

パラオ共和国
電力供給改善マスタープラン調査
ファイナルレポート要約

平成 20 年 7 月
(2008 年)

独立行政法人国際協力機構
(JICA)

委託先
八千代エンジニアリング株式会社
中国電力株式会社

産業
JR
08-017

序 文

日本国政府は、パラオ国政府の要請に基づき、電力供給改善マスタープラン調査を実施することを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施いたしました。

当機構は、平成20年1月から平成20年6月までの間、3回にわたり八千代エンジニアリング株式会社国際事業本部の西川光久氏を団長とし、同社及び中国電力株式会社から構成される調査団を現地に派遣いたしました。

調査団は、パラオ国政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を戴いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成20年7月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一

独立行政法人
国際協力機構
理事 永塚 誠一 殿

伝達文

ここに、パラオ共和国電力供給改善マスタープラン調査報告書を提出できることを光栄に存じます。

八千代エンジニアリング株式会社及び中国電力株式会社による調査団は、独立行政法人国際協力機構との業務実施契約に基づき、平成20年1月から6月にかけて、パラオ国において3回の現地調査と、関係する日本における国内調査を実施いたしました。

調査団は、パラオ国政府及び関係機関の職員との十分な協議のもと、調査結果を基に電力供給改善マスタープラン、優先プロジェクトのプレフィジビリティスタディ、電力供給施設の運用改善提言等を本報告書に取りまとめましたのでご報告いたします。

パラオ国政府関係者ならびにその他関係機関に対し、調査団がパラオ国滞在中に受けたご好意と惜しみないご協力について、調査団を代表して心から謝意を表明いたします。

また、独立行政法人国際協力機構、外務省、経済産業省及び在パラオ日本国大使館に対しても、現地調査の実施及び報告書の作成にあたって、貴重なご助言とご協力をいただきました。ここに、深く感謝申し上げます。

平成20年7月

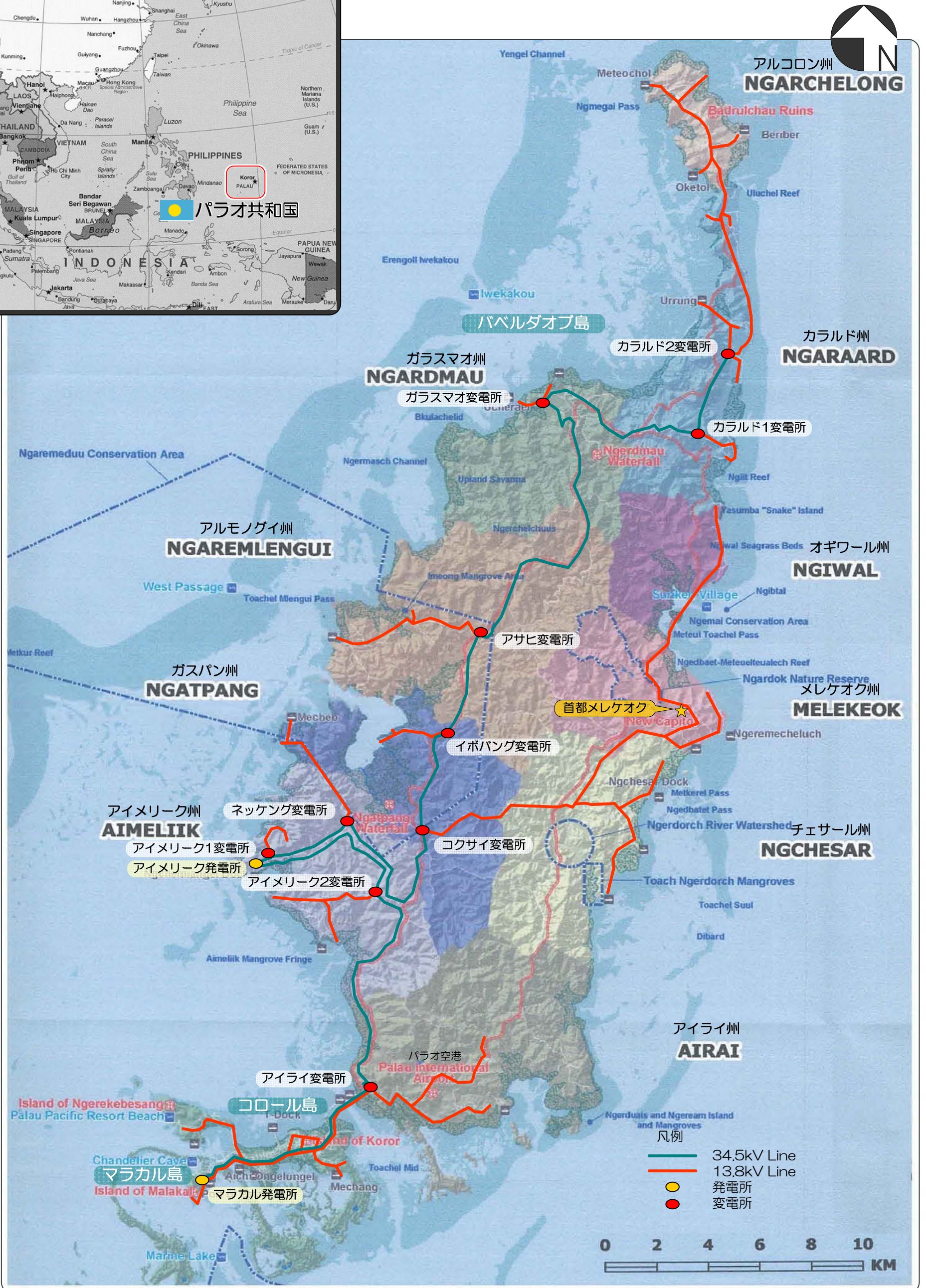
パラオ共和国
電力供給改善マスタープラン調査団
総括 西川 光久

目次

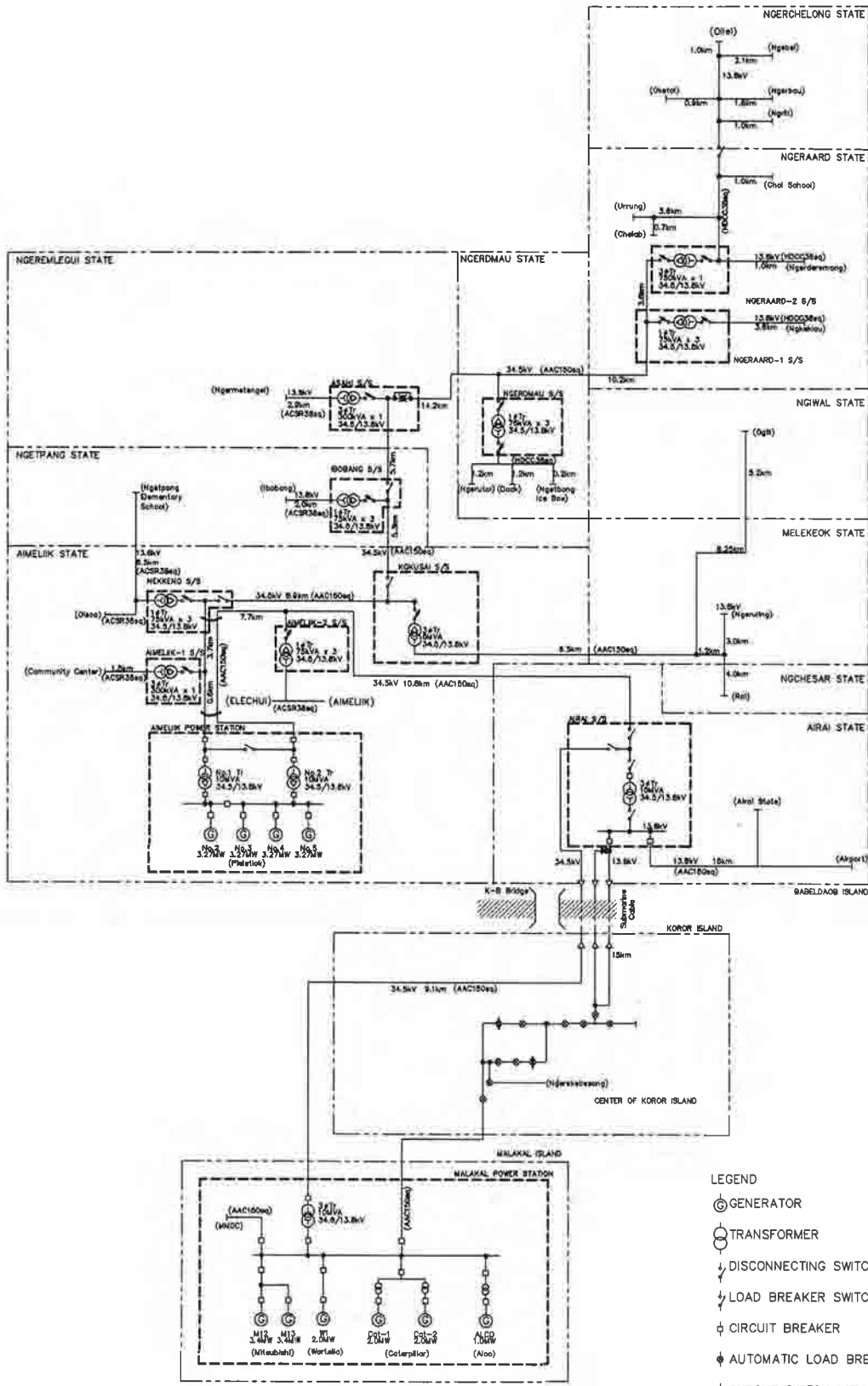
1. 調査の背景と経緯	1-1
1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の基本方針	1-1
2. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画	2-1
2.1 社会開発状況	2-1
2.1.1 人口、歴史、地理	2-1
2.1.2 産業活動	2-1
2.1.3 公共施設、インフラ整備状況	2-1
2.2 経済・財政状況	2-2
2.2.1 経済成長と構造的特質	2-2
2.2.2 財政	2-3
2.2.3 コンパクト更改と経済改革	2-4
2.3 開発計画	2-4
3. パラオ国の電力・エネルギー事情	3-1
3.1 電力・エネルギー政策、制度、組織	3-1
3.1.1 電力・エネルギー政策	3-1
3.1.2 電力事業に係る法制度	3-1
3.1.3 電力・エネルギー政策に係る組織	3-1
3.2 電力事業に係る組織	3-1
3.3 電力需給状況	3-2
3.3.1 電力需要	3-2
3.3.2 電力供給力	3-2
3.3.3 コロール・バベルダオブ系統の負荷の特徴	3-2
3.4 電源設備及び電力供給システムの現状	3-3
3.4.1 発電設備の状況	3-3
3.4.2 送配電設備の状況	3-4
3.5 電力開発計画	3-6
3.6 一次エネルギー及び再生可能エネルギーのポテンシャル	3-7
3.6.1 一次エネルギーの賦存状況	3-7
3.6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル	3-7
4. PPUC についての財務経営分析	4-1
4.1 PPUC についての財務経営分析の目的	4-1

4.2	実施機関としての財務構造、経営状態の分析	4-1
4.2.1	PPUC のステイタスと政府のコントロール	4-1
4.2.2	経営管理面での組織構造	4-1
4.2.3	経営計画と予算	4-2
4.2.4	会計財務管理とコントロール	4-2
4.3	費用回収と料金体系	4-2
4.3.1	現行の料金体系	4-2
4.3.2	電気料金徴収率・徴収方法に関して	4-4
4.3.3	電力事業収入・支出に関する分析	4-4
4.3.4	費用回収の改善のための基本的な方向	4-7
4.4	電力事業収支及び経営財務状況の改善のための対策案	4-7
4.4.1	燃料をディーゼル油から重油へ転換する案	4-7
4.4.2	PPUC の電気料金の料率改定	4-8
4.4.3	電気料金改定の戦略	4-9
4.5	JICA 調査団の提案に即応した新しい動き	4-13
5.	電力開発の検討	5-1
5.1	電力需要予測	5-1
5.1.1	既存電力需要予測のレビュー	5-1
5.1.2	経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー	5-2
5.1.3	デマンドサイドマネジメントの検討	5-3
5.1.4	電力需要の予測	5-6
5.2	電力開発計画の策定	5-11
5.2.1	発電所建設計画の検討	5-11
5.2.2	送配変電設備拡張計画の検討	5-15
5.2.3	電力開発計画検討段階の環境社会配慮	5-23
5.3	再生可能エネルギーを含む電力供給オプションの検討	5-26
5.3.1	「パ」国の再生可能エネルギーの現状と評価	5-26
5.3.2	再生可能エネルギー導入の効果	5-27
6.	プレフィジビリティスタディ	6-1
6.1	発電、送配電に係る優先プロジェクトの予備設計	6-1
6.1.1	発電プロジェクトの予備設計	6-1
6.1.2	送配電プロジェクトの予備設計	6-7
6.2	優先プロジェクトに係る環境社会配慮	6-11
6.2.1	パラオ国における環境社会配慮制度	6-11
6.2.2	プレ F/S の対象とするプロジェクト	6-12
6.2.3	優先プロジェクトの初期環境影響評価	6-12

6.2.4	PPUC の環境管理組織に係る提言	6-23
6.3	資金調達及びプロジェクト財務分析	6-24
6.3.1	必要となる資金と可能性のあるソフトローンの拠出先候補の検討	6-24
6.3.2	優先プロジェクトの財務分析に際しての前提条件について	6-28
6.3.3	財務内部収益率(FIRR)及び純現在価値 (NPV)	6-29
6.3.4	資金調達の確定から運転開始までのスケジュール	6-31
7.	電力設備運用改善の検討	7-1
7.1	発電設備の運用改善	7-1
7.1.1	発電設備の運転・維持管理の現状	7-1
7.1.2	発電設備の運用改善に係る提言	7-5
7.2	送配電設備の運用改善	7-8
7.2.1	送配電設備の運転・維持管理の現状	7-8
7.2.2	送配電設備の運用改善に係る提言	7-10
7.2.3	SCADA 改善計画	7-13
8.	結論と提言	8-1
8.1	発電所建設計画及び送配変電設備拡張計画	8-1
8.2	再生可能エネルギー導入計画	8-2
8.1.1	太陽光発電	8-2
8.1.2	水力発電	8-2
8.1.3	太陽熱利用	8-2
8.3	PPUC の経営改善	8-2
8.4	電力設備の運用改善提言	8-5
8.4.1	発電設備	8-5
8.4.2	送配変電設備	8-5

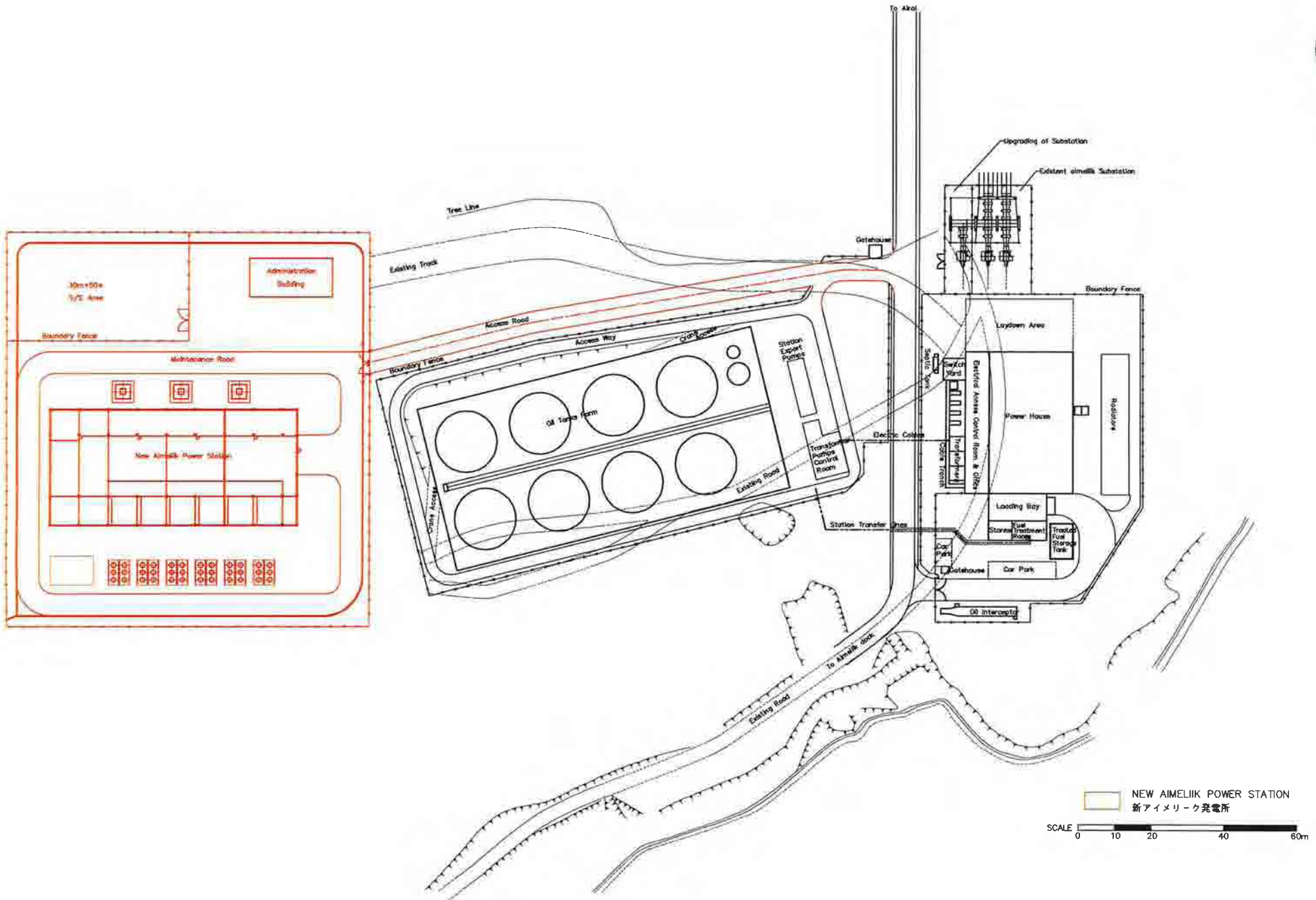


コロール島およびバベルダオブ島の送配電系統

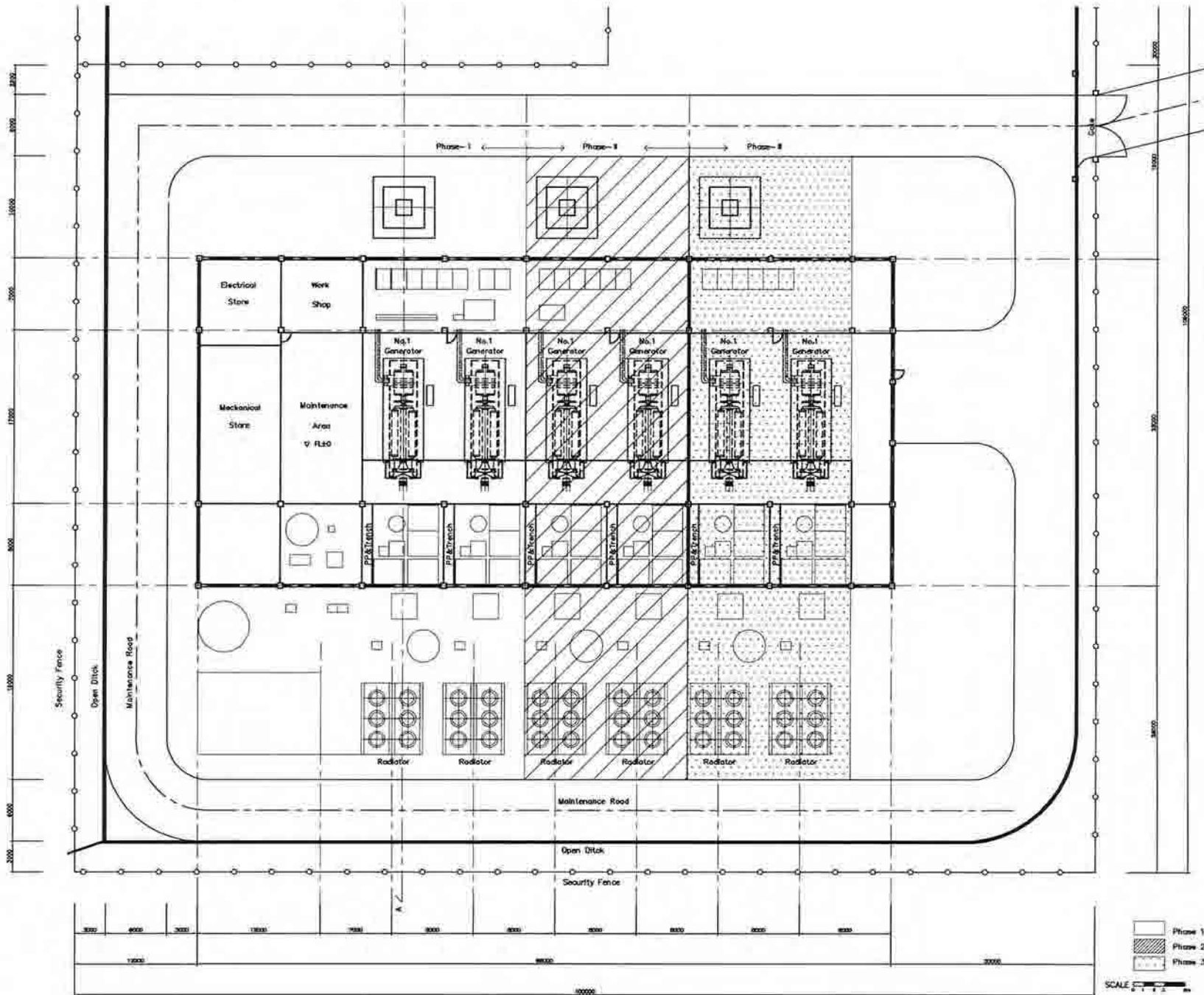


Power System in Koror & Babeldaob

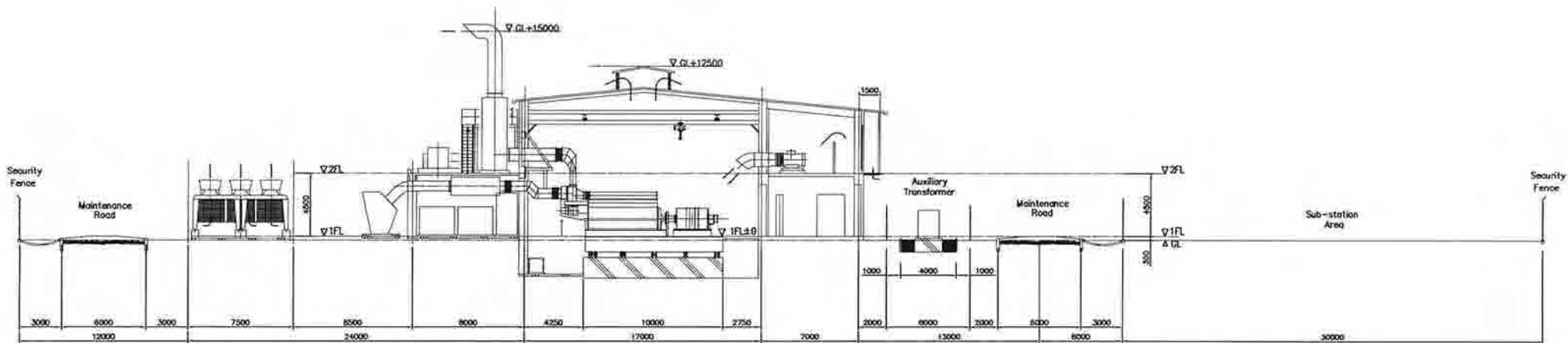
prepared by JCA Study Team on April. 28, 2008



LAYOUT OF NEW AMELIIK POWER STATION
アイメリック発電所リプレイス配置計画図



ARRANGEMENT OF GENERATING FACILITIES
 (NEW AIMELIK POWER STATION)
 アイメリーク発電所リプレース機器配置図



SIDE ELEVATION
(VIEW AT A-A)

SECTION ARRANGEMENT OF GENERATING FACILITIES
(NEW AIMELIUK POWER STATION)
アイメリーク発電所リプレース機器断面図

図表リスト

第2章

表 2.1.3-1	公共設備の整備状況.....	2-2
-----------	----------------	-----

第3章

図 3.6.2-1	「パ」国の日射量及び降雨量 Aimeliik.....	3-8
表 3.4.1-1	PPUC の発電設備の概要（コロール・バベルダオブ電力系統）.....	3-3
表 3.4.1-2	PPUC の発電設備の現況（コロール・バベルダオブ電力系統）.....	3-3

第4章

図 4.3.1-1	近年のディーゼル油価格（FOB、シンガポール）の推移.....	4-3
図 4.3.1-2	PPUC のディーゼル油の調達価格の推移.....	4-3
表 4.3.1-1	PPUC の電気料金体系.....	4-2
表 4.3.3-1	近年の電力事業収支、非電力事業収支、両者を含めた収支、減価償却分も 足し戻した収支の状況（2001 年度～2006 年度）.....	4-6
表 4.4.2-1	2008 年度 PPUC 予算.....	4-8
表 4.4.2-2	PPUC がサステイナブルな経営体であるための包括的な料率水準（FY2008）.....	4-8
表 4.4.3-1	新料金体系の案（2009 年度実施を目途）（Case 1）均等負担案.....	4-10
表 4.4.3-2	新料金体系の案（2009 年度実施を目途）（Case 2）一般家庭優遇案.....	4-10
表 4.4.3-3	一般家庭からの収入予想（目標年：2009 年度）.....	4-11
表 4.4.3-4	企業及び政府からの収入予想（目標年：2009 年度）.....	4-11
表 4.4.3-5	一般家庭からの収入予想（目標年：2009 年度）.....	4-11
表 4.4.3-6	企業及び政府からの収入予想（目標年：2009 年度）.....	4-11

第5章

図 5.1.1-1	Strategic Plan 2003 と Electric Rate Study 2007 における販売電力量の比較.....	5-1
図 5.1.3-1	負荷改善パターン.....	5-4
図 5.2.1-1	電力需要と電源開発計画.....	5-13
図 5.2.2-1	コロール変電所の配電線引き出し方法.....	5-18
表 5.1.2-1	パラオ国地域振興計画調査における GDP の推移.....	5-2
表 5.1.2-2	IMF による GDP 成長率の将来予測.....	5-3
表 5.1.2-3	「パ」国政府による GDP 成長率の将来予測.....	5-3
表 5.1.3-1	「Energy Efficiency Action Plan」における提案プログラム.....	5-4
表 5.1.4-1	需要予測に使用した GDP 予測値.....	5-6
表 5.1.4-2	電力需要と最大需要電力の見通し（Base ケース）.....	5-7
表 5.1.4-3	電力需要と最大需要電力の見通し（Low ケース）.....	5-8
表 5.1.4-4	電力需要と最大需要電力の見通し（High ケース）.....	5-8
表 5.1.4-5	各州の最大需要電力の予測推移（Base Case）.....	5-9
表 5.1.4-6	補正後の電力需要予測データ.....	5-10

表 5.2.1-1	既設発電設備の廃止計画.....	5-12
表 5.2.1-2	コロール・バベルダオブ電力系統の発電所建設計画.....	5-14
表 5.2.2-1	PPUC 開発プランのレビュー結果.....	5-16
表 5.2.2-2	2025 年までの送配変電設備拡張計画.....	5-17
表 5.2.2-4	潮流計算結果と変圧器の容量の比較.....	5-20
表 5.2.2-5	短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2008 年系統）.....	5-20
表 5.2.2-6	短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2013 年以降の系統）.....	5-21
表 5.2.2-7	力率 80%の場合に必要な電圧低下対策 （マラカル発電所を運転しない場合）.....	5-21
表 5.2.2-8	マラカル発電所の発電機を運転した場合の便益.....	5-22
表 5.2.2-9	アイメリーク～コロール間の送電線 2 ルート化による便益.....	5-22
表 5.2.3-1	電力開発計画に含まれる発電プロジェクト.....	5-23
表 5.2.3-2	電力開発計画に含まれる送配電プロジェクト.....	5-23
表 5.2.3-3	電力設備建設プロジェクトの影響評価.....	5-24
表 5.3.2-1	太陽光発電設備の計算結果.....	5-28
表 5.3.2-3	水力発電設備の計算結果.....	5-28
表 5.3.2-4	太陽熱温水器設備の計算結果.....	5-29

第 6 章

図 6.1.1-1	発電所予定地案.....	6-4
図 6.1.1-2	弧状推進工法.....	6-5
図 6.1.2-1	コロール変電所位置図.....	6-8
図 6.2.3-1	既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル.....	6-14
図 6.3.3-1	2つのシナリオに FIRR がどのように変化するかの比較.....	6-30
表 6.1.1-1	検討対象とする発電機単機容量と台数の組み合わせ.....	6-1
表 6.1.1-2	発電機単機容量と台数の評価.....	6-2
表 6.1.1-3	新設アイメリーク発電所概略仕様.....	6-2
表 6.1.1-4	プロジェクト用地評価.....	6-5
表 6.1.1-5	実施工程表（アイメリーク発電所新設工事）.....	6-6
表 6.1.1-6	概算事業費（アイメリーク発電所新設工事）.....	6-6
表 6.1.2-1	計画案の比較.....	6-7
表 6.1.2-2	実施工程表（34.5kV アイメリーク発電所～コロール変電所送電線新設工事）.....	6-8
表 6.1.2-3	実施工程表（コロール変電所新設工事）.....	6-9
表 6.1.2-4	実施工程表（新アイメリーク変電所新設工事）.....	6-10
表 6.2.3-1	アイメリーク発電所リプレースの概要.....	6-12
表 6.2.3-2	アイメリーク発電所リプレースに係る環境社会配慮項目の評価.....	6-13
表 6.2.3-3	CO2 排出量の試算.....	6-16
表 6.2.3-4	最大着地濃度の計算結果と「パ」国基準（年間平均値）.....	6-16
表 6.2.3-5	騒音予測結果.....	6-17
表 6.2.3-6	アイメリーク発電所～コロール間送電線新設に係る環境社会配慮項目の	

	評価結果.....	6-19
表 6.2.3-7	磁界強度計算結果.....	6-20
表 6.2.3-8	コロール変電所新設に係る環境社会配慮項目の評価結果.....	6-22
表 6.3.1-1	PPUC 中長期のマスタープラン全体の実施のために必要となる資金全体額....	6-24
表 6.3.1-2	優先プロジェクト (Phase 1 及び Phase 2) PPUC の実施のために必要 となる資金額.....	6-24
表 6.3.1-3	JBIC が海外経済協力援助を考える際の国分類カテゴリ.....	6-25
表 6.3.1-4	中進国、中所得国へ日本円借款が適用される場合の融資条件一般.....	6-26
表 6.3.1-5	ADB の融資の条件 (ADF の場合、OCR の場合).....	6-27
表 6.3.3-1	包括的に計算される電気料金単価をパラメーターとして、条件を変えた場合の、 財務内部収益率(FIRR) 及び純現在価値(NPV).....	6-29
表 6.3.3-2	燃料価格と電気料金をパラメーターとした FIRR の感度分析.....	6-31
表 6.3.4-1	資金調達から運転開始までのタイム・スケジュール.....	6-31
第 7 章		
図 7.1.1-1	マラカル発電所の組織図.....	7-1
図 7.1.1-2	アイメリーク発電所の組織図.....	7-1
図 7.2.1-1	系統運用部の組織図.....	7-8
図 7.2.1-2	配電部の組織図.....	7-9
第 8 章		
表 8.1-1	発電所建設計画.....	8-1
表 8.1-2	送配変電設備拡張計画.....	8-1
表 8.1-3	燃料価格と電気料金をパラメーターとした FIRR の感度分析.....	8-2
表 8.3-1	新料金体系の案 (2009 年度実施を目途) (Case 1) 均等負担案.....	8-2
表 8.3-2	新料金体系の案 (2009 年度実施を目途) (Case 2) 一般家庭優遇案.....	8-3

略語集

AAC	All Aluminum Conductor (硬アルミより線)
AC	Aluminum Conductor (アルミ合金より線)
ACFA	Accelerated Co-Financing scheme with ADB (ADB との円借款協調融資促進枠組み)
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
ADF	Asian Development Fund (アジア開発基金)
AFPAC	Automatic Fuel Price Adjustment Clause (燃料価格調整条項)
ANSI	American National Standards Institute (米国規格協会)
AusAID	Australian Agency for International Development (オーストラリア国際開発庁)
CB	Circuit Breaker (遮断器)
CDM	Clean Development Mechanism (クリーン開発メカニズム)
CEO	Chief Executive Officer (最高経営責任者)
CFL	Compact fluorescent lamp (コンパクト蛍光灯)
CFO	Chief Financial Officer (最高財務責任者)
CTF	Compact Trust Fund (コンパクト信託基金)
DS	Disconnecting Switch (断路器)
DSM	Demand Side Management (需要側負荷管理)
EA	Environmental Assessment (環境影響評価書)
EHC	Environmental Health Criteria Monograph No.238 (環境保健基準 238)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EIS	Environmental Impact Statement (環境影響ステートメント)
EPC	Engineering, Procurement and Construction (エンジニアリング、資機材調達、建設契約)
EPDC	Electric Power Development Company (電源開発株式会社)
EQPB	Environmental Quality Protection Board (環境保護局)
ETR	Electricity Tariff Rate (電気料金)
EU	European Union (ヨーロッパ連合)
FIRR	Financial Internal Rate of Return (財務内部収益率)
FOB	Free On Board (本船渡し値段)
FY	Fiscal year (会計年度)
F/S	Feasibility Study (フィージビリティ調査)
GCB	Gas Circuit Breaker (ガス遮断器)

GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GE	General Electric (ゼネラル・エレクトリック社)
GEF	Global Environment Facility (地球環境ファシリティ)
GIS	Geographic Information System (地理情報システム)
GM	General Manager (総支配人)
GNI	Gross National Income (国民総所得)
GRT	Gross Receipt Tax (総収入税)
HDCC	Hard Drawn Copper stranded Conductor (硬銅より線)
HE	Heavy Equipment (重機)
HFO	Heavy Fuel Oil (重油)
IBRD	the International Bank for Reconstruction and Development (国際復興開発銀行)
ICNIRP	International Commission on Non-Ionization Radiation Protection (国際非電離放射線委員会)
IEE	Initial Environmental Examination (初期環境影響評価)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers (米国電気電子学会)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
ISO	International Organization for Standardization (国際標準化機構)
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (国際自然保護連合)
JAMSTEC	Japan Agency for Marine Earth Science and Technology (日本海洋研究開発機構)
JBIC	Japan Bank For International Cooperation (国際協力銀行)
JI	Joint Implementation (共同実施)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人 国際協力機構)
LAN	Local Area Network (ローカル・エリア・ネットワーク)
LDC	Least Developed Countries (後発開発途上国)
LFT	Liquid Fuel Tax (液体燃料税)
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate (ロンドン銀行間貸出金利)
LP	Line Post (ラインポスト)
MCC	Motor Control Center (配電盤)
MCCB	Mold Case Circuit Breaker (配線用遮断器)
MOPS	Mean of Platts Singapore (シンガポール市場価格)
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)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization

(新エネルギー・産業技術総合開発機構)

NESC	National Electrical Safety Code (米国電気安全規約)
NOAA	National Oceanographic and Atmospheric Administration (米国海洋大気圏局)
NPV	Net Present Value (純現在価値)
OCR	Ordinary Capital Resource (通常資本財源)
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion (海洋温度差発電)
OGTF	Oil and Gas Task Force (ガス特別対策委員会)
OJT	On the Job Training (実習訓練)
O&M	Operation and Maintenance (運転・保守)
PICRC	Palau International Coral Reef Center (パラオ国際珊瑚礁センター)
PNMDP	Palau 2020 National Master Development Plan (パラオ国家総合開発計画)
PPE	Palau Pacific Energy, inc (パラオパシフィックエネルギー社)
PPR	Palau Pacific Resort Hotel (パラオ・パシフィックリゾートホテル)
PPUC	Palau Public Utilities Corporation (パラオ電力公社)
PSIP	Public Sector Investment Program (公共部門開発計画)
PT	Potential Transformer (計器用変圧器)
SARS	Severe Acute Respiratory Syndrome (重症急性呼吸器症候群)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (設定値制御およびデータ収集システム)
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
SID	Small Island Developing Countries (小島嶼国開発途上国)
SVR	Step Voltage Regulator (電圧調整装置)
TA	Technical Assistance (技術支援)
UNDESA	United Nations Department of Economic and Social Affairs (国連経済社会局)
UNDP	United Nations Development Program (国連開発計画)
UNELCO	Union Electrique du Vanuatu (バヌアツ電力会社)
USAID	United States Agency for International Development (米国国際開発庁)
USGS	United States Geological Survey (米国地質調査所)
WHO	World Health Organization (世界保健機関)

1. 調査の背景と経緯

1. 調査の背景と経緯

1.1 調査の背景

パラオ共和国（以下、「パ」国と称す）は、我が国の南方約 3,200km の太平洋上に位置し、面積 488km²、人口 19,907 人（2005 年国勢調査）、約 340 の島々から成る島嶼国である。「パ」国の政治・経済活動は、首都メレケオクの存在するバベルダオブ島及びコロール島に集中しており、両島には全人口の約 93%（2005 年国勢調査）が居住している。両島では、年率 2% 台の安定した人口増加、国民一人当たり電力消費量の増加、観光産業の発展等により、1997～2005 年の 9 年間で電力需要（ピーク負荷）は平均 7.3%/年の増加を記録したが、コロール・バベルダオブ電力系統の電力供給設備は、老朽化と維持管理不足により安定した電力供給を行うことが困難であり、2006 年 8 月には設備事故のため 1 ヶ月半に亘り 1 日 8 時間の計画停電が実施された。

しかしながら「パ」国の電力供給を担う資源開発省（MRD：Ministry of Resources and Development）及びパラオ電力公社（PPUC：Palau Public Utilities Corporation）の計画策定能力、運転維持管理能力は十分とは言えず、将来起こり得る電力危機への対策も十分検討できていないのが現状である。

以上の背景から、「パ」国政府はコロール島及びバベルダオブ島における電力需要予測、電力設備計画の策定、中長期的に必要な電力設備の F/S 調査、資金調達の検討、PPUC の経営改善、人材育成、電力設備の運用改善への提言を含む、電力供給改善計画を策定する開発調査を我が国に要請したものである。

1.2 調査の基本方針

- 1.2.1 「パ」国では 2006 年 10 月の首都移転、至近年のアイメリーク発電所のリプレース等に伴い、地域的な電力需給事情が大きく変化する過渡期にある。本調査では、このような「パ」国の電力需給事情の変化に留意し、最適な電力開発計画を策定する。
- 1.2.2 電力供給設備の運転・維持管理能力の強化については、前回無償資金協力及びフォローアップ調査、類似案件のソフトコンポーネント、電力会社のノウハウ等を活用し、具体的に実効性のある提言を行う。
- 1.2.3 経営改善計画、資金計画については、プレ F/S の対象である優先プロジェクトを PPUC が早期に実施できるよう、具体的に実現可能な計画を提案する。

2. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画

2. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画

2.1 社会開発状況

2.1.1 人口、歴史、地理

「パ」国は、北緯 6 度 53 分～8 度 12 分、東経 134 度 8 分～134 度 44 分に位置し、面積 488km²、人口 19,907 人（2005 年）を有する島国である。2006 年に首都がコロール州からメレケオク州に遷都されたが、人口の 64%が集中するコロール州が経済の中心となっている。総人口のうちの 31%が外国人であり、フィリピンからの移住者・労働者が 17%ほどを占めている。

「パ」国は 1994 年 10 月 1 日に自由連合国として独立した時、米国との間でコンパクト（自由連合盟約）を締結し、2009 年までの 15 年間は米国より財政支援を受ける一方で、国防と安全保障の権限を米国に委ねることとなった。これにより 1994 年～2009 年までの 15 年間に総額 7 億ドルのコンパクト（自由連合盟約）資金を支払われることになったことから、毎年一定の資金供与がなされ、同国の経済を支える重要な資金となっている。

2.1.2 産業活動

「パ」国の産業は米国及び台湾の援助に依存する建設業、食料品・消費財の輸入に立脚する商業及び観光産業が主要産業となっているが、コンパクト支援の終了する 2009 年までに自立経済達成は困難な状況にあり、コンパクトの継続交渉が「パ」国経済の今後を大きく左右することになる。それぞれの産業ではフィリピンを始めとする外国人労働力への依存度が高い。主要産業の観光業では、台湾、日本、韓国、米国を中心に観光客総数は 9 万人を超えている。

一人当たり GDP は 7,267 ドル（2005 年）であり中進国として位置づけられるが、2006 年度の政府収入 83.7 百万ドルのうち、50%以上の 45.0 百万ドルがコンパクトを含めた他国からの援助となっており、実質的な一人当たり GDP は 2,000～3,000 ドル程度と推測される。

製造業、農業、漁業、鉱業等はあまり発達していないが、漁業に関しては外国漁業企業がパラオ近海で操業権を取得して、日本、台湾、中国にマグロを輸出している。食糧に関しては、タロイモやキャッサバの生産及び近海漁業はあるものの、大部分を米国本土からの輸入に依存している。

2.1.3 公共施設、インフラ整備状況

「パ」国は米国援助依存体質からの脱却による自立発展と文化の保護を目的に、「経済開発計画」（PNMDP：Palau 2020 National Master Development Plan）を 1996 年に策定、「公共部門開発計画」（PSIP: Palau Sector Investment Program）が 2003 年 4 月に策定された。これ等の中で、経済開発の重点分野を、観光、農業、漁業、貿易および軽工業と定義し、必要な交通（道路、空港、港湾）、水道、下水処理、廃棄物、エネルギー、通信の各分野の具体的な案が計画されているが、資金計画が整わずに実施できていないものも少なくない。これに続き次期 5 年間（2008 年～2012 年）の開発計画をまとめた新 PSIP の計画を策定中である。

公共設備の整備状況（2005 年現在）は表 1.1.3-1 の通りである。既に地方を含めて、水道は 94.6%、電気は 98.9%の普及率となっている。電話・テレビの普及率も 85%を超える数値となっている。

表 2.1.3-1 公共設備の整備状況

世帯数	水道		電気		電話		テレビ	
	世帯数	比率(%)	世帯数	比率(%)	世帯数	比率(%)	世帯数	比率(%)
4,707	4,452	94.6	4,656	98.9	4,056	86.2	4,076	86.6

出所：2005 CENSUS、Republic of Palau

特に重要インフラである交通網については、わが国の無償支援によるコロール島とバベルダオブ島をつなぐ KB 橋が「パ」国の重要な設備となっており、両地域の経済活性化に役立っている。また、人口が少なく開発の遅れているバベルダオブ島内を周回するコンパクト道路が米国の無償支援により 2005 年に完成し、コロール島から新首都へのアクセス時間が短縮され、バベルダオブ島北部までも短時間に移動できるようになった。

2.2 経済・財政状況

2.2.1 経済成長と構造的特質

(1) GDP

「World Development Indicators」(2007、World Bank)に基づいて、パラオ国の経済成長の近年の状況を概察すると、この 10-12 年、年平均実質約 2%で成長を遂げてきている。

パラオ国の GDP は、約 1 億 7,000 万ドル (パラオ国計画統計局の推計値)、一人当たりでは、7,267 ドルに達している。

(2) GNI

太平洋の島嶼国の中では、パラオの一人当たり GNI は最も高く (US\$7,630, 2005, World Bank)、また、一人当たり経済援助受取額でも最も高い (US\$1,712 averaging over 1999-2002)。

1994-2009 年にかけて、コンパクト自由連盟による米国からパラオ国に供与された援助は、およそ 5 億ドルに達し、年間の援助額は、年間ベースで GDP の約 2 割を占めている

パラオ国と米国間で締結されているコンパクトの協定では、最初の 15 年間、米国は直接財政支援を行うが、それ以降はそれまでに積み立てられたコンパクト信託基金 (CTF) により、自律的な経済発展を遂げることが期待されている。しかし、パラオ国としては、2009 年を超えて、米国が直接財政支援を引き続き行ってくれることを期待している。

(3) 構造的特質

パラオ経済は公共部門の比重が非常に大きく、GDP の 26-27%は公共部門の雇用によりまた、2007 年度の公共財政支出は、GDP の 60.4%を占めている。パラオ国経済は公共財政頼みの経済構造であり、もし、海外からの経済援助なければ、今のパラオ経済は成り立たないことを示すものである。

観光はパラオ国の民間部門で最も成長が期待される部門である。パラオ国の持てる資源、成り立ちからいけば、観光以外に経済を強く牽引していけそうな可能性をもった業種は見当たらない。観光客は 2004 年には 9 万 5,000 人に達したあと、近年は約 9 万人前後で推移している。

農林水産業等の一次産業のシェアは、非常に小さい。2005 年ベースで、3.4%に過ぎない。第二次産業の占める割合も大きくなく、19.0%に過ぎない。第二次産業ではその半分以上は

建設業であり、製造業のシェアはほとんど皆無とっていい状況である。第三次産業は残る 77.6%を占めるが、圧倒的にサービス部門が大きい。

(4) 金融セクター

パラオは、自国独自の通貨は持たず、米国ドルを使用している。そのため、国としての通貨政策を独自に運用する必要はない。そのため中央銀行もない。金融機関の数は現在、商業銀行 7 行、政府系銀行のパラオ開発銀行、その他、中小の信用組合、保険会社等が営業している。パラオで最も大きな商業銀行は、ハワイ銀行 (Bank of Hawaii) であり、パラオにおける貯蓄の 80%を預かり、貸し出し業務では、60%を占め、パラオ国民、企業の利用率が最も高い銀行である。PPUC が取引しているのは、ハワイ銀行、グアム貯蓄銀行である。ハワイ銀行に約 60 万ドルの定期預金がある。

パラオでは金融が未成熟なため、パラオ国民も、投資・運用するに際しては、米国あるいはその他先進国での金融商品に投資・運用している人々が半数以上である。PPUC も、保有する金融資産の大半は、米国の投資銀行に運用を一任している。(US\$1,200 万ドル)

(5) 物価

パラオで消費者物価は近年の石油価格の高騰及び酒類・タバコへの課税率のアップ等により、2004 年に 5%上昇し、その後、この数年は、比較的高い上昇率で推移してきている。(2005 年 3.9%、2006 年 4.5%、2007 年 2.9%)

2.2.2 財政

(1) 財政欠損状況

近年のパラオ国の国家財政は、2002 年度に 3,420 万ドルの赤字 (当該年度の GDP の 30%に相当) を記録したが、その後赤字ではあるものの 10%を超えることはない。しかし国家財政支出 (歳出) が GDP に占めるシェアは非常に大きく半分以上を占め、歳出額と歳入額を対比してみると、歳入が毎年、歳出額を大きく下回っている。そのギャップを埋めるのはグラント (コンパクト) であり、2006 年のギャップ穴埋めのグラントは、5,300 万ドルに達している。すなわち、コンパクトによる財政支援なくしては、パラオ国家財政は立ち行かないことは疑いない。まさに、2009 年に予定されているコンパクトの更改交渉は、パラオ経済の将来に大きな影響を及ぼすものであることは確実である。

パラオ政府予算において最も大きな比率を占めるのは、公共部門に勤める人々への人件費である。これは、GDP の約 4 分の一に相当するものであり、また、公共支出の約 4 割に相当している。一般的に民間部門に勤める人々の給与水準より、公共部門に勤める人々の給与水準の方が高い状況にあり、民間部門の育成に当たっての大きな課題となっている。

(2) 財政収支

パラオは人口 2 万人の小国であり、パラオにおいて競争力のある製造業を育成するのは、国際比較優位性の見地から非常に困難なことである。そのため、輸入依存となり、貿易収支の上で赤字の構造とならざるを得ない。周辺の大洋州の島嶼国もすべて輸入依存で、貿易収支は赤字であり、これは受け入れざるをえない現実であろう。そのかわり、パラオの有する自然資源を生かした観光収入、それに関連したサービス業の育成等で国際収支のバランスがとれるように図っていくことがのぞましい。

コンパクトが開始した時には「パ」国の対外借入れは 2,000 万ドルであったが、2006 年度現在、対外債務は 1,750 万ドルである。近年はメレケオク新首都建設資金で台湾から 2,000 万ドルの借入れを行った。

なお、パラオ国のこれからの国家財政を支える資金としてのコンパクト信託基金は、当初 1994 年、米国からの振込 7,000 万ドルから出発し、2007 年度末段階で、1 億 5,700 万ドルに達している。

2.2.3 コンパクト更改と経済改革

(1) 2009 年度に更改交渉が予定されているコンパクト

1994 年のコンパクトの取り決めでは、米国からパラオ国への直接財政支援は最初の 15 年（2008 年まで）は行われるものの、その後の 35 年（2009~2043）は、それまでに積み立てたコンパクト信託基金によって、自律的に発展を続けていくことが期待されている。

なお、上記にも示したように、2006 年度末で 1 億 5,700 万ドルに積み上がっているコンパクト信託基金（CTF）は、2009 年以降の直接財政支援グラントが終わったあとを支えるものである。しかし、2004 年に行われた IMF の調査分析では、楽観、悲観、中間の 3 つのシナリオで予測しているが、（楽観シナリオ 2031 年、中間シナリオ 2023 年、悲観シナリオ 2019 年）いずれそのうち 2043 年以前に信託基金を使い果たしてしまうという予測となっている。

このように見えてくると、2009 年のコンパクト交渉が、パラオ国にとって、非常に重大なものであることが明瞭となる。もちろん、パラオ国が、当初のシナリオのように、国の経済・財政の自活運営ができるまで育ててきていけば問題はないわけだが、これまでにパラオ国の経済・財政の現状を見てきたように、米国からのグラントによる財政支援が終了すれば、大変な経済的な困難に陥るのは必至の情勢である。

(2) パラオ経済の構造改革と開発政策

パラオの自律的な経済成長を可能にしていくためには、民間部門の成長が大いに期待される場所である。観光振興はその中でも中核をなすべきものであり、戦略的にいくつかのサブ・セクターに絞り込んだ、選択的な成長開発路線の推進が期待される場所である。そのような視点にたつと、IMF, ADB 等によって指摘されているように、①観光客一人当たりの支出額の大きいハイエンドな観光の振興に向けた戦略づくりとその実践、②外国からの投資誘致のために、投資に関連した規制の大幅見直し、③政府、公共部門が果たすべき役割の再検討、④税制改革、⑤土地改革、⑥金融制度・部門の改革、⑦商業活動に係る法制度の改革、のような諸点の経済構造改革が求められる場所である。

2.3 開発計画

「パ」国の開発計画には、国家総合開発計画（PNMDP : Palau 2020 National Master Development Plan）、パラオ国地域振興計画調査（2000 年 10 月、JICA）、公共投資計画 “Public Sector Investment Program 2003-2007 (PSIP)” 等がある。これらの計画は、制定後かなりの年月が経過しており、現在アジア開発銀行の技術支援により見直しが進められている PNMDP が、最新の開発政策を示すものとなる。同計画の改訂は 2007 年 8 月に着手され、ニュージーランドとオーストラリアの

コンサルタントチームにより作業が進められており、2008年5月時点でドラフトレポートが作成されている。同報告書では、セクター別、プロジェクト別に開発の優先順位付けがなされており、PPUCの発電設備の増強は上位から2番目に位置付けられている。

3. パラオ国の電力・エネルギー事情

3. パラオ国の電力・エネルギー事情

3.1 電力・エネルギー政策、制度、組織

3.1.1 電力・エネルギー政策

現在「パ」国においては、1997年に制定された国家総合開発計画（PNMDP：Palau 2020 National Master Development Plan）において、電力セクターに関する方針として電力供給設備の改善、拡張計画が策定され、これに基づく電力セクター開発が進められてきた。

現在、PNMDP はアジア開発銀行の技術協力（TA）により改定が進められているが、その中で電力・エネルギーセクターに関する政策がどのように謳われているか、現時点では明らかではない。電力・エネルギーセクターの個別の政策に関しては、エネルギー使用量削減に関する大統領令（Executive Order No. 234、No.245）で政府機関におけるエネルギー使用量の削減義務、目標が示されており、2007年11月にはEUの支援により「エネルギー効率化アクションプラン」（Energy Efficiency Action Plan）が策定され、民間セクターも含めたエネルギー使用量の削減のための方策（小型蛍光灯の啓蒙普及、太陽熱温水器の導入補助等）が示されている。

3.1.2 電力事業に係る法制度

1994年2月16日に制定された法令 RPPL No. 4-13（PUC-Act）が、「パ」国の電力事業に係る唯一の法制度である。同法に基づき、電力公社（PUC：Public Utilities Corporation）が設立され、PUCの権限と責務、政府からPUCへの資産の譲渡、電気料金改定の手続き等が規定されている。

3.1.3 電力・エネルギー政策に係る組織

「パ」国の電力・エネルギー政策は資源開発省（MRD：Ministry of Resource and Development）の管轄である。MRDは農業局、海洋資源局、公共事業局、土地・調査局の4部局に分かれており、公共事業局にエネルギー事務所（Energy Office）が設置されている。同事務所は主に再生可能エネルギーの導入促進、省エネルギーの推進を担当しており、電力・エネルギー政策全体を担当する組織は存在しない。

3.2 電力事業に係る組織

「パ」国の電力事業は、パラオ電力公社（PPUC：Palau Public Utility Corporation）により実施されている。PPUCの経営は大統領によって任命された取締役からなる取締役会（Board of Directors）の指導・監督を受けることとされており、MRDの指導・監督下にはない。PPUCの組織は総務部、経理・財務部、営業部、系統運用部、配電部、発電部の6つの部門から構成されており、約130人の職員を有している。

PPUCの各職位には職務規定により、職務の内容、責務、能力等が明文化されており、発電・送配電部門の技術職員は、電力供給設備の日常の運転・維持管理を行う上で十分な知識・技術を有しているが、中長期的な設備計画・維持管理計画を策定する要員・能力が不足している。PPUCは、2007年末に機械技術者1名、電気技術者1名を雇用し、発電・送配電に係る技術レベルの向上に取り組んでいる。しかしながら、これらの技術者は近隣国から雇用されたものであり、「パ」国独自の技術者の育成がPPUCの課題である。

3.3 電力需給状況

3.3.1 電力需要

(1) 「パ」国全体の需要

「パ」国の至近7年間の電力需要の推移は需要家種類別に大別すると、総需要のうちの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となっている。

2004年からの電力需要は80GWhを上回ったところで上下しているが、「パ」国の電力需要規模は大きくないため、大きな商業施設やホテルの営業開始、大きなイベントの開催、電力設備のトラブルによる停電などにより影響を受けることから、真の電力需要とは言いがたい。2007年には電力需要が再び伸びており、潜在的にはGDPの増加、人口の増加などに伴い電力需要が伸びていると考えられる。

(2) 各州の需要

本計画の対象であるコロール・バベルダオブ電力系統では、2006年10月に首都がコロールからバベルダオブ島のメレケオク州に移転されたことに伴い、メレケオク州の2006年から2007年の電力需要は倍増している。一方、人口の64%を占めるコロール州の需要は横ばい傾向であるが、電力系統全体の電力需要の約80%を占めており、コロール州が電力の大消費地であることに変わりはない。

3.3.2 電力供給力

「パ」国では、2006年にマラカル発電所のWartsila-2、Wartsila-3及びMitsubishi-1、Mitsubishi-2の計4台の発電機が相次いで事故停止したため、同年8月から1日8時間の計画停電が実施された。この事態は9月中旬まで継続し、同国の社会・経済に大きな影響を与えたが、2007年1月に修理が完了して運転を再開し、アイメリーク発電所を含めて2008年5月現在で19.6MWの供給力を有している。一方、これまでの最大電力需要は2004年11月（2005年度）の16.88MWであり、13.8%の予備力を有していることになる。

更にPPUCは2008年5月現在5MWクラスのベース負荷用ディーゼル発電機1機の購入について現在契約交渉中であり2009年には約26MWの電源が確保できる予定であるが、既設発電設備の多くは老朽化により故障が心配される状況であり、発電設備は過酷な運転を強いられている。従ってPPUCは既設発電設備のリハビリを継続する必要が有る。

3.3.3 コロール・バベルダオブ系統の負荷の特徴

「パ」国の1996年度から2007年度までの需要データ、発電データおよび発電端最大出力を基に、電力損失、負荷率を計算した結果、発電所所内負荷、送配電ロス、街灯負荷、ノンテクニカルロスすべてを含めた電力損失は約20%となっており、10年ほど前には25%程度であったことから改善傾向にあると言える。負荷率は73~74%程度であるが、東南アジアについても一般的に70%程度であり、これらと比較しても決して低い値ではなく、設備利用率は比較的高い方であると言える。ピーク負荷は夕方に発生しており電灯負荷が中心の典型的な民生負荷に分類できる。曜日毎に負荷曲線を見ると、平日と土曜は、朝の9時頃から負荷が増えており、事務所、商業施設等の負荷が増えていると想定される。日曜日は需要が10%程度減少しており、

昼間の負荷も比較的平坦になっている。「パ」国には工場負荷はあまりないため、このほかは、家庭、事務所、商業施設のエアコン、冷蔵庫などの一般的な負荷であると予想される。負荷構成の詳細な検討結果は後述する。

3.4 電源設備及び電力供給システムの現状

3.4.1 発電設備の状況

コロール・バベルダオブ電力システムの電源は、コロール島のマラカル発電所とバベルダオブ島のアイメリク発電所の二箇所である。表 3.4.1-1 に両発電所の概要を示す。老朽化により 2008 年 5 月時点で両発電所の現有出力は合計 19.6 MW であり、定格出力の約 64% となっている。表 3.4.1-2 に両発電所の現況を示す。

表 3.4.1-1 PPUC の発電設備の概要（コロール・バベルダオブ電力システム）

発電所名	ユニット名	製造会社	定格出力 (MW)	現有出力 (MW)	気筒数	回転数	設置年
Aimeliik	Pielstick-2	Crossely Pielstick	3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	Pielstick-3		3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	Pielstick-4		3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	Pielstick-5		3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	小計		13.08	8.0			
Malakal	Wartsila-1	Wartsila	2.00	1.7	12	1,200rpm	1998 年
	Wartsila-2		2.00	(1.7)	12	1,200rpm	1998 年
	Wartsila-3		2.00	(1.7)	12	1,200rpm	1998 年
	Mitsubishi-12	Mitsubishi	3.40	3.2	12	720rpm	1998 年
	Mitsubishi-13		3.40	3.0	12	720rpm	1998 年
	Caterpillar-1	Caterpillar	1.825	1.6	16	1,800rpm	2006 年
	Caterpillar-2		1.825	1.6	16	1,800rpm	2006 年
	Alco-9	Alco	1.25	0.5	n/a	n/a	n/a
小計		17.70	11.6				
合計		30.78	19.6				

出所：PPUC

表 3.4.1-2 PPUC の発電設備の現況（コロール・バベルダオブ電力システム）

発電所	ユニット名	累積運転時間*1	運転可否	現在の状況
Aimeliik	Pielstick-2	128,860	Operable	・老朽化が激しく出力・効率の低下が著しい。 ・2008 年 9 月にリハビリ予定 (3 号機リハビリ完了後)。
	Pielstick-3	122,359	Operable	・老朽化が激しく出力・効率の低下が著しい。 ・2008 年 5 月現在リハビリ中。
	Pielstick-4	134,584	Operable	・老朽化が激しく出力・効率の低下が著しい。 ・2009 年以降にリハビリ予定 (2 号機リハビリ完了後)。
	Pielstick-5	132,149	Operable	同上
Malakal	Wartsila-1	59,587	Operable	
	Wartsila-2	n/a	Inoperable	・クランクシャフト焼損のため停止中。 ・3 号機修理完了後シャフトの修理予定。
	Wartsila-3	n/a	Inoperable	・2008 年 5 月現在にクランクシャフトを修理中。
	Mitsubishi-12	69,177	Operable	・2006 年 8 月にクランクシャフトの焼損事故 (軽度) が発生。 クランクシャフトの切削修理を実施。現在運転中。
	Mitsubishi-13	65,386	Operable	・2006 年 3 月にクランクシャフトの焼損事故 (重度) が発生。 クランクシャフトの切削修理を実施。 ・潤滑油温度高により出力を 3MW 以下に制限。
	Caterpillar-1	4,358	Operable	
	Caterpillar-2	4,379	Operable	
Alco-9	35,207	Operable (Stand-by)	・老朽化が激しく出力・効率の低下が著しい。	

出所：PPUC

備考：*1 2008 年 5 月末時点

3.4.2 送配電設備の状況

(1) 送配電設備

1) 送配電設備の概要

パラオ国の送配電設備は、送電電圧が 34.5kV、配電電圧は 13.8kV であり、3 相 4 線式、周波数 60Hz、中性点多重接地方式が採用されている。送電設備の総亘長は 75.4km、配電線の総亘長は 195.1km である。

2) 支持物

支持物は 34.5kV 送電線、13.8kV 配電線ともに、主にコンクリート柱が使用されている。34.5kV 送電線では、建設当時道路整備が十分でなく、アクセスが困難であった箇所では、施工性を考慮して鋼管柱が使用された経緯がある。また、13.8kV 配電線では比較的多く木柱が使用されている。

装柱は、34.5kV の 2 回線用（アイメリーク発電所からネッケン変電所間：アイライ向けとココサイ向けの 2 回線）、34.5kV、13.8kV の 1 回線用、34.5kV と 13.8kV の 2 回線用がある。なお、これまで台風による影響は少なく、支持物倒壊などの事故は発生していない。

3) 電線

34.5kV 送電線は、AAC150mm² が使用されている。バベルダオブ島とコロール島の連系は海底ケーブルが使用されているが、その設計図書、建設記録が残っておらず、線種は不明である。13.8kV 配電線は、一部 AAC150mm² が使用されている区間もあるが、主として AC38mm²、HDCC38mm² が使用されている。

4) 碍子

碍子は引通し柱にはラインポスト碍子、角度柱にはラインポスト碍子と懸垂碍子を組み合わせ使用されている。

5) 標準径間、地上高、相間距離

標準径間は 50～70m で建設され、電線の最低地上高（送電線 6.4m、配電線 6.1m）、相間距離（送電線 1,190mm、配電線 825 mm）は米国の NESC（National Electrical Safety Code）に準拠して建設されている。

6) 維持・管理・工事の状況

① 維持

送配電線の初期の設備は 1985 年頃に建設されており、経年は 23 年程度である。設備の定期的な点検は実施されていないため、碍子の塵埃の付着、支持物番号の雨水等による消去が見られる。PPUC は 2007 年 12 月に設備点検リストを作成、点検を実施している。

事故発生時は住民からの通報により、PPUC 職員が現地に向かい、対応している（2 名の緊急出動員を決めている）。

② 管理

設備データの管理は GIS（Geographic Information System、地図情報システム）により実施している。図面類は、建設当時のものしかなく、コンパクト道路設置の状況やこれに伴う支障移転などが反映されていないため、図面と現地を照合することは困難である。

③ 工事

基本的に PPUC 直営ですべての送配電工事が実施されている。そのため、高所作業車（4

台) や建柱作業に必要なオーガー (2 台)、クレーン (1 台) などを保有している。

7) その他

PPUC はマラカル発電所に訓練設備を所有している。コロール内は送配電線が道路を横断しており、新設するのが困難な状況にある。このため道路工事がある場合には、あわせて地中ケーブルが布設できるよう管路を、先行して施設しておく等の対応をしておいたほうが望ましい。

(2) 変電設備

1) 変電設備の概要

本計画対象地域の変電所 (発電所変電設備を含む) は 12 箇所あるが、変電所のうち送電線遮断器や配電線遮断器を備えているのはアイメリーク変電所およびマラカル発電所のみであり、系統構成の問題から計画停電が困難で、機器メーカーの推奨する定期点検はなされていない。アイライ変電所とアイメリーク変電所の変圧器オーバーホール (絶縁油他部品取替) が和賀国の援助で 2008 年 6 月以降に計画されている。

2) 変電所の形態

アイメリーク変電所は発電所に隣接して設置されている。2 回線+2 バンクの構成はアイメリーク変電所のみで、送電線および変圧器 1 次にはいずれも油入遮断器が設置されている。マラカル発電所は、送電線 1 回線と変圧器 1 台の構成のため送電線遮断器は変圧器 1 次遮断器と兼用している。

コロール島に電力供給する配電線を持つアイライ変電所は、変圧器 1 次には油入遮断器が設置してあるが、変電所内を通過 (アイメリーク変電所~マラカル発電所) する送電線には断路器しかない。このため送電線の事故遮断能力がなく、事実上送電線に T 分岐した変電所になる。その他の既存の変電所は、柱上に設置した変圧器に、カットアウトを介して送電線および配電線を接続する構成が標準となっている。

3) 開閉設備 (気中絶縁)

34.5kV 油入遮断器は漏油跡が多く見られるなど状態はよくない。その他、アイライ変電所は架台の高さが非常に低く危険な状態。所内変圧器部分で感電事故が発生している (機器保護柵設置済み)。断路器は、手動操作であることおよび作業停電の機会が少ないと想像されることから、一般に多く発生する制御系のトラブルはないと思われる。

4) 開閉設備 (スイッチギア)

マラカル発電所に設置された 13.8kV スwitchギアには簡易な屋根がかけられているが、スイッチギア屋根部分には錆が発生している。雨水の浸入が直接の原因とは断定できないが、配電線用遮断器 2 台は故障のため既に取り替えられている。現在スイッチギア全周を囲う作業を実施している。アイライ変電所に設置されたスイッチギアは建屋内に設置されており、比較的状態はよい。ただしスイッチギアが建屋の機器搬入扉を塞ぐ形で設置されているため、機器搬入扉は今後使用できない。

5) 変圧器巻線

変圧器巻線は発電所で 34.5kV を Y 結線 (中性点直接接地) とし、配電用変圧器は 1 次側は Δ 結線、2 次側は Y 結線 (中性点直接接地) を標準としている。

アイライ変電所から引出した 2 回線の送電線のうちコロール島方面向けの配電線は、同じ Y 結線のマラカル発電所の配電線と連系することができる。しかし空港方面向けの配電線は、

バベルダオブ島の他の変電所の配電線と位相が異なるため線路充電したまま連系することができない。

(3) SCADA

1) 概要

現在 PPUC が使用している SCADA は 2003 年に導入されたが、運転員への不十分な教育から操作に不慣れなことが原因で、各発電・変電設備の監視のみに用いられている。また、設備納入者である EPS (Electric Power Systems) 社はリレー整定変更に必要な端末 (PC) の納入やパスワード告知を拒否しており、変更の必要な都度 EPS に発注する必要があることも使い難い原因と考えられる。

2) 運転記録

運転記録はデータを外部に取り出すことはできず、古いデータ領域は順次上書きされていく。このため残る記録は紙ベースで、分析に用いられていない (用いることが困難)。

3) 運転制御

系統画面は「両発電所・アイライ変電所・その他 34.5kV・配電線」と分割されており、系統全体を一望できる画面は持っておらず、系統状況の把握には不自由である。発電所から変電所開閉器の操作が可能であるが、制御対象機器はごく限られている。

4) 提言

現在の SCADA システムは EPS 社に依存する部分が非常に多く、PPUC では保護継電器の整定変更さえ自由にできない。従って、現在の状況をアウトソーシングと考えるとそのまま拡張していくか、PPUC が全てを把握・管理できるよう SCADA システムを更新するかを検討する時期に来ている。後者としてはさらに、既存の SCADA 端末を全て更新する (EPS 社を排除する) 方法と、EPS 社から必要な情報 (端末のパスワード等) を正式に購入して維持する方法が考えられるが、SCADA 本体のプログラム修正はシステム納入者によることになるので、適切な費用で契約することが必要である。

3.5 電力開発計画

1997 年に制定された国家総合開発計画 (PNMDP: Palau 2020 National Master Development Plan) に示された電力分野の開発政策 (2.1.1 電力・エネルギー政策を参照) の下に、「パ」国では電力供給設備の改善、拡張計画が策定され、電力セクター開発が進められてきた。2003 年 10 月には米国のコンサルタント (Oceanic Companies (Marshalls), Inc.) によって PPUC の 5 年計画が策定され (PPUC Strategic Plan 2003~2008)、発電・送変配電設備の開発計画、開発費用の算定、開発に伴う環境社会配慮、電気料金改定計画等がとりまとめられた。

PPUC 開発 5 年計画は「パ」国の電力開発計画と位置づけられ、同計画に主な目標と対策案が示されている。

しかしながら、PPUC の 5 年計画 で提案された発電・送変配電設備の開発計画、開発に伴う環境社会配慮、電気料金改定計画等はその殆どが必要な資金の目処が立たないため、提案されたプロジェクトは実現には至っていない。なお、発電設備に関しては、台湾のローンによりアイメリーク発電所に 5MW クラスのディーゼル発電機 1 台を据付ける予定であり、同設備は 2010 年に運転を開始する見込みである。

3.6 一次エネルギー及び再生可能エネルギーのポテンシャル

3.6.1 一次エネルギーの賦存状況

2007年8月に石油・ガス特別対策委員会（OGTF: Oil and Gas Task Force）によりまとめられた、「パ」国の石油・ガス埋蔵量に関する予備調査報告書によると、1995年に、「パ」国政府及び Kayangel 州政府と TBMR/Sharp Drilling Inc.社（米国、テキサス州の企業）との間で、Velasco Reef 海域における排他的石油鑿井権に関する契約が締結されている。この契約は 1997 年より Palau Pacific Energy Inc.社（PPE）に引継がれたが、現在までのところ、鑿井を実施するにあたっての十分な海底地質調査データが存在しないため、試掘も行われていない状況にある。

この契約よれば PPE は 2 年以内に 1 本目の鑿井を開始する必要があったが、その実施は実現しなかったため、2001 年に契約不履行を理由に、「パ」国政府は PPE との契約を破棄した。一方で、Kayangel 州政府は 2011 年までの契約を PPE と締結し、2006 年に PPE を実施企業として EQPB に Velasco Reef 海域における 2 本の試掘許可申請書を提出したが、この許可申請は環境影響評価を行うための情報収集が不十分であるとして保留されている。

「パ」国の中心産業である観光事業、漁業等は、豊かな海洋資源からもたらされており、近年、「パ」国政府は、石油開発に対して慎重な姿勢を示している。2003 年 2 月には、「パ」国政府の要請を受け、World Bank 援助の調査団が、Velasco Reef 海域における石油開発の F/S 調査を行ったが、「パ」国政府、Kayangel 州政府ともに、石油開発に係る法制知識及び技術知識、環境的側面への配慮が欠如しており、それらの整備が急務であり、新たな石油鑿井権の付与については延期することを提言した。また、Velasco Reef 海域における石油埋蔵の潜在性に関しては専門の見地から地質調査を行える調査機関に委託し、情報収集を図ることも提言した。

結論として、現在までのところ、石油・ガス等の一次エネルギーに関しては、「パ」国において生産された実績は無く、埋蔵の可能性も十分に確認されていない。また、「パ」国の中心産業が観光事業、漁業等、海洋資源を基盤としていることを考慮すると、試掘を含めた石油事業が及ぼす環境への影響を事前に精査し、事業を進めることが必要不可欠である。

3.6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル

「パ」国では、既に全人口の 94%が PPUC（PPUC: Palau Public Utility Corporation）の配電網に接続されており、主に、Koror 島、Babeldaob 島から遠方の孤立した島において、太陽光システムや独立したディーゼル発電システムが利用されている

「パ」国における、今後の再生可能エネルギーに関する方針の立案は、資源開発省（MRD: Ministry of Resources and Development）直属のエネルギー開発室（Energy Office）が担っているが、このエネルギー開発室は、2008 年 5 月現在、要員の不足（エネルギー開発室は室長 1 名、職員 1 名で運営されている）のため、これまで実施されてきた調査報告書の分析、再生可能エネルギー開発を目的とした地形及び気象データの収集が十分に実施できておらず、具体的な方針の立案には至っていない。

「パ」国は、1999 年 12 月に非附属書 I 国として京都議定書に加入しており、温室効果ガス排出削減の数値目標は課せられていない。これから開発が進み、生活水準が向上していく途上国において、二酸化炭素等、温室効果ガスの排出が増加することは避けられない状況であるが、他の後発開発途上国（LDC: Least Developed Countries）と同様、気候変動の影響をもっとも被る

と考えられている小島嶼国開発途上国（SID: Small Island Developing Countries）に分類され、自らを守るためにも、気候変動の緩和、適応への取組みを明確にしておくことは重要である。また、「パ」国は一次エネルギー源である石油は 100 % 輸入に頼っており、近年の石油価格高騰の影響を直接受ける経済構造となっている。これらの状況を勘案し、再生可能エネルギー導入による二酸化炭素排出量の削減、一次エネルギーとしての石油依存緩和を念頭におき、実現の可能性がある再生可能エネルギー利用に付き検討する必要がある。

(1) 水力発電のポテンシャル

「パ」国は島嶼国であり、水力発電の水源となり得る河川は限られている。Babeldaob 島で最も高い部類に属する山頂でも 100 m ~ 150 m 程度であり、水力発電の有効落差として得られるのは、60 m 程度であると考えられている。2005 年 11 月に、フィリピンの VERGEL3 CONSULT 社は Diongradid 水系、Ngermeskang 水系、Ngrikill 水系の 3 つを対象サイトとして調査を行ったが、いずれの水系についても、取水路の延長を十分に取ったとしても、十分な有効落差が得られず、河川流量も小さいことから流れ込み式水力発電では十分な出力が得られないと考察している。

「パ」国は降雨量が多く、小さな河川が数多いことから、100~200 kW 程度の小規模な水力発電の可能性は高く、他の水源開発計画と連携した水力発電導入の可能性を本報告書で評価する。

(2) 太陽光発電のポテンシャル

「パ」国に於ける日射量は NASA の衛星で観測した日射量と日照時間から算出した、地表における日射量と、2003 年より日本の海洋研究開発機構（JAMSTEC: Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology）が Aimeliik で収集した射量データがある。JAMSTEC が収集した過去 3 年の平均日射量（水平面計測）及び降雨量を図 3.6.2-1 に示す。雨季である 5 月から 9 月（資料によっては 10 月までを雨季としている）において日射量が低下する傾向にあるものの、年間を通して、日本の最適傾斜角で計測した平均日射量より高い値を示しており、「パ」国の太陽光発電に対するポテンシャルが確認される。

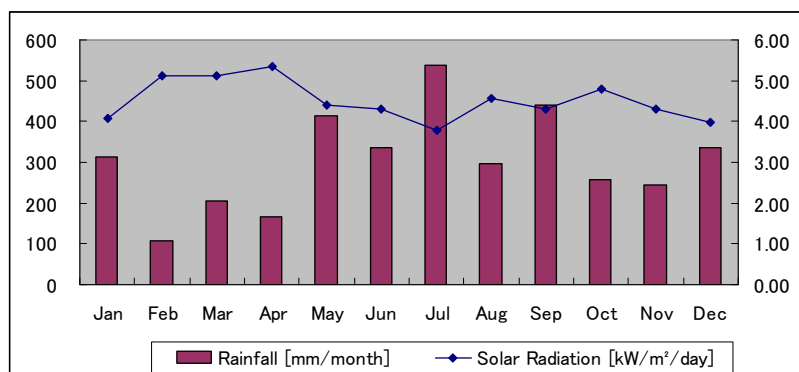


図 3.6.2-1 「パ」国の日射量及び降雨量 Aimeliik

(3) 風力発電のポテンシャル

風況は極めて地形依存性強く、数 km 離れた位置でも大きく異なるため、気象観測センター等で計測される、風速、風向データは風力発電のポテンシャルを評価する上であまり有効ではない。現在、「パ」国内に風力のポテンシャル評価を目的として設置されている風速、風向計は無く、入手できる風況データは、「パ」国気象センターの Koror 観測所、JAMSTEC の Aimeliik 観測所、「パ」国国際珊瑚礁センター（PICRC: Palau International Coral Reef Center）の Ngardmau 観測所、Ngermlengui 観測所、Ngchesar 観測所、Aimeliik 観測所、Oikull 観測所で気象データとして収集されているもののみである。

一方、NEDO の風力発電導入ガイドラインにおいて、風力発電の対象地として選定する場合、「年間平均 5 m/sec 以上、できれば 6 m/sec 以上の地域を対象とすること」とされており、現在得られる風速データをもとに判断すると、「パ」国は風力発電に対して高いポテンシャルを有しているとは言えない。

最終的に「パ」国の風力発電に対するポテンシャルを判断するにあたっては、まず風力発電機設置予定場所を想定し、収集した風況データを基に、建設の可能性を判断することが必要である。

(4) その他

その他の再生可能エネルギーとして、海洋温度差発電（OETC: Ocean Thermal Energy Conversion）、バイオマスエネルギー等があげられる。OETC については、MRD と佐賀大学が協力協定を結び、首都 Melekeoku 周辺の海域等、10 箇所で行っている。しかしながら、未だ当該設備は調査・実験段階にあり、エネルギー開発室が具体的な導入計画を立案するにあたっての基礎データとなるような報告書等の提出には至っていない。また、バイオマスエネルギーについては、「パ」国は小島嶼国であり、バイオマス資源となりえる農業残渣、家畜排泄物、製材廃材等自体が少量であるため、大きなポテンシャルは現在のところ確認されていない。

4. PPUCについての財務経営分析

4. PPUC についての財務経営分析

4.1 PPUC についての財務経営分析の目的

この章では、PPUC の財務経営の現状・課題について分析検討する。PPUC が将来の設備更新拡張のための投資を、着手時から工事完成まで、ひいてはプロジェクト・ライフ全般に亘って、実施していくことが可能な組織であるのかどうかについて、財務面、経営面からチェックを行うものである。また、PPUC の財務状態、経営面での効率化、改善を進めるにあたって、どこが重要なポイントになるのか、また、当該経営体としての PPUC、国としてのパラオ共和国に対して、改善を求めていく事項について明らかにすることが大きな目的である。

4.2 実施機関としての財務構造、経営状態の分析

4.2.1 PPUC のステイタスと政府のコントロール

PPUC は、法に基づいて設立された公社であるが、自主的な運営ができる経営体と定められ、財務上の方針は自ら立案し、契約行為も自らの名前で行い、訴訟する場合もされる場合も、PPUC 自身の名において行われる。政府は、PPUC の行う決定、その書類をレビューする権利はあるものの、その役割は全般的な監督・監視を行うものであり、電気料金の決定、改定を除き、PPUC の経営に直接介入することはできないとされている。PPUC からのヒヤリングでは、政府は、料金のアップには、抑える傾向が強いようである。ただし、電気料金収入は経営の根幹を成すものであり、最近 4~5 年の石油価格高騰によるコスト増に対して、料金の改定が十分に迅速になされず、PPUC の電力事業採算が赤字のまま進行していることは、PPUC が本当に自立した営業体なのかどうか、PPUC と国の関係、経営上のドクトリン（赤字経営が容認されるべきものなのかどうか）をレビューし直すべきかもしれない。

4.2.2 経営管理面での組織構造

PPUC の経営は、役員会が指導することになっているが、日常の経営は、CEO が管理することになっている。経営管理の分野では、CEO のもと 4 人のマネジャーがいて、それらのポジションはお互いに同等の地位にある。ただし、CEO 不在のおりには、経営管理面では、CFO が責任を統括し、発電・配送電などの現場の責任は、発電マネジャーが統括することになっている。なお、経営管理面での 4 人のマネジャーは以下の通りである。

- CFO (会計とファイナンス)
- Business Office Manger (料金徴収業務)
- Management Information System Manager (経営情報システム)
- Human Resource Manager (人事)

Business Office Manager の主な業務は電気料金の徴収であり、支払いの督促、支払わない顧客への電気供給カットなどを担当する。Management Information System Manager は、主に会計部門のシステム構築、技術的サポートを行い、その他、他の部署でも、そのようなシステム・サポートのニーズがあれば、支援を行っている。

4.2.3 経営計画と予算

PPUC は、その経営財務事項を自ら管理し、経営計画及び予算を自らの権利で策定することになっている。政府は遠目から監視監督し、経営の詳細には立ち入らないとなっており、最終的な決定の責任・権限は、その役員会に委ねられている。しかしながら、現在の 2008 年度の予算も、赤字予算のまま承認・執行されており、自立した経営体としての責任と経営が行われているというよりは、政府のコントロールのもと、料金体系の改定、事業収入の改善はおざなりにされてきているといえよう。役員会の役員は全て大統領の指名で決まり、この人事権により政府の PPUC に対するコントロール・影響力が保持されており、PPUC の自律した経営を今後実現していくためには、この点についても何らかの改善が行われるべきものであろう。

4.2.4 会計財務管理とコントロール

PPUC の月次報告書は、要求があれば、役員会に提出されることになっている。PPUC では、内部監査は行われていず、年に一度の外部の監査が行われるだけである。JICA 調査チームとしては、PPUC 内部でも、定期的なモニタリング・レビューが行われるように、改善が行われることを PPUC マネージメントに望むものである。

4.3 費用回収と料金体系

4.3.1 現行の料金体系

現行の料金の料率は、電気消費量に関係なく課される固定料率と電気消費量に乘じられる料率とがある。後者には、下表の通り基本料率と AFPAC 料率がある。

表 4.3.1-1 PPUC の電気料金体系

Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Cost per kWh			
0-500	kWh	0.08	0.10
501-2000	kWh	0.10	0.10
2001 above	kWh	0.12	0.12
AFPAC May 1, 2008~ to date		0.17	0.17

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

Note: Minimum energy charge for residential is US\$3 in case of no consumption due to absence etc, and more than 150kWh.

In case of more than 1kWh up to 150kWh, a fixed price of US\$ 8 is charged.

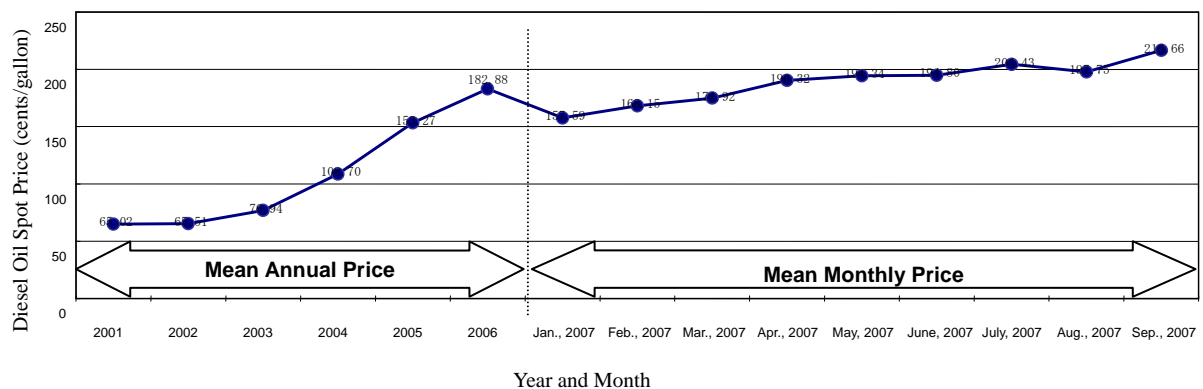
出所： PPUC

PPUC の電気料金は、石油価格の動きを反映して調整する燃料価格調整条項(automatic fuel price adjustment clause (AFPAC))が制定されている。ただし、この調整が行われるのは3か月に1度で、この数年の急激な原油価格高騰の情勢下では対応が遅れが生じ、その間赤字幅が拡大してしまいがちである。また現状の電力事業の収支はこの AFPAC 収入だけでなく、料金収入すべて合わせても、燃料費用の支出だけをも今年度はカバーできない段階に至りつつあり、料金体系全体を一から見直す必要がある。AFPAC の料率は 2004 年の 4 月において、2セント/kWh で

あったものが、2008年5月現在17セント/kWhに急上昇させてきているものの、結果として、現在、燃料費の高騰には、費用回収は十分に行われない状態に陥っている。

基本料率に関しては、PPUCは、2001年10月以来、上げていない。そのため、調整項目収入AFPACの方が、基本収入を大きく上回る水準となっている。基本料率を上げるべき要因は設備機器の更新、物価の高騰、人件費のアップなどの諸項目が挙げられよう。PPUCとしては、燃料費高騰だけでなく、持続経営する組織経営体として考慮・対応すべき事柄が多くある。

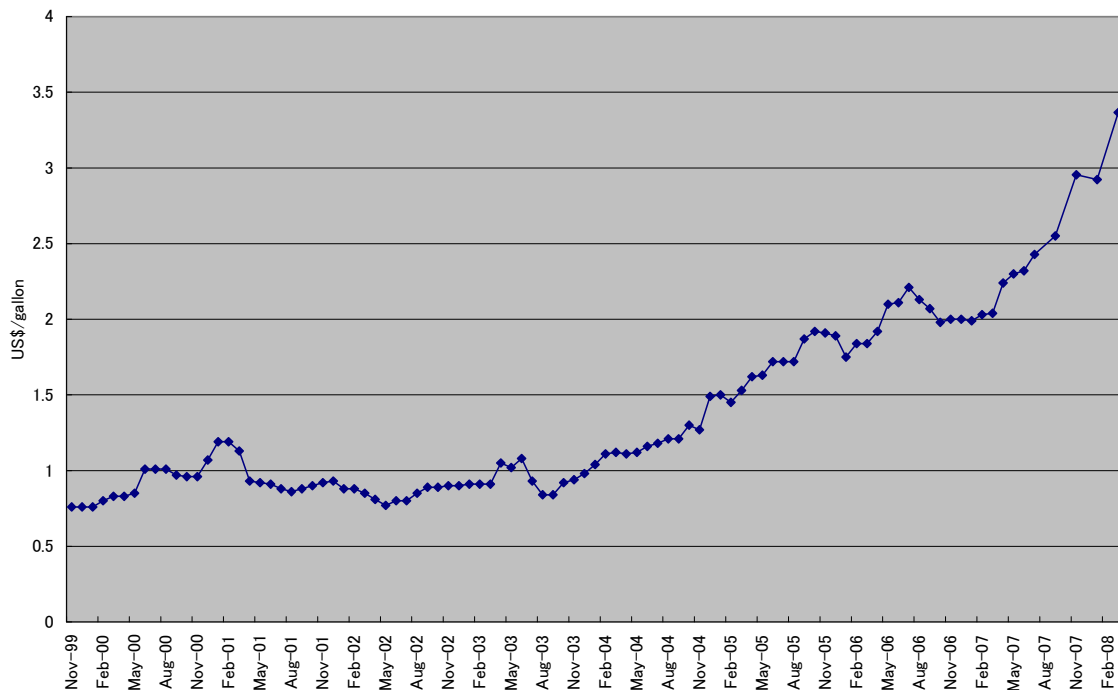
現在、PPUCは燃料としてディーゼル油を使用しているが、シンガポールでのディーゼル油のFOB価格は、下図に示すように、2001年から2007年9月までの間に3倍になっている。これによって、PPUCの採算状況は、年々、悪化の一途をたどりつつある。



出所: 合衆国エネルギー省、E I Aホームページより

図 4.3.1-1 近年のディーゼル油価格 (FOB、シンガポール) の推移

なお、下図は、PPUCが調達したディーゼル油の、実際の調達価格の推移をグラフに示したものである。1999年10月以来、月次ベースでの算定に基づいている。



出所: PPUCのデータに基づき、JICA調査チームで図を作成

図 4.3.1-2 PPUCのディーゼル油の調達価格の推移

4.3.2 電気料金徴収率・徴収方法に関して

(1) 電気料金徴収率

昨年度 2007 年度 1 年間を通して PPUC が発行した請求書の総額は、約 2,018 万ドルである一方、当該 1 年間の入金金額の総計は、約 1,932 万ドルである。すなわち、1,932 万/2,018 万=96%であり、全体として 96%は徴収できている。顧客の種類別に徴収達成率を見ると、一般家庭が 96%、企業が 100%、共和国政府 90%、州政府 80%であり、最も大口である、企業は 100%、一般家庭でも 96%である。一方、共和国政府 90%、州政府 80%であり、政府サイドの支払いが毎月定期的に行われていず、数か月に一度まとめてなので、遅延ぎみであるのは、やや遺憾である。

今年度 2008 年度の前半 6 か月の状況（2007 年 10 月～3 月）を見ても、全体として、同様の 96%（1,002 万ドル/1,044 万ドル=96%）の徴収達成率であり、96%は概ね安定した徴収率であると推察できる。

(2) 電気料金徴収方法

PPUC の電気料金徴収の方法であるが、下記の 5 通りの方法が行われている。

- (1) 窓口での直接支払い（PPUC の事務所を訪問し、窓口で請求されている金額を支払う。）
- (2) クレジット・カードを通じて、顧客の銀行口座から自動引き落とし
- (3) PPUC の銀行口座（パシフィック銀行あるいはハワイ銀行）に振り込み
- (4) 給料からの天引き
- (5) 政府機関は、数か月に一度、まとめて小切手で支払い
- (6) プリペイド

PPUC の事務所を訪ね、窓口で請求金額を直接支払う方法が最も支配的であり、ほぼ 9 割以上の顧客がこの方法で支払っている。

一般家庭、あるいは企業で、支払いが滞る顧客については、プリペイドのメーターを設置する方法が昨年 2007 年 7 月から開始された。現在、約 480 個のプリペイドのメーターが設置されているが、米国の財政援助で、さらに約 1000 個のプリペイド・メーターがこれから逐次されていくことになっている。同メーターの設置が開始されて以来、まだ 1 年経たないが、2008 年度の前半は、約 20 万ドルの収入をあげており、月平均で、約 3 万 3 千ドルの収入をプリペイド方式であげており、徐々に増加の傾向にある。

なお、不払い顧客に対する方策であるが、不払いが 30 日超となった顧客には督促の上、さらに不払いの場合、電気供給の切断を行うこととなっている。不払いが 60 日超の顧客で、満額を即座に払えない顧客に対しては、残金に対して月に 1%の金利をかけるとともに、何ヶ月か複数年にわたって支払いを完遂する契約書を作成する方法をとっている。

4.3.3 電力事業収入・支出に関する分析

(1) 顧客及び電力消費

2007 年 9 月現在で、顧客数は 6,799 で、そのうち一般家庭が 77.4% (5,261)、企業が 14.2% (967)、共和国政府 4.3% (293)、州政府 4.1% (278)を占める。

顧客数は、2001 年 12 月の 5,268 から 2007 年 9 月の 6,799 まで増大し、この間の増加口数

は、1,531 口であり、平均で年間 266 口数が伸びている（一般家庭: 4.1%、共和国政府:4.5%、州政府:3.9%）。結果として、企業の占有率は、12.1%から 14.2%、まで上昇した一方、一般家庭の口数での占有率は、79.3% から 77.4%。まで、ややシェアを減らしている。

2007 年度の電力消費量は、企業が 32.7 百万 kWh (39.4%)、一般家庭が 27.3 百万 kWh (32.9%)、共和国政府が 18.8 百万 kWh (22.6%)、州政府 が 4.2 百万 kWh (5.0%)、を消費している。

近年、電力消費量全体の伸びは頭打ち傾向にあり、全体で 8,000 万 kWh の電力消費である。PPUC によれば、近年、節電の呼びかけが功を奏しつつあるのと、電力供給能力の頭打ち状況があることが影響しているのではないかとのことである。一般家庭に関して言えば、一口当たりの平均電力消費は、2002~2004 年の期間でおおよそ 500~550kWh あったものが、2007 年度には、430kWh の消費に減ってきている。平均減少率は、年間約 4.5%である。企業の減少は、ひとつの会社当たり 4,213kWh (2002 年度) から 2,821k (2007 年度)まで減少した。この減少は、単純に 1 年平均で換算すれば、年 7.7%で減少したことになる。それに対して、政府は、あまり減少していない。上下動しつつも、一方的に減る傾向ではない。

(2) 収入と支出

1) 営業収入

上記のように、電力消費量は近年停滞気味であるものの、PPUC の電力事業の収入は、増大傾向にある。2000 年度に US\$8,658,402 の収入であったものが、2007 年度には、その約 2.3 倍の US\$20,050,833 に増大した。増加率は、年平均 15%である。この収入の増大は、主に、燃料価格の高騰による AFPAC の料率アップによるものである。（ただし、燃料費の増大は、その勢いを相当上回っているため、収入全体を足し上げても、燃料費のみをもカバーしきれない状況になりつつある）

現在、電力消費のシェアでは、企業がトップであり、40%を占め、一般家庭が 30%、政府（共和国、州政府の両方含めて）が 30%を占める。

PPUC の電力事業収入の大半は、文字通り売電収入である。ほんのわずかであるが、電線の接続サービス、遅延支払いに対するチャージ、電柱アタッチメント・フィーなどが収入となる。ちなみに、売電収入のシェアは、2006 年度に 98%、2005 年度に 97%を占める。2007 年度から、コロール州だけであるが、街灯の費用を州政府から徴収することを開始した。他の州では、まだ、街灯の費用は、すべて PPUC が負担している。2007 年度に、街灯の電力消費として徴収できた金額は、15 万 1,000 ドルである。

2) 電力事業の赤字状況

次表は、監査済み財務諸表（2001 年度～2006 年度）から、近年の PPUC 電力事業の収支状況の推移を表で表したものである。2001 年度から、一貫して、電力事業は赤字決算であり、その赤字額は、年々、増大を続けている。2001 年度は US\$ 735,673 であったが、2006 年度には、6.4 倍の US\$ 4,686,601 に至るようになっている。

表 4.3.3-1 近年の電力事業収支、非電力事業収支、両者を含めた収支、減価償却分も足し戻した収支の状況（2001年度～2006年度）

Item	FY 2001	FY 2002	FY 2003	FY 2004	FY 2005	FY 2006
Operating Revenue						
Power	11,107,747	10,189,964	10,808,975	11,739,414	15,073,865	17,482,734
Other	419,747	231,545	302,522	242,266	414,559	321,351
Sub-Total	11,527,494	10,421,509	11,111,497	11,981,680	15,488,424	17,804,085
Bad Debts	0	0	0	0	288,788	-86,396
Net Operating Revenue	11,527,494	10,421,509	11,111,497	11,981,680	15,777,212	17,717,689
Operating Expenses						
Generation-Fuel Cost	7,265,841	6,279,414	6,977,392	8,403,772	12,656,688	15,530,247
Generator-Other Cost	1,091,123	1,277,842	1,217,513	1,631,389	2,444,890	2,355,184
Depreciation	2,248,848	2,234,400	2,236,790	2,239,607	2,356,631	2,506,465
Distribution and Transmissions	809,893	1,046,461	1,044,065	1,561,029	1,165,961	1,059,226
Administration	814,595	826,033	771,060	691,437	838,435	786,834
Engineering Services	32,867	20,983	83,667	198,050	189,640	166,334
Sub-Total	12,263,167	11,685,133	12,330,487	14,725,284	19,652,245	22,404,290
Operating Loss	-735,673	-1,263,624	-1,218,990	-2,743,604	-3,875,033	-4,686,601
Non Operating Revenue	1,197,687	2,595,672	1,110,422	571,669	1,276,885	673,376
Net Income (1)	462,014	1,332,048	-108,568	-2,171,935	-2,598,148	-4,013,225
Net Income (2) : (1)+Depreciation	2,710,862	3,566,448	2,128,222	67,672	-241,517	-1,506,760

出所：PPUC の監査済み財務諸表の損益計算書（Audited by Deloitte, Touche Tohmatsu）より JICA 調査団が当該数字を抜粋。

減価償却は、実際のキャッシュ・アウトフローにはならないので、それを足し戻した数字で見ると、2004年度までは、黒字であるが、2005年度以降は、その減価償却費用を足し戻した数字においても、赤字に陥っている。

電力事業収支のこのように赤字がどんどん膨らんできているが、別段それに対して、米国からの財政支援が増額されてきたわけではない。また、パラオ国政府からの補助も2001年度に最後の補助が支給されたが、それ以降は、全くない。従って、PPUC が米国系の投資銀行に運用を任せ、毎年10%前後で安定したリターンを生みだしてきている運用益も帳消しになるだけでなく、赤字補てんのため、毎年、その運用残高額は小傾向にある。このような状況を鑑みれば、PPUC の経営財務状況を改善するのは、「自らにふりかかる危険は、自ら助ける。」の精神で、元来の電力事業収支の採算を厳しく追及する以外にないと思料される。

3) 電力事業の支出

電力事業の収支を相償わせるために PPUC がとれる行動は、当然ながら 1) 収入を上げる、2) 支出を抑える、3) その両方 となる。

支出額全体は、2000年度の900万ドルから、2006年度には、2,000万ドルに至っており、特にこの4年は、燃料代の高騰により急上昇を遂げており、支出項目で最も大きな比重を占めるのは、燃料代である。

PPUC は2008年度の予算において金額的には、2,510万ドルの支出の予算を組んでいる。減価償却費用と不良債権引当金を除けば、2,240万ドルであり、そのうち、燃料代で予定されているのは、1,720万ドルであり、およそ77%を占める。この燃料代は、現行の実勢価格に基づいた計算ではなく、それよりも相当低いレベルのUS\$2.3/gallonに基づいた見積もりである。

従って、これから、急激にディーゼル油の値段が下がって、US\$2.3/gallon まで下がればよいが、このまま現行の実勢価格が高止まりで推移すると、本年度の平均調達価格は、年度の中央の 2008 年 3 月頃の調達価格 US\$3.4/gallon に近い数字となるであろう。これは、2008 年度 PPUC の電力事業収支の赤字が、1 千万ドルを超える恐れがあることを意味する。PPUC としては、もっと燃料費の高騰に対する危機感を強く持ってもらい、それを反映した、予算計画を立案すべきであるように思われる。また、収入面からの採算改善につながる料金体系の再構築などの手段も併せて、収入・支出の両面から改善策をうっていく必要がある。

4.3.4 費用回収の改善のための基本的な方向

PPUC の支出面における最大の特徴は燃料費が突出しているので、費用の削減を考えた場合には、まずは燃料代をいかに削減できるかどうかについて検討を進めることが肝要である。ただ、その燃料代の削減は、新たな発電機の導入を行わない限り実行に移すのは非常に難しい。

もし、それが短期的に実現困難な場合は、料金改定を通じて電力事業収入の増大を図っていくしかないが、一遍に上げてしまうのは、顧客の理解を得にくいかもしれないので、2~3 年かけて、段階的に上げていく方がよいであろう。

4.4 電力事業収支及び経営財務状況の改善のための対策案

4.4.1 燃料をディーゼル油から重油へ転換する案

PPUC の電力事業の支出は第一に燃料代（77%）であり、次いで設備のメンテナンス費用（10%）である。この燃料費をいかに削減できるのかは、PPUC の事業収支の改善に大きくつながる。現在、パラオでの発電はディーゼル油を燃料としているが、重油に変換できれば採算を向上させることが可能である。一般に、重油の価格は、ディーゼル油の 55-60%程度である。

現在大洋州の島嶼国はディーゼル油しか輸入しておらず、重油は輸入していない。グアムのみ重油が輸入されている。従ってグアムで重油を扱っている会社からパラオへ重油を調達できれば、PPUC の燃料代は大きく削減できる。輸入に当たっての課題は、技術的な問題や環境的な問題はクリアできることが確認できているので、実際の調達は、商談であることから、今後の商談交渉による面がある。

重油を燃料とすることにより節約できる金額は、現在の消費電力を基準としても年間 7~8 百万ドルの削減できる可能性が高い。もちろん、重油焚きに換えた場合の運転維持管理を確実にを行うために、新規要員を二人程度増員するコスト、予備品購入費等の維持管理費用、投資コスト増による原価償却費のアップは生じるが、それらの年間コストアップ要因を全て足しても年間でおおよそ 40 万ドル程度であり、年間 1,000 万ドルの燃料費コストダウンと比べようもない。

また、新しい運転設備を導入した場合、旧来の設備より燃費効率も向上する。その点も、この計算の中には含まれている。現在、ディーゼル油のみで、現状の設備のエネルギー効率は、13.5kWh/gallon であるが、新発電プラントでは重油を使っても 16.5kWh/gallon のエネルギー効率が期待できる(約 2 割のエネルギー効率のアップ)。

一方、重油焚きを行った場合、発電所内での使用電力が約 3~5%増へるが、トータルとしては、非常に大きな費用削減効果を生む。

4.4.2 PPUC の電気料金の料率改定

上記のような燃料転換での大幅コストダウンは、Aimeliik 発電プラントの設備更新を行って始めて可能になる。従来の設備のままでは実施することは難しい。従って、PPUC は現状から 4~5 年はディーゼル油を使い現状の燃料代の高さに耐えていく必要がある。ただ、現状の石油価格高騰を原因とする支出・収入のアンバランスが、更に PPUC の経営状況、財務状態を悪化させてゆく。従って、この経営・財務状況の悪化を防ぐには、PPUC は料率改定によって電気料金を引き上げ収入の増加を図ることが最も有効で唯一の方策のように思われる。

2008 年度の PPUC の予算の燃料費を現状価格 (US\$3.4/gallon) に合わせ、Aimeliik の 2 台のりハビリの燃費改善効果も含めて修正すると、PPUC の 2008 年度予算は表 4.4.2-1 に示すとおりとなる。

表 4.4.2-1 2008 年度 PPUC 予算

Operating Expenses	Amount(US\$)	%
Personel	2,031,900	6.2
Health Insurance	138,100	0.4
Fuel	25,000,000	76.4
Other Services	230,420	0.7
Proessional services	121,500	0.4
Supplies	81,950	0.3
Travel and Training	139,500	0.4
Maintenance	2,317,540	7.1
Depreciation	2,590,600	7.9
Miscellaneous	84,750	0.3
Total	32,736,260	100.0

出所：PPUC の 2008 年度予算に基づきつつ、JICA 調査団が修正を一部加えている。

注 1: 燃料代は修正

注 2: 不良債権引当金項目は削除

注 3: 減価償却は、将来の設備更新の備えを自ら用意するために、そのまま保持

PPUC が将来に亘って自立した経営体となることが、パラオ国全体の経営の視点からも重要であると考えられる。そのような視点に立てば、電力事業の収支の採算をとることは必須条件であるし、将来設備投資に備えるためには、減価償却をコストとして含めたうえで、非常に薄い利益が出る程度の水準が望ましい。「2007 Electric Rate Study」では、事業収入がカバーすべき支出項目の中に減価償却を入れていないが、本調査団としては、減価償却も含めたうえでの採算をとることをこれからの PPUC の経営原理とすべきであると考え。そのように考えると、カバーすべき電力事業の支出は、およそ 3,300 万ドルである。本調査団の予測では、2008 年度は、8,400 百万 kWh の電力消費が想定されるので、PPUC としては、表 4.4.2-2 に示すとおり今年度においては 1kWh 当たり 39 セントを徴収しないと採算がとれない公算である。

表 4.4.2-2 PPUC がサステイナブルな経営体であるための包括的な料率水準 (FY 2008)

Total Power Consumption Forecasted (FY2008)	84,000,000kWh
Total Revenue to be Collected for Cost Recovery (FY2008)	US\$ 33,000,000
Overall electricity rate to be charged	US\$ 0.39

出所：PPUC data に基づいて JICA 調査団で計算

4.4.3 電気料金改定の戦略

(1) 料金改定に関する留意点

PPUC が電気料金の改定にあたって、留意しなければならないポイントは、以下のような事柄があると本調査団は考える。

- 経営のサステナビリティの見地から、フル・コスト・リカバリーを達成
- 燃料費に関連した AFPAC と基本料率の 2 つの体系は、国民へのアカウントビリティの見地から、2 つに分けた流れは維持すべきである。単純にひとつの料率に一本化してしまうと、石油価格高騰に連動して料金をスライドさせるのに、支障が出てくる。
- 石油価格高騰に迅速に対応（現在、AFPAC は四半期ごとの改定だが、毎月改定に変更）
- AFPAC は、単なる調整項目から発展的に改定し、燃料費の全てをカバーする項目として改定する。
- コンセンサスづくりに注力し、遅くとも、次年度（2009 年度）の始まりまでには、実施の運びとなるようにスケジュールする。

(2) 新しい料金体系の導入時期

料金体系の改定による収入増を図ることは、重要でかつ早急に実施すべきことである。座視していれば、急速に PPUC の財務状態は悪化する。一方、料率改定手続きは、法律に則って行われねばならず、また、国民コンセンサスを得ることも重要である。そうならば、数ヶ月は少なくともかかるので、遅くとも、2008 年度の終わりまでには、段取りを整え、2009 年度の始めからの実施に間に合わせる。

(3) 新しい料金体系の導入に当たって留意点

現在の PPUC の営業赤字幅は非常に大きいため、料率は、おしなべて、40~50% 上げざるを得ない。まず、基本料率は 2001 年の 10 月以来改定されていない。燃料費調整項目の AFPAC は、燃料コスト全体をカバーするには、大きく不足する状態である。（AFPAC は、2008 年 5 月から kWh 当たり 17 セントの徴収に値上げされるが、燃料費だけをカバーするだけで 28 セントは徴収せざるをえない。）

本調査団としては、料金の基本的な体系は、大きくは 2 本の体系に明瞭に分けて、燃料費をカバーする AFPAC、その他費用は基本料率及び固定チャージでカバーすることを提案する。

AFPAC	<ul style="list-style-type: none">■ 燃料代全てをカバー■ 燃料価格の変動に迅速に対応すべく毎月改定
Basic rate / Customer Charge	<ul style="list-style-type: none">■ 燃料代以外の支出項目全てをカバー■ 年に 1 回改定（例えば予算計画策定時に、会社の見通しを踏まえて）■ 固定チャージは、原則、そのまま

上記は、フル・コスト・リカバリーを実現するためには、本質的に欠かせぬ条件である。PPUC の近年の予算はみな赤字予算で組まれている。予算編成時から赤字が毎年許されてきている。これは PPUC の経営を指導すべき、役員会も政府も、残念ながら、赤字であってはならないという意識が欠如していることを示すものである。

(4) 短期的な対策 (FY2019-2012)

Aimeliik での新発電設備の稼働が始まるのは 2013 年度が予定されているのでそれまでは、PPUC は、ディーゼル油を使い続けざるをえない。

また、その Aimeliik の発電プラントの更新を行うための資金の大半をソフト・ローンによる借り入れを起こすことが可能であったとしても、1 割程度の自己資金は、必要である。

PPUC 自身が、それまでに十分なキャッシュを積み立ておくか、あるいは、政府が PPUC に代わって自己資金分を拠出するかである。自立した経営の見地からは、PPUC は、早く電気料金の引き上げを行い、収入のバランスを取って、必要な資金分の積み立てができていくことがのぞましい。

従って本調査団として提案する料金体系、料率の改定はまず大きな前提として 2009 年度で、営業収入は、営業支出 (約 3,700 万ドル) を相償うことを原則とする。料金改定に当たっては、多少なりとも、一般家庭の消費者に配慮した体系の策定、料率の改定がのぞましい。固定普遍料金 (Customer charge)、基本料率 (Basic rate) はこれまであまり値上げしてきていないので、AFPAC において一般家庭と企業・政府の間で多少の差を設けるのが一つの案である。一般家庭と企業・政府の間で差を設けずに料金設定を行うと、一般家庭の負担は 31.6%、残り 68.4% が企業・政府の負担となる。JICA 調査団の下記の改定案を実施すると、想定としてこれらの比率は、一般家庭が 27.9%、企業/政府が 72.1% に変化し、一般家庭の負担分が相対的にやや軽減されるかたちとなる。

表 4.4.3-1 新料金体系の案 (2009 年度実施を目途) (Case-1) 均等負担案

Charge Item		Residential	Commercial / Government
Monthly Minimum Energy Charge		3.00	10.00
Cost per kWh	0 ~ 500 kWh	0.08	0.10
	501 ~ 2,000 kWh	0.10	0.10
	2,001 above kWh	0.12	0.12
AFPAC (Oct.2008 ~ Sep.2009)		0.31	0.31

出所：JICA 調査団 の提案

表 4.4.3-2 新料金体系の案 (2009 年度実施を目途) (Case-2) 一般家庭優遇案

Charge Item		Residential	Commercial / Government
Monthly Minimum Energy Charge		3.00	10.00
Cost per kWh	0 ~ 500 kWh	0.08	0.10
	501 ~ 2,000 kWh	0.10	0.10
	2,001 above kWh	0.12	0.12
AFPAC (Oct.2008 ~ Sep.2009)		0.26	0.33

出所：JICA 調査団 の提案

この料金改定案が実施された場合には、結果として、2009 年度には下表に示されるような収入が実現することになる。

1) 均等負担案の場合

表 4.4.3-3 一般家庭からの収入予想 (目標年: 2009 年度)

Projected Revenue from Residential Customers, under the Proposed New Tariff Structure, FY2009

Monthly use of Electric Power (kWh)	Number of billings	Customer Charge Rate (US\$)	Revenue1 from Customer Charge (US\$)	FY2009 Projected Sales (kWh)	Basic Rate (US\$/kWh)	Revenue2 from Basic Rate Charge (US\$)	AFPAC Rate (US\$/kWh)	Revenue3 from AFPAC (US\$)	Total Revenue (US\$)
0-500 kWh	45,296	3	135,888	10,044,754	0.08	803,580	0.31	3,113,873	4,053,341
501-2000 kWh	10,355	3	31,065	14,673,456	0.1	1,467,345	0.31	4,548,771	6,047,181
Over 2000kWh	8,607	3	25,821	3,823,052	0.12	458,766	0.31	1,185,146	1,669,733
Total	64,260		192,774	28,541,261		2,729,691		8,847,790	11,770,255

出所: JICA 調査団が試算

表 4.4.3-4 企業及び政府からの収入予想 (目標年: 2009 年度)

Projected Revenue from Commercial Customers, and Government under the Proposed New Tariff Structure, FY2009

Classification of Customers	Number of billings	Customer Charge Rate (US\$)	Revenue1 from Customer Charge (US\$)	FY2009 Projected Sales (kWh)	Basic Rate (US\$/kWh)	Revenue2 from Basic Rate Charge (US\$)	AFPAC Rate (US\$/kWh)	Revenue3 from AFPAC (US\$)	Total Revenue (US\$)
Commercial	11,808	10	118,080	37,511,511	0.10	3,751,151	0.31	11,628,568	15,497,799
RoP	3,576	10	35,760	19,691,727	0.10	1,969,172	0.31	6,104,435	8,109,367
SG	3,396	10	33,960	4,385,612	0.12	526,273	0.31	1,359,539	1,919,772
Total	0		187,800	66,559,221		6,246,596		19,092,542	25,526,938

出所: JICA 調査団が試算

2) 一般家庭の負担を軽減して、その分、企業・政府がやや多め支払う案

表 4.4.3-5 一般家庭からの収入予想 (目標年: 2009 年度)

Projected Revenue from Residential Customers, under the Proposed New Tariff Structure, FY2009

Monthly use of Electric Power (kWh)	Number of billings	Customer Charge Rate (US\$)	Revenue1 from Customer Charge (US\$)	FY2009 Projected Sales (kWh)	Basic Rate (US\$/kWh)	Revenue2 from Basic Rate Charge (US\$)	AFPAC Rate (US\$/kWh)	Revenue3 from AFPAC (US\$)	Total Revenue (US\$)
0-500 kWh	45,296	3	135,888	10,044,754	0.08	803,580	0.26	2,611,636	3,551,104
501-2000 kWh	10,355	3	31,065	14,673,456	0.10	1,467,345	0.26	3,815,098	5,313,508
Over 2000kWh	8,607	3	25,821	3,823,052	0.12	458,766	0.26	993,993	1,478,580
Total	64,260		192,774	28,541,261		2,729,691		7,420,727	10,343,192

出所: JICA 調査団が試算

表 4.4.3-6 企業及び政府からの収入予想 (目標年: 2009 年度)

Projected Revenue from Commercial Customers, and Government under the Proposed New Tariff Structure, FY2009

Classification of Customers	Number of billings	Customer Charge Rate (US\$)	Revenue1 from Customer Charge (US\$)	FY2009 Projected Sales (kWh)	Basic Rate (US\$/kWh)	Revenue2 from Basic Rate Charge (US\$)	AFPAC Rate (US\$/kWh)	Revenue3 from AFPAC (US\$)	Total Revenue (US\$)
Commercial	11,808	10	118,080	37,511,511	0.10	3,751,151	0.33	12,378,798	16,248,029
RoP	3,576	10	35,760	19,691,727	0.10	1,969,172	0.33	6,498,269	8,503,201
SG	3,396	10	33,960	4,385,612	0.12	526,273	0.33	1,447,252	2,007,485
Total	0		187,800	66,559,221		6,246,596		20,324,319	26,758,715

全体で、PPUC の営業収入は、約 3,700 万ドルとなり、予測している支出とほぼバランスが

取れる見込みとなる。

しかしながら、消費者側の立場から見れば、非常に急で高額な料率改定と目に映るであろう。従って、営業収入は、営業支出と拮抗すべきであるもの、2~3年かけて、段階的に上げるアプローチをとることが、消費者行政の見地からはのぞましい。以下の2年かけるパターンと3年かけるパターンの2通りの案である。

■ **第2案**：2年をかけてキャッチアップ(FY2009-2010)

■ **第3案**：3年をかけてキャッチアップ(FY2009-2011)

2~3年かけてならばいいが、ただ、あまり流暢に長い年数をかけて値上げしていく余裕はないと思われる。今後の石油高騰の行方にも関係するが、あまりに今後も燃料代の値上がりが激しい場合は、その場合は、政府もPPUCに補助を支援せざるをえないであろう。年数をかけて上げていくことは、消費者の立場にとっては、もちろん良いことではあるが、上記の2年かける案、3年かける案にしても、現状の電気料金の料率があまりに低すぎるために、時間をかければかけるほど、PPUCの赤字は大きく膨張することになる。2年の案で、約650万ドル、3年の案で約1,100万ドルの赤字が累積することになり、その間、政府からの補助金なり、なんらかの資金注入の支援がないかぎり、2008年度分に既に想定されている1,000万ドル近い赤字も含めれば、PPUCの自己資金は底をつくことになる恐れもある。

(5) 長期的な対策 (FY2013~: 新たに Aimeliik の発電設備が稼働を始めたあと)

2013年度から、Aimeliikの新しい発電設備が稼働するとして、そのまま、ディーゼル油を使うか、重油に燃料を転換するか(重油:80%、ディーゼル油20%)について、判断するための参考として下記の財務予測シミュレーションを行う。

1) ディーゼル油をそのまま使う場合

ディーゼル油をそのまま使い続ける時の主な前提条件は、上記の短期(2009~2012年度)と変わらない。但し、5年後の2013年度には燃料代金が高騰している可能性が高い。6章で提案している優先プロジェクトが、2013年度から稼働し、その投資コストを20年間で回収し、財務的に十分フィージブルなレベルで(財務内部収益率が10%以上を確保できるレベル)経営していくためには、どの程度の電気料金を徴収していかなければならないかについて検討した結果は以下の通りである。

- サブ・ケース1：燃料(ディーゼル油)の単価が、現状のUS\$3.6/gallonと同じ
この場合、PPUCは、US\$ 0.41/kWhを徴収しなければならない。
- サブ・ケース2：燃料(ディーゼル油)の単価が20%アップ
PPUCは、包括的な料率をおよそUS\$ 0.47/kWhに引き上げざるをえない。
- サブ・ケース3：燃料(ディーゼル油)の単価が30%アップ
PPUCは、包括的な料率をおよそUS\$ 0.51/kWhに引き上げざるをえない。
- サブ・ケース4：燃料(ディーゼル油)の単価が40%アップ
PPUCは、包括的な料率をUS\$ 0.57/kWhまで引き上げざるをえない。

2) 燃料を重油に転換するケース

燃料をディーゼル油から重油に転換すれば、PPUCの電力事業に要する支出額は大きく

削減されることになる。この場合、燃料価格の上昇が起こっても、かなり吸収できる余地が生じることになる。6章で提案する優先プロジェクトが、20年間の運転で投資コストを回収し、財務的にフィージブルなレベルで運営するために設定すべき料率である。

- ▶ サブ・ケース 1：燃料価格が、現状と同じレベル
燃料代のコスト削減が大幅に可能になり、PPUC は短期的な対応でいったん大幅に引き上げた料率を下げる余裕が生じ、6 セント引き下げ、包括的な料率を US\$ 0.33/kWh に設定できる。
- ▶ サブ・ケース 2：燃料価格が、20%アップ
PPUC は、まだ、余裕があり、わずか 1 セントであるが引き下げることができ、US\$ 0.38/kWh に設定できる。
- ▶ サブ・ケース 3：燃料価格が、30%アップ
PPUC は、包括的な料率を 1 セントだけ引き上げ、US\$ 0.40/kWh の徴収で経営していける。
- ▶ サブ・ケース 4：燃料価格が、40%アップ
PPUC は、包括的な料率を 3 セントだけ引き上げ US\$ 0.42/kWh の徴収で経営できる。
- ▶ サブ・ケース 5：燃料価格が、50%アップ
PPUC は、包括的な料率を US\$0.44kW まで段階的に引き上げなければならない。

4.5 JICA 調査団の提案に即応した新しい動き

上述のように、JICA 調査団は PPUC が財務・経営面で抱える問題点について洞察し、また改善の方向についての提案を検討し、本調査の実施のプロセスを通じて PPUC の経営陣との相互のコミュニケーションを図ってきた。PPUC は、今後の PPUC の経営健全性の確保のために、また、ひいてはパラオ電力事業の持続的な運営を続けていくために、これらの改善提案には即時に対応する必要性があることを率直に認識するに至った。しかるに、PPUC は政府サイドへの理解を促し、また、国民への説明を行うことによって、2008 年 6 月 5 日に料金体系の抜本改定の法案を議会で承認させるに至った。その内容は以下の通りである。

- 企業、政府向け
 - ・ 料率を一律に、1kWh 当たり 42.5 セントに
 - ・ 基本料率は、11 ドル
- 一般家庭向け
 - ・ 料率を消費電力の範囲ごとに下記のように、
 - 0~500kWh 1kWh 当たり 30 セントに
 - 500~2000kWh 1kWh 当たり 38 セントに
 - 2000kWh 超は 1kWh 当たり 42.5 セントに
 - ・ 基本料率は、3 ドル

上記のように、その内容は、包括的な料率を一挙に 1kWh 当たり 40 セント程度に押し上げる

(すなわち、料金が約 1.5 倍に上昇する) 提案である。まさに、JICA 調査団の分析・提案に即応した上げ幅である。AFPAC と基本料率の 2 本立てに維持して、燃料代に連動して上げる部分の透明性を確保するという提案は取り込まれていないが、実現に至れば、PPUC の経営改善に向けた大きな一歩につながる。ただ、ある意味で一遍にこれまでの歪んだ費用回収構造を改定するともいえる意欲的な内容である一方、一回での値上げ幅があまりに激しいので、今後、紆余曲折があるとも予想される。場合によっては、大統領による拒否権発動などの事態も起こらないとはいえない。今後どのように運営されていくか注視される。ただ、いずれにしろ、JICA 調査団の提案、問題提議に対する即時対応が行われつつあり、その努力は大いに評価されるべきものであろう。

5. 電力開発の検討

5. 電力開発の検討

5.1 電力需要予測

5.1.1 既存電力需要予測のレビュー

コロール・バベルダオブ電力システムの既存電力需要予測は、PPUC Strategic Plan for 2003 to 2008 によるものと、現在 economists.com 社（米国）と実施中の電気料金見直し検討（2007 Electric Rate Study）で提案されているものの2つがある。この2つの電力需要予測を販売電力量（消費量）で比較すると、図 5.1.1-1 のとおりとなり、両予測値には大きな乖離がある。

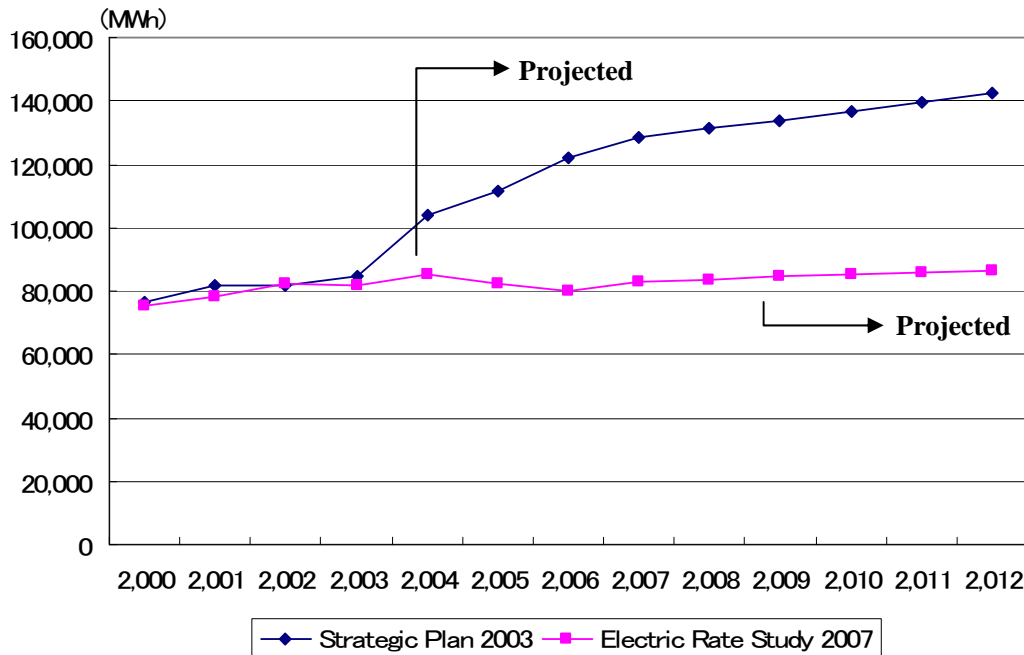


図 5.1.1-1 Strategic Plan 2003 と Electric Rate Study 2007 における販売電力量の比較

(1) Strategic Plan における需要予測

Strategic Plan における需要予測では 1997 年から 2002 年までの実績値を使用して、2012 年までの発電端最大出力の予測を行っておりピーク負荷は、平均 5.7%/年の割合で伸びており、2012 年には約 27MW を予想している。但し、2004 年には 22.6%の伸びを予想しているが、これは大規模なプロジェクトによる負荷を積み上げたものである。

(2) Electric Rate Study における需要予測

本需要予測では、2000 年から 2007 年までの実績値を使用して、2033 年までの販売電力量の予測を行っている。基本的に毎年 60~70 の顧客の増加を予想したのとなっており、電力販売量は年率 0.8%程度の伸びとなっている。

この調査報告は、財務状況、予想収入などから今後の電気料金のあり方を検討・提案するものであるため、その性質上、電力需要の伸びは控えめに予想されている。従って、今後需要が伸びれば 2000 年から 2004 年の需要の伸びに合わせて修正すべきであるとされている。つまり、この数年の電力需要の伸びの停滞を反映した需要予測となっている。

5.1.2 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー

現在の「パ」国の経済政策のマスタープランである Palau National Master Development Plan (PNMDP)は、1997年の制定後10年が経過しており、米国からのコンパクト支援が2009年に終了した後の持続的な経済成長のロードマップを策定することを目的として、アジア開発銀行の技術支援（TA：Technical Assistance）により PNMDP の改定が行われている。現時点では、ドラフトレポートが作成されたところであるが、「パ」国政府（Office of Planning and Statistics, Bureau of Budget and Planning, Ministry of Finance）が精査中である。このほか、比較的至近年に策定された経済政策、地域開発計画として、(1) パラオ国地域振興計画調査（2000年10月、JICA）、(2) Public Sector Investment Program 2003-2007 (PSIP)が本調査の参考になる。

(1) パラオ国地域振興計画調査（2000年10月、JICA）

1996年に策定された PNMDP2020 と方向性をあわせ、財政支出の削減や財政収入の増加などの構造調整プログラムだけでなく、政府収入の増加につながる民間部門中心の経済開発達成のための2020年までの産業別長期開発戦略、2009年までの産業別中期開発計画を提案している。この調査による成長シナリオでは下表のとおり今後のGDP等を予測しており、名目GDP成長率は、2000年の4.3%から2020年の6.2%までゆっくと上昇すると推計している。また、「パ」国訪問者数は2010年には90,000人、2020年には140,000人になるとしている。

表 5.1.2-1 パラオ国地域振興計画調査におけるGDPの推移

年度	1995	2000	2005	2009	2015	2020
総人口	17,255	19,312	21,441	22,054	22,585	23,513
雇用創出	8,368	9,211	10,426	11,602	12,252	13,454
名目GDP（百万ドル）	105.21	134.83	172.24	212.70	298.56	404.07
実質GDP（百万ドル）1995基準	105.21	116.14	122.17	129.25	143.98	160.83
名目一人当りGDP（ドル）	6,108	6,982	8,033	9,645	13,219	17,185
実質一人当りGDP（ドル）	6,108	6,014	5,698	5,861	6,375	6,840

(2) Public Sector Investment Program 2003-2007 (PSIP)

「パ」国は、公共部門開発の見直しを図ることを目的に、2003年4月に「公共部門開発計画」（PSIP: Palau Sector Investment Program）を策定し、2003年～2007年の5年間に実施する開発計画をまとめている。この中で、経済開発の重点分野を、観光、農業、漁業、貿易および軽工業と定義し、そのために必要な交通（道路、空港、港湾）、水道、下水処理、廃棄物、エネルギー、通信の各分野の具体的な案がA（30プロジェクト）、B（20プロジェクト）、C（16プロジェクト）の優先順位に分けて計画されており、各ドナーの支援を受けながら実施しているが、資金計画が整わずに実施できていないものも少なくない。

成長率予測に関して、2000年の人口統計で2025年までの人口予測が行われており、2000年のセンサスで19,129人であった人口が、25年間で人口が19.3%増加するとされている。一方、人口増加率は、2000-01年の1.898%/年から、2024-25年には0.305%/年に低下するとされている。このデータは、電力2025年までの電力需要予測を行う上で参考になる。

経済成長に関しては、IMFが2005年のArticle-IV Consultation Staff Reportにおいて、2009年以降のコンパクト支援について、終了、継続、増加の3パターンを想定してGDP成長率の将来予測を行っている（表5.1.2-2）。

表 5.1.2-2 IMFによるGDP成長率の将来予測

	実績	推定	IMF 予測					
	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2024年
コンパクト支援終了	4.9%	5.5%	5.7%	5.5%	4.8%	4.4%	4.0%	-2.0%
コンパクト支援継続			5.7%	4.5%	3.0%	2.0%	1.0%	0.5%
コンパクト支援増加			5.7%	5.5%	4.8%	4.8%	4.5%	3.3%

出所：International Monetary Fund, 2005 Article-IV Consultation Staff Report

「パ」国政府（Office of Planning and Statistics）では、表5.1.2-3のとおり、今後の開発計画を反映した2010年までのGDP成長率予測を行っている。IMFの予測値と比較すると、少し高めの予測となっている。

表 5.1.2-3 「パ」国政府によるGDP成長率の将来予測

年度	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GDP成長率 (%)	8.4%	8.8%	8.2%	7.8%	7.4%	7.1%

出所：Office of Planning and Statistics, Bureau of Budget and Planning, Ministry of Finance

5.1.3 デマンドサイドマネジメントの検討

(1) デマンドサイドマネジメント導入検討の背景

PPUCの現在の電気料金制度は、省エネルギーを促進するように通増性になっているが、発電コストの低減、運転効率の改善、設備投資の削減、環境影響費用の削減などを旨とした、さらなるデマンドサイドマネジメント（DSM）の導入が考えられる。特に、近年の原油高による燃料費高騰、地球温暖化対策など環境問題に対する国際世論の高まりを背景に、電力会社は効率的なエネルギー使用に対する積極的な取り組みを求められている。

(2) DSM導入検討の実施方法

1) ガイドブックの活用

DSMの検討にあたっては、PPUCに似た電力事業経営を行っている太平洋州島嶼国の電力会社でのデマンドサイドマネジメントのために準備されているガイドブック（Demand Side Management Best Practices Guidebook For Pacific Island Power Utilities (2006年7月, International Institute for Energy Conservation, UNDESA)）が参考になる。このガイドブックで紹介されているプログラムについて「パ」国での導入可能性を検討する。

2) 検討方法

以下の手順でデマンドサイドマネジメントに関する検討を行い、PPUCでの今後のあり方を検討するとともに、デマンドサイドマネジメントが導入された場合の電力需要予測を行う。

(a) 負荷調査

- ・ 需要家の種類・構成・負荷データ
- ・ 電気料金制度

- ・ 負荷の特徴（日負荷曲線）
- ・ 日負荷曲線に影響を与えている需要分野の特定

(b) 負荷改善の目標設定

(a)で実施した負荷調査に基づき、取り組みが可能な負荷改善パターン（下図を参照）を検討する。

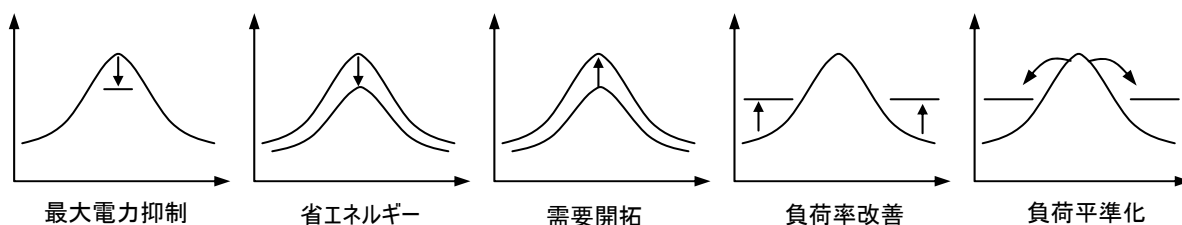


図 5.1.3-1 負荷改善パターン

(c) プログラム実施方針の検討

最大電力を抑制する電気器具の特定、需要家および電力会社における費用対効果を社会面、環境面の利益を含めて検討・分析する。さらに、PPUC において実施が可能なデマンドサイドマネジメントプログラムを設定し、電力需要への影響を評価し、電力需要想定に反映させる。

(3) プログラム実施方針の検討

「パ」国政府は、現在「Energy Efficiency Action Plan」の策定に取り組んでおり、今後積極的に省エネルギーを進める予定である。2007年11月に作成されたドラフトレポートでは、表5.1.3-1のとおり14のプログラムが提案され、政府承認とプロジェクトの開始が待たれるところである。

本計画は政府が取り組んだ結果・効果を広報し、商業施設、一般家庭での取組みにつなげていくことが重要である。

本計画での削減効果は現時点で1.5%程度の電力消費量削減であり、削減効果の予測が難しいプロジェクトでも、政府の電気使用の32%を占めている上下水用のポンプの負荷削減などが実現すれば、さらに削減が可能である。

表 5.1.3-1 「Energy Efficiency Action Plan」における提案プログラム

プログラム名	プログラムの概要
1. 家庭へのコンパクト蛍光灯（CFL）配布キャンペーン	PPUC と家電販売店と共同で Energy Star-certified（米国の省エネ認証）CFL を 2～3 個ずつ一般家庭に配布する。 ・ 予算：15,000～20,000 ドル ・ エネルギー削減効果：820MWh (USD180,000) (注) 調査団の家電販売店（4店）での聞き取り結果では、ランプ購入者の約 90%は既に CFL を購入しているとのことであり、エネルギー削減効果はそれほど大きくないと推測される。
2. 太陽熱給湯システムの導入促進のための基金の設立	家庭およびホテルなどの電気式給湯器の代替として太陽熱給湯システムの導入を促し、エネルギー消費を抑える。 ・ 予算：20,000 ドル ・ エネルギー削減効果：予想不能 (取替た場合には 20%程度のエネルギー削減)

プログラム名	プログラムの概要
3. Bureau of Public Works のビルでの省エネ対策の実施と事例紹介キャンペーン	2007年8月に実施された同ビルでのエネルギー診断結果をもとに、鉄心式安定器蛍光灯を電子式安定器蛍光灯に取替え、屋上を白色塗料で塗替えるもの。 ・予算：9,200 ドル ・エネルギー削減効果：340 ドル/月
4. 首都のビルディングで実施されたエネルギー診断結果の実行	冷房機器の温度設定の適正化と運転時間制御を実施する。 ・予算：20,000 ドル ・エネルギー削減効果：<117,000 ドル/年
5. 政府系ビルでの照明設備の取替え	政府系ビルで使用されている白熱電灯を CFL に切替え、鉄心式安定器蛍光灯を電子式安定器蛍光灯に取替える。 ・予算：40,000 ドル ・エネルギー削減効果：20,000 ドル/年
6. 政府系ビルでの屋上の塗替え	政府系ビルの屋上を白色塗料に塗替え、冷房効率を上げる取組み。 ・予算：5 ドル/m ² 、50,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
7. 政府系ビルでの窓・ドアの隙間対策	政府系ビルにおいて、窓・ドアなどの気密性が不十分で冷気が漏れている場所の密封対策を実施する。 ・予算：7,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
8. コロラドアイライ州の上下水道ポンプシステムの調査	政府の電気使用の32%を占めている上下水用のポンプの負荷削減のため、配管の水漏れ調査を行う。また、現在料金が一定になっているので、従量制の料金システムへの移行、それに必要な量水器の設置を行う。 ・予算：検討中 ・エネルギー削減効果：予想不能
9. 2ストロークガソリンエンジン船外機の使用削減	燃料消費の多い2ストロークガソリンエンジン船外機を4ストロークガソリンエンジンあるいはディーゼルエンジンに切替えていくため、購入費用差額補助のための基金を設立する。 ・予算：10,000 ドル ・エネルギー削減効果：2ストロークエンジン船外機に比べ25%削減
10. 省エネ認証済みの電気製品購入のための基金の設立	基金を設立し、家電販売店、PPUC の協力を得て、省エネ認証済み(米国基準あるいは同等品)の電気製品購入時には、一部代金の払い戻しを実施する。PPUC は導入前後の電力消費量のモニタリングに協力する。 ・費用：30,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
11. 国会議員への省エネルギー実施効果紹介キャンペーン	「パ」国ではエネルギー関連の法案が少ないうえ、燃料への税金は長い間変更されていない(0.05 ドル/gal.)。国会議員に対して、エネルギー消費削減のための法律検討のための情報を提供する。 ・費用：1,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
12. 養豚場のガス回収の促進	養豚場の排泄物からのガスを有効活用するよう、ガス回収器の購入費用の一部補助のための基金を設ける。 ・予算：10,000 ドル ・エネルギー削減効果：少量
13. 離島でのエネルギー消費削減キャンペーン	離島での PPUC の発電コストが高いため、これを抑制するために、CFL の配布、屋上の白色ペイントでの塗替え、エネルギー診断などを実施する。 ・予算：15,000 ドル ・エネルギー削減効果：11,400kWh (2,500 ドル) /年
14. 一般家庭の効率的なエネルギー使用に関するワークショップおよびエネルギー診断	家庭における省エネルギー促進の教育のための地域ワークショップを開催するとともに、エネルギー診断実施のための教育を行う。 ・予算：2,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能

5.1.4 電力需要の予測

(1) 電力需要予測の基本方針

電力需要予測の手法は、一般的にエンジニアリング的手法（需要の積み上げ方式）と計量経済学的手法の二つに分類されるが、本調査では両手法を比較検討の結果、計量経済学的手法を採用することとした。但し、「パ」国では系統容量が 20MW 程度と比較的小さく、新規大口需要家の出現が発電端出力の増加に大きく影響するので、本調査では計量経済学的予測手法を基本とするが、政府・商業施設の開発計画を精査し、新規大口需要家による電力需要の伸びを積み上げ方式で需要予測に反映させ、需要予測精度の向上を図る。

(2) 電力需要予測モデルの検討

1) 電化率の推移

電化率の推移は需要の伸びに大きな影響を与えられ、コロール・バベルダオブの電化率は2005年には99.5%となっている。また、入手可能な過去の電力需要データが1996年からのものであることから、電化率は今回の需要予測には影響を与えない。

2) GDP の推移

GDP の今後の推移については、Bureau of Budget & Planning, Ministry of Finance (BOBP)が作成した 2010 年までの予測値を採用する。2010 年から 2025 年までの予測値については、IMF が 2005 年の Article-IV Consultation Staff Report において予測している 2024 年時点の GDP 伸び率を採用し、2010 年から 2024 年までは直線的に GDP の伸び率が減少するものと仮定する。この考え方に基づいて、GDP 予測値を整理したものが、表 5.1.4-1 である。

表 5.1.4-1 需要予測に使用した GDP 予測値

		実績	BOBP 予測	IMF 予測		
		2005 年	2010 年	2015 年	2020 年	2024 年
Low ケース	コンパクト支援終了	8.4%	7.1%	3.9%	0.6%	-2.0%
Base ケース	コンパクト支援継続			4.8%	2.4%	0.5%
High ケース	コンパクト支援増加			5.8%	4.4%	3.3%

3) 人口の推移

人口の推移は Center for International Research (U.S. Bureau of the Census) において 2025 年までの人口予測が実施されているのでこのデータを使用する。

4) 過去の電力需要

需要予測を実施するに当たっては、過去 20 年程度の需要データが必要であるが、「パ」国の統計データは 1996 年以降のものしかないことから、過去 12 年間の電力需要データを使用する。1996 年から 1999 年までのデータは、Statistical Year Book2000 (Republic of Palau) のデータを使用し、2000 年から 2007 年までのデータは PPUC 保有のデータを使用した。

5) 電力損失率

電力損失は発電電力量から販売電力量を差引いた値とし、過去 5 年間の平均である 20.8%を採用し、PPUC の今後の設備改善計画および本マスタープランによる発電所建設計画、送配変電設備拡張計画に基づいて今後のロス率の推移を予想し補正を行う。

6) 負荷率

負荷率は、発電端最大出力と総発電電力量から計算し、本電力需要予測に使用した負荷率は、PPUCの過去5年間の平均値である73.1%を採用した。

7) モデルの構築

予測モデルは、東南アジア諸国で電力需要予測に使用されている経済予測シミュレーションソフトウェア Simple EE (ASIAM Research Institute, Japan) 上で構築した。なお、本調査における電力需要予測モデルの妥当性の検証は以下の指標を用いて行った。

- ・決定係数：0.85以上を目標とする。
- ・ダービン・ワトソン比：1.00～3.00を目標とする。
- ・係数の符号検定：経済原則のチェックを行う。

更に、本予測モデルでは需要家カテゴリー別に下記のような構造方程式により需要予測を行った。

(a) 商業部門 (Commercial)

電力需要 = f (産業部門のGDP、前年度実績)

(b) 政府部門 (Government)

電力需要 = f (GDP、前年度実績)

(c) 家庭需要 (Residential)

電力需要 = f (GDP/人口、前年度実績)

なお、上述のGDP成長率予測に基づき、Lowケース、Baseケース、Highケースの3ケースについて、需要予測を行った。

(3) 電力需要予測結果 (回帰分析)

1) Baseケースの予測結果 (コンパクト支援継続)

Baseケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表5.1.4-2に示す。

表 5.1.4-2 電力需要と最大需要電力の見通し (Baseケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	29,971,623	33,467,361	34,760,372
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,801,193	31,980,398	32,891,706
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	48,902,179	55,068,712	57,343,296
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	108,674,996	120,516,471	124,995,374
Growth Rate	%	3.8	5.1	2.9	1.5	0.3
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	137,215,904	152,167,261	157,822,442
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,428	23,763	24,646
Peak Demand	kW	13,518	14,445	16,971	18,820	19,520

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

2) Lowケースの予測結果 (コンパクト支援終了)

Lowケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表5.1.4-3

に示す。

表 5.1.4-3 電力需要と最大需要電力の見通し (Low ケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	29,526,013	31,531,464	30,444,893
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,631,091	31,141,206	30,908,618
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	48,074,283	51,488,761	49,409,885
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	107,231,387	114,161,431	110,763,396
Growth Rate	%	3.8	5.1	2.4	0.5	-1.1
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	135,393,165	144,143,221	139,852,772
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,143	22,510	21,840
Peak Demand	kW	13,518	14,445	16,746	17,828	17,297

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

3) High ケースの予測結果 (コンパクト支援増加)

High ケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表 5.1.4-4 に示す。

表 5.1.4-4 電力需要と最大需要電力の見通し (High ケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	30,479,298	35,807,172	40,518,065
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,994,400	32,975,602	35,411,015
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	49,847,389	59,438,850	68,185,167
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	110,321,086	128,221,623	144,114,247
Growth Rate	%	3.8	5.1	3.4	2.8	2.2
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	139,294,301	161,895,989	181,962,433
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,753	25,282	28,416
Peak Demand	kW	13,518	14,445	17,228	20,023	22,505

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

4) 各ケースの予測比較

Base ケース、Low ケース、High ケースにおける最大需要電力の予測値の推移を比較すると 2013 年頃までは各ケースともにほぼ同様の推移を示すが、Base ケースおよび Low ケースについては、GDP の予測値の低下に伴い、伸びが鈍化している。

(4) 電力需要予測の補正

電力需要予測に当たっては、以下の項目に付き調査・補正を行った。

- 1) 新規ホテル等新規大口需要家の積み上げ
- 2) PPUC の系統から独立して自家発電を行っている大口需要家による影響
- 3) 新首都 (メレケオク) 周辺開発による積み上げ
- 4) DSM による電力消費削減効果

- 5) 再生可能エネルギーの導入による電力消費削減効果
- 6) 電力損失の今後の推移予測 (今後の改善計画に基づく)

上述した条件で各州の最大需要電力 (Base Case) の予測推移を表 5.1.4-5 に、電力需要予測を補正した結果を表 5.1.4-6 に示す。本マスタープランにおいては、Base ケースの補正後の電力需要予測を用いて、発電所建設計画、送配変電設備拡張計画を検討する。

なお、アイメリーク発電所に新設されるディーゼル発電機が重油焚きの場合の電力損失はディーゼル焚きの場合より大きくなるが、それを考慮しても重油焚きの燃料費の低減によるコストメリットが大きいいため、本マスタープランでは重油焚きの場合の需要予測を採用する。

PPUC の最新の電力需要予測である Strategic Plan 2003 による予測と本マスタープランの電力需要予測を比較すると、Strategic Plan 2003 では、個別プロジェクトの積み上げにより高めに見積もっているが、本需要予測では、実現性の高いプロジェクトのみを積み上げており、より現実的な需要予測としている。「パ」国では計画が実現するまでに時間がかかるうえ、途中で計画を断念するケースも多いため、今後も至近年の確実な計画を積み上げながら、電力設備の将来計画を補正していく必要がある

また、回帰分析に使用した GDP の成長率予測は、IMF が 2005 年に予測したものであり、今後、「パ」国経済に与える影響の大きいコンパクトの継続交渉結果によって、数値の見直しが必要になってくると想定される。この点でも、毎年の電力需要データを管理し、その都度予測との乖離をチェックしながら、計画を見直していくことが重要である。

表 5.1.4-5 各州の最大需要電力の予測推移 (Base Case)

State	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Koror	10,111	11,743	13,280	14,586	15,080
Aimeliik	230	267	302	332	343
Ngatpang	68	78	89	98	101
Airai	2,109	2,449	2,770	3,042	3,145
Ngchesar	68	78	89	98	101
Melekeok	554	641	772	854	886
Ngaremlengui	108	126	142	156	161
Ngiwal	68	78	89	98	101
Ngardmau	41	47	53	59	60
Ngaraad	95	110	124	137	141
Ngarchelong	68	78	89	98	101

表 5.1.4-6 補正後の電力需要予測データ

Case	Kinds of Data	Unit	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(C 重油焚きの場合)																				
Base	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	103,048	105,615	108,110	111,108	113,973	116,674	119,179	121,455	123,479	125,223	126,671	127,806	128,609	129,076	129,478
	Peak Demand	MW	13.17	14.85	15.70	16.09	16.49	16.88	17.35	17.80	18.22	18.61	18.97	19.28	19.56	19.78	19.96	20.08	20.16	20.22
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,944	127,040	130,830	135,767	137,648	142,401	145,431	148,134	151,721	153,813	155,547	156,948	157,878	158,466	158,574
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.36	19.84	20.43	21.20	21.50	22.24	22.71	23.13	23.69	24.02	24.29	24.51	24.65	24.75	24.76
Low	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	102,985	105,405	107,641	110,256	112,611	114,662	116,375	117,713	118,658	119,194	119,312	119,005	118,282	117,156	115,966
	Peak Demand	MW	13.17	14.85	15.70	16.08	16.46	16.81	17.22	17.59	17.91	18.17	18.38	18.53	18.61	18.63	18.58	18.47	18.30	18.11
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,868	126,788	130,264	134,737	136,000	139,969	142,039	143,609	145,870	146,497	146,618	146,267	145,345	144,001	142,216
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.34	19.80	20.34	21.04	21.24	21.86	22.18	22.43	22.78	22.88	22.90	22.84	22.70	22.49	22.21
High	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	103,119	105,852	108,640	112,072	115,527	118,990	122,442	125,860	129,231	132,533	135,752	138,871	141,867	144,727	147,631
	Peak Demand	MW	16.28	17.70	18.94	19.37	19.88	20.53	21.38	21.79	22.68	23.33	23.96	24.78	25.41	26.01	26.61	27.17	27.71	28.20
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	124,029	127,326	131,469	136,932	139,527	145,201	149,375	153,461	158,702	162,684	166,568	170,377	173,968	177,461	180,551
	Peak Generated Power	MW	13.17	14.85	15.70	16.10	16.53	16.97	17.50	18.04	18.58	19.12	19.65	20.18	20.70	21.20	21.69	22.15	22.60	23.05
(デゼル油焚きの場合)																				
Base	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,944	127,040	129,330	132,767	136,232	139,431	142,431	145,134	148,080	150,169	151,917	153,273	154,231	154,791	154,899
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.36	19.84	20.20	20.73	21.27	21.77	22.24	22.66	23.12	23.45	23.72	23.94	24.09	24.17	24.19
Low	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,868	126,788	128,764	131,737	134,584	136,999	139,039	140,609	142,229	142,853	142,988	142,592	141,698	140,326	138,541
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.34	19.80	20.11	20.57	21.02	21.39	21.71	21.96	22.21	22.31	22.33	22.27	22.13	21.91	21.63
High	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	124,029	127,326	129,969	133,932	138,111	142,231	146,375	150,461	155,061	159,041	162,938	166,702	170,321	173,786	176,876
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.37	19.88	20.30	20.92	21.57	22.21	22.86	23.50	24.21	24.84	25.44	26.03	26.60	27.14	27.62

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

5.2 電力開発計画の策定

5.2.1 発電所建設計画の検討

(1) 発電方式

現在 PPUC で導入されている発電方式は、全てディーゼル発電である。発電方式は通常、発電規模、運用形態（ベース、ミドル、ピーク）、調達可能な燃料、立地条件、環境影響等を考慮して決定されるが、「パ」国の電力需要は 2025 年でもピーク負荷で 25MW 程度であること、「パ」国は周辺を珊瑚礁に囲まれており大規模な港湾設備を建設することが困難であること、PPUC の発電部門の要員はディーゼル発電設備の運転・維持管理に習熟していること等を勘案し、将来建設する発電所についてもディーゼル発電方式を採用することが望ましい。

(2) 発電用燃料

PPUC で現在使用されている発電用燃料はディーゼル油（Automotive Diesel Oil, Low Sulfur）であるが、近年の世界的な原油価格の上昇が PPUC の経営を圧迫していることから、本計画では今後建設する発電設備の燃料として、より安価な重油の使用を提案する。

現在、アイメリーク、マラカルの両発電所へのディーゼル油供給は、それぞれ Shell 社、Mobil 社がシンガポールからタンカーにて行っている。Shell 社のディーゼル油の輸送に使用されるタンカーの仕様は、載荷重量 7,850DWT、全長 110m、全幅 41.6m、喫水 7.1m である。

Bunkerworld 社（英）によれば、シンガポールでは 71 社が同社のホームページに船舶用重油（bunker fuel）の販売業者として登録を行っており、その中には BP、Chevron、ExxonMobil、Shell、TOTAL といった石油メジャー5社が含まれている。

上述の 5 社が取り扱う船舶用重油は ISO 規格に合致し、燃料性状は発電用ディーゼルエンジンに使用した場合も特段の問題は無い。本調査では、新設アイメリーク発電所で使用する燃料のグレードを ISO 規格の RME180 クラスと想定するが、Shell 社のホームページによれば、同社で受け付ける RME180 の最少注引量は 500t である。2013 年に 5MW×2 台の重油焚きディーゼル発電設備が運転を開始した場合、月間重油使用量は 1,000t 程度と見込まれており、Shell 社の最少注引量を上回ることから、十分に調達可能である。

(3) 単機容量

今後建設する発電設備の単機容量については、後述の検討結果により 1 台当り 5MW クラスとする。

(4) 供給予備力

一般的に先進国や系統容量の大きい国での供給予備力は系統容量の 10 %前後とされる場合が多いが、「パ」国のような島嶼国では系統容量に対する発電機単機容量の割合が大きいことから、一般的に安定した電力供給を行うためには、1 台が定期点検中に突発的な事故により発電機が更に 1 台停止することを想定した供給予備力を備える必要がある。このため本調査ではコロール・バベルダオブ電力系統において、発電機出力の最も大きい方から 2 台分の容量を供給予備力として備えることを提案する。

(5) 既設発電設備の廃止計画

アイメリーク発電所の 2～5 号機は運転開始から 22 年が経過し、2、3 号機は 2008 年度に、4、

5号機は2009年度以降に修復工事が行われる予定である。その内容は主要部品を交換するものであるが、新規発電設備が運転を開始するまでの延命措置と位置付けられる。これらの発電設備は運転開始から22年の間に、定期点検を実施するよう機器製造者から推奨されていたが、これらの点検はほとんど実施されていない。

マラカル発電所に関しては、Wartsila-2、3号機は現在も停止中であり、事故を起こしたMitsubishi-12、13号機についても2006年10月、2007年1月に運転を再開したが、エンジンに過大な負荷をかけないように、十分注意を払いながら運転する必要がある状況である。

以上に述べたディーゼル発電機の一般的特性と、アイメリーク発電所、マラカル発電所の運転履歴、維持管理履歴から判断し、表5.2.1-1に示す既設発電設備の廃止計画を策定した。

表 5.2.1-1 既設発電設備の廃止計画

発電所	ユニット名	定格出力	現有出力	累積運転時間*1	現況	廃止計画
Aimeliik	Pielstick-2	3.27 MW	2.0 MW	128,860	Operable	2008年度にリハビリ予定であるが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば最初に廃止する(2013年廃止)。
	Pielstick-3	3.27 MW	2.0 MW	122,359	Operable	2008年2月からリハビリに着手したが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば最初に廃止する(2013年廃止)。
	Pielstick-4	3.27 MW	2.0 MW	134,584	Operable	2009年以降にリハビリ予定であるが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば廃止する(2014年廃止)。
	Pielstick-5	3.27 MW	2.0 MW	132,149	Operable	同上
	Sub-Total	13.08 MW	8.0 MW			
Malakal	Wartsila-1	2.00 MW	1.7 MW	59,587	Operable	1,200rpmの高速回転機であり、長寿命は期待できない。運転開始から20年後(2019年)に廃止。
	Wartsila-2	2.00 MW	(1.7 MW)	n/a	Inoperable	2009年度以降にクランクシャフトを修理する予定である。1,200rpmの高速回転機であり、長寿命は期待できない。運転開始から20年後(2019年)に廃止。
	Wartsila-3	2.00 MW	(1.7 MW)	n/a	Inoperable	2008年6月にクランクシャフトを修理する予定である。1,200rpmの高速回転機であり、長寿命は期待できない。運転開始から20年後(2019年)に廃止。
	Mitsubishi-12	3.40 MW	3.2 MW	69,177	Operable	クランクシャフトの損傷は13号機より軽微であるため、負荷調整用として運転を継続する。
	Mitsubishi-13	3.40 MW	3.0 MW	65,386	Operable	運転開始から20年後(2019年)以降は、12号機の停止中のみ運転する予備機(stand-by)とする。
	Caterpillar-1	1.825 MW	1.6 MW	4,358	Operable	1,800rpmの短時間運転用発電機であり長寿命は期待できない。運転開始から10年後(2016年)に廃止する。
	Caterpillar-2	1.825 MW	1.6 MW	4,379	Operable	同上
	Alco-9	1.25 MW	0.5 MW	35,207	Operable (Stand-by)	Wartsila-3が運転を開始すれば廃止(2008年廃止)。
	Sub-Total	17.70 MW	11.6 MW			
Total	30.78 MW	19.6 MW				

[備考] *1: 2008年1月末時点

PPUCは、新規発電設備が運転を開始するまで、発電設備1台分の供給予備力しか保有できないため、既存の発電設備を常に良好な状態に維持管理し、また老朽化した発電設備の延命措置を行うことにより、供給力を確保する必要がある。アイメリーク発電所の老朽化した発電設備については、リハビリにより損耗した主要部位を更新し延命措置を行うこと、マラカル発電所については機器製造会社の維持管理マニュアルに定められた時間毎に設備を停止し、点検、

部品の交換を確実に行うことが、強く推奨される。

(6) 発電所建設計画

本調査での電力需要予測（Base-case）を基に、前述の供給予備力、発電設備廃止計画を考慮し、2025年までに必要となる発電所の建設計画を表5.2.1-1の通り策定した。同計画では、発電設備の運転開始をPhase-1：2013年度（5MW×2台）、Phase-2：2014年度（5MW×2台）、Phase-3：2019年度（5MW×2台）の三段階とし、発電容量が最も大きい方から2台分の供給予備力を常に確保できるよう考慮している。Phase-1、Phase-2の投入時期については、資金調達、機器製造、据付期間を考慮した最短時期としているが、新規重油焚きディーゼル発電設備（Phase-1）の投入が1年遅れの2014年となった場合は約550万ドル/年、2年遅れとなった場合は2年間で約1,100万ドルの燃料費削減効果が失われる。供給安定性、燃料費の経済性の両方の観点から、新規重油焚きディーゼル発電設備の投入は、早ければ早いほど良い。

2008年以降の電力需要の伸びと、電源開発の計画を図5.2.1-1に示す。この図によると2008、2009年は最大容量の発電設備2台分の供給予備力が確保されていないが、これは「パ」国において、長期的な電源開発計画の策定、推進が行われてこなかったことに起因する。ディーゼル発電所の建設工期は機器調達・施工業者との契約後、約24ヶ月を要し、資金調達手続きを含めると更に長期間を要するので、PPUCは2025年以降の電源開発計画、資金調達計画に遅くとも2020年頃には着手し、計画的な電源開発を継続して実施することが強く望まれる。

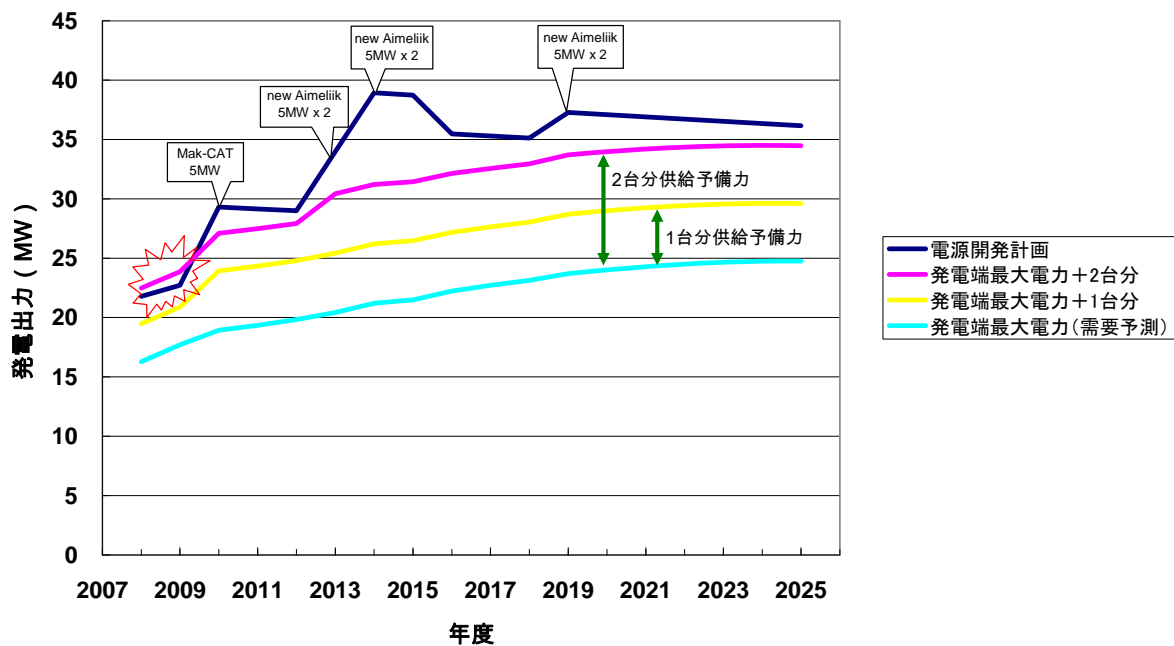


図 5.2.1-1 電力需要と電源開発計画

表 5.2.1-2 コロール・バベルダオブ電力系統の発電所建設計画

	Installed Year	Capacity (MW)	Forecast (in Fiscal Year)																	
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1. Peak Demand (MW)			16.28	17.70	18.94	19.36	19.84	20.43	21.20	21.50	22.24	22.71	23.13	23.69	24.02	24.29	24.51	24.65	24.75	24.76
Growth Rate (%)				8.73%	6.97%	2.22%	2.50%	2.98%	3.77%	1.39%	3.45%	2.13%	1.86%	2.42%	1.38%	1.13%	0.90%	0.59%	0.37%	0.07%
2. Generating Capacity (MW)			21.80	22.71	29.30	29.15	29.01	33.98	38.94	38.74	35.48	35.30	35.12	37.26	37.08	36.89	36.71	36.52	36.34	36.16
2.1 Malakal P/S			12.80	12.74	14.37	14.30	14.23	14.16	14.09	14.02	10.87	10.82	10.76	3.03	3.01	3.00	2.98	2.97	2.95	2.94
(1) Wartsila-1	1998	2.00	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	1.63	1.62	Retire						
(2) Wartsila-2	1998	2.00	-	-	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	Retire						
(3) Wartsila-3	1998	2.00	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	1.63	1.62	Retire						
(4) Mitsubishi-12	1998	3.40	3.20	3.18	3.17	3.15	3.14	3.12	3.11	3.09	3.07	3.06	3.04	3.03	3.01	3.00	2.98	2.97	2.95	2.94
(5) Mitsubishi-13	1998	3.40	3.00	2.99	2.97	2.96	2.94	2.93	2.91	2.90	2.88	2.87	2.85	Stand-by	Stand-by	Stand-by	Stand-by	Stand-by	Stand-by	Stand-by
(6) Caterpillar-1 (High Speed)	2006	1.88	1.60	1.59	1.58	1.58	1.57	1.56	1.55	1.54	Retire									
(7) Caterpillar-2 (High Speed)	2006	1.88	1.60	1.59	1.58	1.58	1.57	1.56	1.55	1.54	Retire									
2.2 Aimeliik P/S			9.00	9.98	14.93	14.85	14.78	19.83	24.85	24.73	24.60	24.48	24.36	34.24	34.06	33.89	33.72	33.56	33.39	33.22
(1) Pielstick-2	1986	3.27	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire												
(2) Pielstick-3	1986	3.27	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire												
(3) Pielstick-4	1986	3.27	2.00	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire											
(4) Pielstick-5	1986	3.27	2.00	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire											
(5) Mak-CAT (Medium Speed)	2010	5.00			5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71	4.68	4.66	4.64
(6) New DG-1	2013	5.00						5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71
(7) New DG-2	2013	5.00						5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71
(8) New DG-3	2014	5.00							5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73
(9) New DG-4	2014	5.00							5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73
(10) New DG-5	2019	5.00												5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85
(11) New DG-6	2019	5.00												5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85
3. Power Balance(MW) (2.-1.)			5.52	5.01	10.36	9.80	9.17	13.55	17.74	17.25	13.24	12.59	11.99	13.57	13.06	12.60	12.20	11.87	11.60	11.40
4. Capacity of the largest generator (MW)			3.20	3.18	5.00	4.98	4.95	5.00	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			18.60	19.53	24.30	24.18	24.06	28.98	33.94	33.77	30.53	30.37	30.22	32.26	32.10	31.94	31.78	31.62	31.47	31.31
6. Reserve margin (MW) (5.-1.)			2.32	1.83	5.36	4.82	4.22	8.55	12.74	12.27	8.29	7.66	7.09	8.57	8.08	7.65	7.27	6.97	6.72	6.54
7. Capacity of second largest Generator (MW)			3.00	2.99	3.17	3.15	3.14	5.00	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85
8. Safe reserve margin (MW) (6.-7.)			(0.68)	(1.16)	2.19	1.67	1.08	3.55	7.74	7.30	3.34	2.74	2.19	3.57	3.11	2.70	2.35	2.07	1.84	1.69

Source: Forecasted by JICA Study Team

Remarks: Decreasing factor for each engine is supposed to be 0.5 % per annum.

5.2.2 送配変電設備拡張計画の検討

(1) 本調査における計画策定方針

本調査では、効率性・妥当性・信頼性などを総合的に分析したうえで2025年までの送配変電拡張計画を策定するが、特に下記の点に留意して現実的かつ最適な電力システムを計画する。

- ① パラオ国の自然環境を考慮した計画策定
- ② 長期的な視点から考えた、適正な需要動向の把握
- ③ 電源設備と送配電設備の整合
- ④ 既設設備の有効活用（効率性を考慮）
- ⑤ 工事期間を考慮した設備増強必要時期の考慮
- ⑥ 設備のスリム化・工事費抑制等のコスト低減
- ⑦ 所用の供給信頼度確保と適正な電力品質の維持
- ⑧ 既設設備との協調（保守技術や予備品の共用）
- ⑨ 既存の開発計画との整合

(2) 系統解析による送配変電設備拡張計画

電力システムの将来計画策定にあたっては、下記の視点から詳細な検討を行う。

- 1) 電力の安定供給の確保
- 2) 設計合理化
- 3) 機器・制御・保護システムの評価

従って、本調査においては、下記の系統解析を実施した。

- 潮流計算による設備供給力確保の確認
- 系統の定態安定度・過渡安定度解析
- 適正な電圧維持および電圧安定性の確認
- 短絡電流計算による遮断器の定格遮断電流超過の有無確認

(3) PPUC 開発計画のレビュー

PPUC の既存の送配変電設備拡張計画は、PPUC と米国のコンサルタント会社（Oceanic Companies, Inc.）が2003年8月に実施した「Strategic Plan for 2003 to 2008」が最新のものである。この中のレポートの一つである「Financing Basis and Construction Plan for a New Power Plant and Upgrading of Transmission and Distribution」にて、現状の電力システムの問題点が指摘され、送配変電設備拡張計画が提案されている。その計画概要とレビュー結果および現状を表5.2.2-1に示す。

表 5.2.2-1 PPUC 開発プランのレビュー結果

計画案	提案概要	現状および評価
コロール州への変電所新設	需要の一番集中するコロール州への電力供給は、アイライ変電所の変圧器故障あるいはアイライ～アイメリーク間の送電線の故障により、供給不能になるため新規変電所および送電線が必要となる。	需要の 75% が集中する地域であり、重要度が高く、アイメリーク発電所～コロール間の送電線の 2 回線化に伴い、変電所を設置する必要がある。
アイメリーク発電所～コロール島 T ドック間の海底ケーブル送電線新設 (34.5kV)	上記と同じく、コロール州への電力供給体制が脆弱なため、アイメリーク発電所からコロール州への供給線を 2 ルート化し、供給信頼度を向上させる必要があるため、海底ケーブル送電線を新設する。	コスト面、環境面から、代替案として、架空送電線による新設も考えられる。
T ドック～コロール変電所 架空送電線 (34.5kV)	上記海底ケーブル送電線の新設に伴い、コロール州側終端部分からコロール変電所までの新設ルートが必要となる。	海底ケーブル送電線の新設の場合には必要となる。
コクサイ～メレケオク州配電線の昇圧 (送電線化)	今後需要が増えると見込まれる新首都へは、コクサイ変電所より 13.8kV の配電線により供給されているが、34.5kV へ昇圧し送電線化が必要である。	コクサイ変電所の変圧器容量を 750kVA から 5MVA に増強しており、しばらくは電力供給が可能である。また、電線を HDCC38mm ² から A AC150mm ² に張替えが実施済みである。
新首都 (メレケオク州) への変電所新設	上記と同じく、新首都へ電力を安定供給するために、変電所の新設が必要となる。	同上。
マラカル配電線の電線張替え	現在の配電線の電線 (HDCC38mm ²) では容量不足になっているフィーダーがあるため、AAC150mm ² への張替え検討を行う必要がある。	実施済みである。
コロール島配電線増強	コロール州の配電線は木柱の設備も残っていることから、改修の検討が必要である。これに合わせ、配電容量アップのため電線張替えの検討も行う。 (HDCC38mm ² →A AC150mm ²)	随時改修が実施されている。
SCADA システムの導入	海底ケーブルの新設により、アイメリーク発電所と重要負荷地域であるコロール州間がループ運用となれば、供給信頼度が上がり、電力設備の運転の自由度が増すが、そのためには SCADA システムを導入して、すべての運転状況が常時監視できるようにする必要がある。	SCADA システムは、2003 年に米国のコンサルタント会社 (Electric Power Systems, Inc.) によって計画され、既に導入済みである。ただし、機器側の対応が遅れていること、記録のダウンロードができないなどの改善すべき点がある。

(4) 送配変電設備拡張計画について

前項でのレビュー結果と今回の調査結果をもとに、送変配電設備の拡張計画を策定した。本計画プロジェクトの概要と計画時期を表 5.2.2-2 に示す。主要な計画は以下の通り

- ① アイライ変電所に代わって、コロール州内へ電力を供給する重要な変電所としてコロール変電所を新設する。この結果、既設のアイライ～マラカル送電線を π 引き込みとし、コロール変電所へのアイメリークからの供給ルートを 2 回線確保し、送電線故障時の電力融通が可能とする。
- ② また、系統の電圧低下補償のため、3MVA の調相設備 (電力用コンデンサ) をマラカル

発電所およびコロール変電所に設置する。調相設備の設置時期・方法については詳細検討が必要となる。

- ③ また、PPUC が現在計画中の負荷力率改善（配電線への調相設備の設置）が実施されれば、調相設備容量と設置時期の見直しが必要となる。
- ④ アイメリーク～コロール間の送電線の2回線化は、2003年の Strategic Plan においては海底ケーブルによる計画が推奨されていたが、コスト面、環境面等を総合的に分析した結果、架空送電線による新ルートによりアイメリーク～コロール間を2回線化し、供給信頼度の向上と送電ロスの改善を図ることとする。計画時期はアイメリーク発電所の発電計画に合わせ2013年度とする。
- ⑤ 2013年に予定されているアイメリーク発電所へのディーゼル発電機2台新設に伴い、新発電所に隣接する新アイメリーク変電所を計画する。

表 5.2.2-2 2025年までの送配変電設備拡張計画

年度	プロジェクト名	概要	概算工事費 (百万ドル)
2008	送配電線の支持物移転	コンパクト道路沿いへの支持物一部移転	PPUC 計画
2008	未電化地区配電線延長	ギブナル州、アイライ州の一部	PPUC 計画
2008	配電線への調相設備設置	13.8kV、計 4.4MVA	PPUC 計画
2009	SCADA の改修	不具合の改修、記録機能の充実	PPUC 計画
2010	北部地域配電網の整備	リクローサ [®] 設置：13.8kV、6 箇所	PPUC 計画
2012	マラカル発電所調相設備設置	34.5kV、3MVA	0.3
2013	コロール変電所新設	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線、調相設備 3MVA	3.0
	アイメリーク～コロール送電線新設	34.5kV、19.3km、AC150mm ²	2.7
	ネッケン～コクサイ送電線新設	34.5kV、3.1km、AC150mm ²	0.3
	コロール州配電網整備	コロール変電所新設に伴う配電網整備	0.2
	新アイメリーク変電所新設	34.5kV、15MVA×1 台新設、既設変圧器 2 台移設、送電線 3 回線	4.2
	制御所新設及び北部送電系統の整備	SCADA の手直し、パソコン、モニタ他 リクローサ [®] 設置：34.5kV、3 箇所	0.5
2014 ～ 2019			
2020 ～ 2024	アイライ変電所建替 (各機器の劣化状況に応じて実施)	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線	2.5
2025	アイライ～メレケオク送電線新設	34.5kV、24.5km、AC150mm ²	2.5
	メレケオク変電所新設	34.5kV、10MVA、送電線 3 回線	2.3
	コクサイ～メレケオク配電線昇圧	13.8kV→34.5kV、10.5km	0.2
	新アイメリーク変電所変圧器取替	34.5kV、10MVA(1 台)→15MVA(1 台)	1.2

コロール変電所運開後はコロール州の負荷の70%程度を分担することを想定する。計画時期はアイメリーク発電所、アイメリーク～コロール送電線計画に合わせ2013年度とする。

(5) コロール州配電線網の整備

コロール変電所の新設に伴い、コロール州内の配電方法について検討した結果、図 5.2.2-1 のとおり、コロール変電所からの配電線引き出しは2フィーダーとし、1フィーダーは既設

のアイライ～コロール間の配電線に繋ぎこみ、もう 1 フィーダーは、Ngerchemai 地区の配電線に繋ぎこむこととする。

尚、コロール変電所運転開始後は、コロール州の負荷の約 70%をコロール変電所から、約 30%をマラカル発電所から供給するように、負荷の切り分けを想定する。

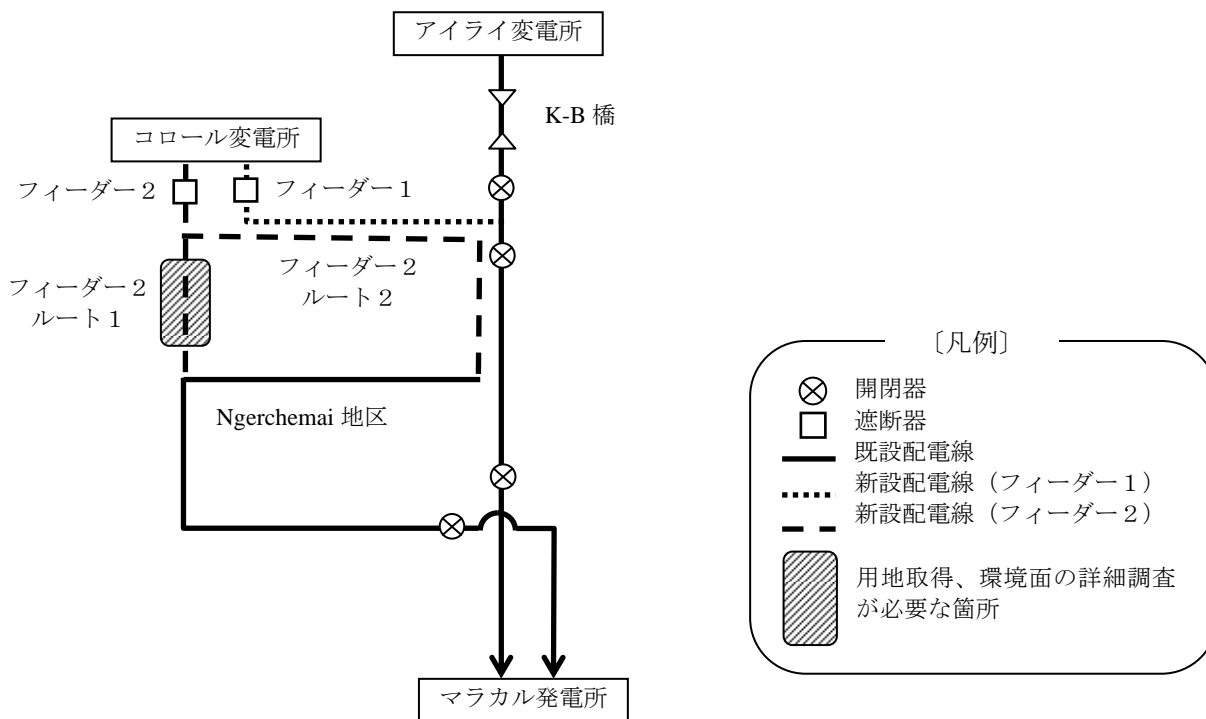


図 5.2.2-1 コロール変電所の配電線引き出し方法

(6) アイライ変電所の建替

アイライ変電所は JICA のフォローアップ支援により変圧器のオーバーホールが 2008 年に実施される予定され、その後、10 年程度の運転継続が可能ではないかと予想するが、その劣化具合を見ながら、2020 年から 2025 年頃には建替が必要になると考えられる。建替時には送電線事故による停電範囲の極小化のため、アイメリーク～アイライ送電線をπ引き込みとして遮断器を設置するとともに、メレケオク方面への送電線の引き出しを考慮した構成とする。

(7) コクサイ～メレケオク配電線の昇圧（送電線化）について

現在、首都のあるメレケオク州は重要な負荷であり、供給信頼度の確保が重要であるため、Strategic Plan においては現状の 13.8kV 配電線を 34.5kV 送電線化する提案がされている。

しかしメレケオク州の需要は 2007 年実績で 600kW 程度であり、今後の需要を高く想定しても、電力需要面からはコクサイ～メレケオク配電線の 34.5kV への昇圧化の緊急度は高くなく、PPUC の財務体質の改善のためには、投資の先延ばしが有効であることから、需要の伸びと首都周辺の開発状況を見ながら計画する方が好ましい。

新首都への別ルートでの電源確保は、アイライ～メレケオク送電線の新設とガラルド 1 変電所～メレケオク送電線の新設の 2 案が考えられるが、どちらもコンパクト道路沿いであり、建設・保守面での問題は少ないと考えられる。アイライ州の需要が伸びており、将来の変電

所新設のことを考えると、ガラルド1変電所からのルートよりも①案のアイライ～メレケオク送電線の新設が好ましい。

(8) 34.5kV 系統の電圧対策

マラカル発電所は2014年以降、負荷容量的には運転の必要はなくなり、系統構成上、系統の末端となる。この場合、マラカル発電所の34.5kV母線の電圧が低下することが予想されるため、電圧対策としてマラカル発電所、コロール変電所へ調相設備を設置する。

(9) 13.8kV 系統の電圧対策

コロール・バベルダオブ系統の負荷力率はピーク時に0.81にもなっており、これは極めて低い値で、発電機電圧の高め運転を強いる結果となっており発電機や補機類への負担が大きいうえ、送配電損失の増大の原因にもなっている。

PPUCでは、現在、この負荷力率改善のために、調相設備の設置(11箇所、4.4MVAR)を計画しているが、上述のとおり、電圧降下対策、送配電ロス対策に有効であるため、早期の実施を推奨する。

(10) 未電化地域の配電線延長

オギワール州、アイライ州の一部に電化されていない地域があるため、配電線を延長する必要がある。この配電線延長は緊急度が高く、予算規模も大きくないことから、本マスタープランの対象である2010年～2025年に関係なく、PPUCは速やかに実施することが好ましい。

(11) SCADA システムの改修および制御所新設

現SCADAシステムの不具合点の改善、記録機能の充実など、電力設備の運転に重要な機能については、早急に改修を実施すべきである。また、送配変電設備の整備が実施される2013年には制御所の設置が必要となるため、これに合わせて、SCADAシステムの更新を実施する必要がある。

(12) 34.5kV 系統および 13.8kV 系統へのリクローザ (Auto-Recloser) の設置

バベルダオブ島の6つの変電所の13.8kV側には遮断器が設置されておらず、事故遮断機能がない。また、負荷の電圧、電流等の監視ができていないため、リクローザを設置し遠方制御を可能とするとともにデータ監視機能を追加する。2010年頃を目標に整備することを推奨する。

(13) 系統解析結果

現状の電力系統および前項で検討した将来の電力系統について、系統解析を実施し、不具合点の有無について確認・検証を行った。ここで実施した系統解析は、電力系統安定度解析プログラムおよび潮流計算プログラムを使用して行った。

(14) 潮流計算結果

現状(2008年)と系統構成が変更となる前後と電源構成が変更になる時点(2012年、2013年、2014年、2019年、2024年、2025年)における潮流計算を実施し、それぞれの解析結果を基に、送変電設備が設備容量許容値以内かどうか確認し、変圧器については、表5.2.2-4のとおり各断面において許容範囲内であることを確認した。また、既設送電線はすべて

AAC150mm²を使用しており、新設送電線も AAC150mm²で計画しているが、各断面ともにその送電可能容量（23MW）を超えるルートがないことを確認した。

表 5.2.2-4 潮流計算結果と変圧器の容量の比較

変電所名	容量 (MVA)	2008 年	2012 年	2013 年	2024 年	2025 年
ガラルド2	0.75	0.07	0.08	0.09	0.11	0.11
ガラルド1	0.225	0.10	0.13	0.13	0.16	0.16
ガラスマオ	0.225	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06
アサヒ	0.3	0.12	0.15	0.15	0.18	0.18
イボバン	0.225	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05
コクサイ	5	0.73	0.92	0.94	1.13	-
ネッケン	0.225	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06
アイメリーク1	0.3	0.12	0.15	0.16	0.19	0.19
アイメリーク2	0.225	0.12	0.15	0.16	0.19	0.19
アイライ	10	7.14	8.94	2.90	3.46	9.47
マラカル	10	0.81	2.17	1.61	2.55	2.55
アイメリーク	20	7.72	12.85	-	-	-
コロール	15	-	-	9.73	11.61	11.65
メレケオク	10	-	-	-	-	1.13
新アイメリーク	35	-	-	16.05	19.74	19.81

(15) 短絡電流計算結果

系統解析の結果から算出した短絡電流が既設の各遮断器の遮断能力以内であること確認したところ、表 5.2.2-5、5.2.2-6 のとおり問題なかった。新規に計画する各遮断器についても、本解析結果をもとに、遮断器の定格遮断電流を選定する。

表 5.2.2-5 短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2008年系統）

変電所	短絡容量(MVA)		短絡電流(kA)		遮断器の定格遮断電流(kA)	
	34.5kV 側	13.8kV 側	34.5kV 側	13.8kV 側	34.5kV 側	13.8kV 側
ガラルド2	39	1	0.7	0.04	-	-
ガラルド1	45	10	0.8	0.42	-	-
ガラスマオ	53	1	0.9	0.04	-	-
アサヒ	72	5	1.2	0.21	-	-
イボバン	83	1	1.4	0.04	-	-
コクサイ	97	43	1.6	1.80	-	-
ネッケン	135	1	2.3	0.04	-	-
アイメリーク1	160	5	2.7	0.21	-	-
アイメリーク2	133	1	2.2	0.04	-	-
アイライ	133	76	2.2	3.18	12.5	18
マラカル	124	130	2.1	5.44	12.5	12.5
アイメリーク	165		2.8		12.5	

表 5.2.2-6 短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2013年以降の系統）

変電所	短絡容量(MVA)		短絡電流(kA)		遮断器の定格遮断電流(kA)	
	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側
ガラルド2	39	1	0.7	0.04	-	-
ガラルド1	45	10	0.8	0.42	-	-
ガラスマオ	54	1	0.9	0.04	-	-
アサヒ	72	5	1.2	0.21	-	-
イボバン	83	1	1.4	0.04	-	-
コクサイ	97	43	1.6	1.80	-	-
ネッケン	135	1	2.3	0.04	-	-
アイメリーク1	161	5	2.7	0.21	-	-
アイメリーク2	128	1	2.1	0.04	-	-
アイライ	135	75	2.3	3.14	12.5	18
マラカル	114	95	1.9	3.97	12.5	12.5
アイメリーク	165	244	2.8	10.21	12.5	
コロール	130		2.2			

(16) 系統安定度解析

コロール・バベルダオブ系統における定態安定度については、常時の系統で事故等の動揺が無い状態にて発電機が安定運転することが確認された。過渡安定度については変圧器の1台事故時および送電線1回線故障時の安定度を解析した結果、マラカル発電所およびアイメリーク発電所の発電機の動揺が収束していることが確認された。

(17) 電圧低下および送電損失対策

2014年以降マラカル発電所の4台の発電機は負荷容量的には常時運転する必要はないが、マラカル発電所が系統の末端になり、電圧が低下することが推測される。従って、各年度断面の電圧低下について検討を行った。負荷率は80%、90%の2ケースについて検討した。

1) 電圧低下対策

① 2014年以降はマラカル発電所の発電機を運転しない場合

力率90%の場合には、2014年にアイメリーク発電所の昇圧変圧器のタップを変更し、送り出し電圧を高めにするにより電圧調整基準をクリアできるが、力率80%の場合には、表5.2.2-7の対策が必要となる。

表 5.2.2-7 力率80%の場合に必要な電圧低下対策（マラカル発電所を運転しない場合）

年度	対策内容
2014	アイメリーク発電所の昇圧変圧器タップ変更（5%アップ）、コロール変電所およびマラカル発電所に各1MVAの電力用コンデンサの投入
2015	コロール変電所およびマラカル発電所に各0.5MVAの電力用コンデンサの増設
2017	コロール変電所およびマラカル発電所に各0.5MVAの電力用コンデンサの増設
2019	コロール変電所およびマラカル発電所に各0.5MVAの電力用コンデンサの増設
2020	コロール変電所およびマラカル発電所に各0.5MVAの電力用コンデンサの増設（ループオフを考慮した場合）
2023	コロール変電所およびマラカル発電所に各0.5MVAの電力用コンデンサの増設（ループオフを考慮した場合）

② 2014年以降もマラカル発電所の発電機を運転する場合

マラカル発電所の発電機を1台(Mitsubishi-12)運転すると、電圧はほぼ定格電圧に維持することが可能で、マラカル発電所の発電機の運転は電力品質の向上に有効である。また、マラカル発電所の発電機を運転しない場合に比べて、負荷力率の差による電圧降下の差が少ないことから、その意義は大きい。

2) 送電損失対策

送電損失は対策として電圧改善を実施した場合には、送電損失は減少する。このことから、前述の電圧低下対策は送電損失低減対策としても有効である。従って、マラカル発電所の発電機を運転した場合は、電圧の維持に役立つとともに、送電損失の低減にも大きく貢献する。マラカル発電所の発電機1台を常時運転させた場合に改善される送電損失は、2007年度の発電原価0.1904¢/kWhで費用に換算すると、年間0.5~1.0百万ドルの経費削減が可能となる。(表5.2.2-8を参照)

表 5.2.2-8 マラカル発電所の発電機を運転した場合の便益

条件	項目	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
系統力率 80%の 場合	送電損失の 改善率	2.5%	2.7%	2.9%	3.0%	3.0%	3.2%	3.3%	3.4%	3.5%	3.6%	3.6%	2.7%
	年間便益 (100万ドル)	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	0.8
系統力率 90%の 場合	送電損失の 改善率	1.4%	1.5%	1.6%	1.7%	1.6%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.9%	1.5%
	年間便益 (100万ドル)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.4

また、2013年のアイメリーク~コロール間の2ルート化により、インピーダンスが減るため、送電損失が減少するが、1ルートのままであれば、送電損失は2倍程度になることから、送電線の2ルート化も送電損失低減に有効である。2007年度の発電原価0.1904¢/kWhでその便益を計算すると、表5.2.2-9のとおり、年間0.6百万ドル程度の低減ができることになる。

表 5.2.2-9 アイメリーク~コロール間の送電線2ルート化による便益

条件	項目	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
系統力率 80%の 場合	送電損失の 改善率	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
	年間便益 (100万ドル)	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
系統力率 90%の 場合	送電損失の 改善率	1.6%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%
	年間便益 (100万ドル)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

(検討条件) 調相設備で電圧調整をした場合

上述したとおり、電圧対策の実施の有無や送電線のループのオン・オフの状況により送電損失は変化するが、いずれの場合にも、マラカル発電所を運転した場合には、運転しない場合に比べ、送電損失が約2分の1になる。

3) 提言

本検討のとおり、力率が高いほど、送電線に流れる電流が少なくなり送電損失が減少するうえ、変圧器の有効利用を図ることができる。そこで、力率の低い大口の需要家には進

相コンデンサの設置等による力率の改善を促し、力率が良い場合には料金割引のある料金制度の導入などにより力率改善のインセンティブを与える方策が必要ではないかと考える。また、PPUC では、配電線への調相設備の設置を計画しているため、設置後の負荷力率を継続的に監視しながら、送電系統への調相設備の設置計画を見直す必要がある。

5.2.3 電力開発計画検討段階の環境社会配慮

(1) マスタープラン調査の環境社会配慮の対象となる電力開発計画

本調査は 2010 年から 2025 年までの 15 年間の電力開発計画を対象とするが、以下に示す電力供給設備建設プロジェクトが「電力開発計画検討段階の環境社会配慮」の対象となる。

表 5.2.3-1 電力開発計画に含まれる発電プロジェクト

年度	プロジェクト名	概要
2013	アイメリーク発電所リプレース(Phase-1)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付 ・燃料貯蔵、供給施設の改造 (重油焚の場合) ・発電建屋 (Phase-2 の 2 台分も含む)、事務所の建設
2014	アイメリーク発電所リプレース(Phase-2)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付
2019	アイメリーク発電所リプレース(Phase-3)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付 ・発電建屋増設 (Phase-3 の 2 台分)

[備考] : 優先プロジェクト (プレ F/S 対象)

表 5.2.3-2 電力開発計画に含まれる送配電プロジェクト

年度	プロジェクト名	概要	環境社会配慮の要否
2013	マラカル発電所調相設備設置	13.8kV、3MVA	不要
2014	コロール変電所新設	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線、調相設備 3MVA	要
	アイメリーク～コロール送電線新設	34.5kV、20.7km、AC150mm ²	要
	ネッケン～ココサイ送電線新設	34.5kV、3.1km、AC150mm ²	要
	コロール州配電網整備	コロール変電所新設に伴う配電網整備	不要 (開閉器の設置及び電線の張替え)
	新アイメリーク変電所新設	34.5kV、変圧器 15MVA×1 台新設、既設変圧器 2 台移設、送電線 3 回線	アイメリーク発電所リプレースと同じ敷地に建設するため、発電所側に含める。
	制御所新設及び北部送電システムの整備	SCADA の手直し、パソコン、モタ他リコーサ [®] 設置 : 34.5kV、3 箇所	不要 (軽微な作業のため)
2020	アイライ変電所建替 (各機器の劣化状況に応じて実施)	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線	不要 (既設変電所敷地内での立替)
2021			
2022			
2023			
2024			
2025	アイライ～メレケオク送電線新設	34.5kV、24.5km、AC150mm ²	要
	メレケオク変電所新設	34.5kV、10MVA、送電線 3 回線	不可 (用地未定)
	ココサイ～メレケオク配電線昇圧	13.8kV→34.5kV、10.5km	不要 (既設流用)
	新アイメリーク変電所変圧器取替	34.5kV、10MVA (1 台)→15MVA (1 台)	不要 (既設更新)

[備考] : 優先プロジェクト (プレ F/S 対象)

なお、本調査の長期的課題である「再生可能エネルギーの導入計画」についてもそのポテンシャルを検討した水力発電、風力発電、太陽光発電について、環境社会配慮を実施する。

(2) マスタープラン調査に対する初期環境影響評価 (IEE)

1) 調査対象地域の状況

① パラオ国の自然保護区域及び歴史・文化遺産

「パ」国では、海洋保護区域、マングローブ保護区域等、合計 21 箇所の自然保護区域が指定されている。中でも Lake Ngardok Nature Reserve は、ラムサール条約における重要湿地に指定されている (2002 年)。また、バベルダオブ島北部の石碑群、第二次世界大戦中の遺留品等、歴史・文化遺産が多数存在している。

2) 影響評価

電力開発計画に含まれる可能性のある、電力設備建設プロジェクトに係る、一般的な影響の評価を以下に示す。

表 5.2.3-3 電力設備建設プロジェクトの影響評価

環境要素	水力発電			風力 発電	太陽光 発電	ディーゼル 発電	送配電線		変電所
	ダム式	流込式	マイクロ				架空	海底	
社会環境	住民移転・強制移住	A	B	C	B	C	B	C	C
	地域経済・雇用・生計・その他	A	B	C	C	C	B	B	C
	土地使用・現地資源利用	A	B	B	B	B	B	C	B
	社会制度：社会構造基盤 議決機関制度	C	C	C	C	C	C	C	C
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	C	C	C	B	C
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	C	C	C	C	C
	利害の誤伝達	C	C	C	C	C	C	C	C
	文化遺産	B	C	C	C	C	C	C	C
	現地利害対立	C	C	C	C	C	C	C	C
	水利権、共有	A	B	B	C	C	C	C	C
	公衆衛生	C	C	C	C	C	C	C	C
自然環境	感染症・伝染病	C	C	C	C	C	C	C	C
	地形・地理学上の特徴	A	B	C	C	C	C	C	C
	土壌浸食	B	C	C	C	C	C	C	C
	地下水	C	C	C	C	C	C	C	C
	水文地質学上の状況	A	B	C	C	C	C	C	C
	沿岸地帯	C	C	C	C	C	C	B	C
	植物・動物・生物多様性	A	B	C	B	C	B	B	A
	気象	C	C	C	C	C	C	C	C
	景観	A	B	C	B	B	B	B	C
	地球温暖化	C	C	C	C	C	B	C	C
公害	大気汚染	C	C	C	C	C	B	C	B
	水質汚染	A	B	C	C	C	B	C	C
	土壌汚染	C	C	C	C	C	C	C	C
	廃棄物	B	B	C	C	B	B	C	C
	騒音・振動	B	B	C	B	C	B	C	C
	地盤沈下	C	C	C	C	C	C	C	C
	悪臭	C	C	C	C	C	C	C	C
	水底沈殿物	A	B	C	C	C	C	C	B
	事故	A	B	C	C	C	C	B	C

凡例 A：重大な影響が予想される。B：ある程度の影響が予想される。C：影響が最小限又はほとんど無い。

(3) プロジェクト実施段階での影響回避・緩和策及び留意事項

1) 水力発電

「パ」国の降雨量は年間約 3,800mm 程度と多いが、最も高い Ngerchelchuus 山の山頂でも標高は 242 m であり、流込み式水力発電で十分な出力を得ることは困難である。このため、ダム式又はマイクロ水力が水力発電として実現可能性の有る発電方式と考えられる。

ダム式水力では、自然保護区域や歴史・文化遺産の所在地を避けるとともに、大規模な住民移転が発生しないよう、建設地点を選定する上で配慮する必要がある。また、フルスケールの環境影響評価、河川流量測定を実施し、生態系や河川流域への影響を最小限とするよう、建設計画・施工計画に配慮する必要がある。

2) 風力発電

現時点で入手可能な風速データから判断する限り、「パ」国は風力発電に関して高いポテンシャルを有しているとは言えない。今後、風力発電の可能性を検討するため風況測定、地点選定を実施する場合には、飛来する鳥類への影響、風車の騒音、景観に配慮する必要がある。

3) 太陽光発電

太陽光発電は一般的に環境負荷が小さいとされている。系統連系方式を採用し、バッテリーが不要となる場合は問題ないが、バッテリーを設置する場合には定期的な交換が必要となるため、使用済みバッテリーの廃棄処分方法を確立しておく必要がある。

4) ディーゼル発電

ディーゼル発電では、排気ガス中に含まれる窒素酸化物、硫黄酸化物による大気汚染、騒音による影響が懸念される。低 NOx 型ディーゼルエンジンの採用、煙突の高層化による大気汚染物質着地濃度の低減、発電建屋の障壁効果による周辺民家への到達音の低減等の対策を実施する必要がある。

5) 送配電線

架空線の場合、土地利用形態への影響、動植物への影響、施工中の道路交通への影響が懸念される。送配電ルートを選定に当たっては、自然保護区域や歴史・文化遺産の所在地を避けるとともに、非自発的住民移転が発生しないよう留意する必要がある。また施工中は迂回ルート、標識の明示、交通整理を確実にを行うなど、道路交通への影響を低減する対策が必要である。

6) 変電所

変電所用地の取得に伴う土地利用形態の変化、変電所への一般人の立ち入りによる感電事故等が想定される。「パ」国では、送配電設備の建設用地は土地所有者から無償で提供されることが一般的であるため、土地取得に際して特段の問題はないと思われる。変電所の周囲には一般人の立ち入りを防止するフェンスを設置し、入口を施錠することにより感電事故を防止する。

5.3 再生可能エネルギーを含む電力供給オプションの検討

5.3.1 「パ」国の再生可能エネルギーの現状と評価

(1) 太陽光発電

「パ」国は年間通じ日射量が多く太陽光発電のポテンシャルは高い。日本の海洋研究開発機構（JAMSTEC）が2003年から Aimeliik で計測したデータによれば、年平均日射量は 4.51kWh/m²/day である。また、NASA の計測データでは年平均日射量 5.01 kWh/m²/day となっている。

本調査では PPUC の電力系統に連結するいわゆる系統連系方式を採用し、日射量の強い時間帯に太陽電池で発電した電力を系統側に接続することにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO₂ 排出量を削減させることを検討する。

一般に太陽光発電は太陽光電池設置のために、広大な開けた土地が必要であるが、「パ」の森林被覆率は 87% であり、太陽電池設置に適した広大な平坦地は多くない。森林を伐採して太陽電池を設置することも無意味であるので、本調査では太陽光電池をコロール市内の「パ」国政府所掌の政府関係庁舎、大学、高校、小学校の校舎、体育館、病院などの大きな建物の屋根上に設置することで、検討を進める。

一方、今後もディーゼル燃料の高騰が続くことが予想されるので、今から将来を見越して容量 100~200kWp の太陽光発電設備をコロール市内に設置し、節電と CO₂ 削減をパラオ国民への啓蒙することは効果的であるといえる。

(2) 水力発電

パラオの降雨量は、雨季の7月の月間雨量は 520mm、乾季の2月の月間雨量は 100mm、年間総雨量は 3,520mm に達し、多くの小さな河川が数多くあることから小水力発電のポテンシャルは高いと思われる。しかし、水力発電には長期間の亘る流量調査が必要となる上、環境社会配慮の面で解決すべき課題もおおいことから、現時点の候補地としては、ADB の支援により計画されている上水道の貯水池のオーバーフロー水を利用する発電計画を立案する。

コロール市、アイライ州の上水道は現在バベルダオブ島南部アイライ州の Ngerimal を水源地として給水しているが、乾季には水源地が干上がり深刻な水不足になることがある。そこで、「パ」国政府は ADB ファンドにより新上水道設備をバベルダオブ島に建設を立案し、2011 年運用開始を目指している。この ADB ファンドの上水道水源池のオーバーフロー水を活用することで後述するとおり最大容量 200kW の水力発電が可能と考えられる。

(3) 太陽熱利用

「パ」国には太陽熱温水器の利用統計がなく普及状況は明確ではないが、実際コロール市内でも台湾系ホテル 1 軒を除き屋根上の太陽熱温水器は余り見かけず、太陽熱温水器の普及は遅れている。

一方、現在「パ」国政府が策定中の「Energy Efficiency Action Plan」の中で、エネルギー消費節減プログラムのひとつに、太陽熱温水器導入促進のための基金が設立され、新築住宅建設時のローン借り入れ時に、太陽熱温水器設置がローン契約の条件になってきている。また近年は、中国製の安い太陽熱温水器が出まわるようになり、今後普及が進むことが期待できる。

太陽熱温水器は、簡便で比較的安価で、電力需要家の電気代を確実に節減できる。ディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO₂ 排出量を削減させるものであるから、再生エ

エネルギー導入の有望な手段であり、引き続き「パ」国政府が普及促進を行うのが望ましい。

(4) 風力発電

「パ」国で現在入手できる風況データは多くはないが、一年を通じて風速は平均して 1m/sec～6m/sec 程度である。NEDO の風力発電導入ガイドブックによれば、風力発電は年間平均風速 5～6m/sec 以上を対象にしておき、このことから「パ」国は風力発電には適しているとは言えない。「パ」国政府の Energy Office は 2008 年中に EU 支援により Data Collecting Tower (風況調査塔)を 2～3 箇所設置し、2008 年末から風況調査を実施する予定であるが、まだ計測のサイトは具体的に決められていない。風力発電の成否は安定した風が吹くことが絶対条件であることから、「パ」国が風況調査を実施し、良好な設置場所が特定されれば、その時点で風力発電設備の設置を検討することを提言したい。

(5) その他の再生可能エネルギー(バイオマス発電、海洋温度差発電)

「パ」国で実施が考えられるバイオマス利用は、廃棄物燃焼発電である。しかし「パ」国は総人口がわずか 2 万人足らず年間の観光客 9 万人を加えても 11 万人程度であり、発電燃料となる廃棄物の量が余りに少なく、安定的に供給される見込みもないことから 2025 年までに廃棄物燃焼発電の実現は見込みがないと判断できる。

海洋温度差発電はアメリカ、インドなども実験を続けてきているが、出力に比較し設備が大型で高価であることなどの理由でいまだに実用化されておらず、長期間の系統連系による発電実績もない。また環境面でも長期間にわたる深海水の汲み上げが、生態系に影響することも懸念されている。このような状況から 2025 年までに「パ」国で実用化される見込みは無いと判断される。

5.3.2 再生可能エネルギー導入の効果

(1) 太陽光発電

1) 容量の検討

太陽電池をコロール市内に数多く建てられた「パ」国政府所掌の庁舎、大学、高校、小学校の校舎、体育館、病院などの大きな建物全ての屋根上に設置した場合、合計容量で最大 3,000kWp の太陽電池を設置することが可能であるとの結果を得た。

2) 太陽光発電の発電量、設備利用効率、ディーゼル燃料節減、設備費償還の計算

ここでは標準的な容量 100kWp の太陽光電池を設置し PPUC 系統と系統連系するものとして、太陽電池の年間発電量、設備利用効率、CO₂ 排出抑制、ディーゼル発電燃料消費の削減量、ディーゼル発電燃料コストの削減を計算その結果を表 5.3.2-2 に示す。

表 5.3.2-1 太陽光発電設備の計算結果

項目	計算結果	単位
太陽光発電設備容量	100	kWp
太陽光発電設備費	1,612,158	\$
太陽電池年間発電量	115,230	kWh/year
太陽電池年間設備利用効率	13.1	%
CO ₂ 排出抑制量	21.7	ton -C/year
CO ₂ 抑制効果の森林面積換算	22.3	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	31.7	kℓ/year

(2) 水力発電

1) 水力発電設備設置の方法

水力発電については前項で示したとおり、現在 ADB ファンドで計画されているバベルダオブ島の新上水道計画の貯水池のオーバーフロー水を利用する容量 200 kW の水力発電設備を設置し、PPUC の電力系統に系統連系することを提案したい。

2) 水力発電の発電量、設備利用効率、ディーゼル燃料節減、設備費償還の計算

水力発電の水源に、上水道水の貯水池のオーバーフロー水を利用することとした場合の水源流入水量、オーバーフロー水量、発電機平均出力、発電機最大出力、発電機最小出力、年間発電量、ディーゼル発電燃料消費量の削減、平均設備利用効率、CO₂ 排出抑制を計算し、その結果を表 5.3.2-3 に示す。

表 5.3.2-3 水力発電設備の計算結果

項目	計算結果	単位
水力発電設備容量	200	kW
水力発電設備費	5,000,000	\$
発電機平均出力	84.5	kW
発電機最大出力	170.5	kW
発電機最小出力	17.3	kW
水力発電年間発電量	748,980	kWh
平均設備利用効率	42.3	%
CO ₂ 排出抑制量	141.1	ton -C/year
CO ₂ 抑制効果の森林面積換算	145.0	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	206.0	kℓ/year

(3) 太陽熱利用

1) 太陽熱利用の方法

「パ」国には年間約 9 万人の観光客が訪れる観光地である。観光客は多量の風呂水、シャワー水を消費するが、パラオのホテルでは一般に給湯には電気温水器を使用している。また一般家庭にも電気温水器が普及しており、電力需要の 20% が電気温水器の需要となっている。従って、観光客の宿泊するホテルや一般家庭の給湯設備を電気温水器から太陽熱温水器に切り替えることにより、電力需要家側の電気料金を節約しながら、電力の消費量節減を図るこ

とを強く提案したい。

2) 太陽熱温水器導入による電力消費量節減、電気料金の節減の試算

観光客が宿泊するホテルに太陽熱温水器を設置するとして、温水使用量、電力消費節減、電気代の節減、太陽熱温水器設備償還年数、CO₂ 排出抑制、ディーゼル発電燃料消費量の削減を試算した結果を表 5.3.2-4 に示す。

表 5.3.2-4 太陽熱温水器設備の計算結果

項目	計算結果	単位
太陽熱温水器設備容量(平均)	300	ℓ/基
必要数(パラオ国全体)	567	基数
太陽熱温水器設置費用	2,268,000	\$
太陽熱温水器による電力消費節減量(年間)	676,893	kWh/year
電力需要家の電気代の節減	182,800	\$/year
設備償還年数 (電気代節減による)	12.4	年
CO ₂ 排出抑制量	127.5	ton -C/year
CO ₂ 抑制効果の森林面積換算	131.0	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	186.1	kℓ/year

(4) 再生可能エネルギー導入促進に係わる課題と提言

1) 太陽光発電

① 課題

- 太陽光発電設備は出力に比較し高価である。「パ」国政府は太陽光発電設備の啓蒙・普及を図るため、まず 100~200 kWp の太陽光発電設備を導入する場合でも、1.5~3.0M\$の資金調達が必要である。
- 当面コロールの政府系庁舎屋根上に太陽電池を設置することを提案しているが、太陽電池の設置場所を確保することが太陽光発電導入の大きな課題である。
- 太陽光発電と系統連携する PPUC 側のディーゼル発電の発電容量が小さく、出力が絶えず変動する太陽光発電の影響を受けやすい。従って PPUC は系統電圧の上昇を常に監視し、必要に応じて出力を抑制する必要がある。
- 太陽光発電設備の導入には運用維持管理のため、PPUC の発電、送配電部門の管理者、技術者、保守要員の技術力強化および交換部品購入等の予算措置が必要である。

② 提案

- 太陽光発電を導入するための資金調達は「パ」国政府が再生可能エネルギー導入の長期計画に基づき自身で準備することが原則であるが、国際的な支援を要請することもひとつの解決手段となる。たとえば ADB, USAID, AUSAID, UNDF, GEF, JICA 等に支援を要請することもひとつようである。
- 太陽電池設置場所として、コロール市内の政府系庁舎、学校などの屋根上に設置することを提案した。「パ」国政府として今後太陽光発電導入を実現するために、さらに

調査を進め、太陽電池設置場所を確保するよう提案する。

- 太陽光発電を CO₂ 排出削減の努力を表すものとして「パ」国の国民の啓蒙に活用する。そのために 100～200kWhp クラスの太陽光発電設備をコロール市内の中心部、たとえば Palau Community College あるいは Palau High School の屋根上に設置し、節電と CO₂ 削減をパラオ国民へアピールすることを提案したい。
- 太陽電池導入にあたり PPUC 電力全体の品質低下をきたすことが無いよう、PPUC 側の既設の発電、送配電設備、配電網の実情を把握し、系統連携、系統保護を慎重に検討して十分に準備することが必要である。
- EU 支援の 100kWp の太陽光発電設備の導入にあわせ、5 名の運用管理要員が教育訓練を受講することになっているが、今後の太陽光発電の導入を考慮して、電気系大学卒業生を採用すること、専門技術者として養成するための海外研修を受講させるなど、計画的積極的な人材養成が必要である。

2) 水力発電

① 課題

- 「パ」国のバベルダオブ島は水力発電のポテンシャルは高いが、土地所有権問題、環境、自然保護問題、多額の資金調達等が解決すべき問題が多い。
- バベルダオブ島に ADB ファンドによる新上水道の水源地建設が計画されているが、ダムの上オーバーフロー水を利用して発電を行う場合、特段の環境影響は想定されない。
- PPUC には水力発電の経験はない。また系統連携に関する電気技術知識と運用維持管理技術者がいない。

② 提案

- 現在計画が進められている ADB ファンドによる新上水道の水源地建設の上オーバーフロー水を水力発電に活用することを具体的に検討するよう提案する。
- 水力発電導入にあたり PPUC 電力全体の品質低下をきたすことが無いよう、PPUC 側の既設の発電、送配電設備、配電網の実情を把握し、系統連携、系統保護を慎重に検討して十分に準備することが必要である。
- 水量の季節変動に合わせ水車の出力調整を行い、系統連携するため、技術的判断の出来るエンジニアを確保しておく必要がある。

3) 太陽熱温水器

① 課題

- 「パ」国にはすでに電気温水器が普及している。需要家は改めて購入してまで太陽熱温水器に切り替える可能性は少ない。
- 電気温水器は確かに便利でありパラオの住民が長年使いなれた電気温水器から太陽熱温水器に切り替える気持ちになるか予想できない。

- － 太陽熱温水器は夜と雨天時は加温することは出来ない。利用者の満足が得られない恐れがある。

② 提案

- － 「パ」国政府が太陽熱温水器の電気代節約効果を積極的に啓蒙することを提案する。
- － 銀行の太陽熱温水器設置を条件とする住宅ローンや、Energy Efficiency Action Plan に示された太陽熱温水器普及促進基金設置などの「パ」国政府の普及促進制度をさらに拡充することを提案する。

(5) 再生可能エネルギー導入に関わる組織と機能

1) 課題

「パ」国の電力・エネルギー政策は MRD 公共事業局 の Energy Office が担当・推進をおこなっているが、Energy Office は計 2 名の弱小組織であるため、日常は諸連絡会議出席、情報収集、事務処理に追われ、本来のエネルギー政策、再生可能エネルギー導入計画、省エネルギー計画などの策定作業に手をつけることができない。

2) 提案

今後「パ」国は長期的エネルギー政策、再生可能エネルギー導入計画、省エネルギー計画の策定と、実行、各部局の調整業務が必須の課題となってくるため、早急に Energy Office の組織と技術力強化が必要であると言える。

6. プレフィジビリティスタディ

6. プレフィジビリティスタディ

6.1 発電、送配電に係る優先プロジェクトの予備設計

6.1.1 発電プロジェクトの予備設計

(1) 新設発電所の発電機単機容量及び台数の検討

1) 前提条件

新アイメリーク発電所が、「パ」国の電力需要を賄う主要発電所になると想定し、電力需要予測に基づき最適な発電機単機容量、台数を検討する。ディーゼル発電機の単機容量については、一般的に島嶼国の電力系統においては系統容量の 1/3～1/4 とすることが望ましいとされている。2025 年の「パ」国の発電端最大需要電力が 24.76 MW であることと、国際的なディーゼル発電機市場で広く流通している単機容量の双方を勘案し、検討対象とする単機容量として 4.2 MW、5.0 MW、6.0 MW、8.0 MW を選定する。

単機容量と台数の組み合わせは、以下の通り設定する。2025 年の発電端最大需要電力 (24.76 MW) から、マラカル発電所 (可能出力 2.94 MW)、台湾援助のアイメリーク 5 MW クラス (可能出力 4.64 MW) の発電可能出力を差し引いた 17.18 MW を新アイメリーク発電所で賄うものとし、更に 2 台分の予備力を確保するものとする。検討対象とする発電機単機容量と台数の組み合わせを以下に示す。

表 6.1.1-1 検討対象とする発電機単機容量と台数の組み合わせ

単機容量	需給バランス上の必要台数	2 台分の予備力を含む台数 (検討対象)
4.2 MW	4.2 MW × 5 台 = 21 MW	4.2 MW × 7 台 = 29.4 MW
5.0 MW	5.0 MW × 4 台 = 20 MW	5.0 MW × 6 台 = 30 MW
6.0 MW	6.0 MW × 3 台 = 18 MW	6.0 MW × 5 台 = 30 MW
8.0 MW	8.0 MW × 3 台 = 24 MW	8.0 MW × 5 台 = 40 MW

2) 評価項目の概要

① 初期投資

一般的に発電機の単機容量が大きくなれば、スケールメリットにより単位発電容量 (kW) 当りの建設コストは低下する傾向にある。合計発電容量が同じである場合、設備台数が少ない方が据付費用は安価となる。

② 安定供給容量 (Firm Capacity)

電力系統において、最大容量の発電機が 2 台停止した場合の供給可能容量のことを安定供給容量 (Firm Capacity) と呼び、供給安定性の指標とする。「需給バランス上の必要台数」は、供給予備力の 2 台分を除いた供給力を示しており、安定供給容量と同じ数値を意味する。

③ メンテナンスコスト

発電機容量が同クラスの場合、設備台数が増加すれば総合的なメンテナンスコストが増加し、単機容量が大きくなれば 1 台当りのメンテナンスコストが増加する。

④ 燃料効率

ディーゼルエンジンは、100% 負荷で運転される時に最も効率が高くなるように設計され

ており、エンジンの負荷率が低下すれば燃料効率も徐々に低下する。2025年の発電端最大需要電力が24.76 MW、夜間の最低電力を12.1 MWとし、この範囲で発電機が運転される場合のディーゼル発電機の負荷率を燃料効率の指標として評価する。

⑤ 総発電出力

単機容量×台数の総発電出力を評価する。

3) 単機容量、台数の評価

上述の評価項目に従い、各項目に0～4点の点数付けを行い、総合的な評価を行った。評価結果を表6.1.1-2に示す。評価の結果では、単機容量5 MWのディーゼル発電機を6台設置することが最も望ましい。

表 6.1.1-2 発電機単機容量と台数の評価

ケース	初期投資	安定供給容量 (Firm Capacity)	メンテナンスコスト	燃料効率	総発電出力	合計
4.2 MW×7台 (29.4 MW)	2	3	1	4	1	11
5.0 MW×6台 (30 MW)	3	2	3	4	2	14
6.0 MW×5台 (30 MW)	4	1	4	1	2	12
8.0 MW×5台 (40 MW)	0(過大)	4	2	1	4	11

【備考】 0～4の得点は、高いほど優れていることを示す。

新アイメリーク発電所は「パ」国のベースロードを担う発電所となることから、ディーゼルエンジンの型式としては、長時間連続運転が可能な中速回転機（回転数750rpm以下）とする。

5MWクラスのディーゼルエンジン発電機は、日本においてダイツ工業、三菱重工業、新潟原動機の3社が製作しており、欧米でもワルチラ社（フィンランド国）、Man社（ドイツ国）、MAC・CAT（本社は米国）等少なくとも3社以上が製作している。従って入札時における競争性は十分に確保できる。

(2) 本計画の概略仕様

本計画の概略仕様（C重油エンジンを採用した時）を表6.1.1-3新設アイメリーク発電所概略仕様 に示す。

表 6.1.1-3 新設アイメリーク発電所概略仕様

工事区分	工事調達種別	主要工事・設備
1 施設建設工事	1. 土木工事	アクセス道路： 約6m幅 x 200m 用地造成： 約100m x 100m 外構工事： 構内道路、給排水設備等 屋外機械基礎： ラジエータ、給水タンクその他 燃料荷卸棧橋： 6,000トンのタンカーの接岸
	2. 建築工事	発電建屋建設： 鉄骨造2階建て、床面積1F 2,176 m ² , 2F 1,156 m ² , 合計 3,332 m ² 付帯設備： 照明、換気、天井クレーン他 補機類上屋： 焼却炉他

工事区分	工事調達種別	主要工事・設備
機材調達及び据付	エンジン機関	運転定格 : 連続 (ベースロード、8,000 時間/年) 定格出力 : 発電端 5,000kW 以上 回転数 : 720rpm 以下 (中速機) エンジン形式 : 4 ストローク、圧縮点火、前後運動内燃機関、過給器付き、水冷 V タイプ機関 燃料油 : 通常 C 重油、起動・停止時ディーゼル油焚き 冷却方式 : ラジエター 始動方式 : 圧縮空気 (30Mpa) 潤滑油 : 現地調達 廃油処理施設 : 環境に配慮した適正な設備 据付方式 : 共通台板、防振構造
	交流発電機	運転定格 : 連続 (ベースロード、8,000 時間/年) 定格出力 : 6,250kVA (5,000kW) 以上 定格電力 : 13.8kV, 60Hz, 3 相 3 線 力率 : 0.8 (遅れ) 巻線接続方式 : Y 接続、中性点引出し 絶縁階級 : F クラス (JIS) 及び同等品
	機械設備	燃料供給設備 : DFO サービスタンク HFO バッファータンク HFO サービスタンク HFO 清浄機 FO 供給設備 ヒートトレース 潤滑油設備 : LO プライミングポンプ LO クーラー LO 清浄機 LO 供給設備 冷却水設 : 水タンク 軟水装置 HT 膨張タンク LT 膨張タンク 1 次冷却水ポンプ 2 次冷却水ポンプ 圧縮空気設備 : コンプレッサー 空気槽 制御システム 給・排気設備 : 給気フィルター 給気消音機 給気クーラー 排気消音機 排気煙突 ダクト、伸縮継手 廃油処理施設 : 油水分離タンク 油水分離装置 廃油タンク 廃油焼却炉 ブラック始動 : 非常用発電機 150kW、付帯設備

工事区分	工事調達種別	主要工事・設備
	電気設備	機関制御盤 : 機側盤 発電機制御 : デスク操作タイプ、 発電機遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 変圧器断路機盤 : 13.8kV, DC 母線遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 送電遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 中性点接地盤 : 13.8kV 保護継電器盤 : 13.8kV MCC : 400V、3相4線 直流電源盤 : バッテリー、充電器 低压分電盤 : L-1、M-1
	C 重油荷役設備	パイプライン : 棧橋～タンクヤード、ヒートトレース 保温工事 タンク燃料転換改造工事 : サクションヒーター、 保温工事

(3) 新設発電所の敷地策定

本計画による新設発電所（変電所も含む）用地は、既設の燃料貯蔵設備、燃料荷卸設備、送配電網等の再利用を考慮すると図 6.1.1-1 発電所予定地案に示す3案（A案、B案、C案）が想定され、表 6.1.1-4 プロジェクト用地評価からアイメリークの新発電所用地としてはC案が最適であると評価できる。



出典：JICA 調査団

図 6.1.1-1 発電所予定地案

表 6.1.1-4 プロジェクト用地評価

条件	A 案 (タンクヤード北側、約 100mx100m)	B 案 (A 案の北側、約 100mx100m)	C 案 (タンクヤード西側、約 100mx100m)
植物状況	森林 (伐採は環境問題を発生する)	森林、草地 (A 案より伐採面積は少ないが環境問題は残る)	草地 (A,B 案のような森林の伐採は無い)
地形状況	谷や丘があり造成 (切土・盛土) が必要。盛土への発電機の据付は適さない。	A 案ほどではないが谷や丘があり造成 (切土・盛土) が必要。盛土への発電機の据付は適さない。勾配は A 案より急勾配であり造成費高い。	小高い丘があるが造成は切土のみで済みそう。造成費は最も少ない
アクセス道路	既設道路隣接しているため道路距離は短い、高低差が 3m あるので、造成要	同左	既設道路を改修約 200m 道路建設が必要
騒音・振動	近隣民家から 250m、既設発電所より近く近隣の住宅へ影響が増える	近隣民家から 200m と最も近く騒音が懸念される。	近隣民家から 400m と最も離れており、現状より改善される方向
新旧発電所間距離	300m (遮断機盤距離) 接続ケーブル距離:中	350m (遮断機盤距離) 接続ケーブル距離:短	400m (遮断機盤距離) 接続ケーブル距離:長い
総合評価	△	×	◎

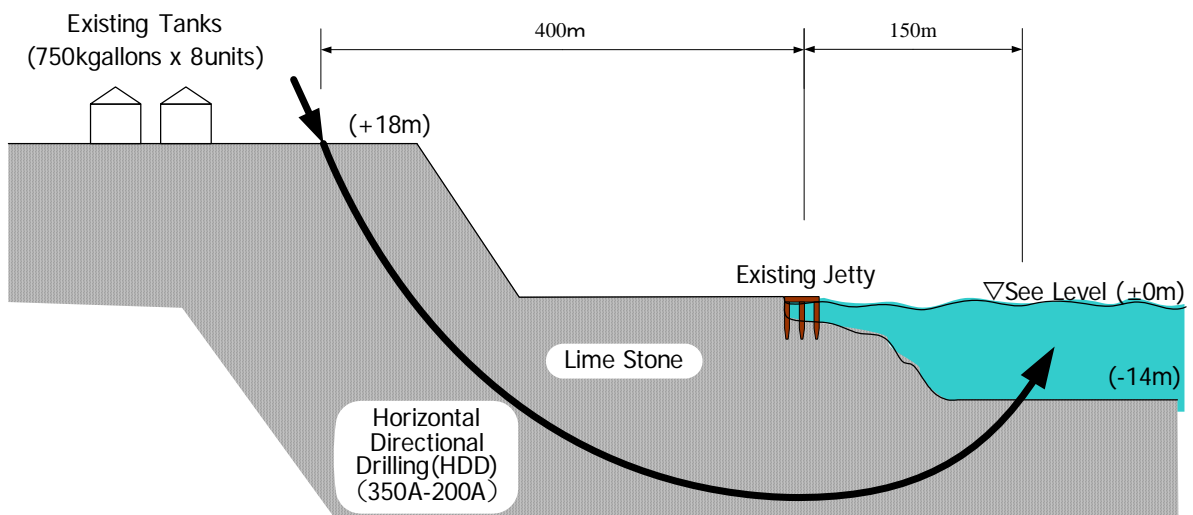
出典：JICA 調査団

(4) 燃料油荷役設備の策定

既設アイメリーク発電所の燃料油荷役設備はディーゼル油荷役設備である。タンカーは 7,850 トンクラスであり、既設栈橋から 50m 程沖に係留し、栈橋のドラムに収納している耐圧ホースにてタンカーから荷役している。栈橋から既設タンクまでは既設パイプラインにて接続されている。

重油焚きエンジン発電機を導入する場合、重油は粘度が高く移送には油温を 60℃ 以上に保持しなければならない。従って、既設荷役設備を転用することはできず、重油専用の荷役設備を新設する必要がある。

重油荷役設備は受け入れ配管の敷設方法等を検討した弧状推進工法が環境社会配慮上、景観上、価格上から選定された。弧状推進工法の概略を 図 6.1.1-2 に示す。



出典：JICA 調査団

図 6.1.1-2 弧状推進工法

(5) 全体施工計画

5.2.1 発電所建設計画の検討の表 5.2.1-2 から発電設備の導入時期及び工事完成時期から、表 6.1.1-5 実施工程表を策定した。PPUC は 2012 年度の電力需要バランスが悪くなっているため、資金調達等の下準備を前もって実施し、早く着工できるように努力する必要がある。

表 6.1.1-5 実施工程表（アイメリーク発電所新設工事）

項目	年											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016	2017	2018	2019
1 資金調達												
2 コンサルタント選定												
3 実施設計												
1期工事												
2期工事												
3期工事												
4 入札業務												
1期工事												
2期工事												
3期工事												
5 施工監理												
1期工事												
2期工事												
3期工事												
6 施設建設工事												
1期工事												
3期工事												
7 機材調達据付												
1期工事												
2期工事												
3期工事												

出典：JICA 調査団

(6) 発電所建設費

概算事業費を C 重油焚き発電機場合、ディーゼル焚き発電機の場合の 2 条件の概算事業費を算出し、表 6.1.1-6 概算事業費に示す。

表 6.1.1-6 概算事業費（アイメリーク発電所新設工事）

項目	unit: million US\$									
	重油焚きエンジンの場合					ディーゼル油焚きエンジンの場合				
	1期	2期	1期+2期	3期	全期	1期	2期	1期+2期	3期	全期
1 土地収用費	0.24	0.00	0.24	0.00	0.24	0.24	0.00	0.24	0.00	0.24
2 施設建設費	8.22	0.00	8.22	1.56	9.78	5.22	0.00	5.22	1.56	6.78
3 機材調達据付費	12.60	10.00	22.60	10.00	32.60	10.40	9.60	20.00	9.60	29.60
4 コンサルタント費	2.11	1.00	3.11	1.16	4.27	1.59	0.96	2.55	1.12	3.67
5 管理費(PPUC)	0.23	0.11	0.34	0.13	0.47	0.17	0.11	0.28	0.12	0.40
6 予備費	2.33	1.11	3.44	1.28	4.72	1.76	1.06	2.82	1.24	4.06
合計	25.73	12.22	37.95	14.13	52.08	19.38	11.73	31.11	13.64	44.75
円換算(億円)			41.75		57.29			34.22		49.23

出典：JICA 調査団

6.1.2 送配電プロジェクトの予備設計

6.1.2.1 アイメリーク発電所～コロール島Tドック間の海底ケーブル送電線と代替案

短期的課題としてあげられている、アイメリーク発電所からコロール島 T ドックまでの海底ケーブルの設置と、既存の送電線を増強する代替案について予備設計を実施し、以下の 3 案について比較検討した。

- ・ A 案 海底ケーブルの設置
- ・ B 案 既存送電線の増強（ネッケン変電所からコンパクト道路まで新設）
- ・ C 案 既存送電線の増強（ネッケン変電所からコクサイ変電所まで新設、ネッケン変電所からコンパクト道路までは既存設備を流用）

(1) 海底ケーブルの設置と既存の送電線を増強する代替案の比較

上記 3 案の比較した結果、C 案を採用することとした。3 案の比較を表 6.1.2-1 に示す。

表 6.1.2-1 計画案の比較

案	A	B	C
設備構成	海底ケーブル 11.6km	架空部 23.2km 橋梁部 0.6km	架空部 21.8km 橋梁部 0.6km
施工性	布設台船を使用した大規模な工事となるが、施工上の制約がなければ特に問題ない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既設線を流用する箇所は区間毎の施工となる。 ・ KB 橋から変電所間で既設柱の改造もしくは建て替えが必要。 ・ ネッケンからコンパクト道路までは、既に道路沿いに 2 線路が設置されているため、スペースの確保が難しい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左 ・ 同左 ・ ネッケンからコンパクト道路までは現設備の流用となるため施工の必要がない。
工事期間 (現地工事に必要な期間)	3ヶ月	9ヶ月	8ヶ月
信頼度	ケーブルには錨等に対する防護対策を実施するため問題ない。	ケーブル部は、橋梁の開口部の管理を確実に行えば特に問題ない。架空部については、現設備と同様である。	同左。今回休止となるコンパクト道路沿いの設備を使用すれば、事故発生時に早く停電解消できる場合がある。
環境に対する影響	サンゴ類が確認されており、影響が懸念される。	道路脇にマングローブがある箇所については、ルート選定時に配慮する必要がある。	同左
維持管理	日常の管理は不要であるが、事故が発生した場合は長期停電となる。	現設備と同じ。ケーブルは橋の中にあるため、外傷は受けにくい。	同左
概算事業費 (百万ドル)	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 10.94 コンサルタント費 1.09 管理費 (PPUC) 0.12 予備費 1.22 計 13.37	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 2.51 コンサルタント費 0.25 管理費 (PPUC) 0.03 予備費 0.28 計 3.07	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 2.45 コンサルタント費 0.25 管理費 (PPUC) 0.03 予備費 0.27 計 3.00
送電損失	B、C 案に比べ 0.4～0.5%削減することができる。	A 案に比べ 0.4～0.5%増となる。	同左
総合評価	事業費、送電損失のトータルコストが格段に高く、海洋生物に対する影響も懸念されることから、採用しないこととする。	事業費額、送電損失のトータルコストは小さいが、施工に対して問題が発生する可能性があり、採用しないこととする。	施工性において詳細検討をする必要はあるが、事業費、送電損失のトータルコストで有利であるため、この案を採用することとする。

(2) 実施工程

選定された C 案の場合、実施工程は表 6.1.2-2 のとおりとなる。

表 6.1.2-2 実施工程表 (34.5kV アイメリーク発電所～コロール変電所送電線新設工事)

項目		年度	2009	2010	2011	2012	2013
1	資金調達						
2	コンサルタント選定						
3	実施設計						
4	施工監理						
5	機材調達・据付						

6.1.2.2 コロール変電所の予備設計

(1) 変電所候補地

アイメリーク～コロール間の 2 回線化を想定するにあたり、34.5kV 送電線付近から選定した数点の変電所候補地点について、PPUC に土地所有者および開発計画有無の確認をした結果、造成規模が小さく、送電線に隣接している図 6.1.2-1 の A 点を候補地とした。ただし A 点は民有地のため、取得困難な場合に備えコロール州所有地の B 点を代替候補とする。

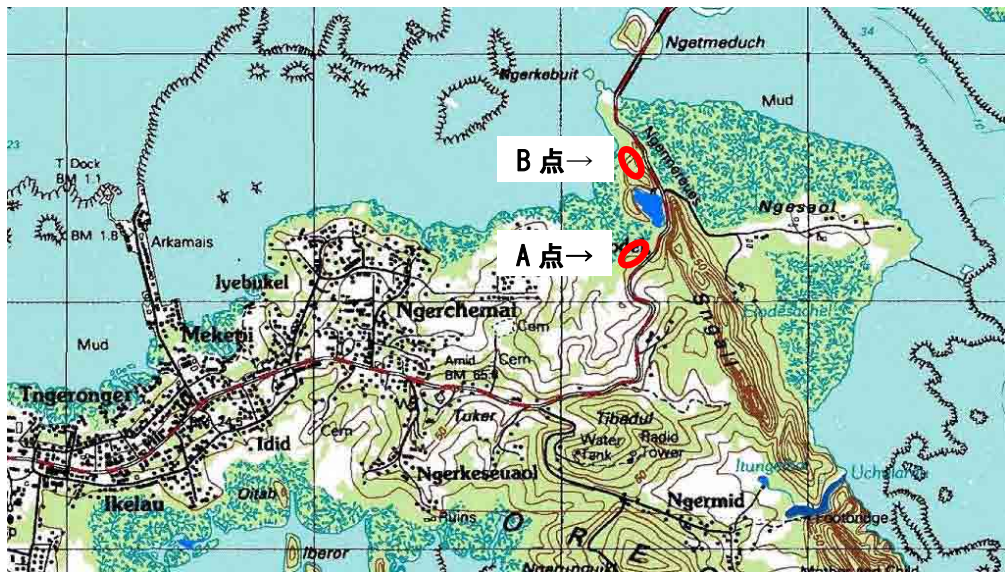


図 6.1.2-1 コロール変電所位置図

(2) 敷地面積

用地形状・送配電線の引出し方向が未定のため、代表的なレイアウトとして 736 m² (23m × 32m) を想定した。建設地点が決まった段階で変わることがある。

(3) 設備規模

コロール変電所の設備規模は以下の通りとする。

- ① 34.5kV 送電線は 3 回線とする。
- ② 13.8kV 配電線は 2 回線とする。

- ③ 変圧器は 15MVA×1 とする。
- ④ 母線結線方式は 3 回線 1 バンクの小規模構成のため、単母線方式とする。

(4) 機器定格

主要機器の定格は以下の通りとする。

- ① 変圧器：定格容量：15MVA、巻線：Y-Y（-Δ）とする。
- ② 送電線遮断器： 定格電圧：36kV する。
 定格電流：600A とする。
 定格遮断電流：12.5kA とする。
- ③ 配電線遮断器： 定格電圧：24kV とする。
 定格電流：600A する。
 定格遮断電流：12.5kA とする。
- ④ 調相設備：系統解析の結果から、電圧降下対策として 3MVA の SC を設置する。
- ⑤ 34.5kV 電力ケーブル：トリプレックスを管路布設するものとし、250mm² を使用する。
- ⑥ 13.8kV 電力ケーブル：トリプレックスを管路布設するものとし、250mm² を使用する。
- ⑦ 所内変圧器：容量 20kVA とし、13.8kV スイッチギアに内蔵する。
- ⑧ 直流電源装置：公称電圧 100V、整流器出力 30A、蓄電池容量 90Ah とする。

(5) 概算事業費

- ① 土地収用費 (公益事業のため寄贈を想定)
- ② 機材調達据付費 2.45 百万ドル
- ③ コンサルタント費 0.245 百万ドル
- ④ 管理費(PPUC) 0.027 百万ドル
- ⑤ 予備費 0.278 百万ドル
- ⑥ 合計 3.0 百万ドル

(6) 実施工程表

表 6.1.2-3 実施工程表（コロール変電所新設工事）

項目	年度	2009	2010	2011	2012	2013
資金調達						
コンサルタント選定						
実施設計						
施工監理						
機材調達・据付						

6.1.2.3 新アイメリーク変電所の予備設計

(1) 新変電所の候補地

新設変電所候補地は発電所敷地内に選定する。

(2) 敷地面積

発電所新設計画に同調して実施する。(30m×50m)

(3) 設備規模

- ① 34.5kV 送電線は3回線とする。
- ② 変圧器は 15MVA×3 バンクとする。

(4) 母線結線方式:

単母線方式とし、各送電線・変圧器に遮断器を設置する。

(5) 主要機器定格

- ① 変圧器：定格容量：15MVA、巻線：Y-Δとする。(標準どおり)
- ② 送電線遮断器： 定格電圧：36kV する。
 定格電流：600A とする。
 定格遮断電流： 12.5kA とする。
- ③ 所内変圧器：容量 20kVA とし、13.8kV スイッチギアに内蔵する。(重要施設のため2系統設置し、交流電源盤で切替える。)
- ④ 直流電源装置：整流器 30A、蓄電池 90Ah とする。
 (スイッチギア 5A 連続(20A 瞬時)、通信装置 10A 連続、停電時間 6H を想定)

(6) 概算事業費

- ① 土地収用費 (発電所造成と一括して実施)
- ② 機材調達据付費 3.5 百万ドル
- ③ コンサルタント費 0.35 百万ドル
- ④ 管理費(PPUC) 0.038 百万ドル
- ⑤ 予備費 0.312 百万ドル
- ⑥ 合計 4.2 百万ドル

(7) 実施工程表

表 6.1.2-4 実施工程表 (新アイメリーク変電所新設工事)

項目 \ 年度	2009	2010	2011	2012	2013
資金調達					
コンサルタント選定					
実施設計					
施工監理					
機材調達・据付					

6.2 優先プロジェクトに係る環境社会配慮

6.2.1 パラオ国における環境社会配慮制度

(1) 環境社会配慮に関する法制度

「パ」環境保護法（24PNCA）に基づき、以下の行為を行う際には環境保護局（EQPB: Environmental Quality Protection Board）から環境許可を取得する必要がある。

- 1) 土木工事（掘削、盛土、整地、浚渫、砕石等）
- 2) 海洋・河川への排水（下水その他有害物質の水域への排出）
- 3) 廃棄物処理施設の建設・操業
- 4) 便所・汚水処理施設の設置
- 5) 農薬の使用
- 6) 公共上水道の建設・操業
- 7) 大気汚染物質固定排出源の建設・操業
- 8) 野焼き

(2) EA、EIS 対象事業

環境影響評価書（EA）及び環境影響ステートメント（EIS）を作成すべき事業については、あくまでも環境に対する影響の大きさ（汚染物質の排出量、既存の技術以外の新たな技術かどうか、公共用地での開発か否か、埋め立があるかどうか、文化遺産があるか否か）に基づき EQPB が判断している。

但し、以下に示す事項に該当する行為は「環境への重大な影響」が有ると判断され、EIS の提出を要求される。

- 1) 天然及び文化資源に対して、取り返しのつかない損失又は破壊をもたらす
- 2) 環境の有益な活用を制限する
- 3) 「パ」国の長期的な環境政策や目標、環境保護法、並びに同法に基づく各種規制及び判例に示されるガイドラインに反する
- 4) コミュニティの経済や社会福祉に重大な影響を与える
- 5) 公共の保健衛生に重大な影響を与える
- 6) 人口変動、公共施設、インフラ等に重大な二次的影響を与える
- 7) 環境質の重大な劣化を引き起こす
- 8) 個別には影響が限定されているが、蓄積することにより環境に重大な影響を与える、又は大規模な活動となる
- 9) 絶滅危惧種やその生息地に重大な影響を与える
- 10) 大気、水質、環境騒音に悪影響を及ぼす
- 11) 氾濫原、浸食されやすい地域、地理的に危険な土地、河口、潟（ラグーン）、礁（リーフ）、マングローブ湿地、淡水域及び沿岸水域等、環境的に脆弱な地域に影響を与える

(3) 本調査の環境法上の位置付け

「パ」国の環境影響評価法（Chapter 2401-61）では、国家及び州の予算を使用する事業のうち、フィジビリティ調査、計画策定調査については EA の対象外とされている。このことから、本調査自体に関して環境許可を取得する必要はない。

調査対象の個別プロジェクトの実施に際して、前述に示す環境許可取得要件のうち、1)土木工事、2)海洋・河川への排水、4)便所・汚水処理施設の設置、及び 7)大気汚染物質固定排出源の建設・操業に該当することから、アイメリーク発電所のリプレース、コロール変電所の建設、送配電線の建設について環境許可の取得が必要となる。従って本計画の実施主体となる PPUC は、本マスタープラン調査の終了後、速やかに環境許可申請書を作成し、歴史、文化、考古学上の重要物が無い旨の確認書（歴史保全局が発行）、土地使用権証書、州の開発許可証（Building Permit）を取得の上、申請書に添付して環境保護局に提出しなければならない。環境保護局の審査により環境影響評価（EA）の実施を求められた場合は、調査団の実施した初期環境影響評価（IEE：Initial Environmental Examination）、及び IEE 報告書に基づき、PPUC は環境影響評価報告書（EA Report）を 4 部作成し、環境保護局に提出する必要がある。

6.2.2 プレ F/S の対象とするプロジェクト

電力開発計画に含まれる電力施設建設プロジェクトのうち、緊急性が高く、至近年度に実施すべきものを優先プロジェクトと位置付け、プレ F/S を実施する。優先プロジェクトに係る環境社会配慮では、アイメリーク発電所リプレース（Phase-1 及び Phase-2）、コロール変電所新設、アイメリーク発電所～コロール間送電線新設の 3 プロジェクトを対象とする。

6.2.3 優先プロジェクトの初期環境影響評価

6.2.3.1 アイメリーク発電所リプレース

(1) プロジェクト概要

アイメリーク発電所リプレース（Phase-1、Phase-2）の概要を以下に示す。発電所のリプレース位置、並びに機器配置は、巻頭図に示す通りである。

表 6.2.3-1 アイメリーク発電所リプレースの概要

年度	プロジェクト名	概要
2013	アイメリーク発電所リプレース（Phase-1）	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル発電機（5MW クラス×2 台）及び補機設備の調達、据付 ・燃料貯蔵、供給施設の改造（重油焚の場合） ・発電建屋（Phase-2 の 2 台分も含む）、事務所の建設
2014	アイメリーク発電所リプレース（Phase-2）	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル発電機（5MW クラス×2 台）及び補機設備の調達、据付

(2) 環境社会配慮項目の評価

表 6.2.3-2 にアイメリーク発電所リプレースに係る環境社会配慮項目の評価結果を示す。

表 6.2.3-2 アイメリーク発電所リプレースに係る環境社会配慮項目の評価

環境要素		全体	建設工事中	操業運転中	備 考
社会環境	住民移転・強制移住	C	C	C	
	地域経済・雇用・生計・その他	C	C	C	
	土地使用・現地資源利用	B	B	C	リプレース予定地の用地取得が必要である。 (PPUC の所有地でない)
	社会制度：社会構造基盤、 議決機関制度	C	C	C	
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	
	利害の誤伝達	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	
	現地利害対立	B	B	B	既設アイメリーク発電所の周辺住民から、騒音に関する苦情が寄せられており、発電所拡張に対するクレームが懸念される。
	水利権、共有	C	C	C	
自然環境	公衆衛生	C	C	C	
	感染症・伝染病	C	C	C	
	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土壌浸食	B	B	C	敷地造成時土砂流出の懸念有り。
	地下水	C	C	C	
	水文地質学の条件	C	C	C	
	沿岸地帯	C	C	C	
	植物・動物・生物多様性	B	B	B	希少動植物への影響が懸念される。
	気象	C	C	C	
	景観	C	C	C	
地球温暖化	B	C	B	CO ₂ の排出量が増加する。	
公害	大気汚染	B	C	B	NOx、SOx の排出による影響が懸念される。NOx、SOx の着地濃度を「パ」国の大気環境基準により評価する。
	水質汚染	B	B	B	生活廃水、含油排水による水質汚染が懸念される。
	土壌汚染	C	C	C	
	廃棄物	B	C	B	廃油発生量が増加する。
	騒音・振動	B	C	B	騒音による影響が懸念される。「パ」国には騒音に係る規制、環境基準が無いため、世界銀行の騒音ガイドラインを準用して評価する。
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	B	B	C	重油受入配管の敷設時、水底沈殿物巻上げの懸念がある。
	事故	C	C	C	

[凡例] A：重大な影響が予期される。
 B：ある程度の影響が予想される。
 C：影響がないと予期され、IEE/EIA は必要としない。

(3) 初期環境影響評価

1) 社会環境

① 土地使用・現地資源利用

アイメリーク発電所リプレース候補地は民有地であり、用地取得が必要である。当該用地は現時点で森林、草地となっており、特に利用されていないことから、用地取得に際して特段の問題は無いものと思われる。「パ」国では国家事業のための土地収用手続きに係る法律は存在しないが、同国の憲法において「土地収用に際しては適正な代価を支払う」ことが明記されている。本調査の終了後、州知事、地元住民、土地所有者への

説明、合意を経て、PPUC が用地取得を行うこととなっている。

② 現地利害対立

(a) 予測される影響

アイメリーク発電所周辺の住民から、発電所の騒音・振動に対する苦情が寄せられており、発電所のリプレースに対して住民の反発を招く恐れがある。既設アイメリーク発電所から最も近い民家までは直線距離で 300m 弱であり、騒音を遮るものは無い。

(b) 騒音・振動の現況把握

図 6.2.3-1 に既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル測定結果を示す。発電所北東の民家付近で騒音を測定したところ、騒音レベルは 52.1dB(A)であった。この値は世界銀行の騒音ガイドラインにおける許容値（居住地域の昼間：55dB(A)以下）を下回っている。振動については、全く体感されなかった。

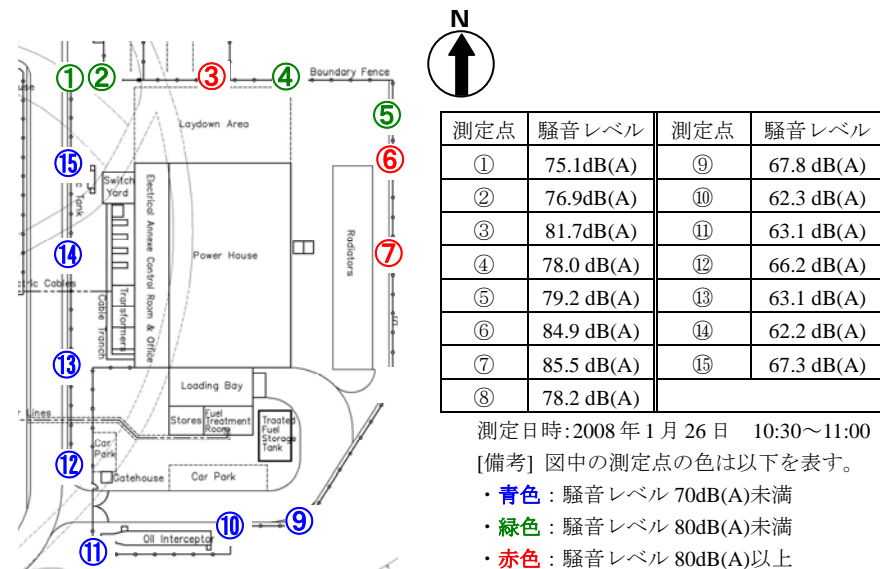


図 6.2.3-1 既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル

(c) 発電所の騒音・振動に係る議論の分析

発電所周辺の住民（70歳、女性）への聞き取りでは、以下の苦情が述べられた。

- 6~7年前から発電所の騒音がうるさくなった。
- 夜中に眠っていると、飛び起きるほどの振動が感じられる。

2008年1月24日にPPUCが聞き取りを行ったところ、上記と同様に騒音・振動に係る苦情が申し立てられている。

PPUC側は上述の騒音・振動問題に対して、以下のように述べている。

- 10年以上前から騒音の苦情が述べられている。
- ディーゼル油の受入により海が油で汚染され、マングローブでの魚介類の収穫量が減ったとの苦情もある。
- ただし、これらの苦情が正式な文書で申し立てられたことは一度も無い。

(d) 影響評価

後述の通り、アイメリーク発電所リプレース後、発電所周辺民家への到達騒音は世界銀行の環境騒音基準と比較して問題の無いレベルであるものの、現時点で騒音への不満を抱える周辺住民の心情から判断すれば、発電所リプレースに対する住民の反発は避けられないと考えられる。

(e) 影響回避・緩和策

アイメリーク発電所のリプレース計画に際しては、周辺民家への騒音伝播を低減するため、以下の対策を行うこととし、周辺住民の理解を得る。

- ・ 新規発電設備が運転を開始すれば、段階的に既設アイメリーク発電所は廃止する。
- ・ 可能な限り民家から離れた位置に発電所を配置する。(騒音の距離減衰)
- ・ 騒音源となるラジエーター、吸気・排気サイレンサーが民家から遠く、発電建屋等が防音壁の役割を果たすよう、機器配置を考慮する。(障壁による騒音の減衰)

2) 自然環境

① 土壌浸食

(a) 予測される影響

敷地造成の工事中、降雨による土壌浸食の懸念がある。

(b) 影響評価

リプレース候補地は緩やかな傾斜地であり、また大量の樹木伐採は発生しない。更に、敷地の地盤レベルを2段に分けて造成することで、掘削土量を削減することが可能であることから、土壌浸食による影響は少ないと判断される。

② 植物・動物・生物多様性

(a) 予測される影響

リプレース用地の敷地造成に伴う樹木伐採により植物・動物・生物多様性への影響が懸念される。

(b) 影響評価

リプレース用地の植生はシダ類が主であり、敷地造成に伴う樹木伐採は発生しない。同用地では、食虫植物であるウツボカズラ (*Nepenthes mirabilis*) の群生が観測されたが、同種は IUCN Red List の絶滅危惧種には指定されていない。これらのことから、敷地造成による植物・動物・生物多様性への影響は特段発生しないと判断される。

③ 地球温暖化

(a) 予想される影響

電力需要の増加に伴い、2025年度の需要電力量は2006年度と比較して67%増加するが、発電電力量は59%の増加、CO₂排出量は38%の増加にとどまると想定される。需要電力量の増加に伴い、CO₂排出量が増加することは避けられないが、アイメリー

ク発電所のリプレースにより発電機の熱効率が改善され、単位発電電力量当りのCO₂排出量は削減される。また送配変電設備の拡張により系統の送配電損失が削減され、発電電力量の伸びは需要電力量の伸びを下回る。

表 6.2.3-3 CO₂排出量の試算

年度	需要電力量 (GWh)	発電電力量 (GWh)	燃料消費量	CO ₂ 排出量 (t-CO ₂)	送配電損失 (所内電力含む)	発電設備 熱効率
2006	77.5	99.5	ディーゼル油：27.1×10 ⁶ ℓ	68,902	22.1%	36.0%
2025	129.5	158.6	重油：29.0×10 ⁶ ℓ ディーゼル油：6.6×10 ⁶ ℓ	95,245	18.3%	42.6%
増加率	+67%	+59%	—	+38%	-17%(相対比)	+18%(相対比)

[出所] 2006年度運転データはPPUC、2025年度運転データは調査団算定。

CO₂排出係数は「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル ver.2.1」（平成19年6月、環境省、経済産業省）の係数を使用。

3) 公害

① 大気汚染

簡易予測式(ボサンケ・サットンの拡散式)により、発電所から発生する窒素酸化物、硫酸酸化物の着地濃度を計算した。計算条件は以下の通り。

- ・ディーゼル発電機容量及び運転台数：5MW クラス×7台（台湾ローンによる1台を含む）
- ・排ガス量：31,600Nm³/h・台
- ・排ガス温度：365℃
- ・排ガス中窒素酸化物濃度：950ppm
- ・排ガス中硫酸酸化物濃度：1,125ppm（S分4.5%の重油の場合）
- ・煙突高さ：20m
- ・煙突径（排出口）：0.85m

上記条件で窒素酸化物、硫酸酸化物の最大着地濃度の計算値は、以下の表に示す通り「パ」国の大気環境基準を下回っている。「パ」国では窒素酸化物、硫酸酸化物の大気中濃度モニタリングデータは測定されていないが、アイメリーク発電所以外の排出源は殆ど存在しないことから、リプレース後のアイメリーク発電所から排出される窒素酸化物、硫酸酸化物の着地濃度は、「パ」国の大気環境基準と比較して問題の無いレベルであると判断される。

表 6.2.3-4 最大着地濃度の計算結果と「パ」国基準（年間平均値）

	「パ」国大気 環境基準	最大着地濃度 計算結果	備考
窒素酸化物	0.05ppm	0.01565ppm	—
硫酸酸化物	0.02ppm	0.01618ppm	4.5%S分重油の場合

② 水質汚染

(a) 予測される影響

燃料油、潤滑油、廃油等が排水に混入し、水質汚染が発生する懸念がある。

(b) 影響評価

本調査の発電所建設計画では、「パ」国の排水基準に合致した廃油処理装置、油水分離装置を設置することとしており、水質汚染に係る特段の影響は発生しないと判断される。

③ 廃棄物

(a) 予測される影響

発電所のリプレースにより発電出力が増加すると、廃油の発生量が増加する。また、重油を使用した場合、現在使用しているディーゼル油と比較して、スラッジ(残渣油)発生量が増加する。

(b) 影響評価

本調査の発電所建設計画では、廃油焼却炉を設置し、発電所で発生する廃油を焼却処分することとしており廃油による特段の影響は発生しないと判断される。

④ 騒音

騒音の伝播、距離減衰、障壁による減衰を簡易予測式により計算し、アイメリーク発電所周辺の民家における到達音を予測した。

(a) 影響評価

表 6.2.3-5 に騒音予測結果を示す。現状のコロール・バベルダオブ電力系統の負荷曲線では、夜間負荷は昼間の7割程度に下がっていることから、リプレース後のアイメリーク発電所の発電設備の運用を昼間7台、夜間5台運転として騒音予測を実施した。「パ」国には騒音に関する規制基準が存在しないことから、世界銀行の環境騒音ガイドラインを準用して評価したところ、アイメリーク発電所近隣の民家1、民家2での到達騒音は、世界銀行の環境騒音ガイドラインの住居地域での制限値を下回っている。また、現状騒音レベルは民家1で52dB(A)程度であるが、発電所のリプレース後は現状の騒音レベルを下回ると想定される。このため、騒音による特段の影響は発生しないと判断される。

表 6.2.3-5 騒音予測結果

地域区分	世界銀行環境騒音ガイドライン		騒音予測結果			
	1時間等価騒音値 L_{Aeq} (dB(A))		民家1		民家2	
	昼間 (07:00-22:00)	夜間 (22:00-07:00)	昼間	夜間	昼間	夜間
住居地域 研究・教育施設	55	45	51.5	41.2	49.2	32.2
工業、商業地域	70	70	—	—	—	—

⑤ 水底沈殿物

(a) 予測される影響

既設の燃料受入れ栈橋の沖に重油受入用配管を建設する際、水底沈殿物の巻き上げ、水

底生物への影響が懸念される。

(b) 影響評価

燃料受入れ棧橋の沖の海底を調査したところ、海底の地質は白色の微細な泥質であることが判明した。調査海域の海底では珊瑚の生息は確認されず、魚類も確認できなかった。本計画では、重油受入配管の敷設工法で述べた「弧状推進法」を採用することとしているが、同工法では陸上から配管を地中に向けて円弧状に推進させ、目標とする一点で海底から配管が立ち上がることとなる。従って、大規模な海洋工事を伴わないため、海底生息物への影響は特段発生しないが、若干の水底沈殿物の巻上げは発生すると判断される。

(c) 影響緩和・回避策

配管が海底で立ち上がる箇所にシルトフェンスを設置し、水底沈殿物の巻上げを防止する。

(4) ゼロオプションとの比較

計画案であるディーゼル発電方式と比較して、プロジェクトを実施しない「ゼロオプション」では公害面での負の影響は少ないものの、需要の増加に見合った十分な電力を安定して供給することが不可能であり、社会環境面での負の影響が大きい。このため、入念な環境対策（大気、騒音、廃棄物）を計画に織り込み、プロジェクトを実施する。

6.2.3.2 アイメリーク発電所～コロール間送電線新設

(1) プロジェクト概要

アイメリーク発電所～コロール間の2回線化は架空送電方式が採用されたことにより、送電線支持物は全長13m（1回線）又は16m（2回線）のコンクリート柱を使用し、既存道路の路肩に設置することとなった。

(2) 環境社会配慮項目の評価

アイメリーク発電所～コロール間送電線新設に係る環境社会配慮項目の評価結果を表6.2.3-6に示す。

表 6.2.3-6 アイメリーク発電所～コロール間送電線新設に係る環境社会配慮項目の評価結果

環境要素		全体	建設工事中	操業運転中	備考
社会環境	住民移転・強制移住	C	C	C	
	地域経済・雇用・生計・その他	C	C	C	
	土地使用・現地資源利用	C	C	C	
	社会制度:社会構造基盤 議決機関制度	C	C	C	
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	
	利害の誤伝達	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	
	現地利害対立	C	C	C	
	水利権、共有	C	C	C	
	公衆衛生	C	C	C	
	感染症・伝染病	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土壌浸食	C	C	C	
	地下水	C	C	C	
	水文地質学上の状況	C	C	C	
	沿岸地帯	C	C	C	
	植物・動物・生物多様性	C	C	C	
	気象	C	C	C	
	景観	C	C	C	
	地球温暖化	C	C	C	
公害	大気汚染	C	C	C	
	水質汚染	C	C	C	
	土壌汚染	C	C	C	
	廃棄物	C	C	C	
	騒音・振動	C	C	C	
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	C	C	C	
	事故	C	C	C	
電磁界	C	C	C		

[凡例] A：重大な影響が予想される。

B：ある程度の影響が予想される。

C：影響がないと予想される。

(3) 初期環境影響評価

1) 社会環境

① 土地使用・現地資源利用

(a) 予測される影響

架空送電方式の場合、電柱の据付により、土地利用が制限される。

(b) 影響評価

電柱は 50～70m 間隔で設置されるが、土地の状況に応じて電柱の設置位置を調整することが可能であり、土地利用を大幅に制限することは無い。

2) 自然環境

① 植物・動物・生物多様性

(a) 予測される影響

電柱の設置により、周辺の植物、動物に影響を与える恐れがある。

(b) 影響の評価

送電線は、既存の砂利道及びアスファルト舗装されたコンパクト道路沿いに建設され、電柱は 50～70m 間隔で設置される。送電線ルートは主に森林、サバンナ、草地を通過し、湿地帯、マングローブ林は通過しない

② 景観

(a) 予測される影響

送電線の建設により、景観が変化する。

(b) 影響の評価

当該地域は自然保護区域には指定されておらず、観光地、景勝地でもないこと、人の往来が殆んど無く人目に触れることが少ないこと等から、送電線の建設が景観に与える影響は軽微であると判断される。

3) 公害

① 電磁界

(a) 予測される影響

送電線の周囲に発生する電界、磁界により人体に健康面での影響を与える可能性がある旨、「パ」国環境保護局（EQPB）から指摘があり、環境社会配慮調査に含めるよう要請があった。

(b) 影響の評価

WHO のファクトシート 322「電磁界と公衆衛生 ～極低周波電磁界への曝露」及び極低周波電磁界に対する環境保健基準 238 では、「居住環境における電磁界が人の健康に有害な影響をおよぼすとは認められない」と結論付けている。また、本計画で想定される条件で送電線の周囲に発生する磁界強度を以下の通り計算した結果は以下の通りであり、発生する磁界は国際非電離放射線委員会（ICNIRP）のガイドラインに示された制限値を遥かに下回るレベルであり、人体への影響は全く問題ないと判断される。

表 6.2.3-7 磁界強度計算結果

ケース (電流、地上高)	電流値	電線地上高	磁界最大値 (mG)	磁界最大値 (μ T) *	ICNIRP ガイドライン	評価
1 (I-1、H-1)	430A	9.37m	19.85	1.9846	83 μ T (60Hz)	83 μ T 未満
2 (I-1、H-2)	430A	7.47m	30.93	3.0928		同上
3 (I-2、H-1)	340 A	9.37m	15.69	1.5692		同上
4 (I-2、H-2)	340 A	7.47m	24.46	2.4455		同上
5 (I-3、H-1)	251 A	9.37m	11.58	1.1584		同上
6 (I-3、H-2)	251 A	7.47m	18.05	1.8053		同上

[備考] * : 1G=100 μ T

(4) ゼロオプションとの比較

計画案の架空線方式による送電線建設と比較して、プロジェクトを実施しない「ゼロオプション」では、土地利用、景観面での負の影響は少ないものの、需要の増加に見合った十分な電力を安定して供給することが不可能であり、社会環境面での負の影響が大きい。このため、入念な環境・社会対策を計画に織り込み、プロジェクトを実施する。

6.2.3.3 コロール変電所新設

(1) プロジェクトの概要

コロール島内に送電（34.5kV）3回線引き込み、配電（13.8kV）2回線引き出しの変電所を建設する。変圧器容量、台数は15MVA×1台、敷地は約23m×32m（736m²）である。変電所の配置を図5.1.2-11に示す。

(2) 環境社会配慮項目の評価

コロール変電所新設に係る環境社会配慮項目の評価結果を表6.2.3-8に示す。

表 6.2.3-8 コロール変電所新設に係る環境社会配慮項目の評価結果

環境要素		全体	建設工事中	操業運転中	備考
社会環境	住民移転・強制移住	C	C	C	
	地域経済・雇用・生計・その他	C	C	C	
	土地使用・現地資源利用	B	B	C	変電所の建設予定地は民有地であり、用地収容による影響が懸念される。
	社会制度:社会構造基盤 議決機関制度	C	C	C	
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	
	利害の誤伝達	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	
	現地利害対立	C	C	C	
	水利権、共有	C	C	C	
	公衆衛生	C	C	C	
	感染症・伝染病	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土壌浸食	C	C	C	
	地下水	C	C	C	
	水文地質学の条件	C	C	C	
	沿岸地帯	C	C	C	
	植物・動物・生物多様性	C	C	C	
	気象	C	C	C	
	景観	C	C	C	
公害	地球温暖化	C	C	C	
	大気汚染	C	C	C	
	水質汚染	C	C	C	
	土壌汚染	C	C	C	
	廃棄物	C	C	C	
	騒音・振動	C	C	C	
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	C	C	C	
	事故	C	C	C	
電磁界	C	C	C		

[凡例] A：重大な影響が予想される。
 B：ある程度の影響が予想される。
 C：影響がないと予想される。

(3) 初期環境影響評価

1) 社会環境

① 土地使用・現地資源利用

(a) 予測される影響

現地調査にてコロール変電所建設候補地の所有者を確認したところ、当該土地はPPUCの所有地ではなく民有地であり、用地取得が必要となる。ただし、コロールでは過密化が進み、利用できる土地が限られることから、地主との用地交渉が難航する可能性がある。

(b) 影響評価

当該土地は現時点では空き地であり特段使用されていない状況であることから、土地使用形態の変更に関しては特に問題は無いと想定される。「パ」国では、電柱の建設用地、変電所建設用地は慣習として地主から「無償」で供与されることが多い。「パ」国では国家事業のための土地収用手続きに係る法律は存在しないが、同国の憲法において「土地収用に際しては適正な代価を支払う」ことが明記されており、必要に応じて PPUC が適正な代価を支払い、土地を取得する。変電所建設の概算事業費には 10% の予備費を見込んでいることから、用地取得費が必要となった場合は予備費から充当する。

現地調査で当該土地の所有者が特定されたが、PPUC 側は、用地交渉は容易ではないとの見解を示している。

(c) 影響回避・緩和策

当該土地は電力需要の多いコロール州の中心地近くに位置し、配電損失低減の観点から望ましいが、用地取得が困難な場合は、コロール州所有地（現状は砕石置場として使用）を代替地として検討する。

2) 自然環境

① 植物・動物・生物多様性

(a) 予測される影響

変電所の建設に伴い、建設用地に生息していた植物、動物の生存を脅かす。

(b) 影響評価

コロール変電所の建設予定地は、既に草木が伐採され整備された土地であることから、植物・動物への変電所の建設による植物・動物への影響は無いと判断される。

(4) ゼロオプションとの比較

計画案の変電所建設と比較して、プロジェクトを実施しない「ゼロオプション」では、土地利用、動植物への負の影響は少ないものの、需要の増加に見合った十分な電力を安定して供給することが不可能であり、社会環境面での負の影響が大きい。このため、入念な環境・社会対策を計画に織り込み、プロジェクトを実施する。

6.2.4 PPUC の環境管理組織に係る提言

現在 PPUC には環境社会配慮に係る専任の職員や環境影響評価に関する専門知識を有する技術者は存在しない。本調査で策定された優先プロジェクトである、アイメリーク発電所リプレース、アイメリーク発電所～コロール間送電線新設、コロール変電所新設は、6.2.1 章で述べた環境許可取得の対象となる。PPUC は、本調査の結果及び調査団が作成した初期環境影響評価報告書に基づき、EQPB に対し環境許可申請を行う必要がある。

環境管理に関しては、現状では大気汚染、騒音に係るモニタリングが行われていないが、既

設アイメリーク発電所では周辺住民から騒音に係る苦情が寄せられている。アイメリーク発電所リプレースに係る地域住民の理解を得るためには、PPUC が自ら定期的な騒音測定を実施し、対策の立案と実施を行うことが必要と考えられる。

以上のことから、本計画で策定された優先プロジェクトを円滑に遂行するため、PPUC は環境許可申請、環境影響評価、環境モニタリングを担当する環境技術者を可能な限り早急に雇用することが求められる。

6.3 資金調達及びプロジェクト財務分析

6.3.1 必要となる資金と可能性のあるソフトローンの拠出先候補の検討

本マスタープラン調査で 2025 年まで発電及び送配電設備に付き調査団は以下の検討・立案を行った。

- 1) 発電プロジェクト (Aimeliik 発電所の老朽化した発電機等の更新・拡張のプロジェクト),
- 2) それに伴う送配電改善プロジェクト

これらのプロジェクトについて、JICA 調査団は前節で、工事費用見積もりを行っているが、それに基づく、本件の電力供給のマスタープランを実現していくための投資費用の全体額を示すのが次表である。

表 6.3.1-1 PPUC 中長期のマスタープラン全体の実施のために必要となる資金全体額

		Unit: Million USD	
		Diesel Oil Case	HFO Case
Power Generation Projects	Phase 1	19.38	25.73
	Phase 2	11.73	12.22
	Phase 3	13.64	14.13
	Total	44.75	52.08
Transmission & Distribution Projects	Phase 1/2	11.20	11.20
	Phase 3	8.70	8.70
	Total	19.90	19.90
Grand Total		64.65	71.98

出所：JICA 調査団

ただ、このうち、Phase 1 及び Phase 2 をひとまとめの緊急的課題としての優先プロジェクトとして定義し以下の検討を行うが、その所要資金は表 6.3.1-2 に示すとおりである。

表 6.3.1-2 優先プロジェクト (Phase 1 及び Phase 2) PPUC の実施のために必要となる資金額

プロジェクト	Diesel Oil 使用ケース	HFO 使用ケース
Power Generation Project	US\$31.1 million	US\$38.0 million
Transmission and Distribution project	US\$11.2 million	US\$11.2 million
合計	US\$42.3million	US\$49.2 million

出所：JICA 調査団

パラオには、政府系開発銀行であるパラオ開発銀行という金融機関があるが、開発銀行といっても実際の貸出業務は個人消費者向けのローンが大半を占め、金利も 5~6% とコンセンショナル・ローンとは言えないほど高い。とても 40~50 億円もの資金を 20 年、あるいは 25 年の長期にわたる貸付を行う銀行ではない。パラオ国は、コンパクト信託基金 (Compact Trust Fund)

を有するが、総額で1億5700万ドルの積立額で、その三分の一にもあたる金額を取り崩して、電力一部門だけに融資する判断はまずないであろう。従って、国内調達の可能性は非常に低い。

その場合、海外からの資金援助に頼ることになるが、パラオの一人当たり GNI 金額 (US\$7,267/人、2006 年) の高さから考えて、この金額規模全体の資金援助をグラントで供与する援助機関は、想定しにくい。従って、このプロジェクト全体としては、有償資金援助として調達することが最もあり得るシナリオである。パラオ国の政治地理的な環境から判断すれば、以下の機関が有力と考えられる。

- ✓ JBIC (Japan Bank for International Cooperation)
- ✓ ADB (Asian Development Bank)
- ✓ World Bank
- ✓ Taiwan ODA

■ JBIC

日本からの協力の可能性については、パラオ国にはコンパクトの財政援助があるという特殊な事情があることから、大規模な資金援助となる円借款はこれまで行わず、JICA による技術援助、有償援助ほどの規模にはならない小型の無償援助に留まってきた。ただ、2009 年のコンパクトの更改等を今後控えていることから、パラオ国と日本からの援助の在り方、状況も変化する可能性がある。

下記は、円借が供与される場合に貸出しの条件を一般に決める際の国別カテゴリー分けの表である。

表 6.3.1-3 JBIC が海外経済協力援助を考える際の国分類カテゴリー
Category of Countries for Japanese Yen Credit

Category	Per capita GNI
1.LDC (Least Developed Countries)	Less than US\$750 Population: Less than 75 million
2.Low-Income Countries	Less than US\$875
3.Lower-Middle Income Countries	US\$876-1,675
4.Middle-Income Countries	US\$1,676-3,465
5.Upper-Middle-Income Countries	US\$3,466-6,055

出所：JBIC

パラオ国の一人当たり GNI は既に 7,000 ドルを超えている段階なので、一義的にはパラオ国は、上記の 5 番目のカテゴリー「中進国」の定義よりも豊かなレベルにある。上記のカテゴリー「中進国」、「中所得国」の国々へ円借款が供与される場合の融資の条件を示しているのが下表である。(最終的には、日本政府外務省、及び JBIC の審査評価によって決定されるので、一概に下記の条件が適用されるというわけではない。)

表 6.3.1-4 中進国、中所得国へ日本円借款が適用される場合の融資条件一般

Possibility 1: Terms and condition for Upper-Middle Income Countries:

		Interest(%)	Repayment Period	Grace Period (included in R.P.)
General Terms	Standard	1.7	25	7
	Option 1	1.6	20	6
	Option2	1.5	15	5
Preferential Terms	Standard	1.2	25	7
	Option 1	1	20	6
	Option2	0.6	15	5

Possibility 2: Terms and Condition for Middle-Income Countries

		Interest(%)	Repayment Period	Grace Period (included in R.P.)
General Terms	Standard	1.40	25	7
	Option 1	0.95	20	6
	Option2	0.80	15	5
Preferential Terms	Standard	0.65	40	10
	Option 1	0.55	30	10
	Option2	0.50	20	6
	Option3	0.40	15	5
Step	Standard	0.20	40	10
	Option 1	0.10	30	10

出所：JBIC の円借融資条件表に基づいて JICA 調査団が作成

円借款の場合には、約 9 割は、ローンとして供与されるが、残りの約 1 割は、借り手側の国が、自己資金調達する必要がある。なお、円借款の場合には、政府の保証をつける必要がある。

■ アジア開発銀行（ADB）

ADB に関しては、2003 年 12 月にパラオは、ADB の 63 番目のメンバー国として加盟している。その後、パラオについての経済発展度合い、対外債務返済能力等の審査が行われて、2005 年 12 月に途上国分類で 3 種類ある分類の Group B に遇せられた。Group B に属する国は、低利融資の ADF 資金を利用もできる可能性があるものの、Group A 国のように、常に ADF の資金の利用となるわけではなく、案件ごとコンポーネントごとに、その都度ドナーとの交渉のもと審査され、低利融資の ADF(Asian Development Fund)からの融資、或いは通常資金 OCR(Ordinary Capital Resources)、あるいは両資金の併用となったりする。これまでの実績ベースでは、世銀と同じように政策アドバイス、技術協力にその役割を留めている。しかしながら、コンパクトの財政援助終了・更改年を 2009 年に控え、そのスタンスは変化しつつある。

さて、仮に ADB から資金援助がなされる場合の融資条件であるが、先述のように、ADB では途上国を 3 つのグループに分類する基準については、JBIC のように一人当たり GNI の数値での明確な線引きを行っていない。GNI 以外の諸事情を勘案して途上国を分類している。そして、パラオ国については Country Group B に分類していて、資金援助する場合には低利ソフトローンの ADF の利用と、通常資金 OCR の利用と、両者の併用など、いくつかの可能性があり得る。

下記に、ADB の融資について、ADF 資金源、OCR 資金源の両者によって、大きく条件が異なってくるので、両者の違いを紹介する。

表 6.3.1-5 ADB の融資の条件 (ADF の場合、OCR の場合)

	ADF	OCR
Repayment Period	32 years	Economic life of the project concerned
Grace Period	8 years	Implementation period of the project concerned
Interest rate	1% (Grace period) 1.5% (Repayment period)	LIBOR + Commission charge

Note 1: In case of OCR, the repayment period and the implementation period

are determined individually by each project

Note 2: In case of ADF, the repayment period and the grace period are universally 32 years and 8 years respectively.

Note 3: Floating interest rate, to be changed by every 6 months, in consideration of the past 6-month performance

Note 4: LIBOR : London inter-bank offered rate

出所 : ADB 情報から JICA 調査団作成

OCR の場合、ロンドン銀行間貸出金利 LIBOR(London Inter-bank Offered Rate)にコミッション・チャージを加えての金利となるので、ソフトローンとは言えないレベルの高い金利となる。

ADF であれば、金利条件においては、先述の円借款の中所得国レベルに向けた融資条件よりも高いが、中進国レベルへの円借の金利水準とほぼ同等であり、返済期間については元本返済猶予期間+返済期間のトータルで 40 年と、中進国向け円借款より恵まれている。

なお、円借款においては、国の保証を付けることが条件となるが、ADB においても ADF 資金源を利用する場合は、必ず国の保証を付ける必要がある。OCR の場合、借り入れ・プロジェクト実施の当該機関の財務状況・返済能力、プロジェクトのリスクなどを勘案して、国の保証が必要な場合と必要ない場合がある。

■ 世銀(World Bank)

パラオは、1997 年に世銀の加盟国となり、世銀 IBRD からの融資を受けられる可能性はないとはいえないが、現在の世銀のパラオに対するスタンスは、あくまで政策アドバイス、いくつかの開発上重要となる分野での技術援助に留め、資金援助については米国コンパクトに基づく財政支援、日本、台湾などの援助に譲るという立場である。

■ 台湾 ODA

台湾からの資金援助については、現在も PPUC の 5MW の発電機（現在、検討中の資金額は約 920 万ドル）の調達に関して、700 万ドル（3.5%、20 年、据え置き期間 3 年）のローン契約を 2007 年末に結んだところである。ただし、パラオ側の視点からいえば、金利が国際金融援助機関等のソフトローンの水準からすればそれほど低いわけではないので、その金利負担に耐えるかどうかの判断をパラオ側として周到に確認する必要がある。さらに、上記のローンに比べて資金ボリュームが本件は非常に大きいため、台湾 ODA の資金援助において本件の融資に対応可能なかどうかを確認する必要がある。

■ JBIC と ADB との協調融資

やや視点を変えて、JBIC と ADB の協調融資についてであるが、最近、サモアの電力セクターに対して、ADB(42%)と JBIC(38%)を中心とした協調融資(残り 8% AusAID、12%はサモア国自身による調達)のセクター・ローン案件の実施が決まったばかりである。本件も、JBIC 及び ADB による協調融資によって資金調達される可能性もないとはいえない。なお、最近、ACFA という協調融資促進スキームが創設され、JBIC と ADB との協調融資は、以前よりも進めやすい環境になった。

6.3.2 優先プロジェクトの財務分析に際しての前提条件について

(1) プロジェクト・ライフ

本プロジェクトの主要部分はアイメリーク発電所の発電設備のリプレースメントである。

本調査では、5MW の発電機 4 台を 2 つのフェーズに分けて建設計画・設計を行っているが、その要となる発電設備の経済的な耐用年数は約 20 年であるため、プロジェクト・ライフは、20 年とする。第 1 フェーズの発電設備の商業運転開始は 2013 年度と予定しているため、プロジェクト・ライフ 2032 年度までに亘る。建設期間は運転開始前の 2011, 2012 年度に亘る。

(2) テクニカル・デザイン及び計画内容

ここでの財務分析・計算の前提となっているのは、本調査における技術的計画・設計に基づいて行っている。

(3) 増分としてのキャッシュ・フロー

優先プロジェクトのネット・キャッシュ・フローは、プロジェクト・ライフの当該期間について、予測計算を行っている。発電設備は、老朽化によって退役する発電設備のリプレースメントが前提であるので、プロジェクトを行う場合は、設置される発電設備から生み出される電気の売電によるネットの収入が、当該の増分のキャッシュ・フローである。一方、送配電プロジェクトは、現在の送配電ロスが、プロジェクトを実施することによって減少し、効率アップする部分が、売電収入の余剰を生むことになる。

- 発電プロジェクト：新規に設置・整備される発電設備によって、生み出される電気の売電のネット収入
- 送配電プロジェクト：送電部分のロスの改善によって生じる、売電収入の増加部分

(4) 現在の価格条件を一定として計算 (Current price terms)

世銀、ADB、JBIC 等の開発援助金融機関のプロジェクト財務分析で通常行われているように、価格は、現在の価格をプロジェクト・ライフを通してのコンスタント・プライスとして、計算を行い、原則、インフレ部分は考慮しない。

(5) 燃料費と燃料価格

燃料費の高騰が将来どうなるのかが、本プロジェクトの収益性に大きく影響することは、明瞭である。すなわち、将来の石油価格如何によって PPUC の財務状況は大きく変動する可能性があるが、現状では燃料価格が将来どのように推移するかは見通し難い。PPUC としては、AFPAC の課金システムの制度改善を貫徹し、すべての燃料コストをフルに回収できるようにするとともに、3 か月に一度に改定を行うのではなく、毎月見直し改定を行うように改め

る必要がある。そのように PPUC が制度改善を実施貫徹できれば、たとえ燃料コストの急激なアップがあろうとも、そのコストは料金体系で吸収が可能である。

2008年5月現在のPPUCが調達するディーゼル油の価格は、1ガロン当たり3.67ドルであるが、この現行の価格をコンスタント・プライスとしてプロジェクト財務分析を行う。一方、重油については、現在パラオには輸入されていないので、ISO規格RME180重油のシンガポール市場でのMOPS価格に、海上輸送コスト、地上ハンドリング・フィー及び第二次輸送、LFT、GRTをディーゼルと同額と想定して、1ガロン当たり2.6ドルを想定し、財務分析を行っている。従って、両者の差は1ガロン当たり約1ドルであり、上記で見てきたように、パラオの発電コストの大半は、燃料代であるので、プロジェクトの財務収益性予測に相当程度大きな差をもたらすと考えられる。

6.3.3 財務内部収益率(FIRR)及び純現在価値(NPV)

(1) 優先プロジェクト

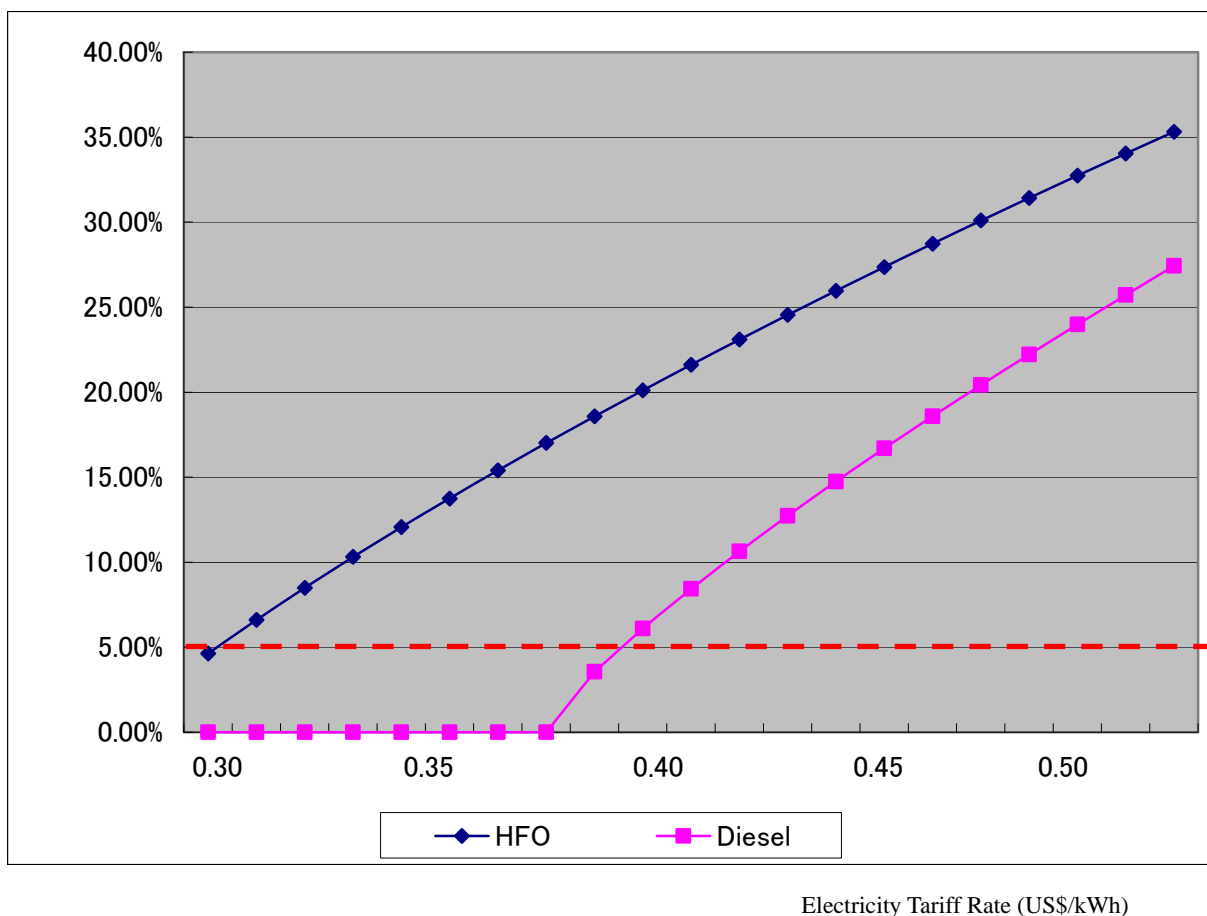
発電に要する支出の側面では、上記のように、燃料代が決定的に重要なファクターである。一方、電力収入の側面からは、これまで十分な費用回収を行って来ない電気料金体系を今後どのように改定していくかが重要である。

以下に示す図表に明らかなように、燃料としてディーゼルをそのまま使い続けるか、重油に転換できるかによって、プロジェクトの財務予想は大きく変わってくる。以下は、その計算結果たる財務内部収益率、純現在価値である。

表 6.3.3-1 包括的に計算される電気料金単価をパラメーターとして、条件を変えた場合の、財務内部収益率(FIRR)及び純現在価値(NPV)

重油使用ケース			ディーゼル油使用ケース		
ETR	FIRR	NPV at 5%	ETR	FIRR	NPV at 5%
US\$/kWh	%	US\$	US\$/kWh	%	US\$
US\$0.31	6.60%	6,576,292	US\$0.40	8.43%	12,131,285
US\$0.32	8.49%	14,649,472	US\$0.41	10.63%	20,555,580
US\$0.33	10.31%	22,722,650	US\$0.42	12.73%	28,979,880
US\$0.34	12.06%	30,795,830	US\$0.43	14.74%	37,404,180
US\$0.35	13.75%	38,869,011	US\$0.44	16.69%	45,828,478
US\$0.36	15.40%	46,942,189	US\$0.45	18.58%	54,252,775
US\$0.37	17.01%	55,015,370	US\$0.46	20.42%	62,677,072
US\$0.38	18.58%	63,088,548	US\$0.47	22.22%	71,101,372
US\$0.39	20.11%	71,161,727	US\$0.48	23.99%	79,525,670
US\$0.40	21.61%	79,234,908	US\$0.49	25.72%	87,949,968
US\$0.41	23.09%	87,308,087	US\$0.50	27.42%	96,374,269
US\$0.42	24.54%	95,381,265			
US\$0.43	25.96%	103,454,445			

FIRR (%)



出所：JICA 調査団が計算・作成

図 6.3.3-1 2つのシナリオに FIRR がどのように変化するか比較
(重油のケースとディーゼル油のケース)

ディーゼル油を使い続ける場合には、PPUC としてはアメリカ発電所のリプレースメント後も、US\$ 0.39/kWh の料金徴収を続けなければ採算はとれない(FIRR が 5%未満となり純現在価値はマイナスとなる)。もし、その時点でディーゼル油の費用が、今よりさらにアップしていた場合には、さらに US\$ 0.39/kWh を超える料金を課す必要がでてくる。

一方、重油への燃料転換に成功できた場合は、PPUC は US\$0.31/kWh のレベルまで料金を下げたとしても、それでも必要な費用回収を行うことが可能となる。

送配電設備の改善は、PPUC の電力供給を効率よく行い、事故による停電等を防ぐうえで、重要事柄であるが、発電のように目に見えて大きな直接的投資リターンを生むわけではない。しかし、送配電が効率よく安全に運用されないと、せっかく発電部門で生み出された電力が有効利用されない結果となる。

PPUC では、現在、およそ 20%の送配電のロスがあると推定できるが、そのロスを減少させる効果を本プロジェクトの便益として計算を行う。但し、事故停電等の想定されるマイナスを未然に防ぐメリットなどの計算までは行っていない。元々、会社のシステム全体として、発電、送配電含めて、便益を考えるべきものであろう。従って、本調査では、発電送配電含

めたプロジェクト全体として、財務収益性の検討を行っている。

(2) 感度分析

本計画では燃料価格が一番のリスク・ファクターであるので、燃料価格でいくつかのシナリオを設定し、それによって HFO 使用ケースでの発電プロジェクトの財務内部収益率を計算分析してみよう。燃料価格の上昇シナリオと電気料金の設定シナリオによって重油使用ケースでの財務内部収益率への影響を予測している。

表 6.3.3-2 燃料価格と電気料金をパラメータとした FIRR の感度分析

Overall electricity rate	0% Case	10% case	20% case	30% case	40% case	50% case
US\$0.35/kWh	13.75%	9.93%	5.90%	1.53%	minus	minus
US\$0.39/kWh	20.11%	16.61%	12.98%	9.21%	5.21%	0.89%
US\$0.43/kWh	25.96%	22.67%	19.29%	15.82%	12.24%	8.50%

Too good
 Appropriate
 Not viable

出所：JICA 調査団による予測計算

6.3.4 資金調達の確定から運転開始までのスケジュール

資金調達に当たり「パ」国側が円借款を中心に検討を進めてゆくのであれば、本調査の FS は、プレ FS であることから、このプレ FS の後に、JBIC としての案件形成調査 SAPROF を実施し、その後、円借款契約の締結に向けて進んでいくことになると思われる。

従って、本調査が 2008 年 7 月に終了し、2008 年の年央から年末までの半年の間に SAPROF を通じて詳細をつめる作業を行い、年が明けて 1 月～2 月ごろに円借款契約に係る調整準備を行い、2009 年 3 月までに契約調印をめざすのが最も早いケースである。

その後、6 か月～9 か月かけて、コンサルタントの選定作業を行い、2010 年の前半にフェーズ 1 の詳細設計を、2010 年の後半からフェーズ 1 の施設建設工事の入札業務 (PQ、入札、入札評価、契約ネゴ) を行い、2011 年に建設工事を行う。機材の調達関係は、それより半年～8 か月ずれて、入札業務は、2011 年に行い、2011 年の年末から 2012 年の年頭にかけて機材調達・据え付けの工事を開始し、パラオ国 2012 年度内 (2012 年 9 月) にフェーズ 1 の完成をめざす。

表 6.3.4-1 資金調達から運転開始までのタイム・スケジュール

	2008年												2009年												2010年												2011年												2012年											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
本調査	■																																																											
用地確保・資金調達等のフォローアップ作業	■																																																											
ローン契約締結													■																																															
コンサルタント選定													■																																															
詳細設計													■																																															
建設工事入札業務 Phase 1																									■												■												■											
建設工事 Phase 1																																					■												■											
機材調達入札業務 Phase 1																																					■												■											
機材調達 Phase 1																																																	■											
運転																																																	■											

出所：JICA 調査団作成

7. 電力設備運用改善の検討

7. 電力設備運用改善の検討

7.1 発電設備の運用改善

7.1.1 発電設備の運転・維持管理の現状

2008年5月現在、PPUCは米国のコンサルタントEPS社が2007年6月に“Power Plant Performance Audit”に示している提言を発電部門の運営に導入し始めており、その運転・維持管理は改善の方向に向かっているが、依然として発電設備の事故停止による供給支障が発生しており、その更なる改善が必要である。以下に、発電部門の運転・維持管理の現状を示す。

(1) 組織体制

PPUC 発電部門の組織体制を図 7.1.1-1 及び図 7.1.1-2 に示す。

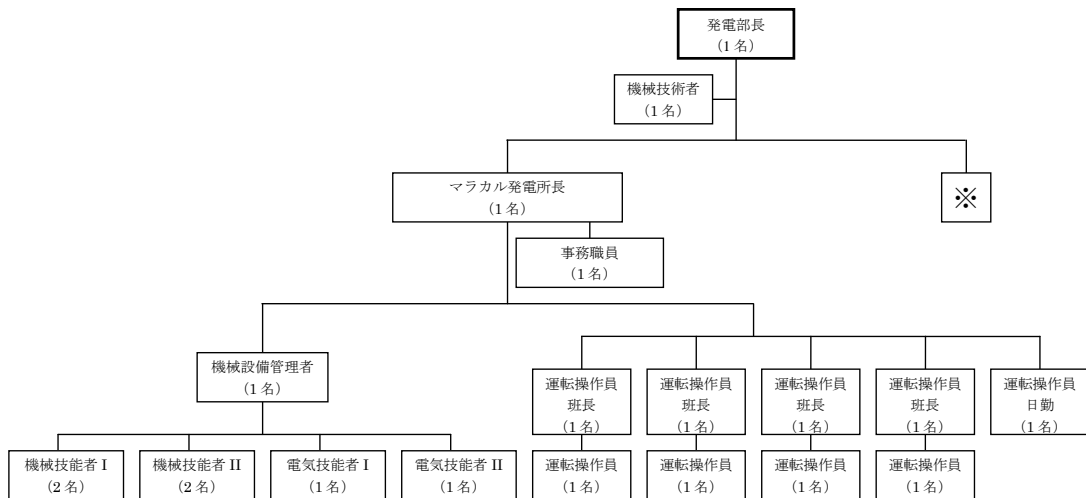


図 7.1.1-1 マラカル発電所の組織図

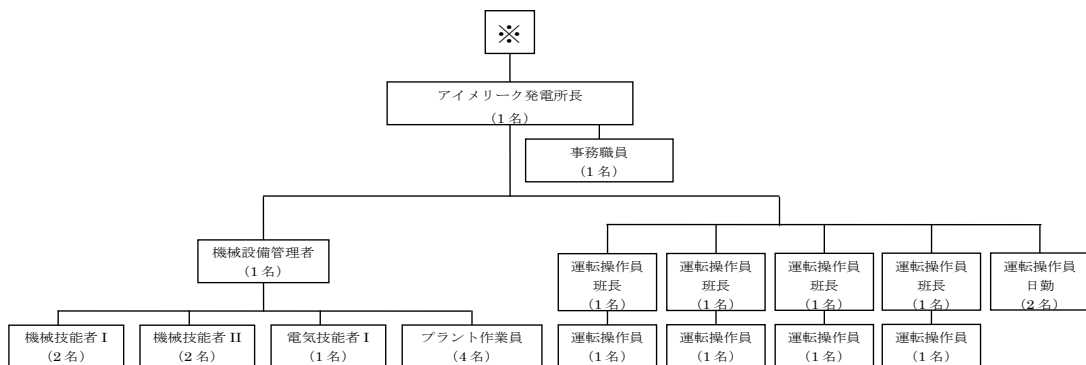


図 7.1.1-2 アイメリーク発電所の組織図

運転管理については3交替勤務を1班あたり2名で構成される計4班で実施している。維持管理については機械設備管理者が統括しているが、運転管理については運転データを分析評価する運転操作管理者が存在しない。

定期点検整備等の維持管理に係る実作業については、機器製作会社等に外注することなく、機械設備管理者以下約10名で、両発電所とも直営で行っている。またPPUCは“Power Plant

Performance Audit”の提言に従い、2007年11月より2年契約で機械技術者を雇用し、運転・維持管理の向上を図っている。

- ・ 各設備の今運転時間を集計し、将来の維持管理計画を立案する
- ・ 専門的見地から定期点検整備の実施監理を行う

雇用された機械技術者はフィリピンの発電会社にて、10年以上発電所の定期点検整備を監督した経験があり、インストラクターとして維持管理技術を指導してきた実績もある。この機械技術者により発電所の維持管理計画は整備されつつあり、その主な内容は下記のとおりである。

- ① マラカル発電所、アイメリーク発電所の各発電機に対する日毎の運転時間にまでブレークダウンした運転計画（2008年～2010年）
- ② 運転計画に基づく各設備の定期点検整備スケジュールの立案
- ③ 各発電機、各定期点検整備における点検整備項目の検討
- ④ 各発電機、各定期点検整備において必要となるスペアパーツ一覧表の作成
- ⑤ 定期点検整備スケジュールに基づくスペアパーツ発注時期一覧表の作成
- ⑥ 緊急予備品の発注基準及び在庫一覧表の作成

但し、同技術者により維持管理計画の整備は進められているが、現地職員への計画手法や発電設備に係る基礎技術の教育等、点検整備の実施監理に係る技術移転は進捗していない。

(2) 運転・維持管理に係る法制度及び法的な技術基準

発電設備に係る「パ」国独自の法制度、法的な技術基準は現状存在せず、長期的な視野で今後整備していく必要がある。既設の発電設備に関しては、納入を行った個々の業者が、各国の技術基準等に従い、設計・施工している。特に安全に係る技術的基準については、運転・維持管理の観点から重要であるため、長期的な視野で整備していく必要があるが、それを担う技術者の育成が現状の課題である。

(3) 保安規程及び緊急連絡網

電力安定供給の確保を目的とした発電所の保安に対する方針を明文化した文書（保安規程）は、PPUC に存在していない。しかしながら、PPUC の機械技術者により“Emergency Preparedness Plan”が作成されており、発電部門における大規模事故発生等、緊急事態への対処方針はまとめられている。また、緊急時の連絡体制は発見者が各発電所長に連絡するという体制をとっており、その具体的基準、その他職員への連絡網は確認されなかった。

(4) 予算措置

発電設備に係る維持管理予算及び支出実績を過去5年間見てみると、発電設備については2007年から各号機毎に維持管理費用が管理され始めている。但し、予算策定時と実際の維持管理費用とに乖離が大きく、これは過去、十分な維持管理計画の立案が出来なかったことや、電力需要を満足させるため、定期点検修理が出来なかったことに起因していると思える。

2007年度より前述の機械技術者が雇用され、維持管理計画を整備し始めているため、今後は予算、実績管理は改善されることが期待される。

(5) 発電設備の運転

日々の運転計画は、昨年同時期の日負荷曲線をもとに機械技術者により立案されている。しかしながら、現在、アイメリーク発電所の Pielstick-3 のリハビリテーション作業が実施されているため、発電出力に余裕が無く、夜間等、需要が小さくなる際に高速回転の低容量発電機を止める以外は、全ての発電設備が稼働している現状である。

運転管理データはログシート、申送り帳、不具合報告書、トリップ報告書、緊急時記録表で記録を行っているが、その分析評価、保管方法が明確になっておらず、記録が運転維持管理に有効に機能していない。また、ログシートにおいて、計器の不具合のため、データが記録されていない箇所もあり、計測機器の精度確認も実施されていない。

(6) エンジンの維持管理

各発電設備共、1,000 時間、3,000 時間、6,000 時間、12,000 時間、24,000 時間毎の定期点検を実施するよう機器製造者から推奨されているが、維持管理計画、予算措置が不十分であったため、アイメリーク発電所に関しては、1,000 時間点検と 24,000 時間点検のみが実施されており、3 号機のリハビリテーション請け負っている Meccron 社が、その状況を踏まえて今後の定期点検整備計画を立案する予定である。マラカル発電所は、前述の機械技術者就任以降、機器製作会社の運転・維持管理マニュアルに従い、確実に定期点検整備が計画され、実施され始めている。

(7) システムシステムの維持管理

良好なエンジン効率で運転を継続するためには、潤滑油系統、冷却水系統についても、整備計画を明確にし、維持管理を行っていく必要がある。現在、エンジン、発電機の定期点検整備については、整備計画が明確化されつつあり、予算項目も細分化されているが、その他システムシステムにまでは反映されていない。今後、機械技術者を中心に、その他システムシステムについても、熱交換器清掃周期、フィルター交換周期等を明確にし、設備全体に対する維持管理計画を立案していく必要がある。

(8) 潤滑油及び冷却水管理

アイメリーク発電所においては 1,000 時間毎に、マラカル発電所については 1 月毎に潤滑油をサンプリングし、石油会社に分析を委託している。その分析結果を潤滑油交換の判断基準にして潤滑油を管理している。

冷却水に関しては、Mitsubishi 製の発電設備には軟水装置が具備されているが、他の設備については、上水をそのまま冷却水として用いており（防食剤は適用していない）、定期的な冷却水成分の分析は実施されていない。

(9) スペアパーツ

緊急予備品として発電所に在庫しているスペアパーツの保管状況は良好で、在庫数、保管位置がリストにまとめられており、情報の更新も 1 月おきに実施されている。アイメリーク発電所については、2008 年 5 月より雇用された事務職員によりこのスペアパーツの在庫管理業務が実施されている。ガスケット等の消耗品については、1 回のオーバーホールに必要な数量以上が在庫されているが、比較的サイズが大きく、高価なスペアパーツについては在庫数は十分とは言えない。

(10) 保守工具

保守工具についても、スペアパーツと同様に保管状況は良好である。スパナ、レンチといった標準工具は各機械技能者にて管理しており、エンジンを分解、組立てする上で必要となる特殊工具については発電所の機械加工室で保管している。また、旋盤、フライス盤等の機械切削加工機を保有しており、応急部品等の製作は可能である。溶接機は確認されたが、溶接に対する専門知識を保有した溶接技能者は確認されなかった。

(11) 作業要領書及び点検記録様式

日常の維持管理は作業要領書に基づき作業内容、事前・事後処置、役割分担を明確にし、管理者が承認し、作業責任者の指導の下作業が安全・確実に実施されべきであるが、現在、発電所には作業要領書は備えられていない。今後、現場における実際の作業を想定した作業要領書及び点検記録様式を整備していく必要がある。

(12) 人材育成

発電部門の人材育成は OJT を基本としており、機器製作会社や援助機関へ職員を派遣し、技術的知識を習得させるといった教育は行われていない。製作会社による運転・維持管理教育を過去に経験している職員は、マラカル発電所の所長、機械技能者 2 名、電気技能者 1 名及びアイメリック発電所の機械設備管理者の計 5 名のみである。

また、運転・維持管理を改善していく上で必要な、各職員がデスクワークを行える設備・家具も無く、パーソナルコンピューターの基本スキルも欠如しているため。せめて、各職員がパーソナルコンピューターに対する基本スキルを習得することも、実務上、重要な課題である。

これらの具体的課題、達成基準は、人事評価に盛り込む等して徹底を図る必要がある。現状は年に 1 度、各職員に対し人事評価が行われているが、毎年、同じ記述の一般的評価項目に対し点数付けを行う形で評価を行っているため、具体的な課題に対し、どのようにスキルが向上しているかが確認できない状況である。

(13) 各発電設備の現状

マラカル発電所の発電機 Wartsila-2 及び Wartsila-3 については、2006 年にクランクシャフト焼損事故が発生し、この 2 機の発電機を電源として見込めない状態が続いており、十分な供給予備力が確保されていない。その補修作業については交換部品が 2 台分既に納入され、現在 Wartsila-3 の作業が進められており、復旧は 2008 年 7 月頃に、Wartsila-2 については 2009 年半ば、遅くとも 2010 年始めには復旧できる見込みである。尚、Wartsila-2 及び Wartsila-3 のスイッチギアは 2006 年クランクシャフトの焼損事故が多発した際に、緊急的に導入された 2 機の Caterpillar 社製発電機に転用されている。

アイメリックの発電設備に関して、PPUC はフィリピンのプラント設備、産業設備に係るコンサルティング業務を行っている Meccron 社と Pielstick-3 のリハビリテーション作業にかかわる契約を締結し、2008 年 2 月下旬に工期 60 日間の予定で作業を開始した。作業後の Pielstick-3 の運転状況確認後、順次、他 3 機のリハビリテーション作業についても同社と契約を締結する計画である。2008 年度（2007 年 10 月～2008 年 9 月）については Pielstick-3 及び Pielstick-2 のリハビリテーション作業の予算を計上している。しかしながら、Pielstick-3 の内部検査を実施したところ、冷却水ジャケットの下端内面の亀裂等、補修作業が現場では困難

な損傷が確認されたため、関連部品を Meccron 社のフィリピン工場に輸送し補修作業を行う。

一方で、2008年5月現在、マラカル発電所の Mitsubishi-13 の運転時間が 7,500 時間定期点検整備の時期となっているが、十分な供給予備力が無いため、想定していない不具合が発生した場合、他の設備の定期点検整備がやむを得ず延長されるという状況に追い込まれる。この定期点検整備の延長が新たな不具合の原因につながるといった悪循環を繰返し、予防保全を計画的に実施することができない現状である。

7.1.2 発電設備の運用改善に係る提言

(1) 通常運転の問題点と提言

1) 運転体制

前述の通り、両発電所共に常時 2 名の運転員が常駐し 4 班の運転員が 3 直（朝、夕、夜）3 交代の勤務を行っている。そのうち 1 班は日勤要員及び休暇を取るための交代要員の役割を担っている。通常運転時における、負荷、周波数、電圧、力率、電流、電力量が管理され、日負荷変動による発電機の起動・停止は運転員の経験によっているが、機械技術者が明確な手順を策定し、定期的 OJT を実施し、運転員の個人差による運転差異を無くすべきである。緊急事態が発生した場合の対応としては緊急連絡体制が整っており、的確な指示が受けられる体制は整っている。

2) 運転記録

運転記録（Log Sheet）はエンジン発電機、送電量、燃料油に分かれているが、性能記録が整理されていない、更に計器類の故障・欠損により記録の空欄があり、長期間に亘って放置されている箇所があり、部分データの欠落が適正な状況把握、危険予知を阻害している。

各々のエンジン発電機の運転記録値は運転員により 1 時間毎に発電電力量、排気温度、燃料ラック、冷却水圧力・温度、潤滑油圧力・温度等の発電機本体廻り、及び発電機制御盤の計器類の記録が網羅されており運転記録としては十分である。

3) 運転記録の分析

上記の運転記録は発電所内の技術者に送られ、発電所内に保管されているのみで、エンジン発電機の技術評価（現在状況判断、将来の予測、危険予知）に利用されていない。PPUC には運転記録を読み技術評価ができるエンジン機関及び発電システムに熟練した技術者が不足しており、この技術評価を PPUC 本社に報告するとともに、運転員・メンテナンス要員にフィードバックし、PPUC 全体で発電設備技術評価を共有することが重要である。この情報共有が健全な発電設備の運転・維持管理を可能にする。

運転員は毎日の出来事をノートに記録しているが、この記録には重要なヒントを含む場合があり、技術者が精読し、必要であれば詳細に調査し、原因を究明し、対策・処置を立案すべきである。また、全ての発生アラームは記録させ、上記手順で対応する。

事故記録の統計は記録されていない。毎月、発電設備毎に、運転時間、通常停止時間、事故停止時間、発電電力量を統計化し、さらに、年間のデータを集計したものは発電設備としての信頼性を数値として表現したものであり、健全な運転・維持管理の指数となる。

4) 計器の整備

OJT 等の教育を実施し、運転員から計器類の故障・不具合の報告を徹底させるとともに、運転記録から計器類の故障・不具合を察知する体制を確立することが必要である。報告する側、報告を受け判断する側の双方とも、“計器類の故障・欠損は異常である”との共通認識を持つことが重要である。更に計器類の定期的校正、故障計器の新規交換を強く推奨する。

5) 提言

- 発電設備の起動、停止手順の策定
- 計器類の校正、整備、交換
- 運転記録・出来事記録の解析・評価・対策・報告
- 事故報告の統計資料の作成・報告

(2) 定期点検の問題点と提言

エンジン機関等の機械設備は定期的にメンテナンスすべきものであり、各メーカーから供給されている O&M マニュアルに、運転時間ごとに作業項目が詳しく記述されている。

しかし、現状は定期的な手順ではなく、電力需要の逼迫によりエンジンを停止できない、また、予算不足による交換部品不足などの理由により、保守点検が後回しになり、重大事故が発生し、長時間運転不能となり、その修理に莫大な費用を要している。

更に、保守点検で目的以外の他の不具合が発見され、その部品の調達のために、さらに停止期間が延びる。発電設備の停止期間が延びると、電力需要が逼迫し次の保守点検が開始できなくなり、点検時期が先送りとなる。このような悪循環が繰り返されている。

PPUC はこれらの悪循環を打開すべく、フィリピン人技術者を昨年から雇用しマラカル発電所に配置しており、定期点検スケジュール等を作成させているが、PPUC の実情を踏まえ、フィリピン人技術者の技量・経験を最大限に生かした定期点検計画の策定が重要である。定期点検の概略を下記に示す。

1) エンジン発電機の保守点検の短期・長期計画の策定及び実施

短期的には2年間の詳細予定を策定し、長期的には10年程度とすべきである。

2) エンジン発電機の緊急予備品の調達、保管

偶発事故の為に常備する大物部品については、常に在庫が確認できるように管理する。社内ネットワーク構築により予備品の在庫状況を共有できることが望ましい。

3) エンジン発電機の交換部品の調達、保管

1)に必要な交換部品の調達、常に在庫が確認できるように管理する。

4) 補機類保守点検の長期・短期計画の策定及び実施

ポンプ・モーター類の定期点検、フィルター類の定期点検の実施。

5) 補機類の緊急予備品・交換部品の調達、保管

4)に必要な交換部品の調達、常に在庫が確認できるように管理する。

6) 制御盤、遮断機盤等の保守点検の長期・短期計画の策定及び実施

エンジン発電機の保守点検による停止期間に合わせて、メーター類の校正をする。

更に、2年毎に保護リレーの校正を実施する。

7) 燃料油の品質管理

燃料油調達先から購入ロット毎に成分表、性能表を提出させる。各エンジンメーカーの基準値以内であることを確認する。

8) 潤滑油の品質管理

潤滑油調達先から購入ロット毎に成分表、性能表を提出させる。各エンジンメーカーの基準値以内であることを確認する。

9) 冷却水の品質管理

「パ」国における発電設備の冷却水システムはラジエターを用いた循環方式であり、都市水から供給されている。一般的にラジエターの循環水の硬度は40ppm以下となるように要求されている。

10) Overhaul 時における、機器製造会社からのメンテナンス指導員 (SV) の派遣要請

現在 PPUC で実施されている Overhaul は、メーカーSV 派遣費用が高額であるため、直営で実施されている。ただし、アイメリーク発電所のリハビリの事例で分かるように、主要部位の損耗が長期間放置された結果、外部の技術者が不具合を発見した時には大規模な補修が必要となる程損耗が進行し、結果として PPUC にとって多大な負担（補修期間、費用）を強いる事となっている。このため、本格点検の際にメーカーSV の派遣を要請し、定期的に専門的見地から機器の健全性を評価する必要があると思われる。

11) メンテナンスの予算

適正なメンテナンス体制を確立するために、毎年度のメンテナンス予算の計上は持続すべきである。メンテナンス費用は2.0 cents / kWh 程度必要であり、2009年度の年間予想電力量は113,350GWhであるので、2009年度のメンテナンス予算は約2.27Million US\$を計上する必要がある。

(3) 発電設備の組織の問題点と提言

1) Planning Engineer の配置

アイメリーク、マラカル各発電所に、以下の業務を担当する Planning Engineer (1名) を配置する。

- i) 発電所の定期点検計画の策定
- ii) 運転・維持管理に係る年度予算の策定
- iii) 定期点検及び日常維持管理に必要なスペアパーツ、消耗品の管理、調達
- iv) 発電機性能管理（出力、熱効率）
- v) 燃料消費量管理、燃料の発注
- vi) 運転記録、点検・保守記録の管理

上述の i)～vi) の業務は、現在 Mechanical Engineer が全て一人で処理しているが、計画的なメンテナンス、発電設備の性能管理等をパラオ人職員が自ら実施できるよう技術移転する必要がある。そのため、上述の業務を専任で担当する Planning Engineer を配置する。

2) 長期的な需要予測、電力開発計画を担当する System Planning Manager の雇用

現在 PPUC では、電力開発計画等の長期計画は外部のコンサルタントに依存しているが、電力事業を取り巻く環境の変化に迅速に対応するためには、自前で長期計画、資金計画を策定できる人材を育成する必要がある。計画的に電源開発を計画・推進し、適切な供給予備力を確保することで、定期的に発電設備を停止して計画的なメンテナンス（予防保全）を行うことが可能となり、供給支障の低減に寄与する。

3) 環境社会配慮担当者の選任

発電所及び送配電線の建設及び運転・維持管理上発生する可能性のある、環境対策並びに社会配慮対策の担当者を PPUC は選任する必要がある。

7.2 送配電設備の運用改善

7.2.1 送配電設備の運転・維持管理の現状

(1) 組織体制

PPUC の送配変電部門は系統運用部及び配電部から構成されている。各部の構成と業務分掌について以下に述べる。

- 1) 系統運用部はマネージャ以下 7 名で組織されており、設備の維持管理計画、設備データ・事故データの管理、受電申込みに対する現地調査および工事計画、電力量計の試験・管理などが主な業務である。マラカル発電所構内の事務所に本拠地を置いている。

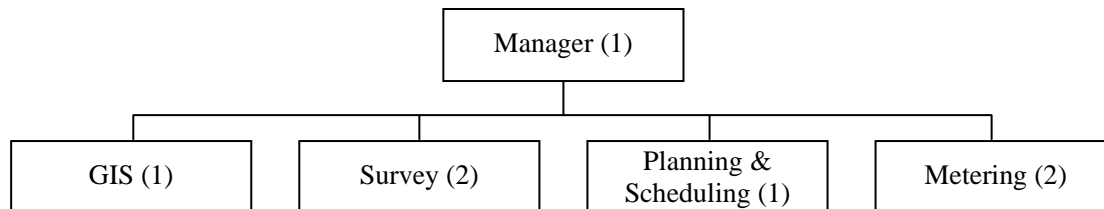


図 7.2.1-1 系統運用部の組織図

- 2) 配電部はマネージャ以下 22 名で組織されており、PPUC の送配変電設備すべての保守・工事業務を担っている。マラカル発電所構内の事務所に本拠地を置いており、送配電線に関わる工事を実施する作業班（作業監督者 1 名、作業員 4 名、重機運転者 1 名）を 2 班配置し、これとは別に、樹木伐採班（作業監督者 1 名、作業員 3 名）が 1 班編成されている。

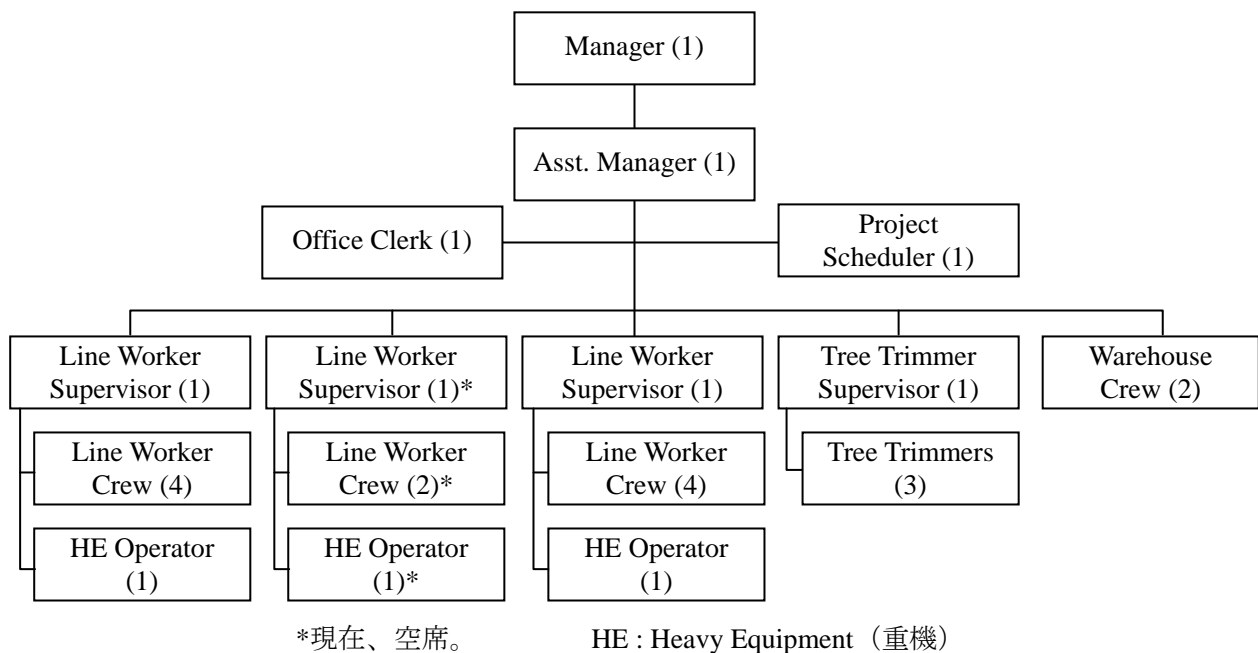


図 7.2.1-2 配電部の組織図

(2) 法令・基準類

「パ」国では電力に関する法令・基準等は独自には整備されていないが、米国の電力技術基準である NESC が適用されている。また、ラインマンは後述のとおり、米国が主催している Pacific Lineman Training を受講しており、技術面も米国のルールが取り入れられている。

PPUC は電力供給のルールを明記した供給約款 (Electrical Service Regulations) を制定しており、この中で規定されている供給電圧については、ANSI 標準 C84.1 に従うとされている。また、作業安全に関しても、社内ルールとして安全マニュアル (Safety Manual、1995 年 7 月 11 日制定) が整備されている。

(3) 電力系統の運転

2003 年に SCADA が導入されており、アイメリーク発電所、マラカル発電所から系統の監視・制御が可能である。ただし実際の制御はほぼ全てマラカル発電所から行なっている。SCADA のモニタは発電所の制御室内に設置されており、運転は発電所の運転員が兼務している。発電機に関しては SCADA から監視できる情報はごく一部であり、制御はできない。運転員は SCADA に警報が上がった場合、配電部や系統運用部に連絡するだけで、自主的な復旧操作は行なっていない。

(4) 配電線の電圧管理と負荷管理

配電用柱上変圧器 (13.8kV/240V/120V) は電圧比を 5 段階に切り換えるタップがあるが、電圧低下が問題になっている地域でもこれを用いた調整が行われていないなど、電圧管理が十分に実施されているとは言い難い。

(5) 日常・定期点検

送配変電設備の点検・保守は、2008 年 1 月から「点検計画」に沿って実施されている。この点検計画は系統運用部が立案し、General Manager (GM) に承認された点検項目とスケジュールからなっており、毎月全ての送配電線および変電所を点検することになっている。また、

不具合の確認から解消までを同じチェックシートに記載し、管理するようになっている。

送配電設備は、チェック表の項目として、植物の設備への接近状況、支持物、がいしの状況確認等の 10 項目があり、配電部に所属する少なくとも 3 人のラインマンが点検を実施している。車上からの点検が主であるが、1~2 か月に 1 回程度の割合で徒歩による巡視・点検も実施されている。

変電設備の点検は配電部の責任であるが、発電部から 2 名の補助を受けて実施するほか、系統運用部の計測技術者が電力量計に係る業務を実施する。点検結果は配電部のミーティングで関係者に周知され、異常が発見された場合は、配電部マネージャが修理計画を策定（停電の必要性、資材の準備、作業計画など）し、GM に報告している。また、配電部マネージャは、月に一回稼働実績を GM に報告している。また、系統運用部からは考察や改善案を毎週 GM に報告している。

伐採については、6 か月でバベルダオブ全島を実施する予定表を、「点検計画」とは別に作成しており（コロール島も同様に実施する予定である）、4 人の専門の担当者（Tree Trimmer）により実施されている。送電線下の伐採範囲は、50 フィート（約 15m）幅と決められている。

(6) スペアパーツ

スペアパーツは配電部の資材倉庫に品目毎に整理して保管してあり、専属の担当者が一覧表を作成し、管理している。保有する数量はこれまでの使用実績から決めており、この数量を維持するように管理されている。

(7) 事故時対応

事故が発生した場合は、需要家から連絡を受けたカスタマーセンター、または SCADA で警報を受けた発電所の運転員から配電部マネージャに連絡があり、配電部マネージャと系統運用部マネージャにより手続き（停電、資材の準備、作業計画策定）が行われ、復旧作業が実施される。

(8) マニュアル類の活用

ラインマンは、Pacific Lineman Training で使用されるテキストなどを、実務用のマニュアルとして使用している。機器納入者が納めた取扱説明書や維持方法に関するマニュアル類が数多くあり、資料的には十分であるが、それらが十分には活用されていない。

(9) 人材育成と保有技術・技能

PPUC はコンクリート柱の建柱などを直営で作業しており、作業に伴う負傷事故等はこれまで発生していない。ラインマンは全員が Pacific Lineman Training を受講し、専門知識を習得している。

7.2.2 送配電設備の運用改善に係る提言

(1) 電力系統の運転

電力系統の運転員は、系統に異常が発生した場合、速やかな 1 次処理を要求される。その他にも、電力品質を確保するため運転記録を分析・評価するなど、高度な技術・技能が必要である。正確な情報を速やかに集め、制御指令を確実に伝達するなど運転員の補助することが SCADA の機能であり、SCADA が電力系統を自動運転するわけではない。

制御所の設置は合理的な要員増加防止対策であるが、現在は設備側（SCADA、電力機器）の問題から実施できる業務に限られており、まずこれらを解消する必要がある。また電力系統の運転技術は容易に習得できるものではないので、今後の設備改修および制御所の設置に向けて、電力系統専任の運転員を計画的に配置・育成することを推奨する。育成に関しては「パ」国内での研修や設備見学は困難なので、他国の研修コースや設備見学が有効と考えられる。

(2) 配電線の電圧管理と負荷管理

電圧低下に関する苦情があった際には、現地で電圧の測定と変圧器のタップ位置の確認を確実にを行う必要がある。

PPUC の供給電圧は ANSI C84.1 に従うことになっており、定格電圧 240V であれば、228V～252V で維持されなければならない。適正な電圧で電力供給することは PPUC の使命であり、電圧管理は重要な業務であることから、変圧器設置場所、タップ位置、電圧測定結果を現在使用中の GIS で管理することを推奨する。

また、変圧器を低負荷で使用すると損失率が高くなることから、負荷に応じた容量の変圧器を設置する必要がある。今後は、電力需要（負荷）に見合った変圧器を設置し、効率的な設備構成となるように計画することが望まれる。

(3) 日常・定期点検

1) 送配電線

「点検計画」では送配変電設備を巡視した結果、不具合が発見された場合にはその改修に時間ととられるため、以降の巡視が遅れがちになっている。従って、1 か月という短期間にすべての設備を確認するよりも、毎月重点的に点検する事項（樹木接近注意箇所など）と 2～3 ヶ月に一度点検する事項（設備の外観など）に区分けして実施することが効率的であり、現在のラインマン人員（13 人）で対応可能と思われる。点検を実施した結果は記録して保管し、設備の改修計画策定のための資料として活用すべきである。

今後の送配電線の維持管理を行いやすくするため、各線路に線路名（アイメリークーコクサイ線など）や各支持物の番号を明確にする必要がある。巡視記録や点検記録においても線路名・番号を記載することにより、設備毎の状況を把握するのが容易になり、改修の計画が立てやすくなる。

2) 変電設備

変電設備の定期点検は基本的に外観点検を行っており、外観点検で異常を発見した場合に停電作業を計画している。このため外部の状態がよければ内部点検は実施されず、事故になるまで分からない。系統構成上、停電作業は供給支障を伴うため簡単に実施できない状況ではあるが、機器損壊となった場合停電が長期化し修理費用もかさむことを考えると、主要変電所に関しては機器メーカーの推奨する内部点検（通常数年毎）の実施が望まれる。なお、点検で得られた数値に対する良否判定は行うものの、前回点検時からの変化分に対する考察がなされていない。予防保全のためには異常の兆候を早期につかむことが必要であり、ガス遮断器のガス圧力や変圧器の油面レベルにはトレンド管理の導入を推奨する。また変圧器に関しては、絶縁油のサンプリング分析を定期的実施することを推奨する。

(4) スペアパーツ

スペアパーツの一覧表には、購入日、メーカー保証期間についての記載がないが、その品質を管理するために記載する必要がある。特に検電器や接地用具、測定棒などの絶縁器具は、絶縁性能が低下すれば感電する恐れがあるため、必ず定期的な検査を行う必要がある。

(5) 事故時対応

事故が発生した原因並びに再発防止のための対策を検討・策定し、実行することにより、事故の未然防止を図ることが重要である。PPUC で作成している事故報告書に再発防止を記載する欄を設け、記載すると効果的である。

(6) 設備維持能力の向上

「点検計画」は海外の電力会社勤務経験の豊富な系統運用部マネージャが、現状の設備および組織の能力レベルを分析して作成したものであり、使用を開始した段階である。当面は「点検計画」に基づいて維持管理業務を継続的に実施し、必要が生じた場合に、既存のマニュアル類を参考に「点検計画」を見直していくのがよいと考える。

(7) 人材育成・確保

「パ」国には専門技術を得られる教育機関が少ないため、必要な技術・技能を持った技術者を確保することが困難である。外国人を雇用することも短期的な対策にはなるが、長期的に PPUC を支えるパラオ人を社内で育成することが必要である。今後継続的に優秀なパラオ人を確保するため、奨学金を給付して海外で専門教育を受けさせるなどの対策が望まれる。

1) 送配変電

送配変電設備の増設、改修、修理等の実作業は配電部が直接行っているため、実務経験や能力は十分に有しているが、改修計画は主に系統運用部で策定されている。実際に設備を管理している配電部において、巡視や点検記録から設備の改修計画を策定できる人材を育成していく必要がある。

現在配電部に変電関係の技術者がおらず、変電設備の点検計画や劣化傾向の管理は配電部で実施している。このため、変電関係の技術者を少なくとも 1 人早急に配置し、変電設備の点検計画策定や、他の人員に対する指導を行わせる必要がある。

2) 電力系統の運転

SCADA 及び通信部門の技術者がいないため、それらの保守や拡張が困難である。この現状で SCADA を改修しても適切なシステムを構築できない恐れがあるため、技術者の配置を推奨する。このマスタープランでは設備の集中監視制御を行う制御所を設置する計画としている。従って 2011 年には制御所運転員を少なくとも 4 人配置し、現状の SCADA を活用した操作方法などを習得し、速やかに制御所に移行できるようにする必要がある。

電力設備を整備してもその運転能力が伴わなければ、効率的な電力設備の運転ができないだけでなく、公衆災害の発生をも招く恐れがあることから、従って、制御所運転開始の 2、3 年前からの計画的な育成が必要不可欠であり、経験者による OJT や人材育成プロジェクト（例えば、各ドナーが実施する技術協力プロジェクトなど）の実施や専門家の受入れなども一方策である。

7.2.3 SCADA 改善計画

既存の SCADA は以下の問題を抱えている。

- ・一部の装置が未完成（モニタ装置、発電機情報等）。
- ・運転記録のダウンロードができない。
- ・機器の設定変更に必要なパスワードがユーザに与えられていない。
- ・SCADA の運転開始後に設置した機器の表示・制御は取り込まれていない。

上記は PPUC に十分な技術力があれば回避できた問題であるが、どのメーカーの SCADA を採用しても設備の設置や変更に応じた SCADA の改修は必要なため、長期にわたり対応が可能な納入者を選定する必要がある。

SCADA の今後の拡張計画としては、以下の 3 案が考えられる。

- 1) 現状のまま既納入者と不具合修正および新規増設機器の取り込みの契約を結ぶ。
- 2) 既納入者と不具合修正および新規増設機器の取り込みの契約を結ぶが、必要な情報（パスワードやメンテナンスツール）を購入して依存を減らす。
- 3) 既納入者によるアップグレードを断念し、全面改修する。

PPUC が今後の保守・更新を適切に行うためには、SCADA 専任の技術者を配置し、実務に従事させることで育成することを推奨する。なお、既納入者が改修契約を拒否したり（上記 2）、難行した場合上記 3) を選択せざるを得ないが、この場合でも SCADA 技術者の採用や運転員の育成等、PPUC 側の事前準備が重要である。

8. 結論と提言

8. 結論と提言

8.1 発電所建設計画及び送配変電設備拡張計画

2010年から2025年までの「パ」国のコロール・バベルダオブ電力システムの電力開発計画として、調査団は以下に示すプロジェクトを実施することを提案する。なお、新アイメリーク発電所の燃料として、重油を使用することを推奨する。

表 8.1-1 発電所建設計画

年度	プロジェクト名	概要	概算事業費（百万ドル）	
			重油焚き	ディーゼル油焚き
2013	アイメリーク発電所リプレース(Phase-1)	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機（5MW 級×2 台）及び補機設備の調達、据付 燃料貯蔵、供給施設の改造（重油焚の場合） 発電建屋（Phase-2 の 2 台分も含む）、事務所の建設 	25.73	19.38
2014	アイメリーク発電所リプレース(Phase-2)	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機（5MW 級×2 台）及び補機設備の調達、据付 	12.22	11.73
2019	アイメリーク発電所リプレース(Phase-3)	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機（5MW 級×2 台）及び補機設備の調達、据付 発電建屋増設（Phase-3 の 2 台分） 	14.13	13.64
合計			52.08	44.75

備考： は優先プロジェクトを示す。

表 8.1-2 送配変電設備拡張計画

年度	プロジェクト名	概要	概算事業費（百万ドル）
2008	送配電線の支持物移転	コンパ ⁶ 外道路沿いへの支持物一部移転	PPUC 計画
2008	未電化地区配電線延長	キ ⁷ ワール州、アイライ州の一部	PPUC 計画
2008	配電線への調相設備設置	13.8kV、計 4.4MVA	PPUC 計画
2009	SCADA の改修	不具合の改修、記録機能の充実	PPUC 計画
2010	北部地域配電網の整備	リクローサ ⁸ 設置：13.8kV、6 箇所	PPUC 計画
2012	マラカル発電所調相設備設置	34.5kV、3MVA	0.3
2013	コロール変電所新設	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線、調相設備 3MVA	3.0
	アイメリーク～コロール送電線新設	34.5kV、19.3km、AC150mm ²	2.7
	ネッケン～コクサイ送電線新設	34.5kV、3.1km、AC150mm ²	0.3
	コロール州配電網整備	コロール変電所新設に伴う配電網整備	0.2
	新アイメリーク変電所新設	34.5kV、15MVA×1 台新設、既設変圧器 2 台移設、送電線 3 回線	4.2
	制御所新設及び北部送電系統の整備	SCADA の手直し、パソコン、モータ他 リクローサ ⁸ 設置：34.5kV、3 箇所	0.5
2014 ～ 2019			
2020 ～ 2024	アイライ変電所建替 (各機器の劣化状況に応じて実施)	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線	2.5
2025	アイライ～メレケオク送電線新設	34.5kV、24.5km、AC150mm ²	2.5
	メレケオク変電所新設	34.5kV、10MVA、送電線 3 回線	2.3
	コクサイ～メレケオク配電線昇圧	13.8kV→34.5kV、10.5km	0.2
	新アイメリーク変電所変圧器取替	34.5kV、10MVA(1 台)→15MVA(1 台)	1.2
合計			19.9

備考： は優先プロジェクトを示す。

電力プロジェクトの財務内部収益率は、電気料金、燃料価格により影響を受ける。以下に、重油を使用するケースにおける、優先プロジェクトの財務内部収益率の感度分析結果を示す。

表 8.1-3 燃料価格と電気料金をパラメーターとした FIRR の感度分析

Overall electricity rate	0% Case	10% case	20% case	30% case	40% case	50% case
US\$0.35/kWh	13.75%	9.93%	5.90%	1.53%	minus	minus
US\$0.39/kWh	20.11%	16.61%	12.98%	9.21%	5.21%	0.89%
US\$0.43/kWh	25.96%	22.67%	19.29%	15.82%	12.24%	8.50%

Too good
 Appropriate
 Not viable

出所：JICA 調査団による予測計算

8.2 再生可能エネルギー導入計画

8.2.1 太陽光発電

2025 年に向けて、100～200kWp 程度の太陽光発電設備の増設を行う。具体的な方法としては、太陽電池を政府関係庁舎の屋根上に設置し PPUC の系統に連系する。

8.2.2 水力発電

バベルダオブ島において、ADB の支援により新設が計画されている貯水地のオーバーフロー水を活用した出力 200kW の水力発電設備を設置するよう、上水道設備計画に組み入れる。

8.2.3 太陽熱利用

太陽熱温水器の普及・導入を推進する。「パ」国政府が太陽熱温水器の電気代節約効果を積極的にアピールするとともに、太陽熱温水器設置を条件とする住宅ローンや、Energy Efficiency Action Plan に示された太陽熱温水器普及促進基金設置など、「パ」国政府の普及促進制度を更に拡充する。

8.3 PPUC の経営改善

PPUC の経営改善のため、下記の通り電気料金を改定することを提案する。

(1) 短期的な対策 (FY2009-2013)

第 1 案：2009 年度に料金改定を実施

表 8.3-1 新料金体系の案 (2009 年度実施を目途) (Case 1) 均等負担案

Unit: US\$

Charge item	Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge	3	10
Cost per kWh	0-500 kWh	0.10
	501-2,000kWh	0.10
	2,001kWh above	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sep.2009	0.31	0.31

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

出所：JICA 調査団 の提案

表 8.3-2 新料金体系の案（2009 年度実施を目標）（Case 2）一般家庭優遇案

Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Cost per kWh	0-500 kWh	0.08	0.10
	501-2,000kWh	0.10	0.10
	2,001kWh above	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sep.2009		0.26	0.33

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

出所：JICA 調査団 の提案

第 2 案：2 年間かけて料金改定を実施（FY2009-2010）

Alternative Option 2 2-Year Step Up Option

Table: Proposed Electric Tariff Schedule of PPUC
(1st Year: FY2009) Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Coste per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sept. 2009		0.21	0.24

Table: Proposed Electric Tariff Schedule of PPUC
(2nd Year: FY2010) Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Coste per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2009-Sept. 2010		0.26	0.33

第 3 案：3 年間かけて料金改定を実施（FY2009-2011）

Alternative Option 3 3-Year Step Up Option

Table: Proposed Electric Tariff Schedule of PPUC
(1st Year: FY2009) Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Cost per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sept. 2009		0.2	0.23

Table: Proposed Electric Tariff Schedule of PPUC
(2nd Year: FY2010) Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Cost per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2009-Sept. 2010		0.23	0.28

Table: Proposed Electric Tariff Schedule of PPUC
(3rd Year: FY2011) Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Cost per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2010-Sept. 2011		0.26	0.33

(2) 長期的な対策 (FY2013 以降)

1) 新アイメリーク発電所でディーゼル油を使用する場合

- サブ・ケース 1 : 燃料 (ディーゼル油) 単価が、現状の US\$3.6/gallon と同じ
包括的な料金を US\$ 0.41/kWh とする。
- サブ・ケース 2 : 燃料 (ディーゼル油) 単価が 20% 上昇
包括的な料率を US\$ 0.47/kWh とする。
- サブ・ケース 3 : 燃料 (ディーゼル油) 単価が 30% 上昇
包括的な料率を US\$ 0.51/kWh とする。
- サブ・ケース 4 : 燃料 (ディーゼル油) 単価が 40% 上昇
包括的な料率を US\$ 0.57/kWh とする。

2) 新アイメリーク発電所で重油を使用する場合

- サブ・ケース 1 : 燃料価格が現状と同じレベル
包括的な料率を US\$ 0.33/kWh とする。
- サブ・ケース 2 : 燃料価格が 20% 上昇
包括的な料金を US\$ 0.38/kWh とする。
- サブ・ケース 3 : 燃料価格が 30% 上昇
包括的な料金を US\$ 0.40/kWh とする。
- サブ・ケース 4 : 燃料価格が 40% 上昇
包括的な料金を US\$ 0.42/kWh とする。
- サブ・ケース 5 : 燃料価格が 50% 上昇
包括的な料金を US\$0.44kW とする。

(3) 電気料金改定に向けた動き

「パ」国では、2008 年 6 月 5 日に料金体系の抜本改定の法案を議会で承認させるに至った。JICA 調査団の提案、問題提議に対する即時対応が行われつつあり、その努力は大いに評価されるべきものである。料金改定の内容は以下の通りである。

- 企業、政府向け
 - ・ 料率を一律に、42.5 セント/kWh
 - ・ 基本料率は、11 ドル
- 一般家庭向け
 - ・ 料率を消費電力量の範囲ごとに、下記のように設定
 - 0~500kWh 30 セント/kWh
 - 500~2000kWh 38 セント/kWh
 - 2000KWh 超 42.5 セント/kWh
 - ・ 基本料率は、3 ドル

8.4 電力設備の運用改善提言

PPUC が既存の電力供給設備の事故を防止し、常に良好な状態で運用できること、また本報告書で提案した電力供給設備の新設・拡張に対応できることを目的とし、調査団は PPUC に対し以下の改善提言を行う。

8.4.1 発電設備

(1) 通常運転に係る改善提言

- ① 発電設備の起動、停止手順を策定する。
- ② 計器類の校正、整備、交換を実施する。
- ③ 運転記録・出来事記録の解析・評価・対策・報告を実施する。
- ④ 事故報告の統計資料の作成・報告を行う。

(2) 定期点検に係る改善提言

- ① エンジン発電機の保守点検の短期・長期計画を策定及び実施する。
- ② エンジン発電機の緊急予備品を調達、保管する。
- ③ エンジン発電機の交換部品を調達、保管する。
- ④ 補機類保守点検の長期・短期計画を策定及び実施する。
- ⑤ 補機類の緊急予備品・交換部品を調達、保管する。
- ⑥ 制御盤、遮断機盤等の保守点検の長期・短期計画を策定及び実施する。
- ⑦ 燃料油の品質管理を実施する。
- ⑧ 潤滑油の品質管理を実施する。
- ⑨ 冷却水の品質管理を実施する。
- ⑩ Overhaul 時における、機器製造会社からのメンテナンス指導員 (SV) の派遣を要請する。
- ⑪ メンテナンス予算を確保する。

(3) 発電部門の組織に係る改善提言

- ① Planning Engineer を配置する。
- ② 長期的な需要予測、電力開発計画を担当する System Planning Manager を雇用する。

8.4.2 送配変電設備

(1) 電力系統の運転に係る改善提言

電力系統専任の運転員を計画的に配置・育成することを推奨する。

(2) 配電線の電圧管理と負荷管理に係る改善提言

電圧の連続測定が可能なオシロ装置を整備することを推奨する。変圧器設置場所、タップ位置、電圧測定結果を現在使用中の GIS で管理することを推奨する。

(3) 日常・定期点検に係る改善提言

毎月重点的に点検する事項（樹木接近注意箇所など）と 2～3 ヶ月に一度点検する事項（設備の外観など）に区分けして実施することを推奨する。各線路に線路名（アイメリークーコクサ

イ線など)をつけるべきである。主要変電所に関しては機器メーカーの推奨する内部点検(通常数年毎)の実施が望まれる。ガス遮断器のガス圧力や変圧器の油面レベルにはトレンド管理の導入を推奨する。また変圧器に関しては、絶縁油のサンプリング分析を定期的実施することを推奨する。

(4) スペアパーツ、保守用器具に係る改善提言

スペアパーツの一覧表には、購入日、メーカー保証期間について記載する。特に検電器や接地用具、測定棒などの絶縁器具は、必ず定期的な検査を行う。

(5) 事故時対応に係る改善提言

PPUC で作成している事故報告書に再発防止を記載する欄を設け、記載する。

(6) 設備維持能力の向上に係る改善提言

既存の「点検計画」に基づいて維持管理業務を継続的に実施し、必要が生じた場合に、既存のマニュアル類を参考に「点検計画」を見直す。

(7) 人材育成・確保に係る改善提言

1) 送配変電

変電関係の技術者を少なくとも1人早急に配置し、変電設備の点検計画策定や他の人員に対する指導を行わせる。

2) 電力系統の運転

SCADA および通信部門の技術者の配置を推奨する。2011年には制御所運転員を少なくとも4人配置し、現状のSCADAを活用した操作方法などを習得し、速やかに制御所に移行できるようにする。