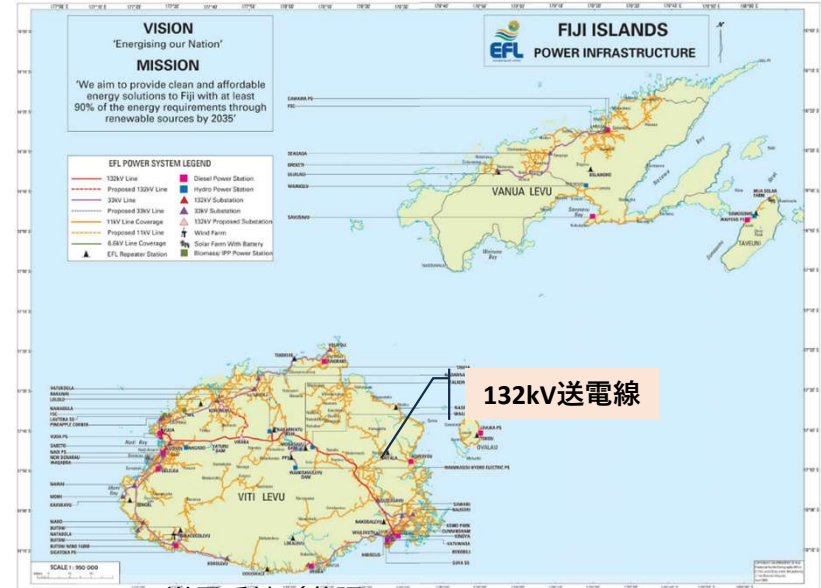
EFLの停電状況と優先課題

- 132kVと33kVの送電系統、11kVの配電系統で電力を供給している。
- 電力需要の8割強が、VITI LEVU島である。
- 停電の多くの原因は「樹木接触」であるが、VITI LEVU島の中心を通る132kV送電線（1回線）の電気事故が広範囲かつ長時間停電を引き起こしており、影響が大きい。この送電線の主な電気事故の原因は雷である。
 - ➡132kV送電線の複線化の優先順位が高い。
- 送配電線は裸電線が多いとのことだが、被覆化計画は無い。
- 停電対策として、送電線には避雷器が設置され、ホテルや主要なビル、アパートなどには自家発電設備が設置されている。
- 停電の多さが問題とのことだが、SAIFIとSAIDIはパラオほどではない。TEPCOエリアよりはるかに悪い状況。

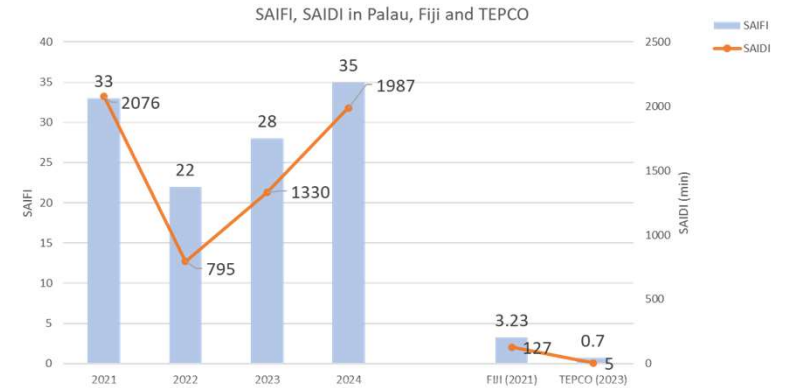
• 停電は多いものの、設備投資については、132kV送電線の拡充の優先順位が高い。

• 樹木巡視は効果があると思われるので、技術支援により早期に実施が可能

• 送電線拡充後には、配電自動化や33kV送電線と配電線の被覆化の案件が提案できる。



EFLの送電系統（参照：EFL Annual Report 2024）



SAIFI-SAIDI状況 (参照：PPUCデータ, EFL Annual report, TEPCOホームページから調査団作成)

EFLのその他の問題

■ その他の問題と本マスタープランの提案の適用性

問題	現地対応策	提案の適用性
保護制御技術者の人材流出	専門家派遣の支援要請	保護制御に関する技術協力が可能
土木技術者の人材育成	中国電力から技術者を派遣	適用無し
再生可能エネルギーの電源計画	今のところ対応無し	太陽光とバッテリーの最適配分を考慮した電源計画の適用が可能
既存のディーゼル発電機の老朽化と故障	未確認	計画的な電源の導入・廃止計画の適用が可能

■ その他

- ◆ EFL内に研修施設がある。JICAなどが周辺国をフィジーに招聘して技術移転プロジェクトを実施している。
- ◆ 技術・技能向上は、主にOJTで対応している。技術・技能のグレード制あり。給与との関連性は不明。
- ◆ 保護制御装置はSEL社製に統一している（運用と保守の簡素化）。

以上

