

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
(要約版)

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
15-002

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
(要約版)

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
第2章 マーシャル国電力・エネルギーセクター概況	3
2.1 社会・経済の概況	3
2.1.1 政治情勢.....	3
2.1.2 社会情勢.....	3
2.1.3 経済情勢.....	3
2.2 エネルギーセクターの概況	4
2.2.1 エネルギー全般.....	4
2.2.2 再生可能エネルギー利用状況	5
2.2.3 国家エネルギー政策および行動計画（2009年度版）	5
2.3 電力セクターの概況	6
2.3.1 政策および法・規制.....	6
2.3.2 MRD および MEC の長期電源開発計画、送電計画	6
2.3.3 MEC の財務状況.....	6
2.3.4 電気料金と補助金	6
2.3.5 主要発電・配電設備.....	7
第3章 調査結果	12
3.1 再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援.....	12
3.1.1 工程と留意事項.....	12
3.1.2 基本方針.....	12
3.1.3 「マ」国系統連系ガイドライン.....	13
3.1.4 「マ」国 RE 促進普及のための法制度整備支援.....	21
3.1.4.1 FIT 検討の前に.....	21
3.1.4.2 FIT シミュレータ	21
3.1.4.3 PV 導入前後における MEC の財務バランス	22

3.1.4.4 FIT 制度に関する「マ」国の課題	24
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	25
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	25
3.2.1.1 代数的手法の概要	25
3.2.1.2 代数的手法による RE 連系許容量算定結果	26
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	29
3.3.1 基本システム構成	29
3.3.2 システム設計ツール	29
3.3.3 PV 設置場所	29
3.3.4 需給バランスシミュレーション	30
3.3.4.1 各離島シミュレーション結果	30
3.3.5 各離島計画案	33
3.3.6 まとめ	36
3.3.6.1 検討成果	36
3.3.6.2 各離島の検討結果	36
3.4 発電所の運用改善によるプラント効率改善	38
3.4.1 EDC 運用とは	38
3.4.2 「マ」国に適した EDC 運用の技術移転	38
3.4.2.1 「マ」国に適した EDC 運用	38
3.4.3 EDC 実証運用および効果検証	39
3.4.3.1 EDC 運用条件	39
3.4.3.2 EDC 運用検証結果	40
第 4 章 総括	40
4.1 「マ」国における現状課題	40
4.2 「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	43
4.2.1 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）	43
4.2.2 再エネ最大化シナリオ	43
4.3 本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例	46
4.3.1 各 DEG の運転範囲が正常になった場合	46
4.3.2 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	47
4.3.3 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	47
4.3.4 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	49
4.3.5 まとめ	52

表一覧

表 2.1.2-1	「マ」国の人口、面積（2011 年度、非公式）	3
表 2.2.2-1	独立型太陽光発電システム（SHS）設置数	5
表 2.3.4-1	MEC 電気料金テンプレート	7
表 2.3.4-2	MEC 電気料金制度の変遷	7
表 2.3.5-1	Majuro 発電所 No.1、No.2 発電機仕様	8
表 2.3.5-2	Wotje 発電設備一覧	9
表 2.3.5-3	Jaluit 発電設備一覧	10
表 2.3.5-4	Ebeye 発電設備一覧	11
表 3.1.1-1	各ミッションでの作業内容	12
表 3.1.4-1	FIT シミュレータ MEC 財務バランス表 [PV 設置前]	23
表 3.1.4-2	FIT シミュレータ MEC 財務バランス表 [PV 設置後]	23
表 3.2.1-1	RE 連系許容量算定結果(Majuro)	26
表 3.2.1-2	PV+WT 連系許容量(Ebeye)	26
表 3.2.1-3	PV+WT 連系許容量(Wotje)	27
表 3.2.1-4	PV+WT 連系許容量(Jaluit)	27
表 3.2.2-1	最大化対策実施した場合の PV 連系量(目安)	28
表 3.3.3-1	Wotje Atoll PV 設置候補場所	29
表 3.3.3-2	Jaluit Atoll PV 設置候補場所	30
表 3.3.3-3	Ebeye Island PV 設置候補場所	30
表 3.3.4-1	システム構成案 (Wotje)	31
表 3.3.4-2	システム構成案 (Jaluit)	32
表 3.3.4-3	システム構成案 (Ebeye)	32
表 3.3.6-1	システム構成案 (Wotje 及び Jaluit)	37
表 3.3.6-2	システム構成案 (Ebeye)	37
表 3.4.3-1	第 1 回 EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)	39
表 3.4.3-2	第 2 回 EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)	39
表 3.4.3-3	EDC 運用検証結果	40
表 4.1-1	Majuro における長周期シミュレーション結果	42
表 4.3.3-1	代数的手法による短周期検証結果	48
表 4.3.4-1	再エネ発電量 (MWh/y)	49
表 4.3.4-2	蓄電池容量 (kWh)	49
表 4.3.4-3	建設コスト (k\$)	50
表 4.3.4-4	運用コスト (k\$/15years)	50
表 4.3.4-5	合計コスト (k\$/15years)	51
表 4.3.4-6	発電コスト (\$/kWh)	51
表 4.3.4-7	再エネ供給率	52

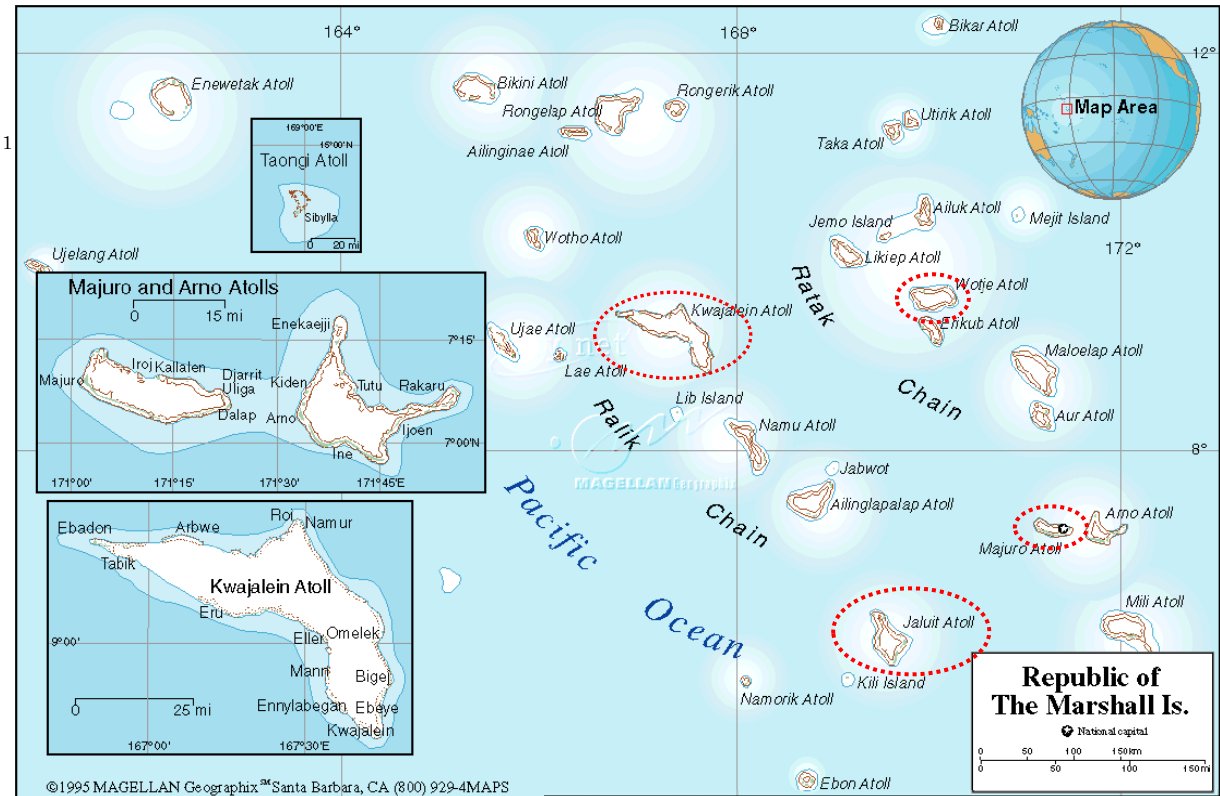
図一覧

図 1.5-1	マーシャル諸島地図(調査対象地域)	2
図 2.2.1-1	MRD 組織図	4
図 2.2.2-1	RRE 7kW 風車	5
図 2.3.5-1	Majuro 発電所	8
図 2.3.5-2	Wotje 年間系統負荷	9
図 2.3.5-3	Jaluit 年間系統負荷	10
図 2.3.5-4	Ebeye 年間系統負荷	11
図 3.1.4-1	FIT シミュレータ全体図	22
図 3.1.4-2	MEC P/L 表の変化	24
図 3.2.1-1	代数的手法イメージ	25

図 3.2.2-1	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	28
図 3.3.5-1	PV アレイ配置図 a(Wotje)	33
図 3.3.5-2	PV アレイ配置図 b(Wotje)	33
図 3.3.5-3	PV アレイ配置図 a(Jaluit)	34
図 3.3.5-4	PV アレイ配置図 b(Jaluit)	34
図 3.3.8-5	PV アレイ配置図 a(Ebeye)	35
図 3.3.8-6	PV アレイ配置図 b(Ebeye)	35
図 3.4.2-1	「マ」国に適した EDC 運用概略図	38
図 4.1-1	Majuro 電力系統 販売電力量と最大電力	41
図 4.1-2	Majuro DEG 組合せ	41
図 4.2-1	マ国エネルギー自給基盤形成ロードマップ（具体案）	44
図 4.2-2	マ国再エネ最大化シナリオ	45



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



出典 : MEC ホームページ (<http://mecmi.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
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
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
DEG	Diesel Engine Generator	ディーゼル発電機
DER	distributed energy resources	分散電源
DGR	Directional Ground Relays	地絡方向継電器
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
EE	Energy efficiency	エネルギー効率
EPD	Energy Planning Division	エネルギー計画局
EU	European Union	欧州連合
GC	Grid Cord	系統連系規定
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GF	Governor Free	ガバナフリー
GNI	Gross National Income	国民総所得
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
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	Iternal rate of return	内部収益率
JET	Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories	一般財団法人電気安全環境研究所
KAJUR	Kwajalein Atoll Joint Utility Resources	クワジェリン環礁電力資源機構
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
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	MiddleVoltage	高圧 (1kV~35kV)
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
NPV	Net Present Value	正味現在価値
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・マネージメント
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
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
PV	Photovoltaic	太陽光発電
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
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
Tr	Transformer	変圧器
UFR	Under Frequency Relay	不足周波数継電器
UVR	Under Voltage Relay	不足電圧継電器
VCB	Vacuum Circuit Breaker	真空遮断器
WG	Working Group	ワーキンググループ
WT	Wind Turbine	風力発電機

要約

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)

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

(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)²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。

2.1.2 社会情勢

(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。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。

表2.1.2-1 「マ」国の人口、面積(2011年度国勢調査、非公式)

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

* 黄色網掛け部は本調査対象地域を示す。

2.1.3 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、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

² 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。

マ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%、物価上昇率は1.5%となっている。

2.2 エネルギーセクターの概況

2.2.1 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。

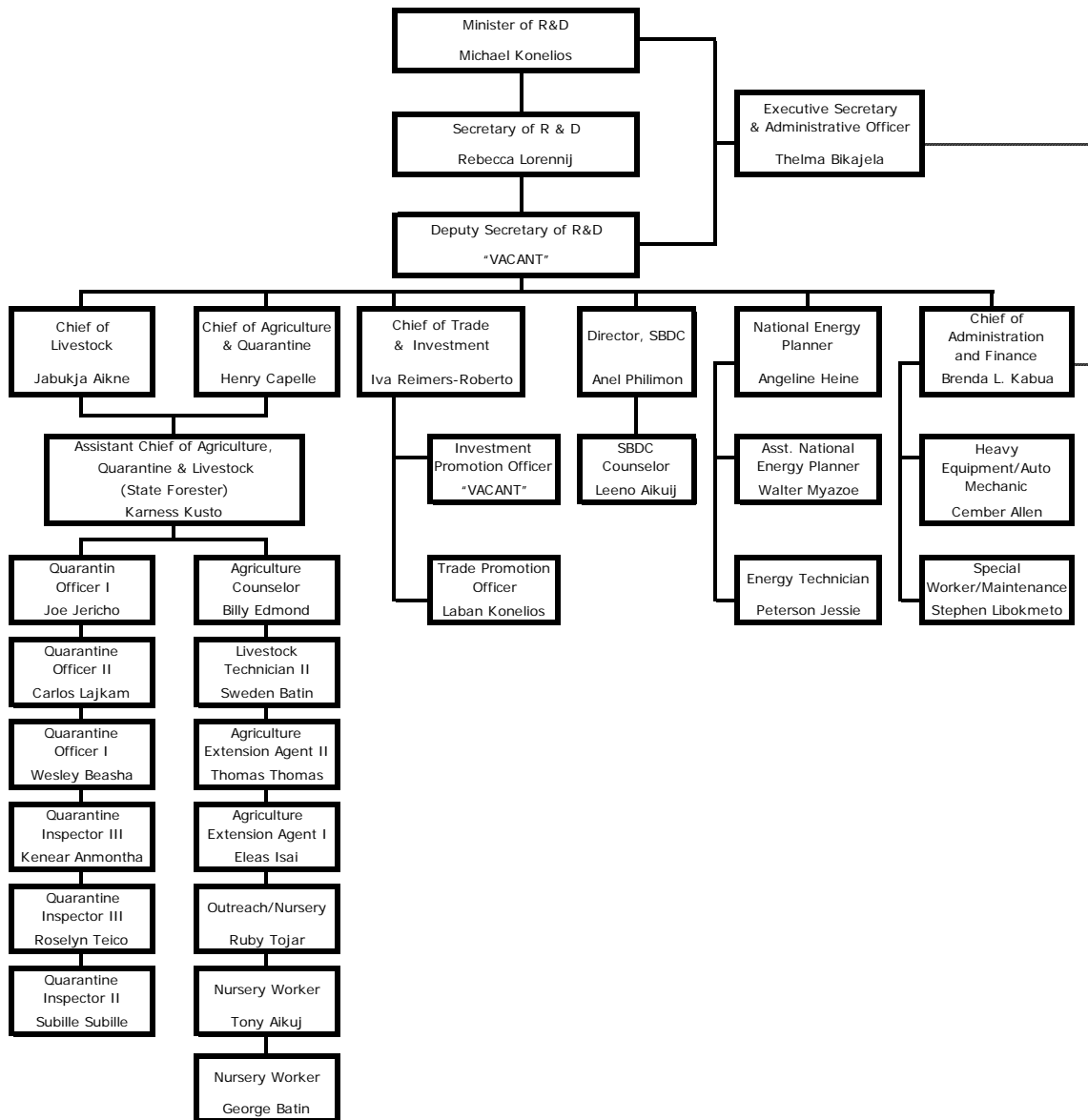


図 2.2.1-1 MRD 組織図

2.2.2 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。

(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2.2.2-1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。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、台湾の援助による111kWの太陽光発電(PV)設備が設置され、Majuro病院屋上にJICA支援による209kWの系統連系PV設備が2012年7月に設置されている。

(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)³近くに7kWのものが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。

表 2.2.2-1 独立型太陽光発電システム(SHS)設置数

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 ⁴	住宅
米国	2007	Wotho	25	住宅
EU	2009	Ine, Arno Atoll	1	小学校
EU	2009	Mejit Atoll	1	小学校
EU	2009	Majkin Namu Atoll	1	小学校
台湾	2007 -2008 ⁵	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

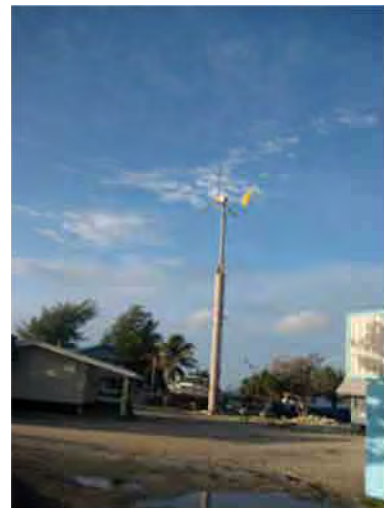


図 2.2.2-1 RRE 7kW 風車

2.2.3 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

³ ホテルや店舗、船舶輸送などの事業を行っている。

⁴ 420基という数字もある。

⁵ 3島で約930基という数字もある。

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%)
- 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

2.3 電力セクターの概要

2.3.1 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MEC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。Ebeyeにおいては、MECの子会社である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。

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、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。

2.3.2 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、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。

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費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。

2.3.3 MECの財務状況

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。

2.3.4 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 2.3.4-1 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 2.3.4-2 に示す。

表 2.3.4-1 MEC 電気料金テンプレート

CURRENT TARIFF TEMPLATE				
23-Mar-09				
MARSHALLS ENERGY COMPANY, Inc.				
Diesel Price per Barrel	Government	Commercial	Residential	Life Line
MOPS \$	\$/kWhr	\$/kWhr	\$/kWhr	\$/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

表 2.3.4-2 MEC 電気料金制度の変遷

Notes	Date of Increase	Government		Commercial		Residential		Life Line	
		From	To	From	To	From	To	From	To
1	1-Jan-05		\$0.18		\$0.18	\$0.12	\$0.14	\$0.12	\$0.13
2	1-Sep-05	\$0.18	\$0.21	\$0.18	\$0.21	\$0.14	\$0.15	\$0.13	\$0.14
3	1-Nov-05	\$0.21	\$0.23	\$0.21	\$0.23	\$0.15	\$0.17	\$0.14	\$0.16
	1-Jul-06	\$0.23	\$0.25	\$0.23	\$0.25	\$0.17	\$0.19	\$0.16	\$0.18
	1-Oct-06	\$0.25	\$0.26	\$0.25	\$0.26	\$0.19	\$0.20	\$0.18	\$0.19
4	1-Jan-07	\$0.26	\$0.28	\$0.26	\$0.27	\$0.20	\$0.21	\$0.19	\$0.19
5	1-Jun-07	\$0.28	\$0.29	\$0.27	\$0.28	\$0.21	\$0.22	\$0.19	\$0.20
6	1-Jul-07	\$0.29	\$0.30	\$0.28	\$0.29	\$0.22	\$0.23	\$0.20	\$0.21
7	1-Dec-07	\$0.30	\$0.35	\$0.29	\$0.34	\$0.23	\$0.26	\$0.21	\$0.24
8	1-Mar-08	\$0.35	\$0.35	\$0.34	\$0.34	\$0.26	\$0.28	\$0.24	\$0.26
	1-Apr-08	\$0.35	\$0.40	\$0.34	\$0.39	\$0.28	\$0.33	\$0.26	\$0.31
	1-Jun-08	\$0.40	\$0.48	\$0.39	\$0.47	\$0.33	\$0.41	\$0.31	\$0.39
	1-Nov-08	\$0.48	\$0.40	\$0.47	\$0.39	\$0.41	\$0.33	\$0.39	\$0.31
	1-Jan-09	\$0.40	\$0.31	\$0.39	\$0.30	\$0.33	\$0.24	\$0.31	\$0.22
9	1-Feb-10	\$0.31	\$0.37	\$0.30	\$0.36	\$0.24	\$0.30	\$0.22	\$0.28
	1-May-10	\$0.37	\$0.39	\$0.36	\$0.38	\$0.30	\$0.32	\$0.28	\$0.30
	1-Jan-11	\$0.39	\$0.42	\$0.38	\$0.41	\$0.32	\$0.35	\$0.30	\$0.33
	1-Feb-11	\$0.42	\$0.43	\$0.41	\$0.42	\$0.35	\$0.36	\$0.33	\$0.34
	1-Apr-11	\$0.428	\$0.488	\$0.418	\$0.478	\$0.36	\$0.418	\$0.338	\$0.40
	1-Apr-12	\$0.488	\$0.500	\$0.478	\$0.490	\$0.42	\$0.430	\$0.398	\$0.41
	1-Dec-14	\$0.500	0.416	\$0.490	0.406	\$0.43	0.346	0.41	\$0.33

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 2.3.4-2 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。

2.3.5 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、Majuro、Jaluit、Wotje、Ebye 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。

(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、7 号機に至っては、2014 年 4 月にロータ折損による重故障により停止状態にある。何れも未だ復旧に至っていない。



図 2.3.5-1 Majuro 発電所

(a) 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つ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。

表 2.3.5-1 Majuro 発電所 No.1、No.2 発電機仕様

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)	

(b) 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 箇所に設置されている。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。

(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、既設する発電機は 275kW のディーゼル発電機が 2 台となっている。

系統負荷については、年間の最大が約 120kW で、代表的な大規模需要家とする高等学校が夏休み期間となる 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。



表 2.3.5-2 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

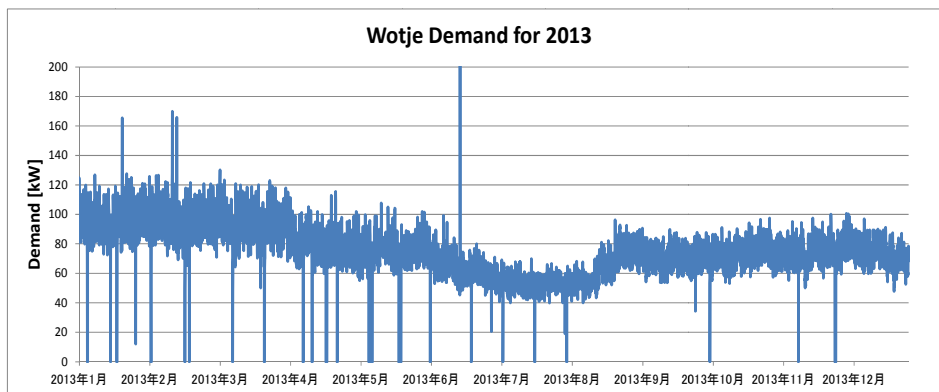


図 2.3.5-2 Wotje 年間系統負荷(2013 年)

(a) 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。

(3) Jaluit 発電所

Jaluit 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。系統負荷については、年間の最大が約 140kW で、代表的な大規模需要家とする高等学校が夏休み期間となる 6 月から 8 月にかけては負荷が 50~80kW に下がる傾向にある。



表 2.3.5-3 Jaluit 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila
ENGINE MODEL	UD25	UD25
NAME	300	300
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

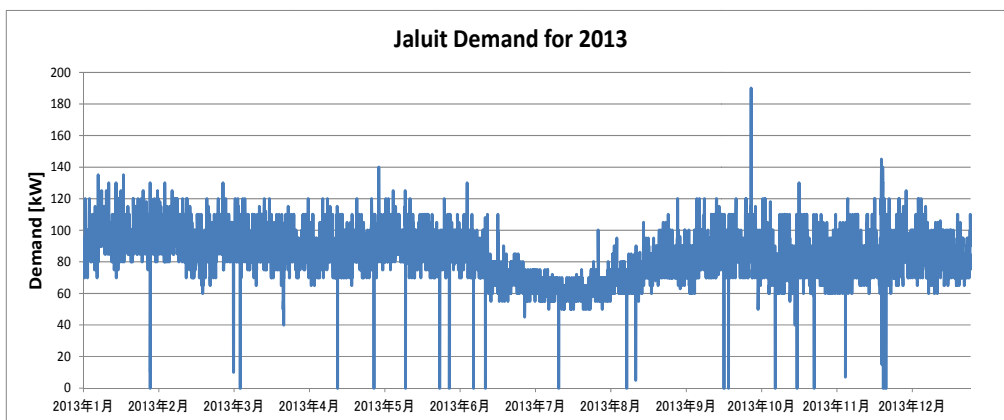


図 2.3.5-3 Jaluit 年間系統負荷

(a) 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。

(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 ヲ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。

(a) 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 2.3.5-4 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 2.3.5-4 Ebeye 発電設備一覧

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

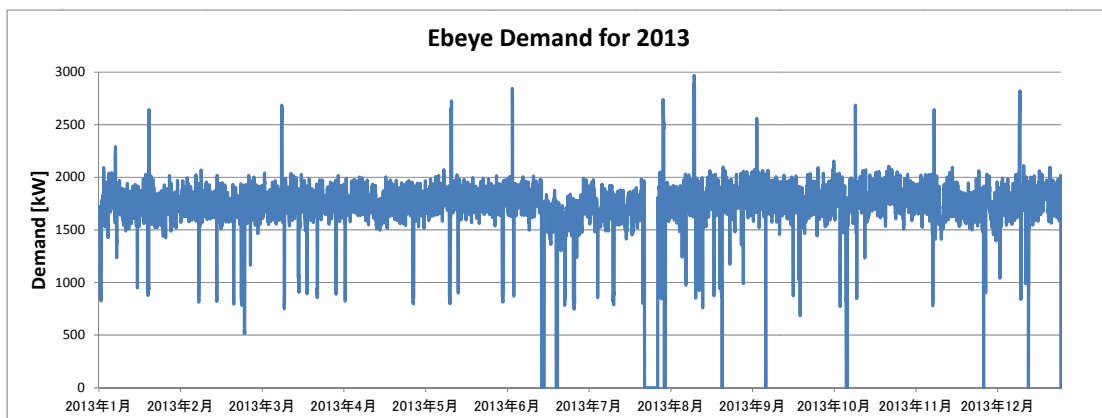


図 2.3.5-4 Ebeye 年間系統負荷

(b) 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。

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

「マ」国 RE 促進普及のための法制度整備支援として、C/P との協働のもと、主として分散型電源の系統連系ガイドラインの原案策定と、FIT 制度の検討を実施した。

3.1.1 工程と留意事項

各ミッションでの検討・調査内容を表 3.1.1-1 に示す。

表 3.1.1-1 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	・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	・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	・設備/需用家調査 ・電力品質、安全に係る討議	・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	・設備/需用家調査 ・保護協調に関する討議 ・原案作成	・FIT 活用における課題(原資)と可能性に係る討議
2014年11月	・最終報告と Q&A ・公開シンポジウム	

各検討においては、以下の事項に注意して行なった。

- 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

3.1.2 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、1 ヶ所当りの再大容量は暫定的に 30kW⁶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を認めることとする。

⁶ 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。

- 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。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。
- 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。

3.1.3 「マ」国系統連系ガイドライン

(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 14⁷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
- 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

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。

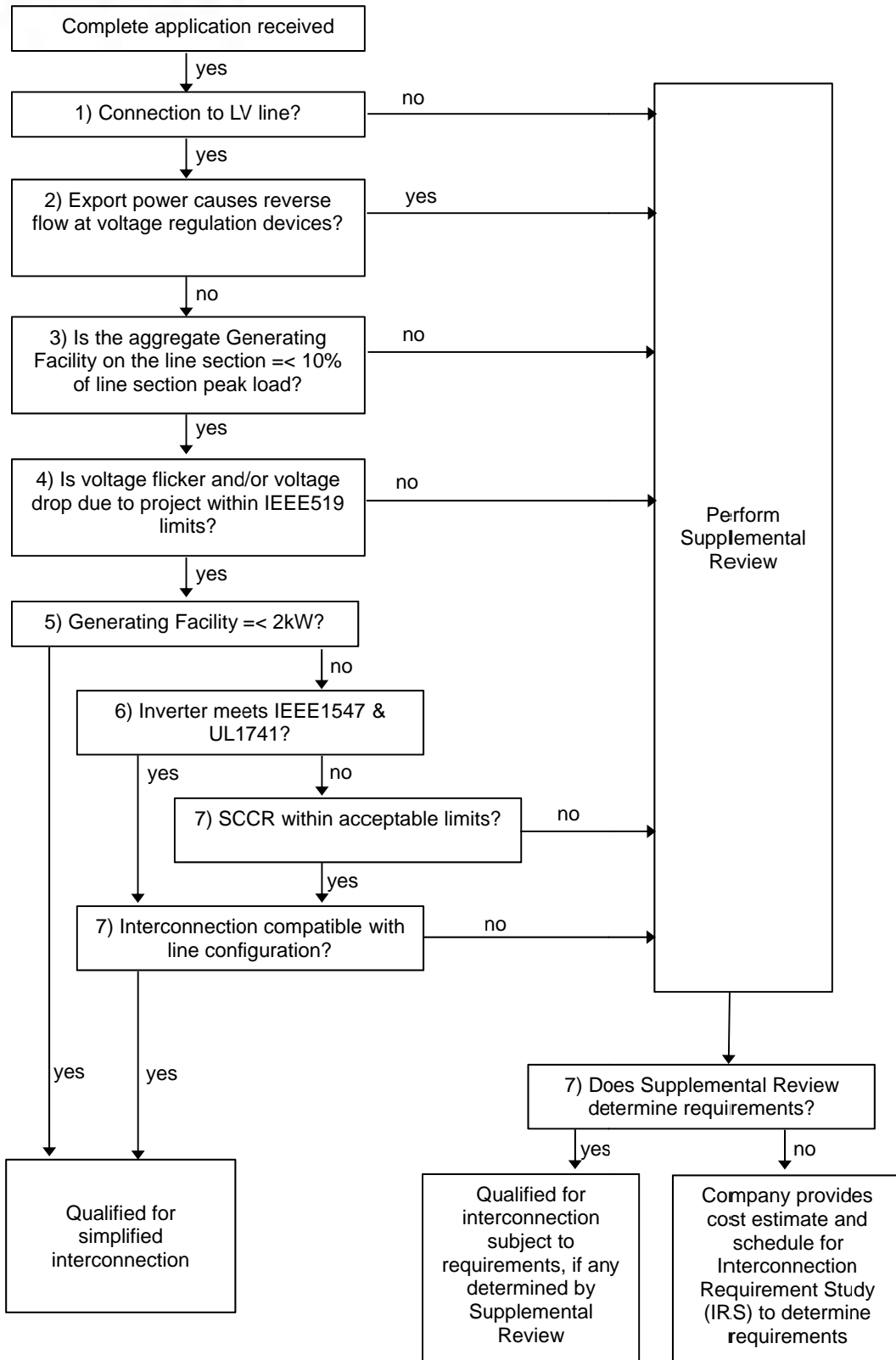
この文書に示す基準と要件は、以下の分散発電を MEC の低圧配電設備に連系させる際に適用される。

(1) 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。

⁷ <http://www.hawaiianelectric.com/vcmcontent/FileScan/PDF/EnergyServices/Tarrifs/HECO/HECORules14.pdf>

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%) ⁸⁾	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 システムの運用と協調をとること。

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 システム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 システムの充電を停止しなければならない⁹⁾。

⁸⁾ 基準電圧は、ANSI C84.1-1995, Table 1 で示されている公称系統電圧。

⁹⁾ 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。

3.3.5 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。

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¹⁰。

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)¹¹

奇数次の個別高調波 ¹²	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	全高調波歪み (TDD)
%	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

¹⁰ 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。

¹¹ 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。

¹² 偶数次高調波は、上記奇数次高調波の 25%に制限される。

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、もしくはロック・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。

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 による検査で見られた場合、(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。

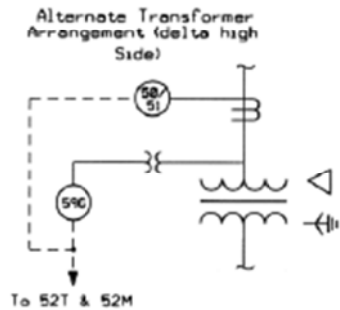
3.6.4 電磁障害に関する防護

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

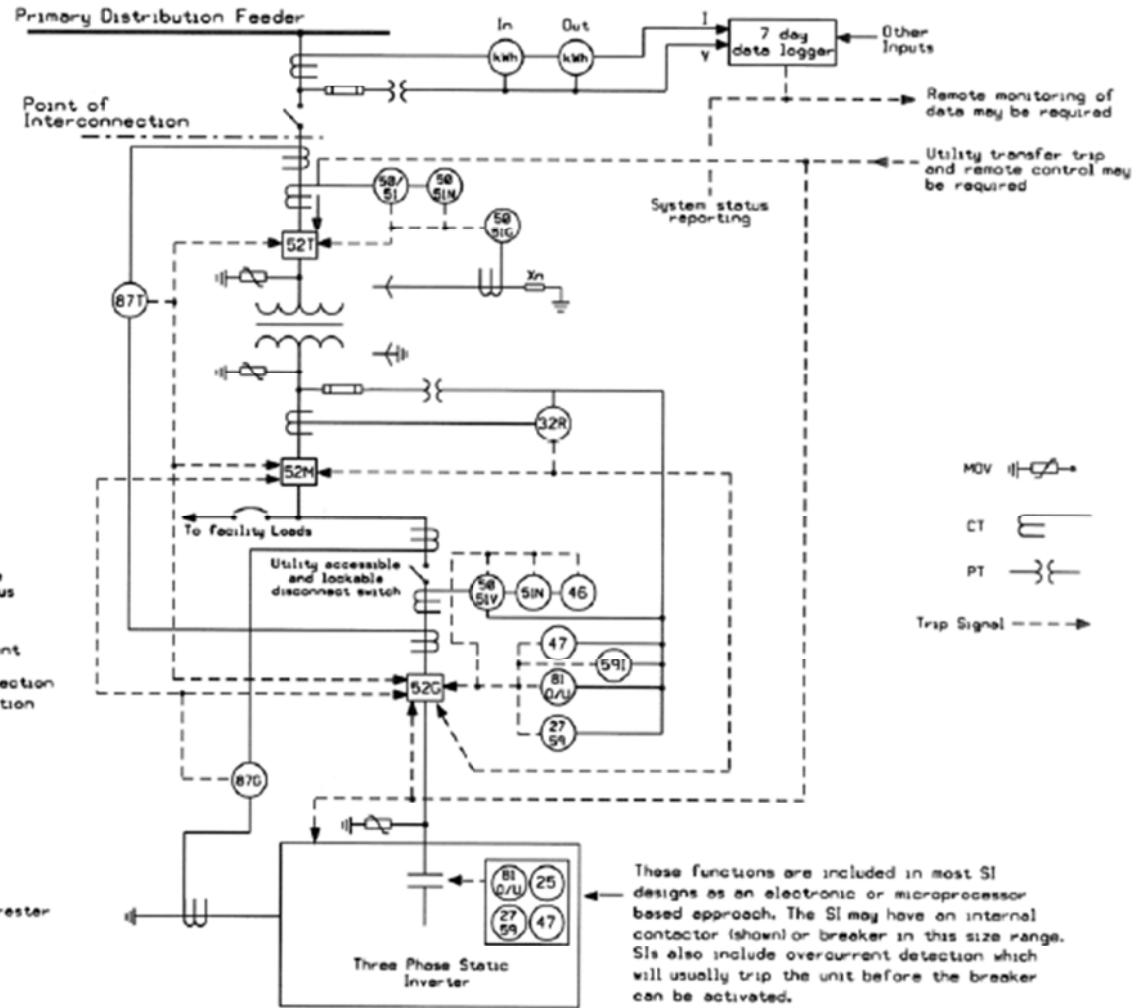
4.1 付録 1 – 図 1 – 対規模インバータ発電設備(逆潮なし)に対し要求される保護装置の典型例

Large Static Inverter (Non-export) Typical Equipment and Protective Device Requirements



Key:

- 27/59 = Under/over voltage relay
- 81 O/U = Over/under frequency relay
- 50/5I = Phase time overcurrent with instantaneous
- 50/5IV = Voltage controlled phase time over current with instantaneous
- 50/5IN = Neutral time overcurrent with instantaneous
- 50/5IG = Neutral ground time overcurrent with instantaneous
- 87T = Transformer differential protection
- 87G = Generator differential protection
- 51N = Ground time overcurrent
- 47 = Phase voltage sequence relay
- 46 = Negative sequence current
- 32R = Reverse power relay
- 59G = Ground overvoltage relay
- 52G = Generator circuit breaker
- 52T = Transformer circuit breaker
- 52M = Main facility circuit breaker
- 59I = High speed overvoltage relay
- MOV = Metal oxide varistor surge arrester



3.1.4 「マ」国 RE 促進普及のための法制度整備支援

3.1.4.1 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¹³。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。

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¹⁴。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。

3.1.4.2 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

¹³ 割引率は 6%と仮定。

¹⁴ 割引率は 6%と仮定。

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・設計が行える。C/P との協議に当たっては本シミュレータを活用しつつ、具体的な数字を取りあげ検討を実施した。

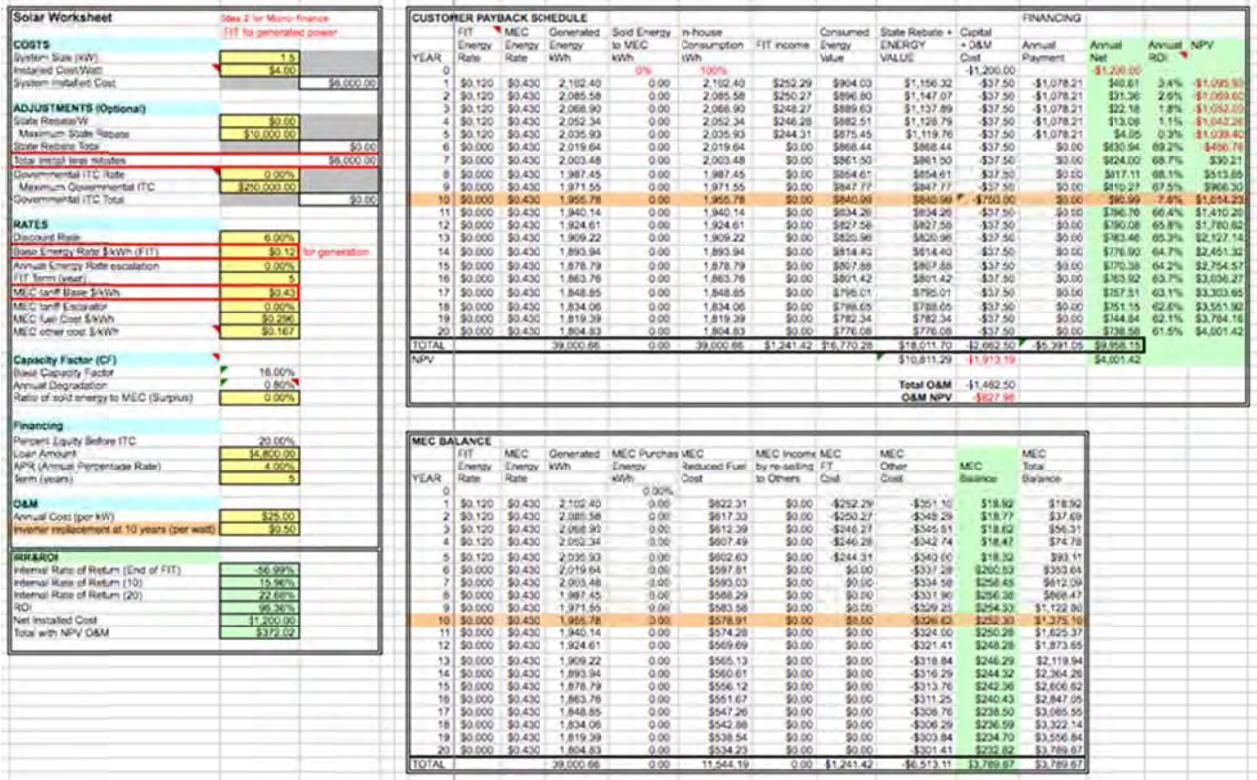


図 3.1.4-1 FIT シミュレータ全体図

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。

3.1.4.3 PV 導入前後における MEC の財務バランス

PV(住宅 PV 1.5kW)導入前後における MEC の財務バランスの変化について検討を行った。

検討結果を表 3.1.4-1 と表 3.1.4-2 に示す。なお、以下の検討では議論を簡単にするために FIT 無しとして行なった。

<検討結果>

結果より、PV 導入前は、年間 60~70\$程度の赤字であったのに対し、導入後は赤字幅が 300~350\$に拡大していることが確認された。

ここで注意すべき点は、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 3.1.4-1 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	

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 3.1.4-2 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 3.1.4-2 である。基礎的な財務データは 2012 年の財務報告書からとり、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。

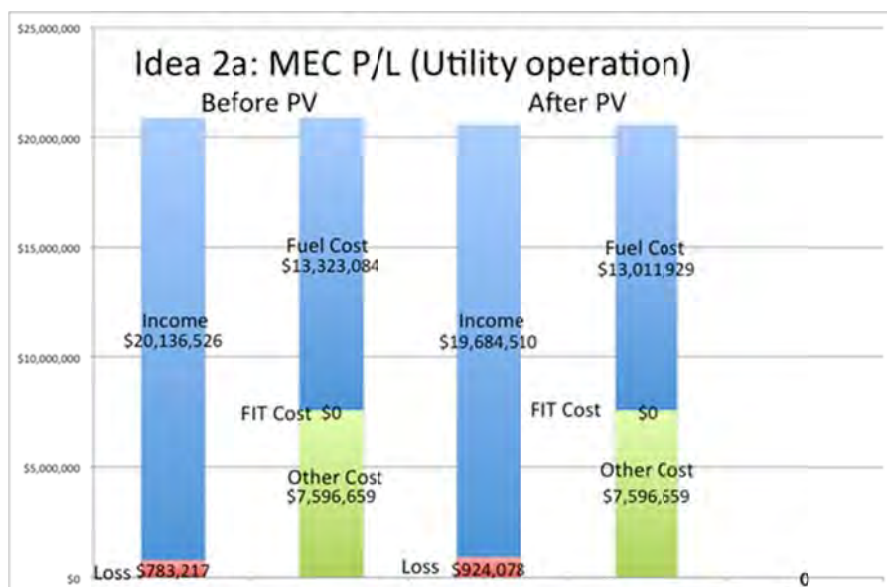


図 3.1.4-2 MEC P/L 表の変化

3.1.4.4 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、「回避可能コスト¹⁵」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ないほど、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 RE 許容量評価の調査結果より 1Hz、2σ 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。

¹⁵ PV 等の RE 導入に伴う発電所の削減燃料費や、発電所運用コスト、一般管理費、流通設備コスト、償却費 等

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。

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)

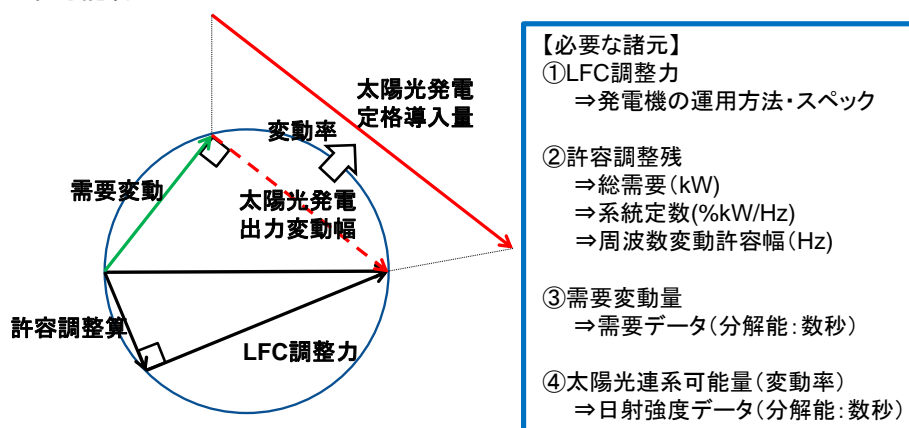


図 3.2.1-1 代数的手法イメージ

3.2.1.2 代数的手法による RE 連系許容量算定結果

各島 (Majuro、Ebeye、Wotje、Jaluit) 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。

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

表 3.2.1-1 RE 連系許容量算定結果 (Majuro)

PV	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	$3\sigma(99.7\%)$	130 kW	220 kW	450 kW	4.56 MW
$2\sigma(95.4\%)$	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW	
$\sigma(68.3\%)$	290 kW	490 kW	980 kW	6.70 MW	
WT	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	$3\sigma(99.7\%)$	110 kW	180 kW	380 kW	4.56 MW
$2\sigma(95.4\%)$	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW	
$\sigma(68.3\%)$	310 kW	520 kW	1,040 kW	6.70 MW	
RE 合計 (PV+WT)	Allowable range	0.3Hz	0.5 Hz	1.0Hz	Total demand
	$3\sigma(99.7\%)$	250 kW	400 kW	820 kW	4.56 MW
$2\sigma(95.4\%)$	360 kW	620 kW	1,260 kW	5.85 MW	
$\sigma(68.3\%)$	600 kW	1,010 kW	2,030 kW	6.70 MW	

(2) Ebeye

表 3.2.1-2 PV+WT 連系許容量(Ebeye)

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

(3) Wotje

表 3.2.1-3 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

表 3.2.1-4 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

3.2.2 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 σ (95.4%)、周波数変動許容幅 \pm 1Hz とした。

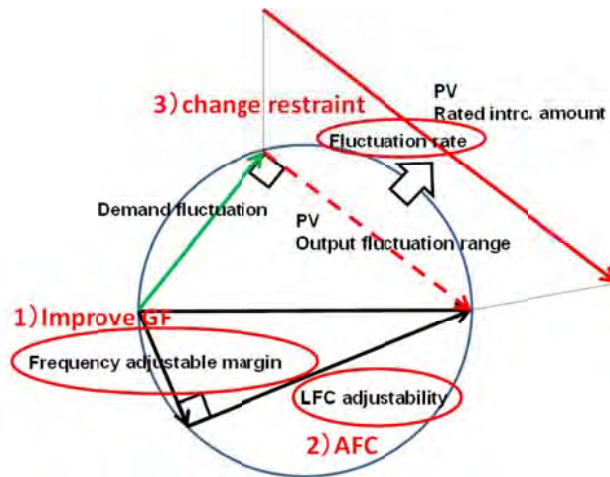


図 3.2.2-1 RE 導入最大化対策を代数的手法へ適用した場合の変更パラメータ

表 3.2.2-1 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 12.1MW/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 3.2.2-1 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 3.2.2-1 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 3.2.2-1 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

ハイブリッドシステム計画から設計までの手法を、C/P へ指導するとともに、「マ」国小規模離島へのハイブリッドシステム設計を実施した。

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

3.3.2 システム設計ツール

■ シミュレーションツール：HOMER

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

■ 配置設計（図面作成）ツール：SketchUP

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て計画する場合は、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。

3.3.3 PV 設置場所

(1) Wotje Atoll

Wotje 環礁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 3.3.3-1 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)

(2) Jaluit Atoll

Jaluit 環礁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 3.3.3-2 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

(3) Ebeye Island

Ebeye 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 3.3.3-3 Ebeye Island 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

3.3.4 需給バランスシミュレーション

3.3.4.1 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

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 3.3.4-1 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

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 3.3.4-2 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

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 3.3.4-3 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

3.3.5 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。

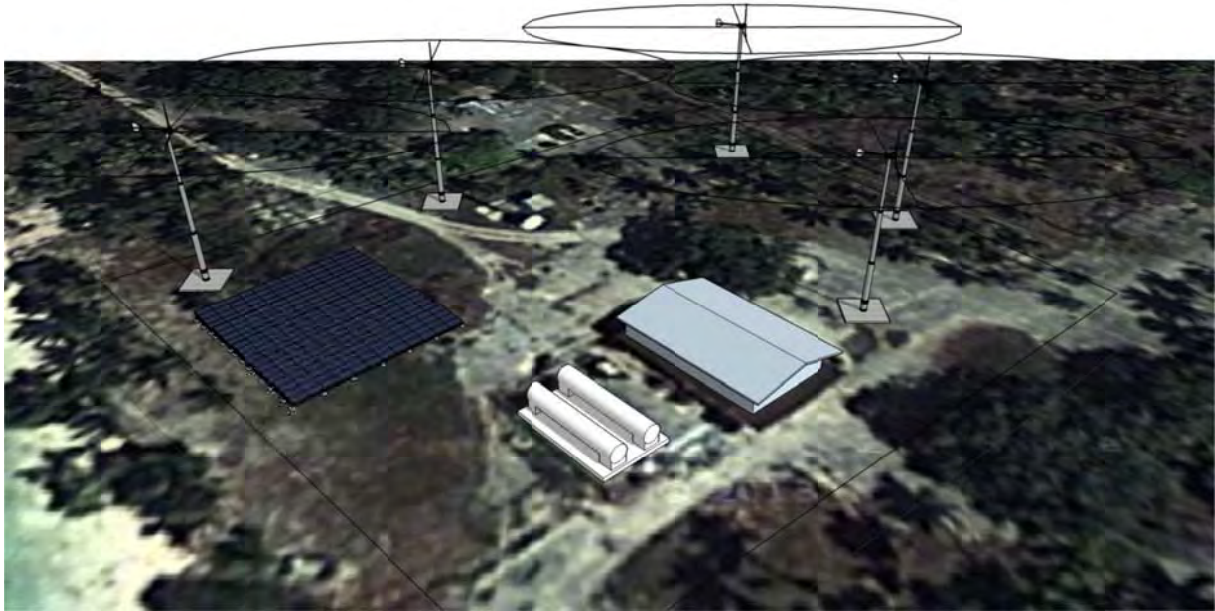


図 3.3.5-1 PVアレイ配置図 a(Wotje)

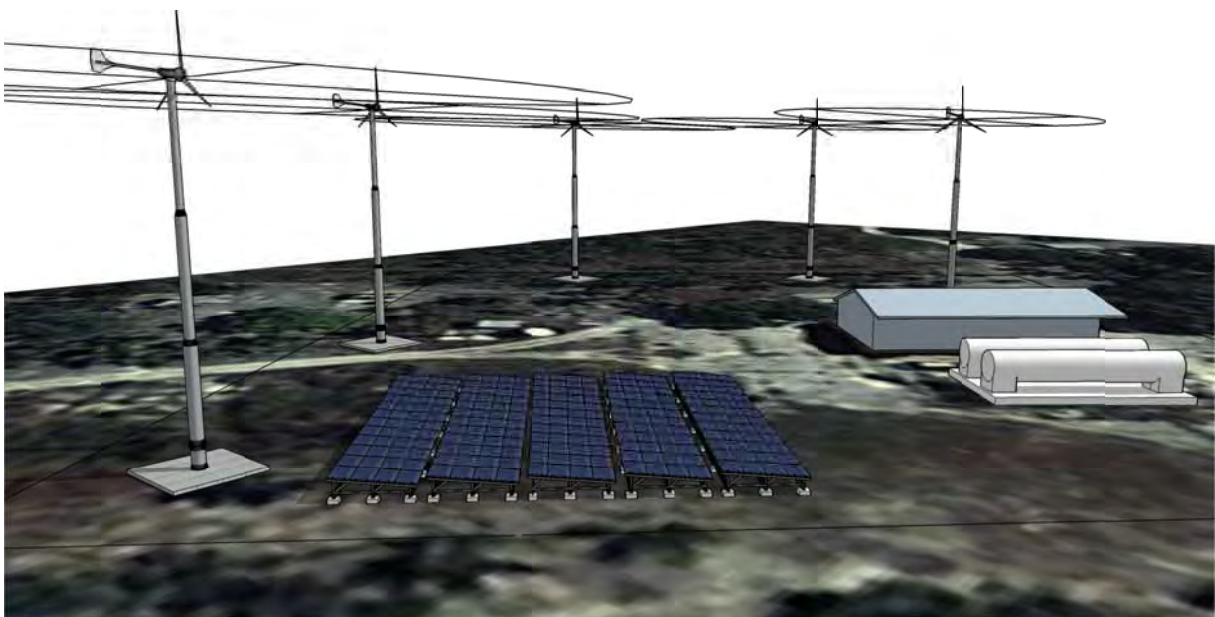


図 3.3.5-2 PVアレイ配置図 b(Wotje)

(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。

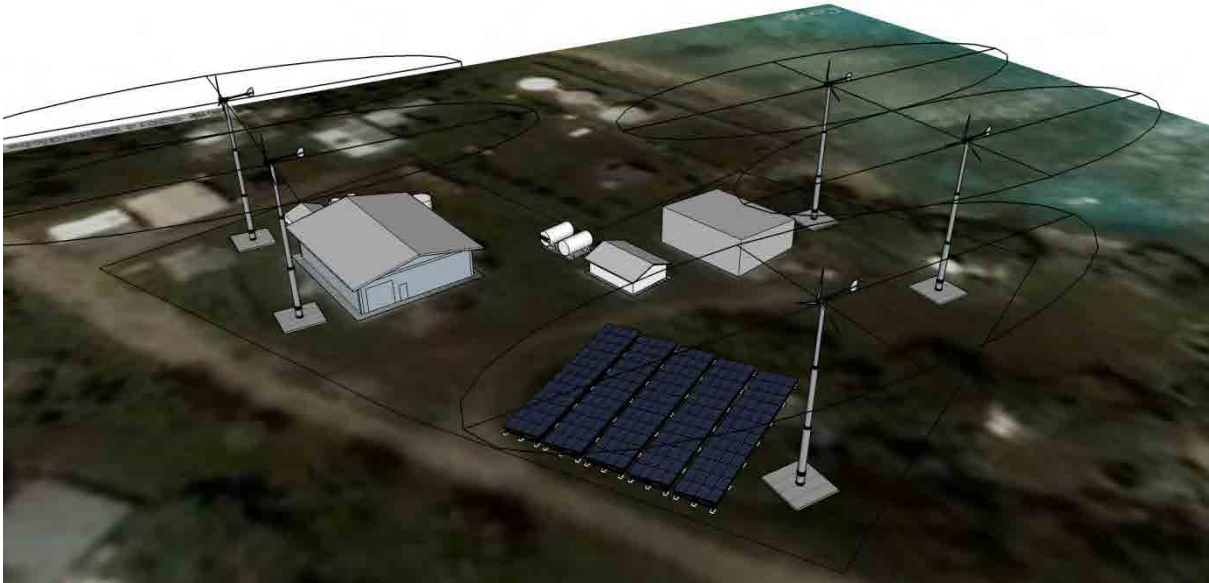


図 3.3.5-3 PV アレイ配置図 a(Jaluit)

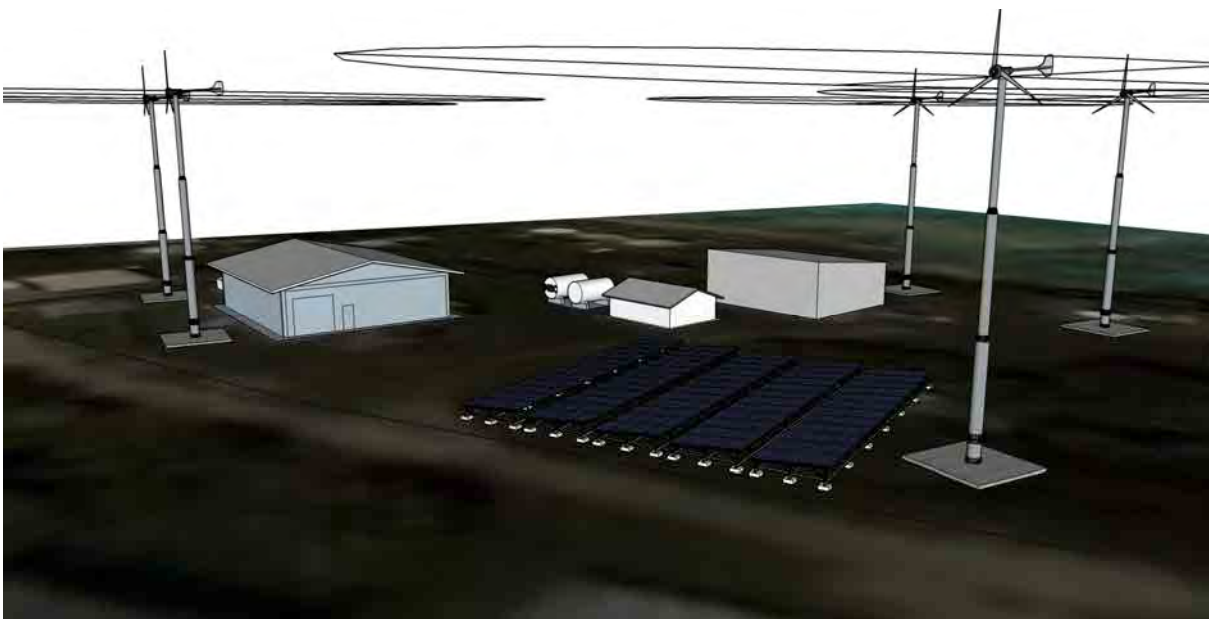


図 3.3.5-4 PV アレイ配置図 b(Jaluit)

(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。

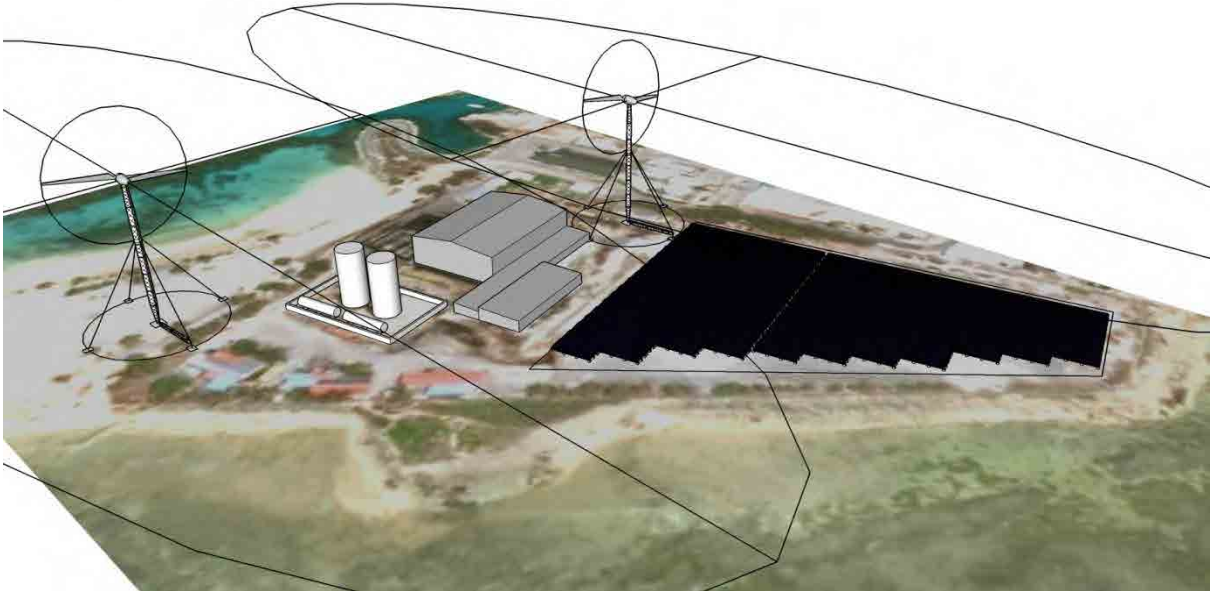


図 3.3.5-5 PVアレイ配置図 a(Ebeye)

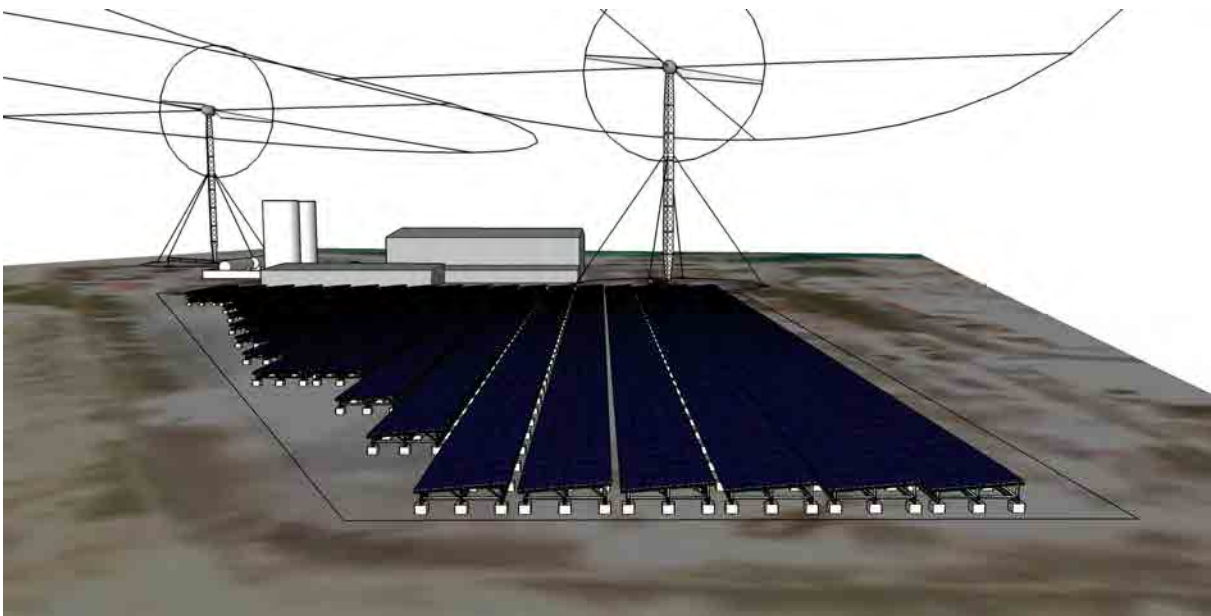


図 3.3.5-6 PVアレイ配置図 b(Ebeye)

3.3.6 まとめ

3.3.6.1 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。

3.3.6.2 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

生ずる場合は、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 3.3.6-1 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 3.3.6-2 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)

3.4 発電所の運用改善によるプラント効率改善

発電所のプラント効率改善方法として、「マ」国の発電所で行われていない経済負荷配分運用(以下、EDC 運用)を主とした調査および技術指導を実施した。

3.4.1 EDC 運用とは

電力需要が変化中、燃料消費特性の異なる複数台の発電機に対して、どの発電機を稼働させ、どのくらいの出力で運用させることが最も総合効率が高い運用となるかを検討し、検討結果をもとに、発電機の効率運用を行うことを EDC(Economic Dispatching Control)運用という。

3.4.2 「マ」国に適した EDC 運用の技術移転

3.4.2.1 「マ」国に適した EDC 運用

日本国内の小規模発電所では、自動制御機能を有する本格的な EDC システムを導入した場合、高額なシステム導入費に対する燃費改善の費用対効果を見込むことが難しいことから、EDC 運用を行っていないのが実情である。但し、自動の EDC 運用を行わずとも、各発電機の燃費特性を把握し、燃費の良い発電機から多く出力する等の経験則に基づく経済運用は行われている。

本プロジェクトでは、「マ」国の発電所のような小規模発電所に見合った EDC 運用として、システム機器は導入せず、市販の PC ソフト(Excel)を活用して経済負荷配分計算を行い、計算値に則った手動による最適出力配分を行う EDC 運用の技術移転を行った。

< 「マ」国に適した EDC 運用手法 >

- ① 各発電機の燃費特性(燃料消費率)を用いて市販の PC ソフト(Excel)にて経済負荷配分計算を実施
- ② 経済負荷配分計算結果をもとに発電機組合せ毎の経済負荷配分表を作成
- ③ 経済負荷配分表を用いて各需要負荷帯における EDC 運用の演習を実施
(EDC 運用は発電所の手動によるガバナ操作にて実施)

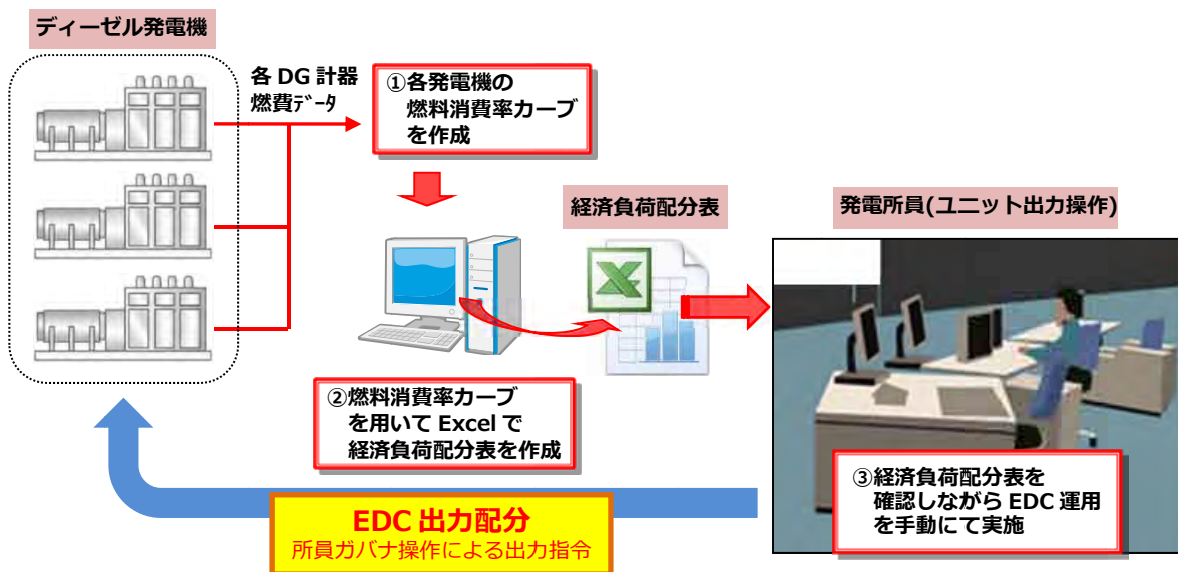


図 3.4.2-1 「マ」国に適した EDC 運用概略図

3.4.3 EDC 実証運用および効果検証

これまでに測定された燃料消費率から最適負荷配分値を導出し、第3回現地調査と第4回現地調査において、それぞれ1回(計2回)のEDC運用を行った。また、EDC運用時と通常運用時との燃料消費率を測定し、両値の対比からEDC運用における効果検証を行った。

以下にEDC運用条件とEDC運用効果検証結果を示す。

3.4.3.1 EDC 運用条件

EDC運用検証を行った第3回、第4回現地調査時点において、発電機コンディション及び周辺機器に異常のない5号機、6号機の2台運転にてEDC運用を実施した。

以下にEDC運用時と通常運用時の運用条件を示す。

(1) 第1回検証(第3回現地調査にて実施)

実施日：2014年8月28日～8月29日

(a) EDC 運用

運用時系統負荷：7,300kW～7,700kW

運用ユニット：5号機、6号機(2台運転)

最適負荷配分出力値(EDC計算値)

表 3.4.3-1 第1回 EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)

系統負荷【kW】	5号機出力【kW】	6号機出力【kW】
7,300	2,500	4,800
7,400	2,500	4,900
7,500	2,500	5,000
7,600	2,500	5,100
7,700	2,500	5,200

(b) 通常運用

運用時系統負荷：7,300kW～7,700kW

運用ユニット：5号機、6号機(2台運転)

運用出力：5号機：1,500kW 6号機：5,800～6,200kW

(2) 第2回検証(第4回現地調査にて実施)

実施日：2014年11月20日～11月21日

(a) EDC 運用

運用時系統負荷：6,700kW～7,200kW

運用ユニット：5号機、6号機(2台運転)

最適負荷配分出力値(EDC計算値)

表 3.4.3-2 第2回 EDC 運用出力(EDC 演算値)

系統負荷【kW】	5号機出力【kW】	6号機出力【kW】
6,700	2,500	4,200
6,800	2,500	4,300
6,900	2,500	4,400
7,000	2,500	4,500
7,100	2,500	4,600
7,200	2,500	4,700

(b) 通常運用

運用時系統負荷：6,600kW～7,200kW

運用ユニット：5号機、6号機(2台運転)

運用出力：5号機：1,500kW 6号機：5,100～5,700kW

3.4.3.2 EDC 運用検証結果

表 3.4.3-3 に EDC 運用時、通常運用時の燃料消費率測定値を示す。

両値の比較結果より、EDC 運用時の燃料消費率が通常運用時の燃料消費率を下回った値を示し、第1回検証では1.74%、第2回検証では0.65%の燃費低減運用となっていることを確認した。

何れも燃費低減の傾向を示したが、それぞれの低減率に差異がみられる。これは、時々刻々違った変動をする需要負荷の中、短時間で検証運用を行ったことで、変動の影響の違いが生じたためであると考えられる。

表 3.4.3-3 EDC 運用検証結果

		①EDC 運用	②通常運用	燃費低減率 (②-①)/②
第1回	試験運用日時	8/28 11:20-17:20	8/29 9:50-15:10	—
	系統負荷帯	7,300kW～7,700kW	7,300kW～7,700kW	—
	燃料消費率 【Gal/kWh】	0.06114	0.06223	1.75%
第2回	試験運用日時	11/21 14:10-16:10	11/20 14:00-15:00	—
	系統負荷帯	6,700kW～7,200kW	6,600kW～7,200kW	—
	燃料消費率 【Gal/kWh】	0.06298	0.06339	0.65%

第4章 総括

4.1 「マ」国における現状課題

(1) 系統負荷の減少

「マ」国では、2005年をピークとして電力消費量が減少傾向にある。これは、燃料費単価により電気料金が自動調整される制度が導入されており、近年のディーゼル燃料価格の高騰により、電気料金単価が上昇したことや、料金未徴収や盗電等のノンテクニカルロス改善に向けて設置されたプリペイド・メータの設置により、省エネインセンティブが強く働いていることが要因であると考えられる。また、2006年以降に Majuro 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社が撤退したことも需要減少の大きな要因となっている。

図 4.1-1 に Majuro 電力系統における 2001 年～2009 年の販売電力量と最大電力を示す。

一方で DEG は以前の系統負荷を考慮して設備計画がなされたため、DEG 単機容量は大きく、現在の負荷に調整するためには、運転台数の減数を余儀なくされる状況下にある。また、運転台数を減数してもなお、DEG 単機容量が大きいいため、再エネ出力上昇時の DEG 下げ代は小さい。

そのために DEG 単機容量に運転を切り替えると、再エネ出力低下時に系統負荷を賄えない可能性が生じる。図 4.1-2 に Majuro 第一第二発電所の DEG 組合せを示す。但し、2号機は1号機と同様の

ため組合せにおいて省き、7号機については現在重故障中のため除外している。このように、系統負荷と DEG 容量のミスマッチは、再エネ導入による系統運用の脆弱化を招く恐れがある。

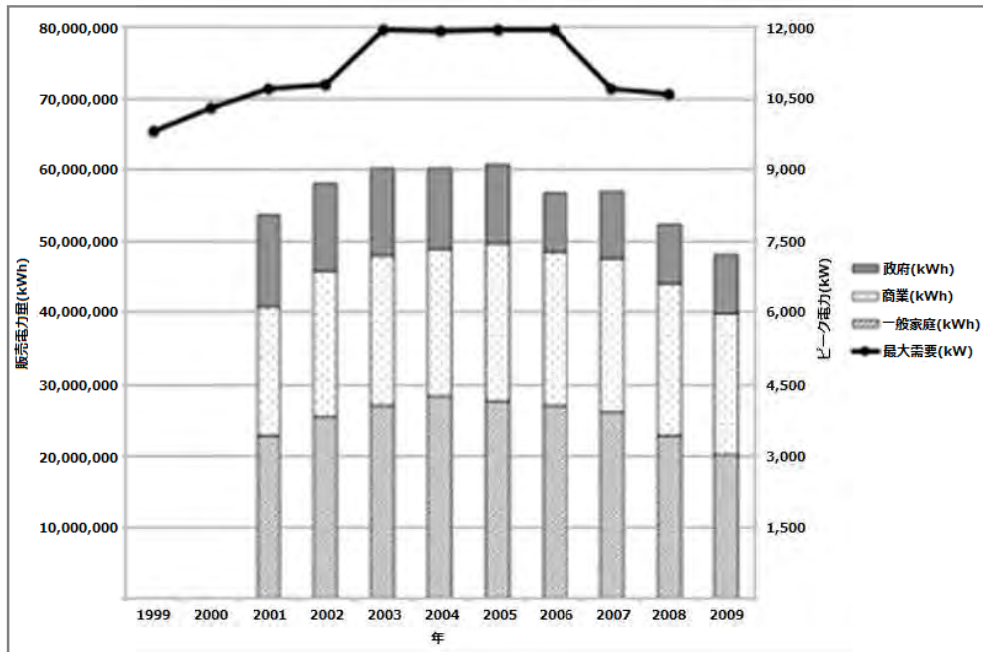


図 4.1-1 Majuro 電力系統 販売電力量と最大電力
(ピーク電力も 2007 年より下がり始め、近年では通常 7MW 程度にまで負荷が落ちてきている)

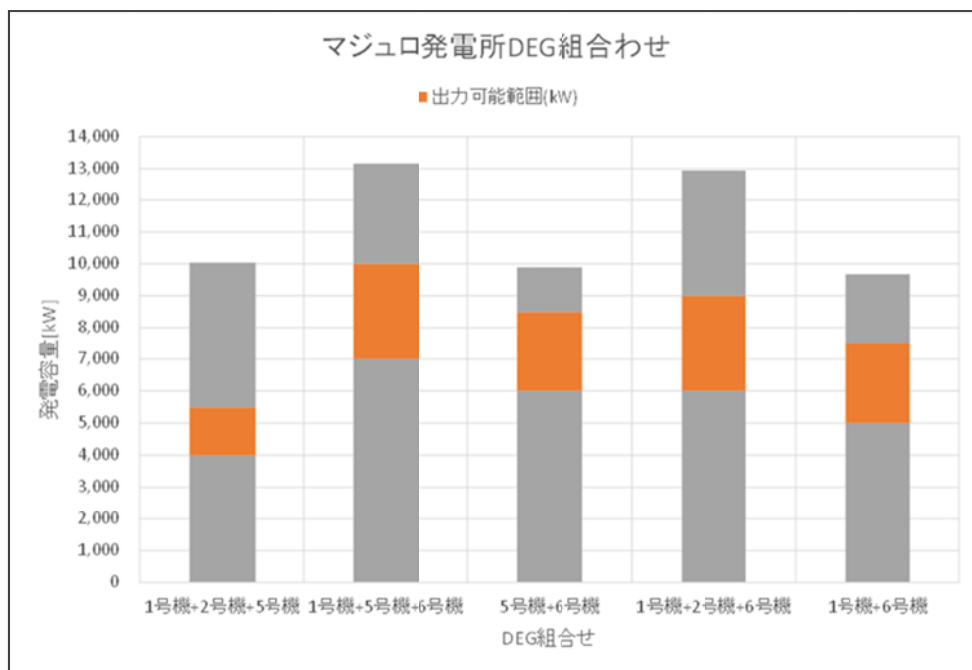


図 4.1-2 MajuroDEG 組合せ

(2) 発電機出力範囲の制約

「マ」国においては、DEG のメンテナンス状態が悪く、各発電機が出力範囲を制限されており、経済性を加味した発電所の運用最適化となる経済的負荷配分運用に制約がある状況となっている。更には、その出力範囲の制約により、再エネ導入代が極端に小さいものとなっている。

表 4.1-1 に Majuro における長周期シミュレーション結果を示す。

表 4.1-1 Majuro における長周期シミュレーション結果

負荷データ	Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。 9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測と見なし前値保持した。				
日射データ	NASA データを流用				
発電機諸元	1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。				
	1 号機	2 号機	5 号機	6 号機	7 号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	1,500	1,500	2,700	6,000	5,000
出力下限値 (kW)	1,000	1,000	2,000	5,000	4,000
運転条件	シミュレーション上ではベース機である 6 号機が必ず運転するものとした。 運転範囲が狭いため、現状でも常時 2 台運転が困難な状況である。				
所感	Majuro 電力系統負荷は通常時は 5~8MW で安定しているが、DEG の運転範囲が非常に狭いため、常に余剰電力が発生している状況にある。つまり、実際には運転範囲を逸脱して無理な運転を強いられていると考えられる。				
結果	PV0MW : 余剰電力量 327,989 kWh/年、系統負荷 58,144,684kWh/年				

このように、現時点においても DEG による供給が健全に行われていない状況であり、下げ代の確保などの系統運用における発電機選択の柔軟性に乏しく、PV などの変動性電源を導入することは困難である。

以上より、「マ」国における再エネ導入へ向けた初期課題として、DEG の補修による出力改善が挙げられる。また、これを解決することにより、EDC 運用による最適な負荷配分が可能となり、燃料消費削減効果も期待できる。

4.2 「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

これまでの調査結果をもとにカウンターパート（MEC、MRD）と協議を行い、「マ」国における最も実現可能性のあるロードマップおよびケースシナリオを抽出した。

4.2.1 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）

実行性のあるロードマップを作成するうえで、再エネ導入に伴う条件を具体化した。FIT 制度については、現在 FIT 制度を運用させるための資金源が明確ではないこと、再エネ導入により MEC の収入が懸念されるため、初期段階では見送ることとなった。次期に導入状況を鑑みながら FIT 制度の導入を検討する。また、Majuro においては高圧需要家が存在せず、低圧需要家のみであることから、GC 対象を低圧のみとし、高圧に連系するとしても MEC による導入のみとした。逆潮流については、家庭用 PV は認めず、商業セクターのみ少量を認めるとした。その制限方法については、連系紹介時に PV の容量を需要負荷と照らして上限を設けるなど、別途検討をする必要がある。

4.2.2 再エネ最大化シナリオ

ケースシナリオについては、図 4.2-2 に示す通り、再エネ導入条件を起点として、再エネ導入率向上へ向けた各断面で必要となる検討事項について記載した。1 段階目では、ディーゼル発電機の状態改善および送電網の強化を実施することにより、再エネの受け皿となる電力系統全体の強化を図る。EDC 運用による発電所運用の最適化をすることで、燃料消費削減も狙う。2 段階目では、前段の改善によって得られた調整能力を短周期および長周期変動について検討を行い、許容量を再計算し、再エネ導入率を高めていく。更に高い再エネ導入を目標とする段階においては、FIT や PPA などの普及促進制度の導入を行い、それに伴う電力系統の強化も検討していく。具体的な対策手法としては、GF 機能の改善および AFC の導入による出力応答性の改善、送電線の太線化や電圧調整機器導入による送電網の強化、蓄電池の導入による短周期および長周期変動に対する出力補償などが挙げられる。

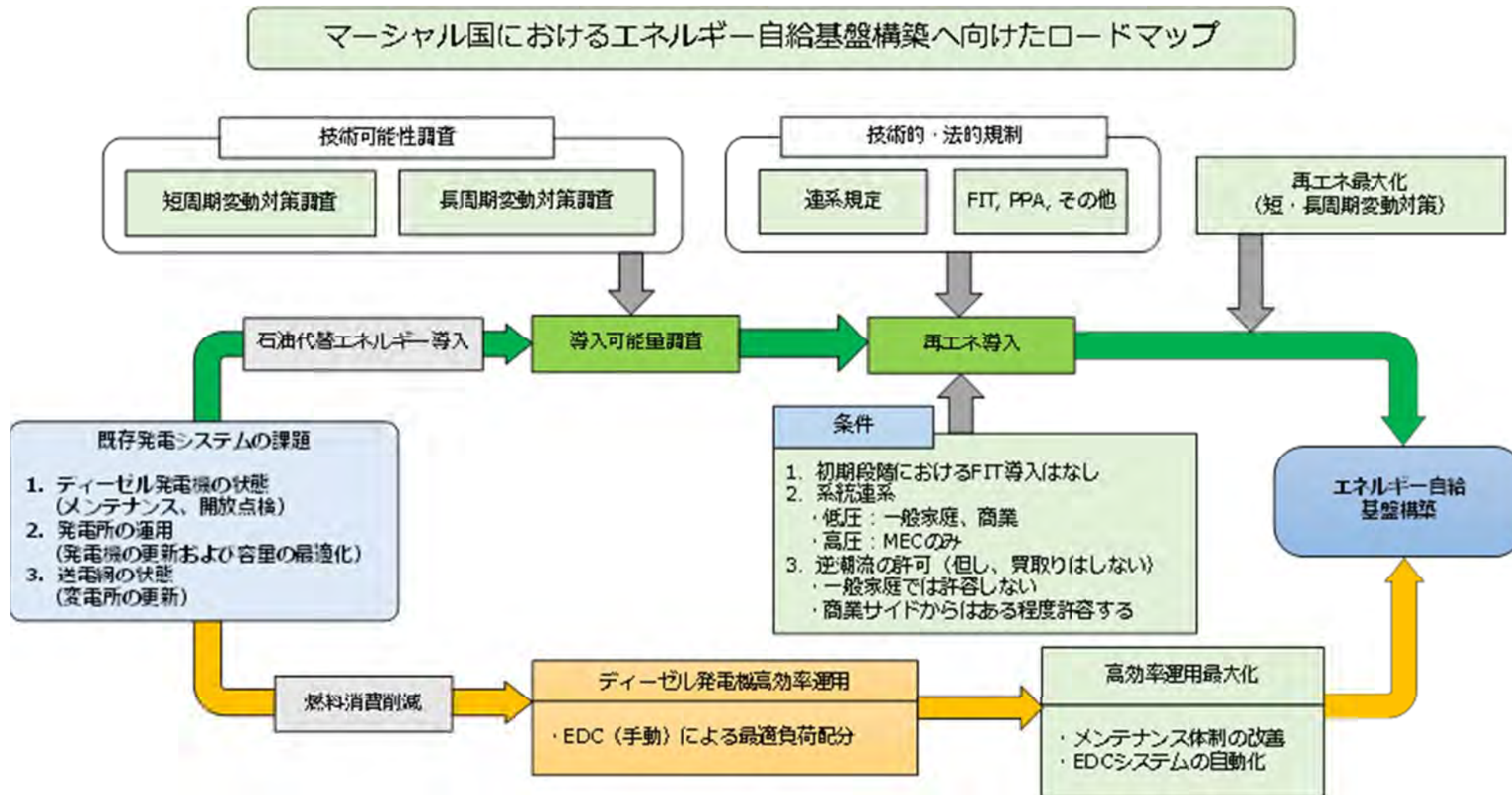


図 4.2-1 「マ」国エネルギー自給基盤形成ロードマップ (具体案)

マーシャル国におけるエネルギー自給基盤構築に向けたロードマップ
再エネ最大化シナリオ

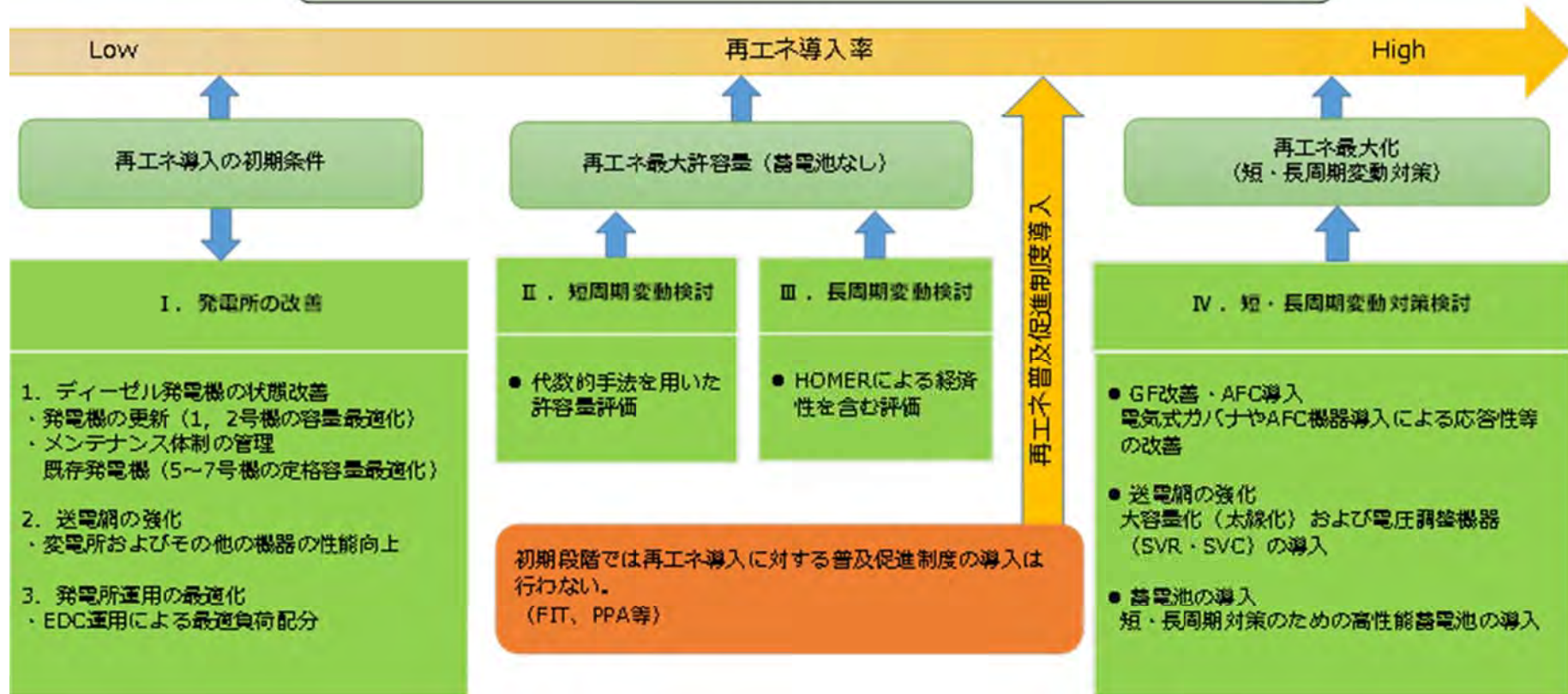


図 4.2-2 「マ」国再エネ最大化シナリオ

4.3 本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例

前項にて検討した再エネ最大化シナリオにおいても、その対策費用および用途などにより具体的な実施規模やその対策手法は大きく異なる可能性がある。しかしながら、本項では前項のシナリオをより具体化し、本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例を示す。但し、以下に設定する条件等は多くの想定を含むものであり、あくまで一例である。

ケース 1：各 DEG の運転範囲が正常になった場合

ケース 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

ケース 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

ケース 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。

4.3.1 各 DEG の運転範囲が正常になった場合

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

負荷データ Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。
9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測とみなし前値保持した。

日射データ NASA データを流用

発電機諸元 1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。

各 DEG の定格出力 100%を出力上限値とし、出力下限値は定格出力の 35%とした。

	1 号機	2 号機	5 号機	6 号機	7 号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力下限値 (kW)	1,146	1,146	1,220	2,240	2,240

運転条件 1 号機と 2 号機のうち 1 台、6 号機と 7 号機のうち 1 台が必ず運転するとした。

結果 Majuro 電力系統負荷は通常時は 5~8MW で安定しているため、PV 発電の長周期出力変動による DEG 出力下限値への抵触の可能性は、短周期出力変動と比べ低いものと考えられる。DEG 出力下限値に抵触する PV 規模は概ね 1,500kW と推定できる。

出力下限値を 35%とする場合、1 号機と 2 号機は 1,146kW、6 号機と 7 号機は 2,240kW となる。各 1 台ずつ運転している条件では、発電所合計の出力下限値は 3,386kW である。

系統負荷は殆どが 5,000kW 以上で推移していると考えられるため、PV1,500kW までは大きな PV 余剰電力は生じない。(異常な出力低下の際のみ余剰電力が発生する)

PV2,000kW 以上では通常時での余剰電力が発生する可能性が高い。

(2) 短周期シミュレーション (接続許容量評価)

運転範囲が正常になる場合に、DEG の応答性も改善されることが期待できるが、確証がないため、現状と同様の応答性とする。

この場合、接続許容量は「3.2 章 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」に示す解析結果となる。PV のみの導入で、確率を 2σ(95.4%)、周波数変動許容幅を 1Hz とすると、890kW

の PV が導入可能と試算される。長周期制約となる 1,500kW の短周期的耐量を満たせないため、短周期面における PV 連系許容量拡大対策が必要となる。

(3) プラント効率

Majuro 発電所各 Unit の燃費カーブ(実測値)を長周期シミュレーション(HOMER)に反映すると、PV890kW の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 13,600kL に減少することが期待できる。

4.3.2 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

DEG の運転範囲は前項 4.3.1 と同様で、前項 4.3.1 の長周期シミュレーション結果である PV1500kW の変動を吸収するため、短周期変動対策蓄電池を導入する。

短周期変動対策蓄電池の双方向インバータ出力は PV と同等の 1,500kW とする。蓄電池容量は充放電率で制約を受ける。鉛蓄電池の場合は 0.3CA 程度であり、リチウムイオン蓄電池の場合は 2.0CA 程度である。容量を小さくするため、リチウムイオン蓄電池を採用するものとした場合、蓄電池容量は実効容量 750kWh となる。

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

前項 4.3.1 の長周期シミュレーション結果の通り、PV1,500kW までは大きな PV 余剰電力は生じない。

(2) 短周期シミュレーション (接続許容量評価)

リチウムイオン電池 1,500kW を AFC 制御にて運用した場合、代数的手法の LFC パラメータを 1,500kW と定義することができる。これにより、確率 $2\sigma(95.4\%)$ 、周波数変動許容幅 1Hz とすると PV の連系許容量は 2,100kW と算出でき、約 1,200kW の連系拡大が見込める。また、長周期制約の点を考慮すると 1,500kW の PV 導入が可能と言える。

(3) プラント効率

Majuro 発電所各 Unit の燃費カーブ(実測値)を長周期シミュレーション(HOMER)に反映すると、PV1,500kW の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 13,450kL に減少することが期待できる。

4.3.3 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

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

負荷データ	Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。 9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測とみなし前値保持した。
日射データ	NASA データを流用
風速データ	Wojte の実測データ
発電機諸元	1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。 各 DEG の定格出力 100%を出力上限値とし、出力下限値は定格出力の 35%とした。

	1号機	2号機	5号機	6号機	7号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力下限値 (kW)	1,146	1,146	1,220	2,240	2,240

運転条件 6号機と7号機のうち1台が必ず運転するとした。

RE 組合せ Majuro 年間電力消費量は約 60,000MWh であり、20%を再エネ供給とする場合の RE 年間発電量は 12,000MWh 程度となる。

風力発電機については、メンテナンス性を考慮して、275kW 可倒式風車 (<http://www.vergnet.com/gev-mpc.php>) を採用した。

このような RE 年間発電量を期待する場合の PV と WT の組合せは下表の通りである。蓄電池は余剰電力を効率的に吸収できるよう鉛蓄電池を採用するものとし、双方向インバータ出力は再エネ合計出力の 80%程度、容量は出力の 3 時間程度が望ましい。

	PV		WT			合計		蓄電池	
	kW	kWh	台数	kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh
A	1,000	1,253,495	10	2,750	11,522,388	3,750	12,775,883	3,000	9,000
B	2,000	2,506,990	9	2,475	10,370,226	4,475	12,877,216	3,500	10,500
C	3,000	3,760,482	8	2,200	9,217,980	5,200	12,978,462	4,000	12,000
D	10,000	12,534,927	0	0	0	10,000	12,534,927	8,000	24,000

結果 A~C のケースでは余剰電力は発生しないが、D のケースの場合は余剰電力が発生するため、蓄電池残量が満杯になる場合には、PV の出力制限または停止が必要となる。マーシャルは風況が非常に良いため、風力発電規模を大きくするとシステムが最小化できる傾向がある。

(2) 短周期シミュレーション (接続許容量評価)

長周期シミュレーションにて検証した PV と WT の組合せから代数的手法を用いて変動量の合計 (PV 変動量、WT 変動量、負荷変動量の合計) を算出し、系統側の調整可能量 (許容調整残と LFC の合計) を満たしているか検討した。表 4.3.3-1 にその結果を示す。いずれのケースも調整可能量が変動量合計を上回っているため短周期面の制約を満たすことが可能である。

表 4.3.3-1 代数的手法による短周期検証結果

	PV 導入量 (kW)	WT 導入量 (kW)	蓄電池 (kW)	変動量合計 (kW)	調整可能量 (kW)	連系可否 (短周期)
A	1,000	2,750	3,000	2,325	3,082	○
B	2,000	2,475	3,500	2,524	3,571	○
C	3,000	2,200	4,000	2,946	4,062	○
D	10,000	0	8,000	7,900	8,031	○

(3) プラント効率

Majuro 発電所各 Unit の燃費カーブ (実測値) を長周期シミュレーション (HOMER) に反映すると、RE20% の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 11,130kL に減少することが期待できる。

4.3.4 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

(1) 再エネ発電量

日射データと風速データを用いたシミュレーション結果から、PV 設備利用率は 14%、WT の設備利用率は 48%であった。これを用いて次式により算出した。

$$\text{PV 発電量(MWh/y)} = \text{PV 導入量(kW)} \times 8,760\text{h} \times 14\% \div 1,000$$

$$\text{WT 発電量(MWh/y)} = \text{WT 導入量(kW)} \times 8,760\text{h} \times 48\% \div 1,000$$

表 4.3.4-1 再エネ発電量 (MWh/y)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	1,226	2,453	3,679	4,906	6,132	7,358	8,585	9,811	11,038	12,264
275	1	1,156	2,383	3,609	4,836	6,062	7,288	8,515	9,741	10,968	12,194	13,420
550	2	2,313	3,539	4,765	5,992	7,218	8,445	9,671	10,897	12,124	13,350	14,577
825	3	3,469	4,695	5,922	7,148	8,375	9,601	10,827	12,054	13,280	14,507	15,733
1,100	4	4,625	5,852	7,078	8,304	9,531	10,757	11,984	13,210	14,436	15,663	16,889
1,375	5	5,782	7,008	8,234	9,461	10,687	11,914	13,140	14,366	15,593	16,819	18,046
1,650	6	6,938	8,164	9,391	10,617	11,844	13,070	14,296	15,523	16,749	17,976	19,202
1,925	7	8,094	9,321	10,547	11,773	13,000	14,226	15,453	16,679	17,905	19,132	20,358
2,200	8	9,251	10,477	11,703	12,930	14,156	15,383	16,609	17,835	19,062	20,288	21,515
2,475	9	10,407	11,633	12,860	14,086	15,312	16,539	17,765	18,992	20,218	21,444	22,671
2,750	10	11,563	12,790	14,016	15,242	16,469	17,695	18,922	20,148	21,374	22,601	23,827
3,025	11	12,720	13,946	15,172	16,399	17,625	18,852	20,078	21,304	22,531	23,757	24,984
3,300	12	13,876	15,102	16,329	17,555	18,781	20,008	21,234	22,461	23,687	24,913	26,140
3,575	13	15,032	16,259	17,485	18,711	19,938	21,164	22,391	23,617	24,843	26,070	27,296
3,850	14	16,188	17,415	18,641	19,868	21,094	22,320	23,547	24,773	26,000	27,226	28,452
4,125	15	17,345	18,571	19,798	21,024	22,250	23,477	24,703	25,930	27,156	28,382	29,609
4,400	16	18,501	19,728	20,954	22,180	23,407	24,633	25,860	27,086	28,312	29,539	30,765

(2) 蓄電池容量

蓄電池は余剰電力を効率的に吸収できるよう鉛蓄電池を採用するものとし、双方向インバータ出力は再エネ合計出力の 80%程度、容量は出力の 3 時間程度が望ましい。これを用いて次式により算出した。なお短周期と長周期変動対策の兼用とすることができる。

$$\text{蓄電池容量(kWh)} = (\text{PV 導入量(kW)} + \text{WT 導入量(kW)}) \times 80\% \times 3\text{h}$$

表 4.3.4-2 蓄電池容量 (kWh)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	2,400	4,800	7,200	9,600	12,000	14,400	16,800	19,200	21,600	24,000
275	1	700	3,100	5,500	7,900	10,300	12,700	15,100	17,500	19,900	22,300	24,700
550	2	1,400	3,800	6,200	8,600	11,000	13,400	15,800	18,200	20,600	23,000	25,400
825	3	2,000	4,400	6,800	9,200	11,600	14,000	16,400	18,800	21,200	23,600	26,000
1,100	4	2,700	5,100	7,500	9,900	12,300	14,700	17,100	19,500	21,900	24,300	26,700
1,375	5	3,300	5,700	8,100	10,500	12,900	15,300	17,700	20,100	22,500	24,900	27,300
1,650	6	4,000	6,400	8,800	11,200	13,600	16,000	18,400	20,800	23,200	25,600	28,000
1,925	7	4,700	7,100	9,500	11,900	14,300	16,700	19,100	21,500	23,900	26,300	28,700
2,200	8	5,300	7,700	10,100	12,500	14,900	17,300	19,700	22,100	24,500	26,900	29,300
2,475	9	6,000	8,400	10,800	13,200	15,600	18,000	20,400	22,800	25,200	27,600	30,000
2,750	10	6,600	9,000	11,400	13,800	16,200	18,600	21,000	23,400	25,800	28,200	30,600
3,025	11	7,300	9,700	12,100	14,500	16,900	19,300	21,700	24,100	26,500	28,900	31,300
3,300	12	8,000	10,400	12,800	15,200	17,600	20,000	22,400	24,800	27,200	29,600	32,000
3,575	13	8,600	11,000	13,400	15,800	18,200	20,600	23,000	25,400	27,800	30,200	32,600
3,850	14	9,300	11,700	14,100	16,500	18,900	21,300	23,700	26,100	28,500	30,900	33,300
4,125	15	9,900	12,300	14,700	17,100	19,500	21,900	24,300	26,700	29,100	31,500	33,900
4,400	16	10,600	13,000	15,400	17,800	20,200	22,600	25,000	27,400	29,800	32,200	34,600

(3) 建設コスト

PVはCMIの導入実績(旧57kW45.6万USD,新54kW20万USD)より5,000USD/kW、WTは日本で販売している275kW可倒式風車の実勢価格に輸送費相当を加味して、2,500,000USD/基、蓄電池システムは日本でのシステムコストに輸送費相当を加味して、1,000USD/kWhを単価とし、次式により算出した。

$$\text{建設コスト(k\$)} = \text{PV導入量(kW)} \times 5,000\$/\text{kW} + \text{WT導入量(基)} \times 2,500,000\$/\text{基} + \text{蓄電池容量(kWh)} \times 1,000\$/\text{kWh} \div 1,000$$

表 4.3.4-3 建設コスト (k\$)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	7,400	14,800	22,200	29,600	37,000	44,400	51,800	59,200	66,600	74,000
275	1	3,200	10,600	18,000	25,400	32,800	40,200	47,600	55,000	62,400	69,800	77,200
550	2	6,400	13,800	21,200	28,600	36,000	43,400	50,800	58,200	65,600	73,000	80,400
825	3	9,500	16,900	24,300	31,700	39,100	46,500	53,900	61,300	68,700	76,100	83,500
1,100	4	12,700	20,100	27,500	34,900	42,300	49,700	57,100	64,500	71,900	79,300	86,700
1,375	5	15,800	23,200	30,600	38,000	45,400	52,800	60,200	67,600	75,000	82,400	89,800
1,650	6	19,000	26,400	33,800	41,200	48,600	56,000	63,400	70,800	78,200	85,600	93,000
1,925	7	22,200	29,600	37,000	44,400	51,800	59,200	66,600	74,000	81,400	88,800	96,200
2,200	8	25,300	32,700	40,100	47,500	54,900	62,300	69,700	77,100	84,500	91,900	99,300
2,475	9	28,500	35,900	43,300	50,700	58,100	65,500	72,900	80,300	87,700	95,100	102,500
2,750	10	31,600	39,000	46,400	53,800	61,200	68,600	76,000	83,400	90,800	98,200	105,600
3,025	11	34,800	42,200	49,600	57,000	64,400	71,800	79,200	86,600	94,000	101,400	108,800
3,300	12	38,000	45,400	52,800	60,200	67,600	75,000	82,400	89,800	97,200	104,600	112,000
3,575	13	41,100	48,500	55,900	63,300	70,700	78,100	85,500	92,900	100,300	107,700	115,100
3,850	14	44,300	51,700	59,100	66,500	73,900	81,300	88,700	96,100	103,500	110,900	118,300
4,125	15	47,400	54,800	62,200	69,600	77,000	84,400	91,800	99,200	106,600	114,000	121,400
4,400	16	50,600	58,000	65,400	72,800	80,200	87,600	95,000	102,400	109,800	117,200	124,600

(4) 運用コスト

再エネ設備は実際には各々導入時期が異なることが予想されるが、簡略化のため、ここでは設備耐用年数は一律15年とする。メンテナンス費については、PV及び蓄電池は基本的にはメンテナンスフリーであるため建設費の1%とし、PVは50USD/kW、蓄電池システムは10USD/kWhとする。WTは275kW可倒式風車の実勢価格50,000USD/基とする。これを用いて次式により算出した。

$$\text{運用コスト(k\$/15years)} = \text{PV導入量(kW)} \times 50\$/\text{kW} + \text{WT導入量(基)} \times 50,000\$/\text{基} + \text{蓄電池容量(kWh)} \times 10\$/\text{kWh} \times 15\text{years} \div 1,000$$

表 4.3.4-4 運用コスト (k\$/15years)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	1,110	2,220	3,330	4,440	5,550	6,660	7,770	8,880	9,990	11,100
275	1	855	1,965	3,075	4,185	5,295	6,405	7,515	8,625	9,735	10,845	11,955
550	2	1,710	2,820	3,930	5,040	6,150	7,260	8,370	9,480	10,590	11,700	12,810
825	3	2,550	3,660	4,770	5,880	6,990	8,100	9,210	10,320	11,430	12,540	13,650
1,100	4	3,405	4,515	5,625	6,735	7,845	8,955	10,065	11,175	12,285	13,395	14,505
1,375	5	4,245	5,355	6,465	7,575	8,685	9,795	10,905	12,015	13,125	14,235	15,345
1,650	6	5,100	6,210	7,320	8,430	9,540	10,650	11,760	12,870	13,980	15,090	16,200
1,925	7	5,955	7,065	8,175	9,285	10,395	11,505	12,615	13,725	14,835	15,945	17,055
2,200	8	6,795	7,905	9,015	10,125	11,235	12,345	13,455	14,565	15,675	16,785	17,895
2,475	9	7,650	8,760	9,870	10,980	12,090	13,200	14,310	15,420	16,530	17,640	18,750
2,750	10	8,490	9,600	10,710	11,820	12,930	14,040	15,150	16,260	17,370	18,480	19,590
3,025	11	9,345	10,455	11,565	12,675	13,785	14,895	16,005	17,115	18,225	19,335	20,445
3,300	12	10,200	11,310	12,420	13,530	14,640	15,750	16,860	17,970	19,080	20,190	21,300
3,575	13	11,040	12,150	13,260	14,370	15,480	16,590	17,700	18,810	19,920	21,030	22,140
3,850	14	11,895	13,005	14,115	15,225	16,335	17,445	18,555	19,665	20,775	21,885	22,995
4,125	15	12,735	13,845	14,955	16,065	17,175	18,285	19,395	20,505	21,615	22,725	23,835
4,400	16	13,590	14,700	15,810	16,920	18,030	19,140	20,250	21,360	22,470	23,580	24,690

(5) 合計コスト

合計コストは建設コスト及び運用コスト(15年間)の合計額とし、次式により算出した。
 合計コスト(k\$/15years) = 建設コスト(k\$) + 運用コスト(k\$/15years)

表 4.3.4-5 合計コスト (k\$/15years)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	8,510	17,020	25,530	34,040	42,550	51,060	59,570	68,080	76,590	85,100
275	1	4,055	12,565	21,075	29,585	38,095	46,605	55,115	63,625	72,135	80,645	89,155
550	2	8,110	16,620	25,130	33,640	42,150	50,660	59,170	67,680	76,190	84,700	93,210
825	3	12,050	20,560	29,070	37,580	46,090	54,600	63,110	71,620	80,130	88,640	97,150
1,100	4	16,105	24,615	33,125	41,635	50,145	58,655	67,165	75,675	84,185	92,695	101,205
1,375	5	20,045	28,555	37,065	45,575	54,085	62,595	71,105	79,615	88,125	96,635	105,145
1,650	6	24,100	32,610	41,120	49,630	58,140	66,650	75,160	83,670	92,180	100,690	109,200
1,925	7	28,155	36,665	45,175	53,685	62,195	70,705	79,215	87,725	96,235	104,745	113,255
2,200	8	32,095	40,605	49,115	57,625	66,135	74,645	83,155	91,665	100,175	108,685	117,195
2,475	9	36,150	44,660	53,170	61,680	70,190	78,700	87,210	95,720	104,230	112,740	121,250
2,750	10	40,090	48,600	57,110	65,620	74,130	82,640	91,150	99,660	108,170	116,680	125,190
3,025	11	44,145	52,655	61,165	69,675	78,185	86,695	95,205	103,715	112,225	120,735	129,245
3,300	12	48,200	56,710	65,220	73,730	82,240	90,750	99,260	107,770	116,280	124,790	133,300
3,575	13	52,140	60,650	69,160	77,670	86,180	94,690	103,200	111,710	120,220	128,730	137,240
3,850	14	56,195	64,705	73,215	81,725	90,235	98,745	107,255	115,765	124,275	132,785	141,295
4,125	15	60,135	68,645	77,155	85,665	94,175	102,685	111,195	119,705	128,215	136,725	145,235
4,400	16	64,190	72,700	81,210	89,720	98,230	106,740	115,250	123,760	132,270	140,780	149,290

(6) 発電コスト

PV 及び WT の設備存続期間（設備耐用年数 15 年間）における発電電力量で、合計コストを割ることに発電コストを算出することができる。次式により算出した。

$$\text{発電コスト}(\$/\text{kWh}) = \text{合計コスト}(\text{k}\$/15\text{years}) \div (\text{再エネ発電量}(\text{MWh}/\text{y}) \times 15\text{years})$$

表 4.3.4-6 発電コスト (\$/kWh)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0		0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463
275	1	0.234	0.352	0.389	0.408	0.419	0.426	0.432	0.435	0.438	0.441	0.443
550	2	0.234	0.313	0.352	0.374	0.389	0.400	0.408	0.414	0.419	0.423	0.426
825	3	0.232	0.292	0.327	0.350	0.367	0.379	0.389	0.396	0.402	0.407	0.412
1,100	4	0.232	0.280	0.312	0.334	0.351	0.364	0.374	0.382	0.389	0.395	0.399
1,375	5	0.231	0.272	0.300	0.321	0.337	0.350	0.361	0.369	0.377	0.383	0.388
1,650	6	0.232	0.266	0.292	0.312	0.327	0.340	0.350	0.359	0.367	0.373	0.379
1,925	7	0.232	0.262	0.286	0.304	0.319	0.331	0.342	0.351	0.358	0.365	0.371
2,200	8	0.231	0.258	0.280	0.297	0.311	0.324	0.334	0.343	0.350	0.357	0.363
2,475	9	0.232	0.256	0.276	0.292	0.306	0.317	0.327	0.336	0.344	0.350	0.357
2,750	10	0.231	0.253	0.272	0.287	0.300	0.311	0.321	0.330	0.337	0.344	0.350
3,025	11	0.231	0.252	0.269	0.283	0.296	0.307	0.316	0.325	0.332	0.339	0.345
3,300	12	0.232	0.250	0.266	0.280	0.292	0.302	0.312	0.320	0.327	0.334	0.340
3,575	13	0.231	0.249	0.264	0.277	0.288	0.298	0.307	0.315	0.323	0.329	0.335
3,850	14	0.231	0.248	0.262	0.274	0.285	0.295	0.304	0.312	0.319	0.325	0.331
4,125	15	0.231	0.246	0.260	0.272	0.282	0.292	0.300	0.308	0.315	0.321	0.327
4,400	16	0.231	0.246	0.258	0.270	0.280	0.289	0.297	0.305	0.311	0.318	0.324

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 となっている。MEC による再エネ導入は燃料費減らしに寄与することができるため、燃料費 0.296\$/kWh よりも安価であれば経済的メリットがある。該当部分を赤枠で示す。

但し、本想定値は Majuro 発電所の各発電設備が健全な状態となり、正常な出力範囲で運用できることを条件に演算を行っている。よって、演算する過程において、既存 DEG の運転範囲を正常化するためのメンテナンスコストは含まれていないものとする。

(7) 再エネ供給率

前項の通り Majuro 年間電力消費量は約 60,000MWh/y であり、これを用いて、再エネ発電量 (MWh/y)を割ることにより、再エネ供給率を算出した。

$$\text{再エネ供給率(\%)} = \text{再エネ発電量 (MWh/y)} \div \text{年間電力消費量(60,000MWh/y)} \times 100$$

表 4.3.4-7 再エネ供給率

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0.0%	2.0%	4.1%	6.1%	8.2%	10.2%	12.3%	14.3%	16.4%	18.4%	20.4%
275	1	1.9%	4.0%	6.0%	8.1%	10.1%	12.1%	14.2%	16.2%	18.3%	20.3%	22.4%
550	2	3.9%	5.9%	7.9%	10.0%	12.0%	14.1%	16.1%	18.2%	20.2%	22.3%	24.3%
825	3	5.8%	7.8%	9.9%	11.9%	14.0%	16.0%	18.0%	20.1%	22.1%	24.2%	26.2%
1,100	4	7.7%	9.8%	11.8%	13.8%	15.9%	17.9%	20.0%	22.0%	24.1%	26.1%	28.1%
1,375	5	9.6%	11.7%	13.7%	15.8%	17.8%	19.9%	21.9%	23.9%	26.0%	28.0%	30.1%
1,650	6	11.6%	13.6%	15.7%	17.7%	19.7%	21.8%	23.8%	25.9%	27.9%	30.0%	32.0%
1,925	7	13.5%	15.5%	17.6%	19.6%	21.7%	23.7%	25.8%	27.8%	29.8%	31.9%	33.9%
2,200	8	15.4%	17.5%	19.5%	21.5%	23.6%	25.6%	27.7%	29.7%	31.8%	33.8%	35.9%
2,475	9	17.3%	19.4%	21.4%	23.5%	25.5%	27.6%	29.6%	31.7%	33.7%	35.7%	37.8%
2,750	10	19.3%	21.3%	23.4%	25.4%	27.4%	29.5%	31.5%	33.6%	35.6%	37.7%	39.7%
3,025	11	21.2%	23.2%	25.3%	27.3%	29.4%	31.4%	33.5%	35.5%	37.6%	39.6%	41.6%
3,300	12	23.1%	25.2%	27.2%	29.3%	31.3%	33.3%	35.4%	37.4%	39.5%	41.5%	43.6%
3,575	13	25.1%	27.1%	29.1%	31.2%	33.2%	35.3%	37.3%	39.4%	41.4%	43.4%	45.5%
3,850	14	27.0%	29.0%	31.1%	33.1%	35.2%	37.2%	39.2%	41.3%	43.3%	45.4%	47.4%
4,125	15	28.9%	31.0%	33.0%	35.0%	37.1%	39.1%	41.2%	43.2%	45.3%	47.3%	49.3%
4,400	16	30.8%	32.9%	34.9%	37.0%	39.0%	41.1%	43.1%	45.1%	47.2%	49.2%	51.3%

4.3.5 まとめ

以上のように、各断面において本プロジェクトにて供与した技術的検討手法を活用することにより、「マ」国 C/P 自身で再エネ導入の適正化が図れるものとする。また、本章にて述べている通り、「マ」国における再エネ導入においては、既存発電所のメンテナンス体制の改善、それにより DEG の健全化が図られることが何よりも重要である。このことは、再エネ導入の素地を作るだけではなく、燃料消費率の改善や EDC 運用による燃料消費低減も実現可能であり、「マ」国の化石燃料依存度の低減に繋がる。その環境において、現実的な再エネ導入を進めていくことで、「マ」国のエネルギー自給基盤を形成することが可能となる。