

バヌアツ共和国
気候変動省 エネルギー局

バヌアツ国
サント島における水力発電施設整備計画
先行公開版

準備調査報告書

2021年2月

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

株式会社ニュージェック
株式会社建設技研インターナショナル

社基
JR (P)
21-006

序 文

独立行政法人国際協力機構は、バヌアツ共和国のサント島における水力発電施設整備計画に係る協力準備調査を実施することを決定し、同調査を株式会社ニュージェック・株式会社建設技研インターナショナル共同企業体に委託しました。

調査団は、2018年11月から2020年10月まで、バヌアツの政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地踏査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

最後に、調査にご協力と支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝を申し上げます。

2021年2月

独立行政法人 国際協力機構

社 会 基 盤 部

部 長 天 田 聖

要 約

1. 国の概要

バヌアツ共和国（以下、「バヌアツ」）は南太平洋西部に位置し、南北約 1,200km に広がる約 80 の島々から構成される島嶼国である。バヌアツは、国土面積が 12,189km²、人口 29.3 万人（2018 年、世銀）であり、最も人口が多い島は首都ポートビラが位置するエファテ島であり人口の約 33% が集中している。本計画対象地の位置するエスピリッツサント島（以下「サント島」）は、同国最大面積の島で、州都のルーガンビルは同国第 2 の都市であり、人口の約 18% が集中している。

対象サイトは、南緯 15 度のサント島に位置し熱帯性の気候で、雨季の 11 月から 4 月がやや気温が高く、乾季の 5 月から 10 月がやや気温が低いが、雨季と乾季の気温差は小さく、年間を通して 21～30℃程度と大きな気温変化はない。

2015 年 3 月、サイクロン・パムにより甚大な被害を受け、同年はマイナス成長に転じた。その後、公的インフラプロジェクトサービスセクターが経済を牽引し、2016 年、2017 年とプラス成長に転じた。2018 年の GDP は 9.14 億 US ドル、1 人当たり GNI は 3,130US ドルである。経済成長率は 3.2%、物価上昇率は 2.9% である。主要産業は農業と観光業である。コプラの生産と自給自足農業を基盤とするが、都市部と農村部では大きな格差がある。近年は農業の多様化と観光振興に力を入れている。

2. プロジェクトの背景・経緯及び概要

サント島では、1995 年に無償資金協力で建設された設備容量 1,200kW の既設サラカタ川水力発電所が主要電源として安定的な電力供給に貢献してきた。しかし 2016 年には日中のピーク電力が 1,932kW に達し、ピーク時の対応等のため、依然として一部の電力需要が輸入燃料に依存したディーゼル発電によって賄われている。さらに、同島における 2008～2017 年の実績ピーク電力需要及び年間売電量の伸びは、それぞれ平均年率 3.3% 及び 3.7% であり、今後も需要の増加が見込まれており、ディーゼル発電に対する依存が拡大することが見込まれる。

バヌアツ政府は「国家持続可能な開発計画 2016-2030」を策定し、社会・環境・経済の 3 つの柱のバランスを取ることを明示している。また、電力分野では「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」（Updated National Energy Road Map: Updated NERM2016-2030）でバヌアツ国民へ安全で高品質、且つ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成

長と発展に寄与することが掲げられた。また、2015年時点での再生可能エネルギー導入比率は29%（実績）、2020年に65%、2030年に100%の高い目標を掲げている。同ロードマップでは、サント島において、具体的な行動計画として、サラカタ水力の増設計画と東海岸のグリッド延伸計画が「最優先課題」となっている。

一方、我が国は、2015年開催の第8回太平洋・島サミット首脳宣言において、再生可能エネルギー比率向上のための重要性が確認されるとともに、「ハイブリッド・アイランド構想」の継続的な実施等を通じ低炭素開発の達成を支援することが表明された。

以上の状況から、再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するサラカタ水力発電所の新設計画は非常に重要である。

3. 調査結果の概要とプロジェクトの内容(概略設計、施設計画・機材計画の概略)

JICAは2018年11月から2019年10月までに現地調査のため、下記の示す期間に調査団をバヌアツに派遣した。

第1次現地調査：	2018年11月10日～同年12月9日
第2次現地調査のうち地質調査：	2019年2月14日～同年3月3日及び 2019年3月30日～同年4月10日
第2次現地調査のうち環境社会調査：	2019年3月11日～同年3月31日及び 2019年9月25日～10月5日

第1次現地調査において、現地踏査、河川縦断測量及び流量観測を実施しサイト状況を確認した。この結果に基づき、情報収集・確認調査において決定された取水堰堤、発電所等の位置を見直し、計画代替地点の検討を行った。既設20kV送電線に対しては、連系接続オプションに対する比較検討及びルート選定を実施した。アクセス道路については大規模工事（約6.2km）となることから、バヌアツ側の意向を確認したところ、日本政府側府負担とする希望があり、持ち帰り検討することとした。また、新設水力発電所の増設に伴い、既設ルーガンビル変電所の容量が不足することから、変電設備の増強が必要なことを確認した。

第2次現地調査において、自然条件調査の地形測量、地質調査の確認、再委託先への指示を行った。また、環境社会調査については、プロジェクト用地取得のために、土地所有者の確認、取得プロセス等についてバヌアツ側と協議行うとともに、再委託先とEIA及びSIAの協議を行った。

現地調査結果、地形測量及び地質調査結果に基づき、日本国内で土木施設・建築施設の設計、機材調達計画、施工計画、概略事業費積算等の概略設計を実施した。コロナ禍の影響で現地渡航ができなかったため、2020年10月8日に、概略設計の内容、バヌアツ側負担事項についてバヌアツ側に説明、協議・確認し、合意を得た。

施設計画、機材調達の概要は以下の通りである。

施設	構造物 / 数量
発電方式	流込み式水力
定格出力	1,000kW (500kW×2機)
運転・制御方式	遠方監視による自動制御運転
土木、建築施設	堰堤、取水口、沈砂池、導水路、ヘッドタンク、水圧鉄管、放水路及び発電所建屋
水車発電機	水車発電機、制御機器及び付帯設備
連系送電線	20kV、延長約6Km
ルーガンビル変電所 増強変電設備	降圧用変圧器 3,000KVA 1台他
アクセス道路	延長約6.2km

GCF 関連業務において、関係機関との現地協議、情報収集を行うために 2019 年 10 月 27 日から同年 11 月 4 日に調査団を派遣した。バヌアツ国における GCF 認証機関（以下 NDA : National Designated Authority）は、DOC が主管となっている。同省局長と面談を行い、検討案について協議を実施した。いずれのシナリオ案を提出するかは決定は、バヌアツ国関連機関及び認証実施機関（以下 AE : Accredited Entity）である JICA で十分に協議したうえで決断してほしいとのコメントを受けた。本件の DOE 担当者とも面談を行い、GCF 申請を進めていくことを確認した。

4. プロジェクト工期及び概略事業費

1) プロジェクト工期

プロジェクトの工期は、実施設計 8 ヶ月（入札期間含む）、施設建設及び機材調達に約 43.1 ヶ月を要し、合計 51.1 ヶ月である。

2) 概略事業費

【日本側負担費用】

事業者契約認証まで非公表とする。

【バヌアツ側負担費用】

バヌアツ側負担経費は、下表の通り 0.72 億円と見積もられる。

費 目	現地貨金額	日本円換算	備 考
発電施設用地の取得費用／農作物等の補償／土捨て場の借上げ費用	60,375,000	60,978,750	
既設アクセス道路の修繕費用	2,247,000	2,269,470	
資機材ヤード、駐車場用地の提供及び整地費用	105,000	106,050	整地費用
現場事務所用地の提供及び整地費用	105,000	106,050	整地費用
銀行取極 (B/A) 及び支払授權書 (A/P) に係る支払い手数料)	3,786,000	3,823,880	事業費の 0.1%
荷揚げ港における通関業務費	3,500,000	3,535,000	
EIA の承認及び EIA 実施に必要な費用	100,000	101,000	
プランニング、ゾーニング、建築、水工事関係の許可の取得にかかる費用	50,000	50,500	
残土仮置き場の伐開にかかる費用	1,208,000	1,220,080	整地費用
合 計	71,476,000	72,190,780	

5. プロジェクトの評価

1) 妥当性

我が国の無償資金協力により本事業を実施することは、下記に示すように妥当性は高いものと判断される。

- 本事業は、バヌアツのエネルギーロードマップに基づく再生可能エネルギー導入比率向上に寄与するものである。
- 輸入燃料への依存を軽減し、燃料の削減コストにより電力料金の低減を図ることができる。

- ディーゼル発電用燃料を削減することにより、ディーゼル発電所の稼働が減り、発生する温暖化ガスの削減効果にもつながる。
- 本事業で生じる輸入燃料削減効果の活用方法については、NGEF の原資として活用することで、地方電化事業を支援することができる。
- 本事業はこの「ハイブリッド・アイランド構想」に整合し、継続的な実施等を通じ、低炭素開発の達成を支援する一環として実施されるものである。

2) 有効性

【定量的効果】

本事業で期待される定量的効果は、ディーゼル発電による燃料焼き減らしによる輸入燃料代の削減、再生可能エネルギーの比率の増加、温暖効果ガスの削減による気候変動の緩和である。

新設発電所の運転開始は 2025 年 6 月の予定であり、目標年は事業完成 3 年後の 2028 年とする。上述した条件で求めた定量的効果の目標値を下表に纏める。

定量的効果

指標名	基準値	目標値 (2028 年) 【事業完成 3 年後】
水力発電の売電電力量 (MWh/年)	0	6,692 MWh/年
温暖化ガスの増分削減量 (t/年)	0	602,280 t/年
ディーゼル発電所の増分燃料削減量	0	1,940 kliter/年

【定性的効果】

定性的効果は以下の通りである。

- 経済社会開発の向上及び温室効果ガス排出量の削減に寄与する再生可能エネルギー利用の促進が期待される。
- 電力供給源の多様化が図られる。
- エネルギーの安定化供給が図られる。
- 供給エリアが拡大し、公共サービスの向上が図られる。
- 夜間照明が増えることで、治安の向上、コミュニティ活動の促進が図られる。

バヌアツ国サント島における水力発電施設整備計画
準備調査報告書

目 次

序 文

要 約

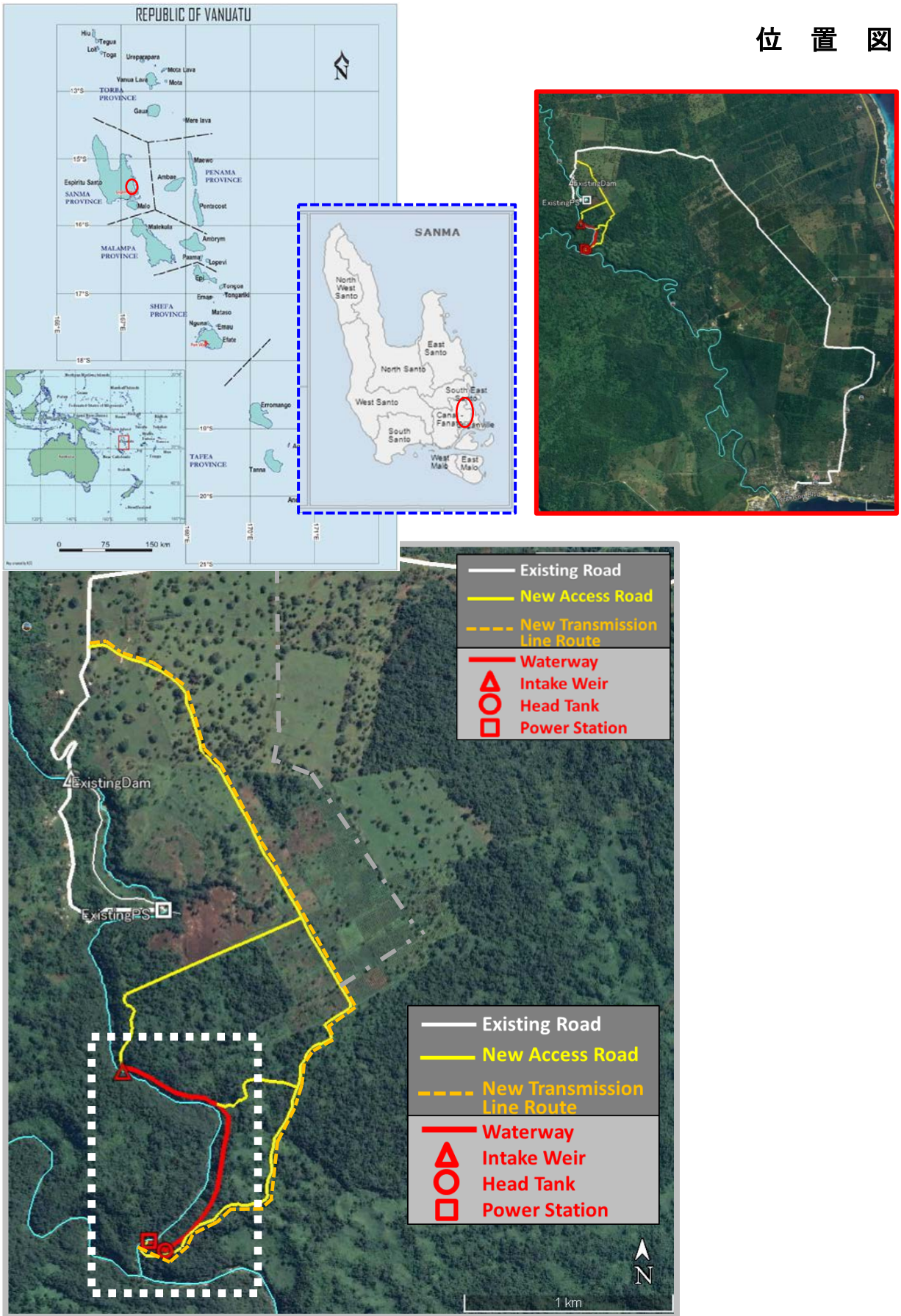
位置図／完成予想図／写真

図・表・写真リスト／略語集

1. プロジェクトの背景・経緯.....	1
1.1 当該セクターの現状と課題.....	1
1.1.1 現状と課題.....	1
1.1.2 開発計画.....	2
1.1.3 社会経済状況.....	6
1.2 無償資金協力の背景・経緯及び概要.....	7
1.2.1 無償資金協力の背景・経緯.....	7
1.2.2 要請内容の概要.....	7
1.3 我が国の援助動向.....	8
1.4 他ドナーの援助動向.....	8
2. プロジェクトを取り巻く状況.....	12
2.1 プロジェクトの実施体制.....	12
2.1.1 組織・人員.....	12
2.1.2 財政・予算.....	14
2.1.3 技術水準.....	20
2.1.4 既存施設・機材.....	21
2.2 プロジェクトサイト及び周辺の状況.....	22
2.2.1 関連インフラの整備状況.....	22
2.2.2 自然条件.....	25
2.2.3 環境社会配慮.....	37
2.3 当該国における無償資金協力事業実施上の留意点.....	106
2.4 その他（グローバルイシュー等）.....	106
2.5 サント島における再生エネルギー事業動向、GCF 関連.....	107

3.	プロジェクトの内容	116
3.1	プロジェクトの概要	116
3.1.1	上位目標とプロジェクト目標	116
3.1.2	プロジェクトの概要	116
3.2	協力対象事業の概略設計	118
3.2.1	設計方針	118
3.2.2	基本計画	125
3.2.3	概略設計図	163
3.2.4	施工計画／調達計画	189
3.2.5	安全対策計画	209
3.3	相手国分担事業の概要	209
3.4	プロジェクトの運営・維持管理計画	210
3.4.1	基本方針	210
3.4.2	運営・維持管理体制	211
3.4.3	維持管理項目	215
3.4.4	中長期維持管理計画とモニタリング	217
3.5	プロジェクトの概略事業費	218
3.5.1	協力対象事業の概略事業費	218
3.5.2	運営・維持管理費	219
4.	プロジェクトの評価	222
4.1	事業実施のための前提条件	222
4.2	プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項	225
4.3	外部条件	225
4.4	プロジェクトの評価	226
4.4.1	妥当性	226
4.4.2	有効性	227
資料		
1.	調査団員氏名、所属	
2.	調査日程	
3.	相手国関係者リスト	
4.	討議議事録（MD）	
5.	ソフトコンポーネント計画書	
6.	収集資料リスト	
7.	その他	

位置図



完成予想図



写 真

既設サラカタ川水力発電所



取水堰堤（上流右岸より）

（流れ込み式水力、取水口は右岸側、制水及び排砂ゲートを設置）



取水堰堤（下流右岸より）

（貯水池はなく、所要の発電流量を越えると堰堤から越流する）



沈砂池（取水堰堤より下流を眺める）

（取水口下流に越流堤、ゲートを有する沈砂池が設置されている）



導水路（開水路）

（サラカタ川右岸に敷設され、全区間開水路である。）



ヘッドタンク

（導水路終端と水圧鉄管の接続部に越流堤と余水路を有するヘッドタンクが設置されている。）



水圧鉄管路

（1,2号機用と増設の3号機用に2条の露出式鉄管が設置され、水車に発電流量を供給している。）

既設サラカタ川水力発電所



発電所建屋（ヘッドタンクより眺める）
（鉄筋コンクリート構造2階建て建屋、2009年に増設した。）



発電所建屋及び放水口（左岸対岸より眺める）
（右から1、2、3号機の放水口であり、放水庭となっている）



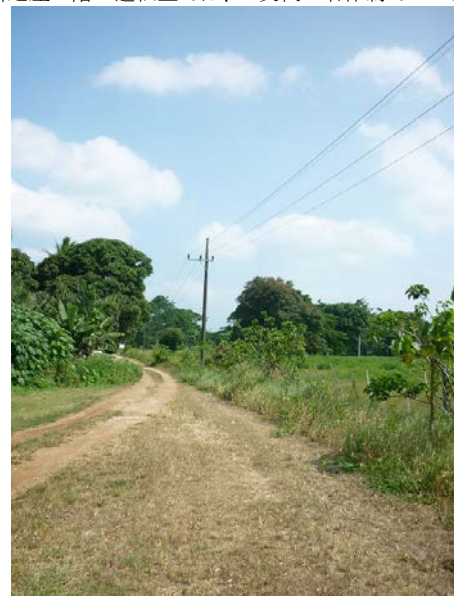
水車発電機
（2009年の増設工事で設置された3号機 出力600kW）



運転室
（発電所建屋2階の運転室では、4交代2名体制で24時間勤務）



水車発電機室
（手前から1995年に設置された出力各300kWの1,2号機及び2009年に設置された出力600kWの3号機で全て横軸フランシス水車）

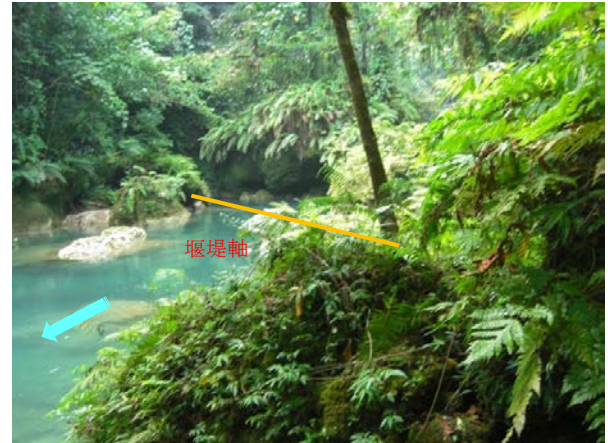


既設20kV送電線
（既設サラカタ川水力発電所から市内のルーガンビル変電所まで延長約20kmの送電線は道路沿いに建設された）

新設水力発電所 計画地点



取水堰堤候補地点（左岸より眺める）
（取水堰堤のバックウォータが、既設サラカタ川水力発電所の放水位に影響を与えないよう位置を決める。）



取水堰堤候補地点（下流左岸より眺める）
（情報収集・確認調査で決められたレイアウトを現地踏査時に見直し、河川縦断測量の結果、落差が2倍以上の代替案を提案した。）



取水堰堤候補地点下流（左岸より眺める）
（取水堰堤の下流は小規模な滝が連続し、河床は石灰岩である。）



取水堰堤候補地点 ベンチマーク
（左岸でボーリング調査を行った。）



取水堰堤候補地点（左岸より眺める）
（河床幅は約25mで河床には石灰岩が露出する。堤体高は10m未満と低く、基礎は河床面から3~10m掘削した石灰岩である。）

新設水力発電所 計画地点



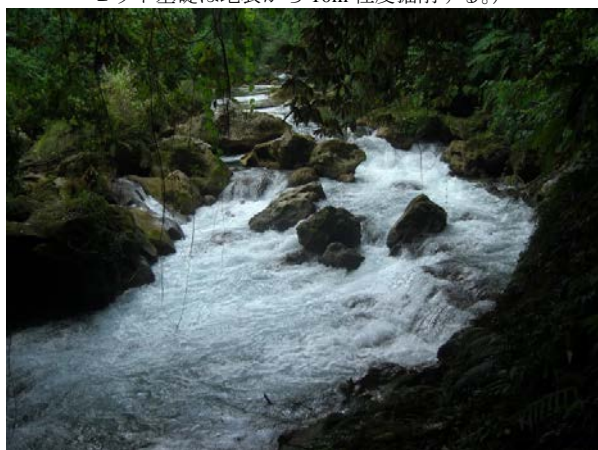
発電所候補地点

(発電所候補地点は、河床から約5m高い河川段丘上に計画する。
ピット基礎は地表から10m程度掘削する。)



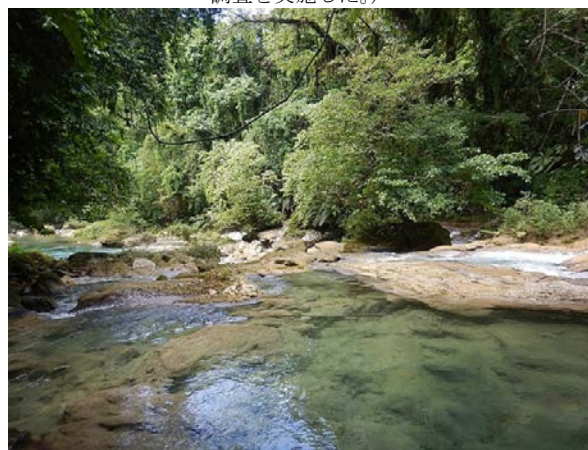
発電所候補地点 ベンチマーク

(ヘッドタンク、アンカーブロック、発電所地点でボーリング
調査を実施した。)



発電所候補地点の上流の滝

(放水口候補地点は、この滝の下流に計画する。)



発電所候補地点の下流

(河床には泥質岩が露出している。発電所基礎は泥質岩となる)



アクセス道路 (プランテーション内)

(プランテーション内は平坦な地形である。プロジェクトサイト
は急峻なV字渓谷をなしており、長大かつ急傾斜法面の掘削が
必要となる。取水堰堤、発電所へのアクセス道路の総延長は
6.2kmである。)



プランテーションの状況

(プランテーションにおいては、農作物の栽培、牛の放牧、樹木
の生産に利用されている。農地の主要作物はカバである。)

図リスト

図 2.1-1	バヌアツ電力行政の組織体制.....	13
図 2.1-2	バヌアツエネルギー局の組織体制.....	13
図 2.1-3	UNELCO 社及び VUI 社電気料金の時系列変化	20
図 2.2-1	事業サイトまでの経路図	23
図 2.2-2	エスプリッツサント島南部広域地形状況.....	25
図 2.2-3	エスプリッツサント島南部広域地質図.....	26
図 2.2-4	水力発電計画概念図	30
図 2.2-5	取水堰地質断面図	30
図 2.2-6	発電所地点地質断面図	31
図 2.2-7	Pekoa の気温（1970-2018）	32
図 2.2-8	月平均雨量	32
図 2.2-9	月平均河川流量	34
図 2.2-10	月平均、最大及び最小河川流量.....	34
図 2.2-11	日平均河川流量及び発電流量（from January 2015 to December 2018）	35
図 2.2-12	流況曲線（Sarakata River）	36
図 2.2-13	サント島植生分布図	41
図 2.2-14	サラカタ流域（赤点はコミュニティ）	44
図 2.2-15	EIA 手続きフロー.....	52
図 2.2-16	サンプリングポイント	62
図 2.2-17	用地取得の影響範囲	78
図 2.2-18	用地取得のイメージ	85
図 2.2-19	用地取得のフロー	86
図 2.2-20	土地の影響範囲	87
図 2.2-21	苦情処理メカニズムの流れ.....	93
図 2.5-1	GCF 支援対象分野（緩和及び適応）における本事業の対応エリア	108
図 2.5-2	送電線 2 回線化の効果（無し：左図 Scenario-00 と 有り：右図 Scenario-01） ..	110
図 2.5-3	2030 年電力需要想定イメージ.....	111
図 2.5-4	バヌアツ国における GCF 関連省庁（気候変動省）の組織図	113
図 2.5-5	バヌアツにおける GCF 申請手続き	115
図 3.1-1	新設発電所計画案レイアウト.....	117
図 3.2-1	サント島水力発電施設建設計画 プロジェクト位置図.....	119
図 3.2-2	ピーク需要及び年間売電電力量（1994～2017 年）	126
図 3.2-3	月別平均、最大及び最小ピーク負荷（2013～2019 年）	126
図 3.2-4	各電源の年間発電量の変化（2011～2018 年）	128
図 3.2-5	各電源の月別平均発電量の変動（2011～2018 年）	128
図 3.2-6	電源毎の月別発生電力量（2013 年 1 月～2018 年 10 月）	128
図 3.2-7	電源毎の月別発生電力量の割合（2013 年 1 月～2018 年 10 月）	129

図 3.2-8	雨季及び乾季のルーガンビル系統の典型的な日負荷曲線.....	130
図 3.2-9	月別ディーゼル発電用オイル消費量及び支出（2011年1月～2018年10月）	131
図 3.2-10	ディーゼル発電用オイル支出及び発電量の年変化（2011～2018年）	131
図 3.2-11	ディーゼル発電用オイル支出及び発電量の月別変動（2011～2018年）	131
図 3.2-12	ディーゼル発電用オイル価格の月別変動（2011～2018年）	132
図 3.2-13	ピーク需要及び売電電力量予測（2018～2030年）	133
図 3.2-14	流況曲線（Sarakata River）	134
図 3.2-15	流量換算模式図	135
図 3.2-16	発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 （2013年～2018年流量）	136
図 3.2-17	発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 （2016年：渇水年流量）	137
図 3.2-18	500kW 規模増設計画の発電流量及び可能発生電力量（2015年～2018年）	138
図 3.2-19	500kW 規模増設計画の発電流量及び可能発生電力量（2016年：渇水年流量） ..	139
図 3.2-20	各年流況に基づく電力計算結果（2015年～2018年）	144
図 3.2-21	土木設備の全体配置図	146
図 3.2-22	取水堰正面図及び断面図	147
図 3.2-23	導水路断面図	148
図 3.2-24	水圧管路平面図及び縦断面図	149
図 3.2-25	水車選定図	151
図 3.2-26	時系列発生電力量の比較	153
図 3.2-27	水車台数による発生電力量の比較（2台及び3台）	153
図 3.2-28	サント島ルーガンビルコンセッションの系統図.....	155
図 3.2-29	ルーガンビル送電系統概要	158
図 3.2-30	アクセス道路ルート	161
図 3.2-31	アクセス道路標準断面図	163
図 3.2-32	全体配置図	164
図 3.2-33	取水堰一般図	165
図 3.2-34	沈砂池一般図	166
図 3.2-35	ヘッドタンク一般図	167
図 3.2-36	発電所基礎一般図	168
図 3.2-37	発電所基礎断面図	169
図 3.2-38	発電所及び機器配置図	170
図 3.2-39	導水路標準断面図	171
図 3.2-40	発電所平面図	173
図 3.2-41	発電所立面図	174
図 3.2-42	発電所断面図	175
図 3.2-43	アクセス道路平面図	177
図 3.2-44	アクセス道路標準断面図	178

図 3.2-45	新設発電所 1 階レイアウト図.....	180
図 3.2-46	新設発電所 2 階レイアウト図.....	181
図 3.2-47	新設発電所側面レイアウト図.....	182
図 3.2-48	単線結線図（既設及び新設発電所施設）	184
図 3.2-49	既設送電線と新設送電線の π （パイ）接続計画図）（1）.....	185
図 3.2-50	既設送電線と新設送電線の π （パイ）接続計画図）（2）.....	186
図 3.2-51	新設送電線計画図（終点）	187
図 3.2-52	既設水力発電所と新設水力発電所間の遠隔制御システム全体構成図.....	188
図 3.2-53	発電所の運転、維持管理組織（案）	198
図 3.4-1	VUI の組織図	212
図 4.1-1	各電源の年間発生電力量（2016～2030）	224
図 4.1-2	各電源の年間発生電力量の割合（2016～2030）	224
図 4.1-3	各電源の出力（2016～2030）	225
図 4.4-1	温室効果ガスの削減量	229
図 4.4-2	UNELCO 及び VUI の電気料金の時系列変化	230

表リスト

表 1.1-1	国家持続可能開発目標	2
表 1.1-2	NERM 目標に対する進捗.....	5
表 1.3-1	我が国の電力分野における援助実績.....	8
表 1.4-1	ADB 検討時（2015）の当初スケジュール.....	9
表 1.4-2	再生エネルギー導入シナリオ.....	11
表 1.4-3	DOE が実施中の再生可能エネルギー関連プロジェクト.....	11
表 2.1-1	電力行政組織	12
表 2.1-2	2014～2018 年までの 5 年間の DOE 予算実績	15
表 2.1-3	VUI の運転・維持管理コスト	16
表 2.1-4	サラカタ更新基金の運用実績（2003～2008 年）	17
表 2.1-5	サラカタ特別準備基金の運用実績（2003～2008 年）	17
表 2.1-6	サント基金の運用実績（銀行口座バランス 2018 年 6 月）	18
表 2.1-7	政府基金の運用実績（銀行口座バランス 2017 年 7 月～2018 年 6 月）	18
表 2.1-8	電気料金の改訂	19
表 2.1-9	ディーゼル発電所出力	21
表 2.1-10	既設水力発電所出力	21
表 2.2-1	各種流量データの特徴	33
表 2.2-2	月平均河川流量（2015 年 1 月～2018 年 12 月）	33
表 2.2-3	確率雨量（Pekoa、Fanafo）と確率洪水流量.....	36
表 2.2-4	植 物	39

表 2.2-5	動物	42
表 2.2-6	サント島の地域ごとの人口	44
表 2.2-7	サント島及び Canal-Fanafo 地域の年齢別の人口と男女別割合	45
表 2.2-8	サント島及び Canal-Fanafo 地域の収入源割合	45
表 2.2-9	サント島及び Canal-Fanafo 地域の飲料水	46
表 2.2-10	サント島及び Canal-Fanafo 地域の照明	46
表 2.2-11	その他法令	49
表 2.2-12	JICA 環境社会ガイドラインとバヌアツ環境関連法令との比較	53
表 2.2-13	発電容量確保の代替案比較結果	56
表 2.2-14	スコーピング	57
表 2.2-15	環境社会配慮調査 TOR	58
表 2.2-16	サラカタ川の水質	61
表 2.2-17	建設機械における CO ₂ 排出量	70
表 2.2-18	影響評価結果	71
表 2.2-19	緩和策及びその費用	72
表 2.2-20	環境管理モニタリング計画	74
表 2.2-21	ステークホルダー協議の概要	75
表 2.2-22	コンサルテーションミーティング概要（第 1 回及び第 2 回）	75
表 2.2-23	コンサルテーションミーティング概要（第 3 回）	76
表 2.2-24	コンサルテーションミーティング概要（第 4 回）	77
表 2.2-25	住民移転に係る JICA 環境 GL とバヌアツ関連法令との比較	83
表 2.2-26	影響を受ける土地及び土地所有者	87
表 2.2-27	影響を受ける農作物、樹木及び家畜	88
表 2.2-28	近隣村落の人口、世帯数	88
表 2.2-29	エンタイトルメント・マトリックス	91
表 2.2-30	LAP 実施スケジュール	95
表 2.2-31	LAP 実施費用概算	96
表 2.2-32	内部モニタリング指標	98
表 2.2-33	外部モニタリング指標	98
表 2.5-1	プロジェクトコンポーネント案	109
表 2.5-2	シナリオ A 案と B 案の比較	113
表 3.1-1	施設計画概要	116
表 3.2-1	ピーク需要及び年間売電電力量（1994～2017 年）	127
表 3.2-2	電源毎の年間発生電力量とその割合（2013～2018 年）	127
表 3.2-3	ピーク需要及び売電電力量予測（2018～2030 年）	133
表 3.2-4	発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 （2015 年～2018 年流量）	136
表 3.2-5	発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 （2016 年：渇水年流量）	136

表 3.2-6	増設計画の最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 (2015年～2018年：平均流量)	138
表 3.2-7	増設計画の最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率 (2016年：渇水年流量)	138
表 3.2-8	新設工事における増設計画の範囲の検討.....	140
表 3.2-9	kWh 当り工事費を用いた最適発電規模の検討.....	141
表 3.2-10	増設計画を考慮した現計画及び増設工事の概算工事費の比較.....	143
表 3.2-11	各年流況に基づく電力計算結果 (2015年～2018年)	144
表 3.2-12	土木設備の構成	145
表 3.2-13	水車発電機台数の比較検討結果.....	152
表 3.2-14	新設水力発電所連系オプションに関する比較検討.....	156
表 3.2-15	標準法面勾配及び小段	163
表 3.2-16	日本及びバヌアツ国側の施工負担区分.....	192
表 3.2-17	主要機材の調達国	196
表 3.2-18	主要建設資機材の調達国	197
表 3.2-19	ソフトコンポーネント詳細工程 (案)	205
表 3.2-20	ソフトコンポーネントの全体実施工程 (案)	206
表 3.2-21	事業実施工程表	208
表 3.4-1	点検の内容	213
表 3.4-2	VUI の運転・維持管理コスト	214
表 3.4-3	巡視、点検及び検査の頻度.....	216
表 3.4-4	水車、弁類の分解点検の頻度.....	216
表 3.4-5	予備品の調達リスト	217
表 3.5-1	バヌアツ側負担経費	218
表 3.5-2	運営・維持管理費の想定	221
表 4.4-1	定量的効果	230
表 4.4-2	実績及び想定需給バランス.....	231
表 4.4-3	実績及び想定発生電力量と販売電力量.....	231

写真リスト

写真 2.2-1	ルーガンビル国際港	22
写真 2.2-2	道路状況	24
写真 2.2-3	段丘面丘陵地の草原	27
写真 2.2-4	サラカタ川滝地形	27
写真 2.2-5	サラカタ川左岸の絶壁	27
写真 2.2-6	急斜面植生状況	27
写真 2.2-7	河床に露出する石灰岩	28
写真 2.2-8	河床両岸に露出する粘土層	28
写真 2.2-9	プロジェクトサイトにおける外来植物 (<i>Meremia peltata</i>) で覆われた森林.....	40
写真 2.2-10	イノシシの足跡 (左) 及びツリースネーク (<i>Candia bibroni</i>) (右)	43
写真 2.2-11	プロジェクトサイトの大気質の様子.....	60
写真 2.2-12	サラカタ川の水質の様子	61
写真 2.2-13	サラカタ川の底質の様子	65
写真 2.2-14	第1回コンサルテーションミーティング (2018年11月18日開催)	76
写真 2.2-15	第2回コンサルテーションミーティング (2018年12月5日開催)	76
写真 2.2-16	第3回ステークホルダー協議 (2019年6月17日開催)	77
写真 2.2-17	第4回ステークホルダー協議 (2019年12月16日開催)	77
写真 3.2-1	急斜面をなすV字谷	162

略語集

略語	英語表記	日本語表記
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AE	Accredited Entity	認証実施機関
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
DEPC	Department of Environment Protection and Conservation	環境保護保全局
DGMMWR	Department of Geology, Mines, Minerals and Water Resources	地質・鉱山・鉱物・水資源局
DO	Dissolved Oxygen	溶存酸素
DOE	Department of Energy	エネルギー局
DOL	Department of Lands	土地局
E/N	Exchange of Note	交換公文
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EMA	External Monitoring Argent	外部モニタリング機関
EMMP	Environmental Management and Monitoring Plan	環境管理・モニタリング計画
EPCA	Environmental Protection and Conservation Act	環境保護保全法
FUF	Flow Utilization Factor	流量設備利用率
G/A	Grant Agreement	贈与契約
GCF	Green Climate Fund	緑の気候基金
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GL	Guideline	ガイドライン
IMA	Internal Monitoring Argent	内部モニタリング機関
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
LAP	Land Acquisition Plan	用地取得計画
MALFFB	Ministry of Agriculture, Livestock, Forestry, Fisheries, and Biosecurity	農林水産・バイオセキュリティ省
MCCA	Ministry of Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment	気象・地質災害・環境・エネルギー省
MFEM	Ministry of Finance and Economic Management	財務経済管理省
MOL	Ministry of Land and Natural Resources	土地・天然資源省
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action	国家的に適切な緩和行動
NDA	National Designated Authority	国家認証機関
NEPIP	National Environment Policy and Implementation Plan	国家環境政策実施計画
NERM	National Energy Road Map	国家エネルギーロードマップ
NGEF	National Green Energy Fund	国家クリーンエネルギー基金
NSDP	National Sustainable Development Plan	国家持続的開発計画
OHSAS	Occupational Health and Safety Assessment Series	労働安全衛生評価規格
PAA	Priorities and Action Agenda	優先事項・アクションアジェンダ
PEA	Preliminary Environmental Assessment	事前環境審査
PRV	Plantation Russet Vanuatu	民間プランテーション会社
PV	Photovoltaic	太陽光
QMP	Quarry Management Permit	採石場管理許可
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
TOR	Terms of Reference	委託事項
UNELCO	Union Electrique du Vanuatu Limited	民間電力事業者(UNELCO 社)
URA	Utilities Regulatory Authority	公益事業規制庁
VREP	Vanuatu Rural Electrification Project	バヌアツ地方電化プロジェクト
VUI	Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited	民間電力事業者(VUI 社)
WB	World Bank	世界銀行
WHO	World Health Organization	世界保健機関

1. プロジェクトの背景・経緯

1.1 当該セクターの現状と課題

1.1.1 現状と課題

バヌアツ共和国（以下、「バヌアツ」）は南太平洋西部に位置し、南北約 1,200km に広がる約 80 の島々から構成される島嶼国である。最も人口が多い島は首都ポートビラが位置するエファテ島であり人口の約 33%が集中している。本計画対象地の位置するエスピリッツサント島（以下「サント島」）は、同国最大面積の島で、州都のルーガンビルは同国第 2 の都市であり、人口の約 18%が集中している。

バヌアツでは、ポートビラ、ルーガンビルの 2 つの都市、及び 2 つの地域（マレクラ島及びタナ島）の 4 つの電力系統において民間電力事業者と政府が営業契約を締結し、電力供給事業を行うコンセッション方式による電力供給事業が行われている。電力事業者は、発電施設、変電設備、送電線、配電線及び顧客建物への接続設備の維持管理を行っている。未電化地域では 1 部は太陽光発電、小型ディーゼル発電機を利用している。

サント島では、1995 年に無償資金協力で建設された設備容量 1,200kW の既設サラカタ川水力発電所が主要電源として安定的な電力供給に貢献してきた。しかし 2016 年には日中のピーク電力が 1,932kW に達し、ピーク時の対応等のため、依然として一部の電力需要が輸入燃料に依存したディーゼル発電によって賄われている。さらに、同島における 2008～2017 年の実績ピーク電力需要及び年間売電量の伸びは、それぞれ平均年率 3.3%及び 3.7%であり、今後も需要の増加が見込まれており、ディーゼル発電に対する依存が拡大することが見込まれる。

バヌアツ政府は「国家持続可能な開発計画 2016-2030」を策定し、社会・環境・経済の 3 つの柱のバランスを取ることを明示している。また、電力分野では「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」（Updated National Energy Road Map: Updated NERM2016-2030）でバヌアツ国民へ安全で高品質、且つ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成長と発展に寄与することが掲げられた。また、2015 年時点での再生可能エネルギー導入比率は 29%（実績）、2020 年に 65%、2030 年に 100%の高い目標を掲げている。同ロードマップでは、サント島において、具体的な行動計画として、サラカタ水力の増設計画と東海岸のグリッド延伸計画が「最優先課題」となっている。

一方、我が国は、2015 年開催の第 8 回太平洋・島サミット首脳宣言において、再生可能

エネルギー比率向上のための重要性が確認されるとともに、「ハイブリッド・アイランド構想」の継続的な実施等を通じ低炭素開発の達成を支援することが表明された。

以上の状況から、再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するサラカタ水力発電所の新設計画は非常に重要である。

1.1.2 開発計画

(1) 国家持続可能な開発計画 2016 - 2030

「国家持続可能な開発計画 2016-2030」(National Sustainable Development Plan 2016 to 2030: NSDP) は、「国家優先課題・行動計画 2006-2015」(Priorities & Action Agenda 2006-2015: PAA) に代わるバヌアツ政府の政策指針として、2017年1月に発行された。

本開発計画は、「安定した、持続可能で豊かなバヌアツ」を国家ビジョンに掲げ、国家持続可能な開発目標 (National Sustainable Development Goals) として、「社会」「環境」および「経済」の3つの柱のバランスを取ることが明示されており、表 1.1-1 のとおり、この3つの分野毎に、政策目標が設定されている。

表 1.1-1 国家持続可能開発目標

1.社会分野の目標	2.環境分野の目標	3.経済分野の目標
SOC1.活気に満ちた文化的アイデンティファイ	ENV1.食品の安全と栄養の確保	ECO1.安定的で公平な成長
SOC2.質の高い教育	ENV2.ブルー・グリーン経済成長	ECO2.インフラの改善
SOC3.健康管理の品質向上	ENV3.気候変動や災害からの回復	ECO3.農村コミュニティの強化
SOC4.ソーシャルインクルージョン (社会的に排除された状況にある人々がそういう状況から脱するための政策実施)	ENV4.自然資源の管理	ECO4.労働とビジネスチャンスの創出
SOC5.安全保障、平和と正義	ENV5.生態系と生物多様性	
SOC6.政府機関の強化と効率化		

出典：Vanuatu 2030 National Sustainable Development Plan 2016 to 2030

開発目標の中に環境面および経済面から再生可能エネルギーの利用促進を図る以下の政

策目標が明確に示されている。環境面では EVN2 ブルー・グリーン経済成長 ENV 2.3：再生可能エネルギー源の促進および効率的なエネルギー利用の促進が示されている。経済面からは ECO2 インフラの改善 ECO 2.1：再生可能エネルギー源からの安全、信頼性のある、かつ手頃なエネルギーサービス利用の増加と輸入化石燃料への依存度の減少が示されている。

(2) 国家エネルギーロードマップ 2016-2030

バヌアツの国家エネルギーロードマップ（National Energy Road Map: NERM）は、バヌアツエネルギーセクターの政策指針である。2020 年までを対象とし目標および行動計画が設定された National Energy Road Map 2013-2020（NERM 2013-2020）が 2013 年に発行されたが、2015 年までの実績を反映し 2030 年までを対象に更新された「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」（Updated Vanuatu National Energy Road Map 2016-2030: Updated NERM 2016-2030）が 2016 年に発行されている。本ロードマップでは、バヌアツ国民へ安全で高品質、かつ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することにより同国の成長と発展に寄与することが全体ビジョンとして設定されている。

NERM 2013-2020 で設定された課題を Updated NERM 2016-2030 では、若干修正し以下のエネルギーセクターのための 5 つの課題を優先課題としている。これらの課題毎に目標および行動計画を設定している。

- ・ エネルギー・アクセス（Accessible energy）
- ・ 安価なエネルギー（Affordable energy）
- ・ 安定的で信頼できるエネルギー（Secure and reliable energy）
- ・ 持続可能なエネルギー（Sustainable energy）
- ・ グリーン成長（Green growth）

バヌアツのエネルギーは、高価な輸入化石燃料に大きく依存しており、これが国家経済の大きな負担となっている。このため輸入化石燃料依存からの脱却を目指した再生可能エネルギーの利用が大きな柱のひとつとなっている。

Updated NERM 2016-2030（July 2019）では、表 1.1-2 の通り、2015 年末時点の実績を示し、2020 年時点の目標に加え、2030 年時点の目標も設定している。このうち、「持続可能なエネルギー」の課題の具体的目標として、再生可能エネルギーの導入比率を 2015 年までに 40%と定めていたが実績は 29%と未達であった。しかし、2020 年の目標値を下方修正することなく、2030 年には 100%を再生可能エネルギーとする目標を打ち出している。再生可能エネルギーの導入比率目標以外でも 2015 年時点の実績値は目標を下回って

いるものが多く、特に、「オフグリッド地域における世帯電化率向上」については 2015 年時点の目標 55%に対して実績が 9%に留まっており、電化の遅れが深刻なことが伺える。

Updated NERM 2016-2030 では、目標を達成するために、具体的な行動計画として 68 のアクションプランを提案している。うち 22 のアクションプランが最優先課題として示されているが、このうち 6 つのアクションプランは電力設備のプロジェクトで、さらに以下の 2 つのプロジェクトは本調査の対象地域であるサント島のプロジェクトである。

- ・サント島東海岸グリッド延長計画
- ・サラカタ水力増設計画（800kW）

これら行動計画にある全てのアクションプランを 2016 年～2030 年の期間で実行する総費用は 250 百万米ドル以上と見積もられており、政府とドナーあるいは民間セクター等からの資金を組み合わせた資金により賄われるとしている。

表 1.1-2 NERM 目標に対する進捗

Priority /Objective	Indicator	2015 level	Year level	Current Level	Source	2020 Target	2030 Target
Accessible energy	Increase electricity access by households in and near concession areas	62%	2017	71.7%	Mini census	75%	100%
	Increase electricity access by households in off- grid areas	9%	2016	64.4%	VNSO, 2016 Mini Census Report, table 3.9, VREP	100%	100%
	Increase electricity access by public institutions (on- and off-grid)	54%	2018	71.6%	Ministry of Health, Ministry of Education & Training	80%	100%
Affordable energy	Improve the efficiency of diesel generation	2% improvement from 2012	2017	-1.6%	URA, Electricity Fact Sheet 2012 – 2017	20% improvement from 2012	20% improvement from 2012
	Reduce the cost of distributing petroleum costs in Vanuatu	n/a	2018	0%	Pacific Petroleum	10% reduction	15% reduction
Sustainable energy	Increase the proportion of electricity generated from renewable energy sources	29%	2017	18%	URA, Electricity Fact Sheet 2012 – 2017	65%	100%
	Improve electricity sector end-use efficiency	n/a	n/a	n/a	n/a	5%	13%
	Improve transport (land and marine) energy efficiency	n/a	n/a	n/a	n/a	2%	10%
	Improve biomass end use (cooking and drying) efficiency	n/a	n/a	n/a	n/a	5%	14%
	Ensure all energy infrastructure projects comply with government and donor environmental and social safeguard requirements	n/a	2017	100%	Various reports	100%	100%
Green Growth	Increase the proportion of electricity generated from biofuels	5%	2017	0%	URA, Electricity Fact Sheet 2012 – 2017	10%	14%
	Increase renewable electricity use by rural tourism bungalows	n/a	2016	45%	Vanuatu: Tourism and Renewables Market Assessment and Business Model Development	25%	65%

n/a....data not available

出典：Vanuatu 2030 National Sustainable Development Plan 2016 to 2030, Implementation plan, July 2019

1.1.3 社会経済状況

(1) 社会状況

バヌアツは、国土面積が 12,189km²、人口 29.3 万人（2018 年、世銀）であり、南太平洋西部に位置し約 80 の島々から構成される島嶼国である、最も人口の多い島は首都ポートビラが位置するエファテ島で、同島のシェファ州の人口は 9.8 万人、そのうちポートビラの人口は 5.1 万人である。プロジェクトが位置するサント島は同国で最大の島であり、面積が 3,956km²の、同島のサンマ州の人口は 5.4 万人（2016 年統計）、人口密度は 13.7 人/km²である。州都のルーガンビルの人口は 1.6 万人である。

政治面では、独立前は英国・仏国による共同統治が行われており、1980 年に首相を政府の長とする議会制民主主義国家として独立した。国家元首は大統領であるが儀礼的・象徴的役職である。大統領は、国会議員及び地方公共団体首長によって選定され、任期は 5 年である。行政の長である首相は、議会が議員選挙後に 52 名（任期 4 年）の議員の中から選出とされる。なお、地方部においては、村落レベルで指導者として地域社会の首長を地域社会も重要な政治的組織である。

(2) 経済状況

2003 年、2004 年は前年のマイナス成長を脱し、それ以降基本的にプラス成長を記録していたが、2015 年 3 月、サイクロン・パムにより甚大な被害を受け、同年はマイナス成長に転じた。その後、公的インフラプロジェクトサービスセクターが経済を牽引し、2016 年、2017 年とプラス成長に転じた。2018 年の GDP は 9.14 億 US ドル、1 人当たり GNI は 3,130US ドルである。経済成長率は 3.2%、物価上昇率は 2.9%である。

主要貿易品目は、輸出では、コブラ、木材、カバ、牛肉、ココア、輸入では、機械・輸送機器、食料品、日用品である。主要貿易相手国は、輸出では、フィリピン、仏領ニューカレドニア、フィジー、パプアニューギニア、輸入では、オーストラリア、マレーシア、ニュージーランド、中国である。（2018 年、アジア開発銀行）2018 年の総貿易総額の輸出は 91.7 百万 US ドル、輸入は 331.9 百万 US ドルとなっており、恒常的な輸入超過で、赤字を外国援助で補填している。

主要産業は農業と観光業である。コブラの生産と自給自足農業を基盤とするが、都市部と農村部では大きな格差がある。近年は農業の多様化と観光振興に力を入れている。

1.2 無償資金協力の背景・経緯及び概要

1.2.1 無償資金協力の背景・経緯

バヌアツ政府は「国家持続可能な開発計画 2016-2030」を策定し、社会・環境・経済の3つの柱のバランスを取ることを明示している。また、電力分野では「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」(Updated National Energy Road Map: Updated NERM2016-2030)でバヌアツ国民へ安全で高品質、かつ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成長と発展に寄与することが掲げられた。具体的な行動計画として、エスピリッツサント島(以下「サント島」)においては、東海岸のグリッド延伸計画とサラカタ川水力増設計画が「最優先課題」となっている。

我が国は、サント島の電力供給のため、無償資金協力で1994～1995年に600kW(300kW×2機)と2009年に増設600kWの合計設備容量1,200kWのサラカタ川水力発電所の建設を支援し、同島の主要電源として安定的な電力供給に貢献してきた。しかし、同島では2016年には日中のピーク電力が1,932kWに達し、ピーク時の対応等のため、依然として一部の電力需要が輸入燃料に依存したディーゼル発電によって賄われている。さらに、同島における2008～2017年の実績ピーク電力需要及び年間売電量の伸びは、それぞれ平均年率3.3%及び3.7%であり、今後も需要の増加が見込まれており、ディーゼル発電に対する依存が拡大することが見込まれる。

このような状況を踏まえ、2016～2017年に「エスピリッツサント島電力セクター情報収集・確認調査」(以下「確認調査」)を実施し、同島における再生可能エネルギーの追加的な導入可能性に係る検討を行った。同調査結果を踏まえ、再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するため、サント島における水力発電施設整備計画(以下、「本事業」)に対する無償資金協力での支援の検討を行うこととなった。

1.2.2 要請内容の概要

今回要請があったサイトは、確認調査の結果、サント島サラカタ川の既設サラカタ川水力発電所下流に位置する800kW規模の流れ込み式水力発電所候補サイトであった。確認調査では、5万分の1地形図を用いたレイアウト、最適規模の概略検討を行っている。今回の現地調査において現地踏査、河川縦断測量に基づく最適レイアウト検討を実施した結果、1,000kW規模の流れ込み式水力発電所の計画が可能であることが確認された。

バヌアツ政府の要請内容は、水力発電施設及びアクセス道路の建設、水車発電機器、変電設備、及び送電線の調達、据付及び水力発電所の運転・維持管理に係る指導である。

1.3 我が国の援助動向

我が国は、バヌアツの国家開発計画、1997年から3年に1度開催している「太平洋・島サミット」における我が国の支援方針等を踏まえ、経済インフラ整備などの経済成長基盤の強化をはじめとして、基礎的な社会サービスの向上、環境保全や気候変動対策についても支援を行っている。我が国はバヌアツの主要なドナー国であり、1981年の同国に対する経済協力の開始以来、2017年度までの政府開発援助の実績は、累計で円借款 95.43 億円、無償資金協力で 134.59 億円および技術協力で 86.90 億円となっている。我が国がこれまでに実施した電力分野の協力は表 1.3-1 に示すとおりである。

表 1.3-1 我が国の電力分野における援助実績

援助実施年	援助形式	E/N 供与額	案件名
1994 年	無償資金協力	9.79 億円	サント島サラカタ川水力発電所建設計画 (1/2 期)
1995 年	無償資金協力	2.59 億円	サント島サラカタ川水力発電所建設計画 (2/2 期)
2008 年	無償資金協力	12.34 億円	サント島サラカタ川水力発電所改善計画 (1,2 期) 1/2 期：導水路等補修工事 (5.43 億円) 2/2 期：水力発電所増設工事 (6.91 億円)

1.4 他ドナーの援助動向

2011年から2015年までの主要ドナーは、1位オーストラリア、2位ニュージーランド、3位日本となっている。オーストラリアは全体の60～70%を占めている。日本は全体の約10%である。国際機関については、EU 連合、WHO、GEF、IMF 等が上位を占める。他ドナーとの関連は以下のとおりである。

(1) ASIAN DEVELOPMENT BANK (ADB)

ADB は、マレクラ島の Brenwe 水力発電所とサント島東海岸送電線の延伸プロジェクトを合わせて推進しており、両プロジェクトとも F/S は完了している。Brenwe 水力発電所は 300kW の設備容量で、現在は D/D が終わり、入札図書を作成しており、2019年6月に入札が行われた。予算は約 1.5 billion バツである。この設備の管理・運営は UNELCO に移管される予定である。

マレクラ島水力発電所事業の業者選定は、2019年10月頃とされていた一方、サント島東海岸の送電線の延伸プロジェクトは、マレクラ島の水力発電所プロジェクトの進捗を見ながら並行して進める予定とされており、現時点で着手時期は決まっていない。

表 1.4-1 ADB 検討時(2015)の当初スケジュール

IMPLEMENTATION SCHEDULE				Advance procurement initiated by DOE/PMU to ADB requirements																															
ID	SP	Task Name	Duration	2015				2016				2017				2018				2019															
				Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4												
1		Loan Effective (early by / latest by)	Milestone			*		Wet								Wet								Wet								Wet			
2		DOE/PMU: DSC procurement (Advance)	6 months			*																													
3		DOE/PMU: ICS Consultant 12pm for DOE Support	24 months			*																													
4		Design and Supervision Consultant (DSC) - Intermitt	40 months																																
5		Land procurement	18 months																																
6		Warranty Period (Performance Guarantee)	12 months																																
7		ADB Project Closure	4 Months																																
SP2-3 Transmission Upgrade & Grid Extensions - Espiritu Santo																																			
20		DSC: design, planning, BOQ, tech specs, bid docs	6 months																																
21		DSC: Bid, Evaluation Plant & Materials, Contracts Award	6 months								*																								
22		Plant and Materials Delivery	8 months																																
23		Installation Works bid docs, Bids and Contract Award	6 months												*																				
24		Contract effectiveness	2 Months												*																				
25		20kV TML Upgrade	6 months																																
26		3-Phase and 12.7kV SWER Grid Ext construction	6 months																																
27		Progressive Commissioning	4 months																																
SP-4 Sarakata-1 Ext Hydro Power Station (300 kW Ext)																																			
40		DSC: Design, ICB Docs Preparation and Approval	6 months																																
41		DSC: Tendering Process and Contract Award	6 months								*																								
42		DSC: Design Preliminaries (incl tendering for services)	4 month																																
43		Access Roads	6 months																																
44		Contractor design	6 months																																
45		Equipment Procurement	10 months																																
46		Civil Works	12 months																																
47		Water Control Plant Works	4 months																																
48		Power Plant and Substation Works	6 months																																
49		Commissioning	1 month																																

出典 : ADB2015, TA8285-VAN: Energy Access Project-1 Final Report, February 27, 2015, prepared by SMEC Pty Ltd.

(2) 世界銀行 (WORLD BANK : WB)

1) VANUATU RURAL ELECTRIFICATION PROJECT (VREP)

WB は、Vanuatu Rural Electrification Project (VREP) を実施中である。同プロジェクトは、ミニ、マイクログリッドや太陽光発電を組合せたもので、具体的なスペック等はない。同プロジェクトの F/S では 30 サイトが選定されているが、土地取得、リース等の問題があることから、コミュニティに対して、関心表明を出させ、そのなかから実施するサイトを選定するというプロセスを取っている。選定基準としては土地の利用がコミュニティのなかで解決していることが前提となる。現時点ではミニグリッドに関するプロジェクトが 5 サイトある。

2) サント島南部への道路延伸計画

WB では、気候変動の影響を受けやすい小島嶼開発途上国 (SIDS) を対象に災害への

適応を強化するための Resilient Transport プロジェクトを推奨しており、サント島の南部の道路延伸計画（約 60km）もその一環で計画されている。現在、F/S は完了し、2019 年 10 月 31 日付で DD/CS のコンサルタント選定に関する入札が公示されている。

正式名称	: Vanuatu Climate Resilient Transport Project (バヌアツ気候強靱化交通プロジェクト)
プロジェクト予算	: 62 M US\$
プロジェクトの目的	: サント島における道路プロジェクトと気候変動への強靱性を高め、且つ災害危機や緊急時に迅速な対応を提供することを目的とする
プロジェクト概要	: i) 持続可能な気候変動に強靱な道路建設 (60km) ii) 分野別政策として道路資産管理への気候変動の強靱性の主流化の導入。(投資するインフラとしては雨期に流失してしまう橋、渡河地点や Luganville 近くの道路を守るための海岸線の保護、未舗装道路の改良 (舗装))
プロジェクトの構成:	
1) Component 1: Sectoral Spatial Planning Tools 分野空間的計画ツール (1 M US\$)	ー道路分野における技術支援。航空測量を用いた道路計画、既設道路の改良計画
2) Component 2: Climate Resilient Infrastructure Solutions 気候変動に強靱なインフラによる解決策 (57M US\$)	ー5 橋梁の設計・建設、ルーガンビル近郊道路保全のための海岸保全、道路網の改修・向上、
3) Component 3: Strengthening the Enabling Environment 政策策定環境の向上 (4 M US\$)	ージェンダーの考慮、地元産業育成を考慮した活動を含む、道路管理における能力向上
4) Component 4: Contingent Emergency Response 緊急時対応	ー自然災害後の災害復旧に関する能力向上

出典: <http://projects.worldbank.org/P167382?lang=en>

(3) UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM(UNDP)

UNDP は、バヌアツの地方電化に係る Nationally Appropriate Mitigation Action on Rural Electrification in Vanuatu (NAMA)の作成を支援した (2014~2018 年)。NAMA の目標は、バヌアツ政府が NERM で設定した目標を達成すること、すなわちグリッド延伸によりコンセッションエリア近傍世帯の 100%の系統接続及びオフグリッド世帯に対してマイクログリッド及びソーラーホームシステム等の個別対策で 100%の電化を達成することである。

NAMA は、化石燃料を再生可能エネルギーに置き換え、持続可能な発展に貢献し、官民パートナーシップを強化し、遠隔地の持続可能な開発を促進することにより、温室効果ガス (GHG) 排出量を削減することとしている。

Intervention 1: マイクログリッドの構築、Intervention 2: 既存電力系統の延長のプログラムが実施される。

(4) INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA)

IRENA は、サント島ルーガンビル系統の拡張のための再生可能エネルギー導入可能性について様々な評価を行った Renewable Energy Grid Integration Study Potential to expand power generation capacity, Espiritu Santo を実施、下表に示す再生エネルギー導入シナリオを提案している。

表 1.4-2 再生エネルギー導入シナリオ

Table ES1: The most relevant cases to consider in future planning

Hydro scenario	Load scenario	Hydro (MW)	Diesel (MW)	PV (MW)	Wind (MW)	Battery (MW/MWh)	Diesel UPS (MW)	Resistor (MW)	% renewable energy in 2030
Base Case									
Existing	Luganville	1.2	4.5	-	-	-	-	-	39%
Lowest Long-Term Cost Case									
+ 800 kW scheme	+ Port Olry	2.0	4.5	2	-	1/2	0.5	-	84%
+ 1 100 kW scheme	+ Port Olry	2.3	4.5	2	-	1/2	0.5	-	87%
Highest Renewables Case (without biofuels)									
+ 1 100 kW scheme	+ Port Olry	2.3	4.5	8	-	2/16	1.0	-	98%
No Major Enablers Case									
+ 1 100 kW scheme	+ Port Olry	2.3	4.5	2	-	-	-	0.4	84%

Notes: MWh = megawatt hour; PV = photovoltaic; UPS = uninterruptible power supply.

出典：IRENA(2019), Grid Integration Study – Renewable Energy Strategy for Espiritu Santo, Vanuatu

(5) 再生可能エネルギー関連事業

DOE は各国及び各国際機関の支援を受けて、再生エネルギー関連事業を実施している。サント島において DOE が実施している再生可能エネルギー関連事業を下記に示す。

表 1.4-3 DOE が実施中の再生可能エネルギー関連プロジェクト

Project	Donor	Remarks
Vanuatu Rural Electrification Program (VREP I & II)	New Zealand through World Bank	Project covers all VANUATU
BRANTV (Electrification and Energy Efficiency)	UNDP	40 sites across Vanuatu
ACSE (Electrification and Biogas)	GiZ	5 Electrification sites in Tanna island and 2 Biogas sites in Santo and Efate
PALS (Energy Efficiency Project)	SPC	Developed Regulation of Energy Efficiency products and enforcing
Global Green Growth Institute (GGGI)	GGGI	Organization that sits with DoE and provides technical and financial support in the Energy sector. Facilitated the development of the National Energy Road Map and the NGEF
National Green Energy Fund (NGEF)	Vanuatu Government and Donor Partners	Newly established office with DoE but will soon be a separate office. A rotating fund developed to prosper Energy projects in Vanuatu.

2. プロジェクトを取り巻く状況

2.1 プロジェクトの実施体制

2.1.1 組織・人員

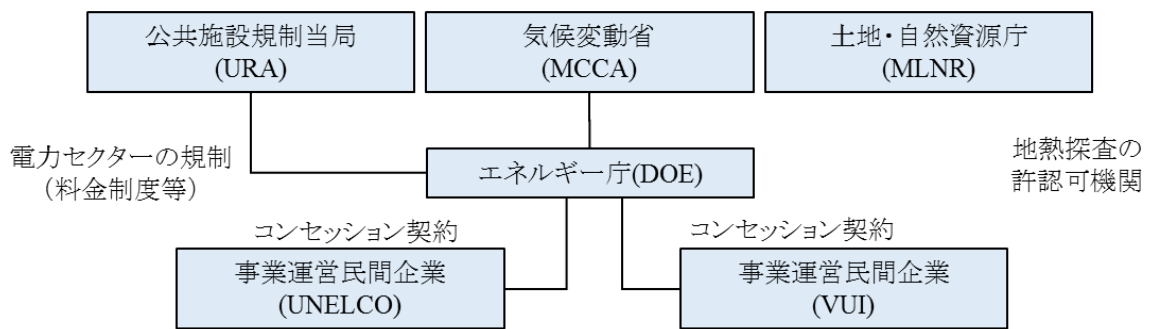
(1) 電力セクターの組織

バヌアツの発電や配電に係る電力事業の所轄機関は DOE の監督の下に、民間企業への委託契約により運営、維持管理が行われている。DOE は、庶務・財務部、地方電化部及びエネルギーセキュリティ部門に分かれている。15 のポジションよりなるが、7 のポジションが常勤職員である。

表 2.1-1 電力行政組織

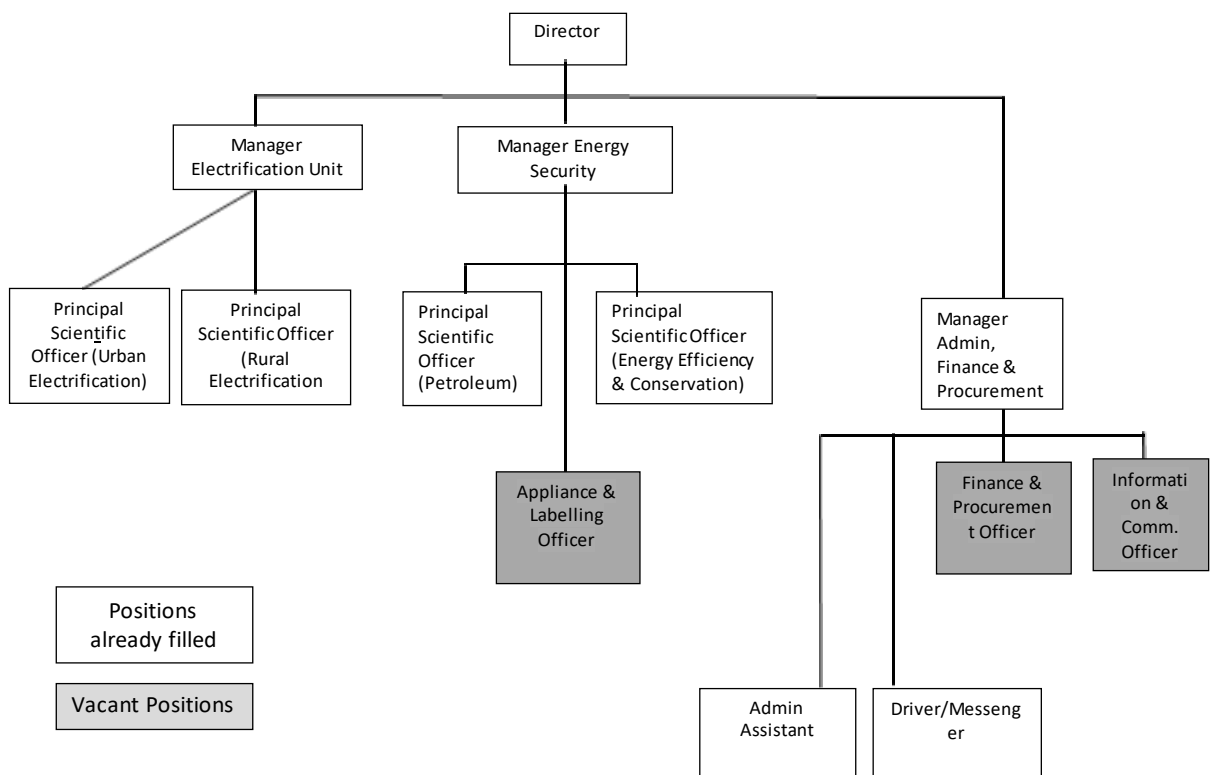
<p>所轄省</p>	<p><u>気候変動適応省 (MCCA: Ministry of Climate Change Adaptation, Meteorology, Geohazards, Environment)</u> 2013 年4月にバヌアツの気候変動対策の一貫として設立された。電力セクターの責任機関であるエネルギー局を支配下にもつ。</p> <p><u>エネルギー局 (DOE: Department of Energy)</u> バヌアツの電力セクター開発の中心となり調整を担う。既存の送電網の課題や効率向上、地方における電化率の向上に関して責任を負っている。</p>
<p>規制機関/ 許認可機 関</p>	<p><u>公益事業規制庁 (URA: Utilities Regulation Authorities)</u> 電力価格も含め、電力セクターの規制機関を担っている。電力価格の規制は、参照価格、価格調整式及び調整時期、電気料金構成等の内容であり、電力事業運営を担っている民間企業とのコンセッション契約の中に定める。</p> <p><u>土地・自然資源省 (MLNR: Ministry of Land and Natural Resources)</u> Geothermal Energy Act の施行責任を負っており、発電と地熱探査の許認可発出機関である。</p>
<p>事業運営 主体</p>	<p><民間企業></p> <p><u>UNELCO Engie (UNELCO)</u> ポートビラ市のあるエファテ島、マレクラ島、タンナ島において、政府とのコンセッション契約に基づき電力供給をしている。フランス系企業である。</p> <p><u>Vanuatu Utilities Infrastructure (VUI)</u> ルーガンビル市のあるサント島において、2011 年から電力供給をしている。アメリカ系企業である。2019 年 6 月に正式署名し、コンセッション契約を締結した。</p>

出典:2013 年公表のフィジー国次期国家エネルギー政策ドラフト案 (Draft Energy Policy, Economic Consulting Associates, 2013.07)



出典：NERM2013-2020

図 2.1-1 バヌアツ電力行政の組織体制



出典：DOE (2019/02)

図 2.1-2 バヌアツエネルギー局の組織体制

(2) コンセッション方式による電力供給事業

バヌアツでは、ポートビラ、ルーガンビル、及び他の2地域（マレクラ島、タナ島）の合計4つの電力系統において民間電力事業者が政府と営業契約を結んだうえで電力供給事業を行う、コンセッション方式により電力供給がされている。これらの電力事業者は、政府の資産を管理・運用して顧客に電力を供給しており、発電施設、変電設備、送電線、配電線及び顧客建物への接続設備の維持管理を行っている。

Union Electrique du Vanuatu Limited (UNELCO)は、フランス系の GDF Suez の子会社であり、1939 年より電力供給事業を開始し、現在、エファテ、マレクラおよびタナ島の 3 つのコンセッションで事業を行っている。

サント島では、当初は UNELCO が、1990 年より 20 年間のコンセッション契約を結びルーガンビルコンセッション地域の電力供給を 2010 年まで行なってきた。契約期間の終了に伴い実施された電力事業者選定のための入札の結果、米国 Pernix Group, Inc.の子会社 Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI)が選定され、2011 年 1 月より同社が発電所から配電、電力料金徴収まで垂直統合の形態で電力供給を実施している。正式な契約署名を 2019 年 6 月に締結し、コンセッション契約期間は 2040 年までの 20 年間である。

(3) 電力セクターの制度

電力に係る主要な法令は以下の通り。

1) 電力供給法 (ELECTRICITY SUPPLY ACT NO. 13 OF 2010)

コンセッション方式で行われるポートビラ、ルーガンビル、及びその他地域における電力の発電と供給に関わる事項に関して規定するバヌアツ電力供給事業の基本法。

2) 公益事業規制庁法 (UTILITIES REGULATORY AUTHORITY ACT NO. 11 OF 2007)

バヌアツ全土の電力及び水道サービスを対象に政府から独立した規制機関として設立された公益事業規制庁 (Utilities Regulatory Authority) の根拠法で、本規制庁の活動目的、機能等が規定されている。

3) 政府の契約及び入札に関する法律 (GOVERNMENT CONTRACTS ND TENDERS ACT OF 1998)

政府が実施する入札、民間電力事業者との契約に関わる法律で、コンセッションの入札・契約に適用される。

2.1.2 財政・予算

(1) DOE の年度予算

DOE は気候変動省に属し、バヌアツのエネルギーセクターの開発政策の調整および地方エネルギープロジェクトの開発・監理に関して中心的な役割を演じている。電力事業は、

民間電力事業者がバヌアツ政府とのコンセッション契約の下、発電から顧客まで一連の電力サービス事業を行っている。

表 2.1-2 2014～2018 年までの 5 年間の DOE 予算実績

単位：バツ

Description	Actual	Total	Budget	Under/(Over)	rate
Personnel Expenses					
Permanent Wages	66,500,181	66,500,181	86,220,780	19,720,599	38.5%
Housing Allowances	6,268,646	6,268,646	9,839,550	3,570,904	3.6%
Leave expense	3,344,971	3,344,971	0	-3,344,971	1.9%
Provident Fund	2,806,278	2,806,278	3,075,299	269,021	1.6%
Others	3,605,078	3,605,078	-15,390,017	-18,995,095	2.1%
Sub-total	82,525,154	82,525,154	83,745,612	1,220,458	47.8%
Operating Expenses					
Lighting Utilities	39,570,333	39,570,333	0	-39,570,333	22.9%
Equipment - Additional General	15,642,317	15,642,317	15,940,488	298,171	9.1%
Buildings - New	5,909,629	5,909,629	0	-5,909,629	3.4%
Subsistence Allowances	3,739,140	3,739,140	3,176,570	-562,570	2.2%
Local Travel	2,494,045	2,494,045	2,756,472	262,427	1.4%
Value Added Tax	2,430,266	2,430,266	1,388,938	-1,041,328	1.4%
Vehicle - Additional Vehicle	2,065,534	2,065,534	0	-2,065,534	1.2%
Others	18,369,189	18,369,189	67,263,926	48,894,737	10.6%
Sub-total	90,220,453	90,220,453	90,526,394	305,941	52.2%
Total Expenditure	172,745,607	172,745,607	174,272,006	1,526,399	

(2) VUI の年度予算

ルーガンビルコンセッション地域の電力供給事業者は VUI であり、発電施設、変電設備、送電線、配電線及び顧客建物への接続設備の維持管理を行っている。2013～2017 年の運転・維持管理コストを表 2.1-3 に示す。

表 2.1-3 VUI の運転・維持管理コスト

単位：バツ

項目	年度	2013	2014	2015	2016	2017
人件費		132,626,018	105,535,948	99,161,610	99,682,941	109,992,033
燃料、潤滑油費		67,963,449	61,510,827	72,524,527	111,023,253	79,015,483
修繕及び改修費		27,039,696	16,782,971	16,653,748	16,653,748	17,111,013
事務用品費		51,079,518	52,667,593	24,178,098	23,363,221	26,926,675
減価償却費		2,766,513	3,046,782	1,637,172	3,608,184	2,167,026
保険費		17,237,283	18,431,304	18,740,263	18,740,263	18,740,000
新規設備の設置費		16,641,660	20,107,616	17,640,691	18,222,321	18,769,827
不良債権費		6,100,857	-2,543,426		2,493,045	1,516,165
外灯設置費		878,544	2,680,353	1,576,769	1,588,321	1,339,528
その他運営費				30,631,418	28,674,543	14,930,791
Port Olry ディーゼル発電所運転費						9,587,296
合計		322,333,538	278,219,968	282,744,296	324,049,840	300,095,837

(3) サント基金、政府基金

1) サラカタ基金 (SARAKATA FUND)

1995年3月にサラカタ川水力発電所の売電収入から、サラカタ基金として、サラカタ特別準備基金 (Sarakata Special Reserve Fund) とサラカタ更新基金 (Sarakata Renewal Fund) が、日本政府、バヌアツ政府及び UNELCO 社 (当時のルーガンビルコンセッションの電力事業者) との合意の下、創設された。前者は、送電線延長、住宅の電気系統への接続、街灯整備等のサント島及び他の島の電化事業に、後者はルーガンビルコンセッションの維持管理、保守のための資機材購入に充てられた。UNELCO 社にサラカタ特別準備基金として年間 20,000,000 バツ/年、サラカタ更新基金として年間 10,000,000 バツ/年が約 10 年間支給された。これらの基金は、2010 年の UNELCO 社の契約期間終了に伴いこれらの運用が停止された。入札により VUI 社が新規電力事業者となった時点でサント基金に引継がれた。

表 2.1-4 に 2003 年から 2008 年の会計監査に基づく、基金支給及び支出実績を示す。2003 年の収支 62,684,598 バツに対して、6 年間の入金 60,000,000 バツ、支出 51,347,763 バツの結果、収支は 71,336,862 バツとなった。基金の支出の際には、政府 (Technical Committee) の承認が必要であるが、UNELCO 社が承認を受けなかった支出が 1,230,814 バツ報告されている。

表 2.1-4 サラカタ更新基金の運用実績(2003~2008 年)

単位：バツ

Year	Credited to the fund	Debited from the fund	Balance as at year end
2002	10,000,000		62,684,598
2003	10,000,000	2,093,009	70,591,589
2004	10,000,000	18,232,674	62,358,915
2005	10,000,000	10,201,057	62,157,858
2006	10,000,000	17,117,013	55,040,845
2007	10,000,000	998,700	64,042,145
2008	10,000,000	2,705,283	71,336,862
total	60,000,000	51,347,736	

出典：Audit Report, Sarakata Hydroelectric Scheme – Lugan Ville Santo, May 2010, URA

表 2.1-5 サラカタ特別準備基金の運用実績(2003~2008 年)

単位：バツ

Year	Credited into the reserve	Debited from the fund	Balance in the fund held by UNELCO
2002	N/A	N/A	73,269,175
2003	29,971,410	58,080,890	45,159,695
2004	34,669,288	54,753,958	25,075,025
2005	20,123,419	25,233,827	19,964,617
2006	49,316,245	18,647,994	50,632,868
2007	51,819,785	54,509,141	47,943,512
2008	14,604,671	1,015,669	61,532,514
total	200,504,818	212,241,479	

出典：Audit Report, Sarakata Hydroelectric Scheme – Lugan Ville Santo, May 2010, URA

2) サント基金(SANTO FUND)

VUI 社がルーガンビルコンセッションの電力事業者となった 2011 年以降、サント基金がサラカタ特別準備基金と同様な送電線延長、住宅の電気系統への接続等の目的で創設された。資金源は、電気料金に 1 バツ/kWh が上乗せされ、年間 700~800 万バツが徴収されている。

表 2.1-6 サント基金の運用実績(銀行口座バランス 2018 年 6 月)

	VUV (バツ)	
Bank balance as at 1 March 2017	8,079,620	
Total VUV deposited (1 VUV/kWh billed) into Santo Fund from April 2017 to June 2018	11,273,030	
Add total Credit Interest on account from April 2017 to June	99,551	
Total revenue for period under review		9,452,201
Less		
Total bank charges on account*2	4,700	
E-Government tower extension from Banban to Tower site	2,140,427	
Total Reimbursement for Million dollar point3	1,233,844	
Total expenses for period	3,378,971	
Total URA Santo Fund monitoring balance record (VUV) as at June 2018 [A]	16,073,230	
Santo Fund bank statement account balance as at June 2018 (VUV) [B]	16,073,230	
Difference (VUV) [A-B]		0

Note: *2 Bank charges for the period under review

出典：Monitoring and evaluation report on use of the Santo fund for electricity related projects, August 2017, URA

3) 政府基金(GOVERNMENT ASET CONTRIBUTION FEE FUND)

VUI 社がルーガンビルコンセッションの電力事業者となった 2011 年以降、政府基金がサラカタ更新基金と同様にルーガンビル及び他の島の系統設備の維持管理のための資機材購入の目的で創設された。資金源は、電気料金に 2 バツ/kWh が上乗せされ、年間 1,400~1,600 万バツが徴収されている。

表 2.1-7 政府基金の運用実績(銀行口座バランス 2017 年 7 月~2018 年 6 月)

	VUV (バツ)	Balance in VUV
Total VUV deposited (2 VUV/kWh billed) into the fund from July 2016 to June 2017	18,081,132	
Add total Credit Interest on account	33,929	
Less bank charges and transfer fees during the period	(4,800)	
Less total previous withdrawals	(4,983,800)	
Opening Balance (01/07/2017)		30,521,447*
Add actual deposits for period under Review (July 2017 to June 2018)	18,001,258	
Add interest on Account for period under review	171,488	
Less bank charges for period under review	(3,600)	
Less transfer fee for transfers undertaken during period under review	(3,000)	
Balance		48,687,593
Fund Usage/Withdrawals during period under review		
Less Government Bio-Fuel projects (Payment of bio fuel operator in Ambae)	(323,400)	
Less NGEF (2nd and final payment towards the NGEF establishment/investment)	(5,000,000)	
Less Government Bio fuel projects (Payment of household in house wiring materials and 2 staff's airfare travelling to Santo from Mosina and Sola for training by VUI)	(6,896,510)	
losing Balance (30/06/2018)		36,467,683

出典：Monitoring and evaluation report on use of the Government asset contribution fee fund –July 2017 to June 2018, October 2018, URA

4) 国家グリーンエネルギー基金(NATIONAL GREEN ENERGY FUND (NGEF))

2018年6月にバヌアツ政府は、2030年の更新国家エネルギーロードマップ(NERM: National Energy Road Map)の目標を加速するためにNGEF法を承認した。今後法的に登録される予定である。当基金の目的は、i) オフグリッド世帯に対して、再生可能エネルギーによる手頃な価格の電気を供給する。ii) 国内の再生可能エネルギーの普及の促進、サポートをする。iii) 2030年までにエネルギー効率に係る適当な進捗の遂行を可能にすることである。サント資金及び政府基金が廃止され、NGEFに1本化された。資金源は、電気料金に2バツ/kWhが上乗せされ2020年より徴収される。

電気料金の調整算出式、調整タイミング、電気料金構造等の電気料金価格設定方法は、政府と電力事業者間のコンセッション契約の中で規定されている。このため4つのコンセッション地域においてグリッドで供給される電力の電気料金は、電力事業者毎に設定されており、同一電力事業者では異なるコンセッション地域でも統一した電気料金体系が適用されている。

コンセッションの電気料金は、電力供給事業のコストを反映したP(base price)というkWh当たりの基本電気料金(総平均電力単価相当額)に係数を掛けて、各需要家カテゴリー(契約種別)に対応する電気料金単価を定めている。

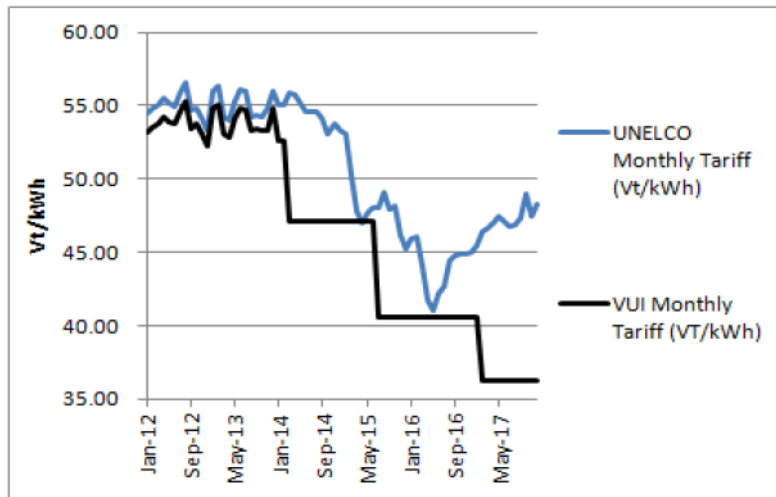
ルーガンビルコンセッションの電気料金は、発電構成として発電コストの安い水力発電が多くを占めることから基本電気料金がUNELCO社の基本料金45.46バツ/kWhに対して20%程度安い36.29バツ/kWhに設定されている。2011年以降、VUI社が電気事業を開始してから、表

表 2.1-8 電気料金の改訂

改訂	適用期間	基本電気料金
VUI事業開始	2011年～	54.76 バツ/kWh
第1回改訂後	2014年3月以降	47.07 バツ/kWh
第2回改訂後	2016年6月以降	40.52 バツ/kWh
第3回改訂後	2017年2月以降	36.29 バツ/kWh
第4回改訂後	2018年1月以降	38.52 バツ/kWh

出典: URA

2.1-8に示す3回の電気料金の改訂があり、2017年2月より基本電気料金は36.29バツ/kWhである。しかし、2018年に38.52バツ/kWhの改訂が申請された。ルーガンビルコンセッションの電気料金には、サント資金及び政府基金のため合計で3バツ/kWhが上乗せされている。2020年3月より、NGEFに1本化され、電気料金に2バツ/kWhが上乗せされ徴収される予定である。



出典：UNELCO monthly tariff submission and Luganville concession reports

図 2.1-3 UNELCO 社及び VUI 社電気料金の時系列変化

2.1.3 技術水準

バヌアツのエネルギー開発政策の調整は気象変動省エネルギー局が行っており、政府から独立した URA が電力事業者によるコンセッション運用状況のモニターし、消費者の苦情を管理し、政府に助言する権限を有している。また、電気料金の見直しを行う権限を与えられている。ルーガンビルコンセッションは、UNELCO 社に代わって、2011 年 1 月から新規の民間電力事業者 VUI がに業務が委託された。VUI 社が同発電所内で修理する体制を整えている。なお既設水車発電機（日本製）の修理に関しては、直接メーカーへ注文し、交換部品等を購入し自らの力で修理を行っている。水車発電機は、マニュアルに基づいて定期点検が実施されている。なお、メンテナンス体制として、サラカタ川水力発電所で故障が発生した場合、発電所運転員からポートビラ市の委託民間会社のメンテナンス責任者へ故障状況などの情報を送り、対応方法を検討した後、メーカーに対して迅速に必要な部品の注文を行うなど、発電機の停止期間を最小限度にするよう体制が取られている。修理の技術は、主にメンテナンスマニュアルなどを参考にしつつ、経験者から OJT で取得している。保守管理担当部門の現場技術者は、これまで 10 年以上の運転経験を有し、水車の点検なども実施しており、現在の運営維持管理は順調である。本計画は、水車型式も同様のものが計画されることから基本的な運転方法に大きな変化は無い。しかしながら、新設発電所は、遠隔操作による自動運転を行うため、運転方法、事故時の復旧方法に関して、OJT で技術移転を行うこととすることが必要である。

上述のとおり、発電所の運営維持管理は民間電力事業者へ委託しており、職員の多くは地元出身者であるが、OJT により機材の運転修理や維持管理などの必要な知識を取得している。また、既存の発電設備の状況は概ね良好であり、技術レベルに特段の問題はない。

2.1.4 既存施設・機材

本事業により新たに発電施設が接続されるサント島ルーガンビル系統における発電、送配電、変電設備の現状を以下に整理する。

2.1.4.1 発電施設

発電施設の運用方法としては、既設サラカタ川水力（1号機 300kW、2号機 300kW）をベースロードとし、需要に応じて不足分を既設サラカタ川水力 3号機とディーゼル発電により対応する。ディーゼル発電所は ON/OFF のみで出力の調整ができない一方でサラカタ川水力 3号機は出力の調整が可能である。そのため、需要に応じて、ディーゼル発電所を稼働、そして、需要ピーク対応で調整の効くサラカタ川水力 3号機を出力の調整をしながら運転する。

表 2.1-9 ディーゼル発電所出力

NO.	Rated capacity	Actual capacity	Commissioning year	Notes
No.1	1,000 kW	800 kW	2001 年	
No.2	1,000 kW	700 kW	1999 年	
No.3	750 kW	600 kW	2013 年	
No.4	500 kW	500 kW	2019 年	新規購入
No.5	500 kW	End of life time	2019 年	2019.1 購入予定
合計	3,750 kW	2,600 kW		

2.1.4.2 水車・発電機

日本の無償資金協力で 1994~1995 年に流れ込み式サラカタ川水力発電所(300kW X 2 台)、2007~2009 年のサラカタ川水力改善計画で 600kW (1 台) を増設し、総設備容量が 1,200kW となった。既設サラカタ川水力発電所からの電力は、20kV の送電線により市内のルーガンビル変電所に送電される。

表 2.1-10 既設水力発電所出力

号機	定格出力	実質出力	運開年	水車形式
No.1	300 kW	300 kW	1995 年	横軸フランス水車
No.2	300 kW	300 kW	1995 年	横軸フランス水車
No.3	600 kW	600 kW	2009 年	横軸フランス水車
合計	1,200kW	1,200kW		

2.1.4.3 系統施設

変電所設備は、ルーガンビル市内の変電所の 20/5.5kV 変圧器 1 台で運用されており、容量は 1500kVA で負荷時タップ切替器の電圧調整範囲は 18-22kV となっている。

送配電設備は、20kV/5.5.kV/400V の 3 種類の電圧から構成供給されている。

- (1) 20kV 基幹送電 既設サラカタ川水力発電所から昇圧された電気を、ルーガンビル市内近くに設置されている既設配電用の変電所まで送電されており、送電線は途中で分岐し Turtle Bay まで電力を供給している。
- (2) 5.5kV 配電 ルーガンビル系統では、このクラスの電圧が配電用として用いられており、需要家の近傍までこの電圧で配電を実施しており、柱上変圧器と、露出型断路器を介して、電圧を 400V に降圧して需要家へ供給している。
- (3) 400V 需要家への配電 この電圧で、一般家庭への電源を供給している。

2.2 プロジェクトサイト及び周辺の状況

2.2.1 関連インフラの整備状況

(1) 港湾

本事業サイトがあるサント島では、既設の国際港が改修され、新設のルーガンビル国際港が 2017 年に完成した。ルーガンビル国際港はサント島の東南に位置し、事業サイトからおよそ 23km の距離である。岸壁の延長は 380m あり、大型船の岸接が可能である。岸壁にはガントリークレーンが配置されていないため、貨物の積み込みや荷下ろしには船上または可動式のクレーンが必要となる。港の運営は 50 年間のコンセッション契約を締結した Northern Island Stevedoring Company Limited (NISCOL) が行っている。



写真 2.2-1 ルーガンビル国際港

(2) 道路

サンマ州の州都で国際港が位置するルーガンビルから事業サイトまではおよそ 23km の距離がある。ルーガンビルから北に伸びる主要道路は 2 車線のアスファルト舗装道路が整備されている。地方道路に入ると 1 車線の碎石舗装に変わり陥没や深くなった溝が目立つ。事業サイトはプランテーション及び放牧地に隣接するため、アクセスのためには同敷地内の農道を通行する必要がある。農道及びサイト周辺の林地は一般車両及び工事用車両の通行が困難であるため、本事業でアクセス道路を整備する。以下にルーガンビルから事業サイトまでの経路と道路の状況写真を示す。



図 2.2-1 事業サイトまでの経路図



主要道路



地方道路



プランテーション内の農道



サイト周辺の林地

写真 2.2-2 道路状況

(3) 電 気

事業サイトからおよそ 5km 離れた地方道路に沿って電力会社の既設 20kV 送電線が敷設されている。本事業への利用は、送電線の事業サイトへの延伸工事にかかる工事費と工期を勘案のうえ、検討する。

(4) 水道設備

本事業では、コンクリート生産のための混練水が必要となる。事業サイト周辺には水道設備がないことから、サラカタ川の河川水を工事に用いて取水する計画とする。

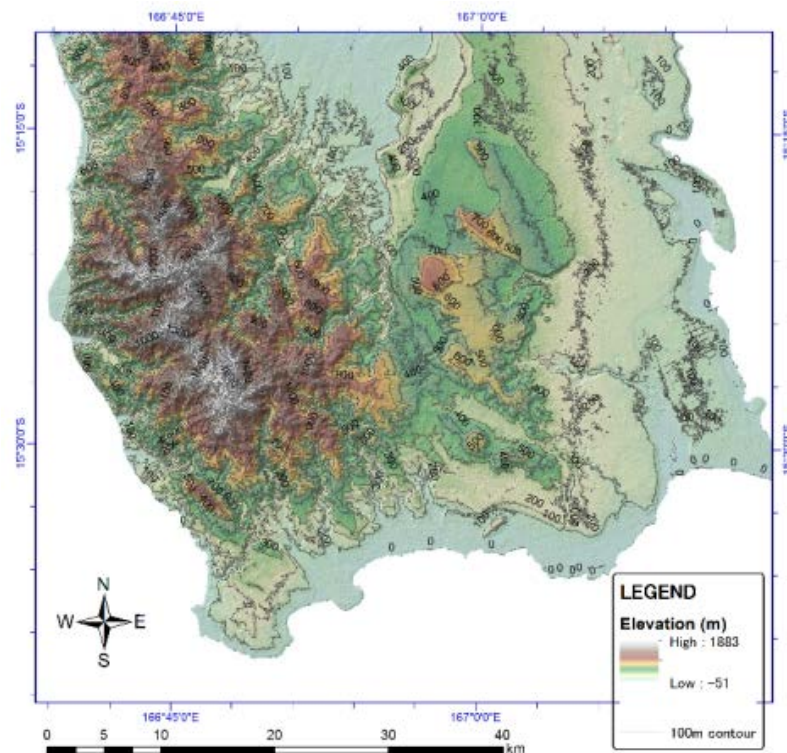
(5) 通信

サント島では、プリペイド式の携帯電話サービスが普及しており、通話、データ通信とも広く利用されている。しかし、本事業サイトでは電波が届かないため、衛星携帯電話などの非常用通信手段の確保が必要となる。

2.2.2 自然条件

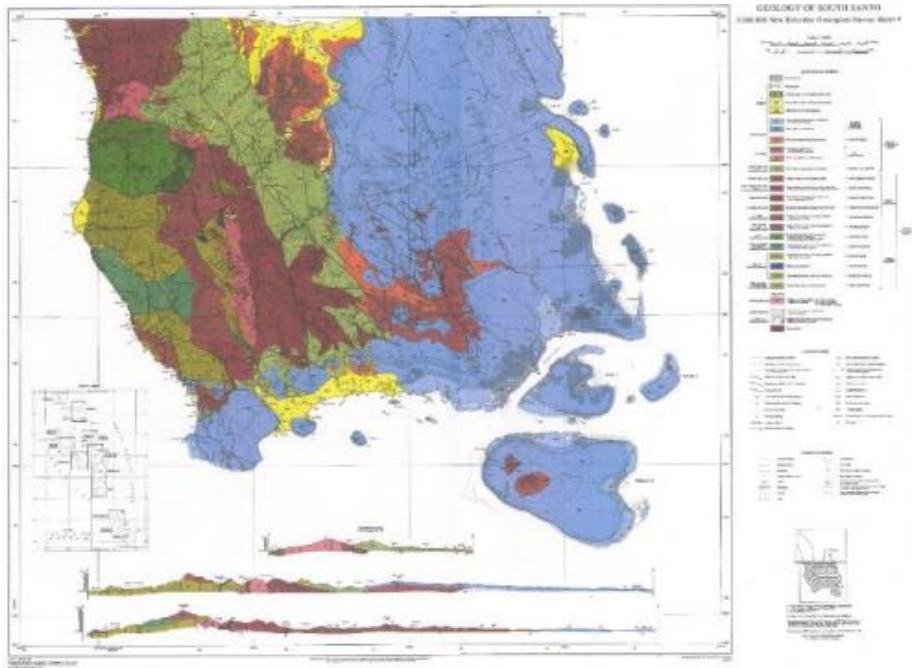
バヌアツ国エスピリッツセント島は、二つの半島が北に突き出す特異な地形を呈しており、東部と西部で地形・地質状況が大きく異なる。島西部は最高 1,800m の急峻な山地地形であるのに対し、サイトが位置する島東部は標高が高くとも 700m 程度で、平坦面が卓越する丘陵地形を呈する（図 2.2-2）。島東部の 100m 間隔コンター線を追跡すると、標高 100～300m のコンター線は概ね現在の海岸線に平行し、谷の開析が進んでいない。このことから、標高 300m までは土地の大部分が海成段丘であり、第四紀の比較的新しい時期に形成されたと考えられる。島東部の標高 500～700m の狭い範囲に分布する平坦面や丘陵は、古い段丘面または基盤岩であると考えられる。

島西部の山地は基盤岩で構成され、段丘面形成前の新第三紀に形成された火山岩類を主とする（図 2.2-3）。山地では谷の開析が著しく、元の火山地形が失われているため、火山活動は第四紀以前に終了したと考えられる。図 2.2-3 の地質図によると島東部の段丘面は一様に珊瑚起源の石灰岩からなる。標高 500～700m の丘陵地を中心に第四紀の間に地殻隆起が継続し、珊瑚礁が東側に拡大したと考えられる。サイトが位置するサラカタ川など島東部の数少ない河川沿いには、石灰岩から供給された砂礫が薄く被覆する。



出典：SRTM30m メッシュ DEM より調査団作成

図 2.2-2 エスピリッツセント島南部広域地形状況



出典 : Geology of South Santo Scaled 1:100,000, British Government Ministry of Oversea Development, 1977

図 2.2-3 エスプリッツサント島南部広域地質図

2.2.2.1 地形

発電所建設サイトは標高 100~120m の海成段丘面を開析するサラカタ川で計画されている。段丘面は完全な平坦面ではなく、1:50,000 地形図では表現されない標高差 10~20m の凹凸地形を伴う。この凹凸は石灰岩地帯特有の陥没地形と考えられる。地表水が凹部に於て地下に浸透してしまうため、段丘面状の浅い盆地や谷では通常出水はない。これらの段丘面上の小起伏面は肉用牛の牧場に利用されているほか、カバ (Kava) や椰子が植樹されている (写真 2.2-3)。

段丘面を開析するサラカタ川では、両岸において 5~30m の高さで切り立った崖地形と、その上方で傾斜 45° を超える急斜面が形成されている。河床では 1~3m 程度の落差の小滝が幾段にも発達し、砂洲の発達が乏しい (写真 2.2-4)。既存発電所から約 3 km 下流で支流と合流するが、その間に小沢や支流は全く発達せず、左右岸共に切り立った斜面が連続する (写真 2.2-5)。

斜面は急勾配であるが、支柱根を持つ広葉樹と蔦類が繁茂する。一方で表層土壌は石灰岩の混入が目立つ礫混じり粘土で構成され、草本類の発達は貧弱であり、雨季には泥寧化しやすい。斜面上の土壌は締め固まっておらず、現状では植生による土砂流出引き止め効果は低いと考えられる (写真 2.2-6)。



浅い谷や丘からなる小起伏地形で、牧場やプランテーションに土地利用されている。

写真 2.2-3 段丘面丘陵地の草原



落差約 1~3m の小滝が幾段にも発達。河床は石灰岩からなり、表面は凹凸に富む。砂礫の堆積は顕著でない。

写真 2.2-4 サラカタ川滝地形



サラカタ川両岸では絶壁か急崖斜面からなる区間が長い。直立しているが、壁面は岩盤ではなく、十分締まった海成粘土層で構成される。

写真 2.2-5 サラカタ川左岸の絶壁



急斜面上では、亜熱帯性広葉樹が支柱根を伸ばして自立する。支柱根には土壌が付着しており、土砂流出は活発に生じていると思われる。

写真 2.2-6 急斜面植生状況

2.2.2.2 地 質

(1) 地表地質状況

サラカタ川河床では石灰岩がしばしば小滝をなす。石灰岩は珊瑚礁であった頃の形状を良く残しており、細かな孔隙に富む。河床では岩盤が大きく穿っている箇所が多く、不規則な凹凸面が見られる（写真 2.2-7）。既設発電所では中硬岩（圧縮強度で 25MPa 以上）の石灰岩が分布し、これを基礎地盤にしていると思われるが、取水堰計画地点に露出する石灰岩はハンマーのピックで容易に削れるほどには軟質である。

発電所サイトの左岸をなす谷壁は、泥質岩（Siltstone）からなる。この泥質岩はハンマーのピックが容易に突き刺さるが、指先で押した程度では変形しないほどには締め固まった地盤である（写真 2.2-8）。



不規則な凹凸と孔隙に富み、珊瑚礁であった頃の形状を残している。

写真 2.2-7 河床に露出する石灰岩



締まりは良いが、ハンマーのピックが突き刺さる。掌で捏ねると容易に液状化する。表面は乾燥収縮による亀裂が発達。

写真 2.2-8 河床両岸に露出する粘土層

(2) 地質工学上の課題

図 2.2-4 に構造物レイアウトの概念図を示す。またボーリング調査から推定した取水堰地点の地質断面を図 2.2-5 に、発電所地点の地質断面を図 2.2-6 に示す。以下に、各構造物における地形・地質上の特徴と、土木工学上の問題点を述べる。

1) 取水堰

河川幅約 25m の谷に計画される。河床では軟質な石灰岩が連続する。左岸と右岸では斜面形状が非対称であり、右岸は傾斜 60° 以上の急斜面であるが、左岸は標高 115m まで傾斜 45° 程度であり、やや緩傾斜である。計画地点で掘られたボーリング孔 DB-1 によれば、深度 2m までは石灰岩の風化表層土であり、N 値 5 以下である。標高 115m 付近の緩傾斜部では N 値 5 以下の風化表層土が深度 4m まで及ぶと想定される。DB-1 孔の深度 2m 以深から礫質マサ土状の石灰岩が出現する。N 値は 10 を超え、河床に露出する石灰岩は概ねこの程度の地盤耐力を有すると考えられる。N 値は変動しながらも深いほど上昇傾向を示し、深度約 8m 以深から N 値 20 以上を示す。深度 14m 以深から泥質岩が出現し、N 値は 50 を超える。

DB-1 孔深度 14m に出現する泥質岩は N 値 50 を超え、堤体支持地盤として十分な地盤耐力を有するが、この深度までの基礎掘削は現実的ではない。堤高は 10m 未満と低く、N 値 20 程度で十分支持可能と判断される。

2) 導水路

導水路沿いに掘られた WB-1~5 孔によると、導水路が通過する斜面上は一様に礫質な石灰岩で構成されると想定される。N 値は孔によってバラつきがあるが、概ね深度

1m で N 値は 10 を超える。ただし、削孔深度 10m 以内で N 値が 20 を超える孔は WB-3 と WB-5 のみであり、導水路法面の法面安定性からの物性は N=10~20 を想定する。

自然斜面は傾斜 60° 程度で安定しているため、しかるべき法面保護工を施工すれば、1:0.5 の急勾配で法面の安定性は確保できると思われる。ただし WB-2,3,4 では地下水位が深度 2~3m で確認されることから、法面上の水抜き孔は必須である。

斜面上の地盤は礫質土であり N 値 10~20 程度である。このため中長期ではガリー浸食や表層崩壊による法面からの土砂流出が考えられる。導水路は暗渠（ボックスカルバート）にして土砂流入を防ぐ構造にすることが望ましい。ただし全区間を暗渠にすることはコスト面で大きな負担となる。例えば、1 部区間を蓋つき、雨水の集まる谷地形の箇所は排水処理等を行う

サラカタ川の蛇行部では、導水路直下の左岸側が水撃部となり、導水路直下での斜面の洗掘が懸念される。導水路の安定性を損なう恐れのある洗掘危険箇所には、蛇籠などによる護岸工事が必要である。

3) ヘッドタンク・鉄管路

図 2.2-6 に示すように、ヘッドタンク地点のボーリング HB-1 孔では、深度 11m までは石灰岩が、これより以深では石灰岩より地盤耐力が劣る砂層が出現する。浅部の石灰岩層は N 値 30 以上が 3m 以上連続するため、ヘッドタンクや鉄管路のアンカーブロックは、この浅部石灰岩を基礎にして問題ない。

斜面下部のアンカーブロック地点である PB-3 孔は、深度 2m で N 値 10 以上となるが、N 値が 20 を確実に超えるのは深度 12m からである。

4) 発電所

河床から約 5m 程度高い河川段丘面上に位置する。河床では泥質岩が露出し、ボーリング調査結果から、深度 30m までは少なくとも連続することが確認される。よって発電所基礎はこの泥質岩内になることは確実である。PB-1 及び PB-2 孔で確認した泥質岩の N 値は 20 以上である。

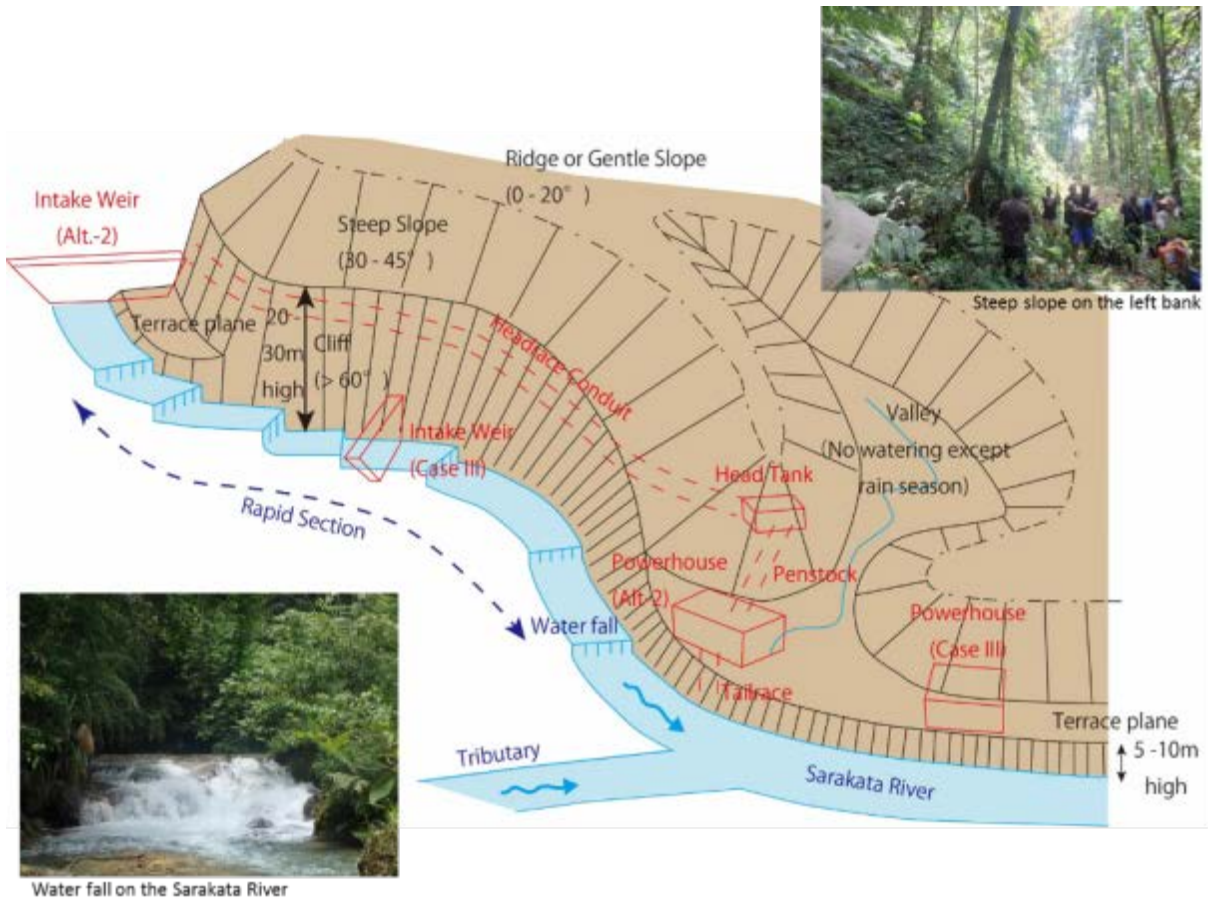


図 2.2-4 水力発電計画概念図

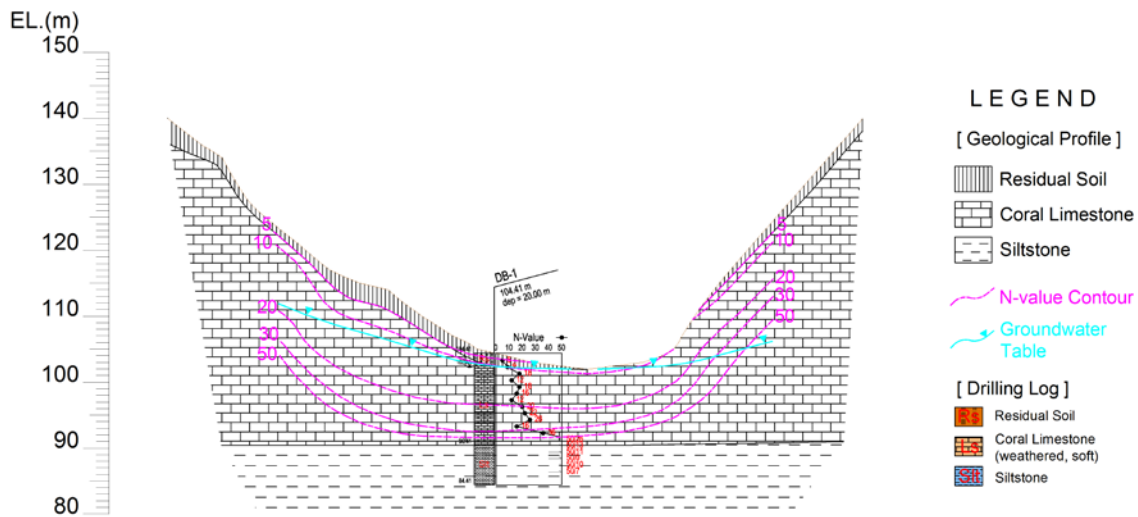


図 2.2-5 取水堰地質断面図

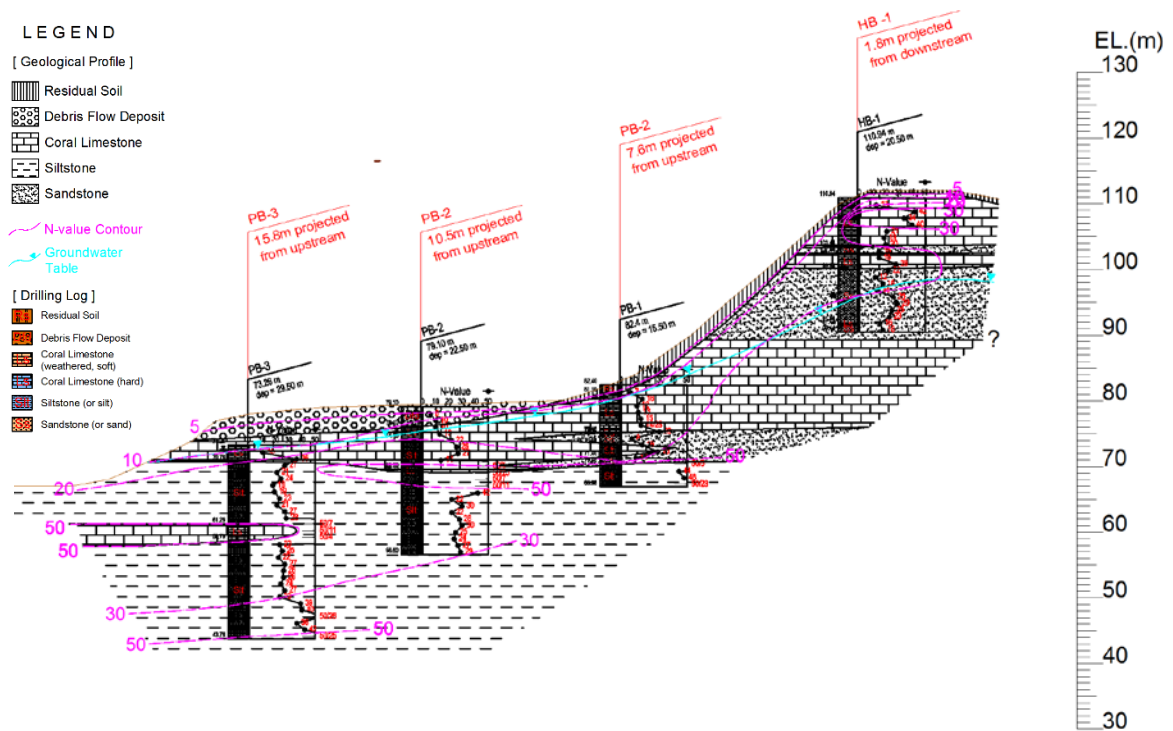


図 2.2-6 発電所地点地質断面図

2.2.2.3 水 文

水力発電計画に用いる水文データとしては、発電所運転データに基づく河川流量データがあるため、雨量データではなく河川流量データを採用する。なお、設計に基づく洪水流量に関しては、長期間データの存在する Pekoa 地点雨量より確率雨量を算定し、合理式に基づく洪水流量を算定することで設定した。

(1) 気温

対象サイトは、南緯 15 度のサント島に位置し熱帯性の気候で、雨季の 11 月から 4 月がやや気温が高く、乾季の 5 月から 10 月がやや気温が低いが、雨季と乾季の気温差は小さく、年間を通して 21～30℃程度と大きな気温変化はない。

Item	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Max Temp (° C)	30.3	30.4	30.2	29.6	28.7	27.9	27.4	27.5	28	28.7	29.4	30.1	29.0
Mean	26.6	26.7	26.6	26.2	25.5	24.8	24.4	24.3	24.6	25.3	25.9	26.3	25.6
Min Temp (° C)	22.8	22.9	22.9	22.8	22.3	21.7	21.3	21	21.2	21.8	22.4	22.5	22.1

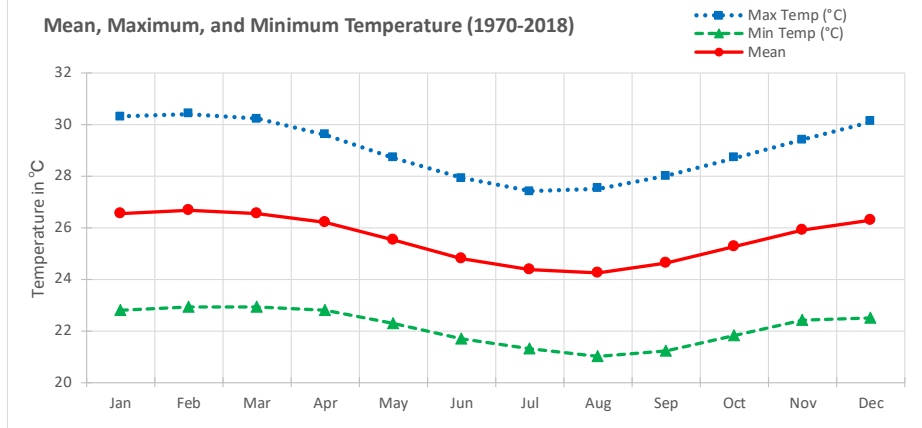


図 2.2-7 Pekoia の気温(1970-2018)

(2) 雨 量

サラカタ川流域近傍の雨量観測所は、下流ルーガンビル近郊の Pekoia と流域内の Fanafo があるが、長期間観測データが存在するのは、Pekoiaに限られる。それぞれについてのデータ期間平均雨量は下図のようになる。Pekoia 観測所は、1970～2018 年の 47 年間平均雨量で約 2,500mm、Fanafo 観測所は 2014～2018 年の 5 年平均で約 3,150mm である。Pekoia、Fanafo それぞれの観測所雨量は、雨期である 11 月～4 月の月平均雨量はそれぞれ 89.1～386.9mm/month、299.4～367.9mm/month、乾季である 5 月～10 月の月平均雨量はそれぞれ、25.5～508.5mm/month、98.1～278.6mm/month である。データ期間が短い Fanafo についての傾向は言及できないが、年によって大きなばらつきがある。

Item	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Pekoia	309	307	289	258	243	188	110	99	118	169	195	205	2,491
Fanafo	328	258	412	421	256	192	123	79	199	257	314	297	3,135

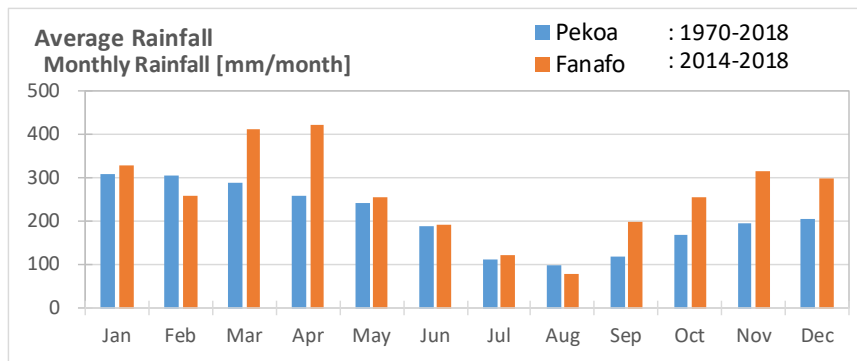


図 2.2-8 月平均雨量

(3) 河川流量

サラカタ川の日流量については、1982～1985年の流量観測データ及び2014年4月～2016年の発電運用データより求めた流量データがある。前者は、既設サラカ川発電所計画(1991年)及び改善計画(2006年)で用いられた。後者は、情報収集・確認調査で見直され、新設発電所の概略計画に用いられた。

表 2.2-1 各種流量データの特徴

Title	流量データ	測定期間	特徴
1982-84	ORSTOM の流量観測データ	1982～1985年 (1985年は欠測が多く、実質は3年間)	<ul style="list-style-type: none"> 1983年の渇水年、平均的な水文状況の1984年が入っている。 既設サラカタ川発電所建設計画(1991年)及び改善計画(2007年)で用いられている。
2014 April-2016 (JICA2017)	発電運用データより求めた流量データ	2014年4月～2016年(2年9か月)	<ul style="list-style-type: none"> 月平均雨量データで補正を行った。(全観測期間と流量観測期間の月平均雨量データの比率154%) 情報収集確認調査(2017年)で見直した。

本計画では、2015年1月から2018年12月までの4年間の運転記録を用いて河川流量を推定した。2016年は渇水年となっている。なお、月雨量による補正は行っていない。この期間の平均流量は7.2m³/secである。雨季は11月頃から始まり4月頃まで続く、乾季は5月から10月であり、月平均河川流量は4m³/sec以下まで低下する。月平均河川流量を表2.2-2、図2.2-9に、月平均流量の平均、最大及び最小を図2.2-10に示す。

表 2.2-2 月平均河川流量 (2015年1月～2018年12月)

	2015	2016	2017	2018	Ave.2015-2018	Max.2015-2018	Min.2015-2018
Jan	6.9	3.6	4.4	9.7	6.2	9.7	3.6
Feb	5.6	3.1	6.2	16.7	7.9	16.7	3.1
Mar	9.7	5.7	5.8	14.9	9.0	14.9	5.7
Apr	19.4	10.3	4.9	13.5	12.0	19.4	4.9
May	12.7	3.9	15.2	5.9	9.4	15.2	3.9
Jun		4.6	6.3	4.4	5.1	6.3	4.4
Jul	6.1	3.1	4.1	3.7	4.3	6.1	3.1
Aug	5.1	2.9	3.6	3.6	3.8	5.1	2.9
Sep	3.4	3.2	3.8	7.8	4.5	7.8	3.2
Oct		2.6	2.7	14.9	6.8	14.9	2.6
Nov	3.7	5.7	14.2	5.7	7.3	14.2	3.7
Dec	5.6	5.8	10.3	15.6	9.3	15.6	5.6
Average	7.8	4.5	6.8	9.7	7.2	19.4	2.6
Average in rainy season	8.5	5.7	7.6	12.7	8.6	19.4	4.4
Average in dry season	6.8	3.4	6.0	6.7	5.7	15.2	2.6

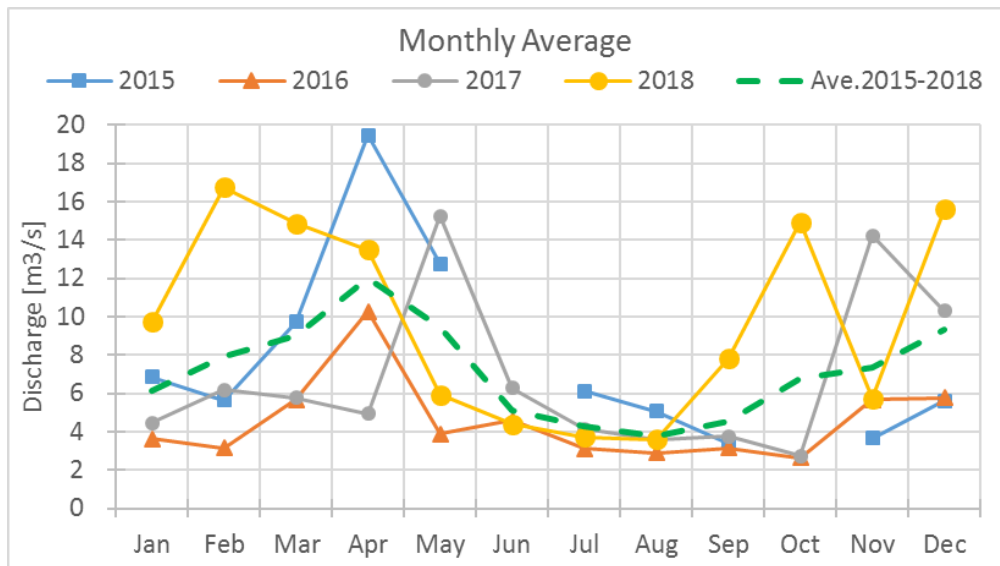


図 2.2-9 月平均河川流量

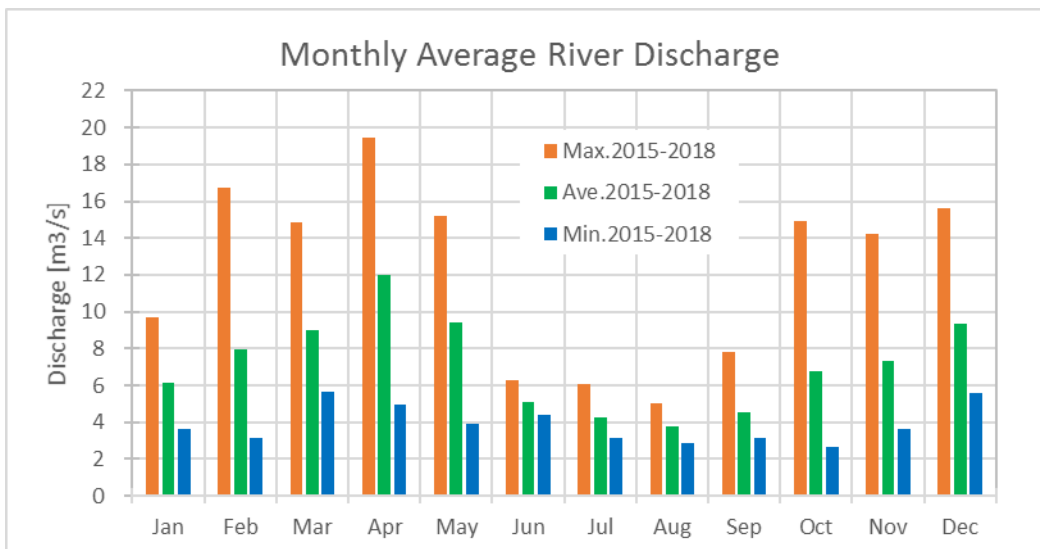


図 2.2-10 月平均、最大及び最小河川流量

図 2.2-11 に、2015 年から 2018 年までの日河川流量及び発電流量の時系列を示す。

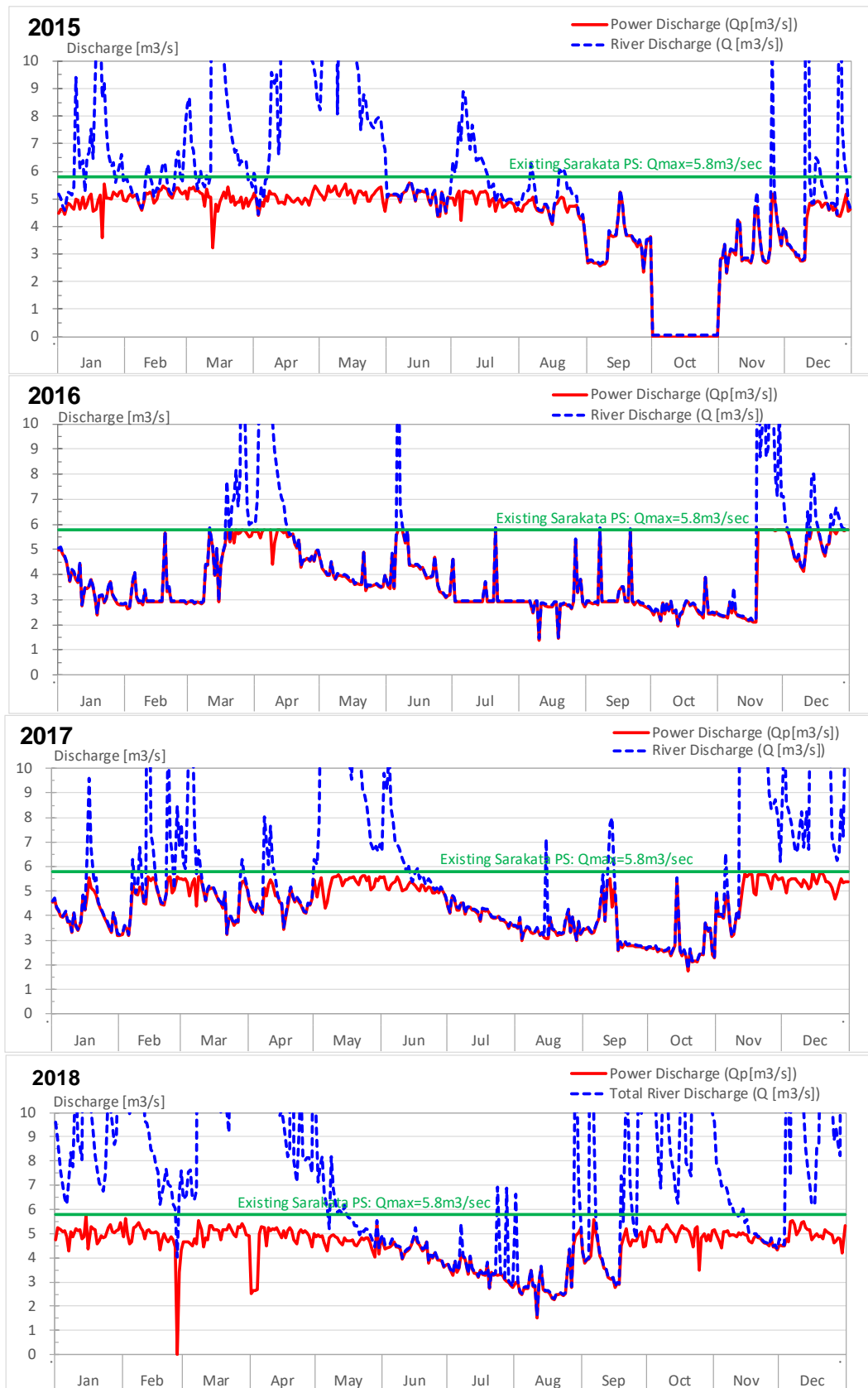


図 2.2-11 日平均河川流量及び発電流量 (from January 2015 to December 2018)

(4) 流況曲線

流れ込み式水力発電の計画を実施する上で、長期の流量観測結果に基づく流況曲線が非常に重要である。下図に、既設サラカタ川発電所及び増設計画の検討で用いられた流況曲線、情報収集・確認調査で見直された流況曲線及び、本計画で用いた 2015 年から 2018 年までの運転記録より求めた河川流量に基づく流況曲線を示す。本計画で見直した流況曲線は、情報収集・確認調査で適用した月雨量データによる補正は行っていないため、流量がより少なくなっている。本計画では、同流況曲線を用いて発電計画を行った。

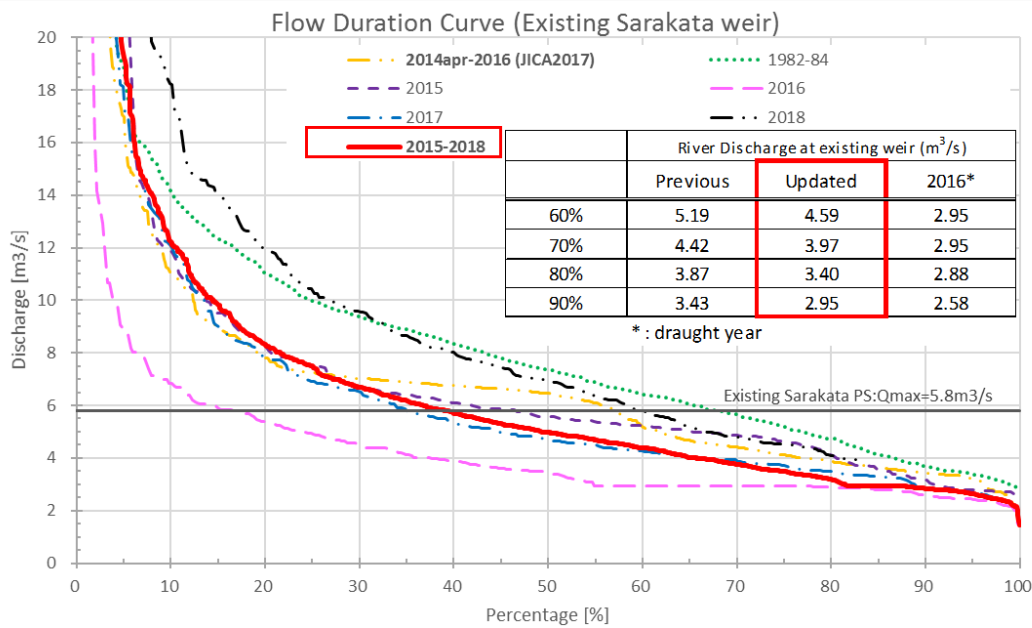


図 2.2-12 流況曲線(Sarakata River)

(5) 設計洪水流量

Pekoa 観測所 1970～2018 年の 47 年間の雨量、Fanafo 観測所 2014～2018 年の 5 年間の雨量データに基づき、確率雨量及び、Pekoa 雨量に基づく洪水流量を算定すると、下記の通りとなる。

表 2.2-3 確率雨量(Pekoa、Fanafo)と確率洪水流量

観測所	1/10	1/20	1/50	1/100	1/200
Pekoa [mm/day]	255	295	347	386	425
Fanafo [mm/day]	254	279	311	336	360
洪水流量[m ³ /s]	350	400	520	610	670

2.2.3 環境社会配慮

2.2.3.1 環境社会影響評価

本事業に伴う、環境社会影響評価の結果を以下に示す。

(1) 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本事業における環境社会影響を与えるコンポーネントとしては、以下の通り水力発電施設、送変電設備及びアクセス道路の建設となる。なお、敷地範囲の大部分は、プランテーション会社（Plantations Réunies de Vanuatu: PRV）の農地（借地）となっている。

1) 水力発電施設(500KW×2機=1,000KW)

- ✓ 水車・発電機・制御設備
- ✓ 取水堰
- ✓ 沈砂池
- ✓ 導水路（約 1.2km）
- ✓ ヘッドタンク
- ✓ 水圧管路・余水路
- ✓ 発電所（建屋）
- ✓ 放水路・放水口

2) 送変電設備

- ✓ 電柱
- ✓ 連系送電線（20kV, 約 6km）
- ✓ 変圧器

3) アクセス道路

- ✓ 既存道路から取水堰堤及び発電所計画地までのアクセス道路（約 6.2km）

(2) ベースとなる環境社会の状況

プロジェクトサイト周辺における環境面及び社会面の現況を以下に示す。

1) 環境の状況

a) 気 候

エスピリッツセント島はバヌアツ北部に位置しており、湿潤な熱帯気候となっている。平均気温は21～27℃程度、平均湿度は75～80%であり、気温は乾季（7月～9月）と雨季（11月～4月）とで大きく変化し、1月～3月が最も暑く、7月～9月が最も寒くなる。1971年から2013年のサンマ（Sanma）州の州都であるルーガンビル（Pekoa Airport Gauging Station）の年間平均雨量は2,401 mm となっており、年間の最高雨量は3,474 mm（1988年）、最低雨量は689 mm（1983年）となっている。

降雨はモンスーンに影響され、冬と夏の熱帯収束帯の動きにより方向が変わる。10月から4月の夏（雨季）の数か月間、北東の風は暖かく湿った気流と関連する低気圧の乱れをもたらし、この期間中は年間記録降雨量の約68%が発生する。5月から9月（乾季）にかけて、南東の貿易風になり、例年、最も乾燥する時期は8月となる。

b) 地形・地質・土壌

エスピリッツセント島はバヌアツで最大の島で、面積は約3,900 km²である。島には2つの主要な地形的特徴がある。1つ目は、バヌアツで最も高い山 Mt Tabwemasana (1,879m) を含む、カンバーランド半島の北端から島の南西端まで延びる火山岩と火山砕屑岩の山脈である。2つ目の特徴は、一連の段丘からなる東部のリーフ石灰岩台地で、石灰岩の段丘も島の南端に沿って形成されている。

石灰岩は厚い粘土質の土壌に覆われ、沿岸の沖積土が局所的に存在する。石灰岩の土壌被覆は、近くの火山からの降下灰に由来する。土壌は成熟しており、石灰岩の標高とともに厚さが増加する残骸凝灰岩の薄茶色の粘土で構成されている。

エスピリッツセント島とマレクラ島の火山は、一般に肥沃な火山性の土壌に覆われおり、沖積層で発達した土壌は未熟だが、肥沃でカリウムが少なくなっている。プロジェクト地域は石灰岩台地内にあり、サラカタ川は東部の石灰岩台地を流れ、南に曲がりくねってルーガンビルに流れ出る¹。

c) 生態系

エスピリッツセント島は約285,530 ha（2010年）の森林面積を持ち、バヌアツの固有の動植物種の生息地でもある。林冠は開いているものもあれば閉じているも

1 TA-8285-VAN: Energy Access Project 1. Vol.3 Feasibility Study of Sarakata 1 Extension Project

のもあり、特に西海岸半島の標高の高い地域（標高 300m 以上）では生態学的及び商業的価値が高い森林タイプが群生している。島の東部に存在する森林は、伐採により森林構造を失い、雑木林に再分類されている。通常、広葉樹の混合種で構成される低森林タイプは、島周辺の標高の低い部分（標高 300m 以下）の大半を占め、尾根に向かって斜面を占めている。島の海岸に沿った地域では、森林は様々な土地利用と居住地に転換されている²。

プロジェクトサイト周辺の複雑な植物の低木林は、エスピリッツサント島で最も広く分布している熱帯雨林タイプである。これらはサイクロンや人間活動による錯乱の後に回復した二次林として解釈されている。プロジェクトサイトエリアの 80%以上が既に、伐木やカバ、ココナッツの栽培、牛の牧畜のための継続的な開拓及び住宅資材用の樹木・竹の伐採等の人的な影響を受けている。

生態系調査（現地調査及び文献調査）によって得られたプロジェクトサイトの動植物の結果を以下に示す。動物種で絶滅危惧Ⅱ種が確認されているが、本事業により種の危険性が増す可能性は小さいと判断し、必要に応じて緩和策を講じる。

表 2.2-4 植 物

種名	在来種	侵入種
<i>Meremia peltate</i>		侵入種
<i>Mucuna</i>		
<i>Kleinhovia hospita</i>	在来種	
<i>Intsia bijuga</i>	在来種	
<i>Gyrocarpus americanus</i>	在来種	
<i>Diospyros acris</i>		
<i>Syzygium sp</i>		
<i>Garcinia pancheri</i>		
<i>Myristica fatua</i>	在来種	
<i>Terminalia</i>	在来種	
<i>Tieghemopanax</i>		
<i>Veitchia palms</i>		
<i>Tectaria</i>		
<i>Asplenium</i>		
<i>Selaginella</i>		
<i>Pterocarpus indicus (Rosewood)</i>	在来種	

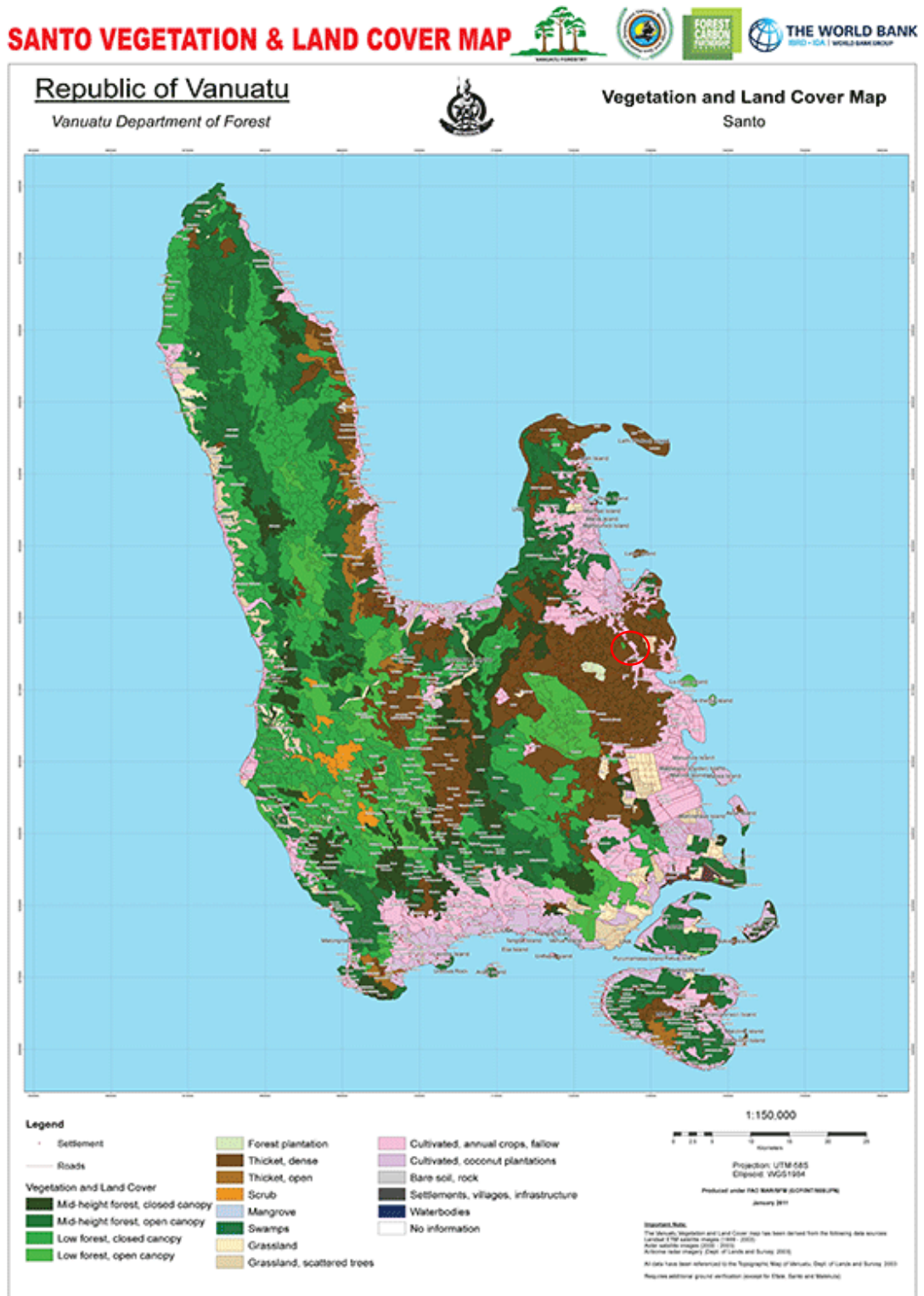
2 Vanuatu National REDD + Programme, Department of Forestry, Port Vila

種名	在来種	侵入種
<i>Dracontomelon vitiensis</i> (Nakatambol)	在来種	
<i>Antiaris toxicaria</i> (Melek tri)	在来種	
<i>Castanospermum australe</i> (Black bin)		
<i>Endospermum medullosum</i> (Whitewood)	在来種	
<i>Pometia pinnata</i> (Nandau)	在来種	
<i>Merremia peltata</i>		侵入種
<i>Micania micarantha</i>		侵入種
<i>Solanum torvum</i>		侵入種
<i>Denstalia species</i>		
<i>Heliconia indica</i>	在来種	
<i>Acerratum opositifolia</i>		
<i>Burckella obovata</i>	在来種	
<i>Pangium edule</i>	在来種	
<i>Cupaniopsis neo-ebudicum</i>	在来種（固有種） バヌアツ固有種であるが、サント島に広く優先的に分布しており、本事業により直接的に種の危険性が増す可能性は少ない。工事段階において緩和策を講じる（後述参照）。	
<i>Dysoxylum aneityensis</i>		
<i>Elaeocarpus floridanus</i>		
<i>Evodia sp</i>		
<i>Palaquim neo-ebudicum</i>		
<i>Semecarpus vitiense</i>		
<i>Terminalia sepicana</i>		

出典：JICA 調査団



写真 2.2-9 プロジェクトサイトにおける外来植物 (*Merremia peltata*) で覆われた森林



出典：Vanuatu National REDD+ Orogramme
<http://reddplus.バヌアツanuatu-national-redd-program/redd-selected-islands/santo/>
 図 2.2-13 サント島植生分布図

表 2.2-5 動物

種名	通称	保護レベル	生息地等
鳥類			
<i>Aerodramus vanikorensis</i>	Uniform Swiftlet	低危険種	道路沿いや村の中などの一般的な開けた場所で見られる
<i>Chalcophaps indica</i>	Green-winged round Dove	低危険種	プランテーション内を飛行し、開かれた場所を歩く
<i>Columba vitiensis</i>	Whitethroat Pigeon	低危険種	川に沿った原生林で鳴き声を聞く
<i>Collocalia esculenta</i>	Whitebellied swiftlet	低危険種	道路沿いや村の中などの一般的な開けた場所で見られる
<i>Ducula pacifica</i>	Pacific Imperial	低危険種	川に沿った原生林で鳴き声を聞く
<i>Halcyon chloris</i>	White Collared Kingfisher	低危険種	村の周辺やプランテーションで見られる
<i>Falco peregrinus</i>	Peregrinus Falcon	低危険種	林冠上を飛行しているのが見られる
<i>Gallirallus philippensis</i>	Banded Bus Rail	低危険種	プランテーション内の開けた場所で見られる
<i>Megapodius freycine</i>	Incubator Bird	低危険種	地元住民からの報告による
<i>Ptilinopus greyii</i>	Red-bellied Fruit Dove,	低危険種	地元住民からの報告による
<i>Zosterops Lichmera incana</i>	Silver-eared Honeyeater,	低危険種	プランテーション内の開けた場所で見られる
爬虫類			
<i>Emoia caeruleocauda</i>	Pacific Bluetail Skink	低危険種	森林部において多く見られる
<i>Emoia cyanogaster</i>	Green-bellied skink	低危険種	森林部の落葉やシダの葉の上で、豊富に見られる
<i>Emoia impar</i>	Blue-tailed skink	低危険種	開かれた場所で豊富に見られる
<i>Emoia sanfordi</i>	Vanuatu Green Tree Skink	低危険種	開かれた場所の木のの上に見られる
<i>Emoia nigromarginata</i>	Black-fringed skink	低危険種	落葉上で見られる
<i>Candoia bibroni</i>	Pacific boa	低危険種	森林部の木の枝に見られる
哺乳類			
<i>Pteropus anetianus</i>	Vanuatu Flying Fox	絶滅危惧II類	昼間に見られる種である。通常、1日を小さなコロニーで過ごし、イチジク、ブレッドフルーツ、ココナッツを食べる。出産は8月と9月に行われる。バヌアツ固有種であるが、バヌアツ全土の各島に分布している。本事業が直接的に種の危険性が増す可能性は少ないが、工事段階において緩和策を講じる（後述参照）。
<i>Pteropus tonganus</i>	Pacific Flying Fox	低危険種	この種は通常、大きな林冠にコロニーで見られる。熱帯の湿度の高い森、マングローブ森、プランテーションで見られる。
<i>Miniopterus macrocneme</i>	Small Melanesian Bent-winged Bat	低危険種	この種は低地の熱帯林から亜高山帯の草原に見られ、標高が高い場所の生息が一般的である。
<i>Rattus exulans</i>	Polynesian Rat	低危険種	この種は、荒野や農地など、さまざまな生息地に存在する。
<i>Miniopterus australis</i>	Little Bent-winged Bat	低危険種	この種は洞窟やトンネル、時には建物内に生息する。木のくぼみのねぐらも観察される。
<i>Miniopterus tristis</i>	Great Long-fingered Bat	低危険種	この種は、原生林と二次林、農業地帯の空地と林冠の上に生息する
<i>Aselliscus tricuspispidatus</i>	Trident Leaf-nosed Bat	低危険種	この種の多くは、洞窟やトンネルで見られる。
両生類			
<i>Litoria aurea</i>	Yellow Bellied Frog	絶滅危惧II類	プランテーションや森林部の水辺で見られる。元々の生息地であるオーストラリアではその生息地が減少しているが、バヌアツにおいては19世紀に入ってきた侵入種であり、本来の生息地とは異なり豊富に生息している。
水生生物			
<i>Mesopristes argenteus</i>	Silver grunter	低危険種	河川の下流部及び内陸の深い水たまり部分に見られる

種名	通称	保護レベル	生息地等
<i>Khulia rupestris</i>	Jungle perch	低危険種	河川下流部に生息し、淡水と海水の間を移動する
<i>Khulia munda</i>	Perch species	-	サント島の小川や河口の沿岸に見られる
<i>Caranx sexfasciatus</i>	Bigeye trevally	低危険種	サント島及びマレクラ島の淡水及び海水に見られる
<i>Lutjanus argentumaculatus</i>	Mangrove red snapper	低危険種	サント島、エファテ島、エロマンガ島、マレクル島の河川やマングローブ沿岸に見られる
<i>Lutjanus fuscescens</i>	Spotted bass	-	バヌアツでは、サント島でのみ見られる。幼魚は河口または淡水の小川下流を好む
<i>Monodactylus argenteus</i>	Silver-moon fish	低危険種	バヌアツではサント島でのみ見られ、一般的にマングローブ林または小さな小川に見られる
<i>Cestraceus plicatilis</i>	Black Mullet	-	バヌアツでは、サント島、マエウオ島、ペンテコステ等に見られ、大きな河川でよく見られる
<i>Macrobrachium gracilirostre</i>		低危険種	バヌアツの多くの河川で見られる
<i>Macrobrachium latimanus</i>		低危険種	バヌアツの多くの河川上流部で見られる
<i>Macrobrachium austral</i>		低危険種	バヌアツの多くの河川下流部で見られる
<i>Macrobrachium lepiactyloides</i>		低危険種	サント島とマレクラ島の海岸近くの大きな河川で一般的に見られる
<i>Macrobrachium latidactylus</i>		低危険種	サント島とマレクラ島の砂浜/砂利に覆われた大きな河川の下流部に見られる
<i>Anguilla marmorata</i>	Giant long-finned eel	低危険種	バヌアツの多くの小川と河川に見られる。成魚は淡水に生息し、幼魚は河口域と海に生息している
<i>Anguilla magostoma</i>	Pacific long-finned eel	-	サント島、マレクラ島、ガウア島、アネイティム島の多くの河川に見られる
<i>Anguilla obscura</i>	Pacific short-finned eel	-	サント島とガウア島の河口部及び内陸の湖に見られる

出典：IUCN RED LIST 及び JICA 調査団

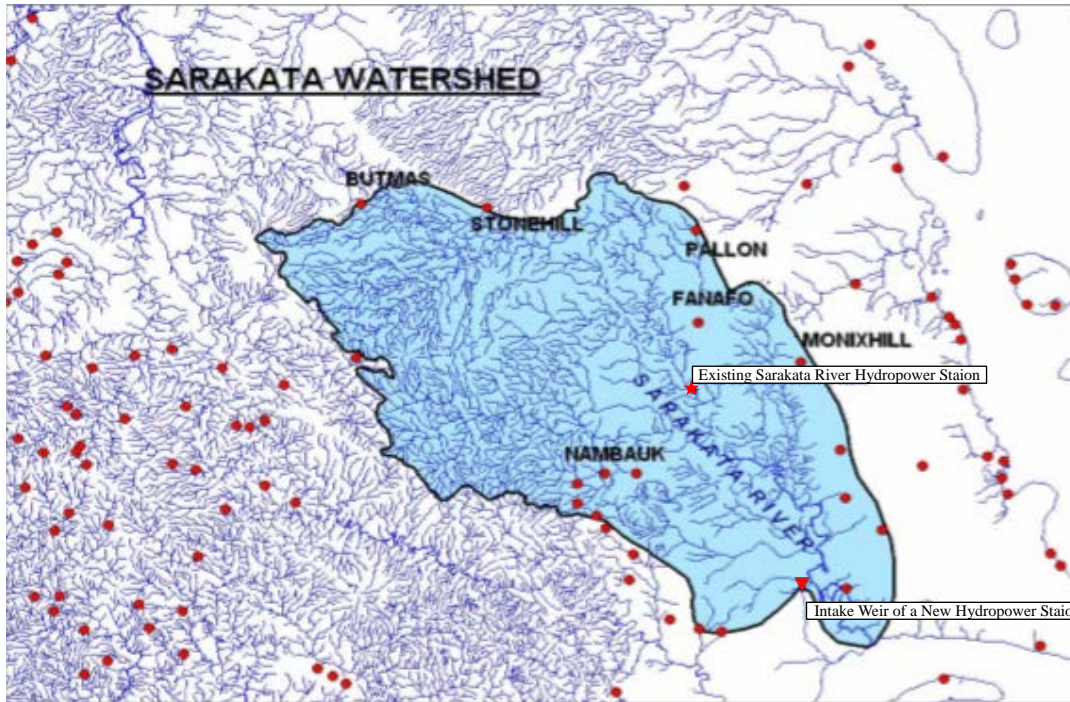


写真 2.2-10 イノシシの足跡(左)及びツリースネーク(Candia bibroni)(右)

d) 水 象

プロジェクトサイトを流れるサラカタ川は、エスピリッツサント島の南東に位置するルーガンビルに近い大きな河川で、島の住民に豊富な水資源を提供しているため、ルーガンビル及びその周辺の水供給及び既設サラカタ川水力発電所において重要な役割を果たしている。サラカタ川は、島の中央にある高山地帯の標高約

784 m で水源を発生し、南東方向へ約 3.6%の勾配で緩やかに約 13.6km 流下し、標高約 110 m で既存のサラカタ川水力発電所に到達する。97.1 km²の集水域は、中程度の森林被覆を持っており、土地利用は、牛の放牧、カバ、ココナツ栽培、森林の狩猟と採餌に限定されている。集水域の大半が森林、農地、山岳地帯であり、地表の保水性が高いことから乾季においても安定した流量がある一方、雨季には短時間に降雨が集中することにより、雨水流出のピークは鋭い。



出典：IWRM Sustainable Management of Sarakata Watershed

図 2.2-14 サラカタ流域(赤点はコミュニティ)

2) 社会の状況

a) 人口構成

バヌアツ統計調査 (The 2016 Post Pam Mini Census Report) によると、サント島の人口分布はルーガンビルの 15,000 人以上が最大となっているが、残りの大部分の人口は都市ではない村落エリアに分布している。サント島の人口の 40%が 15 歳未満の若者で構成されており、人口の約 4 分の 1 が 15~29 歳で、年齢が上がるにつれて割合

表 2.2-6 サント島の地域ごとの人口

地域	人口	割合
Northwest Santo	1,554	3%
North Santo	4,615	10%
West Santo	2,930	6%
South Santo	8,120	17%
East Santo	4,463	9%
South East Santo	5,641	12%
Canal-Fanafo	4,711	10%
Luganville	15,865	33%
Total Population	47,899	100%

出典：2016 Post Pam Mini Census Report より作成

は減少する。性別の年齢層は、サント島では各年齢層で女性に比べて男性が多い傾向がある。

また、プロジェクトサイトがある Canal-Fanafo (キャナルーフアナフォ) 地域でも同様の傾向があり、各年齢層で男性が多く、年齢が上がるにつれて人口割合は減少する。

表 2.2-7 サント島及び Canal-Fanafo 地域の年齢別の人口と男女別割合

年齢層 (歳)	サント島			Canal-Fanafo		
	全体 (人)	男	女	全体 (人)	男	女
0-14	19,043	52.4%	47.6%	1,935	53.1%	46.9%
15-29	13,104	48.3%	51.7%	1,255	50.5%	49.5%
30-49	10,439	51.5%	48.5%	1,007	55.3%	44.7%
50+	5,313	53.4%	46.6%	514	55.6%	44.4%
合計	47,899	51.2%	48.8%	4,711	53.2%	46.8%

出典：2016 Post Pam Mini Census Report より作成

b) 地域経済

家計調査 (Household Income and Expenditure Survey Report 2010) によると、サンマ州の世帯平均月収は 94,000 バツで、1 人当たりの平均月収は 18,800 バツである。世帯収入の約 58%は現金収入かつ、総家計支出の 26%は現金である。一方、ルーガンビルの世帯の平均世帯月収は 74,100 バツ、1 人当たりの平均月収は 13,200 バツと平均より低くなっている。

サント島全体とプロジェクトサイトがある Canal-Fanafo 地域の主な家計収入源は、下表のとおりともに農業、畜産、漁業及びその他の自家製品の販売によるものであり、Canal-Fanafo 地域の方がその割合は大きい。

既設水力発電所に一番近い Fanafo (ファナフォ) 村でのインタビューによると、1 生産者につき約 100 kg/月のカバをルーガンビル市内のマーケットで販売し、その現金収入は 50,000~90,000 バツ/月程度とみられる³。

表 2.2-8 サント島及び Canal-Fanafo 地域の収入源割合

地域	賃金/給与	土地賃借	送金	家賃収入	農作物等の販売	自営業	その他	なし
サント島	30.3%	0.6%	2.9%	1.1%	39.3%	19.7%	5.5%	0.7%
Canal-Fanafo	25.7%	2.0%	2.7%	0.2%	53.7%	11.8%	3.8%	0.1%

出典：2016 Post Pam Mini Census Report より作成

c) インフラ利用

プロジェクトサイトがある Canal-Fanafo 地域では、12%の家庭が安全な飲料水を利用できていないとされている。主な飲料水の調達は、雨水からのものが多く、サント島全体と比較してその割合は大きい。

表 2.2-9 サント島及び Canal-Fanafo 地域の飲料水

地域	雨水	パイプ	表流水	地下水	ボトル水	その他
サント島	40.1%	44.9%	12.8%	1.9%	0.2%	0.1%
Canal-Fanafo	55.9%	31.9%	8.7%	3.4%	0%	0.1%

出典：2016 Post Pam Mini Census Report より作成

照明についてはサント島も Canal-Fanafo 地域もともに家庭用ソーラーパネル（ソーラーランプ含む）を照明として利用している。

表 2.2-10 サント島及び Canal-Fanafo 地域の照明

地域	ソーラー	電気	電池式ランプ	自家発電機	その他
サント島	64.0%	31.9%	1.9%	1.6%	0.6%
Canal-Fanafo	67.1%	27.2%	3.1%	2.4%	0.2%

出典：2016 Post Pam Mini Census Report より作成

d) ジェンダー／子どもの権利

国家持続的開発計画（National Sustainable Development Plan (NSDP) 2016-2030）では、人間の尊厳を維持し、女性、若者、高齢者、脆弱なグループを含むすべてのバヌアツ人の権利が支持され、保護される社会の重要性を掲げている。NSDP 政策目標の中で、若者・子供は社会の重要なメンバーとしてあらゆる機会、支援、保護サービスを提供することを目指しており、また、女性、子ども、脆弱なグループに対するあらゆる形態の暴力と差別を防止・排除することを掲げている。

(3) 相手国の環境社会配慮組織・制度

バヌアツにおける環境社会配慮に係る法令や組織体制等を以下に示す。

1) 環境社会配慮関連法令

a) CONSTITUTION OF THE REPUBLIC OF VANUATU: バヌアツ国憲法(1980年)

バヌアツ国憲法が定める原則的義務の1つとして、「共和国を守り、現世代及び次世代の利益のために国富、資源及び環境を守る」としている。本憲法規定を履行

するために、政府は法の制定及び制度確立の権限を有し、環境保護・管理を実施する。

b) ENVIRONMENTAL PROTECTION AND CONSERVATION ACT: 環境保護保全法 (EPCA、2010 年)

本法は環境の保全・持続的発展・管理のための行動を規定し、「1. 管理」、「2. 環境影響評価 (Environmental Impact Assessment: EIA)」、「3. 生物多様性及び保護区」、「4. 罰則」で構成される。

EIA 規定では、基本的に居住用建物や伝統的・慣習的建造物以外の開発は、EIA の必要性が規定されている。また、生物多様性助言委員会の設立も規定し、コミュニティ保全区域の仕組みも網羅する。

なお、本法における「環境」とは、地球上の構成要素を意味し、a) 土地と水、b) 大気層、c) 有機物・無機物及び生物体、d) 相互作用する自然・文化・人間のシステムを含む。

c) ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REGULATIONS: 環境影響評価規則

環境保護保全法の下で 2011 年に発効した規則である。EIA が必要とされる開発活動を規定し、EIA を実施するための手順を具体化している。事前環境審査 (PEA: Preliminary Environmental Assessment) 及び EIA の実施手順をそれぞれ記載し、EIA ガイドラインの発行義務や登録コンサルタントの役割も規定している。

バヌアツには現在、排出基準や水質基準がなく、本規制では環境基準が規定されていない。そのため、環境御保全局 (Department of Environment Protection and Conservation: 以下、「DEPC」とする) では世界保健機関 (WHO) の基準を使用する必要があるとされている。

d) POLLUTION (CONTROL) ACT NO.10: 汚染制御法 (2013 年)

汚染制御法は、環境や人の健康に有害となる可能性のある物質が環境に直接または間接的に排出することを規制している。敷地から汚染物質等を排出する所有者に対して許可制度を確立することが目的の 1 つとなっている。

e) WATER RESOURCE MANAGEMENT ACT: 水資源管理法 (2002 年)

本法はバヌアツにおけるすべての水資源 (表流水、地下水、河口部または沿岸海水) に適用される。水利用については、慣習的権利または家庭用以外の目的で水の利用及び水資源関連工事を行う場合は、それぞれ "Water-Use License" 及び

“Water-Works Permit” の申請の必要がある。申請の認可条件は以下のとおりである。通常、申請書の提出後 30 日以内に水資源局より許認可の決定が行われる。

- ・ 現在施行されている国の水資源管理政策や計画と一致する
- ・ 水不足を引き起こす可能性が低い
- ・ 健康被害を引き起こす可能性が低い
- ・ 水資源の他の合法的な利用者に悪影響を与える可能性が低い
- ・ 水資源または水環境に損害を与える可能性は低い
- ・ 隣接区域で他の用途及び工事と共用できる
- ・ 関連法規と一致している

また、水資源助言委員会を含めた組織体制や、水資源管理における計画策定及び水資源保護区域についても規定している。

f) WASTE MANAGEMENT ACT NO.24: 廃棄物管理法(2014 年)

廃棄物管理法は、効果的な廃棄物管理のサービス及び運用を通じて環境の保護を提供することが規定されている。この法律は、主に固形廃棄物に焦点を当てており、家庭ごみ、スクラップ、電子廃棄物、産業廃棄物等が含まれ、汚泥を除くし尿は含まれない。

同法では、規制当局としての DEPC の役割と責任、及び廃棄物管理事業者を指定しており、これには、地方自治体や州政府も含まれる。同法はまた、埋立地、廃棄物処理場等の廃棄物施設の運営を希望する民間廃棄物処理業者の認可も認めている。

g) その他法令

上記以外の法令として、以下の法規制が関係する可能性がある。

表 2.2-11 その他法令

法令	概要
Forestry Act : 森林法 (2001 年)	本法は森林委員会を含めた管理体制について規定し、また木材権利や森林借用の手続き面及び森林保護区について規定している。本法における木材権利には商業的な目的による樹木の伐採、除去、売却、処理が含まれており、木材権利の譲渡には交渉承認の許可が必要となっている。また、森林保護区域は、現世代または次世代のために特有の科学的、慣習的、社会的重要性や特別な価値を有する森林区域とされ、森林保護区では商業的森林利用は禁止されている。
Quarry Act No.9 : 採石場法 (2013 年)	採石場の規制及び関連事業を規定する法律である。鉱山委員会から付与された採石許可証の所持者は、「建設、道路建設、農業の目的で使用される鉱物及び岩石群集」と定義される建築材料を、調査及び抽出する権利を有する。 同法は、a) 業用許可、b) 造園許可、c) 公共事業局の許可、及び d) 臨時の許可の 4 つのクラスの採石許可証を定める。 採石許可証を申請するには、請負業者は採石場管理計画 (QMP) と DEPC (通常は QMP の内容に基づいて評価される) から地質・鉱山・鉱物・水資源局 (Department of Geology, Mines, Minerals and Water Resources : DGMMWR) に同意書を提出する必要がある、許可が発行されると、採石場と DEPC 同意条件に結びつく条件が設定される。
Public Health Act : 公衆衛生法 (1994 年)	公衆衛生法は、廃棄物管理、公衆衛生、水質汚染の禁止など、バヌアツの公衆衛生に関する一般規定を定めている。本法に基づき、保健省は廃棄物管理に対して重要な責任を持つ。保健省は、医療廃棄物、食品、水、廃棄物管理、住宅、公害、衛生及び港湾衛生等の環境衛生分野における最低基準の必要性を認めている。
Physical Planning Act : 物理的計画法	物理計画法は、バヌアツの都市開発と計画管理を規定する。本法に基づき、自治体または地方自治体は、その管轄下にある地域を物理的計画エリアとして宣言することができる。総務省によって管理されている物理的計画法は、農村部と都市部双方の物理的計画領域の責任を持つ。 サント島の大部分は、サンマ州議会によって管理されており、ルーガンビル市議会とサンマ州議会は、提案領域の計画の規則履行を遵守する。本事業においては、プロジェクトサイトを含むサンマ州の遠隔地は、物理的計画区域として宣言されておらず、計画及び建物の管理の対象ではない。
Control of Nocturnal Noise Act : 夜間騒音制御法	本法は、特にポートビラとルーガンビルの都市部において、午後 9 時から午前 5 時の間の過度の騒音を禁止している。主に都市部を対象としているが、農村部で騒音が問題となる場合は、同法を適用することも可能である。本事業において夜間騒音が想定される場合は、サンマ州議会への事前の申請が必要となる。
National Parks Act : 国立公園法 (1993 年)	本法は、国立公園または自然保護区域の申告、国立公園委員会の設立及び国立公園保護のための組織体制について規定している。国立公園または自然保護区域に該当する場所としては、a) 特有の生態系や遺伝資源を有するもの、b) 絶滅危惧種や科学的に貴重な生物種の生息地となるもの、c) 自然美を有するもの、d) 考古学的・環境的重要性を有するものとしている。

2) 関連政策

a) 国家持続可能な開発計画 (NATIONAL SUSTAINABILITY DEVELOPMENT PLAN 2016 TO 2030)

優先事項・アクションアジェンダ (The Priorities and Action Agenda: PAA 2006-2015) では、「主要セクター開発 (天然資源と環境)」を含む国家の戦略的優先事項を定めており、現在では、2016年から2030年までの国家持続可能な開発計画に代わっている。本計画では、目標グループとして、3つの柱があり、その中の2番目の柱として、環境に関する以下の5つの政策目標が設定されている。

- ・食料と栄養の安全保障
- ・ブルー・グリーン経済の成長
- ・気候と災害へのレジリエンス
- ・天然資源管理
- ・生態系と生物多様性

これら政治的取り組みは、部門レベルの取り組みを強化し、環境に良い結果をもたらす。DEPCの責任であるが、農業、林業、漁業など他の部門も環境保全に対して責任を負っている。

b) 国家環境政策実行計画 (VANUATU NATIONAL ENVIRONMENT POLICY AND IMPLEMENTATION PLAN 2016-2030)

2017年3月31日、DEPCはバヌアツ国家環境政策実施計画2016-2030 (NEPIP) を発表した。これは、法律と国家持続可能性開発計画の両方における環境の持続可能性への政府の取り組みを示しており、様々なセクターの政策と環境で活動する政府機関や民間団体との連携及び調整を強化することを目的としている。これはバヌアツの天然資源と環境の健全で安全な管理と保全を促進する狙いである。

c) 国家エネルギーロードマップ更新版 (VANUATU NATIONAL ENERGY ROAD MAP 2016-2030)

更新版国家エネルギーロードマップは、更新前のロードマップから全体的な政策を統合し、目標や目的を示した上で、電気や石油といったエネルギーセクターの鍵となる政策の方向性を確立している。中心的な目標としては、「安全で、手頃かつ広くアクセス可能な高品質のクリーンなエネルギーサービスの提供を通じてバヌアツの成長と発展を活性化する」を掲げている。堅固かつ広範囲な経済成長を促進することで、全てのバヌアツ人の生活の質の持続可能な改善というNSDPの目標をサポートしている。

3) 環境社会配慮制度

a) EIA 制度

i) EIA 対象事業

環境保護保全法により、EIA 対象事業は次のように指定されており、本事業はその中でも「電力発電施設（水力発電施設）」に該当する。

- ・バヌアツの環境に対して影響を与えるまたは与える可能性がある事業
- ・バヌアツ国法規制の下で、許認可、承認が必要な事業

ii) EIA の承認手続き

バヌアツでの EIA 承認手続きを図 2.2-15 に示す。また各手続きの概要は以下の通りである。

① 事業申請

事業者は、初めに事業申請（Application for environmental permit）を DEPC に提出しなければならない。申請書には事業概要のほかに、環境的・社会的影響を緩和、管理するかを示す必要がある。

② 事前環境審査（Preliminary environmental assessment : PEA）

事前環境審査（PEA）は初期調査の意味合いを持ち、DEPC 職員によって現地調査含めた評価が行われる。PEA に基づき DEPC は EIA の必要性を判断し、EIA が必要となった場合は、EIA 調査の実施が要求され、EIA 報告書及び環境管理・モニタリング計画（Environmental Management and Monitoring Plan: EMMP）の提出が求められる。DEPC は通常 PEA の申請を受けてから 21 日以内に EIA の必要性の決定を事業者に通知する。

③ EIA の決定と TOR の作成

EIA の実施が決まった事業について、DEPC は EIA 調査の仕様書（TOR）案を作成し、事業提案者からのコメントを受け付ける。コメント受領後 30 日以内に DEPC は TOR の改訂を行い、最終版を発行する。

④ EIA の実施

プロジェクト提案者はプロジェクトに関する公示を行い、利害関係者からの意見を求める。

提案者は事業内容についてのパブリックコンサルテーションを最低 1 回は事業区域の近郊で実施しなければならない。また、環境保護保全局長は TOR の作成段階と EIA レポートが完成した段階でパブリックコンサルテ

ーションを実施するよう提案者に要請できる。

⑤ EIA レポートの審査

環境保護保全局長は EIA 報告書を受領し、審査する。局長は EIA 報告書に不備がある場合にはプロジェクト提案者に対し修正や追加情報の提出を求めることができる。局長は EIA 報告書と追加資料を受領後、30 営業日以内に EIA 審査委員会に審査を依頼する。EIA 審査委員会は審査後、局長に提言を行う。

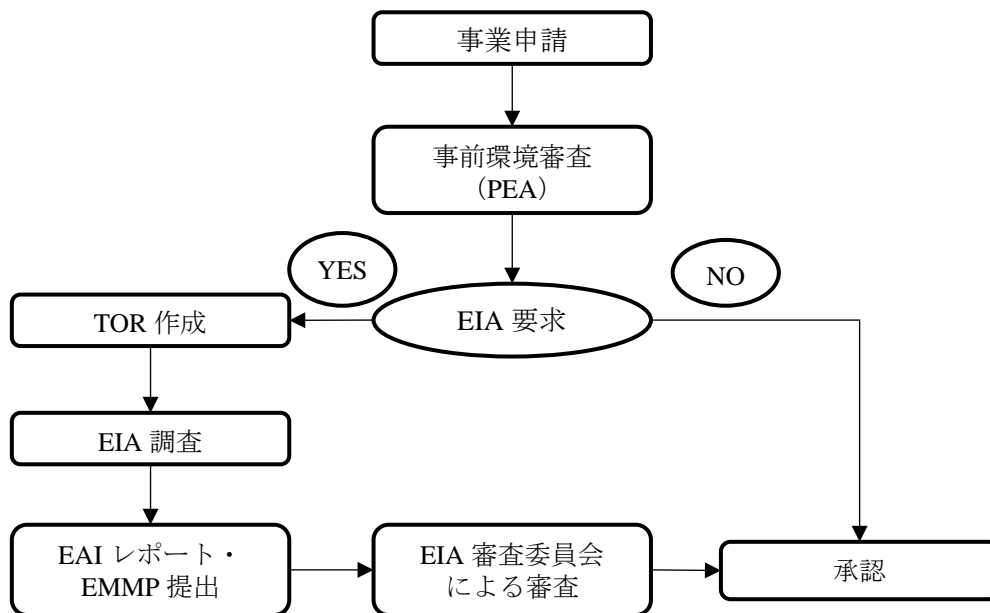
⑥ 申請の決定

環境保護保全局長は EIA 審査委員会の助言を受けてから①申請を承認する、②更に評価するために案件を EIA 審査委員会に差し戻す、③申請の却下、を決定する。

局長は決定事項をプロジェクト提案者に通知する (EIA 報告書と追加資料受領後 30 日以内)

⑦ その他

PEA 及び、EIA にかかる費用はプロジェクト提案者が負担する。法律に基づいて登録されたコンサルタントが EIA を実施する。PEA は 21 日、EIA は 42 日～3 ヶ月程かかる。



出典：EIA 規ガイドラインより作成

図 2.2-15 EIA 手続きフロー

b) 所管機関

バヌアツにおける環境行政は気候変動省内にある DEPC が担っている。

DEPC には生物多様性保全、環境計画・影響評価、地方支援、環境保護及び財政管理サポートサービスの 5 つの部門があり、環境計画・影響評価部署が EIA を担当している。また、事業地であるサンマ州にはサンマ環境普及員 (Sanma environment and Extension officer) がおり、DEPC の現地サポートを行っているが、EIA に関する判断は DEPC が全て行う。

c) JICA 環境社会ガイドラインとバヌアツ環境関連法令との比較

JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年公布、以下「JICA 環境 GL」) とバヌアツ国関連法規制の比較を以下に示す。相違点はバヌアツ国内法を逸脱しない限りにおいて、基本的には JICA 環境 GL に準拠して解決される。

表 2.2-12 JICA 環境社会ガイドラインとバヌアツ環境関連法令との比較

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ国関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
1	<p>【法の順守】 プロジェクトは、プロジェクト実施地における政府 (中央政府及び地方政府) が定めている環境社会配慮に関する法令、基準を遵守しなければならない。また、実施地における政府が定めた環境社会配慮の政策、計画等に沿ったものでなければならない。</p>	<p>【PEA と EIA の実施】 ー 環境保護保全法 (EPCA、2010) によると、環境に影響を与える・与える全ての活動もしくは計画事業は DEPC に認可の申請をしなければならない。 ー 申請がなされ料金が支払われると、DEPC の EIA 職員が PEA を実施し、EIA が必要かどうかを決定する。 ー 「環境、社会、慣習」に重大な影響を及ぼす可能性のある活動・プロジェクトに対して EIA が必要とされる。</p>	差異なし	
2	<p>【回避策・緩和策の検討】 プロジェクトを実施するに当たっては、その計画段階でプロジェクトがもたらす環境や社会への影響について、出来る限り早期から、調査・検討を行い、これを回避・最小化するような代替案や緩和策を検討し、その結果をプロジェクト計画に反映しなければならない。</p>	<p>【回避策・緩和策の検討】 ー 事業実施者は、活動・事業の概要、及ぼす環境への影響、必要とされる回避策・緩和策を記載した申請書を提出しなければならない (EIA regulation、2011)</p>	特定された回避策・緩和策が実際にプロジェクトに反映されるかどうか不明確でない。	特定された回避策・緩和策が実際にプロジェクトに反映されるようにしなければならない。
3	<p>【代替案の検討】 プロジェクトによる望ましくない影響を回避し、最小限に抑え、環境社会配慮上より良い案を選択するため、複数の代替案が検討されていなければならない。</p>	<p>【代替案・緩和策の通知】 ー EIA 報告書は、事業を実施しない案を含むプロジェクト・提案・開発行為のために検討された様々な代替案と選択された案の選択理由を含んでいなければならない。 ー EIA 報告書は報告書に置いて特定された望ましくない影響に関する緩和策を含んでいなければならない。</p>	差異なし	

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ国関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
4	<p>【調査・検討の範囲】 環境社会配慮に関して調査・検討すべき影響の範囲には、大気、水、土壌、廃棄物、生態系及び生物相などを通じた、人間の健康と安全への影響及び自然環境への影響(越境または地球規模の影響を含む)並びに社会配慮が含まれる。</p>	<p>【EIA の対象となるプロジェクト】 ー 以下に当てはまる全てのプロジェクト、提案、開発行為は EIA の対象となる a) 沿岸動態に影響を与える、もしくは沿岸浸食につながる b) 水資源の汚染につながる c) 保護種・希少種・絶滅危惧種及びその生息地や繁殖地に影響を与える d) 土地汚染につながる e) 公衆衛生に悪影響を与える f) 重要な慣習的資源に影響を与える g) 保護区域もしくは計画中の保護区域に影響を与える h) 大気に影響を与える i) 再生可能資源の持続可能な利用を不可能にする j) 外来種の導入につながる (Environmental Protection and Conservation Act)</p>	<p>EPCA 及び EIA 規則には環境基準が示されていない。</p>	<p>国際的に認知されているガイドライン (WHO、IFC 等)もしくは先進国の基準を参照し、影響を比較・検討する。</p>
5	<p>【情報公開・住民参加】 環境に与える影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、プロジェクト計画の代替案を検討するような早期の段階から、情報が公開されたうえで、地域住民等のステークホルダーとの十分な協議を経て、その結果がプロジェクト内容に反映されていることが必要である。</p>	<p>【意思決定】 ー プロジェクト提案者は、局長によって決められた参加を希望する人々にとって都合の良い時間・場所で、プロジェクト、提案、開発行為についての住民協議を行わなくてはならない。 ー 少なくとも一つの住民協議は提案された開発行為の地域の近くで開催されなくてはならない。 ー 住民協議の告知は局長によって指示された方法でプロジェクト提案者によってなされなくてはならない。また、告知は住民に以下を通知しなくてはならない: a) プロジェクト、提案、開発行為の場所と性質 b) 住民協議の場所と時間 ー 住民協議費用はプロジェクト提案者によって負担されなくてはならない。 (EIA regulations, 2011)</p>	<p>ー プロジェクトのどの段階から住民協議が開催されるのかが不明である。 ー 住民協議の結果がプロジェクトに反映されるのかが不明である。</p>	<p>住民協議はプロジェクトのなるべく早い段階から開催される。協議結果は記録されプロジェクトに反映される。</p>
		<p>【EIA に関する意思決定】 ー プロジェクト提案者は、局長によって決められた参加を希望する人々にとって都合の良い時間・場所で、プロジェクト、提案、開発行為についての住民協議を行わなくてはならない。 ー 少なくとも一つの住民協議は提案された開発行為の地域の近くで開催されなくてはならない。 ー 住民協議の告知は局長によって指示された方法でプロジェクト提案者によってなされなくてはならない。また、告知は住民に以下を通知しなくてはならない: a) プロジェクト、提案、開発行為の場所と性質 b) EIA 報告書のコピーの入手先 c) 協議の場所と時間</p>		

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ国関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
		<p>d) 局長によって決められた書面でのコメントの提出期限</p> <p>－ 住民協議費用はプロジェクト提案者によって負担されなくてはならない。</p> <p>(EIA regulations, 2011)</p>		
6	<p>【モニタリング】</p> <p>相手国が環境社会配慮を確実に実施しているか、一定期間、相手国等によるモニタリングの内重要な環境影響項目につき、相手国を通じ、そのモニタリング結果を確認する。モニタリング結果の確認に必要な情報は、書面等の適切な方法により、相手国等により報告される必要がある。</p>	<p>【モニタリング・システム】</p> <p>－ プロジェクト、提案、開発行為の環境管理モニタリング計画 (EMMP) を EIA 報告書とともに提出しなくてはならない。</p> <p>－ EMMP は以下を含まなければならない:</p> <p>a) 提案者によって実施される環境保護対策の詳述</p> <p>b) 環境モニタリング・監視プログラム</p> <p>c) プロジェクト提案者によって任命される EMMP と保護対策が十分に実施され、好ましくない影響について文書化されているか確認する環境モニタリング職員</p> <p>(EIA regulations, 2011)</p>	<p>モニタリング結果が適切な形で文書化されるかが不明である。</p>	<p>モニタリング結果は文書化され、関連機関に提出される。</p>

(4) 代替案(事業を実施しない案を含む)の比較検討

サント島では既設サラカタ川水力発電所 (1,200kW) が主要電源として安定的な電力供給が行われてきたが、2016年に日中のピーク電力が1,932kWに達し、ピーク時の対応等のため、依然として一部の電力需要が輸入燃料に依存したディーゼル発電によって賄われている。さらに、同島における2008～2017年の実績ピーク電力需要の伸びは平均年率3.3%であり、今後も需要の増加が見込まれており、ディーゼル発電に対する依存が拡大することが見込まれる。

また、バヌアツ政府は「改訂国家エネルギーロードマップ2016-2030」(NERM2016-2030)でバヌアツ国民へ安全で高品質、かつ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成長と発展に寄与することが掲げており、具体的な行動計画として、サント島におけるサラカタ川水力増設計画が「最優先課題」となっている。

本事業を実施しない場合、毎年伸び続ける電力需要を賄うためにディーゼル発電の稼働が増加することになり、国のエネルギーの方針と逆行した動きが続くことになるため、本プロジェクトの実施はバヌアツ政府にとって必要不可欠な事業である。なお、可能性としてはクリーンなエネルギーとして、太陽光発電や風力発電の整備も考えられるが、太陽光発電は広域な土地が必要になること、風力発電はイニシャルコストが大きくかかること、さらにいずれも発電条件が限定されるため実現可能性の調査を行わなければいけないことから現実的ではなく、本プロジェクト実施の妥当性は高い。

1) 配置計画による比較

配置計画により発電容量及びその他影響を比較した代替案の検討結果概要を以下に示す（サイト選定の経緯に関しては、後述する「3.2.1.1 (3) 2」 サイト選定に対する方針」に記載する）。

本プロジェクト以前に実施された情報収集・確認調査では、机上検討に基づく容量800kW 規模の発電施設のレイアウト計画及び発電計画が提案されていた（案①）。本準備調査において、現地踏査や地形測量の結果により、レイアウト計画を2案（案②、案③）検討した結果、より大きな落差が確保でき、1,000kW 規模の水力発電計画が可能となる案③を選択した。

表 2.2-13 発電容量確保の代替案比較結果

オプション	案① 情報収集調査時	本準備調査	
		案②	案③
取水堰標高	64.1 masl.	64.2 masl.	82.0 masl.
発電所標高	42.3 masl.	46.2 masl.	46.7 masl.
総落差	21.9 m	18.1 m	35.2 m
最大出力	800kW クラス	800kW 以下	1,000kW クラス
レイアウト 計画	発電所の計画位置が支流合流点の下流に設定	①に対して発電所の位置を支流合流地点の約 100m 上流に設定	②に対して取水堰の位置を約 500m 上流に設定
施工面	△ 発電所・水路の施工が支流（谷地形）をまたいだ施工となる	○ ①に対して発電所・水路の施工は支流をまたがない施工となる	○ ②に対して取水堰の施工性は大きく変わらない
環境面	△ 上記支流をまたいだ施工により、工事中の濁水の流出等の懸念が大きくなる	○ ①に対して工事中の濁水流出の懸念が少ない	○ ②に対して工事範囲が若干広がるが、環境影響の大きな差異はない
社会面	△ 支流をまたいだ施工の安全確保、環境対策によりにより工事費が大きくなる	△ ①に対して工事費は小さくなるが、発電容量が小さく、社会インフラへの寄与が少ない	○ ②に対して工事費は高くなるが、全体工事費に対する影響は小さく、その分の発電容量を確保でき、社会インフラへの寄与が大きい

(5) スコーピング

本事業に係る環境社会影響のスコーピング案を以下に示す。影響項目については JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010 年 4 月公布）の参考資料「環境チェックリスト」の「3. 水力発電・ダム・貯水池」の項目を記載した。

表 2.2-14 スコーピング

影響項目	評価*		評価理由
	工事中	供用時	
汚染対策			
(1) 大気汚染	B-	D	工事中: 土地造成等の土木工事、重機の稼働で粉塵や排気ガスが発生することが予想されるが、重機の数には限定的で、影響は軽微かつ工事エリア近傍に限られる。 供用時: 水力発電所の稼働による、粉塵、排気ガスの発生は想定されない。
(2) 水質汚濁	B-	D	工事中: 河川掘削・土地造成等の土木工事に伴い濁水が発生するが、影響は一時的である。 供用時: 発電所の稼働に伴う水質汚濁は想定されない。
(3) 廃棄物	B-	D	工事中: 建設廃材、残土、一般廃棄物が発生すると予測される。 供用時: 施設管理室は建設しない予定であるため、施設管理に伴う一般廃棄物の発生は想定されない。
(4) 土壌汚染	D	D	土壌汚染を生じよう物質を扱うことは想定されない。
(5) 騒音・振動	B-	D	工事中: 建設機材、車両の稼働による騒音・振動の発生が想定されるが、限定的でかつ小規模である。 供用時: 発電機は建屋内に設置予定であるため、周辺への騒音・振動の影響は想定されない。
(6) 地盤沈下	C	D	地盤沈下が生じる工事は想定されないが、地質調査の結果を確認する必要がある。
(7) 悪臭	D	D	悪臭の発生は想定されない。
(8) 底質	B-	D	工事中: 河川掘削・土地造成等の土木工事による影響が予想される。 供用時: 発電所の稼働に伴う底質への影響は想定されない。
自然環境			
(9) 保護区	C	C	情報収集・確認調査では、事業対象地及びその周辺に、国立公園や保護区等は存在しないことが確認されているが、本調査で再度確認する。
(10) 生態系	B-	C	工事中: 河川掘削による水生生物や河岸植生、またアクセス道路建設による植生の伐採や陸生動物への影響が想定されるため、本調査において動植物種の確認を行う。 供用時: 水生生物の河川の遡上が確認される場合は影響が考えられるため本調査で確認する。
(11) 水象	B-	C	工事中: 河川の一時的な堰き止めや河川掘削による影響が予想される。 供用時: 流れ込み式の発電であるため、発電水量分の流量の減少による水象への影響が想定されるが、現時点では不明である。
(12) 地形・地質	B-	D	工事中: 河川沿いの導水路やアクセス道路を建設の際に、土木工事により地形が変わる可能性がある。 供用時: 発電所の稼働による地形・地質の変化は想定されない。
社会環境			
(13) 用地取得・住民移転	B-	D	事業に必要な用地取得及び樹木等の補償額の算定、履行が必要になる。住民の生活圏のない場所であることから、住民移転は発生しない。
(14) 貧困層 少数民族・先住民族	D	D	事業地内に貧困層、少数民族、先住民族は確認されない。
(15) 雇用や生計手段等の 地域経済	B+/-	D	工事中: 工事により地域に雇用機会が創出される他、周辺の飲食店、商店等の売上増加が見込まれる。ただし、用地取得による農業用地減少の影響を受ける可能性がある。
(16) 土地利用や地域資源 利用	B-	D	工事中: アクセス道路により一部農地(プランテーション)を利用する場合は、道路工事により一時的に土地利用ができなくなる可能性がある。利用形態を本調査で確認する。
(17) 水利用	C	D	工事中: 事業対象地下流で河川水の利用を本調査で確認する。 供用時: 施設稼働による水利用への影響は想定されない。
(18) 既存の社会インフラや 社会サービス	B-	B+	工事中: 既存送電線への接続の際に、一時的な停電の影響が想定される。 供用時: 施設稼働により供給電力が増加し、電気インフラが安定する。
(19) 被害と便益の偏在 地域内の利害対立	C	D	【工事前】事業地周辺には住民が確認されないが、被影響住民について本調査で確認する。

影響項目	評価*		評価理由
	工事中	供用時	
			【供用時】周辺地域全体への電力供給となるため、被害と便益の偏在や利害対立は想定されない。
(20) 文化遺産	C	D	情報収集・確認調査では、文化遺産の存在は確認されていないが、本調査で再度確認する。
(21) 景観	D	D	周辺に観光資源となるような景観はないため、景観への影響は想定されない。
(22) ジェンダー 子どもの権利	C	D	工事中:建設工事におけるジェンダーへの不公平な雇用が生じる可能性は不明である。 供用中:周辺地域全体への電力供給となるため、ジェンダーや子供への影響は想定されない。
(23) HIV/AIDS 等の感染症	C	D	外部からの建設労働者による感染症拡大等の可能性は不明である。
(24) 労働環境	B-	D	工事中:急傾斜及び河川での作業となるため、工事作業員等が労働災害に遭う危険性がある。
その他			
(25) 事故	B-	D	工事中:急傾斜及び河川での作業となるため、工事中の事故が起こる可能性がある。
(26) 気候変動	B-	B+	工事中:建設工事により温室効果ガスが発生するが、工事規模は限定的であるため気候変動への影響は軽微である。 供用中:再生可能エネルギーへの発電方式の転換により、化石燃料の削減及び発電による温室効果ガスの発生を抑制することができる。

*評価：
A+/-: 大きな正/負の影響が予想される
B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される
C: 影響の程度は不明
D: 影響は予想されない

(6) 環境社会配慮調査の TOR

本事業に係るスコーピング及び DEPC による TOR 案より作成した環境社会配慮調査の TOR を以下に示す。

表 2.2-15 環境社会配慮調査 TOR

影響項目	調査項目	調査方法
(1) 大気汚染	(1) 環境基準や現在の 大気質レベル (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（環境基準、測定基準など）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供）
(2) 水質汚濁	(1) 環境基準や現在の 水質レベル (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（環境基準、モニタリングデータなど）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) ベースライン調査 (4) 地質や地盤強度などのデータ（調査団提供）
(3) 廃棄物	(1) 法規制 (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（バヌアツの廃棄物管理システムなど）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供）
(4) 騒音・振動	(1) 環境基準や現在の 水質レベル (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（環境基準、測定基準など）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) ベースライン調査
(5) 底質	(1) 環境基準や現在の 底質レベル (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（環境基準、モニタリングデータなど）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供）
(6) 生態系	(1) 希少種の有無 (2) 工事中の影響	(1) 既存資料（サラカタ川周辺生態調査結果など）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) ベースライン調査

影響項目	調査項目	調査方法
(7) 水象	(1) 現状把握 (2) 工事中の影響	(1) 既存資料調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) 地質や地盤強度などのデータ（調査団提供）
(8) 地形・地質	(1) 現状把握 (2) 工事中の影響	(1) 既存資料調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) 地質や地盤強度などのデータ（調査団提供）
(9) 用地取得・住民移転	(1) 法規制 (2) 用地取得の有無及び範囲の確認 (3) 補償方針の確認	(1) 既存資料（法規制、他事業報告書など）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供） (3) 社会経済調査、インベントリー調査、コンサルテーション会議
(10) 貧困層、少数民族・先住民	(1) 現状確認	(1) 既存資料調査 (2) 社会経済調査
(11) 雇用や生計手段等の地域経済	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料 (2) 社会経済調査 (3) コンサルテーション会議
(12) 土地利用や地域資源利用	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 社会経済調査
(13) 水利用	(1) 工事中及び工事後の影響確認	(1) 既存資料調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 社会経済調査
(14) 既存の社会インフラや社会サービス	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（他事業EIA報告書など）調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 現地調査
(15) 被害と便益の偏在	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（他事業EIA報告書など）調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 社会経済調査
(16) 文化遺産	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（他事業EIA報告書など）調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 社会経済調査
(17) 景観	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料調査 (2) コンサルテーション会議
(18) ジェンダー・子どもの権利	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料調査 (2) コンサルテーション会議 (3) 社会経済調査
(19) IV/AIDS等の感染症	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料調査 (2) 関係省庁・組織インタビュー
(20) 労働環境（労働安全を含む）	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（法規制、労働安全関連調査報告書など）調査 (2) 関係省庁・組織インタビュー (3) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供）
(21) 事故	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（他事業EIA報告書など）調査 (2) 関係省庁インタビュー
(22) 気候変動	(1) 工事中の影響確認	(1) 既存資料（国連・WB報告書など）調査 (2) 工事内容、工法、期間、工事範囲など（調査団提供）

(7) 環境社会配慮調査結果

1) 大気汚染

プロジェクトサイト周辺は、産業がないこと及び工事期間の車両の使用が非常に小規模であるため、大気質は優良である。なお、バヌアツには大気質基準や排出基準はない。

- ▶ 粉じん状況：プロジェクトサイトの地表面は草地で覆われており、粉じんの巻き上がり等は見られない。
- ▶ 排気ガス：プロジェクトサイトは農地であり、1日に数台の管理用車両が通るのみであり排気ガスによる大気汚染は見られない。



写真 2.2-11 プロジェクトサイトの大気質の様子

工事中及び供用中の影響予測及び緩和策は以下の通りである。

a) 工事中

建設工事において、主にダンプトラック等の車両や建設重機からの排気ガスの放出及び、掘削・盛土工事による建設現場からの粉塵の発生による影響が予想される。これら車両及び重機による大気質への影響は、それら台数及び運転日数が限定的であること、プロジェクトサイト近隣に住居やその他建物がいないことから、周辺地域の大気質に対して軽微かつ一時的な影響である。

大気汚染防止方法として以下の対策が考えられる。

- ・環境負荷の少ない整備された重機やトラックの利用及びそれらの定期的な整備・点検
- ・建設現場、資材置場、残土置場等での定期的な散水及びトラックタイヤの洗浄
- ・車両荷台のカバー

b) 供用中

新設水力発電所の稼働による、粉塵及び排気ガスの発生はほとんどなく、大気質への影響は非常に軽微である。車両の通行も維持管理用の管理車両が通行するのみとなっている。

2) 水質汚濁

本プロジェクトサイトはサラカタ川の既設発電所の下流部に位置し、施設候補地の上下流においてその水質は良好である。

- 透明度：水深 1m 程度
- 無味無臭



写真 2.2-12 サラカタ川の水質の様子

水資源局（Department of Water Resources）による、本プロジェクトサイト下流のサラカタ川の水質は以下の通りである。

表 2.2-16 サラカタ川の水質

溶存酸素：DO (mg/L)	pH	温度 (°C)	濁度 (NTU)
21.9	7.9~8.1	24.5~27.5	0.1~2.8

出典：水資源局



図 2.2-16 サンプルングポイント

工事中及び供用中の影響予測及び緩和策は以下の通りである。

a) 工事中

工事中の水質への影響は、主に土工事による土壌流出、コンクリート打ちの際のコンクリート漏れ、建設機械からのオイル漏れ、現地事務所からの汚水の流出等が考えられる。また、土工事中あるいは造成直後の雨による土砂流出や、土壌を含んだ散水後及びタイヤ洗浄後の水や、車両や工具を洗浄した水が川に流れて水質を悪化させる可能性がある。

バヌアツには水質（排水）基準がないため、工事中は目標基準として日本の排水基準を参考に工事排水の濁度またはSS（Suspended solids：浮遊物質量）を管理し、必要に応じて濁水対策を行うことを想定する。SSについてはサラカタ川の既存データがないが、濁度とSSの一般的な相関関係の事例より、濁度の既存データを使ってSSの値を予測する。

【参考】濁度とSSの相関性の事例

濁度とSSには以下の相関性を示す事例がある。

- $SS \text{ (mg/L)} = 0.832 \times \text{濁度(NTU)} + 28.018$
- $SS \text{ (mg/L)} = 0.317 \times \text{濁度(NTU)} + 3.469$

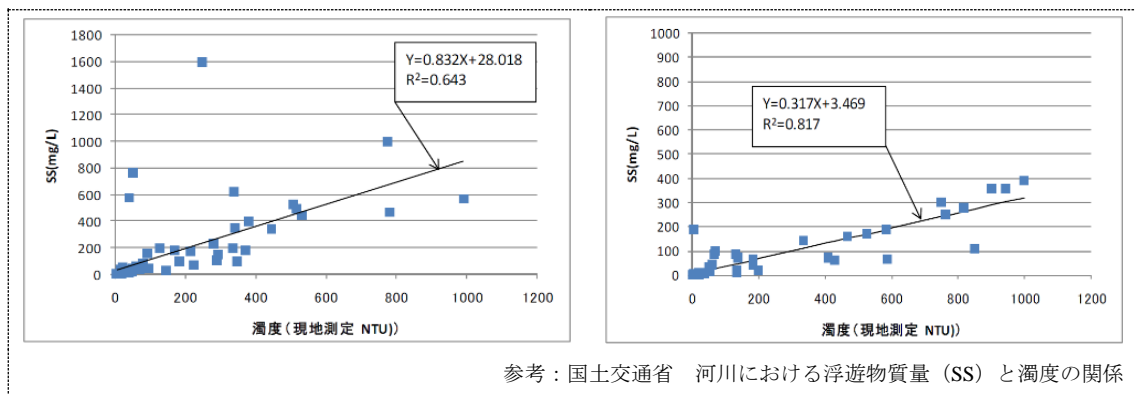


表 2.2-16 の濁度の最大値 2.8NTU より、SS は 4.4～30.3 mg/L になることが予測でき、これは日本の一律排水基準値（200mg/L、日間平均 150mg/L）を下回っているため、日本の排水基準を上回らないよう濁水を管理する。

プロジェクトサイトより下流側のサラカタ川では少なくとも 2km 以内は河川水の利用はないが、最終的にはルーガンビル市内まで流れ着くので、以下のような水質汚濁防止は重要となっている。

- ・ 土工事等の土砂流出が考えられる作業は乾季に集中させる。
- ・ 河川での掘削工事や取水堰施工は、蛇籠や土嚢で仮締め切りをして行う。
- ・ 施工中は濁度測定等を行う。

b) 供用中

本事業では水力発電所の稼働による水質汚濁の影響は、水車軸受けのグリース漏れ等による非常に軽微で限定的なものである。水車発電機器の日常点検等を行うことで水質汚染を防止する。

3) 廃棄物

バヌアツの農村部には組織的な廃棄物管理システムは存在していないため、プロジェクトにより発生した廃棄物は、ルーガンビルのチャピウス廃棄物処分場で廃棄物を収集・処分することになる。

a) 工事中

サイトクリアランス時に伐採した樹木や下草などの有機ごみ及び有機ごみを含んだ土壌等の廃棄物が発生する。また、土工事では掘削残土が発生する見込みであるほか、現場事務所や工事現場での一般ごみの発生が予想される。これらに対して、以下のような対策が考えられる。

- ・ 伐採した樹木や下草などの有機ごみ、有機ごみを含んだ土壌はルーガンビルのチャピウス廃棄物処分場で処分する。
- ・ 現地事務所や工事現場に簡易トイレ及びゴミ捨て場を用意する。
- ・ 掘削土は可能な限り盛土として再利用し、発生する残土は、仮設残土置場に保存し、適切に管理する。
- ・ 残土の使用については、DOE による公共事業等の他事業での使用も検討する。

b) 供用中

供用中の廃棄物の発生は施設における一般廃棄物の発生のみで、一般的に管理することで廃棄物による影響は想定されない。

4) 騒音・振動

プロジェクトサイトは、集落がなく、商業活動が行われていない地域にあたるため、騒音・振動の影響を大きく受けるエリア内に住居、施設等は存在しない。

a) 工事中

建設工事中の重機や運搬トラックによる騒音・振動が発生するが、建設期間に限定された一時的かつ断続的なものである。これら騒音・振動は、距離とともに急速に減衰し、プロジェクトサイト近郊にある村落への影響は少ないが、以下の対策を実施する。

- ・ 事前に近隣住民に工事情報を説明すると共に、工事時間を日中に限定する。
- ・ 可能な限り低騒音の機械を導入し、定期的に機械の状態を点検する。
- ・ 騒音の大きな重機や機械の同時運転を可能な限り避ける。
- ・ 工事中は定期的に騒音・振動測定を行う。

b) 供用中

騒音・振動の発生が予想される発電設備は、建屋屋内に配置されるため、周辺地域への影響は想定されない。

5) 地盤沈下

地質調査結果より、設備基礎となる地盤が確認されていることから、地盤沈下の影響は想定されない。

6) 底質

サラカタ川の底質の現況は以下の通りである。

- 臭気：無臭
- 色相：灰色
- 外観：砂礫、小礫、礫岩



写真 2.2-13 サラカタ川の底質の様子

工事中及び供用中の影響予測及び緩和策は以下の通りである。

a) 工事中

取水堰建設において掘削・盛土工事による底質への影響が考えられる。ただし、底質の掘削・埋立は目的としておらず、その影響は限定的と考えられる。以下に想定される緩和策を示す。

- ・河川内での建設工事は可能な限り河川水量の少ない乾季に実施する。
- ・建設範囲を限定し、蛇籠や土嚢等で仮締切を設置し影響範囲を限定する。

b) 供用中

新設水力発電所の稼働によって、供用中の底質への影響は想定されない。

7) 保護区

本事業サイト及びその周辺には国立公園や保護区は確認されない。

8) 生態系

生態系の現状は 2.2.3.1 節(2)項 c)の通りである。工事中及び供用中の影響予測及び緩和策は以下の通りである。

a) 工事中

本工事による樹木の伐採範囲は約 96,000m²となり、伐採樹木の本数は大小合わせて 9,600 本（1 本/10m²）と想定する。プロジェクトサイト周辺は広く植物に覆われているが、サイクロンや人間活動の影響により、低木の 2 次林が優勢となっているため、生物多様性としての大きな影響は想定されない。絶滅危惧Ⅱ類も確認されたが、緩和策を講じることでその影響は限定的となる。また、移動性の種が確認されたが、いずれもバヌアツ全土に生息している種が多く、本プロジェクトによる生息地への影響は限定的である。これ以上生態系が悪化しないためにも、以下の対策を想定する。

- ・ サイトクリアランス時に野生生物に注意を払い、植生の消失は最小限かつ工事範囲内に限定させる。
- ・ 絶滅危惧種においては、準備工段階で工事範囲における存在の確認作業を行い、仮に存在が確認された場合は、本国環境局の指示に従って対策（巣の移転等）を行う。加えて、継続的に生息の確認作業を行い、生息地の有無をモニタリングする。
- ・ 河川での建設工事は可能な限り乾季に実施する。
- ・ 土地の改変範囲及び樹木の伐採範囲は最小限に抑える。
- ・ 一時的土地使用の対象となっている農地は、原状回復後に返却する。

b) 供用中

遡上する水生生物は確認されないため、水力発電施設の稼働による生態系への影響は想定されない。

9) 水 象

取水堰から発電所までの区間の河川沿いには住宅等の施設はなく、水の利用もないため、水象の変化による影響は軽微である。

a) 工事中

取水堰の建設時に、河川の一時的な堰き止めや河床掘削による水象への影響が予想されるため、以下の対策を実施する。

- ・ 河川内での建設工事は可能な限り乾季に実施する。
- ・ 事前に適切な排水計画を検討する。

b) 供用中

流れ込み式水力発電であるため、取水堰から発電所までの区間は発電水量分の流量の減少による水象への影響が想定されるが、取水量は乾季の水量を見越し一定の維持流量を満たす量であること、かつ取水～放水施設区間は限定的であることから、その影響は軽微である。対策としては以下を実施する。

- ・適切な取水計画を作成、実施する。
- ・季節に応じた取水量管理を行う。

10) 地形・地質

本事業では導水路やアクセス道路の建設の際に、大規模な土工事を行う必要が見込まれる。

a) 工事中

急峻なV字状の渓谷内に導水路やアクセス道路を建設することから、斜面の切り取りに伴い大規模な掘削が発生する。本工事による地形・地質への影響を避けるために、以下の対策を実施する。

- ・施設機能が維持できる範囲内で土工量が最小となる線形・幅員を計画・施工する。
- ・今後斜面崩壊、地滑り等が起きないように、切土・盛土の適切な法面斜面及び法面对策を計画・実施する。

b) 供用中

発電施設の稼働による地形・地質への影響は想定されない。

11) 用地取得・住民移転

非自発性住民移転は発生しないが、事業に必要な（恒久的/一時的）用地の取得及び樹木・耕作物等の補償は必要となる。そのため、工事前には用地取得及び補償の内容、補償額の算定を含む適切な用地計画を作成し、計画に沿って適切に事業を実施する。

12) 雇用や生計手段等の地域経済

工事中において、工事現場での雇用や労働者への食料・物品販売など地域経済へのプラスの効果は大きい一方、プランテーション会社は用地取得による農業用地の減少による影響を受ける。そのため、用地取得及び補償の内容、補償額の算定を含む適切な用地計画を作成し、計画に沿って適切に事業を実施する。

13) 土地利用や地域資源利用

工事中において、アクセス道路工事により一部農地（プランテーション）が一時的に土地利用できなくなる可能性がある。そのため、用地取得及び補償の内容、補償額の算定を含む適切な用地計画を作成し、計画に沿って適切に事業を実施する。

14) 水利用

プロジェクトサイト上流で既存発電所に最も近い Natoto 村では、釣り、洗濯、入浴のために河川の水を使用している。村人は、既存発電所の敷地内にあるパイプを介して、河川水にアクセスしている。Natoto 村は本事業サイトの離れた上流側に位置するため、本事業の実施により住民の水の利用が制限されることは想定されない。また、その他周辺の村に供給する河川水はプロジェクトサイト周辺にはないため、プロジェクトによって水の利用が制限されることは想定されない。Natoto 村の漁場についても、本プロジェクトは流れ込み式発電のため水の停滞は想定されず、上流側の水質等の影響は想定されない。

また、その他周辺の村に供給する河川水はプロジェクトサイト周辺にはないため、プロジェクトによって水の利用が制限されることは想定されない。

15) 既存の社会インフラや社会サービス

a) 工事中

工事中は既存送電線との接続の際に、一時的な停電の影響が想定される。事前に影響のある住民に対して、工事情報及び停電の有無を説明し、影響を回避する。

b) 供用中

新設発電施設の稼働により水力発電の供給電力が増加し、サント島の電気インフラが安定し、かつ発電に係るコストが下がる。

16) 被害と便益の偏在・地域内の利害対立

本事業の建設に対する被影響住民は存在しない。発電施設の稼働による電気インフラの授与はサント島全体の住民に対するものであり、住民間の便益、利害対立は発生しない。

17) 文化遺産

本事業サイト及びその周辺には文化遺産は確認されない。

18) ジェンダー・子どもの権利

本事業の工事中あるいは供用時において、特別にジェンダーや子どもの権利に対して配慮すべき影響は発生しないと想定される。作業員雇用時に、年齢の確認を徹底させる。

19) HIV/AIDS 等の感染症

プロジェクトにより HIV/AIDS などの感染症が拡大する可能性は非常に低い。作業員は、工事開始前に HIV 予防トレーニングを実施し、関連する行動規範に署名することを推奨する。

20) 労働環境

工事中において、工事現場では事故や怪我の発生が予想される。また、ダストや騒音などによる健康問題にも配慮が必要となるため、以下の対策を実施する。

- ・バヌアツ法律や国際基準（OHSAS）に基づき労働安全計画を策定する。
- ・建設労働者に対しマスクや手袋など防護用具を配布すると共に散水等ダスト対策を行う。

21) 事 故

周辺住民が巻き込まれる事故や工事車両と一般車両との間で交通事故が起こる可能性がある。その防止のために以下のような対策を実施する。

- ・プロジェクトサイトに向かう道路（Chapuis 村や Fanafo 村）では、交通安全標識等を設置する。
- ・コミュニティ安全計画を策定する
- ・周辺住民に対して工事情報の事前連絡を行う。
- ・交通管理計画を策定し、誘導員配置や看板・フェンスの設置等の対策を取る
- ・特に河川沿いの急勾配な土地には敷地境界のフェンスを設置する。

22) 気候変動

建設工事においては、重機や建設車両を使用するため、温室効果ガスを排出することが想定される。

a) 工事中

建設工事により温室効果ガスが発生する。本事業で想定される建設機械及びそれらが消費する燃料消費量から二酸化炭素排出量を計算した。以下にその結果を示す。

表 2.2-17 建設機械における CO₂排出量

名称	諸元	台数 (台)	稼働時間 (時間)	稼働日(日)	燃料消費率 (L/kWh)	出力(kW)	燃料消費 (kL)	総燃料消費 (kL)	CO ₂ 原単位 (t-CO ₂ /kL)	CO ₂ (ton)
		a	b	c	d	e	f = b × c × d × e	g = a × f	h	i = g × h
ブルドーザ	リッパ装置付32t	3	7	687	0.153	238.0	175	525	2.62	1,375.0
ブルドーザ	21t	2	7	972	0.153	197.0	205	410	2.62	1,073.8
振動ローラ	0.8~1.1t	5	7	546	0.231	5.0	4	20	2.62	52.4
タンバ	60~80kg	5	7	546	0.346	3.0	4	20	2.32	46.4
コンクリートポンプ車	ブーム式90~110m ³ /h	1	7	681	0.078	199.0	74	74	2.62	193.8
発電発電機	100kVA	1	7	681	0.145	117.0	81	81	2.62	212.1
発電発電機	20kVA	2	7	99	0.145	23.0	2	4	2.62	10.5
トラッククレーン	16t吊	1	7	105	0.044	125.0	4	4	2.62	10.5
モータグレーダ	3.1m	1	7	216	0.108	85.0	14	14	2.62	36.7
ロードローラ	10~12t	1	7	216	0.118	56.0	10	10	2.62	26.2
バックホウ	山積0.8m ³	5	7	999	0.153	104.0	111	555	2.62	1,453.5
ダンプトラック	10t	5	7	972	0.043	246.0	72	360	2.62	942.8
アジテータトラック	4.4m ³	1	7	681	0.059	213.0	60	60	2.62	157.1
タイヤローラ	8~20t	1	7	216	0.085	71.0	9	9	2.62	23.6
合計										5,614

出典：燃料消費率及び出力：建設機械等損料表の値

建設工事における二酸化炭素排出量は5,600t-CO₂程度と限定的であるため気候変動への影響は軽微であるが、その影響を軽減するために以下の対策を実施する。

- ・ 環境負荷の少ない整備された重機やトラックの利用及びそれらの定期的な整備・点検
- ・ 工事用車両の不要なアイドリングを停止する。

b) 供用中

ディーゼル発電から再生可能エネルギーへの発電方式の転換により、化石燃料の削減による温室効果ガスの発生を抑制することができる。水力発電施設の稼働による温室効果ガスの削減量は約 60 万トン/年間程度と試算している（詳細は第 4.4.2 節参照）。

(8) 影響評価

影響評価結果を以下に示す。

表 2.2-18 影響評価結果

影響項目	スコーピング時の影響評価*		調査結果に基づく影響評価		評価理由
	工事中	供用時	工事中	供用時	
汚染対策					
(1) 大気汚染	B-	D	B-	D	【工事中】土地造成等の土木工事、重機の稼働で粉塵や排気ガスが発生することが予想されるが、重機の数に限定的で、工事エリア近傍に限られるため影響は軽微である。 【供用時】新設水力発電所の稼働による、粉塵、排気ガスの発生は想定されない。
(2) 水質汚濁	B-	D	B-	D	【工事中】河川掘削・土木造成等の土木工事に伴い濁水が発生し、サラカタ川の水質が悪化する可能性がある。 【供用時】発電所の稼働に伴う水質汚濁は想定されない。
(3) 廃棄物	B-	D	B-	D	【工事中】有機ごみ(樹木・下草)、残土、一般廃棄物の発生が想定される。 【供用時】施設の一般廃棄物は非常に微量で影響は想定されない。
(4) 土壌汚染	D	D	D	D	土壌汚染を生じよう物質を扱うことは想定されない。
(5) 騒音・振動	B-	D	B-	D	【工事中】建設機材、車両の稼働による騒音・振動の発生が想定されるが、限定的かつ小規模である。 【供用時】発電設備は建屋内に設置予定であるため、周辺への騒音・振動の影響は想定されない。
(6) 地盤沈下	C	D	D	D	地盤沈下の影響は想定されない。
(7) 悪臭	D	D	D	D	悪臭の発生は想定されない。
(8) 底質	B-	D	B-	D	【工事中】河川周辺の土地造成等の土木工事による影響が予想される。 【供用時】発電所の稼働に伴う底質への影響は想定されない。
自然環境					
(9) 保護区	C	C	D	D	本事業サイト及びその周辺には国立公園や保護区は確認されない。
(10) 生態系	B-	C	B-	D	【工事中】河川掘削による水生生物や河岸植生、またアクセス道路建設による植生の伐採や陸生動物への影響が想定される。 【供用時】施設の稼働による生態系への影響は想定されない。
(11) 水象	B-	C	B-	B-	【工事中】河川の一時的な堰き止めや河川掘削による影響が想定される。 【供用時】取水～放水施設区間の流量減少による影響が想定されるが、取水～放水施設区間が限定的かつ取水量も維持流量を配慮して管理されることから、その影響は軽微である。
(12) 地形・地質	B-	D	B-	D	【工事中】河川沿いの導水路やアクセス道路を建設の際に、土木により地形が変わる可能性がある。 【供用時】発電所の稼働による地形・地質の変化は想定されない。
社会環境					
(13) 用地取得・住民移転	B-	D	B-	D	非自発性住民移転は発生しないが、事業に必要な用地の取得及び樹木・耕作物等の補償は必要となる。
(14) 貧困層、少数民族・先住民族	C	C	D	D	事業地内に貧困層、少数民族、先住民族は確認されない。
(15) 雇用や生計手段等の地域経済	B+/-	D	B+/-	D	【工事中】工事により地域に雇用機会が創出される他、周辺の飲食店、商店等の売上増加が見込まれる一方、用地取得による農業用地減少の影響を受ける可能性がある。
(16) 土地利用や地域資源利用	B-	D	B-	D	【工事中】アクセス道路工事により一部農地(プランテーション)が一時的に土地利用できなくなる可能性がある。
(17) 水利用	C	D	D	D	プロジェクトサイト周辺の村に対する河川水の供給はないため、水の利用が制限されることは想定されない。

影響項目	スコーピング時の影響評価*		調査結果に基づく影響評価		評価理由
	工事中	供用時	工事中	供用時	
(18) 既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	B-	B+	【工事中】既存送電線への接続の際に、一時的な停電の影響が想定される。 【供用時】新設水力発電施設稼働により供給電力が増加し、電気インフラが安定する。
(19) 被害と便益の偏在、地域内の利害対立	C	D	D	D	本事業の建設に対する被影響住民は存在しないかつ発電施設の稼働による電気インフラの授与はサント島全体の住民に対するものであり、住民間の便益、利害対立は発生しない。
(20) 文化遺産	C	D	D	D	本事業サイト及びその周辺には文化遺産は確認されない。
(21) 景観	D	D	D	D	周辺に観光資源となるような景観はないため、景観への影響は想定されない。
(22) ジェンダー 子どもの権利	C	D	D	D	本事業の工事中あるいは供用時において、特別にジェンダーや子どもの権利に対して配慮すべき影響は想定されない。
(23) HIV/AIDS 等の感染症	C	D	D	D	プロジェクトにより HIV/AIDS などの感染症が拡大する可能性は想定されない。
(24) 労働環境	B-	D	B-	D	【工事中】急傾斜及び河川での作業となるため、工事作業員等が労働災害に遭う危険性がある。
その他					
(25) 事故	B-	D	B-	D	【工事中】急傾斜及び河川での作業による工事中の事故や一般車両と工事車両の事故が起こる可能性がある。
(26) 気候変動	B-	B+	B-	B+	【工事中】建設工事により温室効果ガスが発生するが、工事規模は限定的であるため気候変動への影響は軽微である。 【供用中】再生可能エネルギーへの発電方式の転換により、化石燃料の削減による温室効果ガスの発生を抑制することができる。

*評価： A+/-: 大きな正/負の影響が予想される
B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される
C: 影響の程度は不明
D: 影響は予想されない

(9) 緩和策及び緩和策実施のための費用

緩和策と費用を以下に示す。

表 2.2-19 緩和策及びその費用

No	影響項目	緩和策	実施機関	責任機関	費用(USD)
工事前					
13	用地取得・住民移転	• 用地取得計画 (Land Acquisition Plan: LAP) に基づく用地取得及び補償または支援の実施	DOE	DOE、DOL	LAP 費用
15	雇用や生計手段等の地域経済				
16	土地利用や地域資源利用				
工事中					
1	大気汚染	• 低排ガスの車両・重機・機械の準備 • 散水、運搬車両タイヤ洗浄 • 工事用車両アイドリング停止 • 飛散カバーの利用	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
26	気候変動				
2	水質汚濁	• 乾季に集中した土工事 • 取水堰工事における仮締切の設置 • 工事中の濁水対策、濁水管理	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む

No	影響項目	緩和策	実施機関	責任機関	費用(USD)
3	廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> 有機ごみと有機ごみを含んだ土壌の処分場での処分 再利用を目的とした残土の仮設残土置場での保管と適切な管理 	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
5	騒音・振動	<ul style="list-style-type: none"> 近隣住民への工事の事前説明 低騒音の車両・重機・機械の準備 異常音や異常振動発生予防のための機材の定期的な点検・メンテナンス 騒音の大きな機械の同時運転の回避 定期的な騒音の測定(簡易騒音メーター) 	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
8	底質	<ul style="list-style-type: none"> 乾季に集中した河川土工事 河川内工事範囲の限定かつ仮締切の設置 	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
10	生態系	<ul style="list-style-type: none"> サイトクリアランス実施前に動植物生息環境への注意 最小限とした植生の消失かつ工事範囲内の限定 絶滅危惧種の存在確認と継続的なモニタリング 乾季に集中した河川土工事 一時的使用地の原状回復(表土など) 	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
11	水象	<ul style="list-style-type: none"> 乾季に集中した河川土工事 事前の適切な排水計画の検討 	コントラクター	DEPC/DOE	建設費用に含む
12	地形・地質	<ul style="list-style-type: none"> 土工量が最小となる線形・幅員の施工 切土・盛土の適切な法面斜面及び法面対策の実施 	コントラクター	DOE	建設費用に含む
15	雇用や生計手段等の地域経済	<ul style="list-style-type: none"> 地元民の工事作業員としての雇用 	コントラクター	-	建設費用に含む
19	既存の社会インフラや社会サービス	<ul style="list-style-type: none"> 停電影響の可能性のある住民に対する事前の工事情報や停電の説明 	コントラクター /DOE	DOE	建設費用に含む
26	労働環境	<ul style="list-style-type: none"> バヌアツの法律や国際基準(OHSAS)に基づく労働安全計画の策定 建設労働者へのマスクや手袋等防護用具の配布 労働安全に関するトレーニングの実施及び作業員に対する定期労働安全ミーティングの開催 	コントラクター	DOE	建設費用に含む
29	事故	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトサイトに向かう道路の交通安全標識等の設置 コミュニティ安全計画の作成 誘導員、警備員等の配置 敷地境界等へのフェンスの設置 	コントラクター	DOE、現地警察機関	建設費用に含む
供用時					
11	水象	<ul style="list-style-type: none"> 適切な取水計画の作成、実施 季節に応じた取水管理の実施 	DOE	DOE	-

(10) 環境管理計画・モニタリング計画

緩和策の実施状況について工事前／工事中、供用時の段階において以下の表に記載の環境管理モニタリング計画を実施する。

表 2.2-20 環境管理モニタリング計画

影響項目	モニタリング項目	指標	地点	頻度	責任機関	予算
工事前						
用地取得・住民移転雇用や生計手段等の地域経済、土地利用や地域資源利用	用地取得やその他資産に対する補償	・用地取得または陳謝の範囲 ・補償資産の数量	プロジェクトサイト	建設工事前に1度	DOE	LAP 費用
	苦情記録	苦情処理記録帳	プロジェクトサイト	苦情発生時	DOE	LAP 費用
工事中						
事故	苦情（騒音、交通渋滞、事故等に対する）	苦情記録	プロジェクトサイト	苦情発生時	建設事業者 DOE	建設費用
大気汚染	車両・重機・機械の整備	定期点検・維持管理（日チェックシート／作業記録）	プロジェクトサイト	毎日	建設事業者	—
	大気質	粉じんレベル（目視）	プロジェクトサイト	毎日	建設事業者	建設費用
	散水、タイヤ洗浄等の緩和策	散水、タイヤ洗浄等の記録（チェックシート、作業記録）	プロジェクトサイト	毎日	建設事業者	建設費用
大気汚染／騒音・振動	低排ガス・低騒音の車両・重機・機械の準備	車両等の台数導入記録		適度	建設事業者	—
水質汚濁	表流水水質	濁度または浮遊物質(SS)油漏れ（目視）	排水地点／サラカタ川上流・下流	1回／週	建設事業者	建設費用
	濁水対策工の状態	機能・損傷状況（目視）	プロジェクトサイト	毎日	建設事業者	建設費用
廃棄物	残土、コンクリートがら等の管理	適切保管の有無 再利用の有無 （チェックシート、作業記録）	プロジェクトサイト	1回／月	建設事業者	建設費用
	一般廃棄物管理	ごみ処理記録	プロジェクトサイト	1回／月	建設事業者	建設費用
底質 生態系	緩和策	緩和策が適切に実施されているか（チェックシート、作業記録）	プロジェクトサイト	1回／週	建設事業者	建設費用
水象	傾斜面の状態	河川沿いの傾斜面の状況（目視）	プロジェクトサイト	1回／週	建設事業者	建設費用
作業状態	労働安全衛生計画	計画の実効性	プロジェクトサイト	1回／月	建設事業者	建設費用
	ミーティング及びトレーニング	ミーティング及びトレーニングの回数				
	安全道具	安全道具装着の作業員数				
	事故等の発生	事故等発生記録				
事故／交通渋滞	交通管理計画	計画の実効性	プロジェクトサイト	1回／月	建設事業者	建設費用
	交通安全計画の実施	防護さく、標識等の実効性（活動記録）	プロジェクトサイト	1回／月	建設事業者	建設費用
供用時						
水象	河道	河道の変化	取水堰及び発電所の間	2回／年（乾季・雨季）	DOE	供用コスト

(11) ステークホルダー会議

環境社会配慮に係る協議として、コンサルテーションミーティングを以下の通り開催した。初めの2回の協議を通じ、プロジェクトの透明性が確保されている事、及び会議が今後も進捗に応じて随時開催される事を現地地権者及び関連機関等と共有した。第3回目

の協議では環境社会配慮調査の概要を説明するとともに、カットオフデートを設定した。第 4 回目の協議ではプロジェクト概要及び環境社会配慮調査結果の説明を行い、プロジェクト受入支持の確認が得られた。各協議の議事録を別添資料に付属する。

表 2.2-21 ステークホルダー協議の概要

No.	開催日	開催場所	主な議題
1	2018 年 11 月 20 日	Sanma 州政府 事務所	準備調査の説明及び現地調査（測量等）の同意
2	2018 年 12 月 5 日	Sanma 州政府 事務所	現地調査の進捗説明及び用地の確認
3	2019 年 6 月 17 日	Natoto 村	環境社会配慮調査の説明及びカットオフデートの設定
4	2020 年 12 月 16 日	Sanma 州政府 事務所	プロジェクト概要及び環境社会配慮調査結果の説明及び質疑応答、並びにプロジェクト実施の受入支持の確認

1) 第 1 回及び第 2 回協議

第 1 回及び第 2 回の協議を通じ、プロジェクトの透明性が確保されている事及び会議が今後も進捗に応じて随時開催される事を現地地権者及び関連機関等と共有した。以下にその概要を示す。

表 2.2-22 コンサルテーションミーティング概要（第 1 回及び第 2 回）

	第 1 回会議	第 2 回会議
日時	2018 年 11 月 20 日	2018 年 12 月 5 日
会場	Sanma 州政府事務所	Sanma 州政府事務所
開催目的	- 本件準備調査の背景を説明し理解を得る - 調査団及び測量業者が本格的な現場踏査に入る前に、対象サイトの地権者に周知し同意を得る	- 調査団による現地踏査の進捗状況の共有 - 調査において計画対象となっている用地すべてが PRV※の借用地の可能性が高い事が判明したため、その現状報告
主な招待者・参加者の実績	- サント島土地局、サント州地方政府役員、地権者 - 主催者側は DOE、VUI - 対象範囲を広めにとり、サラカタ川右岸・左岸を含めた地権者を招待 - 招待した地権者の 12 人の代表者のうち 8 人が出席	- サント島土地局、サント州地方政府役員、URA、地権者 - 主催者側は DOE、VUI - 第 1 回会議時に結成した Committee のメンバーが参加
開催目的以外の成果	- 地権者と実施機関である DOE との連絡体制も十分に確立した - 地権者等は今後のプロジェクトに関する連絡及び施工時の現地労働者雇用のために Sarakata Hydro Phase Two Committee を結成	- Committee から Chairman 等の役職を選出



写真 2.2-14 第1回コンサルテーションミーティング(2018年11月20日開催)

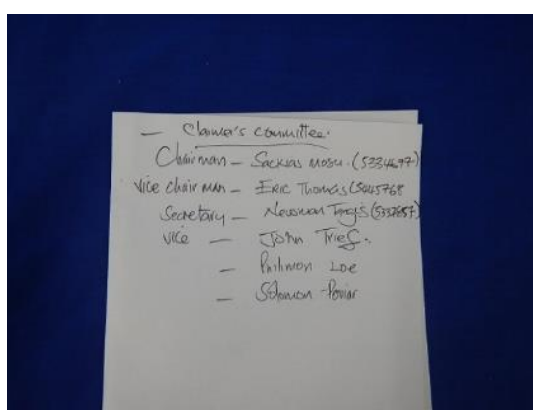


写真 2.2-15 第2回コンサルテーションミーティング(2018年12月5日開催)

2) 第3回協議

第3回目の協議ではプロジェクトサイトに最も近い Natoto (ナトト) 村で開催し、既設水力発電に関する利益や問題点、また、本事業に対する恩恵享受の関心や本事業へのサポートの意向を受領した。以下に協議概要を示す。

表 2.2-23 コンサルテーションミーティング概要(第3回)

日時	2019年6月17日
会場	Natoto 村
参加者	全 16 名 ・地元住民:14 名 ・コンサルタント:2 名
議題	- プロジェクト紹介 - 環境社会配慮調査内容 - 質疑応答
主な成果	- 住民からは協力の意向を受領した - 土地利用は文化遺産に関しては大きな問題はない - 本プロジェクトに関する情報共有は土地所有者代表の委員会により引き続き行っていく



写真 2.2-16 第3回ステークホルダー協議 (2019年6月17日開催)

3) 第4回協議

第4回目協議はサンマ州政府事務所で開催し、本調査結果の共有及び環境社会配慮に関する評価等の報告を行った。以下に協議概要を示す。

表 2.2-24 コンサルテーションミーティング概要(第4回)

日時	2020年12月16日
会場	Sanma 州政府事務所
参加者	全11名 (地元住民、土地所有者、Sanma州、DOL、DEPC、DOE)
議題	- プロジェクト概要説明 - 環境社会配慮結果報告 - 用地取得計画の共有 - 質疑応答
主な成果	- プロジェクト内容及び環境社会配慮への対策案を地域住民と共有することができた - 建設工事開始前及び施設運用前に再度住民協議の開催要望があった - 本プロジェクトに対する反対はなく、引き続き情報共有を行っていくことが合意された。



写真 2.2-17 第4回ステークホルダー協議(2020年12月16日開催)

2.2.3.2 用地取得・住民移転

(1) 用地取得・住民移転の必要性

本事業の用地取得及び住民移転に影響を及ぼすコンポーネントとしては、環境社会配慮と同様に、①水力発電施設（1,000kW）、②送変電設備、③アクセス道路となる。事業予定地に住民の住居は存在しないため住民移転は発生しないが、必要な事業用地の取得は必要となる。影響範囲を図 2.2-17 に示す。このうち、対象とする事業用地の大部分は、PRV によるプランテーション（農地）である。

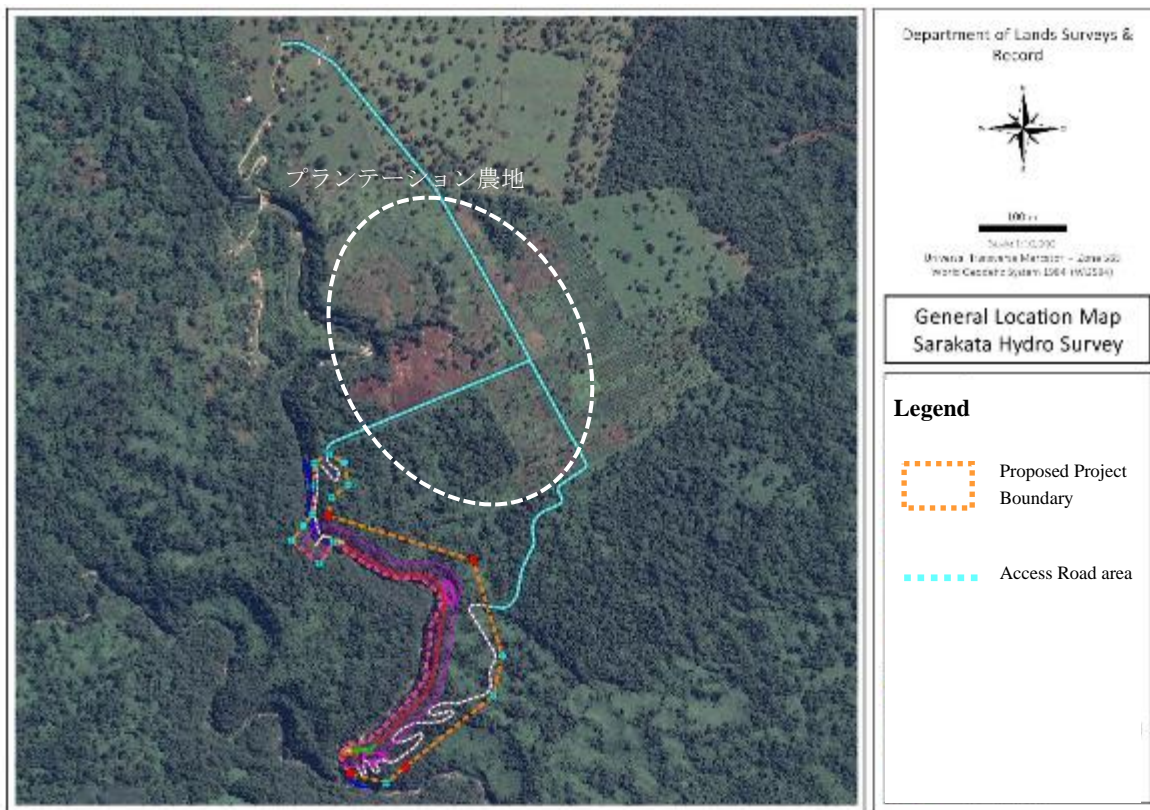


図 2.2-17 用地取得の影響範囲

(2) 用地取得・住民移転に係る法的枠組み

1) 関連法規

a) CONSTITUTION OF THE REPUBLIC OF VANUATU: バヌアツ国憲法(1980年)

バヌアツ国憲法には第 12 章において土地の取得・移転について以下の事項が規定されている。

- ・全ての土地は伝統的・慣習的所有者が所有する。
- ・土地の補償に関する基準は議会が定める。
- ・住民と非住民の間の土地のやり取りは政府の承認を得る必要がある。
- ・政府は公益目的での土地の取得・所有が可能で、土地を再分配することができる。

b) LAND REFORM ACT: 土地改革法(1980年)

本法は、全ての土地所有権が慣習的または200年前まで遡ることが可能な伝統的所有者に移転することを規定する。また、土地管理計画委員会の規定や、土地交渉における交渉人、代理人の役割についても規定している。

c) LAND LEASES ACT: 借地法(1983年)

本法では、土地賃借の形成、売却、登録に加えて、担保、譲渡、地役権、分譲等の土地賃借に関連する全ての土地取引を規定している。土地の賃借に関しては、登録後に法的効力を獲得することになり、登録するまでは所有権は破棄されることなく保持されている。本法では以下の要件が定められている。

- ・賃借人が賃貸人の事前の書面による同意なしに賃借地またはその土地の利益を売却しない (Sec. 40A)。
- ・土地を賃貸人の事前の書面による同意なしに賃借された目的以外で使用しない (Sec. 41 (i))。
- ・賃借決定に際し、賃借人は引渡し可能な賃借地とその改善点を引き渡す (Sec. 41 (j))。

d) LAND ACQUISITION ACT: 土地取得法(1992年、最終改正2000年)

法は、直接的に用地取得及び移転に関連する重要法である。MOL所轄の本法は、政府の代わりに用地取得に関する権限を一任されており、補償について以下のよう

- ・土地評価の過程で生じた被害補償。
- ・土地及び賃借料や事業損失に対する補償資格
- ・苦情・申立に対する基本権利
- ・通知期間

本法は土地の市場価値に基づく補償を認めるが、賃借料や事業損失に対する補償資格については極めて曖昧である。

e) CUSTOM LAND MANAGEMENT ACT: 慣習的土地管理法 (2013 年、最終改正 2014 年)

本法は慣習的土地の権利に関する法的枠組みの強化と、慣習的組織による慣習的土地の管理を規定する。バヌアツにおける土地の所有権と使用の基礎を形成する慣習ルールを決定するため、「nakamal」と呼ばれる伝統的な集会場所での会合及び「慣習的地域の土地法廷」と称される慣習的組織に正式な解釈を与える。

f) 慣習的土地法廷法 (2001 年、最終改正 2014 年)

地権に関して、本法は村や島等のレベルで慣習的土地法廷の段取り、その基本的な適用条件 (TOR)、特に紛争解決や被影響人が裁定決定を訴求するためのプロセスを詳述する。

g) 土地評価法 (2002 年)

本法は、課税対象資産評価監督官 (Valuer General) 事務所の組織及びその役割について規定する。また本法は土地評価に対する最小限の手段を規定しないが、そのことは「土地取得法」においてより直接的に規定されている。さらに、本法は課税対象資産評価監督官事務所の役割について、世帯の移住・非自発的移転のみならず建物・収入・事業評価の点で不明瞭である。

2) 用地取得の手続き

土地取得法に定められるバヌアツにおける用地取得の手続きは主に以下の項目からなる。手続きは基本的に土地省 (Ministry of Land and Natural Resources : MOL) が管轄・実施する。

- ・用地取得の関心表明
- ・用地取得の宣言
- ・土地評価
- ・支払・証書発行

a) 用地取得の関心表明

土地省は対象の土地が公共目的に合致しているかを判断し、土地所有者及び関係者に土地または地役権 (Easement) の取得 (以後、「用地取得等」とする) の意思を 30 日間以上告示し、反対意見等を考慮する。告示に先立ち、土地省は簡易図 (Sketch Plan) を用意し、対象地この測量図に従う形で告示される。

b) 用地取得の宣言

土地省は用地取得等の意思決定後、土地の必要性を宣言し、土地所有者及び関係者に告示する。告示に先立ち、土地省は測量図（Survey Plan）を用意し、対象地この測量図に従う形で告示される。なお、この測量図は予め測量監督者の承認を得る必要がある。

c) 土地評価

上記手続きが終わると、土地省は以下の評価項目を勘案し、対象地を評価し補償費用を決定する。

- ・ 告示日における市場価値
- ・ 対象地における土地所有者や関係者の作物や樹木の喪失分
- ・ 対象地とそれ以外の土地とを切り離す際に生じる土地所有者や関係者の損害
- ・ 一部の用地取得により有害な影響がそれ以外の土地に及び際の損害
- ・ 用地取得によって土地所有者や関係者が居住や仕事場の変更を強いられる場合の費用

土地省は用地取得等の補償額の決定後、その内容を土地所有者及び関係者に 30 日間告示し、その間、決定に対し評価監督者に不服を申し立てることができる。不服を受けた場合、評価監督者は再評価を行い、補償額を再決定するが、再度不服がある場合は、再決定後 28 日以内に最高裁に申し立てができる。最高裁の決定が最終決定となる。

d) 支払・証書発行

土地評価・補償における最終決定後、土地所有者等への補償額の支払いが財務経済管理省（Ministry of Finance and Economic Management: MFEM）の監視のもと行われる。

支払が完了した後、土地省より所有物に関する証書（Order）が発行され、この証書を持って土地の登録が行われる。

用地取得は、申請から完了まで一般的に 6～8 ヶ月間を要するが、事業の重要度や土地省への要求等により、その期間が早められることもある。

3) 関係機関

バヌアツ政府は土地問題に対処するために、関連する事務局を設立し、必要に応じて

土地問題に関する援助を実施している。主な土地問題に関する事務局は以下となる。

- ・ 土地・天然資源省 (Ministry of Land and Natural Resources : MOL)
- ・ 土地局 (Department of Lands : DOL)
- ・ 資産評価監督官事務所 (Office of the Valuer General)
- ・ 慣習的土地管理事務所 (Customary Land Management Office)
- ・ 州法事務局 (State Law Office)

(3) 用地取得・住民移転の方針

1) 住民移転に係る JICA の方針

住民移転に係る JICA の方針は以下の通りである。

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">(a) 非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。(b) このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、実効性ある対策が講じられなければならない。(c) 移転住民には、移転前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるような補償・支援を提供する。(d) 補償は可能な限り再取得費用に基づかなければならない。(e) 補償やその他の支援は、物理的移転の前に提供されなければならない。(f) 大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。住民移転計画には、世界銀行のセーフガードポリシーの OP4.12 Annex A に規定される内容が含まれることが望ましい。(g) 住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。(h) 非自発的住民移転及び生計手段の喪失にかかる対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。(i) 影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。(j) また、JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年) には、「JICA は、環境社会配慮等に関し、プロジェクトが世界銀行のセーフガードポリシーと大きな乖離がないことを確認する。」と記載していることから、上記の原則は、世界銀行 P 4.12 によって補完される。世銀 OP 4.12 に基づき追加すべき主な原則は以下のとおりである。(k) 被影響住民は、補償や支援の受給権を確立するため初期ベースライン調査 (人口センサス、資産・財産調査、社会経済調査を含む) を通じて特定・記録される。これは、補償や支援等の利益を求めて不当に人々が流入することを防ぐため、可能な限り事業の初期段階で行われることが望ましい。 |
|--|

- (l) 補償や支援の受給権者は、土地に対する法的権利を有するもの、土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば、当該国の法制度に基づき権利が認められるもの、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする。
- (m) 移転住民の生計が土地に根差している場合は、土地に基づく移転戦略を優先させる。
- (n) 移行期間の支援を提供する。
- (o) 移転住民のうち社会的な弱者、得に貧困層や土地なし住民、老人、女性、子ども、先住民族、少数民族については、特段の配慮を行う。
- (p) 200人未満の住民移転または用地取得を伴う案件については、移転計画（要約版）を作成する。

2) JICA ガイドラインと相手国法制度との比較

住民移転に係る JICA 環境 GL とバヌアツ関連法令との比較を表 2.2-25 に示す。

表 2.2-25 住民移転に係る JICA 環境 GL とバヌアツ関連法令との比較

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
1	【非自発的移転の回避】 非自発的移転と生計手段の喪失は、全ての実行可能な代替案を検討した上で実現可能である場合は避けなくてはならない。	規定なし	用地取得とコミュニティへの影響を最小限にするような最低基準は存在しない。	非自発的な用地取得によるコミュニティへの影響を最小限にする。また民間・生産活動の利害は綿密な技術で設計により避ける。(コンサルタント)
2	【立ち退き緩和策】 立ち退きが不可避である場合は、影響を最小限にし、損失を補償する効果的な方策が取られなくてはならない。	規定なし	用地取得とコミュニティへの影響を最小限にするような最低基準は存在しない。	全ての用地取得のコミュニティや民間・生産活動の利害への影響は可能な限り最小限にする。(コンサルタント)
3	【生計手段の確保・支援】 非自発的に移転しなくてはならない人々と生計手段が損なわれる・失われる人々は十分に補償・支援され、彼らの生計レベルが向上、もしくは少なくとも事業実施前と同等の生計レベル、収入機会、生産レベルを維持しなくてはならない。	-補償は土地の種類、農作物、等の事柄に基づいて決定される。(Land Acquisition Act) -土地は MLNR の課税対象資産評価監督官 (Valuer- General) によって評価される。	補償は商店等からの収入など“非土地生産”収入を含んでいない。バヌアツの法律・慣習では、用地取得・住民移転の補償を決める際に、貧困層・弱者の生計レベルに特段の配慮はしていない。 全ての立ち退き対象者の生計を向上させる、もしくは少なくとも維持するための規定はない。	LAP にプロジェクトの影響を受ける住民の生計回復に関する規定を含める。(コンサルタント)
4	【再取得価格による評価】 補償は可能な限り再取得価格に基づき行われなくてはならない。	-バヌアツでは、土地評価は法律に規定されており、リース・所有の種類、資産の場所、市場価格、設備、近隣資産の市場価格、物理的な土地の特徴、無形資産といった影響を受ける土地の特定の区画に関するいくつかの要素に基づいて評価される。(Land Acquisition Act) -法律では、評価前の公開時期、評価と土地・資産の取得への意義の時期を明確に示している。(Land Acquisition Act)	法律では、早期の補償、収入回復、給付金制度について規定していない。	LAP にプロジェクトの影響を受ける住民の生計回復に関する規定を含める。(コンサルタント)

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
		- 土地は MLNR の課税対象資産評価監督官によって評価される。監督官は土地と土地に基づく収入の損失に関連する補償必要条件を決定する。その他の全ての補償(金銭的及び非金銭的)は既存の市場価格での再取得価格に基づいて行われる。		
5	【立ち退き前の補償】 立ち退きの前に補償やその他の支援を提供する。	補償は公開期間と異議申立期間が終わったのちに提供される。	法律では、物理的・経済的な立ち退きの影響を引き起こす工事開始以前に補償が提供されるとは明確に述べていない。	用地取得、住民移転、補償対策が工事開始以前に終了するようにする。(DOE)
6	【住民移転計画の作成・公開】 大規模な非自発的移転を伴うプロジェクトに対しては、住民移転行動計画を作成し、一般公開しなくてはならない。	バヌアツの法律では、用地取得、住民移転、補償は、影響を受ける世帯、土地の価値、影響を受ける構造物に重点を置いて実行される。(Land Acquisition Act)	住民移転計画そのものは必ずしも求められていない。	LAP を作成し、詳細設計の際に更新されるようにする。(コンサルタント)
7	【住民協議会の開催】 住民移転計画作成時、事前に十分な情報を入手可能にしたうえで、影響を受ける住民とそのコミュニティに対して住民協議を開催しなくてはならない。	法律と現行の慣習では、用地取得・住民移転命令は数回にわたってラジオで放送されるとともに、印刷媒体によって一か月間公開され、現場に表示を設置しなくてはならない。(ADB reports)	弱者への特段の配慮はなく、異議申し立ての機会以外には、影響を受ける住民や立ち退きになる住民との協議、彼らの参加の機会はない。	JICA 環境 GL が LAP で採用され、その実施において参加・協議が実行される。(DOE、コンサルタント)
8	【現地語の使用】 協議が行われる際、説明は影響を受ける住民にとって分かりやすい形式、やり方、言語で説明されなくてはならない。	用地取得の告知はビスラマ語、英語、フランス語で書かれなければならない。(Land Acquisition Act)	特定の場所の承認待ちの用地取得に関して情報を得るために、読み書きのできない人にとって有用な手段はラジオだけである。	公聴会・住民協議を開催する。(DOE)
9	【住民参画促進】 住民移転の計画時、実施時、モニタリング時に、影響を受ける住民の適切な参加を促さなくてはならない。	法律と現行の慣習では、用地取得・住民移転命令は数回にわたってラジオで放送されるとともに、印刷媒体によって一か月間公開され、現場に表示を設置しなくてはならない。(ADB reports)	特定の場所の承認待ちの用地取得に関して情報を得るために、読み書きのできない人にとって有用な手段はラジオだけである。	公聴会・住民協議を開催する。(DOE)
10	【苦情処理システム構築】 影響を受ける人々及びコミュニティにとって適切かつ利用しやすい苦情処理システムが設立されなくてはならない。	バヌアツには既に、首長によって監視される一般的な村落事項のための苦情処理システムが存在する。MLNR も最近、州レベルでの慣習的土地法廷を設立した。(Land Acquisition Act, Customary Land Tribunal Act)	差異なし	プロジェクトでは適切な複数レベルでの苦情処理システムを採用し、影響を受ける住民の参加、比較的迅速な行動・結果、既存の苦情処理手続きの内包を図る。(DOE)
11	【受給資格者の特定】 影響を受ける住民を出来るだけ早い段階で特定・記録し、初期ベースライン調査(資格期限となる国勢調査、資産一覧表、社会経済調査を含む)によって受給資格を確認する。可能であればプロジェクト特定時点で、利益を悪用しようとする不当居住者の流入を防ぐ。(WB OP 4.12 Para. 6)	法と現行の慣習では人口調査の実施や受給資格を持たない住民の流入を管理するための手続きが規定されている。(Land Acquisition Act)	差異なし	プロジェクトでは、損失一覧表と社会経済情報を含んだ影響を受ける住民の人口調査を行う。損失一覧表は影響を受ける土地・構造物・商売・生計・資産の価値を含む。(コンサルタント)
12	【受給資格要件】 便益を受ける資格は、土地への正式な法的権利を有するプロジェクトの影響を受ける人々(法によって認められている慣習的・伝統的	規定なし	法律には、不当に土地を占有している人々に資格を与えるための条項がなく、補償や社会復帰の資格を与える条項もない。	プロジェクトでは、人口調査・詳細計測調査が実施された時点で正当に影響を受ける不当占有者を承認する。(コンサルタント)

No.	JICA 環境 GL	バヌアツ関連法規	相違点	相違点を埋めるための方針
	な土地権を含む)、人口調査時点では土地への正式な法的権利を有していないが土地・資産に対する権利を主張している人々、占有している土地に対する法的権利を持たない人々が含まれる。 (WB OP 4.12 Para. 15)			
13	【土地による補償】 生計手段が土地に依存する立ち退き住民には土地によった住民移転手法を優先的に実施する。 (WB OP 4.12 Para. 11)	バヌアツでは、用地取得、住民移転、土地に基づいた損失への補償が法律に含まれている。 (Land Acquisition Act)	差異なし	WB OP 4. 12 を採用し、土地によって生計を立てている立ち退き住民には、土地によった住民移転手法を優先的に実施する。(DOE)
14	【移行期間中の支援】 移行期間(立ち退きから生計回復まで)の支援を提供する。 (WB OP 4. 12, para.6)	バヌアツでは、用地取得、住民移転、土地に基づいた損失への補償が法律に含まれている。(Land Acquisition Act)	商売やその従業員への影響に関しての条項は不明であり、移行期間の支援も明確ではない。	WB OP 4. 12 を採用し、バヌアツ法律を補完し、移行期間の支援や影響を受ける商売・従業員への支援を実施する。(DOE)
15	【社会的弱者層への配慮】 立ち退きを余儀なくされる集団の中でも、貧困ライン以下の生活をしている人々、土地を持たない人々、高齢者、女性、子ども、民族的少数者など、弱者のニーズに特段の注意を払わなくてはならない。(WB OP 4.12 Para. 8)	規定なし	弱者への特段の配慮はなく、異議申し立ての機会以外には、影響を受ける住民や立ち退きになる住民との協議、彼らの参加の機会はない。	WB OP 4.12 の内容を採用し、LAP の実施において弱者グループの参加と協議を実施する。(DOE)

3) 本事業における用地取得・住民移転方針

本事業に関連する用地の取り扱いについて、本事業は公共の利益のための開発されること及び過去の既存発電所の取り扱いを踏まえた DOE 及び DOL と協議結果より、用地取得を行うことを基本とする。

土地取得法 (Land Acquisition Act) に示される用地取得には、用地取得 (Land Acquisition) 及び地役権 (Easement) が存在する。本事業では、水力発電施設 (発電所、取水堰、導水路、ヘッドタンク等) を含む範囲は用地取得を行い、アクセス道路 (送電線含む) は地役権として扱うことにする。これらの用地取得については、DOE の申請により、DOL が手続きを実施する。

なお、借用 (Lease) についても、Special Lease と呼ばれる政府機関等の施設に適用される借用形態で土地を借用すること

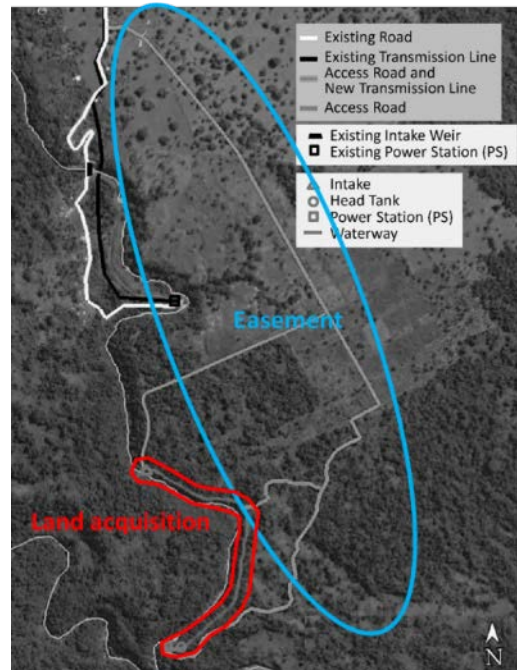


図 2.2-18 用地取得のイメージ

も考えられるが、Special Lease 締結後も将来的な用地取得に向けた対応が必要になることから、本事業では Special Lease は取り扱わない。

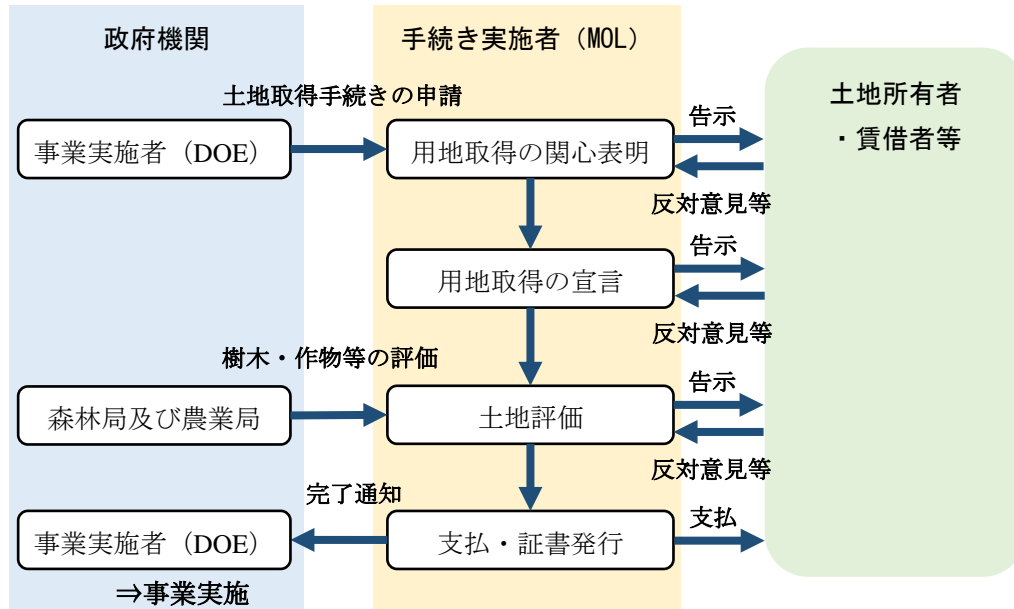


図 2.2-19 用地取得のフロー

(4) 用地取得・住民移転の規模・範囲

(人口センサス調査、財産・用地調査、家計・生活調査の結果を含む)

影響世帯や資産調査、社会経済状況調査の結果を以下に示す。

1) 被影響資産・被影響者

プロジェクトサイト内に居住する住民はゼロであるが、本プロジェクトにより必要となる用地取得に伴い、土地所有者・借用者及び土地以外の資産（作物、樹木及び家畜）への影響が発生する。

a) 土地

本事業においては、表 2.2-26 に示す通り、合計 496,000 m²の土地が用地取得等により影響を受ける。うち、賃借地は PRV のプランテーション農地の土地であり、482,000m²（全体の 97%）、慣習的土地（customary land）は 14,000 m²（同 3%）であった。プロジェクトサイトの土地所有者は 4 名であり、賃借者は PRV の 1 社となる。非正規対象者は存在しない。

表 2.2-26 影響を受ける土地及び土地所有者

使用形態	区分	補償対象 (正規)	面積 (m ²)	面積計 (m ²)
恒久使用 (用地取得対象)	賃借地	土地所有者：4人 土地賃借者：1社	333,000	347,000
	慣習的土地	土地所有者：4人	14,000	
一時的使用	賃借地 (仮設残土置場)	土地賃借者：1社	70,000	70,000
	慣習的土地	-	0	
地役権	賃借地 (アクセス道路)	土地所有者：4人 土地賃借者：1社	79,000	79,000
賃借地合計				482,000
慣習的土地合計				14,000
総計				496,000

本事業で取得する用地の位置及び面積は、本業務での設計結果を基に DOL が測量し決定している。

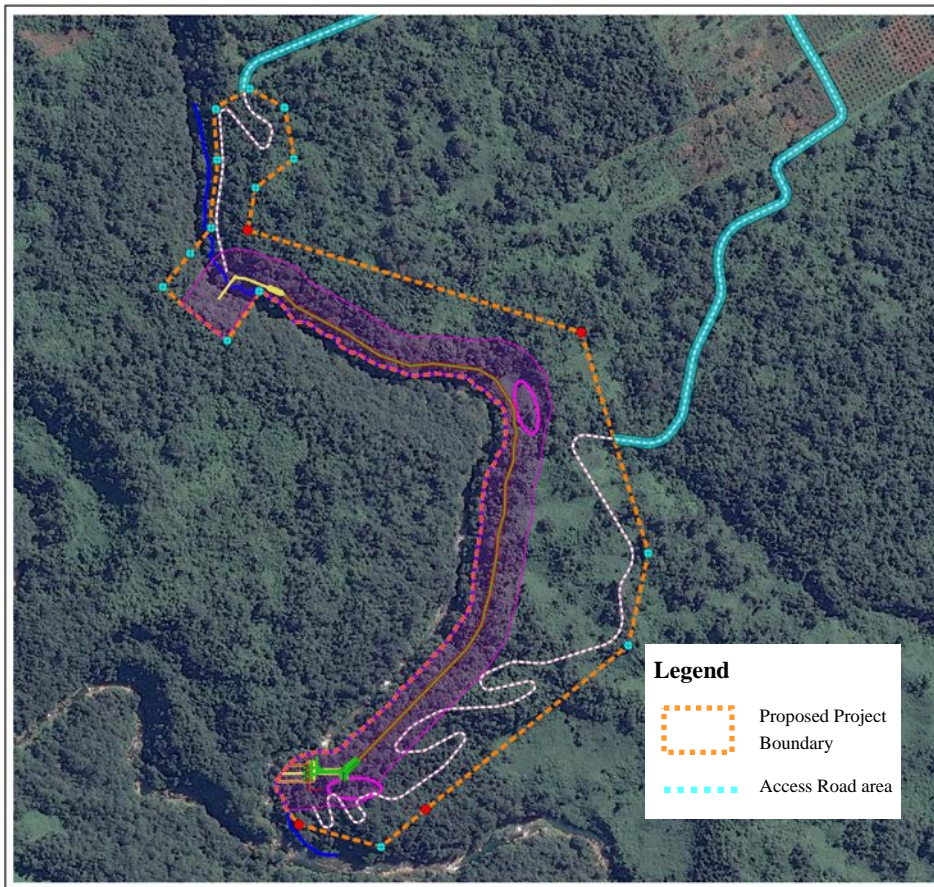


図 2.2-20 土地の影響範囲

b) 被影響者・会社

表 2.2-26 の通り、用地取得等による被影響者は土地所有者 4 名及びプランテーション会社 1 社である。プランテーションにおける労働者は確認されているが、実際に農作物の栽培対象エリアとなっている農地のうち、本プロジェクトにより影響を受ける農地はごく一部であり、労働環境が大きく変わることはなく、労働者への損失は発生しない。

c) 構造物

プロジェクトサイトには影響を受ける構造物(建屋や商業施設等)は存在しない。

d) 農作物・樹木・家畜

影響を受ける農作物、樹木及び家畜を表 2.2-27 に示す。

表 2.2-27 影響を受ける農作物、樹木及び家畜

分類	エリア	農作物・樹木・家畜タイプ	小計	合計
農作物	プランテーション	Kava (本)	100	160
		Coconut (本)	30	
		Pawpaw (本)	30	
樹木		Nakatabol (本)	50	80
		Natapoa (本)	20	
		Bamboo (本)	10	
家畜		Cow (頭)	100	100

2) 家計・生活調査

本事業サイト内において、住居は存在しない。従って、参考としてプロジェクトサイト周辺の既設水力発電所近郊にある Natoto 村、Monixhill 村及び Fanafo 村の概況を以下に示す。

a) 人口・世帯数

近隣村落のそれぞれの人口、世帯数の状況は以下の通りである。

表 2.2-28 近隣村落の人口、世帯数

地域／村落	人口	人口比		世帯数
		男性	女性	
Natoto	60 人			
Fanafo	1,290 人	670 人	620 人	258 世帯
Monixhill	309 人	157 人	152 人	62 世帯

b) 年齢構成

Fanafo 地域の人口の過半数は 20 歳未満かつ世帯員の過半数は 15 歳未満である。

c) 学歴

Fanafo は歴史的に習慣的村落であるため、ほとんどの人は学校に通っておらず、子供が学校に通い始めたのは 1980 年の独立後のことである。しかし、伝統的規範が残ることから、ほとんどの子どもたちは初等教育以降の教育を受けていない。

d) 職業

Fanafo の家族のほとんどの世帯員は、自給自足の農民である。カバヤルーガンビル市場向けの根菜（クマラ、ヤムイモ、タロイモ、キャッサバ）を育てている。村の数人の男性はトラック運転手としても働いている。

e) 伝統的構造

Monixhill と Fanafo の伝統的な社会構造として、首長がコミュニティに対する権限を持っている。村に関する決定事項がある場合は、首長が地域社会に影響を与える社会問題を議論するために会議を開く。

(5) 補償・支援の具体策(受給者要件、補償の算定方法を含む)

1) 損失補償

本事業の下で、補償又は生計支援の対象となる者は以下のとおりである。

- ・本事業の実施により、土地（農地を含む）、農作物、収入、正規の土地利用権又は伝統的な土地利用権を失う者
- ・借用人（登録の有無にかかわらず）

具体的な補償内容を以下に示す。

a) 土地(一時的利用)

有資格者：貸借者、習慣的土地所有者

補償内容：土地局の課税対象資産評価監督官（Valuer-General）による評価額に基づき算定される借地代をもって補償される。市場価格を考慮して算定される。

手続き：土地の範囲が決定後、補償内容及び補償価格は資産評価監督官により

査定され、意思決定のため土地所有者、賃借者及び関係者にその旨が伝えられる。仮に決定に対する不平がない場合は、財務省監督の下、支払いが行われる。

期 間：補償に関する手続き期間は約2ヶ月である。

b) 土地(恒久利用及び地役権)

有資格者：賃借者、習慣的土地所有者

補償内容：土地局の課税対象資産評価監督官 (Valuer- General) による評価額に基づき補償される。市場価格を考慮して算定される。

有資格者：非正規占有者 (存在する場合)

補償内容：非土地資産 (農産物、樹木、構造物など) への損害に対し補償する。

手 続 き：土地の範囲が決定後、補償内容及び補償価格は資産評価監督官により査定され、意思決定のため土地所有者、賃借者及び関係者にその旨が伝えられる。仮に決定に対する不平がない場合は、財務省監督の下、支払いが行われる。

期 間：補償に関する手続き期間は約2ヶ月である。

適 用：水力発電施設全般の用地に適用される。

c) 農作物、樹木

有資格者：農産物等の生産者 (正規/非正規を問わず)

補償内容：用地取得前に収穫通知を發出し可能な限り収穫する。ただし、収穫できなかった農作物については対価で補償する。

手 続 き：土地の範囲が決定後、補償内容及び補償価格は森林局及び農業局により査定され、意思決定のため土地所有者、賃借者及び関係者に土地局からその旨が伝えられる。仮に決定に対する不平がない場合は、財務省監督の下、支払いが行われる。

期 間：補償に関する手続き期間は約2ヶ月である。

適 用：水力発電施設全般及びアクセス道路の用地内の農作物・樹木に適用される。

d) 予期不可能又は故意でない影響

有資格者：事業により直接的／間接的に影響を受ける人（事前予期できない影響）

補償内容：1) ～3)に当てはまるものは適用し、それ以外は JICA ガイドライン等に準拠する。

本事業のカットオフデートを第3回公聴会で2019年6月17日と決め、告知した。

2) 生活再構築

本事業は、住民移転が生じなく、土地（農地）取得についても土地所有者（賃借者）が限られているため、住民生活への影響は限定的であり、従って失業や転職を余儀なくすることは想定されない。周辺住民へのコンサルテーションより、多くの住民が、公益性が高い本事業の実施を望んでおり、地元住民は工事労働への積極的な雇用を希望している。

なお、工事中の農作物販売店等の移設や商業者の収入が一時的に途絶えることは想定されないため、生計補償は想定されない。

3) エンタイトルメント・マトリックス

資産の損失タイプ、適用、被影響住民の定義及び補償内容を一覧にしたエンタイトルメント・マトリックス案を表 2.2-29 に示す。

表 2.2-29 エンタイトルメント・マトリックス

損失タイプ	適用	被影響住民の定義	補償内容
一時的に利用する用地	建設工事中に使用する用地	賃主／借主／習慣的土地所有者／土地使用者	地主との合意が必要。影響を受ける地主や住民には、合意された賃借料が支払われる。賃借料は再取得評価額をベースに交渉により決定する。使用後は原状復帰して持主に返還される。
恒久的使用の用地	取得用地	賃主／借主／習慣的土地所有者	再取得価格に基づく金銭補償、又は同等の面積及び質を有する土地提供による。
		法的権利を有さない非正規占有者	本事業により影響を受ける土地における非土地資産（農作物、樹木、構造物など）に対する補償。
農作物、樹木	影響を受ける土地内の農作物及び樹木	農作物又は樹木の所有者（法的／習慣的権利の有無に係わらず）	用地取得前に農作物や樹木の収穫勧告がなされる。収穫ができない場合、再取得価格（市場価格）に基づき金銭補償が行われる。
予期不可能又は故意でない影響	詳細設計にて顕在した影響	影響を受ける住民	上記に当てはまるものは適用し、それ以外は JICA ガイドライン準拠する。

(6) 苦情処理メカニズム

1) 概要

苦情処理メカニズムは、プロジェクトによって環境的及び社会的に影響を受ける利害関係者の懸念・苦情の解決を図るため、全ての関係者にとってそのプロセスは公開され、アクセス可能なものにするべきである。苦情は、影響を受けたコミュニティが簡単にアクセスでき、文化的に適切かつ理解可能な手法で、苦情を受け取り、記録/文書化し、対処する必要がある。メカニズムには救済の側面が含まれているため、苦情が満足のいく方法で対処されない場合は、再検討するために外部機関に頼ることが可能である。

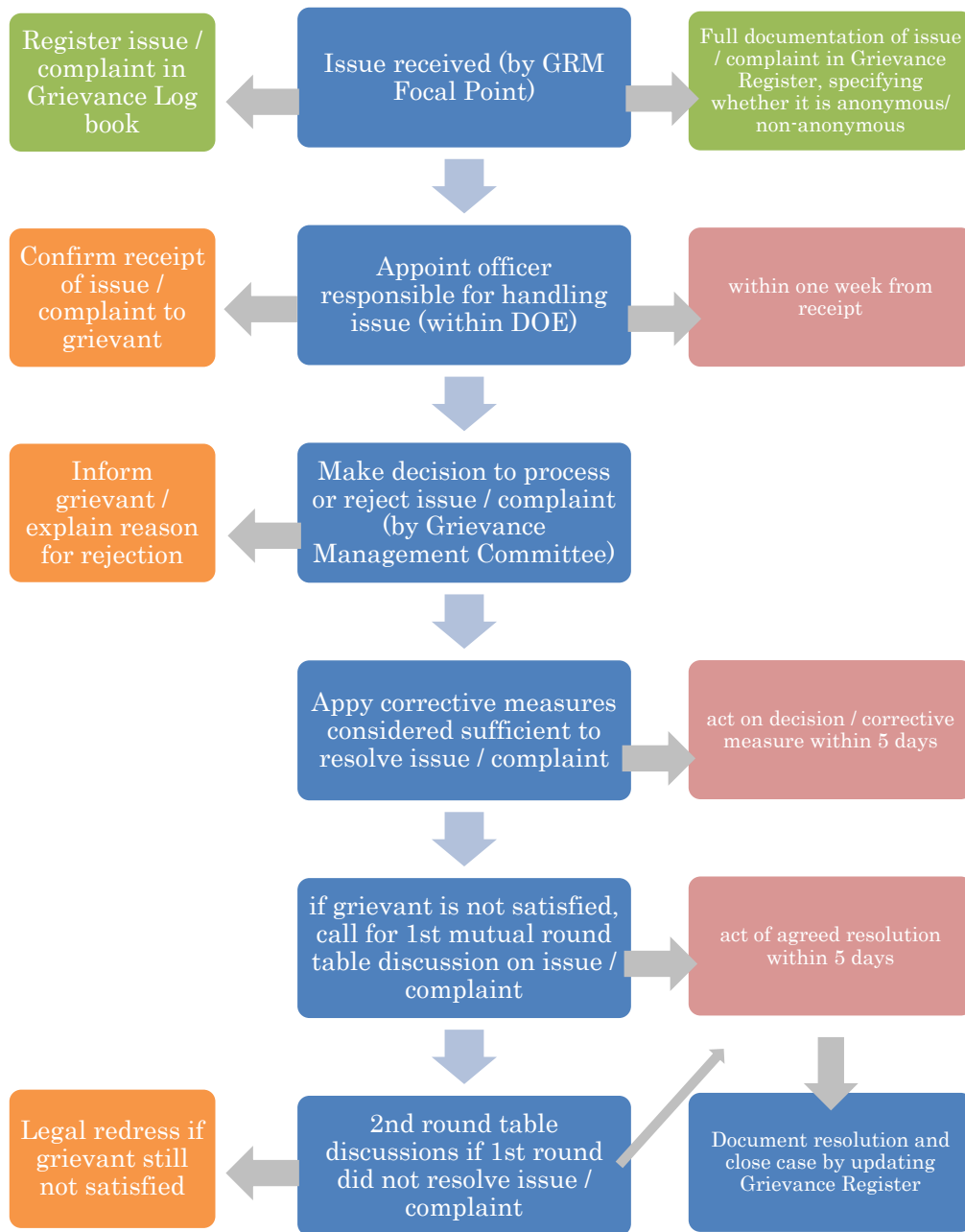
受領された苦情とその回答は、定期的に（少なくとも6ヵ月ごとに）コミュニティに報告される。事業実施者（DOE）は、労働者の身元を監督者やあらゆる影響から保護できる労働者の苦情を含む、匿名の苦情に対するオプションを提供する。

2) 苦情処理メカニズム

苦情処理の流れを以下に示す。各段階の実施時期は、苦情発生時に事業実施者である DOE 及びコミュニティの間で同意される。

DOE は苦情処理の窓口担当者（Focal Point）を選定し、その連絡先を全ての関係者が利用できるようにし、苦情は DOE 内の担当者に対して全ての関係者が行うことができる。担当者は DOE 職員と協力して、苦情の処理をサポートし、苦情処理委員会の書記長を務める。

苦情処理の担当者苦情の処理をサポートする DOE 事務局及びプロジェクト代表者で構成される苦情管理委員会では、問題/苦情に対処する方法について協議を行い、対応していく。苦情処理委員会は、問題/苦情を受領したときを含めて毎月集結する必要がある。



出典：VREP Stakeholders Engagement Framework, 2019

図 2.2-21 苦情処理メカニズムの流れ

(7) 実施体制

1) 主導的組織

a) 気候変動適応・気象・地質災害・環境・エネルギー省 エネルギー局(DOE)

DOE は本事業全体の実施機関となり、関連機関と調整しながら事業を管理・監督し、用地取得及び補償（及び住民移転）を実施する。DOE は、LAP 実施工程において適切な時期に経費を計上し、執行できるよう予算確保をする必要がある。

b) 気候変動適応・気象・地質災害・環境・エネルギー省 土地局(DOL)

DOL は 5 部門、すなわち 1) 土地調査、2) 土地管理、3) 登記、4) 慣習的土地法廷及び 5) 課税対象資産評価監督事務部門から構成される。ゆえに、同局は事業実施期間の要請を受け、取得用地の特定、評価、補償額算定、権利移転、苦情処理など、用地に関するあらゆる手続業務を担う。

c) 農林水産・バイオセキュリティ省(MALFFB)

MALFFB は用地取得に伴う補償のうち、農作物及び樹木の補償額算定を行う。その算定は、事業実施主体による社会経済調査結果に基づく。また DOL とも協働して、土地区分や属性を確認し、適正な補償額の評価を行う。

2) 支援組織

a) 気候変動適応・気象・地質災害・環境・エネルギー省 環境保護保全局(DEPC)

DEPC は、バヌアツの EIA に関する全ての活動を管理、実施する。用地取得は環境政策とも密接に関連するため、同局との協働は重要である。

i) サンマ州政府

プロジェクトサイトがあるサンマ州政府は、中央政府機関から委譲を受け、主に用地取得及び苦情処理について政府機関及び共同体組織と協働する。

b) 地域コミュニティ(MONIXHILL、FANAFO、NATOTO)

プロジェクトサイト周辺の Monixhill、Fanafo、Natoto 村は、プロジェクトに直接は関与しないものの、首長を中心としたその構成員の多くが本事業のステークホルダーとなる。慣習的土地の取得、影響住民間の紛争解決など、円滑な事業実施に不可欠な存在である。

(9) 費用と財源

用地取得及び LAP 実施に関連する費用を表 2.2-31 に示す。なお、これら費用は詳細設計時の LAP 見直しにおいて更新される。ここで示された費用は、事業実施機関 (DOE) がバヌアツの予算措置規則にしたがい、予算化される。

表 2.2-31 LAP 実施費用概算

項目		金額 (バツ)	備考
資産 (土地)	土地 (恒久使用)	33,000,000	DOL の評価査定に基づく概算
	土地 (一時的使用)	7,000,000	暫定値。賃借者と DOL の交渉による。
	建物/構造物等	0	
	小計 (1)	40,000,000	
補償・支援	農産物・樹木	8,318,000	農作物補償ポリシーより積算
	生計支援	0	
	不便手当	400,000	PRV に対するものがあれば
	弱者世帯への補助	0	
	小計 (2)	8,718,000	
計 (3)		50,000,000	(1) + (2) の概算
LAP 活動費	(4)	7,500,000	計 (3) の 15% 分
物理的予備費	(5)	2,875,000	計 (3) + (4) の 5%
合計		60,375,000	(3) + (4) + (5)

(10) 実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム

用地取得等が LAP で計画したように実施されているかどうか評価するために、モニタリングを実施する。モニタリングは、移転業務の全行程を通し、その進捗について定期的にデータ収集、分析し、報告書作成を行う。

1) 内部モニタリング

LAP に基づき事業実施機関 (DOE) は、内部モニタリング機関 (IMA: Internal Monitoring Argent) として、LAP 実施の監理と内部モニタリングを実施する。同機関は、IMA の要員として、職員またはローカルコンサルタントを備上する。IMA の主な役割は以下のとおりである。

- ・ 関連機関やプロジェクト周辺コミュニティとの協力のもと、LAP 実施状況を監理・モニターし、その結果を定期的にレポートにまとめ JICA はじめ監督機関に報告する。
- ・ 影響資産の査定、補償と受給資格の準備等が LAP に応じて実施されたかを検証する。

- ・ LAP が計画通りに実施されたかを確認する。
- ・ 全ての苦情内容と解決状況の記録、迅速な対応を確認する。

2) 外部モニタリング

DOE は、独立した外部モニタリングと評価のため、外部モニタリング機関（EMA: External Monitoring Agent）として、経験・能力のある個人あるいはコンサルタント会社を委託する。地元の NGO、学術機関、又は地元のコンサルティング会社がこの業務の委託先として挙げられる。EMA の役割は、以下のとおりである。

- ・ 内部検証結果を確認する。
- ・ 被影響者の権利、有資格に関する情報公開結果を検証する。
- ・ 被影響者との協議の中で実施された補償プロセスを検証する。
- ・ 用地取得の目的が達成されたかを検証する。
- ・ 用地取得実施の効率、効果、影響と持続性を検証する。
- ・ 補償額の査定方法を再確認する。
- ・ 規定の順守と苦情処理を再確認する。

3) モニタリング指標

本 LAP の内部及び外部モニタリング指標を、表 2.2-32 に示す。

表 2.2-32 内部モニタリング指標

モニタリング指標	モニタリング内容
1. 予算と期間	<ul style="list-style-type: none"> •LAP 実施要員は、スケジュール通りに配置され始動したか？ •能力強化とトレーニングは、スケジュール通りに完了したか？ •LAP 実施活動は、合意された LAP に対して達成されつつあるか？ •LAP 予算は、実施機関に予定通りに配分されたか？ •LAP 実施機関は、予定通りに予算を受理したか？ •予算は、LAP に応じて配分されたか？ •社会的準備段階は、予定通りに実施されているか？ •全ての土地は、事業実施に間に合うよう取得・占有されたか？
2. 補償と受給資格の伝達	<ul style="list-style-type: none"> •全ての被影響者 (APs) は、エンタイトルメント・マトリックスに記載された損失の数と種類に応じて、補償を受けたか？ •APs は予定通りに補償を受け取ったか？ •一時的な土地借用により損失のある APs は補償されたか？ •全ての土地に関する契約が締結されたか？その土地は指定通り開発されたか？ APs への土地の権利提供は、順調に進んだか？ •Aps に対する強制収用はなかったか？ •どれだけの APs が、土地の権利を受け取ったか？ •影響を受けるビジネスは、生じた純損失に対して、支払いを含む補償資格を受け取ったか？
3. 住民参加とコンサルテーション	<ul style="list-style-type: none"> •ミーティング、グループ及びコミュニティ活動など、予定通りに協議が行われたか？ •どれだけの APs が自身の受給資格を知っているか、また、受給資格があることを知っているか？ •APs は苦情処理手続きを使用したか？結果はどうであったか？ •対立問題は解決されたか？ •社会準備段階は実施されたか？
4. 便益モニタリング	<ul style="list-style-type: none"> •事業実施前の状況と比較して、職業、生産や資源利用のパターンでどのような変化が起こったか？ •事業実施前の状況と比較して、収入と支出にどのような変化が起こったか？同様に、生活費において何が変化したか？ APs の収入は、これらの変化に合っているか？ •生活水準に関する重要な社会的、文化的要素にどのような変化が起こったか？

表 2.2-33 外部モニタリング指標

モニタリング指標	モニタリング内容
1. 被影響者の基本情報	<ul style="list-style-type: none"> •居住地 •世帯構成、年齢、学歴、職能レベル、世帯主性別 •民族 •土地利用やその他資源の所有権種別 •職業と雇用種別、収入源と収入レベル •農業生産データ(農村世帯) •補償資格を構成する全ての資産価値
2. 補償プロセス	<ul style="list-style-type: none"> •土地の補償費は被影響者に支払われたか？ •補償プロセスは問題なく、また効率的に行われたか？ •被影響者との協議結果通りに補償が行われたか？
3. 被影響者の満足度	<ul style="list-style-type: none"> •APs が用地取得手続きと補償資格についてどのくらい知っているか？ APs は自身の補償資格を知っているか？ •APs は苦情手続きや紛争解決手続きについてどのくらい知っているか？苦情処理手続きを利用した人は、どのように満足しているか？
4. 用地計画の効果	<ul style="list-style-type: none"> •被影響者とその資産が、正しく登録されたか？ •時間枠と予算は、目標を達成するのに十分だったか？ •補償資格は寛大に与えられたか？ •弱者グループが識別され支援されたか？(確認された場合) •LAP 実施者は予期せぬ問題にどのように対処したか？
5. その他の影響	<ul style="list-style-type: none"> •環境への意図しない影響があったか？ •雇用あるいは所得への意図しない影響があったか？

(11) 住民協議

用地計画に関する住民協議は、事業地範囲や住民に対する影響が少ないことから、環境影響評価と合同で実施した。協議に関する内容は2.2.3.1(11)のとおりである。

2.2.3.3 その他

(1) モニタリングフォーム案

モニタリングフォーム案を以下に示す。

モニタリングフォーム (案) 1/5

**The Project for the Construction of Hydropower Station in Espiritu Santo Island
 Environmental and Social Monitoring Form**

1. Response/Actions to Comments and Guidance from Government Authorities and the Public

Monitoring Item	Monitoring Results during Report Period
Number and contents of formal comments made by the public	
Number and contents of responses from Government agencies	

2. Pollution

1) Air Quality

Item	Unit	Situations of Dust Based on the observation	Monitoring Point	Frequency
Dust	-	1. Good 2. Acceptable level 3. Bad	Construction site	Daily

2) Surface Water Quality

Item	Unit	Measurement Point			Target Standards for Contract	Referred Standards	Frequency
		Discharge point of the turbid water	Down-stream of Sarakata river	Up-stream of Sarakata river			
Turbidity or Suspended Substance (SS)	NTU or mg/l			-	SS: 200 mg/L or equivalent value of Turbidity	Japan's standard	weekly
Oil & grease	Yes/No			-	observed		

3) Waste (Construction waste)

Date: _____ Item: Waste Management Mark: "✓" if management is done as required

Location	Kind of waste	Volume of waste (m3)	Final disposal or reuse	Stored at designated place	Waste separation	Remark

モニタリングフォーム (案) 2/5

4) Mitigation Measures

Date: _____ Mark: "✓" if mitigation measure is done

No	item	Monitoring Site	Mitigation measure is done or not Conditions of facilities	Remarks	Frequency
1	Check the conditions of vehicles (dust & noise control)	Project site			Daily
2	Sprinkling (dust control)	Project site			Daily
3	Washing tires (dust control)	Exit of the project site			Daily
4	Condition of temporary cofferdam	Riverbank at the project site			Daily
5	Condition of sedimentation pond/drainage	Discharge point			Daily

3. Natural Environment

1) Ecosystems

Item	Monitoring Site	Monitoring Results during Report Period	Measures to be Taken	Frequency
Clearance condition to avoid/limit the loss of habitat (visual inspection)	Project site			Weekly
Identifying Important species such as <i>Pteropus. anetianus</i> (Vanuatu Flying Fox) (visual inspection) and <i>Cupaniopsis neo-ebudicum</i> .	Project site			Weekly

2) Hydrological Situation

Item	Monitoring Site	Monitoring Results during Report Period	Measures to be Taken	Frequency
Impact of construction work on steep slope (visual inspection)				Weekly
Impact of operation of hydropower facilities on river channel (visual inspection)				Twice a year (Dry & Wet season)

モニタリングフォーム (案) 3/5

4. Social Environment

1) Land acquisition
 Pre-Construction phase
 Resettlement, Land expropriation, and compensation for assets and crops (monthly report)

Item	Planned Total	Unit	Month/Year		Month/Year		Month/Year		Month/Year		Expected completion date	Responsible organization
			Qty	%	Qty	%	Qty	%	Qty	%		
1.Update PAPs list and Final Asset Valuation												DOL
1-1 Identification of final PAHs*	-	HH Business										
1-2 Announcement to Affected people	-	Time										
1-3 Inventory survey and final cost estimation for expropriation	-	Time										
1-4 Consultation meeting times	-	Time										
1-5 Agreement signed by PAHs*	-	HH Business										
2. Progress of resettlement												
2-1 Resettlement of household	-	HH										DOL
3. Progress of land acquisition												
3-1 Permanent land acquisition Customary land	13,000	m2										
3-2 Permanent land acquisition Leased land	337,000	m2										
3-3 Temporary land use Leased land	70,000	m2										
4.Progress of compensation in cash												DOL
4-1 Agricultural Products	140	num.										
4-2 Trees	73	num.										
4-3 Livestock	100	num.										
5. Complain and Grievance Redress N/A Cases		Case										
5-1 Solved cases		Case										
5-2 Unsolved cases		Case										

モニタリングフォーム (案) 4/5

Record of Complain and Grievance Management

No	Date	Complain and Grievance from PAPs	Solution / Result / Any actions to be taken

Consultation meetings

No	Date	Sector	Nos of Participants	Key agenda and result of discussion

2) Livelihood
 Before Construction

Item	Monitoring Results during Report Period	Measures to be Taken	Frequency
Priority in Employment			Monthly
Other employment			Monthly

3) Safety Management (Health and Occupational Safety)
 Safety management plan
 Pre-construction phase

Date	Safety management plan is prepared and submitted	Approved by the Consultant	Remarks

Training programs

No	Date	Training	Agenda	Participant
1				
2				

During Construction
 Safety management
 Date:

No	Item	Result	Remarks
1	Number of meetings organized since the previous monitoring		
2	Safety gear distribution (%)		
3	Keep records of accidents and injuries properly (Yes/No)		
4	Installation of fences, assignment of guards (Yes/No)		

モニタリングフォーム (案) 5/5

Record of Accidents		Details of accidents	Solution / Result / Any actions to be taken
No	Date		

4) Other checklist

Date: _____ Mark: "✓" if mitigation measure is done

No	Item	Monitoring Site "	Mitigation measure is done or not	Remarks
1	Communities get the information on the construction schedule			
2	Communities know get the information of traffic management			
3	Installation of signboard			
4				

5) Record of Complains

No	Date	Complains	Solution / Result / Any actions to be taken

(2) 環境チェックリスト

環境チェックリストを以下に示す。

環境チェックリスト(1/2)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)		
1 許認可・ 説明	(1)EIAおよび環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書（EIAレポート）等は作成済みか。	(a) Y	(a) 本調査で作成済み。		
		(b) EIAレポート等は当該国政府により承認されているか。	(b) N	(b) 上記作成済みのレポートによる承認機関（バヌアツ環境局）に提出予定。		
		(c) EIAレポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(c) - (d) -	(c) 特になし。 (d) 特になし。		
(2)現地ステークホルダーへの説明	(3)代替案の検討	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。	(a) Y	(a) 事業実施機関及びステークホルダー協議により現地関係機関に説明済み。		
		(b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(b) Y	(b) 反映済み。		
		(a) プロジェクト計画の複数の代替案は（検討の際、環境・社会に係る項目も含めて）検討されているか。	(a) Y	(a) 検討し、調査レポートに反映済み。		
2 汚染 対 策	(1)水質	(a) ダム湖/貯水池の水質は当該国の環境基準等と整合するか。動植物プランクトンの異常発生する恐れはあるか。	(a) -	(a) ダム湖/貯水池の設置は予定していない。		
		(b) 放流水の水質は当該国の環境基準等と整合するか。	(b) -	(b) バヌアツの水質基準はなし。		
		(c) 試験湛水前の樹木の伐採などダム湖/貯水池の水質悪化防止のための対策が計画されるか。	(c) -	(c) (a)と同様。		
		(d) 下流の河川流量が低下することで、水質が悪化し、環境基準を下回る区間が生じるか。	(d) N	(d) 維持流量を保つため、下流の水質悪化は想定されない。		
		(e) ダム湖/貯水池の底部からの放水（通常表面水より水温が低い）による下流域への影響を考慮した計画か。	(e) -	(e) (a)と同様。		
	(2)廃棄物	(a) 掘削により発生した土砂は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。	(a) Y	(a) 一時仮置きの後、公共事業等で再利用を想定している。		
		(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a) N	(a) プロジェクトサイト内/周辺に保護区は存在しない。	
			(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。	(a) N	(a) プロジェクトサイト周辺は二次林であり、重要な生息地は想定されない。
				(b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。	(b) N	(b) プロジェクトサイト周辺で貴重種は想定されない。
		(c) 試験湛水前の樹木の伐採などダム湖/貯水池の水質悪化防止のための対策が計画されるか。	(c) -	(c) ダム湖/貯水池の設置は予定していない。		
3 自然 環 境	(3)水象	(d) ダム等の構造物により遡河性魚類（サケ、マス、ウナギ等、産卵のため河川と海の間を移動する種）の移動を妨げる恐れはあるか。これらの種への影響を減らす対策はなされるか。	(d) N	(d) 遡河性魚類は確認されていない。		
		(a) 堰等の構造物の設置による水系の変化に伴い、地表水・地下水の流れに悪影響を及ぼすか（特に流れ込み式水力発電の場合）。	(a) Y	(a) 流れ込み式のため地表水の流れへの影響は想定されるが、流量を管理・維持するため、その影響は軽微である。		
	(4)地形・地質	(a) ダム湖による土砂等の捕捉により、下流域への土砂流入量が減少し、河床低下、土壌侵食等が生じるか。また、ダム湖への土砂の堆積による貯水池の容量減少、上流域の河床上昇、土壌堆積が生じるか。これらの可能性について調査され、必要な対策が講じられるか。	(a) N	(a) ダム湖/貯水池の設置は予定していないため、土砂堆積等の影響は想定されない。		
		(b) プロジェクトにより計画地周辺の地形・地質構造が大規模に変えられるか（特に流れ込み式水力発電）。	(b) Y	(b) 水路及びアクセス道路の建設（土工事）により、地形の改変は想定されるが、切土/盛土のバランスを考慮し、その改変部分は最小となる見込みである。		
4 社会 環 境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。	(a) Y	(a) 住民移転は発生しないが、土地取得は発生する。		
		(b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。	(b) Y	(b) 土地取得に関する説明はステークホルダー会議を通して行われている。		
		(c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。	(c) Y	(c) 土地取得のための補償価格等は検討され、本調査レポートに反映済み。		
		(d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。	(d) Y	(d) 補償金支払いは建設開始前に実施予定である。		
		(e) 補償方針は文書で策定されているか。	(e) Y	(e) 作成し、本調査レポートに反映済み。		
		(f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等)の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。	(f) -	(f) 住民移転は発生しない。		
		(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。	(g) Y	(g) 住民移転は発生しない。		
		(h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。	(h) Y	(h) 土地取得のための体制は整備される予定であり、その計画は調査レポートに反映済み。		
		(i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。	(i) Y	(i) 計画され、本調査レポートに反映済み。		
		(j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(j) Y	(j) 構築される予定であり、その計画は本調査レポートに反映済み。		
(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	(a) N	(a) プロジェクトサイト内に被影響住民は存在しない、周辺住民への悪影響は想定されない。			
	(b) プロジェクトにより周辺の地域利用が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。	(b) N	(b) 地域利用への悪影響は想定されない。			
	(c) 関連施設が住民の既存水域交通及び周辺の道路交通に悪影響を及ぼすか。	(c) N	(c) 既存水域及び道路交通への悪影響は想定されない。			
	(d) 他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV等の感染症を含む）の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。	(d) N	(d) 現地住民の雇用が想定されるため、公衆衛生への影響は想定されない。			
	(e) 下流の水利利用維持のための最低流量は供給されるか。	(e) Y	(e) 維持流量は供給される。			
	(f) 下流水の流量の変化、あるいは海水浸入により、下流の水利利用や土地利用に影響が生じるか。	(f) N	(f) 下流域への水量や水質の変化は想定されない。			
	(g) 水を原因とする、もしくは水に関係する疾病（住血虫症、マラリア、糸状虫症等）は発生する恐れはあるか。	(g) N	(g) プロジェクト実施による疾病は想定されない。			
	(h) 河川等における漁業権、水利権、山林入会権等が阻害されることはあるか。	(h) N	(h) 河川に関連する権利を阻害することは想定されない。			
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a) N	(a) プロジェクトサイト内/周辺に歴史的遺産等は存在しない。		
	(4)景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	(a) N	(a) プロジェクトサイトは森林深くの人が足を踏み入れない地域であり、配慮すべき景観は存在しない。		
(5)少数民族、先住民	(a) 当該国の少数民族、先住民の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。	(a) N	(a) 少数民族等への影響は想定されない。			
(b) 少数民族、先住民の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(b) Y	(b) 慣習的な土地は正規プロセスにより取得予定である。				

環境チェックリスト(2/2)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)
4 社 会 環 境	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。	(a) Y	(a) バヌアツ国の労働基準や子草基準に従って遵守される。
		(b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。	(b) Y	(b) 建設事業者に対して安全設備等の設置義務を予定する。
		(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。	(c) Y	(c) 建設事業者に対して安全衛生計画の策定義務を予定する。
		(d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(d) Y	(d) 建設事業者に対して適切な警備体制の整備義務を予定する。
5 そ の 他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。	(a) Y	(a) 緩和策を計画し、本調査レポートに反映済み。
		(b) 工により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(b) Y	(b) 自然環境への影響は想定されるが、工事範囲及び工事期間が限定的であるためその影響は軽微である。緩和策を計画し、本調査レポートに反映済み。
		(c) 工により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(c) Y	(c) 主に土地取得における影響が想定される。RAP及び緩和策を計画し、本調査レポートに反映済み。
(2)事故防止対策	(a) ダムからの放水時における下流部への警報体制は整備されるか。	(a) -	(a) ダムは計画していない。	
	(3)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。	(a) Y	(a) モニタリング計画を策定し、本調査レポートに反映済み。
		(b) 当該計画の項目、方法、頻度等どのように定められているか。	(b) Y	(b) 事業者との協議により作成。詳細は環境モニタリング計画を参照。
		(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。	(c) Y	(c) 事業者との協議により作成。詳細は環境モニタリング計画を参照。
		(d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(d) Y	(d) 事業者との協議により作成。詳細は環境モニタリング計画を参照。
6 留 意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、林業に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（山間地のダムについて大規模な伐採を伴う場合等）。	(a) -	(a) 対象外。
		(b) 灌漑、上水、工水等への利用を目的としたダム・貯水池については、必要に応じて農業、上水道に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(b) -	(b) 対象外。
		(c) 必要な場合には送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。	(c) -	(c) 対象外。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	(a) Y	(a) 建設工事における地球温暖化への影響を想定し、本調査レポートに反映済み。

注1) 表中『当該国の基準』については、国際的に認められた基準と比較して著しい乖離がある場合には、必要に応じ対応策を検討する。
 当該国において現在規制が確立されていない項目については、当該国以外（日本における経験も含めて）の適切な基準との比較により検討を行う。
 注2) 環境チェックリストはあくまでも標準的な環境チェック項目を示したものであり、事業および地域の特性によっては、項目の削除または追加を行う必要がある。

2.3 当該国における無償資金協力事業実施上の留意点

1995～1996年の第1期及び第2期サラカタ川水力発電所の無償資金協力にて、同発電所の土地貸借に係る問題によって裁判所で係争が続いていたが、2007～2009年の無償資金協力の第3期サラカタ川水力発電所増設計画時点では、MOLは土地代金を裁判所に供託して、地権者も異論なく、実質的な解決が図られた。本事業による住民移転ははなく、大部分はプランテーションの土地となっている。土地問題は大洋州において事業遅延の大きなリスクとなっていることから、準備調査時においては、土地利用状況、所有者等について確実な情報を収集するとともに、コンサルテーションミーティングを開催し、バヌアツ政府が各種認可手続き等を迅速に行い、建設時に土地問題が生じることがないように行うことが不可欠である。

本事業計画では、バヌアツの土地関連法の土地取得プロセスに基づいて以下の点について、十分配慮する。

- プロジェクト用地は土地取得、送電線及びアクセス道路ルートは地役権取得として、測量により用地境界を明確にする。
- 賃借地はPRVによるプランテーションの土地が97%、慣習的土地が3%であり、それぞれの地権者と協議を行う。
- 土地補償費については、政府関係機関が責任をもって合意する。

2.4 その他(グローバル 이슈等)

プロジェクトサイトは峡谷にあり居住地域ではないため住民移転は発生していないが、前回の協力事業実施後に発生した用地取得は本事業の事後評価時点でも完了していなかった。前回協力事業の計画時には、プロジェクトサイト予定地の地区の酋長からプロジェクト開始に関する承認が取得されていたが、土地所有者の最終的な確定作業が難航し、ようやく最近になって4名の土地所有者が最終的に確認された。2012年3月より政府との間で用地売買交渉が行われており、近々妥結すると見られる。土地所有者とは、価格に関する交渉が行われているのみであり、土地使用自体に関する摩擦は生じていない。

なお、バヌアツは多くの島から形成される国家であり、水力発電に適した河川は非常に少ない。ただし、同国最大のサント島では水力発電の導入が可能な河川がサラカタ川以外にも存在しており、将来的に水力発電設備が建設される可能性が十分にある。実施機関は、バヌアツ唯一の水力発電施設であるサラカタ川における水力発電事業での経験が、特に土地取得に関する手続きについて同国内における類似事業が将来実施される際のベンチマ

ークとなりうると感じている。

2.5 サント島における再生エネルギー事業動向、GCF 関連

(1) サント島における再エネ 100%構想

サント島においては、バヌアツ国政府のエネルギー計画に基づき、日本国の無償資金協力で 1994～1995 年（計 600 kW）と 2009 年（計 600 kW）にサラカタ川水力発電所の建設を支援し、同島の主要電源として安定的な電力供給及び電気料金の低減に貢献している。他方、継続的な電力需要の伸びにより、夜間であってもディーゼル発電機の稼働が必要な状況にあり、サント島において再生可能エネルギーを最大限活用し安価で安定的な電力供給を継続していくためには、本案件実施の必要性が高いことを確認している。

本件実施に関連して、途上国の気候変動対策への資金支援を目的とした緑の気候基金（Green Climate Fund：GCF）を活用し、既設及び今回計画されている水力発電を主要電源とした、「サント島再生可能エネルギー100%」を目標とした構想が持ち上がりバヌアツ政府関連機関が関心を表明している。GCF 資金への申請は GCF 理事会が承認した AE（Accredited Entity：認証実施機関）を通じて行うが、JICA は 2017 年に AE として認証を受けており、GCF 資金の活用にバヌアツ国関連機関と協働してプロジェクト案の形成を検討する事となった。GCF は途上国、特にバヌアツ国のような島嶼国の気候変動の影響を大きく受ける国々に対する気候変動緩和策としての資金支援を目的としていることから、基金の目的と非常に合致している。

また、バヌアツの国家エネルギー政策においては、2030 年までバヌアツ全土において再生可能エネルギー（再エネ）100%を達成する目標を掲げており、今回のサント島における GCF プロジェクトをパイロット事業として位置付け、目標達成のモデルケースとして国内全島に波及する役割を果たすことを上位目的として設定した。

(2) バヌアツ政府から GREEN CLIMATE FUND(GCF)の活用が期待されている各種再エネ事業

バヌアツ政府から GCF 活用が期待されている事業としては、DOE との協議により、① DOE において既に事業を実施している太陽光発電事業、それに伴う、②蓄電池設置事業、③基幹電源であるサラカタ川水力発電所とルーガンビル間の送電線の 2 回線化、及び④上記各事業を有効に実施するための技術支援が挙げられる。

本検討においては、上記事業を対象に、GCF 資金活用のためのコンセプトノート（Concept

Note) 作成へ向けたシナリオ検討を行った。

1) GCF 資金活用

GCF 資金は途上国に対する気候変動対策への資金支援を目的として 2011 年に設立された多国間基金である。持続可能な開発に関連して、特に気候変動に対して脆弱な開発途上国のニーズを考慮しながら、開発途上国が温室効果ガス (Greenhouse Gas: GHG) 排出を削減し (=緩和)、さらに気候変動の対応策 (=適応) に対して支援を行うことで、低排出かつ気候変動に強靱 (レジリエント) な社会につながるパラダイムシフトを目指している。そのため、GCF の案件は、「緩和」、「適応」または、両方を含む「分野横断」の案件に分類されるが、今回のプロジェクトは、下記の通り「分野横断」として提案する事を想定している。

緩 和

- ① ディーゼル燃料を利用した火力発電システムから再生可能エネルギー (水力・ソーラー) による発電にシフトする事で、GHG 排出による気候変動の影響を緩和する。
- ② 既存送電線を二重化する事により、送電線の信頼性向上 (送電線の事故、不具合による停電発生の低減、停電時間の短縮など)、及び送電線ロスの低減が期待され、RE 比率も向上する。

適 応

自然災害に脆弱なサント島において、サイクロンの影響で既存の送電線に障害が出た場合にも、新設の送電線による電力の供給が可能となる。

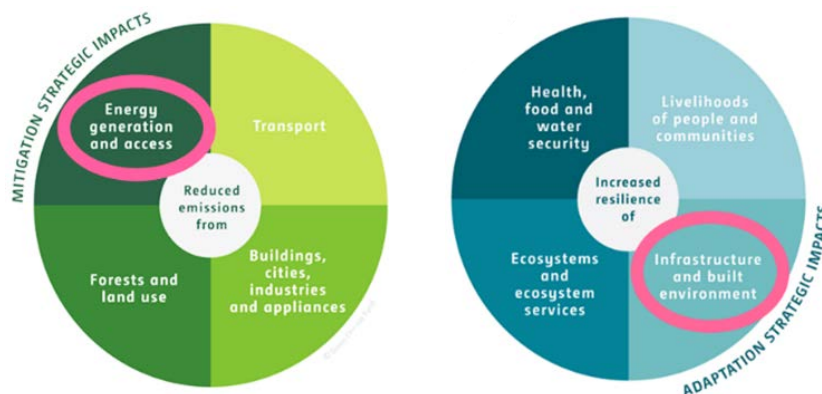


図 2.5-1 GCF 支援対象分野(緩和及び適応)における本事業の対応エリア

2) プロジェクトコンポーネント案

JICA 及びバヌアツ国関連機関と以下に示すコンポーネント案の協議を行い、確認した。下表に示す GCF と記載の 4 コンポーネントを、GCF からの拠出として想定している。

表 2.5-1 プロジェクトコンポーネント案

No	Project	Source
1	本事業（新設水力発電所：1,000kW）	日本 無償資金協力
2	既設サラカタ川水力発電所増設：300 kW	VUI
3	サラカタ発電所～ルーガンビル間の送電線 2 回線化	GCF(1)
4	太陽光発電	GCF(2)
5	蓄電池	GCF(3)
6	技術支援	GCF(4)

a) 新設水力発電所(1000 kW)

現在、準備調査実施中の新設水力発電所計画（仮称 Sarakata-2）も GCF のコンポーネントの 1 つとして組み込む。日本の無償資金協力での実施を想定している。

b) VUI の既設サラカタ川発電所の増設(300 kW)

サラカタ川水力発電所（Sarakata-1 と称す）をバヌアツ政府とのコンセッション契約により運用している VUI が、既存発電所の 300kW の増設を計画している。この増設計画は GCF 基金からの拠出を予定するものではないが、再エネ（RE）比率向上に寄与するとし、コンポーネントに組み込んでいる。

c) サラカタ川水力発電所～ルーガンビル間の送電線 2 回線化

送電線の 2 回線化を実現することにより、送電損失の低減が図られるほか、落雷、ハリケーン等で 1 回線が事故で送電できない場合、工事・メンテナンス時にも、1 回線で送電継続ができることから送電の信頼性の向上を図ることができる。また、送電容量が増加し、今後のサラカタ川水力発電所の増設時にも送電線を増設せずに対応することができる。

2030 年需要を 2018 年需要から年 3.3%増を仮定※し、直近 2018 年の流況データを用いた水力発電による供給量（既設 Sarakata-1：1,200kW + 既設 Sarakata-1 の増強：300kW + 無償資金協力による 1,000 kW（Sarakata-2））を想定した場合の再生エネルギー比率は、2 回線化することで、86%から 89%とわずかな増になるが、1 日 24 時間終日再生可能エネルギーによる供給可能な日数が、62 日から 114 日と、52 日の増加となる。

Scenario			Scenario-00		Scenario-01	
			Present Plan		Present Plan + Additional Transmission Line	
Existing (Sarakata-1)			kW	1,200	1,200	
Existing Plan	Expansion of Sarakata-1		kW	300	300	
	New Sarakata-2		kW	1,000	1,000	
*Add TL from Sarakata to Luganville				-	To be added	
GCF	Installed Capacity	Battery	kW	0	0	
			kWh	0	0	
		PV	kWac	0	0	
			kWp	0	0	
Total Capacity including existing hydropower			kW	2,500	2,500	
REGeneration			MWh/yr	16,461	16,222	
Diesel Generation			MWh/yr	2,621	2,031	
RE rate (%) Ave. 4yr 2015-2018 discharge	RE rate [%]			86%	89%	
	Fuel Cost [M.USD/year]			0.67	0.52	
	RE 100% day (24hr/day RE100%)			62-day	114-day	
	Max. hourly Percentage of PV+Battery (hopefully < 40%)			0%	0%	

Example

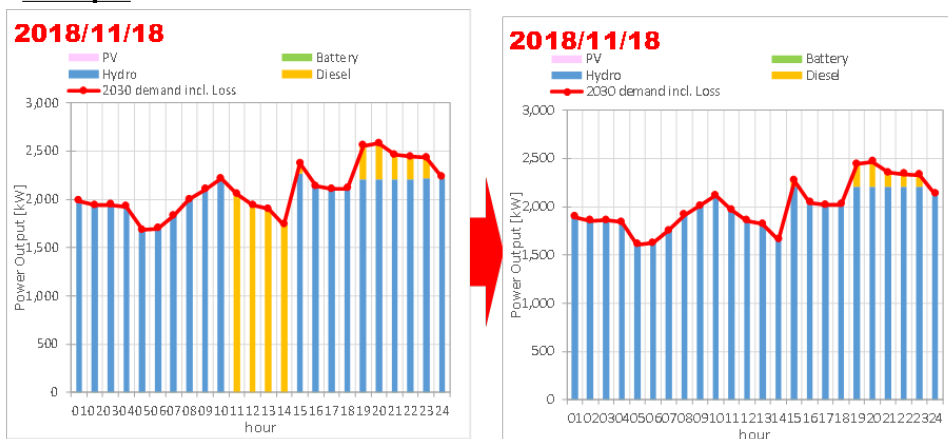


図 2.5-2 送電線 2 回線化の効果（無し:左図 Scenario-00 と 有り:右図 Scenario-01）

d) PV

雨季・乾季の発生電力量のギャップを解消するため、太陽光発電施設を導入する。

e) 蓄電池

昼間・夜間の電力需給のギャップを解消するため、蓄電池を導入する。

f) 技術支援

RE 供給が適切に実施されるために関係者の能力強化（運用、維持管理、ディーゼル発電の効率的利用によるディーゼル燃料削減、住民の再生可能エネルギーに対する意識向上等）を図る。再エネ 100%導入の経験を共有し、全国への効果の波及

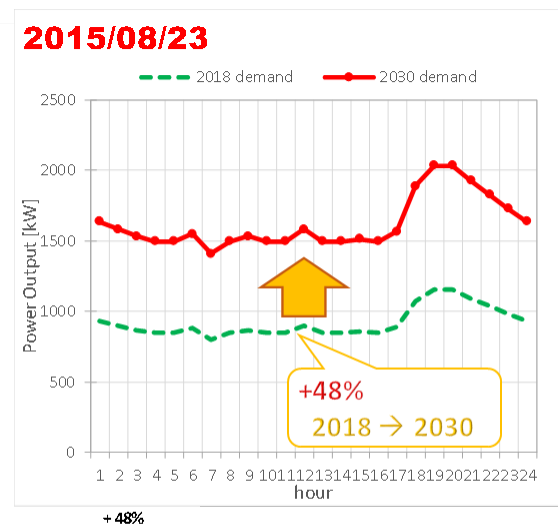
を図るため、PV、蓄電池、水力発電所の投入後に、気象データを使った PV 発電量、蓄電量、供給量と電力需要等の運用状況のモニタリング等を想定している。

※検討にあたっての 2030 年需要の想定

2030 年の 365 日の毎時（1 日 24 時間）の需要想定における仮定

- 電力需要＝電力供給量：
 VUI より入手した運用実績より、毎時の電力供給量が使用可能である。日負荷曲線が存在しなかったため、電力供給量を日負荷曲線とした。
- 2030 年の電力需要想定：
 電力需要の伸びを、3.3%/年と想定した。これにより、2030 年は 2018 年の需要に対し、48%の増となる。2018 年データを用いて 2030 年需要想定をするにあたっては、2018 年の運用データの 48%増として時々刻々の 2030 年における電力需要とした。

Year	Peak Deamnd	Energy Sold	estimated growth rate
	kW	kWh/year	Peak Deamnd %
2016	1,932	8,983,224	2.30%
2017	1,842	8,980,144	2.30%
2018	1,903	9,311,374	3.30%
2019	1,966	9,654,822	3.30%
2020	2,032	10,010,937	3.30%
2021	2,099	10,380,188	3.30%
2022	2,169	10,763,059	3.30%
2023	2,241	11,160,051	3.30%
2024	2,315	11,571,687	3.30%
2025	2,392	11,998,506	3.30%
2026	2,471	12,441,067	3.30%
2027	2,553	12,899,953	3.30%
2028	2,638	13,375,764	3.30%
2029	2,726	13,869,126	3.30%
2030	2,816	14,380,685	3.30%
total growth rate	145.8%	160.1%	



Peak Demand **2,800 kW**

Source: Site Survey Report (June, 2019)
 Assuming demand growth rates for peak (kW) as 3.3 %
 and energy production (kWh) as 3.7%

図 2.5-3 2030 年電力需要想定イメージ

3) プロジェクトコンポーネントの比較検討

JICA 及びバヌアツ国関連機関と以下に示すコンポーネント案の協議を行い、確認した。下表に示す GCF と記載の 4 コンポーネントを、GCF からの拠出として想定している。

上記のコンポーネント案で、いかに再エネ 100%を達成するかについてシミュレーションを行った。水力発電所の発電量を決定する流量観測データは、現在の最新データ（2018年）と、渇水年にあたる2016年のデータ（入手した過去5年のデータのうち最も渇水を記録した）を用いて比較している。また、再エネ 100%の度合いに関しても、GCFの負担額を10MUSD以下に抑えたSAP4（Simplified Approval Process）を念頭に置いて、PV及びバッテリーの価格を試算したシナリオA案と、金額の上限を定めず、2018年及び渇水年にあたる2016年両年の年間を通して再エネ 100%を目指したシナリオB案の2案を検討している。

- シナリオA：
- ・ GCF 拠出額 10MUSD の SAP を念頭
 - ・ RE 率：97%
 - ・ 1日24時間終日再生可能エネルギーによる供給可能な日数(2018年流況) 289日
- シナリオB：
- ・ GCF 拠出額上限なし
 - ・ RE 率：100%
 - ・ 1日24時間終日再生可能エネルギーによる供給可能な日数(2018年流況) 365日

4 GCFには、通常プロセスの他に、SAP (Simplified Approval Process) と呼ばれる簡易認証プロセスを利用した2通りの提案方法がある。SAPはGCFの負担額が10MUSD以下と予算が小規模かつ環境・社会リスクが低い事業を対象としている。今回のシナリオに関しては、JICAの要請を受けSAP案も含む2案でシナリオをシミュレーションしている。

表 2.5-2 シナリオ A 案と B 案の比較

Scenario				Scenario-00	Scenario-A	Scenario-B
				Present Plan	Present Plan + TL + PV + Battery [<10MUSD for SAP]	Present Plan + TL + PV + Battery
Existing (Sarakata-1)				kW	1,200	1,200
Existing Plan	Expansion of Sarakata-1			kW	300	300
	New Sarakata-2			kW	1,000	1,000
*Add TL from Sarakata to Luganville				-	*	*
GCF	Installed Capacity	Battery		kW	0	2,000
		PV		kWac	0	5,400
Total Capacity including existing hydropower				kW	2,500	9,900
RE rate (%) with 2018 discharge	RE rate [%]			92%	98%	100%
	RE 100% day (24hr/day RE100%)			127-day	292-day	365-day
	Max. hourly Percentage of PV+Battery			0%	37%	54%
RE rate (%) with 2016 discharge (dry year)	RE rate (%)			81%	92%	100%
	RE 100% day			38-day	156-day	365-day
	Max. Percentage of PV+Battery			0%	43%	63%
Draft Cost (MUSD)						
(0) Sarakata-2 Extention						
(1) Transmission Line				0.0	3.0	3.0
(2) Battery				0.0	2.0	11.0
(3) PV				0.0	4.0	21.0
(4) TA				0.0	1.0	3.0
Total (MUSD)				0.0	10.0	38.0
Remarks					- NOT RE100% even for 2018 discharge - Lower cost flow lower target - Grid stability is moderate	-RE100% even for Driest year (2016) - High cost for RE100% - Grid stability is low because of high PV+battery rate

(3) サント島における再エネ関連事業の実施についてバヌアツ政府及び GCF 事務局等の関係機関との意見交換

バヌアツ国における GCF 関連省庁は図 2.5-4 の通り。以下に、関係機関との協議結果を示す。

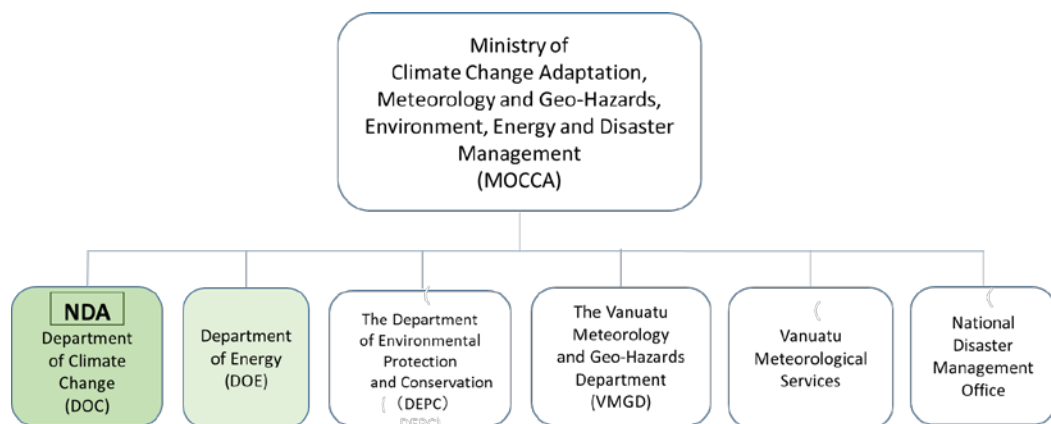


図 2.5-4 バヌアツ国における GCF 関連省庁(気候変動省)の組織図

1) GCF 認証機関(NDA)＝気候変動局(DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE: DOC)
(2019年10月29日協議)

2019年10月現在、バヌアツにおける GCF 認証機関（以下 NDA : National Designated Authority）は、DOC が主管となっている。今回の現地出張においては同省の局長である Mr. Mike Sam Waiwai 氏と面談の機会を設け、現時点で検討している案について協議を実施した。NDA としては、コンポーネント案に関しても支援するとのコメントをもらっている、また、どちらのコンセプト案を提出するかは決定は、バヌアツ関連機関及び認証実施機関（以下 AE : Accredited Entity）である JICA で十分に協議したうえで決断してほしいとの意見を受けた。

2) エネルギー局(DEPARTMENT OF ENERGY:DOE) (2019年10月29日協議)

本件の担当者である Mr. Matthew, Electrification Manager と面談を実施した。DOE としても、コンポーネントに関して非常に好意的に受け取っている。両案に関しては、シナリオ A 案を費用対効果、手続きの省略、系統安定の観点から推奨している。技術的な課題としては、シナリオ B で PV+Battery が全体に占める割合が大きくなり、系統の不安定化に繋がる可能性については懸念している。電力事業運用会社である VUI との関係も良好で、今回のプロジェクト案に関してもお互いに協議をしながら進めていく事を確認した。

3) 電力事業運用会社 VUI (VANUATU UTILITY AND INFRASTRUCTURE) (2019年10月31日協議)

サント島における民間の事業運用会社である VUI と協議を実施したところ、今回の GCF コンセプトに関しては前向きな意見を持っている。コンポーネント案において、既設サラカタの増設 300kW を VUI 資金事業として入れ込むことには異論はないとの回答をもらった（実施時期は未定）。また、前述の DOE の Matthew 氏同様に、シナリオ B の再エネ 100%は、シナリオ A (SAP) に比べわずかな RE 比率向上に対して過大な予算を要するよう思える、更に、シナリオ B で PV+Battery が全体に占める割合が大きくなることに関しては懸念があるとのコメントをもらっている。事業を実施する上での懸念点として、PV を設置するための土地取得が問題で、用地取得に費用と時間がかかるだろう（特にルーガンビル市内・近郊は私有地であり土地代は高いとのこと）との指摘をもらっている。

また、現在、世界銀行（World Bank : WB）がプロジェクトを検討しているサント島南部への道路延伸計画が実施された後の電化に関する協議も実施した。現時点では、現状では系統への接続は計画していないが、長い目で見て将来的に、全体の需要が大き

くなり、新規の電源が必要となったときには、南部に位置する Wambu 水力開発と送電線計画、南岸の送電線整備についてもいずれは必要となってくることを理解しているとのコメントをもらっている。

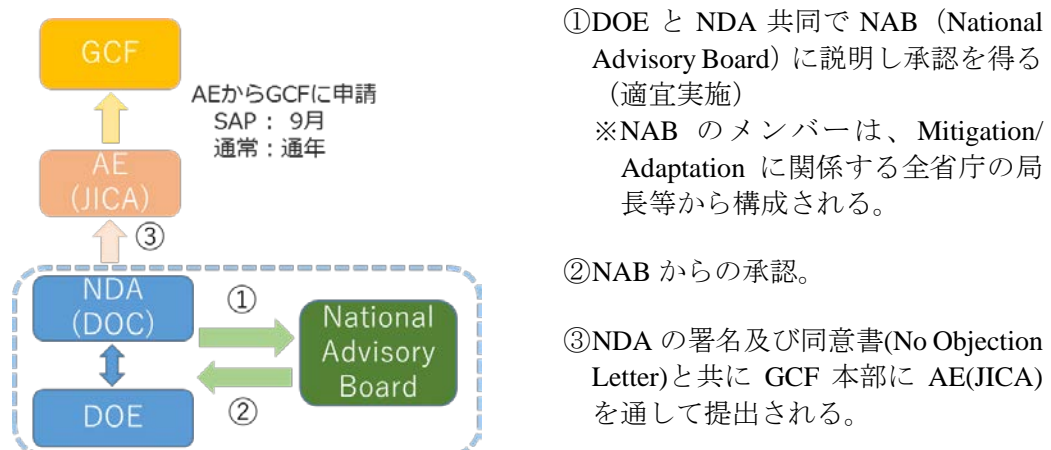
(4) バヌアツ国政府及び GCF 事務局等の関係機関との意見交換結果のとりまとめ

上述のように、調査団が提案した GCF コンポーネント案について、バヌアツ関係者側からは、需要増加状況を見ながら順次投入を念頭に置く必要があるが、シナリオ A による、早期かつ段階的な再生可能エネルギー整備が望ましい旨の意向が示された。

一方で、上述のシナリオ A においては、現在想定 of 2030 年需要においても、再エネ 100% を満たしているわけではない。将来の状況を見極めながらとなるが、バヌアツ側 (DOE、VUI) からは、将来の需要増に対応するために、現在の電源開発が示されている Updated NERM2016-2030 では含まれていない、サント島南部の水力ポテンシャルである Wambu 水力等の、将来の水力開発も考慮しているとのことである。なお、DOE によると、Wambu 川における水文観測 (水位・流量) を近年開始したとのことである。

(5) バヌアツにおける GCF 申請手続きの手順

バヌアツにおける GCF の申請方法について、下記に簡単に示す。なお、GCF への提出時期に関しては、シナリオ A で想定している SAP の場合、GCF において年 1 度 10 月に実施される Board Meeting に対応して 9 月のみの申請となっている。シナリオ B 案は通年提出が可能であるが、簡略化された承認プロセスである SAP より審査に時間を要する。



①DOE と NDA 共同で NAB (National Advisory Board) に説明し承認を得る (適宜実施)

※NAB のメンバーは、Mitigation/Adaptation に関する全省庁の局長等から構成される。

②NAB からの承認。

③NDA の署名及び同意書(No Objection Letter)と共に GCF 本部に AE(JICA) を通して提出される。

図 2.5-5 バヌアツにおける GCF 申請手続き

3. プロジェクトの内容

3.1 プロジェクトの概要

3.1.1 上位目標とプロジェクト目標

バヌアツは国家開発計画（National Sustainable Development Plan2016 to 2030）を策定し、持続的な開発を実現していくために「社会」、「環境」、「経済」を開発の基盤とした長期開発目標を設定しており、同目標の達成への協力が求められている。また、電力分野では「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」（Updated National Energy Road Map: Updated NERM2016-2030）でバヌアツ国民へ安全で高品質、且つ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成長と発展に寄与することが掲げられた。

本事業は、こうした開発計画及び国家エネルギーロードマップに基づき、新設水力発電所の電力供給能力の増強によりディーゼル発電用燃料油の輸入が減少し国際収支が改善することを上位目標とし、新設水力発電所の電力供給を増やすことによって、安定した電力供給を行うことを目的とする。また、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献する

3.1.2 プロジェクトの概要

本事業は、上記目的を達成するために、既設サラカタ川水力発電所の約 1km 下流に堰堤を建設し、約 1.2km の開水路、ヘッドタンク、水圧鉄管を経て発電所まで導水し、1,000kW 規模の水力発電所を建設する。これに係る連系送電線の建設と必要な増設変圧器の設置、及びアクセス道路を建設するものである。

表 3.1-1 施設計画概要

施設	構造物 / 数量	備考
発電方式	流込み式水力	
定格出力	1,000kW （500 kW×2 機）	
運転・制御方式	遠方監視による自動制御運転	
土木、建築施設	堰堤、取水口、沈砂池、導水路、ヘッドタンク、水圧鉄管、放水路及び発電所建屋	
水車発電機	水車発電機、制御機器及び付帯設備	
連系送電線	20 kV、延長約 6 Km	
ルーガンビル変電所 増強変電設備	降圧用変圧器 3,000KVA 1 台他	
アクセス道路	延長約 6.2 km	

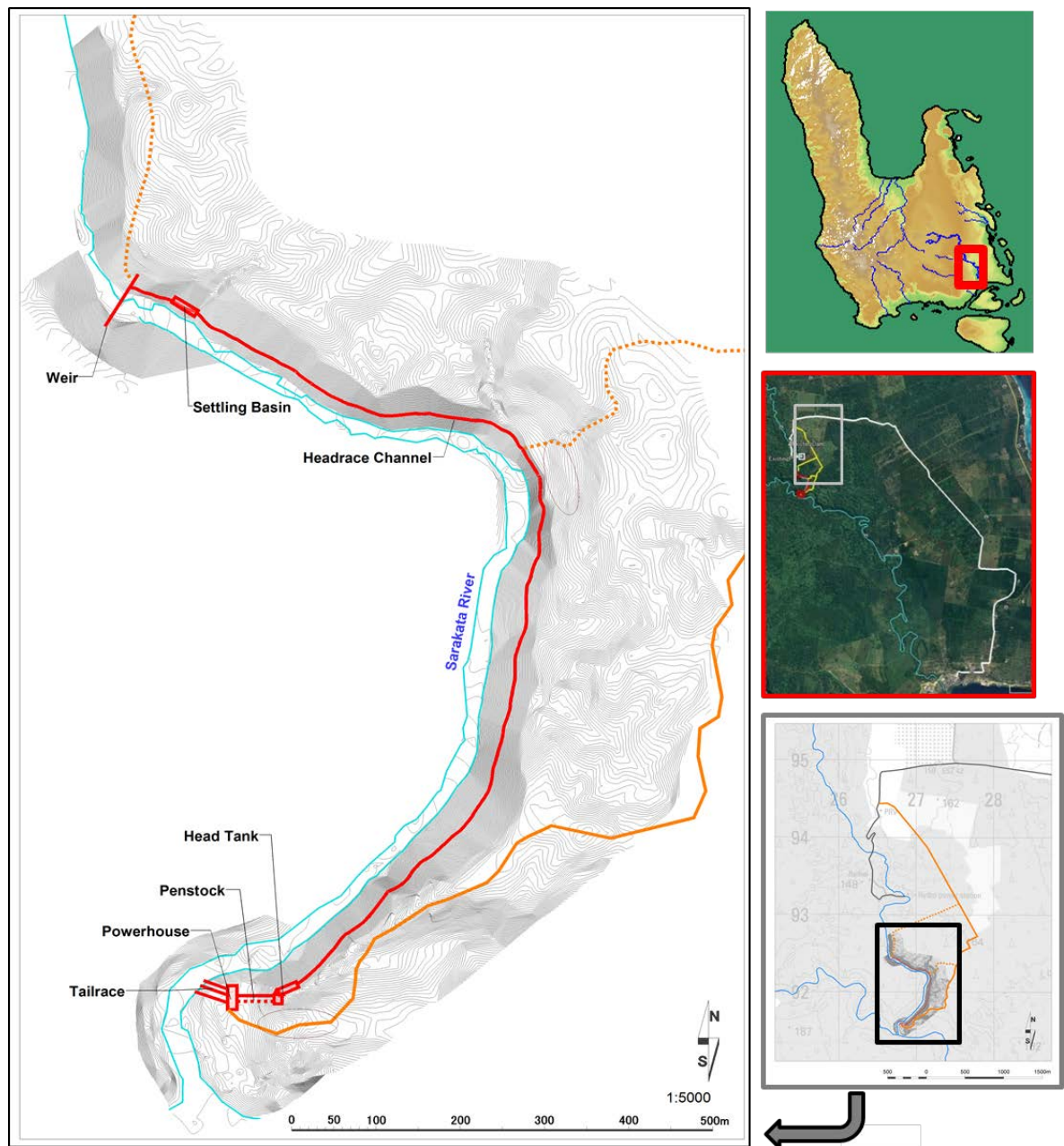


図 3.1-1 新設発電所計画案レイアウト

3.2 協力対象事業の概略設計

3.2.1 設計方針

3.2.1.1 基本方針

(1) 協力対象範囲に対する方針

サント島は、我が国の無償資金協力による既設サラカタ川水力発電所が主要な電源となってきたが、近年の電力需要の伸びにより、ディーゼル発電の稼働率が高まっている。バヌアツ政府は2030年に再生可能エネルギー100%という高い目標を掲げおり、再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するため、水力発電施設の増強への支援を要望している。

本事業がサント島及びバヌアツ国における再生可能エネルギー導入比率向上に資するものとして位置付けられるとともに、「ハイブリッド・アイランド構想」の一環として実施される。

(2) 発電施設、送電線及び変電設備

本事業では、既設サラカタ川発電所の下流約1kmに堰堤を建設し、取水口からの導水は、開水路、ヘッドタンク、水圧鉄管を経て、水車に供給され、発電機により発生する電気エネルギーにより電力供給する。無償資金協力対象は、水力発電施設の建設、水車発電設備機材の調達及び据付、新設発電所の遠方制御運転システムの導入、20kV連系送電線の建設、既設変電所増用変電設備の増強となる。

(3) アクセス道路

アクセス道路については、現地調査の結果、発電所へのアクセス道路は急峻なV字状の溪谷となっており、高所・急斜面での掘削工事となるため、工事の難易度に鑑みて先方実施とした場合に、遅延及び施工不良のリスクが大きいことが判明した。これを踏まえバヌアツ側と協議し、アクセス道路を無償資金協力のコンポーネントに含めることを希望する旨確認した。

(4) 系統連系

1,000kW 規模の新規水力発電所を既設 20kV 送電線に連系した場合、送電容量の不足は生じないこと、電圧低下については既存の変圧器を調整することで基準内電圧に対応可能なことを確認し、先方との協議により合意した。現地調査において、既設ルーガンビル変電所の変圧器については容量が不足することから、変圧器の増強が必要となることを確認した。このため、変電設備の増強を無償資金協力のコンポーネントに含めることとした。

1) サイト選定に対する方針

調査団は、現地調査において、情報収集・確認調査で決められた堰堤、取水口、開水路ルート、発電所の各計画地点を確認した。踏査の結果、上流に急河川勾配が続いていることから、計画堰堤位置を約 500m 上流に、また、発電所計画位置は支川合流点の下流に位置していたため、合流点上流の平坦地とし、計画発電所位置を約 100m 上流に変更した。この結果、総落差は、当初計画の 15m から 35m に増えた。

本事業は、既設サラカタ川発電所の下流約 1km に堰堤を建設し、取水口、導水路、ヘッドタンク、水圧鉄管を経て、水車に導水する計画である。

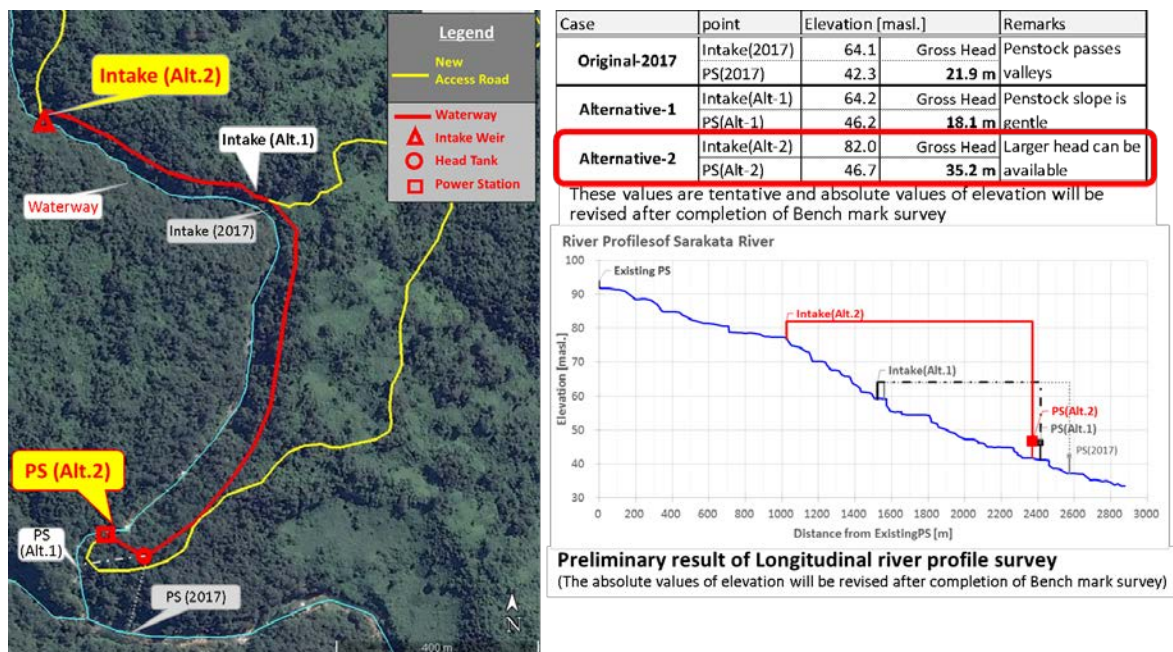


図 3.2-1 サント島水力発電施設建設計画 プロジェクト位置図

2) 設備規模に対する方針

情報収集・確認調査における最適規模検討の結果では、既設サラカタ川発電所下流の800kW規模の流れ込み式水力発電所となっている。自然条件調査を実施し、測量結果を元に基本レイアウトの見直しを行った結果、総落差約35mが確保できる代替案が確認された。また、流量観測結果を踏まえ流況曲線の見直しを行い、同案に係る概略の発電計画を検討した。この結果、当初想定の通り800kW～1,000kW規模の計画立案が可能であり、最終的に1,000kW規模で建設した上で将来的に500kW規模の増設が可能であることを確認した。

3.2.1.2 自然条件に対する方針

1) 温度湿度条件

サラカタ川下流域近傍のPekoa空港気象観測所の観測結果によると、同地域の平均気温は25.6℃、平均湿度は83%であり、サラカタ川水力発電所近傍は高温多湿の気候である。したがって、発電所や変電所設備の設計にあたっては、機材が結露による不具合が生じないように配慮する。

2) 降雨・雷害

同地域は熱帯雨林気候に属し、季節は5～10月の雨季と11月～4月の乾季に明確に分けられる。平均年間降水量は約2,300mmであり、雨季には風雨を伴ったサイクロンが襲来している。土木施設の設計に当たっては、降雨に対して十分な排水対策を配慮する。また、雷害による機材への影響が生じないように対策する。

3) 地震、サイクロン

バヌアツは、地震の多発地域であり、構造物の設計においては地震に対する配慮（耐震設計）を行う。土木設計においては、バヌアツには土木・建築に対する設計基準はないことから、既設構造物と同様に日本の設計基準を準用し耐震設計を行う。したがって、設計水平震度(kh)を0.15とし、建築構造物においては、標準せん断力係数(Co)を0.2とする。

サイクロンによる最大瞬間風速は約70m/secが観測されている。設計風速については、地形特性、施設高さによって異なる。発電所建屋と送電線の設計風速については、構造物の設計において考慮する。

3.2.1.3 社会経済条件に対する方針

既設サラカタ川発電所施設内の河川では、周辺住民が洗濯や、水浴びをする等日常生活の場になっており、子供達も水遊びや魚釣りをして遊んでいる。このため、発電所の運転員は起動、停止時における河川、放水口周辺の安全確認を行っている。本事業では、新設水力発電所は既設発電所からの遠隔操作で行われる計画である。このため、周辺住民への安全啓蒙活動、サイレン等による警報設備の設置等を計画する必要がある。

3.2.1.4 建設事情／調達事情に対する方針

(1) 土地取得の方針

本事業用地の大部分は、PRV (Plantation Russet Vanuatu) がカスタマリーランド所有者から賃借しているサラカタ川左岸の借地に含まれる。ただし、取水堰については、河川を横断して建設されることから、サラカタ川右岸の土地 (カスタマリーランド) も使用することになる。本事業では、水力発電施設 (発電所、取水堰、導水路、ヘッドタンク等) と一部のアクセス道路について用地取得を行い、プランテーション内に整備されるアクセス道路及び送電線の用地は地役権として扱うことになる。

(2) 残土置場の方針

工事で発生する残土は、再利用することが望ましいため、残土置場は一時的な利用とし、土地の取得は行わない方針とする。ただし、工事期間にすべての残土を再利用できない場合は、工事完了後も残土を仮置きする必要があるため、PRV、DOE、DOL 等の関係者で残土置場の取り扱いについて事前に協議・交渉を行い、方針を決める。

(3) 現地資機材の調達方針

1) 労 務

コンクリート工、型枠工、機械運転工などの熟練工や世話役は、プロジェクトサイト周辺で人材を確保できないことから、ルーガンビルまたは首都のポートビラで調達する。本事業では、特殊作業がないため、技能工を日本や第三国から調達する必要はなく、すべての労務をバヌアツ国内で調達する方針とする。

2) 工事中機械

バヌアツでは、建設機械のレンタル・リース会社が存在しないだけでなく、建設会社が保有する建設機械も限定的である。よって、建設機械の現地調達が困難な場合は、日本や第三国からの調達を検討する。

3) 工事中資材

骨材を除く一般的な土木資材はバヌアツ国内で生産されていないものの、オーストラリア産やフィジー産などが同国で広く流通しており、現地調達が可能である。骨材は、現地産のコーラル材が広く使用されているが、所要のコンクリート強度が得られない事例があったことから、使用にあたっては注意が必要である。

(4) 機材の調達方針

本事業においては、「水車・発電機」、「変電設備」、「送電設備」に関する機材が必要となる。これらの機材はバヌアツ国内では製造されておらず、本邦もしくは第三国から調達を行うことになる。また、事業予定地のあるサント島には既設サラカタ川発電所があり、運転員は既設発電所とともに新設される発電所の運転・保守を行う予定である。操作性が違う機材では運転員の負担が増加する恐れがある。これを防止する上で、操作性を考慮し、既設施設と類似する機材選定を考慮する。変電所、送電線についても同様に保守・管理面を考慮し調達を行うものとする。

3.2.1.5 現地業者の活用に対する方針

バヌアツ国内には、ルーガンビルや首都のポートビラに現地の施工業者が所在しており、その工事内容は建築工事や道路工事が多い。本事業で整備される発電所や取水堰等については、現地の施工業者は工事経験がなく、そのため下請業者として自らで品質・工期・安全を含む施工管理を適切に実施することが難しいと判断される。以上から、本事業では、本邦の施工業者が、下請業者を使わずに、現地の作業員を直接雇用して工事を実施する方針とする。

3.2.1.6 実施機関の運営・維持管理能力に対する方針

UNELCO が、1990 年より 20 年間のコンセッション契約を結びルーガンビルコンセッション地域の電力供給を 2010 年まで行ってきた。契約期間の終了に伴い実施された電力事業者選定のための入札の結果、米国 Pernix Group, Inc. の子会社 Vanuatu Utilities and

Infrastructure Limited (VUI) が選定され、2011年1月より同社が発電所から配電、電力料金徴収まで垂直統合の形態で電力供給を実施している。(但し、正式な契約署名は2019年6月) 事業が移管された際には、既設サラカタ川水力発電所の運転・保守要員はそのまま雇用されている。水車発電機1、2号機は1995年、3号機は2009年から運開しており、前者は約25年、後者は約10年経過しているが、1日3交代の運転・保守体制により、大きな問題はなく稼働している。しかしながら、定期的な水車発電機機のオーバーホール、耐用期間を過ぎた主要部品の取替えは実施されておらず、設備は健全とは言えない。同水力発電所とルーガンビルのディーゼル発電機間の出力調整は携帯電話回線を通じて行われており、いずれも運転員によるマニュアル運転である。

本事業では下流の新設水力発電所は、既設サラカタ川水力発電所から遠隔操作により自動運転を行う計画であり、運転、保守点検及び事故時の対応、事故復旧作業等も、原則、既設発電所の運転・保守要員が行う計画とする。なお、既設発電所の制御機器の更新、運転方法の変更は行わない。

このため、新設水力発電所の運転、保守点検指導及び事故時の対応、事故復旧方法に関する On-the-Job Training を実施することが必要である。発電機器の保全予防の概念を取り込んだ運転・維持管理マニュアルを供与することで、より適切かつ持続的な運用が行えるように計画する。

3.2.1.7 施設、機材等のグレード等に対する方針

(1) 施設

土木・建築構造物は、安定性、構造的、耐久性を確保するため、日本の設計基準に準じて設計する。アクセス道路は、急傾斜地を通過して整備されることから大規模土工が避けられず、道路の線形や形状が事業費に与えるインパクトは大きい。以上から、アクセス道路は、利用目的が限られるため、機能が維持できる範囲で土工量が最小となる線形、幅員を計画する。建築資材のうち電気・機械設備は、バヌアツ内での市場規模が小さく、品質、数量及び納期面で計画通りに調達することが難しいため、日本または第三国の製品を調達する方針とする。設備の仕様は、技術的及び経済的に適切な設計とするため、JIS等の日本規格、または世界的に認知された国際規格に準拠した標準品を採用する。

(2) 機材

バヌアツ国は、独自の電気関係の設計基準がない。そのため主要な調達先となるニュージー

ーランド、オーストラリア、日本、欧州など多岐に及ぶそれぞれの調達先の設計基準に基づいて調達が行われている。既設サラカタ川水力発電所の機材は JIS/JEC/JEM により調達されており、本事業においても JIS/JEC/JEM に準じて調達を行う方針とする。

新設発電所の運用にあたっては点検・保守に必要な最小人員の増員にとどめ、既設サラカタ川発電所から遠隔操作により運転を行う計画であり、その安全性を確保する必要がある。また、サント島では地震やハリケーンなどの発電事業に甚大な影響を与える自然災害が多く発生している。これに対応するため、特に送電線での設計対応風速、震度を最新の情報で見直すこととする。

3.2.1.8 工法／調達方法、工期にかかる方針

(1) 施設

本事業では、急峻な V 字状の溪谷内に導水路やアクセス道路を建設することから、斜面の切り取りに伴い大規模な掘削が発生する。その量は 30 万 m³を超えることが予想されるため、経済性と工期の短縮を念頭に置いた効率的な施工が求められる。一方で、溪谷内の急傾斜地では、地形的な理由から、作業スペースや土砂搬出路の十分な確保が難しく、作業班や建設機械の大量投入による工期短縮は安全面等から望ましくない。以上から、本事業では、安全性、経済性、並びに建設機械の調達事情も踏まえて、現実的な施工計画を立案することを基本方針とする。

(2) 機材

本事業は上記に示した施設の施工期間が長期間に渡るため機材の調達、設計、据付ではクリティカルパスが発生しない。そのことから、施設の施工期間を有効に使い、安全性を確保し、極力少ない人員で据付を行うことで経済性が高くなるように据付手順を立案することを基本方針とする。

バヌアツ内で本事業に必要な機材据付の工程、品質及び安全管理を適正に行うことができる工事業者はない。工事業者は管理要員を配置するとともに、機器の設置、機器の運転開始に伴う調整・試験の実施に際してメーカー技術者を配置する。機器の調整・試験においては、運転開始後の運転保守要員も参加させることで、運転・保守へのスムーズな移行に配慮する。据付工事においては、特殊技能者を除き、普通作業員はできる限り現地住民を雇用することを基本方針とする。

3.2.1.9 環境社会配慮に対する方針

本事業サイトには居住地域が存在しておらず住民移転が発生しないことに加えて、環境保護区や文化保護区等にも該当しないため、重大な環境面の負荷は想定されない。ただし、大規模な土工事が発生することや、土地の取得が必要なことから、設計方針としては以下の2点を特に留意することとする。

(1) 工事中(主に土木造成)に対する対策

急峻な渓谷内に導水路やアクセス道路を建設することから、大規模な掘削が発生し、主に水質に関する環境負影響(濁水の発生)が想定される。プロジェクトサイト周辺ではサラカタ川の水利用は確認されないが、最終的にはルーガンビル市内まで流れることから、工事中の濁水対策が適切に実施されることに配慮する。具体的には、仮設沈砂池等による濁水処理や河川内工事時の仮締切の実施等が挙げられる。

(2) 土地取得に対する対策

本事業では約35万m²の土地取得が想定される。ほとんどの用地がPRVによるプランテーションの土地となるが、一部カスタマリーランドも存在する。事業を円滑に進めるためにも、土地所有者やプランテーションオーナーとの協議を重ね、適切な土地取得手続き及び補償を実施する必要がある。本事業でもステークホルダー協議を実施しているが、引き続き、事業実施段階においても関係者一同でコミュニケーションを取り続ける。

3.2.2 基本計画

3.2.2.1 計画の前提条件

(1) 現状の需給バランス

1994年から2017年までのピーク需要と年間売電電力量の推移を下図に示す。1994～1995年にサラカタ水力発電所1期及び2期の600kW(300kW x 2 units)が2009年に増設600kWが投入され、現在、水力設備容量は合計1,200kWとなっている。ルーガンビル系統の電源毎の設備容量は、水力発電1,200kW、ディーゼル発電2,600kW、太陽光発電40kW(実績)の構成になっている。これまでの最大ピーク電力需要は2016年の1,932kW、年間売電電力量は約9,000MWhとなっている。年々需要は増加しており、最近10年間でピーク電力需要の伸び率は3.3%/年、年間売電電力量の伸び率は3.7%である。

需要の増加に伴い、全発電量に占める水力発電量の割合も 2014 年は 80%以上を記録していたが近年は 70%を割り込んでいる。2016 年は渇水年に当たり 50%まで低下した。

このような需要の増加に伴い、既設水力発電が対応できず、ディーゼル発電の供給量が増加傾向にある。このため、輸入燃料への依存を軽減し、電力料金低減を図るため、本計画が要請された。

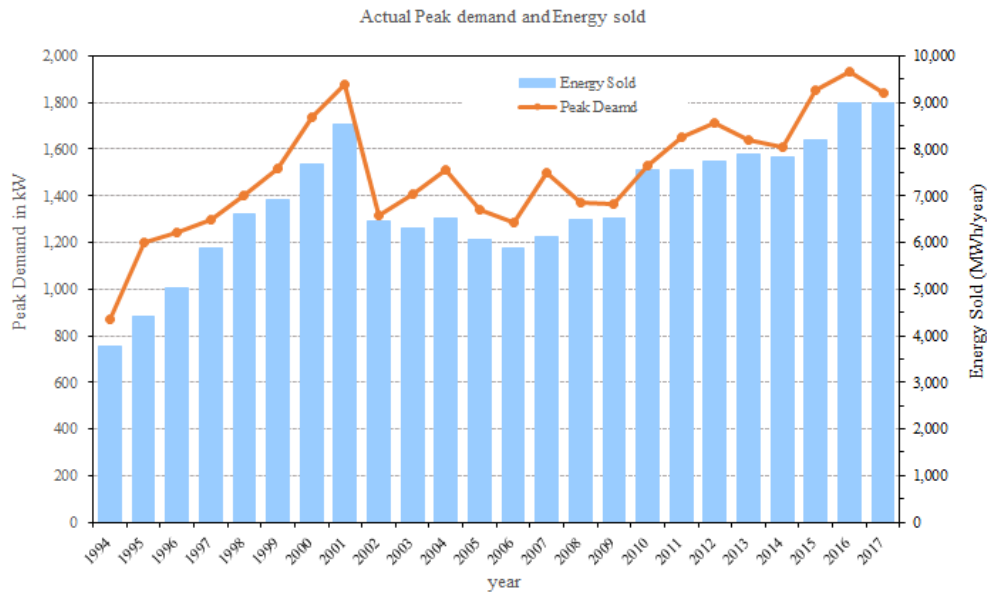


図 3.2-2 ピーク需要及び年間売電電力量(1994~2017 年)

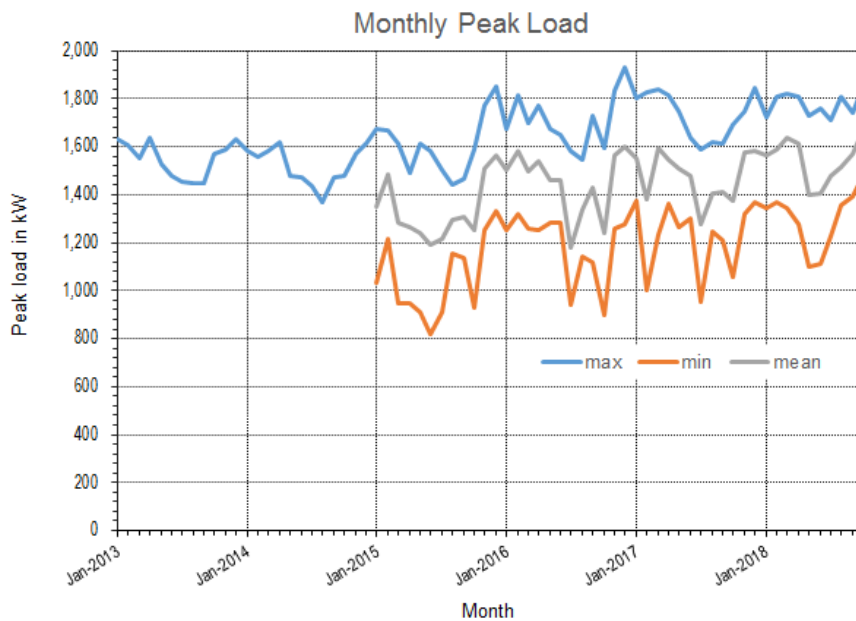


図 3.2-3 月別平均、最大及び最小ピーク負荷(2013~2019 年)

表 3.2-1 ピーク需要及び年間売電電力量 (1994～2017 年)

Year	Peak Demand	Energy Sold	Energy Sold	growth rate	
				Peak Demand	Energy Sold
	kW	kWh	MWh	%	%
1994	870	3,784,836	3,785		
1995	1,200	4,396,966	4,397	37.9%	16.2%
1996	1,240	5,012,572	5,013	3.3%	14.0%
1997	1,300	5,881,620	5,882	4.8%	17.3%
1998	1,400	6,612,372	6,612	7.7%	12.4%
1999	1,520	6,927,533	6,928	8.6%	4.8%
2000	1,740	7,687,967	7,688	14.5%	11.0%
2001	1,880	8,544,537	8,545	8.0%	11.1%
2002	1,314	6,451,910	6,452	-30.1%	-24.5%
2003	1,408	6,302,979	6,303	7.2%	-2.3%
2004	1,512	6,511,733	6,512	7.4%	3.3%
2005	1,338	6,069,839	6,070	-11.5%	-6.8%
2006	1,283	5,887,789	5,888	-4.1%	-3.0%
2007	1,499	6,106,038	6,106	16.8%	3.7%
2008	1,373	6,481,999	6,482	-8.4%	6.2%
2009	1,366	6,529,069	6,529	-0.5%	0.7%
2010	1,530	7,555,377	7,555	12.0%	15.7%
2011	1,650	7,557,895	7,558	7.8%	0.0%
2012	1,713	7,741,646	7,742	3.8%	2.4%
2013	1,637	7,882,870	7,883	-4.4%	1.8%
2014	1,611	7,828,173	7,828	-1.6%	-0.7%
2015	1,850	8,196,169	8,196	14.8%	4.7%
2016	1,932	8,983,224	8,983	4.4%	9.6%
2017	1,842	8,980,144	8,980	-4.7%	0.0%
Average 1994 - 2017		24 years		3.3%	3.8%
Average 2000 - 2017		18 years		0.3%	0.9%
Average 2008 - 2017		10 years		3.3%	3.7%

需要の増加に伴い、全発電量に占める水力発電の割合も 2014 年は 80%以上を記録していたが近年は 70%を割り込んでいる。2016 年の渇水年には 50%まで低下した。乾季は 5～10 月、雨季は 11 月～4 月である。

表 3.2-2 電源毎の年間発生電力量とその割合 (2013～2018 年)

year	Hydro Energy		Diesel Energy		Solar Energy		Total MWh/year
	MWh/year	rate	MWh/year	rate	MWh/year	rate	
2013	7,207	80%	1,831	20%	17	0%	9,056
2014	7,379	82%	1,572	17%	43	0%	8,994
2015	7,070	74%	2,367	25%	56	1%	9,492
2016	5,054	50%	5,008	49%	60	1%	10,122
2017	7,099	68%	3,299	32%	48	0%	10,446
2018	6,245	69%	2,796	31%	41	0%	9,082

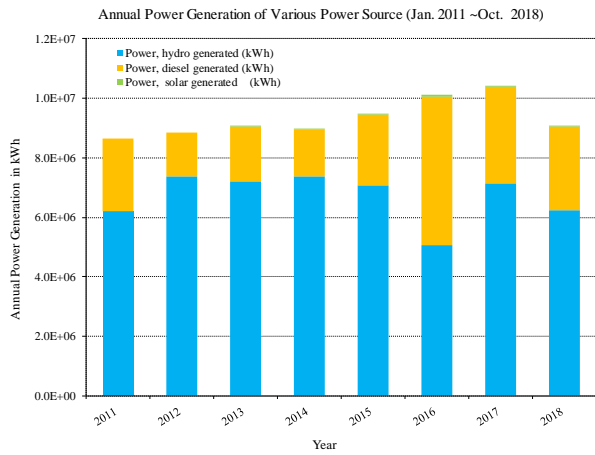


図 3.2-4 各電源の年間発電量の変化
 (2011～2018 年)

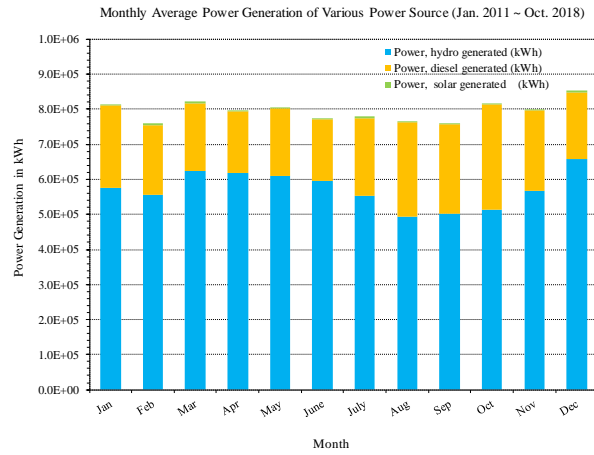


図 3.2-5 各電源の月別平均発電量の変動
 (2011～2018 年)

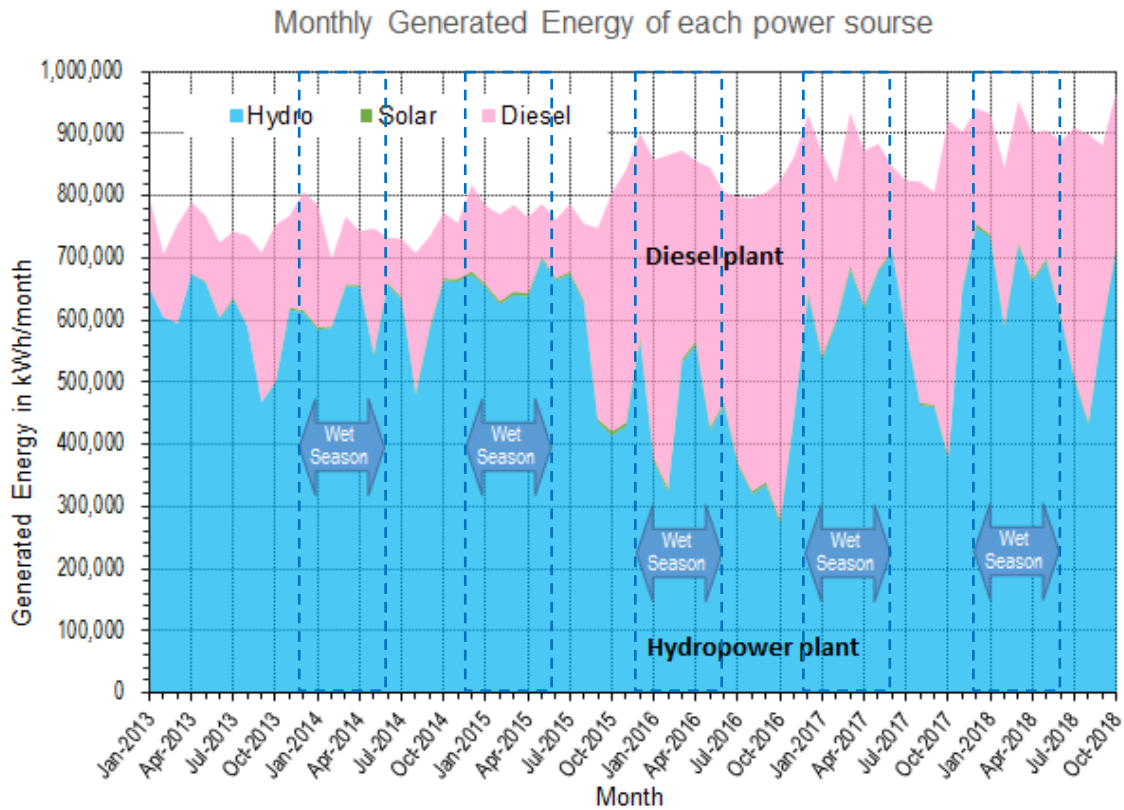


図 3.2-6 電源毎の月別発生電力量(2013 年 1 月～2018 年 10 月)

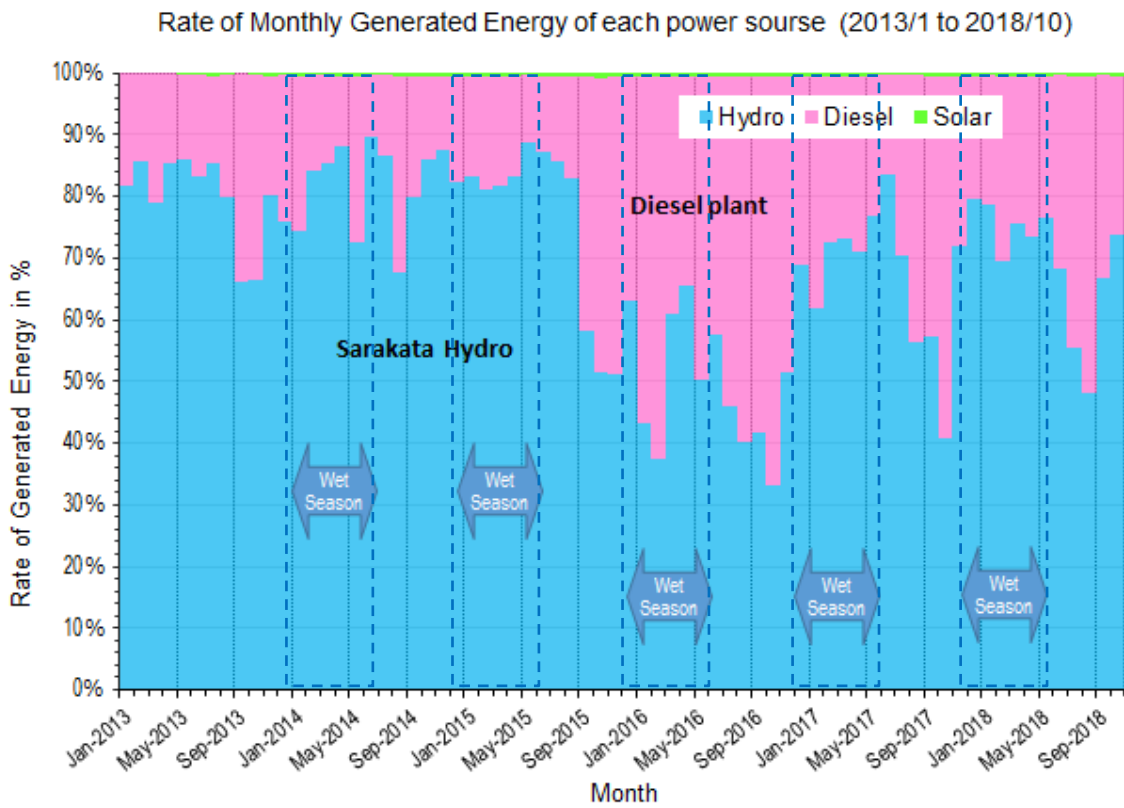
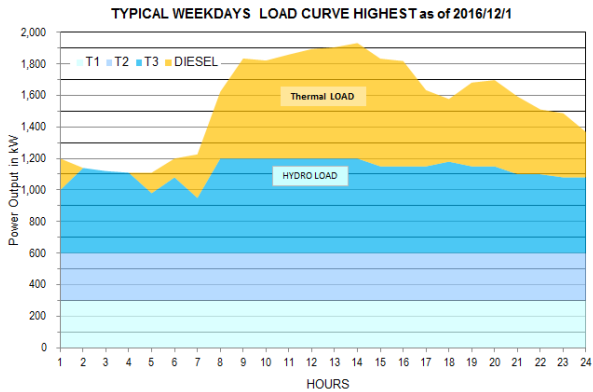


図 3.2-7 電源毎の月別発生電力量の割合(2013年1月～2018年10月)

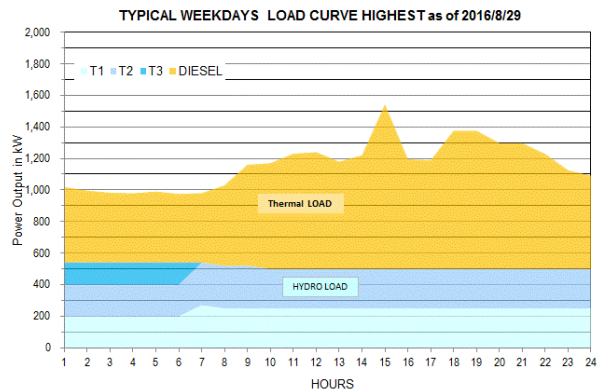
ルーガンビル系統の日負荷曲線は、昼間と照明の必要な夜間のピークが見られる。流量の豊富な雨季において水力発電は最大出力 1,200kW の運転が可能であるが、流量が減る乾季において最大出力の半分程度の 600kW まで低下する場合が見られる。

(1) 雨季の日負荷曲線

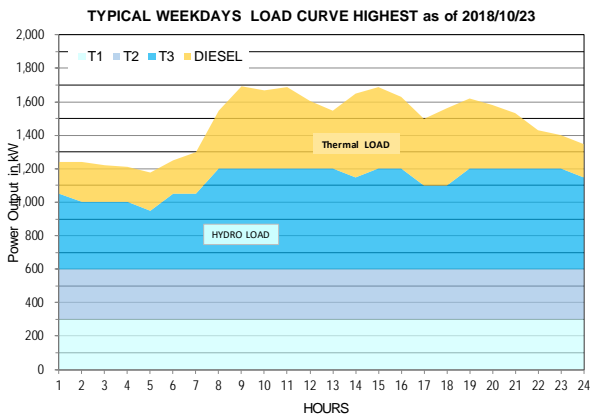
(2) 乾季の日負荷曲線



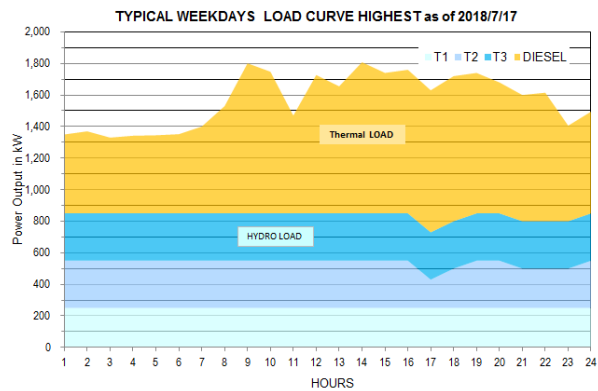
As of December 1, 2016 (Wet season)



As of October August 29, 2016 (Dry season)



As of October 23, 2018 (Wet season)



As of August 29, 2018 (Dry season)

図 3.2-8 雨季及び乾季のルーガンビル系統の典型的な日負荷曲線

(2) ディーゼル発電の稼働状況

2011年1月から2018年10月までの月別用の燃料と支出を図に示す。2016年は渇水年にあたり、水力発電所の稼働率が低下したため、ディーゼル発電所の稼働率が高く、発電用燃料の支出が増えている。2017年以降も増加傾向が見られる。ディーゼル発電用燃料価格は2015年初頭から2016年末までは急激な低下傾向を示し、価格は50%程度まで下がった。2017年以降、価格水準は低いものの、徐々に価格が上昇している。

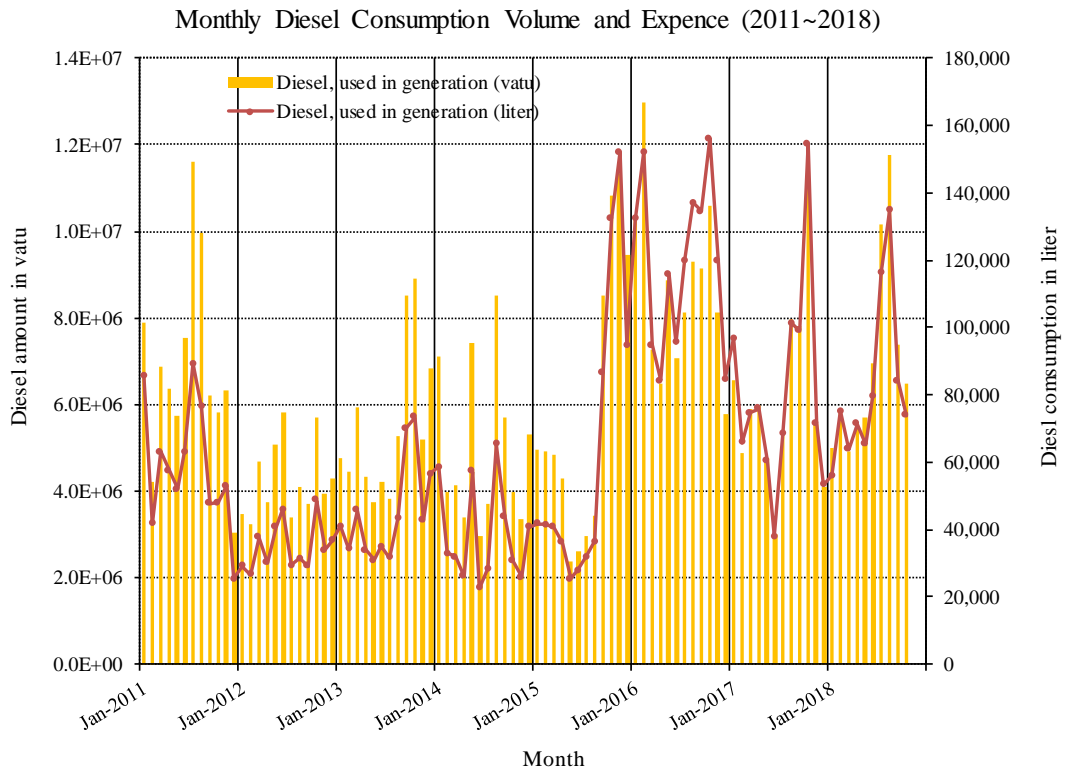


図 3.2-9 月別ディーゼル発電用オイル消費量及び支出(2011年1月~2018年10月)

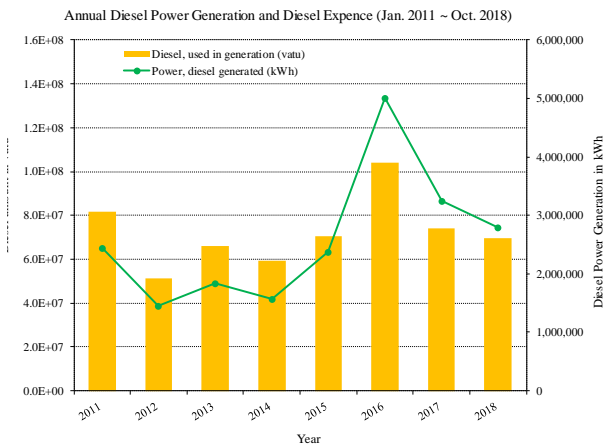


図 3.2-10 ディーゼル発電用オイル支出及び発電量の年変化(2011~2018年)

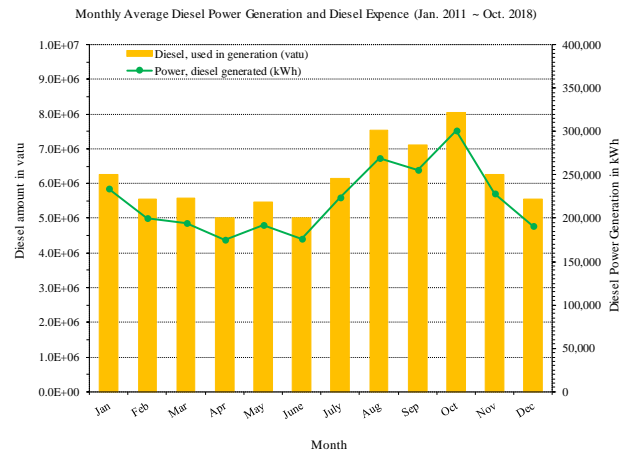


図 3.2-11 ディーゼル発電用オイル支出及び発電量の月別変動(2011~2018年)

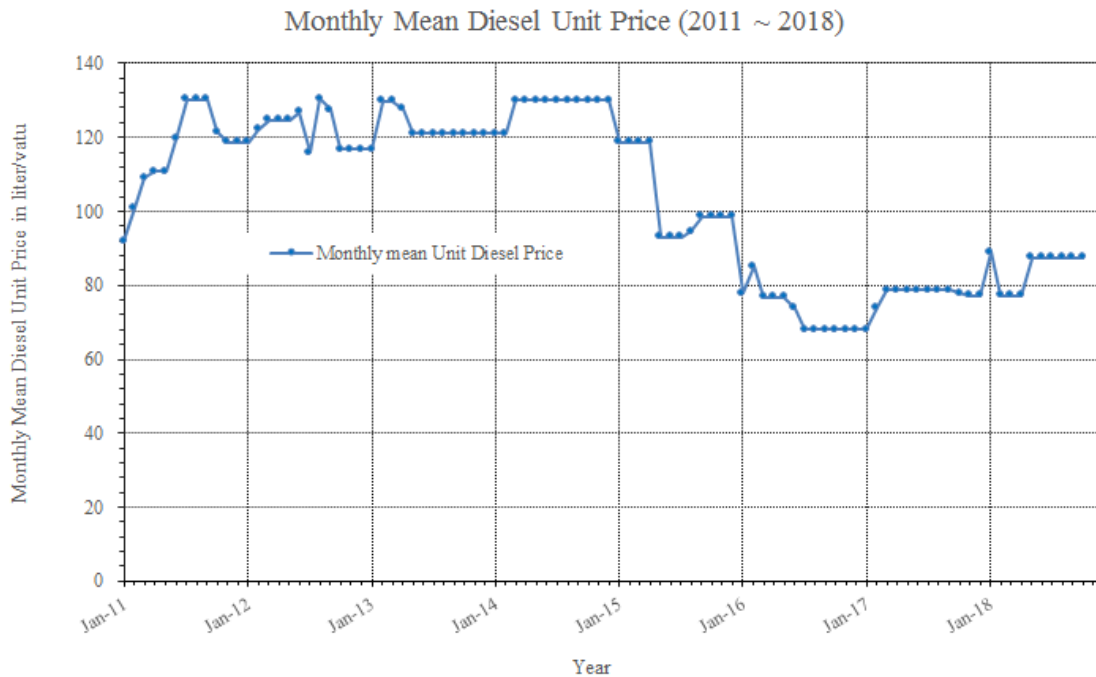


図 3.2-12 ディーゼル発電用オイル価格の月別変動(2011~2018年)

(3) 需要想定

最近 10 年間（2008～2017 年）のピーク電力需要及び売電電力量のそれぞれの伸び率は 3.3%、3.7%である。これを用いて 2030 年までの需要予測を行った。2030 年時点でピーク需要は 146%増の約 2,800kW、売電電力量は 160%増の約 14,400kWh/year と想定される。現在の既設サラカタ川発電所の設備容量が 1,200kW で、計画案では 1,000kW 規模の新設発電所を投入する計画である。2023 年にはピーク需要が水力合計の 2,200kW を越える。電力需要は堅調に推移しており、早期の水力発電所投入によりディーゼルオイル消費量を低減する必要がある。

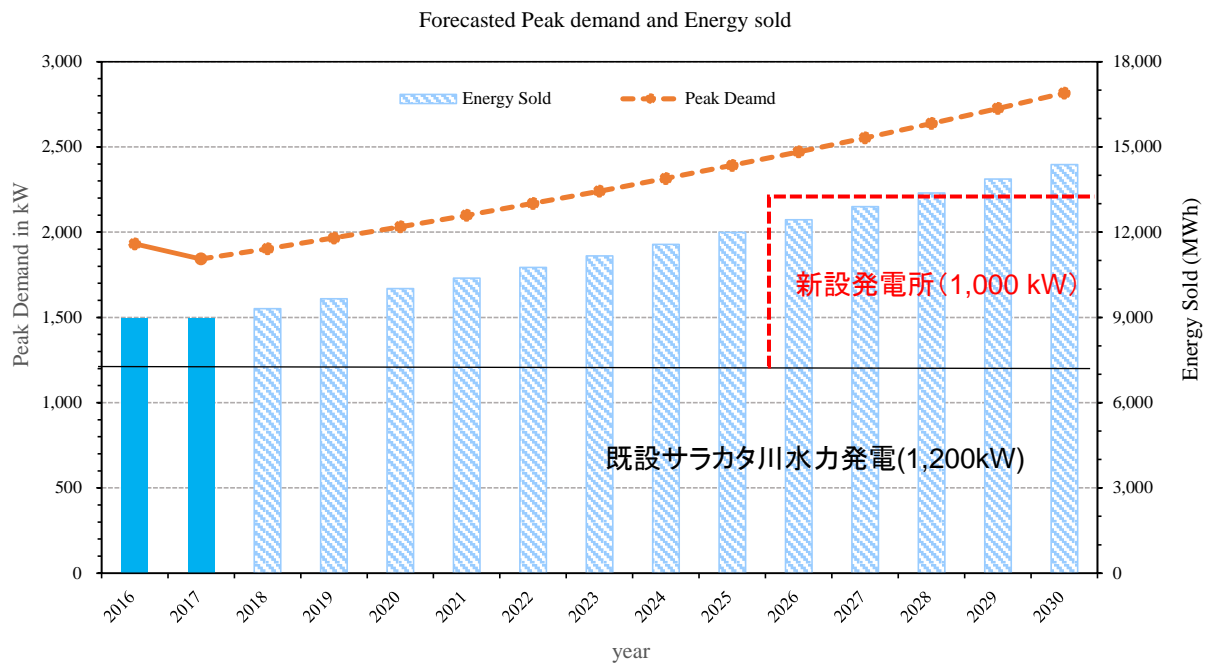


図 3.2-13 ピーク需要及び売電電力量予測(2018～2030年)

表 3.2-3 ピーク需要及び売電電力量予測(2018～2030年)

Year	Peak Demand kW	Energy Sold kWh/year	Energy Sold MWh/year	growth rate	
				Peak Demand	Energy Sold
				%	%
2016	1,932	8,983,224	8,983		
2017	1,842	8,980,144	8,980	3.3%	3.7%
2018	1,903	9,311,374	9,311	3.3%	3.7%
2019	1,966	9,654,822	9,655	3.3%	3.7%
2020	2,032	10,010,937	10,011	3.3%	3.7%
2021	2,099	10,380,188	10,380	3.3%	3.7%
2022	2,169	10,763,059	10,763	3.3%	3.7%
2023	2,241	11,160,051	11,160	3.3%	3.7%
2024	2,315	11,571,687	11,572	3.3%	3.7%
2025	2,392	11,998,506	11,999	3.3%	3.7%
2026	2,471	12,441,067	12,441	3.3%	3.7%
2027	2,553	12,899,953	12,900	3.3%	3.7%
2028	2,638	13,375,764	13,376	3.3%	3.7%
2029	2,726	13,869,126	13,869	3.3%	3.7%
2030	2,816	14,380,685	14,381	3.3%	3.7%
	145.8%		160.1%	3.3%	3.7%

3.2.2.2 発電計画

(1) 発電計画

1) 流況曲線

流れ込み式水力発電の計画を実施する上で、長期の流量観測結果に基づく流況曲線が非常に重要である。下図に、既設サラカタ川発電所及び増設計画の検討で用いられた流況曲線、情報収集・確認調査で見直された流況曲線及び、本計画で用いた 2015 年から 2018 年までの運転記録より求めた河川流量に基づく流況曲線を示す。本計画で見直した流況曲線は、情報収集・確認調査で適用した月雨量データによる補正は行っていないため、流量がより少なくなっている。本計画では、同流況曲線を用いて発電計画を行った。

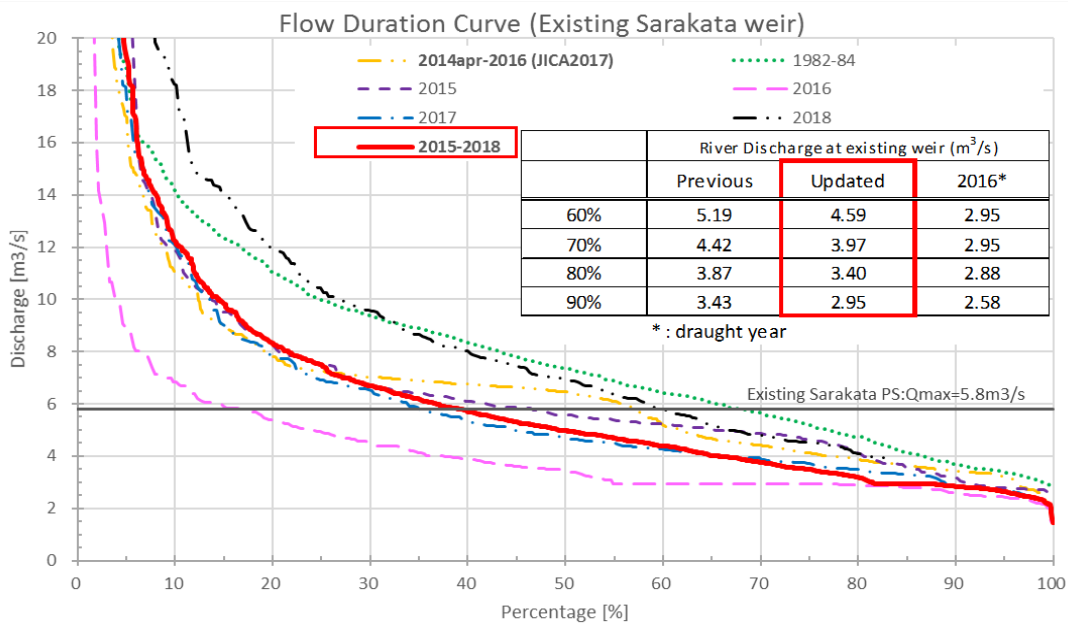
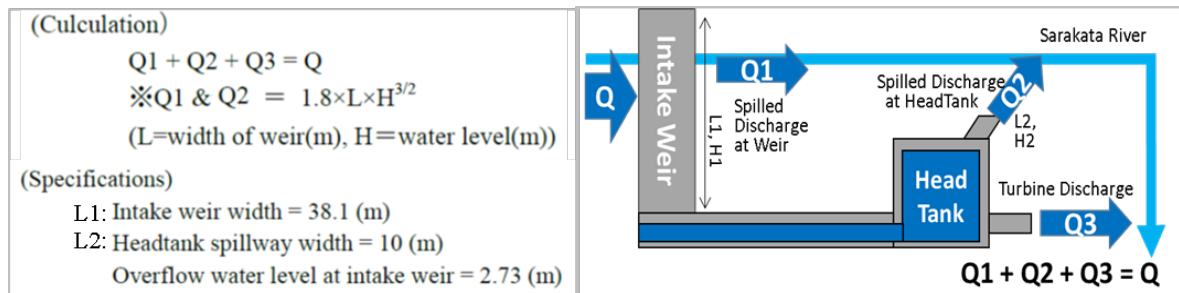


図 3.2-14 流況曲線(Sarakata River)

2) 運転記録に基づく流量算定

運転記録に基づく流量は、確認調査 2017 同様の手法で以下の通り算定した。



Q1: Spilled discharge at Weir

$$Q_1 = 1.8 \times L_1 \times H_1^{3/2}, H_1 = WL - 2.73, WL, \text{Water level at Intake weir}$$

$$WL < 2.73 \text{ (m)} \rightarrow H_1 = 0.0 \rightarrow Q_1 = 1.8 \times 38.1 \times 0^{3/2} = 0.0 \text{ m}^3/\text{s}$$

Q2: Spilled discharge at Head Tank

$$Q_2 = 1.8 \times L_2 \times H_2^{3/2}, H_2 = 0.02 \text{ (m) (information from VUI)} \rightarrow Q_2 = 1.8 \times 10 \times 0.02^{3/2} = 0.051 \text{ m}^3/\text{s}$$

Q3: Turbine discharge

$$Q_{3 \text{ max}} = 1.45 \times 2 + 2.9 = 5.8 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\leftarrow \text{No.1, No.2: } 1.45 \text{ m}^3/\text{s}, \text{ No.3: } 2.9 \text{ m}^3/\text{s})$$

Turbine discharge for each turbine (No.1,2,3) is calculated by maximum turbine discharge (m³/s), power generation record (kW), and effective head (m)

出典：確認調査 2017 に基づき加筆

図 3.2-15 流量換算模式図

3) 最大出力と可能発生電力量の算定

既設サラカタ川発電所の発電流量は3台（1,200kW）合計 5.8m³/sec である。新設発電所では、総落差 32.9m が得られており、発電流量が約 4.0m³/sec の場合、出力 1,000kW 以上となる。

発電流量を 4m³/sec から 7m³/sec までの間で変化させた場合の計画案の最大出力及び年間可能発生電力量を下記の算定式で求める。なお、有効落差は 32.3m、水車発電機総合効率は 0.85 と一定値とした。

$$P = 9.8 \times Q_p \times H_e \times \eta_{tg}$$

Where, P : 出力 (Power output (kW))

Qp : 発電流量 (Power discharge (m³/sec))

He : 有効落差 (effective head =32.3m)

η_{tg} : 水車・発電機合成効率 (efficiency of turbine and generator=0.85)

$$E = 8,760 \times P \times FUF$$

Where, E : 年間発生電力量 (Annual Generated Energy (kWh/year))

FUF : 流量設備利用率 (Flow utilization factor (%))

発電流量が約 4.0m³/sec の場合、流量設備利用率 (FUF) も 90%以上と高く、河川流量の少なくなる乾季においても 80%以上であり、十分な発生電力が見込める。2016 年渇水年においても、FUF は約 85%と高い。

表 3.2-4 発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2015年～2018年流量)

Qp [m3/sec]	Pmax*1 [kW]	Energy [MWh/year]	increment [%]	FUF [%]
4.0	1,076 (970)	8,763	0.0%	92.9%
4.5	1,211 (1,100)	9,481	8.2%	89.4%
5.0	1,345 (1,220)	10,095	6.5%	85.7%
5.5	1,480 (1,340)	10,604	5.0%	81.8%
6.0	1,614 (1,460)	11,029	4.0%	78.0%
6.5	1,749 (1,580)	11,377	3.1%	74.3%
7.0	1,883 (1,710)	11,663	2.5%	70.7%

備考：*1:()内は、定格出力とし、10%の余裕を確保する。

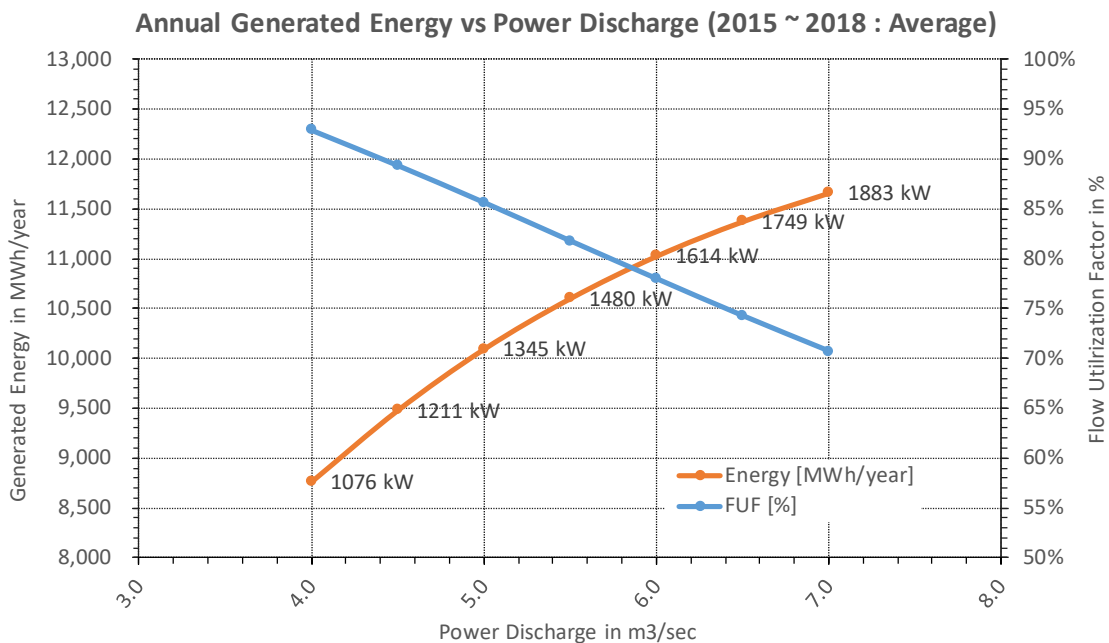


図 3.2-16 発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2013年～2018年流量)

表 3.2-5 発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2016年: 渇水年流量)

Qp [m3/sec]	Pmax*1 [kW]	Energy [MWh/year]	increment [%]	FUF [%]
4.0	1,076 (970)	8,089	0.0%	85.8%
4.5	1,211 (1,100)	8,433	4.2%	79.5%
5.0	1,345 (1,220)	8,677	2.9%	73.6%
5.5	1,480 (1,340)	8,836	1.8%	68.2%
6.0	1,614 (1,460)	8,952	1.3%	63.3%
6.5	1,749 (1,580)	8,998	0.5%	58.7%
7.0	1,883 (1,710)	9,018	0.2%	54.7%

備考：*1:()内は、定格出力とし、10%の余裕を確保する。

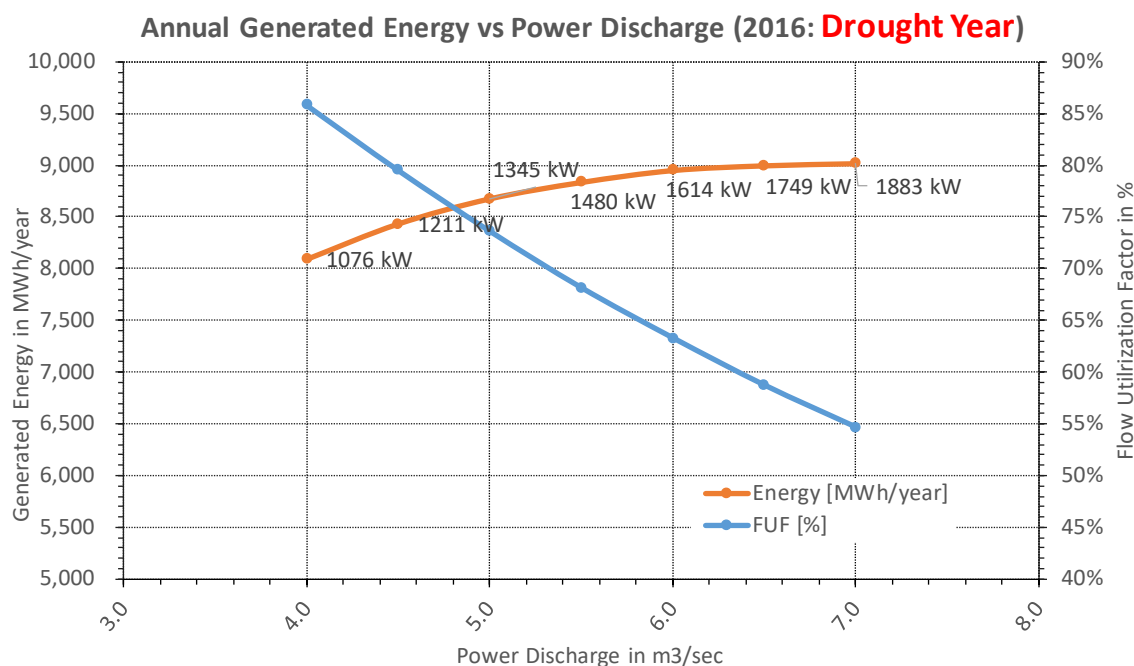


図 3.2-17 発電流量に対する最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2016年: 渇水年流量)

(2) 増設計画の可能性の検討

上流の既設サラカタ川発電所の発電流量は3台(1,200kW)合計5.8m³/secとなっており、増設4号機(300kW)は発電流量1.45m³/secで計画されている。発電流量の合計は7.25m³/secとなる。一方、出力規模1,000kWの下流の新設発電所計画の発電流量は、4m³/sec程度であり、新設の増設計画のほうが、より多くの流量が利用でき、有効落差もほぼ同程度であることから、新設の増設計画の方がより経済的になると判断される。また、需要が堅調に伸びており、2023年にはピーク電力需要が既設と新設水力の合計2,200kWを越える想定となり、増設計画は不可欠なものと判断する。

新設発電所の増設計画において、発電流量2.0m³/secの場合、定格出力が約500kW、可能年間発生電力が約2,100MWh増となり、現計画の電力量の約22%に相当する。2016年の渇水年のケースも試算を行った結果、可能年間発生電力が約770GWh増となり、約10%に相当する。

表 3.2-6 増設計画の最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2015年～2018年:平均流量)

Qp [m3/sec]	P [kW]	Energy increment		FUF*1 [%]
		[MWh/year]	[%]	
1.5	419	1,714	17.4%	81.8%
2.0	558	2,118	21.5%	78.0%
2.5	698	2,458	25.0%	

備考：*1：増設後の FUF

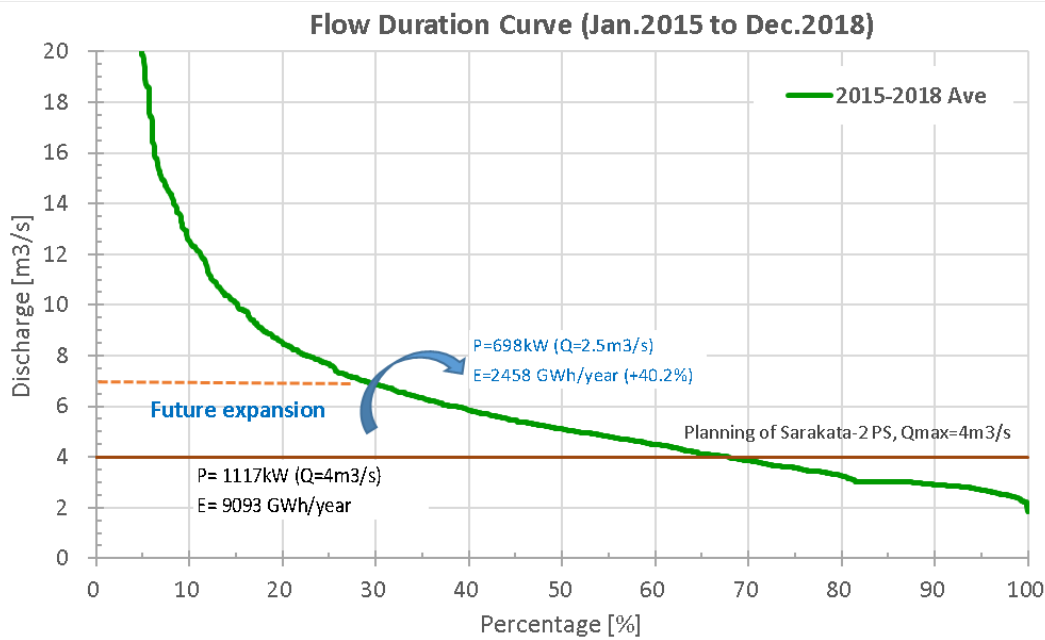


図 3.2-18 500kW 規模増設計画の発電流量及び可能発生電力量(2015年～2018年)

表 3.2-7 増設計画の最大出力、可能発生電力量及び流量設備利用率(2016年:湯水年流量)

Qp [m3/sec]	P [kW]	Energy increment		FUF*1 [%]
		[MWh/year]	[%]	
1.5	419	813	9.7%	68.2%
2.0	558	957	11.4%	63.3%
2.5	698	1,069	12.7%	58.7%

備考：*1：増設後の FUF

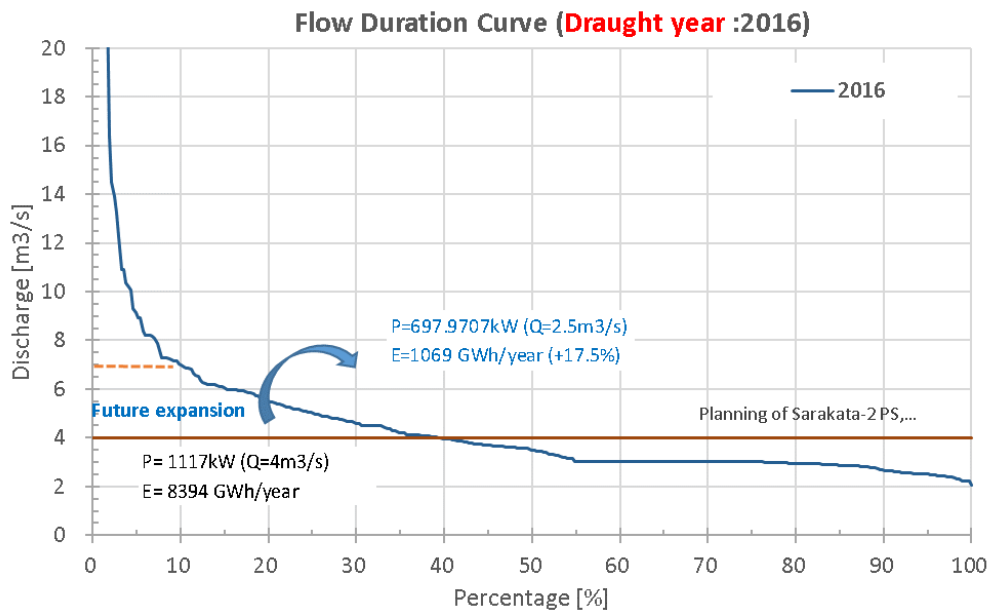


図 3.2-19 500kW 規模増設計画の発電流量及び可能発生電力量(2016年: 渇水年流量)

(3) 新設工事における増設工事範囲の検討

今回の新設工事において施工する将来増設用（3号機）の工事範囲は以下の観点から、増設計画の設計方針に考慮する。

- (a) 増設分を今回工事することにより、新設発電所の発電停止時間を最小限にすることができる。
- (b) 増設分を今回工事することにより、施工期間を極力短縮することができる。
- (c) 増設分を今回工事することにより、増設分工事のコスト削減の効果が大きい。
- (d) 増設分を先行して工事しても、劣化等により、増設工事の時に補修、交換工事等の必要はない。
- (e) 増設分を先行して工事しても、増設工事で設計変更は生じない。

表 3.2-8 新設工事における増設計画の範囲の検討

土木施設	今回の工事範囲	増設時の工事範囲	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
取水堰堤*1	増設する場合も同規模の工事	増設時の工事は不要	-	-	-	-	-
取水口	増設分を含む規模の工事	増設時の工事は不要	○	○	○	○	○
沈砂池	増設分を含む規模の工事	増設時の工事は不要	○	○	○	○	○
導水路 (水路及び暗渠)	増設分を含む規模の工事	増設時の工事は不要	○	○	○	○	○
ヘッドタンク	増設分を含む規模の工事	増設分の工事不要	○	○	○	○	○
余水路	増設分を含む規模の工事	増設分の工事不要	○	○	○	○	○
水圧鉄管	増設の鉄管(3号機)は設置しない。	増設(3号機)の鉄管工事は必要		○			○
発電所基礎	増設分(3号機)のピットを含む基礎工事	増設分(3号機)の基礎工事は不要	○	○	○	○	○
発電所建屋	増設分(3号機)の建屋スペースの工事はしない。	増設分(3号機)の建屋工事は必要					○
発電所敷地造成	増設分を含む規模の工事	増設分の工事不要	○	○	○	○	○
放水路及び放水口	増設分(3号機)の放水施設工事はしない。	増設分(3号機)の放水施設工事は必要		○			○
送電線	増設分に必要な容量の送電設備工事はしない。	増設分の送電設備工事は必要		○			
変電設備	増設分に必要な容量の変電設備工事はしない。	増設分の変電設備工事は必要		○			
水車発電機	-	増設分(3号機)の調達、据付工事		○			
制御・保護設備	-	増設分(3号機)の調達、据付工事		○			

*1: 増設した場合、取水堰堤の規模は変わらない。

上記の表に示すように、沈砂池、導水路、ヘッドタンク等の主要構造物を増設時に施工する場合、3号機増設工事の際に発電を停止して工事をする必要がある。増設分の構造物の容量を増やすために、斜面の切り直し、構造物の嵩上げ工事、仮設工事等が必要となりかなりコスト高となる。このため、今回の工事範囲に含めるものとする。

一方、水圧鉄管、発電所建屋増設、放水路等については、増設工事の際には発電を停止しないで施工できること、今回工事に含めても、工事費削減効果が小さいと判断されることから、新設工事に含めないものとする。

なお、送配電設備等についても上記と同様、工事費削減効果が小さいことから、増設工事において調達、据付を行うものとする。

(4) 最適開発規模の検討

発電流量を 4m³/sec から 7m³/sec までの間で変化させた場合の概略工事費を以下の条件で求め、各流量に対する kWh 当りの工事費を比較した。

- 発電施設のレイアウトは発電規模によって変更はしない。
- 取水堰堤の規模は、発電流量による変更は生じない。
- アクセス道路は、発電規模による変更は生じない。
- 水車台数は単機定格出力が 600kW を超えないよう決める。(5.0m³/sec 以上は 3 台)
- ルーガンビル変電所の既設変圧器 (1,500kVA) を 3,000kVA に交換する。新設発電所定格出力が 1,300kW 以上の場合は容量の大きな変圧器が必要である。
- サラカタ川水力発電所とルーガンビル変電所を結ぶ既設 20kV 送電線は、新設発電所の出力が 1,000kW の場合、電圧降下、容量不足等の問題は生じない。しかしながら、20kV 送電線を 2 回線化することで電力供給の信頼性を高めることが望ましい。
- 工事費にはコンサルタント施工監理費、ソフトコンポーネント費は含んでいない。

送電線の 2 回線化を行わない場合、kWh 当りの工事費は発電流量 4.5m³/sec で定格出力 1,100kW が最も安価となる。本計画では出力 800~1,000kW 規模をターゲットとしており、発電流量 4.2 m³/sec で定格出力 1,000kW となる。発電流量 4.5m³/sec の場合の kWh 当り工事費と比べてもほとんど差がないことから発電流量 4.2 m³/sec を選定する。

表 3.2-9 kWh 当り工事費を用いた最適発電規模の検討

工事費の単位：百万円

	増設無								
	4.0	4.2	4.5	5.0	5.5	6.0	6.3	6.5	7.0
発電流量 (m ³ /sec)	4.0	4.2	4.5	5.0	5.5	6.0	6.3	6.5	7.0
有効落差 (m)	32.3	32.3	32.3	32.3	32.3	32.3	32.3	32.3	32.3
出力 (kW)	1,076	1,130	1,211	1,345	1,480	1,614	1,695	1,749	1,883
定格出力 (kW) *1	970	1,020	1,100	1,220	1,340	1,460	1,540	1,580	1,710
発電電力量(MWh/year)	8,763	9,061	9,481	10,095	10,604	11,029	11,244	11,377	11,663
水車台数	2	2	2	3	3	3	3	3	3
1 機当り定格出力 (kW)	485	510	550	407	447	487	513	527	570
土木工事費	1,832.6	1,852.1	1,881.2	2,010.4	2,060.1	2,109.9	2,139.7	2,168.4	2,239.5
直接費	1,243.5	1,256.6	1,276.4	1,364.0	1,397.8	1,431.6	1,451.8	1,471.3	1,519.5
発電施設	740.7	751.4	767.4	838.3	865.7	893.0	909.4	925.1	964.2
アクセス道路	265.6	265.6	265.6	265.6	265.6	265.6	265.6	265.6	265.6
間接費等	589.2	595.4	604.8	646.3	662.3	678.3	687.9	697.1	720.0
建築工事費	104.4	104.4	104.4	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6
直接費	83.2	83.2	83.2	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8
等	21.2	21.2	21.2	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8
機材費	1,239.5	1,287.0	1,363.0	1,490.6	1,604.5	1,718.5	1,794.4	1,858.7	2,002.6
水車発電機	1,203.4	1,249.5	1,323.2	1,447.2	1,557.8	1,668.4	1,742.1	1,804.6	1,944.3
変圧器(ルーガンビル S/S)	80.0	80.0	80.0	93.3	93.3	93.3	93.3	106.7	106.7
送電線(L=6km)	229.3	229.3	229.3	229.3	229.3	229.3	229.3	241.6	261.5
一般管理費	36.1	37.5	39.7	43.4	46.8	50.1	52.3	54.2	58.4
20kV 送電線 2 回線(L=20.5km)	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
全工事費	3,176.5	3,243.5	3,348.6	3,657.6	3,821.3	3,985.0	4,090.8	4,183.7	4,398.7
全工事費(20kV 送電線含む)	3,476.5	3,543.5	3,648.6	3,957.6	4,121.3	4,285.0	4,390.8	4,483.7	4,698.7
kWh 当り工事費	362.5	358.0	353.2	362.3	360.4	361.3	363.8	367.8	377.1
kWh 当り工事費(20kV 送電線含む)	396.7	391.1	384.8	392.0	388.7	388.5	390.5	394.1	402.9

備考：定格出力は最大出力の 10%減とする。

増設規模を検討する場合、水車発電機 3 機のケースについて kWh 当り工事費を比較すると、発電流量 $6.0\text{m}^3/\text{sec}$ 定格出力 $1,540\text{kW}$ のケースが 1 番安価となる。発電流量 $6.0\text{m}^3/\text{sec}$ の場合、流量設備利用率は 78% と高く、水資源を有効活用する観点から 将来の増設計画は有用である。新設計画は、発電流量 $4.2\text{m}^3/\text{sec}$ で単機定格出力 510kW を 2 台としているので、増設計画は、同規模の水車発電機を 1 台増設する計画とし総発電流量は $6.3\text{m}^3/\text{sec}$ とする。将来の増設にあたっては、ルーガンビル変電所までの既設 20kV 送電線の 2 回線化を行うものとする。

前述の新設工事における増設工事範囲の検討結果に基づいて、概略工事費を求める。増設工事期間中は稼働中の発電所の停電期間が長く、特に水路構造物の増設工事は複雑になり、工事費が大幅に増える。したがって、水路構造物は新設発電所工事に含めることが望ましいと考える。以下に各施設の設計方針を纏める。

- 取水堰堤、沈砂池、導水路、ヘッドタンクは、増設後に必要な容量で設計し、施工する。このため、増設時の工事は不要となる。
- 鉄管は新設分（2 機分）のみを施工する。増設時に 3 号機用の鉄管（アンカーブロック含む）を施工する。
- 発電所基礎工事（3 号機増設ピットを含む）は、保守用スペースを除いて施工する。
- 放水路は新設分（2 機分）のみを施工する。増設時に 3 号機用の放水路を施工する。
- 発電所建屋は、保守用スペースを除いて施工する。増設時に保守用スペースの床、建屋を施工する。
- 水車発電機、制御・保護システムは 2 機分を購入し据付ける。増設時に 3 号機の購入、据付を行う。
- 新設発電所～既設送電線接続箇所間の新設送電線は、増設後の容量で設計する。このため、増設時の工事は不必要となる。
- ルーガンビル変電所の変圧器は $3,000\text{kVA}$ に交換するが、増設後には容量不足分となるため増設が必要となる。
- ルーガンビル変電所までの既設 20kV 送電線は電力供給の信頼度を向上するため 2 回線化を行う。

上記の設計方針に基づいて、増設計画を考慮した新設発電所計画と増設計画の概略工事費の比較を表 3.2-10 に示す。増設計画を含む土木工事の 95% 以上を新設発電所建設時に行うことになる。増設工事の主要工事は、3 号機用水圧鉄管、増設 3 号機の水車・発電機の調達及び据付、既設 20kV 送電線の 2 回線化等である。

表 3.2-10 増設計画を考慮した現計画及び増設工事の概算工事費の比較

	増設含む現計画 (1,000 kW)	増設工事 (500 kW)	増設後 (1,500 kW)	全体工事に対す る現計画の割合
発電流量 (m ³ /sec)	4.2	2.1	6.3	
有効落差 (m)	32.3	32.3	32.3	
出力 (kW)	1,130	565	1,695	
定格出力 (kW)	1,020	510	1,540	
発電電力量(MWh/year)	9,061	2,111	11,172	
水車台数	2	1	3	
1機当り出力 (kW)	510	510	513	
土木工事費	2,085.3	68.1	2,153.4	96.8%
直接費	1,414.9	46.2	1,461.1	96.8%
発電施設	879.5	37.4	916.9	95.9%
アクセス道路	265.6	0.0	265.6	100.0%
間接費等	670.4	21.9	692.3	96.8%
建築工事費	104.4	52.2	156.6	66.7%
直接費	83.2	41.6	124.8	66.7%
間接費等	21.2	10.6	31.8	66.7%
機材費	1,287.0	525.4	1,812.4	71.0%
水車発電機	1,249.5	510.1	1,759.6	71.0%
変圧器 (ルーガンビル S/S)	80.0	40.0	120.0	66.7%
送電線 (L=6km)	229.3	0.0	229.3	100.0%
一般管理費	37.5	15.3	52.8	71.0%
20kV 送電線 2 回線 (L=20.5km)	0.0	300.0	300.0	0.0%
全工事費	3,476.7	645.7	4,122.4	84.3%
全工事費 (20kV 送電線含む)	3,476.7	645.7	4,422.4	78.6%
kWh 当り工事費	383.8	305.8	369.0	
kWh 当り工事費 (20kV 送電線含む)	383.7	305.8	395.8	

備考：定格出力は最大出力の10%減とする。工事費の単位は百万円。

(5) 有効落差及び最大発電流量

本発電計画では上記 3.2.2.2 (4) 最適開発規模の検討の検討結果に基づき、1,000kW 規模の発電設備を選定する。有効落差及び最大発電流量は以下のとおりである。

ヘッドタンク水位： 105.1m

放水ピット水位： 運転時 72.2m (最大流量時)

停止時 71.5m

総落差： 32.9m (最大流量時)

最大発電流量： 4.2 m³/sec (2機合計)

最大出力： 1,100 kW*1 (1機 550 kW*1、水車・発電機合成効率曲線)

*1：1,000kW 規模 に対して、10%程度の余裕を考慮

表 3.2-11 各年流況に基づく電力計算結果 (2015年～2018年)

	2015	2016	2017	2018		Average (MWh/month)
Jan	841	689	793	841		791
Feb	759	559	730	758		702
Mar	841	759	824	841		816
Apr	814	814	807	814		812
May	841	771	841	841		823
Jun	-	750	814	799		787
Jul	841	589	812	696		734
Aug	838	563	689	585		669
Sep	636	569	637	751		648
Oct	-	487	505	841		611
Nov	632	585	793	814		706
Dec	766	841	841	841		822
Annual	-	7,975	9,085	9,420		8,922 MWh/year
FUF [%]		80.56%	91.78%	95.17%		90.13%

Note: Dry season: from May to October, Wet season: from November to April

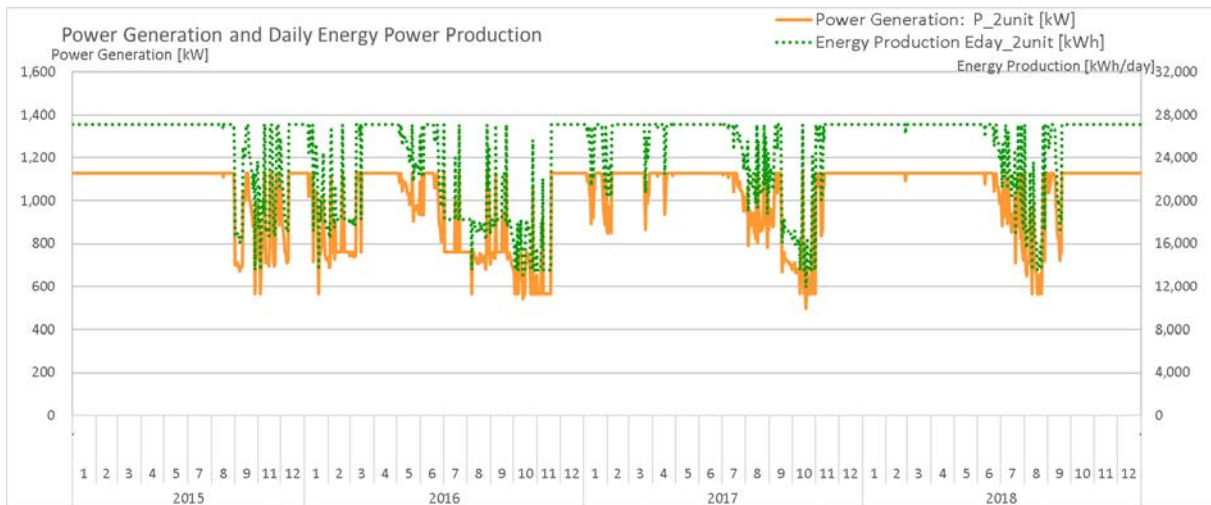


図 3.2-20 各年流況に基づく電力計算結果 (2015年～2018年)

3.2.2.3 土木施設計画

(1) 全体計画

水力発電所の全体構成のうち土木設備は、取水堰、取水口、沈砂池、導水路、ヘッドタンク、水圧鉄管、放水路、発電所で構成される。土木設備の構成及び仕様を表 3.2-12 に示す。

表 3.2-12 土木設備の構成

施設名	仕様	備考
取水堰	H=8m、W=57.8m	増設に関係ない。
沈砂池	L=27.25m、H=4.1m、W=7m(内空)	増設分含む。
導水路 (開水路)	1 条、L=1.2km、W=2m、H=2m(内空)、I=1/500	増設分含む。
ヘッドタンク	L=39m、H=3.9m、W=8m(内空)	増設分含む。
水圧管路・ 余水路	内径 φ1500mm-φ1100mm、L=59.8m 内径 φ1500mm-φ1100mm、L=43.0m	増設分含まない。
発電所・ 放水路	発電所の基礎(地下)部分 2 条、L=34m、39m、W=1m、H=1.8m(内空)、I=1/100	増設分含まない。
発電所 (建屋)	RC 造 2 階建、延床面積 350m ²	増設分含まない。 (放水ピット含む)

(2) 施設計画

1) レイアウト検討

取水堰の位置は、河川縦断測量結果から、より大きな落差が得られ、かつ堰堤のバックウォーターが上流の既設発電所の放水位に影響しない地点を選定した。発電所は、導水路の標高が確保できる尾根上にヘッドタンクを配置したうえで、ヘッドタンクから発電所の管路長がなるべく短くなる地点で選定した。導水路は、開水路とし、左岸の河川沿いに 1/500 の水路勾配を確保して配置する。導水路の延長は約 1.2km となる。土木設備の全体配置図を図 3.2-21 に示す。

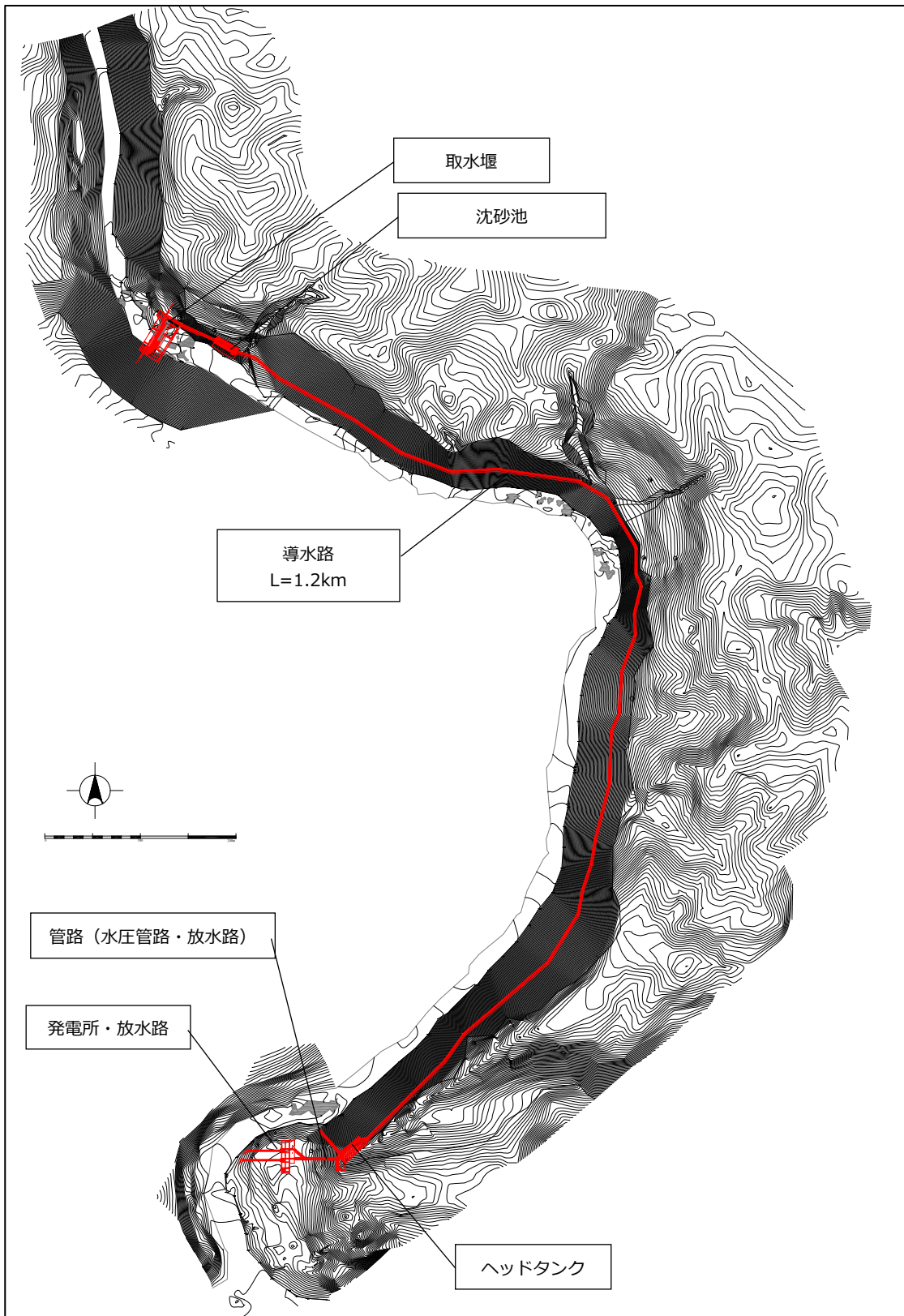


図 3.2-21 土木設備の全体配置図

2) 断面／構造計画

a) 取水堰

取水堰は重力式コンクリートタイプとし、所要の強度や耐久性が必要となる外層部は富配合コンクリートとする。滑り、転倒、地盤支持力の安定条件が確保できるように、堰の形状を決める。堰の内部は、現地材料を利用した貧配合コンクリートにより形成する。外層部と内部構造を変えることで、コンクリートの温度上昇に起因する内部応力を低減することができ、また、材料コストを削減することもできる。取水堰左岸側に排砂ゲートを設置する。敷高は、取水口敷高より、1.8m下げた 104.30m とし、排砂ゲート（手動式スルースゲート幅 2.0m、高さ 2.0 m、1 門）を設置する。

取水堰の設計諸元は以下のとおりである。

堰高	:	12.50m
堰頂長	:	57.75m
断面勾配	:	垂直（上流）、1:1.0（下流）
常時満水位	:	EL.108.00m
洪水位	:	EL.111.39m

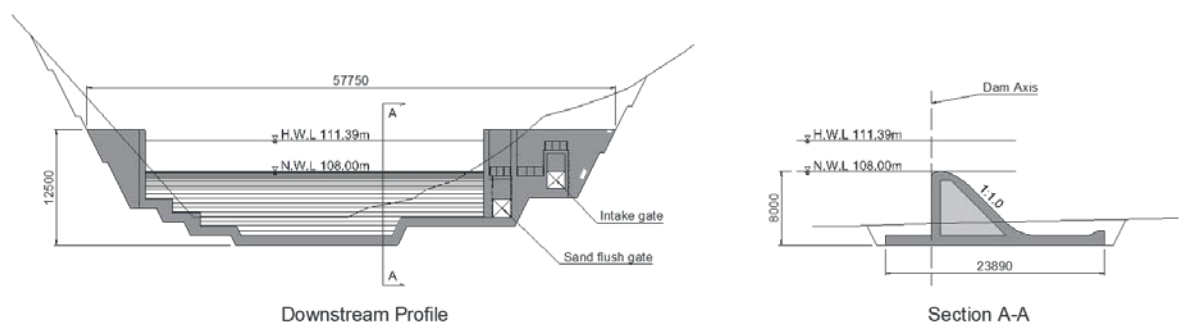


図3.2-22 取水堰正面図及び断面図

b) 取水口

取水堰左岸側に取水口を設ける。流入幅は 7m とし、敷高は 106.10m とする。取水口には、取水ゲート（手動式スルースゲート幅 2.0m、高さ 1.9m、1 門）を設置し流量を制御するとともに、スクリーン（幅 3.5m、2 枚）を設置し、流木、草木、ゴミ等の流入を防止する。

c) 沈砂池

取水口から約 60 m 下流に沈砂池を設ける。沈砂池の規模は、増設時の最大発電流

量を対象に沈砂機能が確保できるよう計画した。沈砂池の概形は、幅 7.00m 長さ 27.25m 深さ 4.10m となる。沈砂池には、越流部を設け流量調整を行う。越流部の幅は 18m とし、余分な流量は河川に戻す。

d) 導水路

導水路は矩形断面を有する鉄筋コンクリート構造の開水路とする。急傾斜法面区間は蓋つきの水路とし、土砂の流入を防止する。水路勾配は、既設発電所の導水路勾配 1/1,000 の 2 倍の勾配 1/500 とし、水路断面の縮小を図るとともに既設導水路で見られた堆砂を未然に防ぐ計画とする。

流水断面は、本事業（500kW × 2 機）の設計流量 4.20m³/sec に将来増設時（500kW × 1 機）の設計発電流量 2.10m³/sec を含めた設計発電流量 6.30 m³/sec の規模で設計する。導水路の設計諸元は以下のとおりである。

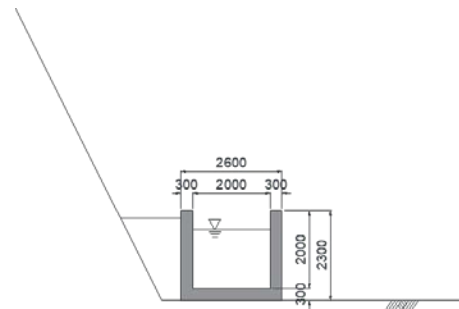


図 3.2-23 導水路断面図

水路延長	: 1,207m
水路勾配	: 1/465～1/500
粗度係数	: 0.015
水路内空断面	: 幅 2.0m × 高さ 2.0m
水路水深	: 1.57m (設計発電流量 Q=6.30m ³ /sec に対する等流水深)

e) ヘッドタンク

導水路と水圧鉄管の接合地点にヘッドタンクを設ける。ヘッドタンクの形状は、幅 8.00m 長さ 39.00m 深さ 3.90m である。これは、取水口スクリーンの閉塞や導水路への法面崩落等で流水が急激に減少する場合においても、増設を含んだ設計発電水量 6.30m³/sec に対して、水車停止までの水量が確保できる容量となっている。(約 3 分間の容量) ヘッドタンクからの越流は余水路に流す計画とする。

f) 水圧管路及びアンカーブロック

水圧管路は、本事業（500 kW x 2 機）の設計発電流量 4.20m³/sec を対象に計画する。将来増設（500 kW x 1 機）の水圧管路については、本事業で調達及び設置は行わない。ただし、本事業では、鉄管ルート敷設のための造成、及び発電所基礎工事に伴う増設分のピットを設ける。なお、増設分の発電所建屋、放水路、放水口は建設しない。水圧管路は、ヘッドタンクから 1 条で出て水平部で分岐し 2 条となり、水車発電機に接続される。

水圧管路の設計諸元は下記のとおりである。

分岐前内径 : 1.50m (Q = 4.20m³/sec、流速 v = 2.38m/sec)
 分岐後内径 : 1.10m (Q = 2.10m³/sec、流速 v = 2.18m/sec)
 鉄管厚 : 6 mm (最小必要鉄管厚)

アンカーブロックは管路の変曲点の2ヶ所に設置する。水圧鉄管を分岐部で支えるアンカーブロックは、転倒・滑り・支持力に対する安定を確認し寸法を決定した。アンカーブロックは鉄筋コンクリート製とする。

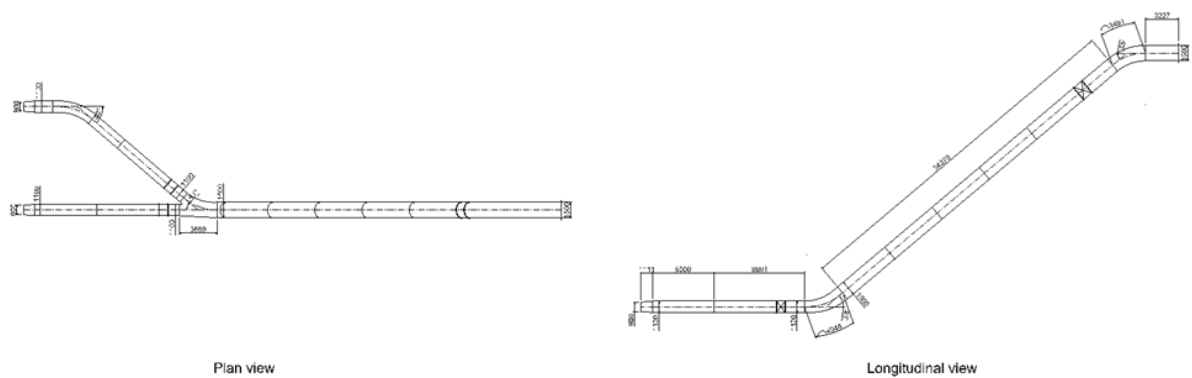


図 3.2-24 水圧管路平面図及び縦断面図

g) 発電所基礎

発電所敷地は切土で造成し、発電所建屋1階の敷高は切土面の標高 EL75.0m とする。水車直下に敷高 EL70.0m の放水ピットを設け、発電時及び発電停止時の双方においてドラフトチューブの口が浸水する必要水位を確保するために、越流部を有する越流堰を設ける。増設分の3号機の放水ピットも設置しておく。

h) 放水路及び放水口

1、2号機の発電所放水ピットからそれぞれ河川へと続く、放水路を設置する。放水路は鉄筋コンクリート製の埋設カルバートとした。水路内空断面は、自由水面で放水ができ、点検が可能となるよう、幅 2.0m、高さ 1.8m とし、勾配は 1/100 とした。放水路延長は、1号機約 34m、2号機約 39m である。放水路の終端部には、流速を低減する放水口を設置する。

3.2.2.4 建築計画

(1) 平面計画

発電所の平面形状は矩形、地上1階は水車・発電機室及びトイレ・シャワー室、地上2階

は操作室として計画する。屋根は陸屋根とする。1階のスペースは1、2号機及び増設3号機の水車発電機のスペースを確保するが、3号機は設置されないため、1、2号機の点検、保守スペースとして活用する。増設時には、1～3号機の点検、保守スペースを拡張する必要がある。操作室スペースについても3号機増設時に拡張する。

(2) 断面計画

発電所は、地上2階建てとし、構造物の地上部を建築建設の対象とし、基礎部については土木建設として区分する。建屋の高さは、天井クレーンによる大型機器の搬入、搬出が可能となるよう決めた。

(3) 構造計画

発電所の構造は2階建てRC造、架構形式は耐震壁付きラーメン構造とする。標準せん断力係数(Co)は0.20として、地震時の検討を行う。基準風速は50m/sを想定し、風圧力に対する設計を行う。

(4) 設備計画

発電所の設備工事として、照明設備、給排水設備、避雷針設備、空調換気設備、及びそれらにかかる電気設備工事を計画する。水車及び発電機器の点検、修理のために天井クレーンを設置する。

(5) 建築資機材計画

発電所の屋根部はアスファルトシート防水+コンクリート金鍍仕上げ、壁外装は打ち放しコンクリート+AEP塗装とする。壁内装は化粧打ち放しコンクリートとする。床はコンクリート金鍍仕上げ+防塵塗装とする。

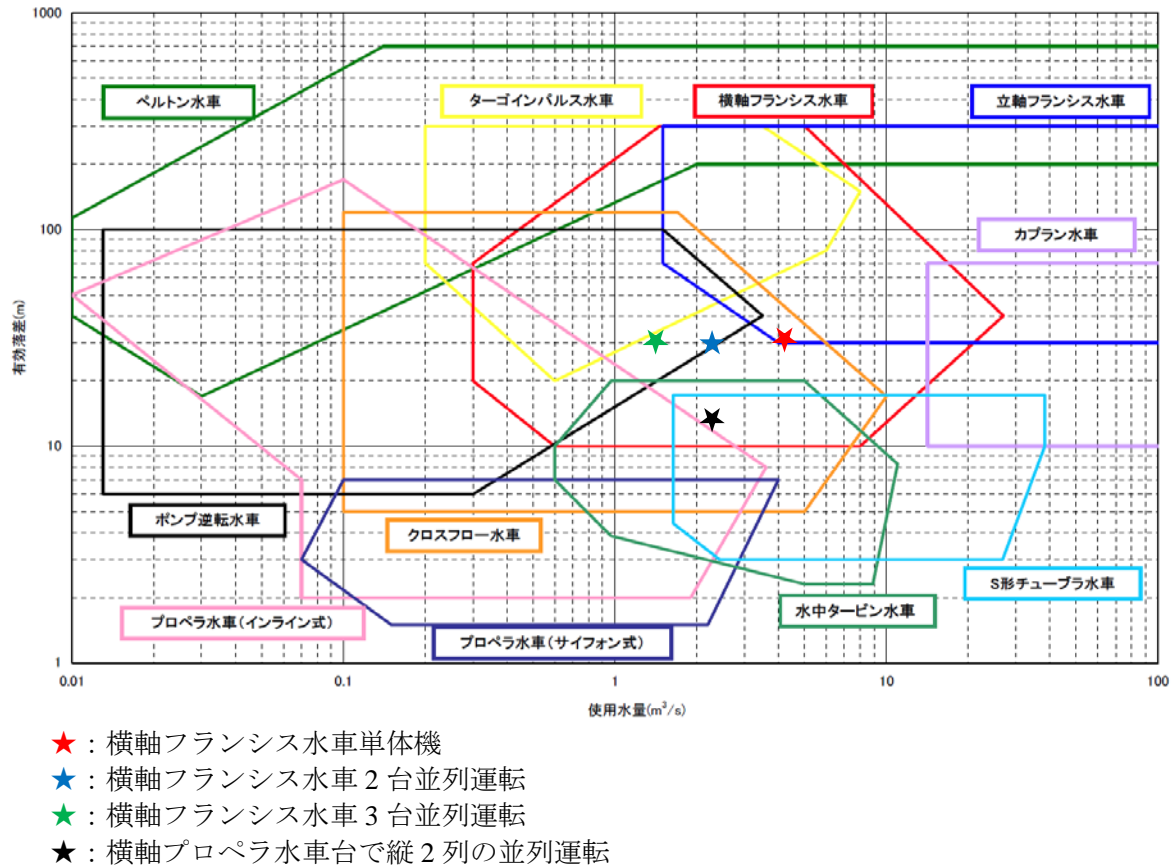
3.2.2.5 機材計画

(1) 水車・発電機の基本計画

1) 水車形式

選定される水車の型式としては、下記に示す選定図より、横軸フランシス水車を、1～

3台並列運転するか、もしくは、横軸プロペラ水車を、縦列2台で、2ユニット並列運転する計画となる。



出典：ハイドロパレー計画ガイドブック、経済産業省

図 3.2-25 水車選定図

2) 水車台数

a) 水車台数選定の考え方

今回調査した結果、渇水期に於いては河川流量が $2.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ 程度まで減少しており、この点も考慮して、水車発電機の台数を検討すると下記の通りである。1台の場合は、保守点検時及び故障が生じた場合、ディーゼル発電の代替運転が必要となり燃料代の負担が非常に大きくなる。既設発電所の3ユニットは横軸フランシス水車が採用されている。

- 横軸フランシス水車単体機では、発電流量が $2.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ の場合、60%の流量で効率が悪くなり、出力は約400kW以下となる。
- 横軸フランシス水車2台並列運転の場合は、1台当たりの発電流量が $2.1 \text{ m}^3/\text{sec}$

となる。渇水期には1台はほぼフル稼働となり残り1台は停止する。出力は500kW程度と想定される。

- ▶ 横軸フランシス水車3台並列運転にした場合は、1台当たりの最大使用流量1.4m³/secとなる。渇水期には1台はフル稼働可能で、もう1台は約70%の稼働率で250kW程度の出力と想定されるので、出力は550kW程度と想定される。
- ▶ 横軸プロペラ水車4台で縦2列の並列運転は、縦2台当たりの最大発電流量2.1m³/secとなる。渇水期には、縦1列2台はフル稼働可能で、出力250kW X 2台=500kW程度と想定される。

渇水時の出力・発電量、保守点検・事故時の対応、同期運転性、機器価格、予備品等について、各案の比較検討を実施した。水車発電機の台数は下記の比較結果より、2台～4台が推奨される。

表 3.2-13 水車発電機台数の比較検討結果

	横軸フランシス 1台	横軸フランシス 2台	横軸フランシス 3台	横軸プロペラ 4台
同期運転	N.A	++++	++++	+++
メンテナンス時及び故障時の出力減	+	++	++++	+++
水車価格(低価)	++++	+++	+	+
輸送運搬・据付費用(低価)	+	+++	+++	+++
流量低減時の効率運転	+	++	+++	++
予備品の量(汎用性)	+	++	+++	+++
総合評価	8	16	18	15

b) 水車台数の選定検討

新エネルギー財団「水力開発ガイドマニュアル」(1996)のフランシス水車の効率曲線を用い、最大取水量に対する取水量の比率と水車効率の対応を考慮し、2台の場合と3台の場合のエネルギー計算を実施した。図3.2-26でE1、E2、E3はそれぞれ、1台目、2台目、3台目の水車による日発生電力量を示したものである。図3.2-27は、2015～2018年の各月の発生電力量、及び2015～2018年の4年間平均の各月発生電力量をまとめたものである。

この結果より、2台ケースよりも3台ケースの方が若干年平均発生電力量は大きいものの、その差は大きなものではない。また、2台時に比べ3台の場合は機器コストが増加することから、費用対効果の面から2台が適切と考える。

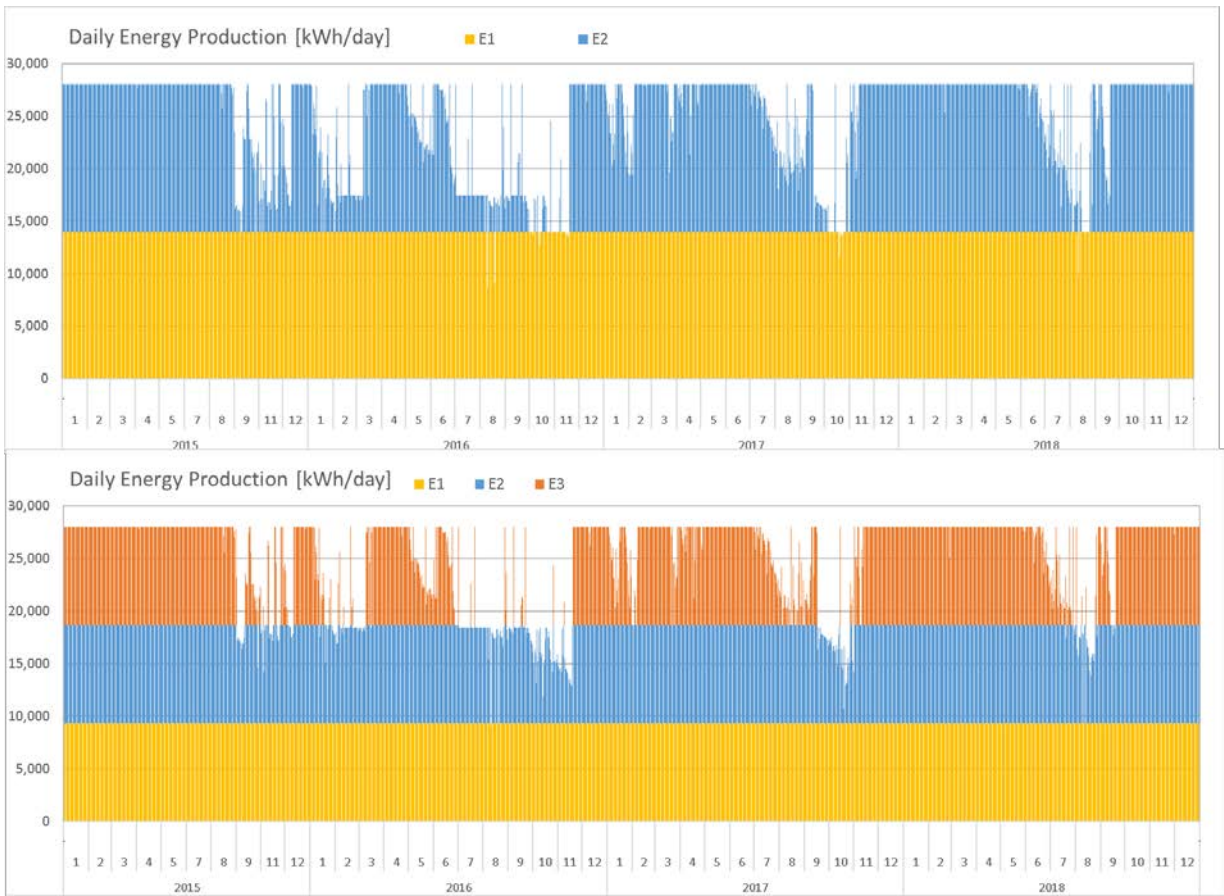
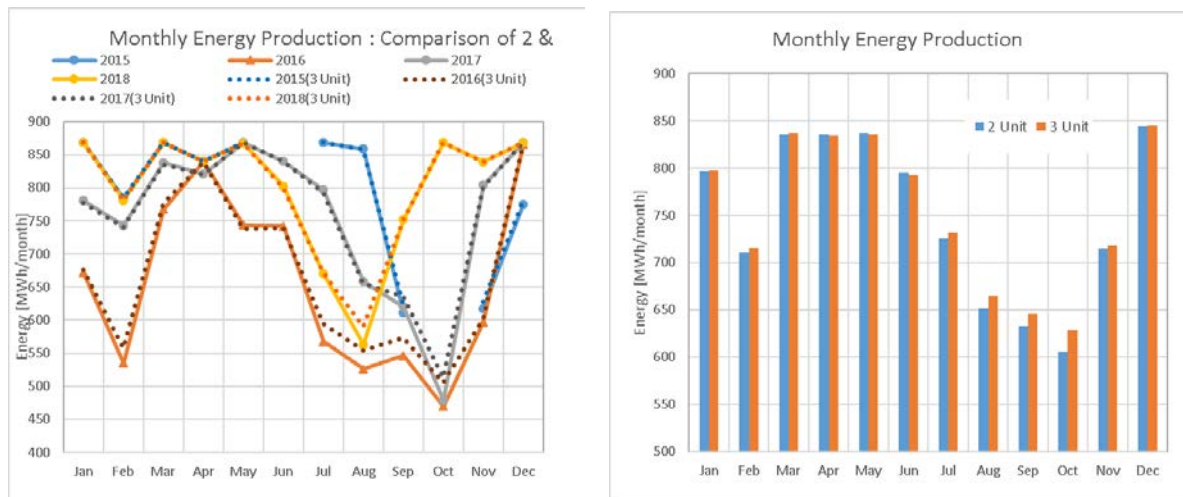


図 3.2-26 時系列発生電力量の比較



(各年各月の2台・3台発生電力量の比較)

(2015-2018年平均発生電力量の比較)

図 3.2-27 水車台数による発生電力量の比較(2台及び3台)

(2) 水車・発電機の基本設計

上記比較検討より、最適な水車形式・台数は横軸フランシス 2 台となった。今回の新設水力発電所において、既設水力発電所と同様の横軸フランシス水車を採用する。既設の水車・発電機及び電気・制御機器の配置により近いものとして、運転・保守作業員が慣れた機種・配置を採用することができるという利点もある。

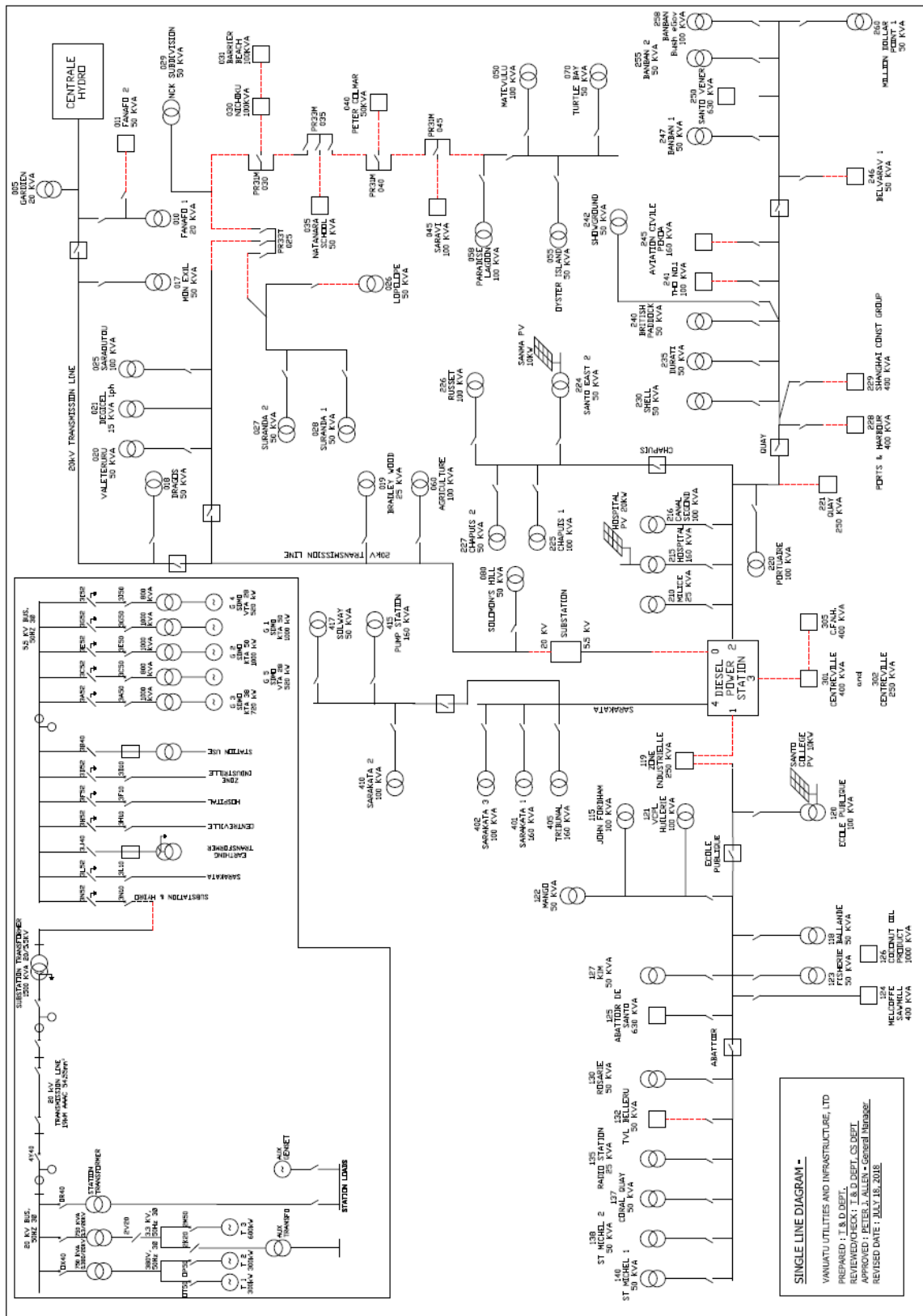
3.2.2.6 系統施設

サラカタ川水力発電所とルーガンビル変電所間の既設 20kV 送電線に新設発電所を系統連系する際に、現状の系統に生じる問題点について以下に検討を行った。

(1) ルーガンビルの系統

サラカタ川水力発電所の電力は、ルーガンビル市内へ 20kV の送電線 1 回線で送電し、市内にあるルーガンビル変電所において 1,500kVA 変圧器で 20kV から 5.5kV に降圧し、5.5kV 配電線で市内のディーゼル発電所に接続するとともに 4 回線の 5.5kV 配電線により各エリアに供給する系統となっている。ルーガンビルコンセッションの系統図については図 3.2-28 に示す。

現状の問題点は、20kV 送電線 1 回線で送電しているため N-1 基準を満たしていない点である。現状では 20kV 送電線に事故が発生した際に、サラカタ川水力発電所は運転継続が出来なくなる。この問題を解消するために 2 回線化し、供給信頼度を大幅に向上させることが望ましい。




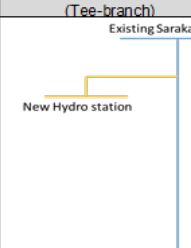
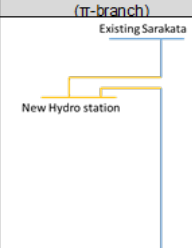
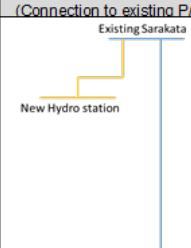
出典：VUI

図 3.2-28 サント島ルーガンビルコンセッションの系統図

(2) 新設水力発電所連系オプションに関する比較検討

今回の調査では以下の3つの代替案について信頼度、実現性、環境影響、コストの観点から総合的に評価を行った。1案(Plan-1)は既設送電線にT分岐で連系する案、2案(Plan-2)はπ分岐で連系する案、3案(Plan-3)は既設水力発電所に引き込む案である。評価の結果については表3.2-14に示す。

表 3.2-14 新設水力発電所連系オプションに関する比較検討

		Existing	Plan 1 (Tee-branch)	Plan 2 (π-branch)	Plan 3 (Connection to existing P/S)
Power System Diagram					
Reliability	Power System		+ All G stopped by Line accident	+++	++++
	During Construction		++++	++++	+++
Feasibility	Transmission Line(T/L) Route		++++	++++	++
	Powerstation(P/S) Feeder Facility		++++	++++	+ little space at Existing P/S
Environmental Social Impact			++++	+++	+ need many logging
Cost	Construction of T/L (USD)		++ need communication system	++++	+++
Total Estimation			++	++++ (recommend)	++

出典：調査団作成

1) PLAN-1

既設 20kV 送電線に T 分岐で接続する場合 (Plan-1)、20kV 送電線事故が起きた際に全ての水力発電所が停止するため供給信頼度が他の案に比べ低い。また、線路を保護するために 3 端子線路保護リレーの導入が必要となる。既設 20kV 送電線の架空地線を全て OPGW (Optical fiber composite overhead ground wire) への張替及び通信設備が必要となりコストが大幅に増加する。

2) PLAN-2

既設送電線へのπ接続する案 (Plan-2) については、事故時に継続運転ができる。発電機の容量で Plan-3 には少し劣るものの、既設水力発電所と新設水力発電所間で送電線事故が発生しても新設水力発電所は継続運転が出来るため供給信頼度が高い。

3) PLAN-3

既設発電所へ 20kV 送電線を引き込む案 (Plan-3) については、既設発電所に開閉器・制御盤を設置するスペースがないため、既設発電所の建屋増築が必要になり、Plan-2 に比べ建屋増築、開閉設備分のコスト増加となる。また今回新設するアクセスルート沿いから送電線路が外れ、急峻で高い位置にある川の対岸から引き込む必要があり、大規模な工事となる。

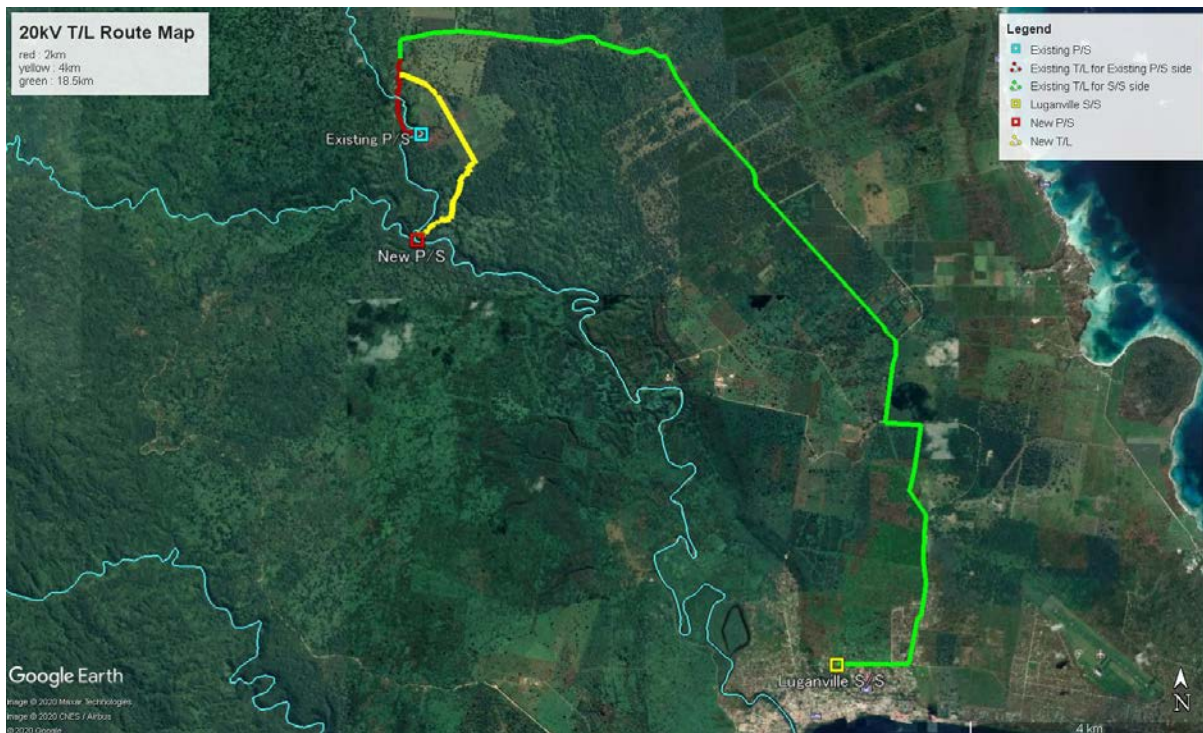
4) 採用案

Plan-2 は、コストの面では Plan-1 で必要な送電線保護リレーのための OPGW、通信設備が不要であり、Plan-3 で必要な既設発電所での建屋増築、開閉器、制御盤が不要である。また、既設送電線までの 2 回線分のコスト上昇はこれらのコスト増加分に比べ僅かである。また、上述のように、Plan-2 の供給信頼度は高い。これらの理由より Plan-2 (既設 20kV 送電線への π 接続) を採用することとした。

(3) 系統解析

1) 系統解析条件

既設サラカタ川水力発電所の容量は 600kW が 1 台、300kW が 2 台となっている。これらに加えて今回発電所を新設するにあたり、既設系統設備の熱容量・電圧範囲・短絡容量の系統制約条件を検討する。なお、電圧範囲の条件は URA の "Electricity Reliability Standard" より 5.5kV においては $\pm 7\%$ の範囲内とすることが定められている。20kV 送電線においては明確に規定されていないが、ルーガンビル市内の変電所で上記の電圧範囲に収めるために、既設の負荷時タップ切替変圧器の電圧制御範囲内である 18-22kV の範囲内にする必要がある。なお、新設発電所の送電端出力については 1,000kW を想定した。20kV 送電線についてはアクセス道路沿いに設置し、図 3.2-29 の各送電線の接点を連系点とする。既設を含めた 20kV 送電線の亘長は図 3.2-29 により既設サラカタ川水力発電所と既設ルーガンビル変電所間は 20.5km、既設水力発電所と連系点間は約 2km、連系点と新設発電所間は約 4km である。



出典：JICA 調査団作成

図 3.2-29 ルーガンビル送電系統概要

2) 現状の 20kV 送電線の検討

送電線に通電される電流量は約 35A であり、既設電線 (ACSR-OC 58mm²) の容量である周囲温度 40°C で 205A を満足している。変圧器容量は 1,500kVA であり、年間ピーク時の力率は 0.86 であるため、発電電力分の容量は確保できている。既設 20kV 送電線 (軽負荷時) の電圧上昇は、最大出力が低下する乾季 (軽負荷時) においても半分程度発電でき、規定値内に収まり問題は生じない。また、雨季の重負荷時の電圧降下も、20kV 送電線上の負荷が連系されていない最も厳しい条件で検討し、規定値内に収まることを確認した。

3) 水力発電所を新設した場合の 20kV 送電線の検討

短絡電流は最大で 6.48kA であり、既設送電設備の短絡容量である 12.5kA 内に収まっている。また、送電線に通電される電流量は約 64A であり、既設電線 (ACSR-OC 58mm²) の容量である周囲温度 40°C で 205A を満足している。一方で変圧器容量は既設及び新設の水力発電機の合計出力である 2,200kW が必要となるため、ルーガンビル変電所に 3,000kVA の容量の変圧器への取替あるいは 1,500kVA 変圧器を増設する必要がある。電圧降下に関しては 20kV 送電線に連系されている負荷で消費されない、最も厳しい

条件で計算を実施した結果、既設変電所における電圧が 18.08kV となる。これはルーガンビル変電所の変圧器で電圧制御できる範囲内である 18-22kV に収まっている。これは、上記 2) 同様、軽負荷時の電圧上昇、重負荷時の電圧降下ともに規定値内に収まる。以上より、熱容量、短絡容量、電圧全てにおいて系統要件を満足している。

4) ルーガンビル変電所とディーゼル発電所間の 5.5KV 配電線の検討

5.5kV に連系されている既設ディーゼル発電機の投入量が減り短絡容量は減少するため、5.5kV 全体では既設設備の取替は必要ない。また、電圧は負荷時タップ切替変圧器により負荷に応じて適正な電圧に制御される。従って今回の水力発電所の新設ではルーガンビル変電所からディーゼル発電所間の 5.5kV 配電線における電流容量が問題となる。この配電線は架空線と地中線により構成されている。架空線の区間は 340m であり、線種が ACSR-OC 58mm² である。地中線の区間は 260m であり、線種が XLPE 240mm² (アルミ、鎧装、4 芯) である。電流容量は架空線及び地中線の区間ともに 205A となっている。

送電損失は 218kW となり、かつ 20kV 送電線に連系されている負荷が常時 229kW 存在することを考慮すれば、5.5kV 配電線においては電流が 184A 流れるため、電流容量は不足しない。

今後、20kV 送電線のサイズアップあるいは 2 回線化を行った場合には、送電損失が減少することで 5.5kV 配電線を通過する電流量は増加するため、電流容量が不足する可能性がある。その際には、5.5kV 配電線についてもサイズアップあるいは 2 回線化を行う必要が出てくる。

5) まとめ

以上の解析結果によりルーガンビル変電所の変圧器容量以外の系統制約条件はなく、現在の既設 20kV 送電線、変電設備を利用し、新設発電所を連系系統し、送電することが可能である。

一方、ルーガンビル変電所の変圧器容量が 1,250kVA 不足しており、これに対応するための選択肢としては 1,500kVA の変圧器をもう 1 台増設し 2 台の並列運転とするか、3,000kVA の変圧器への取替とするかの 2 つある。変圧器 2 台の並列運転については、20kV 及び 5.5kV 両電圧階級で母線の新設、それに対応した 5.5kV のメタルキュービクルが必要になり、コストが大きく増加する。こうしたことを踏まえると、コスト面から 3,000kVA の変圧器への取替が望ましい。1,500kVA の変圧器は、3,000kVA 変圧器が故障した場合に発電機の出力制限をしながら非常用として利用可能である。なお、電圧降下については受電端であるルーガンビル変電所における電圧がタップ切替器

の下限電圧である 18kV に近いことから既設水力発電所の昇圧用変圧器のタップを調整し、送り出し電圧を 20kV から 21kV に変更することが望ましい。

今回の水力発電所新設のプロジェクトでは水力発電所を連系することを主眼に置いたが、将来的に供給信頼度を向上させ、送電損失を低減し、水力発電所からのクリーンエネルギーをより確実に利用するには既設 20kV 送電線の 2 回線化を実施することが望まれる。

(4) 系統施設の設計

現状の系統設備では、既設水力発電所及び配電用変電所には、系統の保護装置が設置されていない。このため、事故が有った場合に機器の保護が実施されない。また、既設系統に、新設水力発電所からの電力を、そのまま接続すると、既設水力発電所、新設水力発電所、配電用変電所の 3 方向の系統となり保護システム構築が複雑になる。系統保護装置が装備されていない既設配電機器には、大規模な既設の改造が必要となる。この改造には数か月を要し、ルーガンビル市内への電力供給において、数か月程度の停電が必要と想定される。このような状況を考慮して、既設 20kV 送電線のコンクリート柱 H27 において、既設発電所から送電されている線路と、コンクリート柱 H29 で、変電所へ電気を送電している線路を、 π (パイ) 接続して、一旦、新設 20kV 送電線 2 回線で、既設発電所から新設水力発電所へ送電する計画とする。(図 3.2-49 参照)

この地域は、無線設備による通信が不安定なため、既設水力発電所から新設水力発電所へのリモート運転を確実にを行うため、光ファイバーケーブルを既設及び新設 20kV 送電線コンクリート柱に敷設して、通信信号を伝送することにより、遠隔操作・運転を行うことを計画する。

20kV 配線図(単線結線図)を図 3.2-48 に示す。また、既設発電所から送電されている送電線と、変電所へ電気を送電している送電線で、 π (パイ) 接続して、既設発電所からの電気を新設 20kV 送電線 2 回線で新設水力発電所へ送電する計画を示す。

3.2.2.7 アクセス道路

(1) 全体計画

事業サイト周辺、すなわち既設の地方道路から発電所及び取水堰、水路の建設予定地へのアクセスには一般車両及び工事用車両が通行できる道路が存在しないため、本事業において、工事期間中の資機材運搬及び運開後の維持管理を目的としたアクセス道路を整備する。アクセス道路は、事業サイト北側に位置する地方道路と既設農道の交差点を始点として、プランテーション及び林地を通過し、発電所と取水堰をそれぞれ終点とする。アクセス道路の総延長は約 6.2km となり、プランテーション入口から発電所へのルートが約 4.7km、分岐点から取水堰へのルートが約 1.5km となる。

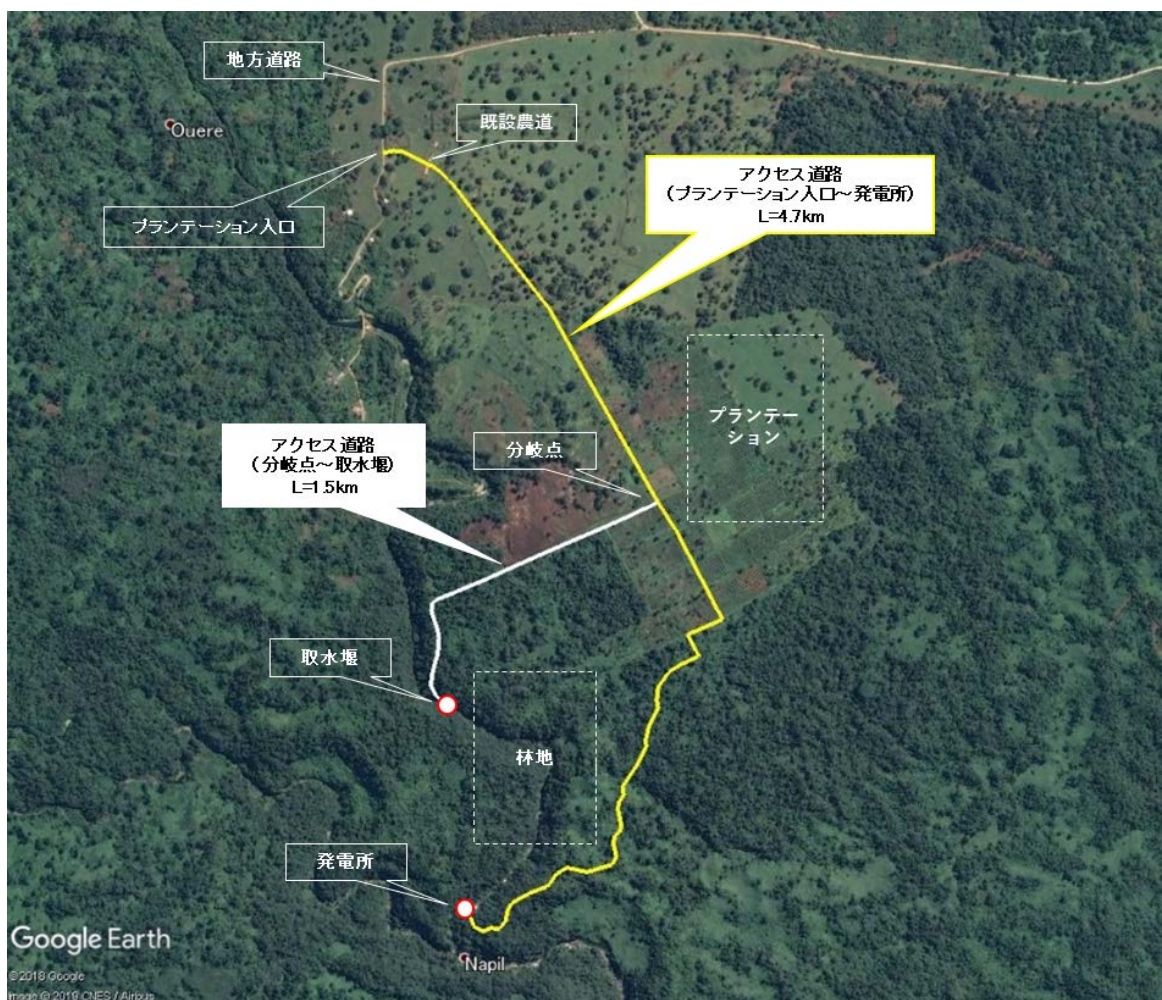


図 3.2-30 アクセス道路ルート

(2) 平面及び縦断計画

プランテーション内は比較的平坦な地形である一方で、事業サイト周辺の地形は急峻な V 字状の溪谷からなっているため、アクセス道路の線形設定は、地形の制約を強く受ける。この結果、ヘアピンカーブや長大かつ急傾斜法面掘削の施工が必要になり、工事の難易度が非常に高まる。



写真 3.2-1 急斜面をなす V 字谷

構造諸元は、農林水産省の林道規定に準拠することを基本とする。本事業におけるアクセス道路の構造諸元を以下に示す。

種別	2 級
設計速度	20km/h
車道幅員	3.0m
路肩幅員	0.5m×2
最小曲線半径	10m (例外値)
最大縦断勾配	10%

上述のとおり、アクセス道路の車道幅員は路肩を含めて 4.0m で計画しているが、工事用車両がすれ違うためには、最低でも 6.0m (車幅 2.5m×2 台+余裕幅 1.0m) の幅員が必要となる。したがって、アクセス道路のうち平場が確保できる箇所において幅 6.0m の待避所を適宜設置する。

(3) 断面計画

車道の構成は、車道幅員 3.0m、路肩幅員 0.5m×2 のほか、両端に素掘り排水溝 (幅 0.5m×2) を設置する。舗装は碎石舗装とし、材料は現地産のコーラル材を使用する。

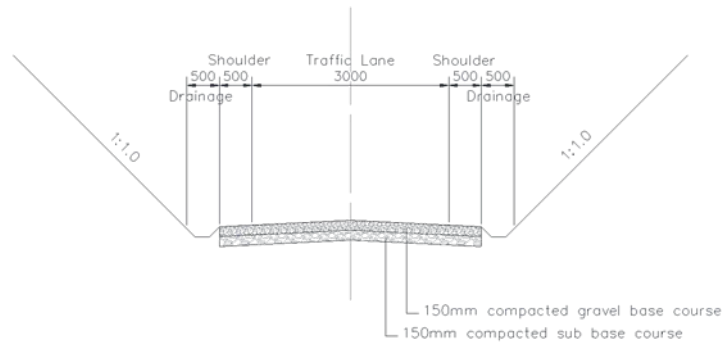


図 3.2-31 アクセス道路標準断面図

掘削及び盛土に対する法面の設計は、(社)日本道路協会道路土工、切土工斜面安定工指針及び盛土工指針に準拠するものとし、表 3.2-15 を標準とする。

表 3.2-15 標準法面勾配及び小段

作業の種類	地質	勾配	小段
掘削	土砂	1:1.0	高さ 10m 毎に幅 1m
	岩石	1:0.5	
盛土	砂質土	1:1.8	高さ 5m 毎に幅 1m

3.2.3 概略設計図

3.2.3.1 土木施設

土木施設の概略設計図を、図 3.2-32 ～ 図 3.2-39 に示す。

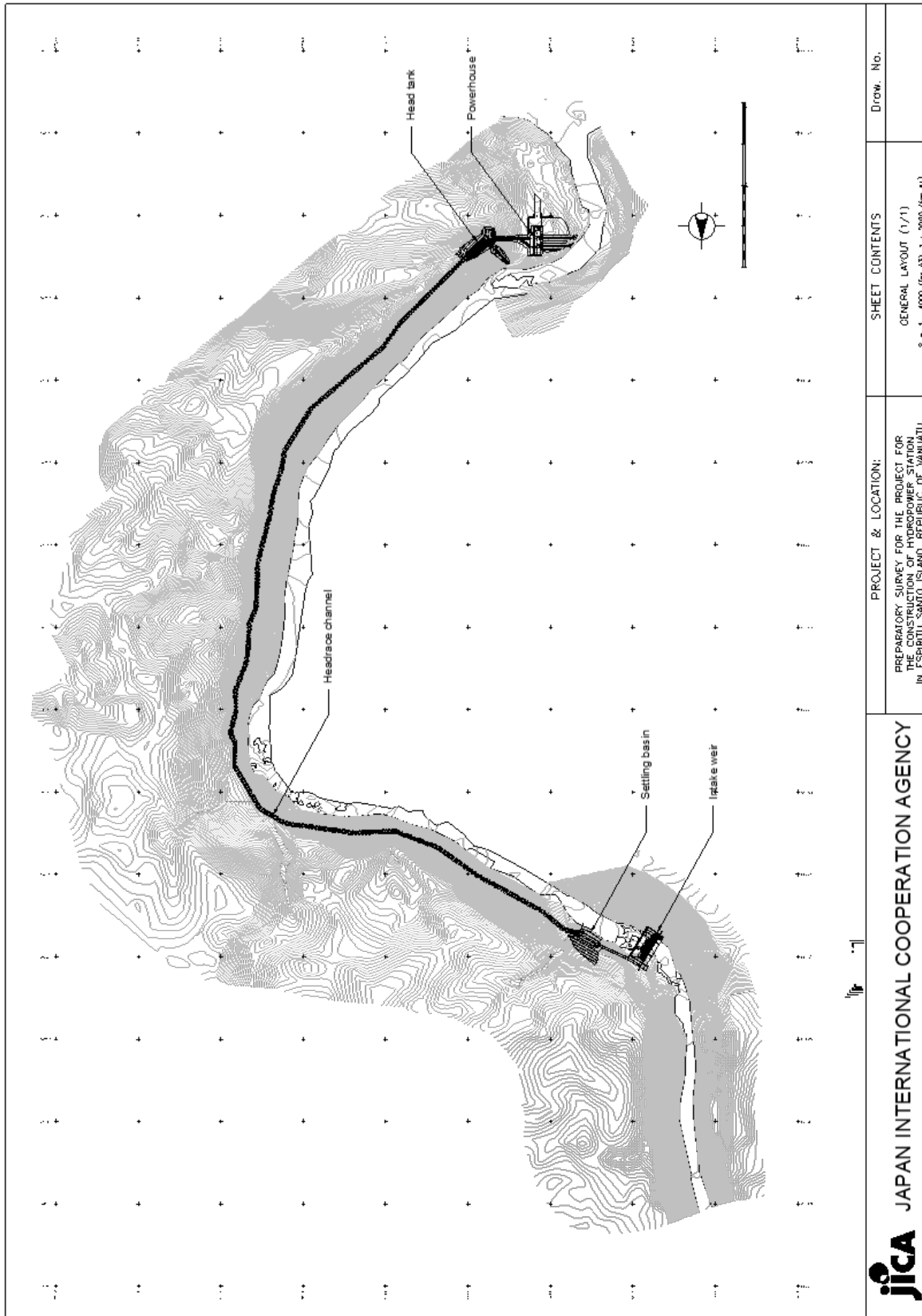


図 3.2-32 全体配置図

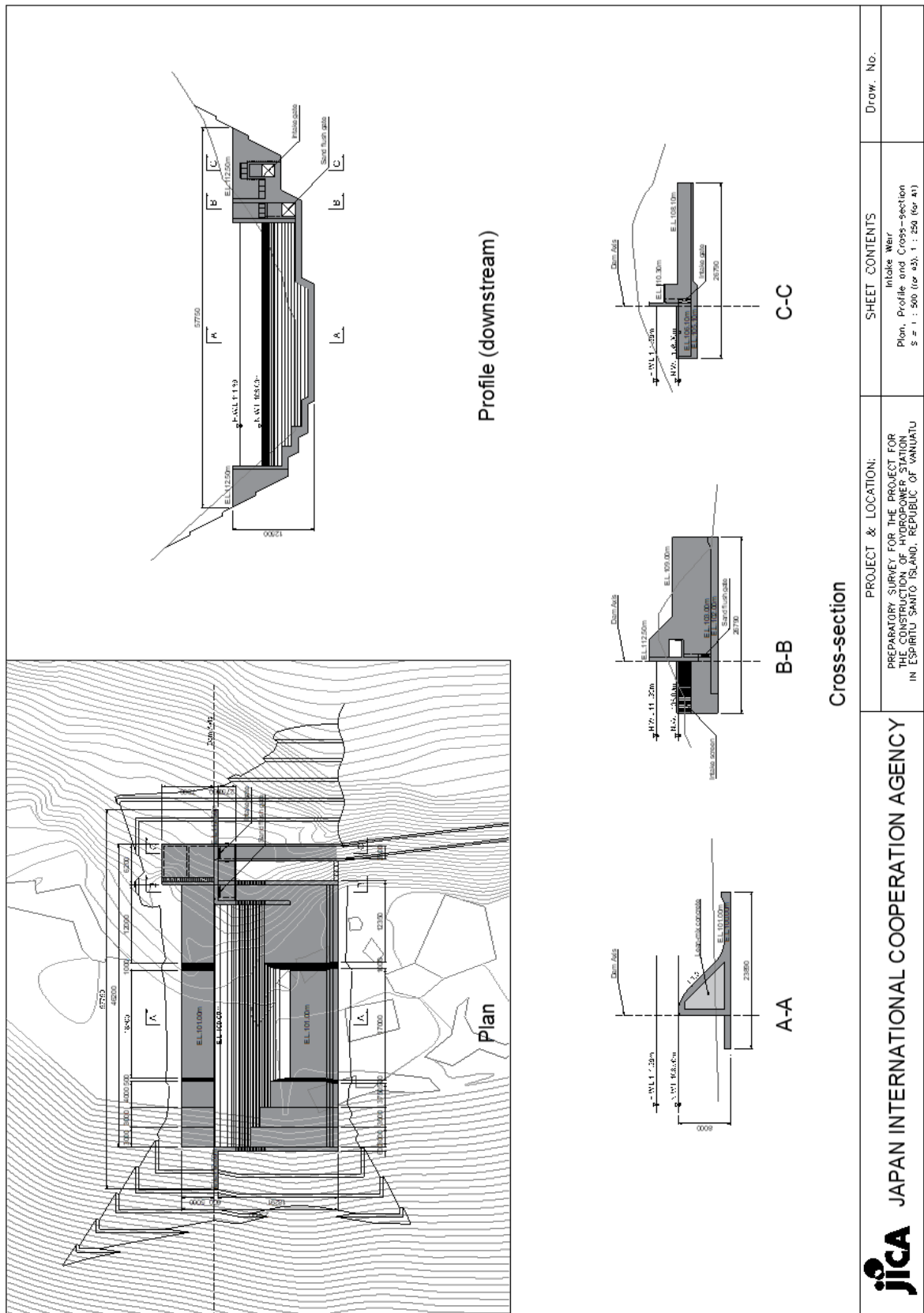


図 3.2-33 取水堰一般図

jica JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

PROJECT & LOCATION:
 PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR
 THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION
 IN ESPRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU

SHEET CONTENTS
 Intake Weir
 Plan, Profile and Cross-section
 S = 1 : 500 (for ab), 1 : 250 (for at)

Draw. No.

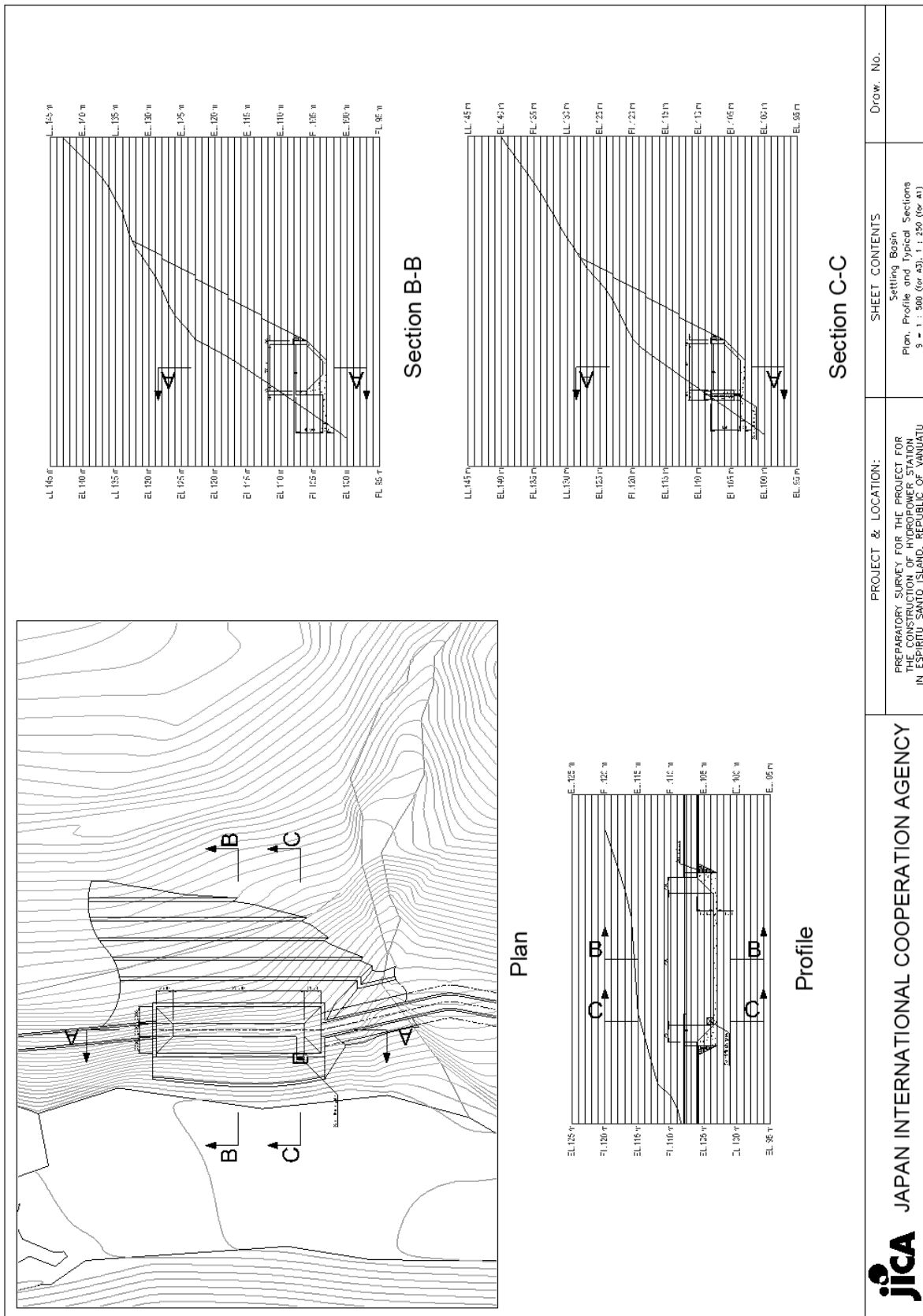


図 3.2-34 沈砂池一般図

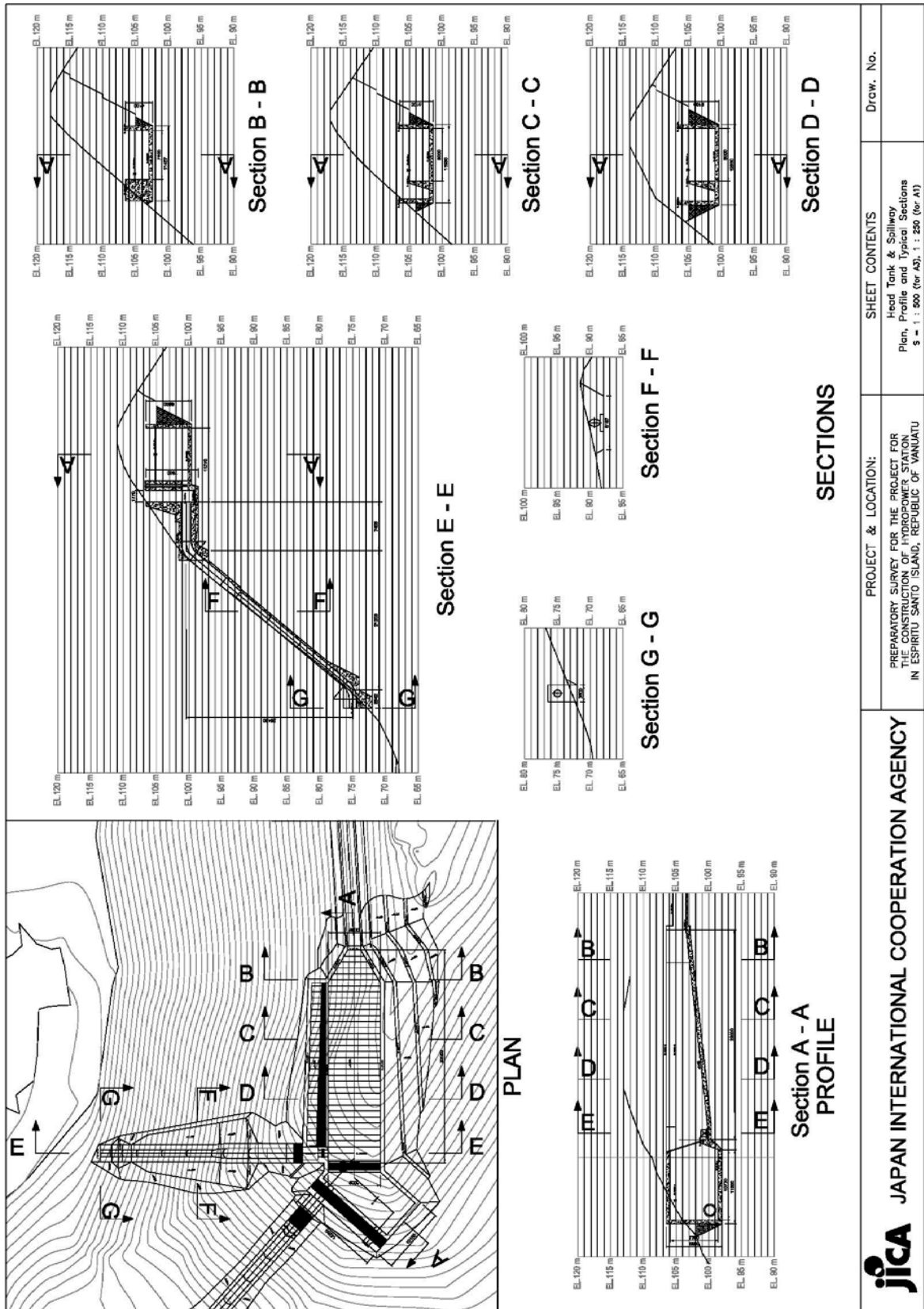


図 3.2-35 ヘッドタンク一般図

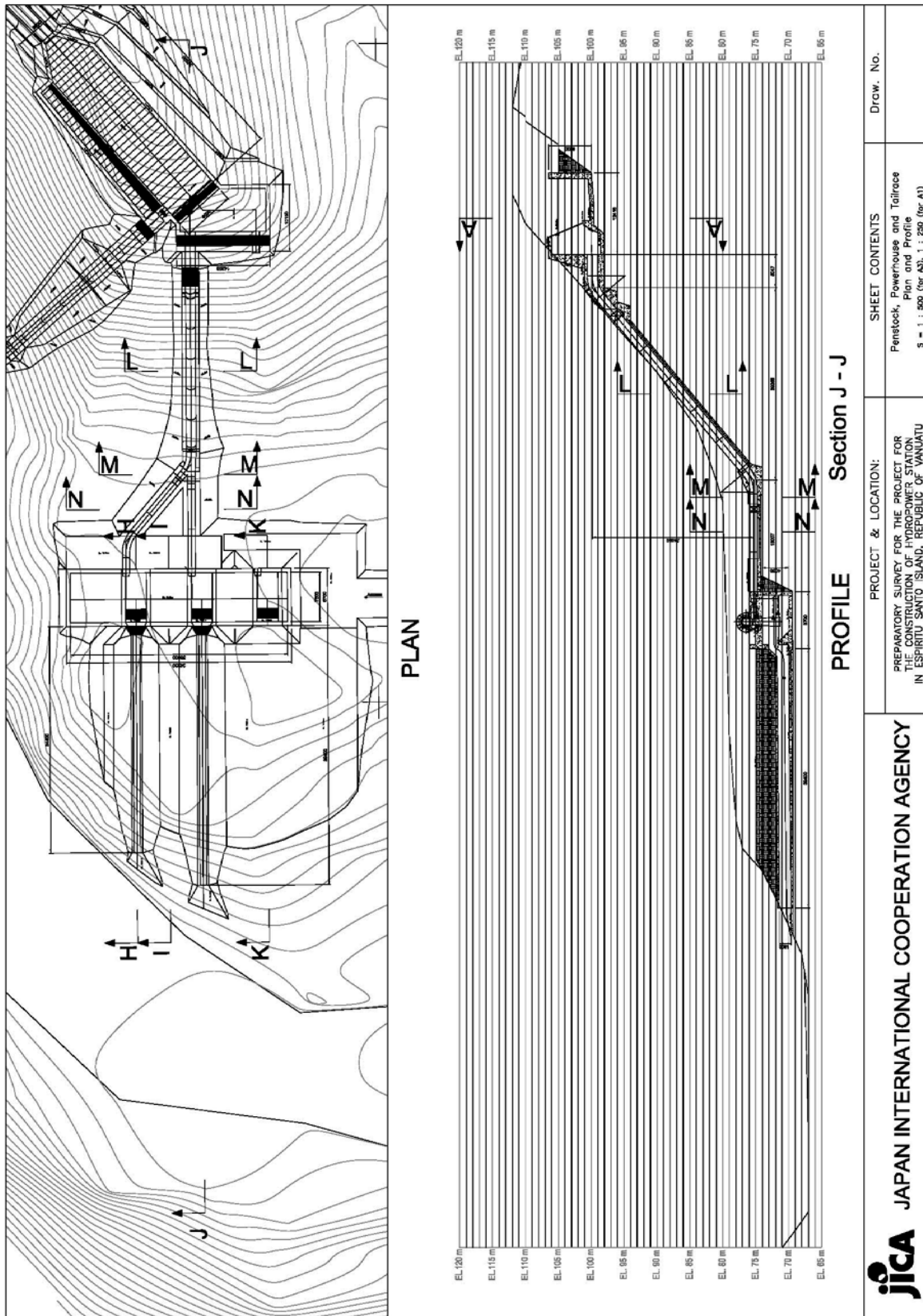


図 3.2-36 発電所基礎一般図

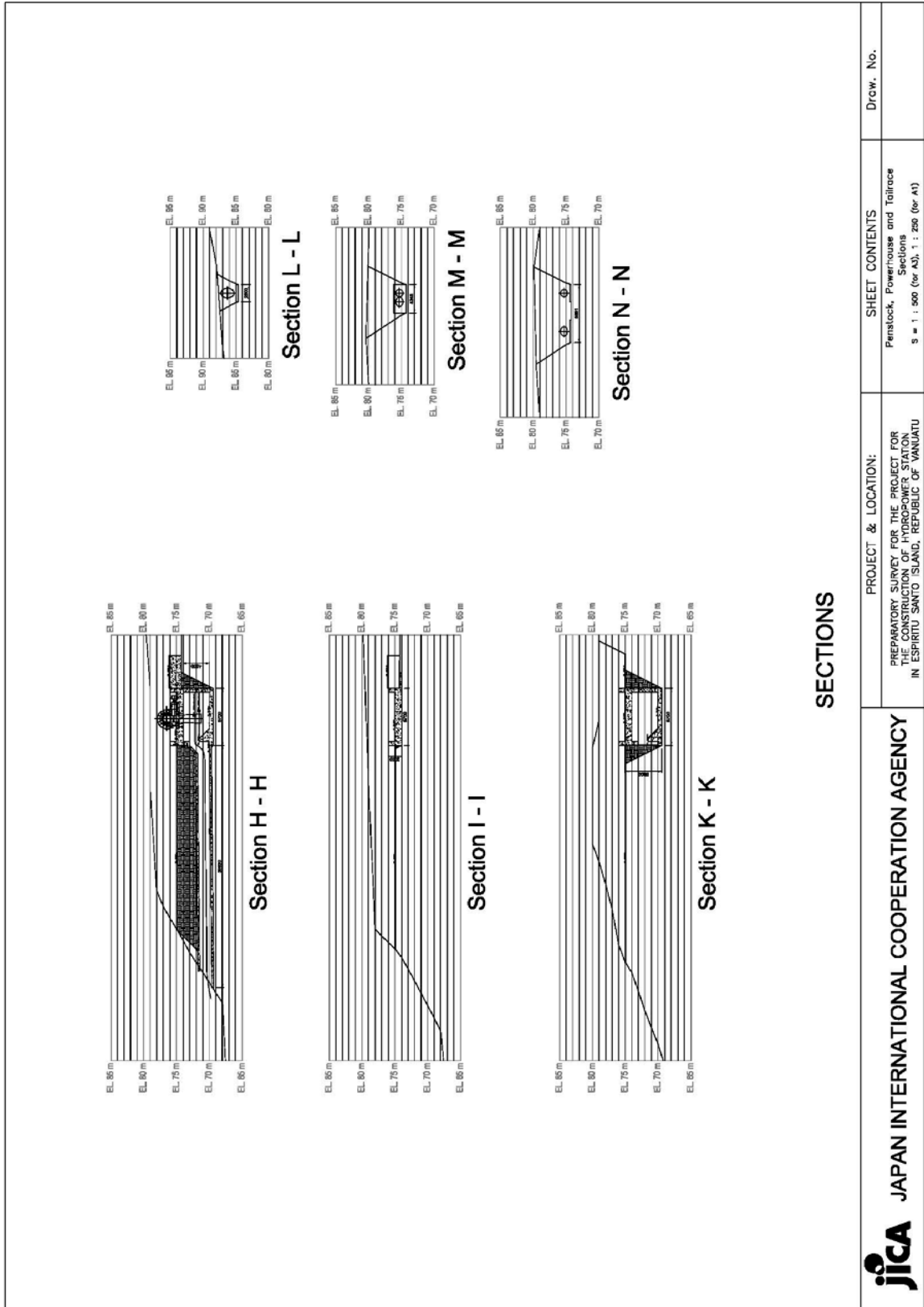


図 3.2-37 発電所基礎断面図

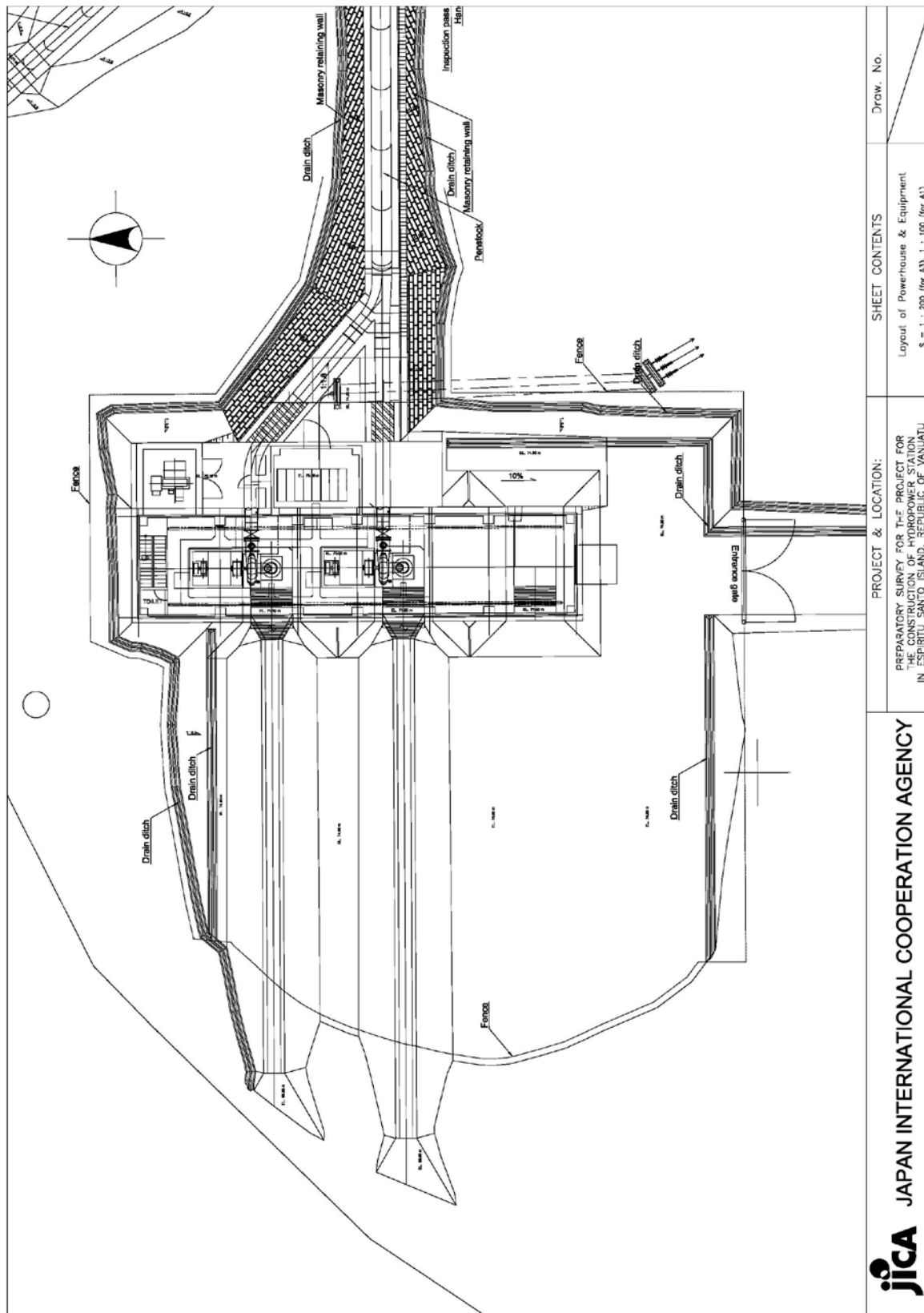


図 3.2-38 発電所及び機器配置図

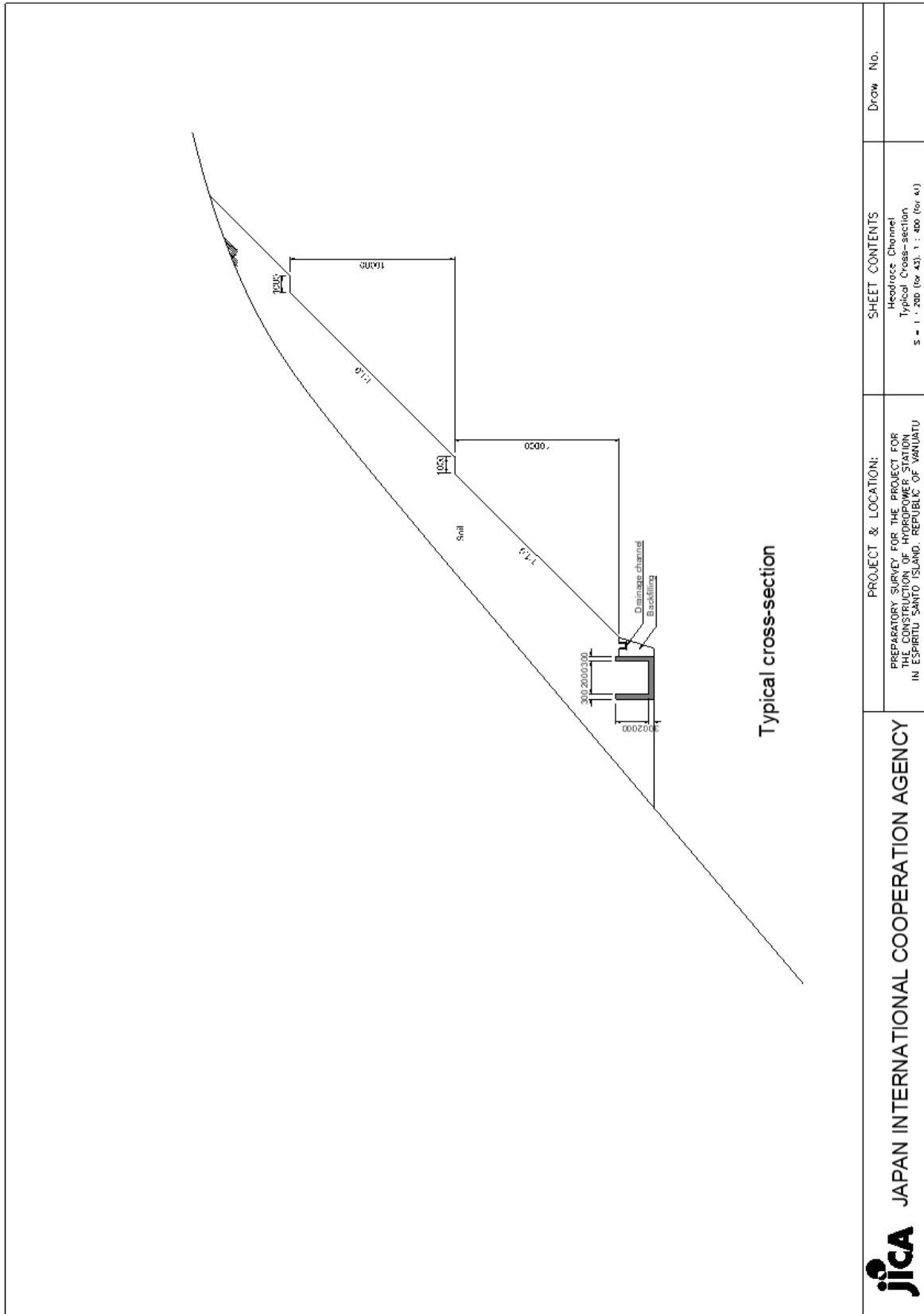


図 3.2-39 導水路標準断面図

3.2.3.2 建築施設

建築施設（発電所）の概略設計図を、図 3.2-40 ～ 図 3.2-42 に示す。

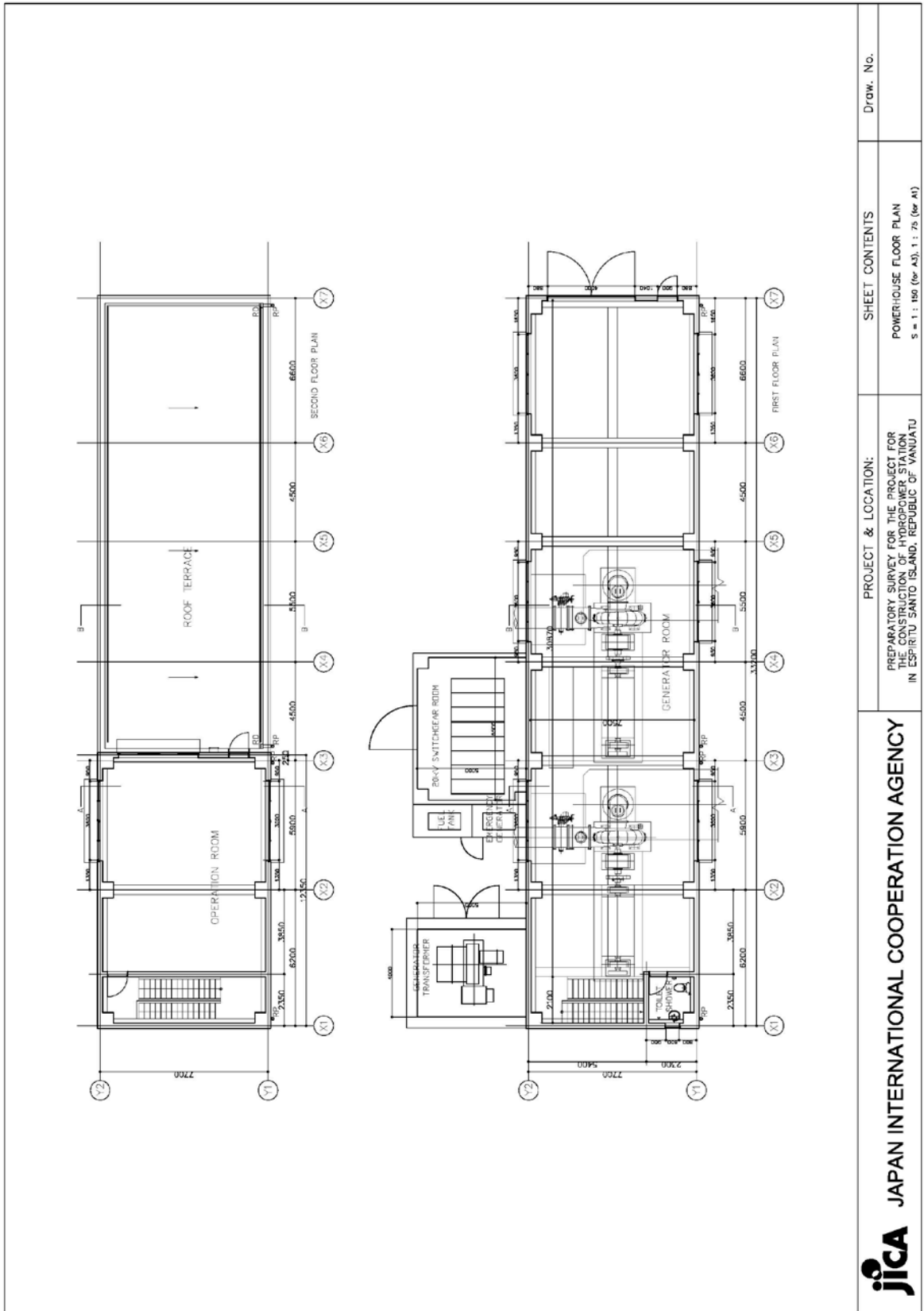


図 3.2-40 発電所平面図

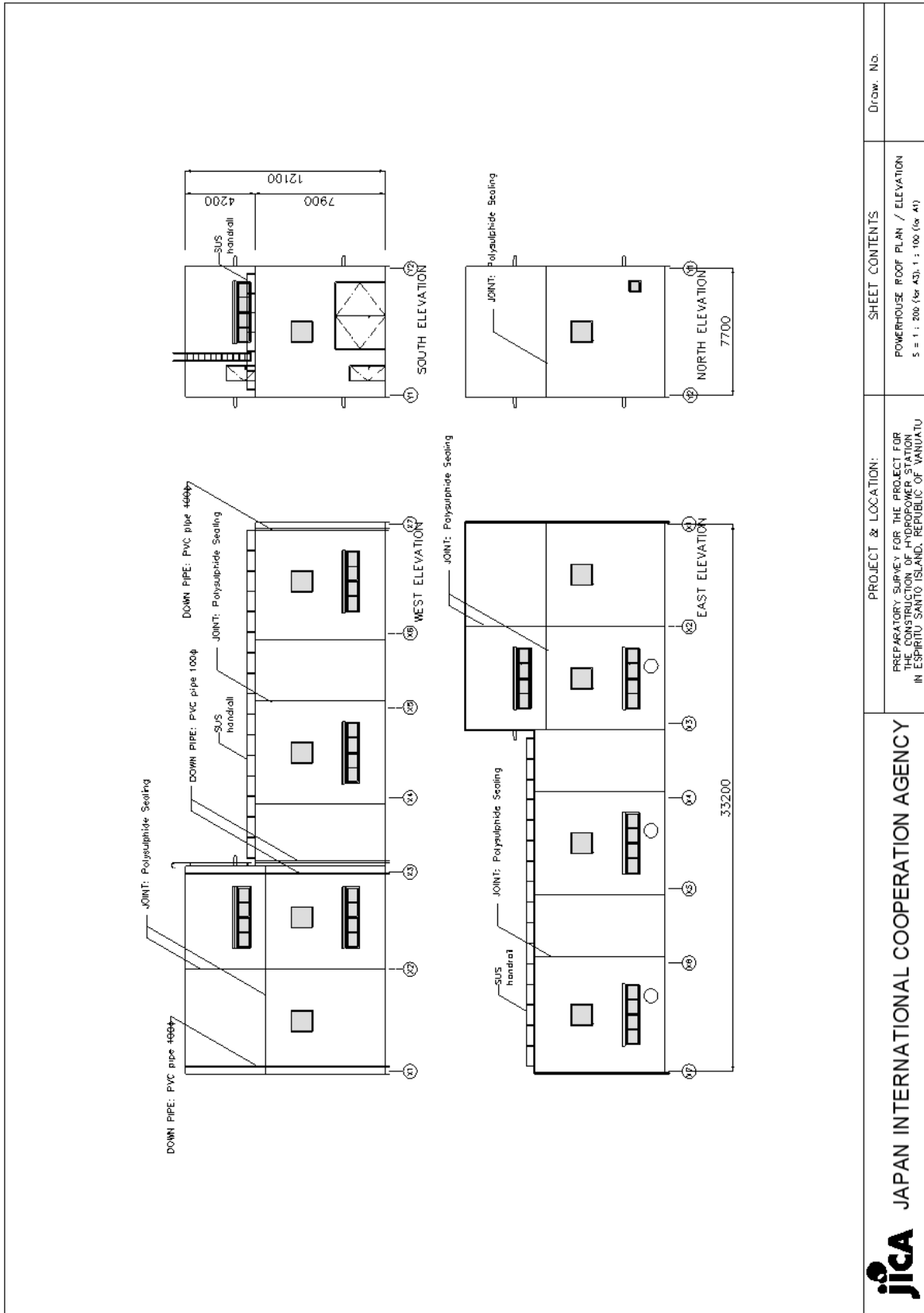
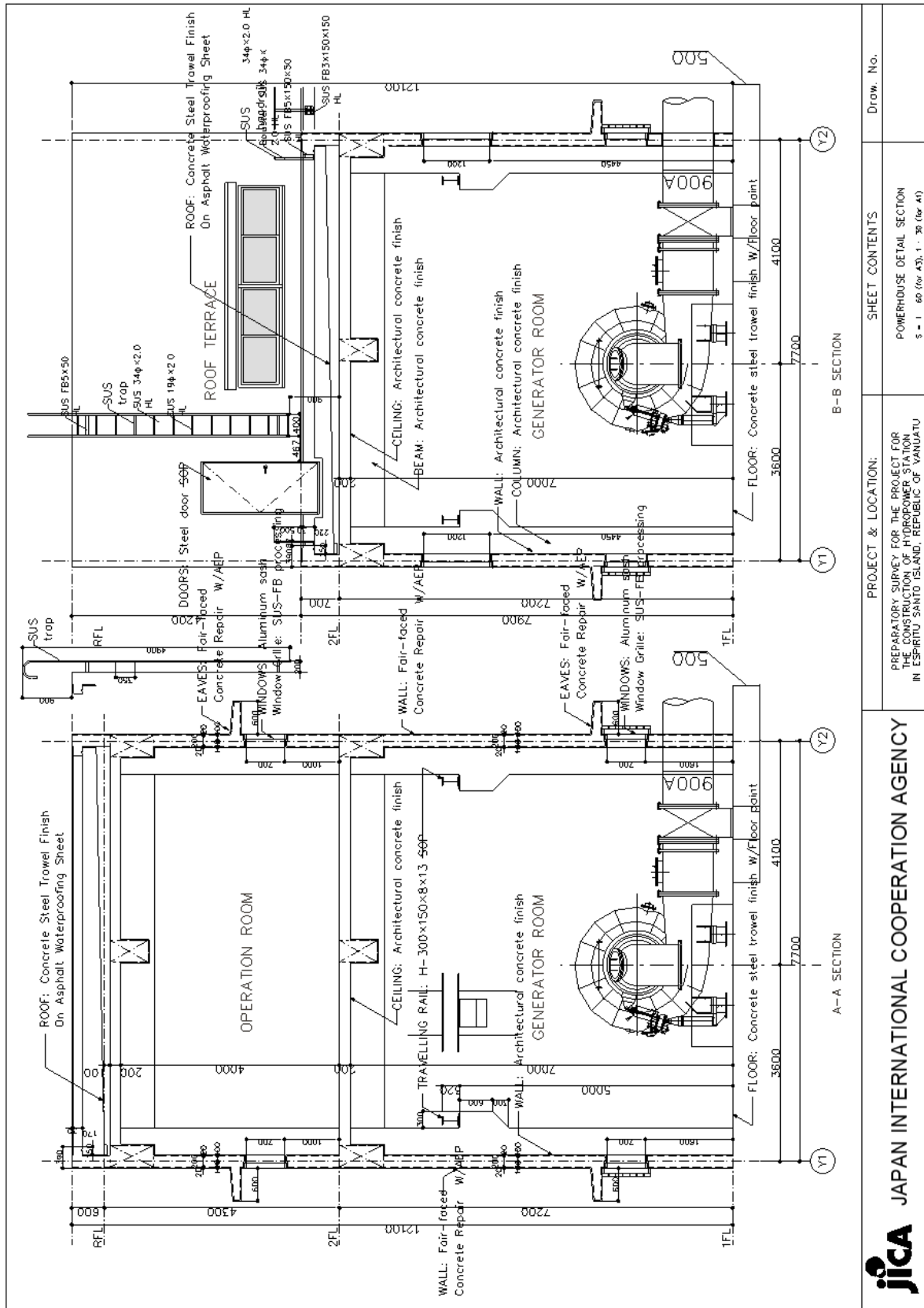


図 3.2-41 発電所立面図



 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	PROJECT & LOCATION: PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION IN ESPRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU	SHEET CONTENTS POWERHOUSE DETAIL SECTION § - 1 - 60 (for A3), 1 - 70 (for A4)	Draw. No.
	B-B SECTION		

図 3.2-42 発電所断面図

3.2.3.3 アクセス道路

アクセス道路の概略設計図を、図 3.2-43 及び 図 3.2-44 に示す。

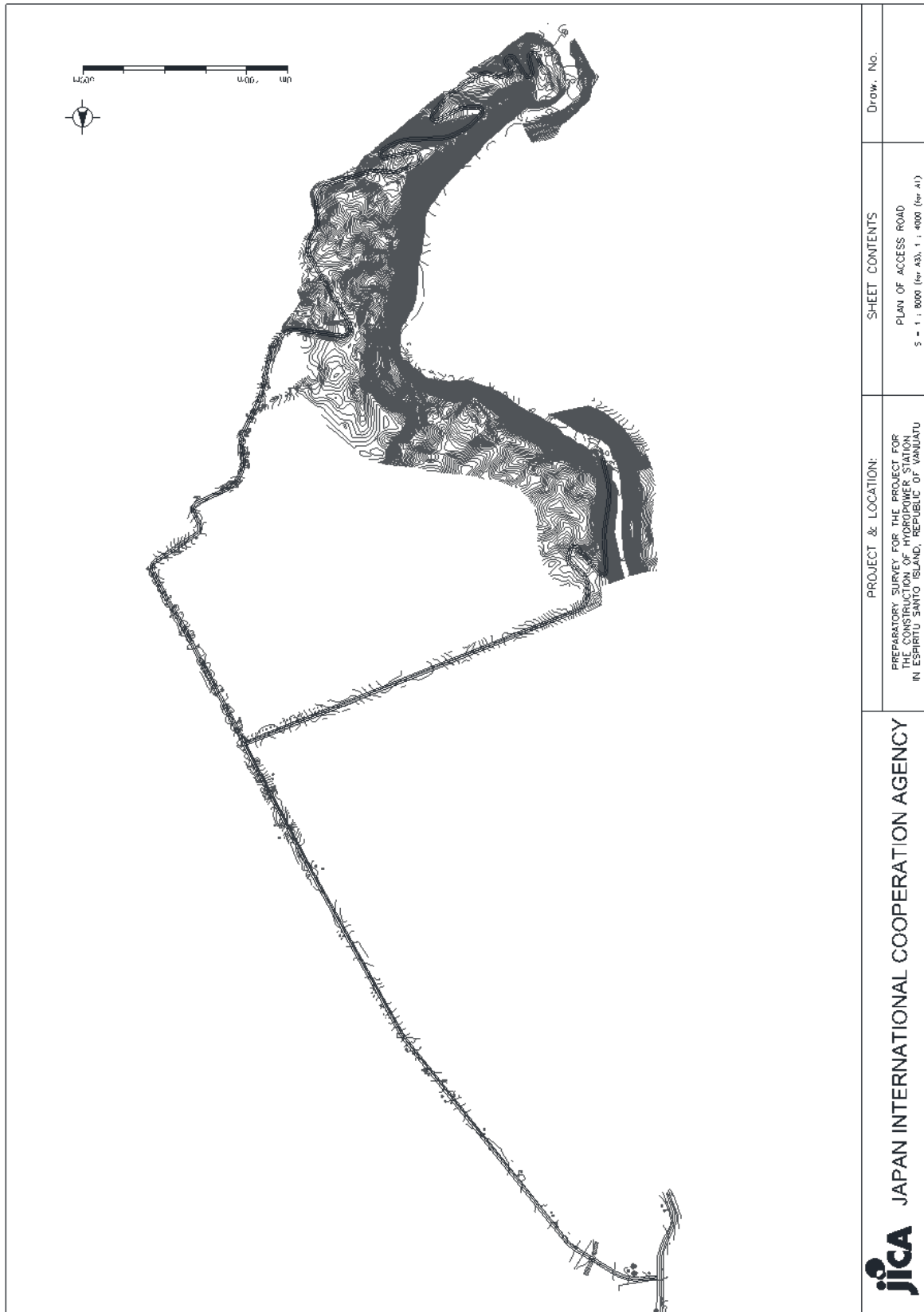


図 3.2-43 アクセス道路平面図

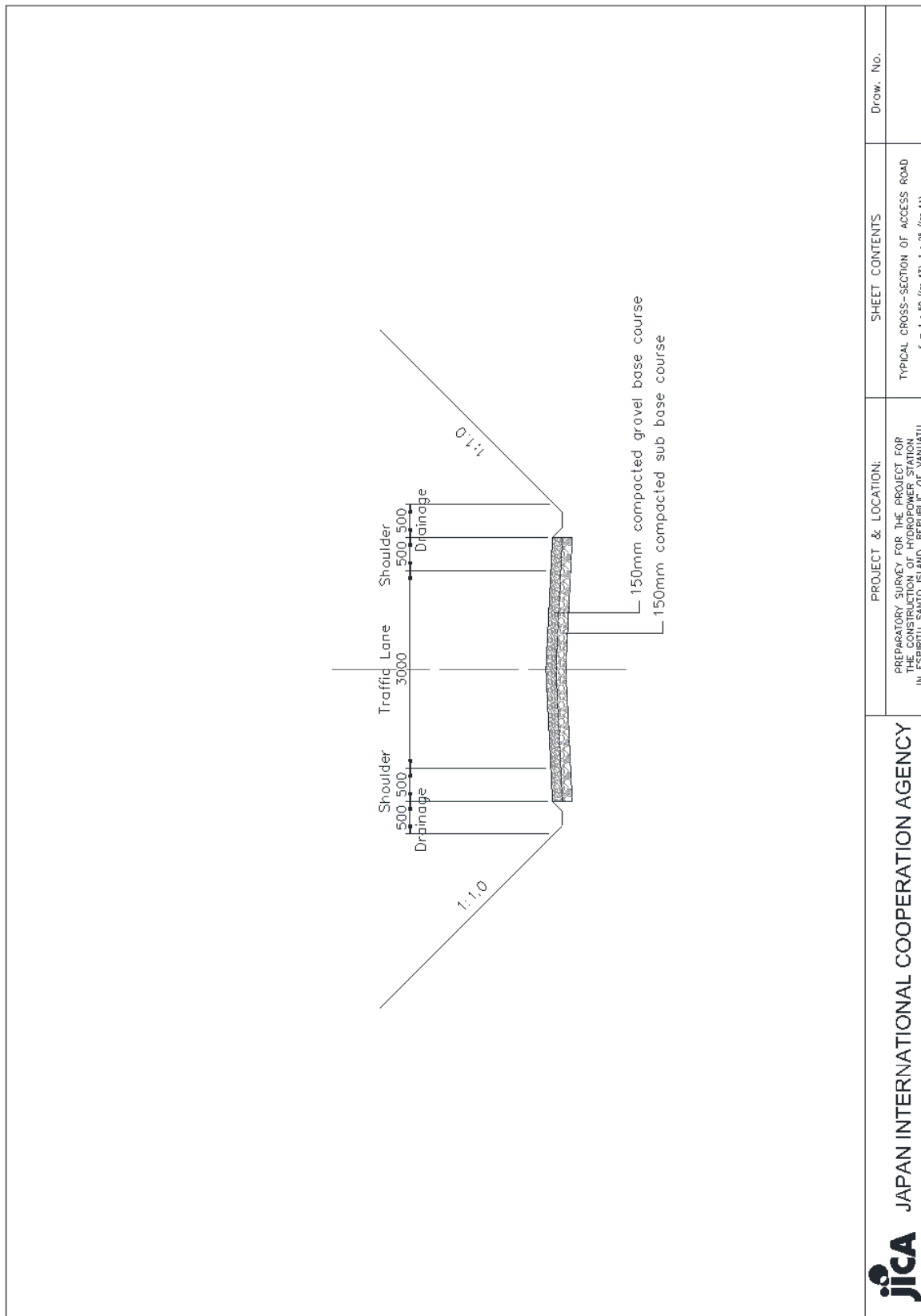


図 3.2-44 アクセス道路標準断面図

3.2.3.4 水車・発電機

発電所及び水車・発電機の概略設計図を、図 3.2-45 ～ 図 3.2-47 に示す。

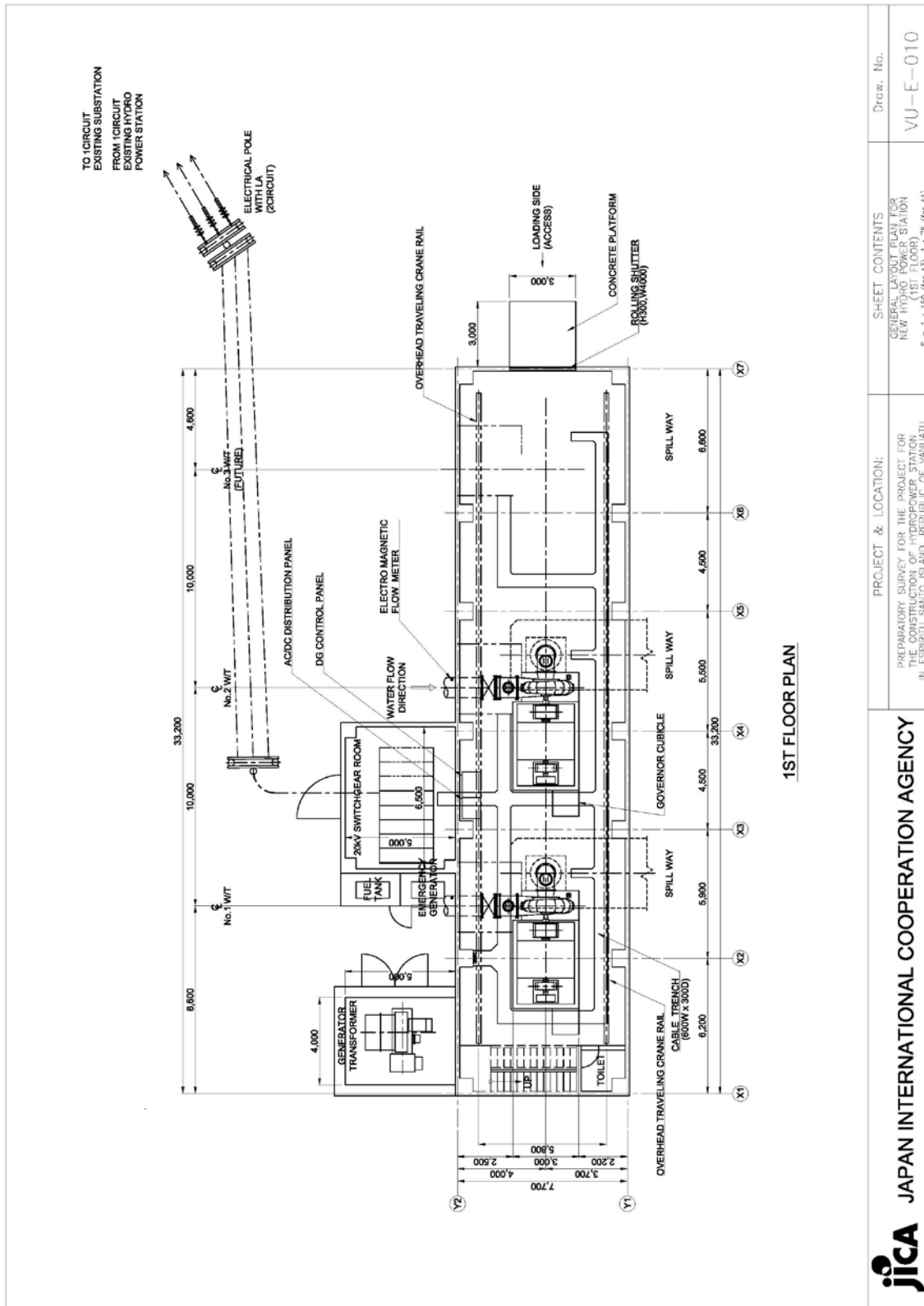
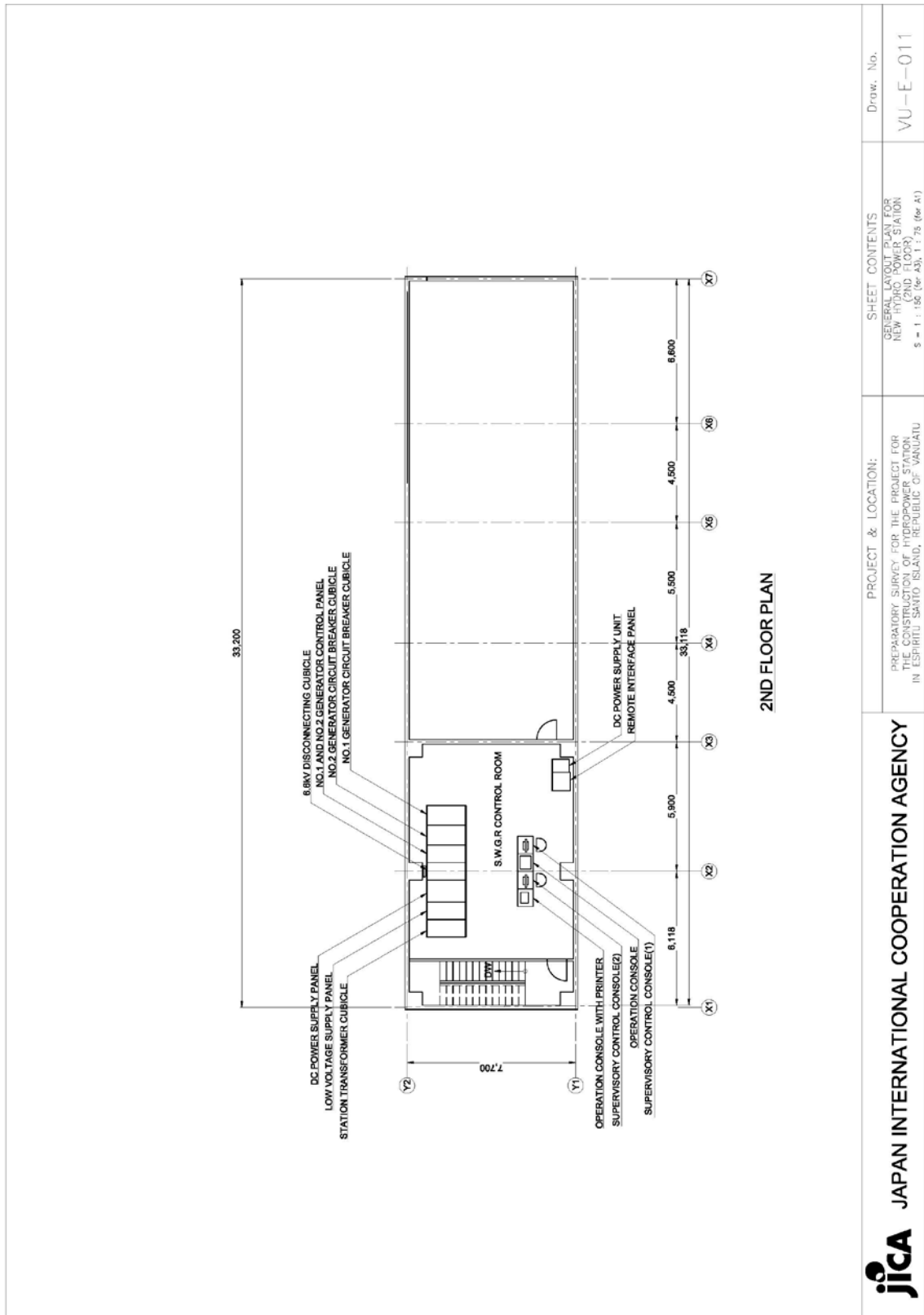


図 3.2-45 新設発電所 1階レイアウト図



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	PROJECT & LOCATION: PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION IN ESPIRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU	SHEET CONTENTS GENERAL LAYOUT PLAN FOR NEW HYDRO POWER STATION (2ND FLOOR) \$ = 1 : 150 (for A3), 1 : 75 (for A1)
		Draw. No. VU-E-011

図 3.2-46 新設発電所 2 階レイアウト図

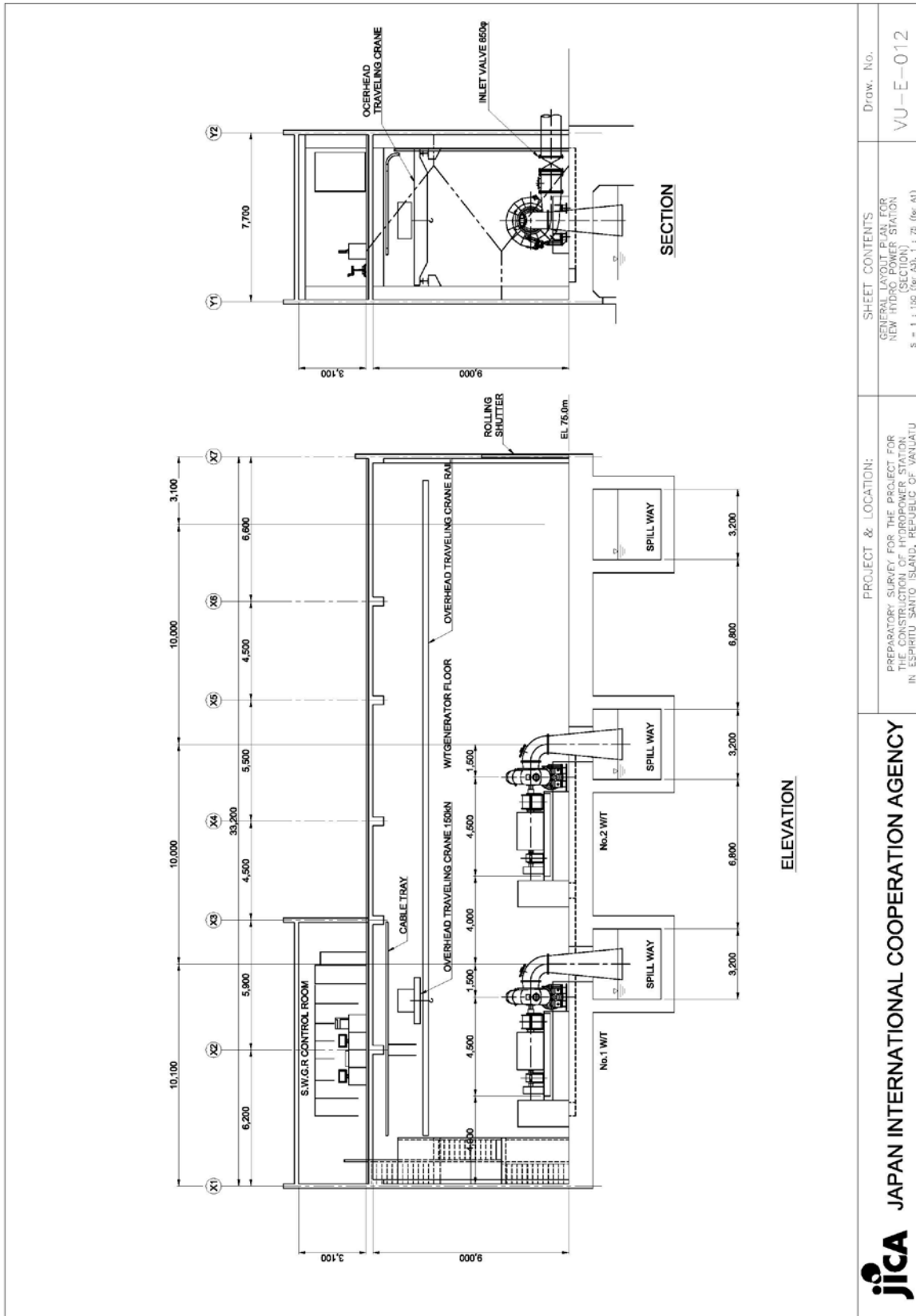


図 3.2-47 新設発電所側面レイアウト図

 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	PROJECT & LOCATION: PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION IN ESPRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU	SHEET CONTENTS GENERAL LAYOUT PLAN FOR NEW HYDRO POWER STATION (SECTION) \$ = 1 : 150 (w/ A3), 1 : 75 (w/ A1)	Draw. No. VU-E-012
--	---	---	-----------------------

3.2.3.5 系統施設

系統施設の概略設計図を、図 3.2-48 ～ 図 3.2-52 に示す。

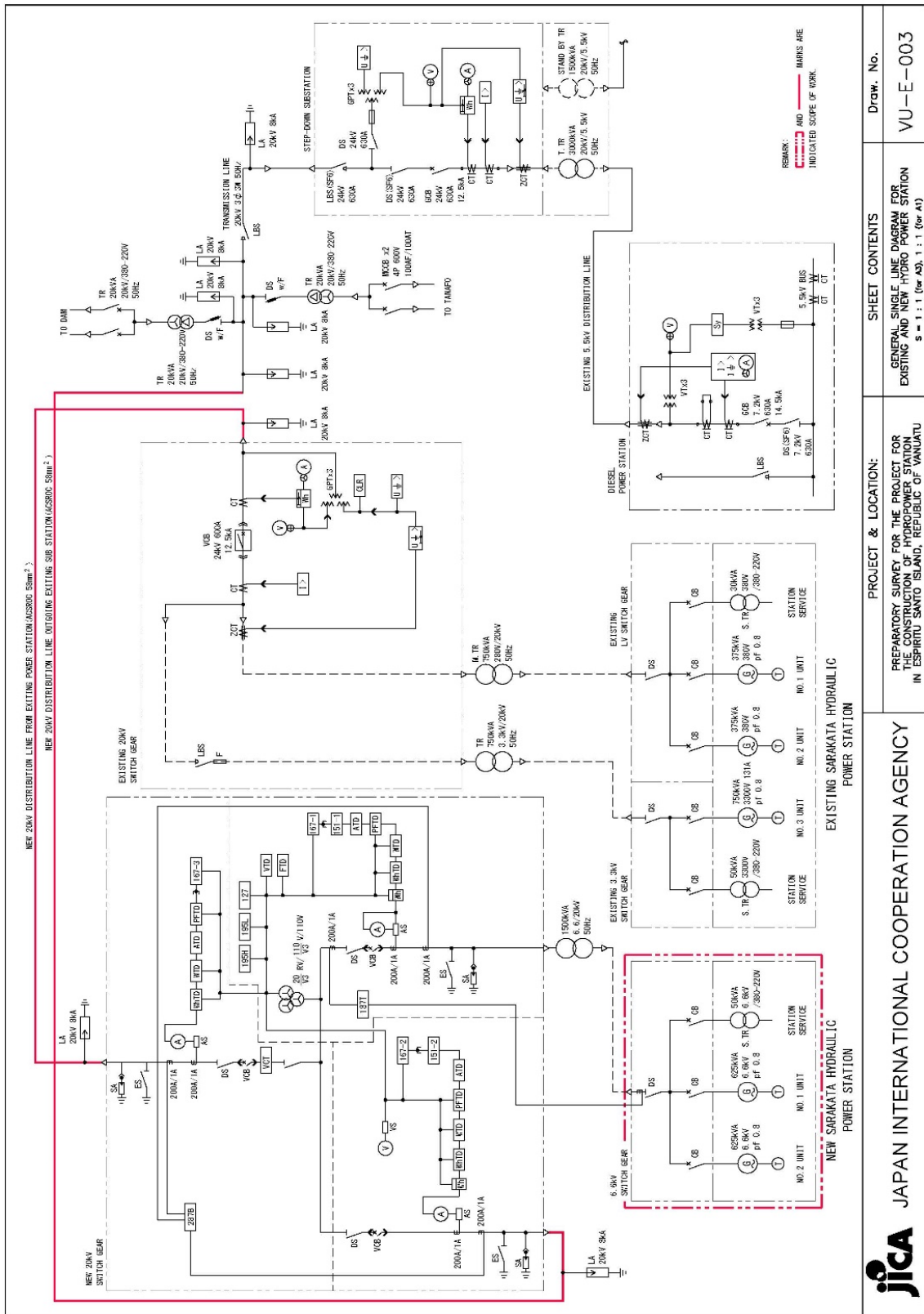


図 3.2-48 単線結線図(既設及び新設発電所施設)

<p>JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY</p>	PROJECT & LOCATION: PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION IN ESPIRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU	SHEET CONTENTS GENERAL SINGLE LINE DIAGRAM FOR EXISTING AND NEW HYDRO POWER STATION S-1-1.1 (for AS), 1:1 (for AI)	Draw. No. VU-E-003 REV. 1:2017/07/09
	EXISTING SARAKATA HYDRAULIC POWER STATION NO. 1 UNIT NO. 2 UNIT NO. 3 UNIT STATION SERVICE		

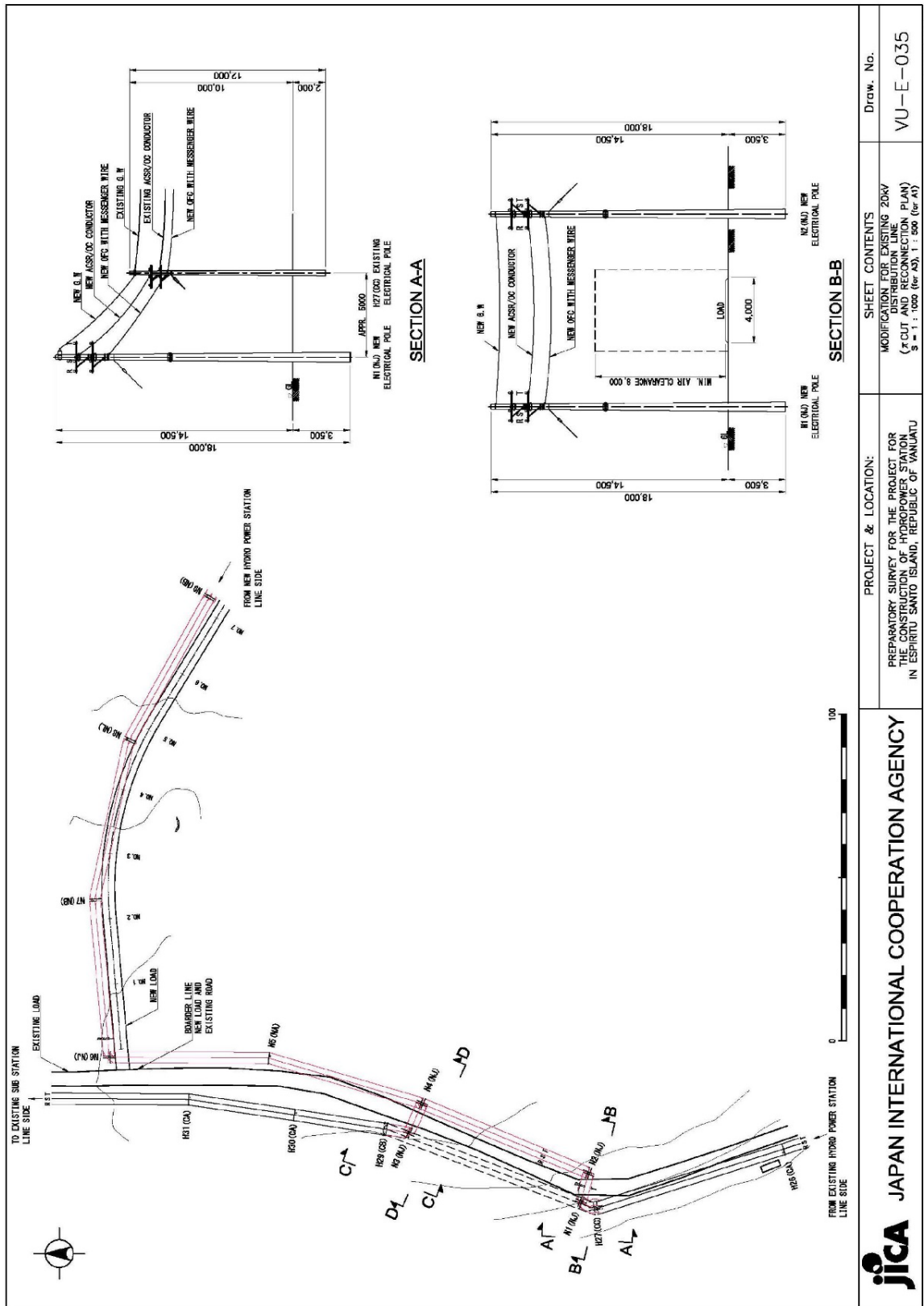


図 3.2-49 既設送電線と新設送電線のπ(パイ)接続計画図 (1)

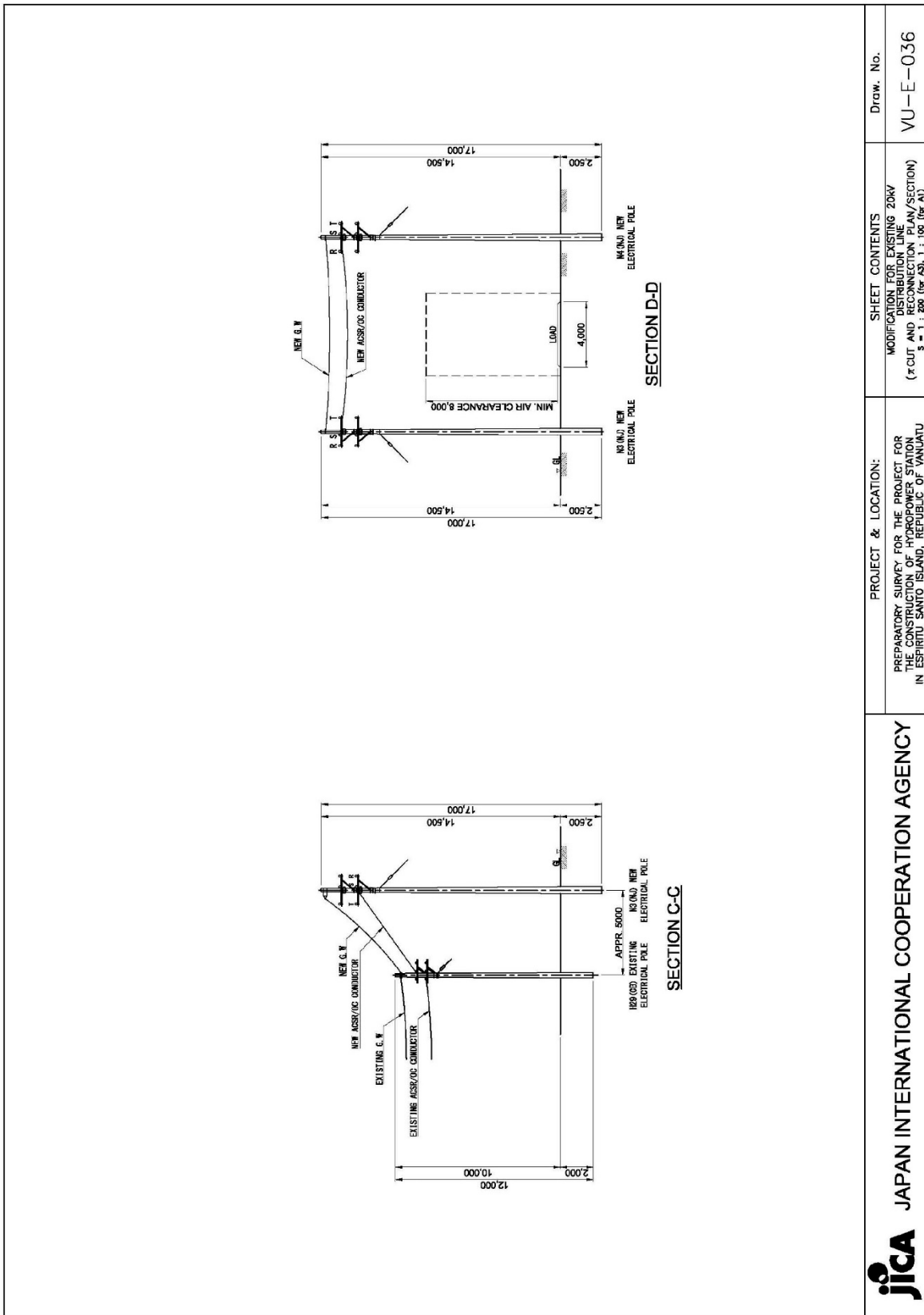
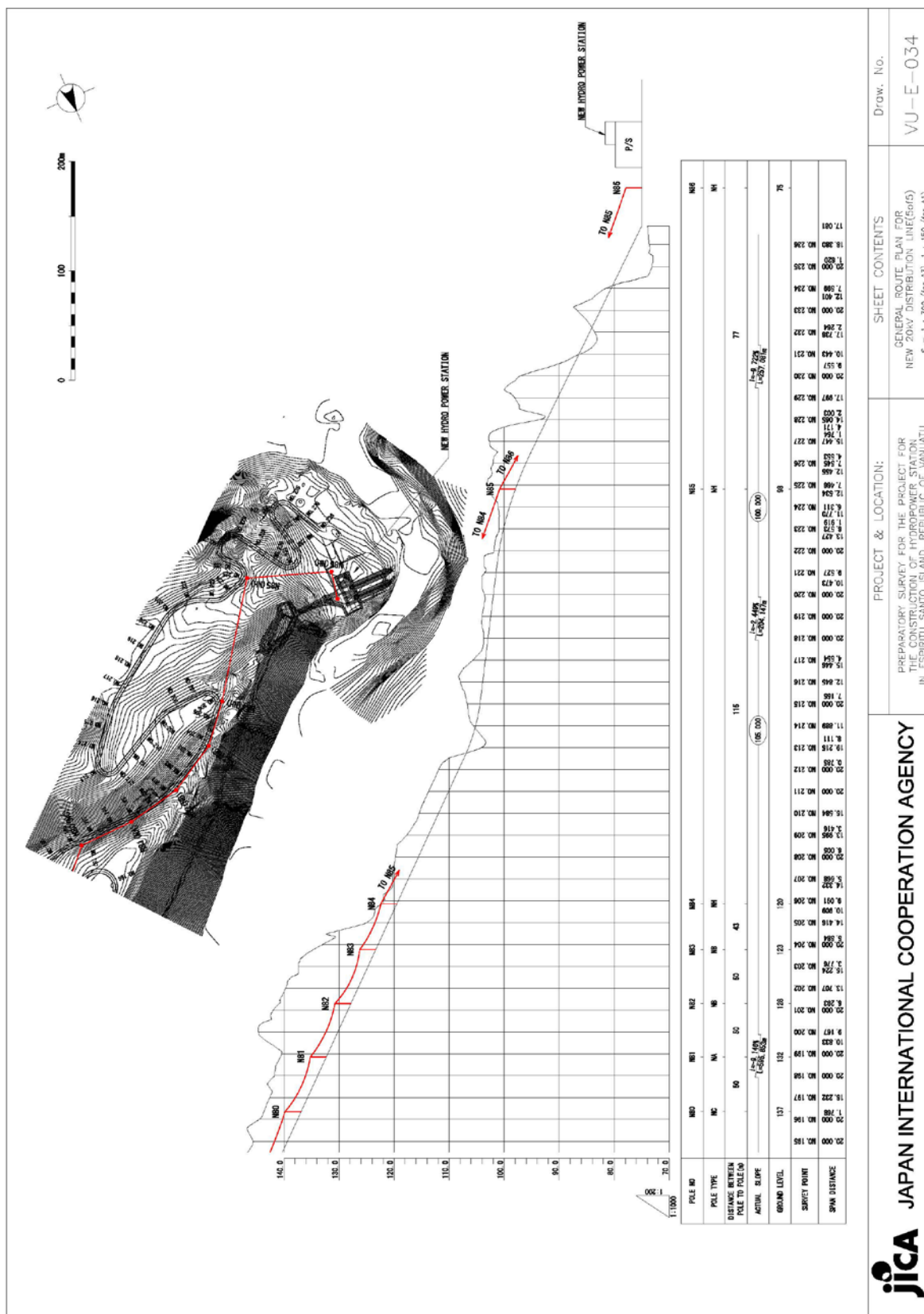


図 3.2-50 既設送電線と新設送電線のπ(パイ)接続計画図) (2)



Draw. No.

VU-E-034

SHEET CONTENTS

GENERAL ROUTE PLAN FOR
 NEW 20KV DISTRIBUTION LINE(S016)
 S = 1 : 300 (for A3), 1 : 150 (for A1)

PROJECT & LOCATION:

PREPARATORY SURVEY FOR THE PROJECT FOR
 THE CONSTRUCTION OF HYDROPOWER STATION
 IN ESPIRITU SANTO ISLAND, REPUBLIC OF VANUATU

jica JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 3.2-51 新設送電線計画図(終点)

3.2.4 施工計画／調達計画

3.2.4.1 施工方針／調達方針

本事業は、我が国の無償資金協力の枠組みに従って実施されるため、我が国政府により事業実施の承認がなされ、両国政府による交換公文（E/N）及び JICA（国際協力機構）とバヌアツ国との贈与契約（G/A）が取り交わされた後に実施に移される。以下に本事業を実施に移す場合の基本事項及び特に配慮を要する事項を示す。

(1) 事業実施主体

バヌアツ国の本事業における実施機関は、気候変動適応・気象・地質災害・環境・エネルギー・災害管理省（MCCA）のエネルギー局（DOE）である。当該設備完成後は、コンセッション契約により電力供給事業運営を行っている VUI が設備・施設の運転維持管理を担う。

本事業を円滑に進めるために、DOE は本事業を担当する責任者を選任する。選任された DOE の責任者は、コンサルタント及び請負業者と密接な連絡及び協議を行うとともに、本事業に関係する DOE 職員及び関係機関並びに関係する地域の住民等に対して、本事業の内容を十分に説明・理解を促進し、本事業の実施に対し協力が得られるよう啓発する必要がある。

(2) コンサルタント

本事業の施設建設・機材調達を実施するため、JICA よりバヌアツ側に推薦された日本国法人コンサルタントが DOE と設計監理業務契約を締結し、本事業にかかる実施設計及び施工・調達監理業務を行う。同コンサルタントは、入札図書を作成するとともに、事業実施主体である DOE に対し、入札実施業務を代行する。

(3) 請負業者

我が国の無償資金協力の枠組みに従って、一般公開入札によりバヌアツ側から選定された日本国法人の請負業者が、本事業の施設建設及び機材調達を実施する。請負業者は本事業の完成後も引き続き故障時の対応などのアフターサービスが必要と考えられるため、設備の引き渡し後の連絡体制についても十分に配慮する必要がある。

(4) 技術者派遣の必要性

本事業は、取水設備や発電所を含む発電施設の新設、アクセス道路の整備、送電線の新設と既設送電線への接続、及び既設変電所の変電設備の更新で構成されており、複数の工事が実施されることから、相互に調整のとれた施工が必要となる。また、それらの各工事の多くは並行して実施され、また多数の機材を据え付けることになり、工程、品質、出来形及び安全管理のため、工事全体を一貫して管理・指導できる現場責任者、各機材の据付指導員を日本から派遣することが不可欠である。

3.2.4.2 施工上／調達上の留意事項

(1) アクセス条件

荷揚げ港であるルーガンビル国際港から事業サイトに隣接するプランテーションまでの区間はアスファルト舗装または砕石舗装の道路が整備されているが、プランテーション内及び事業サイト周辺は道路が整備されていないためアクセス道路を新設する必要がある。事業サイト周辺の地形は急峻な V 字状の溪谷からなっており、取水堰及び発電所へのアクセスのためには高低差 30m 程度の急傾斜地を横断する必要がある。アクセス道路は、地形の制約を受けて、急カーブ・急勾配箇所が設定されていることから、施工中の安全運転と運行効率のため、走行速度の制限や工事用車両のすれ違いのための待避所などを適宜設けることが望ましい。

(2) 施工上の留意点

取水堰は河川の中に構築する構造物であることから、仮締切工によって当該河川内をドライな状態で施工する。仮締切工のタイプは、施工箇所の岩盤が比較的浅いことや現場周辺で土砂が容易に入手できることから盛土式が適している。ただし、盛土堤体が河川の流下を阻害する場合は、ふとんかごを使用するなどして堤体の断面積を低減することで流下能力を確保することが望ましい。

仮締切工は、その施工期間中における治水上の安全を確保するため、出水期においては河道内の工事を行わないことを基本とする。ただし、施工期間等からやむを得ないと認められる場合は、治水上の安全を十分確保して工事を実施する。

(3) 資機材の調達事情

セメントはバヌアツ国内で生産されていないものの、オーストラリア産やフィジー産などが同国で広く流通していることから現地調達とする。粗骨材は、現地産のコーラルが広く普及しているが、所要のコンクリートの圧縮強度が得られない場合は、フィジー産の玄武岩等の粗骨材の使用を検討する。無筋コンクリートの粗骨材や細骨材については現地産のコーラルを使用する。鉄筋や型枠等は現地で流通していることから現地調達を基本とする。

バヌアツ国では、建設機械のレンタル・リース会社が存在しないだけでなく、建設会社が保有する建設機械の数量が限定的である。建設機械の現地調達が困難な場合は、日本や第三国からの調達を検討する。

本事業で必要となる機材は「水車・発電機」、「変電設備」、「送電設備」である。これらの機材はバヌアツ国内では製造されておらず、本邦もしくは第三国における調達を行うことになる。

(4) 安全対策

本事業の対象地域は治安上の問題が少ない地域であるが、工事期間中の資機材の盗難防止及び工事関係者の安全確保等には留意する必要がある。このため、必要に応じてバヌアツ側に対して安全対策上必要な措置を講じるよう依頼するほか、日本側の契約者も資機材置き場に仮設フェンスを設置し、警備員を配置する等の安全対策を講じることを検討する。

本工事では急傾斜地での施工が多くなることから、土石等の落下崩壊のおそれのある場所や、建設機械が作業員と混在して作業を行う場所では、安全対策として誘導員を適宜配置する計画とする。

(5) 免税措置

本事業に係る現地の税金制度には、付加価値税と輸入関税がある。付加価値税は15%の税率、輸入関税は0~30%の税率が課せられる。ただし、本事業では、両国の間で結ばれるE/Nの記載に従って両税金について免税が適用される。

3.2.4.3 施工区分／調達・据付区分

本事業が実施された場合、日本側とバヌアツ側との施工負担は表 3.2-16 のとおり区分される。

表 3.2-16 日本及びバヌアツ国側の施工負担区分

No.	業務内容	日本国側	バヌアツ国側
1	敷地の確保、整地、障害物の撤去		○
2	施設建設・機材調達		
	1) 施設建設	○	
	2) 機材調達	○	
	3) プランテーション内への入場ゲート及びフェンスの設置		○
3	関連インフラ		
	1) 電力		
	a. 系統連系の手続き		○
	b. 送電線及び付帯設備の整備	○	
	c. 回路遮断機、変圧器、敷地内配線	○	
	2) 給排水		
	a. 敷地内の給水施設	○	
	b. 敷地内の排水設備	○	
	3) 道路		
	敷地内道路の整備（アクセス道路）	○	
	敷地外道路の整備		○
	4) 家具・備品		○
4	輸送・通関手続き		
	1) 海上輸送	○	
	2) 荷揚げ港における通関業務・免税措置		○
	3) 荷揚げ港から事業サイトまでの輸送	○	
5	免税手続き（関税、付加価値税など）		○
6	本事業関係者の出入国・滞在に必要な許認可、手続き及びその費用		○
7	本事業施設・機材の適正利用		○
8	無償資金協力に含まれない関連業務にかかる費用の負担		○
9	銀行取極めに基づく手数料		
	1) 支払受権書（A/P）の発行		○
	2) 上記銀行手続きにかかる諸費用		○
10	環境社会配慮上の手続き		○

3.2.4.4 施工監理計画／調達監理計画

我が国の無償資金協力制度に基づき、コンサルタントは協力準備調査で行った概略設計の趣旨を踏まえ、実施設計業務・施工監理／調達監理段階において、本事業対象地に最低限1人の技術者を駐在させ、工程管理、品質管理及び安全管理を実施する。必要に応じて、国内で製作される資機材の工場検査及び出荷前検査に国内の専門家が立ち会い、資機材の現地搬入後のトラブル発生を未然に防ぐように監理を行う。

コンサルタントは、本事業が所定の工期内に完成するよう施設建設及び機材調達の進捗を監理し、契約書に示された品質、出来形及び資機材の納期を確保するとともに、現場での工事が安全に実施されるように、請負業者を監理・指導することを基本方針とする。全体工程を遵守するためには、各々のコンポーネントの工程計画に沿って、所定の期間内に施設建設／据付工事を完了させることが重要である。また、全体工程の円滑な進行のために不可欠なバヌアツ側の負担事項の進捗についても随時把握することが重要である。監理内容は、資機材調達、仮設工事、発電施設工事、道路工事、建築工事、設備工事と多岐に亘る。そのため、コンサルタントはバヌアツ側実施機関、関係機関、周辺住民、請負業者等との連携・協力によって、施工／調達監理を円滑に実施する。以下に主要な施工監理上の留意点を示す。

(1) 工程管理

請負業者が契約書に示された納期を守るために、契約時に計画した実施工程、及びその実際の進捗状況との比較を各月または各週に行い、工程遅延が予測される場合は、請負業者に対し注意を促すとともに、その対策案の提出と実施を求め、契約工期内に工事及び資機材の納入が完了するように指導を行う。計画工程と進捗状況の比較は主として以下の項目による

- ① 工事出来高（資機材工場製作出来高を含む）
- ② 資機材搬入実績
- ③ 仮設工事及び建設機械の準備状況
- ④ 技術者、技能工、労務者等の投入実績

(2) 安全管理

コンサルタントは、請負業者の責任者と協議、協力し、施工／調達期間中の現場での労働災害及び、第三者に対する事故を未然に防止するための安全管理を行う。現場での安全管

理に関する留意点は以下のとおりである。

- ① 安全管理規定の制定と管理者の選任
- ② 定期的な安全管理会議の開催
- ③ 建設機械類の定期点検の実施による災害の防止
- ④ 工事用車両、建設機械等の運行ルートの策定と徐行運転の徹底
- ⑤ 労務者に対する福利厚生対策と休日取得の励行

3.2.4.5 品質管理計画

(1) 施設建設

1) コンクリート

a) コンクリート配合

施工に先立ち、材料試験に合格した材料を使用し、呼び強度別に示方配合計画を立てた上でコンクリート試験練りを実施し、呼び強度毎のコンクリート配合を決定する。示方配合にあたっては、それぞれの呼び強度に対する目標強度を設定し、試験練り供試体の圧縮強度平均が目標強度を上回り、かつ、設定したスランプの許容範囲内であるコンクリート配合を示方配合とする。目標強度の設定は、呼び強度に予想される標準偏差（ばらつき）等を上乗せした値とする。

コンクリート圧縮試験は、コンサルタント立会のもとで施工業者の試験室、もしくは現地建設会社の試験室で実施する。供試体の本数は、6本とし、内3本を1週（7日）強度測定用、残りの3本を4週（28日）強度測定用とする。

b) コンクリート製造

コンクリートの製造に関しては、本事業が実施されるサント島にレディーミクストコンクリート工場がないため、事業サイトにコンクリートプラントを設置する方針とする。

c) スランプテスト

スランプテストは、コンクリート打設毎に実施する。なお、スランプテストの許容範囲は、規定値の±2.5cmとする。

d) コンクリート圧縮試験

施工時のコンクリート圧縮試験は、請負業者が調達する試験機またはサント島にある建設会社の試験機を用いて実施する。供試体は、打設毎かつ打設 100m³以内に一回の割合で採取する。一回当たりの供試体の本数は3本とする。

2) 骨材

コンクリートに使用される骨材が所定の品質を有していることを確認するため、細骨材及び粗骨材に対して骨材試験を実施する。なお、バヌアツで使用されているコンクリート用骨材は石灰岩であるため、現地の骨材を使用する場合は必要なコンクリート強度と重量が確保できることを事前に確認する。所要の品質が得られない場合は、骨材の輸入等を検討する。

3) 鉄筋

鉄筋の材料強度を確認するため、鉄筋径ごとに鉄筋の引張り試験を実施する。試験結果及び鋼材の品質はミルシートで確認することを基本とする。

(2) 機材調達

コンサルタントの施工監理要員は、本事業で調達される機材が、契約図書（技術仕様書、設計図等）に示された品質・出来形に合致しているか下記の項目に基づき監理・照査を実施する。品質・出来形の確保が危ぶまれる時は、請負業者に訂正、変更、修正を求める。

- ①資機材の製作図及び仕様書の照査
- ②資機材の工場検査立会い又は工場検査結果報告書の照査
- ③梱包・輸送及び現地仮置き方法の照査
- ④資機材の施工図及び据付要領書の照査
- ⑤資機材に係る工場及び現場における試運転・調整・検査要領書の照査
- ⑥資機材の現場据付工事の監理と試運転・調整・検査の立会い
- ⑦機材製作図・施工図と現場出来形の照査
- ⑧竣工図の照査

3.2.4.6 資機材等調達計画

本事業は無償資金協力により実施される。事業予定地のあるサント島には本邦無償資金協力プロジェクトにより建設された既設サラカタ川水力発電所があり、水力発電設備、送電

設備は日本製である。本事業が無償資金協力で実施されることの意義に加え、運転・保守面での操作性（人為的ミス等の防止）と維持管理の資材調達を考慮し、水車発電機、遠方監視システム（SCADA）、送電線等の主要な機材は日本製とする。主要機材の調達国を表 3.2-17 に示す。

調達機材のうち、主機（水車・発電機）、制御関係を除き、第三国製品の活用を検討した結果は以下の通り。

変圧器 : プロジェクト対象地域は自然豊かな場所であり、その豊かな自然を資源とした観光業が主要産業となっている。バヌアツ国においては、Environmental Protection and Conservation Act 及び Pollution Control Act において、プロジェクト事業者は環境面に対して最大限配慮することが求められています。そのことから変圧器に使用する絶縁油を植物由来（パームヤシ脂肪酸エステル（PFAE）、菜種油または大豆油）とした機材とすることが適切であると考え。植物由来の絶縁油を使用した変圧器は、日本国製品以外入手することができない。

配電線・電柱 : 既設水力発電所から市内変電所までの送電線は、日本国の無償資金協力により建設されており、日本製以外の製品は使われていない。2020年4月にサント島を襲ったサイクロン・ハロルド（カテゴリー5）では、日本製の送電線の区間に事故は起こらなかったが、市内の変電所～各家庭への配電線は多くの箇所配電線の断線、電柱の倒壊により長期間、電力供給をできない事態となり、実施機関からも既設配電線と同様の仕様の要求を確認している。このような自然災害に対するレジリエンスを強化するためにも、日本国製品の採用が必要になると考える。

表 3.2-17 主要機材の調達国

資機材名	現地	日本国	第三国	調達理由	調達ルート
水車・発電機		○		運転・保守面の有効性から	日本からの海上輸送
配電設備		○		運転・保守面の有効性から	日本からの海上輸送
変電設備		○		運転・保守面の有効性から	日本からの海上輸送
遠隔制御システム		○		運転・保守面の有効性から	日本からの海上輸送
送電設備		○		「バ」国で流通していないため	日本からの海上輸送

バヌアツ国内で調達できる建設用資機材は限定的であるため、日本からの運搬を含めた建

設用資機材の調達を計画する。主要な建設用資機材の調達国を表 3.2-18 に示す。

表 3.2-18 主要建設資機材の調達国

資機材名	現地	日本国	第三国	調達理由	調達ルート
セメント	○				
鉄筋	○				
型枠、支保工材	○				
粗骨材	○		○	要求品質により調達地を選定する	現地調達または第三国からの海上輸送
細骨材	○				
水圧鉄管		○		「バ」国で流通していないため	日本からの海上輸送
ゲート・スクリーン		○		「バ」国で流通していないため	日本からの海上輸送
鋼製扉・アルミ窓		○		「バ」国で流通していないため	日本からの海上輸送

3.2.4.7 初期操作指導・運用指導等計画

(1) 目的

今回計画している新設水力発電所は、既設水力発電所からの遠方制御による運転を計画している。DOE 及び VUI にとっては初めての運転システムの導入となるため、事故対応も含め適切に運用・保守されるように、実際に運転・保守を行うことになる運転・保守要員に操作・運用指導等の支援を行う。

(2) 水力発電設備運転・運用技術指導計画

発電設備、送電線設備及び変電設備の工事完了後に、実際に運転、維持管理を行う運転・保守要員に対して、起動・停止、非常時の運転操作、日常巡視点検、保守に必要となる知識を習得するために、コンサルタントの立会の下、メーカー技術者による訓練を実施する。訓練にあたっては、英語で準備された本システムの運転・保守マニュアルを用いる。

計画内容を下記に示す。

1) 技術指導実施期間と実施場所

講義及び実習 : 約 2 週間 (現場)

2) インストラクター等

契約業者が納入する水力発電設備の製造会社（水車、発電機、制御装置、配電盤等の電気設備）から派遣される機材据付・試運転・調整技術者をインストラクターとして想定する。

3) 研修員

技術指導を受講する VUI 側研修生は、当該発電設備運転開始後に、直接運転・維持管理業務に携わる下記運転員及び保守要員である。

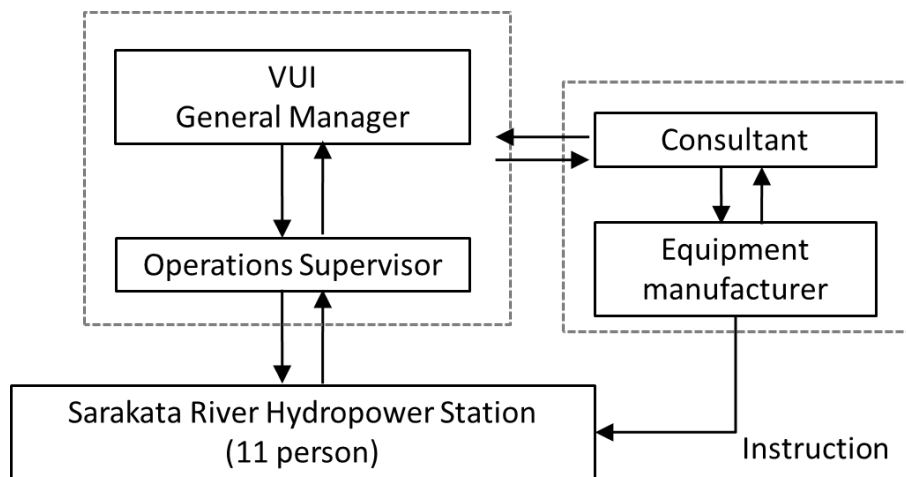


図 3.2-53 発電所の運転、維持管理組織(案)

4) 研修内容

a) 座学

運転保守マニュアルを使用して、当該水力発電設備を中心とした下記教育を行う。

- ・ 運転保守マニュアル全体の解説
- ・ 運転・保守管理の基礎、設備機能、事故・故障対策の基礎、予備品及び工具の管理、図面、書類の管理
- ・ 送電線系統
- ・ 水車・発電機設備の機能説明と運転（水車と発電機周辺装置の働きと機能、制御盤の操作、運転停止、非常時）
- ・ 遠方装置による運転（遠方装置による水車運転、管理方法、データの扱い）
- ・ 水車、発電機の保守
- ・ 水車の分解
- ・ 配電盤の保守と操作

b) 現場研修

機材の据付、試運転期間中に下記項目・内容の研修を現場にて行う。

- ・ 水車設備の機能説明と運転（水車と発電機周辺装置の働きと機能、制御盤の操作、運転停止、非常時）
- ・ 遠隔装置による運転（遠隔装置による水車運転、管理方法、データの扱い）
- ・ 水車、発電機の保守
- ・ 配電盤の保守と操作
- ・ 変圧器の保守
- ・ 実機での盤メータ・部品等説明
- ・ 監視、目視点検方法
- ・ 電気設備の保守方法

3.2.4.8 ソフトコンポーネント計画

(1) ソフトコンポーネントを計画する背景

バヌアツの発電や配電に係る電力事業は所轄機関である DOE の監督の下に、民間企業への委託契約により運営、維持管理が行われている。サント島のルーガンビルコンセッション地域においては、コンセッション契約により、Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI) が電力事業を担っている。同地域のサラカタ水力発電所は VUI 職員により、運営、維持管理がされている。VUI 発電所職員の中には、1995 年の無償協力事業建設時にメーカー及びコンサルタントから、運転、維持管理の指導を受けた者が残っており約 25 年間にわたり発電所に勤務している。2009 年には、発電所の増設及び水路の大規模な補修工事が行われた。毎年、送・配電線の事故、サイクロンによる施設の破損等は生じているが、これまで長期の発電停止に到るような大きな事故は発生しておらず、VUI 職員が復旧工事にあたっている。既設水力発電所は、手動運転が基本であり、ベテランの運転員が経験に基づいて運転している。発電施設に関しては運転、維持管理マニュアルは整備されておらず、VUI の管理台帳に運転記録、事故記録等を記載し、報告する仕組みである。VUI による若手運転員に対する教育は行われておらず、後継者が育成されていない。

新設発電所は、既設発電所から遠隔操作により制御を行うことになっており、不具合、故障、事故時の対応訓練が必要となる。また、5 台の水車発電機の最適運転を行うことにより、ディーゼル発電所の焚き減らし効果を最大限達成する必要がある。発電設備、土木施設、送配電設備に対して、日常の保守点検により、重大事故を防ぐ予防保全を徹底して行う必要がある。

事業運営を規制する側への協力に加えて、運転保守の実務を行う主体に対しても能力強化をすることで、保守や事故対応等を適切に行うことが出来、リスク低減につながるとともに、事業効果の持続性確保出来ること、さらに、VUI への委託は 20 年と長期に亙るため、技術移転の効果は長期間にわたって発現出来ることが期待できる。

(2) ソフトコンポーネントの目的

コンセッション契約により、電力事業を担っている VUI が、新設水力発電所を持続的かつ、適正に運転、維持・管理し、既設サラカタ川水力発電所と最適運用を行って、ディーゼル発電所の焚き減らし効果を最大限達成することで、電気料金の低減を達成することである。

(3) ソフトコンポーネントの成果

上記の目標が達成された場合の成果は以下の通りである。

- ① 適正な新設発電設備の運転及び保守管理方法が確立される。
- ② 適正な土木設備の保守管理方法が確立される。
- ③ 既設及び新設発電所の最適運用及び不具合時の対応能力が強化される。
- ④ エネルギー省のモニタリング体制が確立される。

(4) 成果達成度の確認方法

ソフトコンポーネントの実施期間は、メーカーによる初期運転指導後、引き続き行われる。成果達成度の確認はソフトコンポーネント実施中に行う。各成果について以下の方法で確認を行い、後述成果品として報告書にとりまとめる。具体的な指標は、ソフトコンポーネント実施開始までに設定する。各項目で実施した技術移転内容に対しては、実地報告書に確認結果を記載する。

項目	成果	確認方法
新設発電設備の 運転及び保守管理	発電設備維持管理マニュアル	マニュアルに基づき手順、内容を理解しているかをチェックする。
	運転日誌	運転日誌の記載をチェックする。
	日常点検簿	日常点検簿の記録をチェックする。
	設備、予備品、備品台帳	台帳をチェックする。
土木設備の保守 管理	土木設備維持管理マニュアル	対策マニュアルをチェックする。
	日常点検	日常点検簿の記録をチェックする。

項目	成果	確認方法
	補修記録簿	保守記録、補修記録をチェックする。
既設及び新設発電所の最適運用	最適運用計画	最適運用計画に従って、ケーススタディによる研修が行われ、理解されているかをチェックする。
発電所及び送变电設備の事故時、緊急時の対応	事故時及び緊急時対策マニュアル	ケーススタディによる研修が行われ、対応能力が身についているをチェックする。
	機器故障時の連絡先リスト	連絡先リストをチェックする。
中長期のメンテナンス計画	機器の交換予定及び予算計画	機器の交換予定及び予算計画をチェックする。
モニタリング体制と方法	水力発電設備及び送配電設備のモニタリング体制と方法	体制、書式を確認する。
	電気料金、基金運用に係るモニタリング体制と定期報告	体制を確認する。

(5) ソフトコンポーネントの活動(投入計画)

上記の4つの成果を達成するため、以下の活動を実施する。ソフトコンポーネントに先だ
 って、施設、機材の初期操作指導、維持管理方法の説明は、本邦の建設業者及び機材納入
 業者によって実施される。

ソフトコンポーネントは、発電、土木及び送变电設備の運転、保守点検能力の強化、既設
 及び新設発電所の最適運用及び不具合時の対応能力強化及びエネルギー省のモニタリン
 グ体制の整備を支援し、プロジェクトが円滑に立ち上がり、既設及び新設水力発電所の最
 適運用、持続的な運用、維持管理を確保するために行うものである。

メーカーは個々の設備の詳細な運転、保守マニュアルを準備するもので、このマニュアル
 だけでは、既設及び新設発電所の最適運用及び不具合時の対応能力の強化を図ることはで
 きない。また、日常点検等により、最新の設備状況を把握して予防保全を確立する。

なお、ソフトコンポーネントのメンテナンスの対象は、日常点検、軽微なメンテナンスで
 あり、大規模なオーバーホール、大規模なスペアパーツの取替は中長期計画を策定し、メ
 ーカーに発注されるものとする。

1) 適正な発電設備の運転及び保守管理方法の確立

本成果を達成するための活動項目と方法を以下に纏める。

活動項目	方法
1) 発電設備維持管理マニュアルの作成	国内作業で作成する。

活動項目	方法
2) マニュアルを使った実践訓練 (OJT)	マニュアルに従って、運転の訓練を行う。
3) 運転日誌の作成、記録	運転日誌を作成し、OJT により指導する。OJT の結果に基づき修正を行う。
4) 保守記録及び補修記録	保守記録、補修記録簿を作成し、OJT により指導する。OJT の結果に基づき修正を行う。
5) 設備、予備品、備品台帳の作成	

2) 適正な土木設備の保守管理方法の確立

本成果を達成するための活動項目と方法を以下に纏める。

活動項目	方法
1) 土木設備維持管理マニュアルの作成	国内作業で作成する。
2) マニュアルを使った実践訓練 (OJT)	マニュアルに従って、土木設備点検の訓練を行う。
3) 土木設備の日常点検簿の作成、記録	日常点検記録簿を作成し、OJT により実践指導する。OJT の結果に基づき修正を行う。
4) 保守記録及び補修記録	保守記録、補修記録簿を作成し、OJT により指導する。OJT の結果に基づき修正を行う。

3) 既設及び新設発電所の最適運用及び不具合時の対応能力強化

本成果を達成するための活動項目と方法を以下に纏める。

活動項目	方法
1) 既設及び新設発電所の最適運用計画の策定	最適運用計画が策定される。
2) 最適運用計画の適用	最適運用計画に従って、ケーススタディによる研修が行われる。
3) 発電設備及び送変電設備の事故時、緊急時の対策マニュアル作成	事故時、緊急時の対策マニュアルを作成する。事故時の連絡体制、補修業者をリスト化する。
4) マニュアルを使った実践訓練 (OJT)	ケーススタディによる研修が行われる。
5) 中長期のメンテナンス計画	水力発電機器の交換時期、予算計画が作成される。

4) エネルギー省のモニタリング体制の確立

本成果を達成するための活動項目と方法を以下に纏める。

活動項目	方法
1) 水力発電及び送変電設備のモニタリング	効果的なモニタリング体制と方法について関係機関と協議し計画を策定する。 モニタリングフォーム作成を支援し、OJT により指導する。
2) 電気料金、基金運用に係るモニタリング	効果的なモニタリング体制と定期的な報告について関係機関と協議し計画を策定する。

(6) ソフトコンポーネントの実施リソースの調達方法

本ソフトコンポーネントは、前述のとおり、本邦コンサルタント4名（業務主任、発電設備保守指導、送変電設備保守指導、土木設備保守指導）が直接指導を行い、ローカルリソースの再委託は実施しない。その理由は以下のとおりである。

- 1) ローカルリソースに技術レベルを満足する適当な人材がない。
- 2) 新設発電所は、既設水力発電所からの遠隔自動制御となるため、基本設計を行った本邦コンサルタントが行う必要がある。
- 3) 水力発電施設は、発電設備、送変電設備、土木設備より構成され専門の複数名の本邦コンサルタントの配置が必要である。

(7) ソフトコンポーネントの実施工程

本事業は政府間交換公文（E/N）締結後、51ヶ月の工程で実施される。工事期間は、調達、施設建設、機材の輸送、据付、検査・試運転を含めて約43ヶ月を要すると想定される。工事着工前には、E/N、コンサルタント契約、詳細設計、入札図書作成、入札、入札評価、業者契約が行われる。ソフトコンポーネントの詳細工程表を表3.2-19に、全体実施工程表を表3.2-20に示す。

(8) ソフトコンポーネントの成果品

ソフトコンポーネントの成果品は次表のとおりである。

項 目	時 期
1. 完了報告書	完了後
2. 実施状況報告書（各検収項目）	実施後
3. 発電設備維持管理マニュアル（運転日報、日常点検簿、点検、保守記録、緊急時対策等含む）	完了後
4. 土木設備維持管理マニュアル	完了後
5. 発電設備及び送変電設備の事故時、緊急時の対策マニュアル（点検、保守記録、緊急時対策等含む）	完了後
6. 既設及び新設発電所の最適運用計画	完了後
7. 発電設備及び送配電設備モニタリング様式	完了後
8. 設備、予備品管理台帳	完了後
9. 中長期メンテナンス計画（予算計画含む）	完了後

(9) 相手国実施機関の責務

VUI は、本計画で建設された新設水力発電所を継続的に、適正に運転、維持管理を行っていくとともに、既設サラカタ川水力発電所との最適運用を行い、ディーゼル発電の焚き減らしを効果的に行う責務がある。また、エネルギー省及び URA は、2 箇所の水力発電所が最適運用を行って得られる便益が、電気料金の低減、基金積立金に貢献しているかをモニターする。

ソフトコンポーネントによる技術移転の対象は VUI 職員となる。2 箇所の水力発電所の運営組織は、現在の運転員及び保守要員が計 10 名で行う予定である。増員及び新規採用については、VUI と協議する必要がある。

- (a) 新設発電所運用に必要な運転要員及び点検・保守要員が確保される。
- (b) ソフトコンポーネント実施に必要な VUI 運転員及び保守要員、エネルギー省職員、URA 職員が確保される。技術を習得した発電所運転員及び点検・保守要員が継続的に勤務する。
- (c) 発電所運転員及び点検・保守要員の後継者が育成される。
- (d) エネルギー省、URA の継続したモニタリング体制が確立され、予算が確保される。
- (e) 大規模事故、天災被害等に対する支援が行われる。

これらの責務に対する実現の可能性、想定される阻害要因また阻害された時に取るべき必要な措置等を次表に纏める。

	実現可能性	想定される阻害要因	阻害された時に取るべき必要な措置
(a)	新設発電所運用に必要な運転要員及び点検・保守要員の確保	現在、既設発電所の 10 人が新設発電所の運転、維持管理にあたる予定であるが、業務が増えるため対応できない。	要員の追加
(b)	技術を習得した発電所運転員及び点検・保守要員が継続的に勤務する。	職員の転職、退職	VUI 雇用計画に反映
(c)	発電所運転員及び点検・保守要員の後継者が育成		VUI 雇用計画に反映
(d)	エネルギー省、URA の継続したモニタリング体制の確立及び予算確保	人員不足、予算不足	事前に計画を立ておくことで、人員不足、予算確保する。
(e)	大規模事故、天災被害等	発電が停止する等の大規模な事故で、VUI 単独では復旧ができない。	政府の財政支援 JICA フォローアップ

表 3.2-19 ソフトコンポーネント詳細工程(案)

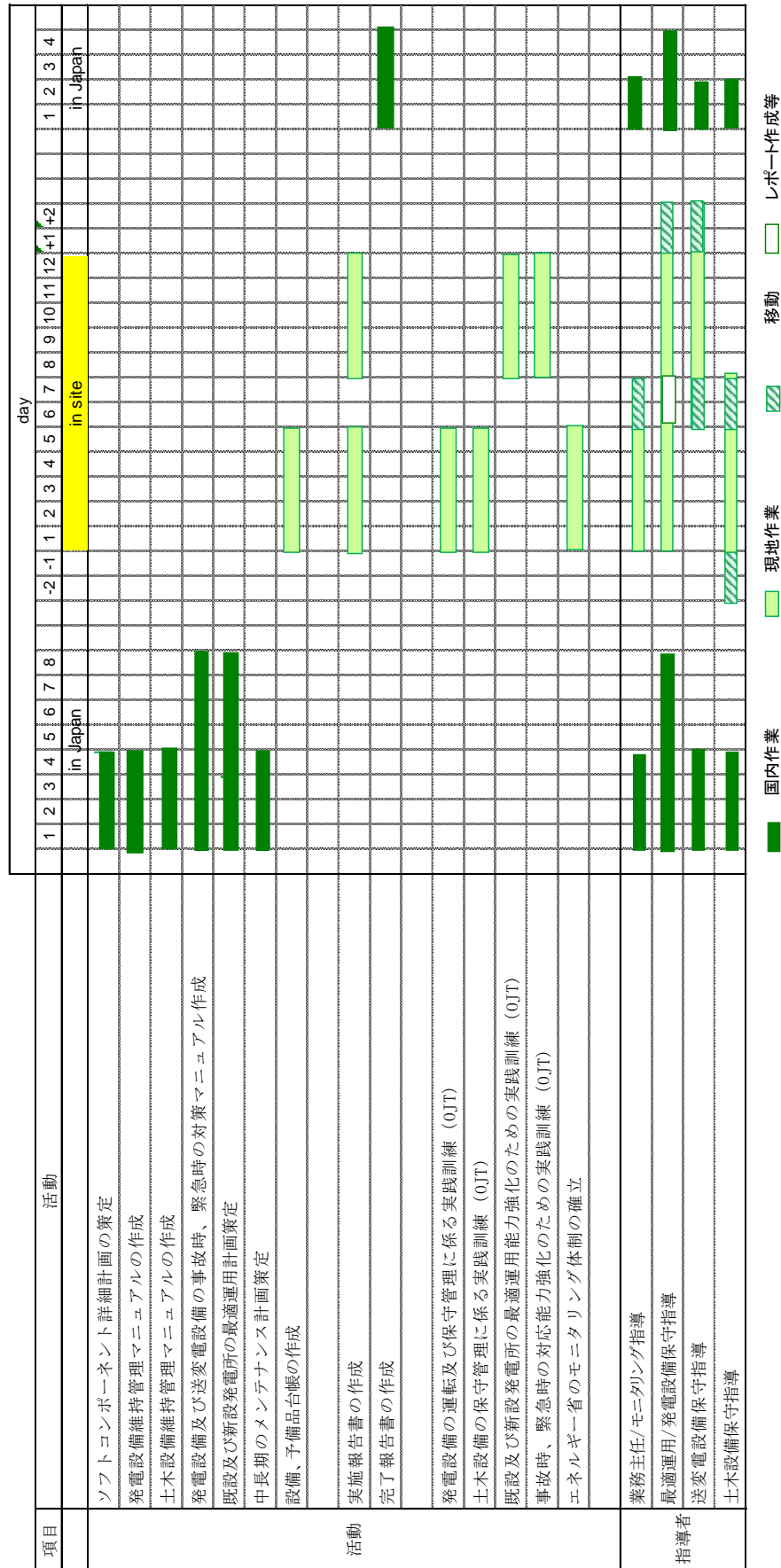
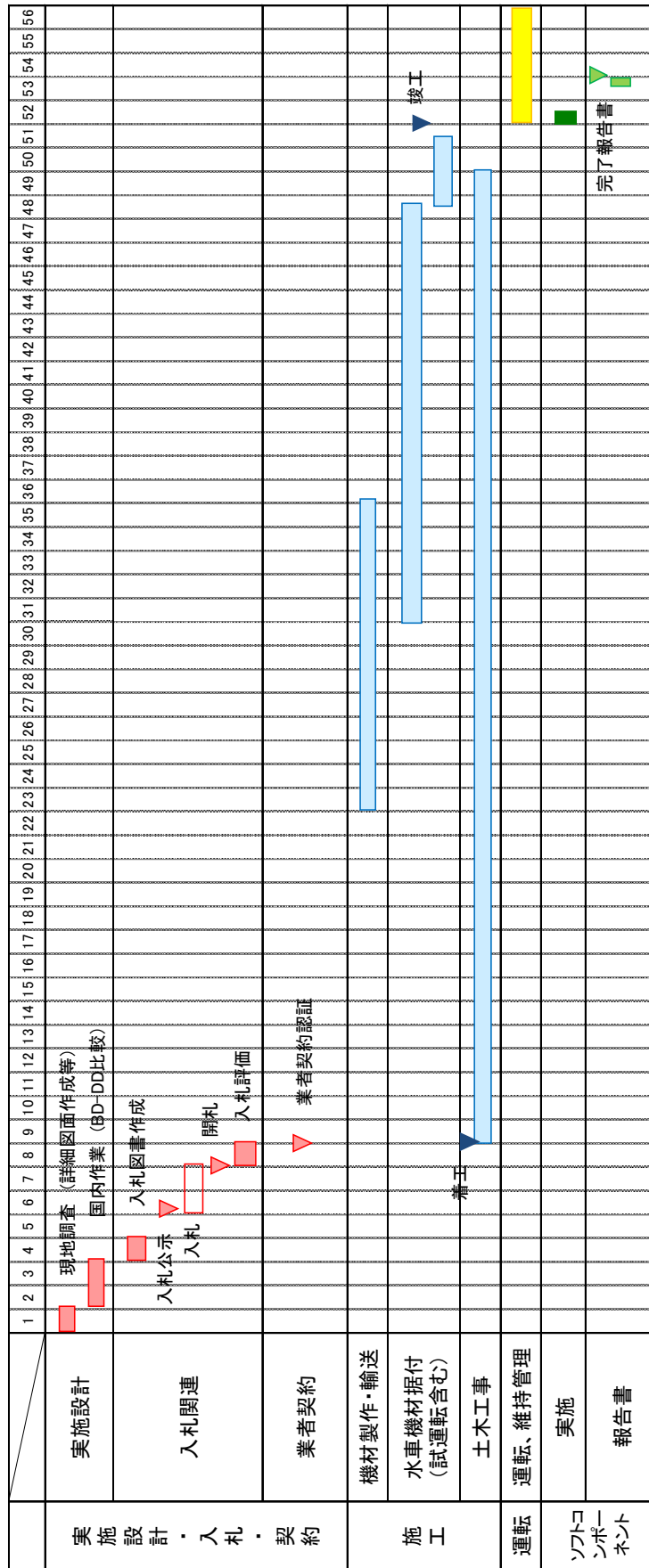


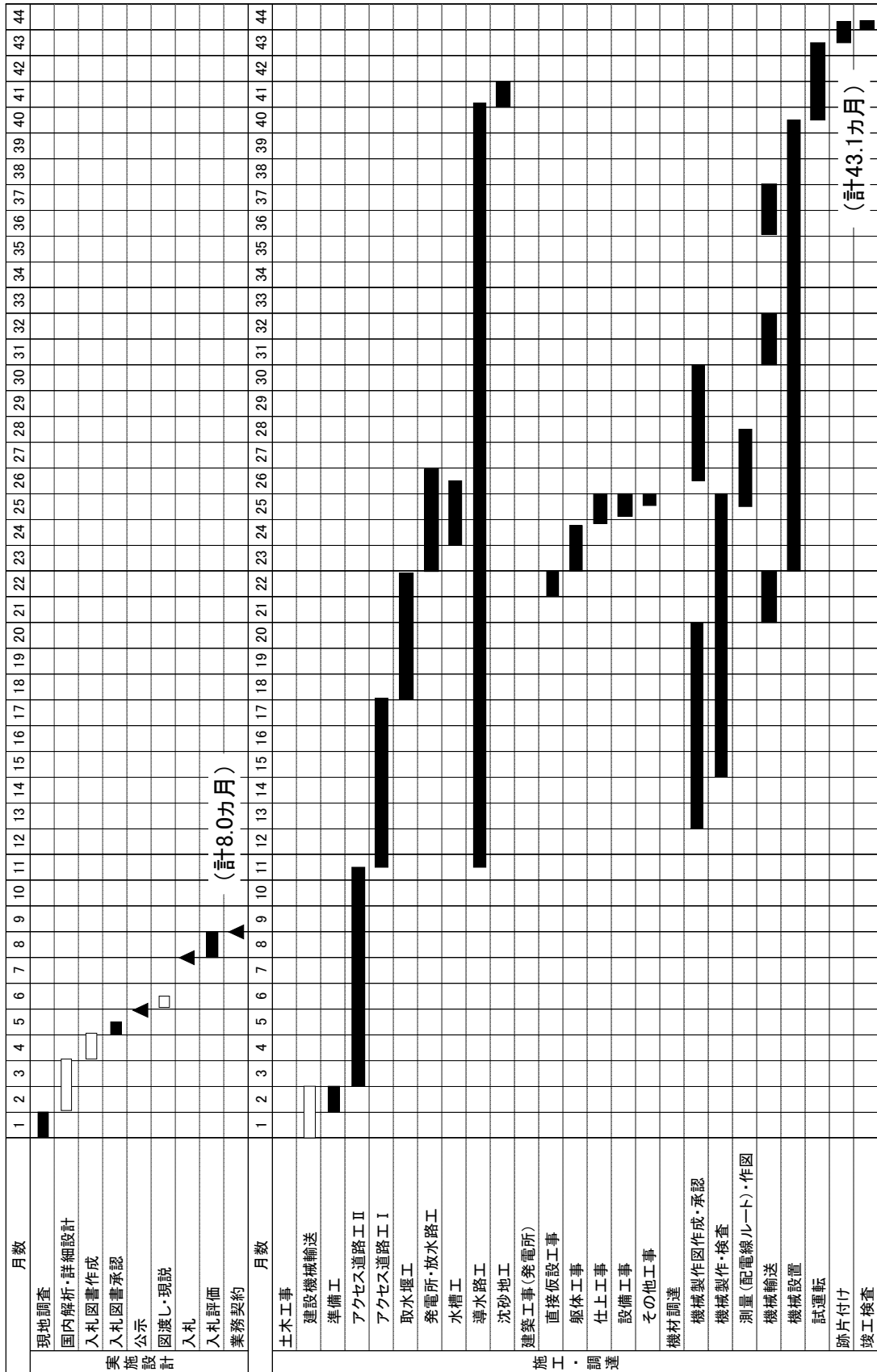
表 3.2-20 ソフトコンポーネントの全体実施工程(案)



3.2.4.9 実施工程

我が国政府により本事業の実施が承認された後、両国間で交換公文（E/N）が取り交わされ、我が国の無償資金協力制度に基づき、本協力対象事業が開始される。本協力対象事業は大きく、①実施設計、②施工・調達業者選定（入札図書作成・入札公示・入札・入札評価・契約）、③施設建設・機材調達の3段階からなる。表 3.2-21 に事業実施工程表を示す。

表 3.2-21 事業実施工程表



3.2.5 安全対策計画

(1) 一般犯罪情勢

バヌアツは、一般には治安が良いとされてきたが、近年治安の悪化が指摘されており、特に都市部では青少年のモラル低下等により、若年層の犯罪が急増している。犯罪の大部分は首都ポートビラの他、事業予定地のサント島、マレクラ島等の都市部で発生している。

首都ポートビラ周辺では、人口の集中や高い失業率等のため、空き巣や引ったくりなどの犯罪が増加している。外出する際の戸締まりや夜間単独での外出、夜遅くまでの外出を控える等の注意が必要である。サント島ルーガンビルでは、日本人宅への侵入強盗被害が発生しており、窓には鉄格子を設置する等、不用意に侵入されない防犯対策が必要である。

(2) テロ・誘拐情勢

現在のところ、過激な反政府組織及び国際テロ組織の活動及び同構成員のバヌアツ国内への流入は確認されていないが、豪州など近隣先進国でのテロ活動を注視していく必要がある。近年、日本人に対する誘拐事件の発生は確認されていない。

3.3 相手国分担事業の概要

本事業の実施において、バヌアツ側の分担事業は以下の通りである。

	バヌアツ国側の分担事業	バヌアツ国側の実施体制等
1	本事業に必要な用地（発電施設）の取得・無償提供	責任機関である DOE が DOL と調整して実施する。
2	本事業に必要な用地（送電線、アクセス道路）の借地権取得・無償提供	責任機関である DOE が DOL と調整して実施する。
3	本事業に必要な仮設用地の無償提供及び障害物の除去	責任機関である DOE が VUI と調整して実施する。
4	本事業に必要な土捨て場の無償提供	責任機関である DOE が DOL と調整して実施する。
5	本事業工事に必要な廃土、廃材処分場の提供	責任機関である DOE が DEPC、地方政府と調整して実施する。
6	資機材置き場の無償提供	責任機関である DOE が VUI と調整して実施する。
7	サイト外の既設アクセス道路の維持保守	責任機関である DOE が地方政府と調整して実施する。

	バヌアツ国側の分担事業	バヌアツ国側の実施体制等
8	工事期間中の汚水及び廃油の適当な廃棄場所の提供	責任機関である DOE が DEPC、地方政府と調整して実施する。
9	銀行取極 (B/A) に係る日本側銀行のサービスに対する対価の負担 (A/P に係る相談費用、支払い手数料)	責任機関である DOE が負担する。
10	建設工事に必要な許認可の申請・取得	責任機関である DOE が関係省庁と調整して実施する。
11	バヌアツ内の荷下ろし、港及び空港での本計画で調達予定の製品の免税措置、通関及び迅速な荷下ろし措置の確保	責任機関である DOE が支援する。
12	本計画の資機材検査への立会と、運転・維持管理技術の移転のため、技術者と運転保守要員の確保	責任機関である DOE が VUI と調整して実施する。
13	本事業専門のカウンターパートの任命。	責任機関である DOE が実施する。
14	プロジェクトの実施に関係してサービスを提供する日本人または第3国の人に対し、それを目的とした受入国への入国と滞在に関し必要となる便宜を供与すること	責任機関である DOE が実施する。
15	機材の購入やエージェントの雇用に関し受入国内で発生する関税、内国税その他の財務的徴収について受入国政府が免除すること	責任機関である DOE が関係省庁と調整して実施する。
16	無償資金によって建設された施設や調達された機材についての適切かつ効果的に維持し使用すること	発電所の運営を行う VUI が責任機関である DOE の管理のもと実施する。
17	機材の調達に関係し無償資金及びその利息により負担される支出以外の全ての支出を負担すること	責任機関である DOE が実施する。
18	無償資金協力プログラムにおける環境社会配慮を遵守すること	責任機関である DOE が DEPC と調整して実施する。
19	EIA の承認及び EIA 実施に必要な費用を負担すること	責任機関である DOE が関係省庁と調整して実施する。

3.4 プロジェクトの運営・維持管理計画

3.4.1 基本方針

新設発電所は自動制御運転システムで、既設サラカタ川水力発電所から遠隔監視運転を行う計画であり、制御、監視、計測設備により、運転及び監視の人的資源の節約を図る。既設水力発電所では、現在、3交代制で、5グループ各2名程度で運転・保守を実施しているが、新設水力発電所の遠隔監視運転を行わない場合は、運転・保守の人員は同程度の人員の増加と成る。これにより電気料金の上昇が生じるため、DOE/VUI からも要請があり、遠隔監視運転システムを採用した。緊急時に対応する人員も必要最少人数となる。

現状では、一般の携帯電話で、既設サラカタ川水力発電所とルーガンビルのディーゼル発電所の出力調整を手動操作で行っている。新設水力発電所が導入され、同様に、手動で出力調整を行った場合、時々刻々と変動する負荷に対して最適運用が困難になる。このような問題を解決するために、新設水力発電所を既設発電所より遠方制御で運転する計画である。そのために、新設水力発電所と既設サラカタ川水力発電所を、送電線の架空地線に並走して通信線（OFC）にて連系する計画である。全水力発電の不足分をディーゼル発電で補完することになる。

維持管理には、「予防保全」を行うことで、電気、機械設備の使用中的故障を防止し、機器の劣化を抑え、延命化を図るとともに、修繕費用の低減が可能になる。各種機器等の保守を、あらかじめ決めた手順により計画的に検査・試験・再調整を行い、部品ごとに耐用年数や耐用時間を定めておいて、一定期間使ったら交換する保全方法を意味する。

故障予防のための日常の巡視点検及び部品取替、設備の劣化度を評価する定期的な保守管理より総合的な維持管理を行うことが必要である。また、今回は、同機種、同容量の水車・発電機の採用することで、共通部品による相互での使用も可能となる。

3.4.2 運営・維持管理体制

(1) VUI の組織、体制

現在、ポートビラ、Malekula、Tanna の3つのコンセッション地域で電力供給事業を行っている UNELCO が、1990 年より 20 年間のコンセッション契約を結びルーガンビルコンセッション地域の電力供給を 2010 年まで行ってきた。2010 年の契約期間の終了に伴い実施された 2011 年以降の電力事業者選定のための入札の結果、米国 Pernix Group, Inc. の子会社 Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI) が、新たな電力事業者（concessionaire）として選定され、UNELCO に代わり 2011 年 1 月より同社が発電所から配電、電力料金徴収まで垂直統合の形態でルーガンビルコンセッション地域の電力供給を実施している。ただし、上述の入札に際し政府の手続きが不透明であったとして、選定されなかった UNELCO が政府を訴えた経緯がある。その関係で、政府と VUI との間では長期のコンセッション契約の締結に至っておらず、覚書（MOU）を交わすことにより業務が委託されている状態であった。このような状況を改善するため、政府は、2016 年 12 月よりルーガンビルのコンセッションの入札手続きを再度開始した。2019 年 6 月 12 日に政府と VUI との間で正式署名がなされた。VUI の組織は図 3.4-1 のとおりとなり、General Manager 以下、会計課、電気課、運転課、顧客課からなっている。



出典：VUI

図 3.4-1 VUI の組織図

(2) 運転、管理維持体制の現状

- ルーガンビルにあるディーゼル発電所と携帯電話での連絡による出力調整を実施している。水力発電所の出力では不足・過剰となる場合にディーゼル発電所に連絡を行い、必要な発電機の起動及び停止を行う。
- 水力発電所の運転・保守体制は2人1組・1日8時間毎3グループ交代制であり、1グループは取水堰堤等の清掃・伐採などの業務を行う日勤、1グループは休養としている。グループ数の合計は5グループ計10人であり、守衛が1人で作業人数の合計は11人となっている。
- 発電所は1年に1度停止し、排砂門を開いて清掃作業を行っている。

表 3.4-1 点検の内容

区分		内容	
点 検	定期点検	外部点検	取水ロスクリーンの清掃、伐採等の外部点検
		内部点検	発電所は1年に1度停止し、取水堰堤及び沈砂池の排砂門を開いて清掃作業を行っている。
	臨時点検	洪水時は流木、落葉、塵がスクリーンを閉塞するため、運転を停止し、洪水後に清掃点検を実施している。 地震後の点検を実施している。	
測定調査		発電所アクセス道路路肩崩壊、開水路地盤の滑り、ヘッドタンク斜面付近の侵食等についてコンサルタントの調査を実施した。(2001年12月)	

(3) 運転、維持管理の予算

運転、維持管理コストは URA の VUI の電気料金算定に用いられており、公平にコストを回収するために消費者に課される料金から集めなければならない額として規定されており、これらの費用の内訳には運転費、燃料費、減価償却費、税金、管理報酬等が含まれており、水力発電所・ディーゼル発電所・送配電設備すべてを含んだ費用となる。具体的に必要となるコストについては表 3.4-2 に示す。

これらの費用のうち、人件費と燃料費が約6割を占めている。2016年は渇水年にあたり、燃料費が通常年の約5割増しとなっている。

表 3.4-2 VUI の運転・維持管理コスト

単位：バツ

項目	年度	2013	2014	2015	2016	2017
人件費		132,626,018	105,535,948	99,161,610	99,682,941	109,992,033
燃料、潤滑油費		67,963,449	61,510,827	72,524,527	111,023,253	79,015,483
修繕及び改修費		27,039,696	16,782,971	16,653,748	16,653,748	17,111,013
事務用品費		51,079,518	52,667,593	24,178,098	23,363,221	26,926,675
減価償却費		2,766,513	3,046,782	1,637,172	3,608,184	2,167,026
保険費		17,237,283	18,431,304	18,740,263	18,740,263	18,740,000
新規設備の設置費		16,641,660	20,107,616	17,640,691	18,222,321	18,769,827
不良債権費		6,100,857	-2,543,426		2,493,045	1,516,165
外灯設置費		878,544	2,680,353	1,576,769	1,588,321	1,339,528
その他運営費				30,631,418	28,674,543	14,930,791
Port Olry ディーゼル発電所運転費						9,587,296
合計		322,333,538	278,219,968	282,744,296	324,049,840	300,095,837

(4) 事故、不具合等の整理、実績

VUI のレポートから事故実績を抽出し主な原因である 2 点について分析を行った。

1) 線路事故

線路事故は最も多く発生しているが、詳細な原因については記載されていなかった。しかし、事故の継続時間が短く、遮断器の再投入で事故から復帰していることから要因として以下 4 点が推測される。

- ・落雷
- ・鳥の接触
- ・強風による樹木接触
- ・いたずらによる投石

この要因のうち、落雷については現在、20kV 送電線の送電端である発電所及び受電端であるルーガンビル変電所に避雷器が設置されておらず、系統設備の保護の観点から設置することが望ましいと考える。また、他の要因については事故後すぐに復旧しているため、対策は不要と考える。

また、20kV 送電線は、需要家へ電源を供給するために 8 箇所分岐しており、系統には、断路器が 3 箇所装備されている。この分岐では、絶縁導体の被覆を剥いて、分

岐しているため導体が露出している。系統の断路器は、日本国内と違い、屋外露出型の接点タイプが用いられている。上記事故の低減対策として、分岐部分の導体を絶縁テープで保護して、露出部を無くすこと、断路器に於いては、国内で使用されている屋外密閉型断路器（無方向性・方向性、VT内蔵・LA内蔵/Pole Air Switch）へ取り替えることで低減が図れると想定される。

また、密閉型断路器（PAS）を、採用する事で下記のメリットが得られる。

- a) 事故点を切り離し、停電を最小範囲にする目的で設置する。
- b) 他の回線の需要家の地絡事故により、他の回線も同時に停電の防止が図ることができる。
- c) 既設の脆弱な保護システムに対して、方向性、VT内蔵・LA内蔵のPASを採用することで既設保護システムに対してのバックアップとなる。
- d) 送電線の被覆化により。露出部を無くし、外部障害物からの接触による地絡、短絡事故の防止が可能と成る。

2) サイクロン

事故原因の主なものとしてサイクロンによる樹木等の飛来物の接触が多く発生している。事故の継続時間が長いことから、断線及び支柱（電信柱）の破損による事故と想定され、サイクロンが通過した後に復旧作業を行っているものと推測される。

サイクロンに対する新設送電線における対策としては既設の送電線と同様、被覆電線を採用すること、分岐部分の導体を、絶縁テープで保護して、露出部を無くすこと、断路器は屋外密閉型断路器（PAS）を採用すること等で低減が図られると考える。また、サイクロン通過後の復旧の迅速化があげられる。また、今回計画しているコンクリート柱の風荷重に対しても、既設より15%強度が高いものを採用する計画で有る。

3.4.3 維持管理項目

基本方針でも述べた日常の巡視点検及び定期点検の概要を下記に示す。

(1) 日常の巡視点検

日常巡視は、機器及び設備の異常の有無、兆候を発見するために毎日行う点検である。点検項目は、機器の異音、振動、加熱、油・水漏れ等を目視、聴覚、臭覚等で行う簡易点検が基本である。新設発電所は自動制御運転が行われているが、日常の巡視点検として、

巡視点検簿を用いて 1 回/日実施する。異常が認められれば保守班に連絡を行ない、詳細点検が行われる。

(2) 定期点検と劣化診断

定期点検は、機器及び設備の損傷、腐食、摩耗状況を把握して、修理、修繕などの保全計画を立てるために期間を定めて行う点検である。発電設備の定期点検と劣化評価のための検査、測定は、基本的に 3 年毎に実施することを提案する。

表 3.4-3 巡視、点検及び検査の頻度

設備別	巡 視		点検及び検査		
	設備	頻 度	設備	項 目	頻 度
水力発電及び土木施設	水力発電及び土木施設	一回/日	水力発電設備	定期点検	一回/三年
				劣化度検査・測定	
				詳細点検	異常時
送電設備		一回/週			

(3) 水車、弁類の分解点検

水車、弁類の分解点検の頻度の目安は下表の通りである。供用開始 1 年後に行う分解点検により、水車、弁類のキャビテーションの発生や硬質の流砂による摩耗等の状況を把握することができ、この結果に基づいて、今後行うべき分解点検の頻度、内容について具体的に検討する。

表 3.4-4 水車、弁類の分解点検の頻度

種 類	内 容	頻 度
分解点検	供用開始後点検	供用開始一年後
	分解点検	一回/10 年

(4) 予備品調達計画

本事業の予備品調達方針として、定期的（5～10 年毎）に取替が必要な部品、及び発電設備の継続運用に支障が生じないように準備しておくべき部品一式を、予備品として発電設備機器と共に調達する。

定期的に取り替が必要となるのは水車及び弁等のパッキン類であり、パッキン類については

5～10年毎の取替が必要となる。また、発電設備主要機器の故障等により予備品が使用された場合には、その都度同品を購入し補充しておくことが必要である。この補充は事業主体者である VUI が責任をもって行う。

使用頻度、据付場所状況、電力系統雷事故頻度等により発電設備機器の故障頻度は変わるが、発電設備機器が故障した場合、故障した部品を機器製造者（本邦中小企業が想定されている）に発注し入手するまでに、発注手続き、部品製造、発送等にそれぞれ時間を要し、相当の期間発電設備の停止を余儀なくされてしまうため、こうした発電設備の継続運転に支障をきたすことの無いよう、事業開始後 10 年目に予定されている分解点検（オーバーホール）までに故障する可能性が見込まれる部品については、予め調達・保管しておく必要がある。

以上を踏まえ、本事業にて納入が必要と判断される予備品は表 3.4-5 に示すとおりである。

表 3.4-5 予備品の調達リスト

発電所 機器名	品名	数量	備考
1. 水車	・軸受	1 式	
	・軸封水パッキン	1 式	
	・パッキン類	1 式	
2. 発電機	・軸受	1 式	
3. 制御盤/配電盤	・保護継電器	1 式	
	・補助継電器	1 式	

3.4.4 中長期維持管理計画とモニタリング

水力発電システムの主要機材である水車、発電機の平均寿命は 20 年以上、バッテリーは 10 年程度と推定される。特に、水車については、キャビテーションの発生や硬質の流砂による摩耗等の程度によって、寿命が大きく影響される。

実際の機器の寿命は、定期点検の実施状況、部品の交換頻度、日常の管理状態等により異なる。適切な維持管理が行われなければ、故障部品のみの取替えでなく、設備を新品に取り換える必要が生じ、多大な出費が必要となる。したがって、適切な巡視点検、定期点検や設備機器の劣化評価が重要であり、設備機器の点検結果、故障の経歴や修繕内容、また、運転時間といった保全情報を継続的に記録し、分析を行ない、より効果的な保全計画の立案に役立てる必要がある。

3.5 プロジェクトの概略事業費

3.5.1 協力対象事業の概略事業費

(1) 日本側負担額

「施工・調達業者契約認証まで非公開」

(2) 相手国側負担経費

バヌアツ側の負担経費は、表 3.5-1 のとおり見積もられる。

表 3.5-1 バヌアツ側負担経費

バヌアツ側負担経費：71,476,000 バツ（72.19 百万円）

費目	現地貨金額	日本円換算	備考
発電施設用地の取得費用／農作物等の補償 ／土捨て場の借上げ費用	60,375,000	60,978,750	
既設アクセス道路の修繕費用	2,247,000	2,269,470	
資機材ヤード、駐車場用地の提供及び整地 費用	105,000	106,050	整地費用
現場事務所用地の提供及び整地費用	105,000	106,050	整地費用
銀行取極（B/A）及び支払授權書（A/P）に 係る支払い手数料）	3,786,000	3,823,880	事業費の 0.1%
荷揚げ港における通関業務費	3,500,000	3,535,000	
EIA の承認及び EIA 実施に必要な費用	100,000	101,000	
プランニング、ゾーニング、建築、水工事関 係の許可の取得にかかる費用	50,000	50,500	
残土仮置き場の伐開にかかる費用	1,208,000	1,220,080	整地費用
合計	71,476,000	72,190,780	

出典：調査団作成

(3) 積算条件

1) 積算時点

積算時点は、2019 年 3 月とする。

2) 為替交換レート

為替交換レートは、以下のとおりである。

米ドル対日本円	:	111.62 円/US\$
現地通貨対日本円	:	1.01 円/バツ

3) 施工期間

施工期間は、実施工程に示した通り、43.1 ヶ月である。

3.5.2 運営・維持管理費

無償資金協力で、1994～1995 年の第 1 期 300kW×2 機と、2009 年の第 2 期増設 600kW×1 機よりなる 1,200kW の既設サラカタ川水力発電所が設置され、当初は UNELCO、2011 年から VUI が運転維持管理を行っている。新規水力発電所の運営、維持管理は、事業運営主体である VUI が行う。既設サラカタ川発電所の運転、保守要員は、第 1 期運開後より、発電所に従事しており経験が豊富である。新規発電所に遠隔制御運転システムを導入することにより、兼務することができる。

VUI が持続的に健全に電力事業を運営するためには、本計画で調達される機材を適宜更新していく必要がある。従って、発電所用機材の維持管理費に加え、3.4.3 維持管理項目で示した定期的な機材更新費までを見込んだ維持管理計画を立てる必要がある。

本計画で調達する機材は 2025 年より供用開始するが、約 20 年後に必要となる主要部品の更新費用（約 4 億円/1 機）を準備金として積み立てることを前提に毎年の支出額を推定する。また、1、2 号機の水力発電所用機材予備品購入費は、5 百万バツ/1 基とした。

機材更新積立金は、電力料金収入とディーゼル発電用燃料費の削減が充てられる。運営維持管理費を以下の条件で想定した。

- 2011～2017 年のディーゼル発電燃料費単価は、最大 128.1 バツ/liter、最小 72.9 バツ/liter、平均 105.6 バツ/liter と変動が大きく 2016 年から 70 バツ/liter 台に急落している。2019 年以降は、平均値 1 リッター当たり 106 バツと想定した。
- ディーゼル発電で 1kWh の発電するための燃料量は 0.29 liter/kWh である。ディーゼル発電の潤滑油代は燃料代の 10%とし、予備品購入費は毎年 2%/年の増加率とする。
- サント基金、政府基金が 2020 年 2 月よりグリーンエネルギー基金に 1 本化され、2 バ

ツ/kWh が徴収されている。

- 水車発電機の保守管理費は、10,000 バツ/年/kW と仮定する。
- 水車発電機の更新積立金として、新設発電所運転開始後、毎年 4 千万バツ/年を積立てる。
- 新規発電所からの便益により、運転開始後は電気料金を 10 バツ/kWh 低減すると想定する。
- 2011 年 1 月から 2019 年 6 月までの期間は O&MAgreement により不足分（約 87 百万バツ）が補填される契約となっている。2017 年から 2019 年まではサント基金及び政府基金が補填されると仮定する。2020 年から 2024 年までは、新たな O & MAgreement により、NGEF が補填されると仮定する。

表 3.5-2 運営・維持管理費の想定

年度	unit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 completion 2025/6	2026	2027	2028 evaluation after 3 yrs	2029	2030
年間発電電力量	MWh	10,122	10,482	10,346	10,728	11,123	11,534	11,959	12,400	12,857	13,332	13,823	14,333	14,862	15,410	15,979
ディーゼル発電	MWh	5,008	3,299	3,512	3,883	4,269	4,669	5,084	5,516	5,963	3,453	961	717	1,236	1,774	2,333
太陽光発電所	MWh	60	48	58	68	78	88	98	108	118	128	138	148	158	168	178
水力発電	MWh	5,054	7,135	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	9,750	12,724	13,468	13,468	13,468	13,468
売電電力																
電力料金	VT/kWh	43.25	36.64	38.52	38.52	40.00	41.00	42.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00
新設発電所運開後の電力料金	VT/kWh										33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
売電電力量	MWh	8,983	8,980	9,311	9,655	10,011	10,380	10,763	11,160	11,572	11,999	12,441	12,900	13,376	13,869	14,381
売電料金収入	1000VT	388,517	329,055	358,674	371,904	400,437	425,588	452,048	479,882	497,583	515,936	534,966	554,698	575,158	596,372	618,369
発電コスト																
ディーゼル発電																
燃料単価	VT/liter	72.9	77.0	80.0	85.0	90.0	95.0	100.0	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
燃料費	1000VT	111,023	79,015	81,821	96,135	111,900	129,193	148,092	170,287	184,099	106,613	29,668	22,146	38,160	54,775	72,015
潤滑油費	1000VT	11,102	7,902	8,182	9,614	11,190	12,919	14,809	17,029	18,410	10,661	2,967	2,215	3,816	5,478	7,202
予備品購入費	1000VT	24,464	25,220	29,836	30,673	31,526	32,397	33,284	34,190	35,114	36,056	37,017	37,998	38,998	40,018	41,058
水力発電																
潤滑油費	1000VT															
予備品購入費	1000VT	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000
運営管理費	1000VT	176,562	174,273	197,459	201,408	205,436	209,545	213,735	218,010	222,370	226,818	231,354	235,981	240,701	245,515	250,425
小計		335,152	298,410	329,298	349,829	372,052	396,053	421,921	451,516	471,993	402,149	323,006	320,340	343,674	367,785	392,700
小計(燃料、潤滑油代等除く)	1000VT	213,027	211,493	239,294	244,080	248,962	253,941	259,020	264,200	269,484	284,874	290,372	295,979	301,699	307,532	313,483
基金																
サント基金 (1 VT/kWh)	1000VT	8,983	(8,980)	(9,311)	(9,655)											
政府基金 (2 VT/kWh)	1000VT	17,966	(17,960)	(18,623)	(19,310)											
Green Energy 基金 (2 VT/kWh)	1000VT			(20,022)	(20,760)	(21,526)	(22,320)	(23,143)	(23,997)	(24,882)	23,997	24,882	25,800	26,752	27,738	28,761
収支 (1)	1000VT	26,415	30,645	29,376	22,075	28,385	29,535	30,128	28,366	25,589	89,790	187,078	208,558	204,732	200,849	196,908
電気料金10VN/kWh下げるための原資	1000VT										59,993	124,411	129,000	133,758	138,691	143,807
水車発電機取替えの積立	1000VT											40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
収支 (2)	1000VT										29,797	22,667	39,559	30,975	22,158	13,101

4. プロジェクトの評価

4.1 事業実施のための前提条件

(1) 用地取得及び地役権取得

本事業予定区域は、カスタマリーランドと呼ばれる私有地となっており、民間事業者が土地を賃借してプランテーション事業を行っている土地の一部である。そのため、DOE は、土地取得のための交渉・手続きを開始しており、取得に係る費用は 2021 年度予算で手当てする計画であり、E/N 締結後に取得予定である。

発電所用地（発電施設の周辺とアクセス道路の一部を含む。）については、土地取得を行い、アクセス道路及び送電線ルートについては地役権取得を行う。土捨て場については、プランテーション内に仮置きすることにし、土地取得は行わない。

(2) 環境許可

DOE はバヌアツ国法令に準じる EIA 許可を DEPC から取得する。なお、本事業の対象地域には住民の生活圏がなく、住民移転が発生しないことが確認された。

(3) 免税手続き

本事業では責任機関である DOE が事業に係る関税、付加価値税（VAT）の免税手続きを行うことになっている。日本から海上輸送される主要機器は、ルーガンビル港で陸揚げされ、サイトまで陸上輸送となる予定であるため、DOE は事前に通関する際の免税手続き方法を確認しておく必要がある。

(4) 建設許可

本事業では河川内での工事（取水堰建設）のため、建設開始前に“Water work permit”を水資源局（DOWR）から取得する必要がある。また、仮にサラカタ川の砕石を建設資材として利用する場合は、Quarry Permit を同様に水資源局から取得する必要がある。

(5) 発電運用許可等

発電施設運用開始前には、水の利用のために“Water Use Licence”を水資源局（DOWR）

から取得する必要がある。

(6) 需給バランスの想定

3.2.2 基本計画 3.2.2.1 計画の前提条件 (3) 需要想定
3.2.2.1 計画の前提条件 (3) 需要想定に基づいて、新設水力発電所 1,000kW を 2025 年に投入する場合の 2030 年までの需給バランスの検討を以下の条件で行った。

- ピーク電力需要の年伸び率は 3.3%、年間販売電力量の年伸び率は 3.7%とする。
- 販売電力量は、送電ロス、電気料金回収率等及び、これまでの販売電力量と発電電力量の実績に基づいて、発生電力量の 10%減として求める。
- ディーゼル発電所出力は年 1%低下すると仮定する。
- 太陽光発電所による発生電力量は年 10MWh/year 増加すると想定する。発電効率は 10%と仮定する。
- 2018 年以降の既設サラカタ川水力発電所の年間発生電力量は、2011～2017 年までの実績平均値 6,776MWh/year と想定する。新設水力発電所の運転開始後も年間発生電力量の 100%を供給可能とする。
- 新設水力発電所の年間発生電力量は、定期点検、事故等ための運転停止期間 2 か月を考慮して 7,435MWh/year (可能発生電力量 8,992MWh/year X (10/12)) と想定する。販売電力量は送電ロス等の 10%を低減して 6,692MWh/year と想定する。
- 新設水力発電所は 2025 年 6 月に運転開始すると仮定し、運転開始 3 年後に想定発生電力量の 100%が供給可能になるものとする。
- ディーゼル発電所は水力発電所、太陽光発電所で発生する電力量の供給不足分に対して稼働するものとする。kWh 当り燃料量は 0.29 liter/kWh とし燃料消費量を求める。

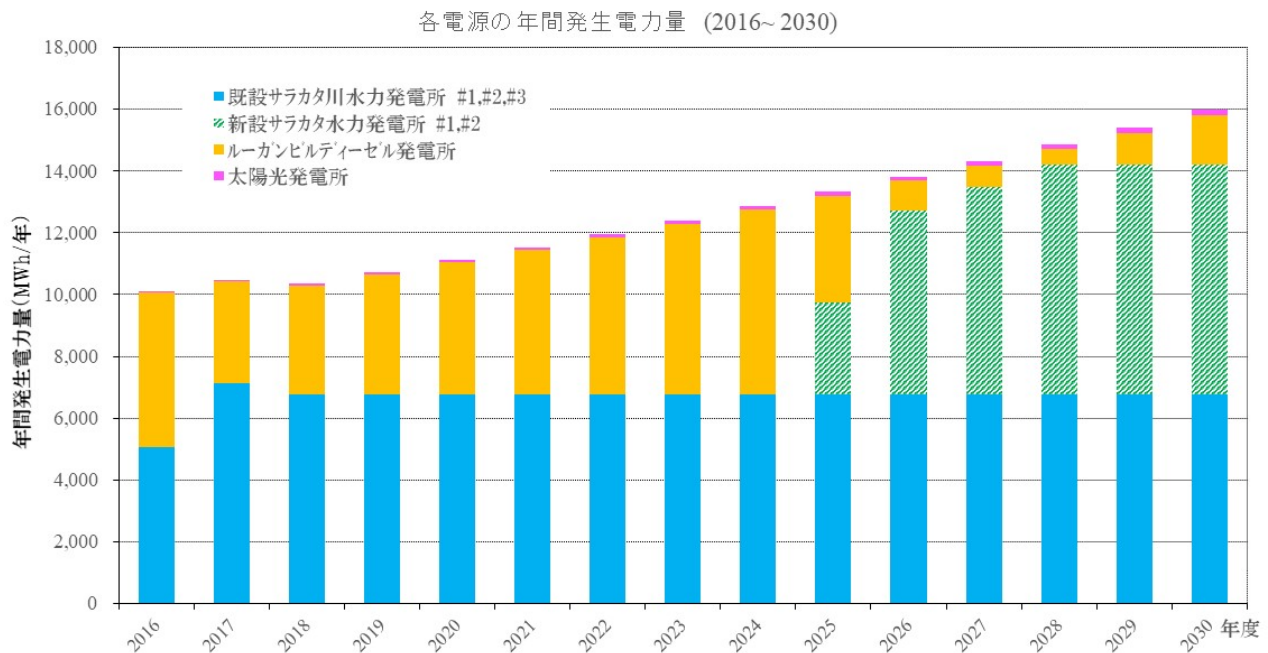


図 4.1-1 各電源の年間発生電力量(2016~2030)

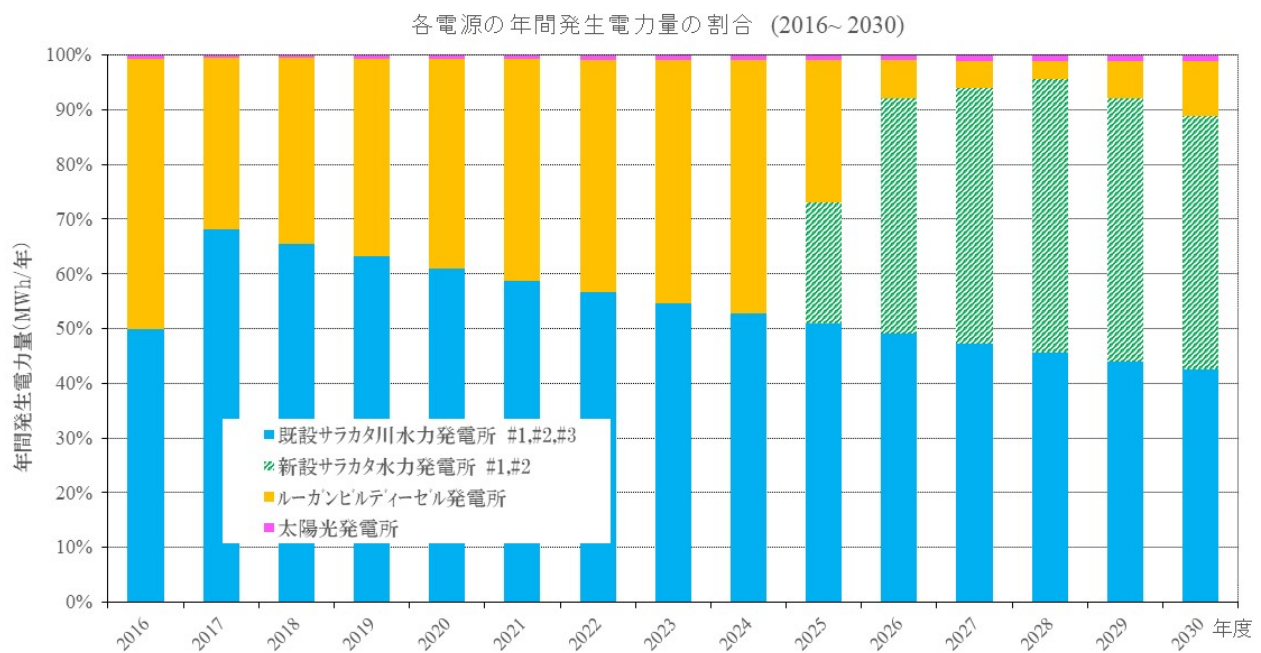


図 4.1-2 各電源の年間発生電力量の割合(2016~2030)

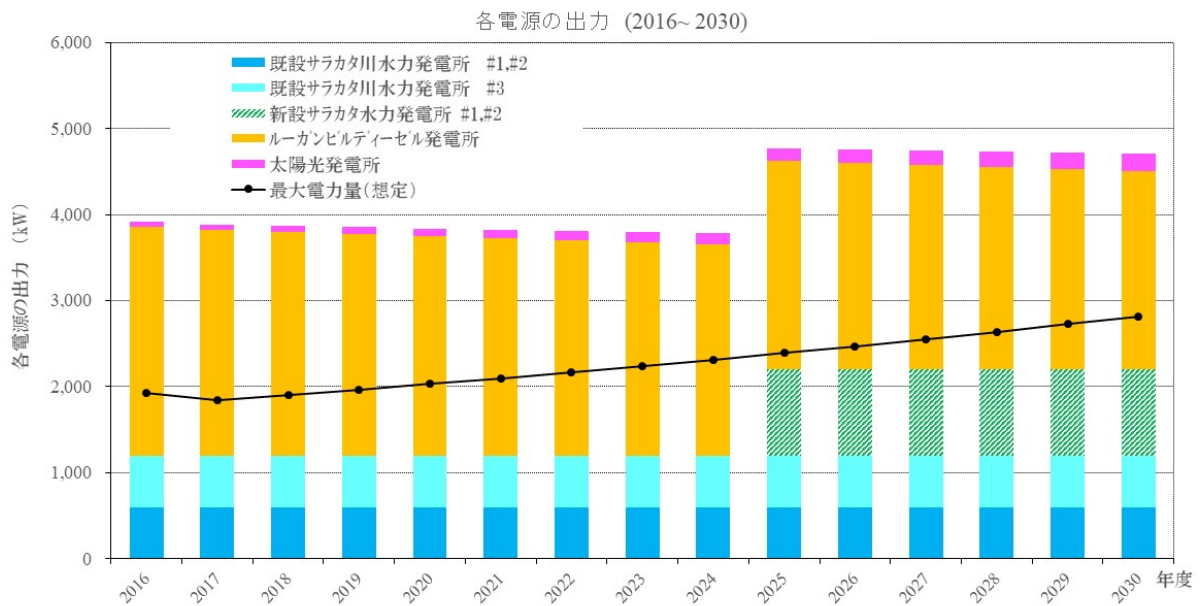


図 4.1-3 各電源の出力(2016~2030)

4.2 プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入(負担)事項

本事業の効果を実現し、持続するためには、水力発電所の適当な運用及び維持管理を実施することが必須である。日常保守点検とともに、予算を確保し、予防保全を取り入れた維持管理計画を実施することが重要である。

新設水力発電所の投入によるディーゼル発電の焚き減らしの燃料代の削減効果を、電力料金の低減、グリーンエネルギー基金の原資に適切に活用することが重要である。

4.3 外部条件

本事業の効果を発現、持続するための外部条件を下記に示す。

- ・大規模な自然災害(地震、サイクロン等)、政治的混乱等により発電施設及び送電設備が重大な被害を受けない。
- ・気候変動影響による河川流量の減少等の重大な影響を受けない。
- ・系統連系している VUI の送電設備及び発電所内の変電設備等の事故・故障による大規模な配電停止が生じない。
- ・適正な電気の買取価格が維持され、発電所の維持管理費に係る必要経費の高騰が起らない。

4.4 プロジェクトの評価

4.4.1 妥当性

本事業の妥当性は下記に示すように高いものと判断される。

(1) バヌアツの再生可能エネルギー導入比率を高める

本事業は、バヌアツのエネルギーロードマップに基づく再生可能エネルギー導入比率向上に寄与するものである。

既設サラカタ川水力発電所の設備容量 1,200kW と新設発電所の設備容量 1,000kW の合計が 2,200kW となる。現在のピーク電力需要は、約 1,900kW であり、年増加率を 3.3% とする需要想定によると 2025 年の運転開始時には 2,392MW となる。ピーク需要に対し、本事業投入 1 年前の 2024 年の再生可能エネルギー比率約 52% が、本事業投入 3 年後の 2028 年には約 83% となる。また、年間発生電力量に対しては、年増加率を 3.7% として 2024 年の約 52% が、2028 年には約 92% となる。したがって、我が国の無償案件で建設された既設及び新設水力発電が主要電源として、需要の大部分を供給することが可能である。両発電所は流れ込み式水力発電所のため、流量の少なくなる乾季には水力発電の出力が低下する。

(2) 輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図ることができる

既設と新設水力発電で、ピーク及びベース負荷の電力需要の大部分を賄うことが可能となり、ディーゼル燃料の削減に寄与することができる。燃料の削減コストを電力料金低減のための財源として確保できる。

(3) 輸入燃料への依存を軽減し、気候変動対策に貢献することができる

ディーゼル発電用燃料を削減することにより、ディーゼル発電所の稼働が減り、発生する温暖化ガスの削減効果にもつながる。

(4) 地方電化事業に貢献することができる

バヌアツ政府は、2020 年 2 月より現行の 1 バツ/kWh のサント基金及び 2 バツ/kWh の政府基金を廃止し、2 バツ/kWh のグリーンエネルギー基金（National Green Energy Fund）：

NGEF) を設立した。当基金の目的は、i) オフグリッド世帯に対して、再生可能エネルギーによる手頃な価格の電気を供給する。ii) 国内の再生可能エネルギーの普及の促進、サポートをする。iii) 2030 年までにエネルギー効率に係る 適切な進捗の遂行を可能にすることである。本事業で生じる輸入燃料削減効果の活用方法については、NGEF の原資として活用することで、地方電化事業を支援することができる。

(5) ハイブリッド・アイランド構想と整合する

我が国が提唱している「ハイブリッド・アイランド構想」は、燃料消費量削減のためのディーゼル発電所の効率化（資機材整備、維持管理能力の向上）、再生可能エネルギーの主流化を通して、効率的かつ安定したエネルギー供給を目指す構想である。

本事業はこの「ハイブリッド・アイランド構想」に整合し、継続的な実施等を通じ、低炭素開発の達成を支援する一環として実施されるものである。

このように、バヌアツの政策の基づき、再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するため、サント島における水力発電施設整備計画（以下、「本事業」）に対する無償資金協力として妥当性があると考えられる。

4.4.2 有効性

(1) 定量的効果

本事業で期待される定量的効果は、ディーゼル発電による燃料燃焼減らしによる輸入燃料代の削減、再生可能エネルギーの比率の増加、温暖効果ガスの削減による気候変動の緩和である。目標年は、運開後 3 年経過した 2028 年とする。

1) 新設水力の売電電力量

本計画の出力 1,000kW の流れ込み式水力発電の可能発生電力量は、2015 年から 2018 年までの運転記録より求めた河川流量に基づく流況曲線を用いて算定した。

送電ロス、未回収電気料金等の損失を 10%、定期点検、送電線事故等で 1 年のうち 2 か月間は発電停止すると仮定して、年間販売電力量は 6,692MWh/year となる。既設サラカタ川水力発電所 (1,200kW) は、2011～2017 年までの実績年間発生電力量の平均値 6,776 MWh/year が確保され、損失を 10% として販売電力量は 6,097 MWh/year となる。

2) ディーゼル発電の燃料代の削減量

2017年のディーゼル発電の年間燃料消費量は976 kliter、購入費用は75,000千バツ、新設水力発電所が運開する前年2024年にはそれぞれ、1,737 kliter、184,099千バツまで増加する。運転開始3年後の2028年には新設発電所の販売発電量相当(6,692MWh/year)の1,940 kliterが削減され、燃料単価106バツ/literと想定すると205,640千バツとなる。

3) 再生可能エネルギーの比率

2017年は水力発電エネルギーの比率が68%で、新設水力発電所が運開する前年2024年には54%まで低下する。運転開始3年後の2028年には91%まで回復する。太陽光発電を含む再生可能エネルギーの比率は92%となる。

しかし、その後は需要が増加するため、再生可能エネルギー比率は低下する。電力需要の低下する夜間に余剰の水力エネルギーを蓄電池で蓄えておき、昼間ピーク時に使うことで、再生可能エネルギー導入比率を効率的に高めることができる。また、河川流量の減る乾季の昼間ピーク時に対しては、系統連系の太陽光発電が効果的である。

(2.5 サント島における再生エネルギー事業動向、GCF 関連を参照)

4) 温室効果ガスの削減量

温室効果ガスの削減量は、本事業による水力発電による供給増(6,692MWh/year)より、602,280 tCO₂/yearとなる。

15. Renewable Energy / Hydropower and Others

Project Name

Santo Island Renewable Energy Promotion

Country

Vanuatu

Emission Reduction

		Value	Unit
ER _y	Emission reduction	-602,280	tCO ₂ /year
BE _y	Baseline emission	0	tCO ₂ /year
PE _y	Project emission	602,280	tCO ₂ /year

Inputs

1) Electricity generation projects (Grid connected system or standalone or mini-grid system)

Parameter	Description	Value	Unit
-	The project is a development of geothermal power plant	No	
-	The project is a development of hydro power plant and CH ₄ emission from reservoirs of hydro power plants is significant	Yes	
EG _y	Power generation by the renewable energy system in year y	6,692	MWh/year
EF _{elec}	CO ₂ emission factor of the electricity	0	tCO ₂ /MWh
EF _{Res}	Default emission factor for emissions from reservoirs of hydro power plants	90	kgCO _{2-eq} /MWh
W _{Main,CO2}	Average mass fraction of carbon dioxide in the produced steam		tCO ₂ /t
W _{Main,CH4}	Average mass fraction of methane in the produced steam		tCH ₄ /t
GWP _{CH4}	Global warming potential of methane	0	tCO ₂ /tCH ₄
M _{S,y}	Quantity of steam produced in year y		t/year
FC _{i,y}	Consumption of fossil fuel i at the power plant in year y		t/year
NCV _i	Net calorific value of the fossil fuel i		TJ/t
EF _{fuel,i}	CO ₂ emission factor of the fossil fuel i		tCO ₂ /TJ

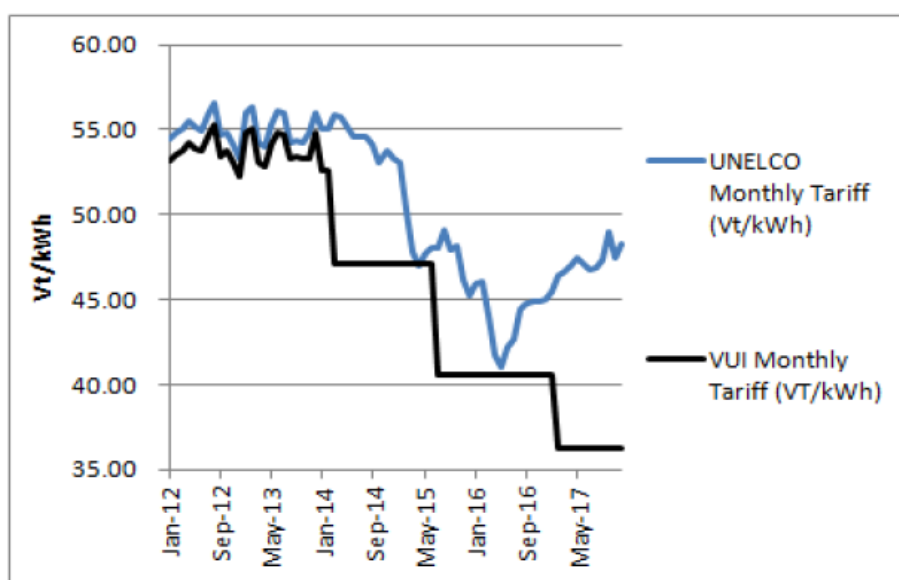
図 4.4-1 温室効果ガスの削減量

5) 電気料金削減及びグリーンエネルギー基金の原資

2011年以降、VUIが電気事業を開始してから、4回の電気料金の改訂があり、2018年1月より基本電気料金は38.52 バツ/kWhとなっている。最近では水力発電の比率が低下しているため、ディーゼル発電燃料代が増加しており収支状況が悪化しており、今後、新設発電所運開までは、料金改訂が必要になると思われる。2025年の運開時には10 バツ/kWhの削減原資を確保できると想定される。

改訂	適用期間	基本電気料金	変動率
VUI 事業開始	2011 年～	54.76 バツ/kWh	
第 1 回改訂後	2014 年 3 月以降	47.07 バツ/kWh	-14.1%
第 2 回改訂後	2016 年 6 月以降	40.52 バツ/kWh	-13.9%
第 3 回改訂後	2017 年 2 月以降	36.29 バツ/kWh	-10.4%
第 4 回改訂後	2018 年 1 月以降	38.52 バツ/kWh	+10.6%

2020 年 2 月より、政府グリーンエネルギー基金として電気料金に 2 バツ/kWh が徴収せられている。当基金は、地方電化促進、再生可能エネルギーの促進のために使われる。



出典：UNELCO monthly tariff submission and Luganville concession reports

図 4.4-2 UNELCO 及び VUI の電気料金の時系列変化

新設発電所の運転開始は 2025 年 6 月の予定であり、目標年は事業完成 3 年後の 2028 年とする。上述した条件で求めた定量的効果の目標値を下表に纏める。

表 4.4-1 定量的効果

指標名	基準値	目標値 (2028 年) 【事業完成 3 年後】
水力発電の売電電力量 (MWh/年)	0	6,692 MWh/年
温暖化ガスの増分削減量 (t/年)	0	602,280 t/年
ディーゼル発電所の増分燃料削減量	0	1,940 kliter/年

(2) 定性的効果

定性的効果は以下の通りである。

- 経済社会開発の向上及び温室効果ガス排出量の削減に寄与する再生可能エネルギー利用の促進が期待される。
- 電力供給源の多様化が図られる。
- エネルギーの安定化供給が図られる。
- 供給エリアが拡大し、公共サービスの向上が図られる。
- 夜間照明が増えることで、治安の向上、コミュニティ活動の促進が図られる。

表 4.4-2 実績及び想定需給バランス

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 completion 2025/6	2026	2027	2028 evaluation after 3 yrs	2029	2030
Estimated Max Power Output (Actual)		1842													
Estimated Max Power Output (Estimated)	1932		1,903	1,966	2,032	2,099	2,169	2,241	2,315	2,392	2,471	2,553	2,638	2,726	2,816
Annual increase rate	4.4%	-4.7%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%
Installed capacity	3,921	3,881	3,867	3,852	3,838	3,824	3,810	3,796	3,783	4,770	4,757	4,745	4,732	4,720	4,708
Luganville Diesel power plant	2,652	2,626	2,600	2,574	2,548	2,523	2,498	2,473	2,448	2,423	2,399	2,375	2,351	2,328	2,305
#1: 1000kW	816	808	800	792	784	776	768	761	753	746	738	731	724	716	709
#2: 1000kW	714	707	700	693	686	679	672	666	659	652	646	639	633	627	620
#3: 750kW	612	606	600	594	588	582	576	571	565	559	554	548	543	537	532
#4: 500kW	510	505	500	495	490	485	480	475	471	466	461	457	452	448	443
#5: 500kW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#6: 500kW						500	495	490	485	480	475	471	466	461	457
Existing Sarakata River Hydropower (#1 & #2)	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Existing Sarakata River Hydropower (#3)	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Solar Power	69	55	67	78	90	101	112	124	135	147	158	169	181	192	204
New Sarakata Hydropower (#1 & #2)										1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Power demand and supply balance	1,989	2,039	1,964	1,886	1,806	1,725	1,641	1,556	1,468	2,378	2,286	2,191	2,094	1,995	1,892
Power demand and supply balance by Hydto	-732	-642	-703	-766	-832	-899	-969	-1,041	-1,115	-192	-271	-353	-438	-526	-616
Ratio of Hydto to total	62.1%	65.1%	63.1%	61.0%	59.1%	57.2%	55.3%	53.6%	51.8%	92.0%	89.0%	86.2%	83.4%	80.7%	78.1%

表 4.4-3 実績及び想定発電電力量と販売電力量

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Annual generated energy (Actual)	10,122	10,482													
Annual generated energy (Estimated)			10,346	10,728	11,123	11,534	11,959	12,400	12,857	13,332	13,823	14,333	14,862	15,410	15,979
Luganbille Diesel power plant			3,512	3,883	4,269	4,669	5,084	5,516	5,963	6,433	6,911	7,407	7,922	8,457	8,999
Existing Sarakata River Hydropower (#1 & #2)	5,008	3,299	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776	6,776
Solar power plant	5,054	7,135													
New Sarakata Hydropower (#1)	60	48	58	68	78	88	98	108	118	128	138	148	158	168	178
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,974	5,948	6,692	6,692	6,692	6,692
Annual sales energy (Actual)	8,983	8,980													
Annual sales energy (Estimated)			9,311	9,655	10,011	10,380	10,763	11,160	11,572	11,999	12,441	12,900	13,376	13,869	14,381
Annual increase rate	9.6%	0.0%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%
Annual fuel consumption (Luganbille PP)	1,427	976	1,023	1,131	1,243	1,360	1,481	1,606	1,737	1,873	2,013	2,158	2,317	2,481	2,650
Annual fuel purchase cost (Luganbille PP)	104,023	75,015	81,821	96,135	111,900	129,193	148,092	170,287	184,099	206,613	229,668	254,146	281,160	310,775	343,015
Fuel amount per kWh	0.28	0.30	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Fuel unit cost	72.94	77.04	80	85	90	95	100	106	106	106	106	106	106	106	106
Hydro ratio (to total generated energy)	49.9%	68.1%	65.5%	63.2%	60.9%	58.8%	56.7%	54.6%	52.7%	50.8%	49.0%	47.3%	45.6%	44.0%	42.4%
Luganbille Diesel power plant	49.5%	31.5%	33.9%	36.2%	38.4%	40.5%	42.5%	44.5%	46.4%	48.3%	50.2%	52.0%	53.8%	55.6%	57.4%
Existing Sarakata River Hydropower (#1 & #2)	49.9%	68.1%	65.5%	63.2%	60.9%	58.8%	56.7%	54.6%	52.7%	50.8%	49.0%	47.3%	45.6%	44.0%	42.4%
Solar Power	0.6%	0.5%	0.6%	0.6%	0.7%	0.8%	0.8%	0.9%	0.9%	1.0%	1.0%	1.0%	1.1%	1.1%	1.1%
Existing Sarakata River Hydropower (#3)	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 of Hydro	49.9%	68.1%	65.5%	63.2%	60.9%	58.8%	56.7%	54.6%	52.7%	50.8%	49.0%	47.3%	45.6%	44.0%	42.4%
Total of Renewable energy	50.5%	68.5%	66.1%	63.8%	61.6%	59.5%	57.5%	55.5%	53.6%	51.7%	49.8%	47.9%	46.0%	44.1%	42.3%

