

ソロモン国
ホニアラ電力開発計画
基本設計調査報告書

平成 17 年 2 月
(2005 年)

独立行政法人 国際協力機構
無償資金協力部

無償
JR
05-017

序 文

日本国政府は、ソロモン国政府の要請に基づき、同国のホニアラ電力開発計画にかかる基本設計調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成16年9月14日より10月8日まで基本設計調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ソロモン政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施しました。帰国後の国内作業の後、平成17年1月8日から1月15日まで実施された基本設計概要書案の現地説明を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

終りに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成17年2月

独立行政法人国際協力機構
理事 小島 誠二

伝達状

今般、ソロモン国におけるホニアラ電力開発計画基本設計調査が終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴機構との契約に基づき弊社が、平成16年8月より平成17年2月までの7ヶ月にわたり実施いたしてまいりました。今回の調査に際しましては、ソロモン国の現状を十分に踏まえ、本計画の妥当性を検証するとともに、日本の無償資金協力の枠組みに最も適した計画の策定に努めてまいりました。

つきましては、本計画の推進に向けて、本報告書が活用されることを切望いたします。

平成17年2月

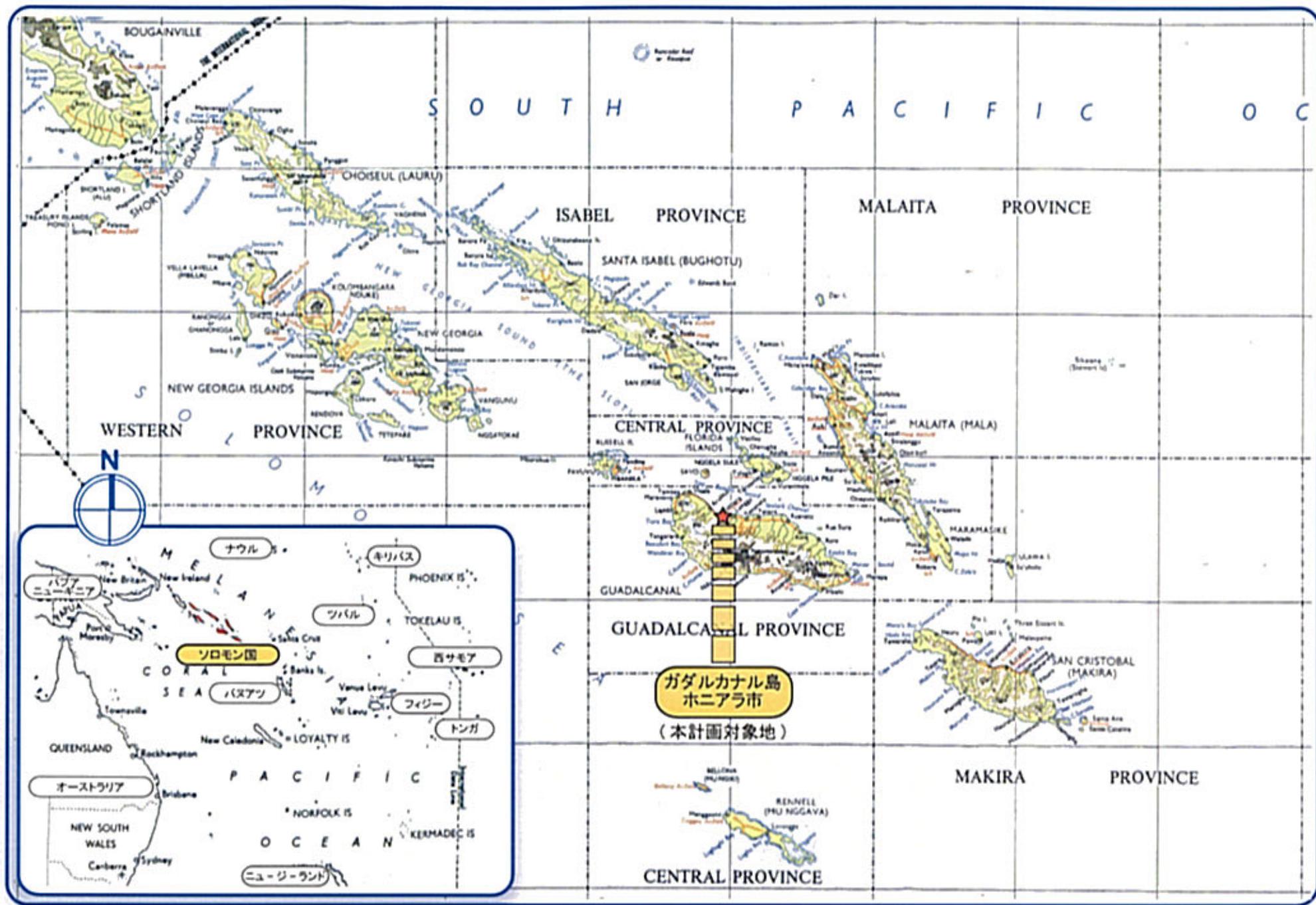
八千代エンジニアリング株式会社

ソロモン国

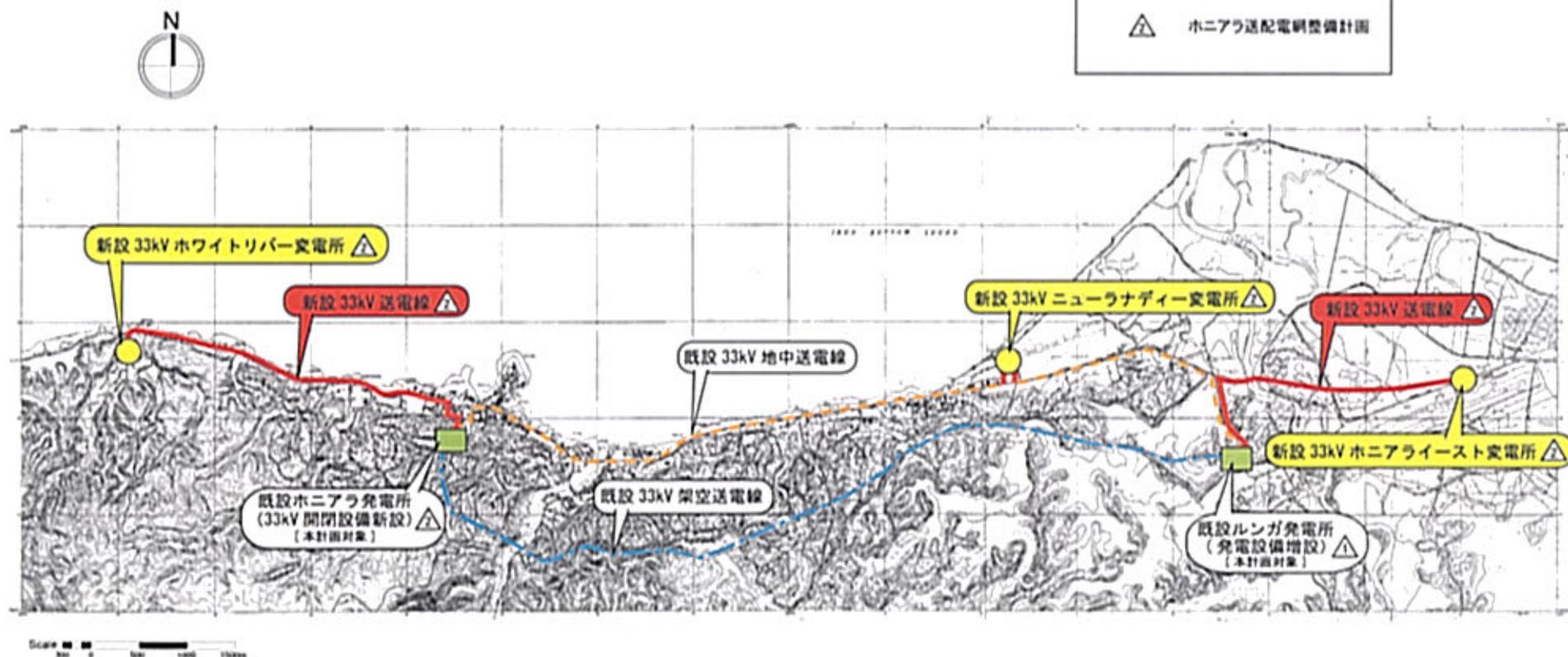
ホニアラ電力開発計画

基本設計調査団

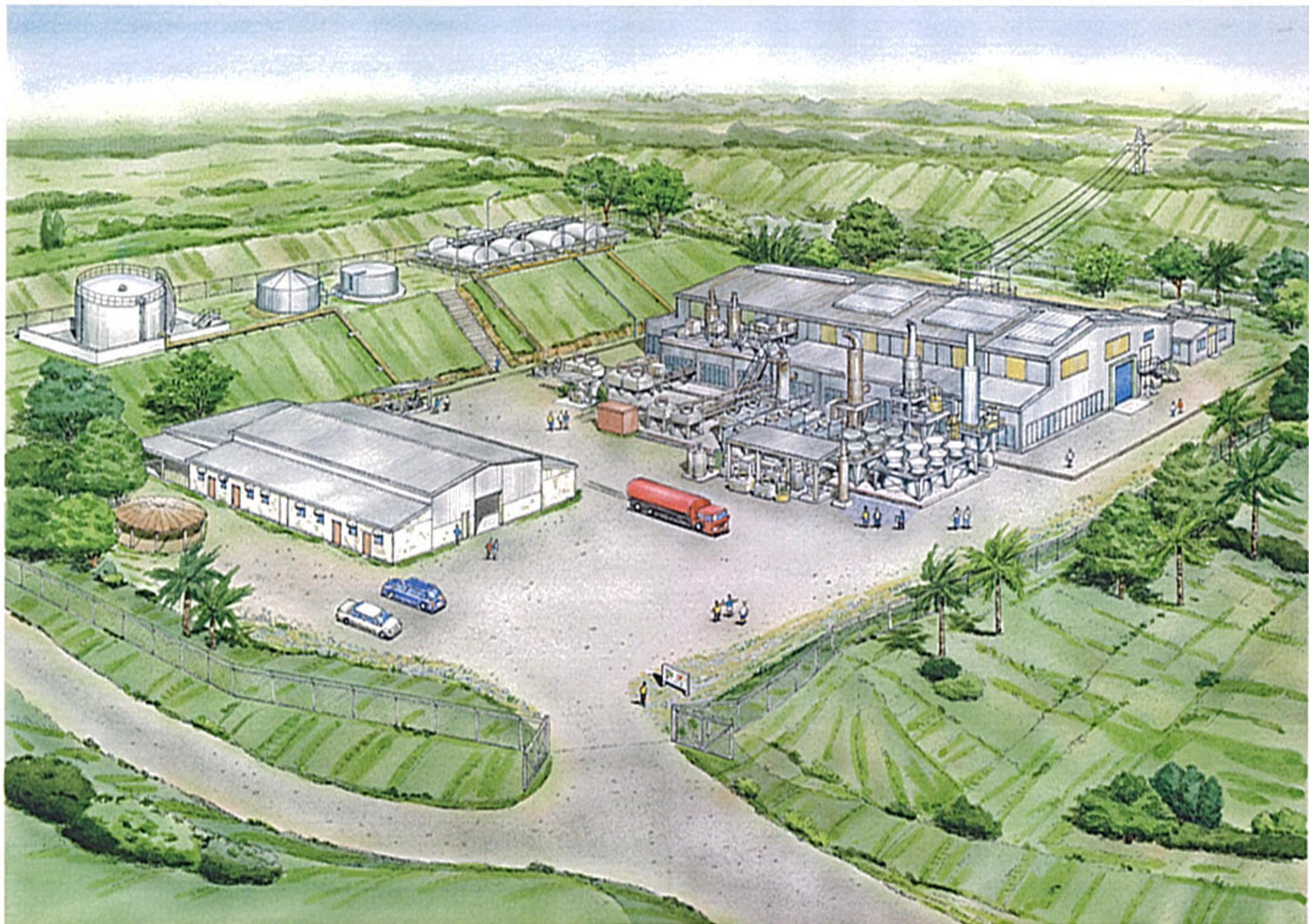
業務主任 小宮 雅嗣



ソロモン国全図



本計画対象位置図



ソロモン国 ホニアラ電力開発計画

ルンガ発電所の現況 (1/3)



ルンガ発電所全景

ルンガ発電所南側の燃料貯蔵地からの全景。左側建屋が発電棟、右側建屋が事務所、ワークショップ、予備品保管庫の事務棟となっている。「ソ」国要請書では、本計画対象発電設備（11号機）は発電棟南側の4号発電設備跡地（手前）に設置する計画としていたが、その後、同発電設備は非常用として運用することとなった。このため、本計画対象発電設備は、発電棟北側を増設してその中に設置する予定である。



発電棟

発電棟北側。屋外にオーストラリアの援助により施工した10号機用基礎があるが、形状が小さく10号機（ワルチラ製エンジン）並びに本計画発電設備にも使用できない。同基礎は、本計画で設置予定の11号機の施工位置に当たるため「ソ」国側によって撤去作業が実施されている。



高圧電気建屋

発電棟西側に位置し、本計画で33kV送電用遮断器盤および11号発電機用高圧盤を設置するため既存建屋を増設する予定である。



燃料タンク

発電棟の南側に位置する既設燃料貯蔵タンク（55m³×4基）。本計画では当該発電所の燃料の貯蔵量不足を解消するため、発電所敷地内の別の場所に新設タンク1基の建設を予定している。



既設9号機

前回協力で調達されたエンジン発電機。我が国のフォローアップ協力によりスペアパーツの調達と、改修工事が実施された。

ルンガ発電所の現況 (2/3)



既設 9 号機発電機制御盤

前回協力で調達された発電機制御盤。本計画では 11 号機用の発電機制御盤は机を挟んで左側に設置する予定である。



既設補機用低圧動力盤/変圧器保護継電器盤

前回協力で調達された電気室内に設置されている盤類。



既設 11kV 高圧盤

前回協力で調達されたオーストラリア製 11kV 高圧盤。本計画でもシステムの統一および予備品の互換性を考慮し第三国調達を予定している。



既設 No.3 昇圧変圧器

前回協力で調達された 11/33kV 昇圧変圧器（日本製）。運転開始後、順調に稼働している。



既設焼却炉

本計画で予定される 11 号機エンジン及び補機の廃油は、前回協力で調達した焼却炉を利用して処理する予定である。



既設 8 号機

定格 4.5MW のワルチラ製（フィンランド国）エンジン発電機。

ルンガ発電所の現況 (3/3)



10号機

SIEA が世銀のローンで購入したフィンランド製 4.3 MW ディーゼルエンジンが屋外に放置状態となっている。このディーゼルエンジン、発電機および補機は、オーストラリアの援助により7号機跡地に2005年3月迄に据付けられる予定である。



既設7号機

既設7号機は2004年9月時点で既に撤去されている。このスペースに、オーストラリアの援助により屋外保管中の10号機が据付けられる予定である。



既設6号機

オーストラリアの援助により本ディーゼル発電機の子備品が調達され、2004年に工事が完了し、現在運転中である。



既設5号機

オーストラリアの援助により本ディーゼル発電機の子備品調達が予定されている。



既設4号機

オーストラリアの援助により本ディーゼル発電機の子備品の調達が予定されている。



動工具類

動工具類は種類・数は少ないが維持・管理状況は良好である。

送配電設備の状況



ホニアラ発電所の全景

ホニアラ発電所は、発電所と配電用変電所の両方の機能を有している。将来的には老朽化した発電設備が廃止され、配電用変電所として運用される計画である。



ホニアラ発電所内 33/11kV 変圧器

ホニアラ発電所内には、配電容量増強用として調達された 33/11kV 変圧器 2 台が保管されている。本計画で、同変圧器を安全に系統に接続するために必要な 33kV 開閉設備を設置する計画である。



ラナディ変電所予定地

SIEA 事務所敷地の一角に、ラナディ変電所が建設される予定である。



既設ホワイトリバー変電設備

ホニアラ市西部地域の需要増加のため、変電設備容量が不足している。このため、既設変電設備の近くに新しい変電所を建設する予定である。



ホワイトリバー変電所予定地

赤い点線部分が変電所予定地。海岸の近くに位置することから、塩害を防止するため変電設備は建屋内に設置される計画である。

送電ケーブルルートの状況



一般道路埋設部分（空港周辺地域）

一般道路部では送電ケーブルは道路脇に埋設される。



ルンガ橋下面

送電ケーブルが川を横断する部分では、橋桁に添架してケーブルを敷設する。



ホニアラ変電所建設予定地

ホニアライスト変電所入り口

幹線道路を横断した後、送電ケーブルは脇道沿いに変電所まで敷設される。



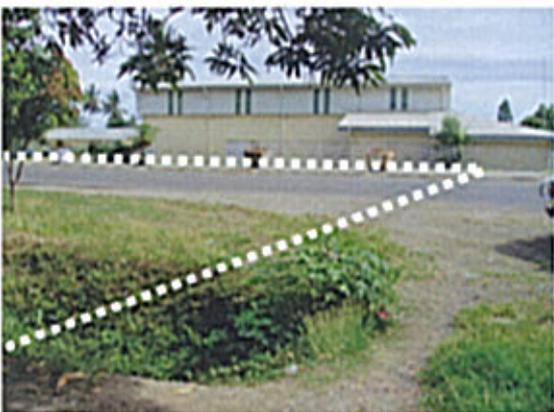
ホニアラ発電所周辺の市街地

発電所周辺の一般道路部の送電ケーブルルートの状況。車の交通量は多くない。



埋設管横断部（ホワイトリバー地域）

埋設管横断部では、送電ケーブルは路肩に切り回して敷設される。



道路横断部（ホニアラ市中心部）

道路横断部の送電ケーブルルートの状況。送電ケーブルは、電話線の埋設されていない路側に敷設されるため、道路横断が必要となる。

ホニアラ市の様子



国際空港

停電により灯火装置が働かず旅客機が着陸できないこともあった。本計画で建設される、ホニアライースト変電所の主な需要家である。



国立病院

屋外で順番待ちをする。夜間でも外来患者が来るが停電が多く、安定した診療の確保が望まれている。



ガソリンスタンド（右上は国会議事堂）

停電の為、一時的に閉店したガソリンスタンド



同左、停電の看板



ラジオ放送局

自前の発電機を所有しているが、本番中に停電することが多くあり、放送業務やレコーディング業務に支障をきたしている。



SIWA ホワイトリバーポンプ場

湧き水を利用してホニアラ市に上水を供給している。内部にはポンプが3台設置されているが、一日延べ5時間程度の停電は、深刻な問題となっている。

図表リスト

第1章

表 1. 1-1	ホニアラ電力系統の電源開発計画（2004年～2014年）	2
表 1. 1-2	「ソ」国の経済指標の推移	4
表 1. 4-1	AusAIDによるホニアラ電力供給改善計画	6

第2章

図 2. 1-1	鉱山エネルギー省の組織図	10
図 2. 1-2	SIEA の組織図	11
図 2. 1-3	ピーク負荷記録日の日負荷曲線（2004年11月29日）	22
図 2. 1-4	ピーク負荷記録日の各発電機の負荷分担（2005年11月29日）	22
表 2. 1-1	SIEA の収支バランス	12
表 2. 1-2	SIEA の主な債務	12
表 2. 1-3	ホニアラ市の既設発電設備概要（2005年1月末現在）	15
表 2. 1-4	ホニアラ市の33kV送電線の設備概要（2004年9月末現在）	16
表 2. 1-5	ホニアラ市の配電設備の概要（2004年9月末現在）	17
表 2. 1-6	ホニアラ市の各配電線の現況（2004年9月末現在）	17
表 2. 1-7	カテゴリー別需要家数の推移	18
表 2. 1-8	年度別売電電力量の推移	18
表 2. 1-9	最大電力の推移（1999年～2004年）	19
表 2. 1-10	ホニアラ市の電力需要予測	21
表 2. 1-11	ホニアラ市における各月の最大電力（2002年1月～2004年12月）	21

第3章

図 3. 2-1	事業実施関係図	73
図 3. 2-2	事業実施工程表	77
図 3. 4-1	発電設備の維持管理の基本的な考え方	79
図 3. 4-2	当該発電設備の年間運転計画	80
図 3. 4-3	ルンガ発電所の各発電機の運転状況（2004年11月29日）	88
図 3. 4-4	発電設備の運転モード（2011年）	89
図 3. 4-5	発電設備の運転モード（2011年、本計画の11号機が投入されない場合）	89
表 3. 2-1	スコーピング結果	27
表 3. 2-2	IEE の結果	28
表 3. 2-3	電気方式	32
表 3. 2-4	基本計画の概要	34
表 3. 2-5	発電設備主要機器の概略仕様	40

表 3. 2-6	発電建屋仕上げの概要	41
表 3. 2-7	配電用変圧器仕様	45
表 3. 2-8	変電所内接続用ケーブルの仕様	46
表 3. 2-9	33kV ラナディ変電所の内容	47
表 3. 2-10	33kV ホニアライースト変電所の内容	48
表 3. 2-11	33kV ホニアラ開閉所の内容	49
表 3. 2-12	33kV ホワイトリバー変電所の内容	50
表 3. 2-13	33kV 送電線用ケーブルの仕様	51
表 3. 2-14	33kV 送電線用ケーブル調達数量	51
表 3. 2-15	「ソ」国側の施工負担区分	70
表 3. 2-16	資機材調達先	76
表 3. 4-1	標準的な発電設備の定期点検項目	80
表 3. 4-2	標準的な送配変電設備の定期点検項目	81
表 3. 4-3	本計画で調達する予備品及び保守用道具	83
表 3. 4-4	SIEA の電気料金の推移	87
表 3. 4-5	2011 年の各発電機の運転モード	89
表 3. 4-6	本計画発電設備の想定運転収支	92

略語集

ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
AIJ	Architectural Institute in Japan (建築学会基準)
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations (東南アジア諸国連合)
AusAID	Australian Agency for International Development (オーストラリア国際開発庁)
A\$	Australian Dollar (1 A\$=79.41 円、2004 年 10 月現在)
DAC	Development Assistance Committee (開発援助委員会)
DEG	Diesel Engine Generator (ディーゼル発電設備)
DME	Department of Mines and Energy (鉱山エネルギー省)
EU	European Union (ヨーロッパ連合)
E/N	Exchange of Notes (交換公文)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GNI	Gross National Income (国民総所得)
IEC	International Electrotechnical Commission (国際電気標準会議規格)
ISO	International Organization for Standardization (国際標準化機構)
JEAC	Japan Electric Association Code (電気技術規程)
JEC	Japanese Electrotechnical Committee (日本電気規格調査会標準規格)
JEM	Standards of Japan Electrical Manufacturer's Association (日本電機工業会標準規格)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人 国際協力機構)
JIS	Japanese Industrial Standards (日本工業規格)
MOU	Memorandum of Understanding (開発合意書)
NPF	National Provident Fund (国民年金基金)
O&M	Operation and Maintenance (運転・保守)
OJT	On the Job Training (実習訓練)
RAMSI	Regional Assistance Mission to Solomon Islands (ソロモン地域支援ミッション)
SB\$	Solomon Islands Dollar (1 SB\$=14.75 円、2004 年 8 月現在)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (データ伝送・制御システム)
SIEA	Solomon Islands Electricity Authority (ソロモン諸島電力公社)
SIWA	Solomon Islands Water Authority (ソロモン諸島水道公社)

要 約

要 約

ソロモン国(以下、「ソ」国と称す)は、パプア・ニューギニアのブーゲンビル島の南東、オーストラリアの北東に位置する主要 6 島及び約 100 の小島から構成される島嶼国である。「ソ」国の人口は約 46 万人(2003 年、世銀推計)、国土面積は約 2.8 万 km²(我が国の福島県の約 2 倍)であり、国民一人当たりの GNI は US\$580(2002 年、世銀推計)である。

「ソ」国は、1998 年から 2000 年にかけて発生した民族紛争のため、経済的、社会的に大きな打撃を受けたが、同国政府は国家経済・改革・開発計画(2003 年～2006 年)を策定し、紛争後の経済復興と治安の回復に努めている。同開発計画では、復興と安定のための重点分野の一つとして「産業部門の再生とインフラの再建」を掲げており、電力は民間投資を呼び込み、経済復興を達成するために必要不可欠な重要なインフラと位置付けられている。

「ソ」国では鉱山エネルギー省(DME:Department of Mines and Energy)の監督の下、ソロモン諸島電力公社(SIEA:Solomon Islands Electricity Authority)が、発送配電事業の計画から運営・維持管理まで一切の電力事業を一括して実施している。「ソ」国の首都ホニアラ市(人口約 4.9 万人:1999 年統計)への電力供給は、SIEA が運営する 2 ヶ所のディーゼル発電所(ホニアラ発電所及びルンガ発電所)と 33/11kV 送配電網によって行われている。

「ソ」国の首都ホニアラ市には、上記の 2 箇所の発電所に発電設備が合計 11 台設置されているが、電力セクターの財政難により計画的な設備投資が行われていないため、供給予備力が不足している。また、民族紛争時には定期的な維持管理が困難であったため、設備の運転状態は悪化し、突発的な故障や事故を誘発している。特に、供給予備力の不足は発電設備に過酷な運転を強いる結果となり、前回協力(1998 年度ルンガ地区電力開発計画)で供与されたルンガ発電所 9 号機は、1999 年 9 月に供用を開始して以来、定期的な維持管理が実施されずに運転され続けてきた。これに対し、我が国は独立行政法人国際協力機構(JICA)によるフォローアップ協力として、当該発電設備のスペアパーツの調達並びに技術指導員派遣を支援し、2004 年 9 月から約 1 ヶ月に亘り定期点検を実施した。ホニアラ市の主力電源である同発電機の停止に伴い、同市の他の発電設備は故障が多発し稼働率が低下していたため、2004 年 9 月末時点での運転可能設備は 11 台中わずか 4 台となった。このためホニアラ市の最大電力 9,460 kW に対し、発電可能出力は同 4 台の合計 6,900 kW となり、2,560 kW の供給力不足が発生したため、同市の約 1/4 の地区で負荷分担に伴う計画停電が実施された。

フォローアップ協力による 9 号機の定期点検が終了した 2004 年 10 月以降、発電可能出力は最大電力を上回り、計画停電は実施されていない。しかしながら、供給予備力が不足しているため、定期点検のために発電設備を 1 台停止すればたちまち供給力不足に陥り、再び計画停電を実施せざるを得ない状況にある。

また、送配電設備は大部分が設置後 20 年以上経過しており、送配電容量不足や老朽化が著しく、同市の脆弱な電力供給体制の一因となっている。このため、ホニアラ市における電力供給は不安定で逼迫した状況にあり、停電に伴い行政サービスが停滞し、首都機能に障害が出ているほか、給水ポンプの停止により水道の供給支障が発生する等、社会経済活動と市民生活に支障を来している。そのため、「ソ」国政府は、発電能力の向上及び送配電網設備の整備により、ホニアラ市に安定した電力供給体制を構築する

ことを目的に、我が国に対してルンガ発電所の増設(4.2MW 1台)とホニアラ送配電網の整備(33kV変電所と33kV送電線の建設)に係る無償資金協力を要請した。

この要請に対し、我が国は基本設計調査の実施を決定し、JICAは基本設計調査団を2004年9月14日から10月8日まで「ソ」国に派遣し、「ソ」国関係者と要請内容の再確認、実施内容の協議を行うとともに、プロジェクトサイト調査及び関連資料の収集を実施した。

帰国後、調査団は現地調査資料に基づき、プロジェクトの必要性、社会・経済効果、妥当性について検討し、最適な計画に係る基本設計及び実施計画を基本設計概要書に取りまとめた。これに基づきJICAは2005年1月8日から1月15日まで基本設計概要書の説明のため、調査団を再度「ソ」国に派遣した。

調査の結果策定した協力対象事業の範囲は、要請プロジェクトの内容を全て網羅するものであり、「ルンガ発電所増設」及び、「ホニアラ送配電網整備」に係る資機材の調達・据付並びにルンガ発電所増設に必要な発電建屋及び高圧盤建屋の増設である。

現地調査及び「ソ」国との協議結果を基に取りまとめた協力対象事業の基本計画概要は次表のとおりである。

基本計画の概要

	計 画 内 容
ル ン ガ 発 電 所 増 設 計 画	<p>既設施設の増設及び基礎建設工事：</p> <p>(1) 発電建屋の増設 (258m²) (2) 高圧盤室の増設 (62m²) (3) 発電設備及び燃料タンクの基礎の建設</p> <p>下記機材の調達と据付：</p> <p>(1) ディーゼル発電設備 (4.2MW) の調達と据付 (2) 当該発電設備に必要な下記機械設備の調達と据付 ・ 燃料貯蔵タンク (300m³)、燃料供給設備、燃料荷役設備、潤滑油清浄設備、吸排気設備、冷却水設備、圧縮空気設備 (3) 当該発電設備に必要な下記電気設備の調達と据付け 1) 発電機補機 ・ 発電機監視・制御盤、発電機保護継電器盤、低圧動力盤、直流電源設備、 2) 11kV 高圧電気設備 ・ 11kV 高圧盤、所内用変圧器 (11/0.415kV)、配線設備 (4) 発電設備及び補機の予備品、維持管理用道工具の調達 (5) 発電設備及び補機の運転・維持管理マニュアルの作成と OJT の実施</p>
ホ ニ ア ラ 送 配 電 網 整 備 計 画	<p>下記機材の調達と据付：</p> <p>(1) 33kV ラナディ変電所の建設 ・ 33kV, 11kV 屋外型高圧盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ その他必要な付帯設備及び基礎</p> <p>(2) ルンガ発電所から 33kV ホニアライスト変電所までの 33kV 送電線の延線 1) 33kV 地中ケーブルの敷設 (約 4.2km) 2) ルンガ発電所用 33kV 屋内型高圧盤設置 3) 33kV ホニアライスト変電所の建設 ・ 33kV, 11kV 屋外型高圧盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ その他必要な付帯設備及び基礎</p> <p>(3) 33kV ホニアラ開閉設備の建設 (ホニアラ発電所内) ・ 33kV 屋外型高圧盤 ・ その他必要な付帯設備及び基礎</p> <p>(4) 33kV ホニアラ開閉設備から 33kV ホワイトリバー変電所までの 33kV 送電線の延線 1) 33kV 地中ケーブルの敷設 (約 4.2km) 2) 33kV ホワイトリバー変電所建設 ・ 33kV, 11kV 屋外型高圧盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ 変電所建家 (99.6m²) ・ その他必要な付帯設備及び基礎</p> <p>(5) 送配電設備用の予備品・維持管理用道工具の調達 (高所作業車を含む) (6) 送配電設備の運転維持管理マニュアルの作成と OJT の実施</p>

本計画を我が国の無償資金協力で実施する場合、概算事業費は約 14.76 億円 (我が国側負担経費：約 14.71 億円、「ソ」国側負担経費：約 4.5 百万円)と見積られる。このうち「ソ」国側が負担する主な事項は、ルンガ発電所増設及びホニアラ送配電網整備に必要な既設建造物の撤去又は移設、敷地の確保、清掃、整理、進入道路の確保並びに送電線敷設ルートの埋設物の探査、撤去等である。本計画の工期は第 1 期ルンガ発電所増設計画が実施設計を含め約 16 ヶ月、第 2 期ホニアラ送配電網整備計画は 14.5 ヶ

月程度である。

本計画事業の完了後、供与された施設・機材の運転・維持管理は、本計画の実施機関である SIEA が行う。SIEA の職員はディーゼル発電設備、送配電設備の運転・維持管理に関する基礎技術は保有しており、本計画完成後も適切な設備の維持管理が実施されるものと考えられる。

本計画の裨益対象は、ホニアラ市の住民約 4.9 万人である。本計画の実施により、目標年度(2011 年)において、予測ピーク電力負荷 13.0MW に対し、発電設備容量が 17.8MW となり供給力がピーク電力を 4.8MW 上回る。このため、同時点で最大容量の発電設備となる当該 11 号機を定期点検で停止しても 800kW の緊急的な供給予備力を確保することが可能となる。また送配電設備の整備により、配電用変圧器及び送電線の容量不足が解消され、設備容量不足に起因する計画停電が回避される。その結果、電力の供給安定性が向上し、「ソ」国の経済復興や住民の生活レベルの向上、並びに社会福祉施設、公共施設の安定した運営に多大な効果が期待されることから、協力対象事業に対して我が国の無償資金協力を実施することは妥当であると考えられる。また、本計画の運営・維持管理についても、「ソ」国側は人員・資金面で十分な体制を有しており、本計画の実施にあたり特段の問題は認められない。

なお、本計画の効果が発現・持続するために「ソ」国側が実施すべき課題は、以下のとおりである。

- (1) 発電設備の建設、運転、維持管理面においては、毎年電力需要想定を見直し、定期的な維持管理のために発電設備が停止できるよう供給予備力を確保すること、ルンガ発電所の経済的自立運営が可能な既設・新設発電設備の運用計画を策定すること、予防保全技術の構築、運転・保守技術の維持向上に努めること等が必要である。
- (2) 経営・財務面においては、SIEA は財務運営を健全化し、事業の透明性を確保すること、スペアパーツの購入に必要な予算を確保し、非常用予備品を常時保管すること、適切な発電原価管理を行うとともに、減価償却費を確実に費用として計上し、将来の設備投資資金として積み立てること等が必要である。
- (3) 環境面では、初期環境影響評価報告書 (IEIA) の記載内容及び環境管理計画を遵守し、本プロジェクトの実施による環境への影響が IEIA の予測を上回ることがないように、留意する必要がある。

—目次—

序文
伝達状
位置図／完成予想図／写真
図表リスト／略語集／要約

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題	1
1-1-1 現状と課題	1
1-1-2 開発計画	2
1-1-3 社会経済状況	3
1-2 無償資金協力要請の背景・経緯及び概要	4
1-3 我が国の援助動向	5
1-4 他ドナーの援助動向	6
1-4-1 AusAIDの援助計画	6
1-4-2 世界銀行(WB)の援助計画	7
1-4-3 欧州(EU)の援助計画	8
1-4-4 その他ドナーの援助計画	8

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制	9
2-1-1 組織・人員	9
2-1-2 財政・予算	12
2-1-3 技術水準	13
2-1-4 既存の施設・機材の状況	13
2-2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況	23
2-2-1 関連インフラの整備状況	23
2-2-2 自然条件	23
2-2-3 その他の状況	25

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要	26
3-1-1 上位目標とプロジェクトの目標	26
3-1-2 プロジェクトの概要	26
3-2 協力対象事業の基本設計	26
3-2-1 設計方針	26
3-2-1-1 基本方針	26
3-2-1-2 環境社会配慮に対する方針	26
3-2-1-3 自然条件に対する方針	29
3-2-1-4 社会経済条件に対する方針	29

3-2-1-5	施工事情に対する方針	29
3-2-1-6	現地業者、現地資機材の活用に対する方針	29
3-2-1-7	実施機関の維持・管理能力に対する方針	30
3-2-1-8	施設・機材等の範囲、グレードの設定に対する方針	30
3-2-1-9	工法/調達方法、工期に係わる方針	31
3-2-2	基本計画	31
3-2-2-1	全体計画	31
3-2-2-2	基本計画の概要	34
3-2-2-3	機材・施設計画	35
(1)	ルンガ発電設備増設	35
(2)	ホニアラ送配電網整備	43
3-2-3	基本設計図	52
3-2-4	施工計画/調達計画	68
3-2-4-1	施工/調達方針	68
3-2-4-2	施工/調達上の留意事項	69
3-2-4-3	施工区分/調達・据付区分	70
3-2-4-4	施工監理計画/調達監理計画	71
3-2-4-5	品質管理計画	73
3-2-4-6	資機材等調達計画	74
3-2-4-7	実施工程	77
3-3	相手国側分担事業の概要	78
3-4	プロジェクトの運営・維持管理計画	79
3-4-1	基本方針	79
3-4-2	当該発電設備の運転計画	79
3-4-3	定期点検項目	80
3-4-4	燃料油調達計画	82
3-4-5	スペアパーツ購入計画	82
3-4-6	電気料金計画	87
3-4-7	運用計画	88
3-5	プロジェクトの概算事業費	90
3-5-1	協力対象事業の概算事業費	90
3-5-2	運営・維持管理費	91
3-6	協力対象事業実施に当たっての留意事項	93
第4章	プロジェクトの妥当性の検証	94
4-1	プロジェクトの効果	94
4-2	課題・提言	95
4-3	プロジェクトの妥当性	95
4-4	結論	96

【資料】

1. 調査団員・氏名
2. 調査行程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 討議議事録（M/D）
5. 事業事前計画表（基本設計時）
6. 参考資料／入手資料リスト
7. 電力需給バランス
8. 窒素酸化物着地濃度再検討書
9. IEIA に対する森林環境保全省承認文書
10. 環境管理計画提出文書

第1章 プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

ソロモン国（以下、「ソ」国と称す）では、鉱山エネルギー省（DME：Department of Mines and Energy）の監督の下、ソロモン諸島電力公社（SIEA：Solomon Islands Electricity Authority）が、発送配電事業の計画から運営・維持管理まで一切の電力事業を一括して実施している。「ソ」国の首都ホニアラ市（人口約4.9万人：1999年統計）への電力供給は、SIEAが運営する2ヶ所のディーゼル発電所（ホニアラ発電所及びルンガ発電所）と33/11kV送配電網によって行われている。

ホニアラ市では、1996年から1998年に発電設備不足に起因する重大な電力危機を経験した。同危機は、我が国や台湾政府等の諸外国の援助により1998年に一旦解消したが、1998年末から2000年までの部族対立に起因する定期的な維持管理不足並びに設備の老朽化等が原因で、今なお突発的な故障・事故が頻繁に発生しており、安定した電力供給体制が確立されていない。

市中心部に位置するホニアラ発電所には、1985年製発電設備（1,000kW、2台）の他に、1998年に台湾から供与された1,700kW発電機（3台）の計5台がある。このうち1985年製発電設備（2台）は、老朽化のため運転を停止している。また、台湾供与の発電設備（3台）は、高速回転のディーゼル発電機であり、設置後すぐに機器故障が頻発し、2005年1月現在、全ての発電設備が停止している。

このため、2005年1月現在、ルンガ発電所がホニアラ市の唯一の電力源となっている。同発電所には5台の発電設備（4、5、6、8、9号機）が設置されているが、4、5号機は1971年製で老朽化が著しく、現在、4号機は停止している。また、他の発電設備（6、8、9号機）も、恒常的な電力供給力不足のために緊急的供給予備力（最大容量の発電機1台が運転停止しても安定した電力供給が可能な発電設備容量）がなく、定期的な維持管理のための停止ができないことから発電設備の故障が頻発している。このため、ルンガ発電所で稼働可能な発電設備は4台（5、6、8、9号機）のみである。

我が国が支援した発電設備は、ルンガ発電所の9号機（4,200kW、1台）（ルンガ地区電力開発計画、1998年度、以下、前回協力と称す）である。同9号機は1999年9月に供用を開始して以来、ホニアラ市の基幹発電設備として運転され、同市の緊急的な電力供給に貢献してきた。しかしながら、同市の恒常的な電力供給力不足のために、当該9号機も定期的な維持管理のための運転休止が出来ずに酷使され続けてきた。

前回協力の9号機が定期的な維持管理のため停止された2004年9月末時点では、ルンガ発電所で運転可能な発電設備は5号機（定格出力1,500kW）、6号機（同2,900kW）、8号機（同4,300kW）の3台のみとなった。これら3台の発電設備は、AusAIDの支援で必要なスペアパーツを緊急に調達し、修復を繰り返しながら運転してきたが、各設備とも経年劣化と定期的な維持管理不足で出力は低下し、定格出力合計（8,700kW）に対して、総現有出力は6,900kW（定格出力の約76%）となった。2004年9月末時点のホニアラ市の電力需給バランスは、最大電力9,460kW（2004年8月）に対して、総現有出力は6,900kWであったことから、2,560kW（6,900kW-9,460kW=Δ2,560kW）の供給力不足となった。このため、同市の約1/4の地区で負荷分担に伴う計画停電が実施された。

9号機の定期点検が終了した2004年10月以降、ルンガ発電所の総現有出力は10,800kW（定格出力の約84%）

となっている。2004年末時点のホニアラ市の電力需給バランスは、最大電力9,900kW（2004年11月）に対して、総現有出力は10,800kWであり、890kWの予備力がある。しかし、突発的な事故または定期的な維持管理のために発電設備が1台停止すれば、たちまち供給力不足に陥り、再び計画停電を実施せざるを得ない状況にある。依然としてホニアラ市の電力供給体制は脆弱であり、電力不足は市民生活に直接影響を与えているほか、首都ホニアラ市の社会経済活動、公共施設の安定した運営等に障害が発生している。また、送配変電設備も設置から20年以上経過しているものがほとんどで、老朽化及び陳腐化が進んでおり、配電用変圧器及び配電線の容量も不足し、過負荷状態が続いている等危険な状況にある。

以上の状況から、発電設備の定期的な維持管理が可能となる供給予備力の確保と、適切な送配電設備容量の確保が、「ソ」国電力セクターの緊急課題となっている。

1-1-2 開発計画

(1) 国家開発計画

「ソ」国では民族紛争後の復興計画として、2003年から2006年までの国家経済復興・改革・開発計画（National Economic Recovery, Reform and Development Plan 2003-2006）を策定している。同計画では下記の5項目を復興と安定化のための重点施策とし、開発目標及び関係機関の役割と目標達成のための指標を定めている。同重点施策のうちで、電力は民間投資を呼び込み、経済復興を達成するために必要不可欠なインフラと位置付けられており、国家経済復興・改革・開発計画において電力セクター開発の重要性が明らかにされている。

- ① 法と秩序の回復
- ② 民主主義、人権、ガバナンスの強化
- ③ 財政、経済の安定化と公共セクター改革
- ④ 産業部門の再生とインフラの再建
- ⑤ 基本的社会サービスの回復と社会開発の支援

(2) 電力セクター開発計画

SIEAは2004年1月に、2004年から2014年までの10年間の開発計画を策定している。同計画では、電力需要増加率が低（2%）、中（4%）、高（6%）の3ケースを想定し、電源開発計画が策定されている。以下に電力需要増加率が4%の場合のホニアラ電力系統の電源開発計画を示す。

表1.1-1 ホニアラ電力系統の電源開発計画（2004年～2014年）

時期	開発内容
2004年	ルンガ発電所10号機(4MW)運転開始 ^{*1}
2006年	ルンガ発電所4,5号機(各1.5MW)廃止 ルンガ発電所11号機(4MW)運転開始 ルンガ発電所ピーク用発電機(1MW×3台)運転開始 ホニアラ発電所廃止
2010年	ルンガ発電所15号機(4MW)運転開始
2014年	ルンガ発電所16号機(4MW)運転開始

出所：SIEA 開発計画（2004年～2014年）

(注)*1：実際には2005年3月までに運転開始予定

なお、水力開発計画としては、以下の二つの計画があるが、現在のところ実現の目途は立っていない。

1) ルンガ川水力発電所建設計画

ルンガ川にロックフィルダム式水力発電所（25MW 以上）を建設する計画があり、台湾の Sino American Group と「ソ」国政府との間で開発合意書（MOU：Memorandum of Understanding）が締結済みであるが、計画は進んでいない。

2) コマリンディ水力発電所建設計画

ホニアラ市南方約 25km のルンガ側支流に流れ込み方式による水力発電所が計画されている。同計画のフィジビリティ調査は、アジア開発銀行（ADB）によって 1986 年から 1991 年にかけて実施された。同調査の結果によれば、雨期 8MW、乾期 1.5MW の発電が可能とされている。1989 年以降、土地買収問題で計画の進捗が中断したが、その後、伝統的な土地所有者の合意が得られ、資金調達が可能となれば建設が進められる段階に至った。しかしながら、民族紛争のため再び建設の進捗は滞り、現在のところ建設の目処は立っていない。

1-1-3 社会経済状況

「ソ」国は、パプア・ニューギニアのブーゲンビル島の南東、オーストラリアの北東に位置する主要6島及び約100の小島から構成される島嶼国である。全国土面積は、約2.8万km²であり、全国人口は約46万人（2003年世銀推計）である。「ソ」国は優良な漁場を有しているが、その経済活動は、魚、木材、コプラ、パーム油等の輸出に強く依存しているため、一次産品の国際価格下落の影響を受けており、国際収支の赤字が続いていた。1996年には輸出増で貿易収支が改善したが、その後アジア経済の不調の影響もあり、輸出は伸び悩んでいる。また、1998年末から2000年までの部族対立の影響により財政は大幅な赤字となっている。

「ソ」国は、1978年7月に英国より独立を果たしたが、同年に燐鉱石が枯渇して以来、主要な輸出産品は木材と魚介類である。同産品は天候等の要因により大きく影響を受けるため経済状況は非常に不安定である。このため、「ソ」国政府は旧宗主国である英国からの財政援助と、燐鉱石枯渇後に備え、設立していた収入均衡留保基金等により国家財政を支えてきたが、英国からの経常予算に対する財政援助が1986年以降打ち切られたため、現在はオーストラリア等諸外国の援助に依存している。

表1.1-2に1985年～2002年までの「ソ」国の経済指標の推移を示すが、木材の輸出高は一定しておらず、2001年まで貿易収支の赤字幅が拡大している。また、セクター毎のGDP比（1990年統計）を見ると、一次産業である農業と漁業が45.5%を占めているが、製造業はわずかに3.7%であり、産業構造を多様化するための電力等のインフラ整備が急務となっている。

表1.1-2 「ソ」国の経済指標の推移

項目	1985年	1990年	2000年	2001年	2002年
名目GDP (百万SB\$)	236.9	526.3	不明	不明	不明
1人当たりのGDP (SB\$)	887	1,650	不明	不明	不明
為替レート (SB\$/US\$)	1.4808	2.5288	5.0889	5.3000	6.7800
政府の財政収入 (千SB\$)	55,241	147,500	449,900	253,900	288,350
政府の財政支出 (千SB\$)	76,004	172,400	458,800	262,900	401,900
政府の財政収支 (千SB\$)	-20,763	-24,900	-8,900	-9,000	-113,550
GDPのセクター別比率 (%)					
-農林水産業	51.6	45.5	不明	不明	不明
-製造業	3.8	3.7	不明	不明	不明
-電力・水道・ガス	1.0	1.0	不明	不明	不明
-その他	43.6	49.8	不明	不明	不明
輸出高 (千SB\$)	103,806	178,109	331,302	248,685	390,008
輸入高 (千SB\$)	123,199	231,036	498,970	431,937	436,333
貿易収支 (千SB\$)	-19,393	-52,927	-167,668	-183,252	-46,325
材木輸出高 (千SB\$)	23,709	56,526	224,422	190,457	254,149
魚貝類輸出高 (千SB\$)	31,956	53,185	41,174	37,336	70,752

出所："Key Indicators of Developing Asian and Pacific Countries", ADB (2003年)

備考：SB\$：Solomon Island Dollar、1SB\$=約14.73円(2004年7月現在)

1-2 無償資金協力要請の背景・経緯及び概要

「ソ」国の首都は、ガダルカナル島（面積5,400 km²、人口約11万人、1999年統計）にあるホニアラ市（人口約5万人、同）で、同国の政治・経済活動の中心となっている。同市には、SIEAが運営する2ヶ所のディーゼル発電所（ホニアラ及びルンガ発電所）がある。同市では、1996から1998年に発電能力不足に起因する重大な電力危機を経験したが、諸外国の支援により1998年に電力不足は解消した。我が国も、無償資金協力案件「ルンガ地区電力開発計画」（1998年度、前回協力）を実施し、ルンガ発電所に9号機（4.2 MW、1台）を増設し、緊急的な電力供給力の確保に貢献している。

しかしながら、近年においては既存発電設備の老朽化、さらには1998年末から2000年の部族対立時の維持管理不足等により突発的な故障が頻繁に発生し、未だにホニアラ市の電力供給力は不足し、恒常的な計画停電を余儀なくされている。特に、定期的な維持管理のための運転休止時に必要となる発電予備力がなく、2004年9月の我が国のフォローアップ協力による前回協力のルンガ発電所9号機のオーバーホール実施時には、同市の約1/4の地区が停電する等、発電設備の緊急な増設が必要となっている。

また、需要家への電力供給は、33kV送電線と11 kV配電線によって賄われているが、既存の送配変電設備も設置から20年以上経過しているものがほとんどで、老朽化及び陳腐化が進んでいる。このため、配電線容量が不足し電圧降下が約20%に達し、また、配電用変圧器は容量不足で過負荷状態が続いている。このため、1ヶ月に2回から3回は数時間に及ぶ停電が発生する等、現状の負荷に見合った配電設備の更新及び新設が必要とされている。

「ソ」国はAusAID等の各ドナーの支援で、既設発電設備の修復を行っているが、予算不足のため新規発電設備の設置は困難であり、また、送配電設備については更新・新設計画がほとんど進んでいない。

以上のように、現状のホニアラ市における電力供給は不安定で逼迫した状況にあり、首都機能に障害が出ているほか、社会経済活動と市民生活に支障を来している。そのため、「ソ」国政府は、発電能力の向上

及び送配電設備の整備により、ホニアラ市に安定した電力供給体制を構築することを目的に、我が国に対してルンガ発電所の増設（4.2MW 1台）とホニアラ送配電網の整備（33kV変電所と33kV送電線の建設）に係る無償資金協力を要請した。

1-3 我が国の援助動向

「ソ」国は従来親日的であり、同国の200海里水域は我が国の漁業にとり重要な漁場である。また、英国、オーストラリア国等の伝統的な援助供与国が援助の規模を削減する中、雇用や経済活性化の面からも我が国の経済協力に対する期待が高まっている。そのため、我が国は、過去、水産分野やインフラ整備を中心とする無償資金協力を実施すると共に、研修員受入れ、青年海外協力隊派遣、開発調査等の技術協力を行ってきた。

しかしながら、2000年6月に民族紛争による首相拘束事件が発生して以来、不安定な政治・治安情勢に鑑み、我が国の援助は草の根無償資金協力や若干の研修員受入れ等、限定的な範囲にとどめてきたが、治安の回復が見え始めた2004年から無償資金協力等の支援を再開している。

電力セクターに関する協力は、無償資金協力として1998年度「ルンガ地区電力開発計画」（前回協力）が実施されており、ホニアラ市のルンガ発電所にディーゼル発電設備（4.2MW、1台、9号機）が設置された。なお、開発調査による長期電力開発マスタープラン調査が1998年に実施されているが、同調査は地方開発を中心としており、首都の電力改善を行う本計画との直接的な関係はない。

なお、前回協力の発電設備（ルンガ発電所9号機）は首都の緊急的な電力供給力の確保に貢献してきたが、1998年末から2000年の民族紛争等の影響で設備の支障がでており、下記に示すように、我が国は草の根無償資金協力とフォローアップ協力で、当該発電設備の適切な運転・維持管理を支援している。

① 1998年度無償資金協力「ルンガ地区電力開発計画」（前回協力）

- ・ E/N 供与額 7.94 億円
- ・ 事業内容：ルンガ発電所9号機 ディーゼル発電設備（4.2MW×1台）の調達と据付
付帯設備を含む（燃料供給設備、潤滑油清浄設備、吸排気設備、冷却水設備、圧縮空気設備、排油処理設備、発電機監視・制御盤、発電機保護継電器盤、直流電源設備、低圧動力盤、11kV 及び33kV 高圧電気設備、予備品・維持管理用道具、等）

② 2002年度草の根無償資金協力

- ・ G/C（贈与契約）供与額：約400万円
- ・ 事業内容：ルンガ発電所9号機用の破損した排気ガス伸縮管の供与

③ 2004年度フォローアップ協力

- ・ 供与額：約3,500万円
- ・ 事業内容：ルンガ発電所9号機のオーバーホール（35,000 運転時間）に必要な予備品の調達と専門技師の派遣

1-4 他ドナーの援助動向

1-4-1 AusAIDの援助計画

AusAIDはホニアラ市の劣悪な電力事情を緊急的に改善するため、オーストラリア国のコンサルタント（Sinclair Knight Merz, SKM）を雇用して調査を行い、「ホニアラ電力供給改善計画」を策定した。同計画は、首都ホニアラの電力供給を担うホニアラ発電所とルンガ発電所のリハビリテーションを中心に行うものであり、供給安定性のレベルにより実施内容は以下に示す3段階（第一期から第三期）に分けられている。

なお、オーストラリア国の同支援計画と本計画との重複はない。

第一期（Stage-1）：最低限の供給力の確保（Minimum Critical Supply）

第二期（Stage-2）：最大電力供給力の確保（Normal & Peak Loads Supply）

第三期（Stage-3）：安定的な供給力の確保（Sustainability）

AusAIDは「ホニアラ電力供給改善計画」の実施内容を表1.4-1のとおり策定し、2003年8月から支援を開始している。2004年10月現在、実施内容の見直しにより総支援額はA\$2,977,000となり、支出ベースでの進捗率は21%である。表1.4-1に示す内容のうち、ルンガ発電所9号機のメンテナンスは我が国（フォローアップ協力）、料金体系の見直しは世界銀行の支援により実施されることとなった。

表 1.4-1 AusAID によるホニアラ電力供給改善計画

No.	実施内容	期間 (週)	費用(計画) (A\$)	費用(承認) (A\$)	完了予定
1	最低限の供給力の確保 (Minimum Critical Supply)				
(1)	ルンガ発電所 9 号機 ローター修理及び他発電機のテスト	6	159,000	159,000	完了
(2)	発電機の結露防止用ヒーターの復旧(ルンガ及びホニアラ発電所)	1	0	0	完了
(3)	ホニアラ発電所 11 kV 開閉器 No. 2 修理	6	7,000	7,000	完了
(4)	ホニアラ発電所 11 kV 連結ケーブル修理	3	10,000	10,000	完了
(5)	ルンガ発電所第 6 号機修理	5	50,000	50,000	完了
(6)	ルンガ発電所第 8 号機の保守点検	6	202,000	202,000	完了
(7)	33 kV 埋設ケーブルの修理	3	20,000	20,000	2004 年 11 月
(8)	ルンガ発電所第 9 号機の保守点検	9	142,000	わが国が実施	完了
(9)	ホニアラ発電所 1 号機自動電圧調節装置(AVR)の修理	7	25,000	25,000	完了
(10)	ホニアラ発電所 2 号機オーバーホール	7	45,000	45,000	完了
(11)	ホニアラ発電所 3 号機オーバーホール	7	56,000	56,000	完了
(12)	ホニアラ発電所 3.5MVA 変圧器 33 kV ヒューズ交換	2	11,000	11,000	2005 年 7 月
(13)	ホニアラ発電所屋根修理	—	8,000	8,000	2005 年 3 月
(14)	ルンガ発電所 4 又は 5 号機の修理	—	0	0	—
	小計		737,500	593,500	
2	最大電力供給力の確保 (Normal & Peak Loads Supply)				

(1)	ルンガ発電所 10 号機設置調査		35,000	35,000	完了
(2)	ルンガ発電所 7 号機撤去及び 10 号機据付	24	2,050,000	2,050,000	2005 年 4 月 (7 号機の撤去は実施済み)
(3)	11/33 kV 変圧器絶縁オイル漏れ修理	6	42,000	42,000	2005 年 5 月
(4)	ホニアラ発電所 7.5/10MVA 変圧器設置	12	63,000	63,000	2005 年 3 月
(5)	ルンガ発電所所内変圧器の修理	2	6,000	0	—
(6)	ルンガ発電所 11 kV 開閉器 No. 1 の検査	2	11,000	11,000	完了
(7)	ホニアラ発電所 No. 2 所内変圧器の供給		63,000	0	—
(8)	ルンガ発電所開閉器室ドア修理	1	500	500	完了
(9)	潮流解析/系統事故調査		20,000	20,000	2005 年 3 月
(10)	送配電系統保護装置の見直し	2	16,000	16,000	2005 年 3 月
(11)	発電機及び変圧器の検査体制確立	2	11,000	11,000	2005 年 3 月
小計			2,317,500	2,248,500	
3	安定的な供給力の確保 (Sustainability)				
(1)	防火体制整備調査		25,000	25,000	完了
(2)	ルンガ発電所第 4 号機修理及び保守点検		254,000	0	
(3)	ルンガ発電所第 5 号機修理及び保守点検		278,000	0	
(4)	電力計設置の費用便益調査		10,000	10,000	2005 年 5 月
(5)	電気料金体系見直し		85,000	世銀が実施	
(6)	防火体制の整備実施		100,000	100,000	2005 年 2 月
小計			752,000	135,000	
総合計			3,805,000	2,977,000	

出所：SIEA

備考：A\$=オーストラリアドル（1A\$=79.41 円、2004 年 10 月現在）

1-4-2 世界銀行 (WB) の援助計画

世界銀行は、ルンガ発電所 10 号機の機器購入費用 SB\$15,600,000 を 1999 年から 2000 年にかけて SIEA に融資した。ソフト分野において世界銀行は、SIEA の財務体質改善のための支援を無償で実施する計画である。世界銀行の業務指示書によれば、同計画では以下の項目が実施されることとなっている。

- (1) 固定資産残存簿価の評価
- (2) 長期負債の現時点為替レートによる見直し、元金・利子支払いスケジュールの協議
- (3) 未回収金の再確認、政府機関からの未回収金の精算にかかる協議
- (4) 予備品、燃料等の在庫管理の強化
- (5) 料金請求状況の監査
- (6) 財務諸表の作成
- (7) 財務目標の設定、財務諸表の予測
- (8) 健全な財務運営のための電気料金の算定

- (9) SIEA 経理部門の組織、運営方法の照査
- (10) 会計監査を実施するのに適した監査法人の推薦
- (11) 2004 年次報告書の作成支援
- (12) 経理スタッフ訓練計画の提案
- (13) 経理マニュアルの見直し

世界銀行のコンサルタントは、財務体質改善計画(案)を作成、「ソ」国政府の承認を得た後、SIEA が計画を実施するのを支援する。同計画は 2005 年 1 月から 3 ヶ月間の予定で実施される。

1-4-3 欧州 (EU) の援助計画

EU は太平洋地域の電力会社を対象として、GIS (Geological Information System : 地理情報システム) のワークショップを 1998 年にフィジーで開催し、「ソ」国をはじめ周辺各国の技術者を招聘しているが、これ以外に電力セクターを支援する計画はない。

1-4-4 その他ドナーの援助計画

(1) 台湾

当初オーストラリア国からのリース契約を予定していたホニアラ発電所の 1~3 号発電設備 (1.7MW×3 台) は、その後、契約交渉が中断されていたが、「ソ」国と台湾政府が 1997 年 10 月 10 日に SB\$14,200,000 の無償資金協力に関する覚え書きを締結したのを受けて、その一部資金を当該発電設備の購入に充当することとなった。同発電設備は、1998 年に供用を開始した。

ホニアラ発電所の新設発電設備の概要は、以下のとおりである。

- ・ 設置台数 : ディーゼル発電設備 3 台 (英国製)
- ・ 定格出力 : 各 1.7MW
- ・ 運転定格 : 非常用 (高速回転型 1,500rpm)
- ・ 発電機電圧 : 415V

上記の発電設備は、2004 年 10 月現在 AusAID の資金により修理が実施されており、台湾による新たな援助計画は無い。

(2) アジア開発銀行 (ADB)

ADB は、コマリンディ水力発電所のフィジビリティ調査 (1986 年~1991 年) を支援したほか、地方島の主要地域の電力供給安定化事業への融資 (マライタ州アウキ市及びマルウ市 : SB\$6,000,000、マキラウラワ州キラキラ市及びテモトゥ州ラタ市 : SB\$6,400,000) を行っている。

また、ADB は「ソ」国の紛争後の復興支援として、ホニアラ市、ガダルカナル州、マライタ州の道路修復を実施する計画である。ADB の同修復計画は、本計画のホニアラ発電所からホワイトリバー変電所間の地中ケーブル埋設ルートと対象区間が重なるが、同計画は 2006 年末には竣工する予定であり、本計画の施工予定期間 (2007 年 7 月~2008 年 1 月) と重複しないこと、及び道路の修復内容が路面の穴埋めや車線マーキングといった簡易な内容であることから、本計画の実施に影響は無いと考えられる。

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

本計画の「ソ」国側の実施体制は、鉱山エネルギー省（DME）が政策的指導を行う責任監督機関となり、ソロモン諸島電力公社（SIEA）が運営・維持管理を担当する実施機関となる。

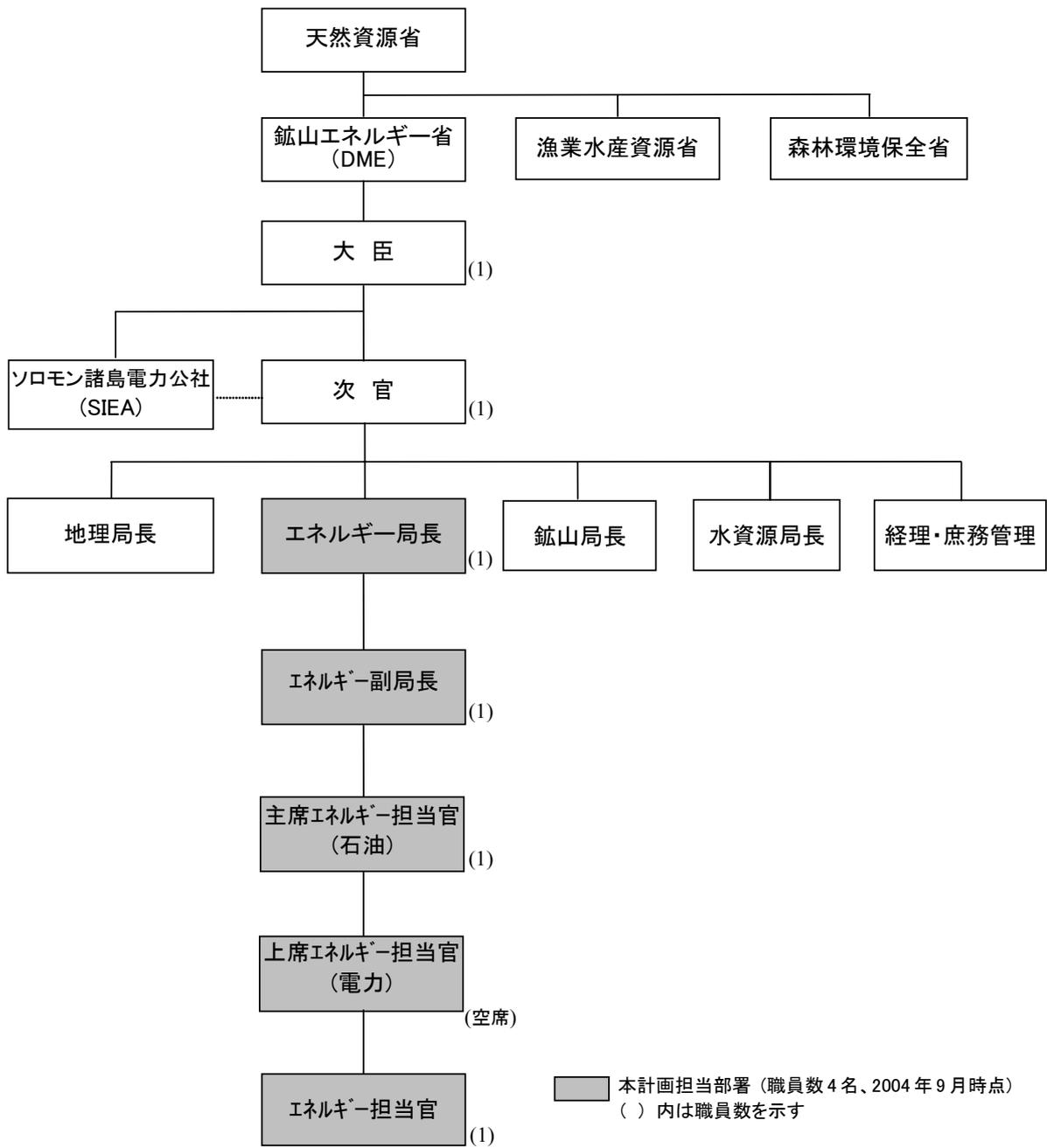
鉱山エネルギー省（DME）は天然資源省（MNR：Ministry of Natural Resources）に属し、石油・電力に係わるエネルギー政策、SIEAの運営上の監督、政策管理を全て行っている。「ソ」国の政府機関では、「Ministry」の下部機関として「Department」が位置づけられているものの、「Ministry」には大臣が存在せず、「Department」に大臣及び実務的な機能が存在することから、本報告書では「Department」の日本語表記を「省」とする。図2.1-1に鉱山エネルギー省の組織を示す。

ソロモン諸島電力公社（SIEA）は、1969年に英国ソロモン諸島電力公社（British Solomon Islands Electricity Authority：BSIEA）として「ソ」国のホニアラ、アウキ、ギゾ及びキラキラ地域の発電、送変電、配電網の建設、並びにこれら電力系統の運営を目的とし、運輸・公益公共事業省の監督の下に公営企業として設立された。その後BSIEAは、「ソ」国が1978年に英国から独立したことから、ソロモン諸島電力公社（現在のSIEA）に改名し、100%「ソ」国政府所有の国営企業として、全国で11の発電所を運営する「ソ」国唯一の電力事業体となった。職員数は、2004年9月現在190名である。

SIEAは、総裁により代表され、鉱山エネルギー大臣に任命された1名の議長と8名の委員で構成される評議会方式によって運営されている。SIEAの総裁は、評議会の承認を得て決定され、任期は3年間である。図2.1-2にSIEAの組織を示す。

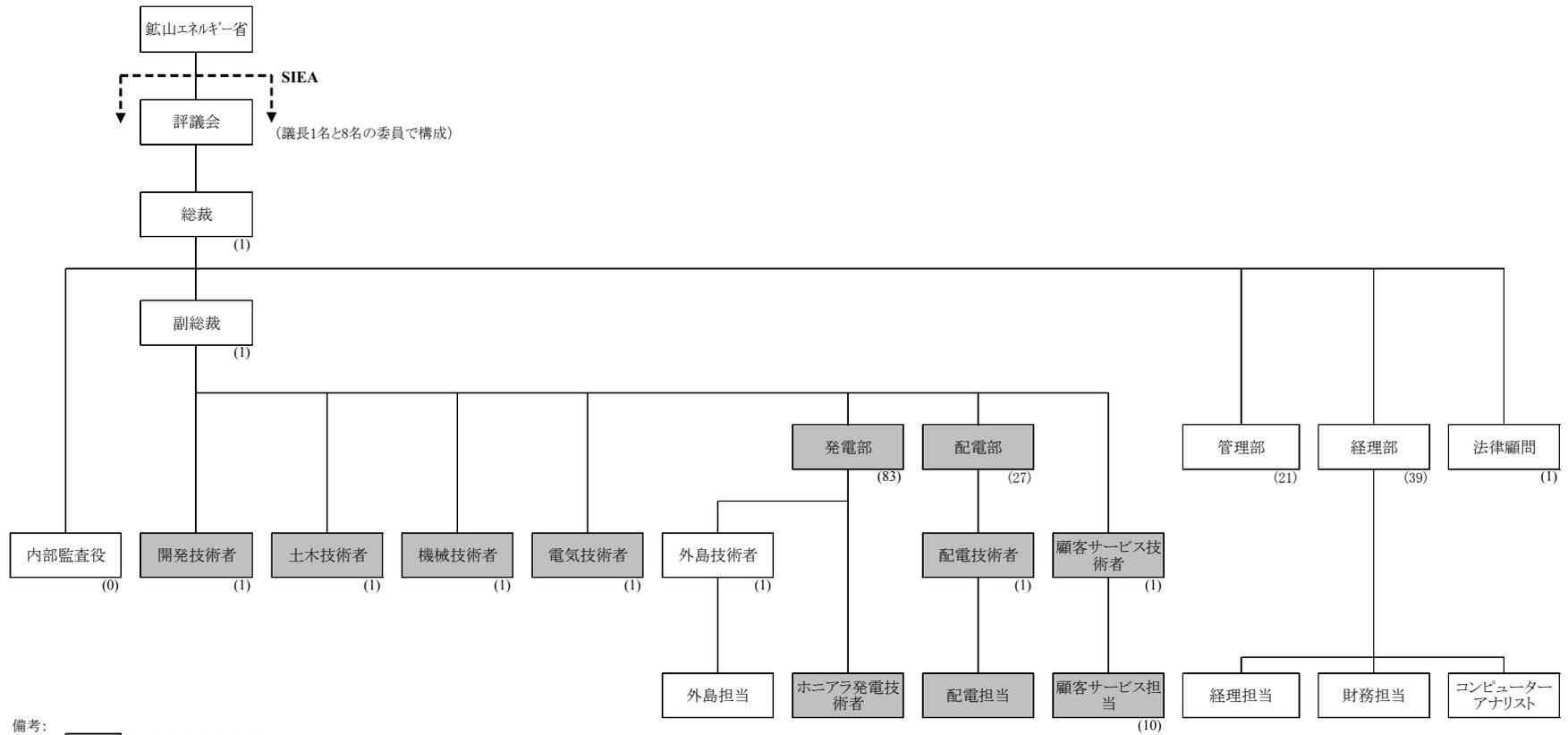
本計画の直接の担当部所は、発電部、配電部及び開発技術者であり、開発技術者がプロジェクト全体の管理並びに工事に伴う許認可の取得、配電部長が電気関係の計画業務を行う。また、発電部長は機械関係の計画を担当すると共に供用開始後の運転・維持管理の実務を担当する予定である。

SIEAは本計画を遂行するために十分な組織、人員を擁しており、また前回協力を経験した技術者が多数存在していることから、プロジェクトの実施に当り特段の問題はないと思われる。



出所：鉱山エネルギー省

図 2.1-1 鉱山エネルギー省 (DME) の組織図



備考:
 1) は本計画担当部署を示す。
 2) ()内は職員数を示す。
 3) 2004年10月末時点の総職員数は190名。

出所：SIEA

図 2.1-2 SIEA の組織図

2-1-2 財政・予算

1998年から2000年までの民族紛争の影響により低下した販売電力量は徐々に回復しており、それに伴いSIEAの収支も改善の兆しを見せている。表2.1-1にSIEAの収支バランスを示す。しかしながら、政府からの補助金が廃止された1997年以降、ADB他へのローンの返済は中断されており、国民年金基金(NPF: National Provident Fund)ローンの返済のため、旧本社用地や社宅用地を売却する等、依然としてSIEAの経営は厳しい状況にある。表2.1-1の収支バランスには借入金の返済が含まれていないため、2002年以降の税引き後利益は黒字になっているが、予定通りの返済が行われていれば、赤字になったものと思われる。なお、表2.1-2にSIEAの主な債務を示すが、2004年9月末時点におけるSIEAの債務残高は約5千万SB\$となっており、返済の目処は立っていない。

表 2.1-1 SIEA の収支バランス

(単位: SB\$)

年度		2000年 (実績)	2001年 (実績)	2002年 (実績)	2003年 (推定)	2004年 (予算)
収入	電気料金	40,591,687	52,731,422	45,652,686	72,983,427	72,399,334
支出		40,387,905	49,866,127	31,943,096	48,808,300	57,542,579
	会計・在庫管理	629,595	1,537,778	915,077	802,683	917,952
	料金請求・徴収	55,119	131,571	344,063	364,721	626,841
	評議会・経営・人事	3,592,806	3,739,444	3,245,951	3,689,369	4,072,015
	トレーニング	433,374	520,673	155,356	155,356	1,054,000
	運営管理	75,569	244,093	654,597	699,112	523,811
	顧客サービス	1,017,497	2,138,013	1,158,754	1,038,667	951,951
	発電	29,247,164	33,926,509	21,336,711	36,604,595	44,605,977
	配電	3,720,898	5,829,760	2,943,674	4,085,646	4,325,960
	一般管理	1,615,883	1,798,286	1,188,915	1,368,150	464,072
営業収支		203,782	2,865,295	13,709,590	24,175,127	14,856,755
金融手数料 ^{*1}		7,300,000	5,400,000	14,087,000	10,967,960	12,064,700
その他支出/収入		1,618,000	2,070,000	616,600	616,600	679,000
税引き前利益(損失)		(5,478,218)	(464,705)	239,190	13,823,767	3,471,055
税 ^{*2}		150,000	4,500	5,660	4,500	102,247
税引き後利益(損失)		(5,628,218)	(469,205)	233,530	13,819,267	3,368,808

出所: SIEA 予算書 (2001年~2004年)

備考: 1SB\$ (ソモントドル) = 14.75円 (2004年8月現在)

注) *1: 借入金の返済は含まれていない。 *2: 推定値

表 2.1-2 SIEA の主な債務

借入先	ローン契約日	債務残高 (SB\$)	残高算定時点	備考
NPF	—	27,146,207	2003年12月末	利子の累積により年々債務残高は増加
ソロモン国政府	1999年8月23日	14,000,000	2004年9月末	ルンガ10号機購入用(世銀ローン)
	1999年12月10日	1,005,205	2004年9月末	同上
	1999年8月2日	800,000	2004年9月末	発送配電設備部品購入用
アジア開発銀行	1987年1月16日	3,410,803	1995年12月末	
	1987年9月7日	3,493,026	1995年12月末	
合計		49,855,241		

出所: SIEA

SIEAは2004年8月末時点で約6.7千万SB\$の累積未回収金(未払い電気料金)を抱えており、多額の未回収金がSIEAの経営を圧迫する大きな要因となっている。

これに対してSIEAは、多額の未納者に的を絞って法的手段に訴えて回収すべく準備を進めている。電気料

金の累積未回収金のうち、約3割を個人需要家、約5割を政府関係機関が占めており、さらに政府関係機関からの未収のうち約5割をソロモン諸島水道公社（SIWA）が占めている。

上述の様な政府関係機関の非効率性を背景に、公共セクター改革は「ソ」国の国家経済復興・改革・開発計画（2003年～2006年）の重点施策の一つと定められ、「ソ」国の復興を支援するRAMSI（Regional Assistance Mission to Solomon Islands）の協力により改革が進められている。

そのうちで、公共セクター改革の一つとして、世界銀行の支援によりSIEAの財務体質改善計画が進められている。同計画の内容は前述（1-4-2参照）した通りであるが、同世銀プロジェクトの実施により、SIEAの財務体質が改善され、スペアパーツ調達費用やメンテナンス費用の確保が容易となり、本計画の効果の発現に大きく寄与するものと期待される。また、世銀はSIWAの改革も支援する計画であることから、SIWAの財務体質が改善されれば、電気料金が滞りなく支払われるものと期待される。

2-1-3 技術水準

本計画の対象となる既設ルンガ発電所の運転は、高卒の実務経験6年以上の技術者を中心に3交代制（各シフト2名）で実施されており、要員配置には問題ないものと考えられる。

ルンガ発電所の維持管理は、維持管理要員14名（機械担当：9名、電気担当：5名）で実施されている。2004年9月には、我が国のフォローアップ協力によりルンガ発電所9号機のスペアパーツが供与され、本格点検が実施されたが、「ソ」国の維持管理要員は日本人技師の監督の下、着実に開放点検、部品の取替、組み立てを遂行している。

ルンガ発電所の維持管理要員は、エンジン部のオーバーホールに含まれるシリンダーヘッド、ピストン、ベアリング等の高度な整備技術については専門技術者の作業指示が必要であるが、給排気弁タペットクリアランスの調整や補機系フィルターの点検・洗浄を対象とした1,000時間点検等の比較的簡便な作業については独力で実施できることから、基礎的な保守技術は保有していると判断される。

これ等の状況から判断して、本計画で増設する発電設備の運転・維持管理は、「ソ」国側によって適切に実施されるものと判断される。

2-1-4 既存の施設・機材の状況

(1) ホニアラ市の既設電力設備の現状

1) 発電

本計画対象地域であるガダルカナル島のホニアラ市（人口約4.9万人：1999年統計）には、SIEAが所有・運営するルンガ発電所とホニアラ発電所の2ヶ所のディーゼル発電所があり、両発電所は33kV送電線で連系されている。

現在の両発電所の総定格発電出力は23.8MWであるが、設備の老朽化並びに逼迫した電力供給事情により定期点検のための運転休止が出来ず、過度な稼働等により発電設備の合計現有出力は14.1MW（定格出力の約59%）にまで低下している。さらに、ルンガ発電所、ホニアラ発電所には合計12台の発電機が設置されている

が、上述の理由から常時運転可能な発電機は3～4台である。各発電所の発電設備を表2.1-3に示す。

本計画の対象となるルンガ発電所には合計6台の発電機があり、ホニアラ市の基幹発電所として運用されているが、4号機は予備品不足により停止中であり、2.8MWの7号機は老朽化のため廃棄処分されており、また10号機は2005年初旬に設置完了の予定となっている。なお、9号機は35,000時間のメジャーオーバーホールのため、2004年9月から約1ヶ月間停止された。1996年にクランクシャフトの故障のため停止した6号機は、1998年にエンジン本体を新規購入し、故障したエンジンと取り替えて運用されている。よって、2004年末時点で稼働中の発電設備は、4台(5,6,8,9号機)のみで現有出力は約10.8MWである。このうち8号機(定格出力4.3MW)は1993年に設置され、両発電所で最大容量の発電機となっている。8,9号機は、ベース負荷運転の中心的設備として稼働しているが、逼迫した電力需給状況から、オーバーホールが実施出来ないまま稼働し続けており、現有出力は8,9号機とも定格出力の88%(約3.8MW/台)程度まで低下している。

また、ルンガ発電所には、ホニアラ発電所の遠隔制御用設備があるが、現在は、両発電所間の光ケーブルが破損しているため、機能していない。このため、各発電所間は無線及び市内電話により連絡を取り合っている。

一方、ホニアラ発電所は市中央に位置し、ルンガ発電所の異常時並びにピーク負荷時に運転する非常用発電所として運用されていたが、設備の老朽化により5,6号機は運転が中止され、2004年に廃止が決定された。また、台湾政府の援助で購入した1～3号機(各1.7MW)は発電機をオーストラリアに輸送して修理中であるが、2005年中に運転を再開する見込みである。1～3号機は高速回転型発電設備であり、ピーク負荷用として運転されるため、ベース負荷運転用としての活用は期待できない。

2004年9月23日から約1ヶ月の間、ルンガ発電所9号機はメジャーオーバーホールのため停止されたが、同発電設備はホニアラ市の約40%の電力需要を賄う主要発電設備のため、2004年9月末から1ヶ月間、計画停電による電力供給制限を実施せざるを得ず、市内の至るところで計画停電が毎日実施された。

さらに、電力品質は極端に悪く、電圧降下が-20%を越えることもあり、電球切れや電気品の不動作等の障害が発生している。また、ホニアラ市東部の工業地帯であるラナディ地区及び空港周辺の地域では、配電容量が過負荷状態となっており、これに伴う停電等も発生している。このため、大手のホテルや商業ビルでは、自家発電機を設置し停電に備えているが、一般市民は不安定な電力供給により日常生活への影響が発生している他、安定した首都機能が維持できない逼迫した状況にある。

一方、上述の発電設備の操作は、現在全て手動で行われているが、SIEAの計画ではSCADA(Supervisory Control And Data Acquisition、データ伝送・制御システム)を導入し、遠隔監視・制御をすることとしている。この手始めとして、2004年にニュージョージア州のギゾ発電所及びマライタ州のアウキ発電所にSCADAを設置したが、通信回線容量の問題からまだ運用は開始されていない。

表 2.1-3 ホニアラ市の既設発電設備概要 (2005 年 1 月末現在)

発電所名	No.	製造年 (エンジン/発電機)	エンジン 製造国	運転時間 (h)	発電機電圧 (V)	回転数 (rpm)	発電出力 (kW)		支援国又はドナー	
							定格	現有	設置	修理
ルンガ	L4	1971	英国	134,837	11,000	500	1,500	停止中 (800)	AusAID	AusAID
	L5	1971	英国	153,985	11,000	500	1,500	900	AusAID	AusAID
	L6	1998/1987	英国	26,425	11,000	750	2,900	2,200	AIDAB	AusAID
	L8	1993	フィンランド	57,481	11,000	750	4,300	3,800	AusAID	AusAID
	L9	1999	我が国	34,636	11,000	750	4,200	3,900	我が国	- 予備品供与及び オーバーホールの実施 : 我が国 - 発電機巻線修理 : AusAID
	L10	2000	フィンランド	0	11,000	750	4,300	据付未完 (4,000)	WB	AusAID
小計							18,700	10,800		
ホニアラ	H1	1997	英国	8,382	415	1,500	1,700	(700)	台湾	AusAID
	H2	1997	英国	15,238	415	1,500	1,700	(700)	台湾	AusAID
	H3	1997	英国	5,035	415	1,500	1,700	(700)	台湾	AusAID
	小計							5,100	0	
合計							23,800	10,800		

出所: SIEA

備考) 1) () 内は修理又は据付完了後の予想現有出力

2) AIDAB: Australia International Development Assistance Bureau

2) 送電

ホニアラ市における送電系統は送電電圧 33kV で、ルンガ発電所とホニアラ発電所の約 10km を接続している。同送電線は 2 回線で、山側の架空線と海側の地中ケーブルで構成されている。2003 年 6 月に発生した地中ケーブルの接地事故は、AusAID の資金で 2004 年 11 月に復旧されたが、復旧後に新たな事故点が発見され、2005 年 1 月現在、地中ケーブルは使用不可能となっている。なお、同地中ケーブルはメンダナ道路沿いの海側の地下 1 メートルのところに埋設されており、500m 毎の直線接続部にピットが設けられている。

ホニアラ発電所内にある 33kV 引き込み設備はフューズ付きの断路器のみであり、必要な遮断器及び保護設備が設けられていない。現在これら 33kV 機器は手動で操作されているが、SIEA は SCADA を導入することにより遠隔で操作する計画としている。

なお、同発電所内には 33/11kV 変電設備として負荷時電圧切替器付きの 3.5MVA の降圧変圧器が 2 台設置されているが、老朽化のため容量が減少し、一方でホニアラ地区の需要増加により過負荷状態となっている。このため SIEA は当該変圧器を 2005 年 3 月までに AusAID の支援で、容量 10 MVA の変圧器 2 台 (購入済み) に置き換える計画であるが、AusAID の供与範囲には 33kV 送電線の安全な分岐と変電設備の保護に必要な開閉設備が含まれていない。そこで SIEA は、我が国の支援により同発電所内に開閉設備を設置する計画としている。

ホニアラ市の送電設備の概要を表 2.1-4 に示す。

表 2.1-4 ホニアラ市の 33kV 送電線の設備概要 (2004 年 9 月末現在)

No.	項目	単位	データ	備考
1.	33 kV 送電線			
	1) 架空線	[km]	10.0	ACSR 120 mm ² 、約 14 MVA
	2) 地中ケーブル	[km]	10.5	3C-70 mm ² XLPE, Al 鋼帯付き、約 11 MVA
2.	33/11 kV 送電用変圧器			
	1) ルンガ発電所	[MVA]	43	負荷時電圧調整器付き
	2) ホニアラ発電所	[MVA]	7	負荷時電圧調整器付き
	3) 未設置又は現在使用されていない変圧器	[MVA]	32.5	・ 12.5MVA: SIEA のラナディ事務所敷地内に保管 ・ 2x10MVA: ホニアラ発電所に設置作業中

出所: SIEA

3) 配電

配電系統は高圧 11kV と低圧 (415-240V) の 2 系統から構成されており、供給範囲はホニアラ市全域とホニアラ市に近接するガダルカナル州の一部である。変電所はルンガ発電所及びホニアラ発電所内の変電所、並びにパナティナ変電所の合計 3 ヶ所があったが、2004 年 9 月現在、パナティナ変電所は老朽化のため運用されておらず、ルンガ発電所とホニアラ発電所内の 2 箇所の変電所のみが運用されている。

高圧 11kV 配電網は大部分が架空線で、配電線の仕様は統一されていない。配電用の回線は 8 回線で、ルンガ発電所からの 2 回線とホニアラ発電所からの 6 回線で構成され、一部は電力供給信頼性の高いループ配電が行われている。

現在のホニアラ市の配電設備の概要と各配電線の負荷状況を表 2.1-5 及び 6 に示す。同表に示すとおり、ホニアラ発電所内の変電設備が停止すると、配電線 6 回線が同時に停電している。このため、同市の政府機関、中央病院、学校等の公共施設の安定した運用、並びに住民生活に影響を及ぼしている。

なお、高圧 11kV 配電線の総延長は約 40km と長く、毎月 5~6 回の突発事故による停電が発生している。これ等の原因のほとんどが地絡事故であるが、事故の復旧は発電所運転員により手動で行われている。また、本計画対象地である、ラナディ、パナティナ及び空港周辺地区の配電線は過負荷による緊急トリップが毎月 2 回~4 回程度発生している。これは需要家のみならず発電設備の寿命にも悪影響を及ぼしている。

一般需要家へは 240V の低圧で配電されている。近年においては、樹木の接触等による地絡事故を避けるために裸電線に換わり、絶縁された ABC ケーブルが使用されている。

なお、大部分の一般需要家には積算電力量計が設置されているが、近年プリペイド・メータも一部で使用され始めている。電気料金徴収については、直読したものを手入力でコンピュータに入力しており、読み間違い、入力ミスが発生しており、需要家からのクレームもある。2004 年 1 月から 8 月の 8 ヶ月間の営業記録では、請求電力量 38.3MWh に対し、発電電力量は 33.2MWh であり、約 2 割の差が生じているが、SIEA によると、料金回収率は約 80%としている。

表 2.1-5 ホニアラ市の配電設備の概要 (2004年9月末現在)

No.	項目	単位	データ	備考
1.	11 kV 配電線			
	1) 架空線	[km]	38.35	
	2) 地中ケーブル	[km]	2.53	
2.	11/0.415-240 kV 配電用変圧器			
	1) 変圧器容量	[MVA]	29.33	無負荷時電圧調整器
	2) 変圧器の員数	[個]	115	
3.	415-240 V 低圧配電線	[km]	N.A	

出所：SIEA

表 2.1-6 ホニアラ市の各配電線の現況 (2004年9月末現在)

回線番号	引き出し場所		配電用変圧器		配電線の長さ (km)		負荷電流 (A)	備考
	盤設置場所	配電盤名	数(台)	容量 (kVA)	架空線	地中ケーブル		
1.	ホニアラ発電所	1号配電盤	8	1,215	4.7	0.3	25	
2.	ホニアラ発電所	1号配電盤	20	4,015	7.4	0.05	57	ホワイトリバー地区へ配電
3.	ホニアラ発電所	2号配電盤	18	4,275	7.3	0.25	67	
4.	ホニアラ発電所	2号配電盤	4	1,300	0	1.2	37	
5.	ホニアラ発電所	2号配電盤	7	3,150	0	0.33	84	
6.	ホニアラ発電所	1号配電盤	3	1,800	0	0.5	51	
11.	ルンガ発電所	1号配電盤	38	11,880	11.33	0.1	183	ラナティ、空港周辺及びパナティ地区へ配電
12.	ルンガ発電所	1号配電盤	17	1,695	7.8	0.01	2	
合計			115	29,330	38.53	2.78	560	

出所：SIEA

(2) ホニアラ市の電力需要実績と需要予測

1) 需要家数

1998年から2003年までの需要家数の推移を表2.1-7に示す。同表に示すように各年における総需要家数に対して民生用電力(家庭用及び商業用需要家)の占める割合は大きく、2003年では約96%(家庭用78%、商業用18%)となっている。また、同年における需要家数は6,654戸で、1998年から2003年の6年間における年平均増加率は1.4%である。

表 2.1-7 カテゴリー別需要家数の推移

(単位：戸)

項目	1998年		1999年		2000年		2001年		2002年		2003年		年平均増加率(%)
	数	割合(%)											
家庭用	4,879	78.8	5,248	80.5	4,999	79.0	5,034	78.5	5,224	77.7	5,194	78.1	1.26
商業用	981	15.8	947	14.5	1,038	16.4	1,078	16.8	1,150	17.1	1,178	17.7	3.73
工業用	149	2.4	129	2.0	119	1.9	120	1.9	122	1.8	103	1.5	-7.11
政府	87	1.4	95	1.5	88	1.4	87	1.3	120	1.8	77	1.2	-2.41
その他	98	1.6	100	1.5	86	1.3	96	1.5	105	1.6	102	1.5	0.80
計	6,194	100	6,518	100	6,330	100	6,415	100	6,721	100	6,654	100	1.44

出所：SIEA

備考：■ は、民生用電力

2) 売電量

1999年から2003年までのガダルカナル島における需要家別売電電力量の推移は表2.1-8の通りである。同表に示すように、民生用としての家庭用及び商業用の売電電力量が2002年には全体の約80%(家庭用28.2%、商業用49.1%)を占めている。なお、民族紛争の影響で各需要家とも1999年から2002年にかけて販売電力量が減少しているが、2002年以降は増加に転じている。

表 2.1-8 年度別売電電力量の推移

(単位：GWh)

項目	1999年		2000年		2001年		2002年		2003年(推定)		年平均増加率(%)
	数	割合(%)	数	割合(%)	数	割合(%)	数	割合(%)	数	割合(%)	
家庭用	12.4	27.2	10.2	24.4	11.8	27.6	8.9	28.2	9.8	28.2	
商業用	21.7	47.6	20.7	49.5	20.9	48.8	15.5	49.1	17.0	48.9	
工業用	5.2	11.4	4.8	11.5	5.1	11.9	4.0	12.7	4.4	12.6	
政府	5.0	11.0	5.1	12.2	4.1	9.6	2.8	8.9	3.1	8.9	
その他	1.2	2.6	1.1	2.6	0.9	2.1	0.4	1.3	0.5	1.4	
計	45.6	100	41.8	100	42.8	100	31.6	100	34.8	100	

出所：SIEA

備考：■ は、民生用電力

3) 最大電力

近年6ヶ年間における最大電力の推移を表2.1-9に示す。最大電力は民族紛争の影響により、1999年以降年平均5.9%の割合で減少し続けたが、治安状況の回復により2002年を境に増加に転じている。2002年から2004年までの最大電力の平均増加率は6.1%である。

表 2.1-9 最大電力の推移(1999 年～2004 年)

項目	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年 (12 月末現在)
最大電力 (MW)	10.55	10.33	9.20	8.80	9.28	9.90
対前年増加率 (%)	—	-2.1	-10.9	-4.3	+5.5	+6.8
平均減少率 (%)	-5.9 (1999～2002 年)				—	—
平均増加率 (%)	—	—	—	6.1 (2002～2004 年)		

出所：SIEA

4) 潜在需要

SIEA は自家発需要家、電力制限需要家の需要を潜在需要家と考えており、これら潜在需要を含めた実質の最大電力はさらに大きいと判断される。なお SIEA によると、2000 年の民族紛争の影響により、今の所 SIEA へ申請している新規の接続待機需要家はいない。

① 自家発需要家

自家発需要家は、計画停電や事故停電等により SIEA から電力供給を停止された場合に、自家用発電設備を運転している需要家である。SIEA は、2004 年 9 月末における自家用発電設備の総設置容量を約 10MVA と想定しているが、これは SIEA が運転している発電設備の総現有出力の約 5 割に相当している。これらの需要家は、SIEA の電力供給体制が安定化すれば自家発電を停止し、SIEA から電力を購入すると考えられる。

② 電力制限需要家

電力制限需要家は、電力供給を既に受けているものの、電力供給制限をされている需要家であり、SIEA は将来安定した電力供給を確保すれば、制限されている需要が 1,600～2,400kW 増加すると想定している。

5) 新規需要家

将来の新規需要家のうち、発電計画に大きな影響を及ぼすものとして、ホニアラ市周辺の 2 つの新規工業開発計画があり、その概要は以下のとおりである。

① ルンガ工業開発計画

ホニアラ市の東方の空港周辺地区に「ソ」国の民間投資家による地域開発計画が 1994 年から進められている。製材工場 (Pacific Timber)、ヤシ油工場 (Guadalcanal Oil Limited)、石油備蓄基地 (Markworth Oil Limited) 等の建設が既に行われたほか、周辺の土地は全て民間企業により買収されている。

石油備蓄基地 (敷地面積：20 万 m²) は、後述する金鉱脈開発計画にディーゼル油を供給する目的で建設され、2,800m³ タンク 1 基が建設済みであり、また同容量のタンクを 1 基増設する計画となっている。

ヤシ油工場は、ヤシ油を絞るためのミルを 2 台増設する計画を有しているが、操業に必要な電力はヤシガラを燃料とした自家発電で賄う計画であり、新規需要として考慮する必要はない。

工業開発計画を監督するガダルカナル州政府は、安定した電力と水の供給が同地区の開発の必要条件であるとして、安定した電力供給の必要性を強調している。

② 金鉱脈開発計画

ホニアラ市周辺で最大の電力需要家は、金鉱脈開発計画 (Gold Ridge Mining Project) である。同計

画は1997年3月頃から操業が開始されたが、民族紛争により設備が破壊され、操業を停止している。

2004年に、操業を再開するため採掘権の入札が実施され、同年中に最終落札者が決定される見通しである。以前は、金鉱の操業に必要な電力は自家発電設備で賄われていたが、紛争により発電設備が全て破壊されたため、金鉱山側はSIEAからの受電を希望している。電力需要は約10MWと想定されている。

6) 電力需要予測

① 前提条件

電力需要予測の前提条件は、以下の通りである。

需要に対して：

- ・電力制限需要家による潜在需要（約2MW）は、毎年約200kW増加と想定する。
- ・新規需要家のうち、ルンガ工業開発計画で早急に電力が必要な需要家への供給は、毎年約100kW増加すると想定する。
- ・新規需要家のうち、金鉱脈開発計画用の電力（約10MW）は、その規模が既存のSIEAの電力供給力に比べ非常に大きいため、過去と同様に自家発電で電力供給を行うものとし、本計画の需要予測には配慮しない。
- ・2002年以降の電力需要の年平均伸び率は、過去3年間の実績が6.1%である。
- ・1998年から2003年における需要家の年平均増加率が1.4%である。

上述の前提条件に加えて、「ソ」国の経済事情を総合的に勘案し、本計画では年平均増加率を4%とする。

電力供給力に対して：

- ・ホニアラ発電所の1～3号機（1.7MW×3台）は、2005年に運転を再開するものとする。
- ・ルンガ発電所10号機は、2005年に据付工事が完了し、運転開始されるものとする。
- ・ルンガ発電所11号機（本計画）は、2007年初旬に運転開始するものとする。
- ・ルンガ発電所4、5号機は老朽化のため、それぞれ2006年及び2009年に運転停止するものとする。
- ・各発電設備出力の経年劣化を考慮する。

② 検討結果

上述の前提条件で2011年までの電力需要を想定すると、表2.1-10に示すとおりとなり、本計画の目標年次である2011年の最大電力は13.0MWと予想される。（添付資料-7 電力需給バランス参照）

また、目標年次で800kWの緊急的な安定供給予備力が確保されるが、翌年の2012年には安定供給予備力が不足し、発電設備の保守・点検に伴う計画停電を行うこととなる。

表 2.1-10 ホニアラ市の電力需要予測

(単位: kW)

項目	実績	予 測							
		2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
① 最大電力	9,900	10,300	10,700	11,100	11,500	12,000	12,500	13,000	13,500
② 総現有出力	10,800	17,600	16,500	19,700	19,300	18,400	18,000	17,800	16,850
③ 需給バランス (①-②)	900	7,300	5,800	8,600	7,800	6,400	5,500	4,800	3,350
④ 単機最大出力	3,900	4,000	4,000	4,200	4,100	4,100	4,000	4,000	3,900
⑤ 緊急的供給予備力 (③-④)	-3,000	3,300	1,800	4,400	3,700	2,300	1,500	800	-550

出所: 調査団算定

↑ (本計画の供用開始予定年)

↑ (本計画の目標年次)

(3) ホニアラ市の電力負荷特性

電力需要(最大電力)は、表 2.1-10 に示す通りであるが、2002 年から 2004 年 8 月における各月の最大電力の推移は表 2.1-11 に示す通りである。各年において月毎に最大電力の変動が見られるが、毎年その傾向は定まっておらず、季節間変動よりも計画停電の影響が大きいと考えられる。

また、2004 年における最大電力は 11 月 29 日に記録され、負荷率は約 71%、最大と最小電力の差は 5.25MW であった。同日の日負荷曲線を図 2.1-3 に、各発電機の負荷分担を図 2.1-4 に示す。

表 2.1-11 ホニアラ市における各月の最大電力 (2002 年 1 月～2004 年 12 月)

(単位: MW)

年 \ 月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2004年	9.05	8.60	8.70	8.25	7.00	7.05	6.88	9.46	9.30	9.55	9.91	9.80
2003年	6.90	6.50	6.43	9.08	9.06	8.80	7.71	5.25	5.75	8.48	9.28	9.08
2002年	6.25	7.45	8.20	8.35	7.95	7.75	7.40	7.45	7.45	8.80	7.50	7.23

出所: SIEA

備考) 赤字は各月最大電力の年間最大、青字は年間最小を示す。

なお、本計画の整備対象となっている 33kV 配電用変電所(ホニアライースト、ラナディ、ホワイトリバー)及び 33kV ホニアラ開閉設備は、各需要地の中心に位置する。各需要地の特徴は以下の通りである。

① ホニアライースト(空港周辺)地区

ホニアラ市郊外東部(空港周辺)の地区には空港、空港関連通信設備、職業訓練学校、工業地帯等が存在し、特に安定した電力供給が必要であり、工業地区開発による将来需要の増加が見込まれる。

② ラナディ地区

ホニアラ市東部のラナディ地区は、金属加工、飲料、製粉、製材等の工場が立地する工業地域であり、ホニアラ市の電力需要の中心地である。

③ ホニアラ地区

ホニアラ市中心部のホニアラ地区は官庁、商業地区であり、「ソ」国の首都機能が集中している地域である。

④ ホワイトリバー地区

ホニアラ市西部のホワイトリバー地区は住居地域であり、「ソ」国の経済復興に伴い電力需要の増加が見込まれる地域である。

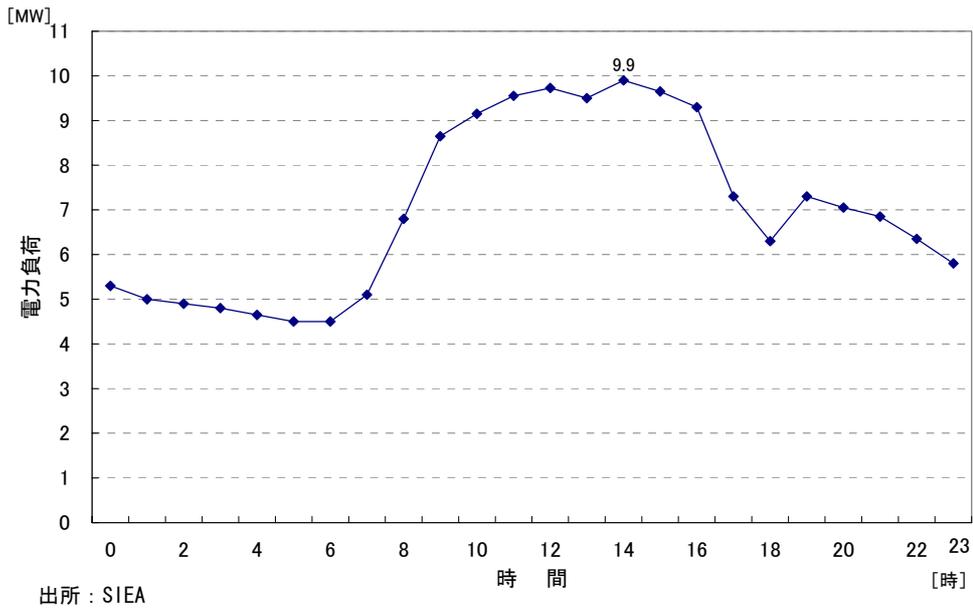


図 2.1-3 ピーク負荷記録日の日負荷曲線 (2004年11月29日)

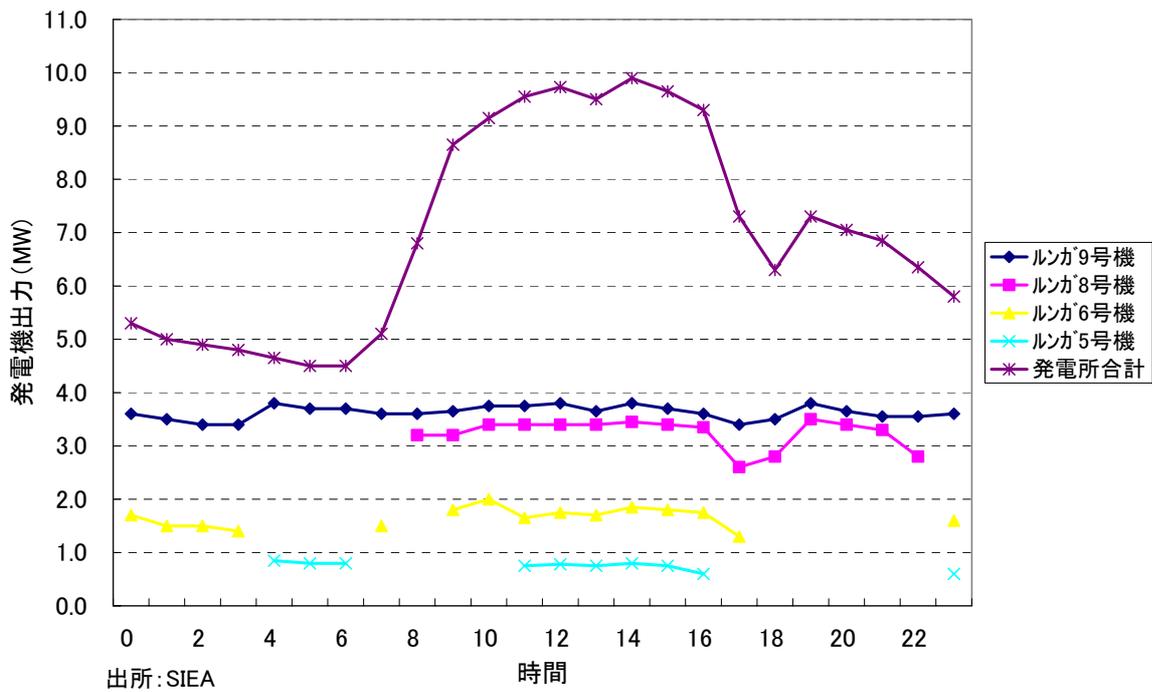


図 2.1-4 ピーク負荷記録日の各発電機の負荷分担 (2004年11月29日)

2-2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

(1) 港湾

ホニアラ港には、長さ120m、深さ9.2mのバースがあり、最長200mまでの船舶が接岸可能である。しかしながらクレーン等の陸揚げ設備はなく、本計画のディーゼルエンジン等の重量物やコンテナの輸送にはクレーン付き貨物船を調達する必要がある。

(2) 道路

ホニアラ市の道路は、海岸線と平行に東西に幹線道路が伸びており、総延長は140km程度であるが、市内中心部の40km程度が舗装されていることを除いて、残りは簡易舗装である。幹線道路から山側に向かって支線が何本も伸びているが、舗装率は低い。なお、国道は道路中心から15mまでが、道路占有地としてインフラ整備に活用されている。

本計画の発電設備の輸送で使用するホニアラ港からルンガ発電所までの約9kmの道路のうち、幹線道路は2車線であり舗装状況は良い。しかしながら、幹線道路からルンガ発電所までの約500mの支線道路は舗装道路ながら一部の路面が陥没している等道路状態は悪い。したがって、本計画の重量物の搬入には陥没箇所を砂利敷きをする等の補修の必要がある。また、ホニアラ市街地は、朝夕の出勤時間帯には渋滞が続くため資機材の搬入時間には配慮が必要である。

(3) 上下水道

ホニアラ市の上下水道サービスはソロモン諸島水道公社（SIWA：Solomon Islands Water Authority）により提供されている。停電に伴い、水道水の供給が不安定になることはあるが、それ以外は比較的安定して供給されている。

なお、上水道と下水道の配管はそれぞれ、地下40cmと地下1mの深さに埋設されており、本計画の33kV地中ケーブル敷設時には注意が必要である。

(4) 通信

ホニアラ市では、「ソ」国政府、国民年金基金（NPF）、Cable & Wireless社（英）の合弁会社であるソロモンテレコム社が固定・携帯電話、インターネット等の通信サービスを提供している。固定・携帯電話からは国際通話が可能であり、通信事情は比較的良好である。

電話線は、地下60cmに埋設されており、道路の両側に敷設されている地域もある。このため、本計画の33kV送電ケーブル敷設時には、十分な注意が必要である。

2-2-2 自然条件

(1) 計画地の位置、地質・地形等

ルンガ発電所は、「ソ」国の首都ホニアラ市の東2kmに位置し、海岸から約2.5km、国際空港から1km

の一般住宅地から離れた地域にあり、標高約35mの丘を造成し建設されている。このため、発電及び配変電施設は標高26mの敷地内の低位置に設置され、燃料及び冷却水用タンクは発電設備より高い位置（標高32m）にあり、高低差を利用した送油・送水が可能な配置となっている。

当該発電所の周辺地域は丘陵地帯であり、大部分が未利用地である。発電所周辺の建物は、発電所職員の社宅が数軒（発電所から約50m）と学校が1校（発電所から約500m）存在する程度である。なお、当該発電所の排ガスや騒音・振動等に関するデータは無い。

当該発電所の地盤は地質区分上、軟・中硬岩層で、ホニアラサンゴ石灰岩とホニアラ層砂岩・泥岩からなる。ホニアラ層の砂岩・泥岩は時代的には軟岩に属するが、石灰分を含むため硬質である。同発電所内の土質調査は、ルンガ発電所9号機（前回協力）の建設時に実施されている。同資料によると、計画地の土質はシルト混じりの砂で、本計画で建設が予定されている発電機及び付帯設備の支持地盤としては、十分な地耐力を有していると判断される。なお、同発電所の既設9号機及びNo. 2主変圧器の基礎は、供用開始後10年以上経過した現在も、支障は生じていない。

また、送配電設備として変電所と開閉設備を合計4カ所建設する予定であるが、それらの地盤についても砂・礫層中心の硬質な地層で構成されており、機材を支持する十分な地耐力を有していると判断される。

(2) 気象条件

1) 気象圏

「ソ」国は、海洋性熱帯気候に属し、偏西風及び貿易風の影響下にあり年間を通して高温多湿である。これらの気象現象は定期的な南北移動を繰り返しており、毎年パターン化された気象が現れるのが特徴である。なお、「ソ」国は、サイクロンの発生地域であるため、毎年その被害が発生している。

2) 温度

年間の気温は一年中ほぼ一定しており、月平均気温の最高は 31℃、最低は 23℃、年平均は 27℃と高い。SIEA では機器の設計値として、最高温度 40℃、最低温度 20℃を採用している。

3) 湿度

湿度は一年中ほぼ一定しており、月平均湿度の最高は9月の83%で、最低は8月の64%で、年平均は71%と高い。SIEA では機器の設計値として、最大95%を採用している。

4) 雨量

11月から5月が雨期であり、月間降雨量は190mm程度を記録する。6月から10月までは乾期であり、この間の月間降雨量は80mmから100mm程度と少ない。年間降雨量は約1,900mmである。

5) 風速・風向

ホニアラ気象観測所（標高55m）での1950年から1984年までの観測データによれば、年間を通じ北北東の風が優勢であり、風速は6～12m/秒の範囲の出現頻度が全体の約4割となっている。SIEAで

は機器の設計値として最大 40m/秒の風速を採用している。なお、気象局によるとガダルカナル島近郊で記録された瞬間最大風速は、1971 年に発生したウルスラ台風のものであり、100 ノット（約 52m/秒）が記録されている。

6) 雷

11 月から 5 月の雨期には 2 日から 3 日に一度は雷雨が発生するが、正確な統計資料はない。SIEA によれば、ホニアラ市における雷雨は比較的少なく、年間 20 回程度としている。

7) 地震

「ソ」国は、10 年に一度程度でマグニチュード 7～8 規模の地震が観測されており、1977 年 4 月に発生したマグニチュード 7.6 の地震では、ルンガ発電所の 11kV 高圧盤が倒壊する被害を受けたので、本計画では、構造物、煙突の架台およびアンカーボルトのサイズ等に十分留意する必要がある。

8) 塩害

ルンガ発電所は、海岸から約 2.5km の所に位置しているが、変電所は海岸から数十～数百 m の位置に建設されることから、サイクロン時の塩害を考慮する必要がある。これは、我が国の汚損区分では重汚損地区（等価塩分付着濃度：0.5mg/cm²）に分類される。

2-2-3 その他の状況

(1) 地質データ

前回協力で実施したルンガ発電所の地質調査によると、当該発電所の地耐力は 10ton/m² 以上、対地固有抵抗率は地下 1m で 10.0 Ω-m であり、本計画の工事を実施するに当り、特に問題は無い。

(2) 燃料調達事情

本計画で使用する燃料はディーゼル油で、ホニアラ市へは毎月 1 度の割合で 5 万トンタンカーにより燃料供給が行われている。ホニアラ市におけるディーゼル油の貯蔵設備容量は約 7,000m³ で月平均約 2,200m³ の消費量となっている。

第3章 プロジェクトの内容

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

3-1-1 上位目標とプロジェクトの目標

「ソ」国は、1998 年末から 2000 年の民族紛争による社会経済の混乱からいち早く脱出し、社会経済を安定させることを目的に、2003 年から 2006 年までを目標年次とする国家計画を策定し実施している。同計画では、民族紛争の再燃を防止するための治安維持政策に加えて、経済活性化のための社会基盤整備の促進を主要施策としている。また、首都ホニアラ市における電力供給の安定性、信頼性を高めることを目標として、電力セクターにおいては、発送配電設備の新設計画である「電力セクター開発計画（2004-2014 年）」や既設発送配電設備の改修計画である「ホニアラ電力供給改善計画」を策定し、実施を進めている。

この中で、本プロジェクトは、ホニアラ市の住民生活の向上、社会・公共施設の安定した運営並びに産業の活性化に必要不可欠で、かつ重要な社会基盤である電力供給設備を、増強・整備することを目的するものである。

3-1-2 プロジェクトの概要

本プロジェクトの実施は上述の目標を達成するため、ホニアラ市におけるベース負荷運転用発電設備の増設と同市の送配電網を整備することによって、安定した電力供給体制を構築し、首都ホニアラ市の社会経済活動の活性化と市民生活の向上を目指すものである。

協力対象事業は、ホニアラ市の電力供給を担っている既設ルンガ発電所へ出力 4.2MW のディーゼル発電設備 1 台を増設し、併せて、同市内の需要家へ安全で信頼性の高い配電を行うための 33/11kV 配電用変電所の建設と 33kV 送電線の敷設を行うものである。

3-2 協力対象事業の基本設計

3-2-1 設計方針

3-2-1-1 基本方針

本計画の協力対象範囲は、ホニアラ市のベースロード用発電設備（4.2MW、1 台）の調達・据付、並びに同市内へ安定した電力を供給するための 33/11kV 配電用変電所の建設と新設 33kV 送電線用資機材の調達・据付とする。

また、本計画で調達する設備の容量については、計画対象地域における需要予測に従って計画することとし、発電設備については供用開始 5 年後、送配電用資機材については供用開始後 10 年後の需要予測に見合う適切な規模とする。

3-2-1-2 環境社会配慮に対する方針

本計画に係る環境社会影響評価については、SIEA によって事前に初期環境影響評価（IEIA : Initial Environmental Impact Assessment）が実施されている。SIEA 作成の IEIA 報告書によれば、本計画発電

設備の運転開始後、既設発電設備の煙突高さが現状のままであれば、既設、新設の両方の発電設備から排出される NO₂ の最大着地濃度が我が国の環境基準値（1 時間値の 1 日平均値が 0.06 ppm 以下）を上回るが、既設/新設発電設備の煙突高さを 18 m 以上に変更することで、NO₂ の最大着地濃度は 0.0586ppm となり、環境基準を満足するとされている。後者の煙突高さでの SO₂ の最大着地濃度は、1 時間値で 0.0083ppm、1 時間値の 1 日平均値で 0.0032ppm となり、いずれも日本の環境基準値である 1 時間値:0.1ppm 以下、1 時間値の 1 日平均値 : 0.04ppm 以下を大きく下回り、現状の煙突高さの場合でも最大着地濃度は問題ない。なお、NO₂、SO₂ の最大着地濃度は、いずれも発電所から半径 1,000m の地点に出現する。以上のことから IEIA では、周辺環境への大きな影響はないと結論付けられているが、相手国による既設発電設備への対策が必要となるため、本件は JICA 環境社会配慮ガイドライン上のカテゴリ B に分類された。なお、「ソ」国では大気汚染に係る排出基準、環境基準が未だ制定されていないため、IEIA では日本の基準が適用されている。

SIEA の実施した IEIA において、NO₂ の最大着地濃度は、ルンガ発電所の全発電設備が定格出力で 24 時間運転した場合の NO₂ 排出量に基づいて計算されていたが、現実的には夜間の電力負荷は日中の約半分程度であり、このような日負荷変化を考慮しなければ NO₂ 発生量を過大に見積もる結果となる。調査団は当該発電所の日負荷変化を考慮した現実的な発電設備の運転モード（ピーク負荷 : 9 時間/日、ミドル負荷 : 5 時間/日、オフピーク負荷 : 10 時間/日）を想定し、同モードで再検討したところ、NO₂ 最大着地点濃度は 0.056 ppm となり、我が国の環境基準値以下となることを確認した。なお NO₂、SO₂ の最大着地濃度の計算条件として使用する風速については、ホニアラ気象観測所（標高 55 m）における 34 年間の観測データから、SIEA が採用した 6 m/秒が適切な値であることも合わせ確認した。

同計算結果を基に、SIEA は正式な見解書を作成して森林環境保全省に提出し（添付資料-8）、同省は同見解書を調査団滞在中に承認した（添付資料-9）。騒音については、IEIA において最も近い民家における到達音の予測値が 43dB(A) であり、日本の住居区域における騒音の規制基準（朝夕、夜間 : 40~45dB(A)）を満足している。振動については、本計画でエンジン、発電機の基礎に防振装置付共通架台を採用し、敷地境界における振動を許容値以内とする。以上のことから、本計画で既設発電設備の煙突高さの変更は必要ないこと並びに大気汚染、騒音及び振動に若干の留意点はあるが大きな影響はないことを確認した。

本計画完了後の施設運用中の大気汚染、騒音、振動にはモニタリングが必要であるが、SIEA は環境管理計画（EMP : Environmental Management Plan）を作成し、森林環境保全省に提出している（添付資料-10）。同計画では、SIEA は敷地境界における騒音測定を最低 1 回/年の頻度で実施することとされている。排ガス中の NO₂ については、NO_x 測定装置を用いて 2 回/年以上の頻度で測定されることが望ましい。

発電設備、送配電設備の建設、運転に係るスコーピング、IEE の結果は表 3.2-1 及び表 3.2-2 のとおりとなり、周辺環境への重大な影響はない。しかしながら、本計画では低 NO_x、低騒音型の機器を採用し、また SIEA は設備の性能が十分発揮されるよう適切な維持管理を行い、燃料中の硫黄分が計画値（0.17%）を超えないよう管理するなど、環境社会影響に配慮した計画・運用を行う。

表 3.2-1 スコーピング結果

環境評価	評定		判断根拠
	工事中	運転中	
社会環境			
1. 住民移転	D	D	既設発電所内における発電設備の増設計画であり、ほとんど影響は考えられない。 ただし、建設期間中における資機材の運搬時に交通への影響が考えられるが、一時的なもので大きな影響はない。
2. 地域分断	D	D	
3. 先住民、少数民族、遊牧民	D	D	
4. 住民間の軋轢	D	D	
5. 経済活動の基盤変化	D	D	
6. 生活施設の変化	D	D	
7. 交通への影響	D	D	
8. 水利権、漁業権等の調整	D	D	
9. 史跡、文化遺産への影響	D	D	
10. 景観の変化	D	D	
自然環境			
11. 貴重な自然	D	D	既設発電所内における発電設備の増設計画で、冷却水は上水又は雨水を使用したラジエータ方式を採用するためほとんど影響はない。
12. 貴重種、固有動植物	D	D	
13. 植生汀	D	D	
14. 地形、汀線変化	D	D	
15. 地下水変化	D	D	
16. 水域の流況、水位変化	D	D	
17. 水域の水温変化	D	D	
18. 大気汚染	D	B	排気ガス中の窒素酸化物(NOx)及び硫黄酸化物(SOx)に関しては多少の影響が見込まれる。煤塵は、ディーゼル発電であるため、ほとんど発生しない。
19. 水質汚濁	D	D	油水分離装置が設置されており、ほとんど影響はない。
20. 土壌汚染	D	D	
21. 騒音、振動	D	B	エンジンからの多少の影響が見込まれる。
22. 地盤沈下	D	D	既存設備と類似した設備であり、これらの影響はない。
23. 悪臭	D	D	

備考)

■ は IEE の対象を示す。

評定区分
A: 重大な影響が見込まれる。
B: 多少の影響が見込まれる。
C: 不明 (影響の程度は判断できないので調査、検討する必要があると考えられる。)
D: ほとんど影響は考えられないため IEE あるいは EIA の対象としない。

表 3.2-2 IEE の結果

評価項目	評価	根拠
1. 大気汚染	A	窒素酸化物及び硫黄酸化物が発生するが、総量及び着地濃度は我が国の環境基準値以下であり大きな影響はない。
2. 騒音・振動	A	発電設備からの騒音及び振動の発生が見込まれるが、昼夜における騒音・振動共に我が国の環境基準値以下であり大きな影響はない。

備考)

- A: ほとんど影響はない。
- B: 多少の影響はあるがおおむね満足である。
- C: 多少の影響を排除すればおおむね満足である。
- D: 部分的には満足であるが、全体としては不十分である。
- E: 検討項目が不十分である。
- F: 重大な影響が見込まれるので、計画の見直しが必要。

注) IEE : Initial Environmental Examination (初期環境審査)

3-2-1-3 自然条件に対する方針

(1) 温度・湿度条件に対して

当該地域は、海洋熱帯気候であり、一年を通じて気温は 23℃（月平均最低）から 31℃（月平均最高）と高く、また湿度も 80%から 90%と高い。本計画で調達されるエンジンと発電機は、建屋内に据付されるので、当地の外気温・湿度に特別な対策を講じる必要はないが、エンジンの燃焼空気、ラジエータの冷却空気及び室内の換気の設計に当っては、設計外気温を 31℃とし、また設備全般の最高許容温度を 40℃として設備の性能・機能が確保出来るように配慮する。

また、本計画で採用される変電設備は、屋外式閉鎖型配電盤であるため、外気温及び直射日光による温度上昇に対して、配電盤内の温度を機器の正常動作範囲に保ち、運転保守に支障のないように構造上留意する。特に、密閉された配電盤内の湿度に対しては、気温差による結露を防止するために、スペースヒーターの採用を検討する。さらに、海岸沿いの敷地に建設される配電用変電所（ホワイトリバー変電所）は、塩害の影響を防ぐために、機器を建屋内に設置する。

(2) 地震条件に対して

「ソ」国は地震発生帯にあり、ガダルカナル島近郊でも過去にマグニチュード 7.6 の地震が発生している。本計画では、同地震力を考慮した設備の安全性を確保することとし、設計条件として水平震度 0.25G を採用する。

3-2-1-4 社会条件に対する方針

「ソ」国は伝統的に祖先崇拜的な霊的存在を信じてきたが、19 世紀以降の欧米人宣教師によってキリスト教が布教され、現在では人口の約 95%がキリスト教徒であり、建設工期に影響を与える習慣・風習はない。

なお、33kV 地中ケーブルの敷設ルートにおいては、掘削時に第二次世界大戦中の不発弾、遺物並びに遺骨等が発見される可能性があることから、「ソ」国側負担で事前に不発弾探査を行うとともに、掘削工事等に当っては十分に注意する。

3-2-1-5 施工事情に対する方針

ホニアラ市では、発電設備等のプラント建設工事は活発ではなく、現地工事会社は大型発電設備や変電設備の据付工事を直接実施した経験はなく、海外の建設会社の下請けとして活動している。しかしながら、労働者、運搬用車両、小規模な建設工事用機械の調達は可能であり、また小規模な土木建築工事であれば、直接現地の工事会社に発注する事が可能であり、本計画で活用する。

なお、本計画で調達する発電設備は、運転中の既設発電設備の横に据付されるため、工事中の既設設備に対する損傷防止用の保護、並びに工事従事者の安全確保のための防護壁等の安全対策を考慮する。

3-2-1-6 現地業者、現地資機材の活用についての方針

(1) 現地業者の活用について

本計画の発電設備や変電設備の据付工事において、建設工事用機材及び労務提供を中心に現地工事会社を

活用する。しかしながら、品質管理、工程管理、安全管理、試験調整等のためには、我が国から技術者を派遣する必要がある。

また、現地では 100 トン級の大型クレーン等の重機械の調達には難しいが、35 トンクレーン、50 トントレーラーの調達は可能であり、建設用資機材並びに一般貨物の重量物の運搬に活用する。ただし、エンジン（約 60 トン）等の重量物に関する輸送は、貨物船装備クレーンで荷揚げし、油圧式低床トレーラーをオーストラリア等の第三国から調達する必要がある。

(2) 現地資機材の活用について

現地では、骨材、コンクリート、鉄筋等の土木建設工事資機材の調達は可能であるが、配管材、ケーブル等の機械・電気工事資機材は調達出来ないため、我が国又は第三国からの調達を検討する。

(3) 第三国品の調達について

第三国からの機材の調達に当たっては、価格、品質、納期、運転開始後の予備品等の調達の容易性、アフターサービス体制、既設設備との整合性等を十分検討する。

なお、「ソ」国の発電・配電用資機材は全てが輸入品で、各国の製品が導入されている。従って、本計画で実施される発電設備の建設や送配電網整備に必要な資機材は全て輸入品となる。本計画の実施に当たり、「ソ」国側は前回協力の実績から、品質、性能、耐久性に優れ、かつ良好なアフターサービス体制が確保できる日本製品の採用を強く希望している。

3-2-1-7 実施機関の維持・管理能力に対する対応方針

当該発電設備の供用開始後の維持管理は、既設設備と同様に SIEA の発電部長を中心に 35 名（機械担当：30 名、電気担当：5 名）の要員で実施される。同部は、当該発電設備と同じ設備容量のルンガ発電所 9 号機（前回協力）のオーバーホールを実施した経験を有しており、日常管理を含め基礎的な保守技術は保有していると判断されるが、本計画機材は、SIEA の既存の維持管理能力を逸脱しないように留意する。

3-2-1-8 施設、機材等の範囲、グレードの設定に対する方針

上述の諸条件を考慮し、本計画の資機材の調達並びに据付の範囲及び技術レベルは、以下を基本方針として策定する。

(1) 施設・機材等の範囲に対する方針

本計画で調達する発電設備は、ホニアラ市の 2011 年（供用開始後 5 年）の電力需要に対するベース負荷運転を緊急的に補う容量とし、かつ、需要地が比較的狭い範囲であることを考慮し、発電設備単機容量を系統全体の電力需要の約 25%程度に設定し、発電所の運用として効率的で、かつ経済的な運転・維持管理となる設備構成とする。

また、送配電用資機材は、ホニアラ市の 2016 年（供用開始後 10 年）の需要予測に見合う変圧器容量や送電線容量とする。

(2) グレードの設定に対する方針

本計画で調達する発電設備を構成する各機器の仕様は、供用開始後の運転・維持管理を実施する SIEA の技術レベルを逸脱しないように留意する。

3-2-1-9 工法/調達方法、工期に対する方針

本計画は、我が国の無償資金協力のスキームに基づき実施されるので、本来は単年度で建設完了する必要があるが、計画規模が大きいため、発電設備の建設と送配電網整備は以下に示すとおり年度を分けて行うものとする。

第1年次：ルンガ発電所増設（4.2MW ディーゼル発電設備1台の調達・据付並びに発電機及び高圧盤建屋の増設）

第2年次：ホニアラ送配電網整備（33kV 配電用変電所の建設、33kV 送電線の建設）

3-2-2 基本計画

3-2-2-1 全体計画

(1) 設計条件

本計画の規模、仕様の策定に当たり、前述の諸条件を検討した結果、下記設計条件を設定する。

1) 建設予定地及び位置・高度

- ① 発電設備建設予定地：既設ルンガ発電所内（No. 11 号機設置スペース）、海拔 24 m
- ② 変電所建設予定地：ホニアラ市内の空港周辺、ラナディ、ホワイトトリバー地区の SIEA 用地及び既設ホニアラ発電所内、海拔約 6m～10m

2) 気象・自然条件

- | | |
|---------------|--------------------------------|
| ① 設計温度：換気設備 | 31℃（外気温度） |
| 設備全般 | 40℃（最高） |
| ② 設計相対湿度 | 最大 95% |
| ③ 設計風速 | 40 m/秒（瞬間最大風速 52 m/秒） |
| ④ 降雨量 | 年間平均 1,900mm |
| ⑤ 年間雷雨日数（IKL） | 20 日 |
| ⑥ 塩分付着密度 | 0.5 mg/cm ² （重塩害地区） |
| ⑦ 地震力 | 水平方向 0.25 G、垂直方向 0 G |
| ⑧ 地耐力 | 10 ton/m ² |

3) 適用規格

- ① 日本工業規格（JIS）：工業製品全般に適用する。
- ② 電気学会電気規格調査会標準規格（JEC）：電気製品全般に適用する。

- ③ 日本電機工業会標準規格 (JEM) : 同上
- ④ 日本電線工業会規格 (JCS) : 電線、ケーブル類に適用する。
- ⑤ 電気設備に関する技術基準 : 電気工事全般に適用する。
- ⑥ 日本建築学会基準 (AIJ) : 建物、基礎等建築構造物に適用する。
- ⑦ 国際電気標準会議規格 (IEC) : 電気製品全般に適用する。
- ⑧ 国際標準化機構 (ISO) : 電気・機械製品全般に適用する。
- ⑨ オーストラリア工業規格 (AS) : 電線、ケーブル類、配管類に適用する。

4) 使用単位

原則として国際単位系 (SI ユニット) を使用する。

5) 電気方式

本計画に適用する電気方式は、既設設備との整合を図り、表 3.2-3 に示すとおりとする。

表 3.2-3 電気方式

項目	送電線路	配電線路	低圧 (交流)	低圧 (直流)
公称電圧	33kV	11kV	415-240V	110V
最高電圧	36kV	12kV	460-252V	121V
配線方式	3 相 3 線式		3 相 4 線式	2 線式
周波数	50 Hz			-
接地方式	中性点直接接地			(-) 側接地

6) 基準衝撃絶縁強度

送変電設備の設計に当たり、機器相互の絶縁協調及び系統全体の絶縁強度を確保するため、基準衝撃絶縁強度 (BIL) は既設設備に摘要されている下記を基準とする。

- ① 33kV 系統 : BIL 170 kV
- ② 11kV 系統 : BIL 75 kV

7) 環境保護基準

新規発電設備の建設に当たり、「ソ」国には、関連する環境基準が定まっていないため、我が国の基準並びに現地事情を考慮して下記の基準値を設計条件として設定する。

- ① NOx 排出基準 : 950 ppm 以下 (残存酸素濃度 13%時)
- ② SOx 排出基準 : 250 ppm 以下 (燃料油の硫黄分含有量 1%時)
- ③ 油分排出基準 : 30 ppm 以下
- ④ 煤塵排出基準 : 100 mg/Nm³ 以下
- ⑤ 騒音基準 : 当該発電設備のみ運転時、110dB (A) 以下 (機側から 1m 地点)
- ⑥ 振動基準 : 当該発電設備のみ運転時、敷地境界で 55dB 以下

(2) 施設配置計画

本計画で据付される発電設備及び送変電施設の配置計画は以下のとおりとする。

1) 発電設備

本計画で建設される発電設備（エンジン、発電機、低圧動力盤等）は、ルンガ発電所内の既設発電建屋を増築し、既設9号機横の位置に建設する（基本設計図 G-201(54 ページ)参照）。既設建屋には維持管理用の天井クレーン（25ト）があるので、同設備を有効利用する。吸気及び排気ダクト等の建屋貫通部については、建屋の柱、梁の位置等を考慮した設計とする。また監視・制御盤は、既設の制御室に設置し、運用・維持管理が容易な配置とする。

なお、本計画のエンジン及び発電機用の基礎を建設する。また、当該発電設備の燃料貯蔵タンク、ラジエータ等の屋外機器用基礎を新設する。また既存雨水設備については、発電及び高圧電気建屋増築に伴い、一部改造を行う。

発電設備用の 11kV 高圧盤は、電氣的に既設高圧電気建屋内の設備と列盤で設置する必要があるが、本計画で調達される 33kV 及び 11kV 高圧盤は既設建屋内に設置スペースがないため、既設建屋を増築して設置する。なお、当該高圧盤用の監視機能は運用の容易性を考慮し、本計画で設置する発電機用監視・制御盤に設ける。また、本計画で調達する低圧及び直流 110V 設備は、増築した電気室に設置し、制御室からの運転・維持管理が容易になるように配慮する。

2) 送配電設備

本計画で建設する 3 箇所の変電所及び 1 箇所の開閉設備は、ホニアラ市内の重要な負荷中心地の SIEA 所有地内に設置する。なお、33kV 地中送電ケーブルは、既設の国道に沿って、道路管理用地内に敷設する。

3-2-2-2 基本計画の概要

前述（3-2-1-1 参照）の基本設計方針及び設計基準、施設配置計画を踏まえた本計画の基本計画の概要は、表 3.2-4 に示すとおりである。

表 3.2-4 基本計画の概要

	計 画 内 容
ル ン ガ 発 電 所 増 設 計 画	<p>既設施設の増設及び基礎の建設工事：</p> <p>(1) 発電建屋の増設 (258m²)</p> <p>(2) 高圧盤室の増設 (62m²)</p> <p>(3) 発電設備及び燃料タンクの基礎の建設</p> <p>下記機材の調達と据付：</p> <p>(1) ディーゼル発電設備 (4.2MW) の調達と据付</p> <p>(2) 当該発電設備に必要な下記機械設備の調達と据付</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料貯蔵タンク (300m³)、燃料供給設備、燃料荷役設備、潤滑油清浄設備、吸排気設備、冷却水設備、圧縮空気設備 <p>(3) 当該発電設備に必要な下記電気設備の調達と据付</p> <p>1) 発電機補機</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電機監視・制御盤、発電機保護継電器盤、低圧動力盤、直流電源設備、 <p>2) 高圧電気設備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 11kV 高圧盤、所内用変圧器 (11kV/415-240V)、配線設備 <p>(4) 発電設備及び補機の予備品、維持管理用道具の調達</p> <p>(5) 発電設備及び補機の運転・維持管理マニュアルの作成と OJT の実施</p>
ホ ニ ア ラ 送 配 電 網 整 備 計 画	<p>下記機材の調達と据付：</p> <p>(1) 33kV ラナディ変電所の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 33kV, 11kV 屋外型高圧盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ その他必要な付帯設備及び基礎 <p>(2) ルンガ発電所から 33kV ホニアライースト変電所までの 33kV 送電線の延線</p> <p>1) 33kV 地下ケーブルの敷設(約 4.2km)</p> <p>2) ルンガ発電所用 33kV 屋内型高圧盤設置</p> <p>3) 33kV ホニアライースト変電所の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 33kV, 11kV 屋外型配電盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ その他必要な付帯設備及び基礎 <p>(3) 33kV ホニアラ開閉設備の建設 (ホニアラ発電所内)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 33kV 屋外型高圧盤 ・ その他必要な付帯設備及び基礎 <p>(4) 33kV ホニアラ開閉設備から 33kV ホワイトリバー変電所までの 33kV 送電線の延線</p> <p>1) 33kV 地下ケーブルの敷設(約 4.2km)</p> <p>2) 33kV ホワイトリバー変電所建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 33kV, 11kV 屋外型高圧盤、及び低圧屋外型動力盤 ・ 配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA)、所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) ・ 変電所建屋(99.6m²) ・ その他必要な付帯設備及び基礎 <p>(5) 送配電設備用の予備品・維持管理用道具の調達 (高所作業車を含む)</p> <p>(6) 送配電設備の運転維持管理マニュアルの作成と OJT の実施</p>

3-2-2-3 機材・施設計画

(1) ルンガ発電所増設

本計画でルンガ発電所に建設される発電設備の内容は以下のとおりである。なお、各設備・機器の概略仕様は表 3.2-5 に示すとおりである。

1) 基本事項

① 発電設備の選定

発電設備は、「ソ」国の既存施設との整合性、運転・維持管理の容易性、緊急性等を考慮して、ディーゼル発電設備とする。

② 燃料の組成

現在、既設のルンガ及びホニアラ発電所で使用されている燃料は、民間石油会社（Markworth 社、モービル石油から調達業務権を移管された）が供給しているディーゼル油である。本計画で建設される発電設備の燃料も、前回協力の発電設備で使用されている燃料と同様のものが使用される予定であり、低位発熱量は 10,080 kcal/kg である。

③ 潤滑油の組成

潤滑油は発電設備製造会社により推奨される組成が異なる。しかし既設の発電所は燃料油と同様に「ソ」国内で入手可能なモービル石油社製の潤滑油を購入しているため、経済性及び調達の容易性を考慮し、同一の潤滑油を使用することを推奨する。

④ 冷却水

既設ルンガ発電所の冷却水は、ホニアラ市の上水道網を利用しているが、断水等により供給水量が不足する場合は、敷地近くの井戸又は雨水を集水し供給している。ルンガ発電所近くの井戸の水質は、全硬度が 36mg/l（2004 年 10 月 SIWA 分析結果）であり、我が国の水道基準（300mg/l 以下）と比較すると飲料水としては使用できるが、ラジエータ、一次冷却水冷却器等用としては硬度が高く、機器内にスケールが附着する恐れがある。そのため、本計画で設置予定の発電設備に使用する冷却水は、全硬質を約 10mg/l 以下にする必要があるため、簡易型の軟水装置を設置する。

2) 計画内容

① エンジン出力と発電機容量の検証

本計画の発電設備の設置目的は、供給予備力の緊急的な確保による電力の安定供給体制の確立にある。またルンガ発電所は、ホニアラ市のベース供給力をまかなう最重要発電所であり、将来の運転形態を考慮して導入する発電設備容量を決定する必要がある。これらのことから、将来（計画目標年次 2011 年）の緊急的な供給予備力を確保するように当該発電設備の容量を決定する。

「ソ」国のように、需要地が比較的狭い範囲の島嶼国の発電所における基幹発電設備の単機容量は、系統全体の電力需要の 1/4～1/3 程度とするのが、発電所の運用として効率的で、かつ経済的な運転・維持管理となることが、我が国の電力会社の経験から裏付けされており、一般的となっている。

本計画では、前述 (2-1-4(2)参照) したとおり目標年次である 2011 年のホニアラ市の想定最大電力は約 13.0MW であり、この場合の発電設備の最適な単機出力は約 3.2～4.2MW となる。同年次での同市の全ての発電設備の現有出力の総計 (総現有出力) は、本計画の発電設備 (定格出力 4.2MW) を含めると約 17.8MW と想定される。また、需給バランス (総現有出力ー最大電力) は約 4.8MW となり、ホニアラ市の電力系統で最大出力の発電設備であるルンガ発電所 10 号機 (定格出力 4.3MW、現有出力 4.0MW) とほぼ同等の容量となり、最低限必要な供給予備力が確保される。よって、「ソ」国から要請のあった発電設備 (4.2MW×1 台) の出力は妥当性があり、適切なものと判断される。

なお、当該発電設備の所要エンジン出力及び発電機の定格容量は、以下のとおり計算されるが、発電設備製造会社によりエンジン等の仕様は同一ではなく、多少の違いがあるので、下記計算値は一応の目安とする。

a) エンジン出力

$$P_e \geq \frac{P}{0.7355 \times \eta_g} = 6,011\text{PS} \quad \begin{array}{l} P_e : \text{エンジン出力 (PS、メートル馬力)} \\ P : \text{発電端出力 (4,200kW)} \\ \eta_g : \text{発電機効率 (95\%と仮定する)} \end{array}$$

≒ 約 6,020PS

b) 発電機容量

$$P_g = \frac{P}{P_f} = 5,250\text{kVA} \quad \begin{array}{l} P_g : \text{発電機容量 (kVA)} \\ P : \text{発電端出力 (4,200kW)} \\ P_f : \text{発電機力率 0.8} \end{array}$$

② 機械設備計画

機械設備の全体計画を基本設計図 M-201 (58 ページ) に示す。主な機械設備の計画内容を以下に示す。

a) 燃料供給計画

ルンガ発電所には 55m³の既設主燃料タンクが 4 基あり (総貯油量 220m³)、供給契約を結んでいる民間石油会社がタンクローリーで輸送している。石油資源を輸入に依存する島嶼国では、天候により燃料の輸送が遅延することがしばしば発生する。現在のタンク容量では、タンクデッド (払出し配管の取り付け位置、燃料受入時の上部空間等により実際には使用できないタンク容量) を考慮すると、目標年次では約 3 日分の燃料しか貯蔵できない。このため、本計画で 300m³の燃料貯蔵タンクを設置し、約 7 日間の貯油量を確保する。

また、燃料タンク及び共通配管系統の異常時に対応するため、既設発電設備と同様に小容量の燃料小

出槽（1基）を屋外に設置する。設置場所は発電建屋の北側（基本設計図 G-201（54 ページ）参照）とする。

燃料は燃料貯蔵タンクから重力で燃料小出槽に給油され、エンジンへの燃料供給は燃料小出槽から燃料移送ポンプでエンジンに供給する。

燃料小出槽

燃料小出槽は当該発電設備が約2時間運転するのに必要な容量とする。容量は下記により計算される。

$$V_s = V \times 4,200\text{kW} \times 2\text{時間} \div 0.85 \div 1000 \approx 2.03\text{m}^3$$

ただし、

V_s : 燃料小出槽の容量

V : 発電設備（定格出力4.2MW）の単位発電電力量当りの燃料消費量（0.241 t/kWh）。ただし燃料の比重を0.85と仮定する。

従って、燃料小出槽の公称容量は20%のタンクデッドを考慮し、2.5m³とする。

b) 潤滑油設備

当該発電所には前回協力で供与した潤滑油移送ポンプがあるため、本計画では新設発電設備への潤滑油供給用に同移送ポンプを利用する。潤滑油は発電建屋の屋外のドラム缶から潤滑油移送ポンプでエンジンに供給する。

なお、発電設備の増設に伴い、同移送ポンプへのアクセスが困難となることから、ポンプを発電建屋の出入口付近に移設する。

c) 冷却水設備

前述〔3-2-2-3（1）,1〕④項参照〕したとおり、既設の水タンクに貯留されている市水を、硬度を改善するための軟水装置を通した後、冷却水として利用する。冷却方式は既設設備に利用されているラジエータ方式を採用する。また、軟水装置を通した後の水の一部は潤滑油清浄機へも供給する。なお、同軟水装置は、既設発電設備の緊急時のバックアップ用としても流用できるように、既設冷却水配管に連結する。

d) 圧縮空気設備

本計画発電設備の起動用として、圧縮空気設備を設置する。なお、同設備は、既設圧縮空気設備と配管で連系させ、非常時に相互流用できるように配慮する。なお、湿度が高いため圧縮空気槽には自動排水弁を設ける。また、同圧縮空気槽から減圧し、潤滑油清浄機へも圧縮空気を供給する。

e) 吸排気設備

エンジン燃焼用吸気は、専用のダクトにより必要な外部空気を過給機を通じて吸入し、燃焼後、消音器を経由して外部へ排出する。

f) 換気設備

既設発電建屋は自然換気のガラリ方式を採用しており、本計画用の換気容量として十分でないので、本計画では当該発電設備（11号機）用に換気設備を設置する。排気は発電建屋の屋根に設けられた排気用ガラリを利用する。

g) スラッジ処理設備

当該発電所には前回協力で供与した油水分離槽が設置されており、現在順調に運転されている。同設備は、本計画の発電設備から排出されるスラッジを処理できる容量を有しているため、既設処理設備を利用することとし、本計画でスラッジ配管を既設の排油タンク及び油水分離装置へ接続する。

なお、分離されたスラッジや廃油を適切に処理するための焼却炉も前回協力で供与されており、十分な処理容量を有していることから本計画で同設備を利用する。

h) 配管経路

当該発電設備に必要で、屋外に敷設される配管は下記の種類がある。配管には運転に必要な色分け及び流れ方向を明記する。

- 燃料油配管
- 潤滑油配管
- 冷却水配管
- 圧縮空気配管
- 廃油配管
- 排水配管

③ 電気設備

本計画で設置される発電設備の発電電圧は、既存設備と同様に 11kV とする。これは、既設高圧配電盤（11kV）への接続に変圧器が不要となり経済性が高い、既設設備との整合性が確保される等の理由による。主な電気設備の計画内容は以下のとおりである。

a) 現場制御盤

発電設備の機側に設置し、発電設備の起動、停止、制御、計測、警報発信等に用いる現場操作盤。

b) 発電機監視・制御盤

本計画で設置される発電設備、高圧盤、補機等を制御室で一括監視、制御するための制御・監視盤。なお、ブラシレス・サイリスタ方式の励磁用制御装置を発電機制御盤内に設け、また、発電機の同期投入操作も本制御盤で行う。

c) 直流電源装置

当該発電設備及び補機の起動、停止、制御、計測、警報等用の電源として、直流電源装置（110V）を発電建屋内の電気室内に設置する。

d) 低圧動力盤

発電設備の機側に補機の起動、停止用動力盤を設ける。この盤には、計測及び警報設備を設ける。

e) 接地設備

ルンガ発電所では連接接地方式が採用されている。従って、当該発電設備においても以下の接地設備毎に、既設接地網に接続することとする。

- －電力系統の地絡保護を目的とした接地設備
- －金属体、電気機器からの感電防止を目的とする接地設備
- －落雷から施設・機材を守る避雷設備

f) ケーブル敷設経路

発電設備から 11kV 高圧盤、主変圧器、制御・保護盤までの電力及び制御ケーブルは、既設発電建屋と同様にケーブルピットを設け、地下埋設の電線管を使用して布設する。

なお、ピット内には、ケーブル・トレイを設け、ケーブルの保守性を確保する。

g) 11kV 高圧設備

既設高圧盤建屋内に、発電機用遮断器盤、母線連結遮断器を設ける。同高圧盤には、操作スイッチ、表示ランプ等を設けると同時に、運転・保守の容易性を確保するため既設と列盤構成とし、盤の形状は既設設備と同一とする。また、SIEA が設置を計画している SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition : データ伝送・制御システム) に対応した仕様とする。

なお、本高圧盤の操作用直流電源は、既設の直流 48V から分岐し、スペースヒータ用は交流 240V から分岐する。

h) 所内用変圧器盤

当該発電機の補機設備の電源用として、屋外型の所内用変圧器を設置する。当該変圧器は既設と同様に標準容量である 630kVA とする。なお、同変圧器は、11kV 及び低圧ケーブルの延長と保守性を考慮して、増設電気室の近くに設置する。

3) 主要機器の概略仕様

前述した設計方針、設計基準、設計条件、施設・機材配置計画等に留意し、本計画で建設される発電設備の主要機器の概略仕様を表 3.2-5 に示す。

表 3.2-5 発電設備主要機器の概略仕様

番号	主要機器名	概略仕様
1.	ディーゼルエンジン	<p>運転定格：連続（ベース負荷運転） 出力：発電端 4,200kW（約 6,020PS） 回転数：750rpm を超えない エンジン形式：4 ストロークサイクル、トランクピストン型、過給機付き 水冷式Vタイプのディーゼル機関 冷却方式：ラジエータ方式 燃料油：ディーゼル油 その他：共通台板式防振支持装置付き</p>
2.	発電機	<p>運転定格：連続 出力：5,250kVA（4,200kW） 周波数：50Hz 相数：3相 定格電圧：11kV 回転数：エンジンと同じ 力率：0.8（遅れ） 巻線接続方式：Y接続、中性点引出し 絶縁階級：F</p>
3. 3.1	<p>機械設備 燃料貯蔵設備 ①荷役ポンプ ②燃料貯蔵タンク ③燃料流量計</p>	<p>容量 30m³/時、揚程 50m 容量 300m³、フローティングサクション、コーンルーフトタイプ 階級 0.5 以下、逆止弁付</p>
3.2	<p>燃料供給設備 ①燃料小出槽 ②燃料供給ポンプ ③燃料流量計 ④燃料コシ器 ⑤燃料調圧弁 ⑥燃料ドレン排出ポンプ ⑦燃料ドレンタンク</p>	<p>容量 2.5m³ モーター、ギアポンプ、フィルター含む 階級 0.5 以下 一次、二次 自力背圧弁 モーター、ギアポンプ、フィルター含む 容量 100ℓ</p>
3.3	<p>潤滑油設備 ①潤滑油移送ポンプ ②潤滑油サンプタンク ③潤滑油プライミングポンプ ④潤滑油冷却器 ⑤潤滑油主コシ器 ⑥潤滑油逆洗コシ器 ⑦潤滑油清浄機ユニット ⑧潤滑油調圧弁</p>	<p>モーター、ギアポンプ、フィルター含む 容量約 5m³ モーター、ギアポンプ含む 自動温度調整弁含む 目開き 50μ バケット式フィルター モーター、自動排出装置含む サーモスタット、自力弁</p>
3.4	<p>冷却水設備 ①一次冷却水タンク ②一次冷却水ポンプ ③一次冷却水冷却器 ④冷却水温度調整弁 ⑤ラジエータ ⑥2次冷却水ポンプ ⑦軟水装置 ⑧軟水供給ポンプ ⑨軟水タンク ⑩膨張タンク ⑪軟水循環ポンプ</p>	<p>容量 0.3m³ モーター、渦巻ポンプ含む シェルアンドチューブ式又はプレート式 サーモスタット付、自力弁 垂直流ファン、銅製冷却管 モーター、渦巻ポンプ含む イオン交換樹脂式 モーター、渦巻ポンプ含む 容量 3m³ 容量 0.3m³ 渦巻ポンプ</p>

3.5	圧縮空気設備 ① 空気圧縮機 ② 圧縮空気槽 ③ 減圧弁	多段往復動式 連続3回起動可能な容量、自動排水弁付 手動圧力制御弁
3.6	吸排気設備 ① 吸気ダクト ② 吸気フィルター ③ 吸気消音器 ④ 排気消音器 ⑤ 排気ダクト	SS材（軟鋼） 屋外設置式 吸気筒付き、吸気口騒音 85dB(A)以下 排気筒付き、排気口騒音 85dB(A)以下 SS材（軟鋼）
3.7	スラッジ処理設備 ① 廃油タンク ② 廃油移送ポンプ	容量 0.1m ³ モーター、スクリーンプンプ、0.5m ³ /時
4.	電気設備 ① 11kV 高圧盤 ② 補機用低圧動力盤 ③ 発電機監視・制御盤 ④ 発電機中性点盤 ⑤ 保護継電器盤 ⑥ 直流電源設備 ⑦ 所内変圧器	12kV 遮断器、1,250A、50Hz、20kA（1秒） 自立型、補機制御盤を含む 自立型、AVR 盤、同期装置を含む 自立型 発電機 全閉密封型鉛蓄電池、110V 屋外自冷型、630kVA 11/0.415kV

4) 既設発電建屋の改修計画

ルンガ発電所の発電建屋は、SIEA によって、1992 年に 2 スパン約 364m²が増設されている。前回協力で供与された 9 号機は増設された発電建屋に設置されている。本計画では、発電建屋をさらに増設することとなる。また、高圧盤室についても、既設建屋の増設工事を実施する。このため、屋根材、壁材及び鉄骨材等の建設資材は既設の材料と同じ仕様とすることで既設建屋との調和を図ると共に建設費低減のため、間柱、胴縁、建具類等の一部を流用する。表 3.2-6 に仕上げ概要を示す。

表 3.2-6 発電建屋仕上げの概要

使用箇所	仕上材
屋根材	アルミニウム製亜鉛メッキ波型鋼板
壁材	アルミニウム製亜鉛メッキ波型鋼板
鉄骨材	豪州規格 AS-1204-250 (JIS G3101-SS41 相当品)
間仕切壁	補強コンクリートブロックの上ペンキ塗り
建具類	アルミニウム製
シャッター	鉄製・手動式、コーティング付

5) 実習訓練 (OJT) 計画

本計画対象の発電設備は、単機出力が 4.2 MW と比較的大型であることから、運転開始後の円滑な運営を図るために、工事期間及び供用開始後において必要となる OJT 計画を提案する。

① 据付工事中の OJT 計画

a) OJT の目的

本計画で調達・据付される資機材の運転・維持管理技術を、据付工事期間中に「ソ」国側カウンターパートに移転する。

本計画で導入する発電設備の仕様、グレードは、既設設備の運転・維持管理に携わっている SIEA の既存技術レベルを考慮して選定されている。また、SIEA は、日本製のディーゼルエンジン発電設備の運転維持管理技術について、前回協力の発電設備の運転・維持管理の経験から既に保有している。しかしながら、最近の技術開発によって、本計画で調達される発電設備のシステムが、既設発電設備には使用されていないことも予想されるので、据付工事期間中には製造会社から派遣される技術者によって、「ソ」国側技術者に対して運転・維持管理技術の実習訓練（OJT）を実施する。

また、保守作業に必要な不可欠な各種計器の操作方法についても、近年の技術開発に見合った訓練を実施し、供与機材の効果的な運用を確保する。

② 計画内容

a) OJT 実施期間と実施場所

- ・座学 : 約1週間（現場）
- ・現場実習 : 約2ヶ月（現場）

b) インストラクター

我が国の当該工事請負業者が納入する電力設備の製造会社から派遣される機材据付の確認、各種単体・連携試験及び試運転・調整技術者をインストラクターとする。

c) 研修員

OJT を受講する「ソ」国側研修員は、当該発電設備運転開始後に、直接運転・維持管理業務に携わる SIEA 運転員及び保守要員とし、下記要員が OJT を受講する。従って、本計画の「ソ」国側実施機関である SIEA は、発電設備の据付工事が開始されるまでに、具体的に研修員を任命するものとする。

- 総括技術者	: 1名
- 運転要員	: 電気技術者 : 1名 機械技術者 : 1名 電気技能者 : 2名 機械技能者 : 2名
	小計 : 6名
- 保守要員	: 電気技術者 : 1名 機械技術者 : 1名 電気技能者 : 2名 機械技能者 : 3名
	小計 : 7名
	合計 : 14名

d) 研修内容

- 座学

運転保守マニュアルを使用して、当該発電設備を中心とした下記基礎教育を行う。

- ・当該発電設備の特性、構造等
- ・運転・保守管理の基礎（スケジュール・コントロール、予防保全の基礎的考え方、設備機能、事故・故障対策の基礎、予備品及び工具の管理、図面、書類の管理）

- 現場研修

我が国側の請負業者が機材の据付、試運転期間中に、下記項目・内容の研修を現場にて行う。

- ・ シリンダーヘッドの開放、整備方法
- ・ 燃料弁の分解、整備方法
- ・ 吸排気弁のグラインダー仕上げ方法
- ・ ピストンの分解、整備方法
- ・ クランクピン軸受開放、点検方法
- ・ 電動ポンプの整備方法
- ・ 吸気フィルター、濾過器類の保守方法
- ・ 起動及び停止方法
- ・ 故障時の緊急停止方法
- ・ 監視、目視点検方法
- ・ 清浄機の保守方法
- ・ 配管設備の保守方法
- ・ ケーブルの保守方法
- ・ 電気設備の保守方法

(2) ホニアラ送配電網整備

1) 基本事項

変電所建設に必要な設備・機材の選定に当たっては、変電所完工後の設備の運転操作及び維持管理の容易性と安全性に留意すると共に、それら設備・機材の据付期間の短縮を図るため、屋外用高圧盤を採用する。変電設備は、基本的には SIEA の維持管理要員による現場監視・制御方式とし、適切な監視に必要な屋外照明設備を設ける。

33/11kV 配電用変圧器及び高圧盤は、本計画地域の気象条件を配慮した設計とし、特に塩害に対する対策として、耐塩塗料及び亜鉛めっき付着量を多くする等を考慮する。また住民への安全を考慮し、変電所の周囲にはフェンスを設置する。

33kV 送電線は、下記事項を考慮し、地中ケーブル方式を採用する。

- ・ サイクロンによる強風や樹木の倒壊による事故を未然に防ぐ。
- ・ 成長の早い樹木の接触、あるいは大型こうもりによる送電線地絡事故発生を未然に防ぐ。
- ・ 市街地には既設 11kV 配電線があり、33kV 架空送電線の設置スペースが限られている。
- ・ 新設 33kV 送電線ルートは海岸沿いであり、地中化し塩害を防止することにより、送電線の安定運転並びに維持管理費の低減を図る。
- ・ 既設の市街地 33kV 送電線は地中埋設ケーブルであり、設計仕様の統一化を図る。

ホニアラ発電所内に設置する 33kV ホニアラ開閉設備は、ホニアラ発電所からホワイトリバー変電所への 33kV 送電線の安全な送電と保護を主な目的として計画する。なお、同開閉設備は、AusAID の支援により実施されるホニアラ発電所内の 33kV 配電用変電所整備の工事完了後に設置され、同変電所にも活用される計画とする。（基本設計図 D-G20 (65 ページ) 参照）

2) 計画内容

本計画のホニアラ送配電網整備に関する計画内容は、以下のとおりである。

① 33kVラナディ変電所の建設

- 主要項目：
- ・33kV, 11kV屋外型配電盤及び屋外型低圧盤 1式
 - ・配電用変圧器 (33/11kV、5MVA) 1台
 - ・所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) 1台
 - ・その他必要な付帯設備及び基礎 1式

② ルンガ発電所から33kVホニアライースト変電所までの33kV送電線の延線

- (a) 33kV地下ケーブル(約4.2km)の敷設
(b) ルンガ発電所用33kV屋内型高圧盤(1式)の設置 (既設と列盤)
(c) 33kVホニアライースト変電所の建設

- 主要項目：
- ・33kV, 11kV屋外型配電盤及び屋外型動力盤 1式
 - ・配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA) 1台
 - ・所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) 1台
 - ・その他必要な付帯設備及び基礎 1式

③ 33kVホニアラ開閉設備の設置 (ホニアラ発電所内)

- 主要項目：
- ・33kV屋外型高圧盤 1式
 - ・その他必要な付帯設備及び基礎 1式

④ 33kVホニアラ開閉設備から33kVホワイトリバー変電所までの33kV送電線の延線

- (a) 33kV地下ケーブル(約4.2km)の敷設
(b) 33kVホワイトリバー変電所の建設

- 主要項目：
- ・33kV, 11kV屋外型配電盤及び屋外型動力盤 1式
 - ・配電用変圧器 (33/11kV、3.5MVA) 1台
 - ・所内用変圧器 (11kV/415-240V、300kVA) 1台
 - ・その他必要な付帯設備及び基礎 1式

⑤ 送配電網の保守用道工具と予備品の調達

3) 主要機材の概略仕様

3-1) 変電設備

①33/11kV 配電用変圧器の概要

(a) 容量

本計画対象地域の変電所に設置される33/11kV配電用変圧器の容量は、本計画の送配電設備容量の計画年次(2016年)における最大電力を基とし、負荷の力率(0.85)を勘案した上、変圧器標準容量のうちから最適な容量を選定する。また、昼間の負荷が夜間の約二倍となる負荷変動を考慮し、負荷時電圧調整機能付の変圧器を採用する。変圧器容量はSIEAが使用している標準容量から選定する。以上より、本計画対象地域の変電所に設置される配電用変圧器の仕様は、以下のとおりとする。

表 3.2-7 配電用変圧器仕様

変電所名	送配電設備容量の計画年次 (2016 年) における需要		33/11kV 配電用 変圧器 (kVA)
	最大需要電力 (kW)	必要容量 (kVA) (最大需要電力÷力率 0.85)	
33kV ラナディ変電所	3,700	4,300	5,000
33kV ホニアライースト変電所	2,300	2,800	3,500
33kV ホワイトリバー変電所	2,800	3,300	3,500

(b) 機能

電圧降下対策の目的で配電用変圧器の 33kV 側に負荷時自動タップ切替装置 (電圧調整範囲+5%～-15% : 1.25%× +4, -12 タップ) を設置する。

②33kV 受電設備の概要

33kV 送電線用地中ケーブルを 33kV 高压盤に引き込む。11kV 配電盤は経済性を考慮して屋外型とし、同配電盤内に配電用遮断器 (真空遮断器、36kV、630A、25kA、1 秒)、計測器、保護リレー等を備える。33kV 送電線用フィーダー回路には将来の SCADA 用に電圧、電流、周波数等のマルチ変換器を設置する。なお、ラナディ変電所は 33kV ループ送電系統に接続されるため、遮断器投入時に同期を取る必要があることから、同期検定器を設置する。

③11kV 配電設備の概要

11kV 配電設備は、将来の需要を考慮し、33/11kV 配電用変圧器からの引込及び配電用フィーダー (ラナディ変電所 : 5 フィーダー、ホニアライースト変電所 : 4 フィーダー、ホワイトリバー変電所 : 4 フィーダー) で構成する。

同配電盤内に、遮断器 (真空遮断器、12kV、630A、20kA、1 秒)、計測器、保護リレー、変電所制御用低圧動力設備、直流電源設備 (停電時間 60 分容量) を備える。

既存 11kV 配電線は大部分が架空線で、毎月数回の地絡事故による停電が発生している。このため、各 11kV 配電用フィーダーには再閉路方式を採用し、軽微な地絡事故時にも配電側遮断器を自動的に再投入し、電力供給の信頼性を向上させる。

④所内設備の概要

本計画で建設される変電所は、SCADA により遠方監視・制御され無人となるため、省エネルギー性及び運用の容易性を考慮して、屋外照明はフォトセル付きの自動点灯型とする。なお、変電所内の変電機器間を接続する高压ケーブルの仕様は、以下のとおりとする。

表 3.2-8 変電所内接続用ケーブルの仕様

区 間	ケーブルの仕様	備 考
33kV 高压盤— 既設 33kV 送電線間	33 kV、3 芯アルミニウム導体、XLPE 絶縁、PVC シース、 50 mm ² (3 芯) アーマー付 (ラナディ変電所は既存ケーブルを延長する必要があるため、70mm ² とする)	・線路容量 10MVA、短絡電流 10KA を満たすものとする。 ・調達数量は、1 フィーダー 当たり 200 m とする。
33kV 高压盤— 降圧変圧器 (33kV 側) 間	同 上	—
11kV 配電盤— 既設 11kV 配電線間	11 kV、3 芯アルミニウム導体、XLPE 絶縁、PVC シース、 70 mm ² (単芯) アーマー付	・線路容量 5MVA を満たすものとする。 ・調達数量は、1 フィーダー 当たり 200 m とする。
11kV 配電盤— 降圧変圧器 (11kV 側) 間	同 上	—

(注) XLPE : 架橋ポリエチレン、PVC : ポリ塩化ビニール

⑤各変電所の建設計画

本計画で建設される各変電所の建設計画の内容は、以下に示すとおりである。

- (a) 33kV ラナディ変電所の内容 : 表 3.2-9
- (b) 33kV ホニアライースト変電所の内容 : 表 3.2-10
- (c) 33kV ホニアラ開閉設備の内容 : 表 3.2-11
- (d) 33kV ホワイトリバー変電所の内容 : 表 3.2-12

表 3.2-9 33kV ラナディ変電所の内容

番号	項目/機材	仕様	数量
1.	構内付帯設備建設		
(1)	屋外照明	ナトリウム灯 250W、高さ 6m、個別フォトセルスイッチ付	1 式
(2)	フェンス及びゲート		1 式
(3)	ケーブルピット及び雨水排水等	油水分離槽及び防火壁を含む	1 式
(4)	降圧変圧器・高圧盤等基礎		1 式
2.	降圧変圧器調達・据付		1 台
(1)	型式	屋外型、油入自冷式、負荷時タップ切替装置付、12kV10kA 避雷器はケーブルボックス内に設置 3 相一括サージカウンター付	
(2)	定格容量/電圧	5 MVA、33/11kV、3 相	
(3)	適用基準	IEC/JEC	
3.	33kV 高圧盤調達・据付		3 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器 36kV、630A、25kA 1 秒、引出型、同期チェックリレー付、接地装置付	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
4.	11kV 高圧盤調達・据付		
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器、引出型	1 面
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	4 面
(3)	内訳	1) 受電用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 2) 配電用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 自動再開路付 3) 所内変圧器用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 接地装置付	1 面
5.	低圧動力盤調達・据付		1 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
(3)	蓄電池	全密閉型鉛蓄電池 110V (停電時間: 1 時間) DC 分電盤付	
6.	11kV 断路器調達		4 式
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、垂直 1 点切り、地上操作ロッド付	
(2)	定格電圧/電流	12kV/600A (20kA)	
(3)	適用基準	JIS/JEC/JEM	
7.	11kV 避雷器調達		12 個 (1 個/相)
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、ギャップレス型、3 相一括サージカウンター付	
(2)	定格電圧	12kV	
(3)	放電電流	10kA	
(4)	適用基準	IEC	
8.	33kV 電力ケーブル調達・据付		1 式
(1)	型式	(系統接続用及び所内用) 33 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	70 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
9.	11kV 電力ケーブル調達(配電線接続用)		1 式
(1)	型式	(系統接続用及び所内用) 11 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	70 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
10.	低圧電力・制御ケーブル等調達・据付		1 式
(1)	電力ケーブル	(所内用) 600V XLPE 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(2)	制御ケーブル	600V PVC 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(3)	配線工事雑材料	接地工事材料を含む	

表 3.2-10 33kV ホニアライースト変電所の内容

番号	項目/機材	仕様	数量
1.	構内付帯設備建設		
(1)	屋外照明	ナトリウム灯 250W、高さ 6m、個別フォトセルスイッチ付	1 式
(2)	フェンス及びゲート		1 式
(3)	ケーブルピット及び雨水排水等	油水分離槽及び防火壁を含む	1 式
(4)	降圧変圧器・高圧盤等基礎		1 式
2.	降圧変圧器調達・据付		1 台
(1)	型式	屋外型、油入自冷式、負荷時タップ切替装置付、36kV10kA 及び 12kV10kA 避雷器はケーブルボックス内に設置 3 相一括サージカウンター付	
(2)	定格容量/電圧	5 MVA、33/11kV、3 相	
(3)	適用基準	IEC/JEC	
3.	33kV 高圧盤調達・据付		3 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器 36kV、630A、25kA 1 秒、引出型、接地装置付	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
4.	11kV 高圧盤調達・据付		
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器、引出型	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	1 面
(3)	内訳	1) 受電用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 2) 配電用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 自動再開路付 3) 所内変圧器用 (12kV, 630A, 20kA, 1 秒) 接地装置付	3 面 1 面
5.	低圧動力盤調達・据付		1 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
(3)	蓄電池	全密閉型鉛蓄電池 110V (停電時間: 1 時間) DC 分電盤付	
6.	11kV 断路器調達		3 台
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、垂直 1 点切り、地上操作ロッド付	
(2)	定格電圧/電流	12kV/600A (20kA)	
(3)	適用基準	JIS/JEC/JEM	
7.	11kV 避雷器調達		9 台 (1 台/相)
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、ギャップレス型、3 相一括サージカウンター付	
(2)	定格電圧	12kV	
(3)	放電電流	10kA	
(4)	適用基準	IEC	
8.	33kV 電力ケーブル調達・据付		1 式
(1)	型式	(所内用) 33 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	50 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
9.	11kV 電力ケーブル調達(配電線接続用)		1 式
(1)	型式	(系統接続用及び所内用) 11 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	70 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
10.	低圧電力・制御ケーブル等調達・据付		1 式
(1)	電力ケーブル	(所内用) 600V XLPE 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(2)	制御ケーブル	600V PVC 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(3)	配線工事雑材料	接地工事材料を含む	

表 3.2-11 33kV ホニアラ開閉設備の内容

番号	項目/機材	仕様	数量
1. (1)	構内付帯設備建設 高压盤等基礎		1 式
2. (1) (2)	33kV 高压盤調達・据付 型式 適用基準	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器 36kV, 630A, 25kA 1 秒、引出型、同期チェックリレー付、接地装置付 IEC/JIS/JEM	6 面
3. (1) (2) (3) (4)	33kV 断路器調達 型式 定格電圧 定格電流 適用基準	屋外型、垂直一点切り、地上操作ロッド付き 36kV 630A IEC	3 台
4. (1) (2) (3) (4)	33kV 避雷器調達 型式 定格電圧 放電電流 適用基準	屋外型、ギャップレス型、3 相一括サージカウンター付 36kV 10kA IEC	3 個 (1 個/相)
5. (1) (2) (3)	低圧動力盤調達・据付 型式 適用基準 蓄電池	屋外閉鎖型、空気絶縁式 IEC/JIS/JEM 全密閉型鉛蓄電池 110V (停電時間: 1 時間) DC 分電盤付	1 面
6. (1) (2) (3) (4)	33kV 電力ケーブル調達・据付 型式 適用基準 サイズ 付属品	(系統接続用及び所内用) 33 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付 IEC 50 mm ² (3 芯) 端末処理材等	1 式
7. (1) (2) (3)	低圧電力・制御ケーブル等調達・据付 電力ケーブル 制御ケーブル 配線工事雑材料	(所内用) 600V XLPE 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル 600V PVC 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル 接地工事材料を含む	1 式

表 3.2-12 33kV ホワイトリバー変電所の内容

番号	項目/機材	仕様	数量
1.	構内付帯設備建設		
(1)	屋外照明	ナトリウム灯 250W、高さ 6m、個別フォトセルスイッチ付	1 式
(2)	フェンス及びゲート		1 式
(3)	ケーブルピット及び雨水排水等	油水分離槽及び防火壁を含む	1 式
(4)	降圧変圧器・高圧盤等基礎		1 式
2.	降圧変圧器調達・据付		1 台
(1)	型式	屋外型、油入自冷式、負荷時タップ切替装置付、36kV10kA 及び 12kV10kA 避雷器はケーブルボックス内に設置	
(2)	定格容量/電圧	3 相一括サージカウンター付	
(3)	適用基準	5 MVA、33/11kV、3 相 IEC/JEC	
3.	33kV 高圧盤調達・据付		3 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器 36kV、630A、25kA 1 秒、引出型、接地装置付	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
4.	11kV 高圧盤調達・据付		
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式、真空遮断器、引出型	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
(3)	内訳	1) 受電用 (12kV、630A、20kA、1 秒) 2) 配電用 (12kV、630A、20kA、1 秒) 自動再開路付 3) 所内変圧器用 (12kV、630A、20kA、1 秒) 接地装置付	1 面 3 面 1 面
5.	低圧動力盤調達・据付		1 面
(1)	型式	屋外閉鎖型、空気絶縁式	
(2)	適用基準	IEC/JIS/JEM	
(3)	蓄電池	全密閉型鉛蓄電池 110V (停電時間: 1 時間) DC 分電盤付	
6.	11kV 線路開閉器調達		3 台
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、垂直 1 点切り、地上操作ロッド付	
(2)	定格電圧/電流	12kV/600A (20kA)	
(3)	適用基準	JIS/JEC/JEM	
7.	11kV 避雷器調達		9 個 (1 個/相)
(1)	型式	(系統接続用) 屋外型、ギャップレス型、3 相一括サージカウンター付	
(2)	定格電圧	12kV	
(3)	放電電流	10kA	
(4)	適用基準	IEC	
8.	33kV 電力ケーブル調達・据付		1 式
(1)	型式	(所内用) 33 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	50 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
9.	11kV 電力ケーブル調達(配電線接続用)		1 式
(1)	型式	(系統接続用及び所内用) 11 kV 3 芯アルミニウム導体ケーブル、XLPE 絶縁、PVC シース、アーマー付	
(2)	適用基準	IEC	
(3)	サイズ	70 mm ² (3 芯)	
(4)	付属品	端末処理材等	
10.	低圧電力・制御ケーブル等調達・据付		1 式
(1)	電力ケーブル	(所内用) 600V XLPE 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(2)	制御ケーブル	600V PVC 絶縁、PVC シース、銅導体ケーブル	
(3)	配線工事雑材料	接地工事材料を含む	

3-2) 33kV 送電線

① ルートの選定

送配電線のルートは、SIEA から入手した送配電線、電話線、及び上下水道ルート図及び地図を検討し、SIEA 技術者と実際に現地を踏査し、橋梁部におけるケーブル敷設用埋め込み配管の位置及びルート上の障害物等を確認し、送配電線の地域毎のルートを決定した。基本ルートは 3-2-3 基本設計図の D-G01 (59 ページ)、D-G02 (60 ページ) に示すとおりである。

② 送電線路用ケーブルの種類

本計画の送配電線路に使用するケーブルの仕様は、SIEA 標準の 33kV アルミニウムケーブルを採用する。ケーブル仕様は、下記とする。

表 3.2-13 33kV 送電線用ケーブルの仕様

項目	ケーブルの仕様	備考
33kV 送電線ケーブル	33 kV、アルミニウム導体、XLPE 絶縁、PVC シース、50mm ² (3 芯) アーマー付	線路容量 5MVA、短絡容量 4,000A、1 秒を満たすものとする。 ただし、ラナディ変電所は既設の基幹配電線と接続するため、ケーブルサイズは既設と同様に 70mm ² とする。

(注) XLPE : 架橋ポリエチレン、PVC : ポリ塩化ビニール

送電線路用ケーブルの調達数量は、図面上計測される平面距離（設計数量）に対し、余裕率 1.05（工事補給数量率：5%）を乗じて算出する。なお、据付工事計画数量は設計数量に余裕率 1.03 を乗じて算出する。従って本計画で建設又は調達する 33kV 送電線ケーブルの数量は表 3.2-14 に示すとおりである。

表 3.2-14 33kV 送電線用ケーブルの調達数量

項目		(単位：m)		
		ルンガ発電所～ 33kV ホニアライースト 変電所間	ホニアラ発電所～ 33kV ホワイトリバー 変電所間	合計
33kV 送電線	①設計数量	4,200	4,200	8,400
	②調達計画数量 (①×1.05)	4,410	4,410	8,820
	③据付工事計画数量 (①×1.03)	4,330	4,330	8,660

③ 敷設方法

本計画で調達される 33kV 送電ケーブルは地中に直接埋設されるが、道路横断面は保守性を考慮しコンジット内敷設とする。埋設深さは原則として土被りを 1.0m とし、敷設したケーブルの上部（地下約 30cm）にはケーブル埋設表示シートを敷設する。埋設ルートは、SIEA 基準にしたがって、既存道路中心から 15m 以内の車道脇（道路占有地）とする。

計画ルートには、2 箇所の河川横断面（ホニアラ川、ホワイト川）があるが、両河川とも安全性を考慮

して電線管を既設橋桁に添架させ、当該ケーブルを敷設する。

なお、計画ルートには、第二次世界大戦中の埋設物や遺留品が残っている可能性があるため、工事開始前に、「ソ」国側によって、埋設物探知を行い、危険な残留物は専門処理機関によって処理することとする。

④ 維持管理

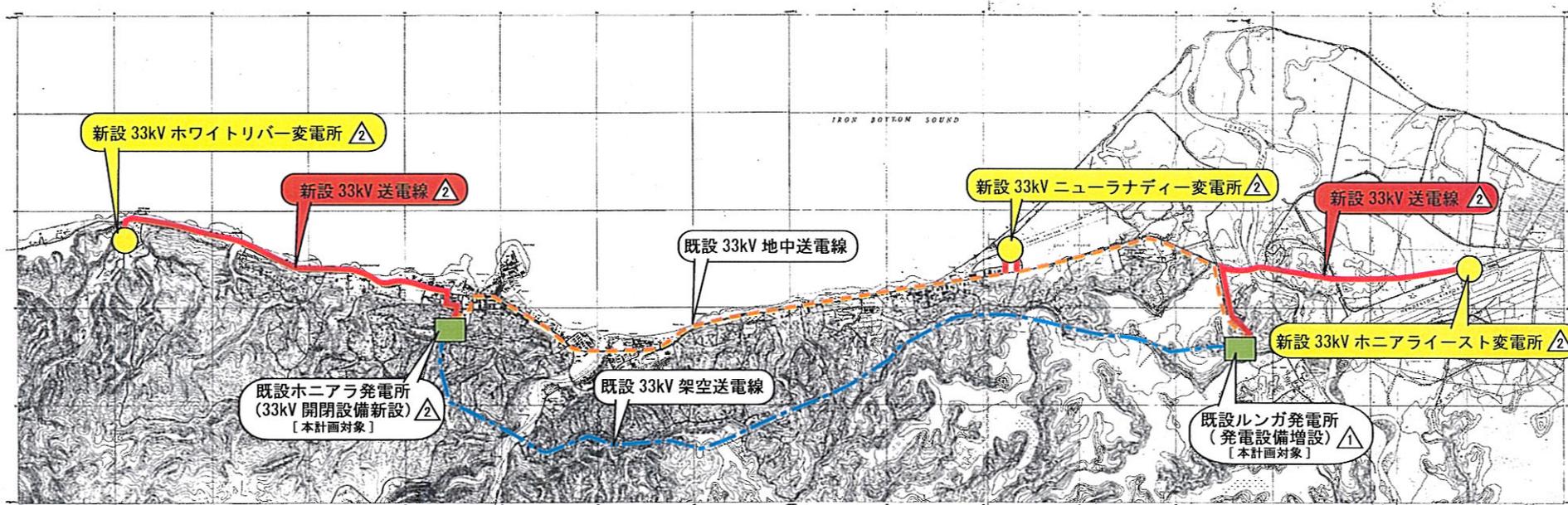
地中埋設線の事故時の事故点探査を容易にし、早期復旧を図るため、ケーブル事故点探査装置を供与する。

3-2-3 基本設計図

分類	図面番号	図面名称
全体計画：	D-01	ホニアラ電力系統図
ルンガ発電所増設：	G-201	ルンガ発電所：全体配置図
	G-202	ルンガ発電所：発電設備配置図
	A-003	ルンガ発電所：増設建屋立面図
	E-201	ルンガ発電所：全体単線結線図
	M-201	ルンガ発電所：全体システム図
ホニアラ送配電網整備：	D-G01	33kV ケーブル・ルート図：ルンガ発電所～ホニアライースト変電所
	D-G02	33kV ケーブル・ルート図：ホニアラ発電所～ホワイトリバー変電所
	D-G10	ラナディ変電所：配置図
	D-G11	ホニアライースト変電所：配置図
	D-G12	ホワイトリバー変電所：配置図
	D-G13	ホニアラ発電所：33kV 開閉設備配置図
	D-G20	ホニアラ発電所：開閉設備改修系統図
	D-02	全体単線結線図：ホニアラ発電所及びホワイトリバー変電所
	D-03	全体単線結線図：ラナディ発電所及びホニアライースト変電所

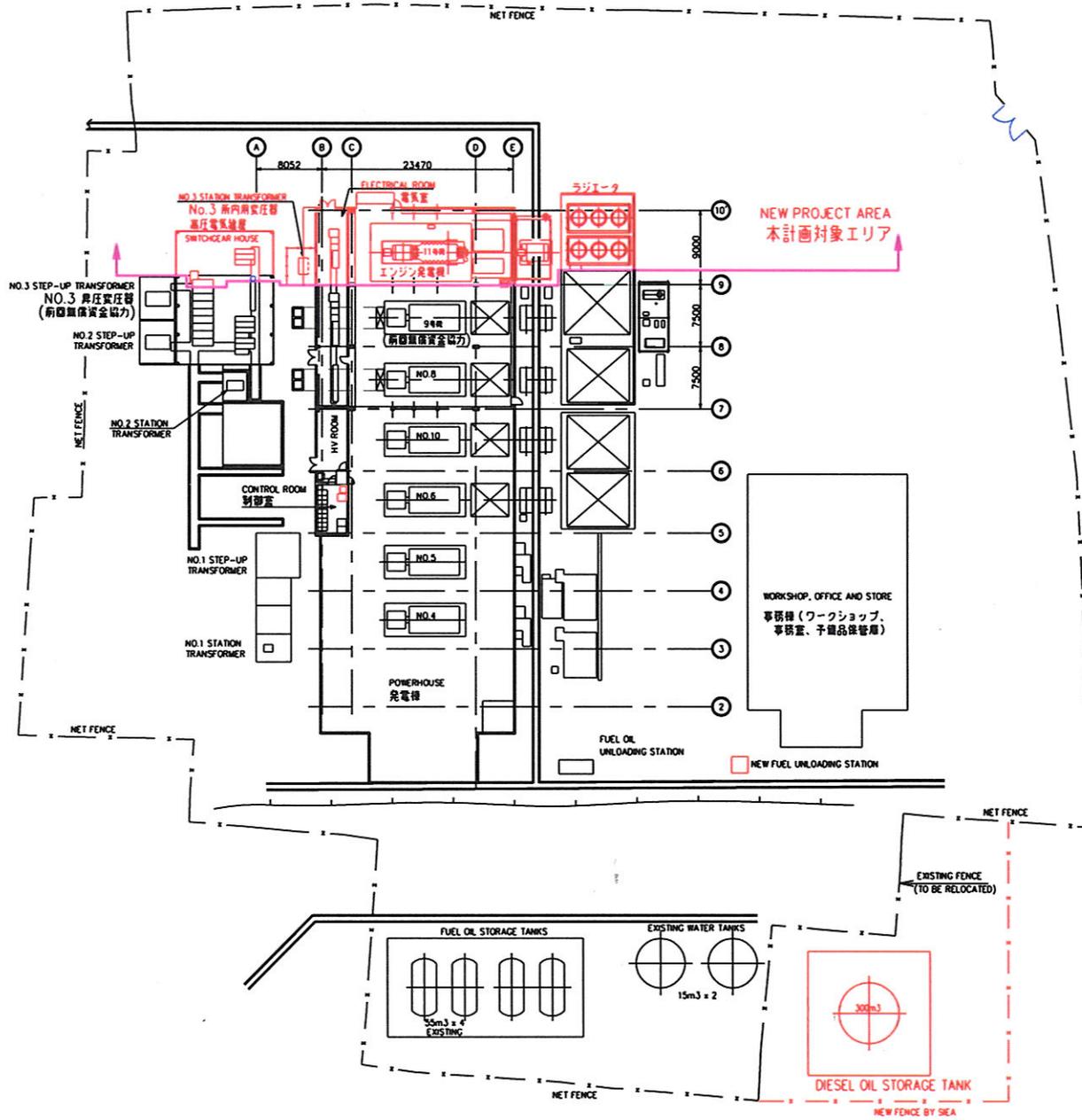


凡例	
—	新設 33kV 送電線 (本計画対象)
- - -	既設 33kV 架空送電線
- - -	既設 33kV 地中送電線
●	新設 変電所 (本計画対象)
■	既設 発電所 ()内は本計画対象設備
備考	
△	ルンガ発電所 増設計画
△	ホニアラ送配電網整備計画



Scale 300 0 500 1000 1500m

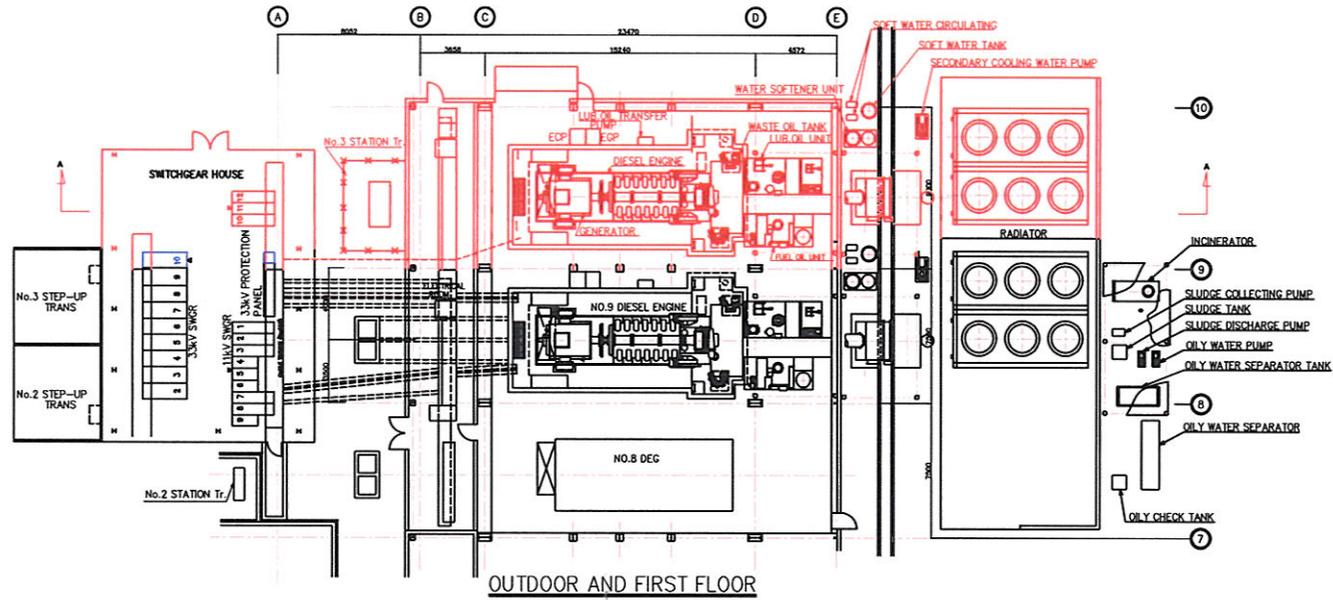
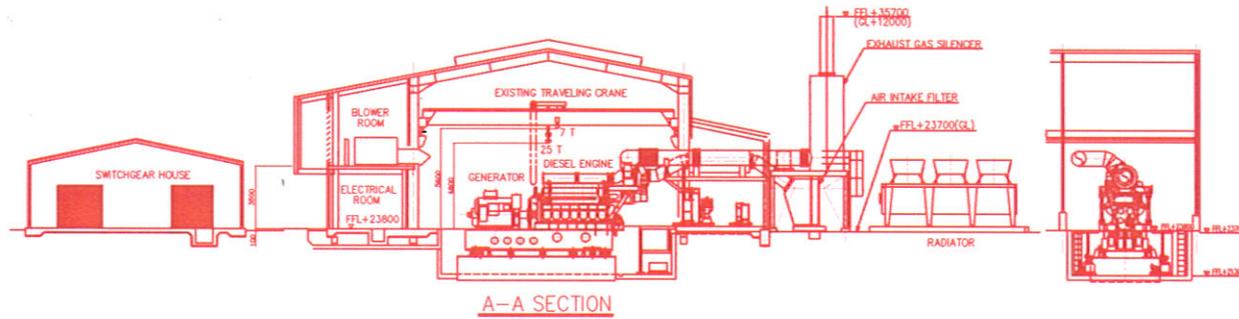
D-01 ホニアラ電力系統図



- 備考
1. 本計画対象発電設備
THIS PROJECT(GENERATING FACILITY)
 2. 本計画対象配電設備
THIS PROJECT(TRANSMISSION FACILITY)

SCALE 0 1 2 3 5 10 15 20(m)

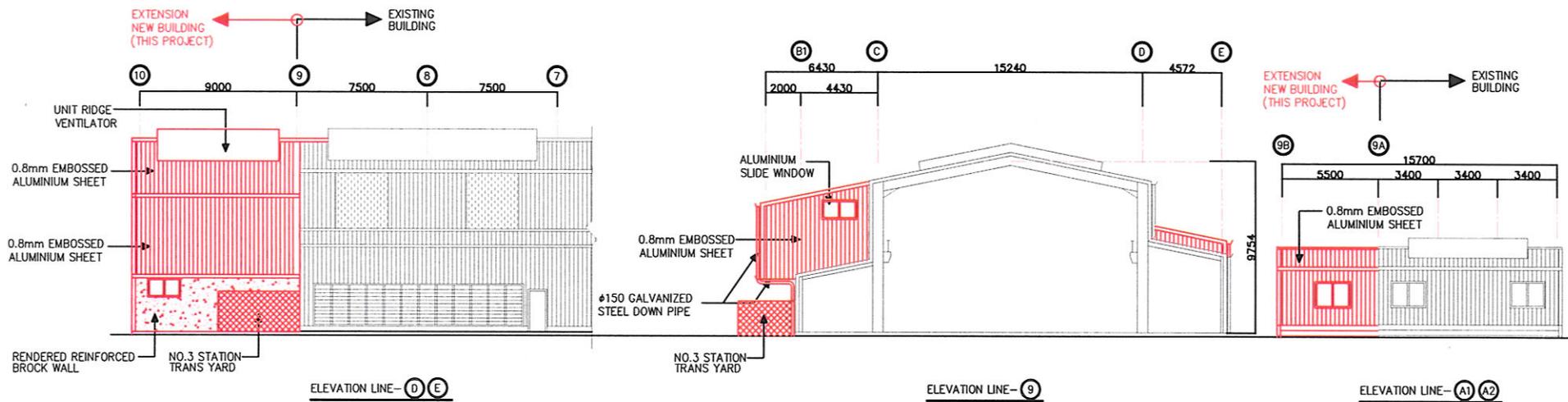
G-201 ルンガ発電所:全体配置図
GENERAL ARRANGEMENT OF LUNGGA POWER STATION



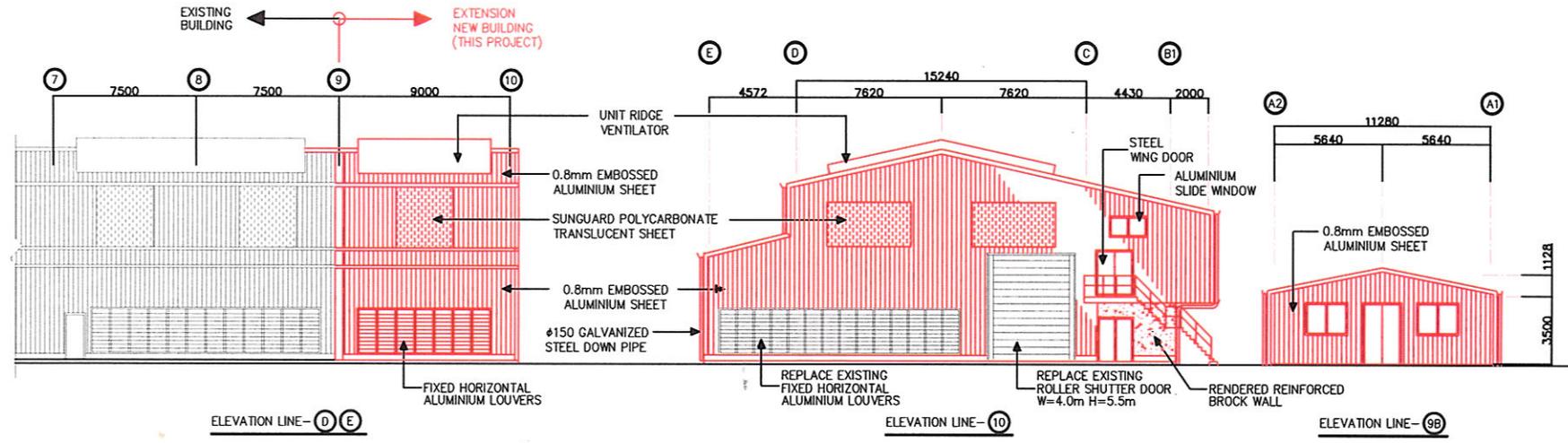
□ : EXTENSION OF LUNGA POWER STATION
□ : UPGRADING OF HONIARA POWER NETWORK



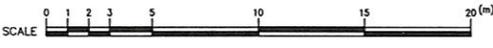
G-202 ルンガ発電所: 発電設備配置図
ARRANGEMENT OF NEW DEG UNIT



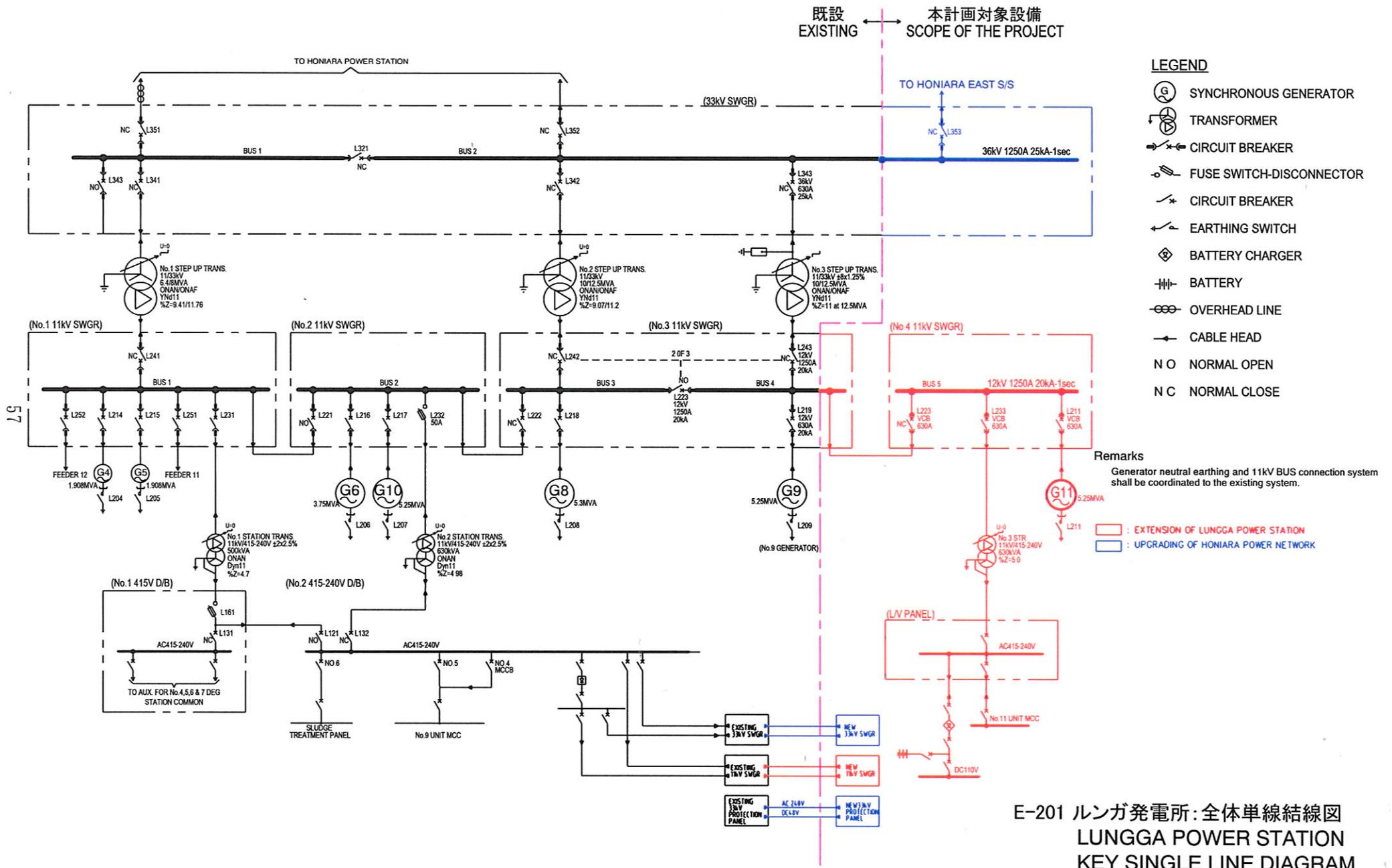
56



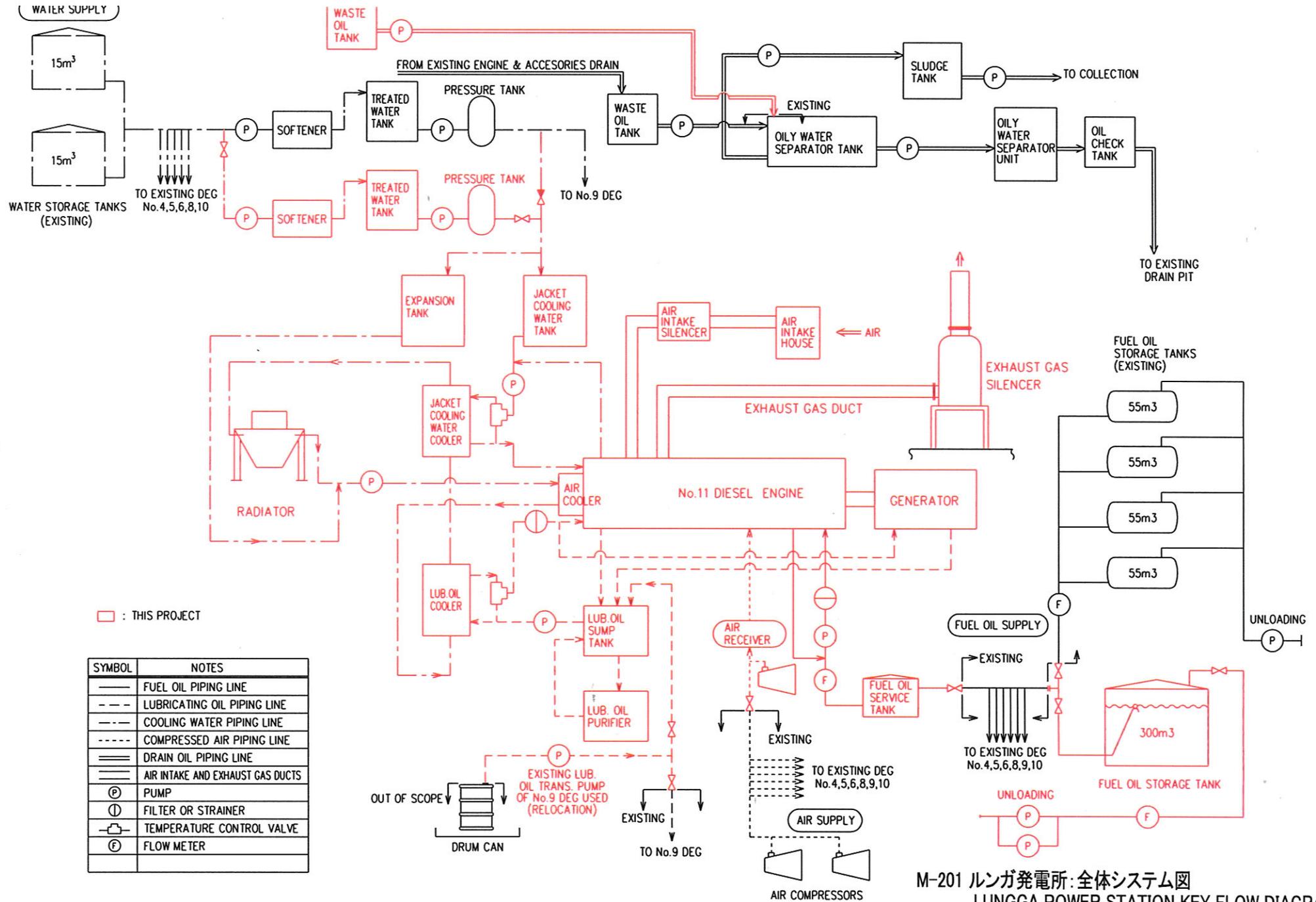
□ : EXTENSION OF LUNGA POWER STATION



A-003 ルンガ発電所:増設建屋立面図
LUNGA P/S EXTENSION OF POWERHOUSE・ELEVATION



E-201 ルンガ発電所:全体単線結線図
LUNGGA POWER STATION
KEY SINGLE LINE DIAGRAM



M-201 ルンガ発電所: 全体システム図
LUNGGA POWER STATION KEY FLOW DIAGRAM