

ソロモン国
鉱山・エネルギー・地方電化省
ソロモン諸島電力公社

ソロモン国
再生可能エネルギーロードマップ
策定プロジェクト

ファイナルレポート

2021年5月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東電設計株式会社
デロイト トーマツ コンサルティング合同会社



出典: UN Geospatial Information Section and UN Solomon Islands Country Facts を基に JICA プロジェクトチーム作成

調査対象位置図

目次

要約

第 1 章	業務の概要.....	1-1
1.1	業務の背景.....	1-1
1.2	業務の目的.....	1-2
1.3	実施期間.....	1-2
1.4	対象地域.....	1-2
1.5	プロジェクトの関係官庁・機関.....	1-2
1.6	プロジェクト実施工程.....	1-4
第 2 章	電力セクターの現況.....	2-1
2.1	電力供給の基本政策.....	2-1
2.1.1	電力基本政策の概要.....	2-1
2.1.2	電気料金制度.....	2-1
2.1.3	省エネルギー・ロス低減の目標.....	2-3
2.2	ホニアラ系統における電力需要.....	2-3
2.2.1	電力需要の現況.....	2-3
2.2.2	ソ国における GDP の推移.....	2-5
2.2.3	ソ国における人口推移.....	2-5
2.3	既設電力設備.....	2-6
2.3.1	既設電源設備.....	2-7
2.3.2	既設電力系統の課題.....	2-10
2.4	電源開発計画.....	2-11
2.4.1	Tina 水力発電所.....	2-11
2.4.2	大規模太陽光発電所.....	2-16
2.4.3	中小規模太陽光発電.....	2-18
2.4.4	太陽光発電設備の土地利用状況.....	2-19
2.4.5	ホニアラ系統開発計画の課題.....	2-20
2.5	電源開発ポテンシャル.....	2-23
2.5.1	水力.....	2-23
2.5.2	バイオマス.....	2-32
2.5.3	太陽光.....	2-33
2.5.4	風力.....	2-33
2.5.5	地熱.....	2-34
2.5.6	ホニアラ系統での電力供給ポテンシャル.....	2-34
2.6	再エネ 100% 供給に向けた課題.....	2-35
2.6.1	瞬動予備力確保.....	2-35
2.6.2	乾期の供給力開発.....	2-35
2.7	民間投資の現状と促進取り組み.....	2-35
2.8	実施促進に関連する法制度等.....	2-36
第 3 章	再エネ促進技術の検討.....	3-1
3.1	再エネ導入促進技術の概要.....	3-1
3.1.1	供給側の再エネ導入促進技術.....	3-1

3.1.2	需要側の再エネ導入促進技術	3-6
3.2	先進技術の導入事例	3-9
3.3	ホニアラ系統への適応可能技術の特定	3-11
第 4 章	再生可能エネルギー開発シナリオの検討	4-1
4.1	電力需要想定	4-1
4.2	電源開発計画	4-2
4.2.1	ディーゼル発電に係るコスト	4-4
4.2.2	太陽光発電に係るコスト	4-4
4.2.3	既電源開発計画に基づく需給状況（需給運用シミュレーション）	4-4
4.3	再生可能エネルギー（再エネ）開発可能性の評価	4-7
4.3.1	ホニアラ系統における PV 開発の可能性	4-7
4.3.2	PV の系統連系	4-8
4.3.3	太陽光発電（PV）開発に係るコスト	4-8
4.3.4	ホニアラ系統におけるバイオマス開発可能性の評価	4-9
4.3.5	ホニアラ系統での水力発電開発	4-10
4.4	蓄電池（BESS）の導入	4-11
4.4.1	BESS の系統連系	4-11
4.4.2	BESS のコスト	4-11
4.5	BESS の必要量検討	4-12
4.5.1	代数的手法	4-12
4.5.2	各設備の O&M コスト	4-16
4.5.3	年経費計算用割引率	4-16
4.6	再エネ開発シナリオの設定	4-17
4.7	系統解析に係る分析条件	4-17
第 5 章	シナリオ分析	5-1
5.1	ホニアラ系統における実現可能な再エネ 100% シナリオの検討	5-1
5.1.1	現行計画	5-1
5.2	検討すべき 2030 年までの再エネ開発シナリオの選定	5-2
5.3	2030 年までの再エネ開発シナリオの検討	5-2
5.3.1	シナリオ 1：ベースシナリオ	5-3
5.3.2	シナリオ 2：電力需要 2% 再エネ 100% PV+BESS シナリオ	5-4
5.4	推奨すべき 2030 年までの再エネ開発シナリオ	5-5
5.4.1	シナリオ 3：雨期再エネ 100% 供給シナリオ：電力需要 2% 増加 ベースシナリオ +追加（PV+BESS）	5-6
5.4.2	2030 年断面での推奨シナリオの選定	5-7
5.4.3	シナリオ 4：2040 年断面で PV+BESS 導入で再エネ 100% 供給可能とした場合の シナリオ	5-8
5.5	感度分析～推奨シナリオのロバスト性の確認～	5-13
5.5.1	シナリオ 5：電力需要 4%/年増加ケース	5-13
5.5.2	シナリオ 6：PV+BESS 建設コスト現状維持ケース	5-14
5.5.3	次期水力導入	5-15
5.6	推奨する再エネ 100% シナリオ	5-18
5.7	2020 年実績と推奨する RE100% シナリオへの影響の確認	5-20
5.7.1	2020 年需要実績の確認	5-20
5.8	需給バランスへの影響	5-22

5.9	推奨シナリオへの影響.....	5-24
5.10	2030年 RE100%供給シナリオの考察.....	5-24
5.11	PV導入計画実施状況の確認と BESS 導入計画への影響.....	5-26
5.12	推奨 RE100%シナリオにおける BESS 必要量.....	5-27
5.12.1	短周期変動抑制（周波数制御）用 BESS の必要量.....	5-27
5.12.2	長周期変動抑制（ピークシフト）用 BESS の必要量.....	5-27
5.13	BESS の概念設計.....	5-29
5.14	系統計画.....	5-37
5.15	系統解析.....	5-38
5.15.1	負荷想定.....	5-38
5.15.2	発電機出力設定.....	5-40
5.15.3	解析結果.....	5-41
5.16	送変電設備計画における N-1 基準の導入提案.....	5-54
5.16.1	N-1 基準.....	5-54
5.16.2	RERM 検討条件と N-1 検討条件の比較.....	5-55
5.16.3	N-1 検討結果.....	5-56
5.16.4	N-1 対策提案.....	5-58
5.17	送配電電力損失（送電ロス）.....	5-63
5.17.1	低圧（415 V）系統の技術的送配電電力損失低減.....	5-64
5.17.2	高圧（11 kV 以上）系統の技術電力ロス低減.....	5-68
第 6 章	財務分析.....	6-1
6.1	経済財務分析に係る諸条件の設定.....	6-1
6.2	開発援助機関・IPP 資金導入および自家発電増加による影響分析.....	6-1
6.3	財務的実行可能性の検討.....	6-6
第 7 章	実施促進策の検討.....	7-1
7.1	実施促進に係る課題分析・論点整理.....	7-1
7.2	近隣国における市場概況.....	7-1
7.2.1	フィジー.....	7-1
7.2.2	パプアニューギニア.....	7-4
7.2.3	バヌアツ.....	7-6
7.3	電源運用方針に係る提言.....	7-7
7.3.1	系統周波数・電圧維持.....	7-7
7.3.2	乾期供給力.....	7-8
7.4	土地利用に係る提言.....	7-8
7.4.1	ソ国での土地問題におけるこれまでの取組.....	7-8
7.4.2	短期戦略.....	7-10
7.4.3	中期戦略.....	7-11
7.4.4	長期戦略.....	7-11
7.5	中小規模太陽光発電設備導入に係る検討.....	7-11
7.5.1	ホニアラ系統におけるサイト候補地.....	7-11
7.5.2	ソ国における新たなビジネスモデルの検討.....	7-11
7.6	民間投資促進.....	7-13
7.6.1	IPP ガイドライン（案）策定にあたっての参照文献.....	7-14
7.6.2	IPP ガイドラインにおけるリスク分担.....	7-14
7.6.3	民間投資の可能性.....	7-17

7.7	キャパシティビルディング戦略	7-17
7.7.1	大洋州におけるキャパシティビルディングへの取り組み	7-17
7.7.2	ソ国再エネ分野におけるキャパシティビルディングへの取り組み	7-19
7.7.3	キャパシティビルディングに係る提言	7-25
7.8	電力セクターの規制部門設立（セクターリフォーム）に係る提言	7-28
7.8.1	大洋州における公共インフラ規制部門の類型	7-28
7.8.2	政府内規制部門型	7-28
7.8.3	独立型：シングルセクター	7-29
7.8.4	独立型：マルチセクター	7-30
7.8.5	マルチセクターによる規制局設立に関する戦略	7-35
7.8.6	ソ国電力セクターの規制部門設立に係る提言	7-36
7.9	各開発援助機関による支援動向	7-39
7.9.1	大洋州への支援動向	7-39
7.9.2	ソ国での再エネ案件への支援動向	7-40
7.9.3	世界銀行によるタリフレビュー検討内容	7-44
第 8 章	再生可能エネルギーロードマップ	8-1
8.1	再生可能エネルギーロードマップの位置づけ	8-1
8.2	再生可能エネルギーロードマップの策定	8-1
8.2.1	再エネ導入拡大に向けた技術的提言事項	8-3
8.2.2	再エネ導入に向けた実施促進策	8-6

添付資料

添付 5-1A	: 2020 年 昼ピーク 潮流図.....	A - 1
添付 5-1B	: 2020 年 昼ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 2
添付 5-2A	: 2020 年 夜ピーク 潮流図.....	A - 3
添付 5-2B	: 2020 年 夜ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 4
添付 5-3A	: 2025 年 昼ピーク 潮流図.....	A - 5
添付 5-3B	: 2025 年 昼ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 6
添付 5-4A	: 2025 年 夜ピーク 潮流図	A - 7
添付 5-4B	: 2025 年 夜ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 8
添付 5-5A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図	A - 9
添付 5-5B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 10
添付 5-6A	: 2030 年 夜ピーク 潮流図	A - 11
添付 5-6B	: 2030 年 夜ピーク 潮流図 (負荷率)	A - 12
添付 5-7A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 負荷増要因に対する設備対策実施後.....	A - 13
添付 5-7B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 負荷増要因に対する設備対策実施後 (負荷率) ..	A - 14
添付 5-8A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan A (1)	A - 15
添付 5-8B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan A (1) (負荷率)	A - 16
添付 5-9A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan A (2)	A - 17
添付 5-9B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan A (2) (負荷率)	A - 18
添付 5-10A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan B (1)	A - 19
添付 5-10B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan B (1) (負荷率)	A - 20
添付 5-11A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan B (2).....	A - 21
添付 5-11B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 Plan B (2) (負荷率)	A - 22
添付 5-12A	: 2030 年 夜ピーク 潮流図 Plan B (2)	A - 23
添付 5-12B	: 2030 年 夜ピーク 潮流図 Plan B (2) (負荷率)	A - 24
添付 5-13A	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 PV4MW+BESS 追加.....	A - 25
添付 5-13B	: 2030 年 昼ピーク 潮流図 PV 4 MW+BESS 追加 (負荷率)	A - 26
添付 5-14A	: 2030 年 夜ピーク 潮流図 PV 4 MW+BESS 追加	A - 27
添付 5-14B	: 2030 年 夜ピーク 潮流図 PV4MW+BESS 追加 (負荷率)	A - 28
添付 5-15A	: 2030 年 昼ピーク 30%減 潮流図 PV4MW+BESS 追加	A - 29
添付 5-15B	: 2030 年 昼ピーク 30%減 潮流図 PV4MW+BESS 追加 (負荷率) ...	A - 30
添付 5-16A	: 2030 年 昼ピーク 50%減 潮流図 PV 4 MW+BESS 追加	A - 31
添付 5-16B	: 2030 年 昼ピーク 50%減 潮流図 PV 4 MW+BESS 追加 (負荷率)	A - 32
添付 5-17	: 33 kV East Kola - Lungga 送電線 事故停止ケース.....	A - 33
添付 5-18	: 33 kV Eas Kola - Lungga 送電線 事故停止ケース (設備増強対策 R1 有)	A - 34
添付 5-19	: 66 kV Lungga 変圧器 事故停止ケース.....	A - 35
添付 5-20	: 66 kV Lungga 変圧器 事故停止ケース (設備増強対策 R2 有) ...	A - 36
添付 5-21	: 33 kV East Kola 変圧器 事故停止ケース.....	A - 37
添付 5-22	: 33 kV East Kola 変圧器 事故停止ケース (設備増強対策 R3 有)	A - 38

図 表

表 1-1 関係省庁・機関の概要.....	1-3
表 1-2 他ドナー・その他関係組織との主要議事.....	1-4
表 2-1 ソロモンパワーの平均電気料金.....	2-1
表 2-2 メータ読み取り式顧客向け電気料金（2020年1月1日改訂版）.....	2-2
表 2-3 キャッシュパワー顧客向け電気料金（2020年1月1日改訂版）.....	2-2
表 2-4 ホニアラ系統における最大需要と発電量の推移.....	2-4
表 2-5 GDP 伸び率の実績と予測.....	2-5
表 2-6 ホニアラ系統における既設電源設備の概要.....	2-7
表 2-7 2018年度におけるディーゼル発電実績.....	2-8
表 2-8 ホニアラと Chupu Karma 雨量観測所における月間降雨量の比較.....	2-14
表 2-9 Tina 水力ダムサイトにおける流況.....	2-15
表 2-10 大規模太陽光発電所の開発計画の概要.....	2-17
表 2-11 スタンバイチャージ（4.0 kW 太陽光の例）.....	2-18
表 2-12 ホニアラ系統における EMS 要求機能と導入時期.....	2-21
表 2-13 ガダルカナル島における水力ポテンシャル地点基本諸元（1）.....	2-25
表 2-14 ガダルカナル島における水力ポテンシャル地点基本諸元（2）.....	2-26
表 2-15 Komarindi 水力の推定月間発電量.....	2-29
表 2-16 ホニアラ系統でのポテンシャル電源コスト諸元.....	2-35
表 3-1 各種蓄電池の特性比較.....	3-2
表 3-2 ソ国におけるデマンドレスポンス資源候補の比較.....	3-8
表 3-3 大洋州島嶼国の再エネ導入状況.....	3-9
表 3-4 再エネ及び EMS 技術の導入事例.....	3-10
表 3-5 需要側への再エネ活用システムの導入事例.....	3-11
表 3-6 ホニアラ系統における系統状況の変化.....	3-12
表 4-1 既設電源および電源開発計画.....	4-3
表 4-2 ディーゼル発電に係る諸条件.....	4-4
表 4-3 Munda 1 MW 太陽光発電所の EPC コスト.....	4-4
表 4-4 ソ国における大規模太陽光発電所の建設コスト将来予測 (USD/kW).....	4-9
表 4-5 Tina 水力の月間出力.....	4-10
表 4-6 Tina 水力の発電コスト.....	4-10
表 4-7 Komarindi 水力の月間出力.....	4-11
表 4-8 PV 導入量 16.27MW,21.27MW,25.27MW,45MW 時の各ベクトルの値(MW).....	4-16
表 4-9 各電源設備の O&M コスト.....	4-16
表 5-1 加重平均資本コスト.....	5-11
表 5-2 Komarindi 水力の月間出力.....	5-15
表 5-3 各シナリオの比較.....	5-19
表 5-4 需要想定と PV 開発量の変化の推奨シナリオへの影響.....	5-22
表 5-5 PV 導入の見通し.....	5-26
表 5-6 PV 導入量と短周期変動抑制用 BESS 必要量.....	5-26
表 5-7 BESS 容量の変化の需給バランスへの影響（2030年）.....	5-28
表 5-8 BESS 概略工程表	5-36
表 5-9 系統計画基準.....	5-38
表 5-10 ホニアラ系統の昼間ピーク負荷想定.....	5-39

表 5-11	ホニアラ系統の昼間ピーク負荷と夜間ピークの比率	5-39
表 5-12	ホニアラ系統の夜間ピーク負荷想定	5-39
表 5-13	発電機出力 (PV 現状計画ケース)	5-40
表 5-14	発電機出力 (PV 追加計画ケース)	5-40
表 5-15	過負荷となる 11 kV / 0.4 kV 変圧器	5-42
表 5-16	過負荷となる 11 kV 送電線	5-43
表 5-17	送電建設費用のユニットコスト	5-49
表 5-18	Plan A の追加送電コスト	5-50
表 5-19	Plan B の追加送電コスト	5-51
表 5-20	PV 追加計画の追加送電コスト	5-52
表 5-21	瞬動予備力用 BESS 設置に伴う追加送電コスト	5-52
表 5-22	提案する送変電設備計画における N-1 基準	5-54
表 5-23	提案する送変電設備計画における N-1 基準	5-55
表 5-24	N-1 検討結果 (送電線事故・停止)	5-57
表 5-25	N-1 検討結果 (変圧器事故・停止)	5-57
表 5-26	N-1 対策工事費	5-61
表 5-27	2018 年ホニアラ系統の発電電力量とノンテクニカルロス	5-63
表 5-28	経済性指標 (便益)	5-66
表 5-29	ロス低減面から見た N-1 提案の経済性評価	5-68
表 6-1	経済財務分析に係る諸条件	6-1
表 6-2	損益計算書	6-2
表 6-3	主な経営指標	6-3
表 6-4	発電電力量と単価	6-3
表 6-5	発電費用割合及び燃料費割合	6-3
表 6-6	貸借対照表	6-4
表 6-7	主な経営指標	6-4
表 6-8	資金調達実績	6-5
表 6-9	マクロ経済指標の実績と予測	6-7
表 6-10	送配電ロスを含めた販売電力量	6-8
表 6-11	借入金明細	6-8
表 6-12	IPP 参入分析条件	6-9
表 7-1	IPP 及び PPA の参照文献リスト	7-14
表 7-2	リスク配分案	7-15
表 7-3	大洋州における主要支援機関	7-18
表 7-4	大洋州におけるキャパビル案件事例	7-18
表 7-5	MMERE の研修メニューの一例 (2019 年度)	7-20
表 7-6	SP の研修メニューの一例 (2019 年度)	7-21
表 7-7	TEC 概要	7-30
表 7-8	規制機能の移行	7-32
表 7-9	大洋州島嶼国の再エネ案件向け支援枠組み	7-40
表 7-10	国際機関及び主要援助国による支援動向マッピング	7-41
図 1-1	ホニアラ系統の概観	1-2
図 1-2	プロジェクト全体工程	1-4
図 2-1	ホニアラ系統における最大需要と発電量の推移	2-4
図 2-2	ソ国における GDP と電力需要の推移	2-5
図 2-3	ソ国における人口動静	2-6

図 2-4 Fighter One 太陽光発電所の状況.....	2-9
図 2-5 Fighter One 太陽光発電所の発電実績.....	2-10
図 2-6 Fighter One 太陽光発電所の月別設備利用率.....	2-10
図 2-7 Tina 水力発電所の概要	2-11
図 2-8 降雨量観測所と Tina 水力ダムサイトの位置	2-13
図 2-9 Tina 水力渇水期運転パターン	2-16
図 2-10 ホニアラ系統における大規模太陽光開発計画.....	2-17
図 2-11 ホニアラ系統 EMS 制御イメージ.....	2-21
図 2-12 ガダルカナル島の水力ポテンシャルマップ.....	2-24
図 2-13 ホニアラ周辺の水力ポテンシャル.....	2-27
図 2-14 Komarindi 水力の推定月間発電量	2-29
図 2-15 Maotapuku1 および Maotapuku 2 水力地点	2-30
図 2-16 水力発電所の全体実施工程.....	2-32
図 2-17 海拔 10m 地点におけるホニアラ周辺の風速.....	2-34
図 3-1 EMS のサンプル画面	3-3
図 3-2 天候予測システム (イメージ図)	3-3
図 3-3 仮想同期発電機 (VSG) のシステム概念図.....	3-5
図 3-4 EMS によるマイクログリッド制御の概念図.....	3-6
図 4-1 ホニアラ系統における送電端電力量の想定.....	4-1
図 4-2 最大電力の想定.....	4-2
図 4-3 ホニアラ系統における日負荷曲線 (2018 年 10 月)	4-2
図 4-4 現行計画ベースケースでの雨期の需給状況 (2030 年 8 月)	4-5
図 4-5 現行計画ベースケースでの乾期の需給状況 (2030 年 8 月)	4-6
図 4-6 現行計画ベースケースでの需給状況 (2021 年 3 月)	4-6
図 4-7 現行計画ベースケースでの需給状況 (2022 年 3 月)	4-7
図 4-8 大規模太陽光発電所の建設コストの予想推移.....	4-9
図 4-9 代数的手法のイメージ.....	4-13
図 5-1 2030 年雨期の需給状況 (ベースシナリオ 2030 年 3 月)	5-3
図 5-2 2030 年乾期の需給状況 (ベースシナリオ 2030 年 8 月)	5-4
図 5-3 2030 年雨期の需給状況 (再エネ 100%PV+BESS 2030 年 3 月)	5-5
図 5-4 2030 年乾期の需給状況 (再エネ 100%PV+BESS 2030 年 10 月)	5-5
図 5-5 2030 年雨期の需給状況 (再エネ 90%PV+BESS 2030 年 3 月)	5-7
図 5-6 2030 年乾期の需給状況 (再エネ 90%PV+BESS 2030 年 10 月)	5-7
図 5-7 2040 年乾期の需給状況 (再エネ 100%PV+BESS 2040 年 10 月)	5-9
図 5-8 中小規模 PV 導入ケース (2023 年 3 月)	5-10
図 5-9 中小規模 PV 導入ケース (2023 年 10 月)	5-10
図 5-10 中小規模 PV を導入した場合の出力余剰の比較.....	5-11
図 5-11 発電原価と再エネ率への中小規模 PV の影響.....	5-12
図 5-12 2030 年雨期の需給状況 (需要 4%/年 2030 年 3 月)	5-14
図 5-13 2030 年乾期の需給状況 (需要 4%/年 2030 年 10 月)	5-14
図 5-14 2030 年雨期の需給状況 (需要 2%/年 Komarindi 有 2030 年 3 月)	5-16
図 5-15 2030 年乾期の需給状況 (需要 2%/年 Komarindi 有 2030 年 10 月)	5-16
図 5-16 2030 年雨期の需給状況 (需要 4%/年 Komarindi 有 2030 年 3 月)	5-17
図 5-17 2030 年乾期の需給状況 (需要 4%/年 Komarindi 有 2030 年 10 月)	5-17
図 5-18 電力供給に占める再生可能エネルギーの割合と設備量の推移.....	5-20
図 5-19 最大電力想定 (MW)	5-21
図 5-20 電力需要想定 (GWh)	5-21

図 5-21 2025 年の乾期における影響（2025 年 10 月）	5-23
図 5-22 2025 年の雨期における影響（2025 年 3 月）	5-23
図 5-23 2025 年の雨期における影響（2025 年 11 月）	5-24
図 5-24 2030 年の乾期における需給状況（2030 年 8 月）	5-25
図 5-25 蓄電池モジュールのサイクル寿命実測結果(リチウムイオン電池のみ)	5-27
図 5-26 長周期変動（ピークシフト）用 BESS の接続イメージ	5-29
図 5-27 EMS の制御対象	5-30
図 5-28 2030 年の雨期における需給状況（2030 年 3 月）	5-31
図 5-29 短周期変動抑制（周波数制御）用 BESS の単線結線図案	5-32
図 5-30 BESS 平断面図案	5-33
図 5-31 BESS ユニットおよび 11kV 開閉・所内設備配置図案	5-34
図 5-32 EMS 配置面図案	5-35
図 5-33 2030 年頃のホニアラ電力系統	5-37
図 5-34 2030 年昼間ピーク潮流図（No.2 系統増強前、オリジナルプラン）	5-44
図 5-35 2030 年昼ピーク潮流図（Plan A 11 kV 送電線のみ増強）	5-45
図 5-36 2030 年昼ピーク潮流図（Plan A）	5-46
図 5-37 2030 年昼ピーク潮流図（Plan B 11 kV 送電線のみ増強）	5-47
図 5-38 2030 年昼ピーク潮流図（Plan B）	5-48
図 5-39 33kV East Kola Lungga 送電線事故・停止ケースへの対策提案 R1	5-58
図 5-40 Lungga 66kV 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R2	5-59
図 5-41 East Kola 333kV 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R3	5-60
図 5-42 N-1 対策提案の概要	5-62
図 5-43 低圧(415 V)送電損失の低減例	5-65
図 7-1 1.1 MW 屋根置き太陽光設備事例（スバ市内）	7-3
図 7-2 フィジーにおける標準電力購入契約のひな形	7-4
図 7-3 PNG でのミニグリッドプロモーションのための提案されたフレームワーク	7-6
図 7-4 土地取得問題解決にむけた戦略コンセプト	7-10
図 7-5 第三者所有モデルのメリットとデメリット	7-12
図 7-6 日本の第三者所有モデル	7-13
図 7-7 MMERE の組織図	7-19
図 7-8 Selwyn College ハイブリッドプロジェクト視察概観	7-23
図 7-9 SINU における Diploma コースの実施様子	7-24
図 7-10 南アフリカ電力セクター組織構造	7-26
図 7-11 ソ国 IPP オフィス（仮称）体制案	7-27
図 7-12 規制当局パターンごとのメリットとデメリット	7-28
図 7-13 トンガ電力規制局の体制図	7-29
図 7-14 マルチセクターの長所と短所	7-31
図 7-15 FCCC の組織体制図	7-33
図 7-16 OOTR の組織体制図	7-34
図 7-17 バヌアツ規制局の組織体制図	7-35
図 7-18 Telecommunication Commission of Solomon Islands の組織体制図	7-36
図 7-19 規制局設置へ向けた改革ステップ	7-37
図 7-20 ステップ 2 における SICCC 組織体制案	7-38
図 7-21 ステップ 3 における SICCC 組織構造案	7-38
図 7-22 国際機関及び主要援助国の大洋州への支援実績（2015 年）	7-39
図 7-23 セグメント別の非燃料タリフの推奨値（target tariff）	7-45
図 7-24 セグメント別の平均の非燃料タリフの推奨値（target tariff）と現行値	7-46

図 7-25 現行タリフから transition tariff structure への移行案.....	7-47
図 7-26 セグメント別の平均の非燃料タリフの推奨値 (transition tariff) と現行値.....	7-48
図 8-1 ホニアラ系統における再生可能エネルギーロードマップ (案)	8-2

略語集

AC	: Alternating Current	交流
ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFC	: Automatic Frequency Control	自動周波数制御
AIFFP	: Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific	オーストラリア大洋州向けインフラ資金融資枠
AMI	: Advanced Metering Infrastructure	自動検針基盤
APTC	: Australian Pacific Training Coalition	オーストラリア・太平洋トレーニング連合
AUD	: Australian Dollar	オーストラリアドル
AusAID	: Australian Agency for International Development	オーストラリア国際開発庁
BESS	: Battery Energy Storage System	電池エネルギー貯蔵システム
B/S	: Balance sheet	貸借対照表
CA	: Catchment Area	流域面積
CAPEX	: Capital expenditure	資本的支出
CIF	: Climate Investment Funds	気候投資基金
CBSI	: Central Bank of Solomon Islands	ソロモン諸島中央銀行
COD	: Commercial Operation Date	商業運転開始日
CRIEPI	: Central Research Institute of Electric Power Industry	電力中央研究所
CTCN	: Climate Technology Center Network	気候技術センター・ネットワーク
DBSA	: Development Bank of SA	南アフリカ開発銀行
DC	: Direct Current	直流
DFAT	: Department of Foreign Affairs and Trade	オーストラリア外務貿易省
DFR	: Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DG	: Diesel Generator	ディーゼル発電機
D/L	: Distribution line	配電線
DOE	: Department of Energy	エネルギー省
DP	: Development Partners	開発パートナー
DPE	: Department of Petroleum & Energy	エネルギー・石油省
DR	: Demand Response	需要応答
EAC	: Energy Advisory Committee	エネルギー諮問委員会
ECC	: Electricity Concession Contract	電力コンセッション契約
EDC	: Economic Dispatching Control	経済負荷配分
EFL	: Energy Fiji Limited	フィジー電力会社
EMS	: Energy Management System	エネルギーマネジメントシステム
EPC	: Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
EPC	: Electricity Power Corporation	(サモア) 電力公社
ERU	: Economic Reform Unit	経済改革省
EU	: European Union	欧州連合
EV	: Electric Vehicle	電気自動車
FCCC	: Fijian Competition and Consumer Commission	フィジー規制局
FEA	: Fijian Energy Authority	フィジー電力公社 (旧称)
FIT	: Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FR	: Final Report	最終報告書

FREPP	: Fiji Renewable Energy Power Project	フィジー再生可能エネルギー発電プロジェクト
FRT	: Fault Ride Through	事故時運転継続
F/S	: Feasibility Study	実現可能性調査
GCF	: Green Climate Fund	緑の気候基金
GDP	: Gross Domestic Product	国内総生産
GEC	: Global Environment Center	公益財団法人地球環境センター
GEF	: Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GHG	: Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	: Geographic Information System	地理情報システム
GIZ	: German Agency for International Cooperation	ドイツ国際協力公社
GOJ	: Government of Japan	日本国政府
GSES	: Global Sustainable Energy Solution	
GWh	: Gigawatt hour	ギガワット時
G2V	: Grid-to-Vehicle	系統から電動車両へ電力を供給する方式・機能
HPP	: Hydro Power Plant	水力発電所
HR	: Human Resource	人材／人事
IC/R	: Inception Report	インセプションレポート
ICC	: International Chamber of Commerce	国際商工会議所
ICCC	: Independent Consumer Competition Commission	独立消費者競争委員会
IC/R	: Inception Report	インセプションレポート
ICSI	: Investment Corporation of the Solomon Islands	ソロモン諸島投資会社
ICT	: Information and Communication Technology	情報通信技術
IFC	: International Finance Cooperation	国際金融公社
IOM	: International Organization for Migration	国際移住機関
IPP	: Independent Power Producer	独立発電事業者
IRENA	: International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
IT/R	: Interim Report	中間報告書
IUCN	: International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JCM	: Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
JICA	: Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KW	: Korea Water Resources Corporation	韓国水資源公社
kW	: Kilowatt	キロワット
kWh	: Kilowatt hour	キロワット時
kWp	: Kilowatt Peak	キロワットピーク
LALRP	: Land Acquisition and Livelihood Restoration Plan	土地収用・生計回復計画
LCOE	: Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LFC	: Load Frequency Control	負荷周波数制御
MCA	: Ministry of communication and Aviation	通信航空省
MCILI	: Ministry of Commerce, Industry, Labor and Immigration	商工省
MDPAC	: Ministry of Development Planning and Aid Coordination	開発計画省

MECCDMM	: Ministry of Environment, Climate Change, and Disaster Management and Metrology	環境・気候変動・災害管理省
MEHRD	: Ministry of Education and Human Resources Development	教育・人材育成省
MFT	: Ministry of Finance and Treasury	財務省
MID	: Ministry of Infrastructure Development	インフラ開発省
MIGA	: Multilateral Investment Guarantee Agency	多数国間投資保証機関
MLHS	: Ministry of Lands, Housing & Survey	土地省
MMERE	: Ministry of Mines, Energy and Rural Electrification	鉱山・エネルギー・地方電化省
MNPDC	: Ministry of National Planning and Development Coordination	国家計画・開発協調省
MP	: Master Plan	マスタープラン
MVA	: Megavolt Ampere	メガボルトアンペア
MW	: Megawatt	メガワット
NDC	: Nationally Determined Contributions	自国が決定する貢献（温室効果ガス削減・抑制目標）
NEDO	: New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEROP	: National Electrification Rollout Plan	国家電化ロールアウト計画
NERSA	: South African Power Regulatory Authority	南アフリカ電力規制機関
NEXI	: Nippon Export and Investment Insurance	日本貿易保険
NPF	: National Provident Fund	国家積立基金
NZ	: New Zealand	ニュージーランド
O&M	: Operation & Maintenance	運用・保守
ODA	: Official Development Assistance	政府開発援助
OGEA	: Off-Grid Electrification Authority	オフグリッド電化局
OOTR	: Office of the Regulator	(サモア)規制局
OPMC	: Office of the Prime Minister and Cabinet	首相・内閣事務所
PCS	: Power Conditioning System	パワーコンディショナー
PEC	: Pacific Environmental Community Fund	太平洋環境共同体基金
PIGGAREP	: Pacific Islands Greenhouse Gas Abatement through Renewable Energy Project	再生可能エネルギーによる太平洋諸島温室効果ガス削減
PMO	: Project Management Office	プロジェクトマネジメントオフィス
PNG	: Papua New Guinea	パプアニューギニア
PPA	: Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPA	: Pacific Power Association	太平洋電力協会
PPL	: PNG Poer Limited	パプアニューギニア電力公社
PPP	: Public Private Partnership	官民連携
PPUC	: Palau Public Utilities Corporation	パラオ電力公社
PREP	: Pacific Renewable Energy Program	太平洋再生可能エネルギープログラム
PSOD	: Private Sector Development Operation Department	民間開発運用部門
PV	: Photovoltaics	太陽光電池
R/D	: Record of Discussions	合意文書

RE	: Renewable Energy	再生可能エネルギー
REIPPP	: Renewable Energy Independent Power Producer Procurement	再エネ IPP 調達プロセス
RERM	: Renewable Energy Road Map	再生可能エネルギーロードマップ
RESIP	: Renewable Energy Strategy and Investment Plan	再生可能エネルギー戦略・投資計画
SBD	: Solomon Islands Dollar	ソロモンドル
SH	: Solomon Housing	ソロモン ハウジング
SI	: Solomon Islands	ソロモン諸島
SICAP	: Solomon Islands Climate Change Assistance Program	ソロモン諸島気候変動支援プログラム
SICCC	: Solomon Islands Consumer and Competition Commission	ソロモン諸島規制局
SICCI	: Solomon Islands Chamber of Commerce and Industry	ソロモン諸島商工会議所
SIEAREEP	: Solomon Islands Electricity Access and Renewable Energy Expansion Project	ソロモン諸島電化・再エネ拡大プロジェクト
SIG	: Solomon Islands Government	ソロモン諸島国政府
SINEP	: Solomon Islands National Energy Policy	ソロモン諸島国家エネルギー政策
SINU	: Solomon National University	ソロモン国立大学
SIPF	: Solomon Islands Provident Funds	ソロモン諸島積立基金
SM	: Smart Meter	スマートメータ
SOC	: State of Charge	充電率
SP	: Solomon Power	ソロモンパワー
SPC	: Secretariat of the Pacific Community	太平洋共同体
STL	: Solomon Telekom Limited	ソロモン電気通信会社 (旧称)
T&D	: Transmission and Distribution	送配電
TCSI	: Telecommunication Commission of Solomon Islands	ソ国電気通信委員会
TEC	: Tonga Electricity Commission	トンガ電力規制局
T/L	: Transmission line	送電線
TLTB	: iTaukei Land Trust Board	先住民土地信託委員会
TPL	: Tonga Power limited	トンガ電力公社
TPO	: Third Party Ownership	第三者所有
TWG	: Technical Working Group	テクニカルワーキンググループ
UAE	: United Arab Emirates	アラブ首長国連邦
UFR	: Under Frequency Relay	不足周波数リレー
UNDP	: United Nations Development Programme	国際連合開発計画
UNELCO	: Union Electrique du Vanuatu Limited	ユニオン・エレクトリック・デュ・バナアツ・リミテッド
UNFCC	: United Nations Framework Convention on Climate Change	気候変動に関する国際連合枠組条約
UNIDO	: United Nations Industrial Development Organization	国際連合工業開発機関
URA	: Utility Regulatory Authority	(バナアツ) 公益事業規制当局
USAID	: United States Agency for International Development	アメリカ合衆国国際開発庁
USc	: United States Cents	米国セント
USD	: United States Dollar	米国ドル
VAT	: Value Added Tax	付加価値税

VPP	:	Virtual Power Plant	仮想発電所
VRE	:	Variable Renewable Energy	変動性再生可能エネルギー
VSG	:	Virtual Synchronous Generator	仮想同期発電機
V2G	:	Vehicle-to-Grid	電動車両から電力系統に電力を供給する方式・機能
VUI	:	Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited	バヌアツ公益事業・インフラリミテッド
WB	:	World Bank	世界銀行

要約

本プロジェクトでは、2018年11月より2019年3月に渡って実施された「再生可能エネルギー促進に係る情報収集・確認調査」の結果を踏まえ、ソロモン国ホニアラ系統の再エネ導入促進に向けたロードマップを策定することを目的とする。

1. 電力供給の基本政策

1-1 電力基本政策の概要

ソロモン諸島国（以下、「ソ国」という）は大洋州の島嶼国であり地球温暖化に起因する海面上昇の影響を受けやすいため、気候変動への取組が喫緊かつ最優先の課題となっている。こうした状況を踏まえ、鉱山・エネルギー・地方電化省（Ministry of Mines, Energy and Rural Electrification：以下、「MMERE」という。）及びソロモン諸島電力公社（Solomon Islands Electricity Authority、通称ソロモンパワー／Solomon Power：以下、「SP」という。）は、電力セクターにおける再エネの導入促進を目指している。

具体的には、MMEREは再生可能エネルギー戦略・投資計画（RESIP）において国全体の再エネ比率を2050年までに発電電力量ベースで100%、SPはホニアラ系統域内で2030年までに再エネ比率を100%とする目標を掲げている。

1-2 電気料金

ソ国は、電力の大部分を輸入燃料によるディーゼル発電で賄っている。このため、燃料の市場価格や輸送コストによって発電コストは大きく左右され、SPの健全な経営を担保するため非常に高い電気料金の設定となっている。

ソロモンパワーの平均電気料金

	2019	2020
販売電力量(kWh)	68,781,681	68,571,174
電気料金収入 (million SBD)	480.46	452.55
平均電気料金 (SBD/kWh)	7.0	6.6
平均電気料金 (USc/kWh) ※	87.6	82.7

※1SBD=0.12535USD（2021年4月13日現在）にて計算

出典: SP提供データより JICAプロジェクトチーム作成

2. ホニアラ系統における電力設備の現状と課題

2-1 電力需要

2018年の年間発電電力量と最大電力需要はそれぞれ85.115GWhと16MWを記録している。

2-2 既存の電力設備

ホニアラ系統における既設電源設備の概要は、次表のように輸入燃料に依存したディーゼル発電に依存しておりソ国における高い電気料金の大きな要因となっている。ホニアラ系統における既設電源設備の概要を以下に示す。

ホニアラ系統における既設電源設備の概要

発電所名		運転開始年	電源種別	設備容量 (MW)	可能出力 (MW)	立上げ時間 (分)	運転終了予定年
Lungga	L1	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L2	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L3	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L4	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L6	1998	ディーゼル	2.9	2.2	1	2024
	L7	2005	ディーゼル	4.2	3.8	1	2036
	L8	1993	ディーゼル	4.2	3	1	2024
	L9	1999	ディーゼル	4.2	3.8	10	2029
	L10	2006	ディーゼル	4.2	3.8	10	2036
	Honiara	H1	2013	ディーゼル	1.5	1.5	3
H2		2013	ディーゼル	1.5	1.5	3	2027
Fighter One		2016	PV	1.0	1.0	-	2026
Ranadi		2014	PV	0.05	0.05	-	-
合計				33.75	30.65		

出典：SP 提供データより JICA プロジェクトチーム作成

2-3 電源開発計画

SP の電源開発計画を下表に示す。

既設電源および電源開発計画

Sites	Unit	Type of Generator	Capacity (MW)	COD/Decommission
Ranadi	-	PV	0.05	2014 / 2039
Henderson Extension	-	PV	2	2020 / 2045
Ranadi Rooftop	-	PV	0.22	2020 / 2045
Tanagai	-	PV	1	2021 / 2046
Foxwood	-	PV	4	2022 / 2027
Lungga SDA	-	PV	4	2022 / 2027
Tenaru	-	PV	4	2022 / 2027
Tasahe	-	PV	2	2023* / 2048*
Makira	-	PV	3	2024* / 2049*
Tina	3	Hydro	15	2024 / 2084*

* as assumption

出典：SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

2-4 電源開発ポテンシャル

現在の SP の電源開発計画は、Tina 水力を除けば、すべて PV（太陽電池）である。再エネ比率を高めていくに際し、PV のみの開発を推進した場合には同時に大規模な BESS（Battery Energy Storage System：電池エネルギー貯蔵システム）が必要となる。また大規模 PV には相応の土地が必要になるが、土地取得はソ国における大きな課題であることから、水力、風力、バイオマスおよび地熱の開発可能性について検討を行った。なお、大規模用地を必要としない中小規模 PV の導入については、促進に向けた条件整備（アクセスフィー（スタンバイチャージ）の撤廃、売電制度の創設、系統連系技術要件の制定など）やビジネスモデルの検討を別章にて実施している。

① 水力

Lungga 水力（20.3 MW）、Komarindi 水力(6.6 MW)、Maotapuku 1 水力(1.6 MW)、Maotapuku 2 水力(1.4 MW)の 4 地点（合計 29.9 MW）がホニアラ系統に電力供給可能な水力地点の候補と考えられる。

② 風力

ホニアラ系統（ガダルカナル島中央北部）の風速は、内陸部では概ね 2.50 m/s 以下、沖合でも 5.0 m/s となっており、風力はホニアラ系統で有望な再エネ電源とはみなされない。

③ バイオマス

広大な用地を必要とする木材を燃料とするバイオマス発電の実現は厳しいと判断する。オイルパーム廃棄物を利用した発電においては、現状では規模が小さく、短期的には、有望な電源とはみなされないが、今後、パームオイルの生産量が増加する場合は、ホニアラ系統への電力供給の可能性もあり得る。

④ 地熱

ホニアラ系統のあるガダルカナル島には地熱のポテンシャルは現在までのところ確認されていない。また、ホニアラから 60 km 離れた Sabo 島に 11 MW 程度の地熱ポテンシャルがあるとされているが、ホニアラ系統に接続するためには、およそ 60 km の海底ケーブルを敷設する必要があると想定され、これまで F/S は実施されておらず、その経済性および技術的実現可能性は不明なため地熱については本検討の対象外とした。

2-5 再生可能エネルギー100%供給へ向けた課題

① 瞬動予備力確保

SP の計画に基づき 2030 年までに 25.27MW の PV がホニアラ系統に導入されると、オフピーク時の日中に電力需要を超える PV 出力が生じる可能性がある。

PV 導入が進むと、オフピーク時の DG（ディーゼル発電機）運転余地が無くなる。再エネ 100%時には DG は無く、また、水力も乾期には LFC（負荷周波数制御）余力がなくなる。このため乾期には仮想同期発電機機能搭載の BESS が必要となる。

② 乾期の供給力開発

SP が現在計画している電力開発（水力 15 MW、PV 21 MW）では、乾期の再生可能エネルギーの発電量は、年間を通じて RE 100%の供給を達成するには不十分である。

3. 再エネ促進技術の検討

SP の開発計画に基づく、電力需要の伸び、PV 導入量、Tina 水力発電所の開発により、ホニアラ系統の運転状況が大きく変化する。この変化に応じて、系統安定技術の導入が必要となる。ホニアラ系統の運用状況の変化は、大きく以下に示す 3 段階に分けられる。

時 期	PV 導入量 (MW)	電力系統運用状況の変化
~2024 年	4.27	DG による供給、瞬動予備力の提供
2025 年~	7.27	PV 出力制御、BESS 充放電制御、SOC 推定・管理機能、VSG
2030 年~	25.27	EDC(HPP・DG・PV・BESS の季節運用を考慮した需給計画策定)

出典: JICA プロジェクトチーム作成

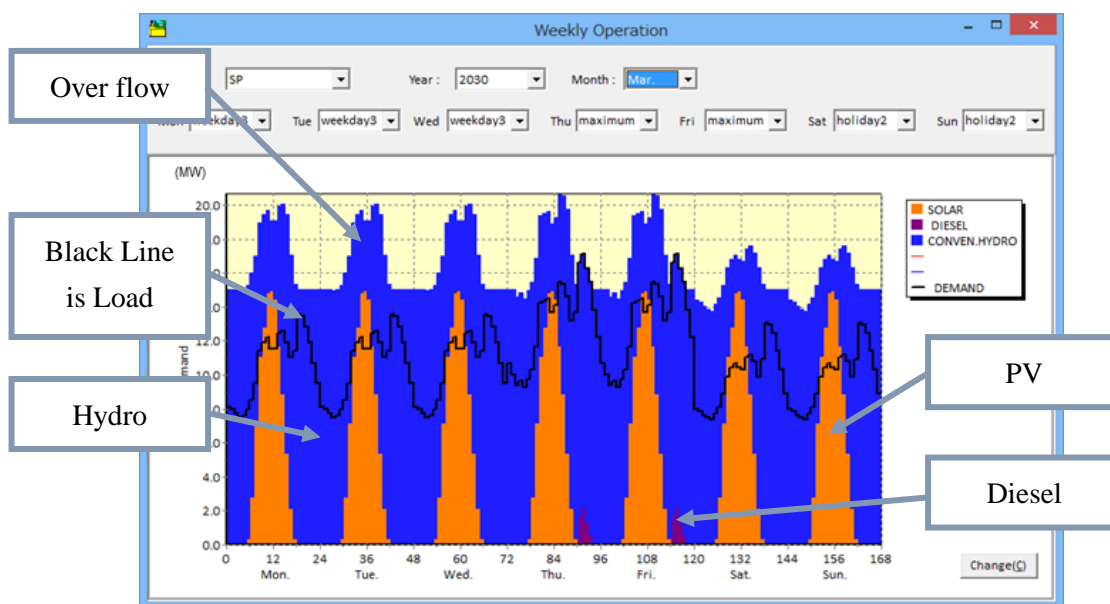
4. 既電源開発計画に基づく需給状況（需給運用シミュレーション）

需要想定（ベースケース）、電源開発計およびディーゼル発電燃料費諸元に基づき、需給運用状況をシミュレーションした。

(1) 現行計画、需要ベースケースにおける 2030 年の需給状況

需給シミュレーションの結果からは、昼間に PV 出力が需要を超えることが想定される。この場合、PV の出力を抑制、または仮想同期発電機能（VSG）機能を有する BESS を導入する等の対策が必要となる。PV のみの供給では、同期発電機に因る慣性力が無いため、周波数制御が困難である。また、他励式 Power Conditioning System（PCS）で PV が系統に接続されている場合、系統事故時に系統電圧が低下した時点で PCS は運転継続出来ない。PV が系統から解列すると事故電流が流れないので電力系統保護リレー（Ry）が動作せず、事故点が除去されない。この対策として、疑似慣性力を提供できる VSG 機能を持つ PCS と BESS の導入が必要となる。したがって、PV が大量に導入される 2025 年以降のオフピーク時の需給状況を分析し、対応策を検討する必要がある。

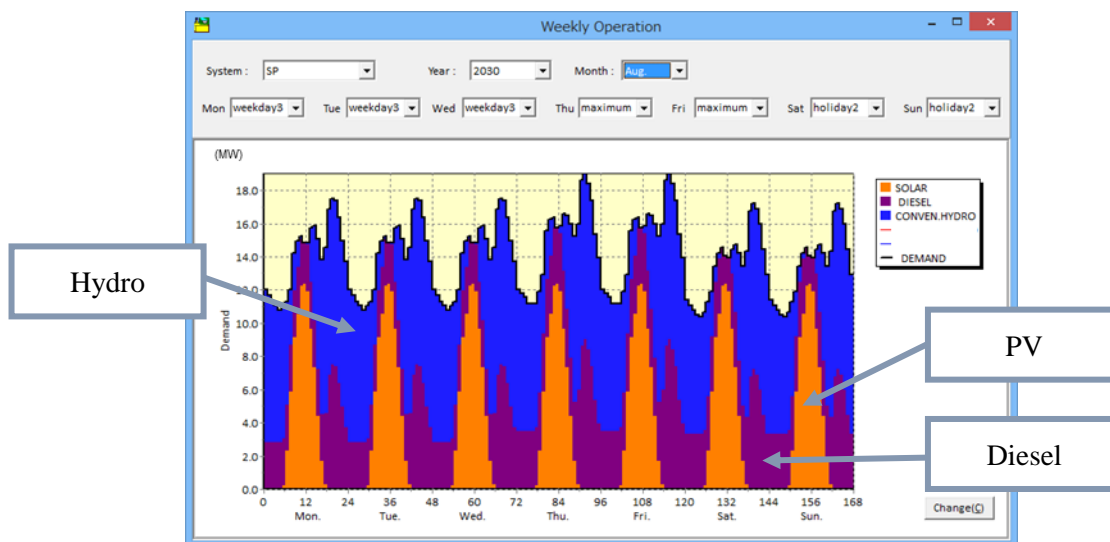
一方、BESS を導入しない場合、雨期においても、夜間のピーク時に供給力が不足し、ディーゼル発電による供給が必要であることが分かる。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

現行計画ベースケースでの雨期の需給状況 (2030年8月)

一方、2030年の乾期（10月）の需給状況を下図に示す。乾期には、Tina水力の出力が減少するため、夜間の再エネ供給力が不足する。2030年で年間約16GWhの電力量がディーゼル発電で供給されている。100%再エネを達成するには、2030年断面で16GWhの再エネ追加開発が必要であることが分かる。ディーゼル発電の設備利用率は13.2%、発電原価の燃料費分として26.7USc/kWhと試算されている。



出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

現行計画ベースケースでの乾期の需給状況 (2030年8月)

5. 再エネ 100%へ向けたシナリオの検討

現行の SP 開発計画では、2030 年には雨期のオフピーク時には再エネ 100%供給が可能となる見込みである。しかし、特に乾期の夜間ピーク時には再エネによる供給力が不足する。このため、再エネ 100%とするためには、現行計画に加えて、乾期における夜間電力供給力を再エネで開発する必要がある。ソ国において現状検討可能な再エネは、PV と水力発電である。Tina に続く水力、バイオマス等の電源開発は、2030 年には間に合わない想定されている。このため、PV+BESS での乾期夜間ピークへの供給を基軸として、2030 年での再エネ 100%供給を検討する。

5-1 シナリオの策定

2030 年断面での再エネ導入シナリオと再エネ 100%への課題を整理し、シナリオを策定。

a)シナリオ 1：ベースシナリオ

電力需要 2%増加 現行計画 (PP: Present Plan) +BESS (4 MW / 2 MWh)

b)シナリオ 2：再エネ 100% (PV+BESS) シナリオ

電力需要 2%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS

c)シナリオ 3：雨期再エネ 100%供給シナリオ (推奨シナリオ)

電力需要 2%増加 PP+PV+BESS 発電原価 32.65 US\$/kWh 以下

d)シナリオ 4：再エネ 100% (PV+BESS) 2040 年達成シナリオ

電力需要 2%増加

さらに、シナリオ 3 (推奨シナリオ) に対し、感度分析として以下を分析する。

e)シナリオ 5：電力需要 4%/年増加ケース

電力需要 4%増加 再エネ 80% PP+PV+BESS

f)シナリオ 6：PV+BESS 建設コスト現状維持ケース

電力需要 2%増加 再エネ 88% PV+BESS コスト現状維持 (コスト低減無)

g)シナリオ 7：電力需要の伸び 2%/年のケース (Komarindi 水力有り)

電力需要 2%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS+new HPP New Scenario

h)シナリオ 8：電力需要の伸び 4%/年のケース (Komarindi 水力有り)

電力需要 4%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS+new HPP New Scenario

5-2 推奨する再エネ 100%シナリオ

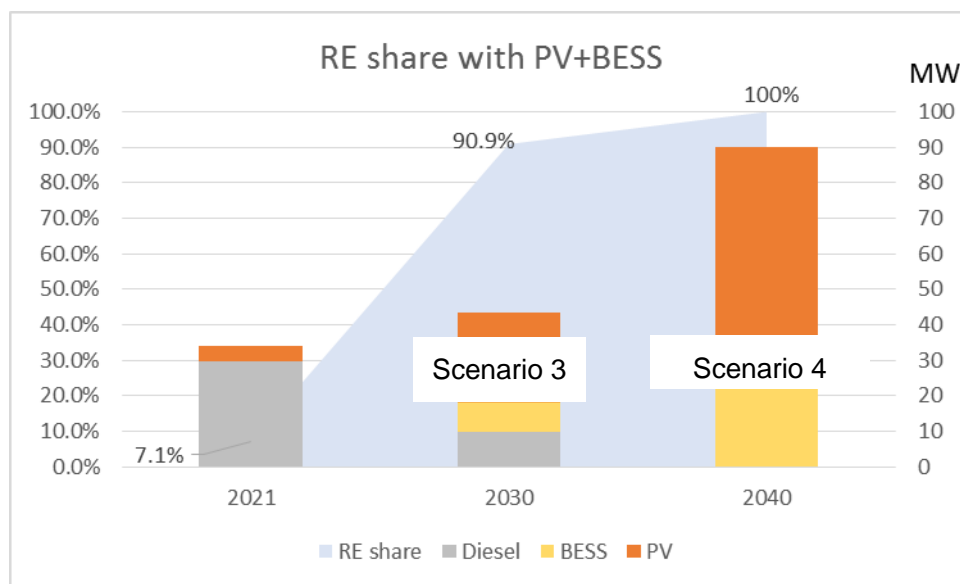
これまでの検討で、現時点で 2030 年までに開発可能な再エネ資源としては、PV と Tina 水力がある。Tina に続く水力、バイオマスの 2030 年までの開発は、ポテンシャル調査を含めて十分になされていない現状から困難である。また、計画されている PV の用地確保や PV からの充電用電流が系統に与える負荷への対応が必要である。特に、ピークシフト用 PV と BESS の適正な設置位置による系統構成の検討や、PV、BESS の系統連系に必要な具備すべき条件 (単独運転禁止、自律運転、電圧維持、VSG 等) も整える必要がある。

一方で、水力の新規地点やバイオマス（パーム椰子殻）によるディーゼル発電の代替も可能性があると考えられることから、これらの実現可能性調査を行った上で、年間の再エネ 100%供給シナリオを決定することが妥当と考えられる。

ホニアラ系統における再生可能エネルギーのポテンシャルを考慮すると、現時点では、2030年までに、PV+BESS の要求仕様、系統連系の技術要件をまとめ、PV+BESS によるピークシフトを実現化させる、それと並行して、水力発電、バイオマスの実現可能性評価を行い、最経済的な再エネ 100%シナリオを段階的に達成することが妥当であるとする。RE100%供給を PV+BESS で実施するためには、45MW の PV 開発が必要である。しかし、2030年までに 45MW を開発すること困難であると SP 側から指摘があった。

したがって、2030年までの再エネ導入シナリオとしては、PV+BESS による雨期再エネ 100%供給シナリオ（シナリオ 3）を推奨する。この後、PV+BESS の開発を継続して進め、2040年迄に RE100%供給を達成（シナリオ 4）させる。これは、SP のホニアラ系統における 2030年迄に RE100%供給という目標を、再エネの開発可能性に照らして 2040年に向け段階的に達成して行く形に修正することとなる。

2030年以降 2040年までの 10年間に、PV を中小規模 5 MW も含め、40.7 MW 追加（4 MW/年のペース）開発し、PV の導入に合わせて BESS を（瞬動予備力用 4 MW / 2 MWh、ピークシフト用 12 MW / 72 MWh）追加開発できれば、シナリオ 4 で示したとおり、2040年には現状の技術で可能な PV+BESS での再エネ 100%供給が可能となる。参考までに、シナリオ 3 およびシナリオ 4 における再エネ供給シェアと設備構成の推移を下図に示す。

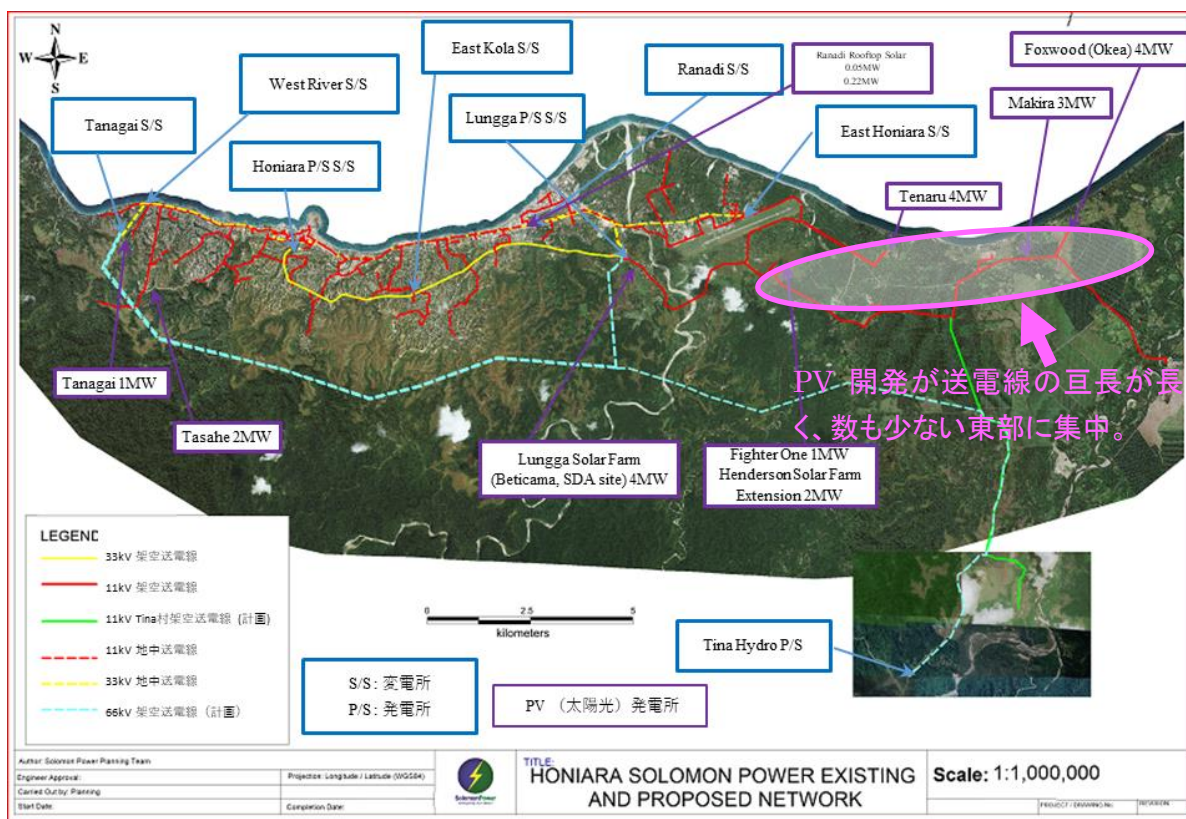


出典: JICA プロジェクトチーム

電力供給に占める再生可能エネルギーの割合と設備量の推移

5-3 系統計画

現在のホニアラ系統の主要系統は 6 箇所の変電所（2 箇所の主要発電所を併設）を 33 kV 送電線で結ぶように構成されている。今後は Tina 水力発電所（15 MW）の開発に伴い、66 kV 系統を導入する計画である。Tina 発電所で発電される電力は新設される 66 kV 送電線によって、西側に新設される Tanagai 変電所と既設の Lungga 変電所へ送電される計画である。既設および計画中のホニアラ系統を下図に示す。



出典: SP 資料を基に JICA プロジェクトチームにて作成

2030 年頃のホニアラ電力系統

SP における計画基準を以下の表に示す。

系統計画基準

項目	基準
系統周波数変動	常時：50 Hz ± 2% 緊急時：50 Hz ± 4% ただし、0.5 秒を超えて ± 3% を超えてはならない
系統電圧変動	常時：± 7% 以内 事故時：± 10% 以内
系統信頼度	N-0 基準（健全時）のみ存在 N-1 基準（1 送変電設備事故時）は無

出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

5-4 系統解析

(1) 解析ソフトウェア

本検討では SIEMENS 社の系統解析ソフトウェア PSS/E を用いて SP の検討結果についてチェックを行った。

(2) 検討項目

潮流解析、電圧解析

(3) 対象年度

検討対象年度は SP と協議し 2020 年、2025 年、2030 年とした。

(4) 対象時間帯

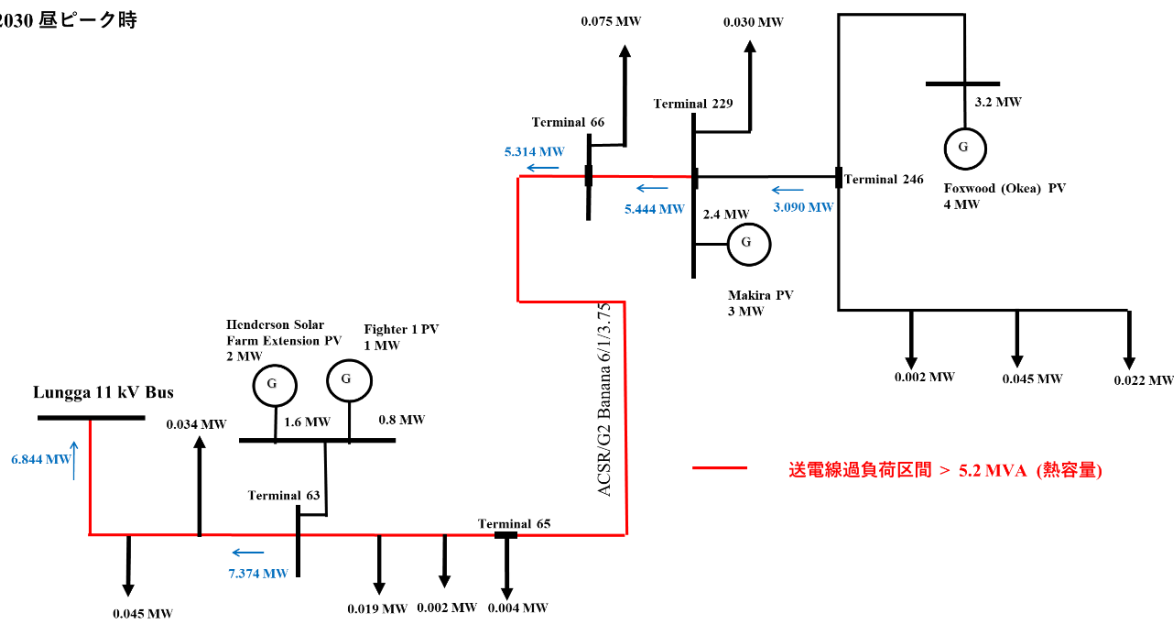
昼間ピーク、夜間ピーク、週末ピーク

(5) 検討結果

PV 開発が集中する東部方面において送電線が過負荷となるため、対策が必要となる。2つの対策案を提示し、コスト面で有利な案 (Plan B) を推奨する。対策前後の系統図を次に示す。

オリジナル プラン 2030DP-2

2030 昼間ピーク時

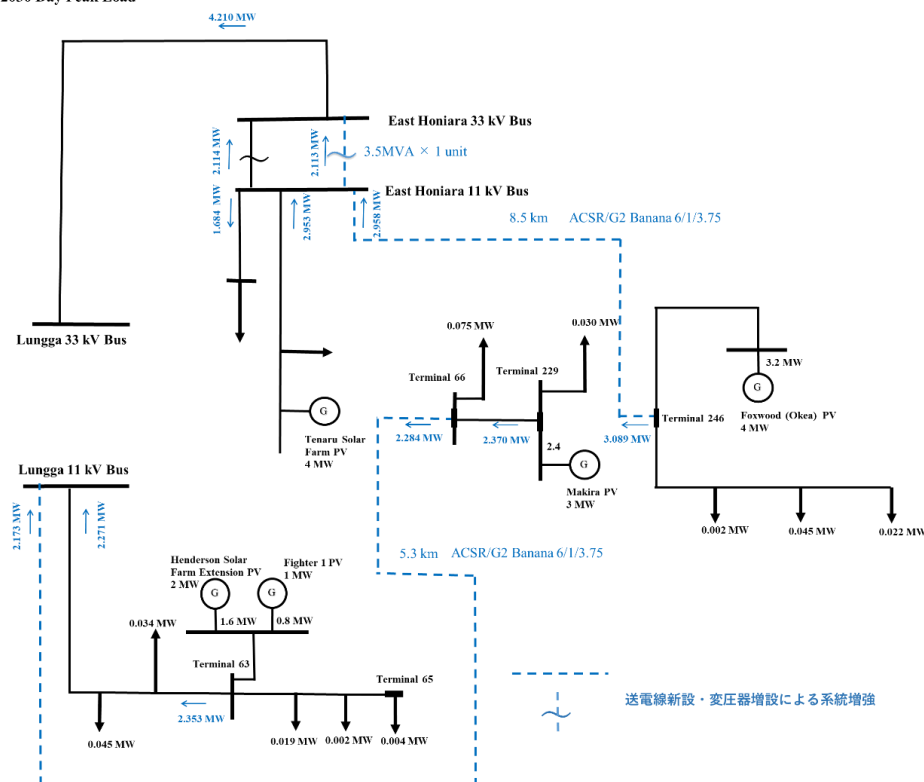


出典：JICA プロジェクトチーム作成

2030 年昼間ピーク潮流図 (オリジナルプラン)

Plan B 2030DP-2RB1VL

2030 Day Peak Load



出典：JICA プロジェクトチーム作成

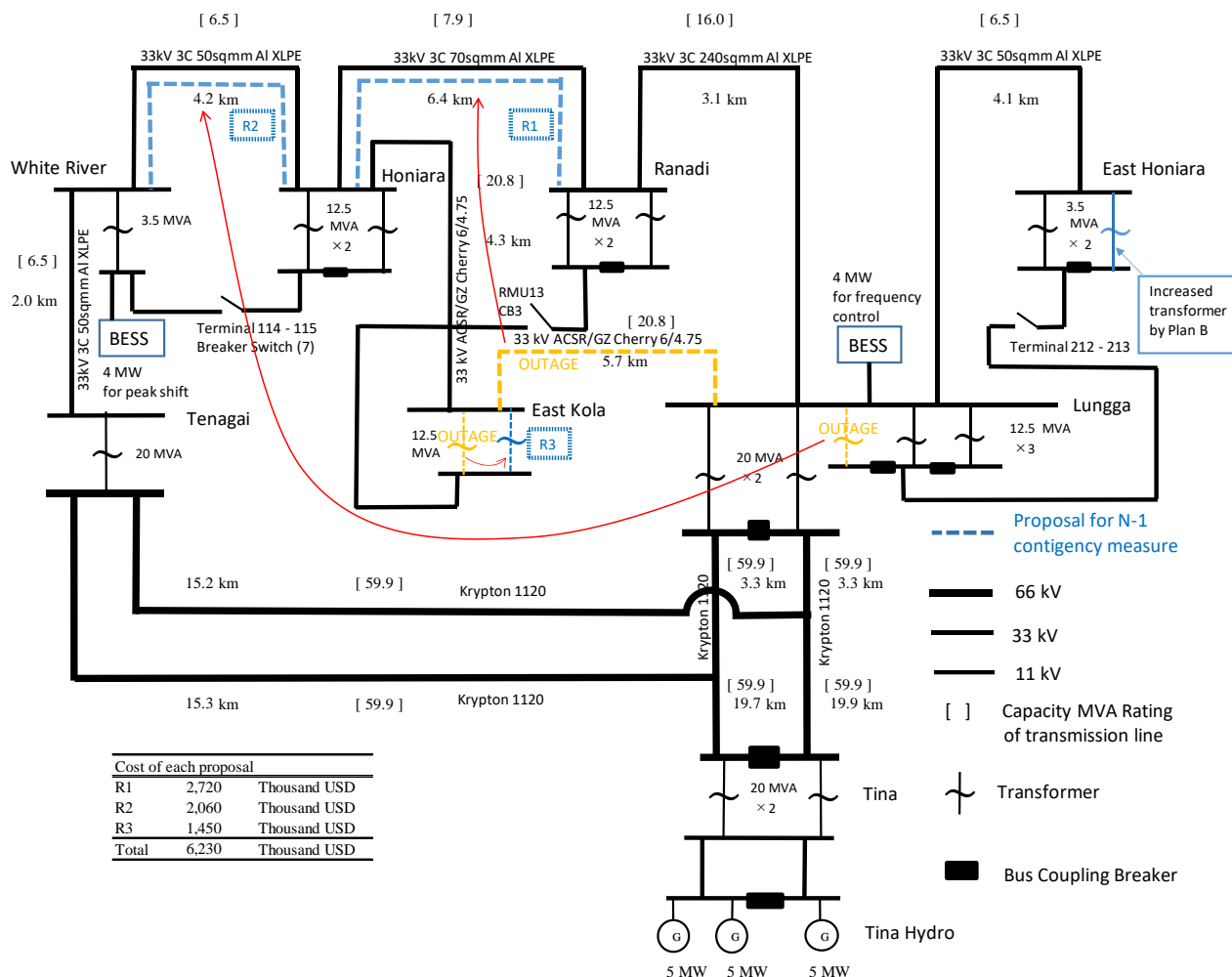
2030 年昼ピーク潮流図 (Plan B)

5-5 送変電設備計画におけるN-1基準の導入提案

SPの送変電設備計画基準ではN-0基準を適用している。将来は、単一設備事故においても停電や残設備の過負荷が生じないN-1基準を適用していくことが必要である。ここでは基幹系統である66 kV, 33 kV系統についてN-1基準を導入することを提案した。なお、適用にあたっては、重要設備等へ供給している系統から順次行うことが現実的である。

(1) N-1 検討結果

N-1 基準を満たさない事例が3つ見つかり、対策が必要となることが明らかになった。対策として提案する工事を R1, R2, R3 と名付けた。総工事費は 6,230 千 SBD である。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

N-1 基準に基づく 66kV, 33kV 送電増強策の提案変電設送配電電力損失

5-6 送配電電力損失（送電ロス）

(1) 送配電電力損失（送電ロス）の概要

送配電電力損失（送電ロス）については、2018 年のホニアラ系統におけるテクニカルロス（技術的送電ロス）は 11% である。

11 kV / 0.4 kV 変圧器を含む 11 kV 以上を模擬した系統計算によれば、送電ロスは 2020 年ピーク時で 750 kW で発電所送電端電力の 4% 程度である。年平均では約 2% 以下であろう。このこ

とから、高圧系統においては送電ロス低減の余地が小さく、たとえ、低減方策を実施してもその効果が非常に薄く経済的に見合わないと言える。

したがって、残りの送電ロス 9% は低圧(415 V)になるが、この 9% の中には、実態としては、まだまだ、ノンテクニカルロス(盗電)が含まれていると考えられる。実際のところ、低圧(415 V)のテクニカルロスは計算により推定することは難しいため、ノンテクニカルロスとテクニカルロスの切り分けも困難で不透明である。

(2) 送配電電力損失(送電ロス)の低減の検討

当検討では、低圧(415 V)系統のテクニカルロス低減の方法論について例示し検討を行った。

また、具体的な経済性指標を設定することにより損失低減策の有効性を評価できることを示した。具体的に経済性指標を計算すると、ピーク時に 1kW の損失低減できる対策工事の建設 kW 単価は 132,322SBD よりも低くならなければならないという結果になった。低圧系統においては、この経済指標を満たす箇所は多く存在すると考えられる。したがって、11kV/0.4kV 変圧器の負荷率が高い順、あるいは 415 kV 配電線の幹線亘長が長い順に、この経済性指標を満たす箇所を探して対策していくことが有効である。

高圧での送電ロス低減効果例として N-1 提案について計算してみたが、想定とおり送電ロスの面からの経済性は無い結果であった。

JICA にて過去に送電ロス低減が検討された例を以下に示す。いずれも、対象系統は中圧(MV)、低圧(LV)が主で経済性指標を設定して対策を立案している。

- ✓ ジョルダン国 配電網電力損失低減計画フィージビリティ調査 2000 年
- ✓ スリランカ国 送配電ロス率改善分野における情報収集・確認調査 2011 年
- ✓ モザンビーク国 電力マスタープラン策定プロジェクト 2018 年

6. 財務分析

(1) SP の財務状況

財務状況と予測については、SP の年次報告書 2019 と SP の提供する最新の公表データを用いて分析・予測した。SP の過去の財務状況をみると、2011 年以降、電力料金見直しにより営業利益、経常利益ともに安定しており、経常利益率で 20%前後と高い水準で推移している。また、2019 年には固定資産評価損益を除く自己資本比率でも 59.2%と非常に高い水準を確保している。現金預金残高は 3 億 SBD を超え、流動資産比率は 813.1%と財務の健全性は高い。

(2) 開発計画の財務実行可能性

再エネ電源開発計画のベースケースであるシナリオ 3 を基に、SP の 2030 年までの経済財務分析を行った。2030 年には現金預金が 2019 年時点を大幅に超える高水準に到達するなど、財務的実行可能性が極めて高い。ただし、ティナ水力運転開始前後で手元現金預金が大幅に低下する財務的なリスクがある。このため、一時的に追加借入れを検討することも一案である。また、初期の設備投資コストを減らす方策として、IPP を導入することも検討の余地がある。

(3) IPP 参入の影響

シナリオ 3 における新規太陽光発電開発を、全ての太陽光発電所を SP が所有するケースを pattern 0、全ての太陽光発電所が IPP により開発、運営されるケースを pattern 4 として、各パターン間での増分が同程度になるように開発容量を振り分けて、IPP 参入の影響を検討した。ティナ水力運転開始前後の期末現金預金残高を考慮すると、高い IPP 比率の必要がある。他方で、2030 年期末でのキャッシュ増分を考慮すると、低い IPP 比率が望ましい。離島部を含む系統拡大や増強への追加的投資能力の確保や財務健全性に担保された借入能力、民間投資による電力セクターの振興などを勘案して、一定程度以上の IPP 参入が推奨される。

7. 実施促進策の検討

(1) 実施促進策の概要

基礎調の結果で抽出された論点及び、本業務を実施していく中でミサ出された課題を基に、RERM 推進を後押しするための実施促進策として、本業務では以下の項目について検討し、電源開発と共に、各種実施促進案をロードマップに組み込んだ。

- ▶ 再エネ向け土地利用制度改革
- ▶ 中小太陽光発電設備導入に係る第三者所有モデル（TPO）の導入検討
- ▶ IPP ガイドラインの整備
- ▶ キャパシティビルディング
- ▶ 電力セクターにおける構造改革

(2) 各種施策について

(a) 再エネ向け土地利用制度改革

ソ国内で、インフラプロジェクト実施にあたり、最大の課題である土地取得問題に対して、ティナモデルの定常化を最終的なごに設定し、短期、中期、長期の 3 段階に分けて戦略を検討した。短期的には、MMERE や SP が土地公募と案件のリストアップを行い、パイプラインを公表することで、投資家に土地情報を共有する。また、中期的には、再エネ案件を国家プロジェクトに指定し、土地取得の円滑化を図ること、さらに長期的には、ティナ発電所で奏功した各種土地取得戦略を統合した“ティナモデル”を推進することを提言した。

(b) 第三者所有モデル（TPO）の導入促進

上記の土地問題に対処していくことを基本線に据えるが、その他の選択肢として、第三者所有モデル（TPO）のビジネスモデル導入を提言した。具体的には、TPO 事業者が、官公庁や商業ビル、一般家庭に屋根置き太陽光設備を設置する。初期設置費用は全て、TPO 事業者が負担し、設備所有権は TPO 事業者が保有する。その対価として、屋根所有者は割引料金で電力契約を締結することができる他、系統喪失時には優先的に自家消費電源として活用するなどの便益を享受できるものである。本ビジネスモデルを奨励することにより、新たな TPO 事業者が参入し、再エネ比率が向上することが期待される。

(c) IPP ガイドラインの作成

民間投資を促進することを目的に、許認可やリスク分担に関する考え方、周辺インフラや準拠法などの必要情報取り纏められた IPP ガイドラインを作成した。具体的には以下のような章立てで IPP ガイドラインを取り纏めた。

1. 序章
2. IPP ガイドラインが示す対象
3. ソロモン国内の電力市場環境
4. 政府の役割
5. IPP ガイドラインの運用
6. 電力売買契約

(d) キャパシティビルディング

キャパシティビルディング策として、政府機関強化と大学連携プログラムの設置、Hybrid 案件を通じた地元業者育成を提言した。具体的には、IPP として再エネ設置に関する手続きなどを一手に担う政府機関として、MMERE の Director of Energy の直下に IPP オフィスを設置する。また、SINU の再会厭技術者養成プログラムの拡充と、地元エンジニアリング会社や建設会社で完結できる小規模な太陽光と蓄電池の Hybrid 案件組成と資金投入も提言した。

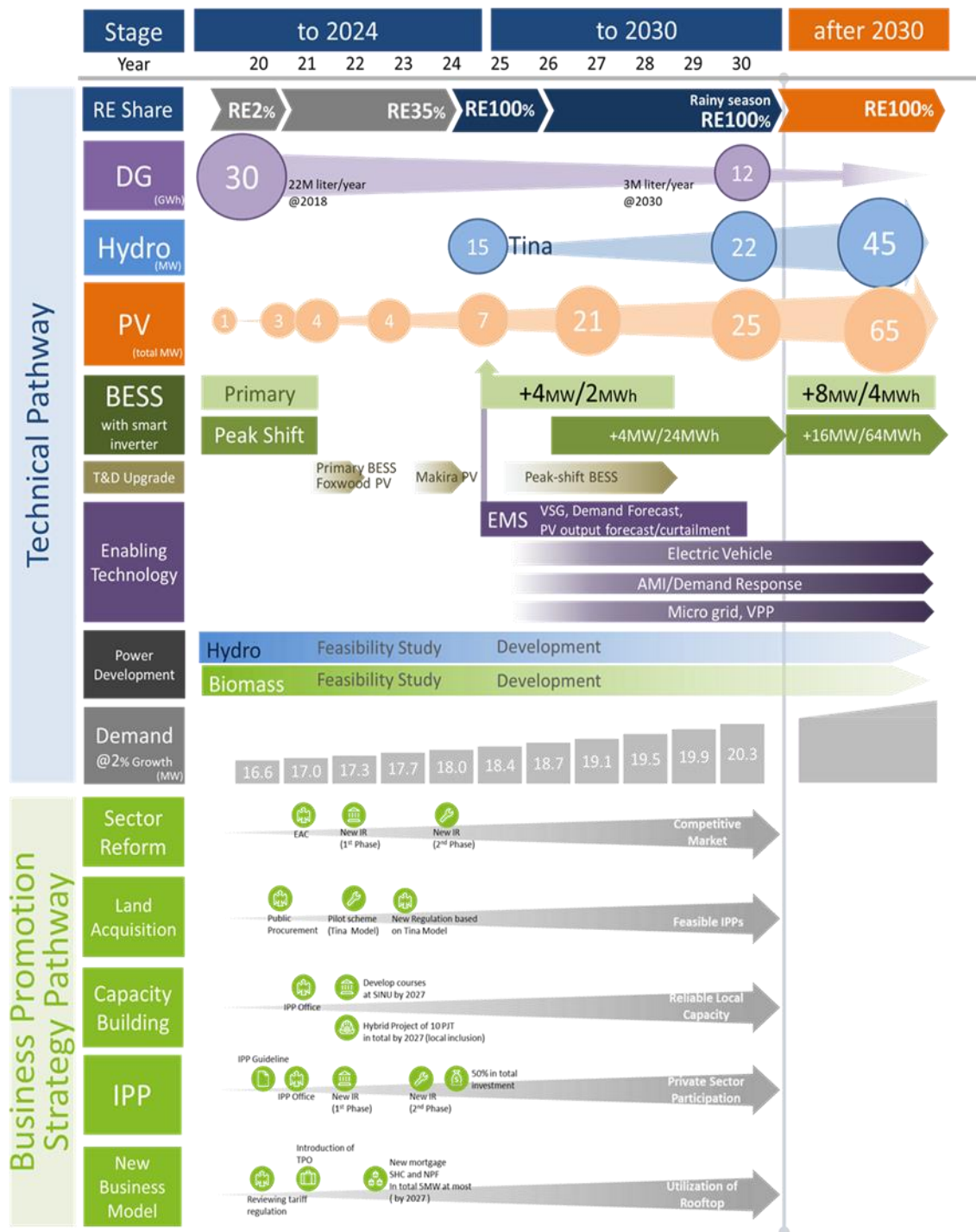
(e) 電力セクターにおける構造改革

透明性のある市場環境の整備し、国内外からの民間投資を呼び込むために、独立した規制部門の設立を提言した。大洋州の近隣諸国の事例を参照し、電力のみならず、通信や水道などの他セクターを統合して規制する複合セクター型規制機関の設置を最終のステップ 3 に位置付けた。採取ステップに至るまでに、省庁横断で EAC を設置して政府側に規制当局機能を一旦移管するステップ 1、既存の通信の独立規制機関 TCSI を拡大、電力の規制当局機能を TCSI に移管するステップ 2 を設け、徐々に規制機関の成熟を図ることを目指す。

8. 再生可能エネルギーロードマップ

8-1 再生可能エネルギーロードマップの策定

推奨する RERM (案) を下図に示す。



出典: JICA プロジェクトチーム

ホニアラ系統における再生可能エネルギーロードマップ (案)

8-2 再エネ導入拡大に向けたソ国に対する支援案

(1) EMS と BESS 導入への支援（2025 年まで）

- EMS と BESS の仕様をより詳細に決定するための EMS と BESS の実現可能性調査。たとえば、必要な量を注意深く調べ、デューティサイクル（充電/放電パターン）を考慮してバッテリーの必要な性能とユニット容量を決定します。
- 紹介と EMS および BESS に対するドナーのサポート

(2) 再エネ 100%供給に向けた系統安定運用キャパシティビルディングへの支援（2025 年前後）

- EMS と BESS 機能と操作方法を習熟させる。
- 需要の予測、PV 出力の予測に基づく、DG、BESS の経済負荷配分運転（EDC）計画策定と制御のトレーニング
- EMS と BESS 設備を導入した上での EMS の仮想同期発電機機能についての理解
- 事故時の対応を理解した上での EMS の運用、事故時系統復旧方法の理解

(3) 再生可能エネルギーポテンシャル調査（2022 年-2030 年）

- ガダルカナル島における水力ポテンシャル開発の調整池式・揚水式を含む体系的な調査・レビューの実施
- 水力開発計画策定および優先順位の策定
- 実施可能なバイオマス発電の検討とポテンシャルマップの作成
- 風力、地熱の基礎データの収集・ポテンシャル調査計画の立案
- 上記、業務を通じてのソ国関係機関（MMERE、SP）への技術移転

第1章 業務の概要

1.1 業務の背景

国土が狭くかつ散在している太平洋の島嶼国の多くは、一系統あたりの電力需要が小さく、エネルギー資源も乏しいため、主要な電力エネルギー源として、輸入燃料（主にディーゼル）に大きく依存している。輸入燃料の調達については、主要供給元からの輸送コストが高く、また油価の変動の影響を大きく受けることから、燃料コストの削減が最大の課題の一つとなっている。また、同地域は気候変動に対して脆弱性を有するという特徴から、気候変動対策の推進が主要な政策課題の一つである。

ソロモン諸島（以下、「ソ国」という。）は、首都ホニアラ系統において64%、全国では12%という低い電化率を特徴としている他、輸入燃料の依存等の影響を受け、65 US\$/kWh という世界的にも極めて高い水準の電力料金レベルにある（電化率、電力料金ともにソ国政府作成の要請書（2017年）による）。こうした中、鉱山・エネルギー・地方電化省（Ministry of Mines, Energy and Rural Electrification：以下、「MMERE」という。）及びソロモン諸島電力公社（Solomon Islands Electricity Authority、通称ソロモンパワー／Solomon Power：以下、「SP」という。）は、輸入燃料費の削減及びエネルギー安全保障の観点から、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という。）の更なる導入により、これらの課題に対処することを志向している。また、ソ国政府はパリ協定における Nationally Determined Contributions (NDC) において、2030年までに2015年比で温室効果ガス排出量を30%削減するという目標を掲げており、電力セクターはこのうち39%を担うこととされている。

このため、気候変動対策の面でも電力セクターにおける再エネ導入は重要な課題である。このような環境にあってソ国政府は、将来的には発電電力量ベースで再エネ100%の運用を目指す高い政策目標を掲げる一方、電力公社であるSPは2030年までに首都ホニアラ系統において再エネ100%を達成するという野心的な計画を有している。他方、再エネ導入の促進にあたっては独立発電事業者（Independent Power Producer：以下、「IPP」という。）の導入やドナー資金の効率的な活用による開発資金の確保、運開予定の水力発電所の最適運用、系統安定化対策への最適投資、関連制度・実施体制の整備といった多くの課題が存在する。そのため、これらの検討課題を踏まえた実現可能性の高い開発計画の策定が必要となっている。これらの状況を踏まえ、ソロモン政府は2017年に日本政府に対して開発調査型技術協力「再生可能エネルギーロードマップ策定プロジェクト」（以下、「本プロジェクト」という。）の実施を要請した。上記のような非常に高い再エネ導入目標を踏まえた計画策定は過去に実績がない挑戦的な取り組みであり、日本をはじめとする先進国にとっても技術的に確立されていない分野である。そのため、国際協力機構（Japan International Cooperate Agency：以下、「JICA」という。）は2018年11月より2019年3月に渡って「再生可能エネルギー促進に係る情報収集・確認調査」（以下、「基礎調」という。）を実施し、ソ国における電力セクター・再エネ関連の情報を収集するとともに、再エネ導入促進に向けた適切な協力アプローチ等を検討した。同調査の結果を踏まえ、JICAとソ国政府は2019年6月に本プロジェクトの実施に係る討議議事録（Record of Discussions：以下、「R/D」という。）に署名した。

1.2 業務の目的

本業務は、2030年を目標年次とする、ソ国ホニアラ系統の再エネ導入促進に向けたロードマップを策定することを目的とする。

1.3 実施期間

本プロジェクトは2019年8月から2021年5月までの間で実施した。

1.4 対象地域

ソ国におけるホニアラ系統管轄地域とする。図 1-1 はホニアラ系統の概観である。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 1-1 ホニアラ系統の概観

1.5 プロジェクトの関係官庁・機関

表 1-1 に、本プロジェクトにおける関連省庁・機関の概要を示す。また、表 1-2 に、本プロジェクトにおける他ドナーやその他組織との主要議事を示す。

表 1-1 関係省庁・機関の概要

組織名	概要
主要カウンターパート	
鉱山・エネルギー・地方電化省 (MMERE)	<ul style="list-style-type: none"> 電力・エネルギーに関連する政策および計画（再エネ戦略や投資計画のアップデート） 改定中国エネルギー政策と電気法改定動向の確認 IPP 導入に向けた政府側窓口の検討 各種再エネ導入に関するポテンシャルおよび戦略の確認
ソロモンパワー (SP)	(技術部門) <ul style="list-style-type: none"> 再エネ開発戦略立案、発電実績管理、送配電実績管理、水力開発計画、大規模太陽光の候補サイト検討、送配電システムデータ管理、顧客関連情報管理（契約数、契約形態、売電実績）、需要予測など (財務部門) IPP ガイドライン策定、第三者所有モデル検討
政府機関	
Tina 水力プロジェクトオフィス	<ul style="list-style-type: none"> Tina 水力プロジェクトの運営
経済改革省 (ERU)	<ul style="list-style-type: none"> 税制改革 再エネに係る免税や税控除の検討 新規ビジネスモデルに対する課税対応
通信航空省 (MCA)	<ul style="list-style-type: none"> 通信航空省建物への太陽光パネル設置の検討
国家計画・開発協調省 (MNPDC)	<ul style="list-style-type: none"> 海外ドナー情報の収集
TCSI (ソ国電気通信委員会)	<ul style="list-style-type: none"> 規制部門分離素案の検討
キャパシティビルディング関係機関	
MoE	<ul style="list-style-type: none"> Selwyn College 案件（太陽光+蓄電池+DG 案件）の運営
ソロモン国立大学	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ人材育成プログラムの運営 研修施設の運営
CBS Solution (フィジー)	<ul style="list-style-type: none"> ソ国内での再エネ案件の契約履行時の課題他に関する意見交換 現地業者活用に関する意見交換
土地制度	
OPMC	<ul style="list-style-type: none"> 政府の土地制度への取り組みに関する意見交換
土地省 (MLHS)	<ul style="list-style-type: none"> 土地権や土地取得に関する規制 太陽光候補地の土地所有者情報管理 関連プロジェクトにおける土地問題対応 土地の公募についての検討 政府の土地制度への取り組みに関する意見交換

出典: JICA プロジェクトチーム

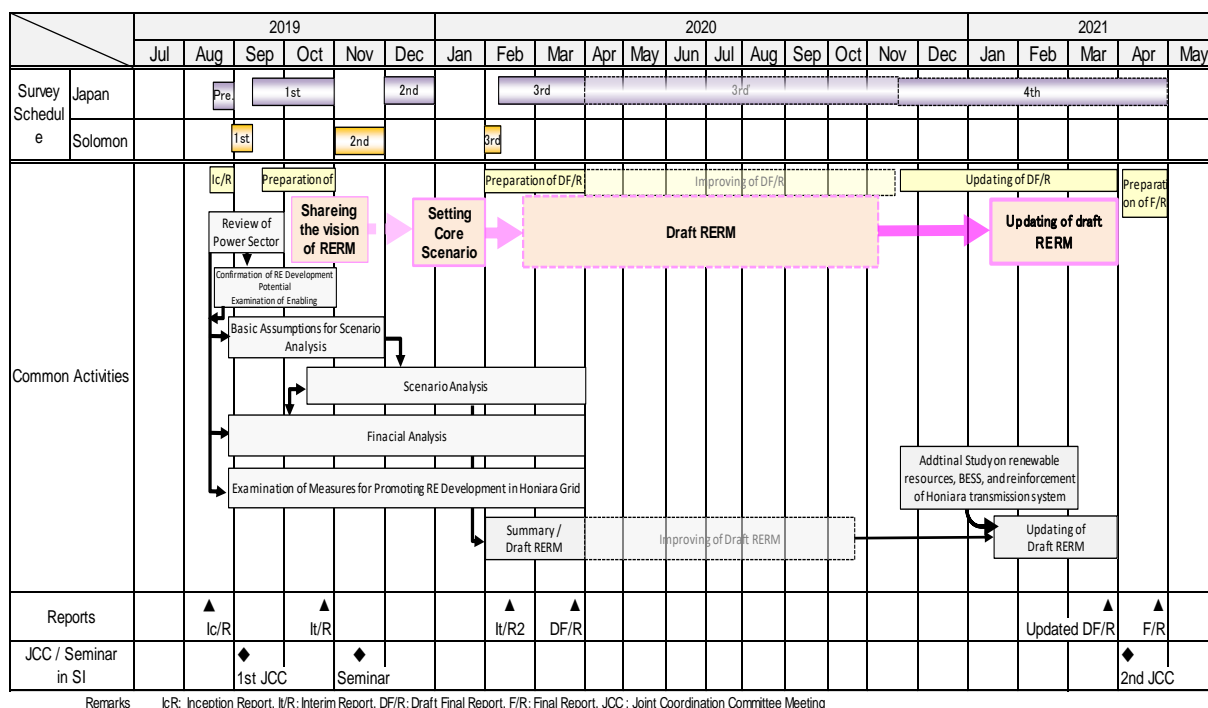
表 1-2 他ドナー・その他関係組織との主要議事

組織名	主要議事
他ドナー／他国政府	
世界銀行（世銀：WB） IFC	<ul style="list-style-type: none"> ・改定中国エネルギー政策と電気法改定動向の確認 ・規制部門分離素案についての意見交換 ・再エネ案件への取り組み状況の確認
アジア開発銀行（ADB）	
オーストラリア政府 ニュージーランド政府	
その他関係組織	
Solomon Husing (SH)	<ul style="list-style-type: none"> ・屋根置き太陽光発電ビジネスモデル ・ソ国における住宅事情の情報収集 ・土地価格の情報収集
ソロモン中央銀行	<ul style="list-style-type: none"> ・財務分析に必要な情報収集、意見交換
JF コンサルティング (JFC)	<ul style="list-style-type: none"> ・パシフィックゲームプロジェクトへの太陽光発電導入可能性について ・ローカル工事業者の情報収集

出典: JICA プロジェクトチーム

1.6 プロジェクト実施工程

プロジェクト実施工程を図 1-2 に示す。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 1-2 プロジェクト全体工程

第2章 電力セクターの現況

2.1 電力供給の基本政策

2.1.1 電力基本政策の概要

ソ国は大洋州の島嶼国であり地球温暖化に起因する海面上昇の影響を受けやすいため、気候変動への取組が喫緊かつ最優先の課題となっている。こうした状況を踏まえ、MMERE および、SP は、電力セクターにおける再エネの導入促進を目指している。

具体的には、MMERE は再生可能エネルギー戦略・投資計画（RESIP）において国全体の再エネ比率を 2050 年までに発電電力量ベースで 100%、SP はホニアラ系統域内で 2030 年までに再エネ比率を 100%とする目標を掲げている。

また、ソ国全体における電化率は 12%にとどまり、ホニアラ系統の電化率は 64%である（2017 年）。また、ソ国政府の電化率向上目標は、都市部において 2025 年までに 80%、郊外部において 2025 年までに 40%とすることを目標としている。¹

2.1.2 電気料金制度

ソ国は、電力の大部分を輸入燃料によるディーゼル発電で賄っている。このため、燃料の市場価格や輸送コストによって発電コストは大きく左右され、SP の健全な経営を担保するため、非常に高い電気料金の設定となっている。2019 年度および 2020 年度の平均電気料金を表 2-1 に、2020 年 1 月改定の電気料金を、表 2-2、表 2-3 に示す。発電コスト削減は、電気料金を低下し、ソ国の開発を促進させる上で最も重要な課題の一つである。

表 2-1 ソロモンパワーの平均電気料金

	2019	2020
販売電力量(kWh)	68,781,681	68,571,174
電気料金収入 (million SBD)	480.46	452.55
平均電気料金 (SBD/kWh)	7.0	6.6
平均電気料金 (USc/kWh) ²	87.6	82.7

出典: SP 提供データより JICA プロジェクトチーム作成

¹ MMERE, Solomon Islands National Energy Policy and Strategic Plan

² 1SBD=0.12535USD (2021 年 4 月 13 日現在) にて計算

表 2-2 メータ読み取り式顧客向け電気料金 (2020年1月1日改訂版)

顧客分類		接続料金	燃料チャージ	燃料外チャージ
		SBD/Month	SBD/kWh	SBD/kWh
住宅	D1 < 50 kWh	16.89	2.34	3.57
	D2 50-200 kWh	56.29	2.34	3.64
	D3 200-500 kWh	112.58	2.34	3.71
	D4 > 500 kWh	225.15	2.34	4.19
商業	C1 < 250 kWh	45.03	2.34	4.26
	C2 250-600 kWh	112.58	2.34	3.84
	C3 600-1,300 kWh	225.15	2.34	3.53
	C4 1,300-2,500 kWh	450.30	2.34	3.18
	C5 > 2,500 kWh	1,688.63	2.34	3.02
産業	I1 < 1,300 kWh	112.58	2.34	3.91
	I2 1,300-6,000 kWh	450.30	2.34	3.36
	I3 > 6,000 kWh	3,377.26	2.34	2.99

参考：1SBD=0.12535USD (2021年4月13日現在)

出典：SP 提供データより JICA プロジェクトチーム作成

表 2-3 キャッシュパワー顧客向け電気料金 (2020年1月1日改訂版)

料金分類		非燃料チャージ	燃料チャージ	エネルギーチャージ
		SBD/kWh	SBD/kWh	SBD/kWh
住宅	D1 < 50 kWh	3.98	2.34	6.32
	D2 50-200 kWh	4.04	2.34	6.38
	D3 200-500 kWh	4.06	2.34	6.40
	D4 > 500 kWh	4.65	2.34	6.99
商業	C1 < 250 kWh	4.55	2.34	6.89
	C2 250-600 kWh	4.14	2.34	6.48
	C3 600-1,300 kWh	3.82	2.34	6.16
	C4 1,300-2,500 kWh	3.68	2.34	6.02
	C5 > 2,500 kWh	3.24	2.34	5.58
産業	I1 < 1,300 kWh	4.42	2.34	6.76
	I2 1,300-6,000 kWh	4.35	2.34	6.69
	I3 > 6,000 kWh	3.17	2.34	5.51

参考：1SBD=0.12535USD (2021年4月13日現在)

出典：SP 提供データより JICA プロジェクトチーム作成

2.1.3 省エネルギー・ロス低減の目標

(1) 省エネルギーの目標

MMERE による最新の計画（National Energy Policy 2019-2029）によれば、現在のエネルギー効率を全セクターにおいて 2025 年までに 10%改善することを目標に掲げている。

(2) 送配電線におけるロス低減目標

2018 年のホニアラ系統におけるテクニカルロス³は 11%である。またノンテクニカルロスは 6%である。小さな島国の系統では配電線も短いため、現在の 11%のテクニカルロスを大きく削減することは困難であることもあり、SP においては、テクニカルロスの削減に向けた具体的な計画は現在のところ有していない。変圧器のリプレースが計画されており、それらが完遂した場合に 1%程度の改善が見込めることが、SP への聞き取りにより確認できている。

2.2 ホニアラ系統における電力需要

2.2.1 電力需要の現況

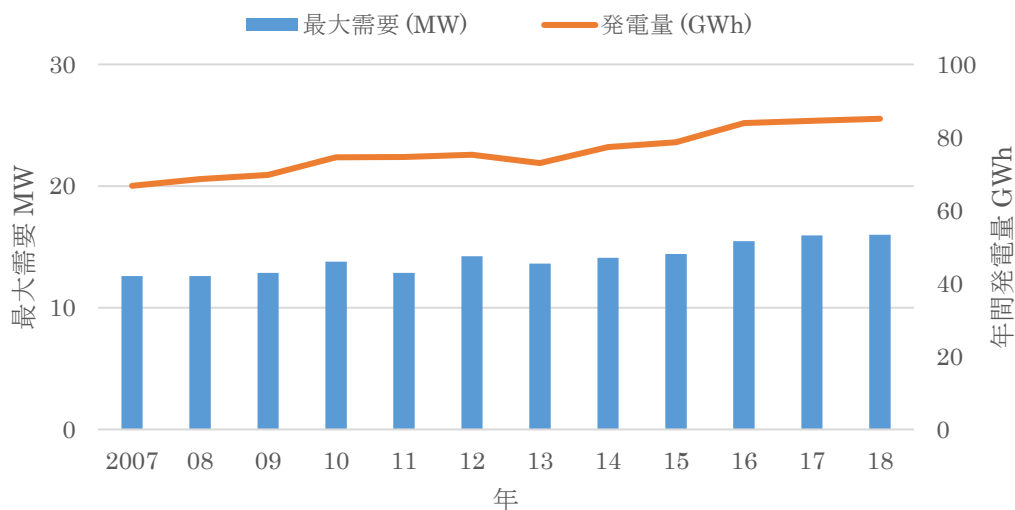
2019 年時点で、SP のホニアラ系統内の顧客数はおよそ 19,000 人であり、2018 年の年間発電電力量と最大電力需要はそれぞれ 85.115 GWh と 16 MW を記録している。この間発電電力量と最大電力需要から、年間を通じた負荷率は 60.7%³である。特に 2014 年から 2017 年の間に堅調な伸びを示しており、その平均伸び率は、最大需要で 3.8%、発電電力量で 3.6%となっている。表 2-4、図 2-1 にホニアラ系統における最大需要と年間発電量の推移を示す。

³ 負荷率 = 85.115GWh / (8760 時間 × 16MW) × 100 = 60.7%

表 2-4 ホニアラ系統における最大需要と発電量の推移

年度	最大需要 (MW)	年間発電量 (GWh)	負荷率	最大需要 伸び率	発電量 伸び率
2007	12.6	66.8	60.5%	-	-
2008	12.6	68.6	62.1%	0.1%	2.7%
2009	12.9	69.8	61.8%	2.1%	1.7%
2010	13.8	74.5	61.7%	6.5%	6.4%
2011	12.9	74.7	66.2%	-7.1%	0.2%
2012	14.2	75.3	60.4%	9.6%	0.8%
2013	13.6	73.0	61.2%	-4.6%	-3.2%
2014	14.1	77.4	62.6%	3.4%	5.7%
2015	14.4	78.7	62.3%	2.3%	1.7%
2016	15.5	84.0	62.0%	6.7%	6.3%
2017	15.9	84.6	60.6%	2.9%	0.7%
2018	16.0	85.1	60.7%	0.4%	0.6%

出典：SP 資料から JICA プロジェクトチーム作成



出典：SP 提供データに基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 2-1 ホニアラ系統における最大需要と発電量の推移

2.2.2 ソ国における GDP の推移

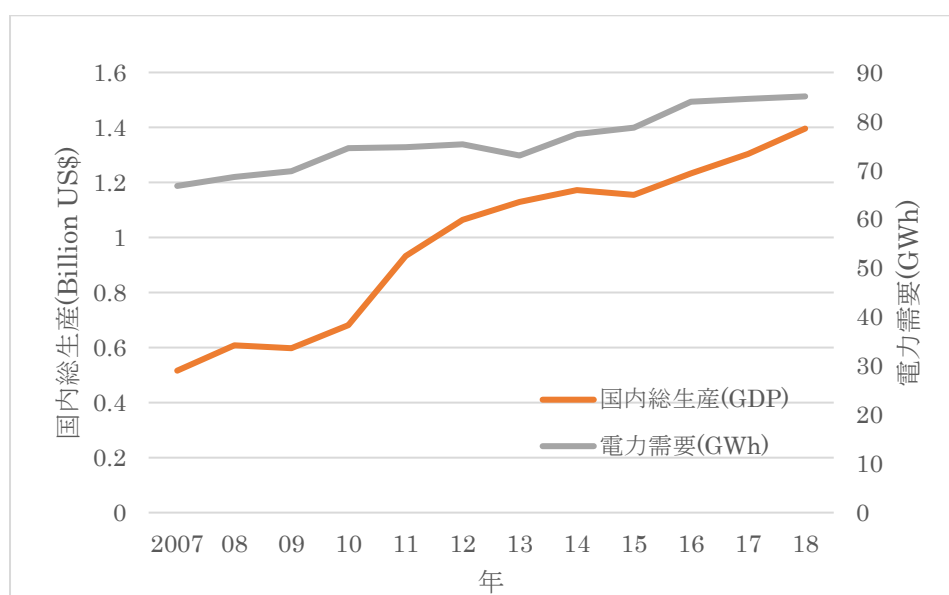
ソ国における 2014 年から 2018 年までの GDP 成長率の実績、および 2020 年までの GDP 成長率の予測を、表 2-5 に示す。この傾向から、GDP 成長率は今後数年間で 2.5% から 3.0% であることが想定される。

表 2-5 GDP 伸び率の実績と予測

Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GDP 成長率 (%)	1.8	2.6	3.4	3.4	3.8	2.8	2.7

出典：ADB⁴

図 2-2 にソ国における 2007 年から 2018 年の国内総生産（GDP）とホニアラ系統における電力需要（GWh）の推移を示す。



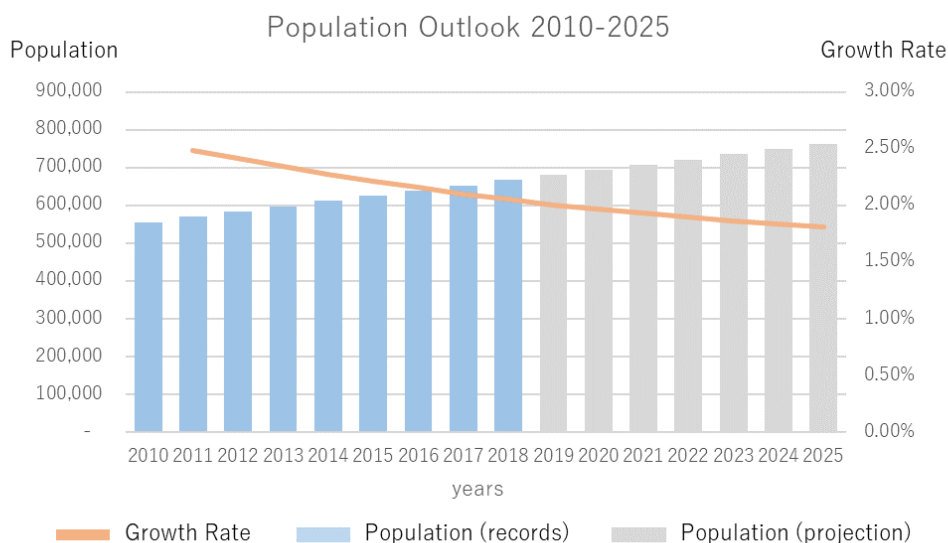
出典：世界銀行公開データに基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 2-2 ソ国における GDP と電力需要の推移

2.2.3 ソ国における人口推移

図 2-3 は、ソロモン諸島の人口推移の実績と予測を示している。2018 年まで青色で示されているグラフは実績値を、2025 年までの灰色で示されているグラフは予測値を表している。また、人口の伸び率は橙色の曲線で示されている。図 2-3 から、人口は 2025 年まで継続的に増加すると予想されているが、人口増加率徐々に鈍化していることを示している。

⁴ Asian Development Bank, <https://www.adb.org/countries/solomon-islands/economy>



出典：MoF データに基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 2-3 ソ国における人口動静

2.3 既設電力設備

ホニアラ系統における現在の主なエネルギー源は輸入燃料に依存したディーゼル発電であり、ソ国における高い電気料金の大きな要因となっている。ソ国では、ホニアラ系統外の離島におけるソーラーハイブリッドシステム⁵が着手または計画されているものの、現在ホニアラ系統に接続されている再エネ電源は、2016年に運転を開始した Fighter One 太陽光発電所（1 MW）と、SP 本社構内駐車場に設置されたルーフトップソーラー（50 kW）のみであり、ホニアラ系統の電源構成に占める再エネ比率は出力容量ベースで 3%程度である。ホニアラ系統における既設電源設備の概要を表 2-6 に示す。

⁵ 太陽光+蓄電池+ディーゼル発電のハイブリッドシステム

表 2-6 ホニアラ系統における既設電源設備の概要

発電所名		運転 開始年	電源種別	設備容量 (MW)	可能出力 (MW)	立上げ 時間 (分)	運転終了予 定年
Lungga	L1	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L2	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L3	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L4	2016	ディーゼル	2.5	2.5	1	2039
	L6	1998	ディーゼル	2.9	2.2	1	2024
	L7	2005	ディーゼル	4.2	3.8	1	2036
	L8	1993	ディーゼル	4.2	3	1	2024
	L9	1999	ディーゼル	4.2	3.8	10	2029
	L10	2006	ディーゼル	4.2	3.8	10	2036
	Honiara	H1	2013	ディーゼル	1.5	1.5	3
H2		2013	ディーゼル	1.5	1.5	3	2027
Fighter One		2016	PV	1.0	1.0	-	2026
Ranadi		2014	PV	0.05	0.05	-	-
合計				33.75	30.65		

出典：SP 提供データより JICA プロジェクトチーム作成

既存の主要発電設備は、Lungga ディーゼル発電所、Honiara ディーゼル発電所、Fighter One 太陽光発電所である。

2019 年時点では、設備容量 29.7 MW（可能出力 26.6 MW）の Lungga 発電所が、ホニアラ系統における最大の発電所であり、同系統に最も多くの電力を供給している。一方、3.0 MW のホニアラ発電所は主に昼間に一定出力で運転している。2016 年に運転開始した Fighter One 太陽光発電所は、現在、蓄電池等の電力貯蔵システムは併設されておらず、最大で 840 kW⁶ の出力⁶でホニアラ系統に電力を供給している。

2.3.1 既設電源設備

(1) ディーゼル発電所

Lungga 発電所では、2016 年に更新された新しいユニット L1～L4 に自動周波数制御（Automatic frequency control : AFC）機能が具備されており、需給バランスを細かく調整することができる。この新ユニットと現在は急激な需要変動も少ないことから、ホニアラ系統の周波数は SP の周波数維持目標値である 50.0±1.0 Hz の範囲に維持されている。年間を通して需要パターンに大きな変化はないため、季節ごとに特定の発電計画はなく、発電機は基本的に日々同様に起動、および停止を繰り返している。

補助運転員 1 人が配置されたホニアラ発電所においては、2 機のディーゼル発電機を有している。

2018 年における Lungga 発電所、および Honiara 発電所の運転実績を表 2-7 に示す。

⁶ 設備容量は 1MW であるが、直流交流（DC/AC）変換損失により、最大出力は 840kW となる。

表 2-7 2018 年度におけるディーゼル発電実績

発電所	ユニット	容量 (MW)	年間発電量 (MWh)	年間燃料消費量 (kl)	燃料消費率 (l/kWh)	設備利用率	運転開始年
Lungga	L1	2.5	11,761.0	2,873	0.244	53.7%	2016
	L2	2.5	7,482.4	1,866	0.249	34.2%	2016
	L3	2.5	11,467.9	2,624	0.229	52.4%	2016
	L4	2.5	11,382.3	2,641	0.232	52.0%	2016
	L6	2.9	1.2	0.3	0.245	0.0%	1998
	L7	4.2	6,345.5	1,701	0.268	17.2%	2005
	L8	4.2	7,686.2	1,948	0.253	20.9%	1993
	L9	4.2	6,946.4	1,811	0.261	18.9%	1999
	L10	4.2	18,679.5	5,205	0.279	50.8%	2006
	計	29.7	81,752.2	20,670	0.253	31.4%	-
Honiara	H1	1.5	1,345.9	370	0.275	10.2%	2013
	H2	1.5	1,117.1	309	0.277	8.5%	2013
	計	3	2,463.0	679	0.276	9.4%	-
合計		32.7	84,215.2	21,350	0.254	29.4%	

出典：SP 資料からプロジェクトチーム作成

(2) 太陽光発電所

2019 年現在、ホニアラ系統には出力容量 1 MW の Fighter One 太陽光発電所および 50 kW の Ranadi ルーフトップソーラーが存在する。

Fighter One 太陽光発電所

ニュージーランドとアラブ首長国連邦 (UAE) の支援で 2016 年に建設された。Henderson SolarFarm などとも呼ばれる。約 1.6 ha の土地にパネルが傾斜角 15 度で設置されている。1 MW の定格容量を有するが、前述のとおり最大出力は AC/DC 変換ロスにより 840 kW ピークである。パネルは中国メーカ製、インバータはドイツメーカ (SMA) 製である。変圧器は 3 MVA の容量を有し、1 m 程度の高さのコンクリート架台上に設置されている。ホニアラ系統の接続点までは地中線で送電されており、接続されている配電線は専用線ではなく、一般負荷も接続されている。隣接する土地に 2 MW の太陽光発電所を新規に建設する計画がある。太陽光パネルはコンクリート基礎を設置しておらず、地面に亜鉛メッキされた鋼材を直接打ち込んでいる。

図 2-4 に Fighter One 太陽光発電所の現地状況の写真を掲載する。また、同発電所の発電実績、および発電実績から計算される設備利用率を、それぞれ図 2-5、図 2-6 に示す。これらのグラフから、月によって大きく発電量にばらつきがあることがわかる。これは単純に月ごとの日射量の違いによる発電量の違いもあるが、極端に発電量が少ない月に関しては、配電線事故により停電

した際に解列状態が継続していたために発電されなかったケースがあることが SP からの聞き取りにより判明している。このことから、太陽光発電所の運転管理能力の向上は SP にとって大きな課題のひとつであり、キャパシティビルディングの必要性が高いといえる。



パネル設置状況 1



パネル設置状況 2



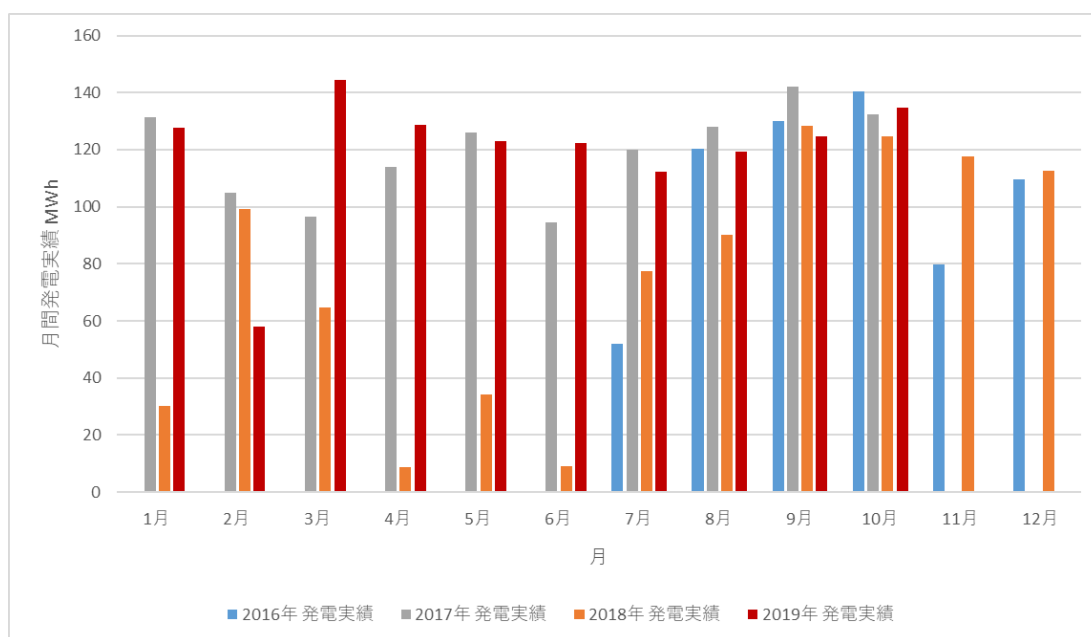
パネル下部状況



変圧器設置状況

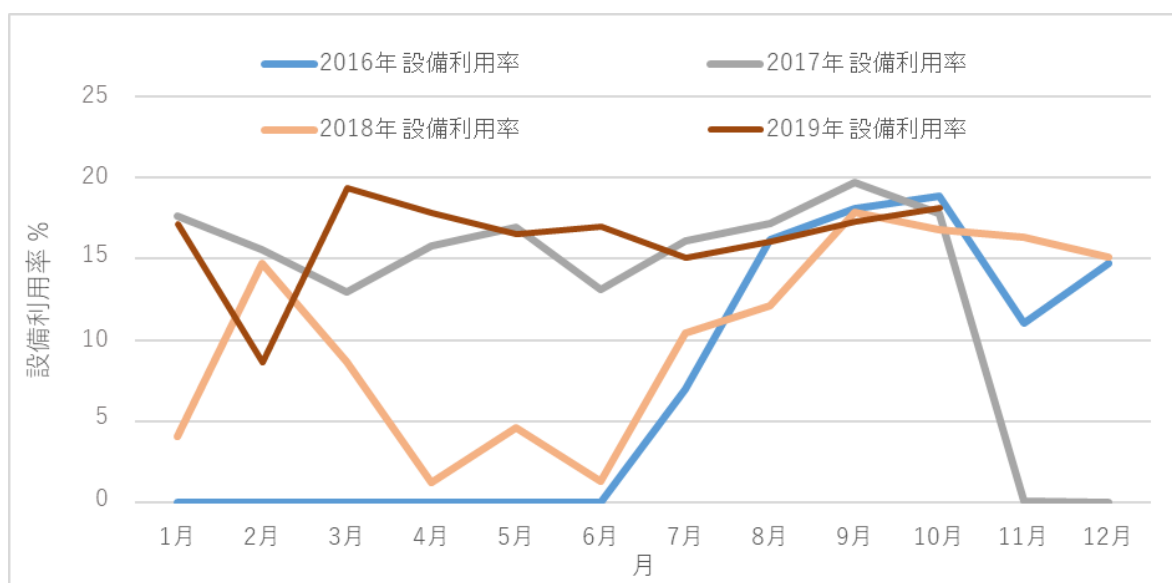
出典：JICA プロジェクトチーム

図 2-4 Fighter One 太陽光発電所の状況



出典: SP 提供データに基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 2-5 Fighter One 太陽光発電所の発電実績



出典: SP 提供データに基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 2-6 Fighter One 太陽光発電所の月別設備利用率

2.3.2 既設電力システムの課題

既設電力システムの課題としては、まず輸入ディーゼルに依存した電力供給体制となっていることが挙げられる。これが大洋州諸国の中でも最も高い電気料金の一因となっている。2019年時点で

計 1.05 MW の太陽光発電が稼働しているが、現在は SCADA によるディーゼル発電との協調制御はなされていない。SCADA については 2021 年に導入が計画されており、ホニアラ系統内で最大の Lungga 発電所からホニアラ系統に加えて他離島の遠隔監視も実施する計画となっている。

2.4 電源開発計画

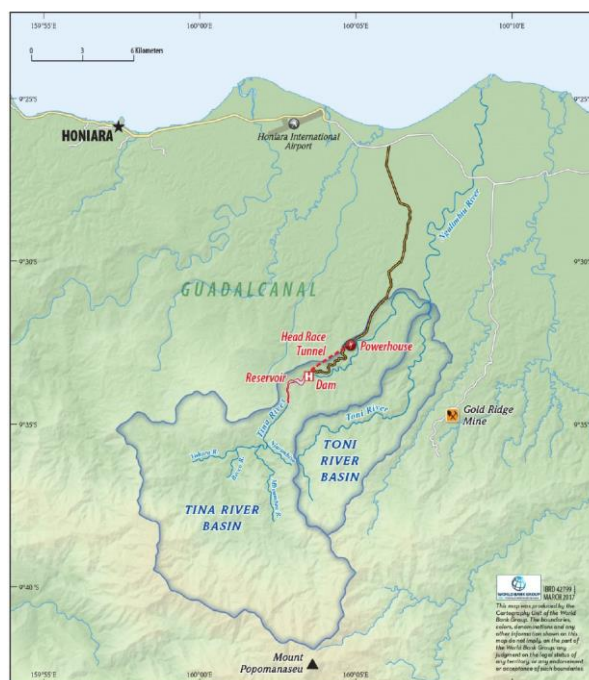
本項では、現行の電源開発計画に組み込まれた水力、太陽光等の再生可能エネルギー電源の開発計画について明確にする。

2.4.1 Tina 水力発電所

(1) Tina 水力プロジェクトの概要

世銀のプロジェクト審査レポート（Project Appraisal Report, May 24, 2017）からプロジェクトの概要を抜粋する。Tina 水力プロジェクトは、2006 年の世銀による机上調査から始まり、同じく世銀支援による実現可能性調査（F/S）支援等を経て事業化が検討された。水力発電機器の導入とオペレーションには、民間の導入が図られ、韓国水資源公社と Hyundai Engineering 社（HEC）の特別事業者である Tina Hydropower Limited 社（以下、「THL」という。）により運営される。2018 年 12 月 6 日には、メインスポンサーである世銀と、ソ国政府、THL 社等との間で融資契約が結ばれ、同時に THL とオフテイカーである SP との間でも Power Purchase Agreement（PPA）が締結された。

項目	詳細
河川	Tina River
流域面積	125 km ²
ダムサイトの平均流量	13.1 m ³ /s
ダムタイプ	Roller Compacted Concrete (RCC)
ダム高さ、堤頂長	72m, 207m
ダム体積	199,000 m ³
最高貯水水位	175 m
有効貯水池容量	1.42 million m ³
導水路	3.3 km
水圧鉄管	116 m
最大使用水量	18 m ³ /s
最大落差	102 m
発電容量	5MW x 3 Units
年間発電量	78.35 GWh



出典：プロジェクト審査レポート，世銀（2017）

図 2-7 Tina 水力発電所の概要

(2) 進捗状況

建設工事は 2019 年 9 月から開始される予定であったが、プロジェクトの土地取得を完了するのに時間を要したことから、2019 年 12 月に Financial Close がなされ、2024 年 8 月の営業運転開始を目指して、2020 年 2 月よりアクセス道路の建設が開始された。

(3) Tina 水力の供給能力の確認

Tina 水力発電による年間発電量は、現在のホニアラ系統における年間電力消費量とほぼ同じである。また、Tina 水力によって生成される発電電力量は、導入する変動性再エネである太陽光発電の必要容量だけでなく、必要な蓄電池容量の計算にも大きく影響を及ぼす。したがって、需給シミュレーションとコスト最適化分析を実行する前に、Tina 水力発電プロジェクトで計画されている発電量が適切かどうかのレビューを行った。

(a) 河川流量再評価の必要性

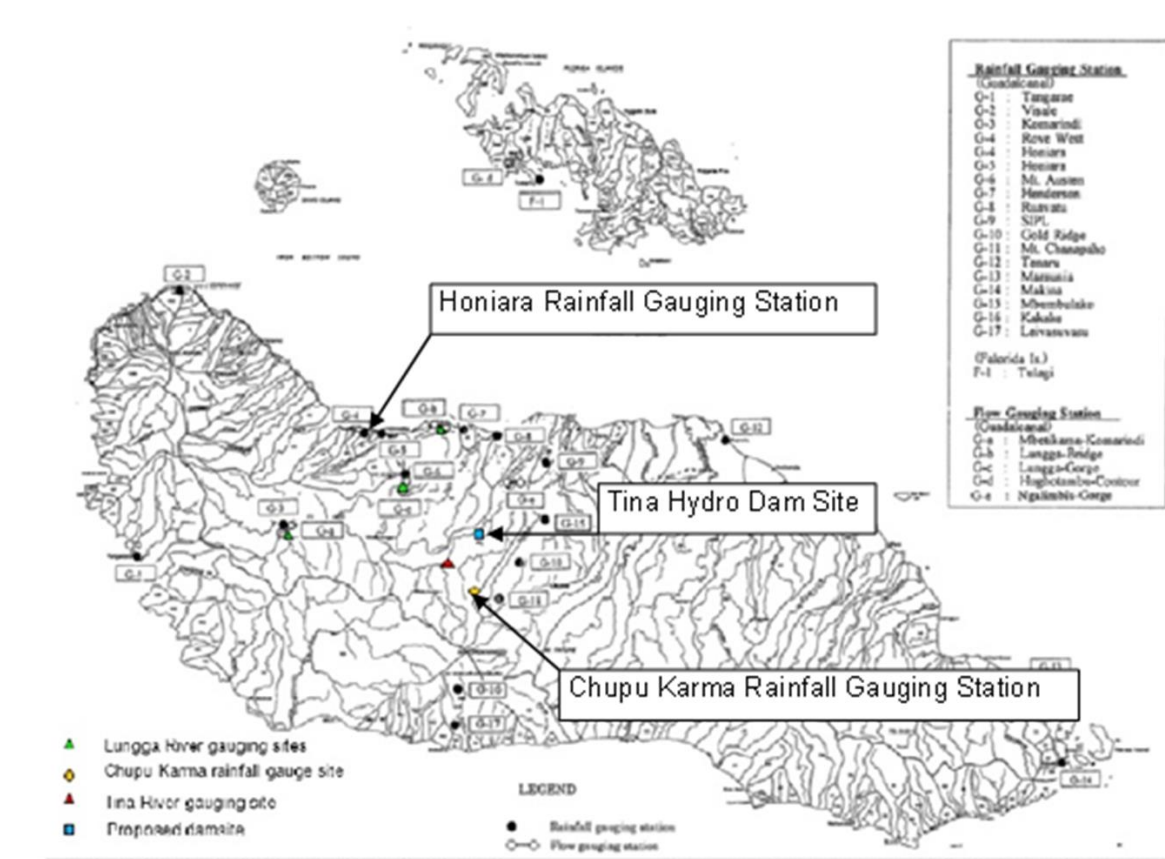
Tina 水力プロジェクトで計画されているダムサイトの年間平均流入量 ($11.5 \text{ m}^3/\text{s}$) は、ホニアラ降雨量観測所で長期間観測されている年間降雨量 2,000 mm に基づいて計算される流入量のほぼ 2 倍である。したがって、ダム地点上流の集水域における降雨量が、ホニアラ降雨量観測所で観測されている年間降雨量 2,000 mm の 2 倍以上であるかどうかを確認する必要がある。なお、ホニアラ降雨量観測所の観測点は、ダムサイトからわずか 20 km 程度の距離である。

ダムサイトの河川流量データが観測されている期間は、実際には 10 年未満である。そのため、Tina 水力プロジェクトで計画されているダムサイトの年間平均流入量 ($11.5 \text{ m}^3/\text{s}$) が、長期的な平均河川流量と見なされているかどうかを確認する必要がある。

(b) 降雨量データを用いた再評価の手法

ホニアラ地域における長期観測雨量データがある一方、ダムサイト上流にある Chupu Karma 降雨量観測所において、2010 年 10 月から 2012 年 3 月までの期間にわたり、連続して観測された降雨データが存在する。ホニアラ降雨量観測所における降雨観測データと、ダムサイト上流 (Chupu Karma) のデータを比較した。降雨量観測所と Tina 水力ダムの場所の位置を図 2-8 に示す。

再評価のステップとしては、まず、ホニアラ降雨量観測所と Chupu Karma 降雨量観測所の両方の観測データから、2 地点における降雨量の比を得た。次に、この降雨量比を用いて、ダムサイト上流域の長期降雨量を計算した。当該流域の流出係数は Chupu Karma 降雨量観測所と Tina 川の降雨データの相関から求めた。最後に、ダムサイトにおける長期平均流入量を、当該流域における長期降雨、流出係数、流域面積 (125 km^2) から計算し、Tina 水力発電プロジェクト計画時に使用されたダムサイトの年間平均流入量 ($11.5 \text{ m}^3/\text{s}$) と比較を行った。



出典: Tina River Hydropower Development Phase 3 report, December 2014

図 2-8 降雨量観測所と Tina 水力ダムサイトの位置

(c) ダム地点 50 年平均流量の算定

2010 年 10 月から 2012 年 3 月までの 18 ヶ月間に観測された、ホニアラ市内およびダム上流の流域におけるそれぞれの降雨記録の比較を、表 2-8 に示す。また、以下にダム地点 50 年平均流量の算定式を示す。

- 2010 年 3 月～2012 年 3 月（18 ヶ月）におけるダム地点観測平均流量

$$Q = 14.47 \text{ m}^3/\text{s}$$

- ダム上流域の流出係数 f の算定

$$\begin{aligned} \text{流出係数: } f &= \frac{Q \text{ (流量 : m}^3/\text{s)} \times 31,536,000^7 \text{ (s)}}{R \text{ (年雨量 : mm)} \times 10^{-3} \times CA \text{ (流域面積 : km}^2) \times 10^6} \\ &= \frac{14.47 \text{ (m}^3/\text{s)} \times 31,536,000 \text{ (s)}}{5,408 \text{ (mm)} \times 125 \text{ (km}^2) \times 10^3} = \mathbf{0.68} \end{aligned}$$

⁷ 31,536,000 sec = 365 days × 24 hours × 3,600 sec

表 2-8 ホニアラと Chupu Karma 雨量観測所における月間降雨量の比較

Month/ year	Honiara (a) (mm)	Chupu Karma (b) (mm)	(b)/(a) %
Oct-10	42.9	413.1	963%
Nov-10	290.5	701.6	242%
Dec-10	325.3	393.4	121%
Jan-11	303.4	504.9	166%
Feb-11	298.7	508.2	170%
Mar-11	144.8	327.9	226%
Apr-11	187.5	295.1	157%
May-11	113.3	527.9	466%
Jun-11	88.9	190.2	214%
Jul-11	76.6	236.1	308%
Aug-11	151.8	508.2	335%
Sep-11	62.3	223.0	358%
Oct-11	211.1	452.5	214%
Nov-11	89.9	462.3	514%
Dec-11	409.9	649.2	158%
Jan-12	307.2	485.2	158%
Feb-12	425.1	662.3	156%
Mar-12	315.2	570.5	181%
Monthly average	214	451	211%
Annual average	2,563	5,408	211%

出典：Tina 水力プロジェクトオフィスから入手したデータよりプロジェクトチーム作成

- ホニアラ降雨量観測所における 50 年平均雨量よりダム上流域 50 年平均雨量を算定
ホニアラ降雨量観測所 50 年平均年雨量 2,044 mm
(欠測がない 50 年間データより年雨量の平均を算出)

ホニアラ雨量／ダム上流域雨量 (Chupu Karma) = 211%

したがって、ダム上流における 50 年平均雨量は、

$$2,044 \text{ mm} \times 211\% = \mathbf{4,312 \text{ mm}}$$

- ダム地点 50 年平均流量の算定

$$Q(\text{流量 m}^3/\text{s}) = \frac{f(\text{流出係数}) \times R(\text{年雨量 : mm}) \times 10^{-3} \times CA(\text{流域面積 : km}^2) \times 10^6}{31,536,000(\text{s})}$$

$$= \frac{0.68 \times 4,312 \times 10^{-3} \times 125 \times 10^6}{31,536,000(\text{s})}$$

$$= \mathbf{11.6 \text{ m}^3/\text{s}}$$

≒ $\mathbf{11.5 \text{ m}^3/\text{s}}$ (Tina 水力計画時に用いられた年平均流量)

(d) Tina 水力発電供給能力の再評価結果

ホニアラとダムサイト上部の Chupu Karma 降雨観測所の両方で観測データを分析した結果、ダムサイト上流域における降雨量は、ホニアラでの観測年間降雨量約 2,000 mm のおよそ 2 倍であることが確認された。

また、ホニアラで観測された長期（50 年）の降雨記録を使用して計算されたダム地点での 50 年平均流入量は、Tina 水力発電プロジェクトで計画されたダム地点の年間平均流入量とほぼ同じであり、水力発電所の年間エネルギー発電量の計算に適した長期的実効河川流量とみなすことができる。

(4) Tina 水力の渇水期ピーク時出力

Tina 水力は、最大使用水量 18 m³/s で 21.9 時間運転可能な水量に相当する有効貯水容量、1.42 百万 m³ の調整池を有することから、日間の調整運転が可能であり、渇水期においてピーク運転が可能である。他方、蓄電池の瞬動分容量を確保するために渇水期においても常時ある程度の出力を継続して供給することが望まれる。ここでは、Tina 水力にて瞬動分容量を確保するための常時発電する最小出力とピーク時出力の継続可能時間を試算する。

ピーク時出力継続可能時間の試算

下表は、Tina 水力の流況の主要な超過確率流量である。これより、渇水流量を 90% 流量と仮定すると河川自流 約 6 m³/s で平均出力は、15 MW × 6m³/s / 18m³/s = 5 MW となる。

表 2-9 Tina 水力ダムサイトにおける流況

超過確率 (%)	月平均流量 (m ³ /s)
10	18.4
25	13.6
50	10.0
75	7.8
90	6.2

出典: Tina River Hydropower Development – Solomon Island, Appendix B - Stage 2 Hydrology Report, 19/6/2012 より
JICA プロジェクトチーム作成

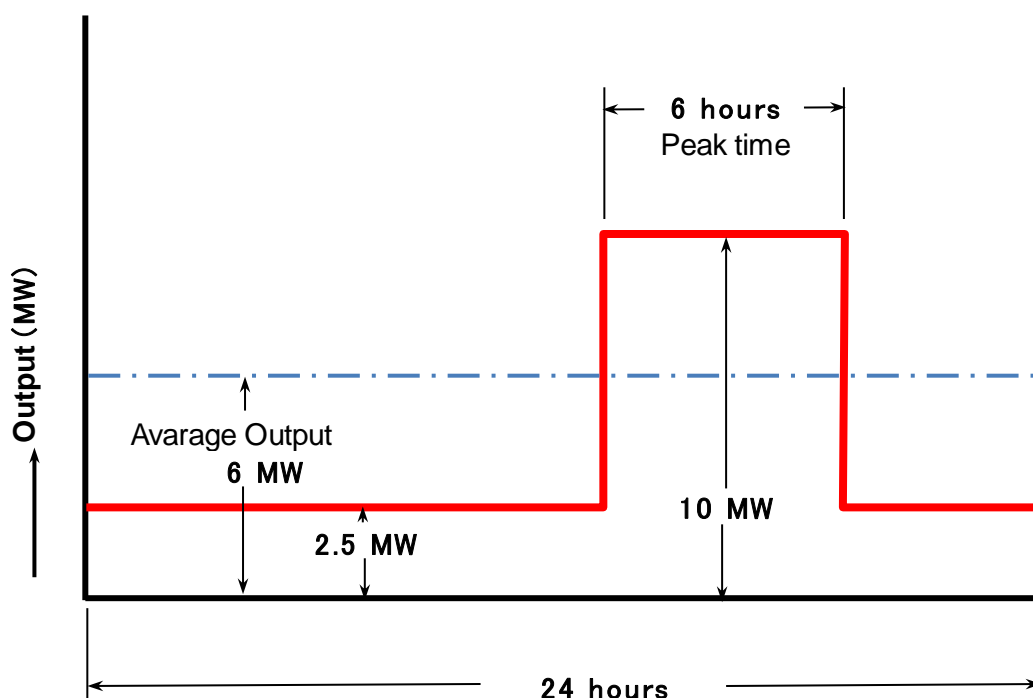
単機の最大使用水量は、18 m³/s / 3 units = 6 m³/s

最小出力は、単機の 50% 出力 (2.5MW) とすると、最小運転使用水量は、6 m³/s × 50 % = 3 m³/s
河川自流 6 m³/s - 最小運転使用水量 3 m³/s = 3 m³/s は、ピーク発電用に使用可能。

ピーク時出力を 10 MW とすると使用水量 18 m³/s × 10 MW / 15 MW = 12 m³/s

ピーク時出力 10 MW の継続可能時間 = 24 h × 3 m³/s / 12 m³/s = 6 h

よって、渇水期においても、常時 最小主力 2.5 MW の運転を行う環境下でもピーク時出力 10 MW を 1 日当たり 6 時間継続可能である。この場合の渇水期運転パターンを図 2-9 に示す。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 2-9 Tina 水力渇水期運転パターン

2.4.2 大規模太陽光発電所

(1) 開発計画の概要

2020年1月時点での、SPによって計画されている大規模太陽光発電所の電源計画を表 2-10 に示す。なお予算、入札／設計／工事の状況については、2020年2月時点のものである。

Foxwood、Lunga Solar Farm (Seventh-day Adventist Church :SDA サイト)、Tenaru Farm、Tasahe、Makira の土地については未取得であり、SP と土地所有者との間で交渉中である。SDA サイトについては、土地の取得に成功すると、最大 8 MW まで拡張できる可能性がある。一方、Tanagai、Henderson、SP 社屋の屋根置きに関しては、用地確保済みであるため、同表と同じ容量の PV が設置される見込みである。

土地取得の結果にもよるが、計画通りに運転開始がなされた場合、表 2-10 の合計 PV 出力容量である 20.22 MW が 2024 年頃までにホニアラ系統に接続されることになる。また、既存の太陽光発電所 (SP 駐車場の 50 kW ルーフトップおよび Fighter One 1 MW) を加えると、総出力容量は 21.27 MW となる。

表 2-10 大規模太陽光発電所の開発計画の概要

#	候補サイト名	出力 (MW)	土地取得状況	運転開始年	予算	入札/設計/工事
1	Henderson Solar Farm Extension	2	取得済	2020	承認済	入札完了
2	Solomon Power Rooftop Solar	0.22	NA	2020	承認済	入札レビュー
3	Tanagai Solar Farm	1	取得済	2021	承認済	入札中
4	Foxwood (Okea)	4	未取得	2022	未承認	未
5	Lungga Solar Farm (SDA site)	4	未取得	2022	未承認	未
6	Tenaru Solar Farm	4	未取得	2022	未承認	未
7	Tasahe	2	未取得	2023*	未承認	未
8	Makira	3	未取得	2024*	未承認	未
SUBTOTAL (1~8)		20.22				
(参考) 2019年時点の既設太陽光発電所						
9	Fighter One 1MW Solar Farm	1	-	2016	-	-
10	Ranadi Rooftop Solar @Solomon Power	0.05	-	2016	-	-
SUBTOTAL (9~10)		1.05				
TOTAL		21.27				

*想定

出典: SP 資料よりプロジェクトチーム作成



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 2-10 ホニアラ系統における大規模太陽光開発計画

(2) 中央蓄電池構想

SP は再エネ導入拡大を目指して精力的に大規模太陽光発電の用地確保に向けて取り組んでいる。同時に中央蓄電池構想を掲げており、詳細な電池仕様を決定するため、2019年10月に入札開示されたが設計コンサルタントの選定は行われなかった。2020年2月時点でSPは自社資金による本蓄電池計画のスケジュールを検討していたが、COVID-19の影響により設計コンサルタントの選定が白紙となり大幅な遅延となっている。

2.4.3 中小規模太陽光発電

中小規模太陽光発電設備導入促進のために SP と連携し、第三者所有（Third-Party Ownership : TPO）モデルの導入可能性を検討している。再エネ 100%達成に向けて、大規模太陽光発電設備の導入が大きな役割を果たす一方で、需要家側に中小規模太陽光発電設備を一定量導入することも必要と想定される。Solomon Housing は今後 3,500 棟の住宅を販売する計画があり、これらの家屋の屋根に太陽光パネルを設置することで 5 MW 程度の容量が期待できる。加えて、ホニアラ系統の西部では、MOE が学校併設のハイブリッド（太陽光+DG+蓄電池）発電システムを導入している。設備容量は太陽光発電 160 kW と小規模ではあるが、今後の横展開が計画されている。

導入容量の目標設定とその達成のためには、需給シミュレーションの結果および、上述のメガソーラープロジェクトの開発状況が考慮され、適切な政策実行が必要となる。

ソ国での土地取得問題（2.4.4 参照）および、再エネ 100%達成に際し新規で必要とされる太陽光発電容量と、実際に設置可能な設備容量とのギャップを勘案すると、中小規模太陽光発電設備の普及は、再エネ比率向上の一つの解決策となり得る。

一部の政府施設を除いては、中小規模太陽光発電設備は、ホニアラ系統の住居や施設の屋根あるいは空き地への導入が進んでいない。設備の据付コスト及びスタンバイチャージ（Standby charge）が理由と考えられる。多くの家庭の収入レベルでは、設備導入のための初期コストを賄えない。更に、多くの老朽化した施設や家屋では、太陽光発電設備に耐え得るかについて、強度設計調査を行う必要がある。

スタンバイチャージとは、太陽光設備を SP の系統へ接続するための接続料金であり、一日単位で算出される。スタンバイチャージは、天候の変化による太陽光の出力変動を補償するために、適切な容量のディーゼル発電機をバックアップ電源として維持・運営するための原資と位置付けられている。個人宅設置の小規模設備を含む全ての太陽光が対象で、個人宅で屋根置き太陽光を設置している場合も対象となる。スタンバイチャージは、「本来 SP の設備で発電されるはずだった電力」を勘案したうえでその料金は計算されており、SP は、その算出値の 50%を上限としてスタンバイチャージの支払いを接続者に求める。スタンバイチャージの課金率を下表にまとめる。例えば、4 kW システムを個人宅に設置した場合、以下の計算によりスタンバイチャージが決定される。

$$\text{日額スタンバイチャージ} = 50\% \times [(4.4 \times 4 \text{ kW インバータ出力}) \times \text{スタンバイチャージ課金率}]$$

表 2-11 スタンバイチャージ（4.0 kW 太陽光の例）

接続種別	上限比率 50%	運転時間 (hour)	インバータ 定格出力 (kW)	タリフ レート (SBD/kWh)	日毎のスタンバイ チャージ (SBD)
一般家庭	50%	4.4	4.0	6.4685	56.92
商業顧客	50%	4.4	4.0	6.9530	61.19
産業顧客	50%	4.4	4.0	6.7719	59.59

出典: SP 提供資料より JICA プロジェクトチーム作成

これより、例えば、4 kW システムを導入している接続者は一か月あたり SBD 1,707.6 (= SBD 56.92 × 30 日)のスタンバイチャージが課金されることとなる。これは一般需要家にとって高額なコスト負担であるため、導入を阻害する要因となっている。

2.4.4 太陽光発電設備の土地利用状況

(1) 土地取得

土地取得問題はソ国において、発電所プロジェクトを含む全てのインフラ整備事業において最大の障壁となっている。土地問題は主に、慣習地における土地所有者、土地境界、土地評価額の不明瞭さが原因であり、土地取得までに数年かかることが一般的である。また、登録地においても、その土地に無縁と考えられるような個人まで土地所有権を主張するケースがあり、紛争に発展することもある。この節では土地問題を明確にする。

(2) 関連法令と規制

登記簿法（The Land and Title Act (1988: 1996 年改訂)）は主に土地の所有権、慣習地の土地取得に係る法的プロセス、土地登記所や土地局長、土地登録官、土地取得官等の関連機関の機能と権限について規定している。本法律の下、ホニアラ域内及び 8 州の中心都市や商用プランテーションは土地局長の管理下、ソ国政府に所有権がある。恒久地も政府が保有しており、登録地や恒久地は 75 年を限度として民間に居住・商用・産業用としてリースされている。

(3) 土地取得問題の概観

ソ国の土地は、大きく登録地と慣習地に分けられる。登録地は、区画・境界・所有者等が法的手続きに則って登録され、政府が管理している土地を指している。登録地の管理は土地登記所が行っており、関連情報（GIS データ等）は法務省管轄の登記簿局（the Register Title Office）の管理の下、政府が保有している。同法の下で手続きされた登録地は、ソ国全体の約 20%に過ぎない。土地が登録されリースされている場合、新規事業者および、投資家は土地の借手と交渉する必要があり、交渉が決着した後、土地の借手を変更するための申請書を土地局長に提出する必要がある。

一方、慣習地はソ国内の利用可能な土地の約 80%を占めている。慣習地は先祖代々部族内で継承され、境界等が登記簿局に登録されていない。インフラプロジェクトにおける候補地が、慣習地を含む場合、部族を対象とした公聴会を開催した後、土地取得官（Acquisition Officer）が現地へ赴き、土地所有者を特定し土地の登記番号（parcel number）を定める。土地取得官は、土地所有者を特定した後、用地取得に向けた交渉を開始する。地権者の特定および取得交渉は最短で 4～5 ヶ月程度と見積もられているが、大半のケースで数年以上の時間を要しているのが実情である。土地取得官が地主として特定した個人の登記番号は、登記簿局に登録され、当該地は登録地となる。また、主に国営企業が土地の借主となる場合には、土地の利用交渉は登記簿局ではなく、国営企業が直接行う。ソ国政府が用地を取得した後は、登記簿法の規定に基づき、75 年を上限に国営企業へと土地がリースされる。用地が国営企業等によって非営利の公共事業に利用されている場合は、リース料の支払いが免除される。

主要な問題点は、地権者の特定と土地所有権に関する補償交渉である（特に慣習地）。複数人が同一地の土地所有権を訴え出てくるケースも多くあり、それらを管理する枠組みが整備されていない。このため、現状では交渉すべき最適な人物を特定することが極めて困難である。

(4) 住民移転政策策定プロジェクト

土地省は 2019 年前半に国際移住機関（IOM）と共に、気候変動に関連する自然災害のための住民移転政策策定プロジェクトである“Developing planned relocation guidelines in the context of slow and sudden-onset disasters”を開始した。メインスコープである気候変動関連の自然災害以外のところにも政策提言が及ぶ可能性がある。本プロジェクトは UNFCCC へ提出された NDC 達成にも貢献することから、IOM のプロジェクトスコープと間接的に関連があるため、今後ともプロジェクトの進展を注視していく必要がある。

2.4.5 ホニアラ系統開発計画の課題

SP は再エネ比率向上に向けて積極的に太陽光の導入計画を進めている。計画通りに建設がなされれば、2030 年には 25MW の太陽光がホニアラ系統に接続されることになる。

しかしながらホニアラ系統の需要に比べて太陽光の容量が大きいため、この計画導入量を実現するためには、系統安定化の対策が必要となる。この系統安定化に大きく貢献するのが、BESS と EMS である。ここでは蓄電池と EMS を活用した系統運用について述べる。

(1) EMS の導入

SP の計画に基づき 2025 年までに 7.27MW の PV がホニアラ系統に導入されると、オフピーク時の日中に電力需要を超える PV 出力が生じる可能性が大きい。この場合、Tina 水力は 2025 年に運転開始予定であるため、2025 年までのホニアラ系統は、①PV のみの供給を行うか、②PV からの系統への出力を減らして、DG を最低出力による同期運転維持か、何れかを選択する必要がある。①の PV のみの供給を行う場合には、系統の電圧、周波数を維持するために、スマートインバータといった系統電圧がなくなっても運転を継続できる自己励磁型の PCS と、制御機能を搭載した BESS 等が必要となる。加えて、PV から事故電流を供給することができないため、仮想発電機機能（Virtual Synchronous Generator: VSG）を持つ EMS+BESS が必要となる。②の PV 出力を抑制し、かつ DG の出力も最少にして同期運転を維持するためには、PV 側に系統電圧を測定して、設定値に基づいて出力を自律的に抑制できる PCS の導入と、需要に基づいた DG の発電制御と最低出力が小さい発電機が必要となる。既に、Lungga 発電所に導入済みの 4 台の 2.5 MW 発電機の最低出力は、0.2 MW となっており、通常の DG より小さい出力での運転が可能となっている。このため、PV 出力制御と DG の運転制御が行えればよい。

いずれのケースでも、需要の予測、PV 出力の予測に基づく、DG、BESS の運転計画策定と制御を行う必要がある。

ソ国政府の方針に基づく SP の再エネによる 100%供給目標達成のため、PV からの出力を最大限利用することとする。この場合は、①による運転制御を行う必要がある。Lungga 発電所には、発電所のモニタリングと制御を行うシステムが導入され、ホニアラ発電所のモニタリングもできるようになっている。この発電所モニタリング、制御システムとは別に、系統に接続している、DG、PV、水力発電機（HPP）、BESS、変電所配電線を制御する EMS を導入する。

EMS の要求機能は、PV の系統への導入段階に従って変わってくる。

PV 導入量 7 MW となる 2025 年までは、需要予測、PV 出力予測、DG 経済負荷配分運転 (Economic Dispatching Control: EDC) 機能が、EMS に要求される。

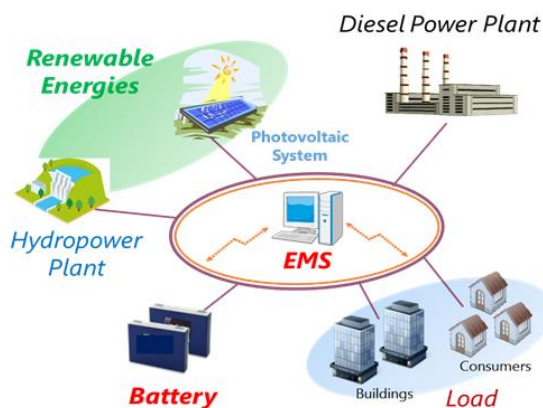
2025 年に PV 導入量 7 MW となり、オフピーク時の日中に PV 出力が需要を超過するようになると、PV 供給のみでの系統運用を行う必要が生じる。この時には、上記機能に加えて、瞬動予備力制御として、PV 出力制御機能、BESS 充放電制御および SOC (State of Charge: SOC) 推定・管理機能が必要となり、系統電圧および周波数維持のための BESS 制御として、自律運転、発電機の慣性を模擬した事故電流供給を行う VSG が必要となる。

2025 年以降は、Tina 水力発電所が運転開始するので、雨期の更なる PV 出力制御、乾期の水力発電所および BESS 制御を考慮した EDC 機能が更に必要となる。

表 2-12 ホニアラ系統における EMS 要求機能と導入時期

時期	PV 導入量 (MW)	EMS 要求機能
～ 2024 年	4.27	需要予測、PV 出力予測、EDC (主に DG)
2025 年 ～	7.27	PV 出力制御、BESS 充放電制御、SOC 推定・管理機能、VSG
～ 2030 年 ～	25.27	EDC (HPP・DG・PV・BESS の季節運用を考慮した需給計画策定)

出典: JICA プロジェクトチーム作成



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 2-11 ホニアラ系統 EMS 制御イメージ

(2) BESS の導入

BESS は、瞬動予備力用とピークシフト用の 2 つのタイプに大別される。電力系統におけるこれらのタイプの役割と、それらの必要とされる容量を推定する方法を以下に記述する。

(a) BESS による電力系統の安定化

電力システムを安定させるには、需要と供給のバランスを取ることが不可欠である。供給が需要を超えると、電力システムの周波数が上昇する。一方、需要が供給を超えると、周波数は低下する。周波数の変動は、需要側の消費者だけでなく、供給側である電力会社の系統運用などへも影響を与える可能性がある。特に、需給バランスの乱れによる周波数の大きな低下は、広域の停電を引き起こす恐れがある。このような事故を回避し、顧客に安定して電力を供給するために、需要と供給のバランスを維持することは、系統運用者にとって常に不可欠である。

従前、需給バランスの崩壊は、需要の急激な変動によって引き起こされる可能性が大きかった。一方、近年では、太陽光発電や風力発電などの出力が天候に大きく依存する変動性再エネ (Variable Renewable Energy : VRE) の大量導入によって電力システムが不安定になるおそれがある。このような課題を克服するには、適切な容量・出力の BESS を導入することがひとつのソリューションとなる。BESS は再エネ電源の出力変動を吸収し、電力システムの需要と供給のバランスを維持することに寄与できる。

(b) 短周期用 BESS

短期（一般に 20 分以内）対策としての BESS は、非常に短い期間に頻繁に充電と放電を繰り返す必要がある。したがって、短周期 BESS に必要とされる主要な特性は、高出力 (kW) で迅速かつ効率的に充電および放電でき、幾度の繰り返しに耐えられることが求められる。このような短周期用 BESS を活用する例としては、変動性再エネによって引き起こされる短期的な変動を緩和することが挙げられる。このような BESS の出力容量 (W) を検討するには、許容可能な周波数変動率、系統の調整力容量、需要変動率などのパラメータが必要となる。

(c) 長周期用 BESS

電源構成に占める太陽光発電の比率が高い電力系統では、日中に太陽エネルギーが実際の需要を超える可能性がある。その場合、長期（一般に 20 分超）対策としての BESS は、昼間の太陽光発電の余剰エネルギーで充電し、夜間に放電することで再エネを可能な限り効率的に活用できる。

BESS の容量 (Wh) は、長周期的な対策として役立つ他の発電機と連携して決定する必要がある。ホニアラ系統においては、Tina 水力が長周期対策電源としても寄与できると考えられる。さらに、必要な容量を見積もるために、BESS が所定の期間にどれだけの時間にわたって機能する必要があるかを考慮する必要がある。

(3) 電力系統の運用

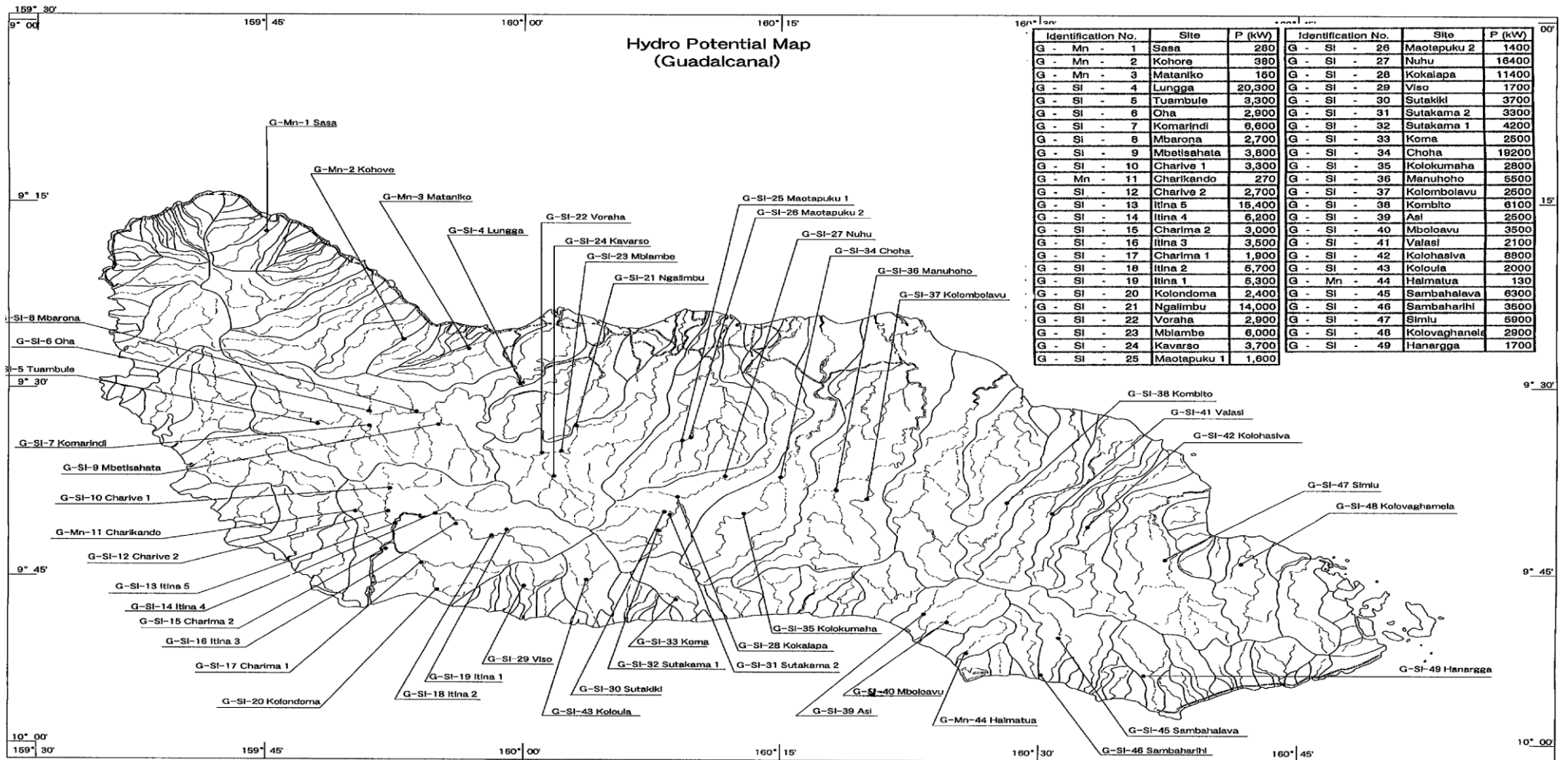
一般的に、PV での電力供給が系統規模に対して 10% を超えてくると、系統の電圧、周波数に影響を与えるようになる。PV の出力変動を吸収するためには、PV の出力予測と需要予測が必要となる。SP による PV の出力予測と需要予測は、技能および業務量的にも負荷が大きい。このため、PV の出力予測と需要予測機能を持ち合わせる EMS の導入を推奨する。

2.5 電源開発ポテンシャル

現在の SP の電源開発計画は、Tina 水力を除けば、すべて PV である。再エネ比率を高めていくに際し、PV のみの開発を推進した場合には同時に大規模な BESS が必要となる。また大規模 PV には相応の土地が必要になるが、土地取得はソ国における大きな課題であることから、PV 以外の再エネ電源も可能な限り開発することが望ましい。本項では、Tina 以外の水力、風力、バイオマスおよび地熱の開発可能性について述べる。

2.5.1 水力

ソ国は、3,000 mm を越える年降水量を記録し、山岳地が国土の多くを占めることから水力ポテンシャルが古くから期待されていた。ガダルカナル島では、1960 年代から複数地点でのポテンシャル調査が行われた結果、41 地点、一地点の平均出力 4,800 kW、合計約 240 MW の水力ポテンシャルが確認されている。それぞれの水力地点の位置を図 2-12 に、基本諸元を表 2-13 および表 2-14 に示す。



出典：ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン調査ファイナルレポート, JICA, 2001年1月

図 2-12 ガダルカナル島の水力ポテンシャルマップ

表 2-13 ガダルカナル島における水力ポテンシャル地点基本諸元 (1)

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

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir

SI (Small Hydro 1000kW~)

Mn (Mini Hydro 100~1000kW)

Mr (Micro Hydro ~100kW)

出典: ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン調査ファイナルレポート, JICA, 2001年1月

表 2-14 ガダルカナル島における水力ポテンシャル地点基本諸元 (2)

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

Note : ROR-run of river,PON-run of river with pondage,RES-reservoir

SI (Small Hydro 1000kW~)

Mn (Mini Hydro 100~1000kW)

Mr (Micro Hydro ~100kW)

出典: ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン調査ファイナルレポート, JICA, 2001年1月

これら地点の多くは山岳僻地のためアクセスが悪く経済性が成り立たず、かつ土地収用の課題もあり、現在までに Tina 水力以外の計画が実現した地点はない。しかしながら、PV+BESS といった高価な電源の代替電源として検討する場合、経済性の評価が見直される可能性もあること、また、Tina 水力での土地問題解決の経験が得られたことから、過去に検討された地点も含め水力の開発可能性を新たに検討することは有効と判断される。

Tina 水力を有望な地点として特定する以前に、以下の2つの地点が有望な水力ポテンシャルとして一時期、実施可能性の調査・検討がなされていた。これらの2地点は、ガダルカナル島の水力ポテンシャルのうち、ホニアラ周辺に位置し、数 MW 以上の出力規模を有することから、Tina 水力に続く将来の水力開発地点の候補として検討する。当該2地点の位置を図 2-13 に示す。

- Lungga 水力：調整池式、設備出力 20.3 MW
- Komarindi 水力：流れ込み式、設備出力 6.6 MW

また、上記2地点以外にも Honiara 系統への接続が想定できる水力ポテンシャルも抽出して検討する。



出典：JICA プロジェクトチーム

図 2-13 ホニアラ周辺の水力ポテンシャル

(1) Lungga 水力

Lungga 水力は、ホニアラから 9 km ほど、内陸に入った Lungga 川の峡谷に、高さ 50m のロックフィルダムを建設し 20.3 MW の出力で発電する貯水池式の計画である。しかし、ダム地点の河床には 65m の深さの河床堆積物が、また、ダム基礎部、導水路トンネル部等には石灰岩が確認されるなど現地の地質に多くの問題が明らかになるなどして、計画は進められなかった。

【基本諸元】

- ・最大出力：20.3 MW
- ・流域面積（CA）：346 km²
- ・総落差：40 m
- ・使用水量：63.0 m³/s

(2) Komarindi 水力

一方、Lungga ダムの約 20km 上流地点の Lungga 川の支流、Komarindi 川に位置する Komarindi 水力地点は、一時期、最も有望な水力ポテンシャルとして、調査、検討がなされていた。しかし、世界銀行による調査「ソロモン諸島、ガダルカナル再生可能開発コンセプトスタディ」（2006 年 2 月、世界銀行プロジェクトパワーミッション）で Tina 水力の基となった Tina 川の Ngalimbui サイト（現在の Tina 川水力プロジェクトサイト）が水力発電のポテンシャルが最も高いと評価されたため、Komarindi 水力の調査は中断されている。同地点は、長距離のアクセス道路が建設コスト

を押し上げる他、地質も石灰岩が分布するなどのコスト、技術的課題の他、土地取得に課題があるとのことだが、Tina 水力に続く水力地点として期待される。当該水力の過去検討されてきた基本諸元および想定されるプロジェクトコストは以下の通りである。

(a) 基本諸元等

- ・ 最大出力：6.6 MW
- ・ 発生電力量：45.5 GWh
- ・ 流域面積（CA）：133 km²
- ・ 総落差：80 m
- ・ 使用水量：11.1 m³/s

(b) プロジェクトコスト

【参考資料】

- 1) ADB：Komarindi Hydropower Project, Final Report Feb. 1989 による
プロジェクトコスト：USD 20.1 million
建設単価 約 USD 3,000 /kW
- 2) Tina 水力
プロジェクトコスト：USD 231 million
建設単価 約 USD 15,400 /kW

【想定コスト】

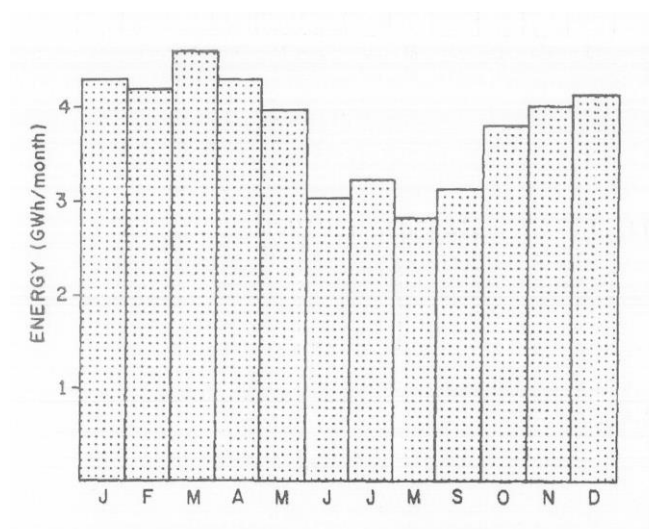
地点へのアクセスが悪くアクセス道路の建設費等を考慮し、高い建設単価である Tina 水力の建設単価を用いる。

Komarindi 水力のプロジェクトコスト = USD 15,400 /kW x 6,600 kW ≒ USD 102 million

表 2-15 Komarindi 水力の推定月間発電量

月	発電量	月別平均出力
	GWh	MW
1月	4.31	5.79
2月	4.20	6.25
3月	4.59	6.18
4月	4.31	5.98
5月	3.96	5.33
6月	3.05	4.23
7月	3.20	4.31
8月	2.81	3.78
9月	3.12	4.34
10月	3.81	5.12
11月	4.02	5.58
12月	4.12	5.54
Total/Average	45.50	5.20

出典：KOMARINDI HYDROPOWER PROJECT FINAL REPORT, ADB, 1989 より JICA プロジェクトチーム作成



出典：KOMARINDI HYDROPOWER PROJECT FINAL REPORT, ADB, 1989

図 2-14 Komarindi 水力の推定月間発電量

(3) その他の可能性ある水力ポテンシャル

Lunga 水力、Komarindi 水力以外で、ホニアラ系統への電力供給が可能と思われる水力ポテンシャルについて、ホニアラから 30km 以内かつ出力が 1 MW 以上を条件にして、以下の 2 地点を抽出した。当該 2 地点の位置を図 2-15 に示す。

- ・ Maotapuku 1 水力：流れ込み式、設備出力 1.6 MW
- ・ Maotapuku 2 水力：流れ込み式、設備出力 1.4 MW



出典：JICA プロジェクトチーム

図 2-15 Maotapuku1 および Maotapuku 2 水力地点

[Maotapuku 1 水力]

Maotapuku 1 水力は、Guadalcanal 島中部の Matepono 川の支流 Maotapuku 川に計画された水力発電所である。計画地点は、ホニアラの東南 28km に位置する。本計画は、流域面積 10 km² からの河川流量を用いて、流込み式発電所により出力 1.6MW、年間発生電力量 7,838 MWh を発電するものである。アクセスは、既設 Gold Ridge 鉱山道路から 3.5km 必要となる。

本計画の主要諸元は以下に示すとおりである。

- 河川名：Maotapuku 川 (Matepono 川支流)
- 流域面積：10 km²
- 河川流量：1.0 m³/s (年平均流量)
- 総落差：155 m
- 有効落差：150.5 m

最大使用水量 : 1.3 m³/s
設備出力 : 1.6 MW
年間発生電力量 : 7,838 MWh
取水堰 : 高さ 3.9m, 堤長 15.0m
トンネル : 幅 1.8m, 高さ 1.8m, 延長 1,620m
水圧鉄管 : 内径 700mm, 延長 531m
水車 : 横軸フランシス水車 (1 台)
発電機 : 同期発電機 (1 台)
アクセス道路 : 3.5 km
工事費 : USD 24.9 百万

[Maotapuku 2 水力]

Maotapuku 2 水力は、Guadalcanal 島中部の Matepono 川の支流 Matapuku 川の Maotapuku 1 水力発電所の下流に計画された水力発電所である。計画地点は、ホニアラの東南 28 km に位置する。本計画は、流域面積 22 km² からの河川流量を用いて、流込み式発電所により出力 1.4 MW、年間発生電力量 6,619 MWh を発電するものである。

本計画の主要諸元は以下に示すとおりである。

河川名 : Maotapuku 川 (Matepono 川支流)
流域面積 : 22 km²
河川流量 : 2.2 m³/s (年平均流量)
総落差 : 62 m
有効落差 : 58.4 m
最大使用水量 : 2.9 m³/s
設備出力 : 1.4 MW
年間発生電力量 : 6.619 MWh
取水堰 : 高さ 3.9m, 堤長 15.0m
トンネル : 幅 1.8m, 高さ 1.8m, 延長 1,400 m
水圧鉄管 : 内径 1200 mm, 延長 157 m
水車 : 横軸フランシス水車 (1 台)
発電機 : 同期発電機 (1 台)
アクセス道路 : 5.8 km
工事費 : USD 27.0 百万

(4) 水力ポテンシャル開発工程

前述の Lungga 水力 (20.3 MW)、Komarindi 水力(6.6 MW)、Maotapuku 1 水力(1.6 MW)、Maotapuku 2 水力(1.4 MW)の 4 地点 (合計 29.9 MW) がホニアラ系統に電力供給可能な水力地点の候補と考えられる。

これらの水力発電所の開発工程を下図の通り仮定すると、建設実施前準備期間に 4 年間、建設工事に 4 年間、合計 8 年を要すると見込まれる。2022 年を開始年とすれば 2030 年には運転開始となる。

Description	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I. Pre-construction Activities									
Pre-F/S	■								
F/S		■							
ESIA		■							
Land Acquisition			■	■	■				
Detailed Design & Tender documents			■	■					
Tendering for International Contract				■	■				
II. Construction									
Preparatory works/ Access Road					■	■			
Construction Works						■	■	■	■
III. Commissioning									
									■

* F/S: Feasibility Study ESIA: Environment and Social Impact Assessment

出典：JICA プロジェクトチーム

図 2-16 水力発電所の全体実施工程

2.5.2 バイオマス

バイオマス発電の適用可能性について調査を行った。検討したバイオマス燃料は、木材とオイルパーム廃棄物である。

(1) 木材燃料

木材利用によるバイオマス発電の実現可能性について調査を行ったところ、過去にソロモンパワーにてバイオマスの可能性についての予備調査を実施していることが分かった。これによると、10MW の発電を行うためには 7,000ha の植林が必要との結果を得ている。ホニアラ周辺では、このように広大な土地を確保することは困難である。なお、SP は、過去に Western 州にある森林プランテーション会社である Kolombangara Forest Plantation Ltd (KFPL) とバイオマス発電について

協議をしたことがあるが、ホニアラ系統から離れた外島であり、Honiara 系統への電力供給には期待できない。このようにホニアラ系統においては、木材利用によるバイオマス発電については困難との SP の見解と同じく、木材利用によるバイオマス発電の実現は厳しいと判断する。

(2) オイルパーム廃棄物

実現可能性について調査を行ったところ、SP は、オイルパーム廃棄物を用いた発電の可能性について、ガダルカナル島のパームオイル生産会社である Guadalcanal Plains Palm Oil Ltd (GPPOL) と協議を行っていることを確認した。GPPOL は、2018 年、オイルパーム廃棄物を利用して 4～5MW の発電を行い、所内電力を賄う他、余剰電力を SP に売電することを計画していた。実際には、発電量は限られ所内の電力を賄うのみである。

現状では発電力が限られているが、今後、パームオイルの生産量が増加する場合は、ホニアラ系統への電力供給の可能性もあり得る。

オイルパーム廃棄物によるバイオマス発電の可能性について、引き続きパームオイル生産量の傾向を継続的に注視し、実現可能性調査を詳細に実施することが推奨される。

2.5.3 太陽光

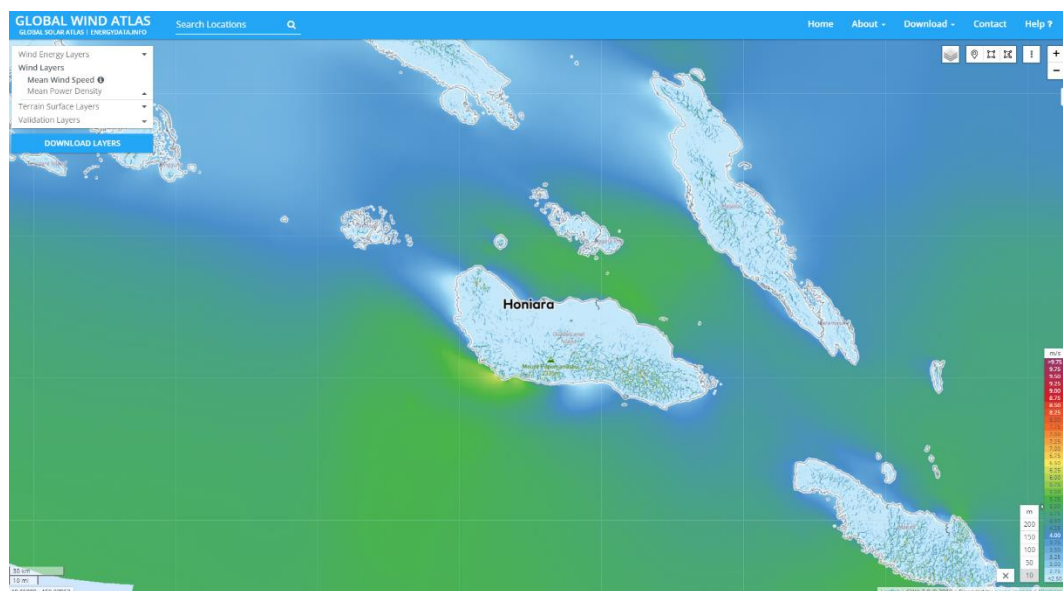
SP にて新規大規模太陽光 (PV) の開発が計画されているが、再エネ 100%達成に向けてさらなる PV を開発することも選択肢のひとつとして考えられる。しかしながら、さらなる土地取得については、SP および MMERE からソ国の土地問題を考慮すると現実的ではないとの見解が示されている。また PV は昼間のみの発電となり、その最大出力が得られる時間帯は限られることから、夜間に必要な電力量を BESS に貯蔵して確保する場合には、相当量の PV パネルを設置する必要がある。ソ国では乾期と雨期が存在し、前述の Tina 水力が運転開始となれば、雨期の電力供給の大部分は Tina 水力で賄うことができ、過剰な PV の設置により、発電エネルギーの効率的な利用が困難になることが想定される。よって前述の水力やバイオマスなどの、PV にとって代わる再エネ電源の開発が必要であると考えられる。

2.5.4 風力

風力エネルギーは風速の 3 乗に比例して増大するため、経済性の向上には風況の良い場所の選定が必要となる。その目安は年間平均風速 7 m/s 以上とされている。⁸ソ国では風力発電ポテンシャルに関する詳細調査はこれまで行われていないものの、一般的には赤道近くの風況はあまり良くないことが知られており、Global Wind Atlas によれば、図 2-17 に示すとおり、ホニアラ系統外のガダルカナル島南部および西部の山間部の一部に風速 8 m/s 以上と思われる場所はあるものの、ホニアラ系統 (ガダルカナル島中央北部) の風速は、内陸部では概ね 2.50 m/s 以下、沖合でも 5.0 m/s となっている。SINEP には、遠隔村落における太陽光の LCOE が 0.24 USD/kWh と試算されている一方で、風力の LCOE は 0.50 USD/kWh との試算結果が記載されている。このことから、風

⁸ NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版

力はソ国での有望な再エネ電源とは現状みなされてはいないことがわかる。よって、風力については本検討の対象外とする。



出典：GLOBAL WND ATLAS

図 2-17 海拔 10m 地点におけるホニアラ周辺の風速

2.5.5 地熱

ホニアラ系統のあるガダルカナル島には地熱のポテンシャルは現在までのところ確認されていない。ホニアラから 60 km 離れた Sabo 島に 11 MW 程度の地熱ポテンシャルがあるとされているが、ホニアラ系統に接続するためには、およそ 60 km の海底ケーブルを敷設する必要があると想定される。しかしながら、本 Savo 島の地熱に関しては、これまで F/S は実施されておらず、その経済性および技術的実現可能性は不明である。よって、地熱については本検討の対象外とする。

2.5.6 ホニアラ系統での電力供給ポテンシャル

前節までのホニアラ系統における再エネポテンシャル電源について、仮定に基づく発電原価のスクリーニング分析を行った。バイオマスに関しては、F/S 調査が行われていないため、燃料の継続確保の可能性、燃料調達価格に関するデータは得られていない。このため現時点で、この結果に基づく開発シナリオの設計はできない。

⁹ ADB レポート

表 2-16 ホニアラ系統でのポテンシャル電源コスト諸元

Type of Potential	Fuel cost (USc/kWh)	USc/kcal	Heat rate	Plant factor	Investemant cost (USc/kW)	Life time (Year)	Power Generation cost ¹⁰	
							Cost (USc/kWh)	Capacity factor
Diesel	25.64	1.16	39%	8-80%	1,220	25	32.4	24.7%
HPP	0	-	-	0-60%	15,400	60	27.6	59.4%
PV	0	-	-	18%	2,600	25	19.8	18%
BESS	0	-	-	0-25%	3,510	15	145.8	2.3%

出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

2.6 再エネ 100%供給に向けた課題

2.6.1 瞬動予備力確保

PV 導入が進むと、オフピーク時の DG 運転余地が無くなる。再エネ 100%時には DG は無い。また水力も乾期には AFC 余力がなくなる。このため、乾期には仮想発電所機能搭載 BESS が必要となる。

必要時期の検討に際しては、PV 導入量がオフピーク時需要を上回る時期をオフピーク時の需給状況を需給シミュレーションで模擬することで実施する。所要瞬動予備力は短周期型蓄電池で供給することを想定し、その所要容量は代数的手法を用いて計算する。1-15 秒単位の需要、PV 出力変動データが存在しないため、日本で実績のある代数的手法を使用することとする。

なお、再エネ 100%を目指すためのピークシフトとしての長周期蓄電池用容量は、オフピーク時の需給状況を模擬した需給シミュレーションにより計算する。

2.6.2 乾期の供給力開発

現在 SP の計画している電源開発（水力 15 MW、PV 21 MW）では、再エネ電源からの発電電力量が需要に対して不足するため、需要の伸びを 2%と想定した場合、2030 年時点で再エネ 100%とはならない。このため、更なる再エネ電源の開発が必要である。現時点で、現実的に開発可能な再エネ電源は PV である。本事業とは別にバイオマスや水力をはじめとする PV 以外の再エネ電源ポテンシャル調査を実施することを提言する。

2.7 民間投資の現状と促進取り組み

ソ国の民間投資の主要な課題としては、外国投資家向けガイドラインの整備、再エネ等の案件形成時の土地取得制度の明確化、政府側の民間投資窓口の整備が挙げられる。これらの課題を乗り越え、民間投資家を呼び込むためには、案件のリスクが明確化され、また、関係者間のリスク分担が包括的なガイドラインによって明示される必要がある。特に検討及び確認が必要な論点を以下に示す。

¹⁰ Sinario3 の場合

- 土地取得への提言
民間投資家が大規模太陽光発電所事業を実施するうえで課題となる土地取得に関して、利用可能な土地情報の収集や、国家プロジェクトへの指定などによる土地取得の円滑化、Tinaモデルの定常化について提言する。
- 中小規模太陽光発電設備の導入
米国やアメリカなどで普及している屋根貸しビジネスモデルを紹介・提言する。
- 民間投資に関する調査とその促進
国内外の民間投資家に向け、事業リスクや関係機関とのリスク分担所掌について明示することを目的に IPP ガイドラインを策定する。また、規制当局変革に係るセクターリフォームも併せて検討する。
- 人材開発の検討
再エネの民間投資促進をけん引する政府内新組織を提案するとともに、技術者育成に関する提言を行う。
- SP の投資能力の精査
財務3表を中心に、SP の財務能力や、今後の投資計画等を基に、将来的な投資能力を分析する。

2.8 実施促進に関連する法制度等

実施促進に関連するソ国の法制度は以下の通りである。民間投資を促進するためには、電力法における規制当局機能やスタンバイチャージの取り扱いを見直し、改定することが望まれる。

(1) 電気法（ソロモン国家法 128 章）

電気法（1969 年制定、1982 年改訂）と関連法令は、ソ国の電気事業の根幹となる法律で、電力供給に関する規制、SP と規制当局機能、組織、義務と財務に対する法的根拠となっている。スタンバイチャージも本法規が根拠となる。

(2) 外国投資法

外国投資法（The Foreign Investment Act）は、ソ国における外国投資家の登録と監督を行うことを目的として、2005 年に施行、2009 年に修正された。

(3) 会社法

会社法（The Companies Act）は、民間企業、公的企業、コミュニティ企業の形成とガバナンスを規定するために 2009 年に施行された。

第3章 再エネ促進技術の検討

本章では、ホニアラ系統に再エネ大量導入に寄与すると考えられる促進技術について検討し、2030年に向けた技術導入のタイムラインを示す。

3.1 再エネ導入促進技術の概要

再エネ促進技術を適切に導入することで、系統内の再エネ比率を向上させることが可能である。ホニアラ系統に導入される再エネは、Tina 水力を除けば太陽光発電（PV）がほぼすべてを占めることが想定される。再エネ 100%を目指す場合、相当量の PV 導入が必要となるが、一方で PV は変動型電源とみなされるため、その大量導入には様々な制約が課せられる。その制約を緩和させ、系統のレジリエンスを維持しつつ、系統への導入量を増大させ得る促進技術を以下に述べる。

VRE の拡大に伴っては、「柔軟性」が重要な要件となる。柔軟性とは、電力需給の変動に迅速に対応することをいう。特に、天候や季節にその出力が左右されやすい再エネを最大限に活用するためには、細かな出力変動に対応できる電力システムが構築される必要がある。

柔軟性を確保するためには、①系統側（電源側）の柔軟性を向上させる方策と、②需要側の柔軟性を向上させる方策がある。①では、BESS や EMS の導入、既存 DG の応答性の向上等が挙げられる。ここで既存 DG の応答性については、2016年に導入された Lungga 発電所に設置された 2.5 MW×4 基については、最低出力がそれぞれ 0.2 MW であり十分な出力抑制幅を有しているといえる。②では、デマンドレスポンスに関連する技術が柔軟性の向上に貢献できる。以下では、供給側、需要側の再エネ導入促進技術について概説する。

3.1.1 供給側の再エネ導入促進技術

(1) BESS

BESS の導入は、太陽光の大量導入に際し大きな役割を果たす。天候により大きく出力が変動する太陽光発電の系統内での比率が増大するにつれ、需要と供給のバランスを保つのが困難になる。太陽光の余剰電力を BESS に貯蔵する、太陽光の不足電力を BESS の放電によりカバーすることが求められる。

BESS には大別して、短周期用（パワー系）と長周期用（容量系）がある。前者は主にリチウムイオン電池、後者はナトリウム硫黄電池やフロー電池が代表的である。両タイプの蓄電池をどのように組み合わせるかは、需給シミュレーション結果や Tina 水力の運用にも左右されるため、総合的に勘案したうえで BESS の導入計画を整備することが求められる。

代表的な BESS の主な特性を表 3-1 に示す。

表 3-1 各種蓄電池の特性比較

	鉛蓄電池	ナトリウム 硫黄電池	リチウムイオン 二次電池	レドックス フロー電池
エネルギー密度 (Wh/kg)	167	780	360	103
電池効率 (%)	85	90	95	85
システム効率 (%)	75	80	86	70
サイクル寿命 (回)	4,500	4,500	3,500	100,000
短周期用途			○	○
長周期用途	○	○		○
初期投資コスト (USD/kWh)	105 – 475	263 – 735	200 – 1260	315 – 1050

出典：NEDO、IRENA 資料を基にプロジェクトチーム作成

(2) スマートインバータ

VRE や BESS は一般にインバータを介して電力系統に接続される。スマートインバータとは、電力系統の周波数や電圧をモニタリングし、その観測値によって有効電力や無効電力の入出力を自律的にコントロールできる機能を有するインバータであり、PV システムや BESS に適用可能である。また、このような電力制御に加え、系統が停電したときに解列させる機能（単独運転防止機能）や電力系統での事故時等において周波数や電圧が低下した場合に、解列させることなく接続を維持し、系統の安定性維持に貢献する機能（Fault-Ride-Through：FRT）も有する。さらに通信機能により、遠隔でこれらパラメータの設定変更や並解列も可能である。

電力系統に接続される火力発電や水力発電、ディーゼル発電などの同期発電機は回転力つまりは慣性力を有している。これにより、急激な負荷変動に追随したり、事故時には保護リレーを動作させるための事故電流を供給したりすることができ、系統の安定供給に貢献している。他方、太陽光発電や BESS に使用される従前のインバータは、系統が故障等により停電した場合には、周波数や電圧を維持することができずに解列されることが一般であった。しかし、近年ではインバータ制御技術の向上により疑似慣性力を模擬することが可能となり、系統停電時においてインバータから事故電流を供給することも可能となっている。また、火力発電などの同期発電機を停止しても、インバータ電源のみによって系統電圧および周波数を維持し、運転を継続することも可能となっている。このような長を有するスマートインバータを PV や BESS に取り入れることで、系統の安定性を維持しつつ、再エネ比率の向上に貢献できる。

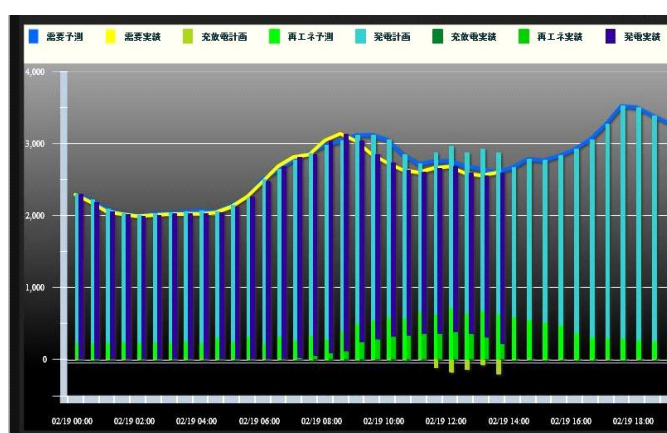
(3) エネルギーマネジメントシステム

2.4.5(1)で述べたように、ホニアラ系統への導入が期待される EMS 機能としては、需要予測、PV 出力予測、経済負荷配分制御 (EDC)、PV 出力制御、BESS 充放電制御、仮想同期発電機機能 (VSG) が挙げられる。

(a) 需要予測・PV 出力予測

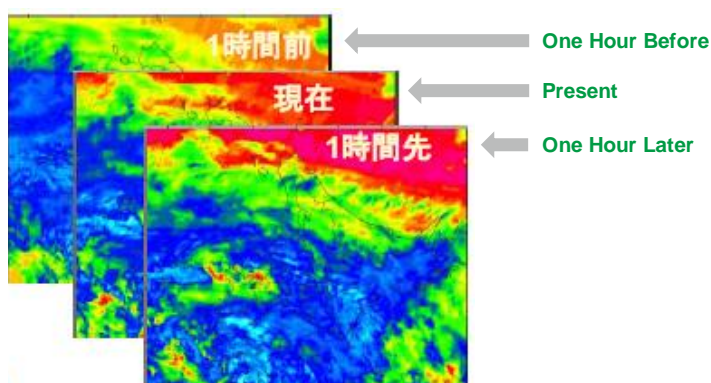
需要および PV 出力を高精度に予測することは、適切な発電計画の策定に貢献する。特に太陽光や風力のような VRE の出力は、天候に大きく左右される。精度良い出力予測に基づいて適切な系統運用を行うことで、出力変動による影響緩和および電力の安定供給に寄与することができる。

また、PV 出力予測の高度化は系統の必要調整力の抑制につながる。予測が不完全な場合は、その不確実性への対応が必要となるため、より多くの調整力が必要とされる。予測の向上により PV 出力誤差が小さくなればなるほど、不確実性のために必要となる調整力の確保量は少なくて済むことになり、調整力の最適化に貢献できるため、設備投資の抑制にも寄与できる。



出典: 東京電力

図 3-1 EMS のサンプル画面



出典: 日本気象協会

図 3-2 天候予測システム (イメージ図)

(b) 経済負荷配分制御

経済負荷配分制御 (EDC) とは、電力需要の変化に応じて、効率の異なる各発電機の経済的な出力配分を計算し、発電機出力を制御することである。一般的にはこの制御と負荷周波数制御 (Load Frequency Control:LFC)を組み合わせて発電機出力を制御している。

ホニアラ系統においては、将来的には DG、PV、水力、BESS によって需要家に電力を供給することとなるため、これらの電源リソースを予測技術と組み合わせて最も経済的に運用することが求められる。

(c) PV 出力抑制

外部指令により PV の出力を抑制する技術は、PV の過剰出力に対する対策として比較的容易に適用できるが、本来発電できるにもかかわらず抑制をかけることになるため、望ましい運用方法ではないことに留意する必要がある。BESS や他電源とのを適切運用により、PV の発電可能出力をいかに無駄なく効率的に活用できるかを考慮する必要がある。

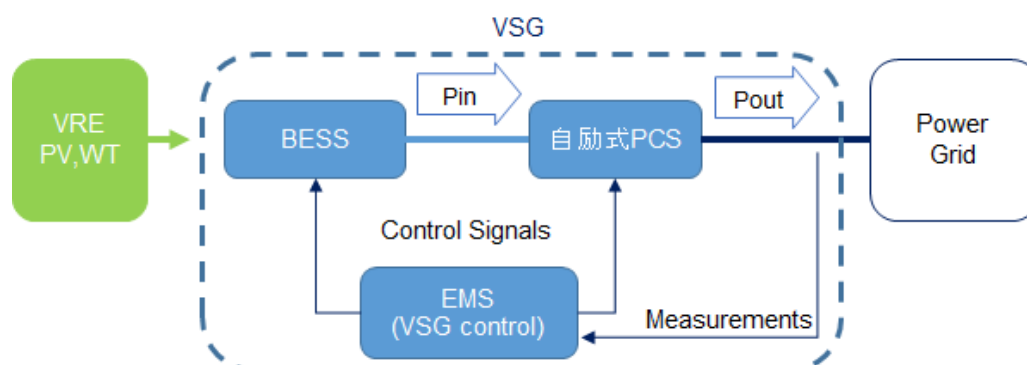
(d) BESS 充放電管理 (State of Charge: SOC) 制御

BESS の導入にあたっては、エネルギーマネジメントシステム (Energy Management System : EMS) の機能選定も重要である。長周期用と短周期用の BESS を組み合わせて使用する場合、BESS の性質が異なるため、導入される EMS は両 BESS を適切に制御できるものであることが望まれる。

複数の BESS を効率的に運用するためには、前述の需要予測および PV 出力予測を勘案したうえで、BESS の充放電計画を自動的に作成して、エネルギーの効率的運用を実現することが望まれる。具体的には、BESS への充放電をいつ・どのくらいの容量で行うか、余剰電力を無駄なく利用するためには BESS の空き容量をどのくらい確保すべきか、などの充放電計画を EMS にて作成することが求められる。

(e) 仮想同期発電機制御

近年のインバータ接続による分散型再エネ電源の系統接続の増加に伴い、系統の過渡安定度の低下が問題となってきている。インバータで接続される再生可能エネルギー電源の多くは機械的な回転慣性力や固定子漏れ磁束、制動巻線による電気的な制動力が殆どないか、全くない。仮想同期発電機制御 (Virtual Synchronous Generator: VSG) は同期発電機の運動方程式により、同期発電機の過渡的な電気的出力を模擬することで、仮想慣性を作り出す事が出来る。VSG は、インバータで接続される分散型再生可能エネルギー発電が大多数を占めるようなマイクログリッドにおける過渡安定度の維持に貢献できる。VSG は、自励式 PCS を使用した BESS および VSG 機能を搭載した EMS により実現される。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

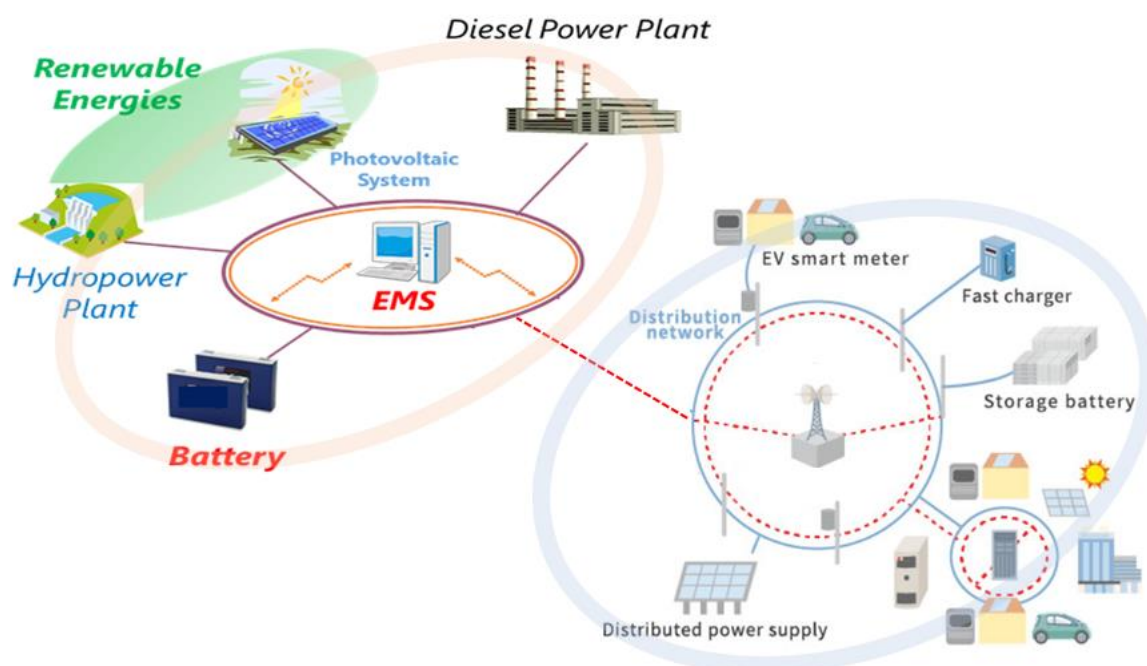
図 3-3 仮想同期発電機 (VSG) のシステム概念図

(4) マイクログリッド

マイクログリッドとは、ある一定の需要地内における複数の VRE や可制御電源を統合制御し、電力や熱などのエネルギーの安定供給を実現する小規模な供給ネットワークのことをいう。マイクログリッドでは、系統に接続される DR も含めた分散型電源を、情報通信網によって互いに接続し、一元制御する。複数の需給設備を一つの集合体とみなして、電力系統に接続される。

本章冒頭でも述べたように、再エネ大量導入には、電力系統の柔軟性を確保する必要がある。柔軟性を供給側のみならず需要側においても確保することは、系統対策コストの低減に寄与できる。ホニアラ系統の供給側においては、既存 DG と大規模 PV、Tina 水力、スマートインバータを具備した BESS を EMS にて一元制御することで、マイクログリッドを構築することで柔軟性を向上させることが可能である。

需要側に目を向けてみると、後述するデマンドレスポンス (Demand Response: DR) に対応した機器を有する需要家を需給調整に活用することで、柔軟性をさらに向上させることが可能となる。これを実現するためには、DR に参加される需要家までも取り込んだマイクログリッドを構築し、EMS にて一元制御することが必要となる。このようなマイクログリッドの構築は、供給側と需要側を一体とした系統全体としての柔軟性を向上させ、再エネ拡大に寄与できるであろう。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 3-4 EMS によるマイクログリッド制御の概念図

他方、一般にマイクログリッドとして捉えられる範囲は広く、例えば無電化村や離島での電力供給を目的としたもので、系統連系していないものもマイクログリッドに含まれる。ソ国においても、既に離島やガダルカナル島内のホニアラ系統外の一部では、PV+BESS+DG のマイクログリッド(ミニグリッド)システムにて電力供給がなされている。無電化地域の電化においては、PV+BESS+DG で構成される独立したマイクログリッドは有効な電化システムであり、既存の配電系統に接続する必要もなく、設備投資を抑制できる可能性も大きい。2017年時点で、ソ国全体における電化率は12%にとどまり、ホニアラ系統の電化率は64%¹¹であることから、電化率の向上が政策として求められている。ソ国の電化率向上および再エネ率向上に向けて、このようなマイクログリッドによる電化は拡大していくことが期待される。

3.1.2 需要側の再エネ導入促進技術

(1) AMI

スマートメータ (Smart Meter: SM) をホニアラ系統の需要家に導入し、これらのデータを Advanced Metering Infrastructure (AMI) システムにより収集・分析することで、電力需要の見える化が可能になる。これは、需要家サイドに設置される PV、EV、蓄電池などの分散型電源による、系統側へ流出する電力潮流の把握が可能となることを意味する。分散型電源が設置されると、従来の系統側から需要家側への順方向潮流に加え、需要家側から系統側への逆潮流も発生するようになる。電力使用量・逆潮流量を適正に計量するためにも、SM は重要な役割を担う。

¹¹ MMERE, Solomon Islands National Energy Policy and Strategic Plan

省エネ・節電・デマンドサイドマネジメントのための見える化など、エネルギー利用効率化の支援に AMI は寄与することから、次項に述べるデマンドレスポンス導入に先んじての整備が望ましい。

また配電用変圧器（11kV/400V）の二次側に SM を設置し、需要家側の SM の計量データと組み合わせることで盗電や不正の発見にも貢献できるため、ノンテクニカルロスの削減に寄与できる。

(2) デマンドレスポンス

デマンドレスポンス（Demand Response : DR）の導入に関しては、インセンティブの設定、電気事業者と需要家を連携する AMI 導入と、それに伴う、ICT 技術の導入、スマートメータによる電力使用量の見える化などが必要である。

供給側がインセンティブや多様な電気料金メニューを提示して、消費電力のピーク抑制を要請し、需要側の電力消費パターンを変えることを DR と呼ぶ。再エネの大量導入に伴い、出力変動の増大や需給ギャップに対応するため、DR の活用が期待されている。

我が国ですでに導入されている昼夜間・季節間の電気料金に差を設けることは、一種の DR といえ、料金の安い時間帯への電力使用を誘導しているとみなすことができる。また、ヒートポンプ機器や後述の EV は柔軟性と応答性に優れた DR 資源であるため、これらは需給調整または調整力としての利活用が期待される。しかし、これらひとつひとつの機器の需給調整力は小さいため、他の促進技術との組み合わせが必要である。さらに、ホニアラ系統における DR 資源の普及度合いや、これらを制御する EMS などとの適切な融合なども考慮すべきである。

ソ国においては、電気自動車を含む e-mobility に加え、ツナ缶製造工場の冷凍・冷蔵設備、水道事業会社（Solomon Water）の給水ポンプなどが将来の DR リソースとして可能性がある。下表にソ国で導入可能性のある DR 資源を示す。

表 3-2 ソ国におけるデマンドレスポンス資源候補の比較

対象設備	上下水道ポンプ	冷凍・冷蔵機	給湯機	電気自動車
負荷制御概要	運転時間帯のシフトが可能。	夜間過冷却から昼間の負荷追従運転にシフト可能。また、短時間であれば冷却停止可能。	運転時間帯のシフトによる需要抑制・造成が可能。	蓄電池の充放電による需要抑制・造成が可能。
柔軟性	低	低	高	高
対応の方向性				
需要抑制	○	○	○	○
需要造成	○	○	○	○
応答時間				
～10分	△	○	○	○
～1時間	○	○	○	○
前日	○	○	○	○
継続時間				
需要抑制	～数時間	～1時間	10～20時間	4時間程度
需要造成	～数時間	～半日	10～20時間	4時間程度
対応可能季節	通年			
対応可能時間帯	昼間・夜間			

出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

(3) 電気自動車

電気自動車（Electric Vehicle：EV）は、蓄電池を搭載しているため、電力系統と接続してその充電を行う必要がある。この蓄電池を電力系統に放電させることで、蓄電池から系統に電力を供給する技術として、Vehicle-to-Grid（V2G）がある。EVを系統に接続し、後述するVPPの一環として適切に運用することで、系統用の蓄電池としての役割を果たすことができ、需給調整力としての活用も期待できる。

また、再エネ大量導入に併せて、従前のガソリン車またはディーゼル車からEVへの転換を図ることができれば、EVの充電を再エネ由来の電気で行うことができる。これにより、CO2排出量削減に大きく貢献でき、環境優位性を向上させることができる。

現在ホニアラ市内を走行している乗用車は、90%程度が日本の中古車である。中古車としての販売価格は50万円程度である（内、車両価格：10万円程度、輸送費：30万円程度）。日本の中古車がソロモンの車市場の大部分を占めている現状からは、日本でEVが普及した後、その中古車がソ国に輸入される、というシナリオも考えられる。

(4) バーチャルパワープラント（VPP）

バーチャルパワープラント（Virtual Power Plant：VPP）は、分散配置された発電設備、蓄電設備、需要設備などのエネルギーリソースを統合的に制御し、あたかも一つの発電所のように機能させる技術システムである。需要家側のDRやEVを含む分散型電源を統合して、EMSにより一

元制御するマイクログリッドを構築することで、VPP としての活用が可能となる。また需要家の節電により生み出された電力をネガワットと呼ぶが、このネガワットもエネルギーリソースの一として考えることができる。工場や家庭などが有する分散型のエネルギーリソース (EV や家庭用蓄電池、空調・給湯機器など) は、ひとつひとつは小規模なものであるが、IT 技術を活用した高度なエネルギーマネジメント技術によりこれらを束ね (アグリゲーション)、遠隔・統合制御することで、電力の需給バランス調整に活用することができ、国内外において多くの実証事業が展開されている。

3.2 先進技術の導入事例

大洋州島嶼国は再エネ導入率に応じて 3 つのグループに区分することができる (表 3-3)。ソ国はグループ①に属し、再エネ電源の積極的な導入が求められる段階と言える。今後再エネ比率 100%を目指すためには、グループ②③にて求められている蓄電池や EMS の導入が必要と考えられる。

表 3-3 大洋州島嶼国の再エネ導入状況

	グループ①	グループ②	グループ③
再エネ比率	低 (10%未満)	中 (10-60%)	高 (60%以上)
国・地域	グループ①②以外	ツバル本島 (Funafuti)、 トンガ本島 (Tongatapu)、サモア (ウボル島)、ハワイ 州カウアイ島	ツバルの離島、クック 諸島、米領サモア (タ ウ島)
代表的な システム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再エネ電源設備のみの連携 ・ 必要に応じて系統増強 	<ul style="list-style-type: none"> ・ EMS ・ 系統安定化設備 (蓄電池等) ・ 高速 DG の併設 	<ul style="list-style-type: none"> ・ グループ①②のシステム ・ 系統規模等に応じたシステム導入

出典：JICA 公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

再エネ比率の向上に向け主要な役割を担うことが想定される EMS 技術について、導入事例を整理した (表 3-4)。大洋州ではツバル、およびマーシャル諸島の 2 事例が挙げられる。いずれも太陽光発電システムに EMS 制御技術を活用し出力安定化を行っている。

表 3-4 再エネ及び EMS 技術の導入事例

No.	国	年	参画企業	備考
1	日本（宮古島）	2011年	（株）東芝	-
2	インドネシア（スンバ島）	2016年	（株）九電工	環境省補助事業
3	日本（新島、式根島）	2017年	NEDO、東京電力ホールディングス（株）、東京電力パワーグリッド（株）、（株）東光高岳	-
4	ツバル（本島）	2018年	-	-
5	モルジブ（ヒタドゥ島）	2019年	西澤（株）、（株）東芝エネルギーシステムズ	二国間クレジット制度日本基金（JFJCM）
6	マーシャル諸島（イバイ島）	2019年	-	-
7	キューバ（ユース島）	2019年	-	JICA 無償資金協力

出典：公表情報より JICA プロジェクトチーム作成

新島、式根島実証での導入技術を例に挙げると、ディーゼル発電、複数の VRE 電源と蓄電池設備、需要家設備を統合して制御する EMS を導入しており、再エネ出力予測や蓄エネ等の調整力等を組み合わせた需給制御システムを構築している。また、これらの技術により、周波数を維持した安定的な需給運用を実証している。EMS と BESS を統合した本邦技術およびこれら技術を用いて離島系統で実証事業を行った経験は、ソ国においても、再エネ大量導入を推進しながら系統周波数の維持および安定的な需給運用の実現に貢献することが期待される。

再エネ比率の向上のためには、供給側への再エネ電源の導入に加え、需要側での再エネを活用したシステムの整備を進めることも有用である。大洋州の島嶼国で今後の普及が期待できるシステムである、e-mobility（EV）、冷凍設備、給水設備の事例を整理した（表 3-5）。大洋州の離島向けの事例が複数見られ、2019年には国際機関の支援による大洋州向けプログラムも設立されている。

表 3-5 需要側への再エネ活用システムの導入事例

No.	国	年	概要
1	トンガ (ハアパイ諸島、トンガタブ島)	2014 年～ 2015 年	離島の村落向け太陽光発電式給水設備の納入 (PIGGAREP ¹² 及び IUCN ¹³ による支援)
2	マーシャル諸島	2015 年	ホンダ技研工業 (株) による EV+AC 普通充電器の社会実証実験
3	日本 (甌島)	2015 年	鹿児島県薩摩川内市と住友商事 (株) による PV + 蓄電池 (EV リユースバッテリー) の共同実証事業 (一部、環境省助成事業を活用)
4	フィジー (バヌアレブ島など)	2015 年	ハイブリッド太陽光発電 (PV+DG) 冷凍システムの納入による漁業支援
5	トンガ (ババウ諸島、ハアパイ諸島)	2017 年	PEC ¹⁴ 支援による村落への太陽光発電式給水設備 (22 基) 及び太陽光発電式冷凍設備 (36 基) の納入
6	大洋州島嶼国	2019 年	UNIDO 及び GEF 支援による太平洋地域での e モビリティ促進プログラム。PCREEE/SPC が主導し、予算規模は 500 万ユーロ 長期的には V2G/G2V 等のビジネスモデルを想定
7	インドネシア	2019 年	NEDO 支援を活用した、本田技研工業 (株)、パナソニック (株)、パシフィックコンサルタンツ (株)、PT.HPP Energy Indonesia による、電動モビリティ向け電池シェアリングシステムの実証

出典：公表情報より JICA プロジェクトチーム作成

3.3 ホニアラ系統への適応可能技術の特定

ソ国政府の方針に基づく SP の再生可能エネルギーによる 100%供給目標達成のため、PV からの出力を最大限利用することとし、ホニアラ系統への適用技術の想定導入時期について、以下にまとめる。

本検討においては、電力セクターにおける発電と供給に関する適用技術のみを取り上げる。他の地球温暖化ガス排出セクターに関しては、輸送の大幅な電化、特に電気自動車の普及による電力需要が時間の経過とともに増加することを考慮している。この陸上輸送電化の分野において、同様の長期計画を策定し、政策、実施体制、資金調達において、電力セクターとも協調し統合されたアプローチが必要と言及はするものの、具体的な政策が示されておらず詳細の検討は困難であることから実施していない。

SP の開発計画に基づく、電力需要の伸び、PV 導入量、Tina 水力発電所の開発により、ホニアラ系統の運転状況が大きく変化する。この変化に応じて、系統安定技術の導入が必要となる。

¹² Pacific Islands GHG Abatement through Renewable Energy Project

¹³ International Union for Conservation of Nature

¹⁴ Pacific Environment Community Fund：日本の技術による再生可能エネルギー化促進を支援する太平洋環境共同体基金

ホニアラ系統の運用状況の変化は、大きく3段階に分けられる。

表 3-6 ホニアラ系統における系統状況の変化

時 期	PV 導入量 (MW)	電力系統運用状況の変化
~2024 年	4.27	DG による供給、瞬動予備力の提供
2025 年~	7.27	PV 出力制御、BESS 充放電制御、SOC 推定・管理機能、VSG
2030 年~	25.27	EDC(HPP・DG・PV・BESS の季節運用を考慮した需給計画策定)

出典：公表情報より JICA プロジェクトチーム作成

(1) 2024 年まで

DG による電力供給および PV 出力変動対応のための、瞬動予備力の提供を行う。既に、Lungga 発電所に導入済みの 4 台の 2.5MW DG 発電機の最低出力は、0.2 MW となっており、通常の DG より小さい出力での運転が可能となっている。このため、PV 出力制御と DG の運転制御が行えればよい。このためには、需要の予測、PV 出力の予測に基づく、DG、BESS の経済負荷配分運転 (EDC) 計画策定と制御を行う必要がある。

現在は、運転員の経験によるパターン運転を行っている。これに、EDC 導入による DG の効率向上を図ることが望まれる。EDC の導入方法は、キャパシティビルディングにより運転員を教育する方法と、EMS を導入し、EMS の需要予測、PV 出力予測、DG 運転制御機能を使用して実施する方法がある。

(2) 2025 年~2030 年

Tina 水力の本格的な運転開始により、雨期および夜間の Tina 水力事故時の対応が課題となる。特に雨期の送電線事故時には、3 台分最大 15MW の脱落が想定される。この場合には、運転発電機が Tina 水力のみであることも想定され、送電線事故時には負荷遮断、発電機、BESS からの瞬動予備力の供給を統合的に制御することが望まれる。

➤ マイクログリッド (供給側)

ホニアラ系統内の DG、PV、Tina 水力、BESS によりマイクログリッドを構築し、EMS で発電機、負荷配電線の制御を統合的に行うことにより、系統事故時対応および EMS の EDC 機能による乾期の夜間供給力確保が期待される。

➤ EDC (EMS)

Tina 水力の運転開始後は、DG が段階的に減少していくため、特に乾期の夜間は BESS で代替して供給する必要がある。一方、BESS には昼間の系負荷時には仮想同期発電機 (VSG) としての機能を実現することも要求されているので、EMS の EDC 機能による BESS の充放電制御および SOC (State of Charge: SOC) 推定・管理機能が重要となる。

SP の計画に基づき 2030 年までに 25.27MW の PV がホニアラ系統に導入されると、オフピーク時の日中に電力需要を超える PV 出力が生じる可能性が大きい。ホニアラ水力は 2025 年に運転開

始予定であるため、PV のみ供給時に系統周波数・電圧維持、事故電流の供給等を行う必要が生じる。同期発電機が系統に接続されていない状態で、系統周波数・電圧維持、事故電流の供給を行うために、仮想同期発電機 (VSG) システムを導入する必要がある。VSG システムは、EMS および BESS により構成される。

➤ VSG

同期発電機が系統に接続されていない状態で、系統周波数・電圧維持、事故電流の供給を行うために、EMS により系統の周波数、電圧の変化を測定し、BESS の出力を制御し、仮想的に同期発電機の慣性を模擬して系統を安定させる。

➤ EMS

PV の出力予測および出力制御に加え、需要予測機能、仮想同期発電機機能が具備される。

➤ BESS

仮想発電機機能を搭載することで、自律的に運転することが可能なスマートインバータが具備された BESS とする。

(3) 2030 年以降

Tina 水力導入後は、再生可能エネルギーによる供給シェアは 90% を超える。しかし、再生可能エネルギーによる 100% 供給の実現のためには、乾期の夜間供給力の開発が必要である。

実現可能な電源としては、PV+BESS のピークシフトによる供給がある。PV の設備利用率は 18%/年であり、BESS の充放電総合効率が 85% 程度であることから、2030 年断面で既計画 (21.27 MW) に加えて更に 25 MW の PV 開発が必要である。既計画 (21.27 MW) でも、17 MW 分は用地確保がされていない状況であり、更に 25 MW の PV 用地確保は困難である。また、ピークシフトを目的として開発されるので、オフピーク時である昼間に系統に潮流を流すことは、需要 (2030 年 20.3 MW) の供給に直接寄与しない送配電設備を建設する必要が生じ投資効率が悪い。このため、ピークシフト用 PV の送電線は近傍の 11 kV または 33 kV 変電所に引き込み、当該変電所の引き込み線と同じ母線に BESS を設置することが適切である。このための、変電所設計、PV 引き込み線の規模 (SP 標準電線の仕様から 4 MW を上限) を整備する必要がある。また、ピークシフト PV を民間投資で行う IPP とする場合には、系統連系技術ガイドライン (電圧維持、自立運転防止装置、FRT、等)、電力買取条件 (同時同量基準、雨期は買取らない等) を PPA 締結前までに整備する必要がある。

➤ バイオマス、水力発電のポテンシャル調査

バイオマス等、PV、水力以外の再生可能エネルギーについては、十分なポテンシャル調査が行われていない。水力について、過去に実施されたポテンシャルの調査のアップデートがなされておらず、Tina 水力に続く地点の選定ができない状況にあることから、2026 年以降の運転開始を目標に、パーム椰子殻、水力についてポテンシャル調査や既往調査のアップデートを実施することを推奨する。

➤ DR

DR の導入に関しては、インセンティブの設定、電気事業者と需要家を連携する AMI 導入と、それに伴う、ICT 技術の導入、スマートメータによる電力使用量の見える化などが必要である。前段にあるよう、電気料金メニューを多様化し、需要家側の電力消費パターンに変化を促すことも、一種の DR と呼ぶことができる。Tina 水力運転開始後は電気料金が低減され、電気使用量の増加が期待できる。ここで電気料金メニューの多様化、スマートメータ導入による電気使用量見える化を導入すれば、需要家側の省エネ意識向上に寄与すると考えられる。このような DR は 2025 年目途に導入すれば、ピークの抑制に寄与できる可能性がある。

他方、電気事業者と需要家をアグリゲータ介入の下で連携する DR および VPP については、現在は需要規模が小さく、外部から制御可能な家電機器等の導入も進んでいないこと、またある程度の需要を一括制御することで DR の需給運用に対する効果は現れることから、至近年での実現は難しいと考えられる。しかし、前出の e-mobility (EV) や、そのバッテリーをリユースした住宅用定置蓄電池、中小規模 PV の導入が進んだ場合、あるいは大型需要家の冷凍倉庫や給水設備等への可制御技術の導入が進んだ場合には、DR 適用の可能性があると思定される。またデマンドサイドマネジメントに係る実証事業などを誘致し、ソ国内でも比較的需要の大きい都市部に試験的に DR を導入することなども考えられる。

➤ EV

EV 普及には、電力系統側として、充電インフラ、電力系統との調和をするための ICT 技術整備、これらに関する技術基準やガイドラインの整備が必要である。EV の普及政策には、普及率目標の設定、CO₂ 排出抑制に関する規制・義務化、金銭的インセンティブ（補助金等）などがあるが、現在 EV 導入に向けたソ国政府の具体的な目標は掲げられていない。

近隣島嶼国のフィジーでは、電動バスの導入が 2018 年になされており、2018 年発行の UN のレポート¹⁵では電動タクシーの導入について言及がなされている。また、マーシャル諸島では本田技研工業による EV 充電関連設備・制度導入に係る実現可能性調査¹⁶が 2016 年 3 月に実施されている。ソ国でも同様に、実現可能性調査を実施するとともに、公共交通機関での電動化を試験的に実施し、EV 認知度を向上させることも考えられる。

EV の充電には電力が必要であることから、その充電電力は再エネ由来であることが望ましく、ソ国で EV の導入がなされるとすれば、Tina 水力の運転開始によりホニアラ系統での再エネ比率が大きく向上する 2024 年以降が適すると考えられる。

2025 年前後に EV の価格は、同じクラスの内燃自動車より価格が安くなると予想されている。そして遅くとも 2030 年までに、ほぼすべての乗用車のタイプにおいて、EV の方が内燃自動車よりも安くなると予想されている¹⁷。このような価格低下や、中国や欧州をはじめとした EV 先進国での普及により、EV の市場流通量は増大することが予想でき、これに伴うソ国への EV 中古車の導入も期待できる。一般に EV 中古車の難点は充放電効率の低下による航続距離の低下にあるが、ソ国ではその国土の狭さを考慮すると長い航続距離は必要とされないことが想定され、比較的安価な中古車の利用価値が十分にあるものと推測される。

➤ マイクログリッド（需要側取り込み）

¹⁵ Urban Pathways Steps to Actions Fiji Mobility, 2018

¹⁶ 平成 27 年度エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業（マーシャル諸島共和国における EV 充電関連設備・制度導入の実現可能性調査）報告書

¹⁷ 自然エネルギー財団、EV 普及の動向と展望、2018 年 6 月

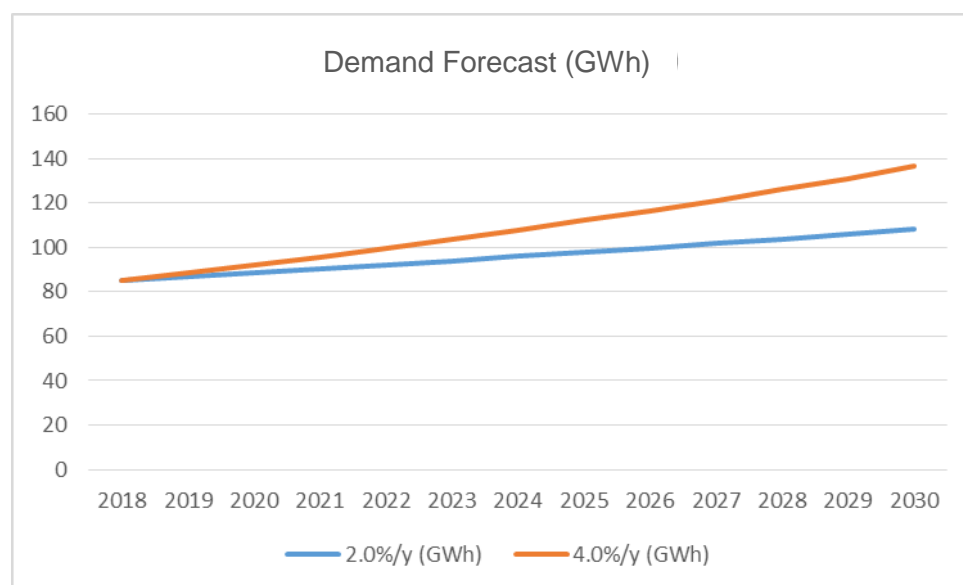
既存 DG、PV、Tina 水力、BESS を取り込んだマイクログリッドを構築し、EMS にて一元制御することで供給側の柔軟性を確保することは前述のとおりである。これに加えて、需要家側の分散型電源をマイクログリッドに取り込むことで、さらなる柔軟性の確保が可能となり、再エネ促進に寄与できるであろう。具体的には、AMI（スマートメータ）により需要家側との通信が確保された後、EV を含む DR 資源を有する需要家（例えば水揚げポンプを有する水道公社 Solomon Water など）をマイクログリッドに取り込み、これを EMS にて一元的にコントロールすることで、あたかも全体が一つの発電所であるかのように機能させる（VPP）ことができ、ホニアラ系統全体としての柔軟性確保および再エネ導入拡大に大きく貢献できることが期待される。

第4章 再生可能エネルギー開発シナリオの検討

4.1 電力需要想定

電力需要の実績値に基づく SP との協議により、2030 年までの需要想定は年伸び率 2%/年を基準（ベースケース）とし、高需要ケース（ハイケース）を 4%/年とした。送配電ロス込みの販売電力量（送電端電力量（GWh）） 想定をグラフを図 4-1 に、図 4-2 に最大電力（MW） 想定をグラフを示す。

年伸び率 2%/年のベースケースでは、2030 年で送電端電力量は 107.9 GWh、年伸び率 4%のハイケースでは、2030 年で電力量は 136.3 GWh の想定である。

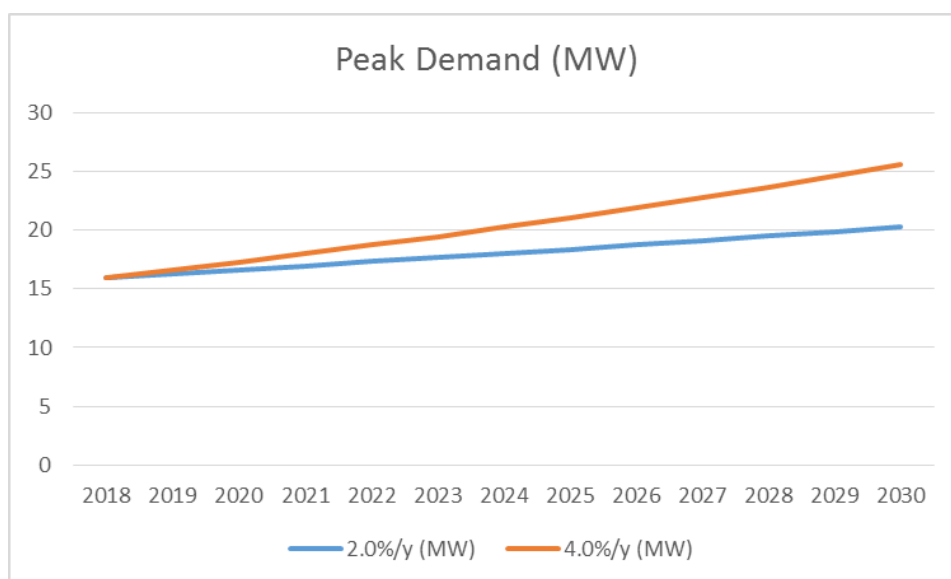


出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-1 ホニアラ系統における送電端電力量の想定

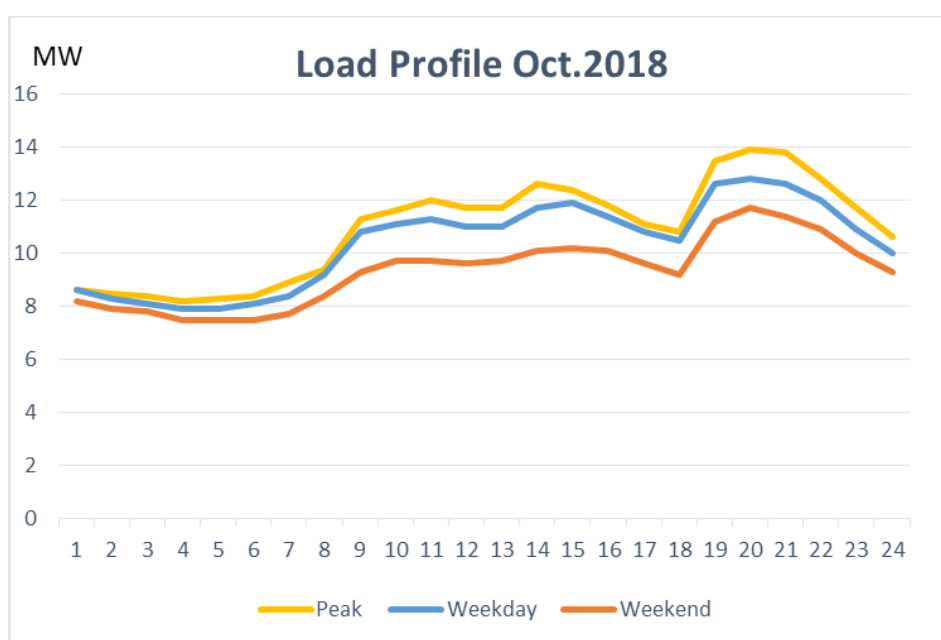
最大電力（MW）の想定は、2018 年のホニアラ系統の負荷率 60.7%を用いて想定した。SP の現行計画およびインタビューから、当面工場進出やリゾート開発等の大規模な電力需要の動静はないことが分かっている。このため、2030 年までに電力の使われ方が大きく変わる事は想定せず、実績の負荷率を用いて最大電力の想定を行った。ベースケース（2%/年）では、2030 年の最大電力は 20.3 MW。ハイケース（4%/年）では、2030 年の最大電力は 25.6 MW と想定した。

需給シミュレーションに使用する日負荷曲線（ロードカーブ）は、2018 年 10 月の最大電力記録時、平日の平均、オフピーク時（週末）のロードカーブを使用し、需要想定に基づき作成した。



出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-2 最大電力の想定



出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-3 ホニアラ系統における日負荷曲線 (2018年10月)

4.2 電源開発計画

第2章で述べたとおり、2030年までの電源設備はディーゼル発電 19.1 MW、PV 21.27 MW、水力 15 MW、合計 55.37 MW となる。しかし、電力需要を見るとロードカーブは夜間ピークとなっているので、PV は夜間ピーク時には出力しない。水力も乾期には 10 MW の供給力は確保できる

と仮定している。このため、乾期の夜間の供給力は、29.1 MW となる。2030 年までの既設電源設備および既に計画されている電源を下表に示す。

電力需要ベースケース (2%/年) では、2030 年に最大電力は 20.3 MW と想定しているため、2030 年の供給力から 8.8 MW の予備力が確保されている。最大ユニット容量は、水力の運用方法に依るが、3-5 MW である。予備力は 8.8 MW あると考えられるので、電源設備として N-1 の信頼度は確保される、つまりは 3 基ある Tina 水力ユニットのうち、1 基が故障したとしても残りの 2 基で電力供給を継続できることを意味する。一般に N-1 の信頼度とは、電力系統を構成する送電線 1 回戦、変圧器 1 台などの設備 1 単位の故障の場合に、電力供給に支障を生じさせないことをいう。

一方、2030 年までに PV 設備容量が 21.27 MW となり、ベースケースでの 2030 年最大電力 20.3 MW を超えているため、オフピーク時の日中には需要を超えた PV 出力が生じている可能性がある。PV 出力は系統の電力需要を超えて運転はできないので、PV 出力を PCS で抑制するか、BESS で蓄電し需要を増す必要がある。したがって、大規模に PV が導入されてくる 2022 年以降、オフピーク時の需給状況を分析し BESS の必要性を確認する必要がある。

SP は、集中型の BESS を導入する計画を持っており、BESS 導入のための FS と設計、施工管理を行うコンサルタントの入札を実施中である。

表 4-1 既設電源および電源開発計画

Sites	Unit	Type of Generator	Capacity (MW)	COD/Decommission
Lungga	L1	Diesel	2.5	2016 / 2039
	L2	Diesel	2.5	2016 / 2039
	L3	Diesel	2.5	2016 / 2039
	L4	Diesel	2.5	2016 / 2039
	L6	Diesel	2.2	1998 / 2024
	L7	Diesel	3.8	2005 / 2036
	L8	Diesel	3.0	1993 / 2024
	L9	Diesel	3.8	1999 / 2029
	L10	Diesel	3.8	2006 / 2036
	Honiara	H1	Diesel	1.5
H2		Diesel	1.5	2013 / 2038
Fighter 1	-	PV	1	2016 / 2041
Ranadi	-	PV	0.05	2014 / 2039
Henderson Extension	-	PV	2	2020 / 2045
Ranadi Rooftop	-	PV	0.22	2020 / 2045
Tanagai	-	PV	1	2021 / 2046
Foxwood	-	PV	4	2022 / 2027
Lungga SDA	-	PV	4	2022 / 2027
Tenaru	-	PV	4	2022 / 2027
Tasahe	-	PV	2	2023* / 2048*
Makira	-	PV	3	2024* / 2049*
Tina	3	Hydro	15	2024 / 2084*

* as assumption

出典：SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

4.2.1 ディーゼル発電に係るコスト

バイオマス発電の経済性を比較する場合に、回避可能原価であるディーゼル発電のコストを調べる必要がある。ディーゼル発電に係る計算諸元を、表 4-2 に示す。

表 4-2 ディーゼル発電に係る諸条件

項目	試算条件
燃料価格	1 USD/liter
発熱量(MJ/liter)	35.9 MJ/liter
発熱量(kcal/liter)	8,600 kcal/liter
効率	39%
建設コスト	1,220 USD/kW
想定運転年数	25 年

出典：SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

4.2.2 太陽光発電に係るコスト

表 4-3 に SP から入手した 1 MW の太陽光発電システムの EPC コストを示す。太陽光発電に係るコストは、SP から入手した実績値では、2,600 USD/kW である。これは系統への接続コストやプロジェクトマネジメントコストを含んでいる。EPC のみのコストは、SP への聞き取りによれば 1,769 USD/kW であり、表 4-3 の実績からは 1,800 USD/kW である。また O&M コストは 6 USD/kW-year (50,000 SBD/MW-year) であり、想定運転年数は 25 年としている。

表 4-3 Munda 1 MW 太陽光発電所の EPC コスト

EPC for 1MW PV SYSTEM				
Main Parts	Item Description	Totals	Totals	Comments
EPC PV SYSTEM	Solar Panels	USD 587,500.00	USD 1,325,000.00	PV EPC cost per kW is SBD14500 or USD1800
	PV String Inverters	USD 162,500.00		
	System Integration	USD 237,500.00		
	Panel Mounting Structure	USD 275,000.00		
	Control & Monitoring	USD 62,500.00	USD 300,000.00	
	Design Services	USD 187,500.00		
	Civil Works	USD 150,000.00		
	Solar Panel Installation	USD 93,750.00		
	Inverter Installation	USD 18,750.00		
	Testing & Commissioning	USD 37,500.00		
CONNECTION TO EXISTING GRID	11kV Cables and spare conduits	USD 300,000.00	USD 500,000.00	Grid Connection within 2km distance
	1.25MVA Step Up Transformer 0.415kV/11kV			
	Installation & Commissioning	USD 200,000.00		
TOTAL			USD 2,312,500.00	
UXO Clearances			USD 62,500.00	
Project Management			USD 187,500.00	
GRAND TOTAL			USD 2,562,500.00	

出典：SP

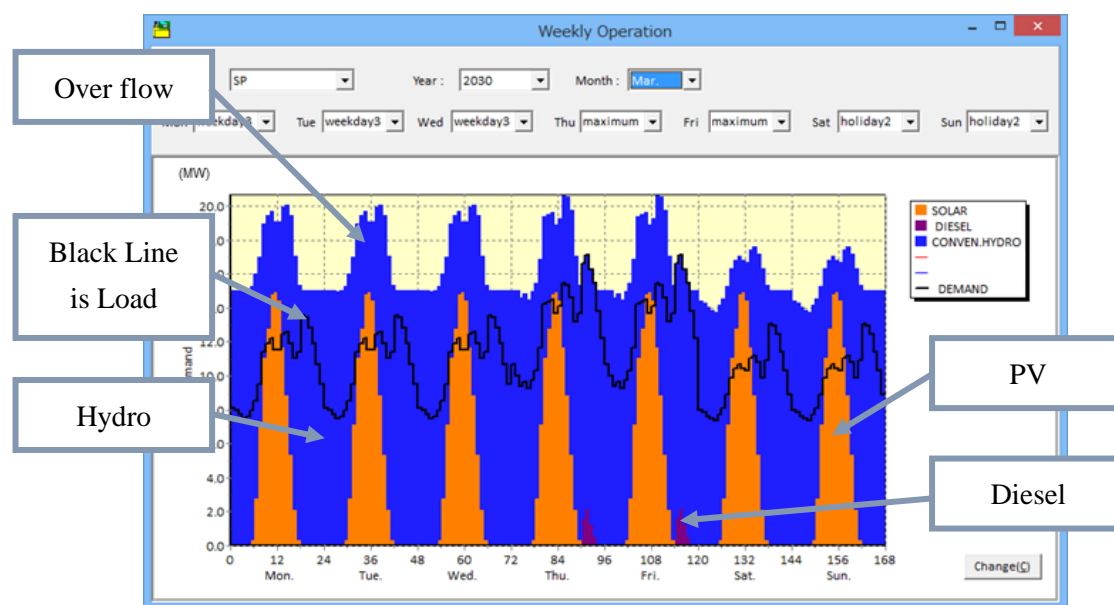
4.2.3 既電源開発計画に基づく需給状況（需給運用シミュレーション）

これまでに明らかにした需要想定（ベースケース）、電源開発計画（表 4-1 参照）およびディーゼル発電燃料費諸元に基づき、需給運用状況をシミュレーションした。需給運用シミュレーションには、東京電力で 40 年以上の実績がある PDPAT-II を用いて計算した。

(1) 現行計画、需要ベースケースにおける 2030 年の需給状況

2030 年雨期（3 月）の需給状況を図 4-4 に示す。需給シミュレーションの結果からは、昼間に PV 出力が需要を超えることが想定される。この場合、PV の出力を抑制、または仮想同期発電機能（VSG）機能を有する BESS を導入する等の対策が必要となる。特性上 PV のみでは電力系統の運転を維持できない。PV 供給のみで運転するためには、PV の出力変動と系統の電力需要変動の合成された変動を吸収する瞬動予備力を用意する必要がある。しかし、PV のみの供給では、瞬時に増出力制御ができないため、瞬動予備力を確保することが出来ない。また、安価な他励式 Power Conditioning System（PCS）で PV が接続されている場合、系統事故時に系統電圧が低下した時点で運転継続が出来ない。PV が系統から解列すると事故電流が流れないので電力系統保護リレー（Ry）が動作せず、事故点が除去されない。この場合、VSG 機能を持つ BESS の導入が必要となる。したがって、PV が大量に導入される 2022 年以降のオフピーク時の需給状況を分析し、対応策を検討する必要がある。

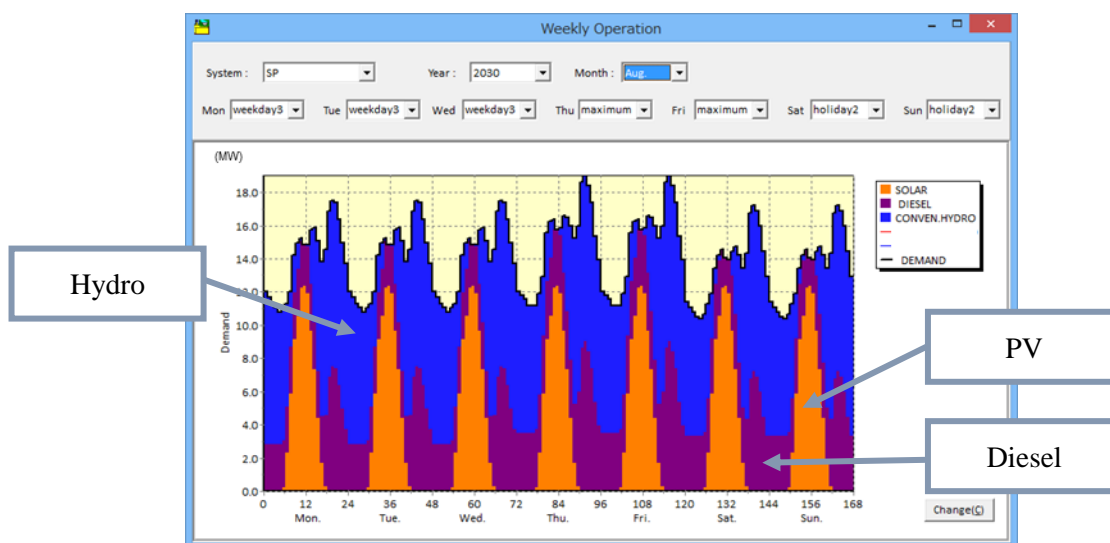
一方、BESS を導入しない場合、雨期においても、ピーク時に供給力が不足し、ディーゼル発電による供給が必要であることが分かる。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 4-4 現行計画ベースケースでの雨期の需給状況（2030 年 8 月）

一方、2030 年の乾期（8 月）の需給状況を図 4-5 に示す。乾期には、Tina 水力の出力が減少するため、夜間の再エネ供給力が不足する。2030 年で年間約 16 GWh の電力量がディーゼル発電で供給されている。100%再エネを達成するには、2030 年断面で 16 GWh の再エネ追加開発が必要であることが分かる。ディーゼル発電の設備利用率は 13.2%、発電原価の燃料費分として 26.7 USc/kWh と試算されている。



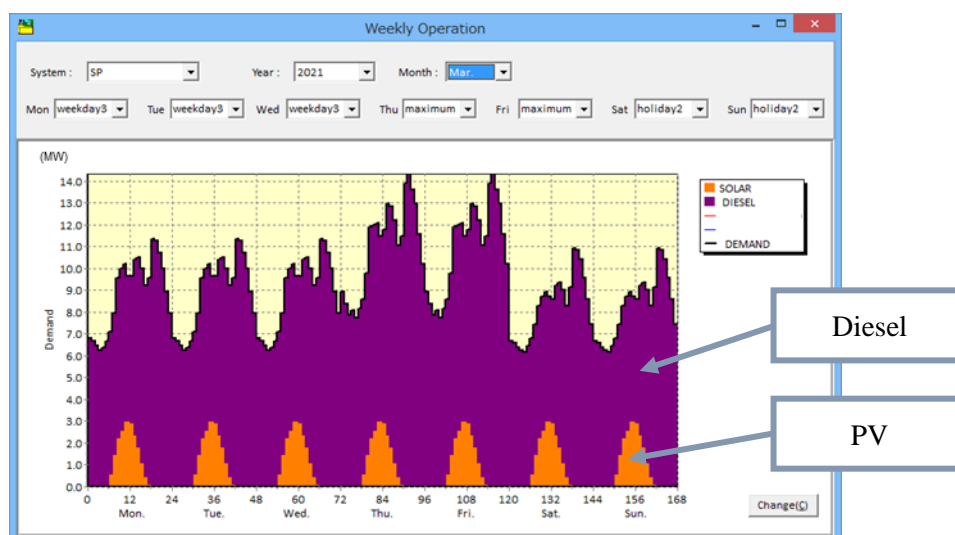
出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-5 現行計画ベースケースでの乾期の需給状況 (2030 年 8 月)

(2) 現行計画、需要ベースケースにおける 2021 年、2022 年の需給状況

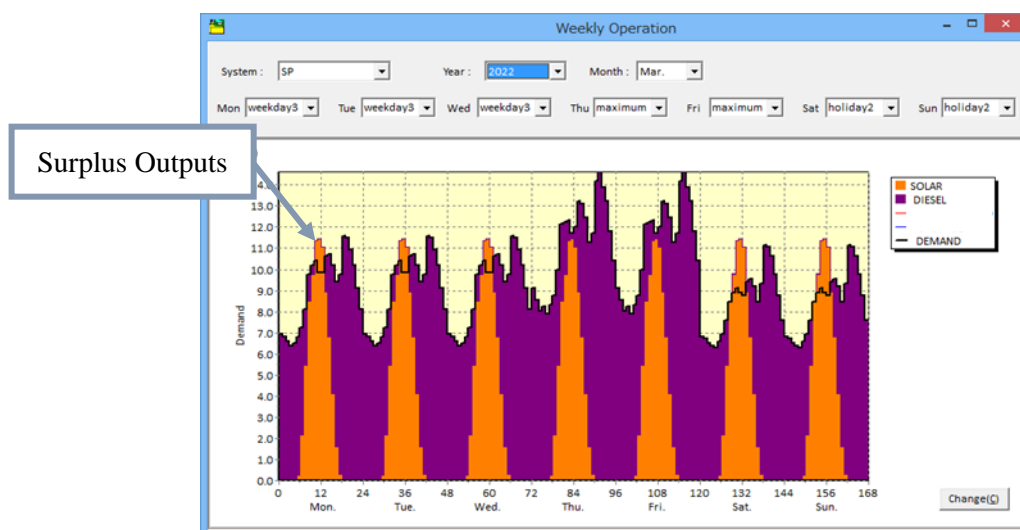
2021 年 3 月の需給状況を図 4-6、2022 年 3 月の需給状況を図 4-7 に示す。

Tina 水力は 2024 年中の運転開始予定のため、2023 年まではディーゼル発電と PV 発電による供給となる。2022 年には PV 導入量が需要に対して大幅に増えるため、オフピーク時には PV 可能出力が需要を超えることが分かる。ピーク需要時にも、ディーゼル発電機の運転余地が 0.3 MW と少なく、N-1 を確保するために必要な 2 台運転が困難となる。このため、安定的に系統を運用するためには、PV 出力の抑制、VSG 機能を搭載した BESS の設置の対策を講じる必要がある。



出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-6 現行計画ベースケースでの需給状況 (2021 年 3 月)



出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 4-7 現行計画ベースケースでの需給状況（2022 年 3 月）

4.3 再生可能エネルギー（再エネ）開発可能性の評価

ソ国政府は、電力分野での再エネシェアを 2035 年迄に 50%、2050 年までに 100%とすることを目標として掲げている¹⁸。このため、ホニアラ系統への PV の積極的な導入と系統安定化の為に集中型 BESS の導入を政策として進めている。しかし、現在明らかになっている施策だけでは、以下の点で政策目標達成に十分でない。

- 乾期の再エネによる発電電力量不足
- 夜間ピーク需要への再エネ供給力不足
- 再エネ 100%供給時の系統安定化対策（瞬動予備力確保、VSG システムの導入）

これらの課題に対処すべく、ホニアラ系統に接続可能な再エネ開発ポテンシャルを整理し、目標とする再エネ 100%供給方策について検討する。

第 2 章で述べたとおり、ホニアラ系統での再エネ開発ポテンシャルとしては、PV、バイオマス（椰子殻）がある。これらの経済性、開発の課題を整理する。

4.3.1 ホニアラ系統における PV 開発の可能性

現在 SP にて計画されている PV の開発計画は、表 4-1 のとおり 2030 年までに 21.27 MW である。

PV の追加開発には用地取得が最重要課題である。ほとんどの PV 計画地点において、用地取得が済んでいない（表 2-10 参照）。PV 開発において、用地取得が大きな阻害要因となっている。また、PV の系統接続にはアンシラリーサービスを SP が提供するための費用として、アクセス

¹⁸ 2019.8.28 Consultative Workshop での MMERE 発表資料より

フィーが掛ることも阻害要因となっている。系統に接続される PV の量が増えてくると、PV 容量当たりの負担は低減されてくると考えられる。

一方で、既設 Fighter One のある空港周辺には利用されていない土地もあり、更なる PV 開発の余地は残っていると思われる。

4.3.2 PV の系統連系

ホニアラ系統はその規模の小ささから、配電用変電所の変圧器が小容量であるケースがあり、同一配電線または同一変圧器バンクに接続できる容量が限られる。変圧器に逆潮流が発生する場合には、電圧調整を行うタップや事故を検知して遮断器をトリップさせるリレーが正常に動作しないおそれもある。

また、太陽光が系統末端に接続されると、電圧上昇の問題が発生するおそれもあることから、必要に応じて電圧調整機器の導入、専用線化などの対策を検討しなければならない。

ホニアラ系統は系統規模が小さいため、複数の大規模太陽光が同一配電線に接続されると、当該配電線に事故が発生した場合に供給力が大幅に低下することから、ブラックアウトに陥る可能性がある。

この対策として、11 kV 配電線に標準で使用されている電線サイズから、1 回線当たり 4 MW 以下に潮流を制限することが推奨される。これに合わせて、PV と BESS も 1 回線当たり合計 4 MW 以下になるよう設計し、標準化することが運用を容易にすると考えられる。

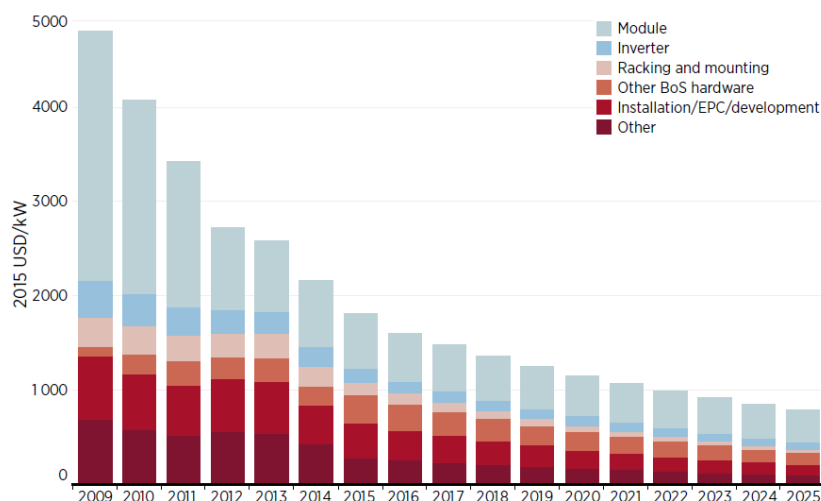
4.3.3 太陽光発電 (PV) 開発に係るコスト

表 4-3 に SP から入手した 1 MW の PV システムの EPC コストを示す。PV に係るコストは、SP から入手した実績値では、2,600 USD/kW である。これは系統への接続コストやプロジェクトマネジメントコストを含んでいる。EPC のみのコストは、SP への聞き取りによれば 1,769 USD/kW であり、表 4-3 の実績からは 1,800 USD/kW である。また O&M コストは 6 USD/kW-year (50,000 SBD/MW-year) であり、耐用年数は 25 年としている。

2030 年までの価格低下予測

図 4-8 は IRENA による大規模 PV 発電所の建設コストの低下予測である。

需給シミュレーションでは、低下した PV コストを用いて発電原価を試算する。



出典: IRENA

図 4-8 大規模太陽光発電所の建設コストの予想推移

需給シミュレーションで使用する PV 建設コストの設定にあたり、図 4-8 に示される IRENA による価格低下予想および現在のソ国における大規模太陽光発電所建設コストから、2025 年断面、2030 年断面での建設コストを設定した。（表 4-4）

表 4-4 ソ国における大規模太陽光発電所の建設コスト将来予測 (USD/kW)

年	2018	2025	2030
ソ国における太陽光建設コスト ¹⁹	2,600	1,650	1,510
(参考) IRENA 予測	1,375	875 (2018 年比 64%)	800 ²⁰ (2018 年比 58%)

出典: JICA プロジェクトチーム作成

4.3.4 ホニアラ系統におけるバイオマス開発可能性の評価

2.5.章に記載のとおり、木材燃料による実現は厳しいと判断する。オイルパーム廃棄物を利用した発電においては、今後、パームオイルの生産量が増加する場合は、ホニアラ系統への電力供給の可能性もあり得る。

オイルパーム廃棄物によるバイオマス発電の可能性について、引き続きパームオイル生産量の傾向を継続的に注視し、実現可能性調査を詳細に実施することが推奨される。

¹⁹ 2018 年のコストは SP から聞き取りした実績値を元に設定。2025 年、2030 年のコストについては、IRENA 予測と同等にソ国での建設コストも低下すると仮定し、IRENA 予測と同一のコスト低下比率を適用。

²⁰ 図 4-8 の価格低下トレンドが継続したと仮定した 2030 年時点の予想価格

4.3.5 ホニアラ系統での水力発電開発

(1) Tina 水力

2.4.1 に記載のとおり、2024 年に運転を開始するという想定でシナリオ検討を実施。乾期であっても、6 時間程度であれば、10 MW の出力が可能である。Tina 水力の月間出力および発電量を表 4-5 に示す。

表 4-5 Tina 水力の月間出力

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
出力 (MW)	15	15	15	10	10	10	10	10	10	10	15	15
発電量 (GWh)	9	9	9	4.4	4.9	4.4	4.9	4.9	4.5	5	9	9

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(a) Tina 水力の運用

同期発電機である Tina 水力は、基本的には常時運転を行い、系統周波数を維持し、慣性力を生み出す役割を担う。設備容量は 15 MW であるが、その出力は季節変動が大きく、最大 15 MW から最小 3 MW 程度まで変動する可能性があることが過去の雨量実績等から想定されている。2024 年に運転開始が見込まれる Tina 水力の基本的な運用方針は次のとおりである。

- 発電量の多い雨期は、需要に対し供給過多となるおそれがあるため、この余剰分の貯蔵を蓄電池で行う。
- 発電量の少ない乾期は、需要に対し供給力が不足するおそれがあるため、この不足分を太陽光+蓄電池またはディーゼルで賄う。

(b) Tina 水力発電コスト

Tina 水力の発電コストは、割引率を 10% (SP から聞き取り) とし、建設コスト、運転年数、O&M コストから試算した。計算条件および発電コストは表 4-6 のとおり。

表 4-6 Tina 水力の発電コスト

項目	試算条件
プロジェクトコスト	231,000,000 USD
プロジェクトコスト (grant 分控除)	182,000,000 USD
合計出力	15 MW
建設コスト	12,200 USD/kW
運転年数	60 年
O&M コスト	122 USD/kW_year
発電コスト	28 USc/kWh

出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

(2) Komarindi 水力

ADB 実施の F/S レポート²¹より、設備容量 6.6 MW、年間発電可能量は 45.5 GWh とされている。報告書の数値に基づくと、年間を通じて一日 6 時間程度であれば定格出力運転が可能である。

表 4-7 Komarindi 水力の月間出力

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
出力 (MW)	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
発電量 (GWh)	4.31	4.2	4.59	4.31	3.96	3.05	3.2	2.81	3.12	3.81	4.02	4.12

出典: JICA プロジェクトチーム作成

4.4 蓄電池 (BESS) の導入

瞬動予備力として設置する BESS+EMS に係る新設コストは、メーカーへの聞き取り調査に基づく。BESS の仕様としては、短時間に充放電が可能（少なくとも 1 時間に 2 回フル充放電可能な）リチウムイオン電池を使用することとした。PV のみの供給時に備え BESS を効果的に運用するために EMS も同時に設置する必要がある。

長周期用を兼ねたピークシフト BESS は、負荷曲線の特性から夜間ピークが発生する 18-23 時の 6 時間運転可能な容量とする。ピークシフト用 BESS には瞬時の充放電機能は期待しないので、安価な容量タイプの蓄電池を想定。しかし、ソ国への運搬や、設置スペース、O&M のし易さを考えリチウムイオンタイプの電池を想定した。

4.4.1 BESS の系統連系

ホニアラ系統は系統規模が小さいため、大規模 PV の連系する配電線に事故が発生した場合、電源の脱落量が大きくブラックアウトに陥る可能性がある。これを防止するためには、BESS の活用が有効であるが、この設置場所は慎重に選定する必要がある。PV と同一配電線 (PV の近傍) に設置する場合は、短周期変動を吸収しやすくなることから、時々刻々の PV の出力変動を緩和することができるというメリットがある一方で、連系する配電線に事故が発生した場合には、PV とともに BESS が系統から解列することになるため、PV 脱落量のカバーができなくなる。ホニアラ系統において脱落量を補填するのに最も有効な設置場所と考えられるのは、Lungga 発電所の母線である。PV の配置によっては、必要に応じて開閉所を新設することも検討すべきである。

4.4.2 BESS のコスト

短時間に充放電が可能（少なくとも 1 時間に 2 回フル充放電可能な）リチウムイオン電池を使用することとし、EMS も同時に設置する必要があるため、EMS 込みの 2019 年、現地据付調整渡し価格として 2,900 USD/kW を設定。

²¹ Komarindi, ADB, 2001

ピークシフト用の BESS は、ロードカーブより夜間ピーク需要が発生する 18-23 時をカバーできるように 6 時間容量を想定している。また、仮想同期発電機運転ができる自励式の PCS を使用することが必要である。ピークシフト用 BESS は、同様に現地据付調整渡し価格で 4,400 USD/kW と設定する。

一方で、多くの報告書に指摘されているように、BESS 製造コストは低減することが期待されている。そこで、IRENA の報告書に基づき、2030 年に 2,000 USD/kW に低下すると仮定し試算する。耐用年は 15 年間とする。

リチウムイオン電池を使用した BESS の O&M コストとしては、運転時の電池の冷却に掛る費用のみで、これは BESS の総合効率 (85%) から除かれている。一方、電池自体のメンテナンスは必要ない。EMS の O&M コストは、電源構成が変わる等の系統変更がない場合には必要ない。設置状況によっては、ワークステーションの基盤取替が必要となる。

また感度分析として、2030 年に BESS 価格が低下しないケースを試算する。

4.5 BESS の必要量検討

先の需給シミュレーションにより、瞬動予備力としての BESS は 2022 年までに必要であることが分かった。そこで、2022 年に必要な BESS の容量を分析する。短周期としての瞬動予備力は、需要変動および PV の出力変動から構成される。この瞬動予備力必要量の解析には、日本で用いられている代数的手法を用いて検討する。

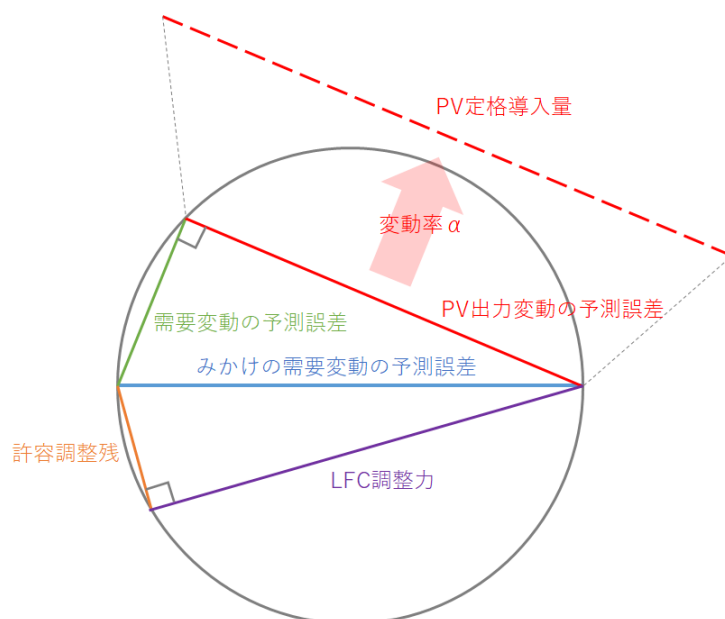
長周期用を兼ねたピークシフト BESS の導入時期は、水力開発と PV の余剰が多くなりピークシフトが必要となる時期をオフピーク時の需給シミュレーションを行うことで検討を行う。ピークシフト BESS は、負荷曲線の特性から夜間ピーク発生する 18-23 時の 6 時間運転可能な容量とする。

4.5.1 代数的手法

代数的手法は、許容調整幅、発電機の周波数応答幅、需要変動率、再エネ変動を諸元として計算を行うものであり、再エネ導入可能容量を算出することが可能である。本手法の利点としては、特別なツールを必要とせず、表計算ソフト等で算定することが可能であり、高度な知識や経験を必要としない点が挙げられる。代数的手法を用いることで、PV や風力などの再エネ発電設備の短周期変動による影響 (接続可能量) ならびにこれら変動型電源に必要とされる調整力 (BESS 出力容量 kW) を、簡易に評価することが可能である。

代数的手法は、数学的には、需要変動および PV 出力変動の標準偏差をベクトルとして扱い、調整残が与えられたときに負荷周波数制御 (Load Frequency Control、以下、「LFC」という。) ²²調整力をベクトル図から算定する手法である。代数的手法のイメージを図 4-9 に示す。またこの図を数式で表現すると、式(1)のようになる。

²² 負荷周波数制御 (load frequency control)。電力系統の周波数偏差、連系線潮流の変動を検出することにより、発電所に制御信号を伝送し、発電所出力を自動制御することにより、系統周波数を基準値に維持する制御を行う。周波数の変動周期のうち、数分～20 分程度の周期で変動する負荷調整を分担する。



出典: 電力中央研究所による研究報告資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

図 4-9 代数的手法のイメージ

$$\sqrt{(LFC \text{ 調整力})^2 + (\text{許容調整残})^2} = \sqrt{(\text{需要変動の予測誤差})^2 + (\text{PV出力変動の予測誤差})^2} \quad \dots \text{式(1)}$$

需要予測誤差と PV 予測誤差については、互いに相関がないと考えられ、その場合、その2つのベクトルのなす角は、図 4-9 に示すように 90 度となる。また、許容調整残と LFC 調整力のなす角も同様に 90 度として描かれている。代数的手法では、みかけの需要変動と許容調整残が与えられたときに、図 4-9 の関係になるように調整力を制御することができれば、この図の通り、つまりは式(1)に従って必要調整力を見積もることができるということになる。この状態は、調整力に過不足がない理想的な状態であることを示している。代数的手法では、このように理想的な状態を模擬した検討結果となることに留意する必要がある。

また、本代数的手法を用いる場合には、検討対象システムにおける系統規模や再エネ導入エリア規模の違いを考慮する必要がある。系統規模の違いによる留意点としては、周波数変動許容幅、系統定数、需要変動などは電力会社や電源設備によって異なるため、可能であれば負荷遮断試験などにより実測することで実態を把握し、これらを反映することが望ましい。また、エリア規模の違いによる留意点としては、一般に再エネ導入エリアが大きいほど、再エネ変動の平滑化効果は大きくなるため、その違いを考慮し、再エネ出力変動の数値に反映する必要がある。

LFC 調整力、許容調整残、需要変動量を設定した場合、(1)式を満たす PV 許容変動量から、導入可能 PV 容量を試算することができる。導入される PV 定格容量を設定し、LFC 調整力を蓄電池の調整力とみなすことで、必要とされる BESS 容量を評価することも可能である。

本検討では、SP の PV 導入計画に基づき、必要調整力（所要 BESS 出力）を算定する。

代数的手法で用いる主なパラメータは以下のとおりである。

(1) 系統容量

系統容量（system capacity）は、電力供給地域における需要負荷の総量である。2018 年の最大需要 16 MW と、2030 年までの需要の年成長率 2% から、2030 年における系統容量（＝需要負荷）を計算すると、20.3 MW となる。2022 年の系統容量は、17.3 MW である。この系統容量をもとに、以下で述べる許容調整残および需要変動を計算する。

(2) LFC 調整力

LFC 調整力は一般に発電機の運用方法・スペックなどで決定される。現在ホニアラ系統で稼働しているディーゼル発電機は、SCADA（EMS）によるコントロールがなされておらず、発電所への給電指令がないことから、現在のホニアラ系統の有する LFC 調整力については 0 kW と設定する。本検討においては、蓄電池による調整力をこの LFC 調整力と考え、PV 導入量に対する所要調整力を算出することとする。

(3) 許容調整残

調整残とは、調整力で吸収しきれなかった予測誤差との差分である。この許容値である許容調整残は各電力会社により周波数管理値（例：50 Hz ± 0.1 Hz）などの形で示されているものと同意義である²³。

本検討においては、周波数変動に対する許容幅が統計値で与えられると考える。ソ国における常時周波数変動幅は、50 Hz ± 2%（±1 Hz）である²⁴ため、周波数変動の 3σ（99.7%）値が 1 Hz であると仮定する。周波数の変動幅（Hz）と調整残（MW）の換算には、系統定数 10.0 %MW/Hz²⁵を適用して計算する。この結果、調整残もまた統計値 3σ となる。調整残の σ 値を許容調整残とすれば、2030 年の需要における許容調整残は次のように求められる。

$$\begin{aligned} \text{許容調整残}\sigma_Q(\text{MW}) &= \text{系統容量}(\text{MW}) \times \text{系統定数}(\% \text{MW}/\text{Hz}) \times \text{周波数許容変動幅}(\text{Hz}) \div 3 \\ &= 20.3(\text{MW}) \times \frac{10(\% \text{MW}/\text{Hz})}{100} \times 1(\text{Hz}) \div 3 \approx 0.68 \end{aligned}$$

同様に 2022 年の需要における許容調整残を計算すると、0.58 となる。

(4) 需要変動の予測誤差

需要変動の予測誤差については、電力中央研究所による研究報告²⁶を基に、下式で算出した。

²³ 電源構成モデルによる再生可能エネルギー大量導入時の電力需給運用評価

²⁴ Standard Electricity Network Design Parameters and Service Conditions (SP, 12/04/2019)

²⁵ 「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」、電気学会技術報告第 869 号(2002/3)、本来はホニアラ系統における系統定数を用いて検討することが望ましいが、SP に系統定数を確認できるデータが存在しないため、本検討では電力中央研究所のデータを援用した。

²⁶ 太陽光発電大量導入時における所要周波数調整力の評価、電力中央研究所、平成 23 年 3 月

$$2030 \text{ 年の需要変動の予測誤差 } \sigma_{PD}(\text{MW}) = 0.5 \times \sqrt{\text{系統容量}(\text{MW})} = 0.5 \times \sqrt{20.3} \approx 2.25$$

同様に 2022 年の需要変動は、2.08 MW と求められる。

現在は、SP の発電機運用において、発電機の日々の経済運用スケジュール作成は行われておらず、予測が存在しない。よって予測との誤差を把握することができないため、需要変動の予測誤差については、日本で用いられている手法により推定した。

(5) PV 予測誤差

1～10 秒単位の PV 出力変動のデータが SP に存在しないため、日本で用いられている代数的手法により PV 予測誤差を推定する。

本代数的手法では 20 分以内の短周期変動分について検討する。一般財団法人 電力中央研究所の報告によると、20 分までの変動には \sqrt{N} 則による均し効果を適用しているため、本検討においてもこれを適用した。

\sqrt{N} 則とは、N 個の独立な変動がある場合、その合成値が N 倍ではなく、 \sqrt{N} となるものである。従って、 \sqrt{N} 則を適用するには N を決定する必要がある。

本検討では、およそ 120 km² のホニアラ系統を正方形により 2 km 四方のメッシュに区切り、そのメッシュの数を N=30 として扱う。よって \sqrt{N} 則による均し効果ゲインは、 $\sqrt{30/30} \doteq 0.183$ となる。2 km 四方メッシュであり、メッシュ内の天候変化は少ないと考えられることから、メッシュ内の均し効果は考慮していない。PV の出力変動として、発電実績値と設備容量との比較から、変化率を 0.85 とした。

これを現行計画でオフピーク時の需要を上回る 2022 年の PV 導入量 16.27 MW に乗ざると、PV 予測誤差（出力変動）は $16.27 \text{ MW} \times \sqrt{30/30} \times 0.85 \doteq 2.53 \text{ MW}$ となる。これは 1 メッシュあたり定格 542 kW (= 16.27 MW / 30)、実際の発電出力は $542 \text{ kW} \times 0.85 = 461 \text{ kW}$ である PV が設置されており、この 461 kW が短周期（20 分以内）における 1 メッシュあたりの最大変動であるとし、個々のメッシュの変動は独立である（相関がない）という仮定により N 則を適用して、1 メッシュ当たりの変動を $\sqrt{30}$ 倍することに等しい。

現行計画で 2030 年までに導入される PV 容量 21.27 MW に対しては、同様に計算すると 3.309 MW となる。

(6) 短周期用 BESS の必要容量

上記(1)～(5)より、必要な短周期用 BESS（瞬動予備力としての BESS）の所要出力は表 4-8 のように求められる。

表 4-8 PV 導入量 16.27MW,21.27MW,25.27MW,45MW 時の各ベクトルの値(MW)

項目	各ベクトルの値			
	@PV16.27MW	@ PV21.27MW	@PV25.27MW	@PV45.27MW
需要変動 σ_{PD}	2.080	2.252	2.252	2.252
PV 出力予測誤差 σ_{PV}	2.525	3.301	3.922	7.025
見かけの需要変動 σ_P	3.271	3.996	4.523	7.377
許容調整残 σ_R	0.58	0.68	0.68	0.68
所要調整力 σ_G (短周期用 BESS 所要出力)	3.219	3.938	4.472	7.346

出典: JICA プロジェクトチーム作成

瞬動予備力としての BESS の必要量は、代数的手法による計算結果から、現行計画 2022 年 PV16 MW 時には 3.2 MW、2030 年の PV21 MW では 4 MW である。BESS のユニットサイズは、N-1 を考慮し、かつ標準に使用されている 1 MW または 2 MW のものを選定することとし、合計 4 MW を 2022 年に導入する事を提案する。電池容量としては、PV および需要の 1-15 秒程度の変動を測定して分析する必要があるが、現状データが得られていない。このため、他の島嶼国での経験を参考として、0.5 時間の容量とする。

したがって、本検討では瞬動予備力用 BESS は、2022 年に 4 MW / 2 MWh を導入する事を提案する。

4.5.2 各設備の O&M コスト

各設備の O&M コストについては表 4-9 のように設定した。BESS の O&M 費用は、リチウムイオン電池を使用する場合は充放電時の冷却費用が該当するが、これは BESS の充放電総合効率 85% からロスとして控除されている。また、一般的にリチウムイオン電池はメンテナンスフリーである。EMS については、システムの増強等変更がある場合にシステムの変更を行う必要があるが、これは、系統増設コストに含まれる。

表 4-9 各電源設備の O&M コスト

設 備	O&M コスト	備 考
太陽光	6 USD/kW-year	SP 聞き取り
水力	122 USD/kW-year	建設コストの 1%
ディーゼル	7.23 USD/kW-year	Marsden Jacob ²⁷

出典: JICA プロジェクトチーム作成

4.5.3 年経費計算用割引率

各設備固定費を計算する上で使用する割引率は、SP からの聞き取りにより 10%を使用する。

²⁷ Least Cost Modeling of Future Generation Expansion Options for the Honiara Electricity System, Marsden Jacob Associates

4.6 再エネ開発シナリオの設定

これまでの検討により、現行計画に基づく、需要ベースシナリオでは、2022年にはBESS+EMSが必要であることが分かった。瞬動予備力としてのBESSの必要量は、代数的手法から2022年に4MW/2MWhを導入する事で検討する。長周期としてのBESS容量はオフピーク時の需給バランスを需給シミュレーションで解析し検討することとする。一方、乾期における天候不順によるPV出力低下による影響については、現時点で年間を通じたPVの時間当たりの出力データがないことから評価しない。

また、現行計画だけでは、再エネ100%供給とはならないことも判明した。この再エネ100%供給を目指した再エネ開発シナリオ策定に関しては、ホニアラ系統で追加開発可能な再エネの内、PV、水力、パーム椰子殻発電に可能性がある。しかし、水力、パーム椰子殻発電については、実現可能性調査が行われていない、または古いために2030年までの現実的な経済性に基づくシナリオが描けない。したがって、現時点で用地取得の問題はあるものの、発電の基本仕様、設備利用率等、現実的に検討が可能なPV+BESSで再エネ100%供給シナリオの検討を行う。

「現行計画+EMS+BESS 4 MW / 2 MWh+需要ベースシナリオ」をベースシナリオとし、ピークシフト用のPV+BESSを追加していくことで、再エネ100%供給シナリオを検討する。

需給シミュレーションにより検討するシナリオは以下のとおり。

1. ベースシナリオ：現行計画+EMS+BESS 4 MW/ 2 MWh+需要ベースシナリオ
2. 再エネ100%供給シナリオ：ベースシナリオ+PV+BESS

4.7 系統解析に係る分析条件

(1) 解析ソフトウェア

系統解析においては、SPはPowerFactoryという解析ソフトウェアを使用しており、彼らの解析結果をプロジェクトチームはチェックする。チェックにあたっては、当チームは世界的に広く活用されている解析ソフトウェアであるSIEMENS社製のPSS/Eを使用する。

(2) 分析項目

検討項目は、第一回目現地業務時にSPと協議を実施し、以下の項目とした。

- 潮流
- 電圧分析

(3) 検討対象

検討対象年は、第一回現地業務時にSPと協議を実施し、2020年、2025年、2030年とした。

また、検討対象時間帯は、将来的に太陽光発電が大量に導入されることが想定される系統であるということを検討し、時間帯は、第一回現地業務時にSPと協議を実施し、以下の通りとした。

- 昼間のピーク需要時

➤ 夜間のピーク需要時

なお、需要が低くなる週末等の昼ピーク時についても確認を行った。

第5章 シナリオ分析

5.1 ホニアラ系統における実現可能な再エネ 100%シナリオの検討

ソ国政府は、電力分野での再エネシェアを 2035 年迄に 50%、2050 年までに 100%とすることを目標として掲げている²⁸。このため、ホニアラ系統への PV の積極的な導入と系統安定化の為に集中型 BESS の導入を政策として進めている。しかし、現在明らかになっている施策だけでは、目標達成に十分でない。このため、政策目標達成のための再エネ導入シナリオを需給シミュレーションに基づき検討し、必要な施策を明らかにする。

需給運用の観点からは、全発電ユニットは燃料費が最小となるように経済負荷配分により運転される。需給運用シミュレーションを行う発電機は、既に建設され運用可能な状態を想定している。需給運用シミュレーションに使用する PDPAT-II は、発電ユニットの数量と負荷需要のプロファイルを考慮した、発電所の最も経済的な運転のシミュレーションを行う。東京電力で 40 年以上の使用実績のあるツールである。

本調査では、日負荷運用での需給シミュレーションを行う。このため、BESS のオフピーク時の安価な電力による充電を模擬でき、経済的な日運用を計算できる。需給シミュレーションの結果としては、各発電ユニットの各時間の供給力、発電電力量、燃料消費量、年間の設備利用率、その結果として年経費などを計算する。

第 4 章での検討に基づき、SP が策定している現行計画をベースとして、現在 2030 年までに実施可能な技術を用い、かつ実現可能で費用最少となる再エネ 100%シナリオを検討する。

5.1.1 現行計画

費用最少となる再エネ 100%シナリオを検討するにあたっては、まず発電機ユニットおよび連系される電源系統に関する所定の条件を考慮した、SP の現行計画に従った新增設パターンを用意する。次いで、現行計画に基づく需給運用シミュレーションを行う。

第 4 章で現行計画に基づく需給シミュレーションを実施し、以下の知見を得ている。2022 年には PV 導入量がオフピーク時の需要を超過するため、瞬動予備力、系統安定化対策として EMS + BESS を導入することとした。必要な瞬動予備力分の BESS 容量については、代数的手法を用いて決定した（詳細の検討結果は 4.5.1 参照）。この検討に基づき、現在の SP の PV 計画導入量 21.27 MW に対して、3.9 MW が必要となる。実際には、将来分と建設費用の抑制を考慮して、汎用のユニットサイズ (2 MW×2 など) を採用する。

一方、2030 年には雨期のオフピーク時には再エネ 100%供給が可能となる見込みである。しかし、特に乾期の夜間ピーク時には再エネによる供給力が不足する。このため、再エネ 100%とするためには、現行計画に加えて、乾期における夜間電力供給力を再エネで開発する必要がある。前述のとおり、ソ国において現状検討可能な再エネは、PV と水力発電である。バイオマスに関しては、ソ国におけるポテンシャル調査が実施されていないこともあり、RERM シナリオとして検討できるデータが存在しない。水力発電については、2024 年に運転開始を予定している Tina 水力の

²⁸ 2019.8.28 Consultative Workshop での MMERE プレゼン資料より

後の新水力地点開発は、Tina 水力の開発実績から、2030 年には間に合わないと想定されている。このため、PV+BESS でのピークシフトを検討する。2021 年 4 月現在、SP の現行計画には遅れが明確であり、SP も 2030 年再エネ 100%の計画の見直しを表明しており、次節以降のシナリオ検討においては現実的な検討を図り 5.6 節にて提案を行っている。

5.2 検討すべき 2030 年までの再エネ開発シナリオの選定

前節の再生可能エネルギー開発可能性検討結果から、水力と PV+BESS による以下の再エネ開発シナリオを検討する。

まず、ベースシナリオでの 2030 年の再エネシェアを求める。ベースケースに PV を加えて再エネ 100%のシナリオを作成。必要 PV 量の確保面からの実現可能性の評価、および、ソ国政府の方針である現行の平均電気料金 65 US¢/kWh の半減を踏まえて、発電原価への影響を分析する。

これらの検討の結果、以下の 2030 年断面での再エネ導入シナリオと再エネ 100%への課題を整理し、推奨するシナリオを提案する。

- a) シナリオ1：ベースシナリオ
電力需要 2%増加 現行計画 (PP: Present Plan) +BESS (4 MW / 2 MWh)
- b) シナリオ2：再エネ100% (PV+BESS) シナリオ
電力需要 2%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS
- c) シナリオ3：雨期再エネ100%供給シナリオ (推奨シナリオ)
電力需要 2%増加 PP+PV+BESS 発電原価 32.65 US¢/kWh 以下
- d) シナリオ4：再エネ100% (PV+BESS) 2040年達成シナリオ
電力需要 2%増加

さらに、シナリオ 3 (推奨シナリオ) に対し、感度分析として以下を分析する。

- e) シナリオ5：電力需要4%/年増加ケース
電力需要 4%増加 再エネ 80% PP+PV+BESS
- f) シナリオ6：PV+BESS建設コスト現状維持ケース
電力需要 2%増加 再エネ 88% PV+BESS コスト現状維持 (コスト低減無)
- g) シナリオ7：電力需要の伸び2%/年のケース (Komarindi水力有り)
電力需要 2%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS+new HPP New Scenario
- h) シナリオ8：電力需要の伸び4%/年のケース (Komarindi水力有り)
電力需要 4%増加 再エネ 100% PP+PV+BESS+new HPP New Scenario

5.3 2030 年までの再エネ開発シナリオの検討

前節により選定されたベースシナリオと PV+BESS による再エネ 100%供給シナリオについて、需給シミュレーションに基づき検討する。

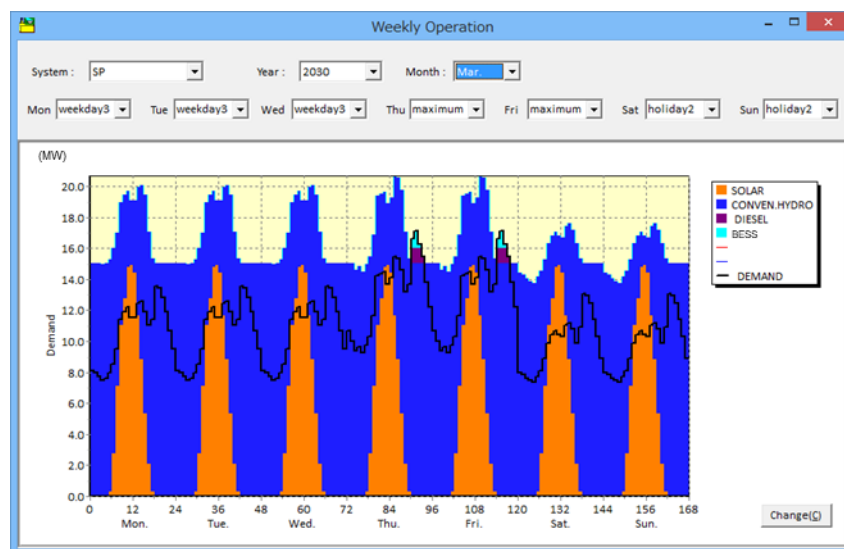
5.3.1 シナリオ1：ベースシナリオ

ベースシナリオの設定は以下のとおり。

- 電力需要の伸び：2%/年。
- 2030年断面での年間販売電力量：113.2 GWh/年、最大電力：20.3 MW。
- 負荷率：60.7%（2018年実績）
- 開発計画はSP 現行計画に基づく、PV 21.27 MW、DG 13.8 MW
- BESS は、代数法により求めた瞬動予備力分のみ：4 MW / 2 MWh

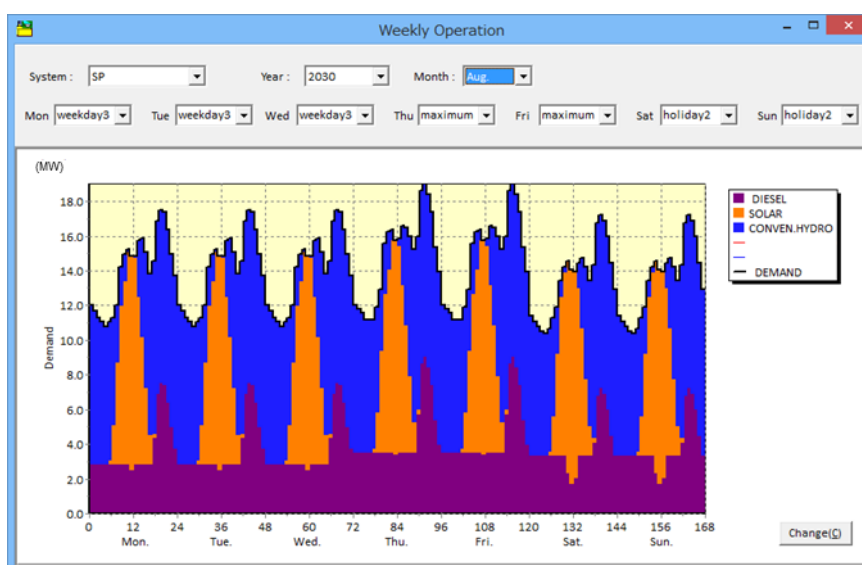
シミュレーション結果は次のとおり。

- 発電原価：30.4 US¢/kWh
- 年間発電電力量：127.4 GWh/年
- 年間の再エネ供給率：88%
- Diesel 発電電力量：15.7 GWh/年
- 溢水：13.9 GWh
- ベースシナリオでは、2030年断面で雨期にはピーク時間を除き、再エネ 100%供給が実現する。（図 5-1）
- ピーク時と乾期には、ディーゼルによる供給が必要である。（図 5-2）



出典：JICA プロジェクトチーム

図 5-1 2030年雨期の需給状況（ベースシナリオ 2030年3月）



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-2 2030 年乾期の需給状況 (ベースシナリオ 2030 年 8 月)

5.3.2 シナリオ 2 : 電力需要 2% 再エネ 100% PV+BESS シナリオ

再エネ 100%達成に必要な PV と BESS の設備量は次のとおり。

PV 45.27 MW(+24 MW), BESS (8 MW / 4 MWh, 15 MW / 90 MWh)

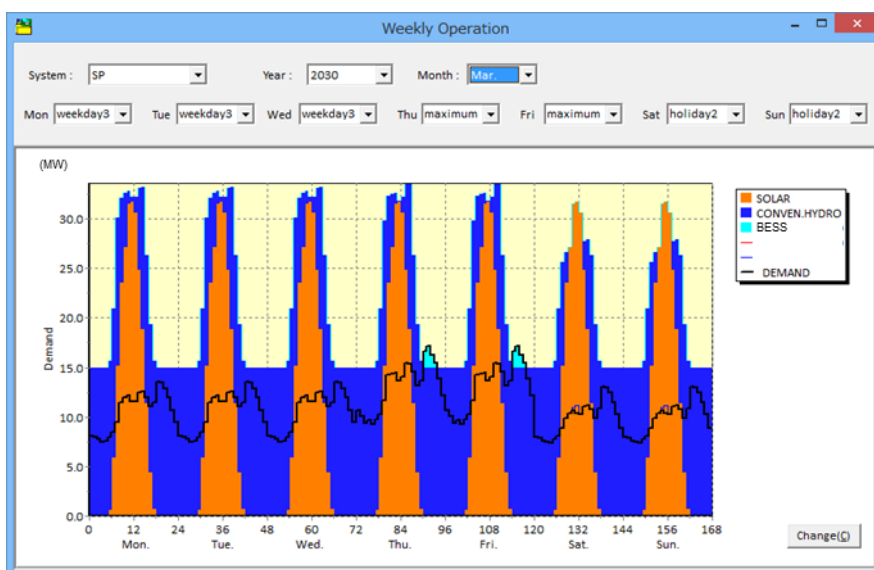
PV の増強がベースシナリオから更に 24 MW 必要となる。PV の 24 MW 増強には、24 ha の用地確保が必要となる。SP からは、現行計画の PV 用地も確保できていない状況にあり、更に 2030 年までに 24 ha の用地を確保できる見込みはないとの意見があった。

同期発電機が Tina 水力のみとなるため、Tina 水力発電所の送電線事故等の際には BESS は自律運転を行う必要が生じるため、自励式 PCS を用いた BESS システムが必要となる。

また、PV 出力実績が数年に亘って蓄積され、乾期に天候不順が数日に亘って生じ PV 出力低下が生じている場合には、BESS は週間運用ができる容量が更に必要になる。現状では、1 年分のデータのみで、評価ができない。

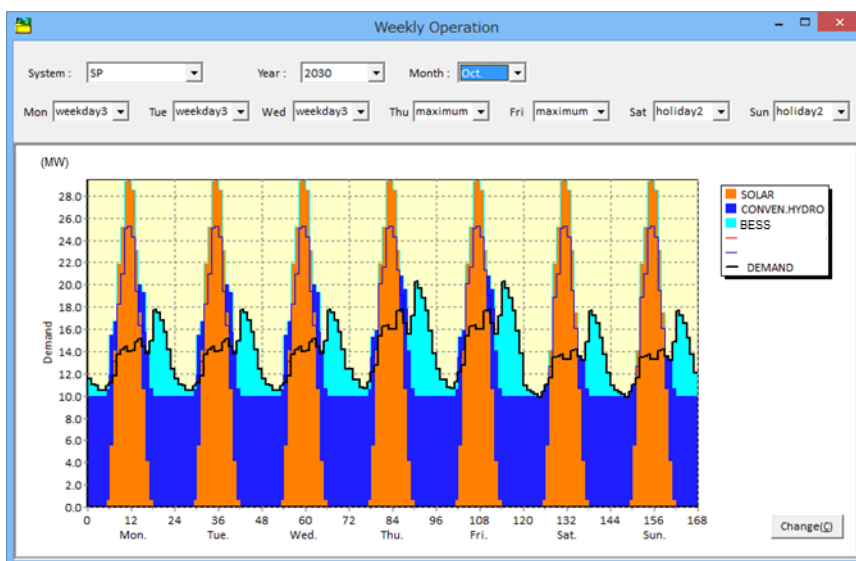
- 発電電力量は 158.1 GWh/年
- 溢水は 34.3 GWh/年。
- 発電原価 35.0 USc/kWh > 32 USc/kWh となり、発電原価は現行電気料金の半分を超える

ピークシフト用 PV を導入すると雨期に PV の発電余剰が生じる。雨期の発電余剰は、年間の発電可能量の 1/4 近くに達する。このため、PV の投資効率が低下する。ピークシフト用 PV を IPP により行う場合には、Capacity Charge と Energy Charge の 2 部料金とするなどの工夫が必要となる。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-3 2030 年雨期の需給状況 (再エネ 100%PV+BESS 2030 年 3 月)



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-4 2030 年乾期の需給状況 (再エネ 100%PV+BESS 2030 年 10 月)

5.4 推奨すべき 2030 年までの再エネ開発シナリオ

需給シミュレーションによると、SP の現行計画において、2030 年までにホニアラ系統で、雨期には最大電力発生時を除き再エネ 100%供給が実現する。更に、PV + BESS の追加開発により再エネ 100%供給は技術的に実現可能である。しかし、PV+BESS の追加開発による再エネ 100%供給は、PV 用地の確保、発電原価に関しても雨期の PV 出力状況に因っては、BESS 必要容量の増加による上昇の可能性があり、不確実な面がある。

第4章において、更なる再エネ開発の可能性について文献等入手可能な情報に基づき検討を行った。PVに加えて、水力、バイオマス（椰子殻）に可能性があるが、情報が不足しているため、ロードマップに記載することは難しいとの評価であった。

このことから、RE100%供給を PV+BESS で実施することを検討した。しかし、RE100%供給のためには、2030年までに45MWのPV開発が必要である。しかし、2030年までに45MWを開発すること困難であるとSP側から指摘があった。

このため、2030年までは、雨期の再エネ100%供給をPV+BESSにより行い、乾期の夜間供給について、可能性のある再エネのFSを実施することで、2030年以降早い時期に完全再エネ100%供給の達成を目指すことを推奨する。そこで、追加PV+BESS開発により雨期の再エネ100%供給を実現するシナリオを検討する。

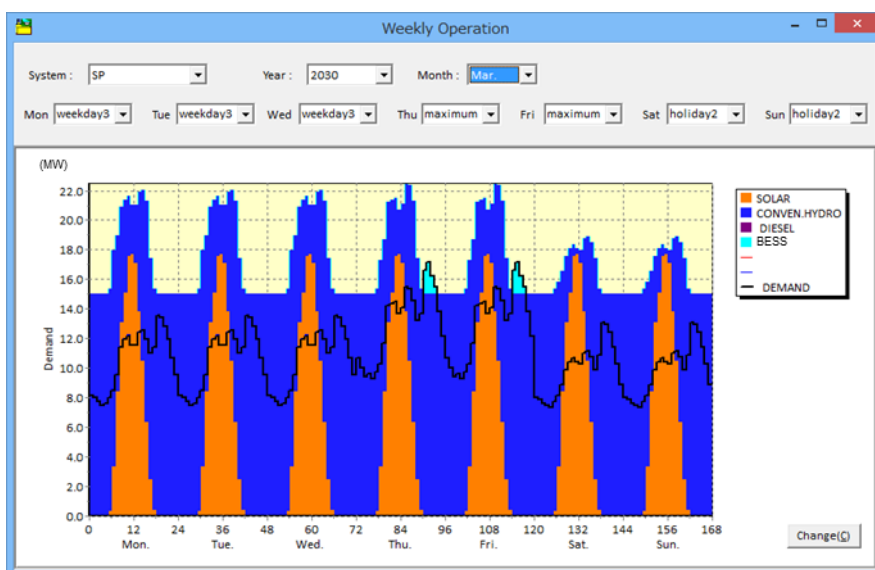
5.4.1 シナリオ3：雨期再エネ100%供給シナリオ：電力需要2%増加 ベースシナリオ+追加(PV+BESS)

前節のTina水力、追加のPVとBESS開発による再エネ100%供給シナリオでは、発電原価が35 US\$/kWhとなり、ソ国政府の目指す電気料金半減政策の実現は難しい。2030年断面において、雨期に100%供給を目指しPV+BESSを追加開発し、かつ発電原価は半額程度となる現時点で実現可能と判断できるシナリオを検討した。

現開発計画に対し、PVを4MW、ピークシフト用BESS4MW/24MWhを追加した場合には、発電原価は32.8 US\$/kWhに留まる。この場合の発電電力量における再エネ供給分は、90.9%と試算される。雨期（1-3月、12月）は再エネ100%供給が達成される。乾期の夜間に一部ディーゼルの供給が必要となる。

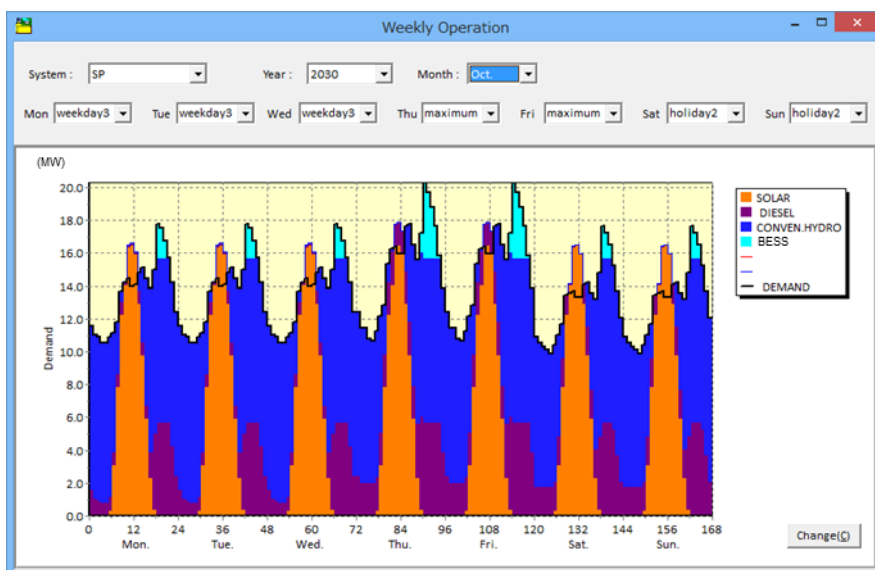
PV25.27MWに必要な瞬動予備力は、代数的手法により4.5MWである。ベースシナリオで、4MW-2MWhのBESSを導入しているため、残り0.5MW分はピークシフト用4MW/24MWhの電池容量の1/50なので、容量型電池であっても代替できるとした。

- 発電電力量は131.2GWh/年
- 溢水は16.2GWh/年
- 発電原価31 US\$/kWh < 32 US\$/kWh
- 雨期の発電余剰が半分以下に減少する



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-5 2030 年雨期の需給状況 (再エネ 90%PV+BESS 2030 年 3 月)



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-6 2030 年乾期の需給状況 (再エネ 90%PV+BESS 2030 年 10 月)

5.4.2 2030 年断面での推奨シナリオの選定

これまでの検討により、発電原価政策への影響が少なく、ホニアラ系統で 2030 年に雨期における再エネ 100%が達成されることから、2030 年に PV と BESS による再エネ 100%供給が雨期に達成される「雨期再エネ 100%供給シナリオ」であるシナリオ 3 を推奨シナリオとする。

一方で、特に、2030 年乾期の夜間ピーク時には再エネによる供給力が約 12 GWh/年分不足する。このため、完全な再エネ 100%供給とするためには、雨期再エネ 100%供給シナリオに加えて、乾期夜間の再エネ供給力を開発する必要がある。

前述のとおり、バイオマスに関しては、パーム椰子殻が有望と目されるが、ソロモンにおけるバイオマス発電のポテンシャル調査が実施されていないことから、RERM シナリオとして検討できるデータが存在しない。水力発電については、2024 年運転開始予定の Tina 水力の次に開発される新水力地点は、Tina 水力の開発実績から、2030 年には間に合わないと想定されている。これら、バイオマス、水力のポテンシャル調査、有望なプロジェクトの実現可能性調査を実施し、ディーゼル発電の代替電源としてロードマップへの採用可能性評価を行うことを推奨する。

5.4.3 シナリオ 4 : 2040 年断面で PV+BESS 導入で再エネ 100%供給可能とした場合のシナリオ

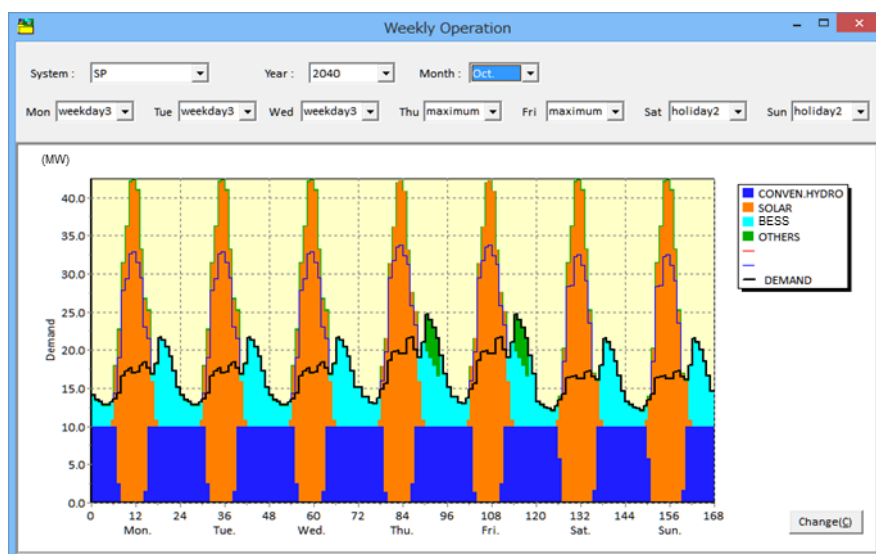
現状、ホニアラ系統に適用可能な技術である PV+BESS での再エネ 100%供給として、必要な大規模 PV 用地の確保が 2030 年までには困難であることを勘案し、大規模 PV 導入が 2040 年までに可能であるとした場合を検討した。

このとき、2030 年以降の需要の状況、中小規模 PV 導入状況について、次の仮定を置いた。

水道公社である Solomon Water の給水用ポンプ（契約電力 200 kW 程度、20 か所）需要について、マイクログリッドに取り込んで EMS で操作する DR 契約が行なえるとして、ポンプ容量の約 1/3 である 0.7 MW を夜間ピーク時の 4 時間削減し、中間負荷に振り替えられるとした（図 5-7 において”OTHERS”として示されている緑色部分）。

中小規模 PV としては、ソ国の住宅メーカーである Solomon Housing により新規に分譲が計画されている建物（約 3,500 棟）に PV を設置できると想定する。総建物数の 1/3 に 1 軒あたり 4 kW の PV パネルを設置可能とし、全体として 5 MW の中小規模 PV を設置できると仮定した。

需要の伸びを 2%/年として、2040 年の最大需要は 24.7 MW、電力需要は 138 GWh/年となる。再エネ設備は、PV 64.97 MW、BESS（瞬動予備力用 8MW/4MWh、ピークシフト用 16MW/96MWh）が必要となる。この場合の年間の再エネからの需要に供給されない電力量としてのオーバーフローは、40.6 GWh/年となる。HPP と PV の年間発電可能電力量は 180 GWh/年であり、オーバーフローは 22.5%に相当する。このオーバーフローは主に、雨期の日中に発生する。



出典: : JICA プロジェクトチーム

図 5-7 2040 年乾期の需給状況（再エネ 100%PV+BESS 2040 年 10 月）

2030 年までの中小規模導入による影響について

ここで、2030 年までに中小規模 PV 導入した場合の発電原価と再エネ供給率への影響について考察する。上述の検討では、2040 年までに中小規模 PV が 5MW 導入されるとして検討を行っている。

7 章で述べる第三者所有（TPO）モデルによる中小規模 PV 導入の障害が順調にクリアされ、種々の条件が整備されるとした場合、最短に中小規模 PV が導入し得るのは、2022 年～2023 年である。導入規模は 5 MW が想定される。

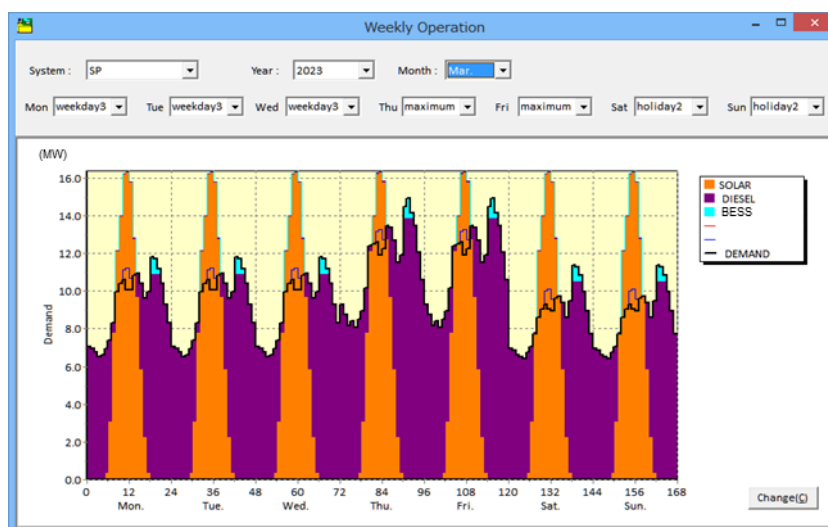
SP の現計画によれば、2022 年には 12 MW の PV が運転開始され、同年にホニアラ系統内の PV 出力容量の合計は 16 MW となる。2022 年の最大需要電力は 17 MW と想定されるので、昼間の PV 最大出力時には、PV 出力が需要を超えることがあると予想される。このため、PV のみによる系統運用を行う必要が生じる。この PV のみによる系統運用のための設備設定準備および運転保守要員の体制整備ならびに業務習熟に時間がかかると考えられる。このため、更なる 5 MW の PV 導入は翌年 2023 年以降が望ましい。

2023 年に 5 MW の中小規模 PV を導入した場合の影響を、需給バランスおよび発電原価の面から検討を行う。

(1) 需給バランスへの影響

2023 年の需給バランスを見ると、PV 出力が最大となる 3 月には、日中の需要を PV の出力が超過し、余剰出力が生じる。（図 5-8）

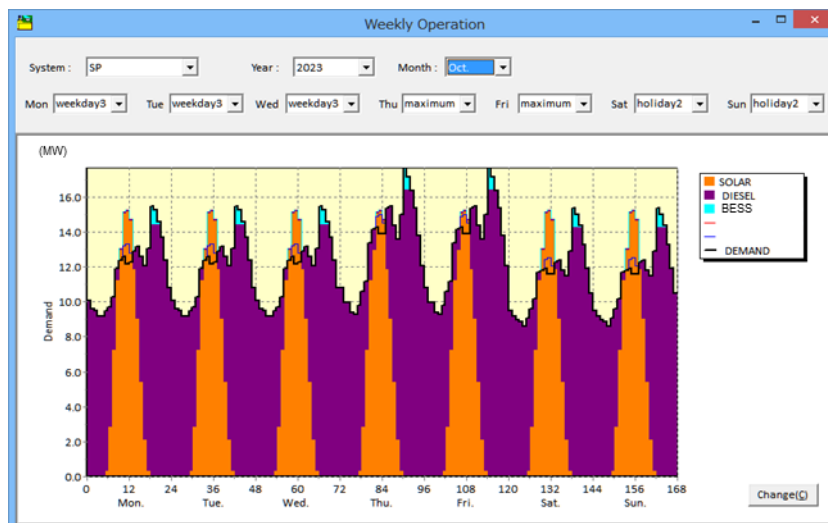
2022 年までに PV 余剰出力対策として、EMS+BESS を導入してあれば、問題はない。



出典: : JICA プロジェクトチーム

図 5-8 中小規模 PV 導入ケース (2023 年 3 月)

需要が最大となる 10 月においても、昼間の PV 出力余剰が生じる。(図 5-9)
一方、PV の出力が増えたことで、ディーゼル発電の焚き減らしが増え、RE 供給率は、29%から 37%に増加。発電原価は、30 USc/kWh から 29.9 USc/kWh に微減する。

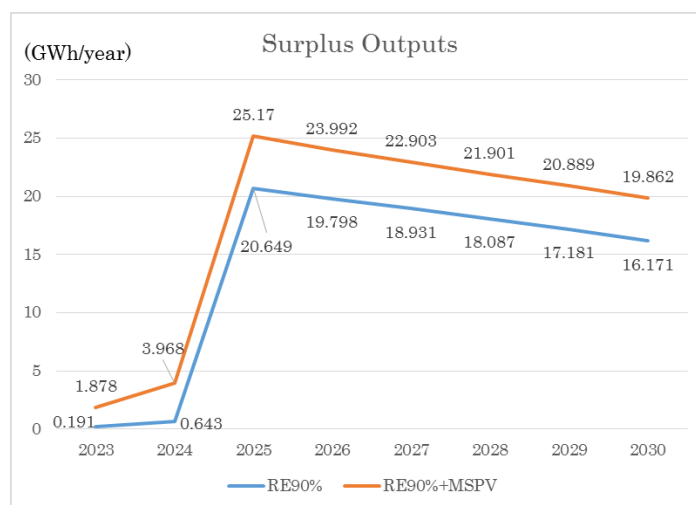


出典: : JICA プロジェクトチーム

図 5-9 中小規模 PV 導入ケース (2023 年 10 月)

(2) 出力余剰の状況

2023 年以降、中小規模 PV を導入したケースの出力余剰は大きい。一方で、ディーゼルの焚き減らしも増えるので、再エネ供給率も増加する。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-10 中小規模 PV を導入した場合の出力余剰の比較

(3) 発電原価と RE 供給率への影響

中小規模 PV の導入にあたって、TPO による導入を考慮した。TPO 側のインセンティブとして、加重平均資本コスト (WACC) 程度の利潤を売電価格に乘せると仮定して、需給バランスを検討し、発電原価を計算した。

WACC は下表のとおり、7.3%と仮定した。

表 5-1 加重平均資本コスト

	Bond	Equity Participation
A Weighting	80%	20%
B Nominal Cost	10.00%	10.00%
C Inflation Rate	2.50%	2.50%
D Real Cost $[(1+B)/(1+C)-1]$	7.30%	7.30%
E Weighted Cost	5.84%	1.46%
F WACC	7.30%	

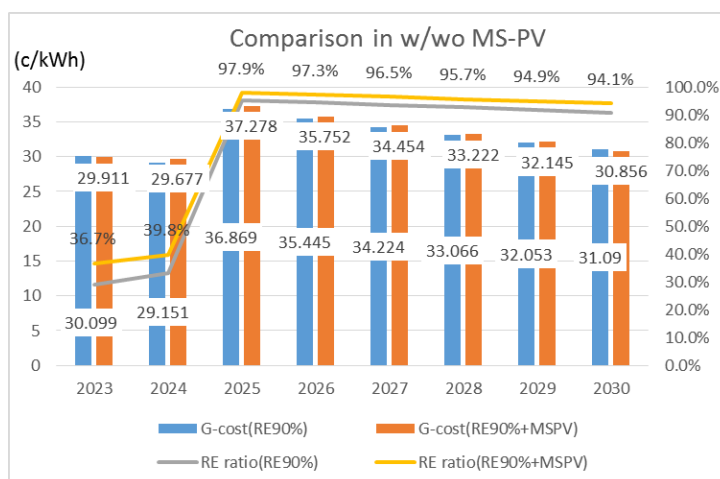
出典: JICA プロジェクトチーム作成

この利潤を PV の年経費に乗じたものを、O&M コストと共に付加して発電原価を計算した。その結果、発電原価への影響は少ない。

PV が多く導入されることで、ディーゼル発電の焚き減らしは増えるが、Tina 水力導入によりディーゼル発電が減少しているため、中小規模 PV 導入による発電原価低減の効果は限られる。

また、Tina 水力運転開始後のディーゼル発電は、乾期の夜間ピークへの供給を担っているため、PV のみを増加しても焚き減らし効果も限られる。

RE 供給率は、2030 年断面で、90%から 94%に上昇する。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-11 発電原価と再エネ率への中小規模 PV の影響

(4) 2030 年までの中小規模 PV 導入について

上記(1)~(3)にて、中小規模 PV を導入した場合の影響について試算した。発電コストの観点からは、シナリオ 3 (推奨シナリオ) と大きな差はないものの、中小規模 PV 導入を進めるためには、以下に示すような条件整備が必要となる。

- 法改正によるアクセスフィー (スタンバイチャージ) の撤廃および売電制度の創設

前述の通り、ソ国ではスタンバイチャージが IPP 参入の大きな障壁となっており、これは中小規模 PV 設置者にも課せられることから、中小規模 PV の導入促進には、この撤廃が大きく寄与することと考えられる。また PV による余剰電力を売電することができる制度を設けることで、PV 設置のインセンティブとなり得る。
- 分散型電源の系統連系技術要件の制定

分散型電源が系統に連系された場合にも、配電系統の供給信頼度 (停電など) や電力品質 (電圧、周波数、力率、高調波など) の面で悪影響を及ぼさないこと、また公衆や作業者の安全確保、配電系統の供給設備や連系された他の需要家設備の保全に悪影響を及ぼさないようにすることが求められる。一般に PV はインバータを介して系統に連系されるため、その系統連系保護装置などの要件を適切に定める必要がある。よって、分散型電源の連系技術要件を制定し、発電設備設置者にこの要件を順守させる仕組み作りが必要である。
- PPA の価格設定、FIT の設定

需給シミュレーションの結果より、雨期には Tina 水力の発電量が大きく、需要家の PV 余剰電力の売電が困難になる可能性が高い。他方、発電者 (PV 設置者) からすれば、適切な価格設定や買取期間は、将来の収益を左右するため、事業性見通しの確保のためにも、魅力的な条

件や動機付けが必要である。よって、雨期の買取条件やそれらを踏まえた FIT 法の設定などが必要となる。

➤ TPO 事業の認可

7.5 にて後述するが、ソ国における新たなビジネスモデルの検討として、TPO モデルの導入を挙げている。この TPO モデルの導入は、中小規模 PV 導入に寄与すると想定されるが、この事業形態がソ国により認可される必要がある。

EMS+BESS による PV 余剰出力対策が実現されていれば、中小規模 PV の導入は技術的には問題なく、限定的ではあるものの、再エネ供給率向上やディーゼル発電の焚き減らしにも貢献することと考えられる。しかし、上述の諸条件の整備が中小規模 PV 導入および普及促進には必要であり、これら条件整備の具体的動向が現時点では不透明であることから、2030 年までの推奨シナリオ内に中小規模 PV を織り込むことはしていない。

5.5 感度分析～推奨シナリオのロバスト性の確認～

推奨シナリオである雨期再エネ 100%供給シナリオ(ベースシナリオ+BESS(4 MW/24 MWh))に対して以下の感度分析を行う。

- 電力需要の伸び 4%に増加ケース
- PV+BESS の建設コスト現状維持ケース
- 次期水力導入ケース (Tina 水力建設費を使用)

5.5.1 シナリオ 5 : 電力需要 4%/年増加ケース

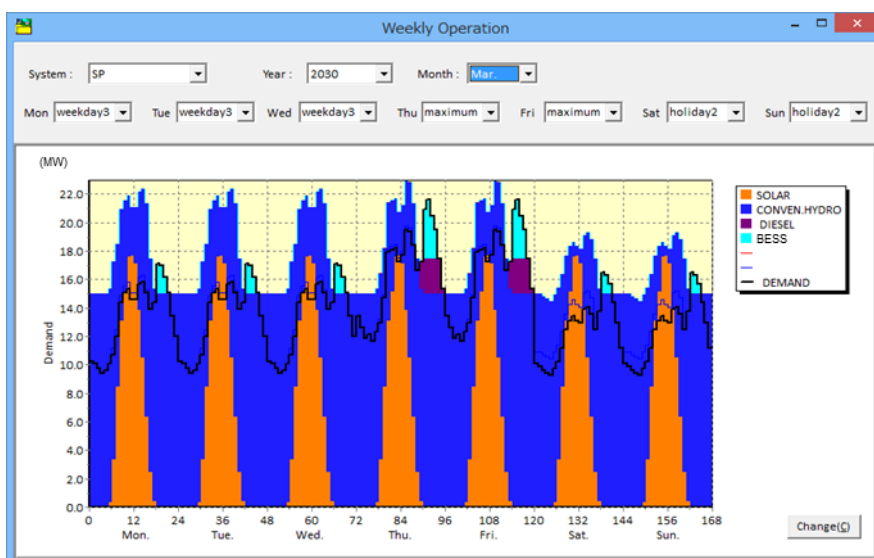
推奨する 2030 年 PV と BESS による雨期再エネ 100%供給シナリオに対し、電力需要の伸びが 4%/年となった場合の影響を評価する。

伸び率 4%/年の電力需要を用いた場合の需給シミュレーション結果は、以下のとおり。

- 電力需要 142.8 GWh/年
- 最大電力 25.6 MW。
- 需要が伸びた分、ディーゼル設備が 11.5 MW 残る。
年間のディーゼル発電電力量は、31.2 GWh に増加。
- 溢水は雨期の需要増加により、16.2 GWh/年から、5.7 GWh/年に大幅に低下。
- 発電原価は溢水の低下により、28.3 USc/kWh に低下。
- 再エネ供給量は年間発電電力量の 79%となる。

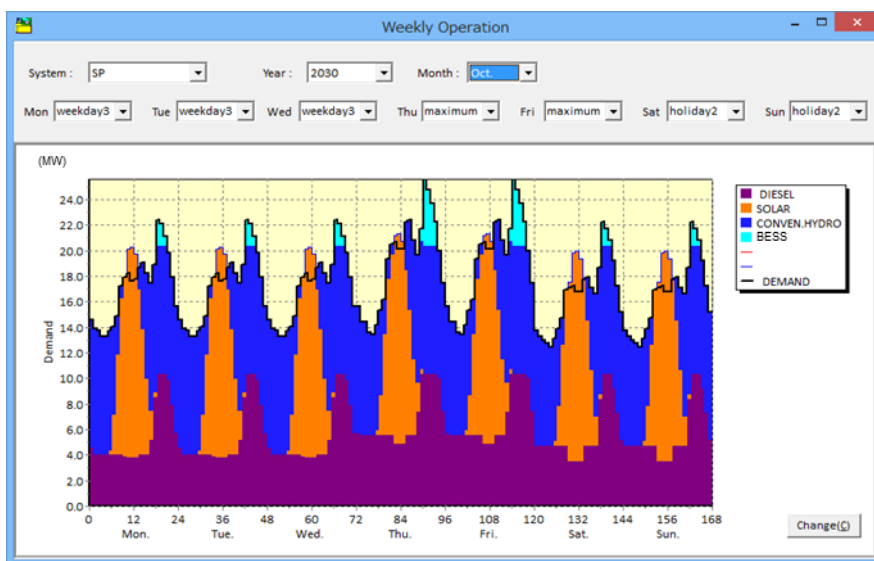
雨期の 3 月はピーク時の 3 日間を除き、再エネ 100%供給を達成

需要が伸びた場合でも、雨期の 3 月には平日、週末での再エネ 100%供給が達成できる見込みである。年間の送電端電力量に占める再エネの割合は、79%となる。発電原価は、需要増により溢水が大幅に減ることにより、28.3 USc/kWh に低下する。これらの結果から、推奨シナリオは需要増加ケースにおいても機能すると考えられる。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-12 2030 年雨期の需給状況 (需要 4%/年 2030 年 3 月)



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-13 2030 年乾期の需給状況 (需要 4%/年 2030 年 10 月)

5.5.2 シナリオ 6 : PV+BESS 建設コスト現状維持ケース

これまでの検討において、PV と BESS の建設費を IRENA の報告書²⁹に基づき低減させている。これに対し、PV と BESS の建設コストが下がらないケースを求める。

²⁹ IRENA Electricity Storage Costs 2017

これまでの検討では、PV 建設費を、2,600 USD/kW から 1,510 USD/kW に削減、BESS 建設費を 4,400 USD/kW から 2,000 USD/kW に低減させて試算を行っている。これらコストを現状維持として計算を行った。

その結果、発電原価は 32.8 USc/kWh となり、ほぼ現行電気料金の半額と同等である。また、固定費増があっても、燃料費には影響がないので、需給バランスに変化はない。したがって、PV と BESS の建設コストの現状維持ケースは、雨期再エネ 100%供給シナリオに影響を与えない。

5.5.3 次期水力導入

現行開発計画に次期水力発電所候補であり、ADB による F/S が行われている Komarindi 水力発電所を導入した場合の効果を確認する。Komarindi 水力の建設単価は、Tina 水力の建設単価を参考とし、規模が小さいこと、アクセスが悪いことを考慮して 15,400 USD/kW とした。

ADB 実施の F/S レポート³⁰より、設備容量 6.6 MW、年間発電可能量は 45.5 GWh とされている。報告書の数値に基づくと、年間を通じて一日 6 時間程度であれば定格出力運転が可能である。

表 5-2 Komarindi 水力の月間出力

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
出力 (MW)	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
発電量 (GWh)	4.31	4.2	4.59	4.31	3.96	3.05	3.2	2.81	3.12	3.81	4.02	4.12

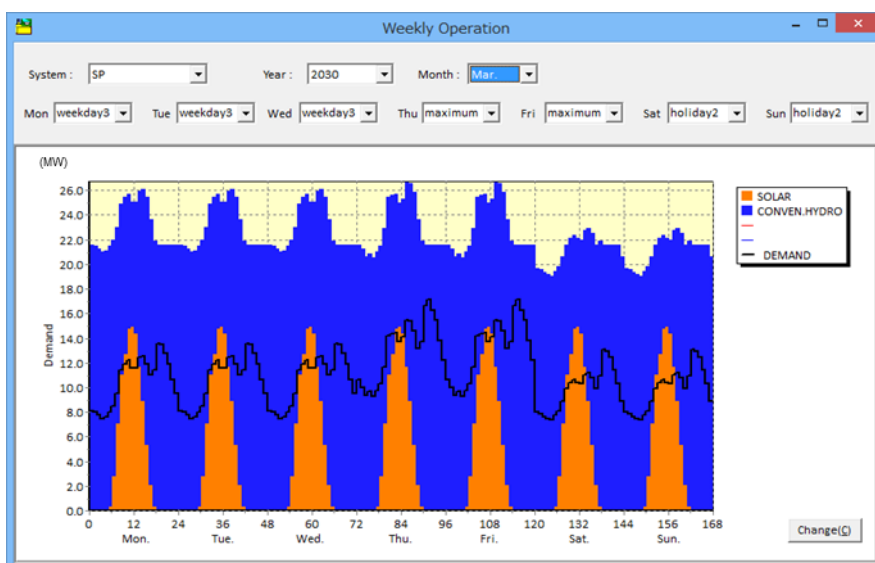
出典: JICA プロジェクトチーム作成

(1) シナリオ 7 : 電力需要の伸び 2%/年のケース (Komarindi 水力有り)

需給シミュレーションの結果は、以下のとおり。

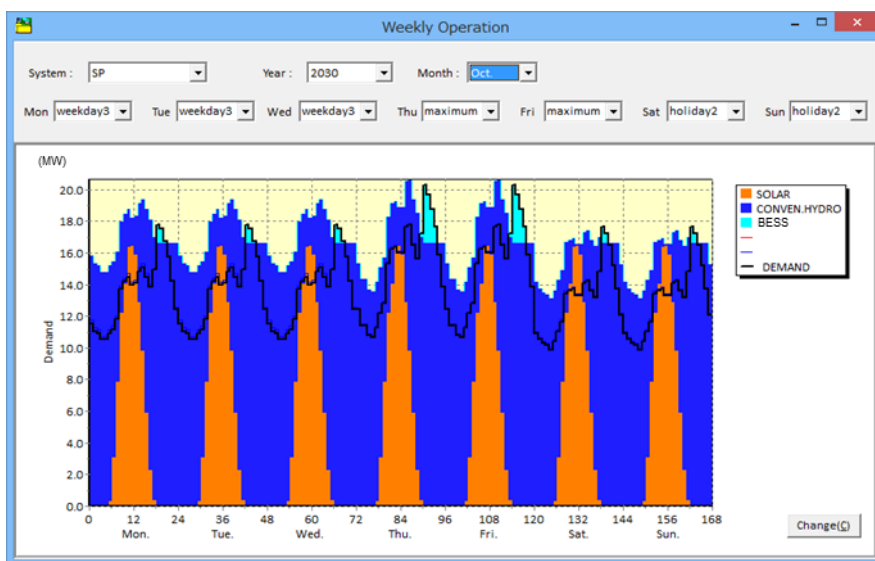
- 再エネ 100%供給が実現する。
- 発電電力量は 163.4 GWh/年。
- 溢水は 49.9 GWh/年となる。水力と PV の年間発電電力量の 30%を占める。
- 発電原価 38.4 USc/kWh

³⁰ Komarindi, ADB, 2001



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-14 2030 年雨期の需給状況 (需要 2%/年 Komarindi 有 2030 年 3 月)



出典: JICA プロジェクトチーム

図 5-15 2030 年乾期の需給状況 (需要 2%/年 Komarindi 有 2030 年 10 月)

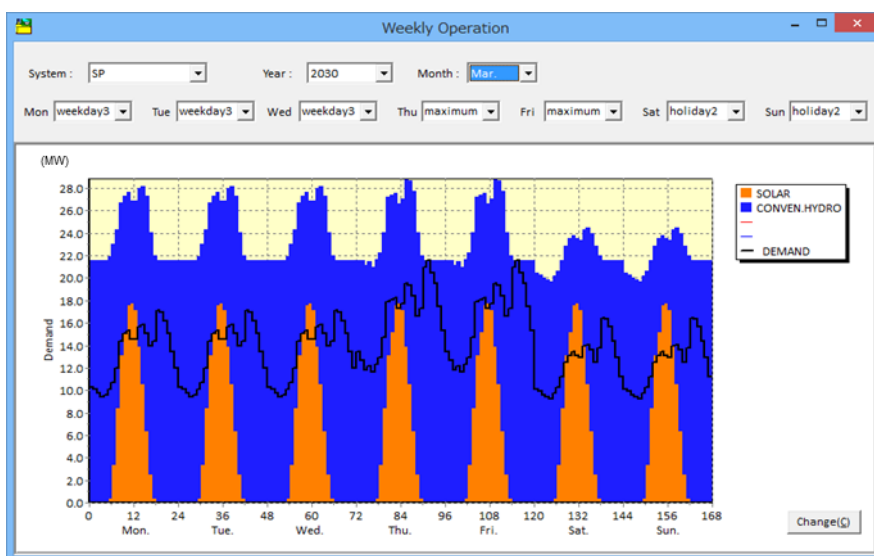
(2) シナリオ 8 : 電力需要の伸び 4%/年のケース (Komarindi 水力有り)

需給シミュレーションの結果は、以下のとおり。

- 発電電力量 170.1 GWh/年
- 雨期の需要増加により、溢水は 26.7 GWh/年に低下。年間の水力、PV の発電電力量の 16% に低下する。

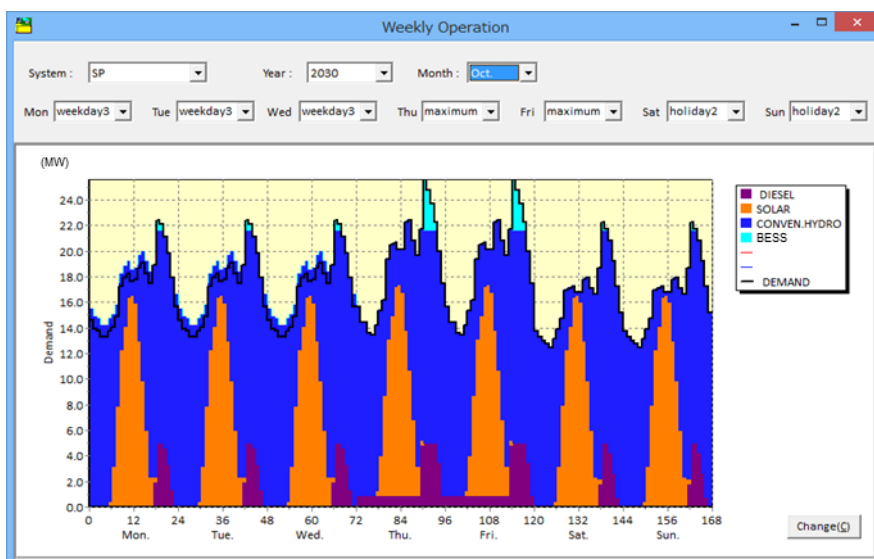
- 雨期には再エネ 100%供給が実現する。乾期は一部ディーゼル発電による供給が必要となる。年間の再エネ供給シェアは 96.3%となる。
- 年間のディーゼル発電電力用は、6.3 GWh/年。ディーゼル発電設備は 5.5 MW。
- 発電原価 30.9 US¢/kWh と試算される。

このように、ADB の FS 報告書に基づき、Tina 水力より割高な建設単価を仮定した場合でも、ディーゼル発電の代替と成り得る可能性が示せた。一方、需要の伸びが 4%/年となる場合には、更なるディーゼル代替の再エネ開発が必要となる。



出典: : JICA プロジェクトチーム

図 5-16 2030 年雨期の需給状況 (需要 4%/年 Komarindi 有 2030 年 3 月)



出典: : JICA プロジェクトチーム

図 5-17 2030 年乾期の需給状況 (需要 4%/年 Komarindi 有 2030 年 10 月)

5.6 推奨する再エネ 100%シナリオ

これまで、シナリオ1~8を検討した。SPが既に策定している電力開発計画に基づくものは、シナリオ1：ベースシナリオ（電力需要2%増加、SP現行電源開発計画に加えて、BESS（4MW/2MWh））として検討をおこなった。SPの現行開発計画では、再エネ供給力として、Tina水力（15MW）とPV（21.27MW）が計画されている。ベースケースの2030年では、再エネによる供給は88%である。乾期の夜間と雨期のピーク需要時に再エネの供給力が不足し、DGによる発電量15.7GWhが必要となる。

そこで、現在ホニアラ系統に技術的に適用可能な再エネであるPVとBESSによるピークシフトにより、2030年断面で再エネ100%供給を行うシナリオ2（電力需要2%増加、PV45.27MW（SP現行計画+24MW）、瞬動予備力用BESS8MW/4MWh、ピークシフト用BESS15MW/90MWh）を検討した。シナリオ2では、ベースシナリオに加えてPV24MW、瞬動予備力用BESS4MW/2MWh、ピークシフト用BESS15MW/90MWh）が追加となる。このPV+BESSの追加により、再エネ100%供給が実現する。しかし、SPの現計画はPV21.27MWであり、このうち用地が確保されているものは、2020年2月時点では、既設を含めて3.27MW分のみである。今後10年間で既計画18MW分に加えて、更に24MWの用地確保は困難との意見がSP側から表明された。

このため、2030年では、雨期に再エネ100%供給となるシナリオ3（電力需要2%増加、SP現行電源開発計画に加えて、BESS（瞬動予備力用4MW/2MWh、ピークシフト用4MW/24MWh））を検討し、2020年2月に実施された第三次現地業務のwrap-upミーティングにてSP側に了承された。2030年断面での推奨シナリオは、シナリオ3で合意した。しかし、SPの最終的な目標は再エネ100%供給であることから、現状適用可能な技術としてのPV+BESSを用いて2040年に再エネ100%供給を達成するシナリオとして、シナリオ4（電力需要2%増加として2040年の需要24.7MW、SP現行電源開発計画に加えて、PV64.97MW（SP現行計画+43.7MW）、BESS（瞬動予備力用8MW/4MWh、ピークシフト用16MW/96MWh））を検討した。いずれにしても、大規模なPVの開発が必要である。

現時点で、ホニアラ系統に適用可能なPV以外の再エネ電源としては、水力地点のF/Sが30年以上前に行われているが、これ以外のバイオマス等の情報はない。しかし、前章で検討したように、木質バイオマス発電、椰子殻発電に可能性があると考えられるので、2026年以降の電源として活用可能か調査を行うことが望まれる。

推奨シナリオであるシナリオ3の感度分析として、需要が4%/年で伸びた場合をシナリオ5、PV+BESSの導入コストが下がらない場合をシナリオ6として検討した。また、古いデータに基づくF/Sデータであるが、Tina水力以外に唯一実施されているKomarindi水力のF/Sデータに基づく新規HPP導入シナリオをシナリオ7として検討した。シナリオ7の需要の伸び4%/年のものをシナリオ8として検討した。

これまでに明らかにされた各シナリオの比較を表5-3に示す。2040年までを想定したシナリオ4については発電原価を算出していないが、これは現時点で他シナリオと同等の根拠を以って計算できる情報がないためである。シナリオ2にて、2030年までにPV+BESSで再エネ100%を達成する場合の発電原価が計算されているため、このコストを参照されたい。

表 5-3 各シナリオの比較

	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3	シナリオ4	シナリオ5	シナリオ6	シナリオ7	シナリオ8
	ベースシナリオ	PV+BESS RE100	PV4MW+BESS 4MW/24MWh	PV+BESS RE100 for 2040	需要成長率4%	PV+BESS ハイコスト	Komarindi水力 RE100	需要成長率4% Komarindi水力
計算条件		2030	2030	2030	2040	2030	2030	2030
年需要成長率	%	2%	2%	2%	2%	4%	2%	2%
負荷率	%	60.7%	60.7%	60.7%	60.7%	60.7%	60.7%	60.7%
PV建設コスト	USD/kW	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	2,600	1,510
BESSコスト	USD/kW	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	4,400	2,000
需要								
電力	MW	20.3	20.3	20.3	24.7	25.6	20.3	20.3
電力量	GWh	113.2	113.2	113.2	138	142.8	113.2	113.2
電源容量								
ディーゼル	MW	13.8	0	13.8	0	11.5	13.8	0
PV	MW	21.27	45.27	25.27	64.97	25.27	25.27	25.27
水力	MW	15	15	15	15	15	15	21.6
瞬動用BESS	MW/MWh	4/2	8/4	4/2	8/4	4/2	4/2	4/2
ピークシフト用BESS	MW/MWh	0	15/90	4/24	16/96	4/24	4/24	4/24
ディーゼル	GWh	15.74	0.00	11.91	0.00	31.20	11.91	0.00
PV	GWh	33.4	71.1	39.7	103.8	39.7	39.7	39.7
水力	GWh	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	123.5
BESS	GWh	0.21	8.98	1.19	18.10	1.19	1.19	0.25
年間供給電力量	GWh	127.4	158.1	130.8	199.9	150.1	130.8	163.4
BESS充放電ロス	GWh	-0.25	-10.56	-1.40	-21.30	-1.40	-1.40	-0.30
余剰電力量	GWh	-13.9	-34.3	-16.2	-40.6	-5.7	-16.2	-49.9
再エネ比率	%	88%	100%	90%	100%	79%	90%	100%
発電コスト	USc/kWh	30.4	35.0	31.1	-	28.3	32.8	38.4
結果								
初期投資コスト	Million USD	43.7	121.6	57.8	153.3	57.8	57.8	159.4
送配電増強コスト	Million USD	4.9	12.1	6.0	15.6	6.0	6.0	19.7
総コスト	Million USD	48.6	133.7	63.8	168.9	63.8	63.8	179.1

出典: JICA プロジェクトチーム作成

SP が掲げている 2030 年再エネ 100%という高い政策目標を達成するシナリオは、シナリオ 2 となるが、COVID-19 等の影響など様々な要因で既に再エネ導入の計画が遅れている。このよな再エネ電源の開発の遅れを踏まえ、SP はプロジェクトチームとの協議の中で実施可能性のある現実的なシナリオが提案されることを要望した。プロジェクトチームは SP の要望を尊重し、本プロジェクトでは、実現が困難なシナリオでなく実施可能可能性あるシナリオを最終的に提案する方針とした。

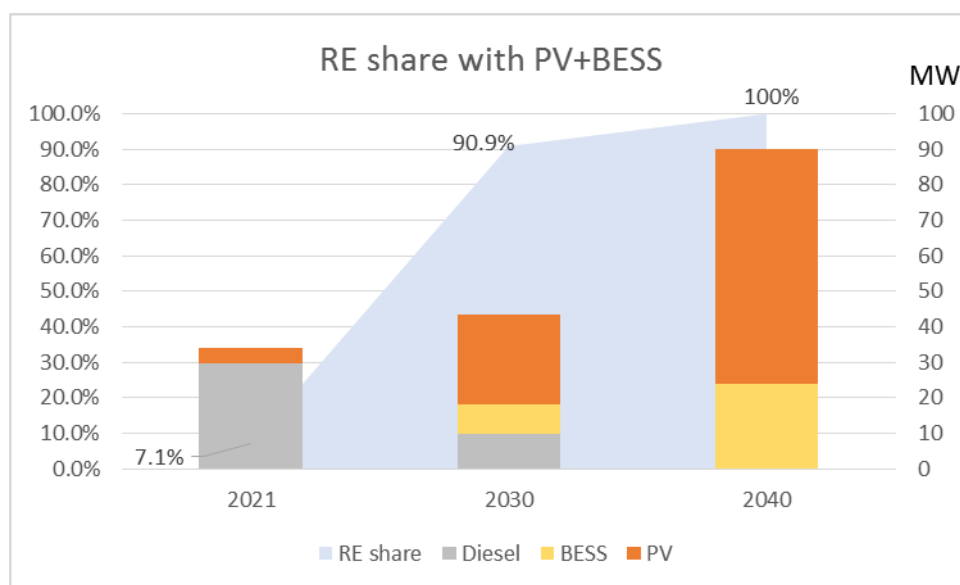
現時点で得られる情報に基づく、これまでの検討によると、PV+BESS での雨期再エネ 100% 供給シナリオ (表 5-3 におけるシナリオ 3) を目指すことが、技術的には妥当である。しかし、PV 用地の確保や PV からの充電用電流が系統に与える負荷も大きい。特に、ピークシフト用 PV と BESS の適正な設置位置による系統構成の検討や、PV、BESS の系統連系に必要な具備すべき条件 (単独運転防止、自律運転、電圧維持、VSG 等) も整える必要がある。

一方、水力の新規地点やバイオマス (木材、パーム椰子殻) によるディーゼル発電の代替も可能性があると考えられることから、これらの実現可能性調査を行った上で、年間の再エネ 100%供給シナリオを決定することが妥当と考えられる。

ホニアラ系統における再生可能エネルギーのポテンシャルを考慮すると、現時点では、2030 年までに、PV+BESS の要求仕様、系統連系の技術要件をまとめ、PV+BESS によるピークシフトを実現化させる、それと並行して、水力発電、バイオマスの実現可能性評価を行い、最も経済的な再エネ 100%シナリオを段階的に達成することが妥当であると考えられる。

したがって、2030 年までの再エネ導入シナリオとしては、PV+BESS による雨期再エネ 100% 供給シナリオを推奨する。この後、PV+BESS の開発を継続して進め、2040 年迄に RE100%供給を達成させる。これは、SP のホニアラ系統における 2030 年迄に RE100%供給という目標を 2040 年に向け段階的に達成して行く形に修正することとなる。

2030年以降2040年までの10年間に、PVを中小規模5MWも含め、40.7MW追加（4MW/年のペース）開発し、PVの導入に合わせてBESSを（瞬動予備力用4MW/2MWh、ピークシフト用12MW/72MWh）追加開発できれば、シナリオ4で示したとおり、2040年には現状の技術で可能なPV+BESSでの再エネ100%供給が可能となる。参考までに、シナリオ3およびシナリオ4における再エネ供給シェアと設備構成の推移を図5-18に示す。



出典: JICAプロジェクトチーム

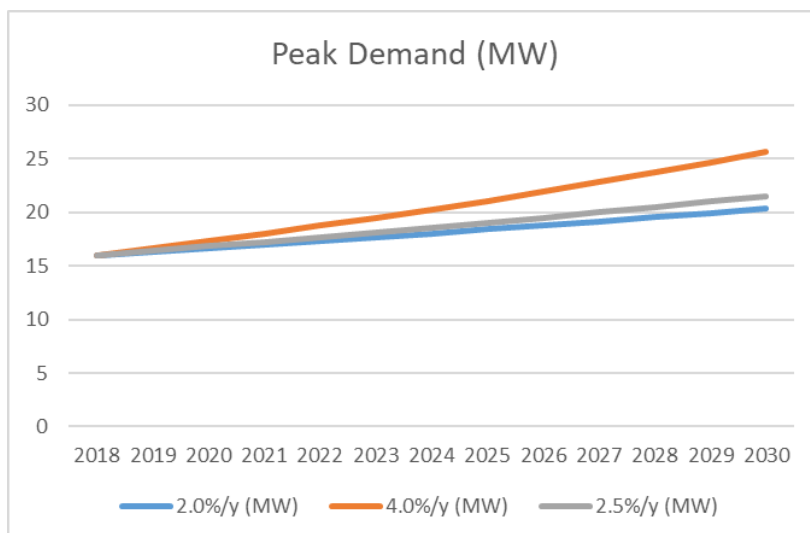
図 5-18 電力供給に占める再生可能エネルギーの割合と設備量の推移

5.7 2020年実績と推奨するRE100%シナリオへの影響の確認

5.7.1 2020年需要実績の確認

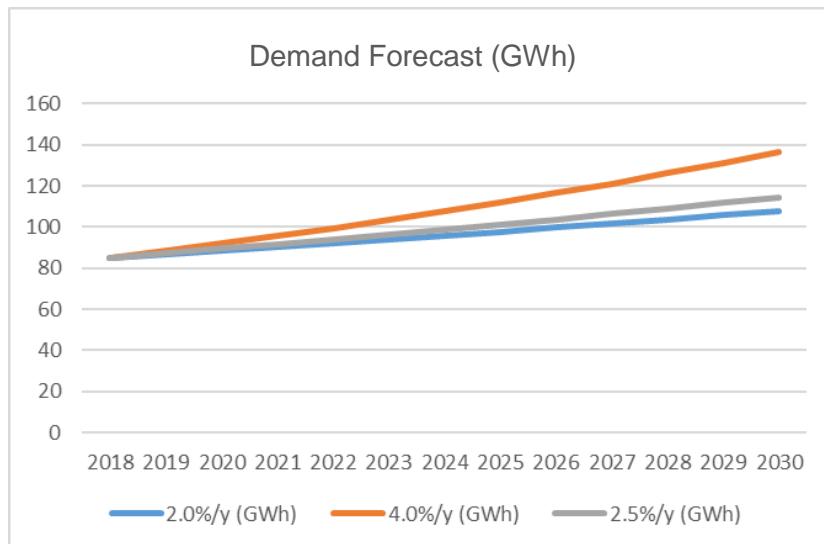
SPによると、2020年の電力需要実績は16MWと、2019年と大きな変化は無かった。年間の電力需要も、89GWhと大きな変化はなかった。したがって、電力需要実績の需要想定への大きな影響はない。

推奨シナリオにおける電力需要の伸び率は2.0%/年を採用しており、新たな需要動静を考慮しても妥当である。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-19 最大電力想定 (MW)



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-20 電力需要想定 (GWh)

5.8 需給バランスへの影響

(1) 2025年と2030年での需給バランスへの影響

2025年と2030年における需要増とPV導入状況の需給バランスへの影響を下表に示す。2030年では、PV開発量に変更はないため、需要増によるディーゼル発電量が4GWh増加するが、ディーゼル設備量の変更は必要ない。水力およびPVからの発電電力量に変更がないため、2030年における推奨シナリオへの影響はない。

一方、2025年は、PV設備量が大幅に減少することにより必要となる追加供給力は、ディーゼル発電機1台(3.8MW)の廃止を遅らせて対応する必要がある。このため、2025年における需給バランスへの影響を需給シミュレーションにより確認する。

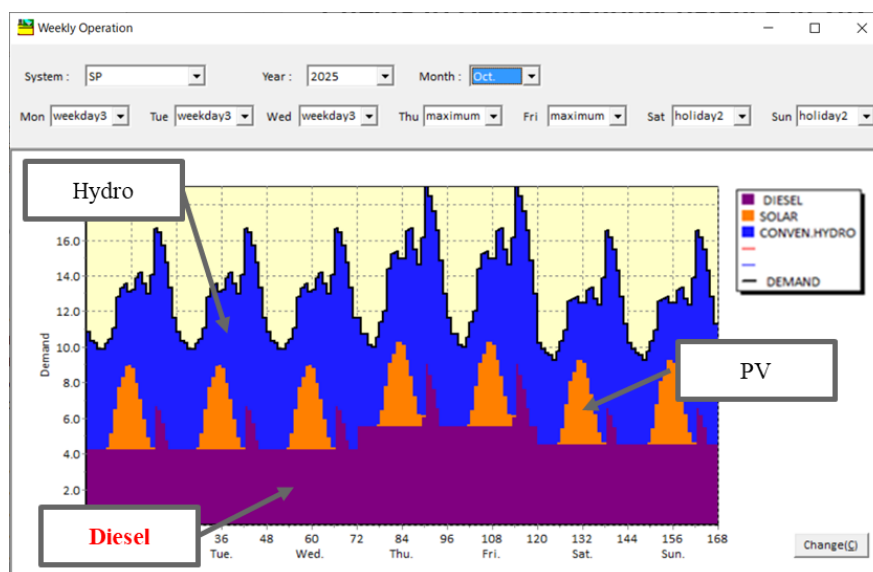
表 5-4 需要想定とPV開発量の変化の推奨シナリオへの影響

Scenarios		2025		2030	
		Diesel Generation (GWh)	Renewable rate (%)	Diesel Generation (GWh)	Renewable rate (%)
Scenario3	Demand 2%/y PV 25.27 in 2025	5.766	95.4	11.912	90.9
New	Demand 2.5%/y PV 7.27 in 2025 25.27 in 2030	24.263	78.7	16.203	88.0
Diff		18.497	—	4.291	—

出典：JICAプロジェクトチーム作成

(2) 2025年での需給バランスへの影響

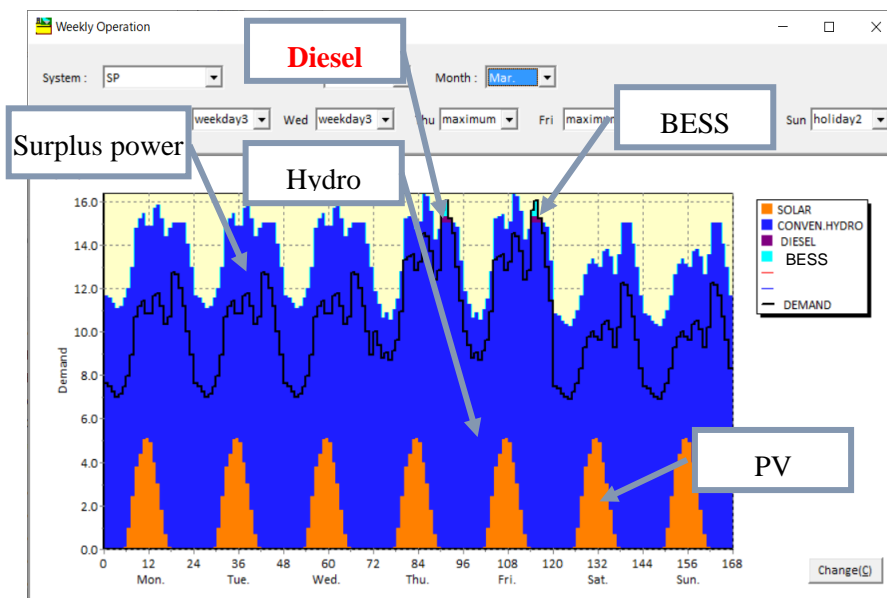
乾期(10月)のPV導入量の減少をディーゼル発電による発電量の増加で対応できる。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

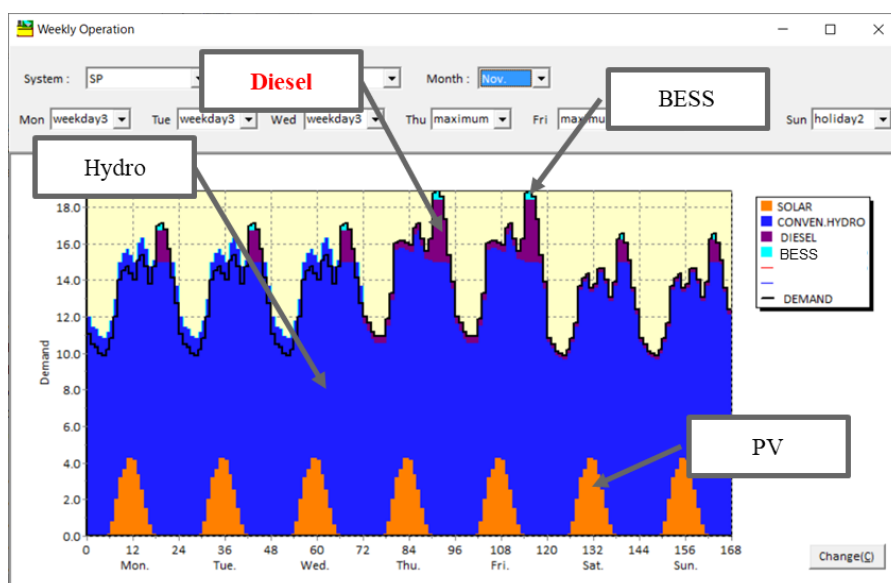
図 5-21 2025 年の乾期における影響（2025 年 10 月）

一方、2025 年の雨期（3 月）では、水力および PV による RE ほぼ 100% 供給が行える見込み。
夜間の最大電力発生時には、水力だけでは供給力が不足する可能性がある。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-22 2025 年の雨期における影響（2025 年 3 月）



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-23 2025 年の雨期における影響 (2025 年 11 月)

5.9 推奨シナリオへの影響

電力需要に大きな影響はなかったが、COVID-19 の影響により PV の開発に遅延が生じている。このため、PV 開発遅延は現状で概ね 4 年程度の遅れがあるが、2030 年までには現計画を達成する見込みである。

したがって、推奨する 2030 年までの RE 導入シナリオである「PV+BESS による雨期 RE100% 供給シナリオ」に影響はないと考える。

5.10 2030 年 RE100%供給シナリオの考察

これまでの調査で実行可能な開発計画に基づき、最大限 RE 供給を行い 2030 年に雨期の RE100% 供給が実現できるシナリオを推奨シナリオとした。

一方、SP はホニアラ系統において 2030 年に RE100%供給の達成を目標としている。需要の伸びを 2.5%/年とした場合の RE100%供給の達成に必要な、潜在的な開発可能性のある追加的な RE 電源を含むシナリオを検討した。

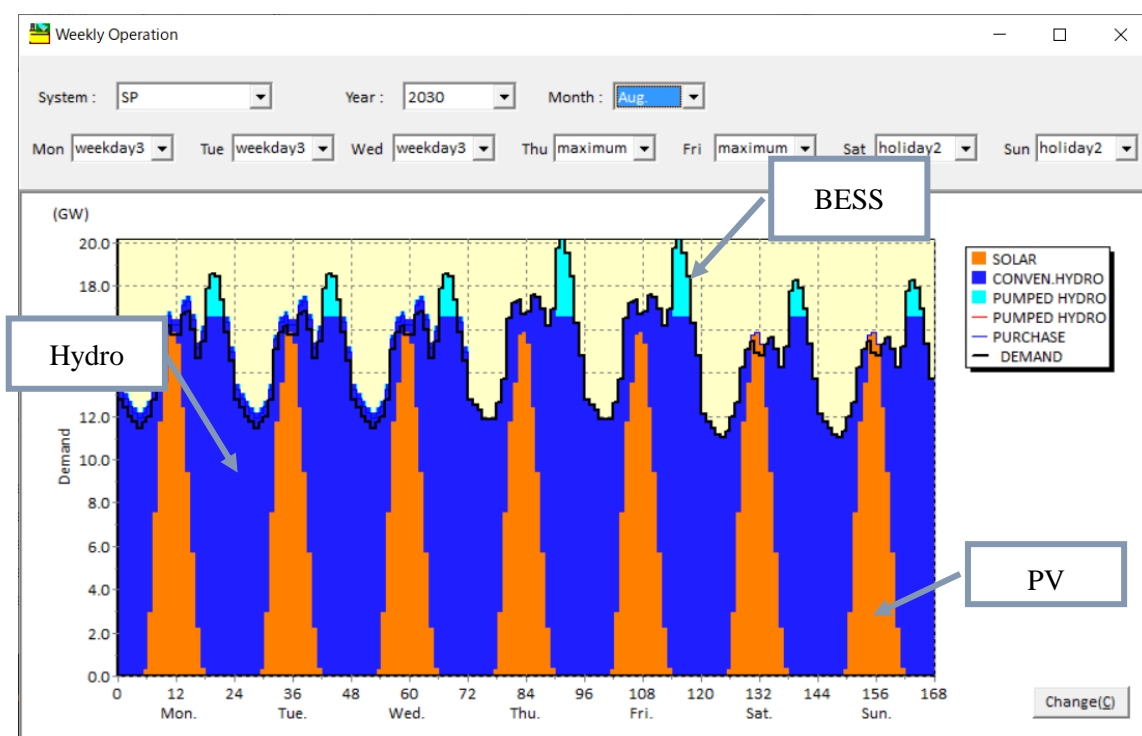
シナリオ 7 「次期水力導入シナリオ」では、2030 年までに Tina 水力の次期開発地点として Komarindi 水力 (推定 6.6MW) が追加開発可能であれば、RE100%供給が可能と考えられる。シナリオ 7 の次期水力地点の追加開発をベースに、需要の伸びを 2.5%/年とした場合の 2030 年における RE100%供給の可能性について考察した。

2.5%/年の需要の伸びとすると、2030年には4.3GWhの年間の増加需要が生じる。このため、シナリオ7のKomarindi水力の追加開発だけでは乾期の夜間ピーク時に供給力が不足し、RE100%供給は行えないことが分かった。

そこで、以下を追加し、需給シミュレーションを行った。

- ・ PV : 2MW
- ・ ピークシフト用 BESS : 2MW/8MWh × 1ユニット

これらを追加開発する条件であれば、2030年にRE100%供給が可能であると考えられる。(下図参照。)



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-24 2030 年の乾期における需給状況 (2030 年 8 月)

2030年にRE100%供給を達成するためには、2030年までに以下の設備の開発が必要である。

- ・ Komarindi 水力 : 6.6MW
- ・ PV : 20MW
- ・ BESS : ピークシフト用 2MW/8MWh × 1unit

また、乾期のオフピーク時の日中には、PVのみでの供給を行う必要が生じることから、システムの周波数、電圧の維持が可能な BESS の採用が必要となる。

5.11 PV 導入計画実施状況の確認と BESS 導入計画への影響

(1) PV 導入計画実施状況の確認

PV の導入計画に関しては、COVID-19 の影響を受け、2021 年から 2025 年までの新規導入量は現計画の 24MW から下方修正して 6MW に留まる見込み。したがって、2025 年断面での PV 導入量は、25.27MW から 7.27MW になる見込みである。この影響により、PV 開発の実施時期は、概ね 4 年程度の遅れが見込まれる。一方で、現計画の 2030 年導入量である PV25.27MW の目標は維持される。

表 5-5 PV 導入の見通し

Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PV (MW)	1.1	3.3	4.3	4.3	4.3	4.3	7.27	16.3	18.3	21.3	23.3	25.3

出典：JICA プロジェクトチーム作成

(2) BESS 必要量への影響

2025 年での需要増と PV 導入遅延の影響を代数法により評価した結果を下表に示す。2025 年までに 7.27MW の PV が導入されることから、代数法によると短周期変動抑制用の BESS は、2025 年までに 2.37MW³¹必要となる。BESS のユニットは、11kV 配電線容量と自励式 PCS の経済性から 2MW 単位を標準ユニットと考え、2030 年までの必要量も考慮すると、2MW-1MWh ユニット 2 台の導入が必要となる。原計画では 2022 年に導入が必要としていたが、PV 開発進捗の変化により 2025 年までの 4MW 規模の大型 PV 導入時点で BESS は必要となる。したがって、BESS の導入時期は 2025 年と 3 年程度の遅れとなるが、導入規模に影響はない。

また、雨期 RE100%供給のため、2026 年以降 2030 年までに 18MW の PV が開発され、それに合わせて、ピークシフト用 BESS の導入が必要となる。

したがって、BESS は短周期変動抑制用として、2025 年に 4MW-1MWh が必要である。推奨シナリオでは、加えて、2030 年までに雨期 RE100%供給のために、ピークシフト用 BESS の 4MW-16MWh または 24MWh の追加開発が必要である。

表 5-6 PV 導入量と短周期変動抑制用 BESS 必要量

YEAR	2025		2030
	7.27 MW case	21.27 MW case	25.27 MW case
PV INSTALLATION			
DEMAND 2.0%/Y	2.34	3.94	4.47
DEMAND 2.5%/Y	2.37	3.97	4.5

出典：JICA プロジェクトチーム作成

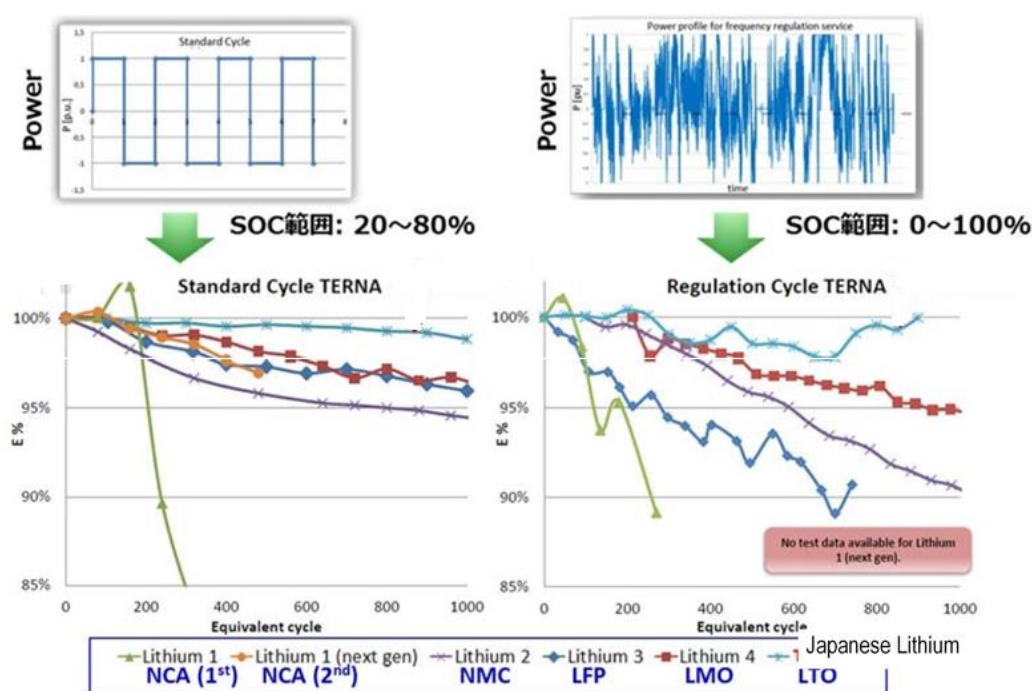
³¹ 前述の代数的手法に則り、2025 年での短周期変動抑制用 BESS 必要量を計算する。2025 年の電力需要は、2.5%/年とすると 19MW となる。PV 導入量は、7.27MW。許容調整残は需要規模から 0.63MW、需要変動の予想誤差は 2.18MW となる。PV 予想誤差は 1.13MW。必要な短周期変動用蓄電池容量は、現システムでは LFC 調整は行われていないこと、PV 出力を最大限活用することを勘案し、代数的手法により計算すると 2.37MW となる。

5.12 推奨 RE100%シナリオにおける BESS 必要量

5.12.1 短周期変動抑制（周波数制御）用 BESS の必要量

2030 年の必要量も考慮して、2025 年までに 2MW/1MWh (0.5h) ユニット 2 台が必要となる。しかし、この必要量計算は、簡易な代数的手法に基づくものである。したがって、FS および詳細設計時には需要の変動と PV 出力変動を 1-10 秒程度の値で測定を行って変動量を分析し、必要量を精査する必要がある。

また、設置スペースの制約、及び寿命による経済性の面から、デューティーサイクル（充放電パターン）を考慮し、蓄電池要求性能及び容量を決める必要がある。



出典：“Experiences and Initial results from Terna’s Energy Storage Projects”, Mar. 2016, Terna

図 5-25 蓄電池モジュールのサイクル寿命実測結果(リチウムイオン電池のみ)

5.12.2 長周期変動抑制（ピークシフト）用 BESS の必要量

推奨シナリオにおけるピークシフト必要量は、2030 年までに 4MW/24MWh (6h) である。ピークシフト用 BESS の容量に関しては、必要充放電時間により電池の特性および経済性が異なることから、ホニアラ系統における経済的な必要量について、需給シミュレーションにより確認を行った。

ピークシフト用 BESS 容量を 3 時間、4 時間、6 時間の 3 パターンで、2030 年断面での需給バランスへの影響を確認した。

電池容量 6 時間と 4 時間では、需給バランスに大きな違いは生じ無かった。電池容量 3 時間とすると、夜間ピーク時に供給力が不足し、DG を 1 台増やして供給する必要があるが生じる。したがって、ホニアラ系統におけるピークシフト用 BESS には、4 時間容量である 2MW/8MWh ユニットを採用する。

表 5-7 BESS 容量の変化の需給バランスへの影響 (2030 年)

BESS	Hour	3-hour	4-hour	6-hour
	Capacity	4MW/12MWh	4MW/16MWh	4MW/24MWh
	GWh	1.1	1.6	1.6
Diesel	MW	10.0	7.5	7.5
	GWh	16.1	16.2	16.2

5.12.3 BESS 設置個所

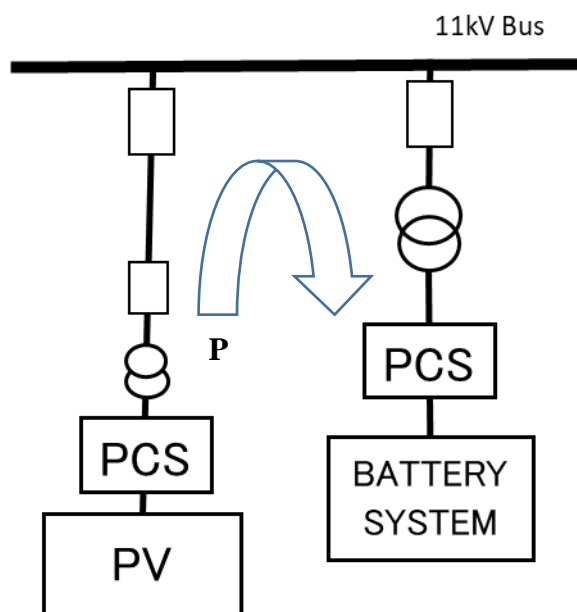
(1) 短周期変動抑制用 (周波数制御用) BESS の設置

ホニアラ系統の構成をみると、33kV により Lungga 発電所、Honiara 発電所が連系され、基幹系統を構成している。短周期変動用 BESS は、PV の脱落、配電線停止時等に安定的に動作することが期待されることから、33kV 基幹系統に設置することが望ましい。また、PV からの変動する出力を充電放電することで調整を行うことから、充放電電流が広範囲に流れないようにすることが、ホニアラ系統全体の効率を高めることとなる。このことから、PV が接続する Lungga 発電所への設置が最も効果的と考えられる。

(2) 長周期変動抑制 (ピークシフト) 用 BESS の設置

長周期変動抑制 (ピークシフト) 用 BESS は、オフピーク時の昼間に発生する PV からの余剰分を充電し、夜間のピーク時に放電するものである。また、PV の発電は日中の数時間に行われるため、夜間のピークに供給するための電力を蓄えるためには、多くの電力を短時間に充電することが必要となる。特に乾期のピーク需要に供給するためには、夜間ピーク発生時より多くの充電電流が流れることとなる。このため、充電するための電流値が需要を上回ることが想定される。

このような、充電電流を極力広範囲に流れることを防止するために、ピークシフト用 BESS は PV の接続する変電所の 11kV 母線に接続することが適当であると考えられる。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-26 長周期変動（ピークシフト）用 BESS の接続イメージ

5.13 BESS の概念設計

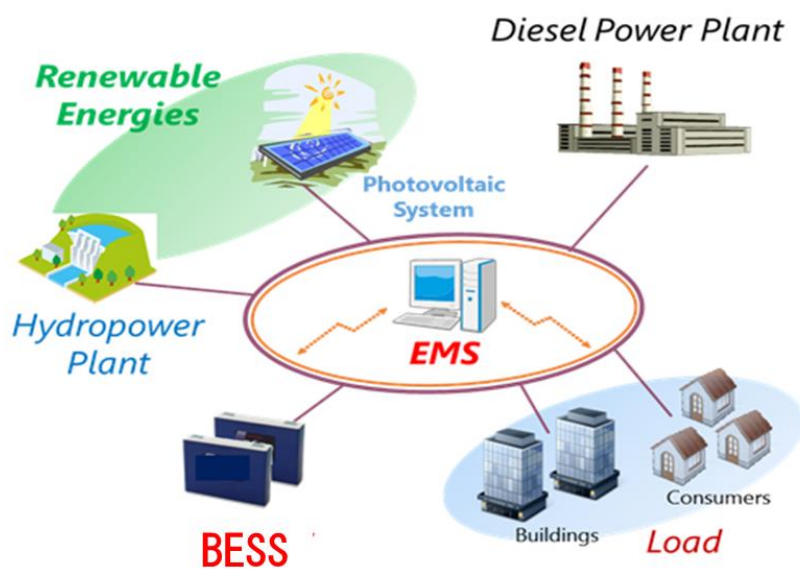
5.13.1 BESS の具備すべき性能

(1) EMS の機能

Honiara 系統の周波数及び電圧を維持するために、既設ディーゼル発電機（DG）、水力発電（HPP）、PV、BESS、場合によっては需要を EMS によって制御する必要がある。

EMS に必要とされる機能は以下のとおりである。

1. 需要予測
2. PV 出力予測
3. HPP,DG の経済負荷配分運転計画作成
4. HPP,DG、BESS の LFC 制御
5. UFR 機能（負荷抑制を含む）
6. SOC 制御（BESS と協調）
7. 既設 SCADA 情報の取り込み



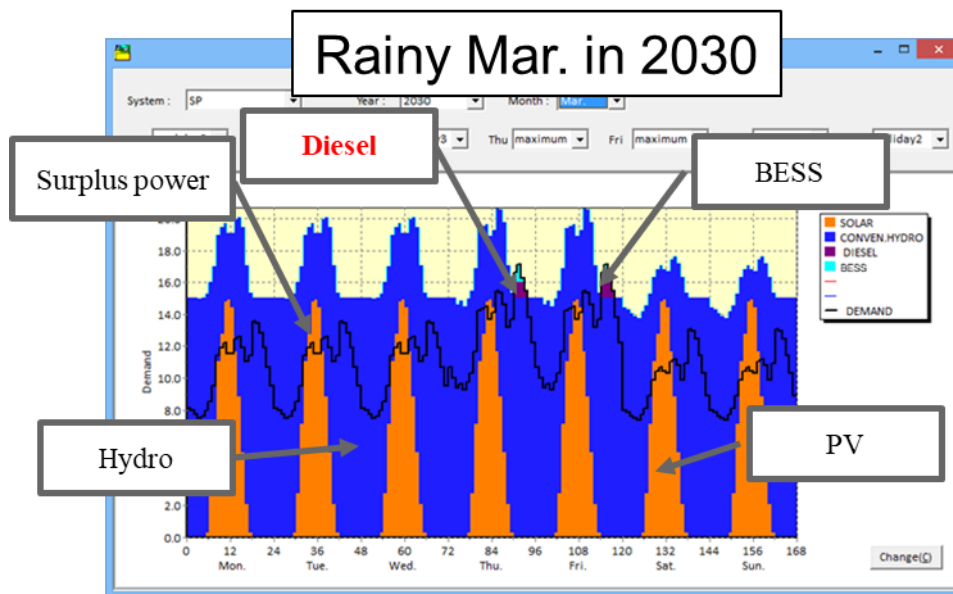
出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-27 EMS の制御対象

(2) RE100%供給時の機能

2030年にPVが25.27MW導入されると、需要の伸び率が2.5%としても最大電力は21.5MWであるため、乾期のオフピーク時の昼間にPV出力が需要を超える事態が想定される。この場合、PVの出力を抑制またはBESSを増設し蓄電する等をしてHPPを運転させない限り、同期発電機のないPVとBESSだけによる系統運用となる。この場合に、系統で事故が起きると、系統電圧の急低下に従い他励磁式のPCSは運転継続できずに瞬時に解列する。同期発電機がない場合、系統の慣性がないので事故電流を供給するものがないため、Ryが動作せず事故遮断ができない事態となる。このような場合に、自己励磁機能のある自励式PCSを採用し、同期発電機の慣性力を模擬した挙動が取れるようにBESSを制御し、疑似慣性を提供するVSG機能が必要となる。

最終的に、RE100%供給を行う上で、HPP発電機の送電線事故等で同期発電機のない状態での系統運用の必要性は高い。このため、疑似慣性を提供できるVSG機能は将来的に導入する必要がある。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-28 2030 年の雨期における需給状況 (2030 年 3 月)

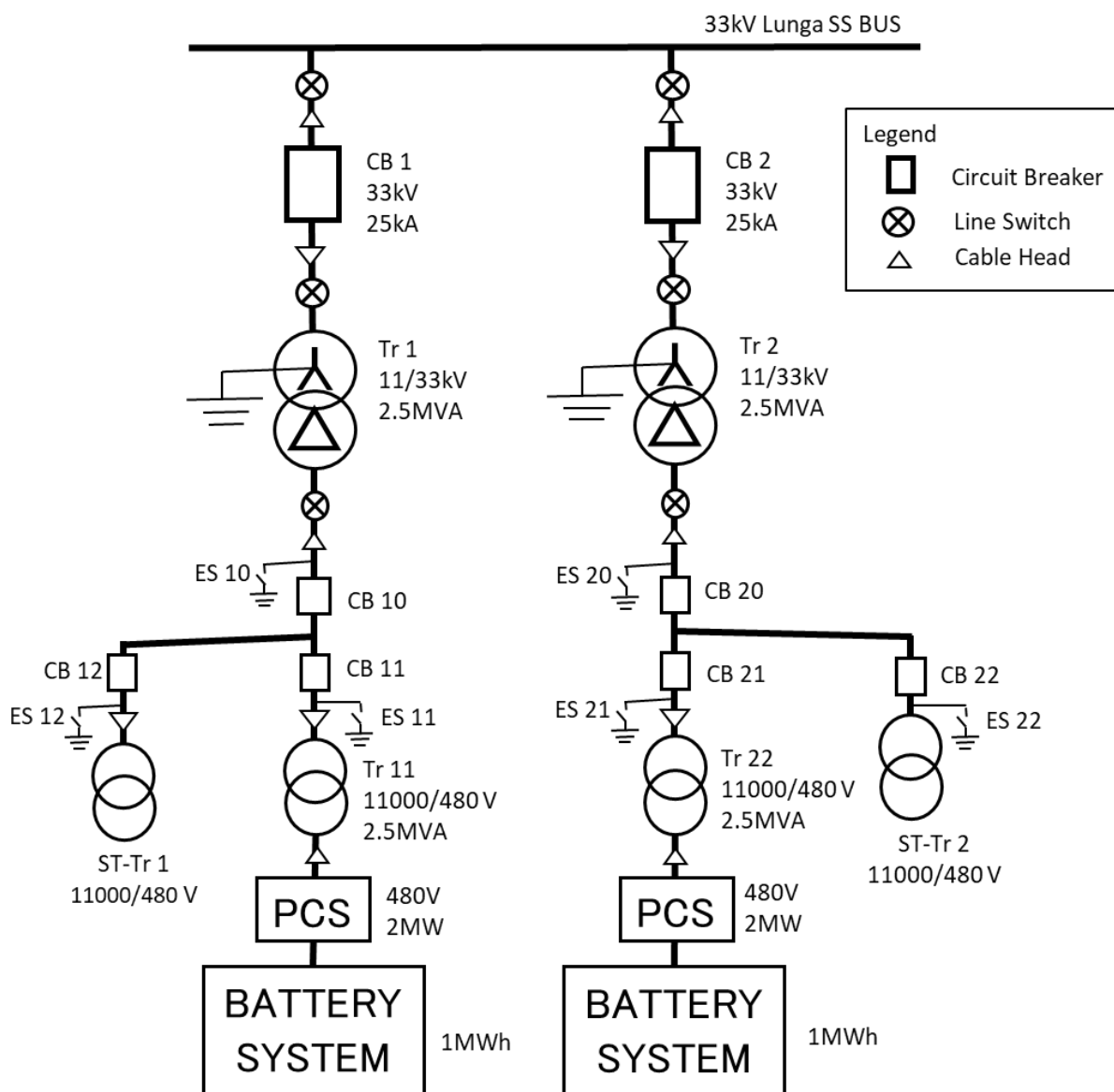
5.13.2 BESS 単線結線図の検討

短周期変動抑制（周波数制御）用 BESS の単線結線図案を下図に示す。

Lungga 発電所 33kV 母線に接続することで検討した。実際の母線への接続点は、FS 調査時に現地調査を行い決定する。

基本的に、屋内 33kVCB で接続し、昇圧用変圧器は、2.5MVA-33/11kV、2.5MVA-1100/480V 共に屋外仕様とする。11kV 開閉設備は BESS と同一建屋内に設置する。

BESS 2MW/1MWh×2ユニットは、Lungga 発電所内に建屋を新設し設置する。



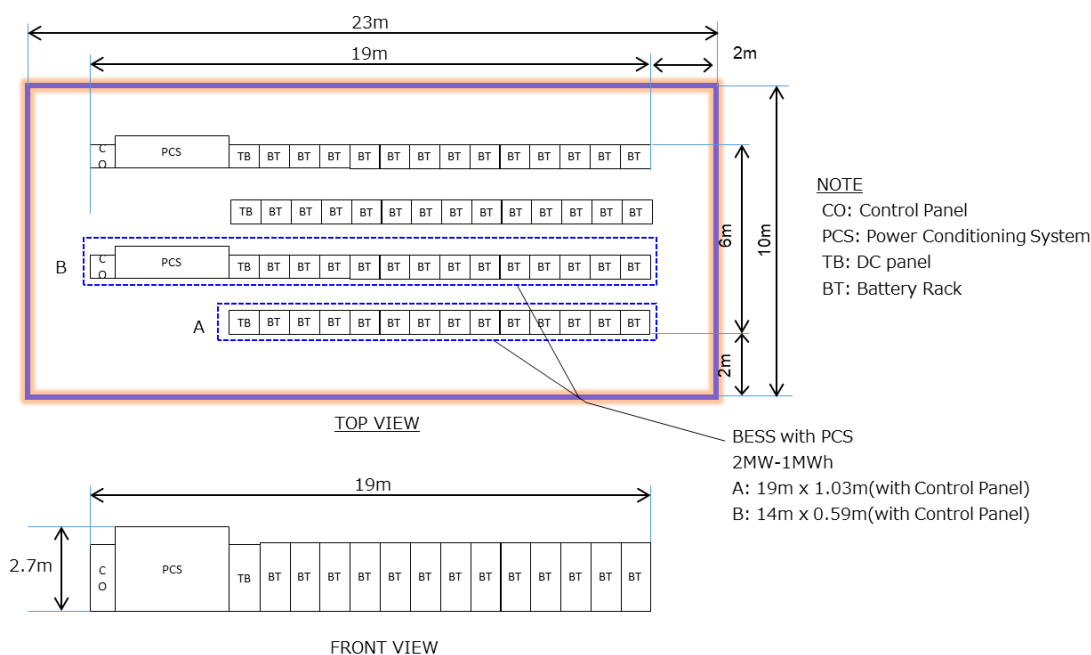
出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-29 短周期変動抑制（周波数制御）用 BESS の単線結線図案

5.13.3 BESS ユニットおよび EMS の平面図

(1) BESS 平面図案

BESS 2MW/1MWh×2ユニットは、Lungga 発電所内に建屋を新設し設置するものとし、低圧配線を短くする目的で 11kV 開閉設備と同一建屋とする。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 5-30 BESS 平断面図案

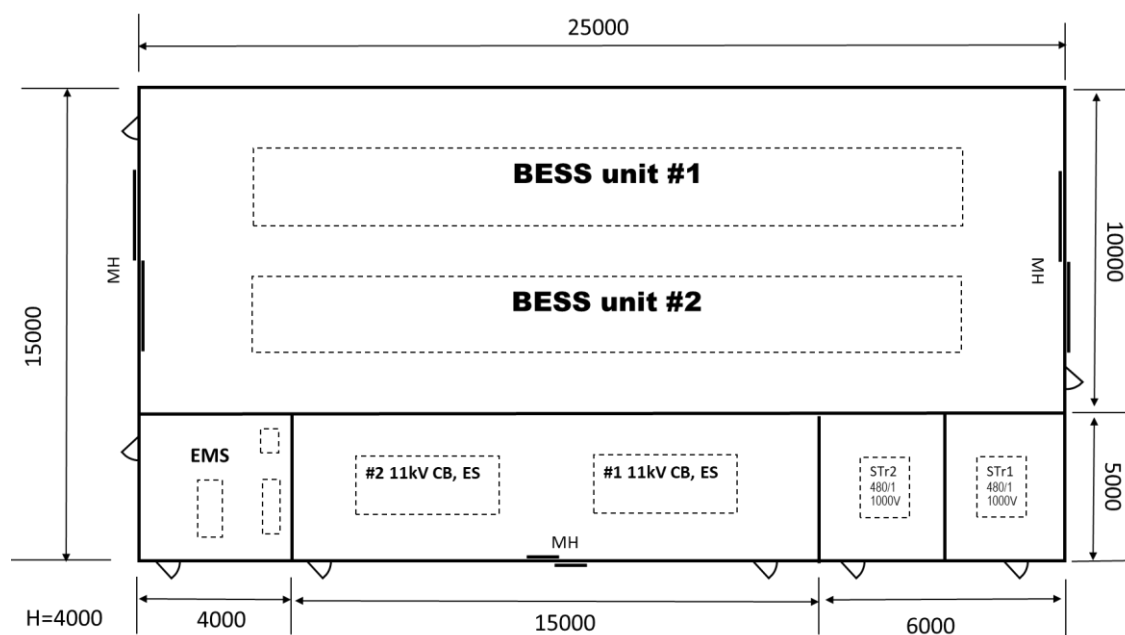
(2) 33kV 並びに 11kV 昇圧変圧器および開閉装置・所内設備

PCS の出力は、480V-510V 程度のもので主流である。接続点は、Lungga 発電所 33kV 母線であるので、PCS 出力の 480V から 11000V、33000V の 2 段階で昇圧する。この昇圧変圧器の容量は PCS 出力が 2 MW であるので、2.5MVA を採用する。

33kV 受電設備は C-GIS を採用し、既設 Lungga 発電所内に設置することとする。

BESS の出力が 2 MW あるので、低圧 480V では 2,800A 超の電流が流れる。このため、低圧側のケーブルは CVT500mm² と大口径で 4 条程度必要となり、11kV 側は CVT100mm² を 1 条で良いため、11kV 側でケーブルを引く方が経済的となる。したがって、11kV 開閉装置・所内設備は、BESS、PCS と同じ建屋内に設置し、11kV ケーブルで 11/33kV 受電変圧器に接続することとする。

11kV 開閉装置は、BESS 1 ユニット当たり 4 面のメタルクラッドが必要となる。これを 2 ユニット 8 面分を BESS、PCS と同じ建屋内に短手方向(W)に 5 m 伸ばし、1 部屋増設することで設置する。したがって、建屋の広さは内のりで、W15m、L25m、H4m とする。下図は、壁厚を考慮していない。



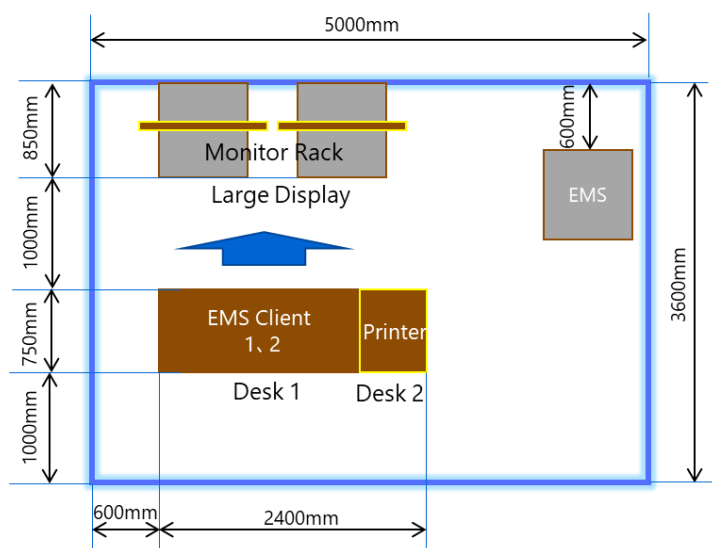
単位：mm、 出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-31 BESS ユニットおよび 11kV 開閉・所内設備配置図案

33kV および 11kV の昇圧変圧器、開閉設備のケーブル敷設検討は、FS 調査、詳細設計時に現地調査を行って実施する必要がある。

(3) EMS の配置案

EMS の配置案を下図に示す。このレイアウトであれば、BESS の新設建屋内に設置できる。Lungga 発電所には、Tina 水力発電所が接続する 66kV 母線と 66/33kV 変圧器の設置も計画されているので、FS および詳細設計時に 66kV 設備新設計画との整合を取ることが必要である。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-32 EMS 配置面図案

5.13.4 BESS の建設

(1) 概算建設費

短周期変動抑制（周波数変動抑制）用の BESS および受電設備、制御装置の建設費概算を検討した。概算プロジェクト総額は以下のとおり。

プロジェクト概算総額： 1450 百万円

内訳は以下のとおり。

1. BESS : 600 百万円

2MW/1MWh Lithium Battery 2 units

2. EMS : 140 百万円

・要求機能

- a. 需要予測
- b. PV 出力予測
- c. HPP,DG の経済負荷配分運転計画作成
- d. HPP,DG、BESS の LFC 制御
- e. UFR 機能（負荷抑制を含む）
- f. SOC 制御（BESS と協調）
- g. 既設 SCADA 情報の取り込み

・計器機器類含む。

3. 系統連系機器： 180 百万円

- a. 主変圧器 33/11kV-2.5MVA×2 台、工場立会試験含む
- b. 変圧器（昇圧）11kV/480V-2.5MVA×2 台、工場立会試験含む

- c. 所内変圧器 11kV/480V 2台
 - d. 開閉装置 (33kV、25kA C-GIS) ×2台、工場立会試験含む
 - e. 開閉装置 (11kV、2Feeders)
 - f. 保護制御版 1式
4. 工事費：380 百万円
- a. BESS 建屋新設 (BESS、EMS、11kV 開閉装置、所内変圧器用建屋) 一式 (土木・建設、電設、通信設備工事)
 - b. BESS 据付調整 (ソロモン国内輸送、据付、試験、SV 費含む)
 - c. EMS 据付調整 (ソロモン国内輸送、据付、試験、SV 費含む)
 - d. 変圧器、開閉装置据付調整 (ソロモン国内輸送、据付調整、試験、SV 費含む)
 - e. 電力ケーブル敷設 (材工共)
 - f. 通信線敷設 (EMS-発電機間、EMS-SCADA 間、材工共)
 - g. BESS 用エアコン、UPS 設置
 - h. 防火装置設置 等
5. エンジニアリング費：150 百万円
- a. 実施設計
 - b. 施工管理
 - c. O&M 研修実施

(2) 概略工程

概略工程案を下表に示す。

BESS と EMS 機材および建屋新設をまとめて入札し、業者決定後 18 か月で運転開始と考えている。

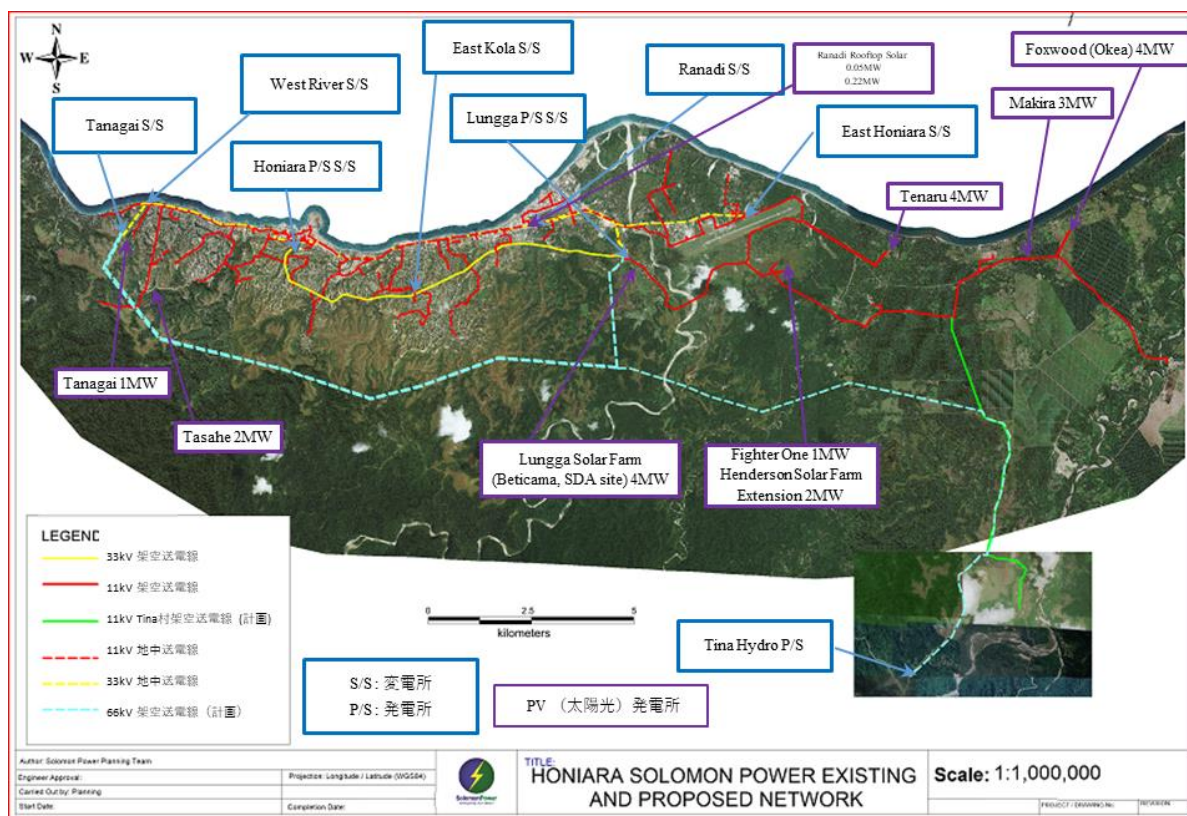
表 5-8 BESS 概略工程表

Year	2021				2022				2023				2024				2025												
Month	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8
FS/DD																													
ES Consultant bid																													
BD																													
Bidding																													
Evaluation																													
Negotiation																													
BESS+EMS LOI																													
Design&Drawing																													
Manufacturing																													
FAT																													
Shipping																													
Setting																													
Test																													
Training																													
Civil&Construction																													
COD																													

出典: JICA プロジェクトチーム

5.14 系統計画

現在のホニアラ系統の主要系統は 6 箇所の変電所（2 箇所の主要発電所を併設）を 33 kV 送電線で結ぶように構成されている。今後は Tina 水力発電所（15 MW）の開発に伴い、66 kV 系統を導入する計画である。Tina 発電所で発電される電力は新設される 66 kV 送電線によって、西側に新設される Tanagai 変電所と既設の Lungga 変電所へ送電される計画である。既設および計画中のホニアラ系統を図 5-33 に示す。



出典: : SP 資料を基に JICA プロジェクトチームにて作成

図 5-33 2030 年頃のホニアラ電力系統

2017 年 10 月に策定された 2022 年までの系統増強計画（Solomon Power Network Development Plan 2017–2022）のレビューについて第二次現地業務にて確認したところ、2020 年に向けて見直しをはじめているとのことであった。

SP における計画基準を表 5-9 に示す。

表 5-9 系統計画基準

項目	基準
系統周波数変動	常時：50 Hz±2% 緊急時：50 Hz±4% ただし、0.5 秒を超えて±3%を超えてはならない
系統電圧変動	常時：±7%以内 事故時：±10%以内
系統信頼度	N-0 基準（健全時）のみ存在 N-1 基準（1 送変電設備事故時）は無

出典: SP 資料より JICA プロジェクトチーム作成

5.15 系統解析

第二次現地調査において SP が実施する各年度（2020 年、2025 年、2030 年）解析状況を確認することにしていたが、SP ではまだ解析をしていない状況であった。プロジェクトチームは各年度の負荷データを含む PowerFactory のデータを受領したため、これを持ち帰って PSS/E のデータへ変換し、電源計画で用いる需要想定と整合させるように調整することで、解析をすすめることにした。

SP が作成した各年度（2020 年、2025 年、2030 年）の解析データを持ち帰りチェックしたところ、表 2-10 に示した PV の一部が模擬されてはいなかったため、プロジェクトチームにてデータを補完し解析を進めた。

また、第三次調査では東部の複数の PV が一つの 11 kV 系統に接続される案では送電線が過負荷となることや周波数安定化のためには総需要の規模と BESS の導入量を勘案し 1 回線あたりに接続する PV は 4MW までとすることを提言し、この方針に基づき送電計画を JICA プロジェクトチームにて策定することとした。

なお、安定度解析用のデータは SP 側でも入手できなかったことから、動的な解析は実施しない。

5.15.1 負荷想定

2020 年、2025 年、2030 年におけるシミュレーションに用いる負荷は以下のとおり想定した。

(1) 昼間ピーク負荷

昼間ピークは電源計画に基づき、年 2%の需要成長率で表 5-10 のとおり想定した。

表 5-10 ホニアラ系統の昼間ピーク負荷想定

→想定

年	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
昼間ピーク負荷 (受電端) (MW)	16.0	16.3	16.6	17.0	17.3	17.7	18.0	18.4	18.7	19.1	19.5	19.9	20.3
年増加率	-	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(2) 夜間ピーク負荷

夜間ピークは表 5-10 に示す昼間ピークの値に、表 5-11 に示す 2019 年 3 月 13 日の実績の比率 (0.942) を乗じた値とした。ホニアラ系統の夜間ピーク想定を表 5-12 に示す。

表 5-11 ホニアラ系統の昼間ピーク負荷と夜間ピークの比率

年ピーク負荷実績 (2019 年 3 月 13 日)	
昼間ピーク負荷 (午前 11 時) (kW)	15,996
夜間 (夕方) ピーク負荷 (午後 4 時) (kW)	15,069
比率	0.942

出典: SP

表 5-12 ホニアラ系統の夜間ピーク負荷想定

→想定

年	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
夜間ピーク負荷 (受電端) (MW)	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	17.0	17.3	17.7	18.0	18.4	18.7	19.1
年増加率	-	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

出典: JICA プロジェクトチーム作成

5.15.2 発電機出力設定

シミュレーションに用いる発電機の出力は表 5-13、表 5-14 のとおりとした。

表 5-13 発電機出力 (PV 現状計画ケース)

年	負荷条件	太陽光 (既設&計画済)	水力 (Tina)	ディーゼル (Lungga)	計算結果
		運用制限			
		21.27 MW ×80%	18.75 MW ×67%	37.125 MW ×80%	
2020	昼間ピーク	Max. (80%)	-	Balanced	添付 5-1A,B
2020	夜間ピーク	0%	-	Balanced	添付 5-2A,B
2025	昼間ピーク	Max. (80%)	Balanced	0%	添付 5-3A,B
2025	夜間ピーク	0%	Max. (67%)	Balanced	添付 5-4A,B
2030	昼間ピーク	Max. (80%)	Balanced	0%	添付 5-5A,B
2030	夜間ピーク	0%	Max. (67%)	Balanced	添付 5-6A,B

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 5-14 発電機出力 (PV 追加計画ケース)

年	負荷条件	太陽光 (既設&計画済)	太陽光 (追加計画)	BESS (Battery Energy Storage System)	水力 (Tina)	ディーゼル (Lungga)
		運用制限				
		21.27 MW ×80%	4 MW ×80%	4 MW×2	18.75 MW ×67%	37.125 MW ×80%
2030	昼間ピーク	Max. (80%)	Max. (80%)	3.2 MW 充電モード	Balanced	0%
2030	夜間ピーク	0%	0%	Balanced 放電モード	Max. (67%)	0%

出典: JICA プロジェクトチーム作成

ベースシナリオに対して追加する PV (4 MW×1 箇所)およびピークシフト用 BESS (4 MW / 24 MWh×1 か所) は、現在の計画では電源が東部に偏在していることから、西側の White River エリアに設置すると仮定した。また、瞬動予備力用 BESS (4 MW / 2 MWh×1 か所) についてはセキュリティを考慮し Lungga 変電所の 33 kV 母線に 1 台設置する条件で検討を行う。

5.15.3 解析結果

(1) PV 現状計画ケース

表 5-13 に対応する計算結果の潮流図を添付資料 添付 5-1A,B～添付 5-6A,B に示す。

(a) 過負荷設備（変圧器）

66 kV / 33 kV 変圧器：過負荷無

33 kV / 11 kV 変圧器：過負荷無

11 kV / 0.4 kV 変圧器：過負荷有

2020 年までの対策量

➤ 変圧器 10 台

2025 年までの対策量

➤ 変圧器 1 台

2030 年までの対策量

➤ 変圧器 9 台

上記は需要増によるものである。

詳細については表 5-15 に示す。

表 5-15 過負荷となる 11 kV / 0.4 kV 変圧器

No.	変圧器 名称	定格 容量 kVA	昼ピーク			夜ピーク		
			2020	2025	2030	2020	2025	2030
1	T701	200	122%	129%	145%	114%	123%	139%
2	T709	300	119%	125%	142%	111%	120%	136%
3	T706	30	106%	111%	125%	99%	107%	120%
4	T707	10	155%	162%	182%	145%	156%	176%
5	T708	300	99%	104%	117%	93%	100%	112%
6	T251	500	102%	110%	124%	95%	104%	117%
7	T006	100	118%	127%	143%	110%	120%	135%
8	T059	200	103%	111%	126%	96%	105%	118%
9	T465	200	115%	125%	141%	107%	118%	133%
10	T613	100	153%	167%	189%	142%	158%	178%
11	T615	200	138%	151%	171%	128%	142%	161%
12	T711	200	84%	89%	100%	79%	85%	96%
13	T054	50	85%	92%	104%	79%	87%	97%
14	T011	100	86%	92%	104%	80%	87%	98%
15	T051	100	88%	96%	108%	83%	91%	102%
16	T459	200	87%	94%	107%	81%	89%	100%
17	T607	300	88%	96%	108%	83%	91%	102%
18	T601	50	85%	92%	103%	79%	87%	98%
19	T508	300	92%	99%	113%	86%	95%	106%

赤色箇所：過負荷（100%超過）

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(b) 過負荷設備（送電線）（需要 2%成長ケース）

66 kV 送電線：過負荷無

33 kV 送電線：過負荷無

11 kV 送電線：過負荷有

2020 年までの対策量：無

2025 年までの対策量：2 回線

2030 年までの対策量：無

上記は、負荷の増大によるものが 1 回線、PV の設置によるものが 1 回線である。

詳細については表 5-16 に示す。

表 5-16 過負荷となる 11 kV 送電線

No.	送電線の過負荷区間	距離 in km	導体	電圧 kV	定格 容量 MVA	昼ピーク			夜ピーク		
						2020	2025	2030	2020	2025	2030
1	T601 - T606	0.45	HDC 7 / 1.00	11	1.3	91%	99%	112%	85%	94%	106%
2	Lungga 11 kV Bus - Terminarl 214	5.29	ACSR/G2 Banana 6/1/3.75	11	5.2	44%	153%	138%	5%	6%	5%
	Terminarl 214 - Terminal 229	7.83	ACSR/G2 Banana 6/1/3.75	11	5.2	4%	107%	98%	4%	4%	4%

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(c) 過負荷設備対策後

- 11 kV / 0.4 kV 変圧器については需要増による要因で変圧器の増設または取り換え対策を行う。
- No.1 の 11 kV 送電線 T601-T606 についても需要増による要因で導体張替を行う。
 - 0.45 km HDC 7/1.00 → ACSR/G2 Banana 6/1/3.75

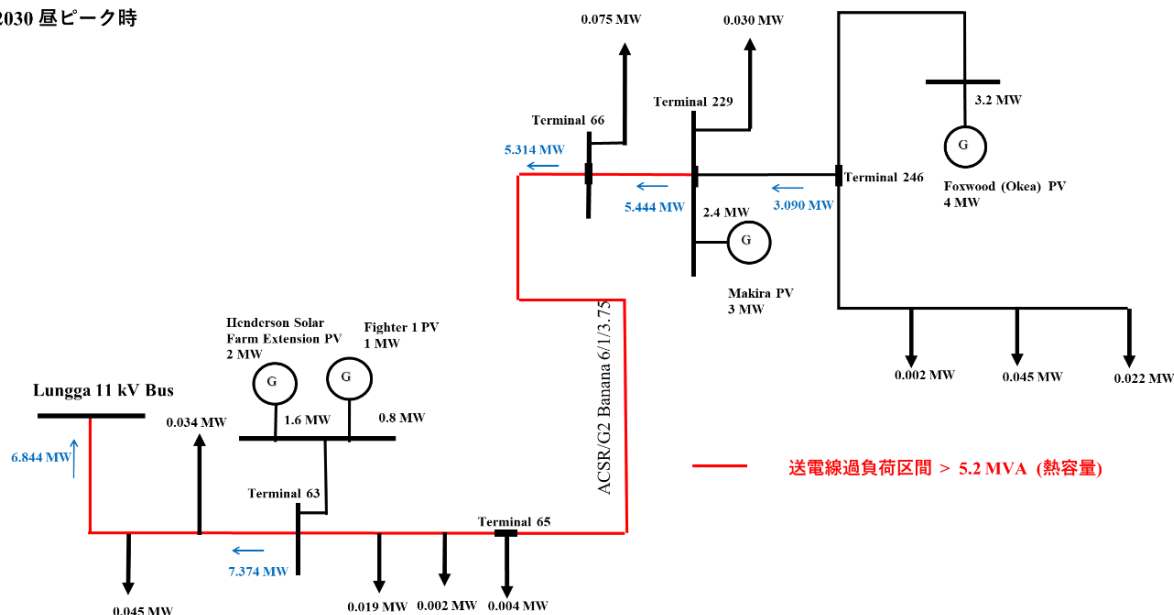
上記 2 点の対策後の潮流は添付資料 添付 5-7A,B のとおりである。

No.2 の 11 kV 送電線の過負荷については、大量の PV が接続されることが原因であるため、1 回線あたりの PV 接続量が 4 MW 以下となるように送電線の新設を行う。

2030 年昼ピーク時で表 5-16 の No.2 に対する系統増強前のオリジナルの潮流図を図 5-34 に示す。（詳細については添付資料 添付 5-7A,B のとおり）

オリジナル プラン 2030DP-2

2030 年ピーク時



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-34 2030 年昼間ピーク潮流図 (No.2 系統増強前、オリジナルプラン)

No.2 の対策として次の 2 案 (Plan A、Plan B) について検討を行った。

【Plan A】

East Honiara 変電所 11 kV 母線から 11 kV 送電線を 2 回線新設する。

上記対策後の潮流図を図 5-35 に示す。(詳細については添付資料 添付 5-8A,B のとおり)

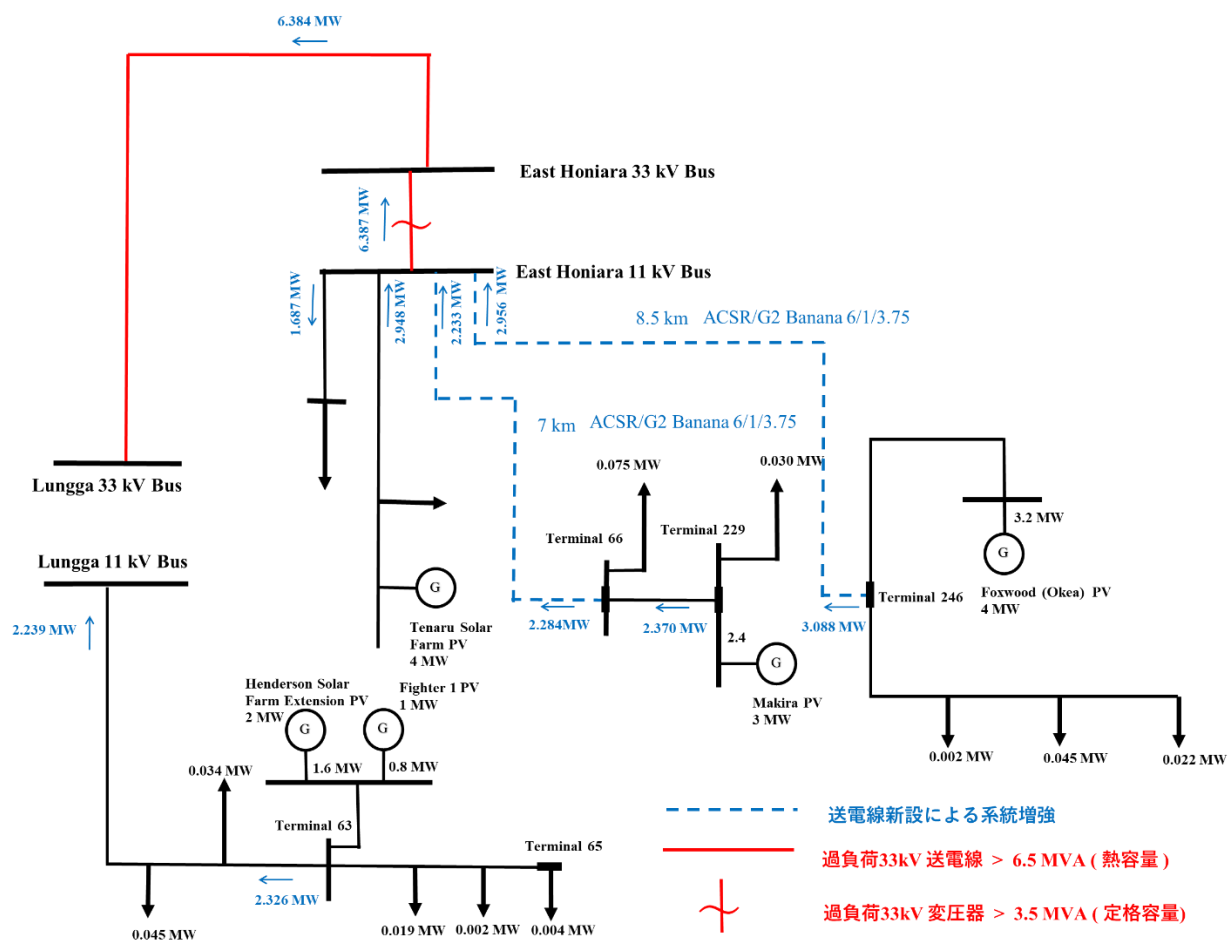
なお、当図を見てわかるように、East Honiara 変電所の既設変圧器(33 kV / 11 kV 3.5 MVA)が過負荷するため、新たに 2 台増設する。

また、既設 33 kV Lungga - East Honiara 送電線も過負荷するため、同区間で 33 kV 送電線を新設する。

上記対策後の潮流図を図 5-36 に示す。(詳細については添付資料 添付 5-9A,B のとおり)

Plan A 2030DP-2RA0

2030 昼ピーク時

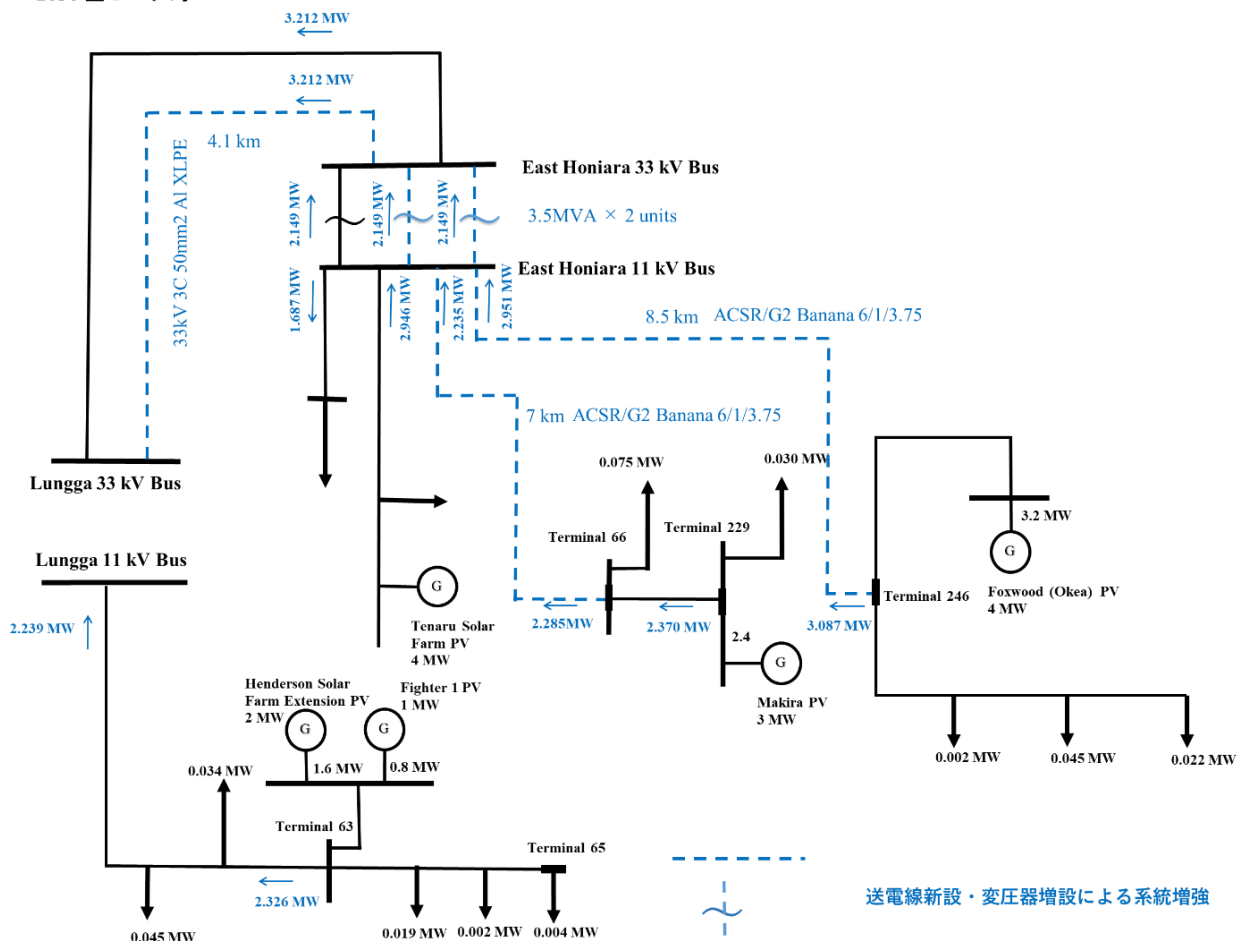


出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-35 2030 年昼ピーク潮流図 (Plan A 11 kV 送電線のみ増強)

Plan A 2030DP-2RA1

2030 昼ピーク時



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-36 2030 年昼ピーク潮流図 (Plan A)

【Plan B】

East Honiara 変電所 11 kV 母線から 11 kV 送電線を 1 回線新設する。

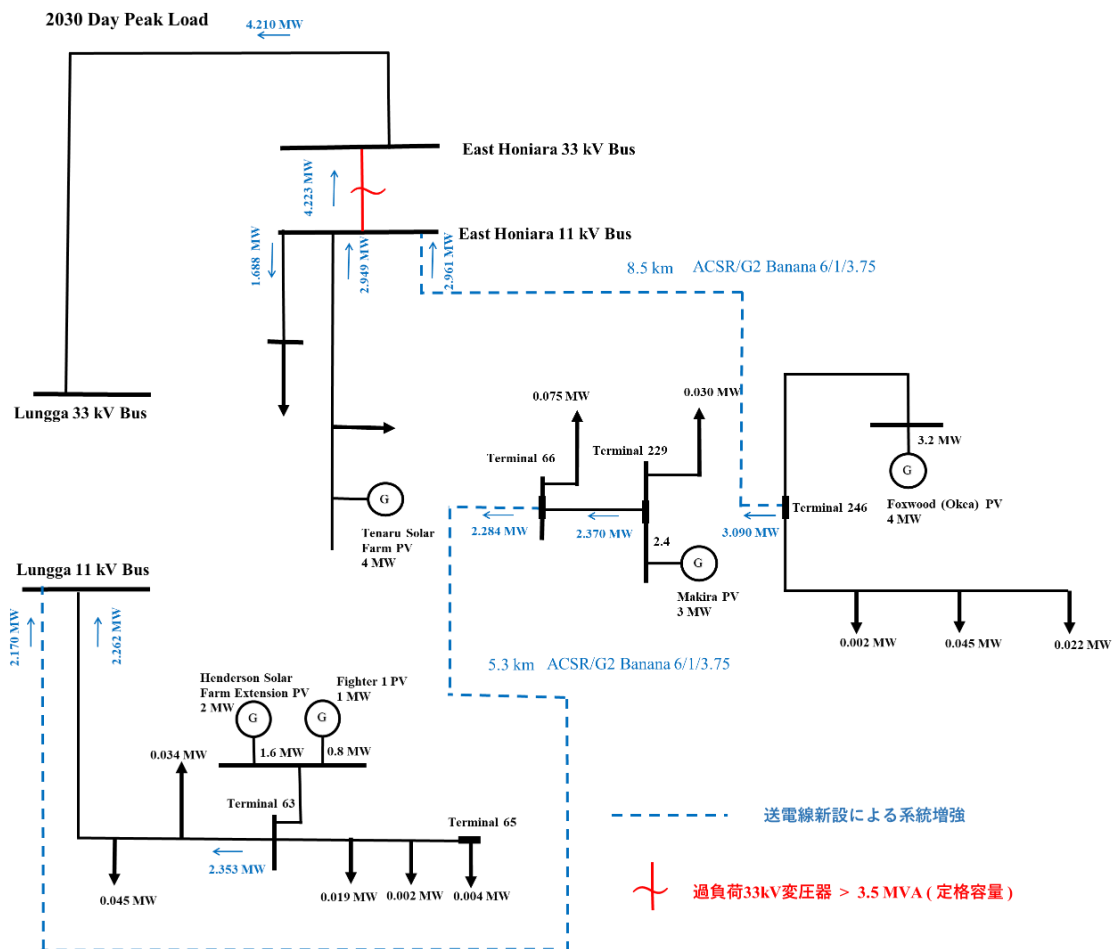
Lungga 変電所 11 kV 母線から 11 kV 送電線を 1 回線新設する。

上記対策後の潮流図を図 5-37 に示す。(詳細については添付資料 添付 5-10A,B のとおり)

なお、当図を見てわかるように、East Honiara 変電所の既設変圧器(33 kV / 11 kV 3.5 MVA)が過負荷するため、1 台増設する。

対策後の潮流図を図 5-38 に示す。(詳細については添付資料 添付 5-11A,B (昼)、添付資料 添付 5-12A,B (夜) のとおり)

Plan B 2030DP-2RB0

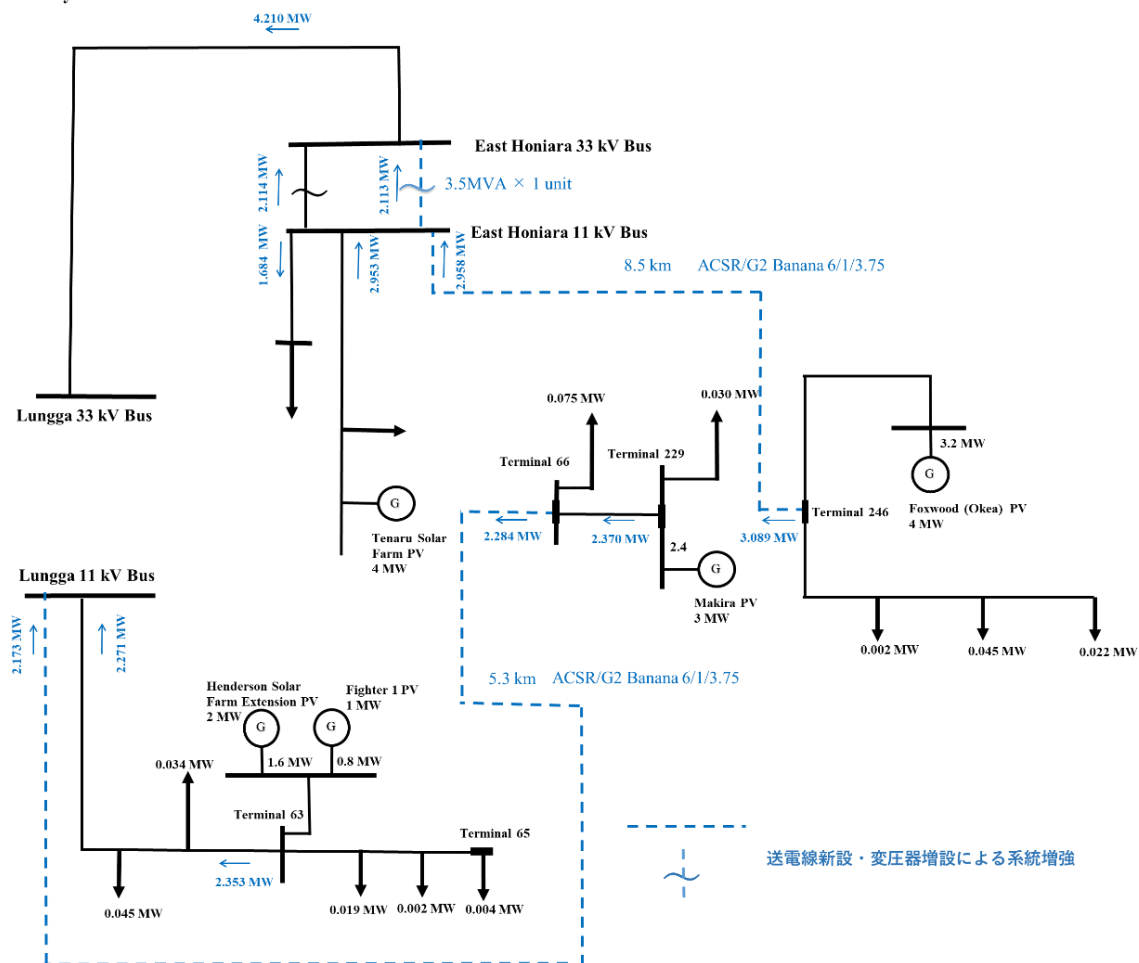


出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-37 2030 年昼ピーク潮流図 (Plan B 11 kV 送電線のみ増強)

Plan B 2030DP-2RB1VL

2030 Day Peak Load



送電線新設・変圧器増設による系統増強

出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-38 2030 年昼ピーク潮流図 (Plan B)

【工事費】

表 5-17 に示すユニット工事費を元に、各プランに追加となる送電線工事費を検討した結果を、表 5-18、表 5-19 に示す。コスト面で Plan B が優位であることから、Plan B で対策を行うこととする。

表 5-17 送電建設費用のユニットコスト

ユニットコスト					出所	
11 kV 送電線	架空線	80		千 USD/km	SP	
33 kV 送電線	地中線	300		千 USD/km	SP	
66 kV 送電線	架空線	600		千 USD/km	SP	
変電所 12.5 MVA	East Kola 変電所実績	4,000		千 USD/km	SP	
11 kV キュービクル	遮断器のみ	200	-	300	千 USD/km	SP
33 kV キュービクル	遮断器のみ	300	-	400	千 USD/km	SP
送電用変圧器 33 kV / 11 kV 3.5 MVA		560		千 USD/km	TEPCO	

出典: SP 資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

表 5-18 Plan A の追加送電コスト

PLAN A				千 USD
Makira				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				
East Honiara 11 kV Bus	- Terminal 66	7 km		560
11 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		300
Foxwood (Okea)				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				
East Honiara 11 kV Bus	- Terminal 229D	8.5 km		680
11 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		300
33 kV 送電用変圧器 3.5 MVA				
East Honiara 33 kV / 11 kV 3.5 MVA transformer expansion		2 set		1,120
11 kV キュービクル				
East Honiara		2 bay		600
33 kV キュービクル				
East Honiara		2 bay		800
33 kV 送電線, 地中ケーブル 33 kV 3C 50 mm² Al XLPE				
East Honiara 33 kV Bus	- Lungga 33 kV Bus	4.06 km		1,218
33 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		400
Lungga		1 bay		400
Total				6,378

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 5-19 Plan B の追加送電コスト

PLAN B				千 USD
Makira				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				
Lungga 11kV Bus	- Terminal 63	5.29 km		423
11 kV キュービクル				
Lungga		1 bay		300
Foxwood (Okea)				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				
East Honiara 11 kV Bus	- Terminal 229D	8.5 km		680
11 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		300
33 kV 送電用変圧器 3.5 MVA				
East Honiara 33 kV / 11 kV 3.5 MVA transformer expansion		1 set		560
11 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		300
33 kV キュービクル				
East Honiara		1 bay		400
Total				2,963

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(d) 系統電圧

発電機の端子電圧ならびに変電所変圧器のタップ調整により系統電圧は基準内（±7%）に昼夜共に維持可能である。（添付資料 添付 5-11A,B（昼）および 添付資料 添付 5-12A,B（夜）参照）

(2) PV 追加計画ケース

Plan B の対策後に表 5-14 に記載の条件下で PV 追加ケースを検討した結果の潮流図を添付資料 添付 5-13A,B（昼）、添付資料 添付 5-14A,B（夜）に示す。過負荷設備は無く、電圧も±7%の基準値以内である。

また、PV 追加計画ケースの送電コストを表 5-20 に示す。

表 5-20 PV 追加計画の追加送電コスト

White River エリア内に PV 4 MW と BESS 4 MW を設置した場合の追加送電工事費試算				千 USD
PV 4 MW (White River)				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				仮定
PV terminal	-	White River 11 kV	5 km	400
11 kV キュービクル				
White River			1 bay	300
BESS 4 MW (White River)				
11 kV 送電線, ACSR/G2 Banana 6/1/3.75				仮定
BESS terminal	-	White River 11 kV	1 km	80
11 kV キュービクル				
White River			1 bay	300
Total				1,080

出典: JICA プロジェクトチーム作成

なお、参考に短周期で周波数変動を抑制するための瞬動予備力用 BESS についての送電コストを表 5-21 に示す。

表 5-21 瞬動予備力用 BESS 設置に伴う追加送電コスト

Lungga 発電所に BESS 4 MW を設置した場合の追加送電工事費試算				千 USD
BESS 4 MW (Lungga)				
33 kV 送電線, 地中ケーブル 33 kV 3C 50 mm2 Al XLPE				仮定
BESS terminal	-	Lungga 33 kV Bus	1 km	300
33 kV キュービクル				
Lungga			1 bay	400
Total				700

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(3) 週末休日等の検討

一般的には週末や休日においては平日よりも負荷が軽くなるため、PV等は負荷系統に接続されていることから、送電線過負荷が生じることもある。

したがって、週末休日等において昼ピーク負荷が30%、および50%軽くなると仮定して送変電設備が過負荷とならないことを確認した。潮流計算結果は添付資料 添付 5-15A,B (昼負荷30%減)、添付資料 添付 5-16A,B (昼負荷50%減) のとおり過負荷は生じておらず、また、電圧は基準である±7%の範囲内である。

5.16 送変電設備計画におけるN-1基準の導入提案

表 5-9 に示しているように SP の送変電設備計画基準では N-0 基準を適用している。将来は、単一設備事故においても停電や残設備の過負荷が生じない N-1 基準を適用していくことが必要である。ここでは基幹系統である 66 kV, 33 kV 系統について N-1 基準を導入することを提案することについて述べる。

5.16.1 N-1 基準

提案する N-1 基準を表 5-22 に示す。

表 5-22 提案する送変電設備計画における N-1 基準

<p>1 基本的な考え方</p> <p>a 適用範囲</p> <p>事故あるいは停止条件で検討する設備は 66 kV および 33 kV 系統の送変電設備とする。</p> <p>b 基本的基準</p> <p>1a の単一設備が事故や計画停止において、停電、負荷制限や残りの送変電設備に過負荷が発生しないように設備計画を行う。</p> <p>2 例外事項</p> <p>a 発電出力に起因する送変電線設備過負荷</p> <p>発電機の出力に起因する過負荷はその発電出力を制限することにより過負荷を解消できる場合は設備対策を行わない。</p> <p>b 一時的な停電を許容する場合</p> <p>事故時に 11 kV 系統に一時的な停電が生じる場合であっても、遠隔にて速やかに 11kV 側の系統が切替され、復旧できる場合は設備対策を行わない。</p> <p>c 母線事故</p> <p>発電電所の 11 kV 以上の母線事故は 2 重事故(N-2)として扱い、設備対策はしない。</p> <p>3 例外事項に対する適用外</p> <p>a 2b の適用外事項</p> <p>以下の建物、施設については 2b の適用外として一時的な停電も許容しない。設備対策を行う。</p> <p>生命にかかわる施設：大病院等</p> <p>安全にかかわる施設：警察、空港等</p> <p>行政機関の施設：政府重要機関の建物、施設</p>

出典: JICA プロジェクトチーム作成

5.16.2 RERM 検討条件と N-1 検討条件の比較

本検討の N-1 検討条件は表 5-23 右側のとおりである。左側はこれまで検討してきた RERM 検討条件である。N-1 検討条件においては前述 Plan B を前提として 2030 年夜ピーク時の条件下で検討を行う。

表 5-23 提案する送変電設備計画における N-1 基準

	RERM 検討条件	本検討における N-1 検討条件
検討目的	PV 接続時の送電容量確保	セキュリティを考慮したホニアラ系統の増強
事故停止条件	SP 基準に基づき健全時(N-0)条件のみ	当検討で提案している N-1 条件
検討目的に合わせた負荷条件	2030 年平日昼ピーク (Total 20.3 MW, 年伸び率 2%)	2030 年 平日夜ピーク * (Total 19.1 MW, 年伸び率 2%)
発電条件	PV : 最大出力 水力 : バランス BESS : 充電モード	PV : ゼロ出力 水力 : 最大出力 BESS : 放電モード バランス
PV 開発計画に対応した系統増強	Plan A と Plan B の 2 ケースを検討	RERM の Plan B を前提

*注: PV 発電による送変電設備の過負荷は PV の出力を下げることで解消されるため、N-1 条件の検討では設備対策は不要である。それ故、N-1 検討は夜ピーク時の負荷条件下で行う。

出典: JICA プロジェクトチーム作成

5.16.3 N-1 検討結果

検討結果を表 5-24,表 5-25 に示す。N-1 基準を満たさない事例が3つ見付き、対策が必要となることが明らかになった。対策として提案する工事を R1, R2, R3 と名付ける。

表 5-24 N-1 検討結果 (送電線事故・停止)

送電線事故・停止ケース										
ファイル名	事故・停止送電線名	1回線容量	事故	結果	対策提案名					
30NPL- TLH	3377 Tenagni 66 kV	- 1208 Lungga 66 kV - 3442 Tina Hydro 66 kV	59.9 MVA/cct	2回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- TW	3341 Tenagni 33 kV	- 3444 White River 33 kV	6.5 MVA/cct	1回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- WH	3444 White River 33 kV	- 1196 Horiara 33 kV	6.5 MVA/cct	1回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- HEK	1196 Horiara 33 kV	- 1192 East Kola 33 kV	20.8 MVA/cct	1回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- EKL	1192 East Kola 33 kV	- 1206 Lungga 33 kV	20.8 MVA/cct	1回線 中 1回線	Horiara - Ranadi 33kV 送電線 負荷率 119% → 33 kV Horiara - Ranadi 間送電線追加の工事が必要である。	R1				
30NPL- LR	1207 Lungga 33 kV	- 1264 Ranadi 33 kV	16.0 MVA/cct	1回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- RH	1264 Ranadi 33kV	- 1196 Horiara 33 kV	7.9 MVA/cct	1回線 中 1回線	過負荷無					
30NPL- LEH	1207 Lungga 33 kV	- 1190 East Horiara 33kV	6.5 MVA/cct	1回線 中 1回線	事故後に11kV Terminal 212と213のスイッチ投入操作が必要。 過負荷無					

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 5-25 N-1 検討結果 (変圧器事故・停止)

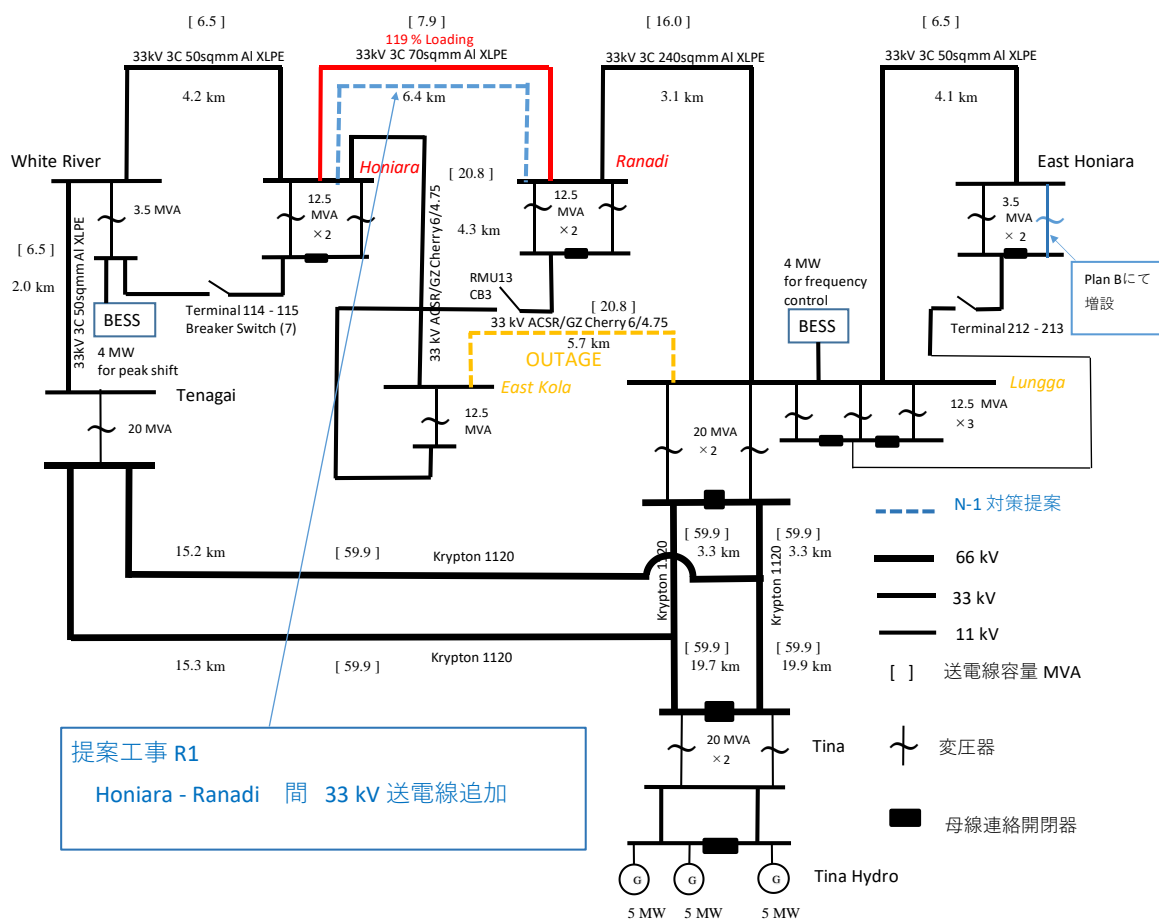
変圧器事故ケース										
ファイル名	事故変電所	事故変圧器	事故	結果	対策提案名					
30NPT- TN	3341 Tenagni	66 kV / 33kV 12.5MVA	1台 中 1台	過負荷無						
30NPT- TH	3442 Tina Hydro	66 kV / 11 kV 20MVA	2台 中 1台	過負荷無						
30NPT- L6	1208 Lungga	66 kV / 33 kV 20MVA	2台 中 1台	White River - Horiara 33kV 送電線 負荷率 105% → 33 kV White River - Horiara 間送電線追加の工事が必要。	R2					
30NPT- WR	3444 White River	33 kV / 11kV 3.5MVA	1台 中 1台	事故後に11kV Terminal 114と115のスイッチ投入操作が必要。 過負荷無						
30NPT- HN2	3163 or 3134 Horiara	33 kV / 11kV 12.5MVA	2台 中 1台	事故後に11kV母線連絡開閉器投入操作が必要。 過負荷無						
30NPT- RN	1264 Ranadi	33 kV / 11kV 12.5MVA	2台 中 1台	事故後に11kV母線連絡開閉器投入操作が必要。 過負荷無						
30NPT- EK2	1192 East Kola	33 kV / 11kV 12.5MVA	1台 中 1台	事故後に11kVRMU-CB3の投入操作が必要である。しかしながら、11kV 送電線区間T455 - Ranadiにおいて負荷率 116%。 → East Kola 変電所に変圧器追加の工事が必要。	R3					
30NPT- L3	1207 Lungga	33 kV / 11kV 12.5MVA	3台 中 1台	過負荷無						
30NPT- EH	1190 East Horiara	33 kV / 11kV 3.5MVA	2台 中 1台	過負荷無						
				Plan Bにより1台増設						

出典: JICA プロジェクトチーム作成

5.16.4 N-1 対策提案

(1) 33 kV East Kola - Lungga 送電線事故・停止ケースへの対策提案 R1

33 kV East Kola - Lungga 送電線事故・停止により、Honiara - Ranadi 33kV 送電線の負荷率が 119% となるため、33 kV Honiara - Ranadi 間の送電線の追加工事を行うことを提案する。

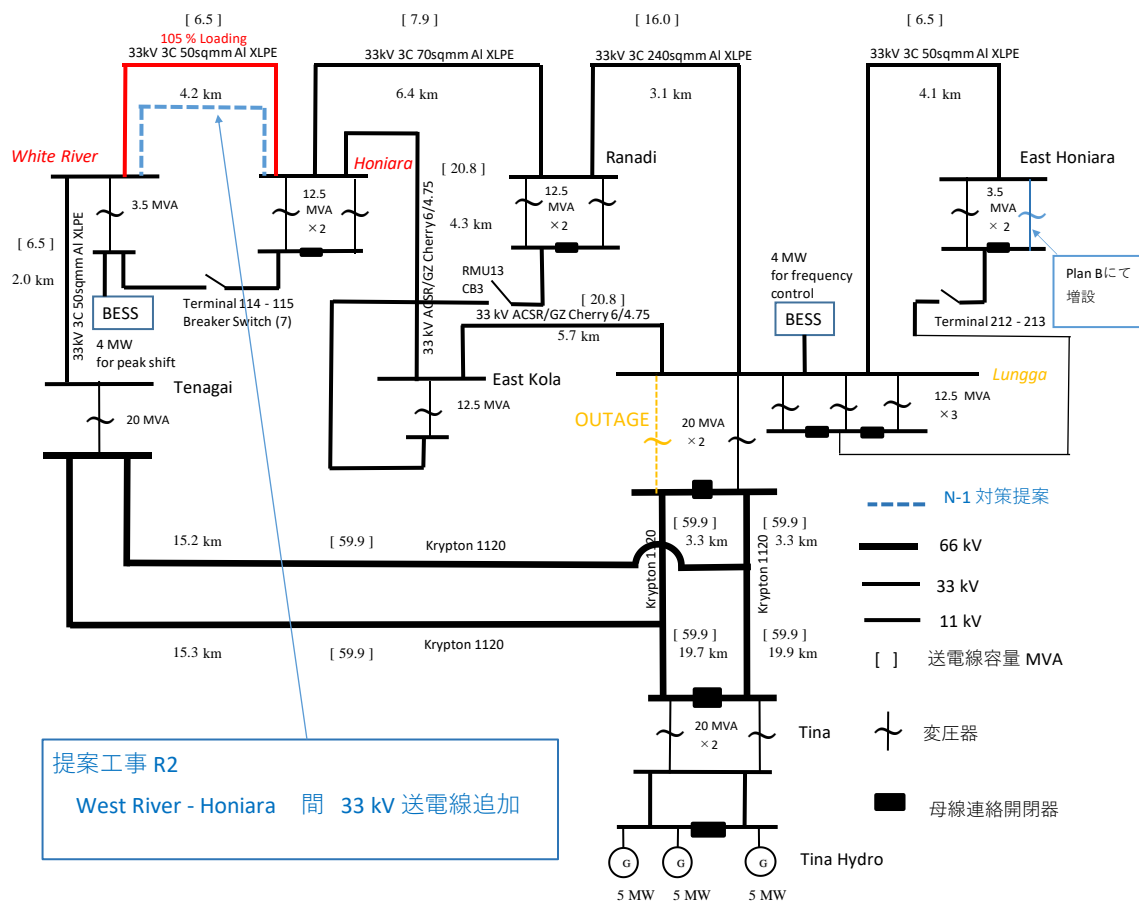


出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-39 33kV East Kola Lungga 送電線事故・停止ケースへの対策提案 R1

(2) 66 kV Lungga 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R2

Lungga 変電所の 66 kV 変圧器事故・停止により、West River – Honiara 33 kV 送電線の負荷率が 105% となるため、33 kV West River - Honiara 間の送電線の追加工事を行うことを提案する。

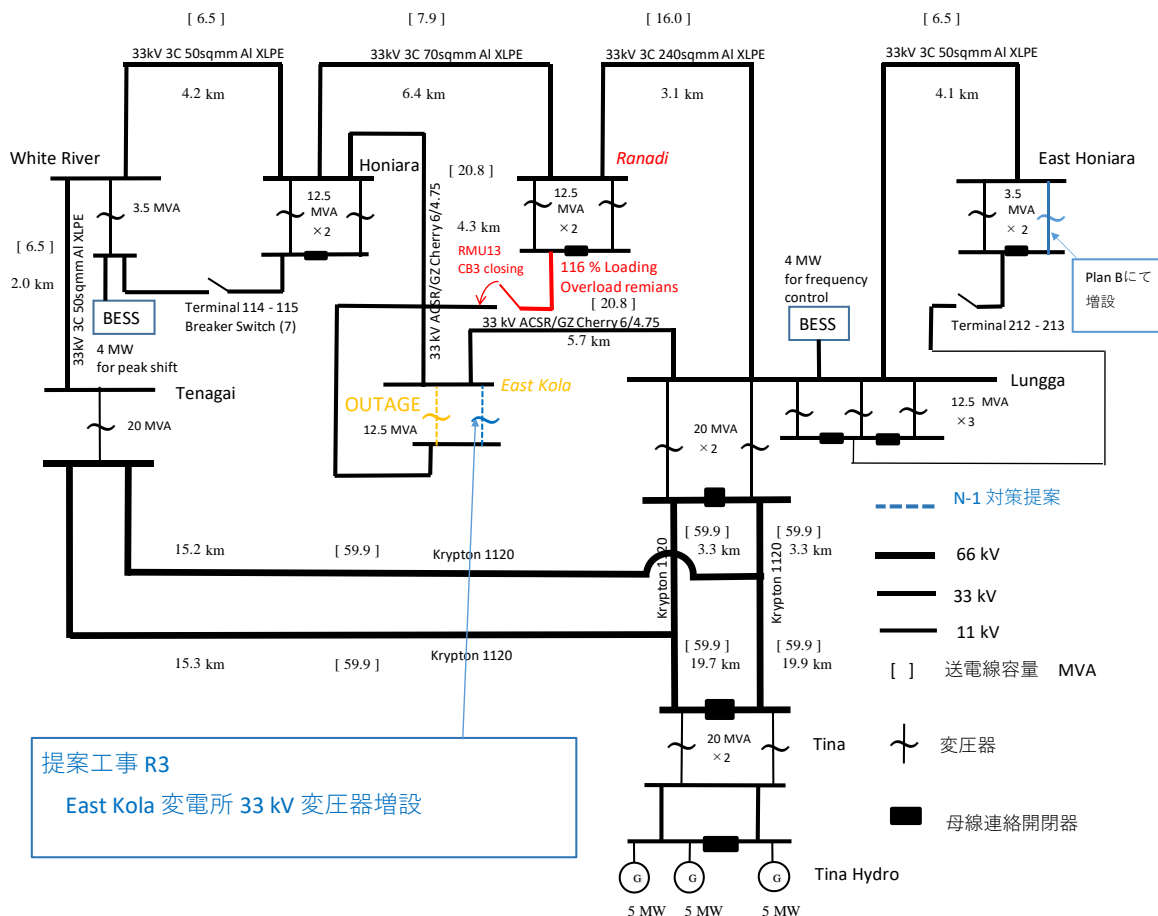


出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-40 Lungga 66kV 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R2

(3) 33 kV East Kola 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R3

East Kola 変電所の 33 kV 変圧器事故・停止により、事故後に 11 kV RMU-CB3 の投入操作が必要である。しかしながら、11 kV 送電線区間 T455 - Ranadi において負荷率が 116%となるため、East Kola 変電所に変圧器の追加工事を行うことを提案する。



提案工事 R3
East Kola 変電所 33 kV 変圧器増設

出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-41 East Kola 33kV 変圧器事故・停止ケースへの対策提案 R3

(4) N-1 対策の工事費

3つの提案する工事費は表 5-26 のとおりである。

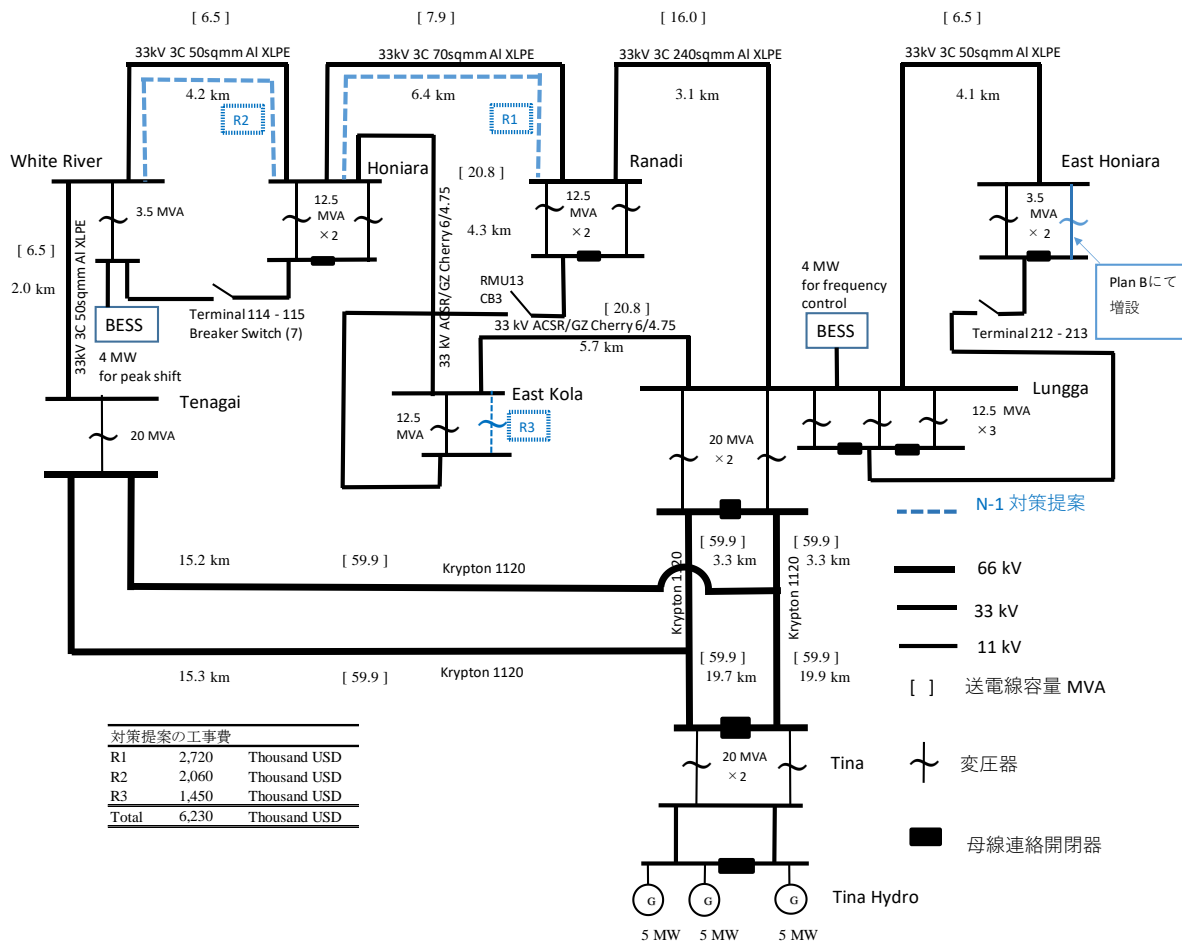
表 5-26 N-1 対策工事費

N-1 基準対応コスト				千 USD
Proposal R1				
33kV 送電線, 地中ケーブル 33kV 3C 70mm ² Al XLPE				
Honiara 33kV Bus	-	Ranadi 33kV Bus	6.4 km	1,920
33kV キュービクル				
Honiara			1 bay	400
Ranadi			1 bay	400
			Total	2,720
N-1 基準対応コスト				千 USD
Proposal R2				
33kV 送電線, 地中ケーブル 33kV 3C 70mm ² Al XLPE				
West River 33kV Bus	-	Honiara 33kV Bus	4.2 km	1,260
33kV キュービクル				
West River			1 bay	400
Honiara			1 bay	400
			Total	2,060
N-1 基準対応コスト				千 USD
Proposal R3				
33kV 送電用変圧器 12.5MVA				
East Kola 33kV/11kV 12.5MVA transformer expansion			1 set	750
11kV キュービクル				
East Kola			1 bay	300
33kV キュービクル				
East Kola			1 bay	400
			Total	1,450

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(5) N-1 対策工事の概要

提案する3つのN-1対策概要は図5-42のとおりである。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-42 N-1 対策提案の概要

5.17 送配電電力損失（送電ロス）

送配電電力損失（送電ロス）については、2.1.3(2) に述べているように、2018年のホニアラ系統におけるテクニカルロス（技術的送電ロス）は11%である。

11 kV / 0.4 kV 変圧器を含む 11 kV 以上を模擬した系統計算によれば、送電ロスは 2020 年ピーク時で 750 kW で発電所送電端電力の 4%程度である。年平均では約 2%以下であろう。このことから、高圧系統においては送電ロス低減の余地が小さく、たとえ、低減方策を実施してもその効果が非常に薄く経済的に見合わないと言える。

したがって、残りの送電ロス 9%は低圧(415 V)になるが、この 9%の中には、実態としては、まだまだ、ノンテクニカルロス（盗電）が含まれていると考えられる。実際のところ、低圧(415 V)のテクニカルロスは計算により推定することは難しいため、ノンテクニカルロスとテクニカルロスの切り分けも困難で不透明である。以下の表 5-27 は S P から提供を受けた 2018 年の送電ロスに関わるものであり、2月、5月のノンテクニカルロスは 10%であるが、3月と6月は零となっているのはテクニカルロスを 11%と仮定していることによるものである。実際のテクニカルロスはもっと小さいはずであり、低圧(415 V)のテクニカルロスが特に悪いので至急に設備増強によるテクニカルロス低減対策を講じる必要があるというレベルでもない。

ここでは、低圧(415 V)系統のテクニカルロス低減の方法論について 5.17.1 で説明する。また、高圧での送電ロス低減効果例として 5.16 の提案について 5.17.2 で計算してみたが、想定とおり送電ロスの面からの経済性は無い結果であった。

表 5-27 2018 年ホニアラ系統の発電電力量とノンテクニカルロス

Honiara	GENERATION STATISTICS & NON-TECHNICAL LOSSES												HONIARA Only
ITEM	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	TOTAL
Generated	6,856,926	6,605,148	6,501,356	6,832,541	7,473,558	7,029,688	7,042,381	7,296,997	7,160,274	7,747,289	7,475,137	7,106,983	85,128,278
Loss Aux Used	110,261	196,240	258,205	248,165	229,378	270,562	269,697	321,899	273,544	263,483	244,544	294,421	2,980,399
Available	6,746,665	6,408,908	6,243,151	6,584,376	7,244,180	6,759,126	6,772,684	6,975,098	6,886,730	7,483,806	7,230,593	6,812,562	82,147,879
REVENUE													
Revenue	30,027,976	28,763,225	31,736,912	33,399,668	33,139,847	32,133,437	33,312,909.42	35,801,151	36,645,262	35,945,891	36,444,868	36,527,917	403,879,064
Weighted Average Tariff	\$ 5.61	\$ 5.73	\$ 5.73	\$ 5.78	\$ 5.83	\$ 5.34	\$ 5.93	\$ 6.50	\$ 6.32	\$ 6.16	\$ 6.17	\$ 6.35	\$ 5.95
Rev per Kwh gen	\$ 4.38	\$ 4.35	\$ 4.88	\$ 4.89	\$ 4.43	\$ 4.57	\$ 4.73	\$ 4.91	\$ 5.12	\$ 4.64	\$ 4.88	\$ 5.14	\$ 4.92
ELECTRICITY SOLD - KWH													
Post-Paid	4,033,723	3,828,357	4,133,382	4,499,544	4,211,481	4,523,823	4,357,991	4,079,730	4,480,162	4,387,561	4,520,951	4,329,607	51,386,312
Pre-paid[CP]	1,329,635	1,238,366	1,434,939	1,326,970	1,485,513	1,507,408	1,321,106	1,414,985	1,340,726	1,495,159	1,432,433	1,425,168	16,752,408
Total	5,363,358	5,066,723	5,568,321	5,826,514	5,696,994	6,031,231	5,679,097	5,494,715	5,820,888	5,882,720	5,953,384	5,754,775	68,138,720
Rev per Kwh Sold	\$ 5.60	\$ 5.68	\$ 5.70	\$ 5.73	\$ 5.82	\$ 5.33	\$ 5.87	\$ 6.52	\$ 6.30	\$ 6.11	\$ 6.12	\$ 6.35	\$ 5.93
ELECTRICITY LOSSES													
Total Kwh Losses	1,383,307	1,342,185	674,830	757,862	1,547,186	727,895	1,093,587	1,480,383	1,065,842	1,601,086	1,277,209	1,057,786	14,009,159
Total Kwh Losses (%)	21%	21%	11%	12%	21%	11%	16%	21%	15%	21%	18%	16%	17%
Technical Losses (%)	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Non-Technical Losses (%)	10%	10%	0%	1%	10%	0%	5%	10%	4%	10%	7%	5%	6%
Non-Technical Kwh Losses	641,174	637,205	(11,917)	33,581	750,326	(15,609)	348,592	713,122	308,302	777,867	481,844	308,405	4,972,892
Revenue Lost (estimated)	\$ 3,599,997	\$ 3,653,552	\$ 68,225	\$ 194,071	\$ 4,376,051	\$ 83,332	\$ 2,066,280	\$ 4,636,279	\$ 1,949,116	\$ 4,793,077	\$ 2,971,987	\$ 1,956,829	\$ 30,045,682

出典: S P

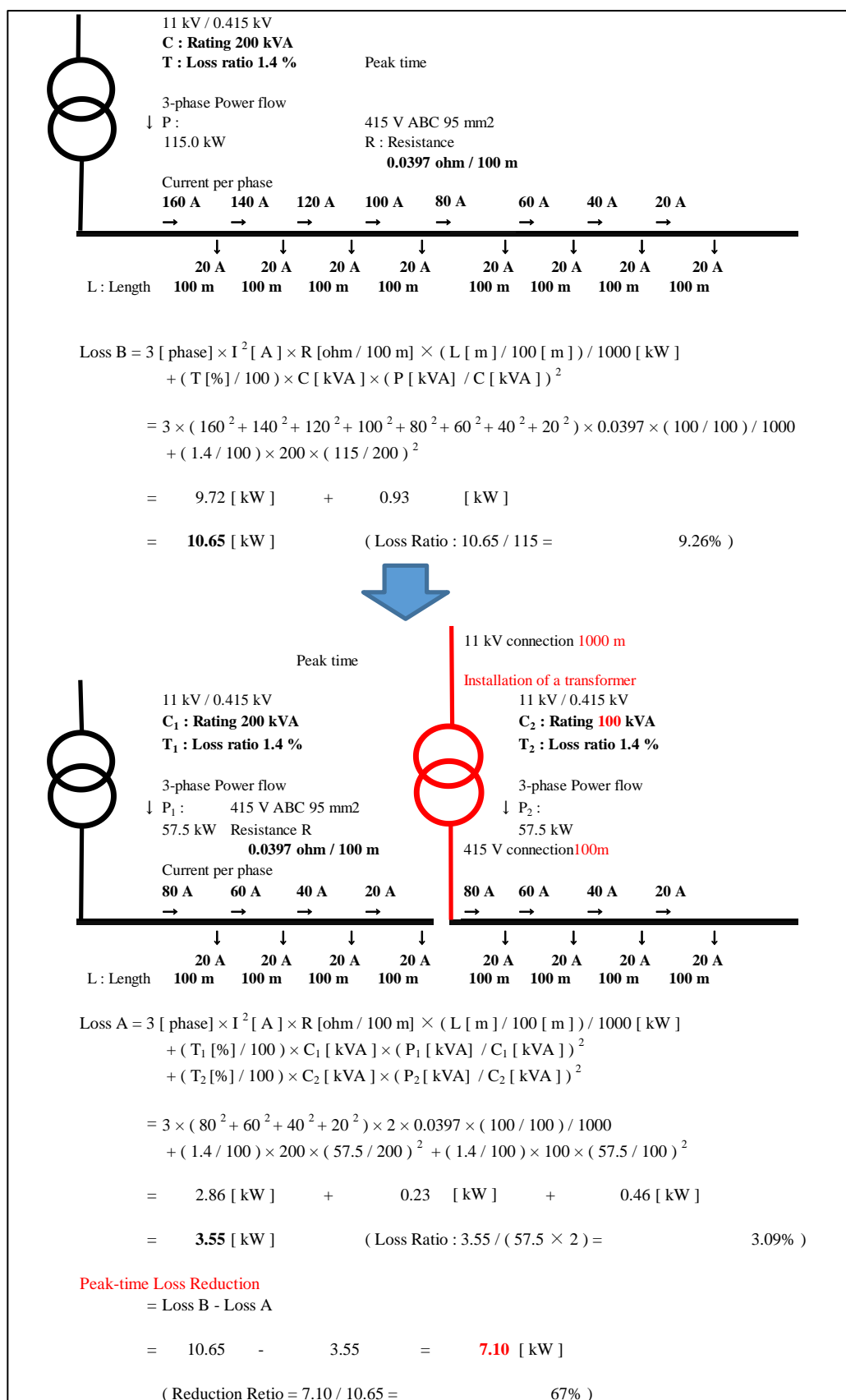
5.17.1 低圧(415 V)系統の技術的送配電電力損失低減

(1) 配電電力損失低減方法

低圧(415 V)系統の技術的送電損失(テクニカルロス)低減方法について述べる。
一般的には低圧線の亘長を短くすることで送電損失を低減することが可能である。
図 5-43 に示す例をもって説明する。

この系統はピーク時に 11 kV / 0.415 kV - 200 kVA の変圧器から合計 115 kW の負荷へ電力を供給していて、415 V 系統の導体は ABC 95 mm² を使用している。負荷点は 8 つあり、100 m 毎に 20 A/相 (4.8 kW / 相) の負荷点が存在する。これを丁度半分の地点で分断して新たに設置した 100 kVA 変圧器から 5 番目以降の負荷点へ給電する。

工事変更前の送電損失(Loss B)は 10.65 kW、工事変更後の送電損失(Loss A)は 3.55 kW であり、この工事によりピーク時で 7.1 kW の送電損失低減効果が期待でき、その低減率は 67 % である。
なお、変圧器、電線については実際にホニアラ系統で用いられているものである。



出典：JICA プロジェクトチーム作成

図 5-43 低圧(415 V)送電損失の低減例

(2) 経済性の評価指標の設定

低減対策を立案する上で得られる低減効果に対してどこまで対策工事費をかけられるのかと
いうことを判断するための指標が必要である。

具体的には、ピーク時において 1kW の送電ロスを低減する工事を想定し、その工事により将来にわたって設備寿命までに得られる便益を設定する。低減対策工事費をピーク時の送電ロス低減量で除した kW 単価が設定した経済指標である便益より少なければ経済性のある低減策であり、便益より大きければ経済性のない低減策である。

SP から得た情報を元に経済性指標となる便益を以下のように設定した。これにより、経済合理性からピーク時に 1kW の電力ロス低減を行う工事費は 132,322SBD 未満でなければならない。

表 5-28 経済性指標 (便益)

LT	送配電設備寿命	20	year	2018 SP年報 50頁:20 - 60 年
D _R	割引率	10	%	4.5.3に同じ
C _G	1kWh発電コスト	4.7	SBD / kWh	表6-4参照
LP	ピーク損失低減 (想定)	1	kW	
F	年間損失換算率 (想定)	0.3		
L ₁	初年度年間損失低減量 (LP × F × 8760 hours)	2,628	kWh / year	
G _r	需要年伸び率	2	%	
L _n	N年目年間損失低減量	$= L_1 \times (1 + D_R)^{n-1}$	kWh / year	
B ₁	N年目便益	$= L_n \times C_G$	SBD	
PB _n	N年目便益 現在価値	$= B_n / (1 + D_R)^{n-1}$	SBD	

	L _n 年間低減電力量 kWh / year	B _n 便益 SBD	PB _n 便益 現在価値 SBD
1 年目	2,628	12,352	12,352
2 年目	2,681	12,599	11,453
3 年目	2,734	12,851	10,620
4 年目	2,789	13,108	9,848
5 年目	2,845	13,370	9,132
6 年目	2,902	13,637	8,468
7 年目	2,960	13,910	7,852
8 年目	3,019	14,188	7,281
9 年目	3,079	14,472	6,751
10 年目	3,141	14,761	6,260
11 年目	3,204	15,057	5,805
12 年目	3,268	15,358	5,383
13 年目	3,333	15,665	4,991
14 年目	3,400	15,978	4,628
15 年目	3,468	16,298	4,292
16 年目	3,537	16,624	3,980
17 年目	3,608	16,956	3,690
18 年目	3,680	17,295	3,422
19 年目	3,753	17,641	3,173
20 年目	3,828	17,994	2,942
合計	63,853	300,111	132,322

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(3) 経済性評価

図 5-43 の工事費合計は 730,000 SBD となり、低減 kW 当たりの工事費は 102,817 SBD である。これは経済性指標（便益）132,322 SBD よりも小さいため、経済合理性を満たすロス低減策である。なお、計算に用いた建設単位コストは S P から提供を受けたものを使用した。

$$\begin{aligned}
 &\text{Cost (transformer 変圧器)} = 1000 \text{ [SBD / kVA]} \times 100 \text{ [kVA]} \\
 &= 100,000 \text{ [SBD]} \\
 \\
 &\text{Cost (11 kV connection 接続)} = 600,000 \text{ [SBD / km]} \times 1000 \text{ [m]} / 1000 \text{ [m]} \\
 &= 600,000 \text{ [SBD]} \\
 \\
 &\text{Cost (415 V connection 接続)} = 30,000 \text{ [SBD / 100 m]} \times 100 \text{ [m]} \\
 &= 30,000 \text{ [SBD]} \\
 \\
 &\text{Cost total} = 100,000 + 60,000 + 30,000 \\
 &= \mathbf{730,000} \text{ [SBD]} \\
 \\
 &\text{Cost per kW} = \text{Cost total} / \text{Peak-time Loss Reduction (ピーク時ロス低減 kW)} \\
 &= 730,000 \text{ [SBD]} / 7.10 \text{ [kW]} \\
 &= \mathbf{102,817} \text{ [SBD / kW]} \\
 \\
 &< \mathbf{132,322} \text{ [SBD / kW]}
 \end{aligned}$$

5.17.2 高圧 (11 kV 以上) 系統の技術電力ロス低減

一般的には N-1 基準を満たさない箇所や機器は比較的送電ロスが大きい箇所と考えられるので、送電ロス低減効果面から 5.16 の提案に対してロス低減効果を試算した。

その結果は表 5-29 のとおり、各提案は、送電ロス低減を目的としたプランとして見た場合は、いずれも経済指標（便益）を満たしていない。

表 5-29 ロス低減面から見た N-1 提案の経済性評価

1 USD = 8.02 SBD

Proposal Name based on N-1 criteria	R1	R2	R3
	Honiara - Ranadi 33 kV TL LOSS	West River - Honiata 33 kV TL LOSS	East Kola TR LOSS
Loss before 前	55 kW	55 kW	19 kW
Loss after 後	46 kW	32 kW	10 kW
Loss Reduction ロス低減	9 kW	23 kW	9 kW
Cost in USD	2,720 千 USD	2,060 千 USD	1,450 千 USD
Cost in SBD	21,814 千 SBD	16,521 千 SBD	11,629 千 SBD
Evaluation 経済性評価	2,423,778 SBD / kW > 132,322	718,304 SBD / kW > 132,322	1,292,111 SBD / kW > 132,322

TL : Transmission Lines 送電線 TR : Transformers 変圧器

出典: JICA プロジェクトチーム作成

第6章 財務分析

6.1 経済財務分析に係る諸条件の設定

経済財務分析の諸条件は表 6-1 の通りである。2021 年 3 月時点で公開されている SP の年次報告書 2019 に記載の財務諸表と SP からの提供データを最新として参照した。加えて、他国開発機関が進める案件の最新状況についても分析で考慮する。

表 6-1 経済財務分析に係る諸条件

Item	Details
2030 年までの将来計画	現時点での将来計画は 2024 年までとなる。次回の将来計画の策定期間は未定。
SP 所得税率	SP は国営企業であり、法律により所得税は課税対象外。
ハードルレート	約 11-12% (Equity IRR) を想定。
土地買収に係る税金	印紙税 10% が必要。
金利 (SP 向け)	SP の健全な財務状況により、市場金利である 8-10% よりも低い金利を想定。

出典: SP 提供資料より JICA プロジェクトチーム作成

6.2 開発援助機関・IPP 資金導入および自家発電増加による影響分析

(1) SP の財務状況

開発援助機関・IPP 資金導入及び自家発電増加による影響分析を行うにあたって、SP の過去の財務分析を実施した。SP の監査済み決算書は 2019 年までしか最終化されていないため、2019 年までの分析とした。なお、財務管理システムの入れ替えにより、2012 年以前と 2013 年以後では表示科目が一部異なる。

表 6-2 損益計算書

P/L (SBD)	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Operating income						
Electricity sales	446,557,219	439,887,311	437,528,391	428,039,827	457,156,336	480,466,462
Amortisation of deferred income	3,033,478	4,425,527	6,436,883	10,393,400	6,395,050	7,715,936
reversal of credit impairment						2,743,565
Other operating income	14,364,520	2,819,563	6,437,901	2,545,325	5,486,818	8,933,899
Total operating income	463,955,217	447,132,402	450,403,175	440,978,551	469,038,204	499,859,862
Expenses						
Generation and distribution	254,231,805	205,913,348	187,348,883	207,601,960	224,175,081	225,341,290
Bought in electricity	3,228,334	6,160,216	5,557,395	3,561,954	0	0
Fuel	207,156,539	149,930,357	129,691,478	137,645,095	180,667,381	177,077,975
Lubricating oil	2,234,023	4,876,902	3,748,438	4,590,875	3,888,180	3,255,571
Personnel	17,043,229	18,922,237	25,293,211	25,407,717	23,828,353	26,212,457
Repairs and maintenance	24,087,995	23,975,911	21,066,362	31,935,454	11,780,667	15,975,286
Distribution lines						
Repairs and maintenance and lubricants						
Other	481,684	2,047,725	1,992,000	4,460,864	4,010,500	2,820,000
Administration	52,136,862	65,350,110	61,343,934	59,683,883	81,605,507	68,582,240
Advertising	1,655,021	1,634,351	2,100,749	2,430,499	1,682,314	1,440,630
Computer bureau charges	615,061	1,287,256	1,744,076	1,865,089	1,659,243	1,785,710
Consultancy fees	10,691,865	13,646,402	13,301,915	18,089,604	11,273,094	4,376,917
Electricity	3,209,709	1,782,474	3,816,113	2,949,745	2,969,773	2,969,773
Electricity rebate	1,508,690	1,076,404	1,001,382	4,632,483	5,080,129	4,952,714
Insurance	1,977,764	1,529,051	1,596,240	2,338,014	2,558,392	2,504,500
Personnel	15,374,658	20,680,535	19,153,639	10,202,013	39,187,093	32,772,778
Printing and stationery	2,392,728	2,715,237	2,410,953	2,146,769	1,829,337	2,218,161
Professional fees	709,599	892,004	1,743,848	1,080,046	1,504,846	2,569,010
Property expenses	4,343,245	6,488,127	4,017,097	4,628,537	4,895,004	3,821,232
Telecommunications	2,541,188	5,232,115	4,478,374	3,372,687	3,631,425	3,387,565
Travel and accommodation	6,017,438	4,690,621	4,034,508	4,796,083	4,120,552	3,527,978
Other	1,099,896	3,695,533	1,945,040	1,152,314	1,214,305	2,255,272
Operating	24,009,296	31,836,151	30,807,434	31,148,030	22,830,031	23,761,916
Customs handling charges	4,092,246	5,259,541	3,392,858	5,945,648	4,948,308	4,083,563
Personnel	9,958,265	16,887,379	17,953,848	17,866,359	12,030,377	11,861,047
Repairs and maintenance	5,265,999	5,298,689	5,650,408	3,882,631	1,909,207	3,580,032
Vehicle costs	3,769,845	3,492,996	3,810,321	3,453,391	3,942,139	4,237,273
Other	922,941	897,544	0	0	0	0
Depreciation and amortisation	35,856,247	40,549,658	46,006,826	53,679,089	56,672,749	64,259,234
depreciation of right-of-use assets						3,664,350
Bad debts written off	0	0	0	0	0	0
Allowance for uncollectability	4,604,834	-3,997,994	-861,604	11,396,373	3,714,358	0
Interest expense	1,096,621	1,850,967	1,134,219	389,387	30,434	2,505,667
Inventory & asset write-off	-10,169	0	0	-145,261	92,140	18,773,115
Revaluation decrement - property	0	0	158,334	0	0	
Other						
Total expenses	371,925,496	341,502,239	325,938,025	363,753,461	389,120,299	406,887,811
Gain from operations	92,029,720	105,630,162	124,465,150	77,225,091	79,917,905	92,972,051
Foreign exchange gain/ (loss)	-614,452	1,057,134	-4,416,280	423,591	162,160	-281,559
Net profit for the year	91,415,268	106,687,296	120,048,870	77,648,682	80,080,065	92,690,491
Other comprehensive income						
Revaluation increment - property			85,414,971			
Prior period adjustment						
Total comprehensive income for the year	91,415,268	106,687,296	205,463,841	77,648,682	80,080,065	92,690,491

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 6-3 主な経営指標

【単位：％】

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2010~2018 増加率
売上高総利益率	22.2	31.0	37.2	37.8	45.2	53.9	58.4	52.9	52.2	54.9	—
売上高営業利益率	△ 26.7	14.0	17.3	10.1	19.8	23.6	27.6	17.5	17.0	18.6	—
売上高経常利益率	△ 26.6	14.0	17.1	11.0	19.7	23.9	26.7	17.6	17.1	18.5	—
売上高増加率	—	135.8	113.1	101.7	110.5	98.5	99.5	97.8	106.8	105.1	185.6

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 6-4 発電電力量と単価

【単位：％】

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2010~2018 増加率
発電電力量 (GWh)	83.6	83.8	84.0	81.1	85.4	86.8	90.6	94.2	96.2	115.2
発電単価 (SBD/kWh)	3.1	4.2	4.7	5.0	5.2	5.1	4.8	4.5	4.7	153.3

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 6-5 発電費用割合及び燃料費割合

【単位：％】

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
発電・送電費用/営業費用	61.4	80.2	75.9	69.1	68.4	57.5	57.1	52.9	57.6	55.4
燃料費・潤滑油費/ 発電・送電費用	85.3	87.0	80.1	77.6	82.4	71.2	68.5	17.5	82.3	80.0
燃料費・潤滑油費/売電収入	67.4	64.8	53.5	50.4	46.9	30.5	33.2	17.6	40.4	37.5

出典: JICA プロジェクトチーム作成

2010年には、営業利益、経常利益ともに赤字計上されていたが、2011年以降、電力料金を見直したことにより、営業利益、経常利益ともに黒字に転換した。2010年から2018年の9年間で発電単価は1.5倍に上昇し、売上高は1.8倍に上昇した。経費に関しては、発電・送電費用が最大の割合となっている。その内、燃料費および潤滑油費が大部分を占め、2010年に売電収入に対する割合は67.4%であったが、2019年には37.5%まで減少している。2011年の黒字転換後、売上高、および利益ともに安定しており、経常利益率で20%前後と高い水準で推移している。

表 6-6 貸借対照表

B/S (SBD)	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Assets						
cash and cash equivalent	75,411,436	150,836,397	201,187,479	221,808,007	303,524,441	310,620,237
held to maturity investment	99,128,807	67,440,738	92,847,409	45,542,195	0	0
inventories	8,855,512	10,946,653	15,458,291	20,910,019	22,451,241	51,531,308
receivables	70,025,232	48,534,905	50,846,761	50,142,206	61,766,690	61,305,594
prepayment	1,099,119	1,291,835	1,066,037	3,042,350	13,755,419	7,305,488
current Assets	254,520,106	279,050,528	361,405,977	341,444,777	401,497,791	430,762,626
property, plant and equipment	460,274,583	550,989,546	714,037,972	795,429,205	859,782,324	968,691,156
right-of-use assets						7,984,758
receivables	5,962,260	4,710,577	3,234,185	1,660,609	798,672	0
Government bonds					30,000,000	30,000,000
non-current assets	466,236,843	555,700,123	717,272,157	797,089,814	890,580,996	1,006,675,914
Total assets	720,756,949	834,750,651	1,078,678,134	1,138,534,591	1,292,078,787	1,437,438,540
Liability						
deferred income	2,787,234	3,143,547	6,392,961	6,392,961	6,392,961	7,715,936
trade and other payables	24,656,762	32,049,557	46,136,620	32,007,084	40,844,195	35,379,621
lease liability						2,036,765
Solomon Islands Borrowings				2,924,999	3,599,000	3,599,000
employee benefits	835,272	966,806	391,109	193,818	6,778,721	4,244,522
Current liabilities	28,279,268	36,159,910	52,920,690	41,518,862	57,614,877	52,975,844
deferred income	29,893,931	29,319,696	55,422,959	50,801,158	74,065,116	122,181,545
trade and other payables						2,191,164
liase liabilities						19,495,564
Solomon Islands Borrowings					10,928,257	19,495,564
employee benefits					10,401,161	12,834,555
non-current liabilities	29,893,931	29,319,696	55,422,959	50,801,158	95,394,534	156,702,828
Total liabilities	58,173,199	65,479,606	108,343,649	92,320,020	153,009,411	209,678,672
Equity						
contribute equity	246,933,170	246,933,170	246,933,170	246,933,170	246,933,170	246,933,170
asset revaluation reserve	299,474,732	299,474,732	384,889,703	384,889,703	384,889,703	376,621,369
accumulated profit	116,175,846	222,863,143	338,511,612	414,391,698	507,246,503	604,205,329
equity	662,583,748	769,271,045	970,334,485	1,046,214,571	1,139,069,376	1,227,759,868
Total equity and liabilities	720,756,947	834,750,651	1,078,678,134	1,138,534,591	1,292,078,787	1,437,438,540

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 6-7 主な経営指標

【単位: %】

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
自己資本比率 (自己資本/総資産)	64.4	90.0	89.3	91.5	91.9	92.2	90.0	91.9	88.2	85.4
自己資本比率 (資産評価損益除く) (自己資本 (資産評価損益除く) / 総資産)	39.8	35.6	43.4	43.4	50.4	56.3	54.3	58.1	58.4	59.2
流動比率 (流動資産/流動負債)	207.1	915.7	666.9	785.4	900.0	771.7	682.9	822.4	696.9	813.1
借入金・補助金比率 (借入金・補助金/総資産)	14.4	7.4	5.6	5.1	4.5	3.9	5.7	5.3	7.4	10.6
固定比率 (固定資産/自己資本)	31.3	8.4	5.8	4.5	4.5	3.8	5.7	4.9	8.4	12.8

出典: JICA プロジェクトチーム作成

2012年まで利益剰余金はマイナス計上していたが、2013年にプラスに転じた。高い利益率で、自己資本を蓄積し、2019年には自己資本比率85.4%にまで高めた。固定資産評価損益を除く自己資本比率でも59.2%と非常に高い水準を確保している。2019年の現金預金残高は3億SBDを超え、流動資産比率は813.1%と財務の健全性は高く、現時点での投資余力も十分あると考えられる。潤沢な現金預金水準から、借入金・補助金に依存しない経営を実現している。借入金と補助金比率は2019年10.6%と低い水準であり、借入金残高より現預金残高の方が多く、実質無借金経営を行っている。借入金は世界銀行及びアジア開発銀行等の国際開発金融機関からの借入である。なお、2018年の退職給付引当金の急増は、退職金水準の見直しによるものである。業績不振時に退職金の削減を実施したが、財務改善に伴い2018年11月に再度引き上げた。このように、2011年の電力料金の見直し以降、順調に経営改善を通じて財務体力を身に付けてきたことから、現時点において、財務内容に特段懸念はないと考えられる。

(2) 開発援助機関・IPP資金導入および自家発電増加による影響

(a) IPPおよび自家消費増加による影響

他方、今後のSPのビジネス環境は、IPPの参入増加や自家消費の増加により、潜在的需要を失う可能性がある。しかし、上記(1)のとおり、SPは高い利益率を確保していること、財務体力があることから、IPPの参入や自家発電増加によるPPAを通じた買電費用増加や売上高減少が生じた場合も、資金不足に陥る等著しく悪化する恐れは少なく、現時点ではIPP資金導入及び自家発電増加による影響を考慮しない。なお、SPはIPPへの出資に関心が高く、ソ国でのIPP導入促進のために出資参画する意向がある。

(b) 開発援助機関からの資金調達実績

世銀、ADB等から総額4億SBD（無償による借入2.7億SBD、有償による借入1.3億SBD）の資金調達を実施しており、その大部分は無償開発援助協力である。また、将来計画においても開発援助機関からのさらなる支援を想定している。（詳細は「6.36.3 財務的実行可能性の検討」に記載）

表 6-8 資金調達実績

Donor	Project name	Start Date	Amount (SBD)
Grant			
World Bank	Solomon Islands Sustainable Energy Project	2009/6/25	32,000,000
World Bank	Solomon Islands Sustainable Energy Project	2014/6/23	16,000,000
World Bank	Electricity Access Expansion Project (OBA)	2016/11/2	17,800,000
ADB	Solar Power Development Project	2017/1/19	67,520,000
NZAID (MFAT)	Solomon Islands Renewable Energy: Hybrid electricity system construction and new connections	2018/6/1	35,591,796
World Bank	Solomon Islands Access and Renewable Energy Expansion Project	2018/10/23	107,600,000
Loan			
World Bank	Solomon Islands Sustainable Energy Project	2014/6/23	88,000,000
World Bank	Solomon Islands Access and Renewable Energy Expansion Project	2018/10/23	44,400,000
Total			408,911,796

出典: JICA プロジェクトチーム作成

6.3 財務的実行可能性の検討

(1) 電源開発計画に基づく将来計画

2030年までの将来計画算定のための前提条件を以下に示す。

(a) タリフ

現時点での SP の計画の数値である 65 US¢/kWh (=5.2SBD/kWh) を使用した。なお、MMERE と SP が世銀の支援を受けて実施したタリフレビューにおいても、同水準のタリフが維持されている。(5.23SBD/kWh = 1.92<燃料費> + 3.31<非燃料費平均>)

(b) 電力需要量

電力需要想定の 2% シナリオを前提とする。

(c) 燃料費・潤滑油費

2025 年までは SP が作成した事業計画（「SEIA：2020 Statement of Corporate Objectives」に記載の事業計画）に基づいた数値である。2026 年以降は、2% シナリオにより検討された電源構成による電力供給量に応じて算定した。

(d) 運営維持費用

ディーゼル発電及び Tina 水力発電の運営維持費用は SP の計画をもとに計上した。太陽光発電の運営維持費用は年間 423.2 SBD/kW で算定した。

(e) インフレ率

2019 年及び 2020 年は、SP が作成した事業計画（「SEIA：2020 Statement of Corporate Objectives」に記載の事業計画）に基づいた数値である。2021 年以降は、SP が作成した計画では年 1.1% の上昇としていたが、SP へのヒアリング及びソ国の消費者物価指数、世界銀行によるインフレ率推計を参考に年 3.2% の上昇とした。

表 6-9 マクロ経済指標の実績と予測

	2017	2018	2019e	2020f	2021f	2022f
実質 GDP 成長率	5.3	3.9	1.2	-4.8	3.2	3.5
インフレ率(CPI)	2.1	3.9	2.8	3.0	4.1	3.4
債務残高(% of GDP)	-4.3	-3.0	-8.9	-14.3	-13.6	-12.2
財務残高(% of GDP)	-4.6	0.7	-1.7	-6.2	-3.7	-2.5
対外債務 (% of GDP)	7.6	7.1	7.6	10.1	13.2	15.9

出典: 世界銀行、国際通貨基金作成資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

(f) 減価償却費

2025 年までは SP が作成した事業計画（「SEIA：2020 Statement of Corporate Objectives」に記載の事業計画）に基づいた数値である。減価償却費は支出の伴わない費用でありキャッシュフローに影響しないため、2026 年以降は便宜的に 2025 年の数値と同額を計上した。

(g) 土地取得にかかる税金

土地取得費の 10%を計上した。

(h) 資金調達計画

SP が作成した資金調達計画「AIFFP loan Schedule」の数値を使用した。

(i) 配当計画

SP からのヒアリングをもとに算定した。各期の当期純利益の金額に応じて下記 2 パターンを設定。

- ・ 当期純利益 100,000,000 SBD 以下：5%
- ・ 当期純利益 100,000,000 SBD 超：10%

以上をもとに算定した将来計画を以下に示す。

第 5 章で検討されたベースシナリオから想定される電源構成より、売上高を計算した。この結果、2023 年までは高い当期純利益率を確保する。2024 年には当期純利益率が一旦悪化するものの、2025 年以降は利益率が大きく伸長する計画となっている。発電コストの低下が主な要因として挙げられる。2024 年 8 月に大規模な Tina 水力発電所が稼働し、以降買電コストが発生するものの、ディーゼル発電の焼き減らしの効果により、燃料コストの大幅削減が期待される。具体的には、ティナ水力運開前の 2024 年に、ディーゼル発電から 62.5 GWh が供給されていたのに対し、運開後の 2025 年は 9.4 GWh と大幅に減少する。加えて、長期的には、太陽光発電の設置容量も増加し、電源構成に占める割合が増大するため、全体の発電コストは減少する見込みである。

設備投資については、2020 年から 2030 年の 11 年間でハイブリッドシステム（PV+バッテリー（+DG））、系統関連（送配電及び変電設備）、大規模太陽光設備、DG のオーバーホールに投資を予定している。また、総額 21 億 SBD の投資に対し、新規借入/無償資金協力は 2020 年の 1.8

億 SBD のみとなっている。内訳は、オーストラリア国際開発庁からの無償資金協力 9700 万 SBD、有償による借入 8500 万 SBD である。残額は手元現金預金を充当する。

表 6-10 送配電ロスを含めた販売電力量

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Purchased power (GWh)											
Diesel	83.4	85.2	87.0	88.9	90.7	36.1	19.6	18.5	16.2	14.0	11.9
Tina River Hydropower	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0
Solar	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	6.7	25.5	33.4	36.5	39.6	39.6
Independent Power Producer (IPP)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	88.5	90.3	92.1	94.0	95.8	120.8	123.1	129.9	130.7	131.6	129.5
Share											
Diesel	94.2%	94.4%	94.5%	94.6%	94.7%	29.9%	15.9%	14.2%	12.4%	10.6%	9.2%
Tina River Hydropower	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	64.6%	63.4%	60.0%	59.7%	59.3%	60.2%
Solar	5.8%	5.6%	5.5%	5.4%	5.3%	5.5%	20.7%	25.7%	27.9%	30.1%	30.6%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

出典: JICA プロジェクトチーム作成

表 6-11 借入金明細

(SBD)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
World Bank (SIEAREEP loan)											
Balance at 1 January	43,697,550	43,697,550	41,269,908	38,842,267	36,414,625	33,986,983	31,559,342	29,131,700	26,704,058	24,276,417	21,848,775
Principal Repayments	0	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642	-2,427,642
Balance at 31 December	43,697,550	41,269,908	38,842,267	36,414,625	33,986,983	31,559,342	29,131,700	26,704,058	24,276,417	21,848,775	19,421,133
Interest expense	0	-397,418	-595,363	-645,806	-832,048	-829,775	-829,775	-829,775	-832,048	-829,775	-829,775
World Bank (SISEP)											
Balance at 1 January	37,789,504	34,190,504	30,591,503	26,992,503	23,393,503	19,794,502	16,195,502	12,596,501	8,997,501	5,398,501	3,599,000
Principal Repayments	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-3,599,000	-1,799,500	0
Balance at 31 December	34,190,504	30,591,503	26,992,503	23,393,503	19,794,502	16,195,502	12,596,501	8,997,501	5,398,501	3,599,000	3,599,000
Interest expense	-1,940,538	-1,919,446	-1,919,446	-1,924,719	-1,929,992	-1,924,719	-1,935,265	-1,919,446	-1,924,719	-959,723	0
AUSAID (AIFFP loan)											
Balance at 1 January	0	84,800,000	84,800,000	84,800,000	84,800,000	80,560,000	76,320,000	72,080,000	67,840,000	63,600,000	59,360,000
Borrowings	84,800,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Principal Repayments	0	0	0	0	-4,240,000	-4,240,000	-4,240,000	-4,240,000	-4,240,000	-4,240,000	-4,240,000
Balance at 31 December	84,800,000	84,800,000	84,800,000	84,800,000	80,560,000	76,320,000	72,080,000	67,840,000	63,600,000	59,360,000	55,120,000
Interest expense	0	0	0	0	-3,588,344	-1,924,730	-1,949,026	-1,949,026	-1,954,366	-1,949,026	-1,949,026

※SIEAREEP loan は 2018 年 9 月からの借入。当初 2 年間は返済及び利息が発生しない。

出典: JICA プロジェクトチーム作成

(2) 財務的実行可能性の検討

上記 (1) の投資計画、調達方針を踏まえた現預金残高及び借入金残高を以下に示す。SP は、総投資額の大半を手元現金預金で賄う方針である。従来からの蓄積による潤沢な現金預金により、手元現金預金で賄うことが可能である。また、2030 年には現金預金が高水準に到達するなど、現時点の前提条件による算定結果において財務的実行可能性が極めて高いといえる。ただし、2024 年に手元現金預金が一次的ではあるが大幅に悪化することは、財務的なリスクである。この手元現金預金の減少による財務リスクを手当てするため、一時的に追加借入を検討することも一案である。なお、SP の借入金に係る債務償還年数は 2030 年まで、2020 年を除いていずれの年においても 1 年未満であり、追加借入は可能だと考えられる。また、初期の設備投資コストを減らす方策として、IPP を導入することも検討の余地がある。ただし、IPP 導入により、発電コストが増加する可能性については留意する必要がある。

(3) IPP 参入の影響評価

今後開発される予定である太陽光発電における IPP 参入が、SP の財務に与える影響を評価した。下表に分析にあたっての IPP 参入の想定とそのパターンに伴う財務への影響を示す。

表 6-12 IPP 参入分析条件

	IPP参入状況設定	IPP容量 (MW)
pattern0	IPPの参入無し	0
pattern1	Tenaru Solar Farm、Foxwood Okea Solar Farm	6
pattern2	pattern1に SDA Solar Farm Makira Province Land Near Foxwood Solar Farm	15
pattern3	pattern 2に加え Tasahe Solar Farm Barana Solar Farm	23

出典: JICA プロジェクトチーム作成

IPP 参入については 4 パターンに分け、全ての太陽光発電所を SP が所有するケースを pattern 0、全ての太陽光発電所が IPP により開発、運営されるケースを pattern 4 として、各パターン間での増分が同程度になるように開発容量を振り分けた。これに伴い、初期の設備投資コストの減少、発電コストの増加が財務に影響する。特に pattern 0、pattern 1 の IPP 参入比率が小さなケースでは、2024 年に期末現金預金残高がそれぞれ大幅に低下した。これより、財務的健全性の観点から一定水準が確保される見込みの Pattern 2 と Pattern 3 が推奨される。他方で、2030 年時点での純キャッシュ増加において、例えば Pattern 0 と Pattern 2 の間で、大きな差額が生じることから、将来的にキャッシュ増分を最優先に確保する場合は、Pattern 0 や Pattern 1 として、2024 年に一定程度借入の必要がある。財務健全性や金融借入れに加えて、開発速度や産業振興の観点を取り入れるならば、Pattern 2 や 3 等の一定以上の IPP 参入が望ましく、それに向けた各種事業環境整備が求められる。

第7章 実施促進策の検討

7.1 実施促進に係る課題分析・論点整理

基礎調において、税制改革、与信リスク、PPP ユニットの成熟度が、実施促進に係る課題として挙げられた。そして、ソ国への民間投資誘致のためには、包括的な外国投資家向けガイドラインの策定が求められている。ガイドライン策定にあたり、下記の論点が考えられる。世銀、アジア開発銀行及び他国政府ドナーなど、ソ国での主要開発パートナーも同様の問題意識を抱えている。

- 土地取得への提言
民間投資家が大規模太陽光発電所事業を実施するうえで課題となる土地取得に関して、利用可能な土地情報の収集や、国家プロジェクトへの指定などによる土地取得の円滑化、テナモデルの定常化について提言する。
- 小中規模太陽光発電設備の導入
米国やアメリカなどで普及している屋根貸しビジネスモデルを紹介・提言する。
- 民間投資に関する調査とその促進
国内外の民間投資家に向け、事業リスクや関係機関とのリスク分担所掌について明示することを目的に IPP ガイドラインを策定する。また、規制当局変革に係るセクターリフォームも併せて検討する。
- 人材開発の検討
再エネの民間投資促進をけん引する政府内新組織を提案するとともに、技術者育成に関する提言を行う。
- SP の投資能力の精査
財務 3 表を中心に、SP の財務能力や、今後の投資計画等を基に、将来的な投資能力を分析する。

7.2 近隣国における市場概況

上述の論点を精査し課題を検討するに際し、本項では大洋州の島嶼国の事例について述べる。机上調査の結果、参照先として、再エネ導入比率が高く民間投資が期待される、フィジー、パプアニューギニア、バヌアツを対象とした。

7.2.1 フィジー

(1) 気候変動と電力セクターの目標

フィジー政府は、基準年 2013 年から 30%の CO₂ 削減を目標とする NDC を UNFCCC に提出した。NDC の目標を達成するために、電力セクターは、2021 年までに電化率 100%、2036 年までに再生可能エネルギー100%を目標としている。なお、現在はそれぞれ電化率 97%、再エネ比率 55% である。この太平洋の中でも極めて高い電化率は、政府の弛まぬ努力によって達成されている。

具体的には Rural Electricity Policy により、グリッド延伸、グリッド未達地域への DG 設置、マイクロ水力と太陽光の設置支援等を推進してきた。収益性が高い主要な 4 島は EFL によって供給されている一方で、外郭の小さな島々は、政府により、官報で公告された統一電気料金で直接供給されている。NDC と再エネ導入促進による電化率の向上に向けて、エネルギー省(DOE)は開発パートナーからの支援を模索している。

(2) 土地制度

フィジーの土地制度は、freehold land (約 6 %)、State (Crown) land (約 4 %)、Native land (iTaukei land) (約 89.75 %) ³²、の 3 種類に区分される。Freehold land は、Land Sales Act (Cap 137) に基づき売買やリースが可能である。非フィジー人やフィジー人が経営していない会社が調達可能な土地は限定されている。売買交渉は、不動産エージェントあるいは地権者との直接交渉となる。State land は、Crown Acquisition of Lands Act (Cap 135) に基づき、Lands Division, the Ministry of Lands & Mineral Resources が所有及び管理している。リース対象となる土地は省庁のウェブサイトで公示される。

フィジーの土地の大部分はネーティブランドが占めている。先祖代々の土地であり、ソ国のカスターリーランドに類似しているが、大きな違いは、ネーティブランドは全て境界及び地権者について、公的機関である iTaukei Land Trust Board (TLTB) に登録され、一元管理されている点である。開発業者は、TLTB を通じてネーティブランドの情報収集、取得やリースに係る交渉を行うことができる。また、ネーティブ所有者も TLTB にて交渉の仲立ちに入ってもらえることから、双方にとって便益が多いシステムとなっている。取引可能な土地については、TLTB のウェブサイトで公示され、事業者は申請書を TLTB に提出する。当該システムは英国統治下で開発されたシステムであり、1940 年から TLTB が運営をしている。

(3) 中小規模太陽光発電設備

ニュージーランドの太陽光発電事業者である Sunergise は、フィジーの中小規模太陽光発電事業に意欲的である。EFL は、自家消費型ビジネスモデル（第三者所有：TPO）導入のため、複数の投資家にアプローチし、これまでに Sunergise のみが EFL と契約を結んでいる。TPO スキームでは、ディベロッパーは資金確保、太陽光発電施設、設置、維持管理を提供し、また、屋根の所有者は低価格でクリーンエネルギーにアクセスできる。フィジーで最大の屋根置き太陽光発電設備は、1.1 MW の容量を持つ国際的な飲料メーカーの工場に設置されている。発電された電力は、系統より安価で、屋根を提供する飲料会社に販売され、余剰で電力が発生した場合、系統に逆流され EFL に販売される。TPO として、Sergise により少なくとも上記を含む 4 プロジェクトがある。Sunergise から屋上所有者と EFL への電力販売価格は公開されていない。TPO モデルの詳細については後述する。

³² Land Ownership in Fiji, iTaukei Land Trust Board (TLTB)



出典：Sunergise ウェブサイト

図 7-1 1.1 MW 屋根置き太陽光設備事例（スバ市内）

(4) ミニグリッド

EFLは、EFLが供給するエリア内ではミニグリッド事業も手掛ける。入札を通じてEPC業者を調達し、建設が完了すると運営・維持管理を実施する。

他方、DOEは電力供給を担う島内で、政府の調達スキームを通じ、ミニグリッドのEPC業者を調達する。DOEは、EFLとは異なり、地方部におけるミニグリッドの運営・維持管理の民間委託にも関心がある。2020年時点で、ミニグリッド事業者の調達に関する標準条件や補助金水準が設定されていないため、全ての商務条件は交渉可能である。

(5) 民間投資の促進

PPAフォーマットの作成・公表と電力セクター改革は、IPP参入を促進する上で重要な役割を果たしていると考えられる。PPPについては、2006年にPPP法が設立され、2019年にフィジー初のPPPプロジェクトとして、2つの病院の再開発事業がIFCの支援の下、実施された。この保険セクターにおける初号プロジェクトに続き、電力部門におけるスキーム活用が期待される。

3つのバイオマス発電プロジェクトがIPPプロジェクトとして稼働しており、また、これまでにEFLは、3つの新しい水力発電IPPと電力購入契約を締結した。UNDPとEFLの支援によるフィジー再生可能エネルギー発電プロジェクト(FREPP)とフィジー政府は、グリッド接続された再生可能エネルギーを増加させるための政治的、規制的、市場、金融、技術的障壁を取り除くことを目指し、標準化されたPPAひな形作成、ウェブサイト上で公表している。本PPAの主な目的は、IPPとオフテーカーとの間で事業に関するリスク分担を定義することである。また、PPAは、争点を明らかにし、詳細条件を交渉するための基礎情報を提供する。エネルギー省によると、PPAのひな型は、これまでに実際のPPAで活用されているようであるが、より詳細な条件に関しては、EFLとIPPの間で個別協議されており、その内容は両当事者間で機密となっている。なお、民間投資を促進するための別手段である電力セクター改革については、他セクションで後述する。



セクション
1. スコープ
2. 定義
3. 用語
4. 供給
5. 購入
6. 供給する条件の参照元
7. 系統接続の手続き
8. 電力計の手配
9. 制御および操作手順
10. 紛争解決
11. 保険の取り決め
12. 責任および補償
13. 不可抗力
14. 具体的な救済と損害賠償
15. 契約解除
16. 契約履行

出典：Standardized PPA format (UNDP)

図 7-2 フィジーにおける標準電力購入契約のひな形

7.2.2 パプアニューギニア

(1) 気候変動と電力セクターの目標

パプアニューギニア(PNG)は 2015 年に NDC を UNFCCC に提出した。2030 年までに全電力を再生可能エネルギーに置き換える計画であるが、CO₂ 削減の定量目標は示されていない。他方、PNG の経済の脆弱さと全世界の GHG 総排出量に占める PNG の排出量の少なさから、先進国により一層の努力を求めている。

40 年間の PNG における開発戦略を定めた Vision 2050 では、2019 年にはポートモレスビー(ピーク需要 126MW)、ラム(95MW)、ガザエル 10 MW、ミニグリッドの 3 つの主要グリッドで 13% と推定されている電化率を、2030 年までに 70%、2050 年までに 100% を目標としている。電化率を向上する上で、PNG において特徴的な課題として、人口 800 万人のうち、約 87% が小さな島々を含む農村部に分散して居住していることが挙げられる。最小コストによる開発計画を推進するうえで、非電化世帯の約 25% は、ミニグリッドやその他のオフグリッドソリューションで電化する必要があると試算されている³³。

(2) 土地制度

PNG 国内の土地は、カスタマリーランド、国有地、個人所有の 3 つに分類される。約 97% 以上がカスタマリーランドに分類されているので、投資家や開発事業者は他の大洋州諸国と同様に、土地所得問題に直面している。この問題への対応策としては、主に次の 3 つのオプションがある。1) 政府による強制収用、2) 政府(土地省大臣名)によるリース交渉、および 3) 土地グループ法

³³ <http://upngcore.org/wp-content/uploads/2019/10/PNG-NEROP-FinalReport-2017-04-11.pdf>

(1974) に従ってプロジェクトがカスタマリーランドを直接リースする。政府による強制収用には、競争力のある価格を提示した場合でも交渉が長引くことが多く、一般的に回避されている。

(3) 中小規模太陽光発電設備

PNG 電力会社であるパプアニューギニア電力公社 (PPL) は、2018 年 12 月にウェブサイトで「パプアニューギニアのグリッド接続太陽光発電システムに関する通知」を公表、2019 年には、合計 2 MW (ポートモレスビーにおけるピーク需要の 2% に相当) の屋根置き太陽光を系統接続によって運用する、1 年間のパイロットプロジェクトを立ち上げた。パイロットプロジェクトの対象は、最大需要が 300 kVA を超える商業および産業部門の需要家に限定されている。屋根置き太陽光発電のサイズ制限は、設置する需要家の最大需要または、1,000 kW のいずれか小さい方を最大容量としている。余剰電力は系統に逆潮流されるが、PPL は逆潮流分の電力を買取らない枠組みとなっている。さらに、需要家は、PNG のマルチセクターの規制機関である独立消費者競争委員会 (ICCC) の規制の下、負荷容量分の電力供給を確保するため、PPL に対して、従前と同様の容量料金を引き続き支払う必要がある。このパイロットプロジェクトでは、太陽光の系統接続容量が総量 2 MW に限定されていることから、PPL は管理の実践やグリッドへの影響を監視することができ、次の実装段階へ備えることが可能である。

(4) 民間投資を促進するフレームワーク

(a) 官民連携

官民連携法は 2014 年に PNG で施行され、PPP の法的枠組みを定義している。プロジェクト開発、調達、プロジェクト実施において政府を支援する非法人法定機関として PPP センターが設立された。しかし、現在までに PPP センターが十分機能しているとはいえない。

(b) 規制当局の枠組み

ICCC は、2002 年に設立されたマルチセクター型の独立規制当局である。ICCC 内の規制産業部門 (Regulated Industries Division) は 1) 電力事業に係る各種ライセンス発行、2) ライセンスの付与と、関連する電力料金のレビュー、3) 電力部門の第三者アクセスルール (Third Party Access Code) の下で、系統への第三者/IPP 接続を承認し、PPA 価格、接続料金等を承認する。ICCC は、規制当局として技術的規制も所掌しているが、ICCC 自体は経済分野を専門とする規制当局であり、技術的な専門知識を有していない。このため、ICCC は技術的規制の検討、監督を一部 PPL に委託しており、利益相反が発生する可能性がある。さらに、PPL は発電コストが増加しているにもかかわらず、2013 年以来電力小売価格の引き上げを行っていない。政治的影響も考えられており、規制当局の独立性の観点から疑義が生じている。規制当局の透明性を確保することは、PNG の大きな課題の 1 つと捉えられる。

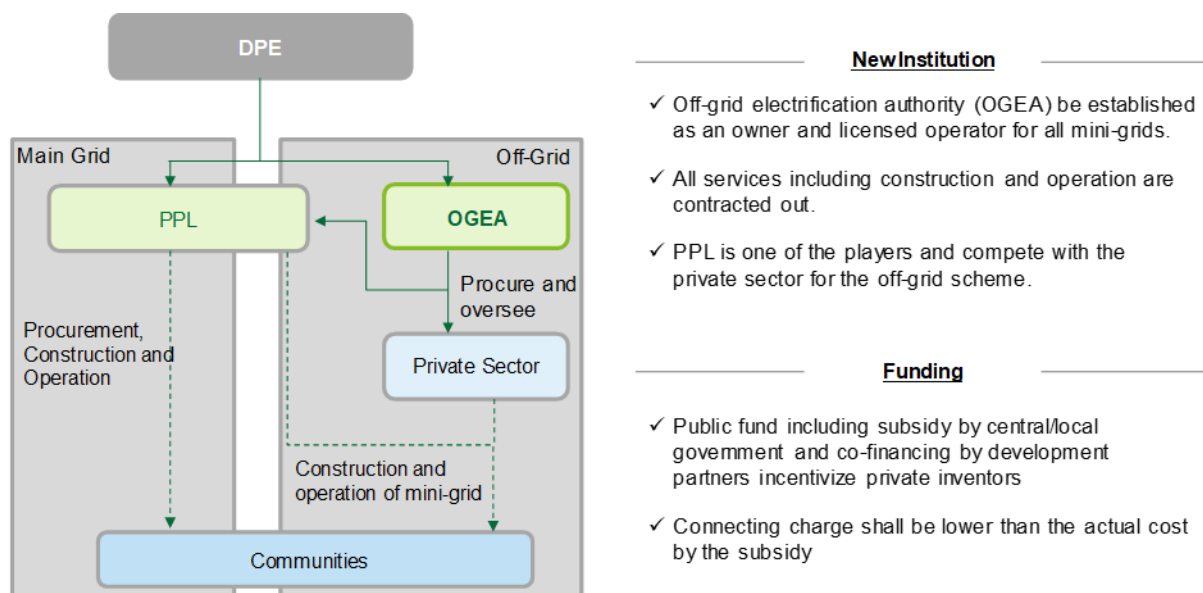
(c) PPA フォーマット

PPL は大規模な IPP を想定したドラフト PPA フォーマットを所有している。これまでに公開されていないが、近年、PPL と IPP (ガス、水力、バイオマス) の間で PPA に関する交渉が行われており、ドラフトフォームも融資実行性の高いものに改訂されてきていると考えられる。他方、

小規模 IPP に関しては、PPA フォームも FIT スキームも準備されていない。そのため、商取引条件は、プロジェクト毎に交渉する必要がある。

(d) ミニグリッド

エネルギー・石油省（DPE）は世銀の支援を得て、開発中のミニグリッドに焦点を当てたセクター改革を計画している。2017年に国家電化ロールアウト計画（NEROP）が起草されたが、2020年3月時点で、未だ承認には至っていない。NEROPの中では、全てのミニグリッドの所有と運営主体として、オフグリッド電化局（OGEA）を提唱している。なお、OGEAは自らミニグリッドの建設やO&Mを実施する代わりに、民間企業またはPPLを調達する予定である。この計画の中では、PPLは独占的な事業者ではなく、他民間部門の競争相手となる。PNGでは最小コスト計画の観点から、膨大な量のオフグリッドが必要で、このセクター改革が、市場への民間投資を促進し、電化率向上に寄与するものであると考えられている。ミニグリッドに関連するセクター改革案（構造）の概要を以下の図に示す。



出典：NEROP を基に JICA プロジェクトチームにて作成

図 7-3 PNG でのミニグリッドプロモーションのための提案されたフレームワーク

7.2.3 バヌアツ

(1) 気候変動・エネルギーセクターの目標

バヌアツでは、エネルギー部門全体における GHG 削減の目標は 30%、電力サブセクターでは 100%、再エネ 100% に設定されている。この目標は、2020 年までに 65% の再生可能エネルギー目標という国家エネルギーロードマップ目標と合致するものである。電力供給コンセッションエリア内での電化率目標は、2015 年の 62% から、2020 年に 90%、2030 年に 100% への向上としている。

る。また、コンセッションエリア以外では、2015年の9%から2020年に100%へ改善する計画である。

(2) 土地制度

バヌアツにおいて約95%の土地がカスタマリーランドに、残りの5%は政府が所有に分類されている。これより、事業者が土地を調達するためには、1) 政府所有地のリース、2) 教会を含む地元の宗教機関からのリース、3) カスタマリーランドのリースの3つのオプションがある。

他の大洋州諸国のケースと同様に、カスタマリーランドをリースするためには、他のオプションと比べてより長い時間を要する。法的な枠組みとして、土地管理法（2013年）により、カスタマリーランドの管理機関である「nakamals」を通じてカスタマリーランドの土地所有権を特定するための枠組みが確立されている。この法律は、カスタマリーランドの土地所有者特定に関するプロセスを定めている。土地改革法の定めにより、カスタマリーランド交渉のために土地省によって認定交渉者が任命される。すべての事業者は、認定交渉者を通じて、カスタマリーランドの土地所有者とリースを交渉する必要がある。

(3) 中小規模太陽太陽光設備

公益事業規制当局（URA）は、FITとネットメータリング制度を制定しているが、ユニオン・エレクトリック・デュ・バヌアツ・リミテッド（UNELCO）による法的措置により、現在無効化されている。したがって、屋根置き太陽光発電の商務条件がUNELCOのコンセッションエリア内で利用可能か不明となっている。電力事業のコンセッションを含むセクターの詳細情報は、セクター改革のセクションで後述する。ミニグリッドに関しては、農村部や外郭の島の電化促進のため、政府は世銀と協力して電化プロジェクトを推進している。

(4) 民間投資促進

URAは予備ガイドライン（Preliminary Guidelines）と名付けられたIPPガイドラインを作成し、公開している。しかし、UNELCOが裁判所でURAの規制当局機能に対する法的疑義を争っているため、このガイドラインは現在無効となっており、UNELCOは非公表のPPAフォーマットを利用している。バヌアツ公益事業・インフラリミテッド（VUI）は、これまでにIPP調達プロセスを検討していない。IPPは、商務条件に関する限られた情報を基に、ケースごとにUNELCOまたはVUIと交渉する必要がある。

7.3 電源運用方針に係る提言

7.3.1 系統周波数・電圧維持

再エネ100%供給を目指すに当たり、ディーゼル発電機を廃止することとなる。2024年にはTina水力発電所が運転開始する予定であるため、ホニアラ系統の周波数、電圧維持はTina水力が担うこととなる。Tina水力は需要地まで、66kV送電線1ルート2回線で送電する計画である。送電線事故により、Tina水力の出力が抑制される事態が生じると、BESSにて系統電圧・周波数の維持を図る必要がある。このため、BESSには自律運転ができる機能および仮想同期発電機（VSG）機能

を持たせる必要がある。また、BESS 導入状況を見ながら、ディーゼル発電機の除却を進める必要がある。設備を残すと維持管理に費用が掛かるとともに、固定資産も残ってしまう事となる。

7.3.2 乾期供給力

2030年の乾期において、特にピーク時に供給力が不足する。このピーク供給力を確保するために、水力発電所の運用計画が重要となる。調整池が設置可能であれば、増出力の可能性調査を行う事が望ましい。

また、バイオマスに関してもポテンシャル調査に加えて、事業可能性調査を実施すべきと考える。

7.4 土地利用に係る提言

7.4.1 ソ国での土地問題におけるこれまでの取組

前述の通り、土地取得は太陽光発電設備を含む全インフラ案件で大きな課題となっている。当該課題の主因は、土地の登録制度及びその区分（レジスターランド、カスタマリーランド）といえる。これまでにソ国政府内でも土地問題解決のために、関係省庁を中心に以下のような取り組みがなされてきた。

- 土地省主導：カスタマリーランドの調査・登録
- 首相府主導：フィジーの土地制度を参考に新たな土地制度の設計検討
- Tina 水力：通称‘Tina モデル’

(1) カスタマリーランドの調査・登録

土地省が推進するカスタマリーランドの調査・登録作業は、多大なコストと時間を要することが想定される。地籍情報ユニットが調査官を現地に派遣、地元の部族関係者を招いたパブリックコンサルテーションや個別ヒアリング等を通じて、土地の所有者や土地境界を特定し土地情報を登録する。土地情報登録とともに、その土地価格の査定・交渉合意後に、レジスターランドへの区分変更を行うこととなる。先祖代々受け継がれてきた土地に明確な境界線が定義されておらず、また特定の地点での土地価格も明確ではないことから、これらの交渉に時間を要し、司法による調停が必要なケースも多い。

(2) フィジーの土地制度を参考とした新たな土地制度

カスタマリーランドの問題は大洋州全般で共通の課題といえる。その中で、前述のフィジーにおけるネーティブランドの管理制度は、カスタマリーランド運用における好事例としてよく知られている。ソ国首相府は、このフィジーの土地制度を基にした制度設計の初期調査を行った結果³⁴、ソ国における同制度の採用が困難だと結論付けている。理由として、以下のことが挙げられている。

³⁴ 2020年2月のOPMCへのヒアリングによる。

- フィジーケースでは、英国統治下の 1940 年に TLTB を設置し、強い政治的リーダーシップの下、登録が進んだ。現代では、強い政治的リーダーシップによりカスタマリーランドの一括登録・管理を実施するのが、人権保護の観点などから難しくなっている
- ソ国でのカスタマリーランドは、フィジーに比べ、より細分化されており、土地所有者も多く存在することが想定される

(3) Tina モデル

Tina 水力の開発は、世銀が 2007 年にポテンシャル調査を開始して以来、プラントやダム建設に必要となる約 430ha の広大な土地取得が、カスタマリーランド内で必要だったため、長い年月を費やしたが、2017 年初に Land Acquisition and Livelihood Restoration Plan (LALRP) を作成したのち、2019 年 12 月着工に漕ぎつけている。最終的に土地収用に成功した要因として、以下の 4 つが挙げられる。関係者間ではこれらの手法を束ねて、通称 Tina モデルと呼ばれている。

- 現行法を最大限活用
- ソ国政府の強いリーダーシップによるけん引
- 非公式協議による根回しの実施
- ガバナンスの強化

現行法の最大限活用

現行法に関しては、主に Land Title Act のことを指す。国家便益に適い、公共案件とされる Tina 水力では、強制収容が許容されるプロジェクトであった。建設開始となる数カ月前まで、数部族との交渉が続いていたが、最終的に法に従い、土地のタイトル変更、パブリックコンサルテーション、土地価格の見積りと保証金の支払い等が行われ、無事着工となった。

ソ国政府の強いリーダーシップによるけん引

Tina 水力では、プロジェクトを効率的かつ円滑に進めるため、ソ国政府主導でプロジェクトマネージメントオフィス (PMO) を設置し人的・物的資源を投下したことで、プロジェクトに関する諸問題を専門的に扱う体制が整った。土地省や開発計画省、財務省等の関係省庁、世銀や ADB、GCF 等複数のドナーに加え、部族との土地問題交渉など、ステークホルダーとの協議や交渉も多岐にわたっていることから、PMO が専属的に対応することにより大きなメリットが得られた。これより、PMO 設置を主導したソ国政府のリーダーシップが、土地収用の成功に貢献しているといえる。

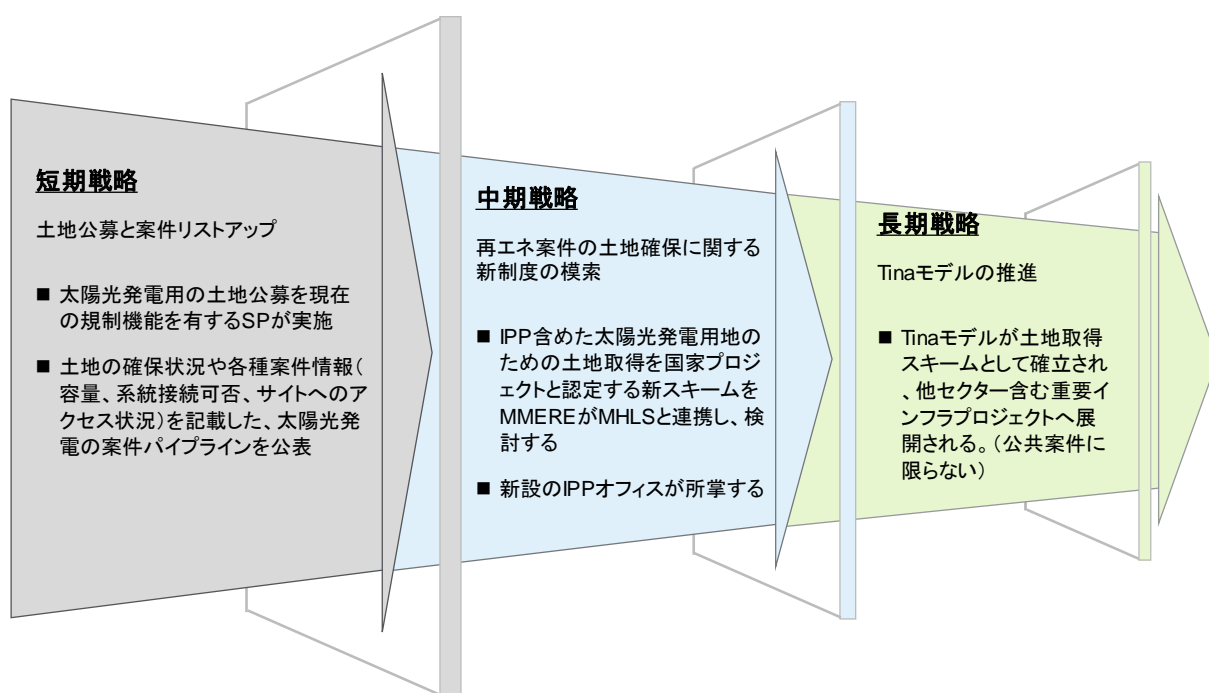
非公式協議による根回しの実施

ソ国における土地収用プロセスにおいて、関係者間の調整と、法的手続きが同時並行で行われることが問題を複雑化していると考えられる。これに対して、Tina 水力プロジェクトでは、広大な土地を要しカスタマリーランド所有者が多岐にわたることが想定されたため、正式な法的手続きが行われる前に、1~2 年かけて関係者間の非公式協議やパブリックコンサルテーションが実施された。この事前根回しが功を奏し、地権者との紛争・協議は当初想定より大幅に減少し、土地確保が順調に進んだと分析されている。

ガバナンスの強化

現行法に則り、土地のタイトルを移転した後でも、土地の所有権を主張する者が現れ訴訟へと発展、プロジェクトが中断してしまうケースも散見される。このようなケースを回避するため、ガバナンス強化が求められる。プロジェクトオフィスや関連省庁を活用して、ソ国内の現行法を実効的に用いてガバナンスを強めたことが、前述の3項目とともに、最終的に土地収用を成功させた要因だと捉えられている。

以上のソ国のこれまでの取組みも踏まえたうえで、課題解決に向けた戦略案を短期・中期・長期のステップごとに、図 7-4 及び下記に示す。



出典：JICA プロジェクトチーム

図 7-4 土地取得問題解決にむけた戦略コンセプト

7.4.2 短期戦略

2030年までのホニアラ系統における再エネ100%目標を鑑みると、大規模太陽光発電案件の導入のために、最大70haに及ぶ用地の確保が早期に求められる。本プロジェクトでは、現在規制機能を管轄するSPによる土地確保のための公募や、土地省に登記済みのホニアラ首都圏内の土地に関して、調達準備を支援している。特に土地公募については、現地紙(Solomon Star, The Island Sun)を活用した広報を予定³⁵している。その他、キャッシュパワーの領収書裏面を活用した土地公募アナウンスの可能性も検討されたが、SPがキャッシュパワーのベンダーと協議した結果、システム変更には多大な費用を要することが判明したため、断念することになった。

³⁵ SP及び土地省と連携し、広報フォーマットの作成を進めている。最終化後、広報フォームを一般公開する。

他方、IPP の参入促進のためには、土地の確保状況や各種案件情報（容量、系統接続可否、サイトへのアクセス状況）を記載した、太陽光発電の案件パイプラインを公表することも有益となる。

7.4.3 中期戦略

電力市場への IPP の参入促進のため、再エネ案件の土地確保に関する新スキームを模索していく必要がある。ここでは Tina モデルの他プロジェクトへの適応を主眼に、Tina モデルの標準化案を策定し、パイロットプロジェクトにて実施する。但し、現行の Land and Titles Act (Cap. 133) では、強制的な土地収用及びその手続きは公益に資することと記述されている。現行法を活用して、Tina モデルと同様に土地収用を進めるためには、官民に関わらず、ある一定の要件を満たすことで、太陽光発電案件の土地取得について、公共の利益を伴う国家プロジェクトと定義されることが望ましい。ここでいう要件は、例えば、系統接続型であれば、1 MW 以上の系統接続型プラントや、オフグリッドのハイブリットシステム等が想定される。新スキームの導入は、MMERE が土地省及び関係機関を主導することが望まれえる。

7.4.4 長期戦略

ソ国において、電力セクターに留まらず全インフラ案件の持続可能な開発を実現するためには、包括的な土地制度（カスタマリーランドの登録制度）が強く求められる。土地省が進めているカスタマリーランドの登録作業は進んでいくものと想定されるが、本長期戦略の中では考慮しないこととする。それに代わり、中期計画で実施される Tina モデルの標準化案によるパイロットプロジェクトを検証、修正したうえで、制度化することが望まれる。但し、太陽光発電案件の国家プロジェクト指定については、一定規模の太陽光プラントが設置されるまでの時限方式とすることが、セクター間でのバランスを考慮すると適切である。

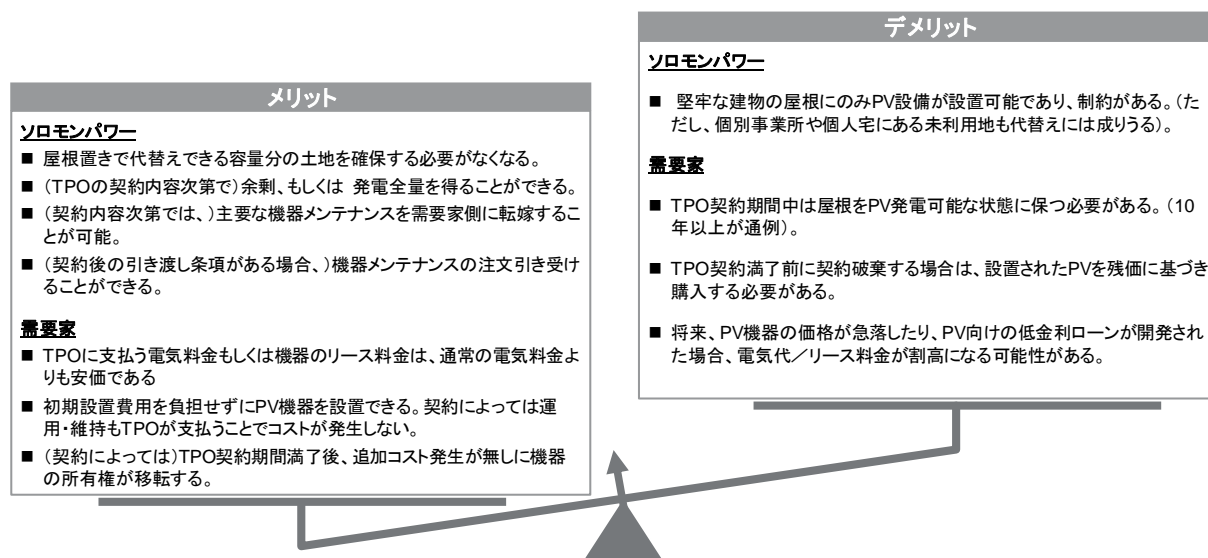
7.5 中小規模太陽光発電設備導入に係る検討

7.5.1 ホニアラ系統におけるサイト候補地

屋根設置型太陽光発電では、設備に耐え得る堅牢な建物の設計が求められるため、脆く老朽化した建物や家屋は設置に適さない。加えて、電源開発の観点からは、長期の安定的な電力供給が期待される。これらを考慮すると、政府等の公的施設や大口需要家の施設が、屋根設置型のサイト候補として挙げられるだろう。ホニアラ国際空港の新ターミナル、省庁、中央市場、メンダナ通りの大口需要家施設や民間の新設家屋が最適なサイトといえるだろう。Pacific Game 2023 の競技場の屋上も候補となりうる。

7.5.2 ソ国における新たなビジネスモデルの検討

ホニアラ系統の 100%再エネ化を目指すうえで、中小規模の太陽光発電設備の導入を推進するためには、個別の需要家が利益を享受できるような新しいビジネスモデルの導入が必要となる。第三者所有（TPO）モデルはソ国の再エネ比率を向上させるための一つの手法となる可能性がある。個別の TPO モデルによるが、TPO 事業者は太陽光発電機器を需要者にリースし、需要家は機器のリース料金もしくは割引電気料金を TPO 事業者を支払う。



出典: JICA プロジェクトチームにより作成

図 7-5 第三者所有モデルのメリットとデメリット

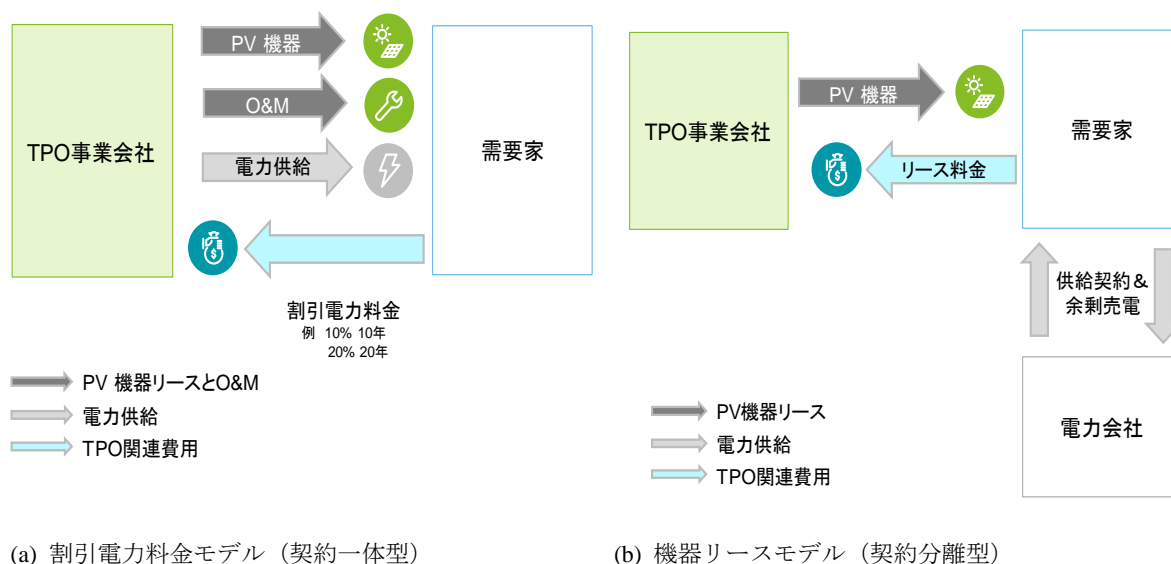
図 7-5 に一般的に普及している TPO モデルにおけるメリットとデメリットを示す。ソ国における電力事業者側の最も重要なメリットは、再エネを増やすうえで新たな土地を取得する必要が無いことである。また、需要家側のメリットとして、初期設置費用が発生しないこと、電力の市場小売価格に比べて安価な電力料金/リース料支払いで済むことなどの便益を受けながらクリーンエネルギーを使用できることが挙げられる。一方で、TPO モデルのデメリットとして、設置できる建物数の制約が挙げられる。ソ国では太陽光機器を屋根上に設置するためのビルディングコードが制定されておらず、設置に耐えうる堅牢な建物は政府機関や大規模商業施設、新築もしくは比較的築浅の個人宅等に限定されると想定される。また、需要家側は、TPO の契約期間中 (通常 10 年以上) は屋根置きで発電できる状態を維持しなければならない。仮に建屋を解体するなどの事由で発電を中止する場合、需要家は PV 機器の償却残価に合わせた機器の買取り義務を負う。ソ国の場合、土地取得に関する課題が深刻であるため、TPO モデルを導入するメリットの方が大きいといえる。

図 7-6 に、日本における TPO モデルの 2 事例を示す。(a) は割引電力料金モデル (契約一体型)、(b) は機器リースモデル (契約分離型) である。(a) において、TPO や電力契約に関して TPO と需要家間でオールインワン契約を締結する。契約期間を通じて、TPO 事業会社は市場価格に比べて安価な電力料金で電気を提供する。TPO 事業会社は機器代金および設置費用を負担し、TPO 契約期間を通じて PV 機器の所有権を保有する。契約内容によっては、TPO 契約期間満了をもって、所有権を TPO 事業会社から需要家側へ追加費用の発生無しで移譲する。TPO 事業会社は契約期間中の PV 機器の瑕疵への対応や維持管理を全て担う。需要家側は、例えば、10 年契約であれば市場価格に比べて 10% 割引、20 年契約であれば 20% 割引のような低価格料金にて TPO 事業会社より電力を購入することが可能である。なお、PV 機器を通じて発電された電力は

全て TPO 事業会社に帰属するため、TPO 事業会社は需要家で消費されない余剰電力を売電することができる。

(b) において、需要家は TPO 事業会社との間で PV の機器リース契約と電力会社との間で電力供給並びに余剰電力買取契約を結ぶことになる。契約に際し、TPO 事業会社は PV 機器を設置し、需要家側は契約期間を通じて、固定価格のリース料金を支払い続ける。このモデルでは、PV 機器は TPO 事業会社所有となるが、発電された電力は需要家に帰属することから、需要家側は余剰電力の売電が可能である。この例では、TPO 会社は O&M を行わないため、発電量を維持し持続可能な発電・消費とするために需要家自身による維持管理が必要となる。

ソ国では TPO ビジネスモデルは、これまでにない新たなビジネスモデルであり、より単純なモデルである (a) の方がステークホルダー間で理解されやすい可能性がある。なお、本ビジネスモデルに SP が取り組むことになれば、スタンバイチャージの代替収入源として期待できる可能性がある。



出典: JICA プロジェクトチーム作成

図 7-6 日本の第三者所有モデル

7.6 民間投資促進

本プロジェクトにおいて、IPP ガイドライン案の最終化は重要な達成目標の一つである。ガイドラインは、リスク配分について主要関係者である SP および MMERE と協議のうえ、ドラフト作成を進めている。加えて、ソ国への投資に関心の高い国内外の潜在的投資家（シンガポール系、フランス系、ニュージーランド系、日系）及び民間投資に関心の高い IFC や再エネ分野への投資に関心の高いソ国企業へのインタビューおよび IPP ガイドライン案の周知を行った。

基礎調において、日本国内の潜在的投資家からは、カントリーリスクに対する懸念が挙げられた一方で、ソロモン国内の外資系銀行からは、SP の財務体質の健全さが評価されていた。ソ国

の投資環境の周知及び日本の投資家の誘致のために、2020年に東京にて関連セミナーを実施する。同様に、関係者へドラフト IPP ガイドラインの周知も行う。

本章では、ガイドライン案の参照文献及び主なリスク分担について記載する。

7.6.1 IPP ガイドライン（案）策定にあたっての参照文献

本プロジェクトで作成する IPP ガイドラインは、フィジー、バヌアツ、インド等、他国の IPP ガイドラインや PPA フォームを参照している。関係者間のリスク配分が IPP ガイドラインや PPA に類似するため、PPP スキームについても参照している。作成したガイドラインを MMERE のウェブサイトで公開する他、Pacific Power Association の年次総会や ASIA Clean Energy Forum 等の国際フォーラム等を通じ、MMERE や SP が主体的に広報活動を実施することを検討し、投資家への幅広い周知を目指す。

表 7-1 IPP 及び PPA の参照文献リスト

分類	文献
大洋州の事例	<ul style="list-style-type: none"> ・ PPA フォーム（フィジー等） ・ IPP ガイドライン（バヌアツ等）
国際機関の事例	<ul style="list-style-type: none"> ・ ASEAN Principles for PPP Framework ・ World Bank Group (Public-Private-Partnership Legal Resource Center (PPPLRC)) format for Power Purchase Agreement (PPA) ・ International Finance Corporation (IFC) IPP Guidelines
その他の新興国の再エネ IPP の事例	<ul style="list-style-type: none"> ・ 成功事例：フィジー、南アフリカ等 ・ 失敗事例：パラオ等

出典：JICA プロジェクトチーム作成

7.6.2 IPP ガイドラインにおけるリスク分担

IPP と関係者間のリスク配分が規定された IPP ガイドラインの策定により、外国投資家は、リスク相当額を試算したうえで、適切な投資判断が可能となる。上述の他国の参照文献や、表 7-2 にて後述のリスク配分に関する論点を基に、IPP ガイドラインについて SP の CFO と協議を行い合意に至った。政策ペーパーである RERM には IPP ガイドラインを添付する。

SP との協議の中で、投資家の意欲及び政府の責任範囲やリスク配分の均衡を取るべく、一部のリスクについて、特に確認を行った。主な論点を以下に示す。

表 7-2 リスク配分案

ソ国のプロジェクトリスク	論点	リスク負担	備考
許認可取得	全許認可の取得手配	IPP（政府の支援有り）	IPP オフィス/MMERE による IPP 支援
用地取得	IPP 向け用地の確保	IPP（政府の支援有り）	IPP オフィス/MMERE からの案件情報の共有
	地権者との交渉	IPP（政府の支援有り）	IPP オフィス/MMERE による IPP 支援
仕様	稼働条件（年間稼働率（kWh）、周波数、PF）	IPP	－
現地業者の活用	現地調達条件	IPP（政府の支援有り）	IPP オフィス/MMERE からの現地業者の推奨
周辺インフラ	サイトの定義	取付道路> IPP* 送電線> オフテーカー	－
	接続点	Electricity Act 1969 に基づき SP	オフテーカーからの公式合意（Comfort letter 発行）
PPA 交渉（タリフ条件）	支払いロジック	Take and pay（蓄電池無し PV）	蓄電池付き PV の場合は案件ごとに協議
	タリフの調整	固定価格	－
融資契約	融資契約締結	IPP	現地貨+ Index 調整付ハード通貨(US\$)
社会/環境リスク	環境影響評価	IPP（政府の支援あり、現地及びルールに準拠）	IPP オフィス/MMERE からの現地業者の推奨
準拠法	準拠法	IPP、オフテーカー	ソ国法
	仲裁準拠法	IPP、オフテーカー	オーストラリアあるいは国際法(i.e. ICC) 詳細は IPP 及びオフテーカー間での合意
責任と補償	予定損害賠償額	性能/納期遅延補償	－
	契約解除	両者から書面で通知可能	‘Step-in’ right を PPA に記載

*ただし大規模な道路工事が発生する場合は、別途政府支援を検討。

出典：JICA プロジェクトチーム作成

(1) 許認可取得

民間投資を、特に外国投資家を呼び込むためには、各省庁への連絡や許認可問合せ窓口が一元化されていることが望ましい。このため、後述の IPP オフィスを MMERE 内に設置し、single-window facilitator として民間投資家の窓口を担うことを提案する。

(2) 用地取得

土地問題はソ国特有の課題で、地権に関する交渉は複雑であるため、IPP 単独での解決は難しい状況である。そのため、土地確保および地権者との交渉については、政府主導の下 IPP オフィスを設置し、IPP と共に解決することが求められる。加えて、用地交渉が進んでいる案件リスト（案件パイプライン）を政府が情報発信することを推奨する。

(3) 仕様

再生可能エネルギーの稼働は天候に左右されるが、将来を予見した安定的な IPP プロジェクト運営のために、発電量に関するいくつかの条件（年間稼働率・周波数・力率等）について、事前に合意をする。

(4) 現地業者の活用

ソ国での発電所建設、特に SP 案件で、これまでにソ国内ではなくフィジーの EPC 業者が多く受注をしていることから、ソ国内では発電所建設について十分な能力を有する業者が存在しない。他方、新たなビジネスモデルとして本事業で提案する屋根設置型太陽光発電案件の建設等については、ビル等を建設する能力を有する地元業者の中に、対応可能な業者が存在すると考えられる。ソ国内の業者による受注促進と、それに伴う受注件数増加による能力向上を志向し、IPP 事業者のソ国現地業者活用を促進する観点から、MMERE あるいは SP がソ国推薦業者の情報発信を行う。

(5) 周辺インフラ

太陽光発電案件の一般的なサイトの定義の内、土地収用に課題があるソ国の特徴を踏まえると、IPP 事業者によるサイトのスコープは、IPP サイト内の水路、取り付け道路になると考える。IPP サイト外、例えば取り付け道路については IPP による整備を基本とするが、大規模な道路工事を必要とする場合、別途政府の支援を検討する。送電線についてはオフテーカーによる整備とする。系統接続については、法律に基づき SP が行う。その際、オフテーカーからの公式合意（Comfort letter 発行）が推奨される。

(6) PPA 交渉

安定的に IPP 案件を運営するためには、タリフは長期間・固定価格での契約が期待される。太陽光発電設備の建設中及び稼働中には、材料費等の大きな変動は想定されないため、オペレーションが煩雑となるエスカレーション条項を設定しない³⁶。なお、政策的にタリフが見直される際の救済措置（relief）については、change in law での条件検討等が想定される。

(7) 準拠法・仲裁準拠法

IPP がリスク配分を検討する際には、係争時の仲裁方法が明確であり国際基準に準拠していることが求められる。特に仲裁法については、国際基準への準拠が必須と考えられ、ソ国に近いオーストラリアあるいは国際商工会議所（ICC）等の国際基準を基本指針とする。案件毎の条件の条件に応じて考え方が異なることが想定されるため、最終的には、案件ごとに両者（オフテーカー・IPP）が合意することとなる。

³⁶ 蓄電池併設型（behind-meter）については別途検討が必要。

(8) 税金/保険条件及び免税措置

国際基準に準じた税/保険の要件（フォーム）を共有することで、IPP が見込むべきコストを明確化できる。2030 年までのホニアラ系統における再エネ 100%達成が国策であることから、太陽光案件を国家案件とすることで、当該案件への免税措置が期待できる。

7.6.3 民間投資の可能性

ソ国への投資に関心が高いと思われる海外（シンガポール・日本他）投資家/ディベロッパーへのヒアリングを行い、IPP のリスク分担に関する示唆を得ることができた。特に土地確保や案件パイプラインの情報共有に関する政府支援が求められた。また、投資家にとって支払いロジックは Take or Pay が望ましいが、PV 単独プロジェクトでは Take and Pay が現実的との意見が出された。それらの示唆は前述の IPP ガイドラインにおけるリスク分担の検討に反映し、海外投資家へも魅力的な IPP ガイドラインの作成に努めた。

加えて、ソ国での今後の IPP 導入に関心が高いと思われるソ国の NPF³⁷へもヒアリングを行い、ビジネス領域の拡大・多角化に関心が高く、今後ソ国 IPP 案件における外国投資家とのパートナーリングの可能性を確認した。民間投資の促進に積極的な IFC とは複数回意見交換を行う中で、屋根置き太陽光ビジネスへの高い関心を得ることができた。また、複数社のフランス系のディベロッパー等の紹介も受け、今後のソ国 IPP への参入が期待できる。ニュージーランド政府からは、地理的に近く再エネの知見が豊富なニュージーランド企業の中で、ソ国に関心の高い企業として複数社の紹介を受けた。

7.7 キャパシティビルディング戦略

7.7.1 大洋州におけるキャパシティビルディングへの取り組み

大洋州の島嶼国の各国は人口や予算が少額であるため、単独では包括的なキャパシティビルディングへ取り組むことが難しい背景があり、大洋州を一つの単位として支援する機関が複数設立されている（表 7-3）。当該機関は、国際機関や各国政府と連携し、具体的な案件を進めている（表 7-4）。

³⁷ National Provident Fund

表 7-3 大洋州における主要支援機関

No.	機関名	概要
1	PRIF (Pacific Regional Infrastructure Facility)	<ul style="list-style-type: none"> 大洋州の開発を支援機関及び民間セクターと連携して実施 2008年設立
2	EU PACTVET (European Union's Pacific Technical and Vocational Education and Training)	<ul style="list-style-type: none"> EUが資金提供する PacTVET プロジェクトは、現在、Pacific Community (SPC) と南太平洋大学 (USP) によって実施されている プロジェクト予算：610万ユーロ 対象国：15の大洋州諸国³⁸
3	PPA (Pacific Power Association)	<ul style="list-style-type: none"> 太平洋諸島諸国 (PIC) で運営されている電力会社によって設立された政府間地域組織 1992年設立、事務局フィジー 太平洋諸島 (22か国) の電力会社 25社及び太平洋地域の電力産業の発展に関心を持つ 115社がメンバー 技術訓練、情報交換、上級管理職及びエンジニアリングの専門知識の共有等への大洋州諸国の電力会社の協力を促進
4	SPC (Secretariat of the Pacific Community)	<ul style="list-style-type: none"> 太平洋地域の主要な科学技術組織。1947年設立。26の国と地域がメンバー 太平洋地域社会のエンパワーメントと国と地域間の専門知識とスキルの共有を支援

出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

表 7-4 大洋州におけるキャパビル案件事例

No.	実施機関	時期	案件名
1	SPC & USP	2014-2019年	EU PacTVET
2	JICA、EFL、Department of Energy (Fiji)、PPA	2017-2022年	Introduction of Hybrid Power Generation Systems in Pacific Island Countries
3	SEIDP	2018-2020年	Sustainable Energy Industry Development Project
4	USAID	2017-2022年	Pacific Climate Ready
5	USP・Elemental	2018-2019年	ITP Masdar Training
6	ADB、Tetra Tech	2018-2023年	Tetra Tech Capacity Building “Improving Island Energy Systems in the Pacific”
7	ACSE	-	PPA ownership of accredited Grid connect solar, battery and standalone power systems.
8	United States Department of Interior (US DOI)	-	Pacific Linesmen Training (PLT)

出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

³⁸ クック諸島、ミクロネシア連邦 (FSM)、フィジー、キリバス、ナウル、ニウエ、パラオ、パプアニューギニア (PNG)、マーシャル諸島共和国 (RMI)、サモア、ソロモン諸島、東ティモール (東ティモール)、トンガ、ツバル、バヌアツ

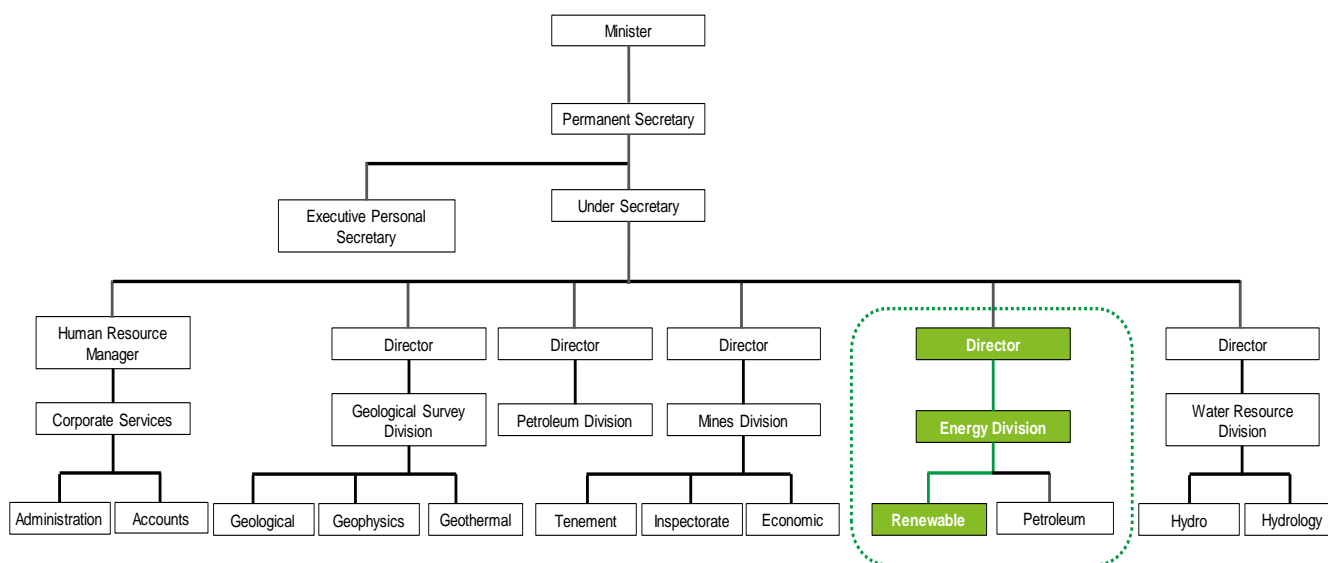
7.7.2 ソ国再エネ分野におけるキャパシティビルディングへの取り組み

ソ国再エネ分野でのキャパシティビルディングへはこれまで様々な取り組みがなされている³⁹。2014年には、オーストラリア政府及び ADB の支援によるマライタの女性技術者向けの太陽光発電研修プログラムが実施された。他方、主な課題としては、再エネに関する講座の新設や研修や研修施設を整備するための予算の確保が挙げられる。

本業務での現地関係者へのヒアリングからは、今後のソ国再エネ分野の育成のためには、①ソ国政府・政府機関における人材育成、②ソ国現地業者・技術者の育成、の2種類のキャパシティビルディングが求められているといえる。①の実施機関において必要な人材育成が実施されることは、RERMを計画的に実施する上で極めて重要である。また、再エネ100%達成に必要な大容量の太陽光発電設備を導入するため、②のソ国内のEPC業者やサブコンの能力向上等、地場産業育成も重要な課題である。①②の現状を下記に整理する。

(1) MMERE の人員配置及び人材育成計画

MMERE は、ソ国のエネルギーセクターにおける監督省庁で、その傘下のエネルギー局は国家エネルギー政策と戦略計画を含むエネルギー政策や規定を監督する部局で、10名のスタッフを擁している。その内、3~4人程度のスタッフがホニアラシステムの再エネプロジェクトのために配置されている。



出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 7-7 MMERE の組織図

MMERE は 2019 年度に 13 種類の研修コースを準備している。研修コースは、政策立案や MBA 取得等の高度な専門知識に関する長期研修や国外の専門機関（IRENA 等）が主催する短期研修と幅広い内容となっている。他方、技術的には省エネや地方電化が主流であり、再エネや IPP 向け

³⁹ EU PacTVET (2015)

の研修は限定的である。より詳細な研修メニュー例を表 7-5 に示す。RERM 推進のためには、大洋州での知見を有する PPA 等の研修へも積極的に参加することが期待される。

表 7-5 MMERE の研修メニューの一例 (2019 年度)

Training Category	Section	Training / Course	Participants	Duration
Training Local	Rural Electrification	Diploma Course in Solar Design and Installation - SINU	3	2 years
Training Local	Energy Efficiency / Ozone Protection unit	Diploma Course in Refrigeration and air-conditioning - SINU	1	2 years
Training Overseas	Policy Planning & Management	Master's Degree Renewable Energy	1	2 years
Training Local	Policy Planning & Management	MBA	1	2 years
Training Local	Energy Efficiency	Refresher Training on enforcement to control imports of electrical appliances	3	TBC
Training Local	Ozone unit	Refresher Training on enforcement to control imports of ozone layer depleting substances	3	TBC
Seminar Local	Policy Planning & Management	National Sustainable Energy Investment Forum	4	2 days
Workshop overseas	Energy Efficiency / Ozone Protection unit	Good Servicing Practices into National Training and Certification programme for Refrigeration & Air-conditioning technicians – Port Vila, Vanuatu	1	3 days
Workshop overseas	Energy Efficiency / Ozone Protection unit	Development of the Regional Pacific Island Countries HCFC Phase-out Management Plan Stage II	2	2 days
Workshop overseas	Energy Efficiency / Ozone Protection unit	Eleventh Meeting of the Ozone Research Managers of the parties to the Vienna Convention for the Protection of the Ozone Layer	1	TBC
Conference Overseas	Rural Electrification	Global Off-Grid Solar Forum & Expo, Nairobi, Kenya	1	3 days
Conference Overseas	Policy Planning & Management	10th IRENA Assembly Meeting, Abu Dhabi, UAE	1	3 days
Conference Overseas	Director and Energy Efficiency - Ozone Protection unit	32nd Meeting of the Parties to the Montreal Protocol	2	5 days

出典：MMERE 資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

(2) SP の人材開発計画

表 7-6 SP の研修メニューの一例 (2019 年度)

TRAINING CATEGORY	SECTION	TRAINING / COURSE	PARTICIPANTS	DURATION
In House Training	HSE	First Aid Training	Selected	
In House Training	Planning	Homer/PV Syst	8	5 days
In House Training	Planning & Capital Works	Microsoft Office - Intermediate to Advanced Level	5	3 days
In House Training	Planning	Power Purchase Agreements and IPP	10	1 day
In House Training	Generation	Welding - TIG/MIG	4	TBC
In House Training	Generation	Operator	35	10 Days
In House Training	Generation	Fire Fighting	Selected	1/2 day
In House Training	Internal Audit	Training on Auditing software (Teammate)		TBC
In House Training	Transmission and Distribution	Safety Manual	ALL	
In House Training	Transmission and Distribution	HV Switching [Power Station, 33/11kV Sub]	12	3 days
In House Training	Transmission and Distribution	HV Switching [RMU & Outdoor switches]	12	3 days
In House Training	Transmission and Distribution	Substation maintenance	12	5 days
In House Training	Transmission and Distribution	Electric Powerlineman training Mod 3 & 4	14	2 wks
In House Training	Transmission and Distribution	Protection Relay Testing training	12	5 days
In House Training	Management Accounting	Budget Training	20	1 day
Training Local	Land & Building	Construction Mangement	1	2 Years
Training Local	Land & Building	Environmental and Conservation Law making for provincial government	1	TBC
Training Local	Land & Building	Contract Drafting for Non-Lawyers	1	TBC
Training Local	Regulatory	Customer Services	1	TBC
Training Local	Transmisison and Distribution	Customer Service Skills	7	2 days
Training Local	Transmisison and Distribution	Managing Workplace Conflict	7	2 days
Training Local	Procurement Logistics	Fuel Handling - Outstation Operators	1	
Training Local	Electrical Engineering	Maintenance Planning and Scheduling	2	5 days
Training Local	Electrical Engineering	Transformer maintenace	2	5 days
Training Local	Electrical Engineering	Solar repair maintenance	2	2 days
Training Overseas	Electrical Engineering	Bachelor of Engineering [Honors]	1	Ongoing
Training Overseas	Technical	Masters of Engineering Science [Power]	1	Ongoing
Training Overseas	Planning	Maintenance in the Electricity Industry	2	5 days
Training Overseas	Planning	Distribution Planning	2	5 days
Training Overseas	Planning	Power System Protection	2	5 days
Training Overseas	Planning	Introduction to Substation Design	2	5 days
Training Overseas	Planning	Solar Farm Development	3	5 days
Training Overseas	Chief Engineer	Engineers Courses	1	3 days
Training Overseas	Generation	MAN Diesel Engine Operation & Maintenance	2	7 days
Training Overseas	Internal Audit	Operational and Performance Auditing - Brisbane (IA Australia)	1	4 days
Training Overseas	Regulatory	Risk Management and Control Assurance- SUVA- FIJI	1	5 days
Training Overseas	Regulatory	Licensed Inspector - Assessment & Tutorial	1	
Training Overseas	Regulatory	Utility Attachment - EFL & Other Utilities	1	
Training Overseas	Management Accounting	Project Cost Management	1	3 days
Training Overseas	Electrical Engineering	Generator AVR/Excitation	1	5 days
Training Overseas	Electrical Engineering	Portection/Relay testing using Omicron gears	1	3 days
Training Overseas	Electrical Engineering	Renewable Energy Finance: Preparing And Financing Projects	1	3 days
Training Overseas	Human Resources & Administration	Human Resources development and Workforce planning	3	3 days
Seminars Overseas	Chief Engineer	PPA Annual Conference	1	3 days
Seminars Overseas	Chief Engineer	PPA Engineers Workshop	3	3 days
Seminars Overseas	Land & Building	Annual Affordable Housing Seminars	1	5 Days
Seminars Overseas	Regulatory	PPA Workshops & Conferences	2	
Seminars Overseas	Regulatory	Energy Storage	1	
Seminars Overseas	Regulatory	Regulatory Forum	2	
Seminars Overseas	Regulatory	New 2018 Wiring Rules	2	
Seminars Overseas	Regulatory	Metering Seminar	1	
Seminars Overseas	Electrical Engineering	SCADA	2	2 Days

出典：SP 資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

SP は 2019 年度に約 5.9 百万 SBD (7,770 万円⁴⁰) の予算を確保し、140 種類の研修コースを準備している。研修コースは、例えば、ソーラーファームの開発手法や HOMER/PV system、救命処置なども含み、事務的な研修から技術的なものまで幅広くカバーしている。また、SP はオーストラリアやニュージーランド等での研修や Pacific Power Association でのセミナーなど、海外派遣も積極的に行っている。より詳細な研修メニュー例を表 7-6 に示す。電力セクターの発展のため、SP は研修メニューの計画にも意欲的であり、これら研修を通じて RERM 推進のために必要な人的体制整備が期待される。

現行の SP 電源計画によれば、2022 年には PV が 12 MW 導入され、需要を PV 出力が上回ると想定される。よって 2022 年には、再エネ中心の系統運用、EMS と BESS の機能 (VSG 機能を含む) および操作方法を、運転員が理解していることが望まれる。具体的な人数は、各シフト 2 名 (当直長+1)、SP 本部に 2 名を想定する。5 シフト制であれば、10 名+2 名で計 12 名の VSG 操作に習熟している人員が必要であろう。

これに合わせて、最経済的な系統運用を実現するために、EDC 運用にも精通していることが求められる。よって、SP の PV 導入計画の進捗にも左右されるが、計画通りの導入が見込まれるのであれば、2021 年までに、EMS・BESS の運転・運用に係る研修が必要であると考えられる。

(3) ソ国 EPC 業者の現状と課題

現地 EPC 業者 (Hatanga) によれば、SP からの PV 関連案件が複数想定できるため、タナガイ案件をはじめ、今後再エネ案件への取り組みに注力する方針である。他方、下記の入札要件を単独では達成できないことが大きな課題となる。

- 案件の納入実績 (PV、ハイブリッド共に)
- 財務規模 (案件規模あるいは倍以上の会社の財務力が求められる)

また、ソ国での太陽光案件の EPC コントラクターとなる可能性がある、フィジーの EPC 業者 (Clay Energy および CBS Solution) を訪問し、ソ国再エネ案件への取り組み状況および大洋州再エネ案件への取り組み状況を調査した。両社ともにソ国での経験豊富であり、案件の条件に応じて、引き続きソ国案件へ取り組む方針である。現地業者への技術指導等のキャパシティビルディングにも意欲的である。なお、大洋州の国々では一般的に in-house capacity が不足しており、また、現地調達規定が整備されていない国が多く、どの国で入札に参加しても、フィジーやニュージーランド企業、欧州企業、中国企業との競合となることが多い。

(4) MECC によるハイブリッド (太陽光+蓄電池+DG) 案件

ソ国人設計による太陽光発電 (Selwyn College) 案件について、設計担当者に案件の概要他をヒアリングすると共に当該案件の視察を行った。

MECC (SICAP⁴¹) は、学校併設のハイブリッド太陽光発電システムを、今後ソ国内に水平展開する予定である。4-10 件程度の新規計画がある。SP が地方電化を進めているが、地方の学校電化

⁴⁰ 1 SBD = 13.18 円 (2019 年 10 月 28 日時点)

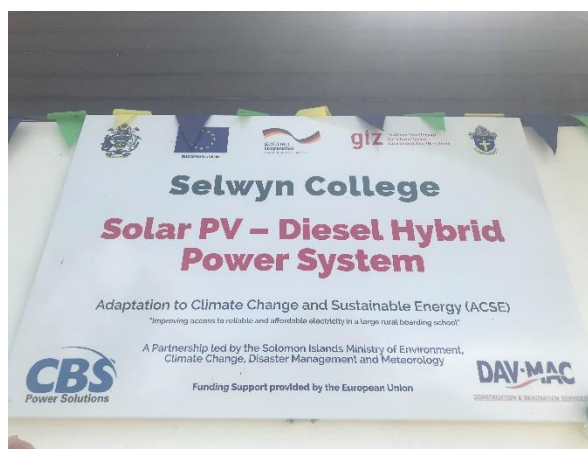
⁴¹ Solomon Islands Climate Change Assistance Program

及び再エネ案件建設がパッケージとなる本システムでの連携の意向があり、Selwyn College 案件を pilot 案件との位置付けと捉えている。

- 仕様：ハイブリッド（太陽光発電+DG+蓄電池）、併設の寄宿舎学校へ電気を提供。
- 設備容量：160kW（太陽光）、120kW/18kWh（蓄電池）、110kVA/88kW（DG）。学校側の需要は20kWp程度。
- 契約履行：ソ国の現地業者をEPCに活用。（据え付けはフィジー業者（CBS））。現地コミュニティからの雇用を重視し、近隣のコミュニティから大工等の作業員を採用。
- 納期：2017年～2019年の2年間。キャパビルパート及び案件建設パートの2つに分割（案件の建設期間：設計1か月+建設6か月）。
- 現地調達条件⁴²：評価の8%が現地調達規定、最低3名のソ国人の雇用、ソ国の Electrical Contractor ライセンス保有



（サイト所在地（青丸地点））



（案件名称）



（サイト遠景）



（蓄電池建屋）

出典: JICA プロジェクトチーム

図 7-8 Selwyn College ハイブリッドプロジェクト視察概観

⁴² EU-GIZ ACSE ウェブサイト掲載入札関連資料「Solar PV and Diesel Power Hybrid Power System Tender at Selwyn College in Solomon Islands」

(5) SINU による再エネ技術者養成プログラム

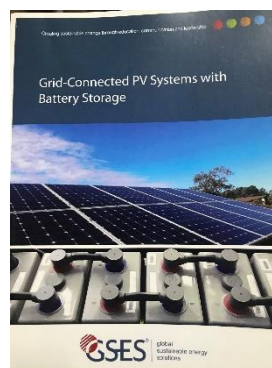
SINU（ソロモン国立大学）では EU 及び GIZ の支援を受け、2020 年 1 月から再エネ技術者養成プログラムを実施している。本プログラムは、SPC（South Pacific Commission）/ GIZ が OPMC へ提案し、2015 年に MMERE の Director が SINU へ連携を要請した。Selwyn College 案件（太陽光＋蓄電池＋DG 案件）とのパッケージでの支援となる。

再エネ関連の技術について、座学と共に機器を用いた実践的な研修を行う。系統接続型、分離型及び蓄電池のシステム設計の技術習得を目指す。概要は下記の通りである。

- 入学審査：コンピテンシーのスクリーニング、電気技術師の資格の保有が入学条件
- 期間：各 3 ブロック（6 週間×3）＋産業界での 3 か月×2 の実地研修（評価も兼ねる）
- 学位：プログラム修了時に diploma を授与（専門：太陽光発電システム）。オーストラリアの教育制度の level 5 に相当
- 人員：60 名/年 程度。第一期募集時 13 人、2020 年 4 月頃に 2 期目募集予定



（クラスルーム（生徒、講師））



（テキスト）



（研修用蓄電池）



（研修設備（太陽光発電）遠景）

出典: JICA プロジェクトチーム

図 7-9 SINU における Diploma コースの実施様子

7.7.3 キャパシティビルディングに係る提言

ソ国の再エネ分野におけるキャパシティビルディングに関して、①ソ国政府・政府機関における人材育成、②ソ国現地業者・技術者の育成の観点から、本業務における現地でのヒアリング等を踏まえ、下記を提言する。

- MMERE の Director of Energy 直下に IPP オフィスを設置する。これにより、ソ国政府主導の下、一元化された民間投資家の窓口が指導する。Tina 水力の PMO により培われたナレッジや人的資源を活用し、さらに IPP オフィス運営を行う新たな人材の育成にも取り組む。
- SINU で、水力発電運用、太陽光 O&M、蓄電池・EMS の O&M および系統最適運用、系統計画策に係る新たなコースが開講、実施する。但し、開講にあたっては、ドナーからの適切な技術・資金支援が望まれる。大洋州において多様な研修プログラムを有する機関である PRIF/PPA との連携も期待される。
- Selwyn College で実施されたハイブリッド案件の、ソ国内での水平展開（10 件）を実施する。この際、OPMC を含め、MoE と MMERE の連携を強め、ソ国人エンジニア（特に、SINU で Diploma 取得のエンジニアを推奨）の積極的採用を行い、システム設計から施工に至るまでソ国での内製化を目指す。

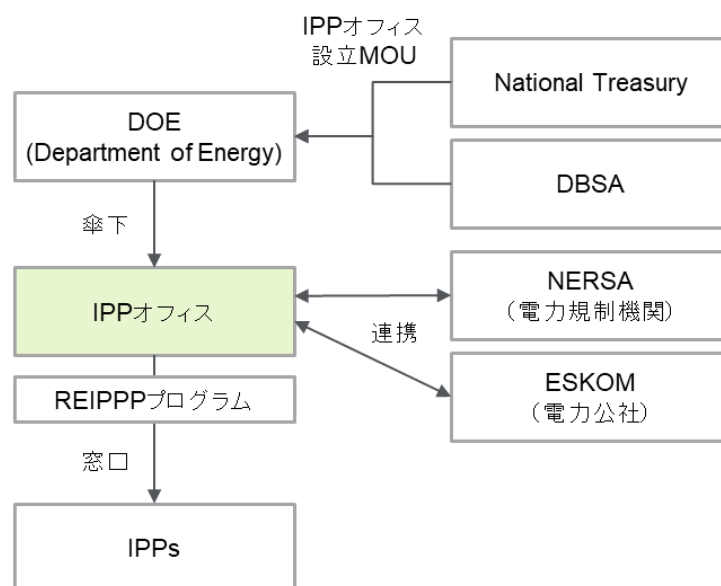
(1) IPP オフィスの設置

再エネ案件の導入に際して MMERE による主導が期待されるが、他方、前述の通り、MMERE 内の再エネセクターへのマンパワーは限定されている。解決策として、IPP 案件導入を取りまとめる IPP オフィス（仮称）の設置が望まれる。

政府主導による再エネ IPP 導入により、化石燃料が主流（90%以上が石炭火力発電）の電源構成であったにも関わらず、再エネ比率向上に成功した事例として、南アフリカを挙げることができる⁴³。同国は、2011 年にエネルギー省（DOE）のエネルギー政策見直しにより、再エネの購買プロセス（Renewable Energy Independent Power Producer Procurement: REIPPP）の導入を決定し、REIPPP の遂行機関として IPP オフィスを設置した（図 7-10）。また、DOE は投資家や IPP に対して、REIPPP に関する透明性の高いガイドラインを公表している。

IPP オフィスは、DOE、National Treasury、Development Bank of SA（DBSA）の 3 社間の覚書により DOE 傘下に設立された。所在地は DOE 本体（Pretoria）と異なる場所（Centurion）としている。体制は、IPP オフィス長のリーダーシップの下、南アフリカ国内の複数の法律事務所出身者等の専門家を含むチーム構成となっている。IPP オフィスは政府から独立した運営が義務付けられており、IPP プロジェクト費用から成る自己資金で運営されている。役割としては、各金融機関・南アフリカ電力規制機関（NERSA）・南アフリカ政府と連携して IPP との調整を行い、IPP 案件の契約管理（PPA 書類の作成含む）・評価・監視等を行う。

⁴³ JETRO（2015 年、2016 年）、資源エネルギー庁（2016 年）、PMG (Parliamentary Monitoring Group)Independent Power Producers（2018 年）、IAEA（2018 年）



出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム

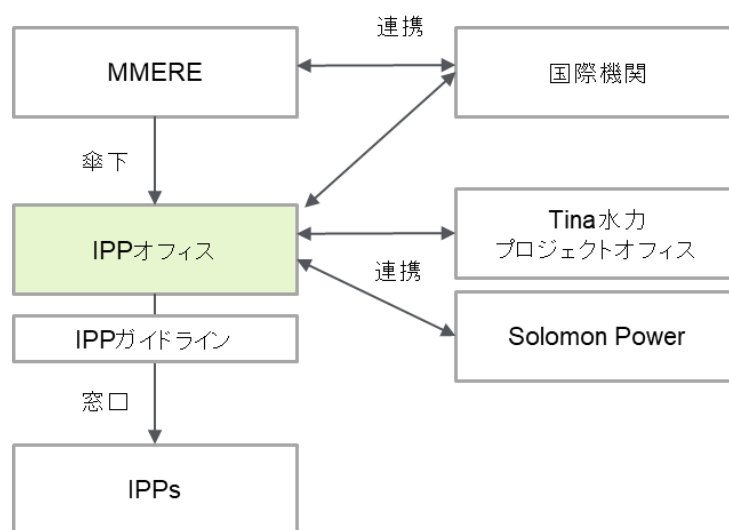
図 7-10 南アフリカ電力セクター組織構造

上述の通り、IPP 参入による再エネ比率向上を目指す場合には、透明性の高い IPP 向けガイドラインの策定に加え、IPP 事業者の窓口となり調整、交渉を主導する IPP オフィスの設置が望ましい。ソ国においても、外国投資家が IPP 事業への参入をスムーズに進める支援策として、IPP オフィス（仮称）を設置することを MMERE/SP へ提言しており、前向きな回答を得ている。

当該 IPP オフィスは、single-window facilitator として、外国投資家からの許認可や制度、利用可能性のある土地紹介、地元パートナー企業（地元投資家）やコントラクター紹介等を一手に担う窓口機関となることを志向する（図 7-11）。本業務におけるソ国関係者へのヒアリングでは、Tina 水力のプロジェクト経験の活用が再エネ IPP の導入への成功に繋がるとの意見が複数あったため、Tina 水力のプロジェクトオフィスと連携し、蓄積された知見や人的資源を活用するアプローチとする。IPP オフィスは、政府のリーダーシップによる運営を実現する観点から、Director of Energy 直下に設置することとする。

前述の内容を踏まえ、IPP オフィスの職務所掌を以下の通り整理する。

- IPP 参入にあたる一次窓口（アドバイザーを含む）
 - 調達管理
 - モニタリング・評価
- 契約管理（PPA フォーマットの管理を含む）



出典：公表資料より JICA プロジェクトチーム

図 7-11 ソ国 IPP オフィス（仮称）体制案

(2) SINU での新コース開講

2020年1月から開始された SINU での再エネ技術者養成プログラムの拡充を行う。現在の太陽光発電に加えて、水力発電運用、蓄電池・EMS の O&M および系統最適運用、系統計画策に係る新たなコースを開講、実施する。但し、現在の NIU プログラムは 2020 年度の予算のみ確保されている状況のため、講座の拡充にあたっては、ドナーからの適切な技術・資金支援が望まれる。現地企業の資金支援による企業名を冠した期間限定講座の設定も考えられるだろう。大洋州において多様な研修プログラムを有する機関である PRIF/PPA との連携も期待される。

(3) Hybrid 案件活用による業者育成

現地技術者や業者の活用案として、太陽光発電導入の初期段階において、①小規模案件ではソ国現地業者の活用を可能とする現地調達要件等を設定し、②一般的な大型太陽光発電案件では IPP の市場参入を促す案が有効と考える。

小規模案件としては、前述の Selwyn College で実施されたハイブリッド案件の水平展開を行う。MoE によれば、10 件程度の計画がある一方で、資金確保できた案件は 2 件である。Waimapuru National Secondary School 及び Pawa Secondary School へは GEF 資金⁴⁴が活用される予定である。国際機関、特に日本政府が多額の資金支援を行っている GCF（緑の気候基金）や PEC（太平洋環境共同体基金）の支援枠組みの活用が期待される。当該支援枠組みの詳細は 7.9 を参照されたい。これらの案件では、ソ国人エンジニア（特に、SINU で Diploma 取得のエンジニアを推奨）の積極的採用を行い、システム設計から施工に至るまでソ国での内製化を目指す。サイト視察時のヒアリングでは、ハイブリッド案件は寄宿学校向けに留まらず、寄宿学校周辺コミュニティへの電力供給の可能性も示唆されており、地産地消による地方電化が期待される。

⁴⁴ Global Environment Facility phase 6

7.8 電力セクターの規制部門設立（セクターリフォーム）に係る提言

新市場への民間投資促進には、十分に透明性のある市場環境の整備が重要であり、独立した規制部門の設立が解決策の一つである。ソ国における電力セクターの規制機能は、Electricity Act (1969)により国営電力公社である SP が担っている。民間投資促進の観点、また利益背反の回避のためには、SP の有する規制当局機能（タリフ設定、ライセンス付与、市場環境整備、技術要件の決定）について、権限が独立した規制部門へ移転されることが望ましい。

7.8.1 大洋州における公共インフラ規制部門の種類

大洋州における規制部門の種類は、「政府内規制部門型（regulatory power in government）」「独立型：シングルセクター（independent single-sectoral regulator）」「独立型：マルチセクター（multi-sectoral regulator）」の3種類に分類される。各種類のメリット／デメリットを図 7-12 に示す。深刻なリスク回避にはマルチセクター型が有効だろう。その他の類型は、政治や産業界の汚職を引き起こす可能性のある深刻なリスクが想定されるかもしれない。本章では、規制部門の種類ごとの分析を行い、ソ国における規制部門設立への提言を行う。

	長所	短所
政府内規制部門型	<ul style="list-style-type: none"> 強いトップダウンにより実効性が高い 	<ul style="list-style-type: none"> 政界・産業界の腐敗を誘発する可能性有り
独立型： シングルセクター	<ul style="list-style-type: none"> シングルセクターのため専門的知見の活用が容易 マルチセクターに比して設立が容易 政界の腐敗リスクを軽減 	<ul style="list-style-type: none"> 小規模となり、非効率的 産業界の汚職を誘発する可能性有り
独立型： マルチセクター	<ul style="list-style-type: none"> 資源の有効活用 産業分野を跨いだ知見の共有が可能 政界・産業界の腐敗を軽減 	<ul style="list-style-type: none"> 特定セクターの知見が欠如し易い 一部の失敗事例が全セクターへ悪影響を与える可能性

出典: JICA プロジェクトチーム

図 7-12 規制当局パターンごとのメリットとデメリット

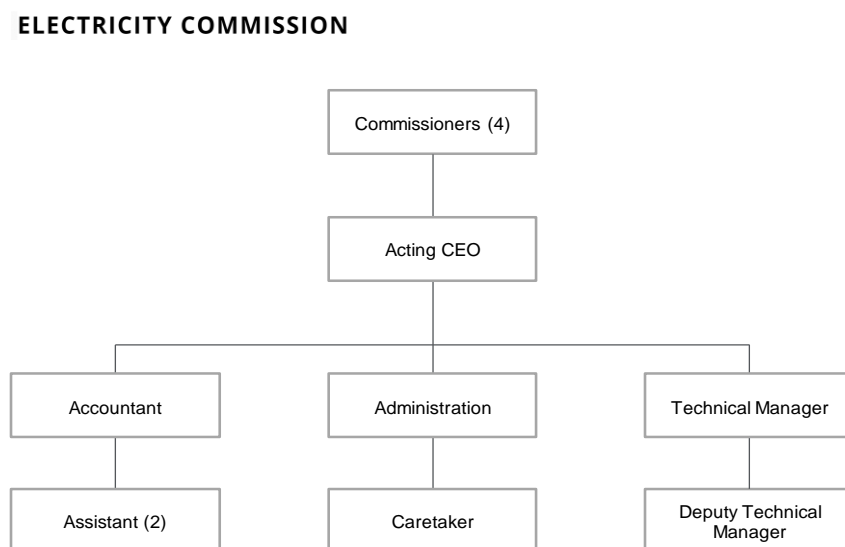
7.8.2 政府内規制部門型

大洋州において、組織能力や人的資源が不十分なために、政府内に規制部門を設立するアプローチを取る事例は複数見られる。その場合、規制部門の権力は管轄省庁が保有し、政治的リーダーシップにおいて規制が進められる。そのため、様々な要素が混在されることで、政治や産業界の腐敗の温床や予見不可能な事態を引き起こすかもしれない。政治家や政府職員には人間的な高潔

さが求められる。なお、政府内規制部門型は、時として IPP の事業計画に多大な影響を及ぼす場合がある。政府内に規制部門を置くパラオの事例では、グローバル企業が 30 年間の PPA をパラオ電力公社 (Palau Public Utilities Corporation: PPUC) と締結したにも関わらず、最終的に案件の開発に至らなかった。

7.8.3 独立型：シングルセクター

独立型：シングルセクターとは、電力セクターのみに権限を有し、独立した規制局が業界に精通した電力公社及び管轄省庁から構成されるアプローチである。本類型は、大洋州ではトンガが採用している。トンガ電力規制局 (Tonga Electricity Commission (TEC)) の体制図は図 7-13 の通りである。



トンガ電力規制局資料を基に JICA プロジェクトチーム作成

図 7-13 トンガ電力規制局の体制図

2018 年に電気法 (electricity Act 2007) に基づき設立された TEC の概要を表 7-7 に示す。TEC は多様な機能 (タリフの規制、需要家サービス基準の構築、電気の安定供給、電気技師のライセンス付与、主な電気工事の規制) を有する。

表 7-7 TEC 概要

機能	概要
電気の安定供給機能	<ul style="list-style-type: none"> 電気の安定供給のための規制の開発及び推奨 電気技師のライセンス 主な電気工事（海底ケーブルの保守・保全含む）のための規制の開発及び推奨
経済的制限の監視機能	<ul style="list-style-type: none"> コンセッション契約の履行 強制執行 コンセッションネアへの電力供給のための規制の開発及び推奨（コンセッション契約に準じる）

出典：Electricity Act 2007 に基づき JICA プロジェクトチーム作成

トンガ電力公社（Tonga Power limited (TPL)）は、Electricity Concession Contract (ECC) 下の規制制度に基づき、安定で適正な電気を供給している。ECC にはタリフ、運転効率のベンチマーク、需要家サービス基準、罰則が規定されており、TEC により規制されている。TPL は、自社規定及び公共企業の商業化に多大な貢献をしている Public Enterprise Act 2010 に基づき運営されている。TPL は、電気法の施行期間であり、トンガ政府が指名するトンガ商業界から成る独立した取締役会を有する。

2008 年に TEC と TPL 間で最初のコンセッション契約（ECC）が締結され、2015 年に次の契約が締結されている。ECC は、電力料金の試算ベースラインの改定のため、5 年毎に見直される。見直しのタイミングに、規制部門は ECC（2008 年版）修正の機会を得ているため、2016 年までにおいて、電力市場の現状が反映された内容となっている。昨今の再エネ促進政策（再エネ比率目標 50%）も考慮をされている。EEC（2008）における、需要家の利益に反し TPL に有利となる非対称バイアスが指摘されている。

7.8.4 独立型：マルチセクター

大洋州の多くの国々は、規模の経済の恩恵を受けるため、独立型：マルチセクターを採用している。一般的に島嶼国において、シングルセクターとして規制部門を独立して設置するには、公社の規模が小さいためである。マルチセクターの長所/短所⁴⁵を図 7-14 及び下記に示す。

⁴⁵ Tim Schwarz and David Satola, Telecommunications Legislation in Transitional and Developing Economy, World Bank (2000)



出典：Schwarz and Satola (2000), World Bank Technical Paper no. 489 (2000)に基づき JICA プロジェクトチーム作成

図 7-14 マルチセクターの長所と短所

(1) ケース 1 : フィジー規制局 (Fijian Competition and Consumer Commission (FCCC))

表 7-8 規制機能の移行

Function	官報(LN-88)以前の規制局	官報(LN-88)以後の規制局
タリフの設定	FCCC/EFL	FCCC
ライセンス付与	EFL	FCCC
市場開放	FCCC	FCCC
コード・基準の策定	EFL	FCCC
紛争解決	FCCC	FCCC

出典：JICA プロジェクトチーム

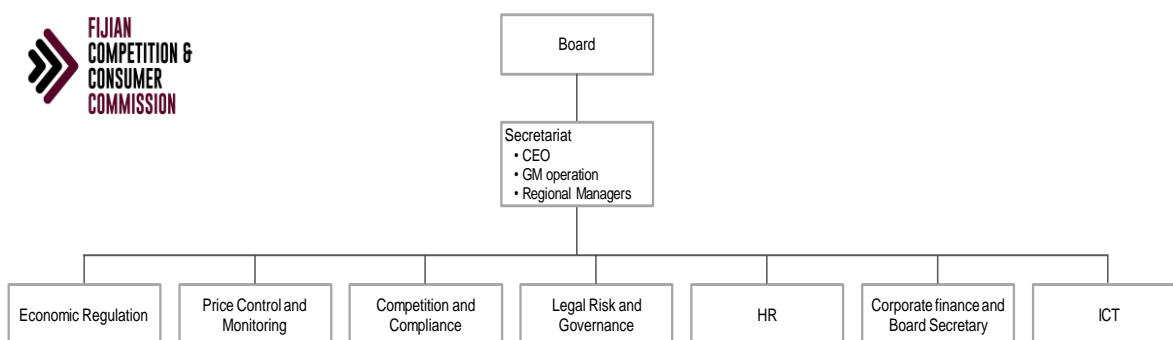
フィジーの電力セクターの改革は ADB が主導しており、段階的に改革が進んでいる。以前規制を所管していたフィジー電力公社局 (Fijian Energy Authority (FEA)) は、ソ国の SP 同様に、Electricity Act (1966) の基、電力セクターの全機能（発電、送配電）を担っていた。

財務再編において、市場環境整備のために、2010 年に Fijian Competition & Consumer Commission Act に基づき、Fijian Competition & Consumer Commission (FCCC) が設立された。

FCCC は FEA/EFL に対して、小売り向け電力料金への助言を行う。フィジー議会は、新しい電気法 (Electricity Act (2017)) を承認し、2019 年 9 月⁴⁶に (表 7-8 参照)、電力セクターの規制機能の全てを FCCC へ移管した。本改正の特筆すべき点は、Energy Fiji Limited (EFL) と IPP 間の対立を避けるために、FCCC のライセンス付与権限を移管した点である。民間企業の市場参加の促進が期待される。

2018 年に FEA は、フィジー政府 (75%)、Fijian National Provident Fund : FNPF (20%)、個人投資家 (5%) が株を保有する EFL (法人格) となった。Electricity Act (2017) に基づき、EFL の株式は最終的には 44% まで民間セクターが保有する見込みである。FCCC の体制は図 7-15 の通りである。セクター別専門官は Economic Regulation、Price Control、Competition and Compliance、Legal Risk and Governance 部門下に配置され、行政官は部門横断的に、HR、Finance、ICT に配置されている。

⁴⁶ Transition of licensing regulatory was gazetted on 30th Sep 2019 (Legal Number-88 in 2019).



出典：Electricity Commission からのデータを基に JICA プロジェクトチームにて作成

図 7-15 FCCC の組織体制図

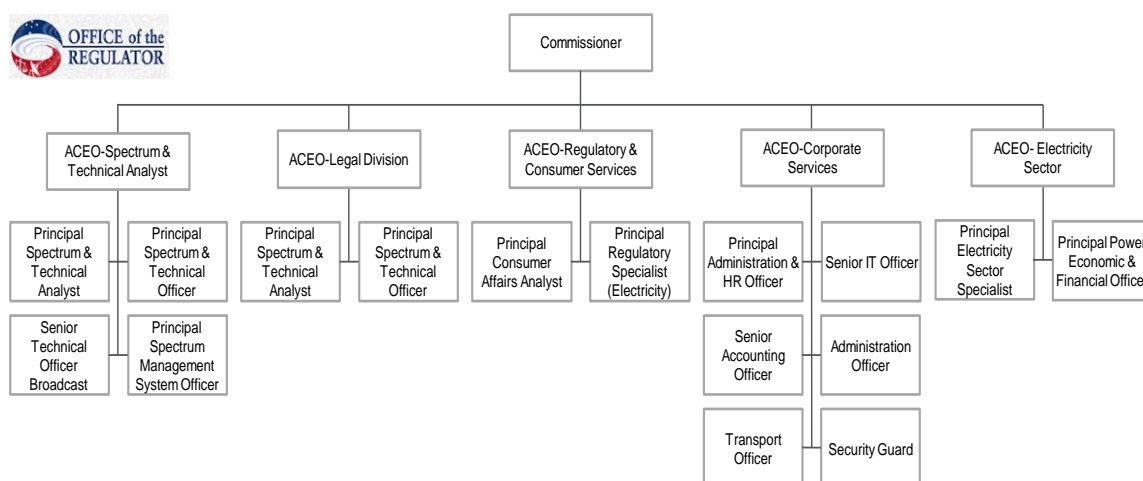
(2) ケース 2：サモア規制局（Office of the Regulator in Samoa）

世銀は、2002年に通信部門のセクター改革を支援し、2002年に規制当局（Office of the Regulator : OOTR）が、電気通信法（2005）に基づき2006年に発足した。その後、2010年の電力法に基づき、OOTR内に電力部門監督課（Electricity Sector Supervision Division）が設置された。新しい組織構造は、2011-2012年度末に反映され、財務省により2012-2013年度にOOTRがエネルギー規制を管理するための予算が割り当てられた。現在では、OOTRは、放送、郵便サービスを含む4セクターを管理している。

電力セクターにおけるOOTRの規制当局機能は次の通りである。

- 発電および送配電運用のためのライセンス発行
- 電力料金の設定と見直し
- 規格の制定

国営の電力公社（Electricity Power Corporation : EPC）は、規制当局を兼ね備えた電力会社で、以前は規格を制定し、電力料金を設定する機能を有していた。OOTRの設立以来、再生可能エネルギーによる民間投資が促進され、総発電量に占める再エネの割合は2018年時点で50%まで増加した。現在、EPCは発電会社の1つとして、また単一の系統運用者として電力供給に貢献している。



出典：Electricity Commission からのデータを基に JICA プロジェクトチームにて作成

図 7-16 OOTR の組織体制図

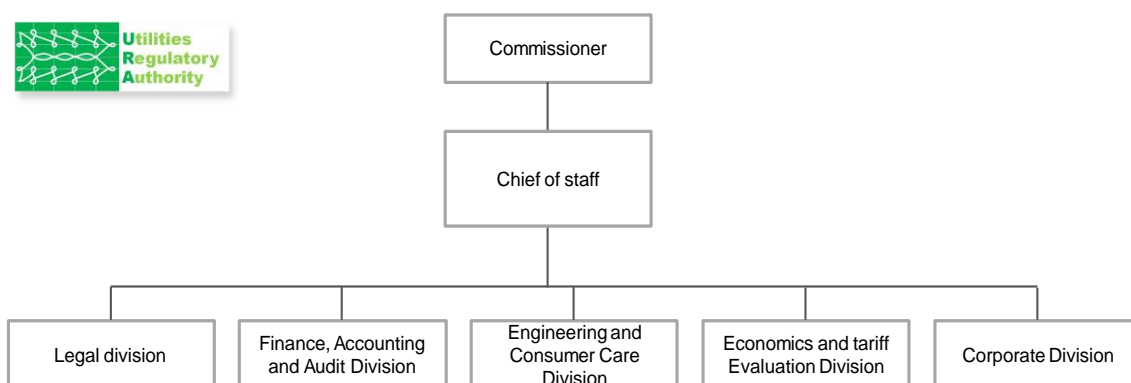
(3) ケース 3：バヌアツ規制局 (Utilities Regulatory Authority in Vanuatu)

バヌアツでは、民間企業は政府との Concessionaire Agreement (4 concessionaire areas) を締結し電力を供給している。現在は下記 2 社が 4 件のコンセッション契約を締結している。IPP 含む第三者事業者は、独占的営業権を地区ごとに下記事業者と締結することで、電力を販売することができる。

- Union Electrique du Vanuatu Limited (UNELCO): 3 契約 (Port Vila, Malekula, Tanna)
- Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI) : 1 契約 (Luganville)

バヌアツの電力セクター改革は、2006年に DFAT 資金による Governance for Growth (GfG)の支援を受けて行われた。独立型 (電力・水セクター) の規制局である Utility Regulatory Authority (URA) は、2008年に Utilities Regulatory Authority Act に基づき設立された。URA は、主にコンセッションの監視、タリフ料金の設定 (卸・小売り電力料金の上限)、安全基準、電力・水供給政策への助言、を担っている。URA 設立後は、2010年に VUI (米国建設会社 Pernix Group Inc.の子会社) が Espritu Santo のコンセッションを落札し、2011年から電力供給が開始された。本案件は、Engie (仏政府 60%出資) 及び VNPf が出資する UNELCO が、1930年代以降初めて失注した案件となる。また、URA の電力料金の監督機能が働き、UNELCO の管轄 2 地区 (Port Vila : 14%、Malekula : 21%) において、大幅な電力料金の低減が行われた。UNELCO は、当該入札結果を不服として現在訴訟を起こしている。URA は法律的に堅牢な地位を保証されていないため、現状では、UNELCO は URA の規制への反発を試みている。バヌアツ政府は Utilities Regulatory Authority Act の改定手続きを進めており、ソ国の参考事例として当該手続きを注視する必要がある。

URA の体制を図 7-17 に示す。3人のコミッショナーが Climate Change and Natural Disaster 省により指名される。組織の設計思想は、フィジーやサモアのマルチセクター規制局と類似している。



出典：Electricity Commission からのデータを基に JICA プロジェクトチームにて作成

図 7-17 バヌアツ規制局の組織体制図

7.8.5 マルチセクターによる規制局設立に関する戦略

前述の通り、独立型マルチセクターによる規制局が、シングルセクターや政府内に規制部門を設置するモデルより、信頼性が高く且つ経済的にも効果的である。本項では、(1) 規制部門の新設及び(2) シングルセクターからマルチセクターへの移行、の2種類のパターンについて記載する。

(1) 新設

独立型マルチセクターモデルは、セクター改革の初期に設置することができれば、産業界及び投資家から好意的に捉えられるだろう。本モデルは、投資家に、明確なビジョンと枠組みを示すことができる。マルチセクターモデルの新設は、法的枠組みにおいても有益である。既設のシングルセクターモデルを集合させてマルチセクターモデルへ転換を図る場合、法的枠組みを含めた組織構造改革は、改革プロセスが複雑化する。他方、政治的には多大な努力が求められる。関連省庁は、規制権限や影響力を規制の枠組みへ委譲することを、明確に示す必要がある。

(2) シングルセクターからマルチセクターへの移行

マルチセクターモデルを設立する2つ目のアプローチは、既存の独立型シングルセクターの規制局から、新設される独立型マルチセクターの規制局への移行が挙げられる。移行に際しては、(a) 既存の規制に関する枠組みと別に新たに規制局を設立したうえで、既存の体制に併合、(b) シングルセクターの規制局の中に、新たな部門を設置し暫くした後改革を実施、の2種類のモデルが考えられる。

(a) のパターンを用いて独立した規制局を設置するには、多大な労力が必要となる。改革を進める中で、「政府内規制部門型」同様に、関係省庁の権力下に規制局が設置される恐れがある。そのため、規制部門を設立した初期段階において他セクターの経験や教訓を自由に学ぶことができず、マルチセクターへの移行を遅らせる可能性が高い。新設されるマルチセクターによる規制局に対して各セクターの支援が期待できないことで、合併プロセスにおける抵抗が想定される。

(b) のパターンを用いる場合、既存の規制局の抵抗を受け、改革プロセスが初期段階で行き詰る

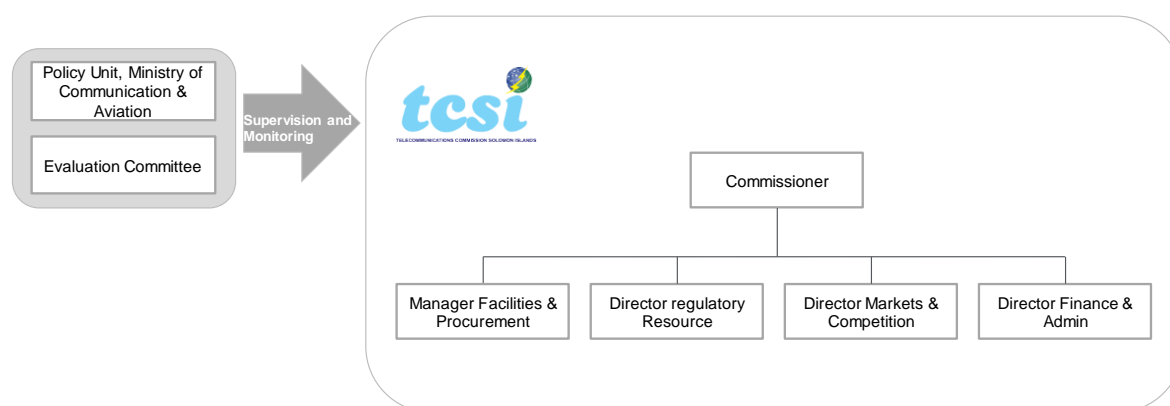
可能性が高い。規制局は、関係者と長期的関係性を築くことで、制度的な課題を回避することができるだろう。(a) (b) 共に、政府の強い意志と、セクター間を連携するための強いリーダーシップが求められる。

7.8.6 ソ国電力セクターの規制部門設立に係る提言

(1) ソ国における事例 - 通信セクターにおける規制部門設立

ソ国においては、唯一通信セクターが独立した規制部門を擁している。Solomon Telekom Limited (STL)は、現在 Our Telekom 社となったが、同社は改革前の規制部門であり、現在は独占的にソ国通信市場でのビジネスを行っている。改革前の通信セクターは、現在の電力セクターと構造が非常に似ている。TCSI の株主は、Solomon Islands Provident Funds (SIPF: 97.32%) 及び Investment Corporation of the Solomon Islands (ICSI: 2.68%)である。

2009年に現行の通信法が制定された際、Telecommunication Commission of Solomon Islands (TCSI)が独立型（シングルセクター）の規制局として設立された。設立当初、TCSIは技術支援の予算を世銀⁴⁷から受けており、当該資金は、規制局設立の当初5年間の全費用を賄うものであった。現在、TCSIは、年間7.5億SBDの収益を上げ財務的に独立して組織を運営することができており、通信（携帯・インターネット）事業者3社⁴⁸による、良好な市場競争環境を提供している。TCSIの体制は図7-18の通りである。



出典：JICA プロジェクトチーム

図 7-18 Telecommunication Commission of Solomon Islands の組織体制図

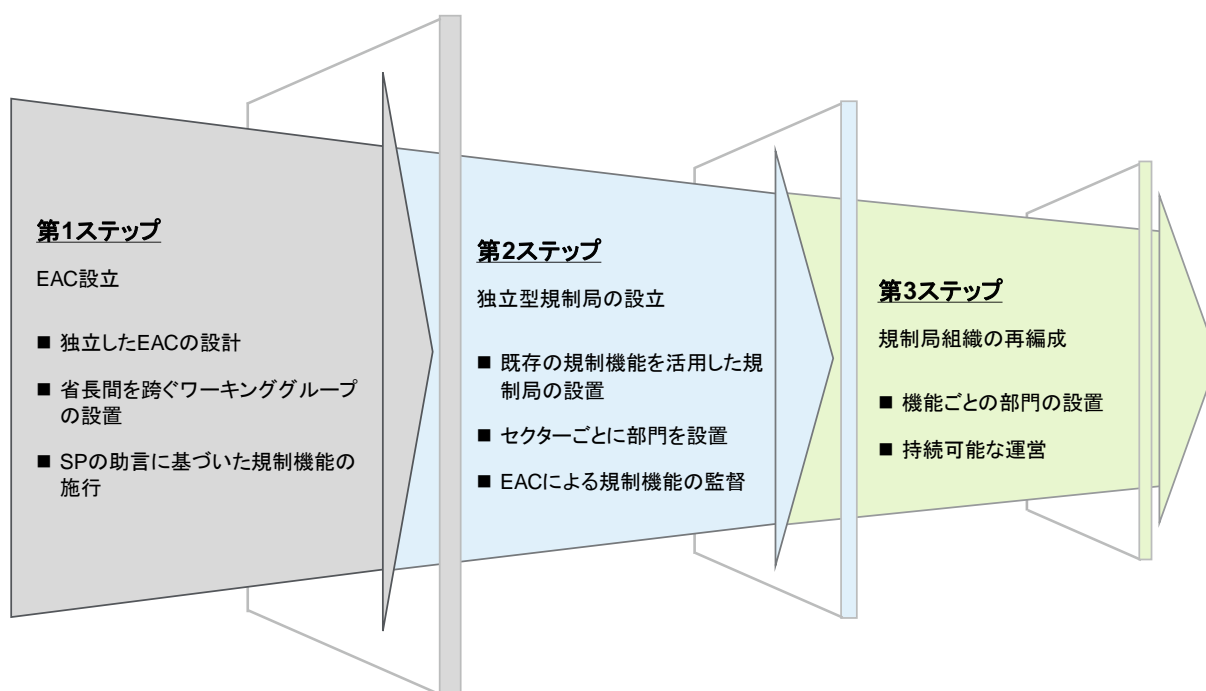
コミッショナー下に、分野別（facilities & procurement、regulatory resource、market & competition、finance & administration.）に4人の役員を配置している。コミッショナーは、Law Reform Commission委員長、ソ国中央銀行総裁、Solomon Islands Chamber of Commerce and Industry (SICCI)会頭を含む、評議会からの指名により設置される。評議会は、TCSI コミッショナー及び TCSI 透明性・独立性のある運営についての監督責任も負う。

⁴⁷ Solomon Islands Telecommunications Technical Assistance Project (approved in March 2010)

⁴⁸ Our Telkom, Bmobile, and SATSOL

(2) ソ国における規制部門設立への提言

大洋州の他の島嶼国の事例で述べた通り、ソ国での規制局の設置は、各セクターの抵抗や政治・産業界の影響力を回避するためにも、マルチセクターの独立型によるソフトランディング・プロセスを推奨する。改革手順は、下記の3ステップが考えられる（図 7-19）。



出典：JICA プロジェクトチーム

図 7-19 規制局設置に向けた改革ステップ

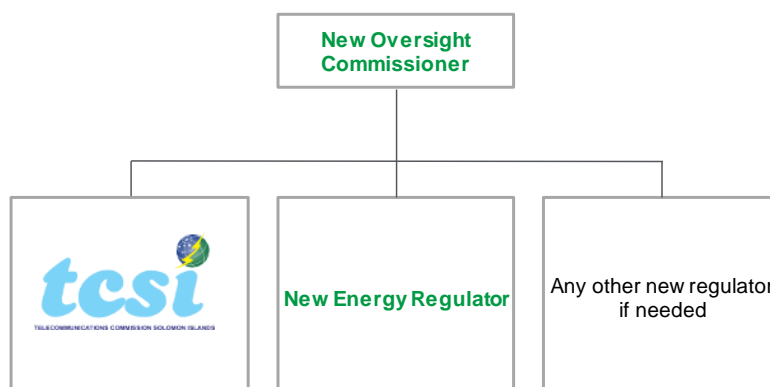
(a) ステップ 1

最初のステップとして、MMERE の PS が議長を務める Energy Advisory Committee (EAC)を設置する。EAC は、12 省庁及び政府機関により構成される。特に Ministry of National Planning and Development Coordination (MNPDC)が、各省庁及びドナー間の計画を調整する重要な役割を果たす。EAC は、規制機能（ライセンス付与、タリフ設定、技術関連の規制（SP アドバイスによる））を行使する権限を有する。但し、EAC はハイレベルの機関であるため、EAC 傘下にテクニカルワーキンググループ（TWG）を設置し、様々な実務を実施することを想定する。

(b) ステップ 2

第二のステップとして、独立型の規制局 Solomon Islands Cosumer and Competition Commission (SICCC)（仮称）を設立する。EAC は SICCC の組織構想を策定する。他セクターの既存の規制機能を維持するために、SICCC は既存の枠組みに組み込まれる。この段階では急激な組織変革を避け、規制局内の部門はセクターごとに分割し、各セクター規制局のマンパワーの逼迫を避ける。本体制を取ることで、新設された規制局は、既存の規制局の知見・経験を学ぶことができる。

最上位に全セクターを横断するコミッショナーを設置することで、将来想定されるセクター間の軋轢や抵抗を軽減する。EAC は政策実行機関として、SICCC の監督責任を担う。



出典：JICA プロジェクトチーム

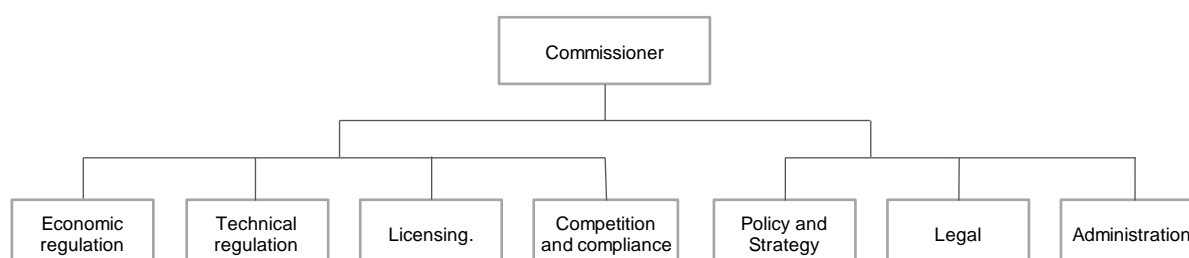
図 7-20 ステップ 2 における SICCC 組織体制案

既存・新設の規制局共に利益を享受するためには、各セクターの規制局の上のコミッショナーを設置し、セクター間の調整を行う案が挙げられる（図 7-20 参照）。当該コミッショナー（oversighting commissioner）に求められるコアコンピタンスは以下の通りである。

- 経済・法律の豊富な知見
- （管轄下の一つ以上の）セクターにおける経験及びその他セクターの知見
- 政治・産業界から独立性を保つ清廉さ

(c) ステップ 3

最後のステップとしては、第二のステップから数年経過後に、更なる規制部門の改革を進める。具体的には、SICCC の組織構造を図 7-21 の通りに再構築する。特定機能の専門性（財務モデル、法律、技術知見（配線等））はセクター間を跨ぎ設置し、規制局一体的に効率的な運営を行う。



出典：JICA プロジェクトチーム

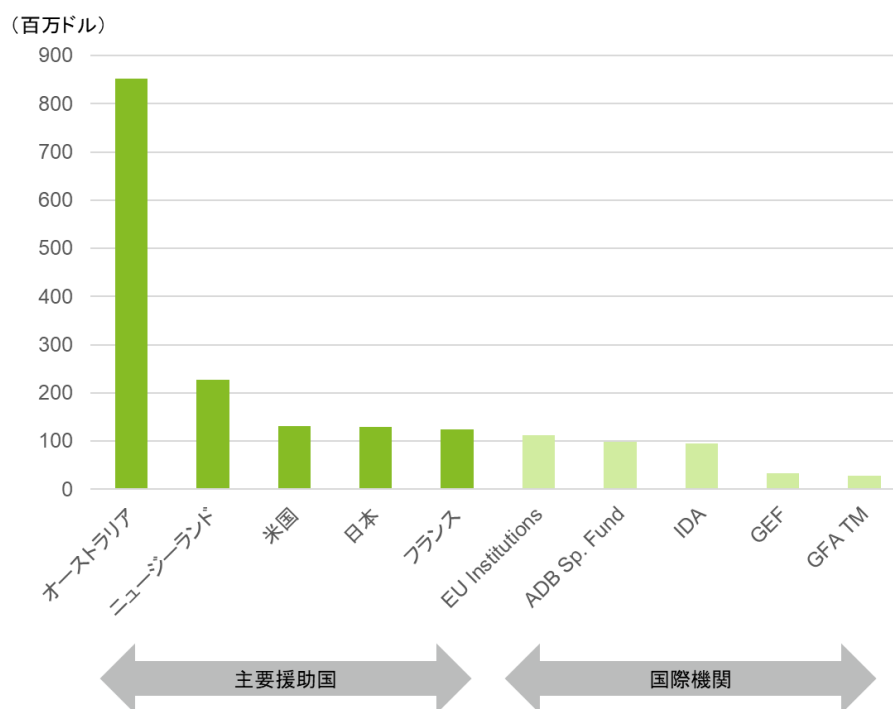
図 7-21 ステップ 3 における SICCC 組織構造案

7.9 各開発援助機関による支援動向

7.9.1 大洋州への支援動向

国際機関及び主要援助国の大洋州への支援動向（2015 年実績）を図 7-22 に整理した。大洋州において、国際機関としては EU が、援助国としてはオーストラリア政府の支援額が最も多い。日本はオーストラリア、ニュージーランド、米国に次ぐ 4 位の支援額となる。日本政府の大洋州への二国間 ODA の 2007 年～2016 年の累積額は 3,589.44 百万ドルである。無償資金協力による支援額が最も多く、2016 年度国別実績ではソ国への支援額が最多である⁴⁹。

日本政府の昨今の主要な支援事例としては、2017 年から実施されている、太平洋州 5 カ国⁵⁰を対象とした技術協力プロジェクトである「ハイブリッド発電システム導入プロジェクト」や、2016 年から実施されている太平洋島嶼国 14 ヶ国⁵¹の政府や民間の若手人材を対象とした留学制度「太平洋島嶼国リーダー教育支援プログラム（Pacific-LEADS）」を挙げることができる。共に JICA の支援となる。その他の支援枠組みとしては、JICA による留学生受け入れ事業「人材育成奨学計画（The Project for Human Resource Development Scholarship）」が挙げられる。現時点では大洋州での実績は有さないが、大洋州諸国でのエネルギー分野における政府高官の人材育成等への今後の活用が期待される。



出典：外務省公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

図 7-22 国際機関及び主要援助国の大洋州への支援実績（2015 年）

⁴⁹ 外務省「政府開発援助（ODA）国別データ集 2017」

⁵⁰ フィジー、ツバル、キリバス、マーシャル諸島、ミクロネシア連邦

⁵¹ ミクロネシア、パラオ、マーシャル、フィジー、パプアニューギニア、ソロモン、バヌアツ、サモア、トンガ、キリバス、ツバル、ナウル、クック諸島、ニウエ

大洋州における再エネ案件への活用が期待できる日本政府及び国際機関等の支援枠組みを表 7-9 に整理した。

表 7-9 大洋州島嶼国の再エネ案件向け支援枠組み

No.	機関名	概要	備考
1	環境省	二国間クレジット制度 (大洋州対象国：パラオ)	-
2	JICA	中小企業・SDGs ビジネス支援 ⁵² 事業 (基礎調査、案件化調査、普及・実証・ ビジネス化事業)	案件条件により 850 万 円～1.5 億円を支援
3	NEDO	エネルギー消費の効率化等に資する我 が国技術の国際実証事業 (実証要件適合性等調査、実証前調査、 実証研究、フォローアップ)	実証研究の予算規模は 40 億円以内/件×助成率 (大企業 1/2、中堅・中 小企業等 2/3)
4	NEDO	スマートコミュニティ実証事業に関する 技術の海外展開ポテンシャル調査	-
5	公益財団法人地球 環境センター (GEC)	2019 年度 (平成 31 年度) コ・イノベー ションによる途上国向け低炭素技術創 出・普及事業	-
6	世銀	民間機関との連携での太平洋リスク保 険、地熱開発計画等	-
7	ADB	PREP (Pacific Renewable Energy Program) による保証、融資等の支援	トンガ再エネ案件への レター発行実績有り
8	緑の気候基金 (GCF)	気候変動対策のための案件形成支援	日本政府が 15 億米ドル を拠出
9	太平洋環境共同体 基金 (PEC)	PEC による再エネ案件への資金援助	日本政府が 6,600 万米ド ルを拠出
10	気候技術センター・ ネットワーク (CTCN)	気候変動分野での技術支援 (技術及び政 策・戦略策定に関するトレーニング等)	予 算 規 模 は 最 大 250,000USD (無償)

出典：外務省公表資料より JICA プロジェクトチーム作成

7.9.2 ソ国での再エネ案件への支援動向

ソ国の電力セクターにおいては、世銀、ADB、二国間協力、国連機関等のドナーの活動が活発である。ソ国政府の各国ドナーとの調整機関である MNPDC⁵³と連携をし、現地業務時に各ドナー現地事務所へのヒアリングや机上調査により、本事業との重複や関連が起り得る案件を中心に情報を収集した。

ソ国における主要な開発援助パートナー及び取り組み状況を表 7-10 及び下記に整理する。2019 年末には、各機関が支援を行っていた Tina 水力発電所の契約が締結・発効した。2020 年は、オー

⁵² SDGs ビジネス支援型は原則大企業向け。

⁵³ Ministry of National Planning and Development Coordination; 新政権移行後、MDPAC から改名。

オーストラリア政府によるインフラ分野への大規模支援が期待できる。加えて、世銀による電気法及びタリフのレビューが開始され、エネルギーセクターの改革が進む見込みである。

表 7-10 国際機関及び主要援助国による支援動向マッピング

	エネルギー			その他 インフラ	人材開発
	水力	太陽光	ミニグリッド		
日本 (JICA)	再エネロードマップ策定			ホニアラ空港リハビリ、ククム幹線道路改善	健康、ゴミ管理、森林管理
世界銀行	ティナ水力	ファイターワン拡張	地方電化、ロードマップ (SIEAREEP*)	道路、農村開発プログラム2	エネルギーアドバイザー派遣、タリフレビュー
IFC		太陽光 (SP向け)			
アジア開発銀行	ティナ水力	地方5サイト			PPPユニット設立、港湾
オーストラリア	AIFFP			国際通信ケーブル網	水供給
ニュージーランド			ミニグリッド	地方空港3サイト	
EU/GIZ		学校向けハイブリッド(太陽光+蓄電池+DG)		水処理	再エネ技術者養成プログラム設立、選挙制度

* : Solomon Islands Electricity Access and Renewable Energy Expansion Project

出典: JICA プロジェクトチーム

(1) 日本政府

日本政府はこれまで、無償資金協力や技術協力を通じて主要ドナー国としてソ国への支援を行っている⁵⁴。支援の基本方針は、「太平洋・島サミット」の支援方針などを踏まえた、経済インフラ整備や環境保全・気候変動対策への支援である。主要支援案件としては、ホニアラ港施設の改善・整備、Kukum 幹線道路の改善、ヘルシービレッジ推進、再エネロードマップ策定、を挙げることができる。

(2) 世界銀行

世銀は、ソ国に最も積極的に支援を行っている開発援助機関のひとつである。ソ国政府は2019年～2021年は農業セクター等への太陽光発電を推進する方針としているため、当該方針に準拠し太陽光以外の案件は現状では開発していない。

開発中の太陽光案件は、2 MW (Henderson)、220 kW (屋根設置)、ミニグリッド (Makira 他3件) である。その他、SP 及びニュージーランド政府と連携し、地方 (ホニアラ系統含む) にて住居の電化案件 (分散電源) を進めているが、支援が無いと採算性が合わない点が課題である。

⁵⁴ 外務省「政府開発援助 (ODA) 国別データ集 2017」

MMERE へのエネルギーアドバイザー派遣案件及びタリフレビュー案件も実施された。当初 2020 年 9 月の報告完了を予定していたが、COVID-19 の影響により全体工程が遅延、2021 年 3 月にプロジェクトを完了している。タリフレビューの報告内容（ドラフトファイナル時点）の概要は次項で後述する。

(3) IFC

IFC は Commercial Loan を主に担当するため、ソ国ではツナ缶産業の支援を行っているが、その他あまり案件組成ができていないとの課題感を持っており、ソ国への民間投資を増やしたいと考えている。また、屋根設置側太陽光発電への関心も高い。

ソ国に参入意欲のある民間企業情報を有しており、ソロモンへ参入意欲のある IPP であれば、IFC として積極的に支援をする意向がある。セクターリフォームは、現在まで IFC ではあまり実施されてこなかったが、今後 IFC3.0 により民間投資を視野に入れた改革にも取り組んでいく方針を示しており、今後ソ国をはじめとする大洋州でも取組みの可能性もある。

(4) アジア開発銀行

ADB も、ソ国にとって重要な開発援助機関であり、交通・衛生・官民連携等多岐にわたる分野で様々な支援を提供している。エネルギーセクターについては、Tina 水力案件及び太陽光案件を実施している。太陽光発電案件では分散型(Decentralized)のソリューションを提供しており、世銀が実施する Stand-alone 型のシステムとは異なる。規模は 5 案件合計 2 MW の案件となり、内訳は (Munda) 1 MW、(Tulagi) 250 kW : 着工済み、運転開始間近。(Kirakira) 320 kW、(Lata) 290 kW、(Maluu) 140 kW : 用地整備中、2020 年 3Q 運転開始予定、となる。案件の建設はフィジー業者である CBS Power Solution が担当している。電力は SP が買い取る。

その他、Malaita での水力発電案件を開発し予算も確保できていたが、2019 年に用地取得の問題でキャンセルとなった。Cut-off date 後に訴訟が高裁まで持ち込まれたが、補償内容等にて長期間合意に至らず、キャンセルとなっている。

また、PPP ユニット⁵⁵設立の支援を行い、PPP マニュアルを策定した。2019 年 2 月に案件は終了しており、現在 ADB は直接関与していない。

ADB は公的機関への支援が主だが、本部には民間投資の支援部門もある。金融面での支援が主になるが、民間銀行よりはリスクが比較的高い案件への支援も可能である。ADB サモアの PSOD⁵⁶ 案件では民間部門への支援実績もある。ADB シドニーには、大洋州を管轄する民間投資担当官（気候変動ファイナンス）がいる。

(5) オーストラリア政府

オーストラリア政府は、昨今、大洋州向けに新たな融資枠（ファシリティ）である AIFFP: Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific⁵⁷を設定した。ファシリティ枠は、ローン 15

⁵⁵ 正式名称：State-own enterprise monitoring unit。財務省内の Under secretary - Economic の下に PPP 担当 Director が位置付けられ、PPP 案件開発のプロセス（案件承認等）を担当

⁵⁶ Private Sector Development Operation Department <https://www.adb.org/site/private-sector-financing/main#contacts>

⁵⁷ <https://www.aifffp.gov.au/>

億 AUD、グラント 5 億 AUD 規模であり、MMERE/SP 向け Tina 水力発電所への送電線案件が AIFFP の初案件となる。当該案件への支援額は 1,840 万 AUD（グラント）である。AIFFP は公的機関だけでなく、民間企業への融資も可能である。豪州政府の注力分野や豪州機関/企業とのパートナーリング先であれば、当該民間企業は豪州やソ国に限定されない。ただし、政府のファシリティであるため、一定のクライテリアは存在する。（例：人身売買や児童労働のチェック等）。

ソ国への支援としては、2019 年 6 月に豪州政府のスコット・モリソン首相がソ国を訪問し、今後 10 年間で 2.5 億 AUD をインフラ部門へ投資することを表明した。対象分野は、経済向上に寄与する、電力や通信分野を想定している。2020 年 2 月に計画策定チームがソ国入りし、ソ国の政府機関や関係者へのヒアリングを行い、優先課題を絞り込む。設定した計画に基づき、支援メニューを作成し、豪州政府内の承認取得後の 2020 年 6 月/7 月にはソ国向け融資を締結予定である。金額規模は約 3,200 万 AUD（60%融資、40%無償）を想定している。支援メニューは、短期/長期の技術支援・インフラ分野への投資・インフラ設備のメンテナンスへの支援、他を想定している。SP とは Tina 水力にて関係性が深く、頻繁に面談しており、SP への支援を重視している。

その他、運輸部門（道路、港湾、空港等）への支援では、①Kukum Phase2（JICA）、②ディナ港湾（IFC）への協調融資や③インフラ政策への人材育成（MMERE）等の案件を検討中である。

ソ国では将来的に競技場等の複数の大型建設案件が予定されているため、建築基準の整備が必要との課題感を有している。ソ国が進めるインフラ分野での基準（Building Code 等）策定への支援を検討中である。現地調達規定の整備へも関心が高く、産業人材育成についても検討している。

(6) ニュージーランド政府

ニュージーランドのソ国事務所（High Commission）のインフラ分野の体制は、2 等書記官及び経済担当官で幅広い分野を担当している。空港、観光、漁業、教育、税制分野に注力している。エネルギーセクターについては、再エネ分野への関心が高く、前政権の方針として大洋州の島嶼国の電化を推進していたため、現在はソ国政府/SP 及び世銀と共同で 4 つの outer islands 向けのハイブリッド（PV+DG）ミニグリッド案件を実施している。当該案件では、オーストラリア政府とも連携している。ソ国の再エネの比率を向上させることで、電力料金を低減したい意向がある。SP とは、Fighter One 案件やサブステーション案件にて連携している。

ムンダ空港整備の支援実績がある。観光分野への関心も高いため、空港施設への再エネ分野での支援にも関心が高い。観光分野では、ウエスタン州や Munda 空港の開発を行っている。今後 IFC との連携も検討している。

ソフト分野への支援（例：漁業分野でのキャパシティビルディング）を重視している。Solomon Water には政府のボランティア制度からも人員を派遣している。地業者の能力向上が必要との課題感を有しており、ソ国現地業者へのキャパシティビルディングへの関心が高いが、電力分野でのキャパシティビルディングは、現状ではまだ案件化されていない。また、時間を要しているが、ソ国の空港分野の規制部門設立に NZ 政府は取り組んでいる。

(7) EU/GIZ

MECC 及び MMERE と連携し、Selwyn College 案件へ取り組んだ（案件は運転開始済み）。設備容量は太陽光発電 160 kW、蓄電池 120 kW / 18 kWh（蓄電池）、バックアップ DG 110 kVA / 88 kW であり、需要 20 kWp 程度の併設の寄宿舎学校へ電気を提供している。

上述の Selwyn College 案件とのパッケージ支援として、ソロモン国立大学（SINU）での再エネ技術者養成プログラムを設立した。プログラムは 2020 年 1 月から開始されている。初年度は外部講師（オーストラリアの組織/企業の Clean Energy⁵⁸及び Global Sustainable Energy Solution（GSES）⁵⁹）が担当し、2 年目以降は、SINU 独自に予算及び講師の確保が必要となる。そのため、ソ国現地にて講師を採用（3 人採用済み、追加 1 名を今週公募予定）し、初年度は GSES の講師がソ国人の講師に、再エネ及び電気技師の知見をトレーニングする。また、Australian Pacific Training Coalition（APTC）⁶⁰とも連携し、プログラムの更新や改善を行う。なお、本プログラムで利用する実機（太陽光パネル（10 枚）＋蓄電池）は USAID の支援を受けて設置した。

7.9.3 世界銀行によるタリフレビュー検討内容

前項に記載の通り、世界銀行が MMERE と SP 向けにタリフレビューを実施した。以下にドラフトファイナルレポート（以下、レポート）時点における検討内容の概要をまとめる。①タリフステップ、②タリフ構造の変更が議論されている。

(1) タリフ変更ステップ

タリフ構造の変化で、顧客セグメントの分類変更や料金後払い制の適応の廃止等を実施し、さらに特に大口需要家における料金増が見込まれることから段階的な移行措置を提言している。始めに従量区分や” transition tariff structure” を” target tariff structure” を設定している。

(2) タリフ構造の変更

(a) Target tariff structure

現在のタリフ構造では、Domestic セグメントの顧客は、限界コストよりも高い電気料金を支払っている。コスト反射的な課金制度にするため、Domestic セグメントにおいては、タリフを引き下げると同時に、従量区分を一部集約させる必要がある。具体的な取組み事項として以下が想定されている。

- ✓ 系統接続基本料金（固定）の撤廃
- ✓ 従量区分の集約化（現状の 4 から 3 へ低減）
- ✓ 大口需要家の再分類

⁵⁸ <https://www.cleanenergycouncil.org.au/>

⁵⁹ <https://www.gses.com.au/>

⁶⁰ <https://www.aptc.edu.au/>

また、commercial と industrial セグメントの顧客に対しては、非燃料コスト全てを補うため、kWあたりの需要容量料金の請求を進めている。これより現状のタリフに比べて、消費者間での公平性が確保されることになる。具体的な取組み想定を以下にまとめる、

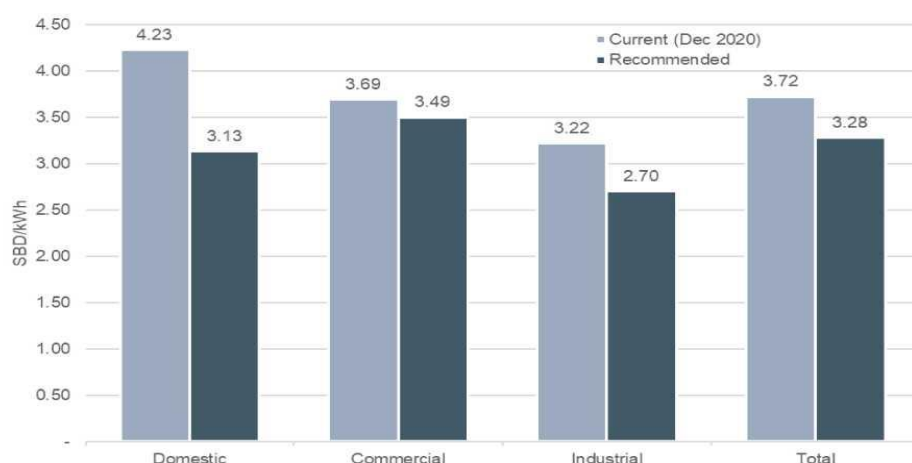
- ✓ 需要容量料金を課金
- ✓ 系統接続基本料金（固定）の撤廃
- ✓ 非燃料容量料金を撤廃
- ✓ Commercial と Industrial の分類分けを統合して1つのカテゴリーに変化
- ✓ Domestic 顧客以外による前払い選択の廃止
- ✓ ティナ運転開始後の電気料金の時間変動制（time of use tariff）の導入
- ✓ （大規模需要家を対象に）無効電力料金の導入

上記を加味して、target tariff structure が下表のように設定されている。これにより、SIEA が必要とする平均非燃料費 3.31SBD/kWh はほぼ確保されている。

顧客タイプ	支払	従量区分	燃料費 (SBD/ kWh)	非燃料費 (SBD/kWh)	需要容量料金 (SBD/kW/month)
Domestic	先払 & 後払	<50kWh	1.92	2.61	NA
		50-200kWh		3.13	NA
		>200kWh		3.65	NA
Commercial, Industrial, Non- Regular	後払	All		NA	1429.10
	前払	All		3.47	NA

出典：Economic Consulting Associates

図 7-23 セグメント別の非燃料タリフの推奨値 (target tariff)



出典：Economic Consulting Associates

図 7-24 セグメント別の平均の非燃料タリフの推奨値 (target tariff) と現行値

(b) Transition tariff structure

Domestic セグメントにおいては、target tariff structure と同様の施策を実行することが想定されている。他方、Commercial、Industrial セグメントにおいて、需要容量料金を課金に係る賛同は得にくく、推進するためには時間を要する。これより、過渡的な取組みとして、以下が推奨されている。

- ✓ Commercial、Industrial セグメントの系統接続基本料金（固定）の廃止
- ✓ 従量区分に依らず、セグメントごとに一定の非燃料費を設定

Industrial セグメントの需要容量料金が高く負担率が高くなることから、Transition tariff structure では、Commercial と Industrial セグメントを統合せず、分離して別の料金体系として据え置くことが推奨されている。

target tariff structure のように、主にサービスコストに基づいて料金水準を設定するのではなく、可能な限り多くのセグメントの顧客に対して料金を引き下げ、また、domestic セグメントの顧客に最大の料金引き下げを確実に提供できるように料金設定が行われている。なお、Transition tariff structure においても、平均非燃料費 3.31SBD/kWh が確保されるように考慮されている。

顧客タイプ	支払	従量区分	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Domestic	先払	<50kWh	NA	4.11	1.92
		50-200kWh	NA	4.17	
		200-500kWh	NA	4.20	
		>500kWh	NA	4.81	
	後払	<50kWh	17.44	3.68	
		50-200kWh	58.13	3.76	
		200-500kWh	116.26	3.83	
		>500kWh	232.53	4.33	

顧客タイプ	支払	従量区部	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Domestic	先払 & 後払	<50kWh	NA	3.22	1.92
		50-200kWh	NA	3.70	
		>200kWh	NA	4.19	

(a) Domestic セグメントの料金

顧客タイプ	支払	従量区分	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Commercial	先払	<250kWh	NA	4.70	1.92
		250-600kWh	NA	4.27	
		600-1300kWh	NA	3.94	
		1300-2500kWh	NA	3.80	
		>2500kWh	NA	3.35	
	後払	<250kWh	58.13	4.40	
		250-600kWh	116.26	3.96	
		600-1300kWh	232.53	3.65	
		1300-2500kWh	465.06	3.28	
		>2500kWh	1743.97	3.12	

顧客タイプ	支払	従量区部	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Commercial	先払 & 後払	All	NA	3.20	1.92

(b) Commercial セグメントの料金

顧客タイプ	支払	従量区分	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Industrial	先払	<1300kWh	NA	4.56	1.92
		1300-6000kWh	NA	4.49	
		>6000kWh	NA	3.28	
	後払	<250kWh	116.26	4.04	
		250-600kWh	465.06	3.47	
		600-1300kWh	3487.95	3.09	

顧客タイプ	支払	従量区部	系統接続基本料 (SBD・Month)	非燃料費 (SBD/kWh)	燃料費 (SBD/kWh)
Industrial	先払 & 後払	All	NA	3.10	1.92

(c) Industrial セグメントの料金

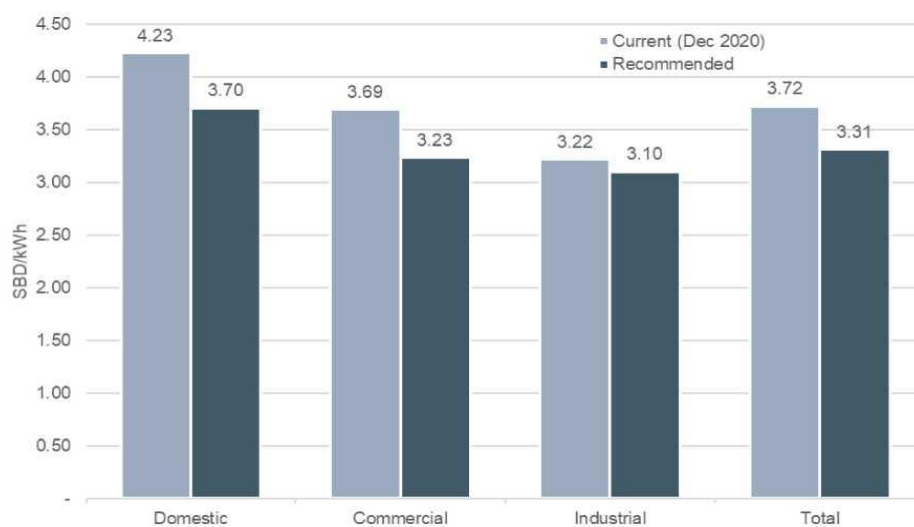
顧客タイプ	支払	従量区分	系統接続基本料 (SBD・Month)	需要容量料金 (SBD/kW/month)	燃料費 (SBD/kWh)
Non-regular	後払	Domestic	116.26	636.79	1.92
		Commercial	465.06	1045.95	
		Industrial	465.06	880.28	

顧客タイプ	支払	従量区部	系統接続基本料 (SBD・Month)	需要容量料金 (SBD/kW/month)	燃料費 (SBD/kWh)
Industrial	先払 & 後払	All	NA	1429.10	1.92

(d) Non-regular セグメントの料金

出典：Economic Consulting Associates のレポートを基に JICA プロジェクトチーム

図 7-25 現行タリフから transition tariff structure への移行案



出典：Economic Consulting Associates

図 7-26 セグメント別の平均の非燃料タリフの推奨値（transition tariff）と現行値

第 8 章 再生可能エネルギーロードマップ

本章では、本事業において策定された再エネのロードマップ (Renewable Energy Road Map: RERM) について述べる。

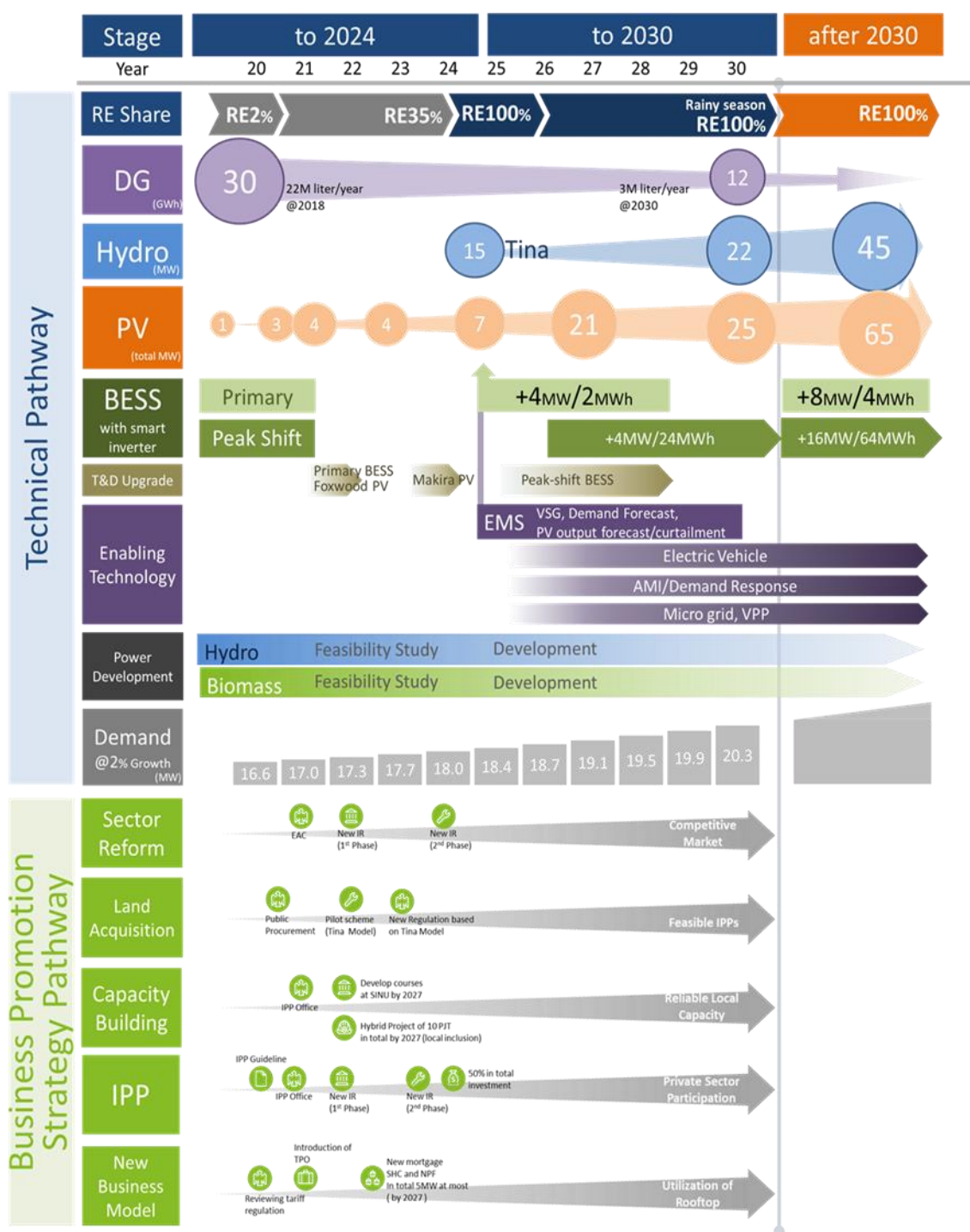
8.1 再生可能エネルギーロードマップの位置づけ

ソロモンの政策目標にしたがって、2030 年ホニアラにおいて RE100%のシナリオを検討していたが、大規模 PV 建設に伴う用地問題および COVID-19 の影響による電源開発の遅延により、ソロモン側から実現不可能との意思表示があった。これを受け、実現可能なシナリオ (シナリオ 3: 2030 年雨季 RE100%達成) を推奨シナリオとして RERM を提案した。

提案するロードマップを政策文書としての位置づけるため、National Energy Policy (2019)を修正し、推奨シナリオとの整合を図ることを、MMERE と合意した。

8.2 再生可能エネルギーロードマップの策定

策定された RERM (案) を図 8-1 に示す。RERM の詳細議論については、前章までに展開されているため、ここでは技術的および実施促進に係る観点からの主要な提言事項について明確にする。



出典: JICA プロジェクトチーム

図 8-1 ホニアラ系統における再生可能エネルギーロードマップ (案)

8.2.1 再エネ導入拡大に向けた技術的提言事項

(1) RERM 策定における主な想定事項

- 現在ホニアラ系統で開発が進んでいる Tina 水力が 2025 年に運転開始される。
- 現在の SP により計画されている PV が計画通り 2025 年におよそ 7.27MW となる
- 電力需要は、年率 2% で 2030 年まで成長し続ける。
- 再エネ促進技術として、EV、DR、およびこれら需要側に設置された分散型電源を取り込んだマイクログリッドが 2025 年以降に導入可能性ありと想定するが、現時点でこれら需要側および運輸部門の新技术導入に係る具体的政策が定められておらず、十分な情報が得られていないことから、2030 年までの電力需要想定には反映しないこととする。

(2) 主なファイナディングと推奨事項

2030 年まで

- ホニアラ系統における DG は、現在 29.6 MW の使用可能容量を有するが、2030 年には 12MW まで稼働容量を減ずることが可能。
- SP 計画分の 21 MW 太陽光に加え、2028 年以降に計 4 MW の PV を導入。
- 2025 年に瞬動予備力用の BESS 4 MW / 2 MWh を導入。同時に EMS を導入し、これには需要予測、経済負荷配分運転 (EDC) 機能、PV 出力予測および制御、BESS 充放電制御、SOC 推定・管理機能、仮想同期発電機機能 (VSG) が具備されるものを推奨。
- ホニアラ系統への PV 導入量の増大や Tina 水力の導入など、ホニアラ系統の運用変化により、EMS に要求される機能は変わってくる。
 - ・ 2021 年までは PV 導入量は 4.27 MW であり、2021 年の想定需要 17 MW に比べて小容量である。現在 Lungga 発電所に設置されている DG の内、2016 年に新規導入された 4 基×2.5 MW については、十分な小出力運転が可能である。よって PV 出力制御と DG 運転制御が行えればよいこととなり、そのため必要とされる EMS 機能は、需要予測、PV 出力予測、DG 経済負荷配分運転機能である。
 - ・ 2030 年までに 25.27MW の PV が導入されると、オフピーク時の日中に PV 出力が需要を超過するようになる。この時には、上記機能に加え、瞬動予備力制御として、PV 出力制御機能、BESS 充放電制御および SOC 推定・管理機能が必要となる。さらに系統電圧および周波数維持のための BESS 制御として、自律運転、発電機の慣性を模擬した事故電流供給を行う VSG が必要となる。
 - ・ 2025 年以降は、Tina 水力発電所が運転開始されるため、雨期のさらなる PV 出力制御、乾期の水力発電所および BESS 制御を考慮した EDC 機能が必要となる。
- 余剰電力の有効活用ならびに夜間ピーク供給力確保のため、ピークシフト用 BESS を計 4 MW / 24 MWh 導入。
- PV や BESS の新增設に対する送電増強の考え方は以下の通りである。
 - ・ 送電線の過負荷防止ならびに系統周波数の安定化を考慮し、1 回線あたりの PV 接続量を 4 MW 以下とするように計画を行うことを基本とする。

- ・ 1回線当たりのPV接続量が4 MWを超える場合には、送電線の新設や変電所の変圧器増設を計画する。
 - ・ 瞬動予備力用のBESSは系統周波数の安定化から系統全体へ寄与するものであるから、信頼度の高い変電所の変電所間連系電圧である33 kV母線へ専用線で連系する。
 - ・ 2025年以降に設置する、PVならびにピークシフト用BESSはそれぞれの機器の故障や系統事故時を考慮すると、一か所に集中して設置するのではなく分散して配置することが好ましい。
 - ・ ピークシフト用のBESSは、送電ロス低減や変電所間の連系線である33 kV系統の増強抑制のため、主な制御対象とする各PVの接続先の変電所近傍に設置し当変電所へ専用線で連系する。
- 上記の施策により、2030年時点で、雨期については再エネのみでの電力供給が可能となる。
 - 2030年までにPVのみで年間を通じた再エネ100%の達成する場合は、PV 45.27 MW（現行SPの計画から20 MW追加）、BESSは瞬動予備力用8 MW/4 MWh、ピークシフト用15 MW / 90 MWhが必要である。PV+BESSで再エネ100%供給とするためには、追加のPV 24 MWに適した用地取得が必要である。
 - 年間を通じて再エネ100%供給を達成するため、PVおよびTina水力以外の再エネ電源（新たな水力およびバイオマス）のポテンシャル調査のアップデート、実現可能性調査を実施することを推奨する。特に水力の調査には時間を要することから、可能な限り早期に着手することが望ましい。また、実現性が確認できた電源を開発計画に織り込み、年間を通じた再エネ100%達成を目指すことを推奨する。

2040年まで

- 通年で再エネ100%供給を達成できるだけの大規模PV用地を2030年までに確保することは、困難であるとSPから表明されている。また、前述の新たな再エネ電源（新たな水力およびバイオマス）のポテンシャル調査の結果、望ましい電源候補が見つからないおそれもある。これらを勘案し、2040年までに大規模PVの用地が取得できると仮定し、PV+BESSにより再エネ100%供給を達成するシナリオを検討した。
- 2040年までも需要は2%/年で伸長するとし、2040年における最大需要は24.7 MW、電力需要は138 GWh/年となる。
- DRの導入が進んでいることを想定し、水道公社であるSolomon Waterのポンプ施設20 kW×20か所をマイクログリッドに取り込んで、EMSにより一元制御を行う。これによりポンプ容量のおよそ1/3容量である0.7 MWを夜間ピーク時に削減できるとした。
- この想定条件のもと、PV容量は計64.97 MWが必要とされる。このうち、大規模PVとして59.97 MWが必要となり、中小規模PVとして5 MWを見込んだ。
- 上記の前提条件に基づくと、大規模PVは、2030年までの推奨シナリオに織り込んでいる25.27 MWに加え、34.7 MWが必要である。
- 中小規模PVはSolomon Housingの新築住居3,500棟に計5 MWのソーラーが設置されると想定した

- BESS は、瞬動予備力用として 8 MW / 4 MWh、ピークシフト用として 16 MW / 96 MWh が必要である。

(3) EMS および BESS 導入への JICA 支援

2025 年までに 2MW/1MWh (0.5h) ユニット 2 台の短周期変動抑制 (周波数制御) 用 BESS が求められ、本プロジェクトで概念設計 (5.13 参照) を実施したが、その導入に先立って、実施可能性調査 (FS) により、需要の変動と PV 出力変動を 1-10 秒程度の値で測定を行って変動量を分析し、必要量を精査することと、設置スペースの制約、及び寿命による経済性の面から、デューティーサイクル (充放電パターン) を考慮し、蓄電池要求性能及び容量を決定する必要がある。

上記のように短周期変動抑制 (周波数制御) 用 BESS について、概念設計以降の導入に向けたより詳細な仕様を検討する FS を JICA の協力準備調査として実施し、EMS および BESS の導入を日本の無償資金協力を活用して実施することが期待される。

(4) 再エネ 100%供給に向けた系統安定運用キャパシティビルディングへの JICA 支援

2028 年には、PV の出力が昼間のオフピーク時に需要を上回り、PV のみの電力供給となることが想定されている。再エネ 100%供給系統の安定運用には、EMS と BESS による仮想発電機機能が必要となる。しかし、EMS および BESS の不具合が生じた場合には、運転員による系統復旧操作が必要となる。運転員が、再エネ中心の系統運用と EMS および BESS の機能と操作方法に習熟している必要がある。

まずは、PV 出力変動対応のための、DG による電力供給および瞬動予備力の供給方法についての技術移転を行う。既に、Lungga 発電所に導入済みの 4 台の 2.5 MW DG 発電機の最低出力は、0.2 MW となっており、通常の DG より小さい出力での運転が可能となっている。PV 出力変動を吸収するための DG による電力供給および瞬動予備力供給のための運転制御が行えればよい。DG の運転制御のためには、需要の予測、PV 出力の予測に基づく、DG、BESS の経済負荷配分運転 (EDC) 計画策定と制御を行う必要がある。

現在は、運転員の経験によるパターン運転を行っている。これに、EDC 導入による DG の効率向上を図ることが望まれる。EDC の導入には、需要予測、PV 出力予測方法を運転員に教育することが必要である。

次に、EMS と BESS 設備を導入した上で、EMS の仮想同期発電機機能について理解し、事故時の対応を理解した上で、EMS の運用、事故時系統復旧を実施する方法がある。

これら、再エネ 100%系統運用のキャパシティビルディングを、技術支援および EMS、BESS への資金協力による支援を行う事が望まれる。

(5) 再エネポテンシャル調査への JICA 支援

(2)で述べた通り、中長期的には PV 以外の再エネ電源の系統への投入が推奨されるが、現時点では、実施可能性のある再エネ資源の調査・検討や既往のポテンシャル調査のレビューが十分に行われておらず、ロードマップや電源計画に反映することができない。

水力については、2.5.1 で記載した通り、ソ国では豊富な降水量と山岳地形より古くより水力ポテンシャルが期待され、ホニアラ系統が位置するガダルカナル島では、1960 年代より水力ポテンシャル調査が行われ、合計 240 MW ものポテンシャルが確認されているものの、2001 年に JICA が実施した「ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン調査」以降、Tina 水力以外の水力ポテンシャルのレビューやアップデートが行われておらず、Tina 水力に続く開発が有望な水力地点を選定することが難しい状況にある。また、PV の増大により BESS 等、蓄電能力を有する機器の投入が重要となっており、調整池式や揚水式の水力ポテンシャルの必要性が増しているが、既往で確認されたポテンシャルのほとんどは流れ込み式であった。

一方、バイオマス、風力、地熱については、全面的なポテンシャル調査がいまだに実施されておらず、これまでに実現されたプロジェクトはない。バイオマス発電については、バイオ燃料の生産量のみではなく、バイオ燃料の収集・集約方法等によって発電コストが大きく変動するため、ホニアラ地域で実現可能な発電モデルの検討を含めた調査が、そのポテンシャルを的確に見積もるうえで必要となる。

このため、2030 年以降の再エネ 100%の実現に資することを目的に、PV 以外の各種再エネ資源ポテンシャルによる最適な電源構成を立案するため、以下の通りの JICA による技術支援が期待される。

- ・ ガダルカナル島における水力ポテンシャル開発の調整池式・揚水式を含む体系的な調査・レビューの実施
- ・ 水力開発計画策定および優先順位の策定
- ・ 実施可能なバイオマス発電の検討とポテンシャルマップの作成
- ・ 風力、地熱の基礎データの収集・ポテンシャル調査計画の立案
- ・ 上記、業務を通じてのソ国関係機関（MMERE、SP）への技術移転

8.2.2 再エネ導入に向けた実施促進策

RERM を実施促進するために、主に 5 つの実施項目がある。技術面と資金面で開発協力機関と協力しながら、これらに取り組むことが肝要である。

(1) 電力セクターリフォーム

- 2019 年末に承認された国家エネルギー政策をもって、2021～2022 年に EAC と傘下の TWG が立ち上がる。これにより規制当局機能が一時政府に戻されることとなる。一時的な本措置に関しては、電力法改正の中で、時限的に記載することとする。また、EAC と TWG により SICCC の計画が策定される。
- 2023 年冒頭に、TCSI と並列関係の新たな電力規制当局を設置、2 つの規制当局を束ねるコミッショナーを頂点に配した、新しいマルチセクターモデルの独立規制当局を立ち上げる。

この際に、EACに移管されていた規制当局機能全てが、新たな規制当局に委譲される。なお、関連する法令として、SICCC Act（仮称）を制定し、規制当局機能を定義する。

- 2024～25年に、規制当局の再編を実施する。セクター毎の部局設置だったものを、機能ごとの部局分けに編成し直し、SICCCの組織運営の効率化と円滑化を図り、Tina 運開後の再エネ導入促進を促進する。

(2) 土地制度

- 2021年に、メディア（主に地元紙）を用いた、土地取得に関する公告を実施し、SPの太陽光パイプライン積上げを強化する。
- 2023年冒頭に、MMEREとMLHSが、IPPを含めた再エネ案件を国家プロジェクトに認定する新スキームを策定する。なお、本件は新設のIPPオフィスが所掌する。また、この時期にTinaモデルのパイロットプロジェクトが実施される。
- 2024年以降に、パイロットプロジェクト事業を通じて最終化されたTinaモデルを通常スキームとして確立する。この際、現行のLand and Title Actの改訂等も視野に制度整備を実施することで、更なる太陽光導入を図る。

(3) キャパシティビルディング

- 2021～22年にMMEREのDirector of Energy直下にIPPオフィスを設置する。これにより、ソ国政府主導の下、一元化された民間投資家の窓口が指導する。Tina水力のPMOにより培われたナレッジや人的資源を活用し、さらにIPPオフィス運営を行う新たな人材の育成にも取り組む。
- 2022年以降にSINUで、水力発電運用、太陽光O&M、蓄電池・EMSのO&Mおよび系統最適運用、系統計画策に係る新たなコースが開講、実施される。但し、開講にあたっては、ドナーからの適切な技術・資金支援が望まれる。
- 2022年以降、Selwyn Collegeで実施されたハイブリッド案件の、ソ国内での水平展開（10件）を実施する。この際、OPMCを含め、MoEとMMEREの連携を強め、ソ国人エンジニア（特に、SINUでDiploma取得のエンジニアを推奨）の積極的採用を行い、システム設計から施工に至るまでソ国での内製化を目指す。

(4) IPP 導入

- 2020年に本プロジェクトを通じて作成したIPPガイドラインが、RERMと共に政府承認され、一般に公開される。
- 2021年以降、パイプラインとして公開されるプロジェクトに関して、民間投資家が投資を開始する。なお、パイプラインプロジェクトはIPPガイドラインの参照資料として位置付けることを志向する。2021～22年にIPPオフィス、2023年にSICCCが設置されることで、民間が市場に参入しやすくなる枠組みが構築される。当初は、SPがメイン、民間投資家がマイナー出資の構図で、SP主導の共同出資で進むことが想定される。なお、ここで公開されるパイプラインに関しては、土地の取得状況が併せて公開されることを想定している。

- 2024年には、規制当局の再編成も行われ、IPP オフィス主導の下、投資家の各関係先へのファシリテートや発電ライセンス業務等がスムーズかつ透明性の高いものに改善されることで、次第に民間投資家が、ホニアラ系統の発電事業のメインプレイヤーになっていく。SP は国営企業として、送配電事業や未電化地域の電化事業に注力できるようになっていく。

(5) 新ビジネスモデル

- 2021年の電力法、電力料金見直し事業を受けて、スタンバイチャージ廃止や余剰買取制度（ネットメータリング）の設立が決定される。
- 2022年には、官公庁やシティカOUNシルなどの公共の頑強な建造物の屋根をターゲットとした TPO 事業者が参入を開始する。但し、官舎などの建築物には限りがあるうえ、また、対荷重設計を満たしているか等の精査が必要となり、多くとも 1 MW にも満たない可能性がある。このため、現時点では、開発シナリオの太陽光設備容量に、本容量は組込まれていない。
- 2023~2024 年ごろ NPF の新たな住宅ローンスキームと、ソロモンハウジングカンパニーとよる太陽光設備と家屋のセット販売スキームが始まる。これにより、5 MW 程度の屋根置き太陽光が期待される。キャパシティビルディングで育成するソ国人エンジニアの活用が鍵となることから、キャパシティビルディングとの連携（キャパシティビルディングコースへの組み込み等）等、政府による助成スキームを確立する。

(6) 国際機関による支援計画（参考）

- （世銀）2021年に電力法及び電気料金制度の見直し業務が完了する。
- （オーストラリア政府）2021年以降、AIFFP が本格始動。