

## 第5章 電力系統計画と系統解析

## 第5章 電力系統計画と系統解析

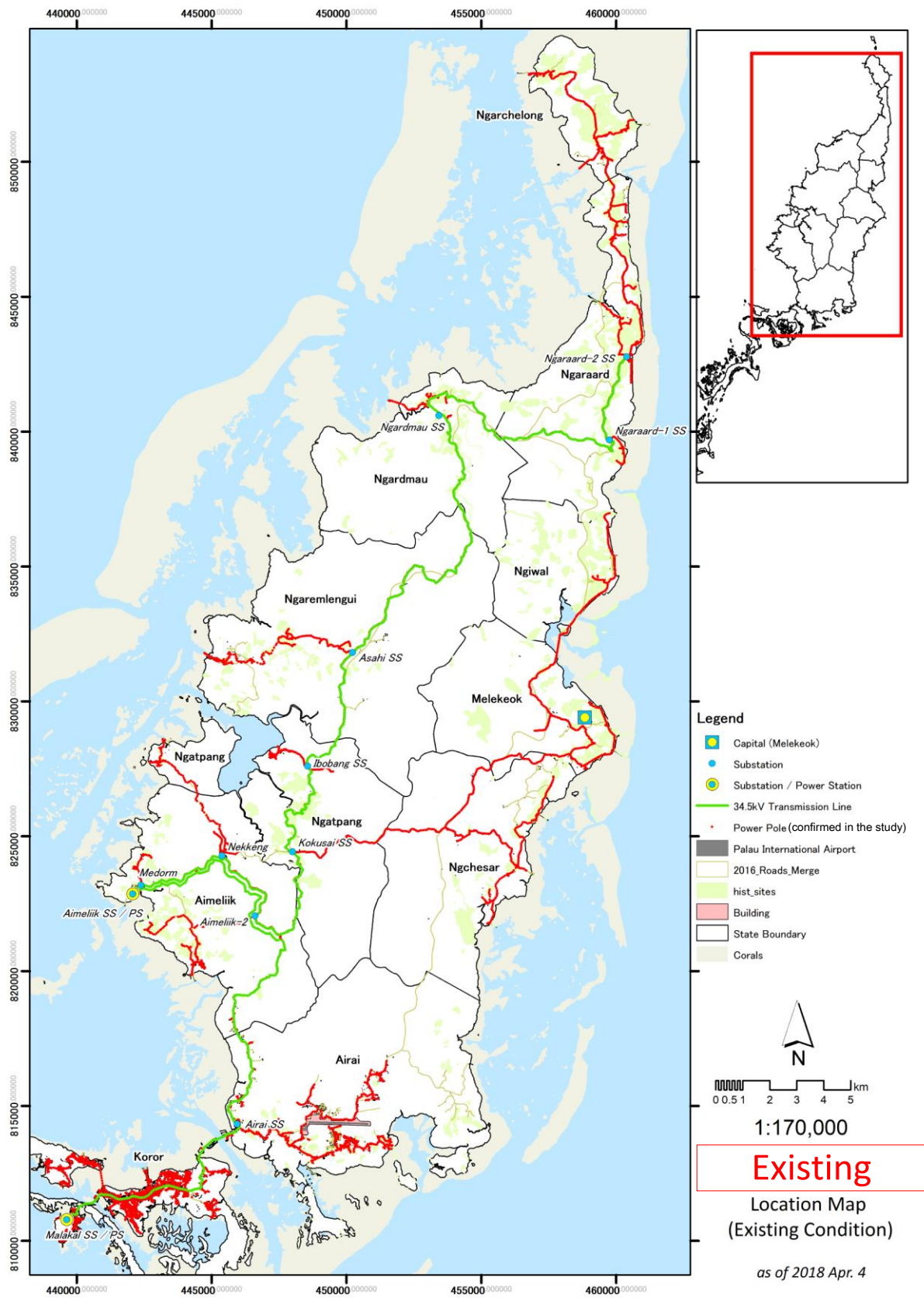
### 5-1 パラオの電力系統の現状

#### 5-1-1 設備の現状

##### (1) 電力系統

図 5-1-1.1 に本プロジェクト対象地域であるパラオのコロール島及びバベルダオブ島の電力系統を示す。両島の 2017 年の電力需要規模は最大で約 12.4 MW であり、コロール島のマラカル発電所並びにバベルダオブ島のアイメリーク発電所の両ディーゼル発電所から電力を供給している。両発電所を連系する送電線は 34.5 kV の 1 回線のみであり、当該送電線に事故が発生すると系統が分離する。

需要中心はコロール島ならびにバベルダオブ島南部であり、当地域の需要は約 10.6 MW と総需要の 85 %に達する。またバベルダオブ島中部ならびに北部に小規模な需要が存在し、1 回線の 34.5 kV 送電線がバベルダオブ島を南北に縦断している。国会議事堂は 2006 年にコロール島から同島中東部のマルキョク州に移転し新首都となったが、現状では議事堂建物があるのみで目立った開発はなされておらず、13.8 kV の配電線 1 回線で電力供給がなされている。



[出所] PPUC 提供データを基に調査団作成

図 5-1-1.1 パラオの電力系統 (コロール島とバベルダオブ島)

## (2) 発電設備

コロール・バベルダオブ電力系統の電源は、コロール島のマラカル発電所とバベルダオブ島のアイメリーク発電所の2箇所である。発電方式は両発電所ともディーゼル発電であり、燃料はディーゼル油である。表 5-1-1.1 に発電設備の概要を示す。

表 5-1-1.1 発電設備の概要 (コロール・バベルダオブ電力系統)

Name of Power Plant	Generator	Output Rating (kW)	Output Voltage (kV)	Rotating speed (rpm)	Year Commissioned
Malakal	Mitsubishi 12	3,400	13.8	720	1997
	Mitsubishi 13	3,400	13.8	720	1997
	Wartsila 1	2,000	13.8	1200	1996
	Caterpillar 1	1,825	0.48	1800	2006
	Caterpillar 2	1,825	0.48	1800	2006
	Niigata 14	5,000	6.6	720	2005
	Niigata 15	5,000	6.6	720	2005
	Mitsubishi 1	500	0.48	1800	2012
	Mitsubishi 2	500	0.48	1800	2012
	Mitsubishi 3	500	0.48	1800	2012
Aimeliik	Mitsubishi 4	500	0.48	1800	2012
	Mitsubishi 6	5,000	13.8	720	2013
	Mitsubishi 7	5,000	13.8	720	2013
	CAT 3516	2,000	0.48	1800	2012
Total		36,450			

[出所] PPUC

## (3) 送電設備

送電設備の現状を表 5-1-1.2 に示す。パラオの全ての送電設備は、34.5 kV の 1 回線であり、支持物は殆どがコンクリート柱であり一部にパンザーマストが用いられている。送電線はコロール島とバベルダオブ島を南北に縦貫しており総延長は約 80 km である。

表 5-1-1.2 送電設備の現状 (コロール・バベルダオブ電力系統)

Line	Voltage (kV)	Number of circuits	Length (km)	Conductor	Capacity (A) [ (MW) : Power factor 0.9 assumed ]
Malakal--Airai	34.5	1	9.184	AAC150mm <sup>2</sup>	1200 A [21.5 MW]
Aimeliik--Airai	34.5	1	18.553	AAC150mm <sup>2</sup>	1200 A [21.5 MW]
Aimeliik--Nekken	34.5	1	4.287	AAC150mm <sup>2</sup>	1200 A [21.5 MW]
Nekken--Kokusai	34.5	1	8.849	AAC150mm <sup>2</sup>	1200 A [21.5 MW]
Kokusai--Ngaraard	34.5	1	38.778	AAC150mm <sup>2</sup>	1200 A [21.5 MW]
Total			79.651		

[出所] PPUC

## (4) 変電設備

変電設備の現状を表 5-1-1.3 に示す。変電所 (発電所のローカル供給用変電設備を含む) は 12 箇所であるが、変電所のうち送電線遮断器を備えているのはアイメリーク変電所、マラカル発電所及びアイライ変電所のみであり、送電線に事故があると事故線路の全区間が停電となる。

表 5-1-1.3 変電設備の現状

Name	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Year Commissioned
Aimeliik	34.5/13.8	10	1986
	34.5/13.8	10	1986
Airai	34.5/13.8	10	1986
Malakal	34.5/13.8	10	1994
	34.5/13.8	13	2010
Kokusai	34.5/13.8	5	1986
Aimeliik 1	34.5/13.8	0.3	1986
Nekken	34.5/13.8	0.225	1986
Aimeliik 2	34.5/13.8	0.225	1986
Ibobang	34.5/13.8	0.075	1986
Asahi	34.5/13.8	0.3	1986
Ngaradmau	34.5/13.8	0.225	1986
Ngaraard 1	34.5/13.8	0.075	1986
Ngaraard 2	34.5/13.8	0.75	1986

[出所] PPUC

## 5-2 再生可能エネルギーの現状と導入ロードマップの策定

2025年までに電力需要量の45%を再生可能エネルギー（RE）で賄うというパラオ政府の目標のもと、PPUCはこの45%REシナリオを達成するためのマスタープランの策定を目指している。

このPPUCの目標に対し調査団は、高額な資本コスト、維持管理コスト及び土地問題に加え、RE出力予測、蓄電池制御及び管理等の技術面を含む課題を説明し、財務的・技術的観点からいくつかのシナリオを比較するため、均等化発電原価（LCOE）を分析し、REによる発電量の割合を抑えた代替案を作成することを提案した。しかしながらPPUCは、45%REシナリオは国家目標であるため、上記代替案ではなく、2025年までにREによる発電量45%を達成するためのロードマップを策定することを強く要請した。調査団としては、45%REシナリオの実現に対する懸念があったものの、PPUCの強い要望から、このシナリオの実現に向けたロードマップの策定を行うことを方針とした。

### 5-2-1 再生可能エネルギーの現状

#### 5-2-1-1 太陽光発電設備の現状

パラオは年間を通じて日射量が多く、既に表5-2-1-1.1に示すルーフトップ太陽光発電設備（以下、ルーフトップPVとする）が導入済みである。

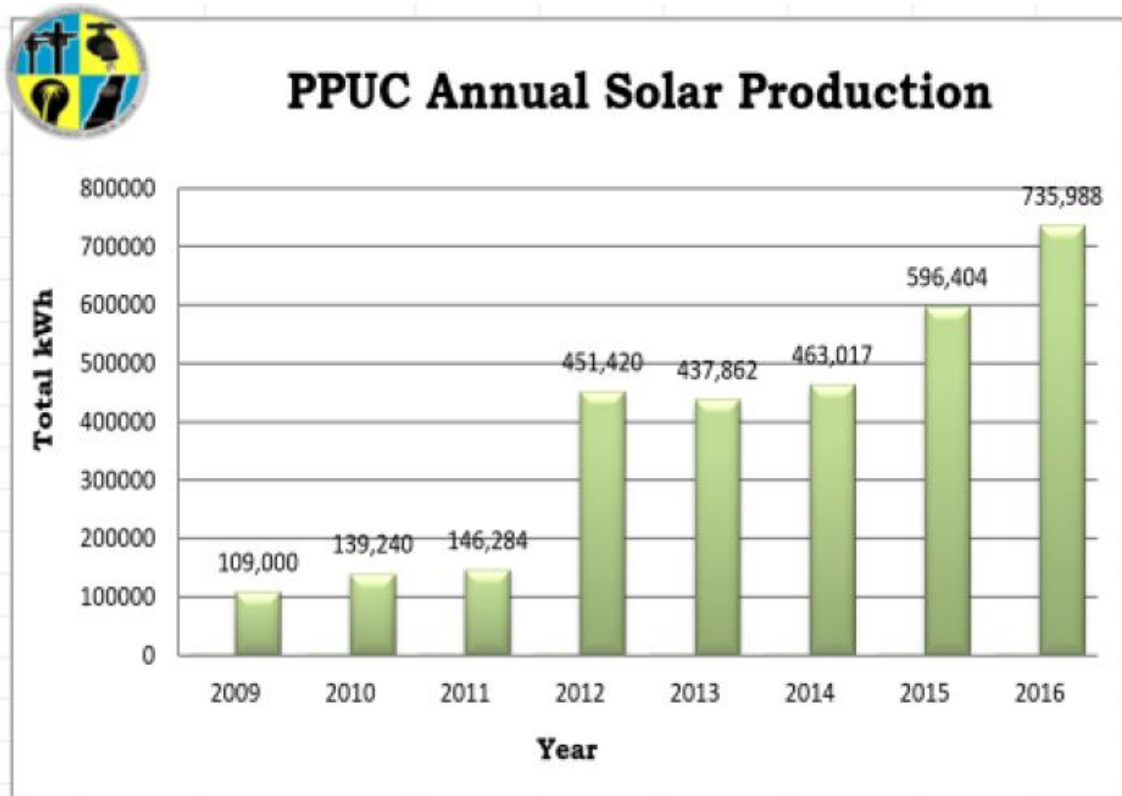
その全てが低圧連系で電力系統に接続され、発電電力の大半が自家消費されている。図5-2-1-1.1に示すとおり、2016年度のルーフトップPV発電電力量の総計は735,988 kWhである。パラオ政府はルーフトップPV設置を積極的に推奨しており、今後も増加が見込まれる。ルーフトップPV以外のいわゆるメガソーラー太陽光発電設備は設置されておらず、多くの国やドナー等がパラオ政府に設置を提案しているとのことであるが、その詳細は明らかにされていない。

表 5-2-1-1.1 既設太陽光発電設備 (2017 年 7 月時点)

Name	Name of Project /Funded by	Capacity (kWp)	Date Commissioned	Address	Remarks
Capitol Building	EU	100	2008	Melkeok State	Operational
Palau International Airport	JICA	225	2011	Airai State	Operational
Seebes		32		Airai State	Disconnected
NDBP Main Building	NDBP Project Loan	6.8		Airai State	Operational
NDBP/SBDC etc.	NDBP Project Loan	3.4x15			Operational
Kaleb Jr.	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Lorrain Tellei	NDBP Project Loan	3.4		Melkeok State	Operational
Oldias Ngirakeleu	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Clint Mersai	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Alfonsa Blesoch	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Marino Rechesengel	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Apolonia Ngirchchol	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Ann Kitalong	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Florencio Gibbons	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Besure Kanai	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Kintaro Hidencio	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Abby Rdialul	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Emmaus High School	JCM	25	2016	Koror State	Operational
Ronald Ray Carlyle	NDBP Project Loan	3.4		Airai State	Operational
Lydia Ngirmeril	NDBP Project Loan	3.4		Koror State	Operational
Archives				Airai State	Disconnected
Koror Elementary School	Taiwan	46		Koror State	Operational
WCTC (ACE Hardware)	JCM	220		Koror State	Operational
Track & Field	EU	150		Koror State	Not working
Surangel SuperCenter	JCM	150		Koror State	Operational
Carol Ngiraidis etc.	NDBP Project Loan	3.5x37			Operational
Jovan Isaac	NDBP Project Loan	3.5	2016		Operational
Allison Sengebau/ Fred	NDBP Project Loan	3.5	2016	Airai State	Operational
Serenia Mamis	NDBP Project Loan	3.5	2016		Operational
Vernice Rechabei/Dilbuch	NDBP Project Loan	3.5	2016	Koror State	Operational
Polly Madraisau	NDBP Project Loan	3.5	2016	Aimeliik State	Operational
Sherlynn Madraisau/ Mindy	NDBP Project Loan	7	2016	Aimeliik State	Operational
Shannin Basilio	NDBP Project Loan	3.5	2016	Airai State	Operational
Kalista Ngirkelau	NDBP Project Loan	3.5	Sep-16	Airai State	Operational
Kathy West	NDBP Project Loan	3.5	Jul-16	Koror State	Operational
Wong Paulus	NDBP Project Loan	3.5	Jul-16	Koror State	Operational
Millan Isac	NDBP Project Loan	3.5	2016	Airai State	Operational
Benarry Gibbons	NDBP Project Loan	3.5	Sep-16	Airai State	Operational
Vicent Ito	NDBP Project Loan	3.5	Aug-16	Airai State	Operational
Lloyd Ueda/ Basilia Ringang	NDBP Project Loan	3.5	Aug-16	Koror State	Operational
Yutaka Gibbons Jr.	Galaxy	4	Sep-16	Airai State	Operational
Abby Rdialul/ Rachel Rdialul	NDBP Project Loan	3.5	Sep-16	Koror State	Operational
Palau High School				Koror State	prepaid meter/Not connected to grid
Ministry of Education	Taiwan	51	2010	Koror State	Operational
Ministry of Health	Taiwan	150	2008	Koror State	Operational
PIDC/Rechucher-Basement Eusevio	JCM	101.4	2016	Koror State	Operational
Marine Resources				Koror State	don't know which for solar
Koror Solid Waste				Koror State	
Comfort Hotel & Apartments	Own Fund	85	2016	Koror State	Operational
Meyuns swimming Pool	Taiwan	25	2015	Koror State	Operational
FMA	JCM	103.3	2016	Airai State	Operational
School Gymnasium Palau SDA	JCM	51.6	2016	Koror State	Operational
WCTC-Central Warehouse Malakal	JCM	220	2014	Koror State	Operational
WCTC Desekei Mall	JCM	80	2016	Koror State	Operational
Public Works				Koror State	don't know which for solar
Jeralda Koshiba	NDBP Project Loan	3.5	Oct-16	Aimeliik State	Operational
Joseph Aitaro	NDBP Project Loan	3.5	Oct-16	Airai State	Operational
Lorenzo Pedro	NDBP Project Loan	3.5	Dec-16	Koror State	Operational
Christiana Ngiramos	NDBP Project Loan	3.5	Dec-16	Koror State	Operational
Pualanis Ngiraswei/Ashley Omelau	NDBP Project Loan	3.5	Dec-16	Koror State	Operational
Kyonori Tellames	NDBP Project Loan	3.5	Dec-16	Koror State	Operational
Scott Yano	NDBP Project Loan	3.5	Dec-16	Airai State	Operational
Tony Adelbai	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Koror State	Operational
Joyleen Temengil	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Ngatpang State	Operational
Davis Tamtrens	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Ngeremlengui State	Operational
Lester Rekemesik	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Airai State	Operational
Greg Decherong	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Koror State	Operational
Maura Gordon#1	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Koror State	Operational
Maura Gordon #2	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Koror State	Operational
Orange Beach Co	NDBP Project Loan	7	Jan-17	Koror State	Operational
Maria Basilius	Galaxy	4	Jan-17	Ngochesar State	Operational
Odelfaffi Sato/Julius Mayers	NDBP Project Loan	3.5	Jan-17	Koror State	Operational
Merlyn Basilius	Galaxy	4	Jan-17	Koror State	Operational
Mars Ngirmeril	NDBP Project Loan	3.5	Feb-17	Koror State	Operational
Minoru Ueki	NDBP Project Loan	3.5	Feb-17	Koror State	Operational
Hogan Skebong	NDBP Project Loan	3.5	Mar-17	Airai State	Operational
Vincent Ito(Utenkongel Laundromat)	NDBP Project Loan	7	Mar-17	Airai State	Operational
Justino Mechaet	NDBP Project Loan	3.5	Apr-17	Ngarard State	Operational
Pelliliu Power Plant	UAE/Japan	164	May-16	Pelliliu State	Not yet working
Angaur Power Plant	UAE	100	May-16	Angaur State	Not yet working
Kavanzel Water Treatment Plant	UAE	2.5	Apr-17	Kavanzel State	Operational
Echang Basketball Court	Taiwan	20	Jan/Feb 2017	Koror State	Operational
Jerome Senior	NDBP Project Loan	3.5		Koror State	Not yet connected to grid
Charles Obechang	NDBP Project Loan	3.5	17-Jul	Airai State	Operational
Wridon Ngiralmu	NDBP Project Loan	3.5		Koror State	Not yet connected to grid
Harley Edeluchel	Galaxy	4	May-17	Airai State	Operational
Palau Rainbow Travel Service	Galaxy	4	May-17	Koror State	Operational
Palau Pacific Resort	Own Fund	26	2011	Koror State	Operational
TOTAL CAPACITY		2356.1			

コロールパベルダゴブ  
系統以外のPV

[出所] PPUC



[出所] PPUC

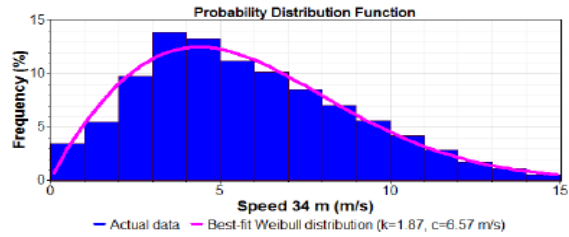
図 5-2-1-1.1 ルーフトップPV年間発電電力量の推移

### 5-2-1-2 風力発電設備の現状

現在、パラオに風力発電設備（以下、WT とする）はない。2013 年から約 2 年間、バベルダオブ島の 3 地点において NREL（National Renewable Laboratory）による風況測定が実施された。図 5-2-1-2.1 に示すとおり海拔 82m 地点（観測塔高さ 32m）での観測でも風速 6 m/s までの出現頻度が約 57 % であり、風力発電に適しているとされる平均風速 6m/s 以上には満たないものの、IRENA は一定の導入効果が見込めると分析している。NREL はバベルダオブ島東部のガラルド州が風力発電の適地であるとも分析しているが、当該地はコンパクト道路から遠く、建設には PV と同様に土地問題をはじめ、建設資機材搬入出のためのインフラ整備や環境問題への対応といった課題が山積している。また、周辺島嶼国での導入実績によると、予期せぬ故障が多く、メーカーからのスペアパーツ供給も滞っていることにより、実稼働率は 60%程度と言われている。PV は基本的にメンテナンスフリーであるが、WT は稼働部が多く定期的なメンテナンスが欠かせないため、PPUC のマンパワーで WT を適切に維持・運用していくことは困難である。以上のことからパラオへの WT 導入には慎重な検討が必要である。

# Ngaarard – Wind Speed Distribution

Ngaarard	
Variable	Value
Latitude	N 7.654617
Longitude	E 134.641300
Elevation	50 m
Duration	20 months
Wind power density at 50m	293 W/m <sup>2</sup>



Ngaarard				
Bin	Bin Endpoints (m/s)		Occurrences	Frequency
(#)	Lower	Upper	(#)	(%)
1	0	1	3,125	3.441
2	1	2	4,958	5.460
3	2	3	8,940	9.845
4	3	4	12,663	13.945
5	4	5	12,116	13.342
6	5	6	10,170	11.199
7	6	7	9,235	10.170
8	7	8	7,753	8.538
9	8	9	6,430	7.081
10	9	10	5,139	5.659
11	10	11	3,819	4.206
12	11	12	2,633	2.899
13	12	13	1,588	1.749
14	13	14	1,064	1.172
15	14	15	522	0.575
16	15	16	314	0.346
17	16	17	166	0.183
18	17	18	81	0.089
19	18	19	36	0.040
20	19	20	15	0.017

21	20	21	7	0.008
22	21	22	8	0.009
23	22	23	3	0.003
24	23	24	4	0.004
25	24	25	2	0.002
26	25	26	3	0.003
27	26	27	3	0.003
28	27	28	0	0.000
29	28	29	1	0.001
30	29	30	1	0.001
31	30	31	1	0.001
32	31	32	1	0.001
33	32	33	0	0.000
34	33	34	2	0.002
35	34	35	0	0.000
36	35	36	1	0.001
37	36	37	1	0.001
38	37	38	3	0.003
39	38	39	1	0.001
40	39	40	0	0.000
All bins			90,809	100

[出所] NREL Palau Wind Resource Summary – Weibull Distributions (October 2016)

図 5-2-1-2.1 パラオの風況 (2013年5月～2025年4月の10分間隔測定データ)

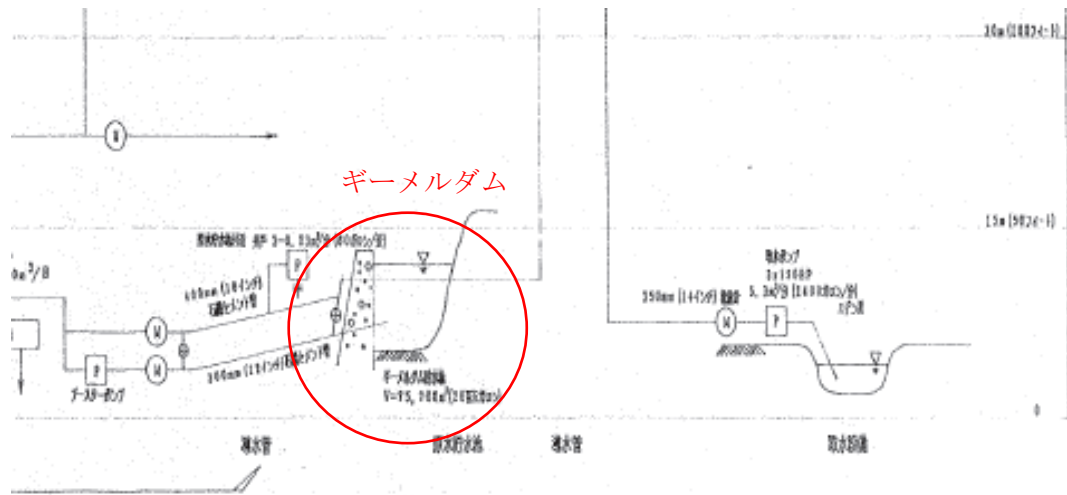
## 5-2-1-3 その他の再生可能エネルギー

下に示す RE 源については、現時点で活用できる見込み、あるいは活用する意義は少ないが、今後の技術進展等の状況変化を注視し、必要に応じて活用を検討していくことを推奨する。

### (1) 水力発電

パラオの年間降水量は約 3,800 mm であり東京の約 2.4 倍であるが、乾季と雨季の差が激しく、乾季には取水制限を強いられるほど雨が降らないことも多い。また、小規模な河川しかなく地形的にも流込式水力発電に必要な有効落差を得るのは難しい。飲料水用ダムであるゲーメルダムの溢水を利用した出力 200 kW 程度の小規模水力発電計画が過去に存在していたが、八千代エンジニアリングが所有する断面図 (図 5-2-1-3.1 参照) によるとその高低差は 15m 未満であり、水力発電として活用できるポテンシャルは低いと判断できる。水力発電所運転にはノウハウが必要であり、太陽光発電と風力発電のポテンシャルに比較して積極的に導入する必要性は低いと思われる。





[出所] 八千代エンジニアリング株式会社

図 5-2-1-3.1 パラオの既設水道設備高低図

## (2) 海洋温度差発電 (Ocean Thermal Energy Conversion)

2001年に佐賀大学がMRD(当時: Ministry of Reserch and Development)と協力協定を結び実証試験を進めていたが、実用に至る結果は出ていない。試験当時から海洋温度差発電の技術は進歩しているものの、世界的に見ても未だ実用には至っておらず、パラオとしても至近で活用できる再生可能エネルギー源と考えていない。

## (3) 地熱、バイオマス等

パラオでは地熱発電が可能な熱源はこれまでに発見されていない。人口も2万人程度で発電燃料となる廃棄物の量が余りに少なく、安定的に供給される見込みもないため、現状として再生可能エネルギー源として活用できる見込みは無い。

### 5-2-1-4 パラオ RE 導入ロードマップ策定における RE 源の取扱

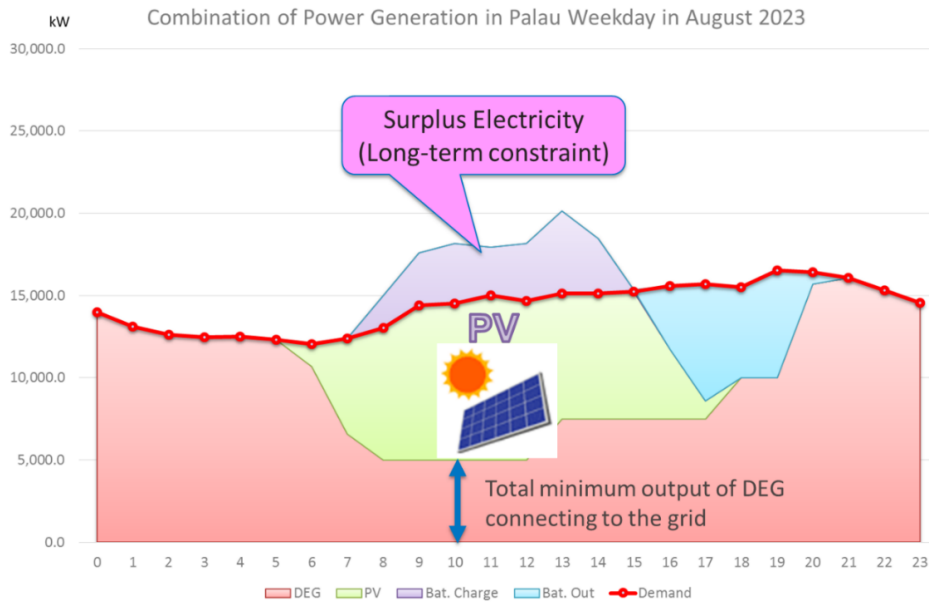
これまでに述べた RE 源導入ポテンシャルならびに導入実績を踏まえ、豊富な日射量を活用するために PV のみを RE 源の対象とした RE 導入ロードマップを作成する。

### 5-2-2 再生可能エネルギーロードマップの検討

パラオのように小規模の電力系統は、RE 電源の出力変動の影響を受けやすく、その変動量が大きくなると需給調整や電力品質の確保等が困難になる。RE 電源の導入に伴う電力系統への影響は以下の4項目<sup>1)</sup>に大別できる。

#### ①余剰電力の発生 (長周期変動)

一般的に電力会社は各発電所の出力を制御して「同時同量」を達成しているが、出力制御が困難な RE 電源が増加すると、需給調整に最低限必要となる電源と RE 電源の出力の合計が需要を上回る可能性がある(図 5-2-2.1 参照)。この現象が発生する可能性は需要が少ない季節や時間帯において特に高くなる。

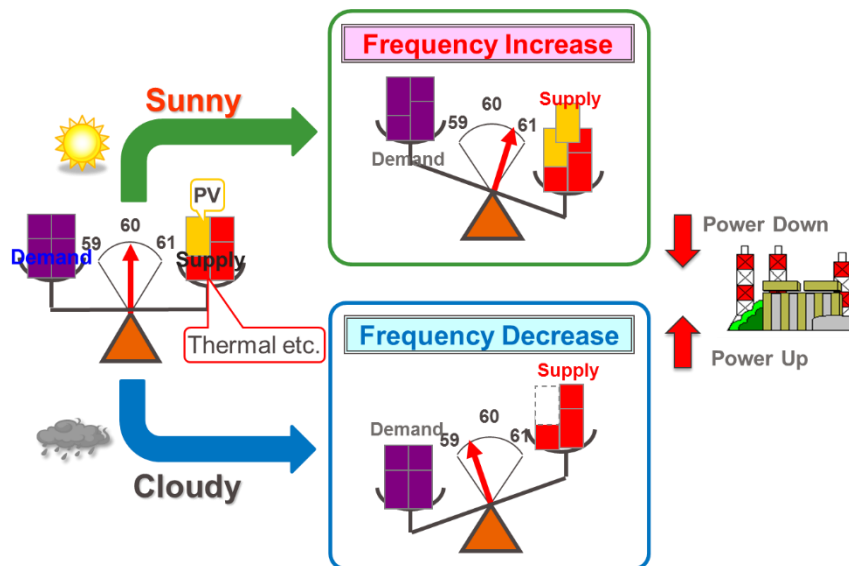


[出所] 調査団作成

図 5-2-2.1 余剰電力の発生（パラオにおける想定事例）

②周波数変動（短周期変動）

電気の「品質」とは周波数や電圧などを一定に保つことであり、その為には電気の使用量（需要）と発電量（供給）を常に同量にバランスさせる「同時同量」を達成する必要がある、電力会社が各発電所の出力を制御して周波数を一定に維持している（図 5-2-2.2 参照）。発電量が一定でない PV や WT などが大量に導入されると「同時同量」の達成が困難となり、場合によっては発電機や変電所に設置された周波数リレーが動作して停電を引き起こす可能性がある。



[出所] 調査団作成

図 5-2-2.2 天候による周波数の変化

### ③配電線の電圧上昇

配電系統（配電線）に連系される RE 電源（特に住宅などに設置されるルーフトップ PV）が増加すると、配電系統において電力が逆潮流することによって、連系点の電圧が適正值（日本の場合は  $101 \pm 6V$ ）を逸脱する可能性がある。電圧を適正值に維持することは、需要家側ならびに電力系統側の機器保護の観点から必要とされており、電圧が適正值を超えないよう RE 電源を停止する、出力を抑制するなどの対策が必要となる。

### ④RE 電源の単独運転と不要解列

前項までの事象は平常時に懸念される問題であるが、緊急停止事故を含む系統事故時に想定されるものとして、RE 電源の単独運転と不要解列の問題がある。

- i) 単独運転：落雷等による電力系統の事故や工事など、本来、供給を停止し無電圧とすべき電力系統において、RE 電源を含む分散型電源が系統接続したまま運転を継続することをいう。単独運転が継続されると、公衆や作業員の感電、機器損傷の発生、消防活動への影響などのおそれがあるため、電力系統から速やかに解列させる必要がある。
- ii) 不要解列：電力系統の周波数の動揺や電圧の変動が生じた際、本来は解列すべきでないにも関わらず①動作する必要のない単独運転防止装置が動作する、②瞬時電圧低下の影響を受ける等により、RE 電源が解列することをいう。多数の RE 電源が広域にわたって一斉に解列すると、供給力の大幅な低下につながり、需給バランス等が崩れ、電力供給に支障を来すおそれがある。

これら 4 つの課題のうち、①と②については次節以降でその確認（分析）方法の詳細と結果について述べる。③については「5-4 電力系統解析」にて分析する。④については、現在、100kWp 以上の RE 電源（PV と WT）に関する再エネ系統連系ガイドラインならびに RE 電源の高圧連系にかかる技術要件を PPUC は有していないため、これらの整備について「5-2-4 提言等」にて提言する。

## 5-2-2-1 PV および蓄電池の容量（長周期変動の観点から）

需要カーブ、PV 出力カーブおよび DEG の運転条件から、パラオ政府が掲げる「2025 年までに年間発電電力量に占める RE 電源の割合を 45%にする」目標を達成するために必要となる PV および蓄電池の設備容量を算出する。

### （1）需要カーブの推定

PPUC は 2016 年 1 月 1 日 0 時から 12 月 31 日 23 時までの 8760 時間の発電端電力を記録しており、今回はこのデータと各年の需要予測値を基に需要カーブを推定した（表 5-2-2-1.1 および図 5-2-2-1.1 参照）。需要予測値は表 4-4-2.1 に示されている発電端電力量に同じである。なお、PPUC が所有する 2016 年のデータは発電所職員が 1 時間毎に発電所モニターに表示される発電電力量の数値を手書きで記録したものであり、データの同期は取れておらず抜け・漏れや記載誤りも多数存在していた。よって、需要カーブの正確性は十分ではない。データ取得を自動化する

ことで省力化や精度向上につなげるよう技術移転を通じて PPUC に推奨した。

表 5-2-2-1.1 需要予測

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
需要予測 (MWh)	84,870	88,020	91,290	96,880	100,210	102,920	106,920	110,040	115,110

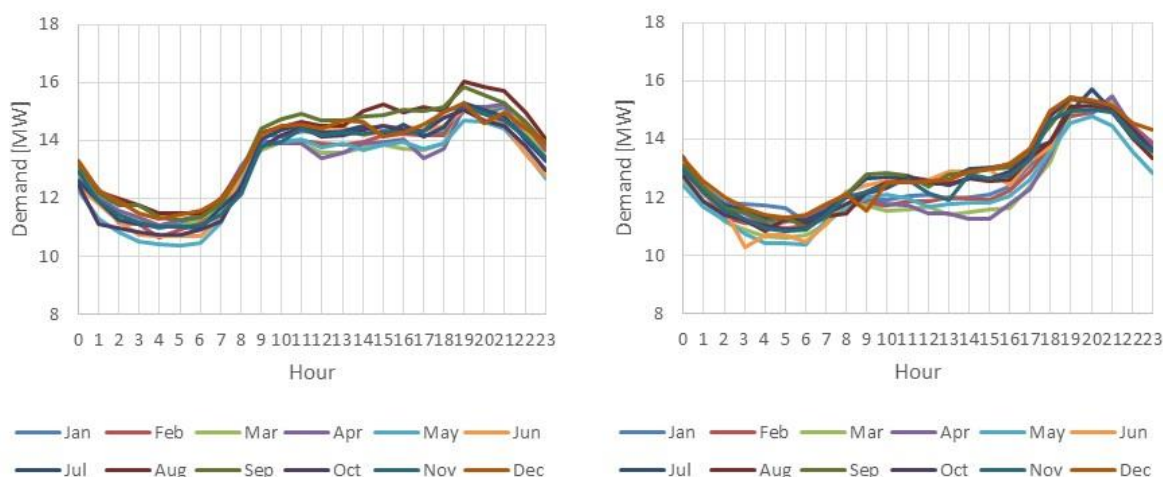


図 5-2-2-1.1 2025 年の需要カーブ（左：平日、右：休日）

## (2) PV 出力カーブの推定

需給バランスシミュレーションには需要カーブだけでなく、PV 出力カーブも必要である。今回、PVWatts Calculator (<http://pvwatts.nrel.gov/index.php>) を利用して PV 出力カーブを作成した。主な設定条件を表 5-2-2-1.2 に示す。

一般的に PV パネルの定格容量は日射量が 1,000W/m<sup>2</sup> の条件における出力で定義される。今回 PVwatt から得られた PV パネルの DC 出力結果をみると、PV パネルが定格容量で出力することは無いことがわかる（図 5-2-2-1.2 参照）。これは DC システムの損失に加え、実際の日射量が 1,000W/m<sup>2</sup> 未満であることに起因する。従い、PV パネルと同じ容量を持つ PCS を設置してもそれは過剰といえる。図 5-2-2-1.2 によると、パネル容量 2MW に対して PCS 容量を 1.5MW 付近で最も多くの発電電力量を得られると予想できる。今回は経済性の観点から高価な PCS の容量をさらに抑制するため、PV パネル容量の半分とした。この場合でも発電電力量は 3%程度しか低下しない。

表 5-2-2-1.2 PVWatts Calculator における設定条件（左：PV 発電所、右：ルーフトップ PV）

RESULTS

2,529,057 kWh/Year\*

System output may range from 2,367,956 to 2,594,053 kWh per year near this location.

Month	Solar Radiation (kWh / m <sup>2</sup> / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	4.73	211,118	696,691
February	5.06	200,409	661,351
March	5.29	232,445	767,068
April	5.07	218,793	722,017
May	4.57	211,511	697,987
June	4.00	184,556	609,034
July	4.22	199,016	656,754
August	4.61	209,899	692,666
September	4.72	208,568	688,274
October	5.23	227,576	751,000
November	5.21	214,057	706,388
December	4.84	211,108	696,658
<b>Annual</b>	<b>4.80</b>	<b>2,529,056</b>	<b>\$ 8,345,888</b>

Location and Station Identification

Requested Location	palau
Weather Data Source	(INTL) KOROR ISLAND, PALAU 14 mi
Latitude	7.33° N
Longitude	134.48° E

PV System Specifications (Residential)

DC System Size	2000 kW
Module Type	Standard
Array Type	Fixed (open rack)
Array Tilt	20°
Array Azimuth	180°
System Losses	14.08%
Inverter Efficiency	98%
DC to AC Size Ratio	2

RESULTS

161,348 kWh/Year\*

System output may range from 151,070 to 165,495 kWh per year near this location.

Month	Solar Radiation (kWh / m <sup>2</sup> / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	4.73	13,661	45,082
February	5.06	13,210	43,594
March	5.29	15,228	50,253
April	5.07	13,933	45,979
May	4.57	13,040	43,032
June	4.00	11,140	36,762
July	4.22	12,088	39,891
August	4.61	13,107	43,253
September	4.72	13,104	43,243
October	5.23	14,833	48,949
November	5.21	14,147	46,685
December	4.84	13,856	45,725
<b>Annual</b>	<b>4.80</b>	<b>161,347</b>	<b>\$ 532,448</b>

Location and Station Identification

Requested Location	palau
Weather Data Source	(INTL) KOROR ISLAND, PALAU 14 mi
Latitude	7.33° N
Longitude	134.48° E

PV System Specifications (Residential)

DC System Size	120 kW
Module Type	Standard
Array Type	Fixed (open rack)
Array Tilt	20°
Array Azimuth	180°
System Losses	14.08%
Inverter Efficiency	98%
DC to AC Size Ratio	1.2

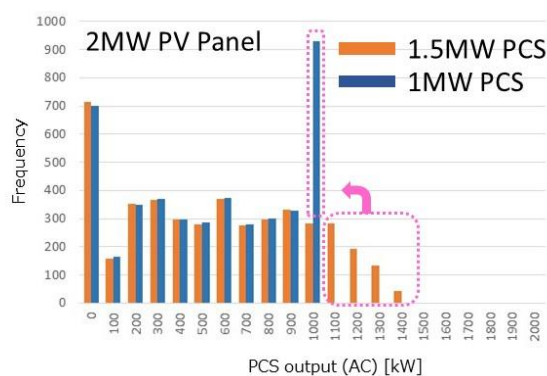
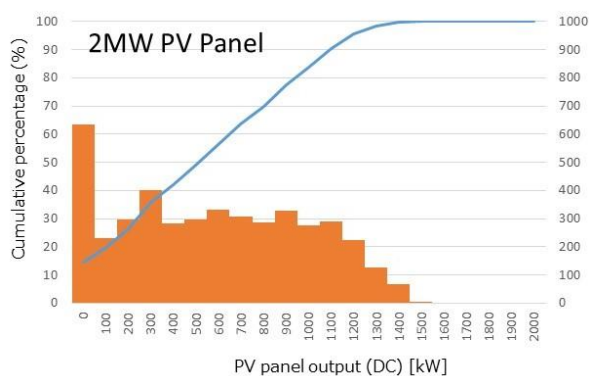


図 5-2-2-1.2 PV システムの出力ヒストグラム（左：PV パネル、右：PCS）

需給バランスシミュレーションに使用する PV 出力カーブは、PVWatts Calculator から得られた 8760 時間の PCS 出力をもとにして、同月・同時刻の出力値を平均化することで得た（図 5-2-2-1.3 参照）。PVWatts Calculator によると PV 発電所の発電電力量は 2,530 MWh/year、ルーフトップ PV は 160 MWh/year である。

一方で、ルーフトップには家庭に設置される数 kW のサイズからホテルや公共施設等に設置される比較的大容量のものまでバリエーションがある。ここでは代表としてパネル容量を 120kW とした。パネル容量 3kW であればその発電電力量は 1/40 に相当する 4MWh/year となる。

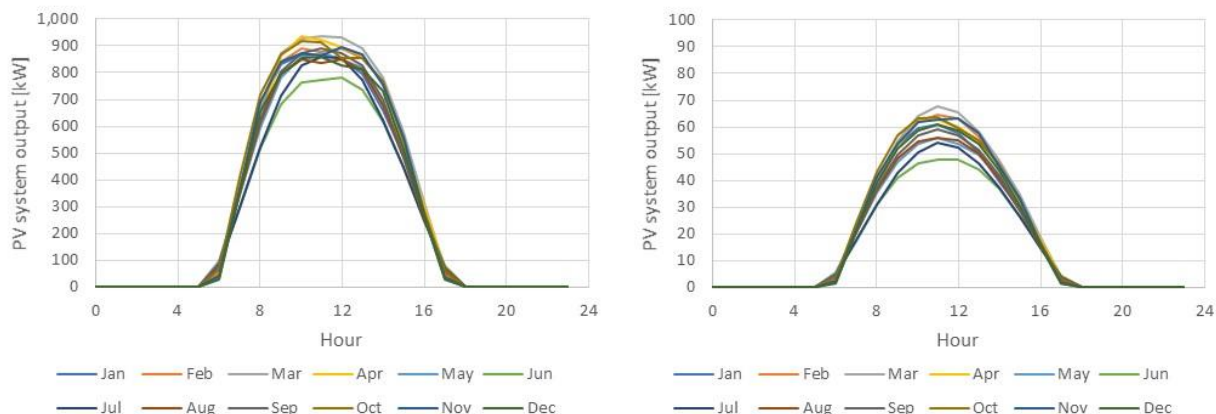


図 5-2-2-1.3 PWatt calculator から得られた各月、各時間における平均的な PV 出力カーブ  
(左：PV 発電所、右：ルーフトップ PV)

図 5-2-1-1.1 によるとルーフトップ PV による発電電力量は年々増加しており、2014 年から 2016 年において毎年およそ 20% で増加している（。同じペースでルーフトップ PV の発電電力量が増加すると仮定した場合、ルーフトップ PV の発電電力量およびルーフトップ PV の設備容量は表 5-2-2-1.3 の通りとなる。

表 5-2-2-1.3 ルーフトップ PV の設備容量の推定

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
発電電力量 (MWh)	596	736	883	1,060	1,272	1,526	1,831	2,198	2,637	3,164	3,798
パネル容量 (kW)	450	560	670	810	970	1,200	1,400	1,700	2,000	2,400	3,000
PCS 容量 (kW)	380	470	560	680	810	1,000	1,170	1,420	1,670	2,000	2,500

### (3) DEG の運転条件

パラオの主要系統であるコロールーバベルダオブ系統には 14 台のディーゼル発電機が設置されており、総定格発電容量は 34.8 MW である（図 5-2-2-1.4 参照）。実際の運用では定格発電容量が 5 MW の 4 台を主力発電機として、電力需要にあわせて台数調整しながら電力供給されており、それ以外は主力発電機のメンテナンス時等に緊急的に使用されている。発電機メーカーによれば、主力発電機 4 台の定格最低出力率（短時間のみ）は 30 % である。連続運転時は出力 50% 以上を目標として運転されており、25 %（1.25 MW）の負荷変動に瞬時に追従することが可能である。主要な諸元について表 5-2-2-1.4 にまとめる。

**MALAKAL POWER STATION**

11 units installed with corresponding present capacity:

Units	Installed Capacity	Present Capacity
Nigata 14	5.0 MW	5.0 MW
Nigata 15	5.0 MW	5.0 MW
Mitsubishi 12	3.4 MW	2.5 MW
Mitsubishi 13	3.4 MW	2.8 MW
Wartsila	2.0 MW	1.5 MW
CAT 1	2.0 MW	1.5 MW
CAT 2	2.0 MW	1.5 MW
Mitsubishi 16	0.5 MW	0.45 MW
Mitsubishi 17	0.5 MW	0.45 MW
Mitsubishi 18	0.5 MW	0.45 MW
Mitsubishi 19	0.5 MW	0.45 MW
<b>TOTAL</b>	<b>24.8 MW</b>	<b>20.6 MW</b>

**AIMELIIK POWER STATION**

2 units installed with corresponding present capacity:

Units	Installed Capacity	Present Capacity
MITSUBISHI # 6	5.0 MW	5.0 MW
MITSUBISHI # 7	5.0 MW	5.0 MW
<b>TOTAL</b>	<b>10.0 MW</b>	<b>10.0 MW</b>

[出所] PPUC

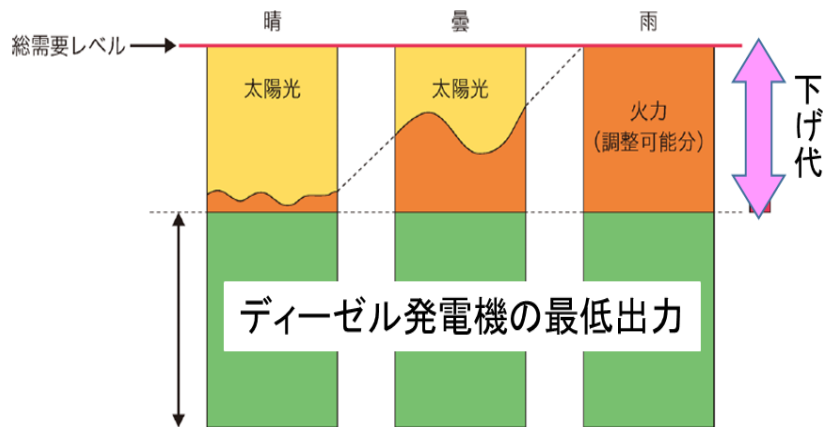
図 5-2-2-1.4 コロールーバベルダオブ系統の全 DEG

表 5-2-2-1.4 定格出力 5 MW DEG の主要諸元

発電所	マラカル		アイメリーク	
	Nigata14	Nigata15	MITSUBISHI#6	MITSUBISHI#7
ユニット名	Nigata14	Nigata15	MITSUBISHI#6	MITSUBISHI#7
ガバナ制御方式	ドループ	同左	同左	同左
速度調整率 (%)	3.1	3.1	3.92	4.05
負荷変動追従範囲	25%/分	25%/分	25%/分	25%/分
定格最低出力	30%	同左	同左	同左

[出所] 調査団作成

長周期変動による RE 連系可能量は、系統に接続されている全発電機出力下限値の総和と総需要との差によって求められ、いわゆる「下げ代」と同義である (図 5-2-2-1.5 参照)。先述のとおり、パラオの全主力発電機の定格出力下限値は 30% であるが、これまでの運用実績、燃料効率、DEG への影響等を踏まえて PPUC と協議した結果、本プロジェクトでの長周期連系可能量算出にかかる DEG 出力下限値は 50% と設定した。

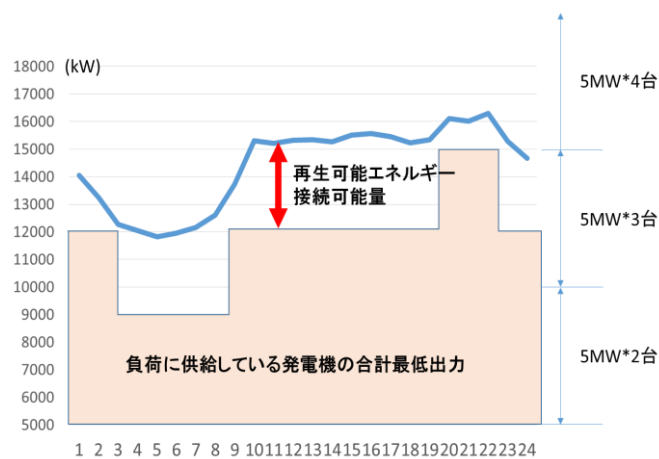


[出所] 低炭素電力供給システムに関する研究会 NEDO 作成資料

図 5-2-2-1.5 発電機の下げ代のイメージ

PPUC は、燃料コストの上昇や発電機運用の煩雑化を招くこと等からマラカル発電所に設置されている Mitsubishi16~19 の高速エンジン発電機を常時活用することにつき否定的である。したがって、今回は 5 MW の主力発電機 4 台をベースに RE ロードマップを検討する。

RE 源はその発電量が天候に左右され、急に発電を停止することがある。従って、停電を回避すべく常に電力需要を上回る容量の電源を系統に接続し、いわゆる瞬動予備力を確保しておくのが通常である。この運用を現有の DEG (発電容量 5 MW×4 台) のみで行う場合、需要が 10 MW 未満の場合は 2 台を、10 MW 以上 15 MW 未満の場合は 3 台を、15 MW 以上 20 MW 未満の場合は全 4 台を系統に接続して運転する必要がある (図 5-2-2-1.6 参照)。



[出所] 調査団作成

図 5-2-2-1.6 発電機運用と RE 接続可能量の関係 (イメージ)

上記の条件で DEG を運用した場合、後述の需給バランスシミュレーションによると 2025 年における DEG の年間総発電量は 67,859MWh と試算される。一方で 2025 年の電力需要は 115,110MWh と予想している。従って、両者の差 47,251MWh を全て PV で賄ったとしても RE 率は 41% となり、目標の 45% には届かない。よって、RE 率を向上させるためには、DEG の運転台数を減じざるを得ない。夜間に DEG の台数を減じた場合、不足する電力量は蓄電池からの放電



で補償しなければならない。この場合、蓄電池の容量が増える方向に作用する。一方、昼間に DEG の運転台数を減じれば、当該時間帯における DEG の発電電力が減少するので、PV の余剰発電電力を抑制することができる。なお、系統に連系している同期発電機の容量が減少することは、同期化力ならびに慣性力の不足に繋がることが懸念される。従って、減じる DEG の台数は 1 台まで、かつ系統には最低 2 台以上の発電機を接続するという条件の下、需給バランスシミュレーションを進める。

#### (4) 需給バランスシミュレーション

需給バランスシミュレーションを行う前に、PV 設備容量を簡単に試算したところ、2025 年に RE 率 45% を達成するためには、パネル容量にして 38MW の PV を導入する必要があることがわかる。試算方法は以下の通りである。

- ・2025 の電力需要（発電端）を 115,110MWh と予測している。RE 率を 45% とするには、PV で 51,800MWh を賄う必要がある。
- ・パネル容量 120kW のルーフトップ PV から得られる発電電力量は 158MW/year である。2025 年のルーフトップ PV 導入量をパネル容量で 3MW と予想とすれば、ルーフトップ PV から得られる発電電力量は 3,950MWh/year となる。よって不足の 47,850MWh は PV 発電所で賄う必要がある。
- ・パネル容量 2MW の PV 発電所から得られる発電電力量は 2,496MWh/year であるから、PV 発電所に必要な設備容量は 38MW となる。

続いて、エクセルを用いた需給バランスシミュレーションの内容を説明する。前述の簡易的な試算によると、パネル容量 38MW であれば 2025 年に RE 率 45% を達成できるとした。しかし、実際は蓄電した PV 余剰電力量を夜間に使いきれず捨てる断面がある（図 5-2-2-1.7 参照）。例えば 2025 年 5 月の平日であれば、全ての PV 余剰電力量を夜間に消費することができる。一方で、2025 年 3 月の休日は全ての PV 余剰電力量を夜間に消費できず、その一部を捨てることになる。このように、PV 余剰電力量を使いきれない状態が発生することで RE 率が低下するため、パネル容量 38MW では RE 率 45% を達成できない。

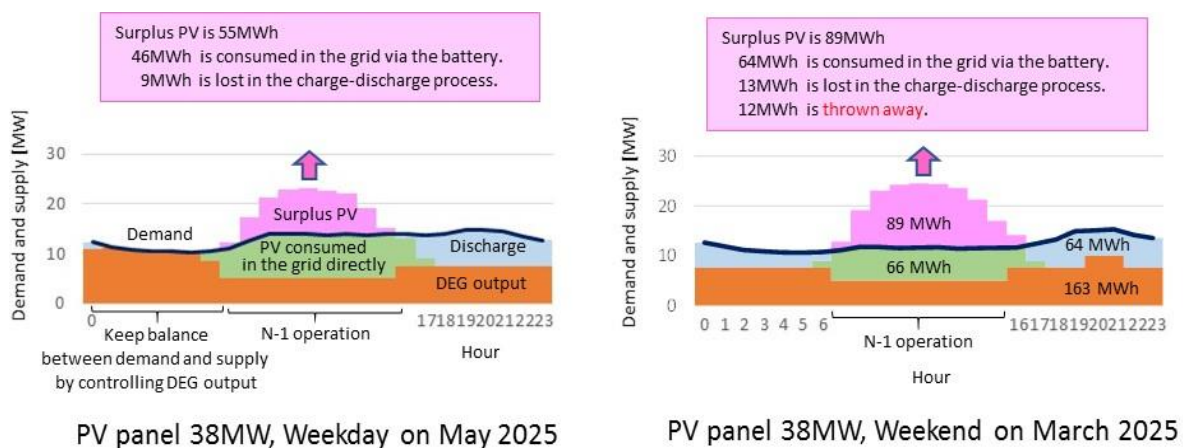
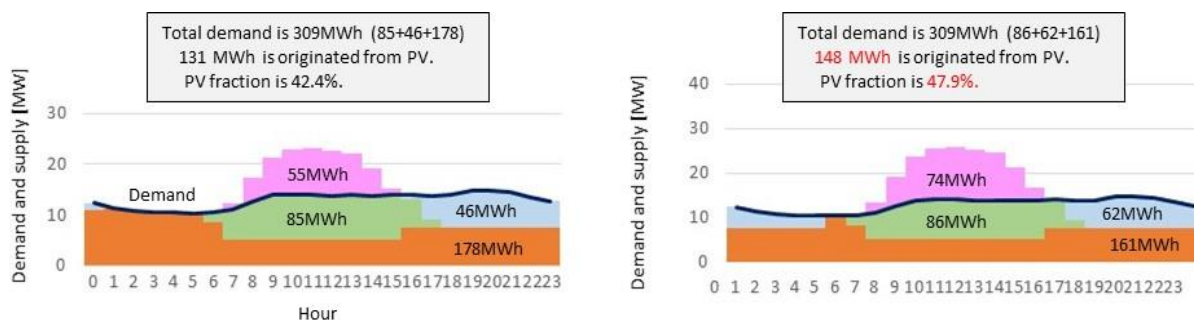


図 5-2-2-1.7 PV 余剰電力の発生に伴う RE 率の低下

RE 率を向上させるためには、より多くの PV を設置することで昼間の余剰電力量を増やし、これを夜間に活用する必要がある（図 5-2-2-1.8 参照）。例えばパネル容量 38MW の条件では、PV 余剰電力量は 55MWh であり、蓄電池への充放電ロスを除く 46MWh が夜間の供給力として活用できる。結果、この日の RE 率は 42.4% となる。一方、パネル容量 44MW の条件では、PV 余剰電力量は 74MWh となり、夜間に活用できる電力量は 62MWh となる。結果、この日の RE 率は 47.9% に向上する。なお、夜間に活用する PV 余剰電力量を増やすためには、より大容量の蓄電池を設置しなければならない点に留意する必要がある。

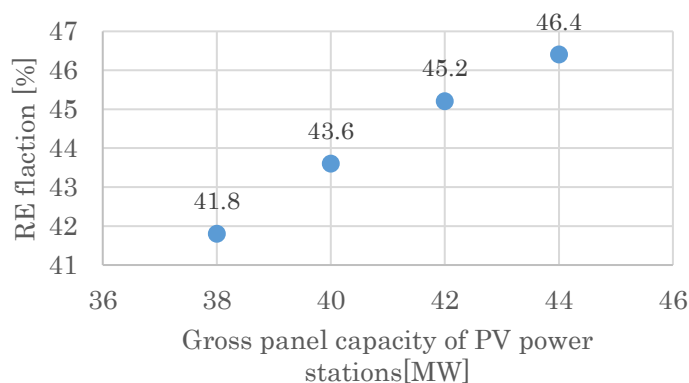


PV panel 38MW, Weekday on May 2025

PV panel 44MW, Weekday on May 2025

### 図 5-2-2-1.8 PV の追加による RE 率の改善

需給バランスシミュレーションの結果、2025 年に RE 率 45% を達成するためにはパネル容量 42MW の導入が必要となる（図 5-2-2-1.9 参照）。なお、万が一用地取得の遅延や発電所の点検、不具合による利用率の低下等が発生した場合を考慮し、RE ロードマップには発電所 1 箇所に対応する 2MW の裕度を加えることとする。



### 図 5-2-2-1.9 PV 発電所のパネル容量と RE 率

2025 年 1 月平日と 5 月休日の需給バランスシミュレーションを例に、蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出方法を説明する（図 5-2-2-1.10 参照）。2025 年 1 月平日の PV 余剰電力は最大で 12MW である。従って、蓄電池および蓄電池用 PCS に必要な容量を 12MW とする。一方、PV 余剰電力量は 73MWh である。蓄電池の容量を PV 余剰電力量に相当する 73MWh とした場合、蓄電池を介して系統に供給できる電力量は 61MWh となる。なお、蓄電池の充放電効率率は 85%、蓄

電池用 PCS の効率率は 98% としている。蓄電池を考慮する前の供給力不足は 74MWh であるから、61MWh を蓄電池から、残りの 13MWh は DEG の出力を増加させることで賄えば需給バランスを保つことができる。結果、蓄電池の容量は 12MW および 73MWh、蓄電池用 PCS の容量は 12MW となる。

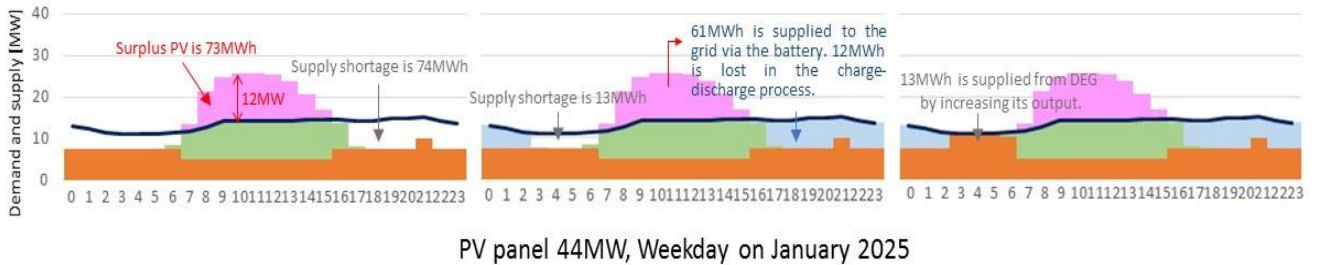


図 5-2-2-1.10 蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出（その 1）

2025 年 5 月休日の需給バランスシミュレーションを例に、蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出方法を説明する（図 5-2-2-1.11 参照）。PV 余剰電力は最大で 14MW である。従って、蓄電池および蓄電池用 PCS の容量は 14MW となる。一方、PV 余剰電力量は 91MWh である。蓄電池の容量を PV 余剰電力量に相当する 91MWh とした場合、蓄電池を介して系統に供給できる電力量は 76MWh となる。しかし蓄電池を考慮する前の供給力不足は 65MWh であるから、蓄電池から 76MWh を供給する必要はない。言い換えると 91MWh は過剰な電池容量である。供給力不足の 65MWh から蓄電池容量を算出すると、必要な蓄電池容量は 78MWh となる。従い、蓄電池の容量は 14MW および 78MWh、蓄電池用 PCS の容量は 14MW と見積もられる。

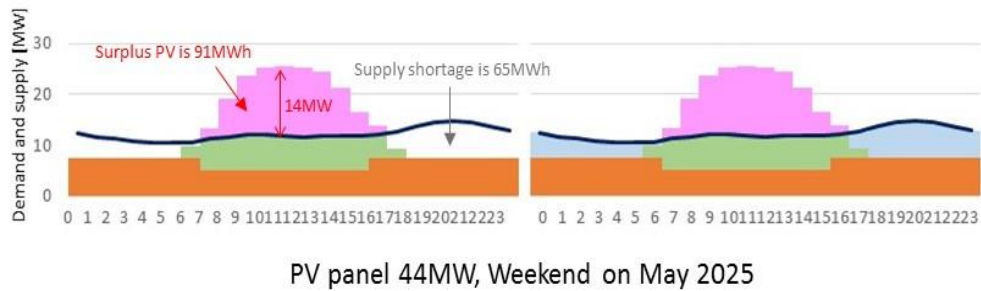


図 5-2-2-1.11 蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出（その 2）

この作業を各月に対して行った結果、2025 年時点で必要な蓄電池の容量は 16MW および 92MWh、蓄電池用 PCS の容量は 16MW と試算した（表 5-2-2-1.5 参照）

表 5-2-2-1.5 需給バランスシミュレーションの結果 (2025 年)

Input													
Rooftop pannel	3,000 kW												
PV Station pannel	44,000 kW												
Target of PV Fraction	45 %												
Output (WeekDay)													
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Power Supply	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	
Monthly PV Fraction (%)	46	49	48	48	48	43	44	44	46	49	48	46	
Battery (MW)	14 MW	12	12	14	13	12	9	11	11	11	13	12	11
Battery (MWh)	83 MWh	73	83	79	78	74	55	62	72	72	81	82	72
Days	22	20	23	20	23	22	21	23	21	22	22	21	
Demand (MWh/Year)	83,296	7,082	6,362	7,279	6,344	7,098	6,982	6,714	7,661	6,954	6,942	7,025	6,853
DEG (MWh/year)	44,559	3,817	3,259	3,795	3,300	3,696	4,008	3,766	4,274	3,772	3,520	3,621	3,731
PV (MWh/Year)	38,737	3,265	3,103	3,484	3,044	3,402	2,974	2,948	3,388	3,182	3,422	3,404	3,122
Output (WeekEnd)													
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Power Supply	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	Supply Enough	
Monthly PV Fraction (%)	47	47	45	46	46	44	45	47	47	46	47	47	
Battery (MW)	16 MW	14	14	16	15	14	11	13	13	15	14	13	
Battery (MWh)	87 MWh	87	85	76	81	78	68	74	81	80	86	87	
Days	9	8	8	10	8	8	10	8	9	9	8	10	
Demand (MWh/Year)	31,814	2,735	2,395	2,339	2,973	2,334	2,429	3,093	2,433	2,785	2,751	2,432	3,118
DEG (MWh/year)	17,164	1,463	1,280	1,280	1,600	1,260	1,365	1,709	1,300	1,485	1,485	1,280	1,658
PV (MWh/Year)	14,650	1,272	1,115	1,059	1,373	1,074	1,064	1,383	1,133	1,300	1,266	1,152	1,461
Total													
Demand	115,110 MWh/year												
DEG	61,723 MWh/year												
PV	53,387 MWh/year												
DG+PV	115,110 MWh/year												
DEG fraction	53.6 %												
PV fraction	46.4 %												
Battery	16 MW												
Margin for Battery	5.0 %												
Battery	92 MWh												

なお、HomerPro に前述の需要プロファイルおよび設備容量を入力して RE 率を計算すると、その値は 49.8%となる。これは HomerPro では、DEG (定格 5MW、最低出力 50%) の運転台数に制限を設けていないため、昼夜を問わず DEG を全台停止もしくは 1 台運転することが可能である。従って昼間に発生する PV 余剰電力を抑制できることに加え、PV の余剰電力が発生したとしても、夜間に消費できる余地が増える。このような理由から、HomerPro で得られる RE 率はエクセルによる需給バランスシミュレーションに比べ高い数値となったと考える。一方、需給バランスシミュレーションと同様に、モデル系統につないでいる DEG4 台のうち 2 台を常時運転するとした場合は RE 率が 36.9%に低下する。需給バランスシミュレーションの DEG 運転条件は、5-2-2-1 (3) に記したとおりである。一方で、HomerPro のシミュレーション結果によると、蓄電池の SOC に余裕があるにもかかわらず、夜間に 2 台の DEG が定格運転で動いている (図 5-2-2-1-12 参照)。なお、HomerPro の Minimum Strage Charge は 5%に設定している。HomerPro のアルゴリズムは不明であるが、このような状態が蓄積されることで DEG の発電電力量が増え、RE 率が低下したものと考える。

HomerPro は需給バランスの評価だけでなく、コスト評価や最適な機器容量の組み合わせを求めることができるなど大きな利点を持つ。一方で、本例のように DEG の運転条件の違いがアウトプットに大きく影響する。従って複数の手法 (複数の視点) により検討を行い、その違いを分析することを薦める。

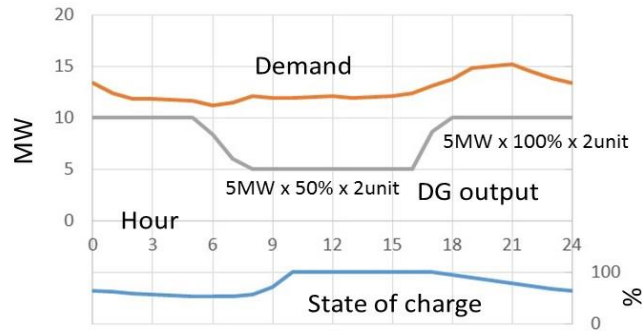


図 5-2-2-1.12 HomerPro の出力をもとに作成したある日の負荷、DEG 出力および蓄電状態

### (5) まとめ

RE 源の特徴はその出力を直接コントロールすることができないことにある。従って、DEG や蓄電池を併用して需給バランスを確保する必要がある。本節では、RE 源の長周期変動を考慮した需給バランスを需給バランスシミュレーションにより考察した。同時に、2025 年に RE 率 45% を達成するために必要となる PV および蓄電池の設備容量を PV パネル 44MW、PV 用 PCS 22MW、長周期変動用の蓄電池 16MW、92MWh、そして蓄電池用 PCS 16MW と試算した。

### 5-2-2-2 蓄電池の容量（短周期変動の観点から）

RE 源が大量に導入されると、その出力変化が系統周波数に影響を及ぼすことが懸念される。系統周波数を適切な範囲に保つためには、変動量 (kW)  $\leq$  吸収可能量 (kW) の関係を満たすことが必要である。

#### (1) 代数的手法の概要

RE 電源による周波数変動は（一財）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 Math Works 社の MTALAB/Simulink 等の高度なシミュレーションツールを用いることで評価できる。しかし、これらシミュレーションツールを使うには熟練した技術が求められる。一方で、短周期変動の影響を簡易的に評価できる代数的手法は、日本でも広く用いられている。経済産業省の系統ワーキンググループにおける東北電力（株）等の計算結果によると、代数的手法はシミュレーションツールとほぼ同等の結果が得られるとのことであるから、本プロジェクトでは代数的手法を採用する。代数的手法によると、各事象が互いに独立であれば変動量と吸収可能量の関係は図 5-2-2-2.1 となる。前述のとおり、2025 年にはパネル容量 47MW（ルーフトップ PV3MW+PV 発電 44MW）を導入する予定である。本節の目的は、PV の出力変動を補償するために必要な蓄電池の容量を求めることにある。従い、以下の手順で考察を進める。

1. 需要変動量（変動発生源）の算出
2. LFC 調整量（変動吸収源）の算出
3. 許容調整残（変動吸収源）の算出
4. 許容可能な PV 出力変動量の算出
5. PV 出力変動量の算出
6. PV 出力変動の抑制に必要な蓄電池容量の算出

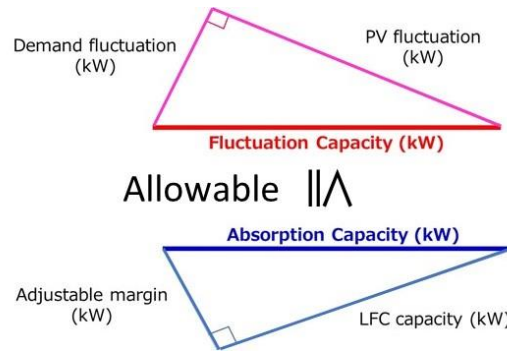


図 5-2-2-2.1 変動発生源と変動吸収源の関係（代数的手法による）

代数的手法は日本でも広く用いられている簡易的 RE 電源系統連系可能量算出手法であり、図 5-2-2-2.1 に示すとおり、許容調整残、発電機の周波数応答幅（LFC 調整力）、負荷変動量、再生可能エネルギー変動量の諸元を用いる。

（一財）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 MathWorks 社の MATLAB/Simulink 等の高度なシミュレーションツールを用いることで、RE 電源出力変動による周波数変動を定量的に算出できるが、これらシミュレーションツールを使うには熟練した技術が必要である。経済産業省の系統ワーキンググループにおける東北電力(株)等の計算結果より、代数的手法とシミュレーションツールはほぼ同等の結果が得られるとのことである。本プロジェクトでは代数的手法を採用し、その算出方法を PPUC に技術移転した。

## （2）需要変動量の算出

短周期変動は数分以下の短時間領域における変動を取り扱うものである。よって 5-2-2-1 節で取り扱った 1 時間毎の需要データは時間分解能が荒いため役に立たない。したがって、マラカル変電所に測定器を設置して 5 秒周期で 48 時間の需要データを収取し、これを基に需要変動量を算出した。以降、需要変動量の算出手順および結果を説明する。

ある時刻  $t$  の需要を  $D(t)$ 、 $t=T$  における前後 5 分間の  $D(t)$  の平均値を  $D_{ave}(T)$  として、需要変動率を  $|D(T) - D_{ave}(T)| \div D_{ave}(T) \times 100$  (%) と定義する。すべての時間に対して需要変動率を求め、ヒストグラムを作成した（図 5-2-2-2.2 参照）。

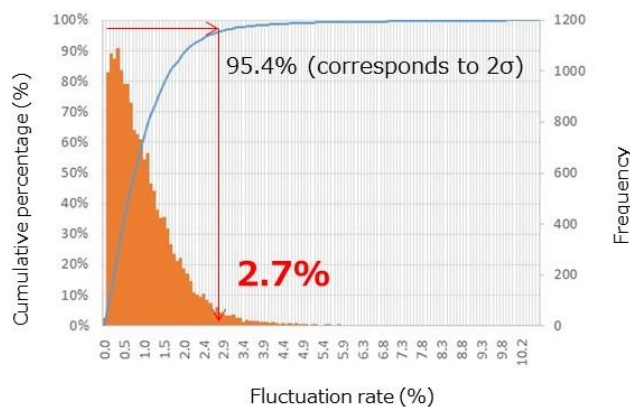


図 5-2-2-2.2 需要変動率のヒストグラム

ここで、例えば1年間に数回程度しか発生しないような稀頻度の変化率を考慮すると、結果として短周期変動を吸収するために必要な蓄電池の容量が増えることとなり非経済的な設備形成となってしまふ。このため、全事象に対して3 $\sigma$ 値(全事象に対して99.7%の事象まで考慮する)や2 $\sigma$ 値(全事象に対して95.4%の事象まで考慮する)を採用することが一般的である。どの程度のリスクを許容するのか(どこまで稀頻度の事象を考慮するのか)についてPPUCと協議した結果、2 $\sigma$ を採用することとした。図5-2-2.2から、需要変動率は2.7%と求められる。需要変動量は需要(kW)×需要変動率÷100となる。短周期変動の影響はRE源の出力変動がもたらす系統周波数への影響を検討することに等しい。今回はPVが活動している時間帯の中で需要が小さくなる4月の週末15時の負荷を採用した。小さな負荷を採用することは変動量を小さく見積もることになる。しかし同時に、変動吸収源の要素である許容調整残も小さくなる。今回は後者の影響が大きいいため、小さな負荷を採用することで安全側に立った検討を進める。なお、RE電源を導入する前にはさらに長期間に亘る負荷変動測定を行い、サンプル数を増やしてより正確に負荷変動率を算出することを推奨する。

### (3) LFC 調整量の算出

LFC (Load Frequency Control) 調整力とは、周波数を標準値(東日本は50Hz、西日本は60Hz)に維持するために、概ね10分周期程度の需要変動に対する電力会社エリア内発電機の制御量という。PPUCではLFCを実施していないので、LFC調整力=0とする。

### (4) 許容調整残の算出

許容調整残(kW)は需要(kW)×系統定数(%kW/Hz)×周波数変動許容幅(Hz)÷100により求められる。需要は5-2-2-2(2)で使用した値を適用する。

#### 1) 系統定数

電力系統は負荷変動により周波数や潮流が変化するが、これにあわせて発電機を制御して周波数を一定に保つように運用している。PVやWT等のRE電源はその出力が不安定であるため、負荷変動に応じて出力を制御することは難しく、既存の発電機は必要不可欠である。電灯・電力などのさまざまな負荷や負荷変動に追従する発電機(ガバナ含む)の影響により、電力系統は下式に示す特性を有しており、このKを系統定数と定義している。この系統定数を算出することにより、系統安定性を評価することが可能となる。代数的手法では、許容調整残を算出するため、実系統での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。

$$\Delta P / \Delta F = K \text{ (%kW/Hz)}$$

ただし、 $\Delta P \text{ (%kW)} = \Delta P \text{ (kW)} / \text{並列発電機定格出力の合計}$

系統定数は、一般的に発電機を系統に連系させた状態からの発電機遮断試験結果に基づき算出するが、発電機遮断試験による電力系統ならびに発電機への悪影響が懸念される。今回、発電機遮断試験を実施すべきか否かについてPPUCと協議した結果、試験に伴う停電発生のリスクがあること、発電機への負担が大きく故障の原因になる可能性もあることから発電機

遮断試験は実施せず、DEGにより電力供給されている離島系統における標準的な系統定数である10%kW/Hzにて検討を進めることとする。RE45%目標@2025達成に向けて実際にRE電源を導入する前には、系統定数を実測するあるいは詳細なシミュレーションにより系統定数を推定することを推奨する。

## 2) 周波数許容変動幅

PPUC作成の再エネ系統連系ガイドライン「Guidelines, Standards and Regulations for Renewable Energy Generation Systems Connecting to the Palau Central Grid」によると、パラオの周波数許容変動幅は±2Hz/0.16sである。従い、周波数許容変動幅を2Hzとする。

## (5) 許容可能なPV出力変動量

5-2-2-2(2)~(3)で得た諸元をもとに許容可能なPV出力変動量を試算した結果、2025年に許容できるPV出力変動量は2,233kWと求められる(表5-2-2-2.1参照)。

表5-2-2-2.1 許容可能なPV出力変動量

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(a) Demand (kW)	8,938	9,485	9,811	10,076	10,468	10,774	11,270
(b) Demand fluctuation (kW)	241	256	265	272	283	291	304
(c) Adjustale Margin (kW)	(a)×System constant 10%/kW/Hz ×Permissible freq. deviation 2Hz÷100						
	1,788	1,897	1,962	2,015	2,094	2,155	2,254
(d) Allowable fluctuation of PV (kW)	$\sqrt{\{(c)^2-(b)^2\}}$						
	1,771	1,880	1,944	1,997	2,074	2,135	2,233

## (6) PV出力変動量の算出

PVパネルの定格容量は日射強度が1,000W/m<sup>2</sup>における出力で定義される。PVパネルの出力が日射強度に比例するとして、PV出力を把握するためには日射強度のデータが必要である。NRELが2013年から2015年の2年間測定した10分周期の測定データをPPUCは保有しているが、短時間の日射強度変動の確認には数秒周期の測定データ必要である。そこで、今回は国立研究開発法人海洋研究開発機構(以下、JAMSTECとする)が2007年にアイメリークで測定した10秒間隔の年間測定データのうち、PVが発電する6:00から18:00までの365日分のデータを利用した。なお、長周期変動に関する検討ではPV発電所の基本的な構成をパネル容量2MW、PCS容量1MWとしている。従って、PV発電所の出力上限は1MWとした(例えば日射量が600W/m<sup>2</sup>におけるPV発電所の出力は1.2MWではなく1MW)。また、同様にルーフトップPVの出力上限は100kWとした。

PV出力変動率の定義は次の通りである。

t=Tにおいて前後5分の範囲にある出力の最大値をPmax(T)、最小値をPmin(T)として、出力変動率を[Pmax(T)-Pmin(T)]÷PCS定格容量×100(%)と定義する。



結果、PV 発電所およびルーフトップ PV の出力変動率はそれぞれ 65%および 72%となる（図 5-2-2-2.3 参照）。両者の値が異なる原因は PV パネル容量と PCS 容量の比が異なるためである。

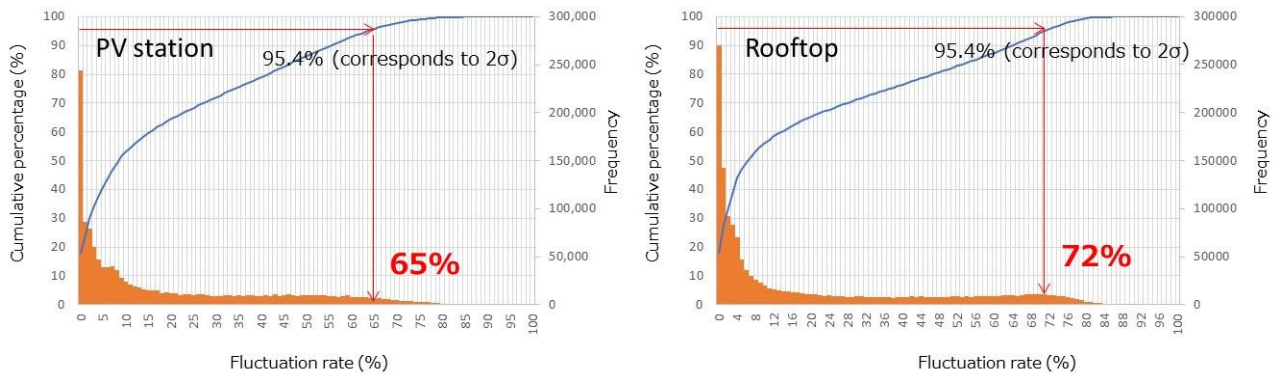


図 5-2-2-2.3 PV 出力変動率のヒストグラム

PV 出力変動量は PCS 容量 (kW) × PV 出力変動率 (%) ÷ 100 (kW) で求められる。

2025 年における PV 発電所の導入量は PCS 容量で 22,000kW（パネル容量では 44,000kW）ルーフトップ PV の導入量は PCS 容量で 2,500kW（パネル容量では 3,000kW）である。従って、出力変動量は PV 発電所、ルーフトップ PV でそれぞれ 14,300kW、1,800kW となる。これらを単純に合計した出力変動量は 16,100kW となり 5-2-2-2（5）で求めた許容値 2,233kW を遙かに超える。

出力変動量を抑制する対策として PV 発電所を分散配置することが挙げられる。これは平滑効果を期待したものである。ある程度の距離をもって PV 発電所が分散配置されていれば、全ての発電所が同時に出力変動する可能性は低くなる。各 PV 発電所の出力変動が互いに独立と考えれば、それらの出力変動は単純な足し算ではなくベクトル和で表すことができる。各 PV 発電所の定格出力 (PCS 容量) を  $P_i$ 、出力変動率を  $\alpha_i$ 、PV 発電所を  $N$  箇所に分散配置するとした場合、

PV 発電所の合成出力変動量は  $\sqrt{\sum_{i=1}^N (P_i \times \alpha_i)^2}$  となる。

平滑化効果を考慮した場合の出力変動を求める。PPUC から提示された PV 発電所のサイトを基に再度、PV の合成出力変動量を算出した（表 5-2-2-2.2 参照）。なお、ルーフトップ PV の大半はマラカルに設置されているとして、これらをひとつの発電所サイトとみなした。結果、合成変動量は 16,100kW から 5,187kW に低下するが、依然許容値を上回る値である。合成出力変動量を許容以下に抑制するためには、PV 発電所の出力変動率を 17%以下にする必要がある。

なお、平滑化効果を把握するためには、PV 発電所の候補地それぞれの日射量を実測する、もしくは過去の気象データ等を基に日射量を予測し、PV 発電所の合成変動量を予測する必要がある。

表 5-2-2-2.2 平滑化効果を期待した場合の出力変動量

Values in table correspond to PCS capacity (kW)

PV Installation Plan	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rooftop	810	1,000	1,170	1,420	1,670	2,000	2,500
Aimeliik	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Ngaramiengui		3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Ngargmau*						2,000	2,000
Ngargmau**						3,000	3,000
Ngiwal							2,000
Meiekeok					2,000	2,000	2,000
Ngchesar					2,000	2,000	2,000
Ngatpang	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Airport				3,000	3,000	3,000	3,000

PV fluctuation	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rooftop	583	720	842	1,022	1,202	1,440	1,800
Aimeliik	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950
Ngaramiengui		1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950
Ngargmau*						1,300	1,300
Ngargmau**						1,950	1,950
Ngiwal							1,300
Meiekeok					1,300	1,300	1,300
Ngchesar					1,300	1,300	1,300
Ngatpang	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Airport				1,950	1,950	1,950	1,950

Total Fluctuation by Algebraic Mthod      2,415      3,133      3,163      3,761      4,234      4,903      5,187

(7) 蓄電池容量の算出

PV の出力変動を緩和するための対策として、蓄電池システムによる出力変動抑制策を検討する（図 5-2-2-2.4 参照）。黒色の破線、赤線および青線はそれぞれ PV システムの出力、蓄電池システムの入出力および PV 発電所の出力を示す。青線に示す PV 発電所の出力変動率を 17% 以下にすることが目標となる。

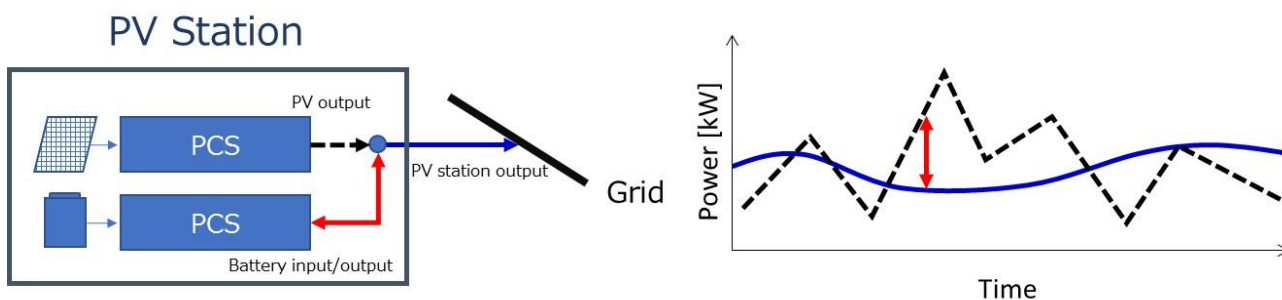


図 5-2-2-2.4 蓄電池システムによる PV の短周期出力変動の抑制

PV 発電所の出力を PV システムの直近 T 分間における出力を平均した値（移動平均値）に制御することを考える。T = 0 分は蓄電池システムがない状態、すなわち PV システムの出力そのものである。PV システムの出力は 5-2-2-2 (6) の検討で用いたデータと同じである。

T を大きくすることで PV 発電所の出力を滑らかにできることがわかる（図 5-2-2-2.5 参照）。T を 25 分以上にすれば、PV 発電所の出力変動率は 17% 以下になる（図 5-2-2-2.6）。

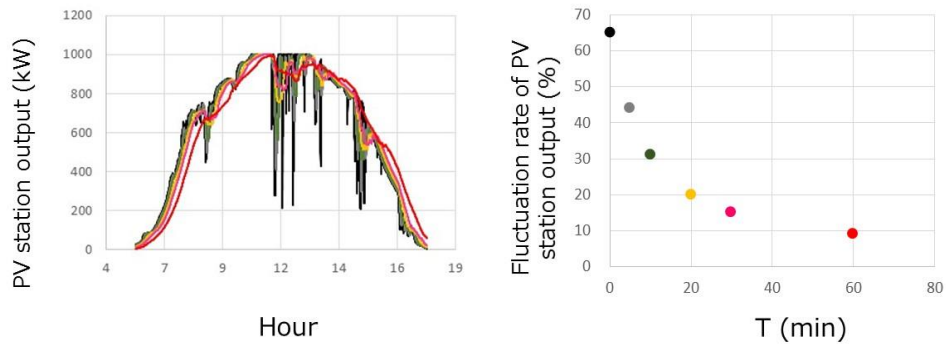


図 5-2-2-2.5 移動平均時間 (T) の違いによる PV 発電所の出力およびその出力変動率の変化  
(左 : PV 発電所の出力カーブ、右 : PV 発電所の出力変動率)

図 5-2-2-2.6 は各 T に対する PV 発電所の出力変動率のヒストグラムである。

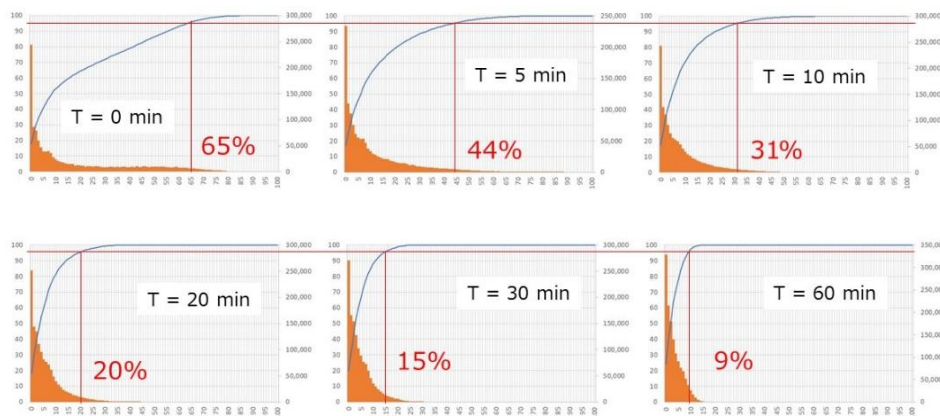


図 5-2-2-2.6 移動平均時間 (T) の違いによる PV 発電所の出力変動率のヒストグラム

PV システムおよび PV 発電所の出力の差が蓄電池システムの入出力となる (図 5-2-2-2.7 参照)。PV システムの出力が PV 発電所の出力より大きい場合は、その差分が蓄電池に充電され、逆の場合は蓄電池の放電により補償される。

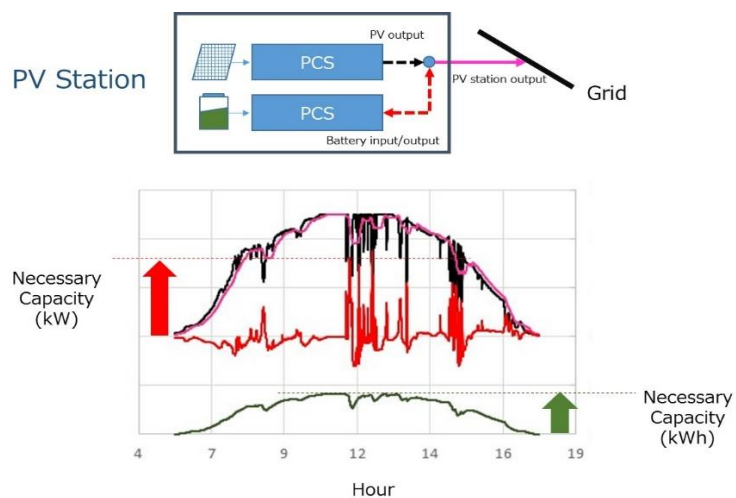


図 5-2-2-2.7 蓄電池システムの入出力

上記の考えに従い蓄電池の容量を算出した。蓄電池の容量 (kW) はその日に発生した入出力の最大値 (kW) を蓄電池の容量 (kWh) はその日に蓄電した最大量 (kWh) を抽出したものであり、データ欠損のない日の全てを分析対象とした。

図 5-2-2-2.8 は各 T に対する蓄電池容量 (kW) のヒストグラムを示す。また図 5-2-2-2.9 は各 T に対する蓄電池容量 (kWh) のヒストグラムを示す。なお、T = 0 は蓄電池を用いない条件なので、これに対応するヒストグラムはない。

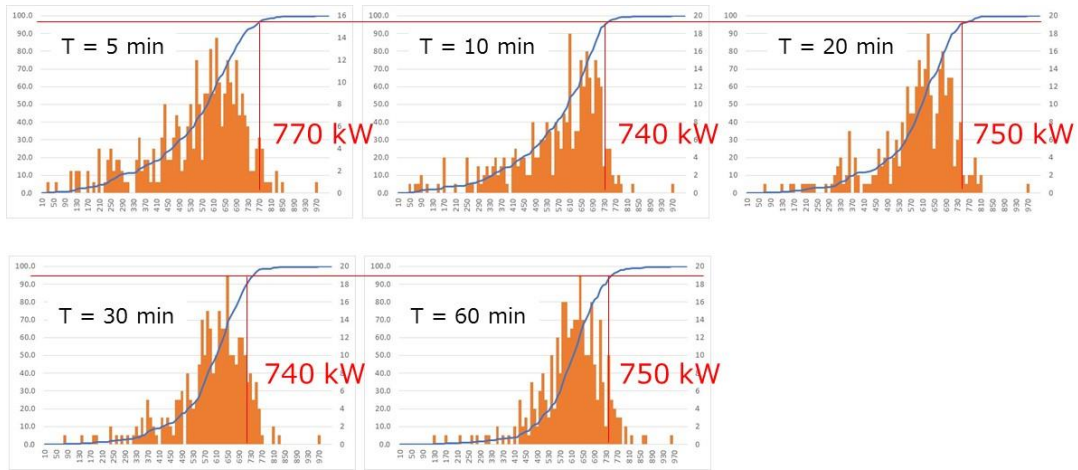


図 5-2-2-2.8 移動平均時間 (T) の違いによる蓄電池システムの容量 (kW) のヒストグラム

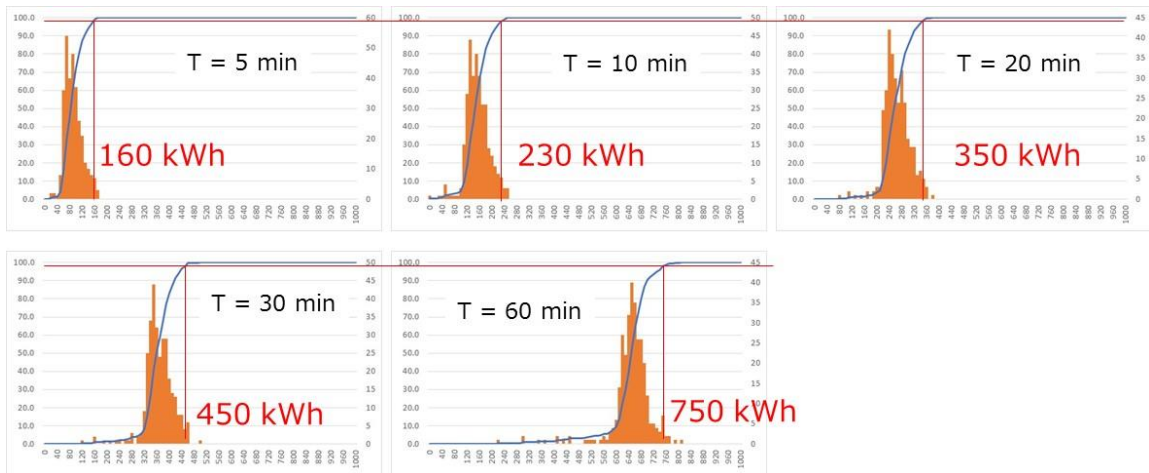


図 5-2-2-2.9 移動平均時間 (T) の違いによる蓄電池システムの容量 (kWh) のヒストグラム

蓄電池の容量 (kW) は出力変動率にかかわらずほぼ一定である。一方、蓄電池容量 (kWh) が大きくなるにつれ、PV 発電所の出力変動率が小さくなる (図 5-2-2-2.10 参照)。この図より、パネル容量 2MW、PCS 容量 1MW で構成する PV 発電所の出力変動率を 17%以下に抑制するために必要となる蓄電池容量を 800kW および 425kWh (5%程度の裕度を含む) とする。よって、2025 年にパネル容量 44MW、PCS 容量 22MW の PV 発電所を導入する場合、その出力変動を許容以下に抑制するために必要となる蓄電池容量を 17,600kW、9,400kWh と試算した。

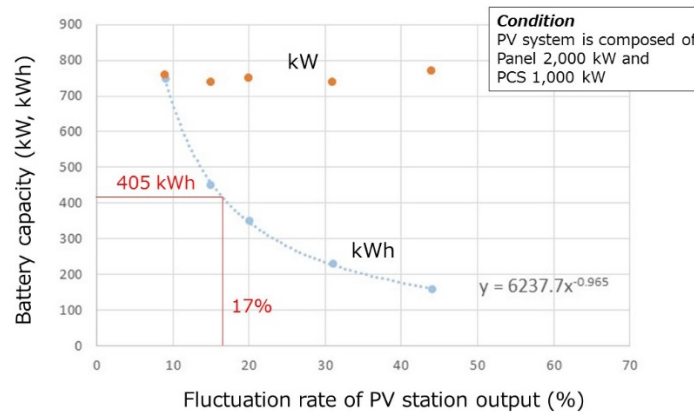


図 5-2-2.10 PV 発電所の出力変動率と蓄電池の容量

### (8) まとめ

RE 源の特徴は天候によりその出力が急激に変化することにある。従って、系統周波数を適切な範囲に保つためには、例えば蓄電池を用いてその変動を吸収する必要がある。本節では、RE 源の短周期変動を考慮して PV の出力変動量を定量化し、許容可能な変動量を代数的手法より考察した。同時に、2025 年にパネル容量 44MW、PCS 容量 22MW の PV 発電所を導入する計画に従い、その出力変動を抑制するために必要となる蓄電池設備の容量を、17,600kW、9,400kWh とした。なお、出力変動を抑制する方策として、平滑化効果による出力変動量の低減を期待してこれを検討に織り込むとともに、PV 発電所の分散配置を提案した。一方、パラオにおいて日射量の実測等による平滑化効果を詳細に検討した事例はない。平滑化効果は経済的な設備形成につながる可能性があるため、RE 源の大量導入に備えて平滑化効果に関する調査を行うことを推奨する。

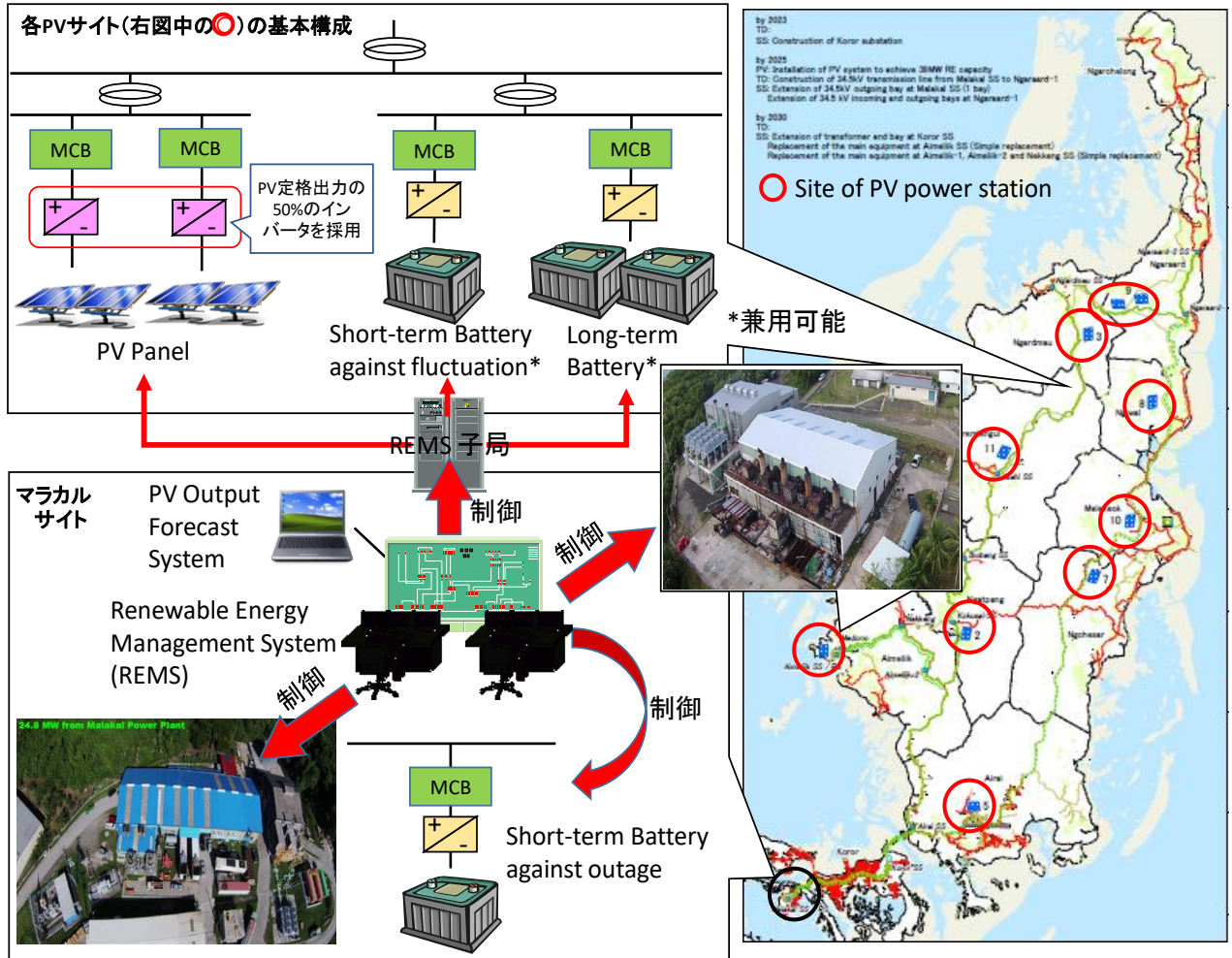
### 5-2-3 再生可能エネルギーロードマップの策定

これまでに確認・分析した値ならびに諸条件を反映して、2025 年の RE 率 45%達成にむけた RE ロードマップを、下記項目を考慮して策定した。

- ✓ 電力の安定供給
- ✓ PPUC の設備維持管理能力、マンパワー

ロードマップにおいて導入を想定している RE システムの全体像を図 5-2-3.1 に示す。各サイトは、近傍の変電所または送電線に連系され、インバータ等により PV パネル定格出力の 50%に制限されている。PV 出力制限方法は、①PV パネル定格出力の 50%容量のインバータを接続することによる出力抑制、②インバータの MPPT 制御機能による出力抑制の 2 種類が一般的であるが、今回は①の採用を想定する。そして、出力に応じた短周期（周波数変動）と長周期の出力変動対策用リチウムイオン（Li-ion）蓄電池を設置する。5-2-3-1 でも後述するが、高速応答が可能でサイクル寿命が長く、かつ短周期（周波数変動）対策と長周期対策に兼用可能であること等から Li-ion 蓄電池の採用を想定している。先述のとおり原則として太陽光の発電ピークである昼間の時間帯に DEG を 1 台減じる運用を行う。再エネ電源が脱落した場合は短時間（最大 30 分間）のみ蓄電池で負荷供給し、その間に DEG 出力増や追加 DEG 立ち上げにより負荷を救済する。そのための Li-ion 蓄電池（停電

対策用)は、PPUC 発電所 (マラカル発電所への設置を推奨) に設置する。そして、新たに設立されるパラオ給電指令所には PV と蓄電池の出力を監視制御するシステム (REMS : Renewable Energy Management System) を導入し、同時に導入された PV 発電予測システムの結果を用いて既存 DEG と再エネ電源の出力を需要にあわせて調整する運用を行う。



[出所] 調査団作成

図 5-2-3.1 パラオの RE システム全体イメージ

図 5-2-3.1 の赤丸は PPUC から提示された PV サイト候補地である (表 5-2-3.1 参照)。45%RE 導入目標@2025 達成のためには、表 5-2-3.1 に赤字で明記したように計画からの更なる PV 設備容量の積み増しが必要であり、土地取得に要する時間、2025 年までのリードタイムを踏まえ、早急な土地獲得が必要である。

表 5-2-3.1 パラオ政府より提示された PV サイト候補地と追加すべき導入量

No.	Location	Capacity	Owner	Distance	Area (Acre)
1	Aimeliik (Next to power plant) This is already planned with PPUC.	5 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	0.2 km from the nearest transmission line	15 acres <u>+0.1</u>
2	Ngatpang (Kokusai)	2-3 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	0.1 km from Kokusai SS	8 acres <u>+0.1</u>
3	Ngardmau (Terraces of Hill)	2-3 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	0.28 km from the nearest transmission line	7 acres <u>+0.1</u>
4	Airai Airport side by road	3 MWp <u>+3MWp</u>	PPUC	0.8 km from Airport	8 acres <u>+0.1</u>
5	Ngchesar	3 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	2.2 km	8 acres <u>+0.1</u>
6	Ngiwal	3 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	7.7 km	9 acres <u>+0.1</u>
7	Ngardmau	5 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	.08 km	15 acres <u>+0.1</u>
8	Melekeok	3 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	.76 km	9 acres <u>+0.1</u>
9	Ngaremlengui	5 MWp <u>+1MWp</u>	PPUC	.55 km	18 acres <u>+0.1</u>
Total		33MWp <u>+11MWp</u>			

[出所] Energy Admin., PPUC、調査団作成

### 5-2-3-1 短周期／長周期変動対策用蓄電池について

再エネの出力変動緩和対策用に用いられる各種蓄電池の主な特長について、表 5-2-3-1.1 に示す。本プロジェクトでは、島嶼国であるパラオに導入されることを勘案して、汎用性が高く世界的に広く活用されている Li-ion 電池を採用することとする。Li-ion 電池は高出力でサイクル寿命が長いいため短周期変動対策に適しており、近年では電力貯蔵用大規模蓄電池としても活用事例が増えている。Li-ion 電池を採用することで、短周期用途と長周期用途の兼用が可能となり、設置容量の削減が図れる可能性がある。

表 5-2-3-1.1 主な蓄電池の種類と特徴

	鉛蓄電池	NaS電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池
エネルギー密度*1 (理論値)	25 Wh/kg (167 Wh/kg)	87 Wh/kg (786 Wh/kg)	22.5 Wh/kg (225 Wh/kg)	92 Wh/kg (585 Wh/kg)
エネルギー効率*2	85 %	90 %	95 %	95 %
サイクル寿命*3	4,500	4,500	3,500	15,000
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>低エネルギー密度</li> <li>容量あたりの価格が安い</li> <li>リサイクルシステムが確立</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高エネルギー密度</li> <li>高出力用途に適する</li> <li>安全面での配慮が必要</li> <li>高温動作型</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>低エネルギー密度</li> <li>高出力用途に適する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高エネルギー密度</li> <li>高出力用途に適する</li> <li>安全面での配慮が必要</li> </ul>

\*1: 1 kg あたりに蓄電可能な電力量 (蓄電池単体の製品仕様)

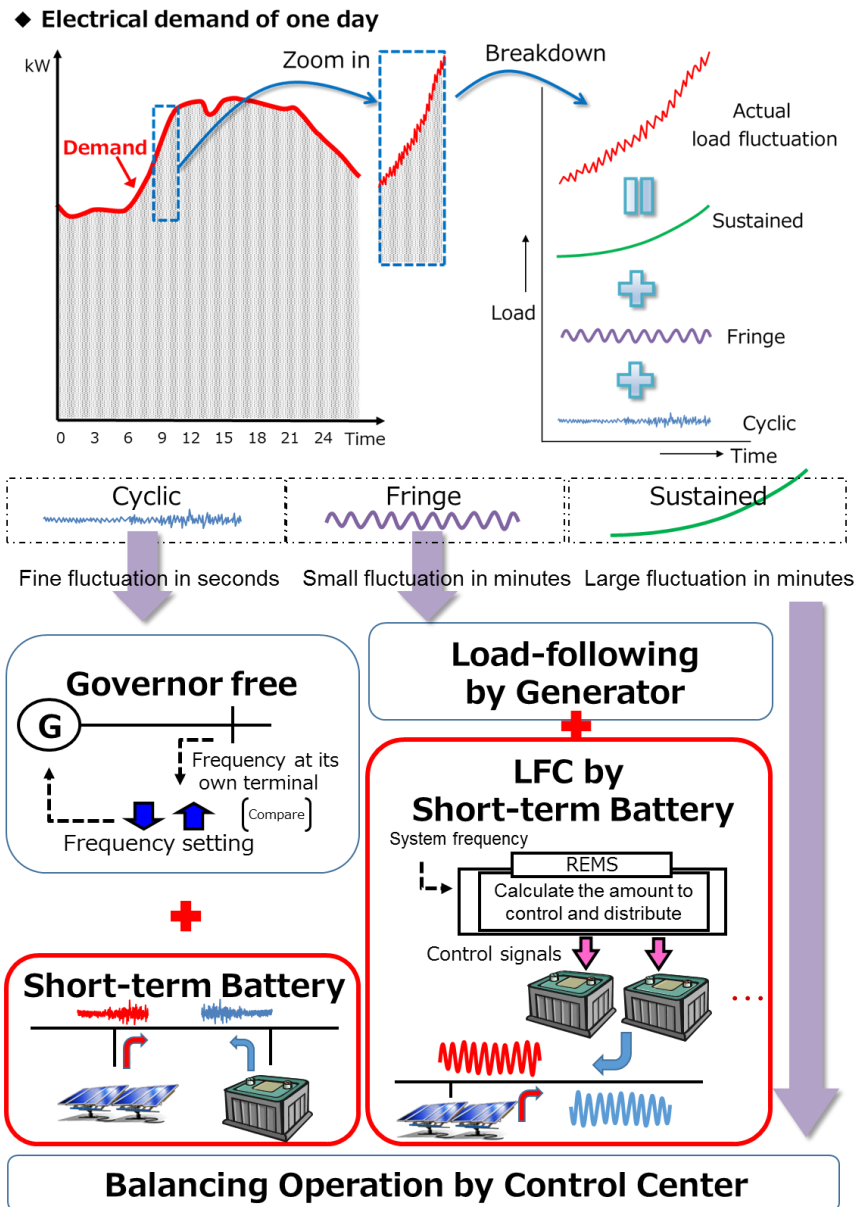
\*2: 充電を 100 として放電できる効率

\*3: 1回の充放電を1サイクルとして何サイクル充放電できるかを示す指標

[出所] 電気学会技術報告第 1403 号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」表 3.3 より抜粋

短周期変動に対する DEG と蓄電池の役割分担について、図 5-2-3-1.1 に整理する。需要変動はその変動周期によって、数分以下のサイクリック成分、数分から 10 数分程度までのフリッジ成分、なら

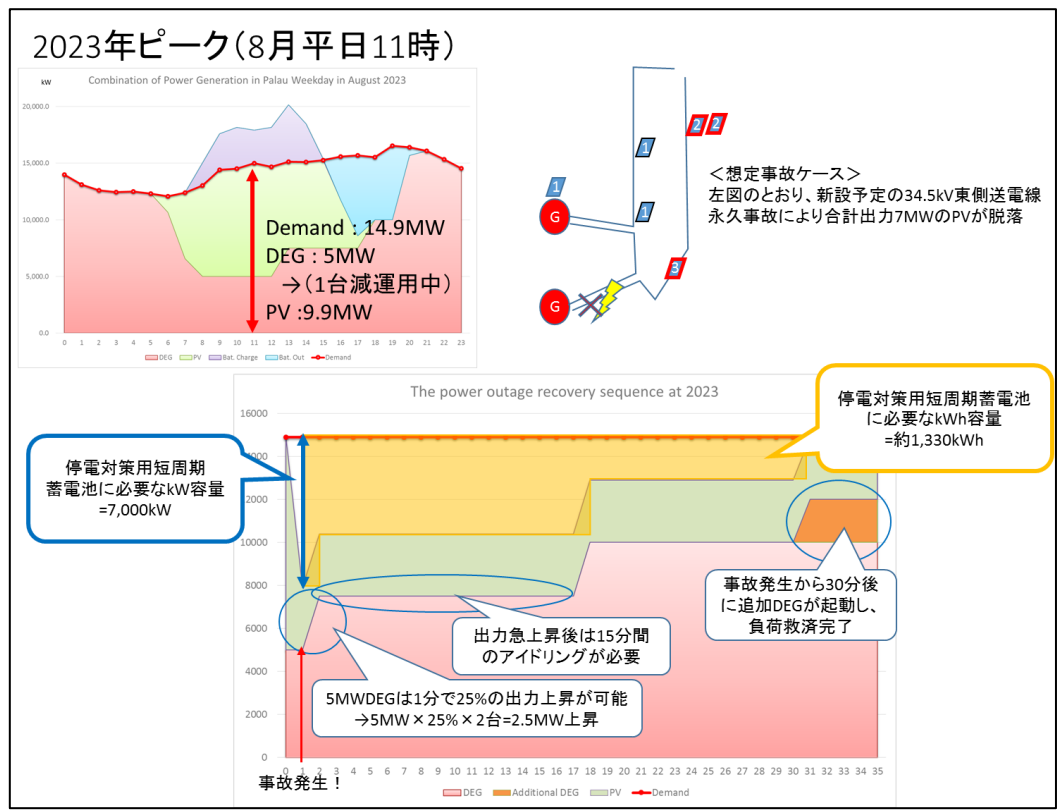
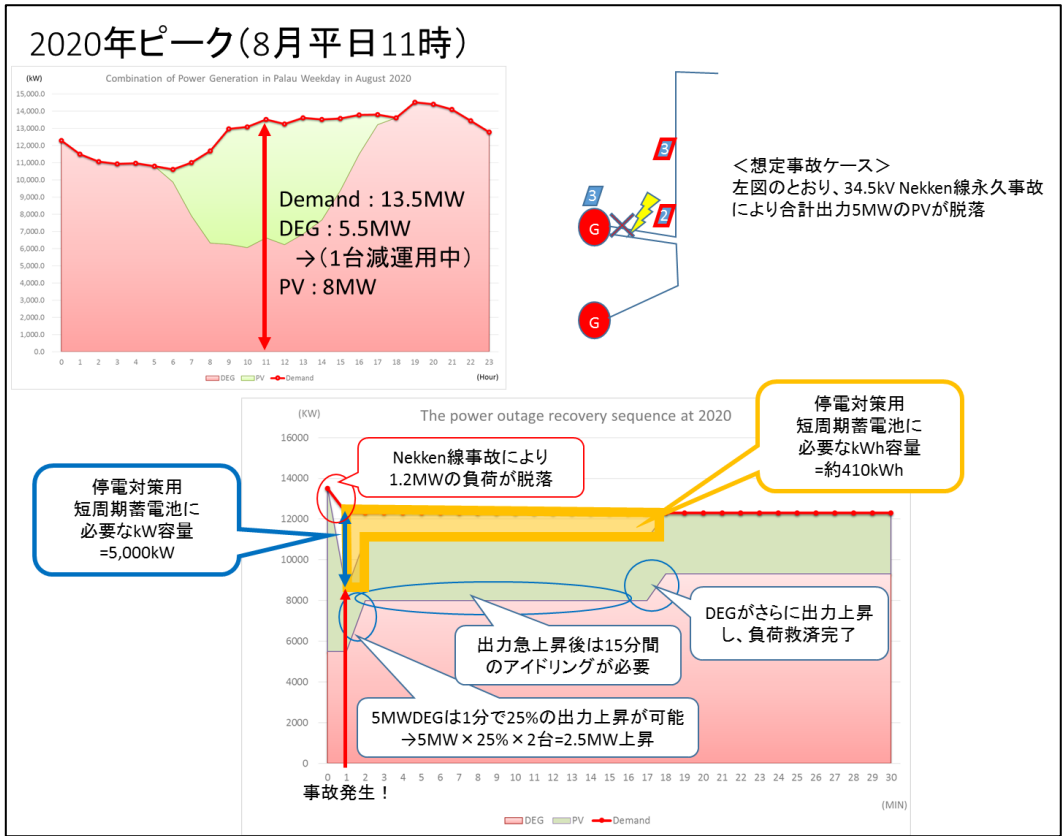
びに 10 数分以上のサステンド成分に分類され、通常は図 5-2-3-1.1 下側青枠の機能により変動成分を制御して電力系統の基準周波数を維持している。天候により出力が変動する RE 電源の導入に対応するため、図 5-2-3-1.1 下側赤枠に示した蓄電池による短周期変動抑制機能を新たに追加する必要がある。この場合、既存 DEG と蓄電池にてサイクリック成分とフリンジ成分の変動を制御することとなるため、実際の RE システムの導入あたって PV サイト出力と DEG 出力との詳細なチューニングが必要となる。特にフリンジ成分については、DEG より蓄電池システムのほうが高速な出力変化が可能のため蓄電池システムばかりが動作し、蓄電池の寿命を縮めるおそれがあるため注意が必要である。



[出所] 調査団作成

図 5-2-3-1.1 短周期変動に対する蓄電池と DEG との役割分担





[出所] 調査団作成

図 5-2-3-1.2 停電対策用蓄電池の容量算出の考え方

先述のとおり本プロジェクトでは DEG1 台減運用を行うため、その際の急激な PV 電源脱落分を補償し停電を防止する停電防止用 Li-ion 蓄電池を設置する。必要容量の算出方法については図 5-2-3-1.2 を参照されたい。各年で最も PV 電源脱落が多くなるケースにおいて、各種電源の出力増シーケンスを組み合わせて検討した。なお、2025 年のループ系統完成以降、停電防止用 Li-ion 蓄電池は、周波数変動抑制用の系統側（FTM：Front of the meter）蓄電池として活用することが出来る。

### 5-2-3-2 2025 年までの再エネロードマップ

2019 年から 2025 年までを 3 つのフェーズに分けた設備構成の変遷を表 5-2-3-2.1 に示す。また、年毎・フェーズ毎の各サイトの設備設置ステップを図 5-2-3-2.1～図 5-2-3-2.4 に示す。

表 5-2-3-2.1 パラオ RE 導入ロードマップ（2018 から 2025 年）

			Phase1		Phase2			Phase3	
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rooftop PV (Rooftop)	Panel	kW	970	1,200	1,400	1,700	2,000	2,400	3,000
	PCS	kW	810	1,000	1,170	1,420	1,670	2,000	2,500
PV system (PV station)	Panel	kW	10,000	16,000	16,000	22,000	30,000	40,000	44,000
	PCS	kW	5,000	8,000	8,000	11,000	15,000	20,000	22,000
Battery system (Against long-term fluctuation)	Battery	kWh					34,500	57,500	92,000
	PCS	kW					6,000	10,000	16,000
Battery system (Against short-term fluctuation)	Battery	kWh	2,300	3,500	3,500	4,800	6,500	8,600	9,400
		kW	4,000	6,400	6,400	8,800	12,000	16,000	17,600
	PCS	kW	4,000	6,400	6,400	8,800	12,000	16,000	17,600
Battery system (Against power outage)	Battery	kWh		500	500	500	1,400	1,400	1,400
	PCS	kW		5,000	5,000	5,000	7,000	7,000	7,000
		kW		5,000	5,000	5,000	7,000	7,000	7,000

[出所] 調査団作成

ロードマップにおいて想定した状況について、以下のとおり整理した。

#### <2019 年の想定状況>

- PV 発電所の導入にあわせ、短周期変動対応用の蓄電池の設置を開始する。

#### <2020 年の想定状況>

- 停電対策用の蓄電池をマラカル発電所に設置する。
- 既存の監視制御システム（SCADA）を更新し、DEG と RE 電源による需給調整を行う給電指令所を設置し、PV 発電予測システムを導入する。

#### <2023 年の想定状況>

- バベルダオブ島東側 34.5 kV 送電線建設完了を目処に長周期変動対応用の蓄電池を設置する。

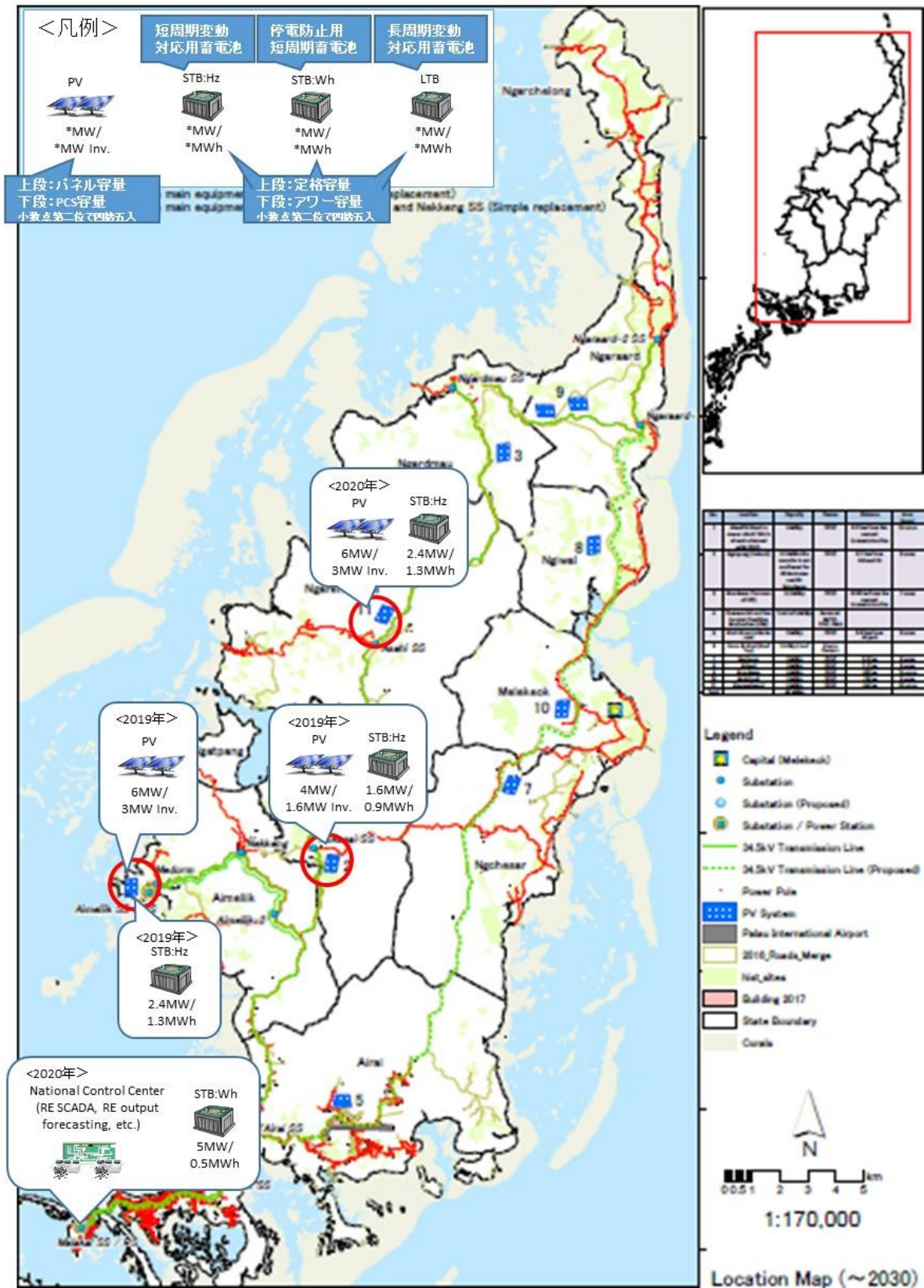
#### <2024 年の想定状況>

- ガラスマオサイトに定格容量合計 10MW の PV が設置されるが、ネッケン送電線のアイメリーク変電所至近端事故時の全 PV 脱落（最大出力 10MW）による系統への影響を考慮し、2025 年のループ系統完成まで系統連系しない。

#### <2025 年の想定状況>

- コロール・バベルダオブ系統ループ化完了。全 PV を系統連系する。

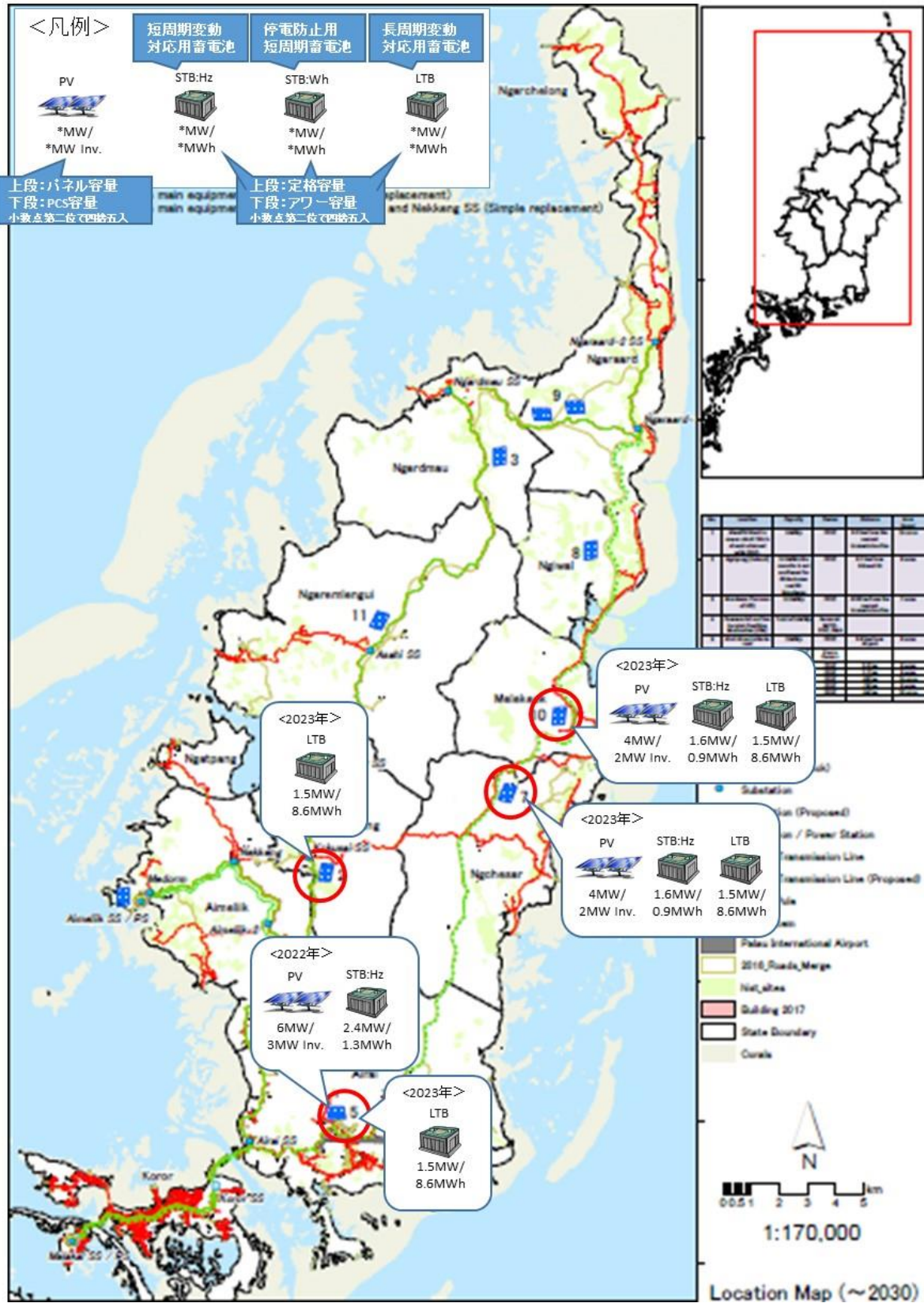
# Phase1 (2018年～2020年まで)



[出所] 調査団作成

図 5-2-3-2.1 Phase1 (2018～2020 年まで) における RE 設備設置ステップ

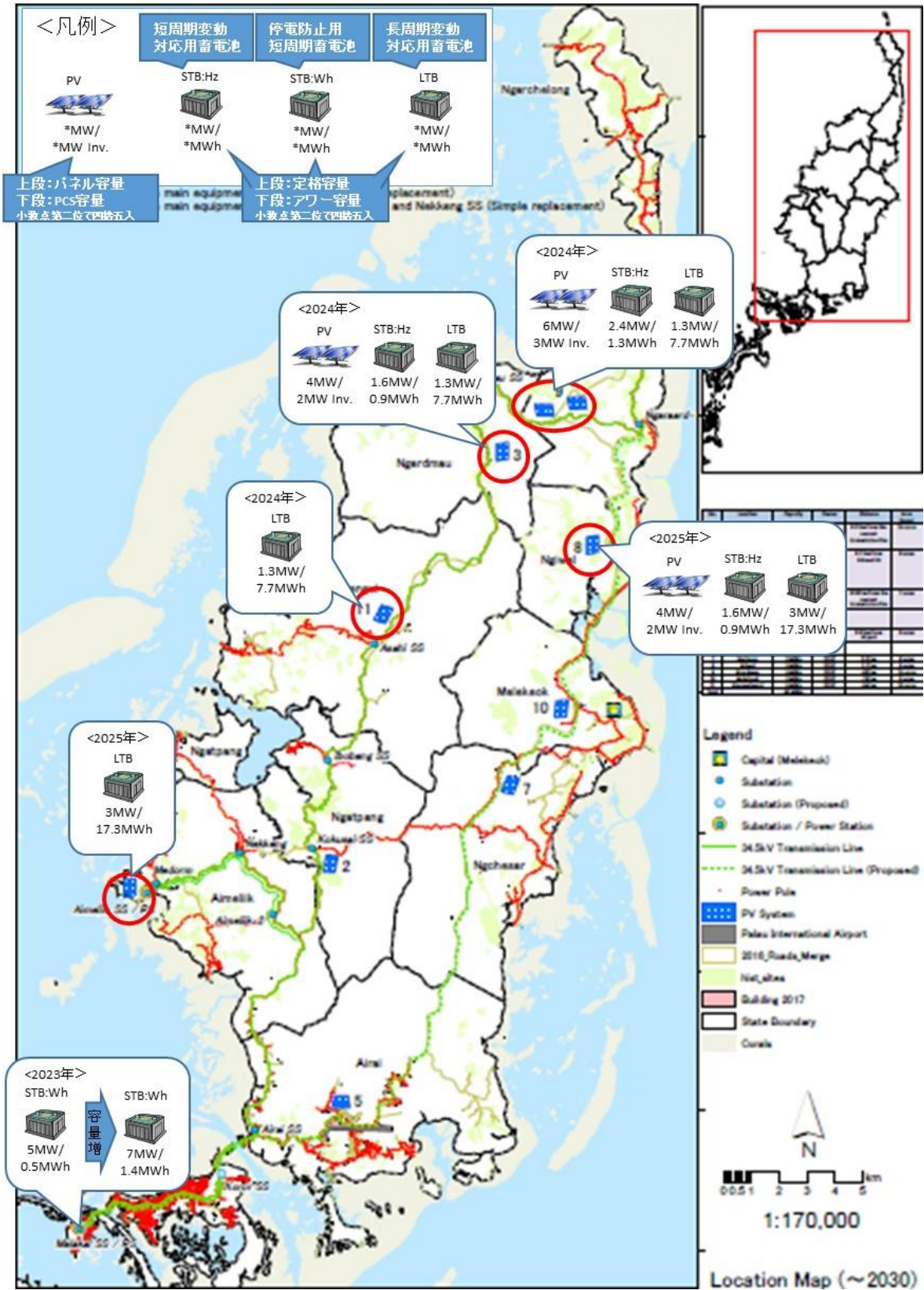
# Phase2 (2021年～2023年まで)



[出所] 調査団作成

図 5-2-3-2.2 Phase2 (2021～2023 年まで) における RE 設備設置ステップ

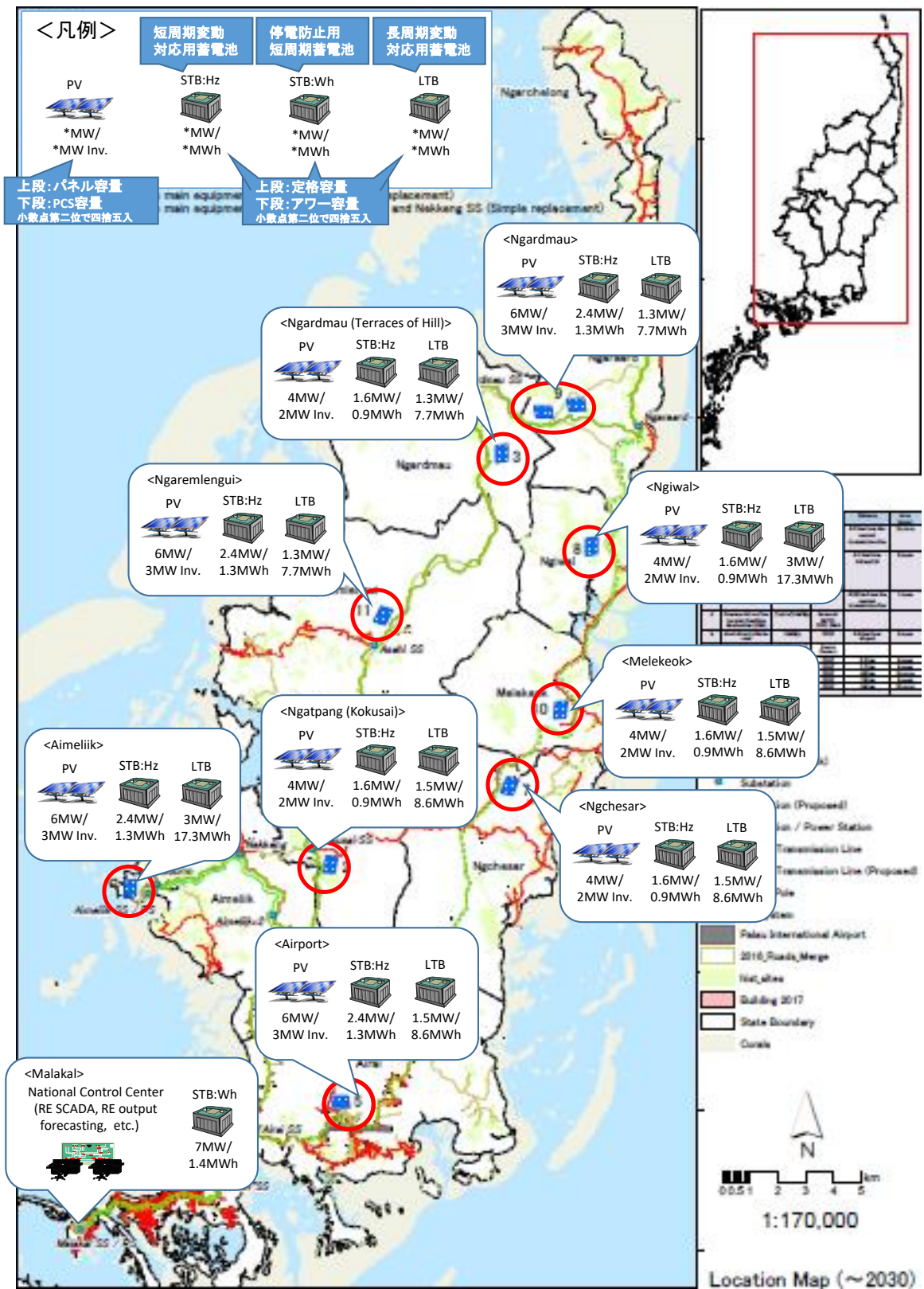
### Phase3 (2024年～2025年まで)



[出所] 調査団作成

図 5-2-3-2.3 Phase3 (2024~2025 年) における RE 設備設置ステップ

# 最終形態@2025年



[出所] 調査団作成

図 5-2-3-2.4 2025 年時点の RE 設備最終形態

### 5-2-3-3 RE システム導入コスト

表 5-2-3-2.1 で示した RE システム構成に対して、各フェーズの概算コストを算出した。単価は IRENA が PPUC に提示した「Palau Energy Roadmap Draft for discussion February 2017」と同様とした。この各単価には発電開始に必要な全ての資材コスト、建設コストを含むが、維持管理費と輸送費は含まない。また、土地そのものも含め、土地取得に必要なコストも含まない。なお、PV 単価については、NREL 発行の「U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017」に、2017 年時点のユーティリティ向システム単価が 1.34USD/Wac との記述があることから、採用単価は妥当と判断できる。また、蓄電池単価については、IRENA 発行の「ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030」に、2016 年時点では 350~420USD/kWh との記述があり、採用単価は妥当と判断できる。

表 5-2-3-3.1 フェーズ毎の RE 導入コスト

USD

		Unit Price		Phase1	Phase2	Phase3	Total
PV system (PV station)	Module, PCS, etc...	1,500	USD/kW	24,000,000	21,000,000	21,000,000	66,000,000
	T/L to the Grid	20,000	USD/site	60,000	60,000	60,000	180,000
Battery system (Against long-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh		12,075,000	20,125,000	32,200,000
	PCS	150	USD/kW		900,000	1,500,000	2,400,000
Battery system (Against short-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh	1,225,000	2,100,000	3,500,000	6,825,000
	PCS	150	USD/kW	525,000	450,000	435,000	1,410,000
Battery system (Against power outage)	Battery	350	USD/kWh	175,000	315,000		490,000
	PCS	150	USD/kW	75,000	135,000		210,000
Total				26,060,000	37,035,000	46,620,000	109,715,000

[出所] 調査団作成

また、これら RE システムの監視制御に必要な REMS ならびに RE 発電予測システムのコストを表 5-2-3-3.2 に示す。

表 5-2-3-3.2 RE 監視制御システムと RE 発電予測システムのコスト

USD

		Phase1 (2019-2020)	Phase2 (2021-2023)	Phase3 (2024-2025)	Total	
RE Management System	Master system	270,000	270,000	270,000	810,000	Install:270kUSD Additional Slave::90kUSD/Unit Install:150USD/Unit
	Slave system	450,000	450,000	450,000	1,350,000	
	Subtotal	720,000	720,000	720,000	2,160,000	
RE Forecast	System	160,000	0	0	160,000	45kUSD/Year
	O&M (Data maintenance, etc.)	45,000	135,000	90,000	270,000	
	Subtotal	205,000	135,000	90,000	430,000	
Total		925,000	855,000	810,000	2,590,000	

[出所] 調査団作成

<参考>2025 年の PV - WT システムコスト

5-2-1-4 節に記載のとおり、本プロジェクトでは WT は導入しないこととしたが、仮に導入

した場合の設備構成を表 5-2-3-3.3 に、コストを表 5-2-3-3.4 示す。DEG 運用台数等の検討条件はこれまでの RE システム検討と同様であるが、WT の条件について以下のとおり整理する。

- ✓ シミュレーションに組み込む WT は、島嶼国で導入実績が多い Vergnet 社 275 kW WT とした。
- ✓ WT の発電電力は、風車への影響を抑制するため定格出力の 70% で出力抑制し、さらに周辺島嶼国での稼働実績 60% を乗じる。
- ✓ WT 導入台数は、コストミニマムケースを志向して、短周期/長周期蓄電池が不要な台数とした。

表 5-2-3-3.3 2025 年の PV-WT システム構成 (参考)

		2025
PV	Module (kW)	36,000
	Inverter (kW)	18,000
WT	Turbine(kW)	8,250
	Inverter (kW)	5,775
Short-Term Battery against fluctuation	Battery (kW)	36,000
	Battery (kWh)	18,000
	Inverter (kW)	36,000
Short-Term Battery against power outage	Battery (kW)	5,000
	Battery (kWh)	2,000
	Inverter (kW)	5,000
Long-Term Battery	Battery (kW)	36,000
	Battery (kWh)	100,000
	Inverter (kW)	36,000

[出所] 調査団作成

表 5-2-3-3.4 2025 年の PV-WT システム導入コスト (参考)

		USD	
		Total	Unit Price
PV	Module, Inverter, etc...(kW)	54,000,000	1,500
	T/L to the Grid	1,800,000	200,000
WT	Tubine, Inverter, etc...(kW)	22,497,750	2,727
	T/L to the Grid	200,000	200,000
Short-term	Battery against fluct. (kWh)	6,300,000	350
	Inverter against fluct. (kW)	5,400,000	150
	Battery against outage. (kWh)	490,000	350
	Inverter against outage (kW)	1,050,000	150
Long-term	Battery (kWh)	35,000,000	350
	Inverter (kW)	5,400,000	150
Total		132,137,750	

750kUSD/Unit

[出所] 調査団作成

#### 5-2-3-4 RE システム導入コスト削減策について

本ロードマップで提案したシステムは、電力安定供給の確保を最大限指向しつつ、PPUC の設備維持管理能力やマンパワーも踏まえて 45%RE 導入目標@2025 が達成できるよう設計した。そのため、特に蓄電池のシステム構成については冗長性が高く、それに伴いコストも割高となっていることから、ここでシステム導入コスト削減策について提案する。コスト削減策は数多く存在するが、ここでは削減効果が大きいと思われる 2 案について説明する。どの案にもメリット/デメリットがあるた



め、ロードマップで提案した本案も含め、どのシステム構成を採用するかについては、実際の設備導入前に慎重に検討することを推奨する。

## (1) 鉛蓄電池の採用

鉛蓄電池は産業用途での実績が多く比較的安価であることから、鉛蓄電池を採用することでコスト削減が可能であるが、鉛蓄電池は Li-ion 蓄電池に比べて入出力特性が低いため、短周期変動対策には不向きである。したがって、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) が 2015 年から 2019 年にかけて伊豆大島で実施した実証試験のように、鉛蓄電池と Li-ion 蓄電池 (実証試験は Li-ion キャパシタを使用) を組合せて導入することが望ましい。また、鉛蓄電池は Li-ion 蓄電池に比べてエネルギー密度が低く、多くの設置面積が必要となる。

鉛蓄電池を短周期/長周期変動対策の両方に用いた場合のコストを表 5-2-3-4.1 に、長周期変動対策のみに用いた場合のコストを表 5-2-3-4.2 に示す。簡単のため、鉛蓄電池のコストは今回採用した Li-ion 蓄電池コストの半額とした。IRENA 発行の「ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030」に、2016 年時点での鉛蓄電池コストは 147～263 USD/kWh との記述があり、採用単価は妥当と判断できる。

表 5-2-3-4.1 RE 導入コスト (鉛蓄電池を採用したケース)

		Unit Price		Phase1	Phase2	Phase3	Total
PV system (PV station)	Module, PCS, etc...	1,500	USD/kW	24,000,000	21,000,000	21,000,000	66,000,000
	T/L to the Grid	20,000	USD/site	60,000	60,000	60,000	180,000
Battery system (Against long-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh		6,037,500	10,062,500	16,100,000
	PCS	150	USD/kW		900,000	1,500,000	2,400,000
Battery system (Against short-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh	612,500	1,050,000	1,750,000	3,412,500
	PCS	150	USD/kW	525,000	450,000	435,000	1,410,000
Battery system (Against power outage)	Battery	350	USD/kWh	87,500	157,500		245,000
	PCS	150	USD/kW	75,000	135,000		210,000
Total				25,360,000	29,790,000	34,807,500	89,957,500

[出所] 調査団作成

表 5-2-3-4.2 RE 導入コスト (鉛蓄電池を長周期変動対応用蓄電池にのみ採用したケース)

		Unit Price		Phase1	Phase2	Phase3	Total
PV system (PV station)	Module, PCS, etc...	1,500	USD/kW	24,000,000	21,000,000	21,000,000	66,000,000
	T/L to the Grid	20,000	USD/site	60,000	60,000	60,000	180,000
Battery system (Against long-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh		6,037,500	10,062,500	16,100,000
	PCS	150	USD/kW		900,000	1,500,000	2,400,000
Battery system (Against short-term fluctuation)	Battery	350	USD/kWh	1,225,000	2,100,000	3,500,000	6,825,000
	PCS	150	USD/kW	525,000	450,000	435,000	1,410,000
Battery system (Against power outage)	Battery	350	USD/kWh	175,000	315,000		490,000
	PCS	150	USD/kW	75,000	135,000		210,000
Total				26,060,000	30,997,500	36,557,500	93,615,000

[出所] 調査団作成

## (2) 蓄電池の集約設置

本ロードマップでは、RE 電源サイト毎に短周期用と長周期用蓄電池を設置することとしている。蓄電池を 1 箇所ないし数箇所に集約することにより、受電機器や蓄電池制御装置等を削減す

ることができ、蓄電池必要容量を削減できる可能性もあることから、コスト削減につながるものと思われる。一方で、系統事故時や受電機器等故障時に脱落する電源量が増加するケースがある、系統電源の運用性が低下する等のデメリットも考えられるため、採用には慎重な検討が必要である。

## 5-2-4 提言等

### (1) PPUC 運用保全体制に関して

現在の PPUC の体制では、表 5-2-3-2.1 に示す RE システムを適切に維持運用管理することは出来ない。教育による技術移転だけでは不十分で、2020 年に給電制御所設置にあわせて運転要員とメンテナンス要員を増員する必要がある。新たに必要な運転要員数は、1 班 2 名体制の週休 2 日 2 交代制と仮定して最低でも 8 名、休暇等を考慮すると 10 名となる。

表 5-2-4.1 日本の給電制御所の勤務スケジュール例

Work in shifts,	
Shift 1: 08:00 – 17:10	
Shift 2: 17:00 – 22:10	
Shift 3: 22:00 – 09:10	
ref. standard working hour is 08:50 – 17:30	
EX. A certain staff's shift work	
Monday	Shift1
Tuesday	Shift2 + Shift3
Wednesday	
Thursday	Shift1
Friday	Shift2 + Shift3
Saturday	
Sunday	Day off
Monday	Day off

### (2) 負荷移行／創出に関して

パラオは観光業が主たる産業で、ホテル等で使用される温水の熱源は電気であり、その大半がピーク時間帯の 18 時から 21 時の間に使用されていると想定できる。これらの負荷を PV 発電時間帯である昼間に移行することによって、特に長周期蓄電池容量を低減できる可能性がある。具体的には、日本で使用されている電気温水器のように、昼間に沸かしたお湯を保温性の高い容器に一旦保蔵し、ピーク時間帯に使用することで負荷移行が可能である。そのために、昼間の電気料金が割安な時間帯別料金の採用によりホテル等のインセンティブを刺激するような方策を講じるべきである。また、パラオ政府は LED 電灯への切り替え PR 等の省エネ政策を進めているが、負荷移行ならびに新たな負荷創出についても積極的に取り組むべきである。

### (3) DEG 追加、既設改良に関して

2024 年以降に電力需要が 15 MW を越えると予想しており、主力の 5MW DEG 4 台を全台運転

させる必要がある。5 MW DEG 機故障やメンテナンス時の運用を考慮し、DEG 増設あるいは既設 DEG を用いた運転ローテーションを詳細に検討すべきである。その場合、系統の周波数特性改善に伴う短周期変動対策用蓄電池導入等の費用低減の可能性もあることから、高速 DEG を積極的に活用した DEG ローテーションの検討を推奨する。また、DEG ガバナの速度調定率改良あるいはガバナ制御方式の機械式から電気式への変更も系統周波数特性改善に寄与でき、結果として短周期対策蓄電池の容量を減らすことができる。RE システム構築前にこれらの改良を既設 DEG に施した上で、発電機遮断試験により系統定数を測定して短周期変動対策用蓄電池容量を決定することを推奨する。

#### (4) RE 電源系統連系にかかる制度の整備に関して

1) PPUC は現在、図 5-2-4.1 に示す PV と WT の低圧連系技術要件（ガイドライン）を所有しているが、高圧連系技術要件は未整備である。ロードマップで導入を計画している PV サイトは全て高圧連系となり、パラオ政府として RE 発電所を所有する IPP の活用を指向していることから、早急に高圧連系技術要件を整備する必要がある。

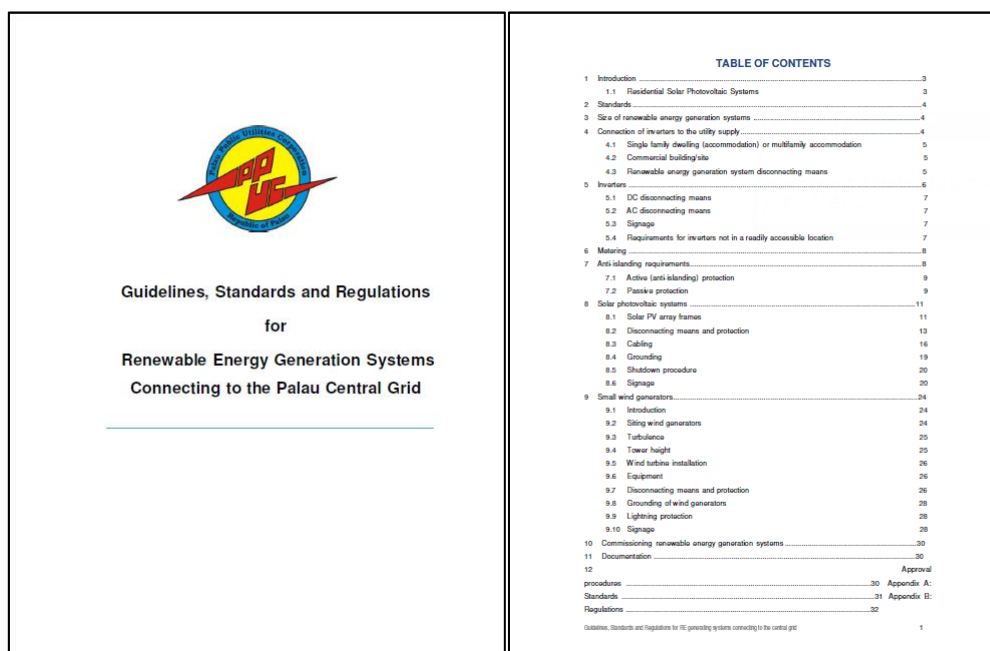


図 5-2-4.1 PPUC の RE (PV と WT のみ) 系統連系ガイドライン (左 : 表紙、右 : 目次)

また、PV や WT 等の分散型電源が電力系統に広域かつ大量に連携された場合において、電力系統の擾乱によりこれら分散型電源が一斉に解列すると、電力品質に大きな影響を与えるおそれがある。一斉解列等による問題を防止するには事故時運転継続 (FRT : Fault Ride Through) 機能が重要であり、FRT 要件の整備が急務である。

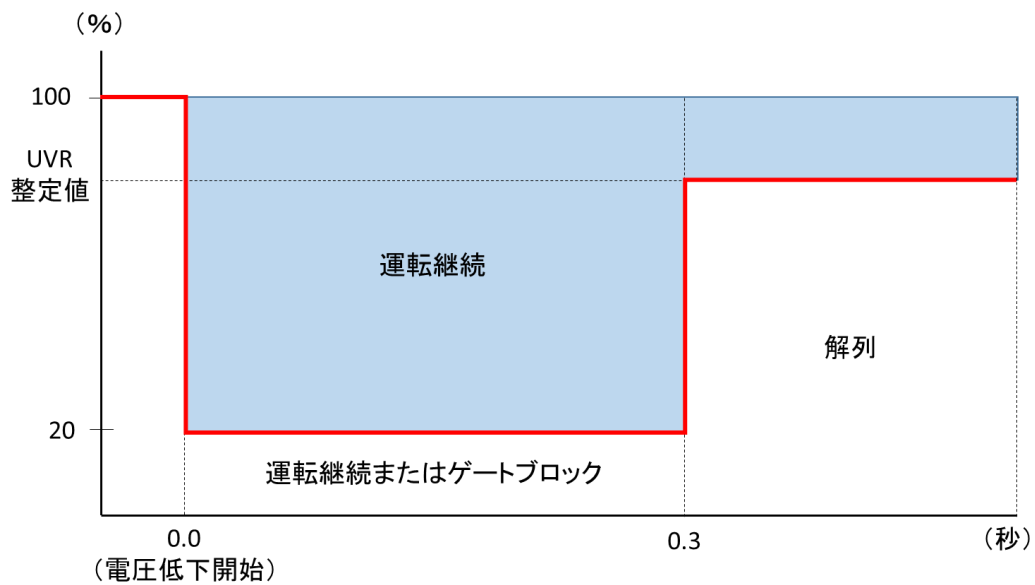


図 5-2-4.2 太陽光発電設備の FRT 要件のイメージ (電圧低下耐量の例)

2) 5-2-2-2 節では平滑化効果を考慮することで全体の PV の出力変動が小さくなる可能性があることを示した。従い、パラオにおける太陽光の平滑化効果 (図 5-2-4.3 参照) の程度を実証して確認することを推奨する。そのうえで、PPUC にて PV の導入量を管理し、接続可能量を越える際の対策 (顧客へ蓄電池設置を要求する等) を検討する必要がある。

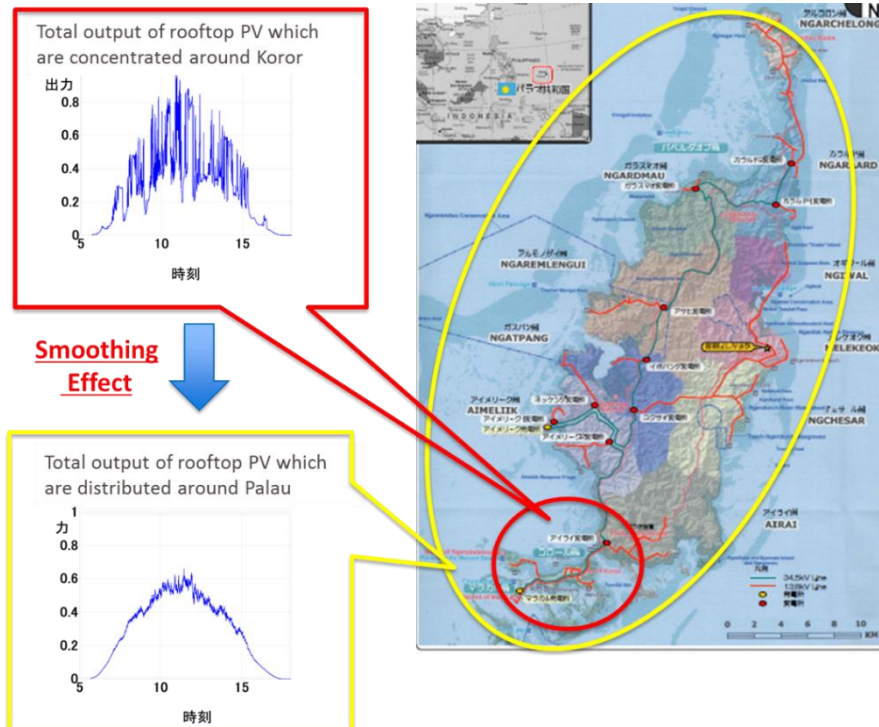


図 5-2-4.3 太陽光発電の平滑化効果 (イメージ)

## (5) IPP 導入に関して

パラオ政府は IPP 導入による RE45% 導入目標@2025 達成も視野に入れているとのことであるが、電力の安定供給の観点から下記項目について慎重に検討する必要がある。

- 電力供給責任分担の明確化（供給計画策定・需給調整・緊急時の協力等）
- 費用負担の明確化（電力供給に必要な設備・責任分解点等）
- 電力供給ための詳細ルール策定（発電所系統接続／解列時の手順等）

### 5-2-5 技術移転

RE 源の導入に伴う系統電力への影響や日射量予測手法を紹介した。中でも、2025 年に RE 割合 45% を達成するために必要となる PV の導入量や、PV の出力変動を吸収するために必要となる蓄電池容量の算出に関する基本的な考え方を技術移転することに注力し、課題や演習を通じて理解の促進を図った。

### 5-3 電力系統計画策定の方針

#### 5-3-1 基本方針

本プロジェクトでは、経済性・妥当性・信頼性などを総合的に検討したうえで 2030 年を目標年度に電力系統計画を策定するが、現実的かつ最適な電力系統を計画するための留意事項は以下のとおりである。

- ① 電源・系統を統合し長期的な観点からの計画策定
- ② 国家開発計画と整合の取れた供給信頼度の確保
- ③ コスト低減による経済性の確保
- ④ 既設設備の有効活用
- ⑤ 自然エネルギーの有効活用
- ⑥ 自然環境の考慮

#### 5-3-2 計画策定のフロー

図 5-3-2.1 に電力系統計画検討フローを示す。具体的な検討手順は以下の通りである。

##### ① 計画策定の考え方の入手

解析に着手する前に系統を計画する上で基本となる考え方としてパラオ側（PPUC）の設備計画基準を入手する。

成文化された基準が無い場合には、パラオ側（PPUC）との話し合いにより満足すべき供給信頼度を決定するとともに、送電線通電容量、変圧器定格、事故電流許容値等を入手する。

##### ② 既設系統ならびに将来データの入手

解析に必要なデータとして発電機出力、変電所負荷（力率を含む）、送電線距離と線種、変電所設備構成等の既設ならびに将来設備のデータを入手する。将来設備データの構築のためパラオの標準的な送電線導体、変圧器容量系列も併せ調査する。

③ 系統解析用デジタルデータの入手・作成

PPUC から入手する解析データに必要な修正を加え、対象系統の解析データを構築・作成する。PPUC が系統解析を実施しておらずデータそのものが無い場合には系統図や設備一覧、潮流図等から解析用デジタルデータを構築する。

④ 潮流解析の実施

構築した既設系統データにより解析ソフトを利用して潮流解析を実施する。解析ケースは全設備が健全であるケースに加え主要設備が事故停止したケースも対象とし、各ケースで設備過負荷の有無と適正電圧が維持されているかを判定し、供給信頼度基準の順守状況と問題点を把握する。過負荷があれば系統構成変更あるいは系統増強を検討する。適正電圧が維持されない場合には調相設備（電力用コンデンサ、リアクトル）の設置を提案する。

系統増強は現状の 34.5kV 電圧を基準とするが、34.5kV では大規模な増強が必要で経済的、環境保護の観点から明らかに不利である場合には、66kV 等の次期上位電圧の採用も対象とする。

⑤ 事故電流解析の実施

潮流を満足する系統に対し事故電流解析を実施し、事故電流が遮断器定格を超過しないことを確認するとともに、超過した場合には系統構成の変更あるいは遮断器取り替え等の対策を行う。

⑥ 系統安定度解析の実施

安定度解析を実施し、供給信頼度基準に定められた系統事故に対し事故除去後に系統の安定運転の可否を確認する。不安定の結果が得られた場合には系統増強あるいは系統構成の変更等の対策を提案する。特に出力変動が大きい再生可能エネルギーの特性を踏まえ出力変動による系統への影響を詳細に解析し蓄電池等の出力平準化策を講じる。

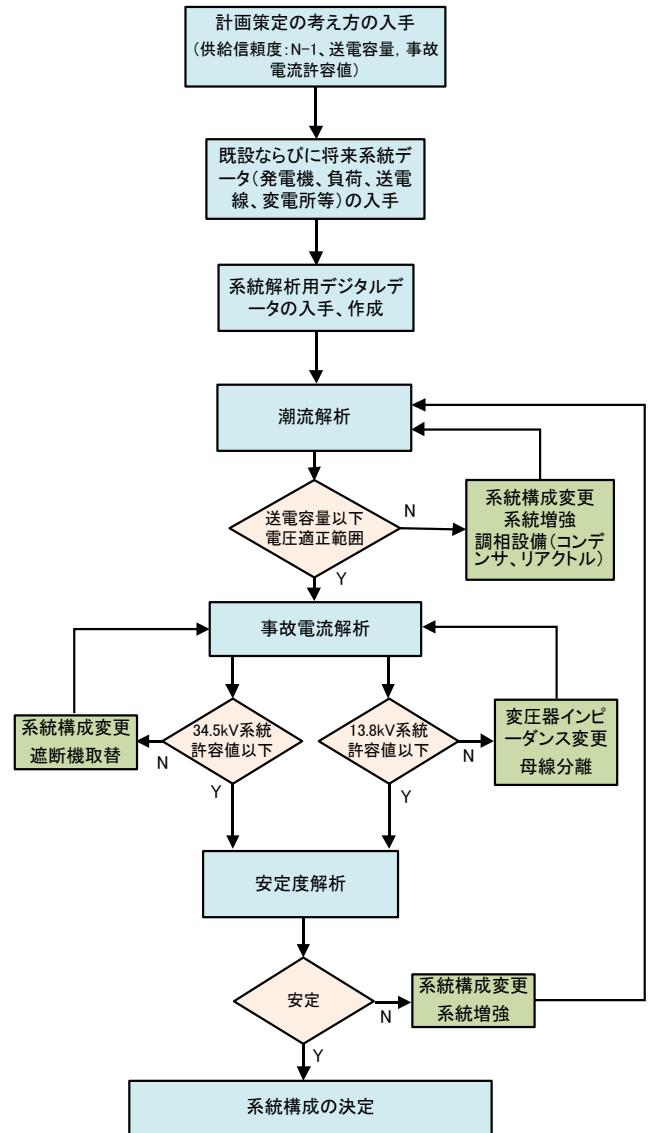


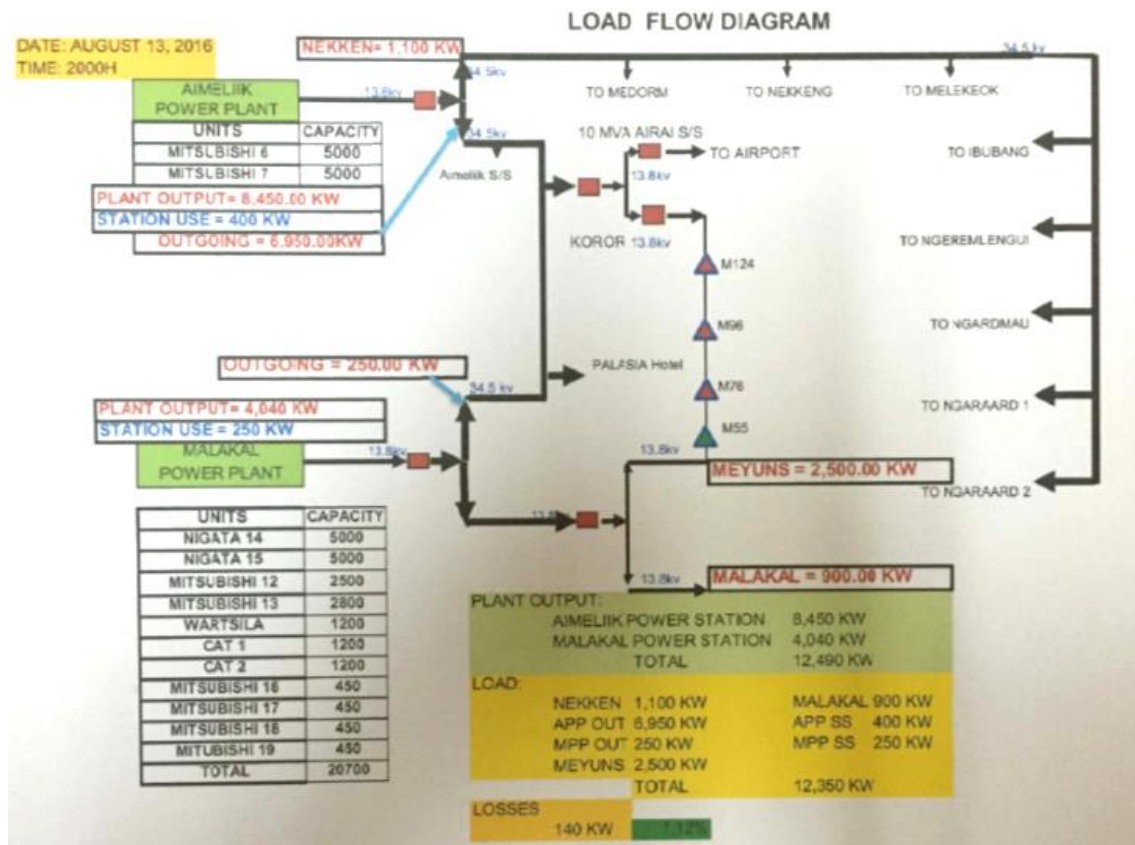
図 5-3-2.1 計画策定検討フロー

## 5-4 電力系統解析

### 5-4-1 現状系統

#### (1) 電圧・潮流

図 5-4-1.1 に 2016 年のピークを記録した 8 月 13 日の実績潮流を示す。総需要は 12.35 MW であり、これに対する供給はアイメリーク発電所 8.45 MW、マラカル発電所 4.04 MW の合計 12.49 MW であり、送電ロス 0.14 MW でロス率は 1.12% であった。

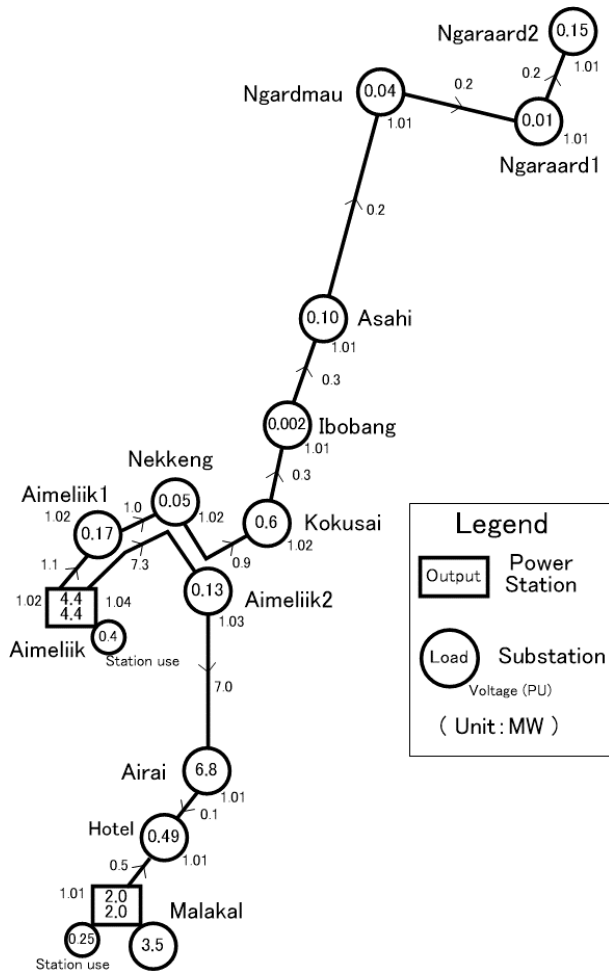


[出所] PPUC

図 5-4-1.1 2016 年ピーク時実績潮流 (8 月 13 日)

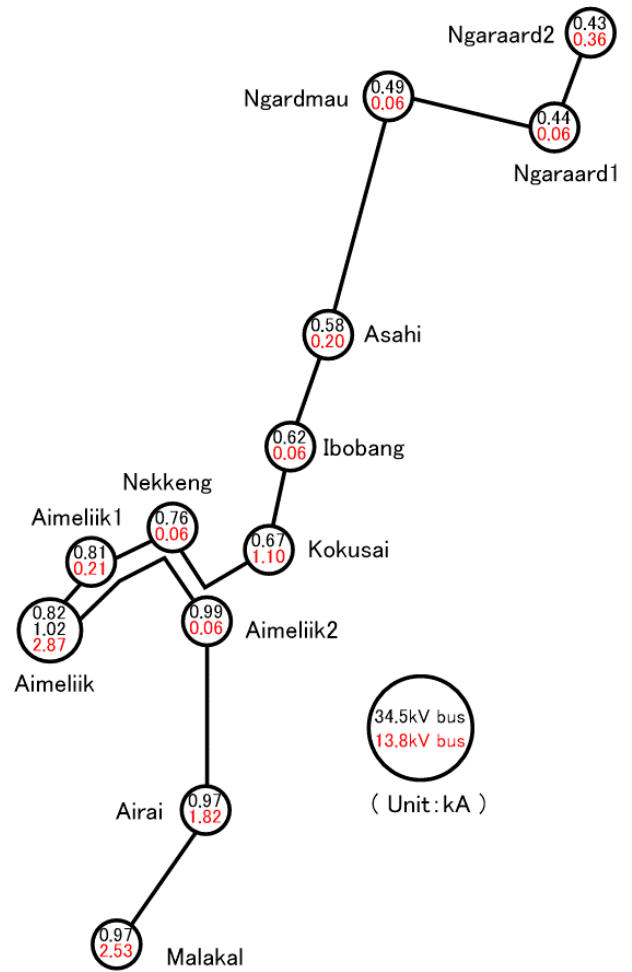
PPUC の電力設備には送電線潮流を計測するメータは両発電所とアイライ変電所のみを設置されているため、各変電所の負荷ならびに送電線潮流は正確にはわからない。このため系統解析にあたり発電所出口やアイライ変電所の出口で計測された送電線潮流を、その送電線に連系された変電所の変圧器容量で按分し各変電所の負荷を想定した。解析から得られた 34.5kV 系統の電圧・潮流を図 5-4-1.2 に示す。また詳細潮流図を附属書-5 中の図 5-1 に示す。

送電線最大潮流はアイメリーク-アイメリーク 2 線の 7.3MW であり、送電線送電容量 21.5MW に十分に小であり過負荷の恐れはない。34.5 kV 系統の電圧状況は最高がアイメリーク発電所の 1.04 PU、最低がアサヒ変電所他の 1.01 PU であり、全系で 0.95~1.05 PU の適正電圧が維持されている。



[出所] JICA 調査団

図 5-4-1.2 電圧・潮流解析結果



[出所] JICA 調査団

図 5-4-1.3 事故電流解析結果

## (2) 事故電流

図 5-4-1.3 に事故電流解析結果を示す。系統規模が小でありさらに全ての送電線が 1 回線と系統間の連系が疎であるため、3 相短絡電流の最大値は 34.5 kV 系統ではアイメリーク発電所の 1.02 kA、13.8kV 系統でも同所の 2.87 kA であり遮断器定格の 12.5kA に対し十分に小であり全く問題はない。

## (3) 安定度

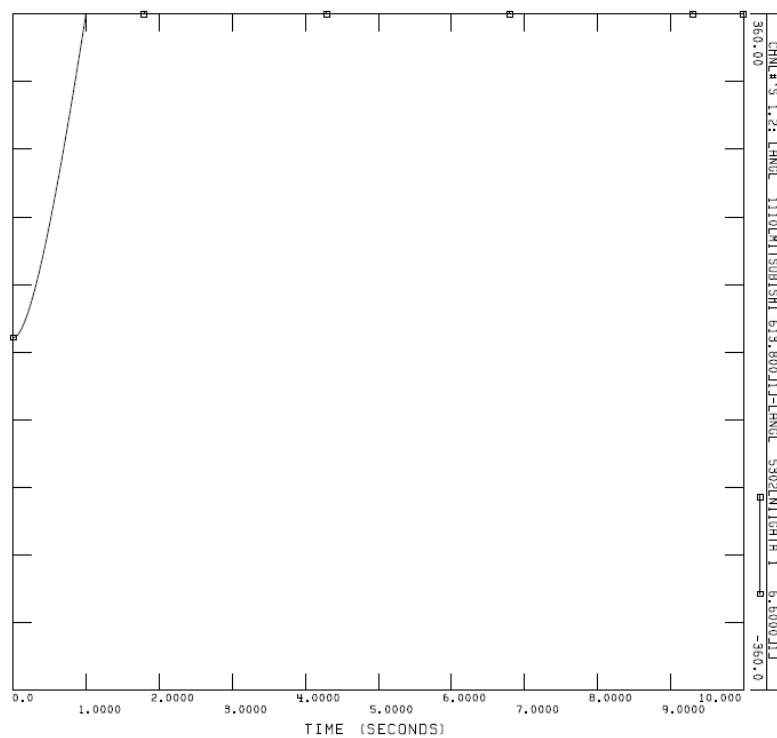
安定度の検討条件は PPUC から聴取した 34.5 kV 遮断器の実績遮断時間にに基づき、送電線に 3 相短絡事故が発生し 300 ms 後に遮断器が動作し当該事故送電線が開放されるものと設定した。潮流が大きい送電線の事故は安定度上厳しいため、アイメリーク発電所—アイメリーク 2 変電所線のアイメリーク発電所の至近端で事故が発生したケースを対象に安定度解析を実施した。その結果を図 5-4-1.4 に示す。

事故により送電が不可能となるため、ディーゼルエンジンの機械入力と電気出力のバランスが失われ発電機は加速する。事故遮断後にもその動揺が収束せずいわゆる脱調現象を引きお



こし系統は不安定となり、系統は運転を維持できない。この原因はアイメリークならびにマラカルの両電源を連系する送電線が 1 回線のみであり、同線に事故が発生し開放されると両電源の連系が喪失するためである。

PPUC の停電実績を調査するとアイメリーク発電所とマラカル発電所を連系する送電線に事故が発生し、送電線開放により両発電所の連系が喪失して系統がマラカル系統とアイメリーク系統の 2 つの系統に系統分離しても全系停電に至らず一部の停電に留まっている事例が見られる。これは分離後の系統でたまたま需給バランスがある程度保たれている条件が成立した場合である。発電機の運用や負荷状況は日毎、時間毎に変化しているため、供給信頼度基準では通常の様々な系統運用条件で安定度は維持されなければならないが、パラオ系統で偶然に成立した条件で安定であっても、その他の条件では不安定であるならば、安定度は不安定と判定される。



[出所] JICA 調査団

図 5-4-1.4 発電機相差角曲線

#### 5-4-2 パラオ系統の問題点と対策案

現状系統の解析により明らかになった問題点は、2 大電源を連系するアイメリーク発電所からマラカル発電所に至る送電線が 1 回線のため送電線事故時に系統が分離し、安定運転が不可能となることである。更に同線には遮断器がアイメリーク発電所ならびにマラカル発電所にのみ設置されており全長約 28 km の何れかの区間に事故が発生すると全線が開放され、事故が除去され再送電が開始されるまでの間、停電が継続する。

また、パラオの重要地域であるコロール地域は全需要の 85 % を占めるが、その供給設備の過半は、1985 年に完成し、老朽化が進行している 34.5/13.8 kV アイライ変電所に依存していることである。その上に国会が移転し地域開発計画が策定されているものの、現在 14 km の 13.8kV 1 回線の配電線

で供給されているマルキョク地域の供給信頼度向上、ならびに配電線 1 回線で供給されているコロール空港の供給信頼度向上も併せ必要である。

これら問題点の対策として自然エネルギー（RE）導入を前提として検討した。

### 5-4-3 系統計画

再生可能エネルギー（RE）は PPUC との合意に基づき主として太陽光発電（PV）を対象とするとともに、参考ケースとして風力発電（WT）も対象とした。

#### 5-4-3-1 再生可能エネルギーの連系電圧

小規模な屋根上設置の太陽光発電（PV）は配電線に連系することが基本となる。しかし屋根上設置以外のメガソーラーは、候補地点の出力は 4~6MW の規模であり、その連系電圧を決定するため電圧低下面から検討した。その結果を表 5-4-3-1.1 に示す。

配電線連系とした場合、送電距離が 5 km、PV 出力が 4 MW、力率が 90 % のケースでは電圧低下は 3.7 %、6 MW のケースでは 5.6 % となる。送電距離が 10 km に伸びると PV 出力が 4 MW のケースでは 7.4 %、6 MW のケースでは 11.0 % となる。

RE の候補地点は大部分がバベルダオオブ島の東部や北部にあり、配電線での送電距離は一部を除き 10 km 以上となるため配電線連系では 10 % 以上の電圧低下が生じることとなる。このためメガソーラーは 34.5 kV の送電系統への連系を基本とすることとする。

表 5-4-3-1.1 PV 配電線連系の場合の電圧低下

PV Output	PV Power Factor	PV Terminal Sending Voltage	Distribution Line Length	Receiving Voltage	Voltage Drop
4 MW	90 %	100 %	5 km	96.3 %	3.7 %
6 MW				94.4 %	5.6 %
4 MW			10 km	92.6 %	7.4 %
6 MW				89.0 %	11.0 %

[出所] JICA 調査団

#### 5-4-3-2 系統構成

##### (1) 系統構成案

系統を構成するに際し考慮すべき事項は以下の通りである。

- 9 地点のメガソーラー連系
- 送電線事故時においてもマラカル、アイメリーク両発電所の連系確保
- アイライ変電所老朽化対策としての変電所新設
- 国会や将来の省庁の移転等を考慮しマルキョク変電所新設

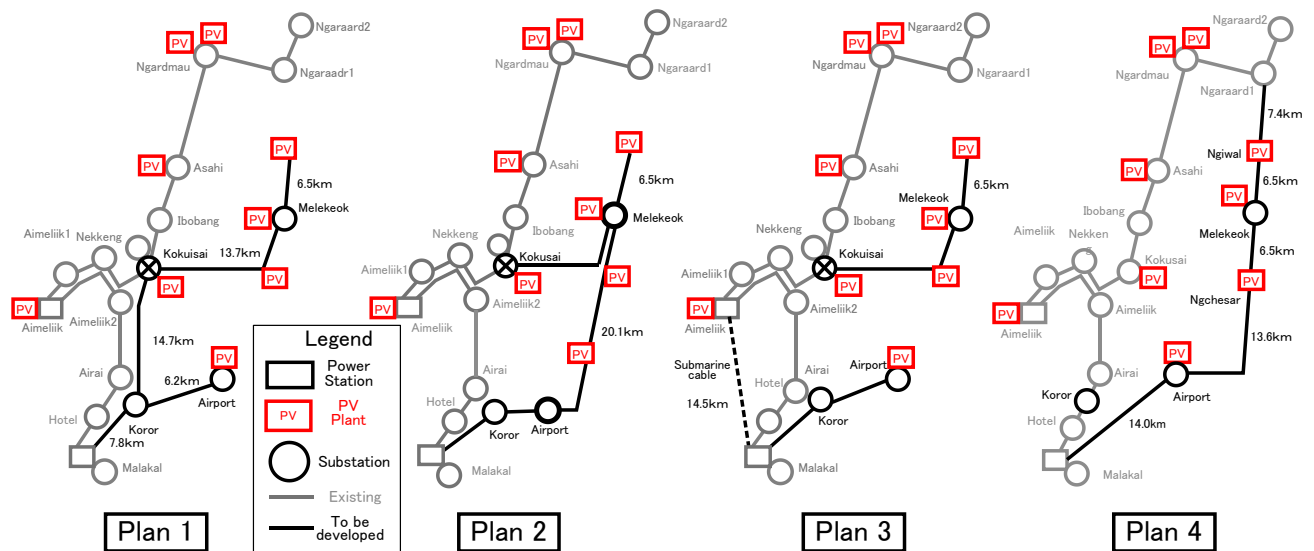
系統構成案を図 5-4-3-2.1 に示す。各案の概要は以下の通りである。

Plan 1：マラカル発電所からココサイ変電所に至る送電線を既設送電線に沿い新設する共にメレケオオク変電所ならびに空港変電所新設対応として供給送電線を新設

Plan 2：マルキョク変電所新設対応としてバレルダオブ島南部を半周する系統を構築

Plan 3：マラカル発電所とアイメリーク発電所を海底ケーブルで直接連系するとともにメレケオオク変電所ならびに空港変電所新設対応として供給送電線を新設

Plan 4：新設される9箇所の太陽光発電所とメレケオオク変電所ならびに空港変電所の連系対応としてバレルダオブ島を1周する系統を構築



[出所] JICA 調査団

図 5-4-3-2.1 系統構成案

## (2) 系統構成案の比較

表 5-4-3-2.1 に系統構成案の比較結果を示す。

架空送電線の増強量は Plan 1、Plan 2 並びに Plan 4 共に 50 km 程度で大差無いが、Plan 3 では架空送電線増強は小さいものの建設費が高い海底ケーブルを 14.5 km 新設せねばならず工事費は最大となり経済性に劣る。

送電線 1 区間の事故により停電となる変電所数は、Plan 3 が 11 箇所と最も多く、Plan 4 は最北のガラド 2 変電所の 1 箇所のみである。

環境への影響に関して Plan 3 は珊瑚礁の海底を 14.5 km に渡り掘削する必要があり環境への甚大な影響が懸念される。

以上の結果からバレルダオブ島を 1 周する系統を構築する Plan 4 が全ての項目に優れており、当案を採用することとした。

表 5-4-3-2.1 系統構成案比較

	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4
送電線増強量	48.9 km	54.3 km	34.2 km	48.0 km
海底ケーブル増強量	-	-	14.5 km	-
送電線概算工事費	14.7 億円	16.3 億円	26.4 億円	14.4 億円
供給信頼度 (送電線事故時供給停止変電所)	低 (7 変電所)	中 (5 変電所)	低 (11 変電所)	高 (1 変電所)
環境影響	低	低	高 珊瑚礁海底掘削	低
総合評価順位	3	2	4	1

[出所] JICA 調査団

### (3) 系統増強ステップ

図 5-4-3-2.2 に系統増強ステップを示す。2025 年までの短期間に 9 箇所のメガソーラー連系とアイライ変電所の老朽対策として新設するコロール変電所の連系として経済性と供給信頼度の観点から以下の通りとした。なおエアポート変電所ならびにマルキョク変電所の新設時期は地域の需要増ならびに地域開発状況を見極め適切な時期とする。

- Step 1 : アイライ変電所の老朽対策としてコロール変電所を新設し既設送電線に連系するとともに、既設系統に連系可能なアイメリーク、コクサイ、アサヒの各地点の PV を開発・連系
- Step 2 : マルキョク、エサール、エアポートの各地点の PV を開発するとともに、PV の連系のためにマラカル発電所からマルキョクに至る送電線を新設
- Step 3 : 2 箇所で最大容量の 10 MW であるガラスマオ地点ならびにニワール地点の PV を開発するとともに、ガラルド1-マルキョク線を新設しバベルダオブ島を 1 周する系統を構築

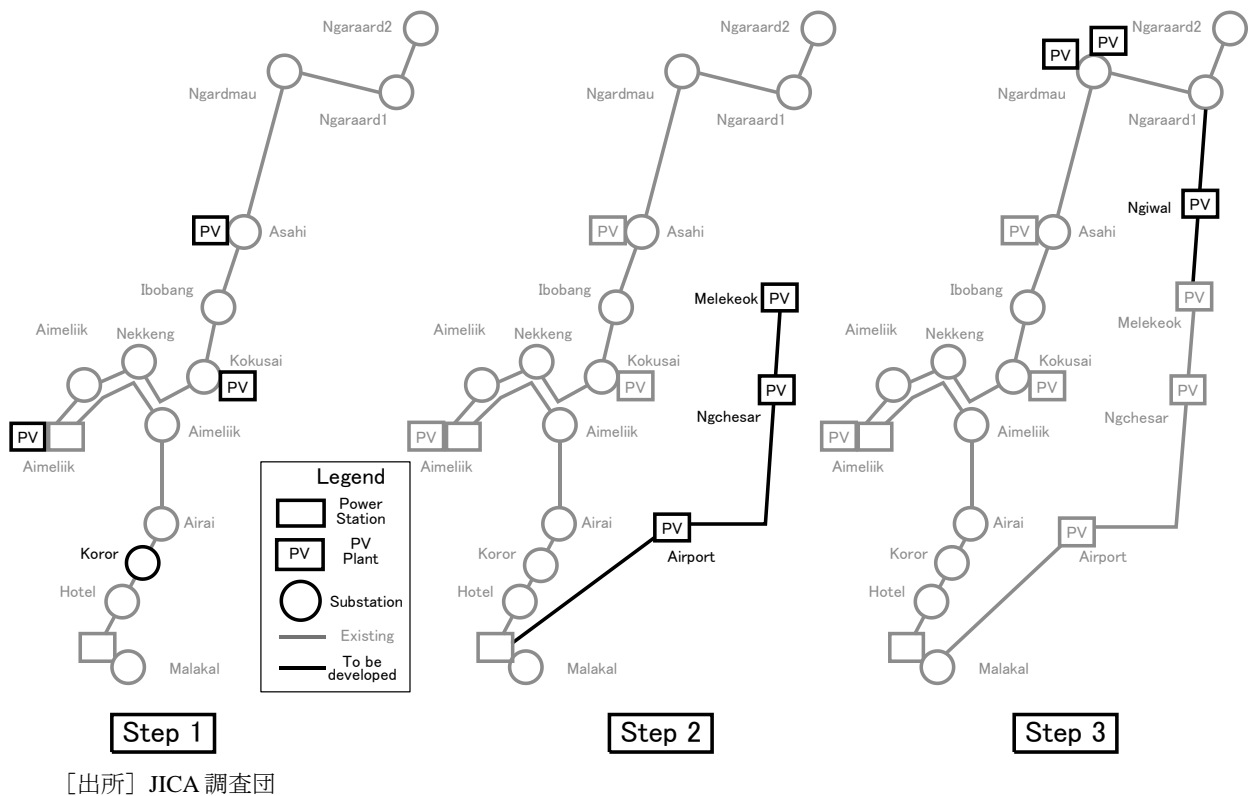


図 5-4-3-2.2 系統増強ステップ

#### 5-4-4 系統解析結果

系統解析は目標年の 2025 年ならびに中間断面の Step 1 が完成する 2020 年と Step 2 が完成する 2023 年も対象とした。また各年とも需要ピークは RE が発電していない 19 時頃のため需要ピークに加え、RE 導入時の系統安定性を評価するため、RE が発電している昼間の時間帯でディーゼル発電機運転台数が最小の 2 台でかつ 50%出力で運転している条件下で需要が最大時（5-2-3-2 章参照）の系統的に最も厳しい 2020 年 8 月平日 14 時、2023 年 8 月平日 11 時ならびに 2025 年 8 月平日 11 時も対象とした。

##### 5-4-4-1 2020年系統

###### (1) 対象系統

2020 年の最大需要は 8 月平日 19 時の 14.1MW である。また昼間の時間帯でディーゼル発電機が最小台数の 2 台で運転している条件での最大需要は 8 月 14 時の 13.5MW である。

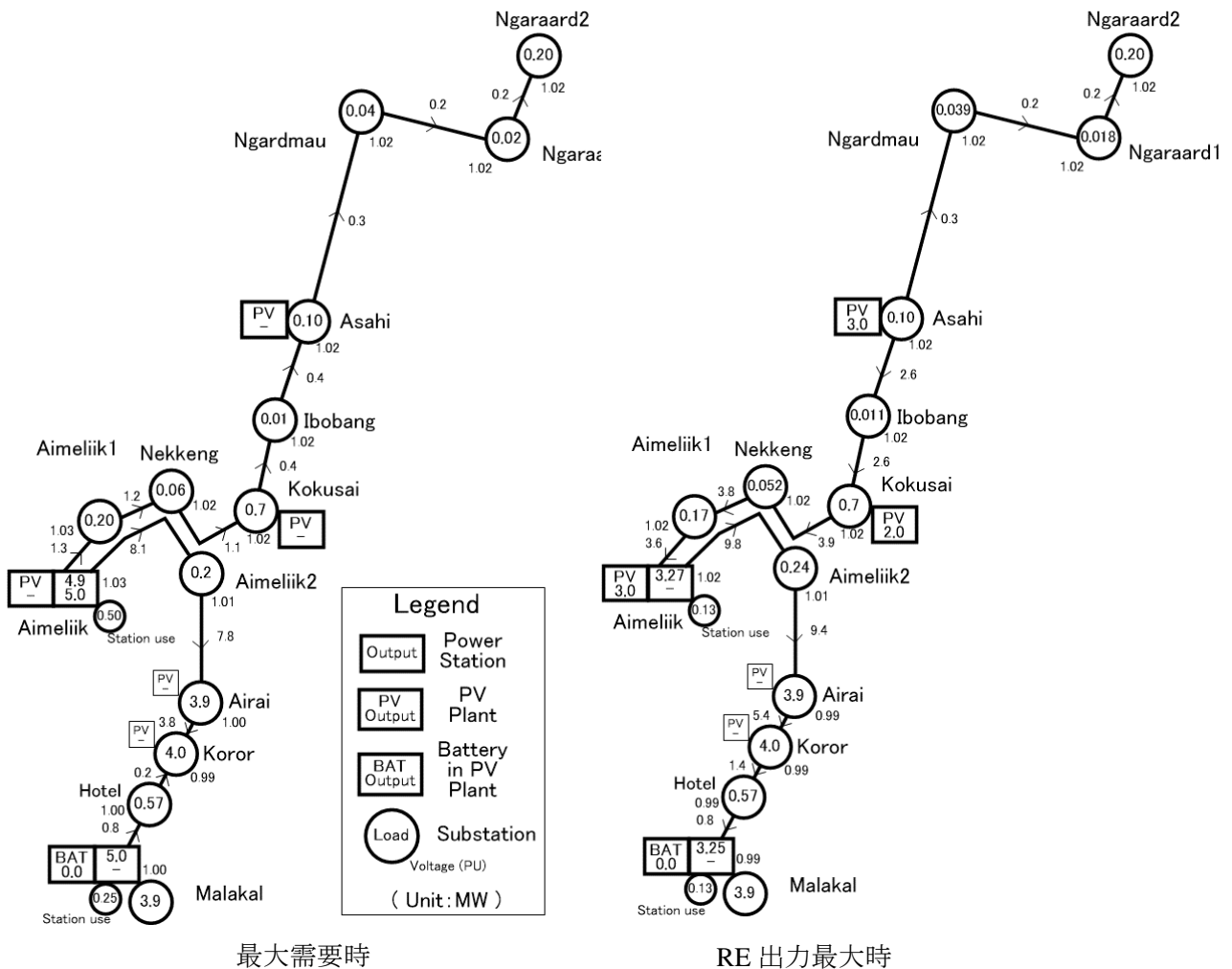
負荷に供給する発電力は以下の通り仮定し系統的に厳しい条件を設定した。

- 1) 最大需要時：需要ピークは 19 時頃であり日没後のため PV は発電しておらず、PV 地点に設置された電池は短周期電池のため出力はゼロであり、負荷全量に対しディーゼル発電機のみが供給している。ディーゼル発電機の運転台数は 5-2-3-2.6 図から 3 台であり、各発電所の運転台数は需要中心から遠いアイメリーク発電所 2 台、近いマラカル発電所 1 台とした。
- 2) RE 出力最大時：昼間時間帯のため、アイメリーク、コクサイ、アサヒの各 PV はインバータ容

量一杯の最大出力で発電しているものとし、アイメリーク発電所とマラカル発電所のディーゼル発電機はそれぞれ約 3.25MW 発電し負荷に供給している条件とした。

## (2) 電圧・潮流

図 5-4-4-1.1 に電圧・潮流解析結果を示す。最大潮流は最大需要時ではアイメリーク発電所ーアイメリーク 2 変電所線の 8.1MW、RE 出力最大時でも同線の 9.8MW であり、送電容量 21.5MW に十分に小であり過負荷の恐れはない。電圧面では最大需要時 99~103%、RE 出力最大時 99~102%の範囲にあり適正値を維持している。



[出所] JICA 調査団

図 5-4-4-1.1 電圧・潮流解析結果

## (3) 安定度

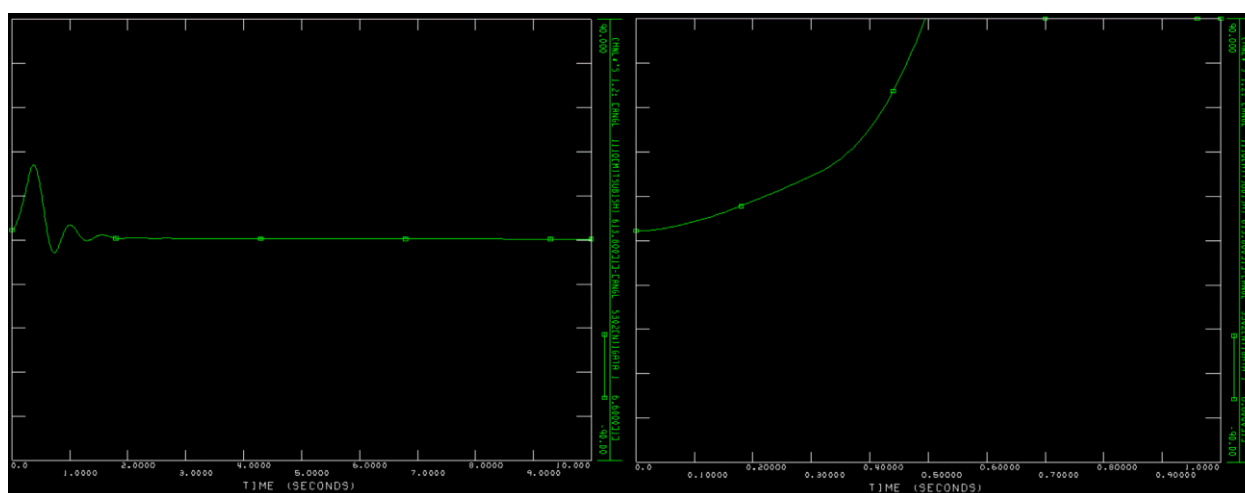
一般に RE を含む系統では RE 出力が変動した場合を対象として安定度解析を実施している。しかし本プロジェクトでは RE 導入量が 45%と大きいため短周期ならびに長周期蓄電池で変動出力を吸収抑制することが必須であり、また中央制御装置が系統の複数地点に立地する PV と蓄電池を対象に制御を実施し系統への影響を最小化することが期待される。一方 3 相短絡等の系

統事故はその発生が予測困難である事に加え事故点の電圧がゼロとなり、さらに事故遮断のため事故送電線が開放されるため、系統安定度面では系統事故時が最も過酷と言える。このため系統事故を対象として安定度解析を実施した。

2020年のRE最大出力時はディーゼル発電機運転台数2台であるとともにPVが最大発電しているため、発電機運転台数が3台の需要最大時に比べ厳しいと言える。このためRE最大出力時を安定度の解析対象とした。また事故条件は、アイメリーク発電所－アイメリーク1変電所線のアイメリーク発電所至近端で3相短絡事故が発生し同線が開放されコクサイのPV(出力2MW)ならびにアサヒのPV(出力3MW)が脱落するケース、ならびに潮流が最大のアイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線のアイメリーク発電所至近端での3相短絡事故が発生し同線が開放されるケースの厳しい条件を設定した。なお事故除去時間は実績から300msとした。

アイメリークとマラカルの両発電所の発電機の電圧相差角の時間変化を図5-4-4-1.2に示す。

アイメリーク発電所－アイメリーク1変電所線事故ケースでは事故後の発電機動揺が時間とともに収束し安定であるが、アイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線事故ケースではアイメリーク発電所とマラカル発電所の連系が喪失するため不安定である。



アイメリーク発電所－アイメリーク1変電所線事故

アイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線事故

[出所] JICA 調査団

### 図 5-4-4-1.2 安定度解析結果

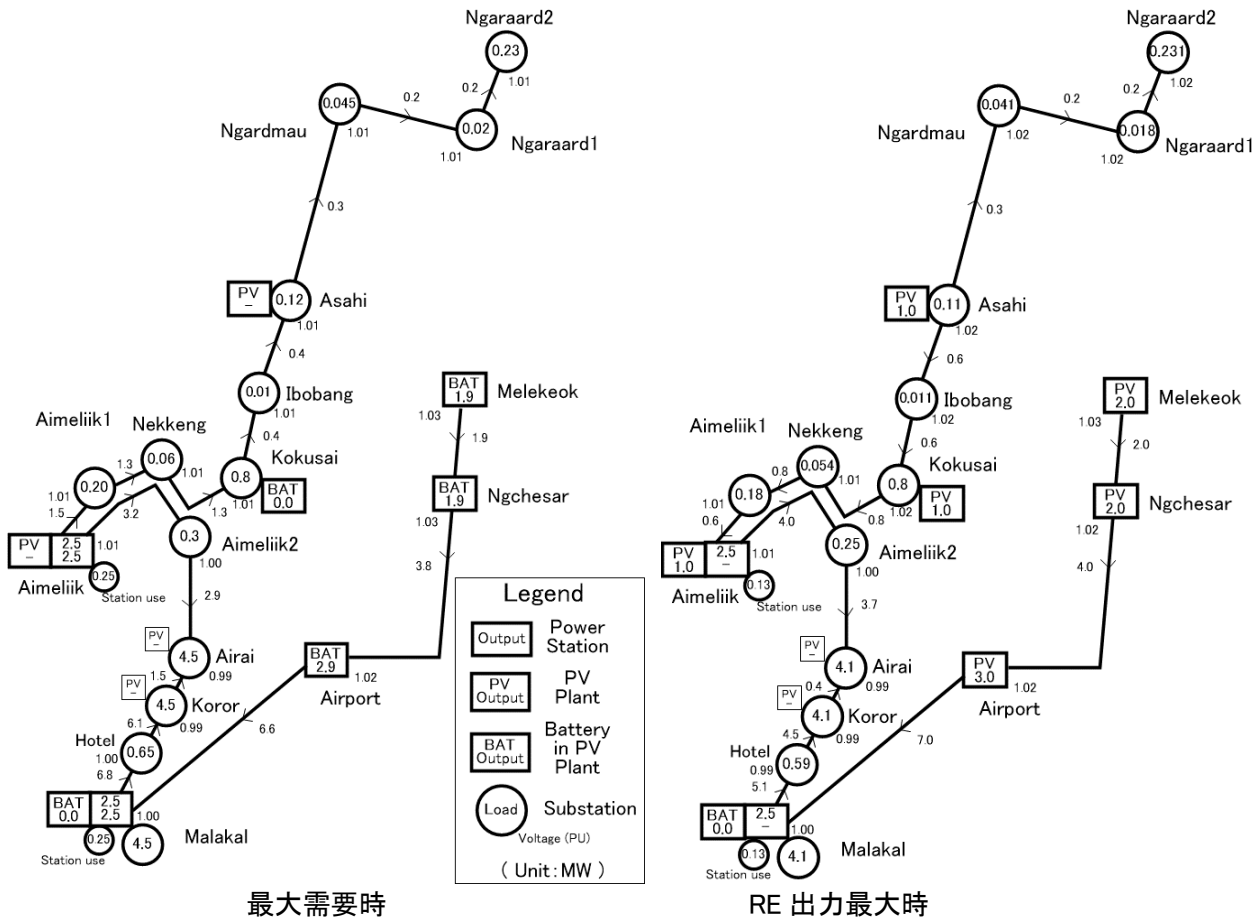
## 5-4-4-2 2023年系統

### (1) 対象系統

2023年にマラカル－マルキョク線が完成しPVの3地点（エアポート、エサール、マルキョク）が同線に連系される。年間最大需要は8月19時の16.5MWであり、マラカルならびにアイメリーク発電所のディーゼル発電機ならびに昼間PVから充電された長周期電池により供給されている。またRE出力最大時として昼間の時間帯でディーゼル発電機が最小台数の2台で運転している条件での最大需要は8月11時の14.9MWであり、PVの出力はエアポート、エサール、マルキョク地点が最大発電している系統的に厳しいケースを仮定した。

## (2) 電圧・潮流

図 5-4-4-2.1 に電圧・潮流解析結果を示す。最大潮流は最大需要時ではマラカル発電所－ホテル変電所線の 6.8MW、RE 出力最大時ではマラカル発電所－エアポート線の 7.0MW であり、送電容量 21.5MW に十分に小であり過負荷の恐れはない。電圧面では最大需要時 99～103%、RE 出力最大時でも同範囲にあり適正値を維持している。



[出所] JICA 調査団

図 5-4-4-2.1 電圧・潮流解析結果

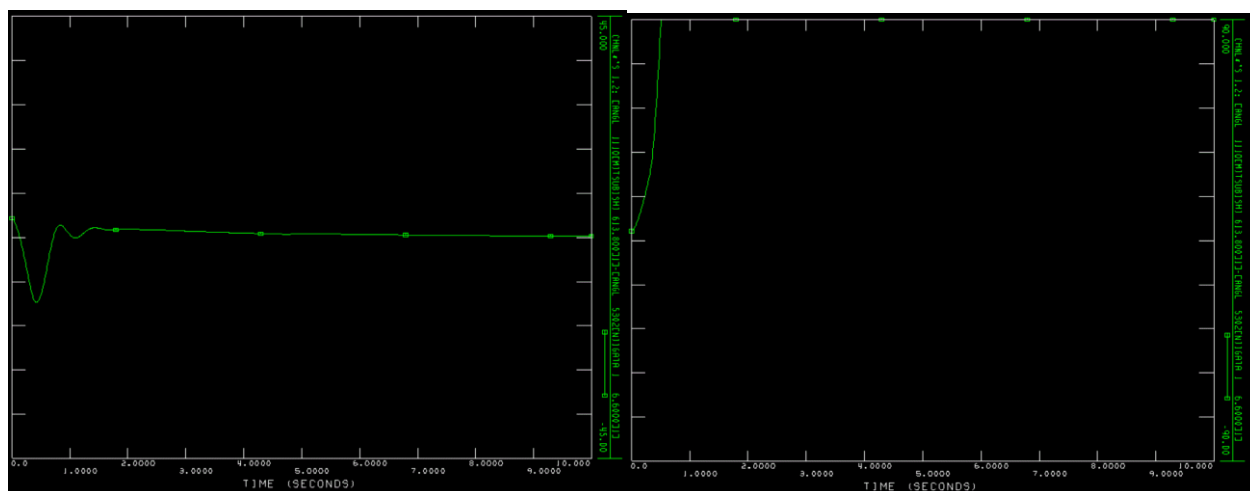
## (3) 安定度

最大需要時に比べ安定度上厳しい RE 最大出力時を安定度の解析対象とした。事故条件は、アイメリーク発電所－アイメリーク 2 変電所線のアイメリーク発電所至近端で 3 相短絡事故が発生し同線が開放されるケース、ならびに潮流が最大のマラカル発電所－エアポート線のマラカル発電所至近端での 3 相短絡事故が発生し同線が開放されエアポート、エサールならびにマルキョクの 3 箇所の PV (合計出力 7MW) が脱落するケースの厳しい条件を設定した。なお事故除去時間は実績から 300ms とした。

安定度解析結果としてアイメリークとマラカルの両発電所の発電機の電圧相差角の時間変化を図 5-4-4-2.2 に示す。



マラカル発電所－エアポート線事故ケースでは事故後の発電機動揺が時間とともに収束し安定であるが、アイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線事故ケースでは2020年と同様にアイメリーク発電所とマラカル発電所の連系が喪失するため不安定との結果を得た。



マラカル発電所－エアポート線事故

アイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線事故

[出所] JICA 調査団

### 図 5-4-4-2.2 安定度解析結果

#### 5-4-4-3 2025年系統

##### (1) 対象系統

最大需要時ケースは以下の系統を対象とした。2025年の最大需要は8月平日19時に記録される18.1 MWであり、アイメリーク発電所ならびにマラカル発電所の既設ディーゼル発電機（定格出力5 MW）4台が50%出力（合計出力10 MW）で運転しており、需要との差分8.1 MWは昼間にPVから充電された長周期蓄電池がその容量に比例して供給する系統を対象とした。なおルーフトップPVのPVは電池非設置のため出力はゼロとした。

またRE出力最大時ケースは以下の系統を対象とした。昼間の時間帯でディーゼル発電機が最小台数の2台で運転している条件での最大需要は8月11時の14.9 MWであり、PVの出力は需要中心から遠い北部地点のアサヒ、ガラスマオ、ニワールの3地点が最大出力で発電している系統的に厳しいケースを対象とした。

##### (2) 電圧・潮流

図 5-4-4-3.1 に電圧・潮流解析結果を示す。また詳細潮流図を附属書-5の図 5-2 ならびに図 5-3 に示す。

最大需要時の結果概要は以下の通りである。

- ・長周期蓄電池のインバータは電圧維持能力があるため34.5 kV系統の電圧は全ての地点で98%～102%の範囲にあり適正電圧が維持されている。
- ・最大潮流はアイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線の7.1 MWであり送電容量21.5

MW に比べ充分に小であり、当送電線が事故開放され事前潮流が他の送電線に流れても過負荷は生じない。

- ・ 島を 1 周するループシステムの完成により東ルート、西ルートの潮流バランスが保たれている。

RE 出力最大時の結果概要は以下の通りである。

- ・ 北部系統はディーゼル発電機から遠く電圧的に弱いが運転している PV が電圧を維持するため、電圧は全ての地点で 99%～102% の範囲にあり適正電圧が維持されている。
- ・ 最大潮流はアイメリーク発電所-アイメリーク 2 変電所線の 6.1 MW であり健全時ならびに事故時とも過負荷は生じない。

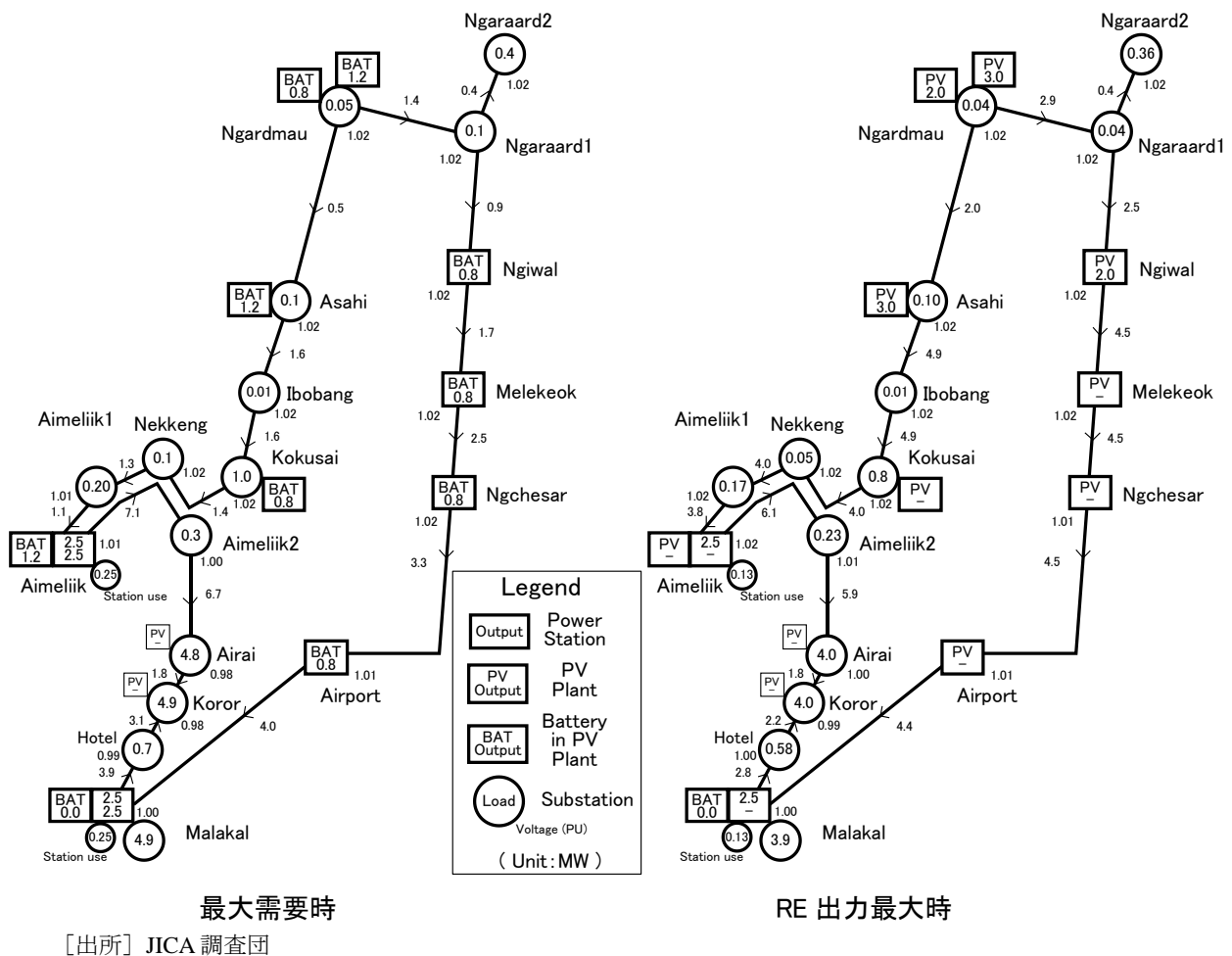


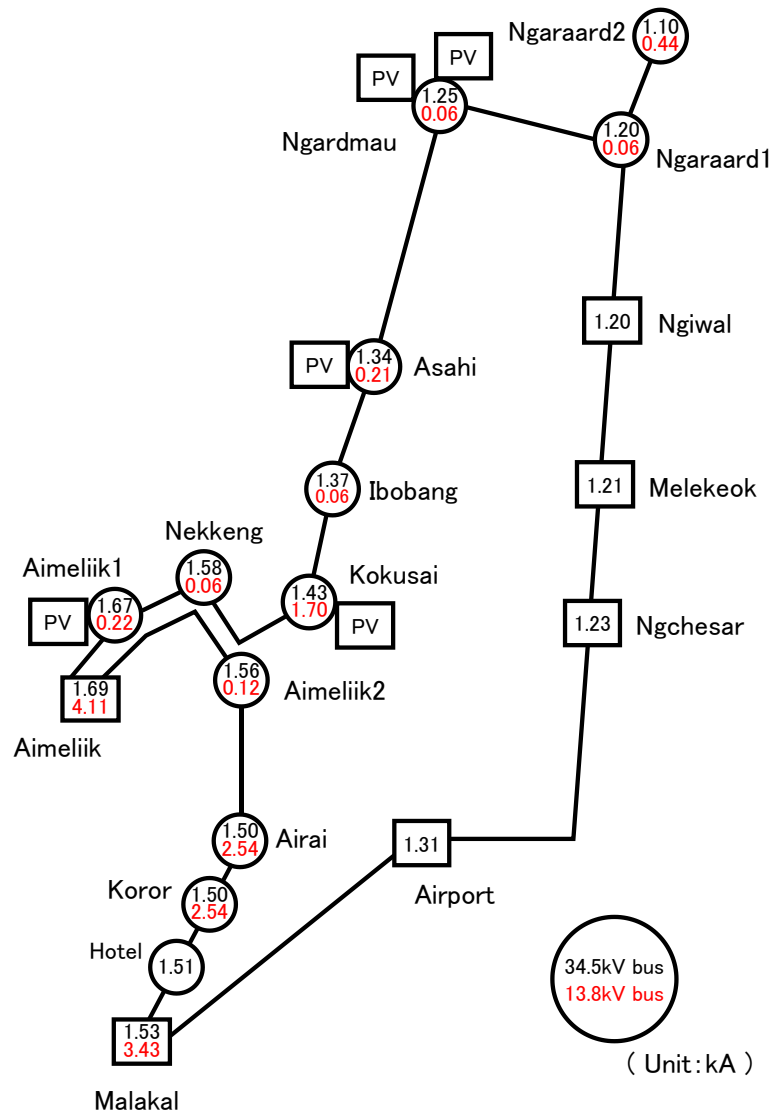
図 5-4-4-3.1 電圧・潮流解析結果

### (3) 事故電流

図 5-4-4-3.2 に事故電流解析結果を示す。なお解析にあたっては様々な系統運用に於ける最大値を算出するためアイメリーク発電所ならびにマラカル発電所の既設ディーゼル発電機 4 台は全て運転している仮定を置いた。

解析結果概要は以下の通りである。

- 3相短絡電流の最大値は34.5kV系統ではアイメリーク発電所の1.69kA、13.8kV系統でも同所の4.11kAであり遮断器定格の12.5kAに対し十分に小であり全く問題はない。
- 各PV発電所に電圧維持能力があるインバータが設置されているためインバータから事故電流が供給されるが、その値は1箇所のPVあたり0.09kA程度であり全系の事故電流分布に大きな影響はない。



[出所] JICA 調査団

図 5-4-4-3.2 事故電流解析結果

#### (4) 安定度

ディーゼル発電機の運転台数が2台と少なくREが需要の約2/3を供給している安定度上厳しいRE出力最大系統を安定度解析対象とした。また事故条件は以下の厳しい3ケースを設定した。

事故ケース1：潮流最大のアイメリーク発電所-アイメリーク2変電所線のアイメリーク発

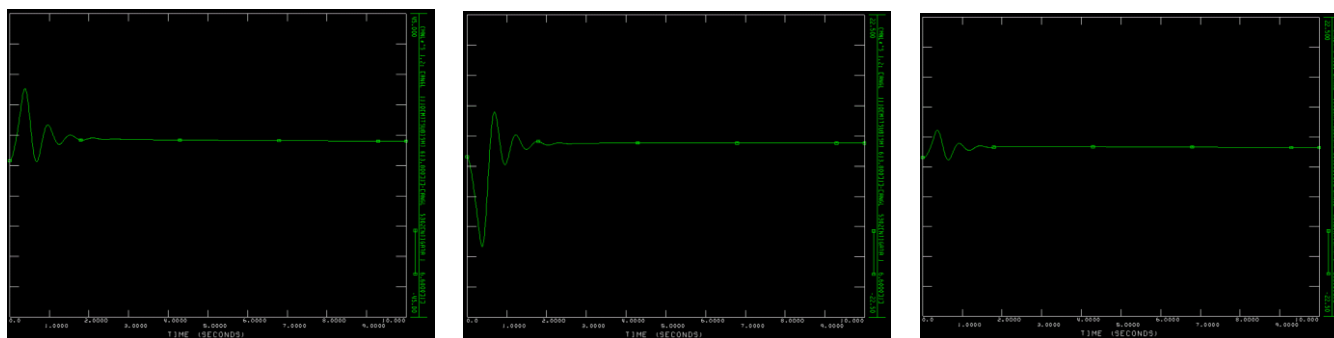
電所 34.5 kV 母線至近端で 3 相短絡事故が発生し 300 ms 後に遮断器が動作し、アイメリーク発電所—アイメリーク 2 変電所—アイライ変電所—コロール変電所線が開放される。なおアイメリーク 2 変電所、アイライ変電所には遮断器が設置されていないため上記送電線の全区間が開放されるとともに、アイメリーク 2 変電所ならびにアイライ変電所も停電することとなる。

事故ケース 2：マラカル発電所—エアポート線のマラカル発電所 34.5 kV 母線至近端で 3 相短絡事故が発生し 300 ms 後に遮断器が動作し、マラカル発電所—エアポート線が開放される。

事故ケース 3：PV 設置量が最大のガラスマオーガラルド線のガラスマオ 34.5 kV 母線至近端で 3 相短絡事故が発生し 300 ms 後に遮断器が動作し、ガラスマオーガラルド線が開放される。

アイメリークとマラカルの両発電所の発電機の電圧相差角の時間変化を図 5-4-4-3.3 に示す。

系統の 1 周ループ化により事故送電線の開放時にも両発電所の連系が保たれるため、事故発生時の発電機動揺が時間と共に減衰し、過酷な事故に対しても系統安定度は維持され問題は生じない。



事故ケース1

事故ケース2

事故ケース3

[出所] JICA 調査団

図 5-4-4-3.3 安定度解析結果

#### 5-4-5 風力発電導入ケース

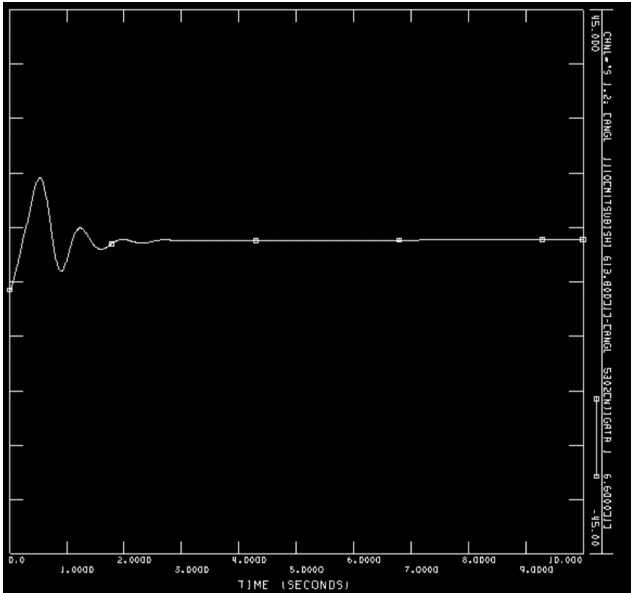
##### (1) 系統解析条件

風力発電を対象とした系統解析条件は以下の通りである。

- ・ 連系地点：風力の適地はバベルダオブ島東部であるとの風況調査の結果から立地地点はニワール (Ngiwal) とした
- ・ 発電容量：5-2-3-3 章に述べたとおり風力の発電容量は経済性から、短周期／長周期蓄電池が不要な 275kW 機が 30 台の 8.25MW とした。また最大出力は風車への影響抑制の観点から 70%の 5.6MW に制限した。また発電機形式は安価で一般的な誘導機とした。
- ・ 対象系統：2025 年需要最大系統を対象とするとともに、5-4-4 章に示した PV 導入ケースから風力発電出力 5.6MW に相当する PV 発電所を非開発とした。非開発 PV の選定にあたり需要中心のコロールから近い PV 発電所を選び、遠い PV 発電所は開発することとし、送電距離が長くなる系統的に厳しい条件を設定した。

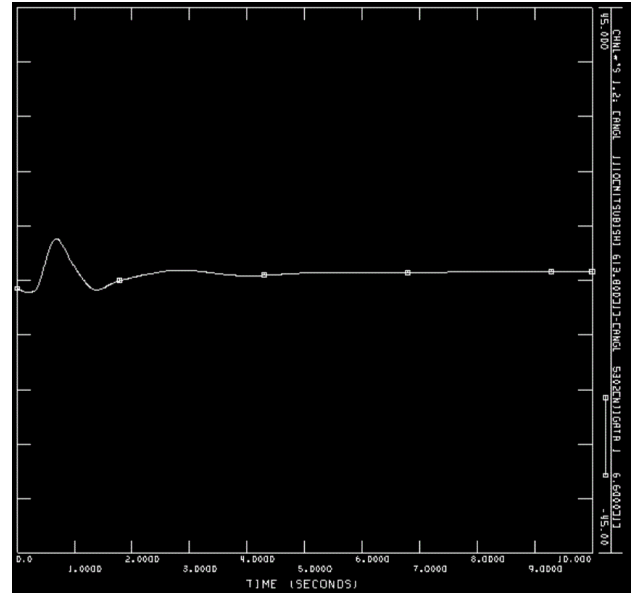


系統の1周ループ化により事故送電線の開放時にも両発電所の連系が保たれるため、大規模風力発電所を導入した系統においても、事故発生時の発電機動揺は時間と共に減衰し、過酷な事故に対しても系統安定度は維持され問題は生じない。



アイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線事故

[出所] JICA 調査団



ニワール－マルキョク線事故

図 5-4-5.2 安定度解析結果

### 5-4-6 自然エネルギー非導入ケース

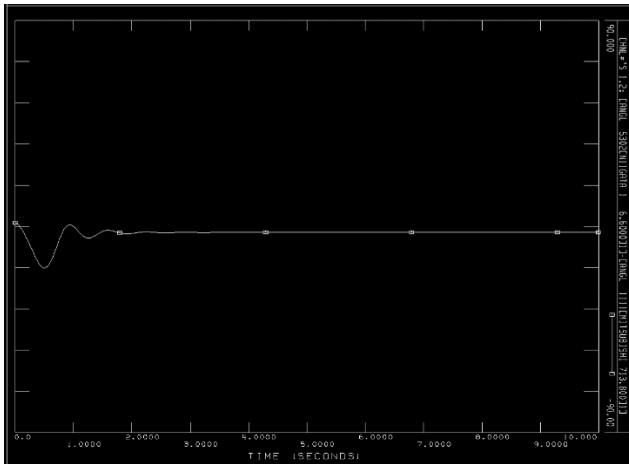
太陽光や風力等の自然エネルギーを導入せずディーゼル発電のみが供給力である系統を仮定し、1周ループ系統が完成した2025年を対象として系統解析を実施した。このケースは日射が無い状態が長期間継続しPVの発電力がゼロであるとともに蓄電池も全放電状態で使用できないケースと等価である。系統解析結果を以下に示す。

#### (1) 電圧・潮流

図 5-4-6.1 に電圧・潮流解析結果を示す。結果概要は以下の通りである。

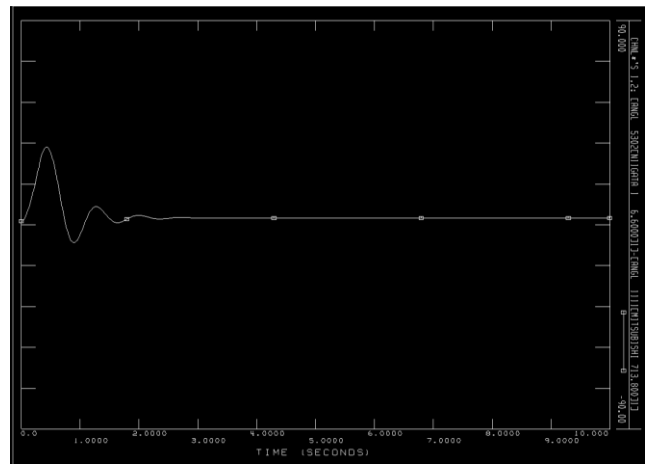
- ・ 1周ループ化の効果によりアイメリークならびにマラカルの両発電所から離れた電圧的に弱い北部系統を含む全ての地点で98%～101%の範囲にあり適正電圧が維持されている。
- ・ 最大潮流はアイメリーク発電所－アイメリーク2変電所線の5.9MWであり、次に大きい潮流は需要中心に立地するコロール変電所への供給線であるマラカール－ホテル線の5.0MWであるが、いずれも送電容量21.5MWに比べ充分に小であり、何れの送電線が事故開放され事前潮流が他の送電線に流れても過負荷は生じない。





アイメリーク発電所－アイメリーク2 変電所線事故

[出所] JICA 調査団



マラカル発電所－ホテル線事故

図 5-4-6.2 安定度解析結果

### 5-4-7 結論

既設系統ならびに 2025 年に至る中間断面系統を含め、電圧・潮流面ならびに事故電流面の問題はない。

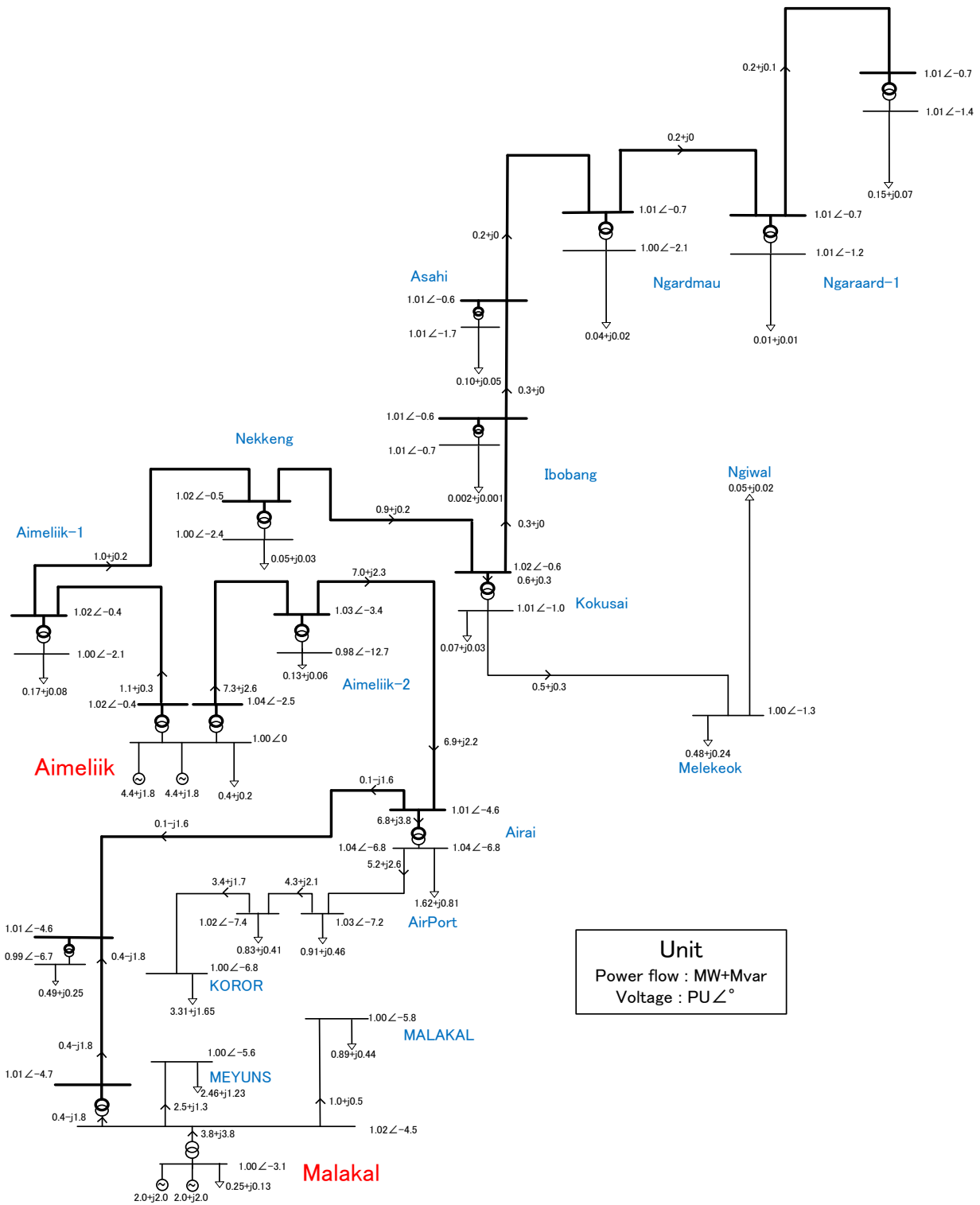
安定度面では既設系統ならびに中間断面の 2020 年、2023 年系統ではアイメリーク発電所とマラカル発電所を連系する送電線が 1 回線のため当該送電線の事故開放により両発電所の連系が喪失するため不安定となる。しかし 2025 年に完成する系統の 1 周ループ化により、送電線の何れの区間の事故開放時にもアイメリークならびにマラカル両発電所の連系が維持されるため、系統事故時の安定運転が可能となる。また一部の変電所を除き変電所の供給送電線の 2 ルート化が実現するため、送電線事故時にも変電所への電力供給は可能であり、現状と比べ供給信頼度は格段に向上する。

しかしながら系統の安定性は回転する発電機が有する同期化力に依存するため、発電機の供給に占める割合が低下すると安定性は低下することとなる。また同期化力は発電機が自然に持つ物理特性によるものであり、制御に依存しない。一方 RE はインバータでその出力、電圧等、人為的に制御せねばならず、さらに RE が全系に広く分散立地しておりこれら全てのインバータを協調制御するための理論や方策の新たな開発も必要である。また解析ソフトも RE の模擬には未だ不完全性が否定できず、ソフト開発も併せ必要である。回転発電機出力の数倍の出力を有する RE の系統連系には解決せねばならない多くの課題があると言える。

RE 導入率 45% というこの系統規模では世界でも最初のチャレンジングなプロジェクトを実現するためには、今後未解明現象の解明と、多面的でより掘り下げた解析が必要と考える。



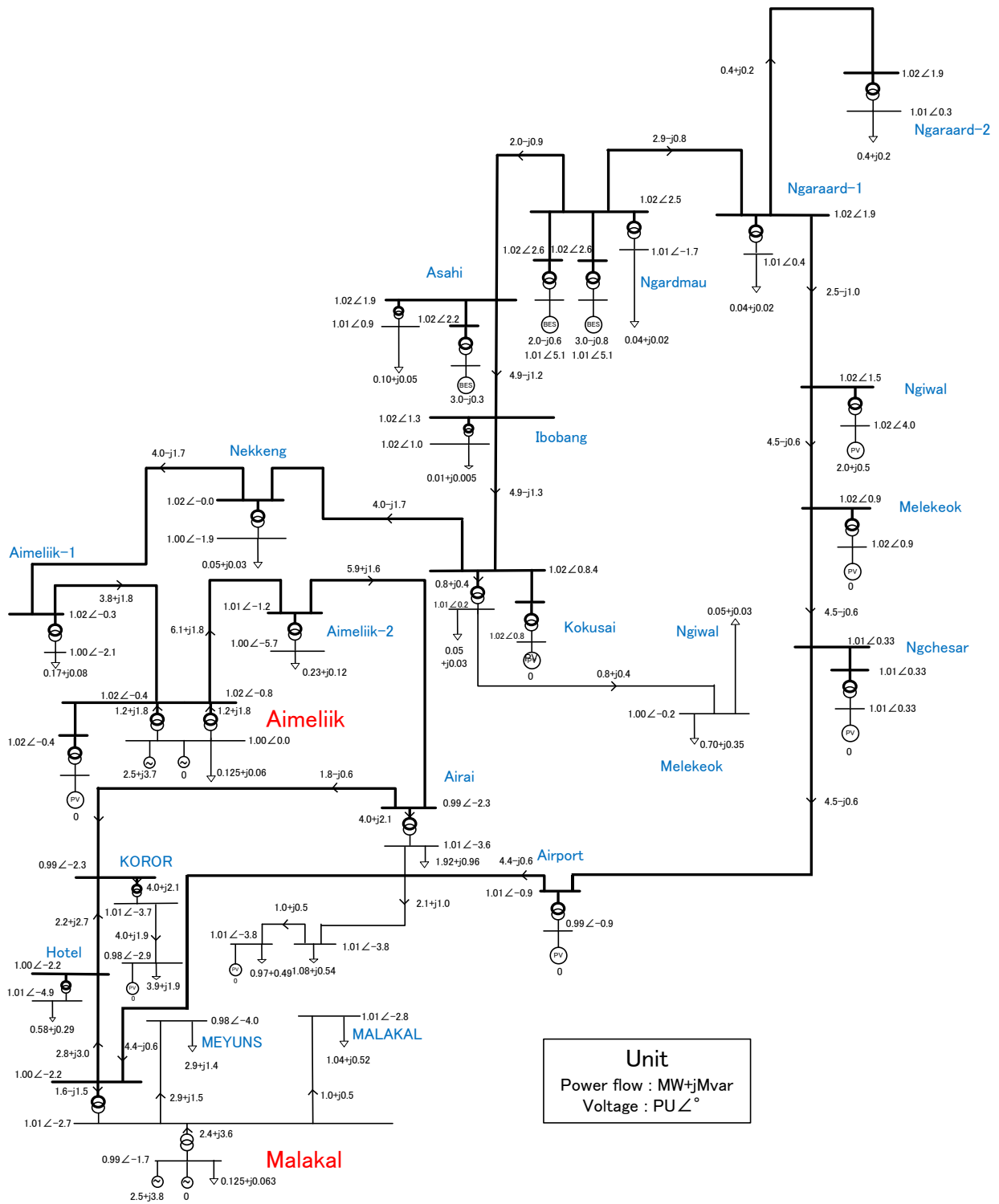
附属書



[出所] JICA 調査団

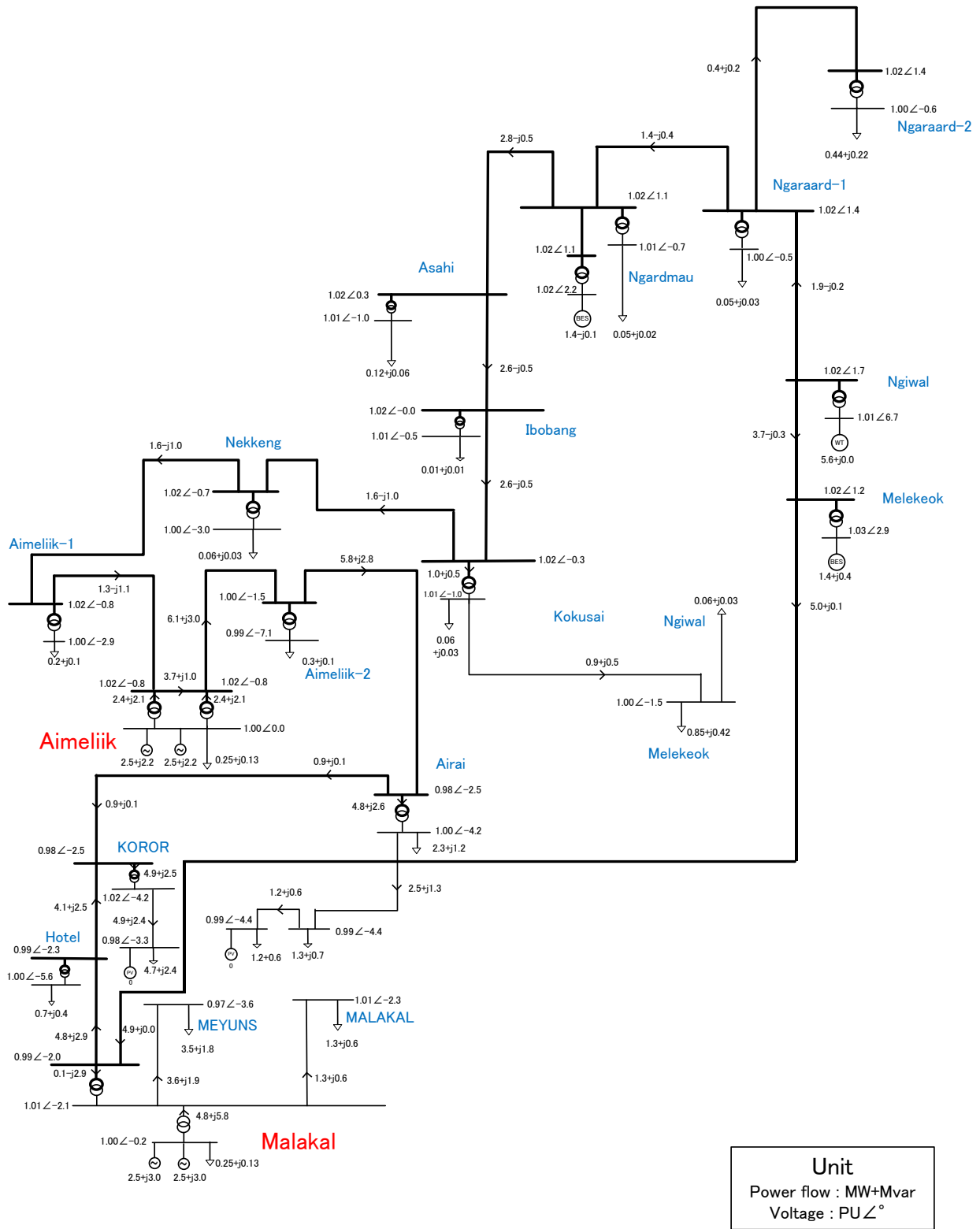
図 5-1 潮流図 (2016 年ピーク時)





[出所] JICA 調査団

图 5-3 潮流图 (2025 年 RE 出力最大時)



[出所] JICA 調査団

図 5-4 WT ならびに PV 導入系統潮流図 (2025 年最大需要時)