

略 語

BPW	Bureau of Public Works	(公共事業局)
CDM	Clean Development Mechanism	(クリーン開発メカニズム)
CIP	Capital Improvement Program	(設備改良プログラム)
CO ₂	Carbon dioxide	(二酸化炭素：炭素ガス)
DOE	Designated Operational Entity	(CDM の指定運営機関)
EESP	Energy Efficient Subsidy Loan Program	(省エネルギー補助金プログラム)
ELP	Energy Loan Programs	(再エネ・省エネ資金支援スキーム)
EPC	Engineering Procurement and Construction	(エンジニアリング・資機材調達・建設工事)
EQPB	Environmental Quality Protection Board	(環境保護局)
EU	European Union	(欧州連合)
GEF	Global Environment Facility	(地球環境ファシリティ)
GHG	Green House Gas	(温室効果ガス)
IEC	International Electrotechnical Commission	(国際電気標準会議)
JAMSTEC	Japan Agency for Marine–Earth Science and Technology	(海洋研究開発機構)
JCM	Joint Crediting Mechanism	(二国間クレジット制度)
JICA	Japan International Cooperation Agency	(国際協力機構)
JIS	Japanese Industrial Standards	(日本工業規格)
MoF	Ministry of Finance	(財務省)
MPIIC	Ministry of Public Infrastructure, Industries and Commerce	(公共基盤・産業・商業省)
MRD	Ministry of Resources and Development	(資源開発省)
NASA	National Aeronautics and Space Administration	(アメリカ航空宇宙局)
NDBP	National Development Bank of Palau	(パラオ国家開発銀行)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	(新エネルギー・産業技術総合開発機構)
ODA	Official Development Assistance	(政府開発援助)
O&M	Operation and Maintenance	(運転・維持管理)

PEO	Palau Energy Office	(パラオエネルギー局)
PICRC	Palau International Coral Reef Center	(パラオ国際サンゴ礁センター)
PNEP	Palau National Energy Policy	(パラオ国家エネルギー政策)
PNMDP	Palau 2020 National Master Development Plan	(国家総合開発計画)
PPUC	Palau Public Utilities Corporation	(パラオ電力公社)
PV	Photovoltaic	(太陽光発電)
REESP	RESTRO-Energy Efficient Subsidy Loan Program	(省エネルギーリフォーム補助金プログラム)
RESP	Renewable Energy Subsidy Loan Program	(再生可能エネルギー補助金プログラム)
SCAD	Supervisory Control and Data Acquisition System	(遠隔監視制御システム)
SHS	Solar Home System	(ソーラーホームシステム)
TPE	Third Party Entities	(第三者機関)

1 調査の背景

1.1 ホスト国の JCM に対する考え方

2014年1月13日、パラオ共和国において、石原伸晃環境大臣とチャールズ・オビアン公共基盤・産業・商業大臣（H.E. Mr. Charles Obichang, Minister of Public Infrastructure, Industry and Commerce）との間で、二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism：JCM）に関する二国間文書の署名が行われた。この二国間文書において、JCMを運用するために合同委員会を設置することや、JCMの下で認証された排出削減又は吸収量を国際的に表明したそれぞれの温室効果ガス緩和努力の一部として使用できることなどが合意された。オビアン大臣と JCM 二国間文書署名・交換の様子を図 1.1.1 に、レメンゲサウ大統領との会談の様子を図 1.1.2 に示す¹。

同年5月12日には、第1回の日・パラオ合同委員会が開催され、JCMの制度と手順、実施ルール、プロジェクトサイクル手順、提唱された方法論を開発するための指標、プロジェクト設計書とモニタリング報告書を開発するための指標、第三者機関（Third Party Entities：TPE）指定の指標、検証と検査のための指標などに関して協議が行われそれぞれ採択された。2015年2月20日には、第2回の日・パラオ合同委員会が開催される予定である。

プロジェクトの妥当性確認やCO₂排出削減量の検証を行うTPEに関して、JCM日・パラオ合同委員会が採択済みのTPEは、2014年11月時点で4機関存在する。また、日・パラオ合同委員会によって認定されたプロジェクトは、現時点においてまだ存在しない。なお、本調査で提案するプロジェクトに関しては、複数の現地専門家やパラオ側合同委員会の委員に説明を行い、賛同を得ることができた。これらのパラオ国内の動向を受けて、現地の実施主体者であるPICRCは太陽光発電設備の導入に関して積極的であり、資金計画を含めた実施に関して真剣に検討を頂いている。

¹環境省ホームページより引用



図 2.1.1 オビアン大臣と JCM 二国間
文書署名・交換



図 1.1.2 レメンゲサウ大統領との会談

1.2 企画立案の経緯・背景

1) パラオ国の再生可能エネルギー政策

国家開発計画等としては、2020年までを視野に入れた長期的な国家開発計画として国家総合開発計画（Palau 2020 National Master Development Plan：PNMDP）が1996年に策定されており、将来にわたってパラオ人の生活の質を向上させるというビジョンを達成するため、持続可能な方法により、経済成長を実現し所得を増大させること等を目標としている。また、パラオは、2009年5月にADBとの間でパートナーシップ戦略を構築しており、インフラ整備の重点分野として、上下水道整備および電力供給改善を挙げている。

2010年8月には、パラオ国家エネルギー政策（Palau National Energy Policy：PNEP）が策定された。この政策では、「2020年までに再生可能エネルギーの比率を20%にする」と掲げており、再生可能エネルギー導入を助成することで、長期的な化石燃料による発電の完全代替が見込まれ、パラオの二酸化炭素排出量を最小限に削減することが出来ると考えている。パラオのエネルギー生産・消費による経済的、社会的、環境的悪影響を減少させるために、再生可能エネルギーへの投資は重要となる。現在、エネルギー部門における再生エネルギー普及

は極めて低く、ネットメタリングプログラムや、買取価格制度、20:20のような再生可能エネルギー供給義務化基準などを通し、検討を進めていく。再生可能エネルギー技術は、将来発生する利益に比べると依然として高価であり、受け入れが困難な状況である。そのため、投資家や独立系発電事業者は、譲歩された融資と的を絞った補助金の利用が要求されている。

パラオの限られたエネルギーシステムの中では、適正な設備とシステムの容量、タイプ別のリストによって管理されたうえで、ネットメタリングと系統連系制度を活用し、分散型再生可能エネルギー発電が展開されていく。パラオ電力公社に財政的な損害が与えられない事を前提に、ネットメタリング制度が導入されている。また、太陽熱温水器の設置や他の省エネ対策が、推奨・促進されており、最終的には全ての新築の建物に適切な時期を見て義務化される予定である。

再生エネルギーへの投資を合理化するために、大規模の独立型発電事業向けの標準的な電力買取契約が展開される予定である。国益を保護するために、政府に提出される、すべての未承諾再生エネルギー案件については、エネルギー管理局、PEOによって精査される。また、再生エネルギー機器の標準化についても開発が行われる。パラオ国における再生エネルギー投資の利益を最大化するためにも、最優先とされるプロジェクトが展開され、協力促進が促される。

2) 太陽光発電事業の適性

パラオ国は北緯 7.3 度、東経 134.5 度に位置しており、日本よりも赤道に近く、良好な日射量が期待される。世界の日射量地図を図 1.2.1 に示す²。この図によると、パラオ国の年間平均日射量は約 190[W/m²]であり、東京の約 140[W/m²]を上回っていることがわかる。

また、本調査において実際に日射量を計測したが、パラオ国の日射量の状況は非常に良好であった。日本と比較しても、事業サイトが立地するコロール州付近の日射量は上回っており、晴天日において高知の 1.13 倍であった。実際の日射量の計測方法や結果の詳細に関しては、3.3 章にて記述する。

² <http://oceanworld.tamu.edu/resources/oceanography-book/oceansandclimate.htm> より引用し、調査団にて追記。

以上の事項により、パラオ国における太陽光発電事業のポテンシャルは高いと判断し、本調査においてさらに詳細な検討を行い、提案をする。

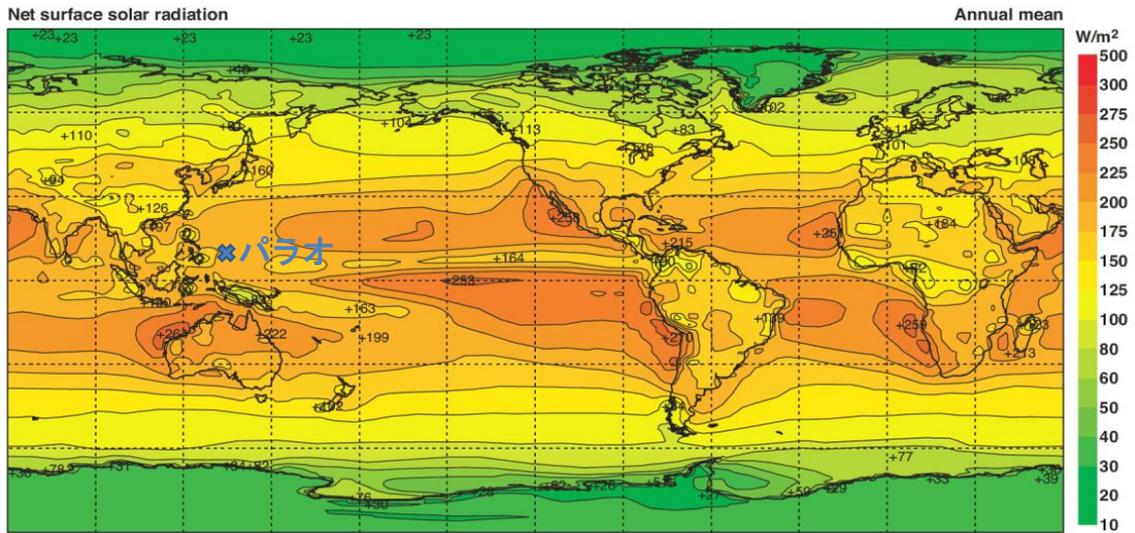


図 3.2.1 世界の日射量地図

2 調査対象プロジェクト

2.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトはパラオ共和国コロール州の非営利公社であるパラオ国際サンゴ礁センター（Palau International Coral Reef Center：PICRC）に160[kW]の太陽光発電システムを設置し、電力供給事業を行うものである。当センターは現在、パラオ電力公社（Palau Public Utilities Corporation：PPUC）よりグリッドを介して電力を購入・消費している。本システムは、プロジェクトサイトで消費する昼夜の需要電力の一部を太陽光発電によってまかなうことを考えているため、リチウムイオン蓄電池を付帯し太陽光発電による自己消費を実現する。自己消費量を上回った太陽光発電量の余剰電力については、PPUCの電力買取制度の条件に基づいて売買をし、パラオ国におけるディーゼル発電機によって供給されるグリッド電力の供給を削減する。

160[kW]太陽光発電システムを導入する際の初期投資額は約1.28億円である。本事業では初期コストの50%を日本側の補助金、50%をプロジェクト実施事業者であるPICRCが負担するものとしてプロジェクト計画をする。プロジェクトサイトの非営利公社としての所定の手続きにのっとり予算執行をする。初期投資の半額をプロジェクト実施事業者であるPICRCが100%自己資金の投資を考えているが、場合によっては、地場銀行、邦銀や、パラオ国際開発銀行（National Development Bank of Palau：NDBP）からの融資も視野に入れている。

本プロジェクトは2015年11月頃を目安にシステム仕様・施工方法の最終決定をし、資金調達の間を含め、2016年7月に設置施工を完了する計画である。同年の10月にはシステムを稼動する。

MRV体制については、計測（M）および報告（R）は本小規模太陽光発電システムを運用する事業主体が行い、検証（V）は現地の認証期間が行う。事業主体は、プロジェクトサイトのPICRCを想定している。事業主体において、施設を管理する技術者が常在していないため、太陽光発電システム設置後のメンテナンス請負をPPUCに打診し、持続可能な事業を達成する。

2.2 ホスト国における状況

1) 電力事業関連組織

パラオ国行政機関の組織図を図 2.2.1 に示す³。電力事業を管轄する政府の担当省庁は、公共基盤・産業・商業省（Ministry of Public Infrastructure, Industries and Commerce : MPIIC）である。MPIIC は 5 つの局にわかれており、電力事業を指導するのは公共事業局（Bureau of Public Works : BPW）になる。BPW の組織図を図 2.2.2 に示す。

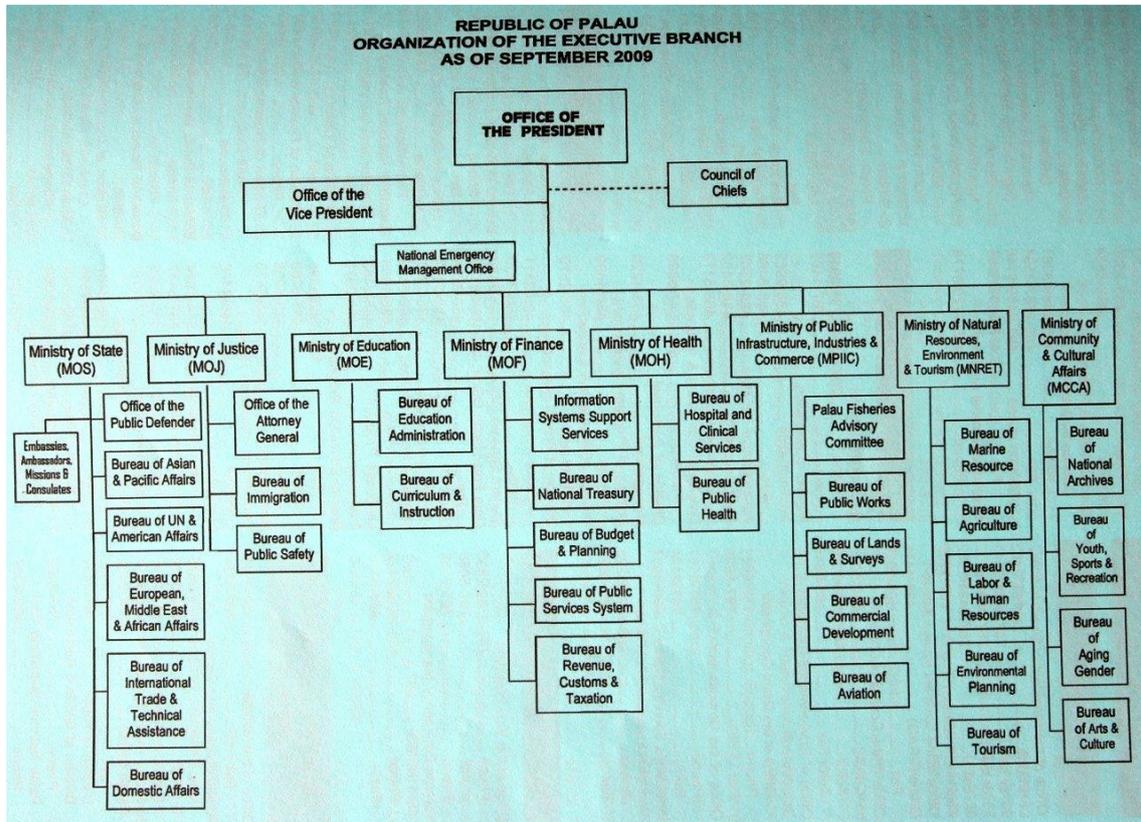


図 2.2.1 パラオ共和国 行政機関の組織図

³ パラオ電話局（Palau National Communication : PNCC）より入手。

BPW の元には、設備改良プログラム（Capital Improvement Program : CIP）やパラオエネルギー局（Palau Energy Office : PEO）などの部局が所属している。PEO は、国際連絡窓口として機能しており、海外のエネルギー会議においては、パラオ国を代表する組織である。また、パラオ国の数ある再生エネルギー関連、エネルギー効率化プロジェクトの管理を行っている。パラオ政府の代表として、PEO は PPUC と共同で、新エネルギーやインフラプロジェクトの管理、実施、維持管理を担当している。すべての新エネルギープロジェクトの目的は、2010 年に制定されたパラオ国家エネルギー政策（PNEP）に準じて実施されている。PEO は、下記の役割を果たしている。

- プロジェクトのキックオフに先立ち、プロジェクトのドナー/サプライヤー/請負業者間とのコミュニケーション
- プロジェクト仕様が詳細に構築されている事を保証するために、管理体制の強化、適切な人員配置、資源の割当
- 持続可能なプロジェクトであることを保証するために、スタッフ研修、機器の保証、メンテナンス計画/契約、将来のメンテナンスに対する予算取りを行う
- ネットメータリング法の要件に従い、メータリングの検討

PEO は PNEP の「2020 年までに再生可能エネルギーの比率を 20%にする」という目的の観点から、可能な限り最大限の結果を達成することを保証するために、プロジェクトの選択とエネルギープロジェクトの管理に関与する。PPUC はプロジェクト着手時から、プロジェクトの維持とネットワーク統合や電力品質維持といった技術観点が考慮されている事の確保に関与する。また PPUC の重要な役割は、組織内に存在する専門知識を利用し、それを維持、開発する事である。

プロジェクトの目的、実施、及び持続可能性を慎重に検討することが最も重要である。また、プロジェクトのドナーに関しては適切な政府機関との調整が推奨される。

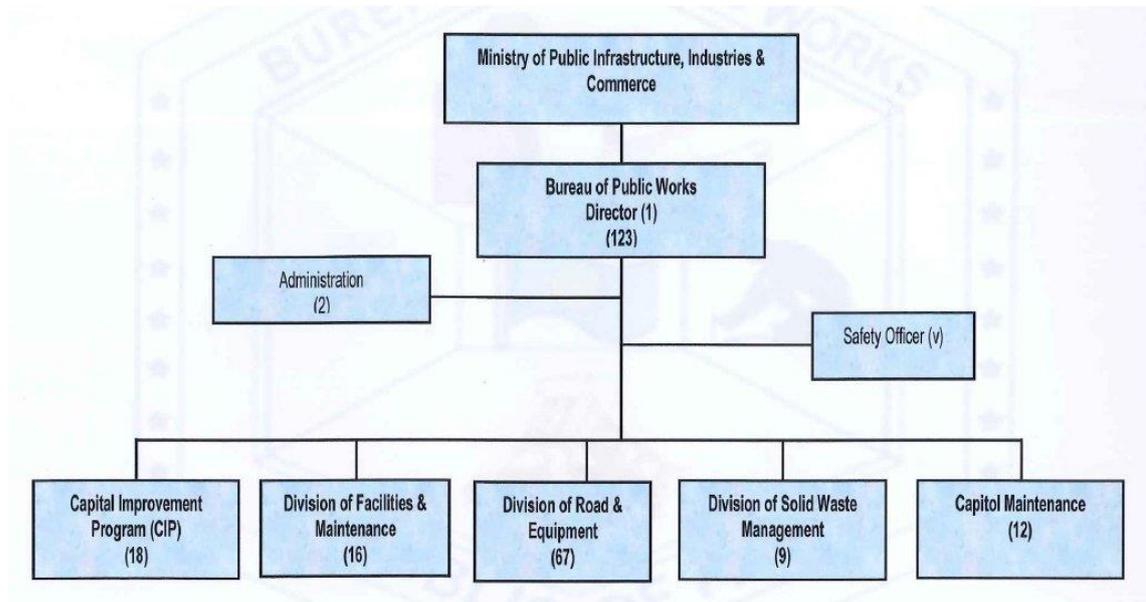


図 2.2.2 公共事業局の組織図

一方、電力公社 PPUC は、MPIIC の管轄の下に、パラオ国内の発送配電事業を独占的に行ってきた。PPUC の組織図を図 2.2.3 に示す。太陽光関連の担当部署は、再生可能エネルギー部（Renewable Energy Division）である。

PPUC はパラオ国の電力、上水道、下水道システムを管理し運用するために設立された公社である。国会の助言と同意を得て、大統領により 7 名の理事が任命され、取締役会をもって業務をリードし、機能している。

取締役会において、財政、人員管理、組織管理に関して実績のある能力をもつ人員を、公社の最高経営責任者として任命する。代表取締役は、PPUC の施設の運営・維持・日常業務を執行する責任をもっている。

PALAU PUBLIC UTILITIES CORPORATION
Organizational Chart - 2013

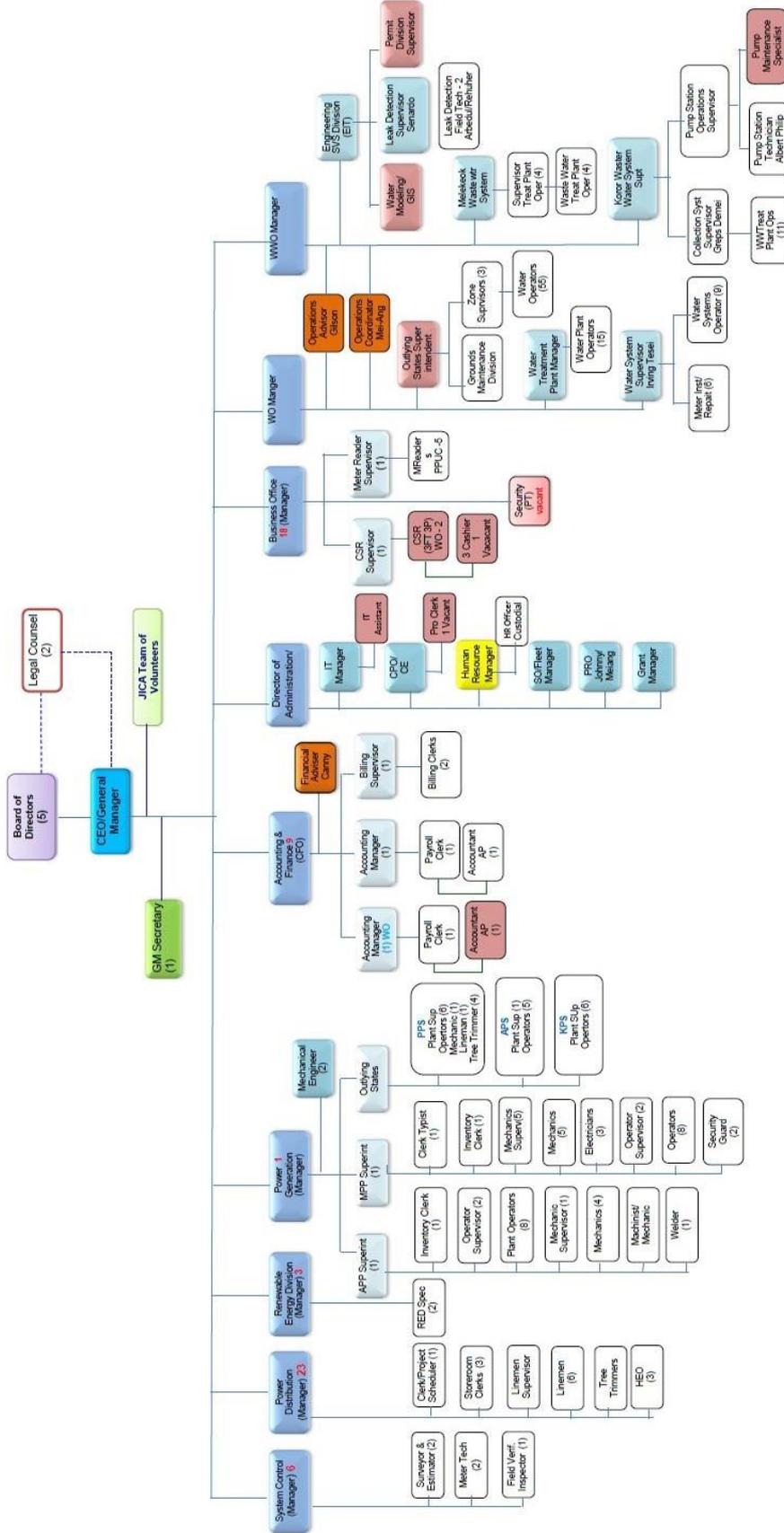


図 2.2.3 パラオ電力公社の組織図

パラオ国において、唯一エネルギーと水の供給事業者である PPUC は、島の新しい時代を開く大事な役割を有している。10 数年前、パラオ国にある中で最大の島であるバベルダオブ島の、郊外に位置する村では、電気と水が供給される時間が限られていた。パラオ社会において技術統合が進むにつれ、安定的な電力や水の需要が高まり、PPUC は数億円の投資を行い、公共施設インフラを整え、カヤンゲル州からアンガウル州にかけてのパラオコミュニティに、24 時間の電気と水の供給を実現させた。バベルダオブ島では継続して地域居住者が増加しているため、PPUC は需要に適合するために公共施設のインフラを整える必要がある。顧客に対するサービスへの信頼性を最優先とする事で、停電や断水の緊急事態を回避、軽減を実施している。

2) 電力系統

図 2.2.4 に、パラオ国の電力送配電網を示す⁴。グリッド内には 2 か所の発電所がある。グリッドの南西部に位置するマラカル島内にあるマラカル発電所と、バベルダオブ島南西部のアイメリーク州に有るアイメリーク発電所である。これら 2 か所の発電所は、34.5kV の送電線により相互接続されている。34.5kV の送電線は、南はマラカル発電所から、コロール島を通じて、バベルダオブ島北端のガラルド州まで敷設されている。各要所の変電所にて、34.5kV から 13.8kV に降圧され、各施設へ送配電されている。なお、本プロジェクトのサイト候補である PICRC は、グリッド内南西部の、図内に記載されている位置に建設されている。

上記のメイングリッド以外には、ペリリュー島、アンガウル島、カヤンゲル島の 3 島において、小規模なアイランドグリッドが設置されている。パラオ国における各発電所の発電出力を表 2.2.1 に示す⁵。マラカル発電所とアイメリーク発電所が接続されているメイングリッドの発電機現有出力がパラオ全土の 95% を占めており、唯一主要な電力系統となっている。その他の小さな島々では、自家用発電機を基本とする電力供給体制が組まれている。

⁴ PPUC からの入手資料に調査団が追記。

⁵ PPUC からデータを入手し、調査団にてまとめた。

表 2.2.1 パラオ国における各発電所の発電出力

発電所名	マラカル	アイメリーク	アンガウル	カヤンゲル	ペリリウ	合計
発電機台数	12 台	3 台	2 台	2 台	2 台	21 台
発電機定格総出力	26.05MW	12MW	0.3MW	0.3MW	1.2MW	39.85MW
発電機現有総出力	16.83MW	10MW	0.3MW	0.3MW	1.2MW	28.63MW
備考	同一系統内にて相互接続					

現在パラオ国においては、中国・台湾を中心とする観光客の増加に伴い、ホテル建設が急ピッチで進められており、電力需要の増加が見込まれている。図 2.2.5 にパラオ国におけるピーク負荷の推移と予測を示す⁶。2013 年度における、発電機現有総出力に対する、ピーク負荷の割合は、45%となっている。

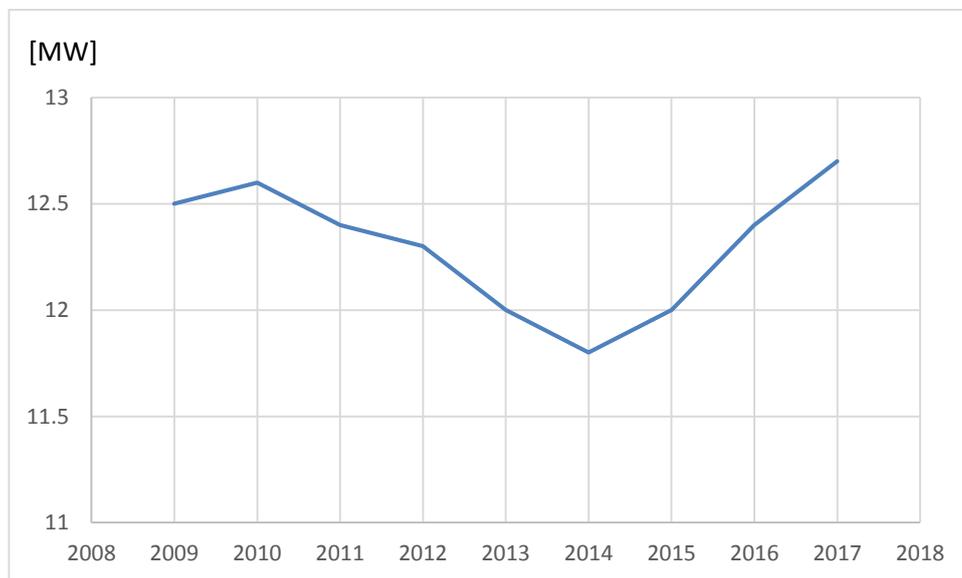


図 2.2.5 パラオ国におけるピーク負荷の推移と予測

⁶PPUC より入手。

3) ホスト国（パラオ共和国）の基礎データ

パラオ共和国は、フィリピンの東、ミクロネシアの最西端に位置し、ミクロネシア地域ではキリバス（720km²）、ミクロネシア連邦（701km²）、グアム（541km²）、に次ぐ広さを持つ。面積は488km²で屋久島とほぼ同じ広さ。ロックアイランドと呼ばれる島々を含めた大小200の島で構成されている。日本の真南に位置し、日本との時差はない。パラオ国の地図を図2.x.xに示す⁷。

1993年11月に懸案であったアメリカとの自由連合盟約（通称コンパクト）を住民投票で承認し、1994年10月に独立を達成、12月には国連に加盟した。

パラオ共和国の概要⁸

英文正式名称	Republic of Palau
首都	マルキョク（Melekeok、2006年10月コロールより遷都）
面積	488 平方 km
人口	20,750 人（2012年：世界銀行）
民族	ミクロネシア系
言語	公用語：パラオ語、英語（一部の州では地域言語が公用語となっている。）
宗教	キリスト教（80%）、伝統的宗教・その他（20%）
在留日本人	342 人（2013年9月）
気候	熱帯海洋性気候。年間平均気温は摂氏27度で、一年を通じてほぼ一定である。
GDP（PPP）	1.6 億米ドル（2008年推計）
1人当たりGNI	9,240 米ドル（2011年：世界銀行）
主要産業	観光業、自給自足農業、漁業
年間輸出額	1,341 万米ドル（2005年：アジア開発銀行）
年間輸入額	1 億 518 万米ドル（2005年：アジア開発銀行）

⁷ 出展：パラオ共和国 太平洋諸島センター、The Office of the Palau Automated Land and Resource Information System：PALARIS

⁸ 出展：外務省ホームページ-各国・地域情勢-、最新世界各国要覧10訂版2000 東京書籍、太平洋島嶼国投資ガイド 太平洋諸島センター、パラオ共和国 太平洋諸島センター

2.3 プロジェクトの普及

太陽光発電設備の系統接続容量の上限は、一般的に、昼間の最低需要電力に対して10%程度といわれている。それ以上に導入する場合は、蓄電池などの電力を安定化する装置や、揚水発電などの調整用電源が必要になってくる。

他国への展開、その他の太平洋島嶼国、島嶼部または僻地にあるため大規模グリッドからの電力供給に困難を抱えている地域であれば、本方法論を適用できる可能性があると考えられる。

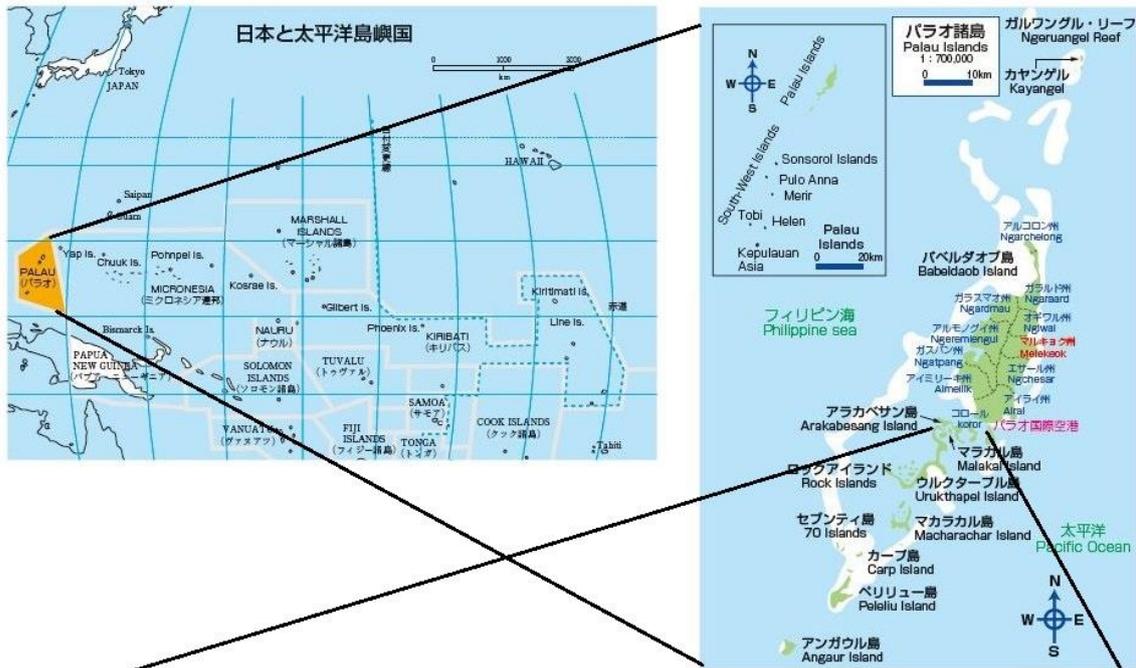


図 2. x. x パラオ共和国の地図

3 調査の方法

3.1 調査実施体制

表 3.1.1 に、本調査の実施体制を示す。

表 3.3.1 調査実施体制

国	調査実施に関与した団体名	受託者との関係	実施内容
日本	株式会社 インターアクション	受託者	調査内容の統括、 事業性評価、政策・市場調査、 技術的評価
日本	日本エヌ・ユー・エス 株式会社	外注先	JCM 方法論案の開発支援、 MRV 方法論開発、 コンサルタント
日本	株式会社 BIJ	外注先	プロジェクトサイトの屋根部に太陽光発電パネルを 設置する際の施工部材の選定、 施工方法の調査、及び決定
ホスト国	Fortec Consultants	外注先	現地調査、各関係者機関の面談の同行、 現地電化状況調査支援

3.2 調査課題

以下に、本業務で実施した調査活動における課題とその調査方法の概略を示す。詳しい調査結果は、次節に記載する。

パラオでの再生可能エネルギーの導入方針と進捗状況

- ◇ 現地でのヒアリングや文献調査により、パラオ政府や PPUC の方針を明らかにする。
- ◇ パラオでの太陽光発電設備の設置状況を調査する。
- ◇ 既設の太陽光発電設備を調査し、状況を把握し、問題点を抽出する。

本システムが関連する Feed-in Tariff や電力価格などの情報収集

- ◇ PPUC の電気事業の財政状況を調査する。
- ◇ 現地でのヒアリングや文献調査により、Feed-in Tariff 制度や電力価格の最新情報を把握する。

対象地域の現状把握

- ◇ パラオの気象情報を入手する。
- ◇ 既設のディーゼル発電設備を訪問し、運転やメンテナンスの状況を調査する。
- ◇ 機材搬送をする上で、現地の交通・輸送インフラの状況を把握する。

現地での参考データの収集

- ◇ 現地の日射量データ計測を実施し、太陽光発電の適性を判断する。
- ◇ PICRC の使用電力量計測を実施し、時間単位の需要電力量を把握する。
- ◇ 現地の電力系統電圧・周波数を計測し、太陽光発電を設備した場合の電力系統に対する影響度を検討する。

事業の実施形態と計画策定

- ◇ 現地でのヒアリングや文献調査により、事業実施形態の種類およびその問題点などを把握する。
- ◇ 調査により収集した諸条件を考慮し、太陽光発電設備の導入規模、構成を検討し、初期コスト算出のための見積り設計を行う。
- ◇ プロジェクト実施主体の概略と、財政状況を調査する。

3.3 調査内容

パラオでの再生可能エネルギーの導入方針と進捗状況

1) 再生可能エネルギーの導入方針

国家開発計画等としては、2020年までを視野に入れた長期的な国家開発計画として国家総合開発計画が1996年に策定されている。2010年8月には、パラオ国家エネルギー政策が策定され、この政策では、「2020年までに再生可能エネルギーの比率を20%にする」と掲げている。詳細は、1.2章にて記述しているの
で、ここでは割愛する。

2) 太陽光発電設備の設置状況

表 3.3.1 に、パラオ国における既存の太陽光発電設備のリストを示す。ここからわかるように、既存の太陽光発電設備は非常に少なく、全てが225kW以下の小規模である。太陽光発電設備の合計出力数は1.0MWとなっている。

表 3.3.1 パラオ国における太陽光発電設備

No.		出力	稼働開始	投資元	備考・現状
		[kWp]			
1	Melekeok, Capitol compound	100	2008年11月	EU	稼働中
2	Meyungs, Hospital	80	2008年12月	台湾	稼働中
3	Koror, Ministry of education	51	2010年12月	台湾	停止中(2012年4月 接続箱炎上)
4	National archives	13.7	2010年	台湾	稼働中
5	Airai, International airport	225	2011年11月	日本	稼働中・ODA 予算
6	Ngerekebesang, Palau Pacific Resort	26	2011年12月	自己投資	稼働中
7	Koror, Public Works	6.5	2010年	台湾	稼働中
8	Koror, Elementary school	46	2014年7月	台湾	稼働中
9	Koror, Track and field	150	2014年8月	EU	稼働中
10	Koror, Supermarket Surrangel	150	2014年9月	日本	設置完了
11	Koror, Supermarket Storage	220	2014年12月	日本	建設中
	合計	1068			

パラオ国の電力送配電網と太陽光発電の接続位置を図 3.3.2 に示す⁹。緑で示される既設の太陽光発電は、13.8kV の中圧配電線に接続されている。一方 34.5kV の高圧配電線に接続の太陽光発電設備は、容量 1.5MW と 3.5MW の 2 か所が予定されている。このメガソーラープロジェクトは、2013 年に PPUC の入札により公募されており、落札者は決定されているが、2014 年内に稼働の予定は遅延している模様である。なお、本プロジェクトのサイト候補である PICRC は、図内に記載されている「M ドック」と呼ばれる埠頭に位置しており、太陽光発電設備の系統連系の際には、13.8kV の中圧配電線に柱上変圧器を介して接続する事となる。

⁹PPUC からの入手資料に調査団が追記。

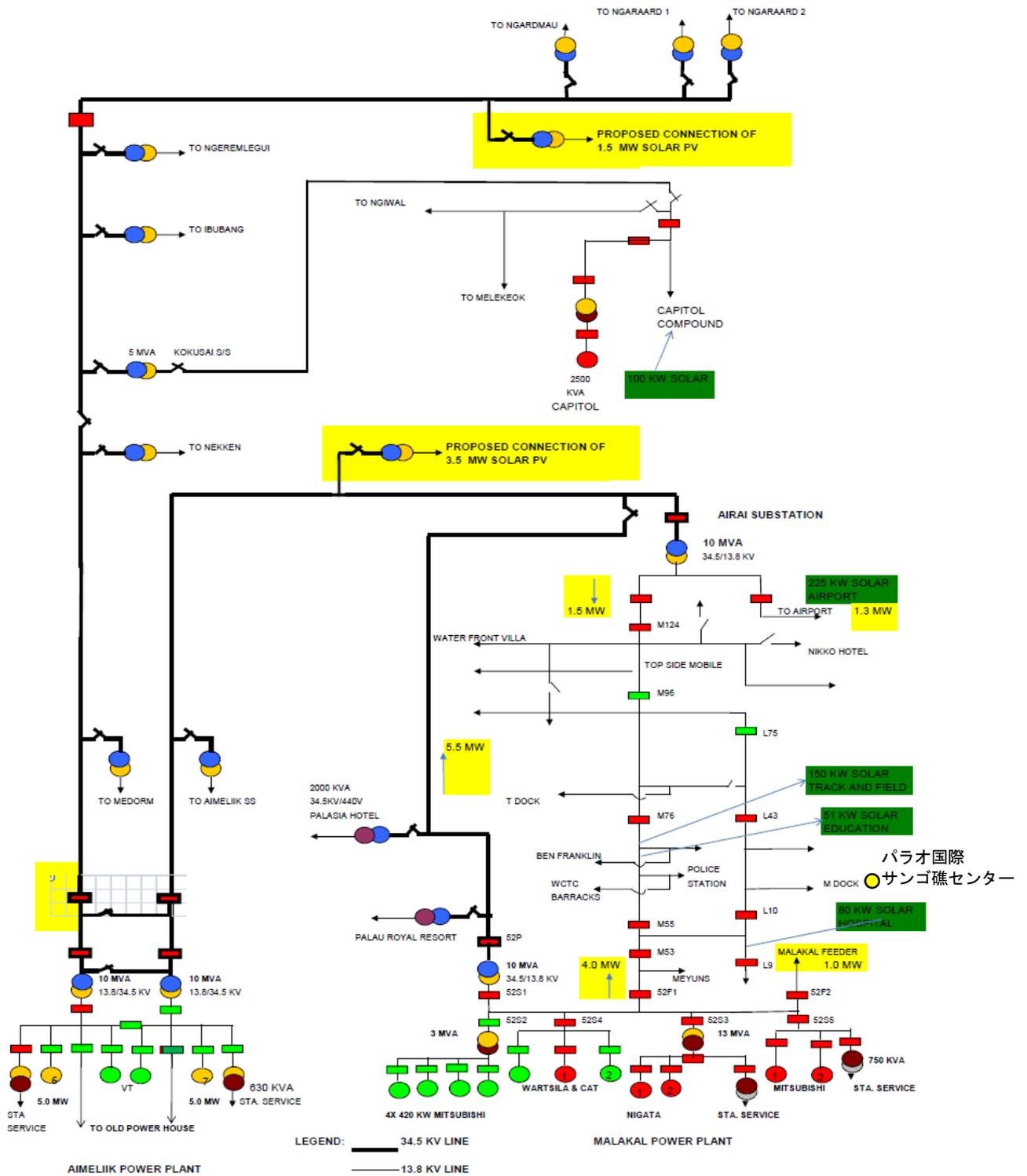


図 3.3.2 パラオ国の電力送配電網と太陽光発電設備の接続位置

3) 既設の太陽光発電設備

【教育省】

台湾の支援により、コロール州の教育省（Ministry of Education）において、51kWの系統連系型の太陽光発電設備が2010年12月に設置されている。駐車場の屋根構造を新規に建築し、その屋根部に太陽光パネルが設置され、パワーコンディショナーは屋内電気室に配置されている。設備の所有権は、教育省に供与されている。表3.3.2に台湾により支援された太陽光発電設備の仕様¹⁰を、図3.3.3に設備の設置状況を示す。

表 3.3.2 台湾支援による教育省での連系型太陽光発電設備

No.	機材名	概略仕様	数量
1	PV モジュール	出力:230W、Vmp:29.83V、Imp:7.71A、Voc:37.26V、Isc:8.28A	222
2	モジュール設置用架台	溶融亜鉛メッキH鉄鋼フレーム	-
3	表示装置	表示項目 現在発電量[kW]、累計発電量:[kWh]	1
4	パワーコンディショナー	定格出力:6400VA、定格入力電圧:350~600VDC、周波数:50/60Hz	6
		定格出力:2600VA、定格入力電圧:350~600VDC、周波数:50/60Hz	3

太陽光モジュールは台湾メーカーであるDS Technology社製、パワーコンディショナーはドイツメーカーであるKACO社製が採用されている。設計は台湾のRei Ting社、施工はパラオ国の現地業者であるAkitaya社が実施した。発電された電力は、教育省の管轄する複数の学校での使用電力量とオフセットされ、電気料金徴収されている。太陽光発電量が、複数の学校での使用電力量に比べて少ないので、基本的に売電は発生しない。

¹⁰ 現地調査による。



太陽光モジュール



パワーコンディショナー



接続箱炎上の状況



電力量メータ

図 3.3.3 教育省での連系型太陽光発電設備の設置状況

教育省の太陽光発電設備は、2014年12月時点で稼働していない。原因は、歩行者により接続箱が壊され、割れ目から雨水が侵入した事による短絡事故である¹¹。修理の予定はたっていない。接続箱は樹脂製品よりも、頑強な金属製品が望ましい。2010年12月に設置完了をしたが、2012年4月には接続箱が炎上し、稼働停止となっており、現在に至っている。

メンテナンス体制に関して、適切な技術を有する技術者とのメンテナンス契約が提携されていなく、当該故障に対する対応がとられていない大きな要因と

¹¹ 教育省へのヒアリングによる。

なっている。パラオ国における太陽光発電設備に関して、適切なメンテナンス契約の構築が重要であることを示している。

【パラオ国際空港】

日本の政府開発援助（Official Development Assistance：ODA）により、バベルダオブ島アイライ州のパラオ国際空港において、225kWの系統連系型の太陽光発電設備が2011年11月に設置されている。駐車場の屋根構造を新規に建築し、その屋根部に太陽光パネルが設置され、パワーコンディショナーは屋内電気室に配置されている。設備の所有権は、PPUCに供与されており、運用・保守に関してもPPUCが実施している。表3.3.3に日本により支援された太陽光発電設備の仕様を、図3.3.4に設備の設置状況を示す。

表 3.3.3 日本支援によるパラオ国際空港での連系型太陽光発電設備

No.	機材名	概略仕様	数量
1	PV モジュール	出力:210W、Vmp:26.6V、Imp:7.90A、Voc:33.2V、Isc:8.58A	1080
2	モジュール設置用架台	溶融亜鉛メッキ鉄骨架台	-
3	表示装置	表示項目 現在発電量[kW]、累計発電量:[kWh]、CO ₂ 削減量:[t]など	-
4	パワーコンディショナー	定格出力:100kW、定格入力電圧:DC300V、周波数:60Hz	3

太陽光モジュールは日本メーカーの京セラ社製が採用されている。設計は八千代エンジニアリング社と四国電力社、施工は若築建設社が実施した。太陽光発電により発電され、空港内で消費した電力に対して、空港はPPUCに対して通常の電気料金から4 cent/kWh 値引きした料金を支払っている。



太陽光モジュール



カーパーク型架台



直流集電箱



発電量表示モニター

図 3.3.4 パラオ国際空港での連系型太陽光発電設備の設置状況

【パラオ国立競技場】

欧州連合（European Union：EU）の支援により、コロール州のパラオ国立競技場（Palau National Track and Field）において、150kWの系統連系型の太陽光発電設備が2014年8月に設置されている。観客席の屋根部に太陽光パネルが設置され、パワーコンディショナーは専用建屋内に配置されている。設備の所有権は、PPUCに供与されている。表 3.3.4 に EU により支援された太陽光発電設備の仕様¹²を、図 3.3.5 に設備の設置状況を示す。

¹² 現地調査による。

表 3.3.4 EU 支援による国立競技場での連系型太陽光発電設備

No.	機材名	概略仕様	数量
1	PV モジュール	出力: 255W、 V_{mp} : 30.29V、 I_{mp} : 8.42A、 V_{oc} : 37.82V、 I_{sc} : 8.98A	590
2	モジュール設置用架台	折半屋根設置用アルミフレーム	-
3	表示装置	インターネットによる遠隔表示	-
4	パワーコンディショナー	定格出力: 10kW、定格入力電圧: 345~480VDC@240V、周波数: 60Hz	6
		定格出力: 9kW、定格入力電圧: 345~480VDC@240V、周波数: 60Hz	8
		定格出力: 6kW、定格入力電圧: 345~480VDC@240V、周波数: 60Hz	1



太陽光モジュール



柱上トランスと電力量メータ



パワーコンディショナー

図 3.3.5 国立競技場での連系型太陽光発電設備の設置状況

太陽光モジュールは中国メーカーである JA Solar 社製、パワーコンディショナーはドイツメーカーである SMA 社製が採用されている。設計はニュージーランドの業者である PowerSmart NZ 社にて行われ、施工は同社の監督の元、パラオ国の現地業者である Surangel 社が下請契約により実施した。

国立競技場の太陽光発電は、PPUC 所有の発電機として系統連系されており、自己消費されることなく、そのままグリッドの需要に対して供給されている。PPUC 所有の発電設備であるため、売電や料金徴収は発生していなく、PPUC の発電用燃料費の削減に寄与している。

本システムが関連する Feed-in Tariff や電力価格などの情報収集

1) PPUC の財政状況

パラオの電力事業は、PPUC により独占的に実施されている。PPUC の財務状況推移を表 3.3.5 に示す。赤字態勢が続いているが、近年は赤字の度合いが縮小されている。2010 年から再生可能エネルギーに対する支出が発生している。2013 年からは、上下水道事業が合併されているが、利益創出には貢献できていない。

表 3.3.5 PPUC の財務状況推移 (2006～2013 年)

[単位:US\$]

	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
1. 営業収益	17,717,689	19,720,641	24,102,423	19,961,682	22,342,050	27,384,096	25,638,820	26,553,759
(1)電気事業	17,482,734	19,708,689	24,122,998	20,009,695	22,810,549	25,172,146	25,237,736	25,597,453
(2)上下水道事業	—	—	—	—	—	—	—	373,745
(3)その他	321,351	307,587	317,081	462,937	677,241	1,018,950	609,155	642,914
(4)未収電気料金	-86,396	-295,635	-337,656	-510,950	-1,145,740	1,193,000	-208,071	-60,353
2. 営業支出	22,404,290	22,526,634	28,139,369	22,964,782	23,374,675	27,116,311	26,191,661	27,429,243
(1)発電用燃料費	15,530,247	16,182,383	21,757,913	15,185,395	15,804,013	20,129,991	18,973,663	18,828,586
(2)発電用その他費用	2,355,184	2,028,701	2,076,333	3,342,742	2,614,425	2,685,605	3,083,178	2,949,287
(3)送配電費用	1,059,226	787,235	846,652	827,814	790,065	855,299	922,759	714,051
(4)一般管理費	786,834	939,731	943,709	920,602	1,139,363	1,104,118	1,153,797	1,158,990
(5)技術サービス	166,334	117,598	114,723	150,566	323,755	409,726	200,365	314,560
(6)再生可能エネルギー	—	—	—	—	89,556	98,410	99,934	106,151
(7)上下水道運営費	—	—	—	—	—	—	—	1,113,027
(8)減価償却費	2,506,465	2,470,986	2,400,039	2,537,663	2,613,498	1,833,162	1,757,965	2,244,591
3. 営業損失 (1-2)	-4,686,601	-2,805,993	-4,036,946	-3,003,100	-1,032,625	267,785	-552,841	-875,484
4. 営業外収益	673,376	-36,016	-1,530,109	303,603	282,730	-336,370	-717,424	1,546,035
5. 純利益 (4-3)	-4,013,225	-2,842,009	-5,567,055	-2,699,497	-749,895	-68,585	-1,270,265	670,551

出所: Office of the palau auditor

会計年度末: 9 月 30 日

セクター別の電力需要割合とメータ数割合を図 3.3.6 に示す¹³。各需要家に取り付けられている電カメータには、従来型とプリペイド型の二種類が存在する。需要家の総数は、2011 年 10 月から 2012 年 9 月までの 1 年間の平均値で、7971 件で、その内の 81% が一般家庭向けで大多数を占める。一方、消費電力ベースによると、37% が産業向け、次いで 33% が一般家庭向け、25% が公共機関向けと、需要割合がほぼ三等分されているのがわかる。

Energy Demand - Breakdown by Sector														
Sectors	Oct-11	Nov-11	Dec-11	Jan-12	Feb-12	Mar-12	Apr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Aug-12	Sep-12	Total	Average
Commercial	2,154,303	2,080,377	1,617,121	1,947,229	2,305,597	2,433,624	2,275,479	2,128,223	2,616,505	2,190,364	2,063,855	2,118,913	25,931,589	3,989,475
Government	290,627	280,965	223,327	244,410	309,086	332,230	323,626	322,063	318,031	301,875	310,437	317,408	3,574,085	549,859
ROP	1,422,625	1,472,457	1,289,547	1,375,812	1,565,371	1,534,449	1,547,527	1,398,065	1,533,504	1,544,778	1,460,526	1,398,986	17,543,646	2,699,022
Residential	1,864,571	1,814,042	1,907,054	1,967,591	1,911,339	1,985,358	1,961,443	1,990,362	2,031,237	1,913,263	1,918,021	1,925,501	23,189,781	3,567,659
Total	5,732,126	5,647,841	5,037,049	5,535,042	6,091,393	6,285,661	6,108,074	5,838,713	6,499,277	5,950,279	5,752,839	5,760,808	70,239,101	

Number of Customers by Sectors													
Sectors	Oct-11	Nov-11	Dec-11	Jan-12	Feb-12	Mar-12	Apr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Aug-12	Sep-12	Average
Commercial	927	922	921	918	919	921	923	927	920	923	928	920	922
Government	264	269	259	267	269	270	265	251	241	275	262	257	262
ROP	332	340	311	305	356	319	309	312	319	351	323	316	324
Residential	6,381	6,374	6,407	6,440	6,461	6,474	6,490	6,505	6,478	6,516	6,543	6,488	6,463
Total	7,904	7,905	7,898	7,930	8,005	7,984	7,987	7,995	7,958	8,065	8,056	7,981	

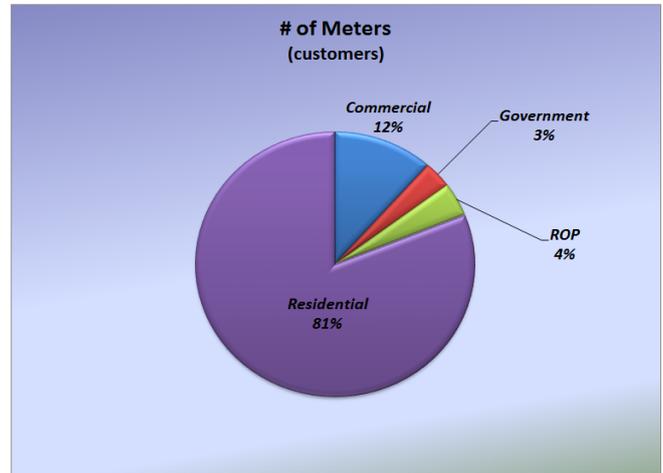
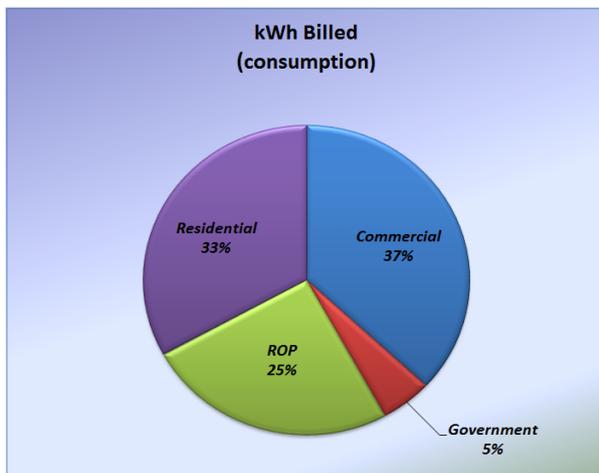


図 3.3.6 セクター別の電力需要割合とメータ数割合

¹³ PPUC より入手。

2) 電力価格

PPUC の電気料金体系において、月々の支払料金は、基本料金と従量制の電力量料金、並びに、燃料費調整料金（Automatic Fuel Price Adjustment Clause：AFPAC）を総和して算出される。各料金は、一般家庭向けと、産業向け、また政府向けの3者に対して、別料金が制定されている。2012年から現在まで適用されている、基本料金と電力料金の現状を表 3.3.6 に示す。

燃料費調整料金とは、重油の燃料費の変動をカバーする為に毎月の電気料金に上乗せされる料金の事で、3カ月に1度の周期で見直される。産業向けの電力量料金+燃料費調整料金の推移を図 3.3.7 に示す¹⁴。直近の2014年8月における産業向け従量制電気料金(150,000kWh/月以下)の内訳は、電力量料金 11.00 Cents/kWh + 燃料費調整料金 31.70 Cents/kWh = 42.7 Cents/kWh となっており、近年の重油価格高騰の影響を受けて、非常に高い水準であることがわかる。太陽光発電設備を導入することにより、経済性を向上する効果が大きいと言える。

表 3.3.6 PPUC の基本料金と電力量料金（2012年～現在）

基本料金	従来メータ	プリペイドメータ
一般家庭向け	\$3.00/月	\$0.00/月
産業向け	\$11.00/月	\$11.00/月
政府向け	\$11.00/月	\$11.00/月

電力量料金	両メータ共通
一般家庭向け	
150kWh/月 以下	2.0 cents/kWh
151～500kWh/月	9.4 cents/kWh
500kWh/月 超過	14.3 cents/kWh
産業・政府向け	
150,000kWh/月 以下	14.3 cents/kWh
150,001～250,000kWh/月	13.3 cents/kWh
250,000kWh/月 超過	12.3 cents/kWh

¹⁴ PICRC の電気料金請求書を参考に調査団が作成。

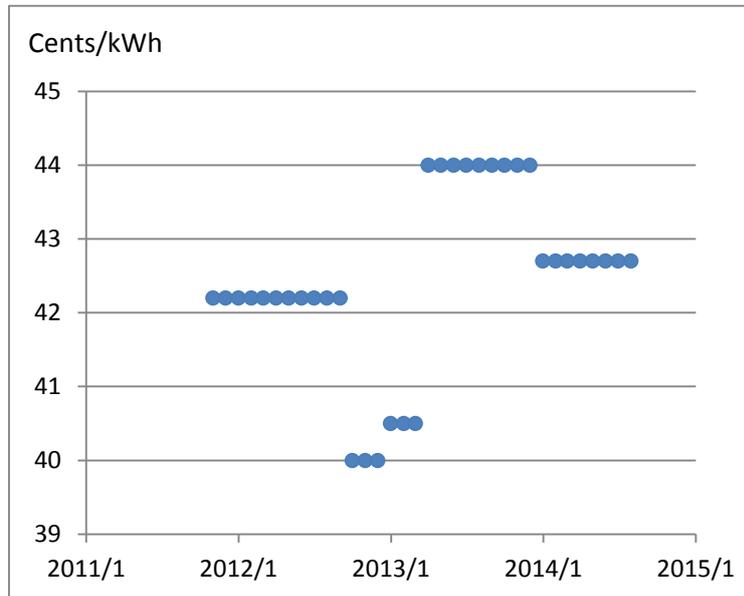


図 3.3.7 産業向け電力量料金+燃料費調整料金の推移

3) Feed-in Tariff 制度

パラオでの Feed-in Tariff 制度は、“Net Metering Act (ネット検針決議)”として、2011年12月15日に国会審議を通過し、2012年1月6日にパラオ大統領の承認を得て、施行されている。この決議の中では、5kW以下の容量の再生可能エネルギー発電設備に関する余剰電力の売電価格が制定されており、その価格は月内の電力料金の50%となっている¹⁵。例えば、2012年7月の商業向け電気料金は42.7US-centであったので、その月の売電価格は21.35US-Centということになる。

一方、5kWを超える再生可能エネルギー発電設備に関しては、具体的な売電価格は決定しておらず、個別にPPA (Power Purchase Agreement、電力買取契約)を取り交わす事となっている。このPPAの実績としては、以前に1例のみ実施さ

¹⁵ 2009年5月、第8回パラオ国会、第3回特別議会、パラオ共和国法No.8-39による。

れており、2013年に5MWの太陽光発電所が入札により公募されているが、売電価格は公表されていない。本プロジェクトが進むと、2例目の実績となり、売電価格は交渉により決定するが、最大で燃料価格の29US-centを超える事はないであろうと口頭ベースでの回答を得ている¹⁶。実際の売電価格は、発電設備所有者とPPUCとの間でPPAを取り交わした後、PPUCの取締役会によって売電価格が決定され、発電設備所有者に告知され、交渉の後に正式決定となる。

なお、5MWの太陽光発電所に関しては、パラオグリッドの発電容量の16.7%を占めることとなり、グリッドへの変動をきたす懸念があるが、PPUCの取締役会の決議の後に、落札企業によるグリッドインパクトに関する調査が行われる事となっており、その結果如何によっては、容量5MWの変更も有りうると聞いている¹⁷。

対象地域の現状把握

1) パラオの気候と地質

パラオ国の気候は、全域に渡り高温多湿の海洋熱帯気候であり、年間を通じて高温多湿。パラオ国の気温と降水量を、図3.3.8に示す¹⁸。年平均気温は27～28℃で、年間を通してほぼ一定である。日中(12時月平均)の湿度は40%～60%。1年を大別すると、6月から10月が雨季、11月から5月が乾季に分けられるが、乾季でも毎月200[ml]以上の雨が降り、年間を通じて降水量が多い。パラオ国の年間降水量は、日本の2倍以上。

パラオ国の島々の地質は主に、火山島と隆起サンゴ礁による石灰岩島を含み、本調査のサイト候補地であるサンゴ礁センターが位置するコロール島は、第三

¹⁶ PPUC へのヒアリングによる。

¹⁷ PPUC へのヒアリングによる。

¹⁸ <http://www.ryoko.info/Temperature/palau/img/palau.gif> より引用。

紀始新世の火山活動によってできた安山岩と石灰岩からなり、特にロックアイランズを構成する島々は石灰岩からなり¹⁹、地質学的には火山島となっている。

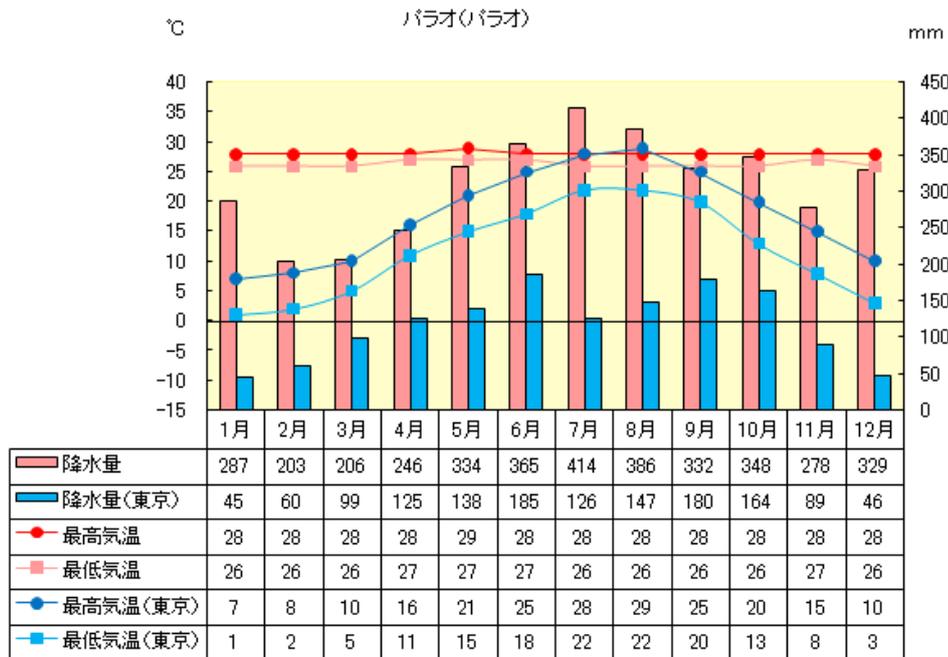


図 3.3.7 パラオ国の気温と降水量

2) 既設の発電設備

表 3.3.7 に両発電所の発電設備の概要を示す。両発電所の発電設備は全て、ディーゼル発電機である。発電機の定格出力は合計 38.05[MW]、発電可能な現有出力は合計 26.83[MW]で、定格出力の約 71%が発電可能出力となっている。図 3.3.8 にマラカル発電所の発電機単線結線図を、図 3.3.9 にアイメリーク発電所の発電機単線結線図を示す²⁰。

¹⁹ ミクロネシア研修報告：パラオ島の地質概況 / 新井, 節 -- 新潟応用地質研究会, 1989-11, 新潟応用地質研究会誌 Vol.33 p.35-38

²⁰ PPUC より入手。

2011年11月5日にアイメリーク発電所から火災が発生し、4台の発電機全てが焼損した。11月7日に大統領により非常事態宣言が出され、大半の国民は計画停電の影響を受けた。この事態を受け、日本政府は緊急無償援助として、500[kW]の三菱重工製発電機4基をマラカル発電所に設置する事を決定し、2012年5月16日に日本政府からパラオ国側へ引き渡された。

マラカル、および、アイメリーク発電所の2013年度（2012年10月～2013年9月）の運転状況を表3.3.8に示す。マラカル発電所のNiigata14とNiigata15の使用頻度が高い。一方、アイメリーク発電所においては、Mitsubishi6とMitsubishi7の使用頻度が高くなっている。燃料1ガロン当りの発電電力量を表す燃料効率に関しては、マラカル発電所（平均14.1[kWh/GAL]）はアイメリーク発電所（平均14.7[kWh/GAL]）と比べて低く、効率の観点からいうと余分に燃料を消費している。

表 3.3.7 2014年8月時点のPPUC 発電設備の概要（コロール・バベルダオブ電力系統）

発電所名	ユニット名	メーカー名	定格出力 (MW)	現有出力 (MW)	出力電圧 (kV)	回転数 (rpm)	設置年
Malakal	Wartsilla	Wartsilla	2.00	1.20	13.8	1200	1996
	Caterpillar1	Caterpillar	2.00	1.20	0.48	1800	2006
	Caterpillar2		2.00	1.20	0.48	1800	2006
	Mitsubishi12	Mitsubishi	3.40	2.55	13.8	720	1997
	Mitsubishi13		3.40	0.00	13.8	720	1997
	Niigata14	Niigata	5.00	4.50	6.6	450	2005
	Niigata15		5.00	4.50	6.6	450	2005
	Mitsubishi1	Mitsubishi	0.50	0.42	0.44	1500	2012
	Mitsubishi2		0.50	0.42	0.44	1500	2012
	Mitsubishi3		0.50	0.42	0.44	1500	2012
	Mitsubishi4		0.50	0.42	0.44	1500	2012
	Alco	Alco	1.25	0.00	4.16	720	1982
	小計		26.05	16.83			
Aimeliik	Mitsubishi6	Mitsubishi	5.00	5.00	13.8	450	2014
	Mitsubishi7		5.00	5.00	13.8	450	2014
	Cat. 3516C	Caterpillar	2.00	0.00	0.48	1800	2012
		小計		12.00	10.00		
合計			38.05	26.83			

MALAKAL POWER PLANT SINGLE LINE DIAGRAM-NEW

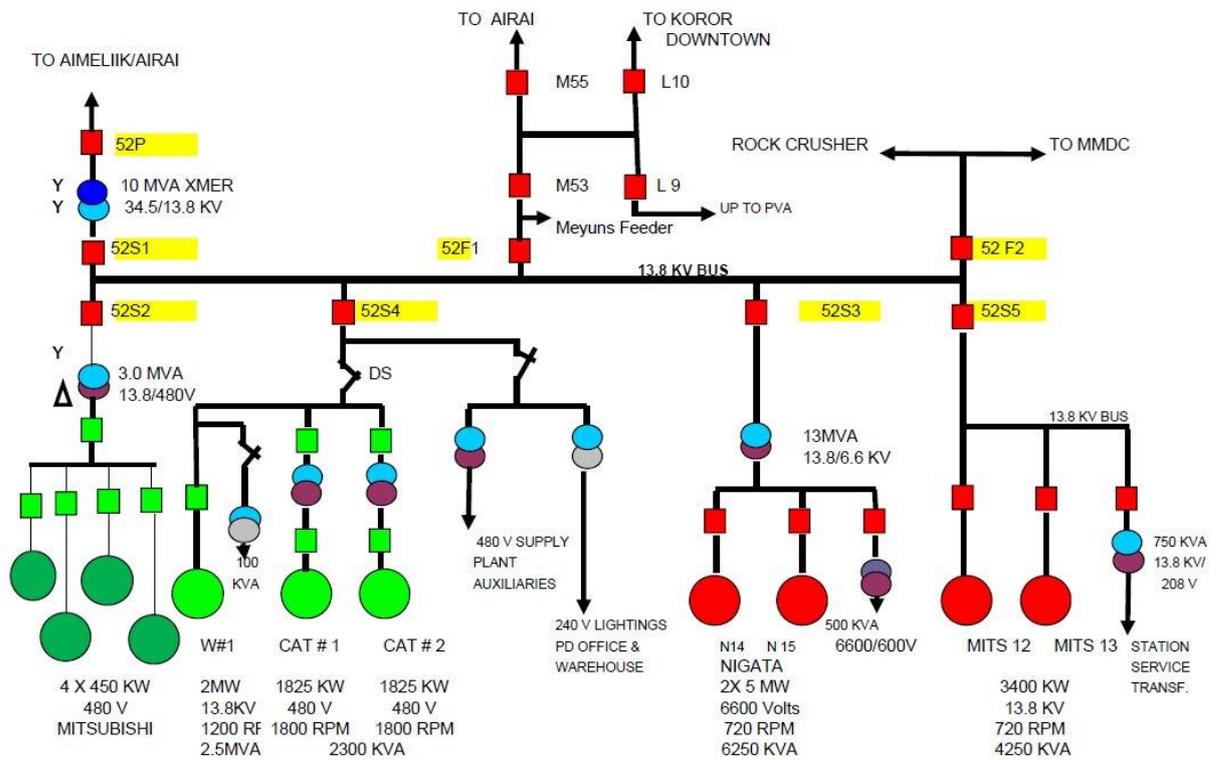


図 3.3.8 マラカル発電所の発電機単線結線図

表 3.3.8 PPUC 発電設備の運転状況 (2012 年 10 月～2013 年 9 月)

発電所名	ユニット名	メーカー名	総発電量 (kWh)	燃料効率 (kWh/GAL)	消費燃料 (GAL)
Malakal	Wartsilla	Wartsilla	424,597	13.0	32,661
	Caterpillar1	Caterpillar	601,513	12.5	48,121
	Caterpillar2		566,130	12.7	44,577
	Mitsubishi12	Mitsubishi	2,122,986	13.5	157,258
	Mitsubishi13		2,299,902	13.8	166,660
	Niigata14	Niigata	15,568,566	14.5	1,073,694
	Niigata15		16,771,591	14.0	1,197,971
	Mitsubishi1	Mitsubishi	FOR BACK UP		
	Mitsubishi2		FOR BACK UP		
	Mitsubishi3		FOR BACK UP		
	Mitsubishi4		FOR BACK UP		
	Alco	Alco			
	小計		38,355,285	14.1	2,720,942
Aimeliik	Mitsubishi6	Mitsubishi	16,134,695	14.6	1,105,116
	Mitsubishi7		16,276,228	14.9	1,092,364
	Cat. 3516C	Caterpillar	UNDER MAINTE.		
		小計		32,410,923	14.7
	合計		70,766,208		4,918,423

3) 現地の交通・輸送インフラの状況

日本または第三国からパラオ国までの調達機材の輸送は、海上輸送が主となる。マラカル島の東部に、パラオ国における唯一の港湾施設であるマラカル港が存在する。マラカル島と、サイト候補地が位置するコロール島は、ミナト橋でつながれており、マラカル港からサイト候補地であるサンゴ礁センターまでの約 3[km]の交通において、40 フィートコンテナ車の通行に支障はない。しかしながら、市内中心部の交通量は比較的多く朝、昼、夕のピーク時には渋滞も見られるので、大型車による輸送は、時間帯を考慮して交通混雑を助長しないように留意する必要がある。

現地での参考データの収集

1) パラオでの日射量計測

パラオにて日射量の計測を実施し、日本のデータと比較することで、現地サイトにおける日射量ポテンシャルを評価した。

図 3.3.10 に計測システムの構成図を、表 3.3.9 に使用した主要機器の仕様を示す。日射計からのアナログ電圧出力を A/D 変換し、パソコンに取り込み、時系列の日射量測定値を 1 秒のサンプリング間隔にて専用ソフトを使用し、データを取得した。計測場所は、PICRC 敷地内の西部端に位置する倉庫兼事務所建屋の屋根上に日射計を設置した。図 3.3.11 に、日射計の設置状況を示す。

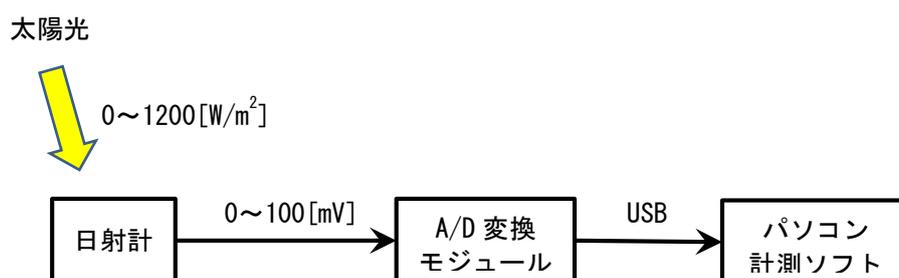


図 3.3.10 日射量計測システム構成

図 3.3.12 に計測結果を示す。2014 年 8 月 16 日から 10 月 17 日の約 2 か月間において計測を実施した。計測期間中における 1 日当たりの最大日射量は、8 月 19 日に計測された 7.33[kWh/m²/day]であった。この値を、日本における比較の日射量が多い高知県と比較してみると、高知県での 2014 年 8 月 16 日から 10 月 17 日の約 2 か月間での最大日射量は、8 月 26 日の 6.47[kWh/m²/day]であり²¹、パラオでの最大日射量は高知県の 1.13 倍であると言える。これにより、パラオは太陽光発電にとって日本よりも高い日射ポテンシャルを有していることがわかった。

²¹ 気象庁公開のデータ値より、単位を MJ/m² から kWh/m² に変換して使用した。

表 3.3.9 日射量計測システムの主要機器仕様

	機器名	メーカー	型式	仕様
1	日射計	英弘精機	ML-01	分光感度範囲： 400～1100[nm]
				測定範囲： 0～2000[W/m ²]
				出力電圧範囲： 0～100[mV]
				感度： 49.9[μ V/W/m ²]
				温度特性： < 0.15[%/°C]
				入射角特性： < \pm 5%(0～80°)
2	A/D 変換 モジュール	コンテック	AI0-163202FX- USB	入力チャンネル数：シングルエンド 32[ch]
				入力レンジ： \pm 10[V]
				分解能： 16[bit]
				A/D 変換速度： 2[μ sec/ch]



図 3.3.11 パラオでの日射計の設置状況

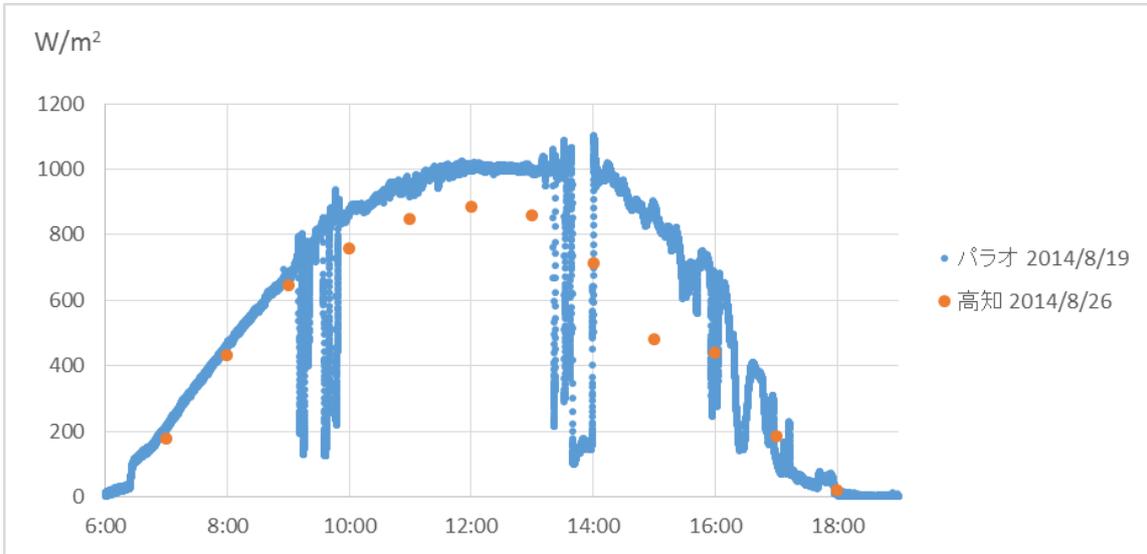


図 3.3.12 パラオ国と高知での日射量比較

2) PICRC の使用電力量計測

PICRC の使用電力量の計測を実施し、最適な太陽光発電システムの規模を考察した。図 3.3.13 に計測システムの構成図を、表 3.3.10 に使用した主要機器の仕様を示す。PICRC のメイン分電盤の中に、三相分の電流(CT)センサを設置し、分電盤外壁に、電力量メータを取り付けた。1 時間ごとの使用電力量を測定し、SD メモリカード内にログを保存し、できうる限り長期のデータ測定を行った。図 3.3.14 に、電力量メータの設置状況を示す。

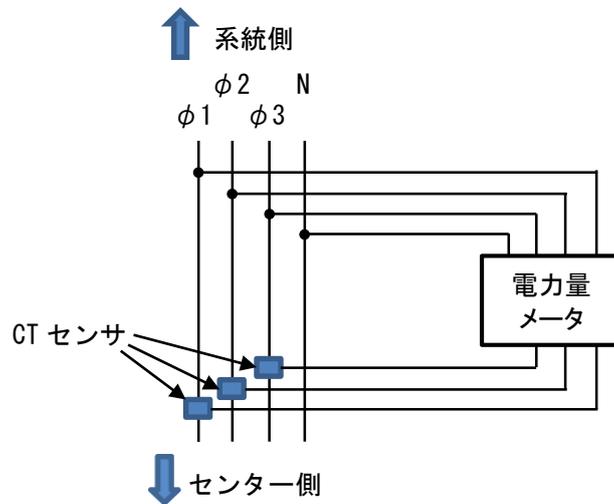


図 3.3.13 使用電力量計測システム構成

表 3.3.10 使用電力量計測システムの主要機器仕様

	機器名	メーカー	型式	仕様
1	電力量メータ	三菱電機	EMU4-HD1-MB	相線式： 単相 2 線式/単相 3 線式/ 三相 3 線式/三相 4 線式共用
				電圧定格： AC63.5V/110V~ AC277V/480V 共用
				電流定格： AC50A 100A 250A 400A 600A (専用分割形電流センサを使用。 いずれも電流センサー一次側の電流値を示す。)
				周波数： 50-60Hz
2	電流センサ	三菱電機	CW-5SL 800/5A	定格一次電流： 800A
				二次電流： 5A
				最高電圧/耐電圧： 0.46kV/3kV
				過電流強度： 40 倍



図 3.3.14 使用電力量メータの設置状況

PICRC の使用電力量の計測結果をのうち、平日の結果を図 3.3.15 に、土日祝日の結果を図 3.3.16 に示す。また、平日の平均値グラフを図 3.3.17 に、土日祝日の平均値グラフを図 3.3.18 に示す。計測期間は、2014 年 8 月 7 日から 12 月 1 日の、4 カ月弱の間で計測を実施した。

なお、次に挙げる 4 期間において、使用電力量がゼロになっており、停電が発生したと推測される。よって、当 4 期間を除外して、グラフ作成を行った。9 月 12 日 1 時～3 時、9 月 23 日 1 時～21 時、10 月 7 日 21 時～22 時、11 月 4 日 11 時～14 時。

平日と土日祝日の両方共に、夜間の平均電力使用量は約 21kWh であり、21 時から翌 7 時まで、ほぼ一定となっている。これは、水槽内の水温を一定に保つためにチラーを使用しており、この電力量が主に使用されている負荷と考えられる。

平日においては、朝 7 時より使用電力量が上昇し、9 時から 17 時まで約 33kWh の一定の値を保ち、17 時から 21 時まで下降している。測定期間内における、使用電力量のピーク値は、39kWh であった。土日祝日においては、10 時から 17 時までにはほぼ一定の 25kWh 付近を推移し、平日よりも 8kWh ほど使用電力量が低いことがわかる。

各月の使用電力量はそれぞれ、9 月は 18,091kWh、10 月は 18,635kWh、11 月は 16,936kWh と計測された。

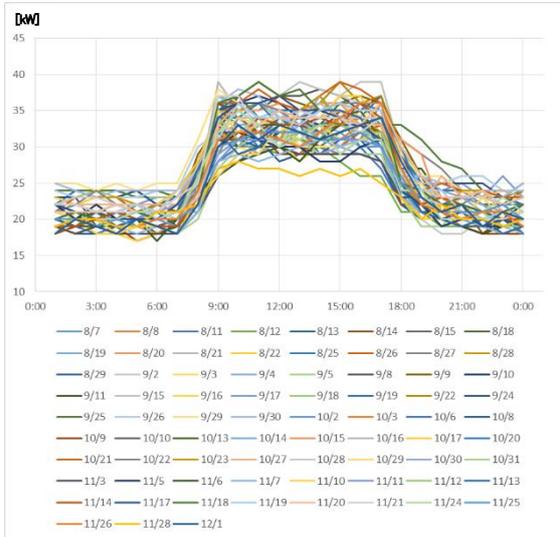


図 3.3.15 PICRC の電力使用量（平日）

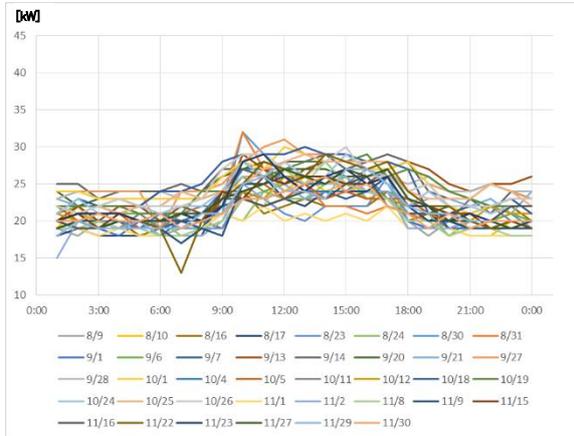


図 3.3.16 PICRC の電力使用量（土日祝日）

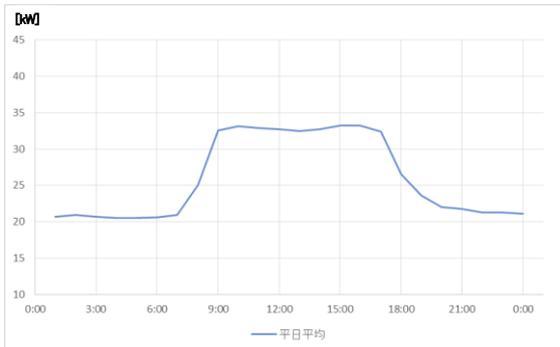


図 3.3.17 PICRC の電力使用量
（平日平均値）

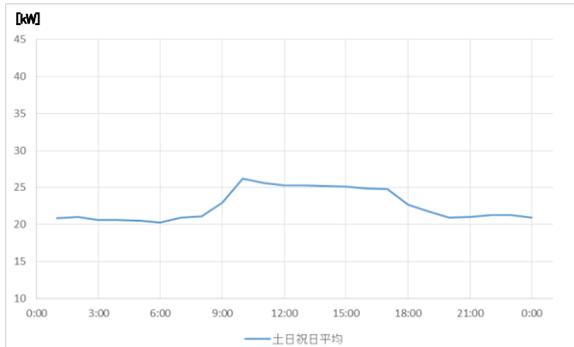


図 3.3.18 PICRC の電力使用量
（土日祝日平均値）

3) パラオ国での電力系統の状態計測

上記 3)にて使用した計測システムを同様に使用して、パラオ国での電力系統の周波数と電圧の変動を計測した。周波数の計測結果のうち、平日の結果を図 3.3.19 に、土日祝日の結果を図 3.3.20 に示す。計測期間は、2014 年 8 月 7 日から

12月1日の、4カ月弱の間で計測を実施した。計測された周波数を見ると、59.9～60.4[Hz]（+0.6%/−0.2%以内）の範囲で変動している。参考までに、EN 50160では、50[Hz]に対して「通常の動作状態で10秒間の周波数平均値が、系統に接続されている場合、1年間の99.5%の間は±1%以内、全期間100%で+4%/−6%以内であること」と詳細に規定している。パラオでの周波数の変動範囲は、EN 50160に規定される範囲内に収まっているので、問題はないと考えられる。また、系統周波数は、60[Hz]に対してプラス方向に偏っていることが見られるが、このことから需要に対して供給側が常にプラスで遷移しており、電力不足が発生していないことがわかる。平日と土日祝日の間において、特に違った傾向は確認されなかった。

同じく、電圧の計測結果のうち、平日の結果を図3.3.21に、土日祝日の結果を図3.3.22に示す。計測された電圧は、192.1～214.8[V]（+2.3%/−8.5%以内）の範囲で変動している。参考までに、EN 50160では「通常の動作状態で1週間の10分間平均の実効電圧値の95%が公称電圧の±10%以内にあること。すべての10分間平均実効電圧値が+10%/−15%以内にあること」と詳細に規定している。パラオでの電圧の変動範囲は、EN 50160に規定される範囲内に収まっているので、問題はないと考えられる。また、平日昼間の8時から17時の時間帯において、5[V]程度の電圧降下が発生しており、土日祝日より平日の方が電圧降下の幅が大きい。ビジネス時間帯の需要が上昇する事に起因して電圧降下が発生していると推測される。

以上の測定結果により、パラオ国の電力系統の品質は適正に管理できていることが確認でき、本調査で提案している160[kW]規模の太陽光発電設備を接続しても、問題は無いレベルであることが把握された。

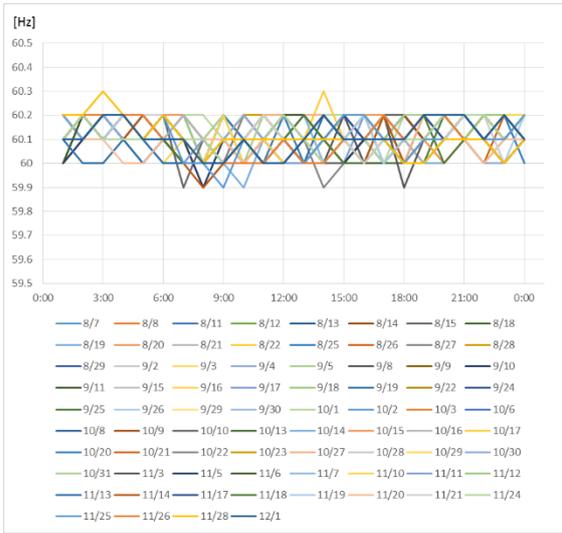


図 3.3.19 電力システムの周波数計測結果
(平日)

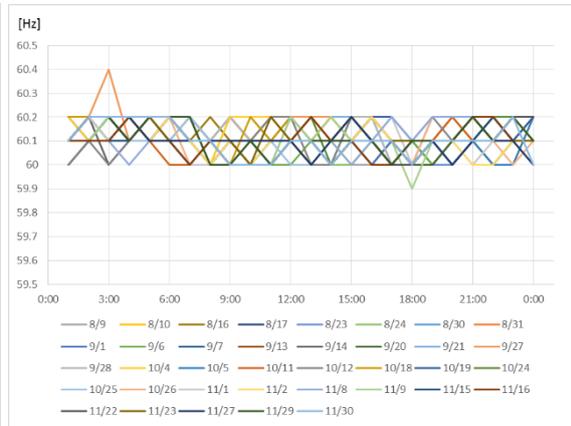


図 3.3.20 電力システムの周波数計測結果
(土日祝日)

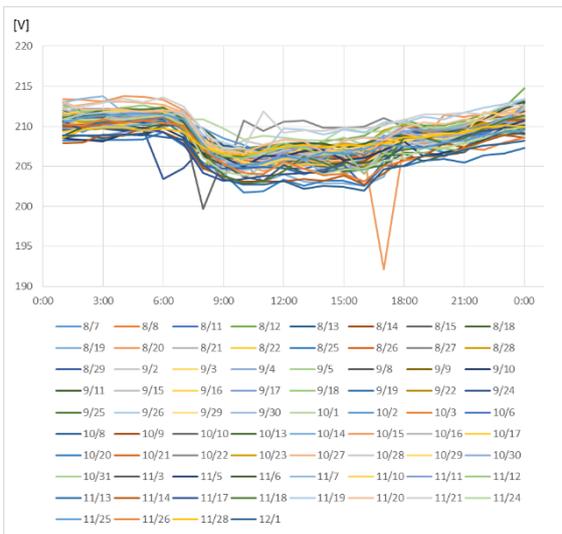


図 3.3.21 電力システムの電圧計測結果
(平日)

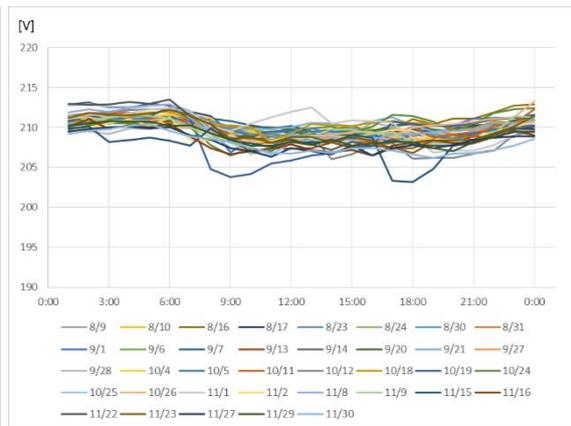


図 3.3.22 電力システムの電圧数計測結果
(土日祝日)

事業の実施形態と計画策定

1) 事業実施形態の種類

PICRC にて想定される、系統連系型 PV システムの導入形態の種類を表 3.3.11 に示す。①PICRC が自社敷地内に設置、②PICRC が賃借により他者敷地内に設置、③他社が PICRC に電力を卸売り、の 3 つのケースが考えられる。①のケースは一般的な導入形態である。②のケースは、①に比べると、土地賃借契約や PV システムの保安に関する協議などの煩雑さが加わる。③のケースについては、PPUC へのヒアリングによると、電力小売りに関する制度がまだ制定されていないので、現実的ではない。よって、本プロジェクトでは③のケースに絞って、検討を進める事とする。

表 3.3.11 PICRC にて想定される系統連系型 PV システムの導入形態

No.	導入形態	設置場所	PV システム所有者	特徴、課題、要件等
①	PICRC が自社設備として自社の敷地や建物に PV システムを設置	自社敷地建物	PICRC	・PV システム、周辺設備共自社設備であるため、PV システムに係る設計が容易にレイアウトできる。
②	PICRC が他者所有の敷地や建物の屋根を借りて自社の PV システムを設置	他者敷地建物	PICRC	・PV 設置場所が制限される可能性がある。 ・土地の賃借料が予想される。 ・設備運用管理、保安面に係る協議が必要。
③	敷地や建物の所有者等 PICRC 以外の者が、PICRC に対する卸電力供給を目的として PV システムを設置	他者敷地建物	土地・建物所有者	・大規模な PV システムを系統連系する場合、電圧過昇防止設備等を事前に検討する必要がある。 ・卸電力取引に関する制度の準備が必要。

2) 太陽光発電設備の導入規模と構成

太陽光発電主要機材の数量を、表 3.3.12 に示す。プロジェクト実施主体である PICRC に対し、2 ケースの設備仕様を提案している。①太陽光 140kW + リチウムイオン蓄電池 27kWh、②太陽光 160kW のみ、の 2 ケースである。PICRC としては、蓄電池の導入は予算、保守の都合上、あまり好ましくないと考えているが、

採算と保守の手間を提示し、検討をすることとなっている。なお、本事業では、遠隔地で作業を行う都合上、輸送中の機材の故障・紛失、作業中の機材破損、代替品の再調達などのリスクが存在する。これを考慮して、太陽光パネルの調達数量に関しては、予備分として3%分を別途調達することとする。

太陽光発電機材の概略仕様を、表 3.3.13 に示す。また、太陽光パネル配置計画図を、図 3.3.23 に示す。パネル配置は、既存の建屋の屋根部に追加、駐車場の屋根構造を新築することに加え、敷地内東部に建設予定の新建屋屋根部にも設置する。新建屋は、2015 年中旬に完成予定である

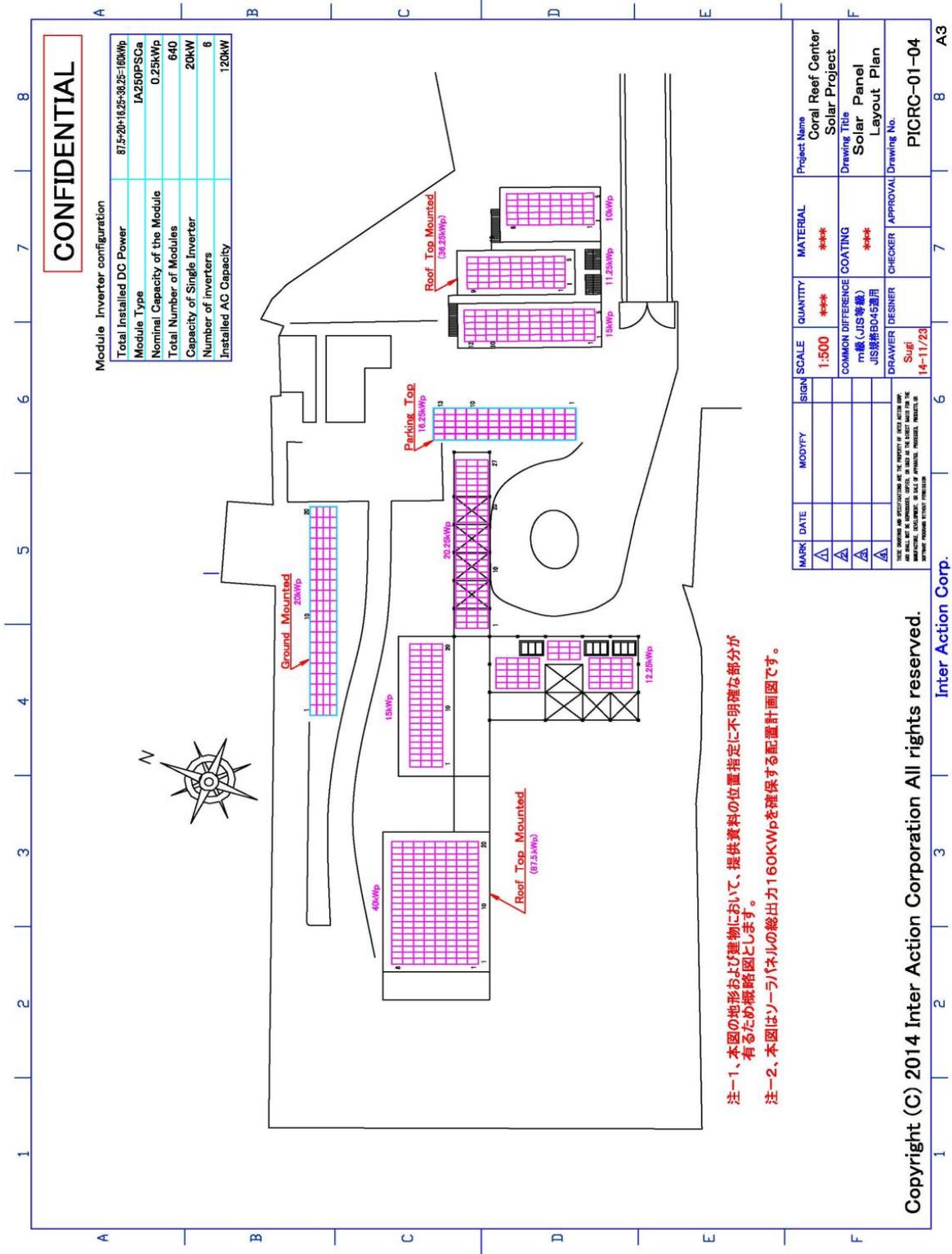
表 3.3.12 太陽光発電主要機材の数量

機材名	数量
太陽光パネル	合計定格出力 140[kW]相当① もしくは、160[kW]相当② (予備分として上記の 3%分を 別途調達)
太陽光パネル設置用架台	1 式
パワーコンディショナー	1 式
リチウムイオン蓄電池	合計定格容量 27[kWh]相当① もしくは、設備無し②
蓄電池用変圧器	1 式①、もしくは、設備無し②
表示装置	1 式
計装装置	1 式
配線材料、その他	1 式
交換部品、保守用工具、 及び、試験用器具	1 式

表 3.3.13 太陽光発電機材の概略仕様

機器名	仕様項目	要求仕様
1 太陽光パネル	(1) 適用規格	IEC 及び同等規格
	(2) 使用環境	塩害地域
	(3) 周囲温度	+40℃以下
	(4) 接地方式	折半屋根上接地方式、並びに、駐車場屋根設置方式
	(5) 種類	結晶系シリコン
	(6) 変換効率	15%以上
	(7) 発電容量	250[W/枚] 以上

2	太陽光パネル設置用架台 (折半屋根用)	(1)	支持形式	折半屋根取付け用金具
		(2)	使用環境	塩害地域
		(3)	材質	SS400 溶融亜鉛めっき仕上げ、もしくは、アルミ、ステンレス
3	太陽光パネル設置用架台 (駐車場屋根型)	(1)	支持形式	鉄骨架台
		(2)	使用環境	塩害地域
		(3)	材質	SS400 溶融亜鉛めっき仕上げ
4	パワーコンディショナー	(1)	構造	屋外壁掛け型
		(2)	周囲温湿度	+40℃以下、70%以上
		(3)	絶縁方式	非絶縁方式(変圧器非装備)
		(4)	冷却方式	強制空冷
		(5)	定格入力電圧	DC150~1000[V]
		(6)	入力動作電圧範囲	DC380~800[V]
		(7)	入力回路数	太陽光パネルのストリング数以上
		(8)	出力電気方式	三相四線式
		(9)	定格出力	20[kW]
		(10)	定格出力電圧	三相四線式 208-120[V]
		(11)	定格周波数	60[Hz]
		(12)	交流出力電流 ひずみ率	3%以下
		(13)	電力制御方式	最大出力追従制御(MPPT)
		(14)	定格電力変換効率	97.5%以上
		(15)	制御機能	<ul style="list-style-type: none"> ・自動起動・停止、ソフトスタート ・自動電圧調整 ・入力電流制限、出力電流制限 ・出力制御機能(外部出力信号による出力制御)
		(16)	系統連系保護機能	<ul style="list-style-type: none"> ・系統過電圧(OVR) ・系統不足電圧(UVR) ・系統周波数上昇(OFR) ・系統周波数低下(UFR) すべて整定値、時限可変とする。 復電後の投入阻止時間設定あり。
		(17)	単独運転検出機能	能動型、受動型併用。不使用設定可能。
		(18)	外部通信	<ul style="list-style-type: none"> ・信号内容(状態情報、故障情報、計測情報) ・入出力仕様(RS 485)
5	リチウムイオン蓄電池	(1)	保護リレー	過電圧、不足電圧、周波数上昇、 周波数低下、逆電力防止、単独運転防止
		(2)	出力保護	直流分流出、ピーク過電圧、交流渦電流、 ピーク渦電流、解列リレー溶着
		(3)	バッテリー保護	過電圧、不足電圧、過電流、内部温度、 セル電圧アンバランス
		(4)	外部通信	イーサネット
		(5)	設置場所	屋内



注-1、本図の地形および建物において、提供資料の位置指定に不明確な部分があるため概略図とします。
 注-2、本図はソーパネルの総出力160kWpを確保する配置計画図です。

Copyright (C) 2014 Inter Action Corporation All rights reserved.

図 3.3.23 太陽光パネル配置計画図

3) プロジェクト実施主体

以下に、本プロジェクトの実施主体である PICRC について記述する。PICRC は、アジア・大洋州地域におけるサンゴ礁研究の拠点として、2001年1月18日に日本の無償資金協力により設立された、パラオ国の準拠法に基づいた非営利な公社機関である。産業振興や環境保全の観点より、サンゴ礁の研究・保全を支援する研究機関として機能している。国際サンゴ礁イニシアチブ（International Coral Reef Initiative：ICRI）の一部としても機能している。また、同センターに対する取り組みは、地球規模の課題に日米共同で取り組むことを目的とした「日米コモン・アジェンダ」の一環としても、1996年より日本・米国・パラオの三国間の協力で進めてきている。

ロックアイランドに囲まれた面積 8,250 平方メートルの埠頭に建設され、最新の研究設備、ビジターセンター、管理棟を含む複合施設である。当センター内には、パラオ水族館もあり、観光客や現地の人にも親しまれている。水族館の運営管理、サンゴ礁の研究、学生や住民への教育啓発などにかかる人材教育支援、海洋資源保全、管理等に寄与している。また、世界各国から要人を招く際に利用する施設としても活用されており、ワークショップや会議のための設備を提供する。海外から訪れる研究員にはワークフィールドのための実験室、宿泊施設、交通手段を提供し、サポートする。PICRC の外観を図 3.3.24 に示す。

研究部門は、約 640 平方メートルの二階建ての建屋に所属している。一階部分は乾式実験室、湿式実験室、標本室、3つの研究者オフィス、学生トレーニング用実験室、測候所、そしてシャワー室を備えている。二階部分は図書室、会議室、客員研究員用の3つの居室、化粧室、ランドリー室、そしてキッチン付きのラウンジを備えている。外部エリアには、海水が取り込まれた屋根付きの中庭、海水タンク、そして屋外シャワーを備えている。新鮮な浄水が都市水道網から供給されており、ローカル電源は 110V 電圧である。長さ 17 フィートから 33 フィートまでのボートを 4 隻所有している。

パラオ水族館は近代的な施設であり、野外展示や屋内陳列にて、パラオ独特の環境生息場所や種生物を展示している。教育/通信部門は、全ての個人、部門、そして、プロジェクトをサポートする。管理部門は、全ての財務と管理機能に

対して、責任を持っている。技術部門は、ボートを含めた設備と土地のメンテナンスを行い、センターの保全を確保する。

PICRC は外部評価、取締役会、地域、同業者の推奨により、研究を教育や経営管理と連携強化し、財務的に独立した、国際的関連の活動に取り組んでいる。パラオの自然資源の持続可能に寄与する重要な役割を果たしており、関連組織の指導者や沿岸管理者が意思決定と迅速な行動をより早く行えるように、研究内容と必要情報を提供している。環境保全の観点から負の影響を最小限に抑えるためだけではなく、天然資源と地域社会の双方に利益をもたらす機会を最大化している。

PICRC は、政府からの支出金を受けている。毎年4月に財務省（Ministry of Finance : MoF）に予算案を提出し、国会承認を通過後、大統領のサインをもって政府支出金が実行される。政府支出金は、年々減少傾向にあり、徐々にではあるが独立の度合いが増している。財政的に安定したセンターになるために、寄付基金が設立され、寄付基金への寄贈を広く募っている。パラオ水族館への訪問や、活動への出資、タンクの導入や、年間イベントなどへの参加などによる、センターを支援する多くの手段が促進されている。

表 3.3.14 に PICRC の財務状況推移を示す。PICRC の経営状況は、2011 年度まで続いていた赤字態勢が、2012 年度から黒字に転換している。主な原因としては、水槽のチラー装置を一部停止することにより、光熱費を削減している事、特に2013 年度は例年よりも多くの助成金が獲得できた事、が挙げられる。



図 3.3.24 PICRC の外観

表 3.3.14 PICRC の財務状況推移 (2006~2013 年)

[単位:US\$]

	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
1. 営業収益	705,688	523,228	531,882	467,246	554,674	670,279	676,630	948,192
(1)助成金	219,622	245,940	311,290	274,679	327,793	394,622	270,040	577,677
(2)施設使用・管理費	88,411	92,196	90,918	91,378	95,411	91,750	111,826	92,521
(3)寄付金	27,647	30,885	15,225	26,901	42,926	58,629	66,656	44,523
(4)役務契約	0	0	0	0	0	20,899	103,179	69,700
(5)研究施設	11,090	11,614	21,854	8,459	2,562	5,609	12,705	62,185
(6)その他	358,918	142,593	92,595	65,829	85,982	98,770	112,224	101,586
2. 営業支出	1,705,453	1,520,257	1,292,733	1,248,792	1,235,767	1,091,196	921,716	1,072,165
(1)給与・賃金・付加給付	644,007	495,277	507,157	461,684	501,465	453,083	405,233	439,335
(2)減価償却費	512,256	516,624	325,526	299,358	232,506	157,263	167,337	164,956
(3)水道光熱費	104,347	124,141	139,917	133,922	153,747	125,673	90,879	93,062
(4)州政府寄付金	0	0	0	0	0	103,550	0	3,270
(5)消耗品・印刷	86,974	91,470	99,121	127,736	126,989	65,803	39,276	72,517
(6)専門サービス	65,496	18,669	14,782	67,491	79,799	55,363	60,135	82,339
(7)その他	292,373	274,076	206,230	158,601	141,261	130,461	158,856	216,686
3. 営業損失 (1-2)	-999,765	-997,029	-760,851	-781,546	-681,093	-420,917	-245,086	-123,973
4. 営業外収益	509,908	478,544	426,818	426,215	383,666	384,740	356,778	364,275
(1)政府支出金	450,000	450,000	425,000	425,000	382,500	387,000	356,708	357,000
(2)その他	59,908	28,544	1,818	1,215	1,166	-2,260	70	7,275
5. 純利益 (4-3)	-489,857	-518,485	-334,033	-355,331	-297,427	-36,177	111,692	240,302

出所: Office of the palau auditor

会計年度末: 9 月 30 日

この助成金の一つが、独立行政法人科学技術振興機構 (JST) と独立行政法人国際協力機構 (JICA) が共同で実施している「地球規模課題対応国際科学技術協力事業 (SATREPS)」における平成 24 年度研究課題としての、「サンゴ礁島嶼系における気候変動による危機とその対策プロジェクト」である。PICRC はこのプロジェクトにおいて、琉球大学との共同研究を実施している。研究期間は、2013 年 4 月～2018 年 3 月の 5 年間である。

本プロジェクトの実行により、太陽光発電の電力を使用し、今までのグリッドからの電気代を削減可能となり、経営体質改善に寄与できるものと考えられる。

PICRC の建設計画(立面図、断面図)を図 3.3.25 に、建設計画(2 階平面図)を図 3.3.26 に示す²²。

²² 出展: パラオ共和国 珊瑚礁保全研究センター建設計画 基本設計調査報告書、平成 10 年 12 月、国際協力事業団

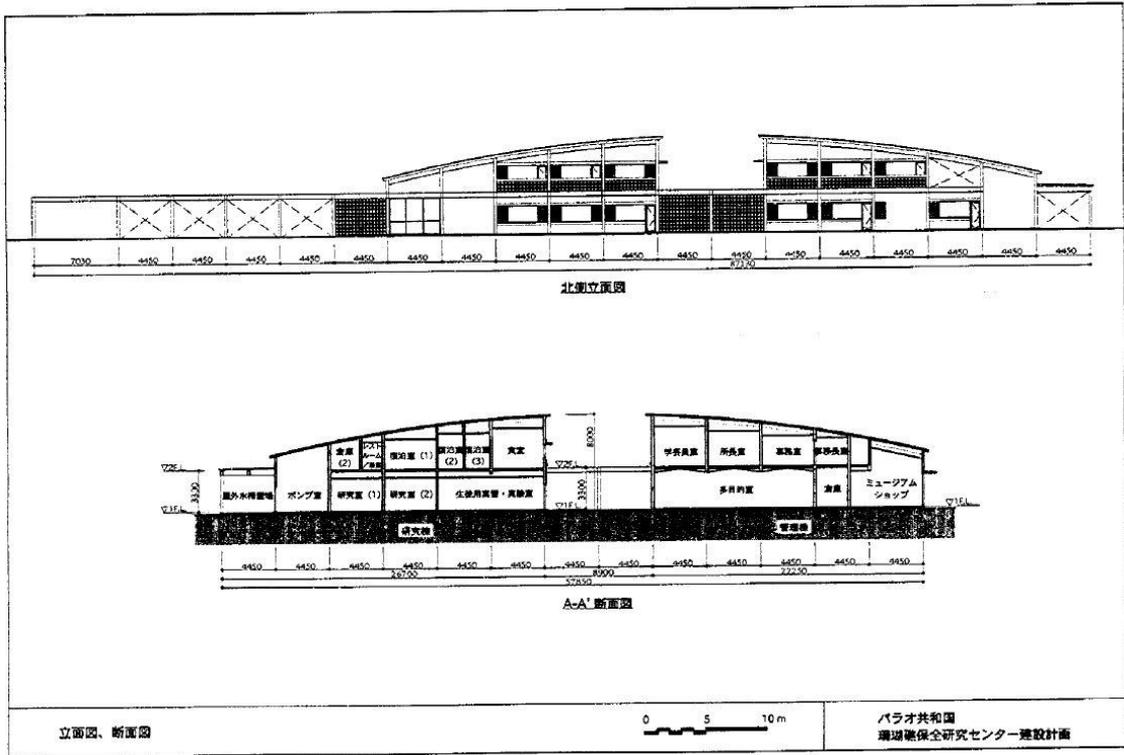


図 3.3.25 PICRC 建設計画(立面図、断面図)

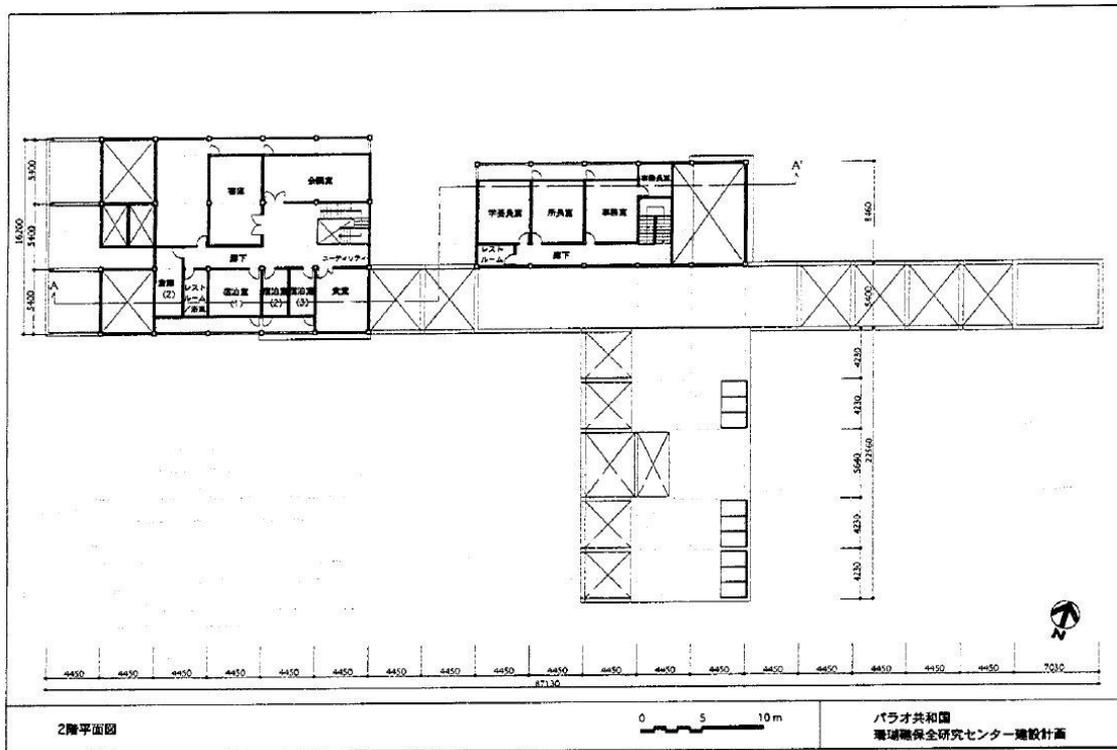


図 3.3.26 PICRC 建設計画(2階平面図)

4 プロジェクト実現に向けた調査

4.1 プロジェクト計画

1) 実施体制

プロジェクト実施体制を図 4.1.1 に示す。プロジェクト参加者は以下の通り。

【日本】

インターアクション、リチウムイオン蓄電池販売会社

【パラオ】

PICRC、PPUC、現地施工業者

インターアクションが国際コンソーシアムの代表事業者となり、ホスト国パートナーは PICRC となる。PICRC 所有の設備として導入し、設備の運用責任を負う。PICRC と PPUC がメンテナンス契約を提携し、PPUC が設備のメンテナンス業務を実施する。排出削減量に関するモニタリング業務は、PICRC が実施し、インターアクションがサポートする。

表 4.1.1 に、プロジェクト・スケジュール案を示す。本スケジュール案を前提として、現地関係者と交渉を行った。

パラオ国の施工業者を選定する為に、太陽光発電設備の施工に実績のある、現地施工業者の調査を行った。パラオ国における施工業者の一覧を、表 4.1.2 に示す。現地施工業者の中では、Surangels 社が太陽光発電設備に関する施工の実績があり、合計 5 回の施工実績を持つ。パラオ国における、100[kW]以上の太陽光発電設備の施工の全てにおいて、Surangels 社が関与している。同社は、自社の屋上に太陽光発電設備を所有し、太陽光発電に関する知識にも精通している。以上により、施工業者としては Surangels 社を選択するのが良いと考えるが、日本からの施工指導者の派遣を行うものとする。同時に、複数社への相見積もりを実施し、経済的にも検討したうえで、最終判断をするものとする。

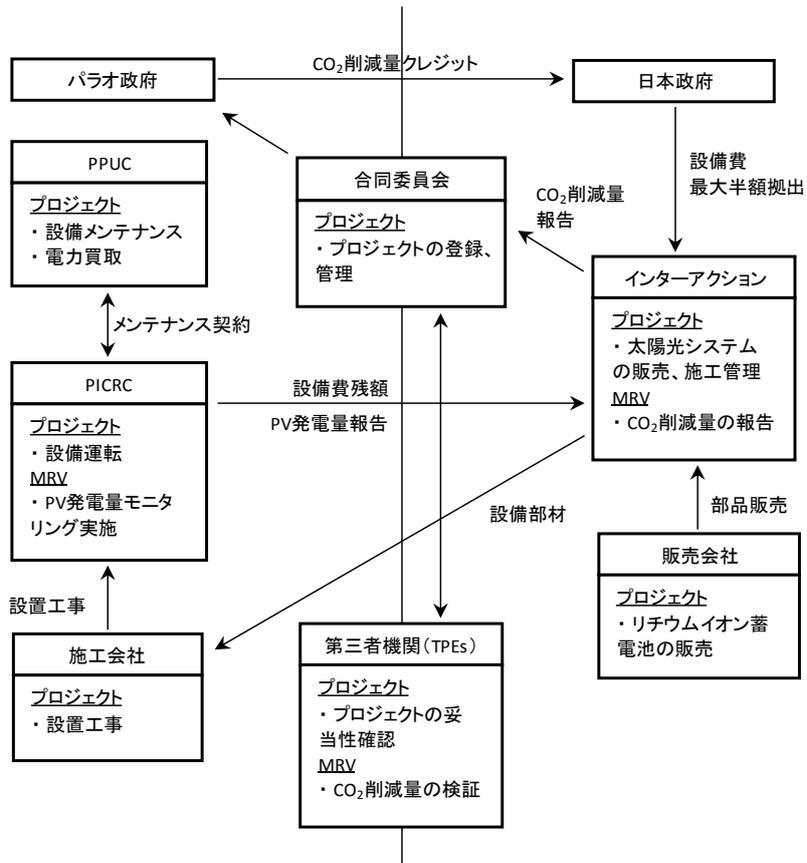


図 4.1.1 プロジェクト実施体制

表 4.1.1 プロジェクト・スケジュール案

日時	業務内容
2015年6月～	環境省 JCM 設備補助事業に適用
2015年11月	最終仕様決定
2015年12月	機材見積り取得、調達開始
2016年4月	国際輸送
2016年6月	パラオ国通関、ローカル輸送
2016年7月	施工完了
2016年8月	運転開始 JCM モニタリング業務開始
2021年7月	JCM モニタリング業務終了

表 4.1.2 パラオ国における施工業者の一覧

No.	Site Location	Outout	Started operating	Funding	請負業者名	
		[kWp]			元請	下請け
1	Melekeok, Capitol compound	100	Nov-08	EU	M1	S1
2	Meyungs, Hospital	80	Dec-08	Taiwan	M2	S2
3	Koror, Ministry of education	51	Dec-10	Taiwan	M3	S4
4	National archives	13.7	2010	Taiwan	M1	S5
5	Airai, International airport	225	Nov-11	Japan	M4	S1
6	Ngerekebesang, Palau pacific resort	26	Dec-11	Self finance	M5	S6
7	Koror, Public Works	6.5	2012	Taiwan	M6	S3
8	Koror, Elementary school	46	Jul-14	Taiwan	M2	S5
9	Koror, Track and field	150	Aug-14	EU	M7	S1
10	Koror, Supermarket Surrangel	150	Sep-14	Japan	S1	S7
11	Koror, Supermarket Storage	220	Dec-14	Japan	S1	S7
Total		1021.7				

No.	元請業者名	所在地	実績施工回数
M1	ECO Kwetics	Australia	2
M2	MOTECH	Taiwan	2
M3	A.K. Corporation	Taiwan	1
M4	Wakachiku Construction Co.,Ltd.	Japan	1
M5	KINDEN, Philippine branch	Philippine	1
M6	SPEED TECH	Taiwan	1
M7	POWER SMART	NZ	1
S1	SURANGEL & SONS CO.	Koror	5
S2	FR Construction	Koror	1
S3	Fortune Investment	Airai	1
S4	Regis AKITAYA	Koror	1
S5	TOP EARTH	Taiwan	2
S6	NECO Construction	Koror	1
S7	Island Engineering	Koror	2

2) 事業収益性の評価

事業の採算性を検討する上で、3つのケースに分けて、キャッシュフローの分析を行った。ケース1は、太陽光パネルを160[kW]分設置した場合、ケース2は、太陽光パネル160[kW]にリチウムイオン蓄電池を27[kWh]分併設した場合、そしてケース3は、太陽光パネル160[kW]に鉛蓄電池を35.8[kWh]分併設した場合を設定して、事業の採算性をそれぞれ検討した。検討の際に適用した条件を以下に示す。なお、ケース個別の設定としては、リチウムイオン蓄電池の更新時期は10年、鉛蓄電池の更新時期は5年とした。

《太陽光発電設備の条件》

以下に示す、太陽光発電設備の基本条件は各ケースにおいて共通として、キャッシュフローを計算した。

ランニングコスト	初期投資費 1.3 [%/年]
設備更新	10年目：パワーコンディショナー
年間発電量	176 [MWh/年] @ 太陽光 160 [kW]
補助金率	50 [%]

《電気料金》

以下に示す電気料金を適用して、計算を行った。当該数値は、2011年10月から2014年9月までのPICRCでの電気料金実績値の平均を採用した。

電気料金	0.425 [US\$/kWh]
------	------------------

《為替レート》

以下に示す為替レートを適用して、計算を行った。

1 [US\$] =	105.3 [円]
------------	-----------

《銀行借入条件》

NDBPからのヒアリングにより確認した、以下に示す条件を適用して、計算を行った。

借入金利	6 [%/年]
借入期間	10 [年]

キャッシュフロー分析の結果を、表 4.1.3 に示す。ケース 1 においては、20 年間の投資に対して IRR 8.49% が確保できることが確認できた。蓄電設備を併用しない、太陽光パネルのみの設備が、一番採算性が良いことがわかる。

ケース 2 においては、IRR は 2.10% となり、採算性が低くなっているが、事業主は停電時などの非常時用の電源が確保できること、夜間にもクリーンな再生可能エネルギーを使用できることが対価として得られる。また、リチウムイオン蓄電池を使用しているため、寿命後の廃棄時に環境に対する影響を抑えることができる。

ケース 3 においては、IRR は 5.10% となった。事業主は、ケース 2 と同様の利点が得られる。しかしながら、鉛蓄電池を使用しているため、環境を汚染しないために、適正な廃棄方法が実行できる体制を構築することが必須である。

キャッシュフロー計算表を、それぞれのケースごとに、参考資料 1～3 に示す。

表 4.1.3 キャッシュフロー分析のケース分類と 20 年間 IRR 算出結果

ケース分類	IRR
ケース 1: 太陽光パネル 160kW	8.49%
ケース 2: 太陽光パネル 140kW + リチウムイオン蓄電池 27kWh	2.10%
ケース 3: 太陽光パネル 140kW + 鉛蓄電池 35.8kWh	5.10%

参考資料1) ケース1: 太陽光パネル160kW キャッシュフロー計算表

	0年度	1年度	2年度	3年度	4年度	5年度	6年度	7年度	8年度	9年度	10年度	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	合計			
支出																									
設備費用																									
建設費用																									
設備更新費用(ハウコン)											3,619												3,619		
ランニングコスト		1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	33,280	
借入返済		7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	7,194	71,941	
支払金利																									
合計	128,000	8,858	8,858	8,858	8,858	8,858	8,858	8,858	8,858	8,858	12,477	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	
収入																									
借入金																									
JCM補助金	54,000																								
排出権クレジット売却	64,000																								
売電収入		7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	
電気料金削減分																									
合計	118,000	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	7,876	
利益																									
累計利益	-10,000	-982	-982	-982	-982	-982	-982	-982	-982	-982	-4,600	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	38,689	
	-10,000	-10,982	-11,963	-12,945	-13,927	-14,908	-15,890	-16,872	-17,854	-18,835	-23,436	-17,223	-11,011	-4,798	1,414	7,627	13,839	20,051	26,264	32,476	38,689	38,689	38,689	38,689	
発電量[MWh]	0	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	3,520	
IRR																									8.49%

参考資料2) ケース2: 太陽光パネル140kW + リチウムイオン蓄電池27MWh キャッシュフロー計算表

	0年度	1年度	2年度	3年度	4年度	5年度	6年度	7年度	8年度	9年度	10年度	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	合計		
支出																								
設備費用	98,958																							
建設費用	26,042																							
設備更新費用(蓄電池、ハウコン)											15,758												15,758	
ランニングコスト		1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	32,500
借入返済		6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	6,994	69,943
支払金利																								
合計	125,000	8,619	8,619	8,619	8,619	8,619	8,619	8,619	8,619	8,619	24,377	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	1,625	
収入																								
借入金	52,500																							
JCM補助金	62,500																							
排出権クレジット売却																								
売電収入		6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	
電気料金削減分																								
合計	115,000	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	6,892	
利益																								
累計利益	-10,000	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-1,727	-17,485	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	5,267	9,637
	-10,000	-11,727	-13,455	-15,182	-16,910	-18,637	-20,364	-22,092	-23,819	-25,547	-43,032	-37,765	-32,498	-27,231	-21,965	-16,698	-11,431	-6,164	-897	4,370	9,637	9,637	9,637	
発電量[MWh]	0	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	3,080
IRR																								2.10%

3) 資金計画

本プロジェクトの資金調達先の一つとして、NDBP が挙げられる。以下に、NDBP に関して記述する。NDBP は小規模の開発金融機関であり、海外からの資金援助に大きく依存をしている。援助資金は、主に自由連合協定のもとにあるアメリカ合衆国からの支援であり、日本や台湾からも著しく貢献をうけている。パラオ国における経済は脆弱であり、主な勘定の流入はオフショア観光業、輸入コストは観光業と他の外国為替収益よりも大きく上回っている。

輸入代替と自給に対応するためには不十分なコアインフラ開発であるため、上述の自由連合協定が終結する 2009 年には、国内で生じる資金調達が困難な状況に陥る。パラオ国における状況を議論した上で、アメリカから増資を受けるといった処置も行われる。

NDBP は 100% 政府が所有しており、銀行の目的は積極的に国会のあらゆる分野で、企業に対して低コストの資金を提供し、収益向上と持続可能な方法で事業を実施、環境に配慮した経済発展を促進することにある。

NDBP は PEO と協力をし、居住者の住宅やビジネスプロジェクトを支援するために、3つのエネルギー融資プログラム（Energy Loan Programs : ELP）を導入した。プログラムを以下に記述する。

● 省エネルギー補助金プログラム（Energy Efficient Subsidy Loan Program : EESP）

EESP は、新築の住宅設備に特定の省エネ計測器や製品を組み込む為の住宅ローンであり、3,000USD から最大 6,000USD までの借入が可能である。本補助金プログラムは、国際自然保護連合（IUCN）の管理のもと、イタリア、オーストラリア政府により、資金供給がされている。今までに系統連系型の 3.7kW 太陽光発電システムを 10 件の住宅に設置しており、設置後 3 年経過しているが、現在も問題無く稼働している。各家庭には、PPUC によってメータが設置されており、PPUC への売電が行われている。居住者は、システム価格の 50% を補助金として受け、残り 50% は NDBP からのローンを受けている。

- 再生可能エネルギー補助金プログラム（Renewable Energy Subsidy Loan Program : RESP）

住宅や、事業向けの再生可能エネルギー購入・導入対象の資金供給が可能である。本プログラムのもとで執行可能である再生可能エネルギー製品は、オングリッド太陽光発電システム、オフグリッド太陽光発電システムと太陽熱給油システムである。出資者は再生可能エネルギーによる持続可能経済発展

（Sustainable Economic Development through Renewable Energy : SEDREA）プロジェクトを通じた地球環境ファシリティ（Global Environment Facility : GEF）であり、再生可能エネルギーシステムの購買・インストールの一部費用を提供する。インストール完了までの他費用部分については、最大 20 年の融資期間において、6%の低金利ローンの条件の元で提供をされる。

- 省エネルギーリフォーム補助金プログラム（RESTRO-Energy Efficient Subsidy Loan Program : RESTRO-EESP）

ELP で最も新しいプログラムは、省エネルギーリフォーム補助金プログラムである。プログラムのもと、マイクロファイナンス融資が可能であり、既存住宅や事務所のリフォーム、アップグレードを対象に最大 5 年、6%の低金利ローンで、10,000USD まで借入ができる。5,000 USD までは返済不要にてリフォーム時の特定の省エネ製品組み込み時に利用ができる。資金は SPC が管理している EU 傘下にある NorthRep プロジェクトから拠出される。

本プロジェクトでは、2 つめの RESP の再生可能エネルギー補助金プログラムを利用し、プロジェクト費用をカバーする計画である。

4) リスク分析

プロジェクト実施時に想定されるリスクと対策を、表 4.1.4 にまとめる。パラオ国は台風の発生する地域に位置し、発生初期の台風は勢力が弱く、台風被害は少ない傾向にあったが、近年においては地球温暖化の影響もあり、台風による被害が多くなってきている。台風などの自然災害や、盗難・人為的な損害に備えるために、国際的な保険会社の提供する保険に加入することが望まれる。

プロジェクト計画段階にて想定した発電量が、日照不足により発電できないリスクが考えられるが、余裕のある発電量シミュレーションを行い、資金計画を策定した。機材の経年劣化による発電量低下も考えられるが、出力保障付きの太陽光パネルを採用する。一般的には、25年で80%以上の出力保証となっている。

故障や火災を回避するために、IEC、もしくは同等規格に準拠した機材を調達する。パワーコンディショナーに関しては、一般的に寿命が10年とされており、10年で交換する費用を、資金計画に計上しておく。また、太陽光発電設備に関する技術的知識と人員を有するPPUCとメンテナンス契約を提携し、継続的事業を確保できるメンテナンス体制を整える。プロジェクトサイトのPICRCは、沿岸地域に位置し、海水によるにより、機材の腐食が想定される。防錆・防食の処理（厚みのある溶融亜鉛メッキなど）が施された機材や、アルミやステンレスを材質とする機材を採用することとする。

一般的に、太陽光発電事業においては、採算性が国の政策、特に固定買取価格と期間に大きく左右される。国の再生エネルギーに対する政策転換もリスクとして挙げられるが、パラオ国においては、2020年までに再生可能エネルギーを20%に向上する計画があるので、大きなリスクとはならないと考える。

表 4.1.4 想定されるリスクと対策

リスク	対策
自然災害	保険への加入 (台風、地震、津波、人災をカバー)
日照不良	発電量モニタリングにて確認 余裕ある発電量シミュレーションを行う
経年劣化	出力保障付きの太陽光パネルの調達
故障、火災	IEC 及び同等規格に準拠した機材の採用 パワコン 10 年で交換(コストは初期段階で計上) メンテナンス契約の締結
塩害	防錆・防食の処理を施す
国の政策	固定買取制度・期間 政策の後押し(2020 年、20%)

4.2 プロジェクト許認可取得

太陽光発電設備の設置に関わる許認可に関しては、PPUC が発行するガイドライン（Guidelines, Standards and Regulations for Renewable Energy Generation Systems Connecting to the Palau Central Grid）に則って行う必要がある。プロジェクト実施主体者は、ガイドライン内の申請書類を PPUC に提出し、承認を得た後に、施工を開始することができる。施工完了後は、PPUC による検査を受けた後に、系統連系・稼働開始を行い、発電開始となる。

環境保護局（Environmental Quality Protection Board：EQPB）にて、遵守すべき法規制に関してヒアリングを行い、カーパーク型の太陽光パネル設置架台の建築においては、土木建築許可を取得する必要があることを確認した。既設建物の屋根部にパネルを追加する場合には、許認可の必要はない。リチウムイオン蓄電池の設置に関しては、2014 年 12 月時点では主な法規制は存在していない。しかしながら、システムの計画を EQPB に事前に提出することを推奨された。

リチウムイオン蓄電池のリサイクル回収に関して、Palau Waste Collection 社が受け入れ可能な事を確認した。鉛蓄電池の回収実績は有り、回収後コンテナ詰め

し、中国へ輸出している。リチウムイオン蓄電池の回収実績は今までのところ無いが、中国業者に受け入れ可能な事を確認済みである。

以上のことから、本計画にて導入する太陽光発電設備に関しては、PPUC に対する申請と、EQPB に対する土木建築許可申請を行う必要がある。

4.3 日本技術の優位性

現在パラオにおいて、太陽光発電設備を使用した発電事業は少なく（現時点 2014 年 10 月）、あまり普及が進んでいない。パラオにおける既存の太陽光発電設備のほぼ全ては、先進国からの補助金によるものであり、ビジネス展開されたものは皆無である。パラオにおける既存の太陽光発電設備と建設予定の設備リストは、3.3 章において表 3.3.1 に示した通りである。

PPUC の提供するデータによると、パラオの太陽光発電による発電状況は以下である。パラオ政府は 2020 年までに再生エネルギーの比率を 20% で発電することを目標に掲げており、2014 年 8 月時点では 5% 達成されている。風力、地熱、バイオ等の発電設備よりも比較的成本パフォーマンスが高く、発電設備の設置、運用、メンテナンス等に時間と手間がかからない太陽光発電設備を積極的に導入することが優位であると考えられる。また、現在パラオ国における風力発電所の実績はない状況であるが、2013 年 1 月からマルキョク、ガラルド、ガラスマオの 3 箇所で風況調査が行われている。風況データは約 1 年取得をしているが、風力発電設備導入まで時間を有するのに対し、太陽光発電は導入実績があるためすぐに設備導入を実施することが出来る。

- パラオ国のディーゼル発電出力合計：約 28[MW]
- パラオ国の太陽光発電出力合計：約 1.0[MW]
- 発電容量の 3.3% が太陽光による発電

【リチウムイオン蓄電池】

本プロジェクトでは、日本製のリチウムイオン蓄電池付帯の太陽光発電システムの導入を考えている、リチウムイオン蓄電池は、環境汚染に対する負荷が少なく、保存特性、サイクル寿命が高く、急速充電を可能にする利点を有する。

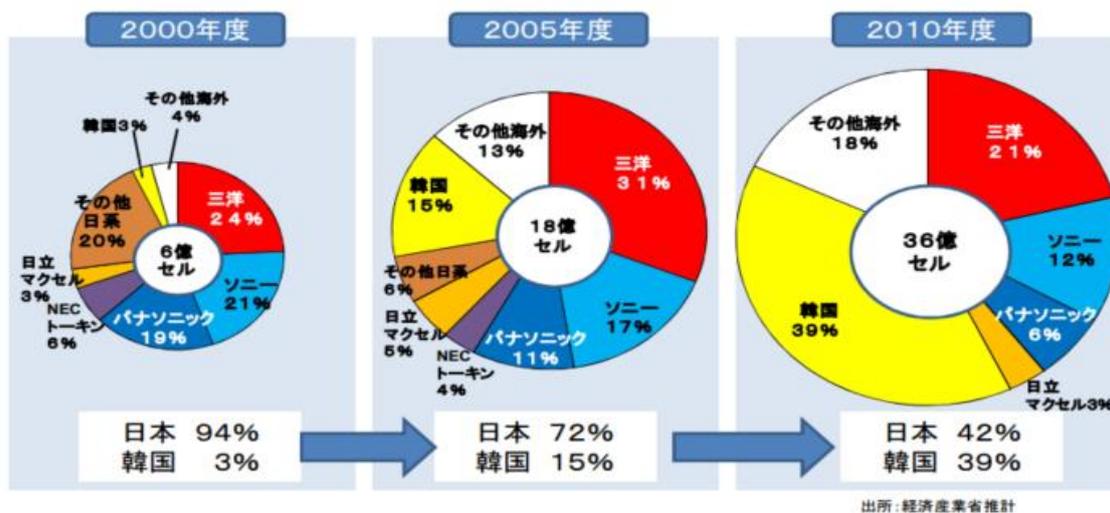
太陽光発電の出力は、雲の通過などの天候の影響を受けるため、短時間での変動が非常に大きい。その為、太陽光発電設備をグリッドに系統連携する場合は、太陽光出力の変動がグリッド側に影響を与えない範囲内に抑えておく必要があり、その範囲は一般的に系統容量の1割程度が上限といわれている。パラオ国の系統容量として、現時点でのディーゼル発電機と太陽光発電設備の現有出力の和は約28[MW]であり、その1割の2.8[MW]付近が太陽光接続限界となり、既設の太陽光発電設備が1[MW]すでに稼働しているため、残り1.8[MW]程度が将来における系統連系可能な太陽光発電設備量と考えられる。パラオ国においては、近い将来、すぐに接続限界に達すると予測される。

この接続限界以上の太陽光発電を連携する場合は、水力発電や蓄電池システム、大容量キャパシタなどの、太陽光出力の変動を安定化する装置と組み合わせる対策が必要となる。パラオ国の発電設備は、ディーゼル発電が主流で、一部が太陽光発電であり、水力発電などの安定化用電源は今のところ皆無である。

パラオ国は、前述の通り、パラオ国家エネルギー政策において、「2020年までに再生可能エネルギーの比率を20%にする」と掲げており、再生可能エネルギーの導入を積極的に推進している。この目標を達成するためには、太陽光や風力以外の変動の少ない再生可能エネルギー発電設備（水力発電、バイオマス発電など）を導入するか、太陽光に安定化装置を併設する必要がある。本調査では、リチウムイオン蓄電池を併設した太陽光発電設備を提案しており、出力変動の安定化方法の一つである蓄電池の設置を計画している。リチウムイオン蓄電池の導入が実現すれば、一つのモデルケースとなり、日本技術の優位性をアピールできるものと期待できる。

図4.3.1に、民生用小型リチウムイオン蓄電池の世界シェア推移を示す。リチウムイオン蓄電池は、これまで、携帯電話、ノートPC等の民生用ポータブルデジタル機器向けの小型のものの牽引で成長してきた。小型リチウムイオン蓄電

池市場における日本企業の世界シェアは、2000年度には94%を占めていたが、ウォン安や政策支援によるコスト競争力の強化などを理由に、韓国企業が急激に追いついており、2010年度には日本企業のシェアは42%まで落ち込んでいる。



※ 2011年は日本企業が39%、韓国企業が41%（矢野経済研究所推計）

図 4.3.1 民生用小型リチウムイオン蓄電池の世界シェア推移

一方、今後においては、ポータブル機器向けの小型のみではなく、自動車用、スマートグリッド関連、産業用、住宅用などへの用途拡大が期待される。よって大容量な蓄電池が必要となり、小型の市場を大きく上回ると考えられる。大型リチウムイオン蓄電池市場では、まず自動車用の大幅な市場拡大が見込まれる。2011年における車載用リチウムイオン蓄電池の世界シェアを図4.3.2に示す。世界に先駆けて日本において、電気自動車の量産が開始されたことから、日本企業が79%の高いシェアを確保している状況である。なお、2011年の市場規模は、1,100億円程度である²³。太陽光発電の変動安定化用としても、大型のリチウムイオン蓄電池の適用が予測される。

²³ 富士経済による。

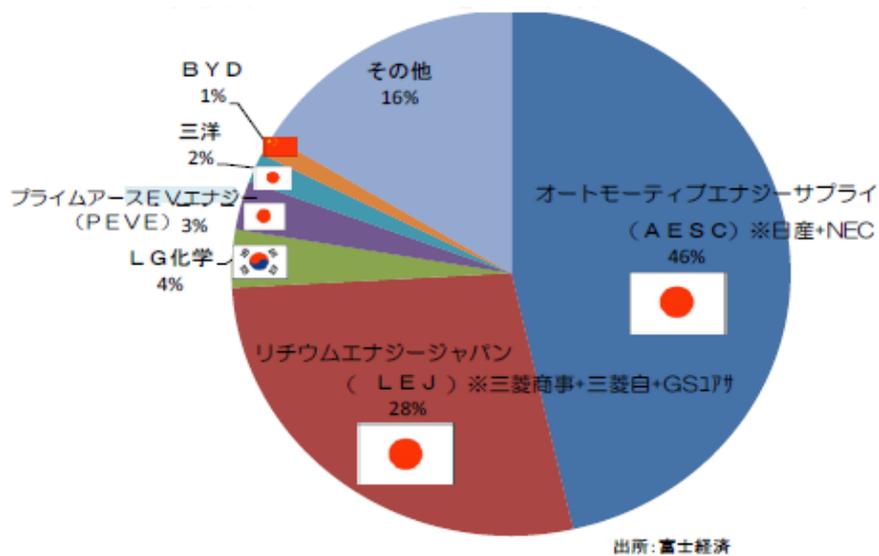


図 4.3.2 車載用リチウムイオン蓄電池の世界シェア (2011 年)

【パラオ国における日本製太陽光パネルのシェア】

パラオ国での既存の太陽光発電設備において使用されている太陽光パネルの製造国を調査し、日本製の太陽光パネルのシェアを算出した。結果を、図 4.3.3 に示す。日本製パネルの総出力は 701[kWp]で、シェアとしては 66%を占めており、比較的優位な状況となっている。投資している国の製造品が採用されており、投資国タイドな傾向が見られる。今後は、太陽光パネルの価格が低下し、採算性の向上が予測されるため、自己資本による設置が積極的に進められるものと思われる。今後の日本製パネルの導入拡大のためには、既存設備の稼働率の向上が肝要と考える。

No.	サイト	出力 [kWp]	太陽光パネル メーカー	投資元
1	Melekeok, Capitol compound	100	オランダ、Scheuten	EU
2	Meyungs, Hospital	80	日本、京セラ	台湾
3	Koror, Ministry of education	51	台湾、DST	台湾
4	National archives	13.7	台湾、Tyn Solar	台湾
5	Airai, International airport	225	日本、京セラ	日本
6	Ngerekebesang, Palau pacific resort	26	日本、シャープ	自己
7	Koror, Public Works	6.5	台湾	台湾
8	Koror, Elementary school	46	台湾、Motech	台湾
9	Koror, Track and field	150	中国、JA Solar	EU
10	Koror, Supermarket Surrangel	150	日本、京セラ	日本
11	Koror, Supermarket Storage	220	日本、京セラ	日本
合計		1068.2		

	出力 [kWp]	シェア
日本製 太陽光パネル	701.0	66%
その他 太陽光パネル	367.2	34%

図 4.3.3 パラオ国における日本製太陽光パネルのシェア

4.4 MRV 体制

MRV 体制図を図 4.4.1 に示す。プロジェクト実施主体である PICRC が、計測(M)及び報告(R)を行い、検証(V)は第三者検証機関が行うことを想定している。MRV 実施の際に使用を検討している測定機器は、3.3 章に記載した表 3.3.10 内の機器と同じものを使用する。電力量メーターは三菱電機 EMU4-HD1-MB を使用し、太陽光発電による発電量[kWh]を計測する。

計測値はリアルタイムに SD メモリーカードに保存され、PICRC は SD メモリーカードの情報を月に一度パソコンに取り込み、エクセル等を使用しデータを整理する。実際の MRV 実施の際は、測定機器を第三者検証機関と検討し、使用する測定機器を最終決定する。

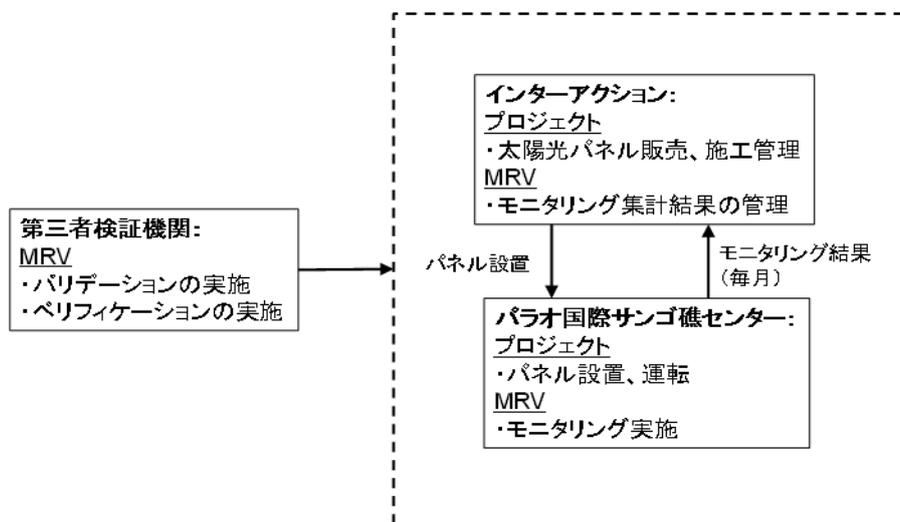


図 4.4.1 MRV 体制

4.5 ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与

【環境に対する好影響】

プロジェクト実施により、プロジェクトサイトにおけるグリッド電力消費量を削減し、その分ディーゼル発電所において燃焼される GHG 排出量を削減する。

【環境に対する悪影響】

蓄電池に関して、本調査で提案する設備にはリチウムイオン型の蓄電池を採用しており、鉛型蓄電池において危惧されるような、環境に対する悪影響は存在しない。リチウムに関するリサイクルモデルに関しては、寿命である約 10 年後には、現地会社の Palau Waste Collection 社に引き渡し、中国に輸出してリサイクルする予定である。

【持続可能な開発への寄与】

パラオ国の再生可能エネルギー政策（2020年までに20%を再生可能エネルギーにする）を後押し、政策の実現に対して寄与する。太陽光システムの建設においては、現地の施工業者を採用し、現地の雇用を創出する。太陽光システムのメンテナンス業務を現地の電力公社 PPUC に依頼することにより、雇用の創出と、オンジョブトレーニングによるエンジニアの技術力を向上させる。パラオ国における電力化が促進されることにより、ホテル・商業施設などの整備が促進され、間接的な雇用の創出に寄与し、地域の活性化に貢献できる。

4.6 今後の予定及び課題

今後の予定は、図 4.6.1 のスケジュールに従い進めていく。課題として挙げられるのは、第一には資金調達先の確定である。資金調達先の候補としては、パラオ国財務省と NDBP からのローンを、PICRC にて検討を進めて頂いているが、2015年4月頃に予定される JCM 設備補助事業申請前までに確定させるよう、PICRC に対して要請している。

課題点の第二には、PICRC が出資して機材調達する場合、入札を行う必要がある。PICRC はパラオ国財務省より一部予算を受けているので、原則入札による公募が必要になり、煩雑な作業が伴うこととなる。入札を必要としない方法（MOU を結ぶ、提案書を共同で提出する等）に関しては、PICRC により調査中である。入札を行うことになった場合の手続きは、公示、関心表明提出、応札図書提出、落札者決定を経る流れとなる。

第三点目としては、設備仕様の最終版決定である。①太陽光 140[kW]+リチウムイオン蓄電池 27[kWh]、②太陽光 160[kW]のみ、の2ケースを PICRC に提案しているが、費用対効果を検討頂き、仕様の最終決定を行う。

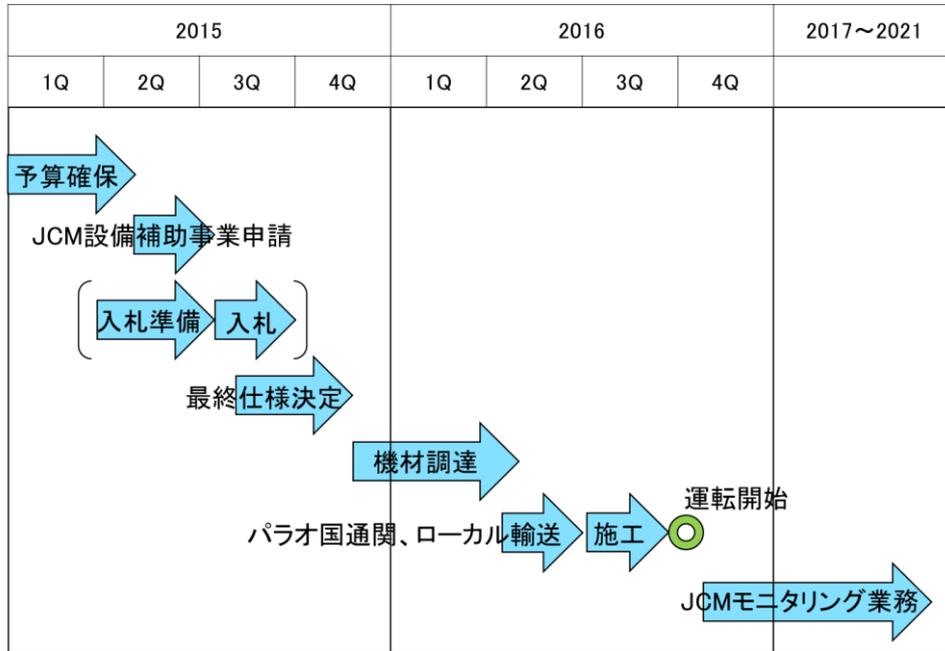


図 4.6.1 今後のスケジュール

5 JCM 方法論作成に関する調査

5.1 適格性要件

本 JCM 方法論案では、パラオ電力公社（PPUC）が運用する電力グリッドに接続する太陽光発電システムを対象とする。ここでいう電力グリッドとは、多数の需要家と発電プラントが接続される電力供給システムを意味する。太陽光発電システムにより発電された電力を電力グリッドに供給することで、PPUC がディーゼル発電機によって供給している電力を代替し、温室効果ガス排出削減が実現される。

適格性要件を設定するにあたり、JCM 方法論作成のガイドラインとなる「Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Proposed Methodology」（以下 JCM ガイドライン）を参照しながら策定した。JCM ガイドラインでは、適格性要件（Eligibility Criteria）について以下の 2 点を定義している。

- (a) JCM プロジェクトとして登録されるためのプロジェクトの要求事項
- (b) プロジェクトを承認方法論に適用するための要求事項

また、JCM ガイドラインでは、適格性要件を設定する際の留意事項として、以下が記載されている。

- 適格性要件は、客観的な確認が可能なものである。
- 適格性要件には、以下を含む
 - 方法論に適用される基準（技術、製品、サービス）を特定するための特徴
 - 方法論に記載されているアルゴリズムによって確実に GHG 排出削減量を算定するために必要な条件（例：リファレンス排出量が施設の実績を基に算定される場合の基準を実行する前の状況）

- 適格性要件は、事後にモニタリングが必要な事項を避けるなど、可能な限り妥当性確認によって確かめられるようにする。例えば、基準の実際のパフォーマンスは、妥当性確認の時点で記載されたパフォーマンスが達成されるかは確実ではないため、適格性要件とするべきではない。その一方で、ネームプレートの数字に記載されているようなパフォーマンスは妥当性確認によって容易に確認できるため、適格性要件として設定することが可能である。
- 適格性要件は、以下のように表示されることがある。
 - ある技術（例：超超臨界石炭火力発電所）
 - ある基準以上の効率及び性能を示す技術（例：熱効率がX%以上の発電所）
 - 基準が適用される分野

上記の留意事項を踏まえ、本 JCM 方法論案においては、適格性要件として以下の6項目を設定した。

- 適格性要件 1 太陽光発電を使用した発電事業である。
- 適格性要件 2 プロジェクト実施場所はパラオ電力公社（PPUC）が電力グリッドによって電力を供給する地域である。
- 適格性要件 3 電気メーターを設置し、電気使用量が把握可能である。
- 適格性要件 4 使用するモジュールは、IEC の性能認証規格及び安全性認証規格の認証を取得している。
- 適格性要件 5 使用するモジュールの変換効率は 15%以上である。
- 適格性要件 6 使用するパネルの最大出力温度計数は-0.45%よりも大きい。

以下、それぞれの適格性要件について説明する。

- ① 適格性要件 1：太陽光発電を使用した発電事業である。

パラオでは、燃料の輸入依存低下と、燃料価格が暴落した時の影響を軽減するため、国家のエネルギー政策として、2020年に再生可能エネルギーの比率を20%以上にするという目標を掲げている。パラオにおける現時点での再生可能エネルギーの普及状況は、PPUCが運営するディーゼル発電の合計出力が約30MWであるのに対し、太陽光発電が合計約1MW導入されている。独立行政法人国際協力機構（JICA）の「パラオ共和国 電力供給改善マスタープラン調査」（2008年）によれば、パラオは年間を通して日照量が多く、再生可能エネルギーの中では太陽光発電が最も適しているとの事である。風力発電等その他の再生可能エネルギーは導入実績がない。従って、本方法論案では、パラオにおいて導入可能性が最も高く、排出削減効果を得られ易い太陽光発電の導入をJCM登録のための適格性要件として設定している。本調査では、現状の確認と方法論案の策定に活用するため、パラオにおいて既に設置されている、及び建設中の太陽光発電設備について調査を実施した。既存の太陽光発電設備を以下に示す（表5-1～5-12、図5-1～5-12）。

表 5-1 Melekeok, Capitol compound

場所	Melekeok, Capitol compound
出力(kWp)	100
パネルメーカー	Scheuten
国	オランダ
品番	P6-54 190/195



図 5-1 Melekeok, Capitol compound

表 5-2 Meyungs, Hospital

場所	Meyungs, Hospital
出力(kWp)	80
パネルメーカー	京セラ
国	日本
品番	KC200GH-2P



図 5-2 Meyungs, Hospital

表 5-3 Koror, Ministry of education

場所	Koror, Ministry of education
出力(kWp)	51
パネルメーカー	DST
国	チェコ
品番	DST230P660S



図 5-3 Koror, Ministry of education

表 5-4 National archives

場所	National archives
出力(kWp)	13.7
パネルメーカー	Tyn Solar Anji Technoloty
国	台湾
品番	TYN-170S5 AJP-M660



図 5-4 National archives

表 5-5 Airai, International airport

場所	Airai, International airport
出力(kWp)	225
パネルメーカー	京セラ
国	日本
品番	KD210GH-2PB



図 5-5 Airai, International airport

表 5-6 Ngerekebesang, Palau Pacific Resort

場所	Ngerekebesang, Palau Pacific Resort
出力(kWp)	26
パネルメーカー	Sharp
国	日本
品番	NU-180NW



図 5-6 Ngerekebesang, Palau Pacific Resort

表 5-7 Koror, Public Works

場所	Koror, Public Works
出力(kWp)	6.5
パネルメーカー	不明
国	台湾
品番	不明



図 5-7 Koror, Public Works

表 5-8 Koror, Elementary school

場所	Koror, Elementary school
出力(kWp)	46
パネルメーカー	Motech
国	台湾
品番	IM60C3



図 5-8 Koror, Elementary school

表 5-9 Koror, Track and field

場所	Koror, Track and field
出力(kWp)	150
パネルメーカー	JA Solar
国	中国
品番	JA6 60-255/3BB78



図 5-9 Koror, Track and field

表 5-10 Koror, Supermarket Surrangel

場所	Koror, Supermarket Surrangel (建設中: JCM 設備補助案件)
出力(kWp)	150
パネルメーカー	京セラ
国	日本
品番	不明



図 5-10 Koror, Supermarket Surrangel

表 5-11 Koror, Supermarket Storage

場所	Koror, Supermarket Storage (JCM 設備補助案件)
出力(kWp)	220
パネルメーカー	京セラ
国	日本
品番	250GXLLB2



図 5-11 Koror, Supermarket Storage

表 5-12 National Development Bank

場所	National Development Bank
出力(kWp)	1.7
パネルメーカー	Eco-kinetics
国	英国
品番	ECO KES170M



図 5-12 National Development Bank

② 適格性要件 2：プロジェクト実施場所はパラオ電力公社（PPUC）が電カグリッドによって電力を供給する地域である。

パラオでは、ペリリュー島等の離島を含め、住民が居住するほとんどの地域において PPUC が電力を供給している。離島においては、電気を使用する住民数が少ないため発電機の容量が小さく、燃料の輸送費用等が本島より余計にかかるなど、化石燃料に頼った発電はあまり効率的ではない。そのため、太陽光発電設備は離島においても導入のメリットが大きく、今後普及していく可能性が高い。本方法論案においては、ペリリュー島などの離島においても適用できるようにするため、PPUC が電力を供給している地域を適用の対象範囲とする。具体的には、以下の地域が PPUC によって電力が供給されている地域である（表 5-14）。

表 5-14 PPUC の電力供給範囲

州名	面積 (k m ²)	人口 (2013 年現在)	世帯数 (2013 年現在)
Aimeliik	52	270	95
Airai	44	2,723	742
Angaur	8	320	52
Hatohobei	3	44	5
Kayangel	3	188	41
Koror	18	12,676	3,161
Melekeok	28	391	109
Ngaraard	36	581	164
Ngarchelon	10	488	117
Ngaremlengui	65	317	89
Ngatpang	47	464	66
Ngchesar	41	254	89
Ngiwal	26	223	80
Peleliu	13	702	201

PPUC によれば、パラオには未電化地域も存在するとの事であるが、PPUC の電力供給は人口の 99%以上がカバーされている。

③ 適格性要件 3：電気メーターを設置し、電気使用量が把握できる。

排出削減量を客観的かつ正確に測定するため、太陽光発電システムからの電気使用量を確認できる電気メーターの設置を適格性要件とする。電気メーターの設置を適格性要件とすることで、温室効果ガス排出削減量のモニタリング、及び第三者機関（TPE：Third Party Entity）による検証が确实になる。なお、パラオで認定されている第三者機関は、以下の 4 機関である（表 5-15）。

表 5-15 パラオの認定 TPE

番号	名前	妥当性確認のセ クトラルスコープ	検証のセクトラ ルスコープ	認定日
TPE-PW-001	Lloyd's Register Quality Assurance Limited (LRQA)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	2014 年 7 月 30 日
TPE-PW-002	Japan Management Association	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14	2014 年 7 月 30 日
TPE-PW-003	Japan Quality Assurance Organization	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14	2014 年 9 月 9 日
TPE-PW-004	TUV Rheinland (China) Ltd	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	2014 年 9 月 9 日

出所: JCM ウェブサイト Palau - Japan (<https://www.jcm.go.jp/pw-jp>)

JCM のセクトラルスコープとは、以下の事である。

1. エネルギー産業(再生／非再生)(Energy industries (renewable - / non-renewable sources))
2. エネルギー輸送(Energy distribution)
3. エネルギー需要(Energy demand)
4. 製造業(Manufacturing industries)
5. 化学工業(Chemical industry)
6. 建設(Construction)
7. 運輸(Transport)
8. 鉱業(Mining／Mineral production)
9. 金属工業(Metal production)
10. 燃料からの漏洩(Fugitive emission from fuels (solid, oil and gas))
11. HFC・SF6 の製造・消費による漏洩(Fugitive emissions from production and consumption of halocarbons and sulphur hexafluoride)
12. 溶剤使用(Solvents use)
13. 廃棄物処理(Waste handling and disposal)
14. 植林・再植林(Afforestation and reforestation)
15. 農業(Agriculture)

- ④ 適格性要件 4：使用するモジュールは、IEC の性能認証規格及び安全性認証規格の認証を取得している。

太陽光パネルメーカーは国内外に数多く存在するが、中には性能が悪く、十分な発電量が出なかったり、劣化が激しく長期間の使用に耐えられなかったりするパネルもある。JCM プロジェクトにおいては、プロジェクト期間を通して確実に排出削減を実現できるパネルが採用されるようにするため、一定の品質の信頼性を付与する、国際電気業準会議（IEC）による性能認証規格及び安全性認証規格の認証取得を適格性要件としている。IEC の性能認証規格は、モジュールタイプによって結晶系（IEC 61215）、薄膜系（IEC 61646）、集光型（IEC 62108）に分かれている。例えば、（IEC 61215：Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval）では、次の試験項目が定められている（表 5-16）。

表 5-16 IEC 61215 の試験項目

10.1	Visual inspection(目視検査)
10.2	Maximum power determination(最大出力の決定)
10.3	Insulation test(絶縁試験)
10.4	Measurement of temperature coefficients(温度計数の測定)
10.5	Measurement of nominal operating cell temperature (NOCT) (公称動作セル温度 (NOCT) の測定)
10.6	Performance at STC and NOCT (基準状態 (STC) 及び NOCT における特性)
10.7	Performance at low irradiance (低放射照度における特性)
10.8	Outdoor exposure test (屋外曝露試験)
10.9	Hot-spot endurance test (ホットスポット耐久試験)
10.10	UV preconditioning test (紫外線前処理試験)
10.11	Thermal cycling test (温度サイクル試験)
10.12	Humidity-freeze test (結露凍結試験)
10.13	Damp-heat test (高温高湿試験)
10.14	Robustness of terminations test (端子強度試験)

10.15	Wet leakage current test(湿潤漏れ電流試験)
10.16	Mechanical load test(機械的荷重試験)
10.17	Hail test(降雹試験)
10.18	Bypass diode thermal test(バイパスダイオード温度試験)

また、IEC の安全性認証規格 (IEC 61730 : Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction、Part 2: Requirements for testing) では、次の試験項目が定められている (表 5-17)。

表 5-17 IEC 61730 の試験項目

10.1	Visual inspection(目視検査)
10.2	Accessibility test(接近性試験)
10.3	Cut susceptibility test(切断性試験)
10.4	Ground continuity test(接地連続性試験)
10.5	Impulse voltage test(インパルス電圧試験)
10.6	Dielectric withstand test(耐電圧試験)
10.7	Temperature test(温度試験)
10.8	Fire test(火災試験)
10.9	Reverse current overload test(逆電流過負荷試験)
10.10	Module breakage test(衝撃破壊試験)
11	Component tests(構造試験)
11.1	Partial discharge-test(部分放電試験)
11.2	Conduit bending test(配線管曲げ試験)
11.3	Terminal box knockout tests(端子ボックスノックアウト試験)

IEC の認証を取得しているという事は、上記の試験で設定された性能基準及び安全性基準をクリアしている事を意味する。IEC の認証取得を適格性要件にすることで、信頼性の高い太陽光パネルを適用することになり、長期間に渡って安定した排出削減活動が期待できる。

なお、パラオにおける既設の太陽光パネルの IEC 認証の取得状況は、以下の通りである（表 5-18）。

表 5-18 既設太陽光パネルの IEC 認証取得状況

ブランド	品番	IEC 認証 性能	IEC 認証 安全性
Scheuten	P6-54	○	○
京セラ	KC200GH-2P	○	○
DS Technology	DST230P660S		
Tyn Solar	TYN-170S5		
Anji Technology	AJP-M660	○	○
京セラ	KD210GH-2PB	○	○
Motech	IM60C3	○	○
JA Solar	JAP6 60-255/3BB	○	
Eco-kinetics	ECOKES170M	○	○
Speedtech Energy	ST-230W		

⑤ 適格性要件 5：使用するパネルのモジュール変換効率は、15%以上である。

太陽光発電を実施する上で、発電量に大きな影響を与えるのがモジュール変換効率である。日射量が同じでも、太陽光パネルのモジュール変換効率によって発電量、すなわち、温室効果ガス排出削減量が異なってくる。本方法論案においては、設置する太陽光パネルが一定以上の効率で発電する性能を有する事を適格性要件として設定した。この適格性要件を設定するにあたり、現地調査において既設の太陽光パネルを調査し、各パネルのカタログ値の性能を比較した（表 5-19）。既設の太陽光パネルのモジュール変換効率は 13.07%～15.90%で、平均は、14.48%であった。既設の太陽光パネルは導入年度が異なるため、近年の太陽光パネルの性能の向上を鑑み、本方法論では、15%以上のモジュール変換効率を有する事を適格性要件として設定した。

表 5-19 既設太陽光パネルのモジュール変換効率

ブランド	品番	モジュール 変換効率
Scheuten	P6-54	不明
京セラ	KC200GH-2P	不明
DS Technology	DST230P660S	15.37%
Tyn Solar	TYN-170S5	13.07%
Anji Technology	AJP-M660	不明
京セラ	KD210GH-2PB	14.10%
Motech	IM60C3	15.90%
JA Solar	JAP6 60-255/3BB	15.59%
Eco-kinetics	ECOKES170M	13.30%
Speedtech Energy	ST-230W	14.04%

- ⑥ 適格性要件 6：使用するパネルの最大出力温度計数（NOCT）は、-0.45%よりも大きい。

最大出力温度計数（NOCT：Nominal Operating Cell Temperature）とは、パネル温度が1℃上昇すると最大出力が何%上昇するかを表した指標である。年間の平均気温が27℃と高いパラオにおいては、使用する太陽光パネルの最大出力温度計数は重要な指標となる。モジュール変換効率が高くても、最大出力温度計数が低ければパラオでは十分な性能が発揮されないため、本方法論案では、パネルの最大出力温度計数を適格性要件として設定した。この適格性要件を設定するにあたり、適格性要件5のモジュール変換効率と同様に、現地調査において調査した既設の太陽光パネルのカタログ値の性能を比較した（表5-20）。既設の太陽光パネルの最大出力温度計数は-0.49%～-0.43%で、平均は、-0.45%であった。各パネルの最大出力温度計数はマイナスが付いているため、温度が上がると出力は低下することになる。適格性要件は、既設パネルのカタログ値の平均値である-0.45%以上とした。

表 5-20 既設太陽光パネルの最大出力温度計数

ブランド	品番	最大出力 温度計数
Scheuten	P6-54	-0.49%
京セラ	KC200GH-2P	不明
DS Technology	DST230P660S	不明
Tyn Solar	TYN-170S5	-0.4%
Anji Technology	AJP-M660	-0.43%
京セラ	KD210GH-2PB	-0.46%
Motech	IM60C3	-0.46%
JA Solar	JAP6 60-255/3BB	-0.45%
Eco-kinetics	ECOKES170M	不明
Speedtech Energy	ST-230W	-0.45%

5.2 リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定

排出削減量は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差によって算定される。JCM ガイドラインでは、リファレンス排出量について以下が定められている。

- リファレンス排出量を確立する上で、方法論の提案者として、パラオにおいて提案された JCM プロジェクトで同様の結果及びサービスの水準で現実的な排出量となるような唯一の算定方法となるようにする。
- リファレンス排出量は、以下を考慮して設定する。
 - リファレンス排出量が排出係数とアウトプットを乗じて算出されると定義される場合、アウトプットはプロジェクトでモニタリングされたアウトプットと一致するか、低い値であるべきである。
 - リファレンス排出量はパラオにおける全ての規制を順守すべきである。

- どのようにリファレンス排出量が導かれるかを記述する。また、どのように、なぜリファレンス排出量が BaU 排出量よりも低くなるかを記述する。
- リファレンス排出量は以下に由来することがある：
 - 現在の状況及び性能
 - 過去の実績の平均
 - 類似製品の性能やプロジェクトで使用される技術と競合する技術
 - 法的要求事項
 - 自発的な基準及びターゲット
 - パラオにおける最適な技術
- リファレンス排出量の算定方法を検討する。具体的かつ完全で、その結果疑いない方法で手続きが実施され、再現可能で、査定や検証が受けられるようにする：
 - 算定方法の根本的な合理性を説明する（例：境界、平均等）；
 - 一貫した変数、方程式フォーマット、下付き文字等を使用する；
 - 全ての変数について、単位とともに定義する；
 - 算定方法の保守性を正当化する；
- リファレンス排出量の算定に使用される全てのパラメータ、係数、変数を検討する；
 - 方法論で使用される値については：
 - ◇ 使用する値の参照元を正確に示す（例：公式な統計、IPCC ガイドライン、商業的及び科学的文献）；
 - ◇ 使用される値の保守性を正当化する；
 - プロジェクト参加者によって提供される値については、値がどのように選択され、正当化されたかを明確に示す。例えば、以下のよう
に説明する；
 - ◇ どのような性質のソースが適切か（公式な統計、専門家の判断、
所内データ、IPCC ガイドライン、商業的及び科学的文献、
等）；
 - ◇ 適切なデータの記録年

◇ 適切なデータの範囲（地域、州、国、国際）；

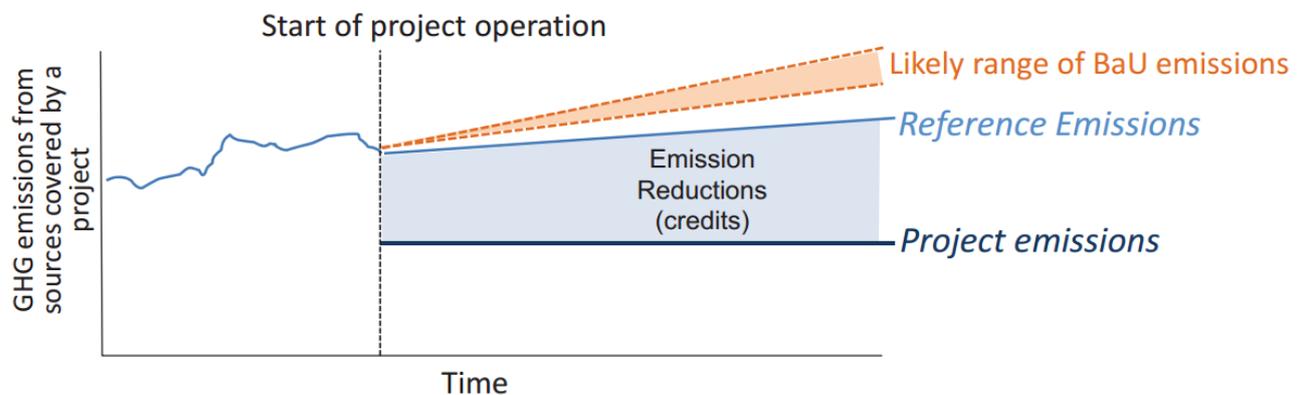
◇ 値の保守性がどのように確保されるか

- プロジェクト参加者によってモニタリング及び記録される全データにおいて、データが入手出来ない場合の手続きを明記する。例えば、望ましい情報源を明記する、望ましい情報源（例：プライベート、国際的な統計等）における追加データや代替となる情報源の優先順位を明記する。
- リファレンス排出量の算定で使用される、モニタリングを通してのみ取得されるべきパラメータ、係数、変数等を明記する。
- それ自体では証明出来ない部分の算定方法を説明する。必要に応じて参照を明記する。透明性の高い方法で暗黙的、明示的な仮説を説明する。
- LCA 手法及び LCA ツールを参照する場合、方法論提案者は LCA で使用される全ての算定式、パラメータ化、仮説を透明性の高い方法で説明する。例えば、LCA の参考文献を添付資料とし、関連セクションをハイライトする。
- 国及びプロジェクト特有のデータが入手できないか、入手が困難な場合、必要に応じて最新の IPCC デフォルト値が使用可能である。
- モニタリングにサンプリングの必要がある方法論は、サンプリング方法、サンプリングデータの統計的な取り扱い（信頼性水準、誤差範囲）を明記する。サンプリングされたデータの統計的な取り扱いに関する参考文献は、大規模 CDM プロジェクト活動用の「CDM プロジェクト活動及びプログラム活動のサンプリング及び調査基準」の最新版が有用である。
- 国際的な輸送の燃料消費に由来する排出削減は、JCM の対象外である。

また、プロジェクト排出量については、以下が定められている。

- プロジェクト排出量の算定方法は、可能な限りリファレンス排出量のセクションの説明に従うべきである。

JCM ガイドラインでは、リファレンス排出量は BaU 排出量より保守的に設定されることになっている（図 5-14）。



出所: Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Proposed Methodology
(パラオ)

図5-14 JCMにおけるBaU排出量とリファレンス排出量の関係

本方法論案では、上記のガイドラインに記載されている事項を参考にリファレンス排出量を策定した。本方法論案のリファレンスシナリオは、プロジェクトによって代替される電カグリッドからの温室効果ガス排出量、及び保守係数に基づいて算定される。「パラオ共和国 電力供給改善マスタープラン調査」(2008年)(JICA)によれば、パラオ全体の電力総需要のうち40%が商業需要、32~35%が家庭需要、残りは州政府を含めた政府需要で、GDPの増加や人口の増加に伴い2025年まで電力需要は伸びていくと予測されている。2025年の電力需要はピーク負荷で25MW程度であり、その需要に対応するために将来建設する発電所は、電力需要量やPPUCの発電部門の要員がディーゼル発電設備の運転・維持管理に習熟している等の理由から、ディーゼル発電方式を採用することが望ましいと結論付けている。この予測が実現した場合、パラオの温室効果ガス排出量はGDP及び人口の増加と共に増加し、BaU(Business as Usual)シナリオは現状とほぼ同じ状況になると考えられる。

他方、パラオ政府は、2010年発行の「Palau National Energy Policy」において、「2020年までに再生可能エネルギーの比率を20%以上にする」という政策目標を掲げている。

このような状況を踏まえてリファレンスシナリオを設定した。JCM ガイドラインでは、以下の項目がリファレンス排出量となりうるとされている。本方法論案を策定する際、それぞれの項目の適用可能性について検討した。その検討結果を表 5-21 に示す。

表5-21 リファレンス排出量としての適用可能性の検討

JCMガイドラインの内容	検討結果
現在の状況及び性能	太陽光発電が既に導入されているところに設置することは想定していない。適用の可能性なし。
過去の実績の平均	2013年の発電量及び燃料消費量のデータをPPUCから入手した。適用の可能性あり。
類似製品の性能やプロジェクトで使用される技術と競合する技術	再生可能エネルギーとして競合しうるのは風力発電だが、パラオにおいて風力発電の実績がないため、適用の可能性なし。
法的要求事項	関係するような法的要求事項はない。適用の可能性なし。
自発的な基準及びターゲット	2020年の再生可能エネルギーの導入目標があることを確認した。適用の可能性あり。
パラオにおける最適な技術	パラオには関連する技術はない。適用の可能性なし。

各項目を検討した結果、以下の2項目がリファレンス排出量への適用の可能性があると考えられた。

- 過去の実績の平均
- 自発的な基準及びターゲット

太陽光発電の導入によるディーゼル発電の電力代替というプロジェクトの性質を鑑みると、過去の実績をベースにリファレンス排出量を設定するのが最も合理的であると考えられた。しかしながら、リファレンス排出量がBaU排出量よりも低くなるためには、何らかの保守的な要因を考慮する必要がある。その

ため、自発的な基準及びターゲットについても考慮し、リファレンスシナリオでは、パラオ政府が掲げている「2020年までに再生可能エネルギーの比率を20%以上にする」という政策目標が実現すると仮定し、算定式に保守係数を乗じることとした。

JCM ガイドラインに従ってリファレンスシナリオ及びプロジェクトシナリオを検討した結果、温室効果ガス排出量の算定式は、以下の通りとなった。

$$RE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{CO_2,def,y} \times (1 - CF)$$

RE_y	y 年のリファレンス排出量 (tCO ₂ e/y)
$EG_{PJ,y}$	y 年に実施したプロジェクト活動によって代替された電力消費量 (MWh/y)
$EF_{CO_2,def,y}$	プロジェクト活動によって代替された電力のデフォルト排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
CF	保守係数 (20%)

リファレンス排出量の算定方法は、CDM の小規模方法論 AMS I.F. 「Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)」を参照して設定した。AMS I.F.の対象プロジェクトは、太陽光、水力、潮流、風力、地熱、再生可能バイオマスなどの再生可能エネルギーを消費者に供給し、少なくとも以下の化石燃料を由来とした発電所から供給される電力を代替するものとしている。

- (a) 国家、地域レベルのグリッド
- (b) グリッドに接続される化石燃料由来の発電所
- (c) Carbon intensive なミニグリッド (国家、地域レベルのグリッドに接続されない総出力 15MW 以下の電力供給システム)

これらの条件は、本プロジェクトにも当てはまる。本プロジェクトのプロジェクト参加者であるパラオ国際サンゴ礁センター (PICRC) では、JCM プロジェ

クトによる太陽光発電事業が実施されなければ、グリッド電力を消費し (EGPJ,y)、その分のディーゼルが発電所において燃焼され (EFCO2,def,y)、その結果温室効果ガスが排出される。プロジェクトを実施することによって、太陽光パネルによって発電された電力はグリッドに接続され、ディーゼル発電が代替され、温室効果ガスの排出削減が実現される。

EGPJ,y (プロジェクト活動によって代替された電力消費量 (MWh/y)) は、太陽光発電システムによって発電し、グリッドに接続された電力量となる。本方法論案では、適格性要件によって電カメーターの設置が必須となるため、グリッドに接続した電力量は電カメーターによって測定、記録されることになる。

もし、何らかの理由によってモニタリング時のデータが入手できない場合は、以下のいずれかの方法によってモニタリングデータに代替することが出来ることとする。①から③は、適用する優先順位の高い順番である。

- ① PPUC からの売電量に関する領収書など公的に証明するものがある場合
データ不足期間と同一期間のデータについて、月単位で代替することが出来る。
- ② データ不足期間と同期間のモニタリングデータが直近の3年分ある場合
未入手期間と同一期間の過去3年分データの平均値から0.7を乗じたデータを使用することができる。
- ③ データ不足期間の過去6カ月分のデータがある場合
直近の6カ月分のデータの平均値から0.6を乗じたデータを使用することができる。

ただし、故障等によって稼働していなかった場合は、適用の対象外とする。TPE に対しては、運転記録等によって稼働していたことを証明する必要がある。また、モニタリングのデータシートには、代替のデータであることを明記する。

EFCO2,def,y (プロジェクト活動によって代替された電力のデフォルト排出係数) は、国として公表されているグリッド排出係数がパラオには存在しないため、PPUC から提供された2013年の総発電量及び燃料(ディーゼル)使用量の実績データを基に設定した。

CF（保守係数）は、JCM ガイドラインに従い、リファレンス排出量が BaU シナリオよりも低くなるように設定した。BaU シナリオは、「PPUC が電カグリッドに供給する全電力のうち、5%~10%が再生可能エネルギーで構成される」と想定している。前述の通り、パラオ政府は「2020 年までに再生可能エネルギーの比率を 20%以上にする」という政策目標を掲げているが、パラオにおける再生可能エネルギーの普及状況を鑑みると、この政策目標の達成は厳しいと思われる。2010 年に政策目標が発表されたが、2014 年 12 月現在、パラオ電力公社が供給する電力のうち再生可能エネルギーの比率は 5%未満で、再生可能エネルギーの普及を促進するような施策は特に実施されていない。したがって、2020 年の時点で再生可能エネルギーの比率が 20%に達している可能性は極めて低く、ディーゼル発電で構成された現状の発電データを基に設定した温室効果ガス排出係数に、保守係数を算定に含めて設定したリファレンスシナリオは、保守的であるといえる。

プロジェクト排出量は、本方法論案では発生せず、 $PEy = 0$ としている。本方法論案の策定のために参照した CDM の小規模方法論 AMS I.F. 「Renewable electricity generation for captive use and mini-grid（受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電）」においても、以下の

- 地熱発電の運営に関わる排出
- 水力発電所の水貯蔵からの排出

を除いて $PEy = 0$ となっている。なお、本方法論案では、リーケージ排出量は想定されていない。

5.3 プロジェクト実施前の設定値

提案している JCM 方法論案において、GHG 排出削減量の算定に必要なパラメータは、以下の項目である。

- プロジェクト活動によって代替された電力消費量（EG_{pj,y}）

- 代替された電力が供給されるグリッドの電力 CO2 排出係数 (EFCO2,def,y)
- リファレンス排出量が BaU よりも低く算定されるための保守係数 (CF)

プロジェクト活動によって代替された電力消費量 (EGpj,y) は、適格性要件 3 「電気メーターを設置し、電気使用量が把握可能である。」で設定した電気メーターにより計測される。また、発電した電力は PPUC に売電するため、PPUC としても買電量を計測する必要がある。電気メーターを共有する事になる可能性もあるが、共有しない場合は、PPUC との電力売買関係書類によって代替された電力消費量をクロスチェックする事が可能となる。

代替された電力が供給されるグリッドの電力 CO2 排出係数 (EFCO2,def,y) は、パラオで認定・公表された排出原単位は存在しないため、PPUC から 2013 年のデフォルト値として設定した。デフォルト CO2 排出係数は、下記の式によって算定される。

$$EF_{CO2,def,y} = SC_d \times NCV_d \times DCC_d \times \frac{44}{12}$$

$EF_{CO2,def,y}$	プロジェクト活動によって代替された電力のデフォルト排出係数 (tCO _{2e} /MWh)
SC_d	グリッドに供給する電力の発電量単位あたりのディーゼル消費量 (t/MWh)
NCV_d	ディーゼルの真発熱量 (GJ/t)
DCC_d	ディーゼルのデフォルト炭素含有量 (t/GJ)

グリッドに供給する電力の発電量単位あたりのディーゼル消費量 (0.219t/MWh) は、パラオ電力公社 (PPUC) から入手した 2013 年の年間発電量及び年間ディーゼル消費量から算出した。データの範囲は、PPUC が電力を供給する全地域 (Malakal、Aimelik、Angaur、Kayangel、Peleliu) である。PPUC が運営する発電所は、表 5-22 の通りである。パラオ最大の発電出力を有する Malakal の写真を、図 5-15 に示す。

表 5-22 PPUC の発電設備

発電所	発電機	現有出力	稼働年
Malakal (合計 20,720 KW)	Mitsubishi 12	2,500 KW	1997
	Mitsubishi 13	2,800 KW	1996
	Wartsila 1	1,500 KW	1996
	Caterpillar #1	1,500 KW	2006
	Caterpillar #2	1,500 KW	2006
	Nigata #14	4,500 KW	2005
	Nigata #15	4,500 KW	2005
	Mitsubishi #1	480 KW	2012
	Mitsubishi #2	480 KW	2012
	Mitsubishi #3	480 KW	2012
	Mitsubishi #4	480 KW	2012
Aimeliik (合計 11,500 KW)	Mitsubishi #6	5,000 KW	2013
	Mitsubishi #7	5,000 KW	2013
	Cat 3516	1,500 KW	2012
Angaur (合計 300 KW)	Denyo	150 KW	
	Caterpillar	150 KW	
Kayangel (合計 300 KW)	Denyo #1	150 KW	
	Denyo #2	150 KW	
Peleliu (合計 300 KW)	Yanmar #1	600 KW	
	Yanmar #2	600 KW	
合計		33,120 KW	



図 5-15 Malakal 発電所

PPUC が所有及び運営する全発電所の 2013 年の発電量及び燃料（ディーゼル）消費量のデータは、以下の通りである。

- 発電量：75,511,890kWh
- ディーゼル消費量：19,606,300L

PPUC から入手したディーゼル使用量の単位はリットル（L）であるため、重量換算する必要があるが、発電に使用される燃料の重量換算データはない。そこで、「Energy Statistics Manual」（IEA、2004 年）の「Typical Calorific Values for Selected Petroleum Products」に記載されている値（843.9 kg/m³）を用いて重量換算した。1,000L=1 m³ であるため、2013 年の発電に使用されたディーゼル消費量は 19,606.3m³ となる。ディーゼル消費量は、下記の式の通り 16,545,757kg となる。

$$\begin{aligned} & \text{2013 年のディーゼル消費量} \\ & = 19,606.3 \text{ (m}^3\text{)} \times 843.9 \text{ (kg/m}^3\text{)} \\ & = 16,545,756.57 \\ & = 16,545,757 \text{ (kg)} \end{aligned}$$

PPUC がグリッドに供給する電力の発電量単位あたりのディーゼル消費量 (SCd) は、下記の通り 0.219 (t/MWh) となる。

$$\begin{aligned} & \text{発電量単位あたりのディーゼル消費量} \\ & = 16,545,757 \text{ (kg)} \div 75,511,890 \text{ (kWh)} \\ & = 0.219 \text{ (kg/kWh)} \\ & = 0.219 \text{ (t/MWh)} \end{aligned}$$

この値は、PPUC の 2013 年の発電実績を基に算出したが、その妥当性を確認するため、過去の実績値を用いて検証した。過去の実績値としては、IRENA (International Renewable Energy Agency) の「Renewable Energy Opportunities and Challenges in the Pacific Islands Region: Palau」(2013 年) の 2011 年データと、JICA の「パラオ共和国電力供給改善マスタープラン調査」(2008 年) の 2006 年データが公表されている。

IRENA では、2011 年の Malakal Power Plant 及び Aimeliik Power Station のデータが記載されている。各発電所のデータは、次の通りである。

Malakal Power Plant

- 発電量 : 43,375,400 kWh
- ディーゼル消費量 : 10,033,249 L

Aimeliik Power Station

- 発電量 : 45,375,400 kWh
- ディーゼル消費量 : 13,780,371 L

Malakal Power Plant + Aimeliik Power Station の合計

- 発電量 : 88,750,800 kWh
- ディーゼル消費量 : 23,813,620 L

2013年のデータでは、この主要2発電所の発電量合計はPPUCの電力供給量の97%を占めるため、比較対象として適当であるといえる。

上記2つの発電所のディーゼル消費量を、方法論で適用したグリッドに供給する電力の発電量単位あたりのディーゼル消費量(0.219t/MWh)(SCd)と単位を合わせて比較するため、リットル(L)から重量(kg)に換算すると、20,096,297(kg)となる。

$$\begin{aligned} & \text{ディーゼル消費量 (kg)} \\ & = 23,813,620 \text{ (L)} \\ & = 23,813.6 \text{ (m}^3\text{)} \\ & = 23,813.6 \times 843.9 \text{ (kg/m}^3\text{)} \\ & = 20,096,297 \text{ (kg)} \end{aligned}$$

このデータを基に、2013年のMalakal Power Plantの発電量単位あたりのディーゼル消費量を算定すると、0.226(t/MWh)となった。

$$\begin{aligned} & \text{発電量単位あたりのディーゼル消費量} \\ & = 20,096,297 \text{ (kg)} \div 88,750,800 \text{ (kWh)} \\ & = 0.226 \text{ (kg/kWh)} \\ & = 0.226 \text{ (t/MWh)} \end{aligned}$$

続いて、JICAのデータについて検討する。JICAのデータでは、2006年のPPUCの実績より、ディーゼル発電の燃料消費率として0.22kg/kWhとの記載がある。

- ディーゼル発電の燃料消費率(2006年) = 0.22kg/kWh

本方法論案のデータと、過去の発電量単位あたりの燃料消費量の実績を、表5-23に示す。

表 5-23 PPUC の発電量単位(MWh)あたりの燃料消費量の比較

	方法論案	IRENA (Malakal+Aimeliik)	JICA
実績年	2013 年	2011 年	2006 年
発電量単位あたりの 燃料消費量 (t/MWh)	0.219	0.226	0.22
方法論案との乖離率	—	3.1%	0.5%

方法論案で使用した 2013 年のデータと、IRENA で示されている 2011 年のデータとの乖離率は 3.1%、JICA で使用されているデータとの乖離率は 0.5%であった。この結果から、PPUC による発電量単位あたりの燃料消費量は安定性が高い事が推定され、方法論案の策定に使用した値 (0.219 t/MWh) は、妥当性が高いといえる。

ディーゼルの真発熱量 (NCVd) は、「IPCC guideline 2006」の値 (43GJ/t) を採用している。IPCC ガイドラインの JCM への採用は、JCM ガイドラインにおいて必要に応じて使用することが可能であると記載されている。

ディーゼルのデフォルト炭素含有量 (DCCd) は、同じく「IPCC guideline 2006」の値 (0.0202t/GJ) を採用している。

これらの値に加え、二酸化炭素分子量 44 と炭素の原子量 12 の比率 (44/12) を乗じることで、本方法論案のデフォルト CO₂ 排出係数 (EFCO_{2,def,y}) が算出される。その計算式を下記に示す。

$$\begin{aligned}
 EF_{CO_2,def,y} &= 0.219(t/MWh) \times 43(GJ/t) \times 0.0202(t/GJ) \times 44/12 \\
 &= 0.698(tCO_2/MWh)
 \end{aligned}$$

デフォルト CO2 排出係数は、0.698 tCO₂/MWh となった。この妥当性を確認するため、本プロジェクトを CDM として組成した場合に適用される方法論の排出係数と比較する。

CDM 方法論としては、方法論ツールである「Tool to calculate the emission factor for an electricity system」（電カシステムの排出係数計算ツール）を参照した。この方法論ツールでは、以下の条件に当てはまる発電プロジェクトのデフォルト排出係数として、0.8 tCO₂/MWh が適用されることになっている。

- ① プロジェクト活動が、(i) 後発途上国 (LDC)、(ii) 小島嶼開発途上国 (SIDS)、(iii) CDM の登録件数が 10 件未満の国
- ② プロジェクト活動がグリッドに接続される再生可能エネルギーによる発電である
- ③ 電力の需給が逼迫しており、電力の供給不足を補うプロジェクトであることが証明できる

本方法論案は、小島嶼開発途上国 (SIDS) であるパラオにおいて、再生可能エネルギーである太陽光発電プロジェクトを対象としており、JICA の「パラオ共和国 電力供給改善マスタープラン調査」（2008 年）によれば、パラオでは電力需要の逼迫により運転を停止する事が出来ず、保守点検が後回しになっている状況である。すなわち、上記全ての条件が当てはまる。従って、本事業を仮に CDM として組成した場合、CO₂ 排出係数は 0.8 tCO₂/MWh が適用されることになる。

本方法論案で適用されるデフォルト CO₂ 排出係数は、同様のプロジェクトが CDM 方法論で適用されるデフォルト CO₂ 排出係数と比べ、保守的であり、妥当性は高いと判断できる。

保守係数については、「2020 年までに再生可能エネルギーの比率を 20%以上にする」というパラオの政策目標が達成されていると仮定し、20%に設定した。保守係数の決定方法については、JCM ガイドラインには記載がないため、保守係数の妥当性を検証するのは難しいが、現在の再生可能エネルギーの普及状況や、パラオ政府による普及のための政策を考慮すると、現時点ではこの目標を

達成するのは厳しいと思われるが、政策目標として明確に掲げられている以上、保守係数としては、この値が好ましいと考える。

各パラメータについて、以下に説明する。

データ/パラメータ	EG _{facility,y}
データ単位:	MWh/yr
説明:	Quantity of net electricity generation supplied by the project plant/unit to the isolated grid in year y
データ源:	Project activity site
測定方法	Electricity meters
モニタリング頻度:	Continuous measurement and at least monthly recording
QA/QC 手続	Cross check measurement results with records for sold electricity
備考	-

データ/パラメータ	EG _{PJ,y}
データ単位:	MWh/年
説明:	y 年に実施したプロジェクト活動によって代替された電力消費量 (MWh/y)
データ源:	プロジェクト実施場所
測定方法	電力メーター
モニタリング頻度:	常時測定し、月に 1 回以上記録する
QA/QC 手続	PPUC への売電に関する書類によりクロスチェックを行う。
備考	-

データ/パラメータ	EF _{CO2,def,y}
データ単位:	tCO ₂ e/MWh
説明:	プロジェクト活動によって代替された電力消費量のデフォルト値
データ源:	本方法論案で決定
値	0.698
備考	-

データ/パラメータ	SC _d
データ単位:	t/MWh
説明:	グリッドに供給する電力の発電量単位あたりのディーゼル消費量
データ源:	PPUC の実績値
値	0.219
備考	-

データ/パラメータ	NCV _d
データ単位:	GJ/t
説明:	ディーゼルの真発熱量
データ源:	IPCC Guideline 2006
値	43
備考	-

データ/パラメータ	DCC _d
データ単位:	t/GJ
説明:	ディーゼルのデフォルト炭素含有量
データ源:	IPCC Guideline 2006
値	0.0202
備考	-

データ/パラメータ	CF
データ単位:	%
説明:	保守係数
データ源:	本方法論案で決定
値	20
備考	-

5.4 提案方法論の本プロジェクトへの適用可能性

パラオでは、本プロジェクトに先行して太陽光発電を利用した JCM プロジェクトが実施されており、2015 年 1 月 22 日に提案方法論「Displacement of Grid and Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV System, Ver01.0」のパブリック・インプットが開始されている。提案されている方法論が本プロジェクトに適用することが可能かどうか、検証した。

まず、提案方法論の適格性要件は、次のように設定されている。

- Criterion 1 The project installs solar PV system(s).
(プロジェクトは太陽光発電システムを導入する。)
- Criterion 2 The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.
(太陽光発電システムはプロジェクトサイトの内部電力システムもしくは代替する系統電力及びプロジェクトサイトでの自家発電設備用の系統に接続する。)
- Criterion 3 The PV modules have obtained a certification of design qualifications (using the latest version of IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108 at the time of validation) and safety qualification (using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 at the time of validation).
(モジュールは設計適格性 (IEC61215、IEC61646、IEC62108 のバリデーション時の最新版を使用) 及び安全適格性 (IEC 61730-1 及び IEC 61730-2 のバリデーション時の最新版を使用) の認証を取得している。)
- Criterion 4 The equipment to monitor output power of the solar PV system and irradiance is installed at the project site.
(プロジェクトサイトにおいて太陽光発電システムによる発電量及び日射量を測定する装置が設置されている。)

Criterion 1 は、本プロジェクトで策定した方法論案の適格性要件 1「太陽光発電を使用した発電事業である。」とほぼ一致している。

Criterion 2 は、本方法論案の適格性要件 2「プロジェクト実施場所はパラオ電力公社 (PPUC) が電力を供給する地域である。」と似たようなコンセプトである。対象範囲が若干異なるが、PICRC で実施する本プロジェクトに関しては内部電力系統への接続が検討されており、要件は満たされると考える。

Criterion 3 は、本方法論案の適格性要件 4 「使用するモジュールは、IEC の性能認証規格及び安全性認証規格の認証を取得している。」とほぼ一致している。

Criterion 4 は、本方法論案の適格性要件 3 「電気メーターを設置し、電気使用量が把握可能である。」と一部が一致している。本方法論案では、日射量の測定は要件としていないが、本調査においても日射量を測定したように、日射量はプロジェクトを実施する際にも必須データとして測定する予定であるため、問題とはならないと考える。

モニタリング項目としては、提案中の方法論は以下が設定されている。

EG_{i,p} : The quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p*
(プロジェクトの期間 *p* においてプロジェクトの太陽光発電システムで発電された電力量) [MWh/*p*]

これは、本調査で策定した方法論案と全く同じであり、これについても追加的な機器の設置や作業を発生させることなく適用することが可能である。

したがって、本プロジェクトは、現在提案中の方法論「Displacement of Grid and Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV System, Ver01.0」が承認されれば、それを適用してプロジェクトを実施する事も可能であると考ええる。