

1. 調査の背景

(1) ホスト国の JCM に対する考え方

モルディブは 2013 年 6 月 29 日に二国間クレジット制度（JCM）に関する二国間文書に署名した。モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニアに続く 5 カ国目の署名国となった。二国間文書の概要は以下のとおりである。

- 日・モルディブ間の低炭素成長パートナーシップの推進のため、両国は二国間クレジット制度（以下、本制度）を創設し、本制度を運用するため、合同委員会を設置する。
- 双方は本制度の下での排出削減と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を相互に認める。
- 本制度の透明性と環境十全性を確保し、これを他の国際的な緩和メカニズムには使用しない。

モルディブ環境エネルギー省（Ministry of Environment and Energy: MEE）は JCM プロジェクトの実現を積極的にサポートしている。本 PS についても、パシフィックコンサルタンツ（PCKK）の応募にサポートレターを提供した。

PCKK は 2013 年 8 月からモルディブにて JCM 関係の調査を始め、モルディブ訪問時は毎回 MEE と面談している。MEE は終始一貫して JCM プロジェクトの実現への期待を表明している。MEE はこれまで、PCKK が行う JCM 関連の案件形成やセミナーについて、レターの発出、職員の派遣、参加者の推薦を行うなど、様々な形で協力している。調査団が現地入りした際は、必ず面談に応じて情報やアドバイスを提供している。

モルディブ大統領は 2014 年 4 月に来日した際、安倍首相との共同声明で「JCM が発足したことを歓迎し、この制度の下で民間主導の事業の早期実現への期待を表明」している。MEE によると、大統領は帰国後、各省庁に JCM 案件候補を少なくとも 1 件提案するよう指示したとのことである。モルディブ政府は、1 件でも多くの JCM 案件を実現したいという姿勢である。

(2) 企画立案の経緯・背景

PCKK は平成 25 年度から環境省業務でモルディブにて JCM 案件の形成に取り組んでいる。電力供給について、小規模電力網がほとんどで、ほぼ 100%ディーゼルに頼るモルディブでは、温室効果ガス（GHG）の排出量は電力セクターが最も多い。このため、電力セクターをメインターゲットにして、当初は電力使用量が多い首都マレ島と周辺島にて調査していた。

モルディブには住民の暮らしから切り離され独立した「リゾート島」が 100 以上ある。ほぼすべてのリゾート島は自前の発電設備で電力を供給している。大小様々なリゾート島があるが、平均的な最大電力は 1MW 程度と推定されている。住民が暮らす「住民島」は 200 近くあり、電力需要は総じてリゾート島より小さいが、やはり、ほぼすべての島が自前の発電所で島内の電力需要を賄っている。こうした状況もふまえ、リゾート島と地方の住民島での JCM 案件形成の可能性を検討するために視察を計画し、2013 年 8 月にリゾート島のクダフラ島と住民島のフラ島を訪れた。

両島は数十メートルしか離れていないが、それぞれが発電所を持ち、独立して電力を供給していた。リゾートの施設部門従業員によると、エネルギーコストは経営上大きな課題であり、エネルギー監査を取り入れるなどして対策を進めているとのことであった。発電用燃料のコスト負担が大きいため、再生可能エネルギーの導入も考えたが、太陽光発電（PV）は設置場所を確保することが難しいため断念していた。リゾート島は面積が小さく、施設の大半は茅葺き調の屋根であるため、太陽電池モジュールを設置できる場所が非常に限られていた。

住民島では役場が電力事業を営んでいた。フラ島役場は燃料費高騰のため PV を導入したいと考え、公募により事業者を募っていた。資金力がないため、島内での土地開発権付与への見返りとして PV 導入を義務づけるという手法を採った。ところが、技術的ノウハウが不足していたため、適切な条件設定を行うことや提出された提案書の妥当性を的確に審査することができないでいた。島内の配電設備の老朽化についても心配していた。フラ島役場は電力事業を維持することについて、不安を感じていた。

こうした地方視察の結果について、モルディブで最も精力的に再生可能エネルギー事業に取り組んでいて、本 PS では外注先になっている Renewable Energy Maldives（REM）に報告した。REM は再生可能エネルギーを大量に導入し、発電効率を高め、ディーゼル燃料の使用量を削減するには、隣接する島々の電力網を接続して系統規模を拡大するべきと考えていた。モルディブには同一環礁内に近接してリゾート島や住民島が複数あって、水深数メートルのごく浅い海で隔てられているケースが多く見られる。クダフラ島とフラ島はとくに距離が近く、リゾートの従業員が住民島に暮らすなど相互依存関係もあるため、こうした取り組みを試行する第一候補と考えていたとのことであった。

PCKK は 2013 年 10 月に JCM に関するセミナーを首都マレにて開催した。リゾート企業も招待したが、クダフラ島のリゾートを運営する Four Seasons Resort（FSR）は参加しなかった。ところが、後日、PCKK の活動に興味を抱いた当時の FSR 財務責任者が個別面談を希望した。10 月 30 日に実施した面談で FSR は、①現在使っているディーゼル発電機（DG）は老朽化していて更新時期を迎えている、②ディーゼル燃料の購入費用を減らしたい、③PV を導入したいがスペースや景観の観点から難しい、④フラ島にある従業員寮に役場が供給する電力料金が高額で困っている、⑤顧客は富裕層であり、停電などの不手際は許されないことなどを説明した。

これに対して PCKK は、特別目的会社（SPC）を立ち上げ、クダフラ島とフラ島の電力網を接続し、発電所をフラ島に集約すると同時に、大量に再生可能エネルギーを導入して両島に電力を供給する案を説明し、この事業実現に REM が意欲を示していることを紹介した。合わせて、JCM プロジェクト実現のために日本政府が用意している FS スキームや補助金について説明した。

FSR はこの提案に大きな関心を示し、「FSR にとって有益な事業になる可能性が高い。SPC への出資も含めて前向きに検討したい。FSR にとっては電力が安定的に供給されることが最重要であり、電力事業を通じて収益を上げることは目的にしない。摩擦を避ける意味でもフラ島役場や住民にはこれまでと同等の便益があることが望ましい」とコメントした。同時に、REM との面談をセットするよう PCKK に依頼した。

FSR は REM と面談し、事業実現に向けて協力することを約束した。その後、しばらく時間をおいて、FSR は REM に電力事業への出資は本業から大分離れるため困難であるが、例えば電力料金を一括で前払いするなどして資金面で事業をサポートすることは考えたいと伝えた。一方、REM はフラ島役場とも複数回面談し、事業構想について支持を得た。役場は電力が安定供給され、料金を下げることができるのであれば、プロジェクト実現に協力したいという意向を示した。

PCKK はこうした経緯を MEE に報告して理解を得た。MEE は本 PS について支持を表明した。これを受け、PCKK は本 PS への応募を決めた。

この動きとは別に、T. T. Network Infrastructure Japan (TTNI) は、再生可能エネルギーの大量導入を可能にするエネルギー管理システム (EMS) と蓄電池からなる離島向けシステム普及のために、平成 25 年度経済産業省事業でモルディブにて調査を行っている。TTNI が提案するソリューションは、プロジェクトに最適であると考えられたことから、PCKK と共同で本 PS を実施することになった。

2. 調査対象プロジェクト

(1) プロジェクトの概要

プロジェクトサイトは首都マレ北北東 18km にあるカアフ環礁クダフラ島とフラ島である（図 1）。クダフラは島全体が「Four Seasons Resort Maldives at Kuda Huraa」というリゾート島、フラは住民が暮らす住民島である。

クダフラ島は客室数 96 室、従業員数 420 人のリゾートである。ディーゼル発電により電力を供給するほか、海水淡水化装置で飲用水を製造し、下水処理プラントも有する。ゴミ処理については、紙ゴミは焼却するが、そのほかは廃棄物処分島まで船で運んでいる。発電機は 450kVA を 3 台、1,000kVA を 2 台保有し、毎月 20 万～24 万リットルの燃料を消費する。最大電力は 1,800～1,900kW で、主な負荷は客室空調、給湯、海水淡水化、洗濯・乾燥である。

フラ島の人口は 350 世帯 2,200 人、面積は 20ha 弱である。フラ島には FSR ゲスト用テニスコートと従業員寮もある。役場が営む発電所には 100kVA 2 台、300kVA、450kVA の合計 4 台の DG がある。最大電力は 450kW である。主な需要家は FSR 従業員寮、電話会社 2 社、水産加工場である。クダフラ島とフラ島をつなぐ電力線はなく、それぞれが独立してディーゼル発電により電力を供給している。

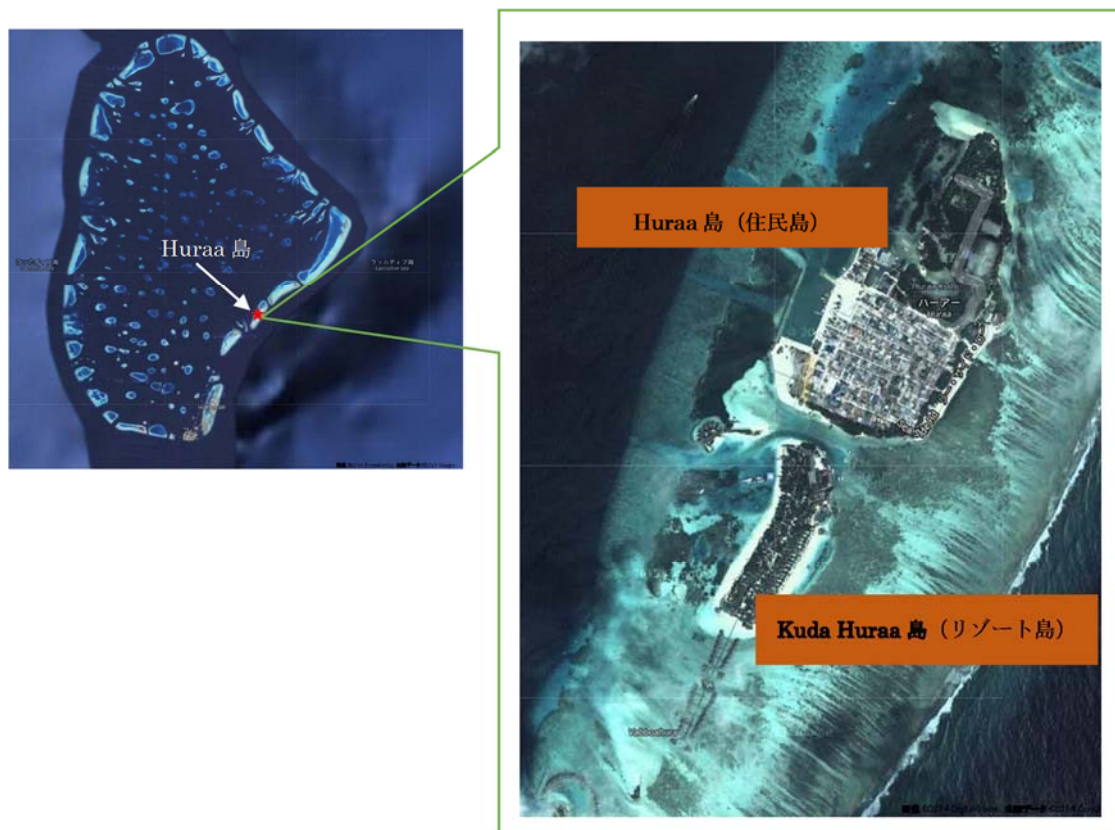


図 1 プロジェクト位置図

出所：Google マップを加工して調査団作成

プロジェクトでは両島の電力網を接続して電力事業を統合し、再生可能エネルギーを大量に導入してディーゼル燃料の消費を減らし、温室効果ガス（GHG）の排出を大幅に削減することを目指す（図 2）。

具体的には、両島の電力供給に責任を持つ SPC を設立し、連系線を新設して両島の電力網をつなぎ、発電所をフラ島に集約する。土地に余裕があるフラ島に PV、風力発電、それらの短期・長期変動を吸収するリチウムイオン電池、DG も含めてすべての装置を最適制御する EMS を導入する。同時に、老朽化した DG を需要に見合った効率のよい構成に変更する。フラ島の配電網についても、PV 導入と需要増加に対応できるように一部強化する。リゾートと住民島需要家に低炭素電力を安定的に供給する。本 PS では、プロジェクト期間は 20 年で計画する。

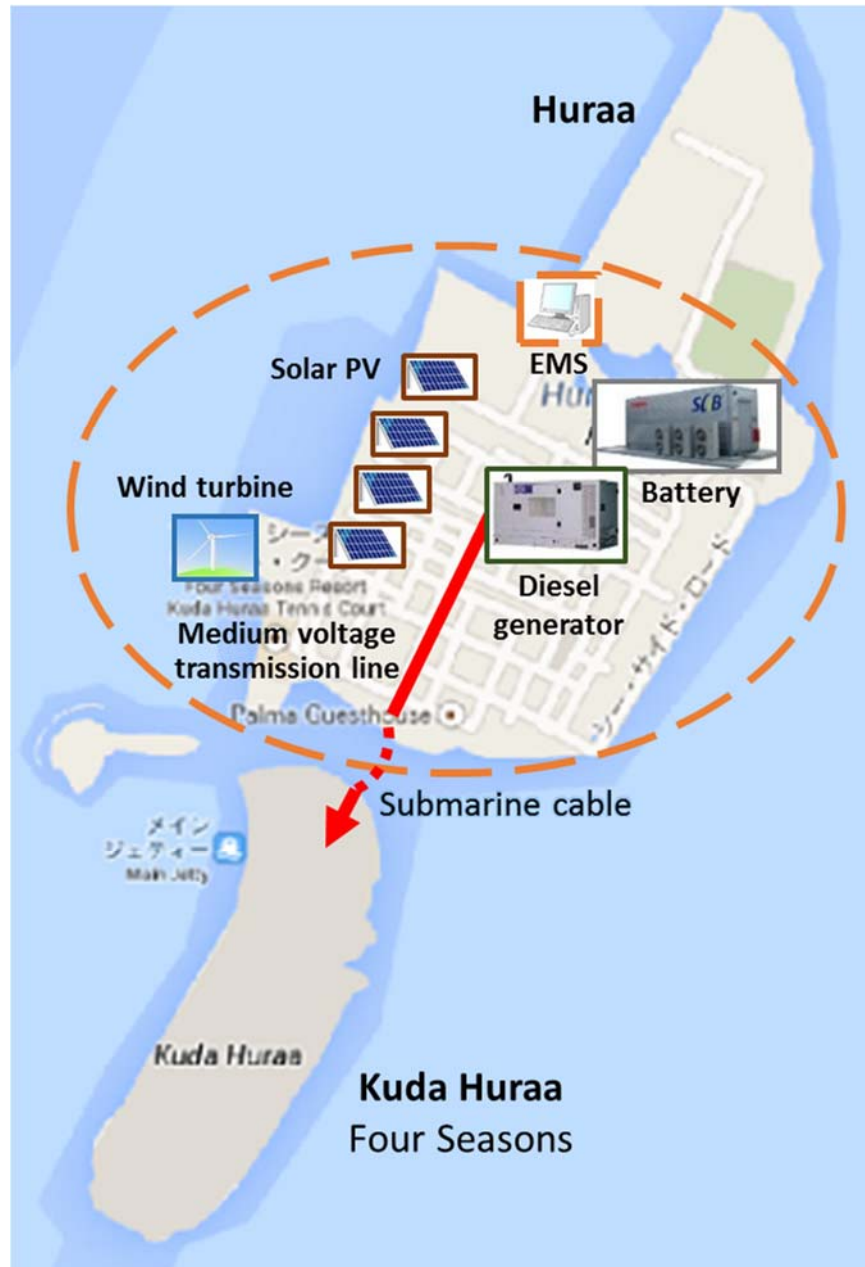


図2 プロジェクト概念図

出所：Google マップを加工して調査団作成

(2)ホスト国における状況

モルディブはインド洋に浮かぶ 1,192 の島からなる島嶼国である。住民島は 194、リゾート島は 105 ある。総人口は 33 万人（2012 年）であるが、11 万人が首都マレ島と周辺数島に集中するため、住民島の大半は人口 1,000 人以下の小さな島である。

モルディブの電化率は 100%である。住民島については、基本的にマレ圏は State Electric Company Limited (STELCO)、外島部は FENAKA Corporation Limited (FENAKA) が電力供給を担うが、一部の島では役場が電力事業を営んでいる。電源のほぼすべてがディーゼルであること、燃料費が高騰していること、ほとんどの島は独立系統であり単独で発電していること、各島の電力需要は小さいことなどから発電コストは高い。とくに外島部では燃料輸送費がかかり、発電機の老朽化が進んでいることもあって、非常にコスト高になっている。外島部住民島の典型的な最大電力は 30～300kW、年間消費電力量は 95～8,000MWh である。発電効率は 0.26～0.68 リットル/kWh で、コストは 0.28～0.49 米ドル/kWh である。発電コストは電力料金に反映され、kWh あたりの単価が 0.6～0.7 米ドルに達する島もある。

モルディブ政府は住民負担を軽減するために、電力料金の一部を補助している。その金額は年間 2,500 万米ドル（2011 年）に上る。GDP の 20%をディーゼル燃料の輸入に費やし、その 44%は発電に使われている。電力コストの国民と国家財政への負担は大きい。一方、モルディブでは系統連系 PV の発電コストは 0.25 米ドル/kWh 程度でグリッドパリティを達成している。ただし、系統規模が小さいため大量導入は容易ではない。

こうしたなか、モルディブ政府は世界銀行などの支援を得て SREP (Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries Program) 投資計画を策定するなどして、再生可能エネルギーの導入やエネルギー効率化を進めている。外島部については、官民から 6,200 万米ドルの資金を動員して老朽化した電力システムの更新、再生可能エネルギーの導入、廃棄物発電の導入を行う計画である。電力供給契約、固定価格買い取り制度、ネットメータリングなどの制度を整備し、海外からも含めて、民間の再生可能エネルギーへの投資を促進する方針である。さらに、モルディブ政府は 2020 年までのカーボンニュートラル達成を目標に掲げ、これを Nationally Appropriate Mitigation Actions (NAMA) として国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) 事務局に提出している。

リゾート島については、それぞれが島内でディーゼル発電を行い、電力需要を満たしている。平均的な設備容量は外島部の住民島よりやや大きい 1MW と推定されているが、住民島と同様な理由で発電コストは高く、経営の負担になっている。リゾート島の場合、土地などの制約から再生可能エネルギーの導入は難しい場合が多く、島内で実施できる対策は限られる。リゾート島は住民島より小さく、土地は貴重な資源である。茅葺き・バンガロータイプの客室が好まれるため、太陽電池モジュールの設置に適した屋根も少ない。PV などは、土地だけでなく景観の面からも導入が難しい。リゾート島は SREP 投資計画の対象外である。

(3)プロジェクトの普及

先に述べたとおり、モルディブには水深数メートルのごく浅い海で隔てられ近接する島々が、それぞれ独立して発電しているケースが多く見られる。例えば、本 PS 対象サイトのフラ島北方数百メートルには、カニフィノール島というリゾート島がある。現在独立している電力網を接続することにより規模を拡大し、蓄電池と EMS を導入することにより大量に再生可能エネルギーを導入して燃料消費量と GHG 排出量を削減することができるサイトは多くある。一般に、PV 関係の機材や蓄電池は高価であるが、モルディブの発電コストは高いため、こうした高価な機材を利用したシステムでも経済性があるケースが多い。数年前と比べても、太陽電池モジュールの価格は劇的に低下している。今後もこうした傾向は続き、蓄電池の価格も低下していくと考えられるため、モルディブ国内で類似案件を実施できる可能性は高いと考えられる。

プロジェクトで採用する予定の蓄電池と EMS を利用したマイクログリッドシステムを販売するメーカーは、類似システムも含めたモルディブの市場規模を 35 億円程度と想定している。ほかに、フィリピン、インドネシア、カリブ海諸国などの離島・島嶼国への展開を見込む。以下のような需要も想定している。

- 山地など電力系統から隔離された地域で独自に電力を賄う必要がある地域。
- 開発途上国の農村部。
- 再生可能エネルギー導入により、所有するディーゼル等化石燃料による発電機による燃料消費を削減したいと考えるビルなどの設備管理者。
- 再生可能エネルギーによる発電を取り込みたい事業者。例えば自治体や企業、学校など。

3. 調査の方法

(1) 調査実施体制

調査は PCKK が全体を統括したほか、事業計画立案、財務分析、方法論開発、PDD 作成を担当した。TTNI がプロジェクトで導入する電力システムの全体設計を行い、電力需要、通信などの個別分野も担当した。送配電、DG は東京電力、EMS、蓄電池は東芝、PV は REM が担当した。InterAct は日本側、REM はモルディブ側にて、事業運営や事業化のためのスキームなどについて検討した。現地での連絡調整、現地の電力関係技術、土木工事、環境影響評価（EIA）などについては、Energy Consultancy が担当した。

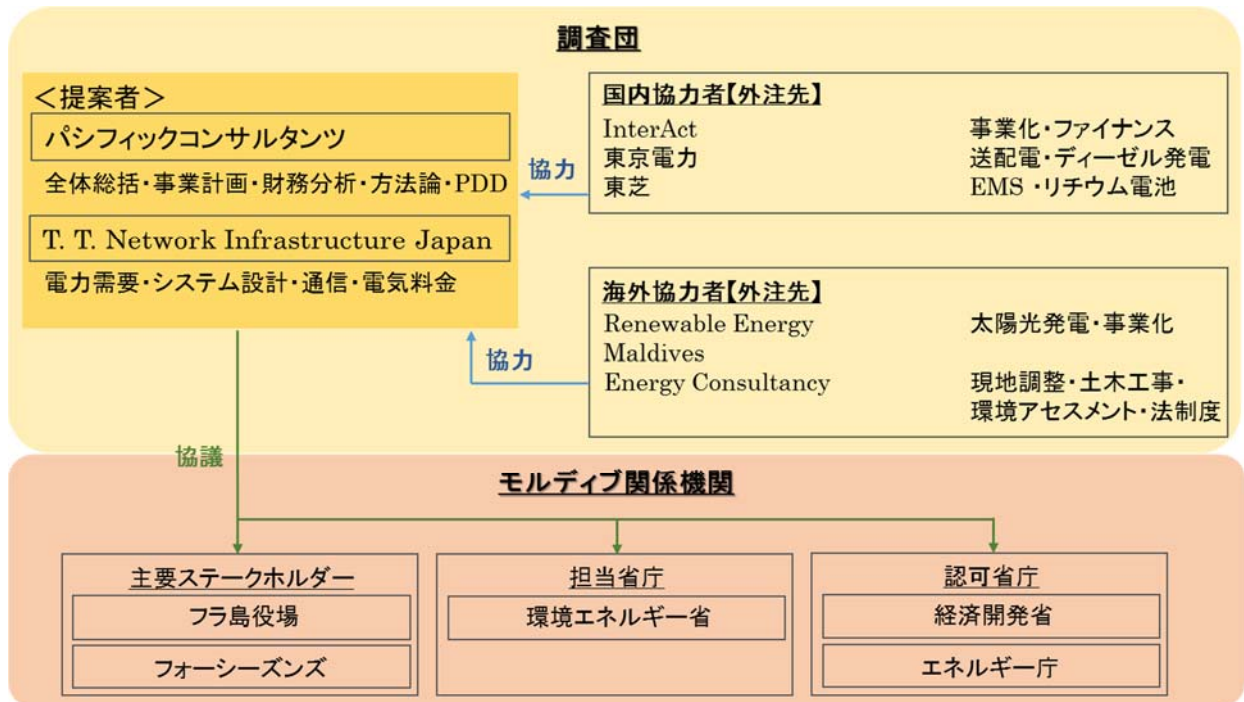


図3 調査実施体制図

(2) 調査課題

ア 調査項目

本 PS の主要調査項目は表 1 のとおりである。プロジェクト実施に必要なシステムを設計し、そのコストを積算するための調査を行った。運営・維持管理費用、事業収入についても検討して事業計画案を作成し、主要ステークホルダーであるフラ島役場と FSR と協議した。

表 1 調査項目

アウトプット	調査項目 (◆) と他項目からのインプット (●)
1. システム全体構成	
➤ 需要想定	◆ システム全体構成
➤ システム全体構成	◆ システム運用コンセプト
➤ システム運用コンセプト	◆ 新設後 DG ユニット構成
➤ 新設後 DG ユニット構成	◆ 系統負荷毎整時実績 ◆ 年間最大負荷実績 ◆ 年間電力使用量実績 ◆ 大口需要家使用量実績 ● PV 可能導入量 ● 蓄電池必要導入量
2. システム全体設計	
➤ EMS 要求仕様	◆ 気象データ取得可否調査
➤ 蓄電池要求仕様	◆ EMS 設置可能サイト
➤ EMS から PV に対する要求仕様	◆ 蓄電池設置可能サイト ● システム全体構成 ● システム運用コンセプト ● 通信システム ● PV 設置可能サイト ● DG ユニット構成
3. 通信	
➤ 通信システム仕様	◆ 現地通信インフラ状況
➤ 通信システム構築に必要な設備・措置	◆ 通信に関する規制 ● 全体システム内で必要な通信情報、信頼度
4. 便益	
➤ 需要想定	◆ 各 DG 運転記録 (毎整時出力)
➤ 焚き減らし効果試算	◆ 各 DG 燃料消費実績
➤ DG 最適運転パターン構築	◆ DG 運転パターン基準 (現状) ● DG 特性 (燃料消費－出力特性：設計値) ● 新設後 DG ユニット構成 ● PV 出力試算
5. エネルギー管理システム (EMS)	
➤ EMS 設計	● EMS 設置可能サイト
➤ サイト、コスト、工期	● EMS 制御シーケンス
6. 蓄電池	
➤ 蓄電池設計	● 蓄電池設置可能サイト
➤ サイト、コスト、工期	● 蓄電池要求仕様
7. 太陽光発電 (PV)	
➤ PV 出力試算	◆ 設置可能サイト
➤ PV 設計	◆ 日照量データ
➤ サイト、コスト、工期	● EMS から PV に対する要求仕様
8. 風力発電	
➤ 出力試算	◆ 設置可能サイト
➤ サイト、コスト、工期	◆ 風況データ
9. ディーゼル発電 (DG)	
➤ 既存 DG の老朽化状態評価、継続利用可否判断	◆ 既存 DG 状況調査
➤ 新設 DG の全体仕様提案 (補機を含む)	◆ 既存 DG 出力・電圧調整装置の構成・設定
➤ 新設 DG の特性	◆ 保護整定
➤ DG 最適運転パターン構築支援	◆ 新設 DG 特性の調査
➤ サイト、コスト、工期	● 新設後 DG ユニット構成

10. 配電系統	
➤ 配電線増強計画	◆ 既存配電設備状況
➤ 配電線詳細検討	◆ 各ブロック負荷想定（重負荷時、軽負荷時）
➤ 連系線設計	◆ 系統連系要件
➤ システム導入後の電力品質評価	◆ 電力品質基準（電圧、周波数、高調波）
➤ サイト、コスト、工期	◆ 配電線標準ケーブル諸元 ● 需要想定
11. 事業許認可・規制	
➤ 必要な許認可と取得方法のリスト	◆ 発電・配電事業に関する法規制 ◆ 外資・SPCに関する法規制・優遇策
12. 運営体制	
➤ 必要な役割と要員、待遇	◆ 現状の運営体制、待遇 ◆ 現地の賃金相場
13. 運営費用	
➤ DGの燃料費	◆ ディーゼル燃料価格（時系列）
➤ 人件費	◆ 事業に関する税制
➤ 設備の維持管理計画と費用	● 需要想定
➤ 税金などの費用	● 運営体制
➤ 支出試算	● システム構成要素のO&M
14. 収入	
➤ 現状の電気料金徴収方法の評価	◆ 現状の電気料金徴収方法
➤ 最適な電気料金・徴収方法案（住民島）	◆ 電気料金設定に関する規制
➤ リゾートへの電力販売方法案	● 需要想定
➤ 収入試算	

イ 予期した課題

予期していた主な課題は以下のとおりである。

- 必要となる電力関係データについて、記録がないことや散逸していて収集に時間がかかり、入手困難なものもあるだろうと考えていた。特にフラ島役場依頼分については、一般に開発途上国の地方の組織は技術力や管理能力が高くないことから、データ入手が困難な場面が出てくることを想定していた。このため、可能な限り時間的余裕を持って、分かりやすく必要な情報を伝えるとともに、必要データを手入れできない場合は柔軟に代替データを求めていくことにした。
- プロジェクト実現には、プロジェクトが土地や既存の電力設備を利用することをフラ島役場に認めてもらい必要がある。役場と住民が納得できる対価や電力料金の案を示すことができなければならない。
- 同様に、大口需要家となるFSRには、同社が納得する電力販売方法を提示することができなければならない。

ウ 予期しなかった課題

調査の過程で判明した特記すべき課題は以下のとおりである。

- フラ島役場とFSRに依頼した電力関係データの入手について、ある程度時間を要することは予期していたが、必要最低限のデータを取得するだけでも予想以上に時間がかかった。このため、国内でのシステム設計のための検討作業開始が遅れ、設備計画と積算作業、それを受けて行う事業計画案の作成が1ヵ月ほど遅れた。

- フラ島役場に提供を依頼した重要データのうち、年間発電電力量は計器が故障していたこともあって記録がなかった。発電機の性能・維持管理に関するデータ・記録、結線図、停電などの事故記録についても該当文書・記録がなかった。両島の年間最大電力、日負荷曲線については、依頼した年数分のデータを得ることができなかった。
- フラ島役場の電力事業の収支については、収支は大幅なプラスで、その利益を住民の福利向上につながる他事業に振り向けていると聞かされていたが、入手した収支データではそうした事実が確認できなかった。もとより経理方法と記録方法に問題があり、データ分析が困難であった。このため、発電所の維持管理費などの現状コストも正確につかむことができなかった。
- PVについて、少なくとも2MW程度導入することを目標に調査を始めたが、太陽電池モジュールの設置に適した屋根が少ないことが判明した。未利用であるフラ島北部の入り江に水上設置することも考えたが、環境保護地域に指定されているため断念した。
- FSRがプロジェクトに対して消極姿勢に転じた。FSRでは2014年に入ってから支配人と財務責任者が交代したが、後任はプロジェクト実現に前向きであった前任の財務責任者から引き継ぎを受けていなかった。フラ島にあるFSR従業員寮の借地契約の更新について、FSRとフラ島役場との交渉が膠着状態にあることも分かった。現支配人が消極的である表向きの理由は、プロジェクトの電力供給に安定性の面で不安があり、あえてそのようなプロジェクトに参加してリゾート運営のリスクを増大させることは受け入れがたいからとのことであるが、フラ島との関係がうまく行っていないこともFSRの態度に影響していると思われる。
- 2014年12月に首都マレの浄水施設で火災があり、水道供給がストップした。大きな混乱が生じたため、官公庁やビジネスは閉鎖され、首都での活動が大きく制約された。

(3) 調査内容

上記調査課題を解決するために、以下のとおり4回の現地調査と国内作業を実施した(表2)。まず、第1回現地調査に先立ち、入手を希望するデータと質問項目をリストアップし、フラ島役場とFSRにあらかじめ伝えた。第1回現地調査では、冒頭でフラ島役場とFSRに本PSとプロジェクトについて説明し、調査への協力を改めて依頼した。その後、主として現行電力事業の状況把握に努めた。あらかじめ提供を依頼していたデータを入手し、設備の視察、運転管理状況の聞き取り、経営状況の聞き取りなどを行った。電力事業や環境関係の法規制・制度枠組みについても調べた。PV設置可能サイト・容量に関する検討も進めた。帰国後、入手した情報を整理して検討し、設備計画の検討を開始した。未入手データについては、提供を重ねて依頼した。

第2回現地調査では、設備計画を策定するために必要な情報を補足調査してから素案作成に進んだ。現地で調達する資機材・工事をリストアップし、現地コンサルタントらに見積取得を依頼した。事業運営体制について検討し、素案を形成した。許認可に関する補足調査を行い、方法論とモニタリングに関する調査も行った。今回もフラ島役場、FSRとプロジェクトについて意見交換を行った。帰国後、これ

までに得られた情報を詳細に分析し、国内調達分の資機材・システムについて設計・積算を行った。その後、事業計画素案の作成を開始した。

第3回現地調査では、フラ島役場、FSR との三者協議に先立ち、事業計画素案について調査団内で協議した。その後、作成途中であったプレゼンを完成させて、三者協議にて事業計画素案を説明した。帰国後、これまでの調査の内容と成果を仮報告書にまとめた。

第4回現地調査では、STELCO、FENAKA、環境エネルギー省、観光省などプロジェクトの横展開のターゲットとなる関係者に事業計画素案を紹介した。ほかに、類似案件の方法論案をモルディブ側 JC メンバーに説明した。

表2 現地調査の実績

区分	日程	主な調査項目
第1回	8月16日～22日	1. 電力需要・設備の現状 ➤ 電力需要、発電設備、配電設備 2. 太陽光発電の検討 3. 電力事業の運営状況 4. 現地の意見・要望 5. 法規制・制度枠組み ➤ 電力料金、補助金、事業認可 6. 環境エネルギー省への報告
第2回	10月18日～24日	1. 電力需要見通し 2. 設備計画 ➤ 発電設備、配電設備、蓄電池・EMS、通信システム、再生可能エネルギー、料金徴収 3. 事業運営体制 4. SPC 体制 5. 許認可 ➤ EIA、廃棄物管理規制、電気事業ライセンス 6. 方法論・モニタリング 計測機器・方法の現状、関連法規制 7. 現地関係者の要望・意見 8. 環境エネルギー省への報告
第3回	12月13日～19日	1. 事業計画素案検討・三者協議準備 2. 三者協議 3. 今後の調査方針に関する協議 4. 環境エネルギー省への報告
第4回	2月12日～17日	1. 調査成果報告会 2. JCM 方法論説明会

プロジェクト実現には、フラ島役場と FSR の参加・同意が不可欠であるため、現地調査では毎回説明を欠かさず、意見も聞いている。フラ島役場はプロジェクト実現に大きな期待を表明している。住民説明会を開き、調査を全面的に支持することを決定している。

その反面、先に述べたとおり、調査の過程で予期しなかった特記すべき課題がいくつか露呈した。最も大きな課題は、FSR がプロジェクトに対して消極姿勢に転じたことである。これについては、その理由と障害を明らかにするために先方の意見を真摯に聞き、不安を取り除くためにプロジェクトで採用する技術を丁寧に説明した。とくに不安点に挙げている安定供給については、経営面でも安心感を得られ

るよう事業計画素案では FSR が経営や日常のオペレーションに参画するオプションも提案した。

この課題については、FSR はリゾートの運営会社でありオーナーではないことをふまえ、オーナーにアプローチすることも試みている。クダフラ島の地主に相談し、シンガポール企業であるリゾート所有者に直接プロジェクトについて説明して理解を得ることを検討している。これまで、まずはモルディブ国内関係者の理解を深めるために、この地主が主催する形で調査団、フラ島役場、FSR とで三者協議を開催している。

このほか、フラ島役場と FSR に提供を依頼したデータの入手に想像以上の時間を要した。現地コンサルタントを活用して早期入手に努めたが、最終的に、調査工程に 1 ヶ月程度の遅延を生じた。一部の必要情報はデータがないため、存在するデータから推測しなければならなかった。

調査では PV を設置できる場所が限られていることが判明した。公共施設や公有地に建つ建物の屋根を対象にサイトを特定していったが、目標とした容量分のスペースを確保することは難しいことが分かった。未利用地や民有地の建物の活用も検討したが、土地利用が規制されていることや不確定要素が多いことから断念した。一方、太陽電池モジュールの変換効率や温度特性を検討し、所与の条件で最も多く発電量を稼げるモジュールを活用することにした。

4.プロジェクト実現に向けた調査

(1)プロジェクト計画

ア 電力設備の状況

(ア)電力需給概要

2013年のフラ島とクダフラ島の平均日負荷曲線を図4に、月別平均日負荷曲線を図5に示した。フラ島は2013年1～3月のデータが得られなかったため、2014年1～3月のデータで代替している。クダフラ島の負荷はフラ島の5倍程度の規模となっていて、両島の系統を連系した際にはクダフラ島の負荷の影響が支配的である。月別の傾向としては、気温の高い4月の負荷が高いことが分かる。

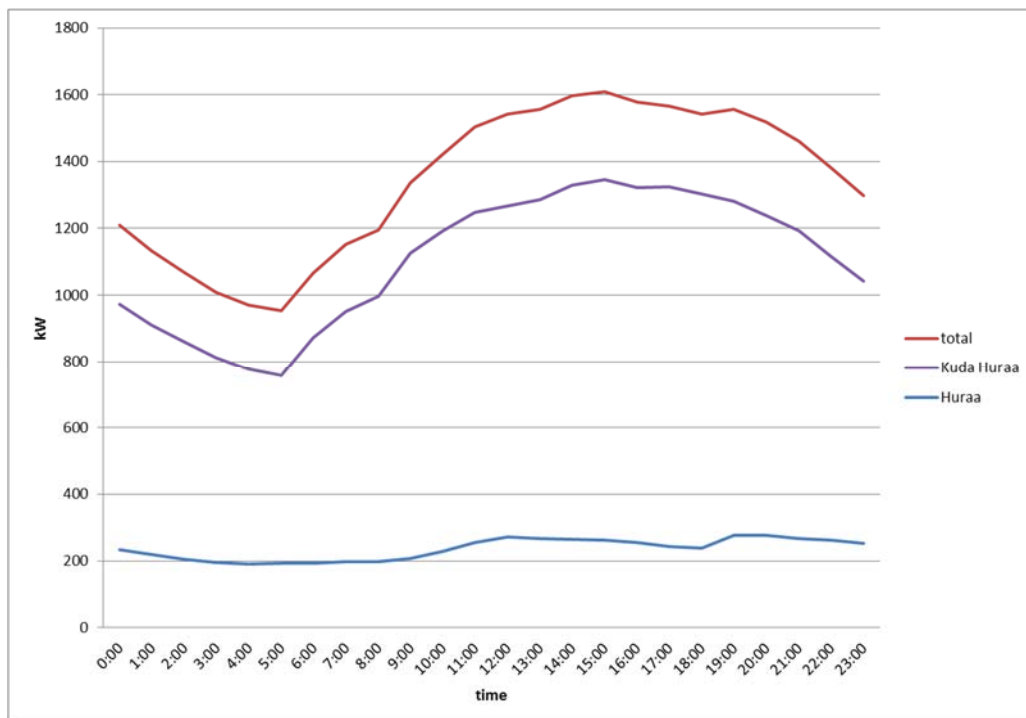


図4 年間平均日負荷曲線

出所：調査団作成

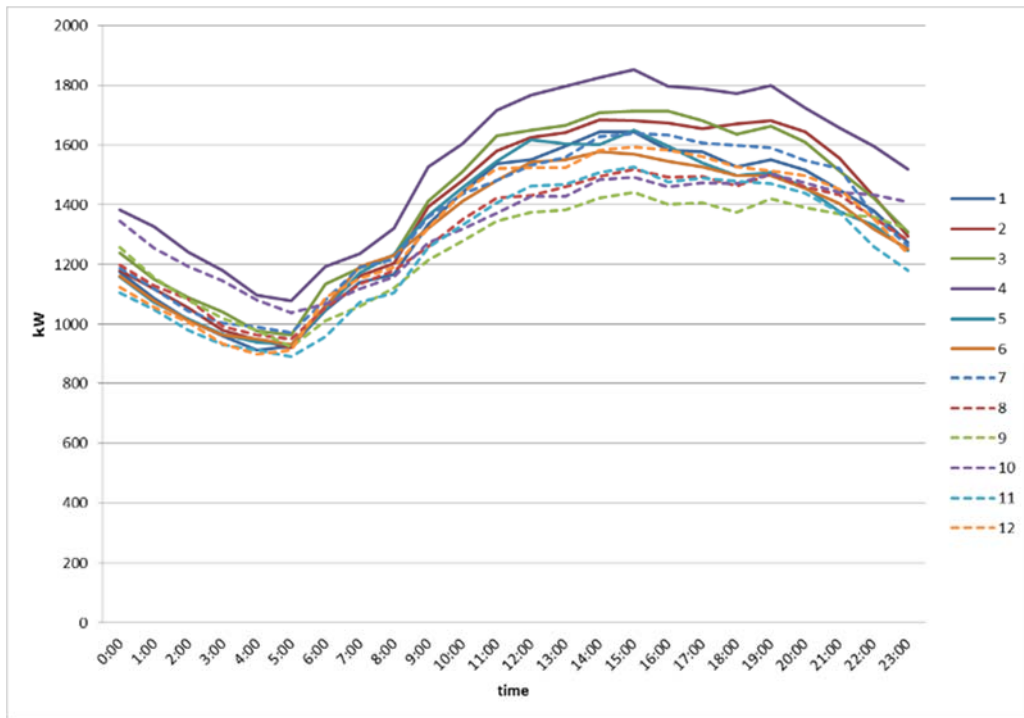


図5 月別平均日負荷曲線

出所：調査団作成

(イ) 発電設備の現状

I. 設備構成

I-1 発電設備

フラ島発電所の DG の仕様は表 3 のとおりである。DG1 は現在の DG4 の場所に設置されていたが、DG4 導入に伴い現在の場所へ移動した。DG2 は 2012 年に発生した故障により停止中。並列時の操作ミスで DG3 を過負荷状態にしてしまい、本来であれば「過電流」「冷却水温度上昇」のリレーが動作するはずだが、動作せず冷却水の温度が上昇して DG を故障させてしまった。2014 年に補修を実施している。

表3 フラ島発電所 DG仕様

		DG1	DG2 (故障中)	DG3	DG4
エンジン	運用定格出力	100kW	100kW	350kW	450kW
	製造者	Cummins	Cummins	Cummins	重慶 Cummins
	型式	6CT8.3G	6CT8.3-G-2	KTA19-G3	KTAA19-G6A
	製造№	5084035	212561413	20276	
	製造年月	2000(※)	2003.04(※)	2007.04	2010.06(※)
	回転数(rpm)	1500	1500	1500	1500
	構造	立型 6 気筒	立型 6 気筒	立型 6 気筒	立型 6 気筒
	Timing-TPC	16.5degrees	16.5degrees		
	Firing Order	1-5-3-6-2-4	1-5-3-6-2-4		
	Low Idle rpm	850	900		
発電機	製造者	MAGNAPLUS	YONSAN ENGINEERING PTE	Stamford	無錫 Faraday
	型式	363PSL1-607	UC1274E1	HCI534D1	FD5MP
	製造№	LM300502-0297	21561413	0175407/01	K225300
	製造年月	2000(※)	2003.04.17	2007.04(※)	2010.06
	定格電圧(V)	400	415	400	400
	出力(kW)	100	100	360	450
	容量(kVA)	125	125	450	562.5
	回転数(rpm)	1500	1500	1500	1500
	AVR			MX341	5X440
	pf	0.8		0.8	0.8
	極数	3	3	3	3
	絶縁種別	H		H	H
	ガバナ	製造者	GAC		Cummins
型番		ESD5550		3098693	4914091

出所：調査団作成



ディーゼル発電機

DG3

図6 フラ島発電所 DG

I-2 ガバナ

ガバナの設定値と製造者は表4のとおり。

表4 ガバナ設定値および製造者

	DG1	DG2	DG3	DG4
設定値	—	—	0	0
製造者	GAC	GAC	Cummins	Cummins

GAC : Governors America Corp

出所 : 調査団作成



DG1-2

DG3-4

図7 電子ガバナ

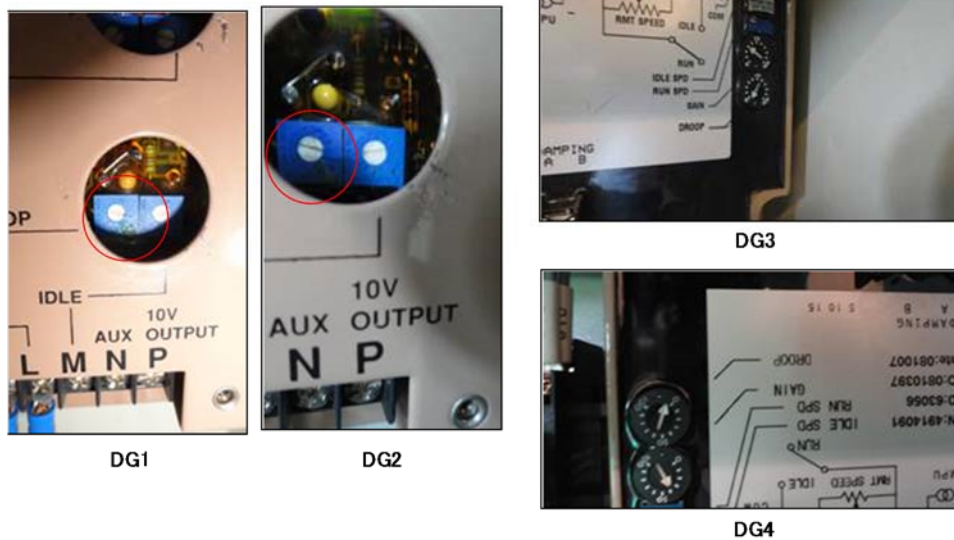


図 8 ガバナのドループ設定

I-3 保護リレー

DG の保護リレーの種類と設定は表 5、表 6 のとおり。

表 5 過電流リレー (Over Current Relay)

	DG1	DG2	DG3	DG4
設定値	3	4	4	4
時間	0.5	0.5	0.5	0.5

<備考>

型式：RAS703B

メーカー：KASUGA-MH

設定値(A)：2～7A

Operating Time (秒)：0～1 秒

出所：調査団作成

表 6 地絡リレー (Earth Fault Relay)

	DG1	DG2	DG3	DG4
設定値	0.5	0.5	0.5	0.5
時間	0.5	0.5	0.4	0.5

<備考>

【DG1・2・4】

型式：RASP18NB

メーカー：KASUGA-MH

設定値(A)：0.8～2.0A

Operating Time：0～1 秒

【DG3】

型式：EF18

メーカー：MH

設定値：0.1～2.0A

Operating Time：0～1 秒

出所：調査団作成

ほかに逆電力（Reverse Power）、潤滑油圧力低下（Low Lube Oil Press）、冷却水温度上昇（High Water Temp）、過速度（Over Speed）があるが、設定値などは不明であった。

I-4 燃料設備

DG 燃料のメインタンク容量は 5kL×6 基である。各 DG タンク容量（タンク外形より推定）は表 7 のとおりである。

表 7 各 DG タンク容量

	DG1	DG2	DG3	DG4
容 量	237L	237L	828 L	1,728 L
(L×W×H)	740×400×800	740×400×800	1150×600×1200	2400×600×1200

出所：調査団作成



屋外燃料タンク（5kLタンク×6基）



小出燃料タンク



小出燃料タンクレベル計

図 9 フラ島発電所燃料設備

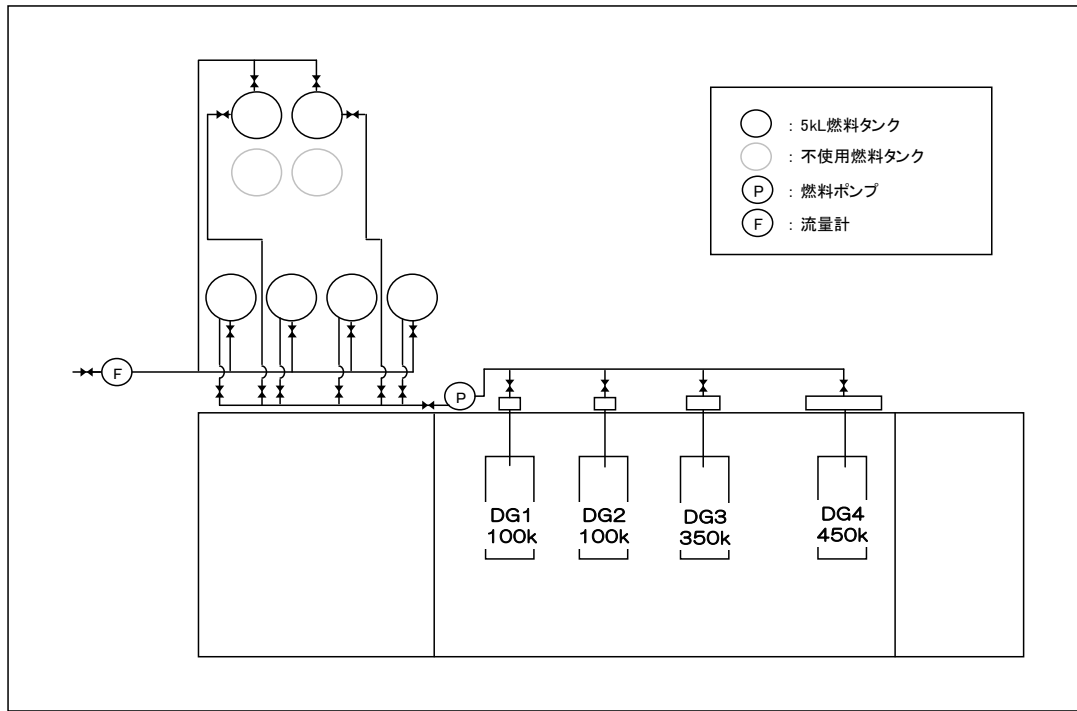


図 10 燃料設備系統図概要

出所：調査団作成

II.運用状況

II-1 DG 運用

DG3 は 2007 年に設置。2012 年にメジャーオーバーホールを実施し、今年度もメジャーオーバーホールを予定している。各 DG の累計運転時間と発電電力量は表 8 のとおりである。DG3 の累計発電電力量計は故障している。DG1 の運用負荷は 70.3% で一般的な数値となっているが、DG2 と DG4 の運用負荷は低く、低負荷運転が常態化している。DG4 は 2010 年に設置してからオーバーホールを実施していないが、累計運転時間からトップオーバーホールを計画すべきと思われる。電圧・周波数の上げ下げ調整は、発電機盤に設置されたダイヤル調整器にて操作している。

表 8 各 DG の運転状況

	DG1 (100kW)	DG2 (100kW)	DG3 (350kW)	DG4 (450kW)
累計運転時間	23,481	34,321	97,456	14,846.4
累計発電電力量	1,649,713	1,665,202	表示器不良	4,052,060
時間当たり出力	70.3/100kW	48.5/100kW	不明	273/450kW
運用負荷	70.3%	48.5%	不明	60.7%

出所：調査団作成

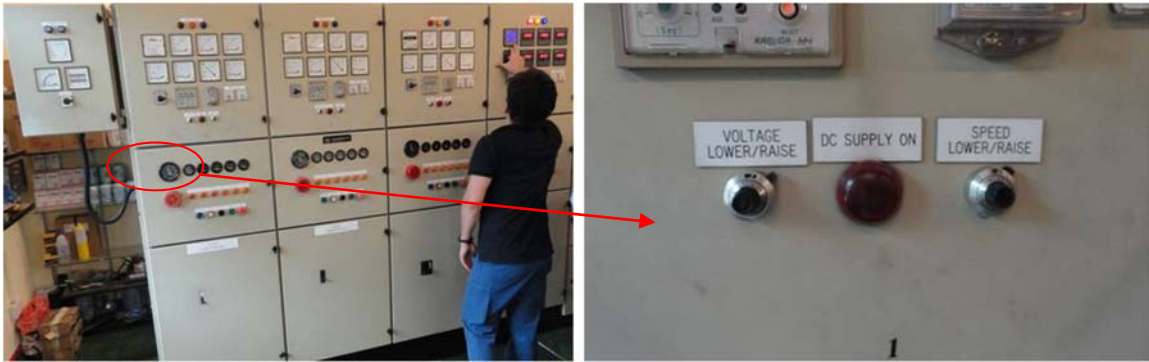


図 11 電圧・周波数調整器

出所：調査団作成

II-2 DG 点検周期と内容

点検はマレ島のエンジニアリング会社アジアンパワーに委託している。トップオーバーホール（15,000 時間毎）とメジャーオーバーホール（30,000 時間毎）を実施している。トップオーバーホールはピストン、シリンダーライナーなどの主要パーツの分解、点検、整備を実施するが、パーツの外観での点検となる。メジャーオーバーホールは機関の総分解となり、トップオーバーホールと異なる点は、メインベアリングまで分解することにある。主要パーツの計測も実施し、異常のある部品については交換を行うとのことである。主要パーツの検査として、染色浸透深傷試験などのケミカル検査は実施しておらず、スコープによる目視点検となる。交換パーツについては、ガスケットパッキンなどの消耗品は交換していると思われるが、主要部品については不明である。

II-3 部品交換

消耗品であるフィルター（燃料・水・オイル）については、発電所職員が交換している。250 時間で燃料フィルターとオイルフィルターを交換し、500 時間で水（クーラント）フィルターを交換している。空気（ターボ入口）フィルターについては、整備マニュアルでは 500 時間毎の交換になっているが、インジケータを監視し、詰まったら交換している。フィルターは 1 年分購入し、払い出し表で管理している。燃料フィルターは、燃料内に混入している水分を除去している。

II-4 DG 不具合と発生時の対応

不具合が発生すると注文書に必要事項を記入し、役場に提出して購入する。注文書を破棄するため不具合の履歴は不明とのこと。燃料噴射弁については 6 気筒分のスペアパーツを保有。取替えはアジアンパワーが実施し、スリランカで修理するとのこと。FSR 技術員の推奨で、DG3 をラジエーター方式からシンガポール製のプレート冷却（2 次冷却方式）に変更した。

ガバナ不具合で、DG2 は 2012 年から停止している。排気管の一部は取り外されている。DG3 については、ガスケット不良により潤滑油・冷却水漏れが発生したが補修済み。DG3・4 は過去にターボの不

具合によるオイルの燃焼室漏れが発生した。DG4 は定格の 80%出力を上限として運用している。運転員は、DG3 と同様なシステムのプレート冷却に変更した場合には出力を上昇させることが可能と考えている。DG3 は定格出力の 60~80%で運用している。DG3 ターボは排気ガス漏れが発生しており、交換を検討している。倉庫に「DG3」と表記された 2003 年 4 月 14 日製造の DG (125kVA) が保管されている。DG3 が 2007 年、DG4 が 2010 年に導入されていることから、4 年か 7 年で設備更新したことになる。

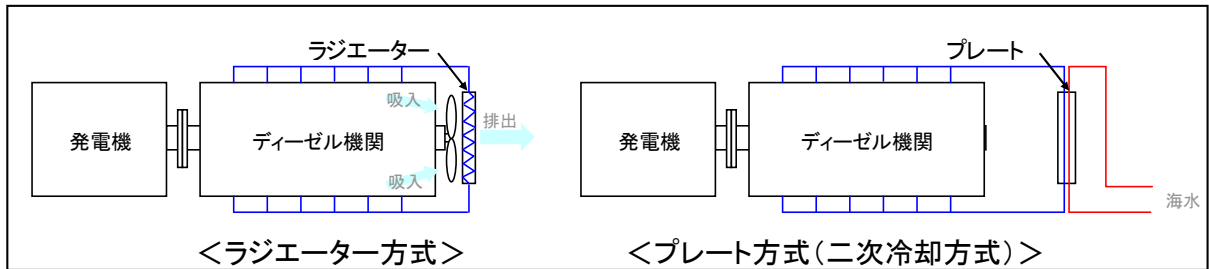


図 12 DG の二次冷却方式

出所：調査団作成

II-5 ガバナ

負荷（周波数）変化が生じた場合に、ガバナによって DG 燃料噴射量を増減して周波数（DG の回転速度）の変動を抑制するが、各ユニットの設定値（ドループ）のバランスが悪いと、DG を複数台運転にした際に特定のユニットに負荷が集中されることになる。各 DG のドループ確認・調整が必要である。現状のドループ設定値は、DG1・2 については不明、DG3・4 については設定値 0 で、変動に対して敏感に反応する設定になっている。

II-6 燃料設備

燃料油はタンカーで発電所貯蔵タンク 5kL×6 基（合計 30kL）へ受け入れを行い、タンカーと港の受入設備の流量計で計量している。受入後は機関毎に設置された燃料サブタンクへ定期的に手動にて移送

している。移送量はタンクにあるレベル計で確認し、DGの燃料消費量として記録している。

II-7 環境

騒音と振動については、近隣住民から苦情はないが、煤塵に関する苦情はある模様。騒音規制は DG 建物から 3m 離れた場所で 90dB とのこと。

II-8 潤滑油

ディーゼル機関用潤滑油は 12,000MVR/209L（ドラム缶 1 本）、約 84,000 円である。

(ウ) 配電設備の現状

I. 設備構成

モルディブの電圧に関する規定値は表 9 のとおりである。中圧、低圧ともに±10%を許容範囲としている。基準周波数は 50Hz、許容範囲は 49.4Hz - 50.6Hz である。系統容量が小さいため、許容範囲が基準周波数の 1.2%と比較的大きな値となっている。モルディブの高調波に関する中圧 (MV)、低圧 (LV) それぞれの総合電圧歪率 (Total Harmonic Voltage Distortion: THVD) の規定値は表 10 のとおりである。フラ島とクダフラ島の配電設備は、基本的にはこうした規定を満足するように設計、施設、運用されている。

表 9 電圧規定値

Nominal Voltage	Lowest Voltage	Highest Voltage
230V	207V	253V
400V	360V	440V
11kV	9.9kV	12.1kV

出所：STELCO 提供資料

表 10 高調波規定値

Voltage Level	THVD (%)
LV	5
MV	4

出所：STELCO 提供資料

【フラ島】

フラ島発電所で発電された低圧電力は、7つの配電線を介して島内の需要家へ供給されている。配電系統の電圧階級は、低圧・三相 4 線式 400・230V（中性点接地）で、すべて地中線系統で構成されている。発電所の配電線制御盤では、7つの配電線と所内電源を 2 つに束ねた母線部の電流、電力、力率などを

測定しているが、配電線単位の計測は実施していない。そのため、各配電線にどの程度実負荷が接続されているかは、発電所では把握できない。ただし、FSR 従業員寮に供給している配電線のみ電力量を計量している。また、配電線は ELR (Earth Leakage Relay: 漏電継電器) で保護されている。



図 13 フラ島発電所 配電線制御盤

FSR 従業員寮 (フィーダ G) と水産加工場 (フィーダ H、フィーダ I) に対しては、専用線にて供給している。ただし、フィーダ I は水産加工場の製氷機への供給用で、現在は送電していない。それ以外の需要家については 4 つの配電線 (フィーダ A~D) で供給していて、需要家近くに配置した接続箱 (Distribution Box: DB) で需要家への引込ケーブルと配電線が接続されている。系統には、全範囲で XLPE (Cross-linked Polyethylene) 35mm² ~150mm²×4 芯ケーブルが用いられており、発電所周りではダクトで防護されているが、それ以外のほぼ全域では直接地中に埋設されている。DB から需要家までの引込ケーブルは、新規需要家かつ標準サイズ (6sqmm) の場合は役場が負担するが、それ以外の場合は需要家が負担して施設する。

なお、フラ島では、2014 年 10 月現在 PV や風力発電などの分散型電源は系統に連系されていない。



図 14 島内に施設されている DB 外観 (左) と内部 (右)

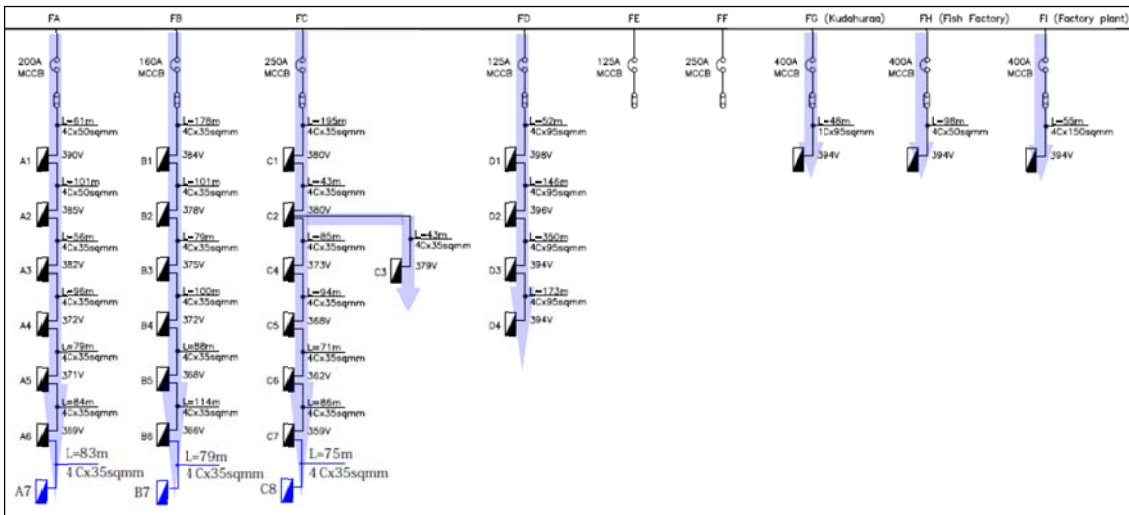


図 15 フラ島の現状の配電系統単線図

出所：フラ島役場提供資料を使って調査団作成

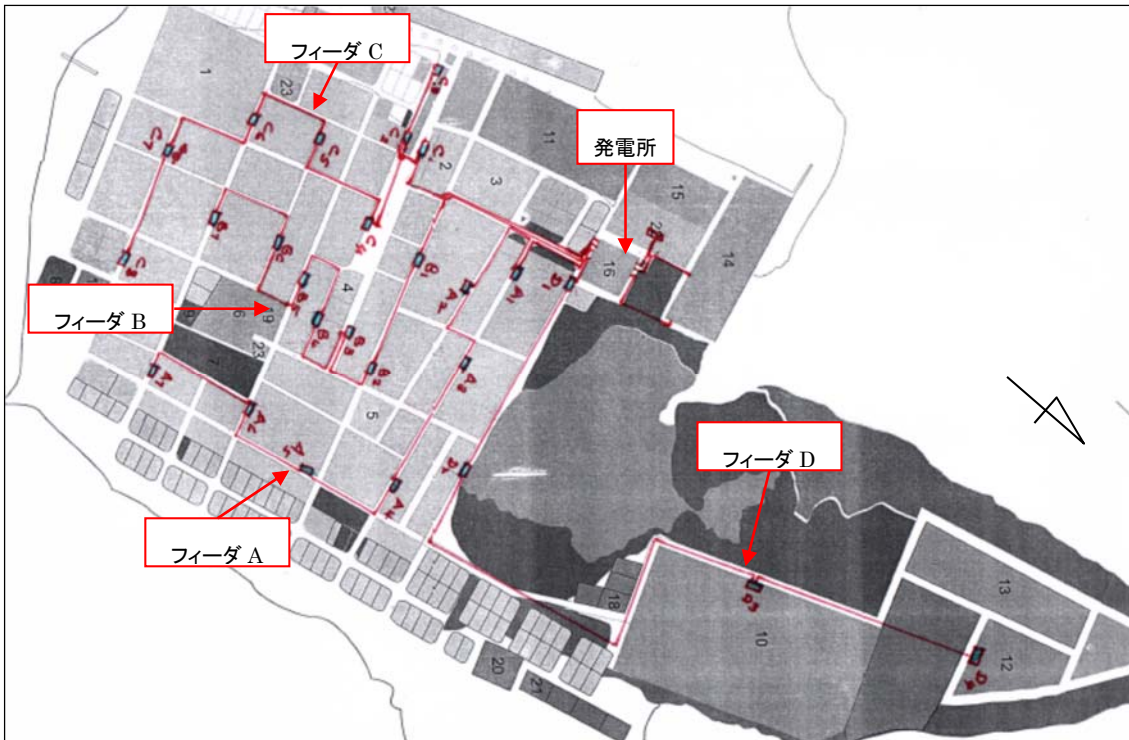


図 16 フラ島の現状の配電系統図

出所：フラ島役場提供資料に調査団追記

【クダフラ島】

クダフラ島発電所で発電された低圧電力は、32 回線の配電線にてクダフラ島全体に供給されている。配電系統の電圧階級は、低圧・三相 4 線式 400・230 V（中性点接地）で、すべて地中線系統で構成されている。各配電系統は OCR（Over Current Relay）で保護されている。クダフラ島発電所からスパ用小島への供給には海底ケーブルを使用しているが、海底上を這わせてその上を U 字溝状のコンクリート構造

物で防護している。水上コテージ手前に Voltage Stabilizer (800kVA×2：中国 QPS 製) が設置され、電圧の適正化を行っている。



図 17 クダフラ島発電所の配電線制御盤

II.運用状況

【フラ島】

フラ島発電所の記録によると、発電所から供給している電力は 220kW～380kW 程度である。比較的大きな需要は、FSR 従業員寮が最大 90kW、Youth Camp が最大 42kW（遮断器容量から推測）、水産加工場が 35kW～150kW（自家用発電による供給分を除く）、共同下水ポンプとなっている。共同下水ポンプは役場管理であるためか、計量器が取り付けられてないため負荷容量は不明である。調査団が入手した資料と測定結果からまとめた各配電線の運用状況は表 11 のとおりである。

表 11 フラ島配電線の運用状況

配電線名	送り出し部分の実測結果 (2014年10月20日午前10時頃)				需要家数(戸数) (単相)		需要家数(戸数) (三相)	
	電流	電力	力率	高調波 (THVD)	1φ	街路灯 (再掲)	3φ	ポンプ (再掲)
フィーダ A	73A	45kW	92%	1.7%	75	4	19	1
フィーダ B	87A	56kW	97%	2.0%	82	3	13	2
フィーダ C	113A	71kW	97%	2.2%	124	6	11	1
フィーダ D	8A	5kW	78%	1.9%	20	2	2	0
4フィーダ計	281A	177kW	—		301	15	45	4

出所：調査団現地測定データ

最も負荷が大きいフィーダ C については、過電流によるケーブル焼損が発生しており、現在配電線新設による負荷分割を実施中である。フィーダ D については、スタジアムや Youth Camp、下水ポンプが接続されている。計測時はポンプ稼働の影響により力率が低くなっていたと考えられる。同時に各配電線の高調波成分 (THVD) についても計測したが、モルディブの規定値と比較すると、適正な範囲で運

用されていることが分かった。

○電圧低下に関する検証

発電所職員へのヒアリングによると、配電線の電圧低下によるエアコンの一斉停止とその後の一斉復帰によって負荷変動（60kW 程度）が発生しているとのことであった。電圧低下の原因は、低い力率（発電機制御盤では 0.6）とのことであった。そこで、系統の力率について調査した。発電機制御盤の力率計が 0.6 を指している時に、①調査団の計測器で力率を測定したところ 0.9～1 であった、②稼働中のもう一つの発電機の力率計が 0.9～1 を指していた、③力率 0.6 で発電機を稼働し続けることは技術的に不可能であることから、発電機制御盤の力率計が故障していることが判明した。現地調査中、調査団の計測器で測定した力率は 0.8～1 程度で推移しており、電圧低下の原因は低い力率ではないと考えられる。

一部配電線の遮断器容量とケーブルの関係が不適正であり、大きな負荷電流が流れると、電圧降下が大きくなり、規定の電圧を維持できないおそれがある。例えば、フィーダ B の各 DB に 20A ずつ負荷が接続された場合（接続している需要家数、設備容量から見て十分に発生しうるケース）、発電所遮断器と DB の遮断器は動作しないが、系統末端に近い DB では 320V 程度となり、これはモルディブの規定を満たさない。こうしたことから、大きな負荷変動を招く電圧降下の原因は、設備設計の不備であると考えられる。



図 18 フラ島の発電機制御盤（力率計が故障）

○保護協調についての検証

遮断器（Molded Case Circuit Breaker: MCCB）は、ケーブルに許容電流以上の電流が流れないように保護する必要があるが、例えばフィーダ C の場合、MCCB の容量 250A に対してケーブル 35sqmm の許容電流が 180A となっている。この場合、仮にケーブルの許容電流を越す過電流が流れ、ケーブルを焼損する事態が生じても MCCB が動作せずに、危険な状態が継続する可能性がある。発電所職員にヒアリングしたところ、系統保護など電気工学の知識を有した技術者はほぼいない状態で、外部コンサルタントの設計どおりに保守・運用しているのが実態である。

【クダフラ島】

クダフラ島発電所の記録によると、発電所から供給している電力は 1.7MW 程度である。ヒアリングによると、全客室でエアコンを常に稼働しているため、日負荷ピークに影響するのはランドリー（4 台：

200A×2, 150A, 70A) の稼働状況とのことで、10:00～20:00 にピークが発生する。一方、オフピークは4:00～5:00 に発生し、需要はピーク時の半分程度となる。

III. 保守管理状況

【フラ島】

配電設備の保守・運用については、発電所職員が実施している。故障などが発生した場合は原則当直員で対応するが、必要に応じて非番の職員を呼び出して対応している。

過負荷や設備不具合による停電事象が過去に数度発生しているが、記録は残していない。そのため、不具合傾向分析など体系立った保全活動は実施しておらず、不具合が発生した後に場当たりの対応していて、総じて保全レベルは低い。過負荷で焼損したケーブルに、既設よりも細いケーブルを接続して対応しているケースからもうかがい知ることができる。過去に DB の焼損が 2 度発生しており、対応策としてすべての DB について、3～6 ヶ月に一度増し締めを実施しているとのことであった。

【クダフラ島】

配電設備の保守・運用については、FSR 職員である発電所職員が実施している。配電設備に起因した停電事象については、特に発生していない模様である。

イ 設備計画

(ア) 太陽光・風力発電

I. 太陽光発電

フラ島に太陽光発電設備を合計 1,239kW 導入する。設置場所と各サイトの設備容量を表 12 と図 19 に示した。太陽電池モジュールは役場、集会所、学校、発電所などの公共施設と FSR 従業員寮など公有地に立つ建物の屋根と、港などに新たに建設する日よけを兼ねた屋根を中心に設置する。

純粋に民間が保有する土地や建物については、適当なものが少ないこと、長期の借用契約を締結・維持することが現実的か見極める必要があることなどから、設置候補サイトとしなかった。地上設置についても、フラ島でも土地は貴重な資源であることから検討対象としなかった。

太陽電池モジュールは、設置に必要な面積が相対的に小さく、高温域でも出力低下が相対的に小さいパナソニックの HIT を採用する計画である。

日射量については、既存資料から 5.5～6.0kWh/m²・日と推定した。これと周辺数十 km 圏内に設置されている PV システムでの実績から、設備容量 1kW あたり 4.3kWh/日程度の発電量が期待できることが分かった。

表 12 PV 設置サイト一覧

Number from chart	Roof	Length (m)	Width (m)	Area (m ²)	Estimate (kW)
1	Powerhouse	30.89	11.64	359.56	51
2	Association building	31.20	15.75	491.28	70
	Council office	23.40	12.40	290.16	41
3	School				
	School office	25.40	4.00	101.60	14
		12.70	4.00	50.80	7
		12.70	6.20	78.74	11
	School Classroom 1	23.50	12.40	291.40	41
	School Classroom 2	14.90	12.00	178.80	25
	Staff room	20.40	13.04	266.02	38
123 classroom	13.00	12.74	165.62	23	
4	Huriya guest house	19.80	10.20	201.96	28
5	Harbor E	150.00	7.00	1050.00	150
	Harbor S	150.00	7.00	1050.00	150
6	Stadium 1	120.00	4.00	480.00	68
	Stadium 2	65.00	4.00	260.00	37
7	Fish processing plant	23.00	23.00	529.00	75
		14.00	20.00	280.00	40
8	Four Seasons compound				
	Two story building	45.00	16.00	720.00	102
	Other building	59.00	8.00	472.00	67
9	Health center	-	-	-	30
10	East coast	300.00	4.00	1200.00	171

出所：調査団作成



- | | | |
|--|---|--|
| 1. Powerhouse: 51 kW ⁺ | 5. Harbor (east): 150 kW ⁺ | 8. FSR two story building: 102 kW ⁺ |
| 2. Association building: 70 kW ⁺ | Harbor (south): 150 kW ⁺ | FSR other building: 67 kW ⁺ |
| Council office: 41 kW ⁺ | 6. Stadium1: 68 kW ⁺ | 9. Health center: 30 kW ⁺ |
| 3. School: 159 kW ⁺ | Stadium2: 37 kW ⁺ | 10. East coast: 171 kW ⁺ |
| 4. <u>Huriya</u> guest house: 28 kW ⁺ | 7. Fish processing plant: 75 + 40 kW ⁺ | |

図 19 PV・風力発電サイトの位置

出所：Google Earth を加工して調査団作成

II.風力発電

風力発電設備を合計 40kW 導入する。ゼファーの 5kW 風車 Zephyr9000 を 8 台設置することを想定する。設置場所は図 19 のとおり。

PV の設置可能容量が限定的となったことから風力発電の採用を積極的に検討したが、より大型なものでは騒音の関係から設置が困難であることが判明した。このため、小形風力発電機に絞って検討を進めた。その結果、図 19 に示した場所であれば 5kW 機の設置が可能であることが分かった。この機種であれば、騒音問題は心配なく、設置と維持管理も容易であることから適切である。

風況については、20km ほど離れた場所の観測データから推測すると、4.5～5.5m/秒の平均風速が期待できる。

(イ)ディーゼル発電

フラ島とクダフラ島の電力需要を賄うには既設発電機の容量が不足しているため、DG を全面的に更新する。フラ島発電所に 1MW の DG を 4 台設置する。合わせて、付随設備の更新・整備と環境対策も実施する。主要発電設備は表 12 のとおりである。DG の構成を検討するにあたり、以下について考慮した。

- PV の出力変動によって DG の起動・停止が生じた際に、一度に複数台数の DG を起動・停止する状況は避ける必要がある。一方、PV の出力変動幅としては、最大で 700kW 程度が見込まれている。DG の単機容量を 1MW とすれば、追加起動した際に 1 台で 700kW 程度を供給することが可能である。
- 任意の DG 1 台が点検または故障によって運転できない際に需要が最大となった場合でも、供給できる容量が必要である。1 台停止によって、1MW×3 台構成になった場合でも、2034 年断面における最大需要約 2.8MW を供給することは可能である。
- 任意の DG 1 台が点検または故障によって運転できない際にも、DG の運用ルールが変更されないことがヒューマンエラー防止の観点から重要であるため、同一容量機を揃えることが望ましい。特に本件では高信頼度を要求されるリゾート島への供給を含むため、ヒューマンエラー防止は重要である。
- すべての DG を同一容量機とすることにより DG 運転時間の均平化やスペアパーツの共用が可能となり、発電所設備全体を効率的に運用することができる。スペアパーツの調達に時間を要する離島では、信頼度維持のためにも考慮すべき事項である。
- 既存の発電所建屋をそのまま使用することから、現在と等しい台数 (4 台) であることが望ましい。
新設する DG は二次冷却方式とする。ラジエーター方式では長期的運転に塩害による腐食、目詰まり等による冷却能力の低下から DG の出力を低減することとなるが、二次冷却方式では熱交換プレートが腐食した際にもパーツ取替にて容易に対応可能である。

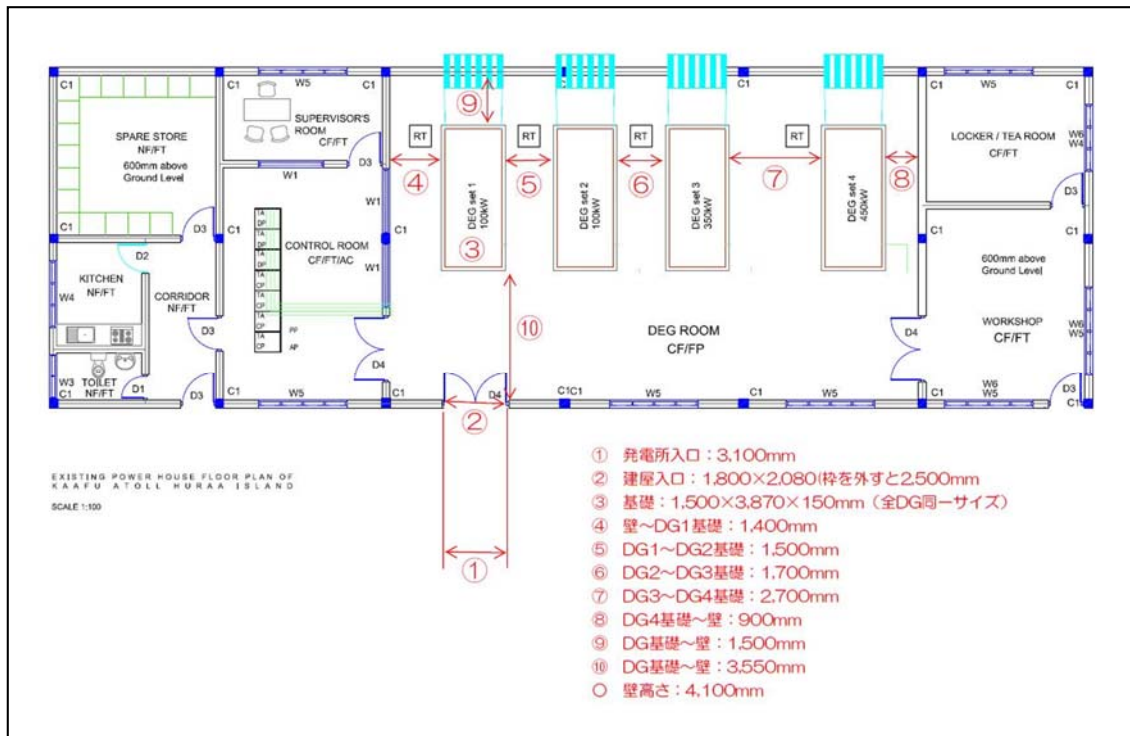


図 20 フラ島発電所・発電機関室

出所：調査団作成

表 13 主要発電設備

設備	仕様	数量
DG ユニット	1MW (2次冷却方式、潤滑油タンク 100 リットル)	4
DG 制御盤	各ディーゼル発電ユニット	4
燃料タンク	300kL	1
冷却水タンク	5kL	3
燃料サブタンク	6kL	4
吊上げクレーン	1t	1
吸排気扇	各ディーゼル発電ユニット	4

出所：調査団作成

(ウ)蓄電池

大量に導入する PV を安定的に利用するために、フラ島発電所敷地内に出力 1,000kW、容量 1,210kWh の蓄電池システム (Battery Energy Storage System : BESS) を導入する。空き地に約 16m×22mのコンクリート基礎を築き、その上にコンテナに入れた蓄電池を設置する。

BESS とは、発電量に比べて電力需要が低い場合に余剰電力を充電し、発電量に比べ電力需要が高い場合に蓄えた電力を放電することを可能とする装置である。BESS は主に、PCS 盤、蓄電池盤、制御監

視盤で構成される（図 21）。Power Conditioner System（PCS）は、蓄電池が発生する直流電流を交流系統に接続するための交直変換装置であり、交直変換を双方向行うことにより充放電を実現する。蓄電池盤は、電池モジュールを直接接続して構成する。制御監視盤は、電池モジュールとセルの監視と保護を行うとともに、上位システムからの指令により PCS に運転指令を与え BESS 全体を制御する。BESS はプロジェクトで導入する PV の長周期変動と短周期変動をふまえて設計した。

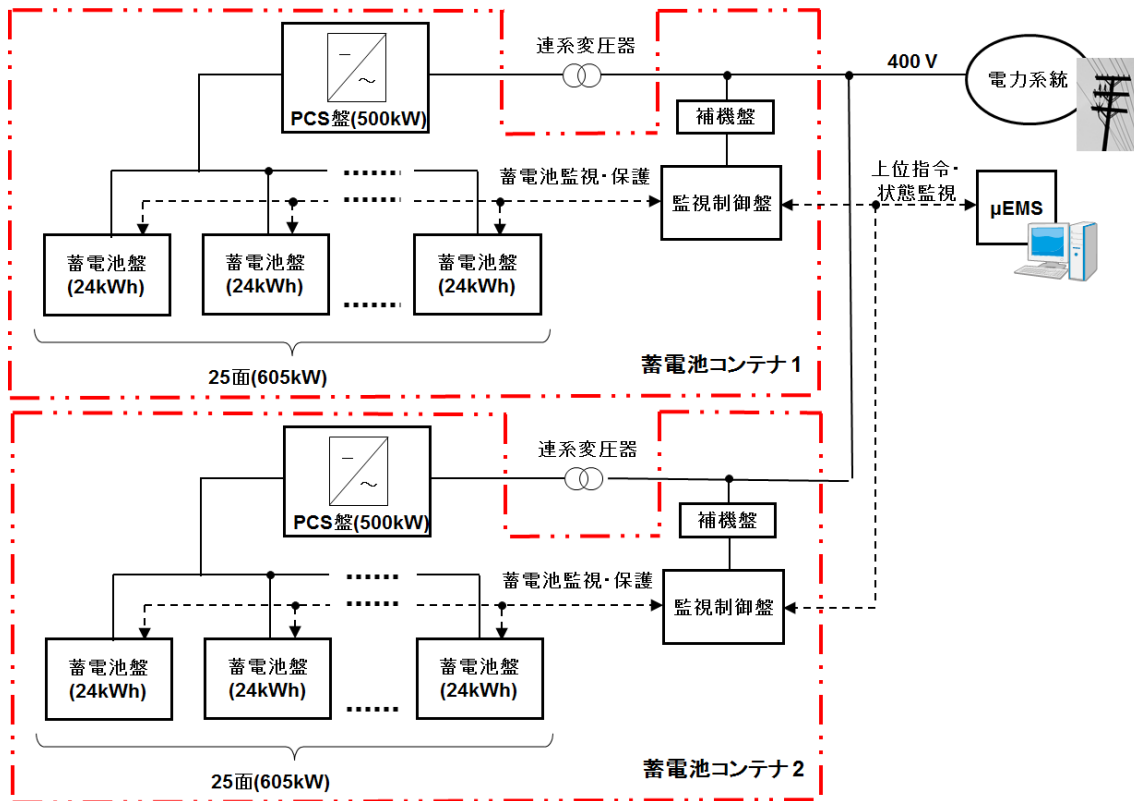


図 21 BESS の構成例

出所：調査団作成

I.長周期変動に対応した仕様

プロジェクトの PV 容量は系統規模に対して 56%と大きく、余剰電力の発生が想定される。そのため、この余剰電力の吸収を行うほか、DG の運転台数切り替え時（1 台運用から 2 台運用に変更など）に発電効率を低下させないための補助として活用する。燃料消費削減効果をシミュレーションしてメリットがある範囲を検討したところ、必要最低出力は 100kW、必要最低容量は 600kWh であることが分かった。

需要に対して PV 出力が大きく、かつ、DG が出力下限以下で運転する場合は BESS で PV の余剰電力を充電することにより需給バランスを維持するが、BESS の出力、容量が不十分で充電しきれない場合は PV 出力を抑制する必要がある。シミュレーションの結果、PV 出力抑制が生じるケースは年間 10.8 時間（0.2%）程度であるため、電力系統を維持するためにこの容量は十分である。最大で 315kW の PV 出力抑制が必要となるケースがあることがわかったため、3 サイト合計 470kW の PV について出力抑制

可能とするために、通信システムを構築する。

II.短周期変動に対応した仕様

電力の安定供給には、天候の影響や設備故障など予測できない短周期の変動に対して、DG の予備力と BESS で吸収するための容量を確保しておく必要がある。

プロジェクトで頻繁な発電機の起動・停止を回避するため、30 分以内の変動吸収に対応可能な BESS 仕様を検討した。プロジェクトサイトに近い島の PV 出力実績データからプロジェクトの PV 短周期出力を類推し、短周期変動抑制用の BESS について検討したところ、必要最低出力 700kW、必要最低容量 600kWh であることがわかった。

この出力と容量があれば、30 分以内の変動に対して 99.4%のケースについて吸収可能である。吸収できない場合は、ディーゼル発電機の運転台数切り替えが発生するが、その頻度は少ないため、実運用上、大きな問題にならないと判断した。

故障のケースについては、一番大きい容量の PV が接続されている PCS が故障し、PV (150kW) が脱落するケースと、配電線 F の事故によりそれに連系している PV と風力発電機 (315kW) が脱落するケースがある。これらは一番過酷な故障ケースであるが、上記蓄電池出力と容量を確保していれば、カバーできる範囲である。

シミュレーションによると、プロジェクトでの蓄電池の使用頻度は年間 267 日、564 時間以上が想定される。プロジェクト期間が 20 年であり、設置場所も遠隔地であるため、長寿命性に優れ、基本的にメンテナンスフリーである BESS が望ましい。こうしたことをふまえて、東芝のリチウムイオン電池 SCiB™ (Super Charge Ion Battery) を採用することを想定している。

(エ)エネルギー管理システム

大量に導入する PV を安定的に利用するために EMS を導入する。一般に離島などの小規模系統では DG により電力を供給しているが、DG の持つガバナフリー運転によって系統周波数変動を抑制し、需給バランスを維持している。大量に再生可能エネルギーを導入した場合、そうした機能のみでは系統の安定性を保つことができない。そこで、BESS と合わせて東芝の μ EMS (マイクロ EMS) を導入する。

μ EMS は、DG と BESS を制御対象とし、数十分単位で策定した供給スケジュールに基づいた協調制御を行うことにより、DG の発電効率を適正な値に維持し、燃料使用量の改善を図る。 μ EMS を用いた運用により、再生可能エネルギーによる発電電力を効率的に活用することが可能となる。

μ EMS を用いた運用イメージを図 22 に示した。電力需要と再生可能エネルギー発電量を予測し、数十分単位の電力供給スケジュールを策定する。長周期成分についてはディーゼル発電機と蓄電池で燃料費が最適になるような運用を行い、短周期成分については変動を DG と蓄電池で吸収するような協調制御を行うことで、経済性と電力品質の両立を実現する。

μEMS はフラ島発電所の発電機制御盤が設置してある部屋に設置することを想定する。

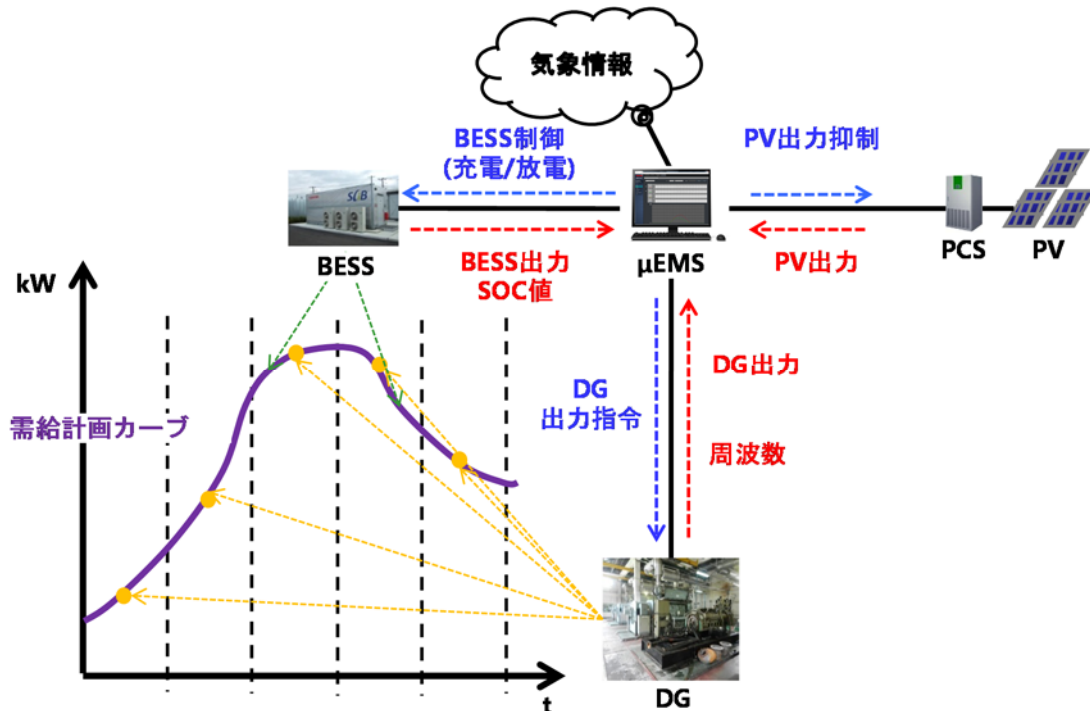


図 22 μEMS による運用イメージ

出所：調査団作成

(オ) 通信システム

先に述べたとおり、3 サイトの PV について出力抑制を行えるようにしておく必要がある。対象サイトは表 14 のとおりである。

これらのサイトは、軽負荷で PV の出力が高い時間帯に需給調整ができない場合、μEMS より出力制御を行う必要がある。制御ができない場合、最悪、系統全体が停電する可能性があるため、信頼度の高い通信が必要となる。よって、通信設備は 2 ルート構成の光回線とする (図 23、図 24)。μEMS と PCS の通信インターフェースは Ethernet とし、μEMS は Switching HUB に接続し、メディアコンバータに接続する。表 15 に必要な資機材をリストした。

表 14 計測制御が必要な PV サイト

Number	Site Name	Output
5	Harbor(east)	150kW
5	Harbor(south)	150kW
10	East Coast	171kW

出所：調査団作成

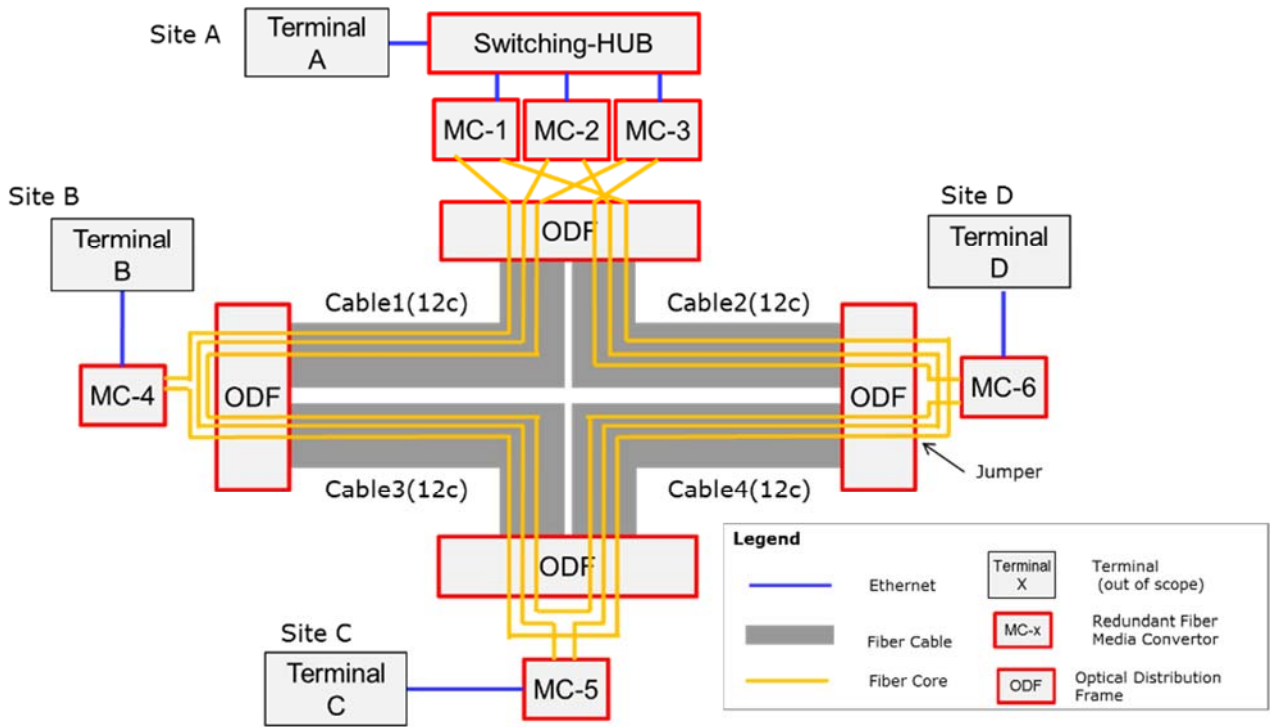


図 23 通信システムの構成例

出所：調査団作成



図 24 光ファイバー敷設図

出所：Google Earth を加工して調査団作成

表 15 通信システム資機材

No	機器および仕様	Unit	数量
1	Optic fiber cable SM 12 core	m	1,582
2	Installation along road, including, conduit where required, depth 600mm	m	1,299
3	Rack mount 24 port ODF	Nos	4
4	Splicing, pigtail	Nos	18
5	Media converter, Gigabit	Pair	3
6	Switching Hub 12 port	Nos	1
	合計		

(カ) 系統接続

フラ島からクダフラ島に電力を送る設備を導入する。十分な供給信頼度を確保することが求められるため、仮に1つの設備が不具合となった場合にも供給支障が生じないように、図 25、図 26 に示したとおり、2回線で供給する。供給の考え方は以下のとおり。

- 1カ所の設備不具合により供給支障が発生しないように2回線で供給する。不具合時の供給を考慮し、1回線で全電力を供給できる設備容量で設計する。
- 平時は2回線受電とし、非常時のみ1回線受電とする。
- 電力損失と現地での機材入手の容易さを考慮して11kVで送電する。
- 掘削によるケーブル損傷リスクを回避するため、2回線は別ルートとする。
- 海底ケーブルは船舶の通過が少ない場所を選定して敷設する。

表 16 に必要な資機材をリストした。

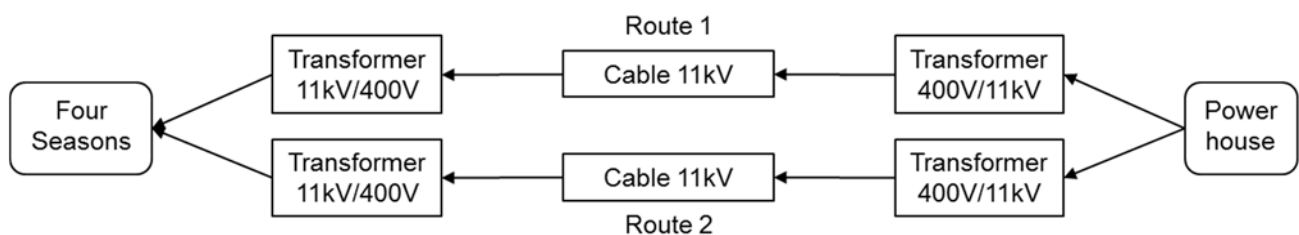


図 25 クダフラ島への供給イメージ

出所：調査団作成

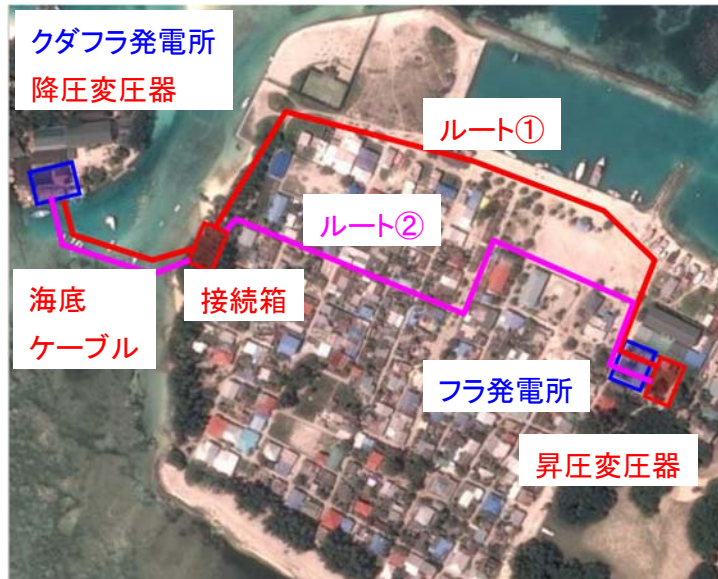


図 26 クダフラ島への供給予定ルート（赤字・ピンク字は新設）

出所：調査団作成

表 16 クダフラ島への供給に必要な配電設備

	場所	機材・装置	個数
遮断器	フラ発電所	400V, In=800A, Is=40kA	2set
	両発電所	11kV, In=140A, Is=25kA	4set
接続箱		接続材料一式, 小屋	1set
地中ケーブル		XLPE 3C 70sqmm	600m×2 回線
海底ケーブル		3C 70sqmm	200m×2 回線
変圧器	フラ島発電所	11/0.4kV, ∇Y , 2.5MVA	2基
	クダフラ島発電所	11/0.4kV, ∇Y , 2.5MVA	2基

出所：調査団作成

昇圧変圧器をフラ島発電所敷地内東側の空き地に施設する（図 27）。このスペースには前述したとおり、BESS も併設する。クダフラ島の最大需要は、2034 年断面で約 2.3MVA であるため、容量 2.5MVA の変圧器を 2 基設置する。



図 27 昇圧変圧器設置予定場所

フラ島内の 11kV 地中ケーブルと、海底ケーブルをフラ島南岸で接続する。海底ケーブルの曲げ半径と公衆災害等を考慮して、5m×5m×3m 程度の小屋を設置し、その中に接続部を設ける。

クダフラ島の海水淡水化施設からフラ島内一部施設に上水を送っている海底水道管に沿って海底ケーブルを敷設する。フラ島クダフラ島間の海底は浅く、船舶の往来が多い場所もある。海底ケーブルが損傷する主な要因は、船舶の通行によるものであることから、極力船舶の往来箇所を避ける必要がある。ヒアリングによると、この海底パイプの敷設箇所には船舶の往来がほぼ無いとのことなので、この位置に海底ケーブルを併設する（図 28）。

容量 2.5MVA の降圧変圧器 2 基をクダフラ島の発電所敷地に設置する。ただし、スペースが不足するため、段階を追って 1 基ずつ設置工事を進める。



図 28 海底ケーブル設置予定箇所

(キ)配電線

I.進行中の配電系統増強計画

フラ島役場は増え続ける需要と設備過負荷の対策として、配電線の新設と更新を計画し、現在工事実

施中である（図 29）。その内容は、①フィーダ C の既存負荷の一部をフィーダ F へ振替と太線化、②フィーダ F による島西部の新設負荷への供給とフィーダ C の一部既存負荷の引き受け、③フィーダ H による島東部の新設負荷への供給である。今後需要が見込まれる建築中のホテル（City Hotel）と水産加工場製氷機へは、専用配電線にて供給する予定とのこと。

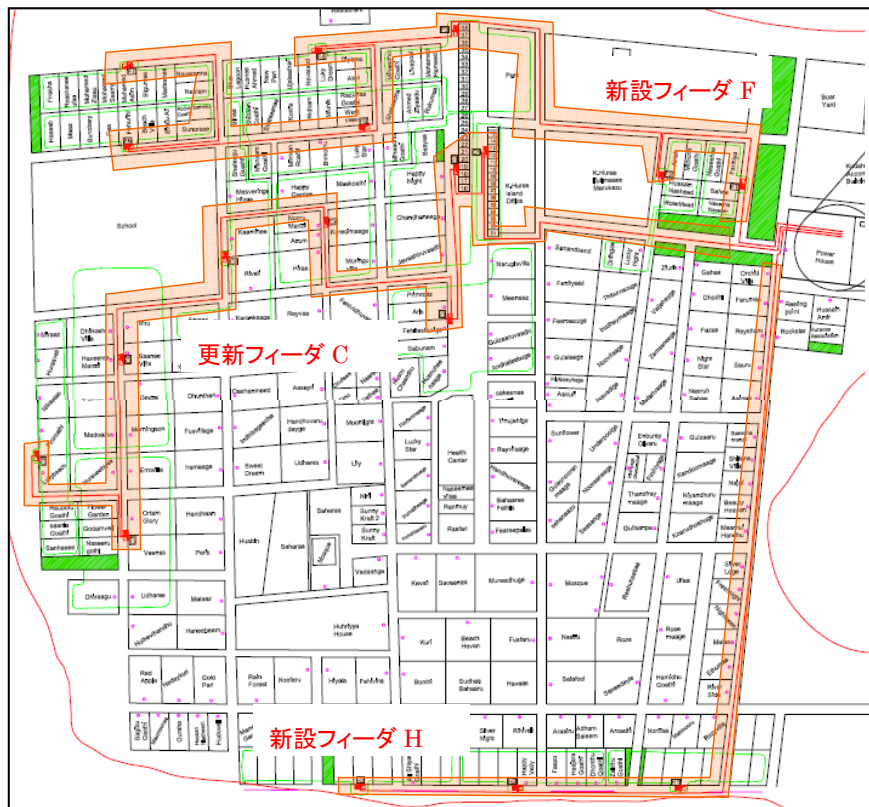


図 29 現在実施中のフラ島配電系統増強計画

出所：フラ島役場提供資料に調査団加筆

II. 導入する再生可能エネルギー発電設備による影響

フラ島には現在、系統に連系した PV や風力発電などの分散型電源が存在しないため、配電系統に逆潮流は発生せず、電流は常に発電所側から需要家側へ流れる。今回、プロジェクトで PV 等が配電系統に連系すると、逆潮流が発生し、過電流や電圧上昇が発生する可能性がある。特に電圧が規定値を超えると PV 等は発電できなくなるため、再生可能エネルギー導入の効果が小さくなる。ただし、系統内に SVR、SVC などの電圧調整器も設置されていないことから、PV 等に起因する逆潮流によって、電圧調整器のタップ誤作動の問題は発生しない。

プロジェクト期間内で、現在工事中の系統（以下、計画系統）で適正な電力品質を保つことが可能か以下の 2 つの最過酷ケースを検証した。

- ケース 1 分散型電源の出力が最大、かつ系統負荷が最小（プロジェクト開始時：2015 年）
- ケース 2 分散型電源の出力がゼロ、かつ系統負荷が最大（プロジェクト終了時：2034 年）

分散型電源設備のうち PV は経年により出力が減少するため、設備運転開始年に最も出力が大きくなると想定される。一方、系統負荷は年々増加していくため、プロジェクト開始時が最も小さく、プロジェクト終了時が最も大きい。このことから、逆潮流による影響が最大であるケース 1 と負荷電流による影響が最大であるケース 2 を検討すれば、計画系統の健全性の確認は必要十分である。検証の結果、いくつかの配電設備の改修が必要だと分かった。表 17 に PV 等の連系箇所、表 18 に PV 等の連系と配線設備の改修に必要な資機材の内容を示した。

接続される PV 等は DB で系統に接続されるが、フィーダ A、B、D については、既存 DB に十分な空き回路が存在すること、フィーダ C、F については、現在、大型 DB へ（図 30）取替中であるため、新たに DB を設置する必要はないことを確認した。

表 17 PV 等の連系箇所

No.	設置箇所	容量(kW)	連系箇所	必要な引込ケーブル
1	Powerhouse	51	発電所	4C 10sqmm ×10m
2	Council office	70+41	C1	4C 35sqmm ×15m
3	School	159	C6	4C 70sqmm ×5m
4	Huriya	28	A6	4C 6sqmm ×5m
5	Harbor	150+150	F3,F4	4C 70sqmm ×25m,35m
6	Stadium	68+37	D3	4C 35sqmm ×15m
7	Fish plant	75+40	専用線	4C 35sqmm ×10m
8	FSR accommodation	102+67	専用線	4C 70sqmm ×10m
9	Health center	30	B4	4C 6sqmm ×5m
10	East coast	171	H1	4C 70sqmm ×5m
11	Wind farm North	5×5	専用線	4C 6sqmm ×200m
12	Wind farm West	5×3	F7	4C 6sqmm ×40m

出所：調査団作成

表 18 PV 等の連系箇所

	箇所	機材・装置	個数	用途
遮断器	既存フィーダ, City hotel, Wind farm North	400V, In=250A, Is=40kA	10set	負荷増対策 新規供給
	フィーダ C,F	400V, In=450A, Is=40kA	2set	逆潮流対策
系統ケーブル	フィーダ A	4C 95sqmm	560m	電圧降下対策
	フィーダ B	4C 95sqmm	740m	電圧降下対策
	フィーダ C	4C 185sqmm	570m	電圧上昇対策
	フィーダ D	4C 150sqmm	730m	電圧上昇対策
	フィーダ F	4C 185sqmm	780m	電圧上昇対策
引込ケーブル		4C 6sqmm	250m	連系用
		4C 10sqmm	10m	連系用
		4C 35sqmm	40m	連系用
		4C 70sqmm	80m	連系用

出所：調査団作成



図 30 新規導入中の大型 DB 内部

ウ 実施体制

プロジェクトコンセプトを図 31 に示した。プロジェクト実施までに、フラ島役場と FSR の同意を得て、両者に電力を供給する SPC を設立する。SPC は基本的に、現在はフラ島役場が実施している発電、配電を含む電力事業を設備とともにすべて引き継ぐ。フラ島需要家への電力の販売、集金などは SPC の業務となる。SPC は新たに FSR と長期・大口契約を結び、中圧で電力の供給を始める。

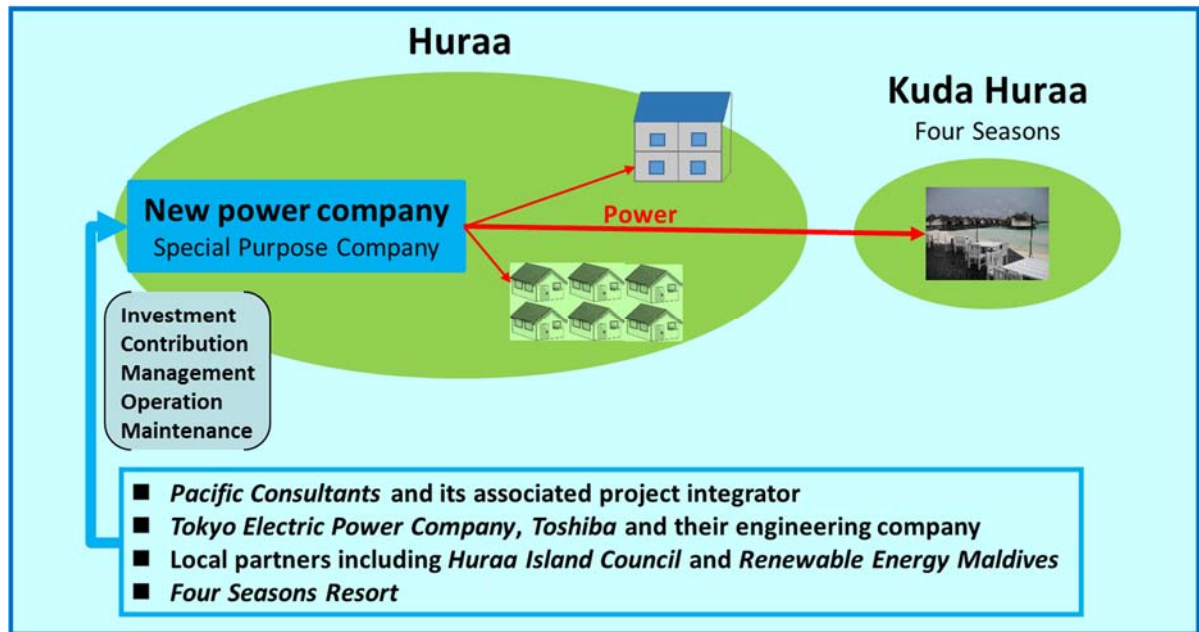


図 31 プロジェクトコンセプト

出所：調査団作成

図 32 にプロジェクト実施体制を示した。SPC は REM、PCKK と InterAct が主体となって設立する。強固な技術サポート体制を構築して現地関係者に安心感を与えるために、東芝、TTNI、東京電力の参画を得る方向で調整する。

先に述べたとおり、大口顧客となる FSR は PS 開始以降、プロジェクトに対して終始消極的である。フラ島に発電施設があるため自らコントロールすることができず、事故だけでなく意図的な理由から送電が止まることを恐れている。このため、経営面や運転管理面についても安心感を高めるために、FSR には出資や運営委託という形で SPC に参加することもオプションとして提示している。

フラ島役場については、土地、建物、配電設備などを SPC に長期契約で貸し付け、電力事業の運営権を付与することを想定している。SPC はそれに対する対価を支払う。FSR は、フラ島役場がプロジェクトに介入して FSR に困難な要求を行うことを恐れていると見られるため、そうした不安を払拭するために、フラ島役場には SPC への参加を打診していない。

日常の運営管理は 9 人の社員が行う。発電所は従来どおり 3 交代制勤務とする。電気工学などについて専門性が高い者を所長に迎えるなどして、要員の能力を底上げする。

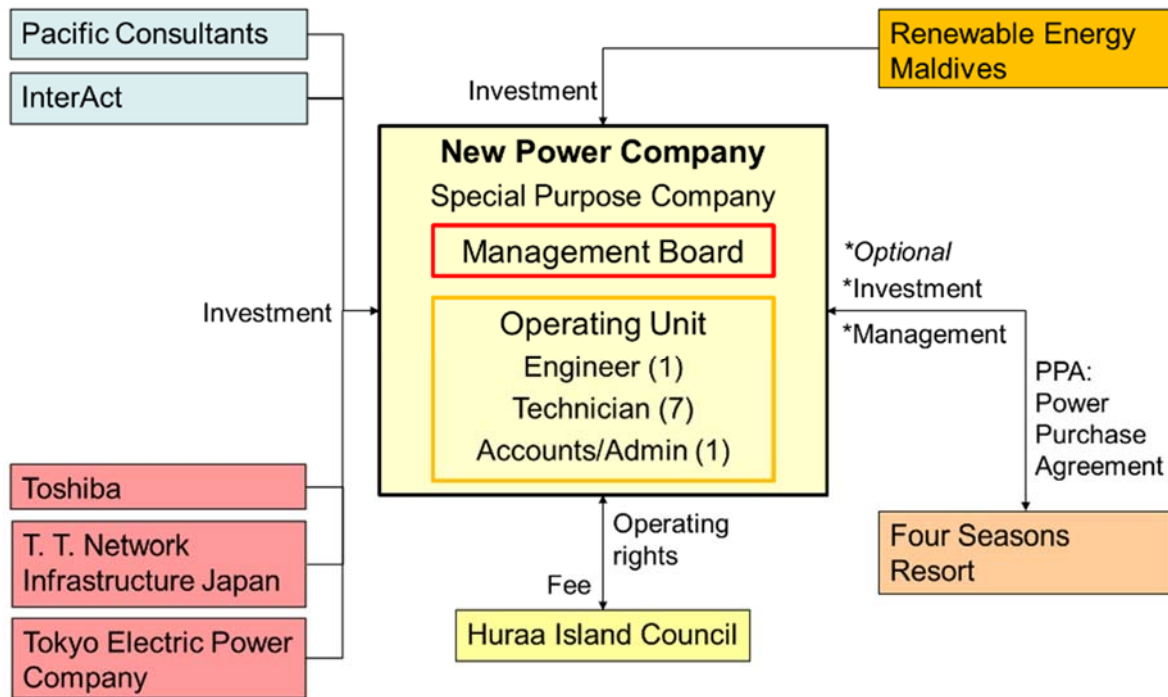


図 32 プロジェクト実施体制図

出所：調査団作成

エ 電力需要と発電計画

(ア) 電力需要

フラ島とクダフラ島の電力需要は表 19 のように伸びると推定した。電力需要の伸び率は、後述する電力販売収入の計画に利用できるよう FSR (Four Seasons)、フラ島事業用 (Huraa Business)、フラ島家庭用 (Huraa Domestic) に分けて推定した。参照できるデータが少ないため、直近 1~3 年間の電力需要、人口増加率、現地で電力事業に従事している者の意見を参考に決定した。フラ島とクダフラ島も小さな島であるため、人口や経済はそう遠くない未来に飽和すると考え、11 年目以降の伸び率は低く見積もった。想定電力需要を表 20、想定最大電力を図 33 に示した。

表 19 想定電力需要伸び率

Year	Year 1-5	Year 6-10	Year 11-15	Year 16-20
Four Seasons	3%	3%	0%	0%
Huraa Business	8%	5%	3%	3%
Huraa Domestic	8%	5%	2%	2%

出所：調査団作成

表 20 想定電力需要 (MWh/年)

Year	1	5	10	15	20
Four Seasons	9,263	10,426	12,086	12,086	12,086
Huraa Business	2,644	3,021	3,414	3,703	4,038
Huraa Domestic	996	1,355	1,729	1,909	2,107
Total	12,903	14,801	17,229	17,698	18,232

出所：調査団作成

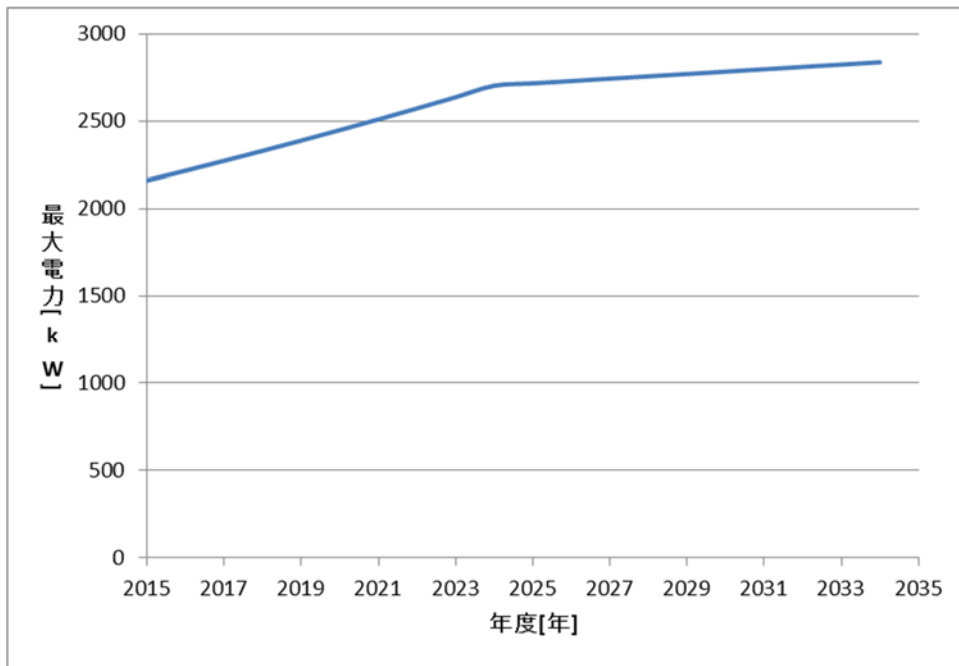


図 33 フラ島・クダフラ島合計最大電力の年度推移

出所：調査団作成

(イ) 発電計画

発電計画を表 21 に示した。PV (Solar) の発電量は日射量、設備容量、経年による出力低下、システムロスをつまえて算出した。風力 (Wind) については、期待される平均風速とメーカーカタログから発電量を推定した。DG (Diesel) の発電量は、想定される電力需要に送配電などの電力ロスを加え、PV と風力の発電量を差し引いて求めた。フラ島の送配電ロスは 10%、クダフラ島への送電ロスは 1.85%、蓄電池への充放電などともなう PV 発電量のロスを 1.3%として計算した。

表 21 発電計画 (MWh/年)

Year	1	5	10	15	20
Solar	1,919	1,919	1,843	1,766	1,689
Wind	73	73	73	73	73
Diesel	11,489	13,491	16,112	16,710	17,380
Total	13,482	15,484	18,028	18,549	19,142

出所：調査団作成

オ 設備投資と資金調達

(ア) 設備投資費用

プロジェクトの設備投資費用を表 22 にまとめた。PV のみ 11 年目に PCS (インバータ) の交換を見込むが、ほかは 20 年間使用することを前提に設計し、機材選定を行う。積算の結果、初期投資額は 1,351 万米ドルになった。11 年目に PCS 交換費用 62 万米ドルが必要となる。

表 22 設備投資費用 (千米ドル)

Item	Initial investment	Replacement
Solar PV system	3,379	
Solar inverters (Year 11)		620
Wind turbines	660	
Diesel generators	2,531	
Powerhouse upgrade	811	
BESS	2,677	
EMS	1,100	
Communication system	12	
Grid connection	1,320	
Distribution network upgrade	381	
Other	644	
Total	13,514	620

出所：調査団作成

(イ) 資金調達

資金調達については、「リープフロッグ型発展の実現に向けた二酸化炭素排出抑制対策事業費補助金」(JICA 連携基金) と JICA 海外投融資などの活用を考えているが、詳細な検討には至っていない。

事業性の検討は表 23 に示した想定で行っている。初期設備投資費用 1,351 万米ドルのうち PV システム、風力発電機、蓄電池 (BESS)、EMS、通信システム の 783 万米ドル分については、JICA 連携基金が設備補助事業の活用を想定している。2 分の 1 補助として、補助金を 391 万米ドル見込む。自己資金

を 100 万米ドルとし、残額 860 万米ドルには JICA 海外投融資などの活用を想定した。

JICA 海外投融資については、JICA に相談したところ、融資の可能性は否定されなかったが、プロジェクトに活用するには制度上の制約が多いことが判明した。例えば、①JBIC を含む先進国の民間金融機関が融資できる案件は対象にできない、②海外投融資は ODA であるため JCM プロジェクト本体には使用できない、③プロジェクトファイナンスの場合、案件規模が小さくても 5 千万～1 億円のアドバイザーコストが発生し、これは借り手が負担しなければならないことなどが挙げられる。

表 23 資金調達（千米ドル）

Item	Amount	Loan terms
Subsidy	3,914	
Equity	1,000	
Loan	8,601	Interest rate: 4%
Total	13,514	

出所：調査団作成

カ 運営・維持管理費用

運営・維持管理費用の積算結果を表 24 に示した。設備の減価償却は、PV インバータ以外は 20 年等価償却とし、PV インバータは 10 年等価償却とした。DG 用の燃料価格は、現在の政府認可電力単価から算出した 1 リットルあたり 1.055 米ドルとした。維持管理費には PV、風力発電機、DG、BESS、送配電設備などの費用が含まれ、メーカー資料、専門家聞き取りなどによって積算した。運営料

(Operating fee) とは、フラ島役場が SPC に貸与する土地、建物、配電設備などと、付与する電力事業の運営権の対価として SPC が役場に支払う費用であるが、現行の役場の電力事業による利益とそれによる住民への電力補助金の支給状況をふまえて設定した。ローン費用は借入額の 4%とし、5 年間据置後、5 年間かけて元金均等で返済することを想定した。

表 24 維持管理費用（千米ドル）

Year	1	5	10	15	20
Depreciation	707	707	707	707	707
Diesel fuel	3,276	3,847	4,594	4,765	4,956
Maintenance	180	209	682	274	311
Salary	122	122	122	122	122
Operating fee	80	108	138	153	169
Loan interest	344	344	34	0	0
Total	4,708	5,337	6,277	6,020	6,264

出所：調査団作成

キ 電力販売収入

プロジェクトの電力料金は、モルディブエネルギー庁（Maldives Energy Authority: MEA）が設定した料金表に準拠して設定する。表 25 のとおり、MEA は地域ごとに、家庭用、事業用、政府用に分けて、4 段階で単価を定めている。家庭用は割安に設定されているが、いずれの区分も電力使用量が多くなるほど割高になる体系である。発電燃料の価格変動に対応するために、燃料サーチャージも設定されている。プロジェクトの電力料金は、この料金表を参照して仕組みも踏襲するが、需要家をプロジェクトに参加させるために、再生可能エネルギー導入の便益を需要家も得られるような設定とする。

表 25 MEA 認可電力料金表

MEA Approved Tariff			Unit:MVR
North central region			
Bands/ Categories	Domestic	Business	Government
Band A (0-100)	3.75	4.50	4.50
Band B (101-200)	4.25	5.75	5.75
Band C (201-300)	4.50	6.50	6.50
Band D (301-400)	5.00	7.50	7.50

Fuel surcharge: Rf 0.03/kWh per each Rf 0.10 increase in the fuel price when the fuel price goes above Rf8.10

出所：MEA

入手したデータの分析によると、現在の平均電力販売単価は、事業用は 0.60 米ドル/kWh、家庭用は 0.43 米ドル/kWh である。FSR は自前で発電しているため、フラ島にある従業員寮以外は電力購入実績がないが、MEA の料金表に当てはめると 0.65 米ドル/kWh となる。ヒアリングによると、FSR の発電コストは燃料費が 0.30 米ドル/kWh、その他のコストが 0.30 米ドル/kWh と推測しているとのこと。合計すると 0.60 米ドル/kWh になる。ただし、これにはリゾート内の配電設備の管理コストや発電・配電以外

の電気関係の維持管理にも従事する要員の人件費も含まれると見られるため、プロジェクトの電力料金とそのまま比較することは不適切である。

こうしたことをふまえ、表 26 のような販売単価となるよう電力料金を設定する。これに基づき収入を試算すると、表 27 の電力販売収入と収益を算出できる。

表 26 想定平均電力販売単価

	平均価格 (USD/kWh)	MEA 料金からの割引率
Four Seasons	0.39	40%
Huraa Business	0.48	20%
Huraa Domestic	0.34	20%

出所：調査団作成

表 27 電力販売収入と収益 (千米ドル)

Year	1	5	10	15	20
Four Seasons	3,613	4,066	4,714	4,714	4,714
Huraa Business	1,269	1,450	1,639	1,777	1,938
Huraa Domestic	339	461	588	649	717
Total	5,220	5,977	6,940	7,140	7,368
Net profit	435	544	563	952	939

出所：調査団作成

ク 事業性

ここまでの前提や試算に基づき計算すると、投資回収年は 7 年、IRR (20 年) は 15.1%となる。補助金が得られない場合は、投資回収年は 9 年、IRR は 9.7%となる。

(2)プロジェクト許認可取得

ア 電力事業に関する許認可

プロジェクトでは発電と配電を行うため、電気事業ライセンスの取得が必要である。当初は民間による電力事業はほとんど実績がないためライセンス所得は容易でないのではと考えていたが、モルディブではリゾート島が自前で行う発電・配電についてもライセンス取得が義務づけられていることが判明した。リゾートは電力事業者として登録し、発電所の認定も受けている。このため、電力事業ライセンスの申請・取得手続きは事例が多く、規則に従って淡々と実施すれば問題ないことが分かった。SPC に出資する REM は発電事業者として電力事業ライセンスを取得しており、手続きを熟知している。

イ 環境影響評価

フラ島とクダフラ島をつなぐ海底ケーブルを敷設するには、環境影響評価 (EIA) の実施が必要であ

る。既設水道管に沿って敷設するが、海岸に影響を与える行為と見なされ、EIAが必要となる。現地の専門コンサルタントによると、こうした事例は多くあり、認められない可能性は低いとのことである。

フラ島北部への風力発電機の設置も EIA の対象となる可能性が高い。樹木を 10 本以上伐採する場合は EIA の実施が義務づけられている。フラ島役場によると、この場所には船舶修理などの産業を移転させることになっている。専門家によれば、これが実現した場合、樹木の伐採が許可されない可能性は低い。フラ島役場の計画が認められず、緑地帯として残すことになれば、不許可となる可能性もあるという。

通常、EIA の審査期間は 2 カ月程度である。申請書類に工期を記すが、通常は審査完了後、12 カ月以内に着工することが求められる。社会的側面も審査されるため、フラ島住民と FSR との関係に問題がないことも説明する必要がある。

EIA の実施は必要ないが、BESS はリチウムイオン電池を大量に使用するため、その廃棄に関して環境管理計画の作成が必要となる。通常、環境管理計画は EIA と一緒に審査に提出する。

(3) 日本技術の優位性

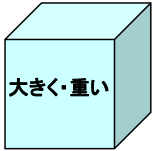



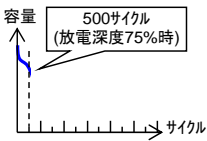
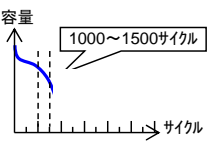
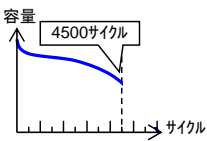
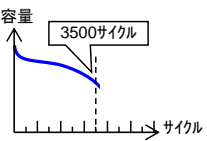
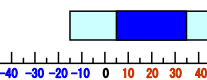
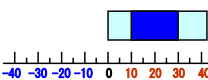
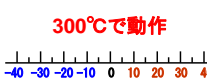
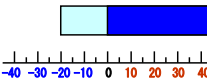
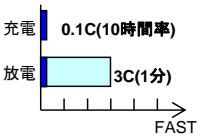
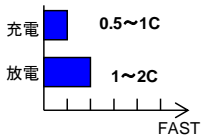
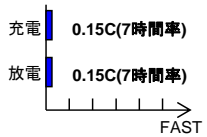
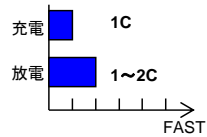
ア 蓄電池と EMS の優位性

(ア) リチウムイオン電池

I. 他種類の蓄電池との比較

リチウムイオン電池は一般に、他の蓄電池と比較して、①単位体積あたりや単位重量あたりの蓄電容量が大きい（高エネルギー密度）、②充電したエネルギーの中から放電で取り出せるエネルギーの割合が多い（高エネルギー効率）などの利点を有する反面、コストが割高であること、電解液に石油類を用いているため容量によっては危険物扱いとなるなど安全性に関する課題がある。表 28 に各種蓄電池の一般的な性能・コスト比較表を示す。表 28 の比較から、リチウムイオン電池はコストだけで見ると劣るが、サイクル寿命が長い、交換周期が長い、幅広い温度で使える、電池容量に対して充放電の出力を大きくとることができるなどの性能面の長所を合わせて考えると、コストパフォーマンスの面から見ても他の蓄電池と比較して優位であると言える。特に離島や屋内に設置する場合など、設置スペースが限られた用途では、高エネルギー密度で体積が小さいリチウムイオン電池は優位であると言える。

表 28 蓄電池性能・コスト比較表

	鉛蓄電池	ニッケル水素蓄電池	NAS電池	リチウムイオン蓄電池
体積・重量 (エネルギー密度)	 大きく・重い	鉛電池の約1/2 	鉛電池の約1/3 	鉛電池の約1/4 
サイクル寿命	 容量 500サイクル (放電深度75%時)	 容量 1000~1500サイクル	 容量 4500サイクル	 容量 3500サイクル
温度特性	 -40 -30 -20 -10 0 10 20 30 40	 -40 -30 -20 -10 0 10 20 30 40	300°Cで動作  -40 -30 -20 -10 0 10 20 30 40	 -40 -30 -20 -10 0 10 20 30 40
急速充放電	充電 0.1C(10時間率) 放電 3C(1分)  FAST	充電 0.5~1C 放電 1~2C  FAST	充電 0.15C(7時間率) 放電 0.15C(7時間率)  FAST	充電 1C 放電 1~2C  FAST
エネルギー効率	約87%	約90%	約90%	約95%
コスト(kW単価)	○	○	△	△

注) 温度特性、急速充放電の水色部は、短期間なら使用可能ではあるが、長期運用では推奨しない範囲を表し、青色部が推奨使用範囲を表している

出所：東芝作成

II.他社のリチウムイオン蓄電池との比較

プロジェクトは東芝 SCiB™ を採用する計画である。定置型蓄電池用として注目されるリチウムイオン電池は、各メーカーにより様々な技術開発、性能改善が試みられている。SCiB™ は、他社のリチウムイオン電池に比べて急速充放電、長寿命、安全性などの点で優れた性能を有している。以下にその特徴を説明する。



図 34 SCiB™ の特徴

出所：東芝作成

①急速充放電特性

通常のリチウムイオン電池では、蓄電容量 A[kWh]の場合、最大 A[kW]程度までの充放電が可能である。これに対して、東芝 SCiB™ では、蓄電容量 A[kWh]の場合、最大 $3 \times A$ [kW]までの充放電が可能であり、通常のリチウムイオン電池の 3 倍の速度での充放電が可能である。結果として東芝 SCiB™ では、B[kW]の充放電を蓄電容量 $B/3$ [kWh]で行うことができ、小型（低容量 kWh）の蓄電池で大電力（kW）が得られる。

例として、通常のリチウムイオン電池では、300[kW]の充放電を行うためには蓄電容量 300[kWh]を必要とする。これに対して東芝 SCiB™ では、300[kW]の充放電を行うためには蓄電容量が (1/3) の 100[kWh]あればよいことを示す（図 35）。

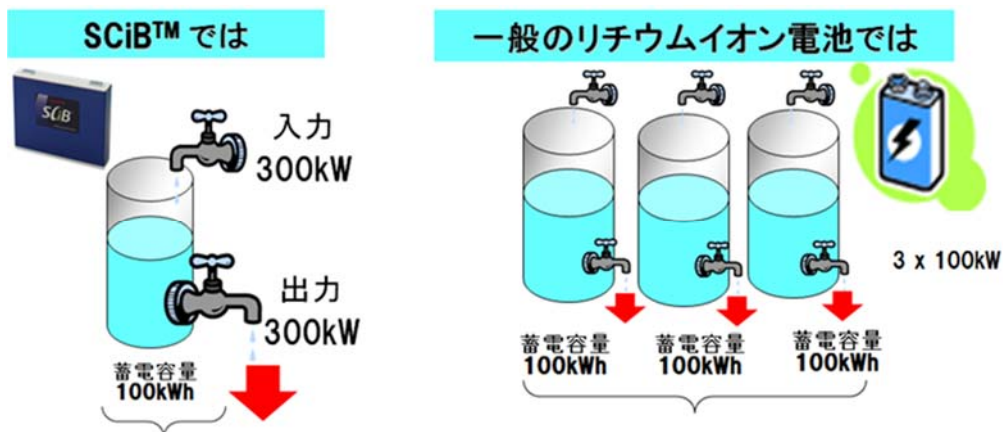


図 35 急速充放電特性の比較

出所：東芝作成

②広い実効 SOC レンジ

通常のリチウムイオン電池では、長期間にわたって使用する場合、蓄電池の充電の割合（State Of Charge: SOC）に上下限を設けて使用範囲を制限することがある。これに対して東芝 SCiB™では、0～100%の全領域で使用しても寿命を損なうことがない。結果として東芝 SCiB™では、D[kWh]の充放電を行うには、蓄電容量はD[kWh]あれば十分である。

例として、使用範囲が20～70%のリチウムイオン電池では、100[kWh]の充放電を行うために蓄電容量200[kWh]を必要とする。これに対して東芝 SCiB™では、100[kWh]の充放電を行うためには蓄電容量が100[kWh]あればよい（図36）。

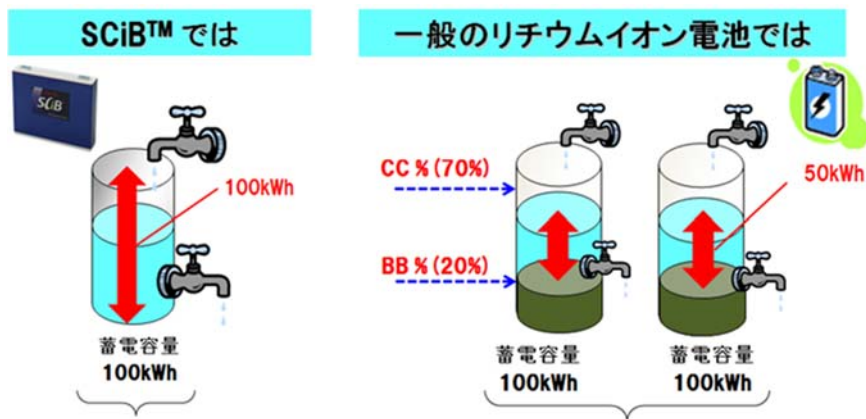


図36 SOCレンジの比較

出所：東芝作成

③長寿命特性

蓄電池には可能な充放電回数を示すサイクル寿命と使用可能期間を示すカレンダー寿命がある。蓄電池を常用で用いる場合に、特に課題となるサイクル寿命は、従来のリチウムイオン電池では3,500回程度とされているが、東芝 SCiB™では過酷な3倍速での0～100%の充放電を12,000回繰り返しても80%以上の電池容量を維持することが実測により確認されており、12,000回のサイクル寿命をうたっている（図37）。

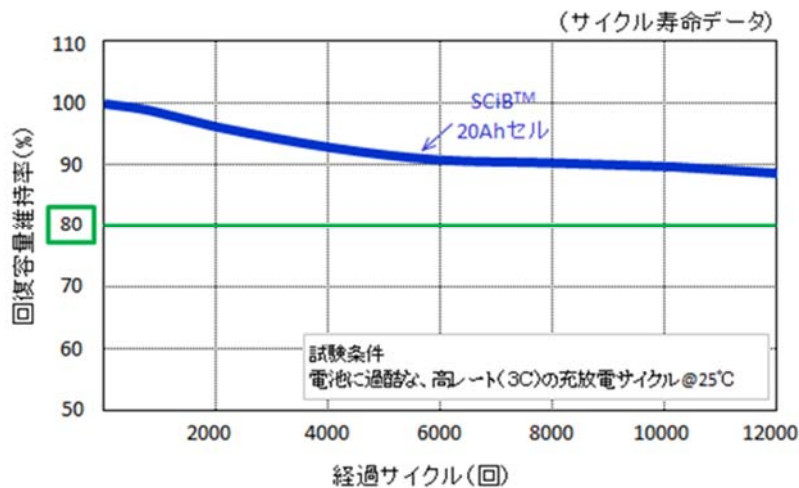


図 37 東芝 SCiB™ のサイクル寿命

出所：東芝作成

④低温特性

一般のリチウムイオン電池は冬季など低温になると内部抵抗が上がり、所望の出力が得られなくなるという問題が生じる。これに対し、東芝 SCiB™ は低温特性に優れており、寒冷地の用途にも耐えられる（図 38）。

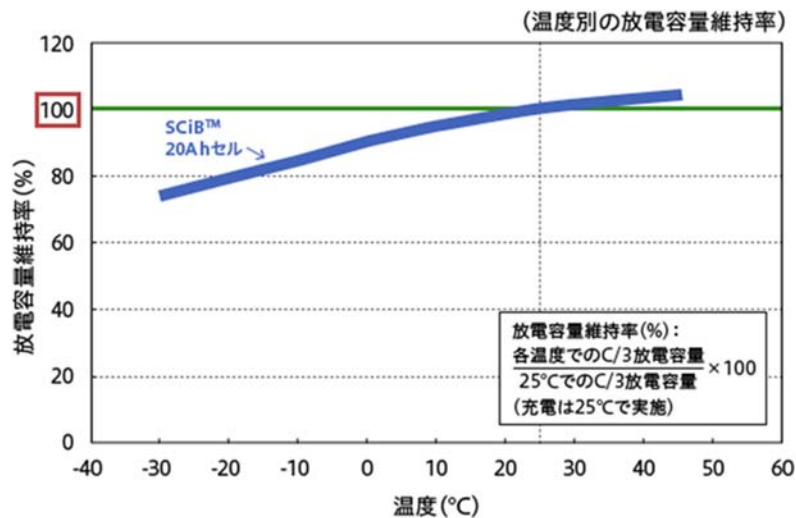


図 38 東芝 SCiB™ の温度特性

出所：東芝作成

⑤安全性

一般のリチウムイオン電池は高温、外的ショックにより発火などの危険性が指摘されている。これに対し、東芝 SCiB™ は蓄電池の負極に採用している材料の特性から内部短絡が生じても熱暴走を起こさない本質的な安全性を備えている。

(イ)EMS

プロジェクトでは東芝の監視制御システム μ EMS を採用する予定である。他社のシステムと比較した場合、その優位性は以下の 4 機能に集約される。

①再生可能エネルギーの発電予測

先述のとおり、太陽光や風力など再生可能エネルギーの発電出力は天候に左右され、再生可能エネルギーを電源に活用したいと考える者はその時々々の発電出力を注視する必要がある。

μ EMS は再生可能エネルギーの発電実績、天候などのデータを日ごとに蓄積し、蓄積したデータから将来の発電傾向を予測する機能を具備する。予測結果は実測値と比較され、逐次予測精度が改良される。

②蓄電池運用計画の作成

前項のとおり、再生可能エネルギーの発電は多くの場合、予測不能な出力変動を伴う。そのため、電力系統に単純に連系しただけではその出力変動が電力品質に悪影響を及ぼす可能性が否めず、最悪のケースでは再生可能エネルギーの出力を抑制することになり、本来なら発電できた電力を活用することが望めない。

μ EMS は、再生可能エネルギーが発電した電力を可能な限り活用するための蓄電池の運用計画を策定する。具体的には、発電出力の予測結果にて出力変動の幅が大きくなると判断される時間帯をあらかじめ特定し、運用者にその時間帯の蓄電池稼働領域を確保することを提示するなどである。

③再生可能エネルギーの発電量を考慮した運用計画に基づいた各機器の最適制御

μ EMS は、①と②で述べた再生可能エネルギーの発電予測結果と蓄電池の運用計画作成結果に基づき、DG や可制御負荷に制御指令を与え、電力系統の需要と供給をバランスさせ、電力系統を維持する機能を具備する。例えば、ビルや一般家庭に設置された機器に対し、何らかの DR (Demand Response) 指令を与え制御を行う他社のシステムは見られるが、電力系統を維持するまでの能力は備えておらず、離島電力系統の運用には不適切と言える。東芝が設計する μ EMS のように再生可能エネルギーの発電予測を発電計画に組み込み、需給バランスを考慮し、蓄電池の運用計画を策定して電力系統を維持する機能がプロジェクトには不可欠である。

④蓄電池の制御による再生可能エネルギーの出力平滑化

再生可能エネルギーの出力変動を放置したままにすると、電力品質（電圧変動や周波数変動等）に悪影響を及ぼす。例えば、一般家庭では電灯やテレビ画面のちらつきを生じさせ、製紙工場や食品工場には製品が保つべき一定の品質を維持することを困難にさせる。 μ EMS は、再生可能エネルギーの出力状況を監視し、急峻な出力変動を平滑化するための指令値を数秒単位で蓄電池に与えることにより、再

生可能エネルギーが系統に及ぼす悪影響を最小限にとどめる機能を具備する。

イ 東芝離島マイクログリッドソリューションの優位性

(ア) 一般的な特徴

離島という電力系統から独立した地域では、需要負荷に対する供給電源として DG が用いられているケースが一般的である。昨今では、ここに PV システムや風力発電システムのような再生可能エネルギーを導入し、電力供給の使用燃料を削減することにより、環境性と経済性の改善を図る傾向がある。

東芝離島マイクログリッドソリューションは、需要家、DG、再生可能エネルギーに加え、前述した東芝リチウムイオン蓄電池 SCiB™ と東芝エネルギーマネジメントシステム μ EMS の 2 種類の機器を導入する。 μ EMS の機能により、電力需要と再生可能エネルギー発電量を予測し、数十分単位の電力供給スケジュールを策定する。この供給スケジュールに基づき、DG と蓄電池に対して制御信号を送り、燃料費が最適になるような運用を行うことで、経済性と電力品質の両立を実現する。

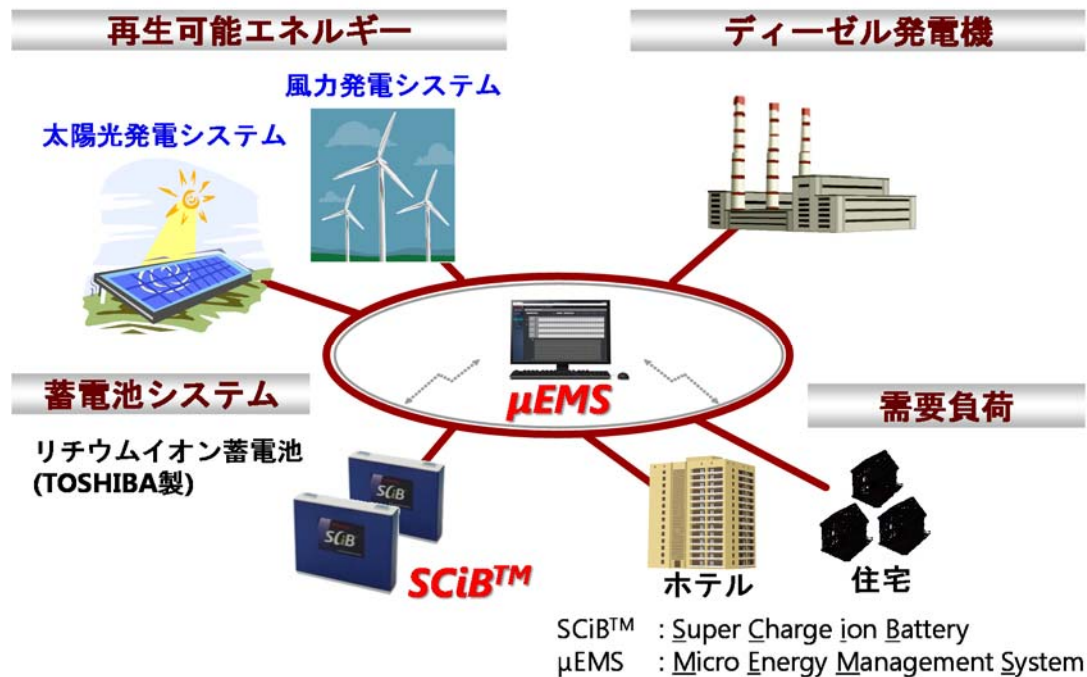


図 39 東芝離島マイクログリッドソリューションの概略構成

出所：TTNI 作成

① PV 導入可能量の増加

蓄電池なしで PV のみを大量導入した場合、DG は PV の出力変動に対応するための予備力を保持して運転することとなるため、運用できる出力範囲が狭くなり、DG の運用ができなくなってしまうことから PV の導入量が制限される（図 40）。導入限界以上の PV を無理に導入した場合には、DG の頻繁な運転台数変更や過負荷運転・低出力運転による故障の発生、低出力運転による燃料消費の増加につながる

る（図 42 の①）。本ソリューションでは、BESS で予備力を分担することによって、DG の信頼度と燃料消費効率を損なうことなく PV を導入することが可能となり、PV 発電量による焚き減らし効果が増加する（図 42 の③）。無理に PV を導入した場合の DG の低出力運転による影響については、最大需要の約 38%の PV を導入した場合、DG の燃料消費効率が 2.7%悪化するとの試算が得られている¹。

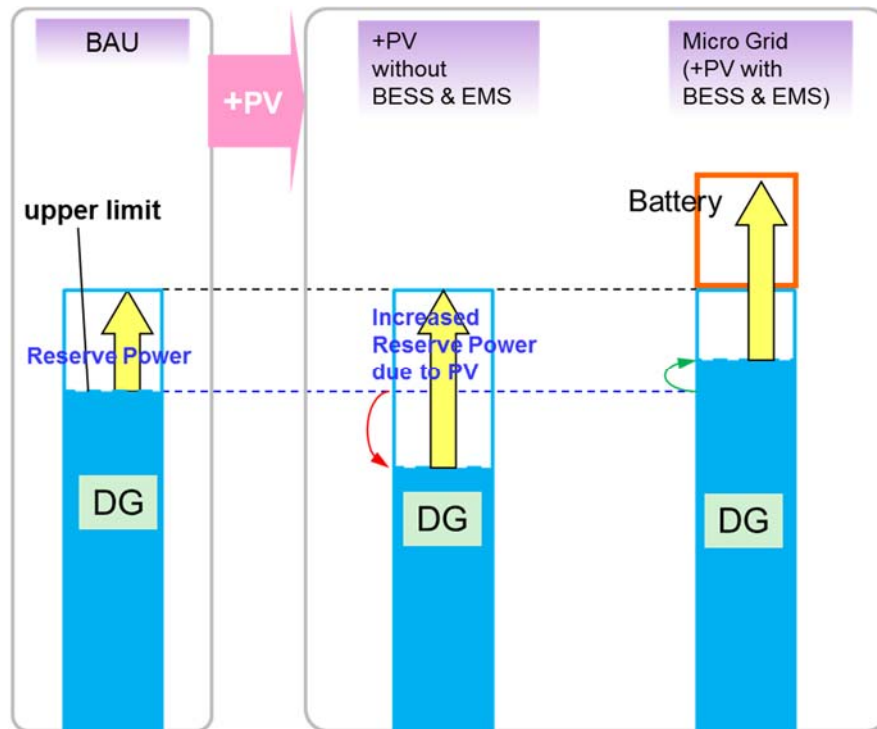


図 40 蓄電池による DG 予備力分担イメージ

出所：TTNI 作成

②短周期変動吸収による DG 出力安定化

蓄電池なしで PV のみを導入した場合、PV の短周期出力変動に追従するために DG の出力が常時変動し、DG の頻繁な運転台数変更による運用上の困難や DG の燃料消費効率低下を生じる。一例として、最大電力の約 19%の PV を導入した際に DG の燃料消費効率が 2%悪化した実績値が報告されている。本ソリューションを導入した場合、BESS によって PV の出力変動を吸収することにより DG の燃料消費効率の悪化を防止することが可能となる（図 42 の②）。

¹ 平成 25 年度エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業（再生可能エネルギー及び省エネルギー等技術・システムの事業可能性調査）「モルディブ国におけるエネルギーマネジメントシステム・再生可能エネルギー・蓄電池の導入によるディーゼル発電機の運用効率化事業可能性調査」

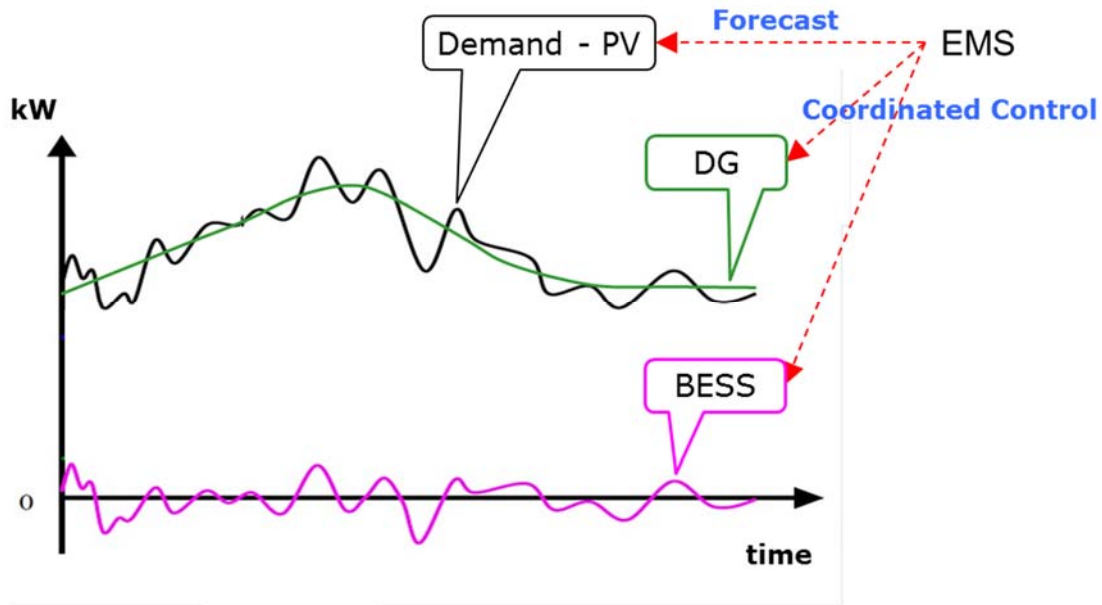


図 41 蓄電池による短周期変動吸収イメージ

出所：TTNI 作成

③DG の運転最適化

人間の判断で DG の運転を行った場合には、こまめな制御を避けるために多めの運転台数で低出力運用することにより燃料消費が増加しがちである。これに対して、本ソリューションでは μ EMS で需要と PV 出力を予測し、BESS による予備力を加味した DG 運転範囲拡大 (図 40) を考慮した DG の最適運転パターンをスケジューリングすることにより、DG の燃料消費を削減できる (図 42 の④)。

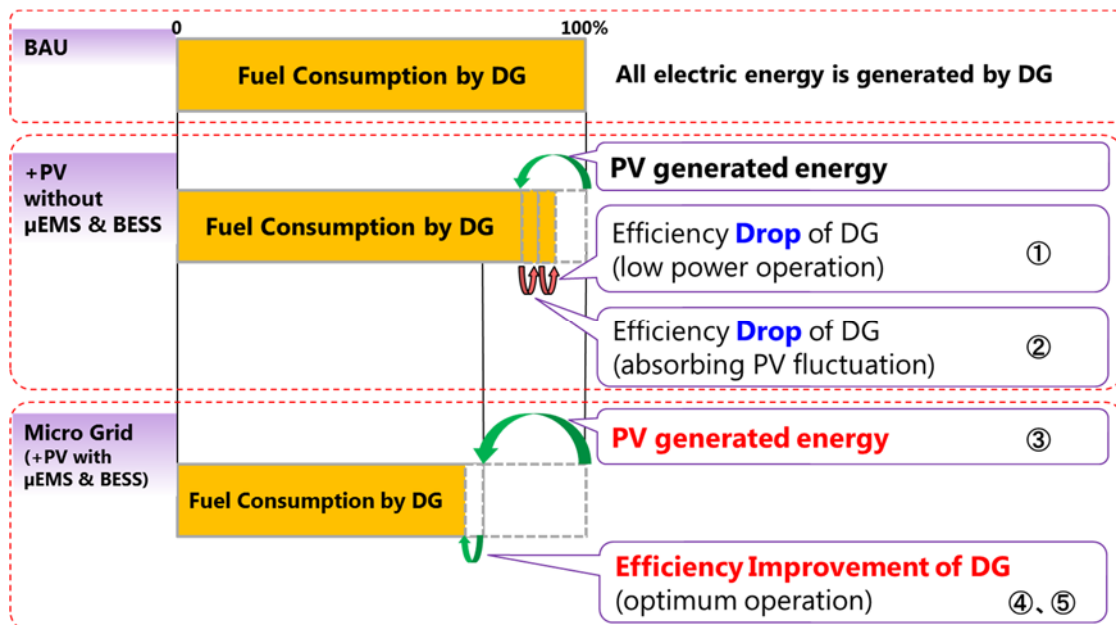


図 42 マイクログリッドシステムによる燃料消費削減効果イメージ

出所：TTNI 作成

④DG 運転台数削減

一般的に DG は故障防止の観点から、運転範囲の上限、下限を定めて運用されている。図 43 のように、見かけ上の負荷（需要－PV 出力）が n 台運転の出力上限を若干上回った際には、蓄電池の放電で供給力を補うことによって DG の運転台数を $n+1$ 台に増加することを回避し、燃料消費を削減する（図 42 の⑤）。

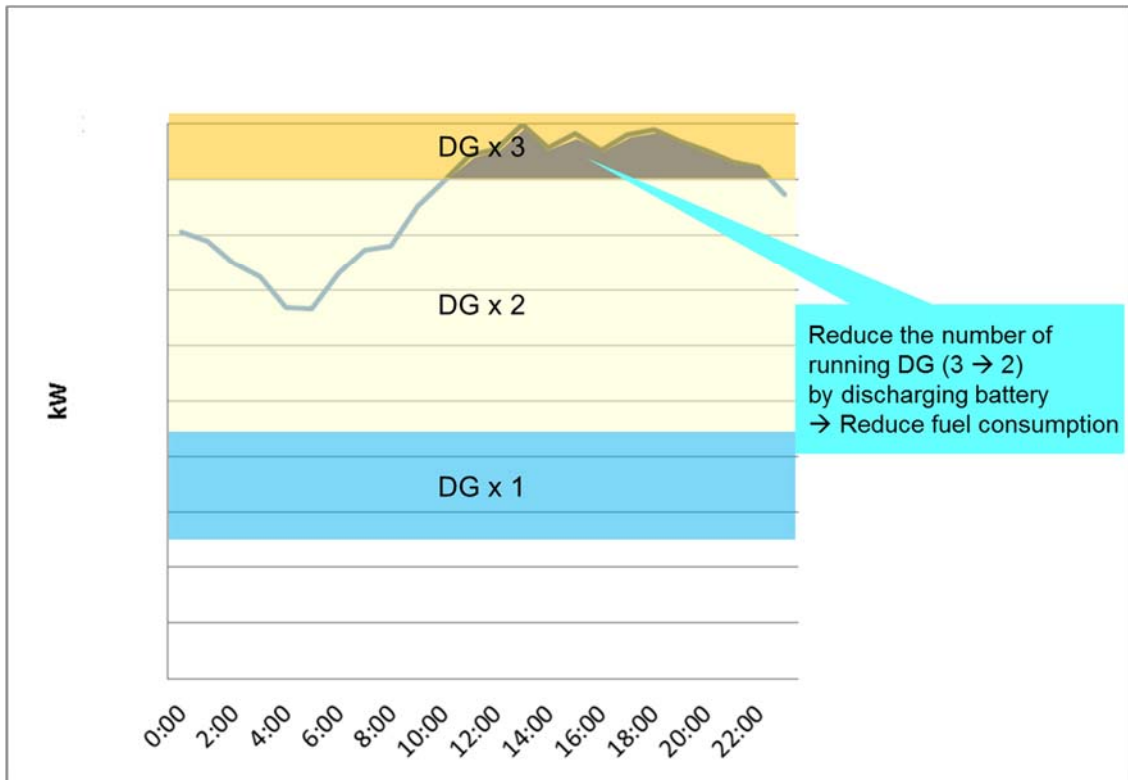


図 43 蓄電池放電による DG 台数削減イメージ（3 台運転→2 台運転）

出所：TTNI 作成

⑤PV 大量発電時の出力抑制回避

需要が小さく PV 出力が大きい際に、DG の出力が下限値を下回った場合、BESS が充電することによって PV の出力抑制を回避することができる。蓄電池の充電によって吸収しきれないケースについては、緊急回避的に PV の出力抑制を行う。

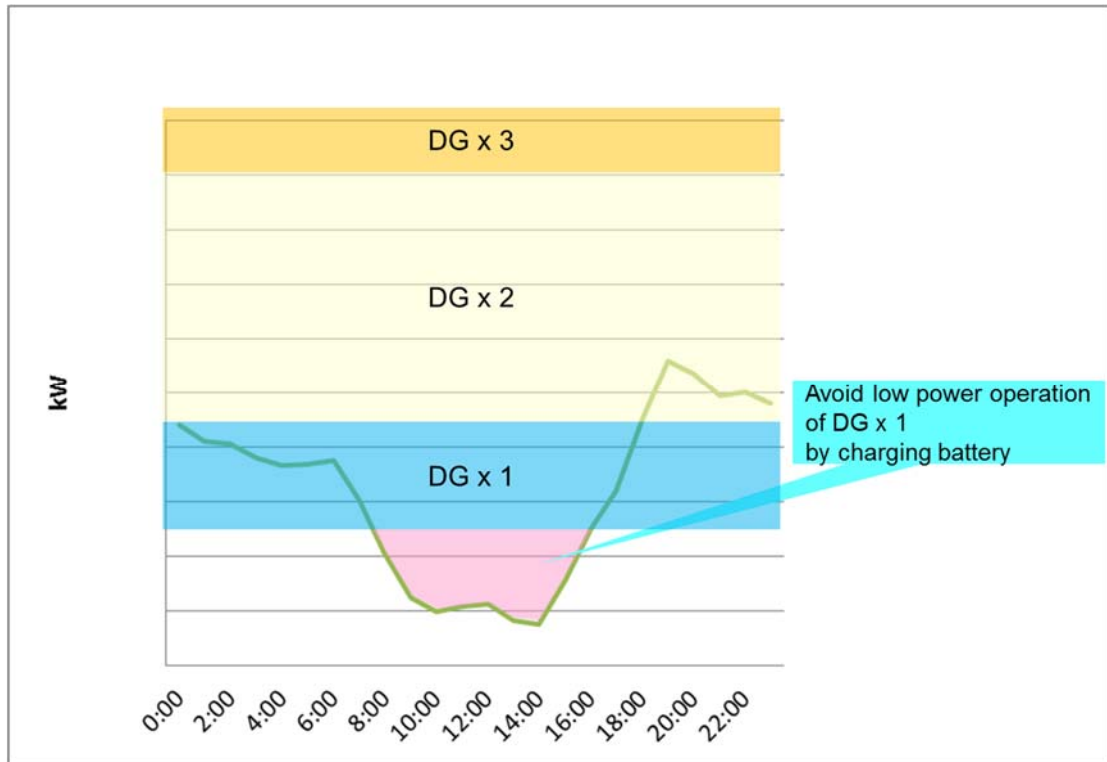


図 44 蓄電池の充電による PV 出力抑制の回避イメージ

出所：TTNI 作成

(イ)プロジェクトでの優位性

東芝離島マイクログリッドソリューションをプロジェクトに適用した場合のシステム構成を図 45 に示す。対象地域の 2015 年の最大需要負荷は約 2.2MW であり、老朽化した既設 DG はすべて更新して 1MW×4 台の発電機構成とする。再生可能エネルギーの導入容量は PV が 1,239kW、風力が 40kW と想定し、蓄電池仕様は出力 1,000kW、容量 1,210kWh の東芝 SCiB™を導入することを想定する。

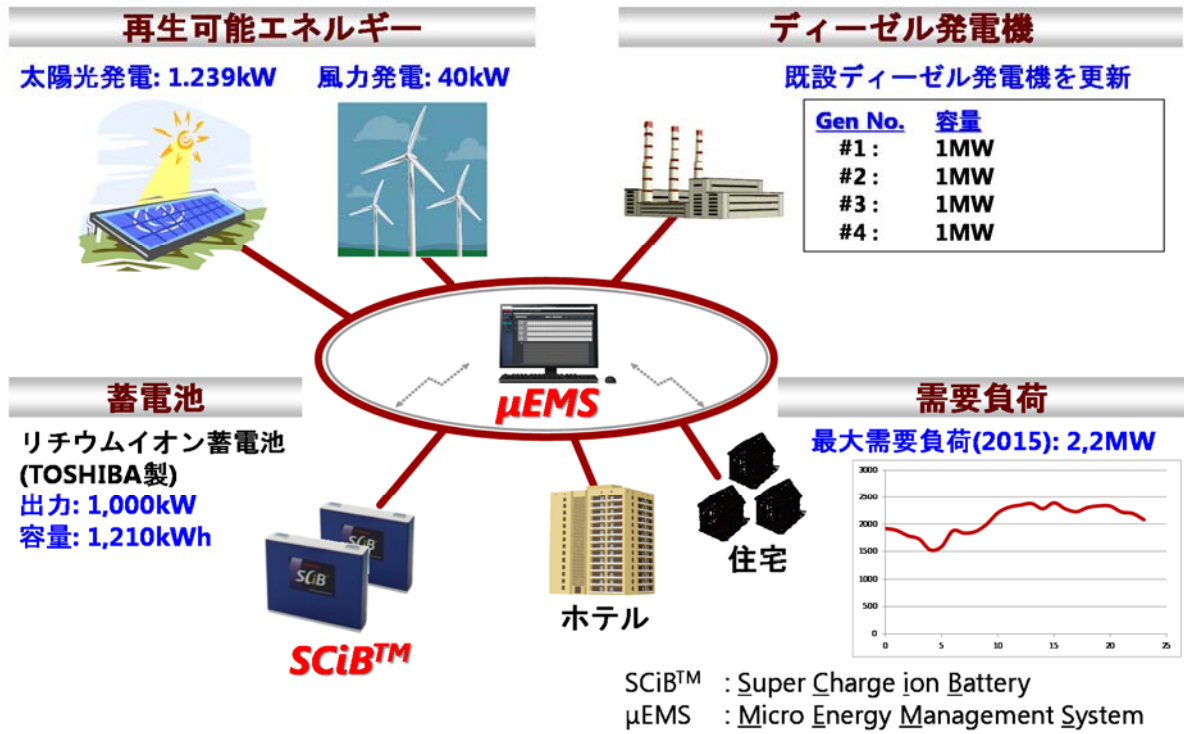


図 45 プロジェクトのシステム構成

出所：TTNI 作成

フラ島とクダフラ島の負荷データ、モルディブ他島での PV 出力データを基に、2015 年、2024 年、2034 年の燃料消費削減効果についてシミュレーションを行った。結果を表 29 に示す。蓄電池は、DG 運転台数削減と PV 出力抑制回避のための最大充放電出力 100kW、変動吸収のための最大充放電出力 700kW とし、充放電ロス 12%と仮定した。

表 29 東芝離島マイクログリッドソリューション適用による燃料消費削減効果

		BAU			プロジェクト		
		2015	2024	2034	2015	2024	2034
A	DG 燃料消費効率 (L/kWh)	0.2648	0.2641	0.2639	0.2633 (-0.59%)*	0.2627 (-0.54%)*	0.2622 (-0.65%)*
B	PV 発電量あたり BESS 損失 (変動吸収) (%)	-	-	-	1.23	1.23	1.23
C	PV 発電量あたり BESS 損失 (出力抑制回避) (%)	-	-	-	0.016	0.002	0.001
D	PV 発電量当たり出力抑制 (%)	-	-	-	0.063	0.003	0.001

*同年 BAU 比

出所：TTNI 作成

プロジェクトでは、東芝離島マイクログリッドソリューションの導入効果により、系統容量の約 58% の PV を中心とした再生可能エネルギーの大量導入が可能となり、大きな燃料削減効果を得られることがわかった。

前述のとおり、通常、PV を大量導入した場合には、DG の低出力運転、変動吸収によって燃料消費効率が悪化し、PV による焚き減らし効果の一部が相殺されるが、本ソリューションを適用した場合、DG の燃料消費効率は逆に改善され、PV による焚き減らし効果に更に上乘せされる。

プロジェクトでは DG をすべて更新するため、シミュレーションで BAU の運転パターン（現地オペレータの判断による運転パターン）を更新後の DG に対して想定することは困難である。そこで、シミュレーションでの BAU は BESS の予備力を加味しない状態の最適運転パターンを仮定しており、実際のオペレータ判断による運転よりも燃料消費を少なく見積もっていると考えられる。実際には BAU に対する本ソリューションの DG 燃料消費効率削減効果はシミュレーション結果よりも大きいと言える。

シミュレーションの結果、東芝離島マイクログリッドソリューションを導入したプロジェクトは、2015 年を例にとると、BAU と比べて 15%以上燃料費を削減できることが分かった。

(ウ) 海外メーカー製品との比較

PV の大量導入を可能にするためのシステムとして、プロジェクトで採用する東芝離島マイクログリッドソリューション以外に、PV 出力抑制システムが海外メーカーによって提案されている。東芝離島マイクログリッドソリューションが PV の出力変動を BESS で吸収することによって DG の安定運用を実現するのに対して、PV 出力抑制システムは DG が安定運用できる範囲に PV の出力を抑制するものである。したがって、東芝離島マイクログリッドソリューションが PV の出力抑制を行わないのに対して、PV 出力抑制システムは PV 導入量自体を増やすことは可能であるが、常時出力抑制を行うため PV 発電量（正確には発電の機会）の一部を失うことがデメリットとして挙げられる。

PV 出力抑制システムは BESS を持たないことから PV の短周期変動抑制を行うことはできず、DG の燃料消費効率悪化と系統周波数変動は避けられない。PV 出力抑制システムは、 μ EMS を用いた東芝離島マイクログリッドソリューションとは異なり、需要予測、DG 出力制御ができない（DG 制御盤によるモニタリングのみ）ため、DG の運転最適化による燃料消費効率改善は東芝離島マイクログリッドソリューションに優位性がある。

コスト面については、PV 出力抑制システムは BESS が不要で簡易なシステムであることから、PV の PCS 群との通信設備構築を考慮しても、東芝離島マイクログリッドソリューションより安価なものと考えられる。以上をまとめると表 30 のとおりとなる。

表 30 東芝離島マイクログリッドソリューションと PV 出力抑制システムの優位性比較

	東芝離島マイクログリッド ソリューション	PV 出力抑制システム
PV 大量導入	◎ (可能)	◎ (可能)
出力抑制による PV 発電量の遺失	◎ (緊急時のみ抑制)	× (常時抑制)
PV 短周期変動抑制	◎ (可能)	× (不可能)
DG 運転最適化	◎ (可能)	× (不可能)
コスト	× (BESS)	△ (PCS 通信)

出所：TTNI 作成

PV 出力抑制システムの制御が公開されていないため、燃料消費削減効果の詳細な比較は困難であるが、以下に簡単に試算した。

最も一般的な運転状態である DG (1MW) ×M 台の組み合わせを上限出力 80% (現状のフラ島の DG 運用) で運用していた場合、DG の予備力 (出力 100%との差) は最小で 400kW となる。PV 出力抑制システムがこれに合わせて PV 出力を上限 400kW に抑制したと仮定して、本プロジェクトにおける想定平均 PV 出力曲線に当てはめた場合、PV 発電量の 38%が抑制により失われることとなる。

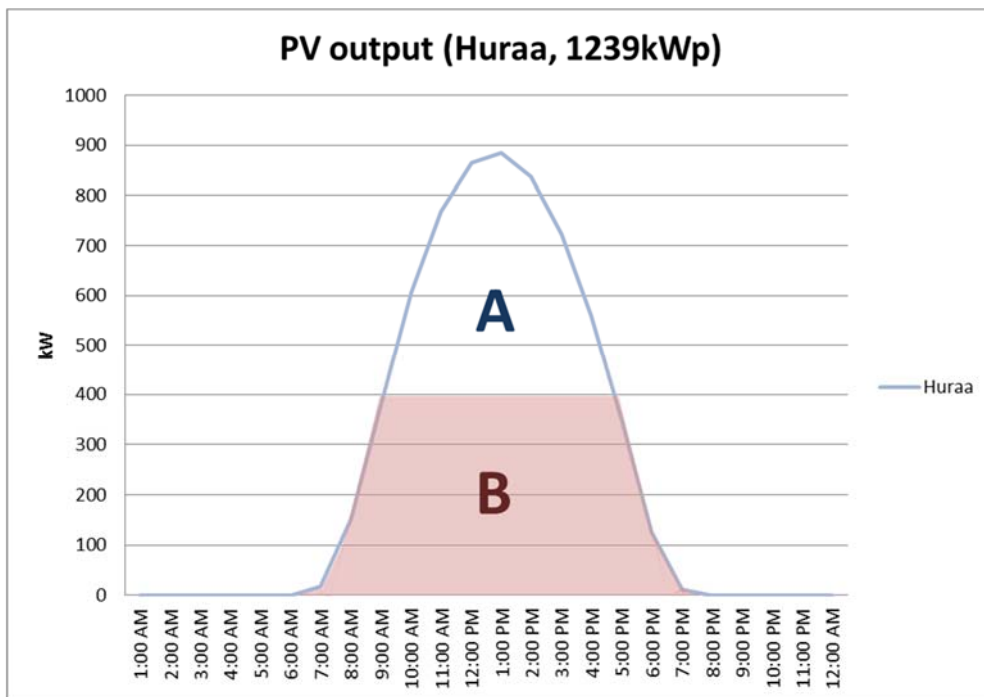


図 46 抑制される PV 発電電力量 A と供給される PV 発電電力量 B (A:B=38%:62%)

出所：TTNI 作成

これに加え、前述した PV の短周期変動の影響により、PV 出力抑制システムの DG 燃料消費効率が東芝離島マイクログリッドソリューションよりも 2%程度低下することが想定される。

PV の発電量が供給電力量の 15%に相当すると仮定した場合、東芝離島マイクログリッドソリューションの DG 運転最適化の影響を無視すると、東芝離島マイクログリッドソリューションと PV 出力抑制システムの燃料消費削減効果はそれぞれ 15%と 7.5%となり、東芝製離島マイクログリッドソリューションによる燃料消費削減効果は約 2 倍となる。

(4)MRV 体制

プロジェクトのモニタリング項目は、DG の発電量、需要端での電力供給量である。いずれも通常の電力事業で記録するデータであり、特別な研修は必要ない。計測・記録は SPC 社員が日常業務の一環で実施する。現地調査では、一部機器が故障しているという問題を発見したが、基本的に現行電力事業に従事する職員は、こうした業務をすでに実施していることを確認した。MRV の概念、適切にデータを記録することの重要性、報告プロセスやサイクルについては、プロジェクト開始時に改めて教育する。

DG 発電量については、現在、適切な電力量計が設置されていないため追加する。需要端での電力供給量は、現在も電力量計の検針が定期的に行われているためこれを継続する。クダフラ島については、新たにリゾートの配電網と発電所からの連系線の接点に電力量計を導入する。

プロジェクト実施時のモニタリング体制は、①発電所管理者、②発電所員、③会計担当の 3 役で構成する。発電所管理者がモニタリング活動全体の責任者であり、モニタリング報告書の作成、データの品質確保、データ保管等に対して責任を持つ。発電所員は、ディーゼル発電機の発電量の測定と各需要家の検針を担当する。会計担当は検針結果の確認と集計・報告を担当する。詳細は後述する。

(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

プロジェクトの実施が環境に大きな悪影響を及ぼす可能性はほとんどない。リゾートの景観への影響もない。機材が耐用年数を迎えた際に適切な処理が必要となるが、問題となることが多い蓄電池については、有害物質を含まないリチウムイオン電池の使用を想定している。リチウムイオン電池の処分方法については後述する。

プロジェクトは、エネルギーのほぼすべてを輸入化石燃料に頼る地域に、より安価で、GHG、騒音、排ガスなどを発生しない地域資源を活用した電源である PV と風力発電を導入する。このプロジェクトは大きく 2 つの点で画期的である。1 つめは、小規模系統に多くの PV を導入し、電力コストの低減と GHG の排出削減を可能にすることである。

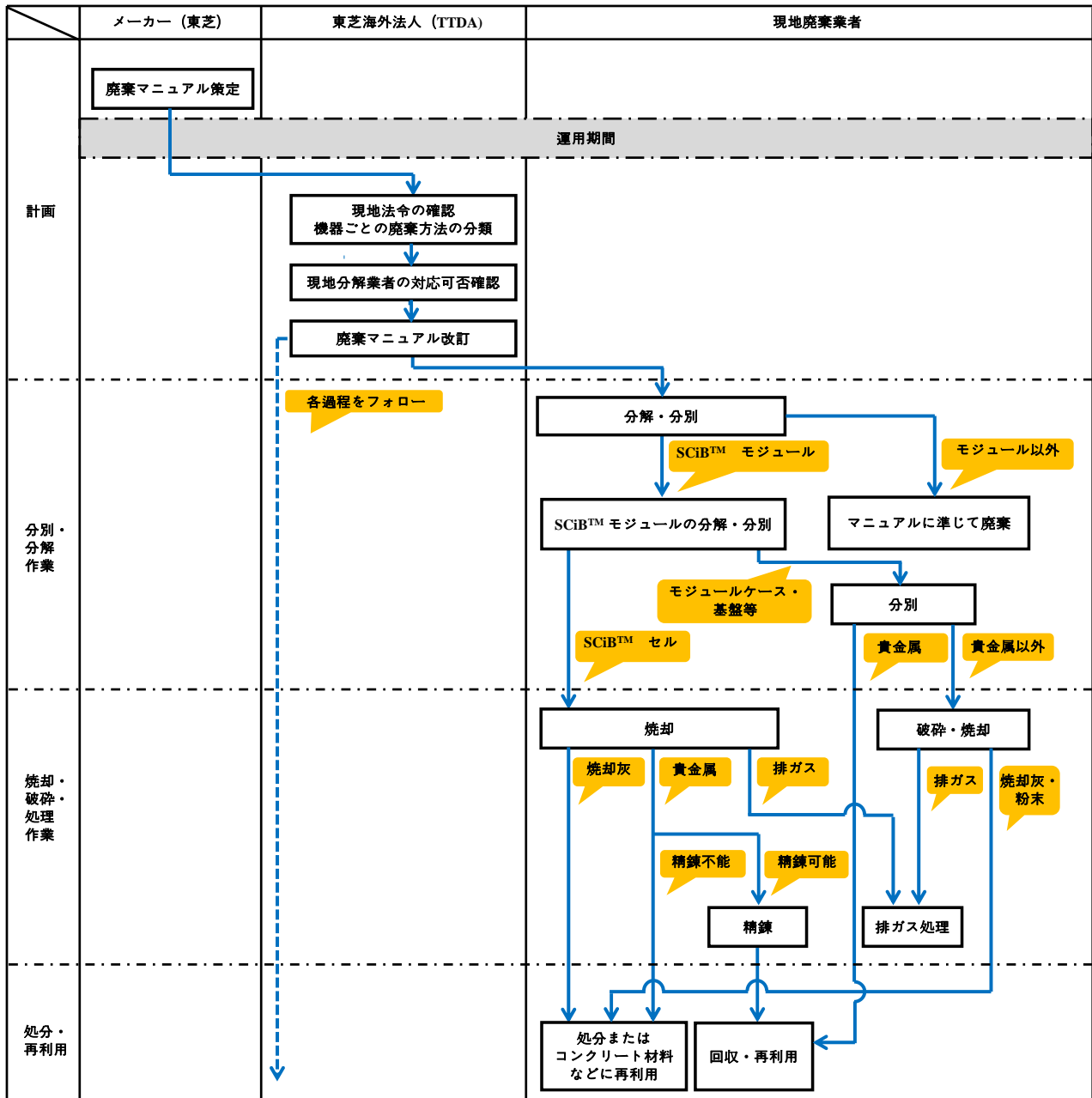
2 つめは、リゾートと住民島が電力供給で協力する先進事例となることである。両者は通常、独自にインフラを持つなど、協力関係は非常に限定的である。プロジェクトでは、共同で電力供給に取り組むことで、より多くの再生可能エネルギーの導入、電力設備全体の効率化、電力コストの低減、土地の有効活用などが実現できることに加え、民間による外島部での電力ビジネスのモデル構築が可能になる。

土地の制約により PV などの導入はできないが支払い能力が高い安定顧客であるリゾートと、そのほぼ対極にある住民島を顧客に組み合わせることにより、経済性とサービス強化を両立した民間電力ビジネスが実現される。このことは、当該地域住民・リゾートにとってプラスであるばかりでなく、外島部電力インフラの更新・低炭素化を進めたい政府にとっても朗報である。プロジェクトの実施は、モルディブ政府の大きな開発目標であるカーボンニュートラルの達成に資する。

【蓄電池廃棄計画】

蓄電池仕様が確定した段階からメーカー（東芝）にて製品納入時の現地法令に従って廃棄物処理のマニュアルを策定し、東芝海外法人はこれを用いて分別、分解、廃棄の各作業のフォローを行う。廃棄作業実施前にメーカーにて、その時点での現地法令の確認、機器毎の廃棄方法分類、現地廃棄業者の対応可否の確認を行う。これ以降、現地での廃棄作業は基本的に現地廃棄業者にて行う。分別・分解作業では、蓄電池モジュールとその他の機器に分別し、モジュール以外の機器はマニュアルに従って機器の分別・分解を行い、そのまま廃棄可能なものと、廃棄に際して処理が必要なものに分ける。廃棄作業では、廃棄可能なものを現地廃棄物処理場へ、処理が必要なものについては処理を行ったうえで最終処分場へ輸送する。蓄電池モジュールに関しては、単電池セル（SCiB™）とその他に分別する。焼却・破碎・処理作業では、単電池セルを箱ごと焼却し、残った焼却灰や貴金属は可能な限り回収・再利用する。単電池セル以外の部品は貴金属を回収後に破碎・焼却し、残った焼却灰・粉末は可能な限り再利用する。表 31 にフローを示した。

表 31 廃棄物処理フロー



出所：東芝作成

(6) 今後の予定及び課題

これまでの調査から、プロジェクトの事業性については確認できた。今後、プロジェクトを実現するためには、フラ島役場と FSR の参加同意が必要である。両者には、2014 年 12 月に実施した協議で事業計画素案を説明し、表 32 に示した工程表を提示した。これに対して、FSR は検討の時間がもっと必要であるとした。さらなる協議については、繁忙期に入るため 3 月まで難しいとのことであった。無理に判断を迫るのであれば、否定的なことしか言えないと述べた。その後、2015 年 2 月中旬に、FSR 支配人に検討状況を確認したが、何ら進展していないとのことであった。

こうしたことから、少し時間をおいて次の協議を行い、引き続きプロジェクト実現を目指す。同時に、FSR は慎重な姿勢を崩していないため、リゾートの実質的オーナーのシンガポール企業 HPL への働きかけを計画する。本報告書作成時点では、HPL との面談は実現していない。

別な業務で 2015 年 2 月中旬に FSR 支配人と話した事業者から、支配人はフラ島の発電所に依存することを不安がっていたと聞かされた。このことは調査団との面談・協議の時も表明している。FSR の検討結果や HPL との面談結果を待たずに予断を持って判断すべきではないが、リゾートがあるクダフラ島に発電所を集約することが可能か検討することも必要かもしれない。

フラ島役場については、プロジェクト実現を期待する姿勢に変更はない。FSR の同意の方向性が決まれば、フラ島役場・住民への便益確保などの条件面について、詳細な協議に入ることができると想定している。

表 32 三者協議で示した今後の予定

2015 年 1 月	モルディブでの再協議
2015 年 2 月	PS 最終報告書の提出
2015 年 3 月	関係者の基本合意
2015 年 3 月	詳細設計
2015 年 6 月	関係者の最終合意
2015 年 6 月	リープフロッグ事業（JICA 連携基金）への応募
2015 年 7 月	SPC 設立・事業ライセンス申請
2015 年 8 月	EIA・環境管理計画承認
2015 年 8 月	事業認可取得
2015 年 11 月	補助金交付決定
2015 年 11 月	調達開始
2016 年 10 月	工事完了
2016 年 11 月	稼働開始

5. JCM 方法論作成に関する調査

(1) 適格性要件

プロジェクトは、隣接する住民島とリゾート島の電力網を接続して電力事業を統合し、再生可能エネルギーを大量に導入してディーゼル燃料の消費を減らし、GHG の排出を大幅に削減する。具体的には、現在は独立して DG にて発電し、電力を供給している 2 島を結ぶ連系線を新設して両島の電力網をつなぎ、発電所を住民島に集約する。土地に余裕がある住民島に PV、風力発電、それらの短期・長期変動を吸収する BESS、DG も含めてすべての装置を最適制御する EMS を導入する。同時に、老朽化した DG を需要に見合った効率のよい構成に変更する。プロジェクトは、リゾートと住民島需要家に低炭素電力を安定的に供給する。プロジェクト期間は 20 年で計画する。このプロジェクトの方法論の適格性要件は以下のとおりである。

【要件 1】 プロジェクトは発電と配電を行い、当該地域の唯一の電力供給者である。

プロジェクトは 2 つの既存電力システムを統合し、発電と配電を一手に担い、地域の全需要家に電力を供給する唯一の事業となるため、本要件を設定した。

【要件 2】 ディーゼル発電により全電力を供給している小規模グリッドに、太陽光発電を導入する。

プロジェクトは、ディーゼル発電に 100%依存している小規模系統に PV を導入して燃料消費を削減し、GHG の排出削減を図る。本要件は、プロジェクトの前提を規定した基本的な要件である。

小規模グリッドは「最大電力が 3MW 以下のグリッド」と定義した。プロジェクトの計画期間中の最も大きな最大電力が約 2.8MW であるためである。

風力発電の導入も検討しているが、PV に比べると事業性が低いため、導入の是非はプロジェクトの実施が近くなってから判断する。その時点での機材価格、工事費用に加え、ディーゼル発電コストをふまえて決定する。風力発電の出力規模は PV に比べて非常に小さいため、その導入の是非は設備計画にほとんど影響ない。方法論上は、風力を導入する場合は PV と同様に扱うことができる。こうしたことから、方法論には、現時点では風力発電について明記しない。

【要件 3】 蓄電池と EMS を併用したシステムを導入する。

プロジェクトは、小規模グリッドに PV を大量に導入して電力を安定的に供給するために、蓄電池と EMS を活用する。プロジェクトは、なんらかの制御システムがないとグリッドの安定性を確保で

きないレベルまで PV を導入するが、PV を最大限活かすことを目指すので、蓄電池とそれを制御する EMS を導入する。

【要件 4】 IEC の性能規格（IEC 61215、IEC 61646、IEC 62108 のいずれか）と安全性規格（IEC 61730-1 および IEC 61730-2）の認証を受けた太陽電池モジュールを使用する。

プロジェクト期間は 20 年と長いため、長期的に安定した発電が期待できる太陽電池モジュールを使用する。こうした性能を客観的に評価するために、国際電気標準会議（International Electrotechnical Commission: IEC）が定める国際規格（以下、IEC 規格）を適格性要件に採用する。採用する太陽電池モジュールに関する IEC 規格を表 33 に示す。

表 33 太陽電池モジュール関連の IEC 規格

規格名		概要
IEC 61215	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval	結晶系モジュールの性能認証規格
IEC 61646	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval	薄膜系モジュールの性能認証規格
IEC 62108	Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval	集光系モジュールの性能認証規格
IEC 61730	Photovoltaic module safety qualification (IEC 61730-1: Requirements for construction) (IEC 61730-2: Requirements for testing)	モジュールの安全性認証規格

【要件 5】 変換効率が 19%以上で、温度係数（Pmax）が $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$ あるいはそれより優れた性能を有する太陽電池モジュールを使用する。

プロジェクト対象地域は土地面積が小さく、高温地域であるという特徴がある。こうしたなか、プロジェクトは PV によりディーゼル発電を減らし、GHG の排出を極力減らしていこうとするものである。このため太陽電池モジュールは、変換効率高く、高温域でも出力が低下しにくい製品を採用する。具体的には、パナソニック HIT を採用することを考えている。そのカタログを参照して要件を設定した。

一般に、太陽電池モジュールは表面温度の上昇にともなって変換効率が低下していく。パナソニッ

ク HIT は、この点で特に優れている。図 47 にメーカーが公開している資料を示した。

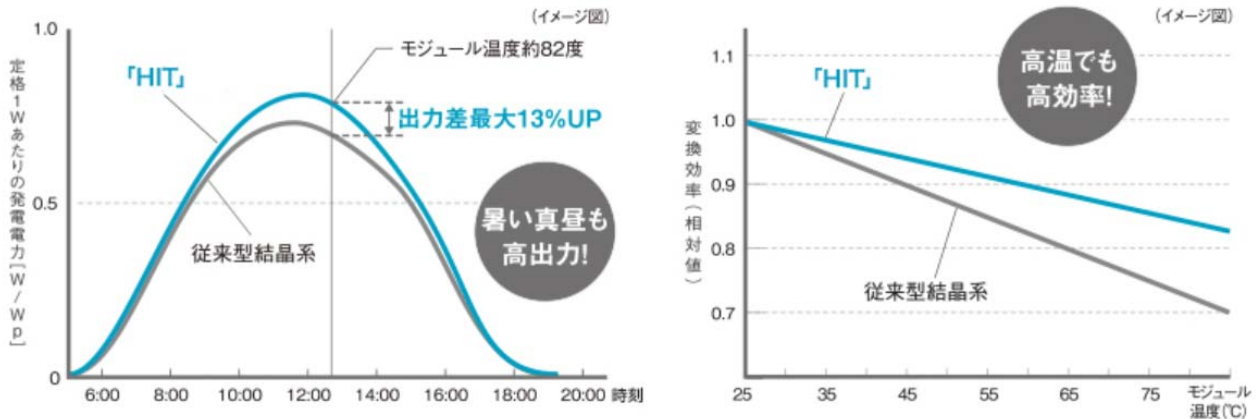


図 47 パナソニック HIT の温度特性

出所：パナソニックウェブサイト (http://sumai.panasonic.jp/solar/hit_feature.html)

【要件 6】 3 倍速での 0～100%の充放電を 12,000 回繰り返しても、80%以上の電池容量を維持する蓄電池を使用する。

プロジェクトは、PV の出力変動を吸収する目的で BESS を導入する。特に短周期変動の吸収には、短時間で大量の電力を充放電できる性能が必要である。プロジェクトサイトが遠隔地であること、プロジェクト期間は 20 年であること、廃棄物の発生量を極力抑えたいことから、長期間繰り返し使っても性能が低下しにくいという性能も求められる。このため BESS には、3 倍速での充放電が可能で、繰り返し使っても容量の低下が小さい東芝 SCiB™ の採用を想定する。メーカーによると、本製品はプロジェクトで 20 年間、十分な性能を維持したまま使うことができる。交換の必要はない。

適格性要件は、メーカーが使用している本製品の特徴を的確に示す表現とする。ここに規定された性能については、メーカーの試験結果などから確認できる。

【要件 7】 太陽光発電の出力を予測し、蓄電池の運用計画を作成し、ディーゼル発電と蓄電池を制御することができる EMS を導入する。

プロジェクトは大量に再生可能エネルギーを導入するため、制御システムの導入が不可欠である。PV を最大限活用する方針から、BESS とともに DG を制御できる性能が必要である。PV の出力を予測して蓄電池の運用計画を作成し、効率よく DG を制御して燃料使用量を削減できる東芝 μ EMS を導入することを想定する。ここに規定した適格性要件は、メーカーの仕様書などから確認することができる。

【要件 8】ディーゼル発電機の新設を伴う場合は、発電効率が新設前に運転されていたすべての発電機と等しいかそれより高効率な発電機を導入する。

プロジェクトの大きな目的は、PV などの導入による GHG の排出削減である。プロジェクトは新たに DG も導入するが、既設 DG より効率が悪いものを導入してしまうと、目的達成に逆行することになる。このため、新設する DG は既設 DG と同等、もしくはより高効率な発電機に限定する。

【要件 9】プロジェクトから電力供給を受けるすべての需要家は、プロジェクトからのみ受電しているか、プロジェクトの供給電力を計測するための機器を備えている。

プロジェクトの範囲は発電だけでなく、需要家への配電も含まれる。本方法論では、プロジェクトの電力供給量を需要端で計測する必要がある。計測した電力量には、プロジェクト以外の電源から供給された電力が含まれてはならない。実際には、現在はフラ島役場と FSR 以外に電力を供給している者はいないため、1つの計測器が複数の電源から供給された電力を計測するという問題は生じていない。今後もそうした問題はまず起きないと考えられるが、プロジェクトの内容を正確に規定するために必要な要件であるため、適格性要件として定める。

(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

ア BaU 排出量

モルディブでは、ディーゼル発電による電力供給が一般的である。PV は高額な初期投資が障壁であるため、導入量は限定的である。とくに小規模グリッドへの導入は、系統安定化システムへの投資も必要になるため、より困難である。こうした現状に基づき、BAU シナリオは、ディーゼル発電のみでプロジェクト対象地域に電力供給を行うと想定する。

イ リファレンス排出量

リファレンス排出量は、プロジェクトで供給する電力すべてを最も効率がよいディーゼル発電機で供給した場合の CO₂ 排出量である。需要端での電力供給量に、ディーゼル発電機の排出係数を乗じて算出する。需要端での電力供給量は、電力量計により計測する。ディーゼル発電機の排出係数はデフォルト値を設定する。

$$RE_p = ES_{\text{project,p}} \times EF_{\text{diesel}}$$

- RE_p : 期間 p におけるリファレンス排出量 [tCO₂/p]
 $ES_{\text{project,p}}$: 期間 p におけるプロジェクトの電力供給量（需要端） [MWh/p]
 EF_{diesel} : ディーゼル発電機の CO₂ 排出係数 [tCO₂/MWh]

ウ プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、プロジェクトで使用するディーゼル発電機が消費するディーゼル燃料の燃焼に伴う CO₂ 排出量である。ディーゼル発電機の発電量に排出係数を乗じて算出する。ディーゼル発電機の発電量は、発電機の制御盤に設ける電力量計により計測する。ディーゼル発電機の排出係数はデフォルト値を設定する。

$$PE_p = DG_{\text{project,p}} \times EF_{\text{diesel}}$$

- PE_p : 期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO₂/p]
 $DG_{\text{project,p}}$: 期間 p におけるプロジェクトのディーゼル発電量 [MWh/p]
 EF_{diesel} : ディーゼル発電機の CO₂ 排出係数 [tCO₂/MWh]

(3)プロジェクト実施前の設定値

ディーゼル発電機の排出係数は 0.533 tCO₂/MWh をデフォルト値として設定する。これは、パラオを対象とした JCM 方法論案「Displacement of Grid and Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV System」で採用されているデフォルト値である。発電効率が 49%のディーゼル発電機を使用した場合の値に相当する。

このパラオの方法論案を作成した際、企業の技術論文や研究機関の論文などを参考に、①今後ディーゼル発電機の効率が飛躍的に上昇する可能性が低いこと、②現在の技術レベルにおいてディーゼル発電機が達成可能な最高効率が 49%未満であることを確認し、Additional Information にまとめている。この確認結果と保守性原則の観点に基づき、パラオの方法論案は発電効率 49%のディーゼル発電機を使用した場合の排出係数をデフォルト値として設定している。

プロジェクトの方法論についても、この考え方を踏襲してディーゼル発電機の排出係数のデフォルト値を設定する。

6. JCM プロジェクト設計書(PDD)の作成に関する調査

(1)環境影響評価

モルディブには、環境影響評価（EIA）に係る法規制として「Environmental Impact Assessment Regulation 2012」が存在する。これによると、プロジェクトで間違いなく EIA が必要となる工事は、フラ島とクダフラ島をつなぐ海底ケーブルの敷設である。沿岸域に改変を加える行為は EIA の対象となる。フラ島北部への風力発電機の設置も EIA の対象となる可能性が高い。樹木を 10 本以上伐採する場合は EIA の実施が義務づけられている。このことは、環境保護庁へのヒアリングでも確認済みである。PV の導入は EIA の対象になっていない。

先に述べたとおり、通常、EIA の審査期間は 2 カ月程度である。申請書類に工期を記すが、通常は審査完了後、12 カ月以内に着工することが求められる。社会的側面も審査されるため、フラ島住民と FSR との関係に問題がないことも説明する必要がある。

EIA の実施は必要ないが、BESS はリチウムイオン電池を大量に使用するため、その廃棄に関して環境管理計画の作成が必要となる。通常、環境管理計画は EIA と一緒に審査に提出する。リチウムイオン電池の処分方法については先の述べたとおりであるが、これをふまえて環境管理計画を作成する。

(2)現地利害関係者協議

ア 協議の実施状況

プロジェクトの主な利害関係者は、フラ島役場、フラ島住民、FSR、Hotel Properties Limited (HPL)、MEE、STELCO である。これまでに実施した協議の一覧を表 34 に示す。

表 34 利害関係者との協議実施状況

協議日	参加者	協議内容
2014年8月17日	フラ島役場 Fayaz Ibrahim (Vice president)ら7人	調査の進め方
2014年8月18日	フラ島役場 Fayaz Ibrahim (Vice president)ら3人	電力事業についてヒアリング
2014年8月18日	FSR Basim Amish (Chief engineer)ら2人	電力設備についてヒアリング
2014年8月18日	FSR Randy Shimabuku (General manager)ら4人	調査の進め方
2014年8月18日	フラ島役場およびフラ島住民	調査とプロジェクト構想
2014年8月19日	フラ島役場 Fayaz Ibrahim (Vice president)ら3人	電力事業についてヒアリング
2014年8月21日	STELCO Ahmed Saif (Senior engineer)ら4人	プロジェクト構想の紹介
2014年8月21日	MEE Amjad Abdulla (Director general)ら4人	プロジェクト構想の紹介
2014年10月20日	フラ島役場 Esa Ahmed (President)ら7人	電力料金・設備計画・電力需要
2014年10月21日	FSR Randy Shimabuku (General manager)ら4人	プロジェクト構想
2014年10月22日	フラ島役場 Esa Ahmed (President)ら7人	FSR との協議結果
2014年10月23日	MEE Ali Shareef (Director)ら4人	調査の進捗報告
2014年12月15日	フラ島役場、フォーシーズンリゾート	三者協議
2014年12月16日	MEE 事務次官 Ajwad Musthafa 氏ら	調査結果・進捗報告

イ 利害関係者の意向

(ア) フラ島役場と住民

フラ島役場は、初回面談時から終始一貫してプロジェクトの実現を支持している。役場が最も重視していることは、住民が負担する電力コストを現行水準以下に抑えることである。役場は現在、住民が負担すべき電力料金に補助を出しているが、この補助金に相当する金額をプロジェクトに負担・吸収させたい考えである。

住民には、フラ島役場が開いた住民説明会にて、プロジェクト構想を説明した。説明会では、電力プロジェクトについては、このプロジェクトの調査が終了するまで、他の調査には協力しないということが決まり、プロジェクトの独占提案権を得た。

(イ) FSR

プロジェクトの構想は2013年10月のFSR財務責任者らとの面談をきっかけに持ち上がった。FSRが協力する意向であったため調査を開始したが、その後、人事異動で経営陣が交代したこともあって、プロジェクトへの参加について、消極姿勢に転じている。電力の安定供給の観点から、フラ島に発電インフラを集中させて同島に電力供給を依存することは、不安だとしている。

(ウ) MEE

MEE は構想段階から一貫してプロジェクトの実現を支持している。リゾートと住民島を組み合わせた再生可能エネルギーによる電力事業が実現すれば、類似事業の全国展開に結びつく画期的な成果だと考えている。

(エ) STELCO

STELCO はフラ島を含む地域を所管する国有電力会社である。フラ島は役場が電力事業を行ってきたが、役場が事業を停止した場合、STELCO に供給責任が生じる可能性が高い。プロジェクトの運営には関心を示していないが、プロジェクトの技術には関心を示している。

利害関係者の主なコメントを表 35 に示した。

表 35 利害関係者の主なコメント

利害関係者	コメント
フラ島役場	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクトの実施を歓迎する。①プロジェクトの早期実現、②電力料金を現行水準以下とすること、③現行電力事業の利益と同程度の収入を役場に保証することを希望する。最優先事項は、住民向け電気料金を現行水準以下に抑えることである。
FSR	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力価格も大事だが、それ以上に安定供給を重視する。安定供給されるという確信がないと、意思決定者の同意を得ることはできない。 ● 電力供給をフラ島に頼ることに不安を感じる。何かを契機に役場との関係が悪化し、電気を止められてしまうことを恐れている。
MEE	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクトは画期的であり、うまく行けば類似プロジェクトの面的展開が期待できる。初めての試みなので、関係各方面の理解・支持を得ることが必要。この点については、MEE として関係者との協議に参加するなどして、調査団を支援したい。
STELCO	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクトのコンセプトと提案技術に興味がある。フラ島は STELCO が所管する地域にあるため注目したい。

ウ 今後の対応

フラ島役場と FSR の同意がないとプロジェクトを実施できないため、引き続き協議していく。特に FSR については消極姿勢を示しているため、リゾートの実質的オーナーである HPL との協議実現を目指し、プロジェクトに対する支持を得るよう努める。

(3)モニタリング計画

プロジェクトのモニタリングポイントを図 48 に示す。ディーゼル発電機の発電量と電力供給量を計測する。電力供給量は、供給端ではなく、需要端で計測する。具体的には、各需要家に設置した電力量計で計測する。

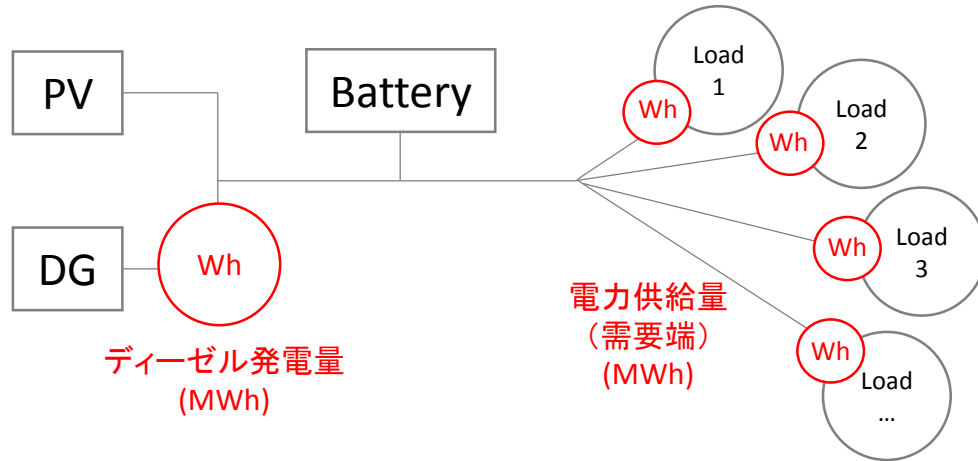


図 48 モニタリングポイント

モニタリングは SPC が実施する。モニタリング体制は、①発電所管理者、②発電所員、③会計担当の 3 役で構成する。各構成員の役割を表 36 に示す。発電所管理者がモニタリング活動全体の責任者であり、モニタリング報告書の作成、データの品質確保、データ保管等に対して責任を持つ。発電所員は、ディーゼル発電機の発電量の測定と各需要家の検針を担当する。会計担当は検針結果の確認と集計・報告を担当する。

表 36 モニタリング体制

担当者	役割
発電所管理者	● 発電所員と会計担当の報告内容を確認し、報告データを管理する。
発電所員	● ディーゼル発電機の発電量を毎日記録し、集計して発電所管理者に毎月報告する。 ● 毎月、各需要家の電力量計を検針し、会計担当に報告する。
会計担当	● 毎月、発電所員の報告をとりまとめ、発電所管理者に報告する。

モニタリング項目の測定手順を表 37 に示す。計測に使用する電力量計は、STELCO の認可を受けたモルディブの国内基準に合致したものを使用する。

表 37 モニタリング手順

モニタリング項目	測定手順	モニタリング頻度
電力供給量（需要端）	<ul style="list-style-type: none"> ● 各需要家に設置した電力量計により計測する。 ● 毎月、発電所員は検針を行う。各需要家に供給した電力量を読み取って会計担当に報告する。会計担当は集計を行い、その月の総供給電力量を発電所管理者に報告する。 	月一回
ディーゼル発電量	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電機の制御盤に設ける電力量計により計測する。 ● 毎日、発電所員は発電電力量を読み取り、ログブックに記録する。毎月末にその月の総発電量を集計し、結果を発電所管理者に報告する。 	毎日

(4) 計測機器の校正

ア 電力量計への要求精度

モルディブでは、MEA が定める「Metering Scheme Regulation」に電力量計への要求精度が定められている（表 38）。中圧・低圧別に基準が設定され、低圧は三相・単相別に基準がある。IEC 規格の要件に準拠したものとなっている。

表 38 要求精度

系統	需要家への接続形式	電力量計の種類	要求精度 (検定公差)	IEC 規格
中圧	三相	電子式（有効電力）	0.5 級（0.5%）	IEC 62053-22
		電子式（無効電力）	2.0 級（2.0%）	IEC 62053-23
低圧	三相	機械式	0.5 級（0.5%）	IEC 62053-11
		電子式	0.5 級（0.5%）	IEC 62053-21
	単相	機械式	2.0 級（2.0%）	IEC 62053-11
		電子式	1.0 級（1.0%）	IEC 62053-21

IEC 62053-11: 機械式有効電力量計（0.5 級・1.0 級・2.0 級）に関する技術要件

IEC 62053-21: 電子式有効電力量計（1.0 級・2.0 級）に関する技術要件

IEC 62053-22: 電子式有効電力量計（0.2 級・0.5 級）に関する技術要件

IEC 62053-23: 電子式無効電力量計（2.0 級・3.0 級）に関する技術要件

イ 電力量計の検定規則

Metering Scheme Regulation では、電力量計の検定規則も定められている。電力量計の検定試験は、MEA の認可を受けた検定機関だけが実施できることになっているが、現在この認可を受けているのは STELCO のみである。電力量計の使用者は、STELCO の検定を受けた計器を購入する必要がある。検定未通過の計器を使用する場合は、STELCO に依頼して検定試験を受け、合格しなければならない

い。検定を通過した計器には、検査証（試験合格証明書）が発行される。計器の所有者は、この検査証を有効期間中保管する必要がある。有効期間は最長 20 年である。電力量計本体にも、検定通過を証明するシールが貼付される。有効期限が切れた後は、再度受検する必要がある。

プロジェクトは、こうした規定に合致した電力量計を使用する。