

ツバル国
フナフチ環礁電力供給施設整備計画
予備調査報告書

平成16年9月

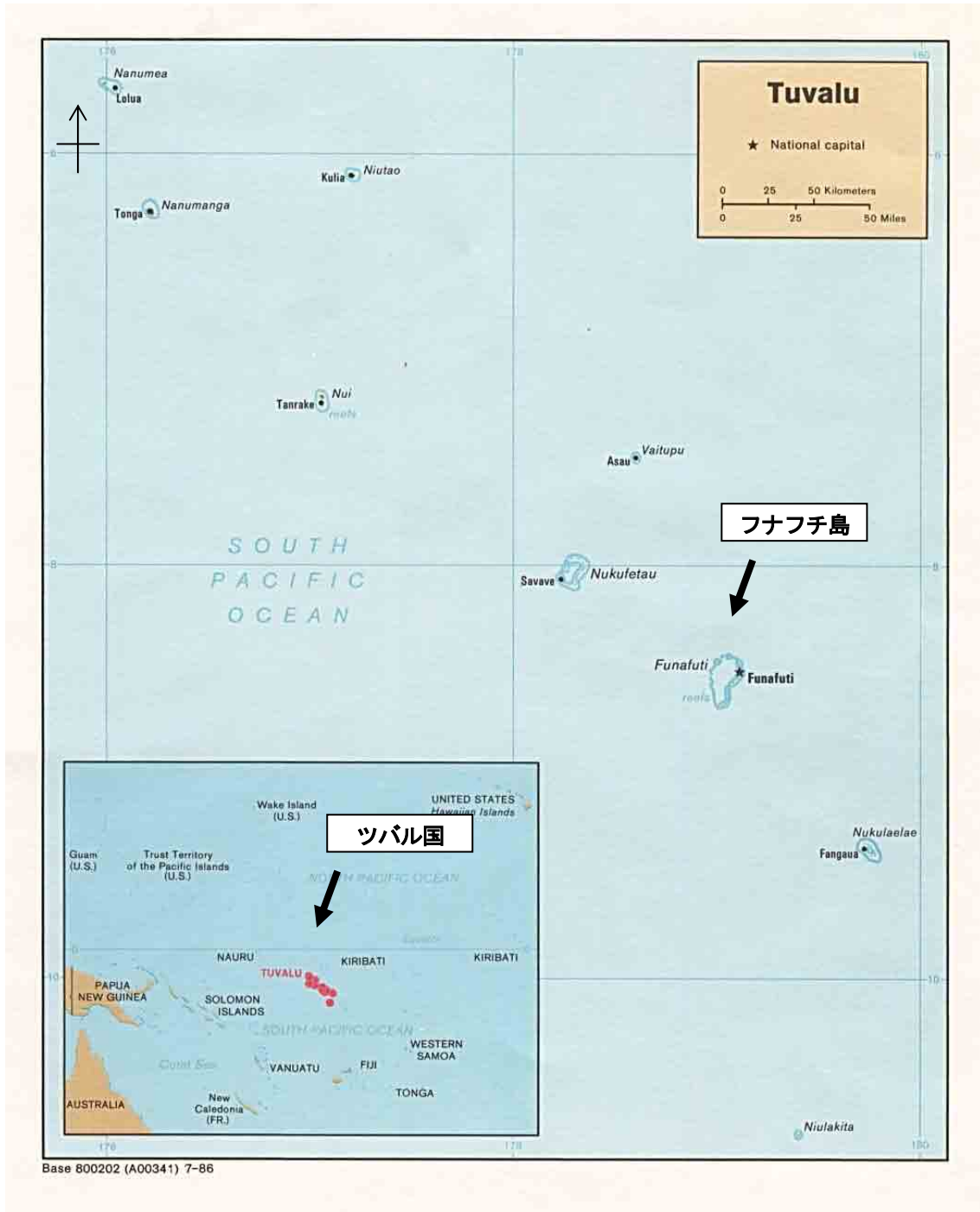
独立行政法人国際協力機構

無償

J R

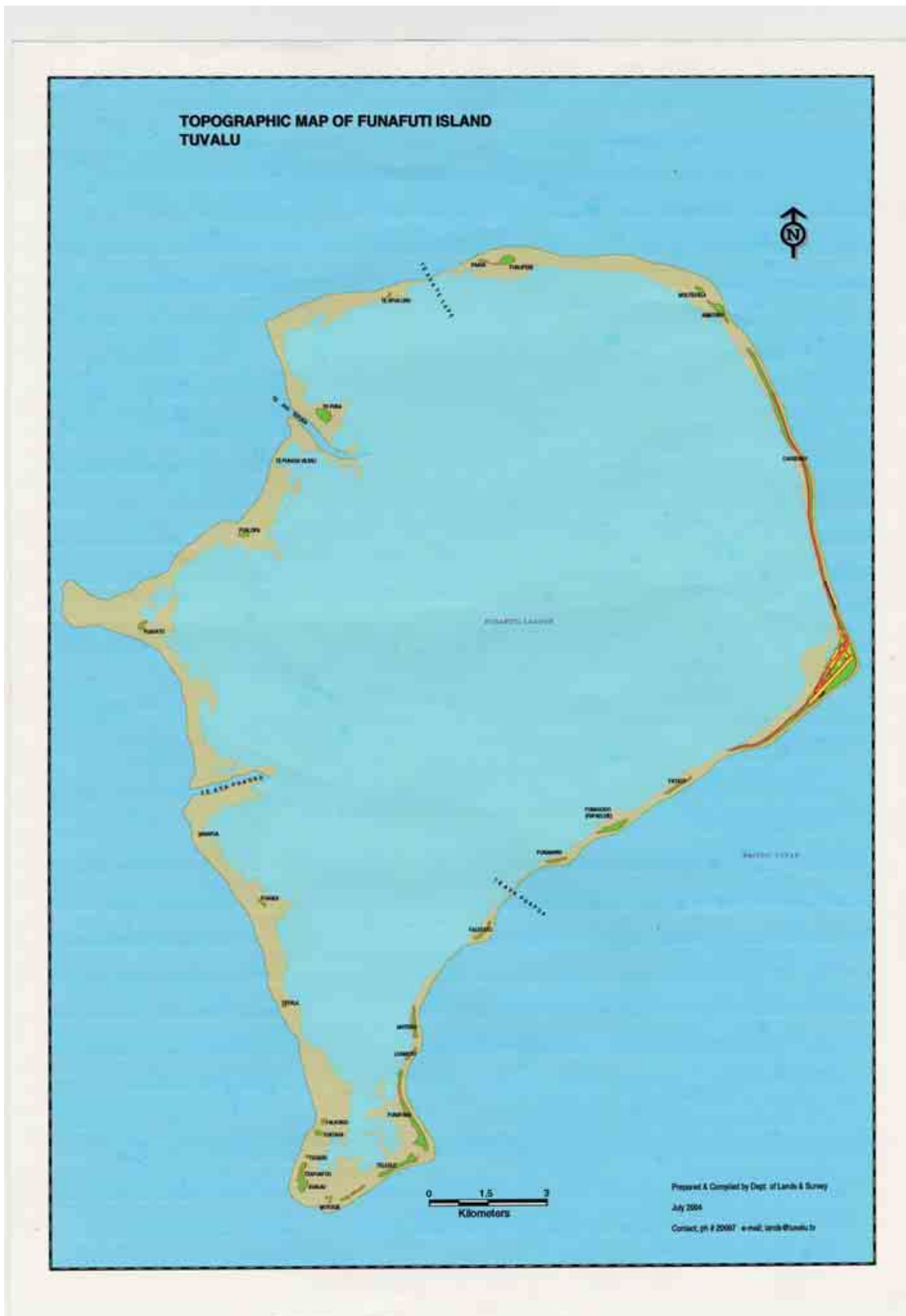
04 - 165

ツバル国 (首都フナフチ)



* 地図は "Perry-Castañeda Library Map Collection" の URL より引用

フナフチ環礁全体図



フナフチ環礁 Fogafale 島



TEC 発電所位置図

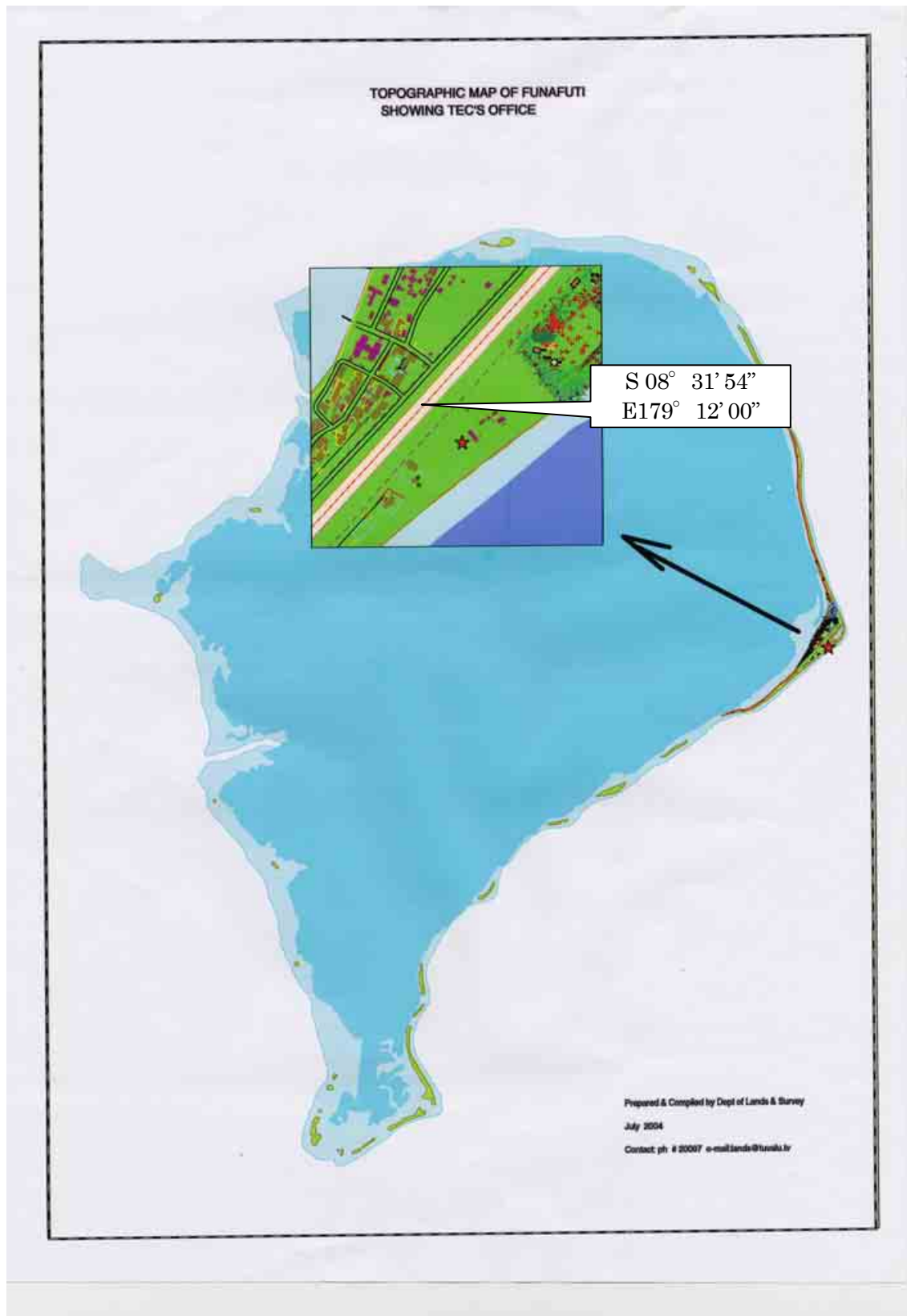




写真1 TEC 管理事務所 (滑走路側から東を望む)



写真2 既設発電設備建屋 (TEC 事務所裏から北西方向を望む)



写真3 運転中の発電機（手前からNo2、No3、No4、No5）



写真4 発電所の燃料受入（TEC事務所裏）



写真 5 潮風による損傷の激しい No8A 変圧器



写真 6 故障により取り外された No7 変圧器と仮設ケーブル

要 約

1. 要請内容の変更

ツバル国からの無償資金協力要請書（2002年7月）によると、同国の電力需要は増加傾向にあり、今後政府オフィス、病院、船員養成学校、栈橋等が整備されるにつれて今後深刻な電力供給不足が懸念される。これに対処するために出力1,400kWのディーゼル発電機2台、および配電設備を軸とする新規発電設備の建設を日本政府に要請してきた。建設地としては現発電所の北方500mの沼地に隣接する地点をあげていた。

2004年7月実施の予備調査により各要請コンポーネントの内容・金額の根拠を確認したところ、ツバル側は当初の要請に対し2年経過したこともあり次表に示すように要請の内容を変更してきた。主な変更点は次の2点である。

- ・ 新発電設備設置位置を既設発電設備隣接地に変更
- ・ 新発電設備は600kW～900kW4台に変更

各項目の詳細は次表のとおりである。

表 要請内容の新旧比較

2002年7月要請内容		予備調査における要請内容変更点と確認点
サイト位置	約300m北よりの政府所有未使用地	TEC構内の既設発電設備隣接位置
発電設備	2 x 1400kW ディーゼルエンジン 発電機 上記据付用資材	} 4 x 750KVA 発電設備
補助設備器材	エンジン周辺設備 電気設備 燃料タンク 廃油燃焼設備 上記据付資材	
杖付け工事		
予備品		
新発電設備建屋	建屋 土木工事 基礎工事	増設レイアウト上既設TEC管理棟の撤去が必要となりそのフロアを含む
新旧発電設備の接続		
海底ケーブル	本島と海事学校間	(海底部分はFogafaleとAmatoku間の約800m)
配電設備	新政府庁舎、接続箱、新病院間 港湾設備、No8配電変圧設備、海事学校間	ツバル側で設置済み使用中
変電設備	新政府庁舎、新病院 港湾設備増強、海事学校	ツバル側で設置済み使用中 海事学校は60kVA3機設置使用中
電圧調整装置	海事学校に設置	
新規内容		既設配電設備の補修と増強 政府庁舎向け専用配電設備(含旧政府部署用100kVA変電設備) 配電設備点検管理用測定器(ケーブル故障位置測定など)

2. 要請内容に対する調査結果

(1) 需要予測

実施機関のツバル電力公社（TEC）による将来供給計画における将来需要の予測は、最大電力消費時と思われる時に電流測定を実施して現時点の最大電力を把握し、過去の最大電力の平均伸び率に次に示す増加設備による消費電力増を現状の差引きで織込んでいる。

需要想定に含まれている新規増加負荷内容：

- ・ 新庁舎の差引き増分 184kW：2004年7月末に移転業務開始済
- ・ 競技場照明新設 18kW：滑走路すぐ東側に新設中、2004年内に利用開始
- ・ 流通業（NaFICOT）の冷凍庫増設 75kW：2004年に使用開始
- ・ 港湾設備（Wharf）増強 80kW：2006年増強予定

これに対し、1995年から2004年までの10年間に最大需用電力が約2倍となり平均年率7%で伸びてきた実績と、電力負荷がほぼ業務用（政府も含む）と家庭用に限定されているのでこの増勢はしばらく続くと思われる点、電力消費の効率化（いわゆる省エネルギー）またはピークカットを考慮しなければならないものの両部門とも電力消費に対する利便性（付加価値）が強く作用する点などを考慮すると、TECの想定はほぼ妥当な範囲と考える。

(2) 発電設備の増強

TEC計画の発電機単機容量と基数に対して供給安定度の考え方に応じていくつか代案を例示できる。ポイントは2005年に予想されるピーク負荷時供給支障の回避、供給予備力を考慮した単機容量の設定、今後10年間に想定される最大電力増加（約1000kWから2000kW）に対応した適切な設置時期などである。

本調査では、第4章で述べるとおり、4ケースを比較したうえで電力需要とその伸び、発電設備単機容量、当面の供給予備力維持、設備利用率などから、550kVA（440kW）4基が最もバランスが取れていると結論付けた。しかしながら、検討の前提となった設備稼働率、予備率などの諸条件については、本格調査時に再度見直しが必要である。そのためには現状レベルより発電設備の稼働率を向上させることが求められ、TECに対し設備維持管理レベル向上について技術移転支援をすることが必要となろう。

(3) 配電設備他

配電設備について当初要請にあった新政府庁舎および日本の援助による新病院に対しては既にツバル側にて設置済みでそれぞれ供用開始していた。

またAmatoku島にあるMaritime Schoolへの海底ケーブルを含む配電設備設置要請について、現地調査の結果、現用の独立発電設備は補強することで充分であり、費用の嵩む配電設備は、その将来電力需要から見て過剰な設備である。

一方、島内で地下埋設高圧配電ケーブルの障害個所があり、現状仮設で電力供給をしている。また島内の一部配電変圧設備は塩害による外部腐食が激しく、その中の 4 箇所は早急に補修する必要がある。これらに対し支援の要請があったため、本格調査時に検討する必要がある。

3. TEC の経営状況

新規発電施設の運営は TEC が行うため、同社の経営状況について調査を行った。TEC は 1996 年から 2000 年までは年間 30 万ドル程度の赤字経営が続いていた。これは操業費が販売収入を上回る状態が長く続いたためである。これを補填する目的で 2000 年から政府の補助金が交付されるようになった。補助金は 2000 年には 30 万ドル、2001 年には 70 万ドル、2002 年には 90 万ドルと増加傾向にある。その結果最終損益は 2001 年から黒字に転じている。しかし補助金の出所については明らかでないため、今後明らかにする必要がある。

しかしながら、政府は TEC に補助金を出す一方で、必ずしも電気料金を確実に支払ってきたわけではなく、一部は TEC の売掛金として残っているなど、経営上の不安定要素となるため、政府として TEC の健全経営へのサポートをどのような形で実施するか本格調査時に確認が必要である。

4. 環境社会配慮

環境社会配慮については、ツバル国側実施機関および環境省の実施体制、対応能力などを確認するとともに、JICA 環境社会配慮ガイドラインを踏まえ、ツバル国側と共同で IEE レベルの調査を実施し、本プロジェクトが環境に重大な影響を与えるものではないことを確認した。

特に建設サイトについては、新規発電所を現在の敷地内に増設する形となったため、環境社会に重大な影響を与える要因は無く、発電所における通常の留意事項（廃油、ノイズ、大気汚染など）への対策を取ればよいと考える。

その他、非自発的移転等 JICA 環境社会配慮ガイドラインに抵触する問題も存在しない。設備容量の増加に対する住民の期待は大きいことから、TEC より発電所新設に関する社会的合意は得られている旨の発言があった。

既にツバル国政府は環境影響評価調査報告書を完成させており、関係機関の承認が取得できれば、本プロジェクトにおける環境社会配慮は完了したものと言える。

5. 適正な協力範囲

(1) 発電設備は単機容量 440kW（発電機定格 550kVA）4 基が需要想定と負荷特性から最も適切と考えられるが、検討の前提となる設備容量や予備率についての検証を本格調査時に実施する必要がある。

(2) 配電設備について、Maritime School は別途小型パッケージ発電設備で補強すればよく、

要請内容にある海底ケーブルで新設発電設備に接続することは適切でない。

(3)台風などの自然災害時に政府機関中枢までもが全停電になることを避けるための専用配電設備につき検討する必要がある。

(4)既設配電設備では故障中で対応が取られていないもの、塩害などで損傷が激しいもの、停電事故発生時の対処ノウハウなど管理の行き届いていない部分に対し適切な協力が必要と考える。

6. 本格調査実施時の留意点

予備調査の内容から本格調査では、次の項目が主な留意点となる。

(1)需要予測

(2)最適な発電機型式と単機容量

(3)発電設備および関連設備機種とレイアウト

- ・高潮時の海水浸入に対しフロアレベルの嵩上げを考慮

(4)配電設備

- ・Maritime School に配電ケーブルを設置する案は避け、小型発電機 (Package type) で代替する等の案を検討

(5)環境配慮その他

- ・廃油などが地中に浸透しないよう考慮

目 次

第1章	調査の背景・経緯	1
1.1	調査の目的	1
1.2	調査の背景・経緯	1
第2章	プロジェクトの概要	3
2.1	当該セクターの概要	3
2.1.1	電力セクターの現状	3
2.1.2	フナフチの社会経済状況と電力供給対象世帯	9
2.1.3	TECの発電設備の現況と供給計画	13
2.1.4	TECの配電設備の現況と強化計画	16
2.1.5	他の援助機関の動向	17
2.2	本計画の受入国実施体制	17
2.2.1	組織	17
2.2.2	予算	18
2.2.3	要員および技術水準	18
2.3	本計画要請内容に基づく必要設備概要	18
2.3.1	ディーゼル発電設備	18
2.3.2	関連制御盤および配電盤設備	18
2.3.3	建屋関連設備	19
2.3.4	配電ケーブルネットワーク	20
2.3.5	燃料受入設備	21
2.3.6	技術協力の必要性	21
第3章	環境影響配慮	22
3.1	ツバル国の環境社会配慮対応能力	22
3.2	JICA 環境社会配慮ガイドラインについて	22
3.3	環境関係の行政機関	22
3.3.1	環境関係の法律・規制	23

3.3.2	環境省の活動状況	23
3.4	建設サイトの変更と EIA	24
3.5	EIA の構成と内容	25
3.6	EIA の評価と環境社会影響配慮	27
第 4 章	適正な協力範囲	28
4.1.1	需要想定の評価	28
4.1.2	発電設備増強	28
4.1.3	配電設備整備	30
第 5 章	本格調査実施時の留意点	34
第 6 章	予備調査団の構成	35
6.1	団員構成	35
6.2	予備調査日程	35
6.3	面談者リスト	36
6.4	収集資料リスト	37

第1章 調査の背景・経緯

1.1 調査の目的

ツバル国側との協議および現地調査を通じて、本プロジェクト、ツバル国「フナフチ環礁電力供給施設整備計画」の無償資金協力案件としての妥当性、必要性、緊急性を確認し、今後基本設計調査を実施する場合の協力対象コンポーネントを検討・提言する。

実施機関（ツバル電力公社：TEC）対し、各要請コンポーネントの内容・金額の根拠を確認する。とくにディーゼル発電機（DEG）の要請（1,400kW×2台）については、明らかに過大であると考えられるため、既存DEGの運転・維持管理状況を調査し、DEGの補修ローテーションを考慮した最適な運用が可能となる定格出力・台数を検討・提言する。また、各新規大口需要家、待機需要家向け11kV配電ケーブル敷設の全体計画と既設配電網の現況を確認し、電力ケーブルによる配電の妥当性と要請されたネットワークの妥当性を検証する。

環境社会配慮については、ツバル国側実施機関および環境関連省庁の実施体制、対応能力などを確認するとともに、JICA環境社会配慮ガイドラインを踏まえ、ツバル国側と共同でIEEレベルの調査を実施し、本プロジェクトが環境に重大な影響を与えるものではないことを確認するとともに、今年度以降の要請に必要な調査手法の指導（技術移転）も併せ実施する。

1.2 調査の背景・経緯

ツバル国は南太平洋フィジーの北方、南緯8度30分、東経179度、日付変更線の西に位置する9つの島（珊瑚礁）からなる島嶼国家である。9島合わせた国土面積は26km²、人口は10,200人¹と少ない。フォガファレ（Fogafale）島のあるフナフチ環礁が9島のうち最大の島で人口は約5000人である。しかし国全体としては東西1,000km、南北600kmにおよぶ広大な海上水域をもっている。珊瑚礁の島であるため土壌が多孔質で農業に適さず、カツオ、マグロ等の漁業以外の目立った産業のないツバルは、食料その他の生活必需品をほとんどすべて輸入に頼っている。貨物船が接岸できる栈橋はフナフチ島にあるのみで、輸入される食糧、生活物資、石油製品はすべてフォガファレ島で荷揚げし、離島間連絡船で各離島へ運搬されている。連絡船MANU FOLAU号は最近日本の無償資金協力で整備され、離島の住民の生活に多大の貢献をしている。

¹ 2003年の統計

ツバル国は旧英連邦に属し、行政の長は首相が務める。人種はポリネシア人が大部分を占め、言語はポリネシア語、英語、通貨はオーストラリアドルが使われている。すべての行政機関、警察、消防、銀行、ラジオ放送局、病院等はフォガファレ島に集中している。テレビ放送はないが、電話は各離島まで整備されている。航空便はフィジー国スバ空港との間に週 2 便が運航されている。陸上交通では、バイクが比較的身近な庶民の交通機関となっており、自動車、軽トラックなどの四輪車は少ない。

首都であるフナフチ環礁以外の島は無電化地域が多い。現在ツバル国政府は全国民に平等にインフラを提供し、生活水準の向上を図る目的で、国を構成する 9 島のうち、既に電化が完了しているフォガファレ島以外の島々(Outer Island)についても、熱心に電化に取り組んでいる。これには離島への資本流入を図り地域振興に結びつける狙いもあり、フォガファレへの一極集中を避ける意味から、ヴァイトップ (Vaitupu) 島 (フォガファレ島に次ぐ規模) の電化に力を入れている。

離島の電化に関しては、TEC の管轄するディーゼル発電による電化と、TSECS が管轄する太陽光発電 (PV) によるものがある。また最近が開発援助の受けやすいディーゼルと太陽光のハイブリッドシステムも注目されている。

政府は従来 TSECS を事業母体として PV によるこれら離島の電化政策を推進してきた。PV による電化は原則的に蛍光灯による照明までで、近年その他の電気機器も離島で導入され始めたが、大容量の需要には対応できないため、住民の支払能力を勘案しながら徐々にディーゼル発電設備への置き換えを図っている。

フォガファレ島における電力供給設備整備は欧州連合 (EU) などの援助を加えながら進められてきたが、2001 年に導入した 1000kW 機が、設計不良と思われる原因で 50% 負荷程度しか出力できていない。これが電力需給計画を大幅に乱す要因となったものと思われる。このためその他の発電設備の老朽化と併せ、フォガファレ島における電力需給は極めてタイトな状況になっていたことに加え、台湾の援助による新政府庁舎、日本の無償資金協力による新病院の稼動が重なり、ピーク需要への対応が懸念される事態となっていた。

今回ツバル側は当初の 1400kW 機 2 台の増強要請に対し、調査時点で主に次の 2 点について要請内容を変更してきた。(Appendix 1)

- ・新発電設備設置位置を既設発電設備隣接地に変更した
- ・新発電設備は 600kW~900kW 4 機に供給計画を変更した

以下各章で詳細に述べていく。

第2章 プロジェクトの概要

2.1 当該セクターの概要

2.1.1 電力セクターの現状

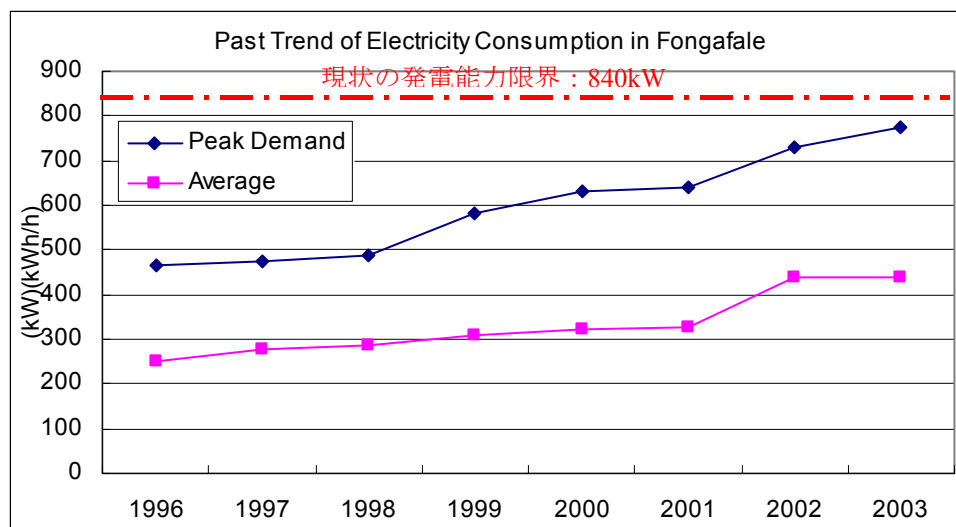
(1)TECの管轄範囲

ツバル国における電力事業は、公共事業エネルギー省(MWE: Ministry of Works and Energy)の監督の下、ツバル電力公社(TEC: Tuvalu Electricity Corporation)が運営、維持管理を行っている。ツバル国を構成する9個の主な島(環礁)の内、一番南端のNiulakita島を除く7箇所の各島(環礁)、すなわち南から北へ順に Nukulaelae 環礁、Nukfetau 環礁、Vaitupu 島、Nui 環礁、Nanumanga 島、Niutao 島、そして最北端の Nanumea 環礁に TEC の支局を置いて業務を遂行している。フナフチ (Funafuti) はツバル国最大の環礁で居住人口が最も多く首都機能があり、TEC 本社機能はこの環礁の最大の島である Fogafale 島の空港滑走路のすぐ東側中央部に隣接している。今回調査はこの Fogafale 島における電力供給設備が対象範囲となる。

(2)フォガファレ (Fogafale) 島における電力需要現況

電力需要は 2003 年実績で 3,849MWh (時間平均 439.4kWh/h) で最大電力は送電端 774kW (12月) を記録している。電力需要の伸びは速く平均電力は3年平均伸び率で年率10%を超え、5年平均でも一昨年以降9%を超えている。最大電力の伸びも同じように3年平均伸び率で年率8±1%、5年平均では至近2年間は9%を超えている状況となっている。

フナフチにおける電量需要実績 (能力限界は銘板定格の80%運用とした場合)



出所：TEC Power Balance 資料から調査団作成

特にここ 2 年間の伸び率は高く、現在供用されている発電設備 4 機の合計定格容量は 1,040kW（運用最大出力 840kW）であり、予備機も無く、1 台のトラブル発生で即供給支障をきたす状況にあり、既に早急な対策を必要としている危機的な状況にある。

なお、2003 年の部門別月間電力需要の年初対年末伸び率は業務部門が 34%、家庭部門が 29.5%、政府が 11.9%であった。

調査期間中の 7 月 20 日 14 時に電力消費が瞬時値 852kW を示し記録更新となったが、この時は Wharf 業務の一部中断と海水淡水化設備の一時停止などの負荷制限を実施した。このような処置は事前取り決めされてはいるが、ペナルティなどの補償設定はない。

最大容量機の通称 Megaset (1,250kVA/1,005kW) は停止中で、既に売却交換が決定されており、代替機の 500kVA が製造者側で用意されれば現在の 5 号機 (310kVA/248kW で中古品を購入) と入れ替えることになっている。(本年 11 月ごろの見込み)

配電設備は、高圧側 11kV は鋼帯外装ケーブルによる地中線路（直接埋設）で、14 箇所
の配電用変圧設備で低圧に変圧され全て地中埋設で各消費者に供給されており、東からの卓越風で運ばれてくる塩害に対処している。最近設置された新政府庁舎および日本の援助で建てられた病院向けの配電用変圧設備（モールドタイプ）は設置済みである。なお現在 2 箇所で配電ケーブル障害があり、一箇所は直接ジョイントにより修復されているが、他の一箇所は道路工事中に傷つけられたものの、その故障点が明確でなく現在もなお仮設で供給しているが、その仮設部位はケーブルが地面に露出しており危険な状態である。現状の TEC には故障点判別測定器が無いため、地中埋設部を全部掘り起こして対応するしかないが、未対応である。

(3)TEC の組織と運営

TEC の組織を図に示す。フォガファレ島にある本社組織と離島を管轄する Outstation の組織がある。設備投資は全て政府予算で賄われ、TEC 自体は投資資金を持っていない。収入は電気料金収入と政府の補助金が当てられ、その限りにおいて 2002 年度から黒字決算となっている。現行の電気料金と徴収は、内閣が次の Tariff を指示し、それに従って料金徴収を行う形となっている。(組織関連：Appendix 2)

各離島からの居住者	0.30 Au ¢ /kWh
フナフチ居住者	0.34 Au ¢ /kWh
事業者（含政府）	0.47 Au ¢ /kWh

料金は月払いで使用者が TEC に払い込みに来ており、滞納すれば 30 日間の警告期間の後供給停止することになっている。但し、停電など供給支障のある現状が滞納者への支払請求に支障を来たしているため、発電容量の増加による安定供給は料金徴収率の向上に繋がることが期待されている。

(4)TEC の収支状況

TEC の事務所および既存の発電施設は Fongafale の中心 Vaiaku 地区と滑走路を挟んで反対側に位置する。隣接して北に気象庁、南に TSECS の事務所がある。後述のとおり TSECS は PV による離島電化を専門に行っている組織であるが、近々TEC に吸収合併される予定である。

表-TRD TEC Financial に最近の TEC の損益計算書を示す。(Appendix 3)

表-TRD TEC Financial Table

TEC Financial Table:

Annual	hr	1996 8764	1997 8760	1998 5760	1999 6760	2000 8784	2001 8760	2002 8760	2003 8760	2004 8760
1. Total Income										
Selling Amount	MWh			2.5	2.7	2.8	3.0	4.3		
Tariff income	mAU\$	809,260	816,763	911,344	954,458	990,133	1,435,282	1,836,074		
Subsidy	mAU\$					334,093	700,852	900,000		
Aid	mAU\$									
Others	mAU\$	298,154	241,727	452,039	259,637	310,693	224,263	529,683		
2. Total Cost	mAU\$									
Fuels (amount)	kL									
Fuels (charge)	mAU\$	465,631	531,007	645,931	713,414	905,528	1,000,256	1,283,329		
Fuels Feed St	kL									
Lubricants	kL									
Lubricants	mAU\$									
Lubricants Fee	kL									
Operation Co	mAU\$	1,375,352	1,227,178	1,675,566	1,544,116	1,966,602	2,193,886	2,994,743		
3. Operation Inc	mAU\$	1,107,414	1,058,490	1,363,383	1,214,095	1,634,919	2,360,397	3,265,757		
4. Depreciation	mAU\$	252,275	255,988	253,497	219,339	225,082	339,413	353,276		
5. Profit/(Loss)	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
6. Interest Paym	mAU\$	1,050	4,715	3,851	3,694	5,489	13,457	16,343		
7. Profit/(Loss)	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
8. Total Tax	mAU\$	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil		
Corporate Inco	mAU\$	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil		
Business Tax	mAU\$	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
9. Profit/(Loss)	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
10. Total Assets	mAU\$	3,052,469	2,928,355	2,507,672	2,310,207	2,049,991	4,101,102	8,062,048		
Capital	mAU\$	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016		
Current	mAU\$	516,006	644,949	513,375	484,058	434,963	685,165	1,113,859		
ROA (%)		NA	NA	NA	NA	NA	4.06	3.37		

出所：調査団調査票に TEC Financial Department が記入

mistake
shoud be 4,625,020

これによると、1996年から2000年までは年間30万ドル程度の赤字経営が続いていた。これは操業費が販売収入を上回る状態が長く続いたためである。これを補填する目的で2000年から政府の補助金が交付されるようになった。補助金は2000年には30万ドル、2001年には70万ドル、2002年には90万ドルと増加傾向にある。その結果最終損益は2001年から黒字に転じている。補助金の支給基準や将来に亘っての拠出状況については、本格調査でさらに確認する必要がある。

また、政府の省庁は TEC に対して電力料金を必ずしも期限内に支払っていない。MWE へのヒアリングの結果は以下の通りである。

- ・ 政府省庁、および各機関の電気料金の一部が売掛金(account receivable)のまま未回収である。
- ・ 一度にこれを解消するのは無理で、徐々に解消していくことになる。

上記のとおり、政府は TEC に補助金を出す一方で、必ずしも TEC に電気料金を確実に払ってきたわけではないことが判明した。表 - RGY に 2003 年の例を示す。政府に対する売掛金の比率は 9 月 97%(A\$43,171)、5 月 49%A\$22,969)、1 月 31%(A\$12,570)と確実に減ってきていることから、数ヶ月の時間的なずれはあるが 2003 年に関しては電気料金を払っているのは事実である。本格調査時には 2003 年 10 月から現在までの支払い状況を確認する必要がある

表 - RGY 請求金額と売掛金残高 (2003 年)

Revenue & Accounts Receivable		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Year Total
1	\$ billed for Private	29,875	33,262	35,478	37,872	37,015	35,057	31,605	32,460	34,999	38,823	33,213	42,091	421,770
2	\$ billed Commercial	59,335	62,030	69,897	63,958	60,268	60,227	71,149	63,203	62,242	66,945	64,714	76,479	780,447
3	\$ billed Government	40,082	42,661	42,831	45,904	46,226	39,886	33,962	39,354	44,245	43,654	45,147	50,714	514,666
	\$ Total	129,292	137,973	148,206	147,734	143,509	135,170	136,716	135,017	141,486	149,422	143,074	169,284	1,716,883
1	\$ accounts receivable-Private	787	1,207	1,669	2,363	3,020	3,174	4,212	30,126	32,140				
2	\$ accounts receivable-Commercial	1,180	2,977	2,762	2,431	2,319	2,375	6,131	51,995	60,802				
3	\$ accounts receivable-Government	12,570	16,755	17,545	23,447	22,969	27,448	26,398	38,223	43,171				
	\$ Total	14,537	20,939	21,976	28,241	28,308	32,997	36,741	120,344	136,113				

出所：TEC

また Vaiaku 地区に散在していた各省庁が、最近完成した新庁舎に続々と入居を開始している。今後新庁舎の電力需要はより増加するため、TEC にとってその料金徴収は経営上の重要な問題点となろう。(収集資料 Fogafale Station statistic-2003 参照)

一方 1998 年に 2.5MWh であった電力販売量が 2002 年には 4.3MWh と 4 年間で 1.72 倍に増加、年率 14.5%強の高い伸びを示している。このため販売収入も急増している。販売収入の急増の原因は、電力販売量の増加の他にタリフの値上げも大きな要因である。しかし、コスト要因である操業費についてみると、1998 年に 167 万オーストラリアドル(A\$)であったものが、2002 年には 299 万 A\$とこれも年率 16%程度で増加している。

結果的に最終損益は 2001 年から黒字に転じ、流動資産が増加し、最近は以前より財務体質が改善されている。しかし総資産の増加分が流動資産の増加分を上回っている。資本金は一定であるから流動資産以外に固定資産が増加していることになり、この点を財務責任者に確認したところ、増加固定資産は離島のディーゼル発電設備であるとの説明であった。

政府は従来 TSECS を事業母体として太陽光発電 (PV) によるこれら離島の電化政策を推進してきた。PV による電化は原則的に蛍光灯による照明までであるが、近年その他の電気機器も離島で導入され始め、PV では大容量の需要には対応できないため、住民の支払能力を見ながら徐々に PV をディーゼル発電設備に置き換えつつある。これらディーゼル発電関連設備の購入分が固定資産の増加要因となっている。

次に持続的な設備維持に重要な操業費についてみると、1998 年に 167 万 A\$であったものが、2002 年には 299 万 A\$と年率 16%程度の増加を示している。このうちディーゼル燃料 (軽油) の占める割合は 1998 年、38%、1999 年、45%、2000 年、46%、2001 年、45%、2002 年 42%と 40%台の一定の比率を示している。したがって操業費から燃料費を引いた残りの部分も年率 16%程度の増加を示していることになる。

燃料費は操業を続ける上で欠かせない。経営環境が苦しい段階で仮に燃料価格の上昇があった場合、他のコストを削減しても燃料を確保し、操業を続けるのが通常のパターンである。この場合燃料費比率は上がる。他のコストとは維持管理費、人件費を含むその他の経費を指す。

1998 年から 2002 年の TEC の操業費は大きく増加しているが燃料費比率は、極端に上昇していない。したがってこの間維持管理費を含むその他予算も相応に手当てできたものと推察される。

さらに操業維持管理に関して、現在および新発電設備導入後の状況について TEC に確認したところ、次のとおり説明があった。

- ・ 4-5 年前に比べ (補助金があるため) Cash Flow が改善している (これは上記 Financial Table にも現われている)。
- ・ 電気料金に関して、5 月から支払い猶予期間 (30 日) を過ぎても支払いを行わない顧客については供給停止を行っている。結果的にこれも Cash Flow 改善の要因である。
- ・ 1 世帯当たりの月間の電気代は Au \$ 30~50 というところであるが、住民は十分支払能力を持っている。
- ・ メンテを含む工事関係であるが、工事費が Au \$ 10,000 を超えるものは企業の負担でなく、Public Works Department(PWD)がこれを行う。すなわち政府予算で行う。それ以下の金額のものについては各企業の予算で行う。TEC 関係の工事もこれに従っている。
- ・ スペーパーパーツの入手には多少問題がある。主としてオーストラリア、フィジーから購入しているが発注後 3~6 週間かかる。これは輸送船が月一回しかないためで、発注のタイミングがずれると入手が遅れることになる。緊急のものに関しては航空便を使うこともある。

また、今後新しい発電設備を増設してもこれまでどおり十分維持補修でき、持続可能なメンテナンスが行えるとの見解も示した。

(5)ツバル国の発電コスト

次表にフナフチを含む 8 島の発電コストを示す。

フナフチを含む 8 島の発電コスト

	Nanumea	Nanumaga	Niutao	Nui	Vaitupu	Nukufetau	Funafuti	Nukulaelae
Unit generated(kWh)	75388	91850	98,330	73,379	309,733	90,611	4,657,932	57,659
Unit consumed(kWh)	68298	89437	77,752	70,577	278,910	82,809	3,837,711	56,038
Fuel Consumed (ltrs)	36041	40958	34,128	39,105	104,676	43,056	1,325,560	28,820
Unit station(kWh)	3052	2866	2,802	2,143	1,467	1,502	141,964	1,251
Line Losses and station use as a percentage of gross generation	9	2	20.93	3.82	9.95	8.61	17.61	2.81
Generated kWh per kWh sold	1.45	2.17	2.78	1.82	2.94	2.08	1.20	1.96
Fuel Efficiency of generation	2.18	2.31	2.96	1.93	2.97	2.14	3.62	2.04
Fuel used per kWh generated	0.46	0.43	0.34	0.52	0.34	0.47	0.28	0.49
Fuel used per kWh sold	0.67	0.94	0.94	0.94	0.99	0.97	0.33	0.96
Cost of lubes and solvents as per percent of fuel lost (609/37909x100%)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Total litres equivalent POL per kWh sold	0.69	0.96	0.96	0.96	1.01	0.99	0.35	0.98
Price of fuel per litre	0.7814	0.7814	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Component								
Diesel Generators:								
Name Plate: 7x100 kVA = \$186,683	26669	26669	26,669	26,669	53,338	26,669	0.00	0.00
14x60 kVA = \$305,592	43656	43656	43,656	43,656	21,828	43,656	0.00	65,484
Total Cost of gensets	70,325	70,325	70,325	70,325	75,166	70,325	600,534	65,484
Yearly OMR&R (Revised figure of 2003 Budget)	8525	9443	9,415	8,528	9,413	11,242	247,962	9,839
Actuals								
Total Consumption (kWh)	71350	92303	80,554	72,720	280,377	84,311	3,979,675	57,289
I, interest (current-dollar discount rate):	4%	4%	0	0	0	0	0.04	0.04
ER, annual escalation (inflation) rate:(Dec2002-Dec2003)	6.7%	6.7%	0	0	0	0	0.07	0.07
N, system life (Yrs)	15	15	15	15	15	15	15.00	15.00
Capital Payment								
Levelizing factor for I and N	9%	9%	0	0	0	0	0.09	0.09
Capital: Original Gensets and Replacement	0.44	0.34	0	0	0	0	0.07	0.51
O&M Costs								
Expenses Levelizing Factor:	1.67	1.67	2	2	2	2	1.67	1.67
Capital Recovery Factor, f(I,N):	9%	9%	0	0	0	0	0.09	0.09
Present Worth Factor, f(I,ER,N):	18.53	18.53	19	19	19	19	18.53	18.53
Levelizing Expenses Cost:	\$ 0.199	\$ 0.170	0	0	0	0	0.10	0.29
Actual COE with Genset								
Cost of fuel per kWh	\$ 0.536	\$ 0.752	0.748	0.751	0.789	0.777	0.276	0.765
Capital: Original genset plus replacements (replace every 3 yrs)	\$ 0.443	\$ 0.343	0.393	0.435	0.121	0.375	0.068	0.514
Maintenance	\$ 0.199	\$ 0.170	0.195	0.195	0.056	0.222	0.104	0.286
Total COE:	\$ 1.178	\$ 1.265	1.335	1.382	0.965	1.374	0.447	1.565
Annual Electricity Sales	80,475.71	113,124.17	103,835	97,508	269,196	113,767	1,716,630	87,722
Expected Total Annual Electricity Sales	2,582,258.08							
Average National Tariff	1.189							

出所：TEC

フナフチ島の年間電力発電量は 465 万 kWh で、需要は 397 万 kWh である。発電コストは A\$0.447/kWh で他の島に比べてもっとも低い。次に安い Vaiputu 島で A\$ 0.965/kWh、その他の島は 1 ドルを越えて割高なコストとなっている。フナフチ島の発電コストの内、燃料代は A\$ 0.276/kWh(61%)、メンテナンス費は A\$ 0.104/kWh(23%)となっている。

2.1.2 フナフチの社会経済状況と電力供給対象世帯

フナフチは居住人口が約 5 千人、面積 20 数平方 km で周辺島嶼または隣接国からも遠く離れ、社会経済を支える格別な産業は無く、わずかに漁業が主要な産業となっている。一応統計担当部局から提供された GDP 推移を示す。

Gross domestic product and some allied aggregates and years

Aggregate	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	At Current Prices						
GDP at factor cost (\$A000)	15,762.6	17,113.2	20,307.6	21,213.7	24,044.0	26,411.5	27,490.2
Indirect taxes (\$A000)	1,658.7	1,754.9	2,537.6	2,329.5	3,022.6	3,643.6	3,660.2
Subsidies (\$A000)	1,456.8	816.5	2,181.0	2,181.3	5,915.3	5,232.0	4,206.0
GDP at market prices (\$A000)	15,964.6	18,051.6	20,664.1	21,361.8	21,151.3	24,823.1	26,944.4
Household non-market GDP at factor cost (\$A000)	5,462.1	5,718.1	6,116.8	6,094.1	6,097.7	6,810.9	6,770.7
Percentage of household non-market GDP at factor cost (\$A000)	34.7	33.4	30.1	28.7	25.4	25.8	24.6
Population estimate *	8,953	9,474	9,684	10,002	9,997	9,817	9,573
Per capita GDP at factor cost (\$A)	1,760.5	1,806.3	2,097.1	2,120.9	2,405.2	2,690.4	2,871.5
Per capita GDP at market prices (\$A)	1,783.1	1,905.4	2,133.9	2,135.7	2,115.8	2,528.6	2,814.5
Gross fixed capital formation \$A(000)	10,791.5	9,239.0	11,353.6	na	na	na	na
	At 1988 Prices						
GDP at factor cost \$A(000)	11,086.3	11,709.3	14,020.0	13,945.5	15,808.5	16,745.5	16,946.9
Annual economic growth index (1988 = 100) and GDP = 9087.3)	122.0	128.9	154.3	153.5	174.0	184.3	186.5
Per capita GDP at factor cost (\$A)	1,238.2	1,235.9	1,447.8	1,394.2	1,581.4	1,705.8	1,770.2
Gross fixed capital formation (\$A000)	8,587.7	7,021.8	10,140.1	na	na	na	na

*Population (defacto) has been re-estimated using the 1991 and 2002 census adjusted for migration, births and deaths

Gross domestic product at factor cost by industry and years

Economic Activity	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	At Current Prices (A\$000)						
1. Agriculture, Forestry and Fishing	4,097	4,222	4,421	4,394	4,322	4,772	4,565
2. Mining and Quarrying	82	110	132	149	194	199	237
3. Manufacturing	528	699	854	1,029	793	909	1,016
4. Electricity, Gas and Water	578	670	864	873	1,124	1,339	1,433
5. Construction	585	790	931	988	1,159	1,201	1,370
6. Trade, Hotels and Restaurants	2,754	2,906	3,043	2,939	3,166	3,383	3,700
7. Transport and Communications	1,361	1,598	2,002	2,007	2,499	2,890	3,429
8. Finance and Real Estate	1,915	2,123	2,544	2,712	3,586	3,629	4,055
9. General Government	3,235	3,315	4,806	5,565	6,800	7,466	7,188
10. Community and Personal Services	1,182	1,189	1,211	1,164	1,390	1,613	1,794
11. less: Imputed bank service charges	555	512	501	605	991	989	1,295
All Economic Activities	15,763	17,113	20,308	21,214	24,044	26,411	27,490
	At 1988 Prices (A\$000)						
1. Agriculture, Forestry and Fishing	2,499	2,500	2,457	2,429	2,380	2,317	2,099
2. Mining and Quarrying	73	97	106	120	149	148	161
3. Manufacturing	280	367	406	356	280	330	364
4. Electricity, Gas and Water	513	568	732	739	952	1,134	1,214
5. Construction	521	695	747	792	891	895	931
6. Trade, Hotels and Restaurants	2,147	2,230	2,340	2,205	2,329	2,460	2,629
7. Transport and Communications	1,060	1,234	1,502	1,459	1,741	1,909	2,253
8. Finance and Real Estate	845	949	1,221	1,268	1,793	1,756	1,924
9. General Government	2,652	2,543	3,963	4,160	5,006	5,354	5,035
10. Community and Personal Services	934	924	933	869	999	1,142	1,209
11. less: Imputed bank service charges	438	398	386	451	712	700	872
All Economic Activities	11,086	11,709	14,020	13,946	15,809	16,746	16,947

出所：Tuvalu 政府統計資料

これによると一人当たり GDP は既に 1,000US\$ を超えておりますますの水準と言える。
他方、交易状況は、輸出品が極めて限定されているため、恒常的に輸入超過となっている。

Total merchandise trade A\$CIF by years

Year ended	Exports	Imports	Trade Balance
1995	221,587	7,695,814	(7,474,227)
1996	34,139	7,101,989	(7,067,850)
1997	162,423	10,190,421	(10,027,998)
1998	253,887	15,748,964	(15,495,077)
1999	183,015	12,466,323	(12,283,308)
2002	16,800	8,882,707	(8,865,907)
2001	31,737	6,725,096	(6,693,359)
2002	275,868	20,362,342	(20,086,474)
2003	147,124	24,043,441	(23,896,317)

Quarterly import values by major commodities

Year	Qtr	Food	Alcohol & Tobacco	Construction	Fuel	Clothing	Others	Total
1999	Q 1	665,153	89,006	474,471	224,445	56,804	1,278,164	2,788,043
	Q 2	539,066	77,765	658,911	274,090	81,309	874,578	2,505,719
	Q 3	1,064,515	270,373	452,483	236,545	134,866	1,704,480	3,863,262
	Q 4	1,042,478	202,671	488,064	414,997	167,969	993,120	3,309,299
	Total	3,311,212	639,815	2,073,929	1,150,077	440,948	4,850,342	12,466,323
2000	Q 1	1,210,852	176,847	482,545	290,437	65,527	1,514,647	3,740,855
	Q 2	298,065	22,901	125,116	787	9,222	344,093	800,184
	Q 3	83,469	33,498	12,032		7,474	64,022	200,495
	Q 4	1,186,143	246,307	530,894	380,847	212,494	1,584,488	4,141,173
	Total	2,778,529	479,553	1,150,587	672,071	294,717	3,507,250	8,882,707
2001	Q 1	355,491	89,308	51,073	23,005	42,103	311,419	872,399
	Q 2	87,189	6,381	9,606	322	37,431	25,729	166,658
	Q 3	90,208	14,881	3,983	189	12,324	64,641	186,226
	Q 4	1,234,731	251,615	996,036	102,841	237,791	2,676,799	5,499,813
	Total	1,767,619	362,185	1,060,698	126,357	329,649	3,078,588	6,725,096
2002	Q 1	1,070,327	164,431	838,715	536,651	66,781	1,404,669	4,081,574
	Q 2	998,999	157,812	1,096,637	691,082	154,228	1,407,312	4,506,070
	Q 3	1,123,611	281,564	1,852,584	517,941	135,361	1,624,965	5,536,026
	Q 4	1,595,498	327,675	1,367,725	531,169	180,412	2,236,193	6,238,672
	Total	4,788,435	931,482	5,155,661	2,276,843	536,782	6,673,139	20,362,342
2003	Q 1	1,134,621	231,027	2,404,826	629,689	246,946	2,488,401	7,135,509
	Q 2	1,415,349	268,243	1,291,702	746,497	237,192	2,168,091	6,127,074
	Q 3	1,460,797	274,425	761,470	560,099	241,226	2,953,715	6,251,732
	Q 4	1,260,557	142,632	854,828	398,342	170,148	1,702,619	4,529,126
	Total	5,271,324	916,327	5,312,826	2,334,627	895,511	9,312,826	24,043,441

2003 年におけるコモディティの輸入国上位はオーストラリア (8,704 千 Au\$)、フィジー (7,779 千 Au\$)、ニュージーランド (2,886 千 Au\$) 次いで日本 (1,593 千 Au\$) 以下中国、韓国、米国となっている。

(1) フナフチにおける電力供給対象世帯数

次に 2002 年 Census データから人口諸元の推移を次ページに示す。これによると今回調査の電力供給対象範囲は、2002 年 Census 時点でフナフチ環礁の合計から Funafara 島に居住する 22 名を除いた 4,470 名である。

Resident population by quarter and years

Quarter	1998	1999	2000	2001	2002	2003
First	10040	10334	9288	9556	9480	9632
Second	9953	10476	9921	9436	9493	9675
Third	9969	10485	9717	9529	9417	9989
Fourth	10339	10508	10011	9934	9962	10282
Growth rate	2.7%	-0.9%	2.5%	-0.8%	1.9%	3.2%

Resident migration by years

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Migration In	2033	1999	3045	2589	2813	2835
Migration Out	1899	2235	2926	2777	2700	2617
Net migration	134	-236	119	-188	113	218
Net migration rate (per 1000)	13	-23	12	-19	12	22

Resident births and deaths by years

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Births	233	231	231	197	156	185
Deaths	94	84	109	86	87	83
Natural increase	139	147	122	111	69	102
Rate of natural increase	1.5%	1.5%	1.3%	1.1%	0.7%	1.0%

Total enumerated population and resident population by island and sex (2002Census)

Island	Total enumerated population			Total resident population		
	Total	M	F	Total	M	F
Nanumea	664	305	359	855	397	458
Nanumaga	589	276	313	709	342	367
Niutao	663	314	349	817	403	414
Nui	548	263	285	606	284	322
Vaitupu	1591	799	792	1309	656	653
Nukufetau	586	286	300	701	351	350
Funafuti	4492	2281	2211	3955	1992	1963
Nukulaelae	393	186	207	391	181	210
Niulakita	35	19	16	2	2	0
Others	0	0	0	154	96	58
Total	9561	4729	4832	9499	4704	4795

Population in Funafuti Atoll

Island of enumeration by Village	Total enumerated population			Residents						Visitors			% of Total Pop.	No. of Households	Land Area	% of Land Area	Pop. Density
	Total	M	F	Tuvaluan			Non-Tuvaluan			Total	M	F					
				Total	M	F	Total	M	F								
Funafuti Island	4492	2281	2211	4343	2150	2193	109	75	34	40	16	24	47.0	639	2.79	10.9	16.10
Lofaga	399	207	192	384	193	191	15	14	1	0	0	0	4.2	68			
Teofo	540	258	282	520	250	270	6	3	3	14	5	9	5.6	76			
Fakalofa	1007	508	499	971	485	486	32	21	11	4	2	2	10.5	137			
Seviala	589	284	305	566	272	294	13	10	3	10	2	8	6.2	93			
Alapi	1024	532	492	996	513	483	24	15	9	4	4	0	10.7	135			
Valaki	516	259	257	498	248	250	15	9	6	3	2	1	5.4	69			
Tekavabeto	343	171	172	335	168	167	3	2	1	5	1	4	3.6	48			
Funafua	22	15	7	22	15	7	0	0	0	0	0	0	0.2	6			

なお、供給単位となる戸数は以下の表のようになっている。

Average household size by the total enumerated and resident population

Island	Total enumerated population	Total resident population	Number of households	Average household (enumerated population)	Average household (resident population)
Nanumea	664	855	128	5.2	6.7
Nanumaga	589	709	119	4.9	6.0
Niutao	663	817	143	4.6	5.7
Nui	548	606	108	5.1	5.6
Vaitupu	1591	1309	237	6.7	5.5
Nukufetau	586	701	118	5.0	5.9
Funafuti	4492	3955	639	7.0	6.2
Nukulaelae	393	391	68	5.8	5.8
Niulakita	35	2	8	4.4	0.3
Others	0	154			
Total	9561	9499	1568		

(2)家庭の収入源

Number of household by island and source of income

Island	Number of household	No Income	Wages	Own business	Fish sales	Handcraft sales	Hawker sales	Remittance	Copra sales	Land lease	Other sales
Nanumea	128	10	53	3	3	14	0	21	19	2	3
Nanumaga	119	13	52	1	4	9	0	33	1	3	3
Niutao	143	18	43	3	4	16	0	58	1	0	0
Nui	108	9	46	2	3	11	0	32	0	1	4
Vaitupu	237	18	151	19	3	4	0	35	0	3	4
Nukufetau	118	6	45	3	6	11	1	44	0	0	2
Funafuti	639	19	489	50	9	13	5	45	0	4	5
Nukulaelae	68	4	43	3	2	0	0	16	0	0	0
Niulakita	8	0	5	0	0	2	0	0	1	0	0
Total	1568	97	927	84	34	80	6	284	22	13	21

上記表から、フナフチ環礁における家庭部門の供給契約数は最大で 639 戸であることが判明した。

2.1.3 TEC の発電設備の現況と供給計画

(1)TEC の発電設備現況

TEC 提供資料によれば現在の発電設備で供用されているのは No.2 から No.5 までの 4 機で、設計出力 1,040kW に対し運用最大 840kW で需要に対応している。運用最大に多少の安全を見込んでいても設置台数の少ないことを鑑みると現状はかなりクリティカルな供給体制下にあると言える。下表に現在までの各設備の経緯と来年までの予定を示す。

Fogafale における発電設備の過去経緯

Description	Initial Installed Capacity [KW]	Recorded										
		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
2. GENERATING OUTPUT												
2.1 Fogafale Power Station												
No 1 (1982)	144kW(180kVA)	144kW					→					
No 2 (1995)	248kW(310kVA)	248kW					→				144kW	248kW
No 3 (1982)	144kW(180kVA)	144kW				*	→					248kW
No 4 (1982)	144kW(180kVA)	144kW					→			400kW		
No 5 (1995) used	248kW(310kVA)	248kW					→					400kW
Mega set(2001)	1005kW(1250kVA)						→					trade
Existing Total Installed	kW	928	928	928	928	928	1032	1893	1893	1040	1040	1296

出所：TEC より聴取および現設備確認のうえ調査団作成

No.1：2000 年までで廃止

No.2：2003 年に故障発生、旧 No.4 号機(144kW)で応急復帰、2005 年に修理完了で復旧見込み

No.3：2000 年に 248kW 機に置換え、2004 年に故障発生したが修理復旧

No.4：2003 年に 400kW の新造機に置換え、旧設備は No.2 の応急復帰に転用中

No.5：1995 年設置の現用機は中古品、2005 年に 500kW 機と置換え予定

Megaset：2001 年設置の屋外仕様 1,005kW 機、運転開始当初より気中開閉器（ACB）不調により半負荷での停止トラブルが発生し、交換後も同様の事態が発生したため、製造者が引取り 500kVA の代替機を手配中であり、現在は供用されていない。

2003 年 12 月の最大電力が 774kW（予備率 8%）であることを考えると、現有発電設備は、発電機 1 台の故障で全地域が停電しかねないギリギリの状況で操業を続けていると言える。

(2)需要の予測

フナフチの電力需要の予測は、その規模も小さいことから積上げベースで充分と考えられる。もっとも実際の電力消費設備設置容量に対する需要率、または合成最大電力を求めるための不等率などで理論的な裏付けが出来れば問題無い。しかしフナフチにおける料金制度から個別需要の最大電力は計測されておらず、供給側から見た合成最大電力のみが記録されている。TEC の将来供給計画によれば、将来需要の予測は、最大電力消費時と思われる時に電流測定を実施して現時点の最大電力を把握し、過去の最大電力の平均伸び率に次に示す増加設備による消費電力増を現状の差引きで織込んでいる。手法は原始的ではあるが、事実の積上げによるため、それほど逸脱した想定にはならないものと考えられる。

この需要想定に含まれている新規増加負荷は次の通りである。

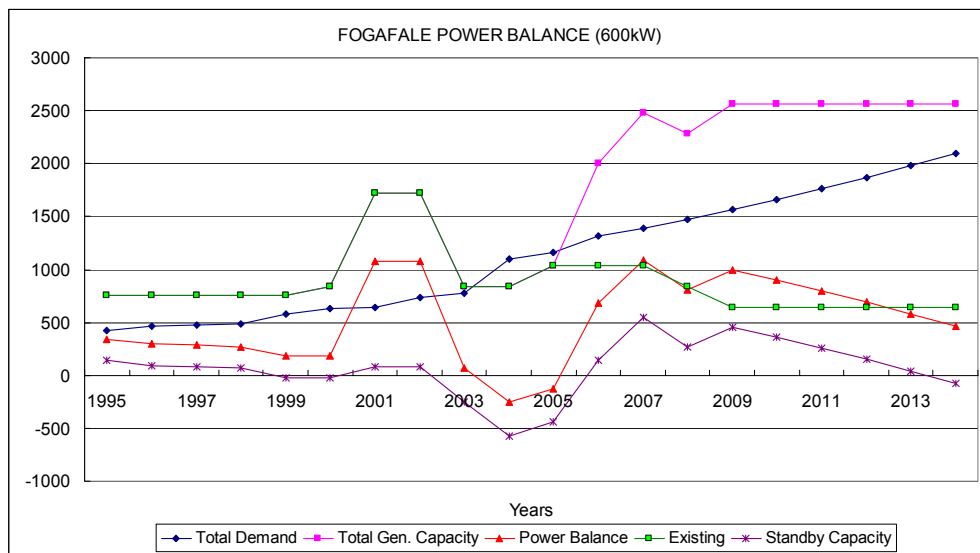
- ・新庁舎の差引き増分 184kW：2004年7月末に移転終了業務開始
- ・競技場照明新設 18kW：滑走路すぐ東側に新設中、2004年内に利用開始
- ・流通業（NaFICOT）の冷凍庫増設 75kW：2004年に使用開始
- ・港湾設備（Wharf）増強 80kW：2006年増強予定

なお新病院その他の更なる設備増加は今のところ要求されていない模様である。船員学校（Maritime School）の今後の想定については後述する。

次図に TEC が示した発電設備整備計画のうち、最も現実的と思われる 600kW×4 台設置ケースの過去から将来に向けての電力需給バランスを示す。ここでは将来の需要伸びを年率 6.02%と見込んでいるが、過去伸び率実績に較べるとやや抑えた想定になっている。

過去の伸び率は前述したように、1996年から2003年実績において平均電力は3年平均伸び率で年率10%を超え、5年平均でも一昨年以降9%を超えている。最大電力（1時間値）の伸びも同じように3年平均伸び率で年率8±1%、5年平均では至近2年間は9%を超えている状況となっている。ここ2年間の伸び率は高い。（全体は Appendix 4）

TEC による電力供給計画



出所：TEC 発電整備計画から一部修正加筆したもの

これによると 2004 年以降は、最大電力が発電容量を上回る予測であるため、計画停電をなどの負荷制限を行わない限り、供給支障を生じる需給状況となっていること、また 2007 年から 2009 年の間は、容量増加により、やや余裕があるが以降次第に需給が逼迫し、2012 年には再度容量増加を図る必要に迫られる事態が予想される。

(3)供給計画（発電設備の増強）

前述した TEC による需要想定に対する発電設備整備計画を次表に示す。

TEC の発電設備整備計画（但し発電機運用最大出力を 80%とする）

Description	Forecast										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. PEAK DEMAND											
1.1 Existing Consumer	820	1163	1233	1392	1476	1565	1659	1759	1865	1977	2096
1.2 Waiting Consumer											
1) Private											
2) Commercial	75										
3) Government	202		80								
TOTAL	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1659	1759	1865	1977	2096
2. GENERATING OUTPUT											
2.1 Fogafale Power Station											
No 1 (1982)											
No 2 (1995)	120	200	200	200							
No 3 (1982)	200	200	200	200	200						
No 4 (1982)	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
No 5 (1995)	200	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
Mega set(2001)	0										
(Subtotal of Available Capacity)	840	1040	1040	1040	840	640	640	640	640	640	640
2.2 New Power Station											
No 1 (2006)			480	480	480	480	480	480	480	480	480
No 2 (2006)			480	480	480	480	480	480	480	480	480
No 3 (2007)				480	480	480	480	480	480	480	480
No 4 (2008)						480	480	480	480	480	480
(Subtotal of Available Capacity)			960	1440	1,440	1920	1920	1920	1920	1920	1920
2.3 FIRM CAPACITY	320	400	1040	1520	1320	1600	1600	1600	1600	1600	1600
2.4 TOTAL AVAILABLE CAPACITY	840	1040	2000	2480	2280	2560	2560	2560	2560	2560	2560
3. POWER BALANCE (2.4-1.1)	-257	-123	687	1088	804	995	901	801	695	583	464
4. MAXIMUM UNIT CAPACITY [kW]	320	320	480	480	480	480	480	480	480	480	480
5. STAND-BY CAPACITY (3-4)	-577	-443	207	608	324	515	421	321	215	103	-16

出所：TEC Power Balance 600kW

新設発電設備 No.1、No.2 を 2006 年に設置

新設発電設備 No.3 を 2007 年に設置

新設発電設備 No.4 を 2008 年に設置

既設 No.2 は 2007 年迄で廃止

既設 No.3 は 2008 年迄で廃止

既設 No.4 は運転継続

既設 No.5 は 2005 年に Megaset トレードで入手予定の 500kVA(400kW)で置換え

* Firm Capacity：最大容量機が修理中に他の最大機が故障停止した場合の供給能力

ここで TEC は Firm Capacity として安定供給範囲の最大設備能力を定義しているが、これは結果的に予備率を概略 25%維持することに相当する。発電設備の運用最大能力を設計

の 80%と定義している点については、本格調査時に精査が必要と考えるが設備計画の根本を大幅に変えることにはならないと思われる。

2.1.4 TEC の配電設備の現況と強化計画

(1)配電設備の現況

フォガファレ島の配電設備は全て 11kV 鋼帯外装ケーブルの直接埋設方式で敷設され島全体をリングで囲み、その 14 箇所地点に低圧配電用変電設備が設置されている。但し完全なループ形式運用は採用せず、単なる 2 系統配電としている。配電保護継電方式は単純な接地過電流と過電流継電器のみなので、所謂ネットワーク保護方式は取れない。従って線路事故時にはほぼフィーダー遮断となってしまう状況次第で全島停電となるリスクがある。なお、地絡方向継電器は設置されてない。

配電ケーブルの埋設位置を精確に示す資料はない。配電ケーブルの敷設は当初道路沿いの未舗装部分に直接埋設されたが、その後道路の拡幅舗装のため現在の舗装部分のどの部位に埋設されているか示す標識も図面も整備されていない。従ってケーブルの補修または容量増強のための交換または条数増はかなり手のかかる作業となろう。現実的には旧ケーブルを掘起さずに新規敷設あるいは増条するほうが経済的であろう。

(2)配電設備一覧と強化予定箇所

TEC 現在の配電設備リストに対応して次のとおり列記する。(Appendix 5)

1)ケーブル設備一覧と強化構想

SUBSTATIONS	length (m)	Origina install	COST/METRE	CABLE TYPE
Powerstation - S/S No 1(Philatelic)	600	1982	AUD22.59	PILC Al 25sqm
S/S No 1 - S/S No 1A (Kavatoetoe)	1600	2002	AUD18.02	XLPE Cu 35sqm
S/S No 1 - S/S No 2 (Near Faimalaga)	500	1982		PILC Al 25sqm
S/S No 2 - S/S No 3 (Near Lota)	600	1982		PILC Al 25sqm
S/S No 3 - S/S No 4 (Near Semu)	500	1982		PILC Al 25sqm
S/S No 4 - S/S No 5 (Near TCS)	600	1982		PILC Al 25sqm
S/S No 5 - S/S No 6 (Near NAFICOT)	900	1982		PILC Al 25sqm
S/S No 6 - S/S No 7 (Near Laisini)	1300	1996		PILC Al 25sqm
S/S No 7 - S/S No 8 (Near Lui)	600	1996		PILC Al 25sqm
S/S No 8 - S/S No 8A (Fetuvalu) Fault**	1200	1996		PILC Al 25sqm
S/S No 8A - S/S No 8B (Te Ausaga Taupaka)	1600	2002		XLPE Cu 35sqm
S/S No 8B - S/S No 6 (Near NAFICOT)	4700	1996/2002	AUD18.02	PILC/XLPE Cu 25/35sqm
S/S No 7 - S/S No 9 (Near MET)	4300	1982/1996		PILC Al 25sqm
Powerstation - NGO Transformer	253	2004	AUD15.65	XLPE Al 35sqm
S/S No 4 - NPMH Transformer	200	2003	AUD15.65	XLPE Al 35sqm
TOTAL	19453			

出所： TEC 提供資料

ここで濃黄色にハイライトした区間は道路工事でダメージを受けたまま現在補修されず仮設配電網で対応している区間である。また薄黄色区間は近々条数増加などグレードアップを計画している部分を示す。

2)配電変圧設備一覧

S/STATION NUMBER	SITE	YEAR INSTALLED	YEAR UPGRADED	CAPACITY (KVA)	COST
Generation S/Station	Infront Powerstation	1982	South Transformer - 1999 North Transformer-2004 Two Switchgears-2004	750 750	
NGO	New Govt. Office	2004		500	NZ30,778
1A	Kavatoetoe	2002		100	NZ18,600
1	Philatelic	1982	Switchgear -2004	63	NZ23,134
2	Near Faimalaga Resi.	1982		160	NZ15,389
3	Near Lota Resi	1982		160	
4	Near Semu Resi	1982		160	
NPMH	Hospital	2003		300	NZ28,889
5	TSC	1986	Switchgear - 2003	60	NZ15,389
6	NAFICOT	1982		160	
7	Laisini	1996		60	
8	Lui	1996		80	
8A	Fetuvulu	1996		80	
8B	Ausaga Taupaka	2002		100	NZ23,134
9	MET	1982		160	

出所： TEC 提供資料

このうち S/S 7が現在故障停止中である。現在の新政府庁舎を除く配電変圧器総容量 1,643 k VA に対し最大電力 852kW は設備需要率約 67%に相当し稼働率は標準的レベルにある。

(3)TEC の故障発生時現装備態勢

配電支障事故が発生したとき原因判定のため各種計測設備が必要であるが、TEC は測定機器として現在普遍的な絶縁測定と電流測定用クランプメータ、5000V 耐圧試験装置を装備している。現状装備で日常的には問題はないが、配電設備が全て地下埋設のため目視点検が出来る範囲は限られており、地中部分の故障位置判定には相応の測定装置（例：ブリッジまたはフォルトロケータ）などを整備する必要性を検討する必要がある。

2.1.5 他の援助機関の動向

フナフチ環礁の電力供給設備は古くは旧宗主国であるイギリスが援助していたが、特に1982年以降からEUの支援により抜本的に配電設備の整備が行われ、TEC 建屋を含めてほぼ現況の姿となった。

2.2 本計画の受入国実施体制

2.2.1 組織

ツバル国においては10,000A\$以上のプロジェクトはMOPW(Ministry of Public Works)が管轄することになっている。

2.2.2 予算

発電設備購入などのような設備投資は全て国家予算に計上され実施されている。

2.2.3 要員および技術水準

TEC の技術レベルは、今回予備調査で確認した限りでは、総じて新発電設備増強プロジェクトに対応できる経験と管理能力があるものと見受けられる。具体的な計画・管理のレベルおよび発電機器や配電機材の維持管理能力は本格調査時に確認する必要がある。

2.3 本計画要請内容に基づく必要設備概要

本計画の主体は既設発電設備に隣接させて4機の概略容量各 600kW～900kW 程度(ツバル側シナリオ：調査団評価は 500kW～800kW 程度)のディーゼル発電設備を向こう4年間に亘って順次設置し既設配電系統に接続していくことにある。これらには更に付帯として既設配電盤設備との統合接続、配電ケーブル系統との接続、また増設負荷に対する配電設備の増設、発電設備と関連配電設備および監視制御設備とこれらの建屋ならびに管理フロア、給水タンク、浄化槽、駐車エリアなどが想定される。

2.3.1 ディーゼル発電設備

(1)新設ディーゼル発電設備

4台のディーゼル発電設備形式として、想定出力範囲(単機容量 500kW～800kW 程度)では、コンパクトで短納期な高性能パッケージ型、大型かつ高価で長納期だが比較的安定した据置型の双方が候補と考えられる。但し、重油使用ディーゼルエンジンを検討する場合、現在港湾には重油の受入設備(タンク、周辺配管、移送ポンプ、計装制御設備他)が無い点に留意する必要がある。なお発電電圧は低圧を前提に以下記述していく。

(2)付帯燃料供給設備

既設発電設備の燃料タンクは 10kl 2基の計 20kl であり、燃料消費量からほぼ3日に1回タンクローリー車(10kl)によるディーゼル油の受入を行っている。今回増設により燃料消費量は電力需要見合いで増加し、その使用量はやがて現在の倍量に達すると見込まれる。従って燃料タンクは 20kl 相当量を受入配管設備などとともに増設する必要があると考えられる。

2.3.2 関連制御盤および配電盤設備

(1)新設発電設備用低圧配電盤

新発電設備の制御用配電盤は採用発電機種により構成が多少異なるが、発電機に対応して1面ずつは最低必要となる。更に母線測定制御用補助盤1面およびブスタイ盤、場合によっては同期検定制御盤を別にもう1面追加となる場合もあり得る。従って新設発電設備

用配電盤は4基の場合8面ないし9面とある。ここで双方の2系統が合流点の母線電流が低圧の場合2000Aを超えるので3000Aの複導体母線を考慮する必要がある。

(2)昇圧設備

次にフォガファレ島の配電系統電圧は11kVであることから、新設発電設備の発電電圧を400V級とした場合、昇圧設備が必要となる。ここでは既設配電系統が北周りと南回りの2系統となっていることから、単純に新設発電機を2基ごとの2系統グループに分け、2基の1500kVA昇圧変圧器を考えるのが妥当であると思われる。

(3)11kV 高圧配電盤および既設との接続設備

この配電盤列には新設の発電設備からの電力と既設発電設備からの電力を接続し、かつ既設配電設備へ電力供給のための責務がある。まず2台の昇圧トランスの11kV高圧盤2面が必要となる。

次に既設配電ネットワークへの引出用配電制御盤2面が必要となるが、TECはこの機会に新政府庁舎と新たに設置するWharf（港湾設備）に対して、配電設備故障時の波及停電を避けるため、専用配電設備を設置したいとしているので、これらのフィーダー晩（き電盤）がさらに2面必要となる。加えて既設発電設備の11kV側2系統との接続が必要となるため2面、2系統のブスタイ盤1面、補助盤1面、同期検定盤1面などとなる。以上から11kV系統の配電盤は計11面で母線容量は400Aとなる。

(4)その他関連設備

監視制御としては種々方法が考えられるが、運転状況監視装置とデータロギング、故障時の保護リレー作動ロギングなどがまず考えられる。これらは既設も含めて1制御監視室で監視できるよう簡易なPCシステムで構築できる。

2.3.3 建屋関連設備

(1)主建屋

必要建屋は発電設備を収容する主建屋、新発電用低圧配電盤設備室、昇圧後の11kV統合配電盤設備室、既設も含めた発電所の統合監視室、従業員控室、管理エリアなどが必要と考えられるが、詳細は本格調査で詰める必要がある。

仮に主建屋を建設する場合、その必要面積は1機当たりの発電設備容量を概略750kVA(600kW)と仮定すると概略最低240m² (12m x 20m)となる。高さは換気設備との兼合いとなるが、屋根トップで10m程度で充分と考えられる。ただし、天井クレーンへの配慮も必要となる。また、新発電設備用の低圧配電盤室は盤面数から50m² (5m x 10m)となる。

次に 11kV 高圧配電盤室は同じく 60m² (5m x 12m) となる。この 2 室は 1 室に統合することが可能である。収納する遮断器の引出し寸法次第で短辺 5m は変化する可能性がある。

統合監視制御室は PC 応用の監視ロギング装置 2 式程度と幾つかの必要オフィス用品があればよく、3 人程度の居住空間と想定するが、ここでは低圧配電盤室と同等面積を想定した。従って付随する監視要員の控室として 10m² 程度分割することも可能となる。

(2)管理エリア

管理室は主建屋のレイアウト上、現行管理棟を撤去または移動する必要が生じる。代替エリアを主建屋内に確保する場合、既設面積が約 140m² (7m x 20m) であることから相応面積エリアが必要となるが、配電盤室などのレイアウトとうまく工夫すれば合理的な費用で発電設備建屋内にフロアを確保できよう。

(3)建屋総延べ面積

以上から建屋の延べ面積は、管理エリアの 140m² を含めて 540m² 程度となる。

(4)その他設備

この建屋には業務時間に約 30 人程度が常駐するのに加え、電気使用の相談または料金の支払いに不特定多数の住民が絶間なく訪問してくる。従ってこれらに対応する諸設備、例えば待合室、トイレ、生活廃水処理、駐車場、屋外照明、雨水の貯蔵設備、給湯など適切な付帯設備が必要となる。

2.3.4 配電ケーブルネットワーク

フォガファレ島における現在の 11kV 配電ケーブルのリストと現在の状況、修復およびアップグレード内容を一覧に示す。

11kV 配電ケーブルリストと修復増強計画

SUBSTATIONS	length (m)	Original install	COST/METRE	CABLE TYPE	CABLE TYPE
Powerstation - S/S No 1(Philatelic)	600	1982	AUD22.59	PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 1 - S/S No 1A (Kavatoetoe)	1600	2002	AUD18.02	XLPE Cu 35sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 1 - S/S No 2 (Near Faimalaga)	500	1982		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 2 - S/S No 3 (Near Lota)	600	1982		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 3 - S/S No 4 (Near Semu)	500	1982		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 4 - S/S No 5 (Near TCS)	600	1982		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 5 - S/S No 6 (Near NAFICOT)	900	1982		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 6 - S/S No 7 (Near Laisini)	1300	1996		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 7 - S/S No 8 (Near Lui)	600	1996		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 8 - S/S No 8A (Fetuvalu) Fault**	1200	1996		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 8A - S/S No 8B (Te Ausaga Taupaka)	1600	2002		XLPE Cu 35sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 8B - S/S No 6 (Near NAFICOT)	4700	1996/2002	AUD18.02	PILC/XLPE Cu 25/35sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 7 - S/S No 9 (Near MET)	4300	1982/1996		PILC Al 25sqm	XLPE 60sqm Cu
Powerstation - NGO Transformer	253	2004	AUD15.65	XLPE Al 35sqm	XLPE 60sqm Cu
S/S No 4 - NPMH Transformer	200	2003	AUD15.65	XLPE Al 35sqm	XLPE 60sqm Cu
TOTAL	19453				
S/S to Gov. Office dedicated line	250				XLPE 60sqm Cu
S/S to New Wharf S/S	4300				XLPE 60sqm Cu

このうち濃黄色でハイライトしたケーブルは現在ダメージがあり仮設で対処している。薄黄色の部分は TEC 側がグレードアップしたいとしているケーブルである。最下段 2 行の薄青色の 2 ケーブルは、政府庁舎など主要機能が配電系全停電時にも送電できる専用配電線で、配電変圧設備を含めて増強要請がされている部分である。

なお、前述したように配電ケーブルの精確な埋設位置が図示あるいは現場表示できていないため、その引き換えまたは増条には試掘を含めて相当な費用が必要である。

2.3.5 燃料受入設備

(1)TEC の燃料受入設備

TEC には現在ディーゼル油のデイタンクとして 10KL の横置枕型タンクが 2 基設置されており、受入頻度は 10KL ローリーで 3 日毎となっている。従って新設ディーゼル発電設備に対しては総容量 20KL 程度のタンク設備の増強が必要となる。

(2)港湾等の石油製品受入設備の現況

フナフチ環礁では全ての石油製品は輸入しており、その取扱いは British Petroleum (BP) が受け持っている。現在の受入設備は、埠頭から 6 インチ配管で約 200m 程度の離れた位置にある BP のタンクヤードに一旦受入、そこからタンクローリー車などで島内消費先に油種ごとに移送している。現状設備で受入できる油種は LPG, ジェット燃料、無鉛ガソリン、ディーゼル油の 4 種で、これら以外の油種を輸入する場合は新たなタンクおよび周辺設備が必要となる。なお、石油製品の送出し元は豪州、ニュージーランド、フィジー、シンガポールなどである。

2.3.6 技術協力の必要性

TEC は現設備の運用維持管理は、比較的によく実施している様子であった。しかし発電設備大幅増強のような規模のプロジェクトに対しては資金、人員、総合管理能力（設計管理、技術レベル維持、工程管理など）面で自助努力による対応は困難と思われる。

また、発電設備全体の稼働率を上げて供給予備率を下げ設備利用率を向上させるための設備維持技術、更には供給支障事故発生時の早期原因判定と復旧に関するノウハウなど、この機会に現状不足していると見られる点に関しての技術移転を行い、TEC の管理能力をより向上させることは、本プロジェクトの実行効果を更に高める意味で重要と考えられる。

なお、本計画はツバル国の PWD（公共事業局）の監督のもとで実施される。

第3章 環境影響配慮

3.1 ツバル国の環境社会配慮対応能力

環境社会配慮について、ツバル国側実施機関および環境関連省庁の実施体制、対応能力などを確認した。JICA 環境社会配慮ガイドラインを踏まえ、共同でツバル国側が既に作成済みの環境影響調査報告書（ツバル側は”EIA”の用語を使用するも実質的には IEE に相当）の内容検討を行い、本プロジェクトが環境に重大な影響を与えるものではないことを確認するとともに、今年度以降の要請に必要となる調査手法の指導も併せて行った。

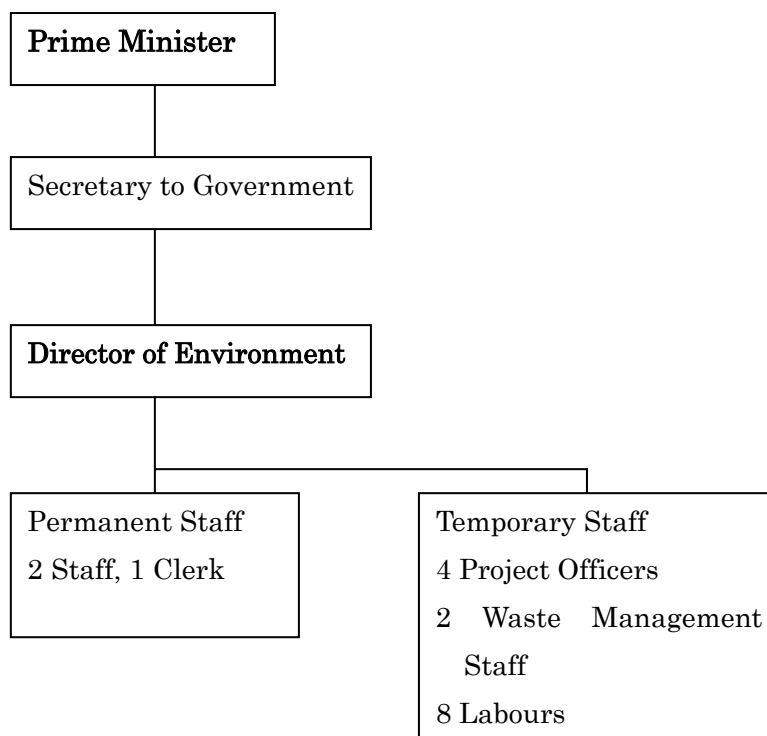
3.2 JICA 環境社会配慮ガイドラインについて

ツバル国外務省にて、ツバル国側に対し本年 4 月 1 日から施行された JICA 環境社会配慮ガイドラインの概要説明を行った。その際、今年度の要請案件からツバル国環境関連法に基づき、EIA が必要なプロジェクトについては、日本側への要請提出前に必要な環境承認を受けることが前提となることを説明した。本プロジェクトにおいては、既にツバル国側が作成済の環境影響調査報告書の承認取得に関する報告の期限は 8 月末となること、また、報告先は JICA フィジー事務所となることを説明し、ツバル国側了承を得た。

3.3 環境関係の行政機関

ツバル国における環境関係の行政機関は首相府にある環境省 (Environment Department) である。最近新庁舎に移転した。下図に環境省関係の行政機関の組織図を示す。

WRE 組織図



本調査では Director of Environment の Mataio Tekinene 氏からも直接聞き取り調査を行った。以下の内容は同氏からの情報による。この組織図からも分かるとおり、Director of Environment が実質的な活動の中心となって環境関係の活動を指揮している。

3.3.1 環境関係の法律・規制

ツバル国には直接環境のみ規定した法律はない。しかし現在「環境法」に相当するものが検討されており近々制定されると予定とのことである。法律ではないが、National Environmental Management Strategy(NEMS)が環境に関する基本的な方向性を示しており、地球温暖化問題、廃棄物処理等についても言及している。中心部であるツバル国フナフチ環礁は全島が海拔 2~4m しかなく、世界で最も CO₂ 排出に伴う地球温暖化による海面上昇の影響を受けるとされており、地球温暖化問題に対する関心は高く、京都議定書と各国の対応状況にも多大な関心を寄せている。

3.3.2 環境省の活動状況

環境省が中心となって行っている環境社会配慮関係の活動は以下の通りである。

1. 地球温暖化問題の住民への周知徹底プログラムの遂行。具体的には海面上昇問題(SLR: Sea Level Rise)が中心となっている。
2. 廃棄物収集・管理
 - ・ 毎日のごみ・廃棄物の収集・投棄業務は下請けを使って実施している。
 - ・ 廃棄物投棄場所のモニタリング、監視活動を行っている（フナフチ環礁の幅は狭いところで 10m と極端に狭いが南北には長く中心部より約 10km 離れた最北端をごみの最終捨て場所としている。焼却処分を行っていないため、ごみは野積みされている）。
 - ・ プラスチック、鉄、ガラス等は分別回収を指導している。
 - ・ 液体廃棄物の監視をおこなっている（し尿、養豚汚水、台所排水等）。
 - ・ 医療廃棄物の焼却処理をおこなっている。
 - ・ 枯死植物の破断処理をおこなっている。
 - ・ 有害廃棄物等（廃油、バッテリー、医療機器、コンピュータ）の処理を行っている。
3. International Waters Project (IWP)の活動として沿岸水域の汚染防止活動を行っている。
4. 国際的な環境フォーラム、環境会議、その他国際的な活動にも参加している。
5. フナフチ環礁のラグーンを挟んだ対岸には南北約 15km に及ぶ自然のままの珊瑚礁群があり、保護区域に指定されている。これらの自然保護区域の管理も環境省の所管である。図-SDF に自然保護区域の珊瑚礁群（破線で囲んだ部分）を示す。

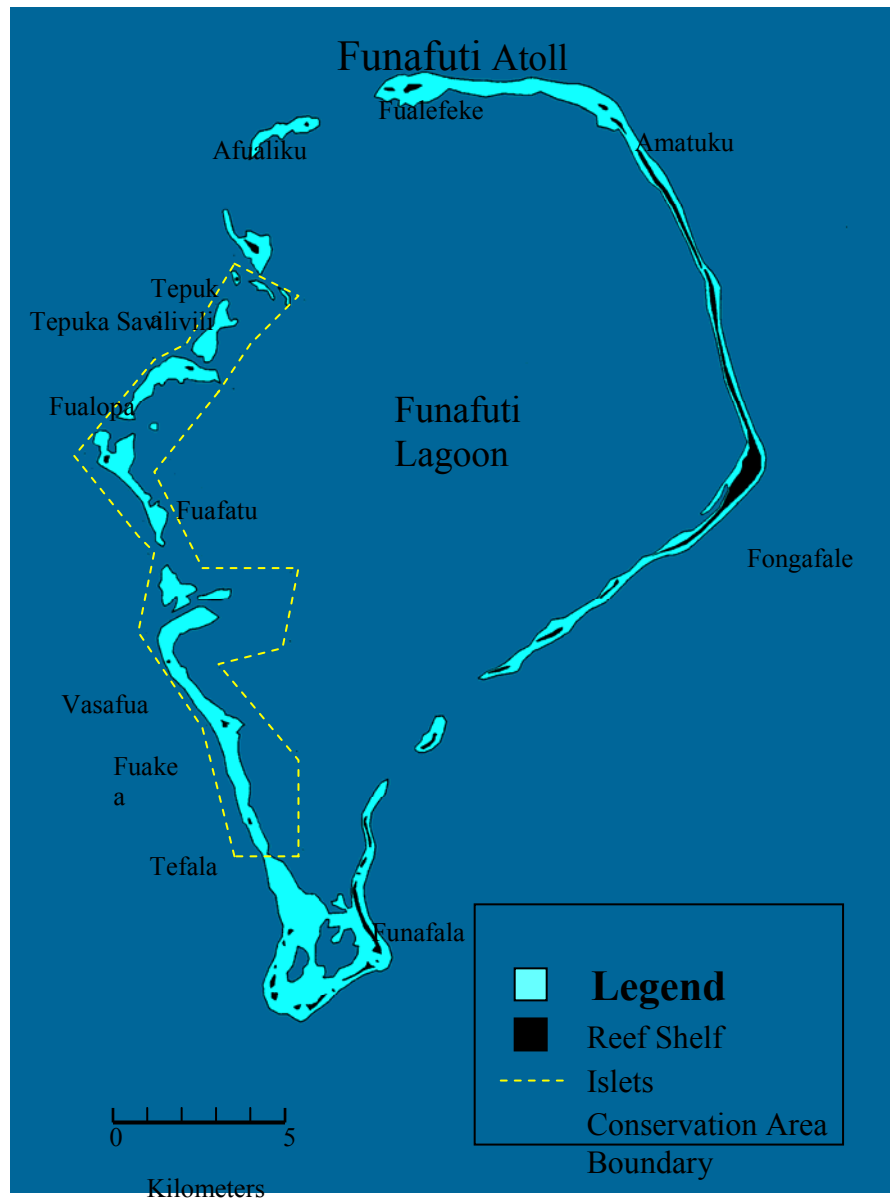


図 - RSW フナフチ環礁の環境保護区

以上に述べたツバル国の行政組織および環境省の活動状況から、ツバル国は JICA 環境社会配慮ガイドラインへの対応が可能であり、本プロジェクトに関する環境社会配慮面の対応能力はあると考えられる。

3.4 建設サイトの変更と EIA

2002 年 6 月に作成されたツバル国政府の要請書、The Project for the Upgrading Power Supply in Funafuti Atoll によると、新規発電所の予定サイトは既存の発電所の北東 500m 地点とある。この場所は未開地で、面積が十分でない場合は政府が埋め立てで土地を確保

するとしている。従ってサイト変更が無ければ、埋め立て、整地、アクセス道路工事、水道、電気等のインフラ工事開始に伴う動植物を含む環境への影響、また発電所操業に伴う廃油、排ガス、騒音、化学廃棄物等による環境および社会上の問題点が懸念される場所であった。

今回調査団は、未開拓地であるこのサイトの視察も行った。その結果、このサイトは野生の草地の様相を呈し、土地のレベルは低く、北側に大きな海水の池が迫り、水際はマングローブが生い茂っている。周囲に人家はないものの養豚小屋が散在している。発電所を建設した場合、廃油、化学物質等による周辺的环境、小動物、昆虫、植生に影響が出る可能性がある。また発電所側からみても、東側、外海側が無防備なため、塩害、洪水の危険に現在以上に晒される。さらに、整地、土盛り等の土木工事と水、電気等のインフラ整備に相当の支出が要求される。

変更後のサイトは既存発電所の敷地内であり、既存発電所の増設工事と位置付けることができる。このためアクセス道路、水道、電気、通信等のインフラは基本的に現在のものがそのまま使える。したがってインフラ等の新規建設に伴う外部への影響は当初案に比べれば大幅に緩和されたことになる。

社会配慮も含む環境への影響も基本的に既存発電所の問題点の延長線上にある。現在の発電所の問題点を踏まえて、これから新規に建設する発電所が既存の発電施設、および関連施設との連携を含め、如何なる環境社会配慮上の影響を生ずるかを検討する必要があるが、ツバル側は日本側調査団の訪問時点で既に予備的な環境影響評価を完了していた。

今回その報告書の記述内容の検討をツバル国側と共同で行った。その結果を以下に記述する。今回の予備調査の結果と、ツバル国側環境影響評価報告書の日本側への提出等の環境関連手続きを完了することによって次の段階に進むことになる。

3.5 EIA の構成と内容

ツバル環境省で作成済みの環境調査案内容の要点は以下の通りである。(環境調査案：Appendix 6)

(環境調査目次項目と要点)

3.で EIA の手法の説明を行なっている。

5.1.1 サイトの説明を行っている。春の大潮時、サイトの地下から海水が湧き出すことがある。この影響を軽減するため、若干の土盛りが必要である。

5.1.2 サイトで実際に行なった 4 箇所の土壌調査の結果を記述している。

5.2.1 現在 Administration Building があるところに新規に建設する。

5.2.2.1 新庁舎とサッカースタジアムが完成すると将来需要が 1,097kW に増加するとして

いる。

- 5.3 サイトの植生等を記述。塩害を受けやすい土地であるが、適応できる植物は生えている。蝶、蜂等も含め環境に対する影響は特にない。
- 5.4.1 固形廃棄物の収集、処分の方法を記述している。
- 5.4.2 廃油その他化学廃棄物の処理について記述している。廃油は廃油タンクに集められ、フィジーに送られて再生処理される。しかしディーゼルエンジンからリークする油は側溝を通過してピットに流れて行く。ピットの浮遊廃油は回収されるものもあるが、一部は地中に浸透して土壤汚染の原因となっている。
- 5.4.3 トランス油に使われていた PCB による汚染状況についても調査している。
- 5.4.4 汚水、排水の状況を記述している。
- 5.5.1 140m² の面積の屋根で受け止められた雨水は貯水能力 10,000 ガロンのタンクに蓄えられて従業員の日常の生活用水として供される。飲用には適さない。タンクの内訳は 4,000 ガロン 2 基、1,000 ガロン 2 基となっている。

サイトの地下水は廃油で汚染されていると考えられる。また春の大潮時、地中から海水が湧き出し 10cm~40cm の深さでたまることがある。また夏の暴風時、東に 20m 離れた太平洋側から暴波堤防を乗り越えて海水が侵入し、排水ピットを含むサイト内に溜まりディーゼルエンジンに近づく寸前であったことがある。
- 5.6 騒音問題に関しては近隣オフィスワーカー、住民とも大きな問題とはとらえていない。
- 5.7 その他の問題として太平洋側からの塩分スプレーによる錆びの問題、操業上の問題、経営上の問題、施設老朽化の問題、安全器具の問題等一般的な現在の発電所の状態を述べている。
- 6.1 新発電プラントの概略
- 6.2 新発電プラントが環境に与える影響
 - 6.2.1 工事中振動、騒音の発生が予想されるため、EMP ガイドラインを遵守することが望ましい。
 - 6.2.2 操業開始後の社会経済インパクトとして、騒音、近隣オフィスへの影響、ケーブル敷設に伴う影響、既存の建物の撤去あるいは移動に関わるものがあげられている。さらに塩害による被害の低減措置、オペレーターの技量向上等の必要性も指摘している。
 - 6.2.2.5 環境へのインパクトとして、廃油の量が増える。輸送中および給油中の漏洩も起こり得る。冷却排水処理の問題、ケーブル敷設に伴う植生への影響があげられている。
 - 6.2.3 災害について。火災が特に問題である。隣接する気象庁のヤードには水素タンクがある。暴風時、荒天時の太平洋岸からの大波、大潮時に徐々に地中から湧き出る海水の問題も指摘している。

以上の状況から判明することは、既存施設の操業によりすでに環境への影響が定量的に把握されているため、新設分についてはこれを踏まえて評価することが可能である。

3.6 EIA の評価と環境社会影響配慮

- (1) 結論として現在の発電所敷地内に新規発電所を増設することによる環境社会影響配慮上の問題はないと考えられる。
- (2) 本発電所における過去および現在の問題は廃油、ノイズ、大気汚染である。しかしこれらはほとんどが TEC の敷地内での問題で、周囲の環境に直接影響を与えるものではないが、本格調査ではこれらの問題を考慮に入れて建設を行なう必要がある。
- (3) 廃油排水ピットを含む発電施設の基本設計に当たっては、通常的设计基準を遵守する必要がある。
- (4) 非自発的移転等 JICA のガイドラインに抵触する問題は存在しない。
- (5) 建設工事期間中は大部分が地元の労働力を使うため、一時的にせよ雇用を通じて地域経済に貢献する。
- (6) 発電所新設に関する社会的合意は得られていると考えられる。本年 1 月にフナフチ島で送電ケーブルに起因する停電が一週間続き深刻な影響が出た。住民は電気の必要性を認識しており、発電能力の増強に反対しているとは考えにくい。停電を避けることによるポジティブな影響のほうが大きい。

第4章 適正な協力範囲

4.1.1 需要想定の評価

TEC の需要想定は前述したが、1995 年から 2004 年までの 10 年間に最大需用電力は約 2 倍となり平均年率 7%で増加してきた実績と、電力負荷がほぼ業務用（政府も含む）と家庭用に限られている事から、一般的に言ってこの増勢はしばらく続くと思われる。もちろん電力消費の効率化（いわゆる省エネルギー）またはピークカットを考慮しなければならないが、両部門とも電力消費に対する利便性（付加価値）が強く作用するので、供給制限などで強制的に削減させない限り、その影響は数%程度にしかならず誤差範囲内となろう。

電力需要について人口推移による影響は大きいと思われるが、ここ当分ナフチの居住人口は横這いであろう。加えてビジターが各種の社会経済活動を行なうことによる電力消費原単位は住民より高いと思われ、これによりホテルまたは流通・商業関係での電力消費は次第に活発になることが予想される。また現在の負荷特性は、季節変動が少なく年間負荷率は約 67%程度と比較的高い。また、日最大負荷は午前中に発生し、年最大は 12 月に発生する。以下の計画評価では TEC 計画の需要想定をそのまま採用するが、最適な計画を策定する上で極めて重要な基本データであるため、本格調査時に再度検証が必要である。

4.1.2 発電設備増強

TEC 計画の発電機単機容量と基数に対して、供給安定度の考え方でいくつか代案を例示できる。ポイントは 2005 年に予想されるピーク負荷時供給支障の回避、供給予備力を考慮した単機容量の設定、今後 10 年間に想定される最大電力増加（約 1000kW から 2000kW）に対応した適切な設置時期などである。また供給予備率は電力需要予測、発電設備数 6 基（内既設 2 基）、単機容量、増設後の総設備容量などを勘案すると 20～25%が適切な範囲と考えられるので、以下では 25%の供給予備率を維持するよう以下 4 ケースの設備計画を立てることとした。

◇：TEC 計画（定格出力 600kW の 80%を運用最大とする）を前提とすると、供給予備率維持の観点で 4 台の増設時期のうち 1 台を 1 年前倒し（2005 年）にし、残りは TEC 計画より 1 年ずつ遅らせる（2008 年および 2010 年）方が合理的である。（次ページ表 1）

◇：これに対し運用最大を定格の 80%では無く定格容量 600kW として供給予備率を定義すると各機の設置時期は 2005 年、2008 年、2009 年、2013 年と想定され更に後ろ倒しとなるが、単機容量がやや大きく余裕があるものの設備利用率が低い。（次ページ表 2）

◇：そこで単機出力をより小型の 700kVA(560kW)のパッケージ型とした場合、同じく増設時期は 2005 年、2008 年、2009 年、2012 年と想定される。（次ページ表 3）

◇：まだ余裕があるので更に小型の 550kVA(440kW)のパッケージ型とした場合、2005 年、2006 年、2008 年、2010 年が増設時期となる。（次ページ表 4）

表1 TEC 計画基準 600kW 4 台（設計能力の 80%を運用最大として供給予備率 25%維持）

Fogafale Power Sector Master Plan in Tuvalu			Forecast										
Description	Installed/Operating Capacity [KW]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		1. PEAK DEMAND TOTAL		774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1659	1759	1865
2. GENERATING OUTPUT													
2.1 Fogafale Power Station													
Subtotal of Available Capacity	928/760	840	840	1040	1040	1040	840	840	640	640	640	640	640
2.2 New Power Station													
No 1 (2005)	600/480 (80%)			480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
No 2 (2006)	600/480 (80%)				480	480	480	480	480	480	480	480	480
No 3 (2008)	600/480 (80%)						480	480	480	480	480	480	480
No 4 (2010)	600/480 (80%)								480	480	480	480	480
Subtotal of Available Capacity	2,400/1920			480	960	960	1,440	1440	1920	1920	1920	1920	1920
2.3 FIRM CAPACITY		320	320	720	1040	1040	1320	1320	1600	1600	1600	1600	1600
2.4 TOTAL AVAILABLE CAPACITY [KW]		840	840	1520	2000	2000	2280	2280	2560	2560	2560	2560	2560
3. POWER BALANCE (2.4-1.1)		66	-257	357	687	608	804	715	901	801	695	583	464
4. MAXIMUM UNIT CAPACITY [KW]		320	320	320	480	480	480	480	480	480	480	480	480
5. STAND-BY CAPACITY (3-4)		-254	-577	37	207	128	324	235	421	321	215	103	-16
6. Reserve Factor	Reserve Ratio	7.9%	-30.6%	23.5%	34.4%	30.4%	35.3%	31.4%	35.2%	31.3%	27.1%	22.8%	18.1%

表2 TEC 計画基準 600kW 4 台（設計能力の 100%を運用最大として供給予備率 25%維持）

Fogafale Power Sector Master Plan in Tuvalu			Forecast										
Description	Initial Installed Capacity [KW]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		1. PEAK DEMAND TOTAL		774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1659	1759	1865
2. GENERATING OUTPUT													
2.1 Fogafale Power Station													
Existing Total Installed	kW	1040	1040	1296	1296	1296	1048	800	800	800	800	800	800
2.2 New Power Station	KVA												
No.1(2005)	750			600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
No.2(2008)	750						600	600	600	600	600	600	600
No.3(2009)	750							600	600	600	600	600	600
No.4(2013)	750											600	600
New Generator Total	kW			600	600	600	1200	1800	1800	1800	1800	2400	2400
Total Installed Capacity	kW	1040	1040	1896	1896	1896	2248	2600	2600	2600	2600	3200	3200
Reserve Factor	kW	25.6%	-5.5%	38.7%	30.7%	26.6%	34.3%	39.8%	36.2%	32.3%	28.3%	38.2%	34.5%

表3 700kVA (560kW) 4 台（設計能力の 100%を運用最大として供給予備率 25%維持）

Fogafale Power Sector Master Plan in Tuvalu			Forecast										
Description	Initial Installed Capacity [KW]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		1. PEAK DEMAND TOTAL		774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1659	1759	1865
2. GENERATING OUTPUT													
2.1 Fogafale Power Station													
Existing Total Installed	kW	1040	1040	1296	1296	1296	1048	800	800	800	800	800	800
2.2 New Power Station	KVA												
No.1(2005)	700			560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
No.2(2008)	700						560	560	560	560	560	560	560
No.3(2009)	700							560	560	560	560	560	560
No.4(2012)	700										560	560	560
New Generator Total	kW			560	560	560	1120	1680	1680	1680	2240	2240	2240
Total Installed Capacity	kW	1040	1040	1856	1856	1856	2168	2480	2480	2480	3040	3040	3040
Reserve Factor	kW	25.6%	-5.5%	37.3%	29.3%	25.0%	31.9%	36.9%	33.1%	29.1%	38.7%	35.0%	31.1%

表4 550kVA (440kW) 4 台（設計能力の 100%を運用最大として供給予備率 25%維持）

Fogafale Power Sector Master Plan in Tuvalu			Forecast										
Description	Initial Installed Capacity [KW]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		1. PEAK DEMAND TOTAL		774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1659	1759	1865
2. GENERATING OUTPUT													
2.1 Fogafale Power Station													
Existing Total Installed	kW	1040	1040	1296	1296	1296	1048	800	800	800	800	800	800
2.2 New Power Station	KVA												
No.1(2005)	550			440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
No.2(2006)	550				440	440	440	440	440	440	440	440	440
No.3(2008)	550						440	440	440	440	440	440	440
No.4(2010)	550								440	440	440	440	440
New Generator Total	kW			440	880	880	1320	1320	1760	1760	1760	1760	1760
Total Installed Capacity	kW	1040	1040	1736	2176	2176	2368	2120	2560	2560	2560	2560	2560
Reserve Factor	kW	25.6%	-5.5%	33.0%	39.7%	36.0%	37.7%	26.2%	35.2%	31.3%	27.1%	22.8%	18.1%

この4ケースを比較すると、電力需要とその伸び、発電設備単機容量、当面の供給予備力維持、設備利用率などからこの中では550kVA(440kW)4台が最もバランスが取れている事が分かる。適正な範囲は500kW程度までであり、一方440kW以下の単機容量を採用した場合2010年時点など至近点で更なる増設が必要となる。

4.1.3 配電設備整備

ここには配電設備項目で当初要請内容および今回調査での新規項目を全て列記した。

(1) Maritime School の配電設備

Maritime School(海事学校)に対する配電設備は途中で海底ケーブルが必要になるなど費用が高むので現地調査をしてその必要性を確認した。Maritime SchoolはFogafale島北端から直線800mの海を隔てたAmatoku島にあり、外航航路の船員養成設備となっている。基盤は豪州政府の支援で設立され、その後フランスの援助があり、現在はADB支援によるリハビリ整備が進んでいる。

ここでの電力負荷は現在フランス支援の60kVA発電機3台で賄われているが、故障頻度が高く調査時は1台のみが稼動し2台は修理中であった。今後の負荷増加はワークショップ訓練のための機械加工と溶接用電源が必要となる予定であるが、このための増分は間歇使用50kW程度であり、既設発電設備でも充分であるがそれに不安があるならば数百万円程度で可能な小型のパッケージを導入すれば事が足りよう。いずれにしても当初要請内容にある総額2億円を超えるような海底部分を含む配電ケーブル設備は過剰と言える。

(2) 配電設備のグレードアップ要請

さらに配電設備のグレードアップについて、概略設備仕様は示されたものの現況に対する詳細資料が提供されていないので、需要増に対して増強時期、または障害の程度など、更なる現場精査が必要となろう。しかし現在障害発生中で修復の目処が立っていないケーブル、および目視点検の結果塩害のための外装腐食が激しい北部のS/S7、8、8A、8Bについては然るべき技術支援と援助をすることについて是と考えたい。

(3) 配電設備関係の優先順位

以上から配電設備関係の優先順位は次のようになると考えられる。

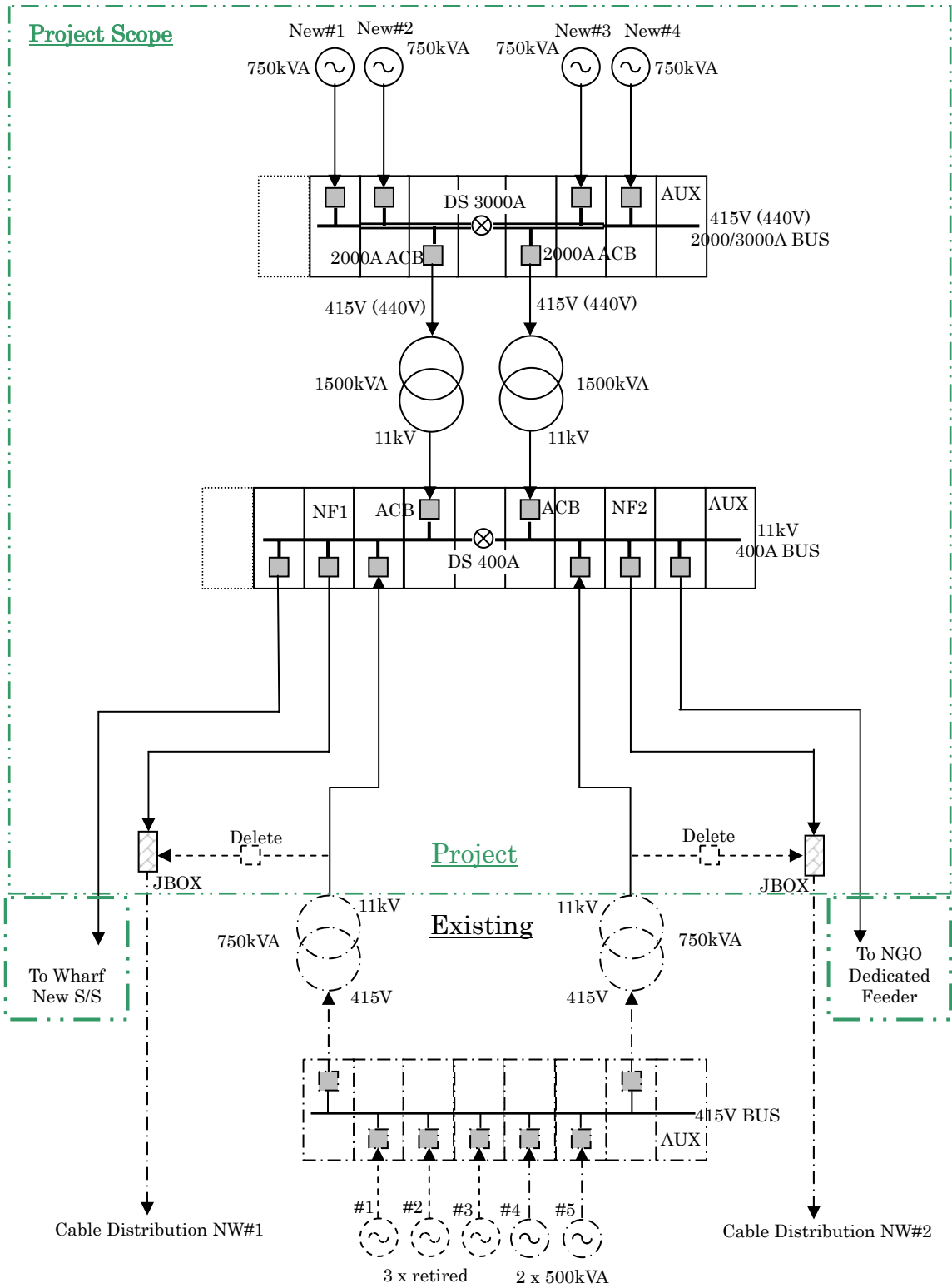
- ① 故障発生時のインスペクション用各種測定器、
- ② 現在破損中の配電ケーブルの修復
- ③ 北部の4変電設備の塩害対策
- ④ 政府庁舎地域と新港湾設備に対する専用配電設備(ケーブルと配電変圧設備)の設置、
- ⑤ Maritime Schoolの小型パッケージ電源の設置
- ⑥ 既設配電設備の容量増強

次ページ以降、電力設備整備の単線結線図案、TECレイアウト案を順次示す。

プロジェクト内容新旧比較

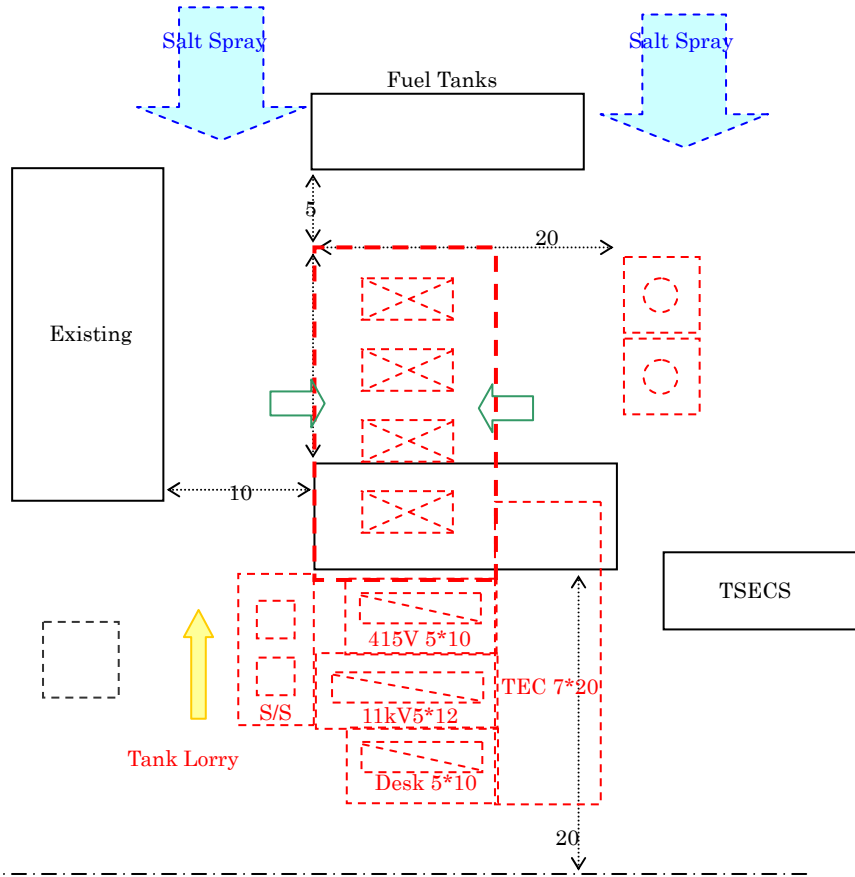
2002年要請内容	予備調査時変更点
サイト位置 約300m北よりの政府所有未使用地 発電設備 2 x 1400kW ディーゼルエンジン 発電機 据付用資材	既設発電設備構内 } 4 x 750kVA 発電設備
補助設備器材 エンジン用 電気設備 燃料タンク 廃油燃焼設備 据付資材	配電盤8面(発電機電圧415Vの場合)
杖付け工事 予備品	
新発電設備建屋 建屋 土木工事 基礎工事	540平方m 管理エリアを含む (7m x 20m =140平方m)
新旧発電設備の接続 11kV変電設備と配電盤設備	11kV XLPE 150sq 銅導体 鋼帯外装 100m*2条 11kV 1500kVA 変圧器 x 2 基(屋外型) 11kV配電盤11面 運転監視装置(PC2台) 設置工事(材料込み)
海底ケーブル 本島と海事学校間 配電設備 新政府庁舎、接続箱、新病院間 増強港湾設備, 配電変圧設備8B, 海事学校	Fogafale-Amatoku間* ツバル側で実施済み 海事学校向けは単独発電設備で供給
配電用変電設備 新政府庁舎、新病院 港湾設備、海事学校	ツバル側で実施済み 海事学校向けは単独発電設備で供給
電圧調整装置	緊急時用予算
* 海事学校 既設電力供給 仏支援による60 kVA発電設備3基	配電設備関係オプション 故障時測定器具 海事学校への小型パッケージ発電設備設置
将来需要 : 訓練用整備機械(溶接機、工作機械など) (最大50kW間歇需要)	新政府庁舎と港湾設備増強後の専用配電設備 旧政府庁舎用100kVAと増強港湾設備用300kVA変電設備
元要請内容 配電ケーブル(含海底ケーブル), 変電設備, 電圧制御装置	既存配電設備の復旧と増強 最大 (TEC提案を全て実施) 最小 (現在故障中部分のみ復旧)
代替案 50kWパッケージ型発電設備と島内配線	

Brief Single Wire Skeleton of TEC Gen-Station (Draft Example for Discussion)

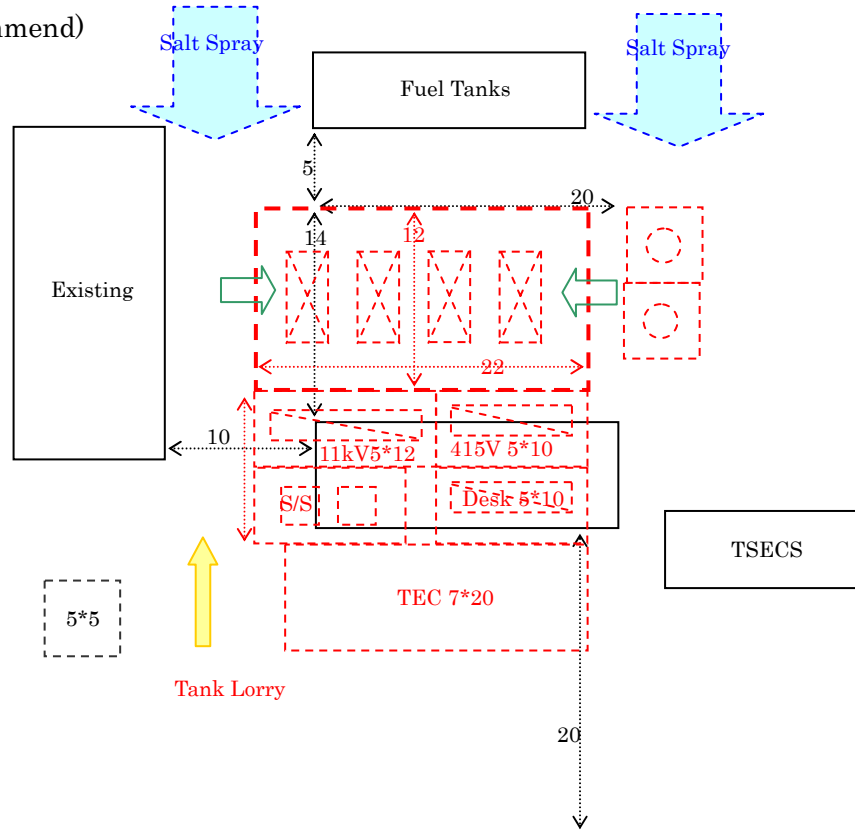


TEC Lay Out

Case 1 (TEC idea)



Case 2 (Team recommend)



第5章 本格調査実施時の留意点

予備調査の内容から本格調査では、次の項目が留意点となる。

(1)需要予測の再確認

- ・ 想定新規需要先を再確認
- ・ 実績についても可能な限り需要率と不等率により最大電力の根拠を理論的に確認
- ・ 発電機運用最大を定格出力とする点および予備率 25%確保について確認

(2)発電機の選定の要点

- ・ 容量（500kW～800kW 程度）と基数の再確認
- ・ 発電機型式について Package 型を含め幅広く考慮（費用の削減）
- ・ 通常運転は部分負荷域になるので部分負荷効率の差異も考慮（変動費削減）
- ・ 発電機電圧の再設定（11kV を採用できれば低圧配電盤と昇圧トランスが不要となる）
- ・ スペアパーツの共通化のため、可能な限り単一機種とする。
- ・ 極力短納期のものを選定し 2005 年のピーク需要に間に合わせる。

(3)発電設備および関連設備機種とレイアウト

- ・ 配電盤関係は全て屋内仕様を前提に検討
- ・ 監視システムを導入する場合は PC を利用した簡便なシステムを考慮
- ・ 東西配置と南北配置の 2 通りについて潮風の影響と将来増設方向も含めて考慮
- ・ 高潮時の海水浸入に対しフロアレベルの嵩上げを考慮
- ・ 管理棟は取り壊さず現在のものをそのまま横移動させて用地を確保する方法も検討

(4)配電設備

- ・ 既設の正確なケーブル埋設点を確認できないためルート選定と施工に留意
- ・ 要求のあった既設不良箇所の復旧と増強についてはコストを慎重に検討
- ・ Maritime School に配電ケーブルを設置する案は除外し、小型発電機（Package type）で代替する案を検討
- ・ 現行配電系統保護方式との整合性を検討

(5)環境配慮その他

- ・ 廃油などが地中に浸透しないよう考慮
- ・ 風向と周辺設備の関係から排気位置に配慮
- ・ 発電機室の給排気について潮風への配慮と室内熱気充満防止を考慮
- ・ 飲料用雨水の収集設備と貯水タンク設置を検討

第6章 予備調査団の構成

6.1 団員構成

- (1) 総括 三村悟（独立行政法人国際協力機構
アジア第二部 大洋州チーム 主査）
- (2) 電力計画／環境社会配慮 佐々木敏雄（財）日本エネルギー経済研究所
- (3) 発電設備計画 金田精彦（財）日本エネルギー経済研究所

6.2 予備調査日程

3. 調査工程表（平成16年7月10日～7月31日）

	月／日	日程／調査内容	宿泊
1	7/10（土）	移動、成田ーナンディ（フィジー）	機中泊
2	7/11（日）	移動、ナンディースバ	スバ
3	7/12（月）	移動、スバーフナフチ（ツバル、）午後MOFA、MWE表敬訪問、打ち合わせ	フナフチ
4	7/13（火）	TECで打ち合わせ MD検討	フナフチ
5	7/14（水）	TEC打ち合わせ 三村氏 MDサイン、発電機視察、全島視察	フナフチ
6	7/15（木）	TEC打ち合わせ、技術資料等確認、入手、検討	フナフチ
7	7/16（金）	TEC打ち合わせ、環境問題検討	フナフチ
8	7/17（土）	報告書作成	フナフチ
9	7/18（日）	報告書作成	フナフチ
10	7/19（月）	TEC打ち合わせ、既存発電機的能力確認、振動計測新規発電所の敷地のDimension確認等	フナフチ
11	7/20（火）	TEC打ち合わせ（金田）、環境省訪問（佐々木）	フナフチ
12	7/21（水）	TEC打ち合わせ、Plot Plan、栈橋と燃料タンク、パイプライン、Manu Folau 離島連絡船視察	フナフチ
13	7/22（木）	TEC打ち合わせ、工事遂行体制、PWDとの関連、レーパー確保、スタジアム北側の旧サイト視察	フナフチ
14	7/23（金）	Amatuku島の船員養成学校の発電関連施設視察	フナフチ
15	7/24（土）	報告書作成	フナフチ
16	7/25（日）	報告書作成	フナフチ
17	7/26（月）	TEC打ち合わせ、環境省打ち合わせ	フナフチ
18	7/27（火）	全島サブステーションの状況確認視察	フナフチ
19	7/28（水）	全体会議	フナフチ
20	7/29（木）	移動 フナフチースバ	スバ
21	7/30（金）	JICAフィジー事務所報告	スバ
22	7/31（土）	移動 スバーナンディー成田	帰着日

6.3 面談者リスト

- **Mr. Tine Leuelu**
Secretary for Foreign Affaires and Labour
Government of Tuvalu
- **Mr. Pusinelli Laafai**
Acting Secretary for Works and Energy
Ministry of Works and Energy
- **Mr. Isaia Taape**
Assistant Secretary
Ministry of Works and Energy
- **Mr. Mafalu Lotolua**
General Manager
Tuvalu Electric Corporation
- **Mr. Luke Paeniu**
Aid Coordinator
Ministry of Finance
- **Mr. Mataio Tekinene**
Director of Department of Environment

6.4 収集資料リスト

- (1) Tuvalu Proposal Exhibit A, Exhibit B (attachment of proposal 2002) (Hard Copy)
- (2) Official Note for Changing Site Allocation of New Gen-set (Copy)
- (3) Quarterly Statistical Report (December Quarter 2003) (File)
- (4) Census 2002 Household tables (File)
- (5) Ministry Organization Structure (File)
- (6) TEC Organization Structure (File)
- (7) Outstation Structure (File)
- (8) Fogafale Existing HV System Layout (File)
- (9) System Diagram for HV Distribution (System Diagram3) (File)
- (10) Environmental Assessment of New Power Plant1 (File)
- (11) Top 20 electricity consumers and TEC statistics for 1999-2003 (File)
- (12) Fogafale Power Balance-750KW (File)
- (13) Fogafale Power Balance2-900KW (File)
- (14) Fogafale Power Balance3-600KW (File)
- (15) TEC Financial Table (File)
- (16) Distribution HV Assets Cable Length (S/S, Cable List, Gen-set List) (File)
- (17) Log Sheet Data 1996-2003 (yearly) (File)
- (18) Existing Site Layout Map (detail) (Sketch)
- (19) Fogafale Layout Map (Hard Copy & File)
- (20) Administration Office Layout (1 Floor, 1 Computer, 1 Document, 1 GM)
- (21) Distribution S/S Allocation Map (Photo)
- (22) Conservation Area Map (DOEnv)
- (23) Top 20 Energy Users for the Month of JULY 2003
- (24) Fogafale Station statistic-2003 (monthly) (File)
- (25) Fogafale Station statistic-2004 (monthly) (File)
- (26) Fogafale Station statistic (daily) (File)
- (27) Existing Transformers and Switchgears Information (File)
- (28) List of Testing Equipment (File)
- (29) Laws of Tuvalu Revised Edition 1990 Chapter 41 (Electricity Act) (Hard Copy)
- (30) Tuvalu Development Plan (Hard Copy)

- Appendix 1 予備調査時における変更点および確認事項
- Appendix 2 電力関係組織図
- Appendix 3 TEC 財務管理表
- Appendix 4 Fogafale Power Balance (600kW, 750kW, 900kW)
- Appendix 5 配電設備一覧
- Appendix 6 EIA 案

Appendix 1: 予備調査時における変更点および確認事項

2002年7月要請内容		予備調査における要請内容変更点と確認点
サイト位置	約300m北よりの政府所有未使用地	TEC構内の既設発電設備隣接位置
発電設備	2 x 1400kW ディーゼルエンジン 発電機 上記据付用資材	} 4 x 750KVA 発電設備
補助設備器材	エンジン周辺設備 電気設備 燃料タンク 廃油燃焼設備 上記据付資材	
杖付け工事		
予備品		
新発電設備建屋	建屋 土木工事 基礎工事	増設レイアウト上既設TEC管理棟の撤去が必要となりそのフロアを含む
新旧発電設備の接続		
海底ケーブル	本島と海事学校間	(海底部分はFogafaleとAmatoku間の約800m)
配電設備	新政府庁舎、接続箱、新病院間 港湾設備、No8配電変圧設備、海事学校間	ツバル側で設置済み使用中
変電設備	新政府庁舎、新病院 港湾設備増強、海事学校	ツバル側で設置済み使用中 海事学校は60kVA3機設置使用中
電圧調整装置	海事学校に設置	
新規内容		既設配電設備の補修と増強 政府庁舎向け専用配電設備(含旧政府部署用100kVA変電設備) 配電設備点検管理用測定器(ケーブル故障位置測定など)

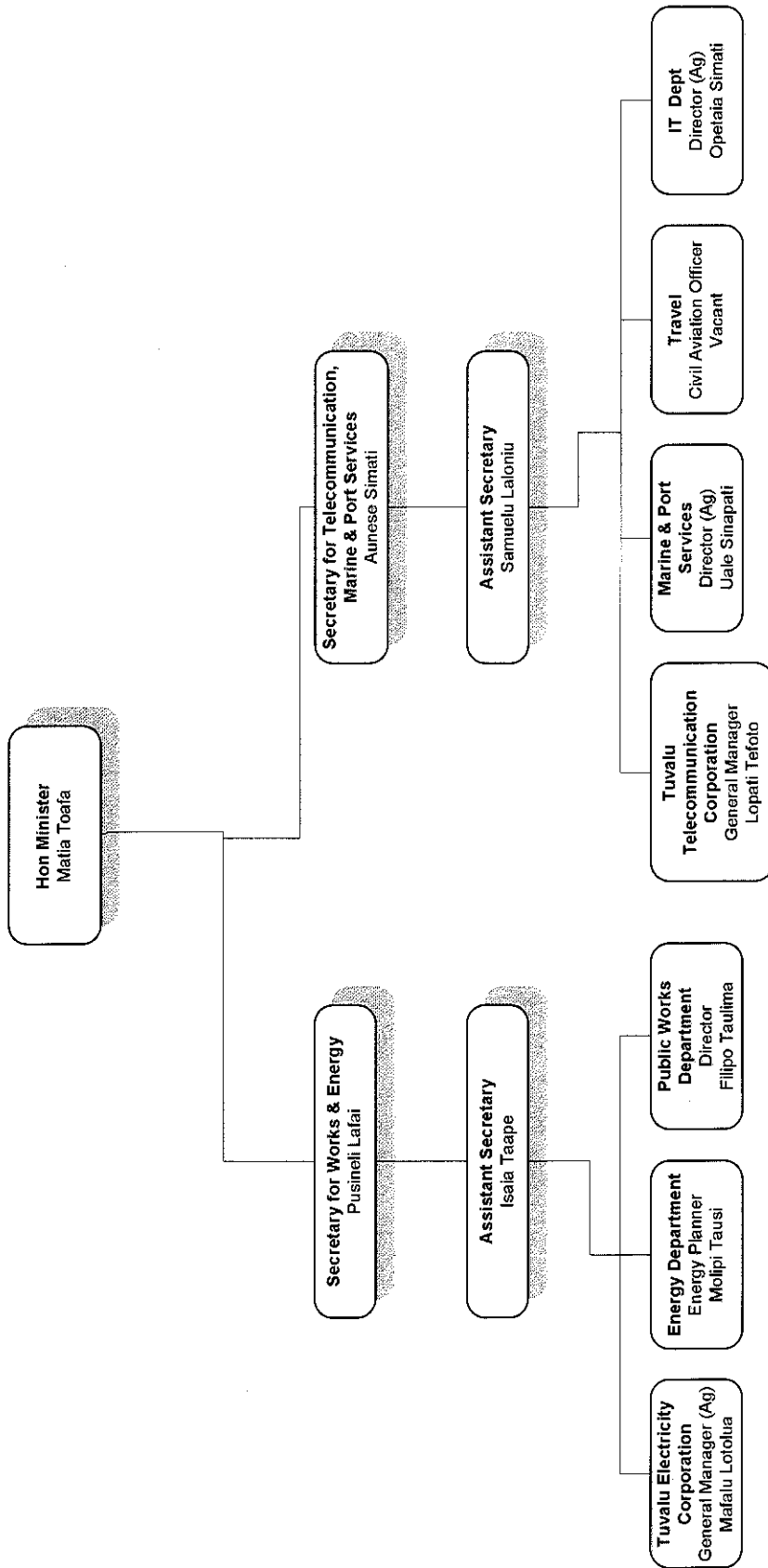
Appendix 2 電力関係組織図

Ministry Organization Structure (Ministry of Works and Energy)

TEC Organization Structure

Outstation Structure

**MINISTRY OF WORKS AND ENERGY;
TELECOMMUNICATION, MARINE & PORT
SERVICES**



Tuvalu Electricity Corporation Organisation Structure 2004

Fogafale & Outstations

Total Numbers of Employees

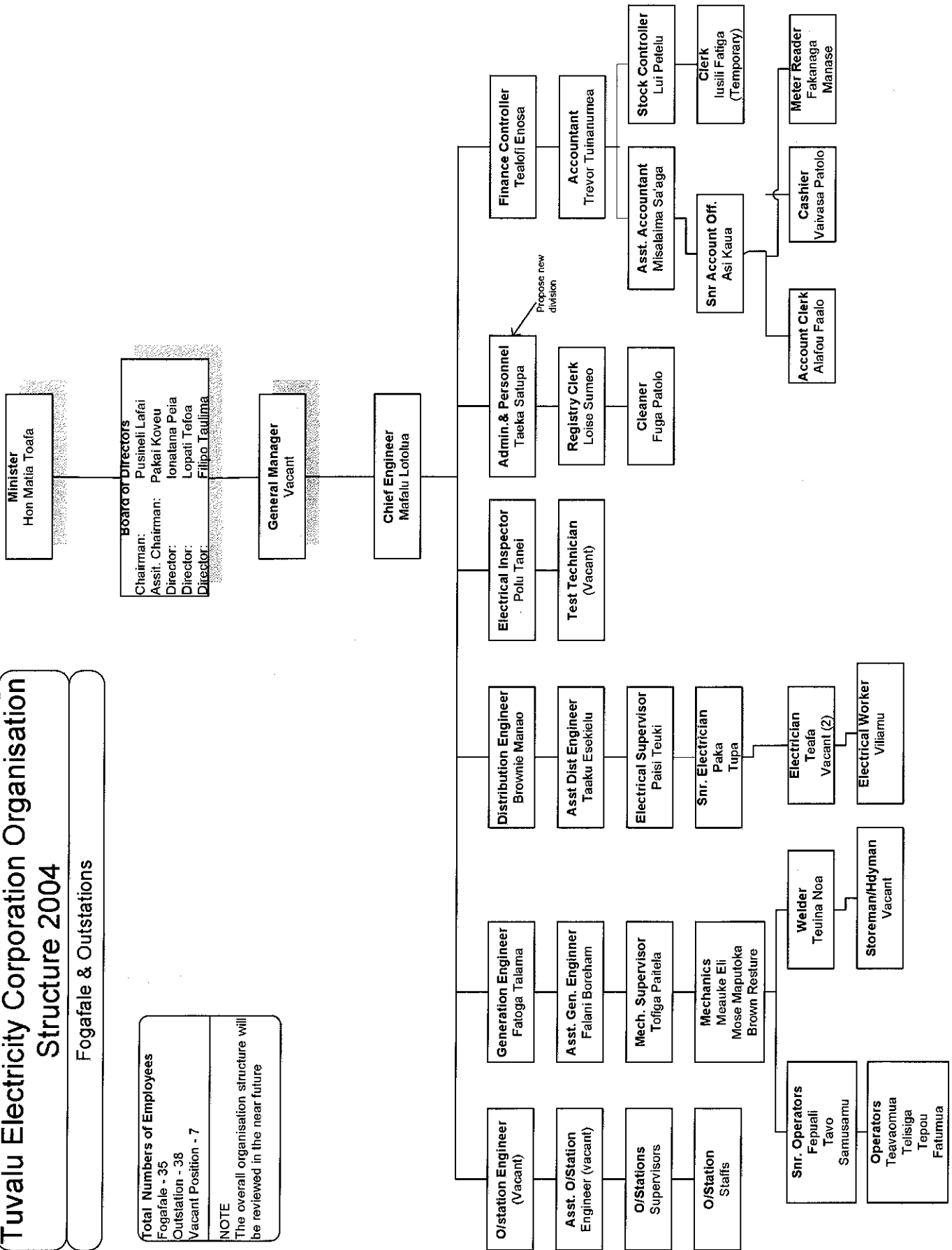
Fogafale - 35

Outstation - 38

Vacant Position - 7

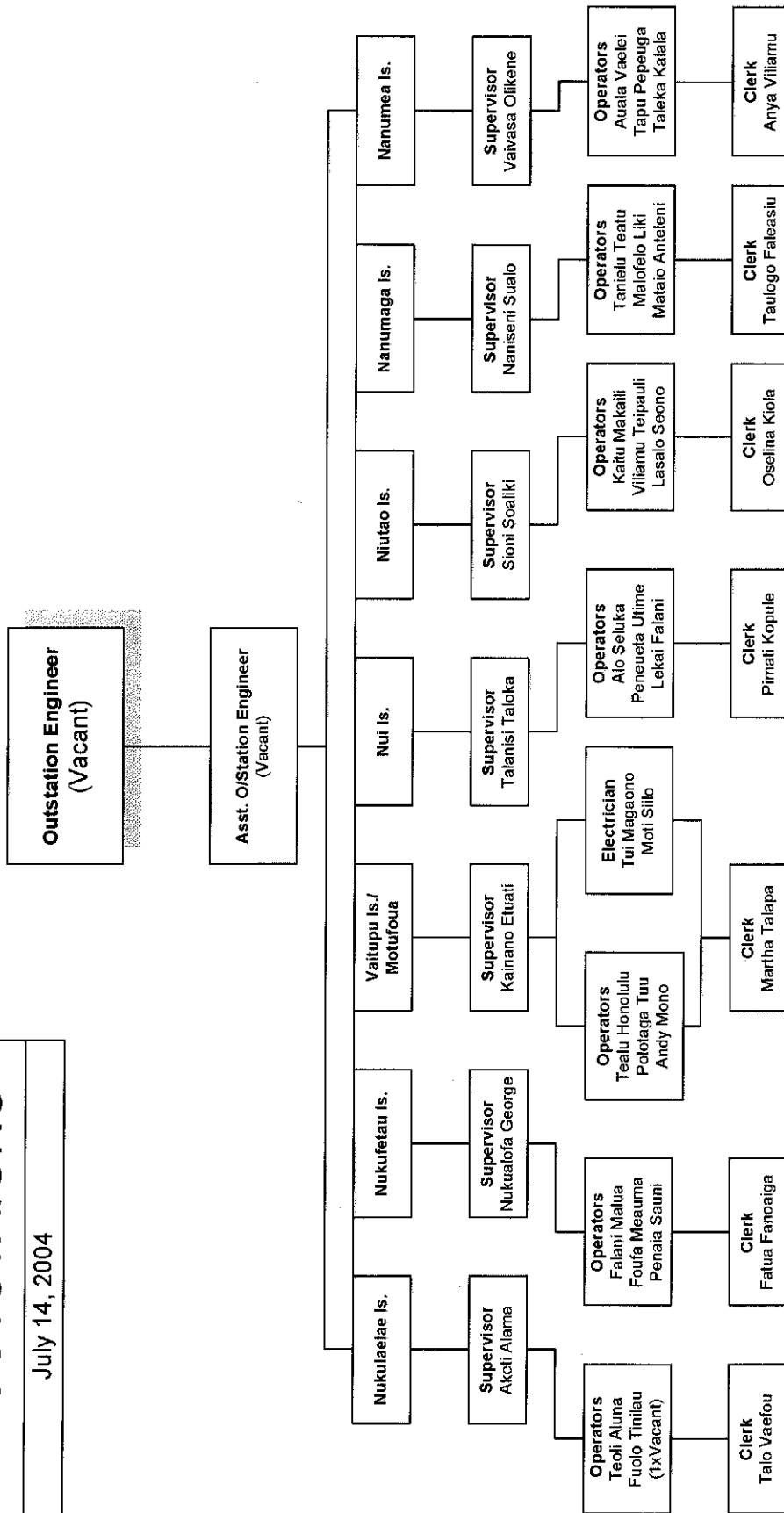
NOTE

The overall organisation structure will be reviewed in the near future



TEC OUTSTAIONS

July 14, 2004



Appendix 3 TEC 財務管理表

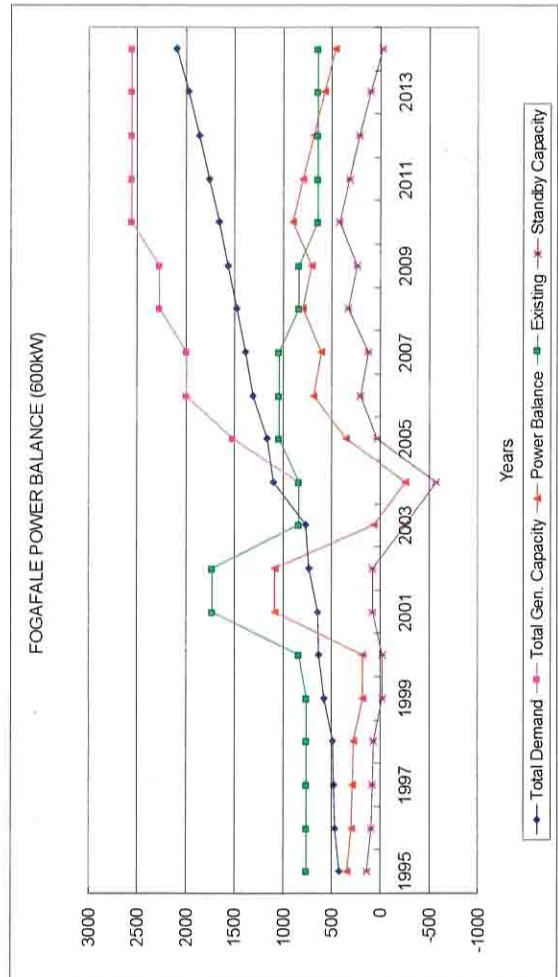
TEC Financial Table:

Annual		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
hr		8764	8760	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8760
1. Total Income										
Selling Amount	MWh			2.5	2.7	2.8	3.0	4.3		
Tariff income	mAU\$	809,260	816,763	911,344	954,458	990,133	1,435,282	1,836,074		
Subsidy	mAU\$					334,093	700,852	900,000		
Aid	mAU\$									
Others	mAU\$	298,154	241,727	452,039	259,637	310,693	224,263	529,683		
2. Total Cost										
Fuels (amount)	KL									
Fuels (charge)	mAU\$	465,631	531,007	645,931	713,414	905,528	1,000,256	1,283,329		
Fuels Feed Stock (amount)	KL									
Lubricants	KL									
Lubricants	mAU\$									
Lubricants Feed Stock	KL									
Operation Cost										
	mAU\$	1,375,352	1,227,178	1,675,566	1,544,116	1,966,602	2,193,886	2,994,743		
3. Operation Income										
	mAU\$	1,107,414	1,058,490	1,363,383	1,214,095	1,634,919	2,360,397	3,265,757		
4. Depreciation										
	mAU\$	252,275	255,988	253,497	219,339	225,082	339,413	353,276		
5. Profit/(Loss) after Depreciation										
	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
6. Interest Payment										
	mAU\$	1,050	4,715	3,851	3,694	5,489	13,457	16,343		
7. Profit/(Loss) before Tax										
	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
8. Total Tax										
Corporate Income Tax	mAU\$	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil		
Business Tax	mAU\$	nil	nil	nil	nil	nil	nil	nil		
	mAU\$	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
9. Profit/(Loss) after Tax										
	mAU\$	-267,938	-168,688	-312,183	-330,021	-331,683	166,511	271,014		
10. Total Assets										
Capital	mAU\$	3,052,469	2,928,355	2,507,672	2,310,207	2,049,991	4,101,102	8,062,048		
Current	mAU\$	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016	2,335,016		
ROA (%)	mAU\$	516,006	644,949	513,375	484,058	434,963	685,165	1,113,859		
		NA	NA	NA	NA	NA	4.06	3.37		

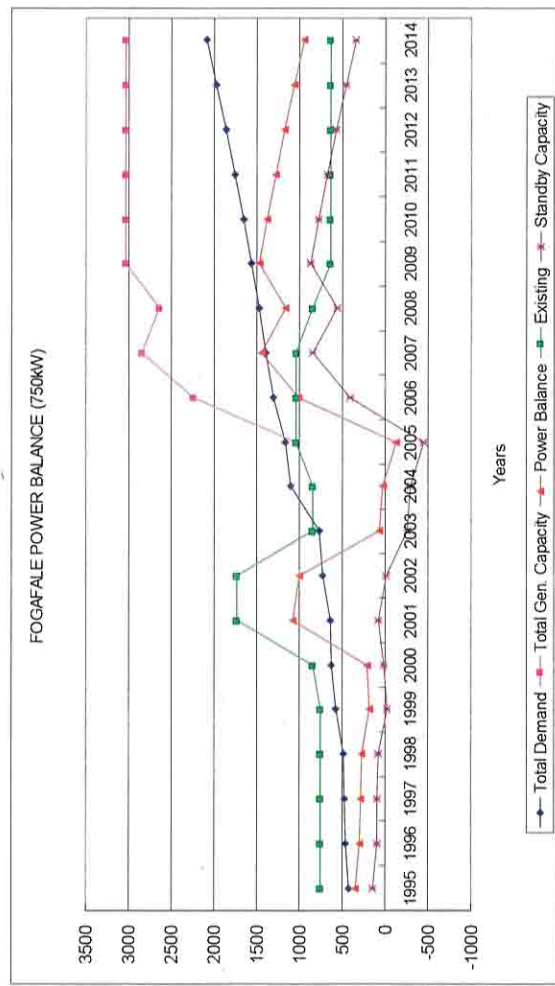
Appendix 4 Fogafale Power Balance (600kW, 750kW, 900kW)

Fogafale Power Sector Master Plan in Tivahiti

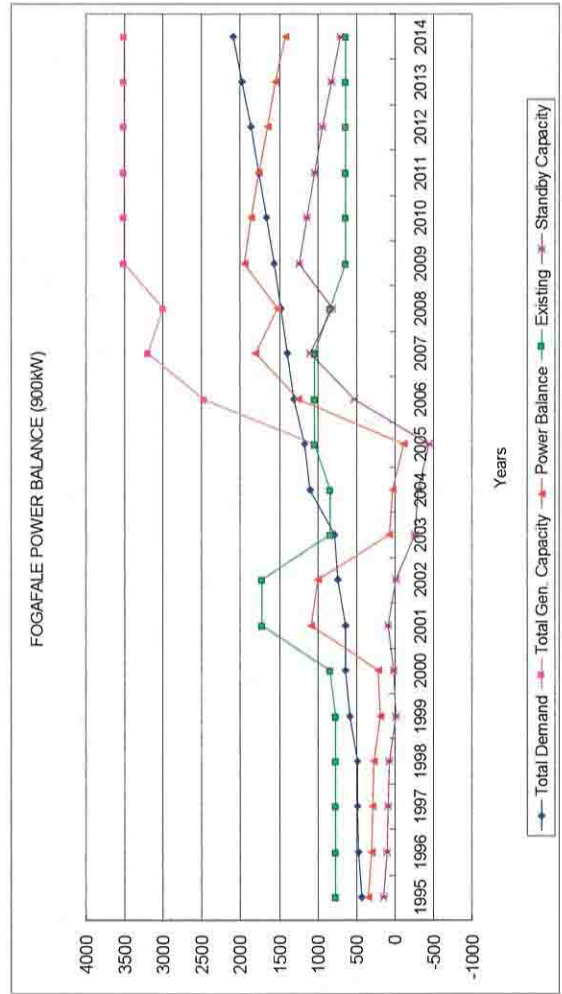
Description	Installed/Operating Capacity [kW]								Recorded								Forecast								REMARKS
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014					
1. PEAK DEMAND	420	465	475	488	580	633	642	731	774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1669	1759	1865	1977	2096					
1.1 Existing Consumer					580	633	642	731	774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1669	1759	1865	1977	2096					
Annual Growth Rate		10.71%	2.15%	2.74%	18.85%	9.14%	1.42%	13.66%	5.68%	5.94%	41.83%	6.02%	12.90%	6.03%	6.03%	6.01%	6.03%	6.03%	6.01%	6.02%					
5Y average annual Growth Rate						8.55%	6.66%	9.00%	9.66%																
1.2 Waiting Consumer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75	0	80	0	0	0	0	0	0	0	0	should be checked by Demand factor				
1) Private										75		80									should be checked by Demand factor				
2) Commercial										0		0													
3) Government										0		0													
TOTAL	420	465	475	488	580	633	642	731	774	1097	1163	1313	1392	1476	1565	1669	1759	1865	1977	2096					
2. GENERATING OUTPUT																									
2.1 Fogafale Power Station																									
No. 1 (1982)	120	120	120	120	120	120	200	200	200	120	200	200	200	200	200	200	300	300	300	300					
No. 2 (1995)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	Retire				
No. 3 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	Breakdown & replaced with 1440kW set				
No. 4 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	Engine breakdown & installed rebuild set				
No. 5 (1995)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	Installed new 4000kW set, 2003				
Mega set(2001)																					Installed new 4000kW set, 2005				
Subtotal of Available Capacity	760	760	760	760	760	840	1725	1725	840	840	1040	1040	1040	840	840	640	640	640	640	640	Outdoor unit. Approved trade-in, 2004				
2.2 New Power Station																									
No. 1 (2005)																					Phase - 1 Project				
No. 2 (2006)																					Phase - 1 Project				
No. 3 (2008)																					Phase - 2 Project				
No. 4 (2010)																					Phase - 2 Project				
Subtotal of Available Capacity	2,400	1920																			perhaps awaiting spare parts & second				
2.3 FIRM CAPACITY	360	360	360	360	360	440	500	520	300	300	720	1040	1040	1440	1920	1920	1920	1920	1920	1920					
2.4 TOTAL AVAILABLE CAPACITY [KW]	760	760	760	760	760	840	1725	1725	840	840	1520	2000	2000	2780	2960	2960	2960	2960	2960	2960					
3 POWER BALANCE (24.1)	340	295	285	272	180	180	1063	1063	66	257	367	687	608	804	715	901	895	583	464						
4 MAXIMUM UNIT CAPACITY [KW]	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200					
5 STANDBY CAPACITY (3.4)	140	95	85	72	30	30	78	78	78	78	78	207	128	324	235	421	321	215	103	-16					
6 Reserve Factor	44.7%	38.8%	37.5%	35.9%	23.7%	24.6%	62.8%	57.6%	7.9%	30.5%	25.5%	34.4%	30.4%	35.3%	31.4%	35.2%	31.3%	27.1%	27.9%	35.1%					
Remarks:																									
1. Average of annual increasing ration for FORECAST is 6.0%																									
2. Peak demand value for waiting consumer at 2004 includes New Government Office, Sport Field & NAFCOT																									
3. Generators capacity taken real operating value, existing station-81% and New Power Station-80%																									



Description	Installed/Operating Capacity (KW)										Forecast										REMARKS	
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
1 PEAK DEMAND	420	465	475	488	560	653	642	731	774	750	800	1163	1223	1392	1476	1555	1639	1759	1855	1977	2096	
1.1 Existing Consumer	10.71%	2.15%	2.74%	16.85%	9.14%	9.14%	1.47%	13.16%	5.88%	5.94%	41.83%	6.02%	12.90%	6.03%	6.03%	6.03%	6.03%	6.03%	6.03%	6.03%	6.03%	
Annual Growth Rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	277	0	80	0	0	0	0	0	0	0	0	
5Y average annual Growth Rate																						
1.2 Wading Consumer																						
1) Power																						
2) Commercial																						
3) Government																						
TOTAL	420	465	475	488	560	653	642	731	774	750	800	1163	1223	1392	1476	1555	1639	1759	1855	1977	2096	
2. GENERATING OUTPUT																						
2.1 FOGAFALE Power Station																						
No 1 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
No 2 (1995)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
No 3 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
No 4 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
No 5 (1995)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Mega spst(001)																						
(Subtotal of Available Capacity)	760	760	760	760	760	840	1725	1725	840	840	840	1040	1040	1040	840	640	640	640	640	640	640	
2.2 New Power Station																						
No 1(2016)																						
No 2(2016)																						
No 3 (2007)																						
No 4 (2016)																						
(Subtotal of Available Capacity)	360	360	360	360	360	440	520	520	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
2.3 FIRM CAPACITY	760	760	760	760	760	840	1725	1725	840	840	840	1040	1040	1040	840	640	640	640	640	640	640	
2.4 TOTAL AVAILABLE CAPACITY (KW)	340	265	265	272	180	307	1063	884	66	30	-172	1007	1148	1164	1475	1381	1381	1381	1381	1381	944	
3 POWER BALANCE (KW)	300	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
4 MAXIMUM UNIT CAPACITY (KW)	140	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	
5 STANDBY CAPACITY (KW)	44%	36.5%	37.5%	36.9%	29.2%	24.6%	63.8%	57.6%	2.5%	30.5%	30.5%	41.7%	41.7%	41.1%	41.1%	41.1%	41.1%	41.1%	41.1%	41.1%	41.1%	
6 Reserve Ratio																						



Description	Installed/Operating Capacity (MW)												Forecast												REMARKS
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014					
1. PEAK DEMAND	420	465	475	486	580	633	642	731	774	820	1163	1223	1382	1476	1555	1659	1756	1855	1977	2096					
1.1 Existing Consumer																									
Annual Growth Rate	10.71%	2.15%	2.74%	19.85%	19.85%	9.14%	1.42%	13.88%	5.88%	5.94%	41.62%	6.02%	12.90%	6.02%	6.03%	6.01%	6.03%	6.03%	6.01%	6.02%					
5Y average annual Growth Rate						6.65%	9.00%		9.66%																
1.2 Waiting Consumer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	277	0	88	0	0	0	0	0	0	0	0					
1) Private										75															
2) Commercial										202															
3) Government										1097															
TOTAL	420	465	475	486	580	633	642	731	774	1097	1163	1313	1382	1476	1555	1659	1759	1855	1977	2096					
2. GENERATING OUTPUT																									
2.1 FOGAFALE Power Station																									
No.1 (1992)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120				
No.2 (1995)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200				
No.3 (1992)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120				
No.4 (1982)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120				
No.5 (1995)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200				
Mega set(2011)										1005															
(Subtotal of Available Capacity)	780	780	780	780	780	840	840	1725	1725	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840					
2.2 New Power Station																									
No.1(2006)																									
No.2(2006)																									
No.3 (2007)																									
No.4 (2008)																									
(Subtotal of Available Capacity)																									
2.3 FIRM CAPACITY	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300				
2.4 TOTAL AVAILABLE CAPACITY (MW)	780	780	780	780	780	840	840	1725	1725	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840	1840				
3. POWER BALANCE (2-4-1)	360	296	286	272	180	207	183	984	66	30	-123	1247	1808	1624	1956	1861	1761	1655	1543	1424					
4. MAXIMUM UNIT CAPACITY (MW)	200	200	200	200	200	200	200	1005	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300				
5. STANDBY CAPACITY (2-4)	140	95	95	72	50	7	79	11	24	80	44	57	1000	804	1256	1141	1041	976	907	704					
6. Reserve Ratio	44.7%	31.8%	37.5%	24.6%	27.1%	24.5%	26.8%	57.8%	3.9%	3.0%	11.5%	47.1%	96.3%	90.1%	95.9%	92.8%	90.0%	87.0%	83.7%	81.3%					



Appendix 5 配電設備一覽

Distribution High Voltage Substation

High Voltage Cable Length

Existing Transformers and Switchgears Information

DISTRIBUTION HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS						
S/STATION NUMBER	SITE	YEAR INSTALLED	YEAR UPGRADED	CAPACITY (KVA)	COST	REMARKS
Generation S/Station	Infront Powerstation	1982	South Transformer - 1999 North Transformer-2004 Two Switchgears-2004	750 750		Replaced 350KVA step-up transformer Replaced 350KVA step-up transformer
NGO	New Govt. Office	2004		500	NZ30,778	Replaced two fused switchgear to Ring Main Unit
1A	Kavatoetoe	2002		100	NZ18,600	Direct HV feed from south RMLU
1	Philatelic	1982	Switchgear -2004	63	NZ23,134	Extension of high volatge cable to Kavatoetoe, Road Project
2	Near Fairmalaga Resi.	1982		160	NZ15,389	
3	Near Lota Resi	1982		160		
4	Near Semu Resi	1982		160		
NPMH	Hospital	2003		300	NZ28,889	
5	TSC	1986	Switchgear - 2003	60	NZ15,389	Installed new switchgear at substation no 4 & transformer near hosp.
6	NAFICOT	1982		160		
7	Laisini	1986		80		Extension of high voltage cable to Fetuvalu
8	Lui	1986		80		Extension of high voltage cable to Fetuvalu
8A	Fetuvalu	1986		80		Extension of high voltage cable to Fetuvalu
8B	Ausaga Taupaka	2002		100	NZ23,134	Extension of high voltage cable to Te Ausaga Taupaka, Road Project
9	MET	1982		160		

HIGH VOLTAGE CABLE LENGTH	SUBSTATIONS	CABLE LENGTH (mtrs)	YEAR INSTALLED	COST/METRE	CABLE TYPE	REMARKS
	Powerstation - S/S No 1(Philialelic)	600	1982	AUD22.59	PILC Aluminium Conductor	From P/House joint to S/S No 1A and return to S/S No 1
	S/S No 1 - S/S No 1A (Kavatoetoe)	1600	2002	AUD18.02	XLPE Copper Conductor	
	S/S No 1 - S/S No 2 (Near Faimalaga)	500	1982		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 2 - S/S No 3 (Near Lota)	600	1982		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 3 - S/S No 4 (Near Sermu)	500	1982		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 4 - S/S No 5 (Near TCS)	600	1982		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 5 - S/S No 6 (Near NAFICOT)	900	1982		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 6 - S/S No 7 (Near Laismi)	1300	1996		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 7 - S/S No 8 (Near Lui)	600	1996		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 8 - S/S No 8A (Fetuvalu)	1200	1996		PILC Aluminium Conductor	
	S/S No 8A - S/S No 8B (Te Ausaga Taupaka)	1600	2002		XLPE Copper Conductor	From S/S No 8B joint to S/S No 6. 1900 PILC & 2600XLPE
	S/S No 8B - S/S No 6 (Near NAFICOT)	4700	1996/2002	AUD18.02	PILC/XLPE CU Conductor	Cable joint at S/S No 8 to S/S No 6
	S/S No 7 - S/S No 9 (Near MET)	4300	1982/1996		PILC Aluminium Conductor	Cable joint at S/S No4 to S/S No 7
	Powerstation - NGO Transformer	253	2004	AUD15.65	XLPE Aluminium Conductor	
	S/S No 4 - NPMH Transformer	200	2003	AUD15.65	XLPE Aluminium Conductor	
	TOTAL	19453				
NOTE						
	The cost/metre for PILC & XLPE cable is based on the current market price.					

EXISTING TRANSFORMERS AND SWITCHGEARS INFORMATION													
TRANSFORMERS													
S/STATION NO	LOCATION	YEAR INSTALLED	PRIMARY VOLT RATIO	SEC VOLT RATIO	PRIMARY AMPERES	SECONDARY AMPERES	VECTOR GROUP	RATING KVA	% TAP	MAKER	SERIAL NO	REMARKS	
Generation	Powerhouse	South - 1999	11000	415	36.36	1043	YND11	750	4.76	ABB	1439501	Upgraded to 750KVA	
		North - 2004	11000	415	39.36	1043	YND11	750	4.79	ABB	1439502	Upgraded to 750KVA	
1	Philatelic	1982	11000	415	8.4	222.6	DYN11	160	3.85	PT	94NZ026	Pauwel Trafo	
1A	Karatoetoe	2002	11000	415	5.25	139	DYN11	100	3.89	ABB	2078903	Mini Kiosk	
2	Faimalaga Resi	1982	11000	415	8.4	213	DYN11	160	4.3	IT	870643	International Transformer	
New Govt. Office	Near Police	2004	11000	415	26.24	696	DYN11	500	4.45	ABB	50608702	Dedicated feeder from South RMU, Mini Kiosk	
3	Lota Resi	1982	11000	415	8.4	213	DYN11	160	4.3	IT	782009		
4	Semu Resi	1982	11000	415	8.4	213	DYN11	160	4.3	IT	782008		
New Hospital	Hospital	2003	11000	415	15.75	417	DYN11	300	4.04	ABB	50608601	Dedicated feeder from S/S No 4, Mini Kiosk	
5	TCS	1986	11000	415	3.3	84	DYN11	60	5	IT	782006		
6	Fisheries	1982	11000	415	8.4	213	DYN11	160	4.3	IT	860649		
7	Laisimi Resi	1996	11000	415								Removed & consumers LV back feed	
8	Lui Resi	1996	11000	415	4.2	111.3	DYN11	80	3.98	PT	94NZ027		
8A	Fetuvalu	1996	11000	415	4.2	111.3	DYN11	80	4.01	PT	94NZ028		
8B	Te Ausaga Taipaka	2002	11000	415	5.25	139	DYN11	100	3.88	ABB	2078901	Mini Kiosk	
9	MET	1982	11000	415	8.4	213	DYN11	160	4.3	IT	860650		
SWITCHGEARS													
S/STATION NO	SITE	YEAR INSTALLED	RATING KV	FUSE AMPERES	MAKER	SERIAL NO							
Generation	Powerhouse	North - 2004	11		ABB	SD77954							
		South - 2004	11		ABB	SD77955							
1	Philatelic	2004	11		ABB	SD78869							
1A	Karatoetoe	2002	11		ABB	SD77068							
2	Faimalaga Resi	1982	11		South Wales S/Gear	112055							
New Govt. Office	Near Police	Feeding direct	from Power	generating	substation								
3	Lota Resi	1982	11		South Wales S/Gear	112053							
4	Semu Resi	1982	11		South Wales S/Gear	112058							
New Hospital	Hospital	2003	11		ABB	SD77970							
5	TCS	2003	11		ABB	SD77960							
6	Fisheries	1982	11		South Wales S/Gear	139348							
7	Laisimi Resi	1996	11		W Lucy & Co Ltd	452072							
8	Lui Resi	1996	11		W Lucy & Co Ltd	452071							
8A	Fetuvalu	2002	11		ABB	SD77070							
8B	Te Ausaga Taipaka	2002	11		ABB	SD77069							
9	MET	1982	11		South Wales S/Gear	132691							

Appendix 6 ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REPORT

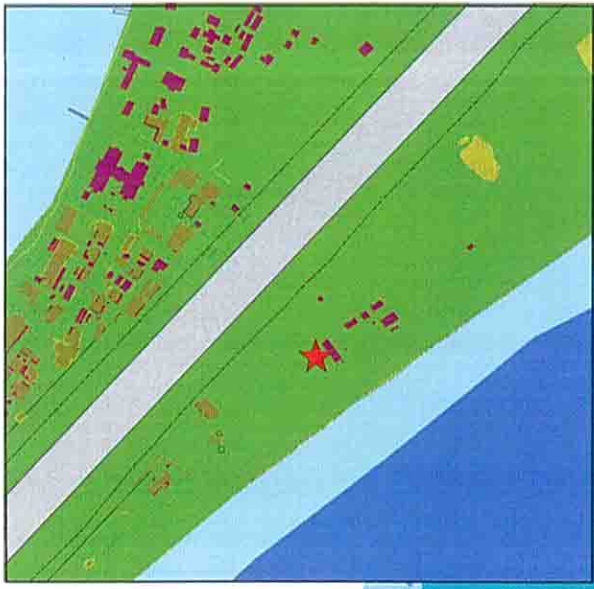
ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REPORT

***PROJECT FOR UPGRADING OF ELECTRIC POWER
SUPPLY IN FUNAFUTI, TUVALU***

August 2004

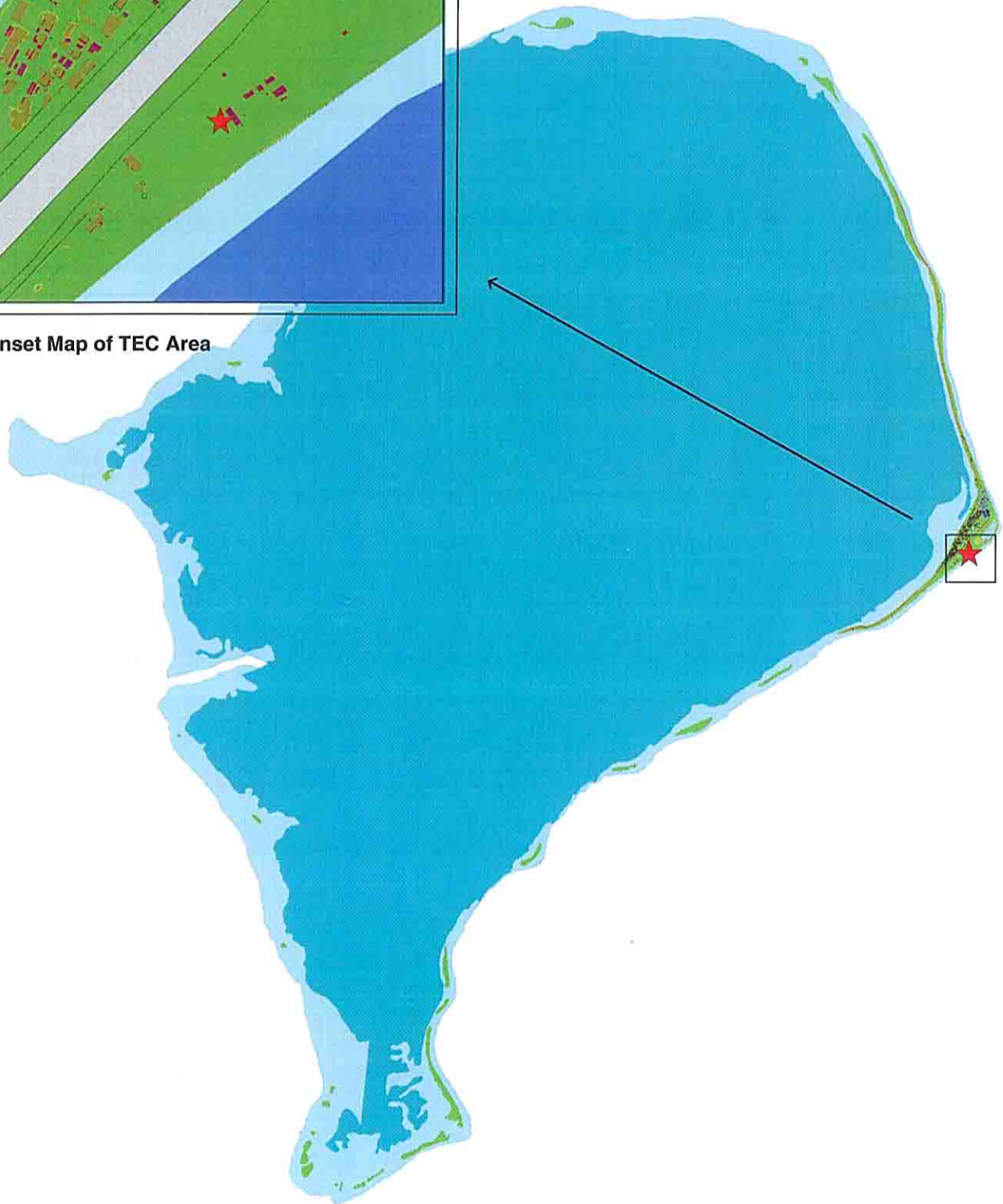
**DEPARTMENT OF ENVIRONMENT
TUVALU**

APPENDIX 3



Inset Map of TEC Area

Fogafale, FUNAFUTI



Environmental Assessment of New Power Plant

1. EXECUTIVE SUMMARY.	3
2. INTRODUCTION.	4
3. EIA METHODS USED	4
3.1 Interviews	4
3.2 Casual Observation.	4
3.3 Literature Review	5
4. THE TEAM.	5
5. BASELINE INFORMATION.	6
5.1 SOIL PROFILE	6
5.1.1 Topography	6
5.1.2 Geology	7
5.2 FACILITIES.	8
5.2.1 Administration Office	8
5.2.2 Power House	8
5.2.2.1 Generation Unit	8
5.2.2.2 Major Engine Consumptions	9
5.2.2.3 Cable Network	9
5.3 FLORA AND FAUNA	9
5.4 WASTE	10
5.4.1 Solid	10
5.4.2 Chemical waste	10
5.4.3 Hazardous	11
5.4.4 Wastewater	11
5.5 WATER.	12
5.5.1 Rainwater	12
5.5.2 Groundwater	12
5.6 NOISE AND SMOKE	13
5.7 OTHER ASSOCIATED PROBLEMS.	14
6. THE NEW POWER PLANT	15
6.1 PROPOSED POWER PLANT.	15
6.1.2 Facilities	15
6.1.2.3 Power plant	15
6.1.2.4 Cable Network	16
6.2 NEW PLANT ASSOCIATED IMPACTS.	16
6.2.1 Before and During Construction	16
6.2.2 Power plant on Operation	16
6.2.2.3. Expected Social Impacts	16
6.2.2.4. Expected Economic Impacts	17
6.2.2.5. Expected Environment Problems	17

6.2.3. <i>Disasters</i>	18
7. CONCLUSION	18
8. RECOMMENDATIONS	19
APPENDIX 1	21
APPENDIX 2	24
APPENDIX 3:	24
APPENDIX 4	25
Trees and Plants.....	25
APPENDIX 5	26
Environmental Management Plan.....	26

1. Executive Summary.

The power plant and its important role in any developing nation institute some critical investigations on its associated cost and benefit to the Nation. This report mainly illustrates the Tuvalu Electrical Corporation (TEC) current situation and the newly proposed power plant with all the associated suspected environmental concerns that can be formulated from this development.

The Project will introduce a new type of generating power, but also introduce some solutions to problems encountered in the past such as waste oil, hot ambient temperature, salt spray, flooding, noise and air pollution.

This document basically highlighted the above-mentioned concerns with some recommended options of how to counter these concerns.

The report continues to support the idea of sustaining both the environment and the development.

2. Introduction.

The Government of Japan approved the June 2002 Government Power Plant Project Proposal, which is expected to commence its actual ground work in early 2005. The Environment Impact Assessment (EIA)¹ is an essential component of any Project Cycle, and recommended highly by both the Government of Tuvalu and the Government of Japan².

The government of Tuvalu under its Development Plans³ acknowledged the importance of a safe, reliable, appropriate and affordable source of energy to any developing society such as Tuvalu. Hence this EIA was carried out not only to identify environmental concerns cause by the development, but also to assist in identifying environmental influences on the development.

A team of seven staffs from the Department of Environment was selected by the Department to conduct the collective input study.

3. EIA Methods Used

3.1 Interviews

- ❑ Interviews with key personnel working at the power plant⁴.
- ❑ Interviews of people residing in the development probable affected areas.
- ❑ Interviews of key government personnel.

3.2 Casual Observation.

- ❑ General observation of the different types of Trees and Animals (flora and fauna) found on the recommended site.
- ❑ Observations of the following: -
 - Waste oil problem seen on site.
 - Inside and outside of all the different facilities existed on site.
 - Type of soil profile and its context on some areas selected on site.

¹ Assist in identifying of various key environmental indicators for future monitoring purposes. Monitoring and evaluation are major parts of any Project Cycle.

² A proposed EIA guideline was received by the GOT from JICA (Japan International Cooperation Agency)

³ Kakega 1995 section 6.3, VISION 2015 and the TEC governing Ordinance (CAP41).

⁴ General Manager (TEC) Mafalu Lotolua, (Mechanical Foreman) Falani Boreham, (Mechanic Supervisor) Toffiga, (Stock Control) Samusamu, (Operator) Teavamua Seluselu, (Welder) Teuina. Noa, (Electrician) Viliamu Iliala

- Topography of the ground on site.

3.3 Literature Review

- Literature review of the following: -
 - Proposed Power Plant Plan.
 - Power plant 2002 proposal.
 - TEC records on fuel, oil consumption and other relevant information.
 - MET information on climate, temp and rainfall.
 - EIA Procedure recommended by JICA, and the Australian EIA Guide.

4. The Team

The team was selected within the Department of Environment (DOE) based on the idea that collective findings are prominent to individual findings.

Name (Position)	Issue (Indicator)
Mataio Tekinene, (Director of Environment).	Affected Infrastructure (looking into all the infrastructure on site and near the site, which affected by the development)
Enate Taua (Assistant Director DOE)	Assessing the flora and fauna onsite, and what will be removed or affected by the new plant.
Pepetua Latasi (Environment Officer)	Stakeholders (Affected people) and what impacts the noise have on the people close-by.
Kelesoma Saloa. (IWP Coordinator)	Looking at water supply, sources, contamination etc
Poni Faavae (NAPA Coordinator)	Looking at the climate and air pollution caused by the current and the new power plant.
Susan Tupulaga (WMU Coordinator)	Investigating the current waste problem, with comparison to the new proposed power plant.
Peteli Niuatui (Assistant NAPA Coordinator)	Looking at the topography and the soil profile onsite and near the site.

5. Baseline Information⁵.

Funafuti is an atoll with total population of over 4,000 people in the 2002 November censuses. Land is significantly a very precious property due to its scarcity, whereby Funafuti land area is just over 2 square kilometers.

Climate⁶ is Tropical with average temperature of about 32.27⁰ Celsius with average rainfall of approximately 3393.1 ml a year. The drought in the year 2000 was recorded as the year with the lowest rainfall recorded of 394.7 in Tuvalu since recording begins in 1927.

The current power generation plant is located to the east of the Airstrip and the Airport. The recommended area for the new power station is also next to the old power plant, with the TEC admin office and the TSEC building would be removed to give way to the new development.

The proposed site is the government recommended site, which is quite congested with the MET to the Northeast and the TSEC and TUFHA building to the Southwest. To the west of the proposed site is the runway; hence the open ocean side is about 20 meters to the eastern side⁷.

5.1 Soil Profile.

5.1.1 Topography

The area is generally flat except for a few holes in the road of access into the site. Most of the area is covered with grass and a few areas are scarred by road construction and buried cable trenches where the grass and top layer of soils been removed and leaving little mounds of stones and gravel on the surface.

Water puddles in the scarred areas indicate the presence of holes, which are filled with water during rainy days. During king tides the whole area experiences seawater intrusion from underground.

⁵ Described the current situation, with the existing Power Generation

⁶ Refer to Appendix 1 for the Temperature and Rainfall chart.

⁷ Refer to the map in Appendix 2

The surface of the land at the site is accessible for the construction of the new power plant but the area still may need to be flattened and the ground raised to minimize water intrusion from underground.

5.1.2 Geology

Four different spots in the site were chosen to examine and research on the soil profile as marked in the sketch map⁸.

The table below describes the soil profile taken from a casual digging observation on site. The selection of spots was based on a random selection of different sites.

Spot	Location	Characteristics
No 1	5 meters from the boundary	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Medium grass growth <input type="checkbox"/> 2 cm greyish soil with small size gravels <input type="checkbox"/> Sand with stones
No 2	Edge of boundary on the ocean side	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Storm Bank 1 meter high of sand with stones and boulders
No 3	9 meters from rubble to center of site	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Thick grass growth <input type="checkbox"/> 3 cm dark grey soil with high moisture content <input type="checkbox"/> Few gravels <input type="checkbox"/> Sand and stones
No 4	Partly buried cable trench	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Very thin layer of top soil (light greyish and white) and grass <input type="checkbox"/> White stones and boulders

If a cross section is carried out from cyclone rubble to the unsealed mini road the 4 studied spots of soil profile would be well represented.

Beneath the grass and soil are always sand and coral stones or coral limestone as atolls have 'coral surface'⁹.

⁸ Sketch map as Appendix 3.

⁹ Gaskell & Swallow, 1953; Locke, 1991). Gaskell & Swallow concluded that at Funafuti there is about 550 meters of coral limestone overlying the volcanics.

5.2 Facilities.

The TEC is currently operates from two main buildings on Funafuti, which are located to the east of the Airport and the Airstrip. Adjacent to the north is the MET office and to the South is the TSEC and the TUFHA office.

5.2.1 Administration Office

The office is approximately 20X7X4 meters (LXWXH) which office to 13 staffs including the General Manager. This office was built in 1994 under EU assistance funds. This office is located on the proposed site, which will be demolished to give way to the new power plant.

5.2.2 Power House.

The existing power plant is about 20X10X7 (LXWXH) with four engines (1X180 KVA, 2X310 KVA and 1X500KVA) installed in it. 12 staffs working in this power station, which were 7 engine operators, 4 mechanics and 1 welder.

The powerhouse also includes a workshop and a storage facility for all equipments and engine spare parts.

The structure was built in 1982, with recommendation to rebuild a new power plant.

5.2.2.1 Generation Unit.

The Four engines installed in the powerhouse and one Megawatt engine installed outside the main structure, therefore total power generating capacity is about 2 megawatts. Engines were from the manufacturer Cummins with remote water-cooling radiator system.

The current power demand peaked at approximately 774 kilowatts in 2003, with an estimate of 1097 kilowatts required after the completion of the new government building and the new sports ground. In 1993 the power demand peak at around 377 kilowatts, and

therefore the average power demand increases rate is about 6% every year. Approximately in 2005 the power demand is approximately 1163 kilowatts.

5.2.2.2 Major Engine Consumptions

- Total fuel consumption is about 4,000 liters per day, therefore @ Aus\$0.78 (2003 prices) the daily cost of fuel consumed is around Aus\$3120.00. In a year current fuel consumptions is approximately cost the corporation about Aus\$1138800.00.
- Total engine oil used by all these 5 engines is about 13.6 liters per day. Oil in each engine is change every 250hrs (approximately10.5 days); with each engine obtain an average of about 30 liters of engine oil.

5.2.2.3 Cable Network

The current cable network made up of the following: -

- 11.1 Kilometers of PILC Aluminum Conductor 25 mm cable laid in 1982 and 1996.
- 3.2 Kilometer of XLPE Copper Conductor 30mm laid in the year 2002.
- 4.7 Kilometer of PILC/XLPE Copper Conductor 30mm laid in the years 1996 and 2002.
- 0.453 Kilometer of XLPE Aluminum Conductor laid in 2003 and 2004.

As mentioned above the total cable length is approximately 19.453 Kilometers, with parts of this cables runs under the new constructed tar sealed road.

5.3 Flora and Fauna¹⁰

Most of the vegetation on the proposed site has been cleared away initially when the runway was constructed and also when the existing powerhouse and other nearby buildings were built. About 50% of the land on the site consists mainly of shrubs, herbs and grass that make up most of the undercover vegetation. There are a few pandanus trees (*Pandanus tectorius*) and only few coconut trees (*Cocos nucifera*) on the southern part of the site, which make up a small percentage of the upper canopy layer.

¹⁰ Please refer to Appendix 4 For the listing of on-site existing plants and their scientific names.

The site is greatly influenced by salt spray but is also controlled by thickets and salt tolerant species such as members of the bean family (Saketa) *Vigna marina*, naupaka family (Gasu) *Scaevola taccada*, and pandanus family (fala) *pandanus tectorius* which grow further towards the coastal strand.

With regard to animals found on the project site, simply there are no large animals except for moths, butterflies and hornets that live amongst herbaceous plants. On the ground there are rats, spiders, termites, ants, and other smaller organisms.

5.4 Waste

All kinds of waste generated in this facility, which include, solid, chemical, liquid and probably hazardous PCB transformer oil.

5.4.1 Solid

- Like any other work place, the TEC generated general wastes such as papers, plastics, cans, cardboards, empty bottles, empty snack containers or takeaway wrappers and others. These wastes are disposed in one of the community waste bin on site, which normally collected once every week.
- As a technical corporation there is always a tendency to produce bulky capital wastes such as car bodies, old container, transformers, heavy metals, old machines and generators. These capital wastes are just surrounding the vicinity, due to transport difficulty of these types of waste to proper disposable locations.
- The Waste Management collects solid waste from the site once every week.

5.4.2 Chemical waste

- 13.6 liters of waste oil generated daily from engines that is dumped into a waste oil storage depot and approximately 5 liters of oil leaked straight from the engines into a well outside the power plant. Waste oil depot has a holding capacity of 10,000 liters. Leakage oil is drained into a well, which is leak directly into the ground. Total waste oil generated a year is approximately $(13.6 + 5 \times 365 \text{ days})$
- 136 (34 filters X 4 engines) oil filters removed every year, which is dump into the waste management community bin located between the TEC and the MET Department.

- Other chemicals used in power plant for oil removal and grease after every working day.
- 2002 was the first time to ship 2400 waste oil to Fiji for recycling; otherwise oil was dump locally through burning, drainage to the ground etc prior to this initiative. One load is expected to ship to Fiji towards the end of this year.

5.4.3 Hazardous

The Waste Management Unit and the TEC are still working in collaboration to identify all possible contamination Polychlorinated Biphenyl Transformer oil and casing existed in Tuvalu, most importantly with TEC. PCB is banned in its production under the Stockholm¹¹ and the Waigani¹² Conventions due to its hazardous nature, which is regarded as a carcinogenic¹³ substance.

5.4.4 Wastewater

These include wastewater from toilets and sinks. There are two separate toilet facilities. One in the administration office attached with two toilets used by 13 staffs. The septic tank is located on the eastern back corner of the building beside the water tanks with a size of about 2½ meters in length and 1½ meter in width. The septic tank raised above the ground level of about ½ meter high.

The other set of two which been installed since 1982 were at the powerhouse for the 12 staffs (7 engine operators, 4 mechanics and 1 welder). The septic tank was located at the right back corner of the powerhouse with the design similar to the one installed for the admin office.

¹¹ International Convention on Persistent Organic Pollutants (POPs) banning the use of POPs internationally

¹² Regional Convention on POPs

¹³ Bioaccumulate in fat-tissues, which later cause cancer

About 170 used oil filters were normally removed every year and end up into the waste management dumpsite untreated.

New design for the storage of waste oil and treatment of oil filters should be highly considered to cater for the new generators.

5.5 Water.

Include all types of water at the designated proposed site.

5.5.1 Rainwater.

Supply is approximately 10,000 Gallons of water, with catchments of about 140 square meters.

Two 4,000 gallons tanks and two 1,000 gallons tanks with total volume of 10,000 gallons of water on site, which is available for the TEC staffs to use. This water is mainly use for washing of hands and toilet facilities. They are not recommended for drinking due to pollution form exhaust fumes from the engine chimney.

5.5.2 Groundwater

Groundwater is not used at anywhere or for any purpose onsite or near the site, due to the high oil contamination from waste oil discharge from engines and oil spills from waste oil storage depot. This site ground and groundwater are classified as highly waste oil polluted area.

The recommended site is flooded with groundwater during king tides (highest spring tides). The groundwater rises up to about 400 mm in height at the road between the existing admin office and the runway. Other flooded areas vary between 400 mm and 100 mm in height.

This area is also subject to waves overtopping the storm bank to the east of the administration and the power plant building.

The Open Ocean reef flat is about 20 meters to the east of the TEC compound, and therefore seawater floods the area during spring high tides together with strong southeasterly winds occurring at the same time.

In August 2002, the TEC area and the surrounded area were flooded from waves overtopping the storm bank between the TEC compound and the Ocean side. Report from the General Manager confirmed that power was almost turned off as the water rises very high in the oil drainage system, which almost reaches the engines.

Even though, the ground water is not used at the site, but there is a potential for this polluted water to enter other parts of the lens, the lagoon and the open ocean side.

The lagoon water is desalinated, with the PWD distributing desalinated waters to household. About 150 meters to the lagoon from the current site, but considering the porous nature of our soil profile, there is high tendency for these oil contaminated ground water to reach the lagoon side.

5.6 Noise and Smoke

Noise is known as a major problem caused by these types of developments, and its currently causing some problems to the people nearby. So it is likely that nearby offices and households across the airfield will be the most affected members of the public.

A survey was undertaken to 10 most affected households and two very nearby offices by interviewing owners to determine the impact of noise from the powerhouse. The results were as follows:

- ❑ Residing people and office workers were not aware of the new proposed project.
- ❑ Office workers from the TUFHA and Meteorological Office confirmed that noise is not a problem while in the office but becomes nuisance when you are outside the office.
- ❑ About 60% of households interviewed commented that noise is not a problem.
- ❑ 40% of households responded that noise is only a problem when the wind direction came direct from the powerhouse.

Air is Generally clear and transparent, non misty. Smoke is one of the concerns caused by Hydrocarbon incomplete combustion.

Pollution arising from current powerhouse at site:

- Generator engine exhaust- different gases (CO, CO₂ NO_x Particulates, black smoke, soot etc)
- NO_x + SO₂ = Acid Rain
- Met Office – Hydrogen gas stored in 2 pressurized tanks [200psi]. These tanks maybe too close to the existing powerhouse.
- Domesticated pigs – methane etc
- Salt-spray

5.7 Other associated problems.

The site is too close to the Open Ocean, in which salt spray is a major problem to the plant, causing rusting and all kinds of metal corrosion problems with the engines.

Other problems encountered by the existing system that needed improvement in the new development.

1. Excessive heat built up in the power plant that engines could not operate near to nameplate capacity.
2. Although cash flow is a constraint that contributing to many kinds of problems such as; shortage of well-trained staffs and lack of spare parts in hand, however, TEC had to maintain its sustainability.
3. Waste oil is everywhere at the back of the power plant.
4. Some of the 25 mm cables insulation is expected to be damaged during the road project.
5. The powerhouse-building infrastructure has become weak due to extreme heat and age.
6. Too close to the ocean side, there rusting is very common and sometimes cause alternator burnt.
7. Safety gears are poor; including fire fighting and distress call respond mechanisms are very poor. There are only 2 fire extinguishers spotted inside the power plant during the assessment.

8. Labour shortage during abnormal power conditions.
9. Lack of well-trained technical staffs in the fields technicians level, mechanics and electrician technicians.
10. There is an hydrogen gas storage on the northern boundary of the power house which require proper attention.
11. TUFHA Office situated on the southern boundary have also concerned on the smoke emanating from the current power house.
12. The Kai Restaurant, situated just across the airfield also had concerned in relation to air pollution.
13. The existing power plant and the control rooms leaks during rainy weather and water frequently seeps into the main alternator, would cause short circuit in the main alternator.
14. No standby or reserve capacity during peak demand times.
15. Power station only design for small sups.

6. The New Power Plant

6.1 Proposed Power plant.

The Government and the TEC Acting General Manager currently supports the idea of having the second proposed site as the location of the new power plant. The second proposed site is the area covered by the TEC administration Office and the TSEC Building next to the existing power plant. The Acting General Manager support came about the idea of synchronizing the old generation system with the new one.

6.1.2 Facilities

6.1.2.3 Power plant¹⁴

The numbers of engine and their sizes determines the proposed size of the new power plant. Considering the 4 new proposed 750 kVA engines and their sizes, the power plant required suitable dimensions.

¹⁴ Refer to the Project Proposal Attachment 1 for the plan, but four engines will increase the actual size of the plant.

Four 750 Kilowatts engine will be installed in phases, with a spare engine and accessories with its some social, economic and environment impacts associated with the new development. These engines also have a running time of 250 to 300 hours before changing of oil and filters. The engines will also be fitted with oversized remote radiators, which can withstand our tropical climate conditions.

No water storage facilities in the plan, but need water for toilets, bathrooms and emergency purposes.

6.1.2.4 Cable Network

The approximate 11100 meters of 50 mm cable for new cable network system to replace the 25 mm cable will install in the area from Sub-station 1 to Sub-station 8a at Fetuvalu to gather for the current and the future power demand. This requires a large portion of the land to be dug out, as the old cable network goes under the road in most of the areas. The new cable has to run 1 meter off the roads.

Even though the development will bring prosperity to our nation, there is always some cost to the nation that needed some considerations.

6.2 New Plant Associated Impacts.

6.2.1 Before and During Construction

Before the actual of the Construction, there will work on site to remove any infrastructure that in the way of the construction. There will a lot of noise, dust, and vibration cause by machineries and people working on the site.

It is recommended to follow the guidelines described in the EMP¹⁵.

6.2.2 Power plant on Operation

6.2.2.3. Expected Social Impacts.

¹⁵ Refer to the Environment Management Plan on Appendix 5

1. Noise pollution to the close-by public.
2. Near-by offices will be affected by this development.
3. Laying of new cables will have an impact on household living next to the road and the landowners. It is the responsibility of the Government of Tuvalu to negotiate and consider this issue.

6.2.2.4. Expected Economic Impacts.

Even though there are

1. Removing of the two buildings (TEC and TSEC) at the site to give way to the new development.
2. A bigger new generation plant is associated with all kinds of economic problems, such as:
 - a. Maintaining the plant to prolonged its operational life, as it is practically located near the open ocean side. Salt sprays and saltwater intrusion from the Ocean side will have an adverse effect on the new plant.
 - b. Manpower could be a problem with newly introduced technology. Most of the TEC operators and mechanics acquire knowledge from on the job training and short courses.
3. Laying the cable require the consent of some landowners and household living next to the road.
4. Parts of the newly constructed tar sealed road will be affected during the re-cabling of the new 50mm cable to replace the existing 25 mm PILC cable.
5. Cost of the existing buildings and other infrastructure that will be removed from the site.
6. Vibration of engines generates shock waves that could affect near-by facilities.
7. New Admin office for the TEC has to be constructed.

6.2.2.5. Expected Environment Problems

1. Waste oil generated from the plant will be increase with sizes. Currently the waste oil problem is hard to counter, but the new plant is generating approximately 3 times more waste oil.
2. Any fuel spills during transportation and bunkering of on site fuel tanks. There is also possibility of accidental spills and leakage of fuel storage tanks.
3. Fumes coming from engines would affect the neighboring facilities and the public.
4. Wastewater from engines as a result of cooling.
5. Removing of flora and fauna permanently from the power plant site and the area required for the cable network.

6.2.3. Disasters.

1. Fire can cause a devastating effect to the power plant and the near-by infrastructures. 20 meters north of the existing powerhouse located 2 MET hydrogen tanks, which poses a high risk in the area.
2. Big waves can cause damage to the power plant during strong winds and other bad climatic conditions.
3. Groundwater rising during king tides can cause problems to the building and other infrastructures.

7. Conclusion

A highly polluted site, it is therefore very risky to recommend this site for any other purpose other than a power plant, therefore the proposed site is highly recommended. The site selected is fully supported by the Government of Tuvalu and the General Manager of TEC.

There is very little water available at the site for sanitary and health purposes, most importantly emergency purposes.

Groundwater and seawater can have an adverse effect on the plant during king tides and unfavorable weather conditions.

EIA not only consider the impacts of the environment from the development, but also assess all possible environment-contributing impacts to the development.

Even though the development brings many positive benefits to the nation, the EIA would like to generally put forward some recommendations to at least minimize some of the impacts identified during the investigation.

The main objective of the new plants is to improve power generation supply to the community at large. The minimal available in-country resources can hinder its main development objective, which is to improve and increase power generation ability in Tuvalu.

The operation timeframe of this plant is very vital considering the great effort put together by the Government of Japan and Government of Tuvalu to conceive this valuable development.

The implementation of this new power plant would not at all cause serious environmental impacts in the long run if all environmental protection measures indicated in the Japan EIA guideline are followed.

8. Recommendations.

1. Noise pollution should be lower than 70 db within 1 meter off the walls i.e international residential classification.
2. Have a disaster plan and equipments ready to encounter any distress signals in the plant.
3. Training for local counterparts in all fields of operation to foster good maintenance and repair work. Manpower upgrading to reinforced the following key areas:
 - a. Safe operating parameters,
 - b. Monitoring guidelines with diagnostic processes,
 - c. Testing procedures together with a working knowledge of testing equipment,
 - d. Necessary maintenance applications and
 - e. Re-commissioning tests and processes.
4. Have a waste oil incineration process or some sort of oil treatment facility such as centrifuge with usable oil, so oil can be reused with the sludge to be incinerated.

5. Raise the ground level to about 200 mm at the TEC admin office level and then level it off to other sides.
6. Have some sort of wall to the ocean side to minimize the impact of salt spray and big waves on the new plant.
7. Have a pressurized power plant, to minimize rust inside the facility.
8. Construct a dust and dirt filter at the exhaust part of the engines to minimize dust and dirt ingress. These filters should be easily cleaned.
9. Oil filters should be disposed off safely.
10. Bunt wall surrounding fuel tank should have adequate capacity to contain the maximum fuel tank content. This is to protect the surrounding from contamination caused by fuel accidentally spills, leakage of storage tanks etc.
11. The compound should be strictly prohibited to any unnecessary entrance to anyone from the public to minimize the probability of accidents occurring at the new site.
12. A proper consultation with landowners and household affected by the new cable network layout system.
13. If possible, it is requested that the government should ask the Government of Japan for assistance in terms of repair and maintenance including supplying of important spare parts for a period of 5 years.

Appendix 1

Climatically Data.

Table 1. Weather parameters for Funafuti from 1960 - 2003

Months	Extreme Monthly Temp [°C]	Total Monthly Rainfall [mm]
1. Jan	30.8	404.1
2. Feb	30.9	359.2
3. Mar	30.9	347.5
4. Apr	31.1	267.9
5. May	31.1	238.7
6. Jun	30.8	229.6
7. Jul	30.5	239.0
8. Aug	30.5	255.9
9. Sep	30.8	229.2
10. Oct	31.1	271.7
11. Nov	31.2	274.1
12. Dec	31.1	397.7

Table 2. Maximum and Minimum data for some Weather parameters 1960-2003

Temp [°C]	Rainfall [mm]	
36.1	1293.1	Max
28.3	51.0	Min
Max Dec/'36 Min Dec/'34	Max Mar/'39 Min Nov/'76	Achieved Date

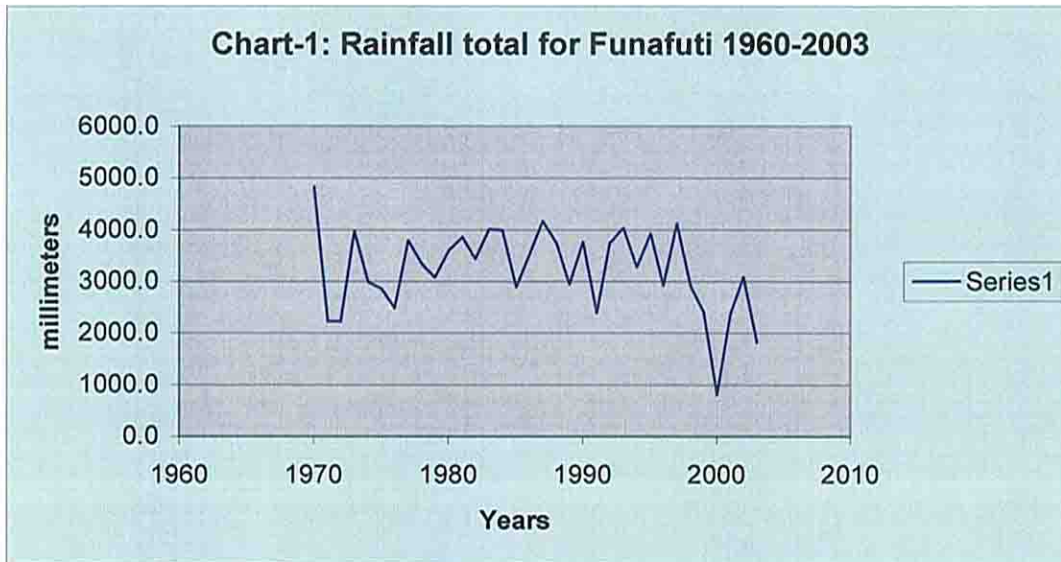
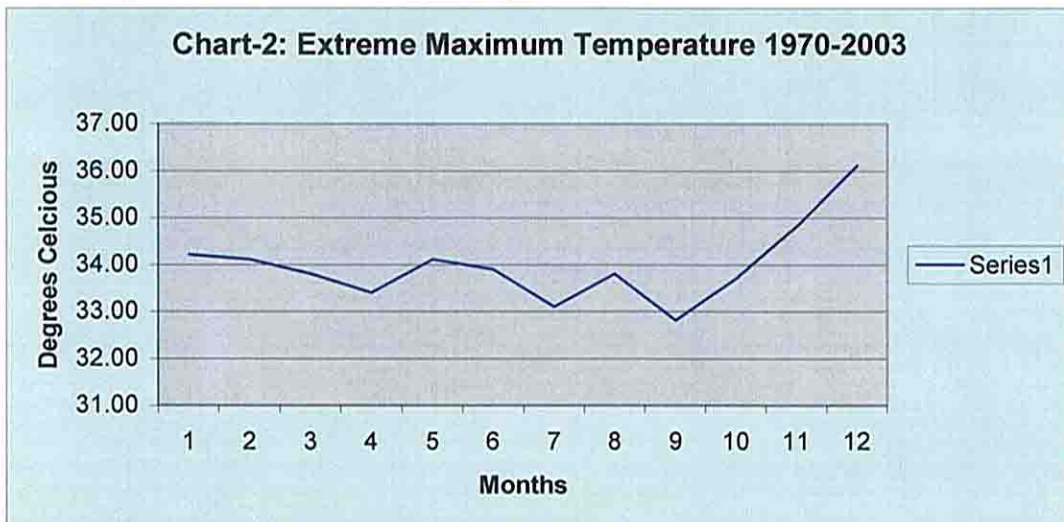


Chart 2: Extreme Monthly Temperature for Funafuti J64300.

There is also a variation in the extreme maximum temperature. Obtaining the maximum for a each month for the specified period, 1970 to 2003, was used for plotting the chart. From observing the chart, there is an increasing trend that the maximum temperature is steadily increasing, and presumably, the average daily temperature. Therefore, recommended generators should be able to operate with minimum problems at these extreme temperatures.

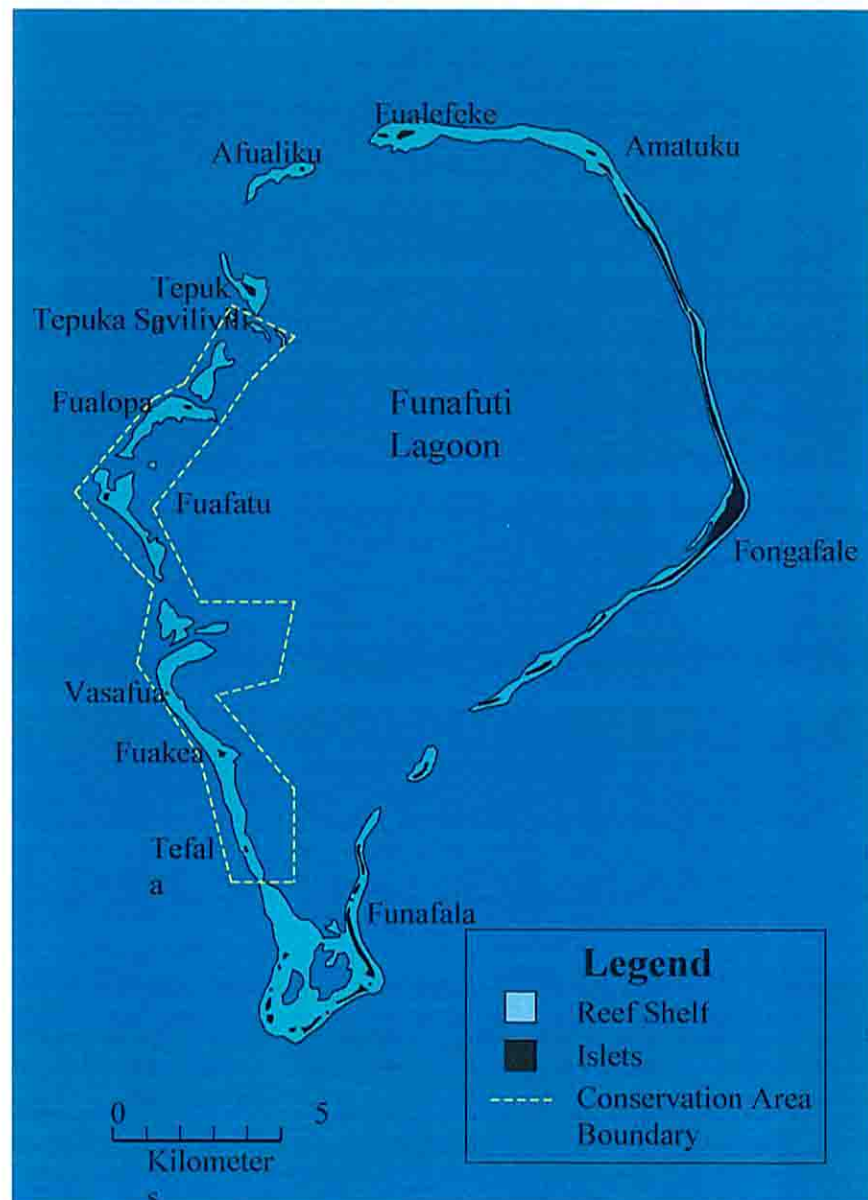


- All year round, tropical climate (hot & humid) with breezy, metal corroding salt-spray.
- Southern Hemisphere predominant southeast trade winds expose site to salt spray bombardment.
- Southeast location of the hurricane bank and vegetation could act as:

- Wind breaker;
 - Salt-spray filter (only if minimal disturbance to the area, re-vegetating this area is supported)
- Oct – Apr site inundated with saltwater due to king tides (max spring tides), usually occur daily in the early:
 - Morning; and
 - Afternoon

Appendix 2

Map of Funafuti Atoll



Appendix 4

Trees and Plants

Local name	Common English name	Scientific name
Niu	Coconut tree	<i>Cocos nucifera</i>
Fala	Pandanus	<i>Pandanus tectorius</i>
Gasu	Salt bush	<i>Scaevola taccada</i>
Nonu	Morinda	<i>Morinda citrifolia</i>
Ogoogo	Acalypha	<i>Acalypha grandis</i>
Fetai	Beach dodder	<i>Casitha filiformis</i>
Saketa	Beach bean	<i>Vigna Marina</i>
Mouku talatala	Bur grass	<i>Cenchrus echinatus</i>
Mouku Milimitaliga	Fimbristylis	<i>Fimbristylis cymosa</i>
Mouku fou	Thurea	<i>Thurea involuta</i>
Mouku	Phyllanthus	<i>Phyllanthus amarus</i>
Tapua	Crinum lily	<i>Crinum asiaticum</i>
Uitilia	Wedelia	<i>Wedelia trilobata</i>

Appendix 5

Environmental Management Plan

The purpose of the Environment Management Plan (EMP) is to:

- Provide an overall guideline.
- Enable accurate assessment and control of significant impacts while being monitored.
- Ensure that control measures are incorporated into the constructional and operational framework.

The following EMP in a tabular format had been developed to cover the most significant issues anticipated as main concerns to the environment. It includes the followings:

- Emissions to Air
- Noise
- Dust
- Water contamination
- Waste Management (solid/hazardous/liquid)
- Avoiding Negative Economic Impacts
- Fire

Issue:	Objective:	Management Strategy	Responsibility
Emissions to Air.	To minimize emissions of CO ₂ and other associated environmental hazard gases that are likely to present as result of fuel burning.	<ul style="list-style-type: none"> • Have the most late new brand design engine generators similar to existing generators. • Suitable and appropriate air pollution abatement equipment should be employed to minimize emissions to the air. • The powerhouse should design to have filters or new technology apparatus for the removal of exhaust gases. • Care has to be taken in disposing off the filters and other used items. It is essential to follow disposal instructions on label at all times. • Engine exhaust must be high enough to avoid roof contamination from CO₂ and other gases/chemical 	Contractor, TEC and Environment Department.

		deposits through fume.	
Noise	To reduce noise level from generators and during the construction period.	<ul style="list-style-type: none"> • Erect sound barriers around high noise equipment/work. • Application of silencers to all engine generators and any used working machinery. • All workers in the powerhouse and on construction site must wear ear protection gears. • Sound insulation should be included in the design features of the new powerhouse and admin office. • Staff should be instructed to keep outside doors closed at all times. • Offices in the vicinity must be informed in advance before construction started and to keep their outside doors closed. 	Contractor and TEC
Dust	To minimize the generation of dust during construction.	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure use of water-trucks on regular basis during earthworks. • Erection of a temporary wall surrounding the developed site leaving the ocean side exposed/open will help confine the dust within the working site. 	Contractor and TEC.
Water Contamination	Minimize rainwater and underground-water contamination.	<ul style="list-style-type: none"> • Exhaust to be erected at an appropriate height to avoid gases and chemical deposit on roofing. • Water reservoirs/tanks must be properly closed with proper screening attachments on the inlet and outlet. • Very essential to apply more care to avoid oil and fuel spillage on bare ground. This application will help minimize underground water contamination. 	Contractor, TEC, Health Dept, and Environment.

		<ul style="list-style-type: none"> • Proper septic tanks and soak-pits design should apply to the new constructed facilities. • Water monitoring should be conducted regularly through the Health Department. 	
Waste Management	To avoid and minimize waste impact.	<ul style="list-style-type: none"> • All clearing wastes, debris from existing buildings and other solid wastes should be removed and deposited at the WMP dumpsite. • Those wastes categorized as hazardous wastes, must be safely stored in closed containers ready for overseas shipment via BP Oil Company. • Waste from toilets should be hygienically handled and deposited to the WMP piggery biogas pond. 	Contractor, TEC, and Environment
Economic Impact and Energy Saving	“Save Energy” through avoiding negative economic impacts of power cuts and reduced customer complaints.	<ul style="list-style-type: none"> • Regular public radio broadcasts encouraging people to turn off electrical appliances not in use mainly during peak hours. • Posters and sticker development for display in offices, public places and businesses. • Conducting meetings with high energy users to work on energy saving measures. 	TEC
Fire	Avoid fire hazard at all times.	<ul style="list-style-type: none"> • Fire proof powerhouse – highly engineered construction. • Fire extinguisher be provided in all rooms. • Development of a fire management plan. • Regular training of staffs/workers on fire management. • Designating the area as a 	TEC, Contractor

		<p>non-smoking area.</p> <ul style="list-style-type: none">• Non-smoking stickers to be displayed everywhere on walls.• Proper fencing of the area.	
--	--	--	--

Appendix 6

Existing Power Plant Photos

Photo.1: Existing Power Plant Complex



Photo.2: Existing Power Generators



Photo.3: Existing Power House



Photo.4: Fuel Tanks

