No. 1

ヴァヌアツ共和国
サント島サラカタ水力発電所建設計画
基本設計調査報告書

平成３年10月

国際協力事業団

無調一
CR(3)
91-107

JICA LIBRARY
1096908(7)
23536

ヴァヌアツ共和国
サント島サラカタ水力発電所建設計画
基本設計調査報告書

平成３年10月

国 際 協 力 事 業 団

国際協力事業団
23536

序　文

日本国政府は、ヴァヌアツ共和国政府の要請にもとづき、同国のサント島サラカタ水力発電所計画にかかる基本設計調査を行うことを決定し、国際協力事業団が、この調査を実施いたしました。

当事業団は、平成３年４月22日から５月23日まで国際協力事業団無償資金協力業務部次長鈴木治夫を団長とする基本設計調査団を現地に派遣しました。

調査団はヴァヌアツ共和国政府関係者と協議を行なうとともに、計画対象地域における現地調査を実施いたしました。帰国後の国内作業の後、当事業団無償資金協力調査部基本設計調査第一課長松岡和久を団長として平成３年８月25日から９月８日まで実施された報告書案の現地説明を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

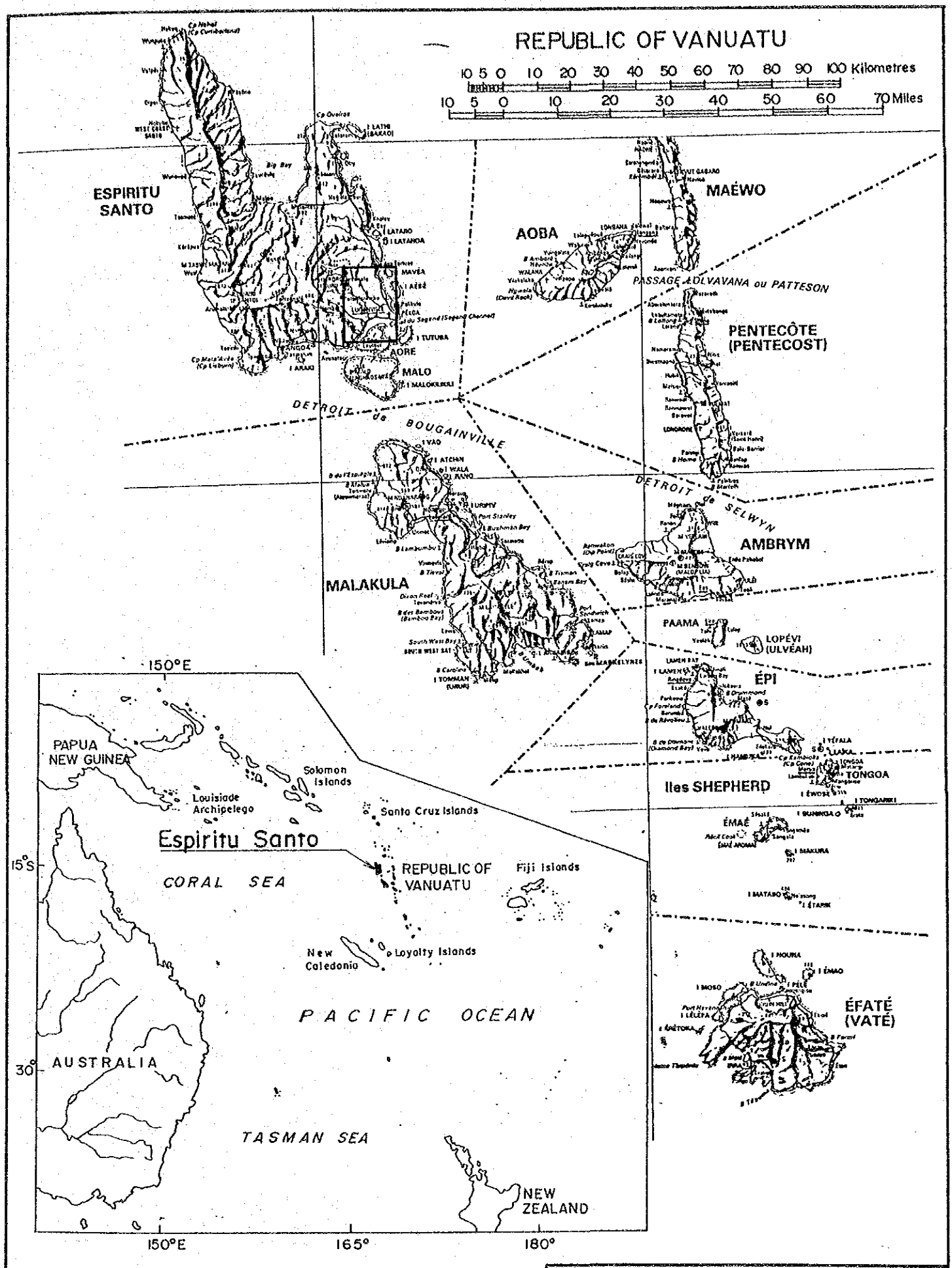
この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

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

平成３年10月

国際協力事業団

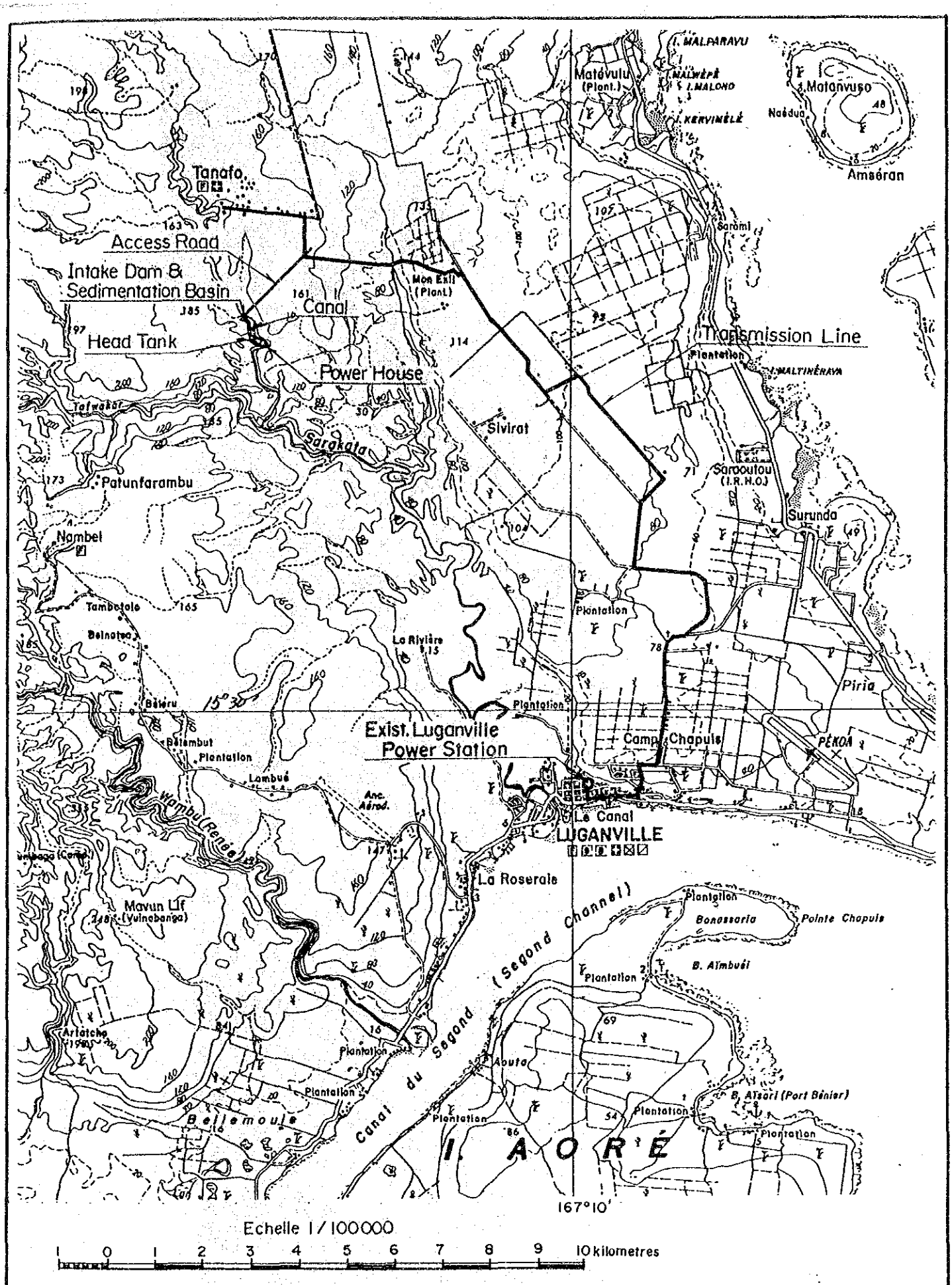
総裁　柳　谷　謙　介



The Project for Sarakata River Hydroelectric Power Development in Espiritu Santo Island

General Map

Fig. 1



The Project for Sarakata River Hydroelectric Power Development in Espiritu Santo Island

General Layout of the Project

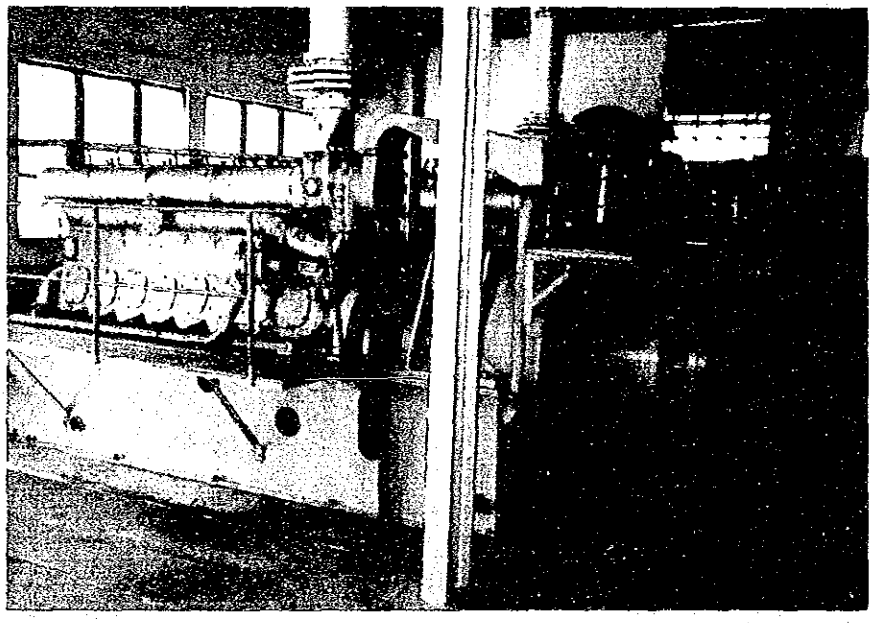
Fig. 2

Intake Dam Site (Viewed from Down Stream Side)

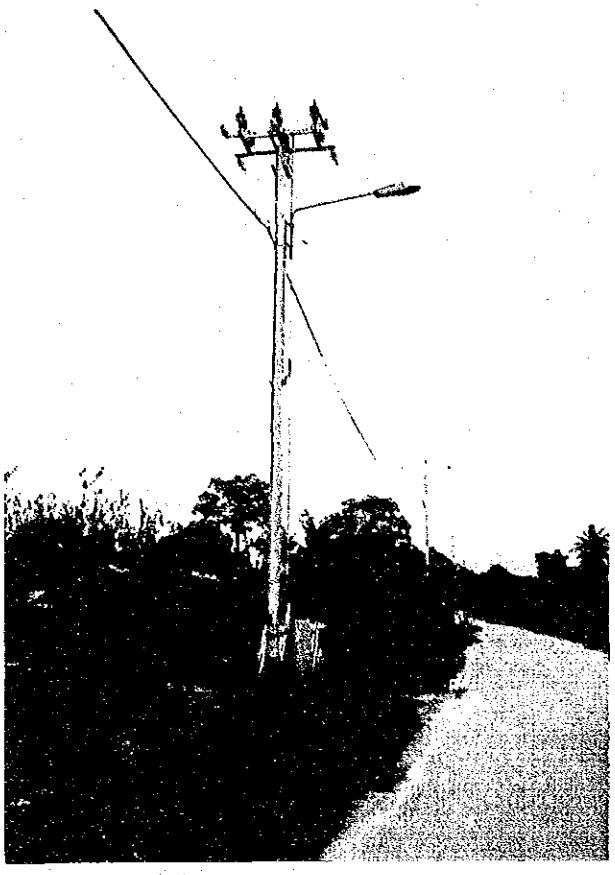
Water Fall Upstream Side

Overall View of Sarakata Water Fall

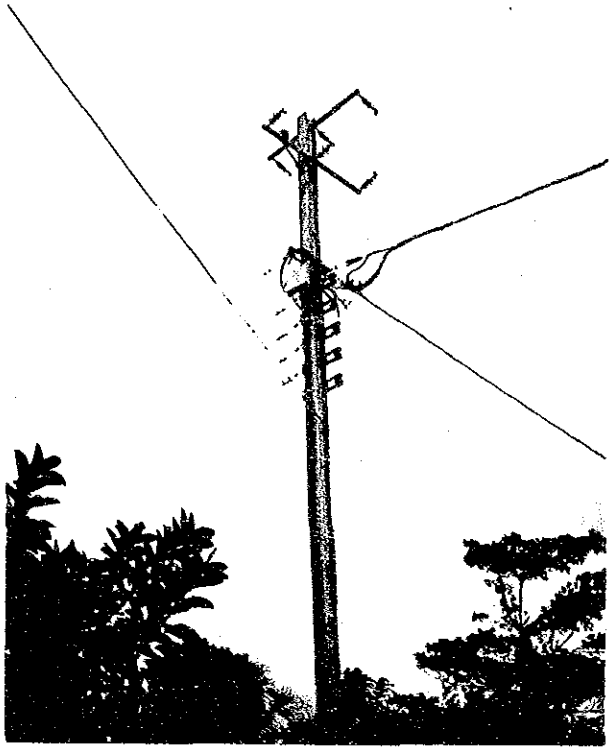
General View of UNELCÒ Luganville Power Station



352kVA Generator



UNELCO 5.5kV Transmission Line Pole
with Section Switch



UNELCO 5.5kV Angle Pole

Proposed 15.0kV Transmission Line Route

要　約

要　約

ヴァヌアツ共和国は、ソロモン諸島の南東、シドニーの北東 2,550kmの南太平洋に位置し、約80の島々から構成され、総陸地面積は12,190km²（日本の四国の約67%）、全人口は約143,000人である。近年、人口の一極集中傾向が著しく、首都ポートビラに全人口の13.5%（約19,300人）が居住している。一方、第二の都市であるルガンビルは 4.9%（約7,000 人)となっている。

経済は主に農業（コプラ、ココナツ油)、畜産業、漁業および観光業に依存しているが近年の農業一次産品の価格低迷、観光業の伸び悩みが同国発展の大きな阻害原因となっている。

現在、同国で電力供給が行われているのは、ポートビラ市（エファテ島）およびルガンビル市（エスピリツサント島：同国最大の島）ならびにその周辺地域のみである。また、供給される電力はすべて高価な輸入石油を使用するディーゼル発電に依っているため、電力料金が高く一般住民の電力使用は限られたものとなっている。

一方、この電力供給事業は、政府出資会社である UNION ELECTRIQUE DU VANUATU LIMITED(通称ＵＮＥＬＣＯ）が政府から前記二都市における発・送・配・変電の権利を委託されて行っている。ＵＮＥＬＣＯに対する政府の出資比率は現在20%であるが、将来30%まで増加し得る協定が結ばれている。残分にあたる80%の株式は、フランス系の UNION FINANCIERE POUR L'INDUSTRIE ET L'ENERGIEが保有している。

ヴァヌアツ共和国政府は現在、第二次国家開発計画（1987－1991）の下で自立的な経済発展を図っており、同計画の最重要課題の一つとしてエネルギー部門の整備、拡充を打ち出している。特に、電力については石油依存からの脱却を目指し、国内河川を利用した水力発電への移行をエネルギー計画の柱としている。

上記の背景のもと、ヴァヌアツ国政府は近年の首都への人口集中の緩和と地域発展を促進させるために、同国最大の島であるエスピリツサント島のルガンビル市周辺地域の工業化を指向し、港湾、道路等の基盤整備を急いでいる。また、電力供給設備の拡充についても、同市の近郊に存在するサラカタ川水力発電計画に着目し、この計画の実現を最優先に位置づけている。

今回要請対象地域のルガンビル市も、ＵＮＥＬＣＯの既設ディーゼル発電所（定格出力1,080kW、保証出力 830kW)により電力が供給されているが燃料費の高いディーゼル発電に

依存しているため電力料金が高く、更に電力の引き込みに80％の工事負担金を課せられるため未だに同市内においても全戸数の約60％にあたる 840戸が電化されていない。また、現在は給電範囲が市街地近辺に限られており、中心部から離れた地域の工場、ホテル、学校などは高価な自家発電に頼っているが、自家発電設備を使用している需要家は、経済的な商用電源からの受電に切り換えることが出来ないままとなっている。

しかしながら、自国技術者数の不足や脆弱な国際収支、財政事情からみて、この水力発電計画を自国予算により遂行することは非常に困難である。このため同国政府は、緊急度の高いサラカタ川水力発電計画の実施について日本国政府に対し無償資金協力を要請して来たものである。

この要請に対し、日本国政府は本計画の妥当性を確認し、協力の可否を検討するため事前調査を行うことを決定し、これを受けて国際協力事業団は平成２年12月９日から同年12月23日まで事前調査を行った。この結果を受けて、日本国政府は、計画の最適規模を策定して、その実施につき必要かつ最適な供与対象施設及び機材の規模、内容を検討する事を目的とする基本設計調査を行うことを決定した。

これを受けて、国際協力事業団は基本設計調査団を平成３年４月22日より同年５月23日まで現地に派遣した。

調査団は、計画地点、送電線ルートおよび需要地であるLuganville市を中心とした地域の現地調査行うと共にヴァヌアツ共和国政府及びＵＮＥＬＣＯ関係者から、構造物の基本設計に必要な基礎資料の蒐集を行うと共に、現在の需給状況、電力料金体系などについて協議を行った。

帰国後、調査団は現地調査結果を踏まえ、国内解析作業を行ない、基本設計調査報告書を取りまとめた。平成３年８月25日より同年９月８日まで、ドラフトファイナルレポートの説明のために調査団を派遣した。

本計画の作成にあたっては以下の点に特に留意した。

(1) 当水力発電所運転開始を1994年度と想定し、当水力発電設備出力と、既設ＵＮＥＬＣＯディーゼル火力発電設備出力との合計保証出力で尖頭負荷需要電力を賄うものとし、出力規模を決定する。

(2) 構造物は安全で運転保守の容易な設備とする。

(3) 当水力発電所建設によって周辺環境に与える影響を最少にすべく配慮する。

(4) 当水力発電所はＵＮＥＬＣＯが所有する既設発電施設と連系運転を行うものとし、

新設送電線はＵＮＥＬＣＯ既設ディーゼル発電所地点において、既設送電線に接続される。

本計画は、発電設備出力を 600kW(300kW×２基）とし、将来 600kWが増設可能な流れ込み式発電所として開発するのが適当である。計画諸元および主要施設の概要は次のとおり。

計画諸元

河川名		：サラカタ川
流域面積		：91km²
日平均流量	最大	：9.65m³／秒
	最小	：2.84m³／秒
有効落差		：27.8m
最大使用水量		：3.0m³／秒
設備出力		：600kW
年間発生電力量		：5.16×10⁶kWh

主要施設

1. 取水ダム	ｺﾝｸﾘｰﾄ重力式	：堤頂長×高さ；43.0m×9.5m	
2. 沈砂池	自然沈降式	：巾×長さ×深さ；6.0m×15.0m×4.0m	
3. 導水路	ｺﾝｸﾘｰﾄ開水路	：巾×長さ×深さ；2.5m×840.0m×2.0m	
4. 上水槽	ｺﾝｸﾘｰﾄ水槽	：巾×長さ×深さ；4.0～6.0m×22.0m×5.5m	
5. 水圧鉄管	鋼管	：径×板厚×長さ；1.2m×６㎜×69.5m	
6. 発電所建屋	ｺﾝｸﾘｰﾄ２階建	：延床面積；143.0m²	
7. 管理用道路	砂利道	：巾（有効）×延長；3.0m×1.4km	
8. 発電機器	水車	：出力	340kW×２基
		：型式	横軸フランシス型
	発電機	：出力	375kVA×２基
		：型式	ブラシレス同期発電機
		：回転数	750rpm
		：周波数	50Hz
	昇圧用変圧器	：出力	750kVA×１台
		：電圧	3.3kV／15kV
		：型式	屋外形油入三相形

9. 送電線路	電　　圧	：15kV	
	亘　　長	：28km	
	降圧用変圧器	：出　力	750kVA×1台
		：電　圧	15kV／5.5kV
		：型　式	屋外形油入三相形

本計画が、日本の無償資金協力で実施された場合のヴァヌアツ共和国側の主な負担事業は、施設建設に係る用地収用、伐採および資機材搬入に必要なアクセスロード（既設幹線道路からダム地点まで）の建設などである。

日本側の負担事業は工事規模、工程等を勘案して、事業年度を二期に分けて実施するものとした。一期事業は主要土木構造物、送電線および水車発電機1台とそのコントロール機器類とし、工期は工事契約締結後約12ヶ月が見込まれる。また、二期事業は水車発電機1台とそのコントロール機器類および残工事からなり、次年度工事契約締結後約11.5ヶ月を要するものと見込まれる。概算事業費は約12.4億円（日本側負担分一期 9.8億円、二期 2.6億円、ヴァヌアツ側負担分0.2億円）である。

本計画実施による直接的あるいは間接的な裨益効果は以下のとおりである。

(1) 本水力発電所の完成により、既設ディーゼル発電所の運転が抑制され、年間 840kℓ（1994年ベースで約 4,500万VT.）の輸入石油燃料の節約が可能となり、この国の外貨収支の改善に貢献する。

(2) 計画地域であるルガンビル市と、その周辺地域の 840戸の未電化所帯の電化が可能となる。

また，ダムサイト付近のタナフォ村には現在約 500世帯（約 2,500人）が生活しており，将来電力料金の支払い能力が発生する時点でこの地域の電化も可能と考えられる。

(3) 現行の電力料金単価31.58VT/kWh を約25％低減させ、かつ10年以上に亘って安定させることが可能となる。

ヴァヌアツ共和国政府は現在、首都ポートビラへの人口の一極集中を排除するための政策として、ルガンビル市の開発を指向しているが、本計画の実施により、同市の電力料金が低減され、且つ長期にわたって安定することは、同市の社会基盤が整備され、開発を促進することができることから、政府の政策にも合致するものである。

(4) ヴァヌアツ共和国の電力事業はＵＮＥＬＣＯによって運営されており政府出資比率は僅か20％に過ぎないが、本水力発電所の建設により更にその出資比率を増すことが可能である。

(5) 電力料金単価の低減と電化の促進により、これまで不経済な自家発電に頼っていた学校、病院および零細企業の商業電源への転換が容易となり、地域住民の教育、医療サービスの向上と経済活動の活発化に貢献する。

以上のべた本計画実施による裨益人口は、直接的には1991年現在ルガンビル市およびその周辺地域に居住する約 7,000人であるが、タナフォ村の電化の促進および同市が進めている市街化地域の拡張、整備および産業誘致により将来、同市または周辺地域の人口は急速に増加することが予想され、2010年における裨益人口は約15,000人に増大すると予想される。

以上を総合的に考慮するならば、本計画の実施は、ヴァヌアツ共和国の国家開発政策に貢献し得るものであり、日本国政府が無償資金協力を行うことは充分妥当なものと判断される。

本計画の実施にあたっては、ヴァヌアツ共和国政府は政府自体で実施すべき施設用用地の取得、資機材搬入道路の整備、資機材輸入にかかわる諸手続き、或いはそれに対する予算処置など、迅速確実に行わなければならない。

本計画発電所完成後の運転、保守管理については電力供給協定の期限が切れる2010年までＵＮＥＬＣＯに委託することが望ましい。

尚、本計画はヴァヌアツ共和国における最初の水力発電所であることから、完成後の運用を完全に行なうために、運転保守および電力事業経営に携わる同国技術者の教育が不可欠である。従って、本計画の実施にあたっては、研修員の受入れおよび専門家派遣につき日本からの技術協力が必要であると思料される。

目　次

頁

序　文

地　図

写　真

要　約

第1章　緒　論 …… 1－1

第2章　計画の背景 …… 2－1

2.1　ヴァヌアツ共和国の概況 …… 2－1

2.2　国家開発計画 …… 2－4

2.3　ヴァヌアツ共和国の電力事情 …… 2－6

2.3.1　電力事情 …… 2－6

2.3.2　現行の電力料金体系 …… 2－6

2.3.3　電力開発計画 …… 2－10

2.4　協力要請の経緯と内容 …… 2－11

2.4.1　協力要請の経緯 …… 2－11

2.4.2　協力要請の内容 …… 2－12

第3章　計画地の概要 …… 3－1

3.1　ダム、発電所建設地点の概要 …… 3－1

3.2　ルガンビル市の概要 …… 3－4

第4章　計画の内容 …… 4－1

4.1　計画の目的 …… 4－1

4.2　要請内容の検討 …… 4－1

4.2.1　計画の必要性と妥当性 …… 4－1

4.2.2　実施運営計画 …… 4－1

4.2.3　要請施設、機材の内容 …… 4－8

4.2.4　技術協力の必要性 …… 4－22
4.2.5　協力実施の方針 …… 4－23
4.3　計画の概要 …… 4－23
4.3.1　実施機関および運営体制 …… 4－23
4.3.2　計画の概要 …… 4－24
4.3.3　施設の概要 …… 4－25
4.3.4　維持・管理計画 …… 4－26
4.4　技術協力 …… 4－28

第5章　基本設計 …… 5－1
5.1　設計方針 …… 5－1
5.2　設計条件 …… 5－2
5.3　基本計画 …… 5－3
5.3.1　施設の配置 …… 5－3
5.3.2　施設計画 …… 5－4
5.3.3　機材計画 …… 5－5
5.3.4　環境に対する配慮 …… 5－14
5.4　施工計画 …… 5－16
5.4.1　施工方針 …… 5－16
5.4.2　施工監理計画 …… 5－16
5.4.3　資機材調達計画 …… 5－19
5.4.4　実施工程 …… 5－19
5.4.5　概算事業費 …… 5－22

第6章　電化の促進と電力料金の低減 …… 6－1
6.1　水力発電所導入効果 …… 6－1
6.2　電化の促進と総平均電力料金単価の設定 …… 6－2
6.2.1　第1方式による電化費用と新電力料金単価 …… 6－2
6.2.2　第2方式による電化費用と新電力料金単価 …… 6－3
6.3　2方式の相互比較 …… 6－5

6.4　基礎データ …… 6－6

第7章　事業効果および結論と提言 …… 7－1

7.1　プロジェクトの便益としての輸入燃料油の節減効果 …… 7－1

7.2　便益の還元としてのルガンビル市の電力料金の低減と未電化所帯の電化 …… 7－2

7.2.1　第1方式による便益の還元 …… 7－2

7.2.2　第2方式による便益の還元 …… 7－3

7.3　結　論 …… 7－3

7.4　提　言 …… 7－5

添付図面

添付資料

第 1 章
緒　論

第1章　緒　論

ヴァヌアツ共和国において、電力供給が実施されているのは同国の首都であるエファテ島のポートビラ市および同国最大の島であるサント島のルガンビル市の2都市のみである。

この2都市に対しては、政府出資会社であるＵＮＥＬＣＯがヴァヌアツ共和国政府より発電と電力供給の権利を委託されて、電力供給を実施している。このＵＮＥＬＣＯ社に対するヴァヌアツ共和国政府の出資比率は現在20％となっている。

しかし、ＵＮＥＬＣＯのポートビラ発電所（設備出力8,540kW)、ルガンビル発電所（設備出力1,080kW)共に燃料油として高価なディーゼル油を使用していること、および設備の老朽化による熱効率の低下のために電力料金が高額となり民生の安定と向上、および産業発展に大きな支障となっている。

このためにヴァヌアツ共和国政府は燃料費の不要な水力開発に着目し、エファテ島の水力開発については、政府、ＵＮＥＬＣＯ、これにフランスのコンサルタント会社ＳＥＤＥＰが開発のための共同企業体を結成した。しかし、現時点では計画についての技術的検討が行なわれている段階であり、開発の実施については見込みが立っていない。

一方サント島については古くからサラカタ川開発が有望視されており、フランスの国営電力会社ＥＤＦの調査やニュージーランドのコンサルタントＥＮＥＸの調査が行なわれた。

このサラカタ川に対して無償資金が供与されて水力開発が実現するならば、発電原価に占める資本費が不要となり、廉価な電力をルガンビル市およびその周辺に供給することが可能となり、これによって地域産業の発展と住民の生活レベルの向上が期待し得る。

このような状況から、ヴァヌアツ共和国政府は日本政府に対して上記サラカタ川の水力開発が日本の資金協力によって実現されるべく要請したものである。国際協力事業団（ＪＩＣＡ）はヴァヌアツ共和国政府の要請に対して、事前調査団を派遣して要請内容を確認せしめるとともに、この事前調査団の答申に基づき、無償資金協力事業部次長鈴木治夫を団長として平成3年4月22日から同年5月23日までの間、基本設計調査団をヴァヌアツ共和国に派遣した。

調査団はヴァヌアツ共和国政府およびＵＮＥＬＣＯ、その他の機関と協議を行い、また計画地点の地形測量を含む現地調査を実施した。

主要な調査内容は、ヴァヌアツ共和国政府の要請内容の確認、ルガンビル市の電力事情と電力需要、基本設計条件、現地の測量、建設事情、ヴァヌアツ共和国側の設備運営能力

などであった。

ヴァヌアツ共和国政府との協議の結果得られた基本的合意事項は協議議事録としてとりまとめられ、1991年5月3日に双方代表者が署名した。

調査団は帰国後、現地調査結果、および現地測量結果得られた地形図をもとにして最適規模の水力発電所の設計を行い、これをもとにして、所要資機材の選定、概算事業費、施工スケジュールを設定した。

また、水力発電設備、送電線設備の維持管理計画などを詳細に策定した。さらに、本計画に無償資金が供与されるとすれば、現行の電力料金がどのように低減可能かについても提言を行った。

国際協力事業団は、これらの内容をドラフトファイナルレポートとして取りまとめ、その説明と協議のために無償資金協力調査部基本設計調査第1課長松岡和久を団長として平成3年8月25日から9月8日までヴァヌアツ共和国に派遣した。

ここに、本プロジェクトを実施するための最適案として本報告書を取りまとめた。なお、調査団の構成、現地調査日程、ヴァヌアツ共和国政府機関との面談者、協議議事録、収集資料リストなどは巻末の資料編に添付した。

第 2 章
計画の背景

第２章　計画の背景

2.1　ヴァヌアツ共和国の概況

(1)　自　　然

ヴァヌアツ共和国は1980年、英国とフランスの共同統治から独立した。同国は約80の島々からなる国で、南緯18°～28°、東経 166°～172 °の区域に細長いＹの字の群島を形成している。

国土面積は約12,190㎢であり、同国の首都ポートビラのあるエファテ島は群島のほぼ中央に位置し、887㎢の面積を有している。島の地形は高山からさんご礁沿の低地まで変化に富んでいる。

気候は北部は熱帯、南部は亜熱帯であり、首都ポートビラにおける年平均降水量は、2,360㎜／年となっている。気温の変動は比較的おだやかで、30℃から17℃である。周期的にサイクロンが襲来し、各地に被害をおよぼす。中でも1987年２月のサイクロンによる被害は史上最大で、首都ポートビラや南部諸島は大打撃をうけた。さらに、1987年11月～1988年４月の半年間に３度にわたり大型サイクロンが襲来し、農作物や家屋が壊滅的な被害をこうむった。

本計画対象地であるルガンビル市(同国第２の都市）はエファテ島の北西部約 310 kmの Santo島に在る。

(2)　人　　口

全人口は 142,944人（1989年）で、過去10年平均の人口増加率は 2.8％／年となっている。（同国周辺14ヶ国の平均は 2.5％）、全人口の18.4％に相当する26,294人がポートビラ、ルガンビルに集中しており、一極集中傾向が著しい。主な島の面積と人口をTable 2-1-1 に示す。

Table2-1-1 主な島の概要

島　名	人　口	%	面　積（㎢）	%	家屋数（戸）	%
Espiritu SANTO	25,581	17.9	4,248	34.8	4,952	17.5
Malakula	19,298	13.5	2,052	16.8	3,654	13.6
Pentecost	11,341	7.9	499	4.1	2,275	8.1
Ambrym	7,191	5.0	660	5.4	1,440	5.1
Epi	3,628	2.5	446	3.7	760	2.7
Efate	30,868	21.6	923	7.6	6,113	21.6
Others	45,037	31.6	3,362	27.6	8,858	31.3
Total	142,944	100%	12,190	100%	28,252	100%

Source : Statistics office of NPSO

(3) 経　済

経済は、主に農業（コプラ、ココナツ油）、畜産業、漁業および観光産業に依存しているが、近年の農業一次産品価格の低迷により、外貨獲得上深刻な打撃をうけている。

これに反し、牛肉、木材の輸出は徐々に伸びている。また、観光も外貨獲得源として重要な地位を占めており、政府もその振興に努力をしている。

輸出入のバランスは慢性的な赤字で1990年時点で輸出20.2×10^6 US$、輸入 103.8×10^6 US$で赤字は83.6×10^6 US$となっている。

1990年のＧＤＰ合計は、 150.5×10^6 US$（1US$＝108.75VT）でその内訳は、農林水産業29.0×10^6 US$（19.2%）、工業$19.1\times10^6$ US$（12.7%）、商業、サービス業$102.4\times10^6$ US$（68.1%）となっており、同国の経済は商業、サービス業が中心となっている。一方、1990年ＧＮＰ総額（1983年価格）は、107.5×10^6 US$で１人当り 752US$となっている。

(4) 我が国との関係

我が国との関係では、1981年１月８日外交関係を開設した後、1984年のリニ首相訪日、1987年の倉成外務大臣（当時）の訪問、1989年ティマカタ大統領夫妻（大喪の礼出席）等、近年要人の交流がかなり活発化しているのを始め、貿易面でも牛肉の輸入量が増加する等徐々に緊密化しつつある。

我が国はこれまで同国に対して一次産業分野を中心に無償資金協力、技術協力を実施してきている。1989年の二国間ＯＤＡ実績は 374万ドルであり、我が国は同国にとり第４位の援助国である。

無償資金協力では、同国の経済開発に直接寄与する農林・水産分野等の開発及びこの国が独立後間も無いことから、未だ整備が遅れている各種インフラ整備に対する協力を行っており、独立以来、援助実績は着実に伸びてきている。（1989年度迄の無償資金協力累計（交換公文締結ベース）は29億 7,900万円）。

1989年12月現在、我が国の同国に対する政府ベース資金協力は、次のとおりである。

無償協力（交換公文ベース）（1990年12月末現在）

（単位：百万円）

締結日	案件名	金額	備考
	（一般無償協力）		
'85. 4. 9	地域商業センター建設計画	270	
'86. 10. 7	地域商業センター建設計画	396	
'87. 7. 27	地域商業センター建設計画	414	
'88. 4. 19	農業用地整備計画	150	
'89. 7. 26	ﾊﾟｳｱﾌｨｰﾙﾄﾞ国際空港ﾀｰﾐﾅﾙ 建設計画	1,115	
	（水産無償協力）		
'82. 4. 23	漁業開発計画	210	
'86. 3. 17	村落漁業機材整備計画	393	

技術協力では、同国が周辺諸国の中では比較的人口も多く、かつその約半数が若年層であるという事情から、教育・訓練等の人造り協力を実施してきており、援助実績は着実に拡充されてきている（1990年度までの技術協力実績５億 9,700万円）。また、1987年７月には青年海外協力隊派遣取り決めが締結される等技術協力の実施体制も着実に整備されつつある。

技術協力（ＪＩＣＡベース研修員の受け入れ、専門家の派遣）

（単位：人）

	事業機関	'88 年度実績	'89 年度実績	'90 年度実績	'90 年度末累計	主な分野
研修員受入れ	ＪＩＣＡ	36	7	10	53	行政、通信・放送
専門家派遣	ＪＩＣＡ専門家	9	-	-	9	通信・放送、保健医療、運輸交通
	調査団	51	4	9	64	水産、商業・貿易、林業、運輸交通
	協力隊	7	1	5	13	通信・放送

2.2 国家開発計画

1980年の独立以来、経済の発展と国民の生活レベルの向上を目的とした国家開発計画を策定しており、第1次5ヶ年計画（1982～1986）に続いて、第二次5ヶ年計画（1987～1991）を実施中である。

この目的とするところは、

1．国内資源の開発による経済自立の達成。

2．ヴァヌアツ人の人材開発による政策、行政面におけるヴァヌアツ人の参画分野の拡大。

3．国内資源の加工、生産施設の拡大による付加価値の増大による貿易の拡大。

4．都市部と地方との経済格差の是正。

5．民間の経済活動拡大による国家財政への寄与の拡大。

6．経済活動拡大に伴う環境や文化遺産の損壊に対する配慮。

7．議会制民主主義にもとづく安定した政治環境をととのえる。

ことにある。

上記目標達成のための各セクター毎の必要予算を同開発計画に発表している。(Table 2-1-2) この表からも明らかなように国家財政に占める諸外国からの援助などが90％以上を占めることに特徴がある。

エネルギー部門では第2次5ヶ年計画の主旨に沿って以下に示す目標をかかげている。

・手ごろな価格で信頼性があり、かつ十分なエネルギーの確保

・エネルギーの有効利用の促進

・安価でしかも長期に亘る国家資源の開発

・輸入石油の節減

電力部門では上記エネルギー部門の目標達成のために、水力エネルギー、バイオマス、地熱、の有効利用を計画している。

Table 2.1.2

TOTAL DEVELOPMENT BUDGETARY REQUIREMENTS BY FUNCTIONAL AND ECONOMIC CLASSIFICATION, 1987-91, (IN THOUSANDS OF VATU)

FUNCTIONAL CLASSIFICATION / ECONOMIC CLASSIFICATION	– 1987 –			– 1988 –			– 1989 –			– 1990 –			– 1991 –			– TOTAL –		
	DONOR	GOVT	TOTAL	DONOR	GOVT	TOTAL	DONOR	GOVT	TOTAL	DONOR	GOVT	TOTAL	DONOR	GOVT	TOTAL	DONOR	GOVT	TOTAL
A. BY FUNCTIONAL CLASSIFICATION																		
1. Plan Implementation and Monitoring	30414	1540	31954	50780	4302	55082	47830	4202	52032	47830	4202	52032	42730	4252	46982	219584	18498	238082
2. Population, Employment and Manpower Development	537985	0	537985	795241	8096	803337	778177	18041	796218	693588	22462	71650	691098	24914	716012	3496089	73513	3569602
3. Land Tenure & Development	30525	400	30925	80762	20143	100905	28943	22076	51019	16705	21627	38332	7600	21333	28933	164535	85579	250114
4. Regional Growth & Devt.	107633	80000	187633	176168	22200	198368	170905	0	170905	185980	0	185980	217436	0	217436	858122	102200	960322
5. Agriculture and Livestock	626628	2300	628929	821018	3240	824258	829108	3242	832350	4509985	4262	455247	415991	4365	420356	3143730	17409	3161139
6. Forestry	37877	948	38825	74733	2715	77448	93590	1720	95310	72580	1810	74390	186504	1760	188264	465284	8953	474237
7. Fisheries	428276	650	428926	239175	2017	241192	123361	2018	125378	96378	4155	100533	63629	3495	67124	950819	12334	963153
8. Minerals Development	26798	1664	28462	37324	3342	40666	49300	3838	53138	35924	3052	38976	19500	1467	20967	168846	13363	182209
9. Industry and Trade	5120	50	5170	9793	550	10343	139140	33934	173074	4904	100	5004	37504	9350	46854	196461	43984	240445
10. Cooperative and Rural Business Development	156105	17297	173402	136054	16222	152276	119659	18599	138258	120635	19957	140592	105620	7865	113485	638073	79940	718013
11. Tourism	8750	2500	11250	31500	5000	36500	24500	5000	29500	8250	2292	10542	0	0	0	7300	14792	87792
12. Money, Banking & Finance	149605	103000	252605	391830	0	391830	335015	0	335015	57620	0	57620	44600	0	44600	978670	103000	1081670
13. Social Welfare and Community Development	10850	1300	12150	4900	1300	6200	4650	1300	5950	2380	1300	3680	2050	1350	3400	24830	6550	31380
14. Health Services	329802	0	329802	295896	0	295896	197415	0	197415	121748	0	121748	162588	0	162588	1107449	0	1107449
15. Education and Training	497783	12685	510468	1353838	30005	1383843	1096202	34500	113072	651232	9360	660592	489967	6520	496487	4089022	93070	4182092
16. Culture	2250	50	2300	16650	6290	22940	5900	3280	9180	1450	90	1540	76500	100	76600	102750	9810	112560
17. Public Order and Safety	201700	1500	203200	239450	0	239450	239200	0	239200	230200	0	230200	230200	0	230200	1140750	1500	1142250
18. Marine Transportation	435922	0	435922	1170800	2776	1173367	236500	3317	239817	72500	3317	75817	196500	3317	199817	2112222	12618	2124840
19. Air Transportation	236677	150	236827	751052	5545	756597	103700	10345	114045	165550	10345	175895	108800	22945	131745	1365779	49330	1415109
20. Land Transportation	74000	0	74000	341600	8087	349687	263865	18927	282792	266000	29962	295962	239500	43962	283462	1184965	100938	1285903
21. Posts & Telecommunications	3733	4530	42263	357261	7004	364265	385475	116369	401844	226771	23534	250305	155311	31808	187119	1162551	83245	1245796
22. Energy	15450	0	15450	88220	1700	89920	36595	2460	39055	23980	3790	27770	12100	2995	15095	176345	10945	187290
23. Water Supply & Sanitation	104023	11994	116017	219249	23182	242431	499208	26343	52551	504774	30978	535752	353664	25958	379622	1680918	118455	1799373
24. Housing	1000	0	1000	24200	8700	32900	83200	6400	89600	258200	6600	264800	328200	7100	335300	694800	28800	723600
25. Environment & Conservation	9046	0	9046	19762	260	20022	4105	260	4365	0	260	260	0	260	260	32913	1040	33953
26. Other Government Services	174368	4277	178645	473553	35539	509092	656301	56852	713153	257030	59911	316941	179645	129708	309353	1740897	286287	2027184
TOTAL – FUNCATIONAL	4276320	246835	4523155	8200809	218106	8418915	6551844	293022	6844866	4573194	263366	4836560	4367237	354824	4722061	27969404	1376153	29345557
B. BY ECONOMIC CLASSIFICATION																		
1. Operational Costs	53065	38091	573156	4890996	139391	628487	459721	196461	656182	410269	226851	637120	342760	315774	658534	2236911	916568	3153479
2. Technical Assistance	1455160	1540	1456700	2257662	9527	2267189	1860218	11688	1871906	1624169	11688	1635857	1436602	10988	1447590	8633811	45431	8967942
3. Training Scholarships	421775	1822	423597	494375	1902	496277	510480	1852	512332	494678	3940	498618	470098	3518	473616	2391406	13034	240440
4. Equipment	592038	10750	602788	1126593	13405	1139998	312464	1955	1126219	614939	980	615919	517921	2250	520171	3975755	29340	4005095
5. Capital Costs	1272282	194632	1466914	3833083	53881	3888694	2597161	81066	2678227	1429139	19907	1449046	1599856	22294	1622150	10731521	371780	11103301
TOTAL – ECONOMIC	4276320	246835	4523155	8200809	218106	8418915	6551844	293022	6844866	4573194	263366	4836560	4367237	354824	4722061	27969041	376153	29345557

Source: NPSO

2.3 ヴァヌアツ共和国の電力事情

2.3.1 電力事情

首都ポートビラ（電化率 100%）およびルガンビル（電化率40%）はディーゼル発電機により24時間電力が供給されるが、その他の地域では全く電化されていない。わずかな村で小型ディーゼル発電機で、夜間のみ電力を供給している。

ポートビラおよびルガンビルでは政府出資の電力会社ＵＮＥＬＣＯがヴァヌアツ共和国から発電、供給の権利を委託されて電力供給事業を行なっている。

両市の電力供給状況をTable 2-3-1 に示す。

平均電力料金単価はポートビラで24.15VT/kwh(30.2円／kwh)。ルガンビルで28.9 VT/kwh(36.1円／kWh)である。 100Wの電球を３灯持つ家庭の１ヶ月の電気料金は月収の約一割に相当し、かなり高い料金となっている。

Table2-3-1 ポートビラ、ルガンビルの電力供給状況

1990.12現在

項　　目	Port Vila	Luganville
設備出力 (kW)	8,540	1,080
最大需要電力 (kW)	5,318	600
年間発生電力量 (MWh)	30,122	2,736
年間消費電力量 (MWh)	28,120	2,465
燃料油消費量 (kℓ)	6,728.0	886.8
平均電力料金単価 (VT/kWh)	24.15	28.90
１人当り設備出力 (kW/人)	0.442	0.155
１人当り消費電力量 (kWh/year)	1.457	0.353
電力料金単価に占める燃料代(VT/kWh)	12.820	19.280

資料：Energy Unit, UNELCO

2.3.2 現行の電力料金体系

現在の電力料金単価（Table 2.3.2)はヴァヌアツ政府とＵＮＥＬＣＯの間でとり決められた(1)発電および電力の一般供給のための事業委託に関する協定書 (2)発電および電

力の一般供給のための事業委託に関する仕様書を基本として決定されており、ポートビラ、ルガンビル共に統一電力料金体系が採用されている。

Table 2-3-2　電力料金単価

区　　分	基　本　料　金	メーター料金
家庭加入者	(VT/Month)	(VT/kWh)
60kWh まで	——	0.65P : 20.53
61kWh から120kWhまで	——	1.0 P : 31.58
120kWh以上	——	1.70P : 53.69
A－低　圧		
加入契約：他の用途	19P : 600.02	1.0 P : 31.58
加入契約：認可された商業者および小工業者	20P : 631.60	0.90P : 28.42
B－公共の照明	——	0.80P : 25.26
C－高　圧	25P : 789.50	0.67P : 21.16

上記料金単価算出の基本となる“P”（総平均電力料金単価相当額）の値は以下の式が適用される。

$$P = P_0 \left[0.09 + 0.35 \frac{G}{G_0} + \left(0.03 \frac{I}{I_0} + 0.33 \frac{M}{M_0} + 0.20 \frac{K}{K_0} \right) \times \left(0.05 + 0.05 \frac{V_0}{V} \right) \right]$$

上記の式から1991年７月の“P”を求めると以下の通りとなる。

係数については詳細に協定されているが概略は下記の通り。

P_0 ：1986年８月１日適用の基準kWh 単価 22.22VT/kWh

G_0 ：1986年８月１日現在の Port Vila岸壁渡しのディーゼル油１ℓの価格すなわち22.14VT/ℓ

I_0 ：1986年中にＵＮＥＬＣＯが納入した営業税、直接税および間接税の合計金額

I_0 ' ＝10,000,000VT（ＵＮＥＬＣＯ Port Vilaから納入）

I_0 " ＝ 1,525,313VT（ＵＮＥＬＣＯ LuganVille から納入分）

I_0 ＝11,525,313VT（ＵＮＥＬＣＯ納入額合計）

M_0 ：1986年第２四半期のPort Vila の独身労働者が受け取った平均日当額（住居費、食費は支給されず）すなわち M_0 ＝804VT/day

K_0 ：ＩＮＳＥＥ（フランス国立・経済研究所）発表のフランスにおける中間財価格指数　1986年第２四半期発表では K_0 ＝149.7

V_0 ：1985年会計年度（1985年７月１日から1986年６月31日）のＵＮＥＬＣＯ販売電力量

V_0 ' ＝16,949,774kWh(ＵＮＥＬＣＯ Port Vila分)

V_0 " ＝ 2,223,520kWh(ＵＮＥＬＣＯ Luganville 分)

V_0 ＝19,173,294kWh(ＵＮＥＬＣＯ供給販売電力量)

また、Ｇ、Ｍ、Ｉ、Ｋ、Ｖは、それぞれ下記による。

Ｇ；ディーゼル油１ℓのＵＮＥＬＣＯの平均購入単価で下式によって計算する。

$$G = \frac{G' \times L' + G'' \times L''}{L' + L''} \quad (VT/\ell)$$

ここでＧ'、Ｇ"、Ｌ'、Ｌ"は夫々下記のように定義されている。

Ｇ'＝Port Vila 岸壁渡しディーゼル油１ℓの平均購入価格

Ｇ"＝Luganville岸壁渡しディーゼル油１ℓの平均購入価格

Ｌ'＝再調整以前６ヵ月間の前半３ヵ月間にポートビラの火力発電所で消費されたディーゼル油の量（ℓ）

Ｌ"＝再調整以前６ヵ月間の前半３ヵ月間にルガンビルの火力発電所で消費されたディーゼル油の量（ℓ）

Ｍ；再調整以前６ヵ月間の前半３ヵ月間にPort Vila の独身労働者がBURNS PHILP社およびBALLANDE-VANUATU社において受け取った平均日当額（住居費、食費は支給されず）

一定の賃金体系または集団協定がヴァヌアツに導入された場合、委託者および受託者はかかる規則を基準にしてＭの定義を変更するための合議を行なう。

新たな指数の適用は受託者に損失も利益ももたらさぬように行なうものとす

る。

Ｉ；受託者がポートビラおよびルガンビルにおいて負担したあらゆる種類の事業税、直接税および間接税。

Ｋ；ＩＮＳＥＥ（国立統計・経済研究所）発表のフランスフランによる中間財価格指数。再調整に先立つ半年間の四半期のもの。

この指数はフランスの指数であるため、Vatuの交換レート（１VT＝0.069 フランスフラン；1986年６月30日現在の在ヴァヌアツフランス大使館事務局レート、1986年８月１日見直し）がＣに変更した場合、当該指数は $\frac{0.069}{C}$ を乗じなければならない。

Ｖ；再調整日に先立つ15ヵ月間の最初の12ヵ月間の Port Vilaおよび Luganville における需要家への販売電力量 kWhの総和

ここで1991年第３四半期（７／１～９／30）のＰを求めると下記の通りに

P ＝31.58VT/kWh となる。

$$\left.\begin{array}{l} G' = 42.38 \\ G'' = 59.63 \\ L' = 1,796,560 \\ L'' = 228,800 \end{array}\right\} G = \frac{42.38 \times 1,796,560 + 59.63 \times 228,800}{1,796,560 + 228,800} = 44.35 (VT/\ell)$$

$$M = 916$$

$$\left.\begin{array}{l} I' = 17,500,000 \\ I'' = 2,310,000 \end{array}\right\} I = 17,500,000 + 2,310,000 = 19,810,000 (VT)$$

$$\left.\begin{array}{l} K' = 165.6 \\ C = 0.054 \end{array}\right\} K = 165.6 \times \frac{0.069}{0.054} = 211.6$$

$$V = 26,039,877 \ (kWh)$$

$$\therefore P = 22.22 \left\{ 0.09 + 0.35 \cdot \frac{44.35}{22.14} + \left(0.03 \cdot \frac{19,810,000}{11,525,313} + 0.33 \cdot \frac{916}{804} + 0.20 \cdot \frac{211.6}{149.7}\right)\left(0.05 + 0.05 \frac{19,173,294}{26,039,877}\right) \right\}$$

$$= 31.27 VT/kWh$$

ここでマージンを 1.0%として

$$P = 31.27 \times (1 + 0.01) = 31.58 (VT/kWh)$$

2.3.3　電力開発計画

第２次５ヶ年計画によると今後の電力開発の方向性は国内エネルギーを最大限に利用した以下の発電方式となっている。しかしながらエネルギー部門の1991年までの必要資金 187.3百万VTのうち、その94%に当る 176.3百万VTを外国からの援助を期待している。

① 都市用電源（出力規模はいずれも２～３MW）

1．水力発電；下記２河川の開発を計画中

2．木炭発電；エファテ島を対象として1984年にフィジビリティースタディーを実施した。

3．地熱発電；エファテ島北部にてボーリング調査を予定している。

4．ディーゼル発電；ポートビラ発電所に１台増設予定。

② 地方電化用電源（出力規模はいずれも５～50kW）

1．木材燃焼による汽力発電

2．マイクロ水力発電

3．太陽光発電

現時点での電力開発計画は以下の２つである。

(1) Santo 島サラカタ川水力発電所建設計画（本報告書にて計画中）

(2) Efate 島テオウマ（Teouma）川水力開発

下記３者の共同出資により水力電源開発会社（HYDRO POWER DEVELOPMENT Limited)を設立しテオウマ川の水力開発を行なう。

－ヴァヌアツ政府　　40%（出資比率）

－ＵＮＥＬＣＯ　　30%（　〃　）

－ＳＥＤＥＰ　　30%（　〃　）

(SOCIETE D'ETUDES ET DE DEVELOPMENT ELECTRO-TECHNIQUE POLYNESIENNE)

上記３者による株主協定が1990年１月23日に締結されているが具体的な開発計画は発表されていない。

2.4 協力要請の経緯と内容

2.4.1 協力要請の経緯

現在、ヴァヌアツ共和国で電力が供給されているのは、主要12島のうち、首都ポートビラ（エファテ島）と第二の都市ルガンビル市（サント島；同国最大の島）およびその周辺地域のみである。この二都市に対する電力供給事業は政府出資電力会社ＵＮＥＬＣＯが政府からその権利を委託されて行なっているが、高価な輸入石油燃料を使用するディーゼル発電に依っているために電力料金が高く、一般住民の電力使用は限られたものとなっている。加えて、輸入石油への高い依存が同国全体の経済を圧迫している。ヴァヌアツ共和国は現在、第二次国家開発計画（1987-1991)を推進しており、同計画の重要な課題の一つとしてエネルギー部門の整備、拡充を打ち出している。特に、電力エネルギーについては、これまでの石油依存からの脱却を目指し、国内河川を利用した水力発電への移行を計画している。現在、エファテ島のテオウマ計画およびサント島のサラカタ計画が優良プロジェクトとして確認されている。

一方、同国政府は、近年の首都への人口集中の緩和と地域振興を促進させるために、同国最大の島であり、将来発展の可能性が高いルガンビル市周辺地域の工業化を指向し、港湾、道路等の基盤整備を急いでいる。

電力供給設備についても、同市の近郊に存在するサラカタ川水力発電計画に着目し、1980年代はじめより次のような調査が行なわれた結果、最適地の一つとして選定された。

(1) 1956年ＳＥＥ（Societe D Btode Et Enterprise)によるサラカタ川水力開発の提案。

(2) 1964年 Electricite de France、International によるエファテ、マラクラ、サント島の水力開発に関する調査、提案。

(3) 1985年ORSTOM（フランス）によるEfate、Santo島の水資源開発調査

(4) 1986年BNEX、TONKIN & TAILOR LTD、(ニュージーランド）によるエファテ島テオウマ川、サント島のサラカタ川の水力開発に関する調査、提案。

現在ルガンビル市の電力の供給は市の中心部について行なわれており、市およびその周辺地区の人口約 7,000人のうち電力の供給を受けているのはその約40％、 2,800人である。高額な電力料金に加えて、新規受電者は配電線、引込み工事費の80％の負担が必要となるため、一般家庭の電化が進まない状況となっている。また、大口の電力を消費

する工場および既設送、配電線から遠い場所に所在する電力消費施設においても、自家発電設備の設置を余儀なくされている。これらの自家発需要家のなかには、商用電力の供給力または信頼度の面から商用電力を受電しながらも自家発電設備を保有しているものもある。

こうした状況を打開するため、ヴァヌアツ国政府は、サラタカ川を利用した水力発電所を建設し、ルガンビルの地元住民に対し低廉な電力を供給すると共に燃料輸入量の削減による外貨節約と国際収支の改善を図る計画を立案し、我が国に無償資金協力を要請したものである。

この要請に対し日本国政府は、本計画の妥当性を確認し、協力の可否を検討するため事前調査を行うことを決定し、これを受けて国際協力事業団は平成2年12月9日から同年12月23日まで事前調査を行った。その結果、日本国政府は、計画の最適規模を策定して、その実施につき必要かつ最適な供与対象施設および機材の規模、内容の検討を目的とする基本設計調査を行うことを決定した。

2.4.2 協力要請の内容

国際協力事業団が1990年12月に実施した事前調査により確認された本計画についてのヴァヌアツ共和国政府からの協力要請内容は次のとおりである。

計画は、サント島サラカタ川中流域のタナフォ付近に取水施設を、そこから約 800m 下流に出力 1,000kWの発電所を建設し、発電電力をルガンビル市に送電するものである。

要請されている主要施設の概要は下記の通りである。

イ. 取水施設	ダ ム：	5.0m (H)×30.0m (L)
	取水口：	2.0m (B)× 1.7m (D)
ロ. 沈砂池		4.0m (B)×22.0m (L)
ハ. 導水路		2.0m (B)× 2.0m (H)× 800.0m(L)
ニ. 上水槽		700㎥
ホ. 水圧鉄管		1,600mm(D) ×60.0m(L)
ヘ. 発電所建物		22m(W) ×11m(L) = 242㎡
ト. 進入道路		4.0m(W) × 4.0km(L)
チ. 水車発電機	：	500kW×2台
リ. 変圧器	：	625KVA ×2台

ヌ．送電線路　　：　20KV　15km(L)

注：L：長さ、H：高さ、D：深さ、B：幅、W：幅

上記各施設の他、下記専門家の派遣および研修員の受け入れについて要請があった。

1．専　門　家：電力事業経営　　1名

2．研　修　員：水力技術　　1名

　　機械技術　　1名

今回の基本設計調査において、調査団は上記の要請内容について同国政府と協議を行なった結果、主要施設については従前どおりであったが、専門家派遣および研修員の受け入れについては以下のように変更された。

1．専　門　家：電力事業経営　　2名（短期）

　　水力発電所運転指導　1名（長期）

2．研　修　員：電気機械技術　　4名

　　土木技術　　1名

第 3 章
計画地の概要

第３章　計画地の概要

3.1　ダム、発電所建設地点の概要

建設地点はルガンビル市の北西のサラカタ川中流部（サラカタ川河口より約15km）に位置する。

右岸は未開の原生林、左岸は牧草地が点在する台地（標高約 120m）となっている。建設地点近辺には村落は見当らないが建設地点の上流約３kmにタナフォ村（住民約500戸）が在り、全くの自給自足の生活をしており未電化村落である。公共施設としてフランス　系小学校（カトリックスクール）が１校、診療所が１ヶ所ある。ルガンビル市からタナフォ村まで（約30km）未舗装ではあるが大型車が通行可能な道路が完成されており、発電所建設用資機材は十分運搬可能である。

取水ダムは（高さ、約 9.5m）滝の上流 180mの地点付近に、発電所は滝の下流約700mの地点付近に計画されている。

計画地を含むサント島南東部は第４紀更新世（約 200万年前）に隆起したさんご石灰岩により成る。サラカタ川流域内では、わずかに火成角礫岩、砂岩が見られる他はすべて隆起さんご石灰岩で覆われており顕著な断層も皆無である。（地質図参照）

以上述べた地質およびその生成過程から、計画地域の地形は緩やかな起伏を持った平坦地となっている。サラカタ川は、この平坦地を浸食して流下し、計画地域においては“V”字形の河道と滝を形成している。今回の現地調査において、計画地域内に７本のテストピットを掘った結果、表土の被りは 0.8～1.40m、土質は茶色または褐色の粘土である。

タナフォ村に設置されている雨量観測所における1982年から1985年までの降雨記録をTable 3-1-1 に示す。

表からもわかる様に建設地点は非常に雨が多く、乾期（４月から９月まで）といえども1984年の５月、６月の様に 500mm以上の降雨が有り、本計画の建設工程を大きく左右する。

GENERAL GEOLOGICAL MAP

GEOLOGICAL LEGEND

Qr1	Coastal platform limestones - raised reefs and associated deposits	EASTERN PLATEAU LIMESTONES
Qp2	Older raised reef limestones	
Qp1	Marine and estuarine sands and gravels	– NAVAKA SANDS

Table 3-1-1 Tanafo観測所雨量記録

月		1982	1983	1984	1985	合 計	平 均
1	降 雨 量 (mm)	400.4	470.3	815.4	477.5	2,163.6	540.9
	降 雨 日 数 (日)	—	22	30	16	68	22.7
2	降 雨 量 (mm)	281.1	188.6	293.1	116.5	879.3	219.8
	降 雨 日 数 (日)	22	20	19	21	82	20.5
3	降 雨 量 (mm)	607.4	201.9	358.8	237	1,405.1	351.3
	降 雨 日 数 (日)	24	23	23	—	70	23.3
4	降 雨 量 (mm)	538.9	310.3	329.1	—	1,178.3	392.8
	降 雨 日 数 (日)	22	27	22	—	71	23.7
5	降 雨 量 (mm)	267.6	87.9	572.3	—	927.8	309.3
	降 雨 日 数 (日)	17	23	24	—	64	21.3
6	降 雨 量 (mm)	138	171	500.6	—	809.6	269.9
	降 雨 日 数 (日)	10	16	29	—	55	18.3
7	降 雨 量 (mm)	300.2	50.6	93.2	—	444	148.0
	降 雨 日 数 (日)	19	20	20	—	59	19.7
8	降 雨 量 (mm)	225.7	93.3	131.7	—	450.7	150.2
	降 雨 日 数 (日)	27	22	12	—	61	20.3
9	降 雨 量 (mm)	29.2	94.5	96.2	—	219.9	73.3
	降 雨 日 数 (日)	18	18	14	—	50	16.7
10	降 雨 量 (mm)	130.2	353.8	427	—	911	303.7
	降 雨 日 数 (日)	18	24	25	—	67	22.3
11	降 雨 量 (mm)	746.7	389.3	509	—	1,645	548.3
	降 雨 日 数 (日)	19	29	—	—	48	24.0
12	降 雨 量 (mm)	151.4	288.1	207	—	646.5	215.5
	降 雨 日 数 (日)	17	27	20	—	64	21.3
合 計	降 雨 量 (mm)	3,816.8	2,699.6	4,333.4	831	11,680.8	3,522.9
	降 雨 日 数 (日)	213	271	238	37	759	

3.2 ルガンビル市の概要

今回建設される水力発電所と既設ディーゼル発電所は15kV送電線で連けいされ、発生電力はそのほとんどがルガンビル市で消費される。ルガンビル市はサラカタ川河口に発達した市であり首都ポートビラ市に次ぐ同国第２の都市でSANTO-MALO地方（行政上の区分け）の政治、経済の中心である。市の人口は1989年時点で 7,000人約 1,400家族が商業、サービス業を中心に生活している。1985年時点の15才以上の産業別就労人口は以下の通りである。

	就業人口 (人)	比率 (%)	
農林水産業	305	14.8	(主として加工業または プランテーション労働者)
工・鉱・建設業	387	18.7	
商業・サービス業	1,115	54	
運輸、通信業	257	12.5	
合計	2,064	100	

市内、全戸数 1,400戸の内、中心部に 1,050戸、その周辺部に 350戸が生活しているが、電化されているのは中心部の 560戸のみで残り 840戸は未電化である。

公共施設の市役所、警察、病院、学校（３校）、電話局、飛行場などは電化されているがサラカタ聖ドミンゴ小中学校（生徒数 105名、２部式授業）は市内に在りながら主幹配電線(5.5kV) が布設されてないため未電化であり早期の電化が望まれている。

市の東はずれに15,000トンクラスの船が接岸できる港がＡＤＢの援助により整備されており発電所建設用資機材はここで陸上げされることとなる。

第 4 章
計画の内容

第4章　計画の内容

4.1　計画の目的

本計画の主目的は以下の2点である。

・低所得者層に対する電化の促進と電力料金の低減

・電力の安定供給

(1)　低所得者層に対する電化の促進と電力料金の低減

運転経費の安い水力発電所を優先的に運用することで高価な輸入ディーゼル油を節減し、その節減分を電化の促進と電力料金のてい減に充当することにより、地域住民、特に低所得者層への電力の普及と生活水準の向上を計る。

(2)　電力の安定供給

水力発電所と既設ディーゼル発電所を連系運転することにより、従来、多発していた全市に亘る長期間の停電回数を減少させ、一般家庭、公共施設、および工場へ安定した電力を供給し民生の安定と工業化促進による雇用機会の増加を計る。

4.2　要請内容の検討

4.2.1　計画の必要性と妥当性

本計画の対象地域であるルガンビル市およびその周辺地域についての国家開発計画における将来の位置づけおよび、現状についてはこれまでの章で明らかにしたとおりである。

ルガンビル市を中心とするサント島の将来の発展を促進させるためには、日常生活と経済活動のための基盤整備が必要であり、なかでも安価で安定した電力の供給設備の拡充は不可欠である。本計画の実施は、前項で述べたその目的を達成するために適切であり、必要である。

4.2.2　実施運営計画

水力発電所完成後の運用については下記の3方式が考えられる。

(a)　政府の直営方式

(b)　ＵＮＥＬＣＯに運用を委託する方式

(c)　共同企業体方式

上記3方式について電力供給協定の改定の必要性、管理方式、補修実施手続、運転・

保守要員の確保、ＵＮＥＬＣＯが2010年にルガンビル市の電力供給業務を政府に移管したときの対応、管理コストなどを比較検討すると下記の通りである。

(1) 電力供給協定の改定の要否について

(a) 政府直営方式：改定必要

現行の電力供給協定はＵＮＥＬＣＯルガンビル発電所からの電力供給のみを意図して作られている。従って、水力発電所が完成した場合には、無償協力の性格をふまえた電力料金体系の見直し等以下の項目を盛り込んだ協定の改定が必要である。

・水力発電所運開に伴うルガンビル地区の電力料金体系の改訂

・水力発電所供給電力量の計量手続き

・電力販売収入の政府取得分の明確化

・発電所停止手続き、事故時の対応

・水力発電所とＵＮＥＬＣＯルガンビル発電所間に新設される送電線のＵＮＥＬＣＯへの保守委託

(b) ＵＮＥＬＣＯに運営を委託する方式：改訂は不要であるが付則の追加が必要

電力供給協定を改訂する必要はないが付則を追加する必要がある。

現行の電力供給協定はＵＮＥＬＣＯルガンビル発電所からの電力供給のみを意図して作られている。水力発電所の完成後は、無償協力の性格をふまえた電力料金体系など、政府が主導権をもった付則を現協定に追加する必要がある。

付則として追加すべき内容は前項(1)の(a)に述べた内容に同じである。この方式は発電所停止手続き、発電所事故時の対応に関して、ＵＮＥＬＣＯは水力発電所、ルガンビル発電所を自己の責任において運用することが出来、政府との協議の必要なく迅速・確実な措置がとれることになる。

(c) 共同企業体方式による運営：現協定の改訂必要

共同企業体方式は通常建設中の不慮の損失を分散するために採用される制度である。

しかしプロジェクトが完成し、運転に入れば管理費低減のためにもこの制度は採用されないのが一般的である。

政府・ＵＮＥＬＣＯによる共同企業体方式によってサラカタ水力発電所を運営したときは(1)の(a)に示す内容の改訂が必要である。

(2) 管理方式について

発電所の運用に直接携わる人員構成は Table 4.3.1に示す。また、このために必要な直接人件費および、運転・保守のため直接補修費は第6章に詳述する。

ここでは、発電所の運用のためにＵＮＥＬＣＯとの折衝、年間予算の設定など営業、および政策面で必要な管理方式について考察する。

(a) 政府直営方式

直営方式の場合には現地発電所長に大幅に権限を委譲することによって、発電所運営のために必要な政府管理機構は大幅に縮小することが可能となり、これらの管理業務は既設Energy Unitなどの役職の兼務とすることが出来る。

このような考慮のもとに、電力料金低減の目標達成のためにも第6章には管理費を見込んでいない。但し、管理費を役職の兼務から抽出するとすれば管理費の年額は下記となる。

管理者人件費（Ｐ20相当）	1,365,000 VT
事務員（秘書他１名）（Ｐ３相当×２）	700,000
小　　計	2,065,000
一般経費（上記の50%充当）	1,000,000
合　　計	3,065,000 VT

直接管理方式のときは上記費用を見込む必要がないことも大きなメリットである。

(b) ＵＮＥＬＣＯ委託方式

水力発電所の運用をＵＮＥＬＣＯに委託する場合、第6章に示す直接人件費と運転・保守費をそのまま委託費としてＵＮＥＬＣＯに引き渡す。ＵＮＥＬＣＯが、これに上乗せして管理費を請求しなければ、管理費の増加に伴う電力料金への影響はない。

ＵＮＥＬＣＯとしてはサラカタ水力発電所長および電気担当次長をＵＮＥＬＣＯのルガンビル発電所長、次長と兼務させて水力発電所運営の簡素化を図ると共にコストの低減を図ることが考えられる。

現在、ＵＮＥＬＣＯのポートビラ、ルガンビル両火力発電所の管理業務はＵＮＥＬＣＯ本社において一括して実施しており、政府より水力発電所の運用を委

託した場合にも、特に新規に管理機構を設ける必要はないと思われる。

(c) 共同企業体方式

共同企業体方式が採用された場合、政府・ＵＮＥＬＣＯ相方より管理者が専任されることになる。このため、政府直営方式、ＵＮＥＬＣＯ委託方式に比較して予算の執行、停止手続きなどに関して相方が、協議して決定するため、管理方式は前２者より複雑となる。また発電所長に対する大幅な権限委譲も行なわれにくくなることが懸念される。

政府直営、ＵＮＥＬＣＯ委託の場合は管理者の他の職制との兼任も可能で年間の管理費は特に計上しなかったが、共同企業体方式となると、事務所も独立して借上げる必要がある。また、管理者人件費なども別途に計上する必要が生ずる。従って、(2)の(a)で検討した管理費は増加する。いま1990年ベースでの管理費年額は下記となる。

単位：VT.

管理者人件費（Ｐ20相当） 政府、ＵＮＥＬＣＯ相方より各１名	1,365,000 × 2 ＝2,730,000
事務員（Ｐ３相当） 政府、ＵＮＥＬＣＯ相方より各２名	350,000 × 4 ＝1,400,000
事務所の借上げ代	2,400,000
小計	6,530,000
一般経費（上記の30%）	1,960,000
合計	8,489,000

すなわち、(2)、(a)で検討した額に対して大幅な増額となる。この額は共同企業体方式のときには確実に費用として組込まれ、電力料金を増加させることになる。

(3) 補修実施手続きについて

(a) 政府直営方式

政府直営ならば補修実施のための意志決定も発電所長に委譲でき、臨機に適切な処置が可能となる。発電設備にかかる補修は７～８年に１回必要となる分解点検以外はあまり補修に手がかからない。反面、土木設備・水路工作物に対しては直接大自然の猛威にさらされるものだけに十分の配慮が必要で、緊急補修が要請される機会が多い。そのためには管理機構は極力簡単にしておくことが望まれる。直営方式

はこの要請に最も対応し易い。

(b) ＵＮＥＬＣＯ委託方式

前項(1)にも述べたように補修実施手続きは単純・明解なほどよい。補修についてもＵＮＥＬＣＯの裁量に委ねることにすれば、実施手続きが特に繁雑になることはない。

但し、政府直営方式に比し、政府・ＵＮＥＬＣＯ間に補修に関しての意見調整が必要になることが起こり得る。

(c) 共同企業体方式

既に述べたように共同企業体方式は補修実施手続きについても両管理者の協議が必要となり、手続きが複雑となる。このため、補修がおくれ、更に被害を大きくする場合がないとは言えない。

(4) 運転・保守要員の確保

(a) 政府直営方式

現在政府部内はもとよりＵＮＥＬＣＯ社内にも水力発電所の運転経験者は皆無の状態であるから、政府自身で水力発電所の運転・保守要員を集めることは困難でＵＮＥＬＣＯに応援を求めることが必要になる。

(b) ＵＮＥＬＣＯ委託方式

現状ではＵＮＥＬＣＯのポートビラおよびルガンビルにも水力発電所運転・保守の経験者は皆無の状況である。

しかし、ルガンビルディーゼル発電所の運転経験者は既にルガンビル地区の電力系統構成を熟知しており、発電機の同期並列運転や、励磁・電圧調整、位相調整などに関する水力、火力の共通知識は十分にもっているものと思われる。

従って、水力発電所運転に関して基礎的知識を身につけさせれば水力発電所の運転が可能となる。

ＵＮＥＬＣＯに対する技術者の供給源である Iyonnaise des eaux は南太平洋地域において広く電力供給を実施しており、ここから運転経験者の供給をうけることも可能であると思われる。

よって、政府直営方式に比較すれば、運転・保守員の確保は委託方式の方が容易である。

(c) 共同企業体方式

ＵＮＥＬＣＯ側に全面的な運転・保守要員の提供を申入れることは容易である。但し、(2)の(b)に述べたような両発電所長の兼務は考えられないので、(2)項で述べた水力発電所定員は共同企業体方式採用の場合も確保する必要がある。

(5) 電力供給権返還への対応

(a) 政府直営方式

政府直営体制で水力発電所を運用すれば2010年以降ＵＮＥＬＣＯから返還される全土の電力供給業務の直営体制への移行は容易。

(b) ＵＮＥＬＣＯ委託方式

2010年に電力供給権益が全面的に政府に返還されるまでに、政府は返還後の電力供給事業の運営および電力行政が適切に行なえるように、組織および人材を充実させる必要がある。

これに関する解決策の一つとしては、第６章に設定する水力発電電力供給に伴う政府報酬分のＵＮＥＬＣＯよりの徴集および電化計画の立案と実施などの実務を通じて、政府関係機関は電力行政に対する能力を養い、電力供給業務の全面返還に備える。

(c) 共同企業体方式

共同企業体方式で実施した場合も上記の配慮が政府側に必要である。

(6) 水力発電所の管理コスト

水力発電所の運用のための人件費、保修費などは政府直営、ＵＮＥＬＣＯ委託、共同企業体方式のいづれにおいても変化しない。

但し、発電所の運用のための政策決定などの管理費は、政府直営、ＵＮＥＬＣＯ委託、共同企業体運用方式夫々について検討する必要がある。

(a) 政府直営方式

管理者はEnergy Unit 職員などの兼務方式として(2)の(a)で見積った管理費3,065,000VT(1990年ベース年額）は全額節減することが可能となる。

(b) ＵＮＥＬＣＯ委託方式

ＵＮＥＬＣＯ本社が既に設立しているポートビラ、ルガンビル両火力発電所の管理機構に水力発電所の管理が加わるが、このために特に管理費が増嵩することはないと思われる。

よって、前項に見積った管理費は全額節減が可能である。

(c) 共同企業体方式

直営方式またはＵＮＥＬＣＯ委託の場合は(2)の(a)に示す管理費相当分 3,065,000 VTは政府、ＵＮＥＬＣＯともに管理者の兼務などで吸収し得るが、共同企業体方式の場合 8,489,000VTは電力料金に組込んで費用を回収せざるを得ず、電力料金の増嵩となる。

(7) 3方式の綜合比較

以上を綜合比較するとTable 4-2-1となる。

Table 4-2-1 運用形態別得失比較

	政府直営	UNELCOに委託	政府・UNELCO共同企業体方式
現協定の改訂の要否	電力料金低減対策、燃料油節減策などを十分に盛り込んだ大幅な改訂が必要で2010年までは困難	現協定の改訂は不要。但し電力料金低減策、燃料油節減策など十分盛り込んだ付則を政府・UNELCO協議の上作成・調印	この場合も、政府直営方式と同様の大幅な改訂が必要で2010年までは困難
管理方式の簡素化	発電所長に権限委譲して管理者は他の職制と兼務	左に同じ	管理者は政府・UNELCO相方から出す事務所・事務員をおく
補修実施の手続き	現地所長権限でかなりの処理が可能	左に同じ	其の都度協議が必要
運転・保守要員の確保	政府単独では困難。UNELCOからの応援を求める必要あり。但し1994年までには要員の育成が必要	火力要員の水力要員への転用は比較的容易。但し2010年の電力供給権移管に備えて、幹部職員はヴァヌアツ人を当てる必要あり	左に同じ
電力供給権限返還時の対応	自ら電力供給の経験を積んでいるので、対応しやすい	政府が直接電力供給をしないので対応しにくい 但し2010年までには要員の育成が必要	共同企業体の中に政府機関が入り、直接運用に携わっているので、対応しやすい
管理コスト	低額 (約 310万VT／年)	低額 (約 310万VT／年)	管理方式が複雑になるので、左2方式に比較して管理費が割高になる (約 850万VT／年)
総合評価	2	1	3

検討結果を以下に集約する。

(a) 現在の政府・ＵＮＥＬＣＯ間のルガンビル市とその周辺地域に対する電力供給協定の改訂が簡単に実現可能ならば、政府直営方式が採用可能であるが、この場合は水力発電所運転・保守員の確保が困難で、ＵＮＥＬＣＯに応援を頼まざるを得ない。

(b) 水力発電所の運転・保守をＵＮＥＬＣＯに委託する場合、協定の改訂は不要であるが、付則において、この水力発電所が日本国政府の無償資金協力によって完成したものであることを明確にすると共に、電力料金の低減の度合いを明らかにする必要がある。

(c) 共同企業体方式を採用しても協定の改訂は必要である。
管理費が余分に必要となり電力料金の低減に貢献しない。

以上を勘案すると、サラカタ水力発電所は当面ＵＮＥＬＣＯに運転・保守管理を委託することが、現状では最善と判断される。

但し、この場合もヴァヌアツ共和国政府は、電力供給権がＵＮＥＬＣＯから政府に全面返還されるまで、政府報酬分や、水力供給率の変動に伴う燃料費の返還、新規電力需要家への電力引込負担率の軽減などを通じて電力行政の基礎を培い、2010年の業務移管を容易にするよう配慮する必要がある。

4.2.3 要請施設、機材の内容

(1) 開発方式

計画地点の地形から、貯水池または調整池式による開発は貯水効率が悪く経済的ではない。また、地質的にもさんご石灰岩で漏水の可能性が高く貯水池式の開発には適さない。従って、要請されている流れ込み式による開発は妥当と思われる。

(2) 開発規模

要請は 1,000kWであるが、計画地点の地形、地質および河川流量また、現在および将来のルガンビルの電力需要規模を検討の結果、本計画は、発電設備出力 600kW(300 kW×２基）とし、将来 600kWの増設を行なうのが最適であると判断した。但し、将来の増設における工事の困難および既に運転されている本水力発電所の停止期間を最小限にするために、取水口から上水槽に至る水路工作物については増設分の使用水量を考慮して本計画を実施するのが適切である。以下に、電力需要想定および最適開発規

模の検討について述べる。

(a) 電力需要想定

ルガンビル市の需要実績および2010年までの需要想定は以下の通りである。

i) 需要実績

1984年から1990年までの発電量と販売電力量の実績をTable 4.2.2 に示す。

販売電力量は近年順調に伸びており、1987年から1990年までの4年間の平均の伸びは6.4%、1990年1年間には11.9%の伸びとなっている。

ii) 需要想定

一般にＧＤＰで表わされる需要家の所得水準と電力需要の伸びとの間には強い相関関係が見られる。ＧＤＰと需要の相関関係を用いた1次回帰予測法を採用して需要想定を実施した。過去（1984年から1990年までの）のＧＤＰと販売電力量の実績をTable 4.2.3 に示すが販売電力量はＧＤＰの変化に対応している。

ＧＤＰの伸びは5年間の平均で 2.2%、1988年から1989年の1年間の伸び 4.5%となっている。

ＧＤＰの伸びを2%、4%、 4.5%と仮定して販売電力量の伸びを想定した結果をTable 4.2.4、Fig 4.2.1に示す。この結果、ＧＤＰの伸び4%の販売電力量とＵＮＥＬＣＯの行なった年率6%の需要の伸びを考慮した需要想定値はほぼ同じである。

以上の検討結果から、将来のＧＤＰの伸び率4%および、このＧＤＰの伸びにより発生する電力需要の伸び率6%は、1987年から1990年までの4年間のＧＤＰおよび販売電力量の実績伸び率からみて妥当と判断される。

尚、ＵＮＥＬＣＯの電力需要の想定では、1990年の販売電力量の実績値 2.465 $\times 10^6$kWh/年を、そのまま1991年の需要値としているために、1年間の需要の伸びが考慮されない結果となっている。従って、本報告書においては、この誤りを修正し、年率6%の需要の伸びを考慮して1994年の販売電力量需要想定値を 3.112$\times 10^6$kWh/年とした。

ＵＮＥＬＣＯの想定値を基にした2010年までの需要想定をTable 4.2.5、Fig 4.2.2、4.2.3 に示す。この結果、電力量（Fig 4.2.2)については当面十分な余裕が有るが、ピーク電力（Fig 4.2.3)については2005年に負荷に対して供給が不足するので新規電源が必要である。

電化の促進、電力料金の低減により、民家、公共施設、工場などの需要増加が見込まれる。各施設、工場の聞き取り調査の結果を以下に示す。（　）内のkWは将来増加分

(1) ルガンビル市の未電化世帯約 840戸の電化（250kW）

(2) 学　校（10kW）

・サラカタ地区の聖ドミンゴ小中学校の電化

・聖ミシェル技術学校の教室照明灯の追加

・他１校の教室照明灯の追加

(3) 市役所（50kW）

・室内照明灯の追加、冷房装置の新設

(4) 病　院（80kW）

・室内照明灯の追加、冷房装置の新設、医療器具の追加

(5) 市内主要道路の照明追加（20kW）

(6) 市上水道ポンプ場（210kW）

既設ポンプ用ディーゼルエンジン90馬力３台を電気ポンプに変更する。

(7) タナフォ村の電化（60kW）

(8) 工業団地（3,200kW）

市の東部、西部に計画中であるが開発時期は明確ではない。

(9) 食肉加工場（80kW）

80kW増設工事は現在進行中

(10) 製材、合板工場（620kW）

・Melcoffee Sawmill Ltd.：既設ディーゼル発電設備を電化（200kW）

・Santo Veneer & Timbers：設備増設（190kW）

・他１社：既設ディーゼル発電設備を電化（230kW）

Table 4.2.2 ENERGY SOLD & GENERATION

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	AVERAGE ('86-'90)
ENERGY GENERATION								
Energy Gen.(Mwh)	2356	2367	2247	2291	2308	2461	2736	2,409
Peak Output(Kw)								
ENERGY SOLD								
Energy Sold(Mwh)	2160	2125	1925	2046	2063	2202	2465	2,140
Increase(%)	-	(1.6)	(9.4)	6.3	0.8	6.7	11.9	6.4
Peak Demand(Kw)	526	517	469	498	502	536	600	-
LOSS(%)	8.3	10.2	14.3	10.7	10.6	10.5	9.9	10.4

NOTES: Number in parentheses shows minus

Source:UNELCO

Table 4.2.3 ACTUAL GDP Vs Mwh

	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GDP	10,235	10,966	10,743	10,789	10,850	11,343
GDP Increase (%)	-	7.1	(2.0)	0.4	0.6	4.5
GDP Increase ('84-'89)(%)	-	-	-	-	-	2.2
Energy Sold (Mwh)	2,160	2,125	1,925	2,046	2,063	2,202

NOTES: Number in parentheses shows minus
Source:GDP: Statistics Office VANUATU
Mwh:UNELCO

Table 4.2.4

ENERGY SALES FORECAST IN RELATION TO GDP

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Mwh at 2% GDP	2,380	2,467	2,556	2,646	2,740	2,833	2,930
Mwh at 4% GDP	2,553	2,734	2,923	3,119	3,322	3,535	3,755
Mwh at 4.5% GDP	2,596	2,802	3,017	3,242	3,477	3,723	3,980
Forecast by UNELCO	2,613	2,769	2,935	3,112	3,298	3,496	3,706

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mwh at 2% GDP	3,028	3,128	3,230	3,335	3,441	3,550	3,660
Mwh at 4% GDP	3,984	4,223	4,471	4,729	4,997	5,276	5,567
Mwh at 4.5% GDP	4,248	4,528	4,821	5,127	5,447	5,781	6,130
Forecast by UNELCO	3,928	4,163	4,413	4,678	4,959	5,256	5,572

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Mwh at 2% GDP	3,773	3,888	4,006	4,125	4,247	4,371
Mwh at 4% GDP	5,869	6,183	6,509	6,849	7,202	7,569
Mwh at 4.5% GDP	6,495	6,876	7,257	7,691	8,126	8,581
Forecast by UNELCO	5,906	6,260	6,636	7,034	7,456	7,904

Fig. 4.2.1 ENERGY SALES FORECAST IN RELATION TO GDP

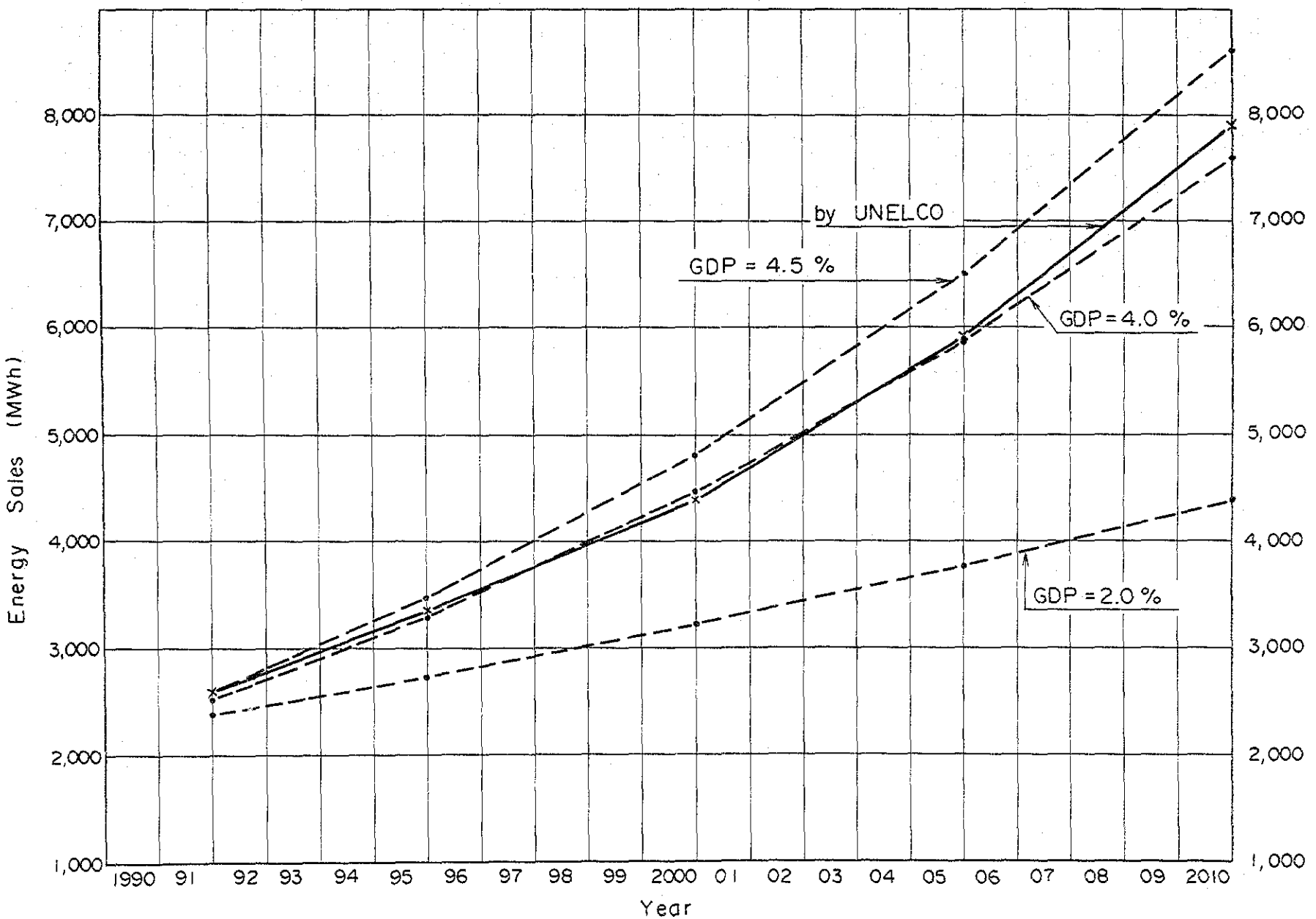


Table 4.2.5 ENERGY FORECAST(Kw & Mwh BALANCE)

Year	SUPPLY							SALES		BALANCE	
	By Diesel (Mwh)	By Hydro (Mwh)	Total (Mwh)	Loss (Mwh)	Dependable Supply(1) (Mwh)	Installed Output (Kw)	Dependable Output(2) (Kw)	Sales (3) (Mwh)	Peak Demand(4) (Kw)	Mwh (1)-(3) (Mwh)	Kw (2)-(4) (Kw)
1991	6,180	-	6,180	618	5,562	1,080	830	2,613	667	2,949	163
1992	6,180	-	6,180	618	5,562	1,080	830	2,769	707	2,793	123
1993	6,180	-	6,180	618	5,562	1,080	830	2,935	750	2,627	80
1994	6,180	2,578	8,758	876	7,882	1,380	1,130	3,112	795	4,770	335
1995	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	3,298	842	6,905	588
1996	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	3,496	893	6,707	537
1997	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	3,706	946	6,497	484
1998	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	3,928	1,003	6,275	427
1999	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	4,163	1,063	6,040	367
2000	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	4,413	1,127	5,790	303
2001	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	4,678	1,195	5,525	235
2002	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	4,959	1,266	5,244	164
2003	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	5,256	1,342	4,947	88
2004	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	5,572	1,423	4,631	7
2005	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	5,906	1,508	4,297	(78)
2006	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	6,260	1,599	3,943	(169)
2007	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	6,636	1,695	3,567	(265)
2008	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	7,034	1,796	3,169	(366)
2009	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	7,456	1,904	2,747	(474)
2010	6,180	5,156	11,336	1,134	10,203	1,680	1,430	7,904	2,019	2,299	(589)

Fig. 4.2.2 ENERGY FORECAST (MWh BALANCE)

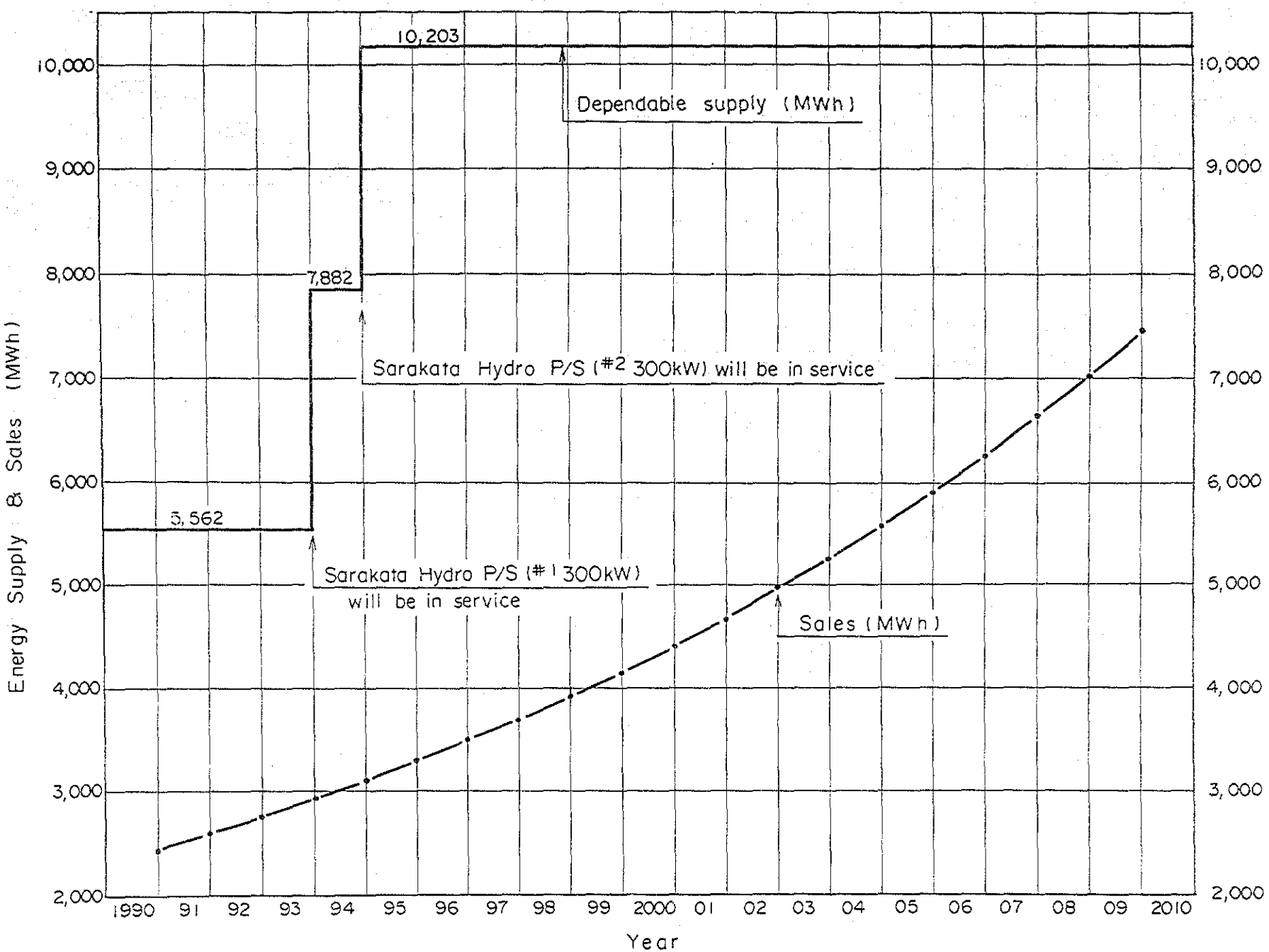
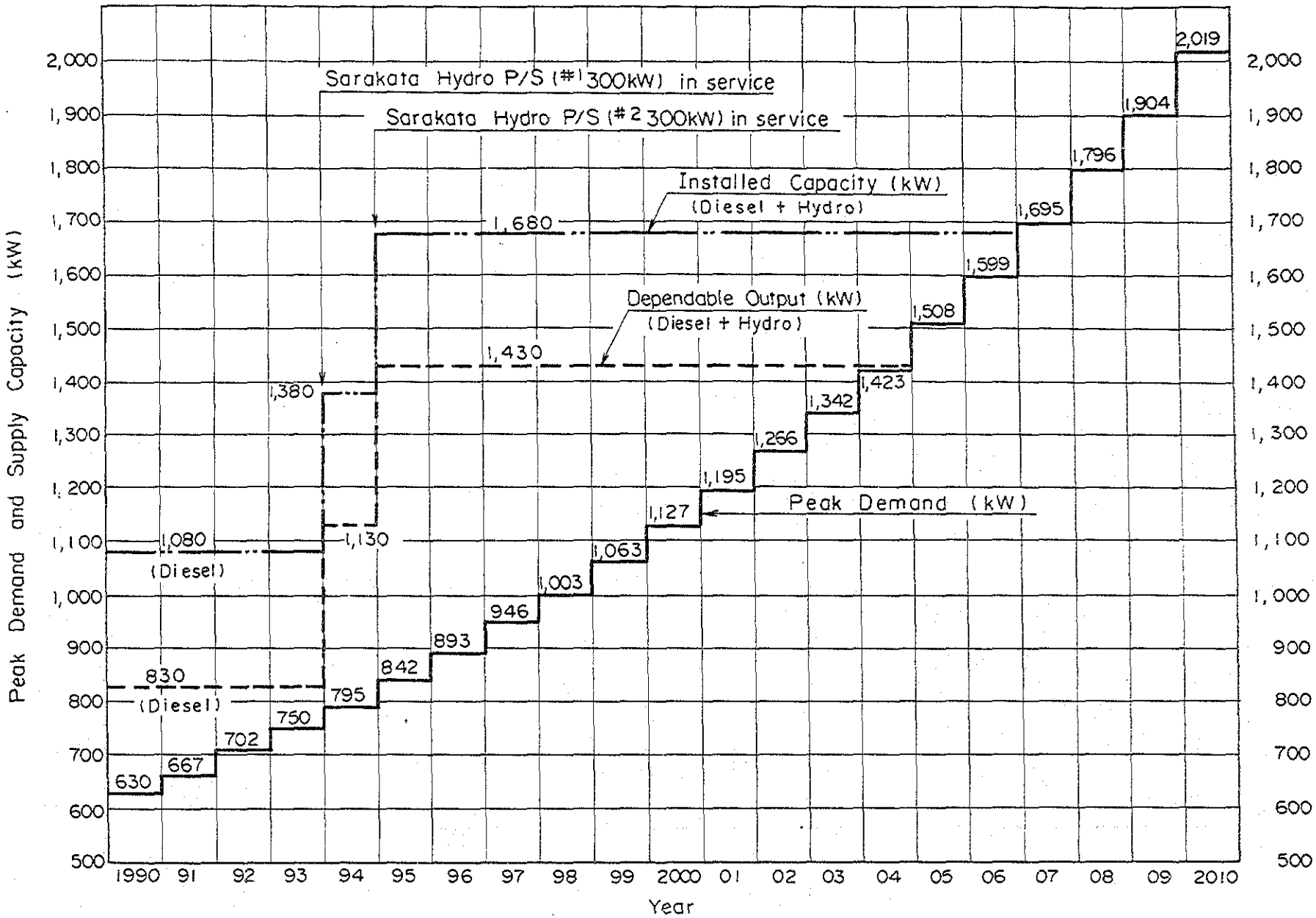


Fig. 4.2.3 ENERGY FORCAST (kW BALANCE)



(b) 最適開発規模

最適開発規模の検討における河川流量、設備出力案については次の条件を設定した。

1) 河川流量

観測所名 : SARAKATA COTE 110

河 川 名 : サラカタ川

標　　高 : +110m

流域面積 : 97.1km²

流量観測は1981年10月1日に開始されたが観測機器の流失等により欠測が多い。1982～1984年の3年間がほぼ完全で利用可能。

従って、この3年間のうちの中間流量を記録している1984年を代表年として使用する。（日平均流量記録をTable 4.2.6に、流況曲線をFig 4.2.4に示す。）

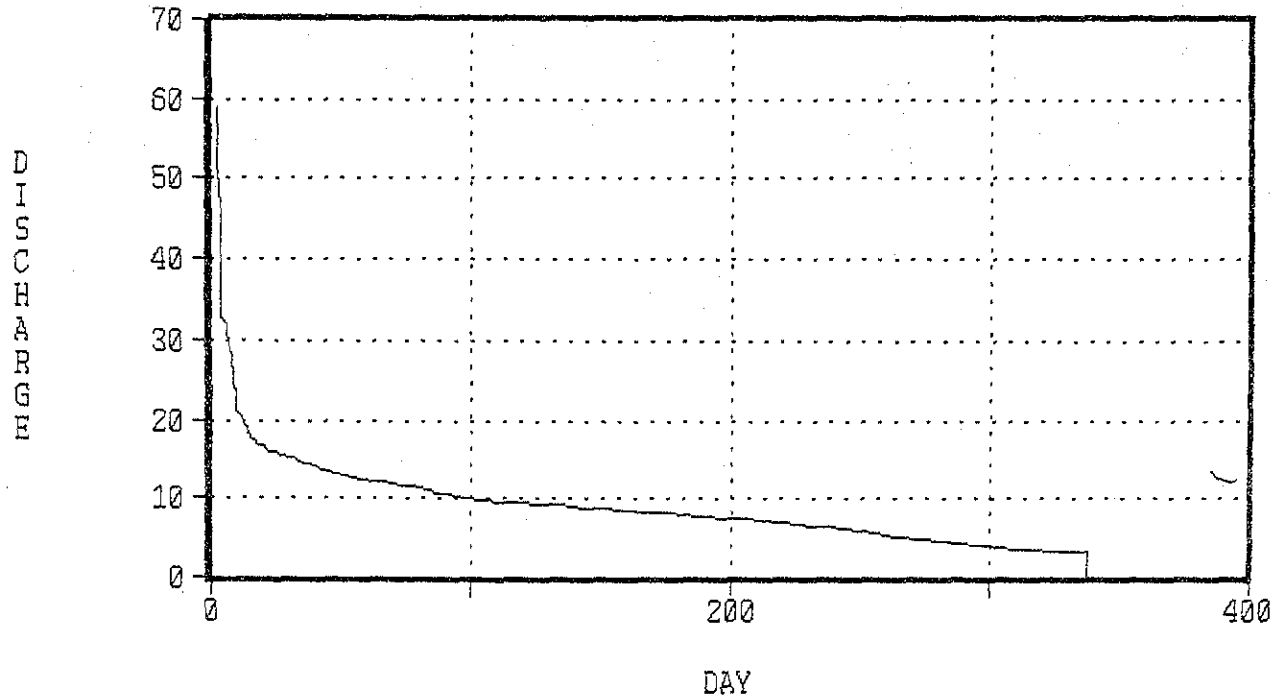
Table 4.2.6 MEAN DAILY DISCHARGE

Name of River : SARAKATA
Year : 1984
Catchment Area : 97.1 km2

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	
1	6.91	9.67	6.92	12.50	7.42	13.20	9.56	5.77	4.16	3.53	15.60	8.29	1
2	6.14	9.19	6.66	17.60	10.40	15.30	9.36	5.68	4.13	3.42	12.70	9.29	2
3	6.14	8.41	6.53	14.40	16.00	20.60	9.57	5.57	4.07	3.33	9.53	8.50	3
4	7.12	7.91	7.58	11.30	14.90	15.90	10.00	5.49	3.99	3.26	8.35	7.58	4
5	9.61	7.59	6.56	9.88	10.60	14.30	9.55	5.42	4.03	3.25	7.83	6.88	5
6	9.66	7.39	6.43	9.19	9.32	15.30	9.03	5.35	4.11	3.25	8.42	6.56	6
7	12.20	13.20	6.50	11.50	8.62	14.40	8.75	5.28	4.03	3.25	8.26	6.00	7
8	9.42	15.50	8.19	13.50	12.30	15.20	8.49	5.21	3.97	3.25	7.13	5.96	8
9	8.56	13.70	11.50	10.50	12.20	13.50	8.36	5.10	3.93	4.15	6.33	7.44	9
10	9.48	11.60	10.10	10.00	14.50	12.70	8.37	5.04	3.83	4.53	5.92	7.32	10
11	9.09	10.30	8.29	8.89	12.10	12.10	8.19	5.01	3.72	3.62	6.49	8.68	11
12	8.02	10.90	9.65		16.90	11.70	7.92	4.89	3.68	3.45	12.40	7.37	12
13	8.21	8.95	8.85		12.40	11.40	7.78	4.87	3.68	5.09	9.38	6.70	13
14	8.34	9.32	9.66		10.50	15.80	7.58	4.78	3.61	6.71	8.20	7.47	14
15	12.80	11.20	9.88		9.47	141.00	7.43	4.74	3.54	4.80	16.80	9.26	15
16	32.10	9.20	10.50		8.86	58.90	7.33	4.74	3.54	4.14	16.30	7.87	16
17	30.10	8.71	8.66	7.87	17.40	26.60	7.23	4.74	3.54	3.75	14.30	7.09	17
18	20.90	9.69	7.76		15.90	20.50	7.16	4.76	3.54	3.68	13.70	6.52	18
19	16.80	11.90	8.15		11.80	19.40	7.10	4.81	3.54	4.45	13.10		19
20	14.20	11.50	9.32		10.50	18.10	6.86	7.58	3.47	5.11	10.70		20
21	12.10	9.30	7.67		11.00	15.90	6.71	5.59	3.40	4.83	9.54		21
22	12.30	8.83	8.01		11.40	14.70	6.54	7.91	3.39	4.28	10.00		22
23	12.90	8.24	8.86		11.50	13.80	6.44	6.08	3.36	4.13	9.12		23
24	10.30	8.02	7.56		9.72	12.90	6.36	5.27	3.33	3.81	8.47		24
25	9.42	8.73	8.15		9.12	12.20	6.31	4.90	3.41	4.72	7.72		25
26	10.00	8.50	9.42		8.73	11.50	6.27	4.75	3.29	5.01	7.14		26
27	9.93	7.74	12.70		12.00	11.00	6.18	4.73	3.31	5.42	6.69		27
28	9.85	7.40	12.00	8.54	47.60	10.60	6.03	4.50	3.62	7.08	6.47		28
29	14.50	-	9.66	7.85	32.60	10.10	5.88	4.31	3.42	6.71	8.69		29
30	14.10	-	8.91	7.56	19.20	9.79	5.85	4.28	3.45	49.90	9.48		30
31	11.10	-	12.20	-	15.20	-	5.84	4.27	-	28.40	-		31
Average	12.01	9.74	8.80	10.74	13.88	20.28	7.55	5.21	3.67	6.59	9.83	7.49	9.65
Max.	32.10	15.50	12.70	17.60	47.60	141.00	10.00	7.91	4.16	49.90	16.80	9.29	141.00
Min.	6.14	7.39	6.43	7.56	7.42	9.79	5.84	4.27	3.29	3.25	5.92	5.96	3.25

Fig 4.2.4

SARAKATA RIVER 1984
DURATION CURVE (cms)



2) 設備出力案

項目 ＼ 設備出力	600kW案	900kW案	1,200kW案	1,500kW案
総落差 (m)	28.8	28.8	28.8	28.8
使用水量 (m^3/sec)	3.0	4.5	6.0	7.5
年間発生電力量 (10^6kWh)	5.155	7.264	9.018	10.044

但し、前項 4.2.3(2)(a)の電力需要と供給力のバランスから判断すれば、 900kW以上の各設備出力案については直ちにその全設備出力を建設する必要はない。従って、これらの案については段階的な開発を考慮する。また、単機出力は各案の設備出力および開発時点の電力需要規模を考慮しTable 4.2.7のとおりとする。

Table 4.2.7 開発ステージ

開発規模(kW)	単機出力、台数	Phase-Ⅰ		Phase-Ⅱ (将 来)
		Stage-Ⅰ	Stage-Ⅱ	
600	300×2	300×1	300×1	—
900	300×3	300×1	300×1	300×1
1,200	300×2 600×1	300×1	300×1	600×1
1,500	300×3 600×1	300×1	300×1	300×1 600×1

本計画の場合、流れ込み式発電所であること、および既設ディーゼル発電の燃料節減を目的とすることから、発生電力量当りの建設費が最小となる発電規模が最も経済的である。

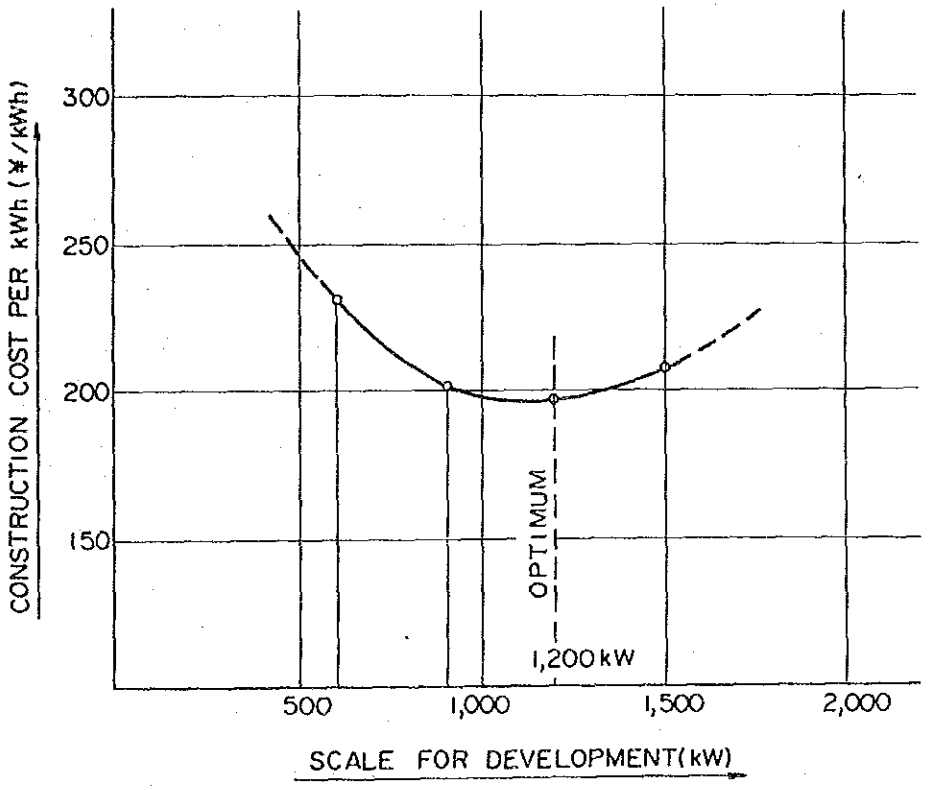
以上の条件を基に最適開発規模の検討結果をTable 4.2.8およびFig 4.2.5に示す。

Table 4.2.8 最適開発規模

開発規模(kW)	単機出力、台数	建設費 (10^6¥)	年間発生電力量 (10^6kWh)	kWh当りの建設費 (¥/kWh)	順位
600	300kW×2	1,188	5.155	230.46	4
900	300kW×3	1,463	7.264	201.40	2
1,200	300kW×2 600kW×1	1,775	9.018	196.83	1
1,500	300kW×3 600kW×1	2,079	10.044	206.99	3

Fig. 4.2.5

OPTIMUM SCALE FOR DEVELOPMENT



これらの結果から明らかな様に、開発規模 1,200kWの発生電力量当りの建設費が最小となり次いで、900kW 、1,500kW の順となっている。依って、本計画水力発電所の最適開発規模は 1,200kWとなる。

(3) 主要施設の内容

(a) 土木施設

構造物の形式、規模は、その使用目的および使用水量からみて概ね妥当である。但し、要請書による導水路ルートは左岸側に配置されており、調査団による現地踏査の結果、次の理由から右岸ルートが適切であると判断した。

・川の両岸とも崖を形成しているが、工事用道路および仮設備を考慮すれば、右岸側が有利であり工事費も安い。

・右岸側に水圧管路、発電所を配置するための地形的な適地がある。

(b) 水車、発電機

要請では、単機出力を 500kWとしているが、この単機出力は、計画地域の現在および将来の電力需要規模および発電機の故障停止時の系統への影響を考慮すれば過大である。従って、本計画においては単機出力を 300kWとするのが妥当であると判断した。また、水車の機種は本計画の有効落差、使用水量を勘案して、効率が高く事故率が低いフランシス型とした。

(c) 送電線

要請では、送電電圧を20kVとしている。前項4.2.3(2)の開発規模の検討結果およびヴァヌアツ共和国で使用されている電圧階級を考慮して15kVの送電電圧を採用した。

4.2.4 技術協力の必要性

前項2.4.2に述べたとおり、ヴァヌアツ共和国政府より本計画の実施、運営のために、下記の専門家、研修員について日本からの技術協力が要請された。

専門家	:	電力事業経営	2名（短期）
		水力発電所運転指導	1名（長期）
研修員	:	電気、機械技術	4名
		土木技師	1名

本計画が実施されれば同国で初めての水力発電所となる。完成後の発電所がその性能

を発揮し、良好な運転を継続するためには、運転、保修に直接従事する技術員の高度な技術力が必要である。

現在、ＵＮＥＬＣＯはヴァヌアツ国内に水力発電所を所有していないため、水力発電の経験者はいない。従って、本水力発電所の運転、保守がＵＮＥＬＣＯに委託される場合においても、要員の教育が必要である。将来、ＵＮＥＬＣＯが電力供給事業を政府に移管する時点では、これらの運転要員は政府職員に移行することになろう。

また、本発電所運転によりヴァヌアツ共和国政府が得る電化資金相当の報酬額の計算と徴収、電化計画の立案と推進および電力料金単価改訂についての対応等電力事業経営が要求され、この業務に携わる人材の教育が必要である。

これらの必要性を考慮した結果、日本からの技術協力は必要であり、要請内容も妥当であると判断される。

4.2.5　協力実施の方針

本計画の実施については、以上の検討によりその効果、現実性、相手国の実施能力等が確認されたこと、本計画の効果が無償資金協力の制度に合致していること等から、日本の無償資金協力で実施することが妥当であると判断された。よって、日本の無償資金協力を前提として、以下において計画の概要を検討し、基本設計を実施することとする。ただし、計画の内容については、要請の一部を変更することが適当であることは、計画の要請施設・機材の内容の検討において述べたとおりである。

4.3　計画の概要

4.3.1　実施機関および運営体制

ルガンビル市を含むヴァヌアツ共和国の電力供給は、同国政府との電力供給協定（2010年まで有効）に基づきＵＮＥＬＣＯが行なっている。本計画発電所完成後の運転・保守管理については、次に述べる理由から、当面はＵＮＥＬＣＯに委託することが現状では最善であると判断される。

① 電力供給協定の改訂を必要としない。

：政府直営または政府・ＵＮＥＬＣＯの共同企業体方式に依る場合には、現協定の大幅な見直しを必要とするため、2010年迄は困難。

② 運転・保守要員の確保が比較的に容易。

：現在の既設火力発電所要員の水力要員への移行は比較的容易。

政府直営方式に依る場合は困難。

③ 管理が容易で管理費が低額である。

：政府直営または政府・ＵＮＥＬＣＯ共同企業体方式に依る場合には、新たな管理組織の設立と人員配置が必要となる。

但し、ＵＮＥＬＣＯ委託方式に依る場合においても、ヴァヌアツ国政府は、政府報酬、電力料金単価の算定基礎となる本水力発電所と既設ディーゼル発電所の運転・管理状況の把握および電化計画の立案と推進等の業務を実施する機関を設立する必要がある。また、これらの業務を通じて電力行政の基礎を培い、2010年の同国への電力供給権の返還を容易にするように配慮する必要がある。

4.3.2 計画の概要

本計画は、サラカタ川流域のタナフォ村の下流約３㎞にある滝の落差約19.0ｍと日平均流量約9.65㎥／秒を利用して水力発電を行なおうとするものである。その計画は、滝の上流約 180ｍに高さ 9.5ｍのコンクリート重力式ダムを設置し、ダムに併設された取水口、沈砂池を経て 840ｍの無圧コンクリート開水路により 3.0㎥／秒の水を上水槽(Head Tank)まで導水する。上水槽まで導水された水は、サラカタ川右岸に設けられた地上式発電所まで直径 1.2ｍの水圧鉄管により導水される。

本計画は、発電設備出力 600kW(300kW×２基) とし、将来 600kWが増設可能な流れ込み式発電所として開発される。計画諸元は次のとおり。

計画諸元

河川名		：サラカタ川
流域面積		：91㎢
日平均流量	最大	：9.65㎥／秒
	最小	：2.84㎥／秒
有効落差		：27.8m
最大使用水量		：3.0㎥／秒
設備出力		：600kW
年間発生電力量		：5.16×10^{6}kWh

また、本発電所で発生する電力は、本計画で新設される電圧15kV送電線により約25km送電され、ルガンビル市内のＵＮＥＬＣＯ発電所地点で既設系統と連けいされる。

4.3.3 施設の概要

本計画の主要施設の概要は次のとおりである。

主要施設

1.	取水ダム	ｺﾝｸﾘｰﾄ重力式	：堤頂長×高さ；43.0m×9.5m
2.	沈砂池	自然沈降式	：巾×長さ×深さ；6.0m×15.0m×4.0m
3.	導水路	ｺﾝｸﾘｰﾄ開水路	：巾×長さ×深さ；2.5m×840.0m×2.0m
4.	上水槽	ｺﾝｸﾘｰﾄ水槽	：巾×長さ×深さ；4.0～6.0m×22.0m×5.5m
5.	水圧鉄管	鋼管	：径×板厚×長さ；1.2m×6㎜×69.5m
6.	発電所建屋	ｺﾝｸﾘｰﾄ２階建	：延床面積；143.0㎡
7.	管理用道路	砂利道	：巾（有効）×延長；3.0m×1.4km
8.	発電機器	水車	：出力　340kW×２基
			：型式　横軸フランシス型
		発電機	：出力　375kVA×２基
			：型式　三相期発電機
			：回転数　750rpm
			：周波数　50Hz
		昇圧用変圧器	：出力　750kVA×１台
			：電圧　3.3kV／15kV
			：型式　屋外形油入三相形
9.	送電線路	電圧	：15kV
		亘長	：28km
		降圧用変圧器	：出力　750kVA×１台
			：電圧　15kV／5.5kV
			：型式　屋外形油入三相形

4.3.4 維持・管理計画

ポートビラ、ルガンビル両ディーゼル発電所のＵＮＥＬＣＯの人員配置を参考のために表示するとTable 4.3.1の通りである。

現状では各部署の責任者は外国人によって占められているが、ヴァヌアツ共和国政府よりＵＮＥＬＣＯに対する電力供給の委託期限の切れる2011年以降になると、電力供給業務の一切はヴァヌアツ共和国政府が直接実施することになる。

Table 4.3.1 ＵＮＥＬＣＯ Man Power

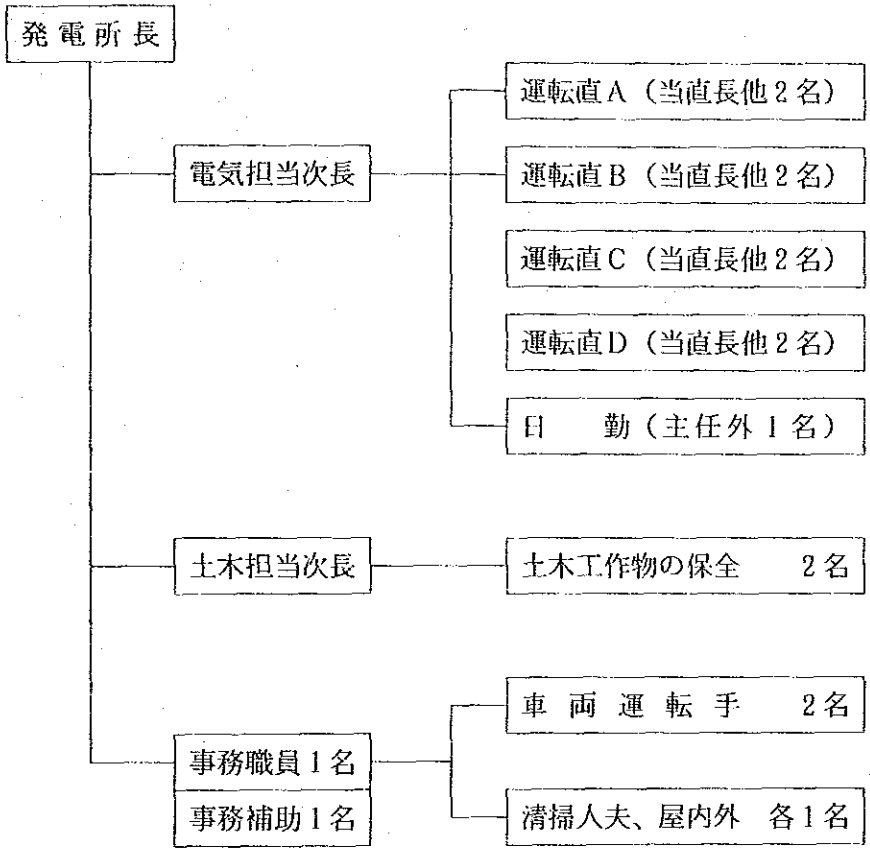
	Port Vila PS.		Luganville PS.	
	Expatriate	Ni-Vanuatu	Expatriate	Ni-Vanuatu
Power Station				
Manager	1		1	
Deputy Manager	2			
Operater		3		4
Maintenance		13		8
Others		2		2
Transmission and Distribution Line Maintenance Section				
Manager	1		1	
Deputy Manager	1	1	1	
Line Man		13		3
Labour		※10		※10
Energy Sales Section				
Manager		1		1
Duputy Manager		1		1
Meter Checker		4		4
Tariff Calculator		4		4
Others		2		1

※ shows unfixed employment

Source : ＵＮＥＬＣＯ

現状でのＵＮＥＬＣＯのポートビラ、ルガンビル両発電所の運転・保守体制を参照しつつサラカタ水力発電所の運用体制を定めるとTable 4.3.2の通りである。

Table 4.3.2　サラカタ水力発電所の運用体制



ここで送電線保守と電力料金徴集の職制を置かないのは下記の理由による。

(1)　送電線保守について

水力発電所運開時点における送電線はＵＮＥＬＣＯルガンビル発電所と直接結ばれ、分岐線もないので保守業務量も少ない。このため当分の間この送電線はＵＮＥＬＣＯに保守を委託する。

(2)　電力料金徴集業務について

新設送電線に分岐回路が建設されるまでは水力発電所の発生電力は、すべてＵＮＥＬＣＯに卸売されることになる。

このためＵＮＥＬＣＯルガンビル発電所入口に設置された取引用積算電力計の月１回の検針はＵＮＥＬＣＯ職員立合の上で水力発電所事務職員が直接行ない、これをポートビラ政府担当者に報告することにする。

このようにすれば当分の間電力料金の徴集業務は極めて簡素化される。

4.4 技術協力

本計画発電所完成後の運転・保守および電力経営について、本計画で意図する機能、効果を発揮させるために、これら業務に携わる人材の教育が必要であり、次に示す研修、専門家について日本からの技術協力が必要である。

1. 水力発電所の運転・保守技術

　－研　修（日本での研修）

　　電気、機械技術　　4名

　　土木技術　　1名

　－専門家派遣（長期）　　1名

2. 電力事業経営

　－専門家派遣（短期）　　2名

第 5 章
基本設計

第5章　基本設計

5.1　設計方針

ヴァヌアツ共和国は、国土が80以上の島から成り立っていることから経済、社会生活も島ごとに分断され、首都ポートビラで人口約19,000人、第2の都市ルガンビル市においては約 7,000人である。このような地勢上の理由から、各都市の規模は小さく、その都市機能を支えるインフラストラクチャーも初歩的なものとなっているために、同国の建設工事量は少なく、その規模も小さい。建設資機材は、木材、コンクリート骨材等を除きすべて輸入されている。また、建設工事のための労働力については、一般作業員については雇用可能であるが、技能工はその大部分を第三国ないしは日本から調達する必要がある。設計に当っては、これらの事情を考慮すると共に以下の点に留意する。

－計画地域は年間約 3,500㎜の降雨量があり、10月から4月にかけて集中するため、施行工程の検討において十分考慮する。

－計画地域は火山帯の一部に属しており、構造物の安定計算のための地震係数の決定においてこれを考慮する。

－計画地であるサント島は、サイクロンの通過ルートであることから、風圧の決定において、これを考慮する。

－工事施行および完成後の維持・管理が容易な構造物の配置および形状を考慮する。

－ヴァヌアツ共和国政府が負担して行なう工事については、その技術力、所要資金を考慮してその範囲を決める。

また、具体的な設計の方針は以下のとおりである。

① 将来 600kWの増設を考慮して、取水口から上水槽までの水路工作物は、本計画において 1,200kW対応の構造物を建設するものとする。

② 本計画水力発電所とディーゼル発電所は並列運転することを原則とするが一方の発電所の点検修理による停止の場合に他の発電所は単独発電運転を行なう。よって本計画水力発電所には周波数調整機能を付加する。

③ 本計画水力発電所とルガンビル市で稼働中のディーゼル発電所は15kVの新設送電線で接続され、両発電所の発生電力は既設配電線によりルガンビル市に配電される。

④ 土木工作物、発送電設備の運用、保守を容易にするため、装置の簡素化、メインテナンスフリーを指向するとともに、万一の故障にすみやかに対応できるよう、予備部

品などは十分に保有するように配慮する。

⑤ 工事、保守運用が容易に行なえるよう、また、自然林の伐開を最少にするように、送電線ルートは既設道路沿いに建設する。途中に散在する民家には現時点では配電しないが将来、配電を容易にするため分岐用設備を設置する。

⑥ 取水口、洪水吐、土砂吐ゲートはその使用頻度が少ない（1～2回／年）ことから手動操作方式とする。

⑦ 油流出による河川汚染防止の観点から水車発電機はオイルレス化を図る。（電動サーボモーター、オイルレスメタルの採用）

5.2 設計条件

収集資料および地点調査の結果、調査団が設定した設計条件は以下の通りである。

(1)	河川名称	サラカタ川
(2)	流域面積	91 km²
(3)	日平均流量（最大）	9.65 m³/s （1984）
	（最小）	2.84 m³/s （1983）
(4)	ダム地点	滝の上流約180 m
	ダム地点標高（河川敷）	114 m
(5)	発電所地点	滝の下流約700 m
	発電所地点標高（河川敷）	88 m
(6)	気象条件	
	i）気　温　（最高）	40 ℃
	（最低）	10 ℃
	ii）風　速	50 m/s（10分間平均値）
	iii）降雨量	3,500 mm/年
(7)	地震係数　（水平）	kh＝0.15
	（垂直）	kV＝0.10
(8)	発電所出力	300kW ×2台＝600 kW
(9)	発電最大使用水量	1.5m³/s×2台＝3.0 m³/s
(10)	送電線延長	約 28.0km

本プロジェクトの設計にあたっては、原則として次に示す日本の規格を適用するものとする。但しこれらの規格を使用しても既設発電所への送電線引き込みに問題が生じないように配慮する。

日本工業規格（ＪＩＳ）

日本電気規格調査会標準規格（ＪＥＣ）

日本電気工業会標準規格（ＪＥＭ）

日本電線工業会標準規格（ＪＣＳ）

電気設備に関する技術基準

水門鉄管技術基準

5.3 基本計画

5.3.1 施設の配置

施設の配置計画は、本計画発電所の設備出力、地形、アクセスおよび各構造物の規模を考慮し、次のとおりとする。

(1) 取水ダム

ダム位置は、洪水時の設計流量640㎥/秒を安全に流下させ、また、工事中の仮排水を容易にするために滝上流約 180mの河川敷巾が広く、両岸の傾斜が緩やかな場所とした。

(2) 取水口、沈砂池

取水口、沈砂池は、運転、保守のためのアクセスが容易で、工事費が安いダム併設式とした。

(3) 導水路ルート

導水路ルートは現地踏査を行った結果、次の理由からサラカタ川右岸側とした。

1) 導水路ルートは河川の両岸とも切り立った崖を形成しており、特に左岸側が顕著である。導水路の通過する標高を考慮すれば右岸側が掘削量が少なく経済的である。

2) 導水路工事用および発電所完成後の保守用としての道路が必要であるが、右岸側が地形的に有利である。

3) 発電所位置は、右岸側に適当な場所があること。

(4) 上水槽、水圧管路および発電所位置

発電所は、設置される機器および構造物を落石、土砂崩落等の危険から守るために

滝の下流約 660mの法面の緩やかな安定した場所を選定した。また、洪水時の河川水位の上昇および洗掘を考慮して出来るだけ流水が直接に当たらない場所とした。

(5) 送電線ルート

送電線ルートは、工事中および完成後の維持・管理が容易で、自然林の伐開が最少となるように既設道路に沿って計画した。

5.3.2 施設計画

(1) 取水ダム

取水ダムは、工事量、洪水吐容量を検討の結果、コンクリート重力式の越流型とし、上流側を垂直、下流側を1：1.0の勾配とした。また、越流頂長40.0m、越流水深4.0mとした。ダム地点の河床および右岸側斜面には、河道に沿って連続的にさんご石灰岩が露頭しているが、その表層はかなり風化して多孔質である。従って、ダム基礎部分は新鮮な岩盤まで掘削することを考慮した。また、ダムの上、下流端部分には、カット・オフを設け漏水および洗掘防止を図った。

(2) 取水口、沈砂池

取水口は、木材などの流下物が直接取水スクリーンに衝突、取水妨害をさけるため取水角度を河道に直角とし、流入時の水頭損失を小さくするためにスクリーンの通過流速を50cm／秒に制限した。また、沈砂池は取水口直後に設け、洪水時の下流水位による影響を受けない標高に余水吐越流頂を設定した。沈砂池内では、水の流速を30cm／秒以下に減速させて粒径 1.0mm以上の土砂を沈澱させ、沈砂池末端に設けた排砂ゲートにより沈澱した土砂を取り除くことが出来る構造とした。

(3) 導水路

導水路は、岩盤を掘削して造られることになるが、通水量、水路勾配、損失落差、施工条件、工事期間および完成後の管理の容易さ等を考慮して、コンクリート台形開渠とし、落石岩の恐れのある部分にはコンクリート蓋を設置する。

また、導水路内の通過流速は最大 1.5m／秒、水路勾配は 1/1,000とした。

(4) 上水槽、余水吐

水圧管路入口部に水槽を設置する。水圧管路呑口部の水深は、空気の混入を避けるため鉄管路の管径以上の水深がとれる構造とした。

発電停止時の流水を処理するために、水槽の側部に自由越流式の余水吐を設けるこ

ととした。更に水槽内に流入した土砂を排出するため、土砂吐ゲートを設けることとした。

余水路は、直径 1.0m、板厚 6 ㎜の鋼管構造とし、河川へ放流することとした。

(5) 水圧管路

水圧管路は、管路の安定性を考慮し、地形の勾配が緩やかな場所を選定した。構造は、直径 1.2m、板厚 6 ㎜の普通鋼鋼管とし、接手はフランジ方式とした。管路の始終端および屈曲部にはアンカーブロックを配置すると共に直接部にはサドルブロックを設けた。

(6) 発電所および放水路

発電所建屋は鉄筋コンクリート作りの 2 階建とする。1 階には水車発電機およびその補機器を設置し、更に水車発電機 1 台分の組立、修理用スペースを設ける。2 階には配電盤室、事務室、予備品倉庫および主要変圧器（屋外型）を設置する。

水車発電機は洪水時の水位上昇による影響を受けないように高い位置に設置する。

放水路は、岩盤を掘削した素掘りの開水路とするが、発電所放水口構造物の安定を計るため、放水路始点部には一部敷コンクリートを設けた。

5.3.3 機材計画

(1) 電気設備

既設ディーゼル発電所に送電線で連けいされる本プロジェクトの設備設計においては既設設備との整合性に十分注意をはらう必要がある。更に経済性、保守の容易性を考慮の上設計する。

ヴァヌアツ共和国の電気方式は以下の通りである。

高圧配電電圧	3 相　5.5kV
低圧配電電圧	3 相　4 線式　380/220V
周　波　数	50Hz
周波数変動許容値	± 2 %
電圧変動許容値	± 7 %
発 電 設 備	ディーゼル発電機 5 台（設備出力 1,080kW）

1) 水車発電機の選定

水車発電機選定の大前提は以下の通り

(a) 通常、既設ディーゼル発電所と並列運転されるが、それぞれの出力配分は水主火従方式とする。すなわち水力発電所をその時の最高出力で運転し、不足分の需要をディーゼル発電所が負担する。需要の少ない夜間はディーゼル発電所を停止し水力発電所のみ運転となる。結果として水力発電所は点検、事故時以外は連続運転される。

(b) 一方の発電所が点検、事故などにより停止する場合は他方の発電所の単独運転となる。

水車機種の選定は基本的には有効落差と使用水量によって決まる。 Fig 5-3-1に、落差と使用水量からみた水車機種選定図を示した。

図によれば本プロジェクトの諸元（有効落差29.5m、使用水量1.45m³/s）からフランシス水車又はクロスフロー水車が適しているが、フランシス水車はクロスフローに対して以下の利点をもっており長期間連続運転の必要な本プロジェクトに有効と判断した。

- 水車効率が高い
- 騒音が少ない
- 製作実績、運転実績が格段に多く事故も少ない。本プロジェクトは流れ込み式で、落差変動もほとんどないこと、流量も一定していることからランナーキャビテーションの発生も少ない
- ランナーをはじめ部品類が標準化されており万一の事故にも対応しやすい

発電機の機種は同期又は誘導発電機が考えられるが誘導発電機の特性から単独運転が出来ないため同期発電機を採用する。

主機の台数は点検時、事故時にも一台は必ず発電可能とすること、および、経済性を考慮して２台とする。

以下に機器概要を示す。

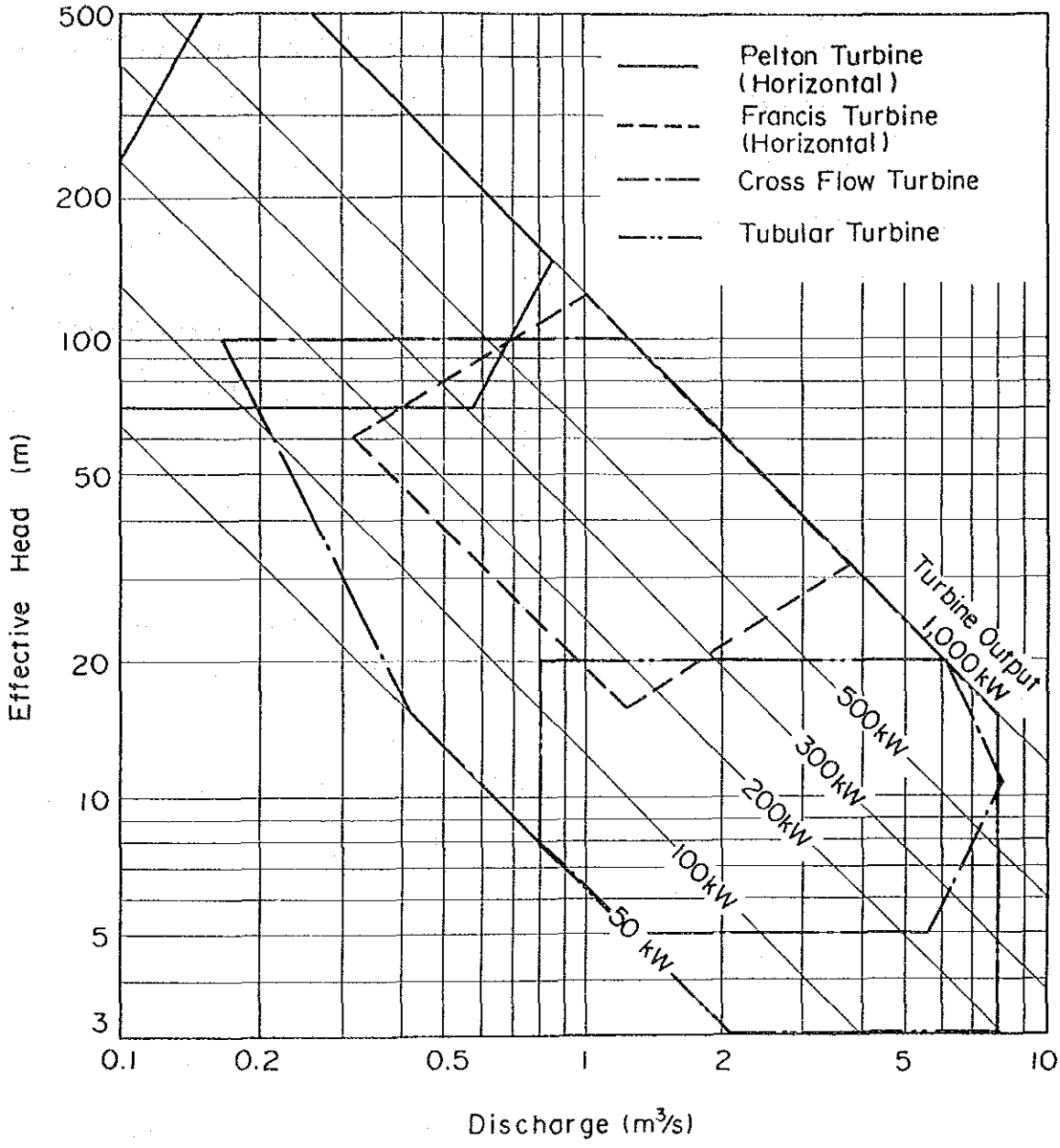
水　車

型　式	横軸フランシス水車
出　力	330kW
台　数	２台

発 電 機

型　式	３相交流同期発電機
出　力	375kVA　　力率 0.8（遅れ）
周波数	50Hz

Fig 5.3.1 Selection Figure of Water Turbine Type



(2) 送配電設備

送電線は、新設発電所に隣接して設置する昇圧用変圧器から、ルガンビルの中心付近にある既設ディーゼル発電所に設置する降圧用変圧器までとし、15Vの電圧で送電する。

配電線については、既設配電線が市内に十分配備されていること、今後拡張されるであろう配電網は、ヴァヌアツ共和国側の努力に委ねる事とし、今回の事業範囲から除く事とする。

新設する送電線と、将来分岐される配電線とのつなぎ込みについてはヴァヌアツ共和国側の責任において実施する。

1) 送電線のルート選定および亘長

送電線のルート選定にあたっては、経過地域の自然および社会環境と調和をとり、かつ技術的対応が可能である事を考慮し、その選定を行った。

具体的には、下記に示す事項に留意した。

i 自然環境と調和がとれること。

- 自然公園、名勝地などの自然景観を損なわない。
- 自然林、植林地帯の伐採を少なくして動、植物への影響を最小限にする。

ii 社会環境と調和がとれること。

- 人家、公共施設、文化財、史跡などを避ける。
- 生産性の高い土地および復元の困難な土地などを避ける。

iii 技術的に調和がとれること。

- 設備の安全性が高く、保守が容易である。
- 建設費が経済的である。
- 施工が容易であり、所定の工期に完成できる。

送電線ルートは別紙「送電線ルート」の通りとした。

送電線は、発電所新設地点から、ダム・発電所新設工事用道路（約 3.0km）に沿って北上し、ルガンビル～タナフォ間の既設幹線道路に出る。

この間、発電所新設地点からダム地点進入路までの約 1.0kmは密林地帯であり、工事用道路に隣接して送電線を建設しても、将来は樹木が成長し、電線に接近・接触し、電気事故が多発することが充分に予測される。因ってこの区間については絶縁電線を使用する。

新設工事用道路と既設幹線道路の接点から、需要地域のルガンビルまでの送電線は、ルガンビル～タナフォ間の既設幹線道路沿いに建設する。この間、約25.0kmである。

送電線の亘長を短縮して、電線・支持物・碍子などの主要資機材費用を最小限に抑えるため、発電所新設地点から、需要地域のルガンビルまで直線で結ぶ事も考えられるが、密林地帯の真ん中を通過する事となり、施工の難易度は高く、自然林の伐採量も莫大な量となり、建設工事費全体から比較すれば、既設幹線道路沿いに送電線を建設する方が、経済的であると判断する。また、送電線を保守する事を考えると、当然のことながら、幹線道路に沿った送電線ルートになる。

送電線の総亘長は、約28.0kmとなる。全体的には、起伏の少ない牧草地帯を通過する事となり、施工・保守の両面から見ても容易であろうと判断できる。

2) 送電線の設計

(a) 送電線の電気方式

i 送電電圧

送電線の電圧階級は、既設配電線に用いられている 5.0kV、15.0kVとこれらの中間階級の11.0kVおよび上位階級の22kVの 4 種類が考えられる。

5.0kV 、11.0kV、15kVおよび22.0kVの各電圧を採用した場合の経済比較を実施した結果、一応、22.0kVの電圧を、送電線の電圧階級として設備する事が経済的となる結論を得た。

(b) 送電線の安全率、風圧荷重

送電線路を設計する際の安全率、風圧荷重は、既設設備と同等もしくは、それ以上の値を用いる事とし、以下の値を採用する。

i 安全率

項　　目	設　計　値
支持物（電柱）	2.0
電　　線	2.0
碍　　子	2.5
支持物用支線	2.5
架空地線その他	2.5

ii 風圧荷重

項　　目	設　計　値
支持物（電柱） 電　　線	120kg/m² 150kg/m²

(c) 電線々種の選定

i 絶縁電線の採用

送電線ルートが、以下のような場所を通過する場合は、絶縁電線を採用する。

・ 市街地区域

既設配電線および建物等工作物と新設送電線の電線との接近、接触による電気事故を防止する。また、市民が不用意に触れ、感電する事を防ぐ。

・ 樹木、草木が密生し、伐採が困難な区域

新設送電線の電線と樹木等が接触する事による、火災および電気事故の発生の危険性を最小に抑える。

ii 鋼心アルミより線およびアルミ覆鋼心アルミより線の採用

送電線の電線の種類としては、銅より線、アルミより線があり、電気性能および機械的強度に関して、銅より線は、アルミより線に較べ優れているが、価格の面でアルミは、銅の60%以下となり、絶対的な優位を保っており、一般的にはアルミより線を用いる。

アルミより線の電気的性能を補うため、若干のサイズ（断面積）アップが必要となるが、その価格が反転する事は無い。

機械的な補強は、より線の中心線に、鋼線を使用する事によって銅より線以上の機械的強度を有する事となる。

機械的強度が優れていると言うことは、支持物と支持物との間隔（径間長）を長くする事ができ、送電線の建設費（主要資機材）の大部分を占める支持物（電柱）の数量を減らし、より経済的な送電線の建設が可能となる。因って、電線の線種は、鋼心アルミより線を採用する。

鋼心アルミより線の欠点は、中心線の鋼線が腐食する点にある。塩分、大気汚染等の腐食の原因となる成分が少ない一般の地域では、鋼線に亜鉛を鍍金する事により、腐食を防ぐが、本プロジェクトの送電線予定ルートは、太平洋の島内であり、空気中の塩分が異常に多く、前記の亜鉛鍍鋼線では鋼線の腐食を

防止するのは困難である。因って、鋼線の外側に薄いアルミの膜を被覆した、アルミ覆鋼心アルミより線を採用する。

iii　送電線に採用する電線々種は以下の通りとする。

項　　目	電線々種およびサイズ
絶縁電線	ACSR-OE 58mm² 屋外用鋼心アルミ導体ポリエチレン絶縁電線
裸　　線	ACSR/AC 58mm² アルミ覆鋼心アルミより線

(d)　支持物の種類および標準径間の設定

i　支持物の種類

支持物（電柱）は、一部の地域を除きコンクリートポールを採用する。理由は以下のとおりである。

- 本プロジェクトの送電線予定ルートは、太平洋の島内であり、耐腐食性に優れ、なおかつ、台風等の強風に耐えうる充分な強度を有するコンクリート製の電柱が必要である。
- 送電線予定ルートは、その大部分が道路に隣接して建設される事から、重量物のコンクリート製電柱の運搬、施工に関しても問題は無い。
- 機械的強度が他の電柱（木柱、鋼管柱、H鋼柱）に比べ特に優れており、支持物間の径間長を長く設計することができる。

この事は、電柱の数量を減らすことができ経済的である。

送電線予定ルートが、道路付近を通過せず山間部となる発電所付近の支持物については、鋼管継柱を採用する。

理由は以下のとおりである。

- 鋼管継柱は、分割が可能で、人肩による運搬に頼らざるを得ない地点の、運搬および施工が容易となる。

機械的強度を補うため、支持物間の径間長を短くする事から、支持物の数量は多くなるが、鋼管継柱を採用する区間は短く、コンクリート柱を設置するために、専用の道路を設備する事と比較すれば工事費は安価となる。

耐腐食性に関しては、鋼管継柱の鍍金（亜鉛メッキ）の厚さを厚くした、重

メッキを施す事で対処する。

ii　標準径間の設定

支持物（電柱）と支持物との水平距離、つまり径間長の標準的な長さを設定する条件を以下の通りとする。

・　電線の安全率

電線の最大使用水平張力は、最悪条件時（高温季、台風時）に電線支持点にかかる張力が、最小引張荷重（断線の荷重）の50％未満（安全率 2.0以上）になるよう設定する。

また、常時条件（平均気温、無風）における電線の水平張力、つまり、常時平均張力は、最小引張荷重（断線の荷重）の20％以下程度となるよう電線の最大使用水平張力を設定する。

・　電線の荷重条件

電線の安全率を算出する為の気温別荷重条件を、以下の表の通り設定する。

気　温　別　荷　重　条　件

気　　温	荷重方向および荷重種類	
	垂直方向	水　平　方　向
最高40℃（高温季）	電線自重	電線の投影面積にかかる強風時の風圧荷重の50％
最低10℃（低温季）	電線自重	電線の投影面積にかかる強風時（台風）風圧荷重
平均25℃（常　時）	電線自重	無　し

・　電線の高さ

架空電線の地表上の高さ（垂直距離）は、下記の値とする。

項　　目	高　　さ
地　　表	5.0 m
道路横断	6.0 m

・ 架空電線と他の工作物との最小離隔距離

項　　目	遠 隔 距 離
建　　物	5.0 m
電　話　線	5.0 m
高 低 圧 線	1.0 m
植　　物	1.0 m

・ 電線弛度の計算

電線弛度の計算は、放物線（Parabola）近似式を用いる。

前記の設定条件（電線の安全率、電線の荷重条件、電線の高さ架空電線と他の工作物との最小離隔距離）における、送電線の標準径間長を下記の通り設定する。

送 電 線 の 標 準 径 間 長

送電線経過地	標 準 径 間 長
山　間　部	50 m
平　坦　地	80 m

(e) 碍子の種類

送電線の碍子は、電気的性能において、海岸に隣接して設置された送電線としての汚損区分（塩分付着量0.5mg/cm²以上）に充分耐えうる絶縁耐力を有するものとし、懸垂碍子（JIS C 3810）およびラインポスト碍子（JIS C 3812）または、これと同等以上の性能を有するものを使用する。

機械的性能として、電線を引き留める碍子（耐張碍子）は、電線の使用最大張力（支持点）の 2.5倍以上に耐えられるものとし、電線をつりさげる碍子（懸垂碍子）は電線の垂直荷重と水平横荷重との合成荷重の 2.5倍以上に耐えられるものとする。

また、電線を支持する碍子（支持碍子）は、碍子の軸方向に加わる水平荷重または水平横荷重の 2.5倍以上に耐えられるものとする。

(3) ダム橋梁、ゲート、スクリーンおよび水圧鉄管

土木施設に付随するゲート、スクリーンおよび水圧鉄管は次の通りである。

(a) ダム橋梁

－鋼　桁（桁高80㎝、桁数２本、支間10.0m）　：４径間

－高　欄（橋長40.0m、取付部20.0m）　：120m

(b) ダム土砂吐ゲート

－ゲート（高さ 2.0m、巾 2.0m）および捲上機　：１門

(c) 取水口スクリーンおよびゲート

－スクリーン（高さ 2.2m、巾 5.5m）　：１Set

－ゲート（高さ 2.2m、巾 2.0m）および手動捲上機　：１門

(d) 沈砂地ゲート

－ゲート（高さ 0.5m、巾 0.5m）および捲上機　：１門

(e) 上水槽スクリーン、ゲートおよび余水吐鉄管

－スクリーン（高さ 4.5m、巾 6.4m）　：１Set

－ゲート（高さ 1.0m、巾 1.0m）および捲上機　：１門

－余水吐鉄管（径 1.0m、板厚６㎜、長さ35.0m）　：１Set

(f) 水圧鉄管

－水圧鉄管（径 1.2m、板厚６㎜、長さ69.5m、分岐管）：１Set

(g) 放水口スクリーン

－スクリーン（高さ 2.0m、巾 3.0m）　：２Set

5.3.4. 環境に対する配慮

(1) 発電取水に伴う環境の変化

本計画は短水路で必要な有効落差を得るために既存の滝の上流に取水堰堤を設備し、滝の下流に発電所を設置する。

最渇水期においては滝の水量の減少が懸念されるが、この期間は年間約50日位である。将来この滝が観光開発に利用されることになると、この50日間は発電所は１台運転または部分負荷運転として、滝の必要最低流量を確保する必要が生ずるかもしれない。

水力発電所の運転制限時はルガンビルディーゼル発電所を焚増しすれば電力供給の支障はない。

年間を通じて 300日以上は水力発電所を2台運転しても十分の余剰水量が堰堤から放流されるので滝の美観を失うこともなく、また堰堤・発電所間の流況に著しい変化を与えて植生に影響を与えることは皆無である。

(2) 堰堤より上流部の変化

取水堰堤を設けることによってサラカタ川の水位は取水口部で現状より 6.8mの水位上昇となり、湛水尻は上流約 800mに達するが、この部分は両岸が非常に狭隘で湛水によって現植生が冠水する部分はごく少なく、これによって植生が影響されることはないと思われる。

また、この附近の住民は皆無で堰堤の湛水によって生活の基盤が失われることはなく、むしろ、この湛水池内での川エビ、魚の養殖が可能となりタナフォ村民にとっては経済的な収益を得ることになる。

将来サラカタ川右岸への交通は堰堤上の通路が利用できるので、タナフォ村住民などに対しては多大の便益を与えることになる。

(3) 発電所より下流の流量の変化と汚損

本発電所は流込式であるため、発電所下流は常時自然流量が確保されるので、流量変化に伴う漁業の影響、植生の影響は皆無である。

また、水力発電所は原則として汚損廃水を排出しないので河川水の汚損の心配はない。

(4) 発電所における騒音について

水力発電所は火力発電所に比較して騒音は少なく問題とはならない。また、この発電所は両岸台地より約30m以下の谷底に位置するので左岸台地の既存の牧場の動物に対して騒音による被害は発生しない。

右岸台地は現在原野のまま放置されているが将来牧場などの用途が開けても左岸台地同様に騒音被害は発生しないものと思われる。

以上見て来たようにサラカタ川水力発電所の建設による環境問題の発生はない。

5.4 施工計画

5.4.1. 施工方針

本計画発電所の施工計画の立案にあたっては、定められた工期内に目的とする機能と品質が保証される施設をいかに経済的に建設するかについて考慮が払われなければならない。

本計画の施設の工事施工についての方針は次のとおりとした。

(1) 労働力の確保

基本的には、ヴァヌアツ共和国内において雇用する。しかしながら、世話役、電工、機械工、重土木機械運転工、坑夫、鉄筋工、配管工等の技能工については、質、量的に同国内ですべて確保するのは困難であるため、第三国からの補完を考慮する。

(2) 技術者派遣

前項(1)のなかで述べた技能工のうち、特に技術力、熟練度を要求される技術者、例えば、水車、発電機および送電線の据付け、調整の電工、機械工、世話役等はヴァヌアツ国ないしは第三国のフィジーにおいても調達は不可能であることから、これら職種については日本からの派遣を考慮する。

(3) 工事用資機材の調達

工事用機械はヴァヌアツ国内からの調達を優先的に考慮する。しかしながら、これら機械の能力、信頼性が工事工程に大きな影響を与えるので、主要機械の一部は日本国内から調達することを考慮する。また、工事用資材については、すべて輸入品であることから、必要とする機能、耐久性および経済性を比較検討のうえ、調達先を決定する。

(4) 現地業者の活用

現地業者の活用方法として、一部施設の完全な下請け（品質、工程管理を含む施設の施工）があるが、水力発電施設の建設が同国では初めてであり、現地業者では経験がないことから、この方法の採用は困難である。従って、労務員の確保、コンクリート用骨材の調達または工事用機械のリース等が可能と思われる。

5.4.2 施工監理計画

施工監理の主な業務は品質管理、工程管理、安全管理である。

また、施工監理中の相手技術者への技術移転にも重点を置く。コンサルタントの業務

内容を Table 5.4.1に、実施体制を Fig. 5.4.1 に示す。

(1) 実施設計

詳細設計に先立ち、コンサルタント（プロジェクトマネージャー、地質技師、測量技師、発電技師、送電技師、各１名）を現地に派遣し詳細な現地調査（約１ヶ月）を行なう。

選任されたヴァヌアツ技術者も現地調査に参加し、計画内容について協議、調整を行なう。帰国後、詳細設計、入札書類作成、入札および評価を行なう。

(2) 施工監理

現地での施工監理のためにコンサルタント技術者を次の通り派遣する。

ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄﾏﾈｰｼﾞｬｰ（１名）：工事開始から終了まで

地 質 技 師（１名）：随　時

発 電 技 師（１名）：発電設備据付開始から試験終了まで

送 電 技 師（１名）：工事開始から終了まで

試験担当技師（１名）：試験期間

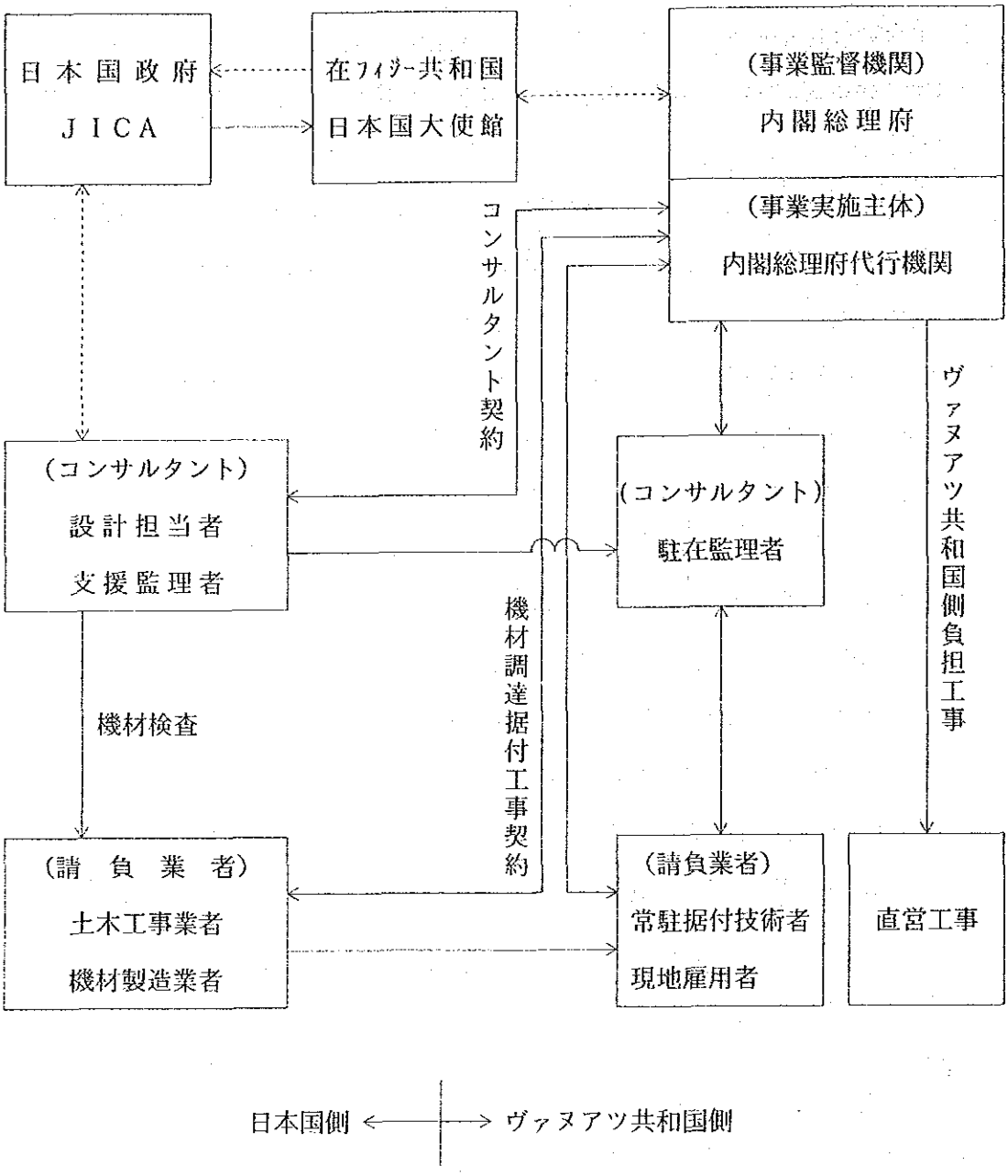
本計画で採用する機械器具の設計、製作の工程、品質管理のためコンサルタント（土木、電気、送電）技師が日本国内で随時従事する。

施工監理中の技術移転を効果的に行なうために各部門（土木、地質、発電、送電）にヴァヌアツ側担当者をそれぞれ配置する。

Table 5.4.1　コンサルタントの業務内容

	現地での業務	日本国内での業務
実 施 設 計	現地調査、ヴァヌアツ政府との協議および資料収集	詳細設計、入札書類の作成、入札および評価
施 工 管 理	施工上の工程管理 〃　品質管理 安全管理 技術移転	設計、製作上の承認および工程管理 工場製作についての品質管理

Fig 5.4.1　事業実施体制



5.4.3 資機材調達計画

本計画発電所の建設に必要な資機材の調達は、原則として現地調達を考慮する。しかしながら、現在、ヴァヌアツ共和国内で生産されている資機材は、殆ど加工を必要としない木材、コンクリート骨材を除き皆無である。もちろん、セメント、鉄筋等の土木資材を同国内で調達することは可能であるが、すべて小口で輸入されており量的、価格的に国内調達は困難である。また、発送電およびゲート・ペンストックの資機材も、現地生産はされておらず、第三国または日本からの調達が必要である。

(1) 土木施設の建設材料

土木施設の建設に必要な主な材料は、セメント、鉄筋、コンクリート骨材である。これら材料の調達先については、量、質および価格を比較検討の結果、セメント、鉄筋については、フィジーとし、コンクリート骨材については現地とした。

(2) 発送電機材およびゲート、水圧鉄管

機械の機能、品質および納期を考慮して、主要機材は日本からの調達とした。

本計画発電所の実施にかかわる主要資機材の調達区分を Table 5.4.2に示す。

Table 5.4.2 主要資機材の調達区分

現地調達	第三国調達	日本調達
ｺﾝｸﾘｰﾄ骨材（砂利、砂） 木　材 ガソリン、灯油	セメント 異形鉄筋	水車および補機 発電機 制御盤 変圧器 送電線一式 ゲート、スクリーン 水圧鉄管 土木工事用雑資材

5.4.4 実施工程

実施工程表を Fig. 5.4.2 に示す。工事の規模から2期に分けて事業を実施する。

(1) 各期毎の事業内容は以下の通り。

(a) 第一期事業（請負契約から工事完了まで12ヶ月間）

- 実施設計
- 既設道路からダムまでの進入道路の建設（ヴァヌアツ共和国負担事業）

・土木構造物（ダム、沈砂池、水路、水槽、水圧鉄管、発電所建屋）の建設

・水車発電機および付属設備（1台分 300kW）の据付、試験

・送電線の建設、試験

(b) 第二期事業（請負契約から工事完了まで11.5ヶ月間）

・実施設計

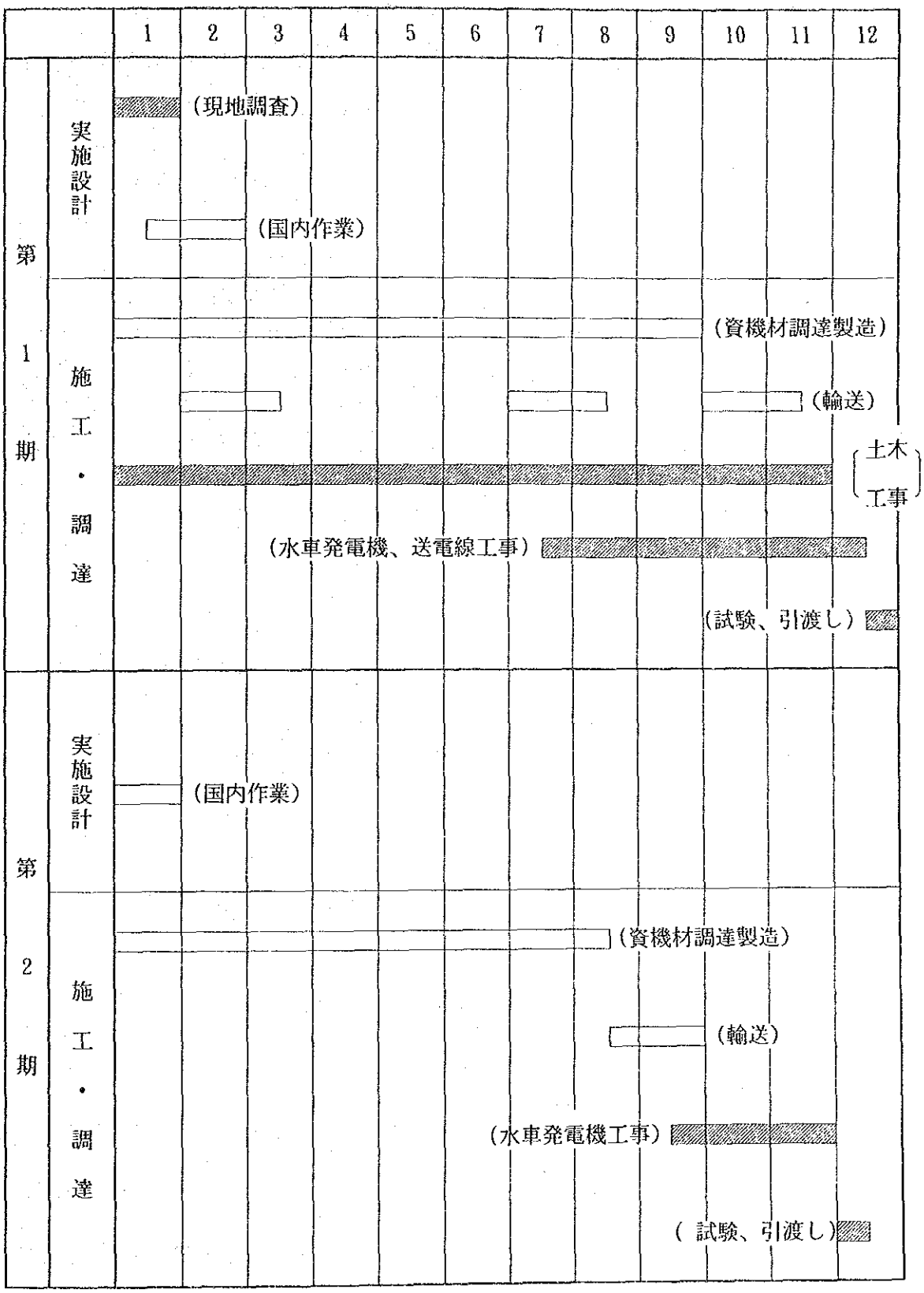
・ダムから発電所間の管理用道路の建設

・水車、発電機および付属設備（1台分 300kW）の据付、試験

(2) 両国の事業負担

日本側負担事項	ヴァヌアツ共和国負担事項
・ダム、水路、水槽、水圧鉄管、発電所に関する土木事業に必要な資機材調達、供給及び建設工事 ・水車、発電機、変圧器など発電設備の製作、供給及び据付工事、試験 ・送電線に関する資機材調達、供給、建設工事、試験 ・海上輸送、内陸輸送 ・詳細設計、施工管理	・既設道路からダムまでの進入道路の建設 ・水力発電所建設用地の提供 ・送電線路用地の提供 ・施設用地の伐開

Fig. 5.4.2 事業実施工程表



5.4.5　概算事業費

本計画を日本の無償資金協力により実施する場合に必要となる事業費総額は約 12.40 億円となり、先に述べた日本とヴァヌアツ共和国との負担区分に基づく双方の経費内訳は、下記に示す積算条件によれば次のとおりと見積もられる。

1.　日本側負担経費

事業費区分	第1期	第2期	合計
(1) 建設費	5.19 億円	1.05 億円	6.24 億円
ア. 直接工事費	3.17 億円	0.74 億円	3.91 億円
イ. 現場経費	0.45 億円	0.14 億円	0.59 億円
ウ. 共通仮設費等	1.57 億円	0.17 億円	1.74 億円
(2) 機材費	3.66 億円	1.28 億円	4.94 億円
(3) 設計・監理費	0.95 億円	0.27 億円	1.22 億円
合計	9.80 億円	2.60 億円	12.40 億円

2.　ヴァヌアツ共和国負担経費　　1,952万VT（約24.4百万円）

(1) 土地取得費　　403万VT（約 5　百万円）

(2) 取付道路建設費　　1,354万VT（約17　百万円）

(3) 施設用地伐採費　　167万VT（約 2　百万円）

(4) その他（工事用地借地費）　　28万VT（約 0.4百万円）

3.　積算条件

(1) 積算時点　　平成3年5月（基本設計調査終了月）

(2) 為替交換レート　　1 US$ ＝ 136.01円

1 VT ＝ 1.23円（ヴァヌアツ・バツ）

1 F$ ＝ 95.03円（フィジー・ドル）

1 NZ$ ＝ 82.37円（ニュージーランド・ドル）

(3) 施工期間　　2期による工事とし、各期に要する詳細設計、工事の期間は、施工行程に示したとおり。

(4) その他　　本計画は、日本国政府の無償資金協力の制度に従い実施されるものとする。