

フィジー国
社会基盤・運輸省
フィジー電力公社 (FEA)

フィジー国
再生可能エネルギー活用による
電力供給プロジェクト

ファイナルレポート
要約

平成 27 年 2 月
(2015 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社

産公
JR
15-018

フィジー国再生可能エネルギー活用による電力供給プロジェクト
ファイナルレポート 要 約

【目 次】

第 1 章	概要.....	1
1-1	背景と調査の目的.....	1
1-2	対象地域.....	1
1-3	関係官庁・機関.....	1
1-4	調査期間.....	1
第 2 章	電力需給状況.....	2
2-1	電力需要.....	2
2-2	電力供給状況.....	3
第 3 章	水力ポテンシャル調査.....	6
3-1	水力ポテンシャル調査の概要.....	6
3-2	水力ポテンシャル地点の抽出.....	6
3-3	有望開発候補ポテンシャル地点の選定.....	9
3-4	概略設計の対象となる有望水力ポテンシャル地点の選定.....	13
第 4 章	有望水力ポテンシャル地点の概略設計.....	15
4-1	概要.....	15
4-2	No.8 Mba 1 U/S 水力発電計画のレイアウト.....	16
4-3	No.29 Waivaka 水力発電計画のレイアウト.....	17
4-4	No.35 Wailevu 水力発電計画のレイアウト.....	18
4-5	有望水力ポテンシャル地点の送電計画.....	19
4-6	概略設計と経済・財務分析の結果.....	20
第 5 章	環境社会配慮.....	22
第 6 章	バイオマス発電ポテンシャル.....	24
6-1	概論.....	24
6-2	バガスポテンシャル.....	24
6-3	木質残渣ポテンシャル.....	25
6-4	電力供給におけるバイオマス発電プロジェクトの財務的持続性.....	25
第 7 章	長期電力需給計画のレビュー.....	27
7-1	電力需要予測の現況と評価.....	27
7-2	電源開発計画の現況と評価.....	29
第 8 章	電源開発計画.....	31
8-1	スクリーニングによる各種電源の経済比較.....	31
8-2	需給運用シミュレーション用データの作成.....	33
8-3	電源開発計画案（2015年 - 2025年）.....	44
8-4	長期投資計画.....	46
8-5	本調査で提案した水力開発事業の資金調達の見直し.....	47

【略語集】

略 語	英 文	和 文
B/C	Benefit / Cost	便益費用比
CER	Certified Emission Reduction	認証排出削減量
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
C/P	Counterpart	カウンターパート
D/C	Double Circuit	二回線
DF/R	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DOE	Department of Energy	エネルギー局
DoEnv	Department of Environment	環境局
DOF	Department of Forestry	森林局
DSM	Demand Side Management	デマンド・サイド・マネジメント
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
FCC	Fiji Commerce Commission	フィジー通商委員会
FEA	Fiji Electricity Authority	フィジー電力公社
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買い取り制度
FJD	Fiji Dollar	フィジードル
FMS	Fiji Meteorological Service	フィジー気象庁
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
FSC	Fiji Sugar Corporation	フィジー製糖会社
F/R	Final Report	ファイナルレポート
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GoF	Government of Fiji	フィジー国政府
IC/R	Inception Report	インセプションレポート
IDO	Industrial Diesel Oil	工業用ディーゼル油
HFO	Heavy fuel oil	重油
IBA	Important Bird Areas	重要野鳥生息地
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IT/R	Interim Report	インテリムレポート
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構

略 語	英 文	和 文
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LOLE	Loss of Load Expectation	供給支障時間
LOLP	Loss of Load Probability	電力不足確率
LRMC	Long Run Marginal Cost	長期限界費用
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan	経済産業省
NEF	New Energy Foundation	新エネルギー財団
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NEP	National Energy Policy	国家エネルギー政策
NLC	Native Lands Commission	伝統的土地委員会
O&M	Operation and Maintenance	運転・維持
OJT	On the Job Training	オン・ザ・ジョブ・トレーニング
PAC	Fiji National Protected Area Committee	フィジー国家保護地域委員会
PDP	Power Development Plan	電源開発計画
Pre-F/S	Preliminary Feasibility Study	概略実施可能性調査
PR/R	Progress Report	プロGRESSレポート
PS	Power Station	発電所
PDPAT	Power Development Plan Assist Tool	電源開発計画支援ツール
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected Systems	系統連系信頼性評価ツール
REU	Rural Electrification Unit	地方電化組織
RPS	Renewable Portfolio Standard	再生可能エネルギー供給義務化基準
S/C	Single Circuit	一回線
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境評価
SHM	Stake Holder Meeting	ステークホルダーミーティング
SHS	Solar Home System	ソーラホームシステム
TDR	Transmission Distribution Retail	送電/配電・小売り
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計株式会社
TLTB	iTaukei Land Trust Board	伝統的土地信託委員会
TOR	Terms Of Reference	業務指示書
VLIS	Viti Levu Interconnected System	Viti Levu 島

第 1 章 概要

1-1 背景と調査の目的

フィジーでは、フィジー電力公社（FEA）により、主要な 3 島である Viti Levu 島、Vanua Levu 島、Ovalau 島へ合計約 258MW の電力が供給されている。

2000 年代の燃料価格の上昇は、FEA を含む電力業界に深刻な影響を与えた。このような状況下、2006 年、フィジー国政府は、2011 年までに既存送電系統を通じて供給される電力の 9 割を、系統外で供給される電力の 5.5 割を再生可能エネルギーを利用し発電することを目標に掲げた¹。

同じく FEA でも、2010 年に公表した Annual Report において 2015 年までに供給する電力の 9 割を、再生可能エネルギー由来にするという目標を掲げている。しかし、現状において目標達成に向けた進捗状況は芳しい状態ではなく、フィジー国の電力業界においては、再生可能エネルギー、特に水力発電のさらなる活用と開発が求められている。

本調査は、以下の 5 段階の活動を通して、フィジー国 Viti Levu 島および Vanua Levu 島を対象に、水力ポテンシャルマップを作成し、2025 年までの電源開発計画における再生可能エネルギーのベストミックスを提唱し、フィジー国の電源開発計画に反映されることにより、再生可能エネルギーを活用した電力比率を高め、フィジー国における国民生活の向上や円滑な経済発展に資することを目的とする。

- 1) 関連資料の収集/分析
- 2) 水力ポテンシャル調査
- 3) 水力有望開発の概略設計
- 4) バイオマスエネルギーポテンシャル地点の確認
- 5) 2025 年までの水力開発計画及び再生可能エネルギーのベストミックスの提言

また、フィジー国政府およびフィジー電力公社関係者との調査の共同実施を通じて、水力開発計画に係わる技術移転、人材育成を図る。

1-2 対象地域

フィジー国 Viti Levu 島、Vanua Levu 島

1-3 関係官庁・機関

- ・ 社会基盤・運輸省エネルギー局（Department of Energy, Ministry of Infrastructure and Transport）
- ・ フィジー電力公社（Fiji Electricity Authority : FEA）

1-4 調査期間

2013 年 9 月 ～ 2015 年 2 月

¹ 次期 Energy Policy の Draft（2015 年 1 月現在、政府未承認）では、「全発電電力量に占める再生可能エネルギーによる電力割合を 2020 年までに 81%、2030 年までに 100%」と目標を下方修正している。

第 2 章 電力需給状況

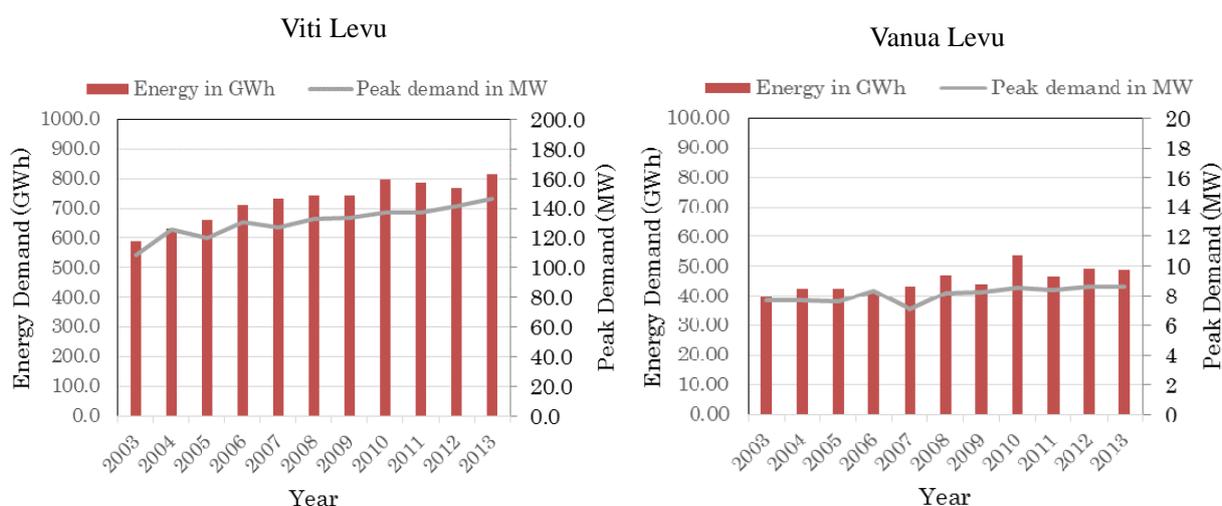
2-1 電力需要

Viti Levu 島と Vanua Levu 島の最大電力需要と発電電力量の推移を表 2.1-1、図 2.1-1 に示す。2006 年のクーデター後伸びの鈍化があったが 2010 年には再び伸びに転じ、発電電力量の増加率は、2003 年から 2013 年まで平均 3.3%を記録し、10 年で 1.4 倍の増加になっている。最大電力需要の増加率は 2003 年の 108.5MW から、2013 年に 146.2MW と平均 3.0%を記録し、10 年で 1.3 倍の増加となっている。

表 2.1-1 最大電力と発電電力量 (2003 - 2013)

年	最大電力 (MW)		増加率 (%)		発電電力量 (GWh)		増加率 (%)	
	VLIS	Vanua Levu	VLIS	Vanua Levu	VLIS	Vanua Levu	VLIS	Vanua Levu
2003	108.5	7.7			588.5	39.85		
2004	125.7	7.7	15.9	0.1	631.0	42.26	7.2	6.1
2005	120.0	7.6	-4.5	-0.8	659.6	42.27	4.5	0.0
2006	130.8	8.3	9.0	9.5	711.0	41.52	7.8	-1.8
2007	127.1	7.1	-2.8	-14.9	732.5	43.13	3.0	3.9
2008	133.0	8.2	4.6	15.7	744.1	46.87	1.6	8.7
2009	133.3	8.3	0.2	1.1	741.8	43.73	-0.3	-6.7
2010	137.1	8.5	2.8	2.8	796.4	53.44	7.4	22.2
2011	137.2	8.4	0.1	-1.2	785.3	46.42	-1.4	-13.1
2012	141.2	8.6	2.9	2.1	768.0	49.21	-2.2	6.0
2013	146.2	8.6	3.6	0.3	814.4	49.03	6.0	-0.4
平均			3.0	1.2			3.3	2.1

(出典：FEA Annual Report 2013)



(出典：FEA Annual Report 2013)

図 2.1-1 最大電力とエネルギー需要の変化

2-2 電力供給状況

表 2.2-1 に既設発電設備の一覧を示す。

表 2.2-1 既設発電所の設備容量、可能および供給出力

As of Dec 2013

Location	Power Plant Name	Source and Tyoe	Commissioni ng Year	Installed Capacity	Available Capacity	Supply Capacity
				(MW)	(MW)	(MW)
Viti Levu	Wailoa Power Station	Reservoir Type Hydropower	1978	83.20	75.00	66.20
	Wainikasou Power Station	Run of River Hydropower	2004	6.80	3.30	1.80
	Nagado Power Station	Run of River Hydropower	2006	2.80	1.50	1.00
	Nadarivatu Power Station	Run of River Hydropower	2012	44.00	40.00	3.90
	Butoni Wind Farm	Wind	2007	10.00	10.00	0.70
	Kinoya Power Station IDO	Diesel		29.80	28.00	28.00
	Kinoya Power Station HFO	Diesel		20.60	10.00	10.00
	Qeleloa	Diesel		1.40	1.00	1.00
	Vuda Power Station	Diesel		24.08	22.00	22.00
	Nadi Power Station	Diesel		2.08	2.00	2.00
	Sigatoka Power Station	Diesel		7.92	3.00	3.00
	Deuba Power Station	Diesel		4.20	2.60	2.60
	Lautoka (FSC)	Biomass	1987, 2006	3.0+9.3	7.30	7.30
	Penang (FSC)	Biomass	1981	3.00	1.00	1.00
Sub-total				252.18	206.70	150.50
Vanua Levu	Wainikeu Power Station	Run of River Hydropower	1992	0.80	0.70	0.10
	Labasa Power Station	Diesel		13.52	11.24	11.24
	Savusavu Power Station	Diesel		3.24	3.00	3.00
	Korovou Power Station	Diesel		0.90	0.75	0.75
	Levuka Power Station	Diesel		2.80	2.30	2.30
	Labasa (FSC)	Biomass	1979, 1997	4.0+10.0	5.30	5.30
	Sub-total				35.26	23.29
Total				287.44	229.99	173.19

(出典: FEA)

設備の老朽化等により、利用可能出力は全設備容量 287MW の約 8 割の 230MW しかない。さらに、乾季は水力発電所の供給能力が下がるため、全供給能力としてはさらに約 56MW 低下し、173MW となる。なお、サトウキビの収穫期でない雨季は、バガス発電所からの供給が無くなるため、全供給能力は 207MW となる。図 2.2-1 に利用可能出力ならびに季節ごとの供給力の電源構成比率を示す。季節ごとの供給力構成の違いが大きいことが分かる。

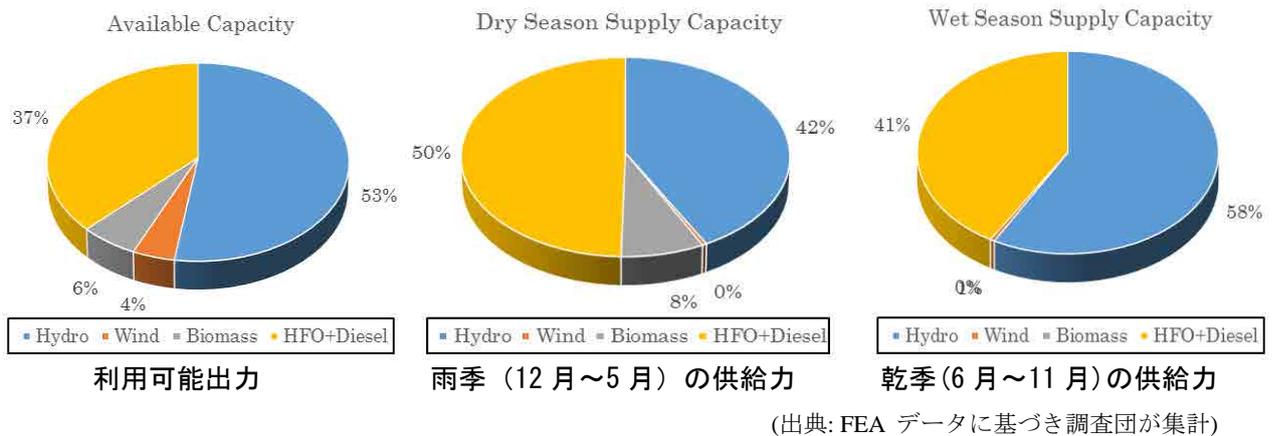


図 2.2-1 利用可能出力ならびに季節ごとの供給力の電源構成比率

これに対して、電源別発電電力量は図 2.2-2 に示すとおりであり、2010 年には約半分が水力、残りの半分は火力発電により供給されている。なお、2006 年に Butoni Wind Farm (Installed capacity 10MW) が運転を開始しているが、年利用率は 6%とかなり小さい。

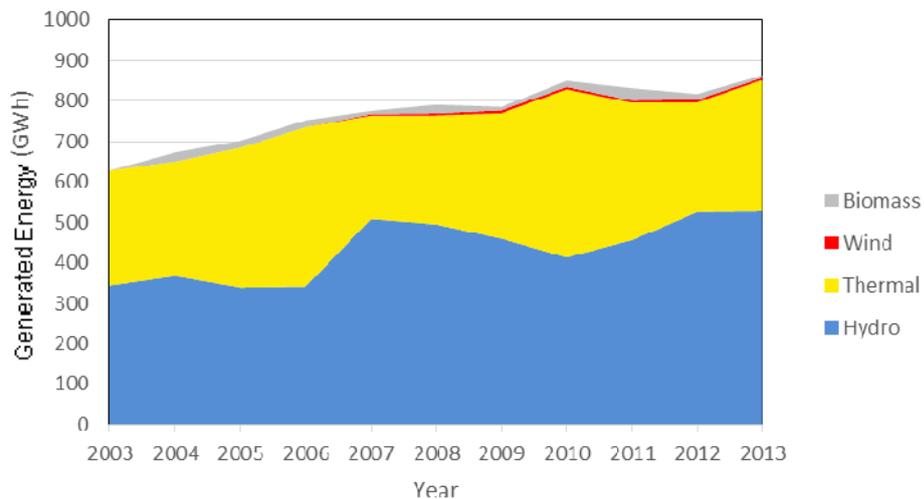
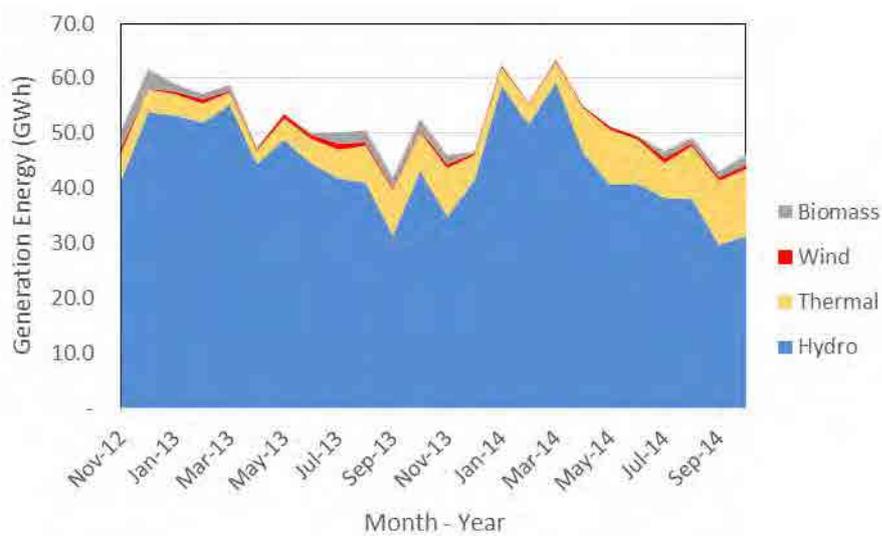


図 2.2-2 電源別発電電力量 (2003-2013)

月毎の電源構成を見ると、図 2.2-3 に示すとおり、6 月～11 月の乾期には、水力の発生電力量が大幅に減少する。一方、バガスによるバイオマス発電が電力供給していることがわかる。



(出典: FEA データに基づき調査団が集計)

図 2.2-3 発電電力量による電源構成 (2012年11月～2014年9月)

第 3 章 水力ポテンシャル調査

3-1 水力ポテンシャル調査の概要

新規水力ポテンシャル地点のマップスタディから開発有望地点の概略設計まで一連の水力ポテンシャル調査は図 3.1-1 に示すフローに従って実施した。

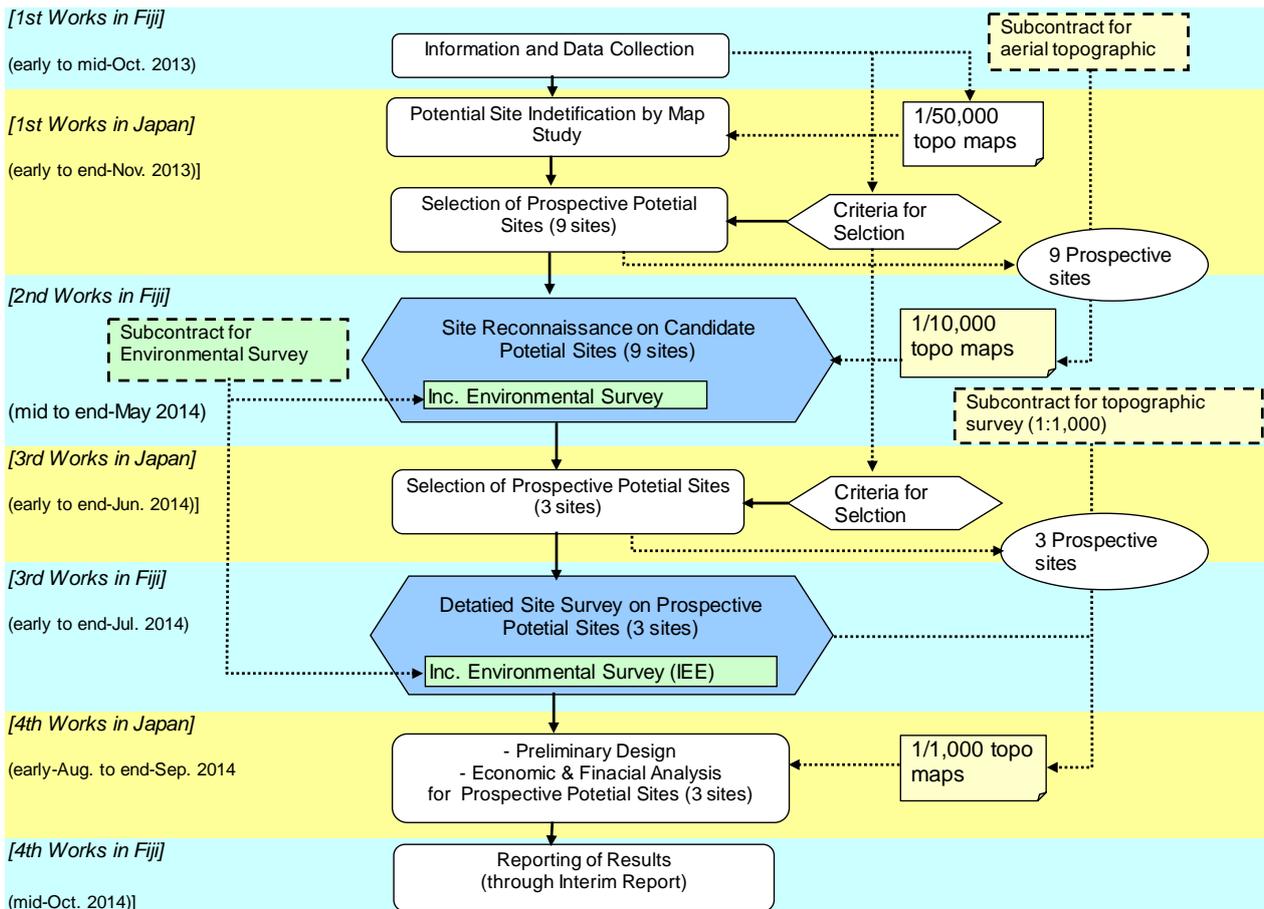


図 3.1-1 水力ポテンシャル地点の抽出と開発優先順位付け

3-2 水力ポテンシャル地点の抽出

(1) 水力ポテンシャル地点抽出のための選定基準

カウンターパートとの協議を通じて、水力ポテンシャル地点抽出のための選定基準を表 3.2-1 に示すとおりに設定した。

表 3.2-1 水力ポテンシャル地点の抽出基準

Items	Consideration Points	Criteria
Technological conditions		
- Generation Plan	- Installed capacity (P)	- More than 1,000kW
- Layout	- Length of waterway (L)	- Less than 5,000m
	- Length / Head (L/H)	- Less than about 100
Topographical conditions		
- Approachability	- Road and traffic conditions to site	- Good approachability to the site
Natural/Social environmental conditions		
- Natural	- Protected area (e.g. natural parks)	- Avoid important protect area (national parks, Ramsar sites)
- Social	- Houses to be resettled	- No resettlement of villagers*

*:フィジーでは住居移転を伴う開発実績がないことより、住民移転が生じないことを条件とした。

(2) 水力ポテンシャル地点抽出のためのマップスタディ

既存の調査報告書で確認されている 27 の水力ポテンシャル地点について、活断層、環境保護地域およびラムサール条約指定地域の分布を参照しながら 5 万分の 1 地形図を用いて、上記選定基準に基づき検討・評価するとともに、5 万分の 1 地形図および河川縦断図を用いたマップスタディにより 10 地点の新規地点を抽出した。

収集した河川流量および雨量データより算定した流況図に基づき、抽出したポテンシャル地点の設備出力、最大使用水量等の主要諸元を設定した。

抽出した 37 のポテンシャル地点（既存資料による 27 地点+新規 10 地点）の計画諸元を Viti Levu 島については表 3.2-2 に Vanua Levu 島については表 3.2-3 に示す。

表 3.2-2 Viti Levu 島の水力ポテンシャル抽出地点の計画諸元

No.	Site	Previous Report/New	Basin	CA (km ²)	P (kW)	Q (m ³ /s)	He (m)	Annual Generated Energy (MWh)
Run-of-River Type								
1	Wainvau	Previous Report	Sigatoka	54.9	700	1.33	73.4	4,073
2	Nasa	Previous Report	Sigatoka	81.3	700	1.90	53.1	3,859
3	Sigatoka2	Previous Report	Sigatoka	26.4	400	0.60	93.2	2,458
4	Solikana	Previous Report	Sigatoka	32.3	700	0.83	113.0	3,852
5	Nasikawa1	New	Sigatoka	44.5	500	0.99	65.90	2,707
6	Narogevu	Previous Report	Sigatoka	10	400	0.21	298	2,767
7	Nabiaurua	Previous Report	Mba	20.7	1,000	0.64	213.9	7,878
8	Mba1 U/S	New	Mba	172.2	3,600	5.36	84.6	21,046
9	Mba2D/S	New	Mba	215.9	2,000	6.45	39.5	12,161
10	Nakara	Previous Report	Mba	54.4	400	1.13	55.5	3,016
11	Tawa	Previous Report	Rewa	13.5	1,000	0.95	142.0	6,759
12	Nasoqo1	Previous Report	Rewa	33.7	3,100	2.61	149.7	17,292
13	Nasoqo2	New	Rewa	62	1,300	4.72	35.1	7,153
14	Naboubuqo	Previous Report	Rewa	40.7	3,000	3.17	113.3	16,046
15	Waqaitabua	Previous Report	Rewa	34.2	1,100	2.68	54.1	6,348
16	Waikonavona	Previous Report	Rewa	27.3	1,500	2.09	93.7	8,669
17	Waisare	Previous Report	Rewa	14	1,000	1.07	124.0	5,870
18	Nadara	Previous Report	Rewa	144	5,200	11.2	58.0	29,006
19	Nambua	Previous Report	Rewa	10	1,300	0.81	205.0	7,642
20	Wainivodi	Previous Report	Rewa	33.4	1,700	2.89	73.8	9,446
21	Wainisavuleve	Previous Report	Rewa	23.6	1,500	2.06	94.9	8,641
22	Wainimala	Previous Report	Rewa	83.5	2,200	7.70	36.6	12,307
23	Wainimakutu	Previous Report	Navua	61.7	1,000	3.82	35.2	5,999
24	Nakavika	Previous Report	Navua	115.5	3,100	7.19	54.7	16,951
25	Sovi	Previous Report	Rewa	143.3	2,300	12.69	23.4	12,716
26	Wainavadu	Previous Report	Rewa	38.1	2,700	3.33	102.6	14,975
27	Wainamoli	Previous Report	Navua	89.2	1,200	4.21	36.8	6,886
28	Waisoi	Previous Report	Rewa	17	2,100	1.41	186.0	11,321
29	Wairokodora	Previous Report	Rewa	5.5	1,900	1.47	167.0	10,591
Completion of F/S								
A-1	Qaliwana	Complete of F/S	Sigatoka					
A-2	Wailoa D/S	Complete of F/S	Rewa	143	7,300	25	36.4	44,900

■ : Less than 1,000kW

表 3.2-3 Vanua Levu 島の水力ポテンシャル抽出地点の計画諸元

No.	Site	Previous Report /New	Basin	CA (km ²)	P (kW)	Q (m ³ /s)	He (m)	Annual Generated Energy (MWh)
Run-of-River Type								
30	Nadamanu	Previous Report	Lekutu	25.5	1,800	2.64	88.1	11,049
31	Saquru	Previous Report	Labasa	13.5	2,700	1.96	172.6	17
32	Navilevu	New	Wainunu	16.3	1,200	2.05	75.4	7,893
33	Nabuna	New	Wainunu	31.5	1,300	3.02	55.8	7,620
34	Davutu	New	Wainunu	28.2	1,200	2.81	55.3	7,164
35	Wailevu	New	Yanawai	34.7	2,000	3.23	76.9	11,241
36	Naisogocauca	New	Drakaniwai	16.4	1,500	2.52	77.3	9,572
37	Nuku	New	Wainunu	32.0	1,300	3.05	56.5	7,847

3-3 有望開発候補ポテンシャル地点の選定

(1) 水力ポテンシャル地点の優先順位付け

抽出された 37 のポテンシャル地点について、代替ディーゼル発電所の建設および運転にかかる費用を経済便益とする B/C（費用便益比）を求めた。B/C の算定条件を表 3.3-1 に示す。

表 3.3-1 水力ポテンシャル地点の B/C（費用便益比）計算条件

	項目	条件	
経済費用 (C)	建設費	“ Guideline and Manual for Hydropower Development Vol.1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower (JICA)”に準拠し算出。	
	運転・維持管理費	建設費の 1%/年	
	プロジェクトライフ	30 年	
	建設期間	5 年（詳細設計 2 年 + 建設 3 年）	
経済便益 (B)	年間発電量	対象水力発電所の年間発電電力量（GWh/年）	
	設備出力	対象水力発電所の常時出力（kW）	
	代替ディーゼル発電所	建設費	Kinoya ディーゼル発電所(2005 年完成)の建設単価 USD 600/kW を用いて算出。
		運転・維持管理費	建設費の 3%（USD 18/kW/年）
		燃料コスト	USD 0.19/kWh (=0.25liter/kWh x FSD1.3*/liter x0.54 USD/FJD)
		プロジェクトライフ	15 年
建設期間	1 年		
割引率		10%	

*: FSD 1,146/ton (average price in 2007: FEA Annual Report 2007) / 1,000 / 0.86

B/Cが1以上である9地点の水力ポテンシャル地点を現地踏査対象の候補地点として選定した。選定された9地点のポテンシャル地点の位置を Viti Levu 島については図 3.3-1 に、Vanua Levu 島については 図 3.3-2 に示す。

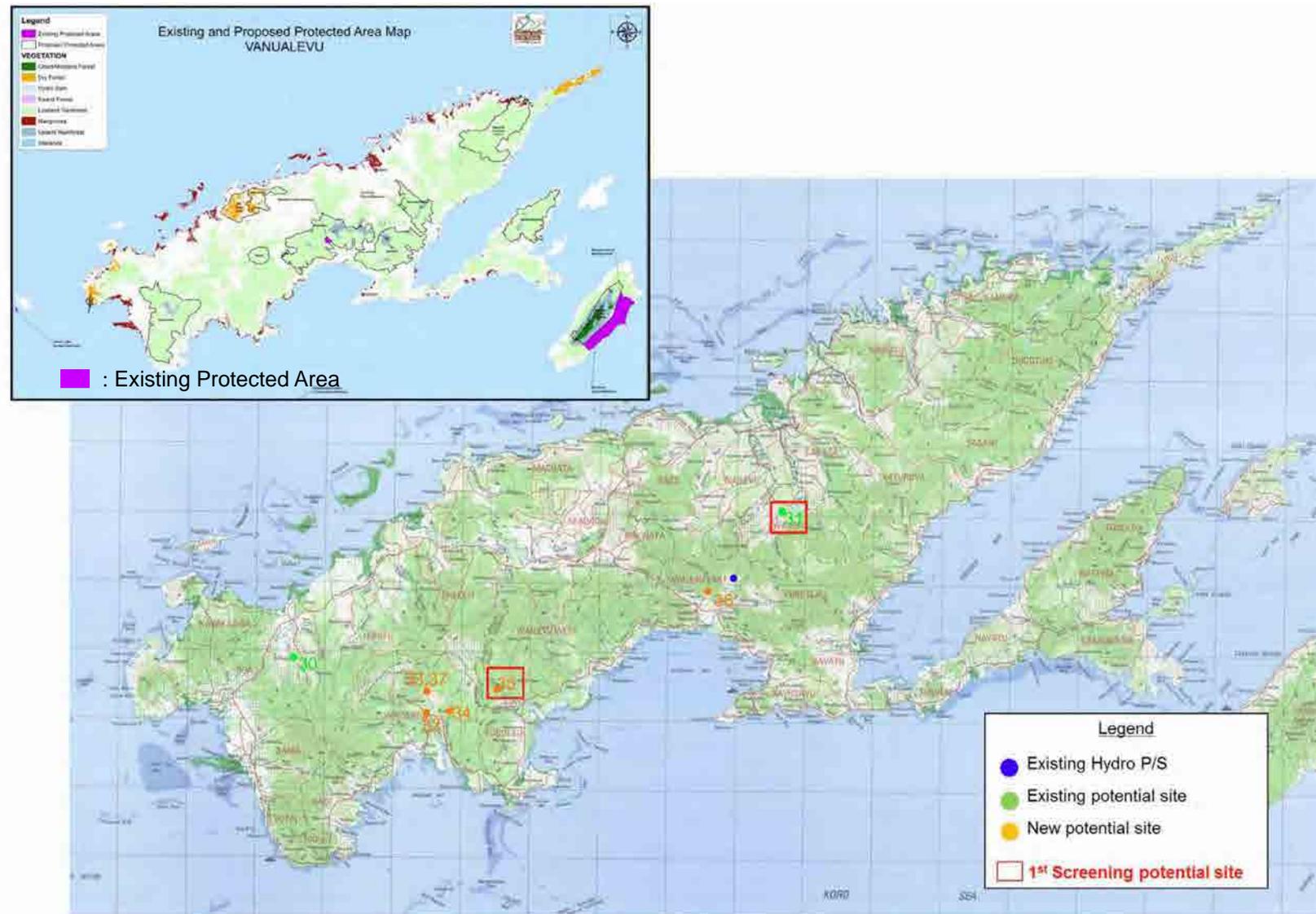


図 3.3-2 Vanua Levu 島における選定された水力ポテンシャル地点

(2) 候補ポテンシャル地点の現地踏査

調査団は、第二次現地調査期間中にエネルギー局およびフィジー電力公社の職員とともに 9 地点の候補ポテンシャル地点について現地踏査を実施した。

(3) 候補ポテンシャル地点の発電計画の見直し

現地踏査で得られた情報に基づいて 9 地点全ての候補ポテンシャル地点の設備レイアウト等の発電計画を見直し、これら見直された発電出力、最大使用水量、有効落差等の計画諸元に基づき、各地点の建設コスト、経済指標値（便益／費用(B/C)）を更新した。

3-4 概略設計の対象となる有望水力ポテンシャル地点の選定

(1) 有望水力ポテンシャル地点の選定評価基準の設定

第 1 回の現地踏査で見直された 9 地点の候補ポテンシャル地点の中から概略設計を実施する 3 地点の有望水力ポテンシャル地点を選定するため、表 3.4-1 に示すとおり、AA ランクから C ランクまでの 4 つのランクを優先順位付けの基準として設定した。

表 3.4-1 優先順位付けランキング基準

Priority Rank	Criteria Screened
AA	It is economically superior, there is no significant natural / social environmental impacts and technical problems expected and priority power development area is high in Fiji.
A	It is economically superior and there are significant natural / social environmental impacts or technical problems expected.
B	It is economically feasible and there are significant natural / social environmental impacts or technical problems expected.
C	It is economically feasible and there are significant natural / social environmental impacts or technical problems expected.

優先順位付けランクとその評価指標である経済指標値（B/C（便益費用比））、環境一次評価スコア¹⁾および電力供給信頼度²⁾との関係を表 3.4-2 に示すとおり定義した。

- 1) 環境一次評価スコア (Primary evaluation score of environment): 対象地点が開発される場合の自然環境（環境保護地域、動植物）への影響度と社会環境（土地補償・住民移転の有無、文化遺産の有無）への影響度を点数化したスコア。値が大きいくほど自然・社会環境への負の影響が大きくなる。
- 2) 電力供給信頼度 (Power Supply Reliability): 電源の必要度は、地点周辺における他の電源の有無、重要な需要地との距離、既設送電線の有無等、立地地域の状況に応じて異なる。このような対象地点の電源の必要性・重要性を、重要な地点を“1”、そうでない地点を“2”という値で定義した。

表 3.4-2 優先順位ランクと各指標との関係

Power supply reliability: 1		Primary evaluation score of environment		
		$1.0 \leq y < 1.5$	$1.5 \leq y \leq 1.8$	$1.8 < x \leq 2.0$
Benefit / Cost (B/C)	$x \leq 1.0$	A	B	C
	$1.0 < x < 1.3$	AA	A	B
	$1.3 \leq x$	AA	AA	A

Power supply reliability: 2		Primary evaluation score of environment		
		$1.0 \leq y < 1.5$	$1.5 \leq y \leq 1.8$	$1.8 < x \leq 2.0$
Benefit / Cost (B/C)	$x \leq 1.0$	B	C	C
	$1.0 < x < 1.3$	A	B	C
	$1.3 \leq x$	A	A	B

(2) 概略設計の対象となる有望水力ポテンシャル地点の選定

第2回ステークホルダーミーティングにおいて、候補水力ポテンシャル地点のランキング評価結果に基づき、概略設計の対象とする水力ポテンシャル地点の選定について、エネルギー局、FEAおよび関係機関と協議した結果、表 3.4-3 に示す AA ランクの3地点を有望水力ポテンシャル地点として選定し、概略設計を実施することを決定した。

表 3.4-3 候補水力ポテンシャル地点のランキング評価

地点名	位置	最大出力	最大使用水量	有効落差	年間発生電力量	評価指標			ランク	概略設計対象
		P(kW)	Q(m ³ /sec)	He (m)	(MWh)	B/C	環境一次評価	電力供給信頼度		
No.8 Mba 1 U/S	West, Viti Levu	9,200	15.0	74.7	24,836	1.2	1.2	1	AA	✓
No.29 Waivaka	South, Viti Levu	7,400	5.12	176.5	15,046	1.6	1.5	1	AA	✓
No.35 Wailevu	South, Vanua Levu	2,000	3.23	76.1	10,563	1.2	1.5	1	AA	✓
No.7 Nabiaurua	West, Viti Levu	1,400	0.85	216.9	8,197	1.2	1.2	1	AA	
No.14 Naboubuco	Central, Viti Levu	2,700	3.53	96.9	15,308	1.4	1.4	2	A	
No.24 Nakavika	South, Viti Levu	2,600	7.17	45.7	14,205	0.9	1.9	1	C	
No.26 Wainavadu	South, Viti Levu	2,500	3.23	97.04	13,749	1.1	1.8	1	A	
No.28 Waisoi	South, Viti Levu	2,100	1.39	190.9	11,322	1.2	1.5	1	A	
No.31 Saquru	East, Vanua Levu	2,000	1.01	254.1	10,660	1.0	1.1	1	A	

第 4 章 有望水力ポテンシャル地点の概略設計

4-1 概要

前章で選定された有望水力ポテンシャル 3 地点の概略設計を実施し、これらの地点の経済・財務評価を行った。これらの地点の位置を下図に示す。



図 4.1-1 概略設計対象の有望水力ポテンシャル 3 地点の位置

有望水力ポテンシャル 3 地点の選定段階では、全ての地点の発電計画は流れ込み式として検討していたが、全発電量の 90%を再生可能エネルギーで賄うという FEA 目標に貢献するため、詳細現地踏査の後、流れ込み式からより大きな出力が得られる調整池式へ計画を見直した。

4-2 No.8 Mba 1 U/S 水力発電計画のレイアウト

No.8 Mba 1 U/S 水力発電計画は、Ba 川上流部の Nadarivatu 水力発電所の下流に位置する。

図 4.2-1 に示すとおり、No.1 取水堰は、Nadarivatu 水力発電所放水口の直下流に位置し、ここで取水された水は Ba 川右支川の Savatu 川と Ba 川との合流点から Savatu 川の上流約 2.5km 地点に導水される。Ba 川より導水された水と Savatu 川の水を貯水するため、上述合流点から Savatu 川の約 200m 上流地点にダム(No.2 ダム)を設置し、Ba 川より導水された水と Savatu 川の水を貯留する。このダム調整池から、水は、圧力導水トンネル、サージタンクおよび水圧鉄管を経て、合流点下流約 2km の Ba 川右岸に設置する発電所に導水される。



図 4.2-1 No.8 Mba 1 U/S 水力発電計画一般平面図

4-3 No.29 Waivaka 水力発電計画のレイアウト

Waidina 川と その右支川である Waivaka 川との合流点から Waivaka 川の上流 2.5km の地点に No.29 Waivaka 水力発電計画の主ダム (No.2 ダム) を設置し調整池を設ける。調整池の流入量を増加させるため、Waivaka 川流域外の Wairokodra 川からも取水し、導水トンネルを経て Waivaka 川の調整池に導水する。発電所は主ダム (No.2 ダム) の下流約 1.5km の左岸に設置する。

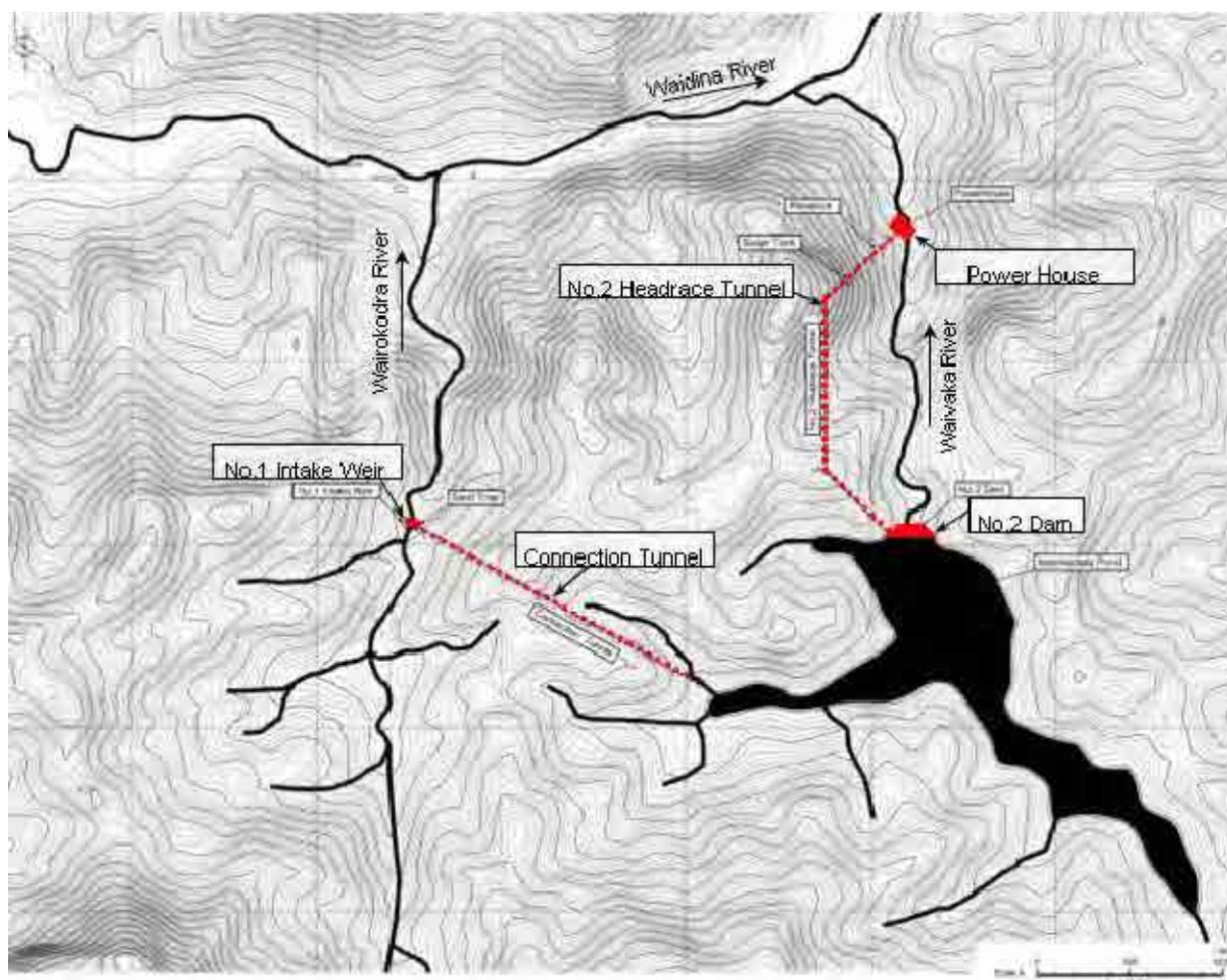


図 4.3-1 No.29 Waivaka 水力発電計画一般平面図

4-4 No.35 Wailevu 水力発電計画のレイアウト

レイアウト代替案の検討の結果、No.35 Wailevu 発電計画は、地形条件から図 4.4-1 に示すように 2 つの水力発電所から構成されることになった。上流側の水力発電計画(No.35-2)は、15 百万 m³ の貯水容量を有するダム調整池を配する有効落差約 39m の調整池式である。一方、下流の水力発電所計画(No.35-1)は、有効落差約 100m を有する流れ込み式であるが、No.35-2 水力発電計画の調整池により調整された流入水を利用するため、調整池式の発電となる。

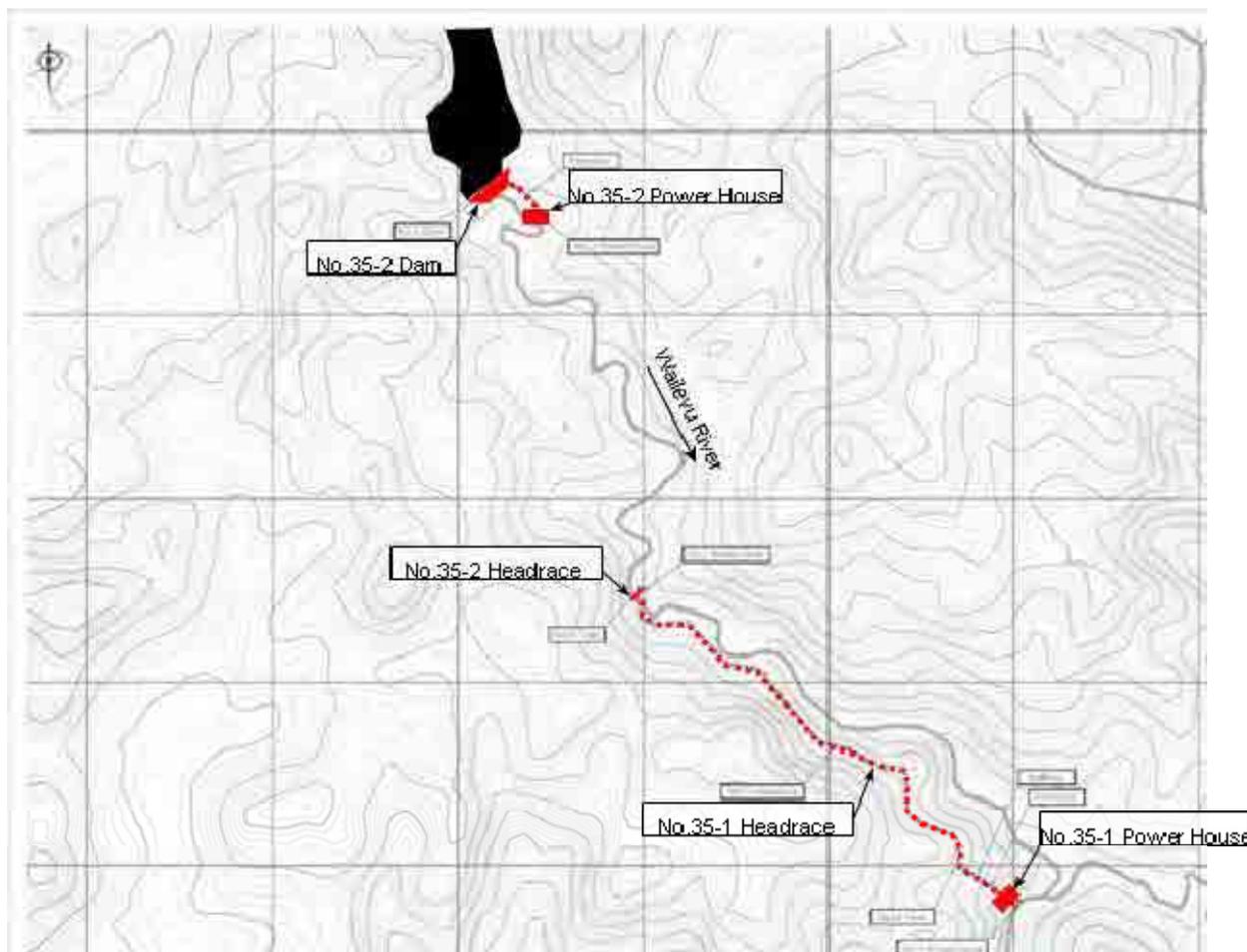


図 4.4-1 No.35 Wailevu 水力発電計画一般平面図

4-5 有望水力ポテンシャル地点の送電計画

3 地点の有望水力ポテンシャル地点に対して考えられる概略の送電計画を図 4.5-1、図 4.5-2 および図 4.5-3 に示す。

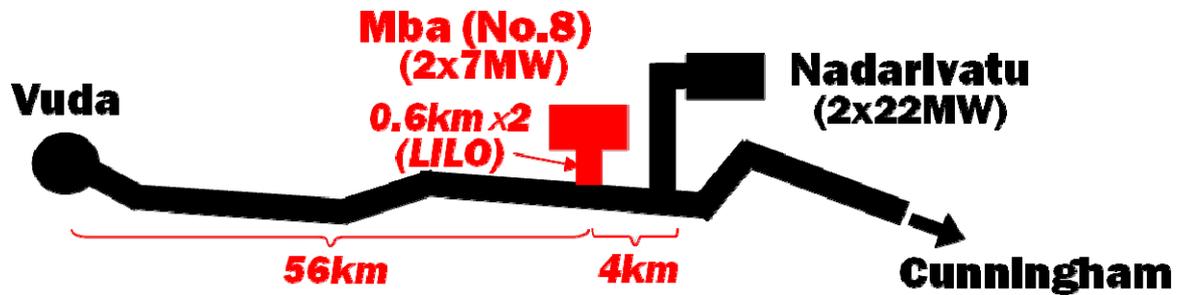


図 4.5-1 No.8 Mba 1 U/S 水力発電計画地点の送電計画

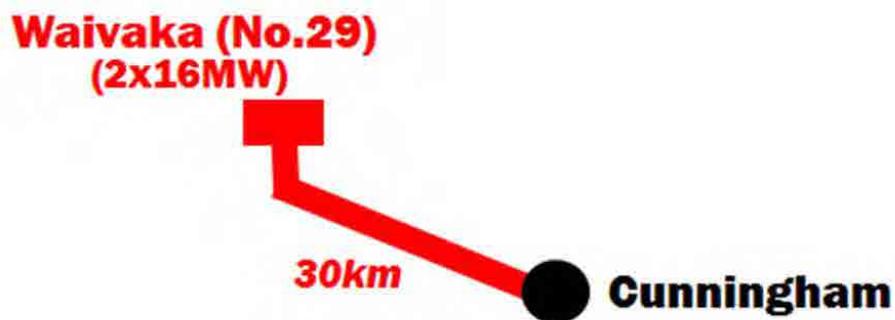


図 4.5-2 No.29 Waivaka 水力発電計画地点の送電計画

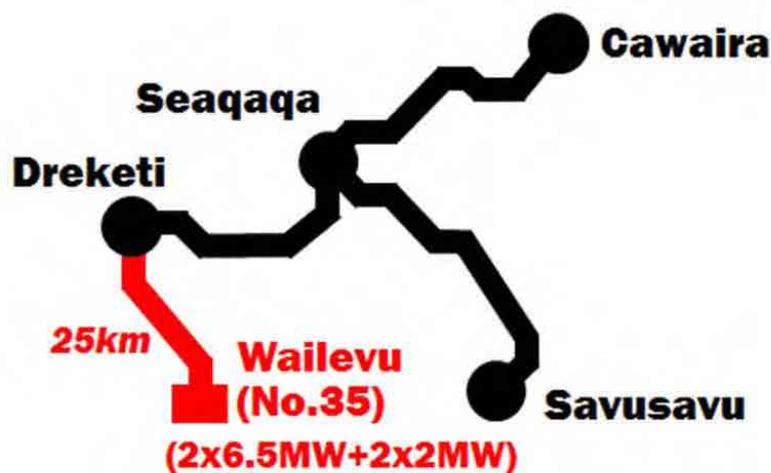


図 4.5-3 No.35 Wailevu 水力発電計画地点の送電計画

132kV 系統信頼度をより高いものとするために提案する Viti Levu 島の 2025 年における 132kV 送電系統構成を図 4.5-4 に示す。

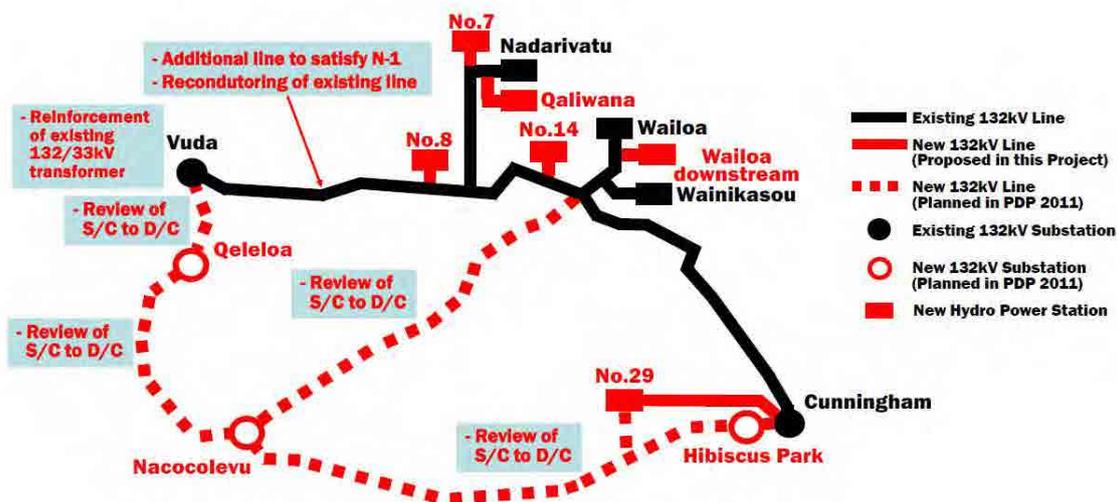


図 4.5-4 Viti Levu 島の 2025 年における 132kV 送電系統構成

4-6 概略設計と経済・財務分析の結果

水力発電計画 3 地点の経済・財務分析を行うため、表 4.6-1 の計算条件を設定した。

表 4.6-1 水力発電計画 3 地点の経済/財務分析の計算条件

プロジェクトライフ	40 年 (建設期間: 5 年)
送配電ロス	10%
売電単価	USD 0.19/kWh
運転・維持管理費	建設コストの 1%

水力発電計画 3 地点の概略設計と経済・財務分析の結果を表 4.6-2 に集計して示す。

表 4.6-2 水力発電計画 3 地点の概略設計結果

	単位	No.8 Mba 1 U/S	No.29 Waivaka	No.35 Wailevu	
				No.35-2 Wailevu	No.35-1 Wailevu
種別	-	調整式	調整池式	調整池式	流れ込み式
最大出力	kW	14,000	32,000	4,000	13,000
最大使用水量	m ³ /sec	23.9	20.6	13.4	15.5
有効落差	m	72.0	194.2	39.3	100.3
発生電力量	MWh	57,842	67,552	8,783	49,296
設備利用率	%	47.20	24.10	25.90	43.30
建設費	10 ⁶	62.3	88.7	75.1	
水力発電	USD	62.0	82.5	73.9	
送電線		0.25	6.18	1.17	
EIRR	%	13.3	12.1	11.7	
(B/C)	-	1.3	1.2	1.1	
FIRR	%	12.9	10.5	10.7	
(B/C)	-	1.3	1.0	1.1	

第 5 章 環境社会配慮

JICA 環境社会配慮ガイドラインに準拠して選定された 3 地点の有望水力ポテンシャル地点について初期環境調査 (IEE) を実施した。

この結果、3 地点の発電計画とともに、概略設計段階として重大な環境問題は存在しないと結論づけられる。ただし、緩和すべきある程度の環境影響は発生すると考えられる。

各有望水力ポテンシャル地点の初期環境調査(IEE)の実施で確認された問題点とそれに対する提言を以下の表に示す。

表 5-1 初期環境調査結果としての問題点と提言

No.8 Mba 1U/S 水力発電計画の問題点と提言		
タスク	問題点	提言
1	2~4 軒の農作業小屋と農地の一部が調整池によって水没する。	水没予定区域の農作業小屋および農地を調査する。
2	Koro 村、Drala 村、Vatutokotoko 村に隣接する範囲では、Ba 川本流の水量が減少し、水質の劣化や魚資源の減少を招く恐れがある。また上流の Buyabuya 集落と Marou 集落では水流が残っていてもこれら上流域にも影響を与える。	魚類や水生動物相の綿密な調査を行い、河川流転換によるそれらへの影響を最小限に留めるような計画とすることが必要である。
3	フィジーでは今日まで、水力発電目的で川へダムや堰を建設する際、回遊魚への影響や維持流量の必要量に意味のある注目を払ってこなかった。	魚道や生態的の最小流量は本計画案の設計に組み込まれる必要がある。
4	プロジェクトの土地所有者 Navala は、プロジェクト地域から 10km 離れており、かつ土地を利用していない。一方、地域近隣の集落 (Koro、Drala 村や Vatutokotoko 村) は、当該プロジェクト土地の所有者ではないが土地を利用している。プロジェクトの利益 (補償費等) が近隣集落と土地所有者との間でアンバランスが生じる。	左記問題の解決策が、地域社会の本案への受諾の鍵である可能性が高い。
5	当該発電計画が、長期的に効率的、効果的に運用を継続するためには、Savatu 調整池上流の集水域の流域管理の改善が必要であるが、これらの土地所有者である 10 グループは、プロジェクト開発の受益者にはならない。	流域管理の改善を進めるため、本計画の受益者でない流域コミュニティへ支援を行うなどの配慮が必要である。
6	発電所建設により労働者が流入し、Koro 村、Drala 村および Vatutokotoko 村の伝統的生活の継承の弊害となる。(このような弊害は Nadarivatu 水力発電計画の建設期間に実際に生じている。)	影響を受ける全ての地域コミュニティと継続的に協議することが重要となる。

No.29 Waivaka 水力発電計画の問題点と提言		
タスク	問題点	提言
1	発電運用による Wairokodra 川下流と Waivaka 川下流の減水は、河川生物の生息環境、土砂輸送、水質、河岸地下水位への影響、当該地点の水資源利用者への直接的、間	魚類や水生動物相の綿密な調査を通じて、河川水転流の結果として発生する問題や変化を

	接的影響を与える可能性がある。	明確にする必要がある。
2	フィジーでは今日まで、水力発電目的で川へダムや堰を建設する際、回遊魚への影響や維持流量の必要量に意味のある注目を払ってこなかった。	魚道や生態的最小流量は本計画案の設計に組み込まれる必要がある。
3	近隣の地域社会へ建設労働者の流入が、土地所有と伝統的なライフスタイルや地域社会へ大きな混乱を招く可能性がある。提案プロジェクト近傍には、社会的にセンシティブな問題を引き起こす可能性のある大規模な有望採鉱地に関連する活動が行われている。	影響を受ける全ての地域コミュニティと継続的に協議することが重要となる。

No.35 Wailevu 水力発電計画の問題点と提言

タスク	問題点	提言
1	成熟天然林、貴重な広葉樹の植林地が水没する。プロジェクトの影響を受ける既知の希少種または絶滅の危機に瀕する動植物はないが、Vanua Levu 島の森林情報ベースが弱い。	影響を受ける天然森林地域の詳細な動植物調査が必要。
2	Wailevu 川主流は、ダムから No2 発電所の 2km の区間と、その下流の No1 発電所までの区間の 2 つの連続した区間で、水質および水量は低下・減少し、魚類資源に大きな影響を与える。これは調整池より上流の集水域の魚類や甲殻類にまで影響を与える。	河川流転換の結果として発生する損失や変更を明確にするため、魚類や他の水生動物相の綿密な調査が必要である。
3	フィジーでは今日まで、水力発電目的で川へダムや堰を建設する際、回遊魚への影響や維持流量の必要量に意味のある注目を払ってこなかった。	魚道や生態的最小流量は本計画案の設計に組み込まれる必要がある。
4	Wailevu 貯水池への持続的な水の供給と少ない堆砂量を確保するために、高水準で、環境への影響の少ない伐採植林管理が必要となる。これを達成するために、本計画からの恩恵を受けない 3 から 4 つの追加的土地所有グループおよび Fiji Hardwood Corporation Ltd. の植林賃借人などを巻き込むことが考えられる。	高水準の管理が可能になるように、本計画の受益者ではない土地所有者と Fiji Hardwood Corporation Ltd. の支援による高水準な管理が可能となるような注意が必要である。
5	プロジェクト地域への建設と労働者の流入の結果、すべての土地所有者の村落社会に、伝統的な生活様式への混乱が生じる恐れがある。しかし、村は建設地区から比較的距離があり、その影響は間接的となる。	社会的影響を回避するため、すべての利害関係者と地域社会との、継続的で意味のある協議が重要である。
6	Wailevu 川の水質は非常に良いことから、特にこの地域は降水量が多いので建設方法と緩和対策は高水準で計画され、実行されることが必要。すでにフィジーで侵食やダム工事による川の堆積を減少させた緩和策の実績があるが、効果的な実施を期すには多くの課題がある。	Wailevu 川の良い水質を維持するために、高水準の侵食と堆積制御が必要である。

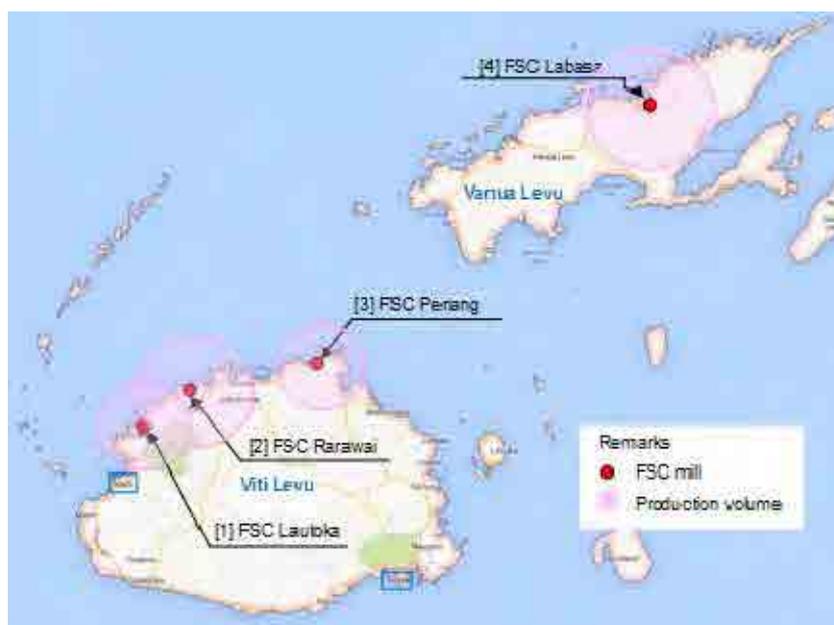
第 6 章 バイオマス発電ポテンシャル

6-1 概論

バイオマスは、生物(Bio) の量(Mass)が語源であるが、現在では、エネルギー利用される生物資源を意味している。バイオマスは有機物であり、燃焼させても二酸化炭素の増減はないとみなされる（「カーボンニュートラル」）ことから、バイオマスにより化石系燃料を代替できれば、その分の二酸化炭素の発生を抑制できる。フィジーでは、主に民生家庭・業務分野において、薪炭を燃焼させて煮炊きなど炊事に利用しているほか、畜産廃棄物を主に糞と混ぜて乾燥させて燃料にするなど、古くから、バイオマスエネルギーが利用されている。バイオマスには、(1)バガス（サトウキビ残渣）、(2)木材残渣、(3)一般廃棄物（都市部から排出されるごみのうち有機性廃棄物）が含まれる。調査団は、フィジーで最も有望とされる、(1)バガス（サトウキビ残渣）および(2)木材残渣について、バイオマス発電の可能性検討を行うこととした。

6-2 バガスポテンシャル

サトウキビ栽培は、フィジーの主要産業の一つであり、フィジー製糖公社（FSC）は、国営会社（SOE）であり、原料糖生産の専売特許を有している。フィジーにおける製糖生産量は、専業農家の減少や作付面積の縮小とともに衰退の一途をたどり、長いこと減少を続けてきたが、FSCを中心に、契約条件の改善や作付け耕地面積の拡大、サトウキビの品種改良など、生産性向上に積極的に取り組んでおり、近年、その成果が目に見える形で現れてきている。下図は、バガスのポテンシャルマップを示したものである。バガスによるバイオマス発電のポテンシャルは、FSC工場が位置する Viti Levu 島の北東部および、Vanua Levu 島の中央 Labasa に集中する。



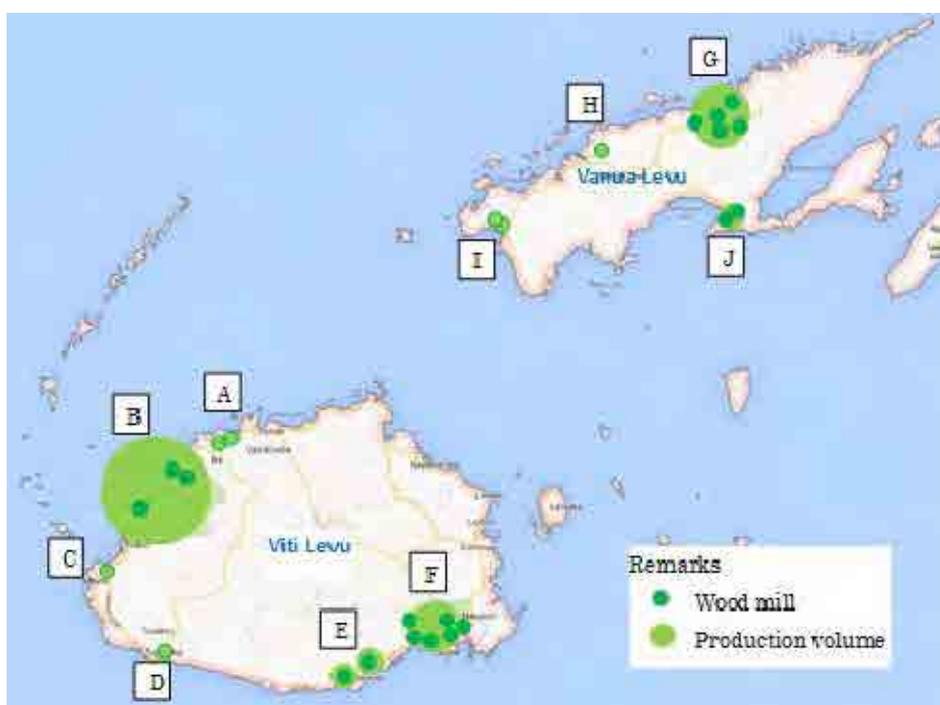
(出典: JICA Project Team based on FSC data, 2014)

図 6.2-1 バガスポテンシャルマップ（工場生産ベース）

電源計画上のバガスによるバイオマス発電の最適開発量は、理論的開発可能量および FSC 新設計画を総合的に勘案すると、Viti Levu 島：68MW、Vanua Levu 島：5MW、合計 73MW と算定される。

6-3 木質残渣ポテンシャル

木材加工業もフィジーの主要産業の一つである。下図は、木質残渣を利用したバイオマス発電のポテンシャルを示したものである。緑色の丸は、製材所の位置を示しており、黄緑は、バイオマス発電のポテンシャルを面積で相対的に示している。一極集中型のバガスと異なり、木質残渣ポテンシャルは、小規模なものが、いくつかのブロックに分かれ広範囲に分布しているため、それらをブロック毎に集約したとしても、規模が十分確保できず、採算性を確保することは非常に難しい状況にある。



(出典: DOE データに基づき調査団作成)

図 6.3-1 木質残渣ポテンシャルマップ（生産ベース）

よって、電源計画上の木質残渣にバイオマス発電の最適開発量は、開発が確実に見込める Tropik Wood 社の 4MW のみとなる。

6-4 電力供給におけるバイオマス発電プロジェクトの財務的持続性

バイオマス電力プロジェクトの財務的持続性を試算するために、5MW, 2.5MW, 1 MW のバガスを用いた発電プラントの経済および財務的内部収益率を試算した。試算に用いた計算条件は以下のとおり。

表 6.4-1 バガス発電計画経済性評価試算の計算条件

設備出力	1) 5MW class 2) 2.5MW class 3) 1 MW class
設備利用率	90%
運転期間	30 週 /年 (1 月～4 月の雨期を除く 8 ヶ月)
所内電力率	3.0%
売電電力量	年間発生電力の 50%
プロジェクトライフ	20 年 (建設期間 : 2 年)
建設コスト	1) USD 2,500/kW 2) USD 4,500/kW 3) USD 8,750/kW
運転・維持コスト	総収入の 3.5%および建設コストの 10%
売電単価	0.1720USD/kWh (0.3308FJD/kWh)

計算結果は下表のとおりである。経済的便益は代替電源として考えられるディーゼル火力発電事業のコストとした。その結果、内部収益率が 10%以上となるには 5MW 以上のプラントのケースのみとなった。2.5MW 以下のプラントの事業では、財務的持続性を確保することは困難とみられる。

設備容量	5 MW	2.5 MW
財務的内部収益率(FIRR)	16.5%	1.2%
経済的内部収益率(EIRR)	18.3%	-6.6%

木質バイオマスの電力事業の場合は、バガスの発電事業に加え、分散する木材工場からの輸送費がさらにかかる。バガスと同様規模の発電プラントについて経済的および財務的内部収益率を試算した結果、大幅な輸送費用の削減や売電料金の値上がりがない限り、財務的持続性は見込めないとみられる。

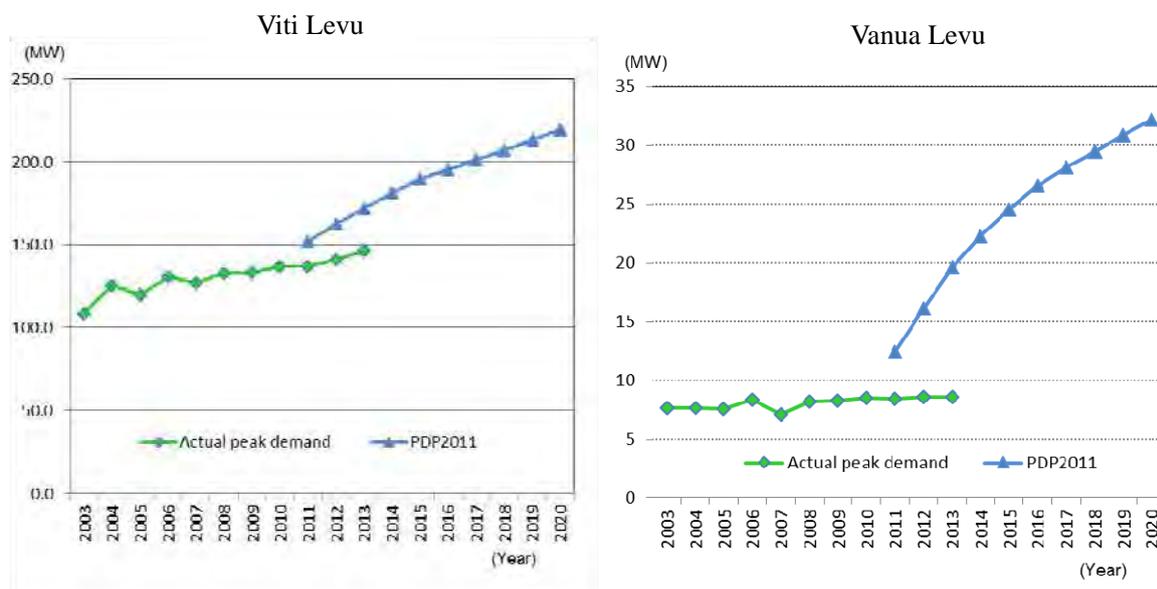
第 7 章 長期電力需給計画のレビュー

7-1 電力需要予測の現況と評価

(1) 需要予測

FEA は電力開発計画（2011～2020）の中で、需要予測を行っている。

これらの条件に基づき想定した最大電力需要予測と 2013 年までの実績値の比較は、図 7.1-1 に示すとおりである。これより、特に Vanua Levu 島の想定値はかなり実績とかけ離れていることが分かる。2015-2025 年の電力開発計画では大幅な修正が必要と考えられる。



(出典: Power Development Plan, FEA (2011-2020))

図 7.1-1 最大電力需要予測と実績値の比較 (最大電力)

(2) FEA の電源開発計画

2000 年代の燃料価格の上昇は、FEA を含む電力業界に深刻な影響を与えた。このような状況下、2006 年、フィジー国政府は、2011 年までに既存送電システムを通じて供給される電力の 9 割を、再生可能エネルギーを利用し発電することを目標に掲げた。

同じく、FEA は、2010 年に公表した Annual Report において、2015 年までに供給する電力の 9 割を、再生可能エネルギー発電にするという目標を掲げている。

電力開発計画（2011-2020）における 2020 年までの開発計画は表 7.1-1 に示すとおりである。

表 7.1-1 2020 年までの電源開発計画

Company name	Type	Capacity (MW)	Development year	Current status
Viti Levu Island				
Vuda	Biomass	18	2013	Committed by IPP
FSC Lautoka	Biomass	6	2013	Committed by IPP
Wailoa Downstream	Hydro	7	2014	Committed by FEA
Qaliwana	Hydro	10	2014	Committed by FEA
FSC Rarawai	Biomass	20	2015	Proposed by FEA/IPP
Namosi	Hydro	40	2017	Proposed to meet demand by renewable generation
Nausori	Biomass	40	2017	
Vanua Levu Island				
Labasa	Biomass	7.5	2013	Committed by IPP
Wairiki	Biomass	4	2013	Committed by IPP
Savusavu	Geothermal	4	2013	Proposed by FEA/IPP
Savusavu	Geothermal	4	2017	Proposed by FEA/IPP
Labasa	Biomass	7.5	2017	Proposed to meet demand by renewable generation
Saivou	Biomass	7.5	2017	
Obalau Island				
Nasinu	Biomass	3	2013	Proposed to meet demand by renewable generation
Viro-Stage 1	Biomass	1.8	2013	
Viro-Stage 2	Biomass	0.6	2017	

(出典: FEA Power Development Plan (2011-2020))

上記計画に対し、現在の Viti Levu 島および Vanua Levu 島における電源開発状況は表 7.1-2 の通りに大幅に変わっている。

表 7.1-2 現在の電源開発状況

Location	Power Plant Name	Source and Type	Installed Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Commissioning Year	Current Status
Viti Levu	Kinoya PS Extention	HFO thermal	35	35	2015	Procurement by FEA
	Wailoa Downstream	Hydro	7	1.3	2018	Consultant Selection
	Qaliwana	Hydro	10	1.9	2018	Consultant Selection
	Wainisavulevu weir raising ^{*1}	Hydro	3	1.8	2015	Under Construction
	Lautoka (FSC)	Biomass	5	4.5	2017	Committed by FEA
	Rarawai (FSC)	Biomass	5	4.5	2015	Committed by FEA
			40	36	2016	Committed by FEA
	Penang	Biomass	5	4.5	2017	Committed by FEA
	Sub-total		110	89.5		
Vanua Levu	Labasa	Biomass	10	9	2016	Committed by FEA
	Sub-total		10	9		
Total			120	98.5		

*1 : One of 2units of Wainikasou HPP under rehabilitation will be restart

(出典: FEA annual report 2013)

(3) 送電開発計画

FEA は、送電開発計画策定に当たっての配慮点として、次の項目を挙げている。

- 1) 系統のセキュリティと信頼性の確保
- 2) Viti Levu島、Vanua Levu島およびOvalau島の全ての村の電化および全ての世帯への電力供給
- 3) 再生可能エネルギー利用発電に対応した系統需要への対応

これらを考慮の上、FEA は、送電線の延伸・増強、変電設備の増強を計画している。

7-2 電源開発計画の現況と評価

(1) 供給信頼度に関する課題

これまでの開発計画の策定基準では、供給信頼度に関する基準が見当たらない。通常、LOLP (Loss of Load Probability) or LOLE (Loss of Load Expectation)の目標値を設定し、それを満たすことを条件に最も経済的な電源構成ならびに開発パターンを決定する必要がある。東南アジア諸国（ベトナム、インドネシア等）では、LOLP=0.27% or LOLE=24hr を年間停電時間として設定している。

特にフィジー国は 2015 年までに再生可能エネルギー発電により全発電量の 90%を発電することを目標にしていることから、再生可能エネルギーが持つ以下の供給力の変動を統計確率的に考慮する必要がある。

- ① 水力：豊水、渇水の変動、雨季乾季の供給力の変動
- ② 風力：供給力は年利用率程度しか期待できない
- ③ バガス発電：6月～12月の30週間のみ Grid 供給可能

また、以下に述べる電力需要想定値に対する実需要の変動についても計画に織り込む必要がある。

(2) 電力需要想定の課題

図 7.1-1 に示したように、PDP (2011-2020) の電力需要想定は実績からかけ離れていることから、実績を踏まえつつ、National Energy Policy 2014 のドラフトに掲げられている下表の目標値を満足するように見直す必要がある。

表 7.2-1 National Energy Policy 2014 での目標値

Indicator	Baseline	Targets		
		2015	2020	2030
Access to modern energy services				
Percentage of population with electricity access	89% ³ (2007)	90%	100%	100%
Percentage of population with primary reliance on wood fuels for cooking	20% ⁴ (2004)	18%	12%	<1%
Improving energy efficiency⁵				
Energy intensity (consumption of imported fuel per unit of GDP in MJ/FJD)	2.89 ⁶ (2011)	2.89 (0%)	2.86 (-1%)	2.73 (-5.5%)
Energy intensity (power consumption per unit of GDP in kWh/FJD)	0.23 (2011)	0.219 (-4.7%)	0.215 (-6.15%)	0.209 (-9.1%)
Share of renewable energy				
Renewable energy share in electricity generation	60% ⁷ (2011)	67%	81%	100%
Renewable energy share in total energy consumption	13% ⁸ (2011)	15%	18%	25% ⁹

(出典：SE4ALL Report)

第 8 章 電源開発計画

8-1 スクリーニングによる各種電源の経済比較

各種電源の建設費（固定費）と燃料費（可変費）から、利用率ごとの発電原価を算定し、ベース、ミドル、ピーク供給力として、どの電源が最適化を考察する。

(1) 建設単価

SE4All の P34 に記載されている電源開発投資額を参考に、ベースケースにおける計算を実施する際の各種電源の標準的な建設単価を以下の通り設定した。

表 8.1-1 各種電源の建設単価

	Construction cost
Hydro (Run of river type)	2000 USD/kW
Hydro (Reservoir type)	4000 USD/kW
Diesel Thermal (IDO)	700 – 1000 USD/kW
Diesel Thermal (HFO)	700 – 1000 USD/kW
Geothermal	3500 USD/kW

(2) 年間の固定費

上記の建設単価により、年間の固定費を算定すると以下の通りとなる。年間の固定費は、一般的には、償却方法により異なるとともに、毎年一定ではなく、運転開始直後が最も高くなる。ここでは、金利を 10%として、耐用年数間で均等化した経費を示す。なお、発電設備の耐用年数は、土木設備の占める比率が高い水力設備が 40 年、Diesel 火力は 15 年、地熱発電は 30 年として計算した。

表 8.1-2 各種電源の年間の固定費

	Construction cost (\$/kW)	Expense ratio (%)			Annual expense (\$/kW/year)
		Interest · Redemption	O&M expense	Total	
Hydro (Run of river type)	2000	10.23	1.0	11.23	224.5
Hydro (Reservoir type)	4000	10.23	1.0	11.23	449.2
Existing Diesel Thermal (IDO)	550	13.15	4.0	17.15	94.3
New Diesel Thermal (HFO)	850	13.15	4.0	17.15	145.8
Biomass	2500	11.75	4.0	15.75	393.8
Geothermal	3500	11.61	4.0	15.61	406.3

(3) 燃料費

将来の燃料費価格予想としては、2009 年に IEA が発表した 2030 年までの燃料価格予想を使用

した。その価格予想を以下に示す。

表 8.1-3 IEA 燃料価格想定

		2008	2015	2020	2025	2030
Oil	USD/bbl	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Gas	USD/Mbtu	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Coal	USD/tonne	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40

また、2008-2012年のディーゼル油の輸入単価の実績は表 8.1-4 に示すとおりである。

表 8.1-4 化石燃料価格

	Diesel Quantity (M litres)	Value (F\$ M)	Unit Price	
			F\$/litre	US\$/bbl
2008	248	390	1.573	135
2009	189	218	1.153	99
2010	318	366	1.151	99
2011	276	410	1.486	128
2012	264	402	1.523	131

(出典：SE4All Report)

この価格予想を基に、2020年における HFO の価格は 100USD/bbl とし、IDO の価格は 2009-2012年の平均価格である 114USD/bbl とし、標準的な発電所での燃料費を計算すると以下のとおりとなる。

表 8.1-5 火力発電所の燃料コスト

	Assumption (2020)		Fuel price (US Cent/Mcal)	Efficiency	Fuel cost (US Cent/kWh)
Diesel (IDO)	114.0 USD/bbl	9200 kcal/l	7.8	33%	20.33
Diesel (HFO)	100.0 USD/bbl	9600 kcal/l	6.6	33%	17.20

(4) 発電原価

上記の建設単価と燃料費の予測を基に、2020年における各種電源の標準的な発電原価を計算すると以下のとおりとなる。

ベース供給力（利用率 70%以上の範囲）の領域では、燃料費がかからない地熱が経済的に優位となる。ミドル供給力（利用率 30%～60%）においては、水力（流れ込み式）が、最も優れている。また、ピーク電源としては、水力（調整池式および貯水池式）が最も経済的である。

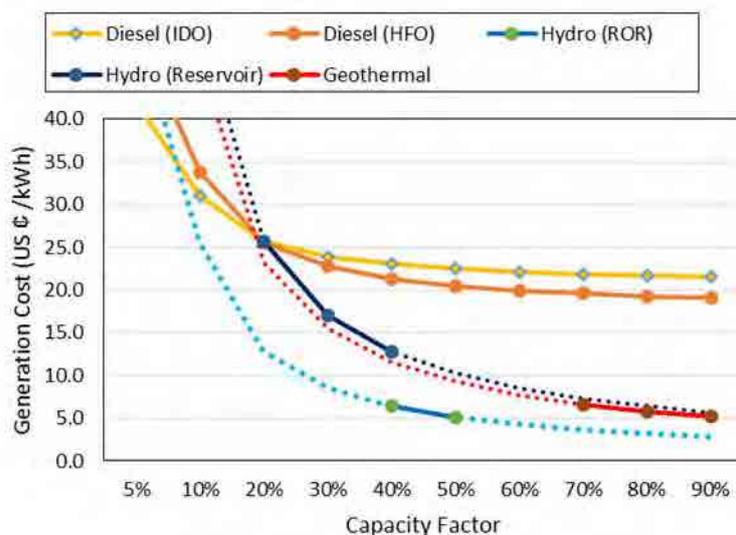


図 8.1-1 電源別発電原価

8-2 需給運用シミュレーション用データの作成

需給運用シミュレーションツールである PDPAT II を用いて、需給運用シミュレーションを実施するため、PDPAT II 用のデータを作成した。

(1) 需要想定

調査団は以下の前提条件に基づき 2015 年以降の電力需要を想定した。

- ① 今後の GDP 成長率は 3% と想定する。また、過去の実績から GDP 成長率に対する発電電力量需要成長率の弾性値は 1.5 とする。
- ② 人口増加率、地方電化率を 2015 年の 90% から 2020 年 100% にするという目標に対し、2015 年から 2020 年の発電電力量の伸び率を 0.5% 上乗せする。
- ③ 人口増加率と DSM が発電電力量に与える影響は相殺されるものとする。

なお、水力発電の開発には 5 年以上の年月を要することから、供給力不足に陥らないようにするため、High ケースも想定した。

以上の前提条件から発電電力量の需要予測結果は図 8.2-1 に示すとおりとした。

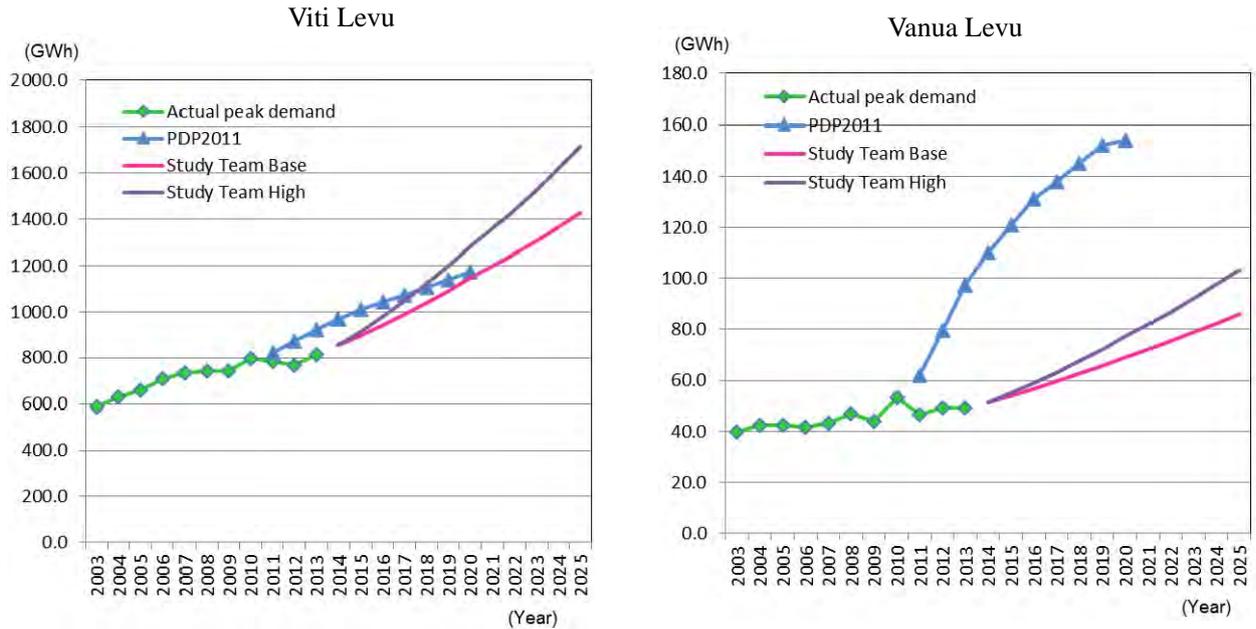


図 8.2-1 発電電力量の需要予測 (2025 年まで)

夏場の冷房需要の伸びを考慮し、年負荷率は現時点の 64%から徐々に低下し、2025 年には 60 %になると想定する。最大電力の需要予測結果は発電電力量需要予測と年負荷率の予測に基づき図 8.2-2 に示すとおりとした。

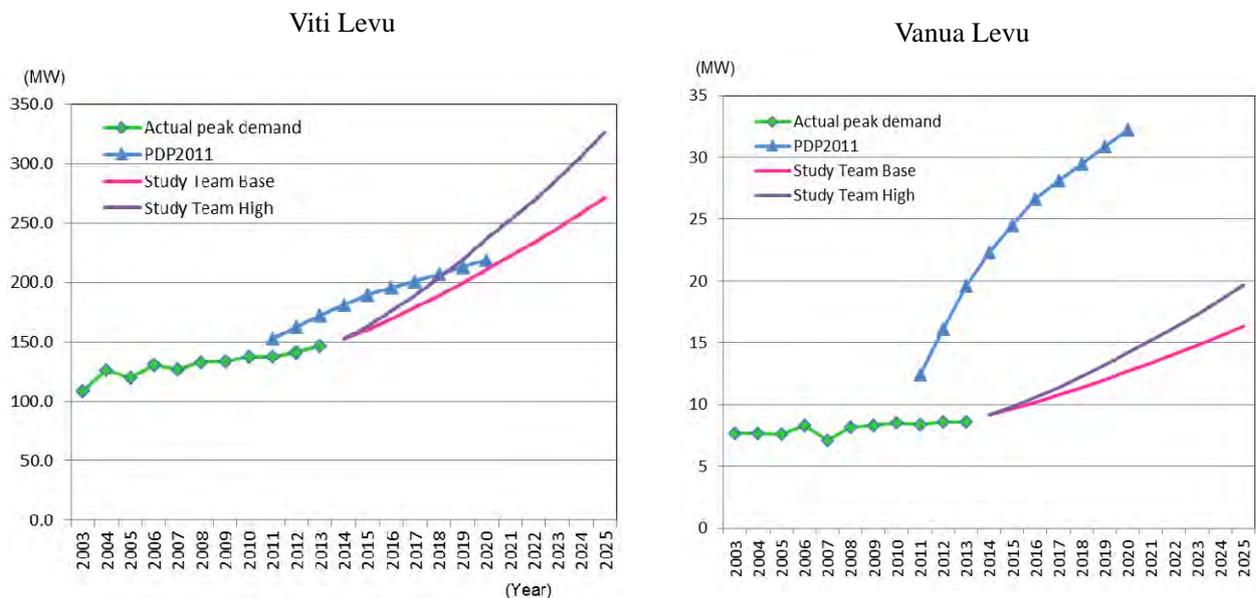


図 8.2-2 最大電力の需要予測 (2025 年まで)

この想定に基づくと、2025 年の Viti Levu 島 と Vanua Levu 島 の合計の Peak load は Base Case で 290 MW 程度、High Case で 350 MW になる。

(2) ピーク需要の現状と将来見通し

途上国における最近の傾向としては、エアコンの導入が進むにつれて夏季の昼間を中心に需要の伸びが大きいということが、関係者の間では共通の認識となっている。

このような状況を踏まえて、将来のピーク需要形状の変化について推測を実施した。

2010年から2013年までの夏期最大需要発生日における需要形状の変化から、最近の需要形状の傾向として、以下のことが言える。

- 最大需要は14時に発生している。
- 20時頃のいわゆる夕方の点灯ピークが減少してきている。
- 深夜率（最低需要/最大需要）が徐々に低下している。（最大需要の伸びは年率1.7%、最低需要の伸びは年率-0.4%）

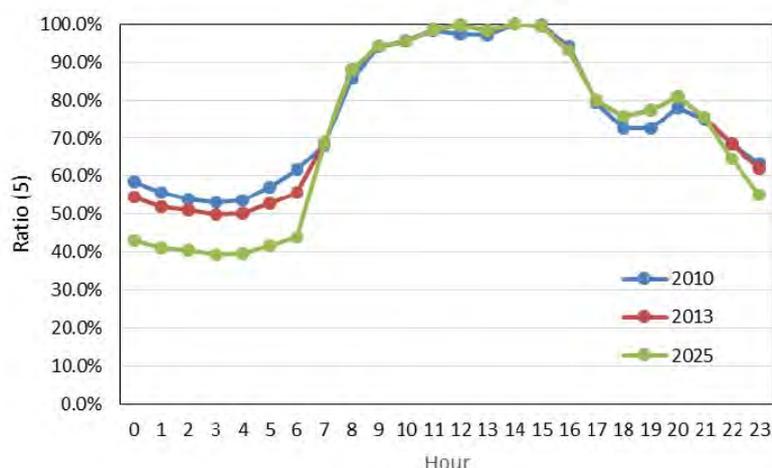
表 8.2-1 に2010年から2013年における各年の最大3日平均の最大需要発生時（14時）と最低需要発生時（3時）の需要を示す。

表 8.2-1 日最大需要と日最低需要の推移

	2010	2011	2012	2013	Average increase	
					(MW)	(%)
Maximum	135.9	135.0	138.6	143.0	2.3	1.7
Minimum	72.2	71.6	71.7	71.4	-0.2	-0.4

(出典: FEA 提供資料により調査団作成)

最大需要は、毎年平均して 2.3MW ずつ増加しているが、最低需要の伸びは見られない。すべての時間について、2010年から2013年の増加傾向が2025年まで継続すると考えると、2025年（需要規模 272MW）には、以下のような需要形状になるものと予測できる。

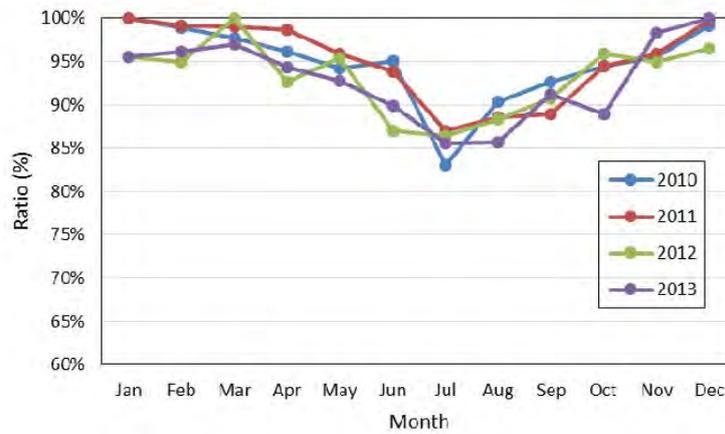


(出典: FEA 提供資料により調査団作成)

図 8.2-3 2025年における需要形状予測（最大電力発生日）

(3) 季節による差

2010年 - 2013年における、毎月の最大需要を以下に示す。いずれの年も冬季月の最大電力は夏季月の最大電力の85%程度となっている。



(出典: FEA 提供資料により調査団作成)

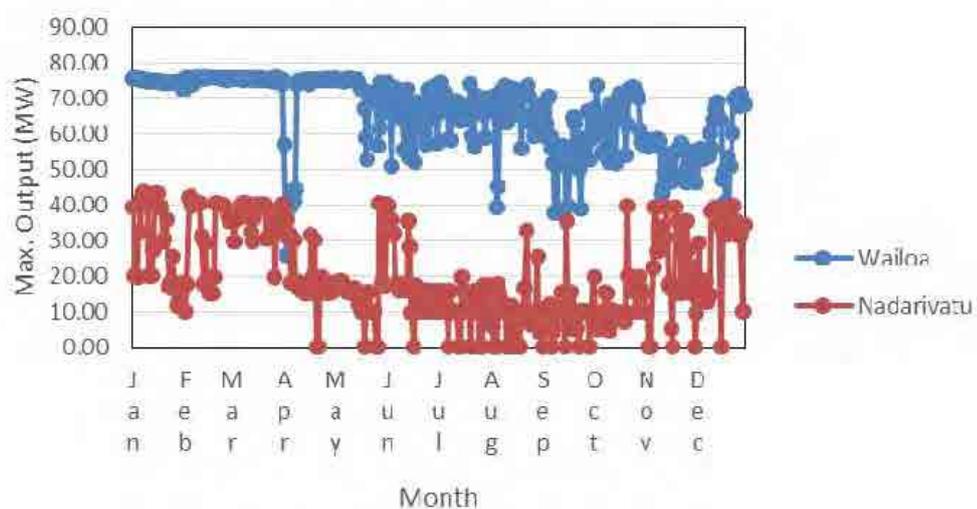
図 8.2-4 各月の最大需要

(4) 発電設備データ

a. 水力関係データ

(a) 毎月の最大出力と最低出力

各発電所の毎日の運転実績(最大出力)を参考にして、毎月の最大出力と最低出力を決定した。貯水池式の発電所である Wailoa 水力発電所の 2012 年の運転状況(最大出力)と最大規模の流れ込み式の発電所である Nadarivatu 水力発電所の 2013 年の運転状況(最大出力)を図 8.2-5 に示す。



(出典: FEA 提供資料により調査団作成)

図 8.2-5 大規模水力発電所の年間運転状況

フィジー国唯一の貯水池式水力発電所である Wailoa 発電所は乾季も日最大出力はほぼ発電可能出力 75MW (設備利用率:72.7%) で運転している。しかし、流れ込み式水力発電所である Nadarivatu 発電所は乾季である 5月～10月の日最大電力は発電可能出力 40MW の 1/4 程度 (設備利用率:28%) と大きく低下している。

(b) 毎月の発電電力量

既設水力発電設備の毎月の発電電力量は、過去の発電実績を平均して算出した。

近い将来に運転開始する予定の設備については、FS の報告書にある値を採用し、FS 報告書が入手できなかったものについては、水系が近いと想定される既設水力の運転実績を参考にして毎月の発電電力量を作成した。

(c) 新規開発電源

3 章で述べたように、本調査における水力ポテンシャル調査結果に基づき、経済性ならびに自然社会環境上問題がない地点として、以下の 6 地点がノミネートされた。

表 8.2-2 有望水力ポテンシャル地点

Location	Power Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Electricity generation (GWh)	Capacity Factor (%)
Viti Levu	Mba (No.8)	Reservoir	14	10.6	57.8	57.2
	Waivaka (No.29)	Reservoir	32	28.3	67.6	24.1
	Nablaurua(No.7)	Run-of-river	1.4	0.6	8.3	67.7
	Naboubuca (No.14)	Run-of-river	2.7	0.9	20.4	86.3
	Sub-total		50.1	40.4	154.7	-
Vanua Levu	Wailevu (No.35)	Reservoir	17	14.6	58.1	39.0
	Saquru (No.31)	Run-of-river	2	0.2	9.6	54.8
	Sub-total		19	14.8	67.7	-
Total			69.1	55.2	222.4	-

b. 火力関係データ

設備容量が 3MW 以上の発電所については、表 8.2-3 に示す分類に従って、発電所毎に設備出力と分類番号を入力した。

(a) 火力発電設備の分類

火力関係のデータは、燃料種別、発電方式、単機容量などにより、以下のような区分に分類した。事故停止率の実績が入手できなかったため、他国の例を参考に以下のように設定した。

表 8.2-3 火力発電設備の分類

No.	Fuel type	Other information	Unit capacity (MW)	Efficiency (maximum output)	Minimum output	Forced Outage rate	Corresponding Plants
21	Existing Diesel	IDO	3-5	33.0%	40%	10%	Vuda, Lautoka, Sigatoka, Kinoya PS
24	Existing Diesel	HFO	3-5	33.0%	40%	10%	Kinoya PS
25	New Diesel	HFO	3-5	45.0%	40%	8%	Kiniya PS extension New Plants

(b) 新規火力発電開発

FEA の Annual Report 2013 において、2015 年運転開始予定地点として、Kinoya Extension Project (35MW)が記載されていることから、本地点のみ新規開発火力電源として考慮する。

c. 再生可能エネルギーの新規開発プロジェクト

(a) バイオマス発電所

6 章で述べたとおり、バイオマスに関するポテンシャル調査結果に基づき、今後開発可能性の高い候補地点リストを表 8.2-4 に示す。

(b) 地熱発電所

地熱については SE4ALL に記載されているポテンシャル地点の内、表 8.2-4 に示す 3MW 以上の設備容量を有する地点を開発候補地点とした。

表 8.2-4 有望再生可能エネルギー発電開発候補地点

Location	Power Plant Name	Source and Type	Installed Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Generation Energy (GWh)
Viti Levu	Lautoka (FSC)	Biomass	5	4.5	16.6
	Tavua	Geothermal	6	6	44.7
	Busa	Geothermal	4	4	29.8
	Sub-total		15	14.5	16.6
Vanua Levu	Labasa	Biomass	10	9	33.3
			3	2.7	10.0
			4	3.6	13.3
	Savusavu	Geothermal	8	8	59.6
	Waiqele	Geothermal	8	8	59.6
Sub-total		25	23.3	116.1	
Total			40	37.8	132.7

(5) 供給信頼度に基づく適正予備率の検討

a. ベースケースにおける検討

2020 年頃（需要規模 230MW 程度）における設備の構成予想をふまえて、LOLE（Loss Of Load Expectation）と供給予備率の関係を求め、必要な供給信頼度レベル（LOLE 値）における適正予備率を決定した。

b. 入力データ

(a) 需要の想定誤差

需要想定予測誤差（標準偏差）として、想定値の2%を見込んだ。

(b) 発電設備の構成と事故停止率

発電設備の構成と事故停止率は表 8.2-5 の通りである。

表 8.2-5 発電設備の構成と事故停止率

	Available Capacity (MW)	Ratio	Max. Unit Capacity	Outage Rate
Hydropower	120.5	52.5%	20MW	2%
Wind	10.0	4.3%	1MW	5%
Oil-fired thermal	85.9	37.3%	3-5MW	8% - 10%
Biomass fired thermal	13.6	5.9%	3-20MW	10%
Total	230.0	100%		

(出典: FEA 提供資料により調査団作成)

(c) 水力発電所出力の変動確率

出力変動確率の標準偏差として、雨季は発電可能出力の6% (7MW)、乾季は12% (15MW) 程度を見込んだ。

c. LOLE と供給予備率の関係 (2020 年時点)

2020 年における需要形状、設備の構成を使用して、必要供給予備力を検討した結果を図 8.2-6 示す。

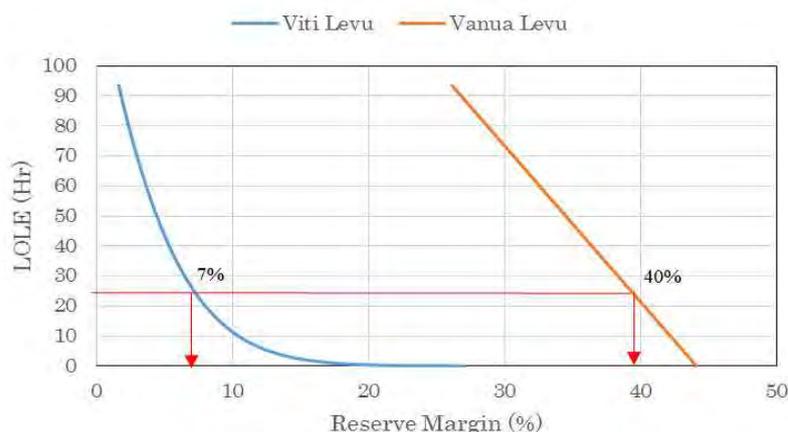


図 8.2-6 LOLE と供給予備率の関係

他国の例を参考にすると、タイやベトナムでも、供給信頼度のレベルとして LOLE 値で1日 (24 時間) 程度としている。従って LOLE 値で24 時間以下を目指すべきである。

上記の観点を考慮すると、2020 年断面の供給予備率として Viti Levu 島で7%、Vanua Levu 島で40%程度が必要と考えられる。

d. 2025 年における検討

2025 年における需要形状、設備の構成を使用して、必要供給予備力を検討した結果を図 8.2-7 に示す。



図 8.2-7 2025 年における LOLE と必要供給予備力との関係

2025 年における検討では、同程度の供給信頼度レベルを確保するために必要となる供給予備率は、2020 年における検討の結果と比較して、3%程度少なくとも良いことになる。これは、以下の理由によるものと考えられる。

- 需要形状が先鋭化してきており、需要が大きいピーク時間帯が短くなること
- 事故停止率が少ない新鋭機器の比率が増加してきていること

e. Viti Levu 島 と Vanua Levu 島間の系統を連系した場合の供給信頼度の検討

系統連系線の容量と供給予備力の低減量の関係を RETICS (Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected Systems) により解析した。計算結果は図 8.2-8 に示すとおりである。

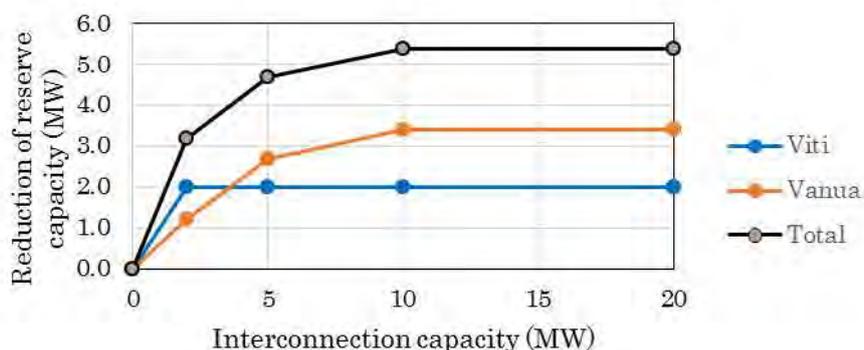


Figure 8.2-8 連系容量と供給予備力低減量の関係 (2025 年)

連系容量が 10MW 以上あれば、Viti Levu 島 と Vanua Levu 島 の必要供給予備力はそれぞれ 14.0MW (5.1%) と 1.1MW (6.5%) であり、合計で 15.1 MW (5.2%)と連系しないケースに比べて約 5MW 低減する。

一方、Viti Levu 島 と Vanua Levu 島間の連系線の概略建設コストは表 8.2-6 に示すとおりであり、132kV と 33kV を比較した結果は、132kV の方が単位容量当たりのコストが安く、経済的である。その場合の系統連系線の年経費は 30.4 million USD/annum となる。

表 8.2-6 連系線の概略建設費用

Voltage	Transmission Capacity	Description	Cost (Million USD)
132kV	88MW*1	Submarine × LPE cable 2×70km	210*2
		SVC	35*3
		4×132/33kv transformer	17*1
Total			262
33kV	6.5MW*1	Submarine × LPE cable 2×70km	158*2
		SVC	35*3
Total			193

*1 Based on PDP 2011 (Exchange rate: 1FJD=0.52USD, as of Oct. 9, 2014, Reserve Bank of Fiji)

*2 Based on Interconnection Feasibility Study - Task 8 Cost Estimate Study, Aug. 2011, Siemens

*3 Based on 100 Per Cent Renewables Study - Electricity Transmission Cost Assumptions, Sep. 2012, AEMP

(6) 2025年断面における最適電源構成の検討

2025年頃に到達すると想定される290MWの需要規模の系統において、計画中および本調査で抽出された経済性の高い水力ポテンシャル地点は全て開発することを前提とし、バイオマス発電および地熱発電の最適な構成比率について検討を実施した。次に、Viti Levu島とVanua Levu島を連系した場合としない場合の経済比較を実施した。

a. バイオマス発電と地熱発電の最適な構成比率

(a) 計算条件

バイオマス発電としてはバガスを利用するものと、木質系廃材を利用するものがあるが、バガス発電の場合は6月～12月の7か月（30週間）を出力調整することなく24時間一定で発電するものとし、8章で述べた開発可能量（100MW；既設を含む）を限度とする。また、木質発電の場合は5月～12月の8か月（35週）と若干長く発電が可能なこと、および経済的な開発可能量は5MWと限られていることから、初期条件として開発するものとする。

また、地熱発電については開発可能量としてSE4ALLに記載されているポテンシャルの内、3MWを超えるサイトの合計値である26MW（Viti Levu島：10MW、Vanua Levu島：16MW）を限度とする。

(b) 需給運用計算結果

地熱発電開発量10MWの場合と、0MWの場合においてバイオマス発電の開発量を変化させた場合（基準ケースの設備量はViti Levu島：72MW（バガス68MW+木質残渣4MW）、Vanua Levu島：5MW（バガスのみ）、合計：77MWとした）の計算結果は図8.2-9に示すとおりである。

Viti Levu内での開発量を増やすことにより年発電経費は減少していく。しかし、Viti Levu島には基準ケースの設備量以上の開発ポテンシャルは無いことから、Vanua Levu島内でバイオ発電を開発したケースを検討した結果、逆に年発電経費は増加傾向となった。これは、電力融通時に連系送電線のロスが生じるため、経済融通がほとんどなされないことが主な原因と考えられる。

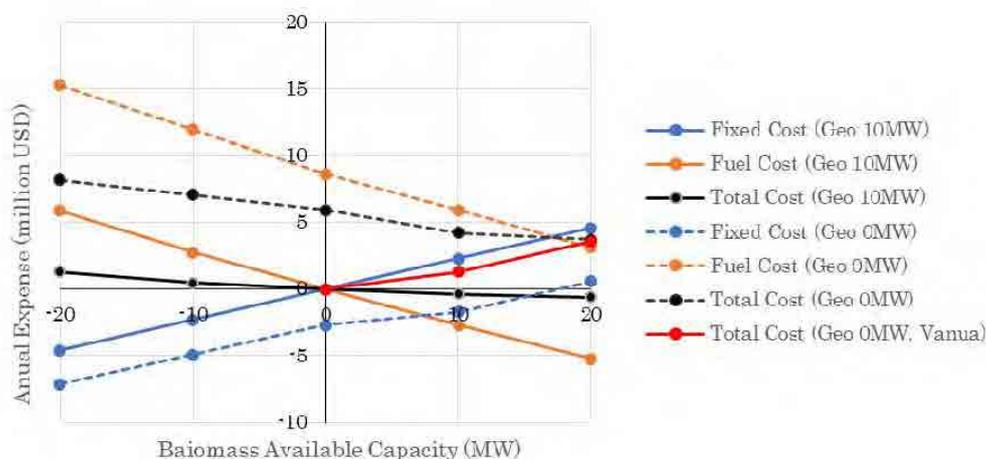


図 8.2-9 バイオマス発電とディーゼル発電（HFO）とのコスト比較

上記バイオマス発電の最適開発量 77MW、および地熱発電の開発量 10MW を基準とし、地熱発電の開発量を変化させた場合の計算結果は図 8.2-10 に示すとおりである。

Viti Levu 島内で開発する場合は開発量の増加に伴い単純な減少傾向を示すが、Viti Levu 島には基準ケースの設備量以上の開発ポテンシャルは無いことから、Vanua Levu 島内で地熱発電を開発したケースを検討した結果、4MW のケースは若干年発電経費が減少するが、それ以上は増加傾向となった。

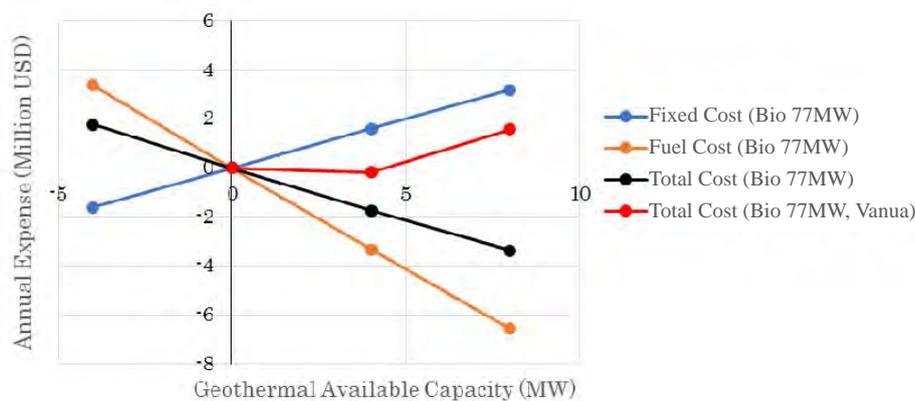


図 8.2-10 地熱発電とディーゼル発電（HFO）とのコスト比較

b. 系統連系の経済性比較

上記検討は Viti Levu 島と Vanua Levu 島間の系統連系を考慮して全系統の供給予備力を 5.2% として実施した。系統連系をしないケースとして、上記 2025 年断面の最適電源構成比率において必要供給予備力 Viti Levu 島: 6% (12MW), Vanua Levu 島: 30% (5MW) を確保することを条件に計算した結果、トータルの年発電経費の削減効果は 1.52 million USD/年である。

これと(5) e. 節で述べた 132kV 連系線の年経費 30.4 million USD/annum と比較すると明らかに系統連系をしないケースの方が経済的となる。

従って、以降の最適電源構成比率の検討では系統連系をしないことを前提条件とする。

c. 2025 年断面の最適電源構成

以上の検討結果に基づく Viti Levu 島の最適電源構成（Available Capacity Base）におけるそれぞれの kWh Balance は図 8.2-11 に示すとおりであり、最も需給がひっ迫するのは4月5月であり、年間の供給予備力もこの月が最も小さくなる。

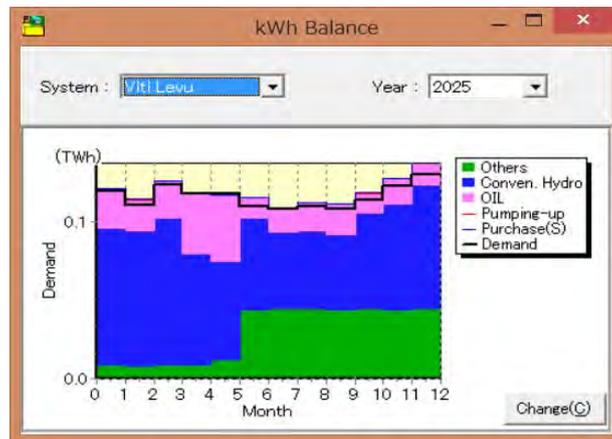


図 8.2-11 2025 年における Viti Levu 島の kWh Balance

また、Viti Levu 島における夏（3月）と冬（9月）の週間運用はそれぞれ図 8.2-12 に示すとおりである。

夏（3月）

冬（9月）

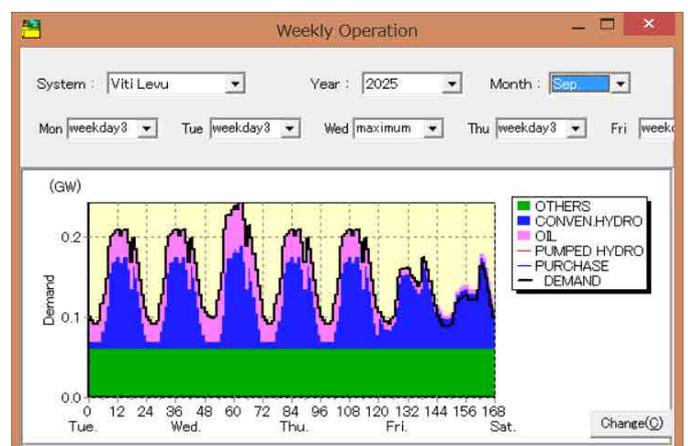
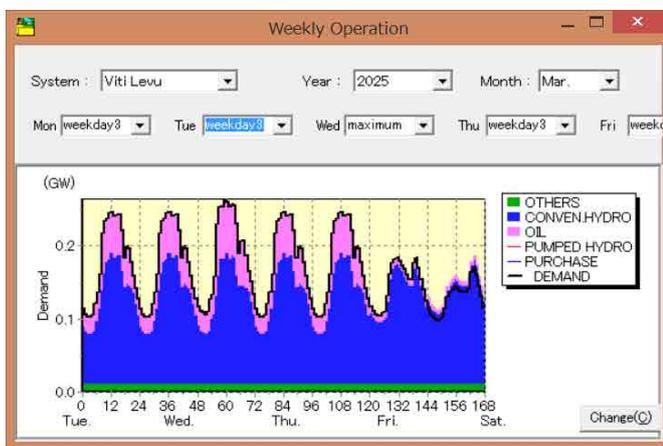


図 8.2-12 2025 年における Viti Levu 島の週間運用

夏（3月）はバイオマス発電が停止するため、冬（9月）の渇水期は水力発電量が減少するため、平日は火力発電が必要となる。

2025 年断面における Viti Levu 島および Vanua Levu 島の最適電源構成は図 8.2-13 に示すとおりであり、Diesel (HFO) 火力発電の設備構成比率は 27%が最適である。この結果、2025 年断面における再生可能エネルギーによる発電電力量が占める比率は図 8.2-14 に示す通り 82%である。

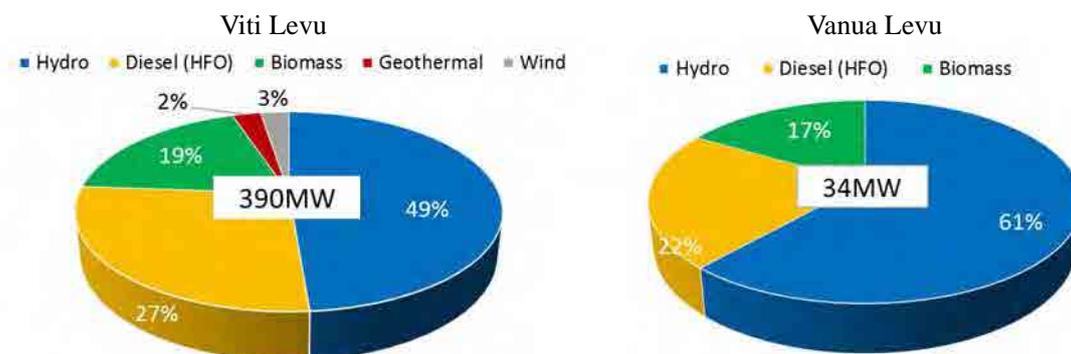


図 8.2-13 2025 年断面における Viti Levu 島および Vanua Levu 島の最適電源構成

■ Hydropower ■ Diesel ■ Biomass + Geothermal

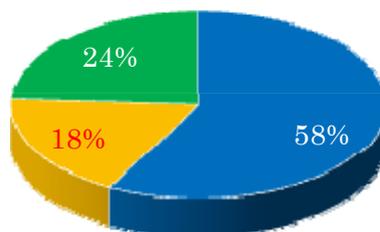


図 8.2-14 2025 年断面における再生可能エネルギーによる発電電力量が占める比率

8-3 電源開発計画案（2015 年 - 2025 年）

これまでの検討結果を踏まえ、2015 年～2025 年の 10 年間にわたる長期電源開発計画案（2014 年現在価値最小）を提案する。

(1) 計算条件

各電源の計算条件は 8.2 章で述べたものと同様とである。

(2) ピーク電力需要予測

ベースケースの 5 月のピーク電力需要（需給バランス上最も逼迫する月）は以下の通りである。

表 8.3-1 5 月のピーク電力需要

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Viti	140.3	147.4	155.7	164.5	173.8	183.7	194.1	204.2	214.8	225.9	237.7	250.0
Vanua	8.4	8.9	9.4	9.9	10.5	11.1	11.7	12.3	12.9	13.6	14.3	15.1
Total	148.8	156.2	165.1	174.4	184.3	194.8	205.8	216.5	227.7	239.5	252.0	265.1

(MW)

(3) 各発電設備の基本的な開発方針

(a) 水力発電

現在開発中の地点に加え、水力ポテンシャル調査結果に基づき、開発有望地点 6 地点は全て 2015 年までに建設を開始する計画とする。なお、工期は FS 1.5 年、建設 3.5 年の計 5 年を最短とし、2020 年以降の開発とした。

(b) バイオマス発電

第 6 章で述べた砂糖生産量予測から算出したバイオマス発電ポテンシャル調査結果に基づき、各工場における電力系統への供給可能量を考慮する。

(c) 地熱発電

SE4ALL に記載されている地熱ポテンシャル地点の内、Viti Levu 島において開発規模が 3MW 以上のもの（計 10MW）を 2025 年までに開発する計画とする。

(d) 既設発電所の廃止

既設ディーゼル火力設備（IDO）は極力早期に廃止することとし、供給力が不足する場合は新鋭 Diesel（HFO）にリプレースすることとする。

(e) 運転開始時期を変化させる設備

運転開始時期を変化させる設備は、以下の 2 種類である。

- 新規のバガスによるバイオマス発電設備
- ディーゼル発電設備

(4) 最少費用電源開発計画（2015 年 - 2025 年）

上記の開発方針に基づいて、必要な供給予備率を確保することを条件に運転開始時期を変化させて 2015 年～2025 年間の 2014 年時点の現在価値の合計値を運用シミュレーションにより求めた。

上記長期開発計画案による 2015 年～2025 年の総合発電原価は表 8.3-2 に示すとおりであり、2015 年の 13.4 US ¢/kWh から 11.5 US ¢/kWh まで約 15% 低下すると予想される。

表 8.3-2 2015 年～2025 年の総合発電原価

(US cent/kWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Unit Cost	13.4	12.3	12.6	12.6	12.0	11.9	11.9	11.6	11.7	11.6	11.5

さらに、上記長期電源開発計画案の 2015 年～2025 年間の各種電源の構成比率および発電電力量比率は図 8.3-1 に示すとおりである。再生可能エネルギー（水力を含む）による発電電力量は 2022 年時点で最大（86%）となるが、その後は Viti Levu 島内において大きな再生可能エネルギーの開発が無いため、82%まで徐々に低下する。従って、2025 年断面での再生可能エネルギーによる発電電力量の占有率を 85%以上にするためには、さらなる水力ポテンシャルの発掘および現在 DOE がポテンシャル調査を進めている風力発電等の開発を進める必要がある。

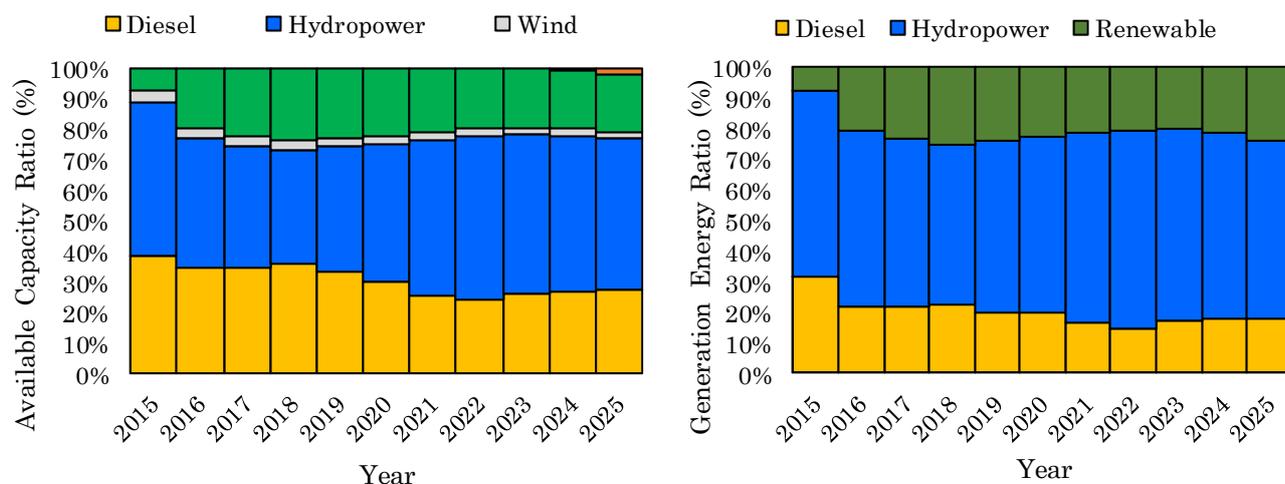


図 8.3-1 2015 年～2025 年間の各種電源の構成比率および発電電力量比率

8-4 長期投資計画

(1) 計算条件

水力ならびに火力発電設備の工事費の年度展開は表 8.4-1 の通りと仮定した。また、建設中利子率は 10%とした。

表 8.4-1 工事費の年度展開の仮定

Year	5 years ago	4 years ago	3 years ago	2 years ago	1 year ago
Hydropower	15%	20%	20%	30%	15%
Diesel Power			30%	50%	20%

(2) 計算結果

8-3 節の長期電源開発計画案を進める場合の FEA の長期投資計画は表 8.4-2 に示す通りとなる。なお、バイオマス（バガスと木質残渣）発電設備は IPP により実施されるものとし、含んでいない。

表 8.4-2 FEA の長期投資計画

(million USD)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Viti	13.6	16.3	33.0	41.8	42.0	42.8	31.9	14.4	14.4	12.7	5.4	0.0
Vanua	2.1	3.6	3.9	9.2	12.8	15.7	19.6	11.9	0.8	0.0	0.0	0.0
Total	15.7	20.0	36.9	51.1	54.9	58.5	51.5	26.3	15.3	12.7	5.4	0.0

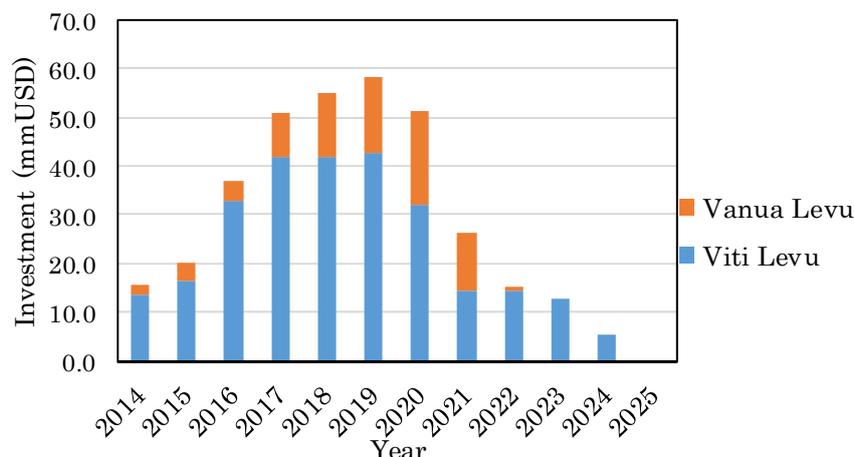


図 8.4-1 FEA の長期投資計画

8-5 本調査で提案した水力開発事業の資金調達の検討

2014～2022 年の間に見込まれる FEA による水力発電事業投資コストは、約 2 億 4,890 万 USD となっている。これは同期間に見込まれる全電源開発投資コストの約 72%を占める。本調査にて提案された水力開発事業は、水力開発事業投資コストの約 82%となっている。

本調査で提案された水力発電事業が、仮に全て IPP により融資され、フィジー国内の市場から資金調達としてフィジー国内の商業セクターの過去 10 年間程度の平均長期金利をベースに試算すると、その資金調達コストは約 8.9% (1,858 万 USD)となる。IPP にとっては、売電収入は、投資コストと O&M コストを回収し、さらには利益マージンを確保されなければならない、電力購入契約において、おそらく、それらがカバーされる料金設定を求めてくるとみられる。現時点、IPP からの購入電力料金は、0.3308FJD/kWh 以上となっており、FEA の電力料金（加重平均）である 0.3743FJD/kWh をやや下まわっている。仮に、IPP からの電力購入料金単価が 0.3743 FJD/kWh を上回る基準となった場合は、消費者の電力料金値上げ等の措置をとらない限り、FEA の財務の持続性においてリスク要因となりうる。

FEA では、Nadarivatu 水力発電事業の返済等で今後支出負担増が予測され、大幅な電力料金値上げの実施は難しい中、国際協力機関による、返済期間が長く、金利の低いソフトローンで資金調達することも一案となる。例えば、日本の ODA 融資の条件（固定金利年率 1.7%、返済期間 25 年、うち据置期間 7 年の場合）で資金調達コストを試算すると約 3%である。さらに、仮に気候変更に貢献すると認められ、より優遇条件が適用された場合（固定金利年率 0.6%、返済期間 40 年、うち据置期間 10 年）は、資金調達コストは 1.6%程度となる。