

マーシャル国
エネルギー自給システム構築
プロジェクト
ファイナル・レポート

平成 27 年 1 月
(2015 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社沖縄エネテック

産公
JR
15-003

マーシャル諸島共和国
エネルギー自給システム構築プロジェクト
ファイナル・レポート

目次

第 1 章 調査概要	1
1.1 プロジェクトの背景	1
1.2 プロジェクトの目的、支援事項、成果.....	1
1.3 プロジェクトの実施期間	2
1.4 プロジェクトの関係官庁・機関	2
1.5 調査対象地域.....	2
1.6 団員構成	3
1.7 調査日程	3
第 2 章 マーシャル国電力・エネルギーセクター概況	4
2.1 社会・経済の概況	4
2.1.1 政治情勢.....	4
2.1.1.1 政治の歴史的背景	4
2.1.1.2 国家機構.....	4
2.1.2 社会情勢.....	4
2.1.2.1 人口.....	4
2.1.2.2 文化および社会構造	5
2.1.3 経済情勢.....	6
2.2 地理と気候	6
2.2.1 地理.....	6
2.2.2 気候.....	7
2.3 エネルギーセクターの概況	7
2.3.1 エネルギー全般	7
2.3.2 再生可能エネルギー利用状況	10
2.3.3 国家エネルギー政策および行動計画（2009 年度版）	11
2.4 電力セクターの概況	17
2.4.1 政策および法・規制.....	17
2.4.2 MRD および MEC の長期電源開発計画、送電計画	18
2.4.3 他ドナー支援状況	19
2.4.3.1 米国.....	19
2.4.3.2 台湾.....	19
2.4.3.3 豪州.....	20
2.4.3.4 EU	21

2.4.3.5 Global Environmental Facility (GEF)	21
2.4.3.6 ADB	21
2.4.3.7 Pacific Power Association(PPA).....	22
2.4.3.8 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	22
2.4.3.9 SIDS-DOCK.....	22
2.4.3.10 UAE.....	22
2.5 電気事業体制の概要	23
2.5.1 MEC の実施体制.....	23
2.5.1.1 MEC の経営管理体制.....	23
2.5.1.2 MEC 業務部門体制	23
2.5.1.3 MEC 技術部門体制	24
2.5.1.4 MEC 財務部門体制	24
2.5.1.5 MEC の財務状況.....	25
2.5.1.6 電気料金と補助金	26
2.5.1.7 電気料金と需要の変遷	27
2.5.1.8 需要構造.....	29
2.5.2 主要発電・配電設備.....	31
2.5.2.1 Majuro 発電所	31
2.5.2.2 Wotje 発電所	38
2.5.2.3 Jaluit 発電所.....	42
2.5.2.4 Ebeye 発電所	46

第3章 調査結果 50

3.1 再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援.....	50
3.1.1 系統連系ガイドライン	50
3.1.1.1 系統連系ガイドラインの主な要件	50
3.1.1.2 日本および先進国の動向.....	51
3.1.1.3 島嶼国	53
3.1.2 RE 促進普及方策	56
3.1.2.1 主な RE 普及・助成制度の概要	56
3.1.2.2 FIT の仕組み.....	58
3.1.2.3 各国の動向	59
3.1.3 「マ」国法制度整備支援の進め方	62
3.1.3.1 カウンターパートとの協働体制、業務分担	62
3.1.3.2 工程と留意事項.....	62
3.1.3.3 基本方針.....	63
3.1.4 「マ」国系統連系ガイドライン.....	63
3.1.4.1 系統連系ガイドラインの原案.....	63
3.1.4.2 系統連系の申請許諾における注意点.....	72
3.1.4.3 系統連系ガイドライン策定・公表にむけての作業	75

3.1.5 「マ」国 RE 促進普及のための法制度整備支援	75
3.1.5.1 FIT 検討の前に	75
3.1.5.2 FIT シミュレータ	76
3.1.5.3 削減燃料費の扱い	82
3.1.5.4 FIT 制度に関する「マ」国の課題	86
3.1.5.5 素案例	86
3.1.6 まとめ	87
3.2 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価	88
3.2.1 代数的手法による再生可能エネルギー発電の許容量評価	88
3.2.1.1 代数的手法の概要	88
3.2.1.2 再生可能エネルギーの出力変化幅の定義	90
3.2.1.3 確率的手法の概要	91
3.2.2 各島の再生可能エネルギー発電の連系許容量	91
3.2.2.1 系統定数算定(周波数変動試験)	92
3.2.2.2 需要変動率算定	106
3.2.2.3 総需要分析(想定負荷の決定)	111
3.2.2.4 日射強度および風況の変動率	113
3.2.2.5 代数的手法による RE 連系許容量算定結果	118
3.2.3 周波数変動許容幅及びリスク許容範囲	123
3.2.4 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策	125
3.3 PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援	127
3.3.1 基本システム構成	127
3.3.2 太陽光発電の基礎	131
3.3.3 風力発電の基礎	138
3.3.4 基礎的データとその把握方法	146
3.3.4.1 はじめに	146
3.3.4.2 各離島の基礎データ	147
3.3.5 設置場所	156
3.3.6 需給バランスシミュレーション	165
3.3.6.1 概要	165
3.3.6.2 各離島シミュレーション結果	166
3.3.7 システム設計演習	181
3.3.7.1 システム設計手法	181
3.3.7.2 メガソーラーの設備計画[課題演習]	182
3.3.7.3 解答例[沖縄]	187
3.3.7.4 解答例[Majuro]	192
3.3.7.5 解答例[Ebeye]	198
3.3.7.6 自動演算ソフトウェア	203
3.3.8 配置設計手法	208
3.3.8.1 SketchUP	208

3.3.8.2 各離島計画案.....	208
3.3.9 まとめ.....	212
3.3.9.1 検討成果.....	212
3.3.9.2 各離島の検討結果.....	212
3.4 発電所の運用改善によるプラント効率改善.....	214
3.4.1 EDC 運用とは.....	214
3.4.2 ディーゼル発電機での EDC 運用.....	214
3.4.3 「マ」国に適した EDC 運用の技術移転.....	214
3.4.3.1 「マ」国に適した EDC 運用.....	214
3.4.3.2 調査対象発電所.....	215
3.4.3.3 各現地調査における調査項目.....	215
3.4.3.4 各発電所における EDC 運用の適用可否検討.....	216
3.4.3.5 EDC 運用手法 技術指導手順.....	217
3.4.4 各発電機の燃料消費率.....	218
3.4.4.1 燃料消費率の測定方法.....	218
3.4.4.2 燃料消費率測定結果.....	223
3.4.5 EDC 実証運用および効果検証.....	229
3.4.5.1 EDC 運用条件.....	230
3.4.5.2 EDC 運用検証結果.....	231
3.4.6 発電所運用における課題.....	231
3.4.6.1 機器のメンテナンス.....	231
3.4.7 まとめ.....	238

第 4 章 総括 240

4.1 緒言.....	240
4.2 「マ」国における現状課題.....	240
4.3 エネルギー自給基盤形成ロードマップおよびケースシナリオ.....	243
4.3.1 エネルギー自給基盤形成ロードマップ.....	243
4.3.2 エネルギー自給基盤形成ケースシナリオ.....	245
4.4 「マ」国におけるエネルギー自給基盤形成ロードマップおよびケースシナリオ.....	250
4.4.1 エネルギー自給基盤形成ロードマップロードマップ（具体案）.....	250
4.4.2 再エネ最大化シナリオ.....	250
4.5 本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例.....	253
4.5.1 各 DEG の運転範囲が正常になった場合.....	253
4.5.2 各 DEG の運転範囲が正常で、短周期変動対策蓄電池を導入する場合.....	255
4.5.3 各 DEG の運転範囲が正常で、Majuro 年間電力消費量の 20%を 再エネ供給とする場合.....	256
4.5.4 各 DEG の運転範囲が正常な場合における MEC 主体による再エネ導入規模と 変動対策蓄電池（短周期と長周期の兼用）による発電コストの想定.....	258
4.5.4 まとめ.....	262

添付資料

1. 現地調査詳細スケジュール（実績）
2. 面談記録
3. 講義資料-① 再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援
4. 講義資料-② 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価
5. 講義資料-③ PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援
6. 講義資料-④ 発電所の運用改善によるプラント効率改善
7. 講義資料-⑤ Achieving A Clean and Self-Sufficient Energy Future for the Marshall Islands
- Lessons from the Hawaii Experience

表一覧

表 1.6-1	団員構成.....	3
表 2.1.2-1	「マ」国の人口、面積（2011年度、非公式）.....	5
表 2.3.1-1	都市部における調理用エネルギー.....	9
表 2.3.2-1	独立型太陽光発電システム（SHS）設置数.....	10
表 2.3.3-1	エネルギー政策とその実施結果：再生可能エネルギー.....	12
表 2.4.3-1	近年における各ドナーの支援項目.....	22
表 2.5.1-1	MEC 財務状況.....	25
表 2.5.1-2	MEC 電気料金テンプレート.....	26
表 2.5.1-3	MEC 電気料金制度の変遷.....	27
表 2.5.1-4	大口需用家トップ 20 (2013/5-2014/4).....	30
表 2.5.2-1	Majuro 発電所 No.1、No.2 発電機仕様.....	33
表 2.5.2-2	Wotje 発電設備一覧.....	39
表 2.5.2-3	Jaluit 発電設備一覧.....	43
表 2.5.2-4	Ebeye 発電設備一覧.....	47
表 3.1.2-1	日本の FIT(2014).....	59
表 3.1.2-2	FIT 導入済みの国における制度概要(2014).....	60
表 3.1.2-3	島嶼国の FIT.....	61
表 3.1.3-1	各ミッションでの作業内容.....	62
表 3.1.4-1	保護協調.....	72
表 3.1.4-2	既設 PV システムの電圧変動パラメータ.....	74
表 3.1.4-3	既設 PV システムの周波数変動パラメータ.....	74
表 3.1.5-1	FIT シミュレータ入力・結果出力部.....	78
表 3.1.5-2	FIT シミュレータ投資家側投資回収スケジュール表.....	80
表 3.1.5-3	FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(1).....	81
表 3.1.5-4	FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(2) [PV 設置前].....	82
表 3.1.5-5	FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(2) [PV 設置後].....	83
表 3.1.5-6	1.5kW PV500 セット導入時の MEC の P/L.....	85
表 3.1.5-7	FIT なしの場合の投資回収スケジュール.....	87
表 3.2.2-1	負荷遮断試験スケジュール(2014/1/18).....	92
表 3.2.2-2	系統定数平均値(Majuro).....	98
表 3.2.2-3	負荷遮断試験スケジュール(2014/1/27).....	99
表 3.2.2-4	系統定数平均値(Ebeye).....	101
表 3.2.2-5	負荷遮断試験スケジュール(2014/1/22).....	101
表 3.2.2-6	負荷遮断試験スケジュール(2014/1/27).....	104
表 3.2.2-7	系統定数平均値(Jaluit).....	106
表 3.2.2-8	昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Majuro).....	107
表 3.2.2-9	1日(24時間)の需要変動率(Majuro).....	108
表 3.2.2-10	昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Ebeye).....	109
表 3.2.2-11	1日(24時間)の需要変動率(Ebeye).....	109
表 3.2.2-12	昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Wotje).....	110
表 3.2.2-13	1日(24時間)の需要変動率(Wotje).....	110
表 3.2.2-14	昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Jaluit).....	111
表 3.2.2-15	1日(24時間)の需要変動率(Jaluit).....	111
表 3.2.2-16	確率分布を考慮した昼間帯需要(Majuro).....	112
表 3.2.2-17	確率分布を考慮した 24 時間需要(Majuro).....	112
表 3.2.2-18	確率分布を考慮した昼間帯需要(Ebeye).....	112
表 3.2.2-19	確率分布を考慮した 24 時間需要(Ebeye).....	113
表 3.2.2-20	確率分布を考慮した昼間帯需要(Wotje).....	113
表 3.2.2-21	確率分布を考慮した 24 時間需要(Wotje).....	113
表 3.2.2-22	確率分布を考慮した昼間帯需要(Jaluit).....	113

表 3.2.2-23	確率分布を考慮した 24 時間需要(Jaluit)	113
表 3.2.2-24	太陽光の変動率(Wotje)	114
表 3.2.2-25	風況の変動率(Wotje)	115
表 3.2.2-26	太陽光の変動率(Jaluit)	116
表 3.2.2-27	風力の変動率(Jaluit)	117
表 3.2.2-28	太陽光連系許容量算定結果(Majuro)	118
表 3.2.2-29	風力連系許容量算定結果(Majuro)	118
表 3.2.2-30	RE 連系許容量算定結果	119
表 3.2.2-31	PV 連系許容量(Ebeye)	120
表 3.2.2-32	WT 連系許容量(Ebeye)	120
表 3.2.2-33	PV+WT 連系許容量(Ebeye)	120
表 3.2.2-34	PV 連系許容量(Wotje)	121
表 3.2.2-35	WT 連系許容量(Wotje)	121
表 3.2.2-36	PV+WT 連系許容量(Wotje)	121
表 3.2.2-37	PV 連系許容量(Jaluit)	122
表 3.2.2-38	WT 連系許容量(Jaluit)	122
表 3.2.2-39	PV+WT 連系許容量(Jaluit)	122
表 3.2.3-1	日本の電力 10 社周波数管理目標値	123
表 3.2.3-2	EN50160 基準	123
表 3.2.3-3	電力需要家調査における周波数変動の許容値	124
表 3.2.4-1	最大化対策実施した場合の PV 連系量(目安)	125
表 3.3.2-1	産業用太陽光発電システムの各用語	132
表 3.3.2-2	各太陽電池の特徴	134
表 3.3.4-1	Wotje 発電所 発電機仕様	147
表 3.3.4-2	Jaluit 発電所 発電機仕様	151
表 3.3.4-3	Ebeye 発電所 発電機仕様	154
表 3.3.5-1	Wotje Atoll PV 設置候補場所	157
表 3.3.5-2	Jaluit Atoll PV 設置候補場所	160
表 3.3.5-3	Ebeye Island PV 設置候補場所	163
表 3.3.6-1	Wotje 発電所 発電機仕様	166
表 3.3.6-2	システム構成案 (Wotje)	170
表 3.3.6-3	Jaluit 発電所 発電機仕様	171
表 3.3.6-4	システム構成案 (Jaluit)	175
表 3.3.6-5	Ebeye 発電所 発電機仕様	176
表 3.3.6-6	システム構成案 (Ebeye)	180
表 3.3.7-1	太陽電池モジュールリスト	183
表 3.3.7-2	パワーコンディショナリスト	183
表 3.3.7-3	年間日射量	187
表 3.3.7-4	太陽電池モジュール仕様	187
表 3.3.7-5	パワーコンディショナ仕様	187
表 3.3.7-6	年間発電電力量	191
表 3.3.7-7	年間日射量	192
表 3.3.7-8	太陽電池モジュール仕様	193
表 3.3.7-9	パワーコンディショナ仕様	193
表 3.3.7-10	年間発電電力量	197
表 3.3.7-11	年間日射量	198
表 3.3.7-12	太陽電池モジュール仕様	198
表 3.3.7-13	パワーコンディショナ仕様	198
表 3.3.7-14	年間発電電力量	202
表 3.3.9-1	システム構成案 (Wotje 及び Jaluit)	213
表 3.3.9-2	システム構成案 (Ebeye)	213
表 3.4.3-1	各現地調査における調査項目	215

表 3.4.3-2	各調査対象発電所における EDC 運用の適用可否検討結果	216
表 3.4.4-1	本邦持ち込み計測器	223
表 3.4.4-2	Majuro 発電所 2 号機燃料消費率測定値	224
表 3.4.4-3	Majuro 発電所 5 号機燃料消費率測定値	225
表 3.4.4-4	Majuro 発電所 6 号機燃料消費率測定値	226
表 3.4.4-5	Majuro 発電所 7 号機燃料消費率測定値	227
表 3.4.5-1	第 1 回 EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)	230
表 3.4.5-2	第 2EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)	230
表 3.4.5-3	EDC 運用検証結果	231
表 3.4.6-1	各発電機出力制限(出力可能範囲)	232
表 4.2-1	Majuro における長周期シミュレーション結果	242
表 4.3.2-1	ケースシナリオ検討項目	245
表 4.3.2-2	対策財源に応じた再エネ導入手法	245
表 4.5.3-1	代数的手法による短周期検証結果	258
表 4.5.4-1	再エネ発電量 (MWh/y)	258
表 4.5.4-2	蓄電池容量 (kWh)	259
表 4.5.4-3	建設コスト (k\$)	259
表 4.5.4-4	運用コスト (k\$/15years)	260
表 4.5.4-5	合計コスト (k\$/15years)	260
表 4.5.4-6	発電コスト (\$/kWh)	261
表 4.5.4-7	再エネ供給率	262

図一覧

図 1.5-1	マーシャル諸島地図(調査対象地域)	2
図 2.2.2-1	「マ」国の月別降雨量と気温(1900-2009年の平均)(世銀)	7
図 2.3.1-1	MRD 組織図	8
図 2.3.1-2	「マ」国政府エネルギー部門の責任機関	8
図 2.3.2-1	RRE 7kW 風車	11
図 2.3.2-2	小学校 100W クラス風車	11
図 2.5.1-1	MEC 経営管理体制	23
図 2.5.1-2	MEC 業務部門体制	23
図 2.5.1-3	MEC 技術部門体制	24
図 2.5.1-4	MEC 財務部門体制	25
図 2.5.1-5	MEC 電気料金、WTI 原油価格の変遷	28
図 2.5.1-6	MEC 電気料金、Majuro Peak Load の変遷	28
図 2.5.1-5	Majuro の需要構造	29
図 2.5.1-6	Ebeye 島の Payless Super Market	30
図 2.5.2-1	マーシャル諸島のディーゼル発電所	31
図 2.5.2-2	Majuro 環礁(Majuro 発電所所在地)地図	31
図 2.5.2-3	Majuro 発電所	32
図 2.5.2-4	Majuro 系統日負荷曲線(2013年、2014年、2006年)	33
図 2.5.2-5	Majuro 発電所設備状況	34
図 2.5.2-6	Majuro 送電設備の状況	35
図 2.5.2-7	Majuro 電力系統図①	36
図 2.5.2-8	Majuro 電力系統図②	37
図 2.5.2-9	Wotje 発電所位置図	38
図 2.5.2-10	Wotje 発電所	38
図 2.5.2-11	Wotje 年間系統負荷	39
図 2.5.2-12	Wotje 発電所 2013 年 燃料消費量	40
図 2.5.2-13	Wotje 発電所設備状況	41

図 2.5.2-14	Jaluit 発電所位置図.....	42
図 2.5.2-15	Jaluit 発電所.....	42
図 2.5.2-16	Jaluit 年間系統負荷.....	43
図 2.5.2-17	Jaluit 電力系統図.....	44
図 2.5.2-18	Jaluit 発電所設備状況.....	45
図 2.5.2-19	Ebeye 発電所位置図.....	46
図 2.5.2-20	Ebeye 発電所.....	46
図 2.5.2-21	Ebeye 年間系統負荷.....	47
図 2.5.2-22	Ebeye 電力系統図.....	48
図 2.5.2-23	Ebeye 発電所設備状況.....	49
図 3.1.1-1	JET 認証.....	51
図 3.1.2-1	エネルギーコストからみた助成目的.....	57
図 3.1.2-2	主な普及促進策の分類.....	57
図 3.1.2-3	ドイツ (FIT) とイギリス (入札→RPS) の風力発電における比較.....	58
図 3.1.2-4	FIT の仕組み.....	58
図 3.1.3-1	委員会構成.....	62
図 3.1.4-1	MEC 系統、OCR 整定値.....	73
図 3.1.5-1	FIT シミュレータ全体図.....	77
図 3.1.5-2	MEC P/L 表の変化.....	83
図 3.1.5-3	B/S と P/L の関係.....	84
図 3.1.5-4	その他コストを「回避可能コスト」とした場合の MEC P/L 表の変化.....	85
図 3.2.1-1	代数的手法イメージ.....	89
図 3.2.1-2	発電機模擬による詳細シミュレーションのイメージ.....	89
図 3.2.1-3	負荷変動量、LFC 調整力、調整残の関係.....	90
図 3.2.1-4	評価時間窓と出力変動幅の定義.....	91
図 3.2.1-5	確率的積算イメージ(2 σ 、3 σ).....	91
図 3.2.2-1	パターン①5%遮断時の発電機出力および周波数.....	93
図 3.2.2-2	パターン①10%遮断時の発電機出力および周波数.....	94
図 3.2.2-3	パターン①15%遮断時の発電機出力および周波数.....	95
図 3.2.2-4	パターン②5%遮断時の発電機出力および周波数.....	96
図 3.2.2-5	パターン②10%遮断時の発電機出力および周波数.....	97
図 3.2.2-6	パターン②15%遮断時の発電機出力および周波数.....	98
図 3.2.2-7	約 25kW 遮断時遮断時の発電機出力および周波数.....	100
図 3.2.2-8	約 100kW 遮断時遮断時の発電機出力および周波数.....	101
図 3.2.2-9	F2 遮断時の発電機出力および周波数.....	102
図 3.2.2-10	F2 再閉路時の発電機出力および周波数.....	103
図 3.2.2-11	学生寮変圧器投入時の発電機出力および周波数.....	105
図 3.2.2-12	送水ポンプ変圧器投入時の発電機出力および周波数.....	106
図 3.2.2-13	需要変動データ処理方法例.....	106
図 3.2.2-14	日負荷曲線(Majuro).....	107
図 3.2.2-15	一日における周波数推移(Majuro).....	107
図 3.2.2-16	日負荷曲線(Ebeye).....	108
図 3.2.2-17	一日における周波数推移(Ebeye).....	108
図 3.2.2-18	日負荷曲線(Wotje).....	109
図 3.2.2-19	一日における周波数推移(Wotje).....	109
図 3.2.2-20	日負荷曲線(Jaluit).....	110
図 3.2.2-21	一日における周波数推移(Jaluit).....	111
図 3.2.2-22	需要分布イメージ図.....	112
図 3.2.2-23	日射強度の最大および最小(Wotje).....	114
図 3.2.2-24	太陽光変動率の時間推移(Wotje).....	114
図 3.2.2-25	風力の最大および最小(Wotje).....	115
図 3.2.2-26	風力変動率の時間推移(Wotje).....	115

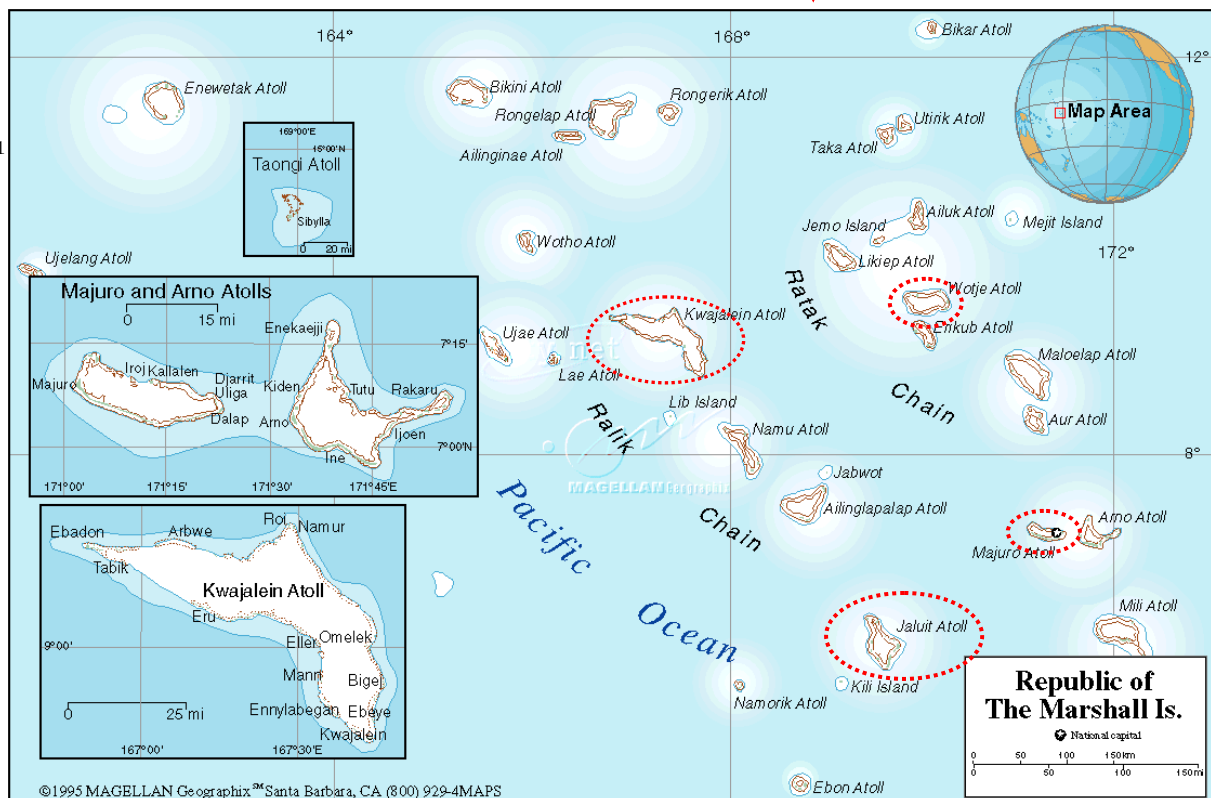
図 3.2.2-27	日射強度の最大および最小(Jaluit).....	116
図 3.2.2-28	太陽光変動率の時間推移(Jaluit).....	116
図 3.2.2-29	風力の最大および最小(Jaluit).....	117
図 3.2.2-30	風力変動率の時間推移(Jaluit).....	117
図 3.2.2-31	太陽光発電と風力発電を組合せた代数的手法イメージ図.....	119
図 3.2.4-1	RE 導入最大化対策を代数的手法へ適用した場合の変更パラメータ.....	125
図 3.3.1-1	PV-DEG ハイブリッドシステム (蓄電池併設なし) イメージ図.....	127
図 3.3.1-2	持続的に運用・維持管理が可能な PV システム構成.....	128
図 3.3.1-3	PCS 台数制御による周波数安定化対策イメージ.....	129
図 3.3.1-4	PCS 台数制御 DEG 低負荷運転対策イメージ.....	129
図 3.3.1-5	PV-WT-DEG ハイブリッドシステム (蓄電池併設なし) イメージ図.....	130
図 3.3.1-6	PV- Battery -DEG ハイブリッドシステムイメージ図.....	130
図 3.3.2-1	産業用太陽光発電システム構成図.....	131
図 3.3.2-2	太陽電池の発電原理.....	133
図 3.3.2-3	太陽電池の種類.....	133
図 3.3.2-4	スーパーストレートタイプ：結晶シリコン.....	135
図 3.3.2-5	スーパーストレートタイプ：薄膜シリコン.....	135
図 3.3.2-6	スーパーストレートタイプ：CIS/CIGS.....	135
図 3.3.2-7	サブストレートタイプ.....	136
図 3.3.2-8	合わせガラスタイプ.....	136
図 3.3.2-9	各種太陽電池モジュール外観の一例.....	137
図 3.3.3-1	風車出力の目安.....	138
図 3.3.3-2	配置の例.....	138
図 3.3.3-3	風車離隔の影響.....	138
図 3.3.3-4	風向配置図.....	138
図 3.3.3-5	風車概要.....	139
図 3.3.3-6	風車メンテナンス状況.....	139
図 3.3.3-7	風車仕様.....	141
図 3.3.3-8	システム性能.....	141
図 3.3.3-9	風車設置状況.....	142
図 3.3.3-10	風車概要.....	143
図 3.3.3-11	風車傾倒状況.....	143
図 3.3.3-12	システム性能.....	144
図 3.3.3-13	風車設置状況.....	145
図 3.3.4-1	発電所位置：North9°27'40" East170°13'56" [GMT+12:00].....	147
図 3.3.4-2	Wotje 負荷推移 (2012 年) 実測データ.....	148
図 3.3.4-3	Wotje 負荷推移 (2013 年) 実測データ.....	148
図 3.3.4-4	Wotje 負荷推移 (2012 年) 補正データ.....	149
図 3.3.4-5	Wotje 負荷推移 (2013 年) 補正データ.....	149
図 3.3.4-6	Wotje 負荷推移 (2012-2013 年) 平均データ.....	149
図 3.3.4-7	Wotje 日射量データ.....	150
図 3.3.4-8	Wotje 風速データ.....	150
図 3.3.4-9	発電所位置：North 5°55'11" East 169°38'37" [GMT+12:00].....	151
図 3.3.4-10	Jaluit 負荷推移 (2013 年) 実測データ.....	152
図 3.3.4-11	Jaluit 負荷推移 (2013 年) 補正データ.....	152
図 3.3.4-12	Jaluit 負荷推移 (2013 年 3 時間平均) 平均データ.....	152
図 3.3.4-13	Jaluit 日射量データ.....	153
図 3.3.4-14	Wotje 風速データ.....	153
図 3.3.4-15	発電所位置：North 8°46'26" East 167°44'20" [GMT+12:00].....	154
図 3.3.4-16	各ユニット運転データ.....	154
図 3.3.4-17	Ebeye 負荷推移 (2013 年) 実測データ.....	155
図 3.3.4-18	Ebeye 負荷推移 (2013 年) 補正データ.....	155

図 3.3.4-19	Ebeye 負荷推移 (2013 年 3 時間平均) 平均データ	155
図 3.3.4-20	Ebeye 日射量データ	156
図 3.3.4-21	Wotje 風速データ	156
図 3.3.5-1	発電敷地境界(Wotje)	157
図 3.3.5-2	土地情報(Wotje)	158
図 3.3.5-3	設置候補場所の状況(Wotje)	159
図 3.3.5-4	発電敷地境界(Jaluit)	160
図 3.3.5-5	土地情報(Jaluit)	161
図 3.3.5-6	設置候補場所の状況(Jaluit)	162
図 3.3.5-7	発電敷地境界(Ebeye)	163
図 3.3.5-8	設置候補場所の状況(Ebeye)	164
図 3.3.6-1	HOMER の画面イメージ	165
図 3.3.6-2	2013 年負荷推移(Wotje)	166
図 3.3.6-3	PV 導入シミュレーション (100~80kW)	167
図 3.3.6-4	PV 導入シミュレーション (70~50kW)	168
図 3.3.6-5	DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション	169
図 3.3.6-6	2013 年負荷推移(Jaluit)	171
図 3.3.6-7	PV 導入シミュレーション (100~80kW)	172
図 3.3.6-8	PV 導入シミュレーション (70~50kW)	173
図 3.3.6-9	DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション	174
図 3.3.6-10	各ユニット運転データ	176
図 3.3.6-11	2013 年負荷推移(Ebeye)	176
図 3.3.6-12	PV 導入シミュレーション (1200~800kW)	177
図 3.3.6-13	PV 導入シミュレーション (600~200kW)	178
図 3.3.6-14	DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション	179
図 3.3.7-1	Majuro における傾斜角と方位角の関係	181
図 3.3.7-2	メガソーラー設備計画手順	182
図 3.3.7-3	アレイ構成の条件 2	184
図 3.3.7-4	アレイ配置の条件 2	185
図 3.3.7-5	アレイ配置の条件 3	185
図 3.3.7-6	太陽光発電出力のディレクション曲線 (1 秒計測)	186
図 3.3.7-7	アレイ配線図	189
図 3.3.7-8	アレイサイズ	189
図 3.3.7-9	アレイサイズ(水平投影)	190
図 3.3.7-10	アレイサイズ	190
図 3.3.7-11	アレイ配線図	194
図 3.3.7-12	アレイサイズ	195
図 3.3.7-13	アレイサイズ(水平投影)	196
図 3.3.7-14	アレイサイズ	196
図 3.3.7-15	アレイ配線図	200
図 3.3.7-16	アレイサイズ	200
図 3.3.7-17	アレイサイズ(水平投影)	201
図 3.3.7-18	アレイサイズ	201
図 3.3.7-19	自動演算ソフトウェアのイメージ	204
図 3.3.7-20	演習で作成した 3D-CAD 図	204
図 3.3.8-1	PV アレイ配置図 a	209
図 3.3.8-2	PV アレイ配置図 b	209
図 3.3.8-3	PV アレイ配置図 a	210
図 3.3.8-4	PV アレイ配置図 b	210
図 3.3.8-5	PV アレイ配置図 a	211
図 3.3.8-6	PV アレイ配置図 b	211
図 3.4.3-1	「マ」国に適した EDC 運用概略図	215


図 3.4.3-2	EDC 運用技術指導手順.....	217
図 3.4.3-3	EDC 運用机上講義.....	218
図 3.4.4-1	ディーゼル発電ユニット 燃料配管概略図.....	219
図 3.4.4-2	Majuro 発電所 1 号機 煙突(黒煙噴出).....	223
図 3.4.4-3	Majuro 発電所 2 号機燃料消費率カーブ.....	224
図 3.4.4-4	Majuro 発電所 5 号機燃料消費率カーブ.....	225
図 3.4.4-5	Majuro 発電所 6 号機燃料消費率カーブ.....	226
図 3.4.4-6	Majuro 発電所 7 号機燃料消費率カーブ.....	227
図 3.4.4-7	燃料消費率データ測定①.....	228
図 3.4.4-8	燃料消費率データ測定②.....	229
図 3.4.6-1	各発電機出力制限(出力可能範囲).....	231
図 3.4.6-2	Majuro 発電所 1, 2 号機 冷却水取水ポンプ・建屋.....	233
図 3.4.6-3	Majuro 発電所 5, 6, 7 号機 ラジエータ.....	233
図 3.4.6-4	日常点検における設備保守体制.....	235
図 3.4.6-5	日常点検記録用紙.....	236
図 3.4.6-6	Wotje 発電所 燃料消費率カーブ(カログ値)から見る発電機出力範囲と燃費範囲.....	237
図 3.4.6-7	Wotje 発電所 No.1 鉄骨腐食状況、ホイストクレーン.....	238
図 4.2-1	マジュロ電力系統 販売電力量と最大電力.....	241
図 4.2-2	マジュロ DEG 組合せ.....	241
図 4.3.1-1	マ国エネルギー自給基盤形成ロードマップ.....	244
図 4.3.2-1	ケースシナリオ 1 (FIT 導入ケース).....	247
図 4.3.2-2	ケースシナリオ 2 (FIT 導入なし).....	248
図 4.3.2-3	ケースシナリオ 3 (MEC 独自導入ケース).....	249
図 4.4-1	マ国エネルギー自給基盤形成ロードマップ (具体案).....	251
図 4.4-2	マ国再エネ最大化シナリオ.....	252



出典 : <http://thehungarybuddha.com/2013/06/30/the-marshall-islands/>



出典 : MEC ホームページ (<http://mecrmi.net/mec%20facilities.htm>)

1 地図上の  は本プロジェクトにおける調査対象地域 (Majuro 環礁、Wotje 環礁、Jaluit 環礁、Ebeye 島)



C/P との設備確認調査



Majuro7 号機流量測定
C/P と共にデータ確認



Wotje 発電所負荷遮断試験 計測器設置



Wotje 環礁 PV 設置候補地調査



Jaluit 環礁 PV 設置候補地調査



Ebeye 発電所 負荷遮断試験方法の協議



C/P への調査結果最終報告



日本大使館への調査結果報告

略語表

略語	正式名称	和訳名称
ACP-EU	ACP-EU Joint Parliamentary Assembly	アフリカ、カリブ海、太平洋－欧州地域委員会
ADB	Asia Development Bank	アジア開発銀行
ALC	Automatic Load Control	自動負荷制御
AFC	Automatic Frequency Control	自動周波数制御
AusAID	Australian Agency for International Development	オーストラリア国際開発庁
AUT	Australia	オーストラリア
ADMIRE	Action for the Development of Marshall Islands Renewable Energy	マーシャル諸島再生可能エネルギー開発計画
BDEW	Bundesverband derenergie- und Wasserwirtschaft	エネルギー・水産業協会（ドイツ）
BGR	Bulgaria	ブルガリア
B/S	Balance Sheet	バランスシート
CMI	College of the Marshall Island	マーシャル短期大学
Compact	Compact Of Free Association	自由連合盟約
C/P	Counterpart	カウンターパート
CT	Current Transformer	計器用変流器
DC	Direct Current	直流
DERlab	Distributed Energy resources Laboratory	欧州分散電源研究所連合
DEG	Diesel Engine Generator	ディーゼル発電機
DER	distributed energy resources	分散電源
DEU	Germany	ドイツ
DGR	Directional Ground Relays	地絡方向継電器
DNK	Denmark	デンマーク
DSM	Demand Side Management	電力需要管理
EC	European Commission	欧州委員会
EDC	Economic Load Dispatching Control	経済負荷配分制御
EDIS	European DER Interconnection Standard	欧州分散電源系統連系規定
EE	Energy efficiency	エネルギー効率
EPD	Energy Planning Division	エネルギー計画局
EPSCO	Economic Policy, Planning and Statistics Office	経済統計局
ESCAP	Economic and Social Commission for Asia and the Pacific	国連アジア太平洋経済社会委員会
ESP	Spain	スペイン
ETF	Energy Task Force	エネルギー・タスクフォース
EU	European Union	欧州連合
EDF-10	European Development Fund 2008-2013	第10期欧州開発基金
FEA	Fiji Electricity Authority	フィジー電力公社
FRA	France	フランス
GBR	United Kingdom	イギリス
GC	Grid Cord	系統連系規定
GEF	Global Environment Facility	世界環境ファシリティー
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GF	Governor Free	ガバナフリー
GHG	Green House Gas	温室効果ガス

GNI	Gross National Income	国民総所得
GRC	Greece	ギリシャ
F/S	Feasibility Study	開発可能性調査
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買い取り制度
HV	High Voltage	特別高圧 (35kV 以上)
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	米国に本部を持つ電気工学・電子工学技術学会
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
ICDF	International Cooperation and Development Fund	台湾国際協力開発基金
IOM	International Organization for Migration	国際移住機関
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
IRR	Internal rate of return	内部収益率
ITA	Italy	イタリア
ITC	Investment tax credit	投資税額控除
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JET	Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories	一般財団法人電気安全環境研究所
JFPR	Japan Fund for Poverty Reduction	日本貧困削減助成基金
KAJUR	Kwajalein Atoll Joint Utility Resources	クワジェリン環礁電力資源機構
LED	Light Emitting Diode	発行ダイオード
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
MEC	Marshall Energy Company	マーシャル・エネルギー公社
M/M	Minutes of Memorandum	協議議事録
MOMI	Mobile Oil Micronesia	モービルオイル社ミクロネシア
MOF	Ministry of Finance JAPAN	財務省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MRD	Ministry of Resources and Development	資源開発省
MV	Middle Voltage	高圧 (1kV~35kV)
MWSC	Majuro Water and Sewage Company	Majuro 上下水道公社
NASA	National Aeronautics and Space Administration	アメリカ航空宇宙局
NEP	National Energy Policy	国家エネルギー政策
NISA	NIHON Individual Savings Account	少額投資非課税制度
NLD	Netherlands	オランダ
North REP	North Pacific ACP Renewable Energy and Energy Efficiency Project	北太平洋 ACP 再生可能エネルギーとエネルギー効率化プロジェクト
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NREL	National Renewable Energy Laboratory	国立再生可能エネルギー研究所 (米)
OEPPC	Office of Environmental Planning and Policy Coordination	環境計画政策調整室
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion	海洋温度差発電
OFR	Over Frequency Relay	過周波数継電器
OVR	Over Voltage Relay	過電圧継電器
O&M	operations and management	オペレーション・マネジメント
PALS	Pacific Appliance Labeling and Standard Program	太平洋電気機器ラベリング・標準化プログラム
PCS	Power Conditioner System	パワーコンディショナー

PEC	Pacific Environment Community	太平洋環境共同体
PIF	Pacific Islands Forum	太平洋諸島フォーラム
PII	Pacific International Incorporated	ピーアイアイ社
P/L	Profit & Loss Statement	損益計算
POL	Poland	ポーランド
PPA	Pacific Power Association	太平洋諸島電力協会
PPA	Power Purchase Agreement	電力事業者と発電事業者間の電力 販売契約
PT	Potential Transformer	計器用変圧器
PTC	Production tax credit	発電税額控除
PV	Photovoltaic	太陽光発電
R/D	Record of Discussions	実施細則
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RMI	Republic of the Marshall Islands	マーシャル諸島共和国
RO	Reverse Osmosis Membrane	逆浸透
ROI	Return on investment	投資利益率
RPS	Renewable Portfolio Standard	電気事業者による新エネルギー等 の利用に関する特別措置法
RRE	Robert Reimers Enterprise	ロバートレイマーズ社
SHS	Solar Home System	独立型太陽光発電システム
SIDS	Small Island Developing States	小島嶼国開発途上国
SIEA	Solomon Islands Electricity Authority	ソロモン電力公社
SOPAC	SECRETARIAT OF THE PACIFIC COMMUNITY	太平洋共同体事務局
SPC	Secretariat of the Pacific Community	太平洋共同体
TOBOLAR	TOBOLAR COPRA PROCESSING PLANT, INC.	TOBOLAR マーシャル諸島コプラ 加工工場
Tr	Transformer	変圧器
UFR	Under Frequency Relay	不足周波数継電器
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
UNEP	United Nations Environment Programme	国際連合環境計画
USAid	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USDA	United States Department of Agriculture	米国農務省
UVR	Under Voltage Relay	不足電圧継電器
VCB	Vacuum Circuit Breaker	真空遮断器
WHO	World Health Organization,	世界保健機関
WG	Working Group	ワーキンググループ
WTI	West Texas Intermediate	ウェスト・テキサス・インターミデ イエイト
WT	Wind turbine	風力発電機

第1章 調査概要

1.1 プロジェクトの背景

マーシャル諸島共和国（以下「マ」国）は、2009年9月に「国家エネルギー政策および行動計画（National Energy Policy and Energy Action Plan）」を作成し、①石油利用の高効率化、②2015年までに都市部で100%、離島で95%の世帯電化（2009年時点、Majuro島で93%の世帯電化）、③2020年までにエネルギーの20%を再生可能エネルギーでの供給（2009年時点約6%）、などを目標として掲げている。本計画の下に日本を始め、米国、EU、ADBなどが配電網の整備や、離島部での再生可能エネルギーの導入を進めているが、2011年時点で既存の配電網に接続する如何なる電源（再生可能エネルギー含む）にも法的規制は存在せず、個人とマーシャル・エネルギー公社（MEC）の間での契約などによる更なる再生可能エネルギーの普及のための法制度整備が課題となっている。また、約16MWの発電設備容量のほぼ全量を燃料費が高額なディーゼル発電に頼る「マ」国においては、電気料金が同年時点で約33UScent/kWhと、日本（2011年約26UScent/kWh）より高く設定しているにもかかわらず、実施機関であるMECは赤字の財政状態が続いている状況であり、石油エネルギーの更なる高効率利用も喫緊の課題となっている。

このような背景の下、マーシャル政府は①再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援、②配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価手法技術支援、③離島でのハイブリッドシステム（太陽光発電-ディーゼル発電）の計画・設計技術支援、④最適な運転管理を通して設備のロス最小化を目的に、2011年12月に我が国に対して技術協力の要請が提出された。これを受け機構は2013年6月9日から6月15日まで詳細計画策定調査を実施し、同国の課題に対する優先順位付けを行い、本プロジェクトの枠組みについて「マ」国政府と合意した。

1.2 プロジェクトの目的、支援事項、成果

上記の背景を元に、「マ」国が2009年9月に策定した「国家エネルギー政策および行動計画(National Energy Policy and Energy Action Plan)」の中で掲げる目標を達成するうえでの課題解決に向け、本プロジェクトの目的、支援事項、成果を以下とする。

プロジェクトの目的

「マ」国のエネルギー自給システム構築へ向けた再生可能エネルギーの導入支援、既存ディーゼル発電機の運用改善提案を目的とする。

プロジェクトでの支援事項

1. 再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援
2. 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価手法技術開発支援
3. ハイブリッドシステム(太陽光発電-ディーゼル発電)の計画・設計技術支援
4. 発電所運転管理の最適化によるロスの最小化技術支援

プロジェクトの成果

1. 再生可能エネルギー導入に係る法制度構築技術が移転されるとともに、法制度の提案およびガイドラインが整備され、運用方案が提示される。
2. 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量が評価されるとともに、評価手法技術が移転される。
3. ハイブリッドシステム(太陽光発電-ディーゼル発電)の計画・設計事例が例示されるとともに、設計技術が移転される。
4. 発電所の運用改善によるプラント効率改善案および効率改善検証結果が提示されるとともに、効率化技術が移転される。

1.3 プロジェクトの実施期間

本プロジェクトは第1期と第2期の2段階分けて実施した。第1期では主に「関連するデータや情報の収集分析」を行い、第2期では「再生可能エネルギー導入のための法制度の構築および供給側エネルギー効率改善に係る技術支援」を行った。

- 第1期：2013年12月～2014年3月
- 第2期：2014年5月～2015年1月

1.4 プロジェクトの関係官庁・機関

関係官庁：資源開発省(MRD)、マーシャル・エネルギー公社(MEC)

実施機関：マーシャル・エネルギー公社(MEC)

1.5 調査対象地域

<調査対象地域>

Majuro 環礁、Wotje 環礁、Jaluit 環礁、Ebeye 島



図 1.5-1 マーシャル諸島地図 (調査対象地域) ²

² マーシャル諸島トラベルガイド(マーシャル諸島政府観光局 MIVA)

1.6 団員構成

表 1.6-1 団員構成

No.	氏名	分野	所属
1	掛福 ルイス Luis Kakefuku	総括 Coordinator	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.
2	桃原 千尋 Chihiro Tobaru	系統解析 Grid analysis	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.
3	萩原 淳 Jun Hagihara	制度設計 A Legal system design A	個人コンサルタント Individual consultant
4	レオン ルース Leon Roose	制度設計 B Legal system design B	ハワイ大学 HNEI Hawaii Natural Energy Institute
5	比嘉 直人 Naoto Higa	再生可能エネルギー系統接続技術 A RE grid connection technology A	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.
6	安里 貞夫 Sadao Asato	再生可能エネルギー系統接続技術 B RE grid connection technology B	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.
7	儀保 博経 Hirotsune Gibo	ディーゼル発電高効率運用 A Diesel power generation operation efficiency A	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.
8	上江洲 友麻 Yuma Uezu	ディーゼル発電高効率運用 B Diesel power generation operation efficiency B	株式会社沖縄エネテック Okinawa Enetech Co., Inc.

1.7 調査日程

本プロジェクトは第 1 年次と 2 年次の 2 回に分けて実施した。第 1 年次では国内事前作業、第 1 回現地調査、第 1 回国内解析を実施した。第 2 年次では、第 2 回から第 4 回までの 3 度の現地調査と 3 期の国内解析を実施した。

工程及び現地調査スケジュールの詳細は添付資料-①を参照

■ 第 1 年次業務日程

- 国内事前作業：2013 年 12 月 19 日～2014 年 1 月 11 日
- 第 1 回現地調査：2014 年 1 月 12 日～2014 年 2 月 2 日
- 第 1 回国内解析：2014 年 2 月 3 日～2014 年 3 月 7 日

■ 第 2 年次業務日程

- 第 2 回現地調査：2014 年 6 月 1 日～2014 年 6 月 22 日
- 第 2 回国内解析：2014 年 6 月 23 日～2014 年 8 月 8 日
- 第 3 回現地調査：2014 年 8 月 9 日～2014 年 8 月 31 日
- 第 3 回国内解析：2014 年 9 月 1 日～2014 年 11 月 10 日
- 第 4 回現地調査：2014 年 11 月 11 日～2014 年 11 月 23 日
- 第 4 回国内解析：2014 年 11 月 24 日～2015 年 1 月 20 日

第2章 マーシャル国電力・エネルギーセクター概況

2.1 社会・経済の概況

2.1.1 政治情勢

2.1.1.1 政治の歴史的背景

「マ」国は、パラオ国、ミクロネシア連邦国、北マリアナ諸島とともに、1947年に国連の承認を得て、米国の信託統治領となった。その後1982年に、米国との自由連合盟約(Compact of Free Association)³が締結され、1986年に米国との自由連合盟約国として独立した。この盟約では、「マ」国の自治権を認め、米国との相互義務関係を規定している。本盟約において、「マ」国は米国から①経済援助と②「マ」国民の米国内での居住権(永住権ではない)および就業権を与えられ、代わりに防衛および安全保障にかかる権限と責任を米国に引き渡している(米国による「マ」国内にある米軍基地の使用、および第三国の米軍基地への立入の禁止)。1991年には国連加盟を果たすなど、国際社会の中で独立国としての立場を確立している。外交的な関係は70カ国以上に上り、国連以外に国際通貨基金(IMF)、世銀、ACP/EU(アフリカ、カリブ海、太平洋-欧州地域委員会)などの国際機関やESCAP(Economic and Social Commission for Asia and the Pacific: 国連アジア太平洋経済社会委員会)、PIF(Pacific Islands Forum: 太平洋諸島フォーラム)、アジア開発銀行などの地域機関に加入している。また、多くの国際条約にも加盟し、国連本部へ代表大使も送っている。在外大使館は、米国(ワシントン DC)、日本(東京)、フィジー(スバ)、台湾(台北)にあり、米国ハワイ州ホノルルには総領事館を置いている。しかし、アメリカ合衆国の強い影響下におかれた状態であり、国連総会での投票におけるアメリカ合衆国との一致率も極めて高い。

2.1.1.2 国家機構

「マ」国は、米国と自由連合関係を持った独立民主主義国家である。議会制民主主義に基づき、憲法は米国および英国の統治法の概念を取り入れている。

立法府は議会であるニティジェラ(Nitijela)の33名の議員から成り、議員は居住者が存在する24の環礁および島嶼から選出される。大統領は議員による過半数の投票によって選出される。議会は一院制であり、議員は国民の直接選挙によって4年に1回選出される。大統領は国家主席と首相を兼務し、ニティジェラより10名から成る内閣(大統領補佐、財務、外務、保健環境、内務、法務、公共事業、資源開発、運輸通信の各大臣)を任命する。ニティジェラは年2回召集され全体で50日間としている。また、イロージ(Iroij)と呼ばれる首長会議があり、10名程度から成る首長によって構成され、伝統的および慣習的な事項について統括している。憲法は全ての国民の平等を規定し、法による外国人の保護を保障している。土地保有システムおよび伝統的な法律は憲法によって維持されている。

立法府は中央集権であり、地方および州による行政区分はない。居住者が存在する環礁および島嶼では、地方自治体が形成されており、市長および評議員(Council)は4年に1回選出される。

2.1.2 社会情勢

2.1.2.1 人口

「マ」国の総人口は、統計として最も新しい1999年の統計値では50,840人であり、年平均人口増

³ 当事国同士では、単に Compact(コンパクト)と呼ばれる。コンパクトはその後2004年に改訂され、2023年まで有効な改訂自由連合盟約(第二次コンパクト)が締結された。

加率は1.6%、全人口の約68%は首都Majuro環礁およびクワジェリン環礁に集中している。その他の人口(32%)は離島(Outer Islands)に広く分布している。米軍は現在クワジェリン環礁に大規模な軍事施設を置いている。なお、非公式版として入手した2011年の統計値によると、総人口53,158人、平均人口増加率0.4%、全人口の約74%が首都Majuro環礁およびEbeye島(クワジェリン環礁の一部)に集中している。

1958年から1988年にかけての30年間では、爆発的な人口増加(増加率年平均3.9%)があり、米国との自由連合盟約による生活レベルの改善や財政的な繁栄が見られた。1988年には、増加率は3.7%に低下し、1988年から1999年までの凡そ10年間では1.5%にまで落ち込んでいる。この原因は、出生率の低下(1988年では7.23、1999年では5.71、2011年で4.1)や米国への大量移民であると考えられる。1999年時点と比較した2011年時点での人口増加率の低下の要因は、およそ11,000人と推計される海外への人口流出とされている。

表2.1.2-1 「マ」国の人口、面積(2011年度、非公式)

2011年非公式 国勢調査	人口	1999年との 比較 (%)	面積 (km ²)	人口密度 (/km ²)
Marshall Islands	53,158	0.4	181.5	293
Ailinglaplap	1,729	-1.1	14.7	118
Ailuk	513	-3.5	5.4	63
Arno	1,794	-1.2	12.9	139
Aur	499	-0.6	5.6	89
Bikini	9	-3.1	6.0	2
Ebon	706	-2.1	5.7	123
Enewetak	664	-2.1	5.9	114
Jabat	84	-1.0	0.6	148
Jaluit	1,788	0.6	11.3	158
Kili	548	-2.9	0.9	588
Kwajalein	6,624	0.4	16.4	696
Lae	237	0.6	1.5	239
Lib	98	0.4	0.9	166
Likiep	481	-2.3	10.3	39
Majuro	27,797	1.4	9.7	2,862
Maloelap	682	-1.9	9.8	70
Mejit	348	-1.5	1.9	187
Mili	738	-2.8	15.9	46
Namdrik	508	-3.5	2.8	193
Namu	780	-1.2	6.3	124
Rongelap	79	12.1	8.0	10.0
Ujae	364	-1.6	1.9	195
Ujelang	-	-	1.7	-
Utirik	435	0.0	2.4	179
Wotho	97	-3.4	4.3	22
Wotje	859	-0.1	8.18	105

* 黄色網掛け部は本調査対象地域を示す。

2.1.2.2 文化および社会構造

マーシャル文化は全般的には均等であると見られるが、南東のラタック列島と北西のラリック列島間では若干の文化的および言語的な相違がある。Majuro環礁はラタック列島、クワジェリン環礁はラリック列島に属している。

マーシャル人は母系社会を形成し、国際社会の影響にもかかわらず家族の絆や相互依存が強い。家族という単位も広く認識され、つながりも強い。平均的な1家族の規模は2011年のセンサス時点で6.78人である。

教会および宗教は、1830年代に宣教師が布教を開始して以来、マーシャル人の生活態度を形作るた

めの重要な役割を果たしてきた。マーシャル人は一般的に神への畏敬や平和的な慈恵の精神があり、人に寛容である。生活は一般に単純であり、ゆったりとしている。近年では、非伝統的な職業に就業することで高い賃金が得られることから、現金ベースの経済活動が盛んになってきている。貨幣経済導入の結果の一つとして、輸入食品の消費量増加が挙げられる。しかし、これら消費の伸びとともに、食生活は悪化する傾向が強まっている。伝統的な栄養食は主にパンノキ、ココナッツ、タコノキ、タロ、魚類、鶏、豚であったが、缶詰や加工食品がこれらに取って代わってきた。

飲酒、喫煙、薬物乱用が特に青年層に多く見られ、犯罪件数も増加傾向を示していることから、近年では路上での飲酒が禁止されている。生活習慣の変化によって、糖尿病や糖尿病に関連する疾病の件数が増加しており、2012年のWHO発行の資料⁴によると、糖尿病に関連する疾病が死亡の最大の理由となっている。疾患率、死亡率も高い。現在、伝染性疾患より非伝染性疾患による死亡が多く見られる。

2.1.3 経済情勢

他のミクロネシア地域諸国同様に、コンパクトからの財政援助と米軍基地関連収入が同国の経済を支えている。2006年においてはGNIでは31%、そして政府歳入では62%が米国等からの財政援助で占められており⁵、年間予算の規模はドナーなどからの財政支援の規模に大きく依存している。マーシャル諸島共和国は自国の通貨を持たず、米ドルを利用しているため、海外為替の変動に影響されることがない。

2011年の世界銀行の統計によれば、一人当たりのGNIは3,910ドル、経済成長率は5.0%⁶、物価上昇率は1.5%となっている。主な産業は農業(コプラ、ココヤシ油)と漁業であるが、農業については土地が狭く、水も天水に頼る部分が多いため、自然条件に恵まれているとはいえ、政府関連の支出活動がGDPの65%(2006年)となっている。なお、便宜置籍船を誘致しているタックス・ヘイブンのひとつであり、世界有数の船籍国の一つでもある。

「マ」国としては、水産加工業、観光業を中心に、民間セクターを育成することにより、経済構造を改革して、経済成長を促したうえで経済的自立を目指している。

人口の20%程度が農業および漁業従事者として生計を立てている。政府関連従事者は労働人口の58%、魚やココナッツの加工産業従事者は20%である。

2.2 地理と気候

2.2.1 地理

「マ」国は、太平洋の東経160～173度、北緯4～14度の範囲に位置し(南北1,200km東西1,300km)、図1.5-1に示すように1,156の島々からなる34の環礁が国土として散在する国であり、約181.3km²の領土を有する。排他的経済水域(200海里内)としては約194万km²にも及ぶ海域を占め、環礁の内海では全体で11,670km²の海域になる。マーシャル諸島の平均標高は海拔約2.0mである。標高の最低値は海拔0m、最高値はリキエツプ(Likiep)環礁の10.0mである。首都のあるMajuro環礁の海拔は、最高地点でも3mであり、平坦な珊瑚礁の領土である。領土には肥沃な土壌、河川は殆ど存在しない。

⁴ http://www.wpro.who.int/countries/mhl/who_pacific_marshall_island.pdf

⁵ World bank (<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GNP.ATLS.CD?page=1>)および RMI, EPPSO (<http://www.spc.int/prism/country/mh/stats/economic/GovtFinance/govtexp.htm>)

⁶ 2009年-1.9%、2009年-1.3%、2010年は5.2%であった。

2.2.2 気候

気候は海洋性熱帯気候である。年間を通じて高温多湿である。年間降水量は北方地域で2,000mm、南方地域で4,000mmに達する。首都Majuroの気象条件を図2.2.2-1に示す。

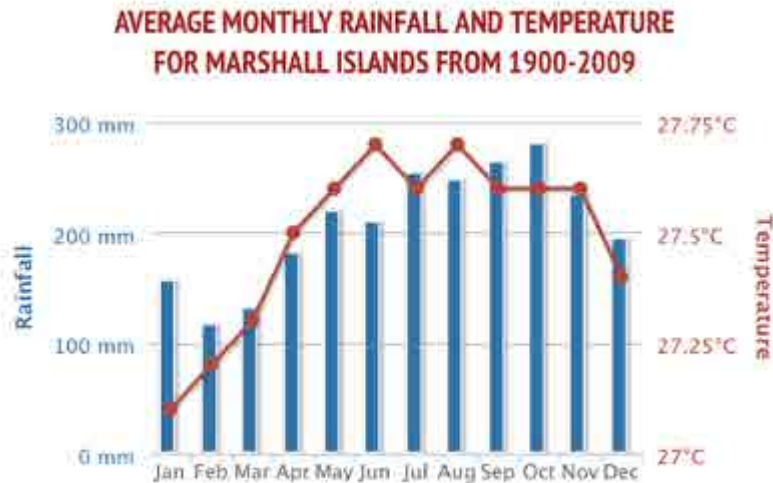


図 2.2.2-1⁷ 「マ」国の月別降雨量と気温(1900-2009年の平均)(世銀)

このように、Majuroの気温に関しては27～28℃であり、年間を通じ大きな変動はない。また降雨量は、12～4月の乾期は100～200mm、雨期は250mm以上となっている。年間降雨量では東京の約1.8倍である。国土が低地であるため、高潮の被害を受けやすいが、台風の発達進路からは外れているため、台風による被害は少ない。Majuroでは、1958年に高潮と低気圧性暴風雨による被害、そして1992年には台風の強風により一部建物に被害が出たとの記録がある。なお、地震が発生した記録はない。

2.3 エネルギーセクターの概況

2.3.1 エネルギー全般

「マ」国のエネルギー政策は資源開発省(MRD: Ministry of Resources and Development)が管轄している。MRDには、農業、貿易投資、エネルギー計画、財務等の各部局が設置されており、エネルギー計画局(EPD: Energy Planning Division)がエネルギーの導入、利用、促進、再生可能エネルギーおよび省エネルギーの推進を担当している。EPDには二人の行政官と、豪州の資金援助である太平洋技術支援メカニズム(Pacific Technical Assistance Mechanism, PACTAM-AusAID)により派遣されたエネルギー・アドバイザーが所属している。

⁷ http://sdwebx.worldbank.org/climateportal/index.cfm?page=country_historical_climate&Thisregion=Australia&ThisCCCode=MHL

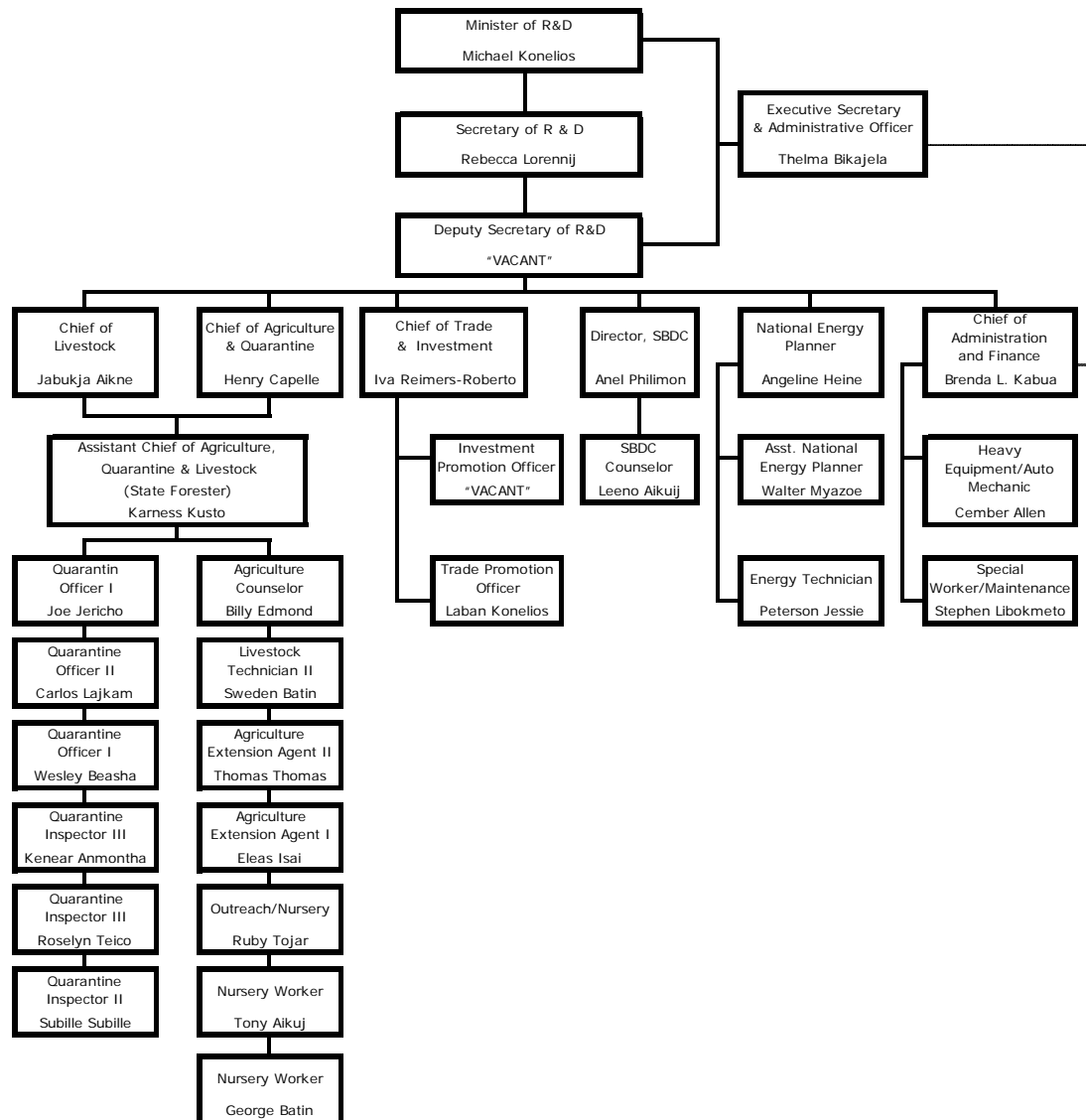


図 2.3.1-1 MRD 組織図⁸

他方、環境面を担当する環境企画局(OEPPC: Office of Environmental Planning and Policy Coordination)および経済政策と戦略的計画を担当する経済統計局(EPSCO : Economic Policy, Planning and Statistics Office)が、大統領室の直属機関としてある(図 2.3.1-2 参照)。

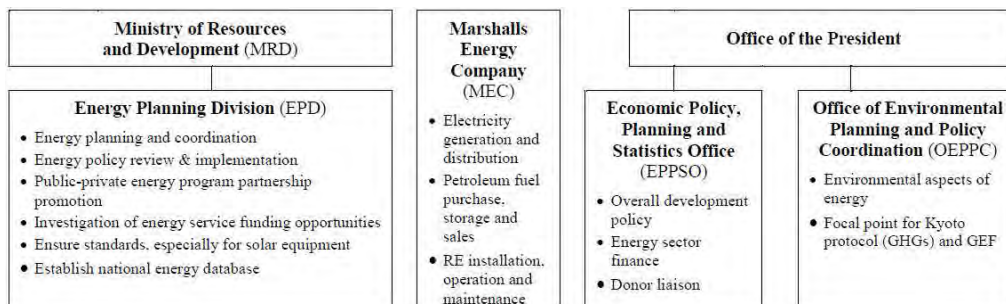


図 2.3.1-2 「マ」国政府エネルギー部門の責任機関⁹

⁸ MRD 入手資料

⁹ Republic of the Marshall Islands National Energy Policy and Energy Action Plan VOLUME 2: ENERGY ACTION PLAN

なお、Energy Action Plan では、この図に記されている組織の他に、外務省、内務省、財務省およびエネルギー・タスクフォース(ETF)の役割も重要であるとされており、以下に示すような事項が主掌業務として定められている。

(1) 外務省

- ドナーや開発機関の資金提供機会に関するデータベースの維持

(2) 資源開発省

- 輸入燃料油や自国産バイオ燃料の品質に関する専門的助言
- 石油供給に関する契約とその履行監視業務に関する人材育成・訓練
- 燃料油価格とその管理に関する調査報告

(3) 財務省

- MEC の燃料貯蔵量と船舶燃料補給サービスの査定
- 陸上交通用燃料に対する課税(ガソリンよりもディーゼル優遇)
- 低効率家電機器への関税
- 政府施設のエネルギー効率改善に対する低金利融資
- 太陽熱温水器に対する補助金や低金利融資、税制面での優遇措置

(4) ETF

- 太陽光発電プロジェクトに対する政府としての一貫した制度の確立

電気事業では、政府から独立した組織として、マーシャル・エネルギー公社(MEC : Marshalls Energy Company)があり、発電から配電、燃油輸入、販売などエネルギー事業全般を担っている。MEC については、2.4~2.5 節で詳述する。

「マ」国では、エネルギー全体の約 90%を輸入燃料油に依存し、残りはバイオマス燃料油である。燃料油の価格変動がエネルギーの供給体制と国内経済に大きく影響を及ぼす状況にあり、エネルギー安全保障という面では脆弱である。燃料油の輸入・国内販売は MEC 以外に、民間企業である Mobile Oil Micronesia(MOMI)と Pacific International Incorporated(PII)も行なっている。2003 年における消費構造は、約 68%が運輸交通、約 30%が発電、残りが商業や家庭用としての消費である。電力系統がある Majuro 環礁や Ebeye 島では、電化率はそれぞれ 93%、97%(2006)となっているが、調理には、表 2.3.1-1 に示すように、プロパンや灯油(ケロシン)が多く用いられている。

表 2.3.1-1 都市部における調理用エネルギー¹⁰

Main Energy Source for Urban Cooking, 2008			
Fuel	Both Atolls	Majuro	Ebeye
Propane	38%	35%	43%
Kerosene	22%	20%	27%
Biomass	21%	24%	13%
Electricity	19%	20%	17%

(September 2009 – August 2012)

¹⁰ Republic of the Marshall Islands National Energy Policy and Energy Action Plan VOLUME 1: NATIONAL ENERGY POLICY

2.3.2 再生可能エネルギー利用状況

(1) バイオマス

バイオマス・エネルギーは、廃材やココナッツの茎や殻、コプラ(ココナッツ油、椰子油)などが、主に家庭内での調理用・給湯用燃料として用いられている。

「マ」国全体として、2008年にはコプラを5.3Mℓ製造しているものの、現時点では、ディーゼル燃料より割高である。将来コスト面でディーゼル燃料との価格差が無くなれば、新たなエネルギー源として大きく活用されることが期待されている。現在はADBなどの支援により、コプラによる発電、ディーゼルの焚き減らしなどが試行されているが、まだ実用化には至っていない。

(2) PV(太陽光)

太陽光発電については、離島部において、2008年半ばまでに、EUや台湾などの援助により表2.3.2-1に示すように、約1,300台の独立型太陽光発電システム(SHS: Solar Home System)の設置が行なわれた。また、本調査期間中の2014年1月にも台湾援助によるSHSが入荷され、各離島へ設置する準備が行われた。

MECは、各ドナーの援助を受けながらその維持管理を行い、台湾、EU、米国、フランス資金による2,445基のSHS、日本資金による60~70基の街路灯やRO膜淡水化装置といった更なるSHS等の設置を計画している。

一方、都市部に関しては、2009年にMajuroのマーシャル諸島短期大学(CMI: College of Marshall Islands)へ、米国の援助による57kWの太陽光発電(PV)設備が設置されている。これは、系統連系されたシステムであり、MECとは全量自家消費という取決めになっている。しかしながら、逆潮流防止機能が設置されていないため、休日など負荷が極めて小さい時には、系統側へ送り出していることもある。なお、CMIには台湾の支援によりSpeedtech社が追加で54kWを2014年初めに設置している。また、JICAの支援によりMajuro病院屋上には209kWの系統連系PV設備が2012年7月に設置されている。このシステムによる電力は病院内では消費されず、全量を電力系統に送り出している。

表 2.3.2-1 独立型太陽光発電システム(SHS)設置数¹¹

ドナー	設置年	環礁・島	設置数	種類
EU	2002	Mejit	81	住宅
EU	2004	Namdrik	121	住宅
米国	2007	Wotje	36	住宅
EU	2009	Ailinglaplap	412 ¹²	住宅
米国	2007	Wotho	25	住宅
EU	2009	Ine, Arno Atoll	1	小学校
EU	2009	Mejit, Mejit Atoll	1	小学校
EU	2009	Majkin, Namu Atoll	1	小学校
台湾	2007-2008 ¹³	Arno	359	住宅
		Likiep	107	
		Ebon	98	
台湾	2012	Majuro	116	街路灯
台湾	2012	Majuro	78	バスケット・ボール・コート
米国	2011	Utrik	1	RO膜淡水化システム
米国	2013	Ailuk	1	RO膜淡水化システム
米国	2013	Ujae	1	RO膜淡水化システム
台湾	2014	Kuwajalein	356	住宅

¹¹ MEC入手データ

¹² 420基という数字もある。

¹³ 3島で約930基という数字もある。

Majuro のいくつかの商店では数 W 程度の PV パネルによるランタンなどが販売されているが、中国製のものが多く、耐久消費財としての PV 機器は販売されていない。しかしながら、太陽発電に関する専門店として Island Eco¹⁴という会社があり、PV パネルや蓄電池、インバータなどが店頭に並べられていた。系統連系に必要となる機器は扱っておらず、あくまで独立システムとしての扱いである。なお、Island Eco は米国農業省による PV システム設置を受託している。

(3) 風力

現在マーシャル諸島にある風力発電は、Majuro の Robert Reimers Enterprise(RRE)¹⁵近くに 7kW のもの¹⁶が 1 機、空港近くの小学校に数 100W クラスが 2 機設置されている。いずれも系統連系はされておらず、個人による独立型としての利用である。RRE の 7kW 風車は、240V、50Hz¹⁷のもので船舶用電池の充電に利用されている。

昨年まで Wotje 環礁と Jaluit 環礁において、再生可能エネルギー賦存量把握のための風況および日射観測が行われ、約半年分の風況、日射データが MEC ホームページ¹⁸にて公開されている。



図 2.3.2-1 RRE 7kW 風車



図 2.3.2-2 小学校 100W クラス風車

2.3.3 国家エネルギー政策および行動計画(2009 年度版)

2009 年 9 月に、「マ」国政府は「国家エネルギー政策および行動計画(National Energy Policy and Energy Action Plan)」を作成し、以下項目を目標に掲げている。

- ① 2015 年までに都市部で 100%、離島で 95%の世帯電化(2009 年時点、Majuro 島で 93%の世帯電化)
- ② 2020 年までにエネルギーの 20%を再生可能エネルギーでの供給(2009 年時点約 6%)

¹⁴ <http://www.islandeco.com/about/marshall-islands-solar-resources>

¹⁵ ホテルや店舗、船舶輸送などの事業を行っている。

¹⁶ http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=9Epmp95X-1g#t=0s
(Youtube では 10kW と紹介されているが、現地ヒアリングでは 7kW であると紹介を受けた)

¹⁷ 同国の電力系統は 120V、60Hz

¹⁸ <http://www.mecrmi.net/renewable%20energy.htm>

- ③ 2020年までにエネルギー効率を、家庭とビジネスにおいて50%、政府系ビルにおいて75%向上
 ④ 2015年までにMECにおける供給側ロスを20%削減

2014年の1月21～23日には、「国家エネルギー政策(2009)とエネルギー行動計画(2009～2012)のレビュー」というワークショップがMRDとSPC (Secretariat of the Pacific Community)によりMajuroで開かれ、現在の進捗状況が公開で議論、評価された。表2.3.3-1はワークショップのRE評価についてのプレゼンテーションで示されたもので、会場からの意見を右側の追加コメントに追記される形で作成されたものである。

表 2.3.3-1 エネルギー政策とその実施結果：再生可能エネルギー
 (2014/1/21-23 ワークショップでのプレゼン資料を和訳したもの)

重点戦略エリア1：エネルギー政策運営とその実施			
	参照文書における戦略・活動	評価	理由/追加コメント
	国家エネルギー政策 (NEP 2009)		
	NEP 2009 での大きな目標		
1	2020年までに地域固有の再生可能エネルギーを20%とするという規定	2	「マ」国には、12MW 前後のピーク需要があり、24.4MW の供給力を持っている。系統に接続された PV システムは病院の 205kW と CMI の 50kW がある。 系統連系 PV の増加を加速することは、2020年の目標達成のために追求される必要がある。しかしながら、これは現在 JICA が実施中の系統安定度に関する調査に依存する。
	分野横断的課題		
1	気候変動：気候変動は、海面上昇の恐れ、干ばつの長期化、疫病パターンの変化、そして浄水へのアクセスにおける深刻な課題など、「マ」国の制度、インフラの弾力性を厳しくテストする。本エネルギー政策は、気候変動への対処という国家努力と整合性をもち、それをサポートするものである。エネルギーに関するすべての新規投資決定は、ビルの設計・建設も含め、気候変動に対応するための弾力性を考慮に入れる必要があり、これは結果的に「マ」国政府と国民の長期的な節約となるものである。	2	大統領府は OEPPC を通じ、特に気候変動緩和を考慮に入れ、海洋温度差発電(OTEC)など RE の導入を追求してきた。 MRD の実施施策は気候変動緩和よりもよりエネルギーに焦点を当てたものであった。これら二つのセクターは、互いに補完し合い、効率化する必要がある。
2	ガバナンス：透明な意思決定プロセスの開発、適切な法規制ツール、規制の一貫性のある強制力である。政府におけるパフォーマンス・ベースの予算編成のためには、各省庁の業績指標としてエネルギー基準を含むものが必要となる。	1	MRD は、エネルギー・セクターにおける主導機関であるが、OEPPC は近年、RE のため積極的な役割を担いつつある。しかしながら、意思決定プロセスや法的ツール、規制の強制力における調整は行われていない。
3	社会・環境の持続可能性：長期的持続可能性をもたらすメカニズムの開発、汚染物質排出の最小化、そして単位エネルギー当たりの温室効果ガス(GHG)の排出量削減である。「マ」国には、温室効果ガス排出量(事実上ゼロに近いもの)の削減上の法的責務はないが、現実的にそれが必要となれば実施する計画である。	2	North REP を通じて離島電化プログラムが進められている。 環境の持続可能性に向けた国際自然保護連合(IUCN)の20万ドルの資金供与(進行中)(ADB、ADMIRE そして AUSAID の代替燃料における援助)
4	ジェンダー意識：訓練の機会(例えば、コミュニティ・レベルのソーラー・システムの管理)と意思決定(例えば管理者や理事レベルのもの)への女性と男性の平等なアクセス確保	2	North REP を通じて離島電化プログラムが進行中 バイオ燃料のテスト/風況観測

5	キャパシティ・ビルディング：公共、民間、市民社会、学術機関など広範な分野で、合意された構想を効果的に実施可能とするためのもの。エネルギー生産と効率的使用に係る官民パートナーシップの強化。	2	様々なプロジェクトのためにアド・ホックに実施されてきたが、RE(太陽光、バイオ燃料)のための訓練機関における訓練プログラムは公式には存在しない。
6	教育と情報普及：エネルギー問題に関する適切な公的啓蒙資料と教育カリキュラムの開発・普及	2	公的啓蒙資料は、引き続き開発され普及が進められている。しかしながら、エネルギー問題に関する教育カリキュラムは存在しない。
7	データ整備：より効果的な意思決定のために、エネルギー輸入、資源、生産、消費に関する、アクセスが容易で適切なデータベースの開発と維持管理	2	REに関するアセスメント、実施、運転データはコラージュのようになっており、別々の場所で保管されている。集中されたデータベースは存在しない。
8	適切な技術の選択：市場で入手可能かつ小さな島嶼環境での稼働が実証されたエネルギー生産機器や高効率機器の選択	3	完了。太陽光 PV 技術は積極的に推進された。今までのところは、その他の再生可能エネルギー(バイオ燃料、風力、波力、OTEC など)に関するものはなく、まだアセスメント段階である
9	ユーザ負担の原則：町在住のエンドユーザはエネルギーの全コストを支払い、離島のエンドユーザは少なくとも再生可能エネルギー・サービスの O&M コストを負担するという原則の一貫した適用	2	North REP を通じて離島電化プログラムで推進中。 (町在住エンドユーザに関する情報が必要)
RE 政策綱領			
1	輸入石油を国内固有エネルギーで置き換え、2020年までに政府内で40%削減という目標達成のために主導的な役割を果たす。	2	進行中。これが現実的なものであり、達成可能な政策綱領であることを保証する燃料データの取得 (広範な目標、もしくは政策、計画、実施管理について、全エネルギーセクターに対し反映させるべき。— 目標は誤解を招くもの — 輸入石油をエネルギー効率改善/燃料品質、代替燃料、バイオ燃料などと対比したものに置き換える等)
目標			
1	「マ」国国内における再生可能エネルギーシステムの計画、開発、実施、管理上の容量見直し(小中規模の村落、町の大規模なもの)	1 (2)	焦点となるものはより技術指向的で、「マ」国内での資金・人的資源よりもむしろ開発パートナーの意向に依存している。 キャパシティー・ビルディング — すべての RE プロジェクト現場で、訓練が実施された。
2	2020年までに固有の再生可能資源による電力エネルギーを20%とする規定	2	第1項を参照のこと — 広範なゴール
3	技術的実現性と経済性がある場合、離島での固有のエネルギー資源によるエネルギー開発	2	North REP を通じ、家庭と学校において精力的に進められている。他省庁も、自らのニーズを満たすべく RE 技術の適用を進めてきている。
戦略			
1	12～18ヶ月間の風況観測をアレンジし、Majuro での風力エネルギーの可能性について独自の分析を得る	3	離島に場所を移し実施された
2	Majuro での廃棄物によるエネルギー生産の技術、環境、経済性など、実現性を検討する独自のアセスメントをアレンジする	3	ADBにより2009年にF/S
3	PVシステムの設計・設置・管理に関する教員教育プログラムを開発し、実施；村落レベルにおける訓練プログラムの開発	2	ソーラー・ホーム・システムに対してだけだが、North REP を通じて開発された。他の PV システムについては未着手。

4	整合性のある管理、運用、資金メカニズムを提供するために、異なった省庁による PV システムの設計と O&M をより統一化する仕組みを開発し実施	2	仕組みは作られたが支払いは行なわれていない。例としては MOE がある。他の政府省庁では、彼ら自身の PV システム O&M 施策を有している。
5	特に Majuro、Ebeye と電気温水器の更新を行なうホテル業者向けに、太陽熱温水器利用プログラムの開発と実施	1	進捗なし
6	離島における SHS 設置とユーザコストを(ユーザが支払う料金と恐らく持続的 RE 基金により)フルにカバーする仕組みの開発	3	達成された
7	ドナーの支援により、MEC か KAJUR のシステムに RE を導入するパイロット・プログラムをアレンジし、系統連系 RE についての知見を得る	3	達成された
8	民間の土地へのアクセスを必要としない RE 開発オプションのアセスメント(つまり、政府施設やおそらく環礁上への設置)	1 (2)	進捗なし 政府施設における実際の設置など
9	再生可能エネルギー、特に波力・潮力および海洋温度差発電(OTEC)などの海洋エネルギーにおける可能性と進捗の状況把握を内閣が逐次実施することを確実にする。	2	OEPPC による OTEC の推進。MRD による他の RE 開発。
公的な協議			
1	燃料と再生可能エネルギーに関する国独自のエネルギー資金を設立し、表面的なファンドだけでなく実際の金銭的注入などの資金提供を行なう	1	進捗無し (協力資金-日本)Jaluit と Wotje に関する MOF の既存 NISA 資金。しかし国のエネルギー資金はない。
2	再生可能エネルギーとエネルギー効率における官民パートナーシップの強化	2	進行中。しかし国の RE 標準は未だ開発されておらず、適用もされていない。
Majuro・エネルギー宣言			
1	政府は、可能な限り再生可能エネルギー(RE)推進とエネルギー効率(EE)改善を強化する	2	技術的には進行中。しかし、資金面、人的資源面、能力面での進展はない。
2	持続的環境のために行動しつつも、経済的困難を和らげるために、適切な再生可能エネルギー技術とエネルギー効率化方策など、代替エネルギー資源の探索と活用を行なう	2	ソーラー・ホーム・システムやその他 PV 関連技術については進展中。
3	政府は、女性の生活を変化させうる代替エネルギー技術について、投資と啓蒙を推進させる	1	進捗なし
4	可能な地点で、初期に見つけられた「グリーン」エネルギー・オプションを取り込み、グリーン・オプションのためのガイドラインを開発・実施・義務化する。	2	文言が違っている一言葉としては、整合性を確かなものとする-強制力をもったガイドラインがないが進行中
5	エネルギー源としての廃棄物と海洋の探索	2	進行中。OTEC と廃棄物エネルギーのアセスメントが実施されているという上記コメントを参照のこと。
6	再生可能エネルギー源の油として、コブラ生産をいかに増大させるか探求	2	Tobolar、MEC、MRD が現在協働し、このイニシアティブを進めている。
7	「マ」国が強力な太陽光プログラムを既に実施したように、「マ」国は高い優先度で再生可能エネルギー技術を適用する	3	太陽光(PV)だけが完了
8	離島に加え、町の一般家庭に対しても再生可能エネルギー(例えば太陽光パネル)を提供する	1 (2)	未完了 リタのような人口密集地における太陽光街路灯を検討することにより、町の一般家庭にも便益を与えた

エネルギー行動計画(2009-2012)			
1	1.1 既存データのレビューと、島における風力活用を適切に検討するために必要となるデータ収集用に、15 メーターと 30 メーター(望ましくは 50 メーター)の風況観測用マスト・計測器を Majuro の二つの離れた地点に設置し、風力エネルギー資源を正しく測定	3	NRG システムが、Majuro の代わりに Wotje と Jaluit に設置された。
2	1.2 風況データの分析を実施し、Majuro の風況マップを含むアセスメント・レポートを作成、そして Majuro に最もあった風車タービンの仕様を推奨する。風車 1kW 当りの年間発電量(kWh)を推定する。	1	進展無し。
3	1.3 風況観測用に設置されたマストとデータ収集装置に、二つの高精度日射量計を設置し、少なくとも 1 年間のデータ収集を実施する。日射量計は年間を通じ、マストの影響が出ないところに設置すること	3	1.1 と同じ
4	1.4 「マ」国のココナッツ・オイル資源の既存量とその可能性に関する SOPAC、EC やその他機関による事前調査をレビューする。最新情報によりこれらの調査結果を更新し、必要なら離島を訪問してバイオディーゼル生産に活用可能な既存および潜在的資源量(全生産量から人間と動物の食糧としての使用量を差し引いたもの)の調査を行なう。	1	進展無し
5	1.5 SOPAC*から得られるデータを用いて、Majuro と Ebeye の月間波力エネルギー量の推定を行なう。	1.	進展無し
6	1.6 SOPAC*から得られるデータを用いて、OTEC 開発に最も適した(海面からの深さ、深海に達するまでの傾斜、温度変化量など)Majuro とクワジェリン近辺の地点を決定する。	2	進行中。ただし、SOPAC を通じてではなく、他の開発パートナーとの協働によるもの。
7	2.1 離島一般家庭の電化を完了させる	3	North REP により完了
8	2.2 離島の学校やその他公的機関に対し太陽光を用いた電化を継続する	2	進展中。North REP により、さらに 10 以上の学校が電化される見通し。
9	3.1Majuro 病院(もしくは他の適切な場所)に少なくとも 160kWp の系統連系太陽光発電機器を設置	3	完了
10	3.2 さらに 400kWp の系統連系太陽光発電設備を、Majuro の学校や政府ビルに設置するための F/S を実施し、プロジェクト提案書を作成する。その中ではエアコンや他の負荷も持つサイトの選定を含む事前設計を行なう。	1	進展なし
11	3.3 全政府機関における、統一性のある太陽光プロジェクトの開発と実施(設計プロセスの標準化、実際の部品の標準化、無駄な努力の排除など)が可能となるよう努力する。	2	太陽光街路灯の仕様標準化、SHS、学校用 PV システム等において進行中。これらは全体的なフレームワーク構築につながるものである。
12	4.1 資源量調査と人口分布の結果をもとに、バイオ燃料生産がその地点での電化と環礁間交通に資するような環礁を、パイロット・サイトとして選定する。実施に向けて詳細なプロジェクト提案書を準備する。	3	完了。エボン環礁で行なわれた。
13	4.2 4.1 で提案されたプロジェクトの実施	1	進展無し

14	5.1 サイト訪問とプロジェクト記録の分析により、離島における太陽光エネルギーシステムの性能評価を行い、サービスを楽しむ住民・現地機関のニーズ、徴収料金によるコスト回収管理上の要求などを検討する。ニーズ/サービスの適合性とコスト回収改善にあった技術的・組織的改善策を用意する。	3	North REP により完了
15	5.2 CMI 太陽光・風力設備のモニタリングと評価を実施。CMI 太陽光と(近々設置予定の)風力システムにおいて、さらに必要となるデータ収集機器を追加する。 1. 各 PV 設置地点において、PV 形式、傾斜角度も考慮に入れ、10 分以下の測定頻度による日射量測定 2. 各サイトにおける太陽光エネルギーの出力量を、パラメーターとしての時刻を統一して計測 3. 各風車設置地点における、10 分以下の間隔でのエネルギー出力量を含む、運転パラメーターの計測 4. もし風車が珊瑚礁に設置される場合は、設置前に設置予定地点を中心に 1km の範囲で生活様式と人口の詳細調査を行う。同時により小規模な第二候補地点も調査すること。 5. 珊瑚礁サイトでの調査は設置後 5 年間、同一地点で年間の同時期に継続して実施。なお、研究者により、適切と判断されれば、より高頻度で調査を行なうこと。 6. 調査結果を分析し、もし風車設置地点の生態系に変化があれば報告する	2 3 3 3 1 1 1	進行中 アセスメント段階(1-3)で風況および太陽光データは収集中 (礁における)風力開発においては全く進展なし
16	6.1 現在電気により温水を作っている家庭や会社向けに、太陽熱温水器設置のための資金供与を行なう。そのファイナンス条項では、住宅所有者が、太陽熱温水器により置換えられる月間電力コストとほぼ同額をファイナンスできるものとする。可能性のある方法としては、MEC が太陽熱温水器を、電気による温水コストと同額かそれ以下でレンタルすることが想定され、その場合、支払は月々の電気使用量と合わせて徴収される。	1	
17	6.2 新築の住宅と商業ビルに対し、電気による温水に替え、太陽熱温水器を設置するためのインセンティブを提供する。このインセンティブには、購入価格の払い戻し、低金利ローン、企業に対しては税制面での優遇などが含まれる。	2	RE とエネルギー高効率機器について、税の払い戻しが実施されている。
18	1 離島における発電と交通燃料にバイオ燃料を活用するための独自調査、F/S、プロジェクト設計を行なう。 調査は以下のものとなると思われる。 2 老年のココナツ樹の植え替えに関する要求とコスト 3 人間と動物がココナツに求める現在のニーズ 4 離島における借地権の調整 5 ココナツの収集輸送と処理のための人的資源に関するニーズ 6 油生産により排出される廃棄物の現地利用	1	進展なし

	とその経済性 7 生産されるバイオ燃料の現地でのニーズ 8 余剰バイオ燃料を町に販売する際の経済性 9 化石燃料価格変化に伴う感度についての分析 もし技術的・経済的に実現性があるなら、空路 でアクセス可能な環礁のひとつで、モニタリン グのためのパイロット・プロジェクトを準備す る。		
--	--	--	--

評価数値

1-進捗なし 2-進行中 3-完了

2.4 電力セクターの概要

2.4.1 政策および法・規制

電力法(Electric Power Act)は存在しないが、MEC 条例(MEC Regulations)というものがあり、それにより 1984年に基本定款と付属定款(何度か改訂されている)が定められて設立された 100%国営の電力会社 MEC¹⁹が、Majuro を独占的供給エリアとしてもつことが認められている。MEC は、Majuro だけでなく、Wotje、Jaluit における発電と送配電も担う唯一のユーティリティ会社であり、離島などの遠隔地における RE 設備の設置・運用・保守についても、EPD と密接に協働している。しかしながら、MEC は MRD ではなく公共事業省(Ministry of Public Works)の下にある。このねじれた状況から生まれる様々な課題を解決するために、国家エネルギー委員会を設立しようという案があるが、未だ形にはなっていない。

Ebeye においては、KAJUR(Kwajalein Atoll Joint Utilities Resources Inc)が地方政府と協力して発電・送配電事業を行なっている。殆ど全ての環礁には、その地方の全般を管理監督する開発庁があり、KAJUR はクワジェリン環礁開発庁(Kwajalein Atoll Development Authority, KADA)の下で 90 年代後半まで電気事業を行なってきた。その後、一時民間企業となっていた KAJUR を「マ」国政府は 2005 年頃に政府所有のものとし、さらに閣議議事録により、KAJUR の経営を行なうよう MEC 取締役会に指示し、現在 MEC が管理する子会社となっている。このような経緯のため、KAJUR は MEC 傘下にあるが、独自の電力系統と設備を有する別会社となっている。

MEC は、都市部への電力供給だけでなく、燃料輸入・備蓄、船舶等への燃料補給、2.3.2-1 に示した離島部の SHS プログラムも MEC の責任であり、「マ」国において非常に重要な組織となっている。SHS 等の再生可能エネルギーに関しては、MRD と MEC 間において 2003 年 4 月 15 日に再生可能エネルギーシステムに関する事業実施契約(Renewable Alternative Energy Systems Franchise Agreement)を結んでおり、その中で、「MRD およびその他資金供給者より資金提供を受けた太陽光および再生可能エネルギーの諸職務に関して、MEC に対し独占事業実施権を譲与する。」とされ、再生可能エネルギー関連の管理からメンテナンスまでの全業務を MEC にて実施することとなっている。

MEC 条例以外のエネルギーについての法規制では、エネルギー価格に関するものがいくつかある。1992 年小売価格監視法(The Retail Price Monitoring Act)の 1998 年改訂版タイトル 10 第 11 章では、小売価格監視審議会の設置が謳われているが、実施細則は未だに発布されておらず、石油燃料の価格をコントロールする手段は公式には存在しない状況となっている。一方、1998 年不公正取引法(Unfair

¹⁹ <http://mecrmi.net/> MEC 株式の民間保有についての条項も存在するが、現在は 100%国営である。

Business Act)のタイトル 20 第 3 章では、法務長官が非競争的慣行を監視できるとされており、これが電力と燃料油価格の監視を行なう法的根拠となっている。また、1998 年消費者保護法(Consumer Protection Act)タイトル 20 第 4 章では、消費者に対して不公正な行為を行なった者に対し法務長官が調査を行い、1 万ドルの罰金を科すことができると定められている。また、1976 年価格表揭示法(Bulletin Boards and Price List Act)のタイトル 20 第 6 章では、離島部における燃料価格について、1992 年小売価格監視法と同等の効力を持たせている。

代替エネルギーやエネルギー消費効率、環境保護に関する代替エネルギー基金法(Alternative Energy Fund Act)もあり、そのタイトル 35 第 3 章では、代替エネルギーの開発、マーケティング、運用のための回転資金の創設が定められている。しかし、実施細則は条例化されておらず、基金が本当に設置されたかどうかは不明である。

1989 年輸入関税法(The Import Duties Act of 1989)タイトル 48 第 1 章は、2001 年に改正²⁰されており、一部例外を除き、すべての輸入品に対し CIF 価格の 8%が関税として課税されると決められている。なお、2010 年の輸入関税法改正で、高効率機器(EE)と再生可能エネルギー機器(RE)の輸入については免税とすることが決定された。高効率エアコン、LED 照明、PV、風力発電機など EE/RE 機器の免税許認可権限は EPD が持っている。免税申請書は EPD で受け付けられ、担当者のサインがされた免税許可証が EPD から税関に送付される。

環境保護法(Environmental Protection Act)タイトル 35 では、自国天然資源の持続的活用の促進が目指されている。国家自然保護監督庁(National Environmental Protection Authority)が土地利用、汚染防止、排出規制に関する規制力をもつと定められているが、この政府機関が設置されたかどうかは明らかになっていない。

なお、電力に関係する他の一般的許認可は存在しない。系統連系されない自家発電機であれば、その設置・運用にあたって許認可などは一切必要がない。

2.4.2 MRD および MEC の長期電源開発計画、送電計画

離島部の未電化地域を SHS により電化していくというニーズは大きいものの、ディーゼル発電と送配電システムにより供給されている、Majuro、Jaluit、Wotje、Ebeye の 4 島では、2.5 節で詳述するように電力需要は低下傾向にある。現在のところ、新たな発電所建設のニーズは小さく、未電化地域を電化していくために電力系統の送電網を拡大発展させていくという必要性も小さい。従って長期電源開発計画、送電計画ともに作成されていない。輸入される一次エネルギーの消費量増大に直結する既存系統設備の増強よりも、「国家エネルギー政策および行動計画」で示された電化率、再生可能エネルギー比率、エネルギー効率などの向上と供給ロス削減が大きな課題となっている。この中でも再生可能エネルギーによる発電量を大きくすることは、ディーゼルの燃料油燃焼減らしに直結するため、重要なポイントとなっている。

一方、供給ロスの削減に関しては、配電設備では、需要の縮減から負荷率の低下による、比率としての供給ロス増大が起こっており、対策が必要となっている。発電設備については、2006 年に発生した火災により損傷した 3 号機、4 号機、並びに 2014 年 4 月に発電機ロータ折損により重故障を起こした 7 号機の復旧と、発電所内のロス削減のための発電機リハビリや補機類のエネルギー効率向上などが求められている。

²⁰ Bill No. 75 P.L 2001-43

2.4.3 他ドナー支援状況

現在我が国は、本プロジェクト以外では、環境・気候変動対策としての支援枠組みである PEC(Pacific Environment Community)基金を用いて、15 の離島に対し太陽光を利用した逆浸透(RO)膜の海水淡水化装置の供与について承認済み(85 万ドル)であり、また、82 基の太陽光パネルによる街灯設置も申請中である。

多くの他ドナーも、以下に示すように、主に太陽光発電装置の導入やエネルギー効率改善に関する支援を行なっている。

2.4.3.1 米国

米国は FY 2012 U. S. CLIMATE FINANCE において、「マ」国を含む太平洋島諸国に対しては、気候変動分野への支援を行なうと政治的にもハイレベルでコミットしているものの、現状では我が国や台湾ほどの規模での支援は実施できていない。同国内関係各機関の「マ」国での動向は以下の通り。

(1) NREL

米国エネルギー省傘下の再生可能エネルギーの研究機関である National Renewable Energy Laboratory(NREL)が、2012 年より支援を行なうとコミットしている。2012 年 12 月に 2 名の研究員が訪れ、再生可能エネルギーやエネルギー効率向上への知的貢献を 3 年間行なうと表明し、2013 年 9 月にはドラフト版の報告書が出されている。

(2) USAid

2011 年に、太陽光および風力発電による RO 膜海水淡水化システムの導入を Utirik 環礁に供与し、維持監理トレーニングも実施した。さらに、2013 年 3 月には、Ailuk 環礁と Ujae 環礁にも同システム導入のための機材供与を行なっている。なお、このシステムは、Majuro にもオフィスを構える米国 Moana Marine 社²¹製である。

(3) クリントン財団

2013 年 1 月に「マ」国政府と MOU を締結し、資金的支援を提供して OEPPC と気候変動対策分野で協働している。なお OEPPC 顧問のポストは米国の資金的支援によるものであり、今後 2 年間は継続される。

(4) 米国農務省(USDA)

農村振興プログラムに加えて現在、系統連系型の大規模太陽光発電設備の導入検討を背景に、配電システムの更新のための補助金を同省 Rural Utilities Service に対して申請をしており、金額としては 2.9 万 US ドルとなっている。系統連系型の大規模太陽光発電設備導入への資金調達の可能性も模索している。過去には同機関より、Majuro 発電所 7 号機補修のための資金 2.3 万 US ドルの提供を受けている。

(5) 輸出入銀行(Export-Import Bank of the United States、Ex-Im Bank)

MEC が商業ベースで構想中の 800kWpV システムについて、融資を検討中である。

2.4.3.2 台湾

これまで、太陽光関連を中心とした設備支援が行われている。2015 年度は、太陽光、省エネをターゲットとした 20 万\$規模の低金利ローン支援が検討されている。

²¹ <http://moanamarine.com/> USAID や IOM(国際移住機関)にも機材を提供している。

(1) 街灯

2012年、Majuro 環礁リタ地区に太陽光利用街灯を116基設置した。1基当たり約3,000ドルで40万ドルの予算規模である。2014年度にはMajuro、Ebeyeに57本づつ追加設置が行われている。

(2) バスケットボール・コートの照明

太陽光利用による照明設備、電光表示板を離島も含め13カ所に設置。

(3) パソコン

太陽光を電源としたラップトップ63台とプリンター21台を、離島を中心とした21の学校に2012年に供与した。

(4) CMI への太陽光発電設備設置

2014年に20万ドルの予算で、台湾企業Speedtechにより54kWのPVシステムが設置された。

(5) Solar Home System (SHS)

2007～2008年にかけて、離島のリキエツ環礁、エボン環礁、アルノ環礁などを中心にSHSを約930基設置している。予算規模は300万ドル。

(6) 一般家庭向け高効率機器交換および太陽光導入ローン

MECは台湾国際協力開発基金(ICDF)から有償支援(金利1～2%、30年間)を受け、家庭向け高効率機器および太陽光発電装置導入のためのリボルビングローンの設立を2015年始めから行なう予定である。規模としては20万ドル程度とされており、初めに電灯や空調機器の効率化を図り、その後最適な容量の太陽光発電設備を導入することを想定している。但し、2014年11月現在、台湾側では当支援について方針は固めているものの、実施については検討中であり、2015年初めからの実施は難しい状況にある。

2.4.3.3 豪州

豪州は、再生可能エネルギー導入よりも主にエネルギー効率の改善を中心に資金援助を行なっている。但し、本プロジェクトとの関連では主だった動きはない。

(1) Demand Side Management (DSM)

MRDが進めているDSM支援の一環として、政府機関オフィスへの高効率エアコンの導入を支援している。

(2) アドバイザー派遣

MRDのRobert Leo氏のアドバイザー・ポストは、豪州政府の資金的支援によるものである。また、2013年にMEC配電部門にもボランティアのエンジニアを一人、1年間派遣していた。

(3) プリペイド・メーター

2012年に約60万ドルで1,600個のプリペイド・メーターの設置を支援し、合理的な電気利用とノンテクニカル・ロスの削減に寄与している。

(4) 省エネ・ラベリング

大洋州地域での取り組みであるPacific Appliance Labeling and Standard Program (PALS)に、他の

島嶼国同様「マ」国も参加している。豪州政府は、SPC(Secretariat of the Pacific Community)とのパートナーシップの下、エネルギー効率を高めるべく、冷蔵庫・エアコン・電球などのエネルギー効率基準やラベリング普及を PALS を通じ支援している。この省エネ・ラベリングについては、現在、「マ」国 National Taskforce Committee が審議中である。

2.4.3.4 EU

(1) 第9期欧州開発基金(EDF-9: European Development Fund)

2008年より、離島向けのSHSを、アイリンラプラブ環礁に420基設置した。また、その他離島の複数の学校に対してもSHSを設置している。

(2) EDF-9の追加支援

2012年に126万ドルが承認され、各500基を設置する3期からなり、2013年中に新たに1,500基のSHSが離島を中心に設置される予定としていたが、現段階においても全ての設置は終了しておらず、現在も設置工事が行われている。なお、EUはフィジーにオフィスを構えるSPCに「マ」国MRDとの調整を依頼し、SPC経由で支援している。

(3) 第9次欧州開発基金(EDF-11: European Development Fund 2014-2020)

500～600万ユーロの支援が得られる見込みがあり、MECはそれにより4人の技術専門家を招きたいと考えている。1人はREや省エネの学校教育を担当し、3人の専門家に各2人の高卒生をつけて、MECのキャピビルを行ないたいと考えている。しかしながら、これはあくまでMECの希望であり、「マ」国内での議論を経て実施内容がこれから固められていくことになる。

2.4.3.5 Global Environmental Facility (GEF)

GEFは世銀に設置されている信託基金であり、世銀、UNDP、UNEP等がこの基金を活用して環境関連のプロジェクトを実施している。数年前にADMIRE(Action for the Development of Marshall Islands Renewable Energy)と呼ばれる支援が、GEF基金より計265万ドル支出されて始まり、UNDPが中心となって実施している。MRDに対して、再生可能エネルギーに係る理解促進(パンフレット、Tシャツ、科学キャンプなどの啓蒙活動)、各機関・ドナーとの調整などのソフトコンポーネントや、EUが調達した太陽光パネルの離島への運搬費拠出などの支援が行なわれている。

2.4.3.6 ADB

現在、火災損傷により停止しているMajuro発電所3号機の補修を行い、3号機を用いて、バイオ燃料(コプラ)でのディーゼル運用実証を行う支援を予定している。3号機は補修後、半年程度の通常燃料(ディーゼル油)運転を行い、問題の無いことを確認後、バイオ燃料実証運用に移行する予定としている。その他の支援として、水関係の事業が複数フェーズに分けられ計画されており、これまでにフェーズ1のプランニングを終了し、今後フェーズ2で機器設置を実施していく予定としている。ADBの今後の支援方針としては社会的インフラ整備をメインに検討しており、エネルギー関連の支援は考えていないとのことである。その他に、支援の内容がJFPR(日本貧困削減助成基金)と重複しないよう、調整しているとのことである。

2.4.3.7 Pacific Power Association(PPA)

PPAは太平洋島嶼国における各電力会社によって1992年に設立された大洋州地域内委員会である。事務局はフィジー国の首都(Suva)に設置され、現在では、22ヶ国の太平洋島嶼国内既存の電力会社(MECを含む25社)のメンバーを有している。設立の目的は、電力会社、民間分門、地域ドナーの協力を通じて電力品質を改善することにある。

主な活動としては、技術研修、技術交流を目的としたカンファレンスを毎年実施しており、今年で23回のカンファレンスを実施している。次回(2015年)のカンファレンスは7月13日~17日にかけてMajuroで実施する予定としている。

その他、「マ」国に対する支援としては、MECとともに電力設備のデータハンドブック等のレポート作成等が行われている。

2.4.3.8 International Renewable Energy Agency (IRENA)

再生可能エネルギーの普及と持続可能な利用促進を目的として設立された国際機関である。MRDは再生可能エネルギーのアセスメントを、融資ではなく無償資金協力により希望している。また、2013年4月8日~12日にかけてIRENA、SPC、PPAの共催でパラオにて系統安定にかかるワークショップが実施されている。

2.4.3.9 SIDS-DOCK

小島嶼国開発途上国(SIDS : Small Island Developing States)が創設した組織であり、持続可能エネルギーのための資金調達やプロジェクト実施も行なっている。日本も2012年の第6回太平洋・島サミットにおいて支援をコミットしている。

2.4.3.10 UAE

UAE-Pacific Partnership Fundにより、500kW程度の太陽光発電設備をMajuro国際空港近くの貯水池に設置する計画がほぼ決定している。予算はF/S調査も含めて約500万ドルとされている。

表 2.4.3-1 近年における各ドナーの支援項目

	技術支援	設備支援	資金支援 融資
日本	○	○	—
米国	△	○	○
台湾	—	○	△
豪州	○	○	—
EU	○	○	△
GEF	—	—	○
ADB	—	○	○
IRENA	○	—	—
SIDS-DOCK	△	△	—
UAE	—	△	—

○ : 支援実施

△ : 実施に向けて協議中、又は今後実施予定

2.5 電気事業体制の概要

2.5.1 MEC の実施体制

2.5.1.1 MEC の経営管理体制

図 2.5.1-1 に MEC の管理部門の構成を示す。主要部門管理者としては、最高技術責任者(Chief Technical Officer)、Jaluit 環礁部長(Jaluit Manager)、Wotje 環礁部長(Wotje Manager)、燃料販売部長(Fuel Marketing Manager)、最高執行責任者(Chief Operating Officer)、最高財務責任者(Chief Financial Officer)、内部監査統制部長(Internal Auditor & Control)の 7 者が本部長(General Manager)の下に配置され、これを取締役会が指揮管理するという構成になっている。

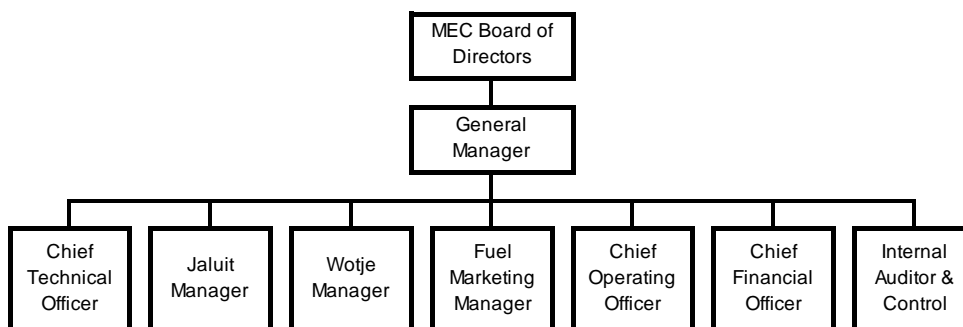


図 2.5.1-1 MEC 経営管理体制²²

2.5.1.2 MEC 業務部門体制

図 2.5.1-2 に最高執行責任者の下にある業務部門の組織図を示す。お客さまサービス部(Customer Services)、燃料販売会計リコンサイル部(A/R Fuel Sales)、燃料販売部(Fuel Sales)、電力メーター検針部(Senior Meter Reader)、清掃部(Cleaner)、警備部(Security 1, 2)などから構成される。

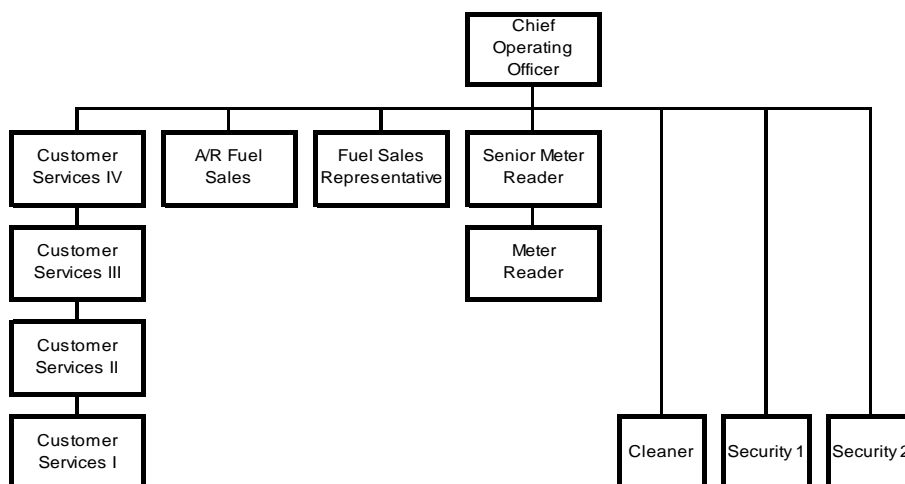


図 2.5.1-2 MEC 業務部門体制²³

²² MEC 入手資料

²³ MEC 入手資料

2.5.1.3 MEC 技術部門体制

図 2.5.1-3 に最高技術責任者の下にある技術部門の組織図を示す。主要なライン業務部としては、離島に設置された SHS の運用管理を担う再生可能エネルギー部(RE System)、運転課と保守課を擁する発電部(Generation Superintendent)、配電部(Distribution Superintendent)があり、スタッフ的な部局として電気、機械、研修、GIS などが存在している。

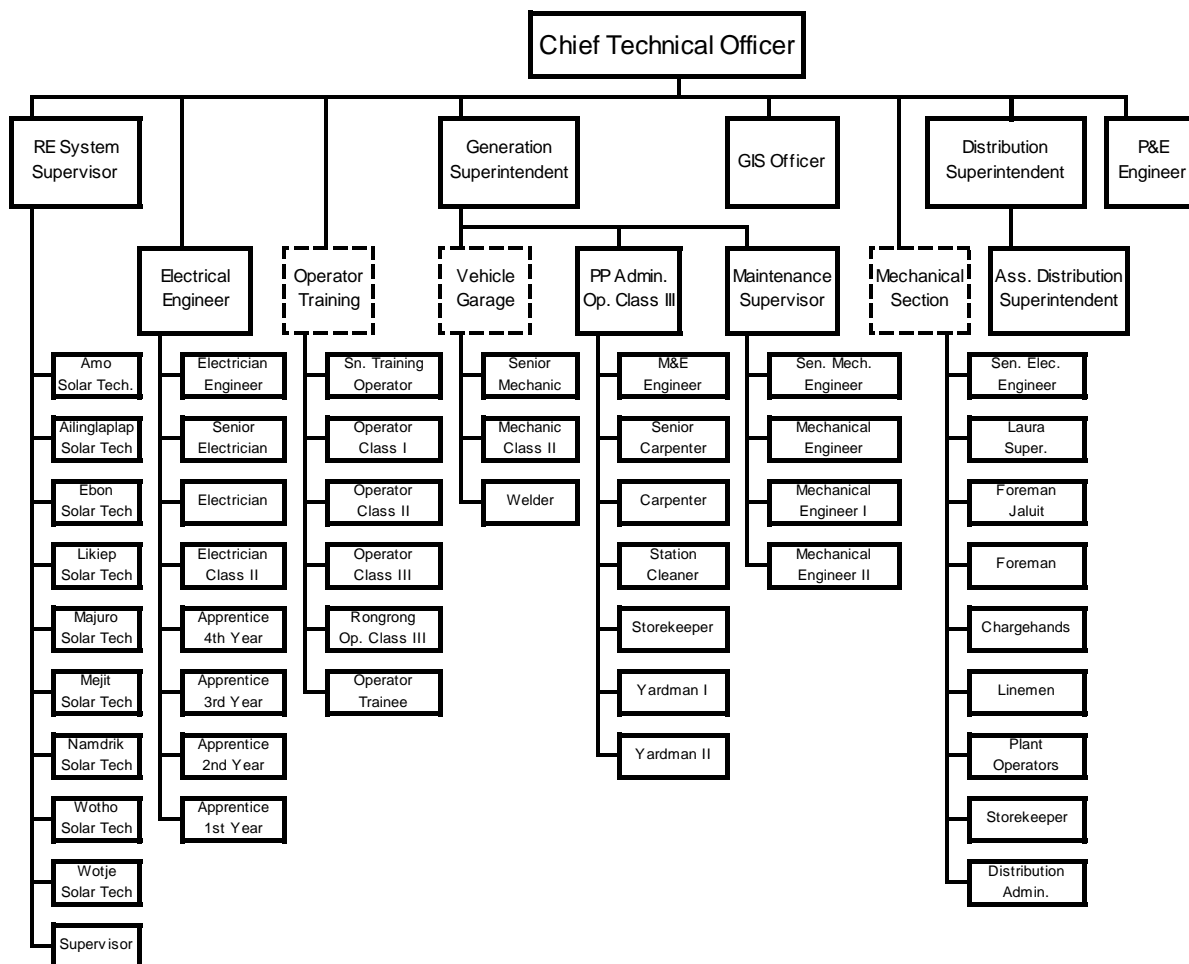


図 2.5.1-3 MEC 技術部門体制²⁴

2.5.1.4 MEC 財務部門体制

最高財務責任者は、MEC だけでなく、上下水道会社 MWSC と Ebeye 島での電力・上下水道事業を担う KAJUR も管理している。図 2.5.1-4 に示されるように、財務部門の組織では、調達責任者、会計監査役の下に経理分析主任と売掛金、買掛金を管理する主任が配置されている。

²⁴ MEC 入手資料

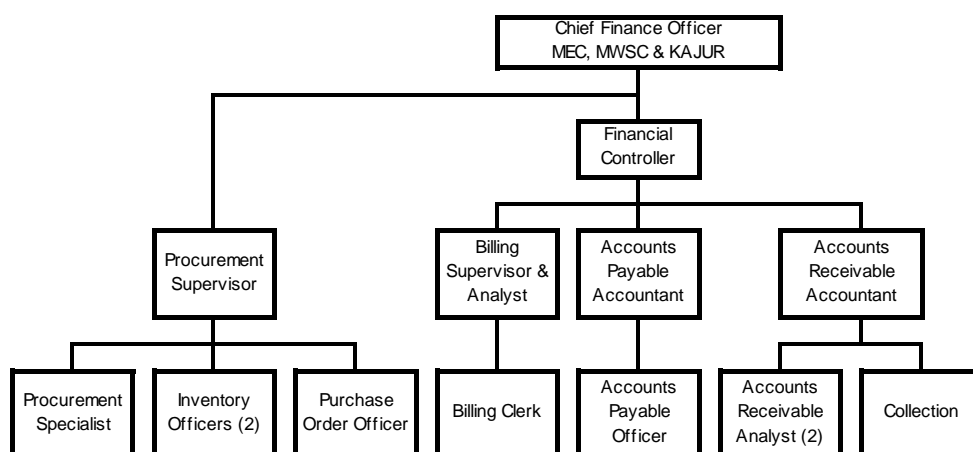


図 2.5.1-4 MEC 財務部門体制²⁵

2.5.1.5 MEC の財務状況

MEC の 2013 年財務報告書から電力関係を抜粋した MEC 財務状況を表 2.5.3-1 に示す。

表 2.5.1-1 MEC 財務状況²⁶

Financial Statement 2013, Draft Copy [May 24 2013] Statements of Revenues, Expenses and Changes in Net Deficiency Years Ended September 30, 2012 and 2011 (Page 3)		
	2012	2011
Assets	18,762,754	23,941,243 \$
Utility plant	7,294,148	7,657,924 \$
Othe non-current asset	100,000	\$
Current asset	11,368,606	16,283,319 \$
Cash	686,696	592,436 \$
Account Receivable	8,559,467	6,717,983 \$
Electricity	7,249,255	7,083,943 \$
Fuel and supplies	1,740,265	8,972,900 \$
Net deficiency and liabilities	18,762,754	23,941,243 \$
Net deficiency	-10,232,820	-12,400,415 \$
Total liabilities	28,995,574	36,341,658 \$
Non-current liabilities	14,399,733	13,925,892 \$
Current liabilities	14,595,841	22,415,766 \$
Account payable - Fuel	7,359,557	12,350,811 \$
Utility operations:		
Operating revenues:		
Electricity sales	20,794,441	19,045,398 \$
Other	95,829	78,862 \$
	20,890,270	19,124,260 \$
Less Provision for doubtful accounts	-753,744	-1,077,246 \$
Total net operating revenues	20,136,526	18,047,014 \$
Operating expenses:		
Cost of fuel	13,323,084	13,024,474 \$
Cost of Power	3,291,979	3,390,621 \$
Administrative and general	1,475,185	1,232,460 \$
Distribution operations	1,226,284	1,326,092 \$
Depreciation and amortization	1,603,211	1,320,592 \$
Total operating expenses	20,919,743	20,294,239 \$
Operation loss from utility operation	-783,217	-2,247,225 \$

2012 年会計年度では、約 1,000 万ドルの赤字である。MEC は電気事業だけでなく燃料油販売や水道関係の事業も有しているが、電気事業に関しては約 78 万ドルの赤字となっている。

²⁵ MEC 入手資料

²⁶ MEC 入手資料

2.5.1.6 電気料金と補助金

電気料金は、MEC と内閣、大統領により決定される。これに関して MRD は役割や責任を保有していない。現在の電気料金制度は、表 2.5.1-2 に示すように、ディーゼル燃料の輸入価格に基づいて調整される。

MEC は Majuro 環礁の他に Wotje 環礁、Jaluit 環礁の発電所と、子会社の KAJUR を通して Ebye 島の発電所も管理しているが、何れも一律の電気料金で価格設定を行っている。

料金制度の変遷を表 2.5.1-3 に示す。

表 2.5.1-2 MEC 電気料金テンプレート²⁷

CURRENT TARIFF TEMPLATE				
23-Mar-09				
MARSHALLS ENERGY COMPANY, Inc.				
Diesel Price per Barrel MOPS \$	Government \$/kWhr	Commercial \$/kWhr	Residential \$/kWhr	Life Line \$/kWhr
40.00	0.260	0.250	0.190	0.170
45.00	0.272	0.262	0.202	0.182
50.00	0.284	0.274	0.214	0.194
55.00	0.296	0.286	0.226	0.206
60.00	0.308	0.298	0.238	0.218
65.00	0.320	0.310	0.250	0.230
70.00	0.332	0.322	0.262	0.242
75.00	0.344	0.334	0.274	0.254
80.00	0.356	0.346	0.286	0.266
85.00	0.368	0.358	0.298	0.278
90.00	0.380	0.370	0.310	0.290
95.00	0.392	0.382	0.322	0.302
100.00	0.404	0.394	0.334	0.314
105.00	0.416	0.406	0.346	0.326
110.00	0.428	0.418	0.358	0.338
115.00	0.440	0.430	0.370	0.350
120.00	0.452	0.442	0.382	0.362
125.00	0.464	0.454	0.394	0.374
130.00	0.476	0.466	0.406	0.386
135.00	0.488	0.478	0.418	0.398
140.00	0.500	0.490	0.430	0.410
145.00	0.512	0.502	0.442	0.422
150.00	0.524	0.514	0.454	0.434
155.00	0.536	0.526	0.466	0.446
160.00	0.548	0.538	0.478	0.458
165.00	0.560	0.550	0.490	0.470
170.00	0.572	0.562	0.502	0.482
175.00	0.584	0.574	0.514	0.494
180.00	0.596	0.586	0.526	0.506
185.00	0.608	0.598	0.538	0.518
190.00	0.620	0.610	0.550	0.530
195.00	0.632	0.622	0.562	0.542
200.00	0.644	0.634	0.574	0.554

電気料金を安く設定するための直接的な政府補助金は存在しない。しかしながら、以下のような補助金が米国の財政援助 Compact を使って電力セクターに供与されている。

- ① MEC が輸入する燃料は無税
- ② Wotje と Jaluit 環礁に燃料を輸送し、そこで電力供給を行なうことに対し、年間 80 万ドルが MEC に支払われている (National Energy Support Fund, NESF)
- ③ 全地主(700 人強)に対し、電柱・配電線・変圧器などの電力設備設置対価として、月額 1,000 ドルが支払われている
- ④ 発電所の地主は電気代が無料

²⁷ MEC 入手資料

表 2.5.1-3 MEC 電気料金制度の変遷²⁸

Notes	Date of Increase	Government		Commercial		Residential		Life Line	
		From	To	From	To	From	To	From	To
1	1-Jan-05		\$0.180		\$0.180	\$0.120	\$0.140	\$0.120	\$0.130
2	1-Sep-05	\$0.180	\$0.205	\$0.180	\$0.205	\$0.140	\$0.150	\$0.130	\$0.140
3	1-Nov-05	\$0.205	\$0.225	\$0.205	\$0.225	\$0.150	\$0.170	\$0.140	\$0.160
	1-Jul-06	\$0.225	\$0.245	\$0.225	\$0.245	\$0.170	\$0.190	\$0.160	\$0.180
	1-Oct-06	\$0.245	\$0.255	\$0.245	\$0.255	\$0.190	\$0.200	\$0.180	\$0.190
4	1-Jan-07	\$0.255	\$0.280	\$0.255	\$0.270	\$0.200	\$0.210	\$0.190	\$0.190
5	1-Jun-07	\$0.280	\$0.290	\$0.270	\$0.280	\$0.210	\$0.220	\$0.190	\$0.200
6	1-Jul-07	\$0.290	\$0.300	\$0.280	\$0.290	\$0.220	\$0.230	\$0.200	\$0.210
7	1-Dec-07	\$0.300	\$0.350	\$0.290	\$0.340	\$0.230	\$0.255	\$0.210	\$0.235
8	1-Mar-08	\$0.350	\$0.350	\$0.340	\$0.340	\$0.255	\$0.280	\$0.235	\$0.260
	1-Apr-08	\$0.350	\$0.400	\$0.340	\$0.390	\$0.280	\$0.330	\$0.260	\$0.310
	1-Jun-08	\$0.400	\$0.480	\$0.390	\$0.470	\$0.330	\$0.410	\$0.310	\$0.390
	1-Nov-08	\$0.480	\$0.400	\$0.470	\$0.390	\$0.410	\$0.330	\$0.390	\$0.310
	1-Jan-09	\$0.400	\$0.310	\$0.390	\$0.300	\$0.330	\$0.240	\$0.310	\$0.220
9	1-Feb-10	\$0.310	\$0.368	\$0.300	\$0.358	\$0.240	\$0.298	\$0.220	\$0.278
	1-May-10	\$0.368	\$0.392	\$0.358	\$0.382	\$0.298	\$0.322	\$0.278	\$0.302
	1-Jan-11	\$0.392	\$0.416	\$0.382	\$0.406	\$0.322	\$0.346	\$0.302	\$0.326
	1-Feb-11	\$0.416	\$0.428	\$0.406	\$0.418	\$0.346	\$0.358	\$0.326	\$0.338
	1-Apr-11	\$0.428	\$0.488	\$0.418	\$0.478	\$0.358	\$0.418	\$0.338	\$0.398
	1-Apr-12	\$0.488	\$0.500	\$0.478	\$0.490	\$0.418	\$0.430	\$0.398	\$0.410

Notes

- 1 This increase was approved by Cabinet before the tariff template was introduced
- 2 This increase was approved by Cabinet before the tariff template was introduced
- 3 First increase using the automatic tariff template
- 4 First increase using the revised automatic tariff template
- 5 Increase 1 June 2007
- 6 Increase 1 July 2007
- 7 Increase 1 December 2007. Full flow on of Template \$0.05 for Gov & Com. Half \$0.025 for Res & Life Line
- 8 - Balance of \$0.025 to pass on to Residential and Life Line 1 Jan 2008
- 9 Cabinet approved revised tariff template

表 2.5.1-3 に示すように、現在の電気料金は、政府 0.50\$/kWh、商業 0.49\$/kWh、民生 0.43\$/kWh、低所得者層向け民生(ライフライン)0.41\$/kWh と、非常に高いものになっている。この価格は、MEC 電気料金テンプレート導入による料金改定以前（2005 年 9 月以前）の約 2.4 倍となっており、2014 年 11 月現在まで改定は行われておらず、同価格のままである。

一方コストについては、Majuro では、販売電力量に対して燃料費 0.296\$/kWh、発電所コスト 0.072\$/kWh、一般管理費 0.032\$/kWh、流通設備コスト 0.027\$/kWh、減価償却等が 0.035\$/kWh となっており、コスト総額は 0.460\$/kWh である。政府・商業はかろうじて黒字だが、住宅用(ライフラインも含む)では大幅な原価割れとなっている。

2.5.1.7 電気料金と需要の変遷

図 2.5.1-5 に MEC 電気料金と WTI²⁹原油価格の変遷を示し、図 2.5.1-6 に MEC 電気料金と Majuro 系統のピーク電力の変遷を示す。

²⁸ MEC ホームページ(<http://mecmi.net/tariffs.htm>)

²⁹ WTI は West Texas Intermediate の略で、西テキサス地方で産出される硫黄分が少なくガソリンを多く取り出せる高品質な原油のことを指す。原油価格の代表的な指標にはこの WTI のほか、欧州産の北海ブレント、中東産のドバイがあり、これらが世界の 3 大原油指標と言われている。

図 2.5.1-5 より、MEC 電気料金は WTI 原油価格の変動と連動して推移していることが窺える。このことから、電気料金をディーゼル燃油価格の輸入価格に基づいて調整する電気料金自動調整制度を導入した 2005 年から、WTI 原油価格の影響を大きく受けていることが判断される。

近年の MEC ディーゼル燃油輸入価格は約 3.2~3.5US\$/Gal(132.4~147US\$/barrel)³⁰となっており、WTI 原油価格と同様に高止まりしている状況にある。

図 2.5.1-6 からは、2006 年を境にピーク電力が年々減少していることが確認できる。電気料金自動調整制度が導入され、近年のディーゼル燃料価格高騰により、電気料金単価が上昇し、省エネインセンティブが強く働いていることや、2006 年以降にマジュロの大手水産会社とスーパーマーケットという大口顧客 2 社が撤退したことが要因と考えられる。

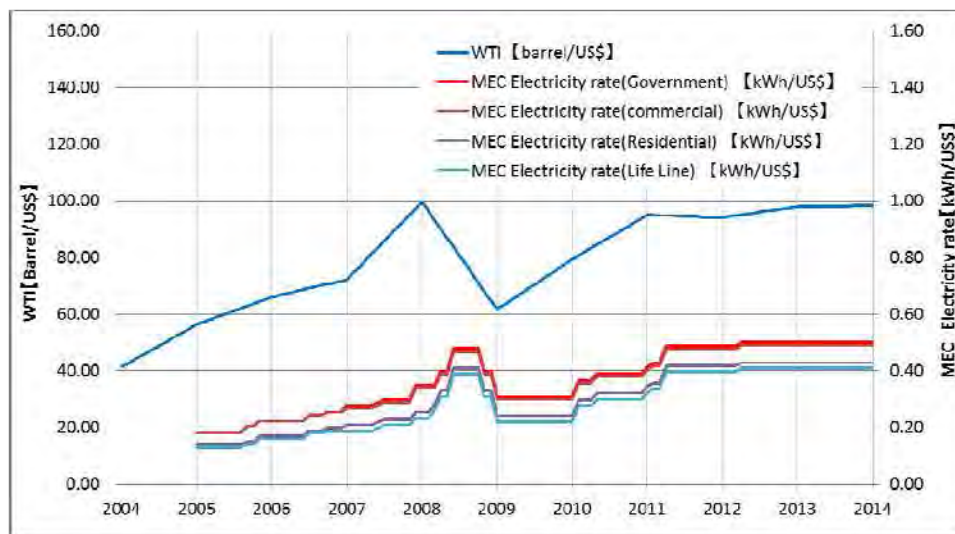


図 2.5.1-5 MEC 電気料金、WTI 原油価格の変遷

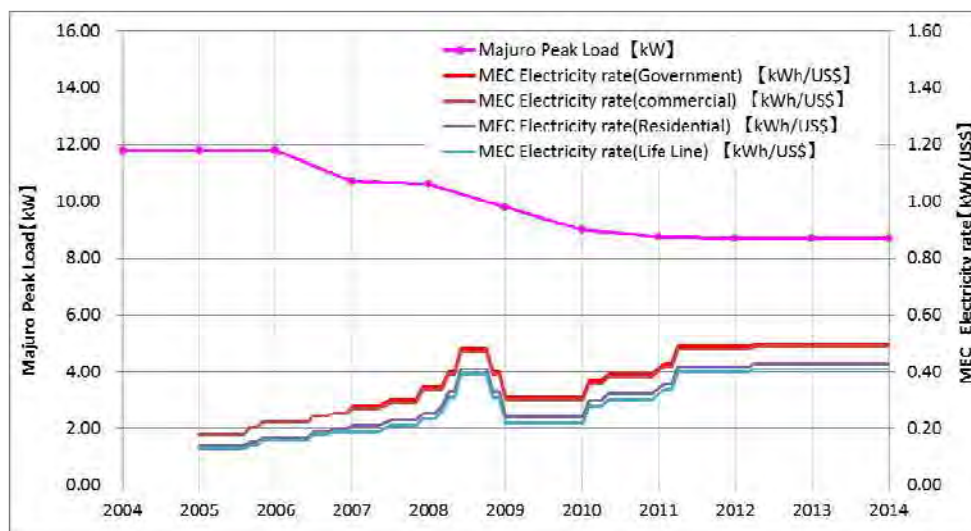
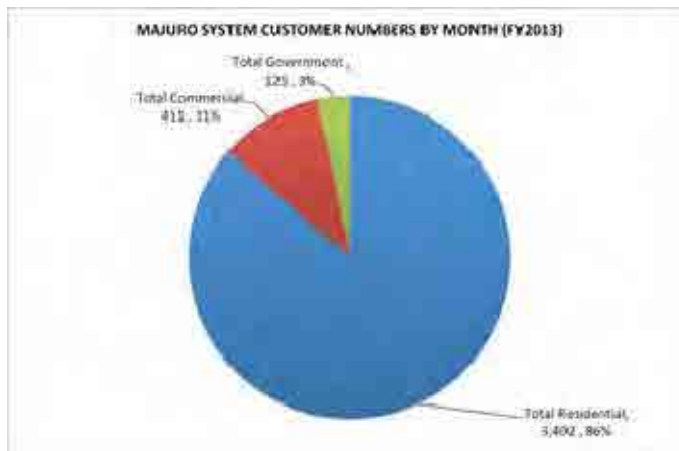


図 2.5.1-6 MEC 電気料金、Majuro Peak Load の変遷

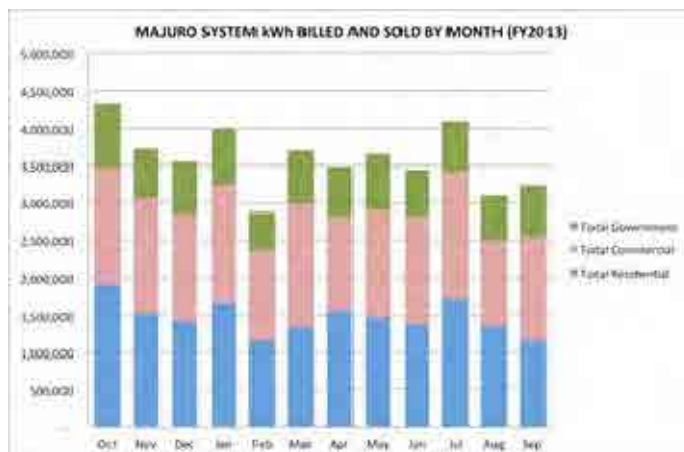
³⁰ MEC 聞き取りより

2.5.1.8 需要構造

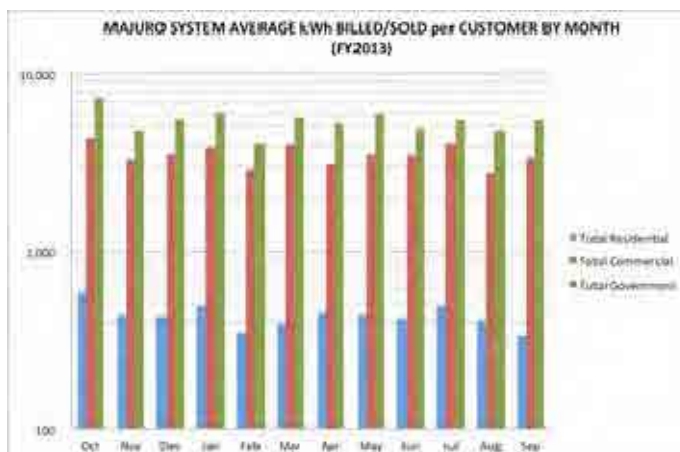
Majuro の需要構造を図 2.5.1-5 に示す。



(a) 需要家数



(b) 販売電力量



(c) 一軒当り
月間販売電力量

図 2.5.1-5 Majuro の需要構造

需要家数では 86%を占める住宅用が販売電力量 41%である。商業・政府の需要家数は 11%、3%で、販売電力量では 40%、19%である。一軒当りの月間販売電力量は、住宅 433kWh、商業 3,526kWh、政府 5,458kWh となっている。

なお Majuro の大口需要家は、受電点近くに設置された MEC の変圧器により低圧に落とされて受電しており、13.8kV で直接受電している需要家は存在しない。主な大口需要家を表 2.5.1-4 に示す。表中でグレイの背景色のものが政府系であるが残りは商業であり、条件が整えば、自ら太陽光発電設備を設置する可能性がある。なお、需要規模としては Capitol Building で 200kW 程度である。

表 2.5.1-4 大口需用家トップ 20 (2013/5-2014/4)

Account Name	Total(kWh)
K&K ISLAND PRICE SUPERMARKET	1,538,000
Capitol Building Cnplex	1,365,200
Tobolar Tobolar Proc. Plant	878,600
MIR-EAST	725,280
RRE Complex. 3 Office	471,040
Mifv Inc.(Former Ting Hong)	461,000
MIR-WEST	401,040
Mifv NEW Ice Machine	360,641
Formosa Shopping Center M1	279,040
RRE Store.2	263,920
Jane Corp. Long Is. Hotel ³¹	243,240
Formosa Supermarket	226,240
PII Rock Crusher 2 (3 Phese)	194,580
RRE PACIFIC PURE WATER	193,440
K&K ISLAND PRICE SUPERMARKET #1	162,080
Majuro Interna. Convention Center	147,200
MSTCO REEFER BLOCK.	139,980
Rairok Elementary School (New Bld)	101,680
RRE Kabins	100,859
Education Main Office	100,757

一般家庭については、富裕層と貧困層の住居エリアは大体分かれており、前者においては、設備投資が可能な経済的余力がある者もいるため、MEC が系統電力との併用を許せば、太陽光発電設備を設置しようとする動きが出てくると思われる。

Ebeye 島においては、非常用発電設備を保有している PAYLESS Super Market(図 2.5.1-6 参照)、Wotje 島、Jaluit 島においては、学校や政府所有で冷凍設備等をもつ漁業関連設備などが大口需用家である。



図 2.5.1-6 Ebeye 島の PAYLESS Super Market

³¹ Jane Corp. Long Is. Hotel は 2014 年夏に廃業となり、The University of Southern Pacific に売却された。

2.5.2 主要発電・配電設備

ディーゼル発電機が設置されている島は、図 2.5.2-1 に示すように限定されている。MEC によるものは、その子会社の KAJUR を含めても、Majuro、Jaluit、Wotje、Ebeye の 4 カ所しかない。他の環礁や離島では、他者による発電機と MRD/MEC が推進している SHS に頼っている。

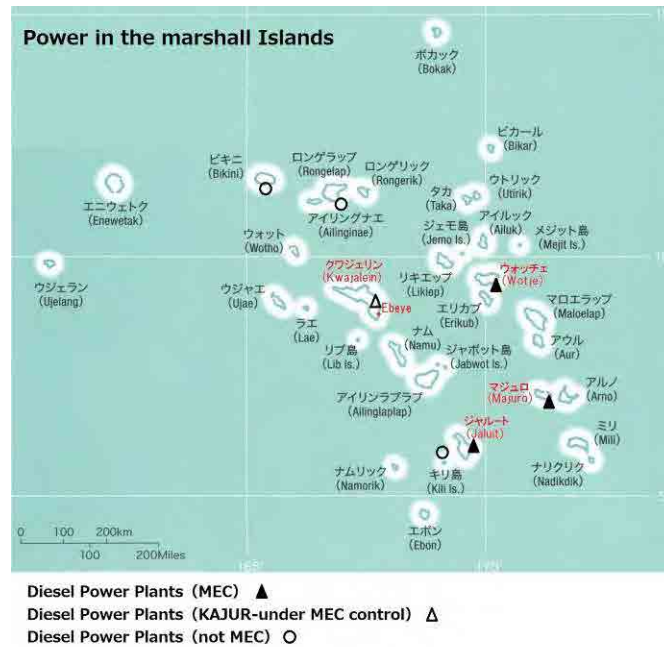


図 2.5.2-1 マーシャル諸島のディーゼル発電所

2.5.2.1 Majuro 発電所

Majuro 環礁には、首都 Majuro の Uliga 地区に、隣り合った 2 つの発電所(Majuro 発電所 No.1、No.2)があり、両者ともディーゼル発電機で全ての電力供給を賄っている。それぞれのユニット数は、Majuro 発電所 No.1 が 5 台、Majuro 発電所 No.2 が 2 台である。2.4.2 節でも前述したが、Majuro 発電所 No.1 のユニット 5 台の内の 2 台、3 号機及び 4 号機は 2006 年に発生した火災により損傷し、未だ復旧に至っていない。

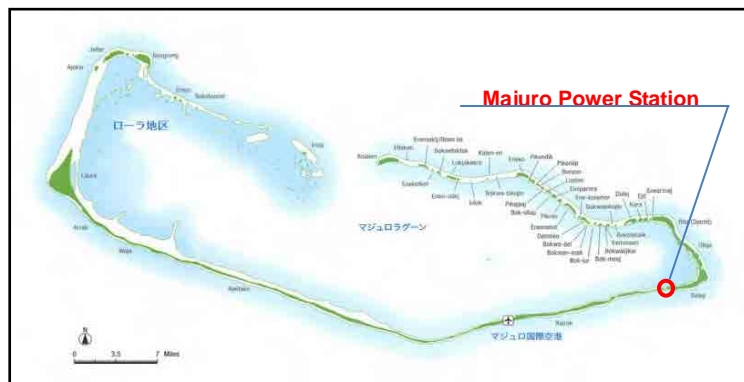


図 2.5.2-2 Majuro 環礁(Majuro 発電所所在地)地図³²

³² 地図出典：マーシャル諸島トラベルガイド



図 2.5.2-3 Majuro 発電所³³

(1) 発電機容量

既存発電機の総容量は 22.8MW(3,4 号機除く)であるが、現在 7 号機が発電機重故障により停止していることと、老朽化した発電機が多く、各機ともに出力制限が設けられているため、実際に出力可能とする総容量は 11.4MW である。近年電気料金の高騰等により電力需要が減少傾向にあるが、現段階の電力需要 8MW～7MW に対し、現状におけるユニット構成では、ベース機である 6 号機が故障停止した場合、電力需要に対する供給力が追い付かない状態となっている。

MEC は、2015 年 3 月に 7 号機の補修を実施する予定としているが、7 号機が復旧するまでは、需給バランス的に綱渡り運用となる。

(2) 発電機運用方法

発電機の運用方法については、発電所 No.2 のユニットがベースロード機として使用され、発電所 No.1 のユニットは変動分の吸収機として使用されるのが通常である。

(3) 制御方式

発電機のガバナは全てドループ制御方式が採用されており、分単位の緩やかな負荷変動に対してはオペレーターの手動によるガバナ操作によって負荷追従を行っている。その他、AFC 等の特殊制御機能は有しておらず、発電機の起動停止や系統電圧の制御はオペレーターの経験則にて手動操作で行われている。

³³ 出典：MEC ホームページ(http://www.mecrmi.net/MAJ1_Facility.htm)

表 2.5.2-1 Majuro 発電所 No.1、No.2 発電機仕様³⁴

MEC	Substation	Station NO.1				Station NO.2		
	Engine#	1	2	3	4	5	6	7
GENERATOR DETAILS	ENGINE MAKE	Pielistick	Pielistick	Pielistick	Pielistick	Caterpillar	Deutz	Deutz
	ENGINE MODEL	10PC2VMK2	10PC2VMK2	10PC2VMK3	10PC2VMK4	3616	BV16M640	BV16M640
	ENGINE SERIAL NUMBER	18191	18192	18193	18194	1P00048	16010114	16010115
	NAME PLATE RATING(kW)	3,275	3,275	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
	Maximum output (kW)	1,200	1,500	-	-	2,700	6,000	-
	SPEED(RPM)	450	450	450	450	720	600	600
	FUEL TYPE	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
	YEAR INSTALLED	1982	1982	1982	1982	1992	1999	1999
ALTERNATOR DETAILS	MAKE	BRUSH	BRUSH	BRUSH	BRUSH	KATO	DEUTZ	DEUTZ
	TYPE	Brushless	Brushless	Brushless	Brushless	Brushless	Brushless	Brushless
	MODEL NO.	31846A4G	31846A5G	31846A6G	31846A7G	A25247	1120LP12	1120LP12
	SERIAL NO.	31846-1G	31846-2G	31846-1G	31846-2G	98350	455-9308	455-9309
	VOLTAGE(V)	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800
備考			火災故障	火災故障		ベース機	発電機重故障 (2015年3月に修繕予定)	

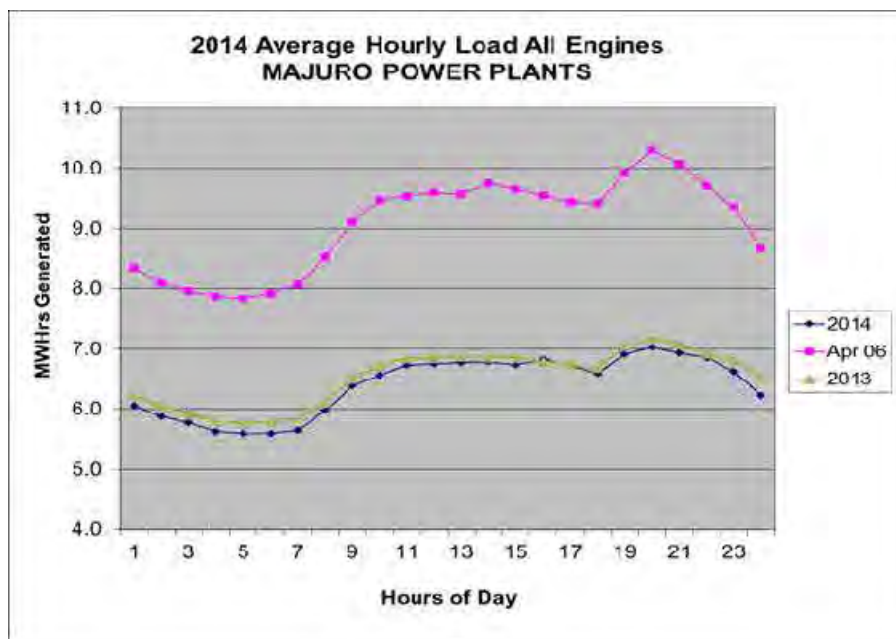


図 2.5.2-4 Majuro 系統日負荷曲線(2013年、2014年、2006年)³⁵

* 電力需要が減少に転じる以前(2006年)と比べ、現在は2~3MW程度減少した負荷カーブとなっている。

³⁴ MEC 入手データ

³⁵ MEC 入手データ



Majuro 発電所 No.1 2,3,4号機



Majuro 発電所 No.1 5号機



Majuro 発電所 No.2 6号機



Majuro 発電所 No.2 7号機



Majuro 発電所 No.1_中央操作室
発電機制御盤



Majuro 発電所 No.2 中央操作室
発電機制御盤および系統監視盤



Majuro 発電所 No.2
機関室 補機



Majuro 発電所 No.2
機関冷却ラジエター

図 2.5.2-5 Majuro 発電所設備状況

(4) 送電設備

Majuro の電力系統は、発電所から 13,800V の 3 本のフィーダーで送電されている。その内フィーダー1 は発電所から南西方面へ延線され、空港以降は地中化されている。送電電圧については Woja 地区まで 13,800V 送電とし、Laura 地区では Laura 変電所にて 4,160V に降圧し送電している。フィーダー2 については市中を通り北方面へ延線され、Jenrok 変電所にて 4,160V に降圧し、Jenrok 地区、Rita 地区、さらには海底ケーブルを介して Ejit 島まで送電している。フィーダー3 については地中送電線にて Uliga 地区の市中に送電している。送電線には系統事故の波及防止、又はメンテナンス時の電源解放のための VCB(真空遮断器)が 7 箇所を設置されている。低圧需要家への配電については、柱上変圧器、若しくは地上設置型変圧器にて単相 208V、または 3 相 4 線 208V/120V に変圧され供給されている。

現在、既設の送電設備は、建設から 30 年以上を経過しているものが殆どであり、老朽化に伴い今後更新する必要に迫られている。

送電ロスについては、約 18%となっている。この値は、系統負荷が減少に転じている現在、需要負荷容量に対する変圧器容量が、年々相対的に過大となってきており、それに伴う変圧器ロスの増大により年々増加傾向にある。



発電所 フィーダー引出柱



Laura 変電所



空港 VCB 建屋



架空送電線

図 2.5.2-6 Majuro 送電設備状況

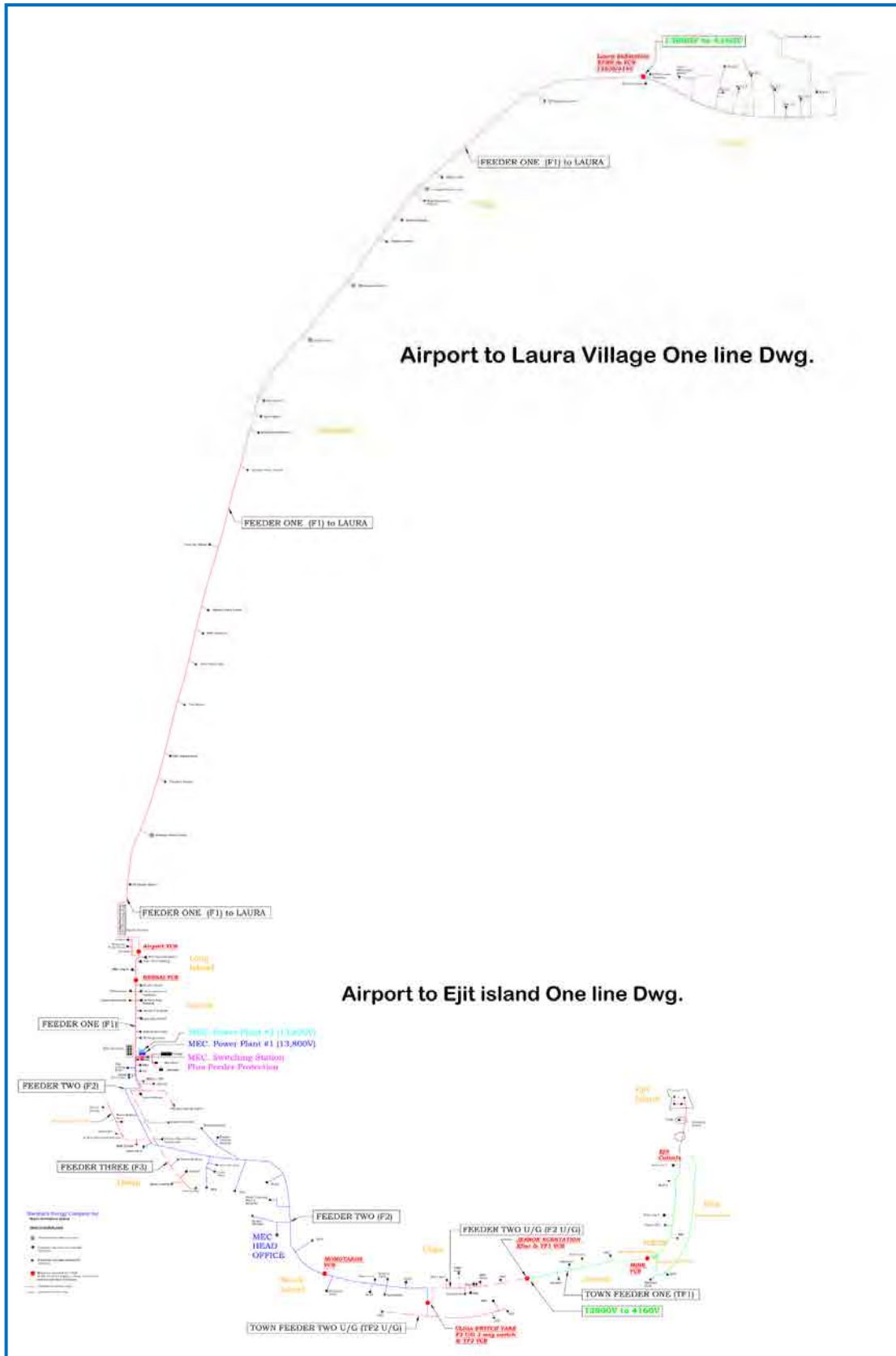


図 2.5.2-7 Majuro 電力系統図①³⁶

³⁶ MEC ホームページ(<http://mecrmi.net/statistics.htm>)

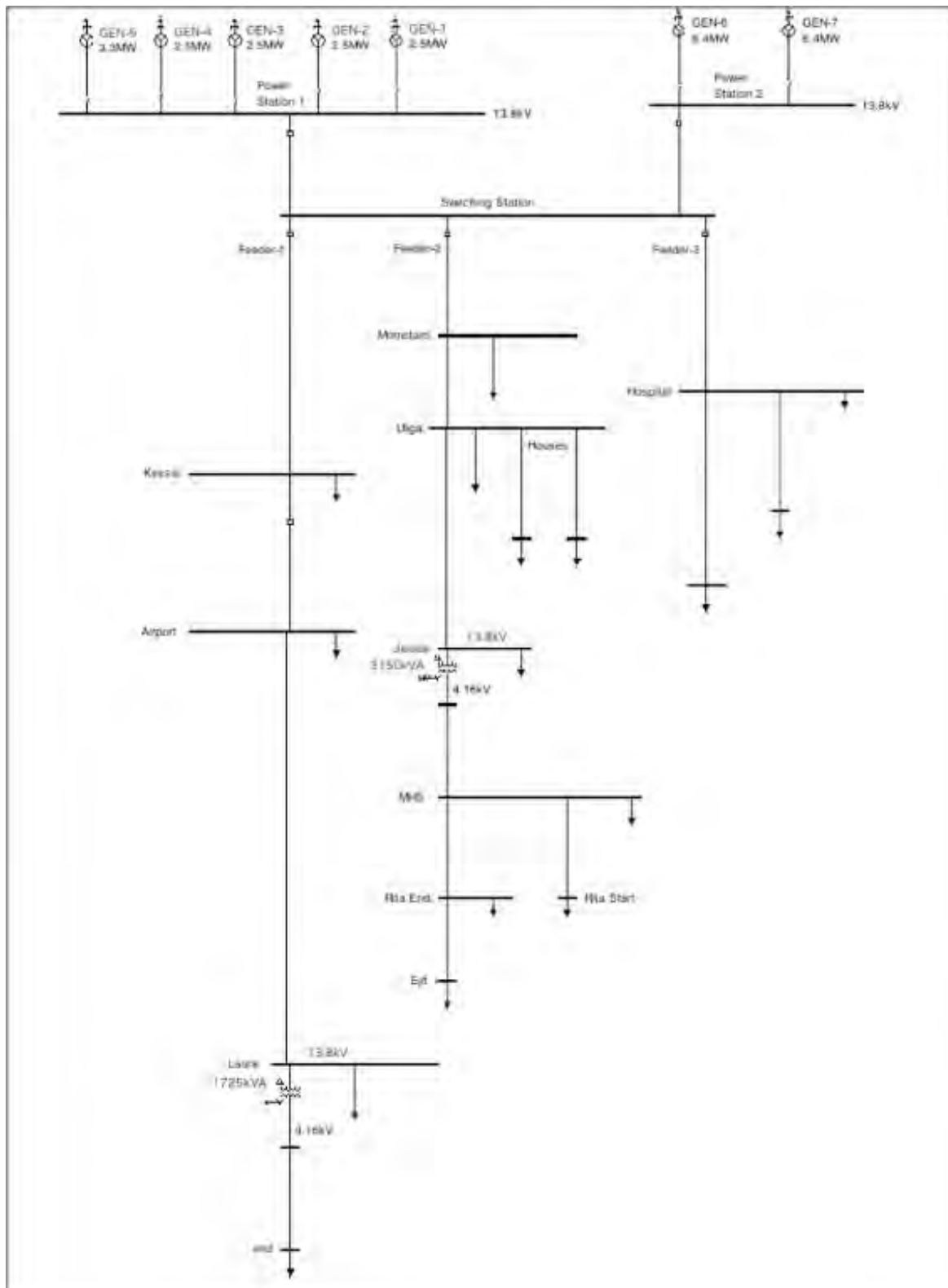


図 2.5.2-8 Majuro 電力系統図②³⁷

2.5.2.2 Wotje 発電所

Wotje 環礁には 1 ヲ所の発電所が既設されており、本発電所にて島の電力需要世帯全てへ電力供給を行っている。発電所は 2002 年 8 月に台湾の援助により建設されており、第二次世界大戦前に旧日本軍により建設された発電所が、戦争により破壊されて後、長年無電化地域となっていた。



図 2.5.2-9 Wotje 発電所位置図



図 2.5.2-10 Wotje 発電所

(1) 発電設備

表 2.5.2-2 に Wotje 発電所の発電設備の主な仕様を示す。Wotje 発電所には定格容量 275kW のディーゼル発電機が 2 台設置されている。島の需要規模が概ね 60~120kW であることから、1 台の発電機で十分に電力供給が可能であり、常に 1 台運転の運用となっている。発電機の運転切り替えのタイミングは連続 300 時間運転とし、300 時間連続運転後にもう 1 台の発電機に切り替え、停止した発電機については点検・メンテナンスを実施する方式としている。

表 2.5.2-2 Wotje 発電設備一覧³⁸

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING(kW)	275	275
Maximum output (kW)	275	275
SPEED(RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	2003	2003
Governor Control	Isochronous	Isochronous
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

(2) 系統負荷

図 2.5.2-11 に Wotje の年間系統負荷を示す。年間最大負荷は約 120kW である。代表的な大規模需要家として高等学校が挙げられ、夏休み期間となる 6 月から 8 月にかけては負荷が 40~60kW に下がる傾向にある。

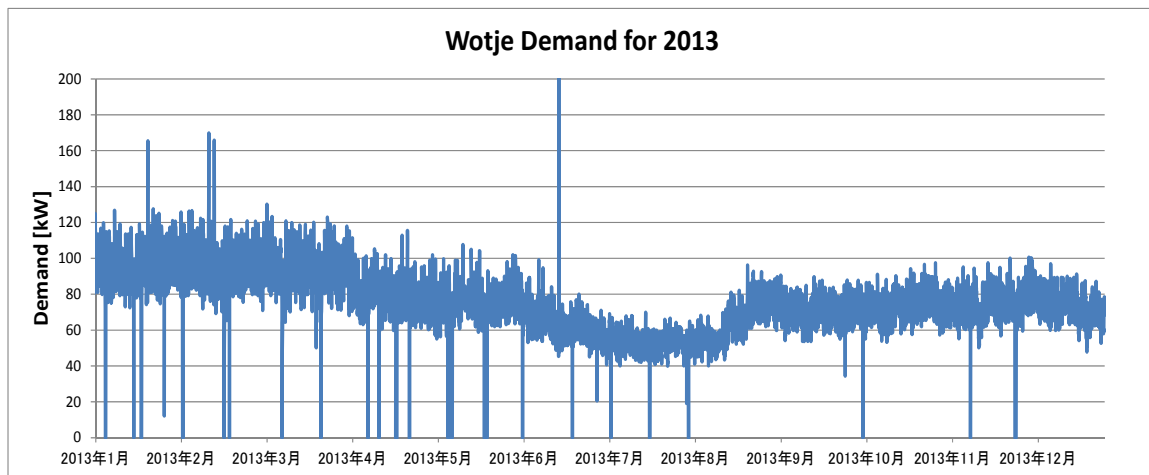


図 2.5.2-11 Wotje 年間系統負荷(2013 年)³⁹

(3) 制御方式

発電機 2 台ともにガバナ制御はアイソクロナス制御であり、短周期の負荷変動に対する応答性が速い制御方式となっている。しかし、普段から周波数変動が大きいことからアイソクロナス制御のチューニングがうまく行われていないことが想定される。この点については 3.2 節にて詳述する。その他の ALC 等の特殊制御機能は有しておらず、発電機の起動停止や系統電圧の制御はオペレーターの経験則にて手動操作で行われている。

(4) 配電設備

Wotje 発電所で発電された電力は、発電所敷地内に設置された変圧器で 480V から 4,160V へ昇圧し、地中埋設された主要配電線にて各地区へ供給されている。各需要家の電力引き込みは、地中配電線を立ち上げ受電している地上設置型変圧器から架空電線にて行われている。島には約 150 の世帯が既存するが、電力供給を受けている世帯数は約 100 世帯である。Wotje でも Majuro 同様プリペイド式のメーターが採用されている。

³⁸ MEC 入手データ

³⁹ MEC 入手データ

(5) 燃料使用量

図 2.5.2-12 に 2013 年の Wotje 発電所燃料消費量を示す。MEC 提供を受けた本データは 1 月、5 月、6 月、7 月のデータが欠損したものとなっているが、月平均約 5,000 ガロンの燃料消費となっている。燃料の受入は、Majuro から来る 9,000 ガロンのタンカーにて、概ね 2 ヶ月に 1 回のペースで行われる。Wotje 発電所には 10,000 ガロンの燃料受入タンクが 2 基設置されている。

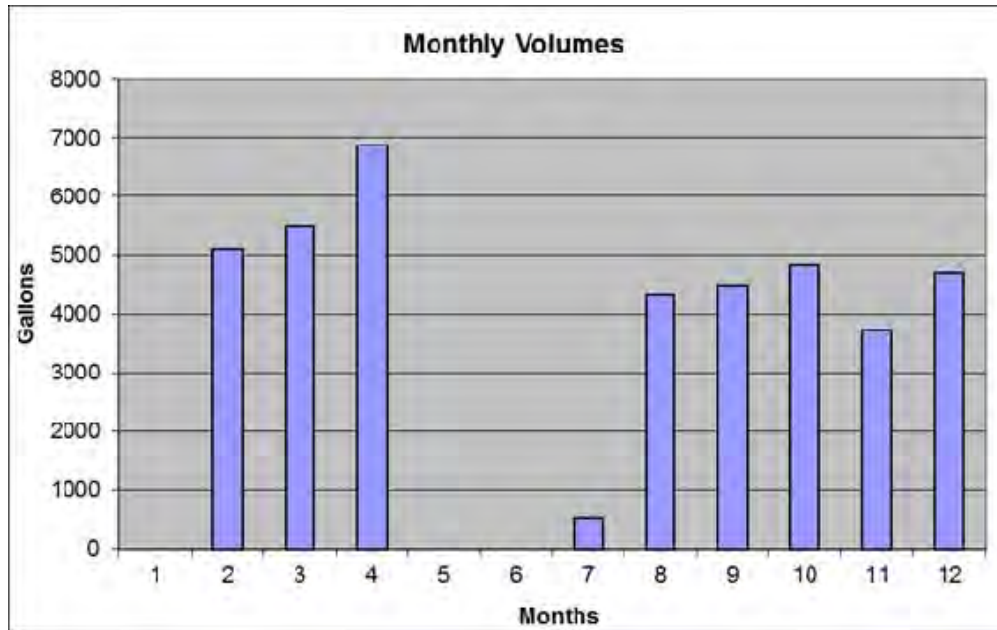


図 2.5.2-12 Wotje 発電所 2013 年 燃料消費量⁴⁰

⁴⁰ MEC 入手データ



発電機 1号機、2号機



発電機制御盤



発電機起動用BT、BT充電器



サービスタンク(500 ガロン)



燃料タンク



ラジエター



配電線トランスボックス



プリペイド式メーター

図 2.5.2-13 Wotje 発電所設備状況

2.5.2.3 Jaluit 発電所

Jaluit 環礁には 1 か所の発電所が既設されており、本発電所にて島の電力需要世帯全てへ電力供給を行っている。発電所は建設から 20 年以上経過しており、多くの設備は古いものとなっている。Wotje 環礁同様、Jaluit 環礁も本発電所建設以前は無電化地域であった。



図 2.5.2-14 Jaluit 発電所位置図



図 2.5.2-15 Jaluit 発電所

(1) 発電設備

表 2.5.2-3 に Jaluit 発電所の発電設備の主な仕様を示す。Jaluit 発電所には定格容量 300kW のディーゼル発電機が 2 台既設されている。島の需要規模が概ね 80~120kW であることから、1 台の発電機で十分に電力供給が可能であり、常に 1 台運転の運用となっている。発電機の運転切り替えのタイミングは 300 時間運転とし、300 時間連続運転後にもう 1 台の発電機に切り替える。発電機のチェックのために、2 週間に 1 回 30 分程度の計画停電が行われる。

表 2.5.2-3 Jaluit 発電設備一覧⁴¹

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING(kW)	300	300
Maximum output (kW)	300	300
SPEED(RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	1993	1993
Governor Control	Droop	Droop
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

(2) 系統負荷

図 2.5.2-16 に Jaluit の年間系統負荷を示す。年間最大負荷は約 140kW である。代表的な大規模需要家として高等学校が挙げられ、夏休み期間となる 6 月から 8 月にかけては負荷が 50~80kW と下がる傾向にある。

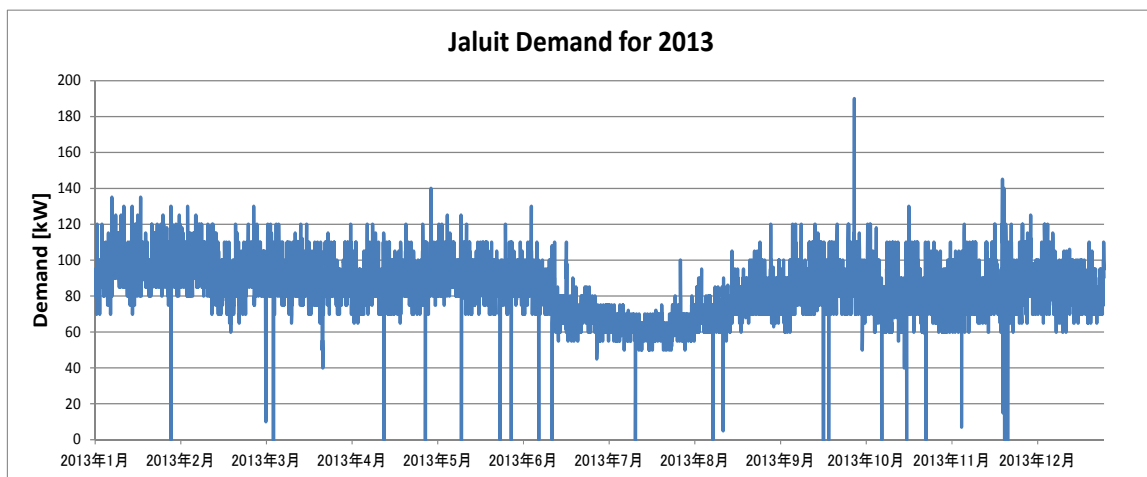


図 2.5.2-16 Jaluit 年間系統負荷⁴²

(3) 制御方式

発電機のガバナは全てドループ制御方式が採用されており、瞬時負荷変動はガバナフリーにて対応し、周波数偏差が過大になった際は、オペレーターの手動によるガバナ操作にて負荷追従を行っている。その他の ALC 等の特殊制御機能は有しておらず、発電機の起動停止や系統電圧の制御はオペレーターの経験則にて手動操作で行われている。

(4) 配電設備

Jaluit 発電所で発電された電力は、発電所敷地内に設置された変圧器で 480V から 4,160V へ昇圧し、架空配電線にて各地区へ供給されている。各需要家の電力供給は、地上設置型変圧器、又は柱上変圧器にて降圧して供給されている。

Jaluit でも Majuro 同様プリペイド式のメーターが採用されている。

⁴¹ MEC 入手データ

⁴² MEC 入手データ

Marshall's Energy Company

Jabor Island, Jaluit Atoll.
ONE LINE DISTRIBUTION DRAWING

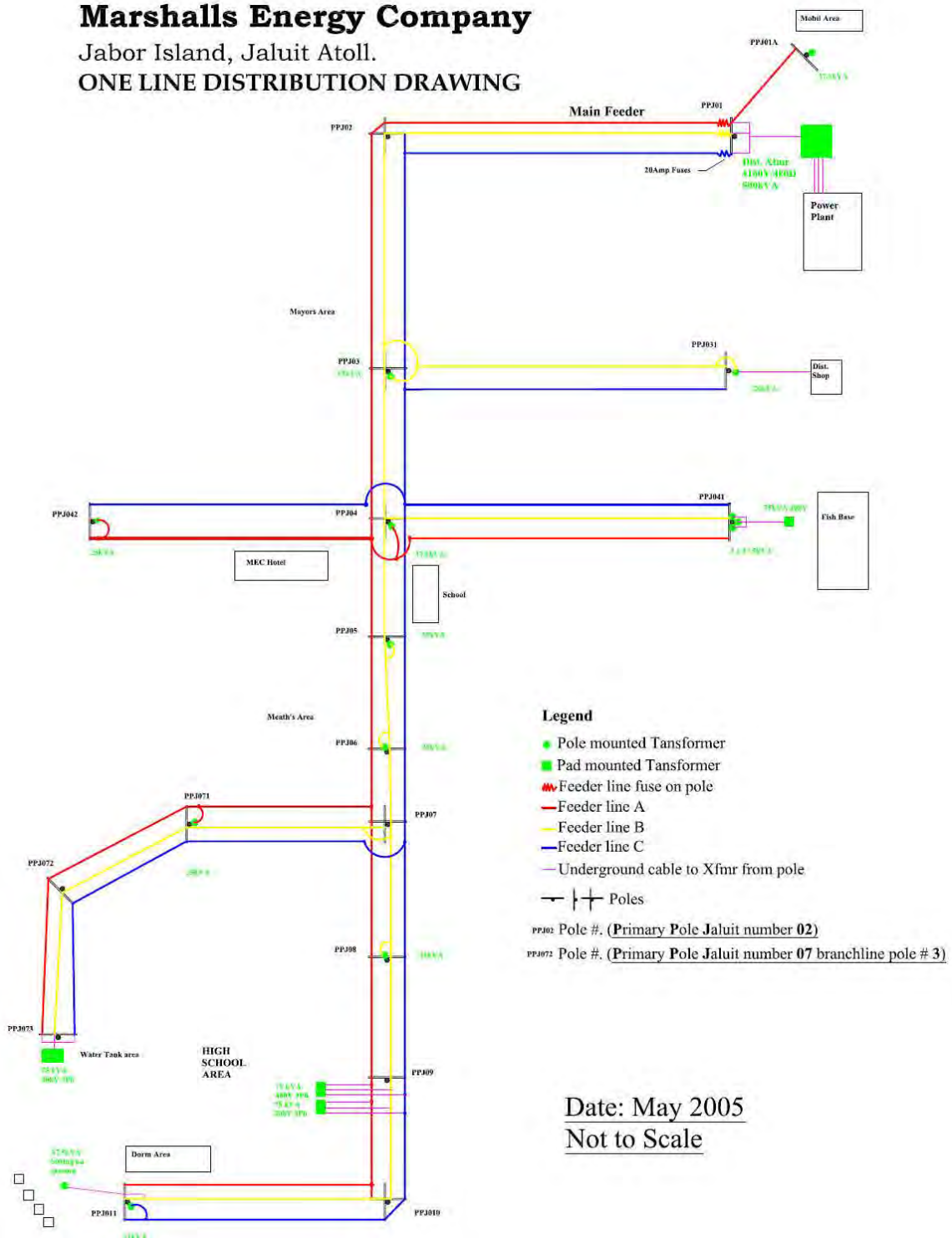


図 2.5.2-17 Jaluit 電力系統図⁴³

(5) 燃料使用量

一日当たりの燃料消費量は 170 ガロン、月に約 5,000 ガロンの消費となっている。

⁴³ MEC 入手資料



発電機 1号機および2号機



発電機制御室



発電機制御盤



フィーダー昇圧変圧器(4,160/480V)



燃料タンク



1、2号機サービスタンク



需要家変圧器盤



配電線および需要家引込み用 Tr ボックス

図 2.5.2-18 Jaluit 発電所設備状況

2.5.2.4 Ebeye 発電所

Ebeye 島は Kwajalein 環礁内の一つの島である。砂浜で陸続きの周辺の島まで Ebeye 島に既設された1か所の発電所にて電力供給を行っている。電力系統の運営管理はMECの子会社であるKAJURが行っている。



図 2.5.2-19 Ebeye 発電所位置図



図 2.5.2-20 Ebeye 発電所

(1) 発電設備

発電所敷地内には旧発電所建屋と新発電所建屋が隣接して建設されており、旧発電所建屋には、廃止された発電機が現在も残されている。表 2.5.2-4 に Ebeye 発電所の発電設備の主な仕様を示す。Ebeye 発電所には新発電所建屋に定格容量 1,286kW のディーゼル発電機が 3 台既設されている。3 台とも同型式、同定格容量である。以前は 4 台であったが、1 台(1 号機)は故障により廃止となっている。島の需要規模が概ね 2,000kW 前後であることから、系統事故による負荷脱落がない限り常に 2 台の発電機での運用となっている。

表 2.5.2-4 Ebeye 発電設備一覧⁴⁴

Engine#	2	3	4
ENGINE MAKE	Cummins	Cummins	Cummins
ENGINE MODEL	-	-	-
NAME PLATERATING(kW)	1,286	1,286	1,286
Maximum output (kW)	1,286	1,286	1,286
SPEED(RPM)	1,800	1,800	1,800
YEAR INSTALLED	-	-	-
Governor Control	Isochronous	Isochronous	Isochronous
Synchronous capability	Available	Available	Available

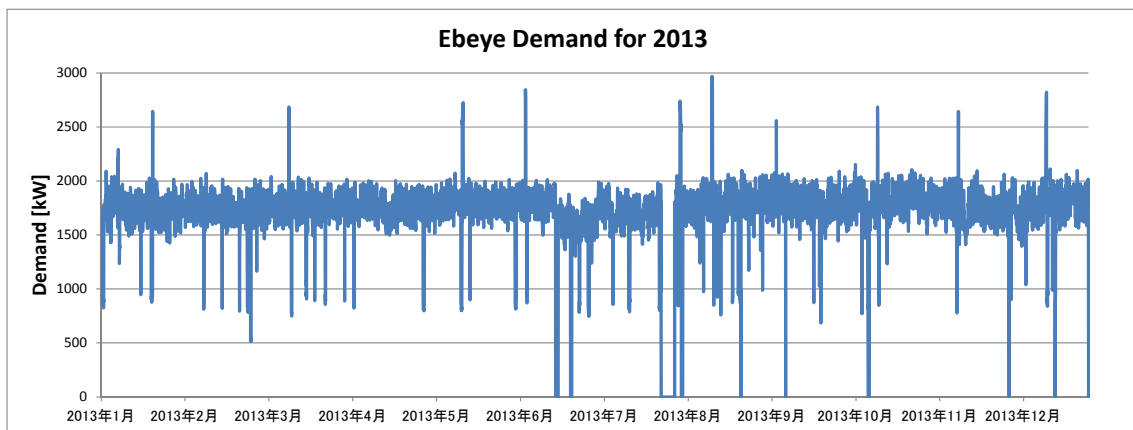


図 2.5.2-21 Ebeye 年間系統負荷⁴⁵

(2) 制御方式

発電機は全てガバナ制御方式をアイソクロナス制御とし、各発電機出力も複数台同出力値とするロードシェアリング制御方式が採用されている。

(3) 配電設備

Ebeye の電力系統は 2 フィーダーで形成される。発電所で発電された電力は、発電所敷地内に設置された変圧器で 480V から 13.8kV へ昇圧し、各フィーダーの架空配電線、または地中配線にて各地区へ供給されている。各需要家の電力供給は、地上設置型変圧器、又は柱上変圧器にて降圧して供給されている。

電力供給を受けている世帯数は約 1,200 世帯である。

Ebeye においても Majuro 同様プリペイド式のメーターが採用されている。

⁴⁴ KAJUR 入手データ

⁴⁵ KAJUR 入手データ



発電機 2号機、3号機



フィーダー昇圧 Tr(13,800/480V)



発電機制御盤



電気室



燃料タンク



架空配電線(需要家引込)



需要家引込用 Tr ボックス



架空配電線(13.8kV)

図 2.5.2-23 Ebeye 発電所設備状況

第3章 調査結果

本プロジェクトの業務項目とする「再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援」、「配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価手法技術支援」、「PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援」、「発電所の運用改善によるプラント効率改善」に関する調査結果を以下に示す。

3.1 再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援

3.1.1 系統連系ガイドライン

送配電系統に分散的に接続された発電システムが、系統側に電力を供給する(逆潮流)場合には、発電システムの故障や発電量、さらには発電された電力の品質が、電力会社の系統に影響すると同時に、同一の電力会社から電気の供給を受けている他の需要家にも影響を及ぼすことになる。従って、分散型電源の設置や運転については、所定の基準を守り、公共の安全確保はもとより発電電力の品質確保に努める必要があり、そのために系統連系ガイドラインというものが制定されることになる。

3.1.1.1 系統連系ガイドラインの主な要件⁴⁵

(1) 対象設備

連系する系統の電圧階級・設備構成、一カ所当りの最大容量、連系する発電設備の種類(インバータ、同期/誘導発電機)、逆潮流の有無などにより、一般的に要件は異なる。

(2) 電圧管理

配電系統においては、系統各所の需要家受電電圧は一定の幅をもった所定の値(日本の場合は $101\pm 6V$ 、 $202\pm 20V$)に維持しなければならない。これは配電用変電所の送り出し電圧の調整を負荷状態に合わせて行なうことで実現されているが、逆潮流を有する電源が配電線に接続されると、潮流が変電所方向に流れ、配電線の途中から線路電圧が上昇することになり、線路末端部分で規定電圧を逸脱することもある。このような恐れがある場合には、「進相無効電力制御機能」や「出力制御機能」などの自動電圧調整装置等が必要となる。また、瞬時電圧変動や電圧フリッカについても留意し、対策が求められる場合もある。

(3) 単独運転検出

分散型電源が無い場合、事故発生時には、配電用変電所の送り出し側遮断器を開放して、配電線は無電圧状態にすることで、事故対応時の電気火災や感電事故の防止を図ってきた。しかし、配電線に分散型電源が接続されると、系統側の事故時にも分散型電源が単独で運転継続する恐れがあり、本来無電圧であるべき範囲が充電された状態となる。この事態を避けるために、系統側遮断と自らの単独運転を検出し、系統から自動的に解列する機能が必要となる。

(4) 力率

電力系統では有効電力だけでなく無効電力も管理する必要があるが、無効電力の多い負荷が多くなる(負荷力率が悪くなる)と、電流が増え、電力損失が増大する。分散型電源設備についても負荷と同

⁴⁵ 甲斐隆章, 藤本敏朗, 2010, 太陽光・風力発電と系統連系技術, オーム社

様に、受電点における力率を一定以上とすること、かつ系統側からみて進み力率にならないことを求める必要がある。

(5) 高調波

高調波により系統電圧が歪むと、機器の誤動作や、場合によっては電力用コンデンサの焼損ということにもなる。太陽光発電設備の交直変換器(Power Conversion System, PCS)はパワー・エレクトロニクス機器であり、高調波電流発生源となりやすい。電流ひずみ率に関する規定が必要である。

(6) 保護協調

以下の4つの基本的要求を実現する保護機能が求められる。

- 自らの故障に対しては、その影響を系統に波及させないために、発電設備を即時に系統から解列すること。
- 系統事故に対しては、迅速かつ確実に自らを解列して、単独運転を生じないこと。
- 系統事故の自動再開路時に、発電設備が確実に系統から解列されていること。
- 連携された系統以外の事故時や、系統側の瞬時電圧低下などに対し、発電設備を解列しないで運転継続または自動復旧できるシステムであること。

3.1.1.2 日本および先進国の動向

(1) 日本

日本の「系統連系ガイドライン」は、昭和61年8月に資源エネルギー庁公益事業部長通達として定められたが、平成16年10月に「電気設備技術基準の解釈」と「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に再整理され公表された。この二つの指針における分散型電源の系統連系に係る必要部分を中心に、分散型電源を系統に連携する際に遵守すべき事項を、日本電気技術企画委員会がまとめたものが「系統連系規定(JEAC9701-2012)」である。ここでは、通則や用語の定義から始まり、連系に必要な設備対策として、共通事項、低圧配電線(600V以下)、高圧配電線(600V~7kV)、スポットネットワーク配電線、特別高圧配電線路(7kV以上)などとの連系要件、電力会社との事前協議やそれに必要となる資料例がまとめられている。

なお、一般家庭に設置される出力20kW未満の太陽光発電設備の保護装置については、(財)電気安全環境研究所(Japan Electrical Safety & Technical Laboratories)において、ガイドライン、電気設備基準・解釈および電気用品の技術基準に基づく認証を行なっている⁴⁶。(図3.1.1-1参照)

(2) 米国

米国の電力セクターは、

- 送電系統と配電系統とで管轄主体が異なっていること⁴⁷。
- 電気事業者の数が非常に多いこと⁴⁸。

という特徴があり、系統連系ガイドラインは管轄主体により微妙に異なるが、

多くが米国電気電子学会(Institute of Electric and Electronics Engineers,



図 3.1.1-1 JET 認証

⁴⁶ <http://www.jet.or.jp/products/protection/>

⁴⁷ 系統の管轄主体は、大まかには、送電系統(州境をまたぐものは)連邦政府、配電系統(州境をまたがないものは)各州政府となっている。

⁴⁸ 私営(public)、地方公営(municipal public)、連邦営(federal public)、協同組合営(cooperative)を合わせると、3000以上になる。

IEEE)1547 シリーズ規格、IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 28 July, 2003 を基本として定めている。これは系統連系に係る性能、運用、試験、安全そして保守に係る要求を定めたものであり、以下のような 4 つの関連規格がある。

(a) 1547.1-2005, IEEE Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

以下の事項に関する適合性試験の仕様

- 型式、製造、コミッショニング試験
- システム制御：出力レベル、運転停止
- 保護協調：異常時における保護
- 定常状態での制御：電圧、電流、無効電力、力率

(b) 1547.2-2008, IEEE Application Guide for IEEE Standard 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

以下の事項に関するアプリケーション・ガイド

- ローカルな保護
- メータリング(商用取引)
- ビルや工場など設置箇所における制御
- ローカルな制御
- 系統との協調的保護制御(通信も含む)

(c) 1547.3-2007, IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected With Electric Power Systems

電力系統と連系される分散電源がもつべき機能、パラメータ、監視方法、情報伝達および制御についての取決めである。

(d) 1547.4-2011: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems

分散電源システムの設計、運転と統合についての規定

- 放射状配電系統：潮流は供給側から負荷への一方向
- ミニグリッドもしくは意図的な孤立系統：構成にも依存するが、潮流はミニグリッド内のみを流れる。しかしユーティリティ側へ供給も可能
- 双方向潮流を許すネットワーク型配電系統：2 次的な配電用変圧器を有する配電系統で、さまざまな負荷に供給するために、変圧器は需要家が用いる電圧に変圧される。

以上が IEEE1547 シリーズの概要であるが、これをベースに、米国の電力管轄主体は自らの系統連系ガイドラインを制定している。

なお、日本の JET 認証と同様のものとして、UL1741 という認証規格がある。米国での系統連系では、この UL1741 を取得しているインバータ⁴⁹であれば、特に詳細なチェックもなく連系が認められる場合が多い。

(3) オーストラリア

⁴⁹ <http://database.ul.com/cgi-bin/XYV/cgifind.new/LISEXT/1FRAME/index.html> で、UL Category Code に QIKH を入れて検索すると UL1741 を取得しているインバータが表示される。

太平洋島嶼国に大きな影響力をもつオーストラリアでは、系統連系に関係する規格として以下の三つがある。

- (a) AS 4777.1: Grid connection of energy systems via inverters – Installation requirements
- (b) AS 4777.2: Grid connection of energy systems via inverters – Inverter requirements
力率、高調波、電圧変動、フリッカ、衝撃電流保護、電圧過渡応答での制限、直流電流注入、データ・ロギングと通信などに関する規定
- (c) AS 4777.3: Grid connection of energy systems via inverters – Grid protection requirement
機器の解列、電圧・周波数の制限(単独運転検出の受動的手法)、能動的な単独運転検出、再並列手続き、保護整定などに関する規定

そして実務的には、Clean Energy Council が、PVに関連して、認証を得た機器、小売店、施工業者をウェブサイト上で公表している⁵⁰。

3.1.1.3 島嶼国

以下に、「マ」国と同様、島国で人口も少なく系統規模の小さい、モルディブ、トンガ、ソロモン、マルタ、モーリシャス、パラオ、フィジーにおける系統連系ガイドラインの現状と概要を示す。

(1) モルディブ

モルディブは 298km² の国土、約 30 万人の人口で、1,006.7/km² の人口密度である。GDP は 22.2 億ドル、一人当たり GDP は 6,567 ドルである⁵¹。

“Guidelines on Technical Requirements for Photovoltaic Grid-connection” が 2013 年 2 月に公表され、以下の事項について連系上の仕様が定められた⁵²。

- メータリング方法
- 力率
- 電圧変動（常時、瞬時）
- 保護リレー
- 単独運転検出(能動型、受動型)
- 自動復帰機能
- 自動負荷制限と発電出力抑制

また、モルディブ電力庁(Maldives Energy Authority, MEA)は “Manual for Photovoltaic Grid-connection Application” を 2013 年 2 月に公表し、対象や手続きについて定めている。その主な項目を以下に示す⁵³。

- 系統連系 PV 導入にあたっての申請手続きとフローチャート
- 申請書類、審査、検査シート
- 対象は 1φ 230V, 3φ 400V, 3φ 11kV
- 逆潮防止リレーは設置してもしなくてもよい

⁵⁰ <http://www.solaraccreditation.com.au/>

⁵¹ なお、「マ」国は、180km²、5.3 万人、人口密度 294.4/km²、GNI 1.8 億ドル、一人当たり GNI は 4,040 ドル、一人当たりの一次エネルギー消費量は 613.6kgoe である。

⁵² http://www.mea.gov.mv/v1/wp-content/files/downloads/Guideline_for_Grid-connected_PV_System_-_Feb_2013.pdf

⁵³ http://www.mea.gov.mv/v1/wp-content/files/downloads/Manual_for_PV_Grid-connectin_Application_-_Feb_2013.pdf

- OVR, UVR, OFR, UFR, 単独運転保護装置(能動/受動)

さらに、“POWER PURCHASE AGREEMENT” が 3φ 11kV に対して準備されているが⁵⁴、まだ最終ドラフトの段階である。

(2) トンガ

トンガは 720km² の国土、約 10.5 万人の人口で、145.8/km² の人口密度である。GNI は 3.7 億ドル、一人当たり GNI は 3,580 ドル、一人当たりの一次エネルギー使用量(2007)は 567kgoe である。

“POLICY FOR THE CONNECTION OF EMBEDDED GENERATION” が 2013 年 3 月にトンガ電力(Tonga Power Limited, TPL)により公表された⁵⁵。双方向メータを用いたネット・メータリングが適用され、10kW 以下とそれより大きな RE について申請手続きとフローチャートがそれぞれ示されている。なお、以下の規格基準類を参照とした上で、50Hz ±1.5% と 230V±10%を求めている。

- AS/NZS 3000 Wiring Standards
- AS/NZS 5033 Installation of Photovoltaic (PV) Arrays
- IEEE 1547 Standards for Interconnecting distributed Resources with Electric Power Systems
- EN50160 in regards to power quality
- IEC 61000-6-2 (EMC Immunity) and -4 (EMC Emission)
- AS 4777.1 Grid connect – Installation
- AS/NZS 1768 Lightning Protection
- IEC 61730 PV modules
- Pricing methodology

(3) ソロモン

ソロモンは 28,900km² の国土、約 55.0 万人の人口で、19.0/km² の人口密度である。GDP は 10 億ドル、一人当たり GDP は 1,130 ドル、一人当たりの一次エネルギー使用量(2007)は 130kgoe である。

“Solar Arrangements: Technical Arrangements for Grid Connection of Photovoltaic Systems via Inverters”が現在議会で審議中であり、まだ承認されていない。ソロモン電力庁(Solomon Islands Electricity Authority, SIEA)のドラフト案(Version 0.5, 2013 年 10 月 20 日)によれば、以下のような事項が示されている。

- 1φ 230V は 10kVA 以下、3φ 400V は 30kVA 以下
- 蓄電池利用は基本的になし
- 豪州基準(AS)を参照
- インバータ:は AS4777 に準拠したもので、AS5033 に従って保守
 - 豪州 Clean Energy Council のウェブサイトに掲載されている製品
 - 設計者・供給業者は豪州 Clean Energy Council ウェブサイトに掲載されているもの
 - SIEA の申請書類フォームシート
- 単独運転検出

⁵⁴ http://www.mea.gov.mv/v1/wp-content/files/downloads/Draft_Standard_Power_Purchasing_Agreement.pdf

⁵⁵ <http://www.tongapower.to/Portals/2/Docs/TPL%20Net%20Billing/TPL%20Net-Billing%20Policy.pdf>

- 210V, 270V (1φ) 470V, 370V (3φ), 54Hz, 46Hz でトリップ
- メータリングにおける調整

SIEA はまた、“Photovoltaic Inverter Network Connection Agreement, For Connection to SIEA Grid”のドラフト(version 0.5, 2013年10月20日)も準備している。30kVA以下の小規模PVのためのフローチャートが、以下の二つの付録とともに示されている。

- 付録 A: Licensing of Standby and Independent Generation
- 付録 B: Interconnected Solar Array Generation, POLICY

系統連系に向けた準備はできているものの、SIEA は系統に逆潮流された電力に対して対価を支払わないことも明言している。

(4) パラオ

Palau 2012 の“Palau Net Metering Act approved: by Clint Wachi”,によると、「パラオの需用家設置の RE 発電機を対象としたネット・メータリング法が 2012 年に承認される見通し。これは上院議員ポール・ウエキ氏により草案が作成された新法(RPPL No. 8-39)で、RE による電力を自家消費するだけでなく、余剰分を系統に供給可能とするもの」と報じている⁵⁶。しかしながら、この情報はまだ確認がとれておらず、引き続き調査をしていく必要がある。

(5) フィジー

フィジーは 18,270km² の国土、約 86.8 万人の人口で、47.5/km² の人口密度である。GNI は 31.9 億ドル、一人当たり GDP は 6,680 ドル、一人当たりの一次エネルギー使用量(2007)は 627.3kgoe である。

フィジーの系統連系に関する情報はいくつかある。まず、フィジー電力庁(Fiji Electricity Authority, FEA)が出した“Grid Code Review”に関する入札(No. MR 102/2011)の公示である⁵⁷。もう一点は、南太平洋大学(University of Southern Pacific, USP)のウェブサイトに掲載されている“Electricity provider willing to consider net-metering”という情報である⁵⁸。それによると「FEA は、ネット・メータリングにより、系統連系されたシステムから買電することを真剣に考えており、それを可能にする法整備が行なわれる予定である」と述べている。これは 2012 年 3 月 16 日に USP で開催された DIREKT ワークショップで FEA の CIO が述べたものである。

しかしながら、このような情報を公的資料で確認することは現在できておらず、引き続き調査が必要である。

(6) マルタ

マルタは 316km² の国土、約 41.0 万人の人口で、1297.5/km² の人口密度である。GDP は 84.15 億ドル、一人当たり GDP は 19,740 ドル、一人当たりの一次エネルギー使用量(2007)は 2,057.9kgoe である。

マルタ政府は太陽光エネルギーの普及拡大に熱心であり、“The Network Code, Enemalta, Approved by the Malta Resources Authority, Version 1, October 2013”という明解なガイドラインをもっている⁵⁹。そこでは以下の事項に関する連系要件が示されている。

⁵⁶ <http://palau2012.wordpress.com/2012/03/21/palau-net-metering-act-approved-by-clint-wachi/>

⁵⁷ <http://www.fea.com.fj/userfiles/file/MR%20102-2011.pdf>

⁵⁸ <http://www.usp.ac.fj/news/story.php?id=986>

⁵⁹ <http://www.enemalta.com.mt/index.aspx?cat=2&art=5&art1=71>

- 保護と設置上の要求
- 電圧制御
- 短絡容量
- 電圧変動
- 単独運転・待機用発電機
- メータリング
- 需要予測(適切であれば)
- デマンド・コントロール
- 安全上の協調

(7) モーリシャス

モーリシャスは 2,045km² の国土、約 130.0 万人の人口で、635.7/km² の人口密度である。GNI は 103.4 億ドル、一人当たり GDP は 8,040 ドル、一人当たりの一次エネルギー使用量(2007)は 947.3kgoe である。

モーリシャスには、サトウキビの製糖工場が多くあり、バガスを用いたバイオマス発電が昔から系統連系されてきた。現在、中央電力委員会(Central Energy Board, CEB)は、“CEB, Grid Code for Small Scale Distributed Generation (SSDG), 9 Dec 2010”、“Customer Guidelines for Grid Connection of Small Scale Distributed Generators (SSDG) up to 50 kW, 9 Dec 2010”、“CEB, SSDG Application Form” and “CEB, SSDG Connection Agreement”などの文書を公表している⁶⁰。小規模分散電源のガイドラインでは、以下のような事項について規定されている。

- 低圧系統で、単相なら 17kW 以下、3相なら 50kW 以下
- 総枠は 2MW もしくは 200 サイト、一般家庭は 1MW が上限
- 230/400V±6%, 50Hz±1.5%
- 保護上の要求
- 単独運転、再並列
- 電力品質、力率
- 安全とメータリング

3.1.2 RE 促進普及方策

より幅広い RE 活用を進めるためには、民間セクターによる RE 発電設備の設置が求められ、そのためのインセンティブを政府が提供する必要がある。以下では、世界で実施されている施策についてその概要を、特に島嶼国での取り組みに注意を払いまとめる。

3.1.2.1 主な RE 普及・助成制度の概要

エネルギーコスト面からみた助成の目的は、図 3.1.2-1 に示すように、予め RE 活用によりエネルギー・インフラの改造に投資して、化石燃料によるコスト増大リスクを和らげることにある⁶¹。

⁶⁰ http://ceb.intnet.mu/grid_code/project.asp

⁶¹ 櫻井啓一郎，2011，固定価格買取制入門：再生可能エネルギー：普及の切り札
<http://ksakurai.nwr.jp/R/slides/WhyFIT/WhyFIT-v5.pdf>

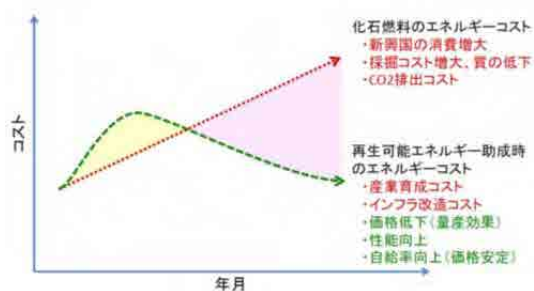


図 3.1.2-1 エネルギーコストからみた助成目的

化石燃料は、新興国の消費増大、採掘コスト増大、質の低下、CO₂排出コストなどが懸念され、このままでは上昇傾向を止めることは難しい。そこで、初期コストは高くなっても、将来的なエネルギーコストが下がるように、インフラを更新・改造していく方策が必要となる。

様々な普及促進策があるが、図 3.1.2-2 に示すように、大きくは割当(quota)制と固定価格買取(Feed-in Tariff: FIT)制の二つに分類される。割当制は、Renewable Portfolio Standard (RPS) に代表されるように導入量を義務付けたり、入札を活用する方策であるが、普及量ベースのもので、発電量に応じた助成(発電税額控除、Production tax credit, PTC)や資本取得の助成(投資税額控除、Investment tax credit, ITC)などにより支援が行なわれる。FIT は価格ベースによるもので、固定価格や電気料金にプレミアムを上乗せして、電力を買い取る制度である。実際には複数の手法を組み合わせることで実施できるため、図 3.1.2-2 はわかり易く分類した図と考えていただきたい。

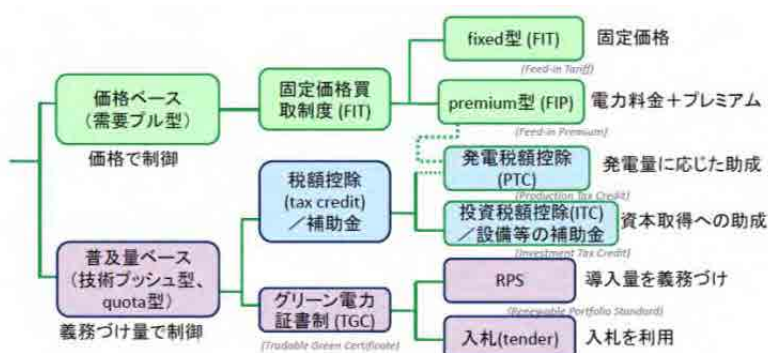
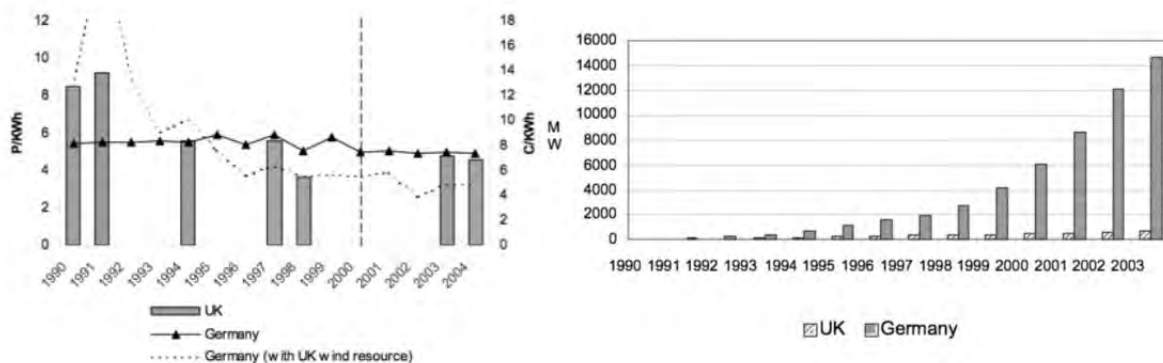


図 3.1.2-2 主な普及促進策の分類

世界各国で RE 促進のためにこれまで多くの取り組みがなされてきたが、先進国における助成効果としては FIT の方が優れた結果を残している。



(a) 電力量当りのコスト

(b) 導入量

図 3.1.2-3 ドイツ(FIT)とイギリス(入札→RPS)の風力発電における比較

図 3.1.2-3 は風力発電の普及にあたり、FIT を採用したドイツと割当制を採用したイギリスを、そのコストと普及量の推移で比較したものである⁶²。風力資源はドイツよりもイギリスの方が良質であるにもかかわらず、導入量においてドイツは大きな差をつけている。コストも、イギリスと同程度の風況を前提とすれば、図 3.1.2-3 (a) の点線のような推移と推定され、コスト面でもよい結果を残すものとなっている。

しかしながら、FIT の制度設計によっては、設計者の想定以上に RE 導入が進む可能性もある。実際日本でも、沖縄では PV 設置が急速に進んだために系統における変動電源の許容量を越えてしまい、系統連系の申込を断らざるを得なくなっている。

3.1.2.2 FIT の仕組み

FIT は民間投資の資金回収を確実なものとするために、RE 導入時に、その後一定期間(10~20 年間)の買取額を固定とするものである。

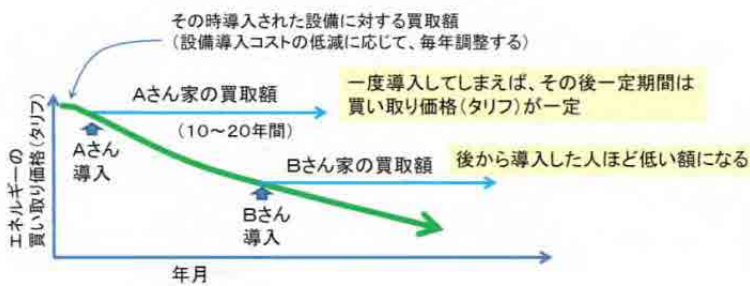


図 3.1.2-4 FIT の仕組み

導入ペースを調整可能とするために、一般的には、買取額は導入量が多くなるにつれ下げられる。図 3.1.2-4 において、導入が遅れた B 氏の価格は A 氏よりも安いものとなる。助成額の引き下げは導入済みの A 氏の設備には適用されないため、A 氏は当初の買取額で投資回収を一定期間続けられることが保証される。また、FIT の制度設計においては、国や地域固有の事情を勘案して、さまざまなオプションが組み込まれるが⁶³、ここでは割愛する。

⁶² Lucy Butler and Karsten Neuhoﬀ, 2004, Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development

<https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/131635/ep70.pdf?sequence=1>

⁶³ Toby D. Couture, Karlynn Cory, Claire Kreycik and Emily Williams, 2010, A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

3.1.2.3 各国の動向

日本は2012年7月よりFITを始めた(概要は表3.1.2-1参照)⁶⁴。また、各国のFITの概要を表3.1.2-2に⁶⁵、系統の小さな島嶼国については表3.1.2-3に示す。モーリシャスやマルタなどがすでにFITを始めている。また、開発途上のいくつかの島嶼国でもFITは策定されているようであるが、トンガにおいては、買取額は無料、フィジーやクック諸島では価格は提示されているが、それは電気料金よりも低額であり、また期間の明確な提示は見つけれなかった。

表 3.1.2-1 日本の FIT (2014)

を基礎に適正な利潤などを勘案して定められます。具体的には、中立的な調達価格等算定委員会の意見を尊重し、経済産業大臣が決定します。

電源	調達区分	調達価格1kWh当たり	調達期間
太陽光	10kW以上 	32円(+税)	20年
	10kW未満(余剰買取)	37円	
	10kW未満(ダブル発電・余剰買取)	30円	
風力	20kW以上	22円(+税)	20年
20kW未満	55円(+税)		
風力(洋上) (※1)	— 	36円(+税)	
地熱	1.5万kW以上 	26円(+税)	15年
	1.5万kW未満	40円(+税)	
水力	1,000kW以上30,000kW未満	24円(+税)	20年
	200kW以上1,000kW未満	29円(+税)	
	200kW未満	34円(+税)	
既設専用水路 活用中小水力 (※2)	1,000kW以上30,000kW未満	14円(+税)	20年
	200kW以上1,000kW未満 	21円(+税)	
	200kW未満	25円(+税)	

(※1) 建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶によるアクセスを必要とするもの。
(※2) 既に設置している専用水路を活用して、電気設備と水圧設備を更新するもの。

電源	バイオマスの種類 	バイオマスの例	調達価格1kWh当たり	調達期間
バイオマス	メタン発酵ガス(バイオマス由来)	下水汚泥・家畜糞尿・食品残さ由来のメタンガス	39円(+税)	20年
	間伐材等由来の木質バイオマス	間伐材、主伐材(※3)	32円(+税)	
	一般木質バイオマス・農作物残さ	製材端材、輸入材(※3)、パーム椰子殻、もみ殻、稲わら	24円(+税)	
	建設資材廃棄物	建設資材廃棄物、その他木材	13円(+税)	
	一般廃棄物・その他のバイオマス	剪定枝・木くず、紙、食品残さ、廃食用油、汚泥、家畜糞尿、黒液	17円(+税)	

(※3) 「発電利用に供する木質バイオマスの認証のためのガイドライン」に基づく取扱いのないものについては、建設資材廃棄物として取り扱う。

⁶⁴ 資源エネルギー庁, 2014, 再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/kaitori_jigyousha2013.pdf
⁶⁵ Legal Sources on Renewable Energy, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/>

表 3.1.2-2 FIT 導入済みの国における制度概要(2014)

		Tariff level in 2014 (Euro cents/kWh) and duration of support for different technologies						
Country		Small hydro	Wind onshore	Wind offshore	Solid biomass	Biogas	PV	Geothermal
Austria (fixed)		4.97-10.55 13 yrs	9.45 13 yrs	-	5.74-20.0 15 yrs	4.95-19.5 15 yrs	10.0-12.5 13 yrs	7.43 13 yrs
Bulgaria (fixed)		4.8-12.14 15 yrs	4.9-7.0 12 yrs	-	8.4-12.8 20 yrs	4.6-19.8 15 yrs	6.7-10.8 20 yrs	20 yrs
Cyprus (fixed)		-	-	-	-	-	Net-Metering	-
Czech Republic	(fixed)	9.1-11.8 30 yrs	7.3 20 yrs	-	4.8-12.1 20 yrs	7.1-12.9 20 yrs	9.0-11.1 20 yrs	12.0 20 yrs
	(premium)	6.1-8.8 30 yrs	5.6 20 yrs	-	1.7-9.0 20 yrs	4.1-9.8 20 yrs	6.8-8.9 20 yrs	8.9 20 yrs
Denmark	(fixed)	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	-
	(premium)	1.0-17.0 20 yrs	3.0-14.0 20 yrs	3.0-8.0 10 yrs	2.0-11.0 10 yrs	11.0-17.0 10 yrs	8.0-19.4 10 yrs	-
Estonia (Premium)		5.37 12 yrs	5.37 12 yrs	5.37 12 yrs	5.37 12 yrs	5.37 12 yrs	5.37 12 yrs	5.37 12 yrs
France (Fixed)		6.07-15 20 yrs	2.8-8.2 15 yrs	-	4.34-12.05 20 yrs	8.121-9.745 15 yrs	6.98-28.91 20 yrs	20.0-28.0 15 yrs
Germany (fixed)		3.23-12.45 20 yrs	4.72-8.66 20 yrs	3.5-19.0 20 yrs	5.76-13.73 20 yrs	5.71-24.5 20 yrs	8.92-12.88 20 yrs	25.0 20 yrs
Hungary (fixed)		4.0-12.0 -	4.0-10.0 -	-	3.0-12.0 15 yrs	3.0-12.0 15 yrs	3.0-10.0 -	3.0-12.0 -
Ireland (fixed)		8.8 15 yrs	6.95-7.2 15 yrs	6.95-7.2 15 yrs	8.91-14.68 15 yrs	8.54-15.7 15 yrs	-	-
Italy	(fixed)	15.5-25.7 20 yrs	14.9-29.1 20 yrs	17.6 25 yrs	18.1-25.7 20 yrs	14.0-23.6 20 yrs	-	13.5 20 yrs
	(premium)	-	-	-	-	-	27-36 25 yrs	-
Latvia (fixed)		Net-Metering	Net-Metering	-	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering
Lithuania (fixed)		6.4-7.8 12 yrs	6.4-8.1 12 yrs	6.4-8.1 12 yrs	5.5-8.7 12 yrs	9.0-15.3 12 yrs	13.3-20.0 12 yrs	-
Luxembourg (fixed)		12.5-18.0 15 yrs	9.2 15 yrs	-	11.8-16.3 15 yrs	15.3-19.2 20 yrs	26.4 15 yrs	-
Netherlands (fixed)		Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering	Net-Metering
Portugal (fixed)		9.1-26.0 15-25 yrs	7.4 15 yrs	7.4 15 yrs	10.2-11.9 25 yrs	10.2-11.7 15 yrs	6.6-38.0 15-20 yrs	27.0 12 yrs
Slovakia (fixed)		9.798-11.127 15 yrs	7.03 15 yrs	-	9.209-12.61 15 yrs	7.034-12.529 15 yrs	9.894 15 yrs	15.513 15 yrs
Slovenia (fixed)		8.234-10.547	9.538	-	19.053-25.21	6.167-16.555	7.277-10.428	15.247
Agreed and laid down in the contract								
United Kingdom (fixed)		4.08-25.98 20 yrs	4.2-21.9 20 yrs	4.2-21.9 20 yrs	-	11.7-15.3 20 yrs	7.8-17.7 20 yrs	-

表 3.1.2-3 島嶼国の FIT

	Load (MW)	Grid connected PV (kW)	kWh / capita ⁶⁶	Electricity tariff (kWh) for business ⁶⁷	Grid code	FIT		Remark
						/kWh	year	
Marshall's Energy Company	Ave. 7.0 Max. 8.5	257	1,032	0.40USD	no	no		
Tonga Power Limited	6.4 (12:00) 7.0 (20:00) ⁶⁷	1,300	487	0.945TOP (0.509USD)	yes ⁶⁸	yes, but free now ⁶⁸	-	
Fiji Electric Authority	111 ⁶⁹	10 ⁶⁹	850	0.3947FJD (0.209USD)	yes ⁷⁰	0.23FJD (0.121USD)	?	
Solomon Islands Electric Authority	14 (15:00)	0	142	6.418SBD (0.879USD)	under preparation	no		
Maldives Energy Authority	106 ⁷¹	> 90.4 ⁷¹	2,283	3.65MVR (0.240USD) ⁷²	yes	under revision		
Cook Islands, Te Aponga Uira: Rarotonga	Approx. 5.0 ⁶⁷	367.12 ⁶⁷	1,235	0.78USD ⁷³	yes	0.45USD ⁷³	?	Net metering ⁶⁷
FSM: Kosrae Utility Authority	2.0 ⁶⁷	51.26 ⁶⁷	560	0.528USD ⁷⁴	under consideration ⁷⁰	no		
Nauru Utility Authority	3.3 ⁶⁷	70 ⁶⁷	2,057	0.25-0.50AUD (0.22-0.44 USD) ⁶⁷	being prepared ⁷⁰	no		
Palau Public Utilities Corporation	Approx. 10.0 ⁶⁷	600 ⁶⁷	3,372	0.405USD ⁶⁷	Yes ⁷⁰	no		
Mauritius, Central Electricity Board	430 ⁷⁵	300 ⁷⁶	1,941	10.01MUR (0.333USD) ⁷⁷	yes ⁷⁸	15MUR (0.499USD) ⁷⁹	15 ⁷⁹	16% is from biomass. ⁶⁶
Malta, Enemalta	360 ⁸⁰	18 ⁸⁰	4,423	0.16EUR (0.217USD) ⁸¹	yes ⁸²	0.2EUR (0.271USD) ⁸¹	20 ⁸¹	

⁶⁶ RENEWABLE ENERGY COUNTRY PROFILES: Special edition on the occasion of the renewables and Islands
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Country_profiles_special_edition-islands.pdf

⁶⁷ renewable energy opportunities and challenges in the Pacific Islands region

<http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=353>

⁶⁸ TONGA POWER LIMITED POLICY FOR THE CONNECTION OF EMBEDDED GENERATION
<http://www.tongapower.to/Portals/2/Docs/TPL%20Net%20Billing/TPL%20Net-Billing%20Policy.pdf>

⁶⁹ PPA/e7 renewable Energy Workshop for Southern Utilities: FEA

http://www.globalelectricity.org/projects/fiji/Attendees_fichiers/Presentation%20Fiji%20Electricity%20Authority.pdf

⁷⁰ Accelerating renewable Energy Deployment in the Pacific SIDS

http://www.irena.org/DocumentDownloads/events/Workshop_Accelerated_renewable_Energy_Deployment/Session2/S2_2_Solomone_Fifita_accelerating_re_Deployment.pdf

⁷¹ RENEWABLE ENERGY IN THE MALDIVES: Current situation and a way forward

http://www.irena.org/DocumentDownloads/events/Workshop_Accelerated_renewable_Energy_Deployment/Session1/S1_3_Ibrahim_Nashid_IRENA_Sydney_2011.pdf

⁷² MALDIVES ENERGY AUTHORITY APPROVED TARIFF

http://www.mea.gov.mv/v1/wp-content/files/lawsandregulations/revised_MEA_APPROVED_TARIFF-ALL_10_2013.pdf

⁷³ Te Aponga launches new solar opportunities

<http://www.cookislandsnews.com/2013/December/Wed18/environment.htm>

⁷⁴ Kosrae Utilities Authority: Tariff Rate, Effective April 2nd 2013 <http://kosraepower.com/tariff.html>

⁷⁵ DEMAND FORECAST FOR MAURITIUS

http://ceb.intnet.mu/CorporateInfo/IIEP2013/Chapter4_Demand%20Forecast%20for%20Mauritius.pdf

⁷⁶ Renewable Energy Potential in Mauritius and Technology Transfer through the DIREKT Project

<http://psrcentre.org/images/extraimages/1012223.pdf>

⁷⁷ Central Electricity Load: Tariffs <http://ceb.intnet.mu/>

⁷⁸ GRID CODE: MEDIUM SCALE DISTRIBUTED GENERATION (MSDG): Greater than 200kW but not exceeding 2MW

<http://ceb.intnet.mu/msdg/document/MSDG200kW2MWVer2.1.pdf>

⁷⁹ FEED IN TARIFF (FIT) for 15 years http://ceb.intnet.mu/grid_code/feedin.asp

⁸⁰ Malta Indicative National Energy Efficiency Target for 2020 in accordance with Article 3 of Directive 2012/27/EU

http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/ewporting/2013/mt_2013ewport_en.pdf

⁸¹ Enemalta: New Feed-in Tariffs announced <http://www.enemalta.com.mt/newsDetails.aspx?id=17868>

⁸² Enemalta: The Network Code

<http://www.enemalta.com.mt/enemaltastorage/images/files/network%20code/network%20code%20emc%20approved%2020october%202013.pdf>

3.1.3 「マ」国法制度整備支援の進め方

3.1.3.1 カウンターパートとの協働体制、業務分担

制度設計は高度の財務的判断も必要となり、カウンターパートの技術者だけでは対応が難しくなる。また、系統連系ガイドラインの技術的検討にあたっては、MEC 設備全般の運用と保護協調をきちんと理解している技術者は少なく、配電だけでなく発電の技術者も巻き込んで議論する必要がある。そこで、法制度整備と系統連系ガイドラインの支援のためには、「マ」国側の担当者を個人とするのではなく、図3.1.3-1に示すように、検討委員会と二つのワーキンググループ(WG)を設立して行なった。

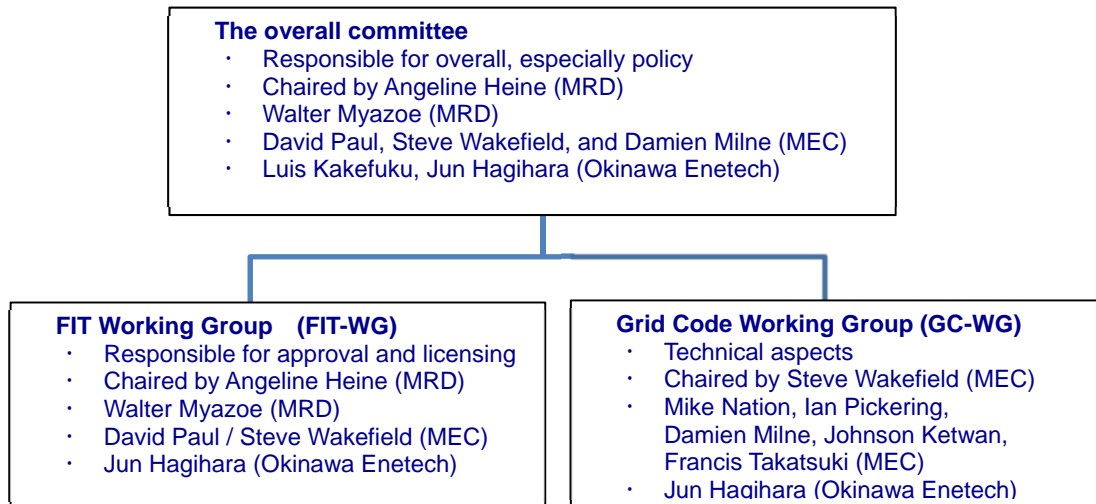


図 3.1.3-1 委員会構成

委員会は制度設計と系統連系ガイドラインを協動的に検討・策定していくために、政策面および技術面を擦り合わせ、調整を行ない、二つの WG の成果に責任をもつところである。

3.1.3.2 工程と留意事項

各ミッションでの検討・調査内容を表 3.1.3-1 に示す。なお、基礎事項の学習に用いた教材は、GC-WG では、米国バークレー国立研究所が作成した”A Guidebook On Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems Up to 200kW”⁸³、FIT-WG では、米国 NREL により公表されている”A Policymaker’s Guide to Feed-in Tariff Policy Design”である⁸⁴。

表 3.1.3-1 各ミッションでの作業内容

ミッション	CG-WG	FIT-WG
2014年1月	<ul style="list-style-type: none"> 離島も含めた設備調査 基礎事項の学習 他国事例の紹介・検討 	<ul style="list-style-type: none"> 支援策の種類 FIT 基礎事項の学習 他国事例の紹介・検討
2014年6月	<ul style="list-style-type: none"> 設備/需用家調査 電力品質、安全に係る討議 	<ul style="list-style-type: none"> FIT シミュレータを使った検討 MEC にとっての影響分析
2014年8月	<ul style="list-style-type: none"> 設備/需用家調査 保護協調に関する討議 原案作成 	<ul style="list-style-type: none"> FIT 活用における課題(原資)と可能性に係る討議
2014年11月	<ul style="list-style-type: none"> 最終報告と Q&A 公開シンポジウム 	

そして「マ」国を対象とした検討においては、以下の事項に注意して行なった。

⁸³ http://www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/A_Guidebook_for_Minigrids-SERC_LBNL_March_2013.pdf

⁸⁴ <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

- ① 島嶼国であり、電力系統が小規模系統であること
- ② 系統電力が高価であるため、特にインセンティブを設けなくても民間活力による再生可能エネルギー設置が進む可能性があること
- ③ 経済が停滞気味で、現状ではエネルギー需要増が見込めないこと

このような特異性をもった国・地域は、やはり島嶼国や離島であり、その中でも十分な経験を有する沖縄やハワイは貴重な参考事例である。

3.1.3.3 基本方針

討議を経て定められた基本的な方針を以下にまとめる。

(1) 系統連系ガイドライン

- 「マ」国電力設備の工業基準は、米国 NEC/IEEE である。系統連系ガイドラインは IEEE1547 をベースとすべきであり、これを参照しているハワイ電力の系統連系ガイドライン(Rule 14)をベースとする。
- 第一段階として、Majuro 本島での太陽光発電設備のみを対象として想定する。
- 全ての需用家は低圧で供給を受けているため、連系は低圧配電線のみとし、一カ所当りの再大容量は暫定的に 30kW⁸⁵とする。
- 住宅での設置は基本的に逆潮流なし、商業・政府セクターでは少量であれば余剰分の逆潮流を認めることとする。
- IPP は認めない。

(2) 資金的支援方策

- 資金面での支援方策は、先進国で実績のある FIT を検討していくが、その制度自体の理解を目的とし、原案を作ることは行なわない。必要となれば制度設計が可能となるだけの知識と技術を「マ」国が身につけるのが目的である。
- 「マ」国におけるこの種の政策は、地主問題や地方政府も絡んだ問題に陥りやすいが、このような政治的課題は検討に入れない。
- 課題と可能性を抽出し、それらを踏まえた上でもし持つならばどういう FIT 制度が候補としてあるかを検討する。

3.1.4 「マ」国系統連系ガイドライン

3.1.4.1 系統連系ガイドラインの原案

ハワイ電力の Rule 14 を参考に、「マ」国側技術者と議論を重ねて作成した系統連系ガイドラインを以下に示す。概ねハワイ電力の Rule 14⁸⁶と IEEE1547 を踏襲しているが、「マ」国の特異性を鑑み、以下の点を変更している。

- ① 連系する最大容量は 30kW
- ② 太陽光発電設備のみを対象
- ③ 連系する配電線は低圧のみ
- ④ 遮断器など系統との解列装置への MEC 職員のアクセスを確保すること

⁸⁵ ハワイ電力では 30kW を越える設備については Utility Grade の仕様を求めている。

⁸⁶ <http://www.hawaiianelectric.com/vcmcontent/FileScan/PDF/EnergyServices/Tariffs/HECO/HECORules14.pdf>

- ⑤ 系統電圧の常時変動は±5%
- ⑥ 周波数の変動は±1%
- ⑦ 再並列は系統が正常に復帰してから 20 分以上経過してから行なうこと

系統連系ガイドラインは一度作れば終わりというものではなく、環境変化や技術進歩、RE の普及具合を見ながら適宜改訂していく必要がある。つまり天下りの提供されるものであってはならず、自らの規定として持つ必要がある。本プロジェクトでは、議論して共に作るという点に重点を置いたので、今後も改訂作業に取りかかりやすいと考える。

Version 0.08 (J)

「マ」 国系統連系ガイドライン(案)

1. 目的

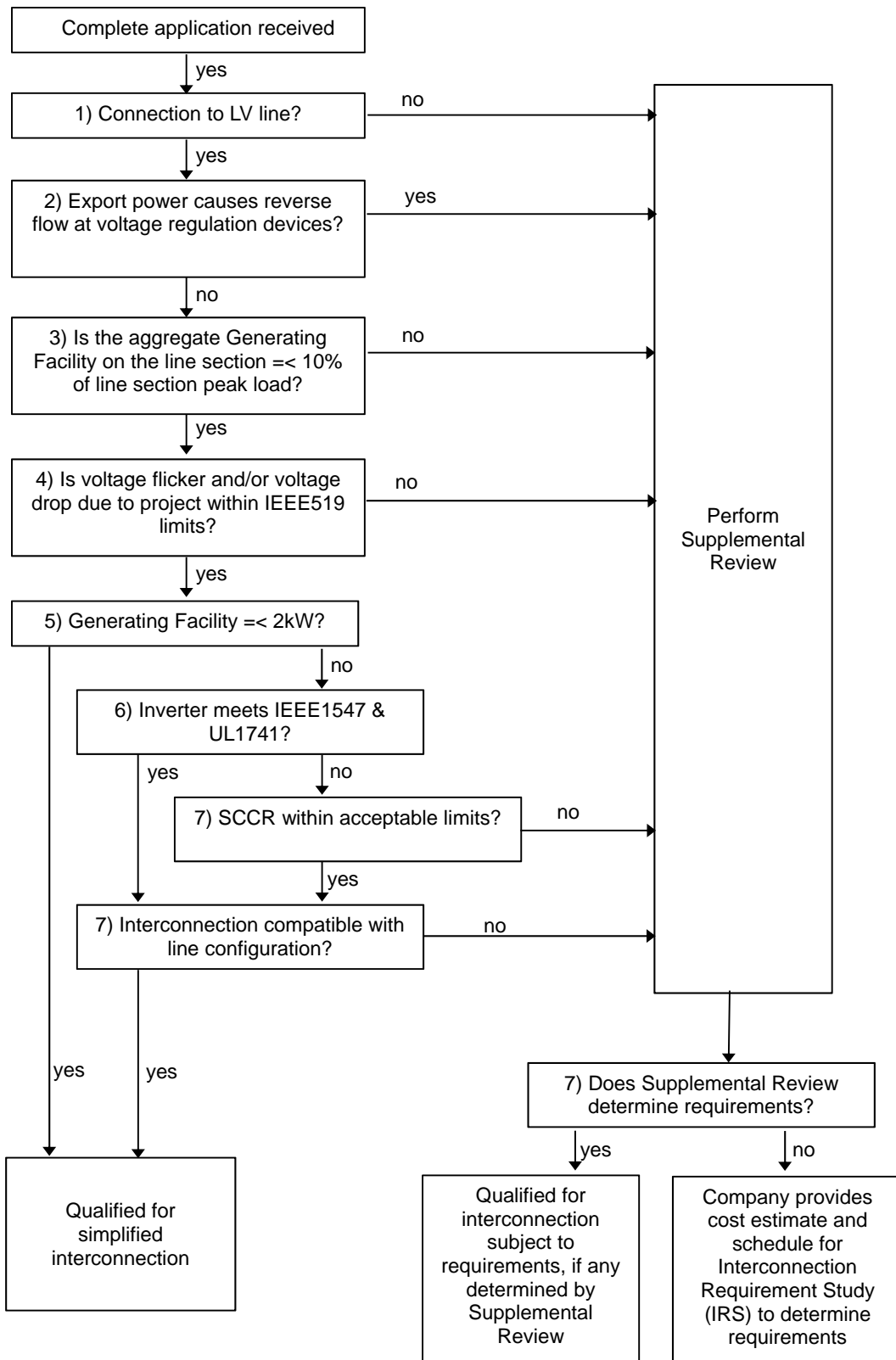
以下の系統連系基準は、マーシャル電力公社(MEC)配電システムと連系・並列運転する 30kW 以下の容量の分散電源についての一般的かつ技術的なガイドラインと手続きを提供するためのものである。これらの技術的連系要件は、以下に示す基本方針の元に、ユーティリティの全ての顧客と社員にとっての安全、信頼性そして電力品質を維持・確保するために制定されたものである。

この文書に示す基準と要件は、以下の分散発電を MEC の低圧配電設備に連系させる際に適用される。

- 太陽光発電 (PV)

なお、本ガイドラインは、分散電源設備自体の保護や発電ユニットに関する全ての運用要件を規定するものではない。

2. 分散発電設備の系統への接続



3. 連系要件と安全上の側面

3.1 連系設備の特徴

発電設備は、MEC の低圧配電線に接続される。

- 480V 3 相 4 線/277V 単相
- 240V 単相 3 線 /120V 単相
- 208V 3 相 4 線/120V 単相
- メータリングは低圧で行なわれる

3.2 設備連系にあたっての設計パラメータ

発電設備は以下の設計パラメータに従うこと。発電設備は、以下に示す MEC 系統の電圧幅、電流幅、周波数幅において機能し、自らを保護すること。

表 1: MEC 系統の平常時運転パラメータ

パラメータ	レンジ
LV 電圧制定値	120V±5% 単相 208V±5% 3 相 240V±5% 単相 3 線 480V±5% 3 相
平常時周波数	60Hz
制定された周波数幅	60Hz±1%
運用上の周波数幅	58.8Hz – 61.2Hz

3.3 保護要件

3.3.1 必要とされる保護

発電設備は、最低限、以下に示すような保護装置を有する必要がある。

- 電圧高/低、周波数高/低、逆潮流防止リレー(逆潮流しない発電設備)、および MEC の配電設備でトリップが生じた際には常に自動的に発電設備を解列する手段

MEC による第一次技術審査や追加的審査の結果に基づき、さらに追加的な保護装置が要求されることもある。太陽光発電設備は、UL1741 基準(とその最新改訂版)で定められたガイドラインに従う必要がある。インバータに要求される設備と保護装置の典型例を、4.1 の図 1 に示す。

発電設備で使用される遮断器や解列装置は、その発電設備による寄与も考慮に入れた上で、そのサイトにおける最大事故電流を遮断する能力をもつ必要がある。発電設備については、MEC 社員による解列装置へのアクセスを常に確保すること。

3.3.2 保護の喪失

制御電源喪失も含め、発電設備の連系保護装置の不具合は自動的に検出され、それらが復旧されるまでの間、MECの配電設備から発電設備を解列させておくこと。そのような不具合は、発電設備へのトリップ信号やインバータの停止信号を発生させねばならない。

3.3.3 トリップの設定

3.3.3.1 瞬時的な電圧変動

発電設備は、表 2 に示すように、電圧が正常な範囲から逸脱した場合、クリアリング時間以内に MEC の配電システムから解列させるような保護装置を保有しなければならない。そして、電圧が正常な範囲に戻り、安定するまで解列状態を維持しなければならない(3.3.5 節参照)。保護装置は連系点で RMS (root-mean-square)での電圧を測定すること。

表 2: 異常状態に対する連系システムの対応

電圧 (基準電圧に対する% ⁸⁷)	クリアリング時間 (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 \leq V < 120$	1.00
$120 \leq V$	0.16

3.3.3.2 周波数変動

システムの周波数が表 3 に示す範囲にある場合、発電設備は示されたクリアリング時間以内に、MEC のシステムを充電することを停止せねばならない。クリアリング時間は、異常状態の開始から発電設備が充電を停止するまでの時間である。

調整可能な周波数低のトリップ設定値は MEC 系統の運用と協調をとること。

⁸⁷ 基準電圧は、ANSI C84.1-1995, Table 1 で示されている公称系統電圧。

表 3: 異常周波数に対する連系システムの対応

周波数幅 (Hz)	クリアリング時間 (s)
> 61.0	0.16
< 57.0	0.16

3.3.4 意図しない単独運転(アイランディング)

発電設備が、連系点を越えて、MEC 系統の一部を充電するような意図しない単独運転については、発電設備は単独運転を 2 秒以内に検出し、MEC 系統の充電を停止しなければならない⁸⁸。

3.3.5 再並列と同期

発電設備は、MEC 系統の電圧と周波数が正常な範囲に戻り、少なくとも 20 分間安定した後、もしくはそれよりも早い場合は MEC の指示を得た後で、再並列するような自動的な手段を保持しなければならない。

再並列に際しては、発電設備は MEC 配電システムと同期した上で投入されなければならない。連系点での同期要件は、定められた周波数から 0.2Hz 以内の偏差、定格電圧から 5% 以内の偏差、そして位相角の違いは 10 度以下である。

3.3.6 接地に関わる要件

連系される発電設備の接地については、MEC 系統に接続されている機器の定格電圧を越えない電圧であり、MEC 系統における地絡保護に関する協調を妨げないこと。

3.4 電力品質

3.4.1 直流注入

発電設備と連系システムは、連系点において定格出力電流の 0.5%以上の直流電流を注入してはならない。

⁸⁸ この要求に適合する例としては、以下のようなものがある。

1. 全分散電源の発電容量が MEC の最低負荷の 1/3 よりも小さい場合。
2. 発電設備が然るべき単独運転防止試験に合格したという証明書を有する場合。
3. 発電設備の設置にあたり、逆潮防止もしくは逆潮を最小とするような保護を設けている場合。つまり、発電設備の接続点と系統連系点の間で計測され、逆潮が発生した場合や設定値を越える逆潮が流れた場合、発電設備を解列・遮断する保護装置がある場合である。
4. 発電設備は、他の単独運転防止機能を持つ場合。例えば、a) 強制電圧・周波数シフティング、b) 転送遮断信号、もしくは c) 一定電力、一定力率を維持するためのガバナや励磁制御装置など。

3.4.2 フリッカ

発電設備は、MEC 系統上の他の需用家にとって迷惑となるようなフリッカを発生させてはならない⁸⁹。

3.4.3 高調波

発電設備が平衡した線形負荷に供給している時、MEC 系統への高調波の流入は連系点において表 4 に示された制限値を越えてはならない。この高調波流入量は、発電設備が連系されない時に MEC 系統において既に存在している電圧の歪みによる高調波電流を除いたものである。

表 4: 最大高調波電流の歪み率 (I)⁹⁰

奇数次の個別高調波 ⁹¹	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	全高調波歪み (TDD)
%	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

3.4.4 サージ耐量

連系システムは、IEEE Std C62.41.2-2002 もしくは IEEE Std C37.90.1-2002 に定められている電圧・電流サージに関する耐性を持たねばならない。

3.5 力率

発電設備は連系点において力率を悪化させるような影響を与えてはならない。最低でも 0.9(遅れ)以上の力率で運用できること。

3.6 安全、解列、切り替え

発電設備は、MEC 系統が非充電の際には、それを充電しないこと。

3.6.1 遮断装置

発電設備は、MEC 配電システムからそれ自身を解列させるための、視認可能な手動の遮断装置を保有しなければならない。遮断装置は接続を切断するスイッチ、もしくはラック・アウト可能なブレーカでなければならない。そして、遮断装置は MEC 社員がアクセスでき、彼らが「開」位置にロックできる機能を有する必要がある。遮断器や解列装置を有しない発電設備は、負荷電流を確実に遮断できる能力が必要である。

⁸⁹ フリッカは、電灯の光度が人間をイライラさせる程度に変動したり、機器の誤動作を生じたりする場合に、問題になるレベルだと考えられている。参照すべき基準としては、IEEE Std 519TM-1992 [B5]、IEEE P1453TM、IEC/TR3 61000-3-7、IEC 61000-4-15、IEC 61400-21 がある。

⁹⁰ I は、分散電源ユニットがない場合の(15～30 分間の)当該地域系統の全需要に対する最大負荷電流か、分散電源ユニットの定格電流容量(分散電源ユニットと連系点間に変圧器がある場合は連系点での値)の大きい方。

⁹¹ 偶数次高調波は、上記奇数次高調波の 25%に制限される。

3.6.2 MEC からの要請や安全面からの発電設備の解列

事前通告の下、MEC はそれ自身や顧客の機器、もしくはその一部の設置、保守、修理、交換、撤去、調査、試験そして検査のために、必要な際は、発電設備を系統から切り離すよう要求することがある。どのような事情であれ、非充電の MEC 設備を発電設備は充電してはならない。しかしながら、3.6.3 節の要求に従えば、発電設備は連系点を「開」にした状態で、MEC 系統と切り離して単独運転をしてもよい。

MEC は、顧客への事前通告なしに、発電設備を MEC 系統から切り離す場合がある。これは、(a) MEC 社員や一般大衆に対する潜在的な危険を除去するため、(b) MEC 系統における非常事態もしくはその事前兆候がある場合、(c) 発電設備に関係する危険が MEC による検査で発見された場合、(d) 発電設備が、MEC の機器や他の顧客の機器(MEC のものでない他の発電設備も含む)に悪影響を与える場合、そして (e) 発電設備の所有権や運転する権利を契約により有している顧客や関係者が、保護装置に不正に変更を加えた場合、などが該当する。電源設備は、MEC が危険状態を脱したと認めるまで、系統から切り離された状態で維持され、その間、MEC が発電設備の並列運転を求められることはない。

3.6.3 不注意な充電、系統が停電中の運転

どのような理由であれ、発電設備は充電されていない MEC 系統を充電してはならない。MEC 系統が停電や非常事態の場合は、発電設備を MEC 系統から分離する連系遮断器や遮断装置を「開」にする形でのみ、その発電設備が MEC 系統と切り離されて運転される場合がある。これは一般的には、3.6.1 節で要求されたものに加え、自動的な遮断装置によりなされる。発電装置の運転員が、MEC 系統からの発電設備の切り離しを自ら行なうために、手動もしくは自動の遮断機能を望む場合には、MEC 系統が非充電の時に誤って充電させないようにしているか、発電設備側の提案を MEC は検討することになる。

3.6.4 電磁障害に関する防護

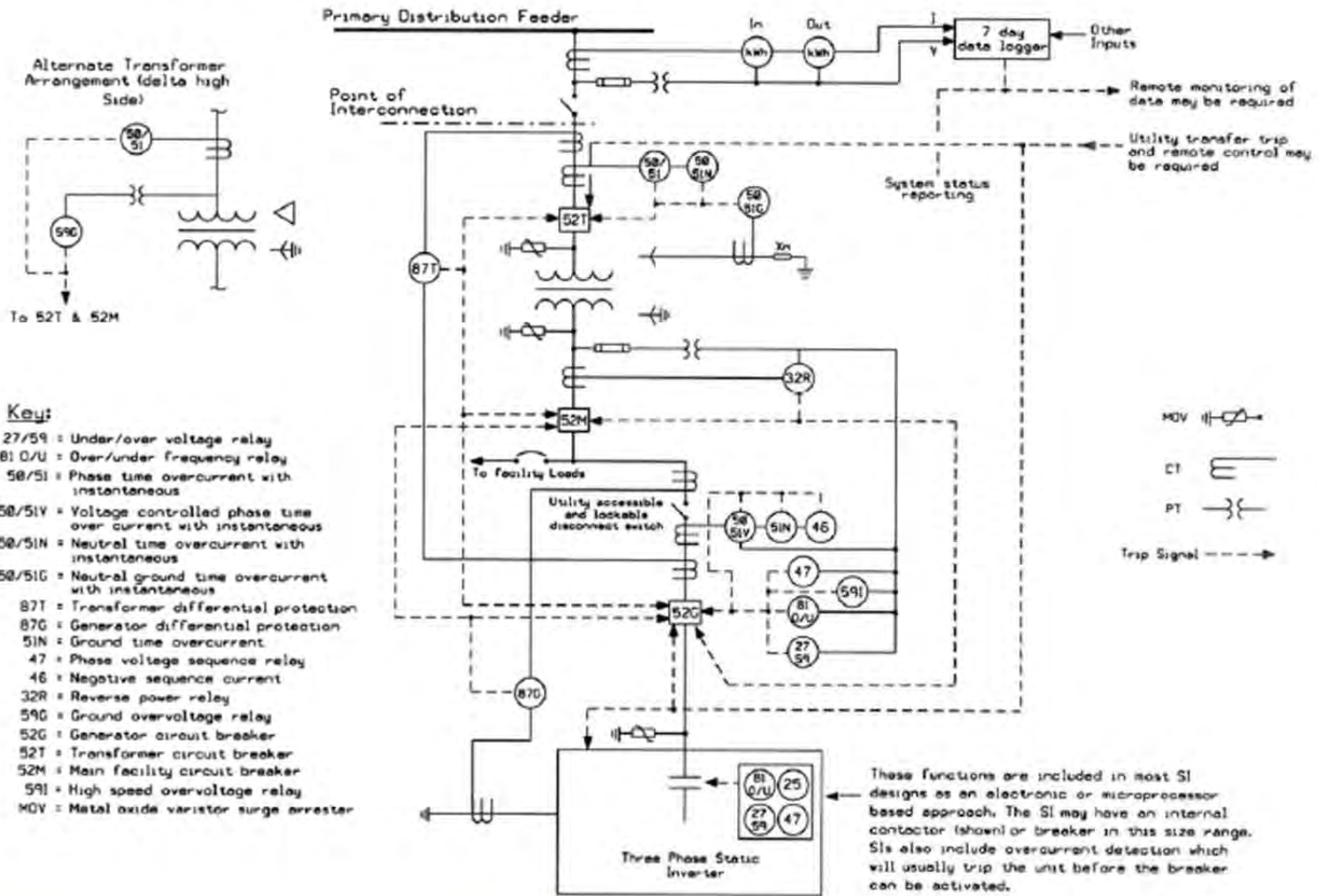
電磁障害(EMI)の影響により、分散電源の連系システムの状態が変えられたり、誤動作をもたらすことになったりすることは避けねばならない。

4. 付録

4.1 付録 1 – 図 1 – 対規模インバータ発電設備(逆潮なし)に対し要求される保護装置の典型例

Large Static Inverter (Non-export)

Typical Equipment and Protective Device Requirements



3.1.4.2 系統連系の申請許諾における注意点

系統連系への申込を受理した後、ガイドラインで定められた要件を満足しているかチェックを行なう必要があるが、その際に検討すべき技術的要件としては以下のものがある。

(1) 住宅用 PV

逆潮流防止リレー(32R)が設置されていること。もしくは UL1741 認証を取得しているインバータか、適切な単独運転防止機能(能動型、受動型)が具備されていること。

(2) 商業・政府用 PV

UL1741 認証を取得しているインバータか、適切な単独運転防止機能(能動型、受動型)が具備されていること。

(3) 保護リレーの協調

系統側保護装置との協調をとること。主なチェック項目を以下の表に示す。

表 3.1.4-1 保護協調

PV サイト側	MEC 側 VCB もしくは SS
OCR-H (51)	OCR (50/51)
OVGR (59G)	DGR (67G)
UVR (27)	OCR (50/51)

参考のために、MEC 系統側の現在の OCR 設定値を図 3.1.4-1 に示す。図中の三つのパラメータは上から、Long Delay Pickup、Short Delay Pickup、Instantaneous である。

なお、病院と CMI の新旧 2 システムの 2014 年 8 月におけるトリップ値を、表 3.1.4-2 と表 3.1.4-3 に示す。周波数変動については、大きな違いがある。上で示した系統連系ガイドラインの要件に従って設定値を変更することをお薦めする。

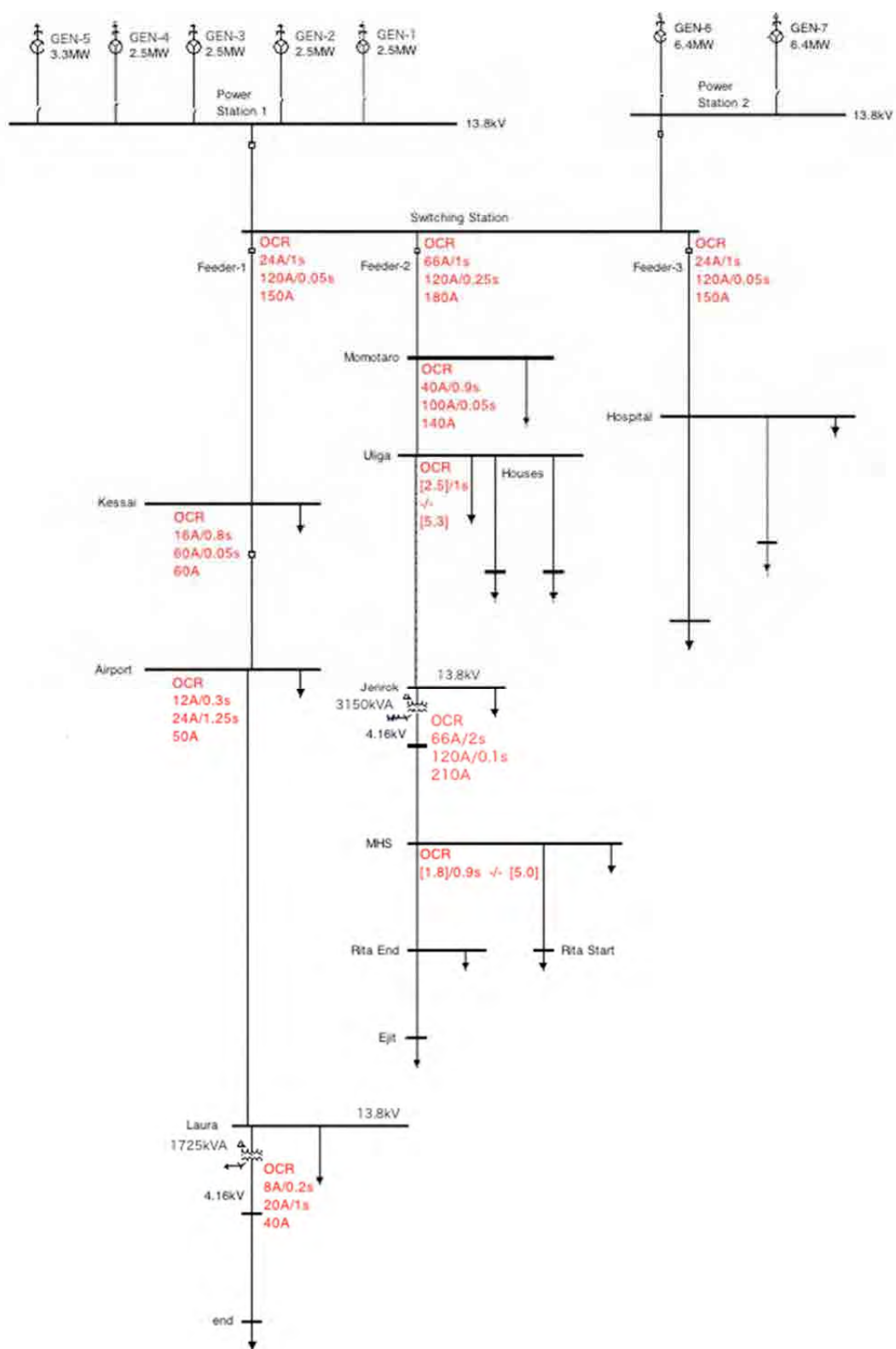


図 3.1.4-1 MEC 系統、OCR 整定値

表 3.1.4-2 既設 PV システムの電圧変動パラメータ

IEEE1547 (HECO)	Hospital	CMI	
		Old 57kW	New 54kW
Voltage (% of base voltage) Clearing Time (s)	209kW	Old 57kW	New 54kW
V < 50% 0.16 sec		V < 50% Max 0.1602 sec	V < 50% Max 0.1602 sec
50% ≤ V < 88% 2.00 sec	V < 89% 1.00 sec	50% ≤ V < 88% Max 2.002 sec	50% ≤ V < 88% Max 2.002 sec
110% ≤ V < 120% 1.00 sec	109% ≤ V 1.00 sec	110% ≤ V < 120% Max 1.001 sec	110% ≤ V < 120% Max 1.001 sec
120% ≤ V 0.16 sec		120% ≤ V Max 0.1602 sec	120% ≤ V Max 0.1602 sec

注)病院は高圧連系されており、13.8kV ラインの OCR の設定は以下の通り。

Time delayed: 4.0A, time multiplier is 2.0.

Instantaneous: 50A

表 3.1.4-3 既設 PV システムの周波数変動パラメータ

	IEEE1547 (HECO)	Hospital	CMI	
			Old 57kW	New 54kW
	Frequency range (Hz) Clearing Time (s)	209kW	Old 57kW	New 54kW
≤ 30kW	> 60.5 Hz 0.16 sec	-	-	-
	< 59.3 Hz 0.16 sec	-	-	-
> 30kW	> 60.5 Hz 0.16 sec	> 60.6 Hz 1.00 sec	> 64.5Hz 0.16 sec	> 60.49 Hz 0.16 sec
	< {59.8 – 57.0} (adjustable set point) Adjustable 0.16 to 300 sec	< 59.4 Hz 1.00 sec	< 57 Hz 0.16 sec	< 59.31 Hz 0.16 sec
	< 57.0 Hz 0.16 sec	-	-	-

(4) 短絡容量

IEEE1547 では、Short Circuit Contribution Ratio (SCCR) というもので短絡容量の検討を行なう。SCCR は、連系点につながる配電用変圧器の高圧側における三相短絡事故における発電設備の寄与率と系統側の寄与率の比である。

$$SCCR = SC_{DR} / SC_{AreaEPS}$$

ここで

- $SC_{AreaEPS}$ = 関係する系統(すべての他の発電機を含む)の短絡事故への寄与率(kVA)
- SC_{DR} = 検討している発電設備の短絡事故への寄与率(kVA)

集約された SCCR は、10%以下としなければならない。

また、発電設備設置者側の機器が過負荷とならないように、発電設備の短絡電流と分電盤などの遮断容量を比較し、問題がないことを確認しておく必要がある。

(5) 配電線電圧変動

逆潮流がある場合はその影響をチェックする。逆潮流がない場合でも、PV 解列時の電圧変動は想定しておくべきで、チェックが必要である。場合によってはキャパシタなどの電圧補償装置が必要になる場合もある。

(6) 逆潮流時の上流側過負荷

最も過酷なケースを想定して、配電設備が過負荷にならないかチェックする。

(7) PV 設置者との連絡体制

特に、容量が大きくなる商業・政府系の設置者とは、その担当者にすぐに連絡がとれるようにしておくべきである。

3.1.4.3 系統連系ガイドライン策定・公表にむけての作業

系統連系を許可していくにあたっては、許可申請書のフォームシート、契約書、社内マニュアルの準備と整備が必要となるが、これにはハワイ電力の Rule 14 に添付されているものが参考になると思われる。

また、PV 設置の影響を定量的に把握するためには、需用家や配電線の日負荷曲線データを保有しておく必要がある。商業・政府セクター内で PV 設置候補者となりうる需用家、住宅セクター内での典型的な需用家、そして連系が多くなりそうな低圧配電線について、平日、休日の日負荷曲線データを事前に、かつ定期的に取得しておくことが求められる。

3.1.5 「マ」国 RE 促進普及のための法制度整備支援

3.1.5.1 FIT 検討の前に

FIT は固定価格買取制度であり、正確には自家消費分の電力の取り扱いによって大きく以下の二つがあるが、全量買取制度の意で用いられることも多い。

- ① 全量買取：発電した電力は一旦全て系統側に買い取られ、自家消費電力は別途系統電力を買って賄う。ドイツ等で一般的な方式である。
- ② 余剰買取：自家消費分を除いた余剰分の電力が買い取り対象となる。即ち、自家消費分は、系統電力と同じ価値となる。

買取価格が電気料金よりも安いと、設置者は自家消費した方が得なため、全量買取は成立しづらい。多くの先進国の FIT 価格は電気料金よりも高めの設定となっており、いわば規模を問わず IPP を推進するものとなっている。しかし、島嶼国においては電気料金が高いため、電気料金より高い FIT 価格だと、資金力のある者(多くの場合海外資本)が単に投資のためだけに参入(IPP)してくる可能性も大きい。人口が多く系統規模が大きいなら、RE 推進を加速するために、そのような海外資本による IPP もある程度容認できる面もある。しかしながら、「マ」国のような島嶼国、小系統規模の場合、電気料金以下の価格で売電しても PV 設置の投資回収が可能となる場合があり、買電価格が電気料金以上だと国富の流出になりかねないし、公平性の点でも課題を残す。

具体例を示すと、「マ」国の最近の実例である CMI の 54kW 新システムは、約 20 万ドルの設置費用であり、電気料金より 10c 安い 40c/kWh の買取でも、12 年間で投資回収可能となる⁹²。20 年間の IRR は 10.25%、ROI は 16.1%である。電気料金よりも高い買電価格であれば設置者にとって非常にメリットのある案件となる。しかしそうでないなら、当然ながら系統側に売電するよりも自家消費した方がはるかに得である。つまり、「マ」国においては電気料金よりも高い FIT 価格設定で全量買取を行なうことは現実的ではなく、余剰電力買取でその買取価格も電気料金より低くすべきである。実際に、フィジーやクック諸島では電気料金以下の価格が報道されている。

民間による RE 促進のためのインセンティブとしてさらに考えられる案には、正確には FIT とは言えないが、逆潮流の有無を問わず発電量に対して対価を支払うことである。この対価は余剰電力に対するものよりは小さくなるが、全量自家消費をする者にとっても支援が提供されるため、本プロジェクトでは一つの候補案として検討した。

3.1.5.2 FIT シミュレータ

「マ」国側の FIT に関する理解を深めるために、Excel でシミュレータを開発・提供した。これを用いると、初期投資、電気料金、FIT 価格・期間などの入力パラメータを変化させて、投資者(PV 設置者)側の投資回収スケジュールと MEC の財務に与える影響を細かく評価でき、よりよい制度を検討・設計していける。以下では、導入が検討されつつある台湾資金のマイクロファイナンスによる家庭用小規模 PV 設置者に対し、発電量に関する支援制度を検討したものを、例として示しながら述べる。

(1) FIT シミュレータ全体図

FIT シミュレータの全体図を、図 3.1.5-1 に示す。左側上部が入力パラメータ、その下部(緑色のセル)がアウトプット(投資者側の IRR や NPV)である。右側上部の表は投資者側の投資回収スケジュールであり、右側下部の表は MEC の収支バランスを示している。緑色のセルがシミュレーション結果として重要となる出力である。以下、個々の表について詳しく述べていく。

⁹² 割引率は 6%と仮定。

表 3.1.5-1 FIT シミュレータ入力・結果出力部

Solar Worksheet		Idea 2 for Micro-finance FIT for generated power
COSTS		
System Size (kW)	1.5	
Installed Cost/Watt	\$4.00	
System Installed Cost		\$6,000.00
ADJUSTMENTS (Optional)		
State Rebate/W	\$0.00	
Maximum State Rebate	\$10,000.00	
State Rebate Total		\$0.00
Total Install less rebates		\$6,000.00
Governmental ITC Rate	0.00%	
Maximum Governmental ITC	\$250,000.00	
Governmental ITC Total		\$0.00
RATES		
Discount Rate	6.00%	
Base Energy Rate \$/kWh (FIT)	\$0.12	for generation
Annual Energy Rate escalation	0.00%	
FIT Term (year)	5	
MEC tariff Base \$/kWh	\$0.43	
MEC tariff Escalator	0.00%	
MEC fuel Cost \$/kWh	\$0.296	
MEC other cost \$/kWh	\$0.167	
Capacity Factor (CF)		
Base Capacity Factor	16.00%	
Annual Degradation	0.80%	
Ratio of sold energy to MEC (Surplus)	0.00%	
Financing		
Percent Equity Before ITC	20.00%	
Loan Amount	\$4,800.00	
APR (Annual Percentage Rate)	4.00%	
Term (years)	5	
O&M		
Annual Cost (per kW)	\$25.00	
Inverter replacement at 10 years (per watt)	\$0.50	
IRR&ROI		
Internal Rate of Return (End of FIT)	-56.99%	
Internal Rate of Return (10)	15.96%	
Internal Rate of Return (20)	22.68%	
ROI	96.36%	
Net Installed Cost	\$1,200.00	
Total with NPV O&M	\$372.02	

(3) 投資家側投資回収スケジュール

表 3.1.5-2 は投資家側の投資回収スケジュールである。PV 発電により系統電力を買う必要がなくなったこと、そして FIT による収入がプラスで、保守費用と借入金返済がマイナスである。借入の期間と利息(5年、4%)は台湾資金によるマイクロファイナンスで想定されている条件である。年間バランスは黒字となっているが、当初 5 年間は FIT の恩恵を受けているためであり、これがなければ赤字である。自己資金 1,200 ドルの投資額も含めて回収が終わり、現在価値がプラスになるのは 7 年目である。

(4) MEC の収支バランス

表 3.1.5-3 は MEC 側のバランスを示す表である。設置者が PV で電力を得るので、電力販売収入は無くなるが、それを発電していた燃料費が浮いてプラスになる。その他コスト(発電所コスト、一般管理費、流通設備コスト、償却費)は、PV の有無にかかわらず変化しないと仮定している。当初 5 年間は FIT コストが発生するが、削減燃料費以下であるため、MEC の収支もプラスとなる。

表 3.1.5-2 FIT シミュレータ投資家側投資回収スケジュール表

CUSTOMER PAYBACK SCHEDULE										FINANCING			
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	Generated Energy kWh	Sold Energy to MEC kWh	In-house Consumption kWh	FIT income	Consumed Energy Value	State Rebate + ENERGY VALUE	Capital + O&M Cost	Annual Payment	Annual Net	Annual ROI	NPV
0				0%	100%				-\$1,200.00		-\$1,200.00		
1	\$0.120	\$0.430	2,102.40	0.00	2,102.40	\$252.29	\$904.03	\$1,156.32	-\$37.50	-\$1,078.21	\$40.61	3.4%	-\$1,095.93
2	\$0.120	\$0.430	2,085.58	0.00	2,085.58	\$250.27	\$896.80	\$1,147.07	-\$37.50	-\$1,078.21	\$31.36	2.6%	-\$1,069.60
3	\$0.120	\$0.430	2,068.90	0.00	2,068.90	\$248.27	\$889.63	\$1,137.89	-\$37.50	-\$1,078.21	\$22.18	1.8%	-\$1,052.03
4	\$0.120	\$0.430	2,052.34	0.00	2,052.34	\$246.28	\$882.51	\$1,128.79	-\$37.50	-\$1,078.21	\$13.08	1.1%	-\$1,042.26
5	\$0.120	\$0.430	2,035.93	0.00	2,035.93	\$244.31	\$875.45	\$1,119.76	-\$37.50	-\$1,078.21	\$4.05	0.3%	-\$1,039.40
6	\$0.000	\$0.430	2,019.64	0.00	2,019.64	\$0.00	\$868.44	\$868.44	-\$37.50	\$0.00	\$830.94	69.2%	-\$486.78
7	\$0.000	\$0.430	2,003.48	0.00	2,003.48	\$0.00	\$861.50	\$861.50	-\$37.50	\$0.00	\$824.00	68.7%	\$30.21
8	\$0.000	\$0.430	1,987.45	0.00	1,987.45	\$0.00	\$854.61	\$854.61	-\$37.50	\$0.00	\$817.11	68.1%	\$513.85
9	\$0.000	\$0.430	1,971.55	0.00	1,971.55	\$0.00	\$847.77	\$847.77	-\$37.50	\$0.00	\$810.27	67.5%	\$966.30
10	\$0.000	\$0.430	1,955.78	0.00	1,955.78	\$0.00	\$840.99	\$840.99	-\$750.00	\$0.00	\$90.99	7.6%	\$1,014.23
11	\$0.000	\$0.430	1,940.14	0.00	1,940.14	\$0.00	\$834.26	\$834.26	-\$37.50	\$0.00	\$796.76	66.4%	\$1,410.20
12	\$0.000	\$0.430	1,924.61	0.00	1,924.61	\$0.00	\$827.58	\$827.58	-\$37.50	\$0.00	\$790.08	65.8%	\$1,780.62
13	\$0.000	\$0.430	1,909.22	0.00	1,909.22	\$0.00	\$820.96	\$820.96	-\$37.50	\$0.00	\$783.46	65.3%	\$2,127.14
14	\$0.000	\$0.430	1,893.94	0.00	1,893.94	\$0.00	\$814.40	\$814.40	-\$37.50	\$0.00	\$776.90	64.7%	\$2,451.32
15	\$0.000	\$0.430	1,878.79	0.00	1,878.79	\$0.00	\$807.88	\$807.88	-\$37.50	\$0.00	\$770.38	64.2%	\$2,754.57
16	\$0.000	\$0.430	1,863.76	0.00	1,863.76	\$0.00	\$801.42	\$801.42	-\$37.50	\$0.00	\$763.92	63.7%	\$3,038.27
17	\$0.000	\$0.430	1,848.85	0.00	1,848.85	\$0.00	\$795.01	\$795.01	-\$37.50	\$0.00	\$757.51	63.1%	\$3,303.65
18	\$0.000	\$0.430	1,834.06	0.00	1,834.06	\$0.00	\$788.65	\$788.65	-\$37.50	\$0.00	\$751.15	62.6%	\$3,551.92
19	\$0.000	\$0.430	1,819.39	0.00	1,819.39	\$0.00	\$782.34	\$782.34	-\$37.50	\$0.00	\$744.84	62.1%	\$3,784.16
20	\$0.000	\$0.430	1,804.83	0.00	1,804.83	\$0.00	\$776.08	\$776.08	-\$37.50	\$0.00	\$738.58	61.5%	\$4,001.42
TOTAL			39,000.66	0.00	39,000.66	\$1,241.42	\$16,770.28	\$18,011.70	-\$2,662.50	-\$5,391.05	\$9,958.15		
NPV								\$10,811.29	-\$1,913.19		\$4,001.42		
								Total O&M	-\$1,462.50				
								O&M NPV	-\$827.98				

表 3.1.5-3 FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(1)

MEC BALANCE										
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	Generated kWh	MEC Purchas Energy kWh	MEC Reduced Fuel Cost	MEC Income by re-selling to Others	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Balance	MEC Total Balance
0				0.00%						
1	\$0.120	\$0.430	2,102.40	0.00	\$622.31	\$0.00	-\$252.29	-\$351.10	\$18.92	\$18.92
2	\$0.120	\$0.430	2,085.58	0.00	\$617.33	\$0.00	-\$250.27	-\$348.29	\$18.77	\$37.69
3	\$0.120	\$0.430	2,068.90	0.00	\$612.39	\$0.00	-\$248.27	-\$345.51	\$18.62	\$56.31
4	\$0.120	\$0.430	2,052.34	0.00	\$607.49	\$0.00	-\$246.28	-\$342.74	\$18.47	\$74.78
5	\$0.120	\$0.430	2,035.93	0.00	\$602.63	\$0.00	-\$244.31	-\$340.00	\$18.32	\$93.11
6	\$0.000	\$0.430	2,019.64	0.00	\$597.81	\$0.00	\$0.00	-\$337.28	\$260.53	\$353.64
7	\$0.000	\$0.430	2,003.48	0.00	\$593.03	\$0.00	\$0.00	-\$334.58	\$258.45	\$612.09
8	\$0.000	\$0.430	1,987.45	0.00	\$588.29	\$0.00	\$0.00	-\$331.90	\$256.38	\$868.47
9	\$0.000	\$0.430	1,971.55	0.00	\$583.58	\$0.00	\$0.00	-\$329.25	\$254.33	\$1,122.80
10	\$0.000	\$0.430	1,955.78	0.00	\$578.91	\$0.00	\$0.00	-\$326.62	\$252.30	\$1,375.10
11	\$0.000	\$0.430	1,940.14	0.00	\$574.28	\$0.00	\$0.00	-\$324.00	\$250.28	\$1,625.37
12	\$0.000	\$0.430	1,924.61	0.00	\$569.69	\$0.00	\$0.00	-\$321.41	\$248.28	\$1,873.65
13	\$0.000	\$0.430	1,909.22	0.00	\$565.13	\$0.00	\$0.00	-\$318.84	\$246.29	\$2,119.94
14	\$0.000	\$0.430	1,893.94	0.00	\$560.61	\$0.00	\$0.00	-\$316.29	\$244.32	\$2,364.26
15	\$0.000	\$0.430	1,878.79	0.00	\$556.12	\$0.00	\$0.00	-\$313.76	\$242.36	\$2,606.62
16	\$0.000	\$0.430	1,863.76	0.00	\$551.67	\$0.00	\$0.00	-\$311.25	\$240.43	\$2,847.05
17	\$0.000	\$0.430	1,848.85	0.00	\$547.26	\$0.00	\$0.00	-\$308.76	\$238.50	\$3,085.55
18	\$0.000	\$0.430	1,834.06	0.00	\$542.88	\$0.00	\$0.00	-\$306.29	\$236.59	\$3,322.14
19	\$0.000	\$0.430	1,819.39	0.00	\$538.54	\$0.00	\$0.00	-\$303.84	\$234.70	\$3,556.84
20	\$0.000	\$0.430	1,804.83	0.00	\$534.23	\$0.00	\$0.00	-\$301.41	\$232.82	\$3,789.67
TOTAL			39,000.66	0.00	11,544.19	0.00	-\$1,241.42	-\$6,513.11	\$3,789.67	\$3,789.67

上に示したシミュレータで、FIT 価格や電気料金、借入金の利率などを変化させて、結果を評価することで、非常に簡単に基本的な FIT 制度設計ができる。上で示した例では PV 発電電力量に対して対価を支払うという形であったが、余剰分を逆潮させ、それに対して FIT を設定して検討を加えることもできる。

FIT-WG のメンバー達は、それぞれ自分の PC でシミュレータを操作し、制度設計を行い、その結果をメンバー内で共有、質疑応答も行なって、理解を深めていった。

3.1.5.3 削減燃料費の扱い

表 3.1.5-1～3 に示した例では、実は一点議論を呼ぶことが含まれている。それは削減燃料費の扱いである。単純に MEC の収支という面から見ると、PV 導入後、それがカバーする負荷については電気を売れなくなるため収入はゼロとなるが、支出としてはその他コストと FIT コストが発生している。この点を調べるために作成したのが、表 3.1.5-4(PV 設置前)と表 3.1.5-5(PV 設置後)の MEC バランス表(2)である。なお、以下の検討では議論を簡単にするために FIT なしとして行なう。

住宅においては、電気料金設定自体が原価割れしているため、1.5kW PV 設置前でも、その発電量に相当する MEC の収支は年間で 60～70\$ 程度赤字である(表 3.1.5-4 参照)。

表 3.1.5-4 FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(2)[PV 設置前]

MEC BALANCE (before PV)					MEC BALANCE (before PV)				
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	MEC Sold Energy kWh	MEC Income	MEC Fuel Cost	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Profit/Loss	MEC Total Balance
0									
1		\$0.430	2,102.40	\$904.03	-\$622.31		-\$351.10	-\$69.38	-\$69.38
2		\$0.430	2,085.58	\$896.80	-\$617.33		-\$348.29	-\$68.82	-\$138.20
3		\$0.430	2,068.90	\$889.63	-\$612.39		-\$345.51	-\$68.27	-\$206.48
4		\$0.430	2,052.34	\$882.51	-\$607.49		-\$342.74	-\$67.73	-\$274.20
5		\$0.430	2,035.93	\$875.45	-\$602.63		-\$340.00	-\$67.19	-\$341.39
6		\$0.430	2,019.64	\$868.44	-\$597.81		-\$337.28	-\$66.65	-\$408.04
7		\$0.430	2,003.48	\$861.50	-\$593.03		-\$334.58	-\$66.11	-\$474.15
8		\$0.430	1,987.45	\$854.61	-\$588.29		-\$331.90	-\$65.59	-\$539.74
9		\$0.430	1,971.55	\$847.77	-\$583.58		-\$329.25	-\$65.06	-\$604.80
10		\$0.430	1,955.78	\$840.99	-\$578.91		-\$326.62	-\$64.54	-\$669.34
11		\$0.430	1,940.14	\$834.26	-\$574.28		-\$324.00	-\$64.02	-\$733.37
12		\$0.430	1,924.61	\$827.58	-\$569.69		-\$321.41	-\$63.51	-\$796.88
13		\$0.430	1,909.22	\$820.96	-\$565.13		-\$318.84	-\$63.00	-\$859.88
14		\$0.430	1,893.94	\$814.40	-\$560.61		-\$316.29	-\$62.50	-\$922.38
15		\$0.430	1,878.79	\$807.88	-\$556.12		-\$313.76	-\$62.00	-\$984.38
16		\$0.430	1,863.76	\$801.42	-\$551.67		-\$311.25	-\$61.50	-\$1,045.89
17		\$0.430	1,848.85	\$795.01	-\$547.26		-\$308.76	-\$61.01	-\$1,106.90
18		\$0.430	1,834.06	\$788.65	-\$542.88		-\$306.29	-\$60.52	-\$1,167.42
19		\$0.430	1,819.39	\$782.34	-\$538.54		-\$303.84	-\$60.04	-\$1,227.46
20		\$0.430	1,804.83	\$776.08	-\$534.23		-\$301.41	-\$59.56	-\$1,287.02
TOTAL			39,000.66	16,770.28	-\$11,544.19	\$0.00	-\$6,513.11	-\$1,287.02	-\$1,287.02

PV 設置後は表 3.1.5-5 に示すように、赤字幅は 350～300\$ に拡大する。注意すべきは FIT コストがゼロであっても、その他コストがあるために赤字が拡大する点である。

表 3.1.5-5 FIT シミュレータ MEC 財務バランス表(2)[PV 設置後]

MEC BALANCE (after PV)				MEC BALANCE (after PV)					
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	Generated kWh	MEC Income	MEC Fuel Cost	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Profit/Loss	MEC Total Balance
0									
1	\$0.000	\$0.430	2,102.40	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$351.10	-\$351.10	-\$351.10
2	\$0.000	\$0.430	2,085.58	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$348.29	-\$348.29	-\$699.39
3	\$0.000	\$0.430	2,068.90	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$345.51	-\$345.51	-\$1,044.90
4	\$0.000	\$0.430	2,052.34	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$342.74	-\$342.74	-\$1,387.64
5	\$0.000	\$0.430	2,035.93	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$340.00	-\$340.00	-\$1,727.64
6	\$0.000	\$0.430	2,019.64	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$337.28	-\$337.28	-\$2,064.92
7	\$0.000	\$0.430	2,003.48	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$334.58	-\$334.58	-\$2,399.50
8	\$0.000	\$0.430	1,987.45	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$331.90	-\$331.90	-\$2,731.41
9	\$0.000	\$0.430	1,971.55	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$329.25	-\$329.25	-\$3,060.66
10	\$0.000	\$0.430	1,955.78	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$326.62	-\$326.62	-\$3,387.27
11	\$0.000	\$0.430	1,940.14	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$324.00	-\$324.00	-\$3,711.27
12	\$0.000	\$0.430	1,924.61	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$321.41	-\$321.41	-\$4,032.68
13	\$0.000	\$0.430	1,909.22	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$318.84	-\$318.84	-\$4,351.52
14	\$0.000	\$0.430	1,893.94	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$316.29	-\$316.29	-\$4,667.81
15	\$0.000	\$0.430	1,878.79	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$313.76	-\$313.76	-\$4,981.57
16	\$0.000	\$0.430	1,863.76	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$311.25	-\$311.25	-\$5,292.82
17	\$0.000	\$0.430	1,848.85	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$308.76	-\$308.76	-\$5,601.58
18	\$0.000	\$0.430	1,834.06	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$306.29	-\$306.29	-\$5,907.86
19	\$0.000	\$0.430	1,819.39	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$303.84	-\$303.84	-\$6,211.70
20	\$0.000	\$0.430	1,804.83	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$301.41	-\$301.41	-\$6,513.11
TOTAL			39,000.66	0.00	0.00	0.00	-\$6,513.11	-\$6,513.11	-\$6,513.11

この 1.5kW システムの設置箇所数を 500 カ所とした場合の MEC の P/L をグラフ化したものが図 3.1.5-2(元データは表 3.1.5-6 参照)である。基礎的な財務データは 2012 年の財務報告書(表 2.5.1-1)からとり、PV 導入によるインパクトで数値に変更を加えている。PV 設置により MEC の損失は 78 万ドルから 92 万ドルに拡大することになる。

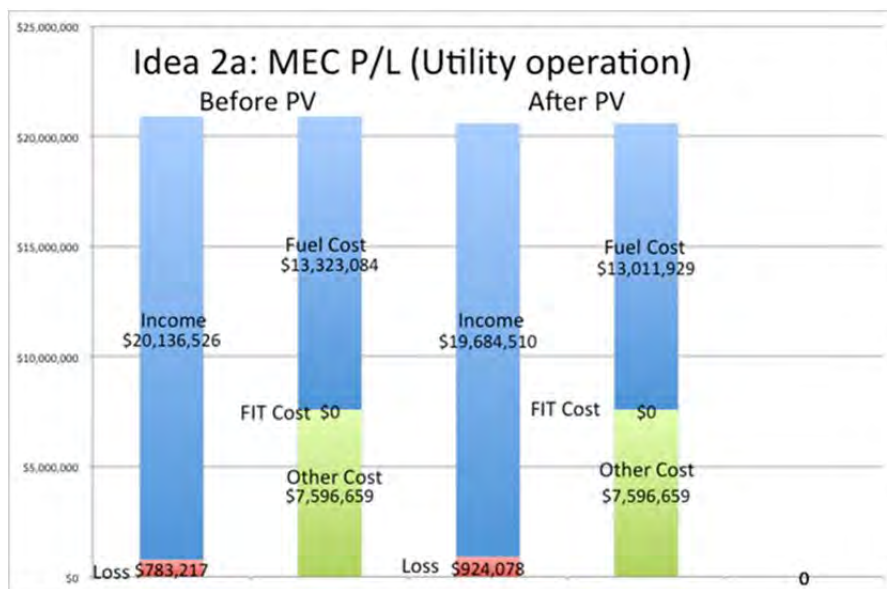


図 3.1.5-2 MEC P/L 表の変化

先に表 3.1.5-3 で示した計算では、削減される燃料費を明示的にプラスとして計算していたが、会計処理の P/L 表では、それは出てこない。削減燃料費はバランスシートの資産や負債を変化させる。つまり燃料を買うための手元のキャッシュの減り方が緩やかになったり、新たな借入れが必要でなくなったりする(図 3.1.5-3 参照)。しかし収支バランス上は(FIT なしでも PV 導入が進めば)減収減益

という結果を MEC に与える。

より一般的に言えば、国の方針で民間での RE 導入が進むと、確かに燃料費は削減されるが、RE 導入以前は、電力会社は既設設備を使って燃料費を元手に発電して売れば、一定の利益を生み出すことができた訳で⁹⁴、その機会を RE 普及促進制度が電力会社から奪うことになる。

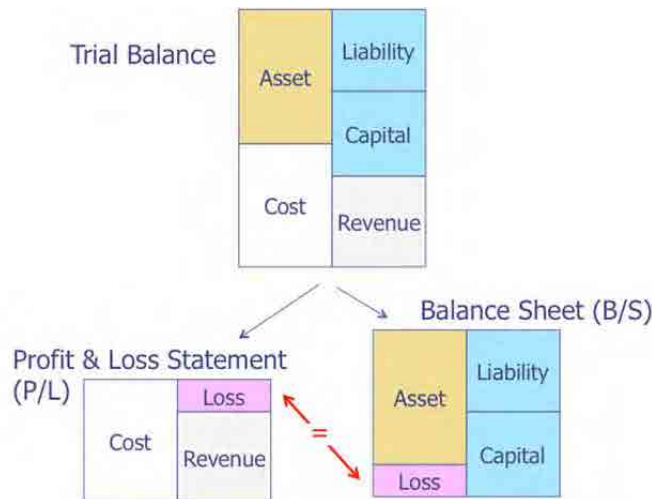


図 3.1.5-3 B/S と P/L の関係

この削減燃料費は、いわゆる「回避可能コスト」と呼ばれるものである。FIT 原資にはこの「回避可能コスト」と電気料金に上乘せされたサーチャージが一般的に充当される。この考え方自体はあっているのだが、電力会社の P/L を悪化させる点には注意が必要である。

さらに、何が「回避可能コスト」であるかについては多くの議論・見解がある。燃料費は議論の余地がないものの、その他コストに含まれる発電所コスト、一般管理費、流通設備コスト、償却費が PV 導入前後で不変と看做せるかどうかである。これらのコストが PV 導入により下がるなら、それらは「回避可能コスト」となる。仮に、燃料削減比と同率のコストダウンがその他コストでも可能だとすれば、表 3.1.5-6、図 3.1.5-4 に示す P/L となり、FIT コストを多少負担しても赤字は小さくなる。もしも前年と同じ赤字幅でよいとするなら、赤字の減少分(約 36,600 ドル)は FIT 原資とすることができる。しかし、ここに至るまでには以下のような多くの仮定をしてきており、現実的には難しいといわざるを得ない。

① その他コストも燃料費と同率で回避可能

その他コストは、発電機の保守費用などの発電所コストと流通設備コスト、そして一般管理費と償却費である。発電機や流通設備の保守費用については夜間や降雨・曇天時における電力供給が不可欠であるため、維持・保守費用はそう変わらないと思われる。一般管理費と償却費についても、ほとんど変わらないように思えるが、正確には詳細な分析が必要である⁹⁵。

② 赤字減少分が少ない

ゼロではないが額が小さく、現実的には FIT 原資にならない。

③ FIT 原資に回すよりも赤字を減らす方が先

⁹⁴ 赤字の MEC の場合は当てはまらないが。

⁹⁵ MEC の業務自体をより効率化していく余地は多くあると思うが、それはまた別の話である。ここで重要なのは PV が増えたことにより削減できる部分である。

MEC の収支バランスが少しでも改善できるなら、赤字を小さくして財務状況を改善していくべきであり、国営企業といえども、一定の赤字が常に許容される訳ではない。

表 3.1.5-6 1.5kW PV500 セット導入時の MEC の P/L

	2012 Financial Statement	w/1.5kW * 500 PV		Cut rate
		Avoidable cost is only fuel	Assuming same rate of reduction for other costs	
Utility operations:		Decreased Sales		
Operating revenues:		-452,016		
Electricity sales	20,794,441	20,342,425	20,342,425	
Other	95,829	95,829	95,829	
	20,890,270	20,438,254	20,438,254	
Less Provision for doubtful accounts	-753,744	-753,744	-753,744	
Total net operating revenues	20,136,526	19,684,510	19,684,510	
Operating expenses:				
Cost of fuel	13,323,084	13,011,929	13,011,929	97.7%
Cost of FIT		0	0	
Other cost	7,596,659	7,596,659	7,419,242	
Cost of Power	3,291,979	3,291,979	3,215,096	97.7%
Administrative and general	1,475,185	1,475,185	1,440,733	97.7%
Distribution operations	1,226,284	1,226,284	1,197,645	97.7%
Depreciation and amortization	1,603,211	1,603,211	1,565,769	97.7%
Total operating expenses	20,919,743	20,608,588	20,431,171	
Operation loss from utility operation	-783,217	-924,078	-746,661	

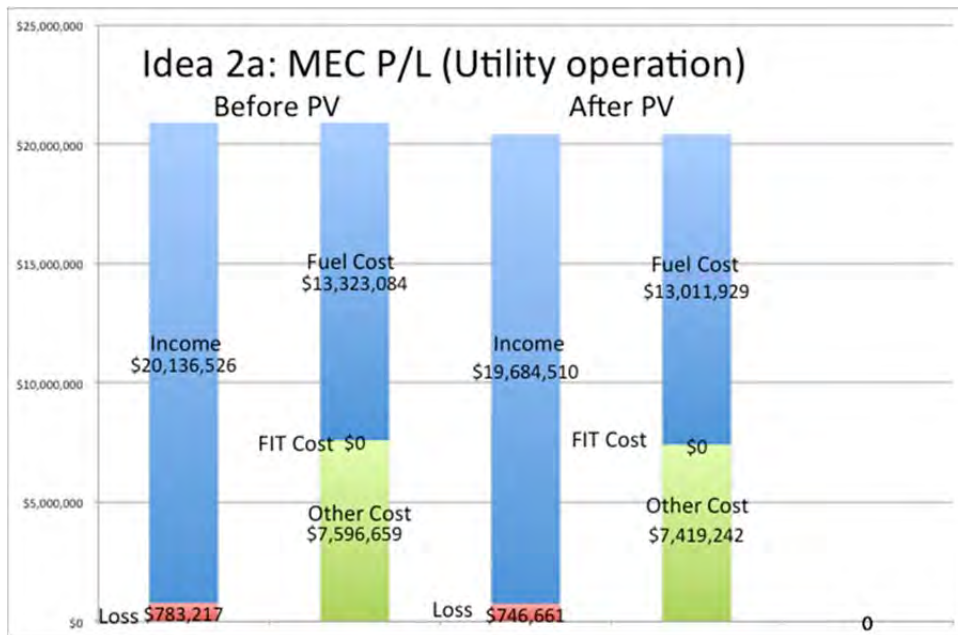


図 3.1.5-4 その他コストを「回避可能コスト」とした場合の MEC P/L 表の変化

3.1.5.4 FIT 制度に関する「マ」国の課題

「マ」国における FIT 導入にあたっての課題は、政治的な問題を別にすれば、FIT の原資をどこから持ってくるかという点である。電気料金は既に kWh 当り 0.5 ドル近くなっており、これにサーチャージを上乗せすることはできない。削減燃料費をその原資とする場合は、先に述べたように、「回避可能コスト」が燃料費だけと考えるなら、現在でも赤字体質の MEC の財務状況をさらに悪化させる。従って、最後の手段としては、ドナーの資金に頼らざるを得なくなると考える。MRD によれば、この案がドナーの承認を得る見込みは薄いとのことであるが、経済的インセンティブなしで系統連系を認めても一般国民の反応が鈍い場合には、何らかの促進策が必要となる。この原資はドナー資金しかあり得ず、ドナーとのネゴが必要になる。

なお、ここまでの議論は FIT の原資について述べてきたが、FIT 以外の支援策、設置補助金や投資減税などもその原資が必要となる訳で、結論としては同様のものとなる。従って、経済的な普及支援策を提供することは難しいと言わざるを得ない。ただし、電気料金が高いので、初期投資をする経済的余力があり、20 年間使用できるように十分メンテをすれば、支援策がなくても減った電気料金で設置者は十分投資回収を行なうことができる環境を「マ」国は有している。このような良質の設置者がどれだけいるかが問われることとなる。

また、そもそも FIT 等でインセンティブを設けて促進しなければならぬほど、民間設置の PV が必要か、という大枠の課題がある。既設の病院 209kW、CMI54+57kW、予定されている UAE 資金で 500kW とすると、これだけで 820kW となる。一方、3.2 節で述べる最大許容量評価の調査結果によると、1Hz、2 σ の条件で許容量は 890kW である。残り 70kW しか PV を入れることができない。台湾資金で 1.5kW システムを導入するなら 47 セットだけである。このためだけに支援策を持つのはあまり現実的なものとはいえない。

3.1.5.5 素案例

FIT は民間の PV 設置を促進するためのインセンティブである。もしこのようなインセンティブを提供しなくても十分にメリットがあるなら、民間は自主的に PV を設置していくと考える。先に示した例(表 3.1.5-1 の入力)においては、FIT 価格は 12c/kWh であったが、これを 0c/kWh(つまり FIT なし)とした場合の設置者側の投資回収スケジュールを表 3.1.5-7 に示す。(FIT 価格 12c/kWh の場合のものは表 3.1.5-2 である。)

表 3.1.5-7 FIT なしの場合の投資回収スケジュール

CUSTOMER PAYBACK SCHEDULE										FINANCING			
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	Generated Energy kWh	In-house Consumptive kWh	FIT Income	Consumed Energy Value	State Rebate + ENERGY VALUE	Capital + O&M Cost	Annual Payment	Annual Net	Annual ROI	NPV	
0					100%					-\$1,200.00			
1	\$0.000	\$0.430	2,102.40	2,102.40	\$0.00	\$904.03	\$904.03	-\$37.50	-\$1,078.21	-\$211.68	-17.6%	-\$1,320.47	
2	\$0.000	\$0.430	2,085.58	2,085.58	\$0.00	\$896.80	\$896.80	-\$37.50	-\$1,078.21	-\$218.91	-18.2%	-\$1,504.27	
3	\$0.000	\$0.430	2,068.90	2,068.90	\$0.00	\$889.63	\$889.63	-\$37.50	-\$1,078.21	-\$226.08	-18.8%	-\$1,683.35	
4	\$0.000	\$0.430	2,052.34	2,052.34	\$0.00	\$882.51	\$882.51	-\$37.50	-\$1,078.21	-\$233.20	-19.4%	-\$1,857.61	
5	\$0.000	\$0.430	2,035.93	2,035.93	\$0.00	\$875.45	\$875.45	-\$37.50	-\$1,078.21	-\$240.26	-20.0%	-\$2,026.99	
6	\$0.000	\$0.430	2,019.64	2,019.64	\$0.00	\$868.44	\$868.44	-\$37.50	\$0.00	\$830.94	69.2%	-\$1,474.36	
7	\$0.000	\$0.430	2,003.48	2,003.48	\$0.00	\$861.50	\$861.50	-\$37.50	\$0.00	\$824.00	68.7%	-\$957.38	
8	\$0.000	\$0.430	1,987.45	1,987.45	\$0.00	\$854.61	\$854.61	-\$37.50	\$0.00	\$817.11	68.1%	-\$473.73	
9	\$0.000	\$0.430	1,971.55	1,971.55	\$0.00	\$847.77	\$847.77	-\$37.50	\$0.00	\$810.27	67.5%	-\$21.28	
10	\$0.000	\$0.430	1,955.78	1,955.78	\$0.00	\$840.99	\$840.99	-\$750.00	\$0.00	\$90.99	7.6%	\$26.65	
11	\$0.000	\$0.430	1,940.14	1,940.14	\$0.00	\$834.26	\$834.26	-\$37.50	\$0.00	\$796.76	66.4%	\$422.61	
12	\$0.000	\$0.430	1,924.61	1,924.61	\$0.00	\$827.58	\$827.58	-\$37.50	\$0.00	\$790.08	65.8%	\$793.03	
13	\$0.000	\$0.430	1,909.22	1,909.22	\$0.00	\$820.96	\$820.96	-\$37.50	\$0.00	\$783.46	65.3%	\$1,139.56	
14	\$0.000	\$0.430	1,893.94	1,893.94	\$0.00	\$814.40	\$814.40	-\$37.50	\$0.00	\$776.80	64.7%	\$1,463.73	
15	\$0.000	\$0.430	1,878.79	1,878.79	\$0.00	\$807.88	\$807.88	-\$37.50	\$0.00	\$770.38	64.2%	\$1,766.99	
16	\$0.000	\$0.430	1,863.76	1,863.76	\$0.00	\$801.42	\$801.42	-\$37.50	\$0.00	\$763.92	63.7%	\$2,050.68	
17	\$0.000	\$0.430	1,848.85	1,848.85	\$0.00	\$795.01	\$795.01	-\$37.50	\$0.00	\$757.51	63.1%	\$2,316.07	
18	\$0.000	\$0.430	1,834.06	1,834.06	\$0.00	\$788.65	\$788.65	-\$37.50	\$0.00	\$751.15	62.6%	\$2,564.33	
19	\$0.000	\$0.430	1,819.39	1,819.39	\$0.00	\$782.34	\$782.34	-\$37.50	\$0.00	\$744.84	62.1%	\$2,796.58	
20	\$0.000	\$0.430	1,804.83	1,804.83	\$0.00	\$776.08	\$776.08	-\$37.50	\$0.00	\$738.58	61.5%	\$3,013.83	
TOTAL			39,000.66	39,000.66	\$0.00	\$16,770.28	\$16,770.28	-\$2,662.50	-\$5,391.05	\$8,716.73			
NPV							\$9,764.46	-\$1,462.50		\$3,013.83			
							Total O&M	-\$1,462.50					
							O&M NPV	-\$627.98					

この場合、借入金返済のために、当初5年間は Annual Net はマイナスとなる。また、NPV が正となるには 10 年を要する。この想定を設置者が理解した上で、それでもメリットが出ると判断するかどうか、つまり 10 年以上ほぼ同一の条件で使えると判断できるかどうかのポイントになる。特に 10 年目のインバータ交換費用は大きい。これができないとメリットはほとんど出ないと言ってよい。

「マ」国の多くの人々は、このようなシミュレーション結果は知らないと思われる。このような情報を伏せたままで PV 設置の募集をかけることは、「不誠実」「説明不足」と言われてもしかたがない。しかし、これを公表すると応募者数が落ち込むことも考えられる。そのような場合に、応募を促すために FIT など何らかの支援策が必要になってくるかもしれない。FIT 価格 12c/kWh は当初 5 年間で黒字に、NPV を正にするのに 7 年間、というように設置者側のメリットを改善できるからである(表 3.1.5-2 参照)。

しかしこの FIT を実施するにはその原資が必要であり、これは先に述べたように、サーチャージや MEC の削減燃料費から支出することは難しく、ドナー資金に頼らざるを得ない。今の例の場合、台湾資金で 4%、5 年というマイクロファイナンスを想定しているが、それにより設置しようとしている当面の目標数(500 程度のような)を半分にし、残りの半分を FIT 原資にまわすことなどが考えられる。

表 3.1.5-7 のような予想を公表しても反応がよいと想定するならば、こういう施策はもちろん考える必要はない。しかし、反応が鈍い場合も想定し、次善の策としてこの種の FIT を検討しておく価値はあると考える。

3.1.6 まとめ

本章では、系統連系ガイドラインと FIT の一般的解説と世界の動向のレビューをまず行ない、「マ」国での導入に向けて、本プロジェクトでとったアプローチをまとめた。そして、そのアウトプットとして得られた系統連系ガイドラインの原案と FIT シミュレータによる制度設計、そこから見えてきた「マ」国における課題について述べた。FIT を始めとする支援策は、その原資をどこから持ってくるかが最大の課題である。

3.2 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価

太陽光発電や風力発電に代表される再生可能エネルギー(RE)は気候に影響されるがゆえに一定出力を確保することが困難であり、また、必要量の電力を制御(同時同量制御)することも難しい。不安定な電源の活用により、系統電圧の不安定性や周波数変動が発生し停電リスクが高まるため、再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要である。

「マ」国の電力系統は小規模単独系統であるため、緊急時や非常時に他の電力系統からのバックアップが一切望めない系統である。このような系統に大量の再生可能エネルギーが導入されると系統電圧や電力潮流の変動以外にも周波数変動が顕在化する可能性が高いため、細やかな周期での電力需給バランス管理を必要とする。従って、再生可能エネルギー大量導入のもとで需給運用を安定的に実施するには再生可能エネルギーの需給予測技術や高速に充放電する蓄電システムなどが必須となる。しかし、これらのシステムは高価なシステムであるので、資金力に乏しい島嶼地域への適応は困難だといえる。「マ」国のような小規模単独系統の島嶼地域に経済的な要素も含めて再生可能エネルギーの導入を促進していくには、あらかじめ安定的に需給運用できる再生可能エネルギーの導入閾値を押さえておく必要があり、さらに限界値を超えそうになった時点で何らかの対策を講じていくという段階的な施策を準備していくことが重要である。

<参考：周波数変動がもたらす影響について>

■ 需要家への影響

モータの場合は周波数と回転数は比例しているため、モータそのものの振動や発熱、あるいはモータを利用して製作している製品にムラを発生させ、製品価値の低下や、製品そのものの基準を満たすことができなくなる。また、時計やオートメーション機器ではつながれている電気の周波数を基準に動作しているものがあり、時計では進みや遅れ、オートメーション機器では製品ムラが発生したりする。

■ 発電機側への影響

周波数が変わると回転数が変わるので大幅な変化があると振動や機械系の疲労が問題となる。また、特に周波数が大幅に変化すると運転継続ができなくなり、次々に発電機が停止して大きな停電になることもある。

3.2.1 代数的手法による再生可能エネルギー発電の許容量評価

3.2.1.1 代数的手法の概要

簡易的な手法である代数的手法は日本でも一般的に用いられており、許容調整幅、発電機の周波数応答幅、需要変動率、再生可能エネルギーの変動を諸元として用いることで導入許容量の算出が可能である。本手法は、「発電機模擬による詳細シミュレーション」とは異なり、特別なツールを必要とせず、Excelによる計算で算定が可能であり、高度な知識や経験を必要としない。また、計算結果についても詳細シミュレーションと同様の結果が得られることから、「マ」国における本プロジェクトでは代数的手法を導入し、技術教育を実施することとなった。

図 3.2.1-1 にイメージ図を示す。この方法より導入可能な太陽光発電の総量として以下の式で算出できる。

$$\text{太陽光発電定格導入量} = \sqrt{(\text{許容調整残})^2 + (\text{LFC調整力})^2 - (\text{負荷変動量})^2} / (\text{変動率})$$

(太陽光連系可能容量)

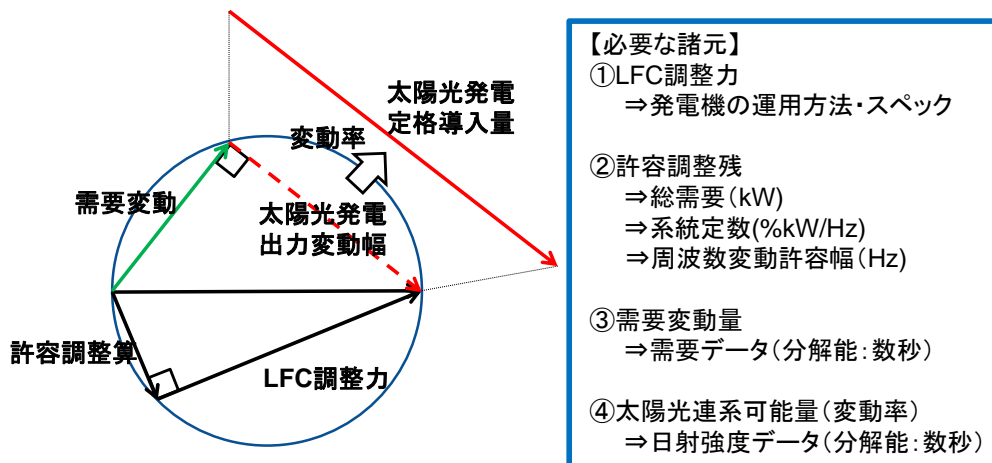


図 3.2.1-1 代数的手法イメージ

<参考：発電機模擬による詳細シミュレーション>

発電機の応動特性を細かに模擬することで、再生可能エネルギーの出力変動による周波数変動を量的に算出できる。本手法にはモデル化するためのデータや専用のシミュレーションツールが必要である。日本ではシミュレーションツールとして、系統の動的解析が可能である電力中央研究所が開発した電力系統解析プログラム(Y法)や Matlab を一般的に使用している。

これらのツールは熟練した技術と過去の実データを利用した発電機モデルのチューニングを要するため、高い水準の技術習得が求められる。

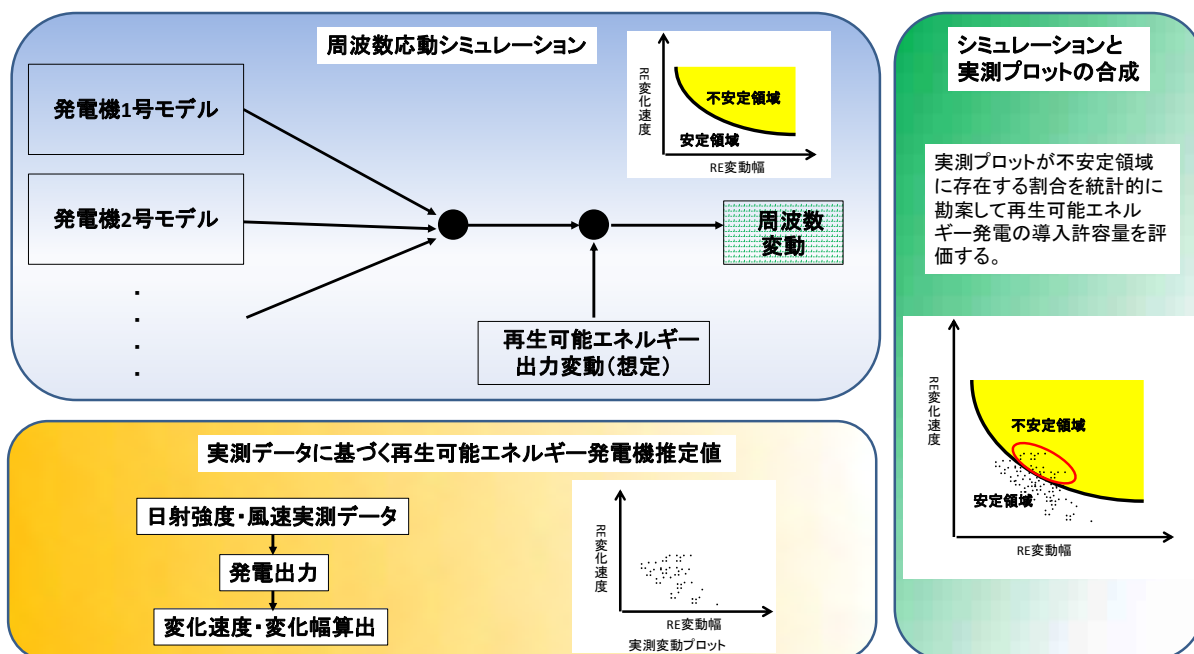


図 3.2.1-2 発電機模擬による詳細シミュレーションのイメージ

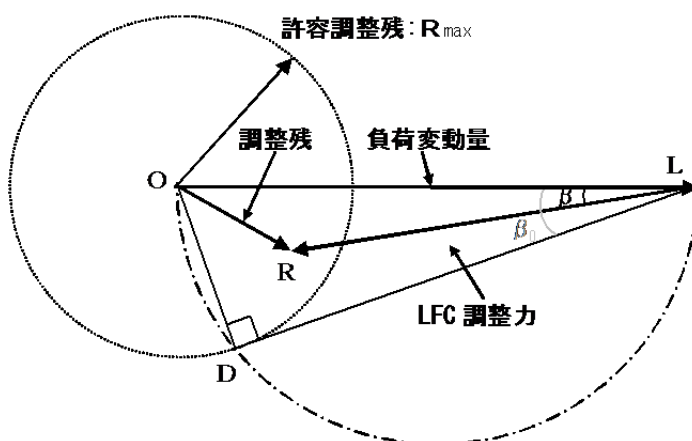
【用語解説】

- 許容調整残

電力品質を維持するために電力供給側が守るべき調整幅。沖縄系統では $60 \pm 0.3\text{Hz}$ 以内の調整幅のことを言う。この周波数幅によって連系許容量の値に大きな影響を与える。図 3.2.1-3 に許容調整残の概念図を示す。また、許容調整残は①式にて算定を行っている。

許容調整残算出式

$$\text{許容調整残 } R_{\max} = \text{系統定数}(\% \text{MW/Hz}) \times \text{周波数幅}(0.3\text{Hz}) \times \text{総需要}(\text{MW}) \dots \text{①}$$



(電気会技術報告第 869 号図 5.13 参照)

図 3.2.1-3 負荷変動量、LFC 調整力、調整残の関係

- LFC 調整力

日本では電気事業法に基づき、電力会社は周波数を標準周波数に維持するよう努める必要がある。LFC 制御は周波数維持を目的として概ね 20 分周期以下の需要変動による周波数変動に対して電力エリアにおける発電機調整必要量を求めて自動的に発電機出力を制御する。「マ」国では LFC 制御は導入されておらず、将来においても制御システムの大幅な改良が必要であるため導入は不明である。

3.2.1.2 再生可能エネルギーの出力変化幅の定義

RE には短周期的な要素と長周期的な要素があり、各々の要素において発電機が負荷追従可能か検討する必要がある。代数的手法では短周期的要素を検討対象としており、沖縄では小規模独立系統の島であるため評価窓 10 分を最適時間として検討しているの、島嶼地域であるマーシャル国においても同様の時間を検討対象時間窓とする。また、出力変動幅の定義として、評価時間窓の間の最大出力と最小出力の差としている。図 3.2.1-4 に評価時間窓の概念図を示す。

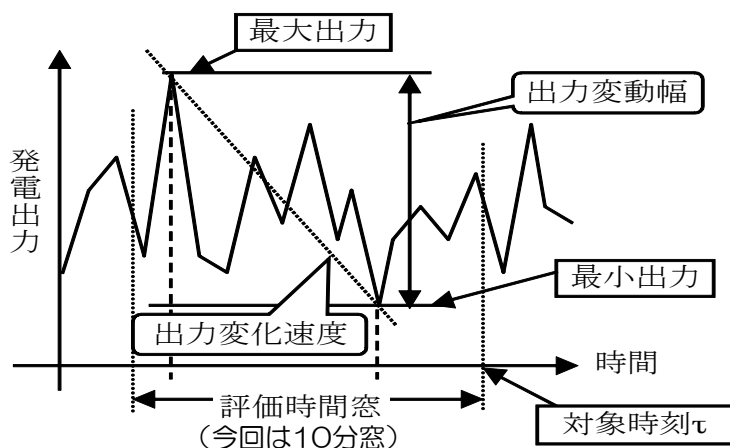


図 3.2.1-4 評価時間窓と出力変動幅の定義

3.2.1.3 確率的手法の概要

前述で定義した出力変動幅をそのまま採用すると、稀頻度の変動幅を考慮してしまうため RE の出力変動率(出力変動幅に対する RE 連系定格値)が大きくなる。その結果、代数的手法により算出した RE 連系可能量は小さくなってしまふ。RE 最大化を図るため稀頻度の事象を除外して確率的な処理を施すことが日本では一般的である。日本における周波数管理はかなり厳しいゆえに確率的な値も高めに設定し、 3σ 値(全事象に対して 99.7%の確率で発生する事象)や 2σ 値(全事象に対して 95.4%の確率で発生する事象)を採用していることが多い。 3σ は 99.7%の確率で周波数管理値を逸脱することがないということと同意である。

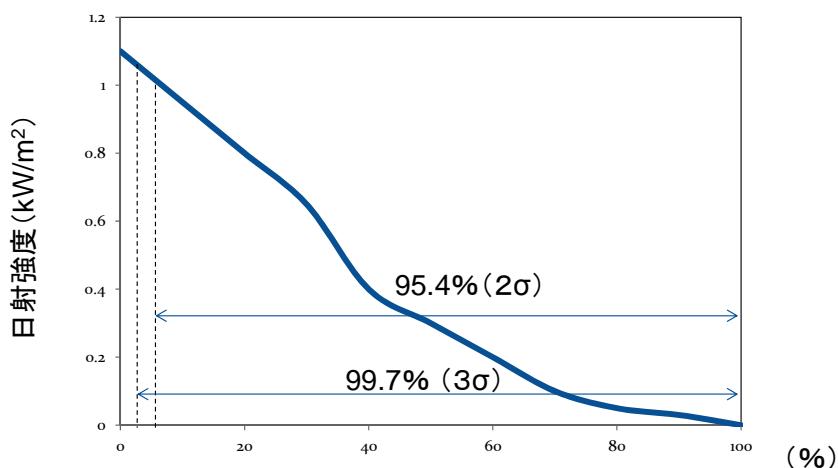


図 3.2.1-5 確率的積算イメージ(2σ 、 3σ)

3.2.2 各島の再生可能エネルギー発電の連系許容量

本プロジェクトの調査対象島である 4 島(Majuro 環礁、Ebeye 島、Wotje 環礁、Jaluit 環礁)について、再生可能エネルギー発電の連系許容量を代数的手法を用いて算定した。代数的手法で必要となる各種パラメータ(系統定数、需要変動率、総需要(想定負荷)、日射強度変動率、風況変動率)は各島の計測データを利用して分析した。以下にその結果を示す。

3.2.2.1 系統定数算定(周波数変動試験)

導入が期待されている RE(太陽光発電、風力発電など)は不安定性電源であるため、負荷需要に応じた制御が困難である。負荷需要に応じた制御機として、既存の発電機(汽力発電、ディーゼル発電等)は必要不可欠である。再生可能エネルギーの導入が進むと、既存発電機の制御可能範囲を逸脱する可能性があり、停電リスクや系統の不安定性が高まる。負荷遮断試験のような周波数変動を伴う試験は既存発電機の負荷追従性を確認する上で有効な手段であり、この試験結果より系統定数(%kW/Hz)が算出でき、系統安定性の評価を行うことが可能となる。

電力系統の電力変動 ΔP と周波数変動との関係式は(1)式の関係になる。ここでの一定値 K を系統定数と定義している。電力系統における本定数がわかれば周波数偏差からどの程度の電力変動があったかを逆算することが可能となる。代数的手法では許容調整残算出のために負荷遮断試験により推定した系統定数を用いて電力変動の最大許容値を算出している。系統定数を PU 値化するために電力変動 ΔP は発電機の定格容量合計を基準にしている。

$$\Delta P(\%MW) = \Delta P(MW) / \text{並入発電機定格出力合計}$$

$$\Delta P / \Delta F = K \text{ (一定値 : \%MW/Hz) } \dots \text{ ①}$$

負荷遮断試験は系統に連系されている複数の発電機のうち 1 台を遮断し、負荷のアンバランスを発生させる試験である。これにより系統に連系された状態の発電機の負荷追従性能力を評価することができる。本試験は実フィールドでの試験であり、発電機故障や停電を誘発するリスクがあるため、現地発電所関係者の同意のもとで慎重に実施した。次項以降に各島における試験結果および系統定数算出結果を示す。

(1) Majuro

通常運用において発電機は 6 号機を主力とし、6 号機がメンテナンスの場合は 7 号機を代わりに運用する。ピークは 18 時～21 時でオフピークは深夜帯。オフピーク時のみ発電機 1 台運用をしており、それ以外の時間帯は発電機 2 台運用である。2 台目の運用機は 1, 2, 5 号機のいずれかを用いており、その中でも 5 号機が優先的に運用されている。そのため、今回の負荷遮断試験では昼間帯の 2 台運用(5 号機+6 号機もしくは 5 号機+7 号機)における発電機の追従性確認を目的とし、以下のタイムスケジュールおよびパターンで試験を実施した。遮断発電機の出力は C/P 同意のもと、総需要に対して 5%、10%、15%で実施した。

Pattern① : #2、#5、#6 遮断対象発電機 : #2
 Pattern② : #2、#5、#7 遮断対象発電機 : #2

表 3.2.2-1 負荷遮断試験スケジュール(2014/1/18)

9:00	Ready for test (setting measurement devices)
10:00	Pattern①(Shut down #2) 1)Ratio : 5% ⇒check data
11:00	2)Ratio : 10% ⇒check data 3)Ratio : 15% ⇒check data
12:00	Pattern②(Shut down #2) 1)Ratio : 5% ⇒check data
13:00	2)Ratio : 10% ⇒check data 3)Ratio : 15% ⇒check data
14:00	Clean up

(a) 負荷遮断試験結果及び系統定数算定結果

前述した試験パターンに応じた負荷遮断試験の結果を次項以降に示す。

(パターン① 負荷遮断比率 5%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 11:10	
並入発電機	3台(G2,G5,G6)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G6	6.400
発電機出力(MW)	G2	0.22
	G5	1.36
	G6	3.64
総需要(MW)	5.22	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.91
ボトム周波数(Hz)	59.63
周波数偏差(Hz)	0.28
脱落発電機出力(MW)	0.31
ボトム周波数到達時間(s)	1.3
仕上周波数(Hz)	59.93

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	11.30
-----------------	-------

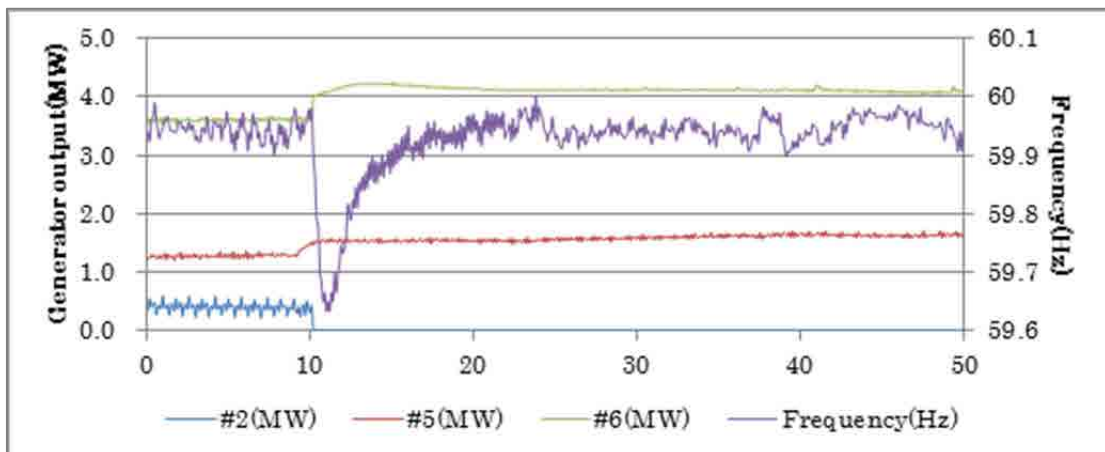


図 3.2.2-1 パターン①5%遮断時の発電機出力および周波数

(パターン① 負荷遮断比率 10%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 11:24	
並入発電機	3台(G2,G5,G6)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G6	6.400
発電機出力(MW)	G2	0.54
	G5	1.24
	G6	3.58
総需要(MW)	5.36	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.97
ボトム周波数(Hz)	59.44
周波数偏差(Hz)	0.53
脱落発電機出力(MW)	0.54
ボトム周波数到達時間(s)	1.3
仕上周波数(Hz)	59.97

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	10.38
-----------------	-------

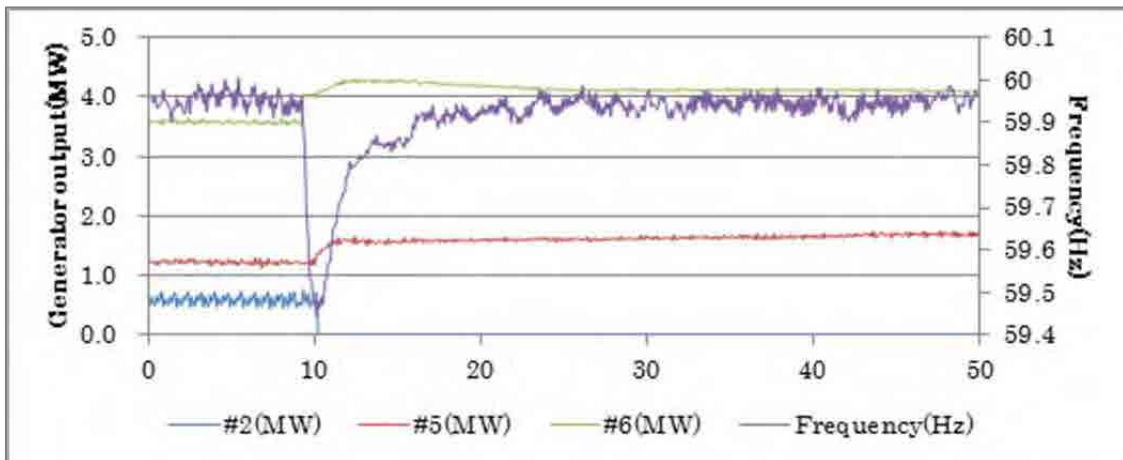


図 3.2.2-2 パターン①10%遮断時の発電機出力および周波数

(パターン① 負荷遮断比率 15%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 13:01	
並入発電機	3台(G2,G5,G6)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G6	6.400
発電機出力(MW)	G2	1.18
	G5	0.83
	G6	3.38
総需要(MW)	5.38	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.03
ボトム周波数(Hz)	59.08
周波数偏差(Hz)	0.94
脱落発電機出力(MW)	1.18
ボトム周波数到達時間(s)	1.3
仕上周波数(Hz)	59.99

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	12.65
-----------------	-------

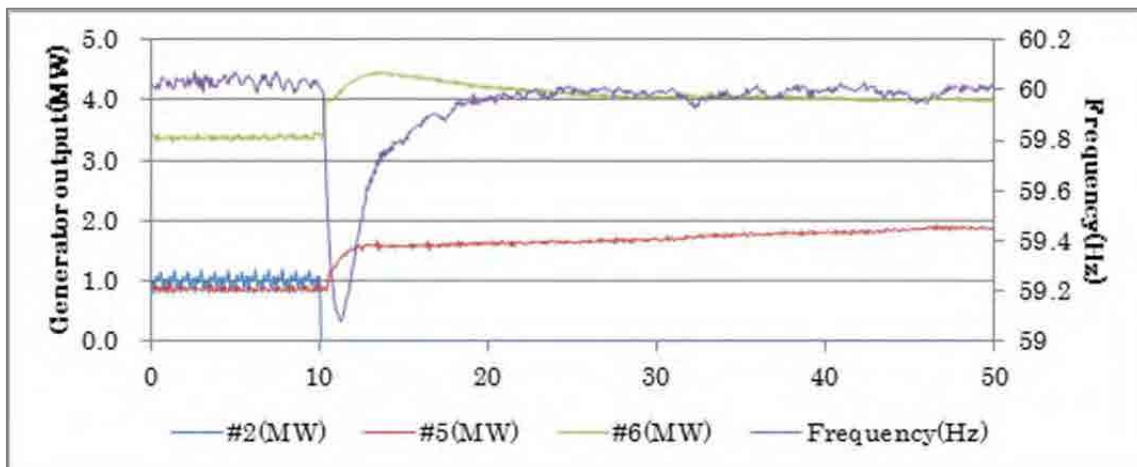


図 3.2.2-3 パターン①15%遮断時の発電機出力および周波数

(パターン② 負荷遮断比率 5%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 11:45	
並入発電機	3台(G2,G5,G7)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G7	6.400
発電機出力(MW)	G2	0.32
	G5	1.51
	G7	3.28
総需要(MW)	5.11	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.19
ボトム周波数(Hz)	59.89
周波数偏差(Hz)	0.30
脱落発電機出力(MW)	0.32
ボトム周波数到達時間(s)	1.1
仕上周波数(Hz)	60.16

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	11.03
-----------------	-------

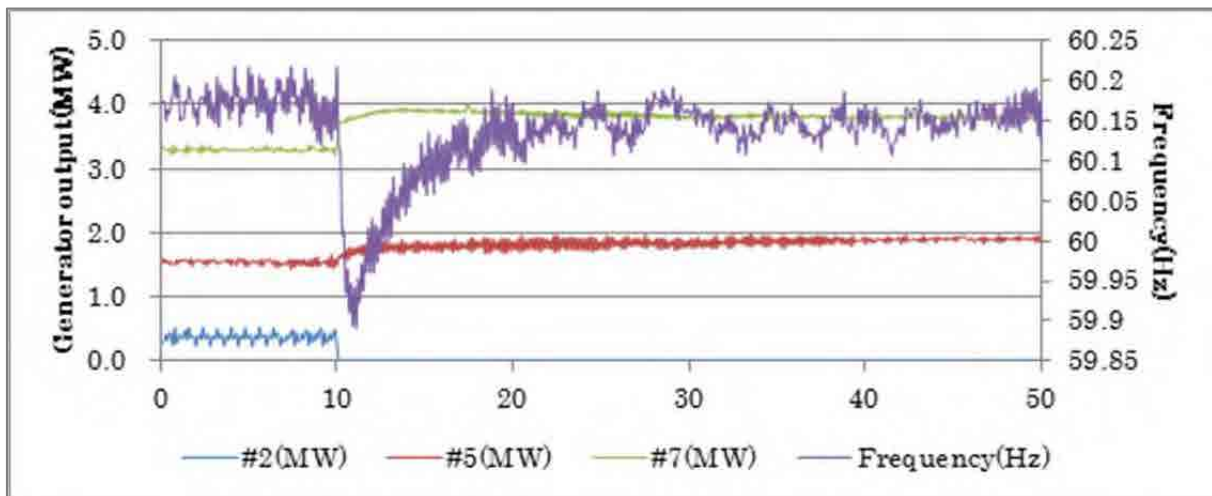


図 3.2.2-4 パターン②5%遮断時の発電機出力および周波数

(パターン② 負荷遮断比率 10%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 12:17	
並入発電機	3台(G2,G5,G7)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G7	6.400
発電機出力(MW)	G2	0.58
	G5	1.23
	G7	3.33
総需要(MW)	5.13	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.13
ボトム周波数(Hz)	59.68
周波数偏差(Hz)	0.45
脱落発電機出力(kW)	0.58
ボトム周波数到達時間(s)	0.8
仕上周波数(Hz)	60.16

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	13.00
-----------------	-------

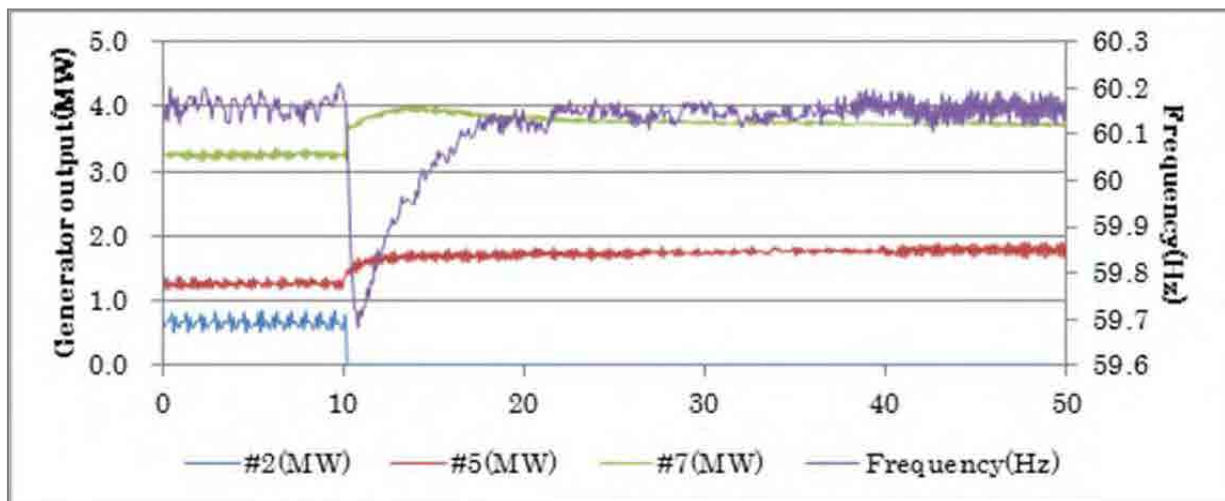


図 3.2.2-5 パターン②10%遮断時の発電機出力および周波数

(パターン② 負荷遮断比率 15%)

試験条件

試験時刻	2014/1/18 12:30	
並入発電機	3台(G2,G5,G7)	
脱落発電機	G2	
定格発電機出力(MW)	G2	3.275
	G5	3.475
	G7	6.400
発電機出力(MW)	G2	1.08
	G5	0.99
	G7	3.24
総需要(MW)	5.31	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.15
ボトム周波数(Hz)	59.38
周波数偏差(Hz)	0.77
脱落発電機出力(kW)	1.08
ボトム周波数到達時間(s)	0.8
仕上周波数(Hz)	60.15

系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	14.16
-----------------	-------

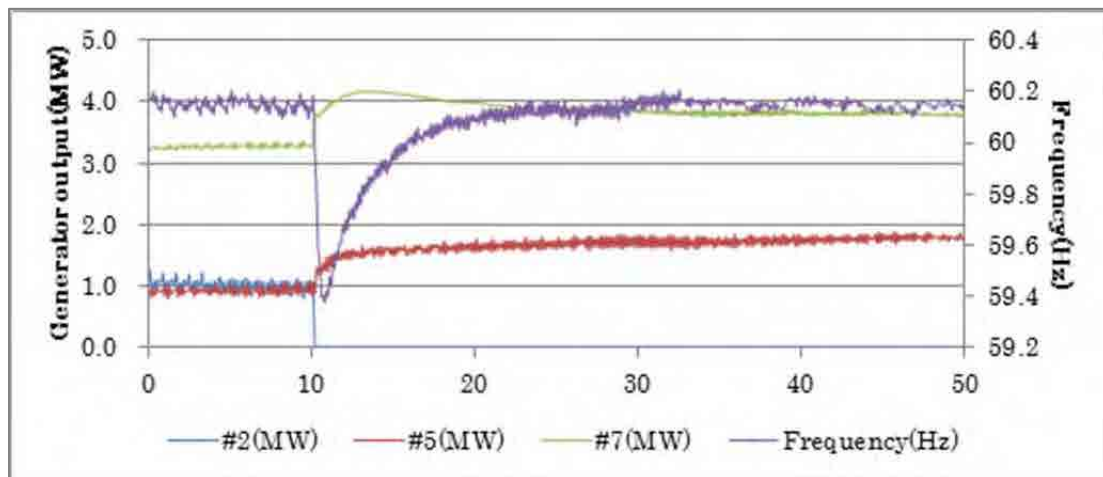


図 3.2.2-6 パターン②15%遮断時の発電機出力および周波数

(b) 代数的手法で用いる系統定数

これらのデータの平均値を代数的手法で用いる系統定数と設定する。表 3.2.2-2 に平均値の結果を示す。

表 3.2.2-2 系統定数平均値(Majuro)

系統定数平均値(%MW/Hz)	12.09
-----------------	-------

(2) Ebeye

Ebeye 発電所には3台発電機があり、常時2台運転である。発電機の制御系はアイソクロナス制御で、ロードシェアリング機能にて発電出力のバランス調整を行っている。3台の発電機の定格は同出力であるため、2台運転時の出力はほぼ同じ出力に保たれる。

負荷遮断の際には発電機を3台並列運転し、3号機を遮断することで2号機および4号機の負荷追従性の確認を行った。Ebeye 発電所の発電機は同じスペックであることから、発電機の並列運転組合別(2号機+3号機、3号機+4号機)の負荷追従性確認のための試験は行わないこととした。

測定器は運転中の発電機の制御パネルでの取込が最も良いが、充電部が近い安全面を考慮して、制御盤からCTとPT情報を計測した。この制御盤のCTは2相の引き込みであったため、2電力計法を用いて有効電力の計測を行った。表3.2.2-3に遮断試験のスケジュールを示す。

表 3.2.2-3 負荷遮断試験スケジュール(2014/1/27)

9:00	Ready for test (Setting measurement devices)
11:30 AM	Test Shut down #3 ⇒ Check data
12:30 PM	Clean up

(a) 負荷遮断試験結果及び系統定数算定結果

負荷遮断試験を2回実施した。その結果を次項以降に示す。

(1回目：約25kW遮断)

試験条件

試験時刻	2014/1/27 11:24	
並入発電機	3台(G2,G3,G4)	
脱落発電機	G3	
定格発電機出力(kW)	G2	1286
	G3	1286
	G4	1286
発電機出力(kW)	G2	946
	G3	1098
	G4	
総需要(kW)	2044	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.95
ボトム周波数(Hz)	59.81
周波数偏差(Hz)	0.14
脱落発電機出力(kW)	26.5
ボトム周波数到達時間(s)	1.3
仕上周波数(Hz)	60.00

系統定数算出結果

定格出力ベース(%kW/Hz)	7.38
-----------------	------

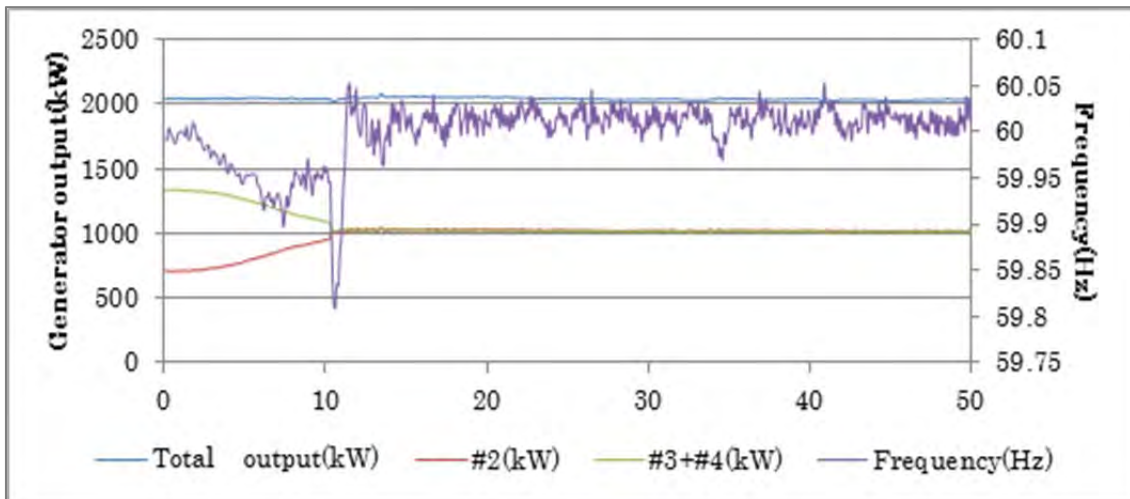


図 3.2.2-7 約 25kW 遮断時遮断時の発電機出力および周波数

(2 回目：約 100kW 遮断)

試験条件

試験時刻	2014/1/27 11:24	
並入発電機	3 台(G2,G3,G4)	
脱落発電機	G3	
定格発電機出力(kW)	G2	1286
	G3	1286
	G4	1286
発電機出力(kW)	G2	709
	G3	1330
	G4	
総需要(kW)	2039	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.99
ボトム周波数(Hz)	59.51
周波数偏差(Hz)	0.48
脱落発電機出力(kW)	101.9
ボトム周波数到達時間(s)	0.28
仕上周波数(Hz)	59.98

系統定数算出結果

定格出力ベース(% k W/Hz)	8.28
-------------------	------

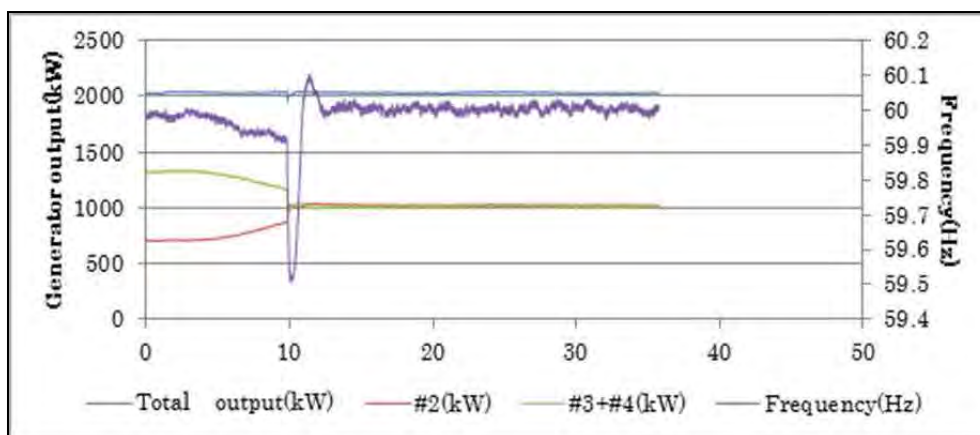


図 3.2.2-8 約 100kW 遮断時遮断時の発電機出力および周波数

(b) 代数的手法で用いる系統定数

これらのデータの平均値を代数的手法で用いる系統定数と設定する。表 3.2.2-4 に平均値の結果を示す。

表 3.2.2-4 系統定数平均値(Ebeye)

系統定数平均値(%MW/Hz)	7.83
-----------------	------

(3) Wotje

Wotje 発電所には 2 台発電機があるが、系統負荷が小さいため常時 1 台運転である。発電機の制御系はアイソクロナス制御で、ロードシェアリング機能を有していないので 2 台同時運転ができないことから、発電機遮断による負荷遮断試験はできない。重要負荷(病院や学校など)の供給フィーダーではないフィーダー 2 を遮断・再閉路することで発電機の応答性の確認を行った。本試験を実施するにあたって、発電所の同意と島民への周知も行って頂いた。

測定器は運転中の発電機 2 号の CT と PT 情報のみを計測した。遮断対象のフィーダー 2 の計測は解析をするうえで必要であるが、現場機器が発電所屋外にあり、また、CT、PT の取込可能とところがないことから、遮断前後の発電機の有効電力の値を用いることで系統定数算出を行った。

表 3.2.2-5 負荷遮断試験スケジュール(2014/1/22)

9:00	Ready for test (setting measurement devices)
15:00	Test Open F2 and Reclose F2 ⇒ Check data
15:30	Clean up

(a) 負荷遮断試験結果及び系統定数算定結果

フィーダー 2 の入切を行うことで発電機の増減出力の追従性について確認を行った。次項以降にその結果を示す。

(フィーダー2 遮断時・・・発電機の減出力追従性の確認)

試験条件

試験時刻	2014/1/22 15:00	
並入発電機	1台(G2)	
遮断フィーダー	F2	
定格発電機出力(kW)	G2	275
発電機出力(kW)	G2	75.46
総需要(kW)	75.46	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.69
最高周波数(Hz)	60.00
周波数偏差(Hz)	0.31
推定フィーダー遮断量(kW)	12.58
最高周波数到達時間(s)	0.4
仕上周波数(Hz)	59.69

系統定数算出結果

定格出力ベース(%kW/Hz)	14.67
-----------------	-------

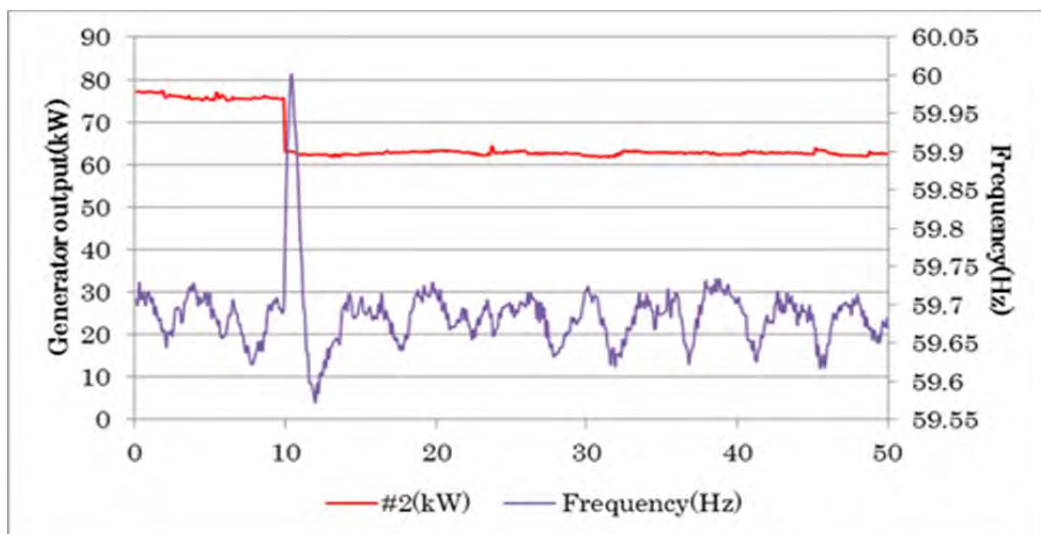


図 3.2.2-9 F2 遮断時の発電機出力および周波数

(フィーダー2 再閉路時・・・発電機の増出力追従性の確認)

試験条件

試験時刻	2014/1/22 15:02	
並入発電機	1台(G2)	
再閉路フィーダー	F 2	
定格発電機出力(kW)	G2	275
発電機出力(kW)	G2	67.49
総需要(kW)	67.49	

試験結果

事前周波数(Hz)	59.73
ボトム周波数(Hz)	59.19
周波数偏差(Hz)	0.54
推定再閉路フィーダー負荷量(kW)	18.56
ボトム周波数到達時間(s)	0.3
仕上周波数(Hz)	59.70

系統定数算出結果

定格出力ベース(%kW/Hz)	12.55
-----------------	-------

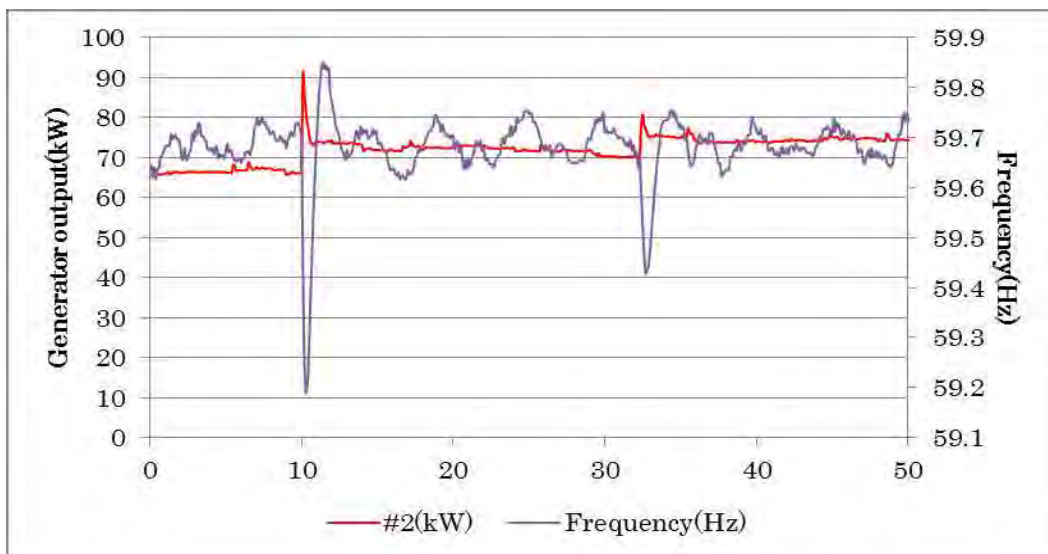


図 3.2.2-10 F2 再閉路時の発電機出力および周波数

(b) 代数的手法で用いる系統定数

再閉路時の試験条件が発電機脱落による試験と同義であることから系統定数は 12.55%kW/Hz を用いて代数的手法に適用する。

(4) Jaluit

Jaluit 発電所は Wotje 発電所と同様に 2 台の発電機が既存し、常時何れかの 1 台で電力供給運用を行っている。系統負荷が小さく、フィーダーも 1 系統となっている。そのため、発電機遮断やフィーダー遮断による試験実施が不可であることから、需要家側の変圧器を遮断することで試験を行った。

表 3.2.2-6 負荷遮断試験スケジュール(2014/1/27)

9:00	Ready for test (setting measurement devices)
14:00	Test Close Dorm transformer ⇒Check data Close Waterpump transformer ⇒Check data
15:00	Clean up

(a) 負荷遮断試験結果及び系統定数算定結果

変圧器を投入することで発電機の増出力追従性について確認を行った。次項以降にその結果を示す。

(学生寮変圧器投入時・・・発電機の増出力追従性の確認)

試験条件

試験時刻	2014/1/27 14:18	
並入発電機	1 台(G2)	
遮断変圧器	学生寮	
定格発電機出力(kW)	G2	275
発電機出力(kW)	G2	91.07
総需要(kW)	91.07	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.25
ボトム周波数(Hz)	59.77
周波数偏差(Hz)	0.48
推定投入負荷量(kW)	18.73
ボトム周波数到達時間(s)	0.3
仕上周波数(Hz)	60.20

系統定数算出結果

定格出力ベース(%kW/Hz)	14.15
-----------------	-------

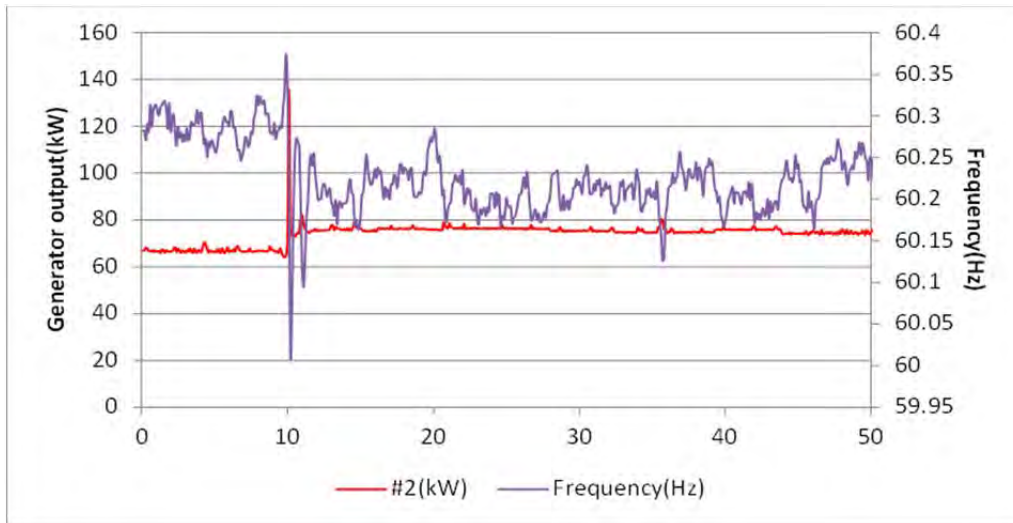


図 3.2.2-11 学生寮変圧器投入時の発電機出力および周波数

(送水ポンプ変圧器投入時・・・発電機の上げ出力追従性の確認)

試験条件

試験時刻	2014/1/27 14:38	
並入発電機	1台(G2)	
遮断変圧器	送水ポンプ	
定格発電機出力(kW)	G2	275
発電機出力(kW)	G2	66.29
総需要(kW)	66.29	

試験結果

事前周波数(Hz)	60.37
ボトム周波数(Hz)	60.01
周波数偏差(Hz)	0.36
推定投入負荷量(kW)	11.25
ボトム周波数到達時間(s)	0.3
仕上周波数(Hz)	60.21

系統定数算出結果

定格出力ベース(%kW/Hz)	11.35
-----------------	-------

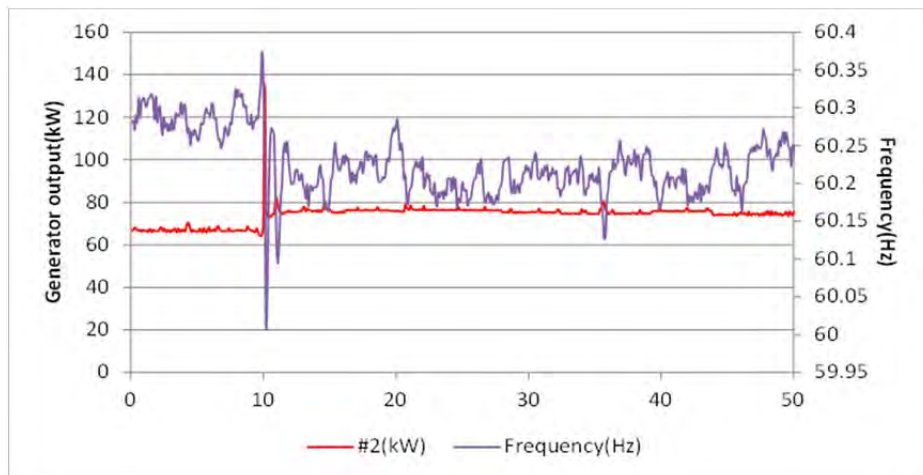


図 3.2.2-12 送水ポンプ変圧器投入時の発電機出力および周波数

(b) 代数的手法で用いる系統定数

これらのデータの平均値を代数的手法で用いる系統定数と設定する。表 3.2.2-7 に平均値の結果を示す。

表 3.2.2-7 系統定数平均値(Jaluit)

系統定数平均値(%kW/Hz)	12.75
-----------------	-------

3.2.2.2 需要変動率算定

負荷需要の変動成分を高速フーリエ変換(FFT : Fast Fourier Transform)で抽出すると概ね正規分布となる。この特性を利用してデータ処理の際は評価時間以下の変動成分を抽出の上、統計分析により需要変動の変動率を算出する。図 3.2.2-13 に例を示す。10 分間の移動平均値(前後 5 分)と実績値の差を変動幅とし、標準偏差(σ 値)から 2σ 、 3σ の値を求め、太陽光と風車の分析用に昼間帯と 24 時間の分析結果を示す。参考として測定した日負荷曲線、周波数推移を示す。

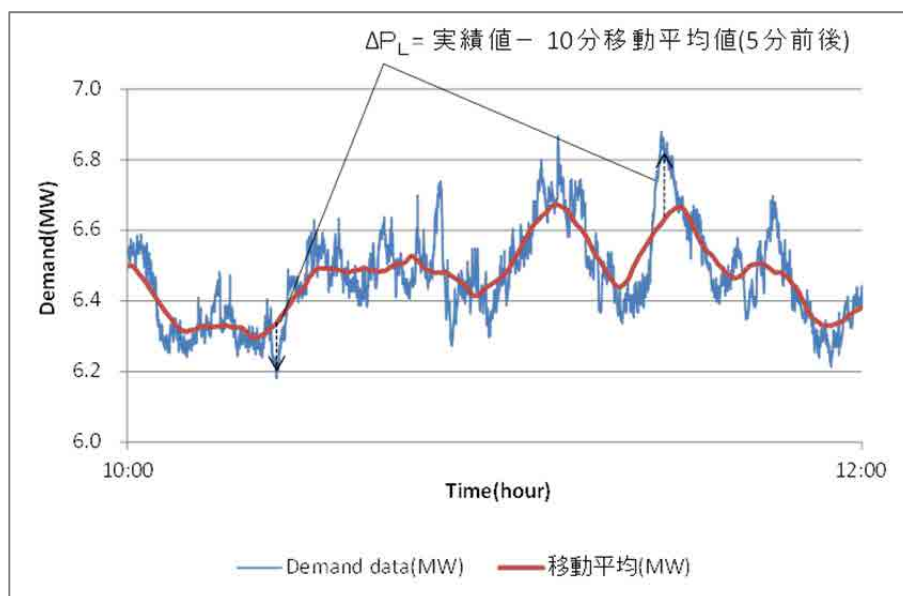


図 3.2.2-13 需要変動データ処理方法例

(1) Majuro

(a) 日負荷曲線

図 3.2.2-14 に日負荷曲線を、図 3.2.2-15 に周波数計測結果を示す。需要は 5～7MW 程度の範囲で推移しており、オフピークは深夜から早朝に、ピークは 20 時～22 時である。周波数は運用管理値である $60\pm 0.3\text{Hz}$ を逸脱することはほとんどないが、時間帯によって基準周波数(60Hz)ではない場合が確認できる。Majuro 発電所はドループ制御（周波数変化に伴い、調定率に従って発電出力が自動で変化する制御）であり、周波数を基準 60Hz に維持するためには運転員による発電出力指令値調整が必要となる。基準周波数維持を自動化するためには自動周波数調整制御を追加するか、アイソクロナス制御を導入する必要がある。

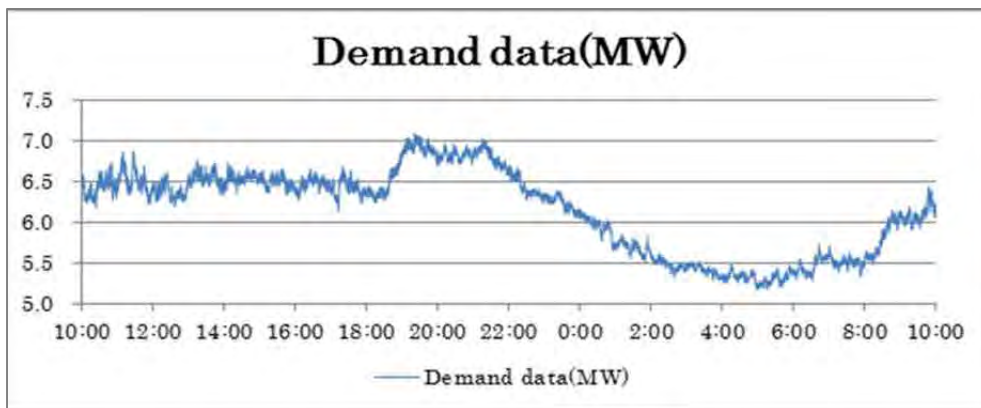


図 3.2.2-14 日負荷曲線(Majuro)

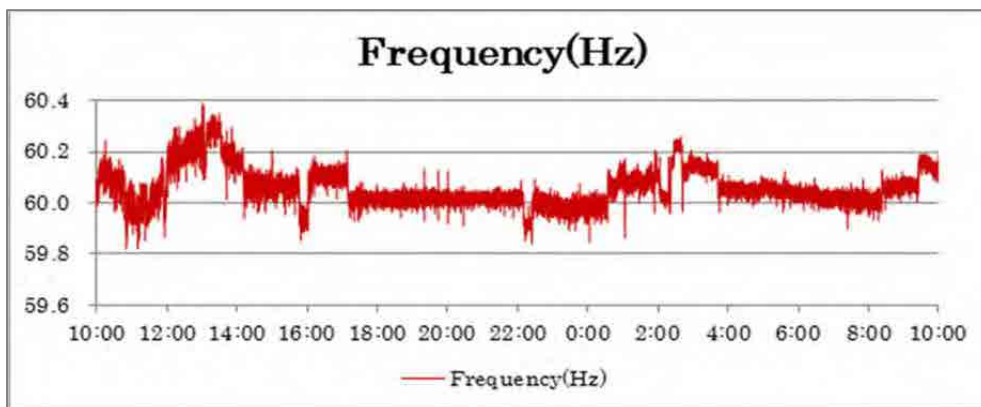


図 3.2.2-15 一日における周波数推移(Majuro)

(b) 需要変動率

表 3.2.2-8 及び表 3.2.2-9 に太陽光発電の出力時間帯(9 時～17 時)と風力発電の出力時間帯(24 時間)の需要変動率の結果を示す。

表 3.2.2-8 昼間帯(9 時～17 時)の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
$3\sigma(99.7\%)$	1.54%

2 σ (95.4%)	1.02%
σ (68.3%)	0.51%

表 3.2.2-9 1日(24時間)の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
3 σ (99.7%)	1.29%
2 σ (95.4%)	0.86%
σ (68.3%)	0.43%

(2) Ebeye

(c) 日負荷曲線

図 3.2.2-16 に日負荷曲線を、図 3.2.2-17 に周波数計測結果を示す。需要は 1,700~2,100kW 程度の範囲で、オフピークは深夜帯から早朝に、ピークは 20 時前後である。周波数は 60Hz からの逸脱はほとんど見られない。発電機の制御方法がアイソクロナス制御であることが要因と推測できる。

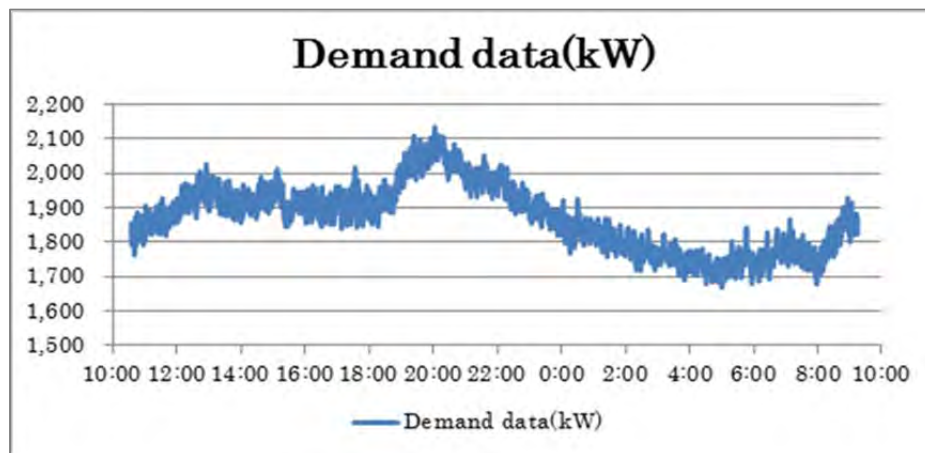


図 3.2.2-16 日負荷曲線(Ebeye)

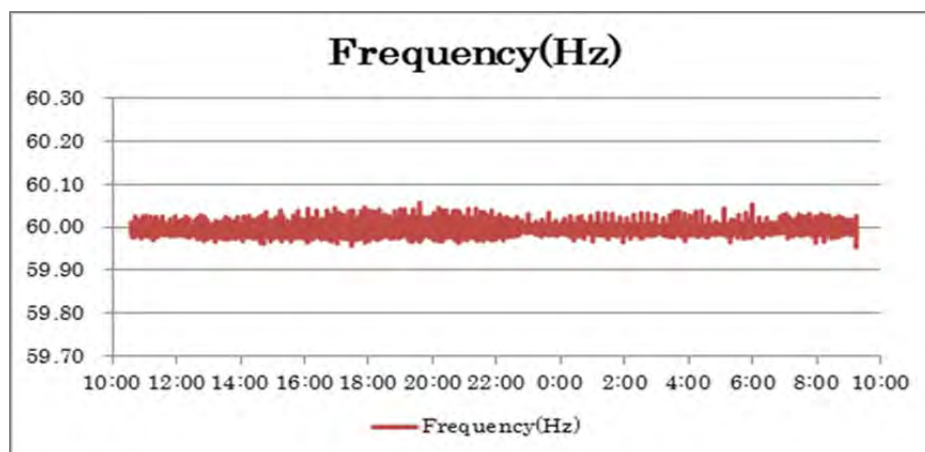


図 3.2.2-17 一日における周波数推移 (Ebeye)

(d) 需要変動率

表 3.2.2-10 及び表 3.2.2-11 に太陽光発電の出力時間帯(9 時~17 時)と風力発電の出力時間帯(24

時間)の需要変動率の結果を示す。

表 3.2.2-10 昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Ebeye)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.05%
3 σ (99.7%)	1.97%
2 σ (95.4%)	1.31%
σ (68.3%)	0.66%

表 3.2.2-11 1日(24時間)の需要変動率(Ebeye)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.53%
3 σ (99.7%)	2.02%
2 σ (95.4%)	1.35%
σ (68.3%)	0.67%

(3) Wotje

(a) 日負荷曲線

図 3.2.2-18 に日負荷曲線を、図 3.2.2-19 に周波数計測結果を示す。需要は 60～90kW 程度の範囲で、オフピークは深夜帯と 18 時前後、ピークは 20 時前後である。周波数は常時 59.7Hz 程度で、60Hz から逸脱している。アイソクロナス制御のチューニングがうまくなされていないと考えられる。システムの安定性および健全性確保のために今後修正する必要がある。

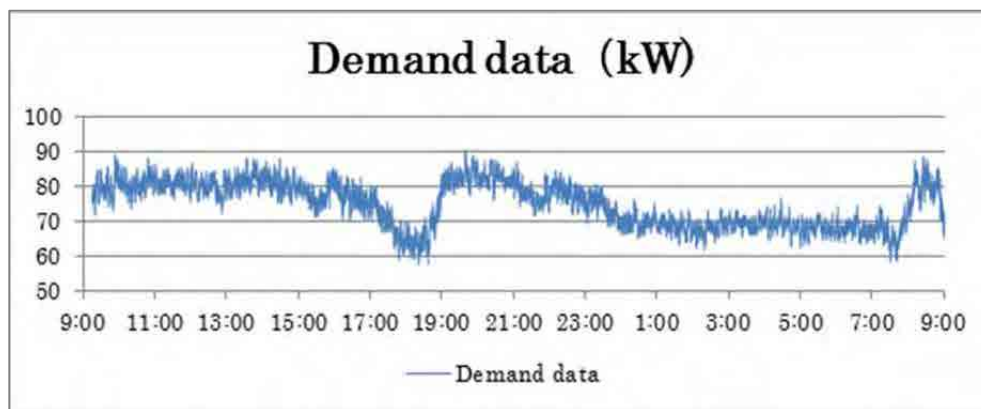


図 3.2.2-18 日負荷曲線(Wotje)

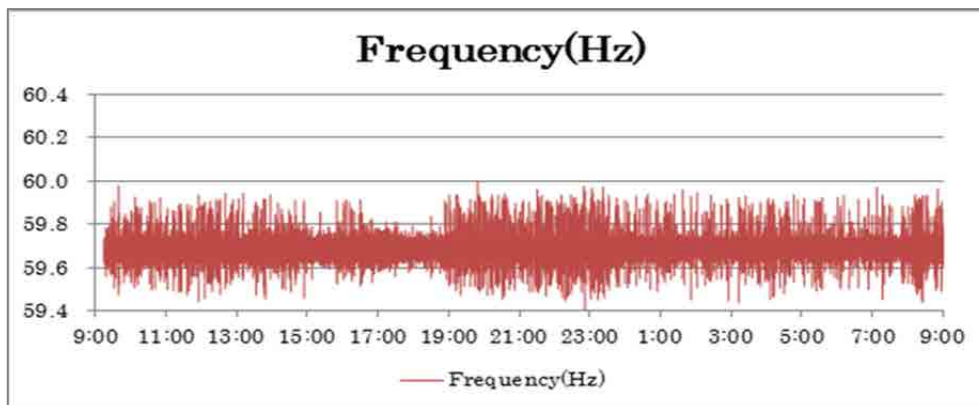


図 3.2.2-19 一日における周波数推移(Wotje)

(b) 需要変動率

表 3.2.2-12 及び表 3.2.2-13 に太陽光発電の出力時間帯(9時～17時)と風力発電の出力時間帯(24時間)の需要変動率の結果を示す。

表 3.2.2-12 昼間帯(9時～17時)の需要変動率(Wotje)

Propability	Demand Change range
max(100%)	10.30%
3 σ (99.7%)	4.68%
2 σ (95.4%)	3.12%
σ (68.3%)	1.56%

表 3.2.2-13 1日(24時間)の需要変動率(Wotje)

Propability	Demand Change range
max(100%)	11.99%
3 σ (99.7%)	4.87%
2 σ (95.4%)	3.25%
σ (68.3%)	1.62%

(4) Jaluit

(a) 日負荷曲線

図 3.2.2-20 に日負荷曲線を、図 3.2.2-21 に周波数計測結果を示す。需要は 70～120kW 程度の範囲で、オフピークは深夜帯と 18 時前後、ピークは 13 時前後と 20 時～22 時であった。周波数は常時 60Hz より高めで推移しており、基準周波数から逸脱している。ドループ制御であることが起因していると考えられる。

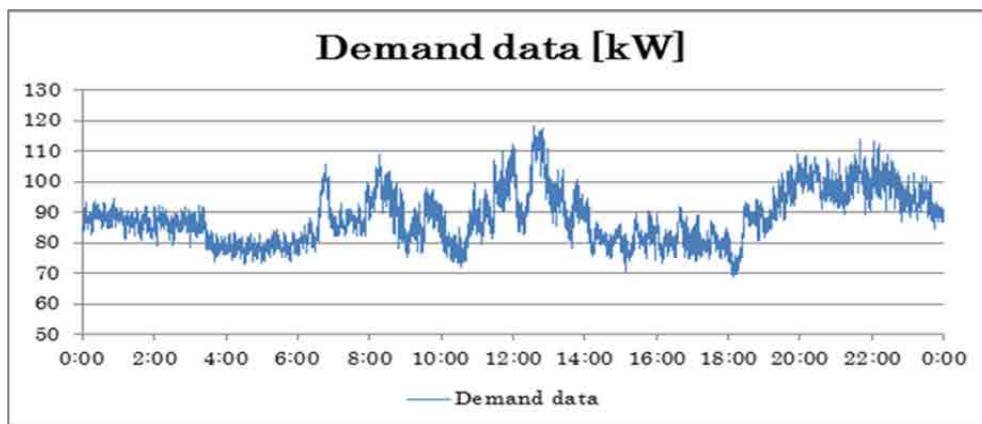


図 3.2.2-20 日負荷曲線(Jaluit)

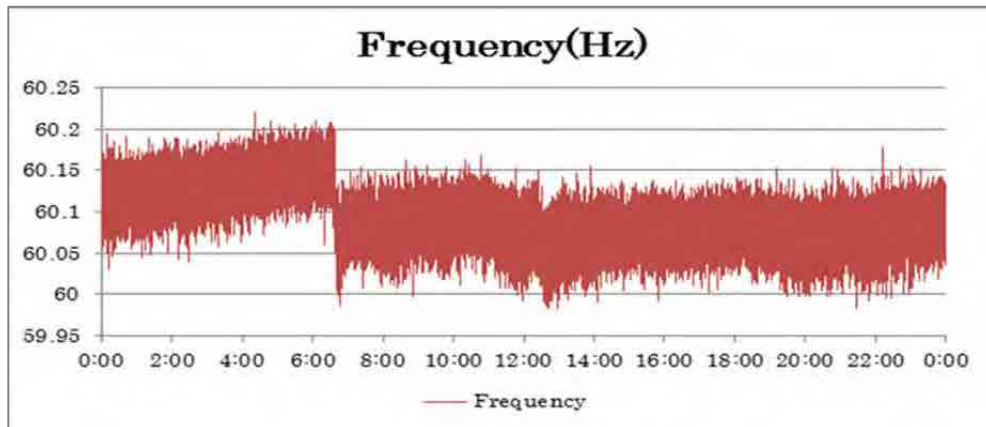


図 3.2.2-21 一日における周波数推移(Jaluit)

(b) 需要変動率

表 3.2.2-14 及び表 3.2.2-15 に太陽光発電の出力時間帯(9 時～17 時)と風力発電の出力時間帯(24 時間)の需要変動率の結果を示す。

表 3.2.2-14 昼間帯(9 時～17 時)の需要変動率(Jaluit)

Propability	Demand Change range
max(100%)	13.77%
3σ(99.7%)	5.94%
2σ(95.4%)	3.96%
σ(68.3%)	1.98%

表 3.2.2-15 1 日(24 時間)の需要変動率(Jaluit)

Propability	Demand Change range
max(100%)	14.84%
3σ(99.7%)	5.72%
2σ(95.4%)	3.81%
σ(68.3%)	1.91%

3.2.2.3 総需要分析(想定負荷の決定)

年間の需要データから需要分布を分析し、累積分布(3σ、2σ、σ)を算出する。各島の発電所は運転日誌をつけており、1 時間毎の需要データがある。このデータを基に分析を行う。図 3.2.2-22 に Majuro の需要分布を示す。累積分布は需要が大きい断面から積算する。需要が大きいと許容調整残が大きくなり、RE の連系許容量が大きくなる。以下に具体例を示す。

例) 系統定数 10%MW/Hz 許容周波数幅 1Hz

①需要が 10MW の場合・・・許容調整残：1MW (=10MW×10%MW/Hz×1Hz)

②需要が 1MW の場合・・・許容調整残：0.1MW(=1MW×10%MW/Hz×1Hz)

⇒需要が大きいと許容調整残が大きくなることわかる。

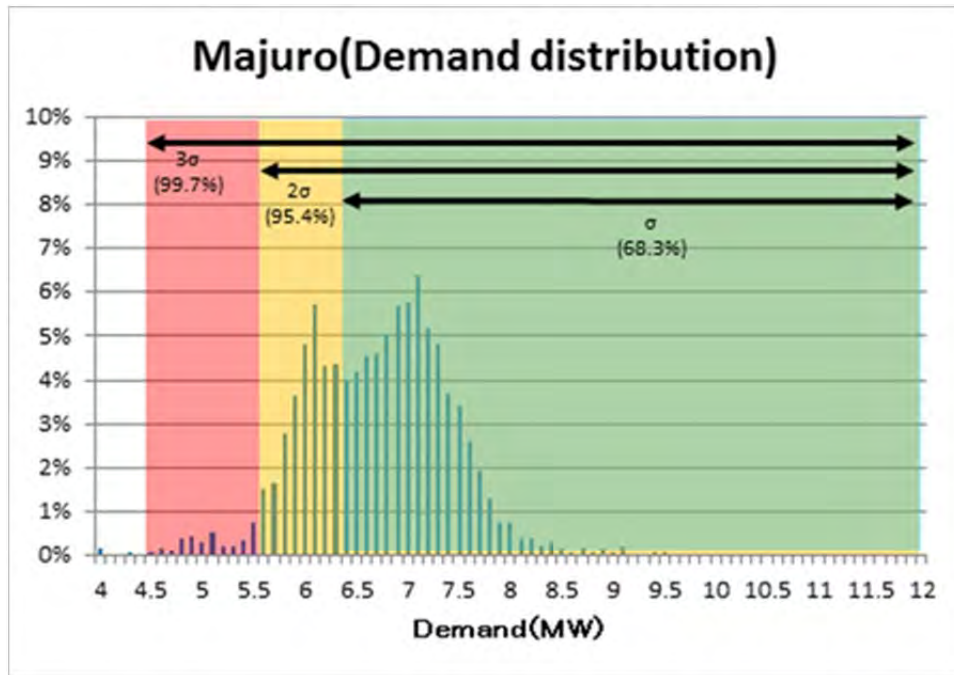


図 3.2.2-22 需要分布イメージ図

太陽光導入分析と風力連系分析では想定する負荷帯を太陽光は昼間帯、風力是一日を通したデータを用いて分析が必要となる。そのため、年間の需要データから昼間(9時～17時)の需要データを抽出した場合と1日中(24時間)の需要データを用いた場合においてMW値分布を分析した。

(1) Majuro

表 3.2.2-16 確率分布を考慮した昼間帯需要(Majuro)

Min(100%)	3.60MW
3σ(99.7%)	4.56MW
2σ(95.4%)	5.85MW
σ(68.3%)	6.70MW
AVERAGE	6.88MW

表 3.2.2-17 確率分布を考慮した 24 時間需要(Majuro)

Min(100%)	3.30MW
3σ(99.7%)	4.50MW
2σ(95.4%)	5.50MW
σ(68.3%)	6.25MW
AVERAGE	6.64MW

(2) Ebeye

表 3.2.2-18 確率分布を考慮した昼間帯需要(Ebeye)

Min(100%)	1027kW
3σ(99.7%)	1369kW
2σ(95.4%)	1589kW
σ(68.3%)	1737kW
AVERAGE	1780kW

表 3.2.2-19 確率分布を考慮した 24 時間需要(Ebeye)

Min(100%)	1011kW
3 σ (99.7%)	1347kW
2 σ (95.4%)	1559kW
σ (68.3%)	1702kW
AVERAGE	1764kW

(3) Wotje

表 3.2.2-20 確率分布を考慮した昼間帯需要(Wotje)

Min(100%)	38kW
3 σ (99.7%)	44kW
2 σ (95.4%)	52kW
σ (68.3%)	71kW
AVERAGE	77kW

表 3.2.2-21 確率分布を考慮した 24 時間需要(Wotje)

Min(100%)	33kW
3 σ (99.7%)	45kW
2 σ (95.4%)	55kW
σ (68.3%)	73kW
AVERAGE	80kW

(4) Jaluit

表 3.2.2-22 確率分布を考慮した昼間帯需要(Jaluit)

Min(100%)	40kW
3 σ (99.7%)	50kW
2 σ (95.4%)	60kW
σ (68.3%)	80kW
AVERAGE	86kW

表 3.2.2-23 確率分布を考慮した 24 時間需要(Jaluit)

Min(100%)	40kW
3 σ (99.7%)	50kW
2 σ (95.4%)	60kW
σ (68.3%)	78kW
AVERAGE	84kW

3.2.2.4 日射強度および風況の変動率

Wojte および Jaluit において MRD が日射強度および風速の測定を実施しており、これらデータから 10 分窓における各々の変動率に関して確率的要素を考慮に入れて算定した。Majuro、Ebeye については計測データがないため Wotje のデータを代用した。

(1) Wotje

- (a) 日射強度

10分窓における日射強度の最大と最小の推移を図3.2.2-23に示す。この時、 $1\text{kW}/\text{m}^2$ を基準として計算している。また、その時の変動率の推移を図3.2.2-24に示す。変動率を最大、 3σ 、 2σ および σ で算出した結果を表3.2.2-24に示す。太陽光の変動率を求める際は、2012年9月21日から2013年8月15日における昼間帯の9時から17時までのデータを用いた。

表 3.2.2-24 太陽光の変動率(Wotje)

	PV
最大(100%)	96.6%
3σ (99.7%)	90.2%
2σ (95.4%)	79.0%
σ (68.3%)	57.4%

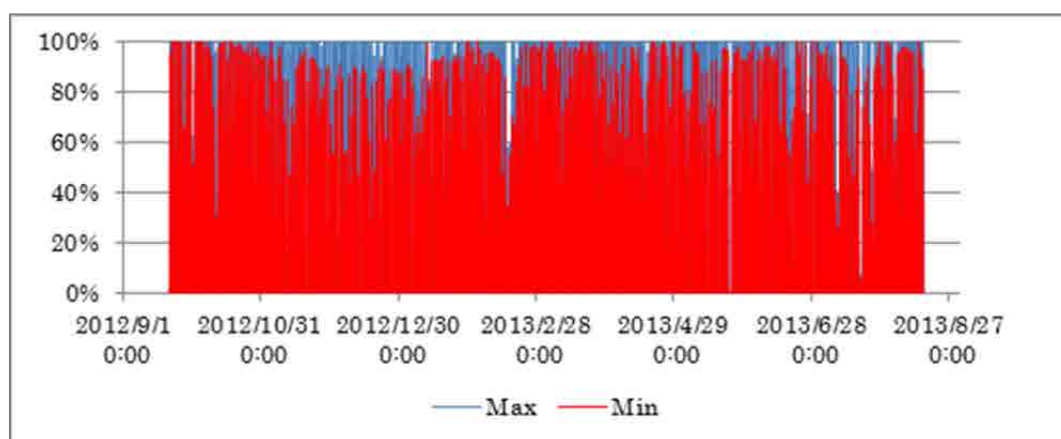


図 3.2.2-23 日射強度の最大および最小(Wotje)

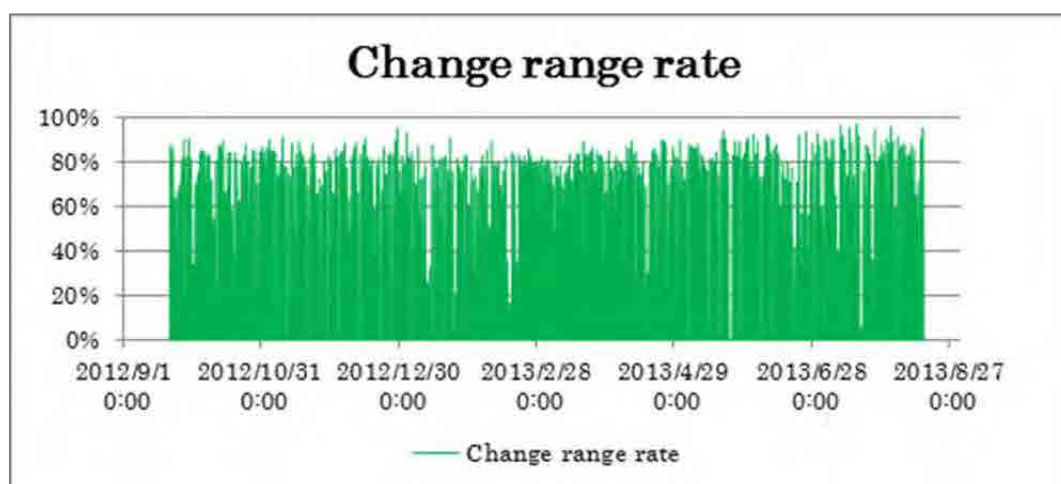


図 3.2.2-24 太陽光変動率の時間推移(Wotje)

(b) 風速

10分窓における風速の最大と最小の推移を図3.2.2-25に示す。風速から風力発電の出力推定はHomerを用いて算定した。また、その時の変動率の推移を図3.2.2-26に示す。変動率を最大、 3σ 、 2σ および σ で算出した結果を表3.2.2-25に示す。風力の変動率を求める際は、2012年9月20日から2013年8月15日のデータを用いた。

表 3.2.2-25 風況の変動率(Wotje)

	WT
最大(100%)	100.0%
3 σ (99.7%)	97.9%
2 σ (95.4%)	79.5%
σ (68.3%)	55.7%

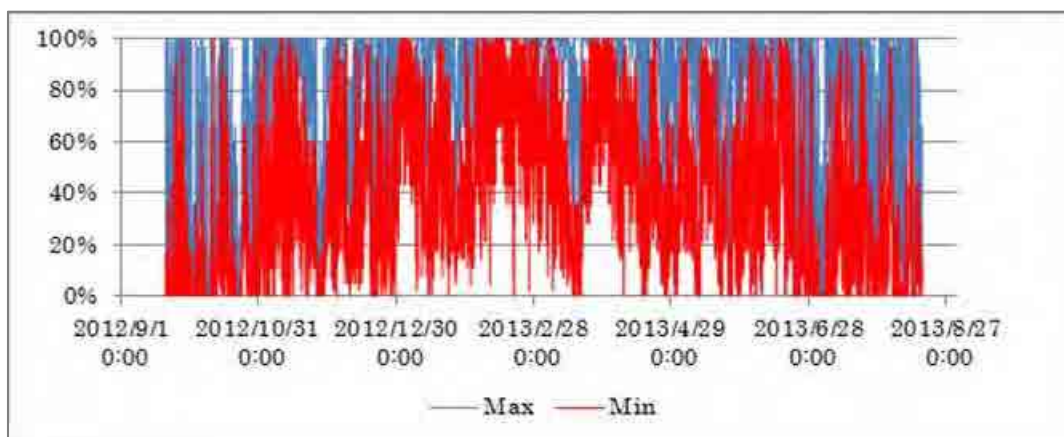


図 3.2.2-25 風力の最大および最小(Wotje)

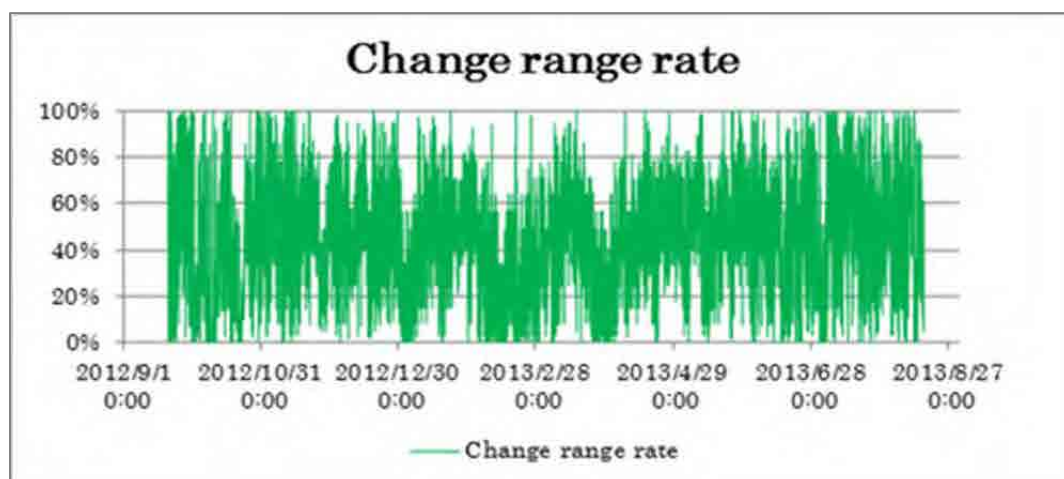


図 3.2.2-26 風力変動率の時間推移(Wotje)

(2) Jaluit

(a) 日射強度

前節と同様に 10 分窓における日射強度の最大と最小の推移を図 3.2.2-27 に示す。この時、1kW/m²を基準として計算している。また、その時の変動率の推移を図 3.2.2-28 に示す。変動率を最大、3 σ 、2 σ および σ で算出した結果を表 3.2.2-26 に示す。太陽光の変動率を求める際は、2012 年 9 月 21 日から 2013 年 4 月 1 日における昼間帯の 9 時から 17 時までのデータを用いた。

表 3.2.2-26 太陽光の変動率(Jaluit)

	PV
最大(100%)	100.0%
3 σ (99.7%)	86.8%
2 σ (95.4%)	75.3%
σ (68.3%)	44.2%

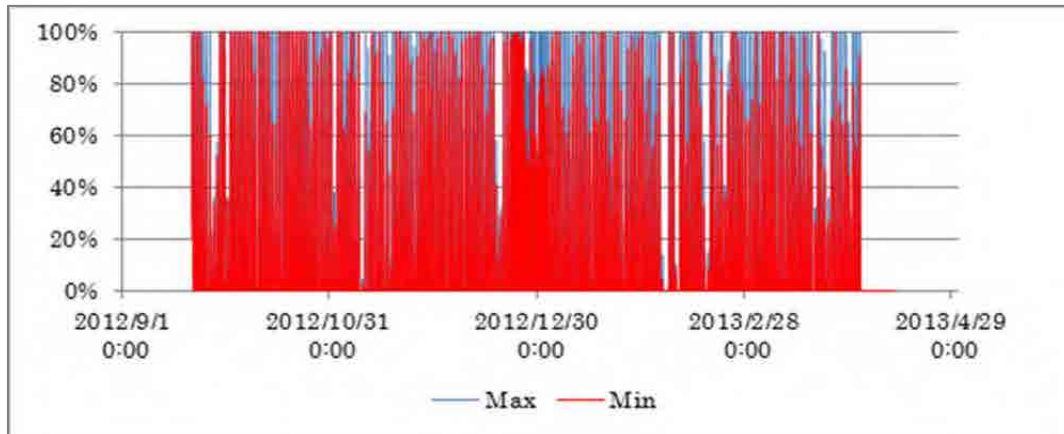


図 3.2.2-27 日射強度の最大および最小(Jaluit)

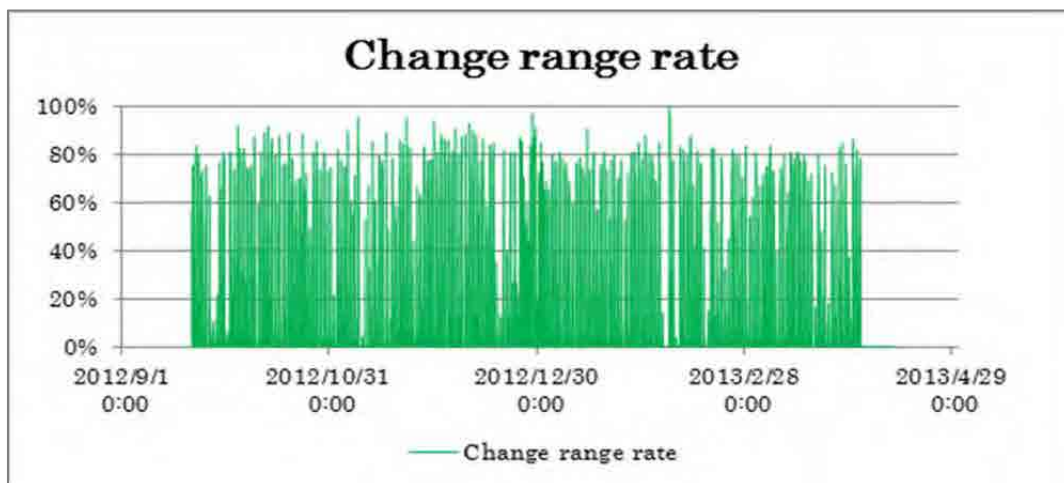


図 3.2.2-28 太陽光変動率の時間推移(Jaluit)

(b) 風速

前節同様に 10 分窓における風速の最大と最小の推移を図 3.2.2-29 に示す。風速から風力発電の出力推定は Homer を用いて算定した。また、その時の変動率の推移を図 3.2.2-30 に示す。変動率を最大、 3σ 、 2σ および σ で算出した結果を表 3.2.2-27 に示す。風力の変動率を求める際は、2012 年 9 月 20 日から 2013 年 4 月 12 日のデータを用いた。

表 3.2.2-27 風力の変動率(Jaluit)

	WT
最大(100%)	100.0%
3σ (99.7%)	99.0%
2σ (95.4%)	73.0%
σ (68.3%)	50.9%

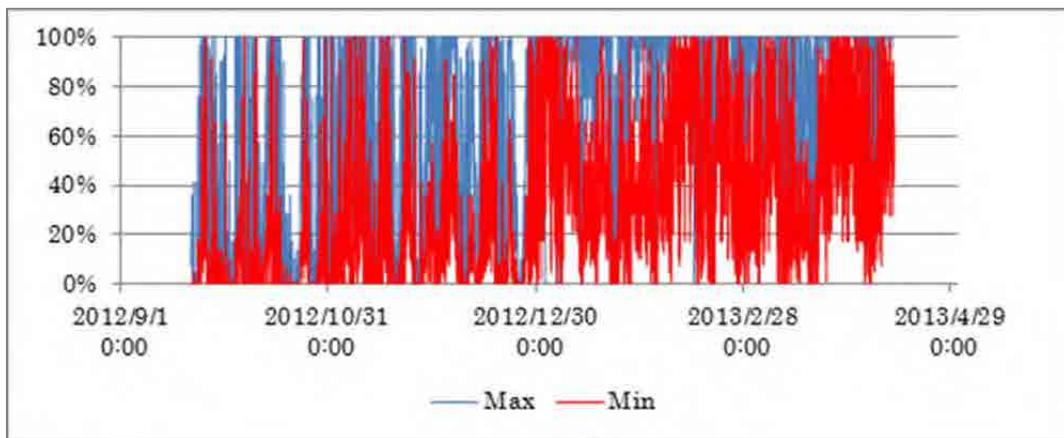


図 3.2.2-29 風力の最大および最小(Jaluit)

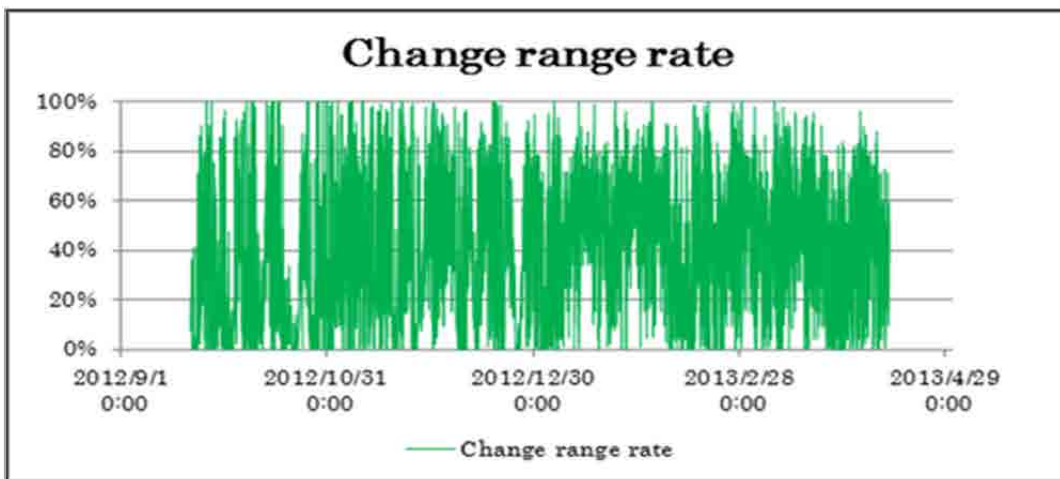


図 3.2.2-30 風力変動率の時間推移(Jaluit)

3.2.2.5 代数的手法による RE 連系許容量算定結果

各島にて太陽光発電のみの導入ケース、風力発電のみの導入ケース、太陽光及び風力発電を組み合わせた最大導入ケースの3ケースに場合分けした結果を示す。最大導入の計算では非線形計画法の一般化縮少勾配法(GRG法：Generalized Reduced Gradient Method)を利用した。

日本においては周波数管理を非常に厳格に行う必要があるため、確率の観点で厳しい条件である $3\sigma(99.7\%)$ もしくは $2\sigma(95.4\%)$ で導入量算定が一般的である。本条件をそのままマ国に適用すると再生可能エネルギーの導入量が小さくなることから、マ国のニーズにマッチングした条件で連系許容量を算定する必要がある。本検討では確率的な要素として $3\sigma(99.7\%)$ 、 $2\sigma(95.4\%)$ 、 $\sigma(68.3\%)$ で算定した。また、周波数変動の許容幅として0.3Hz、0.5Hz、1Hzの3パターンで検討を行った。この許容幅についてもマ国の状況を踏まえて設定する必要がある。

(1) Majuro

(a) 太陽光発電のみ導入ケース

最も厳しいケース(3σ 、周波数変動許容幅0.3Hz)では170kWがPV連系許容量となる。この条件下では系統に与える短周期的な影響は殆どないと想定される。現在、Majuroに導入されているPVは合計で約260kW(Majuro病院：209kW、マーシャル諸島短期大学：57kW)であるが、これらによる短周期の周波数変動問題は顕在化していない。この事象を勘案すると 3σ 値の結果に準ずれば系統に与える影響は非常に小さいといえる。

表 3.2.2-28 太陽光連系許容量算定結果(Majuro)

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1.0Hz	総需要
$3\sigma(99.7\%)$	170 kW	300 kW	610 kW	4.56 MW
$2\sigma(95.4\%)$	260 kW	440 kW	890 kW	5.85 MW
$\sigma(68.3\%)$	420 kW	700 kW	1,410 kW	6.70 MW

(b) 風力発電のみ導入ケース

風力発電のみ導入した場合の結果を表3.2.2-29に示す。風力発電は24時間発電可能であることから、検討断面を昼間帯だけではなく1日を通した時間帯に広げて計算を実施した。本検討の総需要とPV連系許容量算出で用いた総需要が異なるのは勘案した時間帯の違いに起因する。

表 3.2.2-29 風力連系許容量算定結果(Majuro)

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1.0Hz	総需要
$3\sigma(99.7\%)$	160 kW	270 kW	550 kW	4.50 MW
$2\sigma(95.4\%)$	250 kW	420 kW	840 kW	5.55 MW
$\sigma(68.3\%)$	400 kW	680 kW	1,360 kW	6.25 MW

(c) 太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

PV と風力発電を組み合わせる導入した場合の最大連系許容量を、代数的手法および GRG 法を用いて算出した。その結果を表 3.2.2-30 に示す。PV 発電が可能な昼間帯に設定して計算を行った。また、PV と風力発電は連動性がないので、図 3.2.2-31 に示すように変動幅は直交すると定義した。

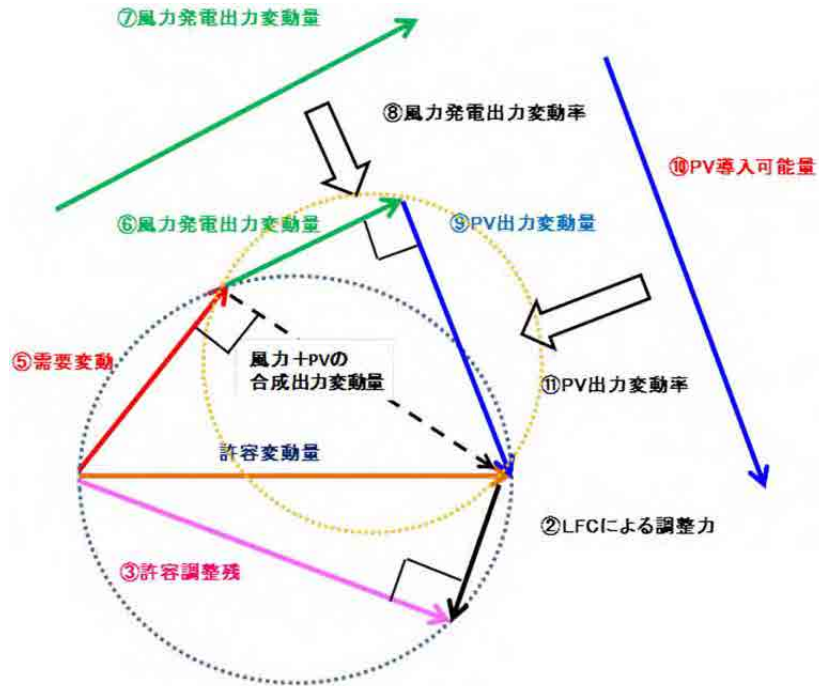


図 3.2.2-31 太陽光発電と風力発電を組合せた代数的手法イメージ図

表 3.2.2-30 RE 連系許容量算定結果

PV	許容幅	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	総需要
	3 σ (99.7%)	130 kW	220 kW	450 kW	4.56 MW
	2 σ (95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ (68.3%)	290 kW	490 kW	980 kW	6.70 MW
WT	許容幅	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	総需要
	3 σ (99.7%)	110 kW	180 kW	380 kW	4.56 MW
	2 σ (95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ (68.3%)	310 kW	520 kW	1,040 kW	6.70 MW
RE 合計 (PV+WT)	許容幅	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	総需要
	3 σ (99.7%)	250 kW	400 kW	820 kW	4.56 MW
	2 σ (95.4%)	360 kW	620 kW	1,260 kW	5.85 MW
	σ (68.3%)	600 kW	1,010 kW	2,030 kW	6.70 MW

(2) Ebeye

(a) 太陽光発電のみ導入ケース

表 3.2.2-31 PV 連系許容量(Ebeye)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	19 kW	51 kW	115 kW	1369 kW
2 σ (95.4%)	39 kW	74 kW	155 kW	1589 kW
σ (68.3%)	68 kW	116 kW	235 kW	1737 kW

(b) 風力発電のみ導入ケース

表 3.2.2-32 WT 連系許容量(Ebeye)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	16 kW	46 kW	104 kW	1347 kW
2 σ (95.4%)	37 kW	72 kW	151 kW	1559 kW
σ (68.3%)	68 kW	117 kW	237 kW	1702 kW

(c) 太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

表 3.2.2-33 PV+WT 連系許容量(Ebeye)

PV	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	14 kW	38 kW	84 kW	1369 kW
	2 σ (95.4%)	28 kW	52 kW	110 kW	1589 kW
	σ (68.3%)	47 kW	81 kW	164 kW	1737 kW
WT	Allowable range	0.3Hz	0.5Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	12 kW	32 kW	72 kW	1369 kW
	2 σ (95.4%)	27 kW	52 kW	108 kW	1589 kW
	σ (68.3%)	50 kW	86 kW	174 kW	1737 kW
RE 合計 (PV+WT)	Allowable range	0.3Hz	0.5Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	26 kW	69 kW	156 kW	1369 kW
	2 σ (95.4%)	55 kW	104 kW	218 kW	1589 kW
	σ (68.3%)	98 kW	167 kW	338 kW	1737 kW

(3) Wotje

(a) 太陽光発電のみ導入ケース

表 3.2.2-34 PV 連系許容量(Wotje)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	0 kW	2 kW	6 kW	44 kW
2 σ (95.4%)	1 kW	4 kW	8 kW	52 kW
σ (68.3%)	4 kW	7 kW	15 kW	71 kW

(b) 風力発電のみ導入ケース

表 3.2.2-35 WT 連系許容量(Wotje)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	0 kW	2 kW	5 kW	45 kW
2 σ (95.4%)	2 kW	4 kW	9 kW	55 kW
σ (68.3%)	4 kW	8 kW	16 kW	73 kW

(c) 太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

表 3.2.2-36 PV+WT 連系許容量(Wotje)

PV	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	1 kW	4 kW	44 kW
	2 σ (95.4%)	1 kW	3 kW	6 kW	52 kW
	σ (68.3%)	3 kW	5 kW	11 kW	71 kW
WT	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	1 kW	4 kW	44 kW
	2 σ (95.4%)	1 kW	2 kW	6 kW	52 kW
	σ (68.3%)	3 kW	6 kW	11 kW	71 kW
RE 合計 (PV+WT)	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	3 kW	8 kW	44 kW
	2 σ (95.4%)	2 kW	5 kW	11 kW	52 kW
	σ (68.3%)	6 kW	11 kW	22 kW	71 kW

(4) Jaluit

(a) 太陽光発電のみ導入ケース

表 3.2.2-37 PV 連系許容量(Jaluit)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	0 kW	0 kW	6 kW	50 kW
2 σ (95.4%)	0 kW	4 kW	9 kW	60 kW
σ (68.3%)	5 kW	10 kW	21 kW	80 kW

(b) 風力発電のみ導入ケース

表 3.2.2-38 WT 連系許容量(Jaluit)

Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
3 σ (99.7%)	0 kW	1 kW	5 kW	50 kW
2 σ (95.4%)	0 kW	4 kW	9 kW	60 kW
σ (68.3%)	5 kW	9 kW	18 kW	78 kW

(c) 太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

表 3.2.2-39 PV+WT 連系許容量(Jaluit)

PV	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	0 kW	4 kW	50 kW
	2 σ (95.4%)	0 kW	2 kW	6 kW	60 kW
	σ (68.3%)	4 kW	8 kW	16 kW	80 kW
WT	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	0 kW	3 kW	50 kW
	2 σ (95.4%)	0 kW	3 kW	7 kW	60 kW
	σ (68.3%)	3 kW	6 kW	12 kW	80 kW
RE 合計 (PV+WT)	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	3 σ (99.7%)	0 kW	0 kW	8 kW	50 kW
	2 σ (95.4%)	0 kW	5 kW	13 kW	60 kW
	σ (68.3%)	7 kW	13 kW	28 kW	80 kW

3.2.3 周波数変動許容幅及びリスク許容範囲

RE 連系許容量を算定するうえで最も重要な要素は、周波数の変動幅をどこまで容認できるかという点と、周波数変動の発生リスクをどこまでとるかという点である。マ国の実情と RE の普及促進の目標をどの程度にするかを鑑みて見極める必要がある。

【連系許容量算定に重要な要素】

- ①周波数変動幅をどこまで許容するか。発電機安定運用の観点と需要家側ニーズの観点から検討する必要がある。
- ②系統が不安定となる発生確率(リスク)をどこまで容認できるか。

日本の電力 10 社の周波数管理目標値を表 3.2.3-1 に、ヨーロッパ(EN50160)における基準を表 3.2.3-2 に示す。また、日本の電力需要家調査における周波数変動の許容値を表 3.2.3-3 に示す。

マ国における 2 回のセミナーを通じて議論した結果、 $2\sigma(95.4\%)$ 、周波数変動 1 Hz であれば安定供給に支障はないのではないかとという一定の方向性は見いだせた。

表 3.2.3-1 日本の電力 10 社周波数管理目標値

電力会社	管理目標値
北海道	基準周波数 $\pm 0.3\text{Hz}$ 以内
東北	基準周波数 $\pm 0.2\text{Hz}$ 以内
東京	基準周波数 $\pm 0.2\text{Hz}$ 以内
中部	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
北陸	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
関西	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
中国	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
四国	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
九州	基準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内 【目標滞在率 95%】
沖縄	基準周波数 $\pm 0.3\text{Hz}$ 以内

表 3.2.3-2 EN50160 基準

系統周波数 (10 秒平均)	系統連系	年間の 99% 周波数変動 $\pm 1\%$ 以内
		年間の 1% 周波数変動 $\pm 6\%$ 以内
	独立系統	年間の 95% 周波数変動 $\pm 2\%$ 以内
		年間の 5% 周波数変動 $\pm 6\%$ 以内

表 3.2.3-3 電力需要家調査における周波数変動の許容値

回答団体名	対象機器	周波数変動許容範囲	回答内容/参考情報
日本電機工業会 (JEMA)	誘導電動機	+3%(1.5Hz) ～ -5%(2.5Hz)	一時的な変動であれば定格周波数に対して+3%(1.5Hz)～-5%(2.5Hz)が許容範囲となる。ファン、プロアに使われる誘導機のように、周波数変動でトルク変動するものがあるが、3%の周波数変動で6.1%変動する。実用上問題は無いが、長時間周波数が逸脱した場合には電動機の温度上昇が問題となる。
	サーボ電動機	±5%(2.5Hz)	サーボの周波数変動許容値は±5%(2.5Hz)。これを逸脱した場合には、サーボとしての特性(性能)を維持できなくなり停止させるなどの対応が必要。
	パワーエレクトロニクス機器	±5%(2.5Hz)	通常の動作保証範囲(±5%:2.5Hz)内であれば、影響はない。
	変圧器	±5%(2.5Hz)	変圧器は、周波数的にはJEC規格に定める周波数許容値を満足する必要がある。一般には、定格周波数±5%(2.5Hz)である。
日本工作機械工業会 (JIMTOF)	工作機械	—	工業会としては、国内における周波数変動の影響を検討した事例はない。製品に関して、瞬時電圧低下対策としてコンピュータ制御装置用に無停電電源を搭載しているが、動力部分等に関して周波数変動対策は行っていない。 工作機械産業の慣習として周波数変動の裕度をカドグに記載することはほとんどない。また、装置は50Hz用、60Hz用に分かれているケースが多い。動作保証をしないが、開発途上国(±5%程度周波数がぶれることがある)において、電源まわりの工夫をせずに一応動いている実績もある。
家電製品協会 (AEHA)	家電製品	—	周波数変動による家電製品への影響は、個々製品によって異なるものと考えており、このようなケースでの検討は各関連工業会に委ねており、当協会での検討実績はない。最近の家電製品は、50～60Hz併用使用になっており、周波数変動への裕度は大きくなっている。周波数変動の影響は受けにくくなっている。(カドグ分析)
電子情報技術産業協会 (JEITA)	情報機器	—	標準化に関して言えば、安定化電源の周波数に係る基準が問題になる。これについては、IECの国際標準を参照しながら進めている。電子製品のアダプターはユニバーサル化が進んでおり、50/60Hz兼用になっている。周波数の動作許容範囲は一般に、47～63Hzは確保されている。(カドグ分析)
情報通信ネットワーク産業協会 (CIAJ)	情報機器	—	高調波、電圧変動、電磁障害は検討対象になっているが、周波数変動の影響が問題になったケースはない。電子製品のアダプターはユニバーサル化が進んでおり、50/60Hz兼用になっている。周波数の動作許容範囲は一般に、47～63Hzは確保されている。(カドグ分析)
日本照明器具工業会 (JLA)	照明器具	—	周波数変動の影響に関する検討実績なし。インバータ整流はほとんど影響を受けない。メーカでも蛍光灯の安定器について50、60Hzを誤使用した場合の検討はあるが、1Hz未満の変動の影響を検討したメーカはほとんどない。蛍光灯ランプについては50/60Hz兼用で周波数の影響はなし。安定器に関しては、最近普及しているインバータ式ものは短時間の周波数変動は問題にならないと思われる。(カドグ分析)
日本電気計測器工業会 (JEMIMA)	計測・制御機器	—	計測器の電源保護がかなり強固になってきているのでカドグ提示レベルの周波数の変動の影響はなく、影響を検討した事例はない。UPSなどの入力周波数の許容範囲は、50/60Hz±2.5～4.5Hz程度まで許容範囲がある。(カドグ分析)
日本電気制御機器工業会 (NECA)	計測・制御機器	—	安定化した電源を使うことを前提としているので、周波数の影響を検討した事例はない。UPSなどの入力周波数の許容範囲は、50/60Hz±2.5～4.5Hz程度まで許容範囲がある。(カドグ分析)

(出典: 資源エネルギー庁 風力発電系統連系対策小委員)

3.2.4 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策

既存の電力系統に接続可能な RE 導入量をこれまで評価してきた。この連系量から更なる導入を目指す場合は電力系統の調整能力を増強する必要がある。そのための手法は以下の 3 つが挙げられる。

- 1) 既設ディーゼル発電機の調定率の改良(GF の改良) ⇒ 系統定数増加
- 2) AFC 機能追加(既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入) ⇒ LFC 量増加
- 3) 蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小 ⇒ RE 変動率縮小

本節では上記 3 手法を Majuro 系統にて適応した場合の代数的手法による計算方法(図 3.2.4-1 参照)を説明し、各対策による PV 連系量の目安を表 3.2.4-1 に示す。

ここでの計算条件は変動リスクを $2\sigma(95.4\%)$ 、周波数変動許容幅 $\pm 1\text{Hz}$ とした。

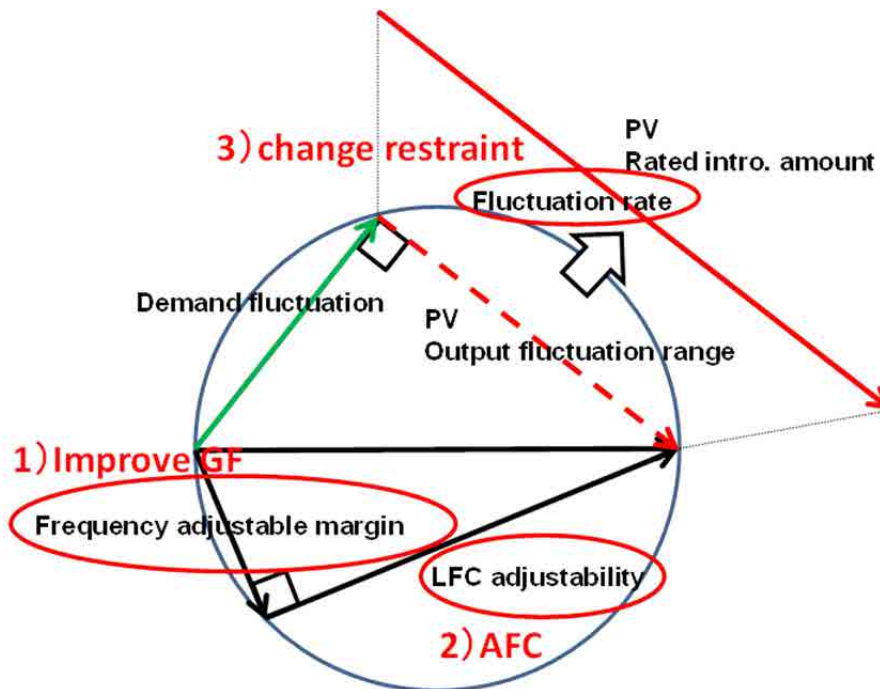


図 3.2.4-1 RE 導入最大化対策を代数的手法へ適用した場合の変更パラメータ

表 3.2.4-1 最大化対策実施した場合の PV 連系量(目安)

Maximum Method	Allowable PV amount	Note
No method	890 kW	-
Improve GF	1110 kW	System constant: 12.1 ⇒ 15.0
AFC (Battery or DG)	1090 kW	AFC: 0 ⇒ 500kW
PV output change restraint (Battery)	1120 kW	PV change range: 0.790 ⇒ 0.632 (Reduction ratio: 80%)

(1) 既設ディーゼル発電機の調定率改良(GFの改良)

ディーゼル発電機の調定率の感度をあげることにより周波数変動に対する感度が上がり、結果として系統定数の値が大きくなる。そのため系統の許容調整残が大きくなることで再生可能エネルギーの導入量を増加させることができる。ここでは Majuro の系統定数を現在の 12.1%MW/Hz を 15%MW/Hz にまで改良できた場合を例に RE 連系許容量の算定結果を示す。代数的手法では図 3.2.4-1 の 1)の部分(許容調整残)が増加する。その結果、約 220kW の PV が追加導入できる結果となる。

(2) AFC 機能追加(既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入)

既設ディーゼル発電機の改造もしくは蓄電池による AFC 機能を追加することで図 3.2.4-1 の 2)部分の LFC 調整能力が増加する。ここでは仮に 500kW の AFC 調整能力が追加となった場合を想定して計算を行った。その結果、約 200kW の PV が追加導入可能となる。

(3) 蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小

PV 出力変動に呼応して蓄電池出力を制御し、PV の変動率を縮小した場合の PV 連系可能量を算出する。図 3.2.4-1 の 3)の変動率が小さくなれば連系可能となる PV は増加する。ここでは変動の縮小率を 80%とした場合について計算を実施した。その結果、約 230kW の PV が追加導入可能となる。

※上述の PV 連系拡大のための計算はあくまで例であり、実際に対策を検討する場合は、機器の仕様および費用も勘案する必要があることに注意されたい。

3.3 PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援

3.3.1 基本システム構成

基本システム構成は、以下の3種類を提示する。

- PV-DEG ハイブリッドシステム
- PV-WT-DEG ハイブリッドシステム
- PV-Battery-DEG ハイブリッドシステム

いずれの場合も小規模離島への導入を念頭におくと、複数台の発電機構成となる。

複数台構成とすることで、バックアップや補修が容易ではない小規模離島において、運用性を高めることができる考える。

(1) PV-DEG ハイブリッドシステム

PV ディーゼル発電ハイブリッドシステムには殆どの場合、蓄電池などの系統安定化装置が付設される。しかし、系統安定化装置は高額であり、このような設備を組み込んだ設計をした場合、「マ」国独自で導入するには経済的な負担が重く、実現性が乏しくなってしまうため、本業務では蓄電池等の安定化装置を併設しないシステムの提案を行い、システム設計を行う。システム例を以下に記す。

<蓄電池を併設しないPVシステム>

- PVシステムに付属するパワーコンディショナ(PCS)の台数制御による周波数安定度を高めたシステム
- PVシステムに付属するPCSの台数制御によるDEG低出力運転対策を加味したシステム

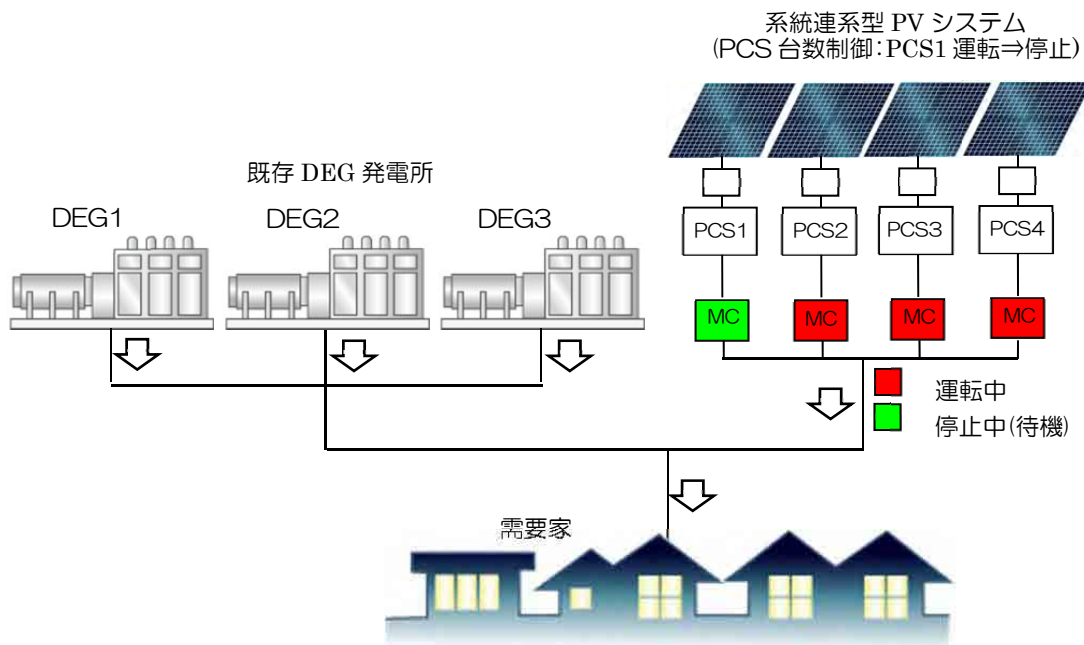


図 3.3.1-1 PV-DEG ハイブリッドシステム（蓄電池併設なし）イメージ図

<システムの特徴、優位性>

- 個別 PCS のオン・オフ操作による段階的な出力制限が可能
(出力制限制御を行ううえで複雑な制御装置が不要)

■ PCS 分割による PCS 故障時の PV システム全停止のリスク軽減

1 台の PCS が故障しても、故障した系統のみ出力断となり、他の健全系統が出力することにより、システム全体の稼働を妨げない。

■ PCS を小容量(小型・軽量)とすることでの施工性の向上

PCS の設置台数は増えるが、大容量 PCS のような設置基礎、アンカー固定等が不要、設置方法も壁付け設置等、施工が簡易

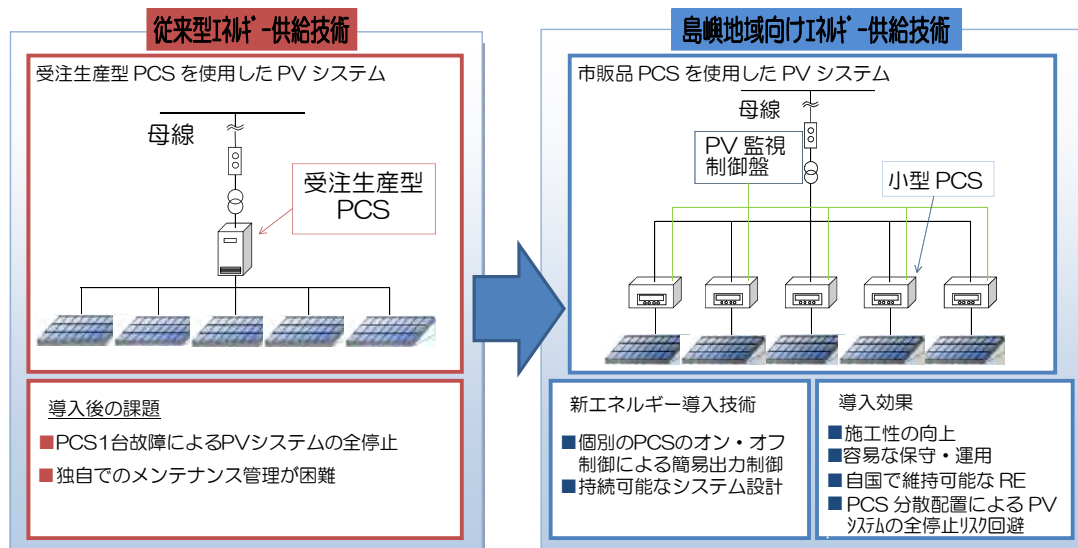


図 3.3.1-2 持続的に運用・維持管理が可能な PV システム構成

マーシャルの電力供給は DEG 燃料に依存した構造であることから、石油価格高騰の影響を受け易く非常に脆弱なエネルギー供給構造となっている。特に離島においては、発電コストが割高となっている。

このような問題を解決するためには PV システムを大量導入することが有効な手段となる。しかしながら、PV システムの大量導入は電力系統における電力品質や供給信頼度の低下及びディーゼル発電機の低出力運転等、様々な問題があり、PV システムの導入にはこれらを解決する対策が必要である。従って本問題を解決する手法として系統の状況及び PV システムの出力状況に応じて PCS の運転台数を制御するハイブリッドシステムの導入が有効な対策となる。

具体的には、PV システムの出力変動により系統周波数の変動が大きくなってきた際に、PCS の運転台数を減らし(台数制御)、PV システム出力変動幅を低減させ系統周波数の変動を抑制する。また、DEG の低負荷運転については DEG の出力を監視し、出力下限値以下になった場合に PCS の運転台数を減らし、DEG が低出力運転とならないよう PV システムの台数制御を行う。また、DEG 出力が出力下限値を上回った場合には PCS の運転台数を増やし、PV システム発電電力を最大限活用できるようにする。

また、市販の小容量 PCS を多数台組み合わせることで、故障時に自ら対応することができため迅速な復旧が可能となり、設備利用率の向上が期待できる。受注生産型 PCS を用いたシステムと比較し、故障対応に要するコストの削減も可能であると考えられる。施工性の面でも優位があり、メーカーに依存せず自ら持続的に運用・維持管理が可能なシステムである。

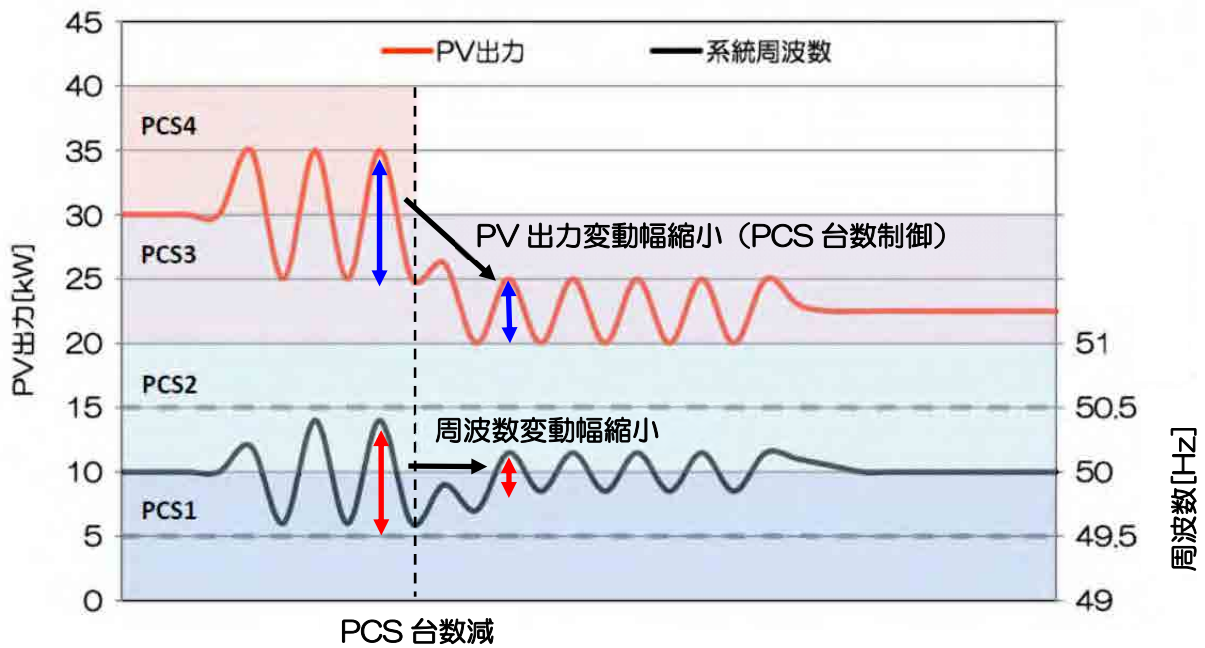


図 3.3.1-3 PCS 台数制御による周波数安定化対策イメージ

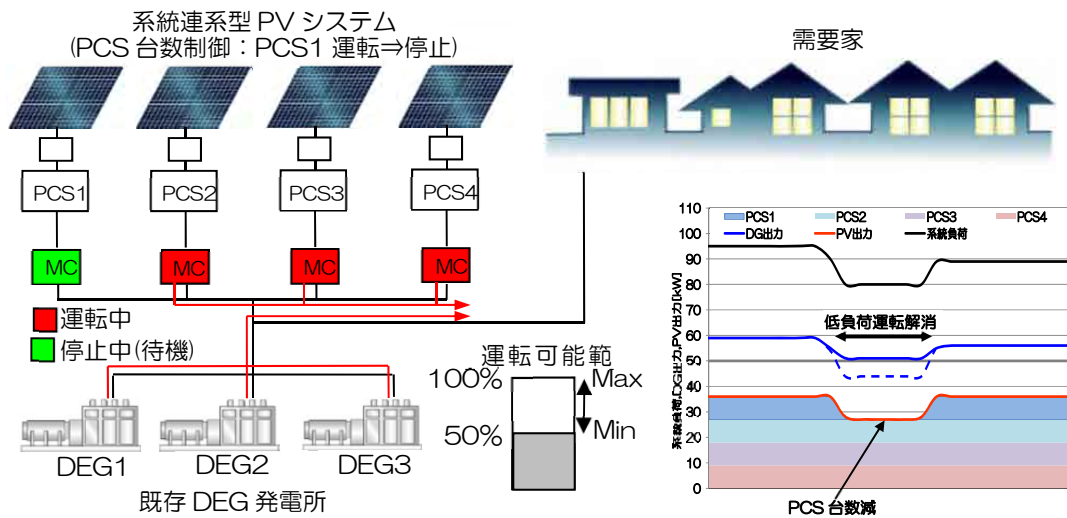


図 3.3.1-4 PCS 台数制御 DEG 低負荷運転対策イメージ

(2) PV-WT-DEG ハイブリッドシステム

基本的には PV ディーゼル発電ハイブリッドシステムに類似したシステムである。
WT は単機容量 5~25kW の小型機であり、インバータ連系できる装置を基本とする。
システム例を以下に記す。

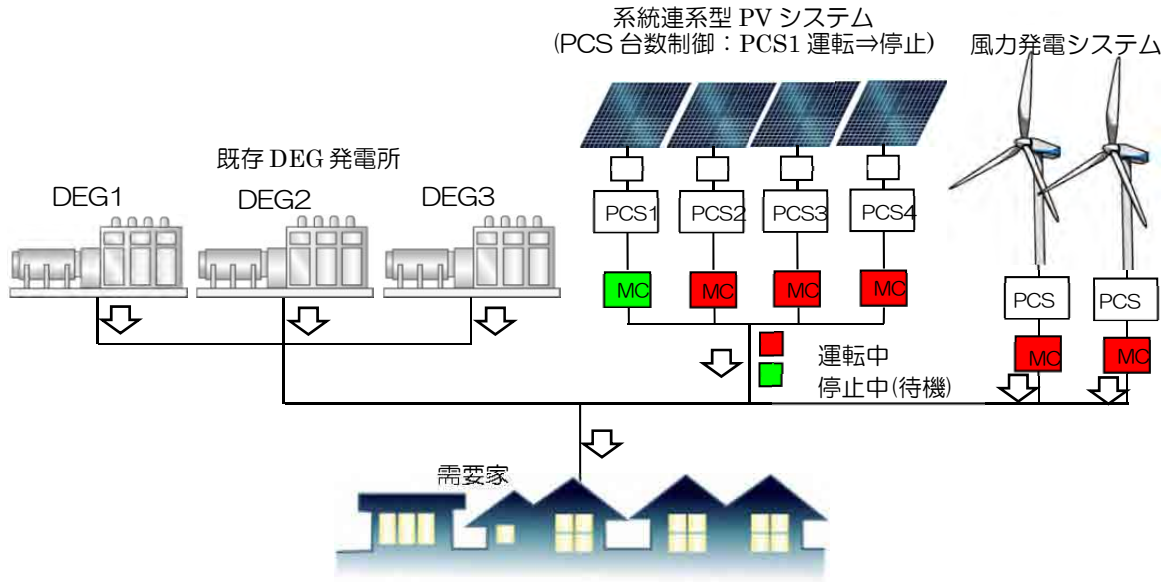


図 3.3.1-5 PV-WT-DEG ハイブリッドシステム（蓄電池併設なし）イメージ図

(3) PV- Battery -DEG ハイブリッドシステム

基本的には PV ディーゼル発電ハイブリッドシステムに類似したシステムである。
蓄電池を用いて、PV の変動吸収及び余剰電力吸収を行うことで高い割合まで再生可能エネルギーの供給率を上げることができる。また、WT を併設することもできる。
但し、蓄電池設備は非常に高価なものとなる。
システム例を以下に記す。

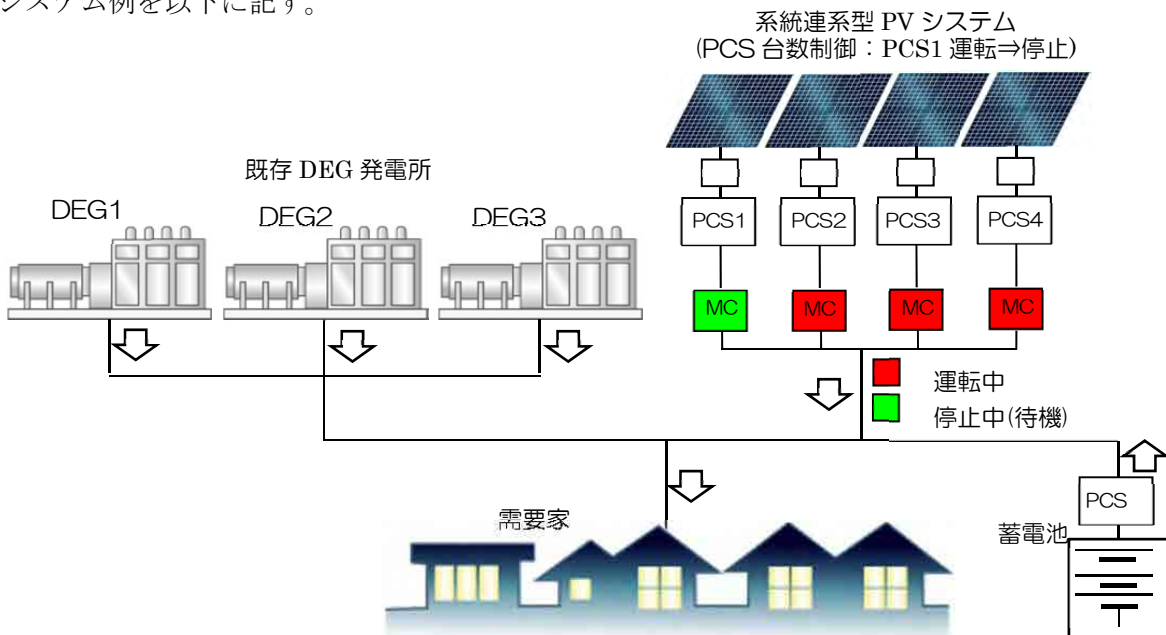


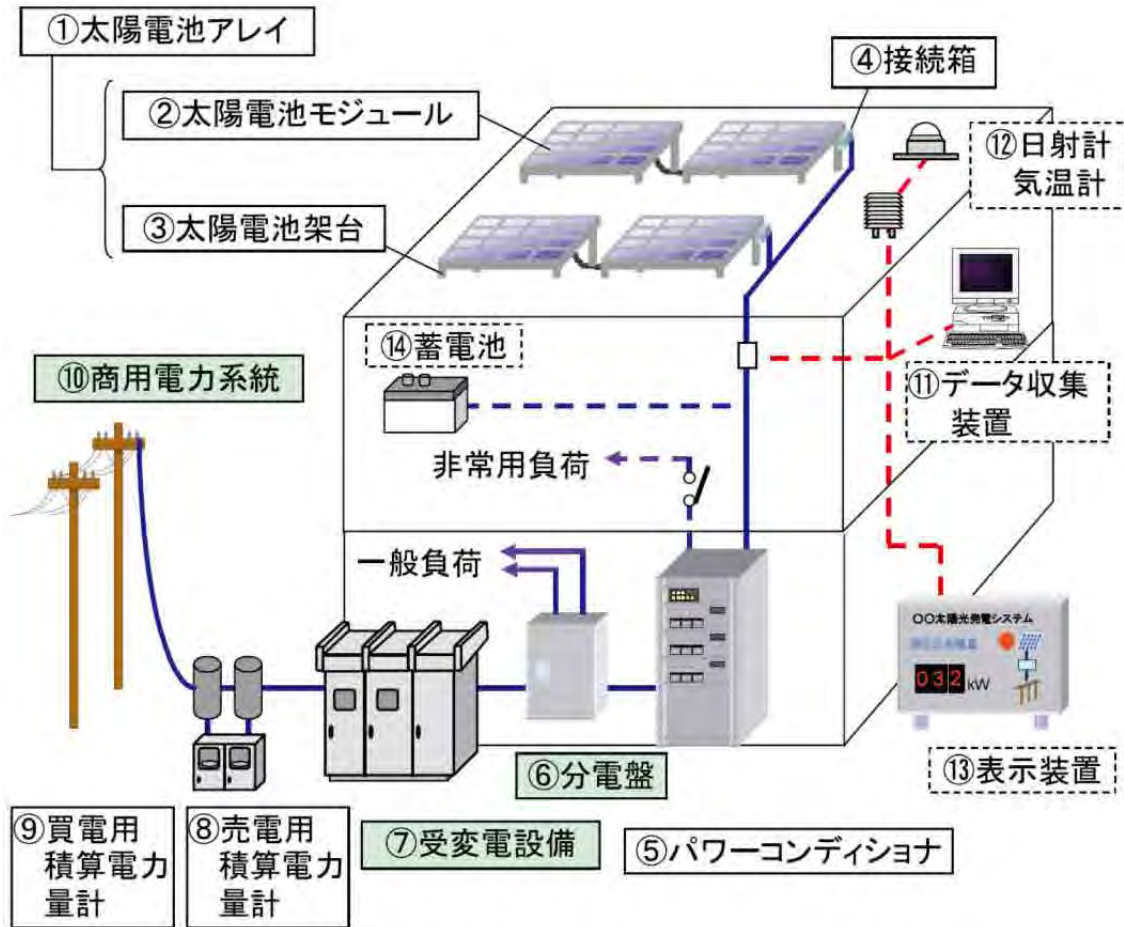
図 3.3.1-6 PV- Battery -DEG ハイブリッドシステムイメージ図

3.3.2 太陽光発電の基礎

(1) 用語の定義

下図に一般的な太陽光発電設備のシステム構成図を示す。

一般的に相数が3相3線式のパワーコンディショナは10kW以上となるため、産業用太陽光発電設備の最小容量としては10kWである。定格出力が10kWのシステムの場合、1台のパワーコンディショナで構成される。



※低圧で連系する場合（受変電設備がなく、直接低圧で連系、または受変電設備内部の低圧部でみなし連系する）と高圧で連系する場合がある。

※分電盤、受変電設備、商用電力系統は既存の設備となる。

※データ収集装置、日射計・気温計、表示装置、蓄電池は不要の場合がある。

図 3.3.2-1 産業用太陽光発電システム構成図

表 3.3.2-1 産業用太陽光発電システムの各用語

No	構成要素	説明
①	太陽電池アレイ	・複数の太陽電池モジュールを機械的、電氣的に架台に取り付けた太陽電池群。
②	太陽電池モジュール	・太陽光エネルギーを直接電気エネルギー(直流)に変換するパネル。
③	太陽電池架台	・太陽電池モジュールを所定の傾斜角をもって取り付けるための架台。 ・一般的には鋼やアルミ合金製であることが多い。 ・屋根建材型のモジュールの場合は不要の場合がある
④	接続箱	・ブロックごとに接続された太陽電池モジュールからの配線を一つにまとめるためのボックス。 ・太陽電池の点検・保守時などに使用する開閉器や避雷素子のほか、太陽電池に電気が逆流しないようにするための逆流防止ダイオードも内蔵している。 ・パワーコンディショナと一体になっている場合もある。
⑤	パワーコンディショナ	・太陽電池が発生する直流電力を最大限引き出すように制御するとともに、交流電力に変換する。 ・通常、電力会社からの配電線(商用電力系統)に悪影響を及ぼさないようにする連系保護装置を内蔵している。 ・自立運転機能を備えており、商用電力が停電した際に特定の負荷に電力を供給できるものもある。
⑥	分電盤	・電力を建物内の各電気負荷に分配する。 ・パワーコンディショナの出力と商用電力系統との連系点になる。 ・太陽光発電システム専用のブレーカが必要。
⑦	受変電設備	・商用電力系統(6.6kV 等)を受電し、必要に応じて低圧の動力電源(3相 3線 200V)、電灯電源(单相 3線 200/100V)に変圧する。 ・低圧受電で本設備のない場合もあり。
⑧	売電用 積算電力量計	・電力会社へ売電を行う逆潮流ありのシステムにおいて、売電量(余剰電力量)を測定するための電力量計。電力会社によっては、需要者側で費用負担する必要がある。 ・買電の契約種類によって機器が異なることもあり、注意が必要。
⑨	買電用 積算電力量計	・電力会社からの買電量(需要電力量)を測定するための電力量計。従来の電力量計を電力会社側で逆転防止つきのものに交換する。
⑩	商用電力系統	・電力会社からの商用電力系統。交流 3相 3線 6.6kV や 200V 等。
⑪	データ収集装置	・発電量などのデータを収集、記録するための装置で、一般のパソコンなどを利用することが多い。
⑫	日射計、気温計	・日射量や気温を測定するための機器。
⑬	表示装置	・発電電力、発電電力量、日射量などを PR 用に表示する。
⑭	蓄電池	・昼間発電した電力等を蓄え、夜間使用したい場合や系統が停電した災害時等に使用することができる。この場合は充放電の制御ユニットや蓄電池接続用の接続箱なども必要になる。

※⑪データ収集装置と⑫日射計、気温計、⑬表示装置、⑭蓄電池については必要に応じて設置される。

(2) 太陽電池の原理

太陽電池とは、現在は結晶シリコン半導体を使用したものが多い。ここでは結晶シリコン半導体を用いた太陽電池の原理を述べる。

2種類の異なるシリコン半導体（n型とp型）を組み合わせたものに太陽光が当たると、その光エネルギーは太陽電池内に吸収され、そのエネルギーによってプラス(+)とマイナス(-)の電荷を持つ正孔と電子が生まれる。正孔はp型に、電子はn型へ引き寄せられ、電極に負荷をつなぐと、電流が流れる。電池という名前がついているが、日射がなければ発電できず、太陽電池自体には蓄電できない。

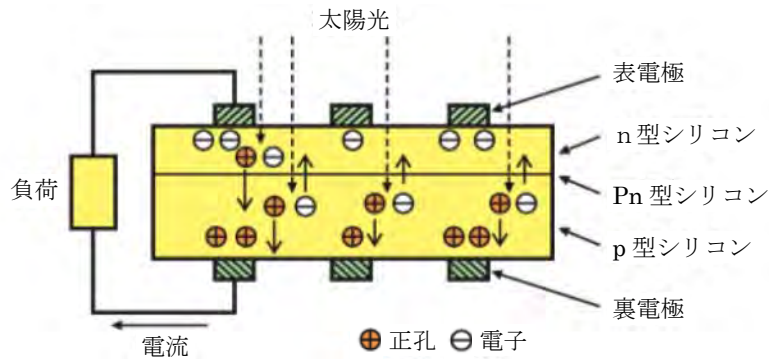


図 3.3.2-2 太陽電池の発電原理

(3) 太陽電池の種類

太陽電池は使用する材料によってその製法や特徴も異なってくる。太陽電池の材料を分類すると、図3.3.2-3のようにシリコン系、化合物系、有機系に大別することができる。また、表3.3.2-2に各太陽電池について、性質や特徴、用途等を示す。

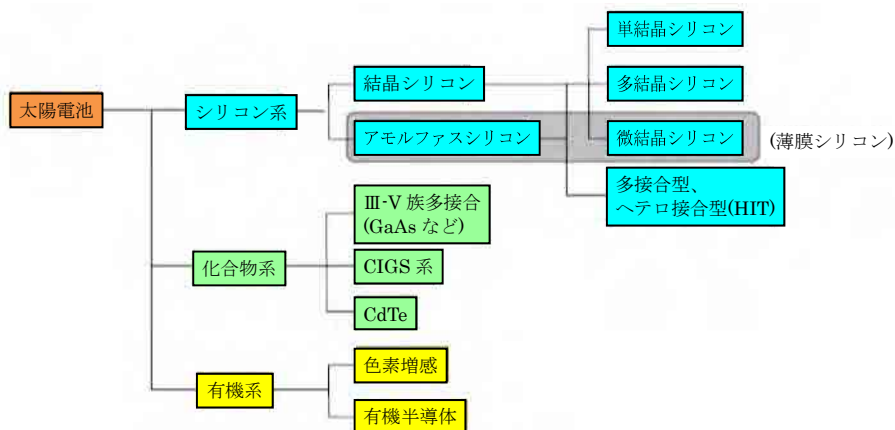


図 3.3.2-3 太陽電池の種類

表 3.3.2-2 各太陽電池の特徴

シリコン系	単結晶シリコン	高純度シリコン単結晶ウエハを利用するもので、最も古くから使われている。変換効率は高く、信頼性に優れている。しかし、高純度シリコンの利用量が多く、生産に必要なエネルギーやコストが高くなる。現在、市販モジュールの変換効率は15~19%程度。
	多結晶シリコン	現在最も広く使われている太陽電池。小さな結晶が集まった多結晶シリコンを利用した太陽電池。単結晶シリコンに比べると変換効率は落ちるが、生産に必要なエネルギーは少なく、エネルギー収支やエネルギーペイバックタイム(EPT)、温室効果ガス排出量の面で優れ、コストも抑えられる。現在、市販モジュールの変換効率は13~16%程度。
	薄膜シリコン	シリコンの原料不足によって注目されるようになってきたタイプ。結晶シリコンの100分の1程度のごく薄いシリコン膜を形成させて作る。アモルファスシリコンや微結晶シリコンを用いる。変換効率では劣るが、大量生産しやすくも軽量でフレキシブルなモジュールも造ることができるなどの長所がある。市販モジュールの変換効率は6~11%程度。
	ヘテロ接合(HIT)	結晶シリコンとアモルファスシリコンを積層した太陽電池。通常の結晶シリコンと比べて省資源で変換効率が高く、温度特性も良いなどの特長を持つ。市販モジュールの変換効率は16~19%程度。
化合物系	CIGS系	シリコンの代わりに、Cu、In、Ga、Al、Se、Sなどの化合物を用いる。省資源で多結晶シリコン並みの変換効率が可能。量産性が良く、コストを下げる余地も大きい。現在、市販モジュールの変換効率は9~11%程度。
	CdTe	毒物のカドミウムを用いているが、量産性が良く、コストが安いとため、欧米等で大規模太陽光発電所に利用され急速に普及している。現在、市販モジュールの変換効率は9~11%程度。
	Ⅲ-V族多接合型	主に宇宙用に用いられるもので、集光すると40%以上の変換効率を発揮する超高性能太陽電池。非常に高価だが、地上でも直射日光の多い国や地域での集光型システムにおける利用が検討されている。
有機系	色素増感	pn接合を用いることなく酸化チタンについた色素が光を吸収して電子を放出することで発電する新しいタイプの太陽電池。軽量で着色も可能などの特長を持つ。将来の量産化によって大幅なコストダウンが期待できる。現在の課題は効率と寿命であり、実用化に向け開発が進んでいる。
	有機半導体	開発中の太陽電池で、有機物を含んだ個体の半導体薄膜を使う。常温で塗布するだけで製造でき、カラフルで軽量なものも造れる。

(4) 太陽電池モジュールの構造・構成

(a) 太陽電池モジュールの構造

太陽電池モジュールの構造は、主に以下のタイプに分かれる。

1) スーパーストレートタイプ

a) 結晶シリコンタイプ

太陽電池セル間をリードフレームにより繋ぎ、耐候性に優れた充填材と耐候性フィルムにて封止し、受光面を耐衝撃性の強いカバーガラスと裏面の耐候性フィルムで挟み込んだ構造。

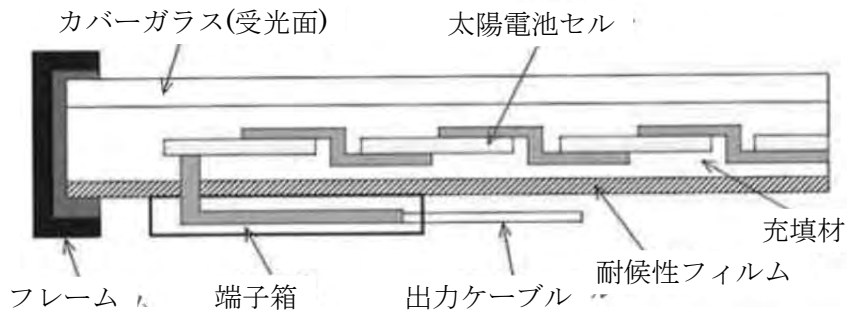


図 3.3.2-4 スーパーストレートタイプ：結晶シリコン

b) 薄膜シリコンタイプ

カバーガラスに透明電極、太陽電池セル、裏面電極を積層し、充填材と耐候性フィルムにて封止した構造。

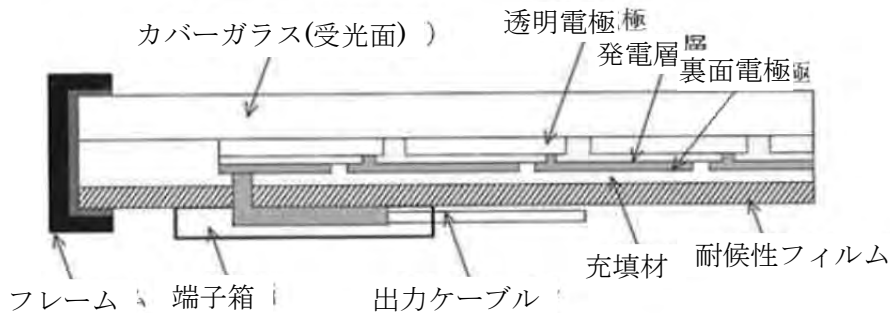


図 3.3.2-5 スーパーストレートタイプ：薄膜シリコン

c) CIS/CIGS タイプ

ガラス基板に電極、太陽電池セルを積層し、充填材で封止し、受光面のカバーガラスと裏面の耐候性フィルムで挟み込んだ構造。

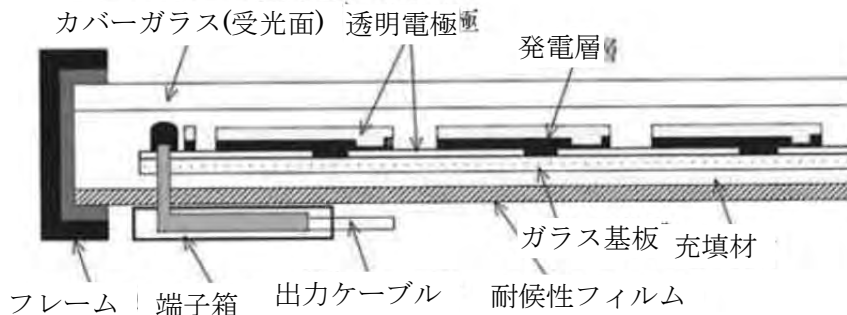


図 3.3.2-6 スーパーストレートタイプ：CIS/CIGS

2) サブストレートタイプ

受光面側に透光性フィルムなどを用い、強度は裏面の基板により持たせた構造。

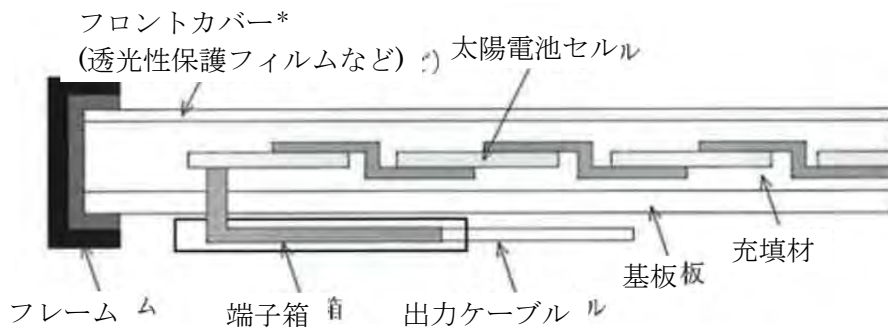


図 3.3.2-7 サブストレートタイプ

3) 合わせガラスタイプ

両面にガラスを用いて、光を透過させた構造。

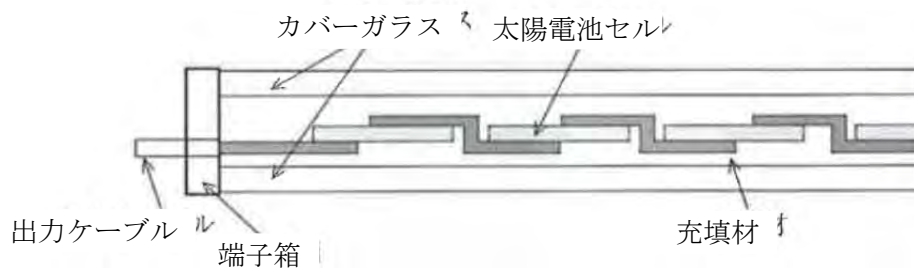


図 3.3.2-8 合わせガラスタイプ

(5) 太陽電池モジュールの構成

(a) フロントカバー

フロントカバーには、90%以上の透過率を確保しながら高い耐衝撃性のある約 3mm 板厚の白板熱処理ガラスなどが一般的に使用されている。

その品質管理のために、「結晶系太陽電池モジュールの環境試験方法および耐久性試験方法(JIS C 8717)、アモルファス太陽電池モジュールの環境試験および耐久性試験方法(JIS C 8938)」で降ひょう試験などが規定されている。降ひょう試験では氷球による衝撃に対する機械的強度を試験するよう規定されているが、質量 $227\pm 2\text{g}$ 、直径 38mm の剛球を高さ 1m から落下させる簡易試験で代替される場合がある。

(b) フレーム

アルマイト耐食処理を施したアルミニウムの表面にアクリル塗装したフレーム材が一般的に使われる。長辺材の構造は大きく中空とコの字形の 2 種類に分類される。取り付けリブの多くは内側に取り付けられているが、外側に出した例もある。特に、住宅用のモジュールでは固定金具と対になるような工夫や、隣り合わせたモジュール間で重ね合わせできるような工夫がなされている。このように細部の構造はモジュールによって異なる。

(c) 取り付け用穴

モジュールを架台などへ取り付けるために、 $\phi 6.0\sim 9.7\text{mm}$ の取り付け用穴が、両長辺フレームに 3～4 個ずつ計 6～8 個程度設けてある。この他に、 $\phi 4.0\sim 6.5\text{mm}$ のアース取り付け用、または配線用

の穴が設けてある。

(d) 端子箱

一般的には、樹脂系の端子箱およびモジュールから出力を取り出すリード線(絶縁電線)が一体となっている。また、リード線(絶縁電線)の先端には、専用の防水コネクタが付いており、他モジュールや外部ケーブルとの連結が可能となっている。

(e) リード線(絶縁ケーブル)

リード線には、一般的に架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(CV ケーブル)が用いられている。最近では環境に配慮したエコケーブルも使用されはじめている。サイズは各社モジュール出力によって異なる。また、リード線の極性表示は、ケーブルへのプラス(+) \cdot マイナス(-)のマーク表示、ケーブル色による表示や、端子箱への表示などがある。一方、ケーブル色による表示はメーカーによって異なるので十分に注意を要する。



単結晶モジュール



多結晶モジュール



薄膜シリコン多接合モジュール



CIS 型モジュール

図 3.3.2-9 各種太陽電池モジュール外観の一例

3.3.3 風力発電の基礎

(1) 風車出力の目安

(a) 風車出力の目安

風車の出力は風速によって大きく変化するため、感覚的に把握することが困難であるが、目安として市場のデータから出力の傾向を示した図を示す。

例えば直径 4m で風速が 8m/s であれば 1kW が一般的な出力ということになる。

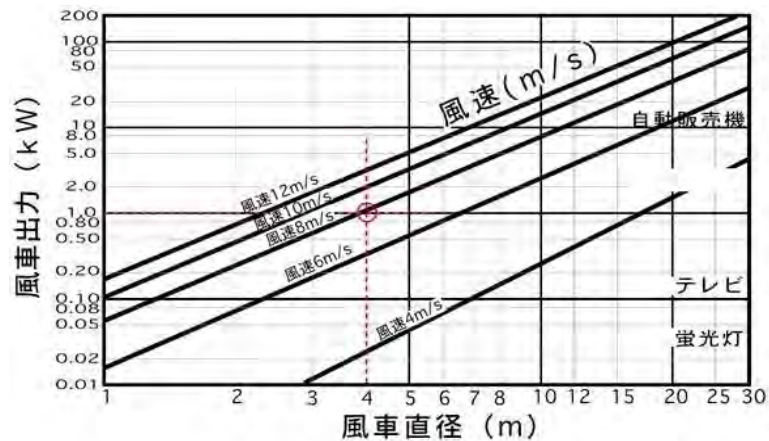


図 3.3.3-1 風車出力の目安

(b) 風車の離隔距離

主風向に対し 10D(ロータ径の 10 倍)、直角方向に 3D の離隔を確保することが推奨されている。離隔距離を取らない場合、10~40% の出力低下もあり得るとされている。

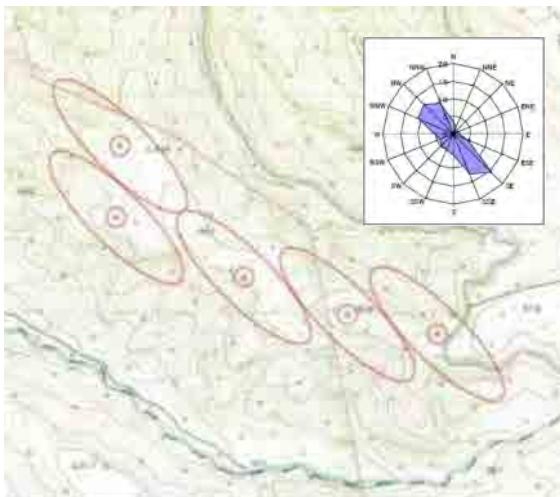


図 3.3.3-2 配置の例



図 3.3.3-3 風車離隔の影響

マーシャル地域の場合は東西方向が主風向になるため、以下のような配置が基本となる。

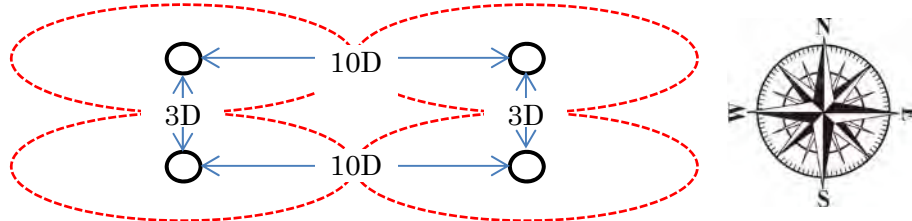


図 3.3.3-4 風向配置図

(2) Small Wind Turbine 5kW

ここでは日本でも海外でも購入可能な Evance R9000（日本版は Zephyr9000）を紹介する。

正規販売店 Evance 社 <http://www.evancewind.com/>

日本代理店 Zephyr 社 <http://www.zephyreco.co.jp/en/products/z-9000.jsp>

(a) Overview



図 3.3.3-5 風車概要

油圧ポンプ等を使用してタワーを倒すことができ、離島での建設及びメンテナンス時に有利である。



図 3.3.3-6 風車メンテナンス状況

(b) Specification

Turbine Specification

Architecture	Upwind, 3 bladed rotor, self regulating
Nominal Power	5kW
BWEA Reference Power	4711W (power output at 11m/s (24.6 mph))
Annual Energy Yield	9170kWh with Annual Mean Wind Speed (AMWS) of 5m/s (11.2mph) (to IEC & BWEA Standards)
Cut-In Wind Speed	3m/s (6.7mph)
Cut-Out Wind Speed	None - continuous generation to survival wind speed
Survival Wind Speed	60m/s (134mph)
IEC Turbine Class	Conforms to IEC 61400 to Class II - AMWS up to 8.5m/s (19mph)
Control System	Patented Reactive Pitch™ control - at low to moderate wind speeds the patented pitch system, Reactive Pitch™, holds the blades in the optimum position for capturing maximum energy from the wind. At high wind speeds the R9000's Reactive Pitch™ mechanism automatically pitches the blades so it can regulate energy capture and blade speed. It therefore continues to capture - up to the full 5kW power rating.
Rotor Diameter	5.5m (18')
Rotor Speed	200rpm nominal
Blade Type	Fully optimised aerofoil ensuring maximum yield & minimum noise
Blade Material	Glass fibre reinforced composite, low reflection, UV & anti-erosion coatings
Generator	Patented brushless direct drive, air-cored high efficiency Permanent Magnet Alternator
Gearbox	None required (see generator)
Emergency Braking	Patented automatic ElectroBrake™ (with manual control for servicing). No moving parts.
Yaw Control	Passive tail vane and rotor
Design Longevity	20 years minimum. Regular maintenance inspections.
Noise	Lp,25m = 52.8dB(A). BWEA Reference Sound Level at 8m/s (17.9mph) & 25m (82') distance. Lp,60m = 45.3dB(A). BWEA Reference Sound Level at 8m/s (17.9mph) & 60m (197') distance.
Operating Temperature Range	-20°C - +50°C
Warranty	5 years

Electrical Installation

Rectifier	Converts AC energy from the turbine to DC
Inverter	Takes energy from the DC store & converts to grid quality electricity which can be used in the home Options: 2 x 2,500 inverters for a 3phase supply. 1 x 5,000A for a single phase supply
Grid Connection Panel	Includes generation meter and isolator switch Option for a smart meter for online/remote monitoring of generation

Tower Specification

Tower Height	10m, 12m, 15m & 18m (33', 40', 50' & 60')
Tower Types	Free-standing monopole towers designed to tilt down using hydraulic RAMS
Tower Foundation	Root, pad & rock options depending on ground
Tower Top Mass	325kg (715lbs) complete (excl tower)

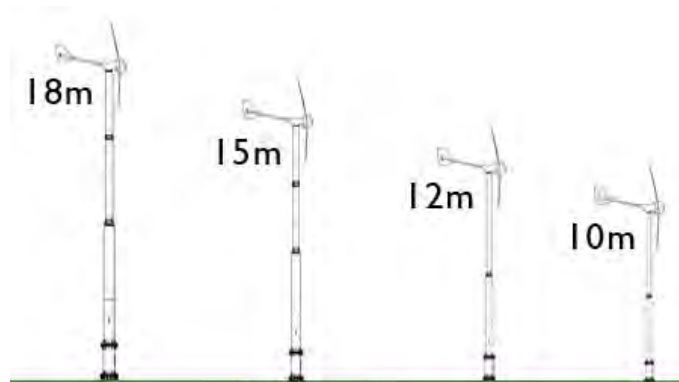


図 3.3.3-7 風車仕様

(c) System Performance

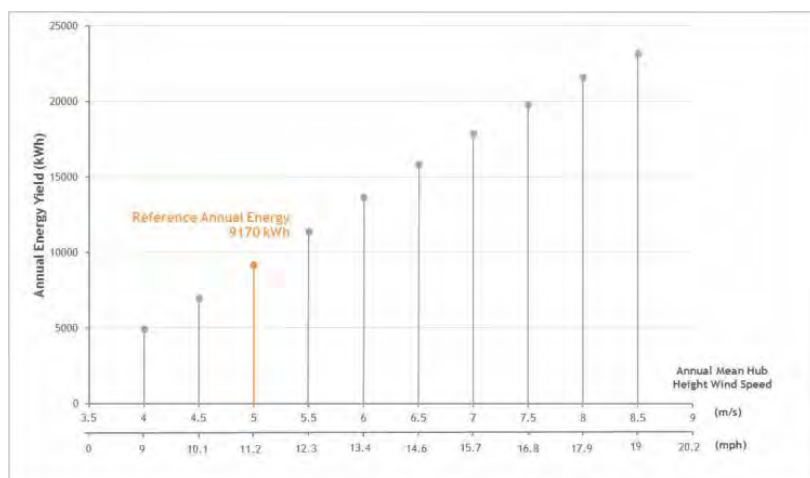
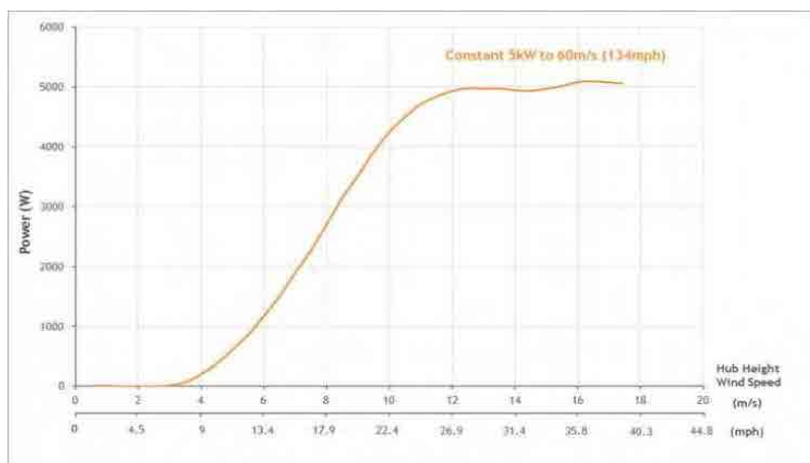


図 3.3.3-8 システム性能

(d) Install Photos



図 3.3.3-9 風車設置状況

(3) Wind Turbine 25kW

中規模でタワーを倒すことができるユニット（Viking 25）を紹介する。

正規販売店 HSwind 社 <http://hswind.dk/en/>

(a) Overview



図 3.3.3-10 風車概要

油圧ポンプ等を使用してタワーを倒すことができ、離島での建設及びメンテナンス時に有利である。



図 3.3.3-11 風車傾倒状況

(b) 仕様

仕様

公称出力	25 kW
全高	18 m
電力制御	ストール方式
カットイン風速	4,0 m/s
最大風速	25 m/s
サバイバル風	無限
回転システム	アクティブ、自動ケーブル解き
運用温度	-10 °C to +40 °C
ローター	
回転方向	時計回り
ブレード	3
塗装部分	133 m ²
ロータ材	グラスファイバー
回転数	65
先端速度	45 m/s
発電機	
発電機	VEM社の4極非同期
電圧	3*400 + N
周波数	50/60 Hz
定格回転数	1525
系統連系	可
ギヤ	STM-EX1501/804 23,32 PAM200D M1s
タワー	HSWind 可倒式
制御システム	メーカー : Mita-Teknik
安全ブレーキ	電動機械安全装置 MAYR 10/800.410.3

(c) システム性能

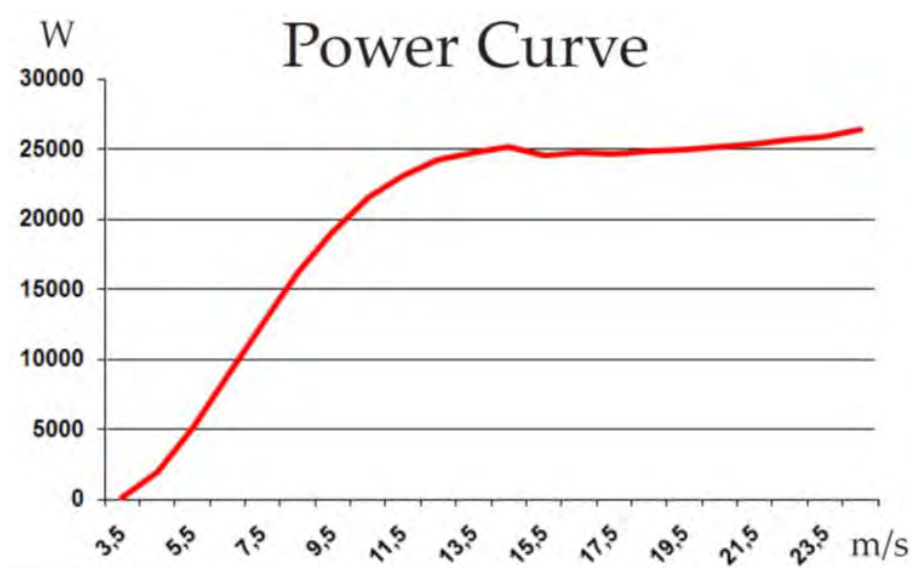


図 3.3.3-12 システム性能

(d) 設置の様子

以下に Viking 25 kW の設置工程を示します。

Viking 25 kW はウィンチ及び車のバッテリーにより設置及び傾倒します。



この方法で風車を設置・傾倒することにより、タワーを一切上げる必要はありません。作業は全て地上にて行えます。



風車の設置にあたり最も重いものでは 750kg のナセルを 2 メートル程巻き上げることから、クレーンは必要ありません。ナセルの装着はトラクターなどにて容易に行えます。



ナセル装着後はブレード、ケーブル及びナセルカバーを取り付けるのみで風車を設置する準備が完了します。この作業は 2 人の男性で 1 日で行えます。

図 3.3.3-13 風車設置状況

3.3.4 基礎的データとその把握方法

3.3.4.1 はじめに

ハイブリッドシステムを検討する上で、様々な検討方法があるが、基本的には毎時間の電力負荷に対して、ディーゼル発電機の供給量と、太陽光発電による供給量、及び風力発電による供給量を把握し、各々の運転制約等を評価する必要がある。

評価する際のツールとしては、次項で紹介するシミュレーションソフトとして世界中で広く利用されている HOMER を推奨する。

HOMER では、以下のデータを用いてシミュレーションすることができる。

負荷データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
日射量データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ。但し HOMER に搭載されている。
風速データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ

ディーゼル発電機 : ディーゼル発電機の定格出力、低出力運転範囲
太陽光発電 : 変換効率、傾斜角度、方位角度
風力発電 : 出力特性カーブ

高い精度のシミュレーション結果を得るためには、上記の各データは可能な限り現実に沿った実測値が望ましい。但し、そのような実測値がない場合には類似したデータや想定値を用いることもできる。

<留意事項>

このシミュレーションは、1 時間毎の負荷変動や日射量及び風速に対する演算であり、いわゆる長周期変動の解析である。1 時間以内、例えば数秒間や数分間などの短周期の出力変化などは含まれていないため、その点を十分に理解したシステムを考慮すべきである。

なお、このような短周期変動が電力システムに対して許容できるか否かについては、「3.2 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価」を参照のこと。

3.3.4.2 各離島の基礎データ

(1) Wotje Atoll

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

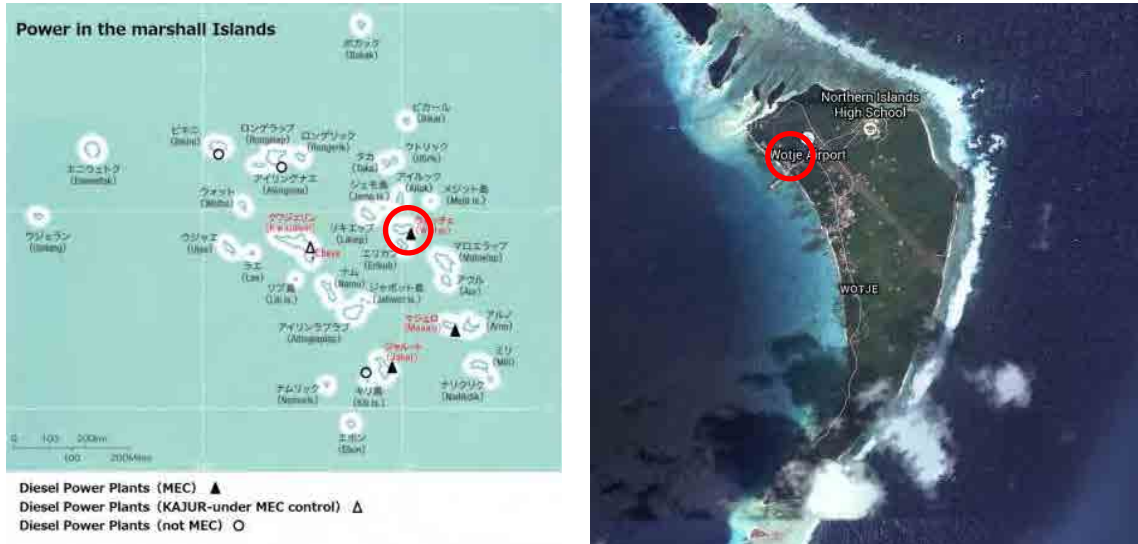


図 3.3.4-1 発電所位置 : North9° 27' 40" East170° 13' 56" [GMT+12:00] (出典 : Google Earth)

表 3.3.4-1 Wotje 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING (kW)	275	275
Maximum output (kW)	275	275
SPEED (RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	2003	2003
Governor Control	Isochronous	Isochronous
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

運転範囲 : 有負荷時 5~20%出力 100 時間迄 (その後は 70%以上で 100 時間以上)

無負荷時 最大 10 分間 (その後停止する場合)

最大 6 時間 (その後負荷を持つ場合)

ガバナ制御 : アイソクロナス制御

運転切替 : 基本的に 1 台運転、300 時間で切替え

参考情報 : 年間最大負荷は約 160kW。

年間を通じて 70~110kW で推移。

6 月から 8 月にかけては負荷が 40~60kW に下がる傾向。

負荷は 10 年前に比べて概ね半減している。

停電回数 (時間) : 24 回/年、118 時間/年 (2013 年)

(b) 負荷推移

ステップ 1：運転記録から 1 時間毎の負荷データを少なくとも 1 年分（8760 時間）を取得する。

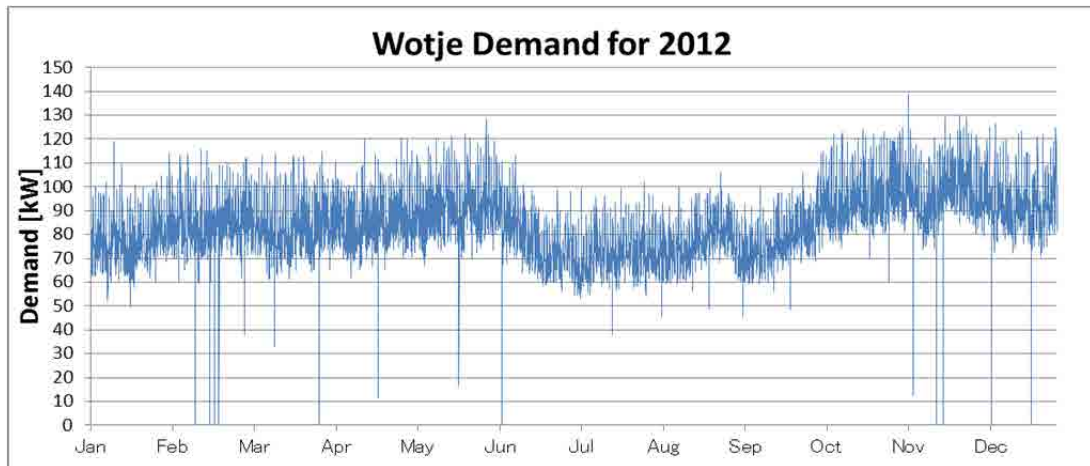


図 3.3.4-2 Wotje 負荷推移（2012 年）実測データ

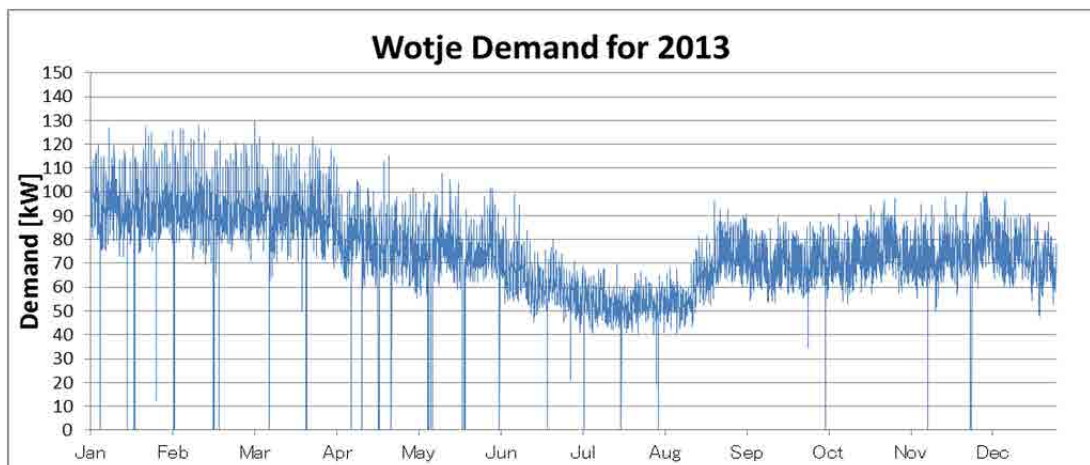


図 3.3.4-3 Wotje 負荷推移（2013 年）実測データ

ステップ2：計測エラー及び停電時のデータを前値保持（直前の性状データに置き換え）する。

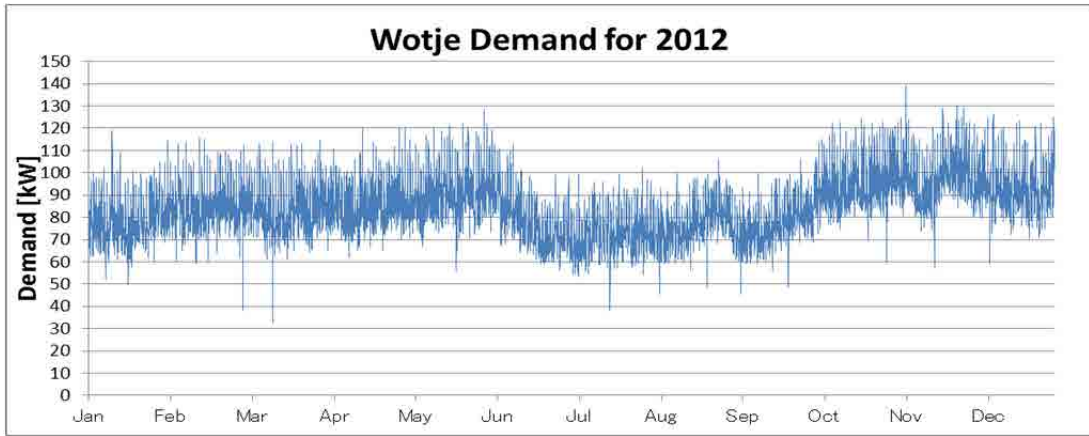


図 3.3.4-4 Wotje 負荷推移（2012年）補正データ

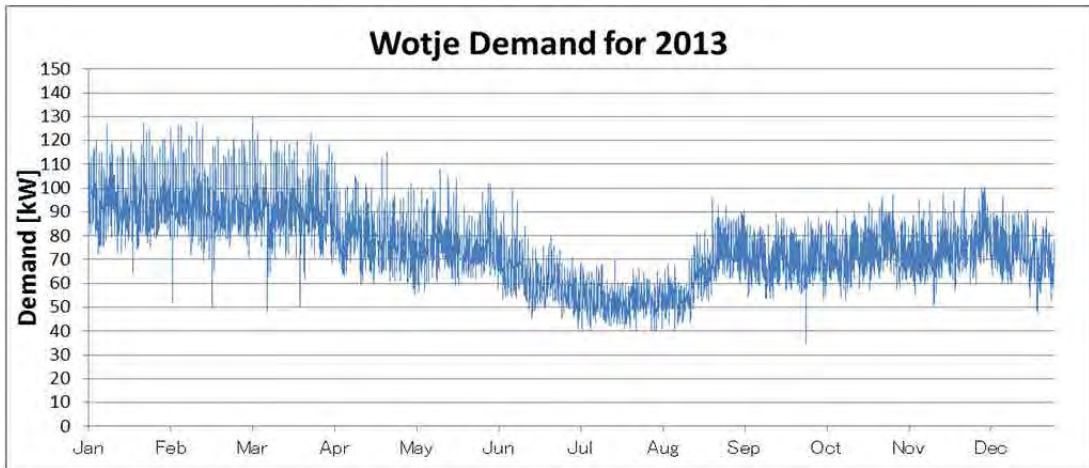


図 3.3.4-5 Wotje 負荷推移（2013年）補正データ

ステップ3：複数年のデータがあれば、それを平均化して負荷推移を作成する。
複数年のデータがない場合には前後3時間程度を平均化して負荷推移を作成する。

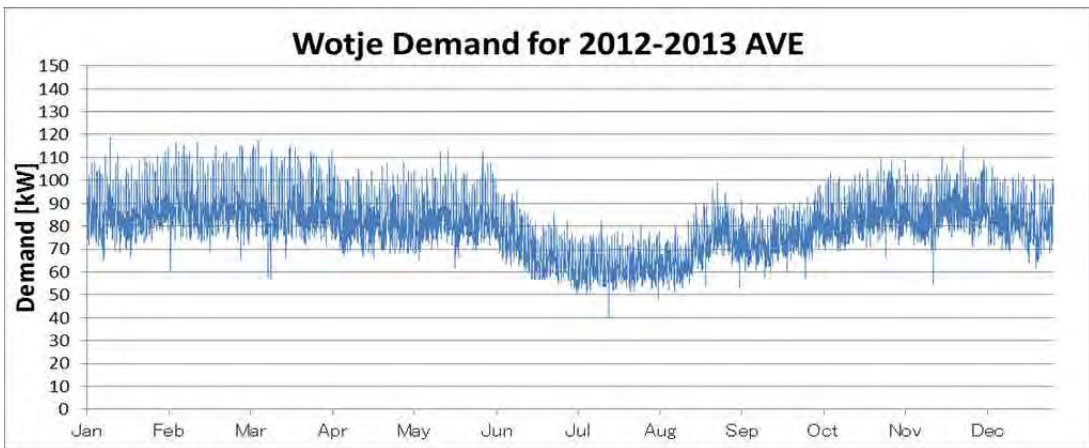


図 3.3.4-6 Wotje 負荷推移（2012-2013年）平均データ

(c) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER などに保存されている。

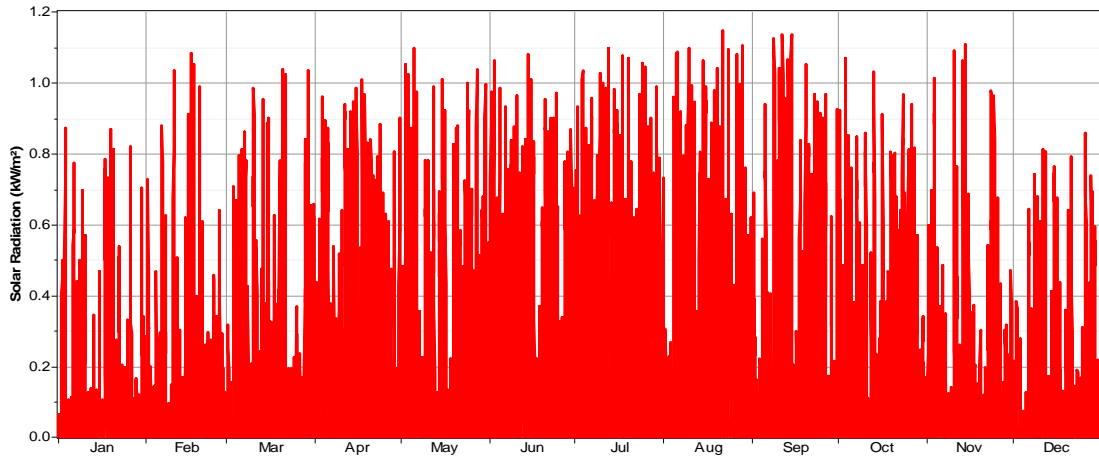


図 3.3.4-7 Wotje 日射量データ

※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、後日紹介する HOMER にも 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。

※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]×8760h×13% となる。

(d) 風速データ

風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。

使用する風速データは 2012 年 9 月 20 日~2013 年 8 月 16 日の期間に、実際に Wotje で風況観測したデータを用いる。

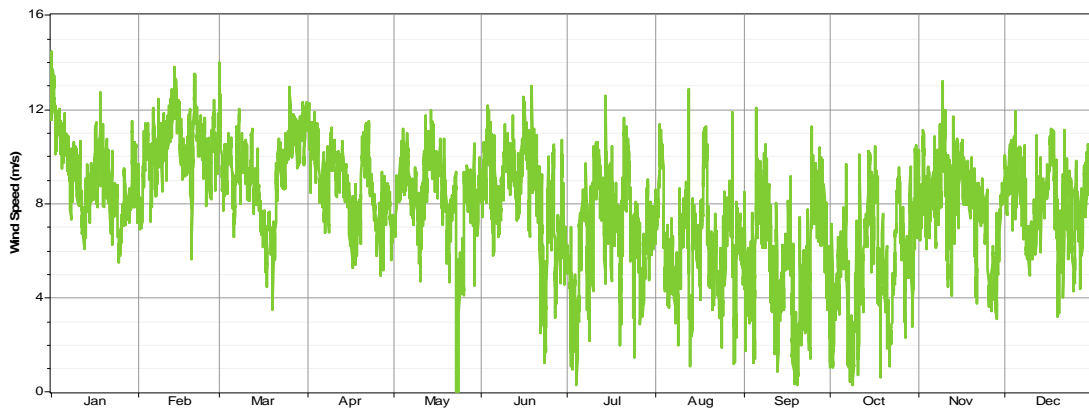


図 3.3.4-8 Wotje 風速データ

※風速は観測高さで変化する。観測点の高さはシミュレーションソフト (HOMER) などで風車ハブ高さに補正する。

(2) Jaluit Atoll

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。



図 3.3.4-9 発電所位置 : North 5° 55' 11" East 169° 38' 37" [GMT+12:00] (出典 : Google Earth)

表 3.3.4-2 Jaluit 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING (kW)	300	300
Maximum output (kW)	300	300
SPEED (RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	1993	1993
Governor Control	Droop	Droop
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

運転範囲 : 有負荷時 5~20%出力 100 時間迄 (その後は 70%以上で 100 時間以上)

無負荷時 最大 10 分間 (その後停止する場合)

最大 6 時間 (その後負荷を持つ場合)

ガバナ制御 : アイソクロナス制御

運転切替 : 基本的に 1 台運転、300 時間で切替え

参考情報 : 年間最大負荷は約 180kW。

年間を通じて 80~100kW で推移。

6 月から 8 月にかけては負荷が 40~60kW に下がる傾向。

負荷は 10 年前に比べて概ね半減している。

停電回数 (時間) : 18 回/年、45 時間/年 (2013 年)

(b) 負荷推移

ステップ 1：運転記録から 1 時間毎の負荷データを少なくとも 1 年分（8760 時間）を取得する。

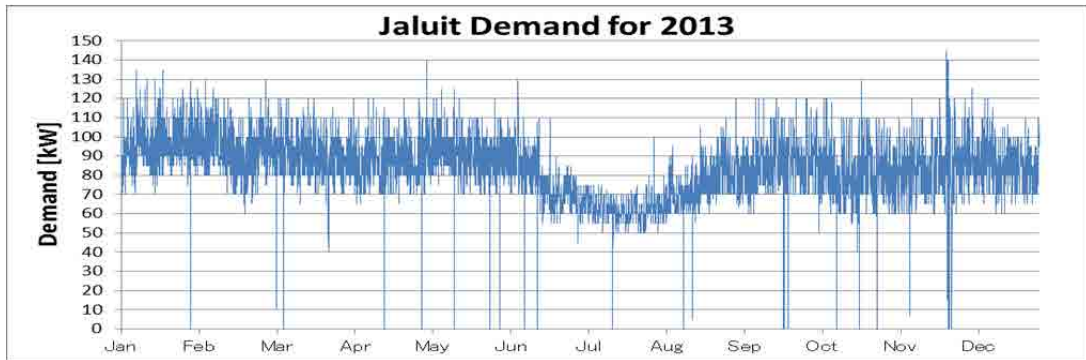


図 3.3.4-10 Jaluit 負荷推移（2013 年）実測データ

ステップ 2：計測エラー及び停電時のデータを前値保持（直前の性状データに置き換え）する。

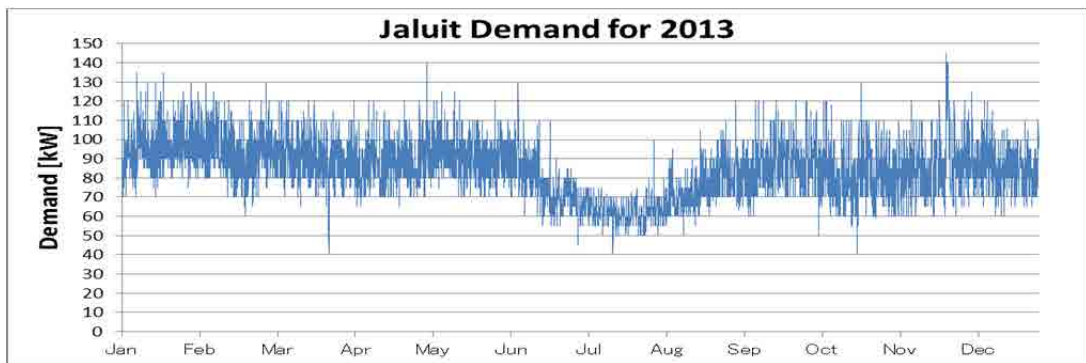


図 3.3.4-11 Jaluit 負荷推移（2013 年）補正データ

ステップ 3：複数年のデータがあれば、それを平均化して負荷推移を作成する。

複数年のデータがない場合には前後 3 時間程度を平均化して負荷推移を作成する。

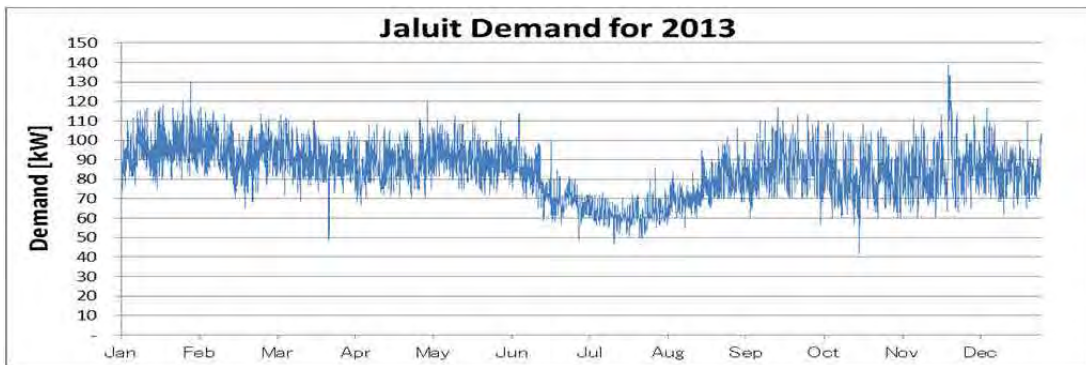


図 3.3.4-12 Jaluit 負荷推移（2013 年 3 時間平均）平均データ

(c) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER などに保存されている。

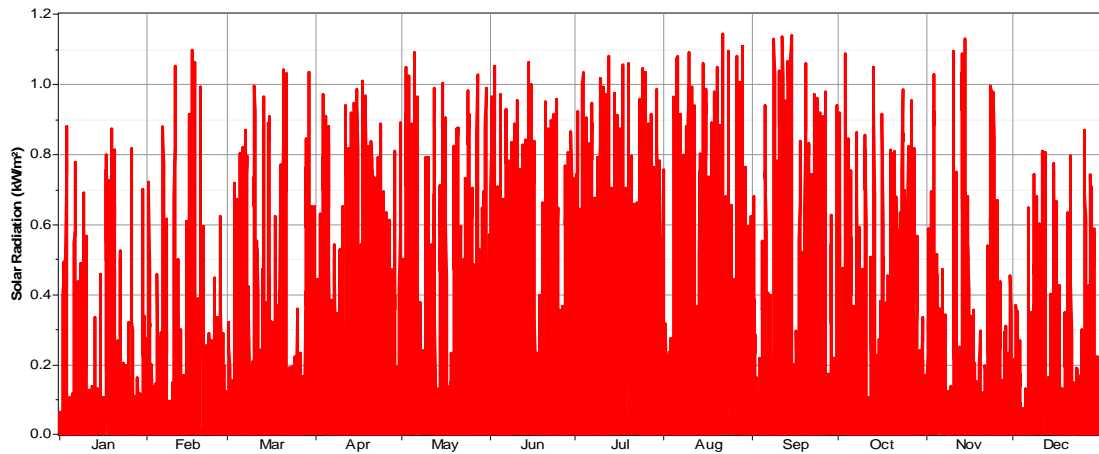


図 3.3.4-13 Jaluit 日射量データ

※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、後日紹介する HOMER にも 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。

※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]*8760h*13% となる。

(d) 風速データ

風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。

使用する風速データは 2012 年 9 月 20 日~2013 年 8 月 16 日の期間に、実際に Wotje で風況観測したデータを用いる。

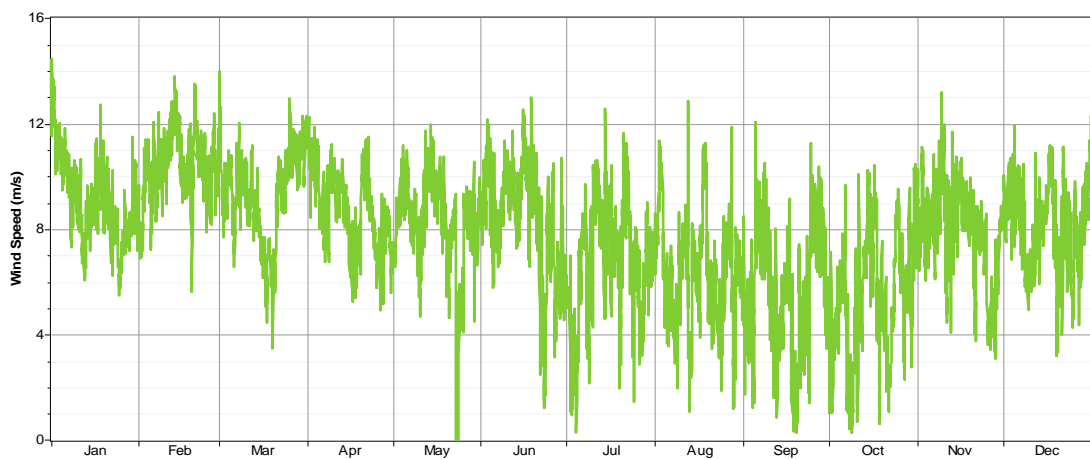


図 3.3.4-14 Wotje 風速データ

※ 2012 年 9 月 21 日~2013 年 4 月 12 日の期間に、Jaluit で風況観測を実施しているがデータが約 5 ヶ月間不足しているため、利用することは困難である。

※ 風速は観測高さで変化する。観測点の高さはシミュレーションソフト (HOMER) などで風車ハブ高さに補正する。

(3) Ebeye Island

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

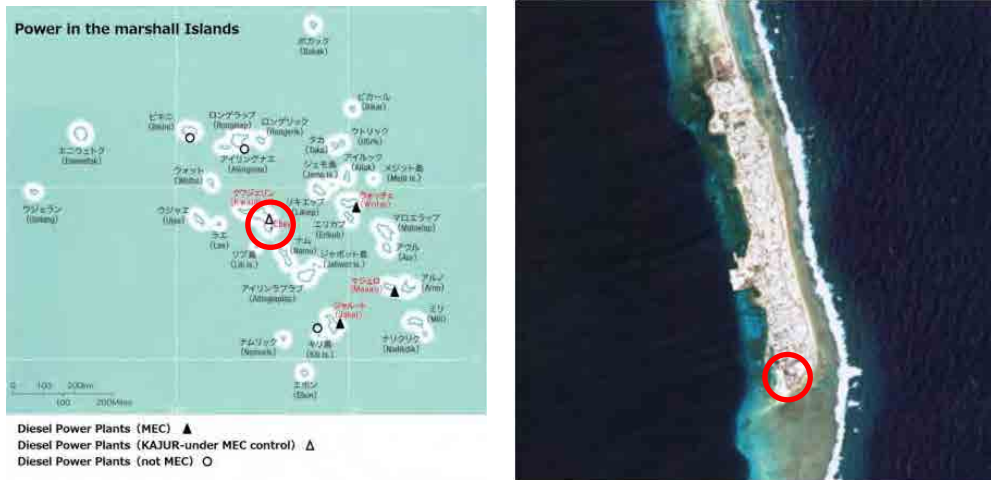


図 3.3.4-15 発電所位置 : North 8° 46' 26" East 167° 44' 20" [GMT+12:00] (出典 : Google Earth)

表 3.3.4-3 Ebeye 発電所 発電機仕様

Engine#	2	3	4
ENGINE MAKE	Cummins		
ENGINE MODEL	—	—	—
NAME PLATERATING (kW)	1,286	1,286	1,286
Maximum output (kW)	1,286	1,286	1,286
SPEED (RPM)	1,800	1,800	1,800
YEAR INSTALLED	—	—	—
Governor Control	Isochronous		
Synchronous capability	Available		

運転範囲 : 不明。但し、2013 年の各ユニット運転データから 35%以上と推察。

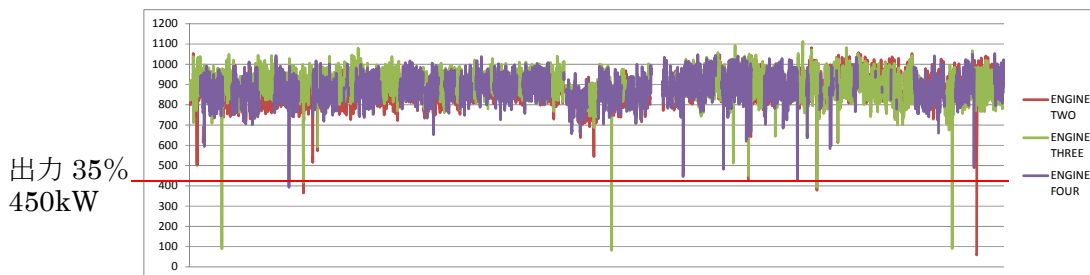


図 3.3.4-16 各ユニット運転データ

ガバナ制御 : アイソクロナス制御+ロードシェアリング制御

運転切替 : 基本的に 2 台運転

参考情報 : 年間最大負荷は約 180kW。

年間を通じて 1600~1900kW で推移。

停電回数 (時間) : 10 回/年、185 時間/年

(b) 負荷推移

ステップ 1：運転記録から 1 時間毎の負荷データを少なくとも 1 年分（8760 時間）を取得する。

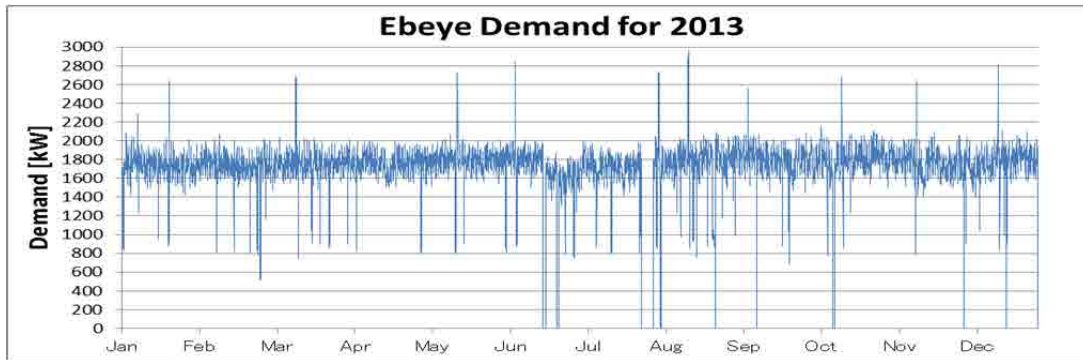


図 3.3.4-17 Ebeye 負荷推移（2013 年）実測データ

ステップ 2：計測エラー及び停電時のデータを前値保持（直前の性状データに置き換え）する。

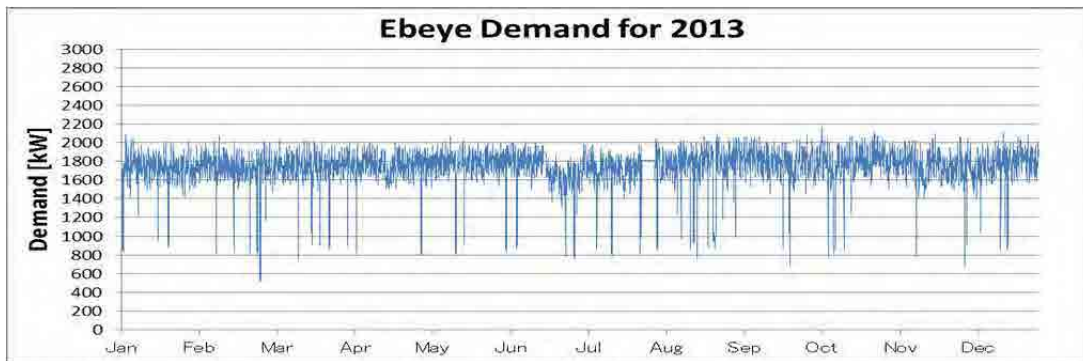


図 3.3.4-18 Ebeye 負荷推移（2013 年）補正データ

ステップ 3：複数年のデータがあれば、それを平均化して負荷推移を作成する。

複数年のデータがない場合には前後 3 時間程度を平均化して負荷推移を作成する。

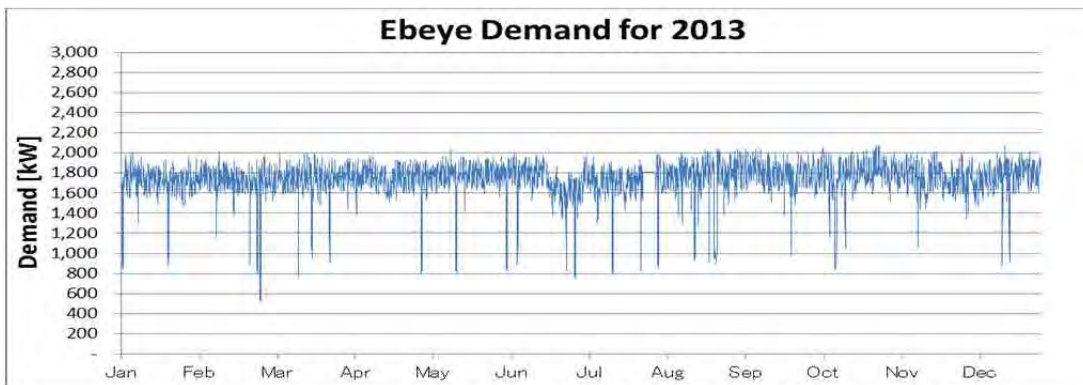


図 3.3.4-19 Ebeye 負荷推移（2013 年 3 時間平均）平均データ

(c) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER などに保存されている。

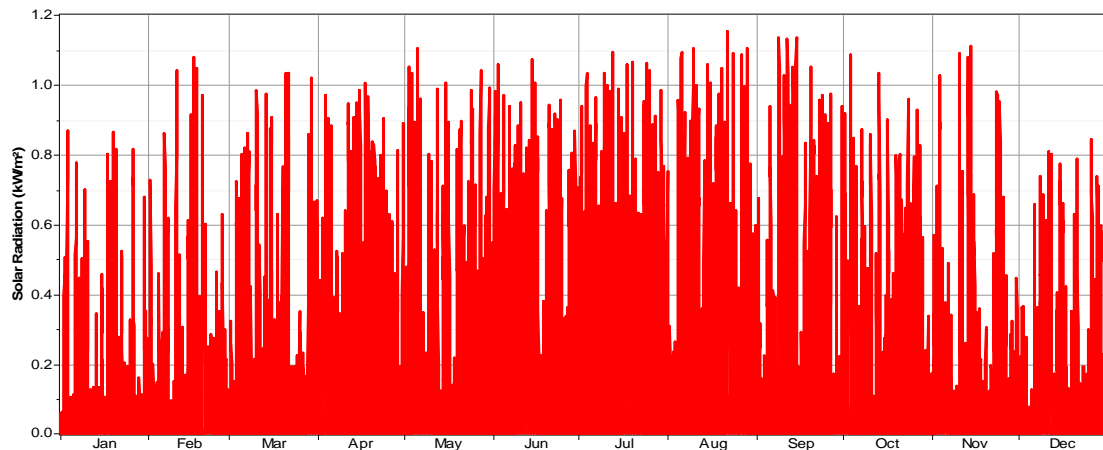


図 3.3.4-20 Ebeye 日射量データ

※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、後日紹介する HOMER にも 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。

※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]*8760h*13% となる。

(d) 風速データ

風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。

使用する風速データは 2012 年 9 月 20 日~2013 年 8 月 16 日の期間に、実際に Wotje で風況観測したデータを用いる。

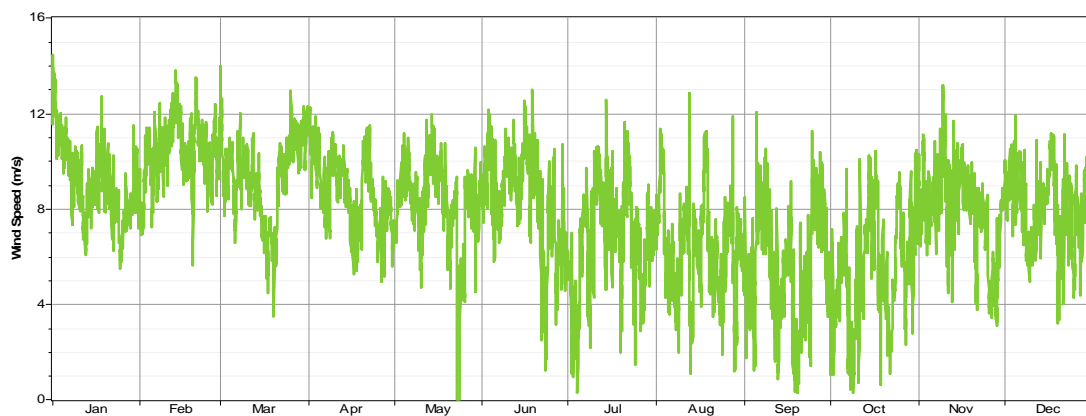


図 3.3.4-21 Wotje 風速データ

※ 2012 年 9 月 21 日~2013 年 4 月 12 日の期間に、Jaluit で風況観測を実施しているがデータが約 5 ヶ月間不足しているため、利用することは困難である。

※ 風速は観測高さで変化する。観測点の高さはシミュレーションソフト (HOMER) などで風車ハブ高さに補正する。

3.3.5 設置場所

(1) Wotje Atoll

(a) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.5-1 Wotje Atoll PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a:発電所敷地内	約 600m ²	60kW
b:発電所建屋屋根部	約 280m ²	28kW
c:高等学校屋根部	約 2,250m ²	225kW
教室建屋	(約 1,700m ²)	(170kW)
職員専用建屋	(約 220m ²)	(22kW)
カフェテリア	(約 330m ²)	(33kW)

(b) 発電所敷地境界


ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。下図は次項に示す土地データから発電所敷地境界を示したものである。



図 3.3.5-1 発電敷地境界

(c) 土地データ

入手した土地情報を前のページの航空写真の赤枠として反映した。



Republic of the Marshall Islands
Ministry of Internal Affairs
 P.O. BOX 18
 Majuro, Marshall Islands MH 96980
 Tel. 625-6240 / 6228 / 8718 • Fax 625-5353

LEGAL DESCRIPTION

For: WOTJE POWER PLANT
 Portion of MONKIRIN ROK Weto, Wotje Island,
 Wotje Atoll.

That portion of MONKIRIN ROK Weto, Wotje Island, Wotje Atoll being designated as Lease Area being depicted and properly described on Survey Map No. MI-039/02 filed with the Division of Lands and Surveys, Ministry of Internal Affairs, Republic of the Marshall Islands.

That portion described as follows:

Commencing from a point which is designated as "A" with assumed coordinates N40,000.00 and E50,000.00; Thence N37-00-00E 37.20 meters to "B"; Thence N22-10-46E 31.11 meters to a nail designated as "C-1", the point of beginning.

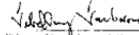
Thence N37-01-26E 81.74 meters to a nail designated as "C-2".

Thence N53-02-47W 71.75 meters to a nail designated as "WC-1".

Thence S40-05-18W 90.05 meters to a nail designated as "WC-2".

Thence S59-08-49E 77.01 meters to a nail designated as "C-1", the point of beginning.

That portion of MONKIRIN ROK Weto is consisting a total land area of 0.6355 Hectares or 0.15703 Acres.


 Div. of Lands and Surveys
 Ministry of Internal Affairs

08/13/02
Date

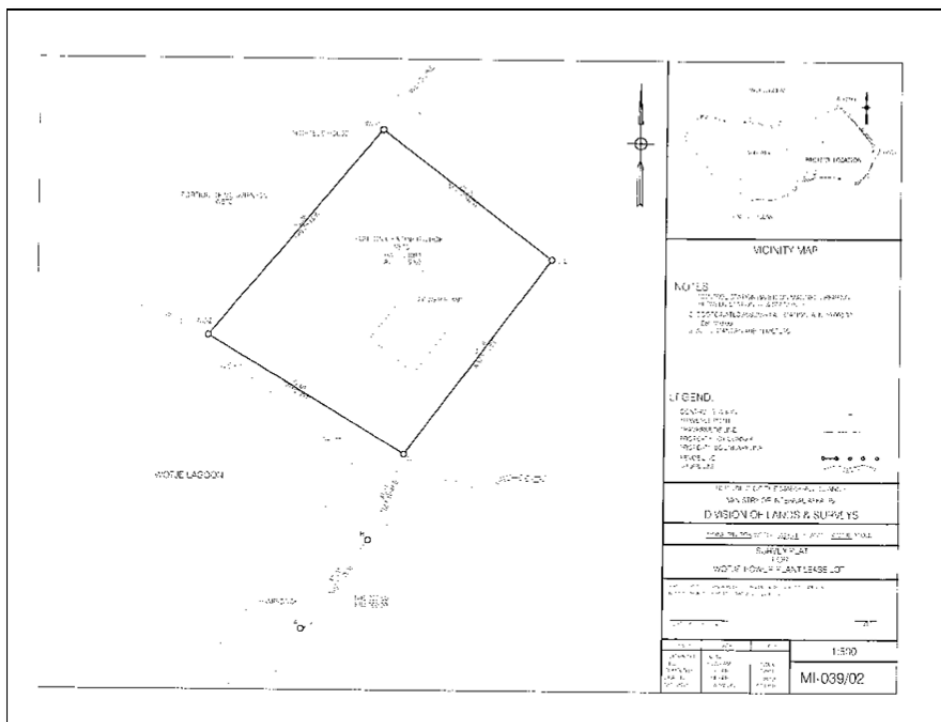


図 3.3.5-2 土地情報

(d) 設置候補場所の状況

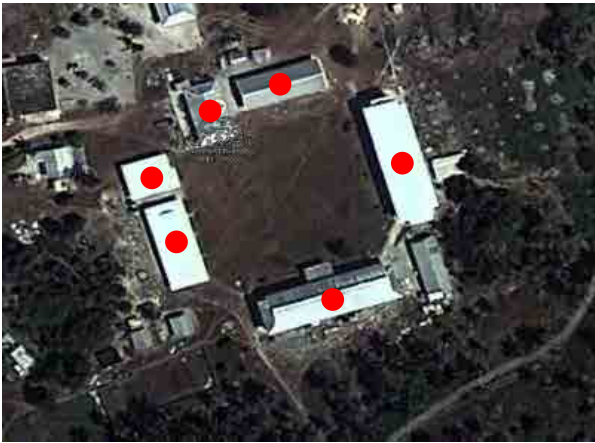
発電所敷地内



発電所建屋



高等学校全景



教室建屋①



教室建屋②



教室建屋③



図 3.3.5-3 設置候補場所の状況

(2) Jaluit Atoll

(a) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.5-2 Jaluit Atoll PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a:発電所敷地内	約 600m ²	60kW
b:fish base 屋根部	約 400m ²	40kW
c:発電所建屋屋根部	約 280m ²	30kW
d:高等学校	約 3,000m ²	300kW

(b) 発電所敷地境界

ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。下図は次項に示す土地データから発電所敷地境界を示したものである。



図 3.3.5-4 発電敷地境界

(c) 土地データ

入手した土地情報を前のページの航空写真の赤枠として反映した。

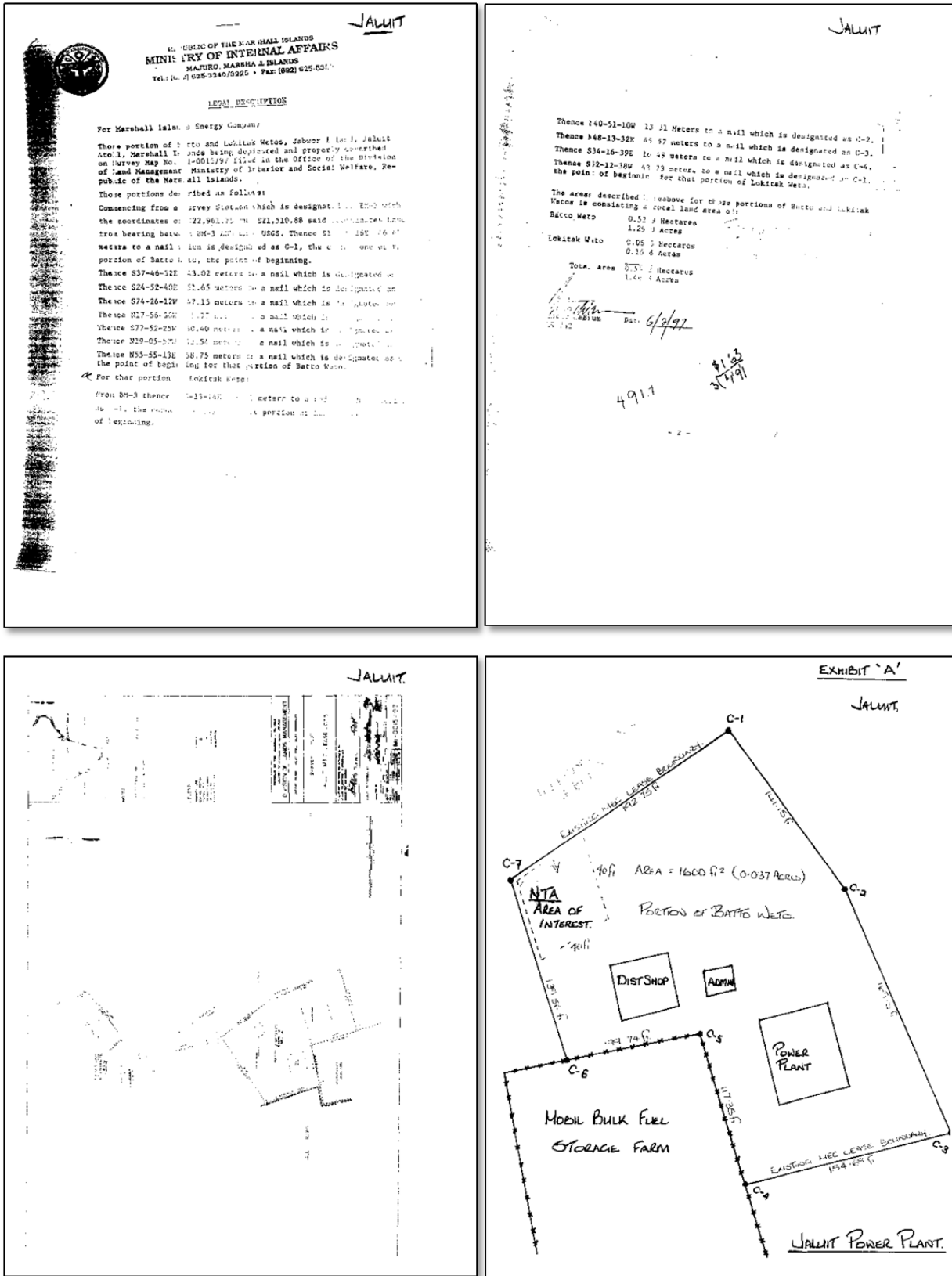


図 3.3.5-5 土地情報

(d) 設置候補場所の状況

発電所敷地内



発電所建屋



Fish base 全景



Fish baset 建屋



高等学校全景



高等学校建屋



図 3.3.5-6 設置候補場所の状況

(3) Ebeye Island

(a) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.5-3 EbeyeIsland PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a. 発電所敷地内	約 7,000m ²	700kW
b. PAYLESS SuperMarket 屋根部	約 1,500m ²	150kW

(b) 発電所敷地境界

ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。下図は次項に示す土地データから発電所敷地境界を示したものである。



図 3.3.5-7 発電敷地境界

(c) 土地データ

土地情報は入手していない。最終的には所有者情報等の確認が必要である。

(d) 設置候補場所の状況

発電所敷地内



PAYLESS SuperMarket



図 3.3.5-8 設置候補場所の状況

3.3.6 需給バランスシミュレーション

3.3.6.1 概要

既存の電力系統に、どの程度の再生可能エネルギーが導入できるかを評価するために需給バランスシミュレーションを行うことを推奨する。このシミュレーションは1時間毎の負荷変動や日射量及び風速に対する演算であり、いわゆる長周期変動の解析である。1時間以内、例えば数秒間や数分間などの短周期の出力変化などは含まれていないため、その点を十分に理解したシステムを考慮すべきである。なお、このような短周期変動が電力系統に対して許容できるか否かについては、「3.2 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価」を参照のこと。

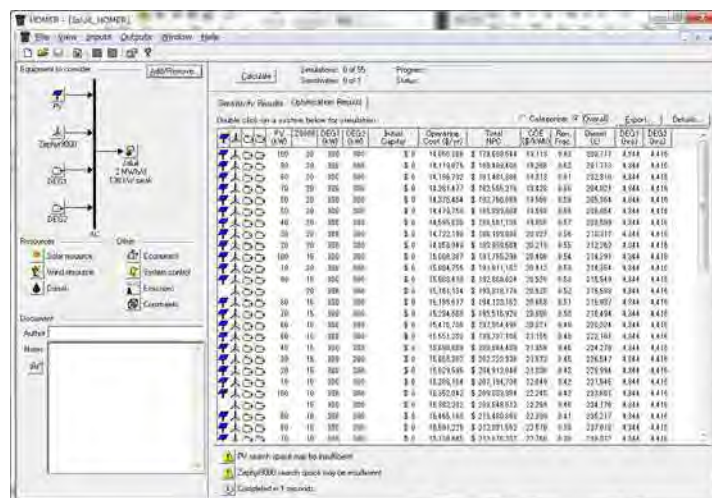
評価ツールとしては、シミュレーションソフトとして世界中で広く利用されている HOER を推奨する。HOMER の使用方法は添付資料-③「Getting Started Guide for HOMER」を参照のこと。

HOMER は、1年間、8,760時間の各時間帯のエネルギーバランスを計算し、シミュレーションを行う。HOMER は各時間の電力需要と、システムが供給できるエネルギー量を比較し、システムの各構成機器からのエネルギーフローを計算する。蓄電池または発電機があるシステムでは、各時間帯において発電機をどのように運転すべきか、蓄電池を充電又は放電すべきかを決定する。

HOMER は、ユーザーが検討している各システム構成が実現可能かも同時に判断する。ユーザーの指定した条件下で電力需要と見合うかどうかを判断し、プロジェクトの全期間にわたるシステムの設置や管理にかかる費用を見積もることもできる。システムの費用計算を行う際、建設費、交換費、維持管理費、燃料費などの費用、利子が対象となる。

最適化：候補のシステム構成すべてのシミュレーションが済むと、HOMER は各システム設計を比較できるように、ライフサイクルコストの順に一覧を表示する。

感度分析：感度変数を入力値として定義した場合、HOMER は指定された各感度変数に対して、最適化プロセスを繰り返す。例えば、風速を感度変数として定義した場合、HOMER はユーザーの指定した風速の範囲に対するシステム構成をシミュレーションする。



3.3.6.2 各離島シミュレーション結果

各離島の HOMER を用いた需給バランスシミュレーション結果を以下に示す。

(1) Wotje Atoll

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

表 3.3.6-1 Wotje 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING (kW)	275	275
Maximum output (kW)	275	275
SPEED (RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	2003	2003
Governor Control	Isochronous	Isochronous
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

運転範囲：有負荷時 5～20%出力 100 時間迄（その後は 70%以上で 100 時間以上）

無負荷時 最大 10 分間（その後停止する場合）

最大 6 時間（その後負荷を持つ場合）

ガバナ制御：アイソクロナス制御

運転切替：基本的に 1 台運転、300 時間で切替え

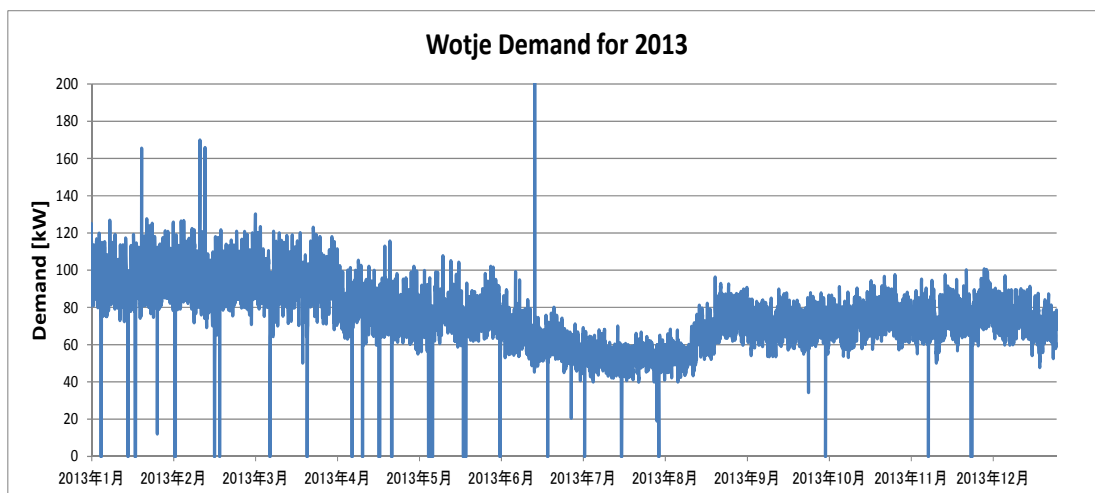


図 3.3.6-2 2013 年負荷推移

年間最大負荷は約 160kW。

年間を通じて 70～110kW で推移。

6 月から 8 月にかけては負荷が 40～60kW に下がる傾向。

負荷は 10 年前に比べて概ね半減している。

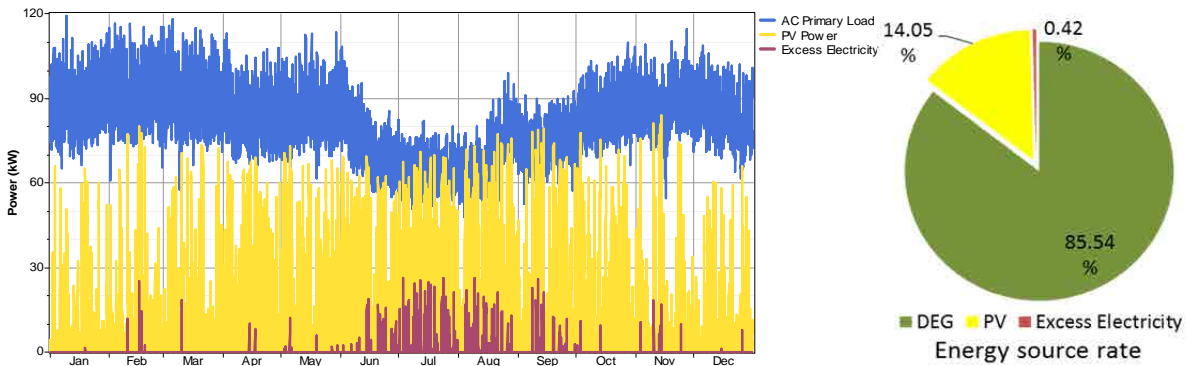
停電回数（時間）：24 回/年、118 時間/年（2013 年）

(b) PV 導入量の目安

PV 導入量の目安として、PV を 50～100kW 導入した場合のシミュレーションを実施した。

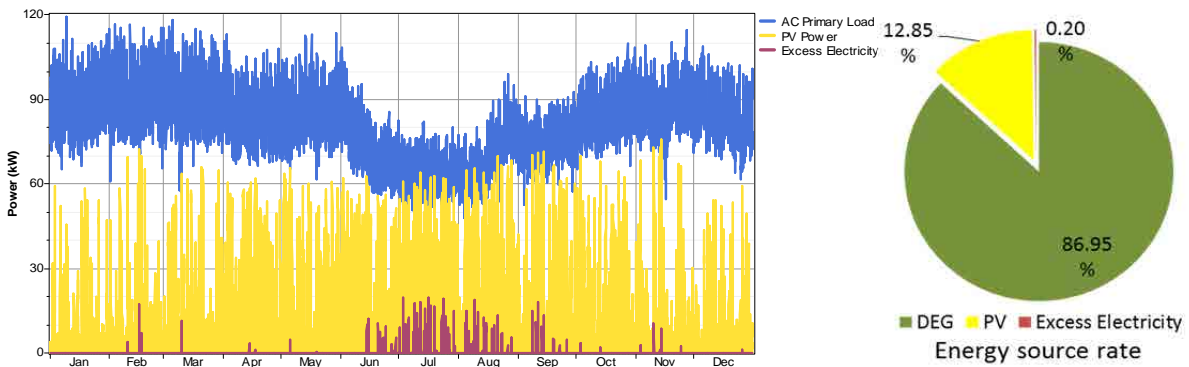
<PV100kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.42%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 14.05%である。



<PV90kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.20%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 12.85%である。



<PV80kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.07%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 11.54%である。

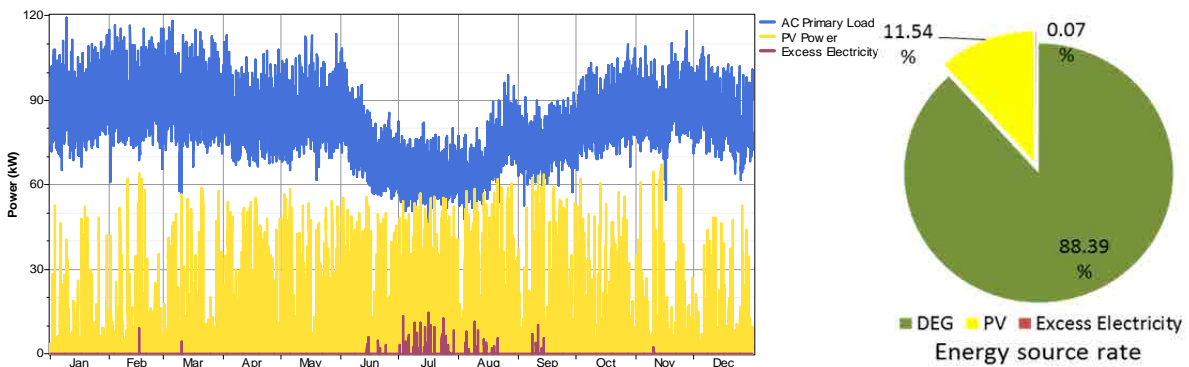
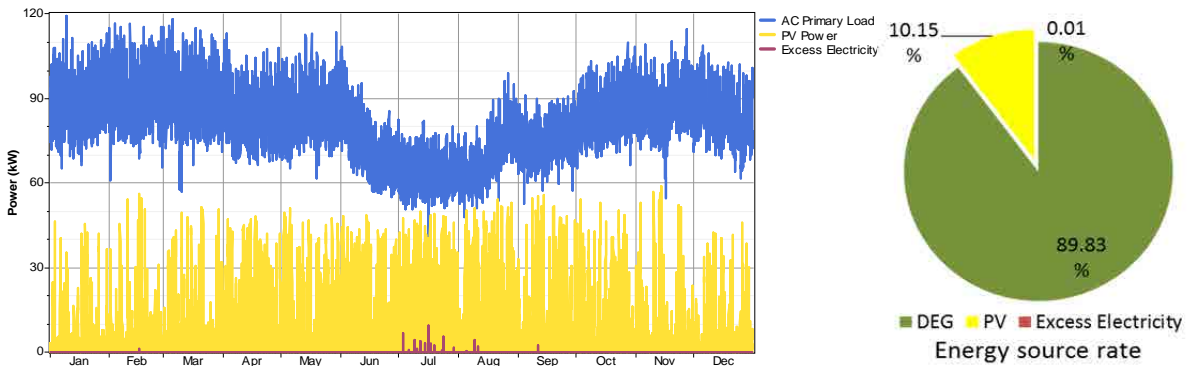


図 3.3.6-3 PV 導入シミュレーション (100~80kW)

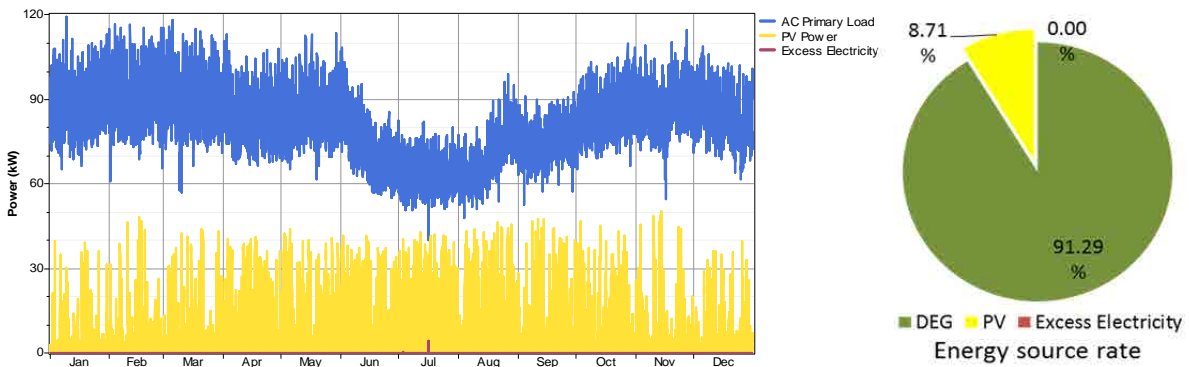
<PV70kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.01%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 10.15%である。



<PV60kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.00% (若干発生) 発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 8.71%である。



<PV50kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力は発生しない結果となった。
太陽光発電による供給割合は 7.26%である。

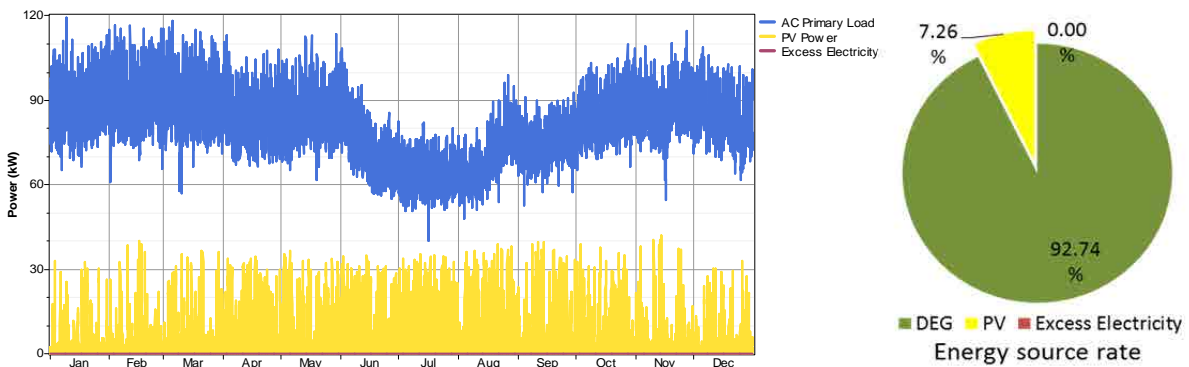


図 3.3.6-4 PV 導入シミュレーション (70~50kW)

(c) DEG+PV+WT ハイブリッドシステム

次に風車を加えた場合のハイブリッドシステムの場合を示す。

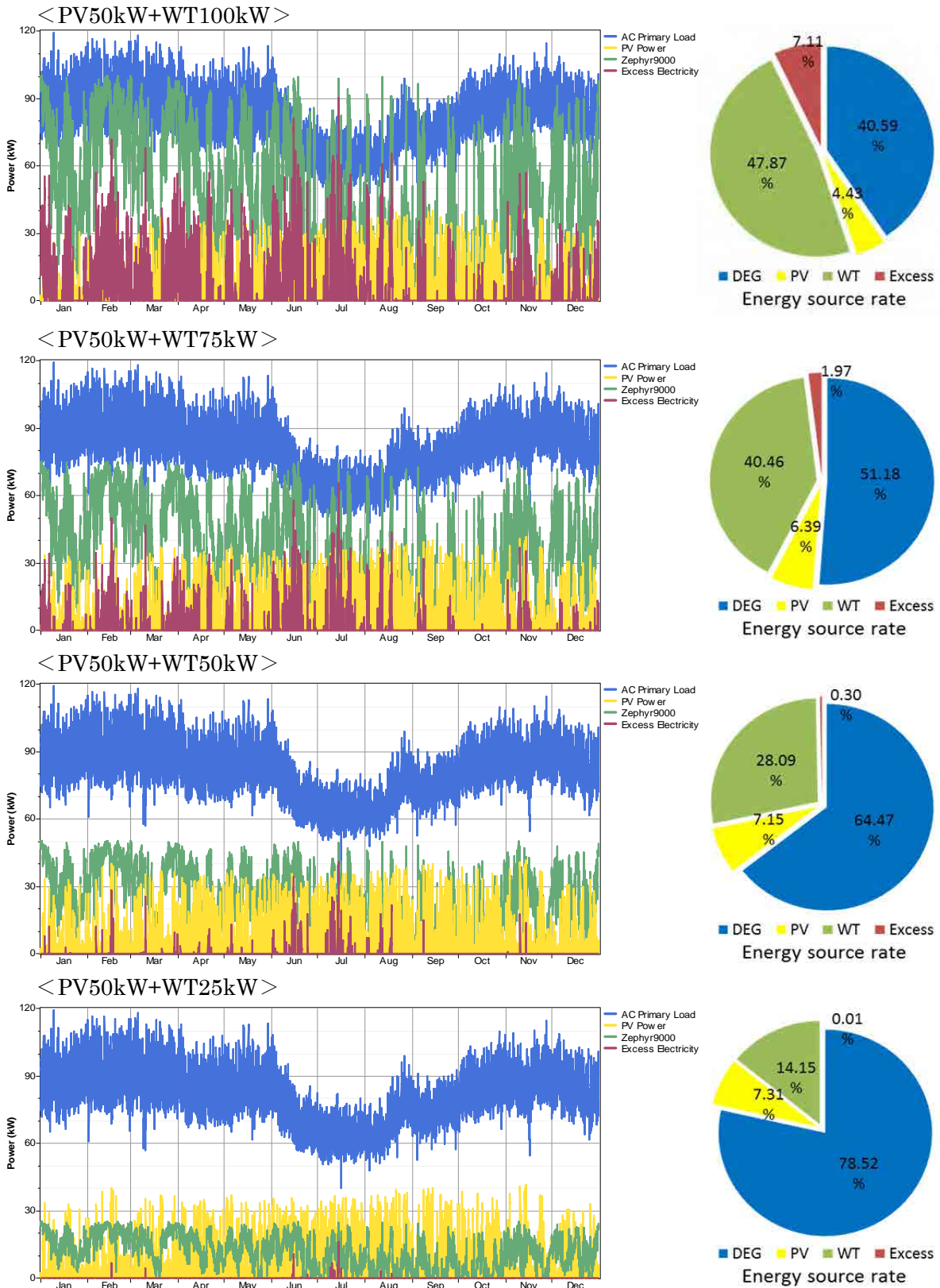


図 3.3.6-5 DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション

(d) 結論

太陽光発電 (PV) の導入量について、PV50kW~100kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。

PV100kW では余剰電力量が非常に大きく、複数台 PCS システムを考慮しても制御性及び経済性 (台数制御による出力制限で設備利用率が低迷するため) が不利になる可能性が高い。

余剰電力量は PV 導入量の減少に応じて、次第に小さくなり、PV50kW~70kW では殆ど発生しなくなる見込みである。

今回は経済性を考慮して、設備利用率が最大になるケースを採用するものとする。

その場合、PV50kW を推奨する。

PV50kW の場合の電力供給量に占める PV 供給割合 (再生可能エネルギー供給割合) は 7.26% である。

さらに、再生可能エネルギー供給割合を高める方法としては、風力発電 (WT) の導入を推奨する。マーシャルでは、年間平均風速が地上高 25m 以上で約 7.5m/s 以上であり、非常に風況に恵まれている。

シミュレーションでは PV50kW に加え、WT25kW~100kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。PV の場合と同様に、余剰電力量を加味した結果、WT25kW を推奨する。

PV50kW+WT25kW の場合の電力供給量に占める再生可能エネルギー供給割合は 21.46% (= PV 7.31%+ WT 14.15%) である。

<留意事項>

- ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。
- 余剰エネルギーが発生する場合、高度なシステムの場合は、出力制限機能を用いてリアルタイムな出力制限運転を実施する。太陽光発電の PCS に対する外部信号して出力を秒速で制御することができる。風力発電の場合は、ピッチ制御にて出力を制限することができるが、ピッチ駆動によるため、1分程度を要する。

今回簡素なシステム実現を図るため、複数台運転による台数制御を基本とする。

上記、留意事項を加味した上で、各システム構成は下表の通りとなる。

表 3.3.6-2 システム構成案 (Wotje)

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV50kW	PV-PCS10kW×5 台
DEG+PV+WT	PV50kW WT25kW	PV-PCS10kW×5 台 WT5kW×5 基

(2) Jaluit Atoll

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

表 3.3.6-3 Jaluit 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME PLATERATING (kW)	300	300
Maximum output (kW)	300	300
SPEED (RPM)	1200	1200
YEAR INSTALLED	1993	1993
Governor Control	Droop	Droop
Synchronous capability	Unavailable	Unavailable

運転範囲：有負荷時 5～20%出力 100 時間迄（その後は 70%以上で 100 時間以上）

無負荷時 最大 10 分間（その後停止する場合）

最大 6 時間（その後負荷を持つ場合）

ガバナ制御：アイソクロナス制御

運転切替：基本的に 1 台運転、300 時間で切替え

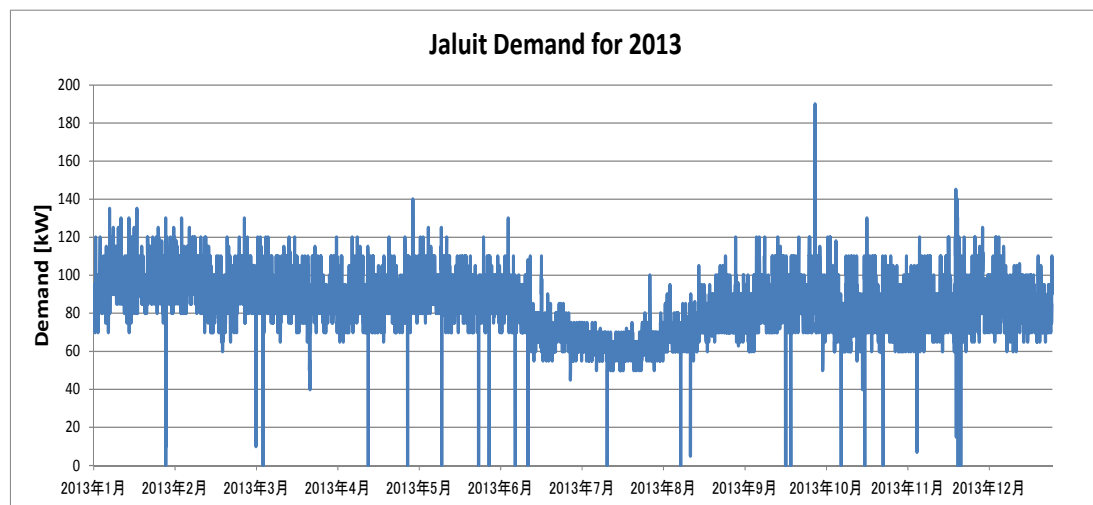


図 3.3.6-6 2013 年負荷推移

年間最大負荷は約 180kW。

年間を通じて 80～100kW で推移。

6 月から 8 月にかけては負荷が 40～60kW に下がる傾向。

負荷は 10 年前に比べて概ね半減している。

停電回数（時間）：18 回/年、45 時間/年（2013 年）

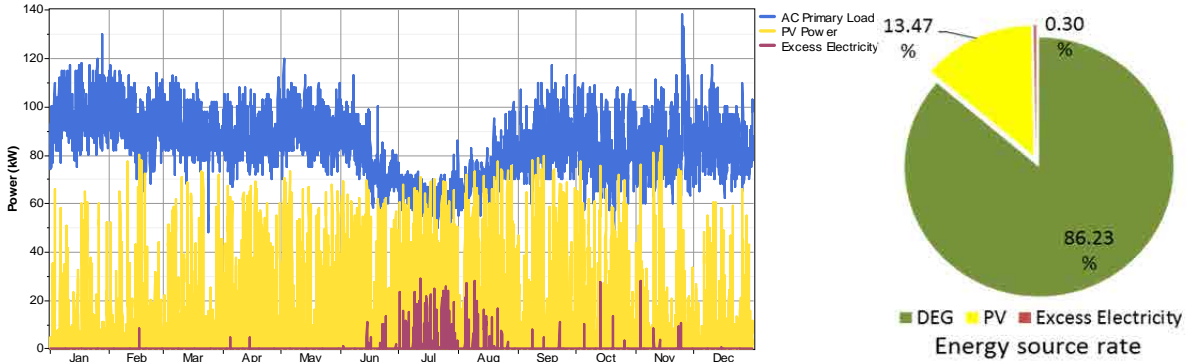
(b) PV 導入量の目安

PV 導入量の目安として、PV を 50~100kW 導入した場合のシミュレーションを実施した。

<PV100kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.30%発生する結果となった。

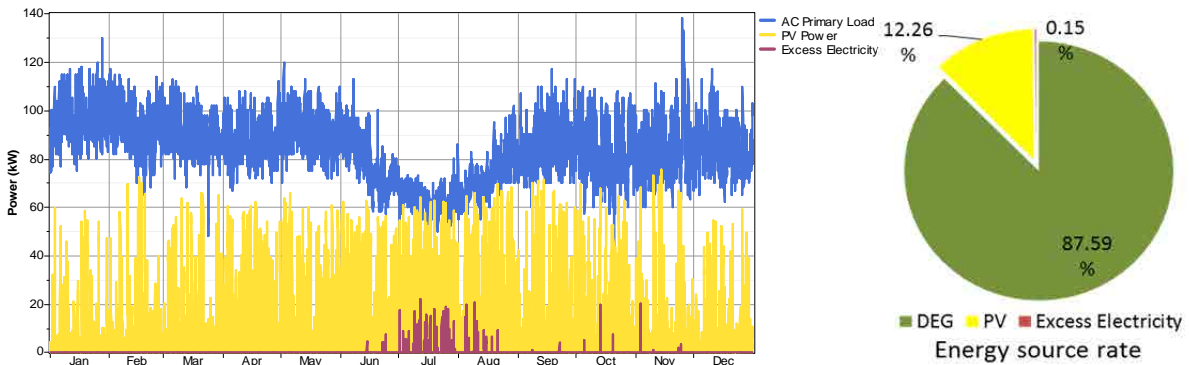
太陽光発電による供給割合は 13.47%である。



<PV90kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.15%発生する結果となった。

太陽光発電による供給割合は 12.26%である。



<PV80kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.06%発生する結果となった。

太陽光発電による供給割合は 10.98%である。

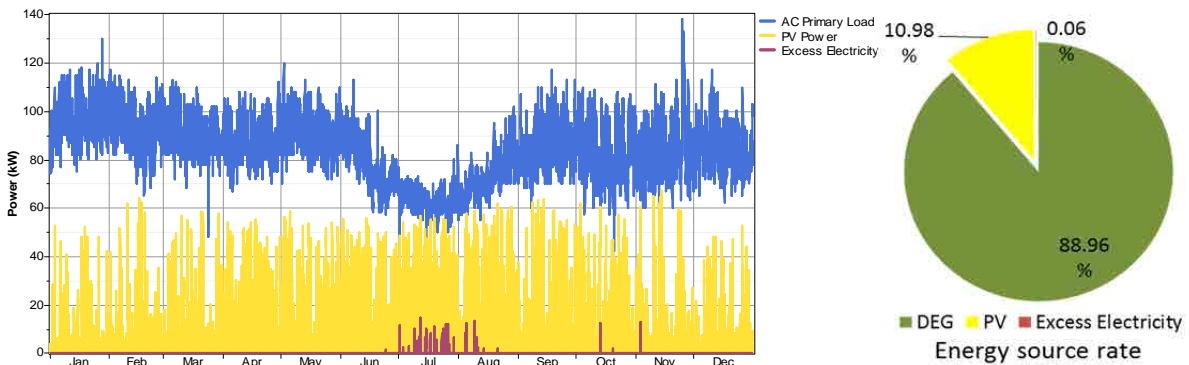
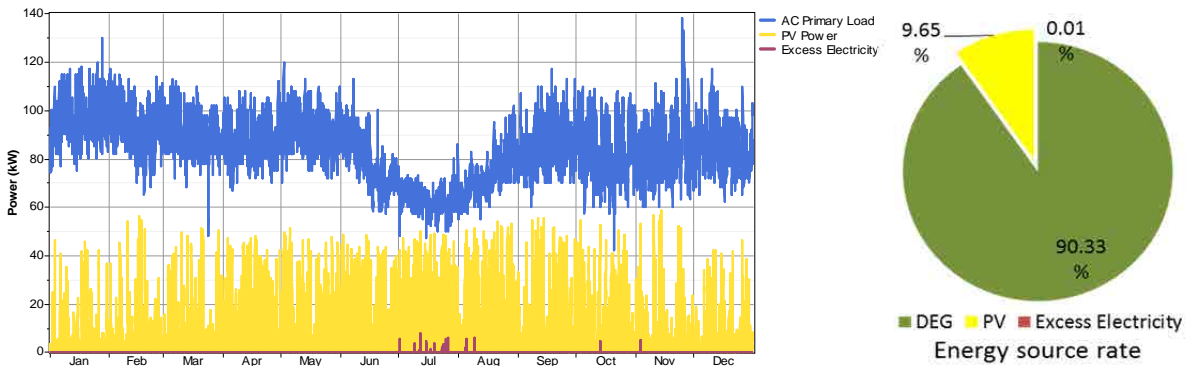


図 3.3.6-7 PV 導入シミュレーション (100~80kW)

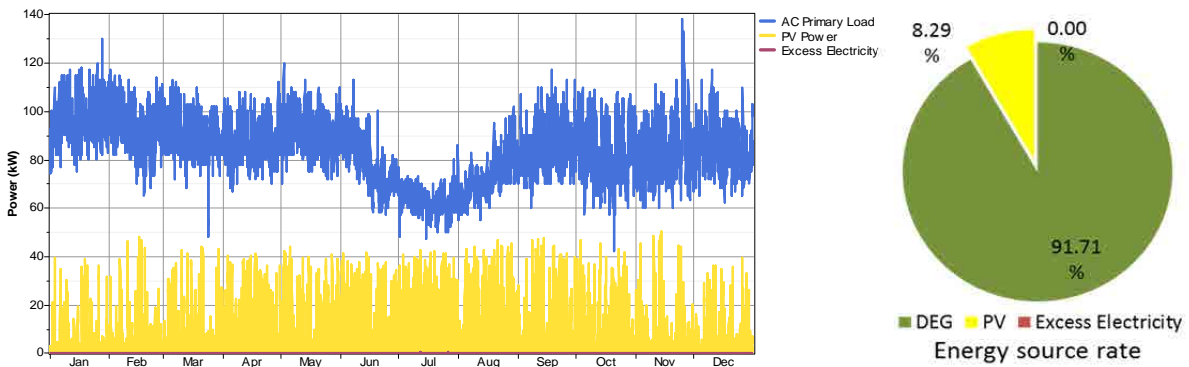
<PV70kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.01%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 9.65%である。



<PV60kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力は発生しない結果となった。
太陽光発電による供給割合は 8.29%である。



<PV50kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力は発生しない結果となった。
太陽光発電による供給割合は 6.91%である。

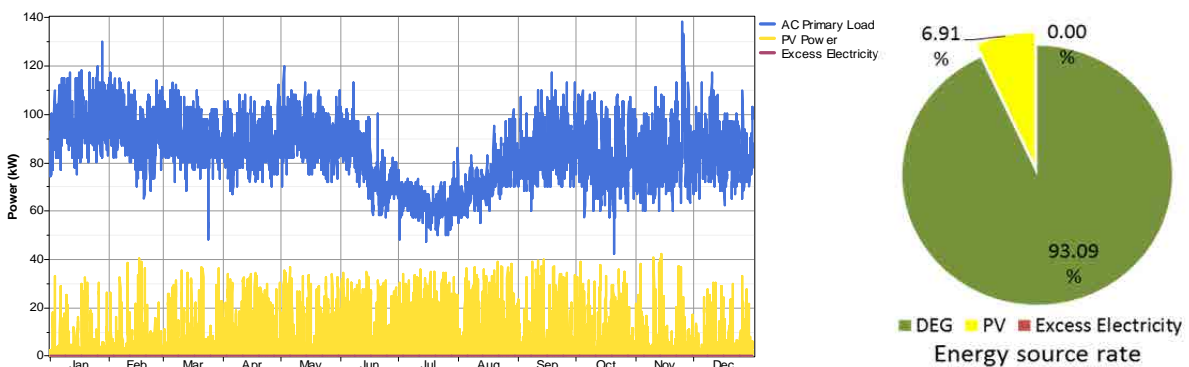
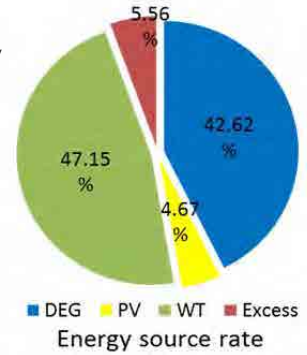
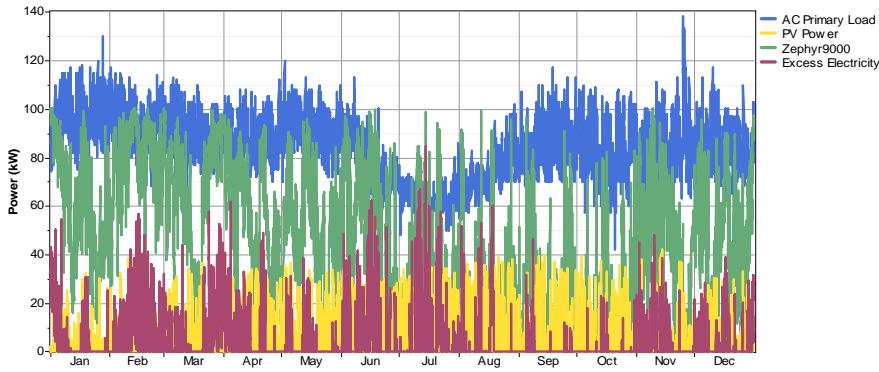


図 3.3.6-8 PV 導入シミュレーション (70~50kW)

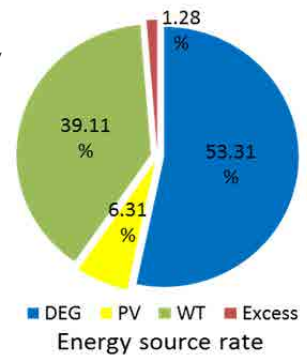
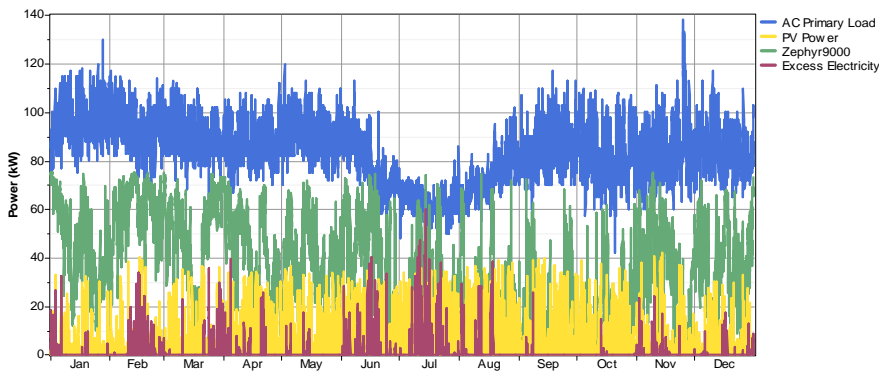
(c) DEG+PV+WT ハイブリッドシステム

次に風車を加えた場合のハイブリッドシステムの場合を示す。

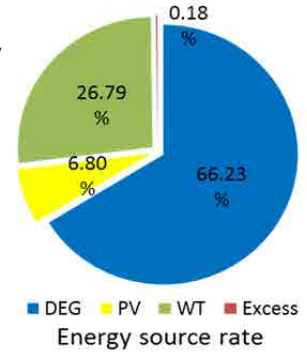
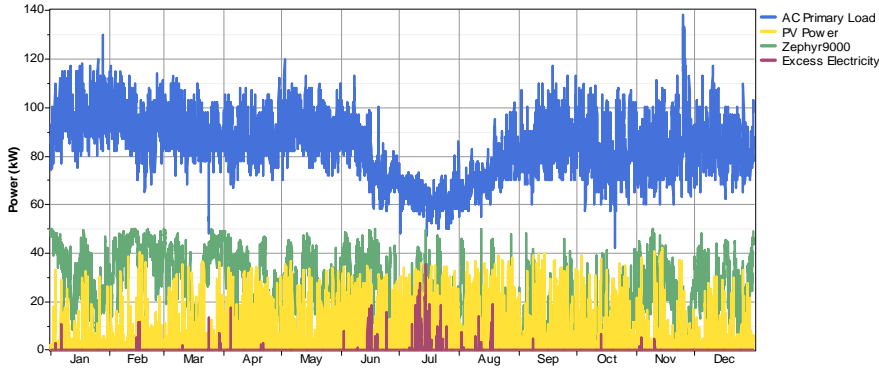
<PV50kW+WT100kW>



<PV50kW+WT75kW>



<PV50kW+WT50kW>



<PV50kW+WT25kW>

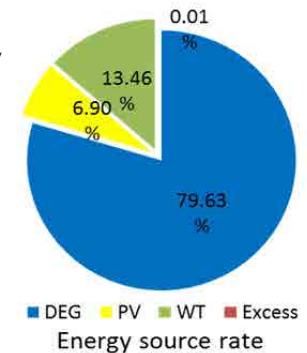
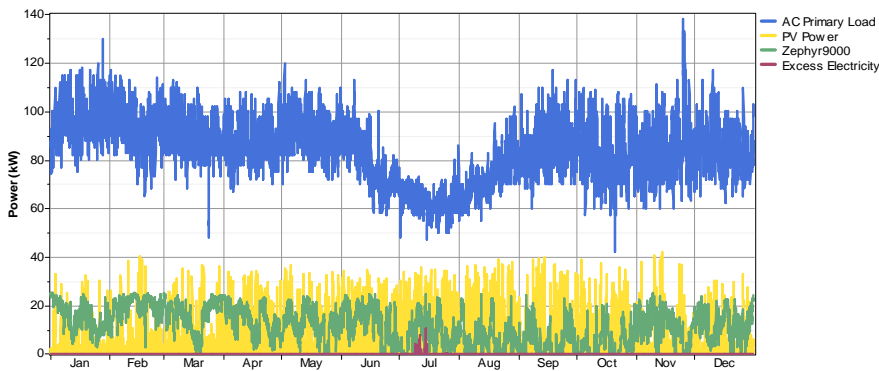


図 3.3.6-9 DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション

(d) 結論

太陽光発電 (PV) の導入量について、PV50kW~100kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。

PV100kW では余剰電力量が非常に大きく、複数台 PCS システムを考慮しても制御性及び経済性 (台数制御による出力制限で設備利用率が低迷するため) が不利になる可能性が高い。

余剰電力量は PV 導入量の減少に応じて、次第に小さくなり、PV50kW~70kW では殆ど発生しなくなる見込みである。

今回は経済性を考慮して、設備利用率が最大になるケースを採用するものとする。

その場合、PV50kW を推奨する。

PV50kW の場合の電力供給量に占める PV 供給割合 (再生可能エネルギー供給割合) は 6.91% である。

さらに、再生可能エネルギー供給割合を高める方法としては、風力発電 (WT) の導入を推奨する。マーシャルでは、年間平均風速が地上高 25m 以上で約 7.5m/s 以上であり、非常に風況に恵まれている。

シミュレーションでは PV50kW に加え、WT25kW~100kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。PV の場合と同様に、余剰電力量を加味した結果、WT25kW を推奨する。

PV50kW+WT25kW の場合の電力供給量に占める再生可能エネルギー供給割合は 20.36% (= PV 6.90%+ WT 13.46%) である。

<留意事項>

- ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。
- 余剰エネルギーが発生する場合、高度なシステムの場合は、出力制限機能を用いてリアルタイムな出力制限運転を実施する。太陽光発電の PCS に対する外部信号して出力を秒速で制御することができる。風力発電の場合は、ピッチ制御にて出力を制限することができるが、ピッチ駆動によるため、1分程度を要する。

今回簡素なシステム実現を図るため、複数台運転による台数制御を基本とする。

上記、留意事項を加味した上で、各システム構成は下表の通りとなる。

表 3.3.6-4 システム構成案 (Jaluit)

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV50kW	PV-PCS10kW×5 台
DEG+PV+WT	PV50kW WT25kW	PV-PCS10kW×5 台 WT5kW×5 基

(3) Ebeye Island

(a) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

表 3.3.6-5 Ebeye 発電所 発電機仕様

Engine#	2	3	4
ENGINE MAKE	Cummins		
ENGINE MODEL	—	—	—
NAME PLATERATING (kW)	1,286	1,286	1,286
Maximum output (kW)	1,286	1,286	1,286
SPEED (RPM)	1,800	1,800	1,800
YEAR INSTALLED	—	—	—
Governor Control	Isochronous		
Synchronous capability	Available		

運転範囲：不明。但し、過去（2013）の各ユニット運転データから 35%以上と推察。

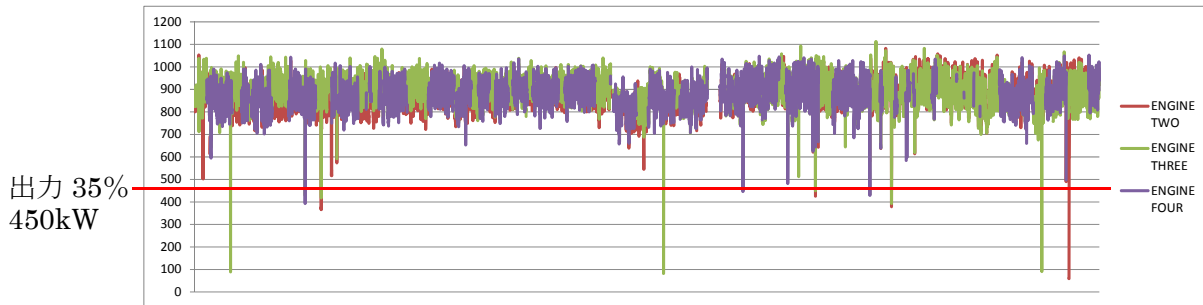


図 3.3.6-10 各ユニット運転データ

ガバナ制御：アイソクロナス制御+ロードシェアリング制御

運転切替：基本的に 2 台運転

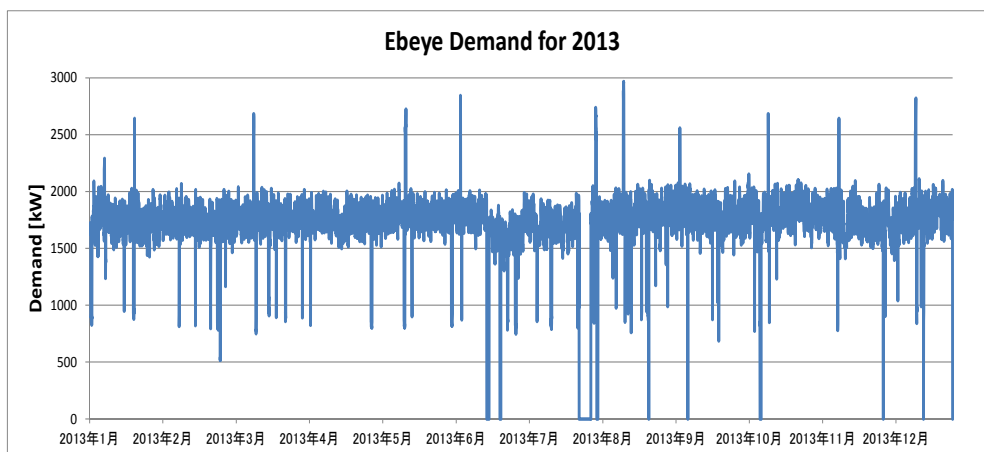


図 3.3.6-11 2013 年負荷推移

年間最大負荷は約 180kW。

年間を通じて 1600～1900kW で推移。

停電回数（時間）：10 回/年、185 時間/年

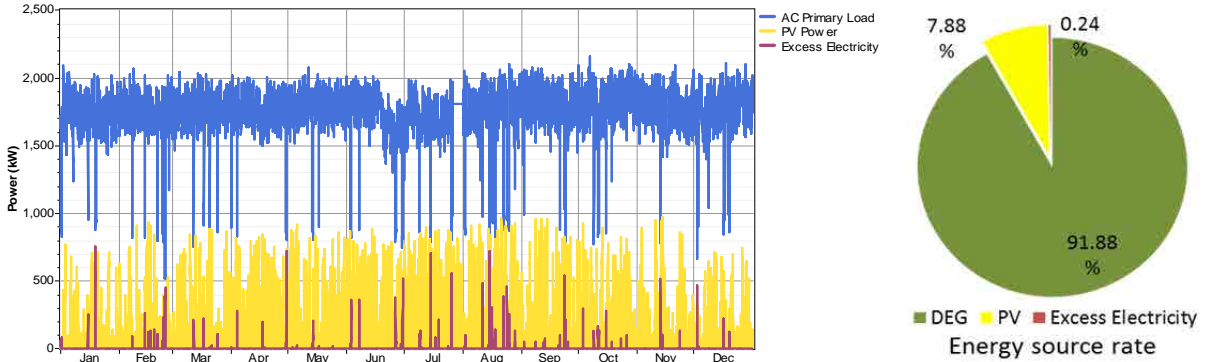
(b) PV 導入量の目安

PV 導入量の目安として、PV を 200~1,200kW 導入した場合のシミュレーションを実施した。

<PV1,200kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.24%発生する結果となった。

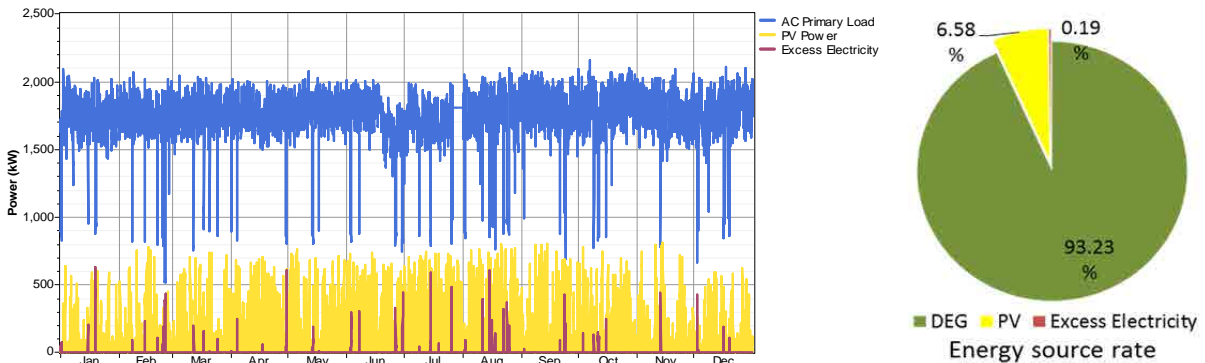
太陽光発電による供給割合は 7.88%である。



<PV1,000kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.19%発生する結果となった。

太陽光発電による供給割合は 6.58%である。



<PV800kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.16%発生する結果となった。

太陽光発電による供給割合は 5.26%である。

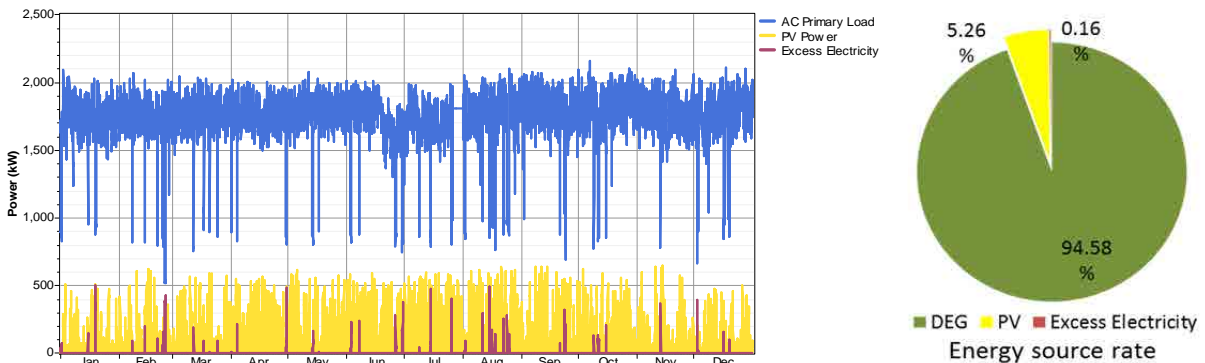
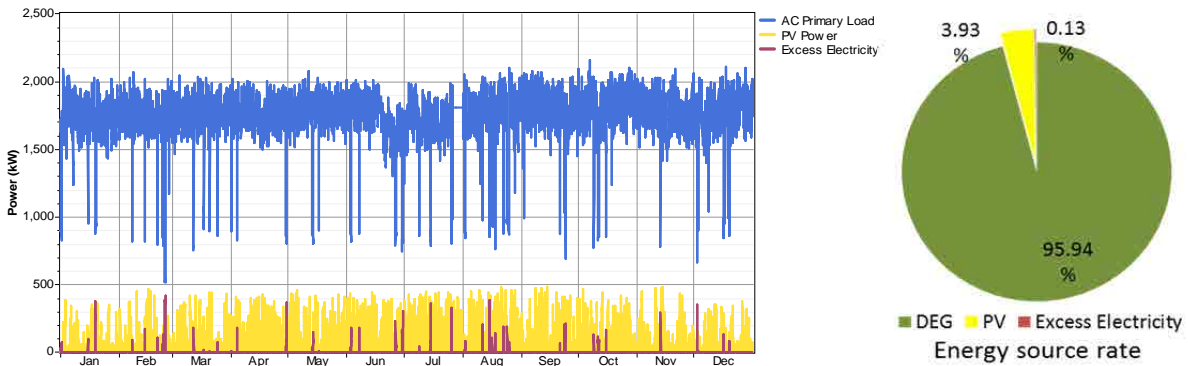


図 3.3.6-12 PV 導入シミュレーション (1,200~800kW)

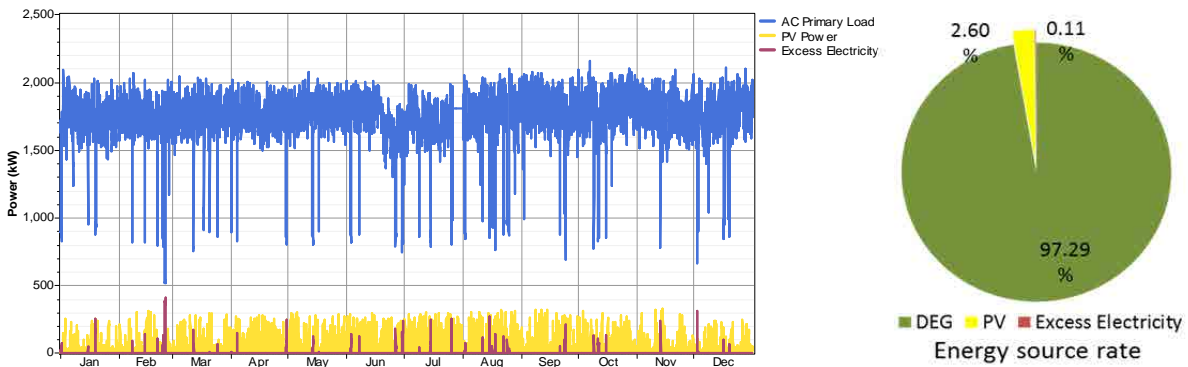
<PV600kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.13%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 3.93%である。



<PV400kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.11%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 2.60%である。



<PV200kW>

年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.09%発生する結果となった。
太陽光発電による供給割合は 1.27%である。

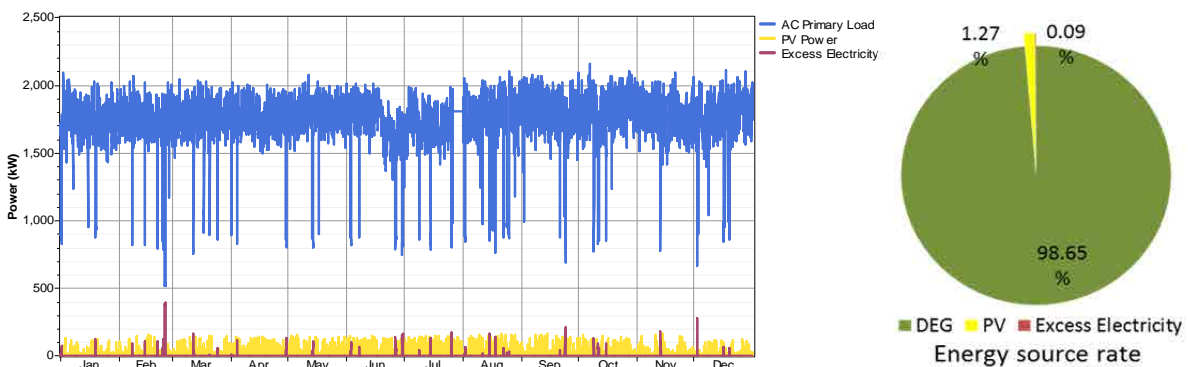
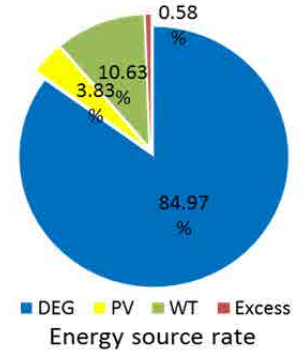
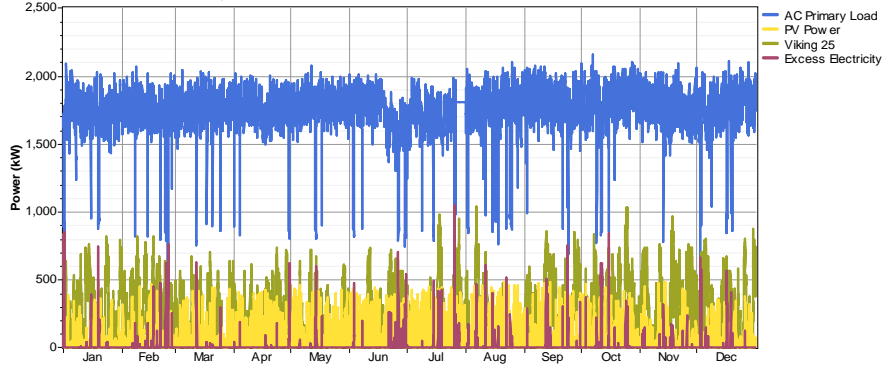


図 3.3.6-13 PV 導入シミュレーション (600~200kW)

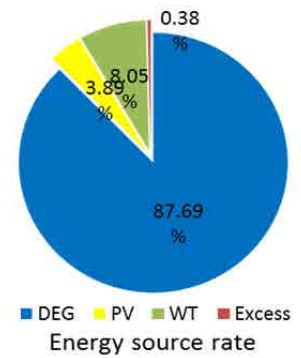
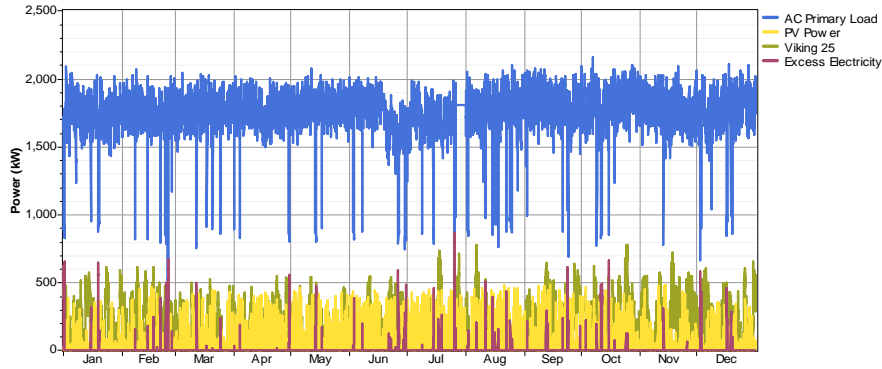
(c) DEG+PV+WT ハイブリッドシステム

次に風車を加えた場合のハイブリッドシステムの場合を示す。

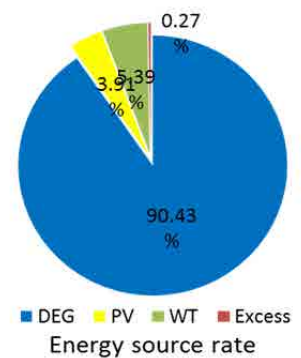
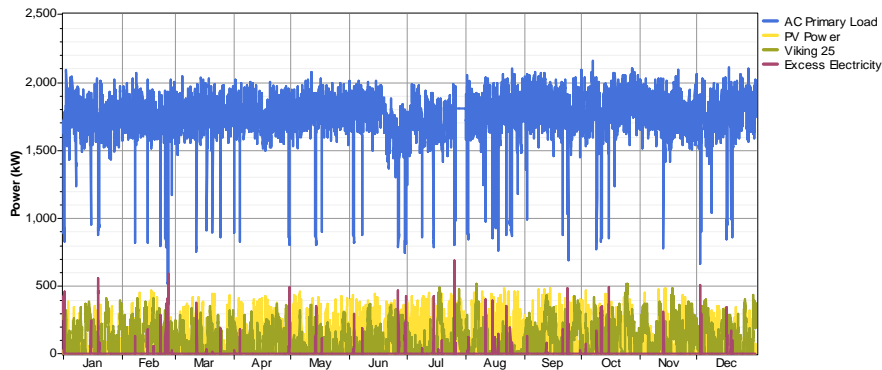
< PV600kW+WT1,000kW >



< PV600kW+WT750kW >



< PV600kW+WT500kW >



< PV600kW+WT250kW >

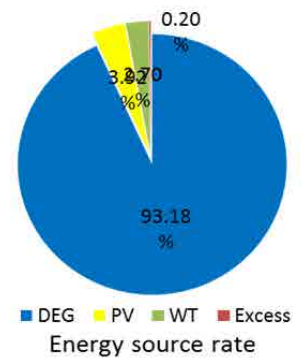
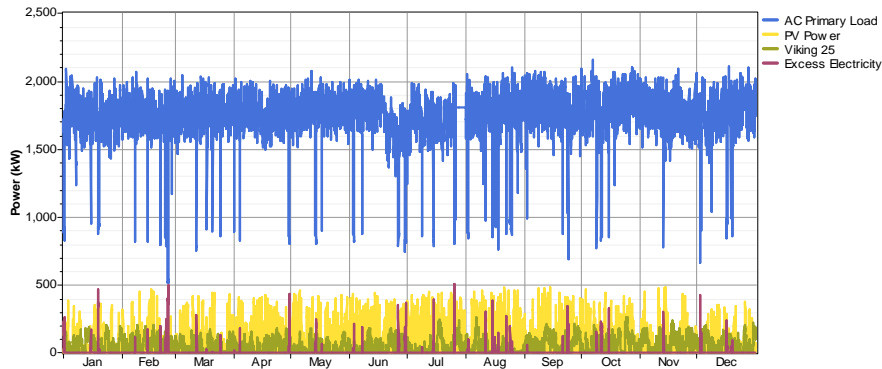


図 3.3.6-14 DEG+PV+WT ハイブリッドシステムのシミュレーション

(d) 結論

太陽光発電 (PV) の導入量について、PV200kW~1,200kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。

PV1,200kW では余剰電力量が非常に大きく、複数台 PCS システムを考慮しても制御性及び経済性 (台数制御による出力制限で設備利用率が低迷するため) が不利になる可能性が高い。

余剰電力量は PV 導入量の減少に応じて、次第に小さくなり、PV200kW~600kW では殆ど発生しなくなる (停電時の余剰電力のみ) 見込みである。

今回は経済性を考慮して、設備利用率が最大になるケースを採用するものとする。

その場合、PV600kW を推奨する。

PV600kW の場合の電力供給量に占める PV 供給割合 (再生可能エネルギー供給割合) は 3.93% である。

さらに、再生可能エネルギー供給割合を高める方法としては、風力発電 (WT) の導入を推奨する。マーシャルでは、年間平均風速が地上高 25m 以上で約 7.5m/s 以上であり、非常に風況に恵まれている。

シミュレーションでは PV600kW に加え、WT250kW~1,000kW を導入したケースについて、需給バランスシミュレーションを実施した。PV の場合と同様に、余剰電力量を加味した結果、WT500kW を推奨する。

PV600kW+WT500kW の場合の電力供給量に占める再生可能エネルギー供給割合は 9.3% (= PV 3.91%+ WT 5.39%) である。

<留意事項>

- ハイブリッドシステム設置時は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。
- 余剰エネルギーが発生する場合、高度なシステムの場合は、出力制限機能を用いてリアルタイムな出力制限運転を実施する。太陽光発電の PCS に対する外部信号して出力を秒速で制御することができる。風力発電の場合は、ピッチ制御にて出力を制限することができるが、ピッチ駆動によるため、1分程度を要する。

今回簡素なシステム実現を図るため、複数台運転による台数制御を基本とする。

上記、留意事項を加味した上で、各システム構成は下表の通りとなる。

表 3.3.6-6 システム構成案 (Ebeye)

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV600kW	PV-PCS10kW×60 台
DEG+PV+WT	PV600kW WT500kW	PV-PCS10kW×60 台 WT250kW×2 基

3.3.7 システム設計演習

3.3.7.1 システム設計手法

大規模太陽光発電設備の設計方法について、パネル傾斜角・方位の選定、太陽電池モジュールやパワーコンディショナの選定、太陽電池モジュール直列数やアレイ構成及びアレイ配置の検討を行い、年間発電電力量の試算に至るまでの手法について、3.3.7.2項にて解説する。

さらに、沖縄 1,000kW、Majuro50kW、Ebeye200kW の試算例を、3.3.7.3 項、3.3.7.4 項、3.3.7.5 項に参考として示す。

Majuro をはじめとするマーシャルの全ての地域において、最適傾斜角は下図に示す通り 0 度であるが、降雨によるセルフクリーニングを期待して、傾斜角 5 度を推奨する。

なお、方位角については、下図に示す通り傾斜角 30 度以下の場合では、方位に依存しない。つまり、どの方位に向けて設置しても年間発電電力量は同等と考えられる。

Majuroにおける太陽光発電電力量推定

HOMERを用いて、Majuroにおける10kW太陽光発電設備の方位角と傾斜角の関係を解析した。
その結果、傾斜角が0°が最適であるが、自然清浄効果を期待した傾斜角は5°が適切である。傾斜角5°の場合、方位角は殆ど影響しない。

方位角と傾斜角による10kW太陽光発電電力量推定

(kWh/year/PV10kW)

方位角	傾斜角																		
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
0° 真南	12,574	12,535	12,420	12,233	11,976	11,657	11,277	10,844	10,360	9,826	9,248	8,634	7,992	7,326	6,654	6,001	5,437	4,928	4,460
±30°	12,574	12,525	12,397	12,196	11,947	11,641	11,271	10,853	10,397	9,897	9,367	8,813	8,237	7,653	7,064	6,481	5,917	5,375	4,862
±60°	12,574	12,518	12,384	12,200	11,971	11,673	11,341	10,972	10,549	10,110	9,648	9,156	8,664	8,156	7,643	7,131	6,616	6,116	5,618
±90°	12,574	12,518	12,386	12,210	11,984	11,696	11,379	11,015	10,603	10,189	9,745	9,267	8,807	8,326	7,820	7,343	6,853	6,346	5,880
±180°	12,574	12,540	12,435	12,261	12,018	11,710	11,340	10,912	10,430	9,899	9,327	8,722	8,106	7,496	6,890	6,283	5,678	5,089	4,521

斜面日射角／最適傾斜角の発電量の対比

方位角	傾斜角																		
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
0° 真南	1.000	0.997	0.988	0.973	0.952	0.927	0.897	0.862	0.824	0.781	0.736	0.687	0.636	0.583	0.529	0.477	0.432	0.392	0.355
±30°	1.000	0.996	0.986	0.970	0.950	0.926	0.896	0.863	0.827	0.787	0.745	0.701	0.655	0.609	0.562	0.515	0.471	0.427	0.387
±60°	1.000	0.996	0.985	0.970	0.952	0.928	0.902	0.873	0.839	0.804	0.767	0.728	0.689	0.649	0.608	0.567	0.526	0.486	0.447
±90°	1.000	0.996	0.985	0.971	0.953	0.930	0.905	0.876	0.843	0.810	0.775	0.737	0.700	0.662	0.622	0.584	0.545	0.505	0.468
±180°	1.000	0.997	0.989	0.975	0.956	0.931	0.902	0.868	0.830	0.787	0.742	0.694	0.645	0.596	0.548	0.500	0.452	0.405	0.360

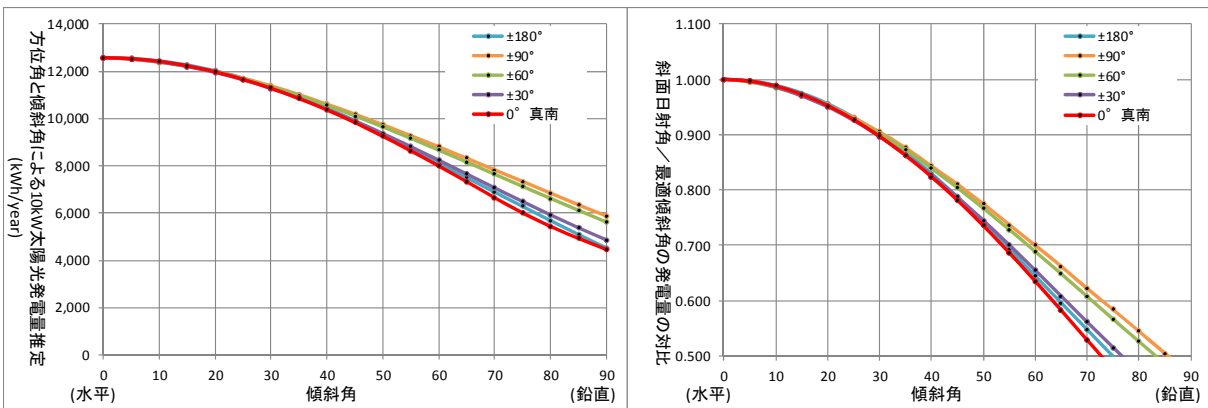


図 3.3.7-1 Majuro における傾斜角と方位角の関係

3.3.7.2 メガソーラーの設備計画[課題演習]

(1) 課題演習におけるメガソーラーの設備計画の流れ

本課題演習においては1MWのメガソーラーの設備計画を行うこととする。メガソーラーの設備計画を実施するにあたり、日射量や気温等の自然条件については各自国のデータを使用するものとする。また、各自国の環境条件(積雪等)について考慮することとする。

図 3.3.7-2 に本課題演習での設備計画の手順を示す。演習においては1MW(パワーコンディショナ交流端)のメガソーラーの設備計画を行い、年間発電電力量の試算を行う。アレイ架台や基礎の検討については省くこととする。また、各自国の電力系統に連系するためのシステム構成検討を行う。

実際の設備計画ではシステム構成を決定した後に概算費用を試算し、経済性を評価する必要があるが、本課題演習ではシステム構成検討まで行うこととする。

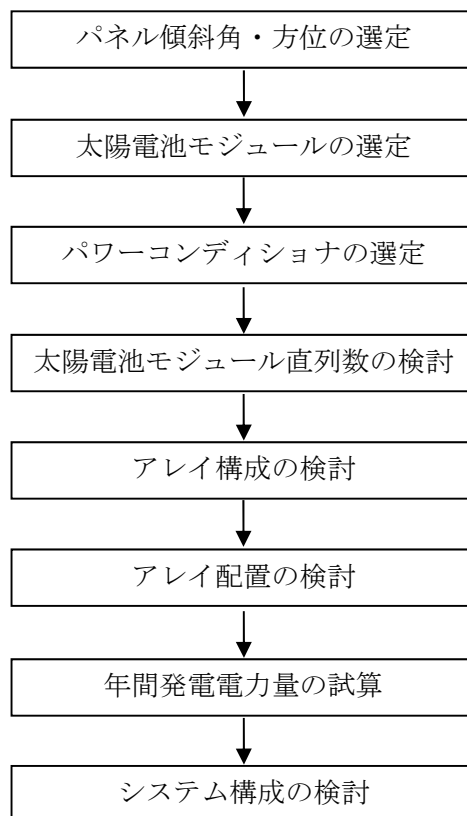


図 3.3.7-2 メガソーラー設備計画手順

(2) メガソーラー設備計画

(a) パネル傾斜角・方位の選定

HOMER (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RETScreen (<http://www.retscreen.net/>) を用いて各自国におけるパネルの最適傾斜角及び方位を選定する。選定した最適傾斜角・方位での日射量(月毎の1日平均日射量)や平均気温(月毎)を記録する。

(b) 太陽電池モジュールの選定

表 3.3.7-1 の太陽電池モジュールリストより太陽電池モジュールを選定する。

表 3.3.7-1 太陽電池モジュールリスト

	太陽電池モジュール A	太陽電池モジュール B	太陽電池モジュール C	太陽電池モジュール D
種類	単結晶シリコン系 (HIT Power 240S)	多結晶シリコン系 (KD250GX-LFB2)	多接合ハイブリッド (F-NJ150)	CIS系 (SF160-S)
公称最大出力(P _{max})	240W	240W	150W	160W
モジュール変換効率	19.0	14.6	9.60	12.6
公称最大出力動作電圧(V _{pm})	43.7V	29.8V	125.8V	84.0V
公称最大出力動作電流(I _{pm})	5.51A	8.06A	1.20A	1.91A
公称開放電圧(V _{oc})	52.4V	36.9V	158.1V	110V
公称短絡電流(I _{sc})	5.85A	8.59A	1.45A	2.2A
外形寸法(mm) W×L×D	1,580×798×35	1,662×990×46	1,500×1,100×50	1,257×977×35
短絡電流の温度係数(I _{sc})	+0.03%/K	+0.060%/K	+0.055%/K	+0.01%/K
開放電圧の温度係数(V _{oc})	-0.24%/K	-0.36%/K	-0.39%/K	-0.30%/K
最大出力の温度係数(P _{max})	-0.30%/K	-0.46%/K	-0.35%/K	-0.31%/K

※出力動作電圧の温度係数は開放電圧の温度係数と同様とする。

(c) パワーコンディショナの選定

表 3.3.7-2 のパワーコンディショナリストよりパワーコンディショナを選定する。

表 3.3.7-2 パワーコンディショナリスト

	PCS-A	PCS-B	PCS-C	PCS-D
出力容量	10kW	100kW	250kW	500kW
直流入力	定格電圧	400V	345V	350
	直流電圧範囲	0~600V	0~650V	0~600V
	最大電力追従範囲	200~550V	315~600V	320~550V
	相数	三相3線	三相3線	三相3線
交流出力	定格電圧	202V	202V	415V
	定格周波数	50 or 60Hz	50 or 60Hz	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%	95.3%	95.7%

※各種の太陽電池モジュール及びパワーコンディショナの仕様が確認でき、選定に役立つサイト (<http://www.enfsolar.com/>) がある。

(d) 太陽電池モジュール直列数の検討

選定した太陽電池モジュール及びパワーコンディショナの仕様から太陽電池モジュール直列数を検討する。太陽電池モジュールの直列数は選定したパワーコンディショナの定格電圧(直流側)の10%増しを太陽電池モジュールの最大動作電圧で除いた数値を目安にする。また、最終的には以下の点を考慮し、太陽電池モジュール直列数を決定する。

- スtringの開放電圧の温度特性による変化がパワーコンディショナの直流電圧範囲内(直流電圧範囲の上限値以下)となっているか。
- Stringの出力動作電圧の温度特性による変化がパワーコンディショナの最大電力追従範囲内となっているか。
- 最高及び最低モジュール温度は以下の式で計算する。

最高モジュール温度=各国の年間最高気温+加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT

最低モジュール温度=各国の年間最低気温+加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT

※ 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT は裏面開放形(架台設置形)であるため、18.4(°C)とする。(JIS C 8907 太陽光発電システムの発電電力量推定方法)

(e) アレイ構成の検討

アレイ構成の検討ではアレイ内のStringの並列数を決定し、太陽電池モジュールを何段何列にするかを決定する。アレイのサイズに指定がある場合は指定されたサイズに納まるように検討する。アレイは決定した太陽電池モジュール直列数の整数倍のモジュール数から構成されることになる。

[アレイ構成の条件]

条件1：アレイの幅は25m以下とする。(点検時の効率性を考慮)

条件2：アレイの最大高さはGLから2.0m以下とする。(人の手が届くことを考慮)

パネルの最下部はGLから0.5mとする。(昆虫、小動物や草の影響を少なくする)

図3.3.7-3参照(※太陽電池モジュールの厚みは考慮しなくてもよいこととする)

条件3：太陽電池モジュール間の間隔とモジュールの端は50mmあける。

(間隔は取付金具による。取付金具が決まっている場合は10mmの場合もある)

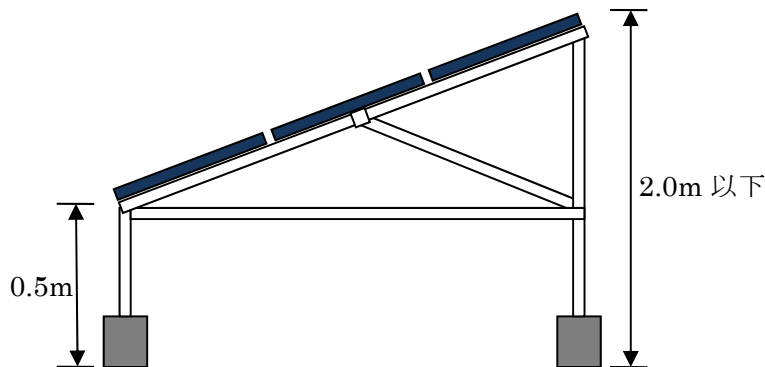


図 3.3.7-3 アレイ構成の条件 2

(f) アレイ配置の検討

1MW(パワーコンディショナ交流端)となるようにアレイ数を決め、アレイ配置を検討する。

アレイ数を決定する際には PCS の変換効率と直流ロス(2%)を考慮することとする。アレイ配置を行うサイトは平坦な土地であると仮定し、配置は可能な限り正方形に近い形となるように考慮する。

[アレイ配置の条件]

条件 1 : 集電盤、PCS、変圧器盤、連系盤等を設置するため 10m×10m のスペースを確保する。

条件 2 : 南北方向のアレイ間隔は前方アレイの影の影響がないよう設定にする。図 3.3.7-4 参照

条件 3 : 東西方向のアレイ間隔は 1.5m 以上とする。図 3.3.7-5 参照

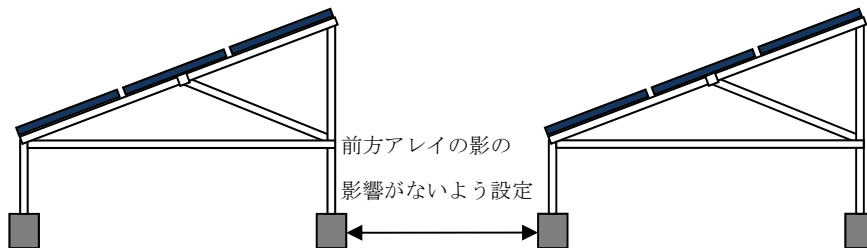


図 3.3.7-4 アレイ配置の条件 2

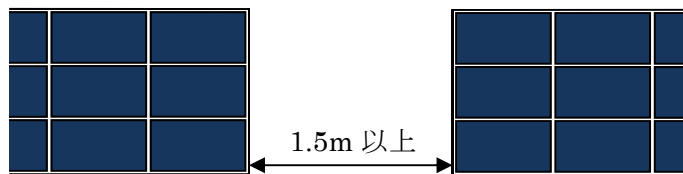


図 3.3.7-5 アレイ配置の条件 3

(g) 年間発電電力量の試算

太陽光アレイの容量から年間発電電力量を試算する。

推定年間発電電力量 E_p は次式で計算する。

$$E_p = \sum H_A / G_s \cdot K \cdot P_{AS}$$

・ E_p = 推定年間発電電量 (kWh/年)

・ H_A = 設置面の月平均日射量 (kWh/m²/日)

・ G_s = 標準状態における日射強度 (kW/m²) = 1 (kW/m²)

・ K = 総合設計係数 = $K_d \cdot K_t \cdot \eta_{INV}$

* 直流補正係数 K_d :

太陽電池の表面の汚れ、太陽の日射強度が変化することによる損失の補正、太陽電池の特性差による補正などで、0.9 とする

* 温度補正係数 K_t :

太陽電池が日射により温度が上がり、変換効率が変わるための補正係数

$$K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100$$

α : 最大出力温度係数 (%/°C)

T_m : モジュール温度 (°C) = $T_{av} + \Delta T$

T_{av} : 月平均気温 (°C)

ΔT : モジュール温度上昇 (°C)=18.4(°C)とする

* PCS 効率 η_{INV} : インバータの交直変換効率

・ P_{AS} = 標準状態における太陽電池アレイ出力 (kW)

標準状態 : AM1.5、日射強度 1kW/m²、太陽電池セル温度 25°C

(h) システム構成の検討

下図のように太陽光発電が 90%以上の大きさになることは年間の数%の時間数である。

従って、PCS 定格出力以上の発電を行うことはできないが、効果的に年間発電電力量を増加させるために、太陽光モジュール出力合計は PCS 定格出力の 10%程度多く設置することが望ましい。

<例>

PCS 出力=太陽光モジュール出力 DC9.88kW×直流ロス 98% (-2%)
 ×PCS 変換効率 95%=AC9.20kW

PCS 出力=太陽光モジュール出力 DC11.4kW×直流ロス 98% (-2%)
 ×PCS 変換効率 95%=AC10.61kW→PCS 定格出力となり実際には AC10kW

DC9.88kW-AC10kW	DC11.4kW-AC10kW
11,251kWh/year (9.88kW*8760h*0.13)	12,852kWh/ year (11.4kW*8760h*0.13*0.99)

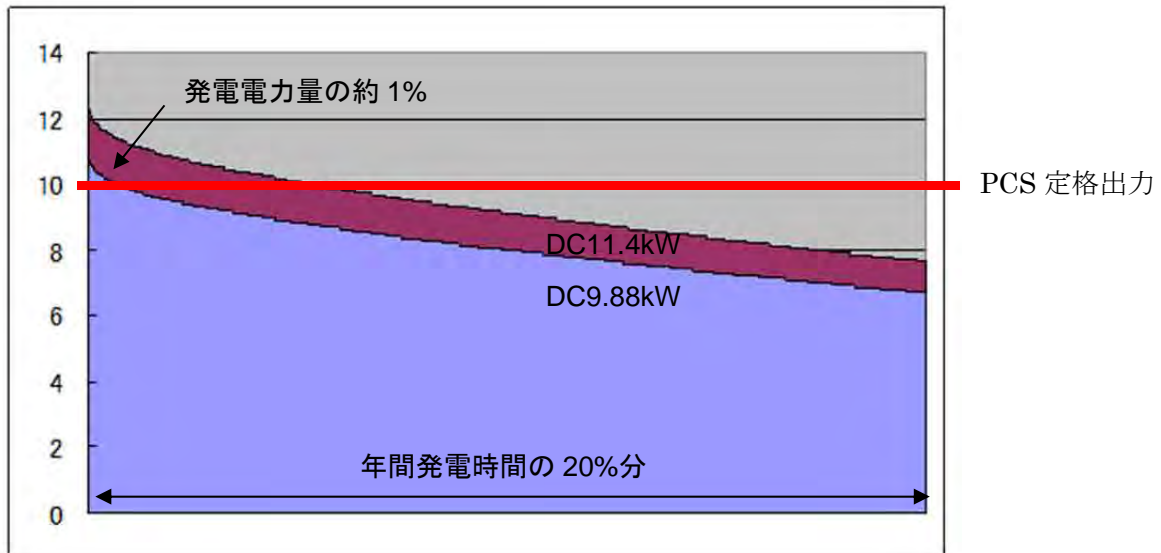


図 3.3.7-6 太陽光発電出力のディレーション曲線 (1 秒計測)

その他、システム構成の検討では太陽光アレイや PCS 以外の各機器の仕様を検討する。

接続箱と集電盤の回路数と必要な台数を検討する。接続箱は 4、8、10、12、16 回路のいずれかから選定し、必要台数を計算する。

集電箱については PCS1 台につき 1 台設けることとし、必要な回路数を計算する。

また、各自国の電力系統へ連系するためのシステム構成とする必要がある(系統電圧までの昇圧用変圧器の設置等)。

3.3.7.3 解答例[沖縄]

メガソーラー設置予定地：[国] 日本 [地域] 那覇

(a) パネル傾斜角 18°

方位 南

上記の傾斜角・方位における日射量

表 3.3.7-3 年間日射量

月	一日の日射量 (kWh/m ² /day)	外気温 (°C)
1月	2.89	17.4
2月	3.13	17.4
3月	3.79	19.1
4月	4.54	21.7
5月	4.99	24.3
6月	5.46	26.9
7月	6.57	29.1
8月	6.22	28.9
9月	5.66	27.8
10月	4.79	25.5
11月	3.70	22.6
12月	3.11	19.2
年間	4.58	17.4

(b) 選定した太陽電池モジュールの仕様

表 3.3.7-4 太陽電池モジュール仕様

		太陽電池モジュール B
種類	多結晶シリコン系	
公称最大出力(P _{max})	240W	
モジュール変換効率	14.6	
公称最大出力動作電圧(V _{pm})	29.8V	
公称最大出力動作電流(I _{pm})	8.06A	
公称開放電圧(V _{oc})	36.9V	
公称短絡電流(I _{sc})	8.59A	
外形寸法(mm) W×L×D	1,662×990×46	
短絡電流の温度係数	+0.060%/K	
開放電圧の温度係数	-0.36%/K	
最大出力の温度係数	-0.46%/K	

(c) 選定したパワーコンディショナの仕様

表 3.3.7-5 パワーコンディショナ仕様

		PCS-A
出力容量	10kW	
直流入力	定格電圧	400V
	直流電圧範囲	0~600V
	最大電力追従範囲	200~550V
	相数	三相 3線
交流出力	定格電圧	202V
	定格周波数	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%

(d) 太陽電池モジュール直列数 16 直列

ストリング開放電圧(モジュール温度 25°C) : 590.4 V

(最高モジュール温度 54.0°C) : 427.25 V

(最低モジュール温度 25.0°C) : 475.52 V

ストリング出力動作電圧(モジュール温度 25°C) : 468.8 V

(最高モジュール温度 54.0°C) : 349.34 V

(最低モジュール温度 25.0°C) : 388.80 V

(計算)

1) パワーコンディショナの定格電圧と太陽電池モジュールの公称最大出力電圧からの太陽電池モジュール直列数の計算

パワーコンディショナの定格電圧 : 400V, 太陽電池モジュールの公称最大出力電圧 : 29.3V

$400V \times 1.1 = 440V$ $440V \div 29.3V \doteq 15.02 \doteq 16$ 直列

2) 最高及び最低モジュール温度の計算

那覇の最高気温 : 35.6°C, 那覇の最低気温 : 6.6°C

最高モジュール温度 = $35.6 + 18.4 = 54.0^\circ\text{C}$

最低モジュール温度 = $6.6 + 18.4 = 25.0^\circ\text{C}$

3) 最高及び最低モジュール温度におけるストリング開放電圧の計算

太陽電池モジュールの開放電圧の温度係数 : $-0.36\%/^\circ\text{C}$

モジュール温度 25°Cにおけるストリング開放電圧 $36.9V \times 16 = 590.4V$

最高モジュール温度(54.0°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (54.0 - 25)\} \doteq 528.76V$

最低モジュール温度(25.0°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (25.0 - 25)\} = 590.40V$

4) 最高及び最低モジュール温度におけるストリング出力動作電圧の計算

太陽電池モジュールの出力動作電圧の温度係数 : $-0.36\%/^\circ\text{C}$ (開放電圧の温度係数と同様)

モジュール温度 25°Cにおけるストリング出力動作電圧 $29.3V \times 16 = 468.8V$

最高モジュール温度(54.0°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (54.0 - 25)\} \doteq 419.86V$

最低モジュール温度(25.0°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (25.0 - 25)\} = 468.80V$

(直流電圧範囲・最大電力追従範囲の確認)

直流電圧範囲 : パワーコンディショナの直流電圧範囲 0~600V に対して、ストリング開放電圧は 528.76~590.40V の範囲で動作するため問題ない。

最大電力追従範囲 : パワーコンディショナの最大電力追従範囲 200~550V に対して、ストリング出力動作電圧は 419.86~468.80V の範囲で動作するため問題ない。

(e) アレイ構成 4 段 12 列 (太陽電池モジュール 48 枚)

16 直列 3 並列

アレイ出力 11.52 kW

アレイサイズ (W) 20.594 m×(L) 4.004 m (水平投影)、アレイ最大高さ 1.801 m

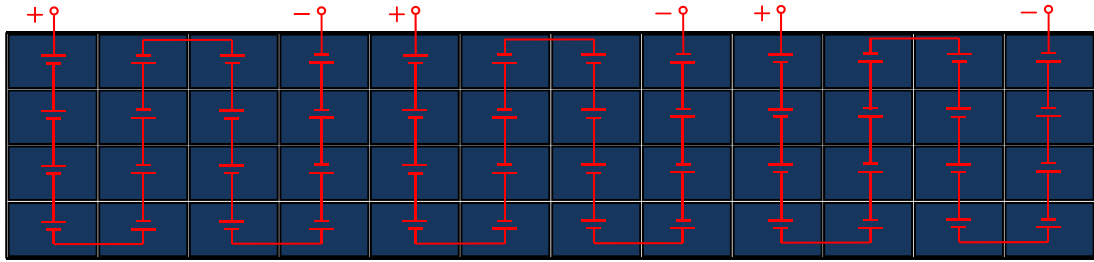


図 3.3.7-7 アレイ配線図

(計算)

1) アレイの最大段数・列数の計算

アレイの最大段数 a

アレイ最大高さ：GL から 2.0m 以下(パネルの最下部は GL から 0.5m)、パネル傾斜角：18°

太陽電池モジュール奥行：990mm、 $(2.0\text{m} - 0.5\text{m}) = 1.5\text{m}$

$1.5\text{m} \geq X \times \sin 18^\circ \Rightarrow 4.854\text{m} \geq X$ ($\sin 18^\circ = 18 \times \pi / 180$)、 $4.854 \div 0.99 \doteq 4.9$ a=4 段

アレイの最大列数 b

アレイ最大幅：25m 以下、太陽電池モジュール幅：1,662mm

$25 \div 1.662 \doteq 15.1$ b=15 列

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数は 4 段 15 列で 60 枚

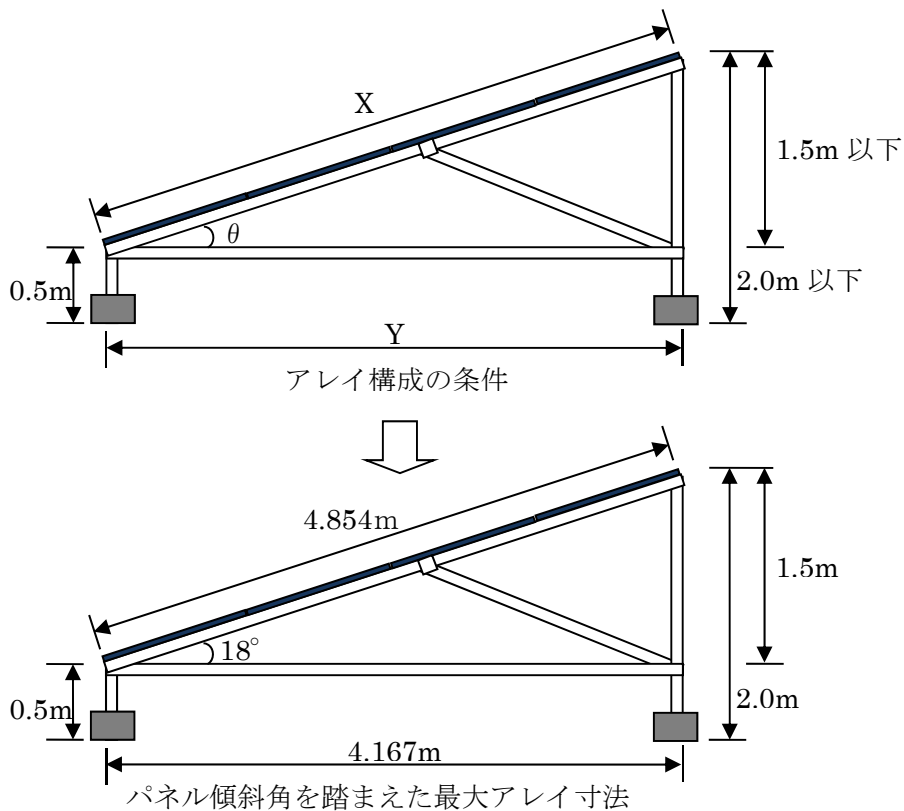


図 3.3.7-8 アレイサイズ

2) 太陽電池モジュール直列数からの最大並列数及びモジュール枚数の計算

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数：60枚，

太陽電池モジュール直列数：16直列

$60 \div 16 \div 3.75$ 3並列

16直列×3並列=48枚

3) モジュール枚数からのアレイ出力の計算

太陽電池モジュール公称最大出力：240W

$240W \times 48 = 11,520W \Rightarrow$ 11.52kW

4) モジュール枚数からのアレイの列数の計算

太陽電池モジュール枚数：48枚，アレイの最大段数 a：4段

$48 \div 4 = 12$ 12列

5) アレイの段数・列数からのアレイサイズの計算

パネル面の寸法： $(0.99 \times 4) + \{0.05 \times (4+1)\} = 4.21m$

太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間隔とモジュールの端：50mm

アレイ最大高さ： $(4.21m \times \sin 18^\circ) + 0.5m = 1.801m$

パネル傾斜角：18°，パネルの最下部高さ：GLから0.5m

アレイ奥行 L(水平投影)： $4.21m \times \cos 18^\circ = 4.004m$

アレイ幅 W： $(1.662 \times 12) + \{0.05 \times (12+1)\} = 20.594m$

太陽電池モジュール幅：1,662mm

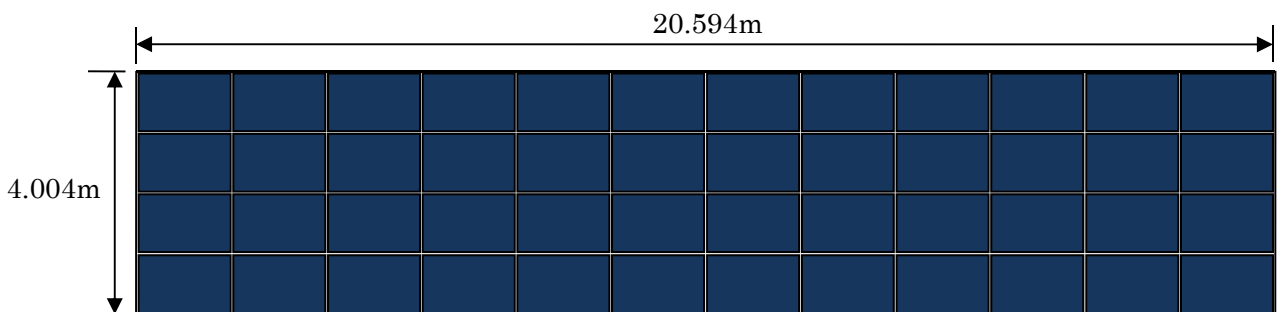


図 3.3.7-9 アレイサイズ(水平投影)

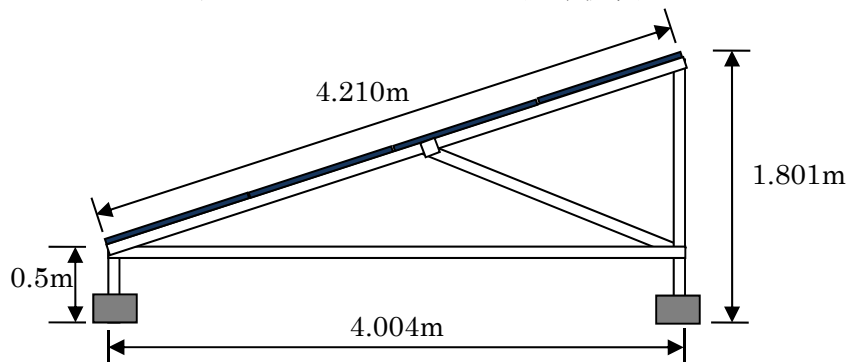


図 3.3.7-10 アレイサイズ

(f) アレイ配置

太陽光アレイ数 100 基
アレイの総出力 1,152 kW

(計算)

1) アレイの総出力の計算

$$11.52\text{kW} \times 100 = \underline{1,152 \text{ kW}}$$

2) 南北方向の影倍率の計算

那覇の緯度・経度：北緯 26.1312, 東経 127.4048

太陽の高度 h : 19.35°, 方位角 : 50.11°

※冬至(2012.12.21)の AM9:00 のデータ, 方位角は真南を 0°とする

$$\text{影倍率 } R = L_s/L = \text{coth} \times \cos \alpha = \cot(19.35^\circ) \times \cos(50.11^\circ) = 1.826$$

(高さ L のものを作る影の南北方向の長さ L_s)

3) 南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ : 1.801m

$$(1.801 - 0.5) \times 1.826 \approx \underline{2.375\text{m}}$$

4) アレイ配置と全体面積

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。

(g) 年間発電電力量

表 3.3.7-6 年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1月	80,025
2月	78,283
3月	104,033
4月	118,981
5月	133,295
6月	139,198
7月	171,031
8月	162,096
9月	143,598
10月	127,138
11月	96,510
12月	85,323
年間	1,439,509

※年間発電電力量は月毎の発電電力量試算結果の合計となる

年間発電電力量の推定は基本的には HOMER (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RETScreen (<http://www.retscreen.net/>) を用いて行うことができる。

演算にて算出方法は以下の通りである。

(計算)

1) 推定月間発電量[1月](kWh/月)の計算

設置面の月平均日射量 H_A : 2.89kWh/m²/day, 標準状態における日射強度 G_s : 1kW/m²

PCS 変換効率 η_{INV} : 94.5%, 直流補正係数 K_d : 0.9, 最大出力温度係数 α : $-0.46\%/K$
 月平均気温 T_{av} : 17.4°C, 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT : 18.4°C
 モジュール温度 $T_m = T_{av} + \Delta T = 17.4 + 18.4 = 35.8^\circ C$
 温度補正係数 $K_t = 1 + \alpha(T_m - 25)/100 = 1 - 0.46(35.8 - 25)/100 = 0.95032$
 総合設計係数 $K = K_d \times K_t \times \eta_{INV} = 0.9 \times 0.95032 \times 0.945 = 0.808247$
 推定月間発電量 $E_p = \Sigma H_A / G_s \times K \times P_{AS} = 31 \times 2.89 / 1 \times 0.808247 \times 1,152 \approx \underline{83,417 kWh}$

(h) システム構成案

- 発電規模 1,000 kW (AC)
- アレイ数 100 基
- アレイ出力 1,152 kW (DC)
- PCS 台数 100 台
- 系統電圧 6.6 kV
- 昇圧用変圧器 1,000 kVA
 一次電圧/二次電圧 6.6 kV / 415 V
- 所内用変圧器 50 kVA
 一次電圧/二次電圧 6.6 kV / 200 V

3.3.7.4 解答例[Majuro]

メガソーラー設置予定地 : [国] Marshall Islands [地域] Majuro

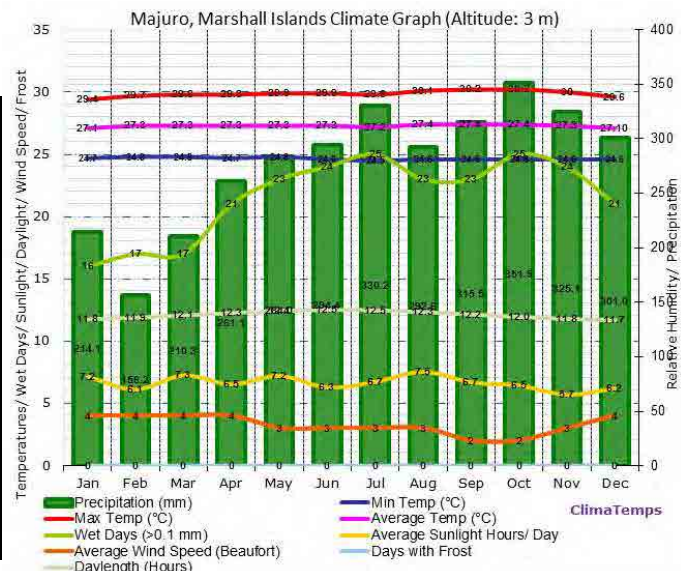
(a) パネル傾斜角 5°

方位 南

上記の傾斜角・方位における日射量

表 3.3.7-7 年間日射量

月	一日の日射量 (kWh/m ² /day)	外気温 (°C)
1月	2.372	27.4
2月	2.880	27.3
3月	3.464	27.3
4月	4.527	27.3
5月	4.735	27.3
6月	5.306	27.3
7月	5.850	27.2
8月	5.431	27.4
9月	4.675	27.4
10月	3.909	27.4
11月	2.976	27.3
12月	2.554	27.1
年間	4.603	27.3



(b) 選定した太陽電池モジュールの仕様

表 3.3.7-8 太陽電池モジュール仕様

		太陽電池モジュール B
種類	多結晶シリコン系	
公称最大出力(P _{max})	240W	
モジュール変換効率	14.6	
公称最大出力動作電圧(V _{pm})	29.8V	
公称最大出力動作電流(I _{pm})	8.06A	
公称開放電圧(V _{oc})	36.9V	
公称短絡電流(I _{sc})	8.59A	
外形寸法(mm) W×L×D	1,662×990×46	
短絡電流の温度係数	+0.060%/K	
開放電圧の温度係数	-0.36%/K	
最大出力の温度係数	-0.46%/K	

(c) 選定したパワーコンディショナの仕様

表 3.3.7-9 パワーコンディショナ仕様

		PCS-A
出力容量	10kW	
直流入力	定格電圧	400V
	直流電圧範囲	0~600V
	最大電力追従範囲	200~550V
	相数	三相 3線
交流出力	定格電圧	202V
	定格周波数	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%

(d) 太陽電池モジュール直列数 16 直列

スtring開放電圧(モジュール温度 25°C) : 590.4 V
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 540.24 V
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 552.14 V
 String出力動作電圧(モジュール温度 25°C) : 468.8 V
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 428.97 V
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 438.42 V

(計算)

1) パワーコンディショナの定格電圧と太陽電池モジュールの公称最大出力電圧からの太陽電池モジュール直列数の計算

パワーコンディショナの定格電圧：400V，太陽電池モジュールの公称最大出力電圧：29.3V
 $400V \times 1.1 = 440V$ $440V \div 29.3V \approx 15.02 \approx \underline{16}$ 直列

2) 最高及び最低モジュール温度の計算

Majuro の最高気温：30.2°C，Majuro の最低気温：24.6°C
 最高モジュール温度 = $30.2 + 18.4 = \underline{48.6^\circ C}$
 最低モジュール温度 = $24.6 + 18.4 = \underline{43.0^\circ C}$

3) 最高及び最低モジュール温度におけるString開放電圧の計算

太陽電池モジュールの開放電圧の温度係数：-0.36%/°C

モジュール温度 25°Cにおけるストリング開放電圧 $36.9V \times 16 = \underline{590.4V}$

最高モジュール温度(48.6°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (48.6 - 25)\} \approx \underline{540.24V}$

最低モジュール温度(43.0°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (43.0 - 25)\} = \underline{552.14V}$

4) 最高及び最低モジュール温度におけるストリング出力動作電圧の計算

太陽電池モジュールの出力動作電圧の温度係数：-0.36%/°C(開放電圧の温度係数と同様)

モジュール温度 25°Cにおけるストリング出力動作電圧 $29.3V \times 16 = \underline{468.8V}$

最高モジュール温度(48.6°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (48.6 - 25)\} \approx \underline{428.97V}$

最低モジュール温度(43.0°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (43.0 - 25)\} = \underline{438.42V}$

(直流電圧範囲・最大電力追従範囲の確認)

直流電圧範囲 : パワーコンディショナの直流電圧範囲 0~600V に対して、ストリング開放電圧は 540.24~552.14V の範囲で動作するため問題ない。

最大電力追従範囲 : パワーコンディショナの最大電力追従範囲 200~550V に対して、ストリング出力動作電圧は 428.97~438.42V の範囲で動作するため問題ない。

(e) アレイ構成 4 段 12 列 (太陽電池モジュール 48 枚)
16 直列 3 並列

アレイ出力 11.52 kW

アレイサイズ (W) 20.594 m × (L) 4.194 m (水平投影)、アレイ最大高さ 0.867 m

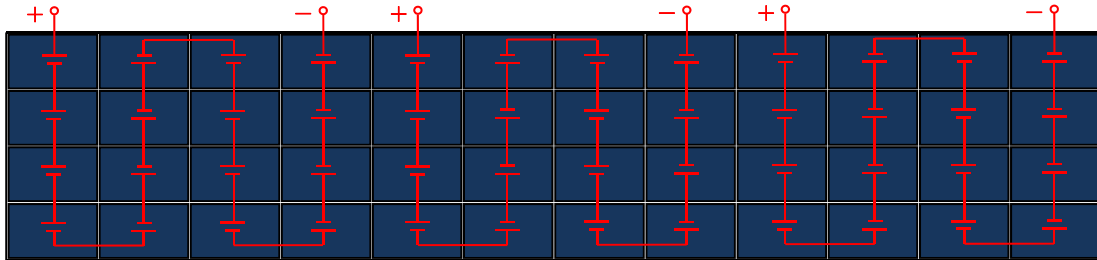


図 3.3.7-11 アレイ配線図

(計算)

1) アレイの最大段数・列数の計算

アレイの最大段数 a

アレイ最大高さ : GL から 2.0m 以下(パネルの最下部は GL から 0.5m), パネル傾斜角 : 5°

太陽電池モジュール奥行 : 990mm , $(2.0m - 0.5m) = 1.5m$

$1.5m \geq X \times \sin 5^\circ \Rightarrow 17.21m \geq X$ ($\sin 5^\circ = 5 \times \pi / 180$), $17.21 \div 0.99 \approx 17.273$ a=17 段 → 4 段

アレイの最大列数 b

アレイ最大幅 : 25m 以下, 太陽電池モジュール幅 : 1,662mm

$25 \div 1.662 \approx 15.1$ b=15 列

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数は 4 段 15 列で 60 枚

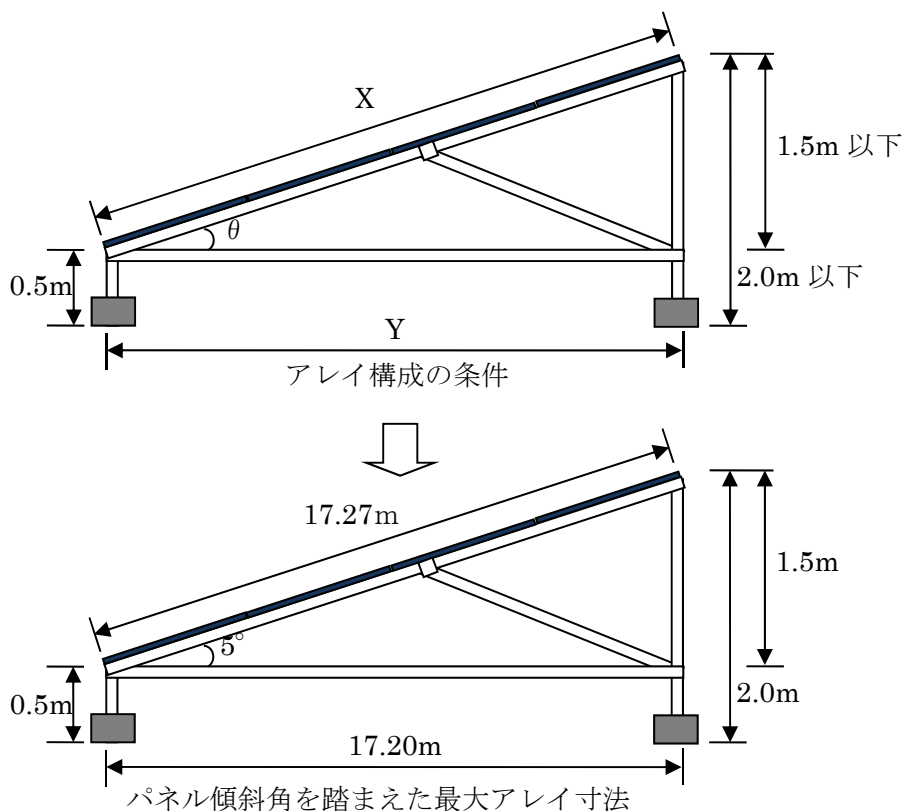


図 3.3.7-12 アレイサイズ

2) 太陽電池モジュール直列数からの最大並列数及びモジュール枚数の計算

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数：60 枚，

太陽電池モジュール直列数：16 直列

$60 \div 16 \doteq 3.75$ 3 並列

16 直列 \times 3 並列 = 48 枚

3) モジュール枚数からのアレイ出力の計算

太陽電池モジュール公称最大出力：240W

$240\text{W} \times 48 = 11,520\text{W} \Rightarrow$ 11.52kW

4) モジュール枚数からのアレイの列数の計算

太陽電池モジュール枚数：48 枚，アレイの最大段数 a：4 段

$48 \div 4 = 12$ 12 列

5) アレイの段数・列数からのアレイサイズの計算

パネル面の寸法 ： $(0.99 \times 4) + \{0.05 \times (4+1)\} = 4.210\text{m}$

太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間隔とモジュールの端：50mm

アレイ最大高さ ： $(4.210\text{m} \times \sin 5^\circ) + 0.5\text{m} =$ 0.867m

パネル傾斜角：5°，パネルの最下部高さ：GL から 0.5m

アレイ奥行 L(水平投影) ： $4.210\text{m} \times \cos 5^\circ =$ 4.194m

アレイ幅 W ： $(1.662 \times 12) + \{0.05 \times (12+1)\} =$ 20.594m

太陽電池モジュール幅：1,662mm

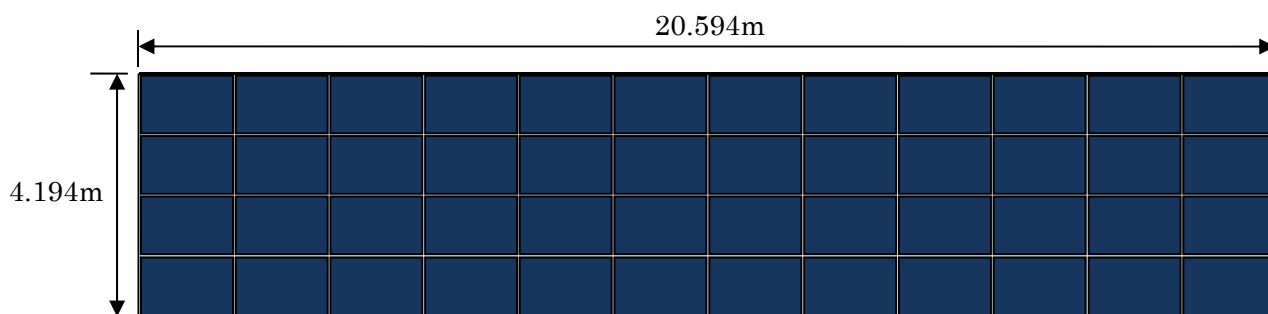


図 3.3.7-13 アレイサイズ(水平投影)

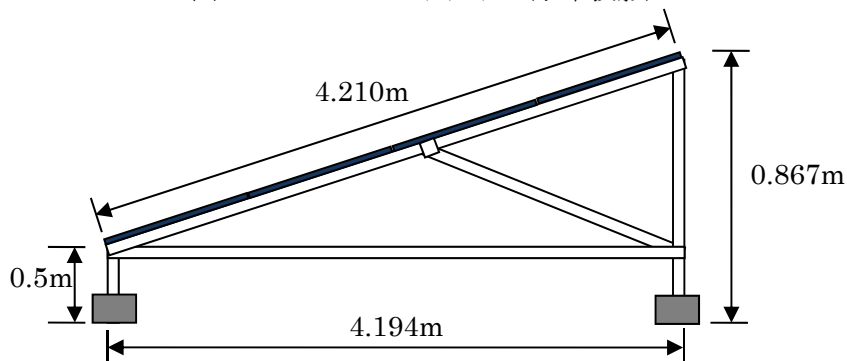


図 3.3.7-14 アレイサイズ

(f) アレイ配置

太陽光アレイ数	<u>5</u>	基
アレイの総出力	<u>57.6</u>	kW

(計算)

1) アレイの総出力の計算

$$11.52\text{kW} \times 5 = \underline{57.6 \text{ kW}}$$

2) 南北方向の影倍率の計算

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。演算にて算出方法は以下の通りである。

Majuro の緯度・経度：北緯 7.0846, 東経 171.3675

太陽の高度 h : 30.01°, 方位角 : 57.71°

※冬至(2014.12.20)の AM9:00 のデータ, 方位角は真南を 0°とする

$$\text{影倍率 } R = L_s/L = \text{coth} \times \cos \alpha = \cot(30.01^\circ) \times \cos(57.71^\circ) = 0.925$$

(高さ L のものが作る影の南北方向の長さ L_s)

3) 南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ : 0.867m

$$(0.867 - 0.5) \times 0.925 \div \underline{0.340\text{m}}$$

4) アレイ配置と全体面積

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。

(g) 年間発電電力量

表 3.3.7-10 年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1月	2,828
2月	3,103
3月	4,132
4月	5,225
5月	5,648
6月	6,125
7月	6,981
8月	6,475
9月	5,393
10月	4,660
11月	3,435
12月	3,049
年間	57,053

※年間発電電力量は月毎の発電電力量試算結果の合計となる

年間発電電力量の推定は基本的には HOMER (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RETScreen (<http://www.etscreen.net/>) を用いて行うことができる。

演算にて算出方法は以下の通りである。

(計算)

1) 推定月間発電量[1月](kWh/月)の計算

設置面の月平均日射量 H_A : 2.372kWh/m²/day, 標準状態における日射強度 G_s : 1kW/m²

PCS 変換効率 η_{INV} : 94.5%, 直流補正係数 K_d : 0.9, 最大出力温度係数 α : -0.46%/K

月平均気温 T_{av} : 27.4°C, 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT : 18.4°C

モジュール温度 $T_m = T_{av} + \Delta T = 27.4 + 18.4 = 45.8^\circ\text{C}$

温度補正係数 $K_t = 1 + \alpha(T_m - 25)/100 = 1 - 0.46(45.8 - 25)/100 = 0.90432$

総合設計係数 $K = K_d \times K_t \times \eta_{INV} = 0.9 \times 0.90432 \times 0.945 = 0.769124$

推定月間発電量 $E_p = \Sigma H_A / G_s \times K \times P_{AS} = 31 \times 2.372 / 1 \times 0.769124 \times 50 \div \underline{2,828\text{kWh}}$

(h) システム構成案

- ・ 発電規模 50 kW (AC)
- ・ アレイ数 5 基
- ・ アレイ出力 57.6 kW (DC)
- ・ PCS 台数 5 台
- ・ 系統電圧 6.6 kV
- ・ 昇圧用変圧器 100 kVA
一次電圧/二次電圧 6.6 kV/ 415 V
- ・ 所内用変圧器 kVA
一次電圧/二次電圧 6.6 kV/ 200 V

3.3.7.5 解答例[Ebeye]

メガソーラー設置予定地：[国] Marshall Islands [地域] Ebeye

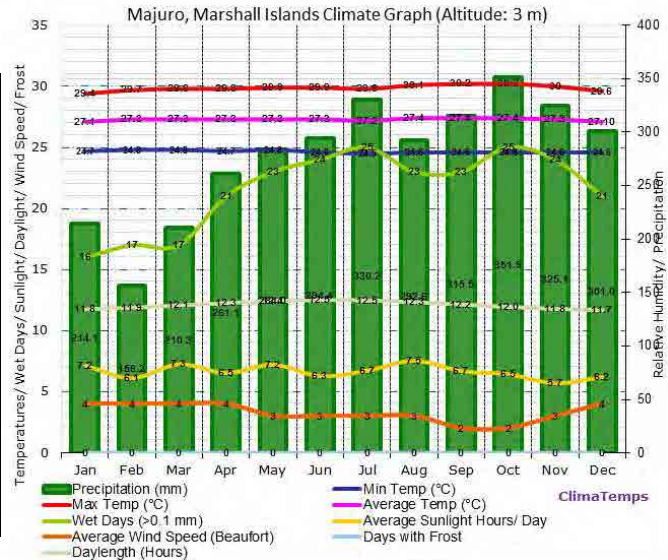
(a) パネル傾斜角 5°

方位 南

上記の傾斜角・方位における日射量

表 3.3.7-11 年間日射量

月	一日の日射量 (kWh/m ² /day)	外気温 (°C)
1月	2.372	27.4
2月	2.880	27.3
3月	3.464	27.3
4月	4.527	27.3
5月	4.735	27.3
6月	5.306	27.3
7月	5.850	27.2
8月	5.431	27.4
9月	4.675	27.4
10月	3.909	27.4
11月	2.976	27.3
12月	2.554	27.1
年間	4.603	27.3



(b) 選定した太陽電池モジュールの仕様

表 3.3.7-12 太陽電池モジュール仕様

		太陽電池モジュール B
種類	多結晶シリコン系	
公称最大出力(P _{max})	240W	
モジュール変換効率	14.6	
公称最大出力動作電圧(V _{pm})	29.8V	
公称最大出力動作電流(I _{pm})	8.06A	
公称開放電圧(V _{oc})	36.9V	
公称短絡電流(I _{sc})	8.59A	
外形寸法(mm) W×L×D	1,662×990×46	
短絡電流の温度係数	+0.060%/K	
開放電圧の温度係数	-0.36%/K	
最大出力の温度係数	-0.46%/K	

(c) 選定したパワーコンディショナの仕様

表 3.3.7-13 パワーコンディショナ仕様

		PCS-A
出力容量	10kW	
直流入力	定格電圧	400V
	直流電圧範囲	0~600V
	最大電力追従範囲	200~550V
	相数	三相 3線
交流出力	定格電圧	202V
	定格周波数	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%

- (d) 太陽電池モジュール直列数 16 直列
- ストリング開放電圧(モジュール温度 25°C) : 590.4 V
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 540.24 V
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 552.14 V
- ストリング出力動作電圧(モジュール温度 25°C) : 468.8 V
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 428.97 V
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 438.42 V

(計算)

- 1) パワーコンディショナの定格電圧と太陽電池モジュールの公称最大出力電圧からの太陽電池モジュール直列数の計算

パワーコンディショナの定格電圧：400V，太陽電池モジュールの公称最大出力電圧：29.3V
 $400V \times 1.1 = 440V$ $440V \div 29.3V \div 15.02 \div 16$ 直列

- 2) 最高及び最低モジュール温度の計算

Majuro の最高気温：30.2°C，Majuro の最低気温：24.6°C

最高モジュール温度 = $30.2 + 18.4 = 48.6^\circ\text{C}$

最低モジュール温度 = $24.6 + 18.4 = 43.0^\circ\text{C}$

- 3) 最高及び最低モジュール温度におけるストリング開放電圧の計算

太陽電池モジュールの開放電圧の温度係数：-0.36%/°C

モジュール温度 25°Cにおけるストリング開放電圧 $36.9V \times 16 = 590.4V$

最高モジュール温度(48.6°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (48.6 - 25)\} \div 540.24V$

最低モジュール温度(43.0°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (43.0 - 25)\} = 552.14V$

- 4) 最高及び最低モジュール温度におけるストリング出力動作電圧の計算

太陽電池モジュールの出力動作電圧の温度係数：-0.36%/°C(開放電圧の温度係数と同様)

モジュール温度 25°Cにおけるストリング出力動作電圧 $29.3V \times 16 = 468.8V$

最高モジュール温度(48.6°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (48.6 - 25)\} \div 428.97V$

最低モジュール温度(43.0°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (43.0 - 25)\} = 438.42V$

(直流電圧範囲・最大電力追従範囲の確認)

直流電圧範囲 : パワーコンディショナの直流電圧範囲 0~600V に対して、ストリング開放電圧は 540.24~552.14V の範囲で動作するため問題ない。

最大電力追従範囲 : パワーコンディショナの最大電力追従範囲 200~550V に対して、ストリング出力動作電圧は 428.97~438.42V の範囲で動作するため問題ない。

- (e) アレイ構成 4 段 12 列 (太陽電池モジュール 48 枚)
16 直列 3 並列

アレイ出力 11.52 kW

アレイサイズ (W) 20.594 m×(L) 4.194 m (水平投影)、アレイ最大高さ 0.867 m

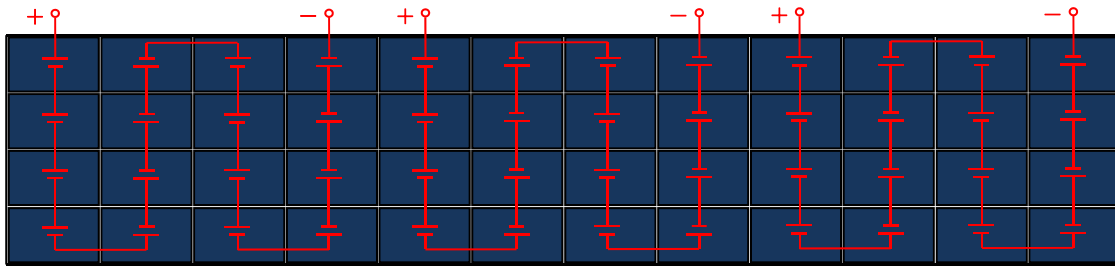


図 3.3.7-15 アレイ配線図

(計算)

1) アレイの最大段数・列数の計算

アレイの最大段数 a

アレイ最大高さ：GL から 2.0m 以下(パネルの最下部は GL から 0.5m)，パネル傾斜角：5°

太陽電池モジュール奥行：990mm、 $(2.0\text{m} - 0.5\text{m}) = 1.5\text{m}$

$1.5\text{m} \geq X \times \sin 5^\circ \Rightarrow 17.21\text{m} \geq X$ ($\sin 5^\circ = 5 \times \pi / 180$)、 $17.21 \div 0.99 \doteq 17.273$ a=17 段→4 段

アレイの最大列数 b

アレイ最大幅：25m 以下，太陽電池モジュール幅：1,662mm

$25 \div 1.662 \doteq 15.1$ b=15 列

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数は 4 段 15 列で 60 枚

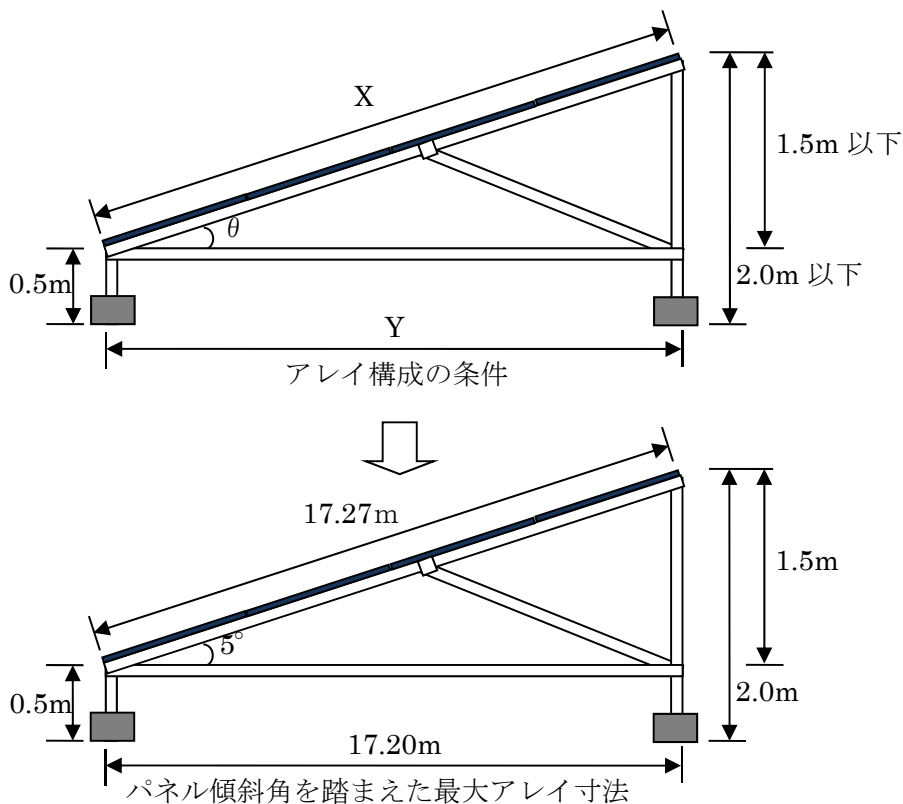


図 3.3.7-16 アレイサイズ

2) 太陽電池モジュール直列数からの最大並列数及びモジュール枚数の計算

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数：60枚，

太陽電池モジュール直列数：16直列

$60 \div 16 \div 3.75$ 3並列

16直列×3並列=48枚

3) モジュール枚数からのアレイ出力の計算

太陽電池モジュール公称最大出力：240W

$240\text{W} \times 48 = 11,520\text{W} \Rightarrow 11.52\text{kW}$

4) モジュール枚数からのアレイの列数の計算

太陽電池モジュール枚数：48枚，アレイの最大段数 a：4段

$48 \div 4 = 12$ 12列

5) アレイの段数・列数からのアレイサイズの計算

パネル面の寸法： $(0.99 \times 4) + \{0.05 \times (4+1)\} = 4.210\text{m}$

太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間隔とモジュールの端：50mm

アレイ最大高さ： $(4.210\text{m} \times \sin 5^\circ) + 0.5\text{m} = 0.867\text{m}$

パネル傾斜角：5°，パネルの最下部高さ：GLから0.5m

アレイ奥行 L(水平投影)： $4.210\text{m} \times \cos 5^\circ = 4.194\text{m}$

アレイ幅 W： $(1.662 \times 12) + \{0.05 \times (12+1)\} = 20.594\text{m}$

太陽電池モジュール幅：1,662mm

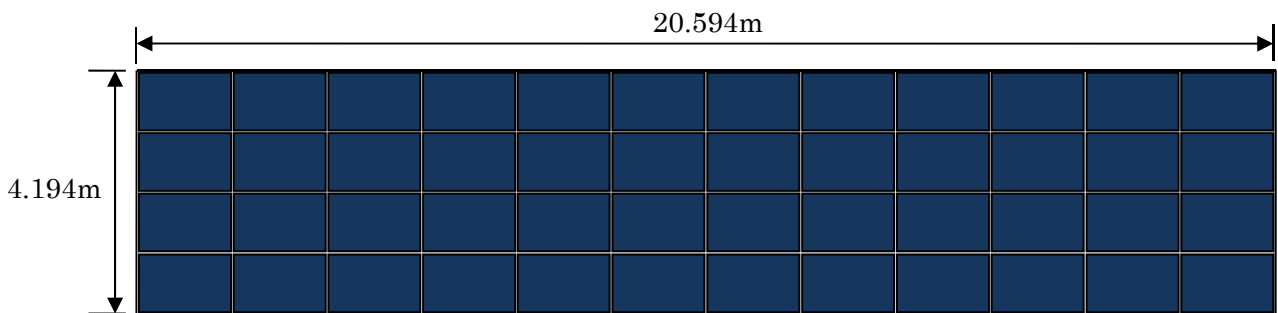


図 3.3.7-17 アレイサイズ(水平投影)

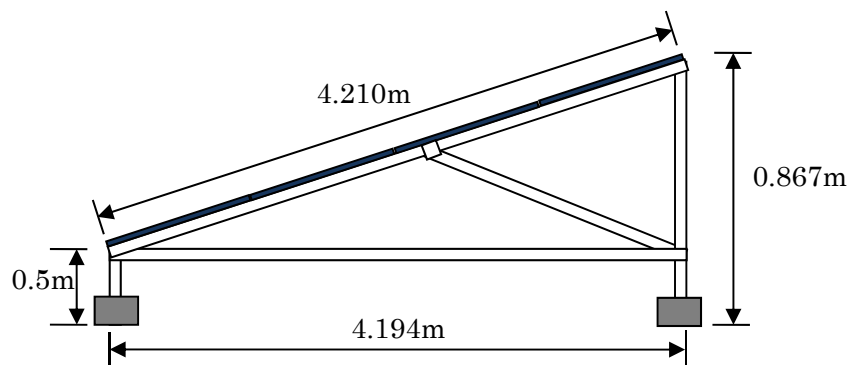


図 3.3.7-18 アレイサイズ

(f) アレイ配置

太陽光アレイ数 20 基
アレイの総出力 230.4 kW

(計算)

1) アレイの総出力の計算

$$11.52\text{kW} \times 20 = \underline{230.4 \text{ kW}}$$

2) 南北方向の影倍率の計算

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。演算にて算出方法は以下の通りである。

Ebye の緯度・経度：北緯 8.4626, 東経 167.4420

太陽の高度 h : 25.95°, 方位角 α : 58.51°

※冬至(2014.12.20)の AM9:00 のデータ, 方位角は真南を 0°とする

$$\begin{aligned} \text{影倍率 } R &= L_s/L = \text{coth} \times \cos \alpha = \cot(25.95^\circ) \times \cos(58.51^\circ) = \cot(25.95^\circ/180^\circ \times \pi) \times \cos(58.51^\circ/180^\circ \times \pi) \\ &= 1.073 \quad (\text{高さ } L \text{ のものが作る影の南北方向の長さ } L_s) \end{aligned}$$

※URL : <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/azel.html>

3) 南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ : 0.867m

$$(0.867 - 0.5) \times 0.925 \doteq \underline{0.340\text{m}}$$

4) アレイ配置と全体面積

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。

(g) 年間発電電力量

表 3.3.7-14 年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1月	11,312
2月	12,412
3月	16,528
4月	20,900
5月	22,592
6月	24,500
7月	27,924
8月	25,900
9月	21,572
10月	18,640
11月	13,740
12月	12,196
年間	228,212

※年間発電電力量は月毎の発電電力量試算結果の合計となる

年間発電電力量の推定は基本的には HOMER (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RETScreen (<http://www.retscren.net/>) を用いて行うことができる。

演算にて算出方法は以下の通りである。

(計算)

1) 推定月間発電量[1月](kWh/月)の計算

設置面の月平均日射量 H_A : 2.372kWh/m²/day, 標準状態における日射強度 G_s : 1kW/m²

PCS 変換効率 η_{INV} : 94.5%, 直流補正係数 K_d : 0.9, 最大出力温度係数 α : -0.46%/K

月平均気温 T_{av} : 27.4°C, 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT : 18.4°C

モジュール温度 T_m

モジュール温度 $T_m = T_{av} + \Delta T = 27.4 + 18.4 = 45.8^\circ\text{C}$

温度補正係数 $K_t = 1 + \alpha(T_m - 25)/100 = 1 - 0.46(45.8 - 25)/100 = 0.90432$

総合設計係数 $K = K_d \times K_t \times \eta_{INV} = 0.9 \times 0.90432 \times 0.945 = 0.769124$

推定月間発電量 $E_p = \Sigma H_A / G_s \times K \times P_{AS} = 31 \times 2.372 / 1 \times 0.769124 \times 200 \doteq \underline{\underline{11,312\text{kWh}}}$

(h) システム構成案

- ・ 発電規模 200 kW (AC)
- ・ アレイ数 20 基
- ・ アレイ出力 230.4 kW (DC)
- ・ PCS 台数 20 台
- ・ 系統電圧 6.6 kV
- ・ 昇圧用変圧器 250 kVA
一次電圧/二次電圧 6.6 kV/ 415 V
- ・ 所内用変圧器 kVA
一次電圧/二次電圧 6.6 kV/ 200 V

3.3.7.6 自動演算ソフトウェア

(1) ソフトウェアの概要

エクセルに関数設定して作成した自動演算ソフトウェアを「マ」国側へ提供した。

このファイルには、以下のようなシートが掲載されており、黄色セルに必要な情報を入力することで、パネル傾斜角・方位の選定、太陽電池モジュールやパワーコンディショナの選定、太陽電池モジュール直列数やアレイ構成及びアレイ配置の検討を自動で演算できる。

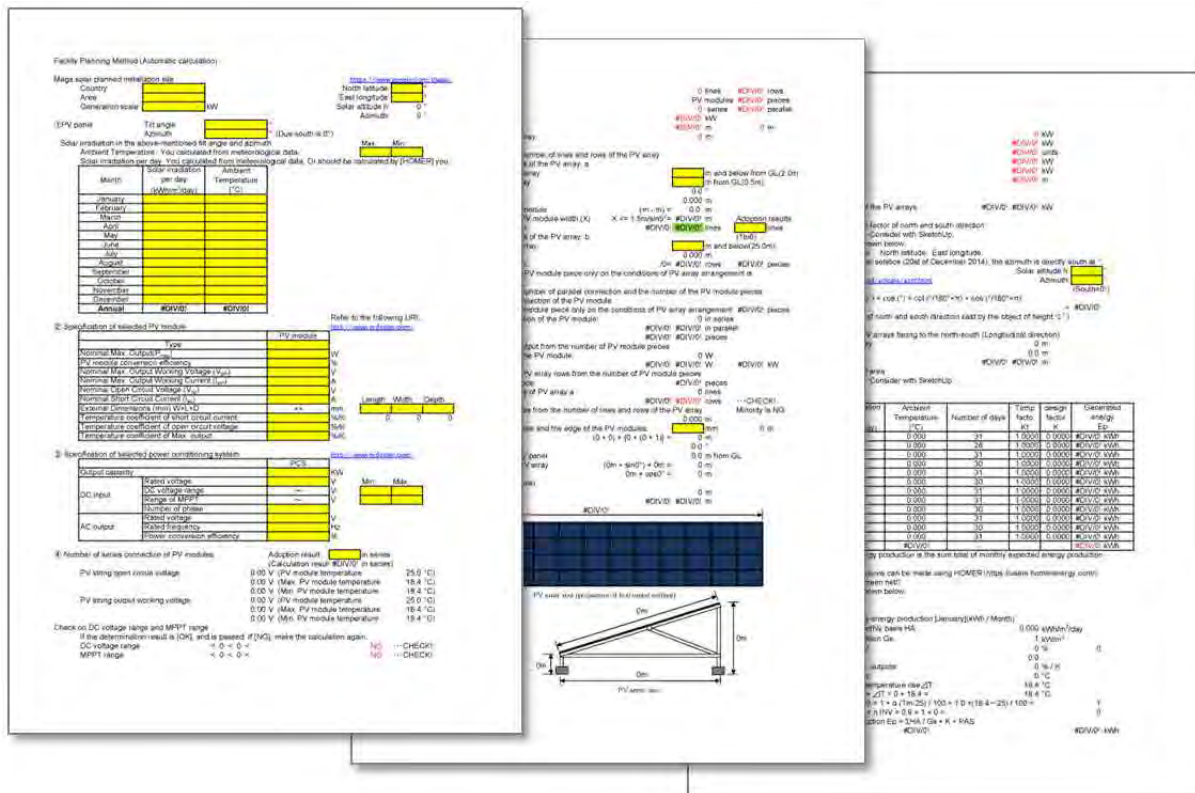


図 3.3.7-19 自動演算ソフトウェアのイメージ

(2) 演算結果

次頁以降に現地演習にて Majuro200kW を演算した結果を示す。
また、その際の PV200kW のイメージは下図の通りとなった。

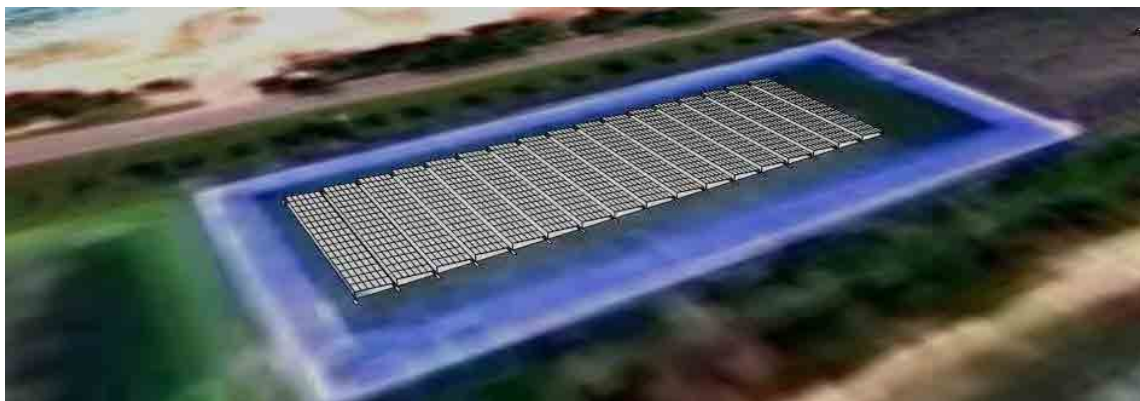


図 3.3.7-20 演習で作成した 3D-CAD 図

Facility Planning Method (Automatic calculation)			
Mega solar planned installation site:			
Country	Marshall Islands	https://www.google.com/maps/	
Area	Majuro	North latitude:	7.0504°
Generation scale	200 kW	East longitude:	171.216°
		Solar altitude h:	29.89°
		Azimuth:	57.77°
① PV panel	Tilt angle	5.0°	
	Azimuth	0.0° (Due south is 0°)	
Solar irradiation in the above-mentioned tilt angle and azimuth			
Ambient Temperature: You calculated from meteorological data.		Max	Min
		37.7	12.4
Solar irradiation per day: You calculated from meteorological data. Or should be calculated by [HOMER] you.			
Month	Solar irradiation per day (kWh/m ² /day)	Ambient Temperature (°C)	
January	0.990	12.4	
February	1.240	16.2	
March	1.490	20.7	
April	1.740	24.7	
May	1.990	29.2	
June	2.240	33.2	
July	2.490	37.7	
August	2.190	33.7	
September	1.890	30.7	
October	1.590	26.7	
November	1.290	20.2	
December	1.040	14.1	
Annual	1.682	25.0	
Refer to the following URL.			
② Specification of selected PV module http://www.enfsolar.com/			
Type		PV module	
		Polycrystalline Silicon	
Nominal Max. Output(P _{max})	140	W	
PV module conversion efficiency	14	%	
Nominal Max. Output Working Voltage (V _{pm})	17.7	V	
Nominal Max. Output Working Current (I _{pm})	1.91	A	
Nominal Open Circuit Voltage (V _{oc})	20.2	V	
Nominal Short Circuit Current (I _{sc})	1.03	A	
External Dimensions (mm) WxLxD	1500x668x46	Length	Width
		1,500	668
Temperature coefficient of short circuit current	-0.46	Depth	46
		1.5	0.668
Temperature coefficient of open circuit voltage	-0.36	%/K	
Temperature coefficient of Max. output	-0.06	%/K	
③ Specification of selected power conditioning system http://www.enfsolar.com/			
Output capacity		PCS	
		200 kW	
DC input	Rated voltage	345	V
	DC voltage range	0~500	V
	Range of MPPT	125~280	V
	Number of phase	3phase 3wire	
AC output	Rated voltage	300	V
	Rated frequency	60	Hz
	Power conversion efficiency	95.5	%
④ Number of series connection of PV modules			
Adoption result		16 in series	
(Calculation result		21.4 in series)	
PV string open circuit voltage	323.20 V (PV module temperature	25.0 °C)	
	287.01 V (Max. PV module temperature	56.1 °C)	
	316.45 V (Min. PV module temperature	30.8 °C)	
PV string output working voltage	283.20 V (PV module temperature	25.0 °C)	
	251.49 V (Max. PV module temperature	56.1 °C)	
	277.29 V (Min. PV module temperature	30.8 °C)	
Check on DC voltage range and MPPT range			
If the determination result is [OK], and is passed. If [NG], make the calculation again.			
DC voltage range	0 < 287.014528 < 316.451584 < 500	OK	...CHECK!
MPPT range	125 < 251.492928 < 277.286784 < 280	OK	...CHECK!

⑤ PV array configuration		6 lines	16 rows
6 lines 16 rows (PV modules: 96 pieces)		PV modules	96 pieces
16 in series 6 in parallel		16 series	6 parallel
PV array output 13.44 kW		13.44 kW	
PV array size (W)24.85m×(L)4.341m (projection of horizontal surface)		24.85 m	4.341 m
The maximum height of PV array (Calculation)		0.88 m	
1) Calculation of the maximum number of lines and rows of the PV array			
The maximum number of lines of the PV array: a			
The maximum height of PV array:		2.0 m	m and below from GL(2.0m)
The bottom height of PV array:		0.5 m	m from GL(0.5m)
Tilt angle of the PV panel:		5.0 °	
Width of PV module:		0.668 m	
Height difference of the PV module (2m - 0.5m) =		1.5 m	
Maximum allowable length PV module width (X) $X \leq 1.5m/\sin 5^\circ =$		17.21 m	Adoption results
Configurable module number $17.21/0.668 =$		25 lines	6 lines (1to6)
The maximum number of rows of the PV array: b			
The maximum width of PV array:		25.0 m	m and below(25.0m)
Length of the PV module:		1.500 m	
Configurable module number $25/1.5 =$		16 rows	96 pieces
The maximum number of the PV module piece only on the conditions of PV array arrangement is 6 lines, 16 rows and 96 pieces			
2) Calculation of the maximum number of parallel connection and the number of the PV module pieces from the number of series connection of the PV module			
The maximum number of PV module piece only on the conditions of PV array arrangement: 96 pieces			
The number of series connection of the PV module:		16 in series	
		$96/16 =$	6 in parallel
		$16 \text{ in series} \times 6 \text{ in parallel} =$	96 pieces
3) Calculation of the PV array output from the number of PV module pieces			
Nominal maximum output of the PV module:		140 W	
		$140W \times 96 =$	13,440 W 13.44 kW
4) Calculation of the number of PV array rows from the number of PV module pieces			
The number of PV module piece:		96 pieces	
The maximum number of lines of PV array a:		6 lines	
		$96/6 =$	16 rows ...CHECK!
5) Calculation of the PV array size from the number of lines and rows of the PV array			
Width of PV module:		0.668 m	
The space between PV modules and the edge of the PV modules:		50 mm	0.05 m
Dimension of the PV panel $(0.668 \times 6) + \{0.05 \times (6 + 1)\} =$		4.358 m	
Tilt angle of the PV panel:		5.0 °	
Height of the bottom of the PV panel:		0.5 m	m from GL
The maximum height of the PV array $(4.358m \times \sin 5^\circ) + 0.5m =$		0.88 m	
Length of the PV array L (projection of horizontal surface) $4.358m \times \cos 5^\circ =$		4.341 m	
Width of the PV module:		1.5 m	
Width of the PV array W $(1.5 \times 16) + \{0.05 \times (16 + 1)\} =$		24.85 m	

3.3.8 配置設計手法

3.3.8.1 SketchUP

PV アレイの配置設計手法として、世界中でフリーソフトウェアとして活用されている Google Sketchup を推奨する。

Google Sketchup の使用方法は添付資料-③「Facility Planning Method [Sketchup]」を参照のこと。

Google Sketchup では、1mm 単位の 3D (three-dimensional) 設計が可能であり、かつ縮尺が合致した方法で、Google Earth 上の任意の場所に配置することができる。

また、複数台の PV アレイを配置する場合、前方の PV アレイの影を考慮する必要があるが、任意の指定日時の影を描写することにより、影響を確認することができる。さらに、風力発電などと組み合わせる場合は、複数台の風力発電の離隔や風力発電による PV アレイへの影の影響も確認することができる。

今回配置設計手法では、3.3.6 章にて算出した以下の結果の内、DEG+PV+WT システムを採用した場合について、配置設計する。この場合の PV アレイは 3.3.7 章の検討結果のサイズを用い、傾斜角は 5 度、方位角は用地形状に合わせて効率的な配置となるように考慮した。

表 3.3.6-2 システム構成案 (Wotje) ※再掲

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV50kW	PV-PCS10kW×5 台
DEG+PV+WT	PV50kW WT25kW	PV-PCS10kW×5 台 WT5kW×5 基

表 3.3.6-4 システム構成案 (Jaluit) ※再掲

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV50kW	PV-PCS10kW×5 台
DEG+PV+WT	PV50kW WT25kW	PV-PCS10kW×5 台 WT5kW×5 基

表 3.3.6-6 システム構成案 (Ebeye) ※再掲

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV600kW	PV-PCS10kW×60 台
DEG+PV+WT	PV600kW WT500kW	PV-PCS10kW×60 台 WT250kW×2 基

3.3.8.2 各離島計画案

(1) Wotje Atoll

PV50kW (10kW の PV アレイ 5 台) 及び WT25kW (5kW 風車 5 基) については、十分に配置できる結果となった。

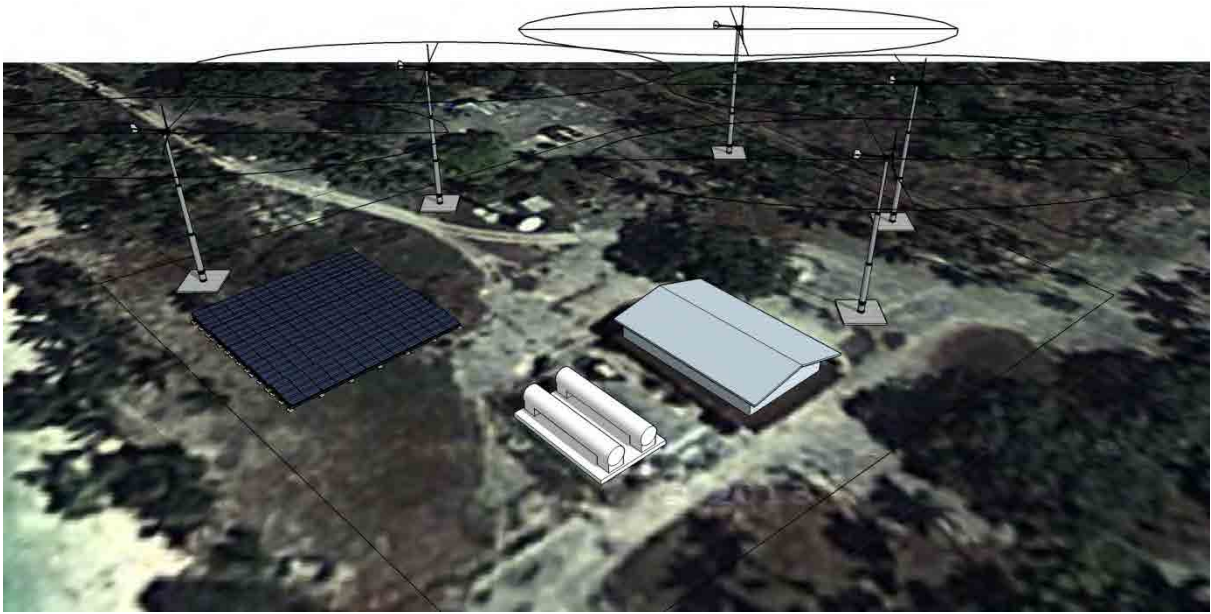


図 3.3.8-1 PV アレイ配置図 a

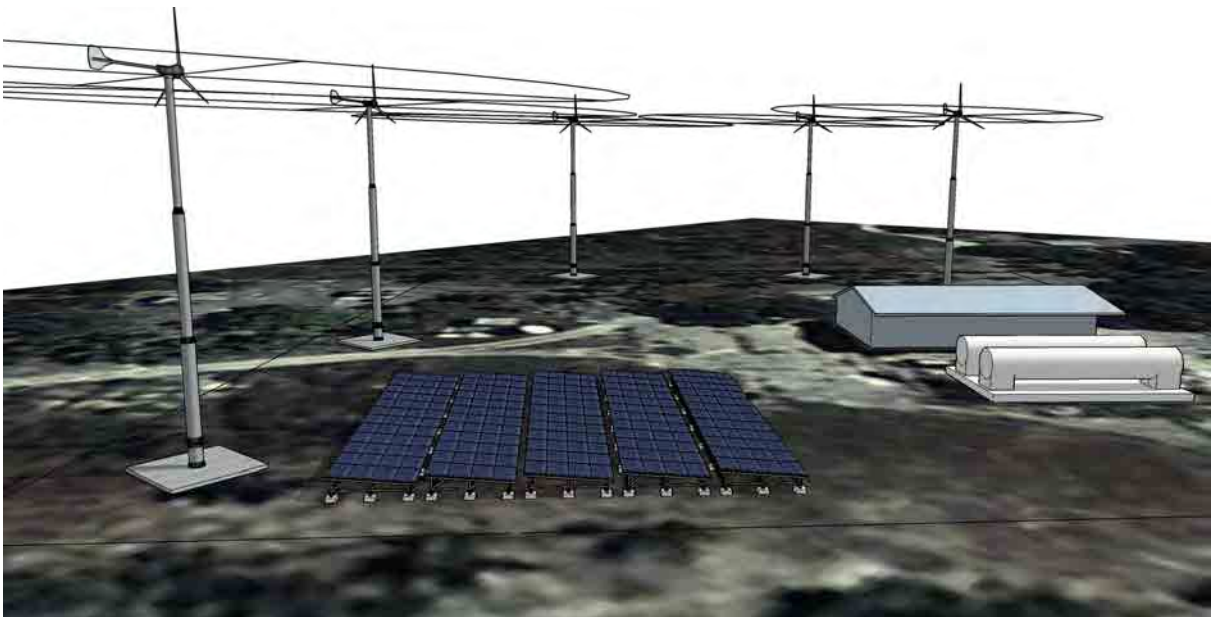


図 3.3.8-2 PV アレイ配置図 b

(2) Jaluit Atoll

PV50kW (10kW の PV アレイ 5 台) 及び WT25kW (5kW 風車 5 基) については、十分に配置できる結果となった。



図 3.3.8-3 PV アレイ配置図 a

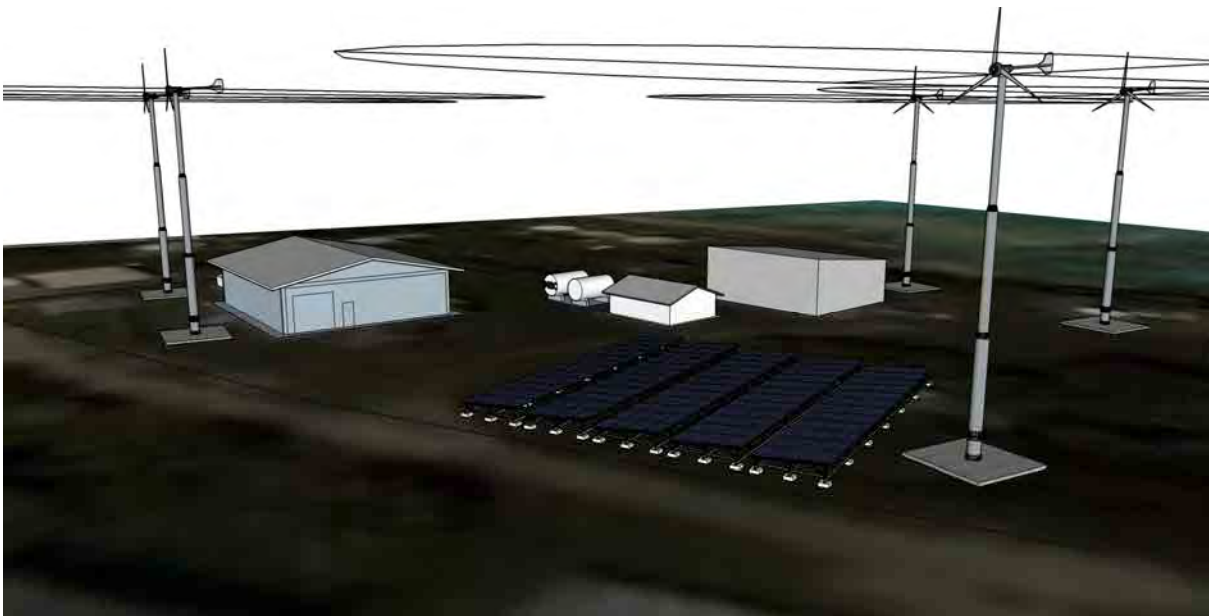


図 3.3.8-4 PV アレイ配置図 b

(3) Ebeye Island

PV600kW（10kWのPVアレイ60台）及びWT250kW（275kW可倒式風車2基）について、配置した。PV600kWについては十分に配置できる結果となったが、WTについては民家に近く、騒音の影響があることから、リーフ側の1基のみが可能と考える。

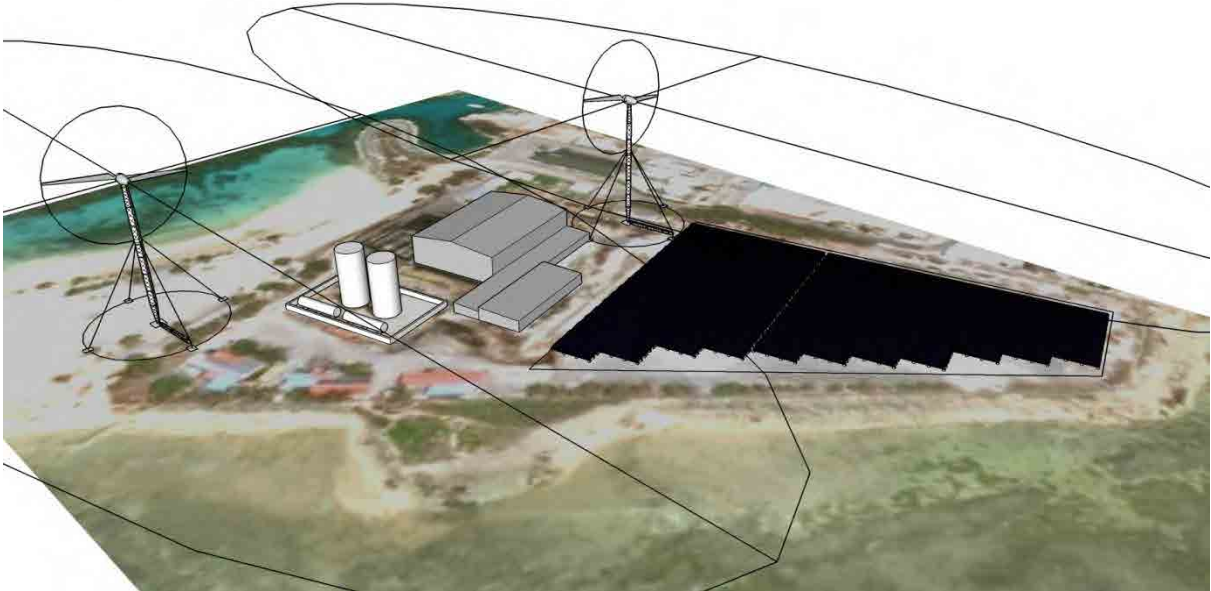


図 3.3.8-5 PVアレイ配置図 a

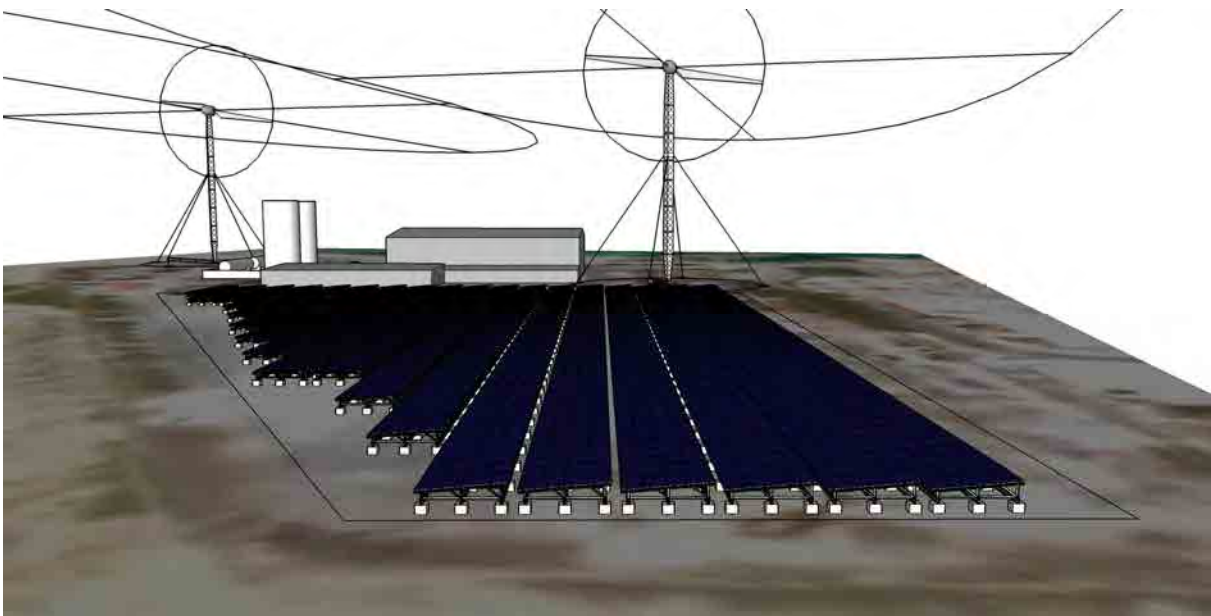


図 3.3.8-6 PVアレイ配置図 b

3.3.9 まとめ

3.3.9.1 検討成果

(1) ハイブリッドシステム

基本システム構成は、以下の3種類を提示する。

- PV-DEG ハイブリッドシステム

蓄電池等の安定化装置を併設しないシステムの提案を行う。このシステムは、「PVシステムに付属するパワーコンディショナ(PCS)の台数制御による周波数安定度を高めたシステム」であり、「PVシステムに付属するPCSの台数制御によるDEG低出力運転対策を加味したシステム」である。このシステムの具体的な特徴は以下の通りである。

- 個別PCSのオン・オフ操作による段階的な出力制限が可能
- PCS分割によるPCS故障時のPVシステム全停止のリスク軽減
- PCSを小容量(小型・軽量)とすることでの施工性の向上

- PV-WT-DEG ハイブリッドシステム

基本的にはPVディーゼル発電ハイブリッドシステムに類似したシステムである。WTは単機容量5~25kWの小型機であり、インバータ連系できる装置を基本とする。

- PV-Battery-DEG ハイブリッドシステム

蓄電池を用いて、PVの変動吸収及び余剰電力吸収を行うことで高い割合まで再生可能エネルギーの供給率を上げることができる。また、WTを併設することもできる。

但し、蓄電池設備は非常に高価なものとなる。

(2) 太陽光発電システム

Majuroをはじめとする「マ」国の全ての地域において、最適傾斜角は0度であるが、降雨によるセルフクリーニングを期待して、傾斜角5度を推奨する。なお、方位角については傾斜角30度以下の場合では、方位に依存しない。つまり、どの方位に向けて設置しても年間発電電力量は同等と考えられる。

(3) 風力発電システム

Majuroをはじめとする「マ」国の全ての地域において、年間平均風速が地上高25m以上で約7.5m/s以上であると考えられ、風力発電の導入は日常点検及び簡易補修が行える場合に有効である。日常点検及び簡易補修を小規模離島において容易に行えるように、風車タワーは傾倒できる方式が望ましい。タワー傾倒できる風力発電は1kW~275kWの規模で世界の風力発電メーカーにて用意されている。

(4) 需給バランスシミュレーション

HOMERを用いた需給バランスシミュレーション(長周期変動を考慮)では、次項に示す検討結果となった。但し、経済性を考慮した試算はコスト情報が得られず実施していない。

HOMERでは経済性を考慮した試算も行えるため、条件に応じて実施することを推奨する。

3.3.9.1 各離島の検討結果

(1) Wotje 及び Jalte

各ハイブリッドシステムの推奨案は下表の通りである。PV の複数台 PCS 運用でも周波数変動が発生する場合は、短周期対策として小容量の蓄電池の併設が必要である。この場合、可能であれば DEG 脱落時のバックアップ電源としても活用できるように定格の 30 分容量が望ましい。充放電率を確保するために、リチウムイオン電池等のハイレート蓄電池が望ましい。

一方では、現状においても既設の DEG は低出力運転を強いられており、今回の需給バランスシミュレーションでは運転範囲は、5~100%としているが、発電機メーカー提示の条件は「5~20% 出力 100 時間迄（その後は 70%以上で 100 時間以上）」である。

PV 等の導入により、更に低出力運転となり、現状よりも過酷な運転条件となるため、DEG の状態によっては長周期対策用蓄電池が必要である。長周期対策の蓄電池は、PV 発電量を殆ど全量吸収できる 6 時間容量が望ましい。DEG は現状でも 25~40%出力を強いられているため、場合によっては小型の発電機に入れ替えることを推奨する。この場合、条件によっては長周期対策用蓄電池は不要となる。

表 3.3.9-1 システム構成案 (Wotje 及び Jaluit)

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV50kW	PV-PCS10kW×5 台
DEG+PV+WT	PV50kW WT25kW	PV-PCS10kW×5 台 WT5kW×5 基
DEG+PV+Battery (短周期対策のみ)	PV50kW 50kW*25kWh	PV-PCS10kW×5 台 INV50kW*25kWh (リチウムイオン)
DEG+PV+Battery (長周期対策を含む)	PV50kW 50kW*300kWh	PV-PCS10kW×5 台 INV50kW*300kWh (鉛)

(2) Ebeye

各ハイブリッドシステムの推奨案は下表の通りである。PV の複数台 PCS 運用でも周波数変動が発生する場合は、短周期対策として小容量の蓄電池の併設が必要である。この場合、可能であれば DEG 脱落時のバックアップ電源としても活用できるように定格の 30 分容量が望ましい。充放電率を確保するために、リチウムイオン電池等のハイレート蓄電池が望ましい。

表 3.3.9-2 システム構成案 (Ebeye)

ハイブリッドシステム	導入規模	システム構成
DEG+PV	PV600kW	PV-PCS10kW×60 台
DEG+PV+WT	PV600kW WT500kW	PV-PCS10kW×60 台 WT250kW×2 基
DEG+PV+Battery (短周期対策のみ)	PV600kW 600kW*300kWh	PV-PCS10kW×5 台 INV500kW*250kWh (リチウムイオン)