

## 5. プレフィジビリティスタディ

## 5. プレフィジビリティスタディ

### 5.1 発電、送配電に係る優先プロジェクトの予備設計

#### 5.1.1 発電プロジェクトの予備設計

発電プロジェクトの予備設計では、優先プロジェクトとして新アイメリーク発電所（リプレース）の建設を対象とする。

#### (1) 新設発電所の発電機単機容量及び台数の検討

##### 1) 前提条件

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

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

表 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

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

##### 2) 評価項目の概要

###### ① 初期投資

一般的に発電機の単機容量が大きくなれば、スケールメリットにより単位発電容量(kW)当りの建設コストは低下する傾向にある。合計発電容量が同じである場合、設備台数が少ない方が据付費用は安価となる。例えば、合計設備容量が30 MW、設備構成を5 MW×6台と6 MW×5台の二通りで考えた場合、理論的には後者の方が建設コストは安価となる。

###### ② 安定供給容量 (Firm Capacity)

電力系統において、最大容量の発電機が2台停止した場合の供給可能容量のことを安定供給容量 (Firm Capacity) と呼び、供給安定性の指標とする。表 5.1.1-1 に示した「需給バランス上の必要台数」は、供給予備力の2台分を除いた供給力を示しており、安定供給容

量と同じ数値を意味する。

### ③ メンテナンスコスト

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

### ④ 燃料効率

ディーゼルエンジンは、100%負荷で運転される時に最も効率が高くなるように設計されており、エンジンの負荷率が低下すれば燃料効率も徐々に低下する。2025年の発電端最大需要電力が24.76 MW、夜間の最低電力を12.1 MWとし、この範囲で発電機が運転される場合のディーゼル発電機の負荷率を燃料効率の指標として評価する。図5.1.1-1に発電機単機容量と負荷率の関係を示す。単機容量が6.0 MW、8.0 MWの場合、発電機の負荷率が60%台まで低下することがある。

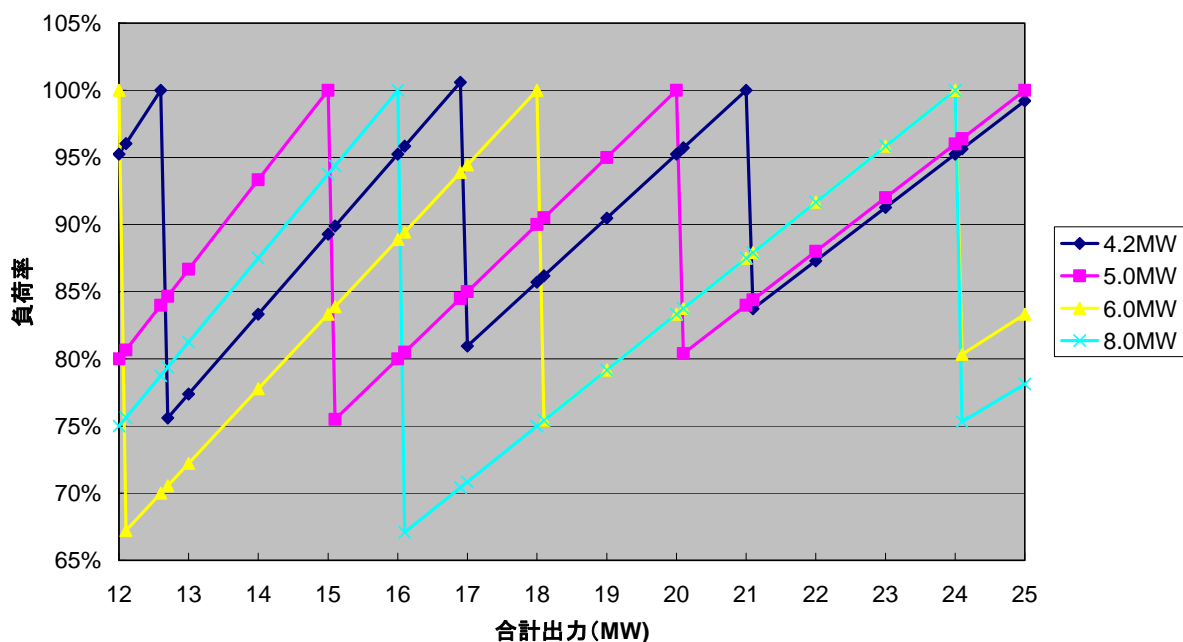


図 5.1.1-1 発電機単機容量と負荷率の関係

### ⑤ 総発電出力

単機容量×台数の総発電出力を評価する。

## 3) 単機容量、台数の評価

上述の評価項目に従い、各項目に0~4点の点数付けを行い、総合的な評価を行った。評価結果を表5.1.1-2に示す。評価の結果では、単機容量5 MWのディーゼル発電機を6台設置することが最も望ましい。

表 5.1.1-2 発電機単機容量と台数の評価

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

[備考] 0～4の得点は、高いほど優れていることを示す。

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

5MW クラスの中速ディーゼルエンジン発電機は、日本においてダイハツディーゼル、三菱重工業、新潟原動機の3社が製作しており、欧米でもワルチラ社（フィンランド国）、Man 社（ドイツ国）、Caterpillar(米国)の3社が製作している。従って入札時における競争性は十分に確保できる。

「表 5.1.1-3 ディーゼルエンジンの仕様比較」に各社の仕様比較を示す。

表 5.1.1-3 ディーゼルエンジンの仕様比較

製造会社名	ダイハツ ディーゼル	新潟原動機		三菱重工		
		16V28HLX	16V32CX1	16KU30A	18KU30A	12MARK-30B
型番	12DK-36	16V28HLX	16V32CX1	16KU30A	18KU30A	12MARK-30B
出力 (MW)	5.50	5.76	5.5	5.00	5.65	5.18
回転数 (rpm)	600	720	720	720	720	720
気筒数	12	16	16	16	18	12
気筒配置	V型	V型	V型	V型	V型	V型
シリンダーボア径 (mm)	360	280	320	300	300	300
正味平均有効圧力 (MPa)	2.03	2.44	2.05	2.00	2.00	2.50
熱消費率* (kJ/kWh)	8,369	7,882		8,071	8,071	7,772
エンジン全長 (mm)	7,765	7,035		7,685	8,225	—
発電機含む全長 (mm)	12,020	10,585		—	—	10,970
発電機周波数 (Hz)	60	60	60	60	60	60

製造会社名	Caterpillar		MAN Diesel			Wartsila
	12CM32	6CM43	12V32/40PGI	12V32/40	14V32/40DF	
型番	12CM32	6CM43	12V32/40PGI	12V32/40	14V32/40DF	12V32
出力 (MW)	5.59	5.24	5.005	5.82	5.23	5.211
回転数 (rpm)	720	514	720	720	720	720
気筒数	12	6	12	12	14	16
気筒配置	V型	L型	V型	V型	V型	V型
シリンダーボア径 (mm)	320	430	320	320	320	320
正味平均有効圧力 (MPa)	2.40	2.40	2.27	2.62	2.02	2.02
熱消費率* (kJ/kWh)	7,792	7,748	7,740	7,860	8,284	8,284
エンジン全長 (mm)	—	—	6,991	6,475	7,105	7,670
発電機含む全長 (mm)	11,560	14,295	10,460	10,690	11,320	12,120
発電機周波数 (Hz)	60	60	60	60	60	60

出所：各社ホームページ及びカタログ

備考：比較項目の中で、 は最小値、 は最大値を示す。

\*：熱消費率は、エンジンの定格出力で 1kWh を発電するために消費する熱量を意味し、燃料効率の良し悪しを表す。熱消費率が小さいほど、単位電力量を発電するための燃料消費量も小さい。

## (2) 本計画の概略仕様

本計画の概略仕様を表 5.1.1-4 新設アイメリーク発電所概略仕様 に示す。

表 5.1.1-4 新設アイメリーク発電所概略仕様

工事区分	工事調達種別	主要工事・設備
1 施設建設工事	1. 土木工事	アクセス道路 : 約 6m幅 x 200m 用地造成 : 約 100m x 100m 外構工事 : 構内道路、給排水設備等 屋外機械基礎 : ラジエータ、給水タンクその他 燃料荷卸棧橋 : 6,000 トンクラス タンカーの接岸
	2. 建築工事	発電建屋建設 : 鉄骨造 2 階建て、床面積 1F 約 2,200 m <sup>2</sup> 、2F 約 1,200 m <sup>2</sup> 、合計約 3,400 m <sup>2</sup> 付帯設備 : 照明、換気、天井クレーン他 補機類上屋 : 焼却炉他
機材調達及び据付	エンジン機関	運転定格 : 連続 (ベースロード、8,000 時間/年) 定格出力 : 発電端 5,000kW 以上 回転数 : 720rpm 以下 (中速機) エンジン形式 : 4 ストローク、圧縮点火、前後運動内燃機関、過給器付き、水冷 V タイプ機関 燃料油 : 通常 C 重油、起動・停止時ディーゼル油焚き 冷却方式 : ラジエーター 始動方式 : 圧縮空気 (30Mpa) 潤滑油 : 現地調達 廃油処理施設 : 環境に配慮した適正な設備 据付方式 : 共通台板、防振構造
	交流発電機	運転定格 : 連続 (ベースロード、8,000 時間/年) 定格出力 : 6,250kVA (5,000kW) 以上 定格電力 : 13.8kV, 60Hz, 3 相 3 線 力率 : 0.8 (遅れ) 巻線接続方式 : Y 接続、中性点引出し 絶縁階級 : F クラス (JIS) 及び同等品
	機械設備	燃料供給設備 : DFO サービスタンク HFO バッファータンク HFO サービスタンク HFO 清浄機 FO 供給設備 ヒートトレース 潤滑油設備 : LO プライミングポンプ LO クーラー LO 清浄機 LO 供給設備 冷却水設 : 水タンク 軟水装置 HT 膨張タンク

工事区分	工事調達種別	主要工事・設備
		LT 膨張タンク 1 次冷却水ポンプ 2 次冷却水ポンプ 圧縮空気設備 : コンプレッサー 空気槽 制御システム 給・排気設備 : 給気フィルター 給気消音機 給気クーラー 排気消音機 排気煙突 ダクト、伸縮継手 廃油処理施設 : 油水分離タンク 油水分離装置 廃油タンク 廃油焼却炉 ブラック始動 : 非常用発電機 150kW、付帯設備
	電気設備	機関制御盤 : 機側盤 発電機制御 : デスク操作タイプ、 発電機遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 変圧器断路機盤 : 13.8kV, DC 母線遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 送電遮断機盤 : 13.8kV, VCB 630A 中性点接地盤 : 13.8kV 保護継電器盤 : 13.8kV MCC : 400V、3 相 4 線 直流電源盤 : バッテリー、充電器 低圧分電盤 : L-1、M-1
	C 重油荷役設備	パイプライン : 棧橋～タンクヤード、ヒートトレース 保温工事 タンク燃料転換改造工事 : サクシオンヒーター、 保温工事

### (3) 新設発電所の敷地策定

本計画による新設発電所（変電所も含む）用地は、既設の燃料貯蔵設備、燃料荷卸設備、送配電網等の再利用を考慮すると図 5.1.1-2 発電所予定地案に示す 3 案（A 案、B 案、C 案）が想定される。



出典：JICA 調査団

図 5.1.1-2 発電所予定地案

表 5.1.1-5 プロジェクト用地評価

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

出典：JICA 調査団

表 5.1.1-5 プロジェクト用地評価からアイメリック発電所のリプレース用地としては C 案が最適であると評価できる。

但し C 案の用地は民有地であり、土地取得については PPUC が土地所有者と交渉し、発電所用地として収用する必要がある。調査団はこの用地を新発電所建設候補地として計画を進めることを推奨する。

#### (4) 燃料油荷役設備の策定

既設燃料油荷役設備は既設発電機がディーゼル油焚きエンジンである為、ディーゼル油専用の荷役設備である。タンカーは7,850トン（L=110m, W=41.6m, D=7.1）クラスであり、既設栈橋から50m程沖に係留し、栈橋のドラムに収納している耐圧ホースにてタンカーから荷役している。ディーゼル油は比重（0.86）が海水より軽いので荷役中、耐圧ホースは海面に浮いている。栈橋から既設タンクまでは既設パイプラインにて接続されている。

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

重油荷役設備は受け入れ配管の敷設方法により、以下の3通りの方法が考えられる。表5.1.1-6に3方式の比較・検討結果を示す。表5.1.1-7には、既設アイメリーク発電所燃料受入れ栈橋沖の海底調査結果を示す。調査の結果では、既設アイメリーク発電所燃料受入れ栈橋沖の海底の地質は微細な泥質であり、珊瑚の生息は確認されなかった。

表 5.1.1-6 重油荷役設備案比較表

	案-1 栈橋延長	案-2 海底配管	案-3 弧状推進工法
方式	海中に杭を打ち栈橋を延長しその上に配管を設置する。	海底に配管を設置しアンカー留め、海底埋設等で配管を固定する。	陸上から弧状配管を推進し目的地海底に出す。環境配慮から考案された新工法である。
環境社会配慮	工事中の海洋汚染が懸念される。近隣マングローブ等への影響が予測される。	工事中の海洋汚染が懸念される。近隣マングローブ等への影響が予測される。 配管貫通部の護岸対策が必要である。	案-1、案-2は線状に海底面と構築物が接するが、案-3は点で接するため、影響は大幅に軽減される。海中配管引き出し位置を選ぶことが出来る。
長所・短所	地上配管であり、保守管理は容易である。海洋工事となる。 別途既設栈橋からタンクヤードまでの配管が必要となる。	海中配管であり、保守管理は困難である。海洋工事となる。 別途既設栈橋からタンクヤードまでの配管が必要となる。	海底下の地下配管であり、保守管理は困難である。 タンクヤードへの接続配管は最短である。
景観	延長栈橋は海上設置となり、景観は変化する。	海底配管であり、景観への影響は少ない。	海底地下配管であり、景観への影響は少ない。
価格	高	中	中
総合評価	△ 工事中環境への影響大	△ 工事中環境への影響大	◎ 環境に優しい最良工法







出典：JICA 調査団

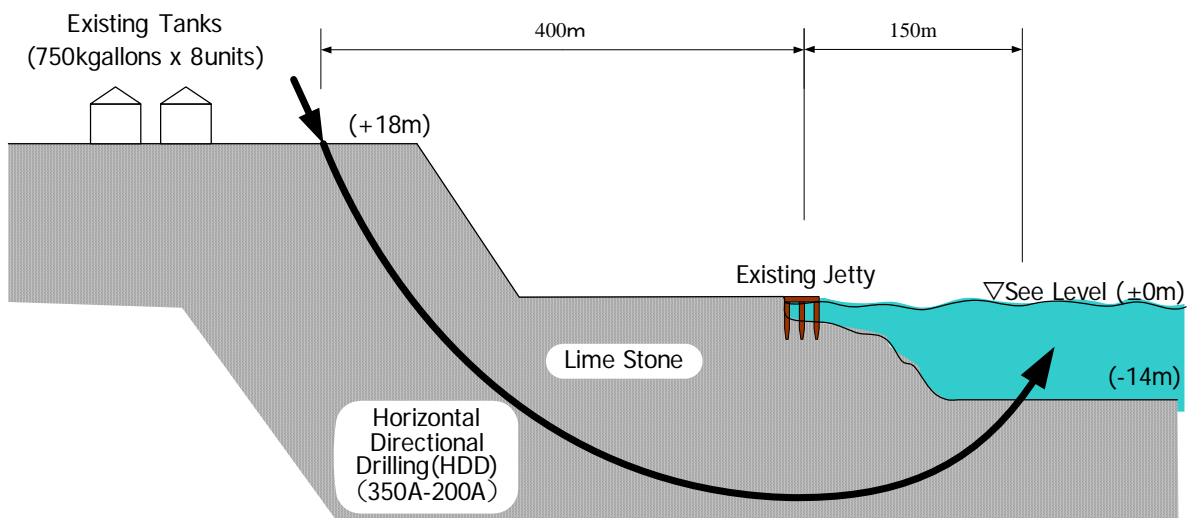
上記の検討から、沖留めタンカーからの重油輸送パイプラインは案-3（弧状推進工法）にて計画する。この工法の概略を 図 5.1.1-3 に示す。



表 5.1.1-7 アイメリーク発電所燃料受入れ棧橋沖海底調査結果

Date of Survey: April 26, 2008 (Sat) 9:00~10:30AM

No.	GPS Data			Depth (m)	Sea Bottom Condition	Remarks	Photo
	Latitude (N)	Longitude (E)	Distance from jetty (m)				
1	7°26' 24.3"	134°28' 20.4"	0	2.4	Limestone, sand	Edge of jetty	
2	7°26' 23.9"	134°28' 20.0"	15	4.0	ditto		
3	7°26' 23.4"	134°28' 20.2"	28	9.5	sand		
4	7°26' 23.0"	134°28' 19.8"	44	10.6	sand		
5	7°26' 22.3"	134°28' 19.7"	60	11.6	sand		
6	7°26' 21.7"	134°28' 20.0"	85	12.5	sand		
7	7°26' 21.0"	134°28' 20.0"	109	13.4	sand		
8	7°26' 20.6"	134°28' 19.4"	120	13.9	sand		
9	7°26' 20.1"	134°28' 18.8"	140	14.4	sand		
10	7°26' 19.2"	134°28' 18.9"	164	15.0	sand		
11	7°26' 16.6"	134°28' 18.5"	245	16.4	sand	near buoy	



出典：JICA 調査団

図 5.1.1-3 弧状推進工法

(5) 全体施工計画

4.2.1 発電所建設計画(表 4.2.1-4)及び発電設備の導入時期及び工事完成時期から、表 5.1.1-8 の実施工程表を策定した。2012 年度の電力需給バランスは、あまり余裕がないため PPUC は資金調達等の準備を遅滞なく実施し、早期に着工できるように努力する必要がある。

表 5.1.1-8 実施工程表 (アイメリーク発電所新設工事)

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

出典：JICA 調査団

(6) 発電所建設費

概算事業費を重油焼き発電機場合、ディーゼル油焼き発電機の場合の2ケースの概算事業費を算出した。表 5.1.1-9 に概算事業費を示す。

表 5.1.1-9 概算事業費（アイメリーク発電所新設工事）

unit: million US\$

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

出典：JICA 調査団

## 5.1.2 送配電プロジェクトの予備設計

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

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

#### (1) 海底送電ケーブルの設置について

##### 1) ルートの選定

ルートは以下の事を考慮し選定した。

- ・ 布設距離が短く、なるべく直線であること。
- ・ 水底が平坦で、急傾斜または起伏が少ないこと。
- ・ 海底の地質が砂、泥などであって岩盤、岩石が少ないこと。
- ・ ルート付近に環境保護地域、ダイバースポットを避ける。
- ・ ルート付近の海底調査を実施し（2008年1月22日）、海洋生物の生息状況、土質を把握した（図5.1.2-1の12地点）。

##### 2) ルートの決定

上記を検討した結果、決定したルートは以下の通りである。

- ・ 起伏を少なくするため、Tドック付近及びアイメリーク付近の浅瀬を避けることとした。このため、Tドックより北北東に進み、アイメリーク付近で浅瀬を迂回するルートとした（図5.1.2-1）。この場合、ルート互長は、11.6km程度となった。
- ・ 海底ケーブル布設をA案とする。



図 5.1.2-1 海底ケーブルルート



図 5.1.2-2 ルート付近の海図

##### 3) 海底調査の結果について

- ・ 調査結果の概要を表5.1.2-1に示す。図5.1.2-1における赤色の印の箇所でリュウキュウキッカサンゴ等の珊瑚を確認した。このため、海底ケーブル敷設による珊瑚への影響

が懸念される。また所々に岩場があることを確認した。

- ・ 調査箇所の深さの状況を図 5.1.2-3 に示す。また確認された珊瑚の写真写真 1、2 に示す。

表 5.1.2-1 調査結果概要

No.		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
土質	岩	—	○	—	—	—	—	—	—	—	○	○	—
	砂	○	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	○
	泥	—	—	—	○	○	○	—	—	—	—	—	—
海洋生物	珊瑚	—	○	—	—	○	—	○	○	○	—	—	○
	アマモ	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

○は確認されたことを示す

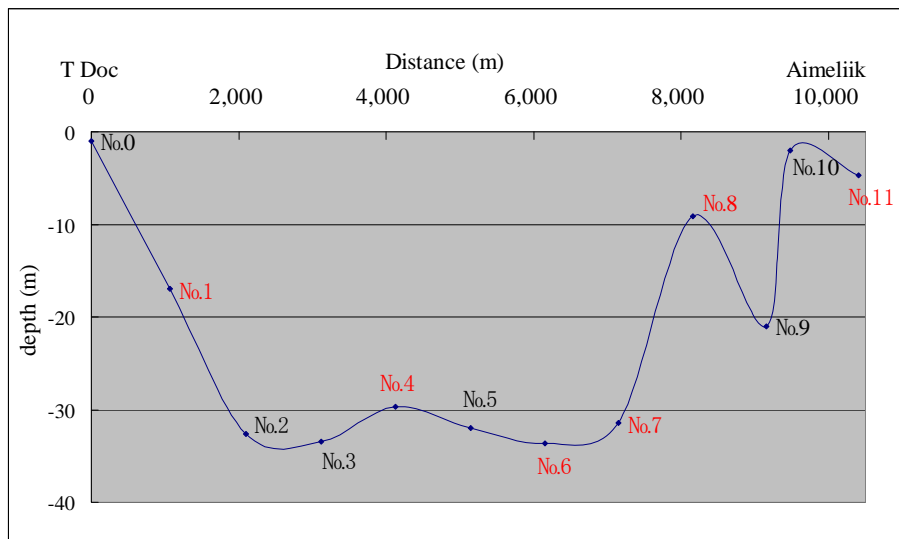


図 5.1.2-3 調査箇所断面

#### 4) 海底送電ケーブルの予備設計の概要

##### ① 海底ケーブルの選定

ケーブル種類は、保守性、環境問題を考慮し、CV ケーブル（架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル）とする（油入ケーブルは油管理が必要であり、事故時には環境汚染に繋がる可能性がある）。導体のサイズは、もう一つの 34.5kV 系統がルート断となった時の送電容量を満足できる、250mm<sup>2</sup>とする（2025 年の想定需要 25MW を考慮した）。

##### ② ケーブルの防護

ケーブルの鎧装は、漁具・船舶の錨や岩盤との接触による外傷からの防護を考慮し、2 重鉄線鎧装とし、海底 1m 程度の深さに埋設する。岩盤等で埋設が不可能な場合は、防護管による防護を行う。

##### ③ 耐塩対策

海底ケーブルを設置する場合、ケーブルの立上り箇所が海に近い場所になるため、ケーブルハウスを設置するなどの耐塩対策が必要となる。

## 5) 海底ケーブル工事費の算出

工事費の算出に当たっては、以下の事項を考慮する。

- ・ ケーブルの長さは、海底の起伏を考慮し、ルート長の3%を余長とする。
- ・ 施工にあたっては専門的な知識が必要となるため、資材の調達、技術者、測量士、潜水士等は海外からの派遣とし、簡易な作業について現地作業員が実施するものとする。
- ・ 海外からパラオまでのケーブルの運搬は片道約2週間とする。
- ・ ケーブルの布設は布設台船により行い、1日に1,500m布設可能とする。ケーブルは1mの深さに埋設し、埋設機で1日に500m実施可能とする。

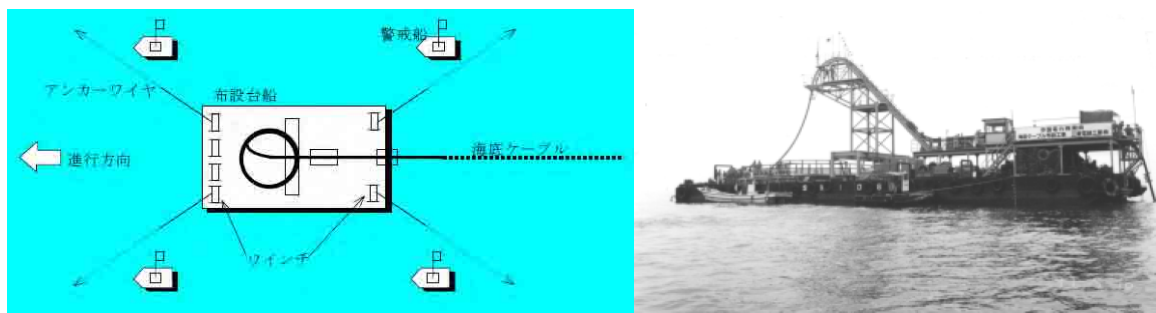


図 5.1.2-4 電力ケーブル布設台船の例

## (2) 既存の送電線を利用する代替案の検討について

### 1) 架空送電線ルートを選定

架空送電線のルートは以下の事項を考慮し選定した。

- ・ 新設する送電線は施工性を考慮し、道路沿いに設置する。
- ・ バベルダオブ島とコロール島の連系は、KB橋内に電力ケーブルを布設するスペースがあるため、これを利用する。
- ・ KB橋からコロール変電所間で、送電線を新設するスペースがない箇所は、既設送電線を2回線化する。

### 2) 架空送電線ルートの決定

#### ① アイメリーク発電所からネッケン変電所間

現在アイライ変電所向けの送電線とコクサイ変電所向けの送電線が、2回線装柱で道路沿いに設置されている。施工性を考慮し、新設送電線も道路沿いに建設するが、現在の送電線は道路を横断しながら設置されているため、これを解消しながら新設送電線を設置する(図5.1.2-5参照)。

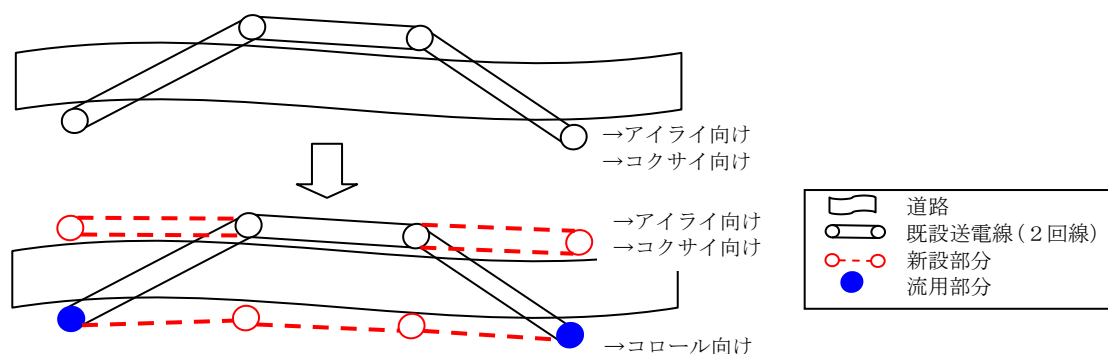


図 5.1.2-5 新設送電線の設置手順

② ネットケン変電所からコンパクト道路まで

次の2案を検討する。

**B 案** 既設ルート沿いに送電線を新設する。

アイライ向け、コクサイ向けの送電線は、アイメリーク発電所からネットケン変電所までは、同一装柱であるが、ネットケン変電所以降は、それぞれ別の支持物（コンクリート柱）となっている。これらの送電線に隣接して、コロール向け送電線を新設する。同送電線ルートは既存の送電線又は道路に沿っていることから、環境社会配慮面で特段の影響は無い。

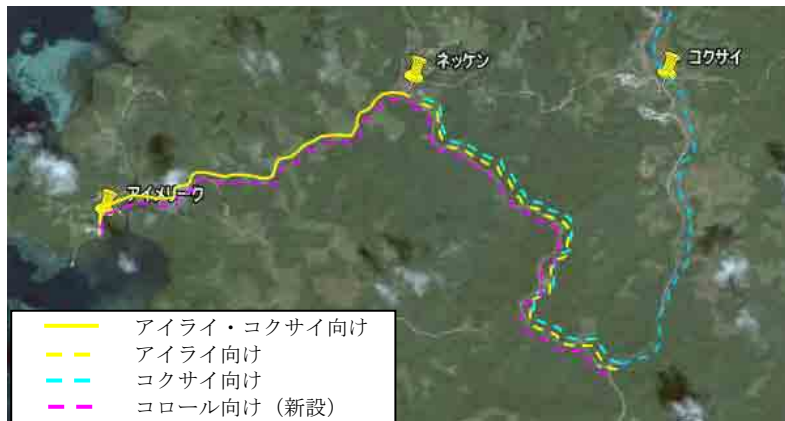


図 5.1.2-6 コロール向け新設送電線 (B 案)

**C 案** ネットケン変電所からコクサイ変電所の送電線を流用する。

ネットケン変電所から東の方向にコクサイ変電所まで通じる道路があるため、この道路沿いにコクサイ変電所向けの送電線を新設し、既設のコクサイ変電所向け送電線をコロール向け送電線に流用する（写真 3、4）。この場合コンパクト道路沿いの送電線が一部不要となるが、将来設備、また事故時の迂回線路として活用する。ネットケン~コクサイ変電所間の新設ルートは Ngaremeduu Conservation Area の範囲内を通過するが、既存の道路沿いに送電線を建設する場合、保護区域への影響は特段問題にならない。それ以外の区間についても、既存の送電線又は道路に沿っていることから、環境社会配慮面で特段の影響は無い。

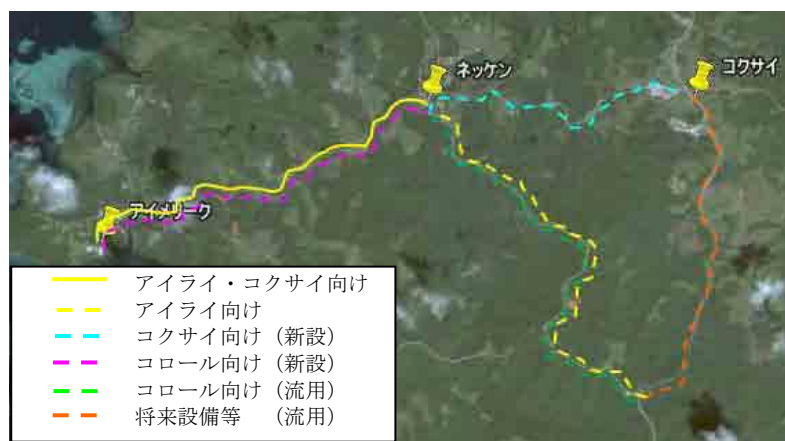


図 5.1.2-7 コロール向け新設送電線 (C 案)

③ コンパクト道路から KB 橋まで

図 5.1.2-5 と同様の手順により、道路横断箇所を解消しながら新設送電線を設置する。

④ KB 橋間（バベルダオブ島とコロール島間の連系）

橋梁内を調査した結果、十分な空間があることがわかったため、電力ケーブルを布設することとする。（写真 5、6 参照）

⑤ KB 橋からコロール変電所まで

図 5.1.2-5 の手順を基本とするが、一部区間は新たにコンクリート柱を設置するスペースがないため、既存のコンクリート柱を改造、あるいは建替えにより 2 回線化することとする（13.8kV とあわせ、3 回線となる）。詳細な測量、装柱検討、強度設計を必要とする。（写真 7、8）

⑥ 施工に伴う停電について

施工にあたっては送電線の停電が必要となるが、下記の方法等により、停電が長期化しないよう配慮する必要がある。

- ・ 新設部分は事前に建設し、停電時は送電線の接続作業のみとすることにより、1 回の停電における作業時間の短縮を図る。
- ・ マラカル・コロール地区への電力供給は、マラカル発電所の発電機をすべて運転するとともに、不足分は自家発電を保有する大口需要家に自家発電への切り替えを依頼することにより確保する。

アイメリーク発電所からネッケン変電所間の施工時は、アイメリーク発電所より北部地区の停電が避けられないため、夜間は送電可能な状態に戻すとともに、停電が許されない重要箇所については発電機車による臨時電力供給を検討する必要がある。

3) 予備設計の概要

① 支持物

支持物は既設送電線と同様耐腐食性の高いコンクリート柱とする。仕様も既設設備と同様とし、以下を基本とする。

表 5.1.2-2 支持物の概要

装柱別	仕様	適用箇所
1 回線	全長 13m、設計荷重 700kg	34.5kV 1 回線
2 回線	全長 16m、設計荷重 700kg	34.5kV 2 回線 34.5kV、13.8kV 2 回線 (一部区間で 15m が使用されている箇所があるが、16m で統一する)

② 電線

電線は既設送電線と同様の線種、サイズとする。なお中性線は、現在使用されている HDCC とする。



表 5.1.2-3 適用電線の概要

区分	適用電線	サイズ
34.5kV 送電線	AAC (鋼アルミより線)	150mm <sup>2</sup>
中性線	HDCC (硬銅より線)	38mm <sup>2</sup>

③ 電力ケーブル

KB 橋内に設置する電力ケーブルは、施工性のよい CVT ケーブル（トリプレックス型架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル）とする。サイズは、既設送電線の AAC150mm<sup>2</sup> の許容電流（430 A）を満足するもの（CV 200mm<sup>2</sup> 程度：布設条件を考慮し、詳細な検討の上決定する必要がある）とする。

④ がいし

がいしは既設送電線と同様、以下のとおりとする。

表 5.1.2-4 適用がいしの概要

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

⑤ 標準径間、地上高、相間距離

標準径間は既設送電線と同様 50～70m 程度とし、電線の最低地上高、相間距離は NESC に準拠して、表 5.1.2-5 のとおりとする。

表 5.1.2-5 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

4) 工事費の算出

工事費の算出は、以下の事項を考慮する。

- ・ 架空線については、「パ」国作業員が実施する。
- ・ ネットン変電所からコンパクト道路までについては、上記 a 案、b 案を検討する。
- ・ KB 橋内のケーブル布設は、専門技術を必要とするため、日本から資材の調達、技術員の派遣を行う。
- ・ ケーブルの布設は、次の方法とする。
  - ① ケーブルは 2 区間に分け、橋梁内の中央付近で接続する。
  - ② ケーブルの立ち上がりはコンクリート柱を使用する。
  - ③ 橋梁からコンクリート柱まではマンホール等は設置しない。

(3) 海底送電ケーブルの設置と既存の送電線を増強する代替案の比較

以下の 3 案について比較検討した結果、C 案を採用することとした。

- ・ A 案 海底送電ケーブルの設置

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

各計画案の比較を表 5.1.2-6 に示す。

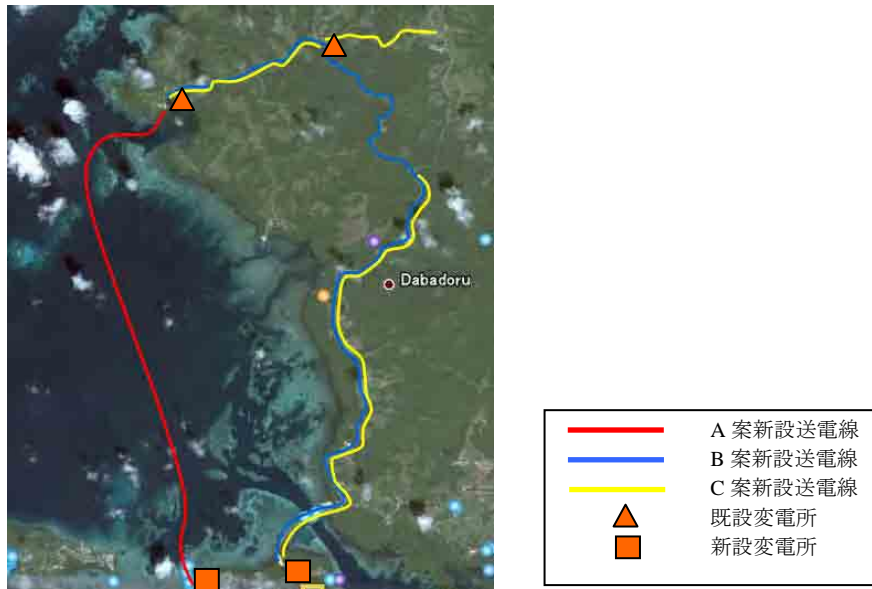


図 5.1.2-8 検討ルート

表 5.1.2-6 計画案の比較

案	A	B	C
設備構成	海底ケーブル 11.6km	架空部 23.2km 橋梁部 0.6km	架空部 21.8km 橋梁部 0.6km
施工性	布設台船を使用した大規模な工事となるが、施工上の制約がなければ特に問題ない。	・既設線を流用する箇所は区間毎の施工となる。 ・KB 橋から変電所間で既設柱の改造もしくは建て替えが必要。 ・ネッケンからコンパクト道路までは、既に道路沿いに2線路が設置されているため、スペースの確保が難しい。	・同左 ・同左 ・ネッケンからコンパクト道路までは現設備の流用となるため施工の必要がない。
工事期間 (現地工事に必要な期間)	3ヶ月	9ヶ月	8ヶ月
信頼度	ケーブルには錨等に対する防護対策を実施するため問題ない。	ケーブル部は、橋梁の開口部の管理を確実に行えば特に問題ない。架空部については、現設備と同様である。	同左。今回休止となるコンパクト道路沿いの設備を使用すれば、事故発生時に早く停電解消できる場合がある。
環境に対する影響	サンゴ類が確認されており、影響が懸念される。	道路脇にマングローブがある箇所については、ルート選定時に配慮する必要がある。	同左
維持管理	日常の管理は不要であるが、事故が発生した場合は長期停電となる。	現設備と同じ。ケーブルは橋の中にあるため、外傷は受けにくい。	同左
概算事業費 (百万ドル)	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 10.94 コンサルタント費 1.09 管理費 (PPUC) 0.12 予備費 1.22 合計 13.37	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 2.51 コンサルタント費 0.25 管理費 (PPUC) 0.03 予備費 0.28 合計 3.07	土地収用費 0.00 施設建設費 0.00 機材調達据付費 2.45 コンサルタント費 0.25 管理費 (PPUC) 0.03 予備費 0.27 合計 3.00
送電損失	B、C 案に比べ 0.4~0.5% 削減することができる。	A 案に比べ 0.4~0.5% 増となる。	同左
総合評価	事業費、送電損失のトータルコストが格段に高く、海洋生物に対する影響も懸念されることから、採用しないこととする。	事業費額、送電損失のトータルコストは小さいが、施工に対して問題が発生する可能性があり、採用しないこととする。	施工性において詳細検討をする必要はあるが、事業費、送電損失のトータルコストで有利であるため、この案を採用する。

(4) 実施工程

C 案の場合、実施工程は表 5.1.2-7 とおりとなる。

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)

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

写真集



写真1 リュウキュウキッカサンゴ (No.1,4 で確認)



写真2 エダサンゴ類 (No.4,8,11 で確認)



写真3 ネットン変電所からココサイ変電所間の道路1



写真4 ネットン変電所からココサイ変電所間の道路2



写真5 KB 橋内 1



写真6 KB 橋内 2



写真7 KB 橋からコロールに向かう送電線 1



写真8 KB 橋からコロールに向かう送電線 2

## 5.1.2.2 コロール変電所の予備設計

### (1) 変電所候補地

コロール島内（KB 橋付近）

当初計画された海底送電ケーブルの採用は、コストが高いうえ環境保護（調査の結果、海底ケーブル布設予定ルートにはリュウキュウキッカサンゴ他が分布している）の観点から実施困難と判断する。このため架空送電線（KB 橋横断部分はケーブルによる橋梁内添架）によるアイメリーク～コロール間の2回線化を想定する。

上記により、当初コロール変電所の候補地とされていた T ドック（埋立地）を選定する必要はなくなったが、用地確保が困難なコロール中心部付近を避ける場合、バベルダオブ島寄りが有利である（コロール島の負荷をマラル発電所およびコロール変電所で供給することにより、既設アイライ変電所の設備をバベルダオブ島南部の供給に有効利用できる）。34.5kV 送電線付近から選定した数点の変電所候補地点について、PPUC に土地所有者および開発計画有無の確認を依頼した結果、比較的平坦で造成規模が小さく、送電線に隣接している図 5.1.2-9 の A 点を候補地とした。ただし A 点は私有地のため、取得困難な場合に備えコロール州所有地の B 点を代替候補とする。

なお、候補地選定に当たっては土地の取得価格だけで決めると造成費用および送配電線工事費が高くなるので、総合的に判断する必要がある。

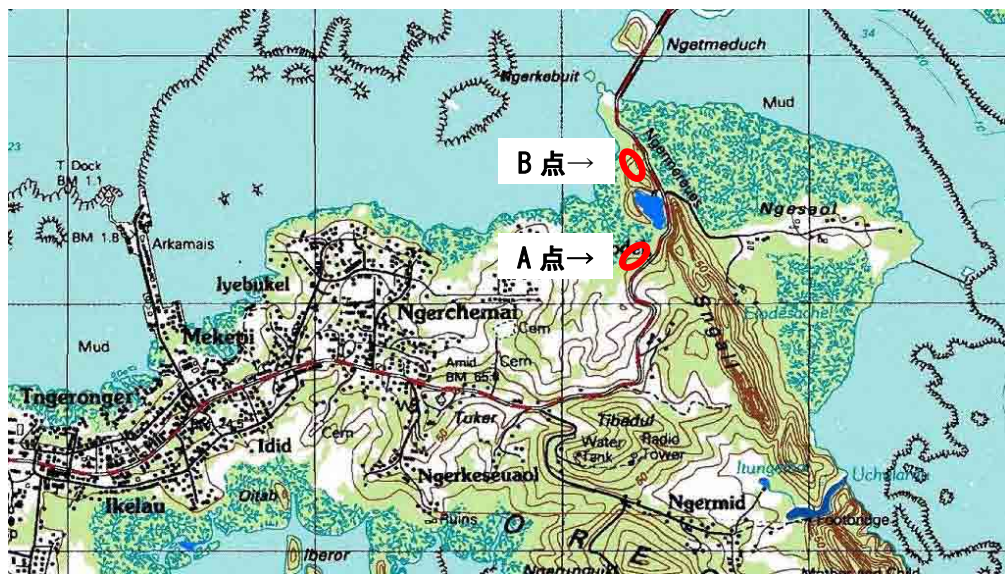


図 5.1.2-9 コロール変電所位置図

### (2) 敷地面積

用地形状・送配電線の引出し方向が未定のため、代表的なレイアウトとして 736 m<sup>2</sup> (23m × 32m) を想定した。建設地点が決まった段階で変わることがある。

### (3) 設備規模

#### 1) 34.5kV 送電線は3回線とする。

アイメリーク発電所からの新設送電線引き込みのほか、既設送電線（アイライ変電所～マ

ラカル発電所)を $\pi$ 引き込みする。これにより送電線事故時の供給支障範囲は局限化できる。なお、コロール州内での更なる送電網拡張は考えにくいことから、最終規模で3回線とする。

2) 13.8kV 配電線は2回線とする。

配電線は地上高が低く、樹木の接触等による永久事故が比較的発生しやすいこと、また事故時の停電範囲の局限化や開閉設備の点検を考慮してなるべく分割することが望ましい。このため、既存の配電線網と連系できるよう2回線引き出す。将来の回線増設は、配電線ルート上困難なため計画しない。

3) 変圧器は15MVA×1とする。

2025年のコロール州全体の予想需要は約15MW程度。このうちマラカル変電所からマラカル島およびアラカバサン島に供給することを想定しているため、新設変電所には10MWの電源が必要となる。ただしマラカル変電所はシステムの末端であるため、変電設備故障対応を考慮し、変圧器容量は15MVAとする。

#### (4) 母線結線方式

3回線1バンクの小規模構成のため、単母線方式とする。

なお、島内全域に亘って塩害の影響が著しいこと、設備点検のための停電が困難な状況を考慮して金属単位閉鎖型配電盤(スイッチギア)を屋内に設置することで耐環境性能を向上し、緊急復旧対応手段(遮断器の入替等)を確保する。

#### (5) 機器定格

1) 変圧器

定格容量：15MVA

巻線：Y-Y(- $\Delta$ )とする。

配電用変電所の標準である $\Delta$ -Yにすると、隣接するアイライ変電所およびマラカル発電所との無停電切替ができなくなる。このためY-Y(- $\Delta$ )とする(3次の $\Delta$ 巻線は内蔵密封)。

アイライ変電所変圧器は製造後22年経過(1986年製)しており、今後10数年で更新時期を迎えることが予想される。アイライ変電所も変圧器更新時に $\Delta$ -Yに統一することを想定して、コロール変電所変圧器を $\Delta$ -Y巻線としておくことも考えられるが、位相差のある系統を隣接させておくのは危険を伴ううえ、計画が正しく伝えられない場合、Y-Yのまま更新される恐れもある。逆に統一した場合のメリットは、結線方式統一後にアイライ変電所の配電線がバベルダオブ島の他の変電所の配電線と無停電切替できることであるが、現時点で隣接変電所と配電線網を結ぶ計画(必要性)がなく、メリットを活かせない。

以上のことから「パ」国の北部と南部で位相が異なることを許容し、変圧器巻線をY-Y(- $\Delta$ )とする。

- 2) 送電線遮断器  
定格電圧：36kV する。  
定格電流：送電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流は 430A。このため 600A とする。  
定格遮断電流：2013 年以降の最大短絡容量は 135MVA。このため 12.5kA とする。
- 3) 配電線遮断器  
定格電圧：24kV とする。  
定格電流：送電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流は 430A。このため 600A とする。  
定格遮断電流：短絡容量は 34.5kV 側の値(135MVA)より変圧器のインピーダンス分小さい。  
135MVA の場合でも 5.6kA なので、12.5kA とする。
- 4) 調相設備  
系統解析の結果から、電圧降下対策として 3MVA の SC を設置する。
- 5) 34.5kV 電力ケーブル
  - ① 送電線  
既設送電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流 430A を基準とする。トリプレックスを管路布設するものとし、250mm<sup>2</sup> を使用する。
  - ② 変圧器 1 次  
変圧器(15MVA)の定格電流 251A を基準とする。単芯ケーブルを管路布設するものとし、150mm<sup>2</sup> を使用する。
- 6) 13.8kV 電力ケーブル
  - ① 配電線  
既設配電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流 430A を基準とする。トリプレックスを管路布設するものとし、250mm<sup>2</sup> を使用する。
  - ② 変圧器 2 次  
変圧器(15MVA)の定格電流 628A を基準とする。単芯ケーブルを管路布設するものとし、400mm<sup>2</sup> を使用する。
- 7) 所内変圧器  
容量 20kVA とし、13.8kV スイッチギアに内蔵する。  
(直流電源装置 5kW 連続、空調・照明 7kW 継続、作業用 5kW 断続を想定)
- 8) 直流電源装置  
公称電圧 100V、整流器出力 30A、蓄電池容量 90Ah とする。  
(スイッチギア 5A 連続(20A 瞬時)、通信装置 10A 連続、停電時間 6H を想定)

(6) 概算事業費

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

(7) 実施工程表

表 5.1.2-8 実施工程表 (コロール変電所新設工事)

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

(8) 図面

図 5.1.2-10 コロール変電所の単線結線図

図 5.1.2-11 コロール変電所の機械装置配置図





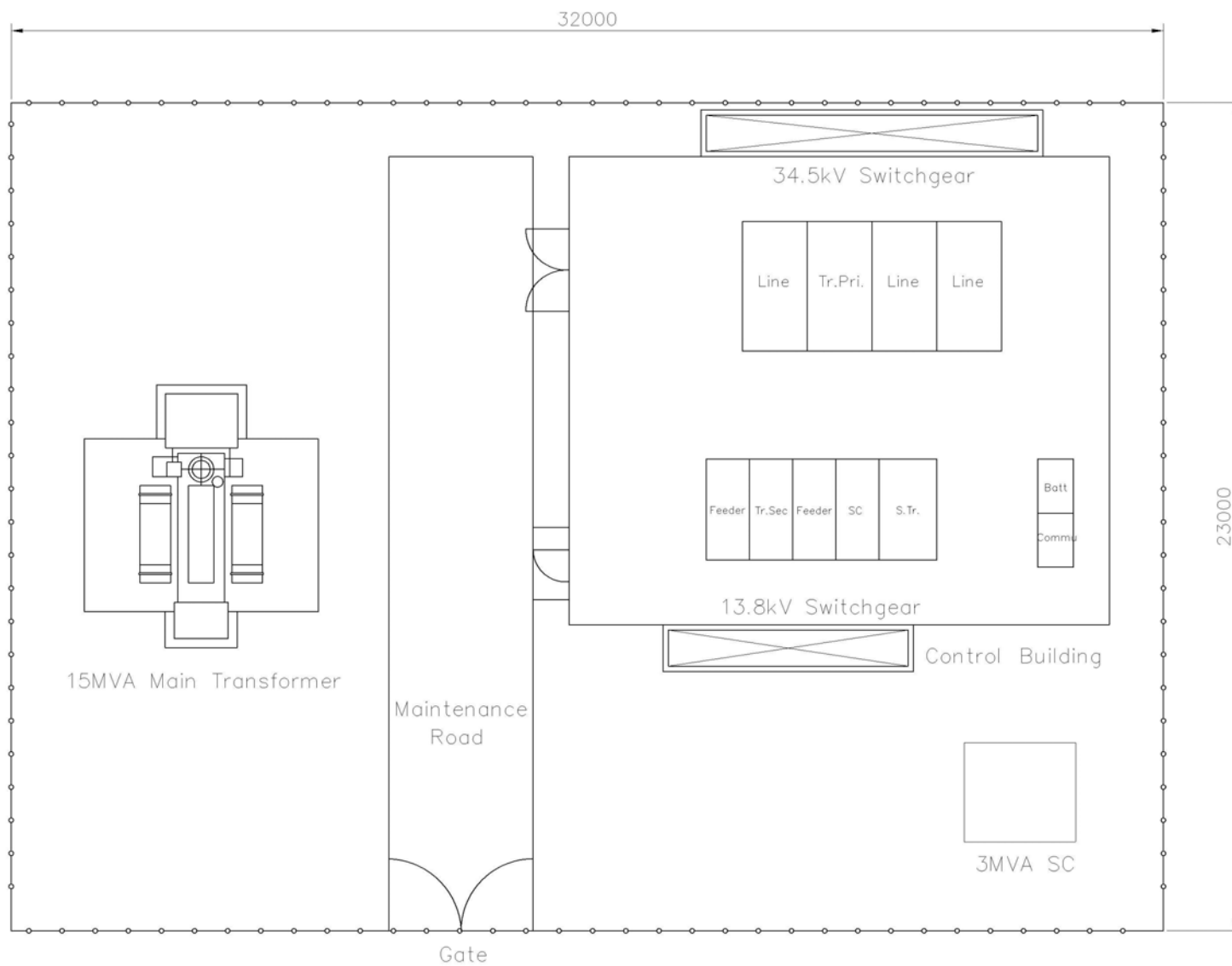


図 5.1.2-11 コロール変電所の機器装置配置図

### 5.1.2.3 新アイメリーク変電所の予備設計

#### (1) 新変電所の候補地

新設変電所候補地は発電所敷地内に選定する。当初は既設アイメリーク変電所へのバンク増設が計画されていたが、以下の理由により新発電所の隣への新設で計画する。

- 1) 既設設備は設置後 20 年以上経過（1986 年製）している。開閉器は適切に保守点検がなされていても 30 年程度での更新が必要であるが、外観からはあまり状態がよいとは思われず、近い将来の更新が必要と思われる。
- 2) 現在でもメンテナンススペースを確保しているとは言い難いが、変圧器は容量増が必要なため現状よりさらに狭くなる。現在の 2 回線 2 バンクを無理に 3 回線 3 バンクに拡張した場合、今後の設備更新や保守が困難になる。
- 3) アイメリーク発電所は今後の主要電源であり、設備を停電して保守・点検をすることがますます困難になる。このため、耐環境性能向上対策として機器を屋内設置することが望ましいが、現設備に合わせると今後も気中変電所とならざるを得ない。

#### (2) 敷地面積

発電所新設計画に同調して実施する。(30m×50m)

#### (3) 設備規模

- 1) 34.5kV 送電線は 3 回線とする。  
既設の送電線 2 回線のほか、送電網改善のためコロール変電所への送電線を引出す。
- 2) 変圧器は 15MVA×3 バンクとする。  
発電機母線にあわせ、3 バンクとする。発電機 1 母線あたりの発電機容量 10MW から、変圧器の単器容量を 15MVA とする。最終規模の 3 バンク時には、1 バンク停止となっても供給支障は生じない。

#### (4) 母線結線方式

図 5.1.2-12 の検討のとおり単母線方式とし、各送電線・変圧器に遮断器を設置する。

なお、島内全域に渡って塩害の影響が著しいこと、設備点検のための停電が困難な状況を考慮して金属単位閉鎖型配電盤（スイッチギア）を屋内に設置することで耐環境性能を向上し、緊急復旧対応手段（遮断器の入替等）を確保する。

#### (5) 機器定格

- 1) 変圧器  
定格容量：15MVA  
巻線：Y-Δとする。(標準どおり)

ただし既設変圧器（10MVA、1986 年製、2008 年にオーバーホール予定）2 台を流

用することで工事費低減をはかる。当面 35MVA(15+10+10MVA)で運転し、発電所出力が 20MVA を超える時点(15MVA の故障時に供給支障となる)までに 10MVA 変圧器を取替える (概算事業費 1.2 百万ドル)。該当時期は Base ケースで 2025 年以降となる見通しであるが、今後の需要を見ながら決定する。

2) 送電線遮断器

定格電圧：36kV する。

定格電流：送電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流 430A このため 600A とする。

定格遮断電流：2025 年の最大短絡容量は 135MVA。このため 12.5kA とする。

3) 34.5kV 電力ケーブル

① 送電線

既設送電線(AAC 150mm<sup>2</sup>)の許容電流 430A を基準とする。トリプレックスを管路布設するものとし、250mm<sup>2</sup> を使用する。

② 変圧器 1 次

変圧器(15MVA)の定格電流 251A を基準とする。単芯ケーブルを管路布設するものとし、150mm<sup>2</sup> を使用する。

4) 13.8kV 電力ケーブル

① 変圧器 2 次

変圧器(15MVA)の定格電流 628A を基準とする。単芯ケーブルを管路布設するものとし、400mm<sup>2</sup> を使用する。

5) 所内変圧器

容量 20kVA とし、13.8kV スイッチギアに内蔵する。重要施設のため 2 系統設置し、交流電源盤で切替える。

(直流電源装置 5kW 連続、空調・照明 7kW 継続、作業用 5kW 断続を想定)

6) 直流電源装置

整流器 30A、蓄電池 90Ah とする。

(スイッチギア 5A 連続(20A 瞬時)、通信装置 10A 連続、停電時間 6H を想定)

**(6) 概算事業費**

1) 土地収用費 (発電所造成と一括して実施)

2) 機材調達据付費 3.5 百万ドル

3) コンサルタント費 0.35 百万ドル

4) 管理費(PPUC) 0.038 百万ドル

5) 予備費 0.312 百万ドル

合計 4.2 百万ドル

(7) 実施工程表

表 5.1.2-9 実施工程表（新アイメリーク変電所新設工事）

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

(8) 図面

- 図 5.1.2-12 新アイメリーク変電所の単線結線図
- 図 5.1.2-13 新アイメリーク変電所の機械装置配置図
- 図 5.1.2-14 新アイメリーク変電所のスケルトン比較
- 図 5.1.2-15 新アイメリーク変電所の切替工程

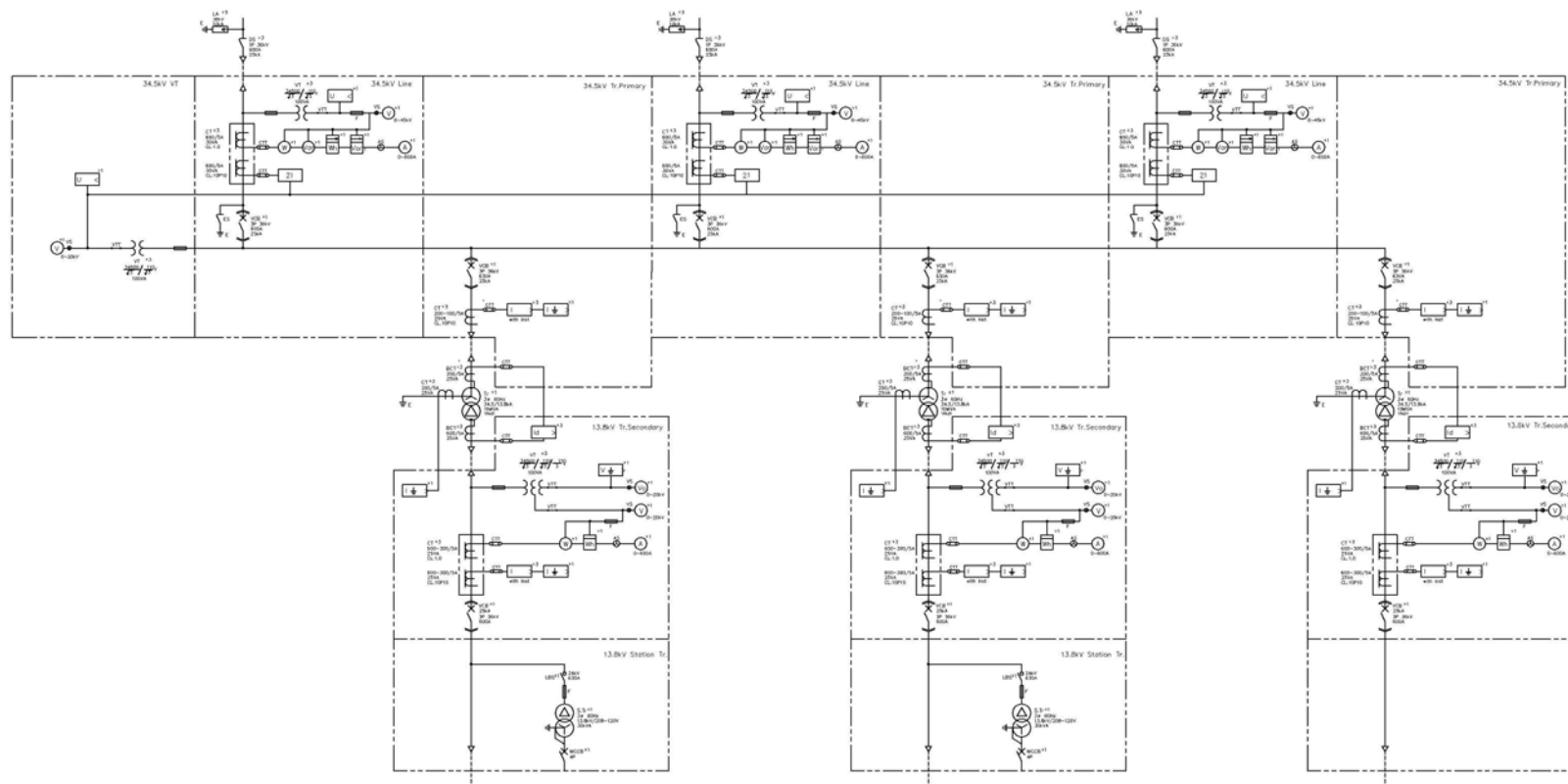


図 5.1.2-12 新アイメリーク変電所の単線結線図

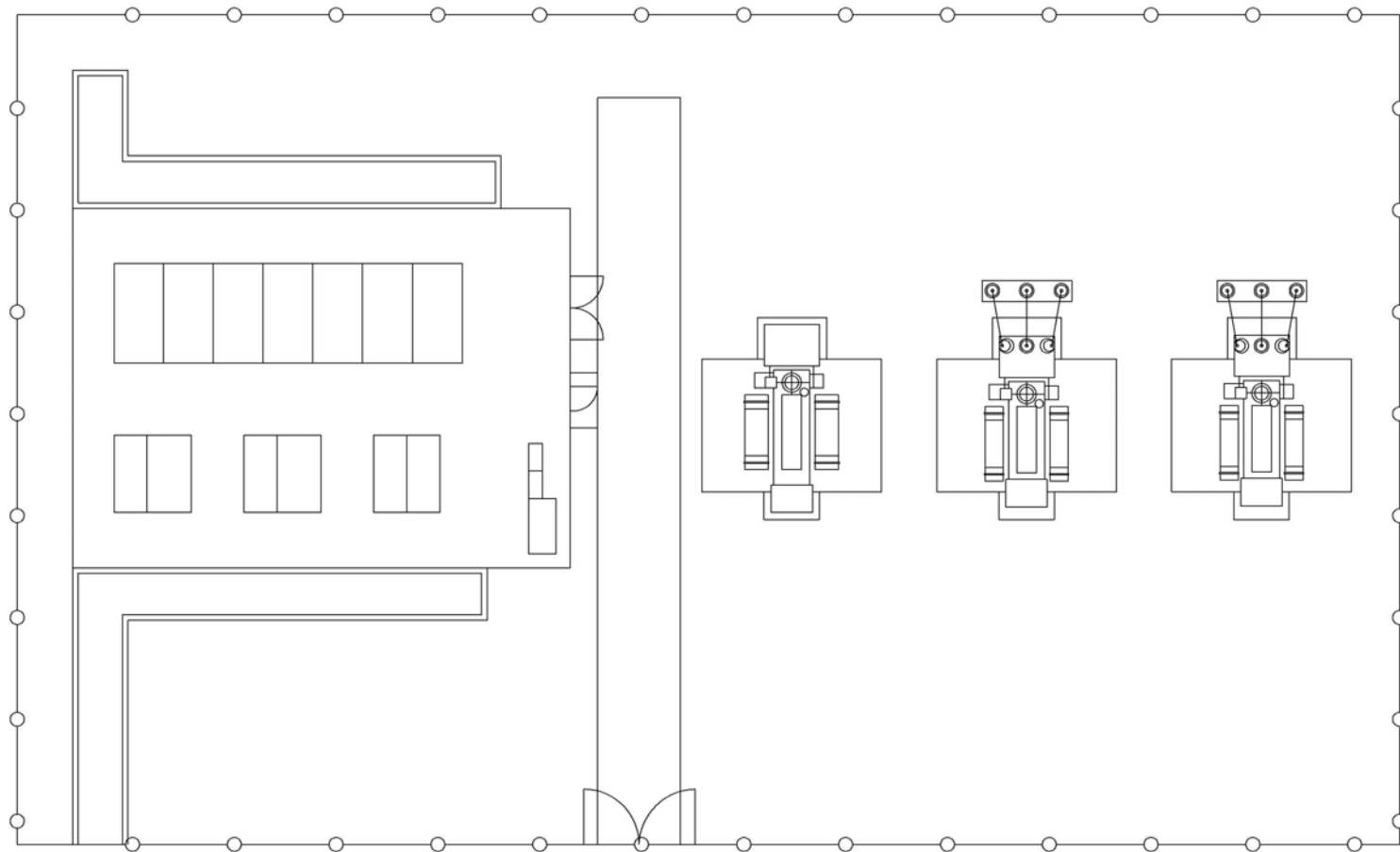


図 5.1.2-13 新アイメリーク変電所の機器装置配置図

	A 案	B 案	C 案
スケルトン	<p>コロール アイメリーク 2 アイメリーク 1</p>	<p>コロール アイメリーク 2 アイメリーク 1</p>	<p>コロール アイメリーク 2 アイメリーク 1</p>
得失	<p>&lt;34.5kV 関係&gt;            ○遮断器は 5 台。            △母線 が 3 組必要。            △変圧器事故時、送電線が 1 回線停止する。            ○母線連絡ユニットを先行設置することで、増設時の母線停電が不要。            ○1 回線 1 バンク停止で母線点検が可能。            ○母連開閉は条件なし。</p> <p>&lt;13.8kV 関係&gt;            △遮断器 10 台、DS 2 台。            ○事故時の遮断回路が単純。            △母連開閉には条件回路が必要。</p>	<p>&lt;34.5kV 関係&gt;            △遮断器は 6 台。            △母線 が 3 組必要。            ○事故時の停電範囲は極小化できる。            ○母線連絡ユニットを先行設置することで、増設時の母線停電が不要。            ○1 回線 1 バンク停止で母線点検が可能            △母連開閉には条件回路が必要。</p> <p>&lt;13.8kV 関係&gt;            ○遮断器 9 台、DS 3 台            △変圧器事故時の遮断回路が複 (母連+発電機)            ○母連開閉は条件なし</p>	<p>&lt;34.5kV 関係&gt;            △遮断器 6 台。            ○母線 は 1 組でよい。            ○事故時の停電範囲は極小化できる。            △増設時に母線停電が必要            △母線点検には全停電が必要</p> <p>&lt;13.8kV 関係&gt;            △遮断器 10 台、DS 2 台            ○事故時の遮断回路が単純            △母連開閉には条件回路が必要            (対応可能な DS がない場合は発電機停止が必要)</p>
結論	<p>事故時の停電範囲局限化は重要課題である (A 案×) ため、コスト面で B 案より有利な C 案とする。</p> <p>C 案の不都合部分 (△) に対する対策</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 34.5kV 母線は一括施工する。</li> <li>・ 屋内設置することで母線絶縁物の劣化防止をはかる。なお、屋内設置のための外箱を簡素化することでコスト低減をはかる。</li> <li>・ 13.8kV 母線連絡開閉器は遮断器で設計し、詳細検討の結果可能であれば DS とする。</li> </ul>		<p>例</p> <p>○ CB(遮断器)            × DS(遮路器)</p>

図 5.1.2-14 新アイメリーク変電所のスケルトン比較



時期	新設部分	既設部分	説明
Phase1 (2012)		イメーク1 イメーク2 	5MW 発電機を2基増設。 13.8kV スイッチギアを設置 既設アイメーク発電所の発電機を1台廃止し、新設スイッチギアの将来回線と電力ケーブルで接続し、既設送電線で供給する。
Phase2 (2013) その1	コール イメーク2 	イメーク1 	コール変電所向けの送電線を運用開始するとともに、アイメーク2変電所(コール島供給用)向け送電線を新設変電所の設備に切替える。  15MVA 変圧器を1バンク設置。  5MW 発電機を2基増設。
Phase2 (2013) その2	コール イメーク2 	イメーク1 	既設 10MVA 変圧器1台を移設。
Phase2 (2013) その3	コール イメーク2 イメーク1 		アイメーク1変電所向け送電線を新設変電所の設備に切替える。
Phase2 (2013) その4	コール イメーク2 イメーク1 		既設 10MVA 変圧器1台を移設。 変電設備は最終形態となる。  変圧器は、劣化が著しくなった場合または設備容量が不足した時点で更新する。2025年断面の需要予想値は20.22MW。15MVA変圧器停止時でも若干の供給制約ですむ。既に3バンク構成なので、1バンク停止は比較的容易である。

図 5.1.2-15 新アイメーク変電所の切替工程

## 5.2 優先プロジェクトに係る環境社会配慮

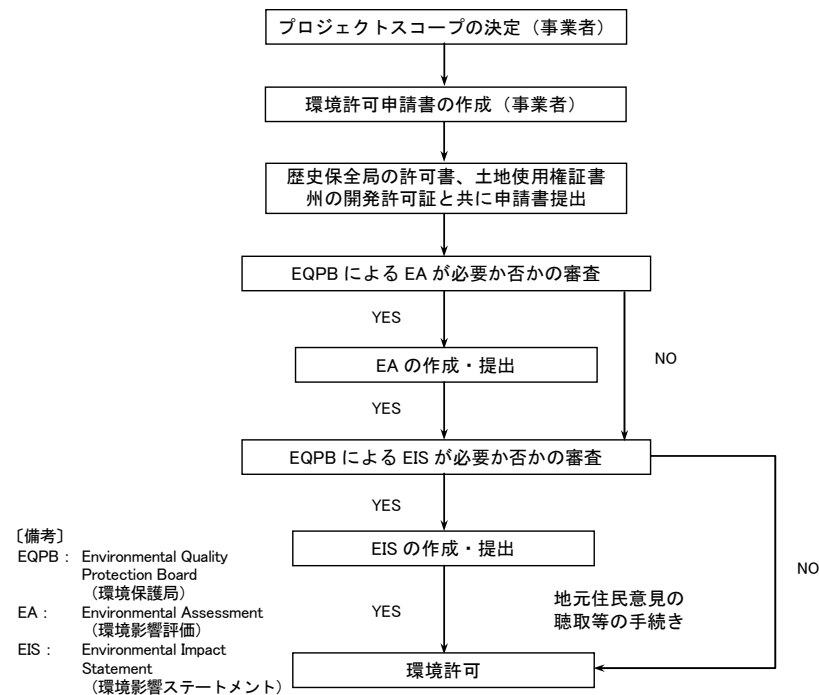
### 5.2.1 パラオ国における環境社会配慮制度

#### (1) 環境社会配慮に関する法制度

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

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

環境許可取得の手続きの流れを下記に示す。



出所：EQPB

#### 1) 環境影響評価手続き

EQPB は事業者から提出された環境許可申請書を 査し、環境影響評価（EA）を必要とするか否かを決定、必要と判断した場合には事業者に環境影響評価書を作成させる。EQPB が環境に重大な影響もたらす恐れがあると判断した場合は、事業者に環境影響ステートメント（EIS）の作成を指示する。事業者は EQPB が認定した資格を有する第三者のコンサルタントに依頼して環境影響ステートメント案を作成し、EQPB に提出する。これについて、関係各省の意見や利害関係のある地元コミュニティに配布して意見を聞き、最終的な EIS に反映させる。

## 2) EA、EIS 対象事業

環境影響評価書（EA）及び環境影響ステートメント（EIS）を作成すべき事業について、事業の種類及び事業規模による対象事業の特定は行っておらず、あくまでも環境に対する影響の大きさ（汚染物質の排出量が増加するかどうか、排出制限内かどうか、既存の技術以外の新たな技術かどうか、公共用地での開発か否か、埋め立があるかどうか、文化遺産があるか否か）に基づき EQPB が判断している。

「パ」国の環境影響評価法（Chapter 2401-61）によれば、EA の対象となるプロジェクトは以下の通りである。

- (a) 国有地及び州の所有地の利用
- (b) 国及び州の資金の利用。ただし、以下の i、ii の場合を除く。
  - i) 申請者が未だ承認、採択、資金供与を受けていない将来計画、及びプロジェクトのフィジビリティ及び計画調査。ただし、環境要素、代替案をフィジビリティ及び計画調査において考慮しなければならない。
  - ii) 未整備の不動産の取得
- (c) 国又は州の土地利用委員会によって保護区に指定された、もしくは指定される可能性のある土地の利用
- (d) 海水及び 水水質規制によって指定された、「沿岸地域」及び「 地」に直接又は間接的に影響を与える活動
- (e) 歴史保全局から指定された史跡の範囲内での活動
- (f) 環境保護局が環境に重大な影響を及ぼすと判断する活動

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

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

「パ」国の環境影響評価法（Chapter 2401-61）では、国家及び州の予算を使用する事業の

うち、フィジビリティ調査、計画策定調査については EA の対象外とされている。このことから、本調査自体に関して環境許可を取得する必要はない。

調査対象の個別プロジェクトの実施に際して、前述の 5.2.1(1)に示す環境許可取得要件のうち、①土木工事、②海洋・河川への排水、④便所・汚水処理施設の設置、及び 大気汚染物質固定排出源の建設・操業に該当することから、アイメリーク発電所のリプレース、コロール変電所の建設、送配電線の建設について環境許可の取得が必要となる。

## (2) 実施機関による環境社会配慮手続き

本計画の実施主体となる PPUC は、本マスタープラン調査の終了後、速やかに環境許可申請書を作成し、歴史、文化、考古学上の重要物が無い の確認書（歴史保全局が発行）、土地使用権証書、州の開発許可証（Building Permit）を取得の上、申請書に添付して環境保護局に提出しなければならない。環境保護局の 査により環境影響評価（EA）の実施を求められた場合は、調査団の実施した初期環境影響評価（IEE：Initial Environmental Examination）、及び IEE 報告書に基づき、PPUC は環境影響評価報告書（EA Report）を 4 部作成し、環境保護局に提出する必要がある。

「パ」国では 2008 年 11 月に大統領選挙が行われる予定であり、無用の社会的混 を避けるため、マスタープランの調査段階では電力開発計画の公表、アイメリーク発電所リプレース用地及びコロール変電所建設用地の取得交渉は行われていない。また同様の理由から、ステークホルダー協議の開催も控えている。PPUC は、2008 年 11 月の大統領選挙後、社会情勢が安定した段階で、ステークホルダーとの協議、用地交渉を速やかに行う必要がある。

## (3) 環境社会配慮に関係する機関

環境保護局（EQPB: Environmental Quality Protection Board）が環境許可、環境影響評価の査、許可を実施している。歴史、文化、考古学上の重要物に関しては、コミュニティ・文化省の下部組織である 術・文化局が管轄している。魚類、野生生物の保護に関しては、法務省の下部組織である魚類・野生生物保護局が管轄している。

## (4) 環境規制及び基準

環境に関する規制基準、環境基準については、「パ」国の法令、基準を遵守することを原則とするが、同国に当該基準が存在しない場合は、国際基準及び我が国の基準を準用して環境影響評価を行う。表 5.2.1-1 に本調査で採用する環境関係の基準を示す。

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

環境影響項目	「パ」国基準	国際基準	日本の基準	本計画基準
窒素酸化物 環境基準	年間平均で 0.05ppm 以下			年間平均で 0.05ppm 以下
硫黄酸化物 環境基準	年間平均で 0.02ppm 以下			年間平均で 0.02ppm 以下
エンジン排気 ガス中の NOx 排出基準	無し	世界銀行のプロジェクトガイドライン: O <sub>2</sub> 13% 2,000mg/Nm <sup>3</sup> 以下 換算値約 1200ppm 以下	大気汚染防止法: O <sub>2</sub> 13%, 950ppm 以下	O <sub>2</sub> 13%, 950ppm 以下
発電設備による騒音	無し	世界銀行のプロジェクトガイドライン: 住宅地: 昼間 55dB 以下 夜間 45dB 以下	環境基本法: 騒音の環境基準 住宅地: 昼間 55dB 以下 夜間 45dB 以下	近隣住宅地: 昼間 55dB 以下 夜間 45dB 以下

## 5.2.2 プレF/Sの対象とするプロジェクト

表 4.2.3-1、4.2.3-2 に示した電力開発計画に含まれる電力施設建設プロジェクトのうち、緊急性が高く、至近年度に実施すべきものを優先プロジェクトと位置付け、プレ F/S を実施する。優先プロジェクトに係る環境社会配慮では、アイメリーク発電所リプレース（Phase-1 及び Phase-2）、コロール変電所新設、アイメリーク発電所～コロール間送電線新設の 3 プロジェクトを対象とする。

## 5.2.3 発電プロジェクトの初期環境影響評価

### 5.2.3.1 アイメリーク発電所リプレース

#### (1) プロジェクト概要

アイメリーク発電所リプレース（Phase-1、Phase-2）の概要を以下に示す。発電所のリプレース位置は、5.1.1(3)「新設発電所の敷地策定」及び表 5.1.1-5「プロジェクト用地評価」に示す通り既設アイメリーク発電所タンクヤードの西側とし、機器配置は巻頭図に示す通りである。

表 5.2.3-1 アイメリーク発電所リプレースの概要

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

## (2) 初期環境影響評価

### 1) 社会環境

#### ① 土地使用・現地資源利用

アイメリーク発電所リプレース候補地は、ある一により所有されている民有地であることが確認されており、用地取得が必要である。当該用地は現時点で森林、草地となっており、特に利用されていないことから、用地取得に際して特段の問題は無いものと思われる。「パ」国では国家事業のための土地収用手続きに係る法律は存在しないが、同国の法において「土地収用に際しては適正な代価を支払う」ことが明記されている。本調査の終了後、州知事、地元住民、土地所有者への説明、合意を経て、PPUC が用地取得を行うこととなっている。

#### ② 現地利害対立

##### (a) 予測される影響

アイメリーク発電所周辺の住民から、発電所の騒音・振動に対する苦情が寄せられており、発電所のリプレースに対して住民の反発を招く恐れがある。

図 5.2.3-1 に示す通り、既設アイメリーク発電所から最も近い民家までは直線距離で 300m 弱であり、騒音レベルの高い機器であるラジエーター、吸気サイレンサーから当該民家までの間には、騒音を遮るものは無い。



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

##### (b) 騒音・振動の現況把握

図 5.2.3-2 に既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル測定結果を示す。ラジエー

ターに近い敷地東側が最も騒音レベルが高く、発電建屋でラジエーターの騒音が遮られる敷地西側で騒音レベルが低くなっている。また、敷地南側と比較して北側の騒音レベルが高いのは、発電建屋の換気ファンが建屋北側の側面に取り付けられているためである。

発電所の騒音測定を行った日に、発電所北東の民家付近で騒音を測定したところ、騒音レベルは 52.1dB(A)であった。民家付近の測定点では換気ファン、ラジエーターの騒音が微かにこえる程度である。騒音レベルも、世界銀行の騒音ガイドラインにおける許容値（居住地域の昼間：55dB(A)以下）を下回っている。振動については、全く体感されなかった。

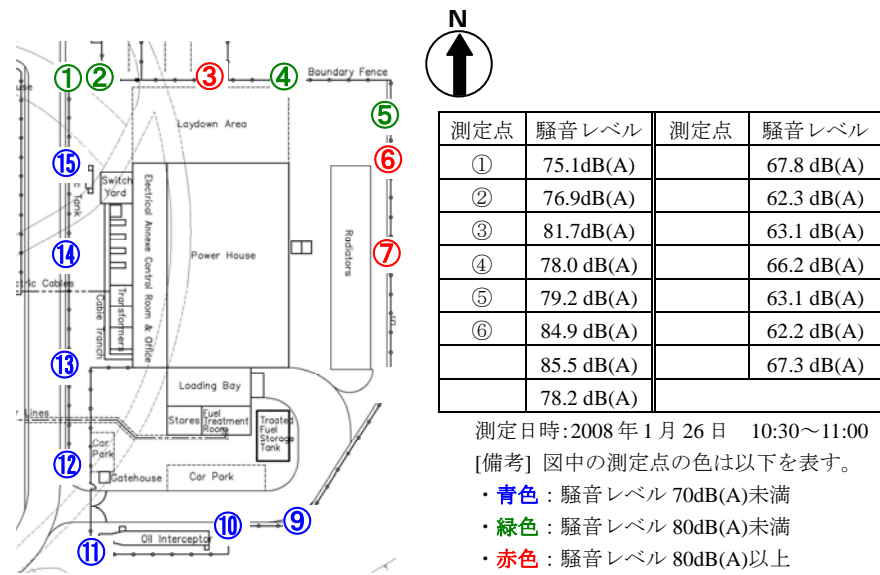


図 5.2.3-2 既設アイメリーク発電所敷地境界の騒音レベル

(c) 発電所の騒音・振動に係る議論の分析

発電所周辺の住民（70歳、女性）へのインタビューでは、以下の苦情が述べられた。

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

PPUCは2008年度から、離島も含めた「パ」国内の全州を訪問し、電気使用量削減に係る広報活動、需要家との意見交換を行っている。2008年1月24日にPPUCがアイメリーク州を訪問したところ、上記と同様に騒音・振動に係る苦情が申し立てられている。

PPUC側は上述の騒音・振動問題に対して、以下のように述べている。

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

騒音の伝は風向によって影響され、風は一般的に上空の方が風速が大きいことから風下では音波は下方に屈折し、風上では上方に屈折する。従って、風下方向の音の減量は風上に比べて一般的に小さい。独立行政法人海洋研究開発機構（地球環境観測研究

センター)より入手した、アイメリーク州観測所の風向データでは、雨季の3~4ヶ月を除いて年間を通じて南西方向からの風が優勢となっている。これは、発電所の北東に位置する民家は、騒音源の風下となる期間が多いことを意味し、発電所の騒音があまり減せずに伝わることとなる。

表 5.2.3-2 アイメリーク州観測所における風向データ

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Year	Dry Season				Rainy Season				Dry Season				Ave.
2007	239	229	220	242	270	264	308	23	36	21	28	245	177
2006	236	229	227	234	265	271	38	35	63	37	235	242	176
2005	220	222	229	224	260	318	37	26	32	313	292	244	201

Source: JAMSTEC(Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology), Suginohara Observation Site at Aimelilik State

Remarks: Wind directions are indicated in degree (from 0 to 360).

[注] Suginohara Observation Site はアイメリーク発電所の北方約 1km に位置する。

ディーゼル発電所において最も大きな騒音源となるラジエーター、吸気・排気サイレンサーが民家に近い側に設置されている、発電所から民家までの間に騒音を遮るものがない、年間を通じて発電所が風上となることが多い、といった条件が重なることにより、アイメリーク発電所の北東に位置する民家は、騒音が伝わりやすい環境にあると判断される。このため騒音レベル自体は大きくないものの、常に騒音を受ける環境にされることから、心理的な負担となって苦情を発するに至ったと推察される。なお振動に関しては、発電所から 300m 近く離れた場所まで振動を伝えさせ得る振動発生源は、ディーゼル発電所には存在しないことから、振動問題はアイメリーク発電所以外に原因があるものと考えられる。

#### (d) 影響評価

後述 (5.2.3.1 (2) 3) 公害 ④ 騒音) の通り、アイメリーク発電所リプレース後、発電所周辺民家への到達騒音は世界銀行の環境騒音基準と比較して問題の無いレベルであるものの、現時点で騒音への不満を抱える周辺住民の心情から判断すれば、発電所リプレースに対する住民の反発は避けられないと考えられる。

#### (e) 影響回避・緩和策

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

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

## 2) 自然環境

### ① 土 浸食

#### (a) 予測される影響

敷地造成の工事中、降雨による土 浸食の懸念がある。

#### (b) 影響評価



図 5.2.3-3 に示すリプレース候補地（C 案）は、以下の写真に示す通り緩やかな傾斜地であり、また大量の樹木伐採は発生しない。更に、敷地の地盤レベルを 2 段に分けて造成することで、掘削土量を削減することが可能であることから、土 浸食による影響は少ないと判断される。

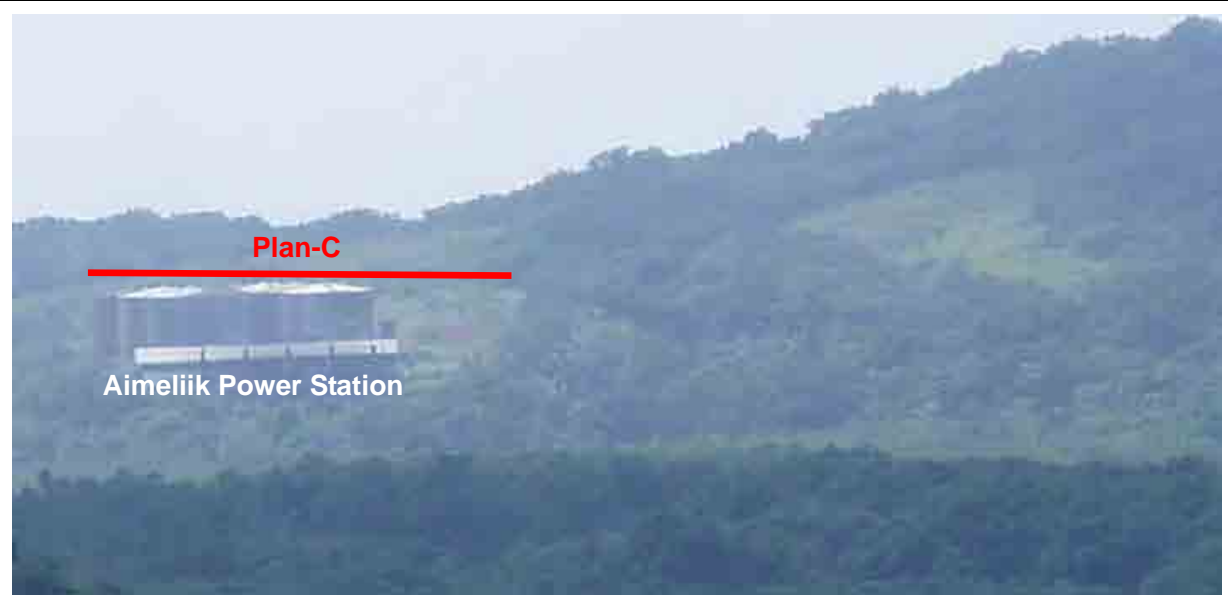


図 5.2.3-3 アイメリーク発電所リプレース候補地

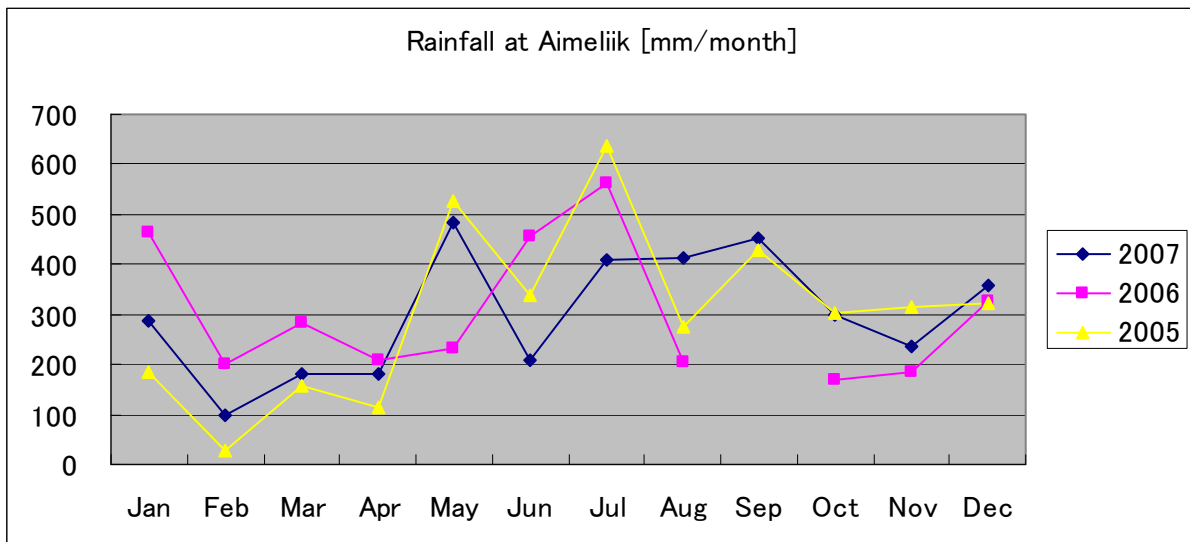


リプレース候補地（C案）

（アイメリーク発電所東側から 影）



「パ」国では 季、雨季が存在するが、図 5.2.3-4 に示す通り、雨季の中でも5月から9月の5ヶ月間が際立って降雨量が多い。雨季の敷地造成工事を避けることで、土 浸食を防止する。



出所： JAMSTEC(Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology), Suginohara Observation Site at Aimeliik State

図 5.2.3-4 アイメリーク州の降雨量

② 植物・動物・生物多様性

(a) 予測される影響

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

(b) 影響評価

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



③ 地球温暖化

(a) 予想される影響

アイメリーク発電所のリプレースにより発電機台数及び発電機出力が増加し、CO<sub>2</sub> 排出量が増加する。

(b) 影響評価

電力需要の増加に伴い、2025 年度の需要電力量は 2006 年度と比較して 67%増加するが、発電電力量は 59%の増加、CO<sub>2</sub> 排出量は 38%の増加にとどまると想定される。需要電力量の増加に伴い、CO<sub>2</sub> 排出量が増加することは避けられないが、アイメリーク発電所のリプレースにより発電機の熱効率が改善され、単位発電電力量当りの CO<sub>2</sub> 排出量は削減される。また送配変電設備の拡張により系統の送配電損失が削減され、発電電力量の伸びは需要電力量の伸びを下回る。なお、燃料別の CO<sub>2</sub> 排出係数では、ディーゼル油 (A 重油相当と仮定) が 0.0189 tC/GJ、重油 (C 重油と想定) が 0.0195tC/GJ であり、同じ燃料発熱量で比較すると、重油はディーゼル油よりも CO<sub>2</sub> 排出量が 3.2 %多い。

表 5.2.3-3 CO<sub>2</sub> 排出量の試算 (プロジェクトを実施する場合)

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

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

CO<sub>2</sub> 排出係数は「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル ver.2.1」(平成 19 年 6 月、環境省、経済産業省)の係数を使用。

仮にアイメリーク発電所のリプレース、送配変電設備の拡張が実施されず、現状レベルの発電効率、送配電損失で将来に亘って電力供給が行われたと想定した場合、2006年から2025年にかけて発電電力量は需要電力量と同様に67%増加し、CO<sub>2</sub>排出量は経年的な発電設備の効率低下により70%の増加となる。

本調査で策定された優先プロジェクトを実施する場合（with）と実施しない場合（without）を比較した場合、2025年断面でのCO<sub>2</sub>排出量はプロジェクトの実施により年間22,118トン削減（18.8%減）される。

表 5.2.3-4 CO<sub>2</sub> 排出量の試算（プロジェクトを実施しない場合）

年度	需要電力量 (GWh)	発電電力量 (GWh)	燃料消費量	CO <sub>2</sub> 排出量 (t-CO <sub>2</sub> )	送配電損失 (所内電力含む)	発電設備 熱効率
2006	77.5	99.5	ディーゼル油：27.1×10 <sup>6</sup>	68,902	22.1%	36.0%
2025	129.5	166.2	ディーゼル油：46.2×10 <sup>6</sup>	117,363	22.1%	35.3%
増加率	+67%	+67%	—	+70%	0%	-1.9%(相対比)

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

CO<sub>2</sub>排出係数は「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル ver.2.1」（平成19年6月、環境省、経済産業省）の係数を使用。

### 3) 公害

#### ① 大気汚染

簡易予測式（ボサンケ・サットンの拡張式）により、発電所から発生する窒素酸化物、硫酸酸化物の着地濃度を計算した。計算の概要を以下に示す。

##### (a) 煙突の有効高さ

$$H_e = H_0 + 0.65(H_m + H_t)$$

$$H_m = 0.795(QV)^{1/2} / (1 + 2.58/V)$$

$$H_t = 2.01 \times 10^{-3} Q(T-288)(2.30 \log J + 1/J - 1)$$

$$J = \{1/(QV)^{1/2}\} \{1460 - 296 \times V/(T-288)\} + 1$$

##### (b) 排出源から X(m) 離れた地点における大気汚染物質の着地濃度

$$C(x) = (q/3600) / (\pi y_z U) \exp(-H_e^2/2 z^2) \times 10^6$$

$$C(x)_{1h} = C(x) \times (3/60)^{0.3}$$

$$C(x)_{24h} = C(x) \times (3/(60 \times 24))^{0.3}$$

$$C(x)_{1y} = C(x) \times (3/(60 \times 24 \times 365))^{0.3}$$

ここで。

- H<sub>e</sub>：煙突有効高さ (m)
- H<sub>0</sub>：実煙突高さ (m)
- Q：排ガス量（15℃、1台分） (m<sup>3</sup>/sec)
- V：煙突出口の排ガス速度 (m/sec)
- q：排ガス中のNO<sub>2</sub> またはSO<sub>2</sub>量 (Nm<sup>3</sup>/hr)
- C(x)：排出源から X(m) 離れた地点における大気汚染物質の着地濃度 (3分平均値) (ppm)

$C(x)_{1h}$  : 排出源から  $X(m)$  離れた地点における大気汚染物質の着地濃度  
(1 時間平均値) (ppm)

$C(x)_{24h}$  : 排出源から  $X(m)$  離れた地点における大気汚染物質の着地濃度  
(24 時間平均値) (ppm)

$C(x)_{1y}$  : 排出源から  $X(m)$  離れた地点における大気汚染物質の着地濃度  
(1 年間平均値) (ppm)

$y, z$  :  $y, z$  方向の汚染物質の濃度分布の標準差 (汚染物質の拡幅)  
ここで,  $y = C_y \cdot X^{1-n/2} / 2^{0.5}$ ,  $z = C_z \cdot X^{1-n/2} / 2^{0.5}$

$C_y, C_z, n$  : サットンの拡幅パラメーター、 $C_y=0.07 / 0.15, C_z=0.07, n=0.25$

$U$  : 風速、本計算では 4.5 m/sec を採用 (m/sec)

以下に、計算条件を示す。

- ・ディーゼル発電機容量及び運転台数 : 5MW クラス×7 台 (台湾ローンによる 1 台を含む)
- ・排ガス量 : 31,600Nm<sup>3</sup>/h・台
- ・排ガス温度 : 365°C
- ・排ガス中窒素酸化物濃度 : 950ppm
- ・排ガス中硫黄酸化物濃度 : 1,125ppm (S 分 4.5%の重油の場合)
- ・煙突高さ : 20m
- ・煙突径 (排出口) : 0.85m

以上の条件に基づき、排出源からの距離に応じた窒素酸化物、硫黄酸化物の着地濃度を計算した。その結果を図 5.2.3-5、5.2.3-6 に示す。

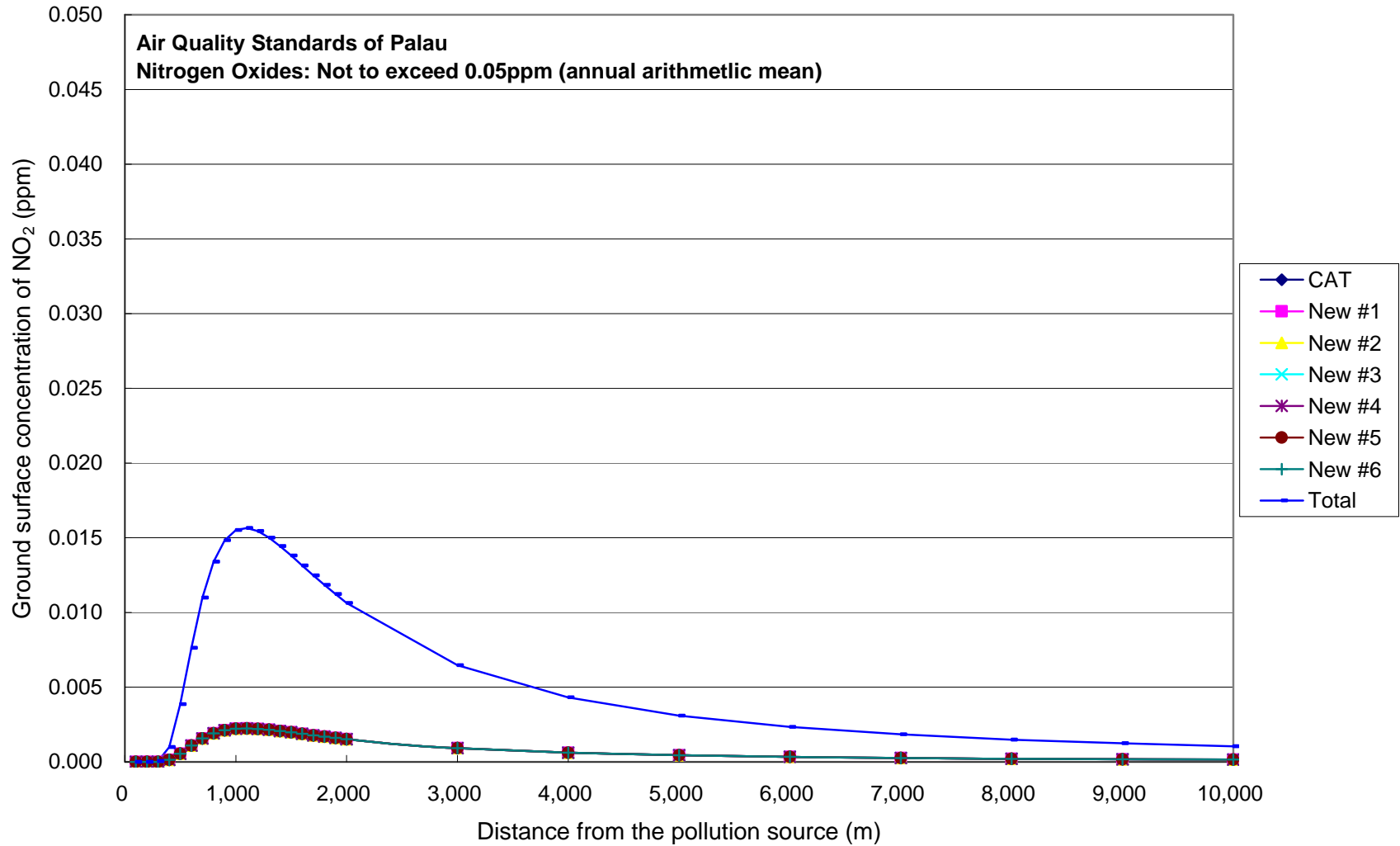


図 5. 2. 3-5 窒素酸化物の着地濃度 (年間平均値)

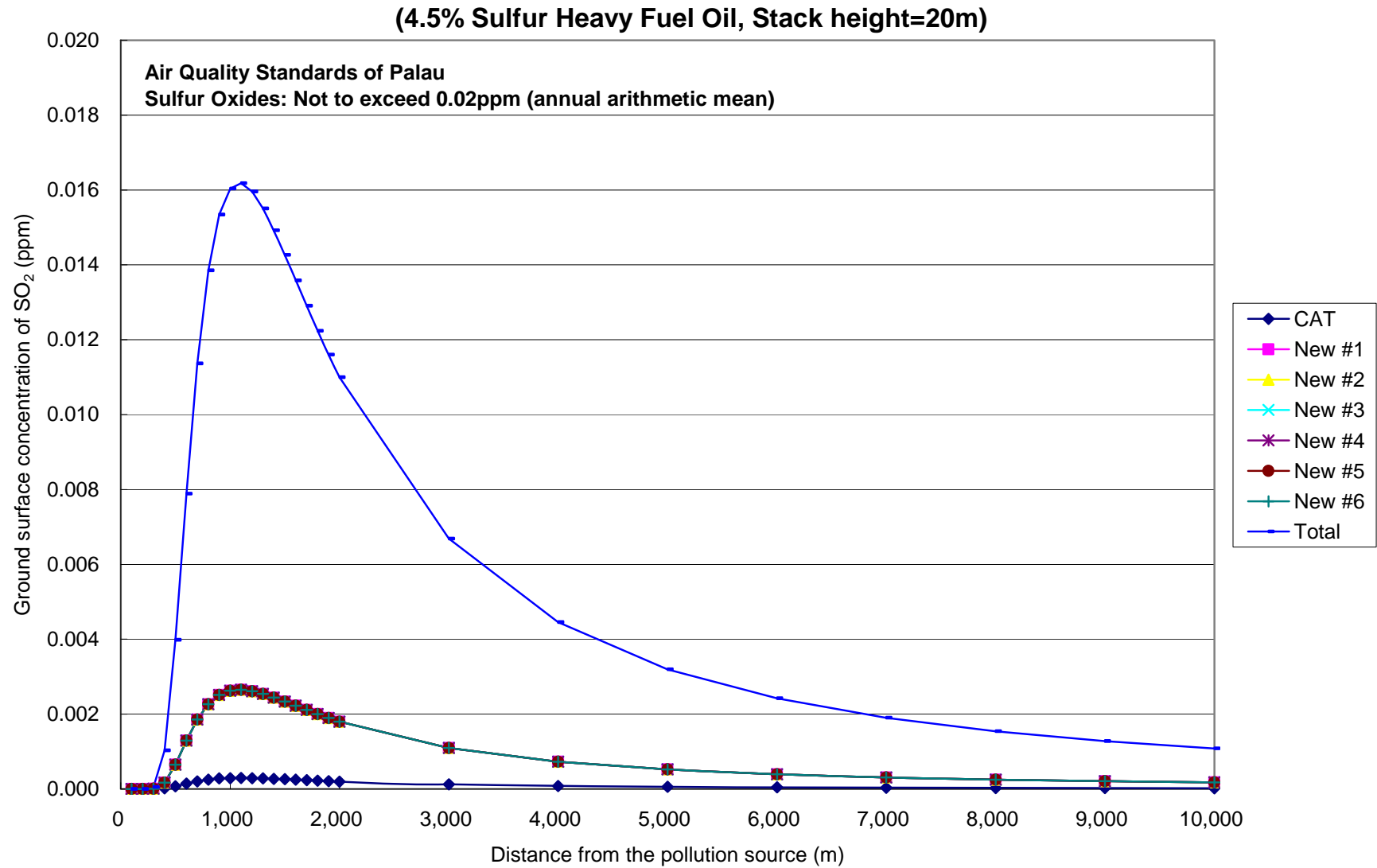


図 5.2.3-6 硫黄酸化物の着地濃度（年間平均値、S分4.5%重油の場合）

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

表 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）

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

## ② 水質汚染

### (a) 予測される影響

燃料油、潤滑油、廃油等が排水に混入し、水質汚染が発生する懸念がある。

### (b) 影響評価

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

## ③ 廃棄物

### (a) 予測される影響

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

### (b) 影響評価

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

## ④ 騒音

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

### (a) 騒音予測手法

#### i. 主要機器の騒音レベル

一般的な同種設備の騒音レベルに基づき、本騒音予測では機器毎の騒音レベルは以下の数値を採用した。



表 5.2.3-6 騒音予測で使用した機器毎の騒音レベル

機器名	騒音レベル (dB(A))	備考
Diesel Engine Generator CAT	96	発電建屋から 1m の位置での騒音レベル
Diesel Engine Generator New-#1	96	同上
Diesel Engine Generator New-#2	96	同上
Diesel Engine Generator New-#3	96	同上
Diesel Engine Generator New-#4	96	同上
Diesel Engine Generator New-#5	96	同上
Diesel Engine Generator New-#6	96	同上
Radiator CAT	95	機器から 1m の位置での騒音レベル
Radiator New-#1	95	同上
Radiator New-#2	95	同上
Radiator New-#3	95	同上
Radiator New-#4	95	同上
Radiator New-#5	95	同上
Radiator New-#6	95	同上

ii. 騒音の距離減

騒音の距離減 は以下の通り計算する。

$$\Delta L = L_1 - L_2 = 20 \log (r_1/r_2) \quad (2.1)$$

$L_1, r_1$  及び  $r_2$  が既知であれば、 $L_2$  (予測点の騒音レベル)は以下の式で求められる。

$$L_2 = L_1 - \Delta L$$

ここで、

$\Delta L$ : 騒音の距離減

$L_1$ : 音源から距離  $r_1$  の位置での騒音レベル (通常  $r_1=1m$ )

$L_2$ : 音源から距離  $r_2$  の位置での騒音レベル

iii. 障壁による騒音の減

障壁による騒音の減 は以下のように計算される。

$$=A+B-d$$

$$N = f/170$$

$$R = 10 \log N + 13 \quad (3.1)$$

ここで、

S : 騒音源の位置

O : 障壁の上端

P : 騒音予測点

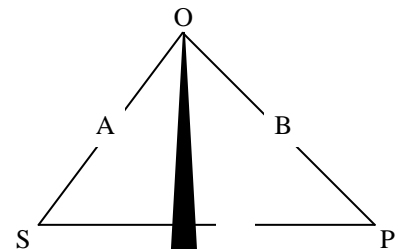
A : S と O の間の距離 (m)

B : O と P の間の距離 (m)

d : S と P の間の距離 (m)

f : 騒音の周波数 (Hz)

R : 騒音レベルの減 (dB)



#### iv. 騒音の合成

個別の騒音レベルは以下の式で合成される。

$$L_p = 10 \log ( 10^{L_1/10} + 10^{L_2/10} + 10^{L_3/10} \cdots + 10^{L_x/10} ) \quad (4.1)$$

ここで、

$L_p$ : 合成された騒音レベル

$L_i$ : 個々の機器の騒音レベル ( $i=1,2,3 \cdots x$ )

#### v. 騒音レベルの予測

[ステップ 1]

ディーゼルエンジン、ラジエーター等の個別の騒音源から発せられる騒音の減量を、(2.1)式及び(3.1)式から算出する。

[ステップ 2]

予測地点における騒音レベルの合成値を(4.1)式によって求める。予測点における合成騒音レベルは、周波数帯別の騒音レベル、機器毎の騒音レベルを合成したオーバーオール値である。

#### (b) 影響評価

表 5.2.3-7 に騒音予測結果を示す。現状のコロール・バベルダオブ電力系統の負荷曲線では、夜間負荷は昼間の 7 割程度に下がっていることから、リプレース後のアイメリーク発電所の発電設備の運用を昼間 7 台、夜間 5 台運転として騒音予測を実施した。「パ」国には騒音に関する規制基準が存在しないことから、世界銀行の環境騒音ガイドラインを準用して評価したところ、アイメリーク発電所近隣の民家 1、民家 2 での到達騒音は、世界銀行の環境騒音ガイドラインの住居地域での制限値を下回っている。また、現状騒音レベルは民家 1 で 52dB(A)程度であるが、発電所のリプレース後は現状の騒音レベルを下回ると想定される。このため、騒音による特段の影響は発生しないと判断される。

表 5.2.3-7 騒音予測結果

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

図 5.2.3-7 に発電所と騒音予測点の位置、到達音の予測結果を示す。

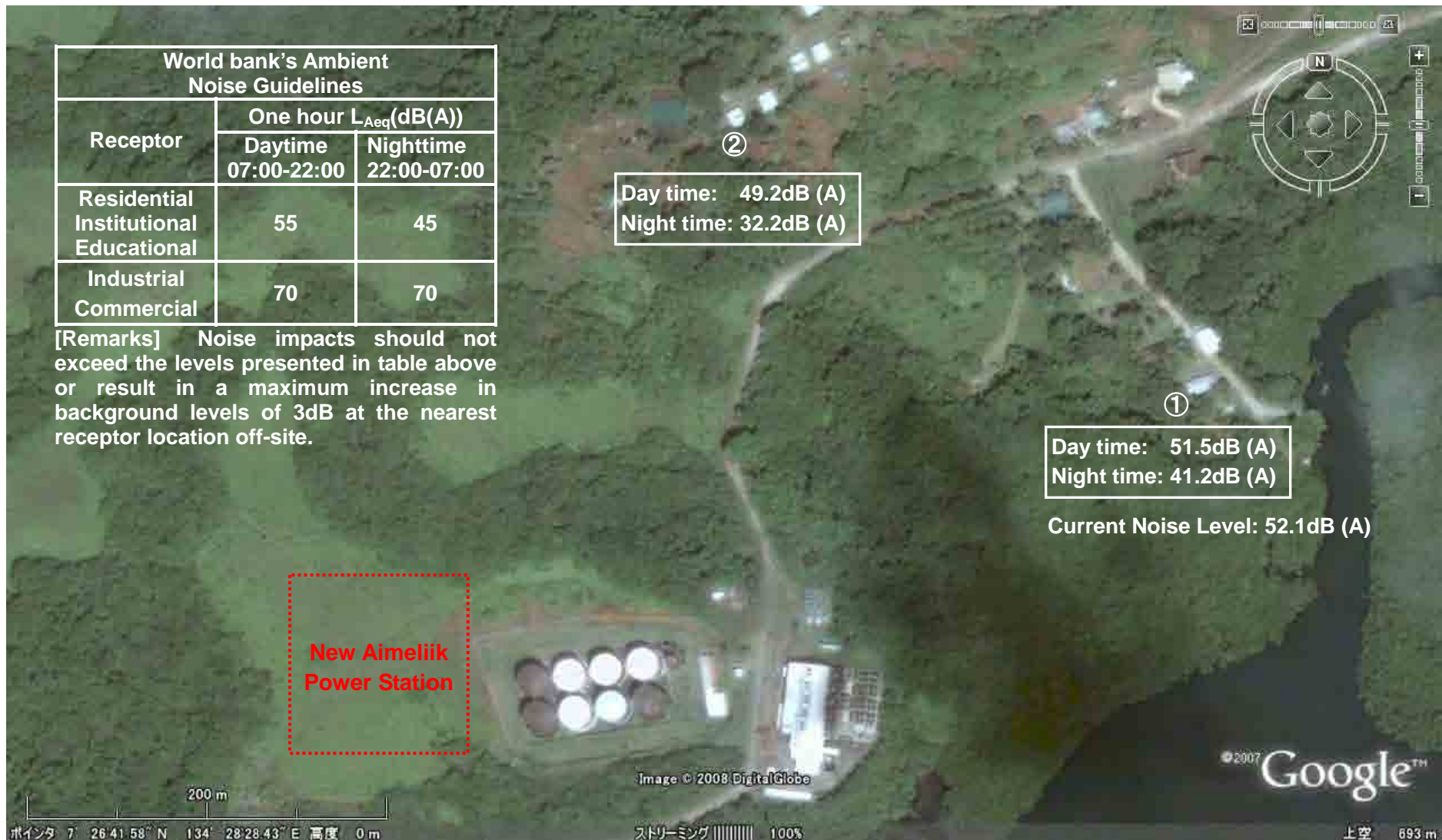


図 5.2.3-7 アイメリーク発電所と騒音予測点の位置、到達音の予測結果

#### ⑤ 水底沈殿物

##### (a) 予測される影響

既設の燃料受入れ栈橋の沖に重油受入用配管を建設する際、水底沈殿物の巻上げ、水底生物への影響が懸念される。

##### (b) 影響評価

燃料受入れ栈橋の沖の海底を調査したところ、海底の地質は白色の微細な泥質であることが判明した。表 5.1.1-7 に燃料受入れ栈橋沖の海底調査の結果を示す。調査海域の海底では珊瑚の生息は確認されず、魚類も確認できなかった。本計画では、重油受入配管の敷設工法として 5.1.1 章で述べた「弧状推進法」を採用することとしているが、同工法では陸上から配管を地中に向けて円弧状に推進させ、目標とする一点で海底から配管が立ち上がることとなる。従って、大規模な海洋工事を伴わないため、海底生息物への影響は特段発生しないが、若干の水底沈殿物の巻上げは発生すると判断される。

##### (c) 影響緩和・回避策

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

#### 4) ゼロオプションとの比較

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

### (3) 初期環境影響評価結果の概要

表 5.2.3-8 にアイメリーク発電所リプレースに係る初期環境影響評価結果の概要を示す。

表 5.2.3-8 アイメリーク発電所リプレースに係る初期環境影響評価結果

環境要素		全体	建設工事中	操業運転中	備 考
社会環境	住民移転・強制移住	C	C	C	
	地域経済・雇用・生計・その他	C	C	C	
	土地使用・現地資源利用	B	B	C	リプレース予定地は一による所有地（民有地）であるため、用地取得が必要である。
	社会制度：社会構造基盤、議決機関制度	C	C	C	
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	
	利害の 伝達	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	
	現地利害対立	B	B	B	既設アイメリーク発電所の周辺住民から、騒音に関する苦情が寄せられており、発電所拡張に対するクレームが懸念される。既設アイメリーク発電所の廃止、機器の配置により民家への到達騒音を低減する等の対策を行う。
	水利権、共有	C	C	C	
	公衆衛生	C	C	C	
	感染症・伝染病	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土 浸食	C	C	C	
	地下水	C	C	C	
	水文地質学の条件	C	C	C	
	沿岸地帯	C	C	C	
	植物・動物・生物多様性	C	C	C	
	気象	C	C	C	
	景観	C	C	C	
	地球温暖化	B	C	B	CO <sub>2</sub> の排出量の総量は増加するが、単位発電電力量当りのCO <sub>2</sub> の排出量は減少する。
	公害				
大気汚染	C	C	C		
水質汚染	B	B	B		
土 汚染	C	C	C		
廃棄物	C	C	C		
騒音・振動	C	C	C		
地盤沈下	C	C	C		
悪	C	C	C		
水底沈殿物	B	B	C	重油受入配管の敷設時、水底沈殿物巻上げの懸念がある。シルトフェンスの設置で対応する。	
事故	C	C	C		

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

## 5.2.4 送配電プロジェクトの初期環境影響評価

優先プロジェクトのうち、初期環境影響評価の対象とする送配電プロジェクトは、「アイメリーク発電所～コロール間送電線新設」及び「コロール変電所新設」とする。なお、「新アイメリーク変電所」については、アイメリーク発電所リプレース用地の敷地内に建設されるため、「5.2.3.1 アイメリーク発電所リプレース」の初期環境影響評価に含むものとする。

### 5.2.4.1 アイメリーク発電所～コロール間送電線新設

#### (1) プロジェクト概要

前述「5.1.2.1 アイメリーク発電所～コロール島Tドック間の海底ケーブル送電線と代替案」の通り、アイメリーク発電所～コロール間の送電線は架空送電方式を採用することとした。そのため本章の初期環境影響評価では、架空送電方式を採用する場合の環境影響を評価する。送電ルートは、5.1.2.1(2)「既存の送電線を利用する代替案の検討について」及び表 5.1.2-6「計画案の比較」に示す通り、既存の送電線の一部を利用する C 案とする。送電ルートを図 5.1.2-7、図 5.1.2-8 に示す。送電電圧は 34.5kV、支持物は全長 13m (1 回線) 又は 16m (2 回線) のコンクリート柱を使用し、既存道路の路肩に電柱を設置する。

#### (2) 初期環境影響評価

##### 1) 社会環境

###### ① 土地使用・現地資源利用

###### (a) 予測される影響

架空送電方式の場合、電柱の据付により、土地利用が制限される。

###### (b) 影響評価

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

##### 2) 自然環境

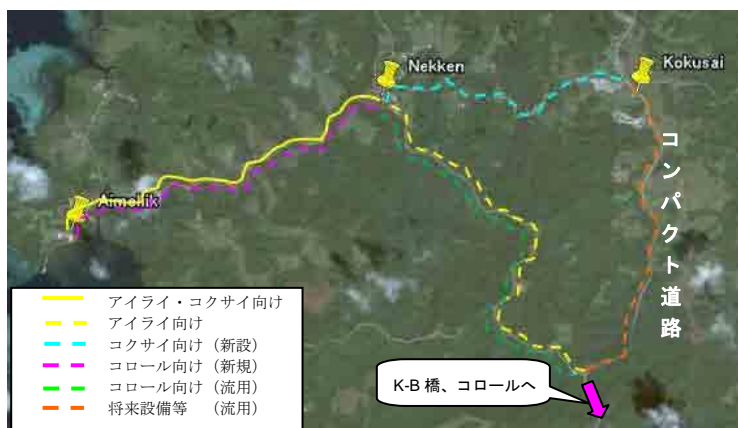
###### ① 植物・動物・生物多様性

###### (a) 予測される影響

電柱の設置により、周辺の植物、動物に影響を与える恐れがある。

###### (b) 影響の評価

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



[アイメリーク～ネッケン～コクサイ間詳細図]



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

Raulerson<sup>1</sup> (1996)らは、バベルダオブ島のコンパクト道路建設に係る環境調査として、建設ルート沿いの植生調査を実施している。同調査では、特記すべき植物として *Finischia chloroxantha*、*Parkia parvifoliola*、*Semecarpus venenosus* の3種類をあげている。

*Finischia* は南半球を起源とする *Proteaceae* 科のうち、僅かに北半球に生息するバベルダオブ島の固有種であり、希少種であるとされているが、IUCN の Red List には指定されていない。

*Parkia* は非常に希少であり、IUCN の Red List にて絶滅危惧種に指定されている。資源開発省農業局によれば、*Parkia* は Ngwal 州、Ngarmlengui 州、Ngchesar 州のみで生息が確認されており、本計画の送電線が通過するアイメリーク州、アイライ州、コロール州では発見されていない。

*Semecarpus* は、「パ」国では”Poison wood”として知られており、黒い樹液は毒性を有し、枝、葉に触れても皮膚に異常を生じる。

本調査の初期環境影響評価として、送電線ルートの踏査を行った。調査区間はアイメリーク発電所～ネッケン変電所間、ネッケン変電所～コクサイ変電所間、及びコンパクト道路沿いに K-B 橋を経てコロールに至る区間である。

アイメリーク発電所～ネッケン変電所間は既設送電線と同じルートであり、植生は高さ 10m 程度の高層木、*Ixora casei* やシダ類の低層植物から構成されている。

<sup>1</sup> Raulerson, Lynn, Agnes F. Rinehart, Marie C. Falaruw, Yvonne Singeo, Sean Slappy and Steven Victor (1996), “A Botanical Reconnaissance of the Proposed Compact Road Alignment on Babeldaob Island, Republic of Palau”

アイメリーク発電所～ネッケン変電所間の状況	道路沿いの植物の様子( <i>Ixora casei</i> )
	

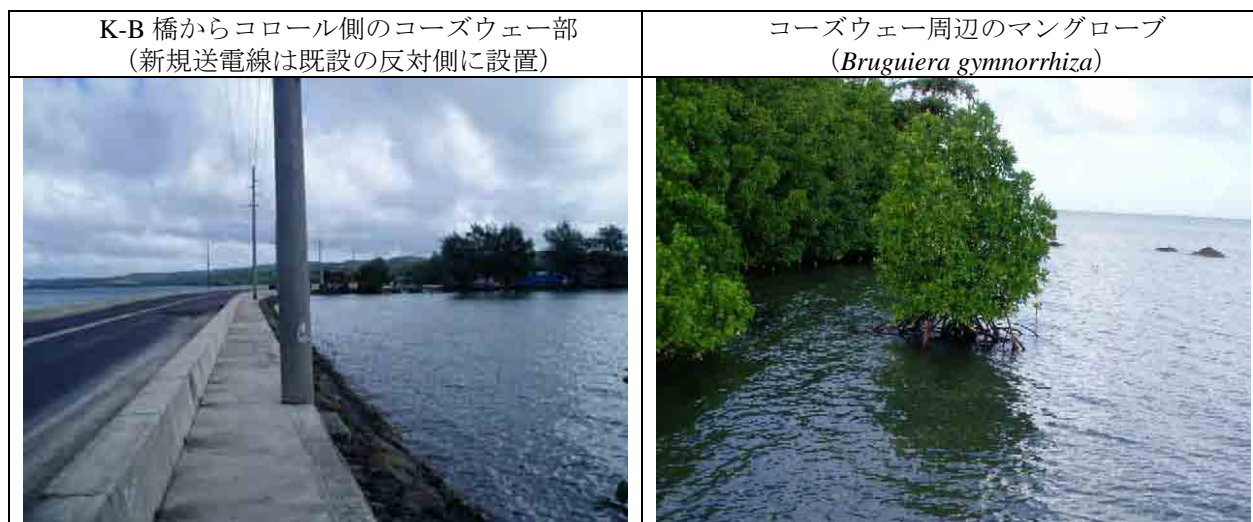
新たに送電線を建設することとなるネッケン～コクサイ変電所間の道路は開けた土地に建設されており、植生は *Pandanus tectorius* などの低木や *Nepenthes mirabilis*、シダ類等の低層植物から構成されている。

ネッケン～コクサイ間の道路の状況	道路沿いの植物の様子 ( <i>Nepenthes mirabilis</i> )
	

ネッケン～コクサイ変電所間の道路は、Ngaremeduu Conservation Area の範囲内を通過しているが、Ngaremeduu Conservation Authority によれば、既存の道路沿いに送電線を建設する場合、保護区域への影響は特段問題にならないとのことであった。

コンパクト道路沿いに K-B 橋を経てコロールに至る区間では、アスファルト舗装された既存道路の路肩に送電線を建設することから、植生について特段の影響はない。コロール島とバベルダオブ島を結ぶ K-B 橋からコロール側に、コースウェーが 2 箇所存在しており、コースウェー周辺にはマングローブの生息が確認された。ただし、コースウェー通過部の送電線は路肩に電柱を設置するため、海域部への影響は無いと考えられる。





IUCN の Red List では、*Cycas micronesica*、*Horsfieldia palauensis*、*Parkia parvifoliola*、*Aglaia mariannensis*、*Pericopsis mooniana* の 5 種が絶滅危惧植物に指定されているが、当該ルート沿いではこれらの種は確認されなかった。また、動物、鳥類についても、絶滅危惧種の存在は確認されなかった。以上のことから、送電線建設による動植物への影響は特段問題ないと思われる。

## ② 景観

### (a) 予測される影響

送電線の建設により、景観が変化する。

### (b) 影響の評価

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

## 3) 公害

### ① 電界

#### (a) 予測される影響

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

#### (b) 影響評価

世界保健機関 (WHO) は 1996 年に開始した「国際電界プロジェクト」において、様々な病に関する世界中の研究を詳細にレビューし、電界による健康リスク評価を行った。その結果をとりまとめたファクトシート 322「電界と公衆衛生 ～極低周波電界への影響～」及び極低周波電界に対する環境保健基準 238 (EHC : Environmental Health Criteria Monograph No.238) では、「居住環境における電界が人の健康に有害な影響をおよぼすとは認められない」と結論付けている。更に、本計画で想定される条件で送電線の周囲に発生する電界強度を以下の通り計算した。

## [ 界強度の計算]

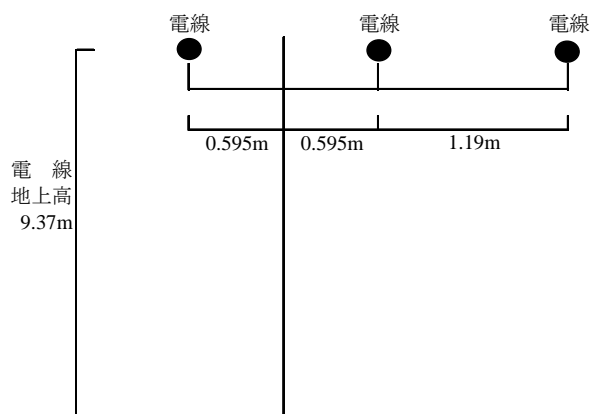
- ・ 使用ソフトウェア： 界解析プログラム crimag97 ver2.10（電力中央研究所、電力計算センター）
- ・ 電線種： AAC150mm<sup>2</sup>
- ・ 検討条件

### (i) 検討電流

ケース		電流値
I-1	電線の許容電流	430 A
I-2	変圧器容量（20MVA）の電流	340 A
I-3	変圧器容量（15MVA）の電流	251 A

### (ii) 電線地上高

ケース	地上高	備 考
H-1	電柱の直下	—
H-2	電線の 度を考慮	度 1.9m (電柱径間 60m、最大使用張力 500kg とした場合)



### ・ 界強度計算結果

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

備考 \* : 1G=100 T

以上の通り、本計画の送電線により発生する 界は、国際非電離放射線委員会 (ICNIRP : International Commission on Non-Ionization Radiation Protection) のガイドラインに示された制限値を かに下回るレベルであり、人体への影響は全く問題ないと判断される。

## 4) ゼロオプションとの比較

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

### (3) 初期環境影響評価結果の概要

アイメリーク発電所～コロール間送電線新設に係る初期環境影響評価結果の概要を表 5.2.4-1 に示す。

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初期環境影響評価結果

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

例 A：重大な影響が予期される。

B：ある程度の影響が予想される。

C：影響がないと予想される。

#### 5.2.4.2 コロール変電所新設

##### (1) プロジェクトの概要

コロール島内に送電（34.5kV）3回線引き込み、配電（13.8kV）2回線引き出しの変電所を建設する。変圧器容量、台数は15MVA×1台、敷地は約23m×32m（736m<sup>2</sup>）である。変電所の配置を図5.1.2-11に示す。変電所の建設地はKB橋のコロール側に近い、図5.1.2-9のA地点とし、選定理由は5.1.2.2(1)「変電所候補地」に示す通りである。

## (2) 初期環境影響評価

### 1) 社会環境

#### ① 土地使用・現地資源利用

##### (a) 予測される影響

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



##### (b) 影響評価

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

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

##### (c) 影響回避・緩和策

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

### 2) 自然環境

#### ① 植物・動物・生物多様性

##### (a) 予測される影響

変電所の建設に伴い、建設用地に生息していた植物、動物の生存を かつす。

##### (b) 影響評価

上の写真に示す通りコロール変電所の建設予定地は、既に草木が伐採され整備された

土地であることから、植物・動物への変電所の建設による植物・動物への影響は無いと判断される。

### 3) ゼロオプションとの比較

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

## (3) 初期環境影響評価結果の概要

コロール変電所新設に係る初期環境影響評価結果の概要を表 5.2.4-2 に示す。

表 5.2.4-2 コロール変電所新設に係る初期環境影響評価の結果

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

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

### 5.2.5 PPUCの環境管理組織に係る提言

2.2章のPPUCの組織に示された通り、現在PPUCには環境社会配慮に係る専任の職員や環境影響評価に関する専門知識を有する技術者は存在しない。本調査で策定された優先プロジェクトである、アイメリーク発電所リプレース、アイメリーク発電所～コロール間送電線新設、コロール変電所新設は、5.2.1章で述べた環境許可取得の対象となる。PPUCは、本調査の結果及び調査団が作成した初期環境影響評価報告書に基づき、EQPBに対し環境許可申請を行う必要がある。

環境管理に関しては、現状では大気汚染、騒音に係るモニタリングが行われていないが、既設アイメリーク発電所では周辺住民から騒音に係る苦情が寄せられている。アイメリーク発電所リプレースに係る地域住民の理解を得るためには、PPUCが自ら定期的な騒音測定を実施し、対策の立案と実施を行うことが必要と考えられる。

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

## 5.3 資金調達及びプロジェクト財務分析

### 5.3.1 必要となる資金と可能性のあるソフトローンの 出先候補の検討

前章における電力需要の予測、電力開発計画に基づき、調査団はテクニカル・デザインを行い、発電及び送配電向けの2つのプロジェクトについて検討・立案を行った。

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

これらのプロジェクトについて調査団は 5.1 節で費用見積もりを行っているが、それに基づき本件の電力供給のマスタープランを実現していくための投資費用の全体額を示すのが次表である。発電用燃料として重油を使用する場合には、必要となる全体の資金額は 7,198 万ドル、ディーゼル油を使う場合には、6,465 万ドルである。これらの価格は、本体価格に対して、予備費 10% (予見できない物的予備費 (5%)、インフレに対する予備費 (5%)) を含んでいる。

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

Unit: Million USD

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

出所：JICA 調査団

ただ、このうち、Phase 3 は、Phase 1 及び Phase 2 の完了から 5~6 年のインターバルがあり、現在から 10 年後に投資が開始されるものであり、投資プロジェクトのまとまりとしては、分けて考える方が適切であろう。しかるに、Phase 1 及び Phase 2 をひとまとめの優先プロジェクトとして定義し、Phase 3 は時期が近づいてきた時に、その投資資金の調達等は再検討するものとして以下の検討を行う。

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

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

出所：JICA 調査団

では、この必要資金額をいかに調達すべきかについて、以下、検討していく。

パラオには、政府系開発銀行であるパラオ開発銀行という金融機関があるが、開発銀行とはいえ実際の貸出業務は個人消費者向けのローンが大半を占め、開発的な分野では中小企業振興の貸出を台湾から ODA の資金を調達しようとしてツーステップローン的に行おうとしている程度であり、金利も 5~6% とコンセッショナル・ローンとは言えないほど高い。とても 40~50 億円もの資金を 20 年、あるいは 25 年の長期にわたる貸付を行う銀行ではない。パラオ国は、

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

その場合、海外からの資金援助に頼ることになるが、パラオの一人当たり GNI 金額(US\$7,267/人、2006年)の高さから考えて、この金額規模全体の資金援助をグラントで供与する援助機関は、想定しにくい。一部、パイロット・プロジェクト的な意味合いで1~2億円あるいはそれ未満程度の小規模な額であれば、その部分だけ一部のコンポーネントとしてグラントもあり得ないわけではない。従って、このプロジェクト全体としては、有償資金援助として調達することが最もあり得るシナリオである。パラオ国の政治地理的な環境から判断すれば、以下の機関が有力と考えられる。

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

#### ■ JBIC

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

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

表 5.3.1-3 JBICが海外経済力助を考える際の国分類カテゴリーー  
Category of Countries for Japanese Yen Credit

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

出所：JBIC

パラオ国の一人当たり GNI は既に 7,000 ドルを超えている段階なので、一義的にはパラオ国は、上記の 5 番目のカテゴリー「中進国」の定義よりも豊かなレベルにある。ただ、今のパラオ国の経済状況は、米国のグラント財政支援で相当程度かさ上げされていること、また人口 2 万人の小国で、対外債務返済能力等の経済的能力に脆弱性があることなどを、どのように反映してパラオを日本政府が判断するかにかかっている。下記は、仮に円借款がパラオに供与されると想定した場合の参考情報である。

さし当たって、上記のカテゴリー「中進国」、「中所得国」の国々へ円借款が供与される場合



の融資の条件を示しているのが下表である。(最終的には、日本政府外務省、及び JBIC の 査評価によって決定されるので、一概に下記の条件が適用されるというわけではない。)

表 5.3.1-4 中進国、中所得国へ日本が適用される場合の融資条件一般

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

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

Possibility 2: Terms and Condition for Middle-Income Countries

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

出所：JBIC の円借融資条件表に基づいて JICA 調査団が作成

円借款の場合には、約 9 割は、ローンとして供与されるが、残りの約 1 割は、借り手側の国が、自己資金調達する必要がある。これは、ドナー側ですべてお抱えの協力では、自助努力がられる土壌を作る懸念から、当該国としても努力している証が必要なためである。本件の場合、PPUC 自身の自己資金、あるいはパラオ国政府の資金拠出の 2 つの可能性があろう。2009 年のコンパクト更改の成り行き、及び PPUC の財務状況が今後どのように推移するかが影響してこよう。1 割だと 700 万ドルであるが、毎年営業赤字を続けている状況では、今、PPUC が保有している自己資金も数年後には底をついている可能性も否定できないため、まさに料金改定を通じてこれから財務健全性の回復を図り、名実共に Autonomous な経営組織体になれるかどうか、PPUC にとって急務の課題である。

なお、円借款の場合には、政府の保証をつける必要がある。

#### ■ アジア開発銀行 (ADB)

ADB に関しては、2003 年 12 月にパラオは、ADB の 63 番目のメンバー国として加盟している。その後、パラオについての経済発展度合い、対外債務返済能力等の 査が行われて、2005 年 12 月に途上国分類で 3 種類ある分類の Group B に遇せられた。Group B に属する国は、低利融資の ADF 資金を利用もできる可能性があるものの、Group A 国のように、常に ADF の資金の利用となるわけではなく、案件ごとコンポーネントごとに、その都度ドナーとの交渉のもと 査され、低利融資の ADF(Asian Development Fund)からの融資、いは通常資金 OCR(Ordinary Capital Resources)、あるいは両資金の併用となったりする。いずれにしろ、既にパラオ国は ADB

の資金援助を受ける権利はあるが、今のところパラオからの要請も無く案件がないため、ADBからの融資実績はない。これまでの実績ベースでは、世銀と同じように政策アドバイス、技術協力にその役割を留めている。しかしながら、コンパクトの財政援助終了・更改年を2009年に控え、そのスタンスは変化しつつある。現在、ADBで2009年～11年の向う年間にわたる第10次ADFの予算分配について検討が進められている最中であるが、パラオに対する向う3年間の援助のあり方についても検討されている。度、今年の6月下旬から7月上旬にかけて、パラオ国向けの援助戦略及び援助プログラムに見直しをかけ再策定するミッションが派遣される。

さて、仮にADBから資金援助がなされる場合の融資条件であるが、先述のように、ADBでは途上国を3つのグループに分類する基準については、JBICのように一人当たりGNIの数値での明確な線引きを行っていない。GNI以外の諸事情を勘案して途上国を分類している。そして、パラオ国についてはCountry Group Bに分類していて、資金援助する場合には低利ソフトローンのADFの利用と、通常資金OCRの利用と、両者の併用など、いくつかの可能性があり得る。もちろん、貸し出しを決める際には、案件の厳格な審査が行われ、その際ADBへの資金拠出国サイドと交渉して、資金のavailabilityを勘案して、貸し出し条件が決まる。

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

表 5.3.1-5 ADBの融資の条件（ADFの場合、OCRの場合）

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

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

are determined individually by each project

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

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

Note 4: LIBOR : London inter-bank offered rate

出所：ADB情報からJICA調査団作成

OCRの場合、ロンドン銀行間貸出金利LIBOR(London Inter-bank Offered Rate)にコミッション・チャージを加えての金利となるので、ソフトローンとは言えないレベルの高い金利となる。1年間貸し出しLIBORの金利の最近1年間の推移は、3.07%~5.37%であり、平均して4%代の前半、これにコミッション・チャージを加えれば、4%台後半から5%程度であろう。

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

なお、円借款においては、国の保証を付けることが条件となるが、ADBにおいてもADF資

金源を利用する場合は、必ず国の保証を付ける必要がある。OCR の場合、借り入れ・プロジェクト実施の当該機関の財務状況・返済能力、プロジェクトのリスクなどを勘案して、国の保証が必要な場合と必要ない場合がある。

#### ■ 世銀(World Bank)

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

#### ■ 台湾 ODA

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

#### ■ JBIC と ADB との協調融資

やや視点を変えて、JBIC と ADB の協調融資についてであるが、最近、サモアの電力セクターに対して、ADB(42%)と JBIC(38%)を中心とした協調融資(残り 8% AusAID、12%はサモア国自身による調達)のセクター・ローン案件の実施が決まったばかりである。本件も、JBIC 及び ADB による協調融資によって資金調達される可能性もないとはいえない。なお、最近、ACFA という協調融資促進スキームが創設され、JBIC と ADB との協調融資は、以前よりも進めやすい環境になった。今後検討が進められる中で、PPUC へのテクニカル・アシスタンス部分、政府の規制・フレームワークの改善等を ADB、世銀等の支援を得て行うなどの役割分担を行って取り組む可能性等も視野にいれておくことは肝要である。

### 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

#### (1) プロジェクト・ライフ

本プロジェクトの主要部分は、老朽化してきたアイメリーク発電所の発電設備のリプレースメントである。目下のところ、本調査では、5MW の発電機 4 台を 2 つのフェーズに分けて設置するように計画・設計を行っている。その要となる発電設備の経済的な耐用年数は約 20 年であるため、プロジェクト・ライフは、20 年とする。今のところ、第 1 フェーズの発電設備が稼働を始めるのは 2013 年度と予定しているため、プロジェクト・ライフは 2032 年度までに亘る。建設期間は、稼働開始前の 2011、2012 年度に亘る。詳しくは、4.1.4 節を参照のこと。

#### (2) テクニカル・デザイン及び計画内容

ここでの財務分析・計算は、本調査における技術的計画・設計に基づいて行っている。

### (3) 増分としてのキャッシュ・フロー

優先プロジェクトのネット・キャッシュ・フローは、プロジェクト・ライフの当該期間について、予測計算を行っている。発電プロジェクトと送配電プロジェクトと2つあるが、いずれにしても、「プロジェクトを行う場合」と「プロジェクトを行わない場合」との比較によって、行う場合に増分として発生するネット・キャッシュ・フローを算出すべく、検討を行っている。具体的にいえば、発電設備は老朽化によって退役する発電設備のリプレースメントが前提であるので、プロジェクトを行う場合は、設置される発電設備から生み出される電気の売電によるネットの収入が、当該の増分のキャッシュ・フローである。(プロジェクトを行わない場合は、設備が老朽化によって使用できなくなり、退役するので、ゼロ)一方、送配電プロジェクトは、現在の送配電ロスが、プロジェクトを行うことによってロスが少なくなつて効率アップする部分が、売電収入の余剰を生むことになる。(プロジェクトを実施しない場合は、ロスの改善が生じない。)

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

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

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

### (5) 燃料費と燃料価格

第3章で分析を行っているように、燃料費として支出している部分が将来どうなるのかが、本プロジェクトの収益性に大きく影響することは、明瞭である。すなわち、将来の石油価格如何によって、PPUCの財務状況は、大きく変動する可能性がある。石油に関して、現在の市場状況は非常にタイトである。しかし、これから「市場のことは、市場に聞け」という言葉があるように、将来、どのように推移するかは見通し難い。ただ、BRICS等のエネルギー消費の大きな伸びは当面続くと想定され、短期的な下がりはあるとしても、中長期的には上昇傾向は続きそうな形勢にある。PPUCとしては、3章でも提議しているように、燃料コストについてはAFPACの課金システムの制度改善を貫徹し、全ての燃料コストをフルに回収できるようにするとともに、3か月に一度に改定を行うのではなく、毎月見直し改定を行うように改める必要がある。もし、そのようにPPUCが制度改善を実施貫徹できれば、たとえ燃料コストの急激なアップがあろうとも、そのコストは料金体系で吸収が可能である。

2008年5月現在のPPUCが調達するディーゼル油の価格は、1ガロン当たり3.67ドルであるが、この現行の価格をコンスタント・プライスとしてプロジェクト財務分析を行う。一方、重油については、今はパラオには輸入されていないので、HSFO 180(動粘度180cStクラスの高硫黄重油)のシンガポール市場でのMOPS(Mean of Platts Singapore)価格に、海上輸送コストは、ディーゼルの場合と同額、地上ハンドリング・フィー及び第二次輸送、LFT(Liquid Fuel Tax)、GRT(Gross Receipt Tax)についてもディーゼルと同額と想定して、1ガロン当たり2.6ドルを想定して、財務分析を行っている。従って、両者の差は1ガロン当たり1ドル

であり、上記で見てきたように、パラオの発電コストの大半は燃料代であるので、プロジェクトの財務収益性予測に相当程度大きな差をもたらすと考えられる。

パラオだけでなく、周辺の大洋州諸国は、どの国もこれまで重油を輸入していない。現在、近隣ではグアムだけが重油を調達し、使用している。パラオが重油を調達する件に関しては、ロジスティック上の問題、輸送費用、安全管理、環境に及ぼす影響等、解決すべき諸々の問題がある。特に、現在 HFO を輸入しているグアムの事情、グアムの当該サプライヤー等について、調査する必要がある。

### 5.3.3 財務内部収益率(FIRR)及び 現在価値 (NPV)

#### (1) 優先プロジェクト

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

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

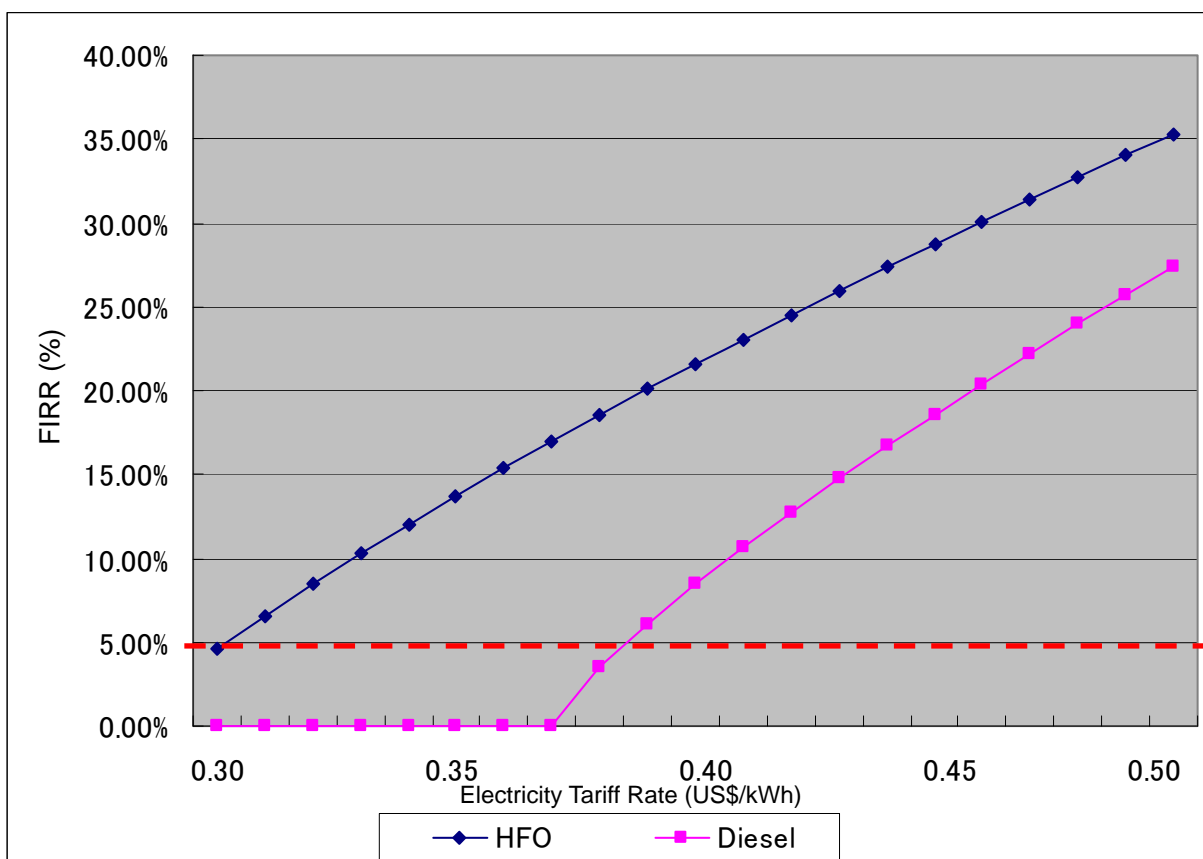
表 5.3.3-1 包括的に計算される電気料金単価をパラメーターとして、条件を変えた場合の、財務内部収益率(FIRR) 及び 現在価値(NPV)

#### 重油使用ケース

ETR	FIRR	NPV at 5%
US\$/kWh	%	US\$
US\$0.31	6.60%	6,576,292
US\$0.32	8.49%	14,649,472
US\$0.33	10.31%	22,722,650
US\$0.34	12.06%	30,795,830
US\$0.35	13.75%	38,869,011
US\$0.36	15.40%	46,942,189
US\$0.37	17.01%	55,015,370
US\$0.38	18.58%	63,088,548
US\$0.39	20.11%	71,161,727
US\$0.40	21.61%	79,234,908
US\$0.41	23.09%	87,308,087
US\$0.42	24.54%	95,381,265
US\$0.43	25.96%	103,454,445

#### ディーゼル油使用ケース

ETR	FIRR	NPV at 5%
US\$/kWh	%	US\$
US\$0.40	8.43%	12,131,285
US\$0.41	10.63%	20,555,580
US\$0.42	12.73%	28,979,880
US\$0.43	14.74%	37,404,180
US\$0.44	16.69%	45,828,478
US\$0.45	18.58%	54,252,775
US\$0.46	20.42%	62,677,072
US\$0.47	22.22%	71,101,372
US\$0.48	23.99%	79,525,670
US\$0.49	25.72%	87,949,968
US\$0.50	27.42%	96,374,269



出所：JICA 調査団が計算・作成

図 5.3.3-1 2つのシナリオに FIRR が のように変化するかの比較  
(重油のケースとディーゼル油のケース)

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

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

なお、送配電の改善は、PPUC のサービスを効率よく行い、停電になることを防ぐうえで、重要事柄である。発電のように目に見えて大きな直接的投資リターンを生むわけではないが、送配電が効率よく安全に運用されないと、せっかく発電部門で生み出された電力が有効利用されない結果となる。

PPUC では、現在、およそ 20%の送配電のロスがあると推定できるが、そのロスがいかに改善するかという効果を、本プロジェクトの便益として計算を行う。もし本プロジェクトを行わない場合は、停電事故が起こるなどの想定されるマイナスを未然に防ぐメリットなどの計算までは行っていない。元々、会社のシステム全体として、発電、送配電含めて便益を考えるべきものであろう。従って、本調査では発電、送配電を含めたプロジェクト全体として、財務収益性の検討を行っている。

## (2) 感度分析

燃料価格が、一番のリスク・ファクターであるので、燃料価格でいくつかのシナリオを設定し、それによって HFO 使用ケースでの発電プロジェクトの財務内部収益率を計算分析してみよう。

燃料価格の上昇シナリオによって（0%、10%アップ、20%アップ、30%アップ、40%アップ、50%アップ）、また電気料金の設定シナリオによって（US\$0.35/kWh、US\$0.39/kWh、US\$0.43/kWh）、重油使用ケースでの財務内部収益率への影響を予測している。

表 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

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

Too good
  Appropriate
  Not viable

出所：JICA 調査団による予測計算

### 5.3.4 資金調達確定から運転開始までのスケジュール

本調査は、PPUC 電力事業としての中長期的なマスタープラン策定作業の中に、プロジェクトのプレ F/S まで含んだかたちとなっている。今後、プレ F/S のあとに、さらにフィジビリティを高める作業を進め、用地の手当て、資金調達の確定等の課題をひとつずつ 服していく必要がある。

下図は、2013 年にフェーズ 1 のプラントの運転開始、フェーズ 2 のプラントは 2014 年の運転開始を目指した、今後の資金調達から運転開始までスケジュール案である。

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

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

出所：JICA 調査団作成



## 6. 電力設備運用改善の検討

## 6. 電力設備運用改善の検討

### 6.1 発電設備の運用改善

#### 6.1.1 発電設備の運転・維持管理の現状

PPUC の発電部門の運転・維持管理の現状、改善が必要な点については、米国のコンサルタント、Electric Power Systems 社が 2007 年 6 月に“Power Plant Performance Audit”にまとめている。2008 年 5 月現在、PPUC は同報告書における提言を発電部門の運営に導入し始めており、その運転・維持管理は改善の方向に向かっている。しかしながら、依然として発電設備の事故停止による供給支障が発生しており、更なる改善が必要である。以下に、発電部門の運転・維持管理の現状を示す。

#### (1) 組織体制

PPUC 発電部門の組織体制を図 6.1.1-1 及び図 6.1.1-2 に示す。

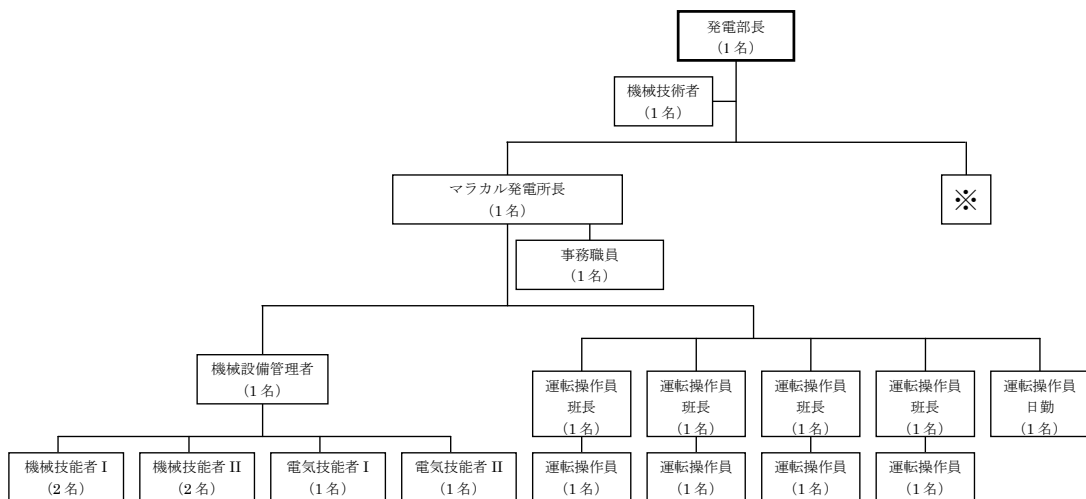


図 6.1.1-1 マラカル発電所の組織図

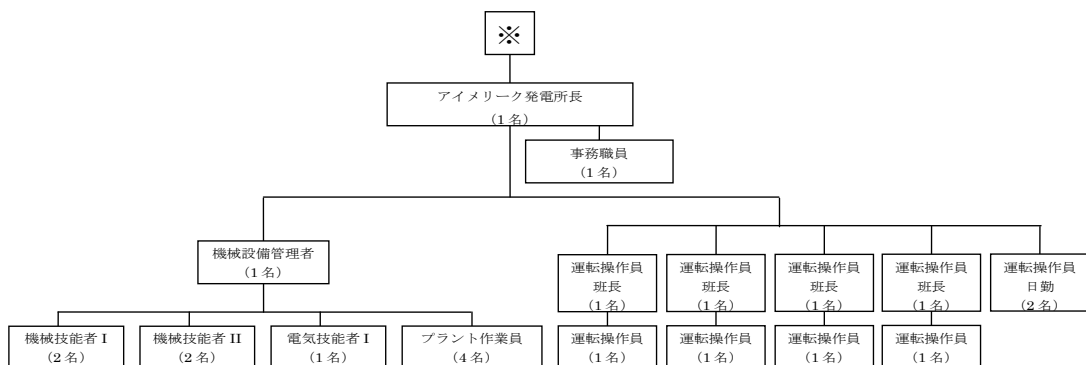


図 6.1.1-2 アイメリーク発電所の組織図

運転管理については、表 6.1.1-1 の勤務時間で交替勤務が実施されている。3 交替勤務を 1 班あたり 2 名で構成される計 4 班で実施している（1 班が休みを取れる形でシフトスケジュールが組まれている）。維持管理については機械設備管理者が統括している一方、運転管理に

については運転データを分析評価する運転操作管理者が存在しない。

表 6.1.1-1 運転操作員の勤務時間

シフト	勤務時間
1直	08:00 ~ 16:00
2直	16:00 ~ 12:00
3直	12:00 ~ 08:00

定期点検整備等の維持管理に係る実作業については、機器製作会社に外注することなく、機械設備管理者以下約 10 名で、両発電所とも直営で行っている。“Power Plant Performance Audit”の提言に従い、PPUC は 2007 年 11 月より 2 年契約で、近隣国から下記の業務を行う機械技術者を雇用し、運転・維持管理の向上を図っている。

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

雇用された機械技術者は、直営で実施されるディーゼル発電設備の維持管理を、フィリピンの発電会社にて、10 年以上監理した実績がある。また、インストラクターとして維持管理を指導してきた実績もあり、PPUC が上記の業務を習得するのに最適な人材であると言える。この機械技術者により、維持管理計画が整備されつつあり、主な内容は下記のとおりである。

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

機械技術者により計画の整備が進められているものの、PPUC の現地職員への計画手法の移転は進捗していない。また、機械技術者による発電設備に係る技術知識の教育等、点検整備の実施監理に係る技術移転も進捗していない。

アイメリーク発電所の事務職員は 2008 年 5 月より雇用された。マラカル発電所、アイメリーク発電所とも所長室以外、発電部門の職員がデスクワークを行える設備が無く、計画管理業務は所長自ら全て実施しなければならない現状である。これを補佐する目的で事務職員を設置している。

## (2) 運転・維持管理に係る法制度及び法的な技術基準

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

### (3) 保安規程及び緊急連絡網

安定供給の確保を目的とし、我が国の電力会社が定めているような、保安に対する方針を明文化した文書（保安規程）は、PPUC に存在しない。しかしながら、PPUC の機械技術者により “Emergency Preparedness Plan” が作成されており、発電部門における大規模事故発生等、緊急事態への対処方針がまとめられている。この内容の周知及び実施が今後の課題である。緊急時の連絡体制は発見者が各発電所長に連絡するという体制をとっているが、その具体的基準、その他職員への連絡網は整備されていない。

### (4) 予算措置

マラカル発電所及びアイメリーク発電所のエンジン、発電機に係る過去 5 年の維持管理予算及び支出実績を表 6.1.1-2 に示す。2007 年実績より、発電設備については各号機別に維持管理費用が管理され始めている。ただし、それ以前は予算決定時に、実際に維持管理費として次年度に支出できる額の見極め、維持管理計画に基づく予算計上が行われず、予算に対し実績が大幅に小さい、実績が予算を 10% 以上超過する等、適切に維持管理費用が管理されていない。2007 年度より機械技術者が維持管理計画を整備し始めているため、今後は予算、実績管理が改善されると考えられる。

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

	2004		2005		2006		2007		2008	
	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual
Engine Overhaul Total										
404-7160-051 Engine Overhaul 2	475,000.00	333,090.08							150,000.00	
404-7160-052 Engine Overhaul 3							429,000.00	437.48	150,000.00	218,168.00
404-7160-053 Engine Overhaul 4					625,000.00	313,859.56				
404-7160-054 Engine Overhaul 5			535,000.00	296,757.23						
Gen. Parts & Maintenance Total	130,000.00	123,827.36	120,000.00	87,574.96	250,000.00	183,105.12	152,000.00			
404-7160-071 Gen. Parts & Maintenance 2								23,101.77	38,000.00	11,151.27
404-7160-072 Gen. Parts & Maintenance 3								24,063.22	15,000.00	5,746.29
404-7160-073 Gen. Parts & Maintenance 4								18,810.78	38,000.00	22,741.53
404-7160-074 Gen. Parts & Maintenance 5								6,814.49	38,000.00	7,678.87
404-7160-112 Gen. Parts & Maintenance								7,024.96	71,000.00	4,057.05
Total	605,000.00	456,917.44	655,000.00	384,332.19	875,000.00	496,964.68	581,000.00	80,252.70	500,000.00	269,543.01

	2004		2005		2006		2007		2008	
	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual	Projected	Actual
Engine Overhaul Total	680,000.00	130,287.56	210,000.00	387,959.74	1,158,195.00	10,793.23	404,000.00			
403-7160-051 Engine Overhaul W-1									129,400.00	
403-7160-052 Engine Overhaul W-2										
403-7160-053 Engine Overhaul W-3										
403-7160-054 Engine Overhaul M-12								5.48	250,300.00	145,028.08
403-7160-055 Engine Overhaul M-13								243,088.20	250,300.00	187.32
Engine Overhaul C-1										
Engine Overhaul C-2										
Engine Overhaul A-7										
Gen. Parts & Maintenance Total	48,000.00	147,215.20	41,000.00	277,736.55	180,000.00	434,220.80	180,000.00			
403-7160-071 Gen. Parts & Maintenance W-1								1,428.14	10,000.00	950.00
403-7160-072 Gen. Parts & Maintenance W-2								13.25	10,000.00	
403-7160-073 Gen. Parts & Maintenance W-3								14,379.55	10,000.00	1,306.00
403-7160-074 Gen. Parts & Maintenance M-12								101,565.30	25,000.00	4,407.50
403-7160-075 Gen. Parts & Maintenance M-13								142,191.87	25,000.00	2,290.55
Gen. Parts & Maintenance C-1										
Gen. Parts & Maintenance C-2										
Gen. Parts & Maintenance A-9								1,283.93		36,702.22
403-7160-112 Gen. Parts & Maintenance General									20,000.00	
Total	728,000.00	277,502.76	251,000.00	665,696.29	1,338,195.00	445,014.03	584,000.00	503,955.72	730,000.00	190,871.67

出所：PPUC

### (5) 発電設備の運転

日々の運転計画は、前年同時期の日負荷曲線をもとに機械技術者により立案されている。しかしながら、2008 年 5 月現在、アイメリーク発電所の Pielstick-3 のリハビリテーション作業が実施されているため、供給予備力が無く、夜間等、需要が小さくなる際に高速回転の小容量発電機を止める以外は、全ての発電設備が稼働している。この高速回転機（Wartsila-1、

Caterpillar-1 もしくは Caterpillar-2) の起動／停止は、シフト業務に従事している運転操作員の裁量で実施されており、どの設備を起動／停止するかも運転操作員に委ねられている。

運転管理の基礎データは、マラカル発電所についてはログシート、申送り帳、不具合報告書、トリップ報告書、緊急時記録表で収集を行い、アイメリーク発電所については、ログシート、申送り帳、不具合帳で収集を行っている。各記録とも作成されているものの分析評価体制、保管方法が明確になっておらず、有効に機能していない。また、ログシートにおいて、計器の不具合のため、データが記録されていない状況が放置されている。計測機器の校正は実施されていない。

#### (6) エンジンの維持管理

ディーゼルエンジンは、1,000 時間、3,000 時間、6,000 時間、12,000 時間、24,000 時間毎に定期点検を実施するよう機器製造者から推奨されているが、維持管理計画、予算措置が不十分であったため、アイメリーク発電所に関しては、1,000 時間点検と 24,000 時間点検のみが実施されており、3,000 時間、6,000 時間、12,000 時間毎の点検については実施されていない。リハビリテーション作業を行っている Meccron 社が、内部状況も踏まえ今後の定期点検整備計画を立案する予定である。マラカル発電所に関しては、前述の機械技術者就任以降、機器製作会社の運転・維持管理マニュアルに従い、確実に定期点検整備が計画、実施され始めている。

エンジンの定期点検整備については、アイメリーク発電所、マラカル発電所とも、クランクシャフトのデフレクション、ベアリングとのクリアランス、ベアリングの磨耗状況、交換した部品等、点検報告書としての記録、保管がなされていないため、設備状況をトレースできない。

#### (7) 補機系統の維持管理

ディーゼル発電機の運転状態を良好に保つためには、エンジン本体のみならず、補機設備である潤滑油系統、冷却水系統についても、整備計画を明確にし、維持管理を行っていく必要がある。現在、エンジン、発電機の定期点検整備については、整備計画が明確化されつつあり、予算項目も細分化されているが、その他補機系統にまでは反映されていない。今後、機械技術者を中心に、補機系統についても、熱交換器清掃周期、フィルター交換周期等を明確にし、設備全体に対する維持管理計画を立案していく必要がある。

#### (8) 潤滑油及び冷却水管理

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

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

#### (9) スペアパーツ

緊急予備品として発電所に在庫しているスペアパーツの保管状況は良好で、在庫数、保管

位置がリストにまとめられており、情報の更新も1月おきに実施されている。保管状況を図6.1.1-3に示す。アイメリーク発電所については、2008年5月より雇用された事務職員によりこのスペアパーツの在庫管理業務が実施されている。ガスケット等の消耗品については、1回の定期点検に必要な数量以上が在庫されている。比較的サイズが大きく、非常に高価なスペアパーツについては、1~5個程度在庫し、不具合発生に備えている。



図 6.1.1-3 スペアパーツの保管状況

#### (10) 保守工具

保守工具についても、スペアパーツと同様に保管状況は良好である。スパナ、レンチといった標準工具は各機械技能者にて管理しており、エンジンを分解、組立てする上で必要となる特殊工具については発電所の機械加工室で保管している。また、旋盤、フライス盤等の機械切削加工機を保有しており、不具合補修を実施する際に必要となる応急部品等の製作は可能である。溶接機は確認されたが、溶接に対する専門知識を保有した溶接技能工は確認されなかった。保守工具の状況を図6.1.1-4に示す。



図 6.1.1-4 保守工具の保管状況

## (11) 作業要領書及び点検記録様式

我が国の維持管理の現場では、機器製作会社の運転・維持管理マニュアルを補完する形で、安全の確保、点検項目の確実な実施を目的とし、作業責任者が現場にあわせた作業要領書を作成し、作業が行われる。この作業要領書に基づき作業内容、事前・事後処置、役割分担を明確にし、管理層が事前承認、作業責任者が教育することにより、作業が安全・確実に実施されている。現在、発電部門にて、このような作業要領書は作成されていない。今後、現場における実際の作業を想定した作業要領書及び点検記録様式を整備していく必要がある。

## (12) 人材育成

発電部門の人材育成はOJTを基本としている。新しい職員を採用した場合も、機器製作会社等へその職員を派遣し、集中的に技術的知識を習得させるといった教育は行われていない。製作会社による運転・維持管理教育を過去に経験している職員は、マラカル発電所の所長、機械技能者2名、電気技能者1名及びアイメリーク発電所の機械設備管理者の計5名のみである。現在、計画されている機器製作会社による運転・維持管理教育は、アイメリーク発電所に5MWの発電機が新設される際に納入会社により実施されるものであり、アイメリーク発電所の職員3名に対し実施される予定である。経験的知識に加えて、各職員が体系的に知識を習得していくことは運転・維持管理技術を改善する上で重要である。

また、運転・維持管理を改善していく上で、効率的にデータの収集、分析、保管を行うことが不可欠である。しかしながら、各職員がデスクワークを行える設備も無く、パーソナルコンピューターの基本スキルも欠如しているため、この作業については、発電所長、機械技術者が全て実施することになる。各職員がパーソナルコンピューターに対する基本スキルを習得することも、実務上、重要な課題である。

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

## (13) 各発電設備の現状

マラカル発電所の発電機 Wartsila-2 及び Wartsila-3 については、2006年にクランクシャフト焼損事故が発生し、この2機の発電機を電源として見込めない状態が続いており、十分な供給予備力が確保されていない。その補修作業については交換部品が2台分既に納入され、現在、Wartsila-2に先立ちWartsila-3の作業が進められている。Wartsila-3の整備状況を図6.1.1-5に示す。Wartsila-3の復旧は2008年7月頃に、Wartsila-2については2009年半ば、遅くとも2010年始めには復旧できる見込みである。



内部開放後、清掃が行われたエンジンブロック



取外し清掃が行われているピストン



これから整備が実施されるシリンダヘッド



開放後、清掃が行われる潤滑油冷却器

#### 図 6.1.1-5 Wartsila-3 の整備状況

アイメリークの発電設備に関して、PPUC はフィリピンのプラント設備、産業設備に係るコンサルティング業務を行っている Meccron 社と Pielstick-3 のリハビリテーション作業にかかわる契約を締結し、2008 年 2 月下旬に工期 60 日間の予定で作業を開始した。作業後の Pielstick-3 の運転状況確認後、順次、他 3 機のリハビリテーション作業についても同社と契約を締結する計画である。2008 年度（2007 年 10 月～2008 年 9 月）については Pielstick-3 及び Pielstick-2 のリハビリテーション作業の予算を計上している。しかしながら、Pielstick-3 の内部検査を実施したところ、冷却水ジャケットの下端内面の亀裂等、補修作業が現場では困難な損傷が確認されたため、関連部品を Meccron 社のフィリピン工場に輸送し補修作業を行う。損傷状況を図 6.1.1-6 に示す。そのため、Pielstick-3 の復旧は 2008 年 8 月頃まで遅延する見通しである。





冷却水ジャケット（緑丸部内面に亀裂）



冷却水ジャケットに生じた亀裂

図 6.1.1-6 冷却水ジャケットに確認された亀裂

現在、Wartsila-2 及び Wartsila-3 のスイッチギアは 2006 年クランクシャフトの焼損事故が多発した際に、緊急的に導入された 2 機の Caterpillar 社製発電機に転用され、現在も引続き使用されている。今後、Wartsila-2 及び Wartsila-3 の整備が完了し、復旧されることを想定した場合、2 機の Caterpillar 社製発電機用のスイッチギアを準備しておく必要がある。現在、既に廃止されている Alco-7、Alco-8 のスイッチギアを適用することが可能であるが、老朽化が進んでおり、事前に点検整備を行い、欠損している計器の復旧、各動作の確認、加えて事前に電源切替え作業要領を整理し、できるだけ早期に供給予備力が確保されるよう準備しておく必要がある。Alco-7、Alco-8 スwitchギアの現況を図 6.1.1-7 に示す。



欠損した計器



スイッチギアの内部状況

図 6.1.1-7 Alco-7 及び Alco-8 のスイッチギアの状況

一方で、2008 年 5 月現在、マラカル発電所の Mitsubishi-13 の運転時間が 7,500 時間定期点検整備の時期となっている。前述のとおり、十分な供給予備力が無いため、図 6.1.1-3 のような想定していない不具合が発生した場合、他の設備の定期点検整備がやむを得ず延長されるという状況に追い込まれる。この定期点検整備の延長が新たな不具合の原因につながるという悪循環を繰返し、予防保全を計画的に実施することができない現状である。

Wartsila-2 及び Wartsila-3 の復旧に加えて、現在、アイメリーク発電所に 5 MW の発電設備を増設する計画が進められており、2008 年 5 月には契約が締結され、2010 年には供給電源として確保できる見通しである。

## 6.1.2 発電設備の運用改善に係る提言

### (1) 通常運転の問題点と提言

#### 1) 運転体制

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

#### 2) 運転記録

運転記録（Log Sheet）はエンジン発電機、送電量、燃料油（添付資料—1）に分かれている。現状は、性能記録が整理されていない、さらに、計器類の故障・欠損により記録の空欄があり、長期間に亘って放置されている箇所があり、部分データの欠落が適正な状況把握、危険予知を阻害している。

各々のエンジン発電機の運転記録値は運転員により 1 時間毎に記録用紙に記録されている。発電電力量、排気温度、燃料ラック、冷却水圧力・温度、潤滑油圧力・温度等の発電機本体廻り、及び発電機制御盤の計器類の記録が網羅されており運転記録としては十分である。この運転記録は病院におけるカルテに相当し、エンジン発電機の現在状況判断、将来の予測、危険予知の基本となる。

一般的にエンジン発電機の最大発電能力、燃料消費率等の性能は運転開始時が最も良く、経年とともに少しずつ低下し、メンテナンス実施後はやや回復する。このことを踏まえ、運転記録は性能試験記録との比較（据付運転開始時、メンテナンス後の性能記録）、及び、時間変化の値から現在状況、将来の予測、危険予知を判断する根拠となる。

#### 3) 運転記録の分析

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

運転員は毎日の出来事をノートに記録しているが、この記録には重要なヒントを含む場合

があり、技術者が精読し、必要であれば詳細に調査し、原因を究明し、対策・処置を立案すべきである。また、全ての発生アラームは記録させ、上記手順で対応する。

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

#### 4) 計器の整備

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

#### 5) 提言

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

### (2) 定期点検の問題点と提言

エンジン機関等の機械設備は定期的にメンテナンスすべきものであり、各メーカーから供給されている O&M マニュアルに、運転時間ごとに作業項目が詳しく記述されている。各エンジンメーカーによって多少の違いはあるものの、中速度エンジン機関 (Pielstick, Mitsubishi) の場合概略として下記のような手順となっている。

- 500 時間～1,000 時間毎の保守点検：4 時間程度の停止  
燃料フィルター類及び潤滑油フィルター類の清掃点検  
必要に応じ燃料噴射弁の清掃・点検
- 2,500 時間～3,000 時間毎の保守点検：1 週間程度の停止  
シリンダーヘッド開放、燃料噴射弁点検、給気弁・排気弁の点検、クランクシャフト計測、シリンダーライナー点検、燃料噴射ポンプデフレクター点検・交換、燃料制御リンク点検、給気マニホールド点検、クランクケース内部点検、圧縮空気始動弁点検
- 7,500 時間～9,000 時間毎の保守点検：4 週間程度の停止  
シリンダーヘッド開放・整備、燃料噴射弁点検・ノズル交換、給気弁・排気弁の点検、ピストンの整備、ピストンクラウン交換、クランクシャフト計測、シリンダーライナー点検、燃料噴射ポンプデフレクター点検・交換、燃料制御リンク点検、給気マニホールド点検、クランクケース内部点検、圧縮空気始動弁点検
- 15,000 時間～18,000 時間毎の保守点検：6 週間程度の停止  
シリンダーヘッド開放、燃料噴射弁点検、給気弁・排気弁の点検、クランクシャフト計測、シリンダーライナー点検、燃料噴射ポンプデフレクター点検・交換、燃料制御リンク点検、給気マニホールド点検、クランクケース内部点検、圧縮空気始動弁点検

- 22,500 時間～27,000 時間毎の保守点検：7 週間程度の停止  
シリンダーヘッド開放、燃料噴射弁点検、給気弁・排気弁の点検、クランクシャフト計測、シリンダーライナー点検、燃料噴射ポンプデフレクター点検・交換、燃料制御リンク点検、給気マニホールド点検、クランクケース内部点検、圧縮空気始動弁点検
- 30,000 時間～36,000 時間毎の保守点検：8 週間程度の停止  
シリンダーヘッド開放、燃料噴射弁点検、給気弁・排気弁の点検、クランクシャフト計測、シリンダーライナー点検、燃料噴射ポンプデフレクター点検・交換、燃料制御リンク点検、給気マニホールド点検、クランクケース内部点検、圧縮空気始動弁点

しかし、現状は定期的な手順ではなく、電力需要の逼迫により停止できない、予算不足による交換部品不足などの理由により、保守点検が後回しになり、重大事故により運転が停止し、長時間運転不能となり、その修理に莫大な費用を要している。2006 年 Mitsubishi Engine のクランクシャフト事故などは顕著な例である。

さらに、保守点検にてエンジンを分解すると、長期間保守点検無しに運転したために、他の不具合が発見され、その部品の調達のために、さらに停止期間が延びる。発電設備の停止期間が延びると、電力需要が逼迫し次の保守点検が開始できなくなり、点検時期が先送りとなる。このような悪循環が繰り返されている。

PPUC はこれらの悪循環を打開すべく、フィリピン人技術者を昨年から雇用しマラカル発電所に配置している。これは非常に評価できる。

PPUC の実情を踏まえ、フィリピン人技術者の技量・経験を最大限に生かした定期点検計画の策定が重要である。定期点検及び日常管理に関する提言を下記に示す。

#### 1) エンジン発電機の保守点検の短期・長期計画の策定及び実施

2,500 時間毎以上の保守点検に関し、過去の点検、エンジンの状況等を考慮し、時期を策定する。短期的には 2 年間の詳細予定を策定し、長期的には 10 年程度とすべきである。

#### 2) エンジン発電機の緊急予備品の調達、保管

偶発事故の為に常備する大物部品、(例：ピストン、シリンダーライナー、シリンダーヘッド、クランクピン、主ベアリング) については、常に在庫が確認できるように管理する。現状では在庫品の使用状況を手書き書類で本社に連絡、本社で在庫データを管理している。社内ネットワーク構築により予備品の在庫状況をリアルタイムで共有できることが望ましい。

#### 3) エンジン発電機の交換部品の調達、保管

- 1)に必要な交換部品の調達、常に在庫が確認できるように管理する。  
エンジン分解にはメーカー独自の特殊工具が必要であり、常に整備管理しておく。

#### 4) 補機類保守点検の長期・短期計画の策定及び実施

ポンプ・モーター類の定期点検（清掃、グリース注入、シール交換、ベアリング交換、アライメント確認、電流値測定等）、フィルター類の定期点検（フィルターエレメント清掃・交換、分解整備、シール交換、ベアリング交換、電流値測定等）の実施計画を策定する。

- 5) 補機類の緊急予備品・交換部品の調達、保管  
4)に必要な交換部品の調達、常に在庫が確認できるように管理する。
- 6) 制御盤、遮断機盤等の保守点検の長期・短期計画の策定及び実施  
エンジン発電機の保守点検による停止期間に合わせて、メーター類の校正をする。  
更に、2年毎に保護リレーの校正を実施する。  
表示ランプ、フューズ類は総設置数量の50%程度を予備品として在庫し、必要であれば交換する。MCCB類の各種類1個予備品を在庫し緊急事態に備える。
- 7) 燃料油の品質管理  
燃料油調達先から購入ロット毎に成分表、性能表を提出させる。各エンジンメーカーの基準値以内であることを確認する。特に燃料の発熱量が基準値以上であることを確認する。(参考値：ISO標準値ディーゼル油=10,200kcal/kg)  
近年の燃料費高騰で発電原価に対する燃料費割合が75%以上になっており、燃料油の発熱量は燃料消費率に直接的に関連し、発電原価に影響を与えるので非常に重要である。
- 8) 潤滑油の品質管理  
潤滑油調達先から購入ロット毎に成分表、性能表を提出させる。各エンジンメーカーの基準値以内であることを確認する。現在PPUCは各エンジン機関の潤滑油を1,000時間毎にサンプリングし潤滑油供給会社に送り、分析を依頼している。潤滑油管理の有効な手段であり、非常に評価できる。しかし、その分析結果が判明するのは1ヵ月後程度となることから、過去の分析結果の変化量から将来の潤滑油状況を予測することが重要である。  
潤滑油に燃料油や冷却水が混入することもあるので定期的に1,000時間サンプリング時に目視検査も実施すべきである。  
潤滑油清浄機が正常に作動していれば8,000時間、作動していない場合は3,000時間で潤滑油の全量交換が一つの目安である。従って、潤滑油清浄機の正常な作動は潤滑油消費率を押し下げ発電設備の運転コストを改善する。  
潤滑油の劣化判定に簡易粘度計にて粘度を測定することを提言する。  
アイメリーク発電所において油メーカー(Shell)から講師を招き、PPUC職員に潤滑油のOJTが実施されているが、これは燃料油調達契約に含まれているものである。PPUC職員の技術力向上及びスキルアップに繋がるので、今後継続して実施するように切望する。
- 9) 冷却水の品質管理  
「パ」国における発電設備の冷却水システムはラジエーターを用いた循環方式であり、市水から供給されている。一般的にラジエーターの循環水の硬度は40ppm以下となるように要求されている。  
硬度が高いと長時間の運転中にラジエーターの細管内部にCaCO<sub>3</sub>が析出し水の流れが阻害されラジエーターの熱効率が下がり、運転中の冷却水、潤滑油の温度が上がり、エンジン発電機の最大出力が下がる。冷却水の硬度管理はエンジン発電機の保守点検において重要項目の一つである。

冷却水の品質管理概要を下記に示す。

第一に、原水を分析し硬度がどの程度か把握し、現状を知る。

第二に、硬度を下げる手法を策定する。

第三に、持続的に硬度管理。

マラカル発電所の Mitsubishi-#12, #13 に軟水装置が設置されているが、管理記録がないので管理されていないと思われる。

簡易硬度測定器により毎日硬度を測定し記録することが必要である。

樹脂カートリッジ逆洗剤（塩）の添加量、日時を記録し、次の添加時期を予測し、計画的に維持管理する。

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

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

#### 11) メンテナンスの予算

2004 年から 2008 年において、メンテナンス予算は計上されていたが、実際には予算を消化できていない、その理由は、PPUC の資金不足、燃料費の高騰、発電設備の重大故障による長期間の停止、電力需要逼迫による連続運転などである。

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

### (3) 発電部門の組織に係る提言

#### 1) Planning Engineer の配置

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

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

上述の i)～vi) の業務は、現在 Mechanical Engineer が全て一人で処理しているが、計画的なメンテナンス、発電設備の性能管理等をパラオ人職員が自ら実施できるよう技術移転する必

要がある。そのため、上述の業務を専任で担当する Planning Engineer を配置する。

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

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

## 6.2 送配電設備の運用改善

### 6.2.1 送配電設備の運転・維持管理の現状

#### (1) 組織体制

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

#### 1) 系統運用部

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

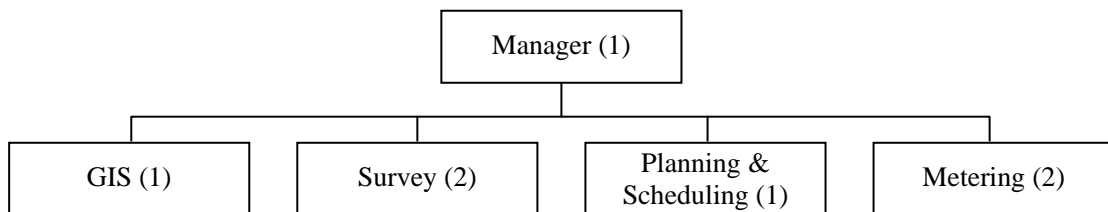


図 6.2.1-1 系統運用部の組織図

#### 2) 配電部

配電部はマネージャ以下 22 名で組織されており、PPUC の送配変電設備すべての保守・工事業務を担っている。マラカル発電所構内の事務所に本拠地を置いている。

コンクリート柱の建柱作業など送配電線に関わる工事を実施する作業班（作業監督者 1 名、作業員 4 名、重機運転者 1 名）を 2 班配置している。また、これとは別に、樹木伐採班（作業監督者 1 名、作業員 3 名）が 1 班編成されている。

また、配電部の資材倉庫はマラカル発電所敷地内にあり、職員 2 名がスペアパーツの管理・補充などを実施している。

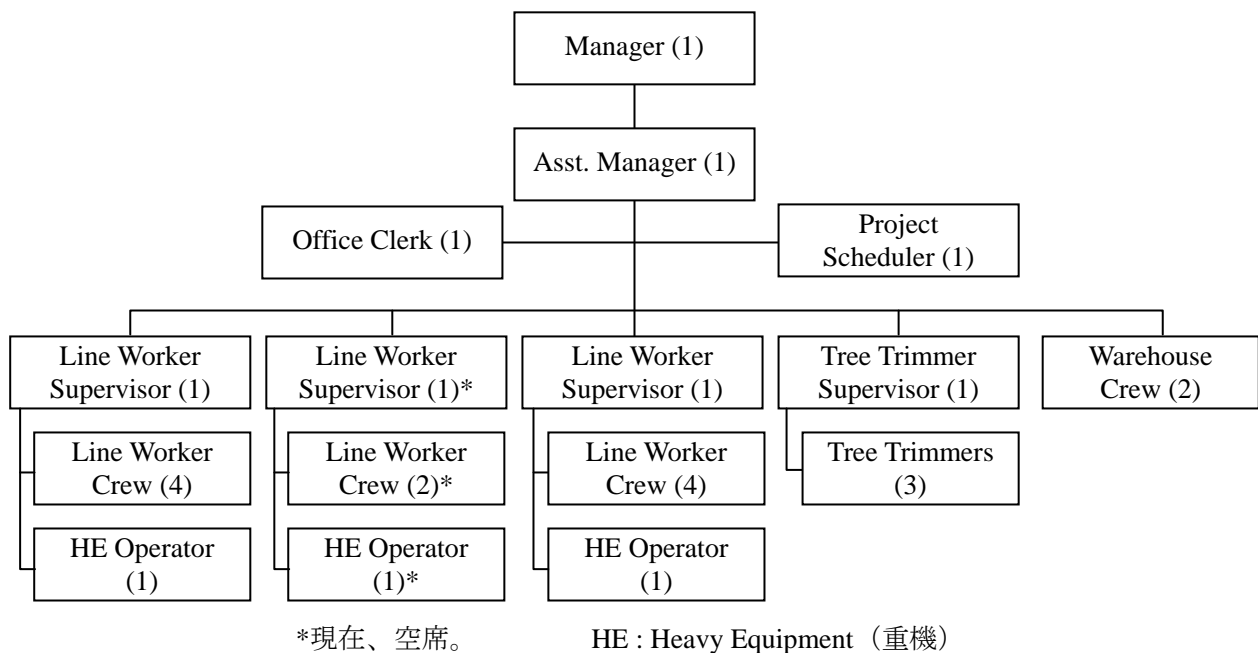


図 6.2.1-2 配電部の組織図

## (2) 法令・基準類

「パ」国では電力に関する法令・基準等は独自には整備されていないが、米国との歴史的な関係から、米国の電力技術基準である NESC が適用されており、公衆安全確保のための線下離隔距離などが遵守されている。また、ラインマン（送配電線作業に従事する者）は後述のとおり、米国が主催している Pacific Lineman Training を受講しており、技術・技能面も米国のルールが取り入れられている。

PPUC は電力供給のルールを明記した供給約款（Electrical Service Regulations）を 1995 年 3 月 30 日に制定しており、これに基づき事業を運営している。この中で規定されている供給電圧については、American National Standards Institute (ANSI) 標準 C84.1 に従うとされている。また、作業安全に関しても、社内ルールとして安全マニュアル（Safety Manual、1995 年 7 月 11 日制定）が整備されている。

## (3) 電力系統の運転

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

## (4) 配電線の電圧管理と負荷管理

配電用柱上変圧器（13.8kV/240V/120V）は電圧比を 5 段階に切り換えるタップがあるが、



電圧低下が問題になっている地域でもこれを用いた調整が行われていないなど、電圧管理が十分に実施されているとは言い難い。

また、電力需要（負荷）よりかなり大きい容量の変圧器が設置されている箇所が多く見られる。

#### (5) 日常・定期点検

送配変電設備の点検・保守は、2008年1月から System Preventive Maintenance Schedule（以下「点検計画」という。図 6.2.1-3、O&M マニュアル添付資料 2-1 参照）に沿って実施されている。この点検計画は系統運用部が立案し、General Manager（GM）に承認（2007年12月05日）された点検項目とスケジュールからなっており、これに従い毎月全ての送配電線および変電所を点検することになっている。また、不具合の確認から解消までを同じチェックシートに記載し、管理するようになっている。

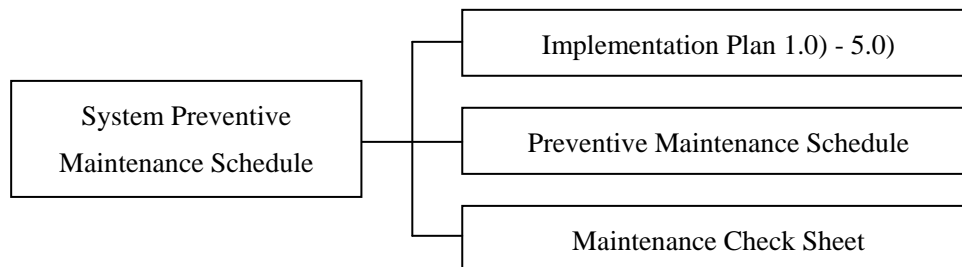


図 6.2.1-3 System Preventive Maintenance Schedule の構成

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

変電設備の点検は配電部の責任であるが、発電部から2名の補助を受けて実施する（Implementation Plan-3.0）ほか、系統運用部の計測技術者が電力量計に係る業務を実施する（Implementation Plan-4.0）。現在のところ点検に用いるチェックシートは、「点検計画」のチェックシートではなく、それ以前からあるもの（O&M マニュアル添付資料 2-2 参照）を使用しており、項目は若干異なる。

点検結果は配電部のミーティングで関係者に周知され、その内容をマネージャが上記のチェックシートに記載している。異常が発見された場合は、配電部マネージャが修理計画を策定（停電の必要性、資材の準備、作業計画など）し、GMに報告している。また、配電部マネージャは、月に一回稼働実績をGMに報告している。点検業務の実施結果は各部門からGMに直接提出される。また、系統運用部からは考察や改善案を毎週GMに報告している。

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

## (6) スペアパーツ

スペアパーツは配電部の資材倉庫に品目毎に整理して保管しており、専属の担当者が一覧表を作成し、管理している。棚には品目毎に番号が割り振りしており、一覧表にもその番号を記載することにより管理しやすくするなどの工夫がみられる。保有する数量はこれまでの使用実績から決めており、この数量を維持するように管理されている。

## (7) 事故時対応

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

停電事故に対しては報告書を作成し、マネージャクラスのミーティングで情報共有されている。

## (8) マニュアル類の活用

ラインマンは、Pacific Lineman Training で使用されるテキストなどを、実務用のマニュアルとして使用している。

機器納入者が納めた取扱説明書や、コンサルタントが提案した維持方法に関するマニュアル類が数多くあり、資料的には十分であるが、それらが十分には活用されていない。

表 6.2.1-1 PPUC が所有している主なマニュアル

名 称	制作者、制作年	主な内容
Operation and Maintenance Guide for Babelthaupt Electric Power Transmission Line System	EPDC、 1986	巡視・点検の頻度、内容やチェックリスト、標準作業の実施方法について記載したもの
Maintenance and Test Manual	Electric Power System、 1999	変電設備の点検手順
Operation and Maintenance Manual	Marubeni Power System、 1999	設置機器の製作者の取扱説明、巡視・点検の一般的な内容をまとめたもの
PUC Safety Manual	PPUC、 1995	作業に関わらずすべての安全に関する注意事項をまとめたもの
Electrical Essentials for Powerline Workers	THOMSON、 2004 ほか	Pacific Lineman Training で使用するテキストで、電気の基礎的な知識から電気設備に関することまで記載されている。ラインマンは全員が所有している。
Safety Manual For Electric Utility	American Public Power Association、 1999	服装、作業、訓練などにおける注意点などが記載されている。一部のラインマンしか所有していないが、手順書として使用されている。

## (9) 人材育成と保有技術・技能

コンクリート柱の建柱などを直営で作業しており、技能についても十分なものを有していると考えられる。なお、作業に伴う負傷事故はこれまで発生していない。

ラインマンは全員が Pacific Lineman Training（米国 Department of Interior 主催。1 年間の研修後、修了認定のための試験が実施される）を受講し、専門知識を習得している。

## 6.2.2 送配電設備の運用改善に係る提言

### (1) 電力系統の運転

電力系統の運転員は、系統に異常が発生した場合、速やかな 1 次処理を要求される。例えば試充電で事故継続の有無を確認したり、系統の切替えによって停電範囲を局限化する必要がある。その他にも、電力品質を確保するため運転記録を分析・評価するなど、高度な技術・技能が必要である。正確な情報を速やかに集め、制御指令を確実に伝達するなど運転員の補助をすることが SCADA の機能であり、SCADA が電力系統を自動運転するわけではない。

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

### (2) 配電線の電圧管理と負荷管理

電圧低下に関する苦情があった際には、現地で電圧の測定と変圧器のタップ位置の確認を確実にを行う必要がある。電圧は電圧降下の最も大きいピーク時間帯に確認することが好ましいが、負荷の特性により短時間の電圧低下が問題となるケースもあるため、電圧の連続測定が可能なオシロ装置を整備することを推奨する。このオシロ装置は、電圧、電流、周波数、力率などを同時に測定・記録できるため、需要家の負荷力率の測定にも活用できる。

PPUC の供給電圧は ANSI C84.1 に従うことになっており、定格電圧 240V であれば、228V ~252V で維持されなければならない。適正な電圧で電力供給することは PPUC の使命であり、電圧管理は重要な業務であることから、表 6.2.2-1 のように、変圧器設置場所、タップ位置、電圧測定結果を現在使用中の GIS で管理することを推奨する。

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

表 6.2.2-1 GIS で管理する電圧管理表の一例

変圧器 設置場所	変圧器容量	メーカー・型式	タップ位置	電圧測定結果	
				測定日時	測定値
〇〇	〇〇	〇〇	〇〇	〇〇	〇〇
〇〇	〇〇	〇〇	〇〇	〇〇	〇〇

### (3) 日常・定期点検

「点検計画」ではラインマンは1か月ですべての送配変電設備を巡視するようになっているが、巡視した結果、不具合が発見された場合にはその改修に時間がとられるため、以降の巡視が遅れがちになっている。

送配電関係においては、1か月という短期間にすべての設備を確認するよりも、毎月重点的に点検する事項（樹木接近注意箇所など）と2～3ヶ月に一度点検する事項（設備の外観など）に区分けして実施することが効率的であり、現在のラインマン人員（13人）で対応可能と思われる。

点検を実施した結果は記録して保管し、各設備の状況を把握するとともに、がいし清掃作業や、設備の改修計画策定のための資料として、記録を活用すべきである。また、現状送電設備は23年程度しか経過しておらず、早急に設備を取替える必要はないが、今後設備の老朽化対策を検討していく上でも、日頃の巡視・点検により設備の状況変化を把握する必要がある。

今後の送配電線の維持管理を行いやすくするため、各線路に線路名（アイメリークーコクサイ線など）をつけるべきである。また、ほとんどの支持物の番号は雨等により消えており、確認できなくなっているため、各支持物の番号を明確にする必要がある。巡視記録や点検記録においても線路名・番号を記載することにより、設備毎の状況を把握するのが容易になり、改修の計画が立てやすくなる。またこれらを明確にすることにより、図 6.2.2-1 のような巡視チェック表や、図 6.2.2-2 のような伐採調査表を使用することが有効となり、「点検計画」にあるチェックリストと組み合わせ使用すれば、管理も行いやすくなると考えられる。

変電設備においては、定期点検は基本的に外観点検を行っており、外観点検で異常を発見した場合に停電作業を計画している。このため外部の状態がよければ内部点検は実施されず、事故になるまで分からない。系統構成上、停電作業は供給支障を伴うため簡単に実施できない状況ではあるが、機器損壊となった場合停電が長期化し修理費用もかさむことを考えると、主要変電所に関しては機器メーカーの推奨する内部点検（通常数年毎）の実施が望まれる。

なお、点検で得られた数値に対する良否判定は行うものの、前回点検時からの変化分に対する考察がなされていない。予防保全のためには異常の兆候を早期につかむことが必要であり、ガス遮断器のガス圧力や変圧器の油面レベルにはトレンド管理の導入を推奨する。また変圧器に関しては、絶縁油のサンプリング分析を定期的を実施することを推奨する。トレンド管理の例として、GCB ガス圧力の記録シート（図 6.2.2-3）を手交し、説明した。

表 6.2.2-2 JICA STUDY TEAM で作成した帳票一覧

帳票名	概要
巡視チェック表	送配電線巡視時のチェックポイントを記載したもの
伐採調査表	伐採調査時の記録帳票
GCB ガス圧力記録シート	変電所巡視時のガス圧記録帳票

#### (4) スペアパーツ

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

Transmission & Distribution

Made by JICA STUDY TEAM 2008.05

SCOPE OF WORK	POINT
1 line & substation Vegetation	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Offset distance from line to vegetation defined by NESC</li> </ul>
2 Clean,check & inspect pole, line insulators	<ul style="list-style-type: none"> <li>(All pole)</li> <li>•Lack , broken ,less-visible of pole number plate</li> <li>•Digging or lay earth the ground around the bordering of pole and ground</li> <li>•Ground loose At the bordering of pole and ground</li> <li>•Damage of the car crash,etc</li> <li>•Pole leaning</li> <li>(Concrete pole)</li> <li>•Crack of concrete</li> <li>•Weathering of concrete surface</li> <li>(Wooden pole)</li> <li>•Remarkable damage of body and head part</li> <li>•Remarkable corrosion at the bordering of pole and ground</li> <li>(Steel pole)</li> <li>•Rust , a strangely shaped part</li> <li>•Corrosion at the bordering of pole and ground</li> <li>(Insulator)</li> <li>•Damage,crack of porcelain part</li> <li>•Dirt of porcelain part</li> </ul>
3 Clean & Inspect line cable terminal & conditions	<ul style="list-style-type: none"> <li>(Conductor)</li> <li>•Offset distance defined by NESC</li> <li>•Unevenness sag , too large sag</li> <li>•Disconnecting , looseness of bindings</li> <li>•Contact of bindings to the live part</li> <li>•Sticking of flying object(a branch, etc) on the conductor</li> <li>•Contact and approaching of fallen tree and fying objects to the conductor</li> <li>(Rising part of cable)</li> <li>•A strangely shaped part of rising cable</li> <li>•Damage of cable sheath</li> <li>•Location installed supporting band</li> </ul>
4 Check pole accessories,aligment & conditons	<ul style="list-style-type: none"> <li>(Gay wire)</li> <li>•Vine</li> <li>•Damage, remarkable rust,corrosion</li> <li>•Anything unusal at the bordering of pole and ground</li> <li>•Looseness</li> <li>•Approach to the live part</li> </ul>
5 Check & clean fuse cut outs ,pole arresters & its terminals	<ul style="list-style-type: none"> <li>(Arrester)</li> <li>•Looseness of the earth side and the line side</li> <li>•Crack , damage ,dirt of porcelain</li> <li>•Mark of follow current</li> </ul>
6 Check recloser & its terminal connections	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Damage, remarkable rust,corrosion</li> </ul>
7 Check system grounding cable its accessories & terminations	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Damage, remarkable rust,corrosion</li> </ul>
8 Check substation transformer physical conditions,oil leaks ,cable & insulator terminals	
9 Check pole mounted distribution transformers physical conditions ,fuse cut outs , oil leaks & cable termination terminals .	<ul style="list-style-type: none"> <li>(transformer body)</li> <li>•Unusual sound</li> <li>•Leaning of body</li> <li>•Abnormal temprature</li> <li>•Flaking of painting</li> <li>•Remarkable rack of case</li> <li>•Oil leaks from any parts</li> <li>•Mark of arc on the case</li> <li>(Bushing)</li> <li>•Damage,crack of porcelain part</li> <li>•Remarkable dirt</li> </ul>
10 Check customer service drop wires from pole to meter	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Offset distance from line to other object defined by NESC</li> </ul>

図 6.2.2-1 巡視チェック表





## (5) 事故時対応

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

## (6) 設備維持能力の向上

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

今後最も活用できると考えられる既存のマニュアルから、巡視・点検について抜粋し、整理したものを参考として添付した。(O&M マニュアル添付資料 2-3 参照)

## (7) 人材育成・確保

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

### 1) 送配変電

コンクリート柱の設置、架線などは、すべて直営で実施しており、実作業における経験や能力は十分に有しているが、設備の改修計画は主に系統運用部で策定されている。実際に設備を管理している配電部において、巡視や点検記録から設備の改修計画を策定できる人材を育成していく必要がある。

本マスタープランでは、2013 年に変電所、送電線の 신설など電力系統が大きく変わる計画となっている。現在配電部に変電関係の技術者がいないが、変電設備の点検計画や劣化傾向の管理は配電部で実施する必要がある。このため、変電関係の技術者を少なくとも 1 人早急に配置し、変電設備の点検計画策定や、他の人員に対する指導を行わせる必要がある。

### 2) 電力系統の運転

SCADA および通信部門の技術者がいないため、保守や拡張が困難である。この状況で SCADA を取替えても適切なシステムを構築できない恐れがあるため、技術者の配置を推奨する。

2013 年の設備の大幅な変更とともに、設備の集中監視制御を行う制御所を設置する計画としている。運転業務の正しい理解と運転員の計画的育成が必要であるため、2011 年には制御所運転員を少なくとも 4 人配置し、現状の SCADA を活用した操作方法などを習得し、速やかに制御所に移行できるようにする必要がある。

制御所の運転員は、系統運用、電圧調整、周波数制御、事故時の復旧操作など広範囲な業務能力が要求され、各電力設備の機能、電力系統の保護方式、無効電力と電圧の関係など、幅広い電氣的知識が必要であるが、PPUC ではこれまでに電力系統の運転の必要性が低かつ



たこともあり、現時点では運転員を任せられる人材はいない。

既述のとおり、運転員のための導入教育には他国での研修や制御所見学などが有効であるが、事故復旧方針の策定など社内ルールの事前整備も必要になり、組織、人材両面からのレベルアップが求められるため、経験者による OJT を通じた育成が好ましい。

電力設備を整備してもその運転能力が伴わなければ、効率的な電力設備の運転ができないだけでなく、公衆災害の発生をも招く恐れがあることから、PPUC にとっては非常に重要な問題であり、制御所運転開始の 2、3 年前からの計画的な育成が必要不可欠である。

これについては、人材育成プロジェクト（例えば、各ドナーが実施する技術協力プロジェクトなど）の実施や専門家の受入れなども一方策である。

### 6.2.3 SCADA 改善計画

既存の SCADA は以下の問題を抱えている。

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

既納入者は未完成の SCADA 設備を PPUC に引き渡しているが、PPUC に十分な技術力があれば回避できた問題で、この点も考慮する必要がある。また、どのメーカーの SCADA を採用しても設備の設置や変更に応じた SCADA の改修は必要なため、長期にわたり対応が可能な納入者を選定する必要がある。

SCADA の今後の拡張計画としては、以下の 3 案が考えられる。

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

PPUC が今後の保守・更新を適切に行うためには、運転の人材育成で提案したとおり、SCADA の技術者を配置し、案 2 により実務に従事させることで育成することを推奨する。なお、既納入者が契約を拒否したり難行した場合案 3 を選択せざるを得ないが、この場合でも SCADA 技術者の採用や運転員の育成等、PPUC 側の事前準備が重要である。

## 7. 結論と提言

## 7. 結論と提言

### 7.1 発電所建設計画及び送配変電設備拡張計画

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

表 7.1-1 発電所建設計画

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

備考：  は優先プロジェクトを示す。

表 7.1-2 送配変電設備拡張計画

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

備考：  は優先プロジェクトを示す。

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

表 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

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

Too good
  Appropriate
  Not viable

出所：JICA 調査団による予測計算

## 7.2 再生可能エネルギー導入計画

### 7.2.1 太陽光発電

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

### 7.2.2 水力発電

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

### 7.2.3 太陽熱利用

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

## 7.3 PPUC の経営改善

PPUC の経営改善のため、下記の通り電気料金を改定することを提案する。

### (1) 短期的な対策 (FY2009-2013)

第 1 案：2009 年度に料金改定を実施

表 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

Unit: US\$

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

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

出所：JICA 調査団 の提案

表 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

Unit: US\$

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

Note: AFPAC (Automatic Fuel Price Adjustment Clause)

出所：JICA 調査団 の提案

第 2 案：2 年間かけて料金改定を実施（FY2009-2010）

**Alternative Option 2** 2-Year Step Up Option

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

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

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

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

第 3 案：3 年間かけて料金改定を実施（FY2009-2011）

**Alternative Option 3** 3-Year Step Up Option

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

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

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

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

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

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

## (2) 長期的な対策 (FY2013 以降)

### 1) 新アイメリーク発電所でディーゼル油を使用する場合

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

### 2) 新アイメリーク発電所で重油を使用する場合

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

## (3) 電気料金改定に向けた動き

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

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

## 7.4 電力設備の運用改善提言

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

### 7.4.1 発電設備

#### (1) 通常運転に係る改善提言

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

#### (2) 定期点検に係る改善提言

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

#### (3) 発電部門の組織に係る改善提言

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

### 7.4.2 送配変電設備

#### (1) 電力系統の運転に係る改善提言

電力系統専任の運転員を計画的に配置・育成することを推奨する。

#### (2) 配電線の電圧管理と負荷管理に係る改善提言

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

#### (3) 日常・定期点検に係る改善提言

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

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

**(4) スペアパーツ、保守用器具に係る改善提言**

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

**(5) 事故時対応に係る改善提言**

PPUC で作成している事故報告書に再発防止を記載する欄を設け、記載する。

**(6) 設備維持能力の向上に係る改善提言**

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

**(7) 人材育成・確保に係る改善提言**

**1) 送配変電**

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

**2) 電力系統の運転**

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