

パラオ共和国  
パラオ電力公社

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

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

## 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

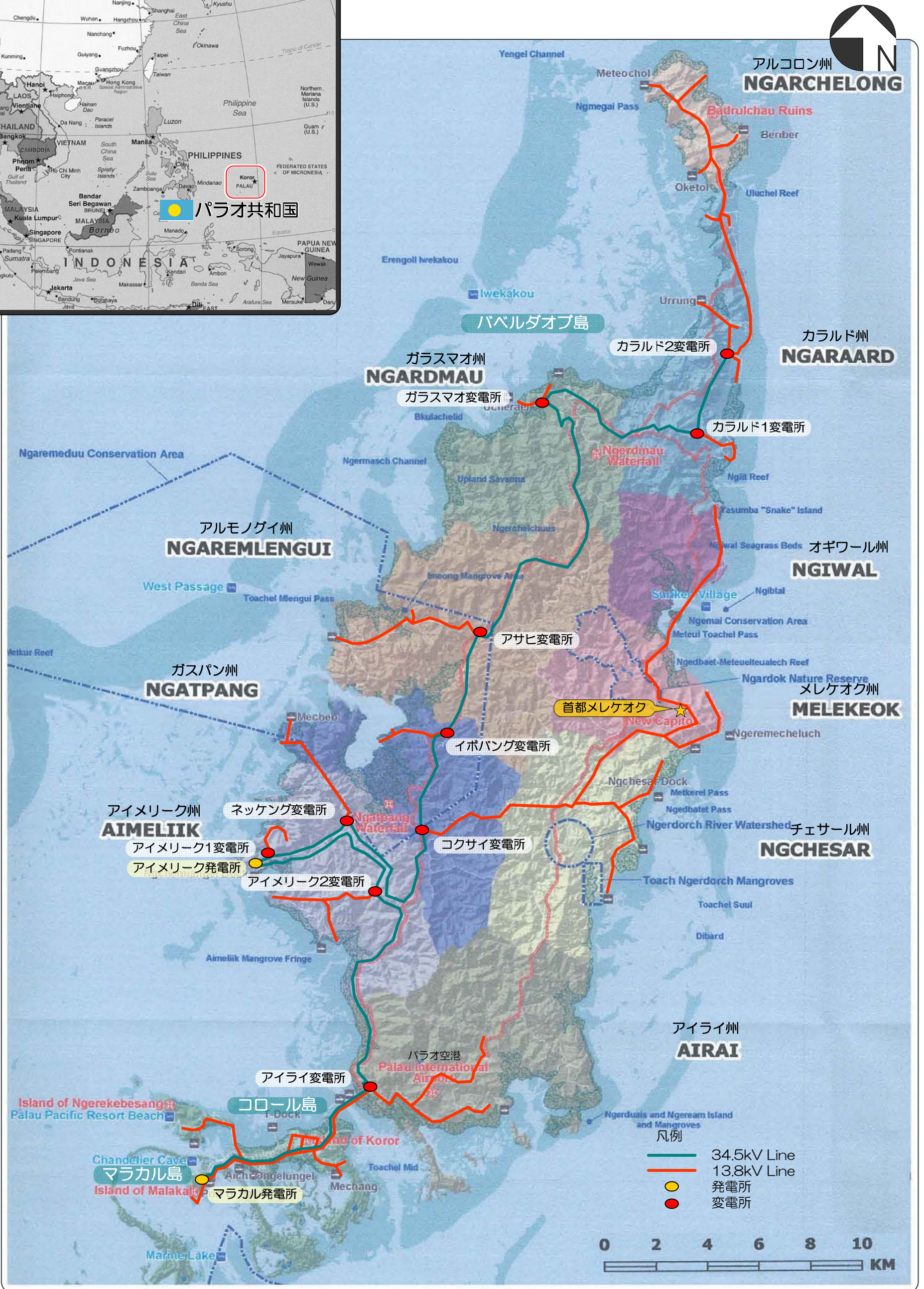
## 序 論

1. 調査の背景と経緯	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の基本方針	1
2. 計画策定における留意事項	2
2.1 当該セクターの関連開発計画と留意事項	2
2.2 社会経済事情	2
2.3 開発計画	2
2.4 電気料金と燃料価格	2
2.5 パラオ電力公社の経営状況	3
2.6 発電設備の現況	3
2.7 送配変電設備の現況	3
2.8 再生可能エネルギー	3
2.9 環境社会配慮	4
3. 最適計画の立案方針	5
3.1 電力需要予測	5
3.2 発電所増設計画	5
3.3 送配変電設備拡張計画	6
4. 電力設備運用改善	6
4.1 発電設備	6
4.2 送配変電設備	6
5. 経営改善方策	6
6. 資金計画	7
7. 技術移転	7
7.1 ワーキンググループの有効活用	7
7.2 ワークショップの実施	7
7.3 効果的な O&M マニュアルの作成	8
7.4 適用基準の統一と整合	8
7.5 図面・データ管理	8
8. マスタープラン策定及びプレ FS 実施のプロセス	8
1. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画	1-1
1.1 社会開発状況	1-1
1.1.1 人口、歴史、地理	1-1
1.1.2 産業活動	1-1
1.1.3 公共施設、インフラ整備状況	1-1

1.2	経済・財政状況	1-2
1.2.1	経済成長と構造的特質	1-2
1.2.2	金融セクター	1-4
1.2.3	財政	1-6
1.2.4	コンパクト更改と経済改革	1-8
1.3	開発計画	1-9
2.	パラオ国の電力・エネルギー事情	2-1
2.1	電力・エネルギー政策、制度、組織	2-1
2.1.1	電力・エネルギー政策	2-1
2.1.2	電力事業に係る法制度	2-1
2.1.3	電力・エネルギー政策に係る組織	2-1
2.2	電力事業に係る組織	2-2
2.3	電力需給状況	2-3
2.3.1	電力需要	2-3
2.3.2	電力供給力	2-5
2.3.3	コロール・バベルダオブシステムの負荷の特徴	2-8
2.4	電源設備及び電力供給システムの現状	2-11
2.4.1	発電設備の状況	2-11
2.4.2	送配電設備の状況	2-13
2.5	電力開発計画	2-28
2.6	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	2-30
2.6.1	一次エネルギーの賦存状況	2-30
2.6.2	再生可能エネルギーのポテンシャル	2-31
3.	PPUC についての財務経営分析	3-1
3.1	PPUC についての財務経営分析の目的	3-1
3.2	実施機関としての財務構造、経営状態の分析	3-1
3.2.1	PPUC のステイタスと政府のコントロール	3-1
3.2.2	経営管理面での組織構造	3-1
3.2.3	経営計画と予算	3-2
3.2.4	会計財務管理とコントロール	3-2
3.3	費用回収と料金体系	3-3
3.3.1	現行の料金体系	3-3
3.3.2	電気料金徴収率・徴収方法に関して	3-8
3.3.3	電力事業収入・支出に関する分析	3-10
3.3.4	費用回収の改善のための基本的な方向	3-19
3.4	電力事業収支及び経営財務状況の改善のための対策案	3-20

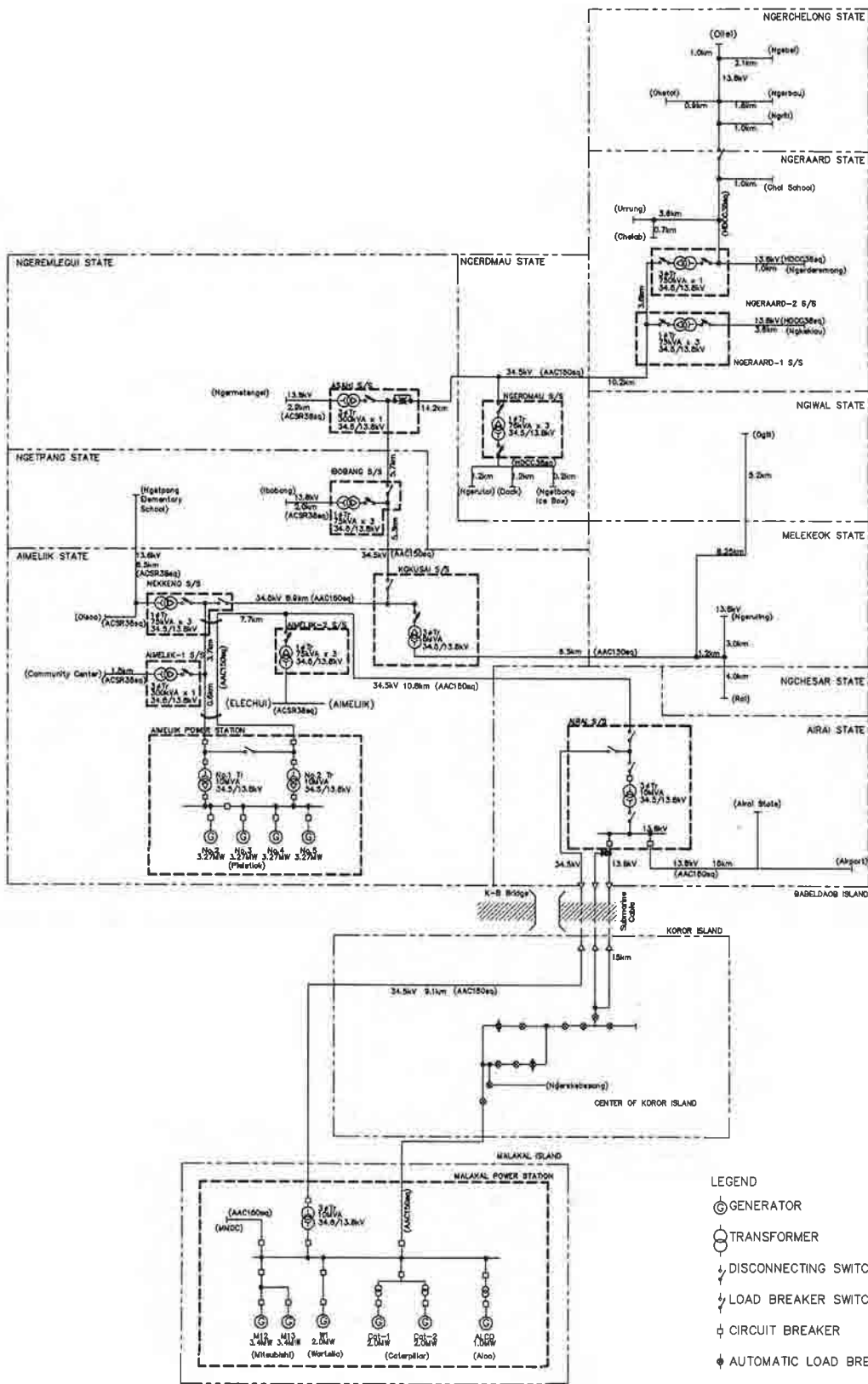
3.4.1	燃料をディーゼル油から重油へ転換する案	3-20
3.4.2	電気料金の料率改定	3-22
3.5	JICA 対策調査団の提案に即応した新しい動き	3-32
4.	電力開発の検討	4-1
4.1	電力需要予測	4-1
4.1.1	既存電力需要予測のレビュー	4-1
4.1.2	経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー	4-6
4.1.3	デマンドサイドマネジメントの検討	4-8
4.1.4	電力需要の予測	4-16
4.2	電力開発計画の策定	4-30
4.2.1	発電所建設計画の検討	4-30
4.2.2	送配変電設備拡張計画の検討	4-38
4.2.3	電力開発計画検討段階の環境社会配慮	4-72
4.3	再生可能エネルギーを含む電力供給オプションの検討	4-79
4.3.1	パラオ国の再生可能エネルギーの現状と評価	4-79
4.3.2	再生可能エネルギー導入の効果	4-82
4.3.3	再生可能エネルギー導入計画	4-91
4.3.4	再生可能エネルギー導入促進に係わる課題と提言	4-92
4.3.5	再生可能エネルギー導入に関わる組織と機能	4-94
5.	プレフィジビリティスタディ	5-1
5.1	発電、送配電に係る優先プロジェクトの予備設計	5-1
5.1.1	発電プロジェクトの予備設計	5-1
5.1.2	送配電プロジェクトの予備設計	5-11
5.2	優先プロジェクトに係る環境社会配慮	5-33
5.2.1	パラオ国における環境社会配慮制度	5-33
5.2.2	プレ F/S の対象とするプロジェクト	5-36
5.2.3	発電プロジェクトの初期環境影響評価	5-36
5.2.4	送配電プロジェクトの初期環境影響評価	5-53
5.2.5	PPUC の環境管理組織に係る提言	5-61
5.3	資金調達及びプロジェクト財務分析	5-62
5.3.1	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	5-62
5.3.2	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	5-66
5.3.3	財務内部収益率(FIRR)及び純現在価値 (NPV)	5-68
5.3.4	資金調達の確定から運転開始までのスケジュール	5-70
6.	電力設備運用改善の検討	6-1

6.1	発電設備の運用改善	6-1
6.1.1	発電設備の運転・維持管理の現状	6-1
6.1.2	発電設備の運用改善に係る提言	6-9
6.2	送配電設備の運用改善	6-14
6.2.1	送配電設備の運転・維持管理の現状	6-14
6.2.2	送配電設備の運用改善に係る提言	6-18
6.2.3	SCADA 改善計画	6-24
7.	結論と提言	7-1
7.1	発電所建設計画及び送配変電設備拡張計画	7-1
7.2	再生可能エネルギー導入計画	7-2
7.2.1	太陽光発電	7-2
7.2.2	水力発電	7-2
7.2.3	太陽熱利用	7-2
7.3	PPUC の経営改善	7-2
7.4	電力設備の運用改善提言	7-5
7.4.1	発電設備	7-5
7.4.2	送配変電設備	7-5



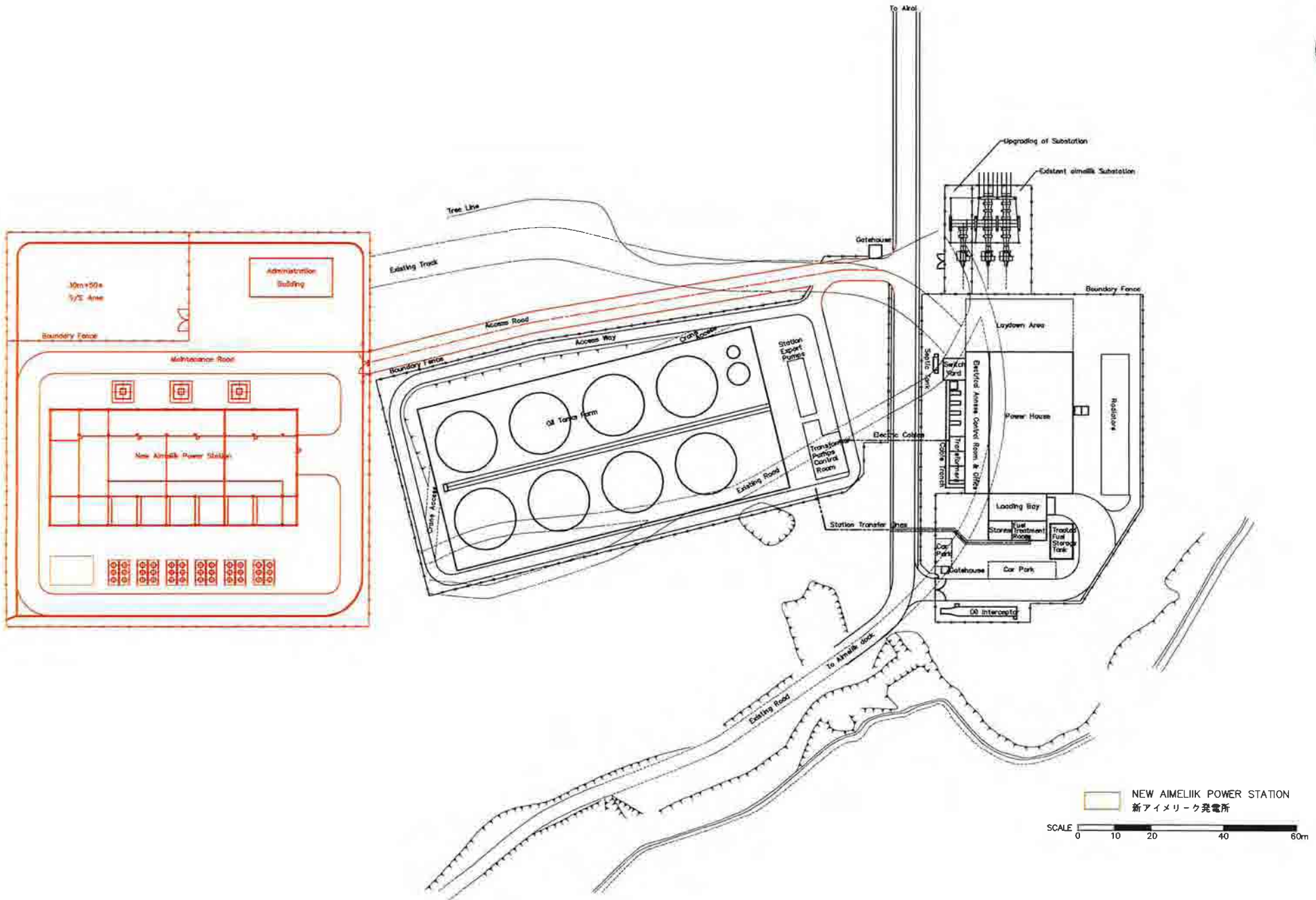
コロール島およびバベルダオブ島の送配電系統



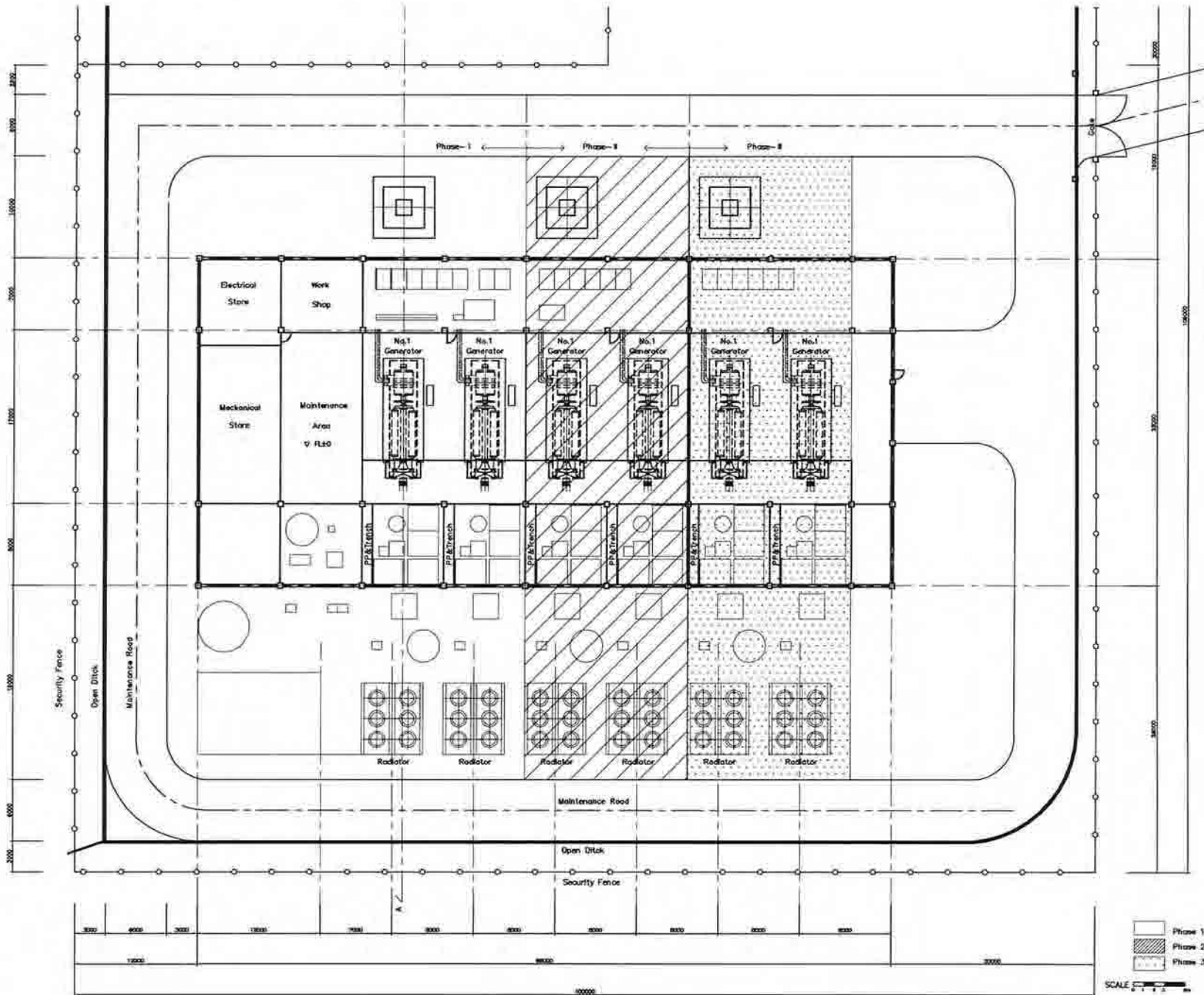


## Power System in Koror & Babeldaob

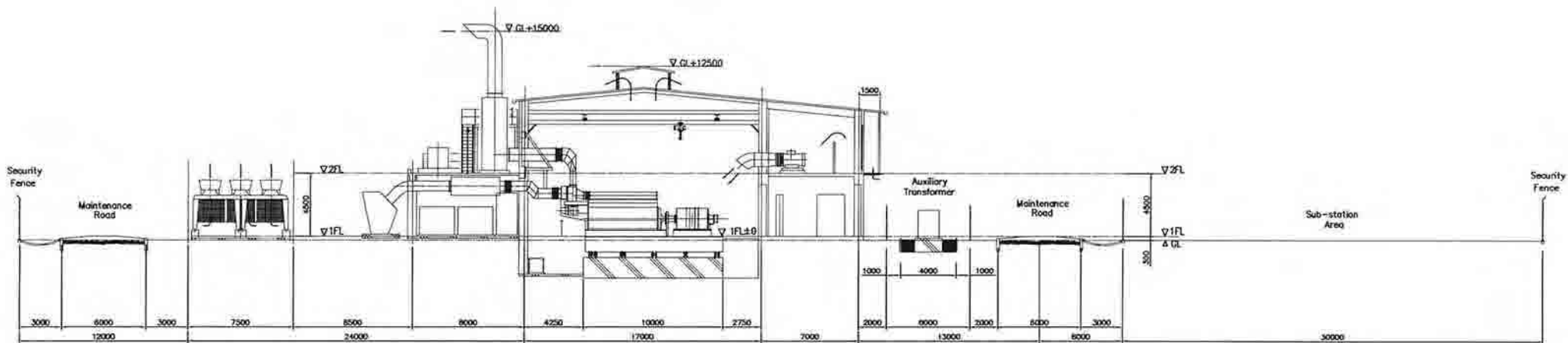
prepared by JCA Study Team on April. 28, 2008



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1章

表 1.1.3-1	公共設備の整備状況.....	1-2
表 1.2.1-1	パラオ国の近年の GDP の推移と部門別の動向.....	1-3
表 1.2.2-1	パラオの金融機関.....	1-5
表 1.2.2-2	消費者物価指数一年間変化率.....	1-6
表 1.2.3-1	パラオの財政赤字（2002-2006 年度）.....	1-6
表 1.2.3-2	歳入、歳出、グラントの推移、及び対 GDP 比.....	1-7

### 第2章

図 2.1.3-1	資源開発省（MRD）の組織.....	2-2
図 2.2- 1	PPUC の組織.....	2-2
図 2.3.1-1	過去7年間の需要家種類別電力需要の推移.....	2-3
図 2.3.1-2	コロール・バベルダオブ電力系統の各州の電力需要.....	2-4
図 2.3.1-3	各州の電力需要の需要家種類別割合（2007 年度）.....	2-5
図 2.3.3-1	日負荷曲線（発電端出力の推移）.....	2-10
図 2.4.2-1	マラカル発電所.....	2-18
図 2.4.2-2	アサヒ変電所（送電線遮断器）.....	2-18
図 2.4.2-3	VCB.....	2-18
図 2.4.2-4	カットアウト.....	2-18
図 2.4.2-5	リクローザ.....	2-18
図 2.4.2-6	アイメリーク変電所.....	2-19
図 2.4.2-7	マラカル発電所（変電所ヤード）.....	2-19
図 2.4.2-8	アイライ変電所（全景）.....	2-20
図 2.4.2-9	アイライ変電所（建屋）.....	2-20
図 2.4.2-10	ネッケン変電所（全景）.....	2-20
図 2.4.2-11	コクサイ変電所（リクローザ制御箱）.....	2-20
図 2.4.2-12	アイライ変電所（油入遮断器）.....	2-21
図 2.4.2-13	アイライ変電所（所内変圧器）.....	2-21
図 2.4.2-14	負荷開閉器操作装置（表示なし）.....	2-21
図 2.4.2-15	負荷開閉器操作装置（施錠なし）.....	2-21
図 2.4.2-16	屋外スイッチギア天井部.....	2-22
図 2.4.2-17	屋外スイッチギア内部.....	2-22
図 2.4.2-18	屋内スイッチギア.....	2-22
図 2.4.2-19	機器搬入扉.....	2-22
図 2.4.2-20	配電系統の概略図.....	2-23
図 2.4.2-21	Communications 画面.....	2-24
図 2.4.2-22	通信回線構成図.....	2-25
図 2.4.2-23	保護継電器.....	2-25

図 2.4.2-24	発電所全体画面.....	2-26
図 2.4.2-25	保護継電器状態表示.....	2-26
図 2.4.2-26	発電機状態表示.....	2-26
図 2.4.2-27	警報表示画面.....	2-27
図 2.4.2-28	運転記録画面.....	2-27
図 2.4.2-29	制御画面（発電所）.....	2-28
図 2.4.2-30	制御画面（変電所）.....	2-28
図 2.4.2-31	制御画面（送電系統）.....	2-28
図 2.4.2-32	制御画面（配電系統）.....	2-28
図 2.6.2-1	「パ」国電力発電セクターにおける二酸化炭素排出量 [t-CO <sub>2</sub> ].....	2-32
図 2.6.2-2	「パ」国の日射量及び降雨量 (Aimeliik).....	2-35
図 2.6.2-3	Aimeliik における風速 [m/s].....	2-36
図 2.6.2-4	Koror における風速 [m/s].....	2-36
図 2.6.2-5	Airport における風速 [m/s].....	2-36
表 2.3.1-1	各州の電力需要の全体需要に対する割合.....	2-5
表 2.3.2-2	緊急負荷制限依頼可能箇所.....	2-6
表 2.3.2-1	過去の発電端最大電力.....	2-7
表 2.3.3-2	各国の負荷率.....	2-8
表 2.3.3-1	過去の電力需要データ.....	2-9
表 2.4.1-1	PPUC の発電設備の概要（コロール・バベルダオブ電力系統）.....	2-11
表 2.4.1-2	PPUC の発電設備の現況（コロール・バベルダオブ電力系統）.....	2-11
表 2.4.1-3	PPUC の発電設備の運転状況（2006 年 10 月～2007 年 9 月）.....	2-12
表 2.4.1-4	PPUC の発電設備の主な点検・補修履歴.....	2-13
表 2.4.2-1	送電設備一覧表.....	2-14
表 2.4.2-2	支持物の使用状況.....	2-14
表 2.4.2-3	電線の種別一覧.....	2-15
表 2.4.2-4	がいし種別一覧.....	2-15
表 2.4.2-5	最低地上高と相間距離.....	2-15
表 2.5-1	PPUC 開発 5 ヶ年計画に示されている目標と対策案.....	2-29
表 2.6.2-1	PPUC 配電網以外の電力供給.....	2-31
表 2.6.2-2	各水系の想定される規模.....	2-33
表 2.6.2-3	Diongradid 水系の発電量.....	2-33
表 2.6.2-4	Ngermeskang 水系の発電量.....	2-34
表 2.6.2-5	Ngrikill 水系の発電量.....	2-34
表 2.6.2-6	水力発電計画実施による燃料費用、燃料消費量、二酸化炭素削減効果.....	2-34
表 2.6.2-7	「パ」国政府議事堂 100 kWp 太陽光システムの発電量.....	2-35
表 2.6.2-8	「パ」国政府議事堂 太陽光発電計画実施による 燃料費用、燃料消費量、二酸化炭素削減効果.....	2-35

### 第3章

図 3.2.2-1	PPUC の経営管理面での組織構造.....	3-2
図 3.3.1-1	近年のディーゼル油価格 (FOB、シンガポール) の推移 .....	3-5
図 3.3.1-2	PPUC のディーゼル油の調達価格の推移.....	3-5
図 3.3.1-3	大洋州諸国の電気料率(2007 or 2006)の比較.....	3-6
図 3.3.1-4	パラオ及び大洋州の近隣諸国の一人当たり GDP .....	3-7
図 3.3.2-1	PPUC の電気料金徴収率 (青：請求額に対して、赤：入金額)、2007 年度 .....	3-8
図 3.3.3-1	PPUC の顧客、2007 年 9 月現在.....	3-10
図 3.3.3-2	顧客の口座数の推移 (4 分類別) (2001 年 12 月～2007 年 9 月).....	3-10
図 3.3.3-3	2007 年度におけるユーザータイプ別の電力使用の状況.....	3-11
図 3.3.3-4	ユーザータイプ別電力消費量の近年の推移.....	3-12
図 3.3.3-5	ユーザータイプ別、月次ベースでの一顧客当たりの電力消費量の近年の傾向.....	3-13
図 3.3.3-6	売電収入をユーザータイプ別に区分整理したシェアの推移.....	3-14
図 3.3.3-7	2008 年度 PPUC 予算計画における電力事業の収入見込み .....	3-15
図 3.3.3-8	PPUC の電力事業収支の赤字状況の推移.....	3-16
図 3.3.3-9	非電力事業でのネット収入も加えた、PPUC 全体の損益の状況 (FY2001-FY2006) .....	3-17
図 3.3.3-10	近年の PPUC の電力事業の項目別支出状況.....	3-18
図 3.3.3-11	2008 年度 PPUC 予算における電力事業の支出.....	3-19
図 3.4.1-1	燃料代の推移の比較 (2 つのシナリオ：ディーゼル油のみ、重油に転換) ....	3-22
図 3.4.2-1	電気料金の将来推移(ディーゼル油をそのまま使い続ける場合).....	3-31
図 3.4.2-2	電気料金の将来推移(ディーゼル油から重油に転換する場合).....	3-32
表 3.3.1-1	PPUC の電気料金体系.....	3-3
表 3.3.1-2	近年の AFPAC 料率の改定 .....	3-4
表 3.3.1-3	PPUC の基本料率の改定の推移.....	3-4
表 3.3.1-4	大洋州諸国の電気料率.....	3-6
表 3.3.1-5	2003 年時点での先進諸国の電気料率の比較.....	3-7
表 3.3.2-1	PPUC の電気料金徴収率 (2007 年度(2006 年 10 月～2007 年 9 月) .....	3-8
表 3.3.3-1	顧客の口数の年平均成長率、及び当該機関全体での増加倍率 (Dec.2001 ～Sept.2007) .....	3-11
表 3.3.3-2	ユーザータイプ別、一顧客当たりの電力消費量の近年の推移.....	3-13
表 3.3.3-3	PPUC の売電収入をユーザータイプ別に整理した表.....	3-14
表 3.3.3-4	2008 年度 PPUC 予算計画における電力事業の収入見込み .....	3-15
表 3.3.3-5	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) .....	3-16
表 3.4.2-1	2008 年度 PPUC 予算.....	3-23
表 3.4.2-2	燃料代の予測比較.....	3-23
表 3.4.2-3	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 .....	3-24
表 3.4.2-4	新料金体系の案 (2009 年度実施を目的) (Case 1)均等負担案.....	3-26

表 3.4.2-5	新料金体系の案（2009 年度実施を目途）（Case 2）一般家庭優遇案.....	3-27
表 3.4.2-6	一般家庭からの収入予想（目標年：2009 年度） .....	3-28
表 3.4.2-7	企業及び政府からの収入予想（目標年：2009 年度） .....	3-28
表 3.4.2-8	一般家庭からの収入予想（目標年：2009 年度） .....	3-28
表 3.4.2-9	企業及び政府からの収入予想（目標年：2009 年度） .....	3-28

#### 第 4 章

図 4.1.1-1	Strategic Plan 2003 と Electric Rate Study 2007 における販売電力量（消費量）の予測値比較.....	4-1
図 4.1.1-2	Strategic Plan におけるピーク負荷予測.....	4-3
図 4.1.2-1	2025 年までの人口予測.....	4-7
図 4.1.3-1	負荷調査に必要なデータ種類と情報ソース .....	4-9
図 4.1.3-2	負荷改善パターン.....	4-10
図 4.1.3-3	需要家別の電力需要（2007 年度） .....	4-10
図 4.1.3-4	電気料金の推移（一般家庭） .....	4-13
図 4.1.3-5	日負荷曲線（平日の例） .....	4-13
図 4.1.4-1	PPUC の需要家カテゴリー.....	4-18
図 4.1.4-2	電力需要電力予測フロー.....	4-19
図 4.1.4-3	発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（Base ケース） .....	4-20
図 4.1.4-4	発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（Low ケース） .....	4-21
図 4.1.4-5	発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（High ケース） .....	4-22
図 4.1.4-6	各ケースの最大需要電力の予測値.....	4-22
図 4.1.4-7	2007 年度と 2008 年度の上半期のメレケオク州の電力需要比較.....	4-23
図 4.1.4-8	電力損失の予測推移.....	4-26
図 4.1.4-9	補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（Base ケース、重油焚き）.....	4-26
図 4.1.4-10	補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（Low ケース、重油焚き）.....	4-27
図 4.1.4-11	補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果（High ケース、重油焚き）.....	4-27
図 4.1.4-12	Strategic Plan 2003 と本マスタープランの発電端最大出力の比較.....	4-29
図 4.2.1-1	ディーゼル発電機の定期点検サイクル（例） .....	4-34
図 4.2.1-2	電力需要と電源開発計画.....	4-38
図 4.2.2-1	系統解析業務のフロー.....	4-40
図 4.2.2-2	送電系統（2008 年） .....	4-44
図 4.2.2-3	送電系統（2013 年） .....	4-45
図 4.2.2-4	送電系統（2025 年） .....	4-46
図 4.2.2-5	コロール州の配電網（2008 年） .....	4-47
図 4.2.2-6	コロール州の配電網（2013 年） .....	4-48
図 4.2.2-7	コロール変電所の配電線引き出し方法.....	4-49



図 4.2.2-8	2008 年時の潮流.....	4-54
図 4.2.2-9	2012 年時の潮流.....	4-55
図 4.2.2-10	2013 年時の潮流.....	4-56
図 4.2.2-11	2014 年時の潮流.....	4-57
図 4.2.2-12	2019 年時の潮流.....	4-58
図 4.2.2-13	2024 年時の潮流.....	4-59
図 4.2.2-14	2025 年時の潮流.....	4-60
図 4.2.2-15	アイメリーク発電所変圧器 1 台故障時のシミュレーション波形 (ケース①) .....	4-62
図 4.2.2-16	コクサイーメレケオク間送電ルート断時のシミュレーション波形 (ケース②) .....	4-63
図 4.2.2-17	アイライ変電所 34.5kV 電圧の年度推移 (マラカル停止の場合) .....	4-65
図 4.2.2-18	マラカル発電所 34.5kV 電圧の年度推移 (マラカル停止の場合) .....	4-65
図 4.2.2-19	アイライ変電所 34.5kV 電圧 (ループオフ時) の年度推移 (マラカル停止の場合) .....	4-65
図 4.2.2-20	マラカル発電所 34.5kV 電圧 (ループオフ時) の年度推移 (マラカル停止の場合) .....	4-66
図 4.2.2-21	アイライ変電所 34.5kV 電圧の年度推移 (マラカル運転の場合) .....	4-67
図 4.2.2-22	マラカル発電所 34.5kV 電圧の年度推移 (マラカル運転の場合) .....	4-67
図 4.2.2-23	各発電所の系統電圧のイメージ図.....	4-69
図 4.2.2-24	送電損失の推移.....	4-70
図 4.2.2-25	ケース毎の送電損失 (力率 80% の場合) .....	4-71
図 4.2.2-26	ケース毎の送電損失 (力率 90% の場合) .....	4-71
図 4.2.3-1	パラオ国の自然保護区域.....	4-74
図 4.2.3-2	パラオ国の歴史・文化遺産.....	4-76
図 4.3.2-1	Palau Community College の体育館 .....	4-84
表 4.1.1-1	Strategic Plan における需要予測データ .....	4-2
表 4.1.1-2	Strategic Plan における需要予測の評価.....	4-4
表 4.1.1-3	Electric Rate Study における需要予測.....	4-5
表 4.1.2-1	パラオ国地域振興計画調査における GDP の推移 .....	4-6
表 4.1.2-2	PSIP における優先順位の高いプロジェクト (電力需要に影響を与えるもの) 4-7	
表 4.1.2-3	IMF による GDP 成長率の将来予測.....	4-8
表 4.1.2-4	「パ」国政府による GDP 成長率の将来予測.....	4-8
表 4.1.3-1	検討の必要なデマンドサイドマネジメントプログラム .....	4-9
表 4.1.3-2	需要家数と一口当り電力消費量の推移.....	4-11
表 4.1.3-3	電化率と電化製品の保有状況.....	4-12
表 4.1.3-4	「Energy Efficiency Action Plan」における提案プログラム .....	4-14
表 4.1.4-1	電力需要予測手法の比較.....	4-16
表 4.1.4-2	電化率の推移.....	4-17
表 4.1.4-3	需要予測に使用した GDP 予測値.....	4-17

表 4.1.4-4	電力需要と最大需要電力の見通し (Base ケース)	4-20
表 4.1.4-5	電力需要と最大需要電力の見通し (Low ケース)	4-20
表 4.1.4-6	電力需要と最大需要電力の見通し (High ケース)	4-21
表 4.1.4-7	今後の新規大口需要	4-23
表 4.1.4-8	2008 年度上半期の電力損失率	4-24
表 4.1.4-9	発電所の所内率	4-25
表 4.1.4-10	補正後の電力需要予測データ	4-28
表 4.1.4-11	各州の最大需要電力の予測推移 (Base Case)	4-29
表 4.2.1-1	火力発電方式の比較	4-31
表 4.2.1-2	船舶用重油の標準燃料性状 (ISO 8217)	4-32
表 4.2.1-3	既設発電設備の廃止計画	4-35
表 4.2.1-4	コロール・バベルダオブ電力系統の発電所建設計画	4-37
表 4.2.2-1	PPUC 開発プランのレビュー結果	4-41
表 4.2.2-2	2025 年までの送配変電設備拡張計画	4-42
表 4.2.2-3	コクサイ～メレケオク間の昇圧方法の比較	4-50
表 4.2.2-4	メレケオク州への新送電ルートと比較	4-51
表 4.2.2-5	潮流計算結果と変圧器の容量の比較	4-53
表 4.2.2-6	短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流 (2008 年系統)	4-61
表 4.2.2-7	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)	4-61
表 4.2.2-8	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)	4-64
表 4.2.2-9	力率 80% の場合の各発電所の電圧の年度推移 (マラカル発電所を運転、電圧調整対策実施の場合) [単位: p.u.※]	4-68
表 4.2.2-10	力率 90% の場合の各発電所の電圧の年度推移 (マラカル発電所を運転、電圧調整対策実施の場合) [単位: p.u.]	4-68
表 4.2.2-11	マラカル発電所の発電機を運転した場合の便益	4-70
表 4.2.2-12	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	4-70
表 4.2.3-1	電力開発計画に含まれる発電プロジェクト	4-72
表 4.2.3-2	電力開発計画に含まれる送配電プロジェクト	4-73
表 4.2.3-3	パラオ国の自然保護区域一覧	4-75
表 4.2.3-4	電力設備建設プロジェクトの影響評価	4-77
表 4.3.2-1	「パ」国における太陽電池設置可能場所の調査結果	4-83
表 4.3.2-2	太陽光発電設備の計算結果	4-85
表 4.3.2-3	太陽光発電による燃料コストの削減および設備費の償還年数	4-85
表 4.3.2-4	水力発電設備の計算結果	4-88
表 4.3.2-5	水力発電による燃料コストの削減および設備費の償還年数	4-88
表 4.3.2-6	太陽熱温水器設備の計算結果	4-90
表 4.3.2-7	太陽熱温水器による燃料コストの削減	4-90
表 4.3.5-1	わが国の太陽光発電助成制度	4-96

## 第5章

図 5.1.1-1	発電機単機容量と負荷率の関係	5-2
図 5.1.1-2	発電所予定地案	5-6
図 5.1.1-3	弧状推進工法	5-8
図 5.1.2-1	海底ケーブルルート	5-11
図 5.1.2-2	ルート付近の海図	5-11
図 5.1.2-3	調査箇所断面	5-12
図 5.1.2-4	電力ケーブル布設台船の例	5-13
図 5.1.2-5	新設送電線の設置手順	5-13
図 5.1.2-6	コロール向け新設送電線 (B 案)	5-14
図 5.1.2-7	コロール向け新設送電線 (C 案)	5-14
図 5.1.2-8	検討ルート	5-17
図 5.1.2-9	コロール変電所位置図	5-20
図 5.1.2-10	コロール変電所の単線結線図	5-24
図 5.1.2-11	コロール変電所の機器装置配置図	5-25
図 5.1.2-12	新アイメリーク変電所の単線結線図	5-29
図 5.1.2-13	新アイメリーク変電所の機器装置配置図	5-30
図 5.1.2-14	新アイメリーク変電所のスケルトン比較	5-31
図 5.1.2-15	新アイメリーク変電所の切替工程	5-32
図 5.2.3-1	既設アイメリーク発電所と周辺民家の位置関係	5-37
図 5.2.3-2	既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル	5-38
図 5.2.3-3	アイメリーク発電所リプレース候補地	5-40
図 5.2.3-4	アイメリーク州の降雨量	5-41
図 5.2.3-5	窒素酸化物の着地濃度 (年間平均値)	5-45
図 5.2.3-6	硫黄酸化物の着地濃度 (年間平均値、S 分 4.5% 重油の場合)	5-46
図 5.2.3-7	アイメリーク発電所と騒音予測点の位置、到達音の予測結果	5-50
図 5.2.4-1	アイメリーク発電所～コロール間の送電線新設ルート	5-54
図 5.3.3-1	2つのシナリオに FIRR がどのように変化するかの比較	5-69
表 5.1.1-1	検討対象とする発電機単機容量と台数の組み合わせ	5-1
表 5.1.1-2	発電機単機容量と台数の評価	5-3
表 5.1.1-3	ディーゼルエンジンの仕様比較	5-3
表 5.1.1-4	新設アイメリーク発電所概略仕様	5-4
表 5.1.1-5	プロジェクト用地評価	5-6
表 5.1.1-6	重油荷役設備案比較表	5-7
表 5.1.1-7	アイメリーク発電所燃料受入れ栈橋沖海底調査結果	5-8
表 5.1.1-8	実施工程表 (アイメリーク発電所新設工事)	5-9
表 5.1.1-9	概算事業費 (アイメリーク発電所新設工事)	5-10
表 5.1.2-1	調査結果概要	5-11
表 5.1.2-2	支持物の概要	5-15
表 5.1.2-3	適用電線の概要	5-16

表 5.1.2-4	適用がいしの概要.....	5-16
表 5.1.2-5	最低地上高と相間距離.....	5-16
表 5.1.2-6	計画案の比較.....	5-18
表 5.1.2-7	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) .....	5-18
表 5.1.2-8	実施工程表 (コロール変電所新設工事) .....	5-23
表 5.1.2-9	実施工程表 (新アイメリーク変電所新設工事) .....	5-28
表 5.2.1-1	環境影響評価で採用する環境基準及び規制基準.....	5-36
表 5.2.3-1	アイメリーク発電所リプレースの概要.....	5-36
表 5.2.3-2	アイメリーク州観測所における風向データ .....	5-39
表 5.2.3-3	CO2 排出量の試算 (プロジェクトを実施する場合) .....	5-42
表 5.2.3-4	CO2 排出量の試算 (プロジェクトを実施しない場合) .....	5-43
表 5.2.3-5	最大着地濃度の計算結果と「パ」国基準 (年間平均値) .....	5-47
表 5.2.3-6	騒音予測で使用した機器毎の騒音レベル.....	5-48
表 5.2.3-7	騒音予測結果.....	5-49
表 5.2.3-8	アイメリーク発電所燃料受入れ栈橋沖海底調査結果.....	5-52
表 5.2.4-1	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.....	5-58
表 5.2.4-2	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.....	5-60
表 5.3.1-1	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 ....	5-62
表 5.3.1-2	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.....	5-62
表 5.3.1-3	JBIC が海外経済協力援助を考える際の国分類カテゴリー.....	5-63
表 5.3.1-4	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 .....	5-64
表 5.3.1-5	ADB の融資の条件 (ADF の場合、OCR の場合) .....	5-65
表 5.3.3-1	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).....	5-68
表 5.3.3-2	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 .....	5-70
表 5.3.4-1	資金調達から運転開始までのタイム・スケジュール.....	5-71
 第 6 章		
図 6.1.1-1	マラカル発電所の組織図.....	6-1
図 6.1.1-2	アイメリーク発電所の組織図.....	6-1
図 6.1.1-3	スペアパーツの保管状況.....	6-5
図 6.1.1-4	保守工具の保管状況.....	6-5
図 6.1.1-5	Wartsila-3 の整備状況 .....	6-7
図 6.1.1-6	冷却水ジャケットに確認された亀裂.....	6-8
図 6.1.1-7	Alco-7 及び Alco-8 のスイッチギアの状況.....	6-8
図 6.2.1-1	系統運用部の組織図.....	6-14
図 6.2.1-2	配電部の組織図.....	6-15

図 6.2.1-3	System Preventive Maintenance Schedule の構成	6-16
図 6.2.2-1	巡視チェック表	6-20
図 6.2.2-2	伐採調査表	6-21
図 6.2.2-3	GCB ガス圧力記録シート	6-22
表 6.1.1-1	運転操作員の勤務時間	6-2
表 6.1.1-2	エンジン、発電機の維持管理に係る予算及び支出実績	6-3
表 6.2.1-1	PPUC が所有している主なマニュアル	6-17
表 6.2.2-1	GIS で管理する電圧管理表の一例	6-18
表 6.2.2-2	JICA STUDY TEAM で作成した帳票一覧	6-19

## 第7章

表 7.1-1	発電所建設計画	7-1
表 7.1-2	送配変電設備拡張計画	7-1
表 7.1-3	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	7-2
表 7.3-1	新料金体系の案（2009 年度実施を目途）(Case 1)均等負担案	7-2
表 7.3-2	新料金体系の案（2009 年度実施を目途）(Case 2)一般家庭優遇案	7-3

## 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)



# 序 論

## 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 488km<sup>2</sup>、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) 本調査の緊急性、迅速性、効率性に鑑み、入手した資料・データ、現地調査結果、「パ」国側関係者との協議結果等を解析、活用し、アイメリーク発電所リプレース、アイメリーク発電所からコロール島変電所までの送電線建設、コロール変電所の建設の優先プロジェクトについては予備設計を実施し、プレ F/S を早期に完成させる
- (2) 「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こととした。
- (3) 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、具体的で実効性のある提言を行うこととした。
- (4) 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、具体的で実現可能な計画を提案することとした。

## 2. 計画策定における留意事項

### 2.1 当該セクターの関連開発計画と留意事項

「パ」国では1997年に制定された国家総合開発計画（PNMDP：Palau 2020 National Master Development Plan）で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。2003年には米国のコンサルタント（Oceanic Companies (Marshalls), Inc.）によってPPUCの5カ年計画が策定され、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。同計画はPPUCの開発戦略と位置づけられるが、新規設備投資に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。本調査では、上述の背景を踏まえて、「パ」国における現時点の電力・エネルギー政策の調査を実施する。

### 2.2 社会経済事情

「パ」国は1947年以来、米国を施政権者とする国連の太平洋諸島信託統治領の一部を構成していたが、1994年、米国との自由連合盟約（コンパクト）の発効に伴い「自由連合国」として独立、同年国連に加盟した。経済面では、「パ」国の国家財政は米国からの財政支援（コンパクト・マネー）に大きく依存しており、民間部門では外国援助の波及効果により、商業、建設業などが比較的好調であるが、製造業は小規模の食品加工を除き存在せず、食料をはじめ消費財の大半を輸入に頼っている。また、コンパクトに基づく米国の財政支援が2009年に終了するため、「パ」国政府は同年までの自立経済達成を国家の最優先課題としているが、依然として財政・経済とも外国からの援助に大幅に依存しており、2年後の自立経済達成は困難な状況にある。「パ」国にとっては、多額の資金を要する道路、上下水道、電力など生活基盤の整備には、我が国を含む外国からの援助が今後も必要である。

### 2.3 開発計画

現在アジア開発銀行の技術支援により2007年8月から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。このため、本調査ではPNMDPの見直し動向の把握に重点を置き、開発計画の調査を進める。

### 2.4 電気料金と燃料価格

PPUCの電力料金は固定料金と従量料金から構成されており、需要家分類は家庭用、商業用、政府用の3分類となっている。

PPUCの電気料金には、燃料価格の上下に対応する燃料費自動調整条項（AFPAC：Automatic Fuel Price Adjustment Clause）が適用されている。AFPACの調整率の妥当性に関して、アイメリーク、マラカル発電所の平均燃料効率が13.825kWh/galであり、燃料が12.7cents/gal値上がりした場合の発電原価上昇は0.919cents/kWhであることから、現行のAFPACの調整率（12.7セント/ガロンの燃料価格変動に連動して、1セント/kWh電気料金を調整する）は、妥当な数値であると判断される。本調査では上述の状況を踏まえて、PPUCの経営改善に資することを目的として、PPUCの電気料金の推移、「パ」国におけるディーゼル油価格の推移を調査する。

## 2.5 パラオ電力公社の経営状況

PPUC は、1994 年 7 月 6 日に設立された 100%政府所有の公社であるが、恒常的に毎年赤字を生み続ける体質になっていることが非常に大きな問題である。従って 1) 費用に見合った収入にすべく料金体系の改定が必要である。次に、2) 費用発生の状況を検証し、コスト・カットのメスをいれなければならない。更に、3) 赤字体質を甘んじて経営を行なっているマネージメント、ひいては一般従業員の意識改革、経営マインドの改善が必要である。経営技術的に、料金体系の改定による費用・収入構造の改善が早急の課題である。

## 2.6 発電設備の現況

コロール・バベルダオブ電力系統の電源は、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ーク発電所の二箇所である。発電方式は両発電所ともディーゼル発電であり、燃料はディーゼル油である。本調査では、米国のコンサルタントによって行われた”Power Plant Performance Audit”の結果を事前に解析するとともに、本調査で行う以下の作業に資することを念頭に置き両発電所の現況調査を行う。

- ・ 電源開発計画策定における、既設発電設備の廃止時期の想定
- ・ 新規ディーゼル発電設備の仕様検討
- ・ O&M マニュアル作成
- ・ 発電所の運転維持管理に係る改善点の提案

## 2.7 送配変電設備の現況

送電電圧は 34.5kV、配電電圧は 13.8kV であり、送電線は全て 1 回線であり系統信頼度は高くない。配電線は、需要の集中するコロール地域への供給線は 2 回線となっているが、その他は 1 回線設備である。

現在、34.5kV で連系している系統は、アイメリーク発電所、マラカル発電所および 10 変電所である。送電線の引出箇所に遮断器が設置され、保護継電器により故障除去が可能な電気所はマラカル発電所、アイメリーク発電所およびアサヒ変電所のみであり、系統保護システムの高度化、系統信頼度の向上などが今後の重要な課題となっている。

アイメリーク発電所およびアイライ変電所の変電機器類は、2007 年の JICA フォローアップ支援無償資金により、オーバーホールを実施する予定となっているが、このほかの変電所も老朽化により故障が増加している。このことから、設備運用改善のための技術移転を念頭においた調査を実施する。

## 2.8 再生可能エネルギー

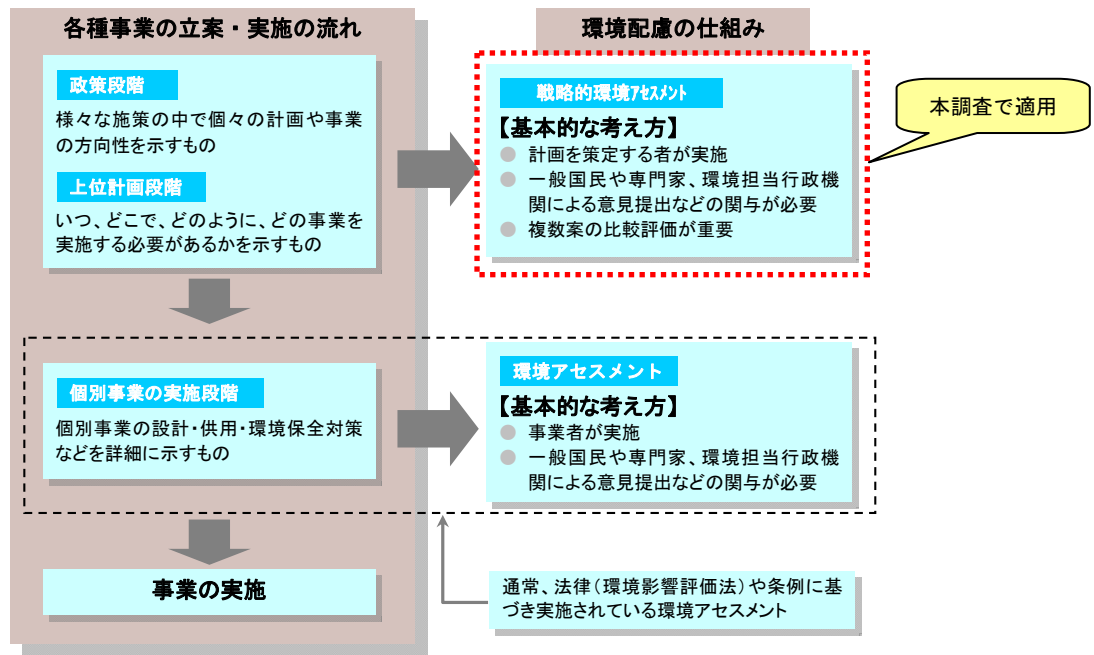
本調査においてはパラオ国の再生可能エネルギーへの取り組み状況を踏まえつつ、発電に応用できる再生可能エネルギーにつき技術的成熟度、経済性等を総合的に評価してパラオ国の再生可能エネルギー電源開発の優先技術及び課題を明らかにする。発電を目的とした再生可能エネルギーとして現在実用化されているものは、水力、地熱エネルギー、太陽光、風力、廃棄物、バイオマス発電がある。以下に再生可能エネルギーに関する本調査での対応方針を示す。

## 再生可能エネルギーの技術水準と本調査での対応方針

再生可能エネルギー源	現状の技術水準等	本調査での対応方針
海洋温度差発電	海洋温度差発電は世界的に見て、研究段階から小規模実証試験段階に留まっており、技術的にも建設コストの面からも大きな問題が残されていることから、発電設備実用化までの道程はきわめて厳しいものがある。更に、現状の技術レベルでは発電する電力に対して所内動力の割合が約 7 割に達し、実際に電力として使用できるのは 3 割程度となる。	「パ」国における佐賀大学との協力協定の進行状況と将来計画、及び同国としての具体的な実行計画などを調査し、「パ」国電源開発計画における海洋温度差発電の位置付けを検討する。
太陽光発電	実用化の域に達し 2005 年末集計では世界で合計約 370 万 kW が導入されておりさらに急速な伸びが予想されている。	太陽光発電の基礎調査を行い、立地の可能性と規模を特定し、改めて現地における 1 年を通じた詳細な日照調査及び電力系統調査の実施を提案する。
風力発電	風力発電は完全に実用化の域にあり 2005 年末集計では世界で合計約 5,900 万 kW が導入されており今後もさらに急速な伸びが見込まれている。安定した風力が得られるなどの立地条件と、系統連携型風力発電の場合母線側系統の容量と安定性などの電力系の条件に影響されるが、これらの条件が満たされれば、太陽光発電とともに再生可能エネルギー発電として成立する可能性は極めて高い。	風力発電のための基礎調査を行い、立地の可能性と規模を特定し、改めて現地における 1 年を通じた詳細な風況調査及び電力系統調査の実施を提案する。
廃棄物、バイオマス発電	燃料となる廃棄物、バイオマスを日常安定的に且つ十分な量を集荷し、さらに一定量を安全な状態で貯蔵することが必要であり、一般的には「パ」国のような人口が少ない島嶼国には適さないといわれている。	燃料の種類、集荷日量、集荷方法、立地場所などを概略調査し、再生可能エネルギー発電としての成立の可能性を検討する。
水力、地熱発電	技術的には全く問題は無いので、成立の可能性は立地、自然条件—エネルギー資源の賦存如何にかかっている。	MRD 等「パ」国政府機関から、立地、自然条件の情報を得る。

## 2.9 環境社会配慮

本調査の環境社会配慮では、JICA の環境社会配慮ガイドラインに従うとともに、「戦略的環境アセスメント」の手法を取り入れることが求められている。SEA は、事業の位置・規模等の検討段階で、著しい環境影響を把握し、複数案について環境面から比較検討を行うことにより、重大な環境影響を事前に回避、低減することを目的としている。このように SEA は、早い段階からより広範な環境配慮を行うことができる仕組みとして既に主要諸国で導入が進められ、海外では米国、カナダのほか EU 加盟 27 カ国中 25 カ国が SEA 制度を導入しており、アジアでは中国、韓国、ベトナム、香港で導入されているほか、フィリピン、タイで制度を創設中である。本調査ではこの様な SEA の手法を適用し、環境社会配慮を実施する。



各種事業の立案・実施の流れと環境社会配慮の仕組み

### 3. 最適計画の立案方針

#### 3.1 電力需要予測

電力需要予測に当たっては、①人口・経済成長率の予測、②デマンドサイドマネジメント、③地域毎、需要家分類毎の電力需要特性、④再生可能エネルギーの普及状況、等を念頭に置き調査を進める。

本計画の対象となるコロール・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に移転されたことに伴い、その前後で地域毎の電力需要構造に変化が生じている。メレケオク州では2000年から2003年の間、4年間で約2.8倍となっている。これは、同電力系統に属する州の中で、最も高い伸び率である。一方コロール州では、2000年から2003年の需要の伸び率は、僅かに0.075%/年であり、同系統の州の中で最も低い。

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、本調査では電力需要予測において計量経済学的手法を採用する。ただし、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。

#### 3.2 発電所増設計画

アイメリーク発電所リプレース計画の策定に当たっては、電力需要予測に基づく予備力、定期点検時の出力低下、既設ディーゼル発電設備の廃止計画等に基づき、最適な電源投入時期、単機容量を検討すると共に、調達対象となるディーゼル発電機の世界市場、利用可能な敷地の範囲・形状、既存のディーゼル発電機の仕様と運転実績、既設アイメリーク発電所のユーティリティ設備（燃料、水）の裕度、環境対策等に留意して計画を策定する。

### 3.3 送配変電設備拡張計画

計画策定にあたっては、下記の点に留意する。

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

## 4. 電力設備運用改善

### 4.1 発電設備

アイメリーク発電所は運転開始後 20 年以上を経過して老朽化が進んでおり、早急なリプレースが必要である。

PPUC のディーゼル発電機はクランクシャフトの焼損事故により相次いで停止しているが、これらの事故は潤滑油の分析結果から予見できたとされている。事実、潤滑油への水分及び冷却水防錆剤の混入、鉄分の混入（シリンダーの磨耗）が指摘されている。このような予兆があったにもかかわらず発電機の重大事故を招いたことは、PPUC の運転維持管理要員の日常的な管理能力の低さを物語っている。

本調査においては PPUC の発電設備運転維持管理能力向上のために、発電設備運転維持管理マニュアルの整備、スペアパーツの管理体制、予防保全手法の導入、組織体制整備などについて具体的な改善提案を行う方針である。

### 4.2 送配変電設備

送配電保守業務は約 30 名で実施していることから、効率的な保守方法の提案が重要となる。下記項目を念頭に設備運用改善に取り組む。

- ・ 効率的な日常運転管理の提案（巡視頻度、日常点検項目、定期点検の内容、スペア部品の管理など）
- ・ 予防保全の考え方の導入
- ・ O&M マニュアルの整備による設備運用方法のルール化

## 5. 経営改善方策

PPUC の財務諸表の分析、及び PPUC 財務当局からのヒアリング等から、PPUC の損益構造、財務構造等の現状について調査分析をまず徹底的に行う。次いで、料金体系の改定による費用・収入の構造の改善を行なう上でポイントとなる項目にスポットライトを当て、その特質、事業収支に与え得る影響度合いの程度について詳細に検討する。それらの分析結果を踏まえた上で、PPUC の損益計算予測モデル、キャッシュフロー予測モデルを構築する。一方、エンジニアリング側からのインプット（今後の電力開発計画、およびそれに必要となる資金の見積もり）を

踏まえて行なわれる、下記項目の資金計画作業からでてくる資金需要との対比において必要となる収入額の見通しを立てる。その両面を織り込んで、上記の損益計算モデル、キャッシュフロー予測モデルを通じたシミュレーション作業によって適正な料金水準、料率体系について検討を行う。

- ・ 基本料金（固定料金）の改定
- ・ 基本料金体系の底上げ
- ・ 離島での料金体系の見直し
- ・ 電気料金上昇率の検討
- ・ 燃料費調整制度の再検討
- ・ 街灯用料金の徴収

## 6. 資金計画

チーム内のエンジニアリング・サイドからあがってくる発電所建設計画、送配電設備拡張計画とそれに対応したコスト積算に従って、必要となる投資資金を算定し、資金計画を立案する。併せて、必要となる資金調達の方法、調達先などを検討する。資金調達については、様々なオプションが想定できるので、どれがMRD,PPUCにとって、また国民経済的に得策なオプションとなるかについてよく吟味する。いずれにしる、有利かつ現実的な選択肢を選ぶ必要がある。

- 必要となる投資資金フローの設定
- 想定される事業主体（PPUC、IPP等）の検討
- ソフトローン供与先候補となる金融機関の抽出（JBIC、ADB、世銀）
- 輸出信用金融機関の抽出
- 太平洋州地域で活発な民間金融機関の抽出
- 「パ」国自体からの政府資金からの拠出可能性の検討
- 必要となる資金サイズから見た適正なマッチング
- 実施のタイミングと比較してのローン成立所要時間のリードタイムの比較

## 7. 技術移転

### 7.1 ワーキンググループの有効活用

カウンターパートに電力供給計画の立案や設備運用等に関する技術移転を行うには、PPUCをはじめとする関係機関が本調査について十分な理解をし、活発な意見交換および情報交換により、本調査に積極的に参加することが不可欠である。このため、ワーキンググループ内の議論・協議の際には、事前に議題を提示し、必要に応じて課題を与えるなどして、積極的な参加を促す。

### 7.2 ワークショップの実施

現地で2回実施する予定のワークショップでは、調査団が資料を作成するが、技術移転の観点から、可能な限りカウンターパートがプレゼンテーションを行うよう計画する。

### 7.3 効果的な O&M マニュアルの作成

電力設備の O&M マニュアルの作成にあたっては、当共同企業体（中国電力）の電力設備維持要則・細則等の社内ルールなどを参考にすが、PPUC の設備実態に即したもので実用的なものとなるよう配慮する。

### 7.4 適用基準の統一と整合

パラオの電力設備は米国の電力設備と同様の基準で設備されていることから、技術移転にあたっては、米国の基準類の把握が重要となる。特に、米国の電力技術基準にあたる「National Electrical Safety Code(NESC)」と PPUC の設備実態の両方を考慮しながらの技術移転を心がける。

### 7.5 図面・データ管理

系統規模が大きくなるにつれて、最新の設備データを適切に管理することが困難になってくる。今回収集するデータは、設備変更時に PPUC 自身で管理・整備できるよう極力カウンターパートを通じて行う。

## 8. マスタープラン策定及びプレ FS 実施のプロセス

本調査で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等を含み、本要約及び主報告書にて詳述するが、MP 策定及び Pre-FS 実施のプロセスを次図に示す。



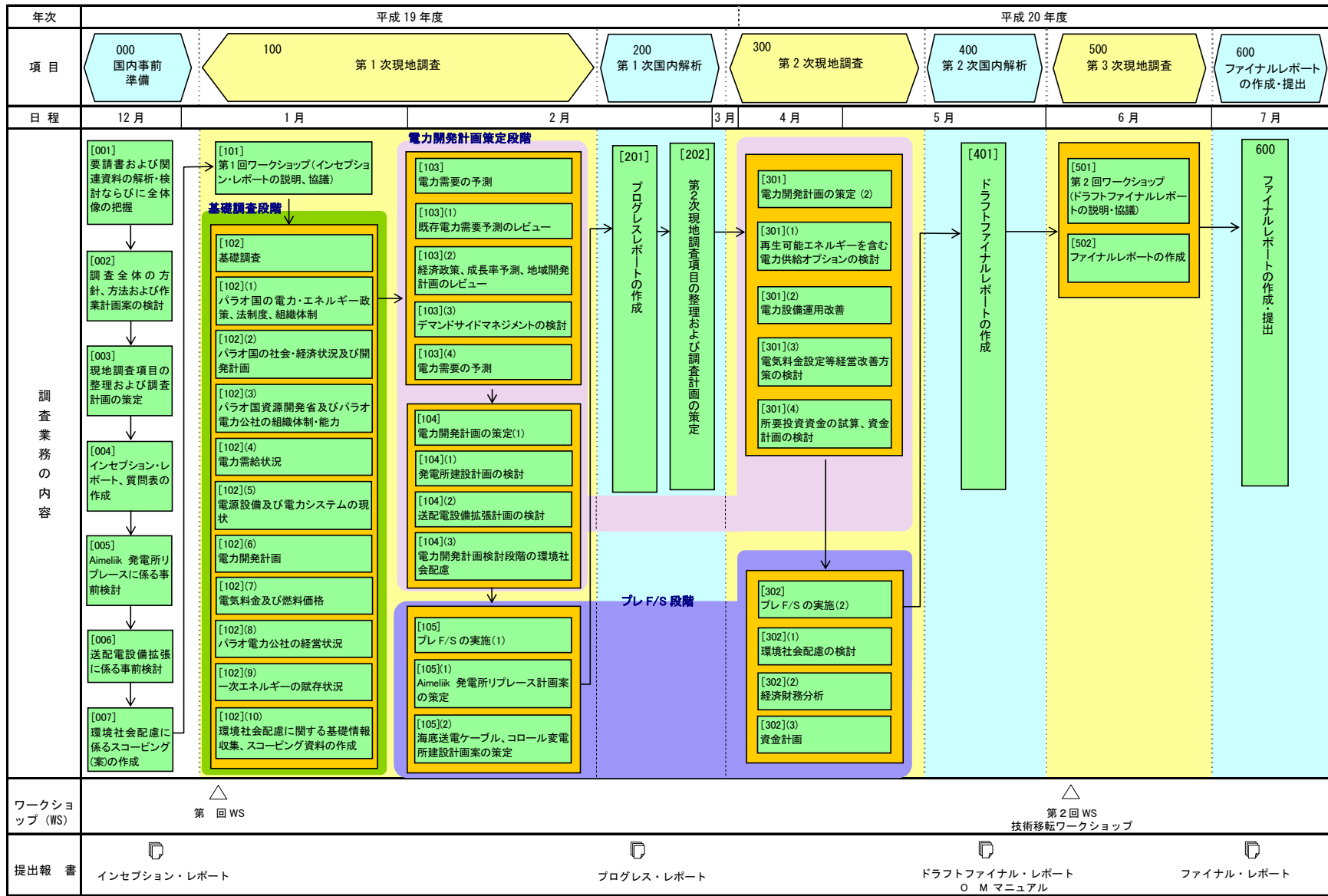


図 1 調査実施の作業フロー

## 1. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画

## 1. パラオ国の社会・経済状況及び開発計画

### 1.1 社会開発状況

#### 1.1.1 人口、歴史、地理

パラオ共和国（以下、「パ」国という。）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 488km<sup>2</sup>、人口 19,907 人（2005 年国勢調査）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、依然として人口の 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、第二次世界大戦後、米国を施政権者とする国連信託統治地域として同国より財政的な支援を受けてきたが、1994 年 10 月 1 日に自由連合国として独立した。この時、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。

#### 1.1.2 産業活動

「パ」国の財政は、米国とのコンパクトに基づく無償援助に大きく依存しており、近年は 1999 年に外交関係を樹立した台湾からの援助も増加している。米国及び台湾からの無償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おり、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。現政府は、行財政改革による政府の軽量化、効率化とともに海外投資促進と援助による農業、水産業、観光業を中心とした経済活性化を目指してきたが、依然として財政・経済とも外国からの援助に大幅に依存しており、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。

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。これまでは公的部門の GDP が常に全部門の中で一番の額であったが、2006 年に初めて貿易部門が公的部門の GDP 額を追い越している。また、1991 年に全雇用の 44%であった公的機関の雇用が、2005 年には 31%に減少しており、公的部門中心の経済から少しずつ変化していることが窺える。

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。

#### 1.1.3 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 年に策定し、経済開発に取り組んできたが、これとは別に「公共部門開発計画」(PSIP: Palau Sector Investment Program) が 2003 年 4 月に策定された。この計画は、公共部門開発の見直しを図ることを目的に、2003 年～2007 年の 5 年間に実施する開発計画をまとめたものである。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、B、C の優先順位に分けて計画され、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。この 5 年間に実施された主なものは、首都移転、コンパクト道路の整備、パラオ国際空港滑走路改修、コロール州・アイライ州・地方水道システムの改善、コロール州下水処理設備改善、ペリリュウ島漁港整備・道路拡張などである。「パ」国政府は、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 のとおりである。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 1.1.3-1 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 K-B 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。今後は、首都メレケオク州を中心に、観光開発を中心とした経済活動の活性化が期待される。このほか、都市機能が集積しているコロール島、国際港があるマラカル島、大統領府や国立病院があるアラカベサン島、国際空港のアイライ州を結ぶ首都圏幹線道路の改修工事がわが国の無償支援により実施されている。

## 1.2 経済・財政状況

### 1.2.1 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。年平均で見るとそうであるが、詳しく見ていくと、年によって大きく変動しており、パラオ国経済の脆弱性を物語っている。信託統治領であったパラオが、独立を遂げたのは、1994 年であるが、直後の 1995、1996 年はコンパクトの財政支援の開始により、大きな成長を遂げたが、その後 2003 年までは、爬行状態を続けた。その後、観光部門の好調によって、2004 年、2005 年は名目で 8.8%、8.3% (実質で約 5%) の成長軌道に乗った。2007 年度現在で、パラオ国の

GDP は、約 1 億 7 千万ドル（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。

表 1.2.1-1 パラオ国の近年の GDP の推移と部門別の動向

Unit: US\$ 1,000

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 Prov	2007 Prov
Agriculture	1,398	1,358	1,372	1,399	1,427	1,470	1,544	1,606	1,927	2,312
Fisheries	2,038	3,148	3,274	3,372	2,529	2,630	2,788	2,928	3,047	3,228
Mining	176	218	229	240	240	243	243	249	249	249
Manufacturing	1,702	1,609	1,690	1,774	1,774	532	540	547	553	558
Electricity, Gas and Water	2,360	3,393	3,563	3,741	3,741	3,928	4,242	4,582	4,811	5,003
Construction	10,389	8,249	12,621	14,261	15,402	16,018	18,421	22,105	25,421	29,234
Foreign Trade	24,837	23,165	23,860	24,337	21,903	22,998	26,218	28,840	33,166	38,141
Hotels and Restaurants	12,370	11,938	12,057	12,419	10,929	11,694	13,565	15,328	17,628	20,272
Transport and Communication	9,191	9,846	10,338	10,855	10,095	10,600	11,660	12,476	13,349	14,284
Finance and Insurance	5,706	4,297	4,511	4,647	4,368	4,499	4,769	4,960	5,108	5,211
Real Properties	6,555	4,611	4,842	5,036	4,985	5,185	5,600	5,935	6,292	6,543
Public Services	28,462	29,374	30,255	30,860	31,169	31,792	32,428	33,077	33,077	33,077
Other Services	9,907	9,691	9,982	10,381	9,550	9,837	10,132	10,588	10,588	10,588
Sub-Total	115,091	110,897	118,593	123,323	118,114	121,428	132,150	143,220	155,216	168,700
Bank Commissions	-2,640	-2,384	-2,540	-2,666	-2,681	-2,600	-2,820	-2,890	2,890	2,890
Import Duties	4,869	4,972	3,810	3,999	4,022	3,900	4,229	4,335	4,335	4,335
Nominal GDP (Calendar Year)	117,320	113,485	119,863	124,656	119,455	122,728	133,560	144,665	157,685	170,144
Nominal Growth Rate		-3.3	5.6	4.0	-4.2	2.7	8.8	8.3	9.0	7.9
Per capita GDP					5,527	6,266	6,146	6,264	6,763	7,267

出所：パラオ国計画統計局

2006 年度、2007 年度は、推計値

## (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)。幸運なことに、パラオ国は、コンパクト財政支援の恩恵を最も大きく受けてきているものの、それは自助努力によって達成されたものではないため、パラオ国経済は、まだまだ脆弱であることを再認識する必要がある。ちなみに、1994-2009 年にかけてコンパクト自由連盟により米国からパラオ国に供与された援助は約 5 億ドルに達し、近年の実績では年間の援助額は、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 年間は米国が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、自立的な経済発展を遂げることが期待されている。しかしながらパラオ国としては、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って支えられている。公共サービスに係る上下水道、電気、通信の供給、ごみ処理はもちろん

政府所有の公社が行っており、そのほか、公共財政の出動によって行われる道路建設整備をはじめ、運輸・輸送、貿易に係る公共部門の活動が、パラオ経済の要である。2007年度（2006年10月～2007年9月）ベースで、公共財政支出は、GDPの60.4%を占めている。まさにパラオ国経済は、公共財政頼みの経済構造であり、仮に米国の財政支援及び日本、台湾などからの経済援助がなければ、今のパラオ経済は成り立たないことを示すものでもある。裏を返せば、今後は、いかに民間部門の成長を促し、公共財政依存の経済構造を是正できるかどうか、パラオ国経済の中心課題であると言えよう。

そのようなパラオ国の現状において、観光は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。1997年、98年におけるアジア経済危機、2001年の9.11テロ、2003年のSARS問題等では、大きな打撃を受けたが、その後は、順調に推移してきている。コンパクト以前には、パラオを訪れる観光客数は3万5千人程度であったが1997年には、6万6千人に達し、その後、2001年に5万4千人に減退したものの、2004年には9万5千人に達したあと、2005年、2006年は8万6千人で推移している。

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それほど大きくなく、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、残りもガス、上下水道、電気等であり、製造業のシェアはほとんど皆無といっていい状況である。すなわち、第三次産業については、残る77.6%を占め、圧倒的にサービス部門が大きい。コンパクトの取り決めにより、パラオから米国向けへの輸出は無税でフリーアクセスであるが、輸出産業に成長しそうな業種はない。食品加工、飲料水、家具等の業種があるにはあるが、規模の経済上、今後大きな成長は見込めそうにない。

パラオ国の経済の大きな特徴としては、外国人労働者の割合が高いことである。約二万人といわれる全人口の約3分の1にあたる約6千5百人が外国人労働者である。その多くはフィリピンからの出稼ぎ労働者である。そのような外国人労働者は、パラオで稼いだお金の大半を母国に送金する。また、パラオ人で米国に留学している子女への送金などもあり、パラオ国から流出する海外送金は、相当の規模になると思われるが、統計未整備のため、数字上把握できていない。

## 1.2.2 金融セクター

### (1) 通貨

パラオは、自国独自の通貨を持たず、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。

### (2) 金融機関

パラオは、人口2万人の極めて規模の小さい国であるが、その割に、金融機関の数は多い。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）である。ハワイ銀行は、文字通り、米国の銀行であり、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。その他、米国の

銀行としては、ハワイ銀行以外に、グアム・ベースのグアム銀行、パシフィック銀行、グアム貯蓄銀行がパラオで営業していて、米国の金融・法律制度のもとに運営されている。この他、商業銀行としては、台湾の第一商業銀行（First Commercial Bank）、中国のパラオ建設銀行（Palau Construction Bank）がある。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。

預金の利率と貸出しの利率では、大きなスプレッドの差がある。例えば、ハワイ銀行では、預金利率は 0.25~0.75%、貸し出し金利は、個人向け約 15%、企業向け 10% である。もちろん、企業が定期預金の範囲内での大口の借入を行う場合は、優遇された金利での（例えば、ハワイ銀行で 3%）貸し出しが行われる。ただ、パラオでの大半の銀行ローンは、主に、給与を担保とした消費者金融に集中している。政府系銀行のパラオ開発銀行でさえ、法人部門は、成績が芳しくないため、比率を下げて、そのポートフォリオの大半は、消費者向け貸し出しに集中させている。

このように、パラオでの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。（1,200 万ドル）

表 1.2.2-1 パラオの金融機関

Category & Name of Bank	Nationality or Ownership
1. Commercial Banks	
1.1 Foreign-owned majority	
Bank of Hawaii	U.S.
Bank of Guam	Guam
Guam Savings Bank	Guam
First Commercial Bank	Taiwan
Palau Construction Bank	China
1.2 Domestic-owned majority	
Pacific Savings Bank	Palau
Bank of Palau	Palau
Melekeok Government Bank	Melekok State Gov.-owned
2. Development Banks	
National Development Bank of Palau	National Government-owned

出所：JICA 調査団調査結果

### (3) 物価

パラオで消費者物価指標の計測が始まったのは、8 年前の 2000 年である。2001~2003 年には、物価は非常に安定していたが、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%）

表 1.2.2-2 消費者物価指数—年間変化率

Year	CPI (Dec 2004 = 100)	Annual % Change
2000	96.8	
2001	95.1	-1.8%
2002	93.9	-1.3%
2003	94.7	0.9%
2004	99.4	5.0%
2005	103.3	3.9%
2006	107.9	4.5%
2007	111.1	2.9%

Source: Office of Planning and Statistics

Base: CPI (Dec 2004)= 100

### 1.2.3 財政

#### (1) 財政欠損状況

パラオ国の財政について簡単に表現すれば、コンパクト関連の援助金額がパラオの財政をまさに支えてきたものである。コンパクト開始の1994年度に、GDPにほぼ匹敵する金額の財政支援金額がパラオ国の国庫に注入された（CTFの当初金額）。諸々の援助がこれまで行われてきたので、このコンパクト信託基金から支出をする必要性は当面なく、その後順調に成長を続けてきた。

近年のパラオ国の国家財政であるが、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、その後も赤字ではあるものの、10%を超えることはなく、赤字の率は低いレベルに留まっている。（2003年：-2.4%、2004年：-6.8%、2005年：-3.9%、2006年：-0.4%、いずれも対GDP比）

表 1.2.3-1 パラオの財政赤字（2002-2006年度）

Year	Unit: million US\$		Unit: %
	Overall budgetary deficit	GDP	Overall budgetary deficit % to GDP
2002	-34.2	115	-29.7
2003	-2.9	122.7	-2.4
2004	-9.1	133.6	-6.8
2005	-5.6	144.7	-3.9
2006	-0.7	157.7	-0.4

出所：「Key Indicators 2007」（Asian Development Bank）

国家財政支出（歳出）が、パラオのGDPに占めるシェアは非常に大きく、半分以上を占める。2002年ベースで見ると、70%も占めている。2005年では53%に落ちているが、2006年には60.4%に戻っている。歳出額と歳入額を対比してみると、毎年、歳入が歳出額を大きく下回っていることがわかる。そのギャップを埋めるのは、グラントであり、2003~2005年は3,000万ドル台で推移していたが、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。（GDP対比の比率にすると、この財政支援グラント額は、25.5%（2005年）→33.8%（2006年）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に他ならない。そのような状況下、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ことは必至である。なお、IMFは、近年、この



歳入・歳出のアンバランスの是正に努めるよう、パラオ国政府に勧告を行っている。

表 1.2.3-2 歳入、歳出、グラントの推移、及び対 GDP 比

Year	Unit: million US\$				Unit:%		
	Revenue	Expenditure	Grants	GDP	Revenue % to GDP	Expenditure % to GDP	Grants % to GDP
2002	28.8	80.1	22.4	115	25.0	69.7	19.5
2003	31.7	76.3	34.2	122.7	25.8	62.2	27.9
2004	35.0	80.8	36.1	133.6	26.2	60.5	27.0
2005	39.1	76.9	36.9	144.7	27.0	53.1	25.5
2006	41.3	95.3	53.3	157.7	26.2	60.4	33.8

出所：「Key Indicators 2007」（Asian Development Bank）

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 の約四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。概して、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る。従って、優秀な人材は一般的に民間ではなく公共部門に流れる傾向にあり、民間部門の育成に当たっての大きな課題である。

## (2) 国際収支

経済産業関連の節で触れているが、パラオは、二万人の小国であり、国際競争の厳しい今日の状況下、パラオにおいて、競争力のある製造業を育成するのは、スケールメリット、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はすべて輸入依存で、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望ましい。

## (3) 対外債務等

コンパクトが開始したときに、対外借り入れは、2,000 万ドルであったが、それは 2000 年度までに完済されて無借金となる予定であった。しかしながら、2006 年度現在、対外債務は、1,750 万ドルである。

メレケオク新首都建設資金で台湾から 2,000 万ドルの借り入れを最近行った。また、コロール国際空港の滑走路の舗装再整備、航空管制安全管理のための新システム等のため、さらに 1,500 万ドルの借り入れを行うべく、台湾とローン交渉を行っていたが、米国の連邦航空管理局からの 2,500 万ドルの供与が行われることになったため、その 1,500 万ドルのローンはキャンセルとなった。

現在、この他、公務員年金勘定において 3,000 万ドルの積み立て不足が大きな問題であり、これは国家予算からの補てんが行われるか、支給額の削減を行うかによって、解決する必要がある。また、社会保障の面で、少なくとも 1,000 万ドルの予算不足が起ころうである。このほか、パラオ開発銀行が、地場の中小企業育成の資金のために、国の保証のもと、台湾から 500 万ドルの借入のローン交渉を検討中である。

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、2000年度末に1億6,100百万ドルに達した後、数年は減退傾向で2003年度末に1億3,600万ドルまで落ちたが、この数年は、また回復傾向にあり、2007年度末段階で、1億5,700万ドルに戻している。

#### 1.2.4 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

パラオの経済成長は、これから短期的には確保されそうであるものの、中期的には、不安がある。当初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年間（2008年まで）は行われるものの、その後の35年間（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、自立的に発展を続けていくことが、期待されている。すなわち、これまで歳入・歳出の大きなアンバランスを埋めてくれていた米国からの直接財政支援は、2009年に終了することになっている。もしその取り決めどおりになれば、パラオ国経済、財政、国内消費に対して、甚大な影響を及ぼすことは必至である。この財政への直接グラントは、GDP対比でいえば、18%にも匹敵する。このグラントは、もちろんコンパクトによって当初から予算化されていたものもあるが、3分の1は、米国の連邦財政からの臨時対応の支出である。

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ために設立されたものである。実際、いつまでパラオ国財政の歳入不足の穴埋めを続けられるのかについて、IMFが近年、調査分析を行っているが、楽観は許されない状況にある。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CTF資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。このパラオ国のコンパクト更改に先立ち、2004年にマーシャル諸島国、ミクロネシア連邦のコンパクト更改が行われたが、両国とも、米国からのグラント財政支援の継続の更改に成功した。パラオ国としても、同様に2009年の継続更改に成功したところで、米国にはその意志を伝えているが、そうすんなりとはいかない背景がある。ミクロネシア連邦、マーシャル諸島国の場合、パラオのような信託基金は創設されておらず、直接財政支援のみであったので、それゆえ、当初のコンパクトの締結の際に、2004年の継続更改時に財政のグラント支援を継続するとの条項が含まれていた（ただし、パラオのような信託基金がない）。しかしながら、パラオ国のコンパクト締結の際には、そのような自動更改の条項は含まれていなかった。（ただし、パラオには、その後の自活運営のための信託基金が立ち上げられた。）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ってきていけば問題はない訳だが、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、歳入不足は現実の問題となり、パラオ経済に大変大きなインパクトを及ぼす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

パラオの自立的な経済成長を可能にしていくためには、公共支出と海外からの援助に重く依存した経済構造の是正と、民間部門の成長が大いに期待される場所である。とりわけ、観光振興は、その中でも、中核をなすべきものである。パラオは2万人の小国であるだけに、産業育成にあたっては、総花的な政策ではなく、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、下記のような諸点の経済構造改革が求められる場所である。

- 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
- 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
- 政府、公共部門が果たすべき役割の再検討
- 税制改革
- 土地改革
- 金融制度・部門の改革
- 商業活動に係る法制度の改革

### 1.3 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。

## 2. パラオ国の電力・エネルギー事情

## 2. パラオ国の電力・エネルギー事情

### 2.1 電力・エネルギー政策、制度、組織

#### 2.1.1 電力・エネルギー政策

現在「パ」国においては、電力・エネルギー分野全体の方針を示す政策は策定されていない。唯一、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が次のように述べられている。

*「パラオの全ての村落に対し、良質で効率的な価格の電力を供給する。その結果、アイメリーク発電所の既存の設備のオーバーホールや増設、マラカル発電所の増設、コロール電力システムの改善、バベルダオブ島の未電化州への配電線の延伸、外島部の発電所や配電システムの改善、省電力の推進、電力公社の財務効率を高める経営改善、等を可能とする収益の増加を実現する。」*

以上の方針の下に、PNMDPでは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：Technical Assistance）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）が施行され、政府機関におけるエネルギー使用量の削減義務、削減目標が具体的に示されている。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。

#### 2.1.2 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。

#### 2.1.3 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 Resources 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。図 2.1.3-1 に資源開発省の組織を示す。

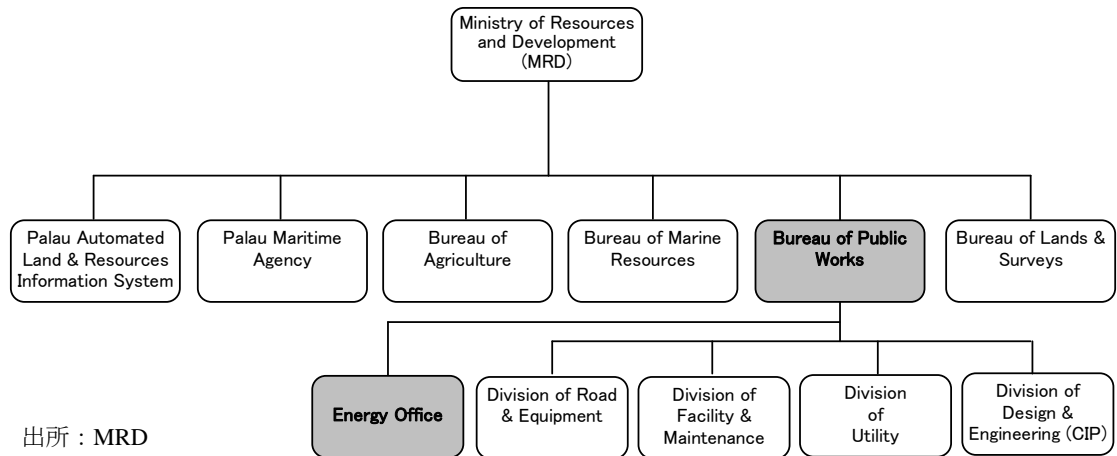


図 2.1.3-1 資源開発省 (MRD) の組織

## 2.2 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 Utilities Corporation) により実施されている。前述の PUC-Act において、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。図 2.2-1 に PPUC の組織図を示す。

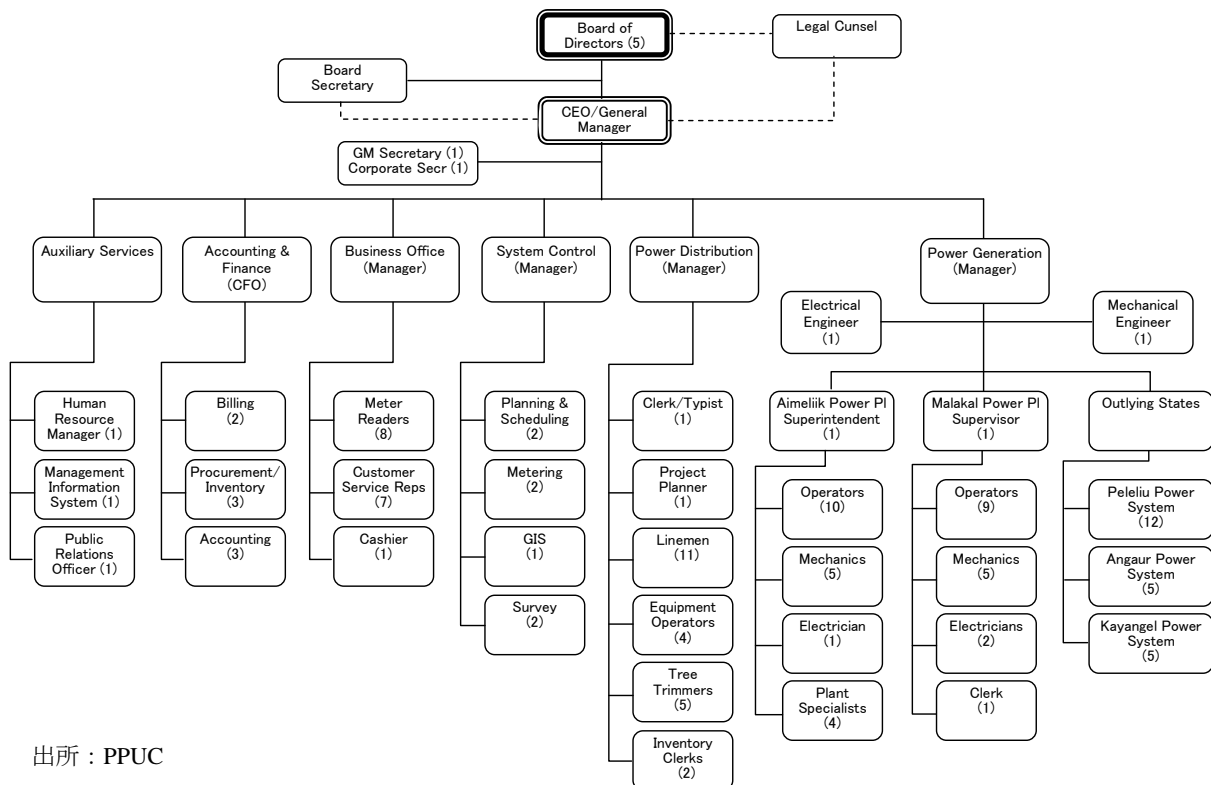


図 2.2- 1 PPUC の組織

PPUC の各職位には職務規定が定められており、担当する職務の内容、責務、要求される能力等が明文化されている。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。

## 2.3 電力需給状況

### 2.3.1 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を図 2.3.1-1 に示す。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おり、見かけ上電力需要の伸びが停滞しているように見える。しかしながら、「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。

例えば、これまで最も電力需要の大きかった 2004 年は、7 月に Festival of Pacific Arts が開催され 2000 人規模の観光客がイベントに押し寄せた。また、2005 年には、Compact 道路の整備に伴う送配電線の移転により停電を余儀なくされ、自家発電設備を有している大口の顧客に対して、自家発電の運転を依頼したことが、電力需要の減少に影響していると考えられる。さらに、2006 年にはマラカル発電機の故障により 1 ヶ月間輪番停電を実施したことから、電力需要が落ちている。

一方、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。

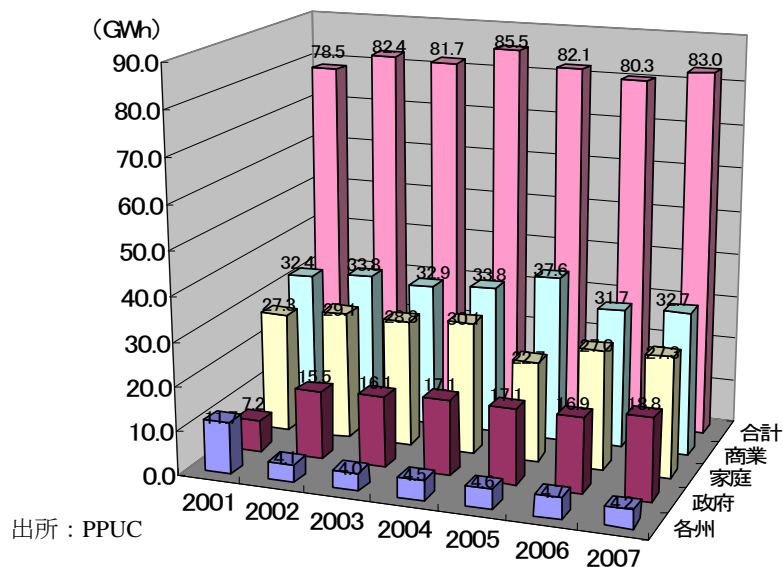
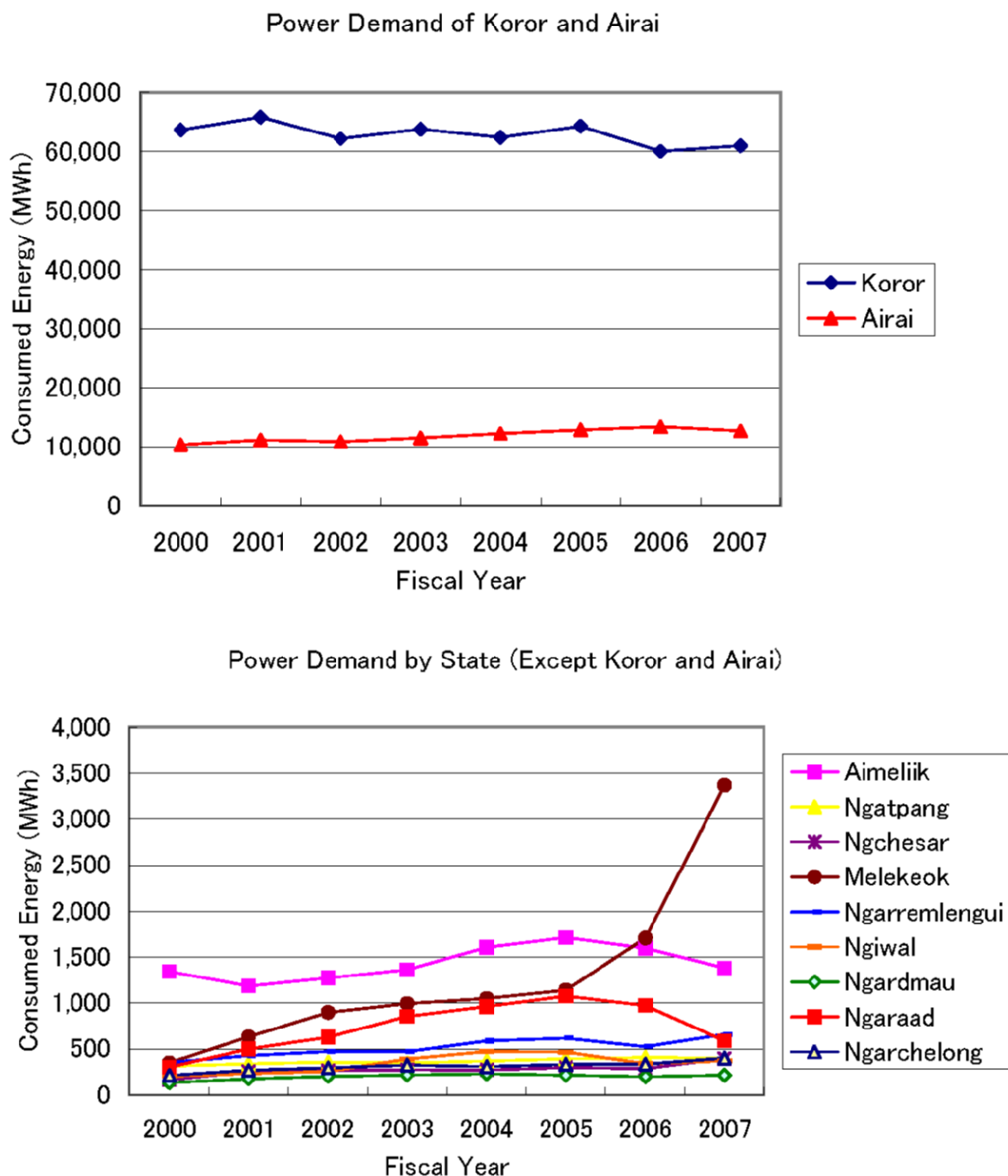


図 2.3.1-1 過去 7 年間の需要家種類別電力需要の推移

## (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、その前後で地域毎の電力需要構造に変化が生じている。図 2.3.1-2 に示す通り、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。これは、同電力系統に属する州の中で、最も高い伸び率である。

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、表 2.3.1-1 に示すとおり依然として電力系統全体の電力需要の約75%を占めており、電力の大消費地であることに変わりはない。



出所：PPUC

図 2.3.1-2 コロール・バベルダオブ電力系統の各州の電力需要



表 2.3.1-1 各州の電力需要の全体需要に対する割合

State	FY2000	FY2001	FY2002	FY2003	FY2004	FY2005	FY2006	FY2007
Koror	82.2%	81.2%	80.0%	79.2%	77.5%	77.0%	75.2%	74.8%
Aimeliik	1.7%	1.5%	1.6%	1.7%	2.0%	2.1%	2.0%	1.7%
Ngatpang	0.4%	0.4%	0.5%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Airai	13.4%	13.8%	14.0%	14.3%	15.3%	15.5%	16.9%	15.6%
Ngchesar	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%
Melekeok	0.5%	0.8%	1.2%	1.2%	1.3%	1.4%	2.1%	4.1%
Ngaremlengui	0.5%	0.5%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.8%
Ngiwal	0.3%	0.3%	0.3%	0.5%	0.6%	0.6%	0.4%	0.5%
Ngardmau	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Ngaraad	0.4%	0.6%	0.8%	1.1%	1.2%	1.3%	1.2%	0.7%
Ngarchelong	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%

出所：PPUC

図 2.3.1-3 は各州の電力需要の需要家構成を示すものである。商業・経済の中心であるコロール州は、商業需要が約 50%になっている。また、メレケオク州は首都移転に伴い、政府需要が 76%を占めている。その他北部地域の人口の少ない州については、家庭需要が多い傾向にある。

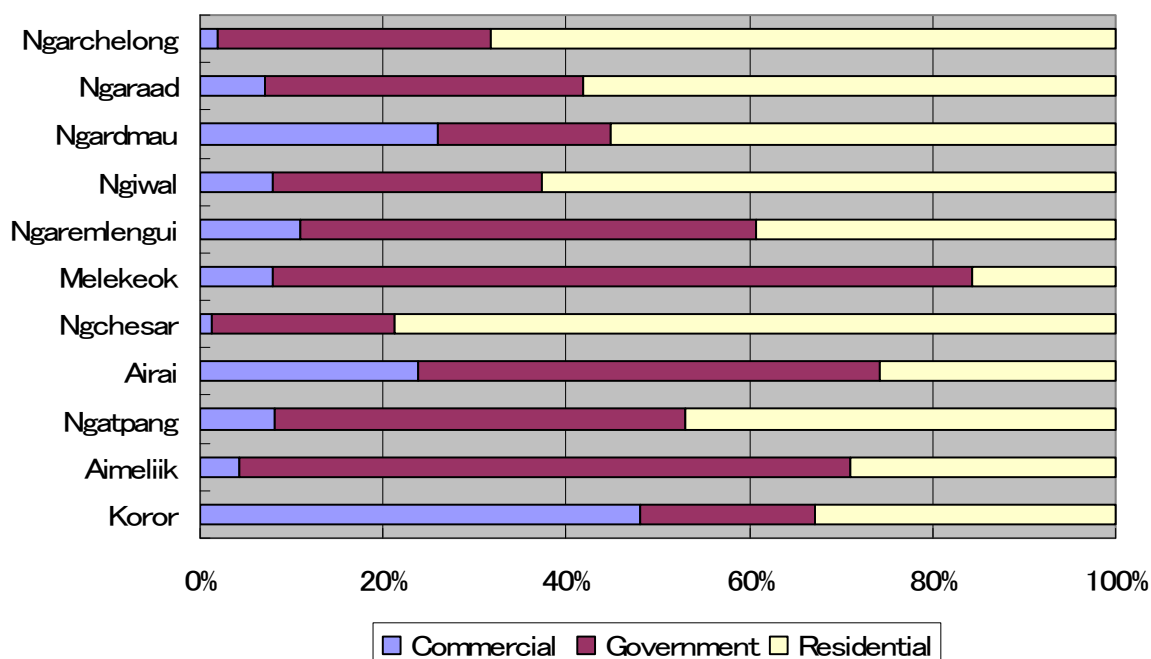


図 2.3.1-3 各州の電力需要の需要家種類別割合 (2007 年度)

## 2.3.2 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、リースにて調達した非常用発電機 (4 台、3.68MW) が到着する 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。同年 11 月には約 2MW の非常用発電機 2 台が運転を開始し、Mitsubishi-12 は 2006 年 11 月、Mitsubishi-13 は 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 2007 年度末時点で 19.6MW の供給力を有している。

表 2.3.2-1 に 1998 年度から 2007 年度のマラカル発電所およびアイメリーク発電所の各月の最大出力を示す。これによると、この 1 年間で最高の出力は 15.6MW であり、その 63% をマラカル発電所で供給している。また、これまでの最高は 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。

しかしながら、発電設備は老朽化により故障が心配される状況であり、停止中の Wartsila-2、Wartsila-3 の早急な修理と新規電源開発が急務である。Wartsila-3 は修理用部品の納品を待っているところであり、近いうちに 1.7MW 程度の電源を確保できる見通しであるが、Wartsila-2 については 2009 年度以降に修理が行われる予定となっている。

また、PPUC は 5MW クラスのベース負荷用ディーゼル発電機 1 機の購入について台湾のローンで計画しており、EPC（Engineering, Procurement and Construction）契約の締結が間近となっている。この工事が順調に進めば、2010 年にはアイメリーク発電所に新規電源が追加される見通しである。この時点で、約 26MW の電源が確保できる予定であるが、いつ故障してもおかしくない発電機が多く、定期点検のために発電設備を停止する予備力が確保できない状況があり、発電設備は過酷な運転を強いられている。

なお、発電機故障時には緊急負荷制限として、下表の自家発電を保有する大口需要家には自家発電への切り替えをお願いすることになっている。（緊急負荷制限はあくまでも協力依頼であり、契約に基づくものではない。）

表 2.3.2-2 緊急負荷制限依頼可能箇所

顧 客	保有発電機の定格出力・台数
ホテル 1	1,830kW×1 台
ホテル 2	200kW×2 台
ホテル 3	750kW×2 台
大規模商店 1	500kW×1 台
大規模商店 2	125kW×1 台
魚加工工場 1	500kW×2 台
魚加工工場 2	500kW×1 台
合計	5,855kW（10 台）

出所：PPUC

表 2.3.2-1 過去の発電端最大電力

単位：kW

Month	1998			1999			2000			2001			2002		
	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total
Oct	4,435	8,753	13,188	7,520	6,600	14,120	6,800	7,730	14,530	9,600	6,000	15,600	8,640	6,410	15,050
Nov	4,696	8,904	13,600	6,180	7,970	14,150	8,800	5,950	14,750	9,200	6,375	15,575	8,300	7,500	15,800
Dec	5,991	7,001	12,992	7,550	6,720	14,270	9,300	5,810	15,110	8,300	7,350	15,650	9,550	5,850	15,400
Jan	6,040	6,840	12,880	6,800	6,900	13,700	8,320	6,330	14,650	7,620	8,150	15,770	8,400	6,800	15,200
Feb	6,260	7,940	14,200	9,500	4,130	13,630	8,200	6,770	14,970	7,700	7,260	14,960	8,900	6,500	15,400
Mar	10,450	2,260	12,710	6,460	7,490	13,950	8,100	6,970	15,070	8,200	7,470	15,670	8,400	6,810	15,210
Apr	6,550	5,950	12,500	7,460	6,590	14,050	9,400	5,400	14,800	9,800	5,890	15,690	8,650	6,400	15,050
May	6,420	6,420	12,840	6,220	7,720	13,940	8,000	6,875	14,875	8,800	6,900	15,700	7,800	7,600	15,400
Jun	8,850	4,150	13,000	8,100	5,675	13,775	7,800	7,000	14,800	8,300	6,800	15,100	7,460	7,040	14,500
Jul	6,858	6,502	13,360	9,400	4,010	13,410	7,800	6,750	14,550	9,300	5,486	14,786	9,600	5,300	14,900
Aug	8,730	4,670	13,400	8,435	5,765	14,200	7,786	7,014	14,800	8,050	7,050	15,100	9,800	4,995	14,795
Sep	7,140	6,960	14,100	8,300	6,320	14,620	9,120	6,420	15,540	8,300	6,725	15,025	9,800	5,250	15,050

Month	2003			2004			2005			2006			2007		
	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total
Oct	8,700	6,475	15,175	9,760	6,040	15,800	10,260	5,825	16,085	10,460	5,300	15,760	8,327	5,923	14,250
Nov	8,460	7,085	15,545	8,800	6,600	15,400	7,860	9,020	16,880	10,660	4,825	15,485	8,264	6,238	14,502
Dec	9,260	6,280	15,540	9,800	5,725	15,525	9,860	6,800	16,660	9,060	6,700	15,760	7,947	7,678	15,625
Jan	8,860	6,200	15,060	10,260	5,150	15,410	8,860	7,050	15,910	8,720	6,400	15,120	9,914	4,626	14,540
Feb	9,460	5,240	14,700	10,660	4,675	15,335	9,340	6,520	15,860	8,520	6,720	15,240	9,547	5,286	14,833
Mar	9,460	5,975	15,435	10,960	4,750	15,710	9,720	6,280	16,000	8,520	6,200	14,720	8,802	5,625	14,427
Apr	9,360	6,085	15,445	10,520	5,200	15,720	9,120	6,875	15,995	6,400	8,340	14,740	9,842	5,739	15,581
May	10,060	5,240	15,300	10,800	5,100	15,900	10,620	4,860	15,480	7,210	7,850	15,060	9,260	5,355	14,615
Jun	9,800	4,900	14,700	9,600	5,500	15,100	9,140	6,800	15,940	5,970	8,315	14,285	9,405	5,210	14,615
Jul	8,800	6,075	14,875	8,200	7,025	15,225	9,120	6,840	15,960	6,610	8,000	14,610	9,753	5,072	14,825
Aug	9,900	5,475	15,375	9,200	5,875	15,075	9,860	6,660	16,520	6,380	7,380	13,760	9,335	5,664	14,999
Sep	10,800	4,275	15,075	9,800	5,935	15,735	10,060	5,800	15,860	1,863	11,987	13,850	9,522	5,270	14,792

Source: Power Generation Division, PPUC (Jan. 19, 2008)

備考：      は各年の最大電力を示す。

### 2.3.3 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を表2.3.3-1に示す。

発電所内負荷、送配電損失、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。これは、PPUCが実施してきた配電線の電線張替えによるものであると推測される。

負荷率は73~74%程度である。表2.3.3-2のとおり、先進諸国ではドイツを除いて70%以下であり、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。

図2.3.3-1は最近の平日、土曜、日曜の日負荷曲線（発電端出力の推移）である。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、4.1.3.3項で後述する。

表 2.3.3-2 各国の負荷率

(単位：%)

日本	ドイツ	フランス	イギリス	アメリカ
60.7 (夏ピーク)	77.2 (冬ピーク)	66.4 (冬ピーク)	67.0 (冬ピーク)	59.7 (全体は夏ピーク)

出所：資源エネルギー庁 エネルギー白書2006

表 2.3.3-1 過去の電力需要データ

Fiscal Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Demand Energy (kWh)												
Commercial	26,422,246	33,017,210	26,769,270	29,483,478	30,392,903	30,688,750	33,723,849	32,796,070	33,748,781	37,449,226	30,653,677	32,639,230
Percentage of Total Load (%)	44.69	51.03	41.51	41.81	41.57	42.01	41.47	40.75	40.35	46.30	39.55	40.58
Annual Growth (%)		24.96	-18.92	10.14	3.08	0.97	9.89	-2.75	2.90	10.96	-18.15	6.48
Government	12,615,242	10,499,839	15,697,239	16,839,652	17,693,798	9,765,138	3,984,742	3,867,868	4,315,360	4,388,606	4,446,414	3,963,094
Percentage of Total Load (%)	21.34	16.23	24.34	23.88	24.20	13.37	4.90	4.81	5.16	5.43	5.74	4.93
Annual Growth (%)		-16.77	49.50	7.28	5.07	-44.81	-59.19	-2.93	11.57	1.70	1.32	-10.87
Republic of Palau	-	-	-	-	-	7,716,445	15,339,571	15,916,254	16,435,941	16,951,698	16,975,577	18,187,367
Percentage of Total Load (%)	-	-	-	-	-	10.56	18.86	19.78	19.65	20.96	21.90	22.61
Annual Growth (%)							98.79	3.76	3.27	3.14	0.14	7.14
Residential	20,089,675	21,188,610	22,024,319	24,187,684	25,021,904	24,886,334	28,266,801	27,897,780	29,136,605	22,097,084	25,427,909	25,639,272
Percentage of Total Load (%)	33.98	32.75	34.15	34.30	34.23	34.06	34.76	34.67	34.84	27.32	32.81	31.88
Annual Growth (%)		5.47	3.94	9.82	3.45	-0.54	13.58	-1.31	4.44	-24.16	15.07	0.83
Total	59,127,163	64,705,659	64,490,828	70,510,814	73,108,605	73,056,667	81,314,963	80,477,972	83,636,687	80,886,614	77,503,577	80,428,963
Annual Growth (%)		9.43	-0.33	9.33	3.68	-0.07	11.30	-1.03	3.92	-3.29	-4.18	3.77
Generated Energy (kWh)												
Malakal	15,644,085	20,905,210	33,921,033	38,180,031	41,824,933	54,396,353	55,572,481	57,701,414	59,572,796	59,004,032	47,745,176	52,215,115
Aimeliik	63,557,350	61,449,151	53,370,760	55,856,498	58,598,880	47,816,400	45,812,820	44,432,510	46,314,980	50,920,130	51,766,840	40,489,590
Total	79,201,435	82,354,361	87,291,793	94,036,529	100,423,813	102,212,753	101,385,301	102,133,924	105,887,776	109,924,162	99,512,016	92,704,705
Loss (kWh)	20,074,272	17,648,702	22,800,965	23,525,715	27,315,208	29,156,086	20,070,338	21,655,952	22,251,089	29,037,548	22,008,439	12,275,742
Percentage of Generated Energy	25.35	21.43	26.12	25.02	27.20	28.52	19.80	21.20	21.01	26.42	22.12	13.24
Peak Generated Power (kW)	N/A	N/A	N/A	N/A	15,540	15,770	15,800	15,545	15,900	16,880	15,760	15,581
Annual Growth (%)						1.48	0.19	-1.61	2.28	6.16	-6.64	-1.14
Load Factor (%)	-	-	-	-	73.77	73.99	73.25	75.00	76.02	74.34	72.08	67.92
Peak Demand (kW)	-	-	-	-	11,313	11,272	12,672	12,249	12,559	12,421	12,274	13,518
Annual Growth (%)						-0.37	12.43	-3.34	2.53	-1.10	-1.18	10.13
Firm Capacity (kW)					19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	9,700	19,600
Malakal					11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	1,700	11,600
Aimeliik					8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Reserve Margin (kW)					8,187	8,228	6,828	7,251	6,941	7,079	-2,574	6,082
Percentage of Firm Capacity (%)					42%	42%	35%	37%	36%	36%	-27%	31%

Source:

- \*1 Power Demand from FY1996 to 1999: Republic of Palau 2000 Statistical Year Book
- \*2 Power Demand from FY2000 to 2007: PPUC
- \*3 Generated Energy from FY1996 to 1999: Republic of Palau 2000 Statistical Year Book
- \*4 Generated Energy from FY2000 to 2007: PPUC
- \*5 Peak Generated Power: PPUC

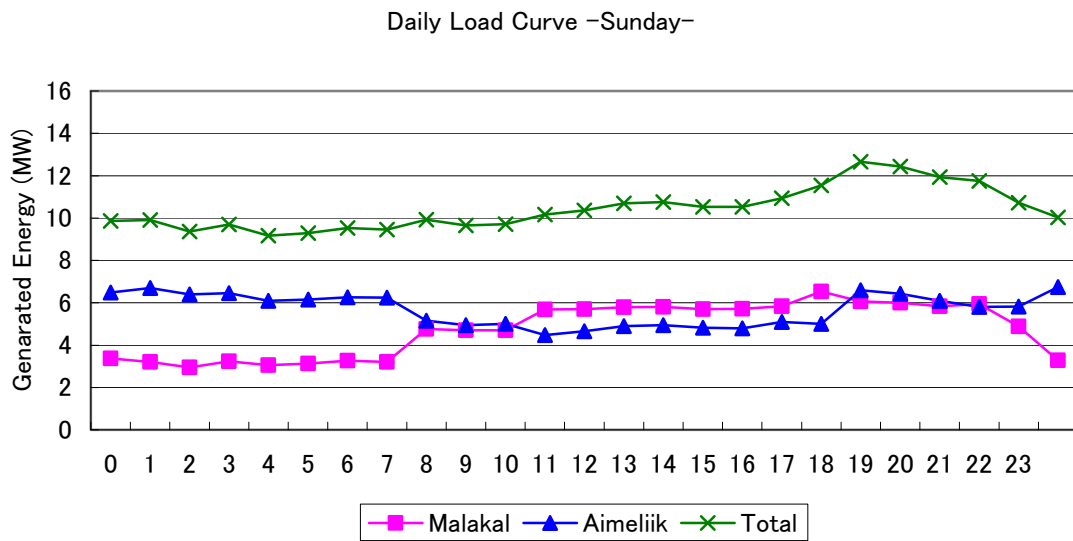
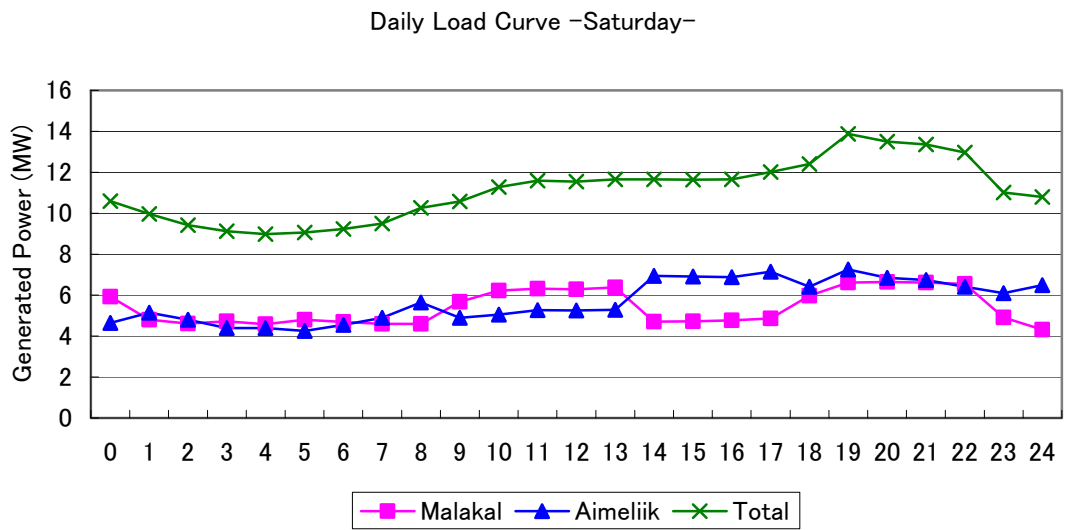
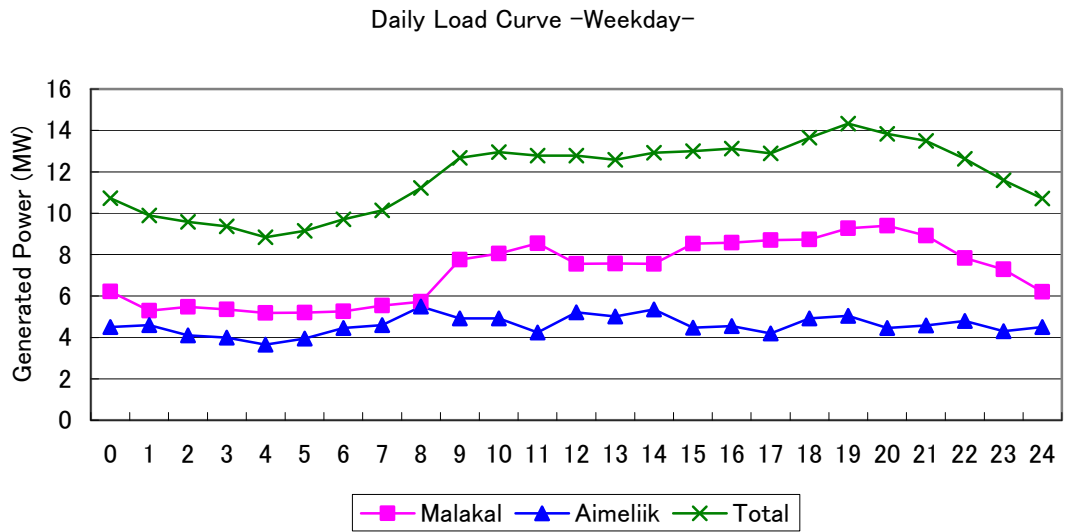


図 2.3.3-1 日負荷曲線 (発電端出力の推移)

## 2.4 電源設備及び電力供給システムの現状

### 2.4.1 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ーク発電所の二箇所である。発電方式は両発電所ともディーゼル発電であり、燃料はディーゼル油である。表 2.4.1-1 に両発電所の概要を示す。経年劣化に伴いアイメリーク、マラカル発電所の発電可能出力は低下しており、2008 年 4 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 2.4.1-2 に両発電所の現況を示す。

表 2.4.1-1 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	3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	Pielstick-3		3.27	2.0	10	450rpm	1986 年
	Pielstick-4	Pielstick	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 2.4.1-2 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 年度にリハビリ予定。
	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 2 月からリハビリ工事を実施中。
	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。
	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。 ・2009 年度以降にクランクシャフトを修理予定。
	Wartsila-3	n/a	Inoperable	・2008 年 6 月にクランクシャフトを修理予定。
	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。
	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 1 月末時点

アイメリーク、マラカル発電所の 2007 年度（2006 年 10 月～2007 年 9 月）の運転実績を表 2.4.1-3 に示す。アイメリーク発電所の Pielstic-2～5 号機、及びマラカル発電所の Mitsubishi-12、13 号機の計 6 台がミドル・ベース負荷用として運用されており、利用率（Utilization Factor）が 43～82% と高い。一方、マラカル発電所の Wartisla-1、Caterpillar-1,2 はピーク負荷用、Alco-9 は非常用予備として運用されている。燃料効率（燃料 1 ガロン当りの発電電力量）に関しては、アイメリーク発電所（平均 13.29 kWh/gal）はマラカル発電所（平均 14.61 kWh/gal）と比べ低く、最も効率の良い Mitsubishi-12 号機と比較すると、同じ電力を発電するために約 11% 余分に燃料を消費している。

表 2.4.1-3 PPUC の発電設備の運転状況（2006 年 10 月～2007 年 9 月）

Power Station	Unit	Available Capacity* <sup>1</sup> (kW)	Generated Power* <sup>2</sup> (kWh)	Fuel Cosumed* <sup>3</sup> (gallon)	Utilization Factor* <sup>4</sup> (%)	Fuel Efficiency* <sup>5</sup> (kWh/gal)
Aimeillk	Pielstic-2	2,000	10,367,600	781,381	59.18%	13.27
	Pielstic-3	2,000	7,456,720	559,270	42.56%	13.33
	Pielstic-4	2,000	12,100,990	912,113	69.07%	13.27
	Pielstic-5	2,000	13,941,350	1,048,153	79.57%	13.30
	<b>Total</b>	<b>8,000</b>	<b>43,866,660</b>	<b>3,300,917</b>	<b>62.60%</b>	<b>13.29</b>
Malakal	Wartsila-1	1,700	1,783,079	129,358	11.97%	13.78
	Wartsila-2	(1,700)	n/a	n/a		
	Wartsila-3	(1,700)	n/a	n/a		
	Mitsubishi-12	3,200	23,078,214	1,541,572	82.33%	14.97
	Mitsubishi-13	3,000	16,772,954	1,210,313	63.82%	13.86
	Caterpillar-1	1,600	3,614,050	224,213	25.79%	16.12
	Caterpillar-2	1,600	3,500,038	228,989	24.97%	15.28
	Alco-9	500	82,411	8,722	1.88%	9.45
<b>Total</b>	<b>11,600</b>	<b>48,830,746</b>	<b>3,343,167</b>	<b>48.05%</b>	<b>14.61</b>	
<b>Aimeillk and Malakal</b>	<b>19,600</b>	<b>92,697,406</b>	<b>6,644,084</b>	<b>53.99%</b>	<b>13.95</b>	

[Remarks] \*5=\*2/\*3 \*4=\*2/(\*1x8,760)

[Source] PPUC

表 2.4.1-4 にはアイメリーク、マラカル発電所の主な点検・補修履歴を示す。アイメリーク発電所に関しては、運転開始から 22 年が経過しているが、各設備ともその間に本格点検（Major Overhaul）が 3 回実施されているのみである。本格点検のインターバルの中で、1,000 時間、3,000 時間、6,000 時間、12,000 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、これらの点検はほとんど実施されていない。

マラカル発電所では、Mitsubishi-12、13 号機の運転開始後、当面の間は 2,500～5,000 時間毎に定期点検が行われていたが、12 号機は 2003 年 4 月の Major Overhaul、13 号機は 2004 年 11 月の 7,500 時間 Overhaul 以降定期点検が滞り、2006 年のクランクシャフト焼損事故に至っている。

このように、PPUC の発電設備では機器製造者が推奨する定期点検が確実に実施されていないことから、発電設備の突発的な事故停止を引き起こしている。このような状況を改善するため、PPUC では運転時間予想に基づく定期点検計画の策定、点検に必要な部品の事前発注等が進められており、これらが確実に遂行されれば突発的な設備事故は大幅に減少するものと思われる。



表 2.4.1-4 PPUC の発電設備の主な点検・補修履歴

発電所	ユニット名	設置年	主な点検・補修履歴
Aimeliik	Pielstick-2	1986年	1993年10月：第1回 Major Overhaul 実施 1998年3月：第2回 Major Overhaul 実施 2004年1月：第3回 Major Overhaul 実施
	Pielstick-3	1986年	1996年8月：第1回 Major Overhaul 実施 2002年8月：第2回 Major Overhaul 実施 2007年7月：第3回 Major Overhaul 実施
	Pielstick-4	1986年	1995年8月：第1回 Major Overhaul 実施 2000年12月：第2回 Major Overhaul 実施 2005年10月：第3回 Major Overhaul 実施
	Pielstick-5	1986年	1994年8月：第1回 Major Overhaul 実施 1999年7月：第2回 Major Overhaul 実施 2005年8月：第3回 Major Overhaul 実施
Malakal	Wartsila-1	1998年	1,000hr 毎に潤滑油、燃料、ターボチャージャー用フィルタを交換
	Wartsila-2	1998年	1,000hr 毎に潤滑油、燃料、ターボチャージャー用フィルタを交換 2006年5月：クランクシャフト焼損により停止
	Wartsila-3	1998年	1,000hr 毎に潤滑油、燃料、ターボチャージャー用フィルタを交換 2006年8月：クランクシャフト焼損により停止
	Mitsubishi-12	1998年	1998年9月：2,500hr Overhaul 実施 1999年10月：7,500hr Overhaul 実施 2000年5月：10,000hr Overhaul 実施 2001年1月：12,500hr Overhaul 実施 2001年8月：15,000hr Overhaul 実施 2002年2月：17,500hr Overhaul 実施 2003年4月：Major Overhaul 実施 (32,585hr) 2006年8月：クランクシャフト焼損により停止 2006年10月：クランクシャフト修理完了、運転再開 2007年5月：Major Overhaul 実施 (64,128hr) 2007年9月：7,500hr Overhaul 実施
	Mitsubishi-13	1998年	1998年9月：2,500hr Overhaul 実施 2000年6月：10,000hr Overhaul 実施 2001年7月：15,000hr Overhaul 実施 2003年12月：30,000hr Overhaul 実施 2004年11月：7,500hr Overhaul 実施 2006年3月：クランクシャフト焼損により停止 2007年1月：クランクシャフト修理完了、運転再開 2008年1月：Major Overhaul 実施
	Caterpillar-1	2006年	メンテナンスマニュアル無し (未受領)
	Caterpillar-2	2006年	同上
Alco-9	n/a	—	

出所：PPUC

## 2.4.2 送配電設備の状況

### 2.4.2.1 送配電設備

#### (1) 送配電設備の概要

「パ」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。送電設備の施設状況を表 2.4.2-1 に示す。なお配電線の総互長は、195.1km である。

表 2.4.2-1 送電設備一覧表

送配電線	電圧 (kV)	回線数	亘長 (km)
アイメリーク変電所~ネッケン変電所	34.5	1	4.3
ネッケン変電所~コクサイ変電所	34.5	1	8.8
コクサイ変電所~ガラルド2変電所	34.5	1	38.8
ネッケン変電所~アイライ変電所	34.5	1	14.3
マラカル発電所~アイライ変電所	34.5	1	9.2

出所：PPUC

## (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。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。

送電設備に使用する支持物は、環境面（海に近い）、コスト、PPUC の経験・技術を考えるとコンクリート柱を使用するのがよいと考える。コストを削減するためには、コンクリート柱を現在の購入先以外から購入することも考えられるが、その際には手持ちの腕金などの付属品が適用できない場合があり、かえって高価となる可能性があるため注意が必要である。

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：アイライ向けとコクサイ向けの 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。支持物の使用状況を表 2.4.2-2 に示す。

表 2.4.2-2 支持物の使用状況

支持物種類	比率 (%)	
	34.5kV	13.8kV
コンクリート柱	70%	74%
鋼管柱	27%	7%
木柱	3%	19%

出所：PPUC

## (3) 電線

34.5kV 送電線は、AAC150mm<sup>2</sup> 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、AC38mm<sup>2</sup>、HDCC38mm<sup>2</sup> が使用されている。また、コロール市内やコクサイ~メレケオク間のように AAC150mm<sup>2</sup> が使用されている区間もある。バベルダオブ島~コロール島間は、送電線と同様、海底ケーブルが設置されている（2 回線）が、線種は不明である。電線の使用状況を表 2.4.2-3 に示す。

表 2.4.2-3 電線の種別一覧

区分	電線種類	サイズ
34.5kV 送電線	AAC 海底ケーブル	150mm <sup>2</sup> 詳細不明
13.8kV 配電線	AC HDCC AAC 海底ケーブル	38mm <sup>2</sup> 38mm <sup>2</sup> 150mm <sup>2</sup> 詳細不明
中性線 (34.5kV、13.8kV)	AC HDCC	38mm <sup>2</sup> 38mm <sup>2</sup>

(4) がいし

がいしは引通し柱にはラインポストがいし、角度柱にはラインポストがいしと懸垂がいしを組み合わせて使用されている。がいしの種類と個数を表 2.4.2-4 に示す。

表 2.4.2-4 がいし種別一覧

区分	使用箇所	がいし種別		
		LP30	LP10	250mm 懸垂がいし
34.5kV 送電線	引通し	1 個	—	—
	角度	1~2 個	—	4 個
13.8kV 配電線	引通し	—	1 個	—
	角度	—	1~2 個	2 個

(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、相間距離は米国の NESC (National Electrical Safety Code) に準拠するとともに、樹木との接近を考慮し多少の余裕を加味して建設されている。表 2.4.2-5 に最低地上高、相間距離の一覧を示す。

表 2.4.2-5 最低地上高と相間距離

区分	最低地上高	相間距離
34.5kV	6.4m	1,190mm
13.8kV	6.1m	825mm

(6) 維持・管理・工事の状況

1) 維持

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、がいしは塵埃が付着している状況が見られた (写真 3)。

PPUC は 2007 年 12 月に設備点検チェックリストを作成しており、これにより 2008 年 1 月から点検を実施している。

支持物の劣化は見られないが、支持物番号が雨水等により消えており、設備管理上好ましくない (写真 4)。

34.5kV 海底ケーブルは KB 橋付近のコンクリート柱で立ち上げられているが、使用意図が不明なケーブルがあり、充電部に接近している（コロール側 写真 5）。飛来物、鳥獣の接近などによる事故発生の可能性があるため、調査の上除去したほうがよい。13.8kV 海底ケーブルは 2 回線設置されており、うち 1 回線を使用し、残りを予備としている。アイライ側では架空線と接続されていないが、コロール側では架空線と接続されているため、予備回線も充電している状態である。このため点検等を実施する際には感電に対する注意が必要である。

（写真 6）

送配電線の最近の事故原因は、PPUC が所有しているデータによると、樹木接触によるものが 20%以上を占めている。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 はマラカル発電所構内に訓練設備を所有している（写真 7）。

コロール島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よい（写真 8）。

写真集（送配電設備）

	
<p>写真1 アイメリーク~ネッケン間の 34.5kV 送電線</p>	<p>写真2 コクサイ~メレケオク間の 13.8kV 配電線</p>
	
<p>写真3 がいし塵埃付着状況</p>	<p>写真4 支持物番号札の劣化</p>
	
<p>写真5 海底ケーブル立上り部</p>	<p>写真6 海底ケーブル（13.8kV 部）</p>
	
<p>写真7 マラカル発電所にある訓練設備</p>	<p>写真8 コロール島内の送配電線</p>

## 2.4.2.2 変電設備

### (1) 変電設備の概要

電力系統は巻頭図「Power System in Koror & Babeldaob」のとおりで、変電所（発電所変電設備を含む）は12箇所であるが、変電所のうち送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（アサヒ変電所にもあるが故障のため短絡されており、PPUCはコスト面からリクローザへの取替を希望している）である。



図 2.4.2-1 マラカル発電所



図 2.4.2-2 アサヒ変電所（送電線遮断器）

変電所の多くは配電線を1回線のみ引き出しているが、配電線遮断器を備えているのはアイライ変電所とマラカル発電所のみ。その他の箇所ではカットアウトを備えているが、近年はリクローザを整備しつつある。



図 2.4.2-3 VCB  
(スイッチギア内蔵)



図 2.4.2-4 カットアウト



図 2.4.2-5 リクローザ

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（点検記録が整備されておらず、詳細は不明）。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2008年4月以降に計画されている。34.5kV遮断器は、マラカル発電所は三菱電機製のガス遮断器であるが、アイメリーク変電所およびアイライ変電所は井上電機製作所（事業廃止）製の油入遮断器を適用している。日本ではアレバT&Dがアフターサービスを継承した。「パ」国からでも注文があれば対応するとのことである。

## (2) 変電所の形態

主要電源のひとつ、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。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。変圧器2次の開閉器は発電機建屋内の発電機母線（スイッチギア）に設置されている。配電線は引出していない。外柵が設置され、扉は施錠されている。



図 2.4.2-6 アイメリーク変電所

もう1箇所の電源であるマラカル発電所は、送電線1回線と変圧器1台の構成。こ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。外柵が設置され、扉は施錠されている。2回線引出した配電線には、遮断器が設置されている。



図 2.4.2-7 マラカル発電所（変電所ヤード）

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。外柵が設置されているが高さは低く、公衆安全上好ましくない。敷地内の建屋に13.8kVのスイッチギアが設置してあり、配電線2回線には遮断器が設置してある。



図 2.4.2-8 アイライ変電所（全景）



図 2.4.2-9 アイライ変電所（建屋）

その他の既存の変電所は、柱上に設置（コクサイ変電所およびアイメリーク 1 変電所は地上設置、外柵に施錠）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。配電線が 2 方向に分岐する場合でも、変圧器 2 次側のカットアウトは 1 つのみ。送電線断路器の手動操作装置は地上まで引き下げられているが、施錠はされていない。配電線にリクローザを設置している箇所では、開閉状態を発電所から監視（マラカルからは制御）することができる。所内電源は柱上変圧器からとっており、各機器（断路器、リクローザ、通信装置）が個別にバッテリーおよび充電器を内蔵している。



図 2.4.2-10 ネットケン変電所（全景）



図 2.4.2-11 コクサイ変電所（リクローザ制御箱）

### (3) 開閉設備（気中絶縁）

井上電機製作所製の 34.5kV 油入遮断器を使用しているが、漏油跡が多く見られるなど状態はよくない。このクラスの設備は一般にスイッチギアまたはガス絶縁開閉装置が主流なうえ、井上電機製作所は既に廃業しているため定期点検部品はおろか修理部品さえ入手困難な状態



である。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となっている。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）。



図 2.4.2-12 アイライ変電所（油入遮断器）



図 2.4.2-13 アイライ変電所（所内変圧器）

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（表面化していない）と思われる。

柱上設置変電所の送電線に用いられている負荷開閉器（負荷電流のみ開閉可能）は、地上まで引き下ろされた操作装置に表示（開閉器名称、公衆への注意喚起）がなく、施錠はなされておらず、操作される危険がある。



図 2.4.2-14 負荷開閉器操作装置（表示なし）



図 2.4.2-15 負荷開閉器操作装置（施錠なし）

#### (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 スイッチ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。



図 2.4.2-16 屋外スイッチギア天井部



図 2.4.2-17 屋外スイッチギア内部

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、比較的状态はよい。ただし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。



図 2.4.2-18 屋内スイッチギア



図 2.4.2-19 機器搬入扉

## (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  $\Delta$  結線、2 次側は Y 結線（中性点直接接地）を標準としている。ただしマラカル変電所およびアイライ変電所が例外となっている。

図 2.4.2-20 に配電系統の概略図を示す。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。ただし停電しての切替は可能であることから、実際に問題になるのは事故停電時に隣接変電所から逆送し、事故復旧後に常時系統に戻すとき無停電切替ができないという状況に限定されると考えられる。計画中のコロール変電所の変圧器結線の決定には注意を要する。

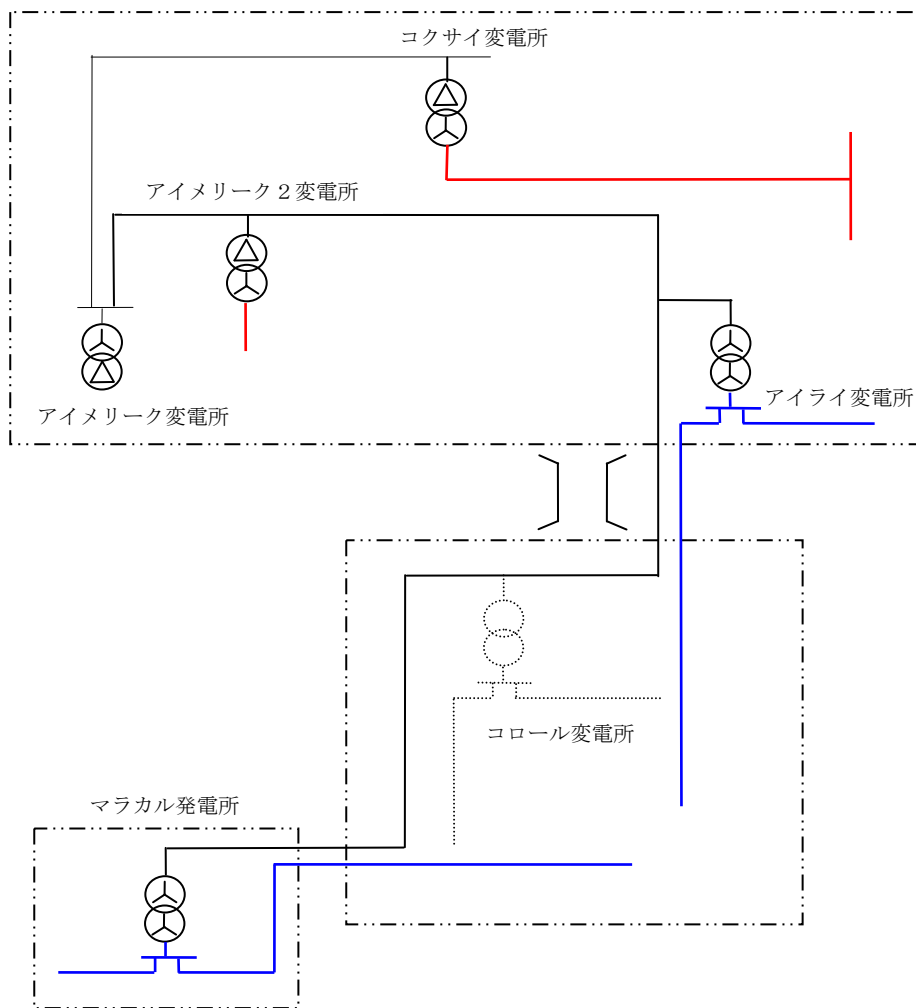


図 2.4.2-20 配電システムの概略図

### 2.4.2.3 SCADA

#### (1) 概要

現在 PPUC が使用している Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) は 2003 年に導入され、基本的に各発電・変電設備の監視に用いられている。これは運転員に十分な教育がなされておらず、操作に慣れていないのが原因と考えられる。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 (ポータブル 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。

#### (2) ハードウェア構成

SCADA のハードウェア構成を以下に示す。(SCADA システムの「Communications 画面」)

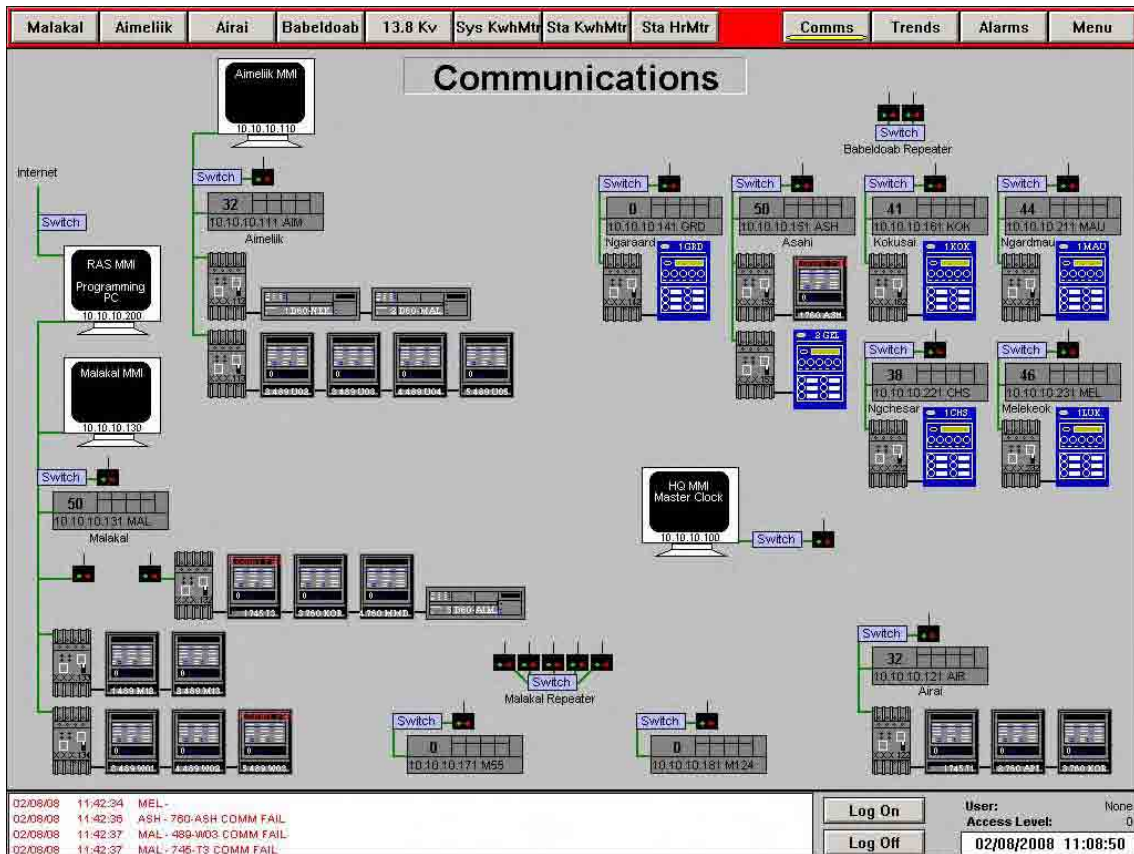


図 2.4.2-21 Communications 画面

図中、モニタのシンボルが 4 つあるが、これは監視制御箇所を示しており、右下のモニタは未設置である。上のモニタはアイメリーク発電所、左の 2 つのモニタはマラカル発電所に設置してある。いわゆるサーバはないため、PC 故障時には代替の PC を LAN に介入させることで監視制御が可能であるが IP アドレスが決まっているので、増設できるというわけではない。

各所（発・変電所）で LAN を構築し LAN 間を無線で接続している。図 2.4.2-22 に通信回線構成図を示す。マラカル発電所の LAN はインターネットに接続しており、SCADA システムにトラブルが発生した場合 EPS がインターネット経由で SCADA システムに介入することができる。インターネットに接続しているため、ファイアウォールやゲートウェイでセキュリティを維持している。

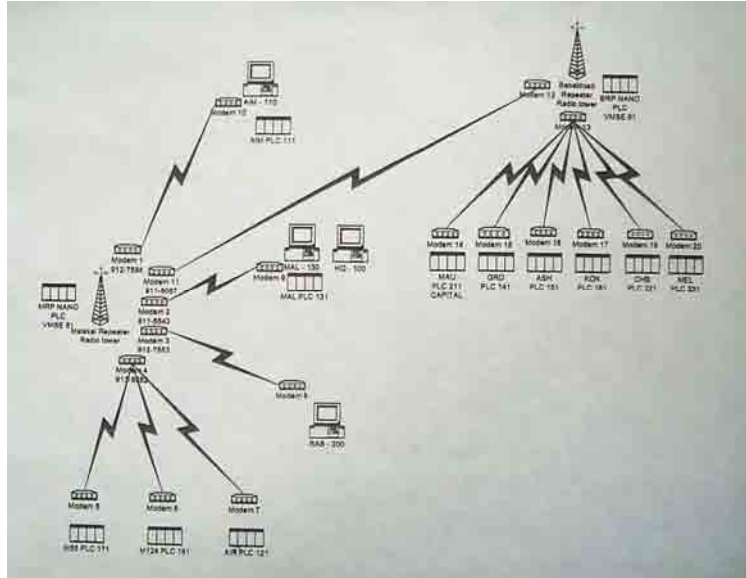


図 2.4.2-22 通信回線構成図

被制御所の端末は、高性能デジタル型保護継電器（Transformer Management Relay 等）を使用している。図 2.4.2-23 に保護継電器の例を示す。系統・機器保護のために接続されたアナログ情報（電圧・電流要素）や開閉器の開閉状態を、デジタル変換して SCADA システム上に出力している。SCADA 導入時に被制御機器の保護継電器を取り替えたものもある。



図 2.4.2-23 保護継電器

保護継電器の適用区分は、PPUC 技術者からの聞き取りでは以下のとおりである。

- SR489：発電機保護用（GE 製）
- SR760：配電線保護用（GE 製）
- SR745：変圧器保護用
- D60：距離継電器（送電線保護用）（GE 製）

その他、保護継電器を内蔵したリクローザコントローラ（SEL 製）も一部で使用している。

### (3) 画面構成

監視画面にはメニュー画面もあるが、画面トップの所名一覧から目的のページにジャンプすることができる。

(機器の運転状態)

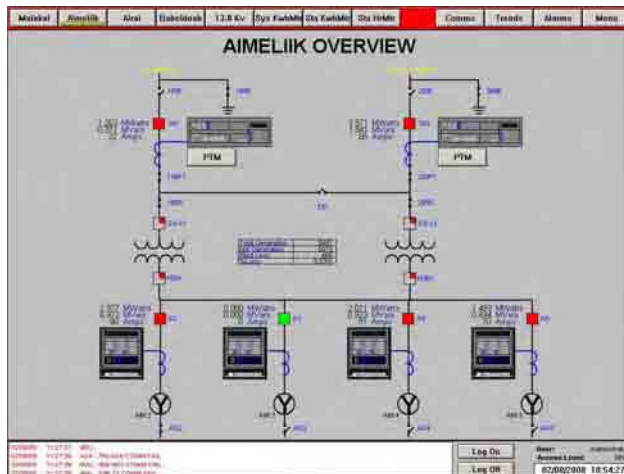


図 2.4.2-24 発電所全体画面

OVERVIEW 画面からリレーのシンボルをクリックすると、リレーのパネルが表示される。

画面左下の「DETAIL」をクリックすると詳細の内容が表示される。



図 2.4.2-25 保護継電器状態表示

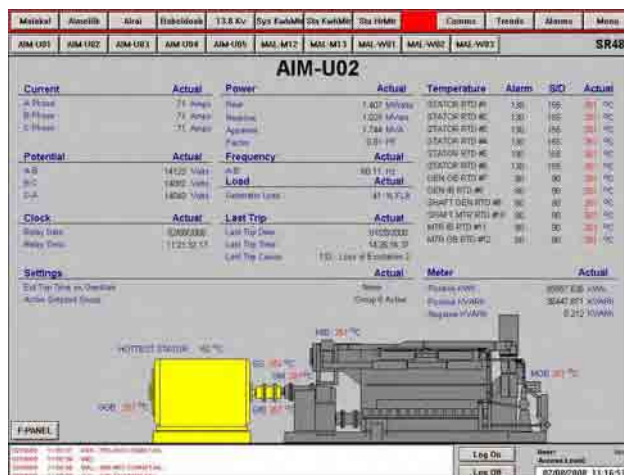


図 2.4.2-26 発電機状態表示

### (4) 警報画面

機器の故障情報は、図 2.4.2-27 に示すような警報表示画面に表示される。

図 2.4.2-27 警報表示画面

### (5) 運転記録

図 2.4.2-28 に示すようにトレンド表示機能でグラフも作成できるが、そのスパンは非常に短い（1時間強）。スパン変更のためには全リレーの設定変更が必要であり、さらにデータを外部に取り出すことができるようになっておらず、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（用いることが困難なため）。

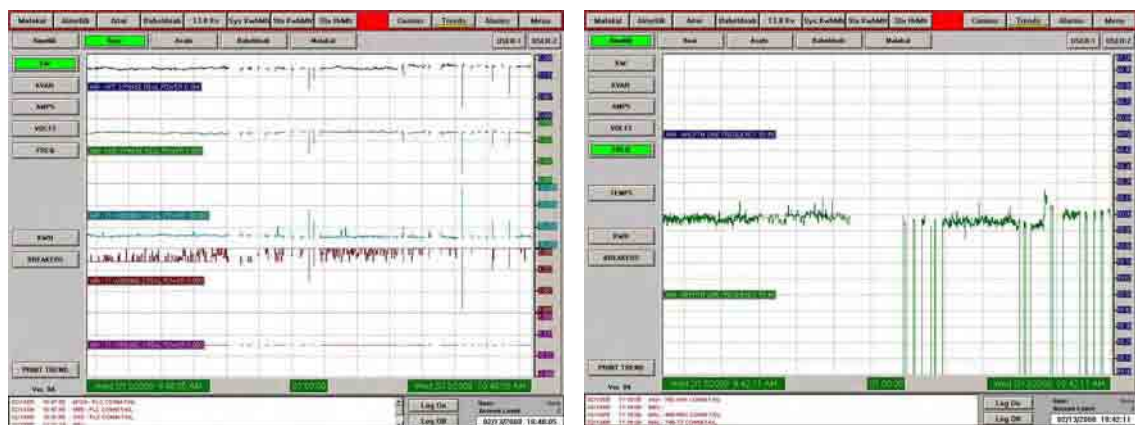


図 2.4.2-28 運転記録画面

### (6) 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」（図 2.4.2-29～32）で、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と思われる。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（CB、一部リクローザ等）。

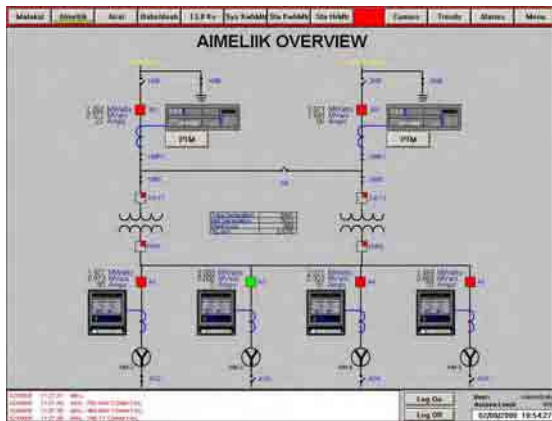


図 2.4.2-29 制御画面（発電所）

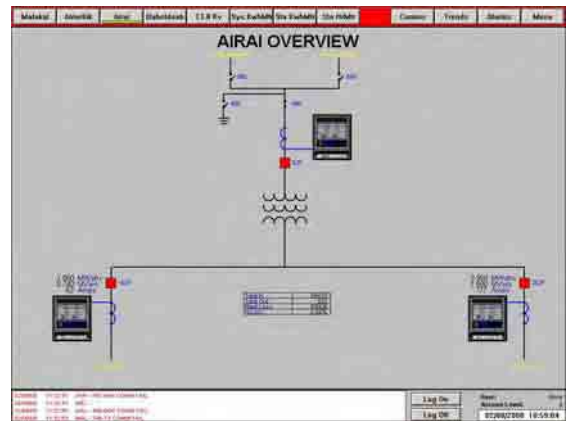


図 2.4.2-30 制御画面（変電所）

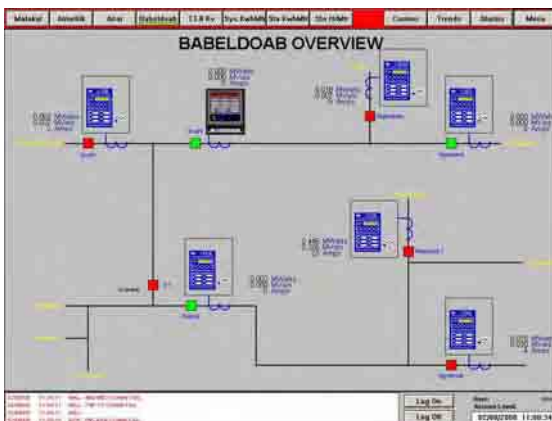


図 2.4.2-31 制御画面（送電系統）

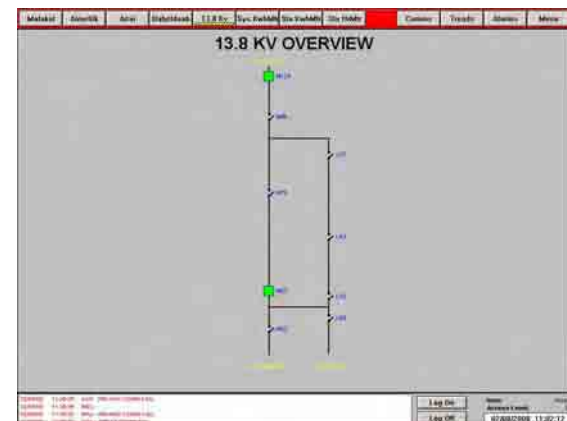


図 2.4.2-32 制御画面（配電系統）

## 2.5 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カ年計画が策定され(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カ年計画は「パ」国の電力開発計画と位置づけられ、同計画に示される主な目標と対策案及び現状は以下の通りである。



表 2.5-1 PPUC 開発 5 ヶ年計画に示されている目標と対策案

No.	目 標	対 策 案	現 状
1	PPUC が直面する財務・物理的債務を減少させるための社会・財務上の影響、法的責任、安全性、危険性に対する対処を実施する	PPUC が IEEE 制定の安全基準 (NESC) を工事や材料に確実に取り入れ、需要家の設備に対する責任範囲を明確にし、併せて需要家設備の調査クルーの編成を促し、保険制度の採用を推奨したもの。	一部 NESC 基準を取り入れて工事を実施している。
2	全てのレベルの発電効率の改善、発電原価の削減並びに将来の需要増加への対応	(1) Koror と Babeldaob islands のベース負荷とピーク負荷を賄うための最新型の 5.3MW 発電設備 4 台からなる新発電所を Aimeliik に建設する。併せて Malakal 又は Aimeliik 発電所から全ての発電設備の監視制御を行うための遠方監視制御設備の新設。 (2) Aimeliik 発電所と Aimeliik 発電所と Malakal 発電所の建屋の修復、制御室防音工事の促進と Aimeliik 発電所と直接連絡の出来る情報システムの建設。併せて Aimeliik 発電所と連携するための海底ケーブル使用の送電線の建設。	一部機能が不足しているが、2003 年より、遠方監視制御システム (SCADA) は運用が開始されている。  Malakal 発電所の建屋の修復、制御室防音工事と Aimeliik 発電所と直接連絡の出来る情報システムの建設は完工済み
3	送配電変電設備の負荷の増加への対応と信頼性の向上	(1) 新コロール変電所の新設と Aimeliik から Malakal 発電所を結ぶ海底ケーブル送電線の建設。 (2) 新首都への送電線を含む多くの送配電網の改良	
4	セクター別の需要増加の検証とその管理・運用オプションの確立	(1) 非技術的電力損失を明確にするための総括的手法の確立と、多くの原因と損失の責任者の選任。 (2) 街灯の費用を一般需要家の請求書から外し、その支払いを地方自治体へ変更する。 (3) 不法接続禁止と起訴に対する公告の開始。 (4) Prepayment meters 採用の評価と取り付けの開始。	(4) Prepayment meters は一部採用が開始されている(500 セット購入、400 セット設置済み)。
5	必要な設備投資に対する資金源の確立	(1) 必要な US\$35million を借りるため、必要な要請を米国の農業省に提出する (2) PPUC のオプションとして、資本増加のための先行積み立てを早めて、他のリストされたゴールや特別な改善の投資収益を図る。	
6	運転効率、管理情報システム、人材教育の向上及びその目標と結果の評価の設定	運転要員 (人材) の最適化 (1) SCADA System の採用に伴い、将来の無人、遠方監視制御の技術に適應する人材配置計画の見直し (2) 送配電マネージャーの雇用。 (3) 最新の GIS system (Generalized Information System) の採用とスタッフの訓練 (4) 全ての方策と必要な研修を一元化する総括的な管理計画の確立 (5) 各部門の目標について 5 の特定出来、測定できる生産性と信頼性の確立。管理部門は 1/4 半期毎に各部門の悪くなる傾向又は進展する軌跡に基づきプログラムを修正しなくてはならない。	(2) 送配電マネージャーは雇用済み

No.	目 標	対 策 案	現 状
		(6) GM と Board のために規格化した管理月報を確立し、月報は月間の発電電力量、燃料消費量、技術的/非技術的損失等を示さねばならない。	
7	運用資本からの PPUC の収益の改善	(1) 原価、将来性及び投資回収率を分析し良好な 10 計画の選定。 (2) 原価と利益の確認と推進記述した詳細計画の開発のためのスタッフの選任。 (3) その他	
8	政府の補助金を必要とせずに、PPUC の全てのコストをカバーして現在及び将来の運転を継続するための公共料金検討	専門のコンサルタントの雇用を推薦する。そのコンサルタントは将来を考慮した新しい電気料金の設定を行う。	専門のコンサルタントに電気料金の見直しを依頼済み。(Draft を入手済み)

上表に示すとおり PPUC の 5 年計画 (PPUC Strategic Plan 2003～2008) 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、機材調達・据付を行う台湾企業と契約交渉が進められている。同設備は 2010 年に運転を開始する見込みである。

## 2.6 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

### 2.6.1 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、石油、ガス等、一次エネルギーの賦存状況は下記のとおりである。OGTF は、大統領令 (Executive Order No.241) を受け、2007 年 2 月に創設された委員会であり、大統領により指名された 2 名、上院、下院よりそれぞれ 1 名、環境保護局 (EQPB: Environmental Quality Protection Board) より 1 名、商工会議所より指名された 2 名 (観光事業部門より 1 名、漁業部門より 1 名) 及び知事連合 (Governors Association) より指名された 2 名の計 9 名より構成されている。

この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 (「パ」国政府及び Kayangel 州政府とそれぞれ契約が結ばれているが、実質的には同じ内容で、石油鑿井企業から支払われる海面占有料がそれぞれに分配される形であった)。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地震探査 (Seismic Survey: 弾性波を用いた海底地質調査) 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。この契約において、石油鑿井企業側には、契約締結後 2 年以内に 1 本目、3 年半以内に 2 本目の鑿井を行うことが義務付けられているが、PPE は 2 年以内に 1 本目の鑿井を開始することなく 1997 年、1998 年、2000 年と契約を延長してきた。そのため、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。この許可申請に関しては、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を資金源とする調査団が、Velasco Reef海域における石油開発の実行可能性の調査を目的に「パ」国へ派遣された。この調査団は、2003年2月から2004年3月の間に、3度にわたって「パ」国を訪問し、「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、同国は石油開発において極めて初期段階にあることを確認した。そのため、石油鑿井権の付与、石油事業に関する法律、制度、財務体制及び技術基準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、地質学的に裏付けられた、Velasco Reef海域における石油埋蔵の潜在性に関する情報も不十分であることから、専門的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。

## 2.6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル

「パ」国における、1980年代以降の再生可能エネルギー導入状況については、表2.6.2-1に示す通りである。「パ」国では、既に全世帯の94%以上が電化されており、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、PPUCの配電網から独立したディーゼル発電システムが利用されている。PPUCの配電網が既に整備されているBabeldaob島、ディーゼル発電システムを有するKayangel島においても、太陽光発電システムの場合、不具合の整備、バッテリーの交換等を行わない限り電気料金が発生しないため、一部の住民が現在も使用している状況にある。

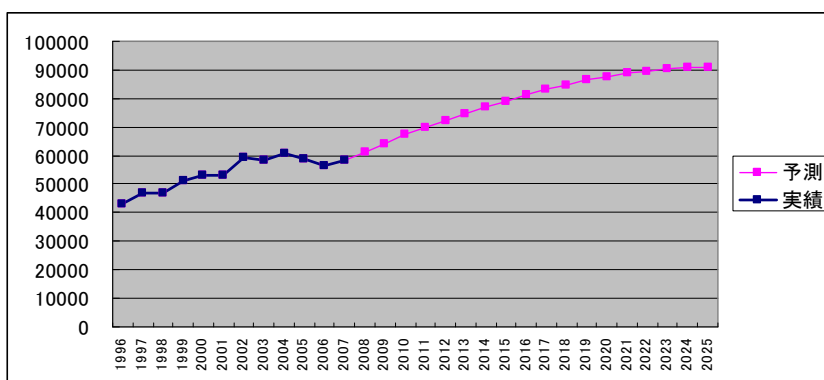
表 2.6.2-1 PPUC 配電網以外の電力供給

州	独立型発電機		太陽光発電 パネル数
	kVA	運転時間	
Babeldaob			
Ngerchellog			3
Melekeok			4
Ngshesar			2
Airai			4
Ngeremlengui			1
Peliliu	500×1	12	
Angar	150×1	12	
Kayangal	35×1	6	30
Sonsorol			11
Hatohobei			14
合計	1,095		79

Source: Project Identification Study for Renewable Energy in Tonga, Tuvalu and Palau (JICA)

「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。本マスタープラン調査のプロジェクト形成調査報告書（2007年2月）によると、このエネルギー開発室は、2007年半ばまでに今後の再生可能エネルギーに関する方針を立案する計画であったが、2008年2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り、実際、図2.6.2-1に示すとおり、石油消費量増加に伴い、二酸化炭素の排出量は大幅に増加している。しかしながら、同国は、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、2.6.1項に示したとおり、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を検討した。



Source: 調査団が電力需要実績及び予測から算出

図 2.6.2-1 「パ」国電力発電セクターにおける二酸化炭素排出量 [t-CO<sub>2</sub>]

### (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。水力発電のポテンシャルを決定付ける指標は、水源から得られる有効落差及び河川表面流量（河川流量から地盤内流量を差引いたもの）であるが、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「パ」国における水力発電のポテンシャルを調査しており、有効落差、水系の保有水量の観点から、Diongradid 水系、Ngermeskang 水系、Ngrikill 水系の3つを対象サイトとして選定している。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。同報告書では、中規模のアース式又はロックフィル式ダムを建設し、貯水池式で最大出力 1,000 kW の水力発電を行うとして、ポテンシャルの有無を評価している。ダムを建設した場合に想定される、各水系の保有水量、発電機規模、発電機据付台数を表 2.6.2-2 に示す。

表 2.6.2-2 各水系の想定される規模

	水系総面積 km <sup>2</sup>	流域面積 km <sup>2</sup>	貯水池表面積 km <sup>2</sup>	有効落差 m	保有水量 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	発電機出力 kW	台数 台
Diongradid 水系	21.37	9.00	1.73	83	30.02	1,000	2
Ngermeskang 水系	80.73	11.99	1.88	33	33.19	1,000	1
Ngrikil 水系	26.01	9.00	0.63	33	8.38	1,000	1

Source: Hydropower Potential Assessment Babeldaob Main Island (VERGEL3 CONSULT 社)

河川流量については米国地質調査所 (USGS: United States Geological Survey) 及び米国海洋大気圏局 (NOAA: National Oceanographic and Atmospheric Administration) のデータを使用し、発電効率  $\eta$  を 0.87 (タービン効率及び発電機効率を含む総合効率として 0.87 を設定している) として、表 2.6.2-3~5 に示すデータを算出している。この計算結果から判断すると、調査団が想定している 2025 年の需要 125 GWh の 10 % 程度をこの水力発電開発計画により賄えることになる。最終的に、VERGEL3 CONSULT 社はディーゼル発電機燃料費用の削減効果から、有効な開発計画であると結論付けている。この計画により削減できる燃料消費、燃料費用 (2006 年実績基準)、二酸化炭素排出を表 2.6.2-6 に示す。表 2.6.2-6 に示すとおり、燃料消費、燃料費用、二酸化炭素排出量の削減については有効であるものの、建設費用、事業実施者となる PPUC の経済的な計画実行能力に関する検証が必要である。ここで想定しているダムの建設は、他の開発計画と併せるといった経済面で効率化を図ったものではないことから、実現可能性は低いと考える。

「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の 4.3.2.2 項で評価する。

表 2.6.2-3 Diongradid 水系の発電量

	日数	流量	月積算流量	降雨量	蒸発量	月積算流量	流量	月積算流量	発電機停止時	発電可能能力	発電機出力	運転時間	発電量
		貯水池導入 m <sup>3</sup> /s	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池差引 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	発電機導入 m <sup>3</sup> /s	発電機導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	kWh	kWh	時間/日	GWh/月
1月	31	0.71	1.90	0.49	0.16	2.22	1.69	3.02	0.63	1052	1000	16	0.50
2月	28	0.34	0.82	0.42	0.14	1.10	1.69	1.70	0.48	1052	1000	10	0.28
3月	31	0.14	0.38	0.31	0.16	0.53	1.69	0.57	0.33	1052	1000	3	0.09
4月	30	0.57	1.47	0.42	0.15	1.74	1.69	2.55	0.61	1052	1000	14	0.42
5月	31	0.99	2.65	0.53	0.16	3.02	2.53	4.24	1.00	1577	1500	15	0.70
6月	30	1.13	2.94	0.62	0.15	3.41	2.70	4.67	0.98	1683	1600	16	0.77
7月	31	2.46	6.58	0.68	0.16	7.10	3.38	7.92	0.82	2103	2000	21	1.30
8月	31	1.56	4.17	0.65	0.16	4.66	3.38	6.03	1.39	2103	2000	16	0.99
9月	30	0.85	2.20	0.53	0.15	2.58	2.20	3.56	0.83	1367	1300	15	0.59
10月	31	0.99	2.65	0.57	0.16	3.07	2.53	4.24	1.00	1577	1500	15	0.70
11月	30	0.51	1.32	0.44	0.15	1.61	1.69	2.37	0.61	1052	1000	13	0.39
12月	31	0.65	1.74	0.51	0.16	2.09	1.69	2.83	0.65	1052	1000	15	0.47
合計	365		28.83	6.14	1.83	33.13		43.71	9.32				7.19

Source: Hydropower Potential Assessment Babeldaob Main Island (VERGEL3 CONSULT 社)

表 2.6.2-4 Ngermeskang 水系の発電量

	日数	流量	月積算流量	降雨量	蒸発量	月積算流量	流量	月積算流量	発電機停止時	発電可能能力	発電機出力	運転時間	発電量
		貯水池導入 m <sup>3</sup> /s	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池差引 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	発電機導入 m <sup>3</sup> /s	発電機導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	kWh	kWh	時間/日	GWh/月
1月	31	0.93	2.50	0.53	0.17	2.86	1.84	3.49	0.73	518	500	17	0.26
2月	28	0.45	1.10	0.36	0.15	1.30	1.84	2.04	0.59	518	500	11	0.15
3月	31	0.20	0.53	0.34	0.17	0.70	1.84	1.03	0.42	518	500	5	0.08
4月	30	0.76	1.98	0.48	0.17	2.30	1.84	2.98	0.74	518	500	15	0.23
5月	31	1.33	3.56	0.58	0.17	3.97	2.80	5.01	1.19	789	750	16	0.37
6月	30	1.50	3.89	0.67	0.17	4.40	2.80	4.54	1.46	789	750	15	0.34
7月	31	3.39	9.07	0.77	0.17	9.67	3.74	9.59	0.38	1052	1000	23	0.71
8月	31	2.07	5.54	0.72	0.17	6.09	3.74	7.09	1.61	1052	1000	17	0.53
9月	30	1.13	2.94	0.55	0.17	3.32	2.80	4.54	1.10	789	750	15	0.34
10月	31	1.33	3.56	0.63	0.17	4.02	2.80	5.01	1.19	789	750	16	0.37
11月	30	0.68	1.76	0.48	0.17	2.08	1.84	2.78	0.73	518	500	14	0.21
12月	31	0.88	2.35	0.53	0.17	2.71	1.84	3.49	0.69	518	500	17	0.26
合計	365		38.79	6.64	2.02	43.41		51.60	10.84				3.85

Source: Hydropower Potential Assessment Babeldaob Main Island (VERGEL3 CONSULT 社)

表 2.6.2-5 Ngrikill 水系の発電量

	日数	流量	月積算流量	降雨量	蒸発量	月積算流量	流量	月積算流量	発電機停止時	発電可能能力	発電機出力	運転時間	発電量
		貯水池導入 m <sup>3</sup> /s	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池上面 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池差引 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	発電機導入 m <sup>3</sup> /s	発電機導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	貯水池導入 ×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /月	kWh	kWh	時間/日	GWh/月
1月	31	0.71	1.90	0.19	0.06	2.03	1.84	2.98	0.75	518	500	14.5	0.22
2月	28	0.34	0.82	0.12	0.05	0.89	1.84	1.48	0.55	518	500	8	0.11
3月	31	0.14	0.38	0.11	0.06	0.43	1.84	0.72	0.32	518	500	3.5	0.05
4月	30	0.57	1.47	0.16	0.06	1.57	1.84	2.29	0.76	518	500	11.5	0.17
5月	31	0.99	2.65	0.19	0.06	2.79	2.80	4.07	1.22	789	750	13	0.30
6月	30	1.13	2.94	0.22	0.06	3.10	2.80	4.24	1.22	789	750	14	0.32
7月	31	2.46	6.58	0.26	0.06	6.78	3.74	8.34	1.10	1052	1000	20	0.62
8月	31	1.56	4.17	0.24	0.06	4.35	3.74	6.05	1.65	1052	1000	14.5	0.45
9月	30	0.85	2.20	0.19	0.06	2.34	2.80	3.48	1.15	789	750	11.5	0.26
10月	31	0.99	2.65	0.21	0.06	2.81	2.80	4.07	1.22	789	750	13	0.30
11月	30	0.51	1.32	0.16	0.06	1.43	1.84	2.19	0.72	518	500	11	0.17
12月	31	0.65	1.74	0.18	0.06	1.86	1.84	2.57	0.84	518	500	12.5	0.19
合計	365		28.83	2.23	0.67	30.39		42.47	11.49			147	3.17

Source: Hydropower Potential Assessment Babeldaob Main Island (VERGEL3 CONSULT 社)

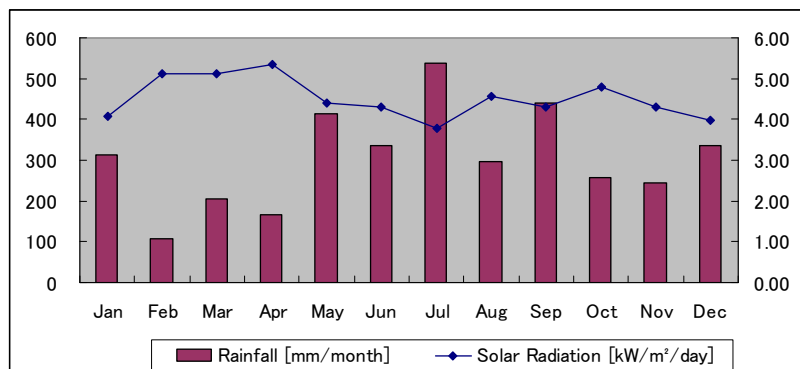
表 2.6.2-6 水力発電計画実施による燃料費用、燃料消費量、二酸化炭素削減効果

	発電量 GWh/年	燃料消費 m <sup>3</sup>	燃料費用 百万円	二酸化炭素 ton
Diongradid 水系	7.19	1,926	177	5231
Ngermeskang 水系	3.85	1,033	95	2804
Ngrikill 水系	3.17	850	78	2307
合計	14.21	3,809	350	10,343

Source: 発電量 Hydropower Potential Assessment Babeldaob Main Island (VERGEL3 CONSULT 社)  
 燃料消費 2006年 PPUC 実績より算出  
 燃料費用 2006年 PPUC 実績より算出  
 二酸化炭素 「気候変動に関する政府間パネル」ガイドライン 1998年改訂版、2006年実績より算出

(2) 太陽光発電のポテンシャル

「パ」国政府議事堂に隣接されている駐車スペースに、100 kWp の PV パネルを設置する系統連系形太陽光発電システム導入計画が、欧州連合 (EU: European Union) の支援により実施されており入札、業者契約の段階にある。この入札図書では、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が示されている。日射量は太陽光発電への適正を示す指標であるが、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 に気象データ観測所を設置し、地表における日射量データを収集しており、今後の太陽光発電の導入計画を検討する上で非常に有効である。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 2.6.2-2 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。



Source: (JAMSTEC)

図 2.6.2-2 「パ」国の日射量及び降雨量 (Aimeliik)

「パ」国政府議事堂の駐車スペースに PV システムを導入した場合に、理論的に得られる年間発電量を表 2.6.2-7 に示す (総合設計係数は 0.7 とした)。また、この計画による、燃料消費、燃料費用、二酸化炭素の削減効果を表 2.6.2-8 に示す。燃料消費及び燃料費用は、発電機の燃費、燃料単価を係数とした年間発電量の比例計算で算出し、二酸化炭素排出量についても、「気候変動に関する政府間パネル」ガイドライン 1998 年改訂版の算出方法に従い、比例計算で算出した。すなわち、水力発電、太陽光発電といった、導入する再生可能エネルギーの種類に関係かかわらず、需要 (正確には全発電量) に対し何%を再生可能エネルギーで賄うかが、直接、発電セクターの燃料消費、運用面における二酸化炭素排出量削減の割合となる。導入する再生可能エネルギーの種類選定、規模の検討にあたっては、kWh に対するライフサイクルコストが重要な指標である。

表 2.6.2-7 「パ」国政府議事堂 100 kWp 太陽光システムの発電量

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
日射量 [kW/m²/day]	4.07	5.13	5.13	5.35	4.40	4.31	3.79	4.56	4.32	4.81	4.32	3.97	-
月間発電量 [MWh]	8.8	10.8	11.1	11.2	9.5	9.0	8.2	9.9	9.1	10.4	9.1	8.6	115.9

Source: JAMSTEC のデータより算出

表 2.6.2-8 「パ」国政府議事堂 太陽光発電計画実施による燃料費用、燃料消費量、二酸化炭素削減効果

	発電量 MWh / 年	燃料消費 m³	燃料費用 百万円	二酸化炭素 t
100 kW PV システム	115.9	31.1	2.86	84

Source: 燃料消費 2006 年 PPUC 実績より算出

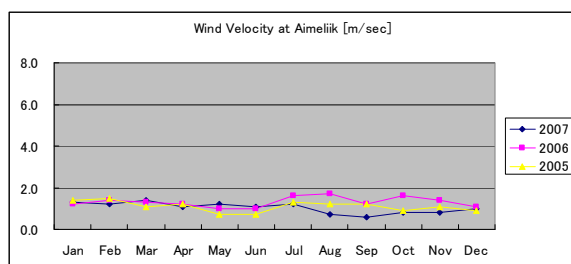
燃料費用 2006 年 PPUC 実績より算出

二酸化炭素 「気候変動に関する政府間パネル」ガイドライン 1998 年改訂版、2006 年実績より算出

### (3) 風力発電のポテンシャル

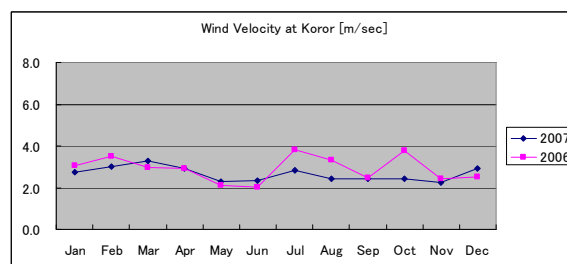
1982 年に、米国エネルギー省及び内務省が、大洋州諸国の支援を目的として、Koror 島に 1.5 kW の風力発電システムを試験的に設置した実績があるが、一度も定格出力を供給すること無く 1985 年に撤去された。風況は極めて地形依存性が強く、数 km はなれた位置でも大きく異なるため、気象観測センター等で計測される、風速、風向データは風力発電のポテンシャルを評価するうえで、あまり有効ではない。現在、「パ」国内に風力のポテンシャル評価を目的として設置されている風速、風向計は無く、入手できる風況データは、「パ」国気象センターの Koror 観測所、JAMSTEC の Aimeliik 観測所、「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に限られる。「パ」国の風速データを図 2.6.2-3～2.6.2-5 に示す。新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO: New Energy and Industrial Technology Development Organization) 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、設置する発電機の規模を考慮し、建設予定地近傍、設備規模に合わせた適切な高さで、風況データを収集することが現状の課題である。「パ」国は平地が少なく、海拔 50m から 100m の起伏に富んだ地形であり、表面を多くの樹木が覆っていることから、風況は場所によって大きく異なることが予想される。風力発電のポテンシャル評価を目的として風況計測のポイントを選定する場合は、この点を十分に注意する必要がある。エネルギー開発室は、風力発電のポテンシャル評価を目的とし、欧州連合の支援で風況調査塔を 2～3 箇所設置し、2008 年末から風況調査を開始する予定である。



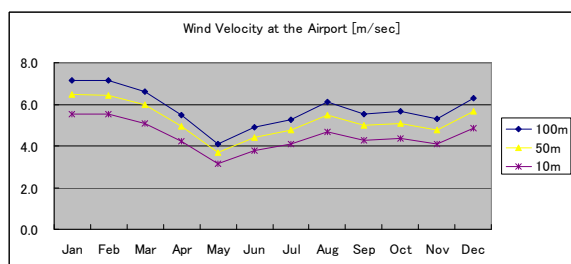
Source: (JAMSTEC)

図 2.6.2-3 Aimeliik における風速 [m/s]



Source: (National Weather Service)

図 2.6.2-4 Koror における風速 [m/s]



Source: (National Weather Service)

図 2.6.2-5 Airport における風速 [m/s]

#### (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 (OTEC: Ocean Thermal Energy Conversion)、バイオマスエネルギー等があげられる。OTEC 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 箇所で開催を進めている。しかしながら、まだ調査段階にあり、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。



### 3. PPUCについての財務経営分析

### 3. PPUC についての財務経営分析

#### 3.1 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。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。

具体的には、1) PPUC の現在の財務構造、経営状況について調査検討する。2) 現在の料金体系と PPUC の電力販売営業収入の状況について、調査検討する。3) PPUC の電力事業について、支出面と収入面のバランス状態について分析検討し、費用回収に関する問題を明らかにする。4) 事業の採算を改善する上での基本戦略、原理を策定する。5) 新たな料金体系の構築の方向性について明らかにする。

#### 3.2 実施機関としての財務構造、経営状態の分析

##### 3.2.1 PPUC のステイタスと政府のコントロール

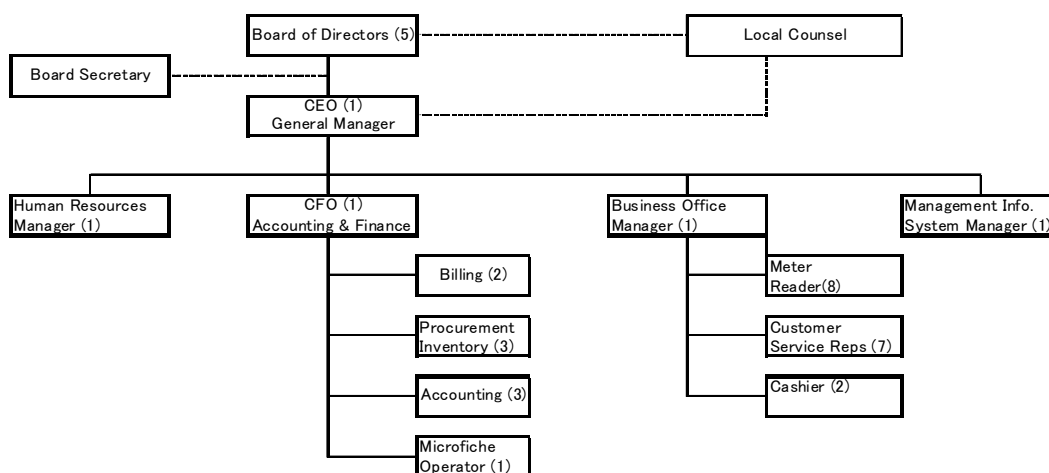
PPUC は、37PNCA 法に基づいて設立された公社である。PPUC は、原則、自主的な運営ができる経営体と定められ、財務上の方針は自ら立案する。契約行為も自らの名前で行い、訴訟する場合もされる場合も、PPUC 自身の名において行われる。政府は、PPUC の行う決定、その書類をレビューする権利はあるものの、その役割は、全般的な監督・監視を行うものであり、PPUC の経営に直接介入することはできないとされている。ただし、電気料金の決定、改定については、案を作成したら、それを実施する前には、大統領府及び関連政府機関に提出する必要がある。料金の決定、改定においては、政府の介入ができることになっている。これらの手続きに関しては、37PNCA の 413 条に定められている。PPUC からのヒヤリングでは、政府は、料金のアップには、これまで一貫して、抑える傾向が強いようである。ただ、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、電力事業採算が赤字のまま、状態が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。

##### 3.2.2 経営管理面での組織構造

以下に示す図 3.2.2-1 は、PPUC の経営管理に関する組織構造を、上下、並行の関係性で示すものである。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、それらのポジショニング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)



出所：PPUC

図 3.2.2-1 PPUC の経営管理面での組織構造

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。

### 3.2.3 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。3.2.1 節でも触れたように、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いる。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（2007 年 10 月～2008 年 9 月）の予算は、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、現状、政府の料金政策への関与が非常に強く、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。

PPUC の経営の決定・責任権限を担う役員会の 5 人の役員は、全て、大統領の指名で決まる。PPUC 自体での選出・決定ではない。この役員会人事権により、政府の PPUC に対するコントロール・影響力が保持されているともいえよう。名実ともに PPUC の自律した経営を今後実現していくためには、この点については何らかの改善が行われるべきものであろう。

### 3.2.4 会計財務管理とコントロール

PPUC は、毎年、監査が行われる。監査を経た年次報告書は公共監査事務所に提出され、公共監査事務所から大統領府に情報が送られる。日常の財務会計事項は月に一度整理され、月次報告書が作成される。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、内部監査は行われず、年に一度の外部の監査が行われるだけである。JICA 調査団として

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。

### 3.3 費用回収と料金体系

#### 3.3.1 現行の料金体系

現行の電気料金の料率は、電気使用量に関係なく課される固定料率と電気使用量に乘じられる料率とがある。後者は、基本料率と AFPAC 料率がある。以下の表 3.3.1-1 は、PPUC の電気料金体系を整理したものである。

表 3.3.1-1 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
	2001above 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))が制定されており、PPUC の電気料金は、燃料価格の高騰に対応するシステムを内蔵しているといえる。1 ガロン当たり 12.7 セント価格の変動に対して、1kWh 当たり 1 セント変動するように、定められている。Aimeliik 及び Malakal 発電所での平均燃料効率が、13.825kWh/gallon であることを考えれば、12.7 セント/kWh のコスト上昇に対して、0.919 セント/kWh の影響がでてくるので、1 セントの範囲内である。このようにカバーできるように、値上げ幅は設定されていて、問題はない。ただし、この調整が行われるのが 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、後の節で詳しく見るが、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る。料金体系全体を一から見直す必要がある。

2008 年 5 月現在の AFPAC の料率は、1kWh 当たり 17 セントであり、2008 年 5 月より適用されている。

一般家庭への料率

1) C=0 US\$3.00

2) C: 1-150kWh, US\$8.00

3) C: 151-500kWh, US\$ 3.00+C×(0.08+0.17)

4) C: 501-2000kWh, US\$ 3.00+500×(0.08+0.17)+(C-500)×(0.10+0.17)

5) C: 2001kWh above, US\$ 3.00+500×(0.08+0.17)+1500×(0.10+0.17)+(C-2000)×(0.12+0.17)

企業/ 政府への料率

2) C: 0-100kWh, US\$10.00

3) C: 100-2000kWh, US\$ 10.00+C×(0.10+0.17)

4) C: 2000kWh above, US\$ 10.00+2000×(0.10+0.17)+(C-2000)×(0.12+0.17)

注：(C = 月次電気消費量 kWh)

AFPAC の料率の推移に関してだが、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 に急上昇させているものの、結果として現在、燃料費の高騰に対する費用回収は十分に行われない状態に陥っている。

表 3.3.1-2 近年の AFPAC 料率の改定

Date of Change	FROM(US\$)	To(US\$)
1-May-08	0.15	0.17
1-Nov-07	0.14	0.15
1-Aug-07	0.13	0.14
1-Nov-06	0.12	0.13
1-Aug-06	0.11	0.12
1-Feb-06	0.09	0.11
1-Aug-05	0.07	0.09
1-Apr-05	0.05	0.07
1-Jan-05	0.04	0.05
1-Jul-04	0.03	0.04
1-Apr-04	0.02	0.03

出所：PPUC

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について考えれば、設備機器の更新の必要性、インフレーション一般、人件費のアップなど、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。特に将来の設備更新に備えて留保されている資金がないと、設備更新に対応できない事態が生じる恐れがある。また、この 4 年間のパラオでの消費者物価指数の上昇は、6.8%(2004)、2.3%(2005)、3%(2006)、2.5%(2007) である。このようなインフレ全般に対応した料率改定も視野にいれねばなるまい。

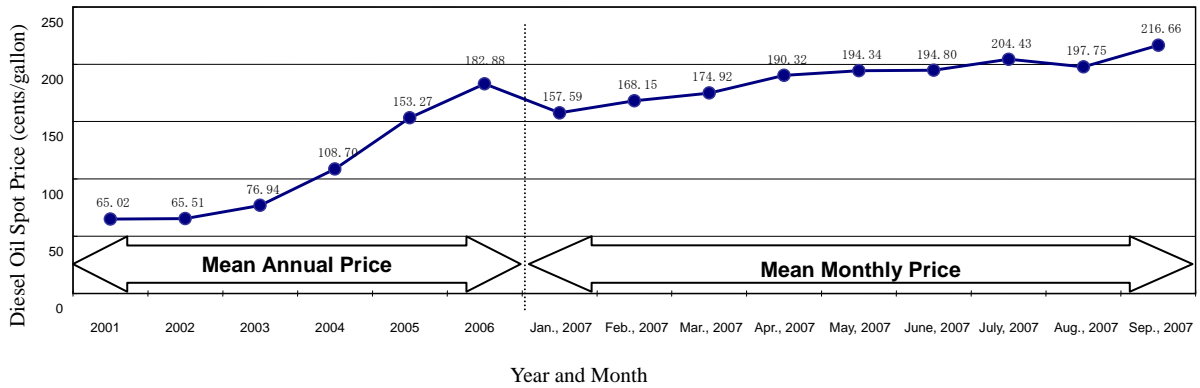
表 3.3.1-3 PPUC の基本料率の改定の推移

		Unit: US\$					
		Change of Basic Electric Rate					
User Type	Consumption Range	Oct.1997	Apr.1998	Oct.1998	Apr.2000	Jun.2000	Oct.2001
Residential	0-500kWh	0.1	0.09	0.08	0.1	0.09	0.08
	501-2000kWh	0.12	0.11	0.1	0.12	0.11	0.1
	2000 above	0.14	0.13	0.12	0.14	0.13	0.12
Commercial	0-2000kWh	0.12	0.11	0.1	0.12	0.11	0.1
	2001-5000	0.14	0.13	0.12	0.14	0.13	0.12
	5000 above	0.14	0.13	0.12	0.16	0.13	0.12
Government	0-2000kWh	0.12	0.11	0.1	0.12	0.11	0.1
	2001-5000	0.14	0.13	0.12	0.14	0.13	0.12
	5000 above	0.14	0.13	0.12	0.16	0.13	0.12

(Source): PPUC

ところで、現在、PPUC は燃料としてディーゼル油を使用しているが、近年のディーゼル油価格の推移を見ておこう。パラオが使用しているディーゼル油は、シンガポールから運ばれるNO.2 という種類のものである。

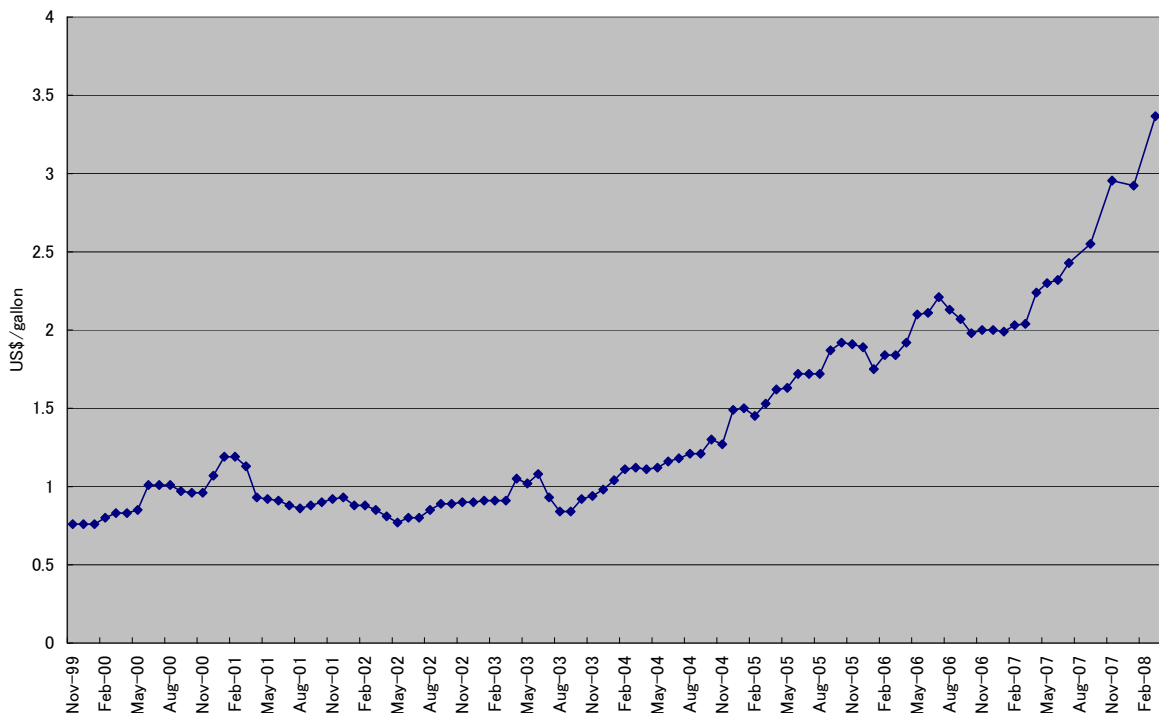
シンガポールでのディーゼル油の FOB 価格は、下図に示すように、2001 年から 2007 年 9 月までの間に 3 倍になっている。これによって、PPUC の採算状況は、年々、悪化の一途をたどりつつある。



出所: 合衆国エネルギー省、EIA ホームページより

図 3.3.1-1 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。2003 年までは、一直線上昇してきたわけではなく、上下動しながら推移してきたが、2004 年以降はその上昇のカーブが急な勾配となっている。



出所: PPUC のデータに基づき、JICA 調査チームで図を作成

図 3.3.1-2 PPUC のディーゼル油の調達価格の推移

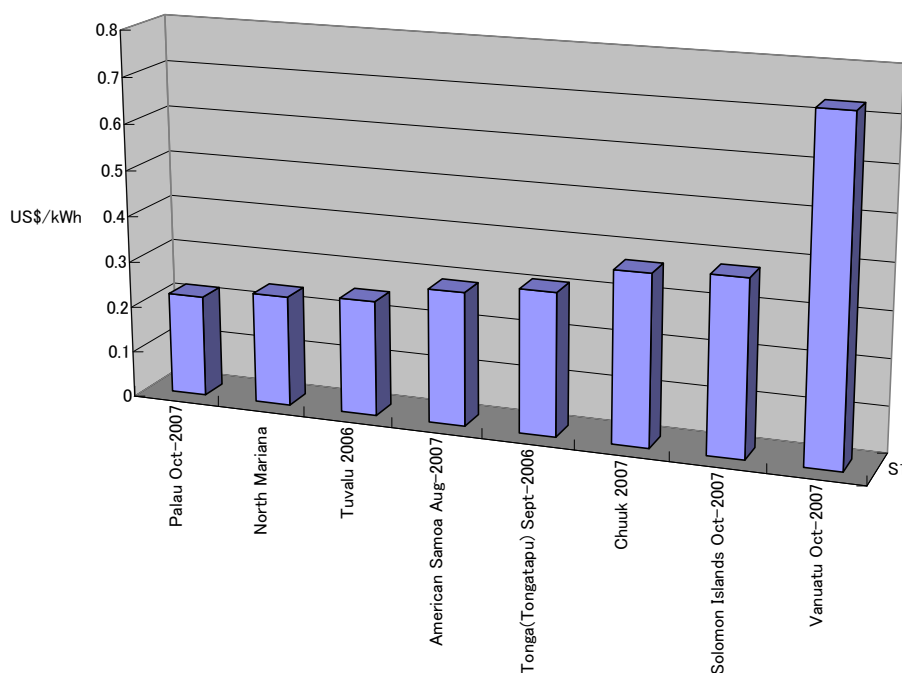
パラオ近隣の大洋州諸国の電気料金レベルを概察し、パラオの電気料金は高いか低いのかについて洞察してみよう。法人への課金と一般家庭への課金はどの国も異なり、使用電力量の量の多寡によって、違ってくる。ここでは、一般家庭への課金に関して、およそ 500kWh を月に消費する家庭での料金レベルという前提で比較してみよう。また、2007 年ないし 2006 年のデータで比較する。下図でははっきりと示されているが、パラオの料金レベルは、他の大洋州近隣諸国の料金レベルに比べると、相当低いレベルにある。ツバル、北マリアナは、パラオよりやや高いレベルだが、バヌアツ (UNELCO) は、73 セント/kWh を課金し、パラオの 3.3 倍である。バヌアツの場合、120kWh 以上使用する家庭には、罰則的な課金がされているせいでもある。(60kWh までは 0.31 セント/kWh、61~120kWh は 0.46kWh、121kWh 以上は、0.84kWh)

表 3.3.1-4 大洋州諸国の電気料率  
Unit: US\$/kWh

Country	Rate
Palau Oct-2007	0.22
North Mariana	0.24
Tuvalu 2006	0.25
American Samoa Aug-2007	0.29
Tonga(Tongatapu) Sept-2006	0.31
Chuuk 2007	0.37
Solomon Islands Oct-2007	0.38
Vanuatu Oct-2007	0.73

出所： Power Pacific Association のデータに基づき、JICA 調査団で計算、表作成  
(注) 計算の前提：

月におよそ 500kWh 消費する一般家庭が月に課金される料率の kWh 当たりの平均。(パラオでは、2007 年度の平均で、一般家庭は、毎月約 430kWh 消費)



出所： Pacific Power Association のデータに基づき、JICA 調査団で計算・図作成

図 3.3.1-3 大洋州諸国の電気料率(2007 or 2006)の比較

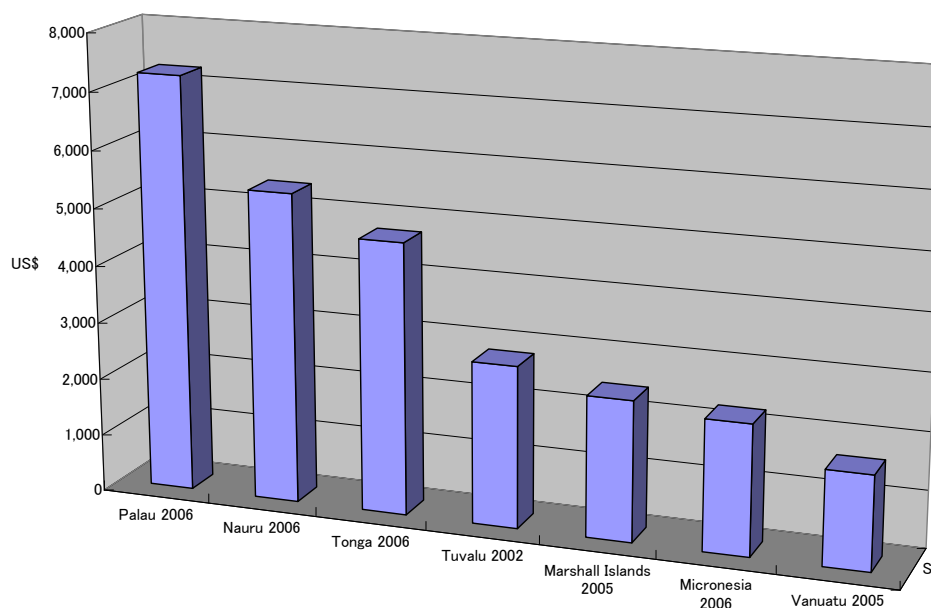
概して、大洋州諸国は国の規模が小さいため、規模の経済が発揮されにくく、先進諸国の電気料金レベルに比べると高くならざるを得ない。日本の東京では、2007年11月現在、19円/kWhである。次の表は、先進諸国の電気料金を2003年時点で比較調査したデータである。すべての国が、20セント/kWh以下である。不幸にして、これらの先進諸国より貧しい大洋州諸国が、高い電気料金を払わざるを得ない現実がある。

表 3.3.1-5 2003年時点での先進諸国の電気料率の比較

Unit: US\$/kWh						
Japan	USA	Germany	England	France	Italy	Korea
0.186	0.087	0.176	0.116	0.127	0.186	0.074

出所： OECD/IEA, Energy Prices and Taxes 1st Quarter, 2005

なお、ここで、パラオ及び大洋州諸国の豊かさを一人当たり GDP ベースで比較してみよう。パラオは、最も高いレベルにある。クック諸島が最も高く、一人当たり US\$ 8,362,であるが、2位は、パラオである(US\$ 7,267)。それに比べ、ソロモン US\$706、バヌアツ US\$1,641、ミクロネシア連邦州 US\$2,266、マーシャル諸島 US\$2,441、サモア US\$2,595 のレベルで、パラオに比べ、相当低い。パラオ国民の豊かさは、周辺の大洋州のなかでは、飛びぬけて高いレベルにあるが、電気料金は、相対的にかなり低いレベルに抑えられているといえよう。もし電力事業が採算のとれる状態でこのような相対的な低料金を実現しているのならば、パラオ国電力事業の成功、成果といってよいと思われるが、採算がとれないまま、赤字予算の容認、結果として赤字経営を続けており、いつかはそのつけを誰かが払わなければならない状況に近い将来遭遇せざるを得ない。特に、赤字経営のままでは将来の発電、送配電設備の更新を自主努力で行うことができない事態に遭遇するであろう。日々設備は劣化するものであり、まずは現在、Aimeliikの発電設備の老朽化が心配されるが、このまま現在の赤字経営状態を続ければ、将来、PPUCが自主努力では設備更新ができない事態になる懸念が強い。そのような意味で、料金体系の改定、料率アップは、急務の課題である。



出所： ADB Key-Indicators2006 のデータに基づき、JICA 調査団で作成

図 3.3.1-4 パラオ及び大洋州の近隣諸国の一人当たり GDP



### 3.3.2 電気料金徴収率・徴収方法に関して

#### (1) 電気料金徴収率

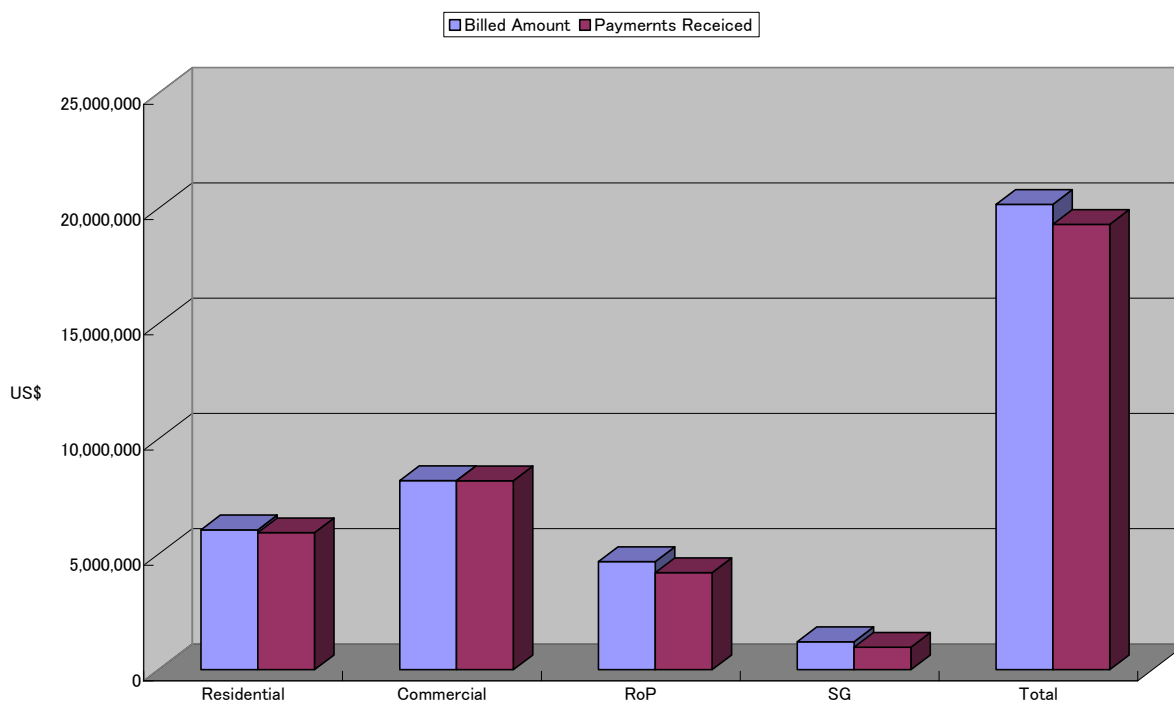
PPUC の電気料金徴収の現状について、概察する。2007 年度（2006 年 10 月～2007 年 9 月）の 1 年間を通して、PPUC が発行した請求書の総額は、約 2,018 万ドルである一方、それに対して、当該 1 年間の期間に入金のあった金額の総計は、約 1,932 万ドルである。すなわち、 $1,932 \text{ 万} / 2,018 \text{ 万} = 96\%$ であり、全体として 96%は徴収できている。顧客の種類別に徴収率を見ると、一般家庭が 96%、企業が 100%、共和国政府 90%、州政府 80%であり、最も大口である、企業は 100%、一般家庭でも 96%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。

表 3.3.2-1 PPUC の電気料金徴収率（2007 年度（2006 年 10 月～2007 年 9 月）

単位：US\$

	Residential	Commercial	RoP	SG	Total
A/R Beginning Balance	485,650	578,188	490,620	237,837	1,792,295
Billed	6,065,729	8,205,380	4,693,902	1,216,302	20,181,313
Payments Received	5,940,438	8,196,136	4,206,381	969,604	19,315,848
Adjustments	-154,468	-69,130	-100,508	-51,172	-372,528
A/R Ending Balance	456,473	518,302	877,633	432,824	2,285,232
Collection Achievement Rate	96%	100%	90%	80%	96%

出所：PPUC



出所：PPUC のデータから J I C A 調査団がグラフ作成

図 3.3.2-1 PPUC の電気料金徴収率（青：請求額に対して、赤：入金額）、2007 年度

2008 年度の前半 6 か月の状況（2007 年 10 月～2008 年 3 月）を見ても、全体として徴収率は同様の 96%（ $1,002 \text{ 万ドル} / 1,044 \text{ 万ドル} = 96\%$ ）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。

- ✓ 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。)
- ✓ 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
- ✓ 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
- ✓ 給料からの天引き
- ✓ 政府機関は、数か月に一度、まとめて小切手で支払い
- ✓ 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。

顧客の銀行口座から自動引き落としの方法は、あまり使われていないが、クレジットカードを介して、少数の顧客がこの方法を利用している。

公務員の場合は、給料から天引きされる方法が取られている。取りはぐれがない。極めて少数だが、いくつかの民間企業もこの方法を採用し、従業員の給与から、各人への電気料金請求金額を天引きしている。

政府機関の場合、数か月分を溜めておいてまとめて、数か月に 1 回、1 枚の小切手で中央政府がまとめて支払われる方法がとられており、これが大口の支払い遅延になるケースがあり、PPUC の当座のキャッシュフローを窮屈にする場合もある。

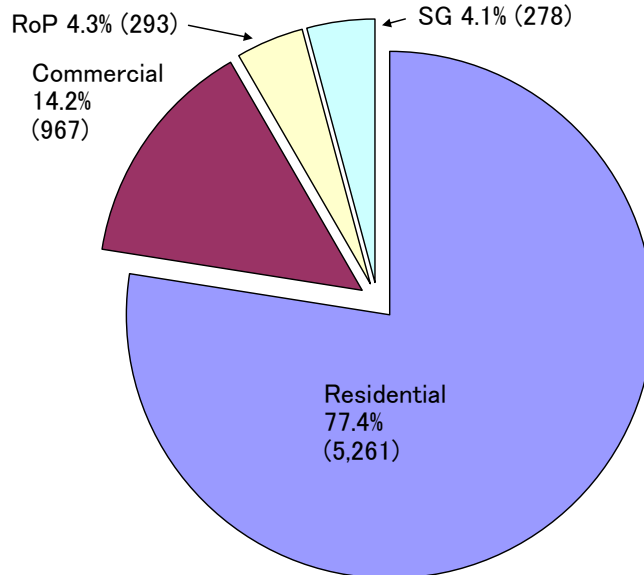
一般家庭、あるいは企業で、支払いが滞る顧客については、プリペイドのメーターを設置する方法が 2007 年 7 月から開始された。現在、約 480 個のプリペイドのメーターが設置されているが、米国の財政援助で、さらに約 1000 個のプリペイド・メーターがこれから逐次されていくことになっている。全体の電気料金収入に対して、プリペイドによる収入は、2% ならず過ぎないが、不払い顧客に対して手間暇をかけずに徴収できるようにする方策として非常に有効である。2007 年 7 月から開始されたばかりで、まだ 1 年経たないが、2008 年度の前半は、約 20 万ドルの収入をあげており、月平均で、約 3 万 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、更に不払いの場合、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。ただ、顧客が病人であったり、高齢者であったりする場合は、ただちに、電気供給切断という手荒い措置はとりにくいので、そこは、臨機応変に対応している。なお、上記のように、プリペイドの方式が、不払い対策には、これから功を奏することが期待されている。

### 3.3.3 電力事業収入・支出に関する分析

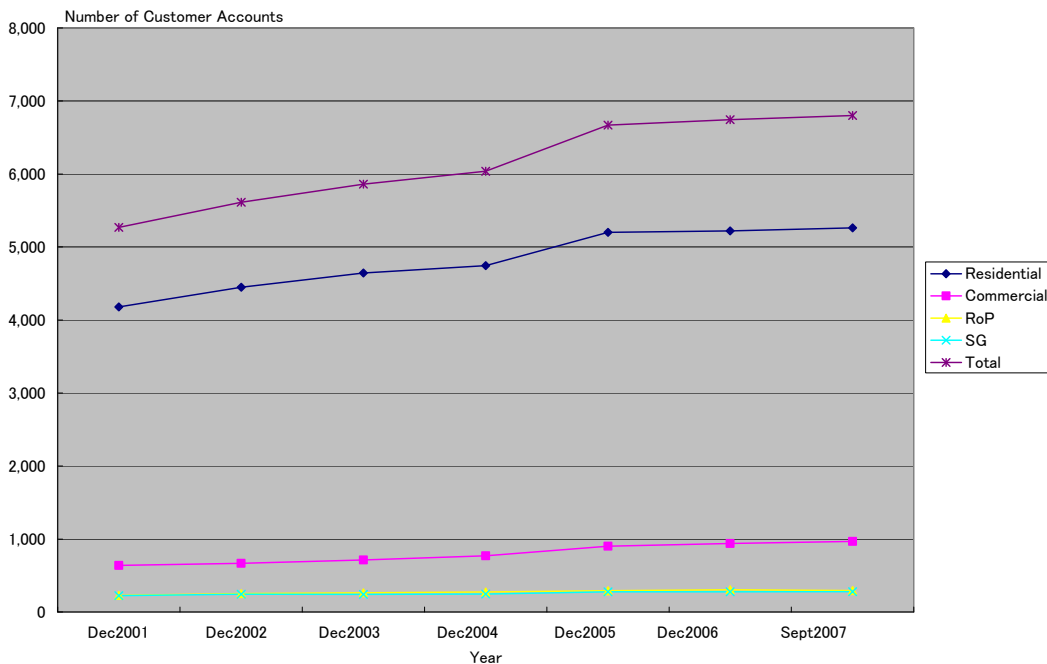
#### (1) 顧客及び電力消費

1)一般家庭、2)企業 そして 3) 政府の主に3種類で分類できる。政府は、更に州政府 (SG : State Government) と共和国政府 (RoP : Republic of Palau) の2つに分類できる。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。



出所：PPUC Data に基づき、JICA 調査団で図作成

図 3.3.3-1 PPUC の顧客、2007年9月現在



出所：PPUC のデータに基づき、JICA 調査団で作成

図 3.3.3-2 顧客の口座数の推移 (4分類別) (2001年12月~2007年9月)

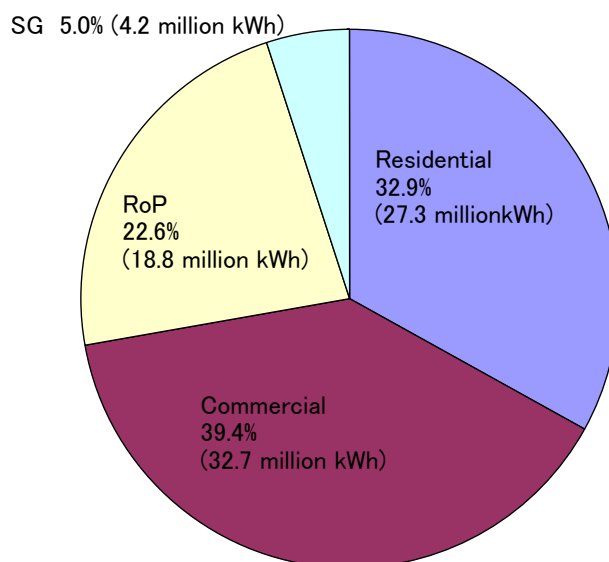
顧客数は、2001年12月の5,268 から2007年9月の6,799 まで増大し、この間の増加口数は、1,531 口であり、平均で年間266 口数が伸びている。企業の口数は、年平均7.5%の増加で、比較的高い伸び率である。(一般家庭:4.1%, 共和国政府:4.5%, 州政府:3.9%) 結果として、企業の占有率は、12.1%から14.2%,まで上昇した一方、一般家庭の口数での占有率は、79.3% から77.4%まで、ややシェアを減らした。

表 3.3.3-1 顧客の口数の年平均成長率、及び当該機関全体での増加倍率 (Dec. 2001 ~Sept. 2007)

	Residential	Commercial	RoP	SG	Total
Sept.2007/Dec.2001	1.26	1.52	1.29	1.25	1.29
Annual growth rate	4.1%	7.5%	4.5%	3.9%	4.5%

出所：PPUC のデータに基づいて、JICA 調査団で計算

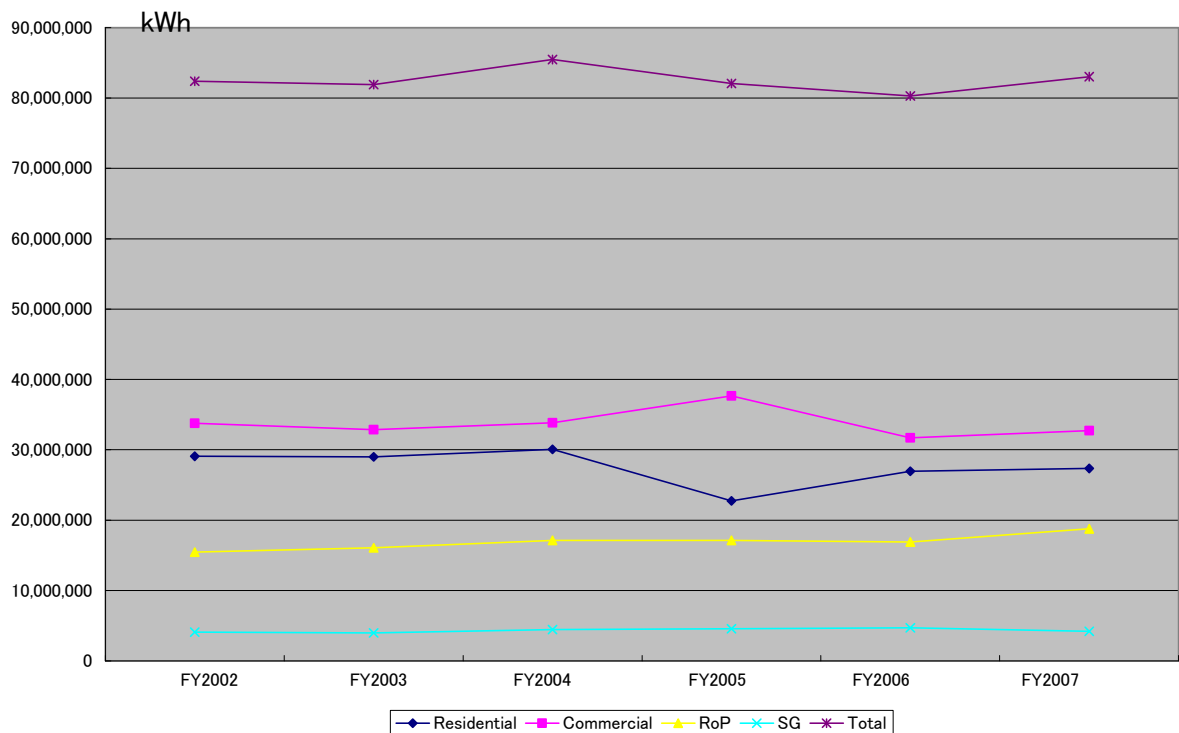
電力消費量の局面から同じように占有状況を見ていくと、2007 年度では、企業は32.7 百万 kWh (39.4%)、一般家庭が27.3 百万 kWh (32.9%)、共和国政府が18.8 百万 kWh (22.6%)、州政府4.2 百万 kWh (5.0%)を消費している。



出所：PPUC のデータに基づき、JICA 調査団で図作成

図 3.3.3-3 2007 年度におけるユーザータイプ別の電力使用の状況

近年、電力消費量全体の伸びが頭打ち傾向にあり、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。裏を返していえば、潜在的な電力消費需要は、もっと大きいのではないかと推量される。

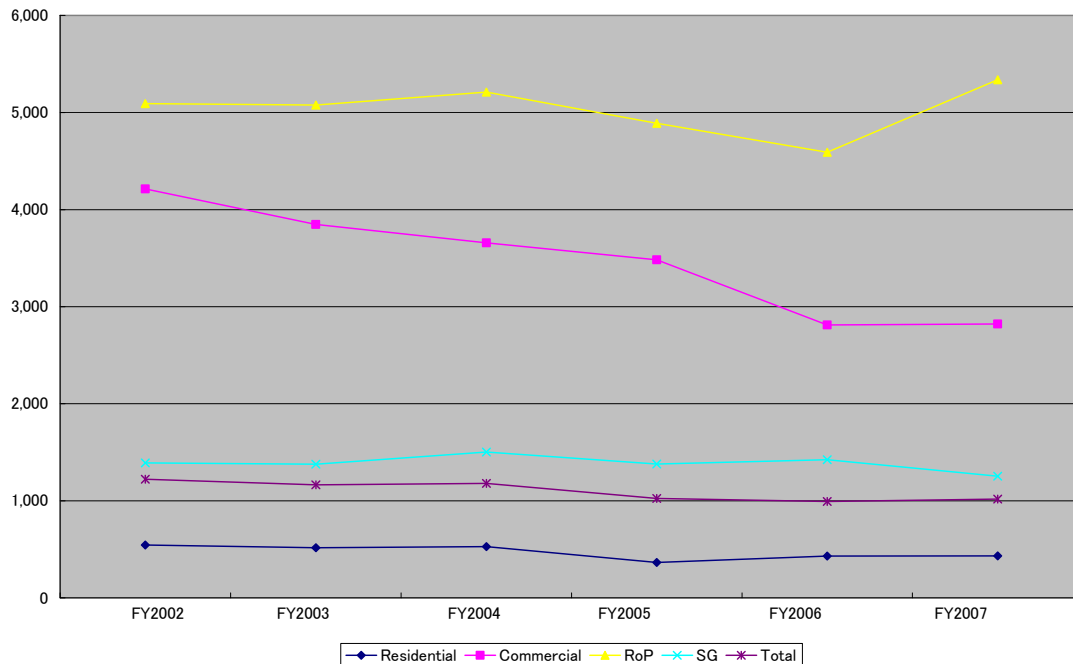


出所：PPUC データに基づき、JICA 調査団で作成

図 3.3.3-4 ユーザータイプ別電力消費量の近年の推移

顧客の口数は前述のように安定的に伸びてきているが、上図に示すように、電力消費量は、それほど伸びていない。

一般家庭に関して言えば、一口当たりの平均電力消費量は、(2002~2004 年)の期間では、およそ 500~550kWh あったものが、2007 年度には、430kWh 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 2,821kWh (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。



出所：PPUC データに基づき、JICA 調査団で作成

図 3.3.3-5 ユーザータイプ別、月次ベースでの一顧客当たりの電力消費量の近年の傾向

表 3.3.3-2 ユーザータイプ別、一顧客当たりの電力消費量の近年の推移

Unit: kWh/account

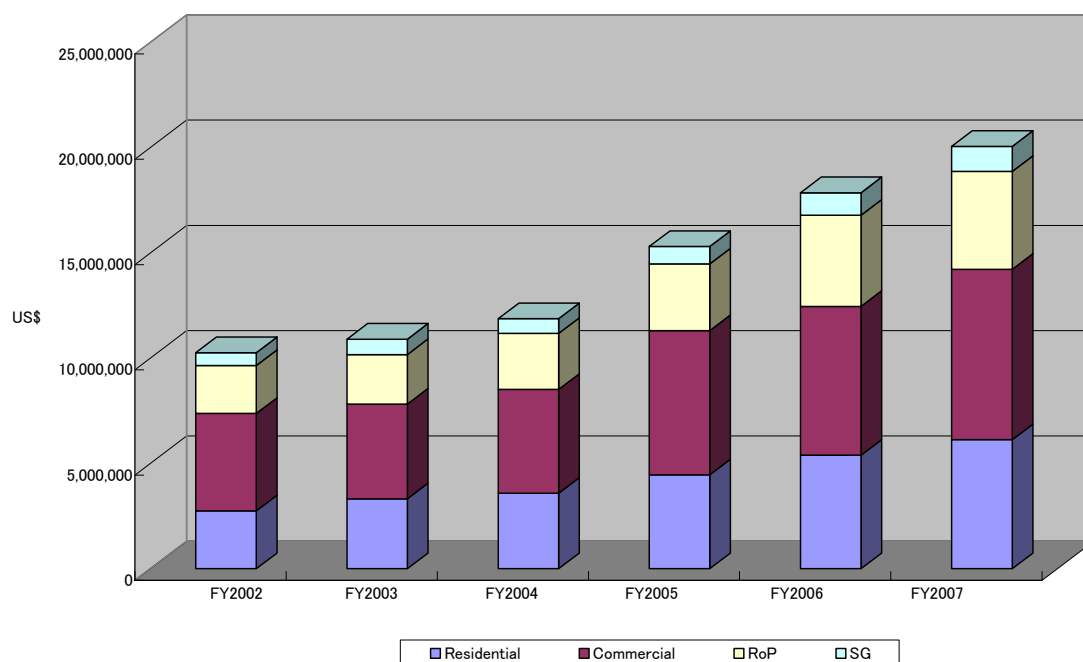
Year	Residential	Commercial	RoP	SG	Total
FY2002	545	4,213	5,093	1,391	1,223
FY2003	520	3,847	5,078	1,377	1,165
FY2004	528	3,657	5,212	1,503	1,180
FY2005	364	3,482	4,888	1,380	1,025
FY2006	430	2,812	4,590	1,424	992
FY2007	433	2,821	5,338	1,253	1,018

出所：PPUC のデータに基づき、JICA 調査団で作成

## (2) 収入と支出

### 営業収入

上記のように、電力消費量全般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 年度には約 2.3 倍の US\$20,050,833 に増大し、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)



出所：PPUC データに基づき、JICA 調査団で図作成

図 3.3.3-6 売電収入をユーザータイプ別に区分整理したシェアの推移

表 3.3.3-3 PPUC の売電収入をユーザータイプ別に整理した表

Unit: US\$

Year	Residential	Commercial	RoP	SG	Total
FY2002	2,744,590	4,624,896	2,278,272	607,495	10,255,253
FY2003	3,318,575	4,496,116	2,354,608	729,455	10,898,754
FY2004	3,580,978	4,928,828	2,664,873	692,694	11,867,373
FY2005	4,457,653	6,845,104	3,165,292	827,760	15,295,809
FY2006	5,384,911	7,070,616	4,331,962	1,062,991	17,850,480
FY2007	6,128,269	8,084,317	4,649,841	1,188,406	20,050,833

Unit: %

Year	Residential	Commercial	RoP	SG	Total
FY2002	26.8	45.1	22.2	5.9	100
FY2003	30.4	41.3	21.6	6.7	100
FY2004	30.2	41.5	22.5	5.8	100
FY2005	29.1	44.8	20.7	5.4	100
FY2006	30.2	39.6	24.3	6.0	100
FY2007	30.6	40.3	23.2	5.9	100

出所：PPUC データに基づき、JICA 調査団で図作成

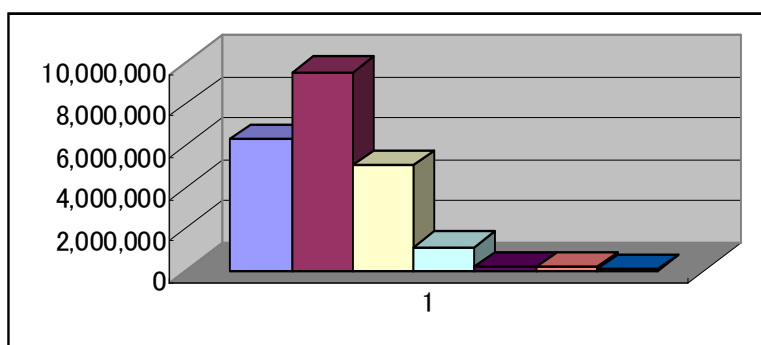
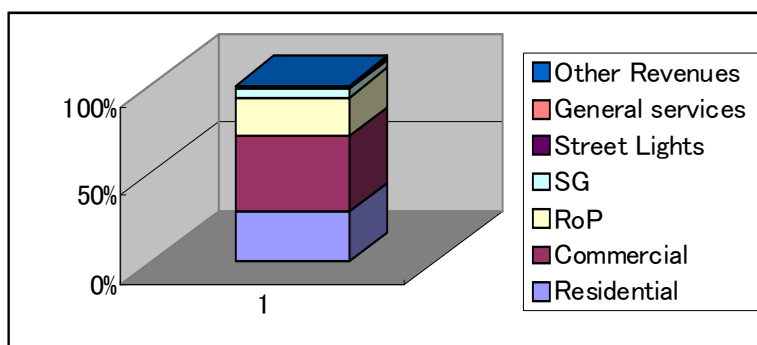
現在、電力消費のシェアでは、企業がトップであり、40%を占め、一般家庭が30%、政府（共和国、州政府の両方含めて）が30%を占める。

PPUC の電力事業収入の大半は、文字通り売電収入である。ほんの僅かであるが、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、まだ街灯の費用は全て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。

2008年度のPPUCの予算における、電力事業収入見込みは、以下の表に示されている。

表 3.3.3-4 2008年度PPUC予算計画における電力事業の収入見込み

Item	Revenue (US\$)	%
Residential	6,286,700	28.1
Commercial	9,568,000	42.8
RoP	5,034,900	22.5
SG	1,087,100	4.9
Street Lights	154,800	0.7
General services	157,400	0.7
Other Revenues	56,600	0.3
Total	22,345,500	100.0



出所：認可された2008年度PPUC予算計画書から、JICA調査団が図表を作成

図 3.3.3-7 2008年度PPUC予算計画における電力事業の収入見込み

#### 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。赤字額は、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に達している。

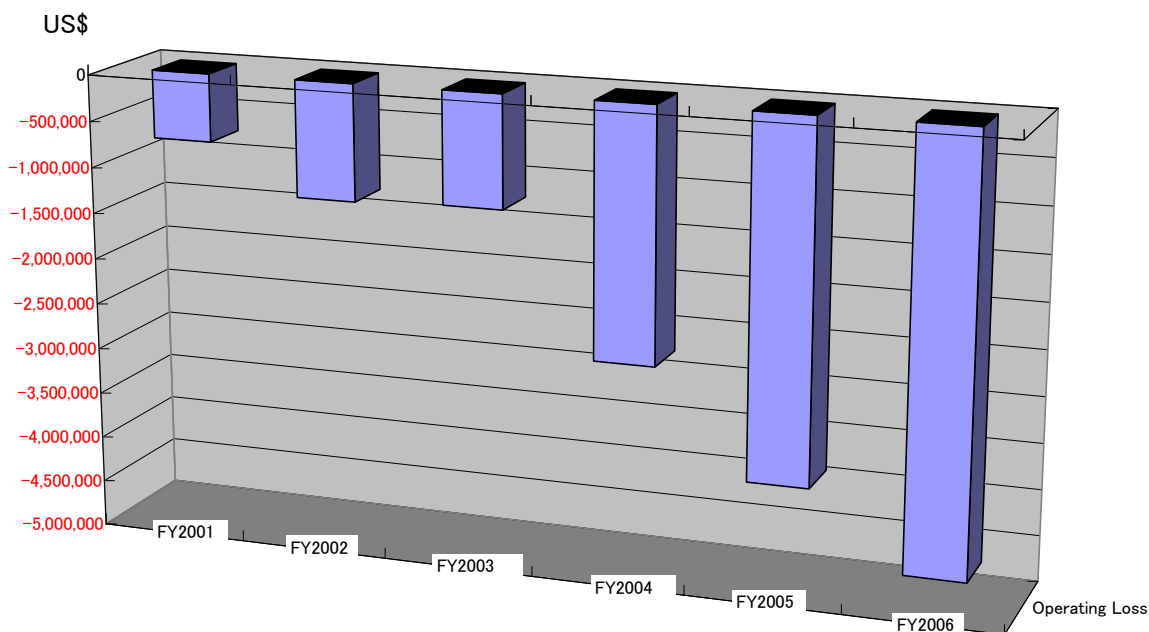


表 3.3.3-5 近年の電力事業収支、非電力事業収支、両者を含めた収支、減価償却分も足し戻した収支の状況（2001年度～2006年度）

Unit : US\$

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。



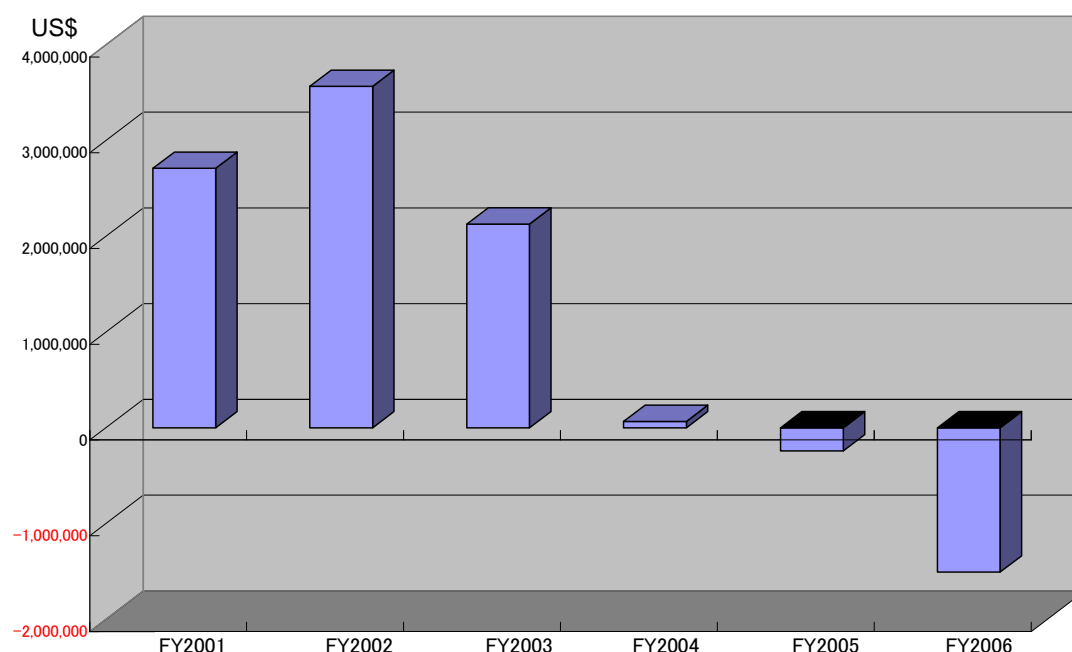
出所：PPUC の監査済み財務諸表の損益計算書（Audited by Deloitte, Touche Tohmatsu）から、JICA 調査団が当該数字を抜粋して図を作成。

図 3.3.3-8 PPUC の電力事業収支の赤字状況の推移

2002年度までは、政府の補助や米国からの援助、自己金融資産の運用益などの非電力事業収入の補てんも含めた収支においては、プラスを維持していたのだが、2003年度からはそのトータル収支でも赤字に沈んでいる。また、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。



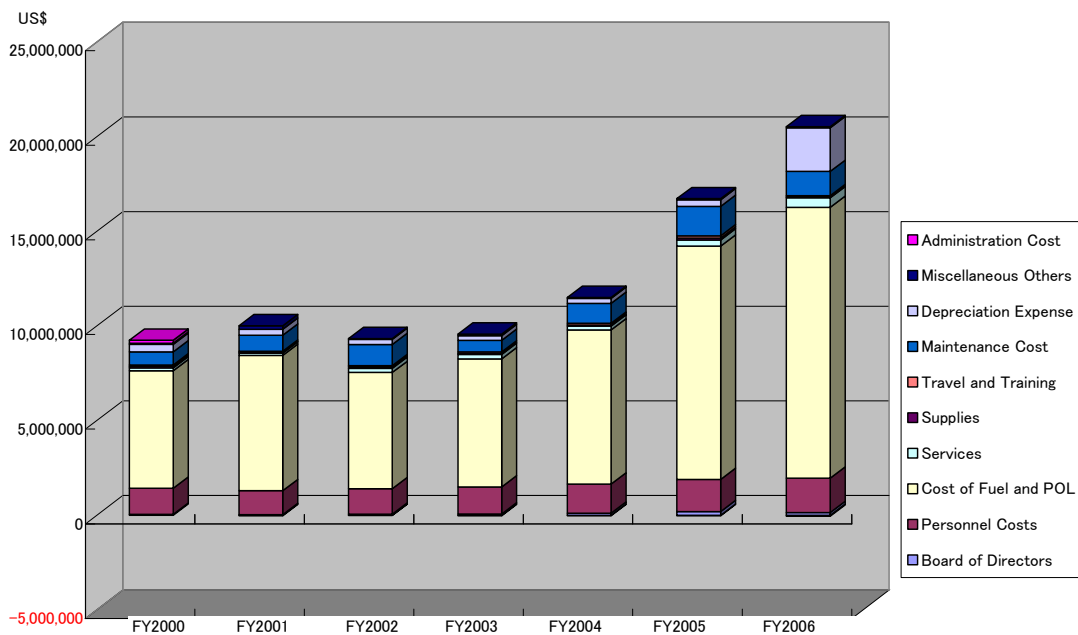
出所：PPUCの監査済み財務諸表の損益計算書（Audited by Deloitte, Touche Tohmatsu）から、JICA調査団が当該数字を抜粋して図を作成。

図 3.3.3-9 非電力事業でのネット収入も加えた、PPUC全体の損益の状況（FY2001-FY2006）

### 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、以下の3通りありえる。1) 収入を上げる。2) 支出を抑える。3) その両方

下図は、PPUCの近年の事業支出の内訳の推移を示す。財務諸表には、これら支出の詳細についてまでは、記載されていないので、「2007 Electric Rate Study」からのデータを用いて分析する。



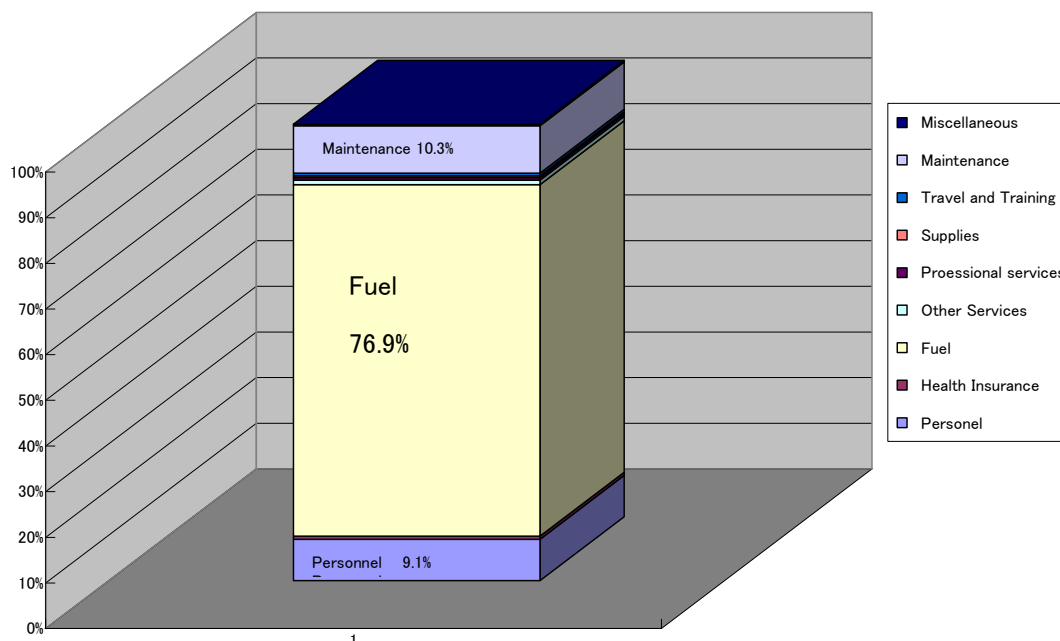
出所：「2007 Electric Rate Study」のデータを用いて、JICA 調査団が図を作成

図 3.3.3-10 近年の PPUC の電力事業の項目別支出状況

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、急上昇を遂げている。図に明らかに示されるように、支出項目で最も大きな比重を占めるのは、燃料代である。

もし PPUC がこの支出面での大幅削減を可能にできれば、PPUC の財務的な健全度は大きく改善する。そのような視点で、支出項目を見ると、やはり現在最も費用のかかっている燃料代を削減できたとしたら、まさに大きな効果をもたらせる。しかし、その他の支出項目は、その占める率が小さいため、多少の削減が行えたとしても、「焼け石に水」である。

さて、ここで、2008 年度の予算において、どのような支出を予定されているかを概察しておこう。減価償却は、実際のキャッシュの支出にはならないので、この図の表現では、割愛している。また、臨時的な特殊な支出の意味合いの強い、不良債権の償却向け引当金も割愛している。



出所：PPUC の 2008 年度予算書から、JICA 調査団が作成

Note 1: Depreciation cost is excluded

Note 2: bad debt expense cost is excluded

図 3.3.3-11 2008 年度 PPUC 予算における電力事業の支出

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。注目すべきは、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、2008 年度予算は、元々赤字予算で編成されているが、もっと大きい額の赤字が出るのは必至である。PPUC の今年度（2007 年 10 月～2008 年 9 月）に入っての実際のディーゼル油調達価格は、US\$2.9/gallon(11 月、1 月)、US\$3.4/gallon（3 月）であり、ただ、3 月から 5 月にかけても原油高の傾向は騰勢を強めており、5 月には PPUC の調達価格は、US\$3.7/gallon に達していることから、少なくとも 2008 年度末（2008 年 9 月）までは、上昇傾向を続ける公算が強い。従って、本年度の平均調達価格は、年度の中央の 2008 年 3 月頃の調達価格に近い数字となるであろう。そこで US\$3.4/gallon で計算し直すと、燃料費は、それだけで、およそ 2,500 万ドルを超える。予算での見積もり額との相違は、860 万ドルにもなる。これは、2008 年度 PPUC の電力事業収支の赤字が、1,000 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。

### 3.3.4 費用回収の改善のための基本的な方向

上記のように、PPUC の採算状況を改善するためには、収入・支出の両面から策を打ちえる。

すなわち、費用の削減か、あるいは、収入の増加である。

上記でも触れたように、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ことである。すなわち、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。他の支出項目で努力しても、たかがしれているといってもよいであろう。ただ、その燃料代のコスト削減は、(次節で詳しく述べるが) 新たな発電機の導入を行わない限り、実行に移せない。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。もちろん、最終的には、相当大きな上げ幅を実現していくしかないが、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。

### 3.4 電力事業収支及び経営財務状況の改善のための対策案

#### 3.4.1 燃料をディーゼル油から重油へ転換する案

先述のように、PPUC の電力事業の支出は、第一に燃料代(77%)である。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。さて、現状のパラオでの発電はディーゼル油を焚いて行われているが、重油焚きに変換することができれば、採算を向上させる切り札のひとつに使えるようである。その可能性をあらゆる面からチェックする必要があるが、一般に、重油の価格は、ディーゼル油の55-60%程度である。日本では、電力業界だけでなく、大量に燃料を消費する業種では、コストダウンのため重油を使っている企業が多い。

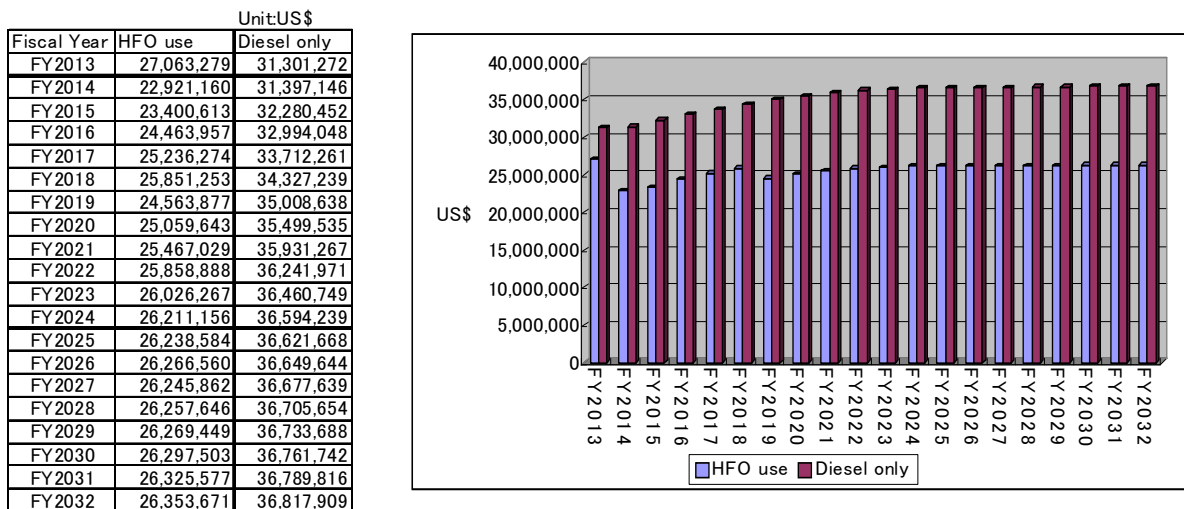
パラオで重油焚き発電が可能かどうかの鍵を握るのが、重油のロジスティック上の問題である。今のところ、大洋州の国々にはディーゼル油しか輸入されておらず、重油は輸入されていない。グアムのみ、重油が輸入されている。PPUC にディーゼル油を供給しているオイル・メジャーの2社は、大洋州地域ではディーゼル油のみ扱っている。グアムに重油を供給するオイル・メジャーの2社は、PPUC へ供給している2社とは異なる会社である。ロジスティック上の問題をクリアするためには、いくつか検証しなければならない事柄がある。これらの燃料供給業者から、パラオに重油を輸入することが可能かどうか、可能な場合、価格はどのくらいか等、また、現在、ディーゼル油輸入のために、当該オイル・メジャー2社が使用している船舶は7,800トンであるが、重油輸入用の最小規模の船のサイズ、Aimeliik の船着き場近辺の海の深さ、現状の積み下ろしの状況等を検証することが必要である。これらの問題をクリアし、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。これらの課題は、本調査の第5章プレ・フィージビリティ調査において、検討を行っているが、技術的な問題、環境的な問題は、クリアできることが確認できている。しかしながら、実際の調達は、事の性質上、商談であることから、今後の商談交渉による面がある。

ここで、仮定上の比較であるが、Aimeliik の発電設備のリプレースメントを行い、重油焚きに変えた場合と、そのままディーゼル油焚きを続ける場合とで、どれほど費用が変わってくるのか、比較シミュレーションを行おう。重油に転換する場合も、ディーゼル油を一部使用する必要がある(エンジン起動時、停止時)。燃料を重油(80%):ディーゼル(20%)の比率で使うと仮定して、計算する。JICA 調査団の計算では、従前のようにディーゼル油を使う場合の今年度(FY2008)燃料代が2,500万ドル超に達する恐れがあるものの、重油に転換すると、燃料代は、

1,700 万ドルで済む計算になる。(2008 年度予算では燃料代は 1,700 万ドルが見積もられているが、これは、燃料代金が US\$2.27/gallon での計算である。2008 年度の PPUC のディーゼル油の調達価格の予想平均 US\$3.4/gallon(JICA 調査団の推定)で計算すると、2,500 万ドル超になる。当然ながら、実際の調達価格実績及びそのトレンドに基づく方が現実に起こり得ることである。) 重油に換えた場合、このように、現状ベースの消費電力の仮定で年間 7~800 万ドルのコストダウンを実現できる可能性が高い。もちろん、重油焚きに換えた場合、運転マネージメントを確実にを行うために、エンジニア・クラスを二人程度増員するコスト、その他部品・点検等のメンテナンス・コストのアップ、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せいぜい年間でおよそ 40 万ドル程度であり、年間 1 千万ドルの燃料費コストダウンと比べようもない。ロジスティック上の問題など、今後、クリアしなければならない課題はあるが、コストダウン額の大きさからいって、真剣に取り組むべき事柄である。なお、この試算での技術的な前提は、この調査で JICA 調査団が本調査で提案しているテクニカル・デザイン内容にもとづく設定である。

次の図は、本調査で提案する新規発電設備の運転開始から 20 年間の燃料代の推移を示すが、ディーゼル油を使い続けた場合 (赤い棒グラフ)、重油に転換した場合 (青い棒グラフ) の比較が見て取れるようになってきている。非常に大きなコストダウン(800 万ドルから 1,000 万ドル超)になることが予見でき、大洋州地域での電力業界では、革新的な事柄となるであろう。

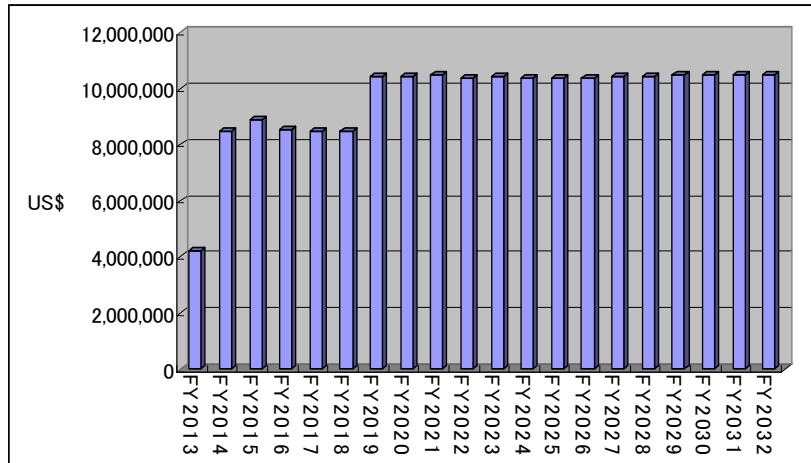
Comparison of Future Fuel Cost between the Two Scenarios (FY2013-FY2032)



Projected Difference (Amount: US\$) between Two Scenarios

Unit:US\$

Fiscal Year	Diference
FY2013	4,237,993
FY2014	8,475,987
FY2015	8,879,839
FY2016	8,530,090
FY2017	8,475,987
FY2018	8,475,987
FY2019	10,444,762
FY2020	10,439,892
FY2021	10,464,239
FY2022	10,383,083
FY2023	10,434,482
FY2024	10,383,083
FY2025	10,383,083
FY2026	10,383,083
FY2027	10,431,777
FY2028	10,448,008
FY2029	10,464,239
FY2030	10,464,239
FY2031	10,464,239
FY2032	10,464,239



転換ケース：燃料消費の割合（HFO80%，Diesel 20%）

継続ケース：ディーゼル油のみ

出所：JICA 調査団の本調査での技術的な設計内容の前提に基づき、計算

図 3.4.1-1 燃料代の推移の比較（2つのシナリオ：ディーゼル油のみ、重油に転換）

付言するに、新しいディーゼル発電設備を導入した場合、旧来の設備より燃費効率は向上する。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、16.5kWh/gallon のエネルギー効率である。およそ 2 割のエネルギー効率のアップとなる。

一方、重油焚きを行った場合、発電所内での負荷が増えて、その分は燃料増のマイナス効果を招くが、それも織り込んだ予想結果が上記の表、グラフであり、トータルとしては、非常に大きな費用削減効果を生む。

### 3.4.2 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初めて可能になる。従来設備のままでは、実施できない。従って、今すぐ適用できる特効薬ではなく、4~5 年は、現状のまま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。

なお、現在、PPUC では、Aimeliik の 2 台の発電設備のリハビリを行っているが、その 2 台については、最大で 11.4% ぐらいの燃料コストの削減が可能となるであろう（エネルギー効率改善予想（最大で）：現状の 13.3 kWh/gallon → リハビリ後 15 kWh/gallon）。PPUC 全体の発電パフォーマンスから見ると、燃料代が最大で 2.8% 削減の効果（金額にして約 62 万ドル）が期待できる。しかし、そもそも古い機械なので、効果は 3~4 年ぐらいしか続かない。

かくして、これから 4~5 年は、PPUC としては、支出削減の面では、大きな手をうつことはできないと思われる。ただ、現状の石油価格高騰のおり、何も手を打たないわけにはいかない。日々、支出・収入のアンバランスが、PPUC の経営状況、財務状態を悪化させていくからである。早急に打てる手は、ひとつしかない。それは、料率改定によって、電気料金を引き上げる以外にない。もちろん、パラオ共和国政府が、手厚い補助金の支給を行う意志があるのならば、別の手立てもあろうが、先述のように、この 6~7 年のパラオ国政府の補助ゼロの現状を考えれ

ば、自助努力しかないと判断されよう。また米国の支援も、PPUC に対して行われているものは年間 20 万ドル程度にすぎないので、状況を変えるほどの支えがグラントという形で米国から差し伸べられるとは考えにくい。やはり、自ら立ち向かうしかない。畢竟、電気料率の改定による収入の増加を図ることが、さしあたって、最も有効で、かつほとんど唯一の方策のように思われる。

次の表は、2008 年度予算に対して多少の修正を加えたものである。燃料費を現状価格に合わせた見積もりに変更し、さらに、先述の Aimeliik の 2 台のリハビリの燃費改善効果も含めて、修正している。第一次現地調査の結果をふまえ、燃料費支出に関して調整を行った PPUC の 2008 年度予算を表 3.4.2-1 に示す。

表 3.4.2-1 2008 年度 PPUC 予算

Operating Expenses	Amount(US\$)	%
Personel	2,031,900	6.2
Health Insurance	138,100	0.4
<b>Fuel</b>	<b>25,000,000</b>	<b>76.4</b>
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
<b>Total</b>	<b>32,736,260</b>	<b>100.0</b>

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

「The 2007 Electric Rate Study」の調査では、ディーゼル油の単価を US\$2.5/gallon で設定して、燃料代を 1,850 万ドルで見積もっている。PPUC 策定の 2008 年度予算(ディーゼル油 US\$2.27/gallon という低い単価設定)よりは高い推定であるが、2007 年 10 月以降の実際の PPUC の調達価格から予想される年間調達平均予想価格 US\$3.4/gallon による燃料代試算と比較すると、まだまだ、楽観的な推定のように思われる。

表 3.4.2-2 燃料代の予測比較

	Unit Price of Diesel Oil, used	Fuel Expense Forecasted
PUCC's Budget for FY2008	US\$ 2.27	US\$ 17,229,540
The Electric Rate Study	US\$ 2.50	US\$ 18,550,000
JICA Study Team Forecast	US\$ 3.40	US\$ 25,000,000

出所：“The 2007 Electric Rate Study”, “PPUC's Budget FY2008”, 及び JICA 調査団の推定

PPUC のコスト・リカバリーの基本的な考え方についてであるが、現地調査を通じて総括して見ると、現在の情勢下では、PPUC が政府の補助金や米国からのグラントで支えていってもらえるという楽観的な立場には立ちにくいということである。JICA 調査団としては、PPUC が将来にわたって自活した経営体となることが、きわめて重要なことと考える。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、将来の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い。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、JICA 調査団としては、減価償却も含めたい。こ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られる。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。JICA 調査団の予測では、2008 年度は、8,400 万 kWh の電力消費が想定されるので、PPUC としては、包括的に考えると、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 3.4.2-3 PPUC が持続可能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)	<b>84,000,000kWh</b>
Total Revenue to be Collected for Cost Recovery (FY2008)	<b>US\$ 33,000,000</b>
Overall electricity rate to be charged	<b>US\$ 0.39</b>

出所： PPUC data に基づいて JICA 調査団で計算

ますます騰勢を増しつつある最近の世界的なエネルギー価格の高騰のあおりを受けて、今年度は、PPUC の営業赤字は、非常に大きな金額に達することは必至の状況である。2008 年度は、当初から 270 万ドルの赤字予算であるが、既に年度の半分以上は経過しており、年度当初の調達から予算の前提の単価を大きく超えていた上に、2008 年 3 月からは、ガロン当たり約 3.4 ドルに達している。このままいけば、電力事業収支は、約 1,000 万ドルを超える営業赤字を出す公算が大きい。このような状況を座視しておくわけにはいかない。PPUC の料率の改定は、早急に実施されねばならない課題である。

3.3.1 の節で触れたように、パラオの電気料金は、大洋州の国々の中で、最も低い水準であるとともに、パラオは、一人当たり GDP 等の数字に表れているように、相対的にかなり豊かである（クック諸島に次いで 2 番目に豊か）。Malakal 発電所の建物内の壁に貼られているポスターは、大洋州諸国の電気料金比較を表している（2004 年時点）、パラオが非常に低いレベルで電気料金が抑えられていることを如実に示している。PPUC によれば、PPUC としては、これまで料金のアップの努力をしようとしてきたが、実現の運びには至っていない。

#### (1) 電気料金改定の戦略

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 JICA 調査団は考える。

- 経営の持続可能性の見地から、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。

#### 新しい料金体系の導入はいつから開始するか

料金体系の改定による収入増を図ることは、非常に必要でかつ早急を実施すべきことである。座視してれば、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（PNC 37, Sec.413）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。

#### 新しい料金体系の導入に当たって留意しなければならないことは何か

第一に、現在の営業赤字幅が非常に大きい（現状の料率が低すぎる）、営業収支の帳尻を合わせるためには、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、全く改定されていない。燃料費調整項目の AFPAC は、この 4-5年にわたってかなり値上げされているのだが、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。）

JICA 調査団としては、これまでの分析検討を踏まえて、料金の基本的な体系は以下のように改定されるべきであると考えます。

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。

AFPAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 燃料代全てをカバー</li> <li>■ 燃料価格の変動に迅速に対応すべく毎月改定</li> </ul>
Basic rate / Customer Charge	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 燃料代以外の支出項目全てをカバー</li> <li>■ 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）</li> <li>■ 固定チャージは、原則、そのまま</li> </ul>

#### フル・コスト・リカバリーの原則については、PPUC マネージメント全体、役員会、政府の関係者すべての共通認識とし、その目標達成の責任は厳格に

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 の近年の採択された予算は、みな赤字予算で組まれている。予算編成時から、「赤字でいい。」という状況が、毎年許されてきている。これをもってして、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。類推するに、政治的な理由から、料金を上げたくない、急激な変化は避けたい、という政府の思いからであろうか。料金改定の案が練られたとしても、政府、役員会、経営層に、採算はとらねばならないという認識が共有されていない限り、結局、運用段階で計画は骨抜きになるであろう。PPUC で営業赤字が生じた場合、経営層、役員会は厳しい責任を負うことになる、という原則を貫徹する必要がある。

## (2) 短期的な対策 (FY2009-2012)

Aimeliik での発電設備の更新が完成し、そのニュープラントの稼働が始まるのは、2013年

度が予定されているので、さしあたって、短期的には、燃料の転換を行うことはできず、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には、資金が必要である。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ることが望ましい。

これまでの検討を踏まえると、JICA調査団として提案する料金体系、料率の改定は、以下のごとくである。

まず大きな前提として：

2009年度で、営業収入は、営業支出（約3,700万ドル予定）を相償うことを原理とする。営業支出の予想は、先述のJICA調査団が、ディーゼル油の最新の調達価格に即応して燃料費の予測修正を行い、また、本調査で推定した電力需要予測を前提としつつ、PPUC2008年度予算をもとに、予測した数字。

さらに、値上げに対して、企業は、最終消費者に転嫁できる余地があるが、一般家庭はそうはいかない。そこで、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、料率の改定が望ましい。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、これはこのままとして、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。政府としては、間接的に家庭より多く負担して、多少の緩和措置をとっているとの説明もできる。

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、これらの比率が、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 3.4.2-4 新料金体系の案（2009年度実施を目的）（Case 1）均等負担案

Unit: US\$

Charge item		Residential	Commercial/ Government
Monthly Minimum Energy Charge		3	10
Costs per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001 above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sept. 2009		0.31	0.31

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

出所：JICA調査団の提案

表 3.4.2-5 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	10
Costs per Kwh			
0-500	Kwh	0.08	0.10
501-2000	Kwh	0.10	0.10
2001 above	Kwh	0.12	0.12
AFPAC Oct. 2008-Sept. 2009		0.26	0.33

出所：JICA 調査団 の提案

AFPAC に関する前提

- ◇ 2009 年度電気消費量は、JICA 調査団の予測により 9,500 万 kWh
- ◇ 2009 年度の燃料代は、JICA 調査団の予測により、2,900 万ドル
- ◇ ディーゼル油の単価は、2008 年 5 月時点の実際の調達価格（最新現行価格）
- ◇ AFPAC は単なる調整項目ではなく、燃料代全体をカバーする。また、すべての電力消費に一律の料率で課金

2009 年度 顧客の構成（口数）の前提

- ◇ 全顧客数: 6,920
- ◇ 内訳: a) 一般家庭 5,355、 b) 企業: 984、 c) 共和国政府: 298、 d) 州政府: 283

2009 年度 電力事業の支出の予測

- ◇ 全体で: 約 3,700 万ドル
- ◇ 燃料代: 2,900 万ドル
- ◇ その他の支出: 800 万ドル

一般家庭と企業・政府との間での、電力事業費用の負担の割合は、両案で以下のように変化する。

Share of Electricity Payment for FY2009 under the "even-share" Option

Residence	31.60%
Commercial/Government	68.40%



Share of Electricity Payment for FY2009  
Under the "Residential-Preferential" Option

Residence	31.60%
Commercial/Government	68.40%

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、以下の表に示されるような収入が実現することになる。

均等負担案の場合

表 3.4.2-6 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
<b>Total</b>	<b>64,260</b>		<b>192,774</b>	<b>28,541,261</b>		<b>2,729,691</b>		<b>8,847,790</b>	<b>11,770,255</b>

出所：JICA 調査団が試算

表 3.4.2-7 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
<b>Total</b>	<b>0</b>		<b>187,800</b>	<b>66,559,221</b>		<b>6,246,596</b>		<b>19,092,542</b>	<b>25,526,938</b>

出所：JICA 調査団が試算

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 3.4.2-8 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
<b>Total</b>	<b>64,260</b>		<b>192,774</b>	<b>28,541,261</b>		<b>2,729,691</b>		<b>7,420,727</b>	<b>10,343,192</b>

出所：JICA 調査団が試算

表 3.4.2-9 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
<b>Total</b>	<b>0</b>		<b>187,800</b>	<b>66,559,221</b>		<b>6,246,596</b>		<b>20,324,319</b>	<b>26,758,715</b>

出所：JICA 調査団が試算

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望ましい。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。

以下に、一般家庭の負担を軽減して、その分企業・政府が多く支払う案をベースとして、それを2年あるいは3年の段階アップで実行していく場合の案を示す。

**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
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	0.21	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
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	0.26	0.33

**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

以下は、収支バランスをとる過程の予測である。

#### 2<sup>nd</sup> Option

	1 <sup>st</sup> Year (FY2009)	2 <sup>nd</sup> Year (FY2010)
Operation Revenue	US\$ 30.13 million	US\$ 39.19 million
Operating Expense	US\$ 36.63million	US\$ 38.65 million
Operating Loss or Profit	▲US\$ 6.50 million	+ US\$ 0.54 million

#### 3<sup>rd</sup> Option

	1 <sup>st</sup> Year (FY2009)	2 <sup>nd</sup> Year (FY2010)	3 <sup>rd</sup> Year (FY2011)
Operation Revenue	US\$ 29.23 million	US\$ 35.03 million	US\$ 40.17 million
Operating Expense	US\$ 36.63 million	US\$ 38.65 million	US\$38.78 million
Operating Loss or Profit	▲US\$ 7.40 million	▲US\$ 3.62 million	+ US\$ 1.39 million

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、何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。

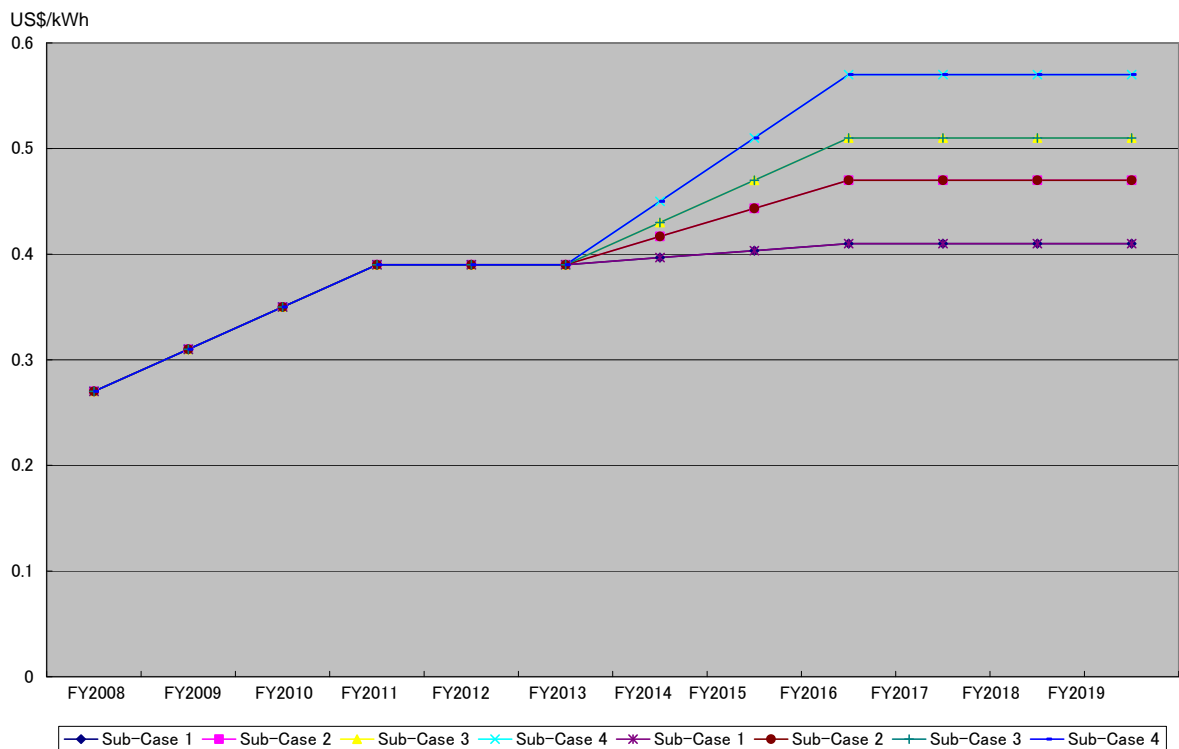
### (3) 長期的な対策 (FY2013以降: 新たに Aimeliik の発電設備が稼働を始めた後)

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ので、主な前提条件は、上記の短期(2009~2012年度)の時と変わらない。5年後の2013年度には、ただ、燃料代金に関してはもっと値段が高くなっている可能性がある。5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、検討する。

- 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%上昇  
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%上昇  
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%上昇  
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。



出所：JICA 調査団による試算、それに基づいて図作成

図 3.4.2-1 電気料金の将来推移(ディーゼル油をそのまま使い続ける場合)

## 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るケースであるが、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。上記 1) のディーゼル油焚きにする場合と同じように、5 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 は短期的な対応で一旦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% 上昇

PPUC はまだ余裕があり、僅か 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% 上昇

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る。

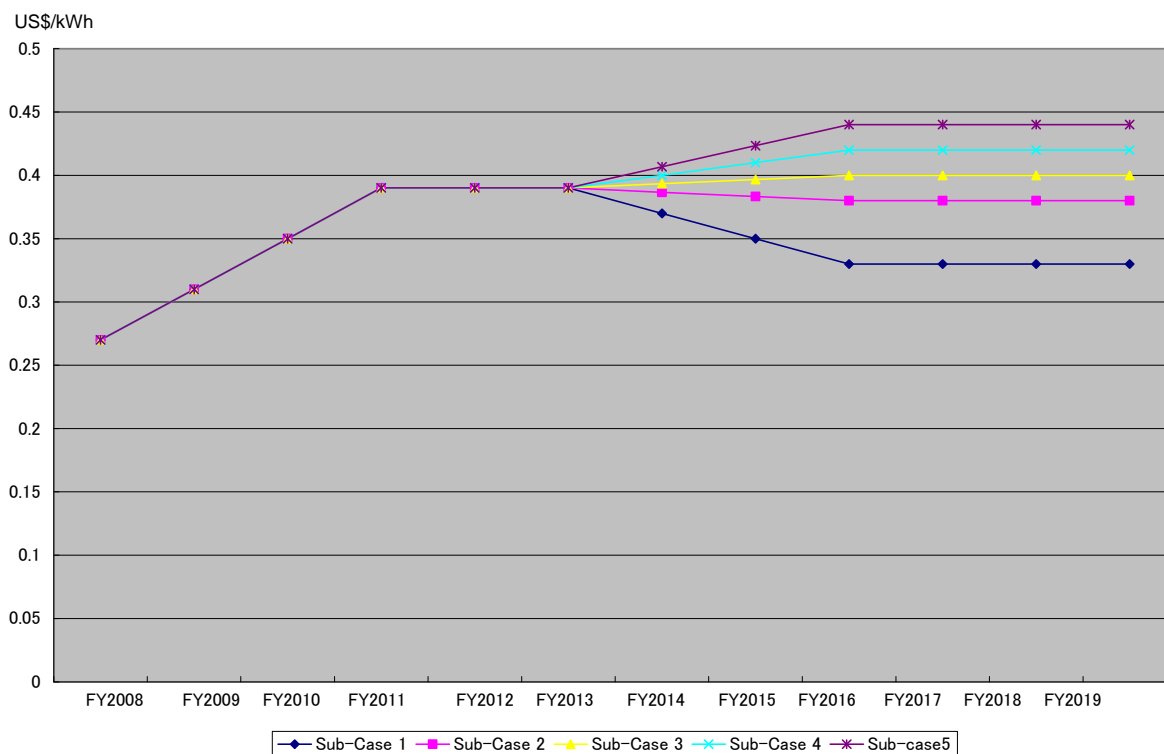
### ➤ サブ・ケース 4：燃料価格が 40% 上昇

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% 上昇

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。





出所：JICA 調査団による試算、それに基づいて図作成

図 3.4.2-2 電気料金の将来推移(ディーゼル油から重油に転換する場合)

### 3.5 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。