

第 7 章

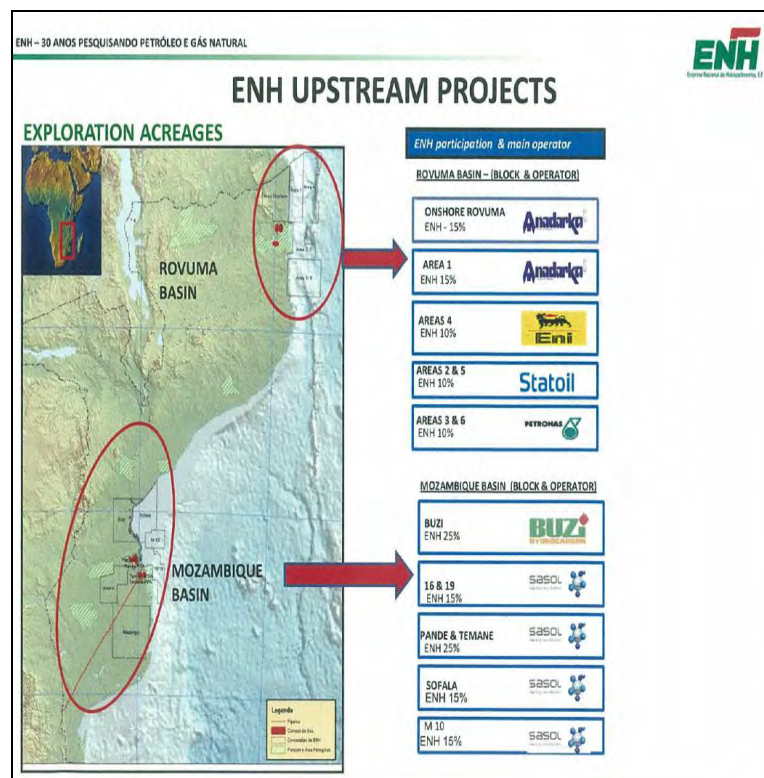
天然ガス供給計画

第7章 天然ガス供給計画

7.1 天然ガス概況

「モ」国のガス田は現在北部ガボ・デルガード州の Rovuma Basin と、南部インヤンバネ州の Mozambique Basin の2箇所がある。その位置を図 7.1-1に示す。

Mozambique Basin では 1961 年に Pande 地区でガスが発見され、1962 年に Buzi 地区、1967 年に Temane 地区で引き続きガスが発見された。その後「モ」国内でガス需要が無かったことや「モ」国の政情不安定などのために 1970 年代から開発が低迷していたが、2003 年に Inhassoro 地区でガスが発見され、1990 年代から石油法（Petroleum Law 3/81）の制定、モザンビーク炭化水素公社（ENH）の設立により開発が促進されてきた。1990 年代半ばからは国際的な石油開発会社との PSA、EPC 契約（1997 年 Arco、1998 年 BP、2000 以降 Sasol、Petronas、Hydro、DNO）が結ばれ、Sasol による南アまでのガスパイプラインの建設を含め、開発が進められてきた。Rovuma Basin では 2005 年から開発認可の入札が行われ、世界的な開発会社 Anadarko（米）、ENI（伊）、Petronas（マレーシア）、Artumas（加）と開発および認可の契約が結ばれ開発が進められている。Mozambique Basin の Pande/Temane 地区では Sasol Petroleum Temane と ENH との PPA の下に開発と生産が行われており、2004 年に Temane 地区で最初の商用生産が開始され、2009 年には Pande 地区での生産が開始された。



(Source : ENH)

図 7.1-1 「モ」国のガス田

Rovuma Basin と、Mozambique Basin の開発・生産地区および開発・生産者を表 7.1-1に示す。

表 7.1-1 Rovuma Basin と Mozambique Basin の開発・生産地区

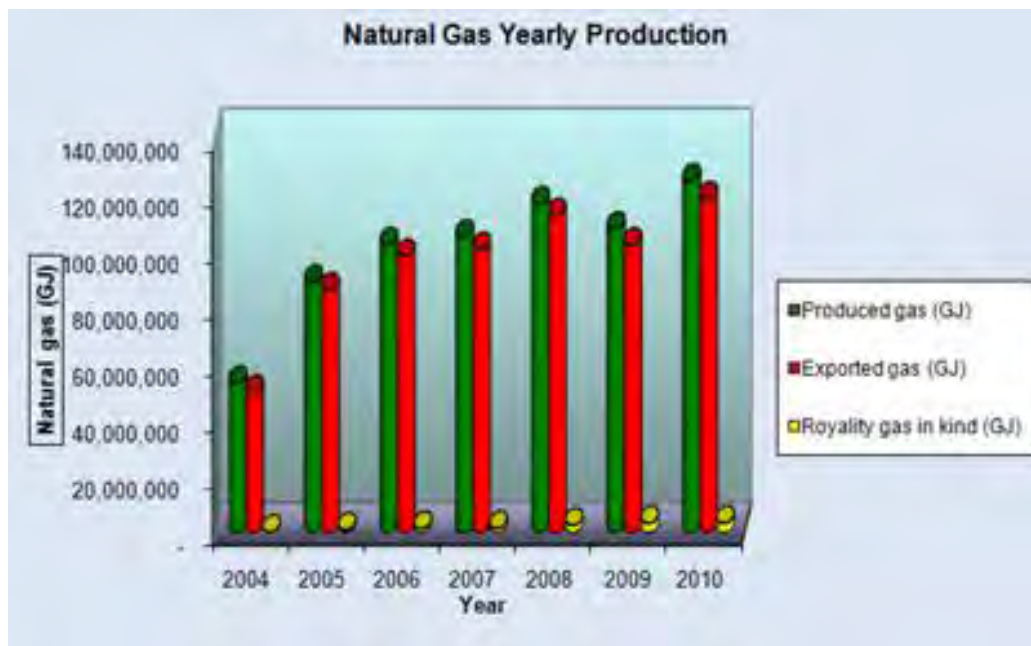
Rovuma Basin	
Block	Partners
Onshore Rovuma	Anadarko (35.7%), Wentworth (15.3%), Maurel & Prom (24%), ENH (15%), Cove Energy (10%)
Area 1	Anadarko (36.5%), Mitsui (20%) ENH(15%), Bharat Petroleum Corporation (10%), Videocon Energy Resources (10%), Cove Energy (8.5%)
Area 4	Eni (70%), ENH (10%), Galp (10%), Kogas (10%)
Area 2 & 5	Statoil (90%), ENH (10%)
Area 3 & 6	Petronas (90%), ENH (10%)
Mozambique Basin	
Block	Partners
Pande - Temane	Sasol (70%) ENH (25%), IFC (5%)
16 & 19	Sasol (50%), Petronas (35%), ENH (15%)
Sofala	Sasol (85%), ENH (15%)
M10	Sasol (42.5%), Petronas (42.5%), ENH (15%)
Buzi	Buzi Hydrocarbons (75%), ENH (25%)
Area A	Sasol (90%), ENH (10%)

(Source : ENH)

「モ」国の天然ガス埋蔵量は Mozambique Basin で 4.8～8.8TCF、Rovuma Basin で 52.5～110 TCF とのデータがある。可採埋蔵量は各種データがあるが、5.504～約 10 TCF で、7%が発見済みである。Mozambique Basin の各地区の可採埋蔵量は Pande 地区 2.321～2.7 TCF、Tamane 地区 0.618～1.0 TCF、Buzi 地区 14 BCF である。

「モ」国の現在の生産量は Mozambique Basin の Pande/Temane 地区からのもので、約 130 MGJ/年である。生産したガスは 865 km のパイプラインを通して 95%以上が南アに送られ Sasol 社の工場で消費されている。「モ」国内では約 3 MGJ/年が消費されている。（ガス田近くの Vilankulo/Inhassoro 地域で 0.3 MGJ/年（80%が EDM 発電用）、Matola 付近で 3 MGJ/年（Mozal 他）

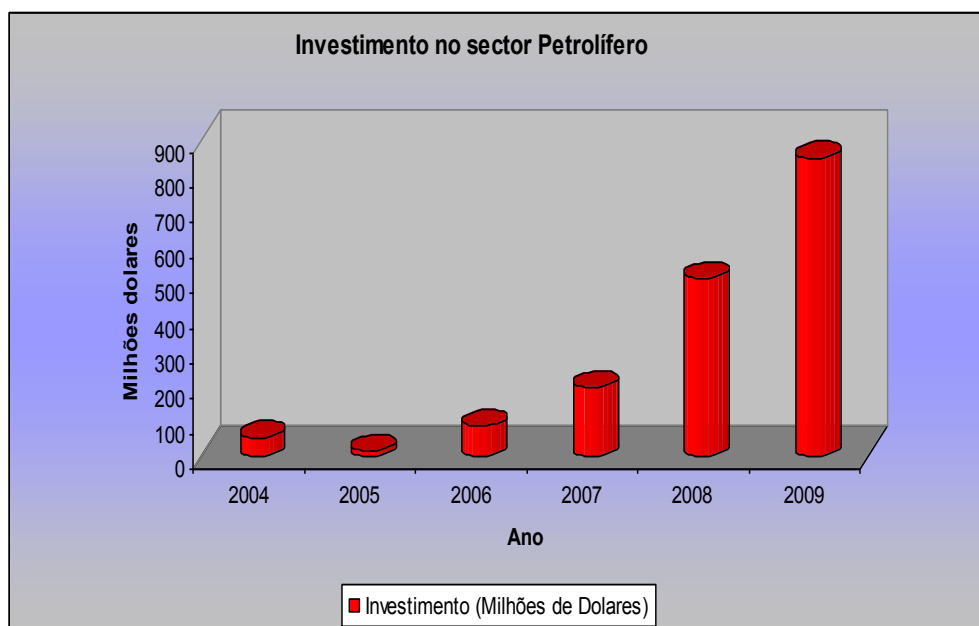
図 7.1-2に「モ」国のガス生産量の推移を、図 7.1-3に石油天然ガスセクターへの投資の推移を示す。



(Source : INP)

図 7.1-2 モザンビークのガス生産量の推移

PETROLEUM ACTIVITIES INVESTMENTS ON EXPLORATION AND DEVELOPMENT



(Source : MMR)

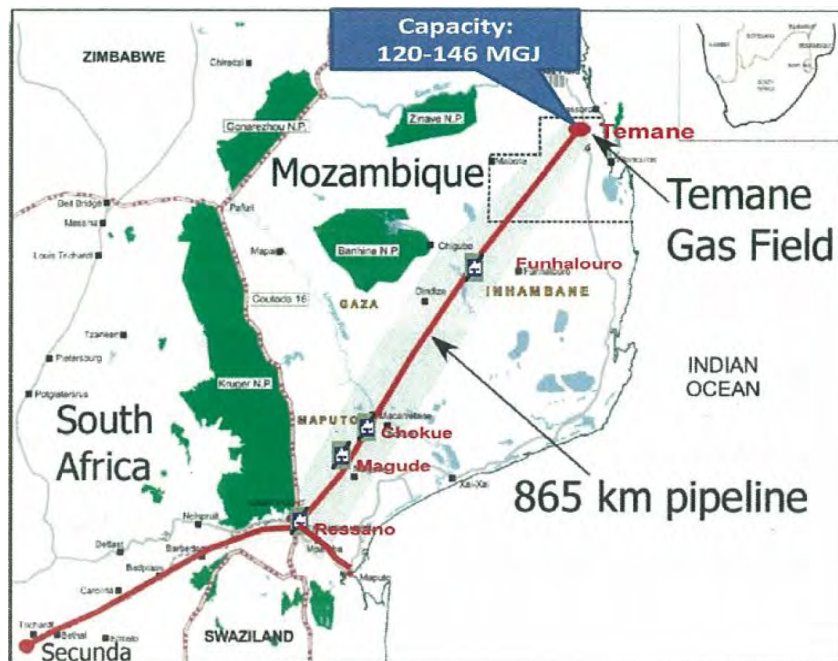
図 7.1-3 石油天然ガスセクターへの投資の推移

7.2 南部ガス供給

7.2.1 ガス生産量及びパイプラインルート

2004年に、「モ」国の Pande 及び Temane ガス田から南アフリカの Secunda に至るガスパイプライン（ROMPCO パイプライン；「モ」国政府（ENH）ならびに南ア政府（iGas）がパイプラインの権益を 50%、南アの Sasol 社 が 50%を保有）が完成し供用を開始した(図 7.2-1 を参照)。パイプラインは総延長 865 km、口径 660 mm で、現在の通ガス容量は約 150MGJ/年であるがコンプレッサステーションを増設することにより 240 MGJ/年にすることが可能である。2011 年度（2010 年 7 月から 2011 年 6 月）の Pande 及び Temane ガス田からの生産量は約 130 MGJ/年であったが、2012 年 1 月の MMR の発表では、本年度の生産量は 149 MGJ/年に達するとの見通しを述べている。

Pande 及び Temane ガス田から Secunda までのパイプラインには「モ」国内に 5 箇所のテイクオフポイント(take-off point 又は tap-off point)が設けられているが、2011 年時点で稼働しているのは Maputo 州の Ressano Garcia テイクオフポイントだけであり、Chokwa テイクオフポイントの詳細利用計画が進められている段階である。2006 年には、南アとの国境近くの Ressano Garcia にあるテイクオフポイントから Matola 市に至るパイプラインが完成し、現在供用されている。このパイプラインは、ENH と民間資本による合弁会社として設立された Matola Gas Company (MGC 社) により運営されている。現在の Matola 市のガス需要は Mozal アルミ精錬工場、Cimentos de Moçambique（セメント工場）などで、3 MGJ/年 程度であるが、今後 Maputo 市近郊の工業団地での油からガスへの切り替え需要など（Vidreira 社（ガラス工業）、CDM 社（飲料メーカー））の堅調な伸び、家庭用のガス需要、発電用需要などの増加が予想されている。



(Source : ENH)

図 7.2-1 TEMANE - SECUNDA ガスパイプラインのルート

7.2.2 ガス供給量

Pande-Temane ガス田の生産設備の拡張工事は 2012 年に完成しており、これにより年間のガス生産量は 120MGJ/年から 183MGJ/年に増産された。

増産したガス 63MGJ/年は、モザンビークの電力市場に 27MGJ/年、南アの Sasol 社に 27MGJ/年、並びにモザンビーク政府にロイヤリティーとして 9MGJ/年がそれぞれ直接供給される。ROMPCO パイプラインのスペック上の最大通ガス容量は 240MGJ/年であり、上記の拡張工事の完成しているので現在のガス供給量（183MGJ/年）に対して 57MGJ/年の容量マージンがあることになる。

Gas Sales Agreement one (GSA 1)

1) 120 MGJ/年（南ア向け）

Gas Sales Agreement two (GSA 2)

2) 27 MGJ/年（南ア向け）

3) 27 MGJ/年（国内発電用(IPP) 及び民生・工業用・天然ガス自動車用）

「モ」国政府に支払われる royalty

4) 約 9 MGJ/年（ $=120 \times 5\% + (27+27) \times 6\%$ ）

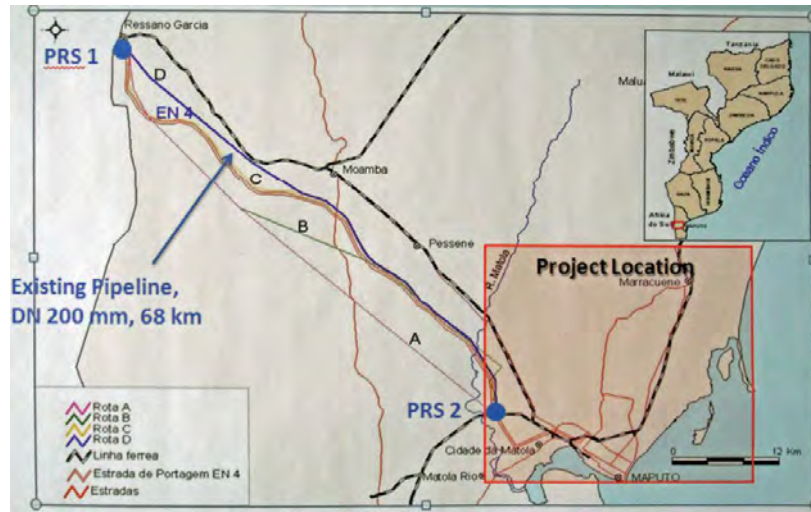
合計：183 MGJ/年

「モ」国政府は、2014 年以降は約 9 MGJ/年を royalty としてもらい受ける権利を有するが、現在の現物受取量（国内のガス消費量）は 3～4MGJ/年である（残りは現金で受領）。「モ」国政府は、2009 年に発表した National Strategy for the Development of the Natural Gas Market in Mozambique（Resolution no. 64/2009）の中で、「モ」国の経済発展に寄与し、且つ純粋な商業ベースでは採算性の確保が難しい事業に優先的に royalty gas を割り当てることを表明している。

上記 3) の国内発電用ガスの内訳は、EDM 向け発電用（CTM）及び民生・工業用；6MGJ/年、IPP 向け発電用；11 MGJ/年（Ressano Garcia by GigaWatt）及び 10 MGJ/年（Ressano Garcia by Sasol New Energy and EDM）、とされている。現在、ENH と EDM の間で上記の 6MGJ/年の供給契約の交渉が行われている。

7.2.3 南部のガス供給ルート

Ressano Garcia の減圧ステーション（Pressure Reducing Station: PRS-1）で分岐・減圧（100bar→40bar）されたガスは、Matola 市にある減圧ステーション（Pressure Reducing Station: PRS-2）まで輸送され、そこで 10bar まで減圧された後、Matola 市内の需要家に供給されている。図 7.2-2に既存のパイプラインのルートを示す。



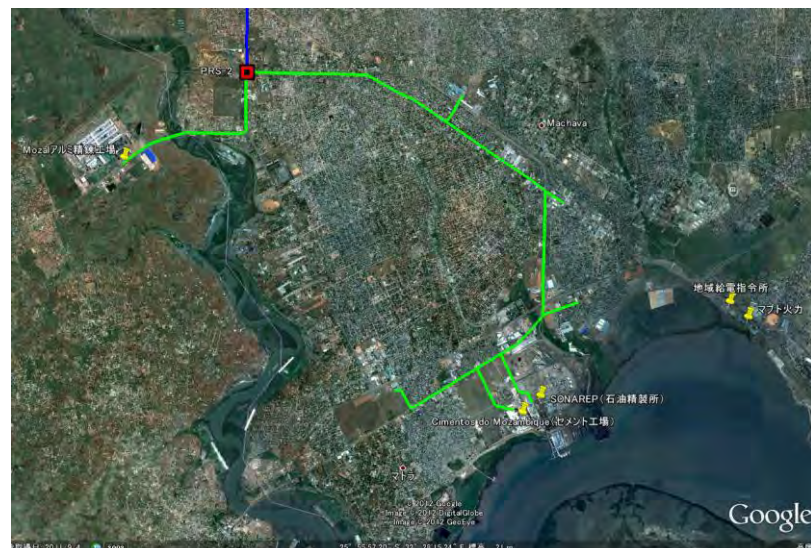
(Source : ENH)

図 7.2-2 MGC のガスパイプラインのルート

Ressano Garcia から PRS-2 までのパイプラインの基本スペックは以下に示すとおりである。

- 1) 管径：8"(200mm)
- 2) 延長：約 68km
- 3) 通ガス能力：40,000m³/h at 25 degree C, 1 atm（現在は 12,000m³/h で運用）
- 4) 許容ガス圧：70 bar（現在は 40bar で運用）

現状 Matola 市の PRS-2 からは需要家向けに 22 km の配管網で 10 bar のガスを供給しており、その大部分（92%）は Mozal アルミ精錬工場、Cimentos de Moçambique（セメント工場）で消費されている。図 7.2-3 に既存の Motola 市内のガス配管網を示す。



(Source : ENH 資料を基に JICA 調査団作成)

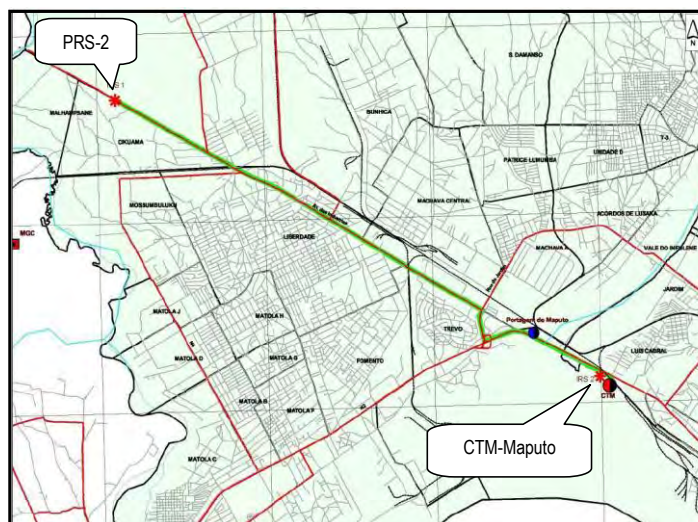
図 7.2-3 既存の Motola 市内のガス配管網（緑色のライン）

マトラ地区の天然ガスパイプライン建設事業は、モザンビーク炭化水素公社(ENH)と韓国 KOGAS 社との共同事業として実施することが決定済みであり、現在準備工事を行なっている（図 7.2-4 を参照）。ガスパイプラインの本格工事は、2013 年の 3 月から開始され、2014 年 1 月には完工予定である。この事業には、CTM へのパイプライン敷設が含まれていることが EDM から確認されたため、新規発電所向けの燃料パイプラインの敷設を考慮する必要はない。新設のパイプラインの設置に伴うガスの需要増に対応するため、上流側の MGC のパイプラインのガス圧を 40bar から 25bar に下げる予定である。新設のパイプラインのルート(PRS-2 から CTM まで)を図 7.2-5 に、CTM 付近のガス配管ルート及び発電所内の減圧ステーションの概略図を図 7.2-6 に示す。



(Source: EDM)

図 7.2-4 ガスパイプライン準備工事用倉庫の建設状況



(Source : ENH)

図 7.2-5 PRS-2 から CTM までのパイプラインのルート（緑色のライン）



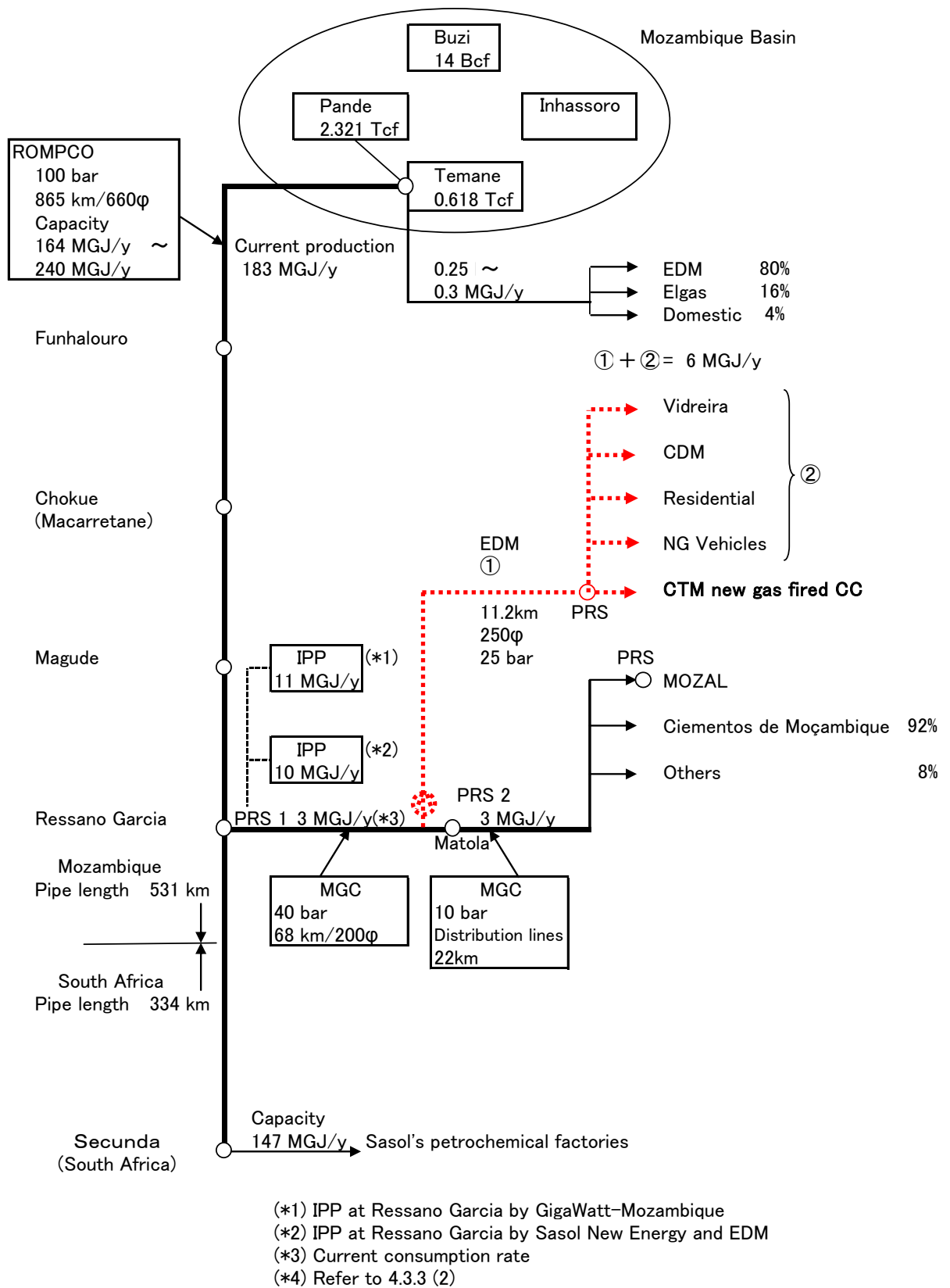
(Source : ENH)

図 7.2-6 CTM 付近のパイプラインルート（緑色のライン）及び発電所内の減圧ステーション位置図

7.2.4 南部ガス火力発電所用ガス供給量

前述の新設のパイプラインのガスは、EDM 向け発電用ならびにマプト市内の一般需要家向けに供給される予定である。EDM は、本プロジェクトの天然ガス供給量として、CTM 内のガスタービン（&コンバインド化）向けとして予定しているガス供給量 2.8MGJ/年 に、当初ベルルアーネ向けとして計画されていたガス供給量 3.2MGJ/年 を加えた 6.0MGJ/年 を見込んでいたが、MGC とのガス供給契約では、EDM 向けガス供給量は、2015 年の 7 月 1 日から 2016 年の 7 月 1 日までは 4.5 MGJ/年であり、2016 年 7 月 1 日からは 5.8 MGJ/年に増量される予定である。

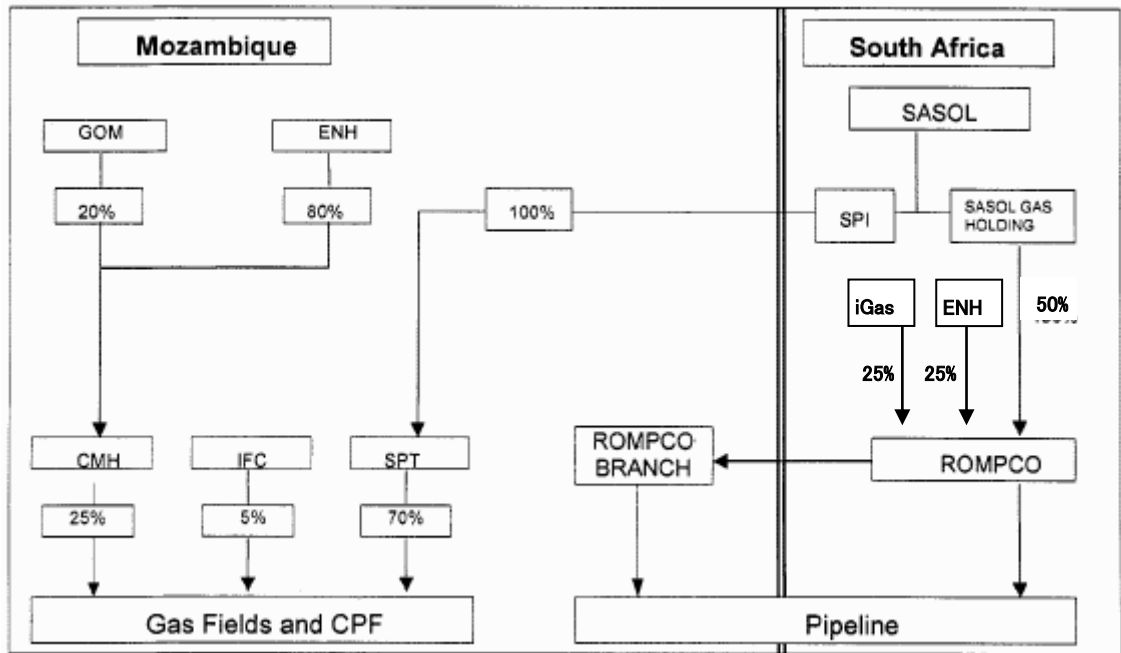
南部でのガス供給の全体の流れを以下の図 7.2-7 に示す。図中で赤の点線の部分が、ENH/KOGAS が供給するガスパイプライン、破線は将来の配管系統、及び（ ）内は将来のガス量を示す。



(Source : ENH から聴取した情報を基に調査団作成)

図 7.2-7 南部でのガス供給の全体

「モ」国の南部および南アでのガス生産・運用体制を図 7.2-8 に示す。



(Source : World Bank)

図7.2-8 「モ」国南部および南アでのガス生産・運用体制

7.3 ガス価格

EDM は、ガス供給契約 (Gas Supply Agreement)についてマプトガス会社 (MGC : Maputo Gas Company) とガス輸送契約については ENH と交渉中であり、両契約については 2013 年 3 月中に締結される予定である。ガス輸送契約についても契約締結される見込みである。MGC とのガス供給契約では、ガス価格は 5.6 USD/GJ (内で 0.4 USD/GJ はガス輸送費) となる見込みである。また、ガス価格は下記表に示すコストを元に算出されている。

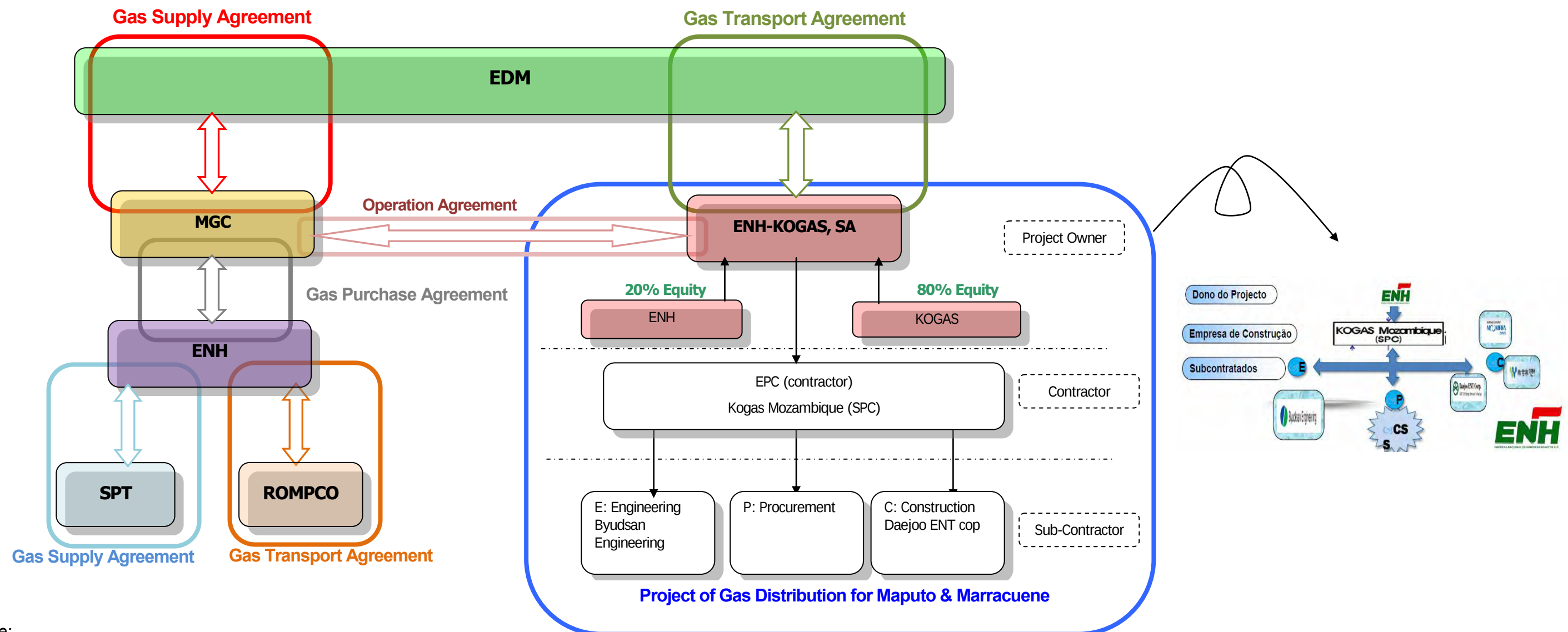
表7.3-1 ガス価格構造

Preço Base do Gás Natural em Maputo, 2012/ Base price for natural gast in Maputo, 2012	
	USD/GJ
Preço à Boca do Poço/ Price straight from the pit	1,60
Tarifa de Processamento CPF/Processing tariff CPF	0,89
Tarifa de transporte ROMPCO/Transportation Tariff ROMPCO	1,25
Sub total, (em Ressano Garcia)/Sub total (at Ressano Garcia)	3,74
Tarifa Transporte MGC/Transportation tariff MGC	0,90
Tarifa de Transporte Novo Gasoduto ENH/Transportation tariff new gas pipeline	0,96
Preço Base (em Maputo) /base price (at Maputo)	5,60

(Source : EDM)

7.4 ガス供給及び輸送契約に関する関係図

ガス供給及び輸送契約に関する関係を図7.4-1 に示す。



Note:

ENH-KOGAS, SA (new company 30% ENH + 70% KOGAS from Korea): that will transport 5.8 MGJ/year the gas from Matola to Maputo & Marracuene via CTM and will tap at the existing MGC pipeline in Matola

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH) – Public company and arm of the Government in Petroleum sector which have allocation of 6 MGJ/y for EDM Power Generation at CTM and for Maputo and Marracuene town

Korea Gas Corporation (KOGAS) – One of the world's larger LNG importer and executing with ENH a new project for construction of gas pipeline and operating facility to supply gas to Maputo and Marracuene on BOT method

Kogas Mozambique: New Mozambican company and KOGAS have majority equity and acting a EPC company for the construction of new ENH-KOGAS, SA pipeline from Matola to Maputo and Marracuene

Matola Gas Company, SA (MGC): . Private company and has the pipeline from Ressano Garcia to Matola and provides around 3 MGJ/y to industrial area at Beluluane and Matola area and that will supply 5.8 MGJ/y to EDM.

Sasol Petroleum Temane Limitada (SPT): Responsible for production activities from the Pande and Temane field reservoirs.

Rompco: Has the pipeline property from Temane to Secunda in South Africa and provides five take-off points in Mozambique and only Ressano Garcia Take-off point working at the moment

(Source : EDM)

図 7.4-1 ガス供給及び輸送契約に関する関係図

7.5 ガス供給設備の供給範囲並びに取り合い点

前述したように PRS-2 から CTM 構内の減圧ステーション (PRS) までのガス配管工事並びに PRS は ENH/KOGAS の供給範囲である。ENH/KOGAS と EDM の取り合い点は、CTM に設置される PRS 出口となる。

現在、CTM 構内の PRS でのガス着圧が 25bar との情報があるが、GT ノズル前のガス圧力は I 社製の場合は 40bar, H 社製の場合は 26bar であるので、CTM の GT 用のガスは PRS で減圧する必要がなく、PRS の後流にガスコンプレッサーを設置し、増圧する必要がある。

或いは、PRS2 前からガスを tap し、CTM 内に設置される PRS 前でのガス着圧が 50bar 以上であれば、PRS で GT に必要なガス圧に減圧することで、PRS の後にガスコンプレッサーを設置する必要がない。

第 8 章

プロジェクト実施計画

第8章 プロジェクト実施計画

8.1 ODA 事業としてのプロジェクト実施スケジュール

本案件はモザンビーク政府からの要請にもとづく円借款による事業となるが、モザンビーク側が、南部地域における電源確保の緊急性から事業の早期実施を期待している状況を考慮し、本章では、事業事前評価から借款契約に至るまでの準備段階を含めた、事業全体の実施スケジュール案を図 8.1-1に示すと共に、プロジェクトの各フェーズについて以下に述べる事とする。

8.1.1 事業準備段階

(1) 環境影響評価

第 11 章で述べられているとおり、本案件ではモザンビーク側の環境影響評価プロセスは EDM によって実施される事となっており、モザンビーク側で本案件は公式にカテゴリー A に分類された。これまでのモザンビークにおける他案件の実績から、カテゴリー A の環境影響評価プロセスには、専門コンサルタントの選定も含め、通常 1 年以上の期間が費やされており、事業全体スケジュール上のクリティカルタスクの一つとなっており、環境影響評価プロセスの早期完了が、発電所建設事業の早期開始につながる。

(2) コンサルタント選定業務

コンサルタント選定業務は L/A 締結後、事業実施機関である EDM によって行われる。入札図書の作成・入札・評価・契約交渉・コンサルタント契約というプロセスを考慮し、L/A 締結後 8 か月の期間を確保した。

8.1.2 建設業者選定

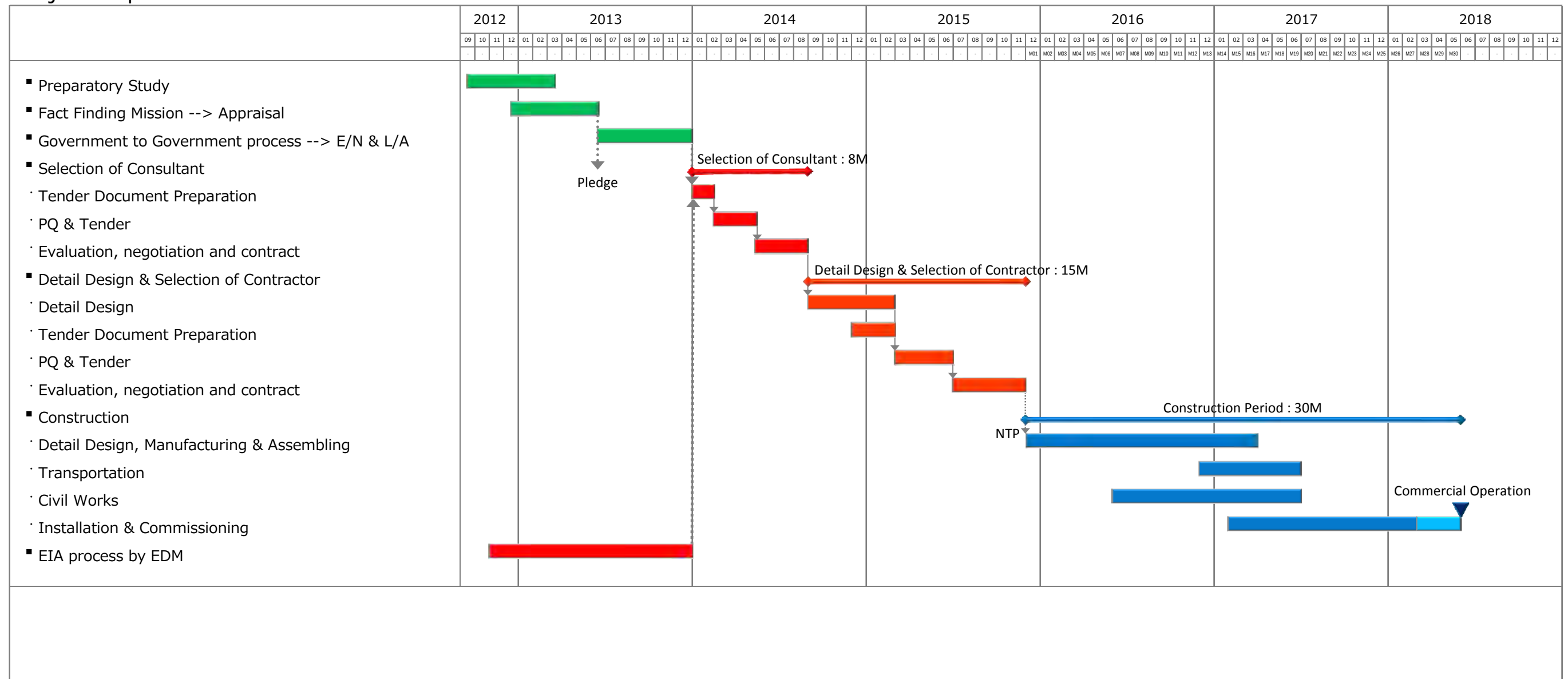
8.3.4項で述べているとり、本発電所の建設契約には EPC 事業契約を採用する。EDM は上記 (2)で選定されたコンサルタントを用いて建設業者の選定作業を行う。選定は国際競争入札によるが、EPC 事業契約による入札図書に必要な詳細設計→入札図書作成→事前審査→入札→評価→契約交渉→契約締結というプロセスを考慮し、15 か月の期間を確保した。

8.1.3 建設期間

図 8.1-1に示すとおり、EPC 業者選定後、以下の各プロセスを経て、着工後 30 か月にてコンパインドサイクルによる運転開始が可能となる。

- EPC 業者によるプラント詳細設計・機器製作
- 機器の輸送
- 土建工事（機器基礎・建屋・外構工事）
- 機器据付・試運転

Project Implementation Schedule



(Source: JICA 調査団)

図 8.1-1 プロジェクト実施スケジュール

8.2 施工・調達・輸送計画

8.2.1 建設サイト現況

CTM サイトおよびその周辺の現況を図 8.2-1に示す。



(Source: JICA 調査団)

図 8.2-1 CTM サイトおよび周辺の俯瞰図

(3) サイトプリパレーション

CTM サイトにおける発電所建設用地は EDM の既設発電所構内に用意されており、発電所建設にあたっては、土地造成・整地、住民移転および新たな用地取得などの必要はない。

(4) 工事用インフラ設備

図 8.2-1に示されているとおり、サイトは既設発電所構内に用意されているため、工事用の水、電気、サイトへのアクセス道路等、発電所建設工事に必要となるインフラ設備の整備において、現段階で特に障害は認められない。

(5) 建設用地

新規発電所の建設用地としては、6.4.3 項に述べられているとおり、現在使用されていない既設燃料タンクのあるエリアおよび既設ガスタービン 3 号機周辺の空地(図 8.2-1の黄枠部分)を利用した機器レイアウトが提案されている。

なお、建設工事に先立って既設燃料タンク(図 8.2-1の黄破線楕円部)の撤去が必要となる

が、この撤去工事は敷地準備に該当することから、円借款の適用外と仮定する。

(6) 仮設用地

建設中の仮設用地としては EDM が所有する以下の土地（図 8.2-1の赤枠部分）が利用可能である旨の確認が EDM より取れている。

- 構内道路を挟んで建設用地北側の空地
- 国道 2 号線から既設発電所に向かうアクセス道路両側の空地

これら空地の総面積はおおよそ 30,000m² に及び、レイダウンエリア、ストックヤード、その他建設中に必要な仮設施設の設置に十分な面積を有していると考えられる。

(7) ガスステーション

なお、既設発電所構内の一部（図 8.2-1の青枠部分）は、本案件による新規発電所の燃料となる天然ガスの導入に必要なガスステーション用地として使用されることが計画されている。

8.2.2 重量物の荷揚・内陸輸送

CTM サイトは、その南西面がマプト湾河口部に面しているが、サイト前面はマングローブの植生する遠浅の干潟となっており、前面河川からの直接荷揚は不可能である。よって重量物およびその他の輸入機器は、直近のマプト港で荷揚げし、公共道路上を輸送することになる。

なお、本案件における最大の重量物はガスタービンおよび主トランスフォーマーであり、その輸送重量は約 100 トンとなることが見込まれている。

上記の事柄を前提条件として、重量物の荷揚および内陸輸送に係る調査結果を以下に述べる。

(1) マプト港における荷揚

現在マプト港は、モザンビーク政府より 2033 年までのコンセッションを授与されている MPDC により管理・運営されている。その MPDC からのヒヤリング調査の結果、マプト港内全バースのうち、耐荷重性、および構内幹線道路に直接つながる利便性から、バース No.15 が前述した重量物の荷揚に最適であることが判明した。表 8.2-1は MPDC より入手したマプト港バース一覧表である。

表8.2-1 マプト港バース一覧表

Berth No.	Type of Construction	Bollard No. Ref		Length (m)	Design Depth (m)	Recent Survey Depth(m)+ Avg Offset to Design Depth (m)		Load Limits		Recommend ed Use
						Depth Along	Offset to Den	Super-Imposed	Line	
	MAPUTO									
1	Suspended deck on lattice structure on piles	25	32,33	163	4.2-7.2	7.9		3-5 kN/m2		Small ships
2	Suspended deck on lattice structure on piles	32,33	39	150	4.2-7.2	9		3-5 kN/m2		Small ships
3	Suspended deck on lattice structure on piles	39	50,51	225	4.2-7.2	9.7		3-5 kN/m2		Small RoRo, Cruise liner
4	Suspended deck on lattice structure on piles	50,51	61,62	225	5.4-8.0	10		3-5 kN/m2		Small ships, Small RoRo
5	Anchored sheet pile with failed block wall behind	61,62	76,77	227	12	11.7		50 kN/m2		Break bulk, Bulk RoRo
6	Suspended deck on lattice structure on piles	78	79	55	7.6-8.0	10		300 kN/m2		Break bulk, Bulk RoRo
6	Suspended deck on lattice structure on piles	79	82	43	6.9-8.0	10		20 kN/m2	35 kN/m	Small ships
7	Suspended deck on lattice structure on piles	82	92,93	106	6.9-8.0	11.1		20 kN/m2	35 kN/m	Small ships
7	Suspended deck on lattice structure on piles	92,93	?	94	5.8 - 11.7	11.1		20 kN/m2	35 kN/m	Bulk, Molasses, Tankers
8	Suspended deck on lattice structure on piles	?	?	46	11.6 - 11.8	11.1		20,10.5 kN/m2	35kN/m	Reefers
8	Suspended deck on lattice structure on piles	95	108,109	154	11.6 - 11.8	11.1		25,18.5 kN/m2	100kN/m	Reefers
9	No berth 9									
10	Suspended deck on lattice structure on piles	101,102	108,109	149	12	10.7		25,18.5 kN/m2	100kN/m	Bulk sugar, Break bulk, Bulk
10	Concrete wall block	108,109	120	251	12	10.7		40 kN/m2		Bulk sugar, Break bulk, Bulk
11	Concrete wall block	120	122	60	12	10		40 kN/m2		Bulk sugar, Break bulk, Bulk
11	Anchored sheet pile wall	122	129	140	12	10		70 kN/m2		Break bulk, Bulk
12	Anchored sheet pile wall	129	138	200	12	11		70 kN/m2		Containers, Break bulk
13	No berth 13									-
14	Anchored sheet pile wall	138	150	253	12	11		70 kN/m2		Containers, Unit Load
15	Concrete Caissons	150	159	185	12	10.7		280,90 kN/m2	170 kN/M	Bulk, Break bulk
16	Concrete Caissons	159	168	172	12	10		280,90 kN/m2	170 kN/M	Break bulk, bulk
				2898						

(Source: Maputo Port Development Company)

また、マプト港には 100 トンクラスの重量物の荷揚げ可能な揚重施設はないため、重量物の輸送には重量物運搬船（Heave-lift Ship）の利用が必要である。

(2) 内陸輸送

(a) 車輛重量・寸法制限

道路を通行する車輛の重量および寸法は、法令（Decree No.14/2008）によって規制されている。重量物の輸送に使われるトレーラーにおける規制内容は以下のとおりである。

- 車輛重量： 積載物を含む総車輛重量は以下の重量を超えない事とする。

3 車軸 - 25 トン
 4 車軸 - 34 トン
 5 車軸 - 42 トン
 6 車軸 - 48 トン
 7 車軸以上 - 56 トン

- 車輛寸法： 最大長 - 22m
 地上最大高 - 4.3m

前述のとおりガスタービンおよび主変圧器の重量は約 100 トンになることが見込まれており、輸送用トレーラーを含む重量および寸法は上記制限内には収まらない。この場合、輸送ルート上の道路および橋梁等の状況・強度の調査結果にもとづき、多軸式トレーラーの利用等による重量物の輸送を事前に提案・申請し、ANE（国家道路管理局）の承認を受ける必要がある。なお重量物搬送用の多軸式トレーラーは通常隣国南アフリカからの手配が必要である。

(b) 内陸輸送ルート

図 8.2-2に示すとおり、マプト港から CTM サイトまでの内陸輸送ルートは以下のとおりとなる。

- 【バース No.15】⇒【マプト港構内道路（図中黄破線）】
- ⇒【国道 1 号線（図中 EN1）】⇒【鉄道との立体交差（図中 Crossover-1）】
- ⇒【国道 2 号線（図中 EN2）】⇒【鉄道との立体交差（図中 Crossover-2）】
- ⇒【CTM サイト】



(Source: JICA 調査団)

図 8.2-2 マプト港から CTM サイトまでの内陸輸送ルート

このルート上の道路は主要幹線道路（国道）となっており、2 か所の立体交差に架かる橋梁（図 8.2-3、図 8.2-4）も含め、日常的に重量車輛が通行しており、本案件における重量物の輸送においては、重量物運搬用の多軸式トレーラーを用いることにより、強度上の問題はクリアできると判断される。



(Source: JICA 調査団)

図 8.2-3 マプト港側の鉄道との立体交差橋



(Source: JICA 調査団)

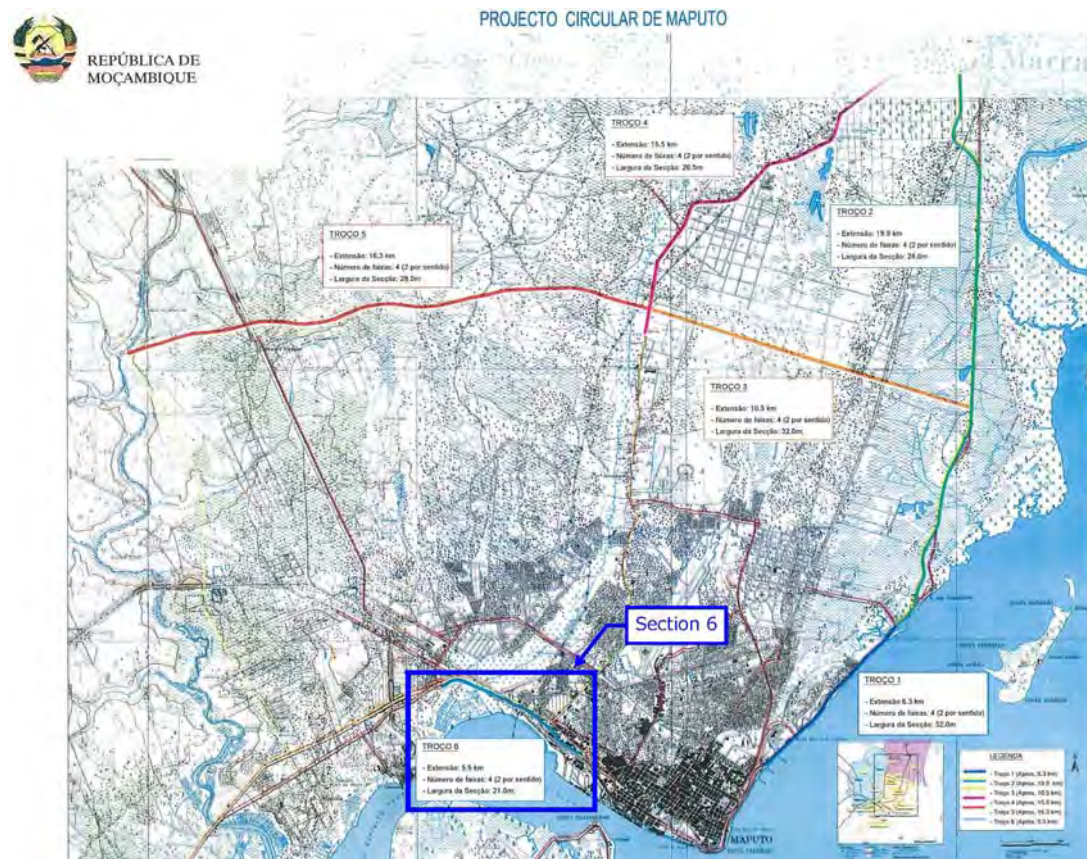
図 8.2-4 サイト側の鉄道との立体交差橋

なお、次項で述べられているとおり、マプトリングロードの建設が国道2号線と並行する形で計画されているため、リングロードの建設が、本発電所建設前に完了する場合は、再度輸送ルート of 調査が必要となる。

8.2.3 マプトリングロード計画

第1次現地調査の過程において、マプト市周辺にマプトリングロードと呼ばれる環状道路の建設が計画されており、そのルートがCTMサイトと干渉する可能性が高いという情報が得られた。これを受けリングロード建設プロジェクトを管轄するモ国政府側の組織である”Maputo Sul”にEDM担当官と共に赴き、ヒヤリング調査を行った。その結果を以下に述べる。

図 8.2-5は、Maputo Sul より入手したマプトリングロード全体計画図である。



(Source: Maputo Sul)

図 8.2-5 マプトリングロード計画図

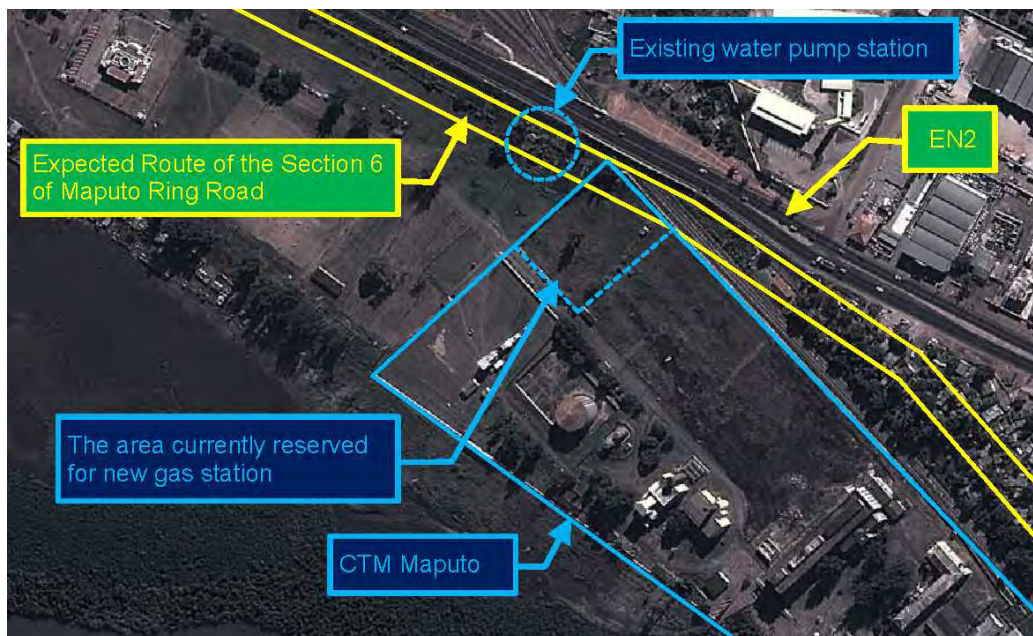
このうち第6工区は、図 8.2-6に示すとおり、国道2号線の既設ロータリー付近から国道2号線上の料金所付近との間に、国道2号線と並行する形で、片側2車線、計4車線の新たな幹線道路を建設する計画となっているが、この計画は未だ初期段階にあり、地権者との交渉およびルートの確定はこれから行われるとの事である。



(Source: JICA 調査団)

図 8.2-6 マプト第6工区想定ルート

詳細なルートは未確定ということであるが、衛星写真情報などから第6工区のルートを想定し、CTM サイトとの干渉について検証してみる。



(Source: JICA 調査団)

図 8.2-7 CTM サイトとリングロード第6工区の干渉範囲予想図

図 8.2-7は第6工区とCTMサイトの干渉が予想される部分の拡大図である。EDMが将来の天然ガス導入に備え新しいガスステーション建設予定地として確保しているサイト北端の土地、および発電所への市水供給のタイ・イン・ポイントになると考えられている既設ポンプステーション等と、リングロードの第6工区が干渉する可能性が高い。よって、今後のEDMとマプトリングロード事業者との間で行われるであろう協議の経緯・結果を十分に注視していく必要がある。

8.2.4 その他施工計画上の留意点

(1) 特殊工法の有無

本案件では蒸気の冷却方式にA.C.C (Aire Cooled Condenser) が採用された事により、前面河川を利用した取放水設備が不要となり、海洋土木工事等の特殊工事の必要性がなくなった。その他の機器据付および土木建築工事においても、特に留意すべき特殊な工法の必要性はない。

(2) 送電線との接続

新設する発電所からの変送電は、既設発電所構内にある既設変電所および送電塔を利用することになるため、施工計画上特に検討しておくべき問題は現段階では認められない。

(3) 気象条件

雨季(12月～3月)、雨季に発生するサイクロン等が、建設工事工程に及ぼす影響について、現地施工業者および関連省庁よりヒヤリング調査を行ったが、雨季・サイクロンともに、建設工程計画上、極端に生産性が低下するほどの影響はないとの事であった。

(4) 長期休暇

モザンビークにおいては工程計画上、毎年のクリスマス・年始の長期休暇(12月中旬～1月初旬)を考慮しておく必要がある。

建設資機材の多くが隣国南アフリカからの輸入に依存していることから、南アフリカも同様に休業となるクリスマス・年始前後の資機材発注には、特に注意が必要である。

8.3 プロジェクト実施に当たっての留意事項

8.3.1 モザンビークにおける調達事情

モザンビークにおける公共工事は、法令(Decree No.15/2010)により、その調達方法が定められているが、他国政府および国際機関等から資金援助を受けている案件については、同法令の適用範囲外である旨が明記されている。

EDMおよびマプト市内に事務所を構える建設施工業者からのヒヤリング調査によると、これら援助案件においては、FIDIC(国際コンサルティング・エンジニア連盟)標準契約約款等、もしくは世界銀行の調達ガイドラインに従い、コンサルタントおよび建設業者の調達が行われているようである。

8.3.2 入札手法、契約条件の設定

上記のとおり、モザンビークにおけるコンサルタントおよび建設業者の調達は、FIDIC 契約約款をベースに行われているケースが多いことから、入札手法および契約条件の設定においては、基本的に FIDIC 標準契約約款をベースとして用意されている、以下の JICA 標準入札書類およびガイドラインに従う事とする。また、これらの標準入札書類を用い、片務契約を回避することも重要である。

- コンサルタント調達

STANDARD REQUEST FOR PROPOSALS UNDER JAPANESE ODA LOANS

- SELECTION OF CONSULTANTS (OCTOBER 2012)

- 建設業者調達

STANDARD BIDDING DOCUMENTS UNDER JAPANESE ODA LOANS

- PROCUREMENT OF PLANT DESIGN, SUPPLY AND INSTALLATION

(FEBRUARY 2013)

- ガイドライン

- GUIDELINES FOR THE EMPLOYMENT OF CONSULTANTS UNDER JAPANESE ODA LOANS (APRIL 2012)

- GUIDELINES FOR PROCUREMENT UNDER JAPANESE ODA LOANS (APRIL 2012)

8.3.3 コンサルタントの選定方法

JICA ガイドラインに基づき、以下の手続きを踏み、QCBS（質およびコストに基づく選定）によりコンサルタントを選定する。

- (a) プロポーザル提出を招請するコンサルタントのショートリスト作成
- (b) プロポーザル招請状の作成
- (c) プロポーザル提出の招請
- (d) プロポーザルの評価
- (e) 契約交渉および契約締結

また、事業期間短縮のため、本案件に対する借款供与がモ国側に事前通報（プレッジ）された段階で、コンサルタント選定作業を開始する事も考慮する。

8.3.4 施工業者の選定方針

(1) 入札パッケージ

発電所建設事業においては、その詳細設計が採用される機器の構成・仕様等に大きく左右されるため、施工業者に詳細設計・調達・施工のすべてを一括で請け負わせる EPC 事業契約が一般的に採用されており、本事業においても同様の理由から EPC 事業契約を採用すべきである。

(2) 入札方法および PQ の設定条件

施工業者の選定は、JICA ガイドラインに規定されている国際競争入札手続きに基づいて行われる。

発電所建設事業には、広範囲に及ぶ高度な技術力およびマネジメント力が求められること、ならびに工事金額規模も考慮し、PQ に際しては以下の項目を十分に考慮した資格要件を明記する必要がある。

- (a) 同種の契約条件における類似案件施工の経験・実績、
- (b) 発電所建設および機器製作に関する能力、
- (c) 財務状況

なお、EPC 入札者の提案する機器仕様（出力および効率など）はそれぞれ異なるため、一般的な国際入札と同様に、本件についても、発電原価によって価格面での評価を行う。

また、推奨される入札パッケージ、および本事業実施に求められる高い専門性と技術力から、現地競争入札の可能性はないと判断する。

8.4 建設工事時の管理体制

建設工事の管理には、品質管理、工程管理、安全管理の3つある。この3つの管理を行うために、EDM 内に発電所建設工事を監理する体制を設置する必要がある。

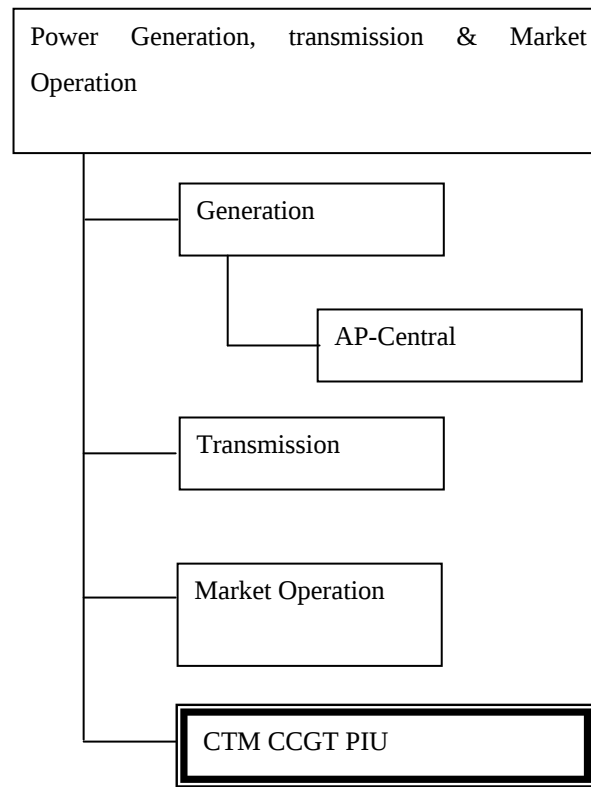
8.4.1 実施体制

CTM-CCGT 建設時の実施体制を示すものである。本発電所を管轄する EDM 内にプロジェクトを実施するための組織を立ち上げ、プロジェクトの円滑な実施に当たるものとする。CTM-CCGT 完成後は、発電所内に組織される技術、補修、運転部門に移行する。

(1) EDM 内の体制

1) Project Implementation Unit (PIU) の設置

EDM 内に CTM-CCGT 建設のための組織 Project Implementation Unit (PIU) を Power Generation, transmission & Market Operation の直下に設置することを提案する。PIU が本プロジェクトの実施の中心的な役割をする。



(Source: JICA 調査団)

図8.4-1 EDM 組織内における PIU の位置づけ

2) PIU組織

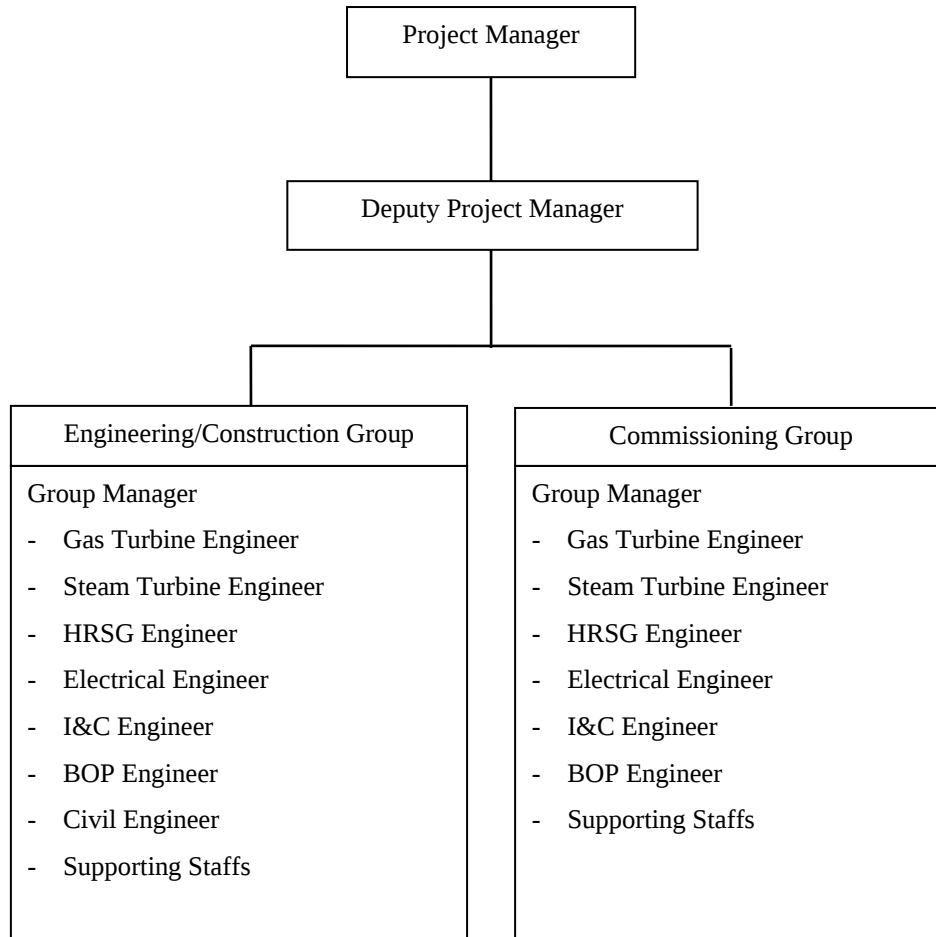
PIU 組織は、図 8.4-2に示すように Project Manager を筆頭に、Engineering/Construction Group および Commissioning Group の 2 部門で構成する。

Engineering/Construction Group はコントラクターの実施する CCGT の詳細設計および建設工事の品質管理・工程管理を実施する。業務を通して、コンバインド発電設備に関するメンテナンス関係の技術習得を行う。

Commissioning Group は機器単体、プラント総合試運転をコントラクターとともに実施し、コンバインド発電設備の機器単体の運転、プラントの操作方法、操作手順等を習得する。

PIU の組織はよりスリム化し、柔軟な対応が出来るようにすること、PIU の Project Manager にある程度の権限（例えば、1 MUSD 以下の物品購入は Project Manager の裁量で購入できるなど）を持たせることが、重要と思われる。オーナーズエンジニアとして雇用されるコンサルタントは、PIU 組織全体を技術的に支援する重要な役割を担うこととなる。

(a) PIU 組織体制



(Source: JICA 調査団)

図8.4-2 PIU 組織体制

(b) PIU の役割および従事期間

表8.4-1 PIU の役割および従事期間

フェーズ		Engineering	Construction	Commissioning	備 考 運開後のポジション
Project Manager (P/M)					マプト発電所長
Deputy P/M					マプト発電所副所長
Engineering/Construction Group	Group Manager				運開後に発電所の技術およびメンテナンス部門に移行する。主要ポスト(部長、課長級)に就任できるよう、建設期間中にキャパビルを実施、もしくは、遂行能力のある人材を雇用
	Gas Turbine Engineer				
	Steam Turbine Engineer				
	HRSB Engineer				
	Electrical Engineer				
	I&C Engineer				
	BOP Engineer				
	Civil Engineer				
Commissioning Group	Group Manager				運開後に発電所の運転部門にそのまま移行する。
	Gas Turbine Engineer				
	Steam Turbine Engineer				
	HRSB Engineer				
	Electrical Engineer				
	I&C Engineer				
	BOP Engineer				
雇用人数 [EDM正規職員]		10	17	16	

(Source: JICA 調査団)

8.4.2 建設工事時の管理項目

建設工事の品質管理、工程管理、安全管理を行うために、通常、コントラクターと Project Implementation Procedure (PIP) にてそれぞれの管理方法の詳細を検討し、EDM、コンサルタント、コントラクター合意の上、詳細設計、建設工事、試運転にて各管理を実施する。品質管理には、エンジニアリング段階、建設段階ならびに試運転段階で管理が異なる。

(1) 品質管理

エンジニアリング段階において、コントラクターの設計に対して、発注者の要求事項を満足しているかを、EDM はコンサルタントの支援を受けながらコントラクターの設計内容をチェックし、承認をする。不備がある場合には、コントラクターに文書にて修正を要求する。主要機器については、工場出荷前に要求性能を満足しているか、立会検査にて確認する。建設工事においては、コントラクターと重要な確認項目を決め、工事の進捗に合わせて、確認し、その都度承認する。不具合が有った場合は、文書にてコントラクターに修正を求める。試運転においては、まず、コントラクターより試運転容量書を各機器・設備ごとに提出させ、EDM にて内容を確認・承認の後、各機器、各設備単体試運転を実施して、各機器・設備が設計通りの性能で運転できることを確認する。不具合が発生した場合は、文書にてコントラクターに修正を求める。

プラント総合試運転では、試運転仕様書を出力、効率、操作性能が、プラントの要求する性能であることを確認する。

設計段階、建設段階、試運転段階での不具合は、全てリストで管理し、不具合をなくす。

(2) 工程管理

建設開始前に、全工程表をコントラクターより提出させ、EDM はコンサルタントの支援を受け、工事の工程の妥当性を確認する。

建設工事においては、定期的に、コントラクターと月間、週間、毎日の工程確認会議を開催し、進捗を把握し、遅れている場合には、対応策をコントラクターと共に検討し、コントラクターに対応策を実施させる。また、Progress Report を毎月コントラクターより提出させ、工事における、土木・建築、機械、電気等の進捗、問題点を把握する。

(3) 安全管理

コントラクターより、工事中着工前に安全計画書を提出させ、コントラクターの安全体制、安全対策、事故発生時の連絡体制等の妥当性を EDM が評価・承認し、更なる対策が必要な場合は、コントラクターに要求する。

コントラクターが安全計画書通りに工事の安全管理を実施しているかを、定期的、不定期の現場パトロールにて確認する。不適合がある場合は、是正させ、常に安全のPDCAを回し、現場の安全を確保する。

8.5 運転保守時の管理体制

本章では、「高信頼度の電力供給」を達成するため、「TQM (Total Quality Management) を活用した運転・保守 (O&M) 」、「経営効率化の推進」の実現に向けた「運転保守管理」に係る具体的方策について提言する。

8.5.1 EDM 組織能力の現状分析

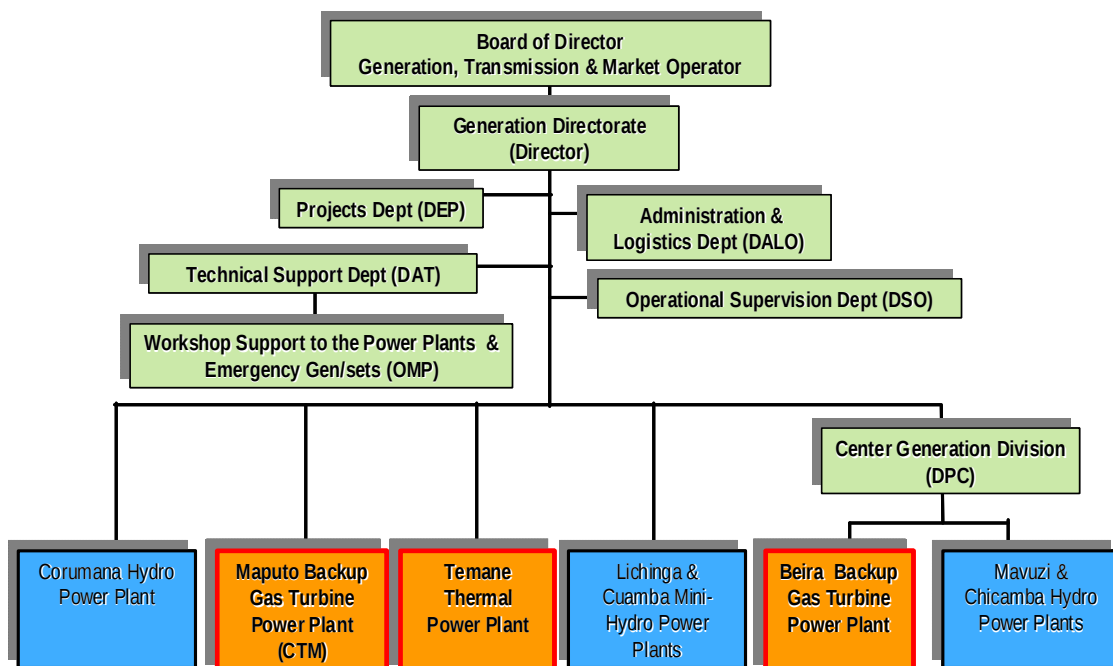
(1) 現状分析

現状の EDM 組織図は、下図に示すとおりである。EDM は、3 火力発電所を所有しており、そのうち、CTM サイトには、1 Electrical Engininner、2 Mechanical Engineers、1 Operator の計 4 名が常勤している。

同発電所は、現在 3 台のガスタービンが設置されており、1 号は故障中で、2 号と 3 号は軽油を燃料として、運転可能であるが、軽油代が高いために、殆ど運転していない状態にある。

3 号は営業運転を開始してから、約 20 年が経過しているものの、第 1 次調査時のヒアリングの結果、総運転時間はわずか 404.5 時間であり、その数値は、ガスタービンメーカーが推奨するのメンテナンス必要運転時間にも達しておらず、そのため、燃焼器点検や高温部品の点検、取り換えは実施されていない模様である。ただし、定期的にガスタービンを数カ月に 1 回、運転確認を目的に運転をしているようであり、実質的なガスタービンの運転・保守管理は実施されていないと推察される。

従って、現状、ほとんど実績がないことを鑑みると、本件コンバインドサイクル導入にあたっては、運転保守に係る組織体制およびキャパシティービルディングをほぼゼロの状態から構築する必要がある。



(Source: EDM 資料,2012)

図8.5-1 EDM の現状組織図

(2) キャパシティービルディングの必要性

コンバインド・サイクル発電所は、モ国にとって初めての導入となるので、最優先課題として、しっかりと建設されたものをしっかりと運転する能力、すなわち運転に係るキャパシティー・ビルディングが必要となる。一例として、運転訓練シミュレータによる事例を下記に示す。

■ オペレータのスキルアップとそれによる安定した運転を実現

シミュレータを使用することにより、コンバインド・サイクルのプラント機器を忠実に模擬することができ、各機器が実際プラントに納入される以前にオペレータの運転訓練を安全かつ効率的に実施することが可能となる。それにより、誤操作などのリスクが低減され、またオペレータ全員の運転品質の平準化と向上や、プラント異常時の運転対応の習熟により運転技術のばらつきを抑え、安定した、効率的なプラント運転を実現することが可能となる。

■ スムーズな試運転を実現し、運開後の各種変更・修正にも柔軟に対応

制御装置ソフトウェア製作と並行してシミュレータソフトウェアが製作され、数か月間のオペレータの運転訓練を経て、プラント試運転開始の前の、オペレータの運転技術習熟度の向上が期待される。結果としてスムーズな試運転が可能となり、試運転期間の短縮にもつながる。またプラント運転開始後に発生する各種変更や修正にも、機能の検証など、柔軟に、かつ迅速に対応することができる。

8.5.2 組織管理の強化

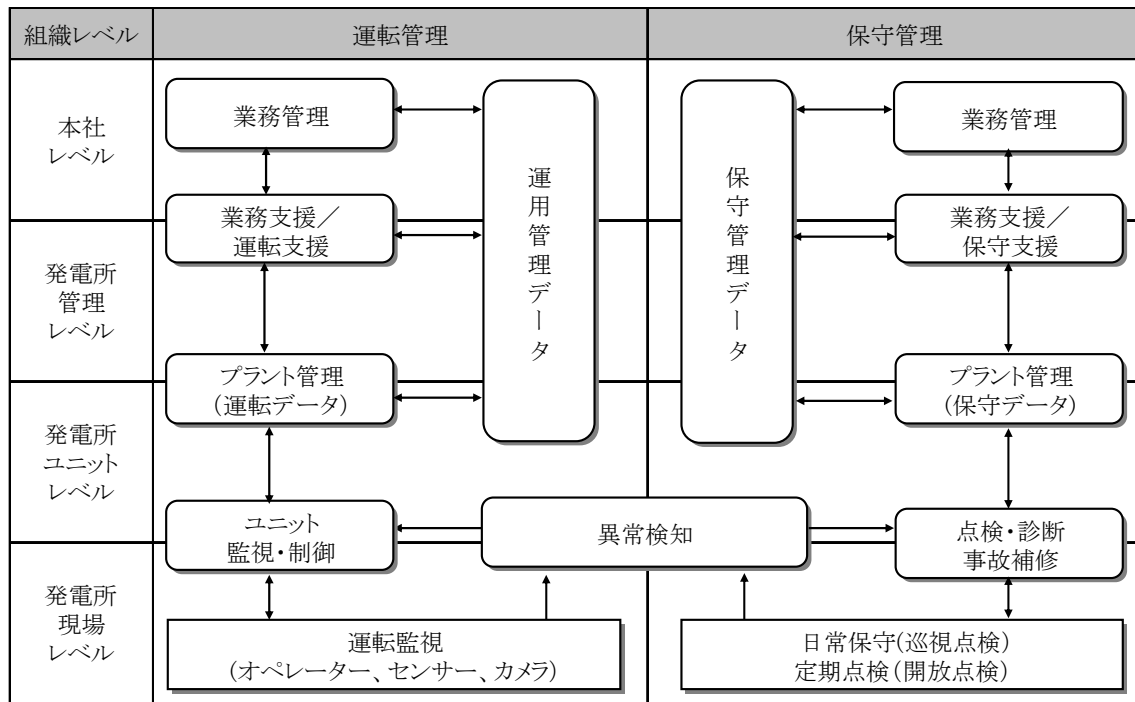
(1) 本社と発電所との職務分掌区分

本社と発電所との職務分掌区分は以下に示すとおりである。本社機能は、全般的経営管理機能と部門的経営管理機能、そしてジェネラルスタッフ機能に区分される。発電所は、ジェネラルスタッフ機能と実質的な作業を行う現業部隊に分けられる。本社レベルで策定した全般的な長期的、基本的計画に対し、発電所の管理部門が部門基本方針、計画を策定する。発電所ユニット、現場レベルから上がってきたデータを、発電所レベルで部門別に集約、モニタリングし、本社レベルへの経営管理機能へフィードバックさせる。

表8.5-1 本社と発電所との職務分掌区分

組織レベル	職位	職務分掌
本社 レベル	最高経営層	全般的経営管理機能 ①経営の最高目標の設定 ②全般的な長期的、基本的計画の策定 ③総合的な調整と統制、④業績の総合把握
	各部門組織	①部門的経営管理機能：部門基本方針、計画の策定：最高経営層の策定した経営目標、方針、計画の策定に基づき、それぞれの業務についての方針、計画の策定 ②ジェネラルスタッフ機能：発電所業務の執行の管理、調整業務
発電所 レベル	一般管理・技術部門	ジェネラルスタッフ機能：発電所業務の執行の管理、調整業務
	ユニット/現場	実質的な作業を行う現業部隊

(Source: JICA 調査団)



(Source: JICA 調査団)

図8.5-2 組織レベルによる運転保守管理フロー

8.5.3 原因分析能力の強化

(1) 保守管理方法の選択

1) 保守管理レベルの向上（レベル1からレベル3への移行の必要性）

保守管理は、主に以下に示す 3 タイプに区分される。それぞれの特徴は図 8.5-3 に示すとおりである。

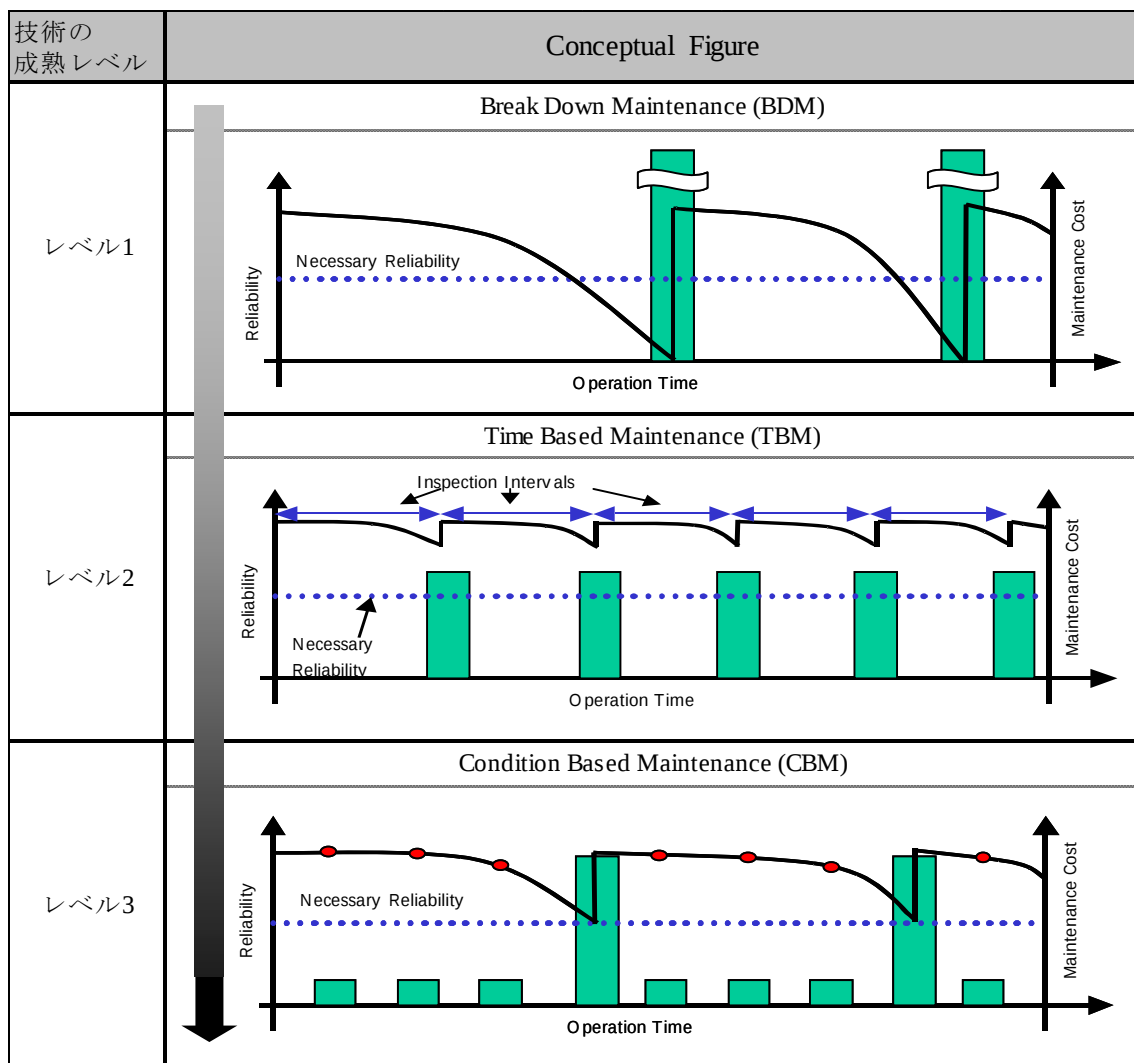
「レベル 1」の状態は、「壊れるまで運転する(BDM: Break Down Maintenance)」というものである。日本の場合、規制当局による定期的な法定点検が定められていたため、「レベル 2」である時間計画保全（TBM : Time-Based Maintenance）が主体的であったが、電気事業者による保全活動と規制当局による検査の在り方が精力的に検討されてきた結果、現状の安全性を維持しつつ、定期点検間隔を延長する、TBM に CBM(Condition Based Maintenance) を併用した「レベル 3」の保全方式へと移行している。したがって、モザンビーク国においても、日本同様、TBM と CBM を併用したフレキシブルな保全管理ができるよう、組織力、技術力の強化が望まれる。

保守管理方法をレベル 1 からレベル 3 への移行をする場合には、状況を的確に判断できる能力を身につけ、設備の信頼性・安全性を確保する必要がある。具体的には、以下が要求される。

- 運転状態値と基準値の比較（温度・圧力・電流・振動）

- パトロール時の五感による漏れ・異音・腐食・変形・変色・膨出等の定性的診断(視覚、臭覚、聴覚)
- 定期点検手入れ開放時における定量的診断技術状況を的確に判断できる定量的診断技術として、非破壊検査がある。非破壊検査には以下のようなものがある。
- Liquid penetrant test (検出限界 20 μ 程度の表面欠陥)
- Magnetic Particle test (検出限界、0.5 mm程度深さ)
- Ultrasonic test (肉厚部材の内在欠陥検出 0.2-0.3 mm)

日本国内では、これら非破壊検査技術者は検査手法毎に国家試験があり、有資格者が検査に従事している。



(Source: JICA 調査団)

図8.5-3 保守管理方法の概念図

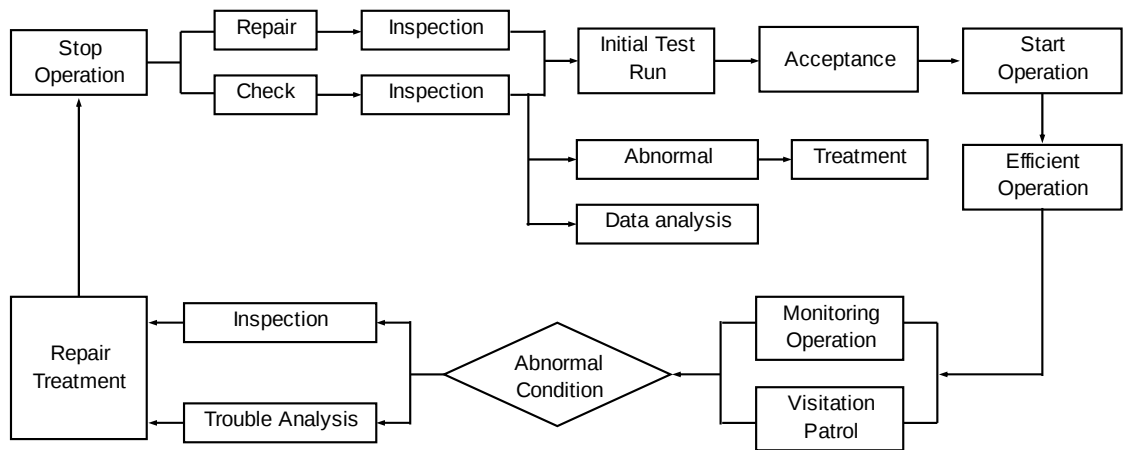
(2) 具体的管理手法の提案

1) PDCAに基づく標準管理フロー

PDCA（Plan-Do-Check-Act）サイクルとは、生産・品質管理などの管理業務を円滑に進める手法の一つであり、Plan（計画）→ Do（実行）→ Check（評価）→ Act（改善）というように、以下に示す4段階を順次行って1周したら、最後のActを次のPDCAサイクルにつなげ、螺旋を描くように1周ごとにサイクルを向上させ、継続的に業務改善するものである。

- Plan（計画）：従来の実績や将来の予測などをもとにして業務計画を作成する。
- Do（実施・実行）：計画に沿って業務を行う。
- Check（点検・評価）：業務の実施が計画に沿っているかどうかを確認する。
- Act（処置・改善）：実施が計画に沿っていない部分を調べて処置をする。

以下にPDCAに基づく運転保守管理フローを示す。



(Source: JICA 調査団)

図8.5-4 PDCAによる運転保守管理フロー

(a) 運転中の監視と点検

発電所を運転していく際には、様々な個所の温度、圧力、流量、水位、油面などのレベルを常に監視し、あらかじめ定めた基準値以内であることを確認することが重要である。また、「設備機能の発揮」「熱効率維持」「設備損耗の低減」「高温部材のクリープ・疲労劣化の低減」を図るためには、常に定められた基準値（蒸気条件・燃焼条件等）での運転を励行する。

プロセスコンピュータで、発電実績・熱効率に関連するデータをリアルタイムに運転履歴管理用計算機に転送し、管理用発電実績データ、熱効率データを作成するとともに、様々な個所の状況をトレンド管理し、異常の徴候を早期に発見する。同時に日常の巡視点検を実施し、計測器では計りにくい振動、音、におい、色などの微妙な違いや、極少量の油漏れや水漏れ（滲みだし）などの異常の前兆を早期に発見する。

(b) トラブル未然防止

異常の徴候を発見した場合には、データの分析を行うことにより、原因の特定を行う。その際に必要があれば、緊急的に一時停止して、必要な点検・診断を行う。その上で、現状の深刻度合を評価し、対策方針を決定する。

(c) 改修、点検手入れ

定期的な検査を実施する前に、定期的な作業内容に加えて、運転時に発見された異常部位の改修なども含めて、停止時に実施すべき作業内容をすべて洗い出し、綿密な作業計画を作成するとともに、必要な部品等があれば事前に手配しておく。

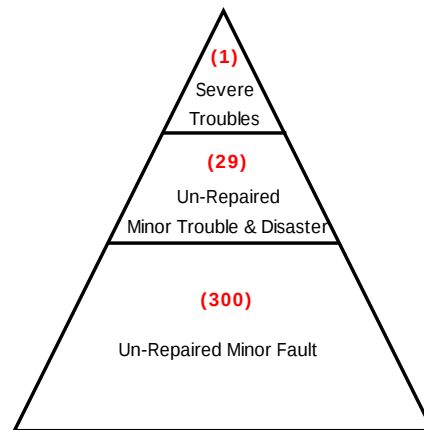
点検により発見された異常については、基本的には定期検査中に修理をするが、異常の深刻度合や部品手配上のリードタイムなどを評価し、対策方針（応急措置、恒久措置）を決定する。改修が次回以降の定期検査に持ち越しとなった小規模な異常や応急措置を実施した異常については、懸案事項管理として、異常の進展状況が把握できるように特別な計測器を設置するなどの措置を講じる。

点検の実施内容と測定結果などは、決められたフォーマットにより記録として残し、点検毎のトレンド管理を行うことにより、余寿命診断などに活用する。

2) 保守管理

(a) 日常保守

発電設備の維持管理で最も重要なのは日常保守をきめ細かく行うことである。以下に示す「ハインリッヒの法則」では、一件の重傷発生の背後には 29 件の軽傷が伴う災害が起こり、300 件ものヒヤリとする事象（災害要因の芽）の存在があると言われている。この法則は、労働災害における経験則であるが、日常保守にも当てはまる。



(Source: JICA 調査団)

図 8.5-5 ハイネリッヒの法則

日常保守の基本は、この多数ある故障の芽を早めに摘み取り、対策を行うことである。故障の芽は色々なところに潜んでおり、日常巡視での異常検知（振動、異音、異臭、油のしみだしなど）、運転状態値の変動、頻発する警報発生など広い範囲に及ぶが、日常の目視点検が主体となる。カン・コツ・長年の経験を有する技術であり、経験者と若年層の組合せで現場OJTの積み重ねで育ていく技術である。

また、日常保守においては、監視計器類のチェックが重要であり、これらの監視計器類が正常に機能していなければ、全く意味がない。このため、監視計器類の指示校正を早くと確に行う必要がある。

(b) 定期点検

定期検査は簡易検査と本格検査に大別できるが、いずれも時間（延べ運転時間・起動回数）とプラントの状態を考慮して最適な時期に計画することである。

ガスタービンの高温部品、蒸気タービン主蒸気入り口部等、使用材質のクリープ・熱疲労損傷、割れ、亀裂で材質劣化が発生する部位は、パーツ単位の検査が必要である。その他部位は、非常に範囲が広く、個数が多いので、費用と時間から代表部位の検査となる。代表部位検査の優先順位と展開表は運転状態値、熱効率、第一回検査データを参考として作成する。大切なことは未点検部位を残さないことである。

計画停止時には、ユニット停止待ちしていた日常補修の残工事、前回の定期点検手入れ工事で行った暫定補修部位の状態、未補修で推移観察している部位の確認等、停止時間内で目視検査を行い、補修時期を次回・次々回の停止計画に反映することも重要である。

(c) 事故補修

緊急事故（運転中・定検中）が発生した場合には、現場調査・状況把握を実施するとともに、今までの運転記録、前回定期検査時の記録等のデータベースを基にして、真の原因把握を行う。また、定期点検を実施中に発見した故障部位については、材料手配が間に合わない場合は、応急措置対策となる。この応急措置では次回の定期点検手入れまでの信頼性が確保できない場合は、次回の計画停止工事を利用して恒久対策を行う。一方、次回定期点検手入れ工事まで応急措置のまま運用する場合は、計画停止時に当該部位を検査し、各種検査データのトレンドがどのように推移しているか、検査を継続していく。

(d) 補修計画

消耗品の部品取替、性能劣化部位の取替、ガスタービン高温部品の様にメーカー推奨 EOH (Equivalent Operation Hours) を目安とした取替等の時期を考慮して、EDM は中長期補修計画を策定する。その中には、メンテナンス種別、停止時期、停止日数などを織り込む必要がある。実際の停止時期や停止日数は、需給状況を踏まえて、中央給電所との調整により決定されるが、基本的には、中長期補修計画であらかじめ定めていた時期を厳守することが、設備信頼性維持および効率的な保守管理の面から大切である。中長期補修計画であらかじめ定めていた補修が繰り延べられると、劣化の成長、検査範囲の拡大、補修範囲の拡大、思いもよらないダメージが進展した部位が発見され、予備品の追加発注や緊急取替が必要となり、工事期間の長期化と莫大な追加費用の支出となるおそれがある。

(e) 補修予算化

中長期補修計画作成時に、ユニット別に取替パーツ、ガスタービン高温部品で取外し後に補修再使用パーツ、設備更新等定期検査時に計画する工事の費用（設備購入費＋運搬・据付工事費）などを踏まえて、概算工事費を算出する。

しかし、価格変動や工期の長期化などによる作業員確保が不可能となるリスクが常にあるので、当該ユニット定期検査予定の一年前に関係者（発電所運転・補修部門・予算部門・工事実施会社など）間で協議し、詳細な実施計画を策定することが必要である。最後のだめ押し確認打合せは三か月前に行う。この時に、計画時点以降に不具合が発生している部位の点検、検査を追加する。

(世界の IPP 等では、機器メーカーとの間で LTSA(Long Term Service Agreement)、LTPM(Long Term Parts Management)を契約している。これは、ガスタービン高温部品について、機器メーカーが長期的に予備品、消耗部品を供給する契約であり、長期間の担保に対して高額金額で契約している。)

3) 運転管理

基準値運転を厳守することは運転管理の基本である。運転状態値が基準値から逸脱する場合には、発電技術グループと補修担当者により原因追究し、改善策を講じる。

(a) 標準プロセス

プロセスコンピュータによる自動運転で基準値運転を基本とする。自動運転中は保安装置、保護回路は常に正常な状態に維持する。ユニットトリップは機器の保護をする最後の手段であり、トリップ回路を絶対に外さない。

ユニット出力一定状態で、回路を点検する必要が生じたら、点検する範囲と誰が行うか、万が一にも出力変動があり、他機器へ大きな変動が波及する恐れが発生する時には、誰がハンドトリップを行うか、作業手順書を作成し、役割分担と要員配置を決めて着手する。

(b) 保安装置保護回路の管理

保安装置保護回路は常に試運転完了時のシーケンスを基本とする。(メーカーから提出された承認申請図で発電所側が承認したもの)警報装置が頻発する部位は速やかに点検して異常の原因を追求し、改善策を講じる。ただし、シーケンスの変更、各種警報設定値の変更を行う場合、発電所内の最高技術スタッフで協議し、承認を得た範囲の変更を行う。この場合、シーケンス原図と設定値一覧表を直ちに変更し、運転当直員及び補修部門の担当者に周知することが大切である。

(c) 燃料管理

ガス受入流量計設置時のオリフィス検定(ガス供給側設置)に発電所幹部も立会、データを検証することが重要である。また、流量の経時変化をチェックするインターバルと検定方法を双方で取決めておく。

なお、ガス組成は熱効率に影響する主要な要素である。ガス供給元(採掘井戸)の変更等によるガス組成の変化をチェックするため、流量計出口側にガス分析計(Gas chromatography)を設け、常にガスの組成のチェックを行う。

(d) 効率管理

プロセスコンピュータから熱効率管理に必要なデータを運転履歴管理用コンピュータに送り、熱効率管理ワークステーションで管理可能なように、必要な LAN を構築する。

熱効率管理ワークステーションでは、ガスタービン単独運転・コンバインドサイクル運転、ヒートバランスチェック等熱効率管理に必要な機能に加えて、日報・月報・四半期報・年報等の書類作成機能も付加する。

(e) 所内で使用する用水、潤滑油などの管理

発電所を安定的に運転していくためには、日常的に多量の水、潤滑油、水素ガス、窒素ガスなどを使用する。年間純水消費量、HRSG 補給水率、HRSG 給水中注入薬品名と量、純水製造装置樹脂交換、HRSG 缶水中注入薬品名と量、補機冷却水量、ガスタービン・蒸気タービン潤滑油、その他補機潤滑油、消火器内薬剤取替、発電機冷却用水素ガス量/置換用窒素ガ

ス等、通常運転中の消費量、定期点検手入れ時取替量等に基づいて、中長期消費計画を作成する。

なお、純水製造装置用取水源水質によっては、前処理装置と使用薬液が必要となる場合がある。その場合には、前処理装置、純水製造装置から排出される排水管理（強酸・強アルカリ廃液）も必要となってくる。

(f) 中央給電所との協調

発電所の運転は、基本的には中央給電所の指令に従う。しかし、トラブル発生時など緊急的な運転の可否判断は、発電所の状況が分かっている発電所サイドで実施すべきである。また、発電所構内には、発生電力を送電するための変電設備が存在する。このような点を考慮して、以下の点について、中央給電所と協議し、合意形成を図っておく必要がある。

- 発電出力の指令方法
- 報告すべき情報の種類
- 発生電力の測定方法
- 発電所構内設備の責任分界点
- 定期点検実施時期に関する協議方法

4) 計画外停止トラブルにおける原因分析

計画外停止トラブルは、必ず何らかの原因があって発生する。トラブル発生時以降、同様なトラブルの発生を避けるために、確実に原因分析を行い、真の原因を除去する対策を実施することが重要である。そのために、計画外停止トラブル発生時には、小規模のトラブルといえども、必ずシートを作成し、トラブル情報のデータベースとして蓄積していくことが必要である。

(a) シート記入時の参考要素

以下に、計画外停止トラブル発生時に発行するシート記入時の参考要素を示す。

表8.5-2 計画外停止トラブル発生シートの参考要素

項目	参考要素
①停止トリップ	起動時、停止時、運転中（OH 後 3ヶ月以内、3ヶ月経過）
②発生した警報	トリップ警報、重故障
③現象	漏洩、噴破、折損、破損、発煙、振動、操作不良、作動不良、誤動作、錯覚、部品外れ、発火、劣化
④直接原因	設計不良、品質管理不良、技能不良、操作不良、点検インターバル、危機感欠如
⑤間接原因	作業指示不良、マニュアル不備、チェックシート不備、未体験
⑥対応不可の事由	パトロール範囲外、点検手入れ範囲外、構造上検知不可、五感では検知不可、保安装置作動不良、緊急停止操作遅れ
⑦再発防止対策	応急措置、恒久措置、(設備の補修、組織の見直し、マニュアルの見直し)

(Source: JICA 調査団)

表8.5-3 計画外停止トラブルの解析シート:再発防止対策

No.	発生日	時間	ユニット No	運転負荷 MW	① 停止トリップ	② 発生した警報	③ 現象	④ 直接原因	⑤ 間接原因	⑥ 対応不可の事由	⑦ 再発防止対策	復旧作業時間

(Source: JICA 調査団)

8.5.4 メンテナンス体制の強化

EDM として、今後発電所の O&M を実施していくにあたり、詳細な技術ノウハウを所有するメーカーとの関係をどのような形態とし、EDM 内部でどのような実施体制にするのが望ましいかを提案する。

(1) 先行事例の評価

世界の IPP 等の事例

世界の多くの発電所においてガスタービン、蒸気タービン、発電機、HRSG 設備の定期点検手入れ時には、指導員、検査員派遣を原メーカーに要請している。

(2) コンバインドサイクルのメンテナンス

コンバインドサイクルの場合、高温燃焼ガスで稼動するガスタービンと、HRSG、蒸気タービン・発電機で構成されているが、定期検査インターバルから見るとガスタービンがメインとなり、ガスタービン検査時に蒸気タービン・発電機・HRSG の定期検査を組合せて実施することが現実的である。

また、ガスタービンの場合、燃焼器・静翼・動翼・翼輪（シュラウドセグメント）等高温部品の亀裂・腐食・酸化・変形・コーティング剥離が激しい。そのため、蒸気タービンのように延べ運転時間、延べ起動停止回数で経年劣化レベルを推測するのではなく、EOH で点検時期を推測している。EOH は一回当りの起動停止時間・負荷遮断回数・トリップ回数等で生ずる歪量、高温クリープ疲れ寿命評価をして、安全性確認をする手法を各ガスタービンメーカーは採用している。

プラント納入メーカーとユーザ間で、LTSA（Long Term Service Agreement）を契約しているのが一般的である。

運転開始後、8,000 時間（EOH）毎に Minor inspection を繰返し、25,000 時間で Major inspection を行い、その後も 8,000 時間毎に Minor inspection を繰返し、50,000 時間で Hot gas component の総点検を行うスケジュールがパターン化している。

各 Minor inspection で取外したパーツの補修及び 25,000 時間で Major inspection で取替えた高温部品パーツは修理再生したものは 50,000 時間時の Hot gas component 時に入替再使用するサイクルを考慮して、LTSA 契約期間が 50,000 時間付近（6 年間）に設定されている。

この LTSA 契約期間中は、メーカーは GT 高温部品の供給と現地に於ける分解・組立・試運転の指導員を派遣する。この時の現場作業は、メーカー指導員のもとで、発電所の作業員が当たる。

LTSA 契約期間が切れたあとは LTPM (Long Term Parts Management) 契約により、高温部品の単価契約を行うことが一般的である。運転開始後、7 年目以降の GT 補修は、発電所作業員が運転開始から 50,000 時間までの分解・組立・試運転を経験し、EDM 内に GT 保全技量が定着していれば、以後は LTPM で予備品を購入貯蔵することで GT 保全と品質は確保される。以後もメーカー指導員の派遣要請が必要であれば、LTSA 契約期間に派遣された指導員数を見直し、必要な工程で、必要な職種の指導員を呼ぶ選択要素も残されている。

(3) EDMにおけるメンテナンス実施体制の方向性

EDM では、経営ビジョンとして「継続的な発展」を掲げ、長期的な視点で人材を育成することとしている。以下に、EDM におけるメンテナンス実施体制の方向性を示す。

表8.5-4 メンテナンス実施体制の方向性

初期（運転開始後 6 年間）	中期（7 年目～12 年目）	長期（13 年目以降）
6 年間の LTSA 契約を締結し、その間の定期検査はメーカーの技術員が中心となって実施する。その際に EDM のメンテナンス要員は情報収集を図ることにより、技術力の向上を図る。	EDM のメンテナンス要員が主体的に定期検査を実施する。その際に必要があれば、メーカー技術員の派遣を依頼し、指導を仰ぐ。	EDM のメンテナンス要員が、完全に独力で定期検査を実施する。EDM のメンテナンス部門を SBU 化し、独自に身につけた技術力を活用して、可能であれば、他社の定期検査も受託して実施する。

(Source: JICA 調査団)

初期（初回及び 2 回目）の定期点検時には原メーカーに指導員、検査員を要請して実施することはやむを得ないとしても、その時に EDM の補修員も同時に検査等に立ち会い、技術を習得するように努める。そして、なるべく早い段階で、EDM 単独で定期点検が実施できるような体制を目指す。さらに、定期点検の実施経験を積み重ねて、いずれは他の発電所の定

期点検までも請け負えるレベルまで技術力を高め、モザンビーク国内の他社発電所からの受注を目指す方向を提案する。その一つの策として、EDM のメンテナンス部門を SBU(Strategic Business Unit)化し、専門技術・技能集団による保全工事を施工管理することにより、設備品質の維持向上と人身安全の災害ゼロを目指す。

(4) 将来メンテナンス部門に要求される技術レベルと技術の習得方法

自社単独で定期点検を実施するためには、プラントメーカーに依存していた技術指導員・特殊検査員（非破壊検査・余寿命診断等）及び特殊作業員（特殊加工溶接、低合金鋼—SUS 鋼異材継ぎ手溶接、大口径管溶接及び溶接部位の焼鈍作業等）と同等の技術レベルを持った技能者を EDM 内に育成することが要求される。これらの技術の習得方法は以下のとおりである。

(a) 一般的事項

メンテナンス部門の要員は、建設工事中に組立試運転で研修した者、LTSA 期間中にメーカー指導員に付き、分解・組立・調整の技術を習得した者が核となり、基礎技術力の定着を図っていく。

具体的な方法としては、習得した技術のポイントをメーカーインストラクションブックに付記し、必要な事項は写真等をはり、作業方法が見えるようにする。同時に、現場で体験した技術情報をメモとして残し、必要に応じてマニュアルに追記しマニュアルを補完する。定期点検手入れ工事終了時には工事報告書に点検設備、点検内容、使用した工具類、点検結果のデータ、データから見た良否判断、計画工数と実工数の差等を漏れなく網羅する。また、次回定期点検手入れに反映すべき事項（工程日数、使用工具、使用計測器、導入した非破壊検査の成果）、本定期検査範囲の部位で、早い機会に再点検を必要とする部位をまとめた報告書を作成する。なお、この報告書は電子化して、必要な人が何時でも検索できるシステムを構築する。

(b) ガスタービン及び蒸気タービン分解・組立

メーカー技術者が実施する初期の定期点検時において、分解・組立の様子をビデオやカメラで撮影するとともに、メーカーの技術者から情報を収集し、分解・組立のマニュアルを作成する。また、メーカートレーニングセンターでガスタービン及び蒸気タービン分解・組立を研修することも一つの方法である。

(c) 非破壊検査

非破壊検査については、検査機器を購入し、短期間外国の専門家をモザンビーク国に招請して研修すれば、短期間で技術者育成が可能である。なお、建設工事中、現地溶接個所で必ず、この様な検査機器類を使用してチェックをするので、技術を習得する場面がたくさんある。

将来検査部門を担当する社員を建設中の段階で指名し、非破壊検査を実施する際に積極的に参加させるなどして、育成を計画的に進めることも効果ある技術取得手段と言える。

UT 検査もボイラチューブ肉厚測定器のように測定結果がデジタル表示される簡易計測器もあるが、材料の内在欠陥を判定する TFD 法（斜角法、多検出端子利用法）、放射線透過試験法等もある。設備寿命を判断する一つとして、金属組織の顕微鏡写真撮影も必要な技術である。将来のモザンビーク国内発電設備の診断技術を何処まで育成していくのか、長期的なビジョンが必要である。

(d) 特殊作業員

社内に、特殊溶接員などの特殊技術員を養成することは容易ではない。当面の間は、特殊作業員（特殊加工溶接、低合金鋼—SUS 鋼異材継ぎ手溶接、大口径管溶接及び溶接部位の焼鈍作業等）の技術技能を持っている要員を点検の都度、契約して確保する体制とする。将来、メンテナンス部門を SBU(Strategic Business Unit)化して、他社の定期点検も実施するような場合には、EDM 内の技術者を育成する必要がある。

(5) 中期以降のメンテナンス方法

効率的な保守運営を目指して、日常補修（運転中に行える簡易補修、例えば、弁グランドリーク増し締め、フランジリーク増し締め、潤滑油補給、計器の校正、自動制御カードの取替え等）は発電設備の信頼性確保のため、緊急対応が必要であり、小回りの利く発電所日常補修部門が担務する。

定期点検手入れ 3 ヶ月前に、メンテナンス部門は運転部門、日常補修部門と合同会議を行う。メンテナンス部門は次回定期点検手入れ工事内容を説明し、運転部門、日常補修部門の合意を受ける。この合意事項を定期点検手入れ工事計画書に総て反映する。その際、工事内容の見落としを排除するために、運転状態値で計画値からずれている部位、頻繁に発生する警報等、それぞれの担当分野の現状報告を行う。特に、発電所運転部門から発行されている日常補修伝票の未処理分、運転状態値からみて制限値に近いもの、例えば、回転機器の振動値、高温部位の金属温度が警報値に接近しているポイント、ストレナー部で前後圧力計の差圧が大きい系統等を三者で現状確認をする。

定期点検手入れ 1 ヶ月前に再度三者会議を行い、追加点検手入れ事項が無いか最終確認を行う。メンテナンス部門は既発注済みの予備品、新たに発注が必要な部品、消耗品（ガスケットパッキング・シートパッキング・各種弁類グランドパッキング、ポンプ軸封部パッキン等の汎用品、特殊部品）を再チェックして漏れが無いことを確認する。

さらに、GT、ST、HRSG、発電機、I&C パート別の工事工程表と作業員配置計画表、外部に発注する職種別作業員数、工事用資機材、非破壊検査、特殊溶接資機材等の作成と手続き状況の確認を行う。

8.5.5 長期的視点での人材育成の強化

(1) 建設期間における人員の育成

建設工事開始前に O&M の幹部要員を選定し、工事を通して現場・現物で育成する。その際は、借款を通じて雇用するコンサルタント業務における TOR に、これら人材育成に対する OJT 業務を含めるものとする。

建設工事実施中には、運転中には確認できない発電設備の構造を詳しく知ることができる上、機器の据付時の要領なども確認することが可能である。幹部要員は自分の担当範囲について、機器組立・組立時の間隙部寸法計測法と許容値、組立後の単独試験前のシーケンスチェック、総合保安テスト、負荷試験等、要所要所でデータを取るとともに、デジタルカメラで撮影する。これらをメーカー提出のインストラクションブックに貼り付け Visual 化を図り、発電所 O&M 担当要員の教育と、若手要員の OJT 資料に活かす。建設期間中作成又は受領した文書・データ類はすべて OA サーバに保管する。（データ・文書類は電子ファイルでも授受する。）

メーカーとの契約体系は未定であるが、フルターンキー方式であっても受電以降は、発電所は発電準備班を編成し、メーカースタートアップの指揮下に入り、操作実務の OJT を受ける。

特にシーケンス試験は回路と機能確認ができる機会であり、発電準備班だけでなく、補修部の電気グループや I&C グループも参加する。

補機単体試験では、カップリングを切り離した状態の寸動試験後、カップリング直結後の単独試験に入るが、カップリング時のセンターリング記録は以後のメンテナンスのペースとなるため記録は OA サーバに保管する。

自動化を取り入れるために、電動弁を採用する系統が多くなるが、電動弁のトルクスイッチ・リミットスイッチ設定位置の記録を保管する。全閉位置はコールド時とウォーム時で異なるのでメーカーノウハウを的確に受継ぐことも必要である。

なお、補機単体試験後の HRSG 水圧試験、負荷試験の段階で行われる「燃焼調整」「起動停止試験」「ランバック試験」「負荷制御試験」「負荷遮断試験」「系列総合試験」「AC,DC 電源遮断試験」等については、発電所要員は全てに参加する。試験方案、試験準備対策、試験の指揮命令系統、試験中断判断と燃料遮断弁スイッチ作動の責任者等について、すべてのデータおよび図面類を残し、以後 MOH 後の保安試験の参考とする。

(2) 研修体制

研修内容は、入社時の学歴や経験の有無などにより異なる。EDM として、次のような研修項目が必要となる。

(a) 新入社員、中途採用者、有経験者全員が受講するもの

- 発電会社としての位置付けと責任
- 発電会社の運営理念
- 発電設備の仕組と基礎知識（プラントの仕様が総て異なるので有経験者も受講）

- 発電所内の安全遵守事項

(b) 新入社員、中途採用者の具体的な研修

- 運転当直業務研修（大学卒は 1-3 週間、その他は 3-5 週間、但し、事務職は 1 週間）
- 当直操作と交代勤務引継ぎ、パトロールの実施（研修担当は当直シフト外の当直長クラス、実務は当直員の OJT）
- メンテナンス業務研修（大学卒は 1-3 週間、その他は 3-5 週間）
- メンテナンス全般（1 週間）
- 専門別の研修（3 週間：新入社員、中途採用者は、機械・電気・計装などの卒業学科別に区分、この間はグループ内の OJT と、納入メーカー図面、取扱説明書、関連マニュアル類を教材にする。）
- 研修期間中、設備点検パトロール、補修工事現場で補修技術、技能と使用する計測機器類の扱い方、データ管理等を OJT

(c) 建設工事期間を活用したO&M要員の養成

前節でも述べたように、発電所運転開始後に発電所の運転部門、補修部門のキーマンとなる要員候補者を、建設工事中に各自の職種に応じた部門に配置し、必要な専門技術を習得する仕組を確立する。

運転開始後は、これらの要員が発電所の運転部門、補修部門のキーマンとなり、インストラクタとなって、OJT により部下の指導を行う。さらに、核となる人のレベルアップのために、社内外の関連設備での実務研修を積極的に計画する。

(d) 認定制度の採用

技術習得レベルに応じて一定の水準を設定し、技術習得レベルと給与水準を連動させる方策が望まれる。また、メーカー技術指導員並みの技術修得者はドイツのマイスター並みの称号とそれの見合う給与を与える仕組を構築し、技術修得者が高い給与水準の IPP に流失することを防止する方策も必要である

8.5.6 環境管理体制の強化

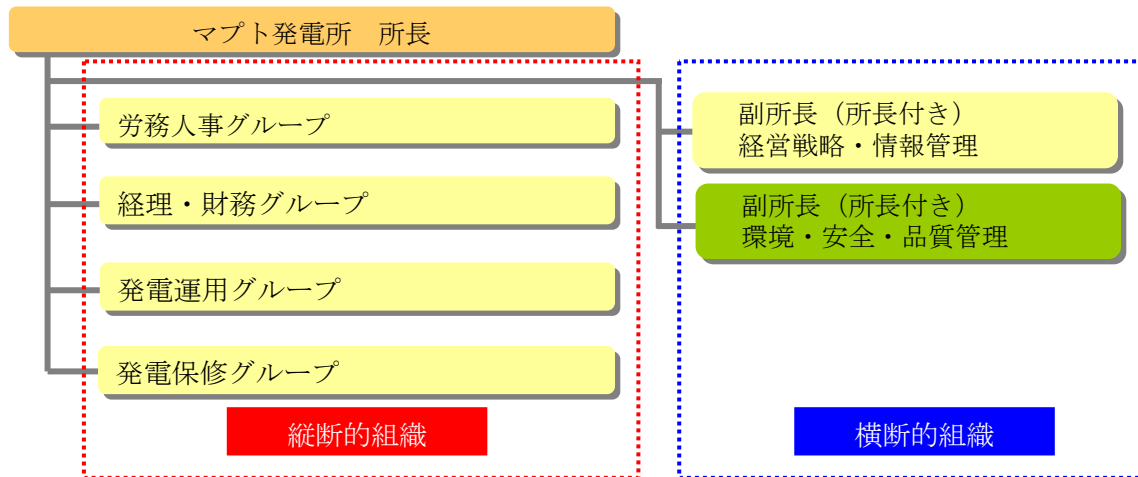
(1) プラントレベル

1) 組織体制

プラントレベルでの組織体制もマネジメントレベルと同様、発電所内部の横断的情報を取り纏める副所長クラスの環境・安全・品質管理担当の設置を提案している。

2) 管理体制

当該ポストは、発電所における目標の設定、実績のチェックとレビューなど、日常業務を通じた環境情報の入手・分析、そして発電所所長を始めとする発電所幹部や本社最高担当責任者（環境担当）への迅速な情報提供に係る全責務を負う極めて重要なポストである。



(Source: JICA 調査団)

図8.5-6 環境マネジメントシステム (プラントレベル)

3) 支援策

(a) 企業倫理

環境データの取り扱いについても、発電所内でデータ改ざんなどが起こらないよう、いかなるデータについても、正しい形でデータが提出されるよう、全職員に対し企業倫理について教育を実施するなど、同ポストの持つ職責は大きい。

(b) 環境モニタリング管理

情報管理上の留意点は下記に示すとおりである。

- 環境保全の運用管理データは、常時迅速に対外的に提出が出来るよう、データベース内に保存しておく
- さらに、大気保全、水質保全設備の関連計測器が常に正常に稼動し、管理値内で運用していることを重点監視する
- 関連計測器は毎月定例的に校正し、その精度を確保すること
- 発電所境界線上の騒音レベルは、営業運転開始前の定点計測点を決め、試運転時に全定点の計測を行う
- プラント本格定期点検手入れ後に定点計測を行うこと
- 排水は、日常排水は月に一回、排水口毎にサンプリング分析し管理値内に維持されていることを確認する
- 非定常排水は放水開始前に排水貯槽出口で放水許容管理値内であることを確認する

- 環境施設の稼働データ、計測データ、施設補修データ、関連計測器校正データは運転データ処理計算機内に保管し、履歴を残す
- 取水源となる井戸の水位変化の計測(毎月定例計測、特に雨季と乾季の水位変化のデータトレンド管理及び毎月の水質分析)

(c) 保全対策

プラントレベルでの具体的な環境保全対策は、下記に示すとおりである。

表8.5-5 具体的な環境保全対策

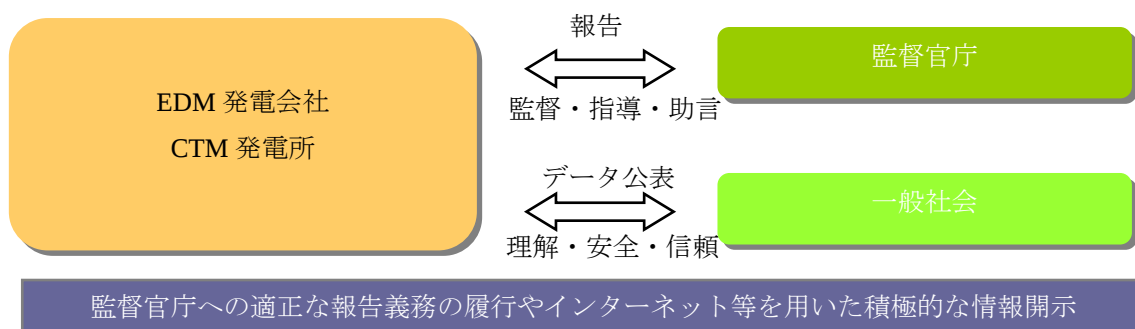
対策	対 応
大気保全対策	窒素酸化物対策は低 NOx 燃焼器の採用（脱硝設備は設置しない）
水質保全対策	発電所運用時の定常排水、非定常排水の水質法令順守(定期的な水質検査の実施) 構内から潤滑油の流出防止(排水路最終端に遮断弁設置)
騒音振動防止対策	発電所境界線近くに主要騒音源となる機器配置を避ける(騒音定点計測を継続的に行う) HRSG ドラム設置安全弁のサイレンサー取付
地域社会との調和	緑化・景観(地元の意見を参考に)自営消防隊の広域活動

(Source: JICA 調査団)

(2) パブリックレベル

1) 積極的な情報開示の実践

発電事業は、電力設備を地域に形成し電気を供給するという事業特性から、事業に関わるステークホルダー（株主、取引先、地域社会等）との信頼関係を構築することが極めて重要となる。監督官庁への適正な報告義務を履行するとともに、一般社会を含めたステークホルダーへは、アニュアルレポートやインターネットを通じた日常運営・環境情報の開示や事故時の迅速な情報公開など、積極的な情報開示活動を行うことにより、地域社会との信頼関係を構築していくことが重要である。



(Source: JICA 調査団)

図8.5-7 環境マネジメントシステム (パブリックレベル)

2) 地域社会との共生

発電所の立地にあたっては、地域づくりへの参画「親しまれる発電所を造る」、開かれた発電所「活用される発電所を造る」、地域社会との調和「開放的な発電所を造る」等を環境保全の基本方針として建設・運用することを提案する。

電力設備の建設にあたっては、現状の緑地を出来る限り保全するとともに、敷地内での新たな緑化を行うなど、自然環境の保全、創出に努め、地域社会と共生することが肝要となる。具体的な方策としては、

- 親しまれる発電所を造る：敷地内を積極的に緑化し、緑の多い電力設備づくりを目指すことで、地元と共に豊かな環境作りを地域全体に広げていくことに貢献する。
- 活用される発電所を造る：緑地や水辺を整備し、発電所の一部を公園として一般市民にも開放することで、地域社会に活用される発電所づくりを目指す。
- 開放的な発電所を造る：一般市民に対して、定期的に発電所内部を公開し、開かれた発電所づくりを行う。
- 地域社会との共存を図る観点から、ロジスティック部門（ドライバー、清掃、賄い業務をなど）への地域社会からの積極的な雇用促進を推奨する。

第9章

プロジェクトコスト

第9章 プロジェクトコスト

9.1 プロジェクト・コスト積算

本案件におけるプロジェクト・コストの構成要素は以下のとおりである。

- ODA 融資対象項目
 - ・発電所設備建設費（EPC コスト）
 - ・コンサルタント費用
 - ・LTSA（長期保守契約）、トレーニングおよび予備品にかかる費用
 - ・建中金利
- 融資非適格項目
 - ・建設サイト準備費用（既設燃料タンク撤去費用）
 - ・事業実施者の一般管理費
 - ・関税・税金（VAT）

上記のプロジェクト・コスト構成要素および 8.1 章で提示された全体工程に基づき、プロジェクト全体コストを積算した結果を表 9.1-1 に示す。

なお、他章にて述べられているとおり、以下の項目は本事業の実施には不要であると判断されるため、本積算には算入していない。

- 洪水対策費（敷地への盛土）
- 施工計画上留意すべき特殊工法・工事
- 取放水設備工事、および送変電に関わる追加的工事等

また、本積算においては、現地調査結果、およびモザンビーク国における過去の案件における実績等を参考に以下の値を採用した。

- プライスエスカレーション - 外貨ポーション：2.1%
 プライスエスカレーション - 内貨ポーション：4.6%
- 予備費：5%
- 建中金利：0.01%
- コミットメントチャージ：免除
- VAT：本事業における VAT の課税については、今後のモ国政府と EDM との協議によって定められることになるが、本積算においては、EDM との確認作業にもとづき、EPC およびタンク撤去費の 25% に VAT（17%）が課税されるという想定を採用した。
- 関税：本事業において関税については免税措置がとられることが EDM により確認された。

- Withholding Tax： コンサルティングサービスのうち人件費の 20%に課税されることが EDM により確認された。
- 事業実施者の一般管理費：事業費の 0.5%（EDM との確認作業済み）

また為替レートについては、JICA の業務実施契約精算用外貨換算レート表から、以下の最新値（2013 年 2 月）を採用した。

- 1 USD = 91.04 JPY
- 1 MZN = 2.985 JPY

表9.1-1 プロジェクト・コスト積算総括表

No.	Item	Base Case			
		CCGT in Single Phase			
		Total	Foreign	Local	
		[MJPY]			[MMZN]
JICA Finance Portion					
A.	Power Plant Construction and Associated Works (EPC Cost)	11,305	8,214	3,091	1,035
A1.	Power Block	9,002	7,304	1,698	569
A2.	B.O.P.	428	347	81	27
A3.	Civil & Erection	1,875	563	1,313	440
B.	LTSA, Training and Spare Parts	1,675	1,675		
B1.	6-year LTSA Cost for Gas Turbine	1,187	1,187		
B2.	Training	100	100		
B3.	Spare Parts	388	388		
C.	Consulting Service	1,306	1,061	244	82
D.	Contingency	2,389	1,590	799	268
D1.	Price Contingency on A, B & C	F 2.1% / L 4.6%	1,595	993	602
D2.	Physical Contingency on A, B, C & D1	5.0%	794	597	197
E.	Interest During Construction	0.01%	13	13	
F.	Commitment Charge (exempted)	0.0%			
Total of JICA Finance Portion (A~F)		16,688	12,554	4,134	1,385
Non Eligible Portion					
G.	Land Preparation	76		76	25
G1.	Removal of Existing Fuel Tanks	66		66	22
G2.	Price Contingency	4.6%	6	6	2
G3.	Physical Contingency	5.0%	4	4	1
H.	Administration Cost	0.50%	84	84	28
	* 0.5% of A~D & G				
I.	Custom Duties, VAT and Withholding Tax	886		886	297
I1.	VAT on 25% of A, B, D & G (except contingency of C)	17.0%	649	649	217
I2.	Custom Duties on Foreign Portion of A, B, D & G (exempted)	0.0%	0	0	0
I3.	Withholding Tax on Consulting service fee except for expenses	20.0%	237	237	80
Total of Non Eligible Portion (G~I)		1,046		1,046	350
Grand Total (A~I)		17,734	12,554	5,180	1,735

(Source: JICA 調査団)

9.2 EPC コスト

9.2.1 EPC コストの算出根拠

EPC コストは、年ごとにアップデートされる国際機器価格および米国建設物価をデータベースとして、発電所のコンセプトデザインおよび積算を行う米国 EPRI (Electric Power Research Institute) 社のソフトウェア SOAPP (State of the Art Power Plant) を用いて算出した。

9.2.2 EPC コストにおけるローカルポーションの調整

前項9.2.1で述べたとおり、EPC コストは米国の建設物価をベースに算出されているため、ローカルポーションについては、モザンビークの建設物価や建設事情を考慮して金額の調整を行う必要がある。

マプト市に事務所を構える建設業者、および公共事業住宅供給省からのヒヤリング調査によれば、モザンビークにおける建設コストは以下の理由により隣国の南アフリカに比べてかなり高い水準にあるとの事であった。

- 輸入材への依存
近年セメントの自国生産量が高まっており、骨材も自国での供給が可能ことから、コンクリートについては自国での供給が可能といえるが、鉄筋、鉄骨、仕上材、設備/仮設資機材は、隣国の南アフリカもしくは他の第3国からの輸入に依存している。
- 外国企業への依存
建設業においては自国の企業が未だに育っておらず、一定規模以上の建設工事は南アフリカやポルトガルなどの外国企業によって施工されている。さらに熟練工の多くも南アフリカ等からの外国人に依存しており、建設コスト高の一因となっている。
- 低生産性
熟練工の不足および労働倫理観の欠如などにより、建設業における生産性も依然として低いままである。

よって本項では、米国、南アフリカ、モザンビークの建設コストを比較し、EPC コストにおけるローカルポーションの調整について検討を行う事とする。

表 9.2-1は、アフリカ諸国における建築物の床面積あたりの建設単価の比較表である。上に述べたとおり、モザンビークの建設単価は南アフリカに比べて総じて高い水準にあることが見てとれる。ローカルポーションの主要な部分を構成する発電所内土工事と同様に、比較的仕上工事の割合が少なく躯体工事の占める割合の多い、工場および駐車場の両国の建設単価（表中赤枠内）を比較してみると、南アフリカの建設単価はモザンビークの建設単価の約7割弱程度の水準となっている事がわかる。

表9.2-1 アフリカ諸国の建築物㎡単価

AFRICA BUILDING COST COMPARISON													
Building type	Angola Luanda	Botswana Gaborone	Ghana Accra	Kenya Nairobi	Mozam- bique Maputo	Nigeria Abuja	Nigeria Lagos	Rwanda Kigali	Senegal Dakar	South Africa Johannes- burg	Tanzania Dar Es Salaam	Uganda Kampala	Zambia Lusaka
Residential (rate/m²)													
Average multi-unit high rise	1,490	1,050	900	505	1,100	1,450	1,400	960	790	940	870	820	1,200
Luxury unit high rise	2,430	1,810	1,450	850	1,500	2,250	2,200	1,550	1,240	1,640	1,390	1,290	2,000
Individual prestige houses (Detached houses & bungalows)	4,160	1,610	2,550	760	2,130	4,010	3,900	2,410	1,900	1,650	2,210	2,050	2,300
Commercial/Retail (rate/m²)													
Average standard offices high rise	1,630	1,370	900	460	1,250	1,530	1,490	990	810	1,250	930	850	1,250
Prestige offices high rise	2,810	1,730	1,480	910	1,440	4,790	4,700	1,650	1,320	1,600	1,500	1,390	2,000
Major shopping centre (CBD)	2,360	1,130	1,170	520	1,150	2,850	2,800	1,590	1,060	1,180	1,200	1,120	1,600
Industrial (rate/m²)													
Light duty factory	1,000	490	950	400	770	1,740	1,700	840	730	430	820	780	1,000
Heavy duty factory	1,330	1,640	1,560	540	1,150	2,320	2,280	1,040	1,170	600	1,350	1,260	1,300
Hotel (rate/key)													
3-Star budget	145,590	93,500	80,000	110,000	78,900	135,430	133,300	90,620	72,560	169,500	82,320	77,620	139,260
5-Star luxury (including spa)	580,000	334,100	330,000	170,000	260,000	554,100	552,500					314,470	573,430
Resort style (including spa)	702,190	376,520	390,000	200,000	358,800	789,930	697,000	445,900	367,040	2,275,000	405,910	404,920	409,590
Other (rate/m²)													
Multi-storey car park	1,390	690	700	400	500	770	750	810	680	460	740	670	640
Exchange rates (1 November 2010)	AQA	BWP	GHS	KES	MZN	NGN	NGN	RWF	XOF	ZAR	TZS	UGX	ZMK
USD = 1	92.27	7.00	1.45	77.28	35.60	149.52	149.52	595.00	479.54	7.00	1481.00	2315.00	4930.00

Prices exclude land, site works, professional fees, tenant fitout, equipment & VAT.
Hotel rates include an allowance for FF&E.

(Source: Africa Property & Construction Handbook 2011 by Davis Langdon)

一方、表 9.2-2 および表 9.2-3 は、南アフリカおよび米国における建築物の床面積あたりの建設単価を示しているが、南アフリカの建設単価は、米国と比較して総じて安価であることが見てとれる。ここでも発電所内土工事に類する、比較的仕上工事が少なく躯体工事の占める割合が多い、倉庫および駐車場の建設単価（表中赤枠内）で比較してみると、南アフリカの建設単価は米国建設単価の約 7 割弱程度の水準であることがわかる。

表9.2-2 南アフリカ建築物 M² 単価

South Africa – international building costs per m ² of internal area					
	2008	2009	2010	2011	2011
	ZAR	ZAR	ZAR	ZAR	USD
Residential					
Detached house – medium standard	4,500	5,000	5,000	5,300	746
Detached house – prestige	8,000	9,000	9,000	9,500	1,338
Townhouse – medium standard	5,000	6,000	6,000	5,800	817
Apartments – private medium density	4,800	6,000	6,300	6,200	873
Apartments – high rise	7,000	7,500	7,500	7,500	1,056
Aged care/affordable units	5,000	5,500	5,500	5,500	775
Commercial					
Offices – business park	4,500	5,000	5,300	6,500	915
CBD offices up to 20 floors – medium	7,000	8,500	8,500	8,500	1,197
CBD offices – prestige	7,500	10,000	10,000	11,500	1,619
Warehouses					
Warehouse/factory unit – basic	3,700	3,700	3,700	3,800	535
Large warehouse distribution centre	3,900	3,900	3,900	4,000	563
High-tech factory/laboratory	4,500	6,000	6,300	6,000	845
Retail					
Large shopping centre including mall	5,500	7,800	7,800	8,000	1,127
Neighbourhood including supermarket	6,000	6,800	6,800	7,000	986
Prestige car showroom	6,200	7,000	7,000	7,500	1,056
Hotels					
Three-star travellers	5,500	8,000	8,400	8,600	1,211
Five-star luxury	7,000	10,000	10,500	10,500	1,479
Resort style	6,900	9,700	10,185	10,000	1,408
Hospitals					
Day centre	4,500	5,500	5,500	6,000	845
Regional hospital	6,000	7,000	7,000	7,500	1,056
General hospital	7,500	8,500	8,500	9,000	1,267
Schools					
Primary and secondary	4,500	5,000	5,000	7,000	986
University	5,000	6,000	6,000	9,000	1,267
Carparks					
Multistorey – above ground	3,200	3,500	4,000	3,800	535
Multistorey – below ground	3,500	4,000	4,800	4,500	634
Airports					
Airport terminal	20,000	20,900	20,900	20,900	2,943

(Source: International construction cost survey 2012 by Turner & Townsend)

表9.2-3 米国建築物 M² 単価

US – international building costs per m ² of internal area				
	2008 USD	2009 USD	2010 USD	2011 USD
Residential				
Detached house – medium standard	1,570	1,475	1,435	1,495
Detached house – prestige	1,925	1,750	1,710	1,800
Townhouse – medium standard	1,475	1,330	1,300	1,350
Apartments – private medium density	1,420	1,590	1,520	1,600
Apartments – high rise	2,075	2,045	2,020	2,100
Aged care/affordable units	1,300	1,400	1,420	1,550
Commercial				
Offices – business park	1,600	1,905	1,850	1,885
CBD offices up to 20 floors – medium	2,215	2,150	2,085	2,140
CBD offices – prestige	2,610	2,505	2,440	2,520
Warehouses				
Warehouse/factory unit – basic	750	850	840	860
Large warehouse distribution centre	915	990	1,100	1,140
High-tech factory/laboratory	1,520	1,615	1,700	1,785
Retail				
Large shopping centre including mall	1,580	1,600	1,500	1,560
Neighbourhood including supermarket	860	900	840	910
Prestige car showroom	1,425	1,390	1,325	1,380
Hotels				
Three-star travellers	1,485	1,580	1,525	1,575
Five-star luxury	2,680	2,720	2,550	2,600
Resort style	2,420	2,630	2,250	2,300
Hospitals				
Day centre	1,645	1,765	2,045	2,055
Regional hospital	3,100	3,210	3,290	3,340
General hospital	3,000	3,110	3,260	3,300
Schools				
Primary and secondary	1,450	1,510	1,495	1,570
University	2,160	2,240	2,150	2,200
Carparks				
Multistorey – above ground	700	730	690	700
Multistorey – below ground	1,325	1,395	1,295	1,315
Airports				
Airport terminal	3,650	3,525	3,425	3,550

(Source: International construction cost survey 2012 by Turner & Townsend)

以上により、

$$\begin{aligned} \text{モザンビーク建設単価} \times 70\% &\equiv \text{南アフリカ建設単価} \equiv \text{米国建設単価} \times 70\% \\ \therefore \text{モザンビーク建設単価} &\equiv \text{米国建設単価} \end{aligned}$$

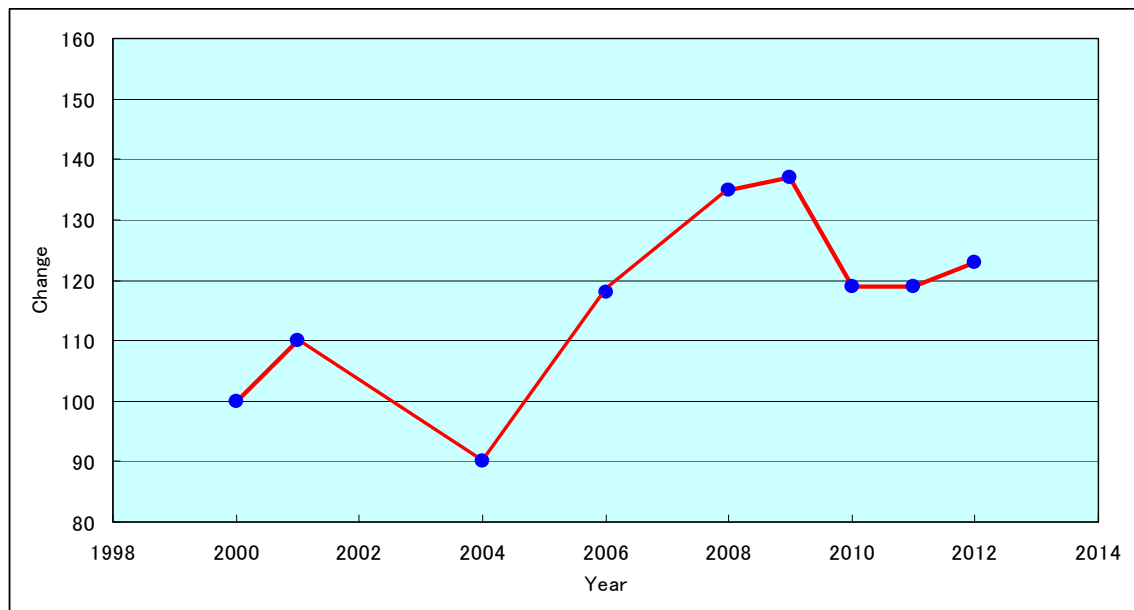
という想定が可能であり、米国建設物価をベースとして積算された EPC コストのローカルポーション額の調整は不要と判断する。

9.3 プロジェクトコストの妥当性

9.3.1 コンバインドサイクル発電設備の価格動向

主要機器であるガスタービン（以下 GT）ニッケル、クロム、コバルト等の稀少金属をその高温部の主要素材として製作されるため、近年におけるそれら稀少金属やその他の鋼材の価格高騰により GT の製作コストは著しく増加した。加えて、エネルギー価格の高騰により高効率 CCGT の需要は供給を凌ぐほど高いレベルにあり、CCGT の価格高騰の一因となっている。リーマンショックまではこの価格高騰は続いた。しかし、リーマンショック以降 GT 価格は低下したものの、新興国や発展途上国の電力需要により、緩やかに上昇傾向であり、CCGT 価格もこれに連動している。

下図にコンバインドの価格の動向を示す。2004 年頃から価格が急騰し、以降 3 年間で約 1.66 倍、年率で約 18% 上昇し、2008 年のリーマンショック後の 2009 年に低下した後、緩やかに上昇している。



(Source: Gas Turbine World 2012 GTW Handbook)

図9.3-1 コンバインドサイクル発電設備の価格動向

本調査においては、CCGT 市場を取り巻く環境は世界の情勢により変化するものの、CCGT 価格は落ち着きを取り戻すものと推察する。

9.3.2 プロジェクトコストの妥当性

本プロジェクトの発電所建設コストの妥当性について、本プロジェクトと同規模の 2005 年に円借款された A プロジェクト（総出力 80MW 多軸 1-on-1CCGT 2 ブロック）の実行予算ならびに EPC 建設の契約金額とを比較検討した。

A プロジェクトは日立製作所社 CCGT（H-25）を採用した多軸型 1-on-1CCGT を 2 ブロック既設発電所に増設するものである。2008 年に入札し、2011 年 11 月に EPC 建設契約が締結された。

表 9.3-1 に、至近に契約された、ガスタービンならびに CCGT の契約価格を示す。GTW ハンドブックによると CCGT の容量が増えるほど kW 当たりの建設単価は低下する傾向にあるが、A プロジェクトの kW 当たりの建設単価 US\$1,250/kW は、他の大型 CCGT とほぼ同程度である。一方、本プロジェクトの kW 当たりの建設単価は、表 9.1-1 の EPC コスト見積額より計算すると USD1,129/kW（ $\div 11,305$ 百万円 $\div 110$ MW $\div 91.04$ 円/USD）となる。この値は A プロジェクトおよび他の CCGT とほぼ同水準を示しており、本プロジェクトの積算結果は妥当であると考えられる。

また、本プロジェクトの EPC コスト積算額における、機器 FOB 価格が占める割合は下図のとおりとなっており、これまでの実績から妥当な割合を示していると判断できる。



(Source: JICA 調査団)

図9.3-2 機器 FOB 価格構成比

表9.3-1 至近に契約された、ガスタービンならびに CCGT の契約価格

Plant Name	Location	Owner	EPC Contractor	Nominal Rating (MW)	Type of GT	Configuration	Number of Unit	Month/Year of News	Contract Price (Estimated Cost)	Price per kW	Remarks
	Sigapore Jurong Island	GMR Energy	Siemens-Samsung Consortium	800	SGT5-4000F	1- on - 1	2	Sept-Oct/2011	1,000 MMUS\$	1,250 US\$	Re-gasified LNG plant
Moxie Liberty Generation Plant	Bradford County Pennsylvania	Moxie Energy		700			1	Sept-Oct/2011	800 MMUS\$	1,143 US\$	
Moxie Patriot Generation Plant	Lycoming County Pennsylvania	Moxie Energy		700			1	Sept-Oct/2011	800 MMUS\$	1,143 US\$	
Cane Island Unit 4	Intercession City Florida	Florida Municipal power and Kissimmee Utility Authority		300	PG7241FA	1- on - 1	1	Sept-Oct/2011	479 MMUS\$	1,597 US\$	Evaporative cooler SCR
Bear Garden CCS	Buckingham Coutry Virginia	Dominion Virginia Power		580	7FA	2 - on - 1	1	Sept-Oct/2011	619 MMUS\$	1,067 US\$	Duct fired HRSG ST 220MW
	Cairo Egypt	Cairo Electricity Production	Ansald Energia	600	AE94.2	Simple cycle	4	May-June/2011	245 MMEuro	408 €	
L.V. Sutton Energy Complex	Wilmington, North Carolina	Progress Energy		620			1	May-June/2011	600 MMUS\$	968 US\$	
	Central Iraq	Iraq Electricity	Hyundai Heavy Industry	500		Simple cycle		May-June/2012	158.9 MMUS\$	318 US\$	
	Dangjin, South Korea		GS Electric and Power Services	410	SGT6-8000H	1 - on - 1	1	May-June/2013	420 MMUS\$	1,024 US\$	
Keramasan Thermal Power Station	Keramasan Indonesia	PLN	Marubeni	80	H-25	1- on - 1	2	Nov. /2011	100 MMUS\$	1,250 US\$	

(Source: JICA 調査団)

9.4 コンサルタント業務

コンサルタントは、事業実施機関である EDM とのコンサルタント業務契約の締結後、以下の業務を遂行する。

- EPC コントラクターの選定
- 建設期間中の施工監理業務
- 瑕疵期間中に必要とされる監理業務

上記業務遂行にあたって想定される専門家は以下のとおりである。

9.4.1 Foreign Consultant

1. Project Manager
2. Plant Design Engineer
3. Mechanical Engineer (Gas Turbine)
4. Mechanical Engineer (Steam Turbine)
5. Mechanical Engineer (HRSG)
6. Mechanical Engineer (BOP)
7. Electrical Engineer
8. I & C Engineer
9. Civil Engineer
10. Contract Engineer
11. Environmental Engineer
12. HIV/AIDS Consultant

9.4.2 Local Consultant

1. Deputy Project Manager
2. Plant Design Engineer
3. Mechanical Engineer (Gas Turbine)
4. Mechanical Engineer (Steam Turbine)
5. Mechanical Engineer (HRSG)
6. Mechanical Engineer (BOP)
7. Electrical Engineer
8. I & C Engineer
9. Civil Engineer
10. Environmental Engineer
11. HIV/AIDS Consultant

なお、コンサルタント業務に係る Terms of Reference (TOR)案および Project Management Cost(PMC)案は、巻末資料に添付する。

9.5 運転保守費用

9.5.1 運転保守

コンバインドサイクルの場合、高温燃焼ガスで稼動するガスタービンと、HRSG、蒸気タービン・発電機で構成されているが、定期検査インターバルから見ると、ガスタービンが主体となり、ガスタービン検査時に蒸気タービン・発電機・HRSG の定期検査を組合せて実施することが現実的である。また、ガスタービンの場合、燃焼器・静翼・動翼・翼輪（シュラウドセグメント）等高温部品の亀裂・腐食・酸化・変形・コーティング剥離が激しいため、蒸気タービンのように延べ運転時間、延べ起動停止回数で経年劣化レベルを推測するのではなく、EOH（Equivalent operation hour）で点検時期を推奨している。本プロジェクトで考慮する運転保守に係る費用は下記に示すとおりである。

- LTSA:各期運開前に支出と想定（ローン対象）
- メンテナンス固定費分（人件費・定期点検費用等）
- メンテナンス変動分（油脂・薬品等）
- トレーニング費用
- 予備品費用

9.5.2 LTSA の検討

CCGT は、ガスタービン、HRSG および蒸気タービンを主要設備として構成される。一般的に、これらの主要設備のうち最も故障率が高いのはガスタービンであり、その保守レベルがプラント全体の稼働率に大きな影響を与える。

ガスタービンの高温部品である燃焼器、タービン翼等は 1000 度以上の高温ガスに曝された状態で運転している。このため、蒸気タービンの翼と比較して劣化・損傷が激しく、短い間隔で点検・修理・交換が必要となる。そのため、これらの高温部品は、種類毎に製造メーカーにより、その予想寿命が設定されており、通常、寿命に達するまでは、適切な保守間隔に従い、点検・修理・交換を行う必要がある。ガスタービンの点検間隔は表 9.5-1 に示す 3 タイプを等価運転時間毎に行うのが一般である。

表9.5-1 種類別の点検間隔（一例）

Type of Inspection	Inspection Interval / Equivalent Operating Hour
Combustor Inspection	8,000 hr
Turbine Inspection	16,000 hr
Major Inspection	48,000 hr

(Source: JICA 調査団)

高温部品はニッケル、コバルトをベースとする超合金であるため、その修理には特別な溶接・コーティング等の技術および設備が必要である。従って、ほとんどの使用者はガスター

ビン製造者または他の修理会社に修理を発注している。

(1) ガスタービン長期保守契約の特徴

上記のように高温部品の定期的な点検・修理・交換が比較的短い間隔で発生するため、それをある一定期間、一括で提供する契約（Long Term Service Agreement, 以下 LTSA）が GE 社をはじめとする各ガスタービン製造者等から提供されており、CCGT 運営においては主流の契約形態となりつつある。契約期間は通常 Major Inspection までを一サイクルとして考えるため、6 年または 12 年間とする契約が一般的である。

LTSA の特徴をまとめると下表のようになる。まず技術的特長であるが、これまで使用者は運転時間・起動停止回数・緊急停止回数を把握し、高温部品の点検・修理・交換の必要範囲・時期等の管理を自ら行っていたが、LTSA ではその提供者により行われる。さらに、このサービスの実現のために遠隔監視システムの導入が図られるので、プラントの運転状況を提供者の遠隔監視センターにてリアルタイムに監視する事が出来る。これにより常駐エンジニアの派遣と合わせてトラブルの兆候監視やトラブル発生時の迅速な対応が図れ、その結果稼働率の向上に貢献することが出来る。そのため、オプションではあるが、LTSA では上記のガスタービンの運転状況の監視・保守に係る業務を提供者が行うことで稼働率保証を付加することも可能である。

もうひとつの大きな特徴は高温部品の点検・修理・交換費用を包括価格とすることである。LTSA の包括価格は、使用者が個別に点検・修理・交換を行う総費用と同レベルまたはそれ以下となっているため、付帯するサービスも考えると魅力ある設定となっている。さらに、契約時点でこれら費用が確定されるため、使用者は想定外の高温部品の修理・交換リスクを回避できる。

また、使用者が個別に高温部品の修理・交換を行っていく場合、大量に高温部品の交換が必要となる年とそうでない年では費用負担の変動が大きく、IPP 等会社規模が小さな使用者では会社経営に与える影響が大きい。これに対し、LTSA では毎月一定額払いとすることで費用負担の平準化され、経営の安定化が図れる。

表9.5-2 LTSA の特徴

比較項目	LTSA ケース	個別発注ケース
高温部品の点検・修理・交換の管理	提供者が一括管理	使用者にて管理
ガスタービンの運転状態監視	提供者も遠隔監視稼働率向上に貢献	使用者のみで監視
常駐エンジニア	有	無
稼働率保証	有（オプション）	無
高温部品の点検・修理・交換費用・支払い	包括価格で毎月一定額払い 価格は個別発注総費用と同レベルまたはそれ以下 想定外の修理・交換も提供	点検毎に修理・交換の量に応じた額を支払う 想定外の修理・交換が発生した場合は使用者負担

比較項目	LTSA ケース	個別発注ケース
	者負担（使用者の責任に帰する理由以外）	

(Source: JICA 調査団)

(2) 本プロジェクトへの LTSA 導入

CTM マプト CCGT は、モザンビーク国で、初めての GT を使った CCGT となる予定である。従って、LTSA は技術サポートの面から CCGT の安定運転には必要なサービスと考える。また、経済的にも個別発注より有利であり、かつ費用負担の平準化により経営の安定化が図れるため、EDM の安定した利益の確保に大きく貢献する。

上記のように、LTSA は発電所の安定運転、発電会社経営の安定化に大きく寄与するため資金供与の立場からも歓迎されるべきスキームである。

したがって、本調査では LTSA を本プロジェクトの対象範囲とすることを推奨する。

第 10 章

經濟・財務分析

第10章 経済・財務分析

10.1 プロジェクトの事業効果

「モ」国北部並びに中部における近年のガスおよび石炭の発見は、同国の経済活動の水準を著しく増加させている。特に、本プロジェクトの対象となる首都マプト市は、同国への海外投資の主な入口であるため経済が急速に発展している。このため、マプト市が位置する南部系統の電力需要は大幅に増加し、ビジネスと一般家庭の両部門は系統への新規電力接続を絶え間なく要求している。南部地域の電力需要は「モ」国の 2/3 を占め、今後もマプト市郊外において多くの工場および宅地の開発計画があるが、それらの実現は新たな電源が得られるかどうかにかかっている。すなわち、電力は、首都圏地域の継続可能な経済発展の鍵を握っている。

2章2.3「電力需要想定と電源計画」に述べたとおり、南部地域の電力供給は危機的な状況にあり、STE プロジェクトと呼ばれる南部と中部・北部系統の相互接続が完了するまで電力が不足すると予測されている。STE プロジェクトの完了は現時点では 2020 年以降の見通しである。STE プロジェクトは複数のステークホルダーが存在する数十億ドル規模の大規模プロジェクトであることから完了は更に遅れるとの見方もあり、CTM に位置し、数年で立ち上げることができる本プロジェクトは極めて貴重である。EDM は、電源開発マスタープランの中で供給格差の削減のために Aggreko からの電力を継続購入するシナリオも検討している。

仮に、本プロジェクト（または CTM）を実施しない場合、EDM は、以下の代替電力供給先を必要とすると想定される。

- ベースロードとミドルロード用の SASOL/EDM と Gigawatt のプロジェクト
- ピークロードもしくはミドルロード用の Aggreko のプロジェクト

Ressano Garcia の敷地では取水が困難なため、これらのプロジェクトはガス・エンジンを使用している。Aggreko プロジェクトでは可動式ガス・エンジンを使用しており、高価であるため電力供給の一時的な解決策にしかならないであろう。さらなる供給不足は SAPP の ESKOM からの電力購入によって満たす必要がある。実際、現在も既にこれが常態化している。これに対して、CCGT を使用する本プロジェクトは、より安価に電力供給を行えることが期待される。

本プロジェクトにはその立地による利点がある。第一に、本プロジェクトは旧発電所の跡地に位置するということである。従って、送電設備関連の費用は基本的に発生しない。第二に、南部系統の需要の中心地であるマプト市のちょうど郊外に位置するため、本プロジェクトの出力の送電損失は、他の主要な電源と比較して低く抑えることができる。需要地に近いことから、系統の安定性を増すためにも本プロジェクトは望ましい。第三に、代替の電源ではなく本プロジェクトを実施することにより、マプト市周辺の送電設備の拡充のための投資は少なくとも 1 年間延期することが出来る。

つまり、本プロジェクトの事業効果は以下のものとなる。

- 持続可能な経済発展への貢献
- 安価な電気（低発電コスト）の供給
- より多くの電力供給（送電損失が少ないため）

- 送電系統への投資延期による節約

10.2 EDM の財務状況

EDM の財務諸表を基に、EDM の財務の健全性を分析する。表 10.2-1が示すように、EDM の売上は 2006 年の 32 億 MZN から 4 年後の 2010 年の 64 億 MZN に約倍増している。それに伴い、バランスシートも急速に拡大した。

表 10.2-1 財務諸表と財務指標

(Unit: 1,000 MZN)

Profit & Loss					
	2010	2009	2008	2007	2006
Sales	6,414,321	5,295,179	4,596,005	3,933,644	3,228,556
Profit before Tax	105,924	72,829	27,776	139,970	-34,714
Net Profit	-64,156	13,762	27,776	4,388	-70,182
Balance Sheet					
Total Fixed Assets	18,834,825	15,183,370	13,034,113	11,352,355	9,479,121
Equity	7,457,035	7,257,328	5,830,847	4,401,194	4,393,897
Capital Employed	16,364,841	14,007,460	10,747,539	9,205,345	8,274,968
Financial Indicators					
Profitability Ratios	2010	2009	2008	2007	2006
Pre-tax Profit Margin (%)	1.65%	1.38%	0.60%	3.56%	-1.08%
Return on Sales (%)	-1.00%	0.26%	0.60%	0.11%	-2.17%
Return on Total Assets (%)	-0.86%	0.19%	0.48%	0.10%	-1.60%
Return on Capital (%)	-1.04%	0.24%	0.92%	0.15%	-2.33%
Return on Investment (%)	2.38%	0.34%	1.47%	1.24%	1.55%
Liquidity Ratios					
Quick Ratio (Acid Test) (%)	120%	166%	105%	93%	110%
Current Ratio (%)	140%	196%	127%	116%	135%
Return on Equity (%)	1.40%	-4.00%			
Collection Rate (%)	97%	97%	96%	95%	95%

(Source JICA 調査団)

10.2.1 収益性

税引前利益率は 2006 年にマイナスであったが、それ以降の 2007 年から 2010 年の期間は僅かながらプラスとなっている。総資産利益率並びに資本収益率は 2006 年から 2010 年までマイナスあるいはゼロに近い。よって、EDM は収益性に欠ける。今後、電力料金の見直し、そしてオペレーションの効率の改善が期待される。

10.2.2 借入金の返済能力

当座比率は 2007 年を除き、基本的に 100%を上回っており、当座の資金で流動負債を全て返済しても、なお資金が手元に残るため、EDM の短期的な返済能力に大きな不安はない。売掛金の回収率は改善しており、2009 年および 2010 年では 97%に達している。電気料金の支払方法には前払い料金制（プリペイド）があり、これを選択している需要家は全需要家の 81%（2011 年）に達している。問題は利益がほとんどない中で、他人資本である借入金が急速に拡大していることである。この状況が今後とも継続すれば EDM の財務状況は急速に悪化し、返済能力が大きく低下する可能性を否定できない。EDM は現行の電力価格を見直しする調査を別途行っており、その調査をもとに電力価格の値上げを検討している。今後、電力料金の見直し・値上げそしてオペレーション費用の削減により、収益性の向上が図られることが期待される。

10.3 プロジェクトの財務分析

本節ではプロジェクトのキャッシュ・フローを予想し、プロジェクトの財務的実行可能性を検討する。

10.3.1 財務分析の主要な前提条件

本プロジェクトの財務評価に使用される主要な前提条件は次の通りである。

(1) 主な経済指標

「モ」国は過去十年間で年率 7.2%の高い経済成長を遂げている。特に、農業部門とインフラ投資の力強い成長に加え、海外直接投資の流入が継続することにより、2012 年と 2013 年は各々 7.5% および 7.9%と安定した成長率が予想される¹。

2010 年の 12 月以降、消費者物価指数で計測されるインフレ率は、表 10.3-1 に示すように、16% 以上から 2012 年 5 月には 2%以下に低下した。

表 10.3-1 消費者物価インフレの変化（%）

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Moving average
2009	6.53	4.36	5.15	4.38	3.05	2.65	2.42	1.12	1.37	1.43	2.55	4.22	3.27
2010	5.06	6.84	7.13	9.09	12.70	14.51	16.11	17.07	16.80	15.52	15.06	16.62	12.71
2011	16.51	16.00	14.73	13.04	11.36	9.28	7.67	7.86	7.80	8.34	7.74	5.46	10.48
2012	4.26	2.48	2.71	2.54	1.62	1.63	1.47	1.07	1.23	na	na	Na	3.31

（Source：モザンビーク中央銀行）

注：na：入手不可

表 10.3-2 が示すように、モザンビークの通貨であるメティカルと米ドルの為替レートは比較的安定しており、メティカルは米ドルに対して過去 6 年間では 18%、年率では 2.8%下落している。

¹ 2012 年度 African Economic Outlook から入手可能。

<http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/southern-africa/mozambique/>

表10.3-2 メティカルと米ドル間の年間平均為替レートの変化

Year	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Metical/USD	24.99	25.56	24.17	26.71	32.98	29.06	29.50

注：2012 年の数字は 2012 年 11 月 3 日現在のレート。

(Source：モザンビーク中央銀行（2012 年を除く）)

本報告書では本プロジェクトの 2012 年末の価格で表示されるベースコストに適用されるインフレ率と為替レートを下記のように仮定する。

- ・ 外貨価格コンポーネントの物価上昇率： 年率 2.1%
- ・ 国内通貨価格コンポーネントの物価上昇率：年率 4.6%
- ・ 為替レート：30.5MTn（初期投資期間までおよび期間中一定）

(2) プロジェクトの構成

本プロジェクトは「モ」国最初のコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所を建設・運営するものである。具体的には 2 基のガス・タービン装置と蒸気タービン装置を 1 基設置する。これらの総発電容量は 70MW から 110MW の範囲となる。

本フィージビリティ・スタディでは、総発電容量を 110MW（40MW×2 基と 30MW×1 基）と想定する。これら 3 基のタービン設備は 2018 年 6 月に運転可能になる。

(3) 初期投資費用

本報告書で前述したように、本プロジェクトのベースコスト（2012 年度末価格）は約 159 百万 USD と推定される。物理的・物価予備費、付加価値税を加えると、初期投資費用総額は約 194 百万 USD と見積もられる。本プロジェクトでは輸入税が免除される予定である。表 10.3-5 に初期投資の計算を示す。EPC 費（O&M トレーニング、予備品の初期在庫および LTSA（長期サービス契約）を除く）の支払スケジュールは次のようになる。

表10.3-3 年間工事

	1 st year of construction	2 nd year of construction	3 rd year of construction	4 th year of construction
	3%	36%	48%	13%

(Source JICA 調査団)

表10.3-4 外貨および国内通貨

	Foreign currency components	Local currency components
Power block	80%	20%
Balance of plant	80%	20%
Civil and erection	30%	70%

(Source JICA 調査団)

表10.3-5 初期投資費用

No.	Item	Base Case			Base Case		
		CCGT in Single Phase			CCGT in Single Phase		
		Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local
		[1,000 US\$]			[MJPY]		
	JICA Finance Portion						
A.	Power Plant Construction and Associated Works (EPC Cost)	124,171	90,220	33,951	11,305	8,214	3,091
A1.	Power Block	98,874	80,228	18,646	9,002	7,304	1,698
A2.	B.O.P.	4,698	3,812	886	428	347	81
A3.	Civil & Erection	20,598	6,179	14,419	1,875	563	1,313
B.	LTSA, Training and Spare Parts	18,403	18,403		1,675	1,675	
B1.	6-year LTSA Cost for Gas Turbine	13,040	13,040		1,187	1,187	
B2.	Training	1,098	1,098		100	100	
B3.	Spare Parts	4,265	4,265		388	388	
C.	Consulting Service	14,344	11,659	2,685	1,306	1,061	244
D.	Contingency	26,242	17,467	8,775	2,389	1,590	799
D1.	Price Contingency on A, B & C F 2.1% / L 4.6%	17,520	10,907	6,612	1,595	993	602
D2.	Physical Contingency on A, B, C & D1 5.0%	8,722	6,559	2,162	794	597	197
E.	Interest During Construction 0.01%	145	145		13	13	
F.	Commitment Charge (exempted) 0.0%						
	Total of JICA Finance Portion (A~F)	183,305	137,894	45,410	16,688	12,554	4,134
	Non Eligible Portion						
G.	Land Preparation	833		833	76		76
G1.	Removal of Existing Fuel Tanks	725		725	66		66
G2.	Price Contingency 4.6%	68		68	6		6
G3.	Physical Contingency 5.0%	40		40	4		4
H.	Administration Cost 0.50%	920		920	84		84
	* 0.5% of A~D & G						
I.	Custom Duties, VAT and Withholding Tax	9,734		9,734	886		886
I1.	VAT on 25% of A, B, D & G (except contingency of C) 17.0%	7,125		7,125	649		649
I2.	Custom Duties on Foreign Portion of A, B, D & G (exempted) 0.0%	0		0	0		0
I3.	Withholding Tax on Consulting service fee except for expenses 20.0%	2,609		2,609	237		237
	Total of Non Eligible Portion (G~I)	11,487		11,487	1,046		1,046
	Grand Total (A~I)	194,791	137,894	56,897	17,734	12,554	5,180

(Source: JICA 調査団)

(4) 資金調達

建中金利を含む初期投資費用総額の約 90%は JICA からの円建てソフトローンによる資金提供となる²。残りの 10%は EDM によって資金調達される。調達条件は下記のとおりである。

(a) JICA による円建てソフトローン

- 金利：年率 0.01%
- 返済期間：10 年間の据え置き期間を含む 40 年間。（据え置き期間は円借款調印日から始まる）

(b) EDM による現地商業銀行からの資金調達

- 金利：年率 12%
- 返済期間：9 年間

(5) 電力価格

(a) 平均販売価格

² 円の為替レートを 1 米ドル 91.04 円と仮定。

電気の平均販売価格は 2009 年の 2.44MTn/kWh から 2011 年には 2.76MTn/kWh に上昇した。しかし、同期間中のインフレ率を考慮すると、販売価格は実質的に減少している。過去数年間の南アフリカより低くなっている電気料金は、インフレ圧力が減少すれば、現在計画されている電力価格以上に引き上げることが出来るであろう。表 10.3-6 に MTn と USD での最近および将来の平均販売価格を示す。本調査では、プロジェクトの全期間において 2014 年度の予想価格である 3.30MTn/kWh または 11.8USc/kWh を販売価格として仮定する。

表10.3-6 平均電気販売価格分析

Year	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. Average sales price (MTn/kWh)	2.44	2.53	2.76	2.84	3.11	3.30
2. Change from previous year (MTn)		0.09	0.23	0.08	0.27	0.19
3. Change in percentage		3.7%	9.1%	2.9%	9.5%	6.1%
4. Inflation	3.3%	12.7%	10.5%	3.3%	4.6%	4.6%
5. Real change		-9.0%	-1.4%	-0.4%	4.9%	1.5%
6. USD exchange rate (MTn)	26.71	32.98	29.06	29.50	27.90	27.90
7. Average Sales Price (USD/kWh)		0.077	0.095	0.096	0.111	0.118

(Source : EDM の平均販売価格。2013 年と 2014 年のインフレ率および為替レートは本節で前述)

(b) 発電収入

上述の販売価格の内訳には発電費用、送配電費用、検針等の需要家関連費用および利益が含まれている。よって、本プロジェクトにおける収入は基本的にグリッドに送り出す電気量に以下の単価を乗じた値となる。

$$\text{発電収入単価} = (\text{平均電気価格}) - (\text{送配電及び需要家関連業務の長期限界費用}) - (\text{利益})$$

本調査においては送配電及び需要家関連業務の長期限界費用と利益の合計を平均電気価格の 20% と仮定する。すなわち、本プロジェクトの発電収入価格は 2.64MTn/kWh あるいは 9.44USc/kWh となる。

(6) O&M 費用

O&M 費用には燃料（ガス）費用、維持管理費、保険料が含まれる。同費用に関しては、以下の仮定を用いる。

- (a) 燃料（ガス）費用：プロジェクトサイトにおいて 5.60USD/GJ（本価格は EDM と ENH との間で合意）
- (b) 発電所の年間維持管理費は以下のとおりである。

表10.3-7 年間維持管理費用

(単位：1,000 USD)

year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-
O & M cost	2,406	4,126	4,126	4,126	4,126	4,126	5,031

- (c) 保険料：発電所の総事業費の 1%（年間）

(d) 貸付金への支払い利息：本節で前述

(7) その他

本分析におけるその他の主要な前提条件は以下の通りである。

(a) 減価償却： 20 年（定額方式）

(b) 法人税： 32%

財務費用を計算する上で固定資産税や手持ち運転資金の要件は考慮しない。利息収入等の売り上げ以外の潜在的収入も、比較的小額なため考慮しない。表 10.3-8 と表 10.3-9 に本プロジェクトの資金計画と運転期間中の借り入れ金返済前のキャッシュ・フロー予測を示す。

表10.3-8 投資費用の支出と財源のキャッシュ・フロー

		USD Thousand (MZN Thousand)																	
Item	Project year	1			2			3			4			5			6		
	Calendar year	2014			2015			2016			2017			2018			2019		
		F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
1 Total initial investment																			
(1) Initial investment costs excluding IDC		1,370	549	1,919	6,378	3,790	10,168	38,220	18,543	56,763	55,234	26,096	77,558	20,284	8,195	27,014	2,999	339	3,158
(2) Interest on foreign loan accrued		0	0	0	1	0	1	4	0	4	10	0	10	14	0	14	16	0	16
(3) Interest on domestic loan accrued		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDC total (Items (2) and (3))		0	0	0	1	0	1	4	0	4	10	0	10	14	0	14	16	0	16
Total (Items (1) to (3))		1,370	549	1,919	6,379	3,790	10,168	38,224	18,543	56,767	55,244	26,096	77,567	20,298	8,195	27,029	3,015	339	3,174
		(41,783)	(16,744)	(58,528)	(194,552)	(115,586)	(310,138)	(1,165,835)	(565,547)	(1,731,382)	(1,684,934)	(795,930)	(2,365,805)	(619,099)	(249,941)	(824,380)	(91,949)	(10,343)	(96,805)
2 Total finance required		1,370	549	1,919	6,379	3,790	10,168	38,224	18,543	56,767	55,244	26,096	77,567	20,298	8,195	27,029	3,015	339	3,174
(Financial resources)																			
3 Foreign bank loan		1,727	0	1,727	9,151	0	9,151	51,087	0	51,087	69,802	0	69,802	24,313	0	24,313	2,842	0	2,842
Cumulative		(52,672)	(0)	(52,672)	(279,107)	(0)	(279,107)	(1,558,144)	(0)	(1,558,144)	(2,128,959)	(0)	(2,128,959)	(741,547)	(0)	(741,547)	(86,692)	(0)	(86,692)
		1,727	0	1,727	10,878	0	10,878	61,965	0	61,965	131,767	0	131,767	156,080	0	156,080	158,922	0	158,922
		(52,672)	(0)	(52,672)	(331,780)	(0)	(331,780)	(1,889,923)	(0)	(1,889,923)	(4,018,882)	(0)	(4,018,882)	(4,760,429)	(0)	(4,760,429)	(4,847,121)	(0)	(4,847,121)
4 Domestic bank loan		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cumulative		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
5 EDM equity			192	192		1,017	1,017		5,680	5,680		7,765	7,765		2,716	2,716		332	332
Cumulative		(0)	(5,855)	(5,855)	(0)	(31,031)	(31,031)	(0)	(173,238)	(173,238)	(0)	(236,846)	(236,846)	(0)	(82,833)	(82,833)	(0)	(10,113)	(10,113)
		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
6 Total finance		1,727	0	1,727	9,151	0	9,151	51,087	0	51,087	69,802	0	69,802	24,313	0	24,313	2,842	0	2,842
		(52,672)	(0)	(52,672)	(279,107)	(0)	(279,107)	(1,558,144)	(0)	(1,558,144)	(2,128,959)	(0)	(2,128,959)	(741,547)	(0)	(741,547)	(86,692)	(0)	(86,692)
Cumulative		1,727	0	1,727	10,878	0	10,878	61,965	0	61,965	131,767	0	131,767	156,080	0	156,080	158,922	0	158,922
		(52,672)	(0)	(52,672)	(331,780)	(0)	(331,780)	(1,889,923)	(0)	(1,889,923)	(4,018,882)	(0)	(4,018,882)	(4,760,429)	(0)	(4,760,429)	(4,847,121)	(0)	(4,847,121)

Item	Project year	7			8			9			10			11			Total		
	Calendar year	2020			2021			2022			2023			2024					
		F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
1 Total initial investment																			
(1) Initial investment costs excluding IDC		2,634	14	2,648	2,702	14	2,715	2,756	14	2,770	2,822	14	2,835	1,168	0	1,168	136,567	57,566	194,133
(2) Interest on foreign loan accrued		16	0	16	16	0	16	16	0	16	17	0	17	17	0	17	127	0	127
(3) Interest on domestic loan accrued		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDC total (Items (2) and (3))		16	0	16	16	0	16	16	0	16	17	0	17	17	0	17	127	0	127
Total (Items (1) to (3))		2,650	14	2,664	2,718	14	2,732	2,773	14	2,786	2,838	14	2,852	1,185	0	1,185	136,693	57,566	194,260
		(80,822)	(421)	(81,243)	(82,893)	(421)	(83,314)	(84,564)	(421)	(84,984)	(86,567)	(421)	(86,988)	(36,148)	(0)	(36,148)	(4,169,147)	(1,755,774)	(5,924,921)
2 Total finance required		2,650	14	2,664	2,718	14	2,732	2,773	14	2,786	2,838	14	2,852	1,185	0	1,185	136,693	57,566	194,260
(Financial resources)																	0	0	0
3 Foreign bank loan		2,383	0	2,383	2,444	0	2,444	2,493	0	2,493	2,552	0	2,552	1,051	0	1,051	169,845	0	169,845
Cumulative		(72,679)	(0)	(72,679)	(74,536)	(0)	(74,536)	(76,033)	(0)	(76,033)	(77,830)	(0)	(77,830)	(32,069)	(0)	(32,069)	(5,180,267)	(0)	(5,180,267)
		161,305	0	161,305	163,749	0	163,749	166,242	0	166,242	168,793	0	168,793	169,845	0	169,845			
		(4,919,800)	(0)	(4,919,800)	(4,994,336)	(0)	(4,994,336)	(5,070,369)	(0)	(5,070,369)	(5,148,199)	(0)	(5,148,199)	(5,180,267)	(0)	(5,180,267)			
4 Domestic bank loan		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cumulative		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)			
5 EDM equity			281	281		288	288		293	293		300	300		134	134	0	18,998	18,998
Cumulative		(0)	(8,564)	(8,564)	(0)	(8,777)	(8,777)	(0)	(8,951)	(8,951)	(0)	(9,159)	(9,159)	(0)	(4,080)	(4,080)	(0)	(579,448)	(579,448)
		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)			
6 Total finance		2,383	0	2,383	2,444	0	2,444	2,493	0	2,493	2,552	0	2,552	1,051	0	1,051	169,845	0	169,845
		(72,679)	(0)	(72,679)	(74,536)	(0)	(74,536)	(76,033)	(0)	(76,033)	(77,830)	(0)	(77,830)	(32,069)	(0)	(32,069)	(5,180,267)	(0)	(5,180,267)
Cumulative		161,305	0	161,305	163,749	0	163,749	166,242	0	166,242	168,793	0	168,793	169,845	0	169,845			
		(4,919,800)	(0)	(4,919,800)	(4,994,336)	(0)	(4,994,336)	(5,070,369)	(0)	(5,070,369)	(5,148,199)	(0)	(5,148,199)	(5,180,267)	(0)	(5,180,267)			

(Source: JICA 調査団)

表10.3-9 借入金返済前キャッシュ・フロー（運転期間）2018 年～2042 年

		US Thousand																										
	Operation year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Item	Calendar year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total	
1 Operational parameters																												
1 Capacity (MW)		110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
1 Electricity generation (GWh)		376	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	18,414	
1 Electricity supply (GWh)		368	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	18,046	
1 Technical loss		7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%		
2 Non-technical loss		8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%		
2 Electricity sale (GWh)		315	630	630	630	637	637	637	637	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	15,700	
2 Average sales price (USD/kWh)		0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118	0.118		
2 Average wholesale price (USD/kV		0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094		
2 Sales revenue		29,745	59,491	59,491	59,491	60,137	60,137	60,137	60,137	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	1,482,093	
3 Operating cost		20,177	39,667	39,667	39,667	39,667	39,667	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	989,388	
1 O&M		2,406	4,126	4,126	4,126	4,126	4,126	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	118,625	
2 Fuel		16,800	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	823,200	
3 Insurance for Economic Analysis		925	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	45,304	
3 Insurance		971	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	47,563	
4 Net operating income (Item 2 - 3)		9,569	19,823	19,823	19,823	20,470	20,470	19,565	19,565	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	492,706	

(Source: JICA 調査団)

10.3.2 発電原価

本プロジェクトを除いたその他の異なる技術による発電所における発電原価と本プロジェクトの発電所出口での発電原価を比較し、プロジェクトの実行可能性を考察するために、本節では本プロジェクトの発電所出口端での発電原価を算出する。

(1) 発電原価の計算

本節では、国際エネルギー機関（International Energy Agency）によって提案されている平準化発電原価（Levelised Cost of Electricity: LCOE）により評価を行なう。平準化発電原価は下式により算出される。

$$LCOE = \frac{\sum NPV(Cost)}{\sum NPV(Electricity)}$$

$\sum NPV(Cost)$ および $\sum NPV(Electricity)$ の詳細は以下の通りである。

- $\sum NPV(Cost)$: 費用（建設費、運転維持管理費および燃料費）のキャッシュ・フローを割引率³で正味現在価値に変換したものの総和
- $\sum NPV(Electricity)$: 発電量（発電所出口端）を割引率で正味現在価値に変換したものの総和

本分析においては EDM の視点から法人税（32%）を考慮して、発電原価は算出される。

(2) 発電原価

発電原価の計算の結果は表 10.3-10に示すとおり本プロジェクトの発電所出口端での発電原価は 8.84USc/kWh と試算される。

(3) 計算結果についての考察

上記の発電原価（8.84USc/kWh）の値は、現在の ESKOM からの電力のスポット購入価格（25～30USc/kWh）よりも低いのみならず、レサノガルシアにある Aggreko のピーク供給用の発電設備から EDM への売電価格（9.0USc/kWh）よりも低い。本プロジェクトは、ベースロードでの運用を想定しているが、ピーク電源として運用した場合にも十分な価格競争力を有したプロジェクトと考えられる。

³ 割引率は 10%と仮定。

表 10.3-10 発電原価

		US Thousand																													
Item	Operation year	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
	Calendar year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Discount factor for year		1.33	1.21	1.10	1.00	0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.56	0.51	0.47	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16	0.15	0.14	0.12	0.11	0.10	0.09	
1 Operational parameters																															
1 Capacity (MW)		0	0	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
1 Electricity generation (GWh)						376	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	18,414
1 Electricity supply (GWh)						368	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	18,046
NPV of electricity produced produced (GWh)		0	0	0	0	342	621	565	513	467	424	386	351	319	290	263	239	218	198	180	164	149	135	123	112	102	92	84	76	69	
2 Cost		1,919	10,168	56,763	77,558	49,471	47,829	47,147	47,042	47,131	47,025	45,812	44,471	44,506	44,333	44,333	44,333	44,332	44,332	44,332	44,331	44,331	44,331	44,331	44,330	44,330	44,330	44,329	44,329	44,329	
1 Investment cost		1,919	10,168	56,763	77,558	27,014	3,158	2,648	2,715	2,770	2,835	1,168																			119,867
2 Operating cost						22,456	44,671	44,499	44,327	44,361	44,189	44,644	44,471	44,506	44,333	44,333	44,333	44,332	44,332	44,332	44,331	44,331	44,331	44,331	44,330	44,330	44,330	44,329	44,329	44,329	1,087,422
3 O&M						2,406	4,126	4,126	4,126	4,126	4,126	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	5,031	118,625
4 Fuel						16,800	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	33,600	823,200
5 Insurance						971	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	47,563
6 Income tax paid						0	2,977	3,059	3,140	3,428	3,509	3,295	3,376	3,664	3,745	3,745	3,745	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,747	3,747	3,747	3,747	3,747	3,747	
7 Interest paid on debt						2,280	2,026	1,773	1,520	1,267	1,013	777	523	269	16	15	15	14	14	14	13	13	12	12	11	11	11	10	10	9	
NPV of Cost		2,554	12,303	62,439	77,558	44,974	39,528	35,422	32,130	29,265	26,544	23,509	20,746	18,875	17,092	15,538	14,126	12,842	11,674	10,613	9,648	8,771	7,973	7,248	6,589	5,990	5,446	4,951	4,501	4,091	
Unit gen. cost (LCOE)		8.84 USc/kWh																													

(Source: JICA 調査団)

10.3.3 プロジェクトにおける財務的内部収益率（Project FIRR）

本プロジェクトの財務的实施可能性や真の健全性を確認するために、プロジェクトにおける財務的内部収益率（FIRR）を算出した。この計算には、資金調達費用は考慮されていないが、上述のその他の前提条件（付加価値税を含む）は考慮されている。算出結果は以下の通りである（表 10.3-11参照）。

Project FIRR : 6.7%

Project FIRR は 6.7%となり、カットオフレートである「モ」国の短期国債利回りの 6.47%を上回る。したがって、本プロジェクトは財務的に実施可能であると考えられる。

表10.3-11 Project FIRR (2014 年～2042 年)

		USD Thousand																													
Project year		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Calendar Year		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
1 Cash inflow																															
Sales revenue		0	0	0	0	29,745	59,491	59,491	59,491	60,137	60,137	60,137	60,137	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	60,784	1,482,093
2 Cash outflow		1,919	10,168	56,763	77,558	47,536	46,451	45,941	46,009	46,270	46,336	45,284	44,116	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	44,323	1,267,832
(1) Capital paid-in		1,919	10,168	56,763	77,558	27,014	3,158	2,648	2,715	2,770	2,835	1,168																			188,716
(2) Operation		0	0	0	0	20,177	39,667	39,667	39,667	39,667	39,667	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	40,572	989,388
(3) Net working capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(4) Interest paid on debt		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(5) Income (corporate) tax		0	0	0	0	344	3,626	3,626	3,626	3,833	3,833	3,543	3,543	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	89,728
(6) Loan repayments		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 Net cash flow (Item 1 - 2)		-1,919	-10,168	-56,763	-77,558	-17,790	13,039	13,550	13,482	13,867	13,802	14,853	16,022	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	16,461	214,261
4 Cumulative net CF		-1,919	-10,168	-58,682	-87,726	-76,472	-74,686	-62,922	-61,204	-49,055	-47,403	-34,202	-31,381	-17,740	-14,919	-1,279	1,542	15,182	18,003	31,644	34,465	48,105	50,926	64,567	67,388	81,028	83,849	97,490	100,310	113,951	178,692
5 Net present value discount factor		-1,919	-9,550	-51,767	-72,685	-59,511	-54,589	-43,196	-39,463	-29,708	-26,962	-18,272	-15,746	-8,361	-6,604	-532	602	5,568	6,201	10,238	10,473	13,729	13,651	16,256	15,935	17,996	17,491	19,101	18,459	19,695	-253,467
		1	0.94	0.88	0.83	0.78	0.73	0.69	0.64	0.61	0.57	0.53	0.50	0.47	0.44	0.42	0.39	0.37	0.34	0.32	0.30	0.29	0.27	0.25	0.24	0.22	0.21	0.20	0.18	0.17	
6 Cumulative NPV		-1,919	-11,469	-63,235	-135,920	-195,431	-250,020	-293,216	-332,679	-362,386	-389,348	-407,620	-423,366	-431,726	-438,330	-438,862	-438,260	-432,692	-426,490	-416,253	-405,780	-392,051	-378,400	-362,144	-346,209	-328,212	-310,721	-291,621	-273,162	-253,467	
7 FIRR on the Project	6.7%																														

(Source: JICA 調査団)

10.3.4 エクイティにおける財務分析

表 10.3-12に借入金を考慮した、資金計画のためのキャッシュフロー予測を示す。債務支払い能力を示すデット・サービス・カバレッジ・レシオ（DSCR）は以下のように計算される。

DSCR：平均値 4.6、最低値 2.2、最高値 6.6

DSCR は、債務支払い能力を示すため、プロジェクト・オーナーのみならず貸付機関にとってもプロジェクトの財務的実行可能性において重要な指標である。通常必要とされる比率は最低 1.3 から 1.5 である。本プロジェクトの DSCR は 2.2 以上であるため、この基準をみたし、EDM の全 DSCR の改善の一助となるであろう。よって、本プロジェクトは健全な投資であると考えられる。

表10.3-12 資金計画のためのキャッシュ・フロー予想（運転期間）2018 年～2042 年

		USD Thousand																											
	Operation year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
	Calendar year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total		
1	<u>Net cash flow from operation</u>	9,569	19,823	19,823	19,823	20,470	20,470	19,565	19,565	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	20,212	492,706		
2	Interest earned	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Working capital (net increase)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Interest paid on debt	2,280	2,026	1,773	1,520	1,267	1,013	777	523	269	16	15	15	14	14	14	13	13	12	12	11	11	11	10	10	9	11,649		
	Interest of foreing Loan	0	0	0	0	0	0	17	17	16	16	15	15	14	14	14	13	13	12	12	11	11	11	10	10	9	250		
	Interest of domestic Loan	2,280	2,026	1,773	1,520	1,267	1,013	760	507	253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,399		
5	<u>Net income before depreciation</u>	7,289	17,797	18,050	18,303	19,203	19,457	18,788	19,042	19,942	20,196	20,196	20,197	20,197	20,198	20,198	20,198	20,199	20,199	20,200	20,200	20,201	20,201	20,201	20,202	20,202	481,057		
6	Income tax paid	0	2,977	3,059	3,140	3,428	3,509	3,295	3,376	3,664	3,745	3,745	3,745	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,746	3,747	3,747	3,747	3,747	3,747	3,747	86,385		
7	<u>After-tax cash flow</u>	7,289	14,819	14,992	15,164	15,776	15,948	15,493	15,666	16,278	16,451	16,451	16,451	16,452	16,452	16,452	16,452	16,453	16,453	16,453	16,454	16,454	16,454	16,454	16,455	16,455	394,671		
8	Loan repayments	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	6,357	6,357	6,357	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	99,675		
	Foreign loan repayments	0	0	0	0	0	0	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	4,246	80,676		
	Foreign outstanding principal	169,845	169,845	169,845	169,845	169,845	169,845	165,599	161,353	157,106	152,860	148,614	144,368	140,122	135,876	131,630	127,384	123,138	118,891	114,645	110,399	106,153	101,907	97,661	93,415	89,169			
	Domestic loan repayments	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,998		
	Domestic outstanding principal	16,887	14,776	12,666	10,555	8,444	6,333	4,222	2,111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
9	<u>After-debt service cash flow</u>	5,178	12,708	12,881	13,053	13,665	13,837	9,136	9,309	9,921	12,205	12,205	12,205	12,205	12,206	12,206	12,206	12,207	12,207	12,207	12,207	12,208	12,208	12,208	12,209	12,209	294,997		
	Cummulative	5,178	17,886	30,767	43,820	57,485	71,322	80,458	89,767	99,689	111,893	124,098	136,303	148,509	160,714	172,920	185,127	197,333	209,540	221,748	233,955	246,163	258,371	270,579	282,788	294,997			
10	<u>Debt service coverage</u>	2.2	4.8	5.1	5.5	6.1	6.6	2.7	2.8	3.1	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	Ave.		
	(Items 5 + 4) / (items 4 + 8)																										4.6		

(Source: JICA 調査団)

10.3.5 Project FIRR に対する感度分析

財務的実行可能性に関する本プロジェクトの最も大きな危険性は「モ」国内通貨であるメティカルと米ドルとの為替レートの将来的な不確実性である。国内通貨がドルに対して下がると、米ドル建てである本プロジェクトの収益が減少することになる。電力料金は国内通貨建てであり、料金の大幅な値上げは政治的に困難であるため、為替レートは危険をもたらす可能性がある。為替予測では 28.50MTn/USD であるが、2010 年には 32.98MTn/USD まで下落したことがある。

別の主なリスクは EPC 費とガス価格に関連している。本プロジェクトは「モ」国最初のコンバインド・サイクル発電プロジェクトであるため、比較できるコスト・データがない。ガス価格は EDM と ENH 間で合意しているものの、契約が変更になる可能性も残っている。従って、下記の 6 つのシナリオについて感度分析を行った。

- (1) 想定より為替レートが 10%低い場合、すなわち、30.69 MTn/USD であり、発電収入価格が 0.086 USD/kWh である場合
- (2) 想定より為替レートが 15%低い場合、すなわち、32.01 MTn/USD であり、発電収入価格が 0.082 USD/kWh である場合
- (3) EPC 費用が 10%高い場合
- (4) EPC 費用が 20%高い場合
- (5) ガス価格が 10%上昇する場合
- (6) ガス価格が 20%上昇する場合

上述の感度分析の結果を下表にまとめる。

表10.3-13 FIRR の感度分析結果

項目	Project FIRR
1 10%低い為替レート	2.9 %
2 15%低い為替レート	0.8%
3 10%高い EPC 費	6.1%
4 20%高い EPC 費	5.6%
5 10%高いガス価格	5.2%
6 20%高いガス価格	3.5%

(Source: JICA 調査団)

感度分析の結果として、10%高い EPC 費用、20%高い EPC 費用並びに 10%高いガス価格を想定する場合では、5.2%以上の FIRR でありカットオフレートに近い値を示している。想定より為替レートが 10%並びに 15%低い場合、Project FIRR はそれぞれ 2.9%と 0.8%となる。従って、カットオフレートに近い値が算出されるケースもあるが、為替レートやガス価格に大きな変更がある場合は、財務的な実行可能性は低くなる。

10.3.6 財務的実行可能性のまとめ

ベースケースの Project FIRR は、6.7%となり、カットオフレートである「モ」国の短期国債利回りの 6.47%を上回る。したがって、本プロジェクトは財務的に実行可能であると考えられ

る。また、本プロジェクトの DSRC は 2.2 以上であり、通常必要とされる比率の 1.3 から 1.5 を上回るため、本プロジェクトは健全な投資であると考えられる。Project FIRR の感度分析に関して、カットオフレートに近い値が算出されるケースもあるが、為替レートやガス価格に大きな変更がある場合は、財務的な実行可能性は低くなる。その主な理由は、現行の EDM の電力価格設定が低いためと考えられる。この低い電力価格が Project FIRR に影響している。しかしながら、上述したように EDM は現行の電力価格を見直しする調査を別途行っており、その調査をもとに電力価格の値上げを検討している。近い将来に電力価格の見直し、値上げが実施されれば、本プロジェクトの Project FIRR はより高くなり、改善されることが予想される。これにより、本プロジェクトの財務的実施可能性も高くなることが想定される。総じて、プロジェクトの全体的な枠組みに大きな変化がない限り、本プロジェクトは財務的に実行可能といえる。

10.4 プロジェクトの経済分析

プロジェクトの経済的分析は、社会全体に対してプロジェクトによって生じる費用や便益に関わるものであり、これに対して、財務分析はプロジェクト・オーナーのみに関するものである。プロジェクトの経済的実施可能性、すなわちプロジェクトがその実施に対する投資を正当化できる十分な純便益を国に対して生み出すか否かを評価するために、プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）は算出される。これを次節以後解説する。

10.4.1 経済分析の主要な前提条件

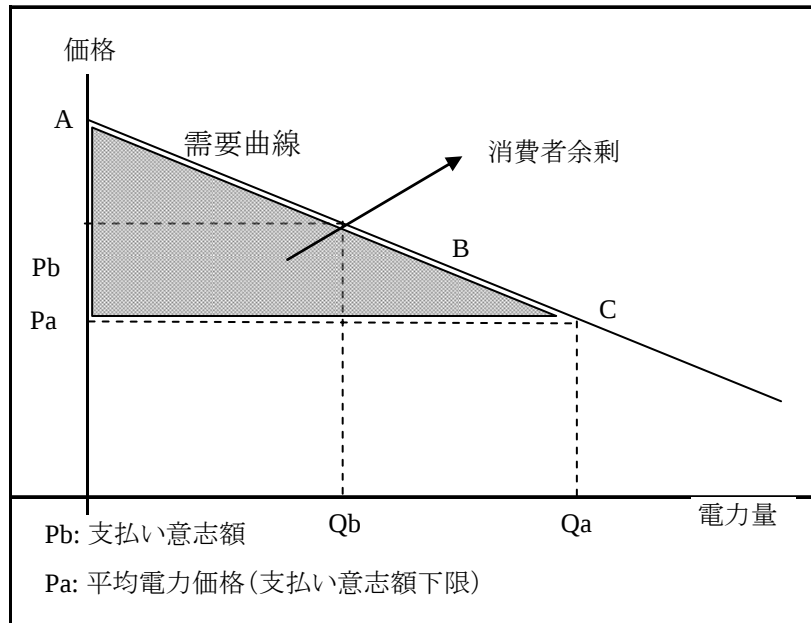
(1) 経済便益

一般的に行われる経済分析の手法としては、プロジェクトから発生する便益を直接的に定量化、価値付けを行い、その結果を費用と比較することにより内部収益率を求める方法と便益の計測・計量化が難しい場合に、同等の便益を有すると想定される次善案の費用と当該プロジェクトの費用の差を便益とする方法（最小費用分析）の二つの方法がある。

国内の総供給量が増加する場合は上述の前者を、国内の総供給量が増加しない場合は後者を用いて経済分析を行う。「モ」国では電力供給が電力需要に追いつかず、新たな追加電源が必要となる。本プロジェクトによって市場へ追加電力が供給され国内の総供給量は増加するため、想定される料金、すなわち前述の平均販売価格で本プロジェクトが生産する電力販売による収入（消費者および生産者の電力購入価格）を純便益とし経済分析を行う。この収入は、支払意志額の下限值と見なすことができ、石油ベースのディーゼル発電機や灯油のような代替エネルギー源である自家電力による供給費用によって示される電力に対する消費者および生産者の支払い意志額の水準を超えるものではない。

下記の図 10.4-1 で P_a が平均電力料金すなわち、支払い意志額の下限を示している。消費者および生産者の支払い意志額は P_b として示される。需要曲線より下に属す ΔPaC （灰色部分）は消費者が現在の電力料金を越えて支払う意志を有する部分（消費者余剰）である。経済評価の算出に関しては、控えめな評価を行うのが原則であるため、本分析ではプロジェ

クトの便益を過大評価しないためにも本プロジェクトでは消費者余剰を含む支払い意思額ではなく、平均販売価格で本プロジェクトが生産する電力販売による収入(消費者および生産者の電力購入価格)を用い経済分析を行う。グラフにおける点 $P_a \cdot C \cdot Q_a \cdot 0$ を結ぶ四角形は消費者が支払う電力料金の総額を示している。



(Source: JICA 調査団)

図10.4-1 平均電力料金と支払意思額

従って、前述した P_a である平均電力価格を単位電力当たりの経済価値とし、プロジェクトが生み出す電力総量に乗じることにより、プロジェクトの便益を定量的に算出する。なお、支払い意思額にかかわる情報を第2次現地において収集する予定である。

参考までに、経済便益に算入しないが、本プロジェクトと代替電源との比較による最小費用分析の費用の節約による便益と定量化しない便益は本章 10.1 プロジェクトの事業効果で記載している通り以下が想定される。

(a) 安価な電力（発電・供給コストが低いため）

「本プロジェクトを実施しない場合」、EDM は代替電力源を見つける必要がある。本プロジェクトと代替電力源の電力生産（あるいは調達）費における違いは、本プロジェクトが電力網に同量の電気を供給することによる節約と、その結果もたらされる経済便益であると考えられる。

見込まれる代替電力源は、(1) 南アフリカのパワー・プールからの購入、(2) 追加の 85MW の容量があり他の地域に移転する代わりに可動されている Aggreko からの購入、および (3) Ressano Garcia に位置するガス・エンジン・プロジェクトの可能性が高く、本プロジェクト

に割り当てられたガスを使用する新しい IPP プロジェクト（または予定された IPP プロジェクトの拡張）に限定される。

最初の 2 つの選択肢は本プロジェクトに比較して大幅に高価であり、20USc/kWh となる。3 番目の選択肢は最小費用の代替オプションであり、約 9.73MW のオープン・サイクルの容量を持つ 18 基のガス・エンジン・ジェネレーターを含む Sasol プロジェクトの情報⁴に基づいて、本オプションの発電原価を見積もり、本プロジェクトの発電原価との差異を節約による便益とする方法がある。

(b) 持続可能な経済発展への貢献

「本プロジェクトを実施しない場合」、電力供給が不十分のため EDM の運営は更に限定され、新規接続数も更に制限される。新規接続は投資と関連しているので、この 2 つの正確な関係が特定されれば、本プロジェクトが提供する 110MW の追加電力によって実現する投資の額を見積もることが出来よう。しかしながら、これは不可能でないとしても非常に困難である。

(c) より多くの電力供給（送電損失が少ないため）

本プロジェクトは、需要の中心であるマプト市に上記の最少費用である代替オプションよりも近くに位置しているため、低送電損失による便益を享受できる。南部系統での送電損失の差は以下のとおり仮定される。

- 本プロジェクトとレサノガルシアに位置する比較可能なプロジェクトの送電損失の差：1.1 MW
- 本プロジェクトと STE プロジェクトを通して供給される電力間での送電損失の差：両者の容量差が非常に大きいため（後者では 2,000MW 以上となる）、考慮しない。

(d) 送電系統への投資延期による節約

マプトの需要が増加するにしたがい、マプト周辺の送電系統を拡張する必要がある。本プロジェクトはマプトに位置するため、前述した代替電源に比較して、この拡張の必要性を部分的に遅らせることができる。しかしデータ不足のため、正確な違いを特定し、この便益を貨幣化することは不可能でなくとも困難である。

(2) 経済費用

経済分析では、しばしば歪められる財務価格や市場価格の代わりに真の経済価格が使用される。この目的のために、税金や関税といった「モ」国内の全ての移転支出は考慮されない。その後、歪められた市場価格を換算係数で乗算することにより経済価格に換算する。本プロジェクトに関する限り、「国境の歪み」は仮定されないが、初期資本投資の国内通貨分は国内の歪みの対象となることが予想される。特に未熟練労働者の賃率は「機会費用」賃金を超える傾向がある。簡素化のために、全ての国内通貨分の市場価格に適用される平均換算係数を使用することにする。この平均換算係数は下表で示すように 0.97 と推定する。

⁴ 参照先：The report of Mozambique Gas Engine Power Plant (MGEPP) Project in Ressano Garcia, Mozambique

表10.4-1 経済価格への変換係数

項目	総 LC 通貨の割合	CF	重み付き値
国内資材・土地	80%	1.0	0.8
熟練労働者	10%	1.0	0.1
未熟練労働者	10%	0.7	0.07
平均 CF			0.97

(Source: JICA 調査団)

本プロジェクトに供給されるガスの価格は真の経済価値を反映しているものと仮定する。ガスは南アフリカではより高値で販売される可能性があるが、本プロジェクト用のガスは「モ」国内での利用に指定された一部から供給される。

10.4.2 EIRR

表 10.4-2に前述した経済便益および費用に基づいた本プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）の計算を示す。EIRR はプロジェクトの経済的実行可能性を明らかに裏付ける 17.1%と計算された。経済便益には財務便益に含まれないものがあるため、EIRR は総投資における FIRR よりも高くなっている。

表10.4-2 プロジェクトの EIRR（2014 年～2042 年）

		USD Thousand																													
Item	Project year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
	Calendar Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
1	Technical parameters																														
	(1) Electricity generation (GWh)					376	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	752	
	(2) Electricity supply (GWh)					368	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	
2	Benefits					37,182	74,363	74,363	74,363	75,172	75,172	75,172	75,172	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	
	(1) Electricity sales					37,182	74,363	74,363	74,363	75,172	75,172	75,172	75,172	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	75,980	1,852,617
3	Costs	1,639	9,176	53,658	76,888	46,943	42,729	42,222	42,290	42,345	42,410	41,648	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	1,168,951	
	(1) Initial investment costs	1,639	9,176	53,658	76,888	26,813	3,153	2,647	2,715	2,769	2,835	1,168																		181,823	
	(2) Operation					20,131	39,575	39,575	39,575	39,575	39,575	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	40,480	987,129	
4	Net benefits (Item 2 - 3)	-1,639	-9,176	-53,658	-76,888	-9,761	31,635	32,141	32,073	32,827	32,762	33,523	34,691	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	35,500	683,665	
5	Cumulative net benefits	-1,639	-9,176	-62,834	-139,722	-149,484	-117,849	-85,708	-53,635	-20,807	11,954	45,477	80,169	115,669	151,168	186,668	222,168	257,668	293,168	328,667	364,167	399,667	435,167	470,667	506,166	541,666	577,166	612,666	648,165	683,665	6,292,724
6	Net present value	-1,639	-8,342	-51,929	-104,975	-102,099	-73,175	-48,380	-27,523	-9,707	5,070	17,533	28,099	36,856	43,788	49,156	53,185	56,076	58,002	59,114	59,544	59,408	58,804	57,819	56,528	54,993	53,270	51,406	49,441	47,408	529,369
	discount factor	1.00	0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.56	0.51	0.47	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16	0.15	0.14	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	
7	Cumulative NPV	-1,639	-9,981	-61,910	-166,885	-268,985	-342,160	-390,539	-418,062	-427,769	-422,699	-405,166	-377,067	-340,212	-296,424	-247,268	-194,083	-138,007	-80,005	-20,891	38,653	98,061	156,865	214,685	271,212	326,205	379,475	430,881	480,322	527,730	
8	EIRR of the Project	17.1%																													

(Source: JICA 調査団)

10.4.3 感度分析

最大の外貨費用分である初期投資費用に対する EIRR に関する感度分析が行われる。その結果は以下の通りである。

表10.4-3 EIRR の感度分析結果

シナリオ		プロジェクトの EIRR
1	初期投資費用が 10%高い場合	15.6%
2	初期投資費用が 20%高い場合	14.3%

(Source: JICA 調査団)

一般的にエネルギー・プロジェクトでは高い EIRR が予想される。初期投資費用の大幅な費用超過はプロジェクトの実行可能性を脅かすことになる。感度分析の結果では初期投資費用が 10%または 20%増加する場合でも EIRR は 10%以上を示しているため、本プロジェクトは経済的实施可能であるといえる。

10.4.4 経済的実現可能性のまとめ

本プロジェクトはその実施の正当性を証明する「モ」国に十分な便益をもたらし、経済的にも実施可能であるとの結論に至った。

10.5 運用効果指標の設定

次に示す運用効果指標は、発電所の性能管理モニタリング、運用保守管理そしてそれらの効果を確認するために設定される。

運用指標

- ・ 最大出力（実績値）
- ・ 設備利用率
- ・ 稼働率
- ・ 発電端熱効率
- ・ 人為ミスによる停止時間
- ・ 機器故障による停止時間
- ・ 計画停止による停止時間

効果指標

- ・ 最大出力
- ・ 送電端発電量
- ・ 裨益人口

各指標の目標値は調査団の国際経験に基づいて設定される。目標値は当初、比較的低い水準に設定してもよい。指標項目値は定期的に確認し、毎年評価し、最終目標に向けてより高い目標値を達成する。

次表に示すように、各目標値は確認、評価されるべきである。指標は「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」を参考に設定する。

表10.5-1 運用効果指標

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
運用指標				
最大出力 *2	110MW	毎月	毎年	最大出力は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。
設備利用率 *3	83%	毎月	毎年	$= \text{年間発電端発電電力量} / (\text{定格出力} \times 24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は設備利用率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。
稼働率 *3	90%	毎月	毎年	$= \text{年間運転時間} / (24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は稼働率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。
発電端熱効率 *2	約 50%	毎月	毎年	$= (\text{年間発電端発電電力量} \times 860) / (\text{年間燃料消費量} \times \text{低位燃料発熱量}) \times 100$ 発電端熱効率は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。
人為ミスによる停止時間	0	毎年	毎年	人為ミスは可能な限りゼロとする。
機器故障による停止時間	438 時間	毎年	毎年	不測の機器故障による停止は不可避であり、年間時間の 5%を目標値として設定する。

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
計画停止による停止時間	192 時間	毎年	毎年	燃焼器点検実施年での設定とする。燃焼器点検：192 時間×4 回／6 年、GT 点検：360 時間×1 回／6 年、定期検査：720 時間×1 回／6 年を想定。
効果指標				
最大出力 *2	110MW	毎月	毎年	最大出力は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。
送電端発電量 *2	784GWh	毎月	毎年	定期検査期間は送電端発電量に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。送電端発電量の目標値は次のように設定する。 送電端発電量 = 110MW x 8760 hour x 0.83 x (1 – Auxiliary power ratio: 0.02)
裨益人口	44 万人	毎年	毎年	モザンビーク国マプト市の人口(INE, 2011)は1,178,116 人、同地域の電力需要(EDM, 2011)2,095GWhより、1人当たり電力消費量/年= 2095GWh/1,178,116 = 1,778kWh/人と推定。 本プロジェクトからの送電端発電量は784GWhであることから、本プロジェクトによる裨益人口は以下の式によって算定する。 裨益人口 = 送電端発電量 / 供給地域における1人当たり電力消費量/年= 784GWh/1778kWh=約 44.1 万人と算定され、その裨益人口はマプト市人口の約 37%に相当する。

- 1) 各指標の目標値は表中の「確認時期」に基づいて確認し、「評価時期」に基づいて評価する
- 2) 「最大出力」、「発電端熱効率」、「送電端発電量」の目標値はEPC 契約者の保障された仕様に基づいて設定する
- 3) 「設備利用率」、「稼働率」は中央給電指令所からの運転指令によるより変動する
- 4) Instituto Nacional de Estatística (INE)、統計局

(Source: JICA 調査団)

第 11 章

環境社会配慮

第11章 環境社会配慮

11.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

11.1.1 プロジェクトサイトの概要

プロジェクトサイトは、マプト市の中心から西に約 3 km に位置し、マトラ市との境界にほど近い既存のマプト発電所（CTM）の中にある。

CTM はマプト・カーゴ・ターミナルの西に隣接し、また国道 2 号線（EN2）のすぐ南に位置する。CTM の北東側の敷地境界にはフェンスが設置されており、これに平行してマプト・カーゴ・ターミナルに向かう鉄道が敷設されている。CTM に最も近いコミュニティは、CTM の北東に位置し、上記の鉄道と EN2 に挟まれている Bairro Luis Cabral 地区である。

CTM の敷地内には既存のガスタービン発電機 3 基（ほぼ休止状態）、オイルタンク、変電所 3 基のほかに、30 年ほど前に閉鎖された旧石炭火力発電所の残骸（一部取り壊されたタービン建屋、著しく損傷した冷却水の水管橋、貯炭場の跡地等）も残されている。

プロジェクトサイトの詳細については第 3 章および第 5 章を参照のこと。

11.1.2 CCGT 技術の概要

本プロジェクトでは、多軸型（2 on 1 multi shaft configuration）ガスタービンコンバインドサイクル（Combined cycle gas turbine: CCGT）を採用する。CCGT は、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせて発電する方式である。すなわち、まず、高温高压の燃焼ガスによりガスタービンを回して発電すると同時に、燃焼ガスの持つ余熱を利用して排熱回収ボイラー（Heat recovery Steam Generator: HRSG）で蒸気を発生させ、これにより蒸気タービンを回して発電する。CCGT は、ガスタービンのみ、或いは蒸気タービンのみで発電する方式に比べて、同じ燃料で生産できる電力量が多いという特徴がある。

CCGT は、天然ガスの有効利用、発電効率の改善、工期の短縮、初期投資額の低減、施設自体のコンパクト化などの点で優れているが、最大の利点はその環境負荷の少なさにある。提案システムの技術仕様と基本設計の概要については第 4 章および第 6 章を参照のこと。

11.1.3 冷却システム

本プロジェクトでは、冷却システムとして、空冷復水器（Air cooled condenser: ACC）を採用する。ACC では、蒸気タービンから排出された蒸気が管束装置に導かれ、そこで軸流ファンが送る空気と熱交換することにより、流管内で凝縮する。ACC には以下のような利点がある。

- 蒸気を凝縮する過程で冷却水を必要としない。
- したがって、候補地の選択肢が拡大する。
- 環境負荷が比較的少ないため、発電所建設に係る許認可取得に要する期間が比較的短い。

ACC の技術仕様の詳細については第 4 章および第 6 章を参照のこと。

11.2 ベースとなる環境および社会の状況

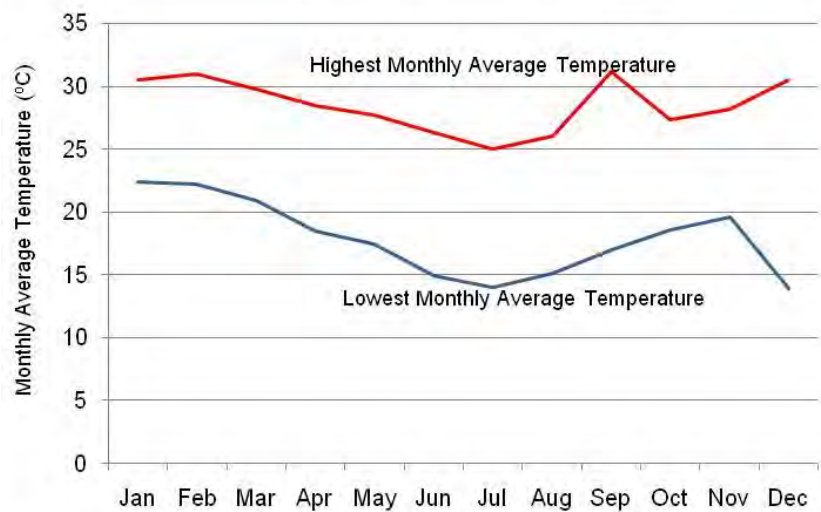
11.2.1 自然環境条件

(1) 気象

プロジェクトサイトに最も近い第 64 気象観測所（マプト国際空港）の気象観測データの概要を以下に述べる。

(a) 気温

2009 年から 2011 年のマプト第 64 気象観測所の観測データによると、図 11.2-1 に示すとおり、月別平均最高気温の上限は 12 月から 3 月の間で約 30℃、下限は 6 月から 8 月の間の 25～26℃である。一方、月別平均最低気温の上限は、月別平均最高気温と平行して推移し、その差は 7～10℃の範囲にある。また、月別平均最低気温の上限は 1 月と 2 月における約 22℃である。

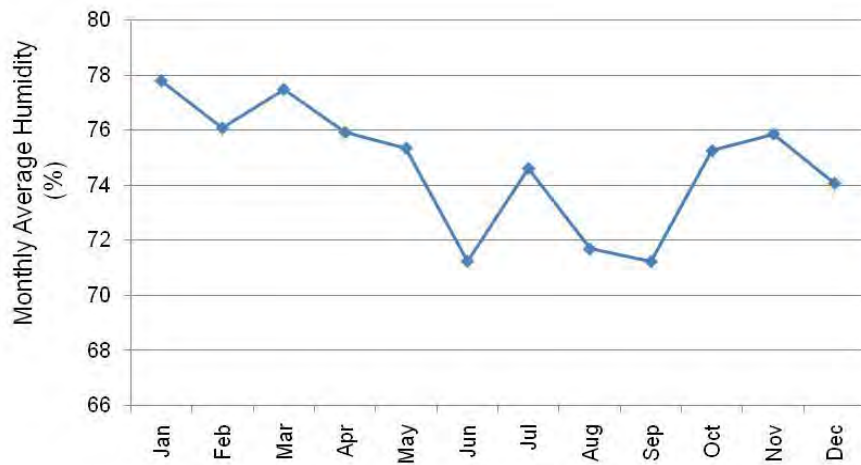


(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-1 月平均最高気温および最低気温の変化（2009 年－2011 年）

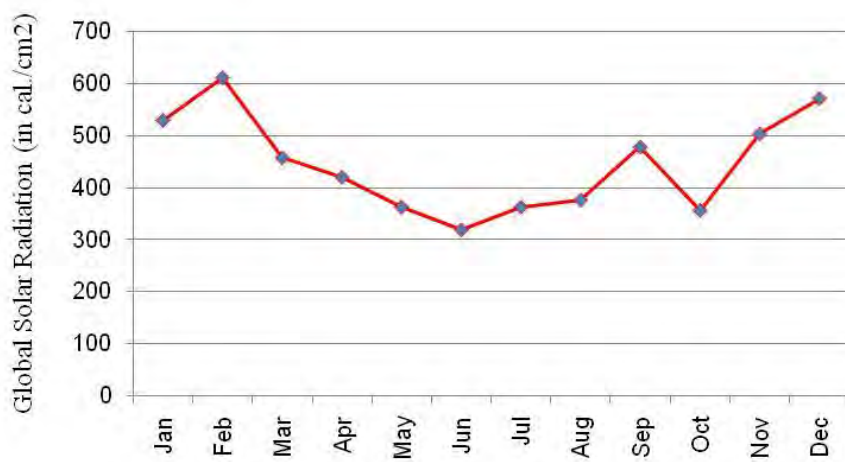
(b) 相対湿度

図 11.2-2 に示すとおり、年間の相対湿度は 71～78% の範囲にある。相対湿度の変化は降水量の季節変化と一致しており、図 11.2-3 が示すように、日射量がこの変動の一因と考えられる。



(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-2 月平均相対湿度の変化（2009年－2011年）



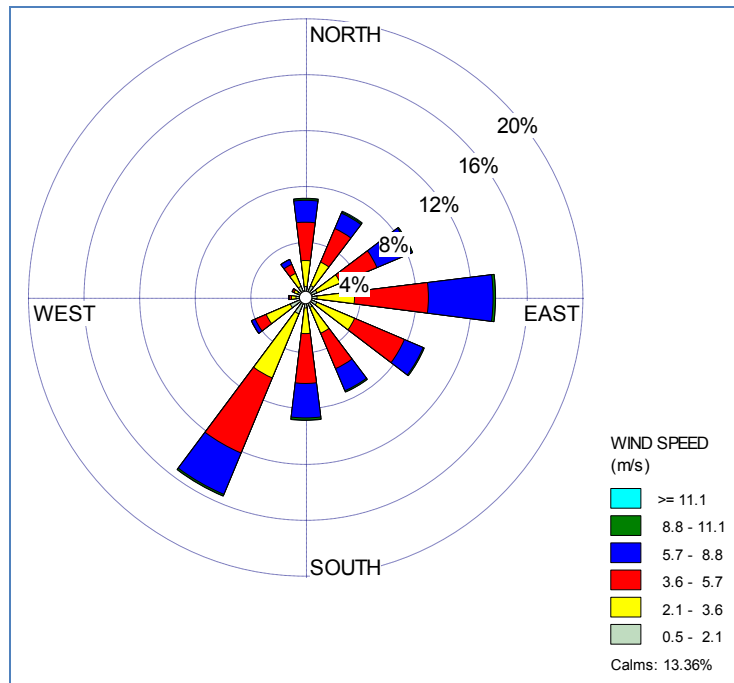
(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-3 月平均日射量の変化（2009年－2011年）

(c) 風向・風速

マプト第 64 気候観測所の 1 時間毎の気象データ（2007 年～2011 年）をもとに風配図を作成した。この観測所はプロジェクト予定地の北東約 4.5km に位置している。風配図は 12 方向に分割され、それぞれが観測期間中に吹いた風の方向を示している。また、図 11.2-4にあるとおり、風速が色分けされている。点線の円内は風速と風向きの発生頻度に関する情報である。

る。風速 0.5 m/s 以下の無風状態の頻度も予測された。図から分かるように、南南西の風の頻度がもっとも高く、全体の 16%を占めており、東風がこれに次ぐ。



(Source : JICA 調査団)

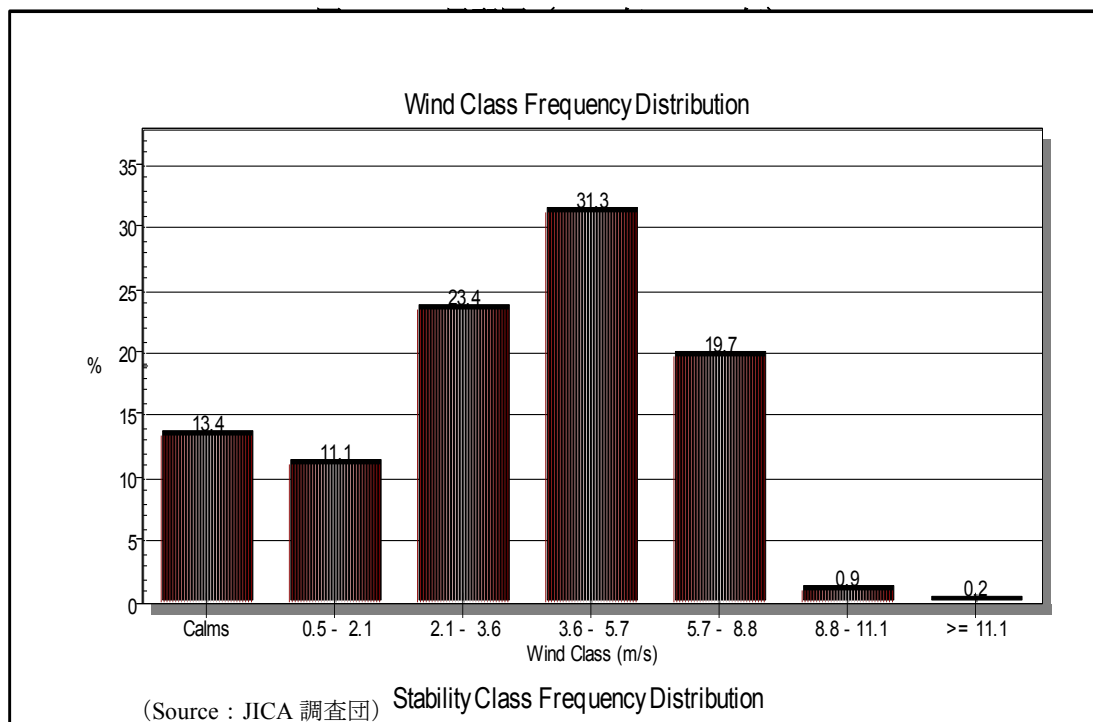
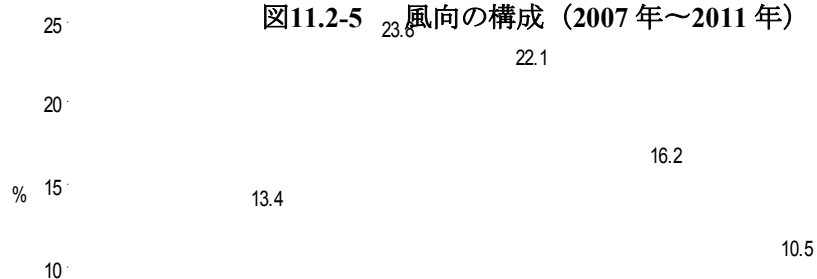
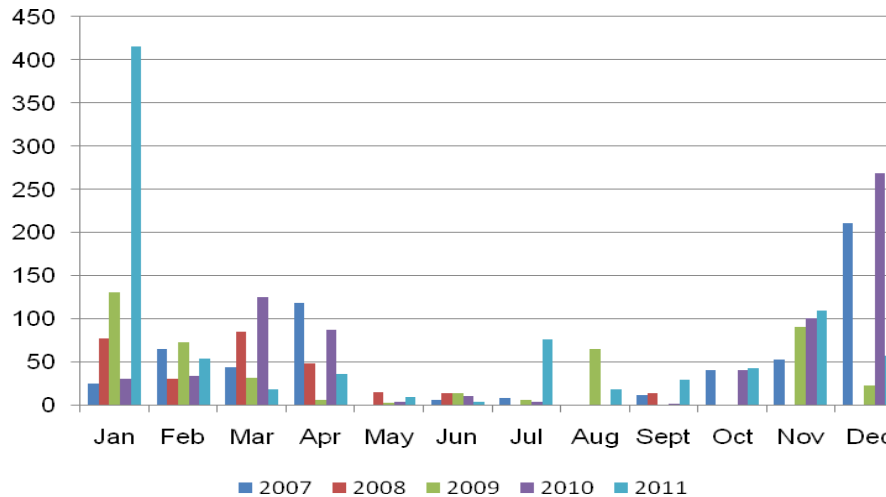


図11.2-5 風向の構成 (2007年～2011年)



(d) 降水量

図 11.2-6に 2007～2011 年間の降水量データを示す。マプトにおける年間降水量は 284～865 mm の範囲にある。11 月から 4 月の間に降水量が多く、これは、気温変動のパターンと整合している。



(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-6 マプト市における月別降水量（2007 年～2011 年）

(2) 大気質

プロジェクト予定地はマプト・カーゴ・ターミナルに近接している。マプト地区全体を見ると、深刻な汚染源と考えられるセメント製造や軽質燃料精製、石炭貯蔵、船積み、非正規産業、廃棄物焼却等、数多くの産業が存在する。一方、予定地周辺では EN2（高速道路）の交通や MPDC のマプト・カーゴ・ターミナル、近隣での石炭利用、マプト湾内を航行する船、マプト・カーゴ・ターミナルでの船積み作業等が汚染源となっている。

JICA 調査団は大気質のベースラインを設定するため、2012 年 11 月 23 日から 12 月 1 日まで大気質をモニタリングした。モニタリングは、予定地中心の近辺および既存のガスタービンの燃料タンクの間で行った（図 11.2-7を参照）。GPS の座標は 452914.00 m E、7130896 m S である。SO₂・NO₂・PM₁₀ のサンプリングは NIOSH の方式にしたがった。詳細は以下の表 11.2-1のとおり。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-7 大気質モニタリング地点

表11.2-1 大気質サンプリング方法

Compound	Sampling Media	NIOSH Method
Sulfur Dioxide (SO ₂)	Treated filters	6004
Nitrogen Oxides (NO ₂)	Treated sorbent tubes	6014
Particulate matter less than 10 μm (PM ₁₀)	Pre-weighted filters	600

(Source : JICA 調査団)

大気質のサンプルは、現場で精密サンプルポンプを携帯流量校正器で校正し、採取した。サンプリング時間は7地点それぞれで約24時間。その結果を表11.2-2に示した。

表11.2-2 PM₁₀・SO₂・NO₂の大気中濃度 (24 時間平均)

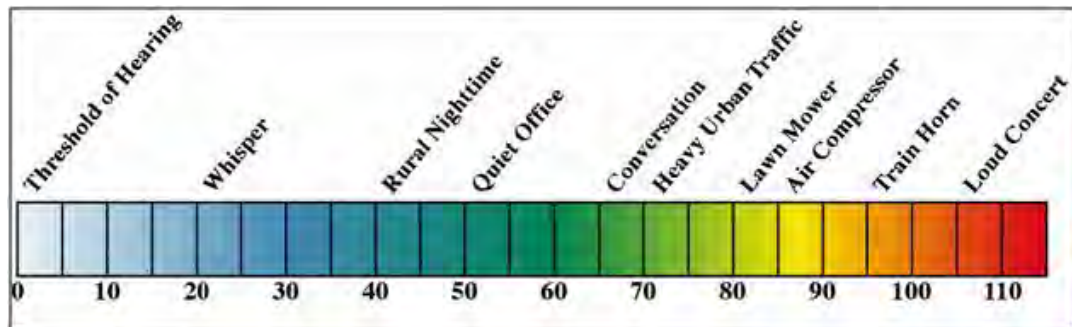
Sample	Parameters		
	PM ₁₀ (μg/m ³)	SO ₂ (μg/m ³)	NO ₂ (μg/m ³)
1	72.9	< 0.01	19.51
2	60.4	5.01	2.66
3	75.3	4.11	10.72
4	12.6	4.10	4.60
5	33.5	5.36	16.04
6	78.4	1.58	14.71
7	76.7	0.07	5.11

(Source : JICA 調査団)

表 11.2-2に示したとおり、現在の SO₂ の大気中濃度は、モザンビークの 24 時間ガイドライン (365μg/m³) と南アのガイドライン (125μg/m³) の双方を下回っている。また、NO₂ の大気中濃度もモザンビークの 24 時間ガイドライン (200μg/m³) 以下となっているが、PM₁₀ についてはモザンビークにガイドラインが存在しないため、国際基準・ガイドラインにしたがった。それによると、PM₁₀ の大気中濃度は南アの 24 時間ガイドライン (25μg/m³) の範囲に収まっているが、WHO のガイドライン (50μg/m³) については、サンプリングを行った 7 日間のうち、5 日間で測定値が基準を上回った。プロジェクトに関わる大気質の基準とガイドラインの詳細については、本報告書の後続の節 (11.3.1 節) を参照されたい。

(3) 騒音レベル

物体が振動したり熱等を発散したりすると、音が発生し、そのエネルギーの一部が音圧または音波となって空気・水・固体中を移動する。音や騒音の大きさは対数であるデシベル・スケールで表示される。3 dB(A)以内の変化は人間の耳では感知できないが、10 dB(A)になると、音量は倍に聞こえる。音量の変化による影響を調べるため、一定期間を対象にエネルギー総量を同等とし、等価騒音レベルと一定の騒音レベルとを比較対照する。ここで、音量が変化する場合の等価騒音レベルを Leq とし、一定期間において同等のエネルギーを有する「一定の騒音レベル」によってこれを表す。図 11.2-8は、さまざまな環境下における代表的な騒音レベルを示したものである。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-8 代表的な騒音レベル(dB(A))

調査対象地区の環境騒音レベルを測定するため、ベースラインとなる騒音モニタリング調査を行った。具体的には、騒音レベル計仕様に関する国際基準 (IEC 61672:1999、IEC 61260:1995、IEC 60651) および環境騒音の測定・評価に関する ISO 19961:2003 と ISO 3095:2001 にしたがって、精密衝撃積算騒音レベル計 (タイプ 1) によって測定を行った。

予めモニタリング地点を 10 ヶ所に設け、その後、24 時間連続測定のため、1 ヶ所 (MP11) を追加した。その詳細を図 11.2-9、GPS の座標を表 11.2-3に示した。モニタリング地点の詳細は以下のとおり。

- プロジェクト予定地に 5 ヶ所
- 周辺の居住区域に 5 ヶ所
- 既存の 2 号ガスタービン (GT) の北西 30 m に位置する燃料タンクの近辺に 1 ヶ所



(Source : JICA 調査団)

図11.2-9 騒音モニタリング地点

表11.2-3 騒音モニタリング地点の座標

Measurement Points	GPS Coordinates (WGS 84, UTM)	
MP01	452843.90 m E	7131027.27 m S
MP02	452954.91 m E	7130936.00 m S
MP03	452925.38 m E	7131035.01 m S
MP04	453056.00 m E	7130909.96 m S
MP05	453157.84 m E	7130804.78 m S
MP06	453172.86 m E	7130930.07 m S
MP07	453274.77 m E	7130868.29 m S
MP08	453228.12 m E	7130845.98 m S
MP09	453293.45 m E	7130777.91 m S
MP10	453333.31 m E	7130831.58 m S
MP11	452914.00 m E	7130896.00 m S

(Source : JICA 調査団)

1 日を 4 つの時間帯（6:00～8:00, 8:00～18:00, 18:00～23:00, 23:00～6:00）に分け、平日と週末を含む 5 日間、騒音レベルを断続的に測定した。各モニタリング地点における騒音レベルは表 11.2-4、表 11.2-5および図 11.2-10のとおり。

表11.2-4 各モニタリング地点における騒音レベル

Monitoring Points	Area Type	Noise Level L _{Aeq} (dB(A))							
		Morning 06:00-08:00		Daytime 08:00-18:00		Evening 18:00-23:00		Night-time 23:00-06:00	
		WD ^a	WE ^b	WD	WE	WD	WE	WD	WE
MP01	Industrial	55.4	60.8	56.2	56.8	53.8	56.5	41.6	60.5 ^c
MP02		50.8	60.1	55.3	57.8	57.9	57.5	48.5	72.1 ^c
MP03		55.2	59.4	55.2	59.3	60.5	59.3	55.7	64.7 ^c
MP04		74.4	56.2	64.3	56.4	60.0	56.6	41.3	66.9 ^c
MP05		52.2	67.4	46.7	58.4	67.6	61.2	52.0	54.2 ^c
MP06	Residential	60.6	64.5	65.7	62.4	64.8	61.0	56.7	61.9 ^c
MP07		59.3	60.6	62.7	61.3	64.1	59.9	52.6	58.6 ^c
MP08		60.0	57.1	68.6	58.1	61.3	66.7	41.0	50.9 ^c
MP09		55.9	59.1	54.9	59.0	60.6	58.9	43.1	49.2 ^c
MP10		57.9	60.8	60.6	59.4	62.3	59.6	52.9	54.4 ^c

^a WD: weekday.

^b WE: weekend or public holiday.

^c: Note: The Gas Turbine No. 2 was in operation during the weekend night-time measurements.

(Source : JICA 調査団)

表11.2-5 MP11 における騒音レベル*

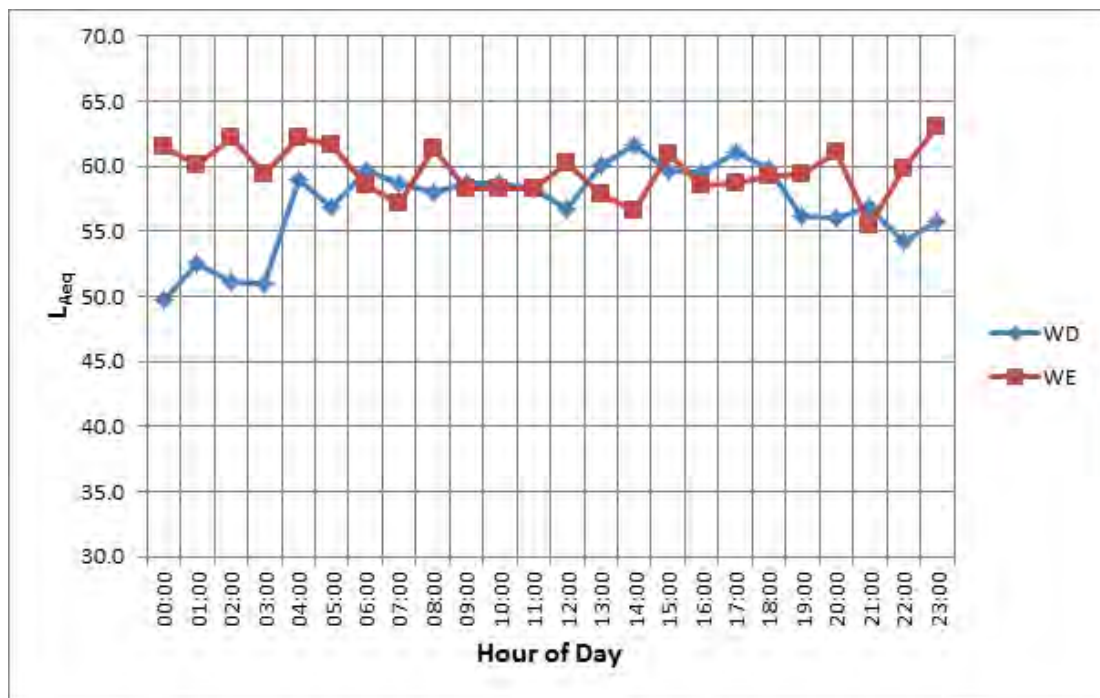
Day	Noise Level L _{Aeq} (dB(A))			
	Morning 06:00-08:00	Daytime 08:00-18:00	Evening 18:00-23:00	Night-time 23:00-06:00
WD	58.8	59.4	55.8	53.4
WE	59.0	58.7	59.8	61.2

WD: weekday.

WE: weekend or public holiday.

*Note: Noise measurements were performed at 10 locations within and around the site and continuously at MP11 within the site.

(Source : JICA 調査団)



(Source : JICA 調査団)

図11.2-10 MP11 における9日間（2012年11月23日～12月1日）の等価騒音レベル

騒音レベルをモニタリングした結果、プロジェクト予定地およびその周辺における騒音の主な発生源は、EN2 の交通やマプト・カーゴ・ターミナルに出入りする列車、既存の発電所のガスタービンであることがわかった。発電所内のモニタリング地点における騒音レベルは、工業地帯を対象とした世界銀行・IFC の環境騒音ガイドラインである 70 dB(A)以下であった（2号GTの近辺のMP02とMP11を除く）。ガスタービンの運転により、現場の騒音レベルは高くなっているが、Bairro Luis Cabral 地区での騒音レベルよりは低い。Bairro Luis Cabral 地区では、平日よりも週末や夜間において騒音レベルが高い。これは、夜間の活動（大音量の音楽等）や交通・ガスタービンによる騒音が原因と考えられる。各モニタリング地点における騒音レベルの概要を表 11.2-6に示した。

表11.2-6 11 地点における騒音モニタリングの結果

Monitoring point	Discussion of Results
MP01	発電所入り口に位置。EN2 からは約 100 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通とガスタービンの運転。2 号 GT からは約 180 m。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。
MP02	プロジェクト予定地の中心に位置。EN2 幹線道路からは約 120 m、2 号 GT からは約 60 m。騒音の主な発生源はガスタービンの運転。幹線道路の交通がこれに次ぐ。2 号 GT の運転時の騒音レベルは 72.1 dB(A)。停止時は世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。
MP03	プロジェクト予定地の北端近辺に位置。EN2 幹線道路からは約 50 m。騒音の主な発生源は EN2 幹線道路の交通とガスタービンの運転。 時折通過する列車によって騒音レベルは上昇するが、常時、世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。
MP04	プロジェクト予定地の北東境界線の中心に位置。EN2 からは約 100 m、2 号 GT からは約 120 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通とガスタービンの運転。MP3 と同様、時折通過する列車によって騒音レベルは上昇するが、概ね世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。平日朝の騒音レベルは、マプト・カーゴ・ターミナルを通過する列車により、74.4 dB(A)を記録。
MP05	プロジェクト予定地の南東角近辺に位置。EN2 からは約 150 m。騒音の主な発生源は EN の交通と列車の通過。騒音レベルは一時的に上昇し、67.4 dB(A)と 67.6 dB(A)を記録したが、いずれも列車の通過によるもの。 夜間、虫とカエルの鳴き声によって騒音レベルは上昇。列車の通過による影響はないものの、61.2 dB(A)を記録。 その他の時間帯における騒音レベルは 50 dB(A)前後。週末夜間の測定結果からもわかるように、ガスタービンの運転による影響は軽微。これは、近隣のビルが騒音を遮断しているため。
MP06	Bairro Luis Cabral 地区との北側境界線に位置。EN2 幹線道路からは約 20 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）を超えており、その平均は 62.2 dB(A)。
MP07	Bairro Luis Cabral 地区内に位置。プロジェクト予定地との境界線からは約 120 m、EN2 からは約 25 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）以上。
MP08	Bairro Luis Cabral 地区内に位置。プロジェクト予定地との境界線および EN2

Monitoring point	Discussion of Results
	からは約 70 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通と住民の日常生活（音楽や会話、子供の遊び等の活動）。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）以上。
MP09	EN2 から 100 m の距離にある Bairro Luis Cabral 地区内に位置。MP08 と同様、騒音の主な発生源は EN2 の交通と住民の日常生活。ガスタービンの運転音も聞こえるが、気になるレベルではない。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）をやや上回るが、SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）については範囲内。
MP10	Bairro Luis Cabral 地区と接する北側境界線の近辺に位置。EN2 からは約 35 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。 騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）を超えており、SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）もやや上回っている。
MP11	プロジェクト予定地の中心にある MP02 の南西 70 m に位置。燃料タンクと 2 号 GT に近い。騒音の主な発生源はガスタービンの運転音と EN2 の交通。2 号 GT の運転時の騒音レベルは 74 dB(A)。これは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A) を超えているが、停止時の騒音は同ガイドライン以下。

(Source : JICA 調査団)

(4) 地形

調査対象地区は海岸に近く、海拔は低い（平均海面から 4 m 未満）。地形は平坦であり、海岸に向かってなだらかに傾斜している。プロジェクト予定地の地形に関する詳細については第 5 章を参照されたい。

(5) 地質と土壌

プロジェクト予定地の土壌は砂質粘土ロームである。この土壌は、近隣を流れる Infulune 川の沖積作用に由来するものと考えられる。プロジェクト予定地の地質と土壌に関する詳細については第 5 章を参照されたい。

(6) 水文

プロジェクト予定地は、西方約 300 m を流れる Infulune 川の影響下にあり、潮間帯とマングローブ林に面し、このマングローブ林が予定地南端よりわずかに南に延びている。北方には雨水排水路が鉄道と並行して延びており、2 つの暗渠が鉄道と予定地の下を通り、マプト湾につながっている。

また、CTM（マプト火力発電所）の敷地の北方に浸水による地表の陥没があり、これが CTM（および鉄道）の境界線と並行して延びている。この浸水の原因は不明だが、地表水の流出

とこれにともなう不透水層の陥没、地下水の噴出、水道管の破裂等、さまざまな理由が考えられる。プロジェクト予定地の水文に関する詳細については第5章を参照されたし。

(7) 水質

プロジェクト予定地の水文学的特徴を調べるため、地表水をサンプリングし、予定地周辺の水質を検査した。サンプリングを行ったのは、次の4ヶ所。

- 1) 生活用水用の水道の蛇口（サンプル1）
- 2) 予定地の西方を流れる Infulune 川（サンプル2）
- 3) 予定地に近いマプト湾の潮間帯（サンプル3）
- 4) 予定地の南東に位置する雨水排水路（道路および上流の住居の排水用）

各地点の位置は図11.2-11のとおり。また、実験室での水質検査の結果を表11.2-7に示した。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-11 水質モニタリング地点の位置

表11.2-7 モニタリング地点における水質

Sample Number (Concentrations in mg/l unless indicated otherwise)	WHO Drinking Water (Fourth Edition)	Mozambique- Ministry of Health	Sample 1	Sample 2	Sample 3	Sample 4
pH – Value at 25°C		6.5-8.5	7.8	7.9	7.7	7.8
Electrical Conductivity in mS/m at 25°C		50-2000	55.9	4 460	4 180	517
Total Dissolved Solids at 180°C		1000	324	31 894	29 598	3 286
Total Suspended Solids at 105°C			14.8	171	142	76
Total Alkalinity as CaCO ₃			124	136	196	372
Bicarbonate as HCO ₃			151	166	239	453
Carbonate as CO ₃			<5	<5	<5	<5
Chloride as Cl	250	250	90	17 572	11 830	1 148
Sulphate as SO ₄	500	250	22	2 614	2 425	287
Fluoride as F	1.5	1.5	0.3	0.8	0.8	0.5
Nitrate as N [NO ₃]	50	50	0.2	<0.2	<0.2	30
E Coli / 100 mℓ	0	0	0	14	8	47
Total Petroleum Hydrocarbons (TPH-BTEX) [s] (see detailed report)			<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Alkanes (see detailed report)			<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Ag			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Al	0.2	0.2	0.278	1.46	1.82	0.266
As	0.01	0.01	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010
B	2.4	0.3	0.09	4.41	4.13	0.56
Ba	0.7	0.7	0.095	0.032	0.048	0.091
Be			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Bi			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Ca		50	22	340	343	149
Cd	0.003	0.003	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
Co			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Cr	0.05	0.05	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Cu	2	1	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Fe		0.3	0.134	0.988	1.34	0.749
K			3.7	431	377	76
Li			<0.025	0.25	0.21	<0.025
Mg		50	15	777	734	92
Mn	0.1	0.1	<0.025	0.069	0.469	0.364
Mo	0.07	0.07	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Na	200	200	68	10530	7852	747
Ni	0.07	0.02	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
P		0.1	<0.025	<0.025	0.072	0.565
Pb	0.01		<0.020	<0.020	<0.020	<0.020
S			5.73	585	538	70
Sb	0.02		<0.010	<0.010	<0.010	<0.010
Se	0.04	0.01	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020
Si			4.9	2.1	3.3	5
Sn			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Sr			0.155	6.85	6	1.08
Ti			<0.025	0.035	0.044	<0.025
V			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
W			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Zn		3	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Zr			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025

(Source : JICA 調査団)

上の表が示すとおり、サンプル 1 の水質は良好である。問題があるとすれば、アルミニウム濃度だが、pH 値が低い状況（酸性の容器の使用）ではアルミニウムが流動化するため、分析結果は正確でない。サンプル 2 と 3 の水は塩分を含んでおり、塩素・硫酸塩・アルミニウム・ボロン・カルシウム・マグネシウム・ナトリウムの濃度が高い。また、全固形分の量が多く、導電性も高い。大腸菌も検出されたが、これは近隣の不法居住区の下水等が原因と考

えられる。サンプル 4 の水からも多量の大腸菌が検出されており（47/100 ml）、塩素・硫酸塩・アルミニウム・ボロン・カルシウム・マグネシウム・鉄・マンガン・ナトリウム・亜リン酸濃度も高かった。炭化水素については、全サンプルを TPH/BTEX 法によって分析したが、検出されなかった。

11.2.2 社会経済状況

(1) 社会人口学的状況

(a) 行政区分と人口統計

プロジェクト予定地は、Luis Cabral 地区にあり、行政上はマプト市の Ka Mubukwana 区（以前は市街地 5 区）となっている。Ka Mubukwana 区は 14 の住宅地区で構成されており、Luis Cabral 地区はそれらの中で最も人口が多い（2007 年の国勢調査時で 6,985 世帯）。Luis Cabral 地区の総人口の詳細は表 11.2-8 のとおり。

表11.2-8 Ka Mubukwana 区の人口（2007 年）

Area	1997 Census	2007 Census	Growth rate
Maputo City	966,837	1,094,315	
Ka Mubuwana	211,008	293,995	39.3
Luis Cabral suburb	33,553	33,800	0.7
% of population in urban district	15.9	11.5	-4.4

(Source: Adapted from INE 1999, INE 2010 and CMMaputo 2010)

各市街地は市議会議長が任命する行政官が統括しており、その下に各住宅地区を管理する事務官がいる。また、各住宅地区は *quateróes* と呼ばれる道路で街区に分割されている。この *quateróes* には番号が付されており、それぞれに責任者がいる。Luis Cabral 地区は 83 の *quateróes* で構成されており、プロジェクト予定地の周辺は *quateróes* 39・40 a・40 b となっている。

(b) 住宅

Luis Cabral 地区の住宅の形態はきわめて多様で、葦や軽材料、コンクリート製の家屋が大勢を占めている。*quateróes* 40 a・40 b にある葦製の家屋の屋根はトタンが多く、構造材には木やブリキ板が使われているが、一般に窓はない。家屋は小部屋に仕切られており、床は踏み固めた土である。庭は葦で囲われている場合が多い。

(c) 教育

Luis Cabral 地区には3つの小学校があるが、中学校はない。これらの小学校の生徒数は2012年時点で5,334人。また、通信教育で教員を養成するため、2007年にDom Bosco 高等教育校が設立され、2008年には観光や行政に関するコースが追加された。現在の生徒数は266人。同校は以前のMaquinag 地区にあり、プロジェクト予定地と向かい合う位置にある。

(d) 衛生状態

マラリア・結核・HIV/AIDSといった疾病が多い。Luis Cabral 地区の住民の大半はプロジェクト予定地近隣のJose Macamo 病院を利用しているが、同病院はMalanga 住宅地区(Nhamankuku 市街地)にある。

Luis Cabral 地区には下水やゴミ処理施設が完備されていないため、衛生的に問題が多い。また、プロジェクト予定地に隣接する *quarterões* の大半には衛生的なトイレが存在しないが、国際家族健康開発機構 (Family Health International) の支援により、現在、公衆衛生の改善が図られている。

(e) 水供給

水道はFIPAG (Fundo de Investimento and Património de Abastecimento de Água) の管轄下であり、マプト市の住宅に公共の水道を提供しているのはÁguas de Moçambique (AdM) である。しかし、Ka Mubukwana 市街地の14の住宅地区のうち、AdMによる水道が普及しているのは10区にとどまる。一方、*quarteirões* 39 (*quarteirão* 39 と 39a-39f) と *quarteirão* 40 (*quarteirão* 40 と 40a-40b)を除き、Luis Cabral 地区の住民の大半は公共の水道を利用している。また、「マザー」*quarteirões* (第39・40街区)には公共の水飲み場があり、住民がこれを利用できるようになっている。この水飲み場はEN2の向かいにある。

(2) 経済状況

(a) 農業

プロジェクト予定地とその周辺は工業地区であるため、空き地や未利用地で一部の住民が許可を得て耕作している以外、農業はほとんど行われていない。予定地周辺の空き地や未利用地では、近隣の *quaraterões* の住民が換金作物や自家用のトウモロコシ等を栽培している。

(b) 漁業

Luis Cabral 地区に最初に入植したのはInhambane 州の住民であり、当初、マプト湾で漁業を営んでいた。しかし近年、漁業従事者の数は激減しており、*quarterões* が所有する木造漁船もごくわずかである。Luis Cabral 地区における漁業は自消用に限られる。

(c) 工業

プロジェクト予定地近隣の住民の大半は、フォード（予定地と対面）、エアコン・冷蔵庫を修理する零細企業、ボルボ、ヒュンダイ等の工場、および FRESPO（トラック運送会社）や港湾施設で働く労働者である。いずれもプロジェクト予定地から比較的近い。

11.3 「モ」国の環境社会配慮制度・組織

11.3.1 「モ」国の環境法令と基準

(1) 環境関連法令

「モ」国の環境管理・保護体制は比較的充実しており、関連の法律文書も多く、それらが実際に適用されている。このうち、重要な関連法令を表 11.3-1 に示した。

包括的な法律である環境法（法令番号 20/97）は、「モ」国での環境関連事項のすべてに適用され、具体的な環境法令や規則を制定・施行する際の基準となるものである。

環境法の骨子には、環境管理に関する以下の原則が含まれている。

- 市民の生活水準の向上と生物多様性・生態系の保全を念頭に置いた「環境の利用と管理」
- 伝統的慣習と地元住民の知見を活用した自然資源・環境の保全
- 自然資源の公正な配分
- 市民参加の奨励

環境法は、「生態学的にバランスのとれた環境」を市民に保証する憲法条項の対象となる事項に対し、直接または間接的に影響する民間・政府部門のあらゆる活動に適用される。

表11.3-1 「モ」国の主要な環境関連法令

Description of the Environmental Regulation	Legal Instrument Title
• Environmental Law (Lei do Ambiente)	Law No. 20/97
• Land Act	Law No. 19/97
• Regulations on Waste	Municipal Law No. 2/97
• Forestry & Wildlife Act	Law No. 10/1999
• Regulation for Flora and Fauna Resource Protection	Decree No. 12/2002
• Environmental Auditing (Regulamento relative ao processo de auditoria ambiental)	Decree No. 32/2003
• Regulation for Industrial Activities (Regulamento do Licenciamento da Actividades Industrial)	Decree No. 39/2003
• Standards for Environmental Quality and Effluent Emissions (Regulamento sobre os padrões de qualidade ambiental e)	Decree No. 18/2004

Description of the Environmental Regulation	Legal Instrument Title
<i>de emissão de efluentes)</i>	
• Regulation on Mining (<i>Regulamento ambiental para actividade miniera</i>)	Decree No. 26/2004
• Regulation on EIA Process, replacing Decree No. 76/98 (<i>Regulamento sobre o processo de avaliação do impacto ambiental</i>)	Decree No. 45/2004
• Regulation on Waste Management	Decree No. 13/2006

(Source: MICOA)

(2) プロジェクトに適用される環境基準

(a) 「モ」国の環境基準

現時点で、産業部門の環境アセスメントに適用されるガイドラインは「モ」国に存在しない。

しかし、環境の質と廃棄物の排出に関する基準を定めた法令（Decree No. 18/2004）が施行され、これが EIA 報告書を評価する際の当局の基準となっている。この法令の目的は、環境の質と廃棄物の排出に関する基準を定めることにより、環境中に排出される汚染物質の濃度を許容レベルに抑える点にある。法令の条項は、環境に直接的・間接的影響をおよぼす官民部門の産業活動のすべてに適用される。既存の発電所については、法令の公布から 5 年以内に、その設備類を評価・調整し、条項に準拠させることが義務づけられている。法令は大気環境、水質、土壌環境および騒音について基準を定めているが、その他の項目についてはまだ基準がない。以上により、同法令または他の関連法令が定める基準を遵守しなかった場合、およびその事実を報告しなかった場合、2,000 万～2 億 MT の罰金が課される。表 11.3 2、表 11.3 3 及び表 11.3 4 に、本プロジェクトに関する「モ」国の環境基準と排出基準を示す。

表11.3-2 「モ」国の大気環境基準

(Unit: mg/Nm³)

Parameters	Sampling Time							
	1 hour		8 hours		24 hours		Annual Arithmetical Mean	
	Primary	Secondary	Primary	Secondary	Primary	Secondary	Primary	Secondary
Sulfur dioxide (SO ₂)	800				365		80	
Nitrogen dioxide (NO ₂)	400				200		100	
Carbon monoxide (CO)	40,000		10,000					
Ozone (O ₃)	160				50		70	
Total suspended particle					200			
Lead (Pb)	3						0.5-1.5	

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

表11.3-3 火力発電所に係る大気汚染物質の排出基準

(Unit: mg/Nm³)

Activity	Total of Suspended Particles	SO _x	NO _x	Others
Thermal power stations (new)	50	0.2 per day (500 MW) 0.1 per day (>500 MW)	Coal = 750 Diesel = 460 Gas = 320	

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

表11.3-4 潜在的有害物質の濃度基準

Parameter	Maximum Limits	Parameter	Maximum Limits
Aluminum	1.5 mg/l	Phenols	0.001 mg/l
Ammonia	0.4 mg/l	Soluble Iron	0.3 mg/l
Antimony	0.2 mg/l	Fluorides	1.4 mg/l
Arsenic	0.05 mg/l	Manganese	0.1 mg/l
Barium	1.0 mg/l	Mercury	0.0001 mg/l
Beryllium	1.5 mg/l	Nickel	0.1 mg/l
Boron	5.0 mg/l	Nitrates	10.0 mg/l
Bromine	0.1 mg/l	Nitrites	1.0 mg/l
Cadmium	0.005 mg/l	Silver	0.005 mg/l
Lead	0.01 mg/l	Selenium	0.01 mg/l
Cyanide	0.005 mg/l	Surface-active substances that react to methylene blue	0.5 mg/l
Residual chlorine	0.01 mg/l	Sulphides such as H ₂ S	0.002 mg/l
Copper	0.05 mg/l	Thallium	0.1 mg/l
Total chrome	0.05 mg/l	Uranium	0.5 mg/l
Tin	2.0 mg/l	Zinc	0.01 mg/l

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

(b) 地域環境基準および国際環境基準

法令 18/2004 で当該プロジェクトに関する環境基準と排出基準が規定されていない場合、「モ」国政府は以下の組織が設定する基準を採用している。

- 南アフリカ基準局 (South African Bureau of Standards)
- 世界保健機関 (World Health Organization)
- 世界銀行 (World Bank) – 国際金融公社 (International Financial Corporation)

1) 特定項目に関する南アフリカ国家大気環境基準

環境基準および排出基準に関する「モ」国の法令 (Decree No. 18/2004) は、PM₁₀、降下ばい塵および騒音に関する基準を設定していないため、南アフリカの国家大気環境基準が適用される。このうち、PM₁₀と降下ばい塵に関する基準を表 11.3-5 と表 11.3-6 に示す。

表11.3-5 PM₁₀に関する大気環境基準

Pollutants	Average Period	Limit value in ug/m ³	Frequency of Exceedance	Compliance Date
PM ₁₀	24 hours	120	4	Up to 31 Dec 2014
		75	4	Up to 1 Jan 2015
	1 Year	50	0	Up to 31 Dec 2014
		40	0	Up to 1 Jan 2015

(Source : Air Quality Act- (No. 39 of 2004) (NEM:AQA), SANS 69 and SANS 1929:2005 Ambient Air Quality)

表11.3-6 降下ばいじんの評価基準

Classification	Description
Slight	Less than 250 mg/m ² /day
Moderate	250 to 500 mg/ m ² /day
Heavy	500 to 1,200 mg/ m ² /day
Very Heavy	More than 1,200 mg/ m ² /day

(Source: Air Quality Act (No. 39 of 2004))

2) 国際保健機関 (WHO)

環境衛生に係る重要項目については、表 11.3-7に示す WHO の基準も適用されている。

表11.3-7 WHO 大気環境ガイドライン

Parameter	Guideline
PM ₂₅	10 µg/m ³ annual mean
	25 µg/m ³ 24 hour mean
PM ₁₀	20 µg/ m ³ annual mean
	50 µg/ m ³ 24 hour mean
Ozone (O ₃)	100 µg/ m ³ 8 hour mean
Nitrogen dioxide (NO ₂)	40 µg/ m ³ annual mean
	200 µg/ m ³ 1 hour mean
Sulfur dioxide (SO ₂)	20 µg/ m ³ 24 hour mean
	500 µg/ m ³ 10 minute mean

(Source: WHO Air Quality Guideline Global Update 2005)

3) 国際金融公社 (IFC) - 世界銀行グループ

「モ」国には騒音に関する基準や指針が存在しないため、IFC の環境衛生安全ガイドラインで規定されている騒音に係る環境基準が適用される。

表 11.3-8に IFC の騒音に係る環境基準 (等価騒音レベル) を示す。

表11.3-8 IFC の騒音に係る環境基準

Receptor	1 Hour L _{Aeq} (dBA)	
	Daytime: 07:00 – 22:00	Night Time: 22:00 – 07:00
Residential, Institutional and Educational	55	45
Industrial, Commercial	70	70

(Source: IFC-World Bank Group Environment Health and Safety (EHS) Guideline on Noise Management, 2007)

排水基準については、火力発電所に関するIFC-EHSのガイドライン (2008年) にパフォーマ

ンス指標と環境モニタリング基準がある。このガイドラインは次のように定めている。「排水ガイドラインは、公共の地表水に直接放出される処理排水に適用される。また、特定の場所における排水基準は、公共の下水回収・処理システムの有無およびその運転状況にもとづいて設定され、地表水に直接排水する場合は、EHSの一般ガイドラインが定める受水利用区分にもとづいて設定される。当分野における処理排水のガイドライン値は、公認の規制を設けている国の基準にあるとおり、国際適正産業生産規範の指標となるものである。こうした基準は、排水の原液を対象に、工場または製造装置の操業時間の95%以上の時間帯（年間操業時間に占める割合として算定）において達成されなくてはならない。また、現地特有の事情によって同基準を遵守できない場合は、環境アセスメントによってこれを正当化すること」。表11.3-9にパラメータにもとづいた排水ガイドラインを示した。

表11.3-9 IFC 排水ガイドライン

Parameter	Unit (mg/L, except for pH and Temp)
pH	6-9
TSS	50
Oil and grease	10
Total residual chlorine	0.2
Chromium-Total (Cr)	0.5
Copper (Cu)	0.5
Iron (Fe)	1.0
Zinc (Zn)	1.0
Lead (Pb)	0.5
Cadmium (Cd)	0.1
Mercury (Hg)	.005
Arsenic (As)	.05
Temperature increase by thermal discharge from cooling system	• Site specific requirement to be established by the EIA • Elevated temperature areas due to discharge of once-through cooling system(e.g. 1 Celsius above, 2 Celsius above, 3 Celsius above ambient water temperature) should be minimized by adjusting intake and outfall design through the project specific EIA depending on the sensitive aquatic ecosystem around the discharge point.

(Source: IFC-EHS Guidelines for Thermal Power Plants, 2008)

11.3.2 「モ」国の環境影響評価制度

(1) 環境影響評価の法的根拠

環境影響評価（EIA）プロセスの規定として知られる法令 45/2004 は、EIA を実施・評価・管理する手順を定めたものであり、官民による開発活動のすべてに適用される。

EIA 規定によると、環境コンサルタントとして登録されている EIA 専門家 (técnicos médios e superiores) のみが「モ」国で EIA を実施することができる。環境コンサルタントは、個人・法人またはコンソーシアムとして登録されていなければならない、登録の時点で 5 年以上の実務経験が要求される。また、プロジェクト・マネージャーとして EIA 報告書に署名できるのは「高度」専門家に限られる。一方、外国企業が「モ」国内で EIA を行う場合、「モ」国で法人登録されている企業にこれを委託しなければならない。さらに、過去に実施された

類似のプロジェクトをはじめ、EIA チームの構成員の履歴と資格に関するリストの提出も義務づけられている。また、許認可等について表 11.3-10に示す費用も発生する。

表11.3-10 許認可手数料

Required fees	Amount
Issuance of Registration Certificate for Environmental Consulting Firms	30 million MTn
Issuance of Registration Certificate for Individual Environmental Consultants	10 million MTn
Updating of Registration (every 3 years for environmental consulting firms)	15 million MTn
Updating of Registration (every 3 years for individual environmental consultants)	5 million MTn

(Source: Country Report, 2007-South African Development Community Handbook on Environmental Legislation)

(2) プロジェクトの分類

(a) プロジェクトの分類とカテゴリー

プロジェクトに関する環境アセスメントに係る要求事項は、予想される影響の発生場所、感受性、規模、内容等によって決まる。これらに基づいて、プロジェクトは、環境におよぼす影響に応じて審査され、以下のいずれかに分類される。

- カテゴリーA — 環境に著しい影響をおよぼす可能性があり、その活動内容が EIA 規定の付属書 1 に記載されているプロジェクト。具体的には、発電所、送電線（電圧 110 kV で総延長 10 km 以上）、ガスパイプライン（総延長 5 km 以上）の建設等。当カテゴリーのプロジェクトには、EIA レベルの調査および環境管理計画の作成が要求される。
- カテゴリーB — その活動内容が EIA 規定の付属書 2 に記載されているプロジェクト。地域社会や環境感受性の高い地域におよぼす影響は軽度であり、その程度および影響範囲もカテゴリーA のプロジェクトと比較すると小さい。当カテゴリーのプロジェクトには、簡易環境報告書（SER）のみが要求される。
- カテゴリーC — その活動内容が EIA 規定の付属書 3 に記載されているプロジェクト。環境におよぼす影響はきわめて軽度または無視できるレベルにある。EIA 当局または管轄の DPCA により、EIA または SER は免除される。

(3) 環境影響評価のプロセス

環境影響評価 (EIA) のプロセスの主要な要素を以下に説明する。また、EIA の手順を図 11.3-1 に示す。

(a) 申請と審査

プロジェクトの提案者は、予備環境情報申告書（Preliminary Environmental Information Form）に必要事項を記入し、これを MICOA または当該の州の環境理事会（PDCA）に提出しなけ

ればならない。MICOA または PDCA は、その情報にもとづき、審査または予備評価を実施し、プロジェクトのカテゴリーを決定する。

(b) 実行可能性予備報告書とスコーピングの定義（EPDA）

カテゴリーA プロジェクトには EPDA の作成が義務づけられる。EPDA では、環境への影響を予測し、EIA の対象となる環境・社会的重要事項を特定しなければならない。

(c) 環境調査の TOR

業務指示書（Terms of Reference : TOR）とは、登録コンサルタントが、カテゴリーA プロジェクトにおける EIA レベルの調査、またはカテゴリーB プロジェクトにおける SER レベルの調査を実施する際に遵守すべき手順等を定めた文書である。

(d) 審査・承認プロセス

カテゴリーA プロジェクトでは、EIA の実施に先立ち、TOR を EIA 当局に提出し、審査・承認を受けなければならない。一方、カテゴリーB プロジェクトでは、所轄の DPCA にこれを提出し、審査・承認を受けなければならない。

(e) EIA 報告書と SE 報告書

EIA 報告書と SE 報告書は、それぞれ EIA 当局または DPCA に提出し、審査・認定を受けなければならない。

(f) 市民参加プロセス

カテゴリーA プロジェクトでは徹底した市民参加プロセスが義務付けられており、プロジェクトに関する一般市民の認識や意見をプロジェクトにフィードバックすることが必要とされる。カテゴリーB プロジェクトの場合、市民参加は任意である。

(g) 意志決定のスケジュール

MICOA および DPCA が決定に要する日数は以下のとおり。

表11.3-11 カテゴリーごとの意志決定スケジュール

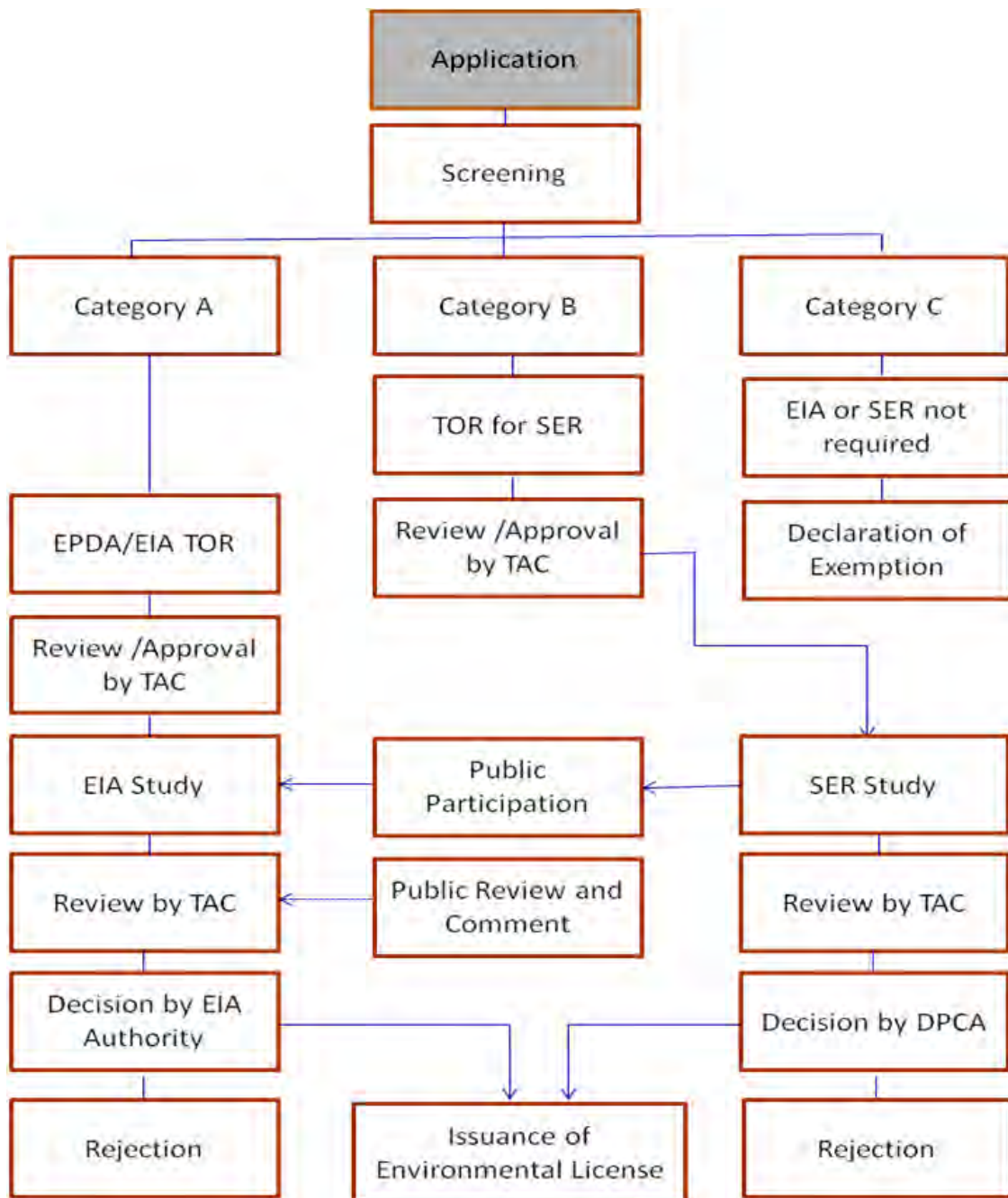
EIA Process	Schedule of Decision-making (in days)		
	Category A	Category B	Category C
Screening/IE	5	5	5
EPDA/TOR	30	15	-
EIA/SER Review	45	30	-
Public Participation Process	30 days	optional	-

(Source : MICOA, Article 18 of Decree 45/2004-EIA Regulation)

(h) 環境許可証

環境許可証は、プロジェクトのカテゴリーに応じて所定の承認料が支払われたのち、MICOA または DPCA（あるいはその双方）がこれを発行する。詳細は以下のとおり。

- カテゴリーA および B プロジェクトの環境許可——投資総額の 0.1%
- カテゴリーC プロジェクトの免除認定——投資総額の 0.01%



(Source: MICOA)

図11.3-1 「モ」国の EIA プロセスの概要

(4) 環境社会的配慮に関するガイドラインの比較

本プロジェクトの環境社会配慮調査を行うに当たり遵守すべき文書は「JICA 環境社会的配慮ガイドライン」（2010 年 4 月付）であるが、「モ」国の環境関連法令の要求事項との比較を行なった。さらに、プロジェクトの重要な環境社会的要素が公正かつ十分に検討されていることを確認するべく、アジア開発銀行（ADB）の環境政策及びガイドラインも比較対象とした。検討の結果、これら3つの文書の内容に著しい差異は認められなかった。表 11.3-12 は、プロジェクトの遂行に関し、JICA、ADB および「モ」国政府が義務づける環境社会配慮事項を比較対照したものである。

表11.3-12 JICA、ADB および「モ」国政府が義務付ける環境社会的配慮事項の比較

対象事項	JICA	ADB	「モ」国政府
情報開示	➢環境アセスメント報告書をすべての利害関係者と一般市民に公開。さらに JICA のホームページ上でも公開。	➢ ADB のプロジェクトに関する環境アセスメント報告書を利害関係者と一般市民に公開。	➢ 環境アセスメント報告書を一般市民に公開。
市民参加	➢社会的受容性に関する JICA 指針によって市民参加の必要性を明示。 ➢話し合いを有意義なものとするべく、プロジェクト提案者にプロジェクトを公表し、地元の利害関係者（特に直接影響を受ける市民）と協議することを奨励。 ➢カテゴリーA のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は、開発の必要性や環境・社会に予想される悪影響、代替案の分析結果を早い段階で地元の利害関係者に説明すること。 ➢カテゴリーB のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は必要に応じ、地元の利害関係者と協議すること。	➢環境アセスメントにおいて公開協議を行うこと。 ➢カテゴリーA・B のプロジェクトの場合、借り手はプロジェクトの影響を受けるグループおよび地元の NGO と協議すること。 ➢カテゴリーA のプロジェクトの場合、借り手は少なくとも 2 回、公開協議を行うこと（1 回は EIA の実地作業初期、もう 1 回は EIA 報告書草案の完成時および ADB による融資評価の前）。また、公開協議の過程を EIA と SEIA 報告書に記載のこと。	➢EIA 規則の第 13 条により、環境アセスメント報告書の作成段階における市民参加の要綱を規定。 ➢必要に応じ、MICOA が一般市民の意見に目を通し、提出された書類の検討段階において公聴会を開くことができる。 ➢カテゴリーA のプロジェクトの場合、市民参加は必須。カテゴリーB のプロジェクトでは任意。 ➢公開ミーティングは開催の 15 日前までに告知し、利害関係者のすべてを招待し、意見を聞くこと。
セーフガード指針	➢大規模な非自発的再定住をとまなうプロジェクトの場合、再定住計画を策定・公表すること。 ➢可能であれば、世界銀行のセーフガード指針（OP 4.12, Annex A）が定める事項を再定住計画に取り入	➢ ADB のセーフガード指針は以下のとおり。 a) 地元住民指針 b) 環境指針 c) 非自発的再定住指針 - これらの指針は、開発プロジェクトが	➢ 開発プロジェクトの影響を受ける住民の再定住・補償・社会復帰については、MICOA がジェンダー社会問題省と調整。

対象事項	JICA	ADB	「モ」国政府
	れること。 ➤影響を受ける地元住民への対策を地元住民計画（環境社会配慮に関するその他の文書の一部）として策定し、主催国の関連法令にもとづいてこれを公表すること。 ➤可能であれば、世界銀行のセーフガード指針（OP4.10. Annex B）が定める事項を地元住民計画に取り入れること。	社会・環境に不利益や害をもたらすことがないように、遵守すべき重要事項を定めたものである。また、社会的弱者の人権と環境の保護を目的としたガイドラインでもある。	
対策の審査	➤複数の選択肢を検討し、悪影響を回避または最小限に抑えること。 ➤対策を審査する際は環境影響の回避を最優先すること。それが不可能であれば、影響を低減または最小限に抑える方法を検討すること。 ➤上記対策のいずれをもっても影響を回避できない場合は補償を検討すること。 ➤モニタリングや環境管理計画等、適切なフォローアップ計画・制度を設定すること（関連の活動の費用と資金調達法を含む）。また、重大な悪影響が予想されるプロジェクトについては綿密な環境管理計画を設定すること。	➤プロジェクトの提案者は、社会・環境問題や費用・便益に着目し、「妥当な代替案」を比較・評価すること（各種代替案や「無対策」という代替案、および代替案の評価と比較の方法に含まれる） ➤2003年10月付の運用指針により、カテゴリAおよび環境に配慮を要するカテゴリBのプロジェクトについては、環境アセスメントの一環として、具体的な緩和対策や環境モニタリング基準、制度上の取り決め（予算を含む）を定めた環境管理計画（EMP）を策定すること。	➤EIA規則の第2条により、計画の中止を含め、代替案を比較・審査すること。 ➤EIA/SER報告書に環境管理計画（緩和対策・影響モニタリング・環境教育・事故防止対策・緊急対策）を明示すること。 ➤EIA規則の第24条により、カテゴリAとBのプロジェクトについて定期的に審査・監査を行い、環境管理計画（EMP）が適切に実施されていることを確認すること。

(Source : JICA 調査団)

11.3.3 「モ」国のEIA制度を管轄する組織

(1) 環境活動調整省 (MICOA)

環境活動調整省 (MICOA) は 1995 年に設立された。その目的は、国家環境管理計画の遂行、環境方針・法令の施行、関係省庁との連携による環境問題の処理のほか、部門ごとの計画・プログラム・方針・開発計画等において環境面が考慮されていることを保証する点にある。MICOA の組織の構造を図 11.3-2に示す。

MICOA は、環境影響評価、自然資源管理、土地利用計画、環境意識開発および開発計画を担当する 5 つの部門で構成されており、それぞれがその責務を履行している。

環境法として知られる法令 20/97 を効果的かつ効率的に施行すべく、1999 年 12 月、EIA を担当する部門が EIA 理事会に昇格した。これにともない、管理部長を含む専門家によるチームが編成され、EIA 部門と環境監査部門の協力のもと、柔軟に任務を遂行している。

さらに、政府の地方分権政策にしたがって業務を効率化すべく、MICOA は州理事会 (DPCA) を設立し、全国 10 州で環境問題の調整を図っている。原則として、これらの州理事会の役割は、中央政府の環境法令・方針・計画 (EIA の規則とガイドラインを含む) を地域レベルで施行することにある。現在、州政府の大半は環境管理部門を編成しており、一部では EIA 部門が独立した組織となっている。

(2) 環境保護に関わるその他の省庁

(a) 国家環境維持開発委員会 (National Commission for Sustainable Development)

国家環境維持開発委員会は閣僚理事会と連携しており、2000 年 10 月、環境基本法の条項にもとづいて設立された。その任務は、環境管理に関する各部門の方針と計画を調整・統括することにある。

(b) 農業地方開発省 (Ministry of Agriculture and Rural Development)

農業・畜産・森林・野生動物を含む広範な自然環境の管理責任と権限を有する。

(c) 国家森林野生動物理事会 (Ministry of National Directorate of Forestry and Wildlife)

国立公園・保護区外における森林と野生動物の管理を担当する。

(d) 観光省または保護区管理理事会 (Ministry of Tourism also known as Directorate for Conservation Areas)

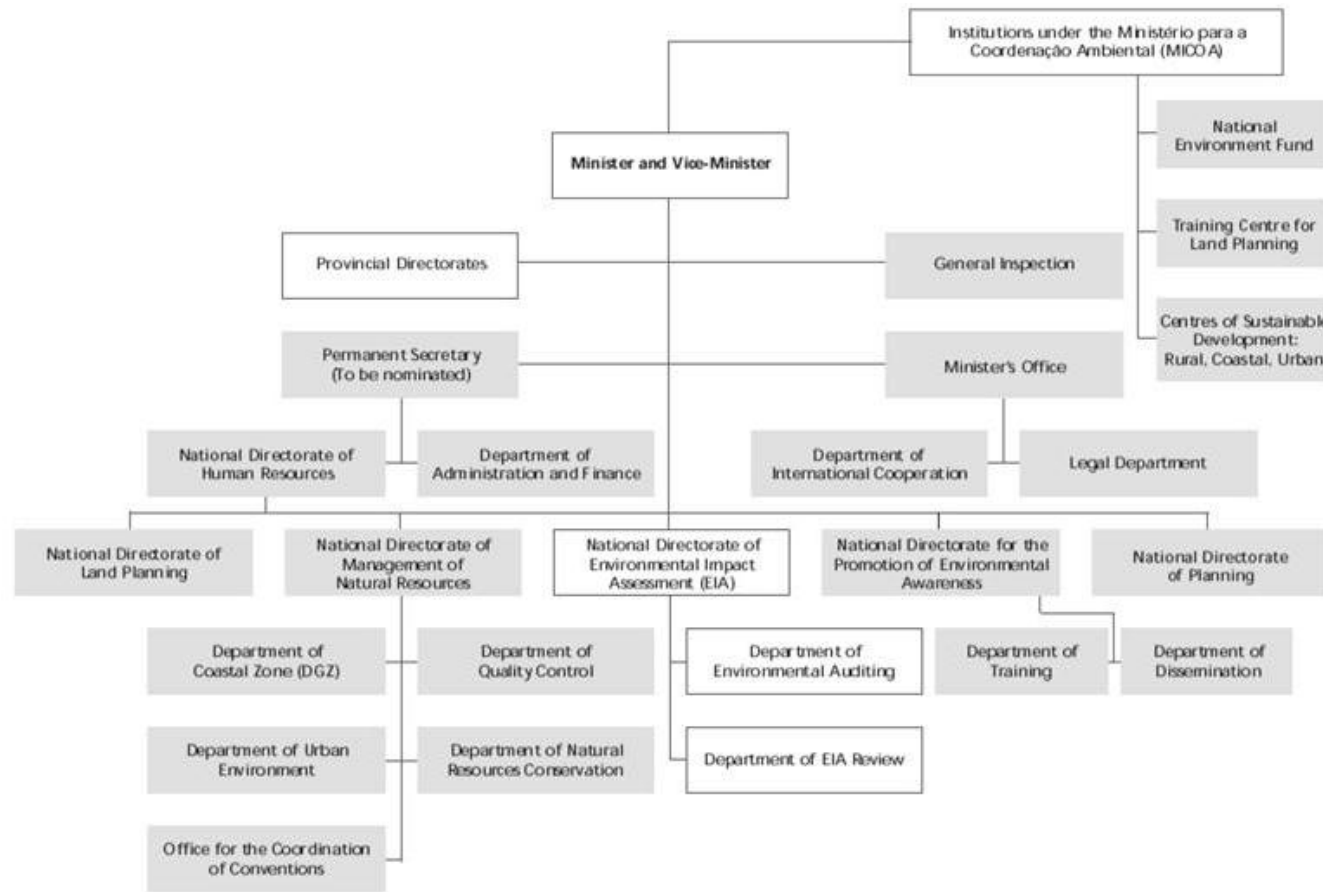
国立公園 (他の省庁の管理下にあるものを除く) の保護を担当する。

(e) 水産省 (Ministry of Fisheries)

法令 3/1990 (水産法) にもとづき、淡水・海水漁業資源のほか、淡水・海水養殖業を監督する。

(f) 通産省 (Ministry of Trade and Industry)

大規模な開発プロジェクトに関与する。



(Source : Country Report-South African Development Community Handbook on Environmental Legislation)

図11.3-2 MICOA の組織図

11.3.4 提案プロジェクトのカテゴリー

(1) プロジェクトのカテゴリー

モザンビーク電力公社（EDM）は2012年10月11日、提案されているプロジェクトのカテゴリーを得るべく、MICOA本部とDPCAに申請書を提出した。MICOAはこれを審査し、同プロジェクトをカテゴリーAとした。EDMはその公式通達を2012年10月23日に受領。入手した情報によると、本プロジェクトのカテゴリーを決定する際に以下の事項が考慮された。

- プロジェクトの種類——EIA規定の付属書1に記載されているプロジェクト（具体的には、電圧110 kVで総延長10 km以上の送電線をとまなう水力発電所および火力発電所、総延長5 km以上のガスパイプライン）
- プロジェクトに予想される影響の内容、期間、範囲および重大性
- プロジェクトが地球環境に直接または間接的におよぼす累積的影響
- 影響の可逆性および「モ」国の環境基準または当該の地域・国際基準への準拠の可能性
- プロジェクト候補地に関する事前情報
- 投資額または投資価値

(2) EDMの責務

EDMはMICOAが指定するEIA手順(図11.3-1のカテゴリーAプロジェクトに関する手順を参照)にしたがい、環境許可の取得に必要な措置を講じるものとする。その暫定的スケジュールは表11.3-13に示すとおり。なお、このスケジュールは、JICAの情報開示方針（予備調査時に実施された環境社会配慮調査の結果を共有）に基づくものである。

表11.3-13 プロジェクトにおける公式EIAプロセスのスケジュール

Broad Tasks/Activities	2012			2013											
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
Application to MICOA	▲														
Consultancy Service Procurement Procedure		=====													
Commission Local Consultant for follow thru activities on JICA ESC Study					■										
Follow thru activities and EPDA/TOR submission						■									
MICOA's decisions on EPDA/TOR						■	■								
EIA Study							■	■	■						
Approval Process of EIA Report										■					
Issuance of Environmental License											■	■	■	■	■

(Source : JICA 調査団)

11.4 代替案（ゼロオプションを含む）の検討

11.4.1 プロジェクト候補地の選定

本プロジェクトの立地場所として 2 つの候補サイトが検討された。すなわち、ベルルアーネ工業団地 (Beluluane Industrial Park) 内のサイト (ベルルアーネサイト) と CTM の敷地内のサイト (CTM サイト) である。ベルルアーネ工業団地はマプト回廊沿いにあり、マプト市の中心部から西に約 18 km、マプト港から約 20 km の位置にある。一方、CTM はマプト市の中心部から西に約 3 km の位置にある。いずれも重大な環境社会的な影響は認められず（両候補地の詳細については第 3 章を参照）、環境感受性や環境的重要性の点でも問題はなかった。プロジェクトサイトの選定に際し、以下の事項が考慮された。

- 土地利用の内容
- 開発対象の土地の面積
- アクセスおよび整地の容易さ
- 地形条件
- 送電線容量にともなう最大出力
- 調達可能な燃料ガスの量
- 利用可能な水源・水量
- 適切な冷却システムの適用性
- 適用可能 CCGT の種類

以上の基準から判断すると、CTM サイトの方がより適切と考えられる。表 11.4-1 は、JICA 調査団が第 1 次現地調査時に両候補地を比較検討した結果である。

表11.4-1 候補サイトの比較検討結果

Criteria		Proposed Sites	
		CTM Site	Beluluane Site
1	Land use	Industrial use/Mixed use	Industrial use
2	Area size for development	3.7 hectares	1.5 hectares
3	Site accessibility and ease in land preparation	Easy access during transport and land clearance	Easy access during transport and land clearance
4	Topographic condition of the site	Flat	Moderate
5	Maximum applicable output based on transmission line capacity	100 MW or more	50 MW
6	Availability of fuel gas volume	6.0 MGJ/year	3.0 MGJ/year
7	Availability of water resource	Sufficient water resource	Insufficient water resource
8	Applicability of appropriate cooling system	3 applicable cooling system alternatives: once-through, wet cooling tower and air-cooled condenser	Cooling system option is limited to air cooled condenser
9	Availability of potential configuration of CCGT	Prospects for wide selection of CCGT configuration	Prospects for selection of CCGT configuration is few

(Source: JICA 調査団)

11.4.2 冷却システムの種類

発電所に適用可能な冷却システムは一過冷却方式、湿式冷却塔および空冷復水器の3つである。その選択に際しては以下が考慮された。

- 環境的側面
- 技術的側面
- 運営的側面
- 建設費
- 建設期間
- ライフタイムコスト

冷却システムの比較検討結果（第1次現地調査時）を表11.4-2に示す。

表11.4-2 冷却システムの比較検討結果

Criteria		Cooling Condenser System		
		Once-through	Wet cooling tower	Air-cooled condenser
1	Environmental consideration	Uses sea/river water for cooling (about 7,000 m ³ /h)	Uses fresh water for cooling (about 300 m ³ /h)	Doesn't use water for cooling
		Abundant source of water near Project site (Maputo Bay and Infulune River)	Water is expensive in Maputo	Considerable impact on noise and vibration
		Considerable impact on the coastal zone including near shore deformation, coastal water quality and sea-bottom sedimentation, marine ecosystem including fishery, sea grass, benthos, beach vegetation including mangroves, etc. caused by the change in ecosystem conditions and increase in temperature of the discharge water	Considerable impact on the carryover when salt and other contaminants are present in the water droplets	
2	Technical consideration	Highest plant efficiency	Lower plant efficiency by vacuum level	Lower plant efficiency by vacuum level
3	Administrative consideration	Requires approval from Maputo Port Development Company ¹ for the use of the coastal zone	n/a	n/a

¹ Maputo Port Development Company is an authority that operates and governs the Mozambique ports of Maputo and Matola. It holds the concession to manage, construct, operate, develop and optimize the concession area until 2033 with options to extend.

Criteria		Cooling Condenser System		
		Once-through	Wet cooling tower	Air-cooled condenser
4	Duration of construction	Longer construction period	Shorter construction period	Shorter construction period
5	Construction cost ²	Relatively higher construction cost Needs construction of new intake system and pipeline	Relatively high construction cost comparable to once through	Relatively lower construction cost compared to once through and wet condenser system
6	Estimated lifetime cost ³	US\$ 360.3 million	US\$ 357.3 million	US\$ 340.2 million

(Source: JICA 調査団)

11.4.3 ゼロオプション（本事業を実施しない案）

本プロジェクトが実施されない場合、EDM は、STE プロジェクトが完成するまでの間の、短・中期的な電力の需給ギャップを埋めるために、南アとの国境近くの Ressano Garcia 地区に建設中または計画中的ガス火力発電所から電力を購入することになると予想される。これらのガス火力発電所は内陸部に立地することから、冷却水を必要としないガスエンジン方式を採用すると見られる。他方、本プロジェクトは CCGT 方式を想定しており、ガスエンジン方式と比較して発電効率が高く、同じガス量でより多くの電力を発電することができる。すなわち、単位発電量あたりの CO₂ 排出量が少なくなるというメリットがある。例えば、100MW 級のベースロード発電所を想定した場合、本プロジェクトによってガスエンジン方式の発電所を代替したときの CO₂ 排出削減量は以下のとおり試算される。

潜在的 CO₂ 排出削減量の試算:

- ① 定格出力：100MW
- ② 設備利用率：83%
- ③ LHV/HHV 比：0.9019
- ④ 本プロジェクトのガス使用量（熱効率 50% @ LHV）：5,804,459 GJ/年
- ⑤ 代替プロジェクトのガス使用量（熱効率 44% @ LHV⁴）：6,595,977 GJ/年
- ⑥ 天然ガスの CO₂ 排出係数：0.051 tCO₂/GJ
- ⑦ CO₂ の排出削減量：40,367 tCO₂ (= (⑤-④)*⑥)

² プロジェクトコストの詳細は 9 章を参照のこと。

³ 経済財務分析については 10 章を参照のこと。

⁴ Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition for Mozambique Gas Engine Power Plant (MGEPP) Project in Ressano Garcia, Mozambique (2011)

なお、「モ」国は総需要電力量の95%以上を水力発電に依存しており、グリッド排出係数がきわめて低い。したがって、本プロジェクトがCDM事業として認定されることは想定されない。

11.5 スコーピング及び環境社会配慮調査のTOR

11.5.1 環境社会配慮に関するスコーピング

本プロジェクトの環境社会配慮調査は、カテゴリーBプロジェクトを対象としたJICAガイドラインおよび「モ」国の環境法令にもとづいて実施された。

本事業の実施に際して環境社会配慮が適切に行なわれることを担保するため、環境チェックリストを作成した。環境チェックリストの詳細については巻末資料-7を参照されたい。表11.5-1は環境チェックリストの項目を示す。

表11.5-1 本プロジェクトに係る影響項目のチェックリスト

カテゴリー		項目/環境パラメータ
1	許可証、承認、市民参加プロセス	EIA・環境許可書 市民参加と利害関係者の関与
2	環境品質基準	大気質 水質 騒音・振動 廃棄物管理 土壌 現場汚染 気候変動要因
3	自然環境	地形 地質 水文 生態系 生物多様性 保護地区 環境的重要地区
4	経済・社会環境	地域経済 住民移転 地元住民 景観 文化遺産 衛生・安全

(Source : JICA 調査団)

上記にもとづき、JICA 調査団は影響項目を1次評価し、環境社会配慮調査に際して検討すべき重要な環境問題とその範囲を特定した。その主な結果は表11.5-2に示すとおり。

表11.5-2 スコーピングの結果ー重要影響項目の特定

分類	環境パラメータ	評価		評価の理由
		協議	運営と保守	
環境品質基準と汚染コントロール	大気質	B-	C-	建設期間中、重機やトラックに起因する粉塵やCO ₂ による大気汚染が予想される。運用・保守の段階では、重要な汚染パラメータを対象に、大気中への排出を明らかにする必要がある。ベースラインとなる条件の把握は重要。
	水質	D	C-	建設に先立ち、現場とその周辺の地表水の水質を検査し、その特性を把握すること。
	騒音・震動	B-	C-	騒音は重要な事項。プロジェクト予定地にはEDMが時折利用する施設がある。また、予定地近辺には幹線道路や鉄道が通っている。プロジェクトの建設・運用・保守にともなう騒音に加え、こうした既存の騒音源を特定すること。本件はEDM取締役会との会合（2012年10月）で取り上げられた。
	廃棄物	C-	C-	プロジェクトの建設・運用・保守に際し、有害廃棄物等を含むさまざまな生活・産業廃棄物の発生が予想される。したがって、廃棄物管理基準にもとづき、廃棄物を適切かつ効果的に管理することが重要。
	土壌	C-	D	プロジェクト予定地は石炭火力発電所の跡地であるため、土壌汚染についての調査が必要。
	気候変動要因	D	C-	長期的にみると、オゾン層破壊につながる重要な物質（CO ₂ ）が大気中に放出される可能性あり。
自然環境	地形	D	D	プロジェクトが予定地の地形に影響をおよぼすことはない。
	地質	D	D	プロジェクトが予定地の地質に影響をおよぼすことはない。
	水文	C-	C-	2000年、マプト市は洪水で冠水。プロジェクトの運用・保守に際し、洪水対策の検討が必要。
	生態系	D	D	プロジェクトが生態系に影響をおよぼすことはない。
	生物多様性	D	D	プロジェクトが生物多様性に影響をおよぼすことはない。
	保護地区	D	D	プロジェクトはどの保護地区からも遠いため、影響は予想されない。
	環境的重要地区	D	D	周辺にはマングローブ林があるが、プロジェクト予定地内に環境的に重要な地区は存在しない。また、プロジェクトがマングローブ林に影響をおよぼすことはない。
社会環境	地域経済	C+	C+	プロジェクトで雇用が創出されることにより、近隣の住民が生計を確保し、就業機会を得る可能性あり。
	住民移転	D	D	プロジェクト地域において住民移転は予想されていない（地元住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。
	地域住民	D	D	プロジェクトが地域住民に影響をおよぼすことはない（地域住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。

分類	環境パラメータ	評価		評価の理由
		協議	運営と保守	
	文化遺産	D	D	プロジェクト予定地近辺に文化遺産は存在しない（地域住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。
	衛生・安全	B-	C-	建設期間中、プロジェクトが外部の人間を呼び込み、娼婦等による違法活動が発生する可能性大。建設・運用期間中、労働者はさまざまなリスクに晒される。

凡例:

A+/- : 重大なプラスまたはマイナスの影響が予想される。

B+/- : プラスまたはマイナスの影響が予想される。

C+/- : プラスまたはマイナスの影響の程度は不明（さらなる調査・特定が必要。また、ESC 調査の進展にともない、各種影響を特定できるかどうかを知り必要あり）

D : 重大な影響は予想されない、またはまったく影響はない。

(Source : JICA 調査団)

11.5.2 環境社会的配慮調査の TOR

スコーピングは環境社会的配慮調査の TOR を特定する作業の一環である。さらなる分析と調査を要する重要な問題は、大気環境、水質、騒音・振動、廃棄物管理、そしてプロジェクト候補地周辺の住民の社会経済的状況の 5 点である。

土壌汚染や敷地汚染、気候要因、安全衛生等の重要事項は、EDM が実施する公式の EIA の際に本格的に検討する必要がある。

なお、本環境社会配慮調査は、カテゴリーB プロジェクトに関する JICA ガイドラインに準じており、基本的に二次データ（既存データ）を活用するが、二次データが存在しない場合および「モ」国の環境法令に基づく追加検討すべき項目がある場合、重要影響項目に関する簡易的なベースライン調査を実施して、この結果をプロジェクトの影響予測・評価に反映する。JICA 調査団は、これらの情報収集業務を効率的かつ効果的に遂行するためにローカルコンサルタントに一部業務を委託した。EDM による公式の EIA が始まれば、一連の調査の結果は EDM の作業文書に反映される予定である。環境社会配慮調査の TOR は表 11.5-3 のとおり。

表11.5-3 環境社会的配慮調査の TOR

Environmental and Social Issues		Survey Items	Methodology
1	Air Quality	- Clarify environmental standards - Review of climate data including temperature, humidity, wind direction and speed, rainfall and solar radiation in nearby observation station including hourly/monthly highest, lowest and average data for the past three years - Establish air quality condition in the Project site for NO₂, SO₂, dust/PM₁₀ - Identify current air pollution sources - Evaluate the impact	- Collection of secondary data - Field survey - Interview with relevant agencies - Field reconnaissance Survey
2	Noise/Vibration Level	- Clarify environmental standards - Establish baseline conditions of noise level in the Project site and surrounding areas - Evaluate the impact	- Collection of secondary data - Field survey - Interview with relevant agencies
3	Water Quality	- Clarify water quality environmental standards - Establish water quality condition in the Infulune River including the following parameters: water temperature, pH, DO (dissolved oxygen), COD, BOD, SS and coli-form - Evaluate the impact	- Collection of data - Field survey - Field reconnaissance survey - Interview with relevant agencies
4	Waste management	- Clarify waste management standards including waste water discharge to rivers - Predict types and generated amount of construction, and - Evaluate the impact	- Collection of secondary data - Interview with relevant agencies
5	Social and economic conditions of the communities surrounding the Project site	- Clarify social and economic conditions of communities surrounding area of the Project site - Evaluate the impact	- Interview - Simplified survey
6	Stakeholders' Engagement	- Clarify views and opinion of people about the Project - Clarify environmental and social issues that are important to the people - Evaluate stakeholders' stakes, interest and needs	- Perception survey - Stakeholders' meeting/small group discussion/consultation

(Source: JICA 調査団)

11.6 用地取得・住民移転

11.6.1 用地取得

プロジェクトサイトは EDM が所有・管理しているため用地取得の必要はない

11.6.2 住民移転

立ち退きの対象となる合法・不法定住者は存在しないため、本プロジェクトは住民移転を伴わない。

11.7 スコーピングにもとづく環境社会調査の結果

環境社会調査の結果にもとづき、環境影響アセスメントを表 11.7-1 にまとめた。

表11.7-1 スコーピングにもとづく環境社会調査の結果

項目		スコーピングにおける影響		調査結果にもとづく影響		評価の理由 Con
		Con	O/M	Con	O/M	
環境品質基準と汚染コントロール						
1	大気質	B-	C-	B-	B-	- 機械類・装置類・大型トラック等の排ガスによる大気汚染が予想されるが、粒状物質の濃度は、「モ」国政府や IFC、SANS が定める基準値以下である。 - 重機による整地等の作業で粉塵が発生するが、いずれも一時的なものである。 - 建設前・建設期間中は、建設資材や建設・生活廃棄物の運搬により、交通量が増大する。 - プロジェクトにともなう排出は、「モ」国政府の大気質基準（法令 18/2004）および SANS と IFC の大気質基準の範囲内と予想される。既存のガスタービンと新規発電所が同時に稼働した場合、NOx 濃度が一時的に基準を超える可能性があるが、ガスタービンの補修・改善が予定されており、将来的に問題はない。
2	水質	D	C-	B-	B-	- コンクリートと油を含んだ排水が発生。 - 建設期間中は作業員による生活排水も発生。 - 建設機械から漏洩する燃料で地下水が汚染される可能性あり。 - 産業・生活排水は排水基準にもとづき、排水処理施設で処理された後、排出される。
3	騒音・振動	C-	C-	B-	B-	建設期間中は周辺の地域で騒音レベルが一時的に上昇する可能性あり。
4	廃棄物	B-	C-	B-	B-	建設・運用・保守の段階で一般廃棄物と有害廃棄物が発生。一方、排水は排水処理施設で処理の予定。処理された排水はマプト湾と Infulune 川に排出される。排出に際しては、「モ」国政府・IFC・SANS の排水基準を遵守することが重要。
5	土壌	C-	D	B-	D-	土質調査の結果、旧貯炭場の跡地で表層の土壌の一部が浸出水等により汚染されていることが判明したが、その影響は限定的であり、周辺環境への影響は想定されない。
6	気候変動要因	D	C-	B-	B-	オゾン層破壊につながる重要物質（CO₂）が大気中に放出されるが、発電所はきわめて小規模であるた

項目		スコーピングにおける影響		調査結果にもとづく影響		評価の理由 Con
		Con	O/M	Con	O/M	
						め、影響はそれほど重大でない。
自然環境						
7	地形	D	D	D	D	プロジェクト予定地は、既存の発電所内の空き地であるため、土地利用や地形に変更はない。
8	地質	D	D	D	D	地質への影響はない
9	水文	C-	C-	B-	B-	プロジェクト予定地は、一部が敷地内に達している潮間帯に面している。現地調査時、近隣の鉄道と並行する雨水用の排水路を確認。また、敷地境界・鉄道沿いに浸水した窪地も確認された。窪地には草が繁茂していることから、ほぼ一年中水浸しと考えられる。
10	生態系	D	D	D	D	生態系におよぶ重大な影響は確認されていない。
11	生物多様性	D	D	D	D	生物多様性におよぶ影響は確認されていない。
12	保護地区	D	D	D	D	保護地区におよぶ影響は確認されていない。
13	環境的価値のある地区	D	D	D	D	「モ」国にとって環境的価値のある地区への影響は確認されていない。
社会環境						
14	地域経済	C+	C+	C+	C+	- 発電所で地元の労働者を雇用する予定。 - 地元で起業が促進され、建設作業員が増加。
15	住民移転	D	D	D	D	予定地は EDM が所有しており、同地に居住者はいない。
16	地域住民	D	D	D	D	予定地に住む地域住民はいないため、影響はない。
17	文化遺産	D	D	D	D	文化遺産におよぶ影響は確認されていない。
18	衛生・安全	B-	C-	B-	B-	作業にともなう事故や安全上のリスクが発生し、発電所内外の人々に影響が及ぶ可能性大。そのため、環境・衛生・安全面を適切かつ効果的に管理し、発電所の建設・運用にともなうリスクを抑えることが肝要。

凡例:

A+/- : 重大なプラスまたはマイナスの影響が予想される。

B+/- : プラスまたはマイナスの影響が予想される。

C+/- : プラスまたはマイナスの影響の程度は不明（さらなる調査・特定が必要。また、ESC 調査の進展にともない、各種影響を特定できるかどうかを知る必要あり）

D : 重大な影響は予想されない、またはまったく影響はない。

(Source : JICA 調査団)

11.8 環境への重大な影響の評価

プロジェクトの建設と運営にはさまざまな作業がともない、本報告書の前節で述べたとおり、それぞれが環境パラメータに影響する可能性がある。そのため、建設・運営が環境におよぼす多様な影響を調査し、環境特性への影響を予想した。具体的には、各作業にともなう影響を作業量や汚染防止装置の効果、環境の許容力をもとに予想した。

11.8.1 建設期間中の影響

建設にともなう影響は局所的かつ短期的で、その大半は土木作業によるものである。重機類の設置や試運転にともなう影響はさらに軽微である。環境影響マトリクスは、建設期間中の各作業が特定の環境パラメータにおよぼす影響を表したものである。詳細は表 11.8-1のとおり。

表11.8-1 環境影響マトリクス

作業	環境パラメータ						
	大気質	水質	廃棄物	騒音・振動	土壌	地域経済	衛生・安全
土木作業	X	X	X	X	X	X	X
資材の保管と取り扱い	X			X		X	X
給水		X					
機械・電気工事	X			X		X	X
運搬	X			X		X	X

(Source : JICA 調査団)

(1) 大気環境への影響

建設期間中のおもな排出源は、現場で使用される重機や車両である。特に、重機により、SO₂・NO_x・粒状物質の濃度が微増することが予想されるが、その影響は可逆的であり、軽微かつ短期的である。現場での建設作業は、土木作業や小規模な構造物の組み立て等に限られる。原則として、重機は敷地外で組み立てられ、現場で設置されるため、建設期間は短縮される。おもな大気汚染源は以下のとおり。

- 資材を運搬する車両の排ガス
- 建設機械・車両の移動にともなう粉塵
- 移動式ディーゼル発電機や現場に設置されるその他の発電機の排ガス
- 車両と重機の排ガス

粉塵の発生を最小限に抑えるため、定期的に散水を行う。また、すべての建設機器を適切に保守する。現場では、認可された車両のみを使用する。なお、建設現場の周囲には仕切りが設置されるため、粉塵の影響は現場内にとどまる。また、車両の排ガスや他の作業によって NO_x の大気中濃度が一時的上昇するが、その絶対量は無視できる程度である。

(2) 水環境への影響

水の用途はおもにコンクリートの養生と粉塵防止のための散水である。一方、建設現場や重機、資材から流出する水、生活排水、中水道とその利用にともなう排水が地表水を汚染する。おもな汚染物質は有機分と雑菌である。衛生対策の中心は、定期的な清掃等によるトイレの消毒である。発生する廃水は無機固形分を含んでいるため、前述のとおり、これがアルカリと直ちに反応し、当該の排水基準に抵触する可能性がある。しかし、いずれも建設期間中に限られるため、その潜在的影響は軽微であり、難分解性の汚染物質による長期的な影響も考えられない。余剰セメントを含んだアルカリ性の洗浄水は沈殿・中和され、排出される。

以上により、プロジェクトの建設にともなう水環境への影響は短期的かつ軽微と考えられる。

(3) 廃棄物による影響

建設期間中は産業固形廃棄物や一般廃棄物、下水、建設廃材等が発生する。特に問題となるのが、PCB（ポリ塩化ビフェニル）・PCT（ポリ塩化テルフェニル）・アスベストといった有害物質を含む廃棄物であり、可能な限り、これらの発生を防ぐ必要がある。その他の建設廃材や一般廃棄物、下水による影響は、適切な廃棄物管理計画を設け、これを徹底することで緩和可能である。

(4) 騒音による影響

調査対象地域では、騒音レベルが全体的に上昇することが予想される。騒音のおもな原因は、建設重機の稼働、荷物の積み下ろし、装置類の組み立てと運転、コンクリートミキサー・クレーン・発電機・ポンプ・コンプレッサー・掘削ドリル・圧縮空気工具・起振機等の建設機械の使用である。建設期間中はこれらにより、55-70 dB(A)の騒音が発生する。影響を受けるのは建設現場の近辺である。近隣の住民への影響を最小限に抑えるためには、建設を日中に集中させ、夜間の作業を縮小する必要がある。また、大量の土砂の運搬や重機の稼働といった作業を日中の通常勤務時間内に限定する方法もある。建設現場における騒音・振動による影響は、以下の方法によって緩和することが可能である。

- ・ 作業現場から可能な限り遠くに発電機を設置する。
- ・ 車両や建設機械にマフラーを取り付ける。
- ・ 作業員に耳栓や耳当て等、適当な保護具を支給する。

(5) 土壌への影響

敷地の造成（現場の清掃、整地、掘削、土砂の運搬）と建設作業により、現場の表土が失われる可能性がある。また、浸食された土壌が風で運ばれ、周辺の土地に堆積し、植物の呼吸を阻害することも考えられる。しかし、以下の理由により、こうした影響は軽微と予想される。

- ・ 当該の作業は建設現場に限定される。
- ・ 撤去した表土は、建設が行われていない他の場所で造園や土地改良に利用される。
- ・ 建設現場は壁で囲われるため、作業による影響は現場に限定される。

(6) 社会環境への影響

(a) 地域経済

プロジェクトは地元住民に直接的または間接的に雇用を提供する。一方、建設期間中に熟練工が流入することにより、周辺の定住地と資源に影響がおよぶ可能性がある。しかし、建設作業の規模と内容を考えると、労働者の流入（請負業者の作業員を含む）が近隣におよぼす影響は軽微と考えられる。また、労働者・資材・金銭が出入りすることにより、地域の社会経済的状況が改善する可能性がある。さらに、衛生設備・燃料施設・トイレ・医療施設・安全施設等が労働者やトラック運転手等の臨時工に提供されることにより、以下のようなプラスの影響も予想される。

- ・ 非熟練工・半熟練工等の非就労者への雇用の提供
- ・ サービス業（小売店や自動車修理工場等）の発展およびサービス部門における雇用・事業機会の増加

一方、マイナスの影響は以下のとおり。

- ・ 流動人口の増加による地域生活への圧力（道路・交通・通信・給水・衛生・医療・娯楽施設等）
- ・ 地元のサービスや商品（卵・魚・野菜・牛乳等）の値上がり

上記の影響を定量化することは難しいが、大半は短期的なものであり、その発生は建設期間中に限られる。一方、地域に雇用機会（プロジェクト自体とサービス部門）が増加し、全体的に経済が改善することは間違いない。

(b) 交通渋滞

建設期間中は大型車両の通行により、近隣の道路における交通量が増加し、一般市民に不都合が生じる可能性があるが、プロジェクトの規模と内容を考えると、その影響は軽微である。対策としては、交通管理計画を策定し、状況の改善を図る。具体的な対策は以下のとおり。

- ・ 資材等の運搬のため、必要に応じて既存の道路を補修する。
- ・ 建設作業に関わるトラックやダンプの運転手に指示し、旅客バスや自家用車を優先させることにより、公共の交通に便宜を図る。
- ・ 建設資材や機械等は、交通量の少ない時間帯または夜間に運搬する。

11.8.2 運転期間中の影響

運用期間中の影響には継続性があるが、出力100MW程度のガス火力発電所にともなう影響は大きくない。汚染対策としては、効率的な技術を導入し、環境への影響を最小限に抑える。

(1) 大気質への影響

本プロジェクトでは、天然ガスを燃料として利用することから、運転期間中に天然ガスの燃焼に伴って窒素酸化物（NO_x）が発生し、これが大気汚染を引き起こす恐れがある。現在の大気汚染物質の濃度は「モ」国の基準値以下であるが、本プロジェクトの実施後も「モ」国の基準を満足するか確認する。

(a) 基本前提条件

本プロジェクトでは、稼動用燃料として天然ガスを使用することから、二酸化窒素（NO₂）を対象とし、通常の拡散条件のほか、以下の高濃度となる特殊条件についても予測を行う。

- 逆転層：煙突の上層に気温の逆転層がある場合、排出ガスが逆転層の下にとどまり、高濃度となる可能性がある。
- ダウンドラフト/ダウンウォッシュ：近隣の建物の影響により風下方向に巻き込みによる下降流が生じ、煙突からのばい煙の上昇高度が低下して、高濃度となる場合があり、この現象をダウンドラフトと呼んでいる。一般に建物の高さの 2.5 倍が、煙突高さを超える場合、この現象が生じる可能性がある。また、強風時には煙突自身による巻きこみの影響で、煙突からのばい煙の上昇高度が低下して、高濃度となる場合があり、この現象をダウンウォッシュと呼んでいる。一般に風速が排出ガス速度の 1.5 倍以上で生じるといわれている。

(b) 汚染物質の現況濃度

11.2 節で述べたとおり、プロジェクトサイトの 7 地点で測定が実施されており、NO₂ は 2.66～19.51μg/m³、SO₂ は 0.01μg/m³ 未満～5.36μg/m³ で、表 11.8-2 に示すとおり「モ」国の環境基準や IFC/WB のガイドライン値の基準に十分適合している。

なお、大気拡散シミュレーションを行った時点ではプロジェクトサイトでの実測値が得られなかったことから、予測における NO₂ の現況濃度として、Mozambique Gas Engine Power Plant⁵における実測値の 5.74μg/m³ を設定した。

⁵出典：「Mozambique Gas Engine Power Plant: Air Quality Impact Assessment 2012」

表11.8-2 大気質の測定結果及びモザンビークの環境基準との比較

(単位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

項目	時間	実測値	モザンビーク 環境基準	EU Limit Value	IFC EHS General Guidelines	日本 環境基準
二酸化硫黄 (SO ₂)	10 min.	—	—	—	500	—
	1 hr		800	350	—	260 (0.1ppm)
	24 hrs	<0.01~5.36	365	125	125	100 (0.04ppm)
	Annual		80	20	—	—
二酸化窒素 (NO ₂)	1 hr		400	200	200	—
	24 hrs	2.66~19.51	200	—	—	75~110 (0.04~0.06ppm)
	Annual		100	40	40	—
浮遊粒子状物質 (PM ₁₀)	1 hr		—	—	—	200
	24 hrs	12.6~78.4	200(TSP)	50	150	100
	Annual		—	40	70	—

注：１．IFC のガイドラインでは当該国に基準がない場合、WHO の値を採用している。二酸化硫黄、浮遊粒子状物質には Target Value から Guideline value といったいくつかの段階の数値が記載されており、ここでは、緊急性が高く、各国で規定されている環境基準と同程度の Target value 1 を記載した。

- EU, “Council Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the council of 21 May 2008 ;
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:152:0001:0044:EN:PDF>
- 日本, “大気汚染に係る環境基準”, <http://www.env.go.jp/kijun/taiki.html>
- IFC, “Environmental, Health, and Safety General Guidelines”,

(Source : JICA 調査団)

(c) 予測式

通常の拡散条件及び特殊条件について、下記の異なるガウス型拡散モデルを使用して、「モ」国の環境基準の時間スケールにあわせて、予測を行う。

■ 通常条件

$$C(x, y, z) = \frac{Q}{2\pi\sigma_y\sigma_z u} \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \left[\exp\left\{-\frac{(z-He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z+He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right]$$

ここで、

C : 風下距離 R(m) 地点の地上濃度

Qp : 排出量(g/s)

σ_y : 水平方向のパラメータ(m)

σ_z : 鉛直方向のパラメータ(m)

u : 風速(m/s)

R : 煙源と計算点の水平距離(m)

z : 地上高さ

He : 有効煙突高(m)

He = H + ΔH

H : 煙突高(m)

ΔH : 煙突上昇高さ(m)

■ 特殊条件

<逆転層>

$$C(x) = \frac{Q_p}{2\pi\sigma_y\sigma_z u} \cdot \sum_{n=-3}^3 \left[\exp\left\{-\frac{(He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(-He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right]$$

ここで、

Qp : 排出量(g/s)

σ_y : 水平方向のパラメータ(m)

σ_z : 鉛直方向のパラメータ(m)

u : 風速(m/s)

He : 有効煙突高(m)

L : 混合層高度(m)

(最悪条件である、L = He とした)

n : 反射回数 (=±3 とした)

<ダウンドラフト/ダウンウォッシュ>

有効煙突高さについては、以下のように、低下分が考慮された予測式とした。

$$H_e = H_o + \Delta H + \Delta H' + \Delta H''$$

H_e : 有効煙突高 (m)

H_o : 煙突実高さ (m)

ΔH : 上昇高さ (m)

$\Delta H'$: 煙突の影響を考慮したブルーム主軸の低下分

$\Delta H''$: 建物の影響を考慮したブルーム主軸の低下分

(d) 排出諸元

現在、計画しているガスタービンの設計条件から、拡散予測で用いる排出ガス量、温度、速度および窒素酸化物の排出量として、表 11.8-3 に示す値を用いた。

なお、排出される窒素酸化物は、予測ではすべて二酸化窒素になるものとした。

また、ガスタービンからの浮遊粒子状物質は発生量がすくないため、予測していない。

表11.8-3 排出諸元

項 目	単 位	新設		既設
		1 号	2 号	天然ガス
排出ガス量 (湿り)	Nm ³ /h	381,960	381,960	
排出ガス温度	℃	117	117	
排出ガス速度	m/s	18.8	18.8	
煙突の実高さ	m	30	30	
窒素酸化物排出量	kg/h	18	18	

注：1.最大連続負荷時の値である。

(Source : JICA 調査団)

(e) 気象条件

煙突から排出されたばい煙の拡散による地上での着地濃度の値は、前述した計算式に示したように、風速及び拡散パラメータに大きく依存する。

実際に予測する風速及び拡散パラメータのケースを検討するため、発電所周辺の Instituto Nacional 気象観測所における 2009～2011 年の結果を整理した。

主な気象データは以下のとおりである。

a. 気温及び湿度

年間の最高気温は、38.5～43.0℃の範囲に、最低気温は 8.9～12.1℃にある（表 11.8-4 参照）。

また、年間の平均相対湿度は 72.8～74.6% の範囲にある（表 11.8-5参照）。

表 11.8-4 月別気温等

(°C)

Year	Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2009	Maximum	39.2	39.9	33.8	34.2	36.5	32.4	33.1	31.9	35.3	36.0	31.8	41.5	41.5
	Minimum	17.5	18.4	16.6	15.2	15.0	9.8	8.9	10.6	13.5	12.2	14.2	17.0	8.9
2010	Maximum	35.9	35.6	36.3	35.1	34.2	31.3	28.7	34.5	37.6	38.1	38.5	37.4	38.5
	Minimum	18.2	19.7	20.0	13.5	14.5	9.4	10.3	11.0	13.7	14.0	16.5	-	9.4
2011	Maximum	37.9	36.1	34.3	35.8	34.7	34.5	32.9	37.7	41.1	41.7	43.0	38.4	43.0
	Minimum	20.9	19.9	17.0	12.5	13.0	12.8	12.1	13.6	14.1	14.8	15.0	17.9	12.1

(Source : JICA調査団)

表11.8-5 月別平均相対湿度

(%)

Year	Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2009	Average	79.9	78.2	74.4	69.0	74.3	70.4	70.6	73.5	73.2	78.0	79.0	75.3	74.6
	Minimum	66.0	64.0	62.0	47.0	56.0	34.0	52.0	53.0	39.0	57.0	59.0	65.0	34.0
	Maximum	97.0	95.0	94.0	79.0	86.0	98.0	93.0	93.0	95.0	98.0	97.0	93.0	98.0
2010	Average	76.6	74.0	78.2	80.5	75.7	69.4	75.5	68.3	63.9	69.2	70.4	71.8	72.8
	Minimum	62.0	65.0	67.0	60.0	48.0	46.0	46.0	32.0	30.0	41.0	40.0	48.0	30.0
	Maximum	98.0	93.0	92.0	97.0	94.0	87.0	89.0	95.0	73.0	91.0	94.0	92.0	98.0
2011	Average	76.8	76.0	79.9	78.3	76.1	73.9	77.6	73.2	76.5	78.6	78.1	75.1	76.7
	Minimum	66.0	68.0	73.0	66.0	57.0	39.0	37.0	32.0	42.0	56.0	65.0	61.0	32.0
	Maximum	90.0	92.0	91.0	86.0	88.0	88.0	95.0	88.0	91.0	90.0	92.0	86.0	95.0

(Source : JICA調査団)

b. 風向・風速

2009～2011 年の風向・風速の出現状況は、表 11.8-6～表 11.8-8及び図 11.8-1～図 11.8-2に示すとおりであり、最も卓越する風向は、南西でありその出現頻度は 23.2% で、次に北西の出現頻度が 18.0%、西の出現頻度が 15.0%となっている。

また、最も卓越する風速は 1.0～1.9 m/s が 25.3%であり、2.0～2.9 m/s が 25.0%、0.5～0.9 m/s が 21.3%となっており、弱風が比較的多いが、風速 6 m/s 以上の風も 1%以上出現している。

年間平均風速は、2 m/s であり、1～7 月が弱く、8～12 月が早くなっている。

表11.8-6 年間の風速・風向別出現頻度 (2009～2011 年)

(%)

Wind direction Wind speed	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Total
0.5-0.9 (m/s)	1.4	0.6	1.1	1.4	3.2	5.2	3.8	4.6	21.3
1.0-1.9 (m/s)	3.3	0.8	0.6	1.7	2.8	6.9	4.5	4.8	25.3
2.0-2.9 (m/s)	2.0	1.0	1.2	2.4	3.5	6.7	3.9	4.4	25.0
3.0-3.9 (m/s)	1.2	0.9	0.9	1.3	1.9	2.7	2.0	2.9	13.7
4.0-5.9 (m/s)	0.6	1.2	0.5	1.2	1.6	1.3	0.6	1.3	8.3
6.0-7.9 (m/s)	0.4	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.1	0.0	1.6
8.0< (m/s)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Total	8.8	4.5	4.2	8.4	13.2	23.2	15.0	18.0	95.4
Calm (<0.4 m/s)									4.6

(Source : JICA 調査団)

表11.8-7 月別の風向出現頻度 (2009～2011 年)

(%)

Occurrence ratio	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
Jan	10.1	3.4	5.6	14.6	7.9	37.1	9.0	10.1
Feb	16.4	0.0	1.4	12.3	27.4	23.3	8.2	8.2
Mar	3.4	1.1	4.5	10.2	26.1	28.4	10.2	12.5
Apr	6.8	3.4	0.0	5.7	9.1	29.5	22.7	17.0
May	9.1	1.1	0.0	2.3	11.4	11.4	29.5	26.1
Jun	1.1	0.0	0.0	2.2	10.1	21.3	29.2	28.1
Jul	3.4	0.0	0.0	0.0	4.6	27.6	31.0	31.0
Aug	11.2	3.4	0.0	3.4	14.6	19.1	16.9	27.0
Sep	11.1	10.0	4.4	13.3	12.2	18.9	4.4	21.1
Oct	12.6	10.3	12.6	16.1	8.0	20.7	5.7	9.2
Nov	15.1	16.3	8.1	11.6	11.6	12.8	7.0	12.8
Dec	6.7	4.5	13.5	10.1	18.0	28.1	4.5	11.2
Annual	8.8	4.5	4.2	8.4	13.2	23.2	15.0	18.0

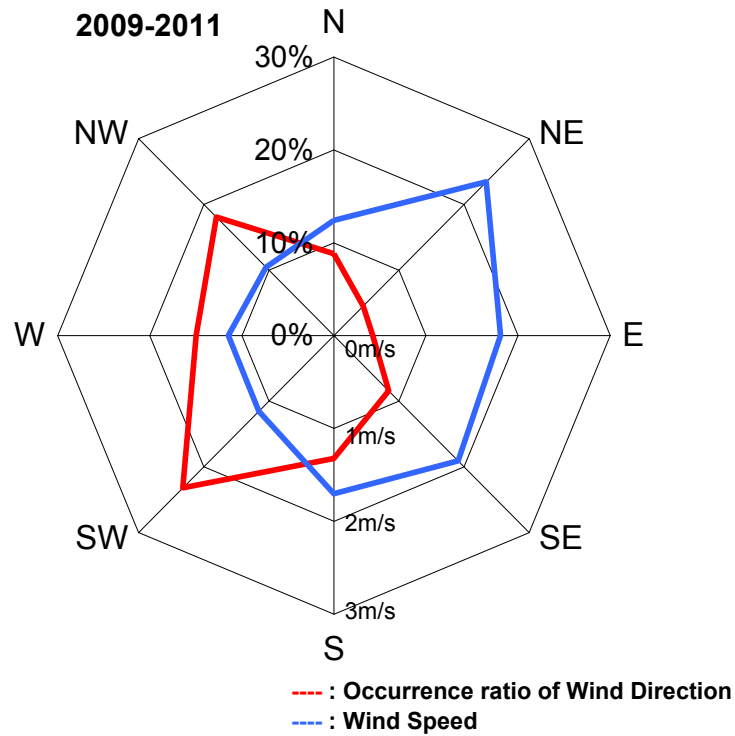
(Source : JICA 調査団)

表11.8-8 月別・風向別平均風速 (2009～2011 年)

(m/s)

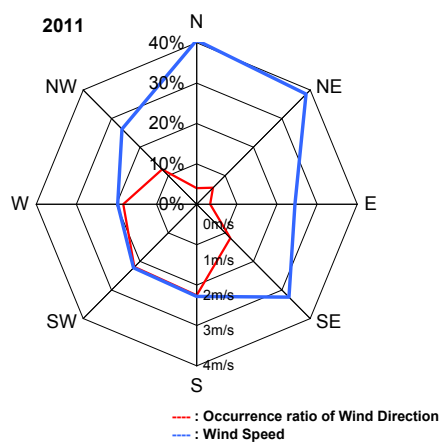
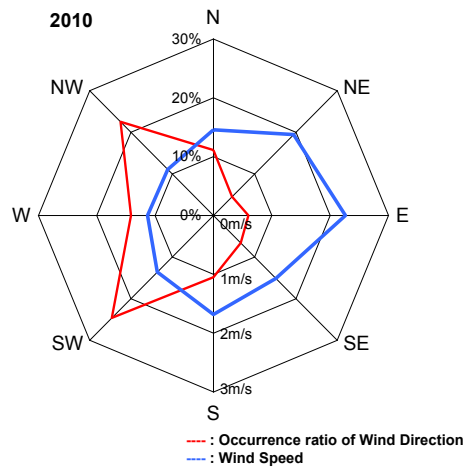
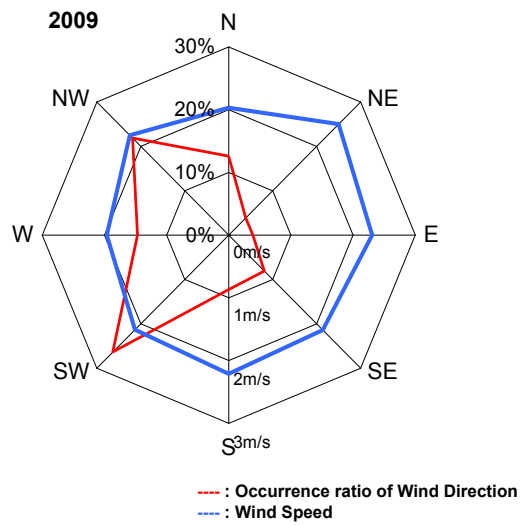
Month	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Monthly
Jan	1.9	1.2	1.3	1.8	1.5	1.3	1.5	1.6	1.5
Feb	2.4		1.9	2.0	1.9	1.8	1.6	1.6	1.9
Mar	1.3	1.1	1.7	1.7	1.4	1.6	1.6	1.6	1.5
Apr	1.6	1.2		1.2	1.5	1.6	1.5	2.1	1.6
May	0.8	1.7		1.8	1.1	1.6	1.3	1.7	1.4
Jun	0.6			3.6	2.6	1.9	1.7	1.5	1.8
Jul	1.6				2.2	2.1	1.8	1.6	1.8
Aug	2.3	3.1		3.2	1.8	2.0	1.9	1.7	2.0
Sep	1.9	2.8	3.1	3.3	3.3	2.5	1.7	2.2	2.6
Oct	3.0	4.0	2.2	3.4	2.8	1.6	2.9	3.0	2.7
Nov	1.7	2.9	2.0	2.3	2.3	2.6	2.9	2.2	2.4
Dec	4.0	3.6	3.1	2.8	3.4	2.6	2.4	3.0	3.0
Annual	2.1	2.9	2.3	2.5	2.1	1.9	1.7	1.9	2.0

(Source : JICA 調査団)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-1 風配図 (2009～2011 年平均)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-2 各年の風配図 (2009～2011)

(f) 検討ケース**a. 通常条件**

計算は、Pasquill の大気安定度分類に示されている、安定度と風速を基本にする。

風速については、周辺の Instituto Nacional 気象観測所において、弱風が多いものの、6m/s 以上の風もみられている。このため、Pasquill の大気安定度に対応する全ての範囲の風速を、表 11.8-10 に示すケースで設定した。

表11.8-9 安定度・風速別の気象条件

Stability		Wind speed at ground level (m/s)
Unstable	A	1, 2
	B	1, 2, 3, 4
Neutral	C	1, 2, 3, 4
	D	1, 2, 3, 4, 6, 8, 10

(Source : JICA 調査団)

表11.8-10 パスカル安定度分類

Wind speed at ground level U (m/s)	Daytime				Nighttime (rate of solar radiation = 0)
	Rate of solar radiation Q (unit 0.01 kWm-2)				
	60 < Q	30 - 59	15 - 29	1 – 14	
U < 2.0	A	A-B	B	D	F
2.0 - 2.9	A-B	B	C	D	E
3.0 - 3.9	B	B-C	C	D	D
4.0 - 5.9	C	C-D	D	D	D
6.0 < U	C	D	D	D	D

(Source : JICA 調査団)

寄与濃度の分布については、Instituto Nacional 気象観測所での主要風向が南西と北西であり、発電所からの排出ガスは北西風では海に向かい、南西風では住居地域に向かうことから、南西風を設定した。また、風速は安定度別に最も高い着地濃度を示す条件で計算した。

b. 特殊条件**< 逆転層 >**

逆転層の計算は、上記の通常条件での拡散結果から、最も高濃度なる大気安定度と風速を用いて計算を行った。

< ダウンドラフト／ダウンウォッシュ >

煙突からの排出ガスは、高度 30m の高さから排出される。

建物によるダウンドラフトの現象は、建物の高さの 2.5 倍が煙突高さを超えるものが対象となるため、12m 以上のものが対象となる。

発電所では 12m 以上の高さの構造物として、最も高いのはバイパススタック (30m) であり、このほか排熱回収ボイラー (HRSG) (30m) などがある。

ダウンドラフトの計算は、一般的な拡散条件に合わせて表 11.8-9 に示す全てのケースを選定した。

ダウンウォッシュの影響については、本計画では排ガスの速度を、18.8m/s と速くしており、この1.5 倍の約 28m/s となる風速は想定されないことから検討は行っていない。

(g) 解析結果

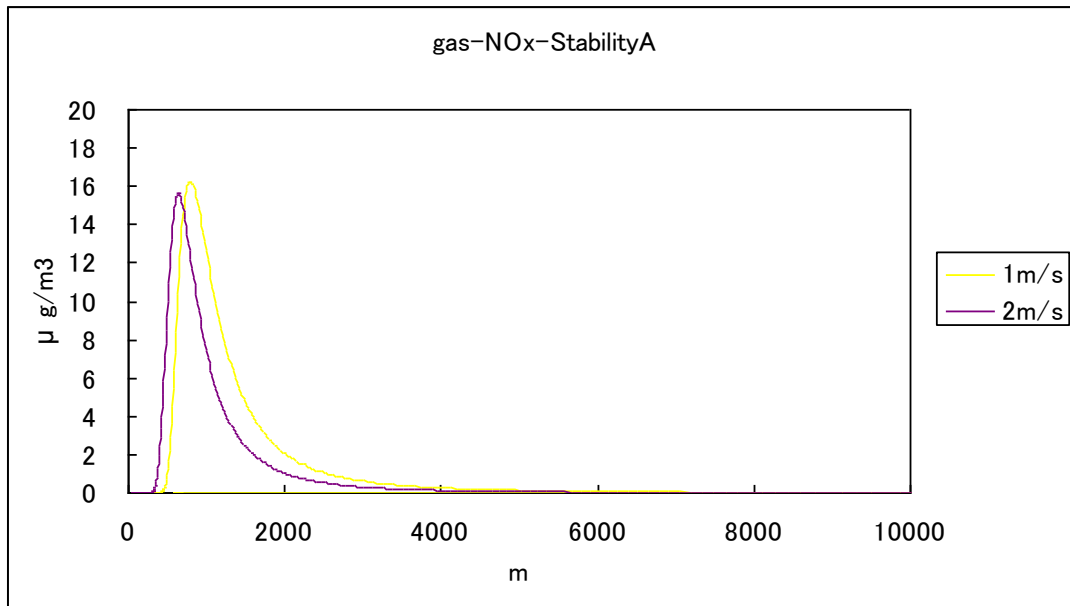
a. 通常条件

CCGT からの二酸化窒素の各安定度別の最大着地濃度の予測結果は、図 11.8-3～図 11.8-4及び表 11.8-11に示すとおりである。

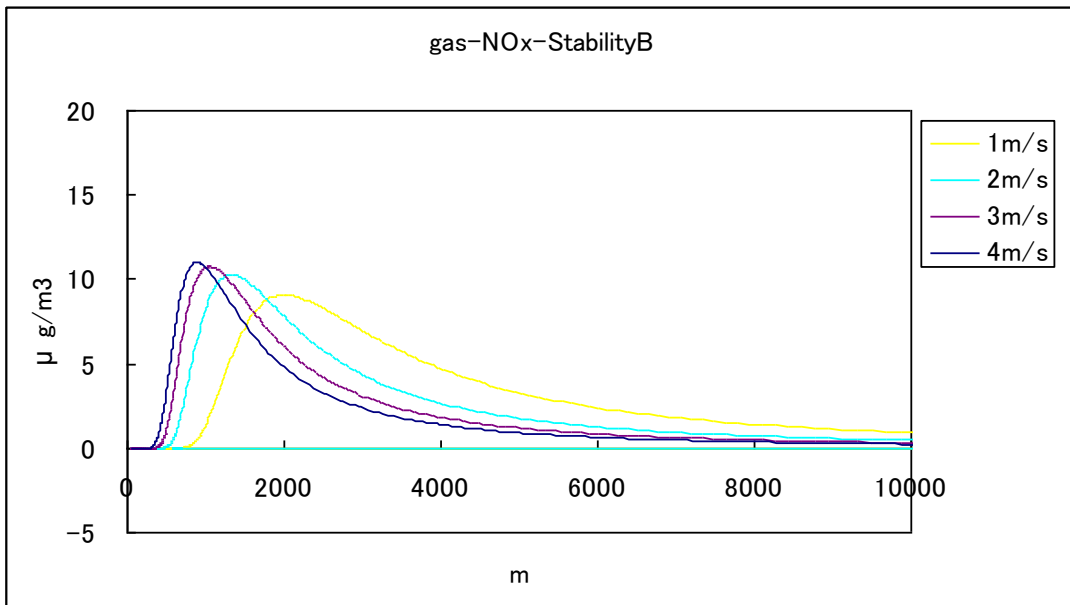
二酸化窒素の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度Aで風速 1.0 m/s のときであり、濃度は $16.3\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「モ」国の環境基準値の 4%程度、IFC/WB のガイドライン値の 8%程度となっている。

予測値に現況濃度を加えて将来濃度とした場合、将来濃度の最大は $22.04\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「モ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値とくらべて十分低くなっている。

(大気安定度 A)



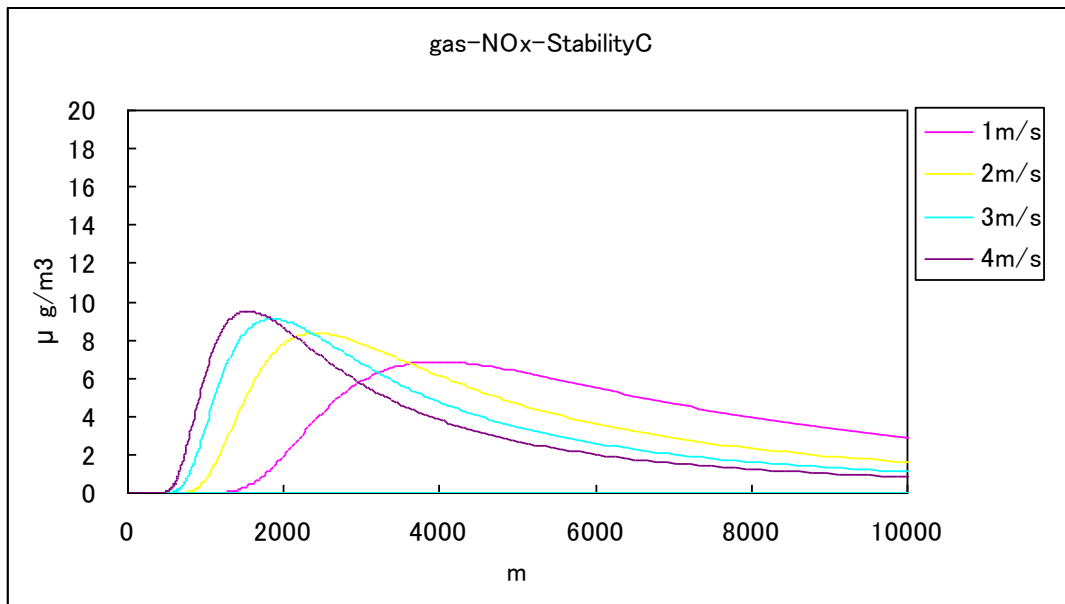
(大気安定度 B)



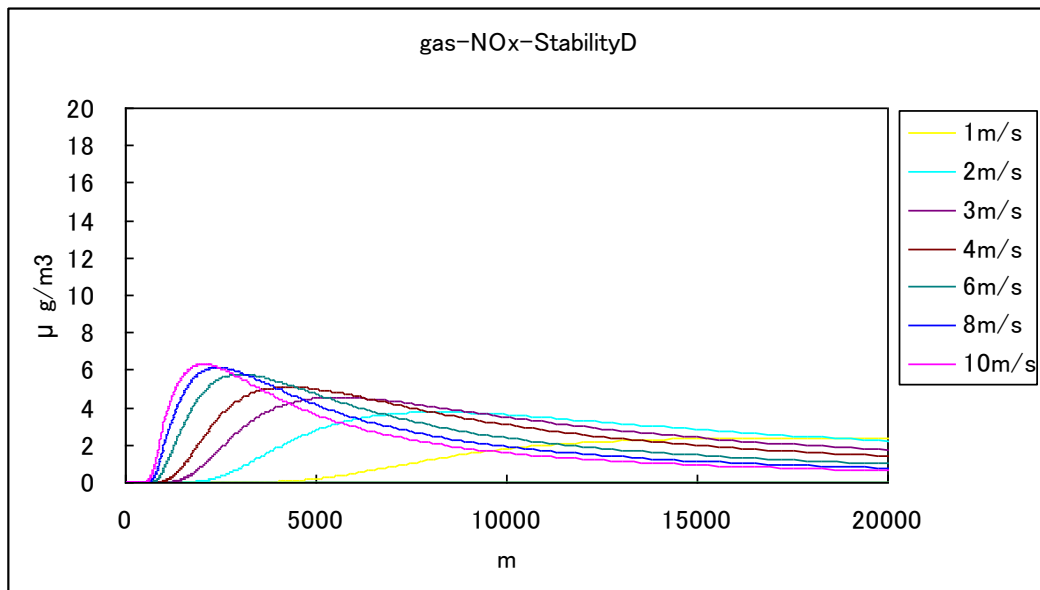
(Source : JICA 調査団)

図11.8-3 通常条件での新設による NO_2 の最大着地濃度の予測結果 (1 時間値) (大気安定度 A および B のケース)

(大気安定度 C)



(大気安定度 D)



(Source : JICA 調査団)

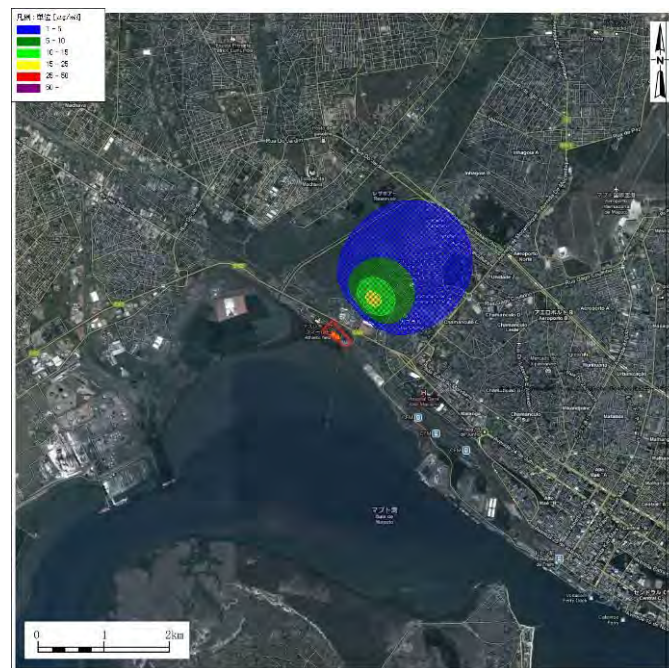
図11.8-4 通常条件での新設による NO₂ の最大着地濃度の予測結果 (1 時間値) (大気安定度 C および D のケース)

表11.8-11 通常条件での新設による将来最大濃度の予測結果（1 時間値）

Item	Stability	Wind speed	Maximum concentration at the ground level a ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Distance for maximum concentration at the ground level (km)	Present concentration b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Maximum future concentration a+b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Mozambique atmospheric environmental quality standard ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/WB EHS guidelines ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
NO ₂	A	1 m/s	16.3	0.8	5.74	22.04	400	200
		2 m/s	15.6	0.6		21.34		
	B	1 m/s	9.1	2.0		14.84		
		2 m/s	10.3	1.3		16.04		
		3 m/s	10.8	1.0		16.54		
		4 m/s	11.0	0.9		16.74		
	C	1 m/s	6.9	4.0		12.64		
		2 m/s	8.4	2.1		14.14		
		3 m/s	9.1	1.8		14.84		
		4 m/s	9.5	1.5		15.24		
	D	1 m/s	2.4	16.9		8.14		
		2 m/s	3.8	8.3		9.54		
		3 m/s	4.6	5.6		10.34		
		4 m/s	5.1	4.3		10.84		
		6 m/s	5.5	3.5		11.24		
		8 m/s	5.8	3.0		11.54		
		10 m/s	6.2	2.3		11.94		

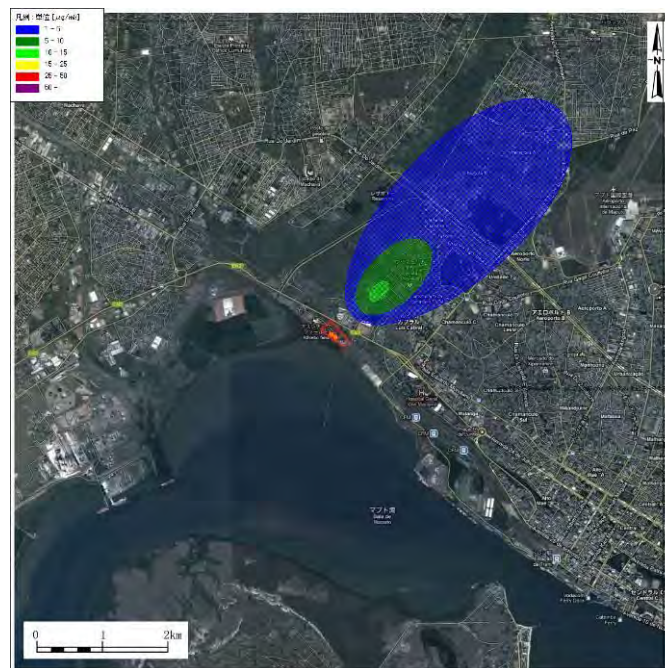
(Source : JICA 調査団)

CCGT からの二酸化窒素の各安定度での南西風における最大濃度分布の予測結果は、図 11.8-5～図 11.8-8に示すとおりである。



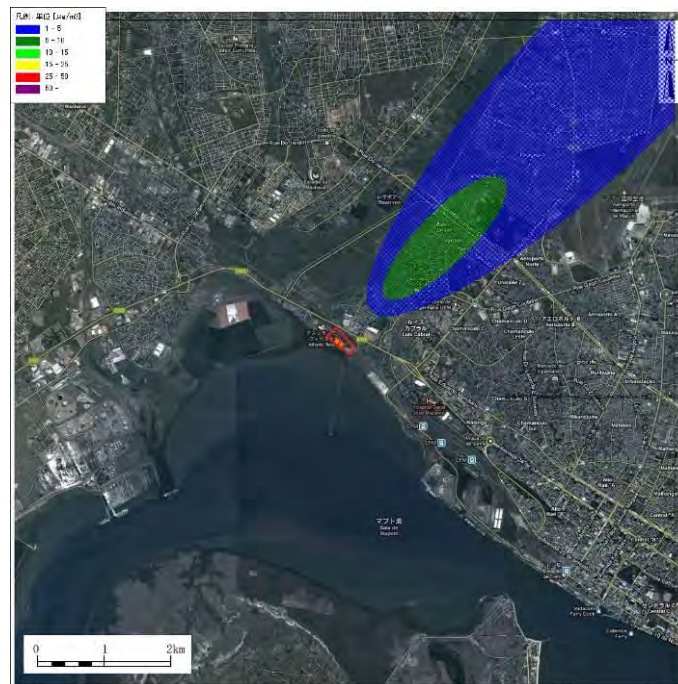
(Source : JICA 調査団)

図11.8-5 NO₂の予測濃度分布図（南西風 安定度 A 風速 1.0 m/s）



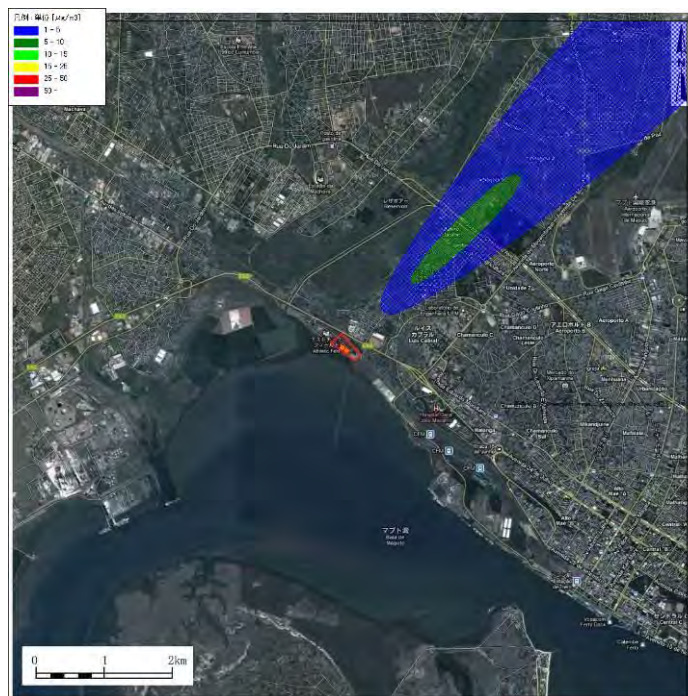
(Source : JICA 調査団)

図11.8-6 NO₂の予測濃度分布図（南西風 安定度 B 風速 4.0m/s）



(Source : JICA 調査団)

図11.8-7 NOx の予測濃度分布図（南西風 安定度別最大時 C-1 時間値）



(Source : JICA 調査団)

図11.8-8 NOx の予測濃度分布図（南西風 安定度別最大時 D-1 時間値）

b. 特殊条件

二酸化窒素の特殊条件における予測結果は、表 11.8-12及び図 11.8-9に示すとおりである。

二酸化窒素の地上での最大着地濃度が最も高くなるのは、逆転層発生時の濃度の $32.7\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「モ」国の環境基準値の 8%程度、IFC/WB のガイドライン値とくらべて 16%程度となっている。予測値に現況濃度として加えて将来濃度とした場合、将来濃度の最大は $38.44\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「モ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値とくらべて十分低くなっている。

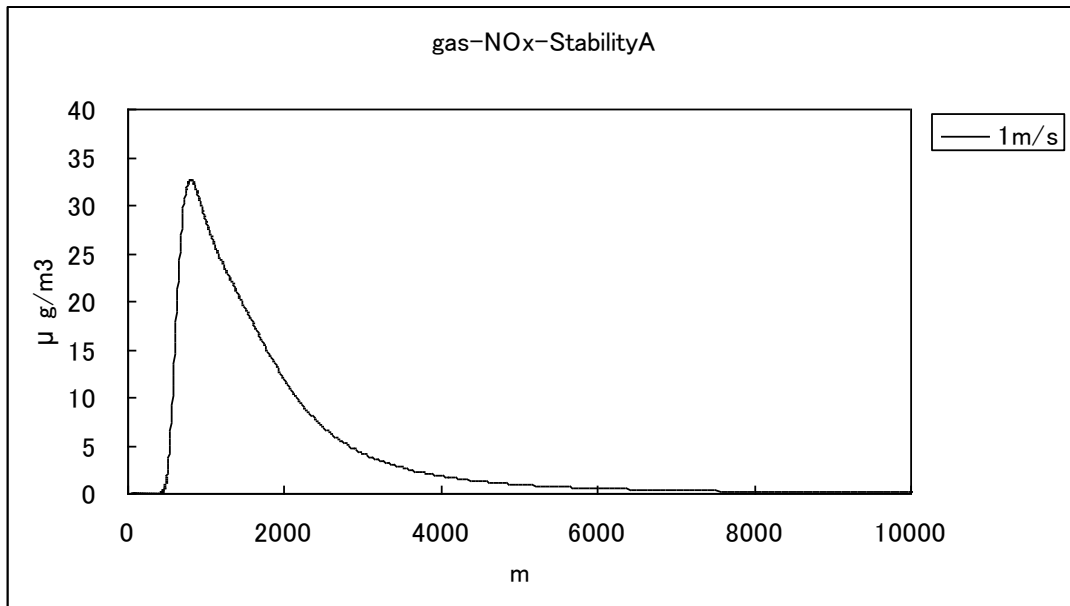
表11.8-12 特殊条件での新設による将来最大濃度の予測結果（1 時間値）

Item	Condition	Stability	Wind speed	Maximum concentration at the ground level a ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Distance for maximum concentration at the ground level (km)	Present concentration b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Maximum future concentration a+b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Atmospheric environmental quality standard of Mozambique ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/WB EHS guidelines ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
NO ₂	Inversion layer	A	1 m/s	32.7	0.8	5.74	38.44	400	200
	Downdraft	D	10 m/s	26.9	0.6		32.64		

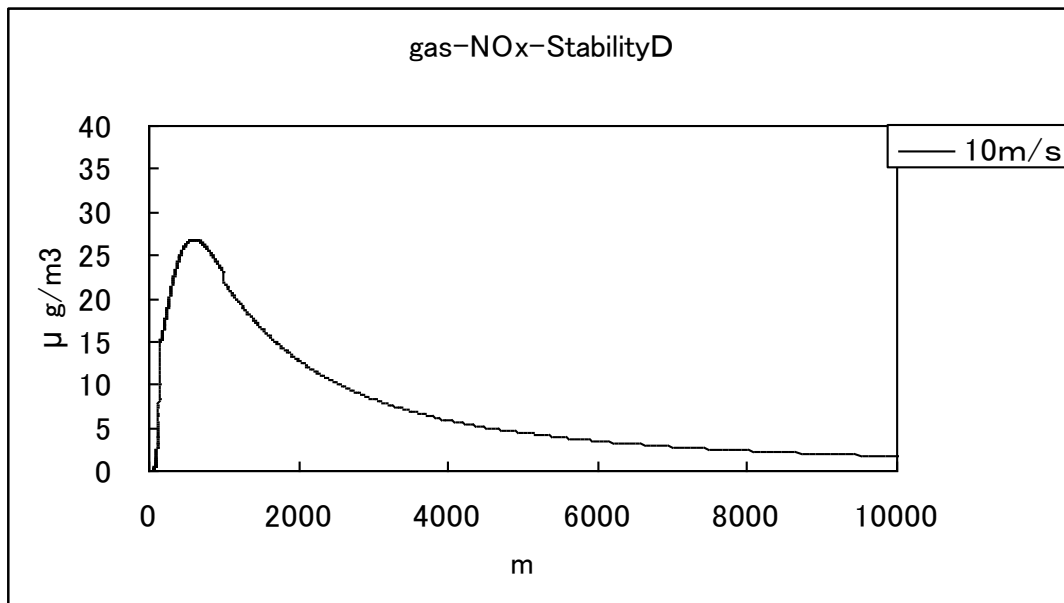
注：ダウンドRAFTの最大着地濃度は、安定度別の全ての風速の予測値の最大値を記載している。

(Source : JICA 調査団)

(逆転層)



(ダウンドラフト)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-9 特殊条件での新設による NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (1 時間値)

(h) 結論

大気拡散シミュレーションの結果、CCGT の寄与濃度は小さく、現況濃度が低いことから予測された将来濃度は、高濃度となる条件下でも、「モ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値と比べて十分低くなっている。また、予測における NO₂ の現況濃度 (5.74 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) とサイトでの実測値 (2.66~19.51 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) との差分は小さいことから、現時点では煙突等の高さを変更するなどの必要は想定されない。

(2) 騒音に対する影響

運転段階における騒音の主な発生源は、ガスタービン、熱回収蒸気発生器（HRSG）、蒸気タービン発電機、空冷復水器（ACC）、各種ポンプ、換気扇、その他様々な設備である。これらの騒音レベルは、適切な騒音対策を施すことで比較的容易にコントロールできる。本プロジェクトの環境要求事項（6.4.4節参照）により、安定状態で運転されるすべての設備の環境騒音レベルは、設備の端から1メートル地点または騒音の発生源付近で85dB(A)を超えることはない。また、発電所敷地境界線上の高さ1メートル地点でこれに相当する騒音レベルは、70dB(A)を超えることはない。70dB(A)は、11.3.1節にある産業、商業地帯（昼夜）に対する規定の適用基準を満たしている。また、騒音モニタリング調査の結果によると、サイト周辺の現在の騒音レベルは比較的高く（高速道路が近接するため）、既存の2号GTの騒音寄与度は比較的低いことが分かった（11.2.1節参照）。このことから、適切な騒音対策設備を備えた新規のCCGTから発生する騒音が、現場付近の全体的な騒音レベルに与える影響はさほど大きくはないと予想される。

(3) 水質に対する影響

建設予定の発電所は空冷復水器を使用することから、発電所の運転には水を必要としない。そのため、地表水や地下水への影響はない。しかしながら、汚れていない廃水がマプト湾の主要な排水パイプラインを通して排出されるため、下水処理施設からの排水は定期的にモニタリングする必要がある。

(4) 廃棄物に対する影響

発電所は、運転時に特に油類、脱水スラッジ、スクリーン・フィルター・ガスタービンの付着物などの有害、無害な廃棄物を排出する。埋立地は産業廃棄物処理の法的規制にしたがって認定される。現在、公営の一般廃棄物の投棄場所は、マプト市のHulene地区とマトラ市のMalhampsene地区にそれぞれ1箇所ずつ存在する。有害廃棄物の最終処分場としては、マトラ市のBoane地区の郊外にあるMavoco埋立処分場が唯一の施設である。

廃水は特に、HRSGブローダウンの中和された再生廃棄物、ガスタービンの床排水、蒸気タービンビル、変圧器回りからの汚染排水、下水から発生する見込みである。IFCやSANSは、この廃水をマプト湾に排出する前に処理し、規定の排水基準と照合するべきである。

発電所はその他廃棄物や一般廃棄物を排出すると予測されている。そのため、廃棄物への悪影響緩和策として、また同時に適切なモニタリングシステムの枠組みを提供するため、排水システムを含む廃棄物管理システムを確立することが重要である。

(5) 交通・輸送手段に対する影響

発電所の運転に必要な燃料・ガスはMGCのパイプラインとCTMをつなぐ新しいルートのパイプラインを通して運ばれるため、想定通り、交通・輸送システムへの影響はない。

(6) 健康と安全に対する影響

運転中の業務・維持管理担当者の健康と安全は重要である。発電所の最悪事態に対応するため、健康・安全面の方策だけでなく、積極的な消防システムが使用される。これは、モザンビーク政府、IFC、SANSにより設定された規定の基準およびガイドラインに従って実行しなければならない。

(7) 気候変動に対する影響

本プロジェクトによって世界の気候変動に影響を与えうるCO₂が発生するが、プロジェクトの規模を考えると気候変動に与える影響は軽微である。

(8) 社会環境に対する影響

建設予定の発電所の起動後は、現地の非労働人口を含む第二次部門での雇用が発生する。

発電所運転時は間接的な雇用機会が発生し、プロジェクトの枠を超えて中小企業が成長できる。サービス部門や日常のニーズのマーケティングで多くの雇用が生まれる。

建設予定の発電所はガスを使用し、SO₂濃度も非常に低いため、人体の健康への悪影響はない。PM₁₀ レベルも規定の基準にしたがっている。全体として、現場の社会経済状況にわずかな影響がある程度で、その影響のほとんどはプラスになるものである。

11.9 緩和策及び緩和策実施のための費用

プロジェクトの大きな影響の分析に基づき、プロジェクトの悪影響を管理するための方策が提案・策定された。表 11.9-1、表 11.9-2は建設段階、運転段階の緩和策をそれぞれ示している。

表11.9-1 建設段階の緩和策

項目	影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(1) 環境汚染	大気汚染	建設機械、器具からの SO_x、NO_x、煙、砂、塵の分散	- 建設機械・器具の定期的なモニタリング、メンテナンス実施 - 敷地内でのごみ焼却は厳禁 - 不必要な機械作業や車両の移動を避けるため、適切な交通・輸送維持管理を導入 - 重量輸送車の速度制限を守る	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
		土木作業による塵	- 建設地、処分場での定期的な水散布 - 不必要な機械作業や車両の移動を避けるため、適切な交通・輸送維持管理を導入 - 重量輸送車の速度制限 - 可能なときはいつも微細な塵を出す材料をナイロン・ビニールで覆う	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
	水質汚濁	機械、器具の洗浄による土壌流出、濁水、汚水	- 沈殿槽、沈殿物を囲う堀の一時的設置 - 機械・器具の洗浄に使用する水はタンクに溜めるか排水処理をすること - 蛇口のモニタリングを定期的の実施 - 建設地の平地に水が溜まるのを避けるため雨水排水路を建設 - 油類や化学製品は隔離し一時保管タンクに保存すること - 車両や機械・器具は、燃料補給をし、密閉された囲い壁、屋根のある場所に保管 - 燃料保管タンクは密閉された囲い壁、屋根のある場所に設置	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
		土を含む排水	土壌浸食を防ぐため掘削作業の周りには堀を設けること。排水の濁りを抑えるため一時沈殿池を備える	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
	廃棄物	産業固形廃棄物	- 廃棄物管理計画を作成する - 有害、無害な材料を分離 - PCB（ポリ塩化ビフェニル）、PCT（ポリ塩化テルフェニル）、アスベスト、その他危険な物質を含む材料の使用は必要に応じて避ける。	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
		建設地の一般廃棄物	- 悪臭の堆積を避けるため、一般廃棄物埋立地と通常の処分場を一時的に建設 - 作業員に廃棄物の再利用、リサイクル、減量（3R）の実施を促す	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
		下水	下水は汚水処理タンクで浄化する	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
		建設廃材	- 建設廃棄物の指定処分場への適切な処理 - 廃棄物管理計画を作成する	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内
	騒音・振動	機械、器具、車両からの騒音	- 最新のノイズ低減機械、車両を使用 - 機械、車両には必要に応じてサイレンサー、マフラーを使用 - 建設作業は日中に限定して行う - 騒音が及ぶ地帯での防音壁の建設あるいは雑音抑制器の設置 - できるだけ作業負荷を統一し、騒音を低減するため車両や機械のスケジュール、タイミングを最適化 - プロジェクト現場の周囲に一時的な堀を建設	プロジェクト実施ユニット EPC コスト内

項目		影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(2) 自然環境	土壌	雨風による土壌浸食	- 現場での散水を実施 - 侵食を防ぐため可能な限り土を覆う	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	気候要因	建設機械、器具、車両からのガス排出	- 建設機械、器具の定期的メンテナンス - 車両の適度な速度を守る - 車両の重量負荷制限	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
(3) 社会環境	地域経済	プロジェクトによる雇用	特に清掃や食事など、地域のサービスを利用	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		プロジェクトによる小さな物の調達	適切で条件を満たす調達ガイドラインの作成が必要	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	健康と安全	感染症のリスク	感染症に対する意識は教育プログラムの一部に組み込まれている	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		現場事故	- 健康・安全計画を作成 - 雇用開始時に基本的な健康安全教育プログラムを作成、実施 - 保護用イヤーマフ、安全靴などの個人用安全装具（防護服、備品）は作業員に提供される 「人の出入り禁止区域」など建設機械近辺の安全対策を実施 - 医療部隊を結成 - 現場近くにある Jose Macamo 病院と共同で緊急輸送計画を開始 - プロジェクト実行部隊はモザンビーク政府または IFC の環境・健康・安全のガイドラインを参照する	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		現場周辺での交通事故	- 交通管理計画を作成 - 現場周辺に必要な信号機・標識を設置 - 運転手に基本的な交通教育を行う	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内

(Source : JICA 調査団)

表11.9-2 運転段階の緩和策

項目		影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(1) 環境汚染	大気汚染	発電所からの SO_x、NO_x、PM₁₀	- 高煙突の採用 - 燃焼排ガスの量や SO_x、NO_x、PM₁₀ の濃度を監視する連続排出監視システムの導入 - 定期的なモニタリング、メンテナンスの実施	プロジェクト実施ユニット EDM	EPC 内/ O&M 内
	水質汚濁	次のパラメータ (pH 値、濁度) での廃棄物処理施設からの排水	排水量の定期的モニタリング	EDM	O&M 内
		HRSG ブローダウン、ガスタービンの床排水、蒸気タービンビル、構内排水からの汚水の発生	- 油類を分離する下水システムの適用 - 廃棄物処理、浄化施設の導入と建設	プロジェクト実施ユニット	EPC 内
	廃棄物	産業固形廃棄物	- 廃棄物管理計画を作成する - 有害・無害な材料は分離される - 発生した廃棄物は処理施設で処理をする - 汚泥はリサイクルする - 脱水スラッジ (こびりつき)、スクリーンやフィルタースクリーン、ガスタービンの沈殿物は固形廃棄物として処理し、特定の固形廃棄物埋立地に廃棄すること - 現場近辺の水質モニタリング - 施設はモザンビーク政府、SANS、IFC の環境基準、ガイドラインに基づいて管理、運転すること	EDM プロジェクト実施ユニット	O&M 内/ EPC 内
		発電所の一般廃棄物	廃棄物管理における 3R (reduce, reuse, recycle) の推進	EDM	O&M 内
	騒音・振動	ACC を含む機械の騒音	定期メンテナンスの実施	EDM	O&M 内
(2) 自然環境	土壌	雨風による土壌浸食	- 雨水による土壌浸食を緩和するため現場での散水を行う - 雨水排水の導入	EDM プロジェクト実施ユニット	O&M 内/ EPC 内
	気候要因	発電所からの CO₂ 排出	ガスタービンの定期メンテナンス、モニタリング	EDM	O&M 内
(3) 社会環境	地域経済	発電所による雇用	モザンビーク労働ガイドラインに遵守	EDM	O&M 内
		プロジェクトによる小さな物の調達	適切で条件を満たす調達ガイドラインの作成が必要	EDM	O&M 内
	健康と安全	火事	- 消火システムの構築 - 構内の消火栓に戦略的に消火パイプラインを導入 - FIPAG/Aqua de Mozambique からの給水を確保 - 消火水の配分は、システムのどの部分であっても欠陥を隔離するバルブ区分を含む - 消火システムに燃料オイルタンクを設置 - 電気式の主ポンプの導入、二次的なディーゼルエンジン式ポンプは最悪の事態における水需要のため取っておく	プロジェクト実施ユニット	EPC 内

項目	影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(3) 社会環境	現場事故	- 健康・安全計画を作成 - 雇用開始時に基本的な健康安全教育プログラムを作成、実施 - 保護用イヤーマフ、安全靴などの個人用安全装具（防護服、備品）は作業員に提供される 「人の出入り禁止区域」など建設機械近辺の安全対策を実施 - 医療部隊を結成 - 現場近くにある Jose Macamo 病院と共同で緊急輸送計画を開始 - 労働、健康、安全について EDM は次のガイドラインを参照する。 - 環境衛生・安全ガイドライン（EHS ガイドライン）（2007 年 IFC） - EHS ガイドライン（火力発電）（2007 年 IFC）	EDM	O&M 内

(Source : JICA 調査団)

発電所の汚染対策実施のため負担することが予想される資本コストについては、このレポートの第9章で論じられている通り、建設期間中の必要予算はEPCコストの範囲内である。また運転段階の必要予算は通常のO&M費用に含まれる。

11.10 環境モニタリング計画

環境モニタリング計画は、プロジェクトの利益を高め、関わりのあるすべての作業に採用すべき好事例の基準を紹介するため、プロジェクト実施中の環境への影響に対する配信メカニズムを提供する。従って、環境パラメータのあらゆる面における進行や大きな変化を発見するため、また適切な管理策をタイムリーに採用するため、予定プロジェクトの影響に対応するモニタリング計画が策定されている。建設予定の発電所周辺における煙突からの排出レベル、環境大気質は定期的に監視される。さらに、騒音レベルも定期的に監視する。表 11.10-1と表 11.10-2 は、建設段階及び運転段階におけるモニタリン項目、地点およびサンプリング頻度を示している。

表11.10-1 建設段階の環境モニタリング計画

モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
環境大気質	PM ₁₀ 、 SO ₂ 、 NO _x 、 CO (大気、気温、気象データ、相対湿度、風向、風速)	建設地の境界（西、東、南の3地点）	1回/月
排水の質	水温、pH、 DO、 BOD ₅ 、 COD、 SS、 油類、 重金属 (重金属は IFC 基準に示されている)	一時沈澱池の出口点	1回/月
川の水質	モザンビーク政府、SANS、 IFC	発電所の排水出口点	年4回

モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
	の基準・ガイドラインに基づく 水温、pH、DO、BOD ₅ 、 COD、SS、TD、油類、重金属		
騒音	d BA (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	建設地の境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月
振動	dB または ppv	建設地の境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月

(Source : JICA 調査団)

表11.10-2 運転段階の環境モニタリング

モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
環境大気質	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、CO (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	発電所境界、発電所から半径 2 キロの 4 地点	1 回/月
排気の質	O ₂ 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、CO	HRSG の煙突	CEMS による 継続的なモニ タリング
排水の質	水温、pH、DO、BOD ₅ 、 COD、SS、油類、重金属 (重金属は IFC 基準に示され ている)	水処理施設の出口点	年 4 回
川の水質	モザンビーク政府、SANS、IFC の基準・ガイドラインに基づく 水温、pH、DO、BOD ₅ 、 COD、SS、TD、油類、重金属	発電所の排水出口点	年 4 回
騒音	d BA (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	発電所境界（西、東、南の 3 地点）	2 回/月
振動	dB または ppv	発電所境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月

(Source : JICA 調査団)

11.11 ステークホルダー協議、関与

(1) 協議の目的

下記はステークホルダー協議の目的である。

- プロジェクト予定地の周辺地域にCTMに建設される新規発電所の計画について知らせるため
- 予定プロジェクトに関する当初の意見について初期の情報を収集するため

(2) スケジュール、参加

Luis Cabral 周辺地区で2つのステークホルダー協議が行われた。初めの協議は、2013 年 1 月 24 日に Luis Cabral コミュニティスクールで行われた。協議には Luis Cabral 周辺地区の書記 18 人、アーバン地区 40、40a の書記、10 世帯の筆頭者が参加した。2 回目の協議は、2013 年 1 月 25 日に Dom Bosco 高等研究所で行われた。この協議には、プロジェクト予定地近隣の 4 つの企業（Dom Bosco 高等研究所、SOMOTOR Lda、Intertek、Petroauto）から 9 人の代表者が参加した。Luis Cabral 書記、Party Cell B の第一書記、EDM も協議に加わった。参加者リストは巻末資料-6 を参照のこと。これら参加者らはプロジェクトへの関心、協議への参加可能性、地域のリーダーシップの特性に基づいて選定されたということに注意。次のスナップ写真は協議中に撮影されたものである。



(Source : JICA 調査団)

図 11.11-1 10 世帯の筆頭者、アーバン地区 40、40a からの参加者



(Source : JICA 調査団)

図 11.11-2 予定地近隣の企業、機関からの参加者

(3) 協議の記録

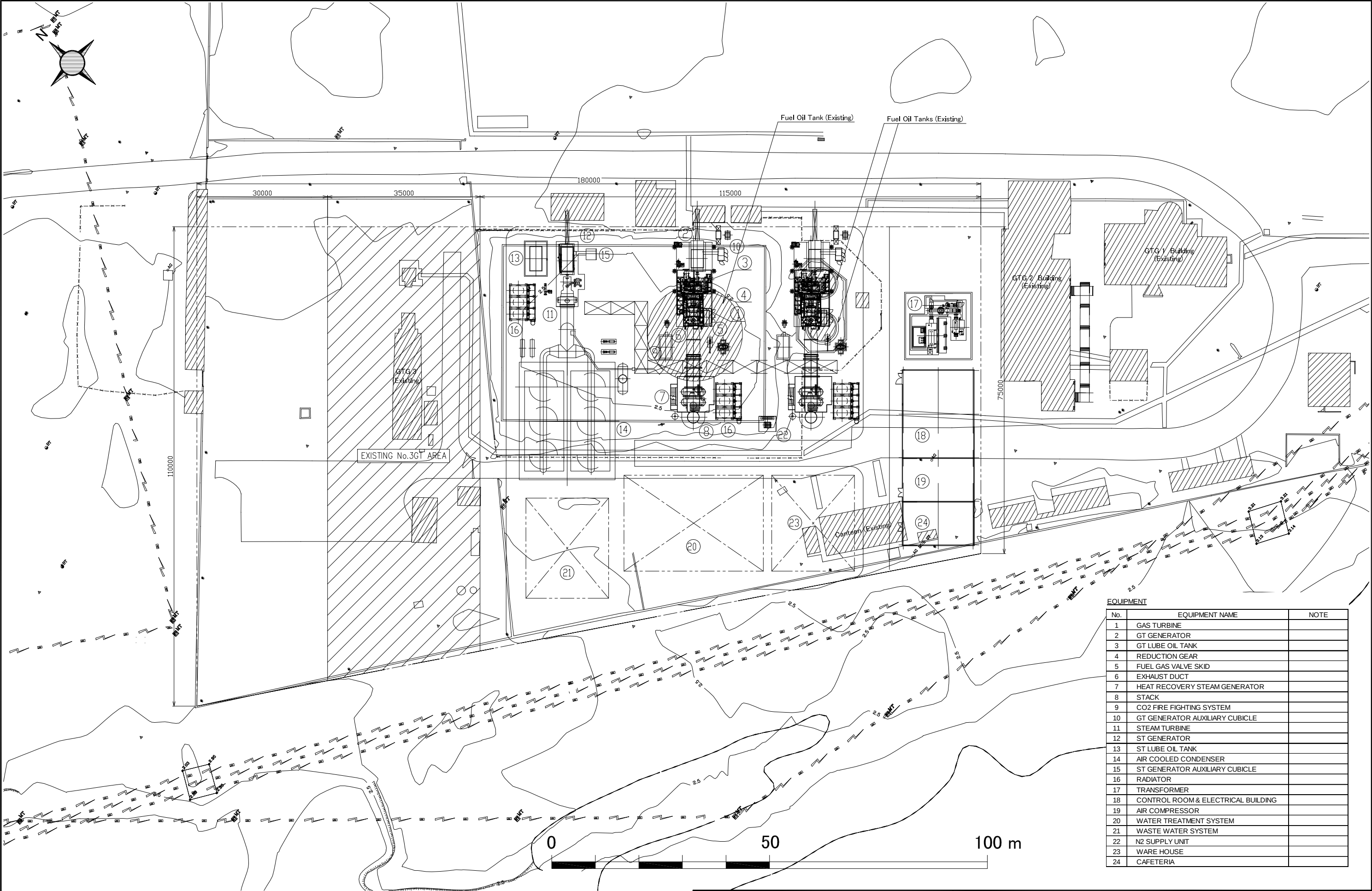
各協議中、予定プロジェクトの初期のアイデアが示され、様々な質問や意見が出され、具体化された。協議の詳細な記録は巻末資料6を参照のこと。

Appendix 1

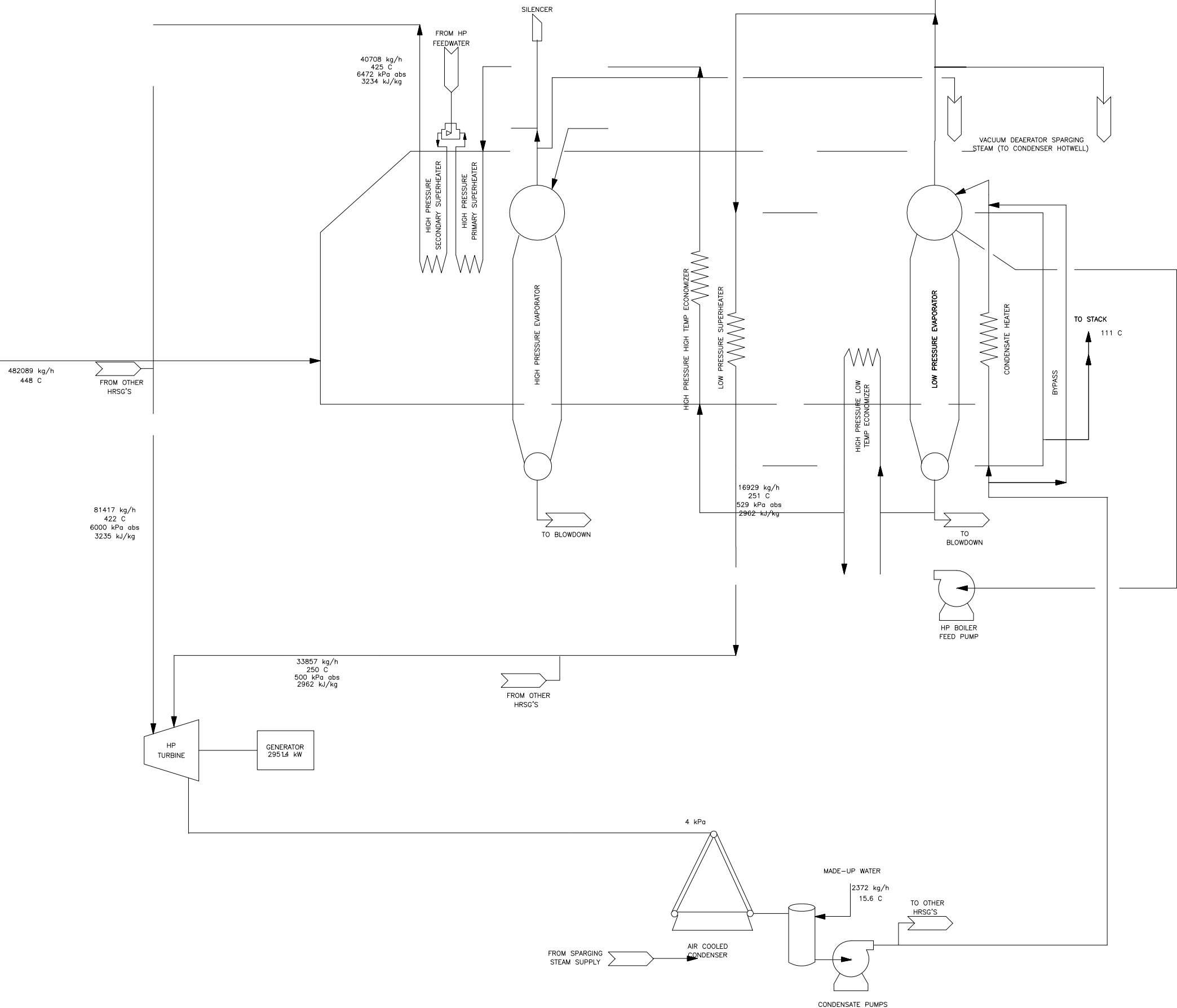
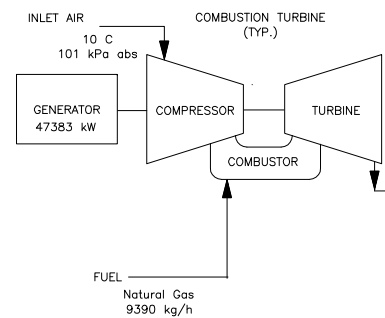
Drawings

List of Drawings

No.	Title of Drawings
001	Overall Project Plot Plan
002	Overall Flow Diagram Steam Water Cycle
003	Steam System Diagram
004	Feed Water and Condensate System Diagram
005	Cooling Water System Diagram
006	Make-up Water System Diagram
007	Fuel System Diagram
008	Circulating Water System Diagram
009	Fuel Gas System Flow Diagram



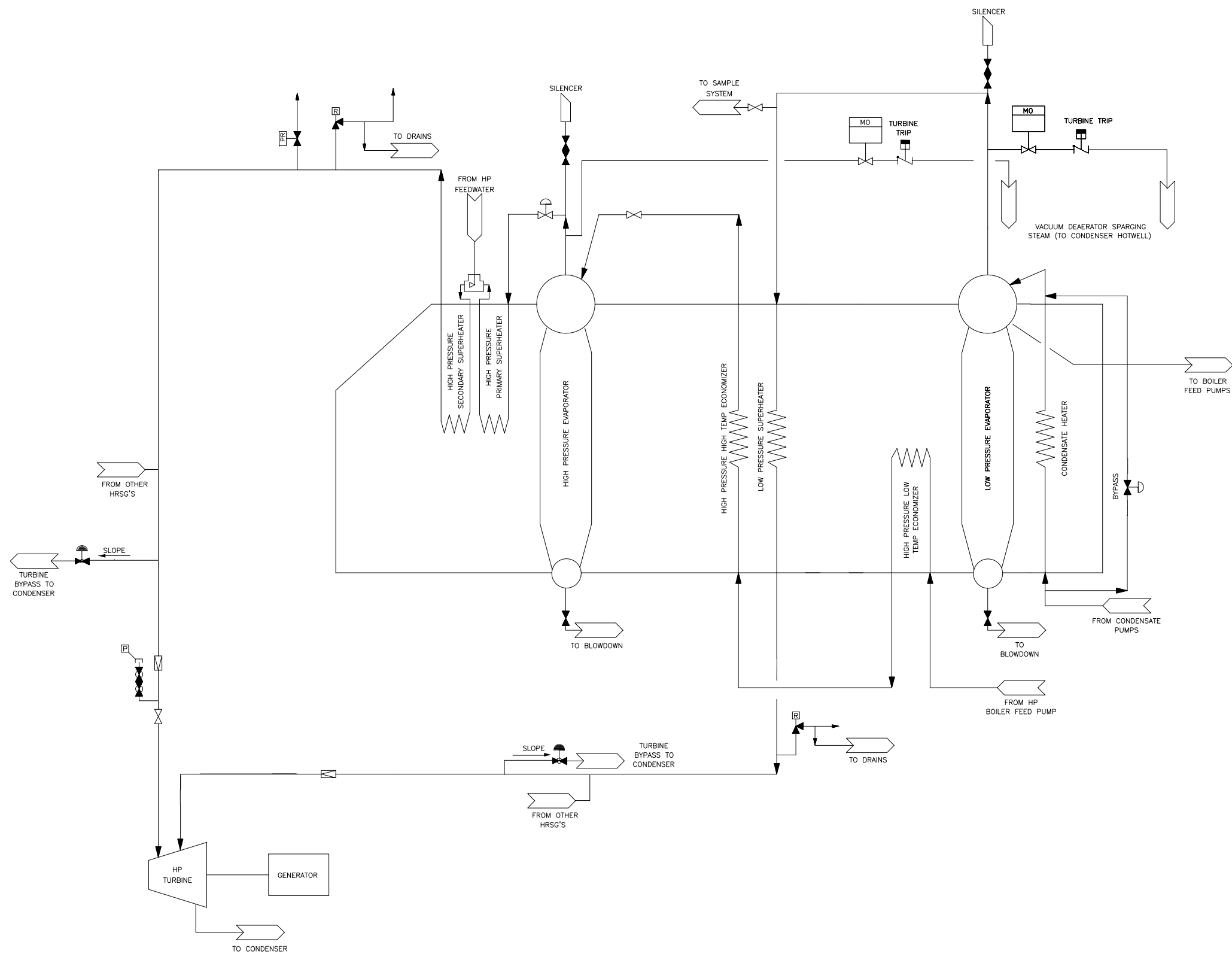
PROJECT			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
DRAWING TITLE			OVERALL PROJECT PLOT PLAN		0
SCALE			1/400		DRAWING NO.
NO. REV.			DESCRIPTIONS		001



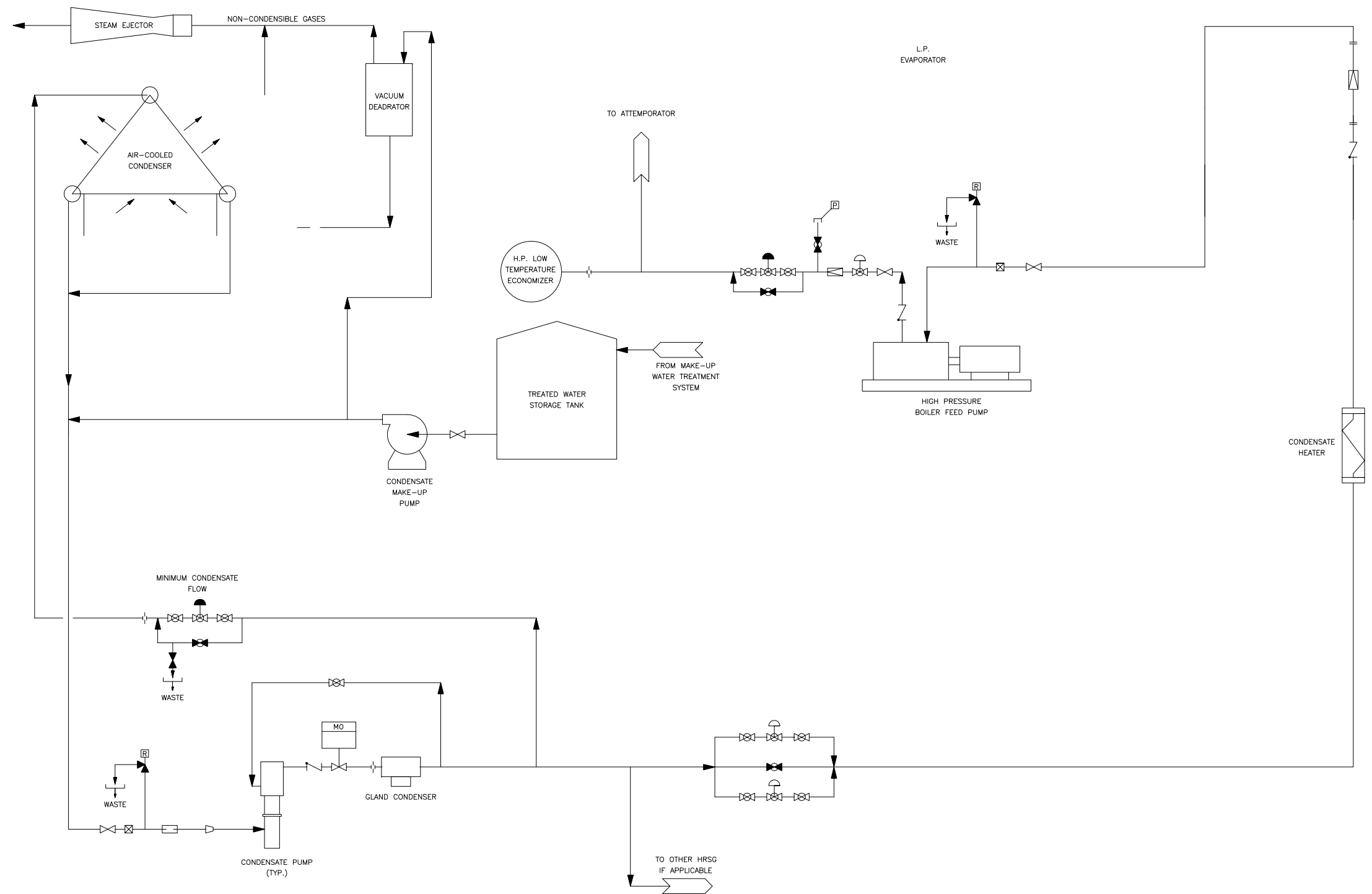
Performance Summary

Temp (C) : 10
 Pressure : 101 kPa Abs.
 Fuel : Natural Gas
 Gross Output (kW) : 124207
 Net Output (kW) : 121746
 Net Plant Heat Rate (kJ/kWh) : 7567
 CT Model : GE—LM6000—PDS—50 Hz

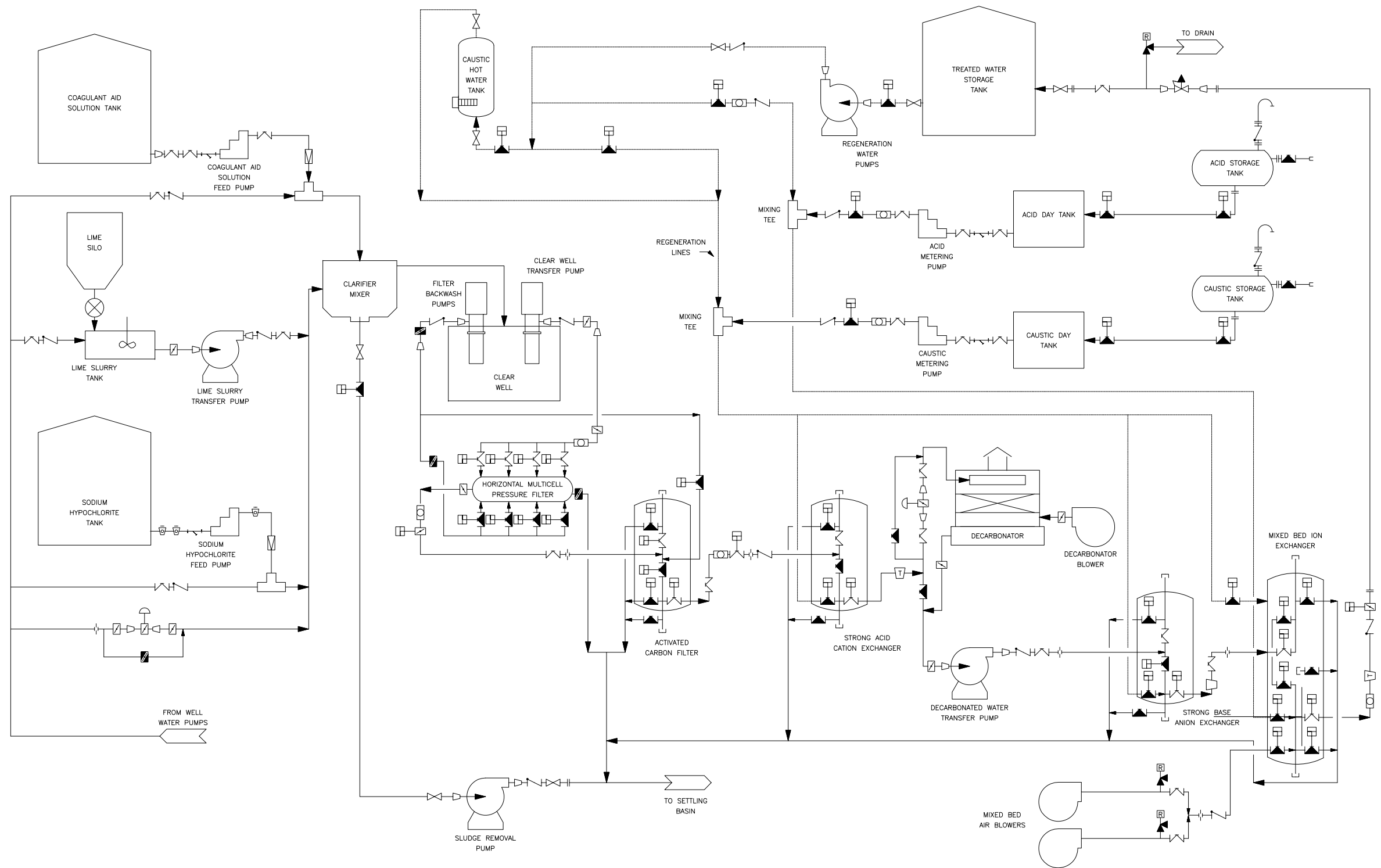
			PROJECT		REVISION
			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		0
			DRAWING TITLE	SCALE	DRAWING NO.
			OVERALL FLOW DIAGRAM STEAM WATER CYCLE	NTS	002
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			



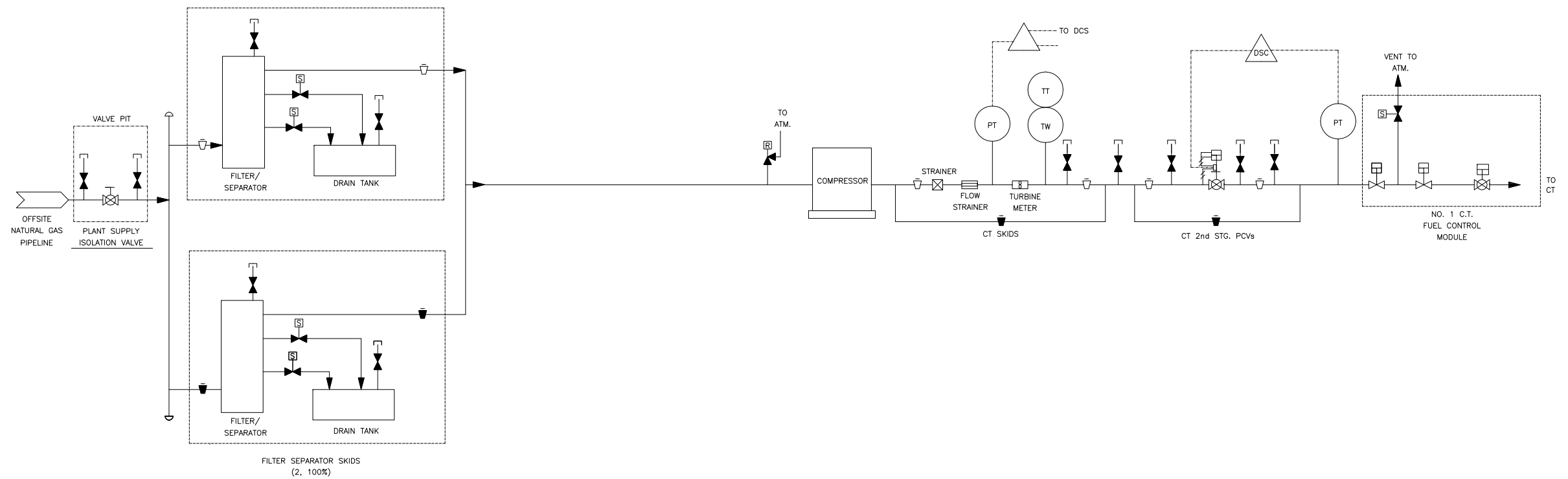
			PROJECT		REVISION
			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		0
			DRAWING TITLE	SCALE	DRAWING NO.
			STEAM SYSTEM DIAGRAM	NTS	003
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			



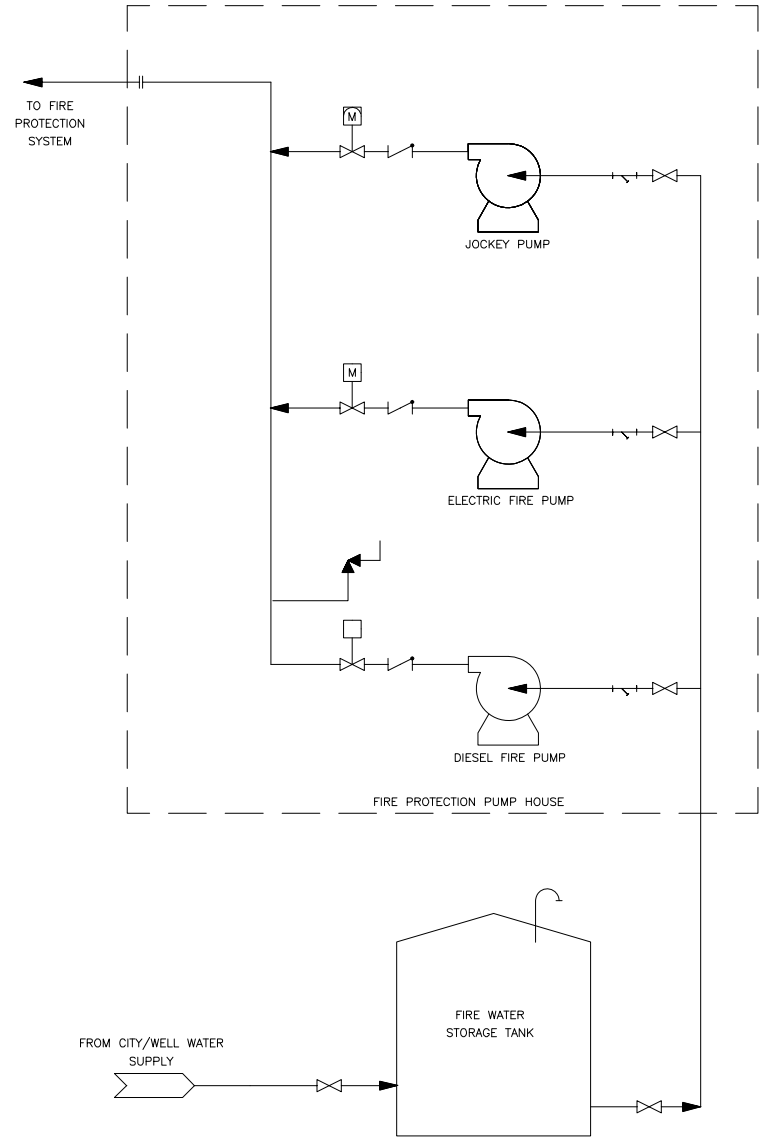
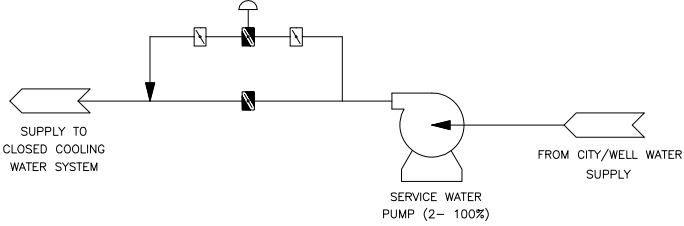
			PROJECT		REVISION
			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		0
			DRAWING TITLE	SCALE	DRAWING NO.
			FEED WATER AND CONDENSATE SYSTEM DIAGRAM	NTS	004
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			



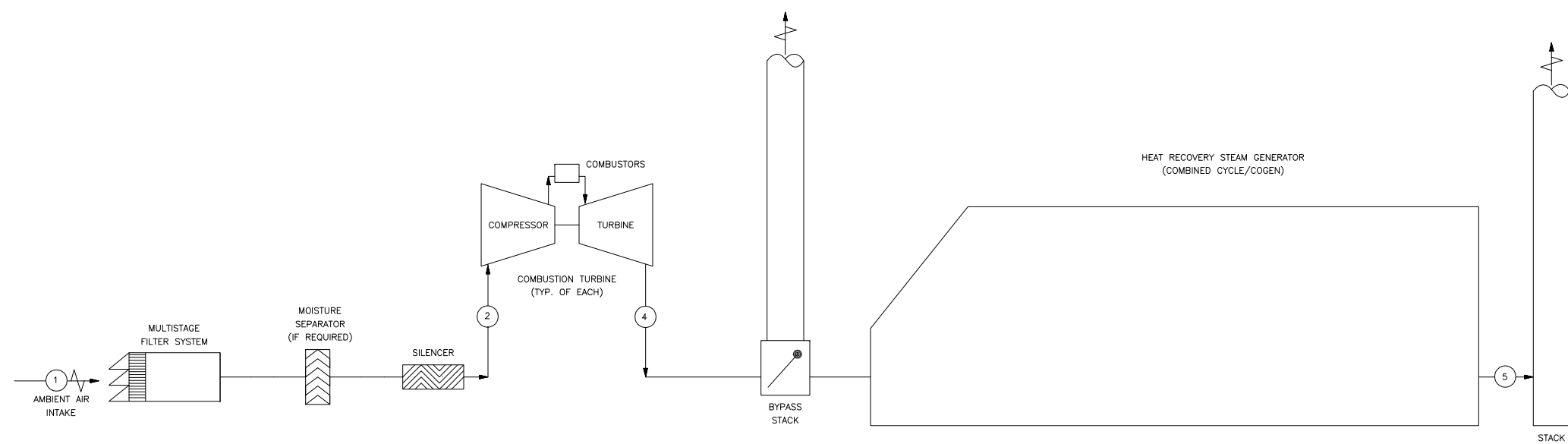
			PROJECT		REVISION
			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		0
			DRAWING TITLE	SCALE	DRAWING NO.
			MAKE-UP WATER SYSTEM DIAGRAM	NTS	006
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			



			PROJECT		REVISION	
			GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		0	
			DRAWING TITLE		SCALE	
			FUEL SYSTEM DIAGRAM		NTS	
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			DRAWING NO.	
					007	



			PROJECT	GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
						0
			DRAWING TITLE	CIRCULATING WATER SYSTEM DIAGRAM	SCALE	DRAWING NO.
					NTS	008
NO.	REV.	DESCRIPTIONS				



Data Provided at Ambient Temperature of: 10 ° C

Data Provided Indicates Firing Fuel: Natural Gas

Stream Number	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Stream Name	Ambient Air Intake	Compressor Inlet	Heat Recovery Absorption Chiller Inlet	Combustion Turbine Exhaust	Stack Inlet	Ammonia Feed	Ammonia Air Feed	Ammonia Mixture Injection	Heat Recovery Absorption Chiller Outlet
Mass Flow, kg/h	472699	472699	N/A	482089	482089	N/A	N/A	N/A	N/A
Volumetric Flow, m3/s--std	109	109	N/A	271	149	N/A	N/A	N/A	N/A
Pressure, kPa Abs.	101	99.8	N/A	104	103	N/A	N/A	N/A	N/A
Temperature, °C	10	10	N/A	448	111	N/A	N/A	N/A	N/A

			PROJECT	GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION		
						0		
			DRAWING TITLE	SCALE		DRAWING NO.		
								FUEL GAS SYSTEM FLOW DIAGRAM
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			NTS			
					009			

Appendix 2

Terms of Reference of Engineering Consultancy Services

**TERMS OF REFERENCE (TOR)
OF
ENGINEERING CONSULTANCY SERVICES
FOR CTM 85 MW COMBINED CYCLE POWER PLANT
DEVELOPMENT PROJECT**

A. PROJECT INFORMATION

a) Background Information

The Gas Fired Power Plant Development in Mozambique (hereinafter called “the project”) is aiming for supplying electric power to satisfy middle- and long-term power demand in Southern region of the Republic of Mozambique (hereinafter called “Mozambique”).

The nationwide power demand shows only 610 MW of the maximum generating capacity and 4,025 GWh/year of the gross power production but the annual average increase rate in past 5 years shows remarkable growth; i.e. 13.8% and 10.6% each. In particular, the maximum generating capacity only in Southern Mozambique is 369 MW which is 60% of 610 MW mentioned above and the annual average increase rate shows steady growth; i.e. 11.3%.

Although Electricidade de Mozambique (EDM) makes an effort to ensure power supply capacity; e.g. rehabilitation of aged small-scaled hydroelectric and thermal power plants, purchase of electric power from IPP power supply being built in Ressano Garcia area, and capital participation into IPP, the urgent issue to satisfy middle- and long-term power demand is to ensure a new power supply in Maputo city. Based on such a background, Mozambique government requested Japanese ODA from Japanese government in December, 2011 to support gas-fired combined cycle power plant building in Southern Mozambique.

b) Location of the project and information on the surrounding area

The project site is located approximately 6km west-north-west from downtown of Maputo city, capital of Mozambique. The existing Maputo Thermal Power Plant is surrounded by the ocean and highway, and can be reached in approximately 20 minutes by car from the center of Maputo. Site of about 27,000 m² is available as a construction on the premises of an existing power station of EDM that is 3 km in the northwest from Maputo Port.

Maputo city features a tropical savanna climate that borders on a humid subtropical climate. The city has short rainy season lasting from November through March. Maputo also features noticeably warmer and cooler season, with its warmest month is January and coolest month is July. Average maximum and minimum temperature is 28°C and 18°C in the last 5 years. At present, the Maputo Thermal Power Plant has three gas turbine power generation facilities (Unit 1: jet fuel fired type having a generation capacity of 17.5 MW; Unit 2: diesel oil-fired type having a generation capacity of 36 MW; Unit 3: diesel oil-fired type having a generation capacity of 22 MW)

Since the site is on the premises of an existing power station, it is not necessary to develop or prepare land to construct a power plant. However, fuel tanks that are no longer used are on the premises and these fuel tanks need to be removed to construct new facilities in this area.

c) Stage reached in the project preparation and summary of the findings of studies to date

Feasibility study will be completed on March 2013 by Tokyo Electric Power Services Company Ltd and Oriental Consultants Company Ltd in Co-operation with JICA, JAPAN.

d) Implementing Organization

The Electricidade de Moçambique (EDM)

B. OTHER RELEVANT INFORMATION

a) Technical Information

The capacity of the Plant will be 85 MW (70MW – 110MW). One multi-shaft 2-on-1 Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) will consist of two gas turbines unit and one steam turbine unit. In this project the technical standards to be followed will be JIS, IEC, ISO, ANSI, ASTM and DIN

b) Relevant laws and regulations

This Project will be guided by Laws of the land (Mozambique).

c) Related Projects.

New natural gas pipeline is planned by ENH.

I. INTRODUCTION

The Government of People's Republic of Mozambique (hereinafter called "GOM") is going to receive financing (Credit) from Japan International Cooperation Agency (JICA) (hereinafter called "loan") toward the cost of CTM 85 MW Combined Cycle Power Plant Development Project (hereinafter called "the Project") and intends to apply part of the proceeds of this credit to payments under the Consulting Services for the supervision of implementation of the Project. The Electricidade de Moçambique (EDM) intends to employ a firm of consultants for the contract to manage and supervise the implementation of the Project, CTM, Mozambique.

II. SCOPE OF WORKS UNDER THIS PROJECT

The scope of work (Including procurement & erection/ commissioning) for the project (under Turnkey contract) is as follows:-

1-1. Installation of CTM 85 MW Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) and its auxiliaries.

- 1) Gas Turbine, Generators and auxiliaries
- 2) Steam Turbine, Generators and auxiliaries
- 3) Heat Recovery Steam Generator (HRSG) and auxiliaries

- 4) Air cooled condenser and related facilities
- 5) Closed cooling water system for cooling of lubricating oil and other cooling media
- 6) Drain Recovery System
- 7) Waste water treatment system
- 8) Main stack
- 9) Fuel Gas supply system (new gas station ~ CCGT)
- 10) Indirect type fuel gas heater (if necessary)
- 11) Generator step-up transformers
- 12) Unit auxiliary transformers
- 13) Auxiliary Power Supply System
- 14) Emergency diesel generator
- 15) DC Power Supply System
- 16) Power Cables and control cables
- 17) Electrical equipment and materials.

1-2. System facilities for CCGT

- 18) Protection, metering and control system
- 19) Plant Data Management system
- 20) Continuous emission monitoring system
- 21) Service and instrument air supply system
- 22) Compact Simulator
- 23) Communication facilities
- 24) Control and instrumentation equipment and materials

1-3. Buildings for CCGT

- 25) Steam turbine building including structural steel, siding, roofing windows
- 26) Overhead crane and mobile crane
- 27) Other buildings and houses for supplied equipment
- 28) Administration building.
- 29) Ventilation and air conditioning
- 30) Site & building lighting
- 31) Architectural materials
- 32) Finish painting of equipment and materials
- 33) Fire pump house including structural steel, masonry block walls, roofing, doors and louvers (if necessary)

1-4. Modification of existing 66kV Substations facilities

- 34) Cable head
- 35) Protection relay
- 36) Control system etc

1-5. Gas Facilities (Gas Station ~ RMS)

- 37) Gas supply piping with RMS (Regulatory & Metering Station) between Gas Station and gas compressor (or decompression facility)
- 38) Fuel gas compressor/booster or decompression facility (if necessary)
- 39) Fuel gas pre-treatment system(if necessary)

1-6. Civil Work

- 40) Site drainage/Site Sanitary
- 41) Piling (if necessary) and foundations for equipment.
- 42) All civil works including foundations for supplied equipment and buildings and houses.
- 43) Preparation, excavation and leveling works of site area including temporary storage area during construction and preparation of access road for carrying-in of heavy components.
- 44) Fencing around the new plant site and access road (including access road to equipment and drainages inside the new plant site)
- 45) Construction of approach road
- 46) Necessary temporary facilities on the downstream side from the connection points of utilities such as electric power, water and the like necessary for construction.
- 47) Irrigation canal shifting
- 48) Temporary works and facilities for construction

1-7. Others

- 49) Spare parts for one Combustion Inspection (CI), one Hot Gas Path Inspection (HGPI), one Major Inspection (MI), which will be out of scope of LTSA spare parts supply and supply of consumable parts for warranty period.
- 50) Standard and special tools.

III. UNDERTAKING BY EDM

For carrying out the engineering services of consultant, EDM shall provide the following to the consultant without any cost:

- 1) All available documents, drawings, maps, statistics, data and information related to the project, and
- 2) Full time counterparts of EDM project team to participate in the consultants activities, and
- 3) All necessary permits, recommendation and authorization for carrying out the construction work and
- 4) Working office required to be hired as near as possible to the EDM headquarter, during design phase. It will be shifted to the project site during construction phase.

IV. SCOPE OF SERVICE OF THE CONSULTANTS

The services of the consultant are to undertake the necessary conceptual study, design, engineering, project management and execution including supervision of construction, commissioning through the pre-construction stage, construction stage and warranty period of the Combined Cycle Power Plant together with the associated auxiliaries

and ancillary equipment to complete the project. The Consultant is required to offer a comprehensive proposal to include the following:

- A. Review of implementation program and feasibility study.
- B. Design and engineering.
- C. Assist EDM in pre-qualification for Bidders.
- D. Assist EDM in international competitive biddings.
- E. Project Management at all levels including periodic review of budget estimate and administration of project cash flows.
- F. Inspection, testing and delivery control during manufacturing
- G. Construction supervision.
- H. Commissioning and acceptance tests.
- I. Ensure the quality of transfer of knowledge and technology from manufacture to EDM personnel.
- J. Assist EDM in operation and maintenance.
- K. Assist EDM for environmental aspects.
- L. Conduct HIV/AIDS prevention program, and
- M. Prepare reports and documents.

A) Review of implementation program and feasibility study

- 1) The scope of services would include all design concept study for the selection of plant, especially the type and design parameters of the main equipment after assessment of EDM's needs and analysis of the problem involved. The study should include a value analysis of alternatives and recommend the type of plants & auxiliaries to be selected.
- 2) The Consultant also shall make provisions to undertake the following:
 - a) Review and comment on all the existing documents including the pre-investment study report, JICA Feasibility Study Report, design parameters, etc. and recommend revision or modification, if necessary to achieve the successful completion of the project.
 - b) Review and comment on the project cost estimates originally envisaged and recommend modification or adjustment, if necessary, so that all the works originally envisaged including consulting services are completed within the original cost estimates.
 - c) Prepare updated project program, cost estimate and cash flow.

B) Design and Engineering

The consultant shall be responsible for but not be limited to:-

- a) Prepare design calculations, basic plans, drawings, specification and schedules for Bidders and for contract documents. The design shall include but not limited to; calculations to determine size or capacity requirements; single line diagram with control and protection scheme; layout and arrangement of components, plant area layout, selection of equipment and materials including those related to environmental issues; models of testing equipments and materials and specialized research, if any required.
- b) Review and update the above mentioned documents based on EDM and JICA comments

C) Assist EDM in Pre-qualification for Bidders

The consultant shall undertake the following works:

- a) Select pre-qualification criteria including but not limited to, eligibility requirement; joint venture requirement; general experience requirement; specific experience requirement; financial capability; organizational capability and others.
- b) Prepare Pre-qualification documents.
- c) Check and review pre-qualification proposal from Bidders with due co-ordination of guidelines of EDM and JICA.
- d) Assist EDM for pre-qualification advertising.
- e) Evaluate all Bids in accordance with established EDM and JICA approved criteria.
- f) Review and update the draft report based on comments from EDM and JICA.
- g) Prepare draft evaluation reports to EDM and assist EDM in preparing final evaluation reports.

D) Assist EDM in International Competitive Biddings

The consultant shall undertake the following works:

- a) Prepare, check and review of Bid documents both for the EPC and Long Term Service Agreement (LTSA) contracts, including but not limited to, general and commercial terms and conditions for bidding purpose conditions of contract, technical specification and drawings for bidding purpose, schedule and forms for bidding purpose with due coordination of guidelines of EDM and JICA. Suggestion for appropriate level of service, Bidding method, timing for the LTSA contract to be provided.
- b) Assist EDM for pre-bid conference.
- c) Assist EDM in replying Bidders question and in issuing addenda to Bid documents
- d) Examine and evaluate the technical Bids received (on qualification and technical aspects) in accordance with established EDM and JICA approved criteria.
- e) Prepare draft evaluation report of EDM and assist EDM in selecting technically responsible Bidders.
- f) Evaluate and tabulate contents of all Bids for compliance with the Bid documents, reasonableness of price and proposed time for completion of the work and any other guidelines as required by EDM and JICA.
- g) Prepare final evaluation reports and recommend for award of contract taking into consideration to comments of EDM and JICA on draft evaluation report.
- h) Prepare draft contract agreement issued by EDM to successful Bidder.
- i) Assist EDM for contract negotiation of LTSA including service contents and duration, if it needs to be dealt separately.

E) Project management at all levels including periodic review of budget estimate and administration of project cash flows

The consultant shall establish a project management system acceptable to EDM, which will be used to monitor, track and pin point problem.

The works involved will include but not be limited to the following:

- a) Establish the basic overall project construction schedule, budget and cash disbursement schedule for both foreign and local portion;
- b) Establish and implement a project management system and procedures to monitor and control the cost and time schedule to enable timely corrective measures.

- c) Support, co-coordinate, supervise, and make decision and issue instruction for all design and engineering related to the construction activities to EDM from view point of ensuring the engineering standards, quality assurance and safety of the project
- d) Set up a quality reporting system of project progress and status to EDM.
- e) Manage claims by and against the contractor properly and reasonably within reasonable time considering the best interest of EDM.
- f) Anticipate and identify potential difficulties or conflicts and their effect on the implementation schedule and recommended and agree steps to be taken by the contractor or recommending steps to be taken by EDM to overcome the difficulties and to avoid delays.
- g) Prepare and/or evaluate recommendations to EDM regarding any change proposals, technical amendments and change in the scope of work, if any, the appropriateness of their pricing and if agreed by EDM the timely issuance to the contractor of charged order, as per the conditions of the supply and installation contract.

F) Inspection, testing and delivery control during manufacturing

The consultant with EDM participation shall undertake to implement the following:

- a) Check and approve proposal on quality assurance, quality control plan and delivery schedule prepared by the contractor.
- b) Regularly review production and delivery schedule submitted by contractor.
- c) Check and approve factory testing procedures and factory test results submitted by the contractor.
- d) Monitor manufacturing progress by testing regular inspections to ensure compliance to contract documents.
- e) Witness factory test of major equipment and preparation of corresponding certificates (test items to be witnessed are to be agreed between EDM and the contractor).
- f) Check and review inspection report on each factory testing submitted by the contractor.

G) Construction Supervision

The consultant with EDM participation shall undertake the following;

- a) Ensure that the contractor sets up his site works appropriately and in accordance with the contract terms and with due consideration to aspects of environmental protection.
- b) Act on behalf of EDM by administrating the contract between EDM and the contractor.
- c) Check and approve the contractors design and drawings of the projects.
- d) Check and approve the contractor's temporary works and facilities.
- e) Check and approve the contractor's equipments.
- f) Coordinate, supervise and inspect all construction and erection activities.
- g) Check and approve the construction methods and site works carries out by the contractor.
- h) Check and approve the contractor's quality assurance and control program.
- i) Issue instructions to the contractor on behalf of EDM.
- j) Indicate and approve final reference points for the setting out of all structures.
- k) Check and approval of test procedure for materials and equipment to be tested on site by the contractor and witness of such tests.
- l) Check and approve work progress for purpose of certifying progress payment.

- m) Assist issuance of payment certificates by EDM.
- n) Maintain records of payment made by EDM to the contractor.
- o) Monitor and control work progress and initiation of corrective measures, if required
- p) Recommended any modification of complementary items to be necessary to the contractor.
- q) Hold monthly progress meeting and submission of monthly progress reports to EDM.
- r) Support EDM to prepare quarterly progress reports to GOM/JICA.
- s) Maintain records of contractual matters (Guarantees, performance bonds, issuance, claims etc.)
- t) Assist EDM in contractual matters (Guarantees, performance bonds, issuance, claims etc.)
- u) Inspect and direct preventive safety and environmental control measures.
- v) Prepare project complementation report.
- w) Check and approve as built drawings.
- x) Issue "Certificate of Ready" for commissioning certificates.
- y) Assist EDM for submitting Project Completion Report to EDM within six (6) months after the project completion

H) Commissioning and Acceptance Tests

The consultant shall undertake the followings.

- a) Assist EDM during the various commissioning stages of the plants.
- b) Check and approve the contractor's start-up and testing procedures including performance test to meet guarantees.
- c) Coordinate and supervise all tests according the contract.
- d) Check and approval of the contractor's commissioning test report after taking into consideration of EDM's comments
- e) Issue tentative taking over certificates and final acceptance certificates for power plant equipment subject to prior approval of EDM.

I) Ensure the quality of transfer of knowledge and technology from Manufacture to EDM Personnel

The consultant shall undertake the following:

- a) Define the manufacture's responsibility to develop, arrange and implement adequate on-the-job training program, both during construction and LTSA implementation period for EDM's operation/maintenance (O/M) staff assigned to operation and maintenance of the plant.

It should be ensure that the manufacture shall provide the O/M training during the construction period of, including but not limited to, the assembly of the structure of the equipments of the power plant which cannot be checked during operation, and test operation, as well as during LTSA period, where EDM O/M staff should be able to observe and record the manufacture's off-site maintenance activities. It should also be ensured that the extension of LTSA training services without significant extra cost, if provided LTSA training is assessed insufficient or inadequate for EDM operation/maintenance staff to acquire the expected skill and technology levels.

- b) Incorporate the manufacture's responsibility for the above mentioned on-the-job training for EDM's operation/maintenance staff into the Bid Documents.

- c) Ensure the quality of training and knowledge transfer provided from the manufacture to EDM's O/M staff during both the construction period and LTSA implementation period.
If it is found necessary, take corrective action to materialize the training and knowledge transfer outcome, where EDM become able to implement independently quality operation and maintenance activities, of which training are provided by the manufacture. Corrective action may include programming training of power station staff in coordination with the manufacture.
- d) Support EDM O/M staff to acquire quality assurance skills to assess the quality of O/M and LTSA training and to identify training-needs.
- e) Encourage and ensure EDM staff to acquire such skills as reading design drawings and circuit diagrams, listen to contractor on near-miss experiences and learn safety management scheme from contractors implementation scheme, learn maintenance skills from the manufacture and record such construction and maintenance experiences by video recording and through documentation.

J) Assist EDM in Operation and Maintenance

The consultant shall undertake the following:

Strategic Planning

- a) Assist EDM to develop the Operation and Maintenance Strategy, including but not limited to, the plant performance target and plant Operation and Maintenance policy, where EDM O/M staff are to become able to conduct O/M activities in sustainable and independent manner.
- b) Assist EDM to develop the procedure to make the breakdown targets from Key Performance Indicators for each department/division of the plant and employees
- c) Assist EDM to establish and implement PDCA.

Good Practice

- d) Assist EDM to develop and implement a system for recording data on plant efficiency and performance, including but not limited to, daily operation, daily inspection, periodical inspection, maintenance record and accident record.
- e) Assist EDM to establish and implement maintenance schedule and procedure.
- f) Assist EDM to acquire knowledge and skills of monitoring and checking during operation, such as materializing equipment functions, maintaining heat efficiency, reducing equipment wear, reducing creep and fatigue degradation of hot parts, by utilizing computer-based simulator and OJT through daily operation.
- g) Assist EDM to establish and implement a trouble-management scheme, including trip cause analysis and recurrence prevention.
- h) Assist EDM to establish and implement safety management scheme, including ex-ante and ex-post safety activities.
- i) Assist EDM to prepare inventory records (assets listing) of nameplate, summary list of equipment facilities "as-built" drawings for electro-mechanical equipment
- j) Assist EDM to acquire knowledge and skills to conduct non-destructive inspection.
- k) Assist EDM to develop basic design of IT-enabled Operation and Management System which includes, but not limited to the plant budgeting

database and parts management system for system detailed design to be taken up in later stage.

- l) Closely coordinate and communicate with management consultant, who will be responsible to develop EDM's finance and accounting capacity including budget management;
- m) Guidance and coordination of the preparation of the Contractor's operation and maintenance manuals, which includes negotiation with the contractor to provide their operation/maintenance manuals before the commissioning so that EDM could customize the provided manuals to their operation/maintenance before the commissioning

K) Assist EDM for Environmental aspect

The consultant shall undertake the following:

- a) Assist EDM in the further elaboration of environmental management and monitoring programs, both at corporate level and at management level.
- b) Assist EDM to enhance respect to compliance in environmental aspects.
- c) Assist EDM to implement energy conservation education.

L) Conduct HIV/AIDS prevention program

The consultant team shall incorporate specialists in the HIV/AIDS program with relevant experience regarding HIV/AIDS prevention program within large construction projects. The consultant team shall also incorporate a local NGO in the HIV/AIDS prevention program of the project.

(First stage: During the detailed design stage)

The consultant will conduct a study in order to prepare a HIV/AIDS prevention program ("The study") for the local people taking account of the nature of the project and the socio-economic contents. The consultant shall identify the appropriate HIV/AIDS prevention program for the construction workers to be carried out by NGO in the framework of construction contract under the project and the program for the local people to be carried out by NGO, and shall draft the HIV/AIDS prevention clauses to be included in construction contracts in the study. The program should be started as soon as practicable after worker arrive at the construction site, And the program should include at least (1) facilitation of condom access and promotion of condom uses, (2) HIV/AIDS education through peer education and (3) Provision of information on "Test and treatment of Sexual Transmitted Infection (STI) and "Voluntary Counseling and testing". The program shall be in the line with national strategic plan for HIV/AIDS, and shall be agreed upon with the relevant Ministry. The consultant shall identify a local NGO which is capable of implementing the program, obtain and discuss their proposal in order to decide on implementation plan. The program should cover the practical details of implementation plan including schedule and costs and the gender issue related to HIV/AIDS prevention will be discussed during the consultation.

(Second Stage: During the construction stage)

During the construction phase, the consultant will be a tasked to implement the HIV/AIDS prevention program for construction workers in the framework of the

construction contracts through the local NGO. Those activities will be reported to EDM, and the relevant Ministry monthly and to JICA in the progress report on a quarterly basis. The consultant shall ensure appropriate liaison with relevant health authorities and organizations.

(Third Stage: Upon Completion)

Upon completion, the consultant will be tasked to prepare the report on success/failure of the program to EDM, the relevant Ministry and JICA.

V. REPORTS & DOCUMENTS

The consultant shall prepare and submit to EDM the following documents reports.

1. Inception report (including schedule).
2. Engineering report (including basic design report).
3. Construction schedule and cost estimate.
4. Draft of pre-qualification documents.
5. Draft of Bid documents.
6. Draft of evaluation criteria and method of pre-qualification.
7. Draft of evaluation report of pre-qualification.
8. Draft of evaluation criteria and method of international competitive biddings.
9. Draft of evaluation report of international competitive biddings.
10. Monthly progress report.
11. Quarterly progress report.
12. Project completion report.

VI. EXPERTISE REQUIREMENT

The engineering services shall be provided by the foreign and local consultants, which shall include but not be limited to the following:

Foreign Consultant

1. Project Manager (Team leader: M or E).
2. Plant Design Engineer.
3. Mechanical Engineer (Gas Turbine).
4. Mechanical Engineer (Steam Turbine).
5. Mechanical Engineer (HRSG).
6. Mechanical Engineer (BOP)
7. Electrical Engineer.
8. I & C Engineer.
9. Civil Engineer
10. Contract Engineer.
11. Environmental Engineer.
12. HIV/AIDS Consultant

Local Consultant

13. Deputy Project Manager (deputy Team leader)
14. Plant Design Engineer.
15. Mechanical Engineer (Gas Turbine).
16. Mechanical Engineer (Steam Turbine).
17. Mechanical Engineer (HRSG).
18. Mechanical Engineer (BOP)
19. Electrical Engineer.
20. I & C Engineer.
21. Civil Engineer
22. Environmental Engineer.
23. HIV/AIDS Consultant

VII. DURATION OF SERVICE

The engineering service shall cover the duration of Forty-five (45) months, starting from commencement of consultant services to the completion of the project.

- | | | | |
|----|--------------------------|---|-----------------|
| 1) | Pre-Construction stage | : | 15 Months |
| 2) | Construction stage | : | 30 Months |
| 3) | Defect Liability Period | : | 12 Months |
| 3) | International Consultant | : | 342-Man- Months |
| 4) | Local Consultant | : | 307-Man- Months |

VIII. SELECTION CRITERIA OF CONSULTANTS

1. Basic Qualification

Based on submission after EOI, the Employer Electricidade de Mozambique (EDM) shall prepare a Short List of Consultants to be invited to submit proposals. The number of the short-listed consultants will be 3 to 5. The consulting firms shall satisfy the following conditions to be listed in the short list

- 1.1 Overseas experience of consulting services in similar power station project.
Minimum requirement: A firm shall have experience of consulting services of at least in a developing country under similar environment 70 MW of (2-on-1, or 1-on-1*2) or above capacity combined cycle power station project under a single contract to be considered for short listing and contract value of such services shall be more than US \$ 100 Million. Consultants must have origin from eligible source countries (i.e. *All countries and areas of the world*) as defined under Japanese ODA loans.
- 1.2 Firms that propose Man-Months less than those specified in the 'TOR' will be disqualified.

2. Technical Capability

Following additional criteria will be considered during evaluation of firms

- 2.1 Experience in a developing country in similar environment.
- 2.2 Experience under Japanese finance ODA Loan Projects.

- 2.3 Professional Strength.
- 2.4 Experience in relevant field.

Relevant field means experience in the following fields but not limited to:

- 2.4.1 Preparation of Specification of Power Station as well as Substation materials.
- 2.4.2 Preparation of bill of quantities.
- 2.4.3 Preparation of bidding document with commercial terms & designs..
- 2.4.4 Experience in Bid document evaluation.
- 2.4.5 Preparation of Contract document.
- 2.4.6 Review and Approval of technical design, drawing.
- 2.4.7 Preparation of Project Implementation Schedule.
- 2.4.8 Supervision and Monitoring of Construction works, Quality control, testing, & commissioning works.
- 2.4.9 Preparation of Test Schedule.
- 2.4.10 Completion and Acceptance certificate Issuance.
- 2.4.11 Preparation of Operation and Maintenance (O&M) Manual.

3. Financial Capacity

- 3.1 Turnover of the consulting firm
- 3.2 Contract value of consulting services already performed

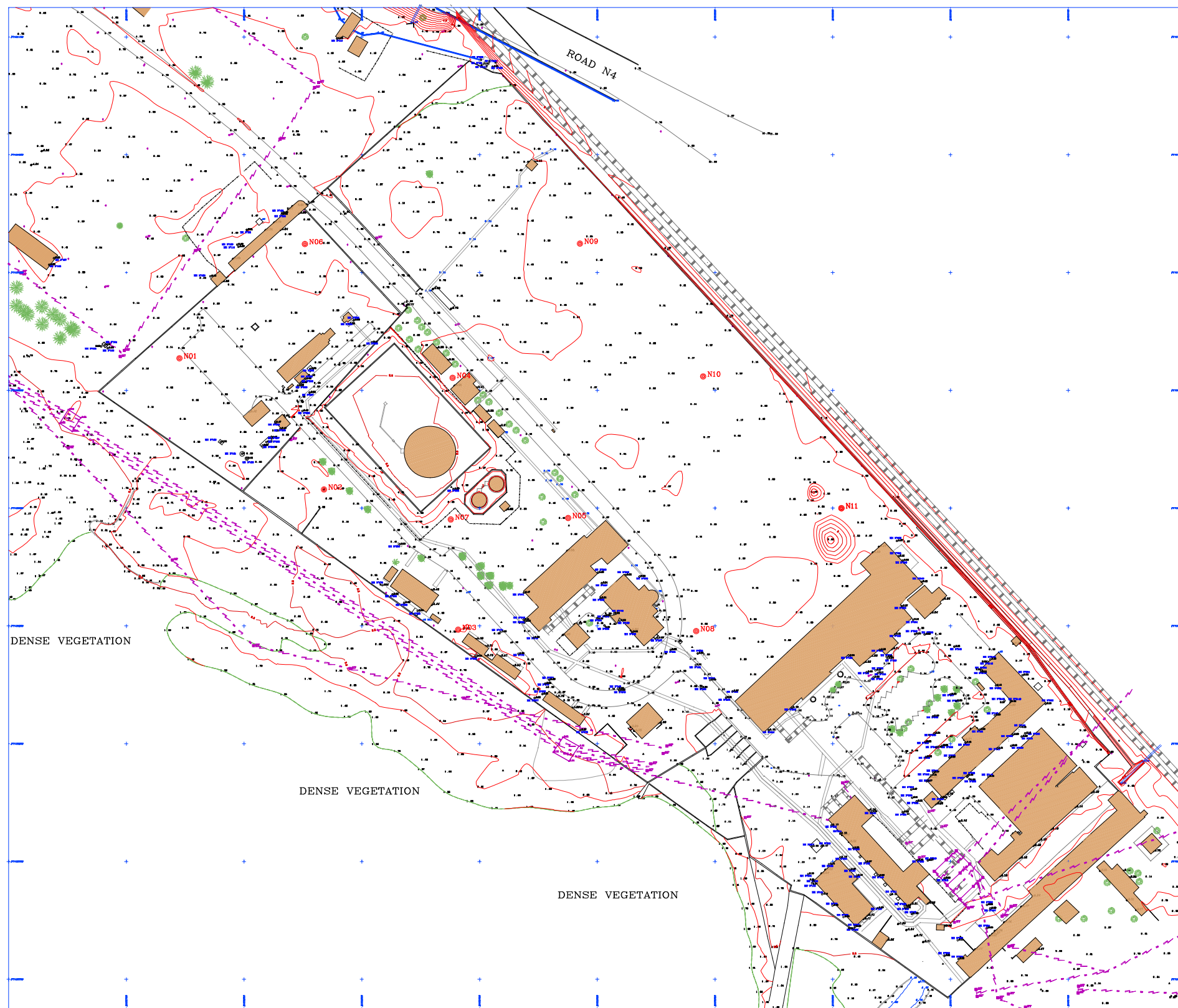
4. Specific Requirement:

- 4.1 Both Foreign & Local consultant shall maintain their office separately at Maputo, Mozambique.
- 4.2 Foreign consultant should render their service staying in Mozambique for a reasonable time mutually agreed by Employer and Engineer.
- 4.3 Full time engineers shall stay in Mozambique covering 100% of Man-Months allocated for them.

Short listing will be made on the basis of the stated Criteria Section. VIII of EOI in accordance with the “Guidelines for Employment of consultant under Japanese ODA Loans” March 2009.

Appendix 3

Site Survey



CENTRAL PLAN

LEGEND

VEGETATION

ALBINO TREE

AFU TREE

BUSH

BAMBOO TREE

SCALLOPED TREE

BANANA TREE

LAKE TREE

CHERRY TREE

PINE TREE

YOUNG TREE

ACACIA TREE

COCONUT TREE

PALE TREE

YOUNG LAKE

BRANDISH PINE

OTHER VEGETATION BOUNDARY

GREEN AREA

CONSTRUCTION

TOP OF ROADS

APPLY FENCE

RAIL ROAD BIDGE

FENCE

RAILWAY WALL

RAIL

APPLY FENCE

RAIL ROAD FENCE

BUILDING

TEMPORARY BUILDING

RAIL ROOF

GAS & TELEPHONE

GAS BINDER

GAS COVER

PHONE POLE

PHONE COVER

PHONE LINE

CONSTRUCTION BOUNDARY

BOUNDARY

PROPERTY BOUNDARY

LAND BOUNDARY

AREA OF INTERVENTION

BOUNDARY

BENCH MARK

PROPERTY BENCH MARK

RELATIVE DIST

COURSES OF 1.00 m

SPRINKLER COVER

SEWER COVER

SMALL WATER COVER

TRUNK COVER

WATER COVER

WATER TUB

CORNER

PIPE WATER

PIPE ENTRY LEVEL

WATER LAKE LINE

WATER SPRING LAKE LINE

VEHICLE UNDERGROUND PIPE

REPLACEMENT PIPE

UNDERGROUND PIPE

WELL

WATER TANK

LOW VOLTAGE POLE

MEDIUM VOLTAGE POLE

HIGH VOLTAGE POLE

LIGHT POLE

ELECTRIC CABLE

ELECTRIC CABLE

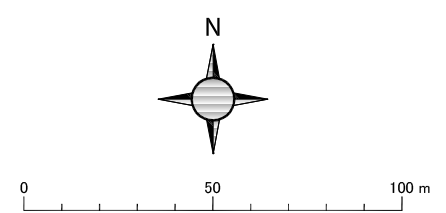
TRAPIC BOUND

ELECTRIC LINE BOUND

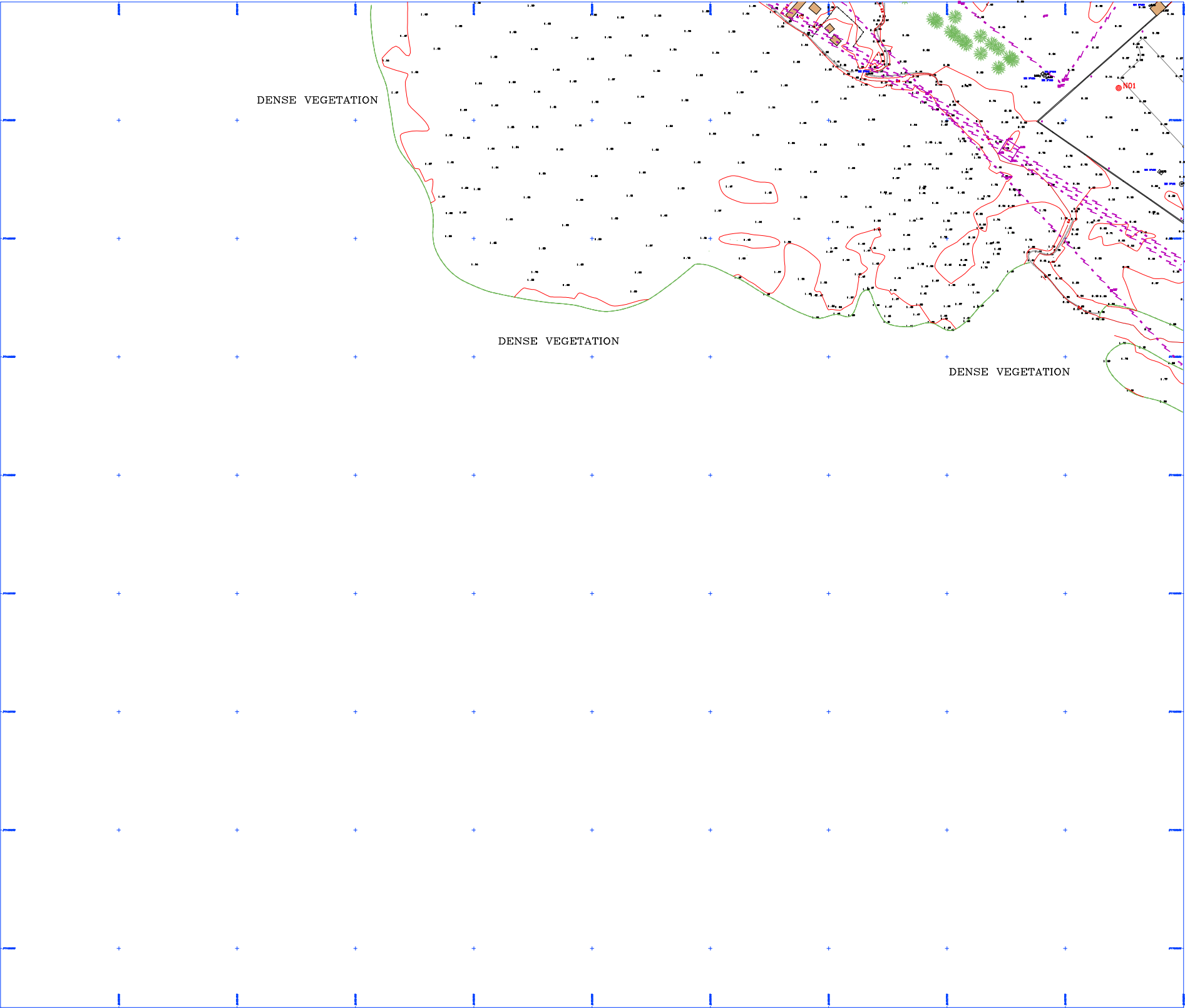
LOW VOLTAGE LINE

MEDIUM VOLTAGE LINE

HIGH VOLTAGE LINE



			PROJECT		GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
			DRAWING TITLE		CTM TOPOSURVEY	SCALE	DRAWING NO.
			CENTRAL PLAN			1/1000	—
NO.	REV.	DESCRIPTIONS					



PLAN 01 OF 04

LEGEND

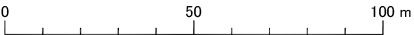
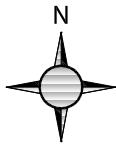
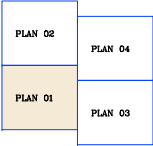
	ACACIA TREE		SEWERAGE COVER
	APPLE TREE		SEWER COVER
	BIRCH		SMALL WATER COVER
	BUTTERFLY TREE		SWAMP COVER
	DECIDUOUS TREE		WATER COVER
	EUCALYPTUS TREE		WATER TILT
	GUM TREE		CEMETERY
	IRON TREE		FIRE WATER
	KURUM TREE		PIPE ENTRY LEVEL
	LARCH TREE		WATER LEVEL LINE
	OAK TREE		WATER ENTRY LEVEL LINE
	OLIVE TREE		VISIBLE UNDERGROUND PIPE
	PEAR TREE		SURFACE PIPE
	PINE TREE		UNDERGROUND PIPE
	RED PINE		WELL
	ROSEWOOD TREE		WATER TANK
	RUBBER TREE		
	SANDALWOOD TREE		
	SHRUB		
	DENSE VEGETATION BOUNDARY		
	GREEN AREA		

	TOP OF SLOPE		LOW VOLTAGE POLE
	ASPHALT ROAD		MEDIUM VOLTAGE POLE
	DIRT ROAD EDGE		HIGH VOLTAGE POLE
	WALL		LIGHT POLE
	FENCE		ELECTRIC CABINET
	STONE WALL		ELECTRIC COVER
	GATE		TRAFFIC SIGN
	ASPHALT PAVEMENT		ELECTRIC LINE BOX
	RED BRICK PAVEMENT		LOW VOLTAGE LINE
	BUILDING		MEDIUM VOLTAGE LINE
	TEMPORARY BUILDING		HIGH VOLTAGE LINE
	GLASS ROOF		

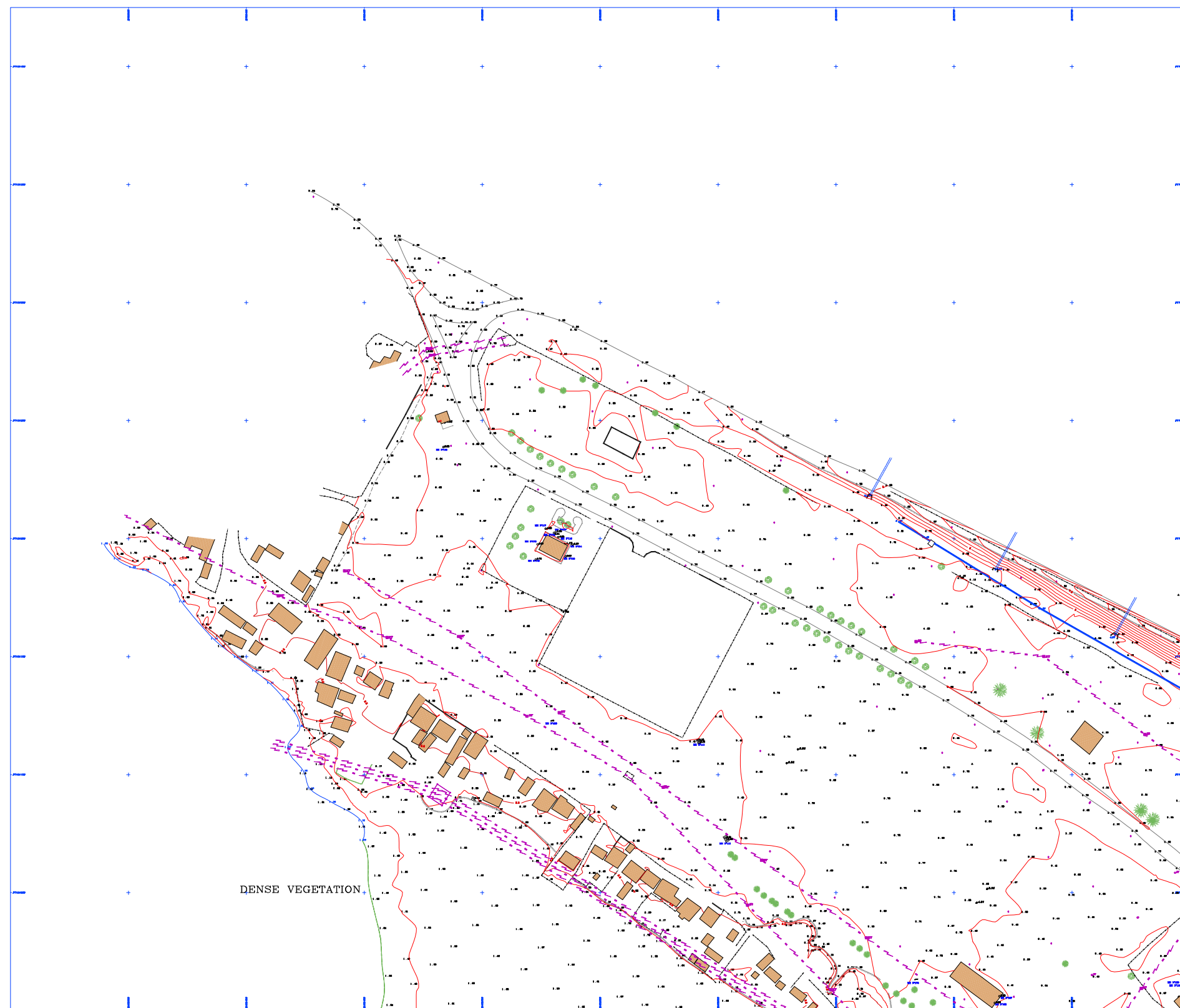
	GAS & TELEPHONE		PROPERTY BOUNDARY
	GAS PIPELINE		LAND BOUNDARY
	GAS COVER		AREA OF INTERVENTION
	PHONE POLE		
	PHONE COVER		
	PHONE LINE		

	CONTOUR LINE		BENCH MARK
			PROPERTY BENCH MARK
			ELEVATION MARK
			CONTOUR OF 100 m

PLAN SCHEME



			PROJECT		GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
			DRAWING TITLE		CTM TOPOSURVEY	SCALE	0
			PLAN - 1			1/1000	DRAWING NO.
NO.	REV.	DESCRIPTIONS					—

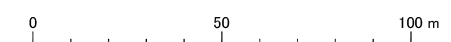
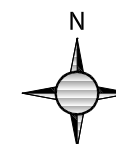
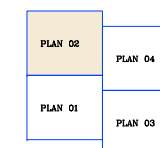


PLAN 02 OF 04

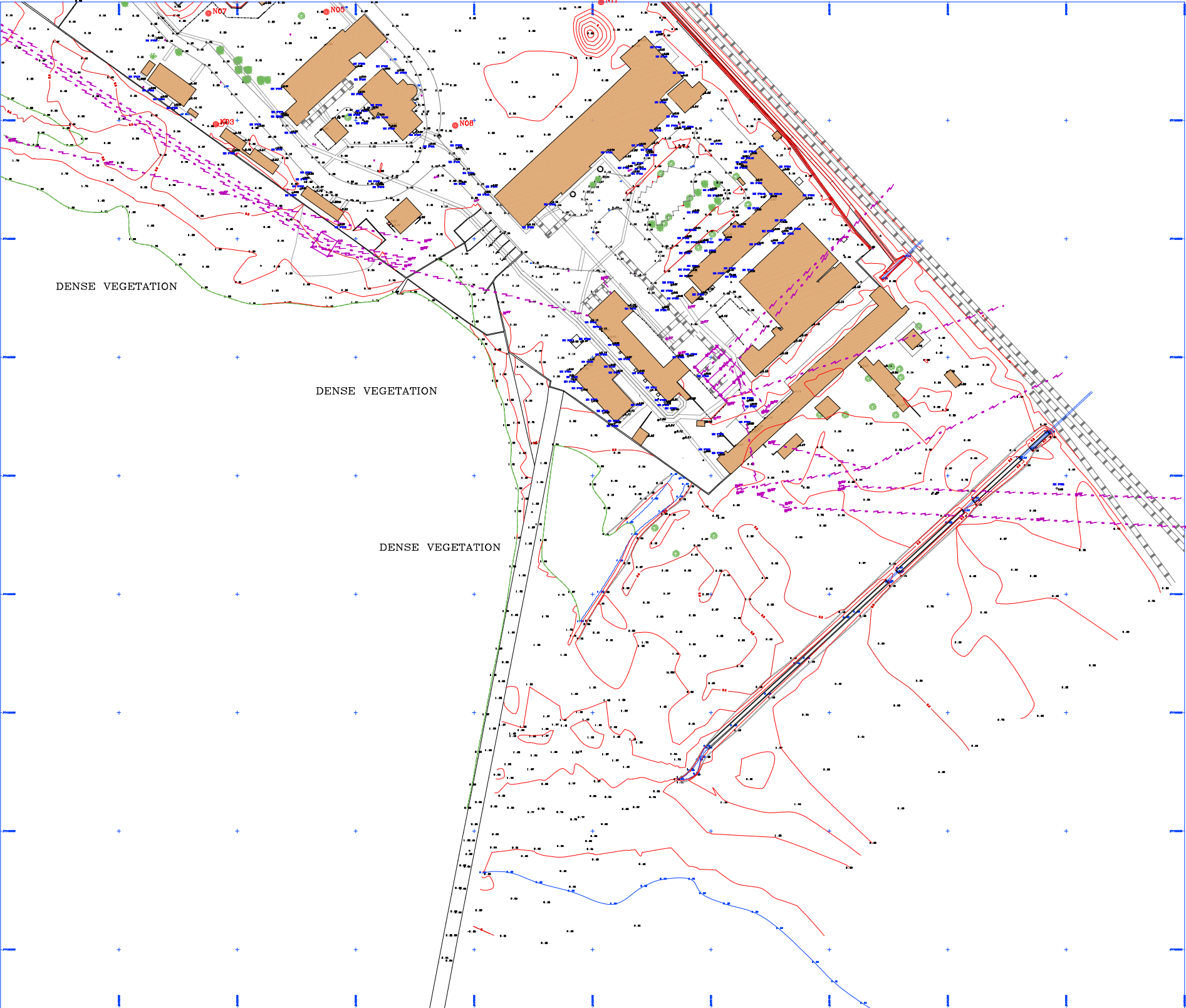
LEGEND

- [illegible]

PLAN SCHEME



			PROJECT	GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE	REVISION	
					0	
			DRAWING TITLE	CTM TOPOSURVEY PLAN - 2	SCALE	DRAWING NO.
NO.	REV.	DESCRIPTIONS			1/1000	—



PLAN 03 OF 04

LEGEND

VEGETATION

- ALBINO TREE
- AFU TREE
- BEE
- BUTTER TREE
- DECAFFEIN TREE
- SHADU TREE
- LAU TREE
- CHURU TREE
- PINU TREE
- LEUCUO TREE
- GRASS TREE
- COCONUT TREE
- PIAU TREE
- FIG TREE
- BRANDAL FRUIT
- DENSE VEGETATION BOUNDARY
- GREEN AREA

CONSTRUCTION

- TOP OF ROADS
- ASPHALT DRIVE
- DIRT ROAD DRIVE
- WELL
- FENCE
- FENCE WALL
- LAKE
- ASPHALT PATH
- RED BLUE PATH
- ISLAND
- TEMPORARY BUILDING
- ROAD DEPT

GAS & TELEPHONE

- GAS BINDER
- GAS COVER
- PHONE POLE
- PHONE COVER
- PHONE LINE
- CONCENTRIC CABLE

BOUNDARY

- PROPERTY BOUNDARY
- LAND BOUNDARY
- AREA OF INTERVENTION

BOUNDARY

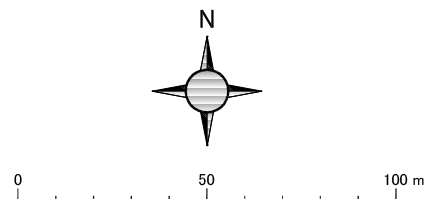
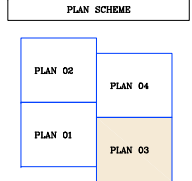
- BENCH MARK
- PROPERTY BENCH MARK
- HEAVY DUTY
- CORNER OF 1.00 m

VEGETATION COVER

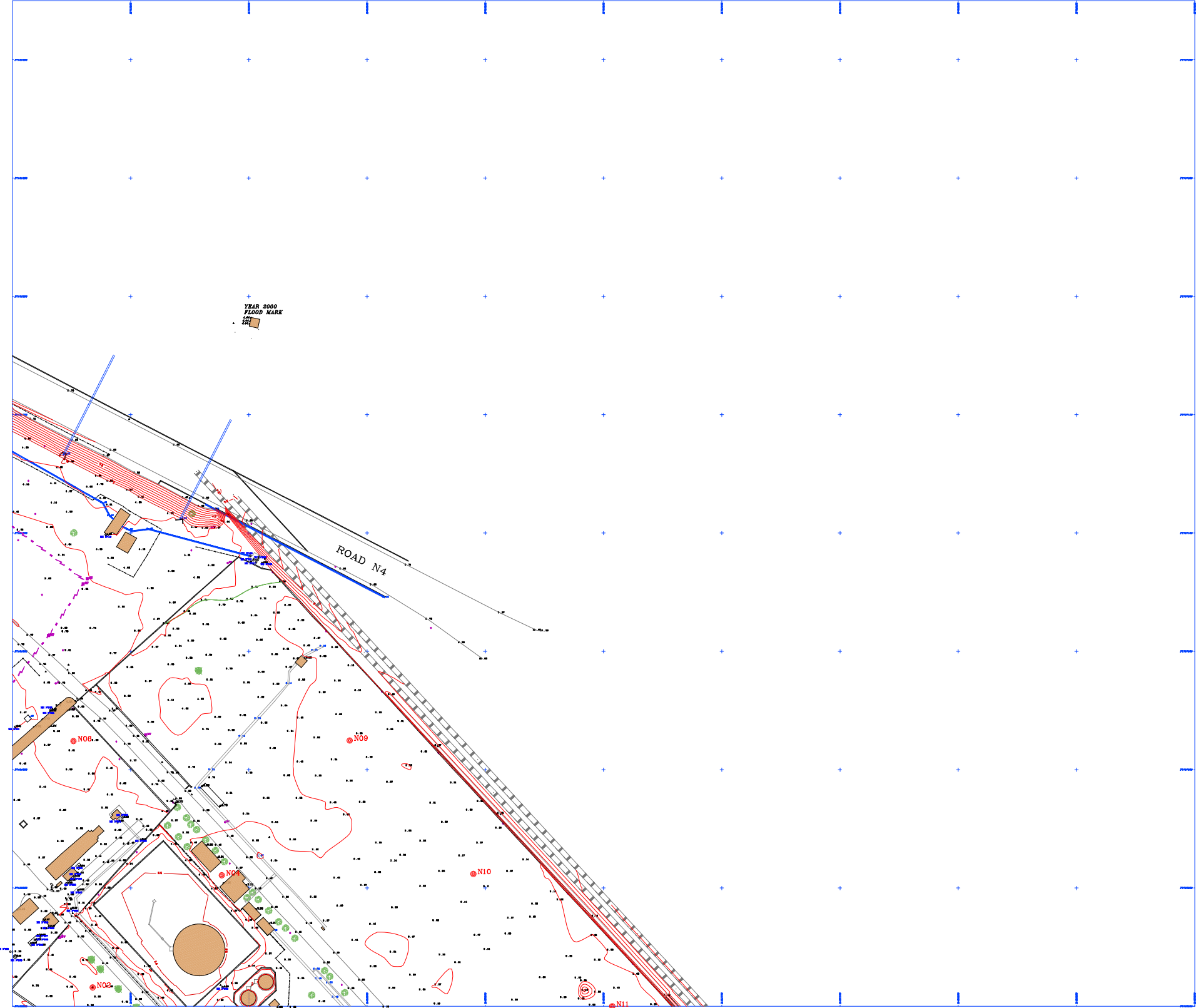
- SPERMATOPHYTES COVER
- SHRUB COVER
- SMALL WATER COVER
- CRUCIFER COVER
- WATER TUB
- CRUCIFER
- FIRE WATER
- PIPE BENT COVER
- WATER LAKE LINE
- WATER BENT LAKE LINE
- VISIBLE UNDERGROUND PIPE
- SURFACE PIPE
- UNDERGROUND PIPE
- WELL
- WATER TANK

LOW VOLTAGE POLE

- LOW VOLTAGE POLE
- MEDIUM VOLTAGE POLE
- HIGH VOLTAGE POLE
- LIGHT POLE
- ELECTRIC CABLE
- ELECTRIC COVER
- THREE BENT
- ELECTRIC LINE BENT
- LOW VOLTAGE LINE
- MEDIUM VOLTAGE LINE
- HIGH VOLTAGE LINE



			PROJECT		GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
			DRAWING TITLE		CTM TOPOSURVEY PLAN - 3	SCALE	DRAWING NO.
						1/1000	—
NO.	REV.	DESCRIPTIONS					



PLAN 04 OF 04

LEGEND

VEGETATION

- ALBINO TREE
- AFU TREE
- BUSH
- BUTTER TREE
- DECAFFEIN TREE
- BAKAO TREE
- LAG TREE
- CHURCH TREE
- PINE TREE
- UNKNOW TREE
- GRASS TREE
- COCONUT TREE
- PEAR TREE
- YUM TREE
- ROADSIDE TREES
- SHORE VEGETATION BOUNDARY
- GREEN AREA

CONSTRUCTION

- TOP OF ROADS
- ASPHALT DRIVE
- SOFT ROAD EDGE
- WALL
- STONE WALL
- STONE WALL
- LAKE
- ASPHALT PAVE
- RED WALK PAVE
- BUILDING
- TEMPORARY BUILDING
- ROAD BRIDGE

GAS & TELEPHONE

- GAS SHEDDER
- GAS COVER
- PHONE POLE
- PHONE COVER
- PHONE LINE

BOUNDARY

- PROPERTY BOUNDARY
- LAND BOUNDARY
- AREA OF INTERVENTION

WATER

- SPRING WATER COVER
- SHED COVER
- SMALL WATER COVER
- UNKNOWN COVER
- WATER COVER
- WATER TUB
- CATCHMENT
- PURE WATER
- PURE WATER LEVEL
- WATER LINE LINE
- WATER SPRING LEVEL LINE
- VISIBLE UNDERGROUND PIPE
- SURFACE PIPE
- UNDERGROUND PIPE
- WELL
- WATER TANK

LOW VOLTAGE POLE

- LOW VOLTAGE POLE
- MEDIUM VOLTAGE POLE
- HIGH VOLTAGE POLE
- LIGHT POLE
- ELECTRIC CABLE
- ELECTRIC COVER
- TRAFFIC SIGNAL
- ELECTRIC LINE BOX
- LOW VOLTAGE LINE
- MEDIUM VOLTAGE LINE
- HIGH VOLTAGE LINE

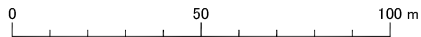
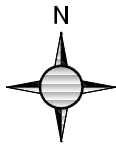
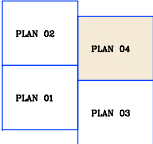
BOUNDARY

- PROPERTY BOUNDARY
- LAND BOUNDARY
- AREA OF INTERVENTION

WATER

- SPRING WATER COVER
- SHED COVER
- SMALL WATER COVER
- UNKNOWN COVER
- WATER COVER
- WATER TUB
- CATCHMENT
- PURE WATER
- PURE WATER LEVEL
- WATER LINE LINE
- WATER SPRING LEVEL LINE
- VISIBLE UNDERGROUND PIPE
- SURFACE PIPE
- UNDERGROUND PIPE
- WELL
- WATER TANK

PLAN SCHEME



			PROJECT		GAS FIRED POWER PLANT DEVELOPMENT IN SOUTHERN MOZAMBIQUE		REVISION
			DRAWING TITLE		CTM TOPOSURVEY PLAN - 4	SCALE	DRAWING NO.
						1/1000	—
NO.	REV.	DESCRIPTIONS					0