No

国際協力事業団

ソロモン諸島国
天 然 資 源 省
ソロモン電力庁

ソロモン諸島国

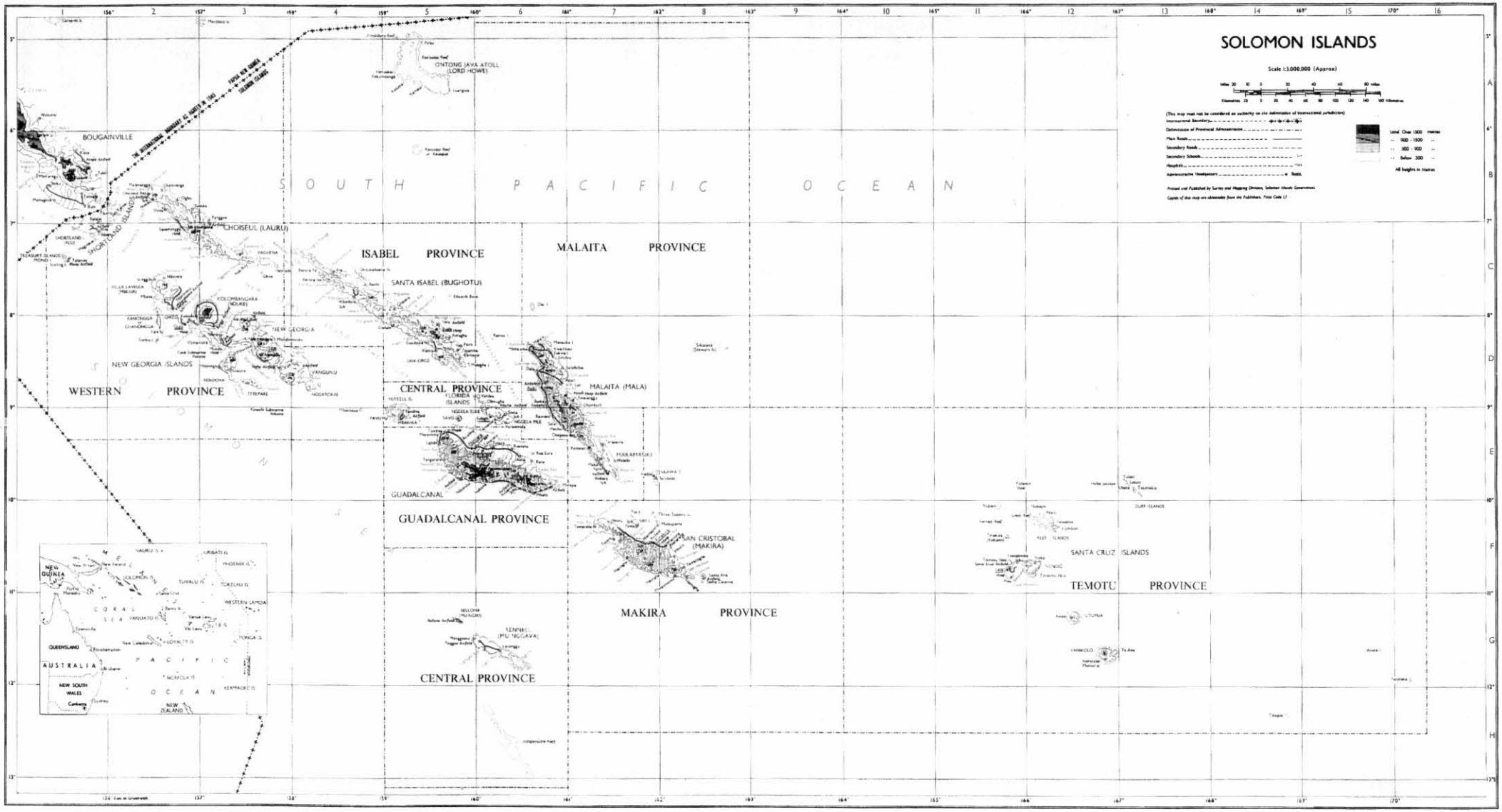
長期電力開発マスタープラン調査

ファイナルレポート
第Ⅱ巻
報　告　書

平成１３年１月

東 電 設 計 株 式 会 社
アイシーネット株式会社

鉱調資
ＪＲ
00-217


SOLOMON ISLANDS
Scale 1:3,000,000 (Approx)
Miles 20 10 0 30 40 50 60 Miles
Kilometres 20 0 20 40 60 80 100 120 140 160 Kilometres
(This map must not be considered an authority on the delimitation of international jurisdiction)
International Boundary
Delineation of Provincial Administration
Main Roads
Secondary Roads
Secondary Schools
Hospitals
Agricultural Headquarters
Land Over 1800 metres
900 - 1500
300 - 900
Below 300
All heights in Metres
Printed and Published by Survey and Mapping Division, Solomon Islands Government.
Copies of this map are obtainable from the Publishers. Price Code L1
SOUTH PACIFIC OCEAN
ONTONG JAVA ATOLL (LORD HOWE)
BOUGAINVILLE
SHORTLAND ISLANDS
TEKOKURU ISLANDS (MONO)
CHOISEUL (LAURU)
ISABEL PROVINCE
MALAITA PROVINCE
SANTA ISABEL (BUGHOTU)
KOLOMBANGARA (KUKE)
NEW GEORGIA
NEW GEORGIA ISLANDS
WESTERN PROVINCE
VANGUNU
CENTRAL PROVINCE
FLORIDA ISLANDS
MALAITA (MALA)
MAKARAKULI
GUADALCANAL
GUADALCANAL PROVINCE
SAN CRISTOBAL (MAKIRA)
MAKIRA PROVINCE
SENNEL (PU NGGAVA)
CENTRAL PROVINCE
DUFF ISLANDS
SANTA CRUZ ISLANDS
TEMOTU PROVINCE
NEW GUINEA
CORAL SEA
QUEENSLAND
AUSTRALIA
NEW SOUTH WALES
Canberra
PACIFIC OCEAN
NEW ZEALAND
Edition 6/1982/1000/87

ソロモン諸島国
長期電力開発マスタープラン調査
ファイナルレポート

報告書目次（1）

頁
ソロモン諸島国位置図 ・・・ i
報告書目次 ・・ ii
表目次 ・・ v
図目次 ・・ x
写真目次 ・・ xiv
略語 ・・ xv
単位 ・・ xviii

結論と勧告
結論 ・・ 1
勧告 ・・ 5

第1章 序論
1.1 背景 ・・ 1-1
1.2 調査目的と調査対象地域 ・・ 1-1
1.3 本報告書の構成 ・・ 1-2

第2章 調査概略
2.1 国内準備作業 ・・・ 2-1
2.2 第１次現地調査 ・・ 2-1
2.3 第１次国内調査 ・・ 2-2
2.4 第２次国内調査 ・・ 2-2
2.5 第２次現地調査 ・・ 2-2
2.6 第３次国内調査 ・・ 2-3
2.7 第３次現地調査 ・・ 2-3
2.8 第４次国内作業 ・・ 2-3
2.9 本調査の関係機関・関係者および調査団構成 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 2-3

第3章 ソロモン諸島国の社会・経済状況
3.1 国家概況・・ 3-1
3.2 経済概況 ・・ 3-4
3.3 電力事情 ・・ 3-17

第4章 電力需要
4.1 電力需要想定方法 ・・ 4-1
4.2 電力需要想定条件 ・・ 4-2
4.3 電力需要概略想定結果 ・・・ 4-8

第5章 小水力発電
5.1 目的 ・・ 5-1
5.2 小水力発電の開発手法 ・・・ 5-1
5.3 資料収集 ・・ 5-1
5.4 水力ポテンシャルの図上検討 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 5-14
5.5 現地踏査 ・・ 5-17
5.6 設計および積算 ・・ 5-19
5.7 小水力発電計画 ・・ 5-25

報告書目次 (2)

頁

第6章 送配電設備
6.1 送配電線の概要 ･･ 6-1
6.2 電源開発計画に伴う送配電線 ･･････････････････････････････････ 6-2
6.3 既設発電所 ･･ 6-8
6.4 建設費 ･･ 6-8
6.5 架空線と地中線の比較 ･･ 6-11
6.6 気象条件 ･･ 6-11
6.7 法律、基準、規格 ･･ 6-13
6.8 環境影響 ･･ 6-13
6.9 既設発電所の系統図 ･･ 6-13

第7章 太陽光発電
7.1 ソロモンの太陽光発電政策 ････････････････････････････････････ 7-1
7.2 太陽光発電開発方法 ･･ 7-1
7.3 既存太陽光発電設備の確認と評価 ･･････････････････････････････ 7-3
7.4 第１次現地調査 ･･ 7-5
7.5 選定村落地域 ･･ 7-5
7.6 日照・日射計の設置と観測 ････････････････････････････････････ 7-12
7.7 データ収集と日照量の解析 ････････････････････････････････････ 7-13
7.8 設計と仕様 ･･ 7-14
7.9 システムと設置 ･･ 7-20
7.10 建設費 ･･･ 7-25
7.11 SHS使用料 ･･ 7-26
7.12 市場調査 ･･ 7-29
7.13 教育訓練 ･･ 7-30
7.14 村落に於ける維持管理体制 ････････････････････････････････････ 7-31
7.15 バッテリー処理 ･･ 7-32

第8章 村落社会
8.1 現状と特質 ･･ 8-1
8.2 村落の構造 ･･ 8-2
8.3 村人の生計 ･･ 8-3
8.4 村落部における電気 ･･ 8-8
8.5 要注意事項 ･･ 8-12

第9章 環境配慮
9.1 ソロモン諸島国の環境法制 ････････････････････････････････････ 9-1
9.2 環境現況 ･･ 9-8
9.3 ソロモン諸島国の保全計画体系 ････････････････････････････････ 9-9
9.4 想定される電化計画の一般的環境影響 ･･････････････････････････ 9-13
9.5 採用されるべき環境配慮 ･･････････････････････････････････････ 9-16
9.6 ソロモン諸島国の環境と保全に係わる諸組織の活動 ･･････････････ 9-17

第10章 電力供給計画
10.1 電力供給計画基本方針 ･･ 10-1
10.2 既存電力供給設備 ･･ 10-1
10.3 電力供給計画及び地方電化計画案 ･･････････････････････････････ 10-1
10.4 各供給計画案の評価 ･･ 10-7
10.5 最適供給計画案 ･･ 10-8

報告書目次 (3)

頁

第11章 電力セクターの組織制度構築
11.1 電力セクター関係者の概観 ･･･ 11-1
11.2 計画にあたっての課題 ･･･ 11-8
11.3 農村電化のための組織・制度枠組み ･････････････････････････････････ 11-16

第12章 経済・財務分析
12.1 長期限界費用の策定および電気料金の検討 ･････････････････････････････ 12-1
12.2 最適供給計画の経済・財務分析 ･････････････････････････････････････ 12-10
12.3 地方電化計画の経済・財務分析 ･････････････････････････････････････ 12-24
12.4 資金調達計画および返済計画 ･･･････････････････････････････････････ 12-35
12.5 SIEAの財務分析 ･･･ 12-50

表　目　次 (1)

表番号	表 題	頁
第3章		
Table 3-1-1	Administrative Districts of Solomon Islands (1999)	3-1
Table 3-1-2	Trend of Population in each Province of Solomon Islands	3-2
Table 3-2-2	GDP data	3-5
Table 3-2-4	Number of employees in each section	3-7
Table 3-2-7	Exchange Rate	3-10
Table 3-2-10	Budget of Government	3-12
Table 3-2-11	Breakdown of the development Expenditure	3-12
Table 3-2-12	Breakdown of development expenditure for the electricity	3-12
Table 3-3-1	Exisiting generators (Provincial wise/ Islands wise)	3-21
Table 3-3-2	Past electrical record 1990 - 1999 (Grid and Powerstation wise)	3-22
第4章		
Table 4-1-1	Past record of power consumption by category wise during 1989 - 1998 (Grid and Powerstation wise)	4-11
Table 4-3-1	Result of Power Demand Forecast of Solomon Islands	4-15
Table 4-3-2	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Guadalcanal/Honiara-Lungga	4-16
Table 4-3-3	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Malaita/Auki-Malu'u	4-17
Table 4-3-4	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Isabel/Buala	4-18
Table 4-3-5	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Makira/Kirakira	4-19
Table 4-3-6	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Temotu/Lata	4-20
Table 4-3-7	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Central/Tulagi	4-21
Table 4-3-8	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Western/Gizo	4-22
Table 4-3-9	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Western/Noro-Munda	4-23
Table 4-3-10	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Choiseul/Choiseul	4-24
Table 4-3-11	ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER, Rennell and Bellone	4-25
第5章		
Table 5-3-1	Climatological Data, Guadalcanal	5-58
Table 5-3-2	Class A Pan Evaporation Data	5-59
Table 5-3-3	Rainfall Data (Guadalcanal)	5-60
Table 5-3-4	Rainfall Data (Guadalcanal)	5-61
Table 5-3-5	Rainfall Data (Malaita / Santa Isabel)	5-62
Table 5-3-6	Rainfall Data (New Georgia / Russell Is./ Florida Is.)	5-63
Table 5-3-7	Rainfall Data (San Cristobal / Choiseul / Shortland Is. / Santa Cruz Is.)	5-64
Table 5-3-8	Annual Rainfall	5-8
Table 5-3-9	Discharge Data at Lungga Bridge Guaging Station	5-65

表　目　次 (2)

表番号	表 題	頁
第5章		
Table 5-3-10	Discharge Data at Lungga Gorge Guaging Station	5-66
Table 5-3-11	Discharge Data at Charahi Guaging Station	5-66
Table 5-3-12	Discharge Data at Hughotambu Guaging Station	5-67
Table 5-3-13	Discharge Data at Gwaidalo Guaging Station	5-67
Table 5-3-14	Discharge Data at Jejevo Guaging Station	5-68
Table 5-3-15	Discharge Data at Kukudu Guaging Station	5-68
Table 5-3-16	Discharge Data at Pijaka Guaging Station	5-69
Table 5-3-17	Discharge Data at Huro Guaging Station	5-69
Table 5-3-18	Mean Discharge	5-9
Table 5-3-19	Average Rainfall in Lungga Basin	5-9
Table 5-3-20	Monitoring Equipment Installation	5-10
Table 5-3-21(1)	List of Previous Reports (1)	5-70
Table 5-3-21(2)	List of Previous Reports (2)	5-71
Table 5-4-1	Maximum Discharge of Plant	5-15
Table 5-4-2	Result of Hydropower Map study	5-16
Table 5-4-3	Small Hydropower Potential Sites, Guadalcanal (1)	5-72
Table 5-4-4	Small Hydropower Potential Sites, Guadalcanal (2)	5-73
Table 5-4-5	Small Hydropower Potential Sites, Malaita	5-74
Table 5-4-6	Small Hydropower Potential Sites, Santa Isabel	5-75
Table 5-4-7	Small Hydropower Potential Sites, New Georgia	5-76
Table 5-4-8	Small Hydropower Potential Sites, San Cristobal	5-77
Table 5-4-9	Small Hydropower Potential Sites, Choiseul	5-78
Table 5-4-10	Small Hydropower Potential Sites, Santa Cruz Is.	5-79
Table 5-6-1	Mean Flow Velocity of Penstock	5-20
Table 5-6-2	Labour Wage	5-80
Table 5-6-3	Unit Price of Major Construction Materials	5-80
Table 5-6-4	Hourly Cost of Major Construction Equipment	5-80
Table 5-6-5	Procurement of Main Equipment and Materials	5-21
Table 5-6-6	Distance from Capital to Each Site	5-22
Table 5-6-7	Unit Price of Excavation at Each Civil Structure	5-22
Table 5-6-8	Basic Unit Price for Concrete	5-23
Table 5-6-9	Quantity and Cost of Transmission and Distribution Lines	5-24
Table 5-6-10	Cost of Engineering Service	5-24
Table 5-6-11	Cost of Contingency	5-24
Table 5-7-1	Summary of Hydropower Planning	5-81
Table 5-7-2	Monthly Rainfall in Honiara	5-82
Table 5-7-3	Project Cost of Maotapuku 1	5-28
Table 5-7-4	Project Cost of Maotapuku 2	5-31
Table 5-7-5	Project Cost of Sasa	5-33
Table 5-7-6	Monthly Rainfall in Auki	5-83
Table 5-7-7	Project Cost of Silolo	5-37
Table 5-7-8	Project Cost of Rori	5-40
Table 5-7-9	Project Cost of Kware'a	5-43
Table 5-7-10	Monthly Rainfall in Buala	5-84
Table 5-7-11	Project Cost of Kubolata	5-46
Table 5-7-12	Monthly Rainfall in Kirakira	5-85

表　目　次 (3)

表番号	表 題	頁
第5章		
Table 5-7-13	Project Cost of Waimapuru	5-49
Table 5-7-14	Monthly Rainfall in Taro	5-86
Table 5-7-15	Project Cost of Sorave	5-52
Table 5-7-16	Monthly Rainfall in Lata	5-87
Table 5-7-17	Project Cost of Luembalele	5-55
第6章		
Table 6-1-1	Characteristics of Transmission and Distribution Lines	6-1
第7章		
Table 7-2-1	Rural Electrification by GREA	7-2
Table 7-2-2	Rural Electrification by APACE	7-2
Table 7-7-1	Number of non-sunshine consecutive days	7-13
Table 7-7-2	Sunshine duration daily average	7-14
Table 7-7-3	Measurement results (Average)	7-14
Table 7-8-1	Inclined solar irradiation (MJ/m2-day)	7-15
Table 7-8-2	PV module capacity	7-16
Table 7-8-3	Average effective output of PV modules (Wh/day) (tilt angle:12.5)	7-17
Table 7-8-4	Electric appliances and use time (36Wp module)	7-17
Table 7-8-5	Electric appliances and use time (55Wp module)	7-17
Table 7-8-6	Electric appliances and use time (75Wp module)	7-18
Table 7-8-7	Battery capacity	7-18
Table 7-8-8	Daily depth of discharge (Depth Of Discharge: DOD)	7-19
Table 7-8-9	Actual consecutive non-sunshine day and recovery day	7-19
Table 7-10-1	PV module specifications	7-25
Table 7-10-2	Construction cost of SHS with customs duties and goods tax	7-26
Table 7-10-3	Construction cost of SHS without customs duties and goods tax	7-26
Table 7-11-1	Rental charge for 20 years including O & M cost (With customs duties and goods tax)	7-27
Table 7-11-2	Rental charge for 10 years including O & M cost for 20 years (With customs duties and goods tax)	7-27
Table 7-11-3	Rental charge for 5 years including O & M cost for 20 years (With customs duties and goods tax)	7-27
Table 7-11-4	Paying the full amount of the rental charge at the first time including O & M cost for 20 years (With customs duties and goods tax)	7-28
Table 7-11-5	Rental charge for 20 years including O & M cost (Without customs duties and goods tax)	7-28
Table 7-11-6	Rental charge for 10 years including O & M cost for 20 years (Without customs duties and goods tax)	7-28
Table 7-11-7	Rental charge for 5 years including O & M cost for 20 years (Without customs duties and goods tax)	7-28
Table 7-11-8	Paying the full amount of the rental charge at the first time including O & M cost for 20 years (Without customs duties and goods tax)	7-29

表　目　次 (4)

表番号	表 題	頁
第8章		
Table 8-3-1	Small Holder Copra Production per Household	8-5
Table 8-3-2	Small Holder Cocoa Planting Area	8-6
Table 8-3-3	Average Household Income per Month in Rural Area	8-7
Table 8-3-4	Household Cash Income per Month	8-7
Table 8-3-5	Monthly Expenditure for Kerosene per Household	8-8
Table 8-3-6	Monthly Expenditure for Kerosene and Dry Battery per Household	8-8
Table 8-3-7	Monthly Household Payment in Malu'u Area	8-8
Table 8-4-1	Infrastructure in Rural Area	8-9
Table 8-4-2	Result of Needs Survey	8-10
Table 8-4-3	Merit and Demerit from Electrification	8-10
Table 8-6	List of Surveyed Village	8-17
Table 8-5-1	Summary of Social and Environment Aspect for Potential Hydropower Sites	8-19
第9章		
Table 9-3-1	Area that should be considered for conservation reserves in the Solomon Islands	9-12
第10章		
Table 10-2-1	Exisiting generators (Provincial wise/ Islands wise)	10-9
Table 10-2-2	Exisiting generators owned by Non-SIEA	10-10
Table 10-3-1	Cost comparison	10-11
Table 10-3-2	Power supply development scheme in Guadalcanal province, Honiara-Lungga	10-12
Table 10-3-3	Power supply development scheme in Malaita province, Auki-Malu'u	10-12
Table 10-3-4	Power supply development scheme in Isabel province, Buala	10-13
Table 10-3-5	Power supply development scheme in Makira province, Kirakira	10-13
Table 10-3-6	Power supply development scheme in Temotu province, Lata	10-14
Table 10-3-7	Power supply development scheme in Choiseul province, Taro & Choiseul	10-14
Table 10-3-8	Power supply development scheme in Western province, Gizo	10-15
Table 10-3-9	Power supply development scheme in Western province, Noro-Munda	10-15
Table 10-3-10	Power supply development scheme in Central province, Tulagi	10-16
Table 10-3-11	Power supply development scheme in Rennell and Bellona province, Rennell	10-16
Table 10-3-12	Electrification plan by PV (SHS) in remote rural area	10-17
Table 10-5-1	Optimum power supply development scheme in Solomon Islands	10-28
第11章		
Table 11-1-1	Development budget for electricity affairs and services in 2000	11-3
Table 11-1-2	Current status of APACE micro hydropower projects in Kolombangara	11-6
Table 11-1-3	Source of Fund	11-6
Table 11-1-4	Estimated development budget	11-7
Table 11-2-1	Comparision of priority targets for rural electrification	11-9

表　目　次 (5)

表番号	表 題	頁
第12章		
Table 12-1-1-1	Calculation process of the LRMC	12-3
Table 12-1-1-2	LRAIC and LRMC for each power supply district	12-4
Table 12-1-1-3	LRMC for optimum power supply plan	12-5
Table 12-1-2-1	Record of the tariff increase	12-6
Table 12-1-2-2	Estimated tariff in each power supply district	12-7
Table 12-2-3	FIRR calculation for optimum power supply plan	12-12
Table 12-2-4-1	Estimation of standard conversion factor	12-14
Table 12-2-4-2	Estimation of weighted average conversion factor	12-14
Table 12-2-5	Calculation process of willingness to play	12-16
Table 12-2-6	EIRR calculation for optimum power supply plan	12-18
Table 12-2-7-1	Calculation of adjustment factor	12-19
Table 12-2-7-2	List of the financial and economic cost of the small hydropower potential sites	12-20
Table 12-2-7-3	Calculation of the power value	12-21
Table 12-2-7-4	Calculation of the energy value	12-21
Table 12-2-7-5	FIRR and EIRR for the small hydropower potential sites	12-21
Table 12-7-6	Calculation of FIRR, EIRR for Maotapuku 1 small hydropower	12-23
Table 12-2-1	Financial cost of SHS	12-24
Table 12-3-2-1	Tariff system for SHS	12-25
Table 12-3-2-2	FIRR calculation of SHS in each tariff system	12-26
Table 12-3-2-3	FIRR calculation for SHS	12-27
Table 12-3-4-1	EIRR by alternative diesel power	12-30
Table 12-3-4-2	EIRR by utility of SHS	12-32
Table 12-3-5	FIRR calculation of rural electrification plan	12-34
Table 12-4-1	List of funding source of SIEA's power station	12-37
Table 12-4-2-1	Repayability analysis	12-39
Table 12-4-2-2	The optimum funding plan	12-41
Table 12-4-2-3	Repayability plan for the optimum power supply plan	12-42
Table 12-4-3-1	Funding and repayment plan for the rural electrification plan (1)	12-44
Table 12-4-3-2	Funding and repayment plan for the rural electrification plan (2)	12-45
Table 12-4-4-1	Funding and repayment plan for the small hydropower (Maotapuku 1)	12-48
Table 12-4-4-2	Funding and repayment plan for the small hydropower (Silolo)	12-49
Table 12-5-1-1	Income statement of SIEA	12-58
Table 12-5-1-2	Balance sheet of SIEA	12-59

図　目　次 (1)

図番号	図 題	頁
第3章		
Fig. 3-1-1	Estimation of Population Growth	3-2
Fig. 3-2-2	Real GDP Growth	3-5
Fig. 3-2-6	Value of Export	3-9
Fig. 3-2-8	Inflation Rate	3-10
Fig. 3-2-9	Interest Rate	3-11
Fig. 3-2-10	External Debt	3-13
Fig. 3-2-12	Amount of Loan and Grant Aid (Budget Base)	3-16
第5章		
Fig. 5-2-1	Flow Chart for Sequence of the Planning	5- 88
Fig. 5-3-1	Physiography of Guadalcanal	5- 89
Fig. 5-3-2	Physiography of Malaita	5- 90
Fig. 5-3-3	Physiography of Santa Isabel	5- 91
Fig. 5-3-4	Physiography of New Georgia	5- 92
Fig. 5-3-5	Physiography of San Cristobal	5- 93
Fig. 5-3-6	Physiography of Choiseul	5- 94
Fig. 5-3-7	Geological Setting and Provinces of the Solomon Islands	5- 95
Fig. 5-3-8	Generalized Stratigraphy of the Solomon Islands	5- 96
Fig. 5-3-9	Location Map of the Meteorological Station (Guadalcanal and Florida Is.)	5- 97
Fig. 5-3-10	Location Map of the Meteorological Station (Malaita)	5- 98
Fig. 5-3-11	Location Map of the Meteorological Station (Santa Isabel)	5- 99
Fig. 5-3-12	Location Map of the Meteorological Station (San Cristobal)	5- 100
Fig. 5-3-13	Location Map of the Meteorological Station (New Georgia and Russel Is.)	5- 101
Fig. 5-3-14	Location Map of the Meteorological Station (Choiseul and Shortland Is.)	5- 102
Fig. 5-3-15	Long-term Average Patterns of Mean sea Level Pressure and Surface Winds from January and July	5- 103
Fig. 5-3-16	Mean Precipitation at Lower Altitudes of the South Pacific	5- 104
Fig. 5-3-17	Annual Rainfall in Major Islands	5- 105
Fig. 5-3-18	Orographic Effects of Islands of Different Altitudes on Raonfall	5- 106
Fig. 5-3-19	Monthly Rainfall Pattern (1)	5- 107
Fig. 5-3-20	Monthly Rainfall Pattern (2)	5- 108
Fig. 5-3-21	Flow Duration Curve at Lungga Bridge	5- 109
Fig. 5-3-22	Flow Duration Curve at Lungga Gorge	5- 109
Fig. 5-3-23	Flow Duration Curve at Charahi	5- 110
Fig. 5-3-24	Flow Duration Curve at Jejevo Hydro Intake	5- 110
Fig. 5-3-25	Catchment Area of Lungga Gauging Station at Bridge	5- 111
Fig. 5-3-26	Monthly Rainfall Correlation between Honiara and Komarindi	5- 112
Fig. 5-3-27	Monthly Rainfall Correlation between Honiara and Mt.Chaunapaho	5- 112
Fig. 5-3-28	Alutitude-Monthly Rainfall Relation	5- 113
Fig. 5-3-29	Actual Evapotranspiration	5- 114
Fig. 5-4-1	Flow Duration Curve for Cathment Area 100km^2	5- 115
Fig. 5-4-2	Flow Utilization Factor	5- 115
Fig. 5-4-3	Flow Duration and Flow Utilization Factor (FUF)	5- 116
Fig. 5-6-1	Marginal-Settling Speed of Sediment	5- 117
Fig. 5-6-2	Turbine Selection Diagram	5- 117
Fig. 5-6-3	Calculation of Annual Output Energy	5- 118

図　目　次 (2)

図番号	図 題	頁
第5章		
Fig. 5-7-1	Location Map of Maotapuku 1,2 Hydropower	5- 119
Fig. 5-7-2 (1)	Maotapuku 1 Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 120
Fig. 5-7-2 (2)	Maotapuku 1 Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 121
Fig. 5-7-2 (3)	Maotapuku 1 Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 122
Fig. 5-7-2 (4)	Maotapuku 1 Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 123
Fig. 5-7-3	Mean Monthly Rainfall in Honiara	5- 124
Fig. 5-7-4	Maotapuku 1 Hydropower Project Geological Map	5- 125
Fig. 5-7-5	Flow Duration Curve at Maotapuku 1	5- 126
Fig. 5-7-6 (1)	Maotapuku 2 Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 127
Fig. 5-7-6 (2)	Maotapuku 2 Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 128
Fig. 5-7-6 (3)	Maotapuku 2 Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 129
Fig. 5-7-6 (4)	Maotapuku 2 Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 130
Fig. 5-7-7	Maotapuku 2 Hydropower Project Geological Map	5- 131
Fig. 5-7-8	Flow Duration Curve at Maotapuku 2	5- 132
Fig. 5-7-9	Location Map of Sasa Hydropower	5- 133
Fig. 5-7-10 (1)	Sasa Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 134
Fig. 5-7-10 (2)	Sasa Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 135
Fig. 5-7-10 (3)	Sasa Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 136
Fig. 5-7-10 (4)	Sasa Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 137
Fig. 5-7-11	Sasa Hydropower Project Geological Map	5- 138
Fig. 5-7-12	Flow Duration Curve at Sasa	5- 139
Fig. 5-7-13	Location Map of Silolo Hydropower	5- 140
Fig. 5-7-14 (1)	Silolo Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 141
Fig. 5-7-14 (2)	Silolo Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 142
Fig. 5-7-14 (3)	Silolo Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 143
Fig. 5-7-14 (4)	Silolo Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 144
Fig. 5-7-15	Mean Monthly Rainfall in Auki	5- 145
Fig. 5-7-16	Silolo Hydropower Project Geological Map	5- 146
Fig. 5-7-17	Flow Duration Curve at Silolo	5- 147
Fig. 5-7-18	Location Map of Rori Hydropower	5- 148
Fig. 5-7-19 (1)	Rori Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 149
Fig. 5-7-19 (2)	Rori Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 150
Fig. 5-7-19 (3)	Rori Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 151
Fig. 5-7-19 (4)	Rori Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 152
Fig. 5-7-20	Rori Hydropower Project Geological Map	5- 153
Fig. 5-7-21	Flow Duration Curve at Rori	5- 154
Fig. 5-7-22	Location Map of Kware'a Hydropower	5- 155
Fig. 5-7-23 (1)	Kware'a Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 156
Fig. 5-7-23 (2)	Kware'a Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 157
Fig. 5-7-23 (3)	Kware'a Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 158
Fig. 5-7-23 (4)	Kware'a Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 159
Fig. 5-7-24	Kware'a Hydropower Project Geological Map	5- 160
Fig. 5-7-25	Flow Duration Curve at Kware'a	5- 161
Fig. 5-7-26	Location Map of Kubolata Hydropower	5- 162
Fig. 5-7-27 (1)	Kubolata Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 163
Fig. 5-7-27 (2)	Kubolata Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 164
Fig. 5-7-27 (3)	Kubolata Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 165

図　目　次 (3)

図番号	図 題	頁
第5章		
Fig. 5-7-27 (4)	Kubolata Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 166
Fig. 5-7-27 (5)	Kubolata Hydropower Project Design Drawing (5)	5- 167
Fig. 5-7-28	Mean Monthly Rainfall in Buala	5- 168
Fig. 5-7-29	Kubolata Hydropower Project Geological Map	5- 169
Fig. 5-7-30	Flow Duration Curve at Kubolata	5- 170
Fig. 5-7-31	Location Map of Waimapuru Hydropower	5- 171
Fig. 5-7-32 (1)	Waimapuru Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 172
Fig. 5-7-32 (2)	Waimapuru Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 173
Fig. 5-7-32 (3)	Waimapuru Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 174
Fig. 5-7-32 (4)	Waimapuru Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 175
Fig. 5-7-33	Mean Monthly Rainfall in Kirakira	5- 176
Fig. 5-7-34	Waimapuru Hydropower Project Geological Map	5- 177
Fig. 5-7-35	Flow Duration Curve at Waimapuru	5- 178
Fig. 5-7-36	Location Map of Sorave Hydropower	5- 179
Fig. 5-7-37 (1)	Sorave Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 180
Fig. 5-7-37 (2)	Sorave Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 181
Fig. 5-7-37 (3)	Sorave Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 182
Fig. 5-7-38	Mean Monthly Rainfall in Taro	5- 183
Fig. 5-7-39	Sorave Hydropower Project Geological Map	5- 184
Fig. 5-7-40	Flow Duration Curve at Sorave	5- 185
Fig. 5-7-41	Location Map of Luembalele Hydropower	5- 186
Fig. 5-7-42 (1)	Luembalele Hydropower Project Design Drawing (1)	5- 187
Fig. 5-7-42 (2)	Luembalele Hydropower Project Design Drawing (2)	5- 188
Fig. 5-7-42 (3)	Luembalele Hydropower Project Design Drawing (3)	5- 189
Fig. 5-7-42 (4)	Luembalele Hydropower Project Design Drawing (4)	5- 190
Fig. 5-7-43	Mean Monthly Rainfall in Lata	5- 191
Fig. 5-7-44	Luembalele Hydropower Project Geological Map	5- 192
Fig. 5-7-45	Flow Duration Curve at Luembalele	5- 193
Fig. 5-7-46	Location of Hydropower Site	5- 194
第6章		
Fig. 6-2-1	Network System of Guadalcanal Island	6-2
Fig. 6-2-2	Network System of Choiseul Island	6-3
Fig. 6-2-3	Network System of Santa Cruz Island	6-4
Fig. 6-2-4	Network System of Malaita Island	6-5
Fig. 6-2-5	Network System of Santa Isabel Island	6-6
Fig. 6-2-6	Network System of San Cristobal Island	6-7
Fig. 6-9-1	Lungga-Honiara Network System	6-14
Fig. 6-9-2	Auki Power Station	6-15
Fig. 6-9-3	Malu'u Power Station	6-15
Fig. 6-9-4	Kirakira Power Station	6-16
Fig. 6-9-5	Buala Power Station	6-16
Fig. 6-9-6	Lata Power Station	6-16
Fig. 6-9-7	Noro Power Station	6-17
Fig. 6-9-8	Gizo Power Station	6-17

図　目　次 (4)

図番号	図 題	頁
第7章		
Fig. 7-9-1	SHS system for private house (36Wp system)	7-22
Fig. 7-9-2	SHS system for private house (55Wp system)	7-23
Fig. 7-9-3	SHS system for private house (75Wp system)	7-24
Fig. 7-8-1	Total irradiation in typical month in Honiara	7-33
Fig. 7-8-2	Total irradiation in typical month in Munda	7-34
Fig. 7-8-3	Total irradiation in typical month in Taro	7-35
Fig. 7-8-4	Total irradiation in typical month in Lata	7-36
Fig. 7-8-5	Tilt angle & total irradiation in Honiara	7-37
Fig. 7-8-6	Tilt angle & total irradiation in Munda	7-38
Fig. 7-8-7	Tilt angle & total irradiation in Taro	7-39
Fig. 7-8-8	Tilt angle & total irradiation in Lata	7-40
第8章		
Fig. 8-3-1	Cash Income Flow (1)	8-4
Fig. 8-3-2	Cash Income Flow (2)	8-4
Fig. 8-3-3	Percentage of Central Market Seller per Ward, Province	8-5
Fig. 8-5-1	Flow Chart for Land Acquisition	8-14
第9章		
Fig. 9-1-1	Environment Administration of the Solomon Government	9-6
Fig. 9-1-2	The Step in the Recommended Solomon Islands PER/EIA	9-7
第11章		
Fig. 11-1-1	Institutional framework of rural electrification	11-1
Fig. 11-2-1	Planning issues for rural electrification	11-9
第12章		
Fig. 12-1-2	Operating margin	12-8
Fig. 12-2-4	Economic price calculation process	12-13
Fig. 12-2-3	Wilingness to pay SHS	12-28
Fig. 12-4-4-1	Budget for development expemditure	12-46
Fig. 12-4-4-2	Loan and grand aid	12-46
Fig. 12-5-1	Electricity sales by SIEA	12-50
Fig. 12-5-2	Breakdown of sales volume (1998)	12-51
Fig. 12-5-3-1	Sales cost	12-52
Fig. 12-5-3-2	Fuel consumption in each power station (1997)	12-52
Fig. 12-5-3-3	Diesel oil price	12-53
Fig. 12-5-4	Operating margin	12-53
Fig. 12-5-5	Non-operating profit / loss	12-54
Fig. 12-5-6	Net profit / loss	12-54
Fig. 12-5-7	Total asset of SIEA	12-55
Fig. 12-5-8	Current assets	12-55
Fig. 12-5-9	Liabilities and net assets	12-56
Fig. 12-5-10-1	Trend of ROA	12-57
Fig. 12-5-10-2	Trend debt equity ratio	12-57

写　真　目　次

写真番号	タイトル	頁
第5章		
Photo 5-7-1	Gold Ridge Access Road	5- 195
Photo 5-7-2	Gold Ridge Mining Site	5- 195
Photo 5-7-3	Downstream Area of Intake Site of Sasa	5- 196
Photo 5-7-4	Right Bank Ridge of Sasa	5- 196
Photo 5-7-5	Silolo Intake Site	5- 197
Photo 5-7-6	Silolo Waterfall	5- 197
Photo 5-7-7	Major Spring	5- 198
Photo 5-7-8	Minor Spring	5- 198
Photo 5-7-9	Intake Site	5- 199
Photo 5-7-10	Powerhouse Site	5- 199
Photo 5-7-11	Kware'a Dam Site	5- 200
Photo 5-7-12	Downstream Area of Intake Site of Kware'a Dam	5- 200
Photo 5-7-13	Kubolata Spring No.1	5- 201
Photo 5-7-14	Powerhouse Site	5- 201
Photo 5-7-15	Waimapuru Intake Site	5- 202
Photo 5-7-16	Waterfall No.1 of Waimapuru	5- 202
Photo 5-7-17	Sorave Intake Site	5- 203
Photo 5-7-18	Sorave Waterfall	5- 203
Photo 5-7-19	Luembalele Intake Site	5- 204
Photo 5-7-20	Upstream Area of Powerhouse	5- 204
第8章		
Photo 8-1	Ordinary House (Bush House)	8- 20
Photo 8-2	Church (Bush House)	8- 20
Photo 8-3	Ordinary House (Permanent House)	8- 20
Photo 8-4	Church (Permanent House)	8- 20
Photo 8-5	Central Market in Honiara	8- 21
Photo 8-6	Inside of Central Market	8- 21
Photo 8-7	Market in Gizo	8- 21
Photo 8-8	Market in Taro	8- 21
Photo 8-9	Copra	8- 22
Photo 8-10	Cocoa Fruit	8- 22
Photo 8-11	Canarium Nut	8- 22
Photo 8-12	Betel Nut	8- 22
Photo 8-13	Taro	8- 23
Photo 8-14	Yamu	8- 23
Photo 8-15	Other Garden Products	8- 23
Photo 8-16	Dried Beche Demer	8- 23

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFPA	: Automatic Fuel Price Adjustment	自動燃料価格調整料
ANZ	: Australia and New Zealand Banking Group Limited	ANZ銀行
APACE	: Appropriate Technology Community and Environment, Sydney-based NGO	APACE, NGO団体
CAP	: Chapter	法律の章
CASO	: Conservation Area Support Officer	保全地域支援担当官
CBSI	: Central Bank of Solomon Islands	ソロモン中央銀行
CEMA	: Commodity Export Marketing Authority	商品輸出公社
CF	: Conversion Factor	変換係数
CI	: Conservation International	コンサベーション・インターナショナル
CIF	: Cost, Insurance and Freight	保険料、運賃込値段（着港渡し）
CO2	: carbon dioxide	炭酸ガス
COD	: Cash on Delivery	即金払い
CRCD	: Community Resource Conservation and Development	コミュニティー資源保護と開発
DB	: Dry Battery	乾電池
DBSI	: Development Bank of Solomon Islands	ソロモン諸島開発銀行
E	: east	東
EC	: European Community.	欧州共同体
ECD	: Environment and Conservation Division	環境保全部
EDS	: Every Day Stress	常時荷重
EIA	: Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	: Economic Internal Rate of Return	経済収益率
EIS	: Environmental Impact Statement	環境影響評価書
EL	: elevation	標高
ELR	: Solomon Islands Environmental Legal Review	ソロモン諸島環境法レビュー
EO	: Environment Officer	環境保護官
F/S	: Feasibility Study	フィージビリティ・スタディ
FIRR	: Financial Internal Rate of Return	財務収益率
FOB	: Free On Board	本船（積込）渡し
GDP	: Gross Domestic Product	国内総生産
GRDP	: Gross Regional Domestic Product	地域総生産
GREA	: Guadalcanal Rural Electrification Association	GREA, NGO団体
GTZ	: Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit	ドイツ技術協力公社
HRPI	: Honiara Retail Price Index	ホニアラ小売物価指数
ICSI	: Investment Companies of Solomon Islands	ソロモン投資会社
ISFMT	: Isabel Sustainable Forestry Management Trust	イザベル持続可能な森林管理信託
IUCN	: International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JICA	: Japan International Cooperation Agency	国際協力事業団
Kr	: kerosene, kerosine	灯油
LAR	: Liquidity Asset Ratio	流動性資金比率
LRAIC	: Long Run Average Incremental Cost	長期限界平均増加費用
LRMC	: Long Run Marginal Cost	長期限界費用
M/P	: Master Plan	マスタープラン
MEMM	: Ministry of Energy, Mines and Mineral Resources	鉱山エネルギー省
MHP	: Mini- Hydropower	小水力発電
mil	: million	百万
MNR	: Ministry of Natural Resources	天然資源省

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

MOF	: Ministry of Finance	財務省
MTDS	: Medium Term Development Strategy	中期開発戦略
N	: north	北
NBSI	: National Bank of Solomon Islands	ソロモン国立銀行
NCP	: National Coalition Partners	国家連合党
NE	: northeast	北東
NEMS	: Solomon Islands National Environmental Management Strategy	ソロモン諸島国家環境管理戦略
NGO(s)	: Non-Government Organization(s)	非政府組織
NNW	: north-northwest	北北西
NPF	: National Provident Fund	国家共済基金
NW	: northwest	北西
P/S	: Power Station	発電所
PAP	: People's Alliance Party	人民同盟党
PEO	: Principal Environment Officer	主席環境保護官
PER	: Public Environmental Report	公的環境報告書
PPD's	: Project Preparation Documents	プロジェクト準備文書類
PS	: Power Station	発電所
PSIP	: Public Service Investment Program	公共部門投資計画
PSRP	: Policy and Structure Reform Program	政策および構造改革計画
PV	: Photovoltaic	太陽光発電
PVC	: polyvinyl chloride	ポリ塩化ビニール
REAC	: Rural Electrification Advisory Committee	農村電化諮問委員会
RIPEL	: Russel Islands Plantation Enterprises	ラッセル諸島プランテーション社
ROA	: Return on Asset	使用総資本営業利益率
ROR	: Run of River	流込式水力
RTC	: Rural Training Center	農村訓練センター
S	: south	南
SCF	: Standard Conversion Factor	標準変換係数
SDR	: Special Drawing Right	特別引出権
SE	: southeast	南東
SELF	: Solar Electric Light Fund	太陽光ファンド, NGO団体
SEO	: Senior Environment Officer	上席環境保護官
SHS	: Solar Home System	太陽光発電家屋電化システム
SIAC	: Solomon Islands Alliance for Change	ソロモン諸島改革同盟
SICHE	: Solomon Islands College of Higher Education	ソロモン諸島高等教育大学
SIDT	: Solomon Islands Development Trust	ソロモン諸島開発信託
SIEA	: Solomon Islands Electricity Authority	ソロモン諸島電力庁、又はソロモン諸島電力公社
SIECD	: Solomon Islands Environment and Conservation Division	環境保全部
SIMS	: Solomon Islands Meteorological Service	ソロモン諸島国気象庁
SINURP	: Solomon Islands National Unity	ソロモン国家統一党
SIPL	: Solomon Islands Plantation Limited	ソロモン諸島プランテーション社
SIWA	: the Solomon Islands Water Authority	ソロモン水道公社
SMEC	: the Snowy Mountain Engineering Corporation	SMEC社
SOE	: State-Owned Enterprise	国営企業
SOPAC	: South Pacific Commission	南太平洋委員会
SPBCP	: South Pacific Biodiversity Program	南太平洋生物多様性保全計画

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

SPREP	: the South Pacific Regional Environment Program	南太平洋地域環境計画
SSE	: south-southeast	南南東
SW	: southwest	南西
T&D	: Transmission and Distribution Line	送配電設備
TEPSCO	: Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計㈱
UNICEF	: the United Nations Children's Fund	国連児童基金
UNIDO	: United Nations Industrial Development Organization	国連工業開発機関
W	: west	西
WHO	: World Health Organization	(国連)世界保健機関
WTP	: Willingness to Pay	支払意志額
WWF	: World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

Prefixes

μ	:	micro-	=	10^{-6}
m	:	milli-	=	10^{-3}
c	:	centi-	=	10^{-2}
d	:	deci-	=	10^{-1}
da	:	deca-	=	10
h	:	hecto-	=	10^{2}
k	:	kilo-	=	10^{3}
M	:	mega-	=	10^{6}
G	:	giga-	=	10^{9}

Units of Length

m	:	meter
km	:	kilometer

Units of Area

m^2	:	square meter
km^2	:	square kilometer

Units of Volume

m^3	:	cubic meter
l	:	liter
kl	:	kiloliter

Units of Mass

kg	:	kilogram
t	:	ton (metric)
oz	:	ounce

Units of Energy

kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
MJ	:	megajoule

Units of Temperature

℃	:	degree Celsius or Centigrade

Units of Electricity

W	:	watt
kW	:	kilowatt
MW	:	megawatt
Ah	:	ampere hour
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere

Units of Flow Rate

l/s	:	liter per second
m^3/s	:	cubic meter per second

Units of Currency

SB$	:	Solomon Dollar
US$	:	US Dollar
¥	:	Japanese Yen
AUcent	:	Australian Cent

結論と勧告

結論と勧告

本調査では、ソロモン諸島全域において再生可能エネルギー（小水力発電と太陽光発電）を活用した2018年までの電力供給計画と、その実施計画の検討を行い、更に、SHSによる地方電化のための電力セクターの組織・制度の枠組みについて検討を行った。

結論に至るまでの過程として、まず、各州の電力需要センター毎に電力供給計画案を複数案作成し（第10章　10.3電力供給計画及び電化計画案参照)、計画案において考慮すべき観点からスクリーニングを行い最適案を選定した。参考評価として、計画案の評価を行った。
また､僻地におけるSHSによる農村電化計画促進のために､パイロットスキームを実施し、その結果を見極めて、本章で勧告している全国大拡大スキームを見直すことを勧告する。

これら各州の最適計画案を統合したソロモン全体の電力供給計画及び地方電化計画を、次ページに示す。結論として、この最適電力供給計画及び地方電化計画により、ソロモン諸島全土の電源開発を実施すべきものと勧告する。

一方、SHSによる地方電化計画推進やSHS普及にあたって、現在の平均電気料金にSHSによる電化基金を上乗せして、電気料金を徴収すると共に、村人のSHSに対する意識や理解度を向上させ村人/コミュニティにより維持管理を持続させるため､州政府の技術者やコミュニティの太陽光発電設備維持管理担当者を教育する必要がある。このため、太陽光発電設備に関する理論と実践を訓練出来るPV訓練センター（REAC内に設置）を設立する必要性を勧告する。

1.　結論

本調査では、系統や小水力による最適電力供給計画や太陽光発電による農村電化計画は、実現の可能性があり、実施すべきと勧告する。

2018年までの最適電力供給計画やSHSによる地方電化計画の実施にあたっては、総額US$177百万米ドルの建設資金と142百万米ドルの保守運転費用が必要となり、この資金回収のため、現行の電気料金を約21%の値上げを勧告する。この電気料金値上げ額の中には、農村や地方のSHSによる電化基金が含まれている。
また、過去の実績から想定される無償・有償資金の額では建設資金が不足する為、ソロモン政府は援助国に対し、新たな無償・有償資金の支援協力を要請すべきである。

系統や小水力による電力供給計画実施にあたり、特に、新規に開発される小水力発電設備の維持管理組織は、現在、ブアラとマルウの設備の維持管理が良好に行われていることから既存の組織、即ち、ソロモン諸島電力公社（SIEA）とする。

一方、SHS による地方電化のための組織・制度の枠組みとしては、2.2 節で示すように REAC が責任機関として実施することとする。

1.1　系統（グリッド）や小水力による最適供給計画

系統（グリッド）や小水力による最適供給計画を、各州の需要センター毎に以下に示す。

州名 島名 需要センター Plan No. 年度	ガダルカナル ガダルカナル ホニアラールンガ 3	マライタ マライタ アウキーマルウ 3	イザベル サンタ　イザベル ブアラ 2
1998	-	-	-
1999	ルンガディーゼル No.9 (3900kW)　開発	-	-
2000	ルンガディーゼル No.10 (4200kW)　開発 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2) 、ホニアラディーゼル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	-
2001	-	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディーゼル No.1 (208kW) 撤去	-
2002	-	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	-
2003	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 開発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ロリ水力 (300kW) 開発	-
2004	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 開発 ルンガディーゼル No.7 (2300kW)　撤去	-	-
2005	-	-	新規ディーゼル No.2 (160kW) 設置
2006	-	-	-
2007	ルンガディーゼル No.13 (5000kW) 開発	-	-
2008	ルンガディーゼル No.8 (3600kW)　撤去	-	-
2009	-	ルアラエ水力 (200kW) 開発	クボラタ水力 (80kW) 開発
2010	マオタプク 1 & 2 (1600kW, 1400kW) 開発	-	-
2011	-	-	-
2012	ルンガディーゼル No.14 (5000kW) 開発	-	新規ディーゼル No.3 (160kW) 設置
2013	-	シロロ水力 (2100kW) 開発	既設旧ディーゼル (62kW) 撤去
2014	-	-	-
2015	-	-	-
2016	ルンガディーゼル No.15 (5000kW) 開発	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

州名 島名 需要センター Plan No. 年度	マキラ	テモツ	チョイセル
	サンクリストバル	サンタクルズ	タロ・チョイセル
	キラキラ	ラタ	タロ・チョイセル
	2	2	1
1998	-	-	-
1999	-	-	-
2000	-	-	新規ディーゼル No.1 & 2 (20kW*2) タロ島設置
2001	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	-	-
2002	-	-	-
2003	-	-	ソラベ水力 (70kW) 開発
2004	フロ水力 (120kW) 開発	-	-
2005	-	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	-
2006	-	-	-
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	-	-
2010	-	-	-
2011	新規ディーゼル No.5 (240kW) 設置	-	-
2012	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	新規ディーゼル No.5 (150kW) 設置	-
2013	既設旧ディーゼル No.2 (50kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	-
2014	-	既設旧ディーゼル No.2 (40kW) 撤去	-
2015	-	既設旧ディーゼル No.3 (60kW) 撤去	-
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

なお、上記電力供給計画による供給地域を Appendix 10-3-1 から Appendix 10-3-6 にしめす。

州名 島名 需要センター Plan No. 年度	ウェスタン		セントラル
	ギゾ	ニュージョージア	ツラギ
	ギゾ	ノロームンダ	ツラギ
	2	2	2
1998	-	-	-
1999	-	-	-
2000	ギゾディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替	-	-
2001	-	ノロ ディーゼル No.4 & No.5 (2000kW*2) 増設	-
2002	新規ディーゼル No.4 & No.5 (300kW*2) 設置	-	-
2003	既設旧ディーゼル No.3 (170kW) 撤去	-	-
2004	-	-	-
2005	-	新規ディーゼル No.6 & No.7 (2000kW*2) 増設	新規ディーゼル No.3 (60kW*1) 設置
2006	新規ディーゼル No.6 (300kW*1) 設置	既設旧ディーゼル No.1 (900kW) 撤去	-
2007	-	既設旧ディーゼル No.2 (900kW) 撤去	-
2008	-	既設旧ディーゼル No.3 (900kW) retire	-
2009	-		-
2010	-	新規ディーゼル No.8 & No.9 (2000kW*2) 増設	-
2011	-	-	-
2012	-	-	-
2013	-	-	-
2014	-	-	-
2015	新規ディーゼル No.7 (300kW*1) 設置	-	-
2016	-	新規ディーゼル No.10 (2000kW*1) 増設	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

1.2 SHS による地方電化計画

太陽光発電による地方電化計画の実行のためには、パイロットスキーム（期間は 3 年間であるが、初年度に設備をすべて建設）において組織制度を構築し、選定された村落において実施し、モニタリングを行う。

次に、全国大拡大スキームにおいて毎年 270 戸の個人住宅と 27 の公共施設の電化を、2018 年まで行う。これにより、2018 年末には、約 4,000 戸の個人住宅と約 400 の公共施設が SHS により電化される。

SHS による農村地方電化計画を、以下に示す。

Plan No. / Year	プロジェクト名	内容
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	パイロットスキーム （1年次）	36Wp SHS 200セット、55Wp SHS 50セット、75Wp SHS 39セット
2002	パイロットスキーム （2年次）	
2003	パイロットスキーム （3年次）	
2004	-	-
2005	全国大拡大スキーム（1年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2006	全国大拡大スキーム（2年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2007	全国大拡大スキーム（3年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2008	全国大拡大スキーム（4年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2009	全国大拡大スキーム（5年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2010	全国大拡大スキーム（6年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2011	全国大拡大スキーム（7年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2012	全国大拡大スキーム（8年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2013	全国大拡大スキーム（9年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2014	全国大拡大スキーム（10年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2015	全国大拡大スキーム（11年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2016	全国大拡大スキーム（12年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2017	全国大拡大スキーム（13年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2018	全国大拡大スキーム（14年次）	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット

2. 勧告

2.1 電力供給計画実施についての勧告

前節１の結論において勧告した電力供給計画を実施するに当たって、以下の事項を着実に実施する必要がある。

(1) 毎年最低１回の電力需要を各州/各島の需要センターについて、見直しを行う。

(2) 水力発電ポテンシャル地点のうち、各州/各島の各地点は、実施前に各々下記調査を実施すること。

- ガダルカナル州：マオタプク１および２については、開水路適用の可能性調査、ササについては、落差確認のための水準測量の調査
- マライタ州：シロロについては、アクセスおよび地質調査
- イザベル州：クボラタについては、流量測定の詳細調査
- マキラ州：ワイマプルについては、水準測量と流量測定の詳細調査
- チョイセル州：ソラベについては、放水路水位の詳細調査
- テモツ州：ルエンバレレについては、水準測量と流量測定の詳細調査

これらの詳細調査により、出力と発電電力量を見直すこと。

(3) 見直した電力需要により、電力供給計画を見直すこと。

(4) 電力供給計画を実施するにあたり、以下の環境影響について調査検討すること。

- 計画設計時においては、

- 保全区域に対する水力開発地点の位置関係
- 稀少もしくは固有の野生生物への影響
- 土砂崩れや洪水の人為的発生を引き起こすような斜面や河川の改変

環境影響ではないが、ソロモンでは過去に土地所有権争いがあった経緯から、土地所有権の決定と収容された土地で行われる事業を切り離すことが、慣習的に行われてきた。従って、計画時点で、つぎの事項について明確にされていることが必要である。

- 土地収容や土地の所有権者の明確化と開発プロジェクトについての建設合意

● 建設段階や運用段階においては、

- ダム開発や導水路建設に伴う掘削土砂などの廃棄
- 建設期間中の工事労働者などの流入による周辺社会との軋轢
- 実施手法が自然の配置に類似しない場合の施設周辺と下流生態系に対する負の影響（例えば、大規模な重機や道路の進入、自然乾燥期の状態の変更）
- 特に乾期における取水点下流部の水不足
- 飲料水供給源が取水点下流部にある場合は、その水不足または汚染
- 周辺コミュニティーの食料源である魚の遡行の阻害
- 農林生産や景観の撹乱
- 工事用道路を利用した森林伐採業者等の流入

2.2 地方電化計画実施についての勧告

2.2.1 地方電化計画実施体制の確立

REAC は天然資源省内に設立され、エネルギー局を事務局とし、グリッド以外の手段による（SHS による）地方電化計画の調整･実施の中心機関とする。REAC は、エネルギー局に加え、教育省、保健省、財務省、SIEA、NGO、援助国･機関などから構成される。

ただし、エネルギー局は、REAC 設立を内閣に通知し、承認を受ける必要がある。また、設立前に、エネルギー局は、(1) 関連機関との討議および協力の取り付け、(2) 関係者への農村電化計画に関する情報の伝達、(3) エネルギー局専門職員の増員を実施することを勧告する。

REAC は、設立後、以下の業務遂行に責任を持たせること。

1) 農村電化計画の広報
2) PV 訓練センターの設立
3) PV 訓練マニュアルの制作
4) 回転資金の設立
5) 必要な規定の法制化
6) 請願書の評価･選択
7) SHS 設置予定村でのワークショップ実施

8) SHS 調達･設置
9) アフターケアー・サービスの提供
10) モニタリング・評価

2.2.2 地方電化計画実施について

SHS による地方電化計画の実施にあたり、以下の環境影響について調査検討すること。

1) 従来使用していた乾電池の使用減少と無秩序な投棄の減少という正の影響
2) SHS 設備のバッテリー寿命終了時の廃棄
3) 配電線設備や SHS 設備による周囲景観の阻害
4) サイクロンや強風下における配電線などの安全性

地方電化計画は 2 スキームにより実施すること。まず、パイロットスキームを実施し、次に、全国大スキームを行うこと。最初に実施するパイロットスキームより得られた課題について対応策を検討し、これを全国大拡大スキームに反映させること。なお、組織としては、まず太陽光発電設備設置のコミュニティに設備維持管理担当者を設置し、日常の技術・経営の管理をさせる。この担当者以上の技術レベルの対応が必要な場合は、州政府の PV 技術者が対応し、それ以上の問題については、SIEA の技術者に対応する組織とすることを提案する。パイロットスキーム実施段階において、モニタリングする項目を下記の(1)および(2)に示す。

(1) 技術的課題（人員、サービスレベル、サービス項目、保守点検巡回サイクル、研修項目、研修期間）
(2) 経営的課題（人員、徴収料金設定額、料金徴収率、延滞率）
(3) バッテリーの廃棄処理課題

廃棄バッテリーの数量がまとまった時点で、オーストラリア･ブリスベーンに輸送し、バッテリー処理工場で処理し、ソロモン諸島の環境に影響を与えないよう配慮すること。

2.3 SHS 地方電化基金の創設

僻地の農村部や都市部から離れた地方部においては、都市部と異なり社会的インフラ基盤が整備されておらず、水道、電気、ガス等もなく不自由な生活をしている。これらの村落民への電灯照明による便益を供与するため、SHS による地方電化基金として現在の電気料金に、上乗せして料金徴収することを勧告する。なお、上乗せする料金額は、後述する 2.4 節に説明する。

2.4 電気料金

2.4.1 最適供給計画による電気料金

系統（グリッド）や小水力による最適供給計画の実行のためには、172 百万米ドルの電源設備建設費とこれに伴う運転費用 141 百万米ドルの総額 313 百万米ドルが必要となり、これを賄うためには、現状の平均電気料金 79.18 ソロモンセント/kWh（0.1584 米ドル/kWh）から 18.8%値上げして、平均電気料金を 94.03 ソロモンセント/kWh（0.1881 米ドル/kWh）にする必要がある。

上記建設費の資金調達は、借款・無償資金・自己資金の最適な組合わせにより行うことを提案する（12.4.2 参照）。借款を導入する際、ソロモン政府は低利・長期のソフトローンを SIEA が直接借入れできるように、また為替リスクも政府自身で負担するよう配慮すべきである。

2.4.2 地方電化計画による設備使用徴収料金

太陽光発電（SHS）による地方電化計画の実行のためには、パイロットスキーム（期間は 3 年間であるが、初年度に設備をすべて建設）において SHS 設備費用 37 万米ドル、2018 年までの全国大拡大スキームにおいて設備費 5.2 百万米ドル（毎年 37 万米ドル）と保守費用 1.0 百万米ドルの合計 6.2 百万米ドルが必要となる。

パイロットスキームでは、250 戸の個人住宅と 39 の公共施設（学校、教会やクリニック）が電化され、全国大拡大スキームでは、毎年 270 戸の個人住宅と 27 の公共施設が電化され、2018 年末には、約 4,000 戸の個人住宅と約 400 の公共施設の電化が期待できる。

2.4.3 系統や小水力による電力供給計画と SHS による地方電化計画の全体計画による徴収料金計画

SHS の料金については、両スキーム（パイロット及び全国大拡大）とも、使用設備の費用回収料金にすると、現在のソロモン村落民が払える額をかなり上回ってしまうため、村落民が払える額（US$2～3/月）とし、設備の初期費用及び毎月の保守運転費用（人件費 + バッテリー・コントローラ交換費用）と実支払額の差額を、電気料金に SHS による地方電化基金と称して上乗せして徴収することとする。
これにより、「2.3 節　最適供給計画による電気料金」での平均電気料金は、79.18 ｿﾛﾓﾝｾﾝﾄ/kWh（0.1584 米ﾄﾞﾙ/kWh）から 21.1%値上げして、95.85 ｿﾛﾓﾝｾﾝﾄ/kWh（0.1917 米ﾄﾞﾙ/kWh）にする必要がある。

この SIEA が一旦徴収した SHS による地方電化基金は、DBSI（ソロモン諸島国開発銀行）の口座に振り込まれる。REAC は、DBSII の口座にある SHS 電化基金により SHS による地方電化計画を推進することを勧告する。

1998 年末時点での電化住宅数が約 6,600 戸であるが、2018 年末時点では、系統（グリッド）や独立電源による電化住宅数と太陽光発電による電化住宅数の合計は、約

16,100 戸になることが期待できる。

上記設備費の資金調達として、パイロットスキームは無償金援助を活用し、全国大拡大スキームは有償資金援助（借款）によることを原則とするが、全国大拡大スキームにおいても無償資金を導入することが出来れば、この資金が SHS による地方電化の回転資金となる（第 12 章 Table 12-4-3-1 参照）ので、海外のドナーに無償援助を要請することを提言する。

2.5 資金調達計画

2.5.1 系統（グリッド）や小水力による最適供給計画資金調達

建設費用額 172 百万米ドルのうち、借款で 100 百万米ドル、無償で 29 百万米ドル、残りを自己資金 43 百万米ドルを調達し、借款は出来るだけ低利で長期返済のものを借款すること。

20 百万米ドルを超えるプロジェクトはすべて、借款により実施すること。

無償は、10 百万米ドル以下のプロジェクトとすること。

2.5.2 太陽光発電（SHS）による地方電化計画資金調達

パイロットスキームにおいては、建設費用額 0.37 百万米ドル総てを無償要請プロジェクトとし、全国大拡大スキームについては、2005 年から 2018 年までの建設費用額 5.2 百万米ドルを一括借款とする。しかしながら、SHS による地方電化促進や拡大を考慮し、無償資金協力要請をすることが望ましい。

2.6　ＰＶ維持管担当者育成のためのトレーニング

州政府で働いている技術者をホニアラのPV訓練センターにて教育訓練を行う。
次に、村落のコミュニティにおける設備維持管理担当者を、州政府技術者が訓練する。第 7 章　7.13 教育訓練を参照のこと。

2.7　ＰＶ訓練センターの設立

現在、ソロモン諸島には PV についての訓練センターが無いので、ソロモン諸島高等教育大学や農村訓練センター内に PV 訓練センターを設置し、州政府内の技術者や、ホニアラ・州都や町に出てきている若者を訓練し、出身村での太陽光発電設備の設備維持管理担当者として育成することを提案する。

2.8　ソロモン諸島電力公社の業務改善

電力公社（SIEA）の業務内容を改善するために、次の目標を達成すること。（第 11 章 11.1.5　ソロモン諸島電力庁を参照のこと）

(1)　電気料金回収率の改善

(2)　発電･配電業務の効率化（特に、ホニアラ、ノロ以外の赤字経営の発電設備）
(3)　経営能力の強化（現在検討されている民営化を含め、経営計画の策定）
(4)　電気料金の値上げ（営業損益段階で確実に黒字が出るレベルへの料金値上げと政府承認）

2.9　貧困層に対する電化対策

パイロットスキームを通して各州/各島から選定された村/コミュニティについて技術的・経営的組織が持続可能であったかどうかや、料金回収がどのように行われたかをモニタリングできる。

一方、SHS 電化設備使用による徴収額をかなり村落民が払える額に設定したが、それでも払えない村人はいると思われるので、これらの村人に対しては、PV を活用した電化方策を、貧困層に対する村・コミュニティに対する社会開発（貧困対策）として、ソロモン政府が政策を立案し、対策を講じられるべきである。

第１章　はじめに

第１章 序論

1.1 背景

ソロモン諸島国は、オーストラリアの北東に位置し、主要 6 島と大小合わせて約 100 以上の島々からなる諸島国である。首都は、ガダルカナル島のホニアラで、人口約５万人の都市である。ソロモン諸島の人々の生活を支える電力供給手段として、首都ホニアラでは、２ヶ所のディーゼル発電所から 33kV ないしは 11kV 及び 415V/240V により電力供給が行われている。一方、首都以外では、一部の地域で水力発電が行われているものの殆どがディーゼル発電により行われている。このディーゼル発電所運転用の燃料代がソロモン電力公社(Solomon Islands Electricity Authority; SIEA)の財政状況を圧迫している。このような状況に鑑み、ソロモン政府は、短期的にはディーゼル発電により首都周辺の電力供給拡充を行い、中長期的には地方電化推進及び再生可能エネルギーによる電力供給を図ることとしている。再生可能エネルギーのポテンシャルはあり、外国援助機関のコンサルタントにより、個別案件ごとに調査・計画された報告書は作成されているが、実現に至っていない。すなわち、全体を長期に亘って計画する技術・人材が不足している。

このような背景から、ソロモン諸島国政府が、1997 年 11 月日本政府に「長期電力開発マスタープラン」に係わる調査要請を行った。日本政府は、1998 年 2 月にプロジェクト形成調査団を、1998 年 8 月 30 から 9 月 11 日にかけて予備調査団を派遣し、マスタープラン調査のための業務実施細則を決め、本調査の派遣決定に至った。

本調査は、国際協力事業団より東電設計株式会社とアイ・シー・ネット株式会社の共同企業体へ委託契約され、1998 年 12 月 18 日より調査業務が開始され、2001 年 1 月 25 日終了の予定である。

1.2 調査目的と調査対象地域

1.2.1 本調査の目的

以上のような背景から、本調査の目的は、長期電力開発マスタープランとして、

- 2015 年までの再生可能エネルギーを利用した電力供給計画、実施計画を作成し、かつ
- 電力セクターの将来的な組織・制度を提案する。

1.2.2 本調査の調査対象地域

ソロモン諸島国全域を、本調査対象範囲とする。しかし、全島踏査による調査は物理的に困難であるので、調査手法を次のように考えることとする。

(1) 小水力発電計画において、現地踏査出来ない島については、第 2 次現地調査期間中に地図を購入し、マップスタディー及びソロモン側カウンターパートの Ministry of Natural Resources(天然資源省)の Energy Division(エネルギー局)及び SIEA（ソロ

モン電力公社）と相談の上マスタープランに反映する。

(2)　太陽光発電計画において、現地踏査出来ない島については、ソロモン側カウンターパートの Ministry of Natural Resources(天然資源省)の Energy Division(エネルギー局)及び SIEA（ソロモン電力公社）と相談の上、標準的な村落を選定しマスタープランに反映する。

(3)　村落社会調査においては、現地踏査を実施する６島の各村落を調査すれば、６島の全人口は、ソロモン諸島国全体の 87%となり、村落人口の約８割以上をカバーでき、概ねソロモン諸島国村落社会の傾向を把握出来ると考えている。

1.2.3 調査目標年

設備の耐用年数としては、小水力発電設備は約 50 年、送配電設備は 25 年、太陽光発電設備は 20 年とし、調査対象目標年は、予備調査団がソロモン政府側と締結した業務実施細目及び議事録に従い 2015 年迄とする。

1.2.4 調査項目

予備調査団がソロモン政府側と締結した業務実施細目及び議事録に従い、次を主な調査項目とする。

(1) 地域・村落別電力供給手法の検討
(2) 雨量・測水所、日照・日射計による基礎データ収集体制の確立
(3) 現地踏査
(4) 電力事情調査と電力需要想定
(5) 村落社会調査及び環境調査
(6) 経済・財務分析
(7) 最適な電力供給計画の策定
(8) 実施計画に関する早期事業化のための方策
(9) 電力セクターの将来的組織と制度の提言

1.3 本報告書の構成

本報告書は全 12 章から構成され、第 1 章及び第 2 章は本調査に係わる背景、調査目的、調査対象地域、日本国内での調査や現地（ソロモン諸島国）での調査の業務概要について記述している。

第 3 章から第 12 章が、本調査の検討内容が記述されており、

第 3 章は、ソロモン諸島国の社会・経済・電力状況について、

第 4 章は、主としてソロモン電力公社（SIEA）が現在電力供給を行っている需要センターにおける電力需要想定について、

第 5 章は、数ある水力ポテンシャル地点の中から選定した 10 ケ地点（6 州/6 島から選定）についての小水力発電開発の検討、概略設計及び建設工事費について、

第 6 章は、第 10 章で決定した最適電力計画に基づいて計画される小水力発電計画地

点から需要センターまでの送配電設備計画及び建設工事費について、
第 7 章は、既存の電力供給設備や近い将来開発される電力供給設備からの電力供給を今後約 10 年間は期待できない地点 12 ケ地点（7 州/8 島から選定）の調査結果から、ソロモン諸島国における太陽光発電設備の標準的な仕様と建設工事費について
第 8 章は、第 5 章、第 6 章及び第 7 章の電力設備開発対象となる地点の村落社会の現状と開発にあたっての問題点について、
第 9 章は、小水力発電や送配電設備開発にあたり、現状の環境についての法制や政府組織、環境現況、想定される環境影響及び採用されるべき環境配慮について、
第 10 章は、電力供給計画の基本方針、各州/各島において SIEA が電力供給を行っている需要センターの電力需要想定結果に基づく電力供給計画と最適電力供給計画案について
第 11 章は、ソロモン諸島国における現在検討が開始された民営化を含めた電力セクターの組織制度の現状、政策・法体系について、
第 12 章は、SIEA の財務状況、電気料金体系、小水力発電による最適電力供給計画や太陽光発電による地方電化計画についての経済・財務検討や分析ならびに資金調達や返済計画について
第 13 章は、実施すべき電力供給計画ならびに地方電化計画の提言と、実施するにあたっての資金計画、更に、地方電化における電力セクターの組織・制度枠組みの提言について
それぞれ記述してある。

第２章　調査概略

第２章 調査概略

2.1 国内準備作業

本調査に関連する資料及び報告書にある予備調査報告書、それぞれの調査時に収集された資料及び弊社が自主調査において収集した資料、データ及び文献を国内において検討・分析を行い、以下の準備作業を行った。

- 社会経済状況の把握
- 電力需給構造把握のための資料調査
- 村落社会調査の実施計画の作成
- 小水力開発候補地点の事前マップスタディ
- MEMM（後述は MNR)、SIEA、NGO（APACE や GREA）等関連機関や組織への質問状作成
- インセプションレポートの作成・送付
- 太陽光発電、小水力発電に係わる資料の収集及び説明資料の作成

2.2 第１次現地調査

第１次現地調査において下記の業務を実施した。

- インセプションレポートの説明・協議及び議事録作成・署名
- 関連資料・データ（雨量、水文、気象、関連基準、法規、規則、地形図、地質図、既存電力設備データ（発電・送配電設備)、電力消費統計データ、既存電力開発資料等）の収集・整理・分析
- 地域・村落別電力供給手法についての調査
  - 既存電力供給設備の確認と評価
  - 地域開発計画（含 NGO による計画)
  - 系統からの電力供給による需要センターの特定と概略需要想定
  - 各需要センターの概略需要想定
  - 水力ポテンシャルのマップスタディー（需要地周辺及びその他)
  - SHS による電化地域の調査
- 基礎データ（雨量、水文、気象等）収集状況の確認
- 援助団体・NGO 調査
- 第 2 次現地調査時の詳細調査候補地点の予備現地踏査
- 電力開発に関する村落社会環境の予備調査
- 電力供給事業の経済財務的側面の現状把握
- 将来の電力セクターにおける組織・制度の提言をするための現状調査
- 学校や病院のような公共施設や全国に存在する漁業施設への電力供給に関する政策・計画の調査
- 平成 10 年度調査用資機材（パソコン等）の購入

2.3 第１次国内作業

第１次現地調査収集資料及び調査結果の分析・検討を行い、以下の作業を行った。

- 収集資料を整理・分析及び検討、問題点の明確化
- 系統電力供給地域、分散型、独立型電源による電力供給もしくは電化地域の選定実施
- 第 1 次現地調査において確認された小水力ポテンシャル候補地点及び太陽光発電設備調査候補地点から第 2 次現地調査で行う詳細調査地点各 10 ケ地点ずつの絞り込み
- 測水や気象観測の調査用資機材の国内調達準備
- プログレスレポート作成

2.4 第２次国内作業

第１次国内作業において準備を進めてきた下記の第２次現地調査用機材を国内調達し、ソロモン側に運送した。

量水標	10
流速計	3
水位計	1
雨量計	1
蒸発計	1
日照・日射計	1

2.5 第２次現地調査

第２次現地調査において下記の業務を実施した。

- プログレスレポートの送付・説明・協議及び議事録作成・署名
- 技術移転セミナー1 の開催
- 系統による電力供給地域の調査
  - 既存電力設備の現状把握と評価
  - 配電線による電化拡張調査
  - 電力需要予測
  - 小水力ポテンシャル地点の現地踏査
  - 小水力ポテンシャル周辺地域の村落社会調査
  - 地質調査
- 分散型（独立型）電力供給地域の調査
  - 村落社会調査
  - 既存設置地域における稼動状況と維持管理体制の確認と評価
  - 小水力ポテンシャル地点の現地踏査
  - 地質調査
  - 技術的・経済的設置条件の調査

- SHS による普及組織・普及手法の調査
- 基礎データ（雨量、水文、気象等）収集体制の確立

2.6 第 3 次国内作業

第 2 次現地調査収集資料及び調査結果の分析・検討を行い、以下の作業を行った。

- 第 2 次現地調査結果の分析･検討
- 小水力発電所の概念設計の作成
- SHS の設置手法の検討・設計
- 社会影響評価
- 電力セクターの組織・制度及び電化促進策の検討
- インテリムレポートの作成・送付

2.7 第 3 次現地調査

第 3 次現地調査において下記の業務を実施した。

- インテリムレポートの説明・協議及び議事録作成・署名
- 技術移転セミナー2 の開催
- 基礎データ収集
  - 水文資機材及び気象観測装置のよるこれまでの基礎データの収集
- 主要設備及び建設資機材調査
  - 小水力発電設備の概略設計と工事費積算実施用積算資料の収集
  - 送配電網設備の概略設計と工事費積算実施用積算資料の収集
  - SHS 設備の概略設計と工事費積算実施用積算資料の収集

2.8 第 4 次国内作業

第 3 次現地調査収集資料及び調査結果の分析・検討を行い、以下の作業を行った。

- 第 3 次現地調査結果の分析･検討
- 系統による電力供給地域における最適電力供給計画の策定
- 分散型電力供給地域における SHS による電化計画
- 独立型電力供給地域における小水力発電による電化計画
- 電力セクターの将来的組織と制度の検討・提言
- 作成された最適電力供給計画と SHS 普及計画についての経済・財務分析
- 実施計画の策定及び資金調達計画の策定
- ドラフトファイナルレポートの作成・送付

2.9 第 4 次現地調査

- 民族紛争により､危険度が 2 以下にならないため､第 4 次現地調査は中止となった。
- ドラフトファイナルレポートをソロモン側カウンターパートへ送付し、コメントを求め、そのコメントをファイナルレポートに反映することとした。

2.10 ファイナルレポートの提出

ソロモン側カウンターパートのコメントは、何もなかった。従って、もう一度ドラフトファイナルレポートを見直し、ファイナルレポートを作成し、JICA に所要部数提出した。

2.11 本調査の関係機関・関係者および調査団構成

ソロモン側関係機関および関係者は以下のとおりである。

- MNR (Ministry of Natural Resources)
  Mr. John Gorosi, Director of Energy Division
  Mr. Moses K Biliki, Director of Environment and Conservation Division
  他 8 名
- SIEA (Solomon Islands Electricity Authority)
  Mr. Bobby Kwanairara, General Manager
  Mr. Michael Nation, Deputy General Manager
  他 8 名
- Ministry of National Planning
  Mr. Donald Kudu, Permanent Secretary
  Mr. Shadrach Fanega, Under Secretary
- Ministry of Finance
- Department of Commerce, Employment and Tourism
  Mr. Stephen Oru, Project Officer
- Ministry of provincial government and rural development
  Mr. Japhet Waipora, Minister
  Mr. Anthony Seketa, Secretary
- Province
  Malaita Province Mr. David Oeta, Premier
  Isabel Province Mr. Jacob B. Pitu, Premier
  Western Province Mr. Noah Zala, Deputy Premier
  Mr. Nacily Pule, Provincial Secretary
  Makira Province Mr. John S. Saunana, Provincial Secretary
  Choiseul Province Mr. Andrew Malasa, Provincial Secretary
  Temotu Province Mr. Gabriel Teao, Premier
  Central province Mr. Mark Kemakeza, Premier
  Rennell and Bellona Province Mr.Stanley Kataha, Deputy Provincial Secretary
- APECE
- GREA (Guadacanal Rural Electrification Agency)
  Mr. S. Tovosia, Chairman
  Mr. Bradly, Project Officer

- 日本大使館（在ソロモン諸島大使館）
  野本臨時代理大使
  平田臨時代理大使
  宮本書記官兼副領事
- 国際協力事業団　青年海外協力隊　ソロモン駐在員事務所
  浜田所長

調査団員の構成は次のとおり。

(1) JICA 調査団

村田 孝久	総括/電力供給計画
手嶋 哲夫	小水力発電計画
向井 捷洋	太陽光発電計画
竹内 祐司（第 3 次国内作業まで）	地質調査
平野 誠一郎	送配電設備・系統計画
杉永 雅彦（第 3 次国内作業まで）	村落社会調査
佐阪 剛（第 1 次国内作業まで）	環境調査
畔上 尚也	組織･制度/電化促進計画
加茂 孝志	経済・財務分析
茂木 信一（第 1 次現地調査まで）	業務調整
小林 俊幸（第 2 次現地調査以降）	業務調整

(2) 国際協力事業団

長谷川　博文(第 3 次国内作業まで)	担当職員
小林　広幸（第 3 次現地調査以降）	担当職員
江原　由樹（第 3 次現地調査以降）	担当職員

第３章　　ソロモン諸島国の
社会・経済状況

第 3 章　ソロモン諸島国の社会・経済状況

3.1　国家概況

ソロモン諸島国（Solomon Islands)は南太平洋の島嶼国の一つであり、1978 年 7 月 7 日に英国連邦から独立した。首都はホニアラ(Honiara)。 総面積は 28,370km^2、南緯 5 度～12 度、東経 155 度～170 度に位置する。国土はガダルカナル、マライタ、サンタイザベル、ニュージョージア、チョイセル、サンクリストバルの主要 6 島と約 100 島に及ぶその他の島で構成され、パプア・ニューギニアのブーゲンビル島から南東に向け、2 重の鎖型に連なっている。主要島は、ニュージョージア島を除きいずれも峻烈な山岳地帯が多く、殆どが熱帯雨林に覆われている。気候は熱帯性であるが、4 月から 11 月までは南東に吹く貿易風、11 月から 4 月末までは北西に吹く貿易風によりこれが緩和され、年間平均気温は最高 32.9 度、最低 21.2 度となっている。湿度は平均 60～90%であり、最も湿度の高い時期は雨季の 11 月から 4 月までである。

Table 3-1-1 ソロモン諸島国の行政区 (1999 年)

	州 名	主要島名	州都	主要都市	面積 (km^2)	人口
1	ウエスタン州	ニュージョージア、ギゾ ベララベラ、コロンバンガラ	ギゾ	ノロ、 ムンダ	5,475	77,573
2	チョイセル州	チョイセル	タロ		3,837	25,858
3	イザベル州	サンタイザベル	ブアラ		4,136	24,474
4	セントラル州	ツラギ（フロリダ諸島）	ツラギ		615	29,165
5	レンネル･ベロナ州	レンネル、ベロナ	チンゴア		671	3,241
6	ガダルカナル州	ガダルカナル			5,336	65,847
7	ホニアラ（首都）	—	—	—	22	49,817
8	マライタ州	マライタ	アウキ	マルウ	4,225	112,505
9	マキラ州	サンクリストバル	キラキラ		3,188	31,322
10	テモツ州	ネンド（サンタクルズ諸島）	ラタ		865	22,603
	合　計				28,370	442,404

* ホニアラ市はガダルカナル州には含まれない。
* 人口は推定値。
Source: Based on SOLOMON ISLANDS 1993 STATISTICAL YEARBOOK

3.1.1 人口および人種

人口統計については、これまで 1970 年、1976 年、1986 年に国勢調査が行われており、それ以降の正確な数値はない。1999 年度[1]に国勢調査が行われたが、調査結果の公表までにはまだ多少時間がかかる見込みである[2]。統計局発行の「SOLOMON ISLANDS 1993 STATISTICAL YEARBOOK」によれば、1999 年度における全国の人口は約 44 万人と推定され、そのうち約 11 万人がガダルカナル島に集中している。近年は貨幣経済の急速な浸透と共に、職を求めて地方村落から移住してくる人々で、ガダルカナル島、中でも首

[1] ソロモン諸島国の会計年度は 1 月～12 月までである。
[2] 統計局によれば、国勢調査の結果公表は 2～3 年後とのことである。

都ホニアラ市への人口集中化傾向が著しくなっており、ホニアラの人口は現在約 5 万人に達していると推定される。人口の伸び率は統計局の推測値によれば、1981 年以来約 3.5%～3.8%であり、首都ホニアラでは 4.5%～6.3%となっている。

尚、1993 年～1999 年の各州の人口推移想定を Table3-1-2 に示す。

Table 3-1-2 ソロモン諸島国各州の人口推移

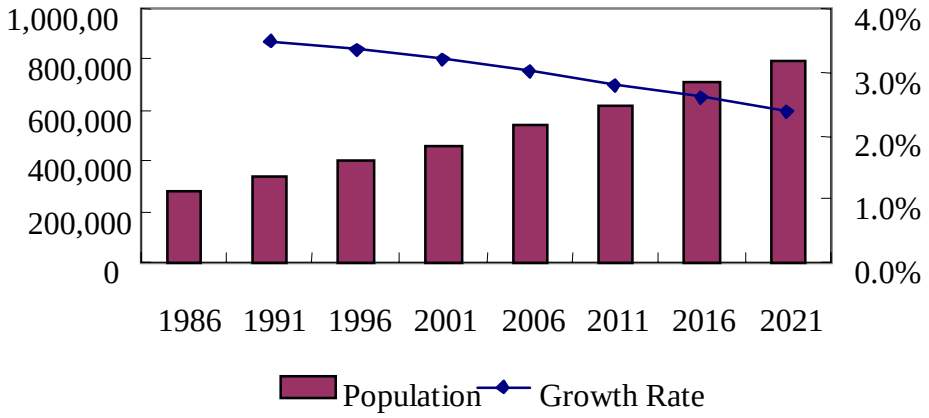
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ウエスタン州	60,398	62,984	65,679	68,491	71,395	74,422	77,573
チョイセル州	20,133	20,995	21,893	22,830	23,798	24,807	25,858
イザベル州	19,442	20,197	20,980	21,795	22,653	23,546	24,474
セントラル州	23,285	24,179	25,107	26,071	27,064	28,095	29,165
レンネル･ベロナ州	2,587	2,687	2,790	2,897	3,007	3,122	3,241
ガダルカナル州	53,220	55,104	57,054	59,064	61,243	63,503	65,847
ホニアラ（首都）	37,896	39,722	41,637	43,643	45,610	47,667	49,817
マライタ州	94,277	97,011	99,824	102,719	105,882	109,143	112,505
マキラ州	25,198	26,037	26,904	28,064	29,110	30,196	31,322
テモツ州	18,558	19,175	19,813	20,472	21,159	21,869	22,603
合　計	354,994	368,089	381,681	396,046	410,921	426,370	442,404

＊ ホニアラ市はガダルカナル州には含まれない。

Source: SOLOMON ISLANDS 1993 STASTICAL YEARBOOK

将来の人口予測については、1998 年 11 月にソロモン政府によって作成された「中期開発戦略（MTDS/Medium Term Development Strategy 1999-2001）」に 2021 年までの長期予測が示されており、これによれば、2016 年時点での全国の人口は約 70 万人に達する見込である。人口の伸び率自体は徐々に緩やかになり、2016 年時点では約 2.6%と推定されている。

民族構成としては、人口の 94%がメラネシアン、4%がポリネシアン、ミクロネシアンその他（西欧および中国人系）が各 1%ほどである。



Source : Medium Term Development Strategy 1999-2001

Fig.3-1-1 人口推移の予測

3.1.2 言語および宗教

全国におよそ 80 余の言語グループがあるといわれている。部族毎に独自の言葉を使用しており、部族間では共通語のピジン・イングリッシュ（英語と現地語がミックスしてできた言語）が使われている。公用語は英語。 宗教は住民の 98%がキリスト教徒である。

3.1.3 政治・行政

英国女王を元首とする立憲君主制国家である。5 年毎に議会の推薦に基づき、女王に任命される総督（ソロモン人）が英国女王を代表する。現在の総督は 99 年 7 月 7 日に任命された前テモツ州知事のラプリ神父（Fr John Lapri）。議会は一院制で 50 名の議員で構成され、任期は 4 年。選挙権は 18 才以上の全国民に与えられる。実質的な行政権は内閣が持つ。

1997 年 8 月よりウルファル氏を首相とする連合内閣「改革のためのソロモン連合」が政権を担当していたが、武装勢力のクーデターにより退陣を余儀なくされ、2000 年 6 月 30 日、野党党首ソガバレ氏が新首相に任命された。

旧政権下での政党勢力は以下のとおり。

<与党>
改革のためのソロモン連合（SIAC/Solomon Islands Alliance for Change）
ソロモン諸島自由党（Solomon Islands Liberal Party）
ソロモン諸島労働党（Solomon Islands Labor Party）
統一党（United Party）
国民党（National Party）
人民同盟党（PAP/Peoples Alliance Party）
無所属（Independent）
<野党>
国家発展のための連合（Coalition for National Advancement）

1998 年 7 月、ソロモン政府は財政削減の一環として 15 省庁を 10 省庁に削減・統合した。旧政権下における省庁は以下のとおり。

首相府	内務・地方政府・村落開発省
司法・法務・警察治安省	教育・人的資源開発省
商業・産業・雇用・観光省	保健・医療サービス省
運輸・公共事業・通信・航空省	大蔵・開発計画省
天然資源省	土地・農業・水産省

地方行政

ソロモン諸島国は行政単位として９つの州と首都（Table 3-1-1 参照）に分かれており、それぞれが地方政府を有する。地方政府は中央政府の政策中、地方で必要となる任務（住宅関連、保健衛生、教育文化、地方企業の振興）を遂行している。地方政府は酒類製造販売の許可、企業・商業、営業税の徴収、船舶運行税金の徴収等の権限がある。

民族紛争

98 年末頃より、ガダルカナル島の各地域においてガダルカナル原住民とマライタ移住民との間で民族紛争が多発しており、大きな社会不安となっている。紛争の原因は、独立後にマライタ人が大量に移住し、原住民との間で土地問題や傷害事件等のトラブルが長年にわたって発生したことによる。原住民の過激派により GRA（ガダルカナル革命軍）と呼ばれる武装集団が結成され、各所で暴力事件、銃撃事件が起こされた。99 年 6 月「国家非常事態宣言」が発令され、英連邦事務局よりランブカ前フィジー首相が特使として派遣された。調停の結果「ホニアラ和平協定」が結ばれ、事態は一時収束に向かったが、2000 年 5 月末、武装集団による活動が再び活発化し、ついにクーデターにまで発展した。武装勢力はウルファル首相を監禁して退陣を迫り、2000 年 6 月 30 日には、野党党首のソガバレ氏が新首相に就任した。しかし社会不安は未だ収束に至ってはおらず、マライタ人のガダルカナル島避難、外国人の国外待避、政府系企業、および民間企業の機能停止等の状態が続いており、ソロモン諸島国の社会・経済に深刻な影響を与えている。

3.2 経済概況

3.2.1 一般動向

ソロモン諸島国の経済は、その特徴として１）伝統的自給自足経済と貨幣経済の混在、２）第１次産業中心の産業構造３）高い輸入依存度等があげられる。

貨幣経済は都市部を中心として、農村部のかなり奥深くまで急速に浸透してきてはいるが、農村人口の多くは未だ伝統的な自給自足の農業、漁労等に依存している。丸太、コプラ、ココナッツ油、パームオイル等の１次産品は重要な外貨獲得源となっているが、これらは国際市場の影響を受けやすく、安定した産業として確立しているとは言えない。また近年、生活様式の近代化が急速に進んでいるが、それに必要な産業機材、車両、電気製品、衣類、日用雑貨の殆どを輸入に頼っている。1978 独立から 30 年余り経過したが、電力・道路などインフラの整備はかなり遅れており、開発予算のほとんどを先進国および国際機関からの援助に依存せざるを得ない状況である。

1997 年以来、政府は積極的に国家経済の再建を図ってきた。1999 年には「中期開発計画（MTDS）」を作成し、行政改革、経済構造改革を実施し、1999 年末には、累積延滞債務の殆どを清算した。しかし最近の民族紛争・政権交代により国家経済は深刻な影響を受けており、2000 年以降の経済再建は予断を許さない状況である。

3.2.2 国内総生産（GDP）

ソロモン中央銀行 Annual Report 1999 によれば、実質 GDP 成長率は、1997 年、1998 年、1999 年それぞれ-0.9%、1.3%、-0.5%であり、90 年代前半に比べ大きく低迷している。1997 年、1998 年は丸太の国際価格が暴落し、輸出額が大幅に落ち込んだことがマイナス成長の主要要因である。1999 年度は丸太市場も好転し、金輸出も好調であったが、民族紛争の影響が大きく、再びマイナス成長となった。国民一人当たり名目 GDP は 1990 年度で US790.5。

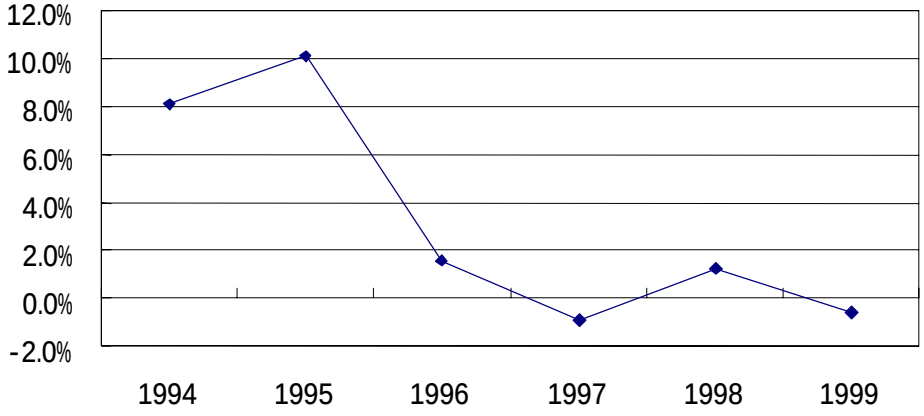


Fig.3-2-2 実質 GDP 成長率の推移

将来の GDP 成長率を予想することは現段階では困難である。MTDS では、1999～2001 年は、約 4.0%の GDP 成長率を維持すると予想していたが、1999 年の数字を見る限り、すでに予想を大きく下回っている。政府の財政改革にある程度の期待感もあったが、2000 年 6 月の民族紛争、政権交代はソロモン経済に深刻な影響を与えており、経済成長の悪化は避けられないと思われる。

Table 3-2-2　GDP データ

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Nominal GDP (SB$,mil)	598.3	763.1	901.2	1,052.5	1,249.9	1,461.5	1,612.1	1,728.1	1,738.7
Nomical GDP per Capita (US$)	666.6	763.8	798.7	873.9	968.1	1,050.0	1,065.1	853.7	790.5
Real GDP (at 1985 price, SB$)	248.5	276.7	281.4	304.1	334.8	340.1	337.0	341.3	339.4
Index of Real GDP (1985=100)	119.9	133.5	135.8	146.7	161.5	164.1	162.6	164.7	163.8
annual growth %	0.6%	11.4%	1.7%	8.1%	10.1%	1.6%	-0.9%	1.3%	-0.5%

Source: non-official data from Central Bank of Solomon Islands, May 2000

3.2.3 産業活動

主要農産物はコプラ（やしの実を乾燥したもの）、ココナッツ油、ココア、パームオイル、およびパーム核等であり、主としてヨーロッパおよび日本等に輸出されている。水産業はソロモン大洋社を中心としたかつお、まぐろ漁業による缶詰、冷凍品、荒節等が生産、輸出されている。

丸太生産は 1996 年頃までは同国の主力産業であったが、1997 年以降アジアの通貨不安と南洋材に対する需要の変化により海外の丸太市場が暴落し、輸出量が大幅に減少した。96 年の丸太輸出量は 83 万m^3をピークに 98 年の 60 万m^3程度にまで減少した。しかし 99 年以降は、丸太国際市場が徐々に回復しており、99 年度の丸太輸出量は 62 万m^3程度まで回復している。

コプラは主としてラッセル諸島プランテーション社（RIPEL）および小規模農家によって生産されている。99 年度の生産高は 2.3 万 t で 97 年の 2.8 万 t から大きく減少している。これは民族紛争によりガダルカナル島のテナル支社が閉鎖されたことが大きく影響している。これに対し、ココナッツ油は 97 年の 5,300t から 99 年の 1 万 t に大きく増産している。これは近年、輸出品をコプラからココナッツ油に漸次転換しようという政策の反映である。ココナッツ油はコプラから搾取され、全国の商品輸出公社（Commodity Export Marketing Authority – CEMA）によって生産されている。CEMA は重要な電力需要産業の一つである。

パームオイルとパーム核は、その生産のほとんどをソロモン諸島プランテーション社（SIPL）に依存していたが、民族紛争の影響により 1999 年 6 月に閉鎖され、現在生産が全くできない状態となっている。

鉱工業は現在、ホニアラ近郊のゴールドリッジ地区における金鉱採掘が脚光を浴びている。金鉱採掘は豪州ロス・マイニング社が採掘権を取得し、1998 年 8 月、Gold Ridge Mining Limited を設立し（ロス社 100%出資）、操業を開始した。金鉱の埋蔵量は約 135 万オンス（1 オンス＝約 28g）、鉱命 10 年、年間 10 万オンスの生産が見込まれている。1999 年度の金・銀採掘量はそれぞれ 11 万オンスおよび 6.69 万オンスで、今後さらに生産量を拡大する見込みである。金輸出価格は 1999 年度は平均 A$260/オンスで推移している。ロス社の Annual report 1999 によれば、採掘コストは US$170/オンス程度であり、十分な利益を生み出している。
金鉱採掘に関わる電力は、同社が購入した 11,000 kW（1 MW*11 ﾕﾆｯﾄ）のディーゼル発電機によってまかなわれている。（2000 年 7 月現在、民族紛争により操業停止中。）

3.2.4 雇用および賃金

統計局の調査に依れば、同国の 1998 年における正規就業者数は約 35,000 人で、全労働可能人口（15 歳～59 歳）の約 10～20%程度と推定される。その他の労働者のほとんどが伝統的な自給自足経済に従事している。毎年、教育システムを終え、就職を希望する若者の数が増えているにも関わらず、それを吸収するだけの雇用がないため、失業問題は当国において大きな社会問題になっている。

1999 年は民族紛争の影響で多くの労働者が職場離脱を余儀なくされた。特に SIPL（上記）の閉鎖は 1,700 人以上の失業者を生み出した。また行政改革による公務員の大幅削減（1999 年 452 人、2000 年 100 人を削減予定）もあり、失業問題は年々深刻になっている。

Table 3-2-4 分野別労働者数

	1994	1995	1996	1997	1998
農業	4,343	4,157	4,093	3,809	3,356
林業	4,040	3,964	3,313	2,709	2,658
漁業	2,623	2,844	2,937	2,579	1,412
鉱工業	28	32	38	62	1,412
製造	1,284	1,471	1,612	1,665	4,348
電気・水道	531	631	703	650	387
建設	1,221	1,474	1,925	1,638	1,187
小売り・卸売り	3,890	3,921	4,066	3,844	4,641
運輸・通信	1,335	1,427	1,972	1,777	1,878
金融	1,124	1,291	1,422	1,602	1,183
公務員	6,909	6,244	6,198	1,016	4,261
その他	3,861	4,080	8,567	5,057	8,750
計	31,189	31,536	36,846	26,408	35,473

Source: Annual Report 1999, Central Bank of Solomon Islands

当国最高学府であるソロモン諸島高等教育大学（Solomon Islands College of Higher Education - SICHE）卒業生が公務員として就職した場合の初任給は現在約 SB$700/月（約 22,000 円）である。1999 年度の公務員の月収は平均 SB$700～SB$2,000 程度とみられる。

3.2.5 税制

ソロモン諸島国における税制は以下のとおりである。同国では、国内において物品税・販売税が課されるほか、輸出入の際は輸入税・輸出税がそれぞれ課される。政府は 2000 年以降、国内産業育成、外資誘致を目的に大幅な減税実施を予定している。

物品税（Goods Tax）

輸入品　15%、国内生産物 10%、米 5%

医薬品、政府関連施設、慈善、および障害者支援目的物品等は免税

輸出品、不動産、無形資産、国内で使用された中古品は対象外

販売税(Sales Tax)

国内・国際電話、レストランでのサービス

乗船券（国内)、自動車・飛行機･船舶レンタル料

不動産販売、美容院、クリーニング等

会計・法律その他の専門業務サービス	以上一律 10%
航空券、乗船券（海外）	SB$10/枚
映画館入場券	SB$0.5/枚
ビデオレンタル代	SB$2/本
石油製品の販売	SB$0.1/liter

個人所得税

PAYE（Pay as you earn）といわれる累進課税制を採用。

課税対象となる年間所得を以下の部分に分け、それの合計額が課税される。

医療費、教育費、保険・年金、住宅ローン金利等は控除対象。

SB$5,200 以下の部分	非課税（SB $7,800 に引上げ予定）
SB $15,000 以下の部分	11%
SB $15,000～$30,000 の部分	12%
SB $30,000～$60,000 の部分	35%
SB $60,000 を超える部分	47%（40%に減税予定）

法人所得税

居住者企業	国内で獲得した収入に対し 35%（30%に減税予定）
非居住者企業	国内で獲得した収入に対し 50%（35%に減税予定）

輸入税（Import duty）

衣類、食品、日用品	40%（20%に引下げ予定）
機械類、発電機、太陽光パネル、バッテリー、加工食品、文房具等	20%
建設資材、セメント、鉄材	10%
化学品、米	5%
自動車	10%＋SB$5,000～SB$10,000
石油製品：ケロシン	SB $0.10/liter
ガソリン	SB $0.13/liter
ディーゼル油	SB $0.22/liter
潤滑油	40%

輸出税(Export tax)

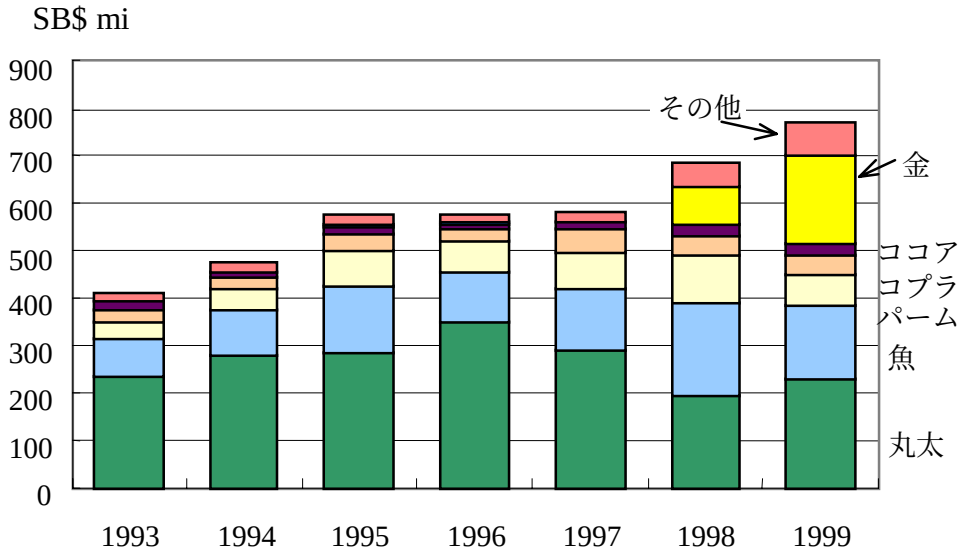
丸太	25%
製材	5%
コプラ、パームオイル	7%（2000 年度より廃止）
ココア	4.5%（ 〃 ）
ココナッツオイル	非課税
冷凍魚	10%（缶詰は非課税）
金鉱石	15%（ゴールドリッジは 2.5%）

発電所等のインフラ建設および政府関連の開発投資プロジェクトについては、一般的に免税措置がとられる。

3.2.6 貿易

輸出品の中では木材、魚、ココナッツ製品・金が大きな割合を占めている。1993 年～1996 年は丸太の輸出ブームであり、その輸出額は全体の約 50～60%を占めるに至った。1997 年のアジア経済危機以降、一時低迷したが、1999 年に入って丸太の国際市場が回復し、輸出額全体の 30%程度にまで回復している。一方、1998 年からはゴールドリッジにおける金鉱採掘が好調であり、1999 年は輸出額全体の 25%近くとなっている。

民族紛争の影響を受け、1999 年 6 月よりパーム油およびパームカーネルの生産が停止し、輸出が全くできない状況となっている。一方輸入は、全体の 3 分の 2 が機械、製造、および運輸設備で食品は全体の 15%程度となっている。



Source: Annual Report 1999, Central Bank of Solomon Islands

Fig. 3-2-6 輸出額の推移

貿易収支は、高い輸入依存度の為、1990 年以来赤字体質が続いている。1997 年、1998 年は丸太輸出不振の為に大幅赤字であったが、1999 年は木材・金輸出の好調および民族紛争の影響により輸入額が激減したため（1998 年 SB$770 mil → 1999 年 SB$409 mil）、数字の上では黒字に転じている。

輸出相手国の第一位は日本で、全体の約 40%、輸入先国の第一位はオーストラリアで、全体の約 40～45%を占めている。

3.2.7 為替レート

ソロモン政府は、輸出競争力の維持と外貨準備保持の為に、ソロモンドル（SB$）の漸次的切り下げを行ってきたが、それが同時に通貨インフレ傾向を強め、高いインフレ率の要因ともなってきた。1997 年 12 月に 20%の通貨切下げが行われたが、この効果はその後の輸出低迷により徐々に効果が薄れており、1999 年 12 月には SB$5.06/US$に落ち込んでいる。

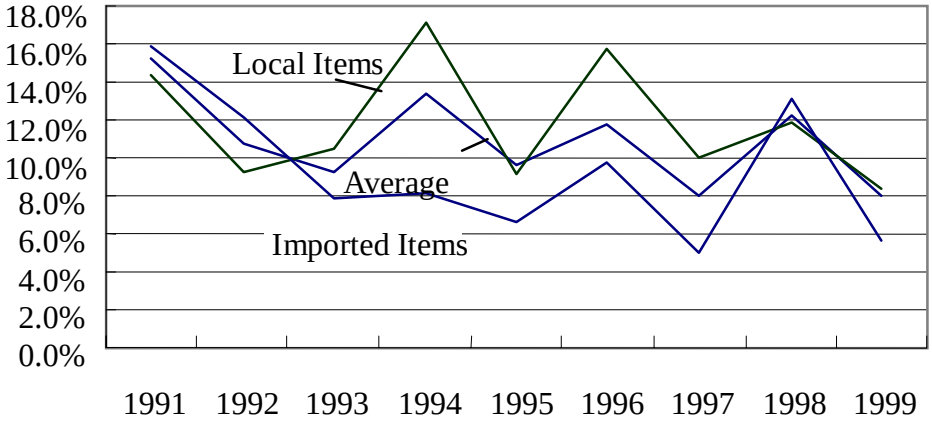
Table 3-2-7 為替レート推移（年間平均）

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
SB$/US$	2.72	2.93	3.18	3.29	3.41	3.55	3.73	4.82	5.06
%		7.7%	8.5%	3.5%	3.6%	4.1%	5.1%	29.2%	5.0%

Source: Annual Report 1999, Central Bank of Solomon Islands

3.2.8 インフレ率

インフレ率は 1991 年～1998 年までの平均が 10.3%と、比較的高い水準で推移している。特に 97 年末の通貨切下げにより輸入品物価が大幅に値上がりした。しかし、輸入品の漸次的な値下がりにより、1999 年末は 7.8%にまで落ち着いている、



Source: Annual Report 1999, Central Bank of Solomon Islands

Fig. 3-2-8 インフレ率の推移

3.2.9 金融事情および金利水準

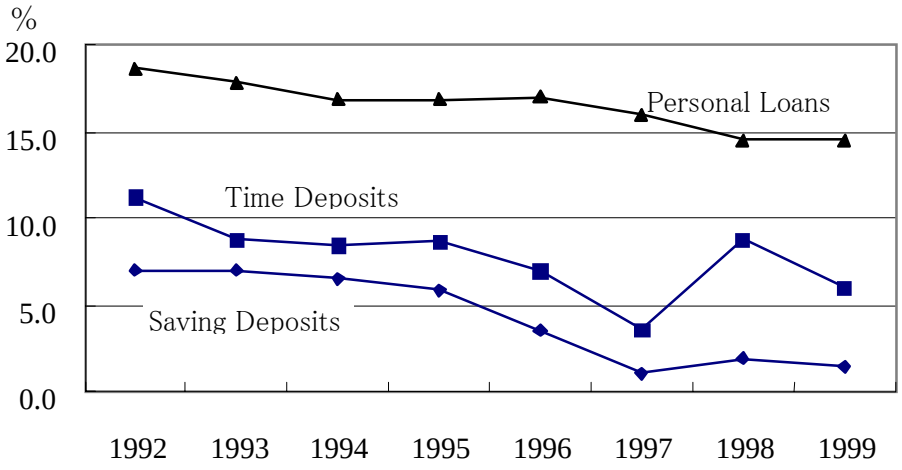
ソロモン諸島の金融機関は、ソロモン中央銀行（CBSI）、３つの商業銀行（ソロモン国立銀行、ウエストパック銀行、ANZ 銀行）、ソロモン開発銀行（DBSI）、百を超える共済組合があり、その他に専門金融機関として国家共済基金（NPF）、住宅金融会社（HFC）、ソロモン投資会社（ICSI）[3]び若干の保険会社がある。

[3] ソロモン諸島投資会社（ICSI）：政府系資金運用会社。テレコム株や SIPL 株を政府に代わって保有している。

ソロモン中央銀行（CBSI）は同国の通貨当局・発券銀行であり、国家の通貨管理、金融管理、外貨準備管理等を一手に担っている。マネーサプライの管理は中央銀行の主要業務の一つである。マネーサプライ（M3）は流通通貨＋当座預金＋普通預金＋定期預金からなり、1999 年末 SB$457 mil(約 91 億円)に達している。

商業銀行の流動性資金（Liquidity または Liquid Asset）管理も中央銀行の主要業務の一つである。流動性資金は、現金、中央銀行預金(コール預金)、政府短期証券、中央銀行証券（ボコロ証券）からなり、このうち現金と中央銀行預金の和(Free Liquidity)は、政府の定める「流動性資金比率(Liquidity Asset Ratio-LAR)」（現行 7.5%）を超えていなければならない[4]。流動性資金の LAR を超えた部分は、民間投資への余裕資金を表す。

インフレーション抑制の為に、政府は継続して財政および金融の引締政策を行っている。銀行は 1995 年 8 月の国債発行停止以降は貸出に慎重である。政府は財政引締と平行して、1998 年 4 月、金利引締めを行い、中央銀行のコール金利を引き上げた。1998 年 9 月時点の貸付金利は平均 14～15%、預金金利は平均 3.0～4.0%で、金利差はほぼ 10%となっている。



Source: Annual Report 1999, Central Bank of Solomon Islands

Fig. 3-2-9 金利水準の推移

3.2.10 政府財政

ソロモン政府財政の特徴は、脆弱な産業基盤を背景にした長期赤字体質および慢性的債務体質にあると言える。税収の大部分は公務員給与等の経常支出に向けられ、開発予算のほとんどは外国からの借款および無償援助に頼らざるを得ない状況である。1995 年より国内外債務に利払遅延が生じ、累積延滞金となった。国内の資金調達は、国債（Treasury Bond）および政府短期証券（Treasury Bill）に頼っているが、利払

[4] LAR は、1999 年より政府短期証券(Treasury-bills)が除かれ、40%から 7.5%に引き下げられた。

い遅延の為、1995 年から国債発行ができなくなっている。

下表によれば、表面上は均衡予算を維持しているが、実質は債務返済と開発予算の殆どを借款と援助に頼っていることがわかる。また 1995 年以降はすべて推定ベースであることに注意されたい。各年度の決算報告の資料は未入手。

Table 3-2-10 政府予算の推移

(SB$ mil.)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	監査済	監査済	推定	推定	推定	推定	予算	予算
政府売上	41.9	41.8	49.8	23.8	30.0	31.0	29.3	48.1
税金	179.8	236.9	269.5	291.7	289.2	311.2	351.5	362.6
借款（国内）	72.6	63.4	33.3	8.0	5.5	0.0	0.0	0.0
（海外）	17.6	25.9	26.7	15.9	9.5	27.2	40.6	70.9
無償援助	43.9	39.7	36.4	34.5	31.8	50.9	61.7	111.4
政策・構造改革						77.6	59.3	
政府歳入合計	355.8	407.7	415.7	373.9	366.0	497.9	542.4	593.0
経常支出	229.6	269.3	266.2	286.1	284.0	304.0	314.6	347.5
債務返済	48.1	55.4	64.1	43.1	24.8	36.4	44.4	49.2
開発支出	78.1	82.9	85.4	67.4	58.1	80.0	124.1	196.2
政策・構造改革						77.6	59.3	
政府歳出合計	355.8	407.6	415.7	396.6	366.9	498.0	542.4	592.9

Table 3-2-11 開発支出内訳 (SB$ mil.)

開発支出		
人材育成	38.3	19.5%
天然資源	24.8	12.6%
商業。工業。金融	17.3	8.8%
インフラ・公共事業	51.5	26.2%
政府・証券	64.3	32.8%
合計	196.2	100.0%

Source: The 2000 Budget Speech, 2nd December 1999

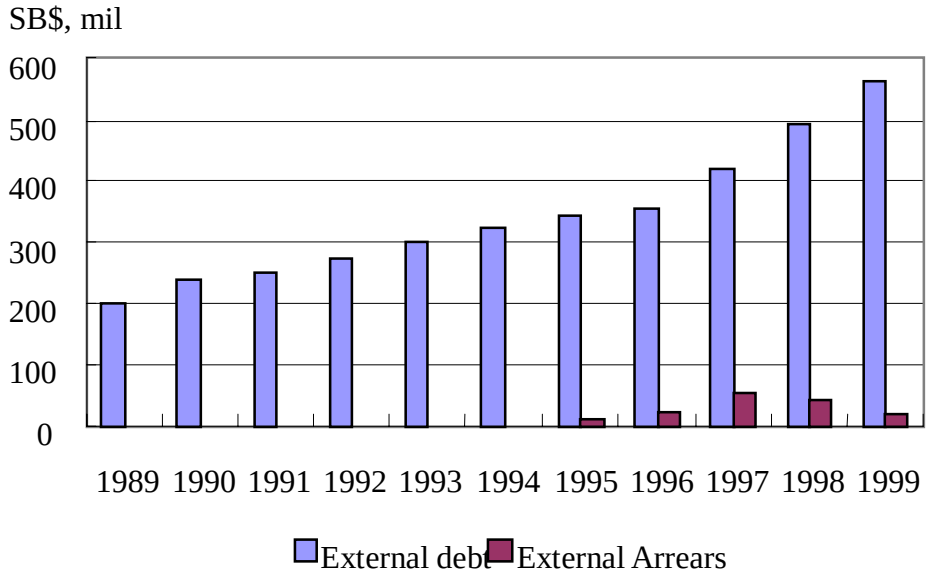
Table 3-2-12 電力関連開発予算 (SB$ mil.)

電化事業およびサービス (2000)		Fund Source
地方都市電化	3.0	ADB Loan
ビナ港ーマルウ送電線	3.0	ADB Loan
電力供給計画マスタープラン	0.0	Japanese Grant
コマリンディ・ルンガ水力プロジェクト	0.5	Government
ルンガ10号機ディーゼル増設	1.6	WB Loan
燃料タンク増設	1.0	ADB Loan
合計	9.1	

Source: Solomon Islands Government 2000 Draft Development Estimate

政府債務の推移

1999 年末の政府債務は合計 SB$958.5 mil(対内債務 SB$378.0 mil、対外債務 SB$563.5 mil）に達すると推定されている。対外債務のうち約 4 割を ADB 融資、約 3 割を世銀融資が占める（通貨は SDR[*1] が約 7 割)。債務の延滞金累積額は 97 年をピークに減少しており、1999 年度における対内債務の延滞金はゼロ、対外債務における延滞金は SB$17.0 mil まで減少した。



Source: 2000 Budget Speech, 2nd December 1999

Fig. 3-2-10 対外債務の推移

3.2.11 構造改革

ウルファル旧政権は 1997 年 8 月成立以来、ADB 立案の「政策および構造改革計画（PSRP)」を公表し、行政・経済構造的改革を推進してきた。政府は、1998 年 11 月 National Summit を開き、PSRP に基づいた「中期開発戦略（MTDS)」および「公共部門投資計画(PSIP)」を発表した。以下その内容について概観する。

1)財政改革

財政改革案として、財政赤字削減、均衡予算の維持、延滞債務の清算、政府支出削減、税制改革、予算管理強化等が目標に掲げられた。1998 年に省庁の再編、1999 年に公務員の大幅削減が行われた。1998 年、1999 年には「政策・構造改革予算」が特別枠として予算計上され、構造改革に財政支出が行われた。この結果、1998 年、1999 年にはわずかに財政黒字となり、累積延滞金の清算を行うことができた。国債市場の信用は徐々に回復し、1999 年より国債の入札が再開されている。

[*1] SDR: 特別引出権（IMF の設定する仮想通貨）

しかし、1999 年より活発化した民族紛争はソロモン財政に深刻な影響を与えており、その経済損失は 1999 年度で約 SB$30 mil と言われている。2000 年 6 月 30 日に就任したソガバレ新政権にとって、財政の建て直しおよび改革推進は大きな課題となっている。

2)政府系企業の改革

政府系企業の民営化推進、政府補助金の削減、特権の廃止が目標として掲げられている。国営船舶サービス会社（National Shipping Services Ltd.）および畜産開発公社（Livestock Development Authority）は清算が開始されたが、部族対立の影響を受け延期されている。また 1999 年末、政府保有のソロモンテレコム株 48.1%の NPF（National Provident Fund）への売却が合意された。テレコム株の NPF への売却額 SB$48.3 mil は、債務返済と現金支払を相殺する形で行われる予定である。

3)民間部門の改革

マクロ経済の安定化、インフラの整備、外国投資の導入、観光産業開発等があげられている。ゴールド・リッジやバグヌ開発の拡大が指摘できるが、SIPL の閉鎖等、部族対立の影響が深刻な不安を与えている。ビジネスリスクが高まっており、林業や漁業等以外はこれ以上の発展が難しい状況である。

3.2.12 海外経済援助の状況

1999 年 6 月 2 日、ホニアラにて「開発援助国協調会議」が開かれ、ソロモン政府に各種援助を行っている国および団体が集まった[5]。この会議への参加国もしくは団体は以下のとおり。この会議では、上記「政策構造改革（PSRP)」の進捗状況が説明され、外国援助の促進計画に付いて協議が行われた。

同協議における検討資料によれば、現在計画されている各国および国際機関による無償援助の予定額は約 SB$680 mil（約 136 億円）にのぼっている。但し、援助の時期は明確ではなく、おそらく将来 10 年程度の計画と思われ、年平均にすると SB$50 mil（約 10 億円程度と考えられる)。

[5] 同会議における PSRP の進捗状況報告書の作成および開催経費は ADB によって賄われた。

開発援助国協調会議参加団体一覧

アジア開発銀行（ＡＤＢ）	パプアニューギニア
オーストラリア	中華民国（台湾）
カナダ	ＳＣＦＡ
ＥＳＣＡＰ	イギリス
欧州共同体（ＥＣ）	ＵＮＤＰ
ＦＡＯ	国連児童基金（ＵＮＩＣＥＦ）
Forum Secretariat	世界銀行（ＷＢ）
国際通貨基金（ＩＭＦ）	世界保健機構（ＷＨＯ）
日本	
ニュージーランド	

各国の援助の特徴は以下のとおりである。

アジア開発銀行

インフラ向けの借款が中心であるが、その他にも政策・構造改革の方向性に付いて支援・指導をを行っている。

オーストラリア

構造改革の支援に協力的。

「豪州開発協力計画」A$13 mil、地域協力を含めると計 A$17 mil 程度とのこと。

特に森林、税関、土地、会計監査等のコンサルティング

欧州共同体（ＥＣ）

ＥＵは以下の支援計画を持つ。

１）The National Indicative Program (NIP)

欧州開発基金（EDF）の資金 SB$102 mil、1999 年 3 月より実施

２）STABEX Funds

ＥＵへの輸出減(農作物)に対する保障を目的とした基金

1998 年までに SB$52 mil の支援が行われた。

３）Structural Adjustment Funds

ソロモン政府の構造改革支援を目的とした基金、1999～2000 年の間に SB$18 mil

輸送特に道路保守、初等教育発展等に使用される。

日本

日本の援助の特徴は金銭的のみならず、技術・文化的支援も含む包括的援助にある。一般無償、草の根無償、国際協力事業団（JICA）や青年海外協力隊（JOCV）を通じた文化協力、技術協力、研修生受け入れ、専門家、調査団、およびボランティアの派遣等がある。

英国

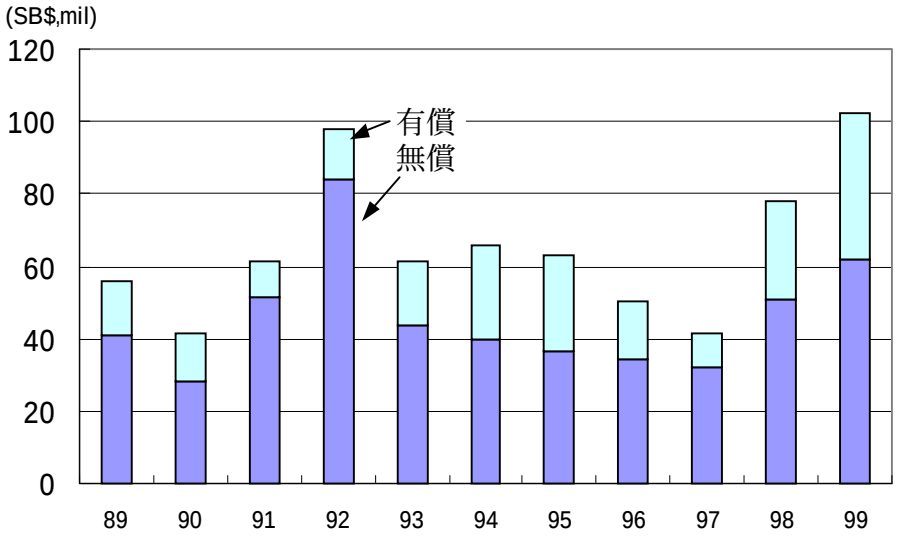
英国の援助機関（British Aid）が主体となって、30 数名のボランティアを派遣し、教育、保健、農村開発（道路、港湾等）、社会開発（法制度支援）の４つの範囲について支援を行っている。

中華民国（台湾）

農業、病院、刑務所等小規模の援助が中心である。

ソロモン政府の窓口は大蔵・開発計画省の開発計画部(Ministry of Development Planning)である。同部には EU、日本等からの専門家が長期滞在し、開発援助のアドバイスを行っている。

政府予算演説資料によれば、有償資金（低利借款）、無償資金援助の額は年平均それぞれ約 SB$40 mil（約 8 億円）、SB$50 mil（約 10 億円）程度であり、合計して国家予算全体の約 20%程度となっている。



Source: 2000 Budget Speech, 2nd December 1999

Fig. 3-2-12 有償・無償資金供与の推移（予算ベース）

3.3 電力事情

当国の電力供給電源は、殆どがディーゼル発電により賄われており、ディーゼル以外としては、サンタイザベル島のブアラ(Buala)とマライタ島のマルウ(Malu'u)において建設された小水力発電所が現在、ソロモン諸島国電力公社（以後「SIEA」と略称）により運転されている。他に、NGO の APACE が、ウエスタン州を中心に、マイクロ水力の開発をオーストラリアの援助により行っている他は、GREA がガダルカナル島南部のスキキ(sukiki)村、マカルカ(makaruka)村、ウエスタン州のガトカエ(gatokae)島で太陽光発電設備を設置して運転している。国全体における電力供給の責務を担っている SIEA の経営状況を見てみると、首都のホニアラ－ルンガ系統とノロームンダ系統のみが黒字経営で、他のギゾ、アウキとマルウ、ブアラ、キラキラ、ラタ及びツラギでの電力事業は赤字経営の状況である。

2000 年 6 月 11 月末時点での SIEA の発電所一覧表を Table 3-3-1 に、1990 年～1998 年における SIEA による電力供給状況を Table 3-3-2 に示す。これらの表から電源はほとんどが、ディーゼルであることがわかる。ディーゼルは、初期投資額が安価で建設期間も短い反面、燃料費や保守点検維持費がかかる等の問題点がある。この為、初期投資額は少々かかるが、運転費用及び設備寿命も長い水力発電を開発することが長期的に得策と思われる。

3.3.1 既設発電設備

(1) ホニアラ－ルンガ系統

ルンガ発電所のディーゼル発電設備有効容量は、14,000kW（計 6 ﾕﾆｯﾄ）、ホニアラ発電所のディーゼル発電設備有効容量は、4,000kW（計 5 ﾕﾆｯﾄ）でホニアラ－ルンガ系統は、合計で 18,000kW（11 ﾕﾆｯﾄ）であり、1999 年 10 月末での最大負荷は 10,550kW となっている。現在、民族間抗争が激化し、最大ピーク需要が落ち込んでいる状況である。

1987 年竣工のルンガ発電所 7 号機は、1999 年 3 月より 10 月までの 8 ヶ月間保守のため停止していた。保守点検が必要な運転連続可能時間は決められており、その運転時間を超えて、更に、運転を行えば、大きな故障を起こす可能性が高くなるので、定期的に保守点検を実施しなければ、設備の効率運用が出来ないこととなる。

(2) アウキ

1991 年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、624kW（3 ﾕﾆｯﾄ）で、1999 年 10 月末での最大負荷は 280kW である。運転は、常時 1 ﾕﾆｯﾄがフル運転、1 ﾕﾆｯﾄが負荷調整運転しており、残り 1 ﾕﾆｯﾄは非常時用待機となっている。当発電所は、供給力には余裕があるように見えるが、3 ﾕﾆｯﾄとも調子が悪いとのことであり、発電機の取替えが予定されている。

(3) マルウ

1984 年運転開始の小水力発電所は、発電設備有効容量は、30kW（1 ﾕﾆｯﾄ）で、

1999 年 10 月末での最大負荷は 33kW と需給限界を超えている状況であり、増設計画実施が急務の課題である。

(4) ブアラ

1996 年に現在運転中の小水力発電機が完成し、それまであったディーゼル発電機を他へ移設した。発電設備有効容量は、水力 150kW（1 ﾕﾆｯﾄ）、ディーゼル 62kW（1 ﾕﾆｯﾄ）で計 212kW であるが、ディーゼルは非常時用電源及び乾期の約 5 ヶ月間、水力との併用運転を行っている。1999 年 10 月末での最大負荷は 70kW である。雨期の供給力には十分余裕があるが、乾期には貯水池水位レベルを見ながらの運転となるためディーゼルとの併用運転となる。

(5) キラキラ

1992 年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、170kW（3 ﾕﾆｯﾄ）で、1999 年 10 月末での最大負荷は 61kW である。供給力には余裕があり、運転は、1 号機を最大需要が発生する時間帯（17:00～24:00）に運転させ、2 号機を他の時間帯に運転させている。Table 3-3-2 によると、現在運転中の発電機運転開始前の最大ピークが 81kW であったものが、現在 61kW になったのは、以前発電所隣に漁業センターがあり、冷凍庫を使用していたが、漁業センターが操業停止となったため最大ピークが減少したとのことである。

当発電所の 1 号機は、1999 年末に分解点検の時期であり、スペアパーツを SIEA 本部に要請しているが、届いていない。可及的速やかに発電所に配送し、分解点検することが必要と思われる。

(6) ラタ

1993 年運転開始の本発電所は、発電設備容量は、160kW（3 ﾕﾆｯﾄ）で、1999 年 10 月末での最大負荷は 65kW である。供給力には余裕があり、運転は、常時 1 ﾕﾆｯﾄがフル運転、1 ﾕﾆｯﾄが負荷調整運転しており、残り 1 ﾕﾆｯﾄは非常時用待機となっている。

当発電所の 1 号機及び 2 号機は、1993 年に竣工して以来、分解点検していないので、1 ﾕﾆｯﾄづつ分解点検する必要がある。3 号機は 1995 年に竣工した。本機は、1999 年 6 月に燃料ポンプの故障から停止しているが、他の発電機の分解点検が容易に出来るように燃料ポンプの手当てを早急にすべきである。

(7) ギゾ系統

1991 年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、510kW（3 ﾕﾆｯﾄ）で、1999 年 10 月末での最大負荷は 280kW である。供給力には余裕があり、常時 1 ﾕﾆｯﾄがフル運転、1 ﾕﾆｯﾄが負荷調整運転しており、残り 1 ﾕﾆｯﾄは非常時用待機となっている。1991 年以前は、町中にあったが、騒音公害のため 1991 年に町から離れた現在の場所に移動した。

1991 年竣工の当発電所は、3 ﾕﾆｯﾄとも保守点検が行われ、順調に運転が行われている。

(8) ノロームンダ系統

1996 年にノロ発電所とムンダ発電所を 11kV 地中線により連系し、ムンダ発電所に設置してあったディーゼル発電機 2 台を他へ移動した。現在、1987 年運転開始のノロ発電所の発電設備有効容量は、2,700kW（3 ﾕﾆｯﾄ）で、1999 年 10 月末での最大負荷は 1,790kW となっており、設備容量としては余裕がある。
1991 年竣工の当発電所の 1 号機においても、保守点検が必要な運転可能時間を超えて運転したため、1997 年 7 月以来 1999 年 8 月までの 2 年強スペアパーツの補給を待つ状況が続いた。このため、供給力確保のため、3 号機が保守点検やオーバーホール（分解検査）が必要であったが、制限運転時間を超えて運転していたため、発電機固定子が焼き付いてしまい現在停止中であり、他の 1 台事故時には供給力が需要を下回ってしまう状況である。

(9) ツラギ

当発電所の 1 号機は、1998 年 12 月に SIEA に引き渡された。

当発電所の SIEA 職員は、SIEA 本部もしくは SIEA ラナディ技術本部に毎月の技術報告をしていないので、報告をするよう指導する必要がある。

(10) ディーゼル発電機の当初効率は、約 38%と言われているが、普通点検や精密点検を定期的に実施しても毎年 2～3%の効率低下は避けられない。ソロモン電力公社所有のディーゼル設備の効率を SIEA より入手したデータを基に試算してみると、次の用になる。

ルンガ・ホニアラ	η = 29 % (34 %)	
アウキ	η = 24 % (25 %)	
ノロ	η = 23 % (20 %)	
ギゾ	η = 24 % (24 %)	
キラキラ	η = 22 % (22 %)	
ラタ	η = 21 % (30 %)	
ツラギ	η = N.A.	(　)数値は理論的な効率値

これらの数値から、ルンガ・ホニアラ及びラタ発電所の設備は問題がある。これは、保守点検に要する予算を手当てしていないことが一因として挙げられると思われる。

3.3.2 既設送配電設備

経済発展のベースとなる道路の整備が遅れており、電力供給を効率的に行うための送配電系統の拡張計画も立案・整備されていない。しかし、現状の送配電設備は以下のとおりである。

(1) ホニアラ－ルンガ系統

ソロモン諸島国首都のホニアラは、33kV 架空及び地中送電線及び 11kV 架空及び地中送電線により、ルンガディーゼル発電所とホニアラディーゼル発電所が連系されている。ホニアラ市内は 11kV 配電線が基幹系統を構成し、需要家への供給は 11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線

によりおこなっている。

(2) アウキ

マライタ州都アウキは、11kV 架空配電線が基幹系統を構成し、11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(3) マルウ

マライタ州副都マルウは、発電電圧 415V を 11kV に昇圧し、11kV 配電線から 11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(4) ブアラ

水力発電による電力は、発電電圧 415V を昇圧せずにイザベル州都ブアラ及び隣接するジェジェボに、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(5) キラキラ

マキラ州都キラキラは、供給エリアが狭いので発電電圧 415V を昇圧せずに 3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(6) ラタ

テモツ州都ラタは、供給エリアが狭いので発電電圧 415V を昇圧せずに 3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(7) ギゾ系統

ウェスタン州都ギゾは、11kV 架空配電線が基幹系統を構成し、11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(8) ノロームンダ系統

11kV 地中送電線により、ノロディーゼル発電所とムンダ配電系統が 1996 年に連系され、それまであったムンダのディーゼル発電機を撤去し、他へ移設した。両タウン共に、11kV 架空配電線が基幹系統を構成し、11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

(9) ツラギ

セントラル州都ツラギ、発電電圧 415V を 11kV に昇圧し、11kV 配電線から 11kV/415V の変圧器により電圧を 415V に降圧し、3 相 4 線式配電線により需要家への供給を行っている。

Table 3-3-1 Existing generators (Provincial wise/Islands wise)

As of Jun. 2000

Name of Province/Island	Name of P/S	Type of P/S	Unit No.	Name plate Rating (kVA)	Name plate Rating (kW)	De-Rated (kW)	Installed Year	Remarks
Guadalcanal P. /Guadalcanal				27,270	24,540	18,000		
	Lungga			19,390	18,040	14,000		
		Diesel	4	1,900	1,900	1,000	1971	Mirrless-Blachstone
			5	1,900	1,900	1,000	1971	Mirrless-Blachstone
			6	2,840	2,840	2,200	1998	Mirrless-Blachstone
			7	3,000	3,000	2,300	1987	W.H.Allen
			8	4,500	4,200	3,600	1993	Wartsila
			9	5,250	4,200	3,900	1999	Mitsubishi
	Honiara			7,880	6,500	4,000		
		Diesel	1	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			2	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			3	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			5	1,128	1,000	500	1984	Mirrless-Blachstone
			6	1,128	1,000	500	1984	Mirrless-Blachstone
Malaita P. /Malaita				818	818	654		
	Auki			780	780	624		
		Diesel	1	260	260	208	1991	Perkins
			2	260	260	208	1991	Perkins
			3	260	260	208	1991	Perkins
	Malu'u			37.5	37.5	30		
		Hydro	1	37.5	37.5	30	1984	
Isabel P. /Santa Isabel				310	238	212		
	Buala			310	238	212		
		Diesel	1	110	88	62	1993	Perkins
		Hydro	1	200	150	150	1996	
Makira P. /San Cristobal				294	235	170		
	Kirakira			294	235	170		
		Diesel	1	100	80	60	1992	Catepillar
			2	114	91	50	1993	Perkins
			3	80	64	60	Out of service	Lister
Temotu P. /Nendo				330	264	160		
	Lata			330	264	160		
		Diesel	1	110	88	60	1993	Perkins
			2	110	88	40	1993	Perkins
			3	110	88	60	1995	Perkins
Western P. /New Georgia				5,333	4,277	3,252		
	Gizo			780	624	510		
		Diesel	1	260	208	170	1991	Perkins
			2	260	208	170	1991	Perkins
			3	260	208	170	1991	Perkins
	Noro			4,500	3,600	2,700		
		Diesel	1	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
			2	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
			3	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
	Munda			53	53	42		Interconnected with Noro by 11kV
		Diesel	1	53	53	42	Out of service	
Central P. /Tulagi				400	320	244		
	Tulagi			400	320	244		
		Diesel	1	150	120	84	1999	Catepillar
			2	250	200	160	1999	Perkins
Choiseul P. /Choiseul								Not applicable

Source: The data provided by SIEA at the general meeting during third field survey (May 17-June 2, 2000)

Table 3-3-2 Past electrical record 1990-1999 (Grid and Powerstation wise)

As of End of Oct. '99

Name of Grid	Unit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Average
Honiara (Guadalcanal)	D											1999-1990
Installed capacity	kW	11,190	11,190	11,190	11,190	15,390	13,062	13,000	13,000	13,000	24,540	11 units
Name plate capacity	kW	8,690	8,690	8,690	8,690	11,390	11,390	11,390	9,800	15,000	19,200	
Peak load	kW	6,100	6,500	7,030	7,800	8,850	9,400	9,740	9,650	10,450	10,550	
Generated energy	MWh	29,438,000	32,381,000	35,258,313	38,275,190	42,665,561	47,181,303	49,474,690	50,051,249	53,799,102	45,773,756	
Sold energy	MWh	26,108,000	29,416,683	31,822,019	34,759,553	35,759,553	42,798,420	44,556,611	44,537,995	44,940,027	38,107,758	
Total loss	%	11.3%	9.2%	9.7%	9.2%	16.2%	9.3%	9.9%	11.0%	16.5%	16.7%	
Nos. of consumers		4,625	4,863	4,975	5,124	5,239	5,556	5,793	5,957	6,194		
Growth of peak load	%		6.6%	8.2%	11.0%	13.5%	6.2%	3.6%	-0.9%	8.3%	1.0%	6.28%
Growth of Sold energy	%		12.7%	8.2%	9.2%	2.9%	19.7%	4.1%	0.0%	0.9%	-15.2%	4.29%
Auki (Malaita)	D											1999-1990
Installed capacity	kW	624	624	624	624	624	624	624	624	600	624	
Name plate capacity	kW	624	624	624	624	624	654	654	654	654	654	
Peak load	kW	176	181	185	180	230	320	260	260	240	280	
Generated energy	kWh	1,046,000	1,055,000	1,010,120	1,067,410	1,189,650	1,368,020	1,414,940	1,475,910	1,500,600	1,335,860	
Sold energy	kWh	874,000	924,642	931,349	985,141	1,031,470	1,231,040	1,374,541	1,651,473	1,587,815	1,419,361	
Total loss	%	16.4%	12.4%	7.8%	7.7%	13.3%	10.0%	2.9%	-11.9%	-5.8%	-6.3%	
Nos. of consumers		549	448	475	489	506	532	576	563	492	590	
Growth of peak load	%		2.8%	2.2%	-2.7%	27.8%	39.1%	-18.8%	0.0%	-7.7%	16.7%	5.29%
Growth of Sold energy	%		5.8%	0.7%	5.8%	4.7%	19.3%	11.7%	20.1%	-3.9%	-10.6%	5.54%
Malu'u (Malaita)	H											1999-1990
Installed capacity	kW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Name plate capacity	kW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Peak load	kW	10	10	14	15	19	22	25	28	29	33	
Generated energy	kWh	36,000	28,000	31,073	48,121	66,813	67,180		82,976	89,510	93,631	
Sold energy	kWh	32,000	27,236	24,774	38,663	56,270	58,820	79,771	73,281	81,718	83,743	
Total loss	%	11.1%	2.7%	20.3%	19.7%	15.8%	12.4%		11.7%	8.7%	10.6%	
Nos. of consumers		65	64	67	73	74	89	96	98	102	113	
Growth of peak load	%		0.0%	40.0%	7.1%	26.7%	15.8%	13.6%	12.0%	3.6%	13.8%	14.19%
Growth of Sold energy	%		-14.9%	-9.0%	56.1%	45.5%	4.5%	35.6%	-8.1%	11.5%	2.5%	11.28%
Buala (Isabel)	H/D											1999-1990
Installed capacity	kW			132	132	132	132	270	270	270	248	
Name plate capacity	kW							248	248	248	248	
Peak load	kW	29	30	32	32	44	59	62	47	70	70	
Generated energy	kWh	170,000	179,000	182,220	157,810	204,430	232,225	262,409	287,700	329,109	293,380	
Sold energy	kWh	146,000	161,677	160,157	160,760	182,370	224,890	246,837	247,139	289,836	252,057	
Total loss	%	14.1%	9.7%	12.1%	-1.9%	10.8%	3.2%	5.9%	14.1%	11.9%	14.1%	
Nos. of consumers		72	88	100	108	110	112	108	134	133	142	
Growth of peak load	%		3.4%	6.7%	0.0%	37.5%	34.1%	5.1%	-24.2%	48.9%	0.0%	10.29%
Growth of Sold energy	%		10.7%	-0.9%	0.4%	13.4%	23.3%	9.8%	0.1%	17.3%	-13.0%	6.26%
Kirakira (Makira)	D											1999-1990
Installed capacity	kW			192	192	192	215	300	300	300	262	
Name plate capacity	kW			171	171	171	171	171	171	171	171	
Peak load	kW	81	80	54	55	47	56	59	59	55	61	
Generated energy	kWh	216,000	254,000	236,880	241,530	226,890	255,600	274,980	289,710	300,780	242,500	
Sold energy	kWh	206,000	230,891	231,863	234,129	215,670	247,640	412,727	298,926	299,533	233,965	
Total loss	%	4.6%	9.1%	2.1%	3.1%	4.9%	3.1%	-50.1%	-3.2%	0.4%	3.5%	
Nos. of consumers		187	192	199	203	203	200	221	208	204	212	
Growth of peak load	%		-1.2%	-32.5%	1.9%	-14.5%	19.1%	5.4%	0.0%	-6.8%	10.9%	-3.10%
Growth of Sold energy	%		12.1%	0.4%	1.0%	-7.9%	14.8%	66.7%	-27.6%	0.2%	-21.9%	1.4%
Lata (Temotu)	D											1999-1990
Installed capacity	kW				176	176	176	176	176	450	187	
Name plate capacity	kW				186.6	186.6	186.6	186.6	186.6	186.6	186.6	
Peak load	kW	44	47	48	43	43	59	63	46	65	65	
Generated energy	kWh	197,000	198,000	195,000	161,441	216,961	248,970	252,441	194,420	127,731	127,793	
Sold energy	kWh	188,000	185,356	180,409	163,158	198,260	238,530	246,098	250,745	257,342	263,567	
Total loss	%	4.6%	6.4%	7.5%	-1.1%	8.6%	4.2%	2.5%	-29.0%	-101.5%	-106.2%	
Nos. of consumers		105	106	118	120	119	131	147	136	172	212	
Growth of peak load	%		6.8%	2.1%	-10.4%	0.0%	37.2%	6.8%	-27.0%	41.3%	0.0%	4.43%
Growth of Sold energy	%		-1.4%	-2.7%	-9.6%	21.5%	20.3%	3.2%	1.9%	2.6%	2.4%	3.83%

Table 3-3-2 Past electrical record 1990-1999 (Grid and Powerstation wise)

As of End of Oct. '99

Name of Grid	Unit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Average
Gizo (Western)	D											1999-1990
Installed capacity	kW	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	
Name plate capacity	kW	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	
Peak load	kW	240	245	220	220	235	275	283	280	270	280	
Generated energy	kWh	1,214,000	1,100,000	1,171,964	1,188,470	1,293,849	1,490,570	1,501,386	1,531,180	1,583,960	1,319,375	
Sold energy	kWh	1,094,000	999,622	1,075,904	1,125,425	1,234,096	1,327,170	1,354,461	1,459,235	1,835,414	1,299,717	
Total loss	%	9.9%	9.1%	8.2%	5.3%	4.6%	11.0%	9.8%	4.7%	-15.9%	1.5%	
Nos. of consumers		468	463	475	460	486	509	554	520	490	583	
Growth of peak load	%		2.1%	-10.2%	0.0%	6.8%	17.0%	2.9%	-1.1%	-3.6%	3.7%	1.73%
Growth of Sold energy	%		-8.6%	7.6%	4.6%	9.7%	7.5%	2.1%	7.7%	25.8%	-29.2%	1.93%
Noro (Western)	D											1999-1990
Installed capacity	kW	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	3,600	
Name plate capacity	kW	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	
Peak load	kW	1,210	1,410	1,400	1,290	1,950	1,720	1,800	1,820	1,790	1,790	
Generated energy	kWh	5,970,000	7,280,000	7,055,637	7,602,966	8,556,809	10,246,780	9,952,864	9,639,904	10,269,313	8,321,334	
Sold energy	kWh	5,506,000	7,041,385	6,852,338	7,517,168	8,071,610	9,222,850	9,173,414	8,742,284	9,470,155	7,912,116	
Total loss	%	7.8%	3.3%	2.9%	1.1%	5.7%	10.0%	7.8%	9.3%	7.8%	4.9%	
Nos. of consumers		129	127	130	194	204	230	256	255	267	290	
Growth of peak load	%		16.5%	-0.7%	-7.9%	51.2%	-11.8%	4.7%	1.1%	-1.6%	0.0%	4.45%
Growth of Sold energy	%		27.9%	-2.7%	9.7%	7.4%	14.3%	-0.5%	-4.7%	8.3%	-16.5%	4.11%
Munda (Western)	D											1997-1990
Installed capacity	kW				106	106	106	(Decommissioned in 1996)				
Name plate capacity	kW											
Peak load	kW	41	45	46	47	56	66					
Generated energy	kWh	190,000	209,000	227,181	276,526	278,732	312,526	122,358	0	0	0	
Sold energy	kWh	174,000	191,595	200,546	218,460	242,160	267,670	294,451	328,150	368,507	0	
Total loss	%	8.4%	8.3%	11.7%	21.0%	13.1%	14.4%	-140.6%				
Nos. of consumers		99	111	115	121	126	137	157	160	182	208	
Growth of peak load	%		9.8%	2.2%	2.2%	19.1%	17.9%	-100.0%				0.02%
Growth of Sold energy			10.1%	4.7%	8.9%	10.8%	10.5%	10.0%	11.4%	12.3%	-100.0%	-100.00%
Tulagi (Central)	D											1999-1993
Installed capacity	kW									400	344	
Name plate capacity	kW									344	344	
Peak load	kW										49	
Generated energy	kWh											
Sold energy	kWh				73,783	96,158	166,970	198,468	215,627	157,960	683,515	
Total loss	%											
Nos. of consumers					30	31	32	34	35		190	
Growth of peak load	%											
Growth of Sold energy	%											44.92%
Solomon Islands												1999-1990
Installed capacity	kW	18,468	18,468	18,792	19,074	23,274	20,969	21,024	21,024	21,674	30,459	
Name plate capacity	kW	13,568	13,568	13,739	13,926	16,626	16,656	16,904	15,314	20,858	25,058	
Peak load	kW											
Generated energy	kWh	38,477,000	42,684,000	45,368,388	49,019,464	54,699,695	61,403,174	63,256,068	63,553,049	68,000,105	57,507,629	
Sold energy	kWh	34,328,000	39,179,087	41,479,359	45,276,240	47,087,617	55,784,000	57,937,379	57,913,791	59,388,149	50,355,641	
		34,328.0	39,179.1	41,479.4	45,276.2	47,087.6	55,784.0	57,937.4	57,913.8	59,388.1	50,355.6	
Total loss	%	10.8%	8.2%	8.6%	7.6%	13.9%	9.2%	8.4%	8.9%	12.7%	12.4%	
Nos. of consumers		6,299	6,462	6,654	6,922	7,098	7,528	7,942	8,066	8,236		
Growth of peak load	%											
Growth of Sold energy	%		10.9%	6.3%	8.0%	11.6%	12.3%	3.0%	0.5%	7.0%	-15.4%	4.35%

Source: SIEA Engineering Report Statistics Summary 1990-1997, and SIEA Engineering Report September, 1999
SIEA Head Quarter Data 1983-1998
SIEA Lungga P/S OIC statistical data 1983-1998
The figure in 1999 shows until the end of October.

第４章　電力需要

第4章　電力需要

4.1 電力需要想定方法

電力需要想定方法には、大きく分けて下記の 2 方法がある。

- ミクロ方法：分析により想定する方法
- マクロ方法：経済指標により想定する方法
  過去のトレンドにより想定する方法
  国全体と対象地域を配分により想定する方法
  他国との比較により想定する方法

4.1.1 ソロモン諸島国全体の電力需要想定方法

本調査においては、第 1 次現地調査後において入手したデータ（Table 3-3-2（1990-1999 の電力統計））から、想定対象ロードセンター毎に、全需要家数と全体平均としての 1 顧客当りの年間電力消費量から需要想定をおこなったが、第 2 次現地調査では、想定対象地域毎に電気料金用途別の需要家数と用途別 1 顧客当りの年間電力消費量のデータ（Table 4-1-1 （1989-1998 用途別電力消費統計））が入手できたので、電気料金用途別に需要を想定した上で、それらを合計し、対象地域の需要を想定した。これに基づいて、電力供給計画等を作成することとする。

4.1.2 既存連系グリッドから電力供給する地域の電力需要想定方法

ホニアラールンガ系統の電力需要想定は、用途別の過去約 10 年分の電力消費量（kWh）と需要家数統計データとから、用途別一需要家当たりの電力消費量（kWh）及び伸び率、用途別需要家数及び伸び率を算出する。これら 2 つのパラメーターから将来電力需要量（kWh）を想定する。最大電力（kW）については、過去の負荷率統計値と将来の需要構成比率から負荷率を想定し、先に求めた将来の電力消費量(kWh)とから将来の最大電力（kW）を想定する。

4.1.3 現在独立系統から電力供給している地域の電力需要想定方法

各州都の独立系統における電力需要想定は、4.1.2 と同様の方法により需要想定（kWh）をする。

4.1.4 太陽光発電による電力供給する地域の電力需要想定方法

上記の想定に入らず、かつ、水力ポテンシャルも無いか若しくは当分の間（約 10 年以上）電力の供給が望めない村落での電力のニーズは、村落社会調査や太陽光発電ポテンシャル地点調査により高いことが確認できた。問題は、設備の規模と支払い可能額の点である。このような地域での太陽光発電による電化の一方法として考えられる規模は、個人住宅や診療所での設備と需要は、7～11W 蛍光灯 1～3 灯を 3～4 時間点灯と 6W ラジカセ 1～2 時間使用である。また、教会、集会所や学校では、

9～11W 蛍光灯 4 灯を 2 時間点灯である。

詳細は、第 7 章の太陽光発電計画に記述する。

4.2 電力需要想定条件

既存連系グリッドによる電力供給地域の需要、現在独立型電源による電力供給地域の需要、将来独立型電源による電力供給地域の需要についての想定条件を下記に示す。条件のベースとなったデータは 1998 年末での用途別電力消費量及び用途別需要家数である。

4.2.1 既存連系グリッドによる電力供給地域の需要想定条件

(1) ホニアラールンガ系統（ガダルカナル州・ガダルカナル島）（供給地域については、Appendix 4-2-1 参照）

年 / 用途別	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	2,339				
年間平均伸び率 (%)		3.3	2.8	2.3	2.0
需要家数	4,879				
年間平均伸び率 (%)		3.1	2.6	2.1	2.0
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	22,755				
年間平均伸び率 (%)		4.0	3.5	3.0	2.5
需要家数	981				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	34,185				
年間平均伸び率 (%)		0.05	0.05	0.05	0.05
需要家数	185				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	33,491				
年間平均伸び率 (%)		8.5	6.5	4.5	4.0
需要家数	149				
年間平均伸び率 (%)		0.5	0.5	0.5	0.5

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

4.2.2　現在独立型電源による電力供給地域の需要想定条件

(1)　アウキ - マルウ - ビナ港（マライタ州・マライタ島）（供給地域については、Appendix 4-2-2 参照）

本需要センターでは、ソロモン政府関係者によると、ノロにある大洋漁業並みの魚缶詰工場がビナ国際港開発と共に計画されており、この需要を自家発電設備所有者の潜在需要家需要として考慮した。

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	1,095				
年間平均伸び率 (%)		7.0	6.5	6.0	5.5
需要家数	426				
年間平均伸び率 (%)		1.2	1.5	1.5	1.5
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	3,924				
年間平均伸び率 (%)		3.0	2.5	2.0	2.0
需要家数	105				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	11,793				
年間平均伸び率 (%)		6.0	5.5	5.0	4.5
需要家数	50				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	15,522				
年間平均伸び率 (%)		6.5	5.5	5.0	4.5
需要家数	13				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
自家発電設備所有潜在需要家数		1			
年間電力消費量 (kWh)		9,198	18,396	18,396	27,594
年間平均伸び率 (%)					

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(2) ブアラ(イザベル州・サンタイザベル島)(供給地域については、Appendix 4-2-3 参照)

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	1,023				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
需要家数	99				
年間平均伸び率 (%)		6.0	5.0	4.5	4.0
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	5,750				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
需要家数	22				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	5,418				
年間平均伸び率 (%)		3.0	2.5	2.0	1.5
需要家数	12				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	0				
年間平均伸び率 (%)		0.0	0.0	0.0	0.0
需要家数	0				
年間平均伸び率 (%)		0.0	0.0	0.0	0.0
自家発電設備所有潜在需要家数	0	0	0	1	1
年間電力消費量 (kWh)				50,000	
年間平均伸び率 (%)				0.0	0.0

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(3) キラキラ（マキラ州・サンクリストバル島）（供給地域については、Appendix 4-2-4 参照）

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	726				
年間平均伸び率 (%)		6.0	5.5	5.0	4.5
需要家数	160				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	4,063				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
需要家数	18				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	4,217				
年間平均伸び率 (%)		3.0	2.5	2.0	1.5
需要家数	25				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	4,111				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
需要家数	1				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.5	4.0	3.5
自家発電設備所有潜在需要家数	0	0	0	1	1
年間電力消費量 (kWh)				50,000	
年間平均伸び率 (%)				0.0	0.0

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(4) ラタ（テモツ州・ネンド島）（供給地域については、Appendix 4-2-5 参照）

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	576				
年間平均伸び率（%）		5.5	5.0	4.5	4.0
需要家数	119				
年間平均伸び率（%）		4.5	4.0	3.5	3.0
商業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	1,522				
年間平均伸び率（%）		3.0	2.5	2.0	1.5
需要家数	36				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	6,714				
年間平均伸び率（%）		3.0	2.5	2.0	1.5
需要家数	17				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	31,123				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.5	4.5	4.0
需要家数	1				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.5	4.0	3.5

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(5)　ギゾ系統（ウエスタン州・ギゾ島）（供給地域については、Appendix 4-2-6 参照）

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	1,650				
年間平均伸び率（%）		2.5	2.0	1.5	1.0
需要家数	357				
年間平均伸び率（%）		3.0	2.5	2.0	1.5
商業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	7,091				
年間平均伸び率（%）		1.0	1.0	1.0	1.0
需要家数	85				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	16,391				
年間平均伸び率（%）		3	2.5	2.0	1.5
需要家数	39				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	511				
年間平均伸び率（%）		12.0	10.0	8.0	6.0
需要家数	9				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.5	4.0	3.5

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(6)　ノロームンダ系統（ウエスタン州・ニュージョージア島）（供給地域については、Appendix 4-2-6 参照）

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	1,647				
年間平均伸び率（%）		1.0	8.0	7.0	6.0
需要家数	360				
年間平均伸び率（%）		10.0	8.0	6.0	5.5
商業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	24,879				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.0	3.0	2.0
需要家数	65				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	11,102				
年間平均伸び率（%）		4.5	4.0	3.5	3.0
需要家数	22				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	3,768,835				
年間平均伸び率（%）		4.0	3.5	3.0	2.5
需要家数	2				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.5	4.0	3.5

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(7)　ツラギ（セントラル州・ツラギ島）

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	64				
年間平均伸び率（%）		5.5	5.0	4.5	4.0
需要家数	145				
年間平均伸び率（%）		5.0	4.5	4.0	3.5
商業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	5,945				
年間平均伸び率（%）		1.0	1.0	1.0	1.0
需要家数	25				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	11				
年間平均伸び率（%）		2.0	1.5	1.0	1.0
需要家数	20				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量（kWh）	0				
年間平均伸び率（%）		0.0	0.0	0.0	0
需要家数	0				
年間平均伸び率（%）		0.0	0.0	0.0	0.0

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

4.2.3 現在 SIEA の発電所はないが、将来独立型電源による電力供給地域の需要想定条件

(1) タロ(チョイセル州・チョイセル島)

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	450				
年間平均伸び率 (%)		2.5	2.0	1.5	1.0
需要家数	70				
年間平均伸び率 (%)		7.0	6.0	5.0	4.0
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	1,500				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.0	3.0	2.0
需要家数	0				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	3,000				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.0	3.0	2.0
需要家数	0				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	4,000				
年間平均伸び率 (%)		4.0	3.0	2.0	1.0
需要家数	0			1	
年間平均伸び率 (%)		0.0	0.0	10.0	10.0
自家発電設備所有潜在需要家数	0	0	0	1	1
年間電力消費量 (kWh)				50,000	
年間平均伸び率 (%)				0.0	0.0

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

(2) レンネル(レンネル・ベロナ州・レンネル島)

用途別＼年	1998	1998-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
住宅用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	300				
年間平均伸び率 (%)		2.5	2.0	1.5	1.0
需要家数	26				
年間平均伸び率 (%)		7.0	6.0	5.0	4.0
商業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	500				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.0	3.0	2.0
需要家数	3				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
公共用（役所、街灯、その他）					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	2,000				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.0	3.0	2.0
需要家数	6				
需要家の構成係数 *		*	*	*	*
工業用					
一需要家当り年間電力消費量 (kWh)	1,000				
年間平均伸び率 (%)		4.0	3.0	2.0	1.0
需要家数	1				
年間平均伸び率 (%)		5.0	4.0	3.0	2.0
自家発電設備所有潜在需要家数	0				
年間電力消費量 (kWh)	0				
年間平均伸び率 (%)		0.0	0.0	0.0	0.0

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER を参照。

4.3　電力需要概略想定結果

4.2 電力需要想定条件により、予想される電力需要想定結果を下記にしめす。ソロモン諸島国全体（但し、SIEA による供給対象地域）及び各需要センター毎の詳細（kWh 及び kW）については、別紙 Table 4-3-1 、及び Table 4-3-2 ～ Table 4-3-11 に示す。

4.3.1 既存連系グリッド系統から電力供給する地域の電力需要想定

ホニアラールンガ系統の kWh 及び kW 想定結果を下記に示す。

- kWh 想定結果（単位:MWh）

Name of Demand Center \ Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Honiara-Lungga	45,048	47,841	50,274	52,834	56,289	59,990	63,299	66,805	70,522	74,462	78,639
Name of Demand Center \ Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Honiara-Lungga		84,487	88,567	92,598	96,971	101,557	105,851	110,330	115,004	119,880	124,968

- kW 想定結果

Name of Demand Center \ Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Honiara-Lungga	10,450	10,604	11,144	11,711	12,477	13,298	14,168	14,953	15,785	16,667	17,602
Name of Demand Center \ Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Honiara-Lungga		18,727	19,632	20,525	21,495	22,511	23,237	24,221	25,247	26,317	27,434

4.3.2 現在独立電源から電力供給している地域の電力需要想定

(1)アウキーマルウ、(2)ブアラ、(3)キラキラ、(4)ラタ、(5)ツラギ、(6)　ギゾ、(7)ノロームンダの各需要センターの kWh 及び kW 想定結果を下記に示す。

- kWh 想定結果（単位:MWh）

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Auki-Malu'u-Bina	1,670	1,885	2,014	2,152	11,499	11,660	21,072	21,248	21,438	21,641	21,859
Buala	293	339	375	414	458	506	551	601	655	714	778
Kirakira	299	313	343	376	413	454	493	537	584	635	692
Lata	269	319	340	363	387	413	437	462	489	518	548
Gizo	1,836	2,550	2,673	2,803	2,939	3,083	3,206	3,335	3,469	3,609	3,755
Noro-Munda	9,992	10,701	11,838	13,104	14,513	16,083	17,651	19,382	21,294	23,409	25,748
Tulagi	158	215	228	241	255	270	285	300	317	334	353
Name of Demand Center / Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Auki-Malu'u-Bina		22,074	22,304	22,550	22,813	23,094	23,371	32,863	33,176	33,510	33,866
Buala		891	958	1,031	1,110	1,195	1,275	1,360	1,452	1,551	1,656
Kirakira		796	855	918	986	1,060	1,130	1,204	1,284	1,370	1,462
Lata		575	604	635	667	701	730	761	794	828	865
Gizo		3,873	3,996	4,123	4,254	4,389	4,489	4,592	4,698	4,806	4,916
Noro-Munda		27,879	30,196	32,714	35,452	38,432	41,202	44,183	47,391	50,847	54,569
Tulagi		370	388	408	428	450	470	491	514	537	562

- kW 概略想定結果

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Auki-Malu'u-Bina	470	487	481	478	2,387	2,164	3,538	3,578	3,622	3,668	3,717
Buala	70	81	89	98	108	119	129	139	151	164	177
Kirakira	55	69	76	84	92	101	110	120	131	143	155
Lata	65	66	70	75	80	86	91	96	102	108	115
Gizo	270	485	512	541	571	603	632	662	694	727	763
Noro-Munda	1,790	1,930	2,150	2,397	2,673	2,983	3,297	3,647	4,036	4,469	4,951
Tulagi	49	61	65	68	71	75	79	82	86	91	95
Name of Demand Center / Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Auki-Malu'u-Bina		3,765	3,816	3,871	3,929	3,990	4,051	5,715	5,788	5,866	5,948
Buala		202	216	231	247	265	281	298	316	336	357
Kirakira		179	193	207	223	240	256	274	292	312	334
Lata		121	128	134	141	149	156	163	170	178	186
Gizo		793	824	856	891	926	955	984	1,015	1,046	1,079
Noro-Munda		5,401	5,893	6,433	7,024	7,673	8,289	8,957	9,683	10,470	11,326
Tulagi		99	103	108	113	118	122	127	132	137	143

4.3.3 将来独立電源により電力供給する地域の電力需要想定

チョイセル及びレンネルの kWh 及び kW 想定結果を下記に示す。

- kWh 想定結果（単位:MWh）

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Choiseul	32	74	82	91	101	112	123	134	146	159	174
Rennell	22	24	26	29	32	35	37	40	43	46	50
Name of Demand Center / Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Choiseul		243	257	273	290	308	322	338	354	372	390
Rennell		52	55	58	61	65	67	69	71	74	76

- kW 想定結果

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Choiseul	14	19	21	23	25	28	30	32	35	38	41
Rennell	6	6	7	7	8	9	9	10	10	11	12
Name of Demand Center / Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Choiseul		57	60	63	66	70	73	76	79	82	86
Rennell		12	13	13	14	15	15	16	16	16	17

Table 4-1-1 Past record of power consumption by category wise during 1989-1998 (Grid and Powerstation wise)

Name of Grid	Unit	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Average or Growth Rate
Honiara (Guadalcanal)	D											
Power consumption		25,025	26,098	29,417	31,822	34,760	38,199	42,589	44,557	60,129	45,048	
Residential	MWh	6,084	6,244	6,604	7,348	8,140	8,755	9,679	10,303	10,547	11,411	
Commercial	MWh	6,925	10,166	14,261	15,887	16,812	18,128	21,758	22,293	38,430	22,323	
Industrial	MWh	3,041	3,522	4,354	4,360	5,281	4,483	4,573	4,663	4,743	4,990	
Government	MWh	7,221	5,252	3,426	3,377	3,714	5,833	5,444	6,195	4,731	5,154	
MIN/Charge	MWh	92	80	76	71	63	59	53	49	51	43	
Others	MWh	1,662	834	697	780	750	940	1,081	1,055	1,627	1,127	
Number of consumers		4,556	4,845	4,862	4,975	5,124	5,239	5,574	5,795	5,957	6,194	
Residential		3,651	3,682	3,828	3,908	4,105	4,137	4,375	4,531	4,670	4,879	
Commercial		447	843	707	770	706	813	930	964	971	981	
Industrial		194	69	153	141	137	139	108	135	144	149	
Government		102	153	82	71	103	75	75	94	81	87	
Others		162	98	92	85	73	75	86	71	91	98	
Unit annual power consumption		5,493	5,387	6,050	6,396	6,784	7,291	7,641	7,689	10,094	7,273	
Residential	kWh/y	1,666	1,696	1,725	1,880	1,983	2,116	2,212	2,274	2,258	2,339	
Commercial	kWh/y	15,492	12,059	20,171	20,633	23,813	22,298	23,396	23,125	39,577	22,755	
Industrial	kWh/y	15,675	51,043	28,456	30,918	38,548	32,253	42,347	34,539	32,936	33,491	
Government	kWh/y	70,794	34,327	41,779	47,559	36,056	77,771	72,588	65,904	58,411	59,246	
Others	kWh/y	10,827	9,327	8,398	10,007	11,131	13,329	13,190	15,544	18,442	11,938	
Auki (Malaita)	D											
Power consumption		738	884	935	833	985	1,031	1,231	1,375	1,651	1,588	
Residential	MWh	166	196	182	220	218	260	341	395	394	413	
Commercial	MWh	110	154	302	288	314	310	395	406	432	400	
Industrial	MWh	46	40	52	46	50	35	61	73	314	201	
Government	MWh	390	464	378	257	377	399	408	465	457	524	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	12	10	11	11	11	
Others	MWh	26	30	21	23	26	16	16	24	43	38	
Number of consumers		443	549	448	475	489	506	532	576	553	492	
Residential		337	430	335	359	368	375	410	420	414	347	
Commercial		34	60	52	60	64	73	75	89	87	91	
Industrial		8	8	11	8	8	9	7	20	13	12	
Government		44	37	41	36	35	35	30	31	34	27	
Others		20	14	9	12	14	14	10	16	5	15	
Unit annual power consumption		1,666	1,610	2,086	1,754	2,015	2,038	2,314	2,386	2,986	3,228	
Residential	kWh/y	493	456	543	612	592	694	832	941	951	1,191	
Commercial	kWh/y	3,235	2,567	5,799	4,807	4,912	4,247	5,261	4,566	4,966	4,399	
Industrial	kWh/y	5,750	5,000	4,771	5,721	6,242	3,874	8,681	3,630	24,134	16,765	
Government	kWh/y	8,864	12,541	9,222	7,125	10,773	11,387	13,607	14,994	13,454	19,423	
Others	kWh/y	1,300	2,143	2,280	1,915	1,854	1,986	2,627	2,233	10,900	3,256	
Malu'u (Malaita)	H											
Power consumption		31	32	27	39	39	36	59	80	73	82	
Residential	MWh	12	10	11	13	24	10	38	55	44	53	
Commercial	MWh	7	8	5	16	3	12	8	8	12	12	
Industrial	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	
Government	MWh	7	8	9	7	8	10	8	12	11	11	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	3	3	3	4	4	
Others	MWh	4	6	2	3	4	1	1	1	2	1	
Number of consumers		61	65	64	67	73	74	89	96	98	102	
Residential		46	52	54	53	58	59	71	77	77	79	
Commercial		0	0	3	4	7	7	10	13	13	14	
Industrial		8	7	0	0	0	0	1	1	1	1	
Government		3	3	4	7	6	6	5	4	4	4	
Others		4	3	3	3	2	2	2	1	3	4	
Unit annual power consumption		502	492	422	583	529	489	661	831	748	802	
Residential	kWh/y	257	192	201	238	421	174	535	713	565	672	
Commercial	kWh/y			1,718	4,074	368	1,710	833	630	956	834	
Industrial	kWh/y	0	0					0	275	770	599	
Government	kWh/y	2,400	2,667	2,165	987	1,345	1,708	1,630	3,086	2,862	2,800	
Others	kWh/y	1,100	2,000	792	1,083	1,779	1,850	2,165	4,055	1,704	1,300	
Buala (Isabel)	H/D											
Power consumption		110	146	162	160	161	134	225	247	247	294	

Table 4-1-1 Past record of power consumption by category wise during 1989-1998 (Grid and Powerstation wise)

Name of Grid	Unit	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Average or Growth Rate
Residential	MWh	34	30	39	44	47	44	72	74	77	101	
Commercial	MWh	13	48	74	69	69	34	92	116	118	127	
Industrial	MWh	0	0	0	0	0	1	4	0	0	1	
Government	MWh	42	44	44	45	41	49	42	43	38	51	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	2	3	2	2	2	
Others	MWh	21	24	5	3	3	4	12	12	11	11	
Number of consumers		77	72	88	100	108	110	112	108	134	133	
Residential		55	50	62	72	79	80	83	77	99	99	
Commercial		6	11	15	17	18	19	17	22	24	22	
Industrial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Government		13	10	10	10	10	10	11	5	8	9	
Others		3	1	1	1	1	1	1	4	3	3	
Unit annual power consumption		1,429	2,028	1,837	1,602	1,489	1,222	2,008	2,286	1,844	2,207	
Residential	kWh/y	618	600	622	605	591	552	873	965	781	1,023	
Commercial	kWh/y	2,167	4,364	4,944	4,030	3,857	1,776	5,422	5,261	4,909	5,750	
Industrial	kWh/y											
Government	kWh/y	3,231	4,400	4,423	4,540	4,145	4,864	3,803	8,613	4,791	5,707	
Others	kWh/y	7,000	24,000	4,749	2,671	3,211	6,690	14,340	3,415	4,433	4,550	
Kirakira (Makira)	D											
Power consumption		190	204	231	232	234	207	248	413	306	299	
Residential	MWh	64	82	68	77	79	70	92	91	106	116	
Commercial	MWh	21	20	26	24	35	34	77	84	110	73	
Industrial	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	
Government	MWh	91	94	129	123	111	93	70	230	80	97	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	8	8	7	6	7	
Others	MWh	14	8	8	8	10	1	1	1	1	1	
Number of consumers		186	187	192	199	203	203	200	221	208	204	
Residential		147	148	149	155	158	158	160	160	161	160	
Commercial		11	14	17	17	18	18	13	25	19	18	
Industrial		0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	
Government		20	22	23	23	23	23	23	30	24	22	
Others		8	3	3	3	4	3	3	5	3	3	
Unit annual power consumption		1,021	1,091	1,203	1,166	1,153	1,018	1,238	1,868	1,473	1,465	
Residential	kWh/y	436	554	457	496	497	444	574	567	659	726	
Commercial	kWh/y	1,882	1,429	1,516	1,439	1,947	1,900	5,947	3,365	5,806	4,063	
Industrial	kWh/y						200	0	210	2,712	4,111	
Government	kWh/y	4,550	4,273	5,590	5,335	4,820	4,060	3,031	7,661	3,331	4,426	
Others	kWh/y	1,763	2,667	2,832	2,679	2,427	2,900	2,913	1,554	2,455	2,681	
Lata (Temotu)	D											
Power consumption		161	188	185	180	163	198	239	246	245	269	
Residential	MWh	27	32	39	48	45	51	56	67	67	69	
Commercial	MWh	22	24	15	17	24	34	57	51	59	55	
Industrial	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	5	31	
Government	MWh	91	82	85	73	56	67	80	81	57	61	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	4	4	4	4	4	
Others	MWh	21	50	46	43	38	42	41	42	54	49	
Number of consumers		103	108	106	118	120	119	131	147	136	173	
Residential		77	80	79	85	87	87	91	98	86	119	
Commercial		5	11	13	19	19	20	26	34	34	36	
Industrial		0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	
Government		17	12	12	11	11	9	11	9	10	12	
Others		4	5	2	3	3	3	3	5	5	5	
Unit annual power consumption		1,566	1,741	1,749	1,529	1,359	1,666	1,821	1,674	1,804	1,553	
Residential	kWh/y	352	400	498	559	522	590	616	687	777	576	
Commercial	kWh/y	4,420	2,182	1,147	891	1,265	1,724	2,199	1,508	1,748	1,522	
Industrial	kWh/y								0	4,546	31,123	
Government	kWh/y	5,335	6,833	7,116	6,672	5,106	7,476	7,233	9,012	5,657	5,064	
Others	kWh/y	5,350	10,000	22,857	14,177	12,503	15,063	15,240	9,274	11,598	10,672	
Gizo (Western)	D											
Power consumption		1,007	1,094	998	1,076	1,125	1,238	1,327	1,354	1,457	1,836	
Residential	MWh	205	214	210	240	258	220	327	360	365	589	
Commercial	MWh	261	354	347	406	403	443	424	477	577	603	

Table 4-1-1 Past record of power consumption by category wise during 1989-1998 (Grid and Powerstation wise)

Name of Grid	Unit	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Average or Growth Rate
Industrial	MWh	6	8	7	4	7	11	10	7	4	5	
Government	MWh	368	310	346	333	329	463	472	379	415	432	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	86	13	10	9	8	
Others	MWh	167	208	87	93	128	16	80	123	88	199	
Number of consumers		447	468	463	475	460	486	509	554	520	490	
Residential		337	328	337	355	351	360	388	394	401	357	
Commercial		35	63	34	35	55	69	76	82	72	85	
Industrial		32	52	58	61	10	9	9	20	9	9	
Government		6	9	10	10	32	33	23	23	24	24	
Others		37	16	24	14	12	15	13	35	14	15	
Unit annual power consumption		2,253	2,338	2,156	2,265	2,447	2,547	2,607	2,445	2,802	3,746	
Residential	kWh/y	608	652	624	675	736	610	843	913	909	1,650	
Commercial	kWh/y	7,457	5,619	10,212	11,604	7,328	6,419	5,572	5,816	8,008	7,091	
Industrial	kWh/y	188	154	114	65	695	1,222	1,166	328	433	511	
Government	kWh/y	61,333	34,444	34,647	33,343	10,283	14,018	20,538	16,457	17,285	18,004	
Others	kWh/y	4,514	13,000	3,645	6,619	10,662	6,785	7,209	3,792	6,948	13,810	
Noro (Western)	D											(Commissioned in 1989)
Power consumption		3,888	5,492	7,041	6,852	7,517	8,072	9,223	9,173	8,742	9,470	
Residential	MWh	45	80	118	129	175	299	422	381	423	497	
Commercial	MWh	28	8	128	455	799	964	1,157	1,461	1,448	1,431	
Industrial	MWh	3,784	5,306	6,792	6,266	6,541	6,800	7,636	7,315	6,842	7,511	
Government	MWh	28	88	0	0	0	0	0	0	0	0	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	2	1	2	2	2	
Others	MWh	3	10	4	3	2	7	7	15	27	28	
Number of consumers		118	129	127	130	194	204	230	256	255	267	
Residential		111	115	108	109	168	174	197	220	217	225	
Commercial		2	12	16	17	20	24	25	32	29	33	
Industrial		5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Government		0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	
Others		0	0	1	2	4	4	4	0	5	4	
Unit annual power consumption		32,953	42,574	55,442	52,710	38,749	39,567	40,099	35,834	34,283	35,469	
Residential	kWh/y	404	696	1,089	1,179	1,041	1,719	2,142	1,734	1,948	2,208	
Commercial	kWh/y	14,150	667	7,980	26,777	39,954	40,175	46,281	45,641	49,927	43,378	
Industrial	kWh/y	756,880	2,653,000	3,396,106	3,132,972	3,270,722	3,399,785	3,817,806	3,657,383	3,421,242	3,755,722	
Government	kWh/y							0	0	0	0	
Others	kWh/y			3,665	1,312	506	2,185	2,070		5,862	7,588	
Munda (Western)												(Decommissioned in 1996)
Power consumption		154	172	192	201	218	242	268	298.421	328	522	
Residential	MWh	25	30	33	34	40	52	57	66	76	96	
Commercial	MWh	42	38	59	65	76	90	114	117	140	186	
Industrial	MWh	0	0	0	0	0	0	5	23	24	26	
Government	MWh	38	50	94	94	97	96	87	86	81	163	
MIN/Charge	MWh	0	0	0	0	0	4	5	4	4	4	
Others	MWh	50	54	5	8	5	0	0	1	3	47	
Number of consumers		99	99	111	115	121	126	137	157	160	182	
Residential		73	76	81	85	89	93	97	112	116	135	
Commercial		10	10	14	15	17	18	24	27	30	32	
Industrial		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	
Government		12	13	15	14	13	13	14	14	12	13	
Others		4	0	1	1	2	2	2	3	2	2	
Unit annual power consumption		1,554	1,737	1,726	1,744	1,805	1,922	1,955	1,901	2,051	2,868	
Residential	kWh/y	338	395	413	400	455	557	586	591	655	713	
Commercial	kWh/y	4,150	3,800	4,208	4,300	4,461	5,011	4,744	4,349	4,654	5,802	
Industrial	kWh/y								22,984			
Government	kWh/y	3,175	3,846	6,290	6,734	7,459	7,352	6,206	6,133	6,789	12,547	
Others	kWh/y	12,375		4,915	7,797	2,581	2,310	2,375	1,990	3,595	25,386	
Tulagi (Central)	D											
Power consumption						74	96	167	198	216	158	
Residential	MWh					12	11	10	11	10	9	
Commercial	MWh					48	79	157	187	206	149	
Industrial	MWh					13	6	0	0	0	0	
Government	MWh					0	0	0	0	0	0	

Table 4-1-1 Past record of power consumption by category wise during 1989-1998 (Grid and Powerstation wise)

Name of Grid	Unit	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Average or Growth Rate
MIN/Charge	MWh					0	0	0	0	0	0	
Others	MWh					0	0	0	0	0	0	
Number of consumers						30	31	32	34	35	190	
Residential						23	23	23	25	24	145	
Commercial						7	6	7	7	9	25	
Industrial						0	0	0	0	0	0	
Government						0	0	0	0	0	9	
Others						0	2	2	2	2	11	
Unit annual power consumption						2,459	3,102	5,218	5,837	6,161	831	
Residential	kWh/y					542	475	431	430	409	64	
Commercial	kWh/y					6,825	13,206	22,421	26,779	22,841	5,945	
Industrial	kWh/y											
Government	kWh/y										0	
Others	kWh/y						121	50	141	130	11	
Solomon Islands												
Power consumption		31,304	34,310	39,187	41,396	45,276	49,454	55,575	57,941	73,396	59,565	
Residential	MWh	6,662	6,918	7,304	8,151	9,039	9,772	11,095	11,803	12,108	13,355	
Commercial	MWh	7,429	10,820	15,216	17,228	18,583	20,129	24,239	25,201	41,531	25,358	
Industrial	MWh	6,877	8,876	11,205	10,675	11,893	11,336	12,290	12,080	11,935	12,770	
Government	MWh	8,276	6,392	4,512	4,309	4,733	7,009	6,611	7,490	5,871	6,495	
MIN/Charge	MWh	92	80	76	71	63	180	101	93	93	85	
Others	MWh	1,968	1,224	875	962	965	1,027	1,240	1,274	1,857	1,502	
Number of consumers		6,090	6,522	6,461	6,654	6,922	7,098	7,546	7,944	8,056	8,427	
Residential		4,834	4,961	5,033	5,181	5,486	5,546	5,895	6,114	6,265	6,545	
Commercial		550	1,024	871	954	931	1,067	1,203	1,295	1,288	1,337	
Industrial		247	138	224	213	157	160	128	181	171	175	
Government		217	259	197	182	233	204	194	212	199	210	
Others		242	140	136	124	115	121	126	142	133	160	
Unit annual power consumption		5,140	5,261	6,065	6,221	6,541	6,967	7,365	7,294	9,111	7,068	
Residential	kWh/y	1,378	1,394	1,451	1,573	1,648	1,762	1,882	1,930	1,933	2,040	
Commercial	kWh/y	13,507	10,566	17,470	18,058	19,960	18,865	20,149	19,460	32,245	18,966	
Industrial	kWh/y	27,844	64,319	50,022	50,118	75,750	70,848	96,015	66,741	69,796	72,973	
Government	kWh/y	38,140	24,680	22,902	23,678	20,315	34,358	34,076	35,332	29,504	30,927	
Others	kWh/y	8,512	9,314	6,989	8,332	8,937	9,976	10,640	9,626	14,665	9,921	

Source: SIEA Engineering Report Statistics Summary 1990-1997, and SIEA Engineering Report September, 1999
SIEA Head Quarter Data 1983-1998
SIEA Lungga P/S OIC statistical data 1983-1998

Note: D or H in the box of Unit describe type of powerstation, D means Diesel powerstation and H means Hydro powerstation.

Table 4-3-1 Result of Power Demand Forecast for Solomon Islands

Power Demand Forecast (MWh)

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Honiara	45,048	47,841	50,274	52,834	56,289	59,990	63,299	66,805	70,522	74,462	78,639	84,487	88,567	92,598	96,971	101,557	105,851	110,330	115,004	119,880	124,968
Auki-Malu'u	1,670	1,885	2,014	2,152	11,499	11,660	21,072	21,248	21,438	21,641	21,859	22,074	22,304	22,550	22,813	23,094	23,371	32,863	33,176	33,510	33,866
Buala	293	339	375	414	458	506	551	601	655	714	778	891	958	1,031	1,110	1,195	1,275	1,360	1,452	1,551	1,656
Kirakira	299	313	343	376	413	454	493	537	584	635	692	796	855	918	986	1,060	1,130	1,204	1,284	1,370	1,462
Lata	269	319	340	363	387	413	437	462	489	518	548	575	604	635	667	701	730	761	794	828	865
Gizo	1,836	2,550	2,673	2,803	2,939	3,083	3,206	3,335	3,469	3,609	3,755	3,873	3,996	4,123	4,254	4,389	4,489	4,592	4,698	4,806	4,916
Noro-Munda	9,992	10,701	11,838	13,104	14,513	16,083	17,651	19,382	21,294	23,409	25,748	27,879	30,196	32,714	35,452	38,432	41,202	44,183	47,391	50,847	54,569
Tulagi	158	215	228	241	255	270	285	300	317	334	353	370	388	408	428	450	470	491	514	537	562
Choiseul	32	74	82	91	101	112	123	134	146	159	174	243	257	273	290	308	322	338	354	372	390
Rennell and Bellona	22	24	26	29	32	35	37	40	43	46	50	52	55	58	61	65	67	69	71	74	76
Solomon Islands	59,618	64,260	68,193	72,407	86,887	92,606	107,155	112,844	118,957	125,527	132,595	141,241	148,180	155,306	163,032	171,251	178,907	196,192	204,739	213,774	223,330

Peak Demand Forecast (kW)

Name of Demand Center / Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Honiara	10,450	10,604	11,144	11,711	12,477	13,298	14,168	14,953	15,785	16,667	17,602	18,727	19,632	20,525	21,495	22,511	23,237	24,221	25,247	26,317	27,434
Auki-Malu'u	470	487	481	478	2,387	2,164	3,538	3,578	3,622	3,668	3,717	3,765	3,816	3,871	3,929	3,990	4,051	5,715	5,788	5,866	5,948
Buala	70	81	89	98	108	119	129	139	151	164	177	202	216	231	247	265	281	298	316	336	357
Kirakira	55	69	76	84	92	101	110	120	131	143	155	179	193	207	223	240	256	274	292	312	334
Lata	65	66	70	75	80	86	91	96	102	108	115	121	128	134	141	149	156	163	170	178	186
Gizo	270	485	512	541	571	603	632	662	694	727	763	793	824	856	891	926	955	984	1,015	1,046	1,079
Noro-Munda	1,790	1,930	2,150	2,397	2,673	2,983	3,297	3,647	4,036	4,469	4,951	5,401	5,893	6,433	7,024	7,673	8,289	8,957	9,683	10,470	11,326
Tulagi	49	61	65	68	71	75	79	82	86	91	95	99	103	108	113	118	122	127	132	137	143
Choiseul	14	19	21	23	25	28	30	32	35	38	41	57	60	63	66	70	73	76	79	82	86
Rennell and Bellona	6	6	7	7	8	9	9	10	10	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16	16	17

Table 4-3-2 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Guadalcanal/Honiara-Lungga

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	113,170	117,154	121,207	125,328	129,539	133,840	138,230	142,708	147,275	151,944	156,715	161,589	166,566	171,646	176,829	182,117	187,507	193,001	198,598	204,318	210,161
Growth Rate(%)	4.04	3.52	3.46	3.40	3.36	3.32	3.28	3.24	3.20	3.17	3.14	3.11	3.08	3.05	3.02	2.99	2.96	2.93	2.90	2.88	2.86
Elect. Ratio(%)	23.40	23.24	23.07	22.91	22.76	22.62	22.38	22.15	21.93	21.72	21.52	21.22	20.93	20.66	20.39	20.13	19.85	19.59	19.34	19.09	18.85
No.of family members	5.43	5.41	5.39	5.36	5.34	5.32	5.30	5.28	5.26	5.24	5.21	5.19	5.17	5.15	5.13	5.11	5.09	5.06	5.04	5.02	5.00
No.of Customers	4,879	5,035	5,191	5,352	5,518	5,689	5,837	5,989	6,145	6,304	6,468	6,604	6,743	6,884	7,029	7,177	7,320	7,467	7,616	7,768	7,923.53
Consump./Customer(kWh)	2,339	2,421	2,500	2,583	2,668	2,756	2,833	2,913	2,994	3,078	3,164	3,237	3,312	3,388	3,466	3,545	3,616	3,689	3,762	3,838	3,914
Energy Consum.(MWh)	11,411	12,188	12,981	13,825	14,724	15,681	16,539	17,444	18,399	19,406	20,468	21,379	22,330	23,323	24,360	25,444	26,472	27,541	28,654	29,812	31,016
Growth Rate(%)		6.81	6.50	6.50	6.50	6.50	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	4.45	4.45	4.45	4.45	4.45	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04
Share to Total(%)	25.3	25.5	25.8	26.2	26.2	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.0	25.3	25.2	25.2	25.1	25.1	25.0	25.0	24.9	24.9	24.8
Commercial																					
No.of Customers	981	1,007	1,012	1,017	1,048	1,081	1,109	1,138	1,167	1,198	1,229	1,321	1,349	1,377	1,406	1,435	1,464	1,493	1,523	1,554	1,585
Constituent Ratio to Res.	0.20	0.20	0.195	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Consump./Customer(kWh)	22,755	23,665	24,612	25,596	26,620	27,685	28,654	29,657	30,695	31,769	32,881	33,867	34,883	35,930	37,008	38,118	39,071	40,048	41,049	42,075	43,127
Energy Consum.(MWh)	22,323	23,832	24,915	26,029	27,910	29,926	31,779	33,746	35,835	38,054	40,410	44,733	47,042	49,471	52,025	54,712	57,201	59,804	62,525	65,370	68,344
Growth Rate(%)		6.76	4.54	4.47	7.22	7.22	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	10.70	5.16	5.16	5.16	5.16	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55
Share to Total(%)	49.6	49.8	49.6	49.3	49.6	49.9	50.2	50.5	50.8	51.1	51.4	52.9	53.1	53.4	53.7	53.9	54.0	54.2	54.4	54.5	54.7
Public & Others																					
No.of Customers	185	187	189	191	194	196	198	200	201	203	204	206	210	211	215	220	224	228	233	238	242
Constituent Ratio	0.032	0.031	0.0305	0.03	0.0295	0.029	0.0285	0.028	0.0275	0.027	0.0265	0.026	0.026	0.0255	0.0255	0.0255	0.0255	0.0255	0.0255	0.0255	0.0255
Consump./Cust.(kWh)	34,185	34,202	34,220	34,237	34,254	34,271	34,288	34,305	34,322	34,339	34,357	34,374	34,391	34,408	34,425	34,443	34,460	34,477	34,494	34,512	34,529
Energy Consum.(MWh)	6,324	6,406	6,475	6,542	6,635	6,729	6,788	6,846	6,902	6,956	7,008	7,083	7,235	7,249	7,404	7,564	7,719	7,877	8,039	8,204	8,372
Growth Rate(%)		1.30	1.06	1.04	1.43	1.40	0.88	0.85	0.82	0.78	0.75	1.07	2.15	0.19	2.15	2.15	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05
Share to Total(%)	14.0	13.4	12.9	12.4	11.8	11.2	10.7	10.2	9.8	9.3	8.9	8.4	8.2	7.8	7.6	7.4	7.3	7.1	7.0	6.8	6.7
Industry																					
No.of Customers	149	149	150	150	151	152	153	154	154	155	156	157	157	158	159	160	161	161	162	163	164
Consump./Customer (kWh)	33,491	36,338	39,427	42,778	46,414	50,359	53,633	57,119	60,832	64,786	68,997	72,102	75,346	78,737	82,280	85,982	89,422	92,999	96,719	100,587	104,611
Energy Ind. Demand (MWh)	4,990	5,414	5,904	6,438	7,020	7,655	8,193	8,769	9,386	10,046	10,752	11,293	11,860	12,455	13,081	13,738	14,359	15,008	15,686	16,395	17,136
Energy Big Cust.(MWh): Gold Ridge	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452	67,452
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh): CEMA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	4,990	5,414	5,904	6,438	7,020	7,655	8,193	8,769	9,386	10,046	10,752	11,293	11,960	12,555	13,181	13,838	14,459	15,108	15,786	16,495	17,236
Growth Rate(%)		8.50	9.04	9.04	9.04	9.04	6.57	6.57	6.57	6.57	6.57	4.78	5.58	4.74	4.75	4.75	4.29	4.30	4.30	4.30	4.30
Share to Total(%)	11.08	11.32	11.74	12.19	12.5	12.8	12.9	13.1	13.3	13.5	13.7	13.4	13.5	13.6	13.6	13.6	13.7	13.7	13.7	13.8	13.8
Total																					
No.of Customers	6,194	6,379	6,543	6,711	5519.5	5690.6	5838.6	5990.4	6146.1	6305.9	6469.9	6605.8	6744.5	6886.1	7030.8	7178.4	7322.0	7468.4	7617.8	7770.1	7925.5
Energy Consumption (MWh)	45,048	47,841	50,274	52,834	56,289	59,990	63,299	66,805	70,522	74,462	78,639	84,487	88,567	92,598	96,971	101,557	105,851	110,330	115,004	119,880	124,968
Growth Rate(%)		6.20	5.09	5.09	6.54	6.58	5.52	5.54	5.56	5.59	5.61	7.44	4.83	4.55	4.72	4.73	4.23	4.23	4.24	4.24	4.24
T & D Losses(%)	16.3	16.2	16.0	15.9	15.8	15.7	15.6	15.5	15.4	15.2	15.1	15.0	14.9	14.8	14.7	14.6	14.5	14.3	14.2	14.1	14.0
Energy Sent Out(MWh)	52,185	57,399	60,234	63,213	67,252	71,575	75,417	79,484	83,790	88,348	93,175	99,966	104,649	109,261	114,264	119,503	124,384	129,470	134,770	140,292	146,047
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	53,799	59,174	62,097	65,168	69,332	73,789	77,750	81,943	86,381	91,081	96,057	103,057	107,885	112,640	117,798	123,199	128,231	133,474	138,938	144,631	150,564
Load Fcator (%)	49.21	51.50	51.50	51.50	51.50	51.50	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.50	51.50	51.50	51.50	51.50	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
Peak Load (kW)	10,450	10,604	11,144	11,711	12,477	13,298	14,168	14,953	15,785	16,667	17,602	18,727	19,632	20,525	21,495	22,511	23,237	24,221	25,247	26,317	27,434

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-3 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Malaita/Auki-Malu'u-Bina Harbour

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	109,143	112,035	115,004	118,052	121,174	124,373	127,651	131,008	134,447	137,969	141,577	145,272	149,057	152,932	156,908	160,988	165,174	169,468	173,874	178,395	183,033
Growth Rate(%)	3.08	2.65	2.65	2.65	2.65	2.64	2.64	2.63	2.63	2.62	2.62	2.61	2.61	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60
Elect. Ratio(%)	2.22	2.26	2.22	2.18	2.14	2.10	2.07	2.04	2.00	1.97	1.94	1.91	1.88	1.86	1.83	1.80	1.77	1.75	1.72	1.69	1.67
No.of family members	5.69	5.66	5.64	5.62	5.59	5.57	5.54	5.52	5.49	5.47	5.44	5.42	5.40	5.37	5.35	5.32	5.30	5.27	5.25	5.22	5.20
No.of Customers	426	447	453	458	464	469	476	483	491	498	505	513	521	529	536	544	553	561	569	578	587
Consump./Customer(kWh)	1,095	1,100	1,177	1,260	1,348	1,442	1,536	1,636	1,742	1,856	1,976	2,095	2,220	2,354	2,495	2,645	2,790	2,943	3,105	3,276	3,456
Energy Consum.(MWh)	466	492	533	577	625	677	731	791	855	924	999	1,075	1,156	1,244	1,338	1,440	1,542	1,651	1,768	1,893	2,027
Growth Rate(%)		5.52	8.28	8.28	8.28	8.28	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	7.59	7.59	7.59	7.59	7.59	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08
Share to Total(%)	27.9	26.1	26.5	26.8	5.4	5.8	3.5	3.7	4.0	4.3	4.6	4.9	5.2	5.5	5.9	6.2	6.6	5.0	5.3	5.6	6.0
Commercial																					
No.of Customers	105	109	109	110	110	110	111	111	112	112	113	113	114	114	115	115	116	116	117	117	117
Constituent Ratio to Res.	0.25	0.24	0.24	0.24	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.2
Consump./Customer(kWh)	3,924	4,041	4,163	4,287	4,416	4,549	4,662	4,779	4,898	5,021	5,146	5,249	5,354	5,461	5,570	5,682	5,796	5,911	6,030	6,150	6,273
Energy Consum.(MWh)	412	441	456	470	486	501	516	532	548	564	581	595	609	624	639	655	670	686	703	719	736
Growth Rate(%)		7.14	3.24	3.23	3.22	3.21	3.01	3.00	2.99	2.98	2.97	2.45	2.44	2.43	2.42	2.40	2.39	2.38	2.37	2.35	2.34
Share to Total(%)	24.7	23.4	22.6	21.9	4.2	4.3	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.9	2.1	2.1	2.1	2.2
Public & Others																					
No.of Customers	50	62	62	62	63	63	64	64	64	65	65	66	66	67	67	68	68	69	69	70	70
Constituent Ratio	0.112	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	11,793	11,911	12,626	13,383	14,186	15,038	15,865	16,737	17,658	18,629	19,653	20,636	21,668	22,751	23,889	25,083	26,212	27,392	28,624	29,912	31,258
Energy Consum.(MWh)	590	737	785	836	890	948	1,008	1,071	1,139	1,210	1,286	1,361	1,439	1,523	1,610	1,703	1,793	1,887	1,986	2,091	2,200
Growth Rate(%)		24.95	6.51	6.50	6.50	6.50	6.30	6.30	6.30	6.29	6.29	5.78	5.78	5.78	5.77	5.77	5.26	5.26	5.25	5.25	5.24
Share to Total(%)	35.3	39.1	39.0	38.8	7.7	8.1	4.8	5.0	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	5.7	6.0	6.2	6.5
Industry																					
No.of Customers	13	13	14	14	15	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	27	28
Consump./Customer (kWh)	15,522	16,530	17,605	18,749	19,968	21,266	22,435	23,669	24,971	26,345	27,794	29,183	30,642	32,175	33,783	35,472	37,069	38,737	40,480	42,302	44,205
Energy Ind. Demand (MWh)	202	215	240	269	300	336	370	408	450	496	547	598	653	713	778	850	919	994	1,075	1,163	1,258
Energy Big Cust.(MWh): Bina Habour	0	0	0	0	9,198	9,198	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	27,594	27,594	27,594	27,594
Big Cust.(Bina) Takeover (MWh)	0	0	0	0	9,198	9,198	18396	18396	18396	18396	18396	18396	18396	18396	18396	18396	18396	27594	27594	27594	27,594
Captive Power (MWh): CEMA	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	202	215	240	269	9,498	9,534	18,817	18,855	18,897	18,943	18,994	19,044	19,099	19,159	19,225	19,296	19,365	28,638	28,720	28,807	28,902
Growth Rate(%)		6.50	11.83	11.83	3434.67	0.37	49.33	0.20	0.22	0.24	0.27	0.26	0.29	0.31	0.34	0.37	0.36	32.38	0.28	0.30	0.33
Share to Total(%)	12.08	11.40	11.93	12.49	82.6	81.8	89.3	88.7	88.1	87.5	86.9	86.3	85.6	85.0	84.3	83.6	82.9	87.1	86.6	86.0	85.3
Total																					
No.of Customers	594	631	638	645	463.8	469.3	476.4	483.5	490.8	498.1	505.6	513.2	520.9	528.7	536.6	544.7	552.9	561.1	569.6	578.1	586.8
Energy Consumption (MWh)	1,670	1,885	2,014	2,152	11,499	11,660	21,072	21,248	21,438	21,641	21,859	22,074	22,304	22,550	22,813	23,094	23,371	32,863	33,176	33,510	33,866
Growth Rate(%)		12.90	6.81	6.87	434.34	1.40	80.72	0.84	0.89	0.95	1.01	0.98	1.04	1.10	1.17	1.23	1.20	40.62	0.95	1.01	1.06
T & D Losses(%)	-5.0	5.0	5.3	5.7	6.0	6.1	6.3	6.4	6.5	6.6	6.8	6.9	7.0	7.1	7.3	7.4	7.5	7.6	7.8	7.9	8.0
Energy Sent Out(MWh)	1,542	1,988	2,131	2,286	12,257	12,446	22,523	22,743	22,977	23,227	23,494	23,758	24,039	24,337	24,655	24,994	25,329	35,667	36,057	36,471	36,910
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	1,590	2,049	2,197	2,356	12,636	12,831	23,220	23,446	23,688	23,946	24,221	24,493	24,782	25,090	25,418	25,767	26,112	36,770	37,172	37,599	38,051
Load Fcator (%)	40.6	44.2	47.8	51.4	55.0	61.5	68.0	67.8	67.6	67.4	67.1	66.9	66.7	66.5	66.3	66.1	65.9	65.6	65.4	65.2	65.0
Peak Load (kW)	470	487	481	478	2,387	2,164	3,538	3,578	3,622	3,668	3,717	3,765	3,816	3,871	3,929	3,990	4,051	5,715	5,788	5,866	5,948

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-4 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Isabel/Buala

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	23,546	24,316	25,106	25,915	26,741	27,586	28,448	29,330	30,231	31,153	32,094	33,053	34,035	35,039	36,066	37,111	38,180	39,272	40,390	41,533	42,700
Growth Rate(%)	3.33	3.27	3.25	3.22	3.19	3.16	3.13	3.10	3.07	3.05	3.02	2.99	2.97	2.95	2.93	2.90	2.88	2.86	2.85	2.83	2.81
Elect. Ratio(%)	2.25	2.34	2.40	2.45	2.51	2.57	2.61	2.65	2.69	2.73	2.78	2.81	2.84	2.87	2.91	2.94	2.96	2.99	3.01	3.03	3.06
No.of family members	5.35	5.33	5.31	5.29	5.28	5.26	5.24	5.23	5.21	5.19	5.17	5.16	5.14	5.12	5.10	5.09	5.07	5.05	5.03	5.02	5.00
No.of Customers	99	107	113	120	127	135	142	149	156	164	172	180	188	197	205	215	223	232	241	251	261
Consump./Customer(kWh)	1,023	1,074	1,128	1,184	1,244	1,306	1,365	1,426	1,490	1,557	1,627	1,692	1,760	1,830	1,904	1,980	2,049	2,121	2,195	2,272	2,351
Energy Consum.(MWh)	101	115	128	142	158	176	193	212	233	255	280	305	331	360	391	425	458	492	530	571	614
Growth Rate(%)		13.40	11.30	11.30	11.30	11.30	9.73	9.72	9.73	9.73	9.72	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64
Share to Total(%)	34.6	33.9	34.1	34.4	34.6	34.8	35.1	35.3	35.6	35.8	36.0	34.2	34.6	34.9	35.2	35.6	35.9	36.2	36.5	36.8	37.1
Commercial																					
No.of Customers	22	24	25	26	28	30	31	32	34	36	37	39	40	42	44	46	47	49	51	53	55
Constituent Ratio to Res.	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Consump./Customer(kWh)	5,750	6,038	6,339	6,656	6,989	7,339	7,669	8,014	8,375	8,752	9,145	9,511	9,892	10,287	10,699	11,127	11,516	11,919	12,336	12,768	13,215
Energy Consum.(MWh)	127	143	159	176	196	217	238	260	284	311	340	369	400	433	470	509	546	586	629	675	725
Growth Rate(%)		13.08	10.99	10.99	10.99	10.99	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	8.37	8.37	8.37	8.37	8.37	7.33	7.33	7.33	7.33	7.33
Share to Total(%)	43.2	42.2	42.4	42.6	42.7	42.9	43.1	43.3	43.4	43.6	43.7	41.4	41.7	42.0	42.3	42.6	42.9	43.1	43.3	43.5	43.8
Public & Others																					
No.of Customers	12	15	15	16	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Constituent Ratio	0.112	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	5,418	5,580	5,747	5,920	6,097	6,280	6,437	6,598	6,763	6,932	7,106	7,248	7,393	7,541	7,691	7,845	7,963	8,082	8,204	8,327	8,452
Energy Consum.(MWh)	65	81	88	95	104	112	120	129	138	147	158	167	177	187	199	210	221	231	243	255	267
Growth Rate(%)		24.61	8.55	8.55	8.54	8.54	6.99	6.99	6.98	6.98	6.98	5.95	5.94	5.94	5.94	5.93	4.91	4.90	4.90	4.89	4.89
Share to Total(%)	22.2	23.9	23.5	23.1	22.6	22.2	21.8	21.4	21.0	20.6	20.2	18.7	18.5	18.2	17.9	17.6	17.3	17.0	16.7	16.4	16.1
Industry																					
No.of Customers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consump./Customer (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energy Ind. Demand (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh): CEMA	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Share to Total(%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	5.2	4.9	4.5	4.2	3.9	3.7	3.5	3.2	3.0
Total																					
No.of Customers	133	145	154	163	127.4	135.0	141.8	148.9	156.3	164.1	172.3	180.1	188.2	196.7	205.5	214.8	223.4	232.3	241.6	251.2	261.3
Energy Consumption (MWh)	293	339	375	414	458	506	551	601	655	714	778	891	958	1,031	1,110	1,195	1,275	1,360	1,452	1,551	1,656
Growth Rate(%)		15.75	10.51	10.52	10.53	10.54	8.99	9.00	9.01	9.01	9.02	14.45	7.55	7.59	7.63	7.66	6.71	6.73	6.76	6.78	6.81
T & D Losses(%)	14.1	14.0	13.9	13.8	13.7	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2	13.0	12.9	12.8	12.7	12.6	12.5	12.4	12.3	12.2	12.1	12.0
Energy Sent Out(MWh)	331	396	437	483	533	588	640	697	759	826	899	1,028	1,104	1,187	1,276	1,372	1,462	1,558	1,662	1,772	1,890
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	341	408	451	497	549	606	660	718	782	852	927	1,060	1,138	1,223	1,315	1,414	1,507	1,607	1,713	1,827	1,949
Load Fcator (%)	47.7	47.5	47.8	48.1	48.4	48.6	48.9	49.2	49.5	49.8	50.1	50.4	50.7	51.0	51.3	51.5	51.8	52.1	52.4	52.7	53.0
Peak Load (kW)	70	81	89	98	108	119	129	139	151	164	177	202	216	231	247	265	281	298	316	336	357

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-5 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Makira/Kirakira

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	30,196	31,132	32,094	33,083	34,096	35,133	36,200	37,291	38,409	39,562	40,749	41,966	43,214	44,495	45,810	47,161	48,553	49,973	51,428	52,920	54,454
Growth Rate(%)	3.12	3.10	3.09	3.08	3.06	3.04	3.04	3.01	3.00	3.00	3.00	2.99	2.98	2.96	2.96	2.95	2.95	2.93	2.91	2.90	2.90
Elect. Ratio(%)	3.12	3.26	3.31	3.36	3.41	3.47	3.50	3.54	3.58	3.62	3.66	3.68	3.71	3.73	3.76	3.78	3.79	3.80	3.80	3.81	3.82
No.of family members	5.90	5.88	5.86	5.84	5.82	5.80	5.78	5.76	5.74	5.72	5.70	5.68	5.66	5.64	5.62	5.60	5.58	5.56	5.54	5.52	5.50
No.of Customers	160	173	181	191	200	210	219	229	240	250	262	272	283	294	306	318	330	341	353	365	378
Consump./Customer(kWh)	726	770	816	865	917	972	1,025	1,082	1,141	1,204	1,270	1,334	1,400	1,470	1,544	1,621	1,694	1,770	1,850	1,933	2,020
Energy Consum.(MWh)	116	133	148	165	183	204	225	248	274	302	332	363	396	433	473	516	558	604	653	706	764
Growth Rate(%)		14.48	11.30	11.30	11.30	11.30	10.25	10.25	10.25	10.25	10.25	9.20	9.20	9.20	9.20	9.20	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16
Share to Total(%)	38.9	42.6	43.2	43.8	44.4	45.0	45.6	46.2	46.8	47.5	48.1	45.6	46.4	47.2	47.9	48.7	49.4	50.1	50.9	51.6	52.3
Commercial																					
No.of Customers	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Constituent Ratio to Res.	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.1
Consump./Customer(kWh)	4,063	4,266	4,480	4,704	4,939	5,186	5,419	5,663	5,918	6,184	6,462	6,721	6,990	7,269	7,560	7,862	8,138	8,422	8,717	9,022	9,338
Energy Consum.(MWh)	73	82	90	99	109	119	129	140	152	166	180	193	208	223	240	258	275	293	312	332	353
Growth Rate(%)		12.77	9.63	9.63	9.63	9.62	8.58	8.57	8.57	8.57	8.56	7.52	7.52	7.52	7.51	7.51	6.47	6.47	6.47	6.46	6.46
Share to Total(%)	24.5	26.4	26.4	26.3	26.3	26.3	26.2	26.2	26.1	26.1	26.0	24.3	24.3	24.3	24.4	24.4	24.3	24.3	24.3	24.2	24.2
Public & Others																					
No.of Customers	25	21	22	23	24	25	26	27	28	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
Constituent Ratio	0.112	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	4,217	4,344	4,474	4,608	4,746	4,889	5,011	5,136	5,265	5,396	5,531	5,642	5,755	5,870	5,987	6,107	6,199	6,292	6,386	6,482	6,579
Energy Consum.(MWh)	105	93	100	107	115	124	132	141	150	159	170	179	188	199	209	221	231	241	251	262	274
Growth Rate(%)		-12.02	7.52	7.52	7.51	7.51	6.47	6.47	6.47	6.47	6.46	5.43	5.43	5.43	5.42	5.42	4.39	4.39	4.39	4.38	4.38
Share to Total(%)	35.3	29.7	29.1	28.5	27.9	27.3	26.8	26.2	25.6	25.1	24.5	22.5	22.1	21.6	21.2	20.8	20.4	20.0	19.6	19.1	18.7
Industry																					
No.of Customers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Consump./Customer (kWh)	4,111	4,317	4,532	4,759	4,997	5,247	5,483	5,730	5,987	6,257	6,538	6,800	7,072	7,355	7,649	7,955	8,233	8,522	8,820	9,129	9,448
Energy Ind. Demand (MWh)	4	4	5	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	21
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh): CEMA	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	4	4	5	5	6	6	7	8	8	9	10	61	62	63	64	65	66	67	68	70	71
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	83.76	1.41	1.51	1.60	1.70	1.58	1.67	1.75	1.84	1.94
Share to Total(%)	1.38	1.38	1.39	1.39	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	7.7	7.2	6.8	6.5	6.1	5.8	5.6	5.3	5.1	4.9
Total																					
No.of Customers	204	214	225	236	200.1	210.1	219.5	229.4	239.7	250.5	261.8	272.3	283.2	294.5	306.3	318.5	329.7	341.2	353.2	365.5	378.3
Energy Consumption (MWh)	299	313	343	376	413	454	493	537	584	635	692	796	855	918	986	1,060	1,130	1,204	1,284	1,370	1,462
Growth Rate(%)		4.58	9.72	9.74	9.77	9.79	8.76	8.78	8.80	8.82	8.85	15.10	7.35	7.40	7.45	7.50	6.56	6.60	6.64	6.67	6.71
T & D Losses(%)	0.6	1.0	1.3	1.6	1.9	2.2	2.5	2.9	3.2	3.5	3.8	4.1	4.5	4.8	5.1	5.4	5.7	6.0	6.4	6.7	7.0
Energy Sent Out(MWh)	292	316	348	383	421	464	507	553	604	659	720	832	896	965	1,041	1,123	1,201	1,284	1,375	1,471	1,576
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	301	325	358	394	434	479	522	570	622	680	742	857	923	995	1,073	1,158	1,238	1,324	1,417	1,517	1,624
Load Fcator (%)	62.0	51.5	51.4	51.3	51.3	51.2	51.1	51.0	50.9	50.9	50.8	50.7	50.6	50.6	50.5	50.4	50.3	50.2	50.2	50.1	50.0
Peak Load (kW)	55	69	76	84	92	101	110	120	131	143	155	179	193	207	223	240	256	274	292	312	334

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-6 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Temotu/Lata

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	21,869	22,449	23,032	23,620	24,211	24,808	25,407	26,011	26,617	27,229	27,848	28,474	29,105	29,743	30,386	31,034	31,688	32,346	33,010	33,680	34,357
Growth Rate(%)	2.70	2.65	2.60	2.55	2.51	2.46	2.42	2.37	2.33	2.30	2.27	2.25	2.22	2.19	2.16	2.13	2.11	2.08	2.05	2.03	2.01
Elect. Ratio(%)	2.70	2.72	2.77	2.83	2.88	2.94	2.99	3.04	3.09	3.14	3.20	3.24	3.28	3.32	3.37	3.41	3.44	3.48	3.51	3.54	3.58
No.of family members	4.96	4.96	4.96	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.99	4.99	4.99	4.99	4.99	5.00	5.00	5.00
No.of Customers	119	123	129	134	141	147	153	159	165	172	179	185	191	198	205	212	219	225	232	239	246
Consump./Customer(kWh)	576	608	641	676	714	753	791	830	872	915	961	1,004	1,049	1,097	1,146	1,197	1,245	1,295	1,347	1,401	1,457
Energy Consum.(MWh)	69	75	83	91	100	111	121	132	144	157	172	186	201	217	235	254	272	292	312	335	358
Growth Rate(%)		9.19	10.25	10.25	10.25	10.25	9.20	9.20	9.20	9.20	9.20	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12
Share to Total(%)	25.5	23.5	24.3	25.1	25.9	26.8	27.6	28.5	29.4	30.4	31.3	32.3	33.3	34.2	35.2	36.2	37.3	38.3	39.3	40.4	41.5
Commercial																					
No.of Customers	36	36	36	37	37	37	37	37	37	36	36	35	35	34	33	32	31	29	28	26	25
Constituent Ratio to Res.	0.30	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24	0.23	0.22	0.21	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.1
Consump./Customer(kWh)	1,522	1,568	1,615	1,663	1,713	1,765	1,809	1,854	1,900	1,948	1,996	2,036	2,077	2,119	2,161	2,204	2,237	2,271	2,305	2,339	2,375
Energy Consum.(MWh)	55	56	59	61	63	65	67	68	70	71	72	72	72	72	71	70	69	67	64	62	58
Growth Rate(%)		3.03	3.91	3.77	3.63	3.48	2.31	2.14	1.94	1.73	1.49	0.26	-0.02	-0.34	-0.69	-1.08	-2.48	-2.99	-3.57	-4.26	-5.07
Share to Total(%)	20.4	17.7	17.2	16.8	16.3	15.8	15.3	14.8	14.2	13.7	13.1	12.5	11.9	11.3	10.7	10.0	9.4	8.8	8.1	7.4	6.8
Public & Others																					
No.of Customers	17	22	23	23	24	24	25	25	25	26	26	26	26	27	27	27	27	27	27	27	27
Constituent Ratio	0.143	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	6,714	6,916	7,123	7,337	7,557	7,784	7,978	8,178	8,382	8,592	8,806	8,982	9,162	9,345	9,532	9,723	9,869	10,017	10,167	10,320	10,474
Energy Consum.(MWh)	114	155	163	171	180	189	197	205	213	221	230	236	243	249	256	263	267	271	275	280	283
Growth Rate(%)		35.75	5.16	5.13	5.10	5.07	4.02	3.99	3.95	3.91	3.87	2.83	2.79	2.75	2.71	2.66	1.62	1.57	1.52	1.47	1.42
Share to Total(%)	42.5	48.6	47.9	47.2	46.5	45.8	45.0	44.3	43.5	42.7	41.9	41.0	40.2	39.3	38.4	37.5	36.6	35.6	34.7	33.7	32.8
Industry																					
No.of Customers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Consump./Customer (kWh)	31,123	32,679	34,313	36,029	37,830	39,722	41,509	43,377	45,329	47,369	49,500	51,728	54,056	56,488	59,030	61,687	64,154	66,720	69,389	72,165	75,051
Energy Ind. Demand (MWh)	31	33	36	40	44	48	53	58	63	69	75	81	89	96	105	114	122	132	142	153	164
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh):	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	31	33	36	40	44	48	53	58	63	69	75	81	89	96	105	114	122	132	142	153	164
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.10	7.10	7.10	7.10	7.10
Share to Total(%)	11.59	10.25	10.59	10.95	11.3	11.7	12.1	12.5	12.9	13.3	13.7	14.2	14.7	15.2	15.7	16.2	16.8	17.3	17.9	18.4	19.0
Total																					
No.of Customers	173	183	189	196	140.6	146.9	152.8	158.9	165.3	171.9	178.8	185.0	191.5	198.2	205.1	212.3	218.7	225.2	232.0	238.9	246.1
Energy Consumption (MWh)	269	319	340	363	387	413	437	462	489	518	548	575	604	635	667	701	730	761	794	828	865
Growth Rate(%)		18.73	6.66	6.68	6.71	6.74	5.74	5.77	5.81	5.84	5.87	4.96	5.01	5.05	5.09	5.14	4.18	4.23	4.28	4.33	4.39
T & D Losses(%)	-110.2	9.0	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5	8.4	8.3	8.2	8.1	7.9	7.8	7.7	7.6	7.5	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0
Energy Sent Out(MWh)	124	352	375	399	425	453	479	506	535	565	598	627	657	690	724	760	791	823	858	894	932
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	128	362	386	411	438	467	494	522	551	583	616	646	678	711	746	784	815	849	884	921	961
Load Fcator (%)	47.2	55.5	55.4	55.3	55.1	55.0	54.9	54.7	54.6	54.5	54.3	54.2	54.1	53.9	53.8	53.7	53.5	53.4	53.3	53.1	53.0
Peak Load (kW)	65	66	70	75	80	86	91	96	102	108	115	121	128	134	141	149	156	163	170	178	186

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-7 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Central/Tulagi

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	27,865	28,719	29,582	30,452	31,333	32,224	33,125	34,035	34,954	35,884	36,824	37,774	38,733	39,702	40,683	41,677	42,684	43,703	44,735	45,779	46,836
Growth Rate(%)	3.13	3.07	3.00	2.94	2.89	2.84	2.80	2.75	2.70	2.66	2.62	2.58	2.54	2.50	2.47	2.44	2.42	2.39	2.36	2.33	2.31
Elect. Ratio(%)	2.82	2.86	2.91	2.95	3.00	3.05	3.09	3.13	3.17	3.22	3.26	3.30	3.33	3.36	3.40	3.44	3.46	3.48	3.51	3.53	3.56
No.of family members	5.42	5.40	5.38	5.36	5.34	5.32	5.30	5.27	5.25	5.23	5.21	5.19	5.17	5.15	5.13	5.11	5.08	5.06	5.04	5.02	5.00
No.of Customers	145	152	160	168	176	185	193	202	211	221	231	240	249	259	270	281	290	301	311	322	333
Consump./Customer(kWh)	64	400	422	445	470	496	520	546	574	602	632	661	691	722	754	788	820	852	887	922	959
Energy Consum.(MWh)	9	61	67	75	83	92	101	110	121	133	146	159	172	187	203	221	238	256	276	297	320
Growth Rate(%)		561.24	10.78	10.78	10.78	10.78	9.73	9.72	9.72	9.72	9.73	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64
Share to Total(%)	5.8	28.3	29.6	31.0	32.4	33.9	35.3	36.8	38.3	39.8	41.4	42.9	44.4	45.9	47.5	49.1	50.6	52.1	53.7	55.3	56.9
Commercial																					
No.of Customers	25	26	26	27	28	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	33	33	33	33	33	33
Constituent Ratio to Res.	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.15	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.10	0.1
Consump./Customer(kWh)	5,945	6,005	6,065	6,125	6,187	6,248	6,311	6,374	6,438	6,502	6,567	6,633	6,699	6,766	6,834	6,902	6,971	7,041	7,111	7,182	7,254
Energy Consum.(MWh)	149	154	160	166	172	178	184	189	195	201	206	211	215	220	224	229	232	235	237	240	242
Growth Rate(%)		3.81	3.78	3.73	3.67	3.62	3.07	3.01	2.95	2.88	2.81	2.25	2.17	2.09	2.01	1.92	1.33	1.23	1.12	1.01	0.88
Share to Total(%)	94.0	71.6	70.3	68.9	67.4	66.0	64.6	63.1	61.6	60.1	58.5	57.0	55.5	54.0	52.4	50.8	49.3	47.8	46.2	44.6	43.0
Public & Others																					
No.of Customers	20	24	25	26	27	27	28	29	30	30	31	32	32	33	34	34	35	35	36	36	37
Constituent Ratio	0.138	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	11	11	12	12	12	12	12	13	13	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	15
Energy Consum.(MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Growth Rate(%)		23.43	5.28	5.26	5.24	5.21	4.17	4.15	4.13	4.10	4.07	3.04	3.01	2.98	2.95	2.92	2.39	2.36	2.33	2.29	2.25
Share to Total(%)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Industry																					
No.of Customers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consump./Customer (kWh)	4,500	4,725	4,961	5,209	5,470	5,743	6,002	6,272	6,554	6,849	7,157	7,479	7,816	8,168	8,535	8,919	9,276	9,647	10,033	10,434	10,851
Energy Ind. Demand (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Share to Total(%)	0.00	0.00	0.00	0.00	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
Total																					
No.of Customers	190	202	211	221	176.3	185.1	193.4	202.1	211.2	220.7	230.7	239.9	249.5	259.5	269.9	280.7	290.5	300.6	311.2	322.0	333.3
Energy Consumption (MWh)	158	215	228	241	255	270	285	300	317	334	353	370	388	408	428	450	470	491	514	537	562
Growth Rate(%)		36.32	5.76	5.81	5.88	5.94	5.33	5.38	5.44	5.50	5.57	4.91	4.96	5.02	5.07	5.13	4.43	4.48	4.52	4.57	4.62
T & D Losses(%)	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.7	7.7	7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.3	7.3	7.2	7.2	7.1	7.1	7.0	7.0
Energy Sent Out(MWh)	167	235	248	262	278	294	309	326	343	362	382	401	420	441	463	487	508	530	554	579	606
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	172	242	256	270	286	303	319	336	354	373	394	413	433	455	477	502	524	547	571	597	624
Load Fcator (%)	36.8	40.0	40.3	40.5	40.8	41.1	41.3	41.6	41.8	42.1	42.4	42.6	42.9	43.2	43.4	43.7	43.9	44.2	44.5	44.7	45.0
Peak Load (kW)	49	61	65	68	71	75	79	82	86	91	95	99	103	108	113	118	122	127	132	137	143

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-8 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Western/Gizo

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	3,102	3,210	3,319	3,430	3,543	3,658	3,774	3,893	4,014	4,137	4,262	4,389	4,518	4,649	4,782	4,918	5,056	5,197	5,340	5,485	5,633
Growth Rate(%)	3.53	3.46	3.40	3.34	3.29	3.24	3.20	3.15	3.10	3.06	3.02	2.98	2.94	2.90	2.87	2.84	2.81	2.78	2.75	2.73	2.70
Elect. Ratio(%)	69.23	84.62	83.92	83.29	82.69	82.14	81.22	80.36	79.54	78.75	78.01	76.92	75.87	74.87	73.90	72.96	71.70	70.48	69.30	68.16	67.04
No.of family members	6.02	5.99	5.96	5.94	5.91	5.89	5.86	5.84	5.81	5.78	5.76	5.73	5.71	5.68	5.65	5.63	5.60	5.58	5.55	5.53	5.50
No.of Customers	357	453	467	481	495	510	523	536	550	563	577	589	601	613	625	637	647	657	667	677	687
Consump./Customer(kWh)	1,650	1,651	1,692	1,735	1,778	1,823	1,859	1,896	1,934	1,973	2,012	2,042	2,073	2,104	2,136	2,168	2,189	2,211	2,233	2,256	2,278
Energy Consum.(MWh)	589	749	790	834	881	930	972	1,017	1,063	1,111	1,162	1,203	1,245	1,289	1,335	1,382	1,417	1,452	1,489	1,526	1,565
Growth Rate(%)		27.06	5.58	5.57	5.58	5.57	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	2.52	2.51	2.52	2.52	2.51
Share to Total(%)	32.1	29.4	29.6	29.8	30.0	30.2	30.3	30.5	30.6	30.8	30.9	31.1	31.2	31.3	31.4	31.5	31.6	31.6	31.7	31.8	31.8
Commercial																					
No.of Customers	85	107	109	112	114	117	119	121	122	124	126	128	129	131	132	134	134	135	136	137	137
Constituent Ratio to Res.	0.24	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.2
Consump./Customer(kWh)	7,091	7,162	7,233	7,306	7,379	7,453	7,527	7,602	7,678	7,755	7,833	7,911	7,990	8,070	8,151	8,232	8,315	8,398	8,482	8,567	8,652
Energy Consum.(MWh)	603	767	791	817	843	869	892	916	940	965	991	1,012	1,033	1,055	1,077	1,100	1,117	1,135	1,152	1,170	1,188
Growth Rate(%)		27.25	3.19	3.18	3.18	3.17	2.66	2.65	2.65	2.64	2.63	2.12	2.12	2.11	2.10	2.09	1.58	1.57	1.57	1.56	1.55
Share to Total(%)	32.8	30.1	29.6	29.1	28.7	28.2	27.8	27.5	27.1	26.7	26.4	26.1	25.9	25.6	25.3	25.1	24.9	24.7	24.5	24.4	24.2
Public & Others																					
No.of Customers	39	61	62	64	65	67	68	70	71	72	74	75	76	77	78	79	80	80	81	82	82
Constituent Ratio	0.109	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	16,391	16,882	17,389	17,911	18,448	19,001	19,476	19,963	20,462	20,974	21,498	21,928	22,367	22,814	23,270	23,736	24,092	24,453	24,820	25,192	25,570
Energy Consum.(MWh)	639	1,029	1,085	1,145	1,207	1,273	1,330	1,389	1,451	1,515	1,583	1,637	1,693	1,751	1,810	1,872	1,917	1,963	2,010	2,058	2,107
Growth Rate(%)		60.96	5.48	5.48	5.47	5.47	4.45	4.45	4.44	4.44	4.44	3.42	3.42	3.42	3.41	3.41	2.40	2.40	2.39	2.39	2.39
Share to Total(%)	34.8	40.4	40.6	40.8	41.1	41.3	41.5	41.7	41.8	42.0	42.2	42.3	42.4	42.5	42.6	42.7	42.7	42.7	42.8	42.8	42.9
Industry																					
No.of Customers	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15	16	17	17	18	18	19	20
Consump./Customer (kWh)	511	573	642	719	805	901	991	1,091	1,200	1,320	1,452	1,568	1,693	1,829	1,975	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854
Energy Ind. Demand (MWh)	5	5	6	7	8	10	11	13	15	17	20	22	25	28	31	35	39	43	47	51	56
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	5	5	6	7	8	10	11	13	15	17	20	22	25	28	31	35	39	43	47	51	56
Growth Rate(%)		12.00	17.60	17.60	17.60	17.60	13.01	13.01	13.01	13.01	13.01	10.97	10.97	10.97	10.97	10.97	8.85	8.85	8.85	8.85	8.85
Share to Total(%)	0.25	0.20	0.23	0.25	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1
Total																					
No.of Customers	490	630	648	667	495.6	510.5	523.3	536.3	549.7	563.5	577.6	589.1	600.9	612.9	625.2	637.7	647.2	656.9	666.8	676.8	686.9
Energy Consumption (MWh)	1,836	2,550	2,673	2,803	2,939	3,083	3,206	3,335	3,469	3,609	3,755	3,873	3,996	4,123	4,254	4,389	4,489	4,592	4,698	4,806	4,916
Growth Rate(%)		38.89	4.84	4.85	4.87	4.88	4.01	4.02	4.02	4.03	4.04	3.16	3.16	3.17	3.17	3.18	2.29	2.29	2.30	2.30	2.30
T & D Losses(%)	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0
Energy Sent Out(MWh)	1,875	2,692	2,825	2,965	3,113	3,268	3,403	3,544	3,690	3,843	4,003	4,134	4,269	4,409	4,554	4,704	4,817	4,933	5,052	5,174	5,299
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	1,933	2,775	2,912	3,057	3,209	3,369	3,508	3,653	3,804	3,962	4,127	4,262	4,401	4,546	4,695	4,850	4,966	5,086	5,208	5,334	5,462
Load Fcator (%)	77.6	60.0	59.6	59.2	58.7	58.3	57.9	57.5	57.1	56.6	56.2	55.8	55.4	54.9	54.5	54.1	53.7	53.3	52.8	52.4	52.0
Peak Load (kW)	270	485	512	541	571	603	632	662	694	727	763	793	824	856	891	926	955	984	1,015	1,046	1,079

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-9 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Western/Noro-Munda

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	22,545	23,326	24,120	24,926	25,746	26,581	27,431	28,294	29,171	30,064	30,972	31,895	32,833	33,785	34,754	35,741	36,746	37,767	38,806	39,864	40,941
Growth Rate(%)	3.53	3.46	3.40	3.34	3.29	3.24	3.20	3.15	3.10	3.06	3.02	2.98	2.94	2.90	2.87	2.84	2.81	2.78	2.75	2.73	2.70
Elect. Ratio(%)	9.61	10.17	10.77	11.42	12.10	12.84	13.38	13.95	14.55	15.17	15.84	16.23	16.64	17.06	17.50	17.95	18.34	18.74	19.15	19.58	20.02
No.of family members	6.02	5.99	5.96	5.94	5.91	5.89	5.86	5.84	5.81	5.78	5.76	5.73	5.71	5.68	5.65	5.63	5.60	5.58	5.55	5.53	5.50
No.of Customers	360	396	436	479	527	580	626	676	730	789	852	903	957	1,015	1,075	1,140	1,203	1,269	1,339	1,412	1,490
Consump./Customer(kWh)	1,647	1,664	1,681	1,697	1,714	1,731	1,870	2,020	2,181	2,356	2,544	2,722	2,913	3,117	3,335	3,568	3,782	4,009	4,250	4,505	4,775
Energy Consum.(MWh)	593	659	732	813	904	1,004	1,171	1,366	1,593	1,858	2,167	2,458	2,788	3,162	3,587	4,068	4,549	5,087	5,689	6,362	7,115
Growth Rate(%)		11.10	11.10	11.10	11.10	11.10	16.64	16.64	16.64	16.64	16.64	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42	11.83	11.83	11.83	11.83	11.83
Share to Total(%)	5.9	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.6	7.0	7.5	7.9	8.4	8.8	9.2	9.7	10.1	10.6	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
Commercial																					
No.of Customers	65	72	79	88	97	108	117	127	138	149	162	173	184	196	209	222	236	250	265	281	298
Constituent Ratio to Res.	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.2
Consump./Customer(kWh)	24,879	26,123	27,430	28,801	30,241	31,753	33,023	34,344	35,718	37,147	38,633	39,791	40,985	42,215	43,481	44,786	45,681	46,595	47,527	48,477	49,447
Energy Consum.(MWh)	1,617	1,878	2,181	2,532	2,940	3,414	3,854	4,352	4,913	5,547	6,262	6,872	7,541	8,275	9,080	9,963	10,775	11,652	12,601	13,626	14,735
Growth Rate(%)		16.12	16.12	16.12	16.11	16.11	12.91	12.91	12.90	12.90	12.90	9.74	9.74	9.73	9.73	9.73	8.15	8.14	8.14	8.14	8.14
Share to Total(%)	16.2	17.5	18.4	19.3	20.3	21.2	21.8	22.5	23.1	23.7	24.3	24.6	25.0	25.3	25.6	25.9	26.2	26.4	26.6	26.8	27.0
Public & Others																					
No.of Customers	22	28	30	32	35	38	40	42	44	46	49	50	52	53	55	57	58	59	60	61	63
Constituent Ratio	0.061	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Consump./Cust.(kWh)	11,102	11,601	12,123	12,669	13,239	13,835	14,388	14,964	15,562	16,185	16,832	17,421	18,031	18,662	19,315	19,991	20,591	21,209	21,845	22,501	23,176
Energy Consum.(MWh)	244	325	365	411	462	519	569	624	684	749	820	876	935	997	1,063	1,131	1,191	1,254	1,318	1,383	1,450
Growth Rate(%)		32.91	12.53	12.48	12.42	12.36	9.72	9.66	9.59	9.52	9.44	6.82	6.73	6.65	6.55	6.45	5.33	5.22	5.10	4.98	4.84
Share to Total(%)	2.4	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	2.8	2.7	2.7
Industry																					
No.of Customers	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Consump./Customer (kWh)	3,768,835	3,919,588	4,076,372	4,239,427	4,409,004	4,585,364	4,745,852	4,911,957	5,083,875	5,261,811	5,445,974	5,609,353	5,777,634	5,950,963	6,129,492	6,313,377	6,471,211	6,632,991	6,798,816	6,968,786	7,143,006
Energy Ind. Demand (MWh)	7,538	7,839	8,560	9,348	10,208	11,147	12,056	13,040	14,104	15,254	16,498	17,673	18,932	20,279	21,723	23,270	24,687	26,189	27,784	29,475	31,269
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	7,538	7,839	8,560	9,348	10,208	11,147	12,056	13,040	14,104	15,254	16,498	17,673	18,932	20,279	21,723	23,270	24,687	26,189	27,784	29,475	31,269
Growth Rate(%)		4.00	9.20	9.20	9.20	9.20	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74
Share to Total(%)	75.44	73.26	72.31	71.34	70.3	69.3	68.3	67.3	66.2	65.2	64.1	63.4	62.7	62.0	61.3	60.5	59.9	59.3	58.6	58.0	57.3
Total																					
No.of Customers	449	498	547	602	527.2	579.9	626.3	676.4	730.5	789.0	852.1	903.2	957.4	1014.9	1075.8	1140.3	1203.0	1269.2	1339.0	1412.6	1490.3
Energy Consumption (MWh)	9,992	10,701	11,838	13,104	14,513	16,083	17,651	19,382	21,294	23,409	25,748	27,879	30,196	32,714	35,452	38,432	41,202	44,183	47,391	50,847	54,569
Growth Rate(%)		7.09	10.63	10.69	10.75	10.82	9.75	9.81	9.87	9.93	9.99	8.28	8.31	8.34	8.37	8.40	7.21	7.23	7.26	7.29	7.32
T & D Losses(%)	2.7	3.2	3.6	4.1	4.6	5.0	5.5	6.0	6.4	6.9	7.3	7.8	8.3	8.7	9.2	9.7	10.1	10.6	11.1	11.5	12.0
Energy Sent Out(MWh)	9,961	11,061	12,298	13,682	15,229	16,962	18,710	20,649	22,803	25,197	27,859	30,322	33,014	35,955	39,172	42,690	46,012	49,606	53,496	57,709	62,273
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	10,269	11,404	12,679	14,105	15,700	17,487	19,288	21,288	23,508	25,976	28,721	31,260	34,035	37,067	40,383	44,010	47,435	51,140	55,151	59,494	64,199
Load Fcator (%)	63.7	63.3	62.9	62.4	62.0	61.5	61.1	60.7	60.2	59.8	59.4	58.9	58.5	58.1	57.6	57.2	56.7	56.3	55.9	55.4	55.0
Peak Load (kW)	1,790	1,930	2,150	2,397	2,673	2,983	3,297	3,647	4,036	4,469	4,951	5,401	5,893	6,433	7,024	7,673	8,289	8,957	9,683	10,470	11,326

The figure after the year 1999 is forecasted based upon the past actual data given by SIEA.

Table 4-3-10 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Choiseul/Choiseul

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	25,287	26,165	27,054	27,955	28,878	29,816	30,764	31,733	32,717	33,721	34,736	35,772	36,820	37,887	38,979	40,082	41,204	42,347	43,512	44,695	45,902
Growth Rate(%)	3.53	3.47	3.40	3.33	3.30	3.25	3.18	3.15	3.10	3.07	3.01	2.98	2.93	2.90	2.88	2.83	2.80	2.78	2.75	2.72	2.70
Elect. Ratio(%)	1.75	1.80	1.86	1.92	1.98	2.04	2.09	2.14	2.19	2.24	2.29	2.33	2.37	2.40	2.44	2.48	2.50	2.52	2.54	2.56	2.58
No.of family members	6.33	6.30	6.28	6.25	6.22	6.20	6.17	6.15	6.12	6.09	6.07	6.04	6.01	5.99	5.96	5.93	5.91	5.88	5.85	5.83	5.80
No.of Customers	70	75	80	86	92	98	104	110	117	124	131	138	145	152	160	168	174	181	189	196	204
Consump./Customer(kWh)	450	461	473	485	497	509	519	530	540	551	562	571	579	588	597	606	612	618	624	630	636
Energy Consum.(MWh)	32	35	38	42	46	50	54	58	63	68	74	79	84	89	95	102	107	112	118	124	130
Growth Rate(%)		9.67	9.68	9.68	9.68	9.68	8.12	8.12	8.12	8.12	8.12	6.58	6.57	6.58	6.58	6.57	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04
Share to Total(%)	100.0	46.7	46.2	45.6	45.1	44.5	44.1	43.7	43.3	42.8	42.4	32.4	32.6	32.8	32.9	33.0	33.1	33.2	33.2	33.3	33.3
Commercial																					
No.of Customers	0	8	9	9	10	11	11	12	13	13	14	15	15	16	17	17	18	18	19	20	20
Constituent Ratio to Res.	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.1
Consump./Customer(kWh)	1,500	1,575	1,654	1,736	1,823	1,914	1,991	2,071	2,153	2,240	2,329	2,399	2,471	2,545	2,622	2,700	2,754	2,809	2,865	2,923	2,981
Energy Consum.(MWh)	0	13	15	16	18	21	23	25	27	30	33	35	38	40	43	47	49	52	55	58	61
Growth Rate(%)			11.72	11.72	11.72	11.71	9.61	9.61	9.60	9.60	9.60	7.51	7.51	7.51	7.50	7.50	5.44	5.43	5.43	5.43	5.42
Share to Total(%)	0.0	17.8	18.0	18.1	18.2	18.3	18.4	18.5	18.5	18.6	18.7	14.4	14.6	14.8	15.0	15.2	15.3	15.4	15.4	15.5	15.6
Public & Others																					
No.of Customers	0	8	9	10	10	11	12	12	13	14	15	15	16	17	18	18	19	20	21	22	22
Constituent Ratio	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Consump./Cust.(kWh)	3,000	3,150	3,308	3,473	3,647	3,829	3,982	4,141	4,307	4,479	4,658	4,798	4,942	5,090	5,243	5,400	5,508	5,619	5,731	5,845	5,962
Energy Consum.(MWh)	0	26	29	33	37	42	46	51	56	61	68	73	79	86	92	100	106	112	119	126	134
Growth Rate(%)			12.29	12.29	12.29	12.29	10.18	10.18	10.18	10.18	10.18	8.09	8.09	8.09	8.09	8.09	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02
Share to Total(%)	0.0	35.5	35.9	36.3	36.7	37.2	37.5	37.8	38.2	38.5	38.9	30.1	30.7	31.3	31.9	32.5	32.9	33.2	33.6	34.0	34.3
Industry																					
No.of Customers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Consump./Customer (kWh)	4,000	4,160	4,326	4,499	4,679	4,867	5,013	5,163	5,318	5,477	5,642	5,755	5,870	5,987	6,107	6,229	6,291	6,354	6,418	6,482	6,547
Energy Ind. Demand (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	7	8	9	10	11	13	14	15
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh): CEMA	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	57	58	58	59	60	62	63	64	66
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1.24	1.37	1.51	1.67	1.68	1.83	1.99	2.16	2.35
Share to Total(%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	22.1	21.1	20.2	19.3	18.7	18.2	17.7	17.3	16.8
Total																					
No.of Customers	70	92	98	105	91.8	98.2	104.1	110.3	117.0	124.0	131.4	138.0	144.9	152.1	159.7	167.7	174.4	181.4	188.7	196.2	204.1
Energy Consumption (MWh)	32	74	82	91	101	112	123	134	146	159	174	243	257	273	290	308	322	338	354	372	390
Growth Rate(%)		134.85	10.97	10.98	10.99	11.00	9.16	9.17	9.17	9.18	9.19	39.53	5.94	6.03	6.12	6.21	4.77	4.83	4.88	4.93	4.98
T & D Losses(%)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Energy Sent Out(MWh)	33	80	88	98	109	121	132	144	157	172	188	262	277	294	312	331	347	364	382	401	421
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	34	82	91	101	112	125	136	149	162	177	193	270	286	303	322	342	358	375	394	413	434
Load Fcator (%)	25.7	45.0	45.4	45.7	46.1	46.5	46.8	47.2	47.6	47.9	48.3	48.7	49.1	49.4	49.8	50.2	50.5	50.9	51.3	51.6	52.0
Peak Load (kW)	14	19	21	23	25	28	30	32	35	38	41	57	60	63	66	70	73	76	79	82	86

The figure is forecasted based upon the assumption shown in Chapter 4, there is no SIEA power supply facility until the year 1999.

Table 4-3-11 ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTER

SIEA LOAD CENTER: Rennell/Rennell and Bellone

Fiscal Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residential																					
Population	3,200	3,298	3,397	3,497	3,598	3,701	3,804	3,909	4,014	4,121	4,229	4,338	4,448	4,559	4,672	4,786	4,902	5,019	5,137	5,257	5,379
Growth Rate(%)	3.13	3.07	3.00	2.94	2.89	2.84	2.80	2.75	2.70	2.66	2.62	2.58	2.54	2.50	2.47	2.44	2.42	2.39	2.36	2.33	2.31
Elect. Ratio(%)	3.71	3.87	4.04	4.22	4.41	4.61	4.78	4.95	5.13	5.32	5.52	5.68	5.84	6.01	6.18	6.37	6.49	6.62	6.76	6.90	7.04
No.of family members	4.57	4.59	4.61	4.64	4.66	4.68	4.70	4.72	4.74	4.76	4.79	4.81	4.83	4.85	4.87	4.89	4.91	4.94	4.96	4.98	5.00
No.of Customers	26	28	30	32	34	36	39	41	43	46	49	51	54	56	59	62	65	67	70	73	76
Consump./Customer(kWh)	300	308	315	323	331	339	346	353	360	367	375	380	386	392	398	404	408	412	416	420	424
Energy Consum.(MWh)	8	9	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	21	22	24	25	26	28	29	31	32
Growth Rate(%)		9.67	9.68	9.67	9.68	9.68	8.12	8.12	8.12	8.12	8.12	6.57	6.58	6.57	6.58	6.58	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04
Share to Total(%)	35.0	35.6	35.6	35.7	35.7	35.8	35.9	36.1	36.3	36.5	36.8	37.1	37.5	38.0	38.4	38.9	39.5	40.1	40.8	41.5	42.3
Commercial																					
No.of Customers	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8
Constituent Ratio to Res.	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.1
Consump./Customer(kWh)	500	525	551	579	608	638	664	690	718	747	776	800	824	848	874	900	918	936	955	974	994
Energy Consum.(MWh)	1.5	1.7	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	8
Growth Rate(%)		11.25	11.61	11.61	11.60	11.60	9.50	9.49	9.49	9.48	9.48	7.40	7.39	7.38	7.38	7.37	5.31	5.31	5.30	5.30	5.29
Share to Total(%)	6.7	7.0	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.7	7.9	8.0	8.2	8.3	8.5	8.6	8.8	9.0	9.2	9.3	9.5	9.7	9.9
Public & Others																					
No.of Customers	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	8	8	8
Constituent Ratio	0.20	0.20	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.17	0.16	0.16	0.15	0.15	0.14	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.10
Consump./Cust.(kWh)	2,000	2,100	2,205	2,315	2,431	2,553	2,655	2,761	2,871	2,986	3,106	3,199	3,295	3,394	3,495	3,600	3,672	3,746	3,821	3,897	3,975
Energy Consum.(MWh)	12	13	14	15	17	18	19	21	22	24	25	26	27	29	30	31	31	32	32	33	33
Growth Rate(%)		5.78	9.40	9.32	9.24	9.16	7.02	6.93	6.83	6.72	6.61	4.47	4.35	4.22	4.07	3.92	1.77	1.59	1.40	1.19	0.96
Share to Total(%)	53.8	52.9	52.8	52.6	52.5	52.3	52.0	51.7	51.4	51.0	50.6	50.1	49.6	49.0	48.4	47.8	47.1	46.3	45.4	44.5	43.6
Industry																					
No.of Customers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Consump./Customer (kWh)	1,000	1,040	1,082	1,125	1,170	1,217	1,253	1,291	1,329	1,369	1,410	1,439	1,467	1,497	1,527	1,557	1,573	1,589	1,604	1,620	1,637
Energy Ind. Demand (MWh)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Energy Big Cust.(MWh):	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Big Cust. Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Captive Power (MWh):	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Captive Takeover (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Share SIEA to Total(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energy Consum.(MWh)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Growth Rate(%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93
Share to Total(%)	4.48	4.55	4.53	4.51	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Total																					
No.of Customers	36	38	41	43	34.1	36.5	38.7	41.0	43.4	46.1	48.8	51.3	53.8	56.5	59.3	62.3	64.8	67.4	70.1	72.9	75.8
Energy Consumption (MWh)	22	24	26	29	32	35	37	40	43	46	50	52	55	58	61	65	67	69	71	74	76
Growth Rate(%)		7.66	9.64	9.60	9.56	9.52	7.60	7.56	7.51	7.47	7.42	5.51	5.46	5.41	5.35	5.29	3.41	3.35	3.29	3.23	3.16
T & D Losses(%)	15.0	14.6	14.2	13.8	13.4	13.0	12.6	12.2	11.8	11.4	11.0	10.6	10.2	9.8	9.4	9.0	8.6	8.2	7.8	7.4	7.0
Energy Sent Out(MWh)	25	28	31	34	37	40	43	46	49	52	56	59	62	65	68	71	73	76	78	80	82
Plant Use(%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Production (MWh)	26	29	32	35	38	41	44	47	51	54	58	61	64	67	70	74	76	78	80	82	85
Load Fcator (%)	44.0	45.0	45.4	45.7	46.1	46.5	46.8	47.2	47.6	47.9	48.3	48.7	49.1	49.4	49.8	50.2	50.5	50.9	51.3	51.6	52.0
Peak Load (kW)	6	6	7	7	8	9	9	10	10	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16	16	17

The figure is forecasted based upon the assumption shown in Chapter 4, there is no SIEA power supply facility until the year 1999.

第５章　小水力発電

第５章　小水力発電

5.1　目的

ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン水力調査の主要な２つの目的は、

(1) ソロモン諸島水資源開発のために、その包蔵水力を数量化し、

(2) 2015 年までの 15 年間に開発されるべき有望水力地点の選定にある。

これらの目的を達成し、開発可能な水力地点を確定するために、水力発電調査を実施した。

5.2　小水力発電の検討手法

本マスタープランの小水力発電計画は、図上検討、既存資料の収集分析、現地踏査から土木概略設計、機械電機概略選定に至るまでの各検討から構成される。

これらの検討項目は、以下順番で検討を実施した。

(1) 資料収集

(2) 水文解析

(3) 図上検討

(4) １次現地踏査

(5) ２次現地踏査地点の選定

(6) ２次現地踏査

(7) 概念設計

(8) 概略設計・建設費算定

(9) マスタープランの策定

検討手法のフローチャートは Fig.5-2-1 に示すとおりである。

5.3　資料収集

収集した資料の概略および現地での情報を基に行った分析を記述する。

ソロモン諸島の自然的条件を検討するために収集した資料の分野は、地形、地質、水文気象、既存調査・設計である。

5.3.1 地形

(1) 地形図

収集した地形図は、ガダルカナル島、マライタ島、サンタイザベル島、ニュージョージア島、サンクリストバル島、チョイセル島、サンタクルズ諸島からなる主要な島の全域を網羅している。これらの地形図は、縮尺 1:50,000 のシリーズのものと縮尺 1:150,000 と 1:250,000 の編集図である。縮尺 1:50,000 と 1:150,000 の地形図は通常のものである。縮尺 1:250,000 のものは地勢区分図および水系・集水区域図である。英国海外開発行政土地資源局（Land Resource Division of British Government’s Overseas Development Administration）は、1973～1977 年に自然条件・

土地利用報告書を出版した。これには、各種のテーマで分布・区分地図が添付されており、収集した縮尺 1:250,000 地形図はこれらの１つである。

(2) 地勢

ソロモン諸島国の国土は、複合した島弧である。主要６島を含む国土の多くはソロモン弧に属し、サンタクルズ諸島ないしテモツ州はバヌアツ弧に属する。ソロモン弧は、各島が雁行し２重に並んでおり、北西－南東方向に伸びている。主要６島は同方向の長軸を持っている。(Fig. 5-3-1～6 参照)

(a)ガダルカナル島

本島は、長さ 160 km、幅 30～48 km で面積は 5,336 km^2 である。東西に伸びる帯状の地域に分かれ、標高は北に向け次第に減じてゆく。水系はかなり密に発達している。河川は北流または南流する傾向にある。山地においてはその上流部で東西方向の流路を持つ場合が多い。北西部火山地域は標高 1,000mに達し、深く浸食された円錐火山体の集まりがあり放射状の水系が発達する。北部平地は沖積地帯である。中間の中央丘陵・北部山麓地は標高 40～1,000mである。南部山脈は全島の半分を占め、標高 1,000mを越えており、南側の海岸は急斜面を伴っている。大規模で典型的なカルスト地帯はないが、北西部一帯と南の山麓地において新旧の石灰岩・石灰質岩の各所の露頭にカルスト的な地形がみられる。

(b)マライタ島

本島は、長さ 191 km、幅 20～40 km で面積は 4,225 km^2 である。尾根部と湾入部が雁行し長軸が北北西－南南東方向となり、標高は中軸から対称的に東西両岸へ向け減じている。水系は尾根に対し直交および平行の両方が発達する。北部および西部山麓地・段丘地は標高 200m以下である。北部および中南部の丘陵・山脈は標高 200～1,300mである。

(c)サンタイザベル島

本島は、長さ 200 km、幅 20～30 km で面積は 4,136 km^2 である。北西－南東に伸びる帯状の地域に分かれ、標高は中軸から対称的に東西両岸へ向け減じている。水系は密に発達している。河川は北流または南流する傾向にある。山地においてはその上流部で東西方向の流路を持つ場合が多い。北部丘陵・山地は、低く平行した尾根と山麓斜面からなる。中央山地・山脈および高地は標高 600～1,000mを越える長く狭い脊梁部である。南部山地・山麓地は丸い尾根地と低い丘陵が広い谷に分けられている。

(d)ニュージョージア群島

本島群は、長さ 200 km、幅 50 km の範囲にわたっており、総面積 5,475 km^2 の大きさであり、ベララベラ島（Vella Lavella）・コロンバンガラ島（Kolombangara）・ニュージョージア島（New Georgia）・バングヌ島（Vangunu）・ンガトケ島（Nggatokae）・レンドバ島（Rendova）・ラノンガ島（Rannonga）・ギゾ島（Gizo）およびテテパレ島（Tetepare）の各島からなる。本島群は北側

の主火山列[1]と南側の小島からなる外弧[2]に区分できる。主火山列は標高 700m ないし 1,800mであり、主に円錐火山の複合・浸食地からなる。

(e)サンクリストバル島

本島は、長さ 139 km、幅 25～40 km で面積は 3,188 km^2 である。南海岸に寄った非対称的な分水嶺が特徴的で、北流する河川が長くなっている。西部段丘・丘陵および北部山麓地・平地は、多くが標高 200mまでであり、離水サンゴ礁を伴っている。西部低地・山地は、標高 600m までであり、密で狭く急な谷または峡谷である。中央高地と東部丘陵・山地は深い谷を持つ山々で南の海岸に迫っている。

(f)チョイセル島

本島は、長さ 161 km、幅 20～35 km で面積は 3,537 km^2 である。横断方向に地勢区分され、標高は中軸から対称的に南北両岸へ向け減じている。北西部丘陵は標高 400m以下の中程度～緩い斜面の丘陵で、所々に岩盤露頭や峡谷状の谷がみられる。中央部高地は標高 1,000mに達する概ね岩山の多いところで、島全体の３分の２を占め、その水系は北西－南東方向優勢ないし大断層の影響による格子状模様をなしている。東側の３つの地域；東部低地・東部山地・東部諸島は、小規模の低地の多い地域である。島内には３箇所の典型的なカルスト地帯[3]と２つの火山地域[4]がある。

(g) サンタクルズ諸島

本島は、長さ 46 km、幅 10～15 km で面積は 604 km^2 である。散在するサンタクルズ諸島の主島で、ネンド島と称されている。火山島が広く石灰質の堆積物で覆い被覆されたものであり、標高は海岸に向け次第に減じている。東西に平坦地がある。水系の発達は普通である。河川は樹枝状またはやや格子状である。中央山地・ケスタ地域は、島の脊梁部であり、深く浸食されている。東部台地・平地地域は、標高 300～500 mの丘陵地で沖積の谷が露岩カルストと低い火山の尾根の中にある。西部台地地域は、大きく離水した礁で、標高 160 m に達する水平または緩い起伏の丘陵と海岸線にある数段の石灰岩の崖からなる。北部と西部の一部において数 km 規模のカルスト地形が分布する。

5.3.2 地質

(1) 地質図および地質報告書

収集した地形図は、６つの主要な島の全域を網羅している。これらの地質図は、縮尺 1:50,000 のシリーズのものと縮尺 1:100,000、1:150,000、1:200,000 と 1:250,000 の編集図である。編集図は、島ごとにその縮尺が異なっている。収集した報告書類は、出版リスト・地質報告書・応用地質または地質工学の報告書である。

---

[1] Vella Lavella, Kolombangara, New Georgia, Vangunu, Nggatokae and the northern part of Rendova
[2] Rannonga, Ghizo, Tetepare and the southern part of Rendova
[3] Mt. Talaevondo/ Paghpalio hill, Tiva ridge-Nunuliti hill and Manggo bay
[4] Mt. Maetambe and Kumboro peak

(2) 地質概要

ソロモン諸島国およびその周辺の海域は、構造的に複合的なところである。この地域はメラネシアの中央部分にあり、複数の時代にわたる島弧系である。ソロモン弧は、いくつかの群島による２つの雁行する島列である。(Fig. 5-3-7,8 参照)　主要な海溝系はソロモン諸島の南のものであり、少なくとも２つの活動的な海底拡大軸[5]に関連するものである。この不連続な海溝系が南のサンゴ海にあり、北の太平洋側には不明瞭な海溝がある。地域の大部分は地震学的に活動的である。本地域の地質層序は、構造的・層序学的な３つのグループにまとめられる。そして、地質区は、特徴的な岩石の組み合わせにより区分されている。３つのグループとは、海洋性の基盤岩類、カルクアルカリ火山岩類および新旧の被覆堆積岩類である。各島は、２つまたは３つの主要なグループからなり、グループの内部構成には違いがみられる。

(a) 構造的・層序学的グループ

-海洋性の基盤岩類

基盤岩類は、玄武岩溶岩、同系のドレライトまたは斑れい岩質貫入岩および超塩基性岩体からなる。これらはアルカリ玄武岩類で、一般に隆起した海洋底と考えられている。ガダルカナル、フロリダ、サンクリストバル、サンタイザベルおよびチョイセルでは玄武岩は破砕され変成されている。対してマライタでは実質的な変形・変成は認められない。

-カルクアルカリ火山岩類

この火山岩類は、安山岩溶岩・火山砕屑岩および閃緑岩からなる。主要な活動は、鮮新－更新世のニュージョージアで起こったものである。いくつかサボのような小さな火山島があり、他の島々にもゴールドリッジのような限定された火山地域がある。

-新旧の被覆堆積岩類

被覆堆積岩類は、基盤を不整合に覆う非常に厚い各種の堆積物である。初期の堆積物は厚い白亜紀の砂質層であるが、中新世と更新世に礁性石灰岩が大規模に発達した。その間、鮮新世以降では火山砕屑性の堆積物が比重を増していった。

(b) 地質区

中軸地質区は、破砕され変成された基盤岩と複合した地質が分布する。太平洋地質区は、やや静的非変成だが褶曲した基盤と遠洋性堆積からなる。火山性地質区は、島弧に最後に加わった火山列で、なお噴気活動がある。環礁地質区は、離水したサンゴの環礁など[6]が分布する。

(3) 地域地質

(a) ガダルカナル島

３つの主要な地質グループがある。先中新世の基盤岩、中新世から更新世の地

[5] Woodlark basin and New Heblides basin
[6] Ontong Java and Rennell

層および更新世の火山岩類である。先中新世の基盤岩は、南部山脈に位置し、変成塩基性岩、ドレライト、斑れい岩、閃緑岩、火山岩類および超塩基性岩からなる。中新世から更新世の地層は、累計 6,000mの厚さがあり、水平的または緩く褶曲した火山岩類または堆積岩類である。更新世の火山岩類は、北西部 1/4 の範囲に分布し、溶岩および火山砕屑岩類からなる。地質構造は複雑で、明らかな卓越方向はない。第４紀の激しい断層帯が３箇所[7]、アルプス型の超塩基性岩の線状分布が３帯[8]ある。

(b) マライタ島

本島は、太平洋地質区の主要部分である。２つの主要な地質グループがある。中生代上部海洋性玄武岩の基盤岩および白亜紀～更新世の石灰質・遠洋性主体の地層である。基盤と被覆層は強く褶曲・断層運動を受けている。このため、岩石の分布は繰返し模様のようになっている。

(c) サンタイザベル島

２つの地質帯：ザバナ区（Zabana province）とジャジャオ区（Jajao province）があり、大きな断層[9]により分けられている。ザバナ区は、北東側八割を占め、基盤の枕状玄武岩とこれを被覆する古い石灰岩と火山砕屑岩からなる。これらの先中新世の岩体は褶曲・断層を受け、海岸沿いでは新規の礁性石灰岩またはシルト岩に覆われている。中央山地・高地は主に基盤または火山砕屑岩が分布する。ジャジャオ区は、南西沿いに島の 1/3 の幅で分布し、枕状玄武岩、斑れい岩、超塩基性岩からなるオフィオライト複合岩体である。断層によりモザイク構造をなし、低地部で古い石灰質・非石灰質の堆積物と新期の沼成堆積物に覆われる。

(d) ニュージョージア群島

本島群は２つの構造帯：主火山帯と外弧に分けられる。主火山帯は、大きい島を網羅する火山列で、23 個の単成または複合した円錐火山からなり、入り組んだ珊瑚礁と礁湖地帯に囲まれている。外弧は、いくつかの小島からなり、隆起した島弧前面の堆積物、海底火山噴出物および一部を取り巻く珊瑚礁を礁湖からなる。円錐火山は、溶岩および火山砕屑岩からなり、これらの岩石は概ね斑状で複数に類型化される玄武岩、安山岩、デイサイトである。

現在の火山活動は、いくつかの海底火山、休止中のシンボ（Simbo）に認められる。残留的な熱水活動が認められるものの、多くの円錐火山は寿命を終えた状態と考えられる。

(e) サンクリストバル島

変質した枕状の玄武岩質溶岩の基盤が大きな面積を占めている。西部丘陵と北部山麓地には、古い火山砕屑性の堆積岩類がある。北の海岸には離水した礁

---

[7] Northwest Volcanic Area, upper Lunnga watershed and Gold Ridge
[8] Ghausava belt, Marau belt and Suta belt
[9] Kaipito-Korighole fault

性石灰岩がある。基盤と被覆層には、東－西および北東－南西の断層が多くあり、南北性の断裂は少数である。

(f) チョイセル島

２つの主要な地質グループがある。先中新世の基盤岩複合体、堆積岩類および火山岩類の被覆層である。先中新世の基盤岩は、中央高地から東部各地域に位置し、角閃石化した玄武岩類、片岩、超塩基性岩類およびマイクロ斑れい岩からなる。被覆層は、北西丘陵、中央部の両岸および海岸沿い一般に分布し、石灰岩、石灰質岩、砂岩～泥岩、溶岩および凝灰岩からなる。強く変形し断層で切られた基盤と、弱い変動を受けた被覆層がある。基盤は、北西－南東と北東－南西方向の断裂によりたくさんの方形断層ブロックに分かれている。被覆層は、北東－南西の断層と緩い褶曲がある。

(g) サンタクルズ諸島

３つの主要な地質グループがある。下部中新世の基盤岩、中新世から鮮新世の地層および第四紀の堆積物である。下部中新世の基盤岩は、中央山地に位置し、玄武岩質の溶岩と火山砕屑岩からなる。中新世から鮮新世の地層は、累計400mの厚さがあり、水平的または一部緩く褶曲した堆積岩類および玄武岩質安山岩層である。第四紀の堆積物は、サンゴ礁石灰岩、礁性角礫および沖積層からなる。地質構造は、断層ブロックで分離された傾動であり、断層の卓越方向は南北と東西方向である。

5.3.3 気象・水文

(1) 資料収集

(a) 気象資料

気温、降水量および蒸発量など気象資料は、主にソロモン気象庁（SIMS）および天然資源省（MNR）から収集した。降雨資料については、”Rainfall data from the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973” および”Rainfall and other Climatic Data for Forestry Stations to September 1986” の各報告書についても収集した。ソロモン気象庁は、ソロモン全国で気象観測所を運営・維持管理している。他の政府機関の観測所では、観測が中止されていたり、近年の観測結果の発行がなされてない場合が多い。いくつかの観測所では、例えばコマリンディやルンガ水力プロジェクトのように期間中のみ観測を実施し、プロジェクトの完了後は観測を中止している。（原因については、水文資料の項で説明する。）現在ソロモン諸島で稼働中の気象観測所を Fig.5-3-9～-14 に示す。また。収集された気温、蒸発、降雨資料を Table.5-3-1～-７に示す。これらの観測所は、ガダルカナルを除いて海岸線に設置されたものが多く、内陸部には観測所は無い。

(b) 水文資料

河川流量資料は、MNR の水資源局より収集した。同局は、水資源開発を目

的に河川水位や河川流量の観測を実施している。河川水位観測所の位置は、Fig.5-3-9～-14 に示す。

ルンガブリッジ測水所は、流域面積 377 km^2 のガダルカナル島、ルンガブリッジに 1965 年設置された。同測水所は、ソロモン諸島で最長の流量資料を有している。1985 年には、データロガーが設置、流量観測も適宜実施され、流量資料の質が向上した。ルンガゴルジュ測水所は、流域面積 350 km^2 のルンガダムサイトに位置している。同観測所は、1977 年 7 月に観測が開始され、1992 年 7 月蛮行による破壊のため観測を中止した。

チャラヒ測水所は、コマリンディプロジェクトの F/S のために 1986 年 11 月設置され、1993 年 2 月に観測を中止した。測水所は、コマリンディの取水口地点に設置され、これは海岸線の既設道路から 26 km の地点である。データの収集にはヘリコプターが必要であり、このため維持管理が困難で維持費もかかる。

グァイダロ測水所は、マライタ島アウキ南部のクワウバラ川に位置している。測水所は 1986 年 9 月に設置され、観測は 1996 年 10 月に終了している。

ジェジェヴォ測水所は、サンタイザベルのブアラ水力発電所取水口に位置している。測水所は、1987 年 2 月に設置され、1991 年 10 月にデータロガーへの破壊行為により観測を中止した。

ククンドウ測水所は、コロンバンガラ島のククンドウに位置している。測水所は、1989 年の 9 月に観測を開始し、土地問題のため 1990 年 2 月に観測を中止した。

ピジャカ測水所は、バグヌ島のムンバツナに設置されている。同測水所は、1988 年の 3 月に観測を開始した。最新のデータは、1995 年 5 月までである。フロ測水所は、サンクリストバル島のキラキラ近郊のワイテテに設置されている。同測水所は、1987 年 4 月より観測を継続している。ソロモンにおいて多数の測水所が設置し運用されているが、運転・維持管理は良い状態ではない。その結果、測水所からの流量資料には、欠測がしばしば見受けられる。これには、次のような原因がある。

(a) 破壊行為や土地問題
(b) プロジェクト完了後の資金不足
(c) 機器の修理部品の供給困難
(d) 僻地へのアクセスの困難

これらは同様に、ガダルカナル島における MNR 観測所の観測中止の原因である。

(2) 気候

ソロモン諸島は、高温多湿の熱帯雨林地域に位置している。気温は年間を通じてほぼ一定である。ホニアラでの月平均気温は約 27°C である。天候は赤道収束帯の動きに支配されている。赤道収束帯では、貿易風がぶつかり海洋からの水分により不安定な大気の対流が起こる。（Fig.5-3-15） １月にかけて赤道収束帯はソロモ

ン諸島の南ある。この時期、北西の貿易風が４月から 11 月まで支配的になり、多量の降雨をもたらす。7 月にかけて赤道収束帯は、北半球にある。この時期、東南の風が優勢となり、5 月から 10 月の期間では、島の風に面した側で降雨が見られる。

(3) 降雨

Fig.5-3-16 に示す南太平洋の等降雨線図によれば、ソロモン諸島の西部地域年平均降雨は 3,000 mm であり、東部では 5,000 mm に達する。１月には、ソロモン全土で月間降雨は 350 mm を越え、７月には若干減少する。主要な島の 1955 年から 1997 年までの年降雨を Fig.5-3-17 に示す。ソロモンの主要な島の観測所では、Table.5-3-8 に示すとおり年平均降雨は約 2,000 mm から 5,000 mm である。西部のチョイセル島のタロでは、年降雨が 3,375 mm であり、東部のサンタクルズ諸島のパウでは 5,609 mm ある。

ガダルカナルのローベウエスト、ホニララ、ヘンダーソンおよびテナルの各観測所の降雨は 2,200 mm 以下と他の観測所に比べて小雨である。これは、これらの観測所が海岸平野の北端に位置し、山岳地帯から遠い位置にあるため、Fig.5-3-18 に示す地形効果により貿易風が限られた量の雨しか降らせないためである。激しい降雨が山の頂上付近で起こり、そして海岸平野の降雨は山岳地帯からの距離による。1993 年の月平均降雨の変動は、11 月から 4 月までの雨期と、5 月から 10 月までの乾期がガダルカナル、マライタ、サンタイザベル、ニュージョージアの各島でみられる。（Fig.5-3-19～20）

ソロモン東部では、明瞭な乾期は見られない。サンクリストバル、およびサンタクルズ諸島において、1993 年の降雨は年間を通してほぼ一定である。これらの傾向は他の年でも同じである。

Table 5-3-8 Annual Rainfall

Station（Islands）	Annual Rainfall (mm)	Data Period (including breaks)
Taro(Choiseul)	3,375	1975-1997, 20 years
Munda(New Georgia)	3,492	1956-1997, 42 years
Buala(Santa Isabel)	3,860	1982-1997, 10 years
Auki (Malaita)	3,109	1956-1997, 42 years
Honiara (Guadalcanal)	2,004	1954-73,1979-1997, 37 years
Henderson (Guadalcanal)	1,813	1974-1997, 23 years
Kirakira (San Cristbal)	3,454	1965-1997, 33 years
Lata (Santa Cruz Islands)	4,271	1970-1997, 27 years
Paeu (Santa Cruz Islands)	5,609	1933-1948, 1952-1954 1956-1967, 26 years

(4) 河川流量

水文資料の項で説明したとおり、欠測や破壊行為のため河川流量観測所から利用可能な流量資料は限られている。ルンガブリッジ測水所は、1965 年の測水開始にも関わらず、1997 年まで 12 年間のﾃﾞｰﾀしか利用できない。その他の年では、欠測や観測が全く実施されなかった期間がある。その他測水所の流量資料は、ルンガゴルジュが７年、チャラヒ（コマリンディ）が 1 年、ジェジェボが１年である。

（Table.5-3-9 から Table.5-3-17）

ルンガブリッジ、ルンガゴルジュ、チャラヒ、ジェジェボについての流況図を Fig.5-3-21～-24 に示す。ルンガブリッジの平均流量は 38.9m^3/s であり、月平均流量は 3 月の 65m^3/s から 8 月の 17 m^3/s まで変動している。これは、ガダルカナル北部の降雨の変動を反映している。Table.5-3-18 に年平均流量を示す。

Table 5-3-18 Mean Discharge

Station	Annual Discharge(m^3/s)	Catchment	Data Entries
Lungga Bridge(Guadalcanal)	39.0	377 km^2	12years
Lungga Gorge (Gudalcanal)	29.0	350 km^2	7 years
Charahi(Guadalcanal)	11.0	133 km^2	1 year
Jejevo(Santa Isabel)	0.146	2.1 km^2	1 year

(5) ルンガ流域の水収支

ルンガ流域の水収支式より流出高を算出し、ルンガブリッジの平均流量をチェックした。

R＝P－E

ここで R：流出高（mm）

P：流域平均年降雨（mm）

E：流域平均蒸発量（mm）

(a) 降雨

ルンガ川流域は、ガダルカナル島の北西に位置している。流域の北、南、西は山岳地帯の分水嶺により囲まれ、川は北東の海岸平野へ流れている。流域の年平均降雨は、ルンガ流域を標高別の部分流域面積の加重平均から算定した。（Fig.5-3-25） これらの内、コマリンディとチャナパホ山の年平均降雨は、ホニアラ観測所の長期データより相関解析により算定した。（Fig.5-3-26～27）相関解析の結果より、部分流域の年平均降雨を流域面積で加重平均した結果は以下のとおり、約 4,300 mm である。この計算は、海岸平野の SIPL 観測所（EL55m）から山岳地帯のゴールドリッジ（EL260m）,チャナパホ山（EL1,250m）にかけて降雨が増加しているのを反映させるためである。（Fig.5-3-28）

Table5-3-19 Average Rainfall in Lungga Basin

Elevation (m)	Catchment (km^2)	Rainfall (m)	Remarks
0-200	20	2,004	Honiara
200-1,000	337	4,363	Komarindi
1,000 over	20	5,174	Chaunapaho
Total	377	4,281	Average

(b) 蒸発量

Table5-3-2 の Class A pan による蒸発計の観測結果によれば、チョイセルのタロで 1,377 mm、ヘンダーソンで 1,716 mm である。蒸発計の 70%から 80%が実際の蒸発量を示すと経験的に言われている。これより、ルンガ川の蒸発量は、964 mm（1,377 mm×0.7）から 1,372 mm（1,716 mm×0.8）と推定され

る。この値は、Fig.5-3-29 に示す、ルボビッチによる水収支検討から導かれたパプアニューギニア海岸線地域の蒸発散量 800 mm～1,500 mm に適合している。

(c) ルンガブリッジ測水所

ルンガブリッジ測水所の年間流出高は、以下の水収支式により算定した。

<u>蒸発散量＝964 mm の場合</u>

R＝P－E＝4,281 mm－964 mm＝3,317 mm

年平均流量＝流域面積×流出高 / 時間

＝3.317×377×10E6 / (24×3,600×365)

＝ 40 m^3/s

<u>蒸発散量＝1,372 mm の場合</u>

R＝P－E＝4,281 mm－1,372 mm＝2,909 mm

年平均流量＝2.909×377×10E6 / (24×3,600×365)

＝ 35 m^3/s

水収支法で算定したルンガブリッジ測水所の年平均流量は、35～40 m^3/s となり、実測流量資料の 39 m^3/s はほぼ妥当な値といえる。上記のルンガ川流域の水収支解析から、以下の点が明らかになった。

－ルンガ流域平均降雨は、観測データより推定して 4,300 mm 程度である。

－ルンガブリッジ測水所の年平均流量 39 m^3/s に対応して、ルンガ流域面積 377 km^2 の年間流出高は、3,262 mm である。

－水収支式より、ルンガ流域の蒸発散量は約 1,000 mm である。

(6) 計測機器設置

水文気象機器は、水力発電のための蒸発量・降雨および河川流量資料を観測収集するため JICA が準備し、MNR によって設置した。以下の機器は MNR によって現在運営されている。

Table 5-3-20 Monitoring Equipment Installation

Instrument	Type	Quantity	Installation
Evaporation Pan	Class A pan ISUZU, model 3-7000-01	1 set	Upper Air Observatory in Honiara
Rain Gauge	Automatic Rain Gauge YOKOKAWA, model B-432-00	1 set	Malu'u police station, in Malaita
Water Level Gauge	SUIKEN 62 type YOKOKAWA, model W-021-00-60	1 set	Rori River in Malaita
Current Meter	Price current meter, ISUZU, model 3-7080-02	2 sets	MNR
Current Meter	Hiroi current meter, ISUZU, model 3-7090-02	1 set	MNR
Staff Gauge	Steel type, YOKOKAWA, model W-871-01	30 sets	each project site

5.3.4 既検討

本項では、ソロモンにおける既設の水力発電計画とその文献を集約した。以下、各島における水力開発の現状を時系列に沿って列記する。（Table 5-3-21(1)～(2)参照）

(1) ソロモン全国

1978 年ソロモン政府天然資源省（MNR: MEMM の前身）は、ソロモン諸島の包蔵水力を”Hydrometric Status Report” に集約した。本報告書は、ソロモン全域の東部諸島、サンクリストバル、マライタ、ガダルカナル、サンタイザベル、チョイセル、ショートランド諸島における水力地点を評価している。（Ref.1:参照番号は Table.5-3-21(1)～(2)の文献番号を示す）

1984 年、国連技術協力調査団は、ガダルカナル島のテナル川、マタニコ川、コホレ川、マライタ島のフィユ川、クワイバラ川、サンクリストバル島のフロ川、プエプエ川を調査し、水力地点を検討した。（Ref.2）

1986 年、国連工業開発機構（UNIDO）は、ソロモンの水力地点について、プレ F/S を実施し、開発優先順位を提案した。本報告書では、コマリンディの F/S 実施とマライタ島のクワイバラとフィユ地点の検討を提案した。（Ref.3）

1988 年、ドイツ連邦共和国の技術協力（GTZ）は、ガダルカナル島のハイマツア、バグヌ島のピジャカ、コロンバンガラ島のククンドゥとマライタ島のフロタナ地点のプレ F/S を実施した。（Ref.5）

(2) ガダルカナル島

1965 年、ウイリアムハークローコンサルタントは、英領ソロモン保護領に”Feasibility of Water Power in Guadalcanal” 報告書を提出した。本報告書には、ルンガ、マタニコ、テナル、ホワイト、テナフルおよびナグリンブの各河川の検討が納められている。（Ref.6）

1975 年、スノウィマウンテン（SMEC）は、ルンガ水力発電計画の再評価を実施した。（Ref.7）

1977 年、ルンガ水力発電計画の F/S 報告書は、ピアースカーデユウ・ライダーおよびキャメロン・マクナマラにより実施された。（Ref.8）

これ以降少なくとも６冊の報告書がルンガ水力について提出されている。（Ref.8～Ref.13）

1986 年、ハイマツアミニ水力計画のプレ F/S 報告書が、ワルター・パワーコンサルタントにより実施された。（Ref.14）

1987 年、コマリンディ水力の F/S がトンキン・テイラーコンサルタントにより実施された。(Ref.17)

1991 年 F/S に続き、詳細設計がトンキン・テイラーにより実施された。（Ref.19）このほかに３つのコマリンディ水力についての追加報告書が 1996 年までにつくられた。（Ref.20～22）

ガダルカナルの水力発電開発には数多くの報告書が用意されてきたが、どれも実現したものは今のところ無い。

(3) マライタ島

1975 年、NMR と SMEC の地質学者がマルウ水力地点を踏査し、英領ソロモン諸島電力公社（BSIEA）に一連の報告書を提出した。（Ref.23～25）

1976 年、MNR の主任地質学者は、”A Preliminary Reporrt on the Manakwai River as Hydroelectric Power Source” を提出した。（Ref.26）

1978 年、”Hydrometric Status Report” は、提出された。本報告書には、マルウ、マナクワイ、東部マライタ、南部マライタ、アウキ、および西クワレアが含まれている。（Ref.1）

1980 年、ニュージーランドの ENEX は、国連技術協力部にマルウミニ水力発電計画の F/S 報告書を提出した。（Ref.27）

1986 年、UNIDO は、マライタの上部・下部クワイバラ川、フィユ川の水力地点の現地踏査と評価した。（Ref.3）

1987 年、ニチメンは、クワイバラ川、フィユ川の水力地点を踏査した。（Ref.4）

1994 年、GTZ はアウキ包蔵水力報告書を提出した。（Ref.33）

1996 年、GTZ はフィユ川とルアレ川の両水力地点のプレ F/S を実施した。（Ref.34 と 35）

1997 年、GTZ はマルウ水力増設計画のプレ F/S 報告書を提出した。（Ref.28）

アトフィマイクロ水力発電所（32 kW）は、1976 年の運開以来 Seventh Day Adventist 教会により運転されている。

マルウ水力発電所(35kW) は、1984 年に建設された。

1998 年、オーストラリアの APACE は、マナワイ水力発電所（32 kW）を建設した。

(4) サンタイザベル島

1976 年、MNR はポポロ川の水力発電調査を実施した。（Ref.29）

1978 年“Hydrometric Status Report”はポポロ川、ジェジェヴォ川、コロアオ川について報告している。（Ref.1）

1979 年、MNR の地質部はリフコテ、クボラタ、コロアオ、コロサバおよびソゴレゴ川とブアラ地域を踏査した。（Ref.30）

1986 年、UNIDO はジェジェヴォ川水力地点を踏査した。（Ref.3）

1987 年、ニチメンはジェジェヴォ川水力地点を踏査した。（Ref.4）

1994 年、GTZ はリフコテ川とポポロ川を踏査し、リフコテまたはジェジェヴォ川水力地点の早期実施を提案した。（Ref.31）

1995 年、GTZ はブアラミニ水力発電計画の F/S を実施した。（Ref32）

1996 年、SIEA はブアラミニ水力発電所（150 kW）を建設した。

(5) サンクリストバル島

1978 年、”Hydrometric Status Report”は、プエプエ川とフロ川において実施した河川流量測定が記載されている。（Ref.1）

1986 年、UNIDO はフロ川の水力発電計画を検討した。（Ref.3）

1987 年、ニチメンはフロ川水力地点を踏査した。（Ref.4）

1994 年、GTZ はフロ川、プエプエ川、ブンギロト川を踏査した。（Ref.36）

1996 年、GTZ はフロ川のキラキラミニ水力発電計画 F/S（111 kW）を実施した。(Ref.37)

1999 年現在サンクリストバル島には、水力発電所は建設されてない。

(6) ウエスタン州

1978 年、”Hydrometric Status Report”は、コロンバンガラ、ニュージョージア島の包蔵水力地点を検討した。1977 年、コロンバンガラの北東部のポイテテ川に降雨計を設置した。1977 年、ムンダ地区のジアタ川、ムバラケ川の測水を実施した。（Ref.1）

1988 年、GTZ はバグヌのピジャカ地点、コロンバンガラ島のククンドウ地点のプレ F/S を実施した。（Ref.5）

APACE は、コロンバンガラ島で 1983 年にイリリ（5 kW）、1993 年にババンガ（5 kW）、1995 年にガテレ（5 kW）を各発電所を建設した。

ババンガは 1999 年 2 月に JICA 調査団により運転が確認された。MNR によればイリリとガテレの両発電所は機械故障のため運転されてない。

(7) チョイセル島

1979 年、MNR の地質部はパンゴエ地区のコロペンガラ滝、ヴランゴのタラパ川、チョロバンガのパチョ川およびスイ川のソラベ滝を踏査した。（Ref.41）

1999 年現在、チョイセル島に水力発電所は建設されてない。

(8) サンタクルズ諸島

1978 年、”Hydrometric Status Report”は、サンタクルズ諸島のルエンバレレ川とルエトンボ川の水力発電を提案している。（Ref.38）

1979 年、グラシオサ湾周辺のルエサロ川の調査を実施した。（Ref.40）

1994 年、GTZ は “Hydropotential for the Electric Power Supply for the Provincial Capital Lata on the Solomon Islands” を提出した。（Ref.40）

サンタクルズ諸島には水力発電所はまだ建設されてない。

5.4 水力ポテンシャルの図上検討

5.4.1 包蔵水力地点

包蔵水力地点は、縮尺 1:50,000 地形図上で取水口・放水路水位間の落差の算定、 および河川流量算定のための水文解析に必要な流域面積の算定を実施した。地点選定にあったては、以下の点を考慮した。

(1) 取水口は、発電使用水量を大きく取るため、極力流域面積が大きく取れる地点を選定する。

(2) 流れ込み式水力発電計画では、短い導水路で大きな落差を取れるよう河川の急勾配部に取水口と放水口を設ける。

(3) 調整池又は貯水池式発電所では、ダム体積が小さくて済む谷の狭窄部にダム地点を選定する。

また、本マスタープランでは、発電所規模によりを以下の分類を採用する。

－マイクロ水力：設備出力 100 kW 未満

－ミニ水力　　：設備出力 10 kW 以上 100 kW 未満

－中小水力　　：設備出力 1,000 kW 以上

5.4.2 河川流量

水力発電計画では、機器の容量選定や土木設備設計のため最低 10 年の流量資料が必要とされている。ソロモン諸島では、ガダルカナルのルンガ川を除いて各島の主要河川でも流量資料は不十分である。ルンガブリッジ測水所は 12 年間以上のデータが存在するため、参考データとして適している。したがって、各地点の河川流量推定のため、ルンガ川流量資料を下式により流域換算した。

$Q_{site} = Q_{Lungga} \times (CA_{site} / CA_{Lungga})$

ここで、Q_{site}　：計画地点流量

Q_{Lungga}　：ルンガブリッジ流量資料

CA_{site}　：計画地点流域面積

CA_{Lungga}：ルンガ流域面積（377 km^2）

包蔵水力調査の河川流量は、ルンガ測水所の流量資料および流況を基に作成した。Fig.5-4-1 に示すとおり、100 km^2 当たりの平均流量は 10.3 m^3/s であり、超過確率 90% の流量は 3.0 m^3/s である。

5.4.3 設備出力の算定

包蔵水力の設備出力は、落差と最大使用水量から以下の式により算定した。

$P = 9.8 \times H_e \times Q_{max} \times \eta$　(kW)

ただし、P　：設備出力 (kW)

H_e：有効落差 (m)

Q　：最大使用水量(m^3/s)

η：水車・発電機合成効率(0.8)

ここで、図上検討において以下の仮定を設けた。

(1) 有効落差

有効落差は、取水口と放水口間の総落差の 95%とする。

(2) 最大使用水量

発電所の最大使用水量は、発電方式、発電規模および電力供給方式を考慮して以下のとおり選定した。

(a) 流れ込み式発電所

中小水力

独立型または小需要の系統へ供給する流れ込み式発電所は、流量設備利用率（FUF、Fig.5-4-2 参照）を 0.7 にとり、100 km^2 当たりの平均流量は 10 m^3/s とする。（Fig. 5-4-3 参照）　この流量設備利用率 0.7 は、日本の新エネルギー財団が策定した、「水力発電計画の開発援助・検討のマニュアル」の推奨値である。ホニアラのような高い需要のある系統へ供給する場合、流量設備利用率を 0.6 にとり最大使用水量は 100 km^2 当たりの平均流量は 13 m^3/s とする。これは、40 MW までの発電電力はホニアラ系統のベースロードとして消費されると想定した。

ミニ/マイクロ水力

ミニ/マイクロ水力は、流量設備利用率（FUF）を 0.96、流況図の超過確率で言えば 90%とし、最大使用水量 100 km^2 当たりの平均流量は 3 m^3/s とし年間の発電所稼働率を高くする。

(b) 調整池式発電所

調整池式は、流量設備利用率（FUF）を 0.45 とし、最大使用水量 100 km^2 当たりの平均流量は 18 m^3/s とする。（Fig.5-4-3 参照）　この流量設備利用率 (FUF)=0.45 は、日本における同様な水力発電計画の調整池式発電所の最適流量設備利用率が 0.4 から 0.5 であることに基づいている。以下の Table.に、発電所の使用水量をまとめる。

Table 5-4-1　Maximum Discharge of Plant

Type of Plant	Plant Size	Supply System	Max. Discharge	FUF (duration)
Run-of-river	Small Hydro	Non-grid	$10m^3/s/100km^2$	0.70 (124days)
Run-of-river	Small Hydro	Grid	$13m^3/s/100km^2$	0.60 (80days)
Run-of-river	Mini/Micro Hydro	Grid or Non-Grid	$3m^3/s/100km^2$	0.96 (329days)
Pondage	Small Hydro	Grid	$18m^3/s/100km^2$	0.45 (35days)

(3) 水車発電機の合成効率

各地点の水車タイプは未定であるが、水車発電機の合成効率は 0.8 と仮定する。

5.4.4 図上検討の結果

Table 5-4-2 に図上検討の結果を示す。Table5-4-3～-10、Appendix5-1-1～-7 に示すようにソロモン諸島全体で総数 130 地点が確認され、包蔵水力は 326 MW になる。この包蔵水力には、ルンガ、コマインディ地点等、既設検討地点を含む値である。

Table 5-4-2 Result of Hydropower Map Study

	Islands	Number of Sites	Micro Hydro (kW)	Mini Hydro (kW)	Small Hydro (kW)	Total (kW)	Remarks kW/site
1	Guadalcanal	49		1,210	236,100	237,310	4,800
2	Malaita	23	90	2,700	28,000	30,790	1,300
3	Santa Isabel	6		610	4,100	4,710	800
4	New Georgia	23	320	4,840		5,160	200
5	San Cristobal	12	20	371	25,500	25,891	2,200
6	Choiseul	15	140	2,030	20,030	22,200	1,500
7	Santa Cruz	2	50	260		310	200
	Total	130				326,371	

各島の包蔵水力は以下のとおりである。

(1) ガダルカナル島

ガダルカナル島における包蔵水力は、合計 237MW と全国の 73%を占める。これら地点の平均出力は 4,800kW と各島の中で最大である。しかしながら、これら地点は僻地のため計画の立案、調査ならびに建設を難しくしている。アクセスの改善は今後の水力開発にとって不可欠である。

(2) マライタ島

包蔵水力の合計は 30,790kW と同国第２位である。マライタ島では、道路網が拡張されてきており、これが水力開発を加速させる。島の北西部は急峻な地形に高い降雨とアクセスの良さなど水力開発に有利な条件を備えている。本地域にはロリ、シロロ、タンバ、およびアエロなど合計 2,770kW が提案されている。

(3) サンタイザベル島

サンタイザベルの包蔵水力は 4,710kW に限られているが、ブアラ地区は高い降雨と急峻な河川という水力開発に適した条件を備えている。クボラタ水力地点は既設ブアラ水力のようなミニ水力開発が可能である。

(4) ニュージョージア島

ウエスタン州はいくつかの島から構成されており、ミニまたはマイクロ水力開発が可能である。水力地点の平均出力は 200kW と小さい。内陸のアクセスは非常に限られており、電力供給地域は独立した地域となる。

(5) サンクリストバル島

サンクリストバルの河川は勾配が緩く、流域面積が大きいので貯水池式発電所が考えられる。しかしながら、同島の需要が低いため大規模水力の建設は困難である。

(6) チョイセル島

水力地点は北西に位置するリラベ川を除いて中央高地周辺に位置している。現在あるアクセス道路は同島南側のコロンバンガラ川付近で 12km 利用可能である。したがって、森林伐採採用の道路が水力地点への代替アクセスとなる。

(7) サンタクルズ諸島

ラタはソロモン諸島の中で東端に位置しており、安定した電力供給が必要とされているが、水力地点が限られている。同島における水力開発の有利性は、高い降雨、既設州道、および火山岩が工事の骨材として利用可能という点である。

5.5 現地踏査

JICA 調査団は、天然資源省およびソロモン諸島電力公社とともに第１次現地踏査を 1999 年 1 月から 3 月にかけて、第２次現地踏査を同年 10 月から 12 月にかけて、ソロモン諸島の主要諸島における水力地点の現地踏査を実施した。水力地点の地形、水文および環境条件の確認のため、現地踏査を実施した。また、電力供給ならびに給電設備についてもこれらの建設について調査した。交通条件、アクセス道路、橋梁、港湾施設等の輸送条件についても建設時を考慮して現地調査を実施した。水力グループ調査団の構成は、村田（団長、電力供給計画）、手嶋（小水力発電計画）、平野（送配電設備・系統計画）、竹内（地質）であった。

5.5.1 第１次現地踏査

第１次現地踏査は、水力ポテンシャル地点の情報を収集し、確認するため主要６島において以下の工程で実施した。

(1) ガダルカナル島　　：１月 15、21、22 日、2 月 10 日
(2) マライタ島　　：1 月 25 日から 29 日
(3) サンタイザベル島　　：2 月 1 日から 5 日
(4) ニュージョージア島　：2 月 14 日から 19 日
(5) チョイセル島　　：2 月 21 日から 23 日
(6) サンクリストバル島　：2 月 26 日から 3 月１日

また、調査団は現在運用中であるマライタ島のマルウ水力発電所（35kW)とサンタイザベル島のブアラ水力発電所(150kW)を視察した。両水力発電所の運営保守状況は良好であることから、SIEA は将来にわたって水力発電所を保守運営していく能力を有していると判断した。

5.5.2 踏査地点選定

図上検討と第１次現地踏査の結果から、以下の留意点により第２次現地踏査地点を選定した。

(1) 水力地点は、地域消費者、政府事務所、病院、そして中等学校に供給するよう計画する。これらの施設では、事務所間の通信機器、病院の医療機器や学校の勉学用夜間照明機器用として電力が必要とされている。したがって、これらの公共および民間の施設に対する電力供給を優先させる。
(2) 水力地点は、州都や政府機関の駐在する需要地域の近傍に選定し、アクセスと送配電線建設費を削減する。

5.5.3 第２次現地踏査

調査団は、地形測量、測水および地質調査を各プロジェクトサイトで実施した。

(1) マライタ島

調査地点：シロロ、ロリおよびクワレア地点

日　　程：1999 年 10 月 25 日から 11 月 5 日

(2) サンタイザベル島

調査地点：クボラタおよびポポロ地点

日　　程：1999 年 11 月 8 日から 11 月 15 日

(3) チョイセル島

調査地点：ソラベ地点

日　　程：1999 年 11 月 19 日から 11 月 23 日

(4) サンクリストバル島

調査地点：ワイマプル地点

日　　程：1999 年 11 月 26 日から 12 月 1 日

(5) サンタクルズ諸島

調査地点：ルエンバレレ地点

日　　程：1999 年 12 月 8 日から 12 月 11 日

(6) ガダルカナル島

マオタプク 1 および 2 並びにササ水力地点は、1999 年にガダルカナルで発生した部族間緊張による危険を考慮し、第 2 次現地踏査を実施しなかった。今後これら地点の検討は、第 1 次踏査結果と既存の資料に基づいて実施する。

5.5.4 第 3 次現地調査

調査団はロリ川の現地調査を 2000 年の 5 月 25 日から 28 日にかけて実施した。現地調査中、調査団は MNR によって運用されている水位計を確認した。

5.6 設計および積算

5.6.1 土木設備

(1) ダム

流込み式発電所では、コンクリート堰を用いて河川から水路へと取水する。堰高さは 15m以内とし、下流側越流頂勾配は日本の流込み式発電所の実績から 1:0.7 から 1:0.8 と定めた。調整池、貯水池式発電所では重力式コンクリートダムを用い、それらの落差によって発電する。下流側越流勾配は 1:0.8 とする。

(2) 取水口

(a)側方取水方式

無圧式水路の取水口は通常堰の直上流に設置し、河川から取水し沈砂池へと導く。取水口での平均流量は、損失水頭低減の観点から 0.3～1.0 m^3/s とする。浮遊物の流入を防ぐ目的で、取水口入り口に鋼棒を 5～10 cm 間隔としたスクリーンを設置する。流入量調整を目的とした制水門も併せて設置する。

(b)底部取水方式

底部取水方式は、流域面積の小さい開発地点に適用する。これらの地点での年間平均流量は流域面積の大きいそれに比べ小さい傾向にあるが、河川流量は大きく変化し、堆砂量も大きい。底部取水方式はこのような小流域面積の河川に適し、側方取水方式に比べ堰堤体のコンクリート容量を低減することができる。底部取水方式は、取水堰、取水口スクリーン、堰本体中の埋設管路よりなる。

(3) 沈砂池

取水口より流入した土砂を排除するため、取水口下流付近に沈砂池を設けることとした。沈砂池内に沈砂した土砂を掃流排除するために、沈砂池内の底部に排砂溝を設け、溝終端に手動式排砂門を設置し、堆積土砂を河川へ放出できる構造とする。沈砂池所要長の計算は次のとおりである。

$$L \geqq (h / V_g) \times u$$

ここで、L：沈砂池所要長 (m)

h ：沈砂池の水深 (m)

u ：沈砂池の平均流速 (0.3 m/s)

V_g：沈砂させなければならない最も細かい砂粒子の限界沈降速度

(Fig.5-6-1 より、d=0.5～1.0 mm, Vg=0.1 m/s とする)

実際には、副流の影響などを考慮して沈砂池の長さは、計算値の 2 倍以上とし、水深は導水路より多少深くすると共に、平均流速が 0.3 m/s 前後になるように幅を定める。沈砂池の底勾配は 1/20～1/50 とする。

(4) 導水路

地形勾配が緩やかで、開掘削が可能な地点では、開水路もしくは埋設管方式とする。トンネルは、地形により開水路方式での建設が困難な場合に限り採用した。導水路断面勾配を 1/1,000 とし、水路内の平均流速が 1.0～3.0m/s となるよう通水断面を決定する。

(5) 水槽

水槽容量は最大使用水量の 2～3 分程度を確保するものとする。水圧管呑口部は、渦が発生して空気が管内へ連行されることがないように、下式で求められる最低かぶり水深を確保する。

H=2d

ここに、H：水圧鉄管呑口中心からの最低かぶり水深（m）

d：水圧鉄管内径(m)

底勾配は 1/15～1/50 の下がり勾配とし、排砂溝末端に手動式排砂門を設置し、流水中の土砂および塵芥等を除去できる構造とする。水圧管呑口にスクリーンおよび制水門を設置する。負荷変動によって生じた余剰水を安全に河川放流できるよう余水路を設置する。

(6) 水圧管路

水圧管径は、Table.5-6-1 に示すように有効落差に応じて管内平均流速を 1.0 ～4.0 m/s の範囲で決定する。管路の始終端および屈曲点にはアンカーブロックを配置するとともに、直線部にはサドルブロック、もしくはリングガーターを設ける。発電所、放水路、発電所は地上型とし、建家寸法は水車形式、出力、有効落差の組み合わせから概定する。放水路は開水路を基本とし、流速は 1.0～2.0 m/s とする。

Table 5-6-1 Mean Flow Velocity of Penstock

Head, H (m)	Mean velocity in Pipe, V (m/s)
7 > H > 3	V < 1.0
15 > H > 7	V < 1.0
30 > H > 15	V < 2.0
100 > H > 30	V < 3.0
H > 100	V < 4.0

(7) 発電所

発電所建屋は、クワレア発電所の半地下式を除き、原則地上式を採用する。建屋概略寸法は水車タイプ、出力、有効落差より算定する。放水路は開渠式とし、流速 1.0～2.0㎥/s となるよう断面を決定する。

5.6.2 機器設備

(1) 損失水頭

取水口、沈砂池、水路流入口、流出口等の合計損失は、約 0.05m と見込む。

その他水車入口のバルブ等のロスを(0.5m+Δh)とする。Δh は+0.5m の範囲として、損失水頭は 0.5m の単位でまとめる。したがって、合計損失水頭は次式によって求められる。

H_L = 0.05+(L1×1/1,000) + (L2×1/200)＋(L3×1/1,000)＋(0.5+Δh)

ここに、 H_L：合計損失水頭

L1：水路長 (m)

L2：鉄管長 (m)

L3：放水路長 (m)

(2) 最大使用水量

最大使用水量は、前章 5.4.3“設備出力”の算定に基づいて行う。

(3) 水車形式の選定

水車形式の選定は、Fig.5-6-2 に示す水車選定図を用いて、有効落差と最大使用水量により決定する。最高合成効率は、水車形式、有効落差、最大使用水量から決定する。本計画で採用する最高合成効率は以下のとおりである。

横軸フランシス水車　：0.84
S 型チューブラ水車　：0.84
ペルトン水車　：0.72
クロスフロー水車 / ポンプ逆転水車　：0.72～0.75

(4) 年間可能発電電力量の算定

年間可能発電電力量は、流況図と合成効率を組み合わせた流況―効率方式により算出した。（Fig.5-6-3 参照）　流況図の日数を分割し、その期間毎に平均流量とそれに対応する合成効率を求める。その期間における可能発電電力量(Ei)を求め、それらの総和を年間可能発電電力量とする。

5.6.3 建設費の積算

(1) 条件と仮定

建設費の積算は以下の条件と仮定に基づいておこなった。

(a) 建設費積算は、コスト現地調査を行った時点（2000 年 6 月）の物価水準に基づいている。相互交換レートは以下のとおりである。

(b) 単価は第３次現地調査時に実施したコスト調査並びにソロモン諸島国、南太平洋諸国、東南アジア、日本で実施した類似水力案件の実績を参考に算出した。現地における労務費、主要建設資機材の単価は Table5-6-1～5-6-3 に示すとおりである。

(c) プロジェクトコストの構成は Appendix 5-2 に示すとおり、土木工事費（直接費, 間接費）、機材費、その他経費から構成されている。

(d) 主要資機材の調達区分は Table5-6-5 に示すとおりである。

Table 5-6-5 Procurement of Main Equipment and Materials

Local Procurement	Procurement from other countries	Procurement from Japan
aggregate for concrete (gravel and sand)	cement	turbine and accessories
timber	reinforcement bar	generator
gasoline and kerosene		control panel
		transformers
		transmission and distribution lines
		gates, screens penstock
		other miscellaneous materials for civil works

(2) 積算方法

(a) 土木工事

土木工事費の積算は単価見積方式に基づいて行った。

① 工事数量

工事数量は概略構造設計図より算出した。(Appendix.5-2 参照)

② 輸送費

ホニアラから各地点へ資機材搬入に使用する港湾施設はTable5-6-6に示すとおりである。ホニアラから各島への海上輸送費は船舶チャータ（標準積載重量 45ｔ）を基準に算出した。建設資材の海上輸送費と陸上輸送費はそれぞれ SB$0.001/kg/km、SB$0.01/kg/km とし、工種単価に含むものとした。

Table 5-6-6 Distance from Capital to Each Site

Site	Port Facility	Distance from Honiara (km)
Maotapuku 1,2 and Sasa	Point Cruz at Honiara	0
Silolo and Rori	Malu'u	120
Kware'a	Auki	120
Kubolata	Buala	200
Waimapuru	Kaonasugh	260
Sorave	Jetty of the logging company near school	530
Luembalele	Lata	700

③ 掘削単価

掘削単価は、ソロモン諸島国での既設水力発電所の工事実績より算出した。一般土掘削単価を US$13/m^3、岩掘削を US$32/m^3 とし、取水口、沈砂池、水槽、水圧鉄管、発電所の各土木設備における掘削単価は、これら基準単価の合成単価とした。(Table 5-6-7 参照)

Table 5-6-7 Unit Price of Excavation at Each Civil Structure

Site	Excavation Ratio Soil: Rock	Adopted Unit Price
Intake and Sand Trap	10:90	US$30/m^3
Headrace (open channel)	80:20	US$16/m^3
Head Tank	60:40	US$20/m^3
Penstock and Spillway	80:20	US$16/m^3
Powerhouse and Tailrace	80:20	US$16/m^3

④ コンクリート単価

セメント、骨材、鉄筋、型枠用木材等の資材は全てホニアラから輸送するものとしてコンクリート単価を算出した。マオタプク１,2 地点、ササ地点、クワレア地点については近傍のコンクリートプラントから生コンを供給できるものとし、他の地点については原則現場練りとした。コンクリート単価には、打設手間、鉄筋加工組立工、型枠工、および輸送費を含むものとする。各地点のコンクリート単価は Table5-6-8 に示すとおりである。

Table 5-6-8　Basic Unit Price for Concrete

Site	Basic Unit Price
Maotapuku 1,2, Sasa, Kware'a	US$ 374/m^3
Silolo, Rori	US$ 426/m^3
Kubolata	US$ 462/m^3
Waimapuru	US$ 490/m^3
Sorave	US$ 610/m^3
Luembalele	US$ 688/m^3

⑤ トンネル

導水路トンネルは掘削とコンクリート覆工から構成し、単価はソロモン諸島国、東南アジア、および日本の類似案件より算出した。導水路は無圧トンネルで、幅 1.8m、高さ 1.8m、巻圧 20cm の幌形である。機械化施工最小断面を適用し、建設単価は US$6,600/m とした。単価には、掘削、発破、ずり出し、支保工、コンクリート覆工、換気設備、水替え工事を含むものとする。

⑥ 発電所

発電所建屋の建設単価は空 m^3 あたりとし、水車基礎工事を含むものとする。単価はソロモン諸島国での類似案件実績より算定し、US$180/$m^3$ とした。

⑦ アクセス道路

アクセス道路は幅員 3.5m とし、建設費は施工延長より算出した。単価はソロモン諸島国での類似案件実績より算定し、US$108/m とした。

⑧ 間接費

間接費には、仮設工事費、現場監理費、現場経費を含むものとし、南太平洋諸国で実施した類似案件実績を参考に、直接工事費の 30%を計上した。

(b) 機材費

① メタルワーク

水圧鉄管、ゲート、スクリーンの機材費は、重量あたりの単価法によって算定するものとし、本体重量は構造物の寸法、最大使用水量、設計水圧等により決定した。メタルワークの単価は JICA の水力案件実績より算定した。各単価はそれぞれ、ゲート US$10, 200/t、スクリーン US$6,700/t、水圧鉄管 US$5,200/t とし、別途間接費（据付工事、共通仮設費、輸送梱包費、技術者派遣、現場経費、一般管理費）を直接費に対して 30%計上した。

② 水車・発電機

水車・発電機の機材費は、最大出力と有効落差によって算定した。単価には、機材費（水車、発電機、制御盤、逓昇変圧器、マニュアルや予備部品）、据付工事費、輸送梱包費、技術者派遣、現場経費、一般管理費を含むものとする。

③ 送配電線設備

各水力地点の送配電線数量および建設費は Table5-6-9 に示すとおりである。単価には、材料費、支持物（鉄塔・電柱）、基礎工事、逓降変圧器を含むものとする。送配電設備の詳細については第６章を参照のこと。

Table 5-6-9 Quantity and Cost of Transmission and Distribution Lines

Site	Transmission Line				415V Distribution Line		
	Voltage & ckt	Length (km)	Unit Price	Cost	Length (km)	Unti Price	Cost
Maotapuku 1	33kV 2ckt 240	6.5	US$113,400	US$737,000			
Maotapuku 2	33kV 2ckt 240	32.5	US$113,400	US$3,686,000	6.0	US$50,500	US$303,000
Sasa	11kV 1ckt	15.0	US$53,900	US$809,000	2.0	US$50,500	US$101,000
Silolo	33kV 2ckt 160	8.0	US$99,000	US$792,000			
Rori	11kV 1ckt	20.0	US$53,900	US$1,078,000	9.0	US$50,500	US$455,000
Kware'a	33kV 1ckt 160	14.0	US$71,400	US$1,000,000			
Kubolata	11kV 1ckt	2.5	US$53,900	US$135,000	0.5	US$50,500	US$25,000
Waimapuru					2.0	US$50,500	US$101,000
Sorave	11kV 1ckt	6.0	US$53,900	US$323,000			
Luembalele	11kV 1ckt	22.0	US$53,900	US$1,186,000			

(c) その他

①用地取得・補償費

用地取得・補償費は、プロジェクトコスト（土木工事費、機材費の合計）に対し、1%を計上した。

②エンジニアリング費

エンジニアリング費（設計、工事監理）は、Table5-6-10 に示すとおりとした。

Table 5-6-10 Cost of Engineering Service

Output (kW)	Specification	Engineering Service
P＞1,000	Small Hydro Power	10% of the construction cost
1,000≧P≧100	Mini Hydro Power	US$940,000, based on JICA project
100＞P	Micro Hydro Power	US$156,000, based on JICA project

③ 予備費

現時点で予測不可能な自然条件に対する予備費を Table5-6-11 に示すとおり、プロジェクトコストに対して計上した。

Table 5-6-11 Cost of Contingency

Output (kW)	Specification	Engineering Service
P＞1,000	Small Hydro Power	10% of the construction cost
1,000≧P≧100	Mini Hydro Power	10% of the construction cost
100＞P	Micro Hydro Power	US$60,000, based on GTZ project

5.7 小水力発電計画

本章は第２次現地調査で調査した地点のうち、Appendix.5-5 に示すポポロ川水力地点を除いた調査結果を示す。選定された１０地点は次のとおり構成されている。

－ガダルカナル島

マオタプク地点１、マオタプク２地点、およびササ地点

－マライタ島

シロロ地点、ロリ地点、およびクワレア地点

－サンタイザベル島

クボラタ地点

－サンクリストバル島

ワイマプル地点

－チョイセル島

ソラベ地点

－ネンド島（サンタクルズ諸島）

ルエンバレレ地点

各地点の検討は次のとおりである。

(1) 概要

概要は各地点の要約と地点の諸元を述べる。

(2) 水文と気象

水文・気象条件が各地点について提示されている。

(3) 地質

地質踏査と既存の地質情報を 1/10,000 地質図とともに提示する。

(4) 発電計画

落差と最大使用水量について、流量とともに論じ、設備出力および発生電力量についても提示する。

(5) レイアウトと設計

既設 1/50,000 地形図を拡大した 1/10,000 図面上に概略設計のレイアウトを示す。設計図面については、概略地形測量を含む現地調査結果に基づいている。

(6) アクセス

アクセスは至近の港湾、既設道路および工事用維持管理用道路の提案等を解説する。

(7) 環境

各サイトでの環境上の知見を提示する。水力開発における環境上の留意点は 9.4.1 および 9.4.2“ 環境配慮 ” に提示されている。土地収用に関連した土地地権者等については “ 村落社会 ” の Table 8-5-1 に集約されている。

(8) 工事費

工事費は、図面より算定した工事数量およびソロモン、日本で調査した土木、電気機器の単価より算定した。

5.7.1 マオタプク１水力

(1)概要

マオタプク１水力は、Fig.5-7-1 に示すとおりガダルカナル中部のマテポノ川の支流マオタプク川に計画された水力発電所である。計画地点は、ソロモン諸島の首都ホニアラの東南 28 km に位置する。本計画は、流域面積 10 km^2 からの流量および急峻な河川流路の落差を開発するため、流込み式発電所により出力 1,600 kW、年間発生電力量 7,838 MWh を発電するものである。(Table. 5-7-1 参照)

本計画は、Fig.5-7-2(1)に示すとおり取水堰、水路系、発電所の建設が必要である。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のため、既設ゴールドリッジ鉱山道路から 3.5km 必要となる。また、プロジェクトはマオタプク１からマオタプク２発電所まで 33 kV 送電線が 6.6km 必要である。

工事費は 24.9 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元は以下に示すとおりである。

島	：ガダルカナル島
河川名	：マオタプク川（マテポノ川支流）
流域面積	：10 km^2
河川流量	：1.0 m^3/s （年平均流量）
総落差	：155m
有効落差	：150.5m
最大使用水量	：1.3 m^3/s
設備出力	：1,600 k W
年間発生電力量	：7,838 MWh
取水堰	：高さ 3.9m, 堤長 15.0m
トンネル	：幅 1.8m, 高さ 1.8m, 延長 1,620m
水圧鉄管	：内径 700mm, 延長 531m
水車	：横軸フランシス水車（１台）
発電機	：同期発電機（１台）
送電線	：6.5 km(33kV 2 回線)
アクセス道路	：3.5 km
工事費	：24.9 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2)水文気象

マテポノ川は、ガダルカナル島の中部に位置するチャナパホ山（標高 1250m）に源を発し、山岳地帯の北斜面を流下し、さらに海岸平野へ下り、最終的にアイアンボトムサウンドの海に注ぐ。マオタプク川は、マテポノ川の支流河川で河床勾配が 1/8 と急なゴールドリッジの東の山岳地帯を流れている。(Photo 5-7-1～5-7-2 参照) 取水口地点の流域面積は、降雨の激しい標高 400m 以上の高地に 10 km^2 ある。

長期の降雨の資料はホニアラ観測所で 1954 年以来 37 年間観測され、年平均降雨

量は 2,004 mm である。降雨量には明らかな季節変動があり、Fig.5-7-3 に示すとおり 12 月から 3 月までの雨期と、4 月から 11 月までの乾期がある。また、Table.5-7-2 に示すとおり、月平均降雨量の最大は 3 月の 312 mm と最小は 6 月の 91 mm である。ガダルカナルでは、標高の上昇とともに降雨量も増加することが報告されている。したがって、ゴールドリッジ周辺では海岸にあるホニアラに比べて高い降雨量を受けている。ゴールドリッジでは、本報告書 5.3.3(5)「ルンガ流域の水収支」の Table.5-3-19「ルンガ流域の平均降雨の標高 200m から 1,000m の降雨」より年平均降雨量は 4,300 mm 程度であると推定される。

マオタプク川の河川流量資料は無い。もっとも信頼できる流量資料は、1965 年から観測されているルンガブリッジ測水所が利用可能である。ルンガブリッジの年平均流量は、欠測の無い 12 年間の資料から流域面積 377 km^2 に対して 39 m^3/s である。マオタプク川の河川流量は、ルンガブリッジ測水所（流域面積 377 km^2）からマオタプクの取水地点（流域面積 10 km^2）へ流域変換して求めた。これにより、取水堰地点の年平均流量は 1.0 m^3/s と算定した。

(3) 地質

1:50,000 地質図(1979)と空中写真(1986)が計画地点をカバーしている。[1] 地点の地質を Fig. 5-7-4 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、ガダルカナル島中央のゴールドリッジ鉱山の東側である。標高 400～800m の尾根に挟まれた河床標高 250～450m の谷に位置している。上流部の枝沢に崩壊地が多く、河床に堆積物があると推測されるが、広い河原は発達しない。計画地点全体が、新第三紀の主に火山砕屑岩からなるゴールドリッジ火山岩類(Gold Ridge Volcanics)の分布地である。地層は全体的には北方向の緩傾斜を示し、多方向の断層および部分的な変質帯がある。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、支流合流後の河川屈曲部である。取水地点上流 400m の右岸に古い崩壊地がある。水路経過地は左岸の比較的緩い斜面であり、表層堆積物に覆われている可能性があり、斜交する断層もみられる。採鉱地区に近接するため、その影響が予想されるとともに、その地質状況の情報は重要である。発電所地点は、尾根先端を下った左支流にあり、断層に伴う河川蛇行部である。

(4) 発電計画

雨の多い流域からの河川流量とマオタプク川の落差を開発するため、取水堰は、ゴールドリッジの東、標高 420m 地点に選定した。発電所は、マオタプク、チャリブンゴおよびツルポテの３河川の合流地点からチャリブンゴ川の上流 300m 右岸斜面に設置する。取水位を標高 420m、放水位 265m として、利用可能な落差は 155m である。最大使用水量は、Fig.5-7-5 に示すとおり流量設備利用率を 0.6、または流況で 22%流量（80 日流量）として、1.3 m^3/s と仮定した。設備出力は、総

[1] GOLD RIDGE, Guadalcanal Geological Map Sheet GU 9, and Aerophotographs C7801 F22-23.

落差 155m の下で最大使用水量 1.3 m^3/s として横軸フランシス水車により 1,600 kW であり、年間発生電力量は 7,838 MWh である。

(5) レイアウトおよび設計

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-2 (1)～(4)に示す。取水堰は EL420m の河川合流点に設置する。取水口と沈砂池は堰の直下流左岸に位置する。導水路は最大使用水量 1.3m^3/s を導水する 1/1,000 勾配で延長 1,600m のトンネルである。導水路は無圧トンネルで、幅 1.8m、高さ 1.8m、巻厚 20cm の幌形である。水槽は、ゴールドリッジの北東端に位置し、幅 5.9m、延長 17.27m、高さ 6.6m より容量約 280m^3 である。水圧鉄管は、内径 700 mm で水槽から発電所まで 531m を地上に敷設する。発電所は、地上式で幅 14m、長さ 7m、高さ 8m の建屋とし、横軸フランシス水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 5m 設置する。

(6) アクセス

ホニアラのクルーズ岬は、プロジェクトに至近の港湾設備である。ホニアラから計画地点までは、地方道とゴールドリッジ鉱山道路が各 31 km と 10 km 設置済みである。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のために、既設ゴールドリッジ鉱山道路から水槽を経て取水口までと、発電所までの計 3.5 km 必要となる。ホニアラからゴールドリッジまでのすべての河川は、ティナフル川の仮設木橋を除いて、永久構造の橋梁が設置されている。（Photo.5-7-1 参照）

(7) 環境

マオタプク１の現地踏査は実施していないため、環境調査を含めてプロジェクトが次の段階に進む前に実施する必要がある。環境調査は現地調査および鉱山開発で要求された規則の範囲を含める。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$24,870,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-3 Project Cost of Maotapuku 1

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	16,093,000	Tunnel:1620m
B. Equipment			
Metal Works	US$	1,219,000	L:531m,D:0.7m
Turbine&Generator	US$	2,505,000	Francis
Transmission Line	US$	737,000	L:6.5km,33kV2ckt
Sub-total of item A & B	US$	20,554,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	206,000	1% of sub-total
Engeering	US$	2,055,000	10% of sub-total
Contingency	US$	2,055,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	24,870,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.2 マオタプク２水力

(1) 概要

マオタプク 2 水力は、Fig.5-7-1 に示すとおりガダルカナル中部のマテポノ川の支流、マオタプク川のマオタプク１発電所の下流に計画された水力発電所である。計画地点は、ソロモン諸島の首都ホニアラの東南 28 km に位置する。本計画は、流域面積 22 km^2 からの流量および急峻な河川流路の落差を開発するため、流込み式発電所により出力 1,400 kW、年間発生電力量 6,619 MWh を発電するものである。

本計画は、Fig.5-7-6(1)に示す取水堰、水路系、発電所の建設が必要である。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のために、既設ゴールドリッジ鉱山道路から 5.8 km 必要となる。また、マオタプク２発電所からルンガディーゼル発電所まで 33 kV 送電線が 32.5 km 必要である。

工事費は 27.0 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元を以下に示す。

島	：ガダルカナル島
河川名	：マオタプク川（マテポノ川支流）
流域面積	：22 km^2
河川流量	：2.2 m^3/s （年平均流量）
総落差	：62.0m
有効落差	：58.5m
最大使用水量	：2.9 m^3/s
設備出力	：1,400 kW
年間発生電力量	：6,619 MWh
取水堰	：高さ 3.9m, 堤長 15.0m
トンネル	：幅 1.8m, 高さ 1.8m, 延長 1,400m
鉄管	：内径 1,200mm, 延長 157m
水圧鉄管	：横軸フランシス水車（１台）
発電機	：同期発電機（１台）
送電線	：32.5 km(33kV 2 回線)
アクセス道路	：5.8km
工事費	：27.0 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

水文気象については、前項マオタプク１に記述のとおり、ホニアラ観測所データを参照する。マオタプク川の河川流量は、ルンガブリッジ測水所（流域面積 377 km^2）からマオタプク２の取水地点（流域面積 22 km^2）へ流域変換して求めた。これにより、取水堰地点の年平均流量は 2.2 m^3/s と算定した。

(3) 地質

1:50,000 地質図(1979) [2]が計画地点をカバーしている。 地点の地質を Fig. 5-7-7 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、ガダルカナル島中央のゴールドリッジ鉱山の北東側である。標高 250～450m の尾根に挟まれた河床標高 120～220m の谷に位置している。取水地点～開渠部はトニ礫岩部層(Toni Conglomerate Member)、水槽～発電所地点はムベチヴァツ砂岩(Mubetivatu Snadstone)の分布地である。地層は新第三紀のもので全体的には北方向の緩傾斜を示し、緩い褶曲、断層がある。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、両岸が急傾斜の直線的な谷である。付近右岸に地層境界でもあるチョボヒオ断層(Chovohio fault)が通過している。水路経過地は、左岸の比較的急な斜面である。下流側は、北西－南東方向の断層が発達し、チョボヒオ火成活動期(Chovohio Igneous Phase)の小規模な火山角礫岩脈がある。発電所地点は、尾根先端を下った河川合流部である。

(4) 発電計画

雨の多い流域からの河川流量とマオタプク川の落差を開発するため、取水堰をゴールドリッジ鉱山の東、標高 202m 地点に選定した。発電所は、落差を得るためマオタプクとチャリナベ川の合流地点に設置する。取水位を標高 202m、放水位 140m として、利用可能な落差は 62m である。最大使用水量は、Fig.5-7-8 に示すとおり流量設備利用率を 0.6、または流況で 22%流量（80 日流量）として 2.9 m^3/s である。設備出力は、総落差 62m、最大使用水量 2.9 m^3/s として横軸フランシス水車により 1,400 kW を発電する。また年間発生電力量は 6,619 MWh である。

(5) レイアウトおよび設計

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-6 (1)～(4)に示す。取水堰は EL202m の河川合流点に設置する。取水口と沈砂池は堰の直下流左岸に位置している。導水路は最大使用水量 2.9m^3/s を導水する 1/1,000 勾配で延長 1,400m のトンネルである。導水路は無圧トンネルで、幅 1.8m、高さ 1.8m、巻厚 20cm の幌形である。水槽は、ゴールドリッジの北東端に位置し、幅 7m、延長 25.1m、高さ 4.8m より容量約 380m^3 である。水圧鉄管は、内径 1,200 mm で水槽からマオタプク川とチャリナベ川の合流点に位置する発電所まで 157m を地上に敷設する。発電所は、地上式で幅 14m、長さ 7m、高さ 8m の建屋とし、横軸フランシス水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 10m 設置する。

(6) アクセス

ホニアラからのアクセスについてはマオタプク１を参照のこと。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のために、既設ゴールドリッジ鉱山道路から取水口を経て水槽までと、発電所までの計 5.8 km 必要となる。

[2] ditto GU 9.

(7) 環境

マオタプク２の現地踏査は実施していないため、環境調査を含めてプロジェクトが次の段階に進む前に実施する必要がある。環境調査は、現地調査および鉱山開発で要求された規則の範囲を含める。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$27,027,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-4 Project Cost of Maotapuku 2

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	14,261,000	Tunnel:1400m
B. Equipment			
Metal Works	US$	967,000	D:1.2m,L:157m
Turbine &Generator	US$	3,120,000	Francis
Transmission Line	US$	3,988,000	L:32.5km,33kV2ckt
Sub-total of item A&B	US$	22,336,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	223,000	1% of sub-total
Engeering	US$	2,234,000	10% of sub-total
Contingency	US$	2,234,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	27,027,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.3 ササ水力

(1) 概要

ササ水力は、Fig.5-7-9 に示すとおりガダルカナルの北西地域に計画した。計画地点は、ソロモン諸島の首都であるホニアラの北西 27 km、またはエスペランサ岬の東に位置している。プロジェクトは、流域面積 22 km^2 からの水量と河川の落差により出力 280kW、年間発生電力量 2,396 MWh を発電する。

本計画は、Fig.5-7-10(1)に示す取水堰、水路系、発電所の建設が必要となる。既設州道から 1.7 km のアクセスがプロジェクトの建設と維持管理に必要である。また、ササ発電所からホニアラまで 11 kV 送電線が 15.0 km と 415V 配電線が 2 km 必要である。

工事費は 6.2 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元を以下に示す。

島　　：ガダルカナル島
河川名　　：コティナ川（ササ川支流）
流域面積　　：22 km^2
河川流量　　：2.2 m^3/s　（年平均流量）
総落差　　：62.5m
有効落差　　：58.0m
最大使用水量　　：0.66 m^3/s
設備出力　　：280 kW
年間発生電力量　：2,396 MWh

取水堰	：高さ 3.5m, 堤長 10.0m
開水路	：幅 0.95m, 高さ 0.95m, 延長 2,350m
水圧鉄管	：内径 600mm, 延長 285m
水車	：クロスフロー水車（1台）
発電機	：同期発電機（1 台）
送電線	：15.0 km (11kV 1 回線)
配電線	：2.0km (415V)
アクセス道路	：1.7km
工事費	：6.2 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

ササ川支流のコティナ川は、ガダルカナル島の北西地域にあるポポリ山（標高 880m）を源流とする。コティナ川は、タラァンギア川と合流した後ササ川となり、アイアンボトムサウンドの海へと注ぐ。取水口の流域面積は、ポポリ山の北東斜面の 22 km^2 である。水文気象については、前項マオタプク１に記述のとおり、ホニアラ観測所データを参照する。ササ川の河川流量資料は無いため、河川流量はルンガブリッジ測水所（流域面積 377 km^2）からササの取水地点（流域面積 22 km^2）へ流域変換して求めた。これにより、取水堰地点の年平均流量は 2.2 m^3/s と算定した。

(3) 地質

1:50,000 地質図(1989) [3]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-11 に示す。

(a) 地形地質概要

計画地点は、ガダルカナル北西部火山地帯の東側である。標高 40～200 m の山麓部を浸食するササ川の標高 20～100m の谷に位置している。山麓尾根部は伐採により広く草地となっている。第四紀のガレゴ火山岩層群(Gallego Volcanics Group)または崖錐堆積物が斜面部に分布する。火山岩類の各部層は断続的で緩い傾斜と考えられる。2 本の断層が右岸の丘にある。河床付近は河床砂礫または段丘堆積物が分布する。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、幅のある砂礫質の河床であり、両岸は低位段丘で大小の礫または砂泥の未固結堆積物である。ササ川沿いに推定断層が通過している。火山山麓下流部の河床堆積物の発達し始める地点であり、極端な渇水の場合に伏流状態に近づくことは考えられる。水路経過地は、右岸側で一部に急崖のある中程度の傾斜の斜面であり、火山砕屑岩・溶岩または崖錐堆積物が分布する。発電所地点は、低位段丘面上である。

(4) 発電計画

降雨量の多い流域面積 22 km^2 からの河川流量とコティナ川の落差を開発するため、取水堰は、ポポリ山の東、標高 82.5m 地点に選定した。発電所は、タカンボ

[3] CAPE ESPERANCE AND SAVO, Guadalcanal Geological Map Sheet GU 1, 2.

ロ村の対岸のササ川右岸に設置する。利用可能な落差は、取水位を標高 82.5m および放水位を標高 20m として 62.5m となる。最大使用水量は、流量設備利用率 0.96、または流況の 90%（329 日流量）として 0.66 m^3/s と仮定した。（Fig.5-7-12 参照）　設備出力は、最大使用水量 0.66 m^3/s、総落差 62.5m の下でクロスフロー水車により 280 kW、年間発生電力量は 2,396 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-10 (1)～(4)に示す。取水堰は EL82.5m に設置し、開水路へと導水する。（Photo5-7-3 参照）　沈砂池は堰の直下流右岸に位置する。導水路は最大使用水量 0.66m^3/s を導水する 1/1,000 勾配で延長 2,350m の開水路（幅 0.95m, 高さ 0.95m）である。（Photo5-7-4 参照）

水槽は右岸尾根の北東端に位置し、幅 4m、延長 14.0m、高さ 2.5m より容量約 80m^3 である。水圧鉄管は、内径 600 mm で水槽からササ川右岸に位置する発電所まで 285m を地上に敷設する。発電所は、地上式で幅 14m、長さ 7m、高さ 5m の建屋とし、クロスフロー水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 70m 設置する。

(6) アクセス

至近の港は、ホニアラのクルーズ岬である。ホニアラより、計画地点までは、未舗装の州道が 29 km 利用可能である。アクセス道路は、プロジェクトの建設と維持管理のため既設州道より発電所をへて取水口まで 1.7 km 必要である。ボネヘ川の様な主要河川には橋があるが、いくつかの中小河川には橋が未設置である。

(7) 環境

タカンボロ村での聞き取り調査によると、乾期になるとササ川下流では水がしばしば干上がるため、村民は取水口計画地点で飲料用水を調達している。放水路を村への水供給手段として考慮すべきである。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$6,211,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-5 Project Cost of Sasa Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	2,254,000	Open ch. 2350m
B. Equipment			
Metal Works	US$	482,000	D:0.6m,L:285m
Turbine &Generator	US$	1,103,000	Cross Flow
Transmission Line	US$	910,000	L:15km,11kV1ckt
Sub-total of item A&B	US$	4,749,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	47,000	1% of sub-total
Engeering	US$	940,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	475,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	6,211,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.4 シロロ水力

(1) 概要

シロロ水力地点は、マライタ島北西部のシロロ川に計画された地点である。（Fig.5-7-13 参照） 計画地点は、マライタ州の州都アウキの北 44 km に位置する。

本計画は、流域面積 13 km^2 の流量と急峻な河川およびタリフ滝の落差を、流込み式水力発電所により出力 2,100 kW、年間発生電力量 10,495 MWh を開発するものである。本計画では、Fig.5-7-14(1)に示すとおり取水堰、導水路系および発電所の建設が必要である。アクセス道路は、計画の建設と維持管理のため 6.3 kmが必要である。また、シロロ発電所からアウキ系統へ供給するため、ファウサンデ変電所まで 33 kV 送電線が 8.0 km 必要である。

工事費は 28.3 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元を以下に示す。

島	：マライタ島
河川名	：シロロ川
流域面積	：13 km^2
河川流量	：1.3 m^3/s （年平均流量）
総落差	：160m
有効落差	：155m
最大使用水量	：1.7 m^3/s
設備出力	：2,100 kW
年間発生電力量	：10,495 MWh
取水堰	：高さ 2.5m, 堤長 19.0m
トンネル	：幅 1.8m, 高さ 1.8m, 延長 1,730m
水圧鉄管	：内径 800mm, 延長 570m
水車	：横軸フランシス水車（1 台）
発電機	：同期発電機（1 台）
送電線	：8.0 km (33kV 2 回線)
アクセス道路	：6.3km
工事費	：28.3 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

シロロ川は、長さ 15 km 幅 10 km の広さの半島で、マライタ島の北西部に位置している。半島の中央部は、シロロ流域分水嶺の最高峰（標高 780m）を含んだ山岳地帯を形成している。シロロ川は、この分水嶺から約 5.5 km を北西に流れ、標高 250m で北へ向きを変える。シロロ川は、さらにゴルジュを下り、約 60m のタリフの滝を落下する。（Photo.5-7-6 参照）この滝の先で海岸平野を流れ、最終的にスアファ湾に流入する。分水嶺から、海まで流路長は 8.5 km である。

降雨資料はアウキ気象観測所にあり、年平均降雨は、1956 年以来の観測による 43 年間の平均で 3,109 mm である。Fig.5-7-15 に示すとおり、降雨量には明らかな季節変動があり、12 月から 3 月までの雨期と 4 月から 11 月までの乾期がある。

Table.5-7-6 に示すとおり、月平均降雨量の最大は 3 月の 399 mm と最小は 6 月の 181 mm である。シロロ川および近傍の河川には、利用可能な長期間流量資料が無い。河川流量は、流域面積 377 km^2 のルンガ測水所データをシロロ取水地点の 13 km^2 へ流域変換して求めた。年平均流量は、1.3 m^3/s と算定した。

(3) 地質

広域の地質調査報告書(1995)[4]が出版されており、基盤地質の分布はこの報告書中の縮小地質図によるものである。空中写真(1979)[5]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-16 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、シロロ川の中下流部で両岸が切り立ったV字谷をなしている。河床は発電所地点より上流側では狭小で大小の礫が散在するが、河原はあまり発達しない。二つの大きな滝のほか露岩する急流部が幾つかある。

1:50,000 地形図[6]では、上流部の北西－南東方向の谷が下流まで連続しているが、取水地点の上流に湧水洞穴のある高さ 20m の急崖があり、その上流側は凹地状となって分断されている。本地形図は、この上流部付近では正確さに欠けるものと考えられる。河川を分断している急崖付近がアリテ石灰岩累層(Alite Limestone Formation)とハルタ石灰岩累層(Haruta Limestone Formation)の境界である。計画地点は主に第三紀のハルタ石灰岩累層の分布地である。発電所地点付近の山麓部にアリテ石灰岩累層の帯状の分布があり、その海岸側の低平な丘陵には、新第三紀のトムバ石灰岩累層(Tomba Limestone Formation)が分布する。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、河床幅 6～8m の渓谷状の露岩地で、流路方向は節理に沿うものである。左右上方は 75 度の急斜面で下方 2.5m は露岩している。ハルタ石灰岩累層の白～淡褐色の石灰シルト岩が主体である。軟岩～中硬岩であり、80 度以上の傾斜を持ち、1m 以上の間隔で直交する節理がある。一部に石灰分の少ない層がみられる。河床は一部露岩し、砂礫は厚さ 0.2m 程度である。河岸の露岩の一部に水平的な奥行きの小さい浸食空洞がみられる。これら空洞の一部に滲み出しがあるが表面的で小規模なものである。水路経過地は、左岸斜面下でハルタ石灰岩累層の石灰質岩である中程度～硬い岩と考えられるが、場所により岩質の変化があると考えられ、湧水・空洞の発達と関連する。断層、褶曲軸など大きな構造は報告されていない。斜面中に石灰岩の 10m 規模の岩塊が含まれることがある。発電所地点は、左岸河床から比高 5m のココア林となっている緩傾斜地である。基盤と表層堆積物があると考えられる。河岸には、アリテ石灰岩累層が部分的に露岩しており、水面付近は硬い岩であるが、露岩上部は風化岩であり、割れ目が発達している。

---

[4] Petterson, M. G. (1995) The Geology of North & Central Malaita, Solomon Islands, Geological Memoir No. 1/95, Water & Mineral Resources Div., Ministry of Energy, Water & Mineral Resources, Honiara, Solomon Islands.

[5] Aerophotographs 5438 C3-4, D6-7.

[6] MALAITA Sheet 8/160/7, Series X711 (D.O.S.456), Edition I-D.O.S. 1971.

(4) 発電計画

シロロ川の流域からの流量と、峡谷および滝の落差を開発するため、取水口は標高 180m に地点が選定した。（Fig.5-7-14(1)と Photo.5-7-5 参照） 発電所は既設州道から 1.0 km 上流の左岸斜面の麓に位置する。利用可能な落差は、取水口の標高 180m と放水位 20m 間の 160m となる。シロロ川の長期流量資料は無いが、最大使用水量は、マルウ－アウキ系統へ供給するため、流量設備利用率を 0.6、または流況図の 22%流量（80 日流量）とし 1.7 m^3/s と仮定した。設備出力は、総落差 160m の下で最大使用水量 1.7m^3/s として横軸フランシス水車により 2,100kW となる。年間発生電力量は、Fig.5-7-17 の流況図により 10,495MWh と算定された。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-14 (1)～(4)に示す。取水堰は EL180.0m の峡谷の下流に池を形成した、河床に基礎岩盤が露出した地点に設置し、導水路トンネルへ河川を分流する。（Photo.5-7-5 参照） 沈砂池は取水口の直下流左岸に設置する。導水路は最大使用水量 1.7 m^3/s を導水する 1/1,000 勾配で延長 1,730m のトンネルである。導水路は無圧トンネルで、幅 1.8m、高さ 1.8m、巻厚 20cm の幌形である。水槽は EL180mに位置し、幅 4m、延長 17.3m、高さ 6.6m より容量約 360m^3 である。水圧鉄管は、内径 800 mm で水槽から州道にかかる橋から 1.2 km 上流に位置する発電所まで 570m を地上に敷設する。発電所は、地上式で幅 14m、長さ 7m、高さ 5m の建屋とし、クロスフロー水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 20m 設置する。

(6) アクセス

プロジェクトの重量物を荷揚げする至近の港湾は、アウキである。州道は、アウキからシロロ村まで 83km 利用可能である。工事用道路は、発電所から水圧管路、水槽を経て取水口まで 6.3km 必要である。フィユやクワレアの様な主要河川には、本設の橋が架けられているが、州道沿いのいくつかの小河川は木橋が架けられている。

(7) 環境

発電所より上流には給水設備は存在しない。乾期には減水区間に位置するタリフ滝のために観光放流を実施すべきである。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$28,261,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-7 Project Cost of Silolo Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	17,956,000	Tunnel L:1730m
B. Equipment			
Metal Works	US$	1,648,000	D:0.8m,L:570m
Turbine &Generator	US$	2,959,000	Francis
Transmission Line	US$	792,000	L:8km,33kV2ckt
Sub-total of item A&B	US$	23,355,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	234,000	1% of sub-total
Engeering	US$	2,336,000	10% of sub-total
Contingency	US$	2,336,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	28,261,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.5 ロリ水力

(1) 概要

ロリ水力地点は、マライタ島北西部のロリ川に計画された地点である。計画地点は、Fig.5-7-18 に示すとおりマライタ州の州都アウキの北 47 km に位置している。本計画は、泉からの水と階段状の滝からなるロリ川の水資源を、流込み式水力発電所により、出力 300 kW、年間発生電力量 2,526 MWh を発電するものである。

本計画では、Fig.5-7-19(1)に示すとおり取水堰、水路系および発電所の建設が必要である。アクセス道路は、計画の建設と維持管理のため 900mが必要である。また、マルー発電所からアンダウア村まで 11 kV 送電線が 20.0 km と 415V 送電線が 9km 必要である。

工事費は 6.0 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元は以下のとおりである。

島　　：マライタ島
河川名　　：ロリ川
　　JICA チームは 1:50,000 地質図上の“アリタンゴ川”が地元では“ロリ川”と呼ばれていることを確認した。（1999 年 11 月 2 日確認）
流域面積　　：2 km^2
河川流量　　：1.1 m^3/s　（1999 年 11 月 1 日観測）
総落差　　：39.5m
有効落差　　：37.0m
最大使用水量　：1.1 m^3/s
設備出力　　：300 kW
年間発生電力量：2,526MWh
取水堰　　：高さ 3.5m, 堤長 11.4m
開水路　　：幅 1.1m, 高さ 1.1m, 延長 400m
水圧鉄管　　：内径 800mm, 延長 304m

水車　　：クロスフロー水車（１台）
発電機　　：同期発電機（1 台）
送電線　　：20.0 km (11kV 2 回線)
配電線　　：9.0km (415V)
アクセス道路　：900m
工事費　　：6.0 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

ロリ川流域は、マライタ島北西端にある縦 15 km 横 10 km の半島に位置する。半島の中央部は、ファウイワネ山(標高 714m）を含む高原を形成しており、周辺の斜面には、マルウのマナクァイ川のようないくつかの泉が噴出している。ロリ川は２つの泉を水源としており、標高 55m の泉と左岸支流からの小泉からなる。（Photo.5-7-7 および 8 参照）　ロリ川は標高 55m の泉から下流 100m の標高 45m で左岸支流と合流する。合流後、ロリ川は、北西に流れその後南西に流れて階段状の滝を下り、最終的にインディペンサブル海峡の海へ注ぐ。河川流路は短く、泉から海まで約 1.5 km である。

気象状況は前項シロロ水力と同様に、アウキ気象観測所を参照する。ロリ川および近傍河川には、河川流量資料は無い。第 2 次現地踏査で、ロリ川の河川流量測定を実施した結果、1999 年 11 月 1 日は 1.1 m^3/s であった。河川流路の地形から判断して、河川流況は安定している。州道の橋梁地点の洪水痕跡は河川の水位変動が小さいことを示している。取水堰地点の流域面積が 2 km^2 と小さいため、洪水量は小さいと推定される。計画地点近傍のアフフ村では、泉の水を水道として使用している。村民によれば、これらの泉は干ばつの時でも枯れないとのことである。高原地帯に降る雨により地下水が安定した水をロリ川の泉に供給しているものと推定される。

(3) 地質

広域の地質調査報告書(1995)[7]が出版されており、基盤地質の分布はこの文献によるものであるが、ロリ川下流沿いには第四紀層が湾入している。空中写真(1979)[8]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-20 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、マライタ島北西の半島の先端に近く、ロリ川下流部の緩やかな傾斜地が多い丘陵または段丘上に位置している。河床は一般に礫質であるが、河岸に露岩が散在し、河川勾配は下流部であるが比較的大きい。取水地点上流の左岸側の枝沢に泉が 2 箇所あり、本流上流部より泉の水量は多いものである。これらの泉は、アリテ石灰岩累層の溶食節理の洞穴から湧き出している。地形区分図[9]では南東方 2 km よりカルスト様山地(Karst-like Ridges and Hills)とされ、島軸方向の地質構造と合わせ、南東からの地下水供給が考えられる。計画地点

[7] Petterson, M. G. (1995) ditto.
[8] Aerophotographs 5438 F2-3.
[9] Text map 10 LANDFORMS,, Volume 3 Malaita and Ulawa, Land Resources of the Solomon Islands, D.O.S., 1973.

は、露頭が少なく地質分布には不確実さがある。湧水地より下流には第三紀のハルタ石灰岩累層または第四紀の堆積物が分布している。ハルタ累層の岩相は露岩が一般に悪いため不明であり、発電所地点付近の第四紀砂層との類似および取水地点右岸の石灰岩転石岩塊から新しい堆積物の可能性はある。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点[10]は、ハルタ石灰岩累層と推定される石灰質細礫混じり砂岩が高さ 2.5mまたは 6m の左右岸に連続する河川狭窄部であり、左岸は鉛直の崖地をなしている。細礫混じり石灰砂岩は、淡褐色、塊状で節理に乏しい中粒～粗粒の軟岩で比較的強度の弱いものである。表面は風化しているが、ハンマーで掘れる程度の堅さである。河床部は、幅 4～5m、水深 1～1.5m 程度で若干の河床礫がある。漏水は、取 水地点右岸の露岩の割れ目から河川水位とほぼ同じ高さで少量の漏水がある。水路経過地は、左岸側の緩斜面で畑地となっているが、河川段丘または崖錐の堆積物に覆われている。右岸の一部に塊状の離水珊瑚礁の崖地がある。発電所地点は、下流の左岸の河川に近いココア林の縁辺の低平地にあり、段丘または崖錐の堆積物に薄く覆われていると考えられる。付近の河床の一部には風化し弱固結の第四紀石灰質砂層が露出するが、地点での分布は不明である。

(4) 発電計画

泉からの水と急峻な河川の落差を開発するため、取水口は河川合流点の下流 100m に選定した。（Fig.5-7-19(1)および Photo.5-7-9 参照）　発電所は、落差を最大にするため、斜面の麓に設置する。利用可能な落差は、取水位 42.5m および放水位 3m として総落差 39.5m である。ロリ川の長期流量資料は無いが、泉の安定した流況と河川流量観測結果をもとに最大使用水量は 1.1m^3/s とした。調査団が河川流量測定を 11 月の雨期前に実施したことから、この最大使用水量は、年間を通じて 329 日（90%）利用可能であると仮定した。

設備出力は、総落差 39.5m の下で最大使用水量 1.1 m^3/s としてクロスフロー水車により 300 kW となる。また年間発生電力量は、Fig.5-7-21 の流況図をもとに 2,526 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-19 (1)～(4)に示す。取水堰は、河川流量を開水路へ分流するため、標高 42.5m の基礎岩盤が露出した狭い谷に設置する。堰の形状は高さ 3.5m、堤長 11.4mである。沈砂池は取水口の直下流左岸に設置する。沈砂池から水槽までは、丘陵地帯のなかを延長 400m、水路勾配 1/1,000 の開水路で結ぶ。水槽は幅 4m、延長 14.0m、高さ 4.2m より容量約 140m^3 である。水圧鉄管は、内径 800 mm で水槽から州道に架かる橋から上流 100m 付近に位置する発電所まで 304m を地上に敷設する。(Photo5-7-10)　発電所は、地上式で幅 14m、長さ 7m、高さ 5m の建屋とし、クロスフロー水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 10m 設置する。

[10] Local name：Fauran.

(6) アクセス

プロジェクトの重量物を荷揚げする至近の港湾は、アウキである。アウキからアフフ村まで 68 km の州道が利用可能である。アクセス道路は、州道から発電所、水圧管路、開水路を経由して取水堰まで 900m 必要となる。フィユやクワレアの様な主要河川には、本設の橋が架けられているが、州道沿いのいくつかの小河川は木橋である。

(7) 環境

取水口計画地点上流の小泉に水道設備が設置されているため、本計画ではそれら設備に影響を及ぼさないことが前提である。開水路、鉄管路は農作地上に敷設することになるため、土地補償が必要となる。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$5,989,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-8 Project Cost of Rori Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	937,000	Open ch.:400m
B. Equipment			
Metal Works	US$	746,000	D:0.8m,L:304m
Turbine &Generator	US$	1,334,000	Cross Flow
Transmission Line	US$	1,532,000	L:22km,11kV
Sub-total of item A and B	US$	4,549,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	45,000	1% of sub-total
Engeering	US$	940,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	455,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	5,989,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.6 クワレア水力

(1) 概要

クワレア水力地点は、マライタ島北部のクワレア川に計画された地点である。（Fig.5-7-22 参照） 計画地点は、西海岸のダラから東海岸のアトリへ向かう道路にかかるクワレア橋の近傍にあり、マライタ州の州都アウキの北 44 km に位置している。本計画は、流域面積 28 km^2 の流量とダムの落差による、調整池式発電所で、出力 600 kW、年間発生電力量 2,541 MWh を開発するものである。

本計画では、Fig.5-7-23(1)に示すとおりダム、水圧管路および発電所の建設が必要である。アクセス道路は、計画の建設と維持管理のため 1.1 km必要である。また、クワレア発電所からダラ村まで 33 kV 送電線が 14.0 km 必要である。

工事費は 18.2 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

計画の主要諸元は以下のとおり。

島　　：マライタ島
河川名　　：クワレア川
流域面積　　：28 km^2

河川流量	：2.8 m^3/s （年平均流量）
総落差	：16.5m
有効落差	：15.5m
最大使用水量	：5.0 m^3/s
設備出力	：600 kW
年間発生電力量	：2,541 MWh
ダム	：高さ 25.0m, 堤長 63.4m
水圧鉄管	：内径 2m, 延長 35m
水車	：チューブラ水車（1台）
発電機	：同期発電機（1 台）
送電線	：14.0 km (33kV 1 回線)
アクセス道路	：1.1 km
工事費	：18.2 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

クワレア川流域は、北マライタの中央部の山岳地帯にあり、川は熱帯雨林の深い谷を流れている。クワレア川は、クワレア橋の南東 9 km にある中央高地分水嶺が水源である。ダムサイトの流域面積は、28 km^2 である。クワレア川は、流域の上流部では主に北西の方向に流れ、ダムサイト付近で北に転じる。さらに東部の大支流を集めた後、川は再び北西に行き、マライタ島の西海岸のコレリッジ湾にそそぎ込む。河川の総延長は、分水嶺から海まで約 30 km である。

気候状況は前項シロロと同様に、アウキ気象観測所データを参照する。クワレア川および近傍の河川には、利用可能な長期間流量資料が無い。河川流量は、流域面積 377 km^2 のルンガ測水所データをシロロ取水地点の 28 km^2 へ流域変換し求めた。年平均流量は、2.8 m^3/s と算定した。

設計洪水流量はコマリンディ水力計画での 200 年生起確率流量 13.5 $m^3/s/km^2$ を流域換算した 320 m^3/s とした。(Appendix5-3 参照)

比堆砂量は日本、アジア諸国での堆砂量実績データから 100 m^3/km^2/年と推定した。(Appendix5-4 参照)

(3) 地質

広域の地質調査報告書(1995)[11]が出版されており、基盤地質の分布はこの文献によるものであるが、一部地質境界は地表踏査で確認された。空中写真(1979)[12]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-24 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、クワレア川河口から 18 km ほどの中流部にあり、水系は格子状である。比高 50～100m ほどの渓谷が断続し、河床は礫質で幅 10～15m、水深 0.2～0.6m ほどで緩やかに流れている。第三紀のハルタ石灰岩累層の石灰岩を主体とし、一部泥岩の薄層を含む互層がある。上流部は古第三紀以前のマラ

[11] Petterson, M. G. (1995) ditto.

[12] Aerophotographs 5438 G5-8.

マシケ火山累層(Maramasike Volcanic Formation)とアリテ石灰岩累層が分布する。北西－南東方向の断層と褶曲軸が発達しており、これらと直交方向の節理がある。道路橋の両岸は石灰岩が露岩しており、右岸には沢地形があり湧水がある。

(b) 各構造物地点の状況

ダム地点は、両岸とも露岩するところが多いが、斜面は 40～60 度の傾斜で植生・崖錐に覆われている。露岩のみられない尾根斜面内部の岩盤状況は不明である。ダム軸左岸 150m に直交する緩い曲線のリニアメントがあり、開口節理または岩盤すべりの可能性がある。下流 50m の右支沢はダム軸の尾根を薄いものにしている。最小の河床幅は 4m の箇所があり、節理沿いに水路が深く刻まれていなければ、この箇所付近では河床の基盤深度は 3m ほどと考えられるが、一般には 6m 以上の可能性がある。ハルタ石灰岩累層は、中程度の硬さで割れ目は少なく、下流側に 40 度で傾斜する。節理は上下流方向高角で 1～1.5m 間隔の分布である。河岸から一部突出した露岩があるが層理・節理が緩んでいる。湧水が左岸の露岩の 3 箇所で河川水面高さにある。湛水池予定地は、ダム軸 40m 上流から背斜軸に沿う風化軟質なマラマシケ火山累層と石灰分の多いアリテ石灰岩累層が分布している。

(4) 発電計画

流域からの流量とダムによる落差を開発するため、ダムサイトは、既設道路橋の上流 200m に選定した。（Fig.5-7-23(1)と Photo.5-7-11～12 参照） 利用可能な落差は、取水位 100.5m と放水位 84m から 16.5m となる。クワレア川の長期流量資料は無いが、最大使用水量は、電力をアウキ系統へ供給することとして、流量設備利用率を 0.45、または流況の 10%流量（35 日流量）の 5.0 m^3/s とした。（Fig.5-7-25 参照） 設備出力は、最大使用水量 5.0m^3/s と総落差 16.5m の下でチューブラ水車により 600 kW となる。年間発生電力量は、流況図より算定して 2,541 MWh となる。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-23 (1)～(4)に示す。ダムサイトは、クワレア橋の上流 200m がV字谷を形成しておりダムの建設に適している地点を選定した。（Photo5-7-12 参照） ダム軸での河川幅は 8m、両岸は 40 度から 60 度の斜面で、4m から 5m の崖錐が覆っている。河床の両岸は、河川流路に沿って露出した岩盤が見られる。ダム形状は高さ 25m、堤長 63.4m である。（洪水吐きゲート無、土砂吐きゲート有） 総貯水容量 650,000m^3、有効容量 110,000m^3、ピーク負荷継続時間を６時間とした。（Appendix.5-4 参照）

ダムサイト周辺の河床勾配がトンネルや開水路による水路式発電所としては平坦すぎるので、発電所は左岸のダム直下流に計画した。発電所は、半地下式で幅 7.5m、長さ 19m、高さ 12m の建屋とし、チューブラ水車と同期発電機を各 1 台格納する。水圧鉄管は、最大使用水量 5.0m^3/s を導水する内径 2m で取水口から発電所までの 35m とする。

(6) アクセス

プロジェクトの重量物を荷揚げする至近の港湾はアウキにある。アウキからクワレア橋まで 37 km の州道が利用可能である。ダムサイトは、既設橋の左岸から容易に達することができる。工事用道路は、プロジェクトの建設と維持管理のため 1.1 km 必要である。

(7) 環境

本計画は貯水池式発電所であるため河川に沿って 1km^2 の湛水面積が必要となる。貯水池上流に居住地は存在しないが、次期設計段階では魚類・貝類等の水生類を含む動植物について調査を行う必要がある。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$18,185,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-9 Project Cost of Kware'a Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	10,766,000	Dam: 25,000m^3
B. Equipment			
Metal Works	US$	426,000	D:2.0m,L:35m
Turbine &Generator	US$	2,837,000	Tubular
Transmission Line	US$	1,000,000	L:14km,33kV
Sub-total of item A & B	US$	15,029,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	150,000	1% of sub-total
Engeering	US$	1,503,000	10%of sub-total
Contingency	US$	1,503,000	10%of sub-total
Total Project Cost	US$	18,185,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.7 クボラタ水力

(1) 概要

クボラタ水力地点は、サンタイザベル島に位置する北東海岸のクボラタ川に計画された地点である。（Fig.5-7-26 参照） 計画地点は、イザベル州の州都ブアラの北西 2 km に位置する。本計画は、３つの泉からの水と急峻河川であるクボラタ川の水資源を、流込み式水力発電所により出力 80 kW、年間発生電力量 563 MWh を発電するものである。

本計画では、Fig.5-7-27(1)に示すとおり取水堰、沈砂池、水圧管路および発電所の建設が必要である。アクセス道路は、計画の建設と維持管理のためブアラから発電所までの 2.0 km が必要である。また、クボラタ発電所からブアラ発電所まで 11 kV 送電線が 2.5 km と 415V 送電線が 0.5 km 必要である。

工事費は 1.6 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

計画の主要諸元は、以下のとおり。

島　　：サンタイザベル島
河川名　　：クボラタ川
流域面積　　：1 km^2

河川流量	：0.069 m^3/s　（ジェジェヴォ測水所資料を基にした）
総落差	：234m
効落差	：229m
最大使用水量	：0.05 m^3/s
設備出力	：80 kW
年間発生電力量	：563 MWh
取水堰	：底部取水方式（３地点）
開水路	：内径 200mm, 延長 180m
水圧鉄管	：内径 250mm, 延長 917m
水車	：ペルトン水車（１台）
発電機	：同期発電機（1 台）
送電線	：2.5 km (11kV 1 回線)
配電線	：0.5km (415V)
アクセス道路	：2.0m
工事費	：1.6 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

クボラタ川は、サンタイザベル島の北東海岸に位置するササリ山（標高 1,200m）の北斜面に源を発する。本河川は、標高 244m から標高 296m の間にある３つの泉を源泉とし、急峻な斜面をマリンゲラグーンのあるクボラタ村まで北に流れる。（Photo.5-7-13 および 14 参照）　河川は流路約 1,000m で標高差 244m を下り、勾配は約 1/4 である。流域面積は、取水口地点で 1 km^2 であるが、泉の地下水は一年中流れている。

降雨資料はブアラ気象観測所で、欠測を含み 1982 年以来 16 年間観測されている。無欠測の 10 年間降雨資料より、年平均降雨は 3,860 mm である。降雨資料は、ブアラ地域の急峻な斜面に激しい雨が起きていることを示している。降雨量の季節変動は明確ではないが、12 月から 3 月まで多雨であり、月間降雨は 100 mm 以下期間が、4 月から 6 月までと 8 月から 11 月まで発生する。（Fig.5-7-28 参照）Table.5-7-10 に示すとおり、月平均降雨量の最大は 3 月の 400 mm と最小は 8 月の 251 mm である。

クボラタ川には、長期間の河川流量資料は無い。至近の流量資料は、1987 年から観測開始され 1991 年に観測を中止したｼﾞｪｼﾞｪｳﾞｫ測水所の資料が利用可能である。ソロモン諸島で平均的な降雨量であった 1988 年のジェジェヴォ測水所の年平均流量は、流域面積 2.1 km^2 で 0.146 m^3/s であった。（Table.5-3-14 参照）クボラタ川の河川流量は、ジェジェヴォ測水所の流域面積 2.1 km^2 からクボラタ取水口地点の 1 km^2 へ流域換算で求めた。年平均流量は、0.069m^3/s と算定した。

(3) 地質

サンタイサベル島の 1:250,000 地質図(1991)[13]が基盤地質の文献である。地点の地質を Fig. 5-7-29 に示す。

[13] 1:200,000 SANTA ISABERA, unpublished, Manuscript photocopies.

(a) 地形地質概要

計画地点は、延長 3 km ほどのクボラタ川中下流部にあり、水系は折れ線状である。比高 10～40m ほどの谷が続き、中流は急流で滝がある。河床は礫質で幅 5～10m の浅い水深の川である。上流に緩傾斜地がある。取水地点付近左岸の 3 箇所には小崖下部の崖錐で充填された開口節理からの湧水があり、水道取水設備が設けられている。海岸のクボラタ集落東の河床右岸に量的に大きい湧水がある。1:500,000 地形区分図[14]ではブアラ集落－ササリ山(Mt. Sasari)より南東側がカルスト(Karst)とされる。隣接する計画地点は、カルスト未発達で、部分的に後背カルスト地からの地下水供給の可能性が考えられる。海岸まで急斜面が続き基盤岩のマルト石灰岩累層(Maruto Limestone Formation)が分布している。地層の方向は海岸線と平行で、一般に中～高角といわれるが、20～40 度の南西傾斜が測定された。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、左岸の露岩小崖直下の狭小な平坦部で、河床または崖錐性の砂礫が分布する。周辺の斜面に露岩は比較的少ない。マルト石灰岩累層は、成層するが密着する層理で硬い岩石である。節理は 1m 間隔ほどである。表層部では、風化、溶食または傾動による開口節理に土砂が流入している。水路経過地は、左岸を通過し、一般に崖錐堆積物または赤褐色土が分布するが、数箇所の露岩がみられ急傾斜部では岩盤深度は浅いと考えられる。未固結堆積物と基盤岩が繰り返す分布となる。

発電所地点は、クボラタ集落の南端で礫質の河床または崖錐性の堆積物からなると考えられる。

(4) 発電計画

クボラタ川の急峻部分の高落差とササリ山の高降雨地域からの泉を開発するため、取水口は３つの泉を集水できる位置を選定した。水槽は、標高 244m の最下段の泉に設置する。発電所は、海岸から約 300m にあるクボラタ村の斜面麓に位置する。利用可能な落差は、取水位 244m および放水位 10m として落差 234m である。最大使用水量は、ブアラ発電所の最大使用水量を 0.09 m^3/s を流域換算して 0.05 m^3/s と仮定した。この最大使用水量は、年間を通じて 215 日（59%）利用可能であり、流量設備利用率 0.8 に相当する。（Fig.5-7-30 参照）　設備出力は、総落差 234m の下に最大使用水量 0.05 m^3/s、ペルトン水車により 80 kW となり、年間発生電力量は 563 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-27 (1)～(5)に示す。取水堰は、第１取水口（標高 296m）、第２取水口（標高 291m）、および第３取水口（標高 244m）の３つに設置し、泉の水を第３取水口の直下流に設置する水槽へと埋設管により導水する。水圧鉄管は、内径 250 mm、延長 917m をクボラタ川左岸に埋設する。急峻な斜面の麓に位置する発電所は、地上式で幅 9.5m、長さ 5.8m、高さ 3.8m の建屋とし、

[14] Text map 14 LANDFORMS, Volume 5 Santa Isabel, Land Resources of the Solomon Islands, D.O.S., 1976.

ペルトン水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 10m 設置する。

(6) アクセス

プロジェクトの重量物を荷揚げするため、ブアラの桟橋が利用可能である。ブアラからクボラタまでは、州道の改良または新設が海岸沿いに 2 km 必要になる。取水口までの工事用道路の建設は、急峻な斜面で困難な為、工事用輸送手段として仮設索道やモノレール等の代替手段が必要である。

(7) 環境

取水口計画地点は既設水道設備の下流に位置するため、本計画は同設備の水供給に影響は及ぼさないと思われる。しかし、第２取水口付近に既設水道設備の余剰水を利用した田畑があることから、乾期にはこうした農業用水への供給が必要となる。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$1,649,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-11 Project Cost of Kubolata Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	463,000	Pipe,L:180m
B. Equipment			
Metal Works	US$	302,000	D:0.25m,L:917m
Turbine &Generator	US$	494,000	Pelton
Transmission Line	US$	160,000	L:2.5km,11kV
Sub-total of item A & B	US$	1,419,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	14,000	1% of sub-total
Engeering	US$	156,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	60,000	Refer to Chapter 5.6.3
Total Project Cost	US$	1,649,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.8 ワイマプル水力

(1) 概要

ワイマプル水力はサンクリストバル島北海岸のワイマプル川に計画された水力発電所である。計画地点は Fig.5-7-31 に示すようにマキラ州の州都キラキラの西 12㎞ に位置する。本計画はワイマプル川にある滝の落差を利用した流込み式発電所により、出力 20kW、年間発生電力量 170 MWh を発電するものである。

本計画は Fig.5-7-32(1)に示す取水堰、水路系、発電所の建設が必要である。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のために、2.0 ㎞ が必要となる。また、ワイマプル発電所からセカンダリースクールまで 415kV 配電線が 2.0 ㎞ 必要である。

工事費は 0.9 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元は以下に示すとおりである。

島　　：サンクリストバル島

河川名	：ワイマプル川
流域面積	：2.8 km^2
河川流量	：0.1 m^3/s (1999 年 11 月 29 日観測)
総落差	：32.0m
有効落差	：30.0m
最大使用水量	：0.1 m^3/s
設備出力	：20 kW
年間発生電力量	：170MWh
取水堰	：底部取水方式
水圧鉄管	：内径 300mm, 延長 238.5m
水車	：ポンプ逆転水車（1 台）
発電機	：同期発電機（1 台）
配電線	：2.0km (415V)
アクセス道路	：2.0km
工事費	：0.9 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

ワイマプル川はサンクリストバル島北部に位置し、流域面積のほとんどが熱帯雨林で占められ、河口付近に多少の平野地帯が存在する。ワイマプル川は標高 600m に源を発し、北方向の海に注ぐ。ワイマプル川中流付近に 2 つの滝を確認した。下流側から第 1 滝は落差 20m、その上流は緩やかな勾配が続き、第 2 滝の滝壺へと続いている。河川長は短く、第 2 滝から海まではおおよそ 3 km である。

長期降雨の観測データはキラキラ観測所で 1965 年以来 33 年間観測され、年平均降雨量は 3,481 mm である。年間を通じて降雨による顕著な季節変動はないが、Fig.5-7-33 に示すように 6 月と 9 月から 12 月にかけてが乾期にあたる。降雨量は貿易風の影響が大きいと言われている。貿易風は夏と冬にかけて ITCZ（赤道収束帯）が移動するのに伴い、風向きが変化する。貿易風の変化期は不安定な天候が続く傾向にあり、結果としてこの時期に降雨量が低下する。Table.5-7-12 に示すとおり、月平均降雨量の最大は 3 月の 349 mm と最小は 6 月の 236 mm である。

ワイマプル川における長期流量観測データは存在しない。第 2 次現地調査において、ワイマプル川の流量観測を実施した結果は 0.1 m^3/s であった。（1999 年 11 月 29 日観測） キラキラの西側を流れるフロ川の流量観測は、ワイテテ村地点において 1987 年より行われている。1994 年から 1995 年にかけての一連観測データによると流域面積 6.2 km^2 における年間平均流量は 0.38 m^3/s である。

(3) 地質

サンクリストバル島は、現在地質図作成計画が進行中で、北西部[15]を除き 1:1,000,000 ソロモン諸島地質図(1969)[16]が地質分布を示すものである。谷部の地質分布を地表踏査で修正した。地点の地質を Fig. 5-7-34 に示す。

---

[15] AROSI, San Cristbal Sheet SC 1 and ARSI-WEST BAURO, San Cristbal Sheet SC 2

[16] 1:1,000,000 Geological Map of the British Solomon Islands, 2nd edition, D.O.S., 1969.

(a) 地形地質概要

計画地点は、中下流部にあり、浸食の進んだ丘陵と渓谷からなる。河床は、狭小で両岸に露岩が多く、二つの滝がある。発電所地点から下流では河原の発達する箇所もある。左右岸の支沢頭部、斜面の一部に湧水がみられる。基盤深度は浅く表層堆積物が比較的薄いため、斜面の保水性は小さいが、地下水位は高く、降雨後の流出変動は比較的大きいと考えられる。塩基性火成岩類(Basic Igneous Rocks)は主に玄武岩溶岩で河岸から斜面に良く露岩している。アロシ層(Arosi Beds)の礁性石灰岩などが丘陵頂部を被覆すると考えられているが、河岸の一部に溶出石灰で覆われる玄武岩があるだけである。河床、河岸には石灰岩の露頭はみられず、転石は稀であるため、その分布は限られたものであると思われる。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、河床幅 4～5m の渓谷で両岸は露岩する。左右岸は 30～60 度の斜面で下方 1.5m ないし 4m は露岩し、河床には砂礫がある。玄武岩溶岩が主体である。硬岩であり、比較的広い間隔の節理である。右岸直上に節理面上の崖錐が幅 4m、高さ 7m にわたり滑落した崩壊地がある。

水路経過地は、左岸の尾根末端部で薄い崖錐堆積物と表層風化 1m 程度の玄武岩が分布する。発電所地点は、左岸斜面下部であり、比高のある平坦地はない。

後背斜面は一部露岩するが崖錐の 40～45 度の斜面で小崩壊がみられる。

(4) 発電計画

滝からの水とその落差を開発するため、取水堰は第 2 滝（標高 97m）の 35m 下流地点に選定した。（Fig.5-7-32、Photo.5-7-15～16 参照）

発電所は第 1 滝の 25m 下流地点に設置し、放水位を 65m 地点と定めた。利用可能な落差は取水位 97m および放水位 65m とした落差 32m である。最大使用水量はフロ川観測データから流域換算した平均流量とワイマプル川での観測値をもとに 0.1 m^3/s と算定した。設備出力は総落差 32m の下で、最大使用水量 0.1 m^3/s としてクロスフロー水車より 20 kW となる。また、年間発生電力量は、Fig.5-7-35 の流況図をもとに 170 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトと設計図を Fig. 5-7-32 (1)から(4)に示す。取水堰は標高 97m の基礎岩盤が露出した狭隘な谷に設置し、水圧管路に導水する。沈砂池は取水口の直下流左岸に設置する。水圧鉄管は、内径 300 mm、延長 238.5m を下滝から 25m 下流左岸に位置する発電所まで敷設する。発電所は、地上式で幅 9.5m、長さ 5.8m、高さ 3.8m の建屋とし、ポンプ逆転水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 5m 設置する。

(6) アクセス

ワイマプルから未舗装州道を 6 km 上ったカオナスグ村に至近の港湾がある。アクセスは、本プロジェクトの建設と管理維持のために、セカンダリースクールから発電所地点まで 2.0 km 必要となる。キラキラとワイマプル間においては、主要川に（フロ川を除く）橋がないことからアクセスが難しい。

(7) 環境

発電所上流に水道設備は存在しない。減水区間は 240m と距離が短いため、環境に与える影響は少ないと思われる。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$912,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-13 Project Cost of Waimapuru Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	387,000	
B. Equipment			
Metal Works	US$	77,000	D:0.3m,L:238.5m
Turbine &Generator	US$	124,000	Pump reverse running
Transmission Line	US$	101,000	L:2km,415V
Sub-total of item A & B	US$	689,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	7,000	1% of sub-total
Engeering	US$	156,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	60,000	Refer to Chapter 5.6.3
Total Project Cost	US$	912,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.9 ソラベ水力

(1) 概要

ソラベ水力地点は、チョイセル島北西部を流れるスイ川支流、ソラベ川にかかるソラベ滝に計画された地点である。（Fig.5-7-36 参照） 計画地点は、チョイセル州の州都タロの東 5 km に位置する。本計画は、ソラベ滝の落差と流量からなる水資源を、流込み式水力発電所により出力 70 kW、年間発生電力量 592 MWh を発電するものである。

本計画では、Fig.5-7-37(1)に示すとおり取水堰、沈砂池、水圧管路および発電所の建設が必要である。アクセス道路は、計画の建設と維持管理のため 384mが必要である。また、ソラベ発電所からセカンダリースクールまで 11kV 送電線が 6.0 km 必要である。

工事費は 1.9 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

プロジェクトの主要な諸元は以下のとおりである。

島 ：チョイセル島
河川名 ：ソラベ川
流域面積 ：9.5 km^2
河川流量 ：0.99～1.83 m^3/s（1977 年からの７回の観測結果）
総落差 ：10.0m
有効落差 ：9.0m
最大使用水量 ：1.1 m^3/s
設備出力 ：70 kW
年間発生電力量 ：592 MWh

取水堰	：高さ 3.5m, 堤長 12.0m
開水路	：幅 1.1m, 高さ 1.1m, 延長 32m
水圧鉄管	：内径 1.2m, 延長 81.0m
水車	：クロスフロー水車（1台）
発電機	：同期発電機（1 台）
送電線	：6.0km (11kV 1 回線)
アクセス道路	：384m
工事費	：1.9 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

ソラベの流域は、チョイセル島北西に位置している。ソラベ川はスイ川の支流であり、河口から 4 km 上流にあるソラベ滝でスイ川と合流する。ソラベ川は流域南部に位置する石灰岩カルスト高地の麓に源を発する。河川は、Photo.5-7-17 に示す自然にできた石灰岩の開水路を流れる。滝の上で川幅 2m あり、滝の下では幅 20m となっている。滝の高さは、約 10m である。(Photo 5-7-18 参照)

降雨資料は、タロ観測所で 1975 年以来 23 年間観測したものが利用可能であり、年平均降雨は 3,375 mm である。Fig.5-7-38 に示すとおり 2 つの季節があり、北西季節風の期間は 11 月から 3 月まで、南東季節風は 4 月から 10 月までである。降雨量は季節風に対応して、北西季節風により 4 月に激しい降雨が発生し、南東季節風により 7 月にも強い降雨が起きる。Table.5-7-14 に示すとおり最大月平均降雨は、7 月の 348 mm であり、最低月平均降雨は 12 月に 186 mm である。

ソラベ川の長期流量データは無いが、河川流量観測は 1977 年以来 JICA 調査団が 1999 年 11 月 21 日に観測したものも含めて 7 回実施されている。これらの観測資料から判断すると河川流量はほとんど 1.1 m^3/s を超過している。

観測実施日	流量（観測値）
1977 年 6 月 21 日	1.69 m^3/s
1977 年 6 月 22 日	1.59 m^3/s
1977 年 6 月 22 日	1.83 m^3/s
1978 年 8 月 31 日	0.99 m^3/s
1978 年 8 月 31 日	1.10 m^3/s
1978 年 9月 4 日	1.20 m^3/s
1999 年 11 月 21 日	1.15 m^3/s

(3) 地質

1:50,000 地質図(1977) [17]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-39 に示す。

(a)地形地質概要

計画地点は、スイ川[18]との合流部が滝となっている右支流のソラベ川下流部にあり、水系は直線的で小屈曲を伴っている。ソラベ川は浅い谷で、両岸・河

[17] CHOISEUL BAY, Choiseul Geological Map Sheet CH 1.

[18] CHOISEUL Sheet 6/156/10, Series X711 (D.O.S.456), Edition I-D.O.S. 1971 では、北東上流部の谷に水路が示されないが、地質図ではそれをスイ川とし東南東側をソラベ川としている。

床は急流で露岩し堆積物は少ない。河床脇の一部には並列状の旧流路跡が残っている。1:500,000 地形区分図[19]ではカルスト状地域(Karstic Area)内であり、南部のカルスト(Karst)と接している。ソラベ川最上流に湧水のない洞穴がある。左岸の露岩節理の一部に湧水がみられる。海岸部からスイ川下流は、湿地堆積物が広く分布する。沿岸側は、珊瑚礁石灰岩と礁湖堆積物が帯状に分布する。基盤岩はペムバ累層(Pemba Formation)でソラベ川合流点より下流側にはムバニ石灰シルト岩部層(Mbani Calcisiltite Member)、上流側にはスイ石灰砂岩部層(Sui Calcarenite Member)が分布する。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、河床幅 2～5m の露岩した渓流で、左右岸は 1～3m の鉛直壁の外側は平坦または緩傾斜である。スイ石灰砂岩部層のやや軟質で塊状の石灰砂岩主体でまれに浸食に強い砂質岩層がある。地層は水平から 5 度以下で下流側へ傾斜する。河川に平行および直交の節理があり、一部の岸壁下部から滲み出しがみられる。水路経過地は、左岸脇の緩斜面で崖錐堆積物と風化岩が分布する。発電所地点は、合流点下流側のスイ川左岸であり、5～10m 高さの河岸崖上の平坦部を堀込むため、基盤岩上となる。地層境界、断層に近く風化、空洞など不良部がある。

(4) 発電計画

石灰岩のカルスト地域から流れ出る流量とソラベ滝の落差を開発するため、取水口は滝から約 100m 上流の標高 18.4m に選定した。発電所は、滝から 50m 下流に位置し、放水位はスイ川の洪水を避けるため標高 8.4m とした。利用可能な落差は、取水位 18.4m および放水位 8.4m として落差 10m である。

ソラベ川の長期流量資料は無いが、最大使用水量は、観測結果と多降雨量の石灰岩カルスト地域の安定した流況をもとに 1.1 m^3/s と仮定した。また、河川流量観測結果が 1.1 m^3/s をほぼ常に上回っていることから、この最大使用水量 1.1 m^3/s は、年間を通じて 329 日（90%）利用可能であると仮定した。

設備出力は、総落差 10m の下に最大使用水量 1.1 m^3/s で クロスフロー水車により 70 kW となる。また年間発生電力量は Fig.5-7-40 の流況図より 592 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-37 (1)～(3)に示す。取水堰は、標高 18.4m の露出した岩盤上に設置し、水槽までの 31.9m を開水路で導水する。ソラベ川の堆砂量は多くなく、水槽までの距離も近いことから沈砂池を省略した。水槽は幅 4.6m、延長 7.5m、高さ 1.5m より容量約 160m^3 である。水圧鉄管は、内径 1,200 mm で水槽からソラベ滝 30m 下流に位置する発電所まで 570m を地上に敷設する。発電所は、地上式で幅 10.5m、長さ 7.5m、高さ 3.8m の建屋とし、クロスフロー水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量をスイ川へ戻すため開水路を 8m 設置する。

---

[19] Text map 16 LANDFORMS, Volume 6 Choiseul and the Shortland Islands, Land Resources of the Solomon Islands, D.O.S., 1977.

(6) アクセス

桟橋がセカンダリースクール近くの森林伐採道路の終点にある。桟橋より発電所地点の下流 400m にある仮設橋までは 5 km の未舗装の森林伐採道路が通じている。工事用道路としては、プロジェクトの建設および維持管理のため、既設森林伐採道路から発電所および取水口まで 384m 必要である。

(7) 環境

ソラベ川の水は、下流のセカンダリースクールと木材伐採会社に水道水として導水されているが、水道設備は取水口計画地点の上流より取水しているため、本計画に影響はないと思われる。スイ川下流のマングローブ湿地帯ではワニや魚の生息が確認されていることから、建設期間中および建設後においても、水質の管理には十分配慮する必要がある。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$1,859,000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-15- Project Cost of Sorave Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	543,000	Open,L:31.9m
B. Equipment			
Metal Works	US$	329,000	D:1.2m,L:80.6m
Turbine &Generator	US$	432,000	Cross Flow
Transmission Line	US$	323,000	L:6km,11kV
Sub-total of item A & B	US$	1,627,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	16,000	1% of sub-total
Engeering	US$	156,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	60,000	Refer to Chapter 5.6.3
Total Project Cost	US$	1,859,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.10 ルエンバレレ水力

(1) 概要

ルエンバレレ水力はサンタクルズ諸島のネンド島西部に位置する。計画地点は Fig.5-7-41 に示すようにテモツ州の州都ラタの南 9 km に位置する。本計画はルエンバレレ川にある滝の落差を利用した流込み式発電所により、出力 50 kW、年間発生電力量 432 MWh を発電するものである。

本計画は Fig.5-7-42(1)に示すとおり、取水堰、沈砂池、導水路、水槽、発電所の建設が必要である。アクセスは、本プロジェクトの建設と維持管理のために、2.8 km が必要となる。また、ルエンバレレ発電所からラタまで 11kV 送電線が 22.0 km 必要である。

工事費は 4.1 百万米ドルで、土木、電気機器、送電線、土地補償、エンジニアリングおよび予備費を含む。

本計画の主要諸元は以下に示すとおりである。

島　　：ネンド島（サンタクルーズ諸島）

河川名　　：ルエンバレレ川

流域面積　　：2.4 km^2
河川流量　　：0.24m^3/s
(1971～1997 年の年間降雨データより推定)
総落差　　：35.0m
有効落差　　：31.0m
最大使用水量　：0.24m^3/s
設備出力　　：50 kW
年間発生電力量：432 MWh
取水堰　　：高さ 1.4m, 堤長 3.4m（底部取水方式）
開水路　　：幅 0.8m, 高さ 0.8m, 延長 1,900m
水圧鉄管　　：内径 400mm, 延長 198.97m
水車　　：ポンプ逆転水車（1 台）
発電機　　：同期発電機（1 台）
送電線　　：22.0km (11kV 1 回線)
アクセス道路　：2.8m
工事費　　：4.1 百万米ドル(SB=0.2US$, 2000 年)

(2) 水文気象

ルエンバレレ川流域はネンド島西部に位置し、そのほとんどが低地形（標高 400m 程度）の熱帯雨林であり、島の西海岸に向かって広い低地が存在する。ルエンバレレ川は標高 300m に源を発し、西方向の海に注ぐ。ルエンバレレ川中流付近に 1 つの滝を確認し、滝の落差は 10m、その下流は緩やかな勾配が河口まで続いている。滝から海まではおおよそ 7 km である。

長期降雨の観測データは、ラタ観測所で 1970 年以来 28 年間観測され、年平均降雨量は 4,271 mm である。年間を通じて降雨による顕著な季節変動はないが、Fig.5-7-43 に示すように 6 月と 11 月から 12 月にかけてが乾期にあたる。降雨量は貿易風の影響が大きいと言われている。貿易風は夏と冬にかけて ITCZ（赤道収束帯）が移動するのに伴い、風向きが変化する。貿易風の変化期は不安定な天候が続く傾向にあり、結果としてこの時期に降雨量が低下する。Table.5-7-16 に示すとおり、月平均降雨量の最大は 3 月の 422 mm と最小は 6 月の 292 mm である。

ルエンバレレ川における長期流量観測データは存在しない。流域面積 2.4 km^2 のルエンバレレ川における年間平均流量を水収支の関係から推定した。年間降雨量と蒸発量をそれぞれ 4,271 mm、964 mm とすると、年間平均流量は 10 m^3/s/100 km^2、0.24 m^3/s と算定した。

(3) 地質

1:50,000 地質図(1975) [20]が計画地点をカバーしている。地点の地質を Fig. 5-7-44 に示す。

(a) 地形地質概要

計画地点は、ルエンバレレ川の上流部にあり、水系は樹枝状である。

[20] WEST NENDO, Nendo Geological Map Sheet E0I 1.

メンガル火山岩類(Mengalu Volcanics)は、火山中心付近の火山角礫と溶岩からなり、ネンド島西部の中軸に分布する。第三紀のマルエ層(Malue Beds)は、石灰砂岩と石灰シルト岩の互層からなり、一部に 40～50 度の層理や小褶曲がみられるが、緩傾斜でメンガル火山岩類を取り巻いている。

(b) 各構造物地点の状況

取水地点は、上流部で分枝する支流の合流後の位置で、火山岩類の露岩状況はよい。水路経過地は、左岸の中～緩傾斜面で、河岸付近の火山岩類をとおり、マルエ層分布地に入って、支流の一つを横断し小さな尾根に至る。発電所地点は、河川の急曲部を含む沖積層分布地の左岸で、基盤はマルエ層である。

(4) 発電計画

滝からの水とその落差を開発するため、取水堰は滝の直上地点（標高 135m）に選定した。（Fig.5-7-42(1)、Photo.5-7-19 参照）　発電所は滝の 2,100m 下流地点に設置する。最大落差を得るよう放水位を 100m地点と定めた。利用可能な落差は取水位 135m および放水位 100m とた 35m である。流況図は、高降雨量や小流域面積を勘案して、ジェジェボ川流況図をもとに推定した。最大使用水量は年間を通じて 329 日（90%）利用可能である 0.24 m^3/s と算定した。（Fig.4-7-45 参照）設備出力は、総落差 35m の下で最大使用水量 0.24m^3/s として、クロスフロー水車により 50 kW となる。また、年間発生電力量は、Fig.5-7-45 の流況図をもとに 432 MWh である。

(5) レイアウト

レイアウトおよび設計図を Fig. 5-7-42 (1)～(4)に示す。取水堰は標高 135m の滝直上流に設置する。沈砂池は取水口直下流左岸に設置する。導水路は水路勾配 1/1,000、延長 1,900m の開水路とする。水槽は幅 5.0m、延長 11.6m、高さ 1.9m より容量約 33m^3 である。水圧鉄管は、内径 400 mm、延長 199m をルエンバレレ川左岸に位置する発電所まで敷設する。発電所は、地上式で幅 9.5m、長さ 5.8m、高さ 3.8m の建屋とし、ポンプ逆転水車と同期発電機を各 1 台格納する。放水路は、発電使用水量を河川へ戻すため開水路を 5m 設置する。

(6) アクセス

本プロジェクトの重量物を荷揚げする至近の港湾はラタである。ラタから本計画地点までは 21 km の既設道路が存在する。アクセス道路は、既設林道から発電所、取水口まで 2.8 km の建設が必要である。

(7) 環境

第２次現地調査において、河川上に多くの堆砂や流木を確認した。州政府の情報でも、洪水時に大幅な水位変動が生ずることを確認した。したがって、取水口での堆砂を最小限に抑える必要がある。

(8) 工事費

工事費は以下のとおり US$4,117000 と算定した。詳細工事数量と工事費内訳は Appendix.5-2 に示すとおりである。

Table 5-7-17 Project Cost of Luembalele Hydropower

Item	Unit	Cost	Remarks
A. Civil Works	US$	2,250,000	Open, L:1900m
B. Equipment			
Metal works	US$	117,000	D:0.4m,L:203.0m
Turbine &Generator	US$	309,000	Pump reverse running
Transmission Line	US$	1,186,000	L:22km,11kV
Sub-total of item A & B	US$	3,862,000	
C. Others			
Land acqusition	US$	39,000	1% of sub-total
Engeering	US$	156,000	Refer to Chapter 5.6.3
Contingency	US$	60,000	Refer to Chapter 5.6.3
Total Project Cost	US$	4,117,000	

Note:SB$=0.2US$(year:2000)

5.7.11 結論

マスタープランにおける水力発電検討で達した主要な結論を以下に示す。また、提案した水力地点の位置図を Fig.5-7-46 に示す。

(1) ガダルカナル

マオタプク１,２およびササ水力地点は、現在ルンガディーゼル発電所より供給されているホニアラ系統へ供給するのに適した位置にある。これらの流込み式水力発電所はベースロードエネルギーを供給し、既存ディーゼル発電所の燃料消費を大きく減少させることが出来る。しかしながら、これらの地点は第２次現地調査で調査していない。したがって、現地調査をプロジェクトの次の段階へ進む前に実施する必要がある。

(a) マオタプク１水力

出力 1,600kW、年間発生電力量 7,838MWh の全体工事費は US$24,870,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$15,544kW、US$3.17/kWh である。

本計画は全体工事費の 44%を占める延長 1,620m のトンネル建設が要求される。開水路が採用されれば、プロジェクトコストは大きく下がるので、開水路適用の可能性を検討するため、現地踏査が必要である。

(b) マオタプク２水力

出力 1400kW、年間発生電力量 6,619MWh の全体工事費は US$27,027,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$19,305/kW、US$4.08/kWh である。本計画は全体工事費の 34%を占める延長 1,400m のトンネル建設が必要である。開水路が採用されれば、全体工事費は大きく下がるので、開水路適用の可能性を検討するため、現地踏査が必要である。マオタプク２水力はマオタプク１水力に比べ高いが、これは全体工事費の 15%を占める送電線工事が含まれているからである。

(c) ササ水力

出力 280kW、年間発生電力量 2,396MWh の全体工事費は US$6,211,000 で

ある。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$22,182/kW、US$2.59/kWh である。計画地点までのアクセス道路建設条件は良く、工事用資機材の搬入にも大きな障害はない。JICA 調査団は第１次現地調査時に、河川勾配が地形図に比べ緩い印象があったため、取水口と放水路間の落差を確認するため、水準測量を実施する必要がある。

(2) マライタ

マライタ島の北西部は急峻な地形と高い降雨という水力発電に適した条件を備えている。さらに、各プロジェクトサイトに州道が隣接していることも大きな利点である。特にマルウ地区にはシロロ水力(2,100kW)、ロリ水力(300kW)、タンバ(240kW)、およびアエロ(130kW)と有望な地点が点在する。送電線が建設されれば、これらの水力地点のみならず州都であるアウキへの電力供給が可能となる。

(a) シロロ水力

出力 2,100kW、年間発生電力量 10,495MWh の全体工事費は US$28,261,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$13,458/kW、US$2.69/kWh である。

プロジェクト実現への鍵となるのは、1,730m にわたるトンネル建設と山岳中に 6.3 km におよぶアクセス道路を建設することである。トンネル建設費は全体工事費の 46%にあたる 11.4 百万米ドルを要するため、詳細導水路検討が必要である。取水口地点、水槽および水圧鉄管へのアクセスはその経過地が熱帯林に覆われたゴルジュにあるため、技術的に難しい工事となる。これらの不利な点にも関わらず、シロロ水力地点は経済的に良く、アウキ系統へ 2,100kW 送電可能な有望な水力地点である。

(b) ロリ水力

出力 300kW、年間発生電力量 2,526MWh の全体工事費は US$5,989,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$19,963/kW、US$2.37/kWh である。本地点は、プロジェクト実施上いくつかの利点がある。

-河川の源が泉であるため流況が年間を通じて安定している。

-流域面積が僅か 2km^2 と小さいため、洪水量が小さい。

-州道から取水口まで 900m とアクセスが短い。

-発電所計画地点は州道から 100m と近い。

-水路系の建設は丘陵地帯にあるため、容易である。

-河川の流量資料を得るため、測水所が既に運用されている。

以上のことを勘案すると、近い将来での工事実施の準備が整っている有望な水力地点である。

(c) クアレア水力

出力 600kW、年間発生電力量 2,541MWh の全体工事費は US$18,185,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$30,308/kW、US$7.16/kWh である。プロジェクトは貯水用ダムの建設が必要であり、サイトのアクセスは良いが、河川のポテンシャルは、コンクリート総量 25,000m^3

の建設を正当化できない。したがって、ダムの建設が他の目的で建設されるならば、本地点の水力発電は可能である。

(3) クボラタ水力

出力 80kW、年間発生電力量 563MWh の全体工事費は US$1,649,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$20,613/kW、US$2.93/kWh である。クボラタ地点は現行の 0.05m^3/s 以上に大きな水量が利用できれば、当地点はより経済的となる。使用水量の増加はプロジェクトの便益が直接的に向上する。プロジェクトの実施については、ブアラ発電所の設計と建設実績が参考となりうる。設計に関しては埋設パイプを鉄管として採用可能である。取水口、水槽、鉄管の工事に際し、人海戦術ベースでの建設が可能である。

(4) ワイマプル水力

出力 20kW、年間発生電力量 170MWh の全体工事費は US$912,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$45,600/kW、US$5.36/kWh である。本計画は経済的側面からは良い地点ではないが、ワイマプルの電力需要は高いもがある。セカンダリースクールは、ポンプアップ用ディーゼル発電機が故障し水供給が不可能になったため、学校が閉鎖された経緯がある。本計画において落差や使用水量の増加は、経済性の向上に繋がる。したがって、取水位、放水位間の水準測量や流量測定等の詳細調査がプロジェクト容量決定に際し不可欠である。

(5) ソラベ水力

出力 70kW、年間発生電力量 592MWh の全体工事費は US$1,859,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$26,557/kW、US$3.14/kWh である。ソラベ水力は基準落差 10m、最大使用水力 1.1m^3/s のマイクロ水力としては低落差、大流量の水力発電となる。最大使用水量が大きいことから、それらによって決まる水路系、水槽、鉄管の構造物寸法が大きくなり、その結果工事費が増加する。他方、落差の上昇はプロジェクトの経済性を向上させることから、スイ川の放水路水位の詳細な検討は基準落差の設定に必要不可欠である。

(6) ルエンバレレ水力

出力 50kW、年間発生電力量 432MWh の全体工事費は US$4,117,000 である。kW および kWh あたりの建設費はそれぞれ US$82,340/kW, US$9.53/kWh である。本計画は全体工事費の 31%を占める延長 1,900m の開水路および 29%を占める 22km の 11kV 送電線建設が必要となる。本計画単独では経済的に採算はとれないが、現在 USAID が同河川で計画している水供給計画と共同実施すれば、ベーシック・ヒューマン・ニーズの観点からも有望な地点であるといえる。したがって、取水位、放水位間の水準測量や流量測定等の詳細調査がプロジェクト容量決定に際し、不可欠である。

SOLOMON ISLANDS METEOROLOGICAL SERVICE
CLIMATOLOGICAL DATA

Table 5-3-1 Monthly Mean Tempterature (Degree Celsius)

STATION : HONIARA ISLAND: GUADALCANAL YEAR : 1951 - 1997

LATITUDE: 09 25 'S LONGITUDE: 160 03 'E ELEVATION : 7.9 M

YEARS	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
1951	27.1	26.6	26.2	26.6	26.4	26.6	25.9	26.2	26.4	26.7	27.1	27.1
1952	27.2	27.3	26.9	26.4	26.9	26.5	26.1	26.5	26.4			
1953	27.1	26.7	26.3	26.0	25.8	26.3	25.7	25.7	26.1	26.5	26.8	26.7
1954	26.8	26.4	26.7	26.8	26.8	26.5	26.4	26.3	26.7	26.6	26.5	26.7
1955	27.0	26.9	26.2	26.7	26.7	26.4	26.2	26.3	26.1	26.7	26.4	25.9
1956	26.4	26.4	26.1	26.6	27.1	26.7	26.6	26.8	27.1	27.2	26.9	27.0
1957	26.8	26.3	26.3	26.8	26.5	26.0	26.1	26.5	26.5	26.6	26.7	27.0
1958	27.1	27.3	27.2	26.9	26.8	26.2	26.1	26.5	27.0	27.0	26.8	26.5
1959	26.9	26.7	26.8	26.8	26.8	26.5	26.2	25.9	25.8	26.6	26.8	26.9
1960	26.8	26.4	26.3	26.5	27.1	26.6	26.0	26.4	26.7	26.5	27.3	27.1
1961	27.2	27.2	26.9	27.0	27.0	26.7	26.0	26.4	26.4	26.4	26.5	27.0
1962	27.2	26.8	26.9	26.6	26.6	26.1	26.5	26.3	26.7	27.0	26.6	26.6
1963	26.9	26.7	26.6	26.7	26.7	26.8	26.1	26.5	26.3	26.1	26.2	26.6
1964	26.9	27.1	27.0	26.9	26.8	26.3	26.2	26.3	26.9	26.8	26.6	26.5
1965	26.6	26.7	26.3	26.4	26.2	25.6	25.2	25.3	26.2	26.2	26.2	26.8
1966	26.8	27.1	26.7	26.7	26.6	26.5	26.3	26.6	26.6	26.9	26.5	26.6
1967	26.5	26.4	26.4	26.5	26.7	26.7	26.2	26.2	26.5	26.2	26.2	27.0
1968	26.8	26.5	26.7	26.3	26.8	26.6	26.0	26.1	26.3	26.6	26.8	26.8
1969	26.8	26.9	27.1	27.4	27.4	26.8	26.3	26.2	26.7	27.0	27.2	26.8
1970	27.4	26.9	27.2	26.6	26.9	26.5	26.4	26.6	26.5	26.5	26.7	26.8
1971	26.6	26.7	26.0	26.5	26.6	26.3	26.0	26.3	26.6	26.5	26.8	26.5
1972	26.2	26.9	26.5	26.6	26.7	26.1	25.8	25.3	26.0	26.4	27.3	27.2
1973	27.5	27.0	27.2	27.0	26.6	27.0	26.2	26.5	26.9	26.6	26.9	26.8
1974	26.4	26.2	26.5	26.7	26.6	26.7	26.7	26.6	26.6			
1987			27.5	27.2	27.1	26.9	26.6	26.3	27.3	27.5	27.8	27.5
1988	27.4	27.5	28.1	27.4	27.9	27.2	26.8	26.9	27.0	27.0	27.0	26.6
1989	27.0	26.5	26.9	27.0	26.8	26.9	27.1	27.3	27.4	27.8	28.5	27.7
1990	27.9	27.7	27.8	27.6	27.8	27.3	27.0	27.3	27.2	28.0	27.9	27.7
1991	27.9	27.6	27.6	27.9	27.6	27.5	26.8	27.0	26.7	27.1	27.0	27.9
1992	27.7	27.1	27.3	27.2	27.3	27.2	26.7	27.0	26.9	27.0	26.9	27.6
1993	27.5	27.4	27.4	27.6	27.1	27.0	26.3	25.8	26.3	26.7	27.6	27.8
1994	27.7	27.4	27.6	27.5	27.3	26.6	26.4	26.8	26.6	27.1	27.4	27.5
1995	28.2	27.9	27.2	27.8	27.6	27.5	27.6	27.7	27.5	27.6	28.2	27.6
1996	27.5	27.8	27.5	27.8	27.4	27.2	27.4	27.3	27.6	27.5	27.5	27.6
1997	27.6	27.4	27.3	27.3	27.2	26.5	27.6	26.4	26.1	25.8	27.1	28.1
Aver	27.1	27.0	26.9	26.9	26.9	26.6	26.4	26.5	26.6	26.8	27.0	27.0
Lowest	26.2	26.2	26.0	26.0	25.8	25.6	25.2	25.3	25.8	25.8	26.2	25.9
Highest	28.2	27.9	28.1	27.9	27.9	27.5	27.6	27.7	27.6	28.0	28.5	28.1
Entries	34	34	35	35	35	35	35	35	35	33	33	33

(Source: Solomon Islands Meteorological Service)

Table 5-3-2 Class A Pan Evaporation Data

(unit : mm)

Site	Hend	Munda	Taro	Lata
Island	Guadalcanal	New Georgia	Choiseul	Santa Cruz
Year				
1980				
1981				
1982	Incomp			
1983	1,835	Incomp		
1984	1,710	1,513		
1985	1,615	1,488		
1986	1,811	1,554		
1987	1,796	1,565		
1988	1,682	1,647	Incomp	Incomp
1989	1,771	1,724	1,528	1,403
1990	1,775	1,662	1,605	1,459
1991	1,580	1,567	1,203	1,488
1992	1,736	1,746	1,316	1,445
1993	1,690	1,626	1,391	1,479
1994	1,702	1,431	1,302	Incomp
1995	1,707	1,551	1,297	
1996	1,608	1,595	Incomp	
1997		1,633	Incomp	
mean	1,716	1,593	1,377	1,455
standard deviation	78	88	142	33
standard deviation / mean	5	5	10	2
Entries	14	14	7	5

(Sources : Solomon Islands Meteorological Service)

Note, Blank : No data available

Incomp : Incomplete Data

Table 5-3-3 Rainfall Data (Guadalcanal)

island	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal
station	Tangarare	Visale	Komarindi	Rove West	Honiara	Mt Austen	Henderson	Ruavatu	SIPL	Goldridge
gographical coordinates	159˚39'E9˚35'S	159˚42'E9˚15'S	-----	159˚56'E9˚25'S	159˚58'E9˚25'S	159˚58'E9˚28'S	160˚03'E9˚25'S	160˚23'E9˚26'S	-----	-----
source	Land Resources *b	Land Resources *b	MEMM *e	Forestry Note *c	SIMS *a	Forestry Note *c	SIMS *a	Land Resources *b	MEMM *e	MEMM *e
	G-1	G-2	G-3	G-4	G-5	G-6	G-7	G-8	G-9	G-10
1921										
1922								2,622		
1923								2,795		
1924								2,599		
1925								2,654		
1926								2,203		
1927								2,292		
1928								2,631		
1929								3,095		
1930								2,076		
1931								2,432		
1932								2,683		
1933								3,312		
1934								4,069		
1935								2,321		
1936								3,216		
1937								2,361		
1938								3,551		
1939								3,139		
1940								3,958		
1941								incomp		
1942										
1943										
1944										
1945										
1946										
1947										
1948										
1949										
1950										
1951										
1952										
1953										
1954					incomp					
1955					2,142					
1956					1,845					
1957		incomp			1,834					
1958		1,742			2,150					
1959		2,743			2,550					
1960		2,264			2,317					
1961	incomp	2,511			1,991			incomp		
1962	3,451	2,009			2,300			2,448		
1963	3,144				2,041			2,014		
1964	3,545			1,517	1,586	1,832				
1965	3,998			2,546	2,387	2,944		incomp		
1966	2,465			1,543	1,547	incomp		1,607		
1967	3,265	3,099		2,883	2,916	2,117				
1968	incomp	2,260		1,737	2,045	1,793		incomp		
1969	2,469			1,838	2,087	1,756				
1970				2,148	2,530					
1971				2,318	2,327					
1972				2,798	2,863					
1973				incomp	1,797					
1974					incomp		incomp			
1975							1,937			
1976							2,845			
1977							2,132			
1978							1,272			
1979					incomp		1,896			
1980					1,908		1,695			
1981					1,312		1,446			
1982					2,257		2,346			
1983					1,673		1,675			
1984					1,996		2,028		incomp	incomp
1985					2,509		2,231		2,292	incomp
1986			incomp		1,969		2,124		incomp	incomp
1987			3,812		1,305		1,195		1,129	3,077
1988			3,632		2,631		2,639		incomp	4,614
1989			5,227		1,929		1,828		incomp	2,764
1990			4,613		1,688		1,542		incomp	incomp
1991			incomp		1,828		1,752		incomp	incomp
1992			incomp		1,361		1,174		incomp	incomp
1993			incomp		1,264		1,195		incomp	incomp
1994					1,841		1,671			
1995					1,552		1,323			
1996					2,190		2,169			
1997					1,693		1,591			
mean	3,191	2,375	4,321	2,148	2,004	2,088	1,813	2,731	1,711	3,485
standard deviation	563	454	739	522	421	499	458	619	822	990
standard deviation / mean	18	19	17	24	21	24	25	23	48	28
entries	7	7	4	9	37	5	23	22	2	3

Note a : Solomon Islands Meteorological Service
b : Rainfall data for the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973, P.G. Ash, J R D Wall, J. R. F. Hansell, vol2
Land Resources Division, Tolworth Tower, Surbition, Surrey, England, KT6 7DY
c : Forestry Note No.13-13/86, Rainfall and other climatic data for forestry station to september 1986,
d : Weather and climate, and the influence of the southern oscillation on the rainfall of the Solomon Islands,
Micah Ariki, Wellington, New Zealand, 1990
e : Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources
Blank : No data available
incomp : incomplete data

Table 5-3-4 Rainfall Data (Guadalcanal)

(unit : mm)

island	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal
station	Mt. Chanapaho	Tenaru	Maraunia	Makina	Mbumbulake	Kakake	Leivasuvasu
gographical coordinates	-----	160˚05'E9˚25'S	160˚45'E9˚43'S	160˚49'E9˚50'S	-----	-----	-----
source	MEMM *e	Land Resources *b	Land Resources *b	Land Resources *b	MEMM *e	MEMM *e	MEMM *e
	G-11	G-12	G-13	G-14	G-15	G-16	G-17
1921							
1922		1,868	3,828				
1923		2,240	4,264				
1924		3,670	4,549				
1925		1,823	3,992				
1926		incomp	4,015				
1927		1,831	4,896				
1928		1,295	4,249				
1929		2,153					
1930		1,892					
1931		2,158					
1932		2,060					
1933		2,276					
1934		1,759					
1935		incomp					
1936							
1937							
1938							
1939							
1940							
1941							
1942							
1943							
1944							
1945							
1946							
1947							
1948							
1949							
1950							
1951							
1952							
1953							
1954							
1955							
1956							
1957							
1958							
1959							
1960							
1961				incomp			
1962				5,127			
1963		incomp		6,015			
1964				3,590			
1965				5,420			
1966				4,026			
1967				5,427			
1968				4,295			
1969				4,473			
1970							
1971				3,448			
1972							
1973							
1974							
1975							
1976							
1977							
1978							
1979							
1980							
1981							
1982							
1983							
1984	incomp				incomp		
1985	incomp				incomp	incomp	incomp
1986	incomp				incomp	incomp	incomp
1987	incomp				incomp	incomp	incomp
1988	incomp				3,056	incomp	incomp
1989	incomp				2,445	incomp	incomp
1990	incomp				1,890		incomp
1991	incomp				incomp		incomp
1992	incomp				incomp		incomp
1993	incomp				incomp		
1994					incomp		
1995							
1996							
1997							
mean	incomp	2,086	4,256	4,647	2,464	incomp	incomp
standard deviation	incomp	567	367	895	583	incomp	incomp
standard deviation / mean	incomp	27	9	19	24	incomp	incomp
entries	0	12	7	9	3	0	0

Note a : Solomon Islands Meteorological Service
b : Rainfall data for the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973, P.G. Ash, J R D Wall, J. R. F. Hansell, vol2
Land Resources Division, Tolworth Tower, Surbition, Surrey, England, KT6 7DY
c : Forestry Note No.13-13/86, Rainfall and other climatic data for forestry station to september 1986,
d : Weather and climate, and the influence of the southern oscillation on the rainfall of the Solomon Islands,
Micah Ariki, Wellington, New Zealand, 1990
e : Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources
Blank : No data available
incomp : incomplete data

Table 5-3-5 Rainfall Data (Malaita / Santa Isabel)

(unit : mm)

island	Malaita	Malaita	Malaita	Malaita	Santa Isabel	Santa Isabel	Santa Isabel	Santa Isabel
station	Auki	Nafinua	Su'u	Afa'Alomae	Allardyce	Buala	Tasia	Jejevo
gographical coordinates	160° 44'E8° 47'S	160° 54'E8° 45'S	160° 55'E9° 10'S	-----	158° 40'E7° 46'S	159° 36'E8° 08'S	159° 37'E8° 08'S	-----
source	SIMS *a	Land Resources *b	Land Resources *b	MEMM *e	Forestry Note *c	SIMS *a	Land Resources *b	MEMM *e
	ML-1	ML-2	ML-3	ML-4	SI-1	SI-2	SI-3	SI-4
1956	3,130 *d							
1957	2,576 *d						incomp	
1958	2,941 *d		3,348				incomp	
1959	3,047 *d		4,487				incomp	
1960	2,840 *c		3,560				4,505	
1961	3,528 *c	4,436	3,144				3,686	
1962	3,456	4,101	2,672				4,313	
1963	3,112	4,340					4,433	
1964	3,250	5,002					4,149	
1965	3,649	5,780			4,423		4,307	
1966	2,770				incomp		incomp	
1967	3,950				4,197		4,718	
1968	3,466				4,202		3,394	
1969	3,276				3,252			
1970	4,136				3,466		incomp	
1971	3,866				2,870			
1972	3,123							
1973	3,582							
1974	2,974							
1975	3,784							
1976	3,367							
1977	3,742							
1978	2,748							
1979	2,898							
1980	3,186							
1981	2,829							
1982	2,756					incomp		
1983	3,012					incomp		
1984	3,231					5,274		
1985	3,052					3,724		
1986	3,007			incomp		incomp		
1987	2,239			2,234		4,418		incomp
1988	3,269			4,130		incomp		4,391
1989	2,752			4,476		incomp		4,300
1990	2,630			incomp		3,750		4,732
1991	3,091			incomp		3,629		incomp
1992	2,486			incomp		incomp		
1993	2,637			incomp		2,761		
1994	2,601			incomp		3,739		
1995	2,756			incomp		3,770		
1996	3,444			incomp		4,910		
1997	2,394					2,629		
mean	3,109	4,732	3,442	3,613	3,735	3,860	4,188	4,474
standard deviation	440	673	670	1,207	626	833	440	228
standard deviation / mean	14	14	19	33	17	22	11	5
entries	42	5	5	3	6	10	8	3

Note a : Solomon Islands Meteorological Service
b : Rainfall data for the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973, P.G. Ash, J R D Wall, J. R. F. Hansell, vol2
Land Resources Division, Tolworth Tower, Surbition, Surrey, England, KT6 7DY
c : Forestry Note No.13-13/86, Rainfall and other climatic data for forestry station to september 1986,
d : Weather and climate, and the influence of the southern oscillation on the rainfall of the Solomon Islands,
Micah Ariki, Wellington, New Zealand, 1990
e : Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources
Blank : No data available
incomp : incomplete data

Table 5-3-6 Rainfall Data (New Georgia / Russell Is. / Florida Is.)

(unit : mm)

island	New Georgia Vella Lavella	New Georgia	New Georgia Kolombangara	New Georgia Kolombangara	New Georgia Kolombangara	New Georgia	New Georgia Rendova	New Georgia	Russell Is.	Russell Is.	Florida Is.
station	Unknown	Gizo	Monnga	Poitete	Ringi Cove	Munda	Rendova Harbour	Arara	Pepesala	Yandina	Tulagi
gographical coordinates	166° 44'E7° 20'S	156° 51'E8° 06'S	156° 58'E7° 54'S	157° 7'E7° 52'S	157° 09'E8° 07'S	157° 16'E8° 19'S	157° 20'E8° 24'S	157° 38'E8° 29'S	159° 07'E9° 00'S	159° 13'E9° 04'S	160° 12'E9° 06'S
source	Land Resources *b	SIMS *a	Forestry Note *c	Forestry Note *c	Forestry Note *c	SIMS *a	Land Resources *b	Forestry Note *c	Land Resources *b	Land Resources *b	Land Resources *b
	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5	N-6	N-7	N-8	R-1	R-2	F-1
1897											incomp
1898											3,742
1899											3,963
1900											2,091
1901											3,400
1902											3,625
1903											2,953
1904											2,811
1905											1,841
1906							incomp		incomp	incomp	2,430
1907							4,886		3,380	3,202	2,726
1908							4,813		3,794	4,254	3,540
1909							6,093		3,417	3,141	3,348
1910							4,990		3,040	2,862	3,437
1911							5,213		3,808	3,117	2,964
1912							4,596		2,388	2,107	2,295
1913							4,347		3,112	2,635	2,284
1914							2,840		2,312	2,355	1,547
1915							2,672		2,014	2,048	1,599
1916							3,983		3,948	3,615	4,283
1917							3,438		4,014	3,024	3,742
1918							4,322		3,120	3,006	3,033
1919							5,983		2,878	2,530	2,544
1920							5,222		2,628	2,504	2,036
1921							5,165		3,824	2,841	3,558
1922							4,088		4,843	3,473	5,889
1923							3,607		3,279	3,984	4,671
1924							4,811		3,329	3,433	4,649
1925							2,985		2,728	3,366	2,719
1926							3,313		2,478	2,385	2,444
1927							4,665		4,210	3,773	incomp
1928							3,539		2,975	1,999	2,591
1929							4,771		3,743	3,543	3,835
1930							2,989		3,165	2,221	2,603
1931	2,602						6,078		3,009	1,962	2,831
1932	3,301						5,717		4,091	2,836	3,256
1933	3,266						4,038		3,832	3,206	4,249
1934	2,686						4,604		3,802	2,776	3,418
1935	3,290						3,890		3,082	2,809	3,060
1936	3,930						3,268		4,275	2,460	3,194
1937	3,189						3,589		4,045	2,768	3,172
1938											
1939											
1940											
1941											
1942											
1943											
1944											
1945											
1946											
1947											
1948											
1949											
1950											
1951											
1952											
1953											
1954											
1955											
1956						3,019 *d					
1957						3,197 *d	incomp				
1958						3,337 *d	3,389				
1959						3,958 *d	4,293				
1960						3,196 *b	3,484		2,810	3,053	
1961		3,592 *c				3,914 *b	4,606			2,521	
1962		2,732 *c				3,714	3,597			3,590	
1963		2,576 *c				3,306	3,850			3,106	
1964		2,526 *c				3,106	3,457			2,725	
1965		3,663 *c	4,012			4,437	4,693			3,032	
1966		2,368 *c	2,819			3,347	3,461			2,388	
1967		incomp	3,318			4,193	4,933			3,561	
1968		3,087 *c	3,007		3,707	3,744	4,098			2,584	
1969		2,874 *c	3,093		3,122	3,946	4,505	3,861		2,279	
1970		2,893 *c	3,945		3,906	3,505	4,226	3,850		incomp	
1971		2,804 *c	3,201		3,218	3,208	3,116	4,059		3,180	
1972			3,059		3,626	3,949				2,998	
1973			3,349		3,346	3,325				3,318	
1974			2,476		2,613	2,805					
1975			3,160		2,793	3,644					
1976			3,500		3,578	4,074					
1977			3,888	3,246	3,907	4,045					
1978			2,618	3,183	1,942	3,580		3,351			
1979			3,491	incomp	3,517	3,933		3,454			
1980			3,429	3,597	3,948	4,123		3,630			
1981			3,243	3,626	4,236	3,417		2,806			
1982		incomp	incomp	incomp	4,599	3,885		incomp			
1983		2,332	3,046	3,352	3,172	3,180		2,566			
1984		2,816	2,774	3,614	incomp	2,849		incomp			
1985		3,235	3,313	3,383	3,680	3,252		3,492			
1986		2,604				2,885					
1987		2,476				2,591					
1988		2,670				3,688					
1989		2,232				2,766					
1990		3,389				4,054					
1991		incomp				3,591					
1992		incomp				3,303					
1993		2,841				3,376					
1994		incomp				3,287					
1995		2,811				3,771					
1996		2,421				4,058					
1997		1,378				2,112					
mean	3,181	2,742	3,237	3,429	3,465	3,492	4,227	3,452	3,355	2,922	3,184
standard deviation	442	494	412	184	634	493	879	492	658	543	939
tandard deviation / mea	14	18	13	5	18	14	21	14	20	19	29
entries	7	22	20	7	17	42	31	9	18	30	16

Note a : Solomon Islands Meteorological Service
b : Rainfall data for the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973, P.G. Ash, J R D Wall, J. R. F. Hansell, vol2
Land Resources Division, Tolworth Tower, Surbition, Surrey, England, KT6 7DY
c : Forestry Note No.13-13/86, Rainfall and other climatic data for forestry station to september 1986,
d : Weather and climate, and the influence of the southern oscillation on the rainfall of the Solomon Islands,
Micah Ariki, Wellington, New Zealand, 1990
e : Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources
Blank : No data available
incomp : incomplete data

Table 5-3-7 Rainfall Data (San Cristobal / Choiseul / Shortland Is. / Santa Cruz Is.)

(unit : mm)

island	San Cristobal	San Cristobal	San Cristobal	San Cristobal	Choiseul	Choiseul	Shortland Is.	Santa Cruz	Santa Cruz
station	Kirakira	Three Sisters	Mwaniwowo	West Ridge	Taro	Sasamungga	Nila	Lata	Paeu
gographical coordinates	161° 55'E10° 25'S	161° 59'E10° 16'S	162° 11'E10° 49'S	-----	156° 24'E6° 24'S	156° 46'E7° 02'S	155° 45'E7° 00'S	165° 48'E10° 42'S	166° 50'E11° 41'S
source	SIMS *a	Land Resources *b	Land Resources *b	MEMM *b	SIMS *a	Land Resources *b	Forestry Note *c	SIMS *a	Land Resources *b
	SC-1	SC-2	SC-3	SC-4	CH-1	CH-2	SR-1	SZ-1	SZ-2
1920							3,746		
1921							3,668		
1922		4,473					3,537		
1923		4,678							
1924		3,824							
1925		3,518					3,869		
1926		3,758					3,437		
1927		5,305					incomp		
1928		4,729					3,157		
1929		incomp					3,615		
1930		5,023					2,990		
1931		5,838					3,643		incomp
1932		4,266					4,504		incomp
1933		6,561					3,540		6,107
1934		6,664					3,437		6,669
1935		4,967					3,630		4,382
1936		4,931					3,838		5,110
1937		5,474					4,037		6,031
1938		6,936							6,099
1939		5,573							5,939
1940		6,701							7,926
1941		1,898							4,606
1942									5,320
1943									4,919
1944									6,844
1945									5,499
1946									5,847
1947									incomp
1948									incomp
1949									
1950									
1951									
1952									incomp
1953									incomp
1954									6,700
1955									
1956									4,049
1957						incomp			5,503
1958						3,628			4,170
1959						3,779			5,075
1960						3,063			4,741
1961						4,022			6,711
1962						2,866			6,676
1963			incomp			2,744			5,562
1964			4,944			3,138			4,655
1965	4,988		8,018			4,294			5,935
1966	3,099		5,078			incomp			4,749
1967	4,685		7,153			incomp			incomp
1968	4,014		7,010			3,657			
1969	4,465		8,381			3,722			
1970	3,883		6,959			3,744		incomp	
1971	4,243		incomp			2,876		4,247	
1972	3,123					3,794		4,139	
1973	3,159							3,731	
1974	3,514							3,722	
1975	4,278				incomp			4,297	
1976	4,033				3,847			5,478	
1977	3,168				incomp			4,330	
1978	2,771				3,120			4,426	
1979	2,943				3,384			4,609	
1980	3,127				3,853			4,199	
1981	2,729				3,402			3,650	
1982	3,492				3,028			4,566	
1983	2,558				3,415			4,064	
1984	3,732				4,083			5,014	
1985	4,054				3,568			4,965	
1986	3,304				3,226			3,798	
1987	2,058			incomp	2,808			3,423	
1988	4,327			4,770	3,957			5,697	
1989	4,312			5,274	3,010			4,234	
1990	3,537			3,474	3,338			4,306	
1991	3,399			incomp	2,501			4,431	
1992	2,084			incomp	2,875			3,186	
1993	2,580			incomp	5,132			5,286	
1994	3,093			incomp	2,925			3,645	
1995	2,931			incomp	3,560			3,818	
1996	4,088			incomp	incomp			4,480	
1997	2,201				2,474			3,569	
mean	3,454	5,006	6,792	4,506	3,375	3,487		4,271	5,609
standard deviation	761	1,268	1,328	929	613	492		624	960
standard deviation / mean	22	25	20	21	18	14		15	17
entries	33	19	7	3	20	13		27	26

Note a : Solomon Islands Meteorological Service
b : Rainfall data for the British Solomon Islands Protectorate to the end of 1973, P.G. Ash, J R D Wall, J. R. F. Hansell, vol2
Land Resources Division, Tolworth Tower, Surbition, Surrey, England, KT6 7DY
c : Forestry Note No.13-13/86, Rainfall and other climatic data for forestry station to september 1986,
d : Weather and climate, and the influence of the southern oscillation on the rainfall of the Solomon Islands,
Micah Ariki, Wellington, New Zealand, 1990
e : Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources
Blank : No data available
incomp : incomplete data

Table 5-3 -9 Discharge Data at Lungga Bridge Gauging Station

River:Lungga CA:377km2 unit:m3/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1965										incomp	45	37	
1966	33	43	95	83	52	27	20	20	13	26	37	30	40
1967	81	58	120	76	63	27	29	29	48	61	52	32	56
1968	67	49	37	40	24	13	18	26	31	43	30	66	37
1969	40	105	46	38	23	16	17	10	incomp				
1970			incomp	38	15	18	21	22	28	42	52	64	
1971	82	53	115	59	33	39	32	15	15	34	24	97	50
1972	incomp	48	38	30	22	incomp							
1973													
1974													
1975	incomp	38	incomp	incomp	incomp	15	20	13	15	24	incomp		
1976											incomp	29	
1977	71	55	112	38	27	26	31	24	37	44	50	18	44
1978	31	64	38	31	17	14	12	10	14	13	16	32	24
1979	117	100	29	33	20	21	27	15	18	17	30	30	38
1980	23	103	60	23	incomp	13	17	21	35	incomp	incomp	36	
1981	39	incomp											
1982			incomp	incomp	incomp	incomp	22	37	23	26	12	22	
1983	47	55	42	34	18	17	13	18	26	26	36	incomp	
1984	incomp	24	incomp	incomp	32	15	21	14	13	25	42	56	
1985	incomp	incomp	137	29	18	10	19	17	23	45	53	51	
1986	47	59	30	38	132	15	12	18	28	13	53	19	39
1987	21	81	42	41	31	12	7	5	9	35	42	45	31
1988	56	66	32	38	21	16	16	11	9	21	42	88	35
1989	45	75	44	42	26	25	13	8	11	14	19	52	31
1990	72	45	incomp	51	30	19	14	11	28	incomp	incomp	44	
1991	29	71	incomp	incomp	39	28	32	23	23	51	31	14	
1992	34	121	70	32	27	10	16	18	8	10	22	incomp	
1993	incomp		incomp	incomp	incomp	33	incomp	9	14	10	14	incomp	
1994		incomp	61	54	37	24	25	19	11	incomp	incomp	7	
1995	incomp			incomp	14	9	incomp	incomp	16	44	13	29	
1996	32	25	82	61	45	24	17	19	21	25	39	140	44
1997	63	incomp	69	44	22	12	incomp	incomp	incomp	7	incomp		
mean	52	64	65	43	33	19	20	17	21	29	34	45	39
entry	20	21	20	22	24	26	24	25	25	23	22	23	12

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available
incomp: incomplete data
CA:Catchment Area

65

Table 5-3 -10 Discharge Data at Lungga Gorge Gauging Station

River:Lungga CA:350km2 unit:m3/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1977							incomp	21	35	42	48	16	
1978	26	47	33	28	16	14	12	10	14	13	17	31	22
1979	76	79	28	31	18	21	27	14	16	17	30	31	32
1980	incomp												
1981													
1982													
1983					incomp	16	13	18	27	21	32	incomp	
1984	incomp	21	incomp	incomp	29	14	21	13	13	25	42	51	
1985	43	28	112	32	19	11	18	17	24	44	45	39	36
1986	39	49	27	38	107	15	10	10	21	9	43	16	32
1987	18	80	42	34	28	11	7	5	9	33	35	40	29
1988	50	57	29	34	20	16	14	10	10	20	35	62	30
1989	34	59	52	35	23	21	10	8	11	13	18	29	26
1990	40	37	incomp	41	25	16	14	11	21	incomp	incomp	incomp	
1991	28	66	incomp	incomp	28	22	22	15	18	27	17	9	
1992	20	84	54	18	17	7	incomp						
mean	37	55	47	32	30	15	15	13	18	24	33	32	29
entry	10	11	8	9	11	12	11	12	12	11	11	10	7

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available
incomp: incomplete data
CA:Catchment Area

Table5-3 -11 Discharge Data at Charahi Gauging Station

River Mbetikama CA:133km2 unit:m3/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1986											incomp	5	
1987	7	36	16	14	10	4	3	2	3	13	13	13	11
1988	20	25	10	17	9	6	incomp			incomp	9	incomp	
1989		27	14	17	9	9	incomp	incomp					
1990	incomp	19	incomp	16	11	8	7	3	10	incomp	incomp	incomp	
1991			incomp	13	incomp		incomp	incomp					
1992													
1993	12	incomp											
mean	13	27	13	15	10	7	5	3	7	13	11	9	11
entry	3	4	3	5	4	4	2	2	2	1	2	2	1

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available
incomp: incomplete data
CA:Catchment Area

66

Table5-3 -12 Discharge Data at Hughotambu Gauging Station

River:Hughotambu unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1988							incomp	67	53	31	94	229	
1989	incomp	incomp	189	143	incomp	incomp	24	10	incomp	incomp		incomp	
1990	135	incomp		incomp	65	69	incomp					incomp	
1991	94	incomp									incomp	incomp	
1992													
1993	28	incomp											
1994						incomp	70	incomp		incomp			
mean	86		189	143	65	69	47	39	53	31	94	229	
entry	3		1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	0

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table 5-3 -13 Discharge Data at Gwaidalo Gauging Station

River:Kwaibala unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1986									incomp	169	incomp		
1987	incomp	2399	1267	410	135	52	223	46	231	339	369	443	
1988	1603	1265	362	incomp		incomp	413	incomp	incomp	incomp		incomp	
1989	1063	incomp		incomp	531	incomp					incomp	incomp	
1990			incomp	402	453	incomp				incomp	626	630	
1991	incomp							incomp					
1992													
1993				incomp				incomp				incomp	
1994	904	1086	656	916	949	1670	1727	incomp	incomp	57	9	5	
1995	133	688	1143	680	828	258	incomp			incomp	174	332	
1996	incomp							incomp	580	incomp			
mean	926	1360	857	602	579	660	788	46	406	188	295	353	
entry	4	4	4	4	5	3	3	1	2	3	4	4	

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table5-3 -14 Discharge Data at Jejevo Gauging Station

River: Jejevo unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1987		incomp	109	57	9	9	97	19	16	102	64	132	
1988	98	68	68	88	62	100	149	216	214	224	262	197	146
1989	151	incomp	incomp	125	48	105	74	incomp	incomp	53	incomp	incomp	
1990				incomp			incomp	49	incomp		incomp	incomp	
1991			incomp	incomp		incomp	88	87	84	incomp			
mean	125	68	89	90	40	71	102	93	105	126	163	165	
entry	2	1	2	3	3	3	4	4	3	3	2	2	1

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table5-3 -15 Discharge Data at Kukudu Gauging Station

River:Kukudu unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1989									incomp	incomp	incomp	923	
1990	1831	incomp											
mean	1831											923	
entry	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table5-3 -16 Discharge Data at Pijaka Gauging Station

River:Mbatuna unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1988			incomp	17	incomp	14	28	19	18	30	23	28	
1989	20	33	27	incomp			incomp	22	incomp	incomp	incomp		
1990													
1991						incomp	32	31	29	incomp			
1992												incomp	
1993							incomp	11	incomp				
1994	incomp	incomp	incomp				incomp	incomp	incomp	incomp	incomp	incomp	
1995		incomp	19	27	incomp								
mean	20	33	23	22		14	30	21	24	30	23	28	
entry	1	1	2	2	0	1	2	4	2	1	1	1	0

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table5-3 -17 Discharge Data at Huro Gauging Station

River:Huro unit:litre/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
1987				356	435	162	175	incomp	incomp	127	203	593	
1988	1010	1025	825	846	670	651	954	978	incomp			incomp	
1989	984	1035	incomp	incomp		incomp	incomp	incomp	incomp	158	96	135	
1990	incomp	334	286	428	804	324	214	159	incomp	184	183	600	
1991	355	incomp	incomp	491	494	479	incomp	incomp					
1992		incomp	341	262	310	148	incomp						
1993											incomp	521	
1994	incomp		incomp	517	1062	841	481	508	276	185	148	128	
1995	140	113	449	167			incomp	incomp			incomp	161	
1996	incomp			incomp									
mean	622	627	475	438	629	434	456	548	276	164	158	356	
entry	4	4	4	7	6	6	4	3	1	4	4	6	0

(Data source:Ministry of Energy, Mine and Mineral Resources.)

Note Blank: No data available

incomp: incomplete data

Table 5-3-21(1) List of Previous Reports (1)

Ref. No	title of report	date	form	check	expert original	JICA original	text	Pubilication Organization	category	remarks for library
1	Hydrometric Staus Report "A Summary of Data Collection for Evaluation of Rural Hydropower Potential" up to 1978	1978	report					MNR	JR·CR( )·SR	
2	Evaluation of Small Hydropower Sites in Solomon Islands, United Nations Department of Technical Co-operations for Development, April 1984	1984	report					UN	JR·CR( )·SR	
3	Prefeasibility Studies of Hydropower Projects in Solomon Islands and Recommendations on Priorities, UNIDO, July 1986	1986	report					GTZ	JR·CR( )·SR	
4	Mini-Hydropower Project in Solomon Islands Report of Survey, Nichimen Corporation, October 1987	1987	report					NICHIMEN	R · CR ( ) · SR	
5	Prefeasibility Study Micro Hydropower Development for Rural Electrification Report, GTZ , January 1988	1988	report					GTZ	JR·CR( )·SR	
6	Feasibility Study of Water Power in Guadalcanal , Sir William Harcrow & Partners, February 1965	1965	report					British Solomn Islamds	JR·CR( )·SR	
7	Assessment of Lungga Hydroelectric Scheme, SMEC, April 1975	1975	report					SIEA	JR·CR( )·SR	
8	Report on Feasibility Study for Lungga Hydropower Project , Solomon Islands, Preece Cardew & Rider in association with Cameron MaCnamara & Partners, September 1977	1977	report					ADB	JR·CR( )·SR	
9	Lungga Hydropower Project , Solomon Islands, Preliminary Design Report Appendix 2 Geotechnical Report, Preece Cardew & Rider in association with Cameron MaCnamara & Partners, 1978	1978	report					Australian Developemnt Bureua	JR·CR( )·SR	
10	Lungga Hydroelectric Report- A Technical & Economic Review , SMEC, August 1979	1979	report					Australian Developemnt Bureua	JR·CR( )·SR	
11	Lungga Hydropower Project , Review of Project Alternatives, Cameron, MaCnamara & Preece & Cardew Internation, October 1981	1981	report						JR·CR( )·SR	
12	Solomon Islands, Lungga Hydropower Project, Economic and Financial Aspects, ADB, August 1981	1981	report					ADB	JR·CR( )·SR	
13	Lungga Hydro Power Report on Optimization Syudy, Cameron MaCnamara and Preece Cardew International, February 1982	1982	report					Solomn Islands Government	JR·CR( )·SR	
14	Haimatua Mini Hydro Power Scheme Final Report, Walter & Power Consultancy Service (India) Ltd., August 1986	1986	report					Commonwealth Fund	R · CR ( ) · SR	
15	Komarindi Hydropower Prooject- Proposal for Engineering Consultancy Services, Tonkin & Taylor International Ltd., November 1987	1987	report					ADB	JR·CR( )·SR	
16	Engineering Geological Pre-feasibility Assesement of Tunnelling, Komarindi Hydropower Electric Scheme, Guadalcanal, Solomon Islands, B.W Riddolls for NZMOFA , 1987	1987	report					ADB	JR·CR( )·SR	
17	Komarindi Hydropower Project F/S Draft Final Report , Tonkin & Taylor International, September 1988	1988	report					ADB	JR·CR( )·SR	
18	Komarindi Hydropower Project Feasibility Study and Proposed Financial Scheme Final Report, Cameron and MaCnamara, 1989	1989	report						JR·CR( )·SR	
19	Komarindi Hydropower Project Detailed Design , Technical Report , Tonkin & Taylor, July 1991	1991	report					ADB	JR·CR( )·SR	
20	Komarindi Hydropower Project Detailed Design , Phase 2: Design Report Vol -I Project Evaluation Report, Tonkin & Taylor , July 1991Technical Report , Tonkin & Taylor, July 1991	1991	report					ADB	JR·CR( )·SR	

Table 5-3-21(2) List of Previous Reports (2)

Ref. No	title of report	date	form		expert original	JICA original	text	Pubilication Organization	category	remarks for library
21	Komarindi Hydroelectric Power Project, Environmental Impact Assesment Report, Summary EIA(SEIA) Report Final Draft , Tonkin & Taylor, August 1994	1994	report					ADB	JR・CR( )・SR	
22	Komarindi Catcment Area Conservation Area Solomon Islands Project Preparation Document, South Pacific Biodiversity Conservation Program, Marcch 1996	1996	report					World Bank	JR・CR( )・SR	
23	Reconnaissance Report, Malu'u Hydro Project, SMEC, Narch 1975	1975	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
24	Geological Report on the Malu'u Micro Hydrological Project, SMEC, April 1975	1975	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
25	Report on Malu'u Micro Hydro Project, SMEC, August 1975	1975	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
26	A Preliminary Report on the Manakwai River as a Hydroelectric Power Source, MNR, August1976	1976	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
27	Malu'u Mini-Hydro Scheme, Solomon Islands, Design Report, July 1980, ENEX of New Zealand Inc., July 1980	1980	report					New Zealnd Foreign Affairs	R・CR ( ) ・SR	
28	Prefeasibility Study Power System Expansion Malu'u , Malaita Province, Solomon Islands, SIEA, August 1996	1996	report.					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
29	A Preliminary Report on the Feasibility of Electric generation using Water Power in the Poporo River, Santa Isabel, MNR,1976	1976	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
30	Hydrometric Survey of the Rifukoti stream, Buala, Santa Isabel, Geological Division of MNR, November 1979	1979	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
31	Hydropower Potential for the Electricity Supply of the Provincial Capital Buala on the Solomon Islands, GTZ, February 1994	1994	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
32	Feasibility Study Mini Hydropower Scheme Buala Isabel Province, GTZ, March 1995	1995	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
33	Hydropower Potential for the Electricity Supply of the Provincial Capital Auki on the Solomon Islands, GTZ, February 1994	1994	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
34	Pre-feasibility Study Mini Hydropower Scheme Fiu River, malaita Province , GTZ, 1996	1996	report					GTZ	JR・CR ( ) ・SR	
35	Pre-feasibility Study Mini Hydropower Scheme Ruala'e ,Auki System, Malaita Province , GTZ, 1996	1996	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
36	Hydropower Potential for the Electricity Supply of the Provincial Capital Kirakira on the Solomon Islands, GTZ, February 1994	1994	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
37	Feasibility Study Mini Hydropower Scheme Kirakira , Makira Ulawa Province , GTZ, 1996	1996	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
38	Hydrometric Investigatuons at Santa Cruz, Geology Division of MNR, 1978	1978	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
39	Hydrometric Surveys Luesalo River, Garciosa Bay, Santa Cruz, Geology Division of MNR, September 1979	1979	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	
40	Hydropower Potential for the Electricity Supply of the Provincial Capitl Lata on the Solomon Islands, GTZ, February 1994	1994	report					GTZ	R・CR ( ) ・SR	
41	Reconnaissance Hydrometric Investigations in North Choiseul, Geological Division of MNR, June 1979	1979	report					MNR	R・CR ( ) ・SR	

Table5-4-3 Small Hydropower Potential Sites
Guadalcanal (1)

Island: Guadalcanal

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Sasa	ROR	Mn	22	82.5	20	62.5	0.66	280
2	Kohove	ROR	Mn	14	280	160	120	0.4	380
3	Mataniko	ROR	Mn	34	80	60	20	1.0	150
4	Lungga	RES	Sl	346	80	40	40	63.0	20,300
5	Tuambule	ROR	Sl	34	420	320	100	4.4	3,300
6	Oha	ROR	Sl	19	320	160	160	2.5	2,900
7	Komarindi	ROR	Sl	133	220	140	80	11.1	6,600
8	Mbarona	ROR	Sl	20	260	120	140	2.6	2,700
9	Mbetisahata	ROR	Sl	39	290	190	100	5.1	3,800
10	Charive 1	ROR	Sl	12	560	280	280	1.6	3,300
11	Charikando	ROR	Mn	10	240	120	120	0.3	270
12	Charive 2	ROR	Sl	25	270	160	110	3.3	2,700
13	Itina 5	PON	Sl	144	180	100	80	25.9	15,400
14	Itina 4	ROR	Sl	76	260	190	70	9.9	5,200
15	Charima 2	RES	Sl	43	120	80	40	10.1	3,000
16	Itina 3	ROR	Sl	36	420	320	100	4.7	3,500
17	Charima 1	ROR	Sl	18	230	120	110	2.3	1,900
18	Itina 2	ROR	Sl	31	630	440	190	4.0	5,700
19	Itina 1	ROR	Sl	17	1000	680	320	2.2	5,300
20	Kolondoma	ROR	Sl	6	440	20	420	0.8	2,400
21	Ngalimbu	PON	Sl	127	200	120	80	23.5	14,000
22	Voraha	ROR	Sl	25	400	280	120	3.3	2,900
23	Mbiambe	PON	Sl	30	400	250	150	5.4	6,000
24	Kavarso	ROR	Sl	19	630	430	200	2.5	3,700
25	Maotapuku 1	ROR	Sl	10	420	265	155	1.3	1,600
		sub total							117,280

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-4 Small Hydropower Potential Sites
Guadalcanal (2)

Island: Guadalcanal

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
26	Maotapuku 2	ROR	Sl	22	202	140	62	2.9	1,400
27	Nuhu	PON	Sl	111	350	240	110	20.0	16,400
28	Kokalapa	PON	Sl	82	430	350	80	19.2	11,400
29	Viso	ROR	Sl	17	300	200	100	2.2	1,700
30	Sutakiki	ROR	Sl	24	590	430	160	3.1	3,700
31	Sutakama 2	ROR	Sl	43	510	430	80	5.6	3,300
32	Sutakama 1	ROR	Sl	33	640	510	130	4.29	4,200
33	Koma	ROR	Sl	26	180	80	100	3.4	2,500
34	Choha	PON	Sl	179	240	160	80	32.2	19,200
35	Kolokumaha	ROR	Sl	48	300	240	60	6.2	2,800
36	Manuhoho	ROR	Sl	67	242	157	85	8.7	5,500
37	Kolombolavu	ROR	Sl	26	240	140	100	3.4	2,500
38	Kombito	ROR	Sl	33	400	210	190	4.3	6,100
39	Asi	ROR	Sl	13	221	20	201	1.7	2,500
40	Mboloavu	ROR	Sl	18	240	40	200	2.3	3,500
41	Valasi	ROR	Sl	26	240	155	85	3.4	2,100
42	Kolohasiva	ROR	Sl	58	260	104	156	7.5	8,800
43	Koloula	ROR	Sl	21	420	320	100	2.7	2,000
44	Haimatua	ROR	Mn	2.6	---	---	48	0.4	130
45	Sambahalava	ROR	Sl	25	400	140	260	3.3	6,300
46	Sambaharihi	ROR	Sl	20	200	20	180	2.6	3,500
47	Simiu	PON	Sl	90	160	111	49	16.2	5,900
48	Kolovaghanela	ROR	Sl	49	80	20	60	6.4	2,900
49	Hanargga	ROR	Sl	37	106	60	46	4.8	1,700
		sub total							120,030
		total							237,310

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-5 Small Hydropower Potential Sites
Malaita

Island: Malaita

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Rori	ROR	Mn	2	42.5	3	39.5	1.1	300
2	Silolo	ROR	Sl	13	180	20	160	1.7	2,100
3	Tambaa	ROR	Mn	11	120	24	96	0.3	240
4	Takwea	ROR	Mn	7	160	30	130	0.2	200
5	Kwaimbaita	ROR	Mr	5	100	20	80	0.2	90
6	Areo	ROR	Mn	9	100	36	64	0.3	130
7	Kwainafala	ROR	Sl	9	520	30	490	0.9	3,300
8	Ataa	ROR	Mn	17	80	37	43	0.5	160
9	Kware'a	ROR	Mn	28	100.5	84	16.5	5.0	600
10	Lo'omae	ROR	Mn	34	80	19	61	1.0	460
11	Ngwanaa	ROR	Sl	12	200	74	126	1.2	1,100
12	Longana	ROR	Sl	29	80	17	63	2.9	1,400
13	Auluta	ROR	Sl	36	60	17	43	3.6	1,200
14	Akomare	ROR	Mn	11	100	19	81	0.3	200
15	Fiu	ROR	Sl	43	---	---	79	2.0	1,100
16	Ruala'e	ROR	Mn	---	---	---	200	0.1	180
17	A'arai	ROR	Mn	13	40	15	25	0.4	70
18	Ambitona	ROR	Sl	16	400	100	300	1.6	3,600
19	Fulo	ROR	Sl	18	200	43	157	1.8	2,100
20	Kwaimae	ROR	Sl	16	200	80	120	1.6	1,400
21	Kwariekwa	ROR	Sl	15	135	30	105	1.5	1,200
22	Wairaha	PON	Sl	355	40	20	20	63.9	9,500
23	Waitahu	ROR	Mn	13	70	16	54	0.4	160
		total							30,790
	Existing Plant								
EX1	Malu'u	ROR	Mr	---	---	---	21	0.2	30
EX2	Atoiri	ROR	Mr	---	---	---	---	---	30
EX3	Manawai	ROR	Mr	---	---	---	---	---	50
		total							110

Note: ROR-run of river, PON-run of river with pondage, RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-6 Small Hydropower Potential Sites
Santa Isabel

Island: Santa Isabel

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Kotova	ROR	Mn	24	71	22	49	0.7	260
2	Korighole	ROR	Sl	13	240	47	193	1.3	1,900
3	Skaleo	ROR	Mn	11	93	37	56	0.3	140
4	Poporo	ROR	Mn	10	86	26	60	0.3	130
5	Kubolata	ROR	Mn	1	244	10	234	0.05	80
6	Ghonoghano	ROR	Sl	30	200	104	96	3.0	2,200
		total							4,710
	Existing Plant								
EX1	Buala	ROR	Mn	2.1	---	---	242.7	0.90	150
		total							150

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-7 Small Hydropower Potential Sites
New Georgia

Island: Kolombangara, New Georgia, Rendova, Vangunu

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area (km^2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m^3/s)	Plant Output(kW)
	Kolombangara								
1	Lundumoe	ROR	Mr	16	40	18	22	0.5	80
2	Patupaele	ROR	Mn	12	80	17	63	0.4	170
3	Kukundu	ROR	Mn	17	60	19	41	0.5	160
4	Ghiza	ROR	Mr	13	40	14	26	0.4	80
	New Georgia								
5	Mase	ROR	Mn	13	80	30	50	0.4	150
6	Kumbukombu	ROR	Mn	11	120	66	54	0.3	130
7	Vaeimbu	ROR	Mn	14	58	23	35	0.40	110
8	Mbaeni	ROR	Mn	11	120	58	62	0.3	150
9	Sakambara	ROR	Mn	38	182	80	102	1.1	870
10	Utu	ROR	Mn	13	80	29	51	0.4	150
11	Tita	ROR	Mn	13	80	34	46	0.4	130
	Rendova								
12	Hazoari	ROR	Mn	21	70	36	34	0.6	160
	Vangugu								
13	Chocole	ROR	Mn	18	65	38	27	0.5	110
14	Nggevala	ROR	Mn	25	108	64	44	0.8	250
15	Pijaka	ROR	Mr	0.8	---	---	158	0.7	70
16	Sanggivi	ROR	Mn	14	80	32	48	0.4	150
	Vella Lavella								
17	Ereo	ROR	Mn	7	200	100	100	0.2	150
18	Kaso	ROR	Mn	14	100	40	60	0.4	190
19	Pakoi	ROR	Mn	7	280	140	140	0.2	230
20	Mundi-Mundi	ROR	Mn	14	385	95	290	0.4	920
21	Maesao	ROR	Mn	8	195	95	100	0.2	170
22	Kimbiri Point	ROR	Mn	8	350	90	260	0.3	490
23	Malasova	ROR	Mr	7	150	90	60	0.2	90
		Total							5,160
EX1	Iriri	ROR	---	---	---	---	---	---	5
EX2	Vavanga	ROR	---	---	---	---	---	---	5
EX3	Ghatere	ROR	---	---	---	---	---	---	5
EX4	Bulelawara	ROR	---	---	---	---	---	---	5
		Total							20

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-8 Small Hydropower Potential Sites
San Cristobal

Island: San Cristobal

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Wainari'i	ROR	Mn	13	120	29	91	0.4	260
2	Tarihu	PON	Sl	69	80	35	45	12.4	4,200
3	Waimakarima	PON	Sl	43	100	68	32	7.7	1,800
4	Waimapuru	ROR	Mr	2.8	97	65	32	0.1	20
5	Maepua	PON	Sl	59	120	80	40	10.6	3,200
6	Hao	PON	Sl	109	80	23	57	19.6	8,300
7	Kirakira	ROR	Mn	3.5	---	---	103	0.15	111
8	Maghoha 2	ROR	Sl	29	240	80	160	2.9	3,500
9	Maghoha 1	ROR	Sl	18	360	240	120	1.8	1,600
10	Houmapusi	PON	Sl	54	147	107	40	9.7	2,900
11	Ravoraha	PON	Sl	113	120	80	40	20.3	6,100
12	Warihito	PON	Sl	89	140	100	40	16.0	4,800
		total							25,891

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-9 Small Hydropower Potential Sites
Choiseul

Island: Choiseul

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Sorave	ROR	Mr	9.5	18.4	8.4	10	1.1	70
2	Vacho	PON	Sl	211	80	37	43	38.0	12,200
3	Visovaso	ROR	Mr	10	34	3	31	0.3	70
4	Kerava	ROR	Mn	19	120	52	68	0.6	290
5	Poro	ROR	Sl	26	160	55	105	2.6	2,030
6	Kolombangara 2	ROR	Mn	12	80	40	40	0.4	110
7	Kolombangara 1	ROR	Sl	54	100	38	62	5.40	2,500
8	Saloka	ROR	Mn	18	120	54	66	0.5	270
9	Komangga 1	ROR	Mn	35	98	34	64	1.1	500
10	Komangga 2	ROR	Mn	10	120	36	84	0.3	190
11	Maukana 1	ROR	Sl	19	160	80	80	1.9	1,100
12	Maukana 2	ROR	Mn	14	120	60	60	0.4	190
13	Kao	ROR	Mn	10	120	33	87	0.3	190
14	Manggo 1	ROR	Sl	24	160	40	120	2.4	2,200
15	Manggo 2	ROR	Mn	32	80	40	40	1.0	290
		total							22,200

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table5-4-10 Small Hydropower Potential Sites
Santa Cruz Islands

Island: Nendo Is. (Santa Cruz Islands)

No.	Site	Type of Plant	classification	Catchment Area(km2)	Intake WL(m)	Tailrace WL(m)	Gross Head(m)	Discharge (m3/s)	Plant Output(kW)
1	Luembalele	ROR	Mr	2.4	135	100	35	0.24	50
2	Luetombo	ROR	Mn	6	240	40	200	0.18	260
		total							310

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir
Sl (Small Hydro 1000kW～)
Mn (Mini Hydro 100～1000kW)
Mr (Micro Hydro ～100kW)

Table 5-6-2 Labour Wage

Particular	Unit	SBD
Foreman	M.h	15.8
skilled labor	M.h	13.0
Casual labor	M.h	2.6
Carpenter	M.h	7.8
Reinforcing bar fixer	M.h	8.0
Equipment Operator, Driver	M.h	6.7

Table 5-6-3 Unit Price of Major Construction Materials

Materrials	specification	per unit	SBD
ready mixed concrete	21MP/20mm	m^3	550
	18MP/20mm	m^3	519
Portland cement	40kg bag price, paradise cement from NG	kg	37
coarse aggregate	20mm , Lunnga river	m^3	110
	10mm, Lunnga river	m^3	110
	6mm, Lunnga river	m^3	95
river fine sand	Lunnga river	m^3	103
Selected soil		m^3	87
Reinforcement bar	16mm*6m,deformed	no.	47
	12mm*6m,deformed	no.	26
	10mm*6m,deformed	no.	17
	6mm*6m,deformed	no.	5.3
Mesh wire	4.7*1.9m/sheet	no.	184
	4.7*1.9m/sheet	no.	127
	2.1*3.0m/sheet	no.	319
Concrete blocks	390*190*190mm	no.	5.8
	390*140*190mm	no.	4.1
	390*90*190mm	no.	3.5
PVC pipes	150mm, 6m/each	m	36
	100mm	m	20
	75mm	m	12
	50mm	m	6.0
Plywood for concrete forms	8ft*4ft, t=10mm	m^2	52
diesel oil		litter	1.8
gasoline		litter	2.1

Table 5-6-4 Hourly Cost of Major Construction Equipent

Equipment	specification	Unit	SBD
Air compressor	1.4m3/min	h	123
Water pump	40mm,5m	h	30
*Dump truck	10t	h	300
*Dump truck	4t	h	200
*Backhoe	$0.25m^3$	h	385
*Backhoe	$0.05m^3$	h	220
*bulldozer	6t	h	380
*Shipment ,charter,45t	within Solomon Islands	24h	5000

*Unit price includs operation fee

Table 5-7-1. Summary of Hydropower Planning

Site	Catchment (km^2)	Type of Plant	Effective Head (m)	Maximum Discharge (m^3/s)	Turbine Type	Installed Capacity (kW)	Energy Output (MWh)	Transmission Line (km) Voltage (kV)	Distribution Line (km) Voltage (kV)	Access Road (km)	Supply Area	Project Cost (million US$)
Maotapuku 1 (Guadalcanal)	10.0	ROR	150.5	1.3	H-F	1,600	7,838	6.5km/33kV (Maotapuku 1-Maotapuku2)		3.5	Honiara	24.870
Maotapuku 2 (Guadalcanal)	22.0	ROR	58.5	2.9	H-F	1,400	6,619	32.5km/33kV (Maotapuku2-Lungga P/S)	6.0km/415kV	5.8	Honiara	27.027
Sasa (Guadalcanal)	22.0	ROR	58.0	0.66	C	280	2,396	15.0km/11kV (Sasa-Honiara P/S)	2.0km/415kV	1.7	Honiara	6.211
Silolo (Malaita)	13.0	ROR	155.0	1.7	H-F	2,100	10,495	8.0km/33kV (Silolo-Fausande)		6.3	Malu'u-Auki	28.261
Rori (Malaita)	2.0	ROR	37.0	1.1	C	300	2,526	20.0km/11kV (Malu'u-Anda'ua)	9.0km/415kV	0.9	Malu'u-Auki	5.989
Kware'a (Malaita)	28.0	PON	15.5	5.0	ST	600	2,541	14.0km/33kV (Kware'a-Dala)		1.1	Dala-Auki	18.185
Kubolata (Santa Isabel)	1.0	ROR	229.0	0.05	P	80	563	2.5km/11kV (Kubolata-Buala)	0.5km/415kV	2.0	Buala	1.649
Waimapuru (San Cristobal)	2.8	ROR	30.0	0.1	R	20	170		2.0km/415kV (Waimapur-Secondary School)	2.0	Waimapuru Second School	0.912
Sorave (Choiseul)	9.5	ROR	9.0	1.1	R	70	592	6.0km/11kV (Sorave-Secondary School)		0.4	Secondary school	1.859
Luembalele (Lata)	2.4	ROR	31.0	0.24	R	50	432	22.0km/11kV (Luembalele-Lata)		2.8	Lata	4.117

Note, ROR=Run-of-River type
PON=Pondage type
H-F=Horizontal Francis
C=Cross-Fow
P=Pelton
ST=S Type Tubular
R=Rverse Running Pump Type

Table 5-7-2 Monthly Rainfall in Honiara (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1954	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	116.4	319.8
1955	125.7	131.1	607.6	115.8	174.8	77.8	41.6	6.9	76.0	69.4	136.0	578.8
1956	402.6	489.7	341.3	150.1	51.3	73.4	15.4	26.9	11.6	71.7	119.4	91.1
1957	141.6	369.1	313.1	112.8	186.6	62.2	54.2	87.1	79.9	171.7	97.1	159.0
1958	185.8	88.4	194.7	640.8	123.2	339.0	23.3	45.9	66.6	185.6	52.7	204.2
1959	371.4	241.3	306.0	290.0	129.8	59.2	94.7	194.4	211.2	97.5	158.8	395.2
1960	193.1	307.6	602.8	329.0	74.3	101.6	152.8	61.0	133.3	137.0	93.9	130.2
1961	162.5	174.1	316.2	174.4	106.8	63.3	213.3	123.3	142.6	147.6	245.4	121.4
1962	202.1	310.9	117.4	344.2	473.0	108.9	60.7	68.6	64.2	164.6	98.3	287.0
1963	182.8	206.1	406.0	187.1	40.8	36.8	95.2	142.2	189.7	274.9	115.1	164.5
1964	238.7	81.4	297.5	157.0	186.2	42.2	64.5	47.3	37.9	191.7	132.7	109.3
1965	375.2	396.4	373.9	113.7	150.3	108.8	306.2	120.5	67.8	116.6	88.4	168.8
1966	32.3	199.7	248.0	141.1	57.0	48.0	16.3	48.1	26.0	52.8	392.3	285.8
1967	565.3	304.3	635.6	180.6	215.0	87.7	113.2	138.9	67.2	377.1	167.6	63.9
1968	423.6	318.5	198.1	192.8	23.5	65.1	176.1	97.4	140.9	132.9	137.7	137.9
1969	289.4	362.1	215.3	181.3	135.4	153.0	96.2	94.6	79.9	95.8	108.1	276.3
1970	168.6	560.8	269.8	332.6	131.6	119.8	52.5	80.9	211.0	197.0	120.2	285.3
1971	236.4	109.7	455.9	328.2	96.3	109.5	88.5	82.2	85.3	157.6	130.3	447.2
1972	955.8	298.3	359.7	204.8	158.2	267.6	103.1	117.9	103.9	76.1	38.7	178.9
1973	82.1	218.7	363.9	107.9	84.4	70.4	90.3	128.1	30.7	245.8	130.1	244.6
1974	232.2	474.4	222.4	139.0	73.0	89.2	53.0	117.4	72.2	m	m	m
1975	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1976	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1977	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1978	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1979	m	m	m	m	m	m	m	35.6	75.6	35.8	201.2	200.4
1980	182.2	503.2	407.0	23.8	58.8	39.8	62.2	95.8	188.2	73.4	189.0	84.4
1981	361.0	266.2	66.0	92.6	24.0	9.8	95.6	89.2	64.0	84.4	27.2	132.2
1982	351.2	179.0	353.2	352.4	150.0	40.6	118.2	270.8	123.8	88.8	62.8	155.8
1983	152.8	323.2	211.2	99.0	127.8	35.8	91.4	72.8	178.0	96.0	83.8	201.2
1984	89.8	210.8	380.4	222.8	125.0	31.4	37.8	45.4	59.6	172.4	329.8	290.6
1985	304.2	170.6	557.2	143.6	113.0	53.0	154.2	270.4	77.8	142.6	340.4	182.2
1986	272.6	182.0	263.0	250.6	366.2	40.0	84.2	115.6	141.0	9.0	207.8	37.2
1987	93.6	231.2	113.8	84.2	60.2	0	66.2	30	62.6	98.4	165.6	299
1988	318.0	409.2	122.6	78.2	32.6	103.6	95.4	139.4	130.4	198.4	453.4	549.4
1989	243.6	483.0	151.8	247.4	206.8	145.6	34.4	35.8	72.4	65.4	71.2	171.2
1990	230.8	71.4	332.8	160.4	167.8	52.6	111.8	48.2	122.8	41.6	73.6	274.0
1991	273.8	274.8	235.4	151.0	189.4	139.6	144.2	154.0	138.8	75.4	35.0	16.4
1992	91.2	423.2	109.0	117.0	60.9	46.4	68.0	34.6	24.2	131.2	100.1	155.2
1993	61.6	232.8	131.0	187.8	60.2	112.3	97.8	96.1	32.9	41.1	42.5	168.3
1994	258.3	363.9	343.7	140.4	174	201.1	73.4	96.5	19.1	54.8	18.1	97.8
1995	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1996	149	161.5	369.2	153.7	90.6	93	108.8	133.5	70.9	218.4	123.8	517.3
1997	185.4	241.5	564.4	185.7	13.8	26.7	13	83.3	147.64	38.6	54.8	36.6
mean	248.3	280.3	312.3	192.3	126.8	88.0	91.0	96.8	95.5	125.1	139.0	213.5
Max.	955.8	560.8	635.6	640.8	473	339	306.2	270.8	211.2	377.1	453.4	578.8
Min.	32.3	71.4	66	23.8	13.8	0	13	6.9	11.6	9	18.1	16.4
Entry	37	37	37	37	37	37	37	38	38	37	38	38

Note m: missing data or data not available

Source: Solomon Island Meteorological Service

Table5-7-6 Monthly Rainfall in Auki (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1962	253.8	535.3	451.0	258.6	206.3	112.1	196.8	191.3	213.8	192.2	264.0	580.9
1963	281.8	159.2	436.6	196.1	107.4	194.7	227.3	266.2	282.1	494.6	259.5	206.0
1964	481.1	481.8	451.7	320.8	97.0	156.1	244.4	179.9	185.9	235.0	222.9	193.7
1965	418.6	285.9	586.5	226.7	245.8	197.0	506.9	318.9	258.3	223.6	111.2	269.2
1966	118.9	338.9	392.4	133.6	247.9	195.1	131.8	165.6	136.6	204.3	349.8	355.5
1967	503.8	477.6	578.7	201.5	362.6	228.8	218.4	419.1	156.8	243.3	382.5	177.0
1968	735.2	519.3	348.4	130.6	158.1	136.3	376.4	149.4	234.8	155.7	197.1	324.8
1969	343.7	406.0	209.4	251.2	245.5	283.8	374.3	361.0	204.5	236.2	79.5	280.9
1970	186.9	538.2	510.5	540.3	257.0	146.8	207.5	169.9	235.3	371.6	245.4	726.5
1971	431.2	393.6	605.6	257.0	237.8	121.9	143.9	292.3	246.2	273.4	201.1	661.7
1972	677.2	178.9	348.8	155.1	431.9	396.3	205.6	116.5	149.9	141.7	144.6	176.1
1973	330.6	428.3	576.2	334.7	126.4	230.0	219.7	219.0	233.0	341.3	143.4	399.4
1974	434.0	361.2	465.4	215.4	110.2	252.0	298.8	97.2	117.6	271.4	232.6	117.8
1975	761.6	328.2	428.0	277.2	235.0	82.2	248.2	242.6	271.0	190.8	401.2	317.8
1976	718.6	517.4	302.4	354.4	149.6	97.2	222.4	180.6	70.2	258.0	165.8	330.6
1977	574.8	201.2	570.8	309.2	177.0	198.0	357.7	381.0	257.6	222.6	326.6	165.0
1978	298.8	396.4	260.6	283.4	184.4	138.4	211.6	153.2	163.0	129.6	279.4	249.6
1979	296.0	273.4	284.8	247.0	322.0	280.8	186.0	141.8	148.0	146.2	294.4	277.8
1980	342.8	522.2	417.1	139.8	112.4	296.2	73.4	332.0	255.4	190.2	280.8	223.8
1981	265.4	517.4	171.2	179.4	128.4	154.2	335.2	121.4	280.8	272.6	139.0	264.0
1982	375.8	247.8	346.2	432.1	192.2	57.2	213.6	316.9	161.2	221.6	26.0	174.2
1983	327.4	517.0	380.5	257.2	165.0	114.1	191.4	201.0	282.6	207.4	201.2	167.6
1984	193.6	182.6	632.8	325.5	223.7	160.6	347.0	232.8	186.6	193.0	273.0	280.0
1985	348.7	424.5	564.9	148.2	223.0	123.4	145.2	284.6	195.2	134.8	168.8	290.8
1986	223.8	392.2	369.3	246.0	624.6	106.2	79.2	148.8	382.6	119.4	203.8	110.6
1987	65.4	406.6	440.8	149.2	157.2	43.6	176.4	16.8	266.0	127.0	152.0	237.6
1988	388.2	397.6	246.2	248.4	117.2	162.2	210.4	334.0	213.6	265.4	169.0	517.2
1989	265.6	462.8	337.0	281.6	251.4	182.0	103.8	125.0	144.8	120.2	163.4	314.0
1990	372.6	98.0	287.2	192.0	231.8	235.0	269.2	111.2	149.8	216.6	228.0	238.8
1991	558.0	419.8	288.0	60.4	215.4	206.2	126.6	383.0	257.8	331.6	133.4	110.6
1992	167.6	496.0	213.4	225.8	60.0	29.0	248.8	199.3	149.4	115.0	271.9	309.9
1993	96.6	356.9	234.8	259.5	260.5	293.5	332.3	123.2	213.4	73.3	182.6	210.5
1994	310.7	311.6	224.1	294.9	191.3	411.4	295.5	266.9	27.4	124.3	89.6	53.6
1995	196.0	230.3	520.8	197.7	251.9	147.6	198.6	245.2	300.2	162.9	174.6	139.3
1996	283.2	210.5	528.9	351.0	266.7	209.2	155.6	233.4	177.3	140.8	285.1	602.2
1997	587.6	322.1	340.8	170.8	83.0	114.5	66.5	136.7	345.8	38.8	73.4	113.7
Mean	367.1	370.5	398.7	245.9	212.7	180.4	226.3	218.3	209.8	205.2	208.8	282.5
Max.	761.6	538.2	632.8	540.3	624.6	411.4	506.9	419.1	382.6	494.6	401.2	726.5
Min.	65.4	98.0	171.2	60.4	60.0	29.0	66.5	16.8	27.4	38.8	26.0	53.6
Entry	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36

Note m:missing data or data not available

Source: Solomon Island Meteorological Service

Table 5-7-10 Month Rainfall in Buala (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1982	m	m	m	m	m	m	358.0	173.0	330.5	337.1	45.5	365.0
1983	235.9	514.9	418.2	373.2	355.0	349.7	350.1	185.5	406.0	m	329.5	m
1984	245.1	493.7	518.7	554.7	427.4	243.6	412.3	311.4	468.2	422.0	580.5	596.5
1985	318.5	240.0	419.2	279.3	143.5	136.5	407.5	351.3	301.8	454.6	314.8	356.5
1986	452.9	188.2	314.8	592.4	392.0	296.8	200.2	346.3	313.7	427.5	m	298.7
1987	372.0	444.5	518.0	387.1	361.0	303.5	333.7	98.0	354.9	333.7	421.7	489.5
1988	349.5	334.8	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1989	698.8	239.0	390.8	235.3	70.5	111.5	382.6	206.8	418.5	m	m	m
1990	368.7	189.7	358.3	373.9	348.2	193.8	447.4	145.0	218.0	392.2	331.2	383.4
1991	300.4	268.2	220.0	179.0	602.4	374.4	160.9	358.0	542.2	423.2	91.6	108.4
1992	213.2	483.5	213.2	65.9	157.2	98.6	293.2	224.7	65.9	m	m	m
1993	180.5	306.1	296.3	296.6	262.6	328.6	249.8	164.9	202.8	65.5	195.4	211.6
1994	319.3	464.3	419.8	257.1	457.2	636.8	344.4	360.7	85.6	156.2	64.2	173.1
1995	274.6	308.0	364.4	248.4	475.6	340.4	339.8	332.6	156.4	467.5	242.1	240.2
1996	339.2	378.0	549.7	593.1	535.6	278.4	306.8	306.0	448.8	256.0	502.6	415.6
1997	311.8	340.2	597.6	301.4	145.0	168.5	159.9	122.0	95.2	40.8	160.0	186.5
Mean	332.0	346.2	399.9	338.4	338.1	275.8	316.4	245.7	293.9	314.7	273.3	318.8
Max.	698.8	514.9	597.6	593.1	602.4	636.8	447.4	360.7	542.2	467.5	580.5	596.5
Min.	180.5	188.2	213.2	65.9	70.5	98.6	159.9	98.0	65.9	40.8	45.5	108.4
Entry	15	15	14	14	14	14	15	15	15	12	12	12

Note m: missing or not available data

Source: Solomon Islands Meteorological Service

Table 5-7-12 Monthly Rainfall in Kirakira (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1965	416.0	344.6	394.9	208.4	396.2	500.5	743.3	514.8	307.4	422.8	130.1	609.4
1966	165.4	436.7	278.6	312.8	363.0	168.1	24.8	155.0	158.2	138.5	392.6	505.7
1967	498.9	297.3	668.4	212.3	367.4	378.9	182.0	708.0	220.2	532.0	236.3	383.6
1968	719.6	379.8	194.9	573.2	169.1	118.4	342.4	156.5	301.9	280.2	228.2	550.0
1969	515.8	389.4	435.1	679.2	259.8	450.8	496.1	462.3	m	314.1	116.3	240.8
1970	157.1	185.3	259.1	268.9	356.4	417.8	566.2	695.2	205.3	350.9	199.7	220.7
1971	448.8	289.3	765.5	589.0	170.2	243.2	193.4	343.3	370.2	160.8	240.2	429.4
1972	424.3	259.1	409.6	331.3	457.0	270.4	267.5	129.8	80.4	134.4	140.5	227.8
1973	112.8	120.4	532.8	328.2	105.3	183.6	195.4	299.4	379.9	332.1	247.2	321.9
1974	260.4	770.6	387.4	295.0	157.4	312.8	379.0	121.5	170.6	187.3	285.4	186.4
1975	549.6	342.0	467.2	173.7	218.0	183.6	447.0	251.8	421.0	304.6	534.4	385.5
1976	641.2	616.6	420.6	225.1	205.9	214.8	544.4	447.6	199.6	150.8	184.6	182.2
1977	289.8	327.4	372.0	149.6	204.2	265.4	406.2	412.8	216.7	152.2	265.6	106.0
1978	324.0	358.6	284.4	187.4	422.0	123.8	271.8	348.6	117.4	62.0	158.8	112.4
1979	484.6	370.6	111.8	192.6	197.8	291.0	245.8	106.6	170.7	154.8	325.2	291.8
1980	132.6	548.8	333.0	174.6	433.6	110.0	61.0	192.0	213.8	269.6	329.8	327.8
1981	249.0	277.8	71.6	131.2	137.6	97.4	401.6	313.4	432.2	267.0	153.6	196.2
1982	211.0	405.0	367.2	534.1	350.2	123.0	430.8	585.6	130.0	205.4	70.6	79.4
1983	207.8	172.8	209.1	172.0	229.0	109.1	248.6	175.6	359.8	183.0	268.9	221.8
1984	228.6	259.4	444.2	395.8	237.0	272.0	415.2	153.1	227.2	517.0	185.9	396.4
1985	358.2	210.8	695.8	242.8	488.6	239.4	383.9	705.6	m	262.6	294.2	172.0
1986	236.0	326.2	274.0	503.4	439.8	136.6	174.0	239.1	451.4	145.0	247.8	130.2
1987	77.4	m	238.8	233.7	267.2	48.2	250.0	31.0	210.4	153.0	171.8	376.4
1988	290.4	244.4	197.8	305.2	164.6	338.8	360.8	521.1	506.2	308.6	510.6	578.0
1989	527.6	432.0	394.0	585.6	592.4	405.6	291.2	190.2	457.0	111.0	m	225.0
1990	400.2	133.0	364.0	587.8	523.4	189.6	156.8	57.2	300.0	169.8	152.4	502.4
1991	296.8	274.6	216.6	212.6	222.4	242.2	186.8	509.8	542.4	477.6	150.0	67.0
1992	152.2	307.8	156.2	271.0	212.1	84.2	218.6	216.8	95.7	42.1	264.7	62.3
1993	196.7	213.6	313.0	188.1	297.5	185.8	106.6	47.0	159.9	149.9	192.6	529.6
1994	195.4	353.7	217.7	341.1	626.8	386.3	238.8	354.6	188.7	57.8	70.1	62.0
1995	134.5	76.5	426.8	106.4	320.5	122.5	338.6	433.7	285.2	507.4	59.7	119.1
1996	294.7	210.8	288.0	269.2	358.3	286.1	401.6	396.7	367.8	303.2	285.6	625.5
1997	209.9	272.9	318.9	404.0	134.8	280.9	41.8	124.3	206.3	9.1	113.1	84.5
mean	315.4	319.0	348.8	314.7	305.6	235.8	303.4	315.2	272.7	236.9	225.2	288.2
Max.	719.6	770.6	765.5	679.2	626.8	500.5	743.3	708.0	542.4	532.0	534.4	625.5
Min.	77.4	76.5	71.6	106.4	105.3	48.2	24.8	31.0	80.4	9.1	59.7	62.0
Entry	33	32	33	33	33	33	33	33	31	33	32	33

Note m: missing data or not available data

Source: Solomon Island Meteorological Service

Table 5-7-14 Monthly Rainfall in Taro (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1976	338.0	481.2	444.6	309.0	386.2	190.4	394.6	563.2	117.8	298.0	117.6	206.6
1977	215.6	233.8	206.4	457.0	161.8	354.6	224.1	448.0	306.2	m	m	115.4
1978	248.8	217.6	366.0	188.6	325.8	248.6	181.6	364.6	213.0	240.8	382.4	141.8
1979	145.8	288.6	311.6	360.8	264.0	225.0	482.8	379.6	257.6	212.8	294.2	161.0
1980	244.4	214.4	567.0	147.6	411.6	463.6	415.4	480.0	304.0	261.4	112.0	231.4
1981	332.6	481.4	101.6	206.4	214.6	241.9	402.6	265.8	230.2	356.8	m	368.8
1982	238.2	174.3	356.2	403.3	214.2	265.5	443.6	156.4	m	m	32.2	123.6
1983	102.2	395.8	310.7	291.4	299.2	247.8	352.0	257.1	503.6	237.0	210.0	207.8
1984	131.0	387.6	588.4	385.0	333.8	309.2	670.6	332.2	244.6	176.5	279.0	244.6
1985	344.8	224.6	447.8	584.4	261.4	177.0	373.4	249.2	290.2	226.8	162.4	226.2
1986	322.4	292.8	285.4	522.0	107.8	247.2	291.2	205.6	412.8	270.1	74.6	194.0
1987	98.0	458.7	113.3	292.9	222.0	112.6	344.6	136.2	152.4	318.0	279.6	279.4
1988	262.8	228.8	213.0	350.6	296.2	312.2	393.8	307.8	293.0	450.6	664.4	183.6
1989	247.2	375.2	340.8	371.4	251.4	170.2	148.4	293.8	206.4	251.4	154.4	199.2
1990	334.8	86.4	230.6	213.8	321.0	214.6	270.4	421.8	477.2	245.0	355.8	167.0
1991	303.0	143.0	61.8	232.4	304.0	321.7	223.6	257.4	338.8	134.6	155.0	25.4
1992	227.2	367.4	277.4	148.8	200.9	190.1	241.4	319.2	222.8	365.7	146.1	167.7
1993	408.2	719.0	278.0	410.6	627.9	752.3	642.7	291.9	213.4	230.0	m	257.1
1994	201.7	352.0	275.2	306.3	392.6	201.7	280.5	411.6	182.0	209.8	82.4	29.5
1995	382.1	237.6	239.7	236.8	236.6	220.9	232.8	285.9	502.3	372.5	372.2	240.6
1996	206.9	205.6	307.3	m	m	m	m	m	m	m	m	m
1997	m	m	254.4	m	214.3	152.7	295.4	m	m	m	m	131.0
mean	254.1	312.7	299.0	321.0	288.0	267.6	347.9	321.4	287.8	269.9	227.9	185.8
Max.	408.2	719.0	588.4	584.4	627.9	752.3	670.6	563.2	503.6	450.6	664.4	368.8
Min.	98.0	86.4	61.8	147.6	107.8	112.6	148.4	136.2	117.8	134.6	32.2	25.4
Entry	21	21	22	20	21	21	21	20	19	18	17	21

Note m:missing or not available data

Source: Solomon Island Meteorologocal Service

Table 5-7-16 Monthly Rainfall in Lata (mm)

Year	Month											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1970	m	m	m	m	m	m	m	m	204.3	506.9	m	452.8
1971	505.8	433.7	569.4	352.8	158.3	246.7	260.3	478.7	335.9	233.5	281.8	390.3
1972	564.3	308.8	325.1	289.5	653.3	307.7	246.5	295.7	401.3	169.5	253.1	323.8
1973	323.3	329.9	449.6	363.7	306.1	213.7	271.6	337.2	281.7	297.6	278.8	278.0
1974	274.0	390.4	361.2	336.5	148.4	281.6	288.6	403.6	219.1	401.6	460.0	156.6
1975	664.8	286.6	383.6	269.4	231.0	234.7	373.6	346.4	487.0	309.2	495.8	215.0
1976	1008.2	572.6	656.6	340.8	218.6	269.0	390.4	382.6	333.6	350.8	431.4	523.4
1977	554.4	396.0	419.6	207.6	338.0	347.0	493.8	406.8	375.8	456.2	168.2	167.0
1978	231.8	460.0	300.2	323.2	611.4	338.0	277.0	517.7	324.6	477.2	223.4	341.0
1979	626.8	239.4	361.2	238.2	309.0	515.6	343.0	602.4	296.6	256.8	496.4	324.0
1980	291.6	415.8	385.2	158.0	194.0	524.8	506.0	267.0	561.8	261.8	235.2	397.4
1981	345.6	350.8	135.4	323.2	176.6	106.6	374.4	91.4	422.4	319.4	394.2	610.0
1982	344.2	304.2	765.6	106.4	446.6	408.2	615.4	600.4	299.0	470.0	83.0	123.2
1983	369.8	455.4	206.0	314.4	572.0	94.6	332.2	105.2	469.2	359.8	411.2	374.6
1984	516.4	313.1	753.4	464.4	414.4	403.0	343.4	129.6	269.8	538.8	594.0	273.5
1985	235.1	352.8	526.2	294.4	363.5	253.8	534.8	702.4	320.4	506.6	473.2	401.8
1986	168.2	312.4	394.8	471.9	660.8	154.4	153.4	177.0	381.8	235.6	378.2	309.8
1987	153.6	619.8	369.8	309.2	387.6	65.4	160.2	96.2	428.6	272.6	134.6	425.4
1988	523.6	497.4	255.6	465.6	275.2	333.6	620.8	416.0	509.1	453.8	581.2	764.6
1989	392.6	626.2	303.6	564.2	493.8	247.2	205.4	143.6	172.2	315.6	363.0	406.4
1990	366.8	312.0	657.0	168.8	329.0	229.8	262.0	236.2	693.4	212.8	307.6	530.2
1991	489.2	430.4	297.4	205.6	531.4	319.2	303.6	732.4	368.0	490.6	179.0	84.4
1992	104.4	471.4	119.8	491.0	338.6	207.9	687.8	308.2	145.0	30.8	111.6	169.8
1993	307.3	636.0	527.7	465.1	594.9	694.2	510.6	422.0	213.4	186.1	374.9	353.4
1994	319.2	362.2	494.4	482.6	390.3	215.1	161.3	181.7	115.4	489.0	236.3	197.6
1995	324.0	239.5	527.2	257.6	368.4	230.5	169.5	665.3	217.7	418.2	252.0	145.7
1996	367.5	286.4	400.5	362.5	417.0	348.4	409.2	398.3	399.1	611.9	270.5	208.6
1997	351.2	518.2	433.1	416.5	258.6	292.4	149.7	336.3	401.9	61.4	205.0	144.2
mean	397.2	404.5	421.5	334.9	377.3	292.0	349.8	362.2	349.8	340.3	321.2	320.0
Max.	1008.2	636.0	765.6	564.2	660.8	694.2	687.8	732.4	693.4	611.9	594.0	764.6
Min.	104.4	239.4	119.8	106.4	148.4	65.4	149.7	91.4	115.4	30.8	83.0	84.4
Entry	27	27	27	27	27	27	27	27	28	28	27	28

Note m:missing or not available data

Source: Solomon Island Meteorological Service