

第 8 章 經濟財務分析

第8章 経済財務分析

8-1 マスタープラン経済財務分析の要旨

パラオ公益事業公社（PPUC）は、パラオ共和国の電力および水・下水システムを管理運営するために設立された公企業であり、自治経営が政府により認められている。PPUC 取締役会は大統領が上院の助言と同意を得て任命した7名の取締役で構成されている。PPUC は大統領府直轄の機関であり、パラオ共和国の唯一のエネルギー供給会社である。

この章では PPUC の 1) 現在の財務状況、2) 2025 年にパラオ国家目標である再生エネルギー（RE）比率 45%を前提としたマスタープラン経済分析、そして 3) IPP（民間電力事業者）導入可能性を検討した。

（1）財務分析の要旨

PPUC 電力事業のバランスシート上の資本項目である資本金と利益剰余金は少額であり、事業継続に必要な将来の大きな設備投資に必要な自己資金を有していない。現在の PPUC 電力料金は燃料費（Fuel）と事業運営費（Energy）をベースに設定されているが、十分な利益剰余金を積み上げることが可能な水準ではない。政府補助金や国際援助機関による資金支援に依存しない中長期の事業運営においては、電力販売収入にて設備投資に必要な利益を積み上げることが重要であり、その為の利益率を電力料金に加算することが重要である。

（2）経済分析の要旨

PV 発電コストは現状の DEG によるコストを下回る。また、燃料費変動により、大きく影響を受ける DEG 発電と比較して、PV 発電は安定した発電コストを見込むことが可能となる。安定した発電価格が見込める PV をパラオにおける電力供給システムに組み込むことは最終需要者へ DEG と比較して安価な PV 電力供給ができる可能性もある。よって PPUC が PV を通じた RE に本格的に参入することには電力事業運営者として経営的見地からの合理性がある。

（3）IPP 導入分析の要旨

IPP 導入により、パラオ国家目標である RE45%を実現できる可能性が高まる。本プロジェクトに必要な PV 投資総額は IPP 大手事業者にとっては容易に投資可能な金額であり、IPP 導入によって PPUC とパラオ政府の財政負担は大きく軽減される。一方、IPP 導入には民間事業者の投資リターン水準を満たす電力買取価格が必要であり、結果として電力料金の値上げも必要となる。

8-1-1 電力料金、売上げ、販売量

8-1-1-1 電力料金の設定方式

PPUC の電力料金は電力サービス法令（Schedule of Electric Service Rate, 2012）の自動燃料価格調整条項（Automatic fuel price adjustment clause）に基づき、電力供給事業に必要な維持管理費用（Energy）と燃料費（Fuel）のフルコストリカバリー方式に基づいて設定されている。料金は顧客カテゴリーご

と（一般住居と商業・政府向けの使用量区分）に設定されて、4半期毎に見直される（表 8-1-1-1.1）。

下記料金表の運営維持管理費用である Energy は 2012 年より同額で変化していないが、Fuel はエネルギー価格水準の変動に合わせ、4 半期ごとに見直しされて変動している。

表 8-1-1-1.1 顧客カテゴリー別の電力料金（2018 年 1 月）

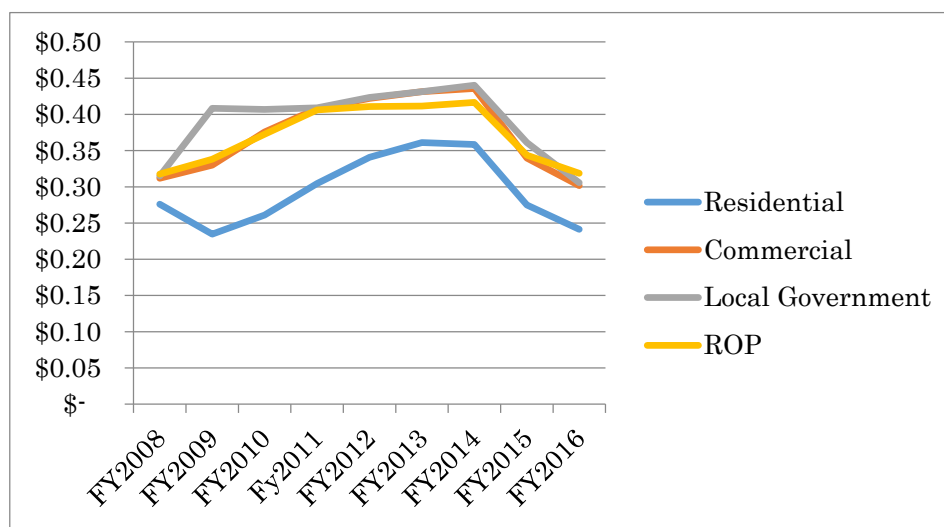
EPO Tariff Schedule				
Effective Jan. 1, 2018				
Band	kWh	Energy	Fuel	Rate
1 - Res	0 - 150	0.020	0.177	0.197
2 - Res	151 - 500	0.094	0.177	0.271
3 - Res	501 +	0.143	0.177	0.320
Com/Govt	0 - 150,000	0.143	0.177	0.320
Com/Govt	150,001 - 250,000	0.133	0.177	0.310
Com/Govt	250,001 +	0.123	0.177	0.300

Res:一般住居、Com:商業利用、Govt:政府利用

[出所] PPUC Schedule of Electric Service Rates January 2018

8-1-1-2 電力料金の推移

近年の原油相場を反映して 2014 年をピークとして、全ての顧客カテゴリー（一般住居、商業、地方自治体、中央政府向け）に対する平均電力販売料金は低下している（図 8-1-1-2.1）。

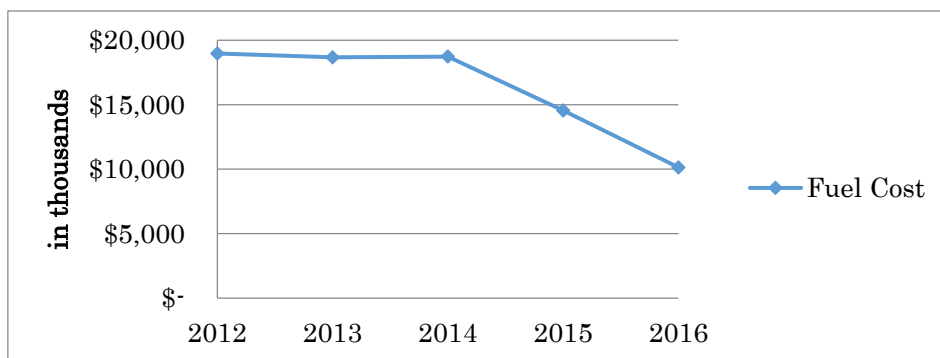


[出所] 調査団作成

図 8-1-1-2.1 顧客カテゴリー別の平均電力料金の推移

8-1-1-3 電力売上収入、供給量

2014 年中頃からの原油価格の下落を反映し、電力事業に占める 2016 年の燃料費は 2012 年から 47% 低下している（図 8-1-1-3.1）。



[出所] 調査団作成

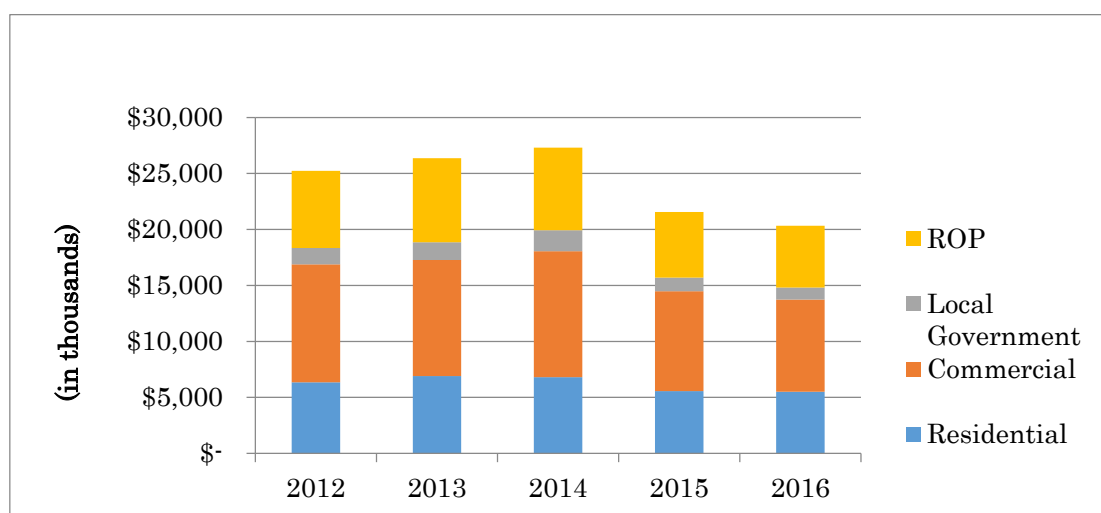
図 8-1-1-3.1 燃料費の推移 (US ドル、000)

燃料費低下を反映した電力料金値下げにより、売上高は 2014 年から低下している (表 8-1-1-3.1)。売上に占める割合は商業利用が約 4 割、一般住居が約 3 割、政府関連が約 3 割であり、ここ数年の売上比率に大きな変化はない (図 8-1-1-3.2)。

表 8-1-1-3.1 顧客カテゴリー別電力売上 (US ドル、000)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Residential	6,350	6,912	6,800	5,569	5,500
Commercial	10,531	10,358	11,260	8,910	8,237
Local Government	1,459	1,581	1,872	1,225	1,069
ROP	6,898	7,509	7,377	5,852	5,526
Total	25,238	26,360	27,309	21,556	20,332

[出所] PPUC 入手資料により調査団作成



[出所] PPUC 入手資料により調査団作成

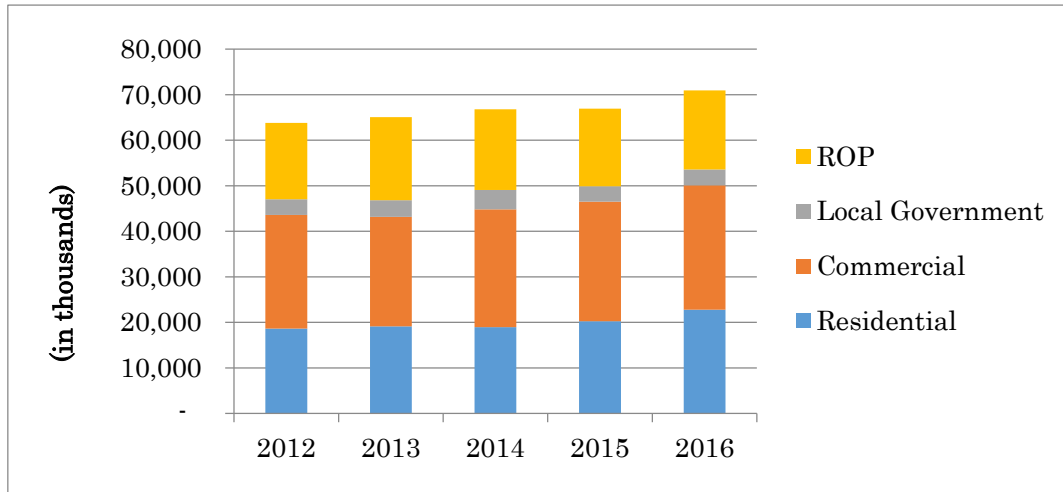
図 8-1-1-3.2 顧客カテゴリー別電力売上高の推移 (US ドル、000)

2016 年の電力販売量は 2012 年と比較して 11%増加している (年平均成長率 2.6%)。商業利用向け販売量が全体の約 4 割を占める (表 8-1-1-3.2、図 8-1-1-3.3)。

表 8-1-1-3.2 顧客カテゴリー別電力販売量 (kWh、000)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Residential	18,629	19,147	18,970	20,263	22,791
Commercial	24,950	24,017	25,841	26,235	27,297
Local Government	3,445	3,666	4,252	3,392	3,498
ROP	16,793	18,252	17,712	17,033	17,343
Total	63,817	65,082	66,775	66,923	70,929

[出所] PPUC 入手資料により調査団作成



[出所] PPUC 入手資料により調査団作成

図 8-1-1-3.3 顧客カテゴリー別電力販売量 (kWh、000) の推移

8-1-1-4 電力発電コスト、電力供給コスト、電力販売価格 (kWh)

以下の表 8-1-1-4.1 に発電コスト、総電力供給コスト、電力販売価格（平均値、US\$/kWh あたり）を示す。2012 年と 2015 年は kWh あたりの平均電力供給コストは平均販売価格より高い。PPUC によると施設改修費用が想定より上回り、販売価格に反映されていないためである。

表 8-1-1-4.1 発電コスト、総電力供給コスト、電力販売価格（平均値、US\$/kWh あたり）

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Cost of Generation (kWh)	0.38	0.38	0.38	0.33	0.22
Cost of Electricity (kWh)	0.41	0.40	0.40	0.35	0.26
Average revenue of Electricity (kWh)	0.40	0.41	0.41	0.32	0.29

[出所] PPUC 入手資料により調査団作成

8-1-1-5 電力売上の未徴取引当金

料金の未徴取引当額が売上に占める割合は約 1% である（表 8-1-1-5.1）。

表 8-1-1-5.1 電力売上の未徴取引当金

	FY2014	FY2015	FY2016
Provision for non-Collectable bills	299,182	722,094	740,783
Ratio for non-collectable bills	0.4%	1.1%	1.0%

[出所] PPUC 入手資料により調査団作成

8-1-1-6 電力ロス率

ロス率は17%水準で推移している。うちテクニカルロス率は9%、ノンテクニカルロス率は8%水準である（表 8-1-1-6.1）。

表 8-1-1-6.1 電力ロス率

	<i>FY2012</i>	<i>FY2013</i>	<i>FY2014</i>	<i>FY2015</i>	<i>FY2016</i>
Losses (kWh)	12,995,914	13,692,654	12,478,716	16,186,643	14,788,677
Loss ratio	17%	17%	16%	19%	17%

[出所] PPUC Financial Statements 2016

8-1-2 PPUC 電力事業の財務状況

8-1-2-1 貸借対照表

以下の表 8-1-2-1.1 に PPUC 電力事業の貸借対照表を示す。

表 8-1-2-1.1 PPUC 電力事業の貸借対照表 (US ドル)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Assets					
Utility plant					
Depreciable utility plant	24,423,327	26,720,881	39,675,708	36,692,760	34,936,922
Non depreciable utility plant	2,196,741	2,166,962	181,900	132,083	945,015
Net utility plant	26,620,068	28,887,843	39,857,608	36,824,843	35,881,937
Current assets					
Cash and cash equivalents	3,827,394	3,899,227	7,189,860	5,181,027	10,506,408
Receivables					
Trade	2,836,726	3,075,789	2,864,924	2,657,017	2,965,609
Affiliate	1,311,610	1,746,983	2,178,969	3,323,187	3,328,056
Contracts	102,780	121,241	92,672	102,469	102,951
Other	31,686	63,757	93,657	406,446	21,233
	4,282,802	5,007,770	5,230,222	6,489,119	6,417,849
Less allowance for doubtful accounts	(410,000)	(471,000)	(626,000)	(617,430)	(740,784)
Net receivables	3,872,802	4,536,770	4,604,222	5,871,689	5,677,065
Prepaid expenses	290,098	262,986	124,134	164,461	180,581
Inventory, net	8,691,303	8,234,994	8,380,427	7,820,744	7,274,143
Due from grantor agency		83,071	118,000		
Total current assets	16,681,597	17,017,048	20,416,643	19,037,921	23,638,197
Other non-current assets					
Contracts receivables	228,260	271,092	203,036	263,442	194,865
TOTAL assets	43,529,925	46,175,983	60,477,287	56,126,206	59,714,999
Deferred outflows of resources from pension				591,134	842,875
Total	43,529,925	46,175,983	60,477,287	56,717,340	60,557,874
LIABILITIES AND CAPITAL					
Net position					
Net investment in utility plant	20,996,199	23,617,298	34,916,479	32,223,800	31,631,972
Unrestricted	6,953,195	7,761,110	10,593,960	3,742,340	7,739,892
Total net position	27,949,394	31,378,408	45,510,439	35,966,140	39,371,864
Commitment and contingencies					
Current liabilities					
Current position of log-term debt	527,601	537,508	548,183	559,186	572,043
Accounts payable	6,168,973	5,906,378	6,565,240	3,544,462	3,928,892
Accrued expenses	348,845	362,122	386,584	396,346	374,520
Grants advances form the Republic of Palau				500,000	560,059
Customer deposits	456,665	450,529	473,895	728,334	861,053
Total current liabilities	7,502,084	7,256,537	7,973,902	5,728,328	6,296,567
Long-term debt, net of current portion					
Net pension liability	8,078,447	7,541,038	6,992,946	6,433,860	5,861,922
				7,711,821	7,915,040
Total liabilities	15,580,531	14,797,575	14,966,848	19,874,009	20,073,529
Deferred inflows of resources from pension				877,191	1,112,481
TOTAL	43,529,925	46,175,983	60,477,287	56,717,340	60,557,874

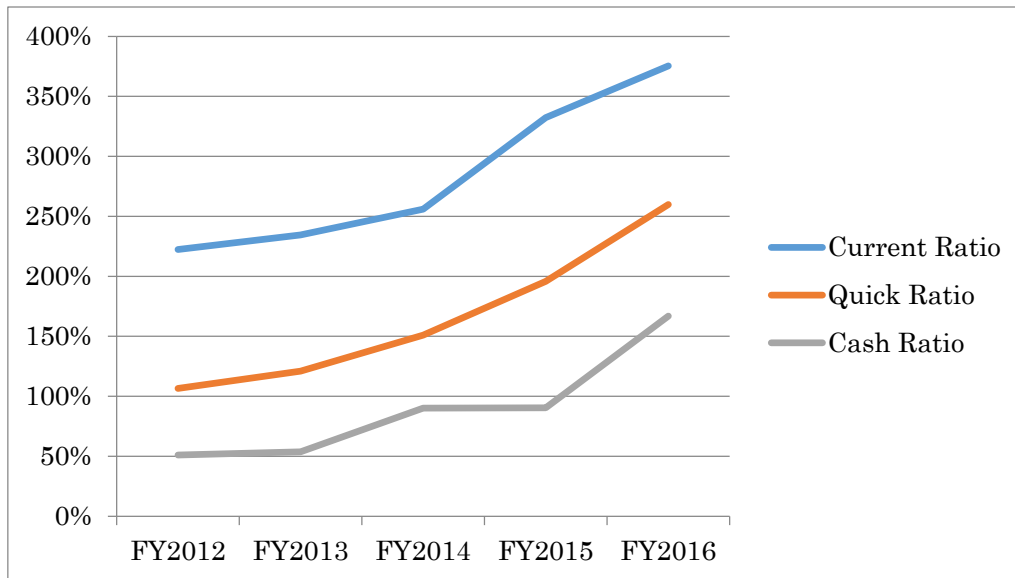
[出所] PPUC Financial Statements 2016, 2015, 2014, 2013 を基に調査団作成

流動比率、当座比率、現金比率とも 2016 年まで向上し、各指標とも十分な短期負債の返済能力と資金繰り能力を示している (表 8-1-2-1.2、図 8-1-2-1.1)。

表 8-1-2-1.2 貸借対照表の主要分析指標

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Current Ratio	222%	235%	256%	332%	375%
Quick Ratio	107%	121%	151%	196%	260%
Cash Ratio	51%	54%	90%	90%	167%
Capital to Asset Ratio	64%	68%	75%	63%	65%
Working Capital	9,179,513	9,760,511	12,442,741	13,309,593	17,341,630

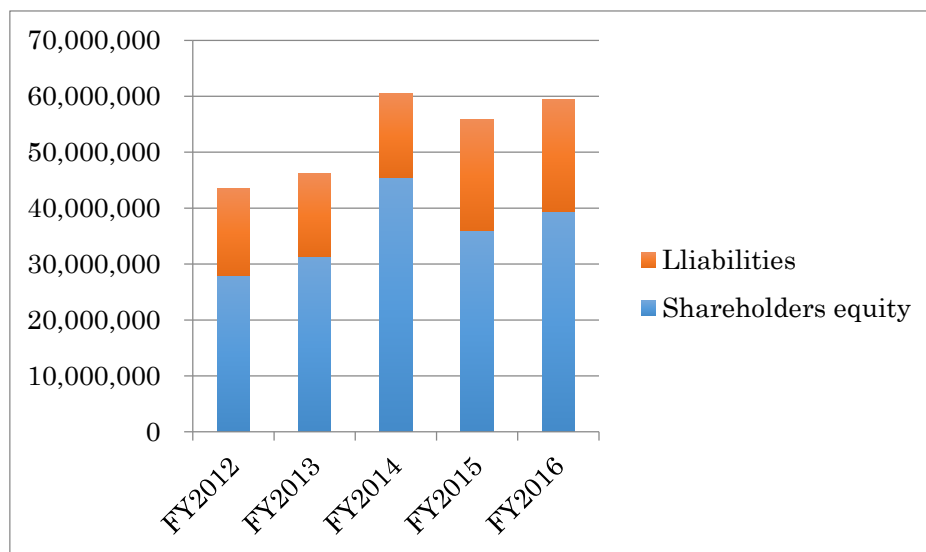
[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 8-1-2-1.1 流動比率、当座比率、現金比率の推移

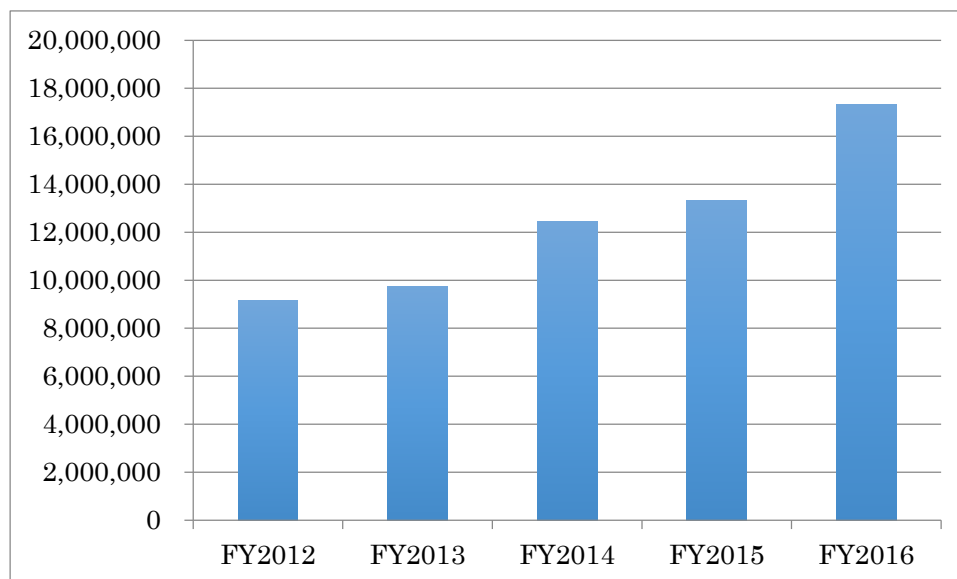
自己資本比率は過去 5 年間で 65%水準にて推移している。大きな設備投資資金は借入でなく、日本政府からの供与金にて実施しており、借入金比率の増加はない。(図 8-1-2-1.2)



[出所] 調査団作成

図 8-1-2-1.2 株主資本と負債の推移 (US ドル)

運転資本（運転資金）は、毎年増加して2016年では約17百万USドルであり、日常的なビジネスをまわしていくための運転資金は十分に有している（図8-1-2-1.3）。



[出所] 調査団作成

図8-1-2-1.3 運転資本（運転資金）の推移（USドル）

8-1-2-2 損益計算書

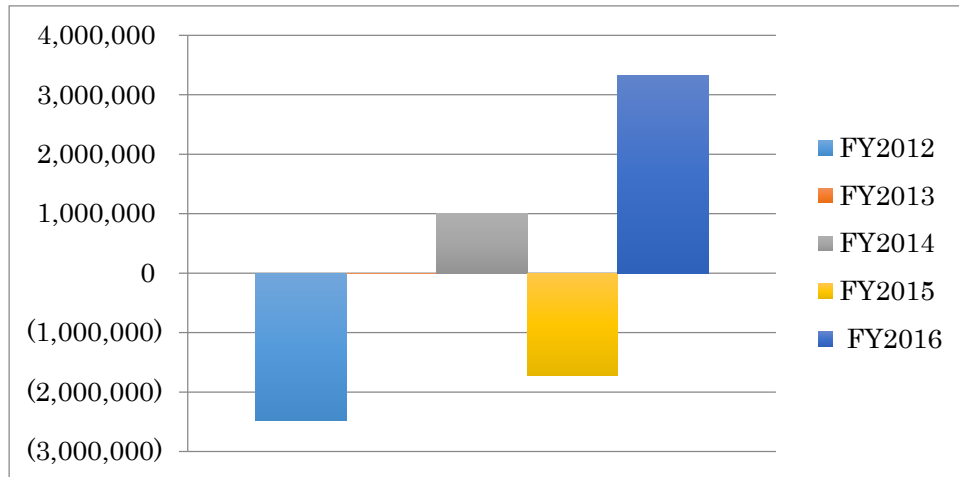
以下の表8-1-2-2.1にPPUC電力事業の損益計算書を示す。

表 8-1-2-2.1 PPUC 電力事業の損益計算書 (US ドル)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Operating revenue					
Power	25,237,736	26,360,007	27,308,961	21,057,044	19,806,787
Other	609,155	642,914	634,458	772,035	907,576
Total operating revenue	25,846,891	27,002,921	27,943,419	21,829,079	20,714,363
Provision for uncollectible receivables	(208,071)	(60,353)	(291,855)		(73,488)
Net Operating revenue	25,638,820	26,942,568	27,651,564	21,829,079	20,640,875
Operating expense					
Generation Fuel	18,973,663	18,828,586	18,732,306	14,555,200	10,134,675
Depreciation	1,757,965	1,802,616	2,187,173	2,615,286	2,671,939
Generation other cost	3,083,178	2,949,702	3,503,046	3,830,008	2,435,693
Administration	1,153,797	1,094,458	920,174	856,819	972,775
Distribution and transmission	922,759	723,423	813,236	935,307	1,250,986
Renewable energy	99,934	106,151	554,192	496,443	537,807
Engineering Services	200,365	314,561	92,185	97,713	334,794
Total operating expenses	26,191,661	25,819,497	26,802,312	23,386,776	18,338,669
Operating income	(552,841)	1,123,071	849,252	(1,557,697)	2,302,206
No operating revenue					
Operating subsidies form the Republic of Palau			100,729		496,000
Inventory obsolescence recovery			266,203	181,459	
Grants		345,258	45,000	102,892	611,958
Gain/Loss on disposal of utility plant	(218,055)	250		(95,584)	
Interest income	2,358	538	1,237	4,219	3,217
Interest expense	(480,755)	(404,185)	(383,207)	(355,523)	(327,972)
Others	(20,972)	1,440	121,609		228,563
Write-down of generators, parts and inventories		(1,070,000)			
Loss of disposal of assets by a catastrophic fire	(1,208,189)				
Total non-operating revenues, net	(1,925,613)	(1,126,699)	151,571	(162,537)	1,011,766
Income before capital contributions	(2,478,454)	(3,628)	1,000,823	(1,720,234)	3,313,972

[出所] PPUC Financial Statements 2016, 2015, 2014, 2013 を基に調査団作成

2012 年以降、PPUC の発電量は増加しているが、電力売上は 2014 年中頃以降の原油価格の下落による燃料費の軽減による電力料金に引き下げにより、減収となっている。また、2015 年は電力売上の減少の上、発送電施設の改修費用がかさんだことで、営業赤字を 1.5 百万ドル余りを計上しているが、2016 年はこれら費用の減少により、営業黒字を 2.3 百万ドル計上している (表 8-1-2-2.1)。営業利益率と経常利益率とも 2016 年は 2015 年より大きく改善している (図 8-1-2-2.1)。



[出所] 調査団作成

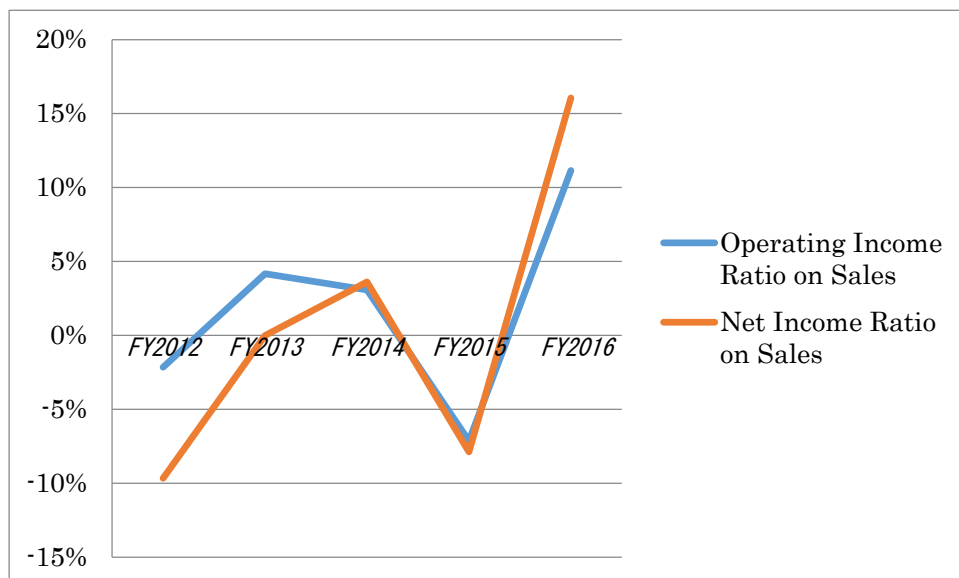
図 8-1-2-2.1 事業の経常利益額の推移 (US ドル)

電力売上高は低下しているが、それ以上の経費率の低下により、営業利益率、経常利益とも 2016 年は前年度より大きく改善している (表 8-1-2-2.2、図 8-1-2-2.2)。

表 8-1-2-2.2 損益計算書の主要分析指標

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Operating Income Ratio on Sales	-2%	4%	3%	-7%	11%
Net Income Ratio on Sales	-10%	0%	4%	-8%	16%
Operating expense/Operating revenue	102%	96%	97%	107%	89%

[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 8-1-2-2.2 営業利益率と経常利益率の推移 (%)

8-1-3 長期借入金

PPUC の長期借入金残高は以下の表 8-1-3.1 に示す（表 8-1-3.1）。

表 8-1-3.1 PPUC の長期借入金残高 (US ドル)

Type	Amount (\$)	Rate (\$, %)	Fixed/Float	Lender
Bank Loan (ROP guaranteed)	4,200,000	3.00%	Fixed	Taiwanese Bank
Bank Loan	2,233,965	7.50%	Fixed	National Development Bank of Palau
Concessional loan	923,331	LIBOR + 0.6%	Float	ADB
Special Drawing Rights	986,898	1.00%	Fixed	IMF
Total long term debt	8,344,194			
Current Maturities	(572,043)			
Balance at the end of FY2016	7,772,151			
of which, EPO	5,861,922			
of which, WWO	1,910,229			

[出所] PPUC Financial Statements 2016 を基に調査団作成

2016 年の長期借入金残高は約 7.8 百万 US ドルであり、うち 5.9 百万 US ドルが電力事業向けである。銀行ローンは新規発電施設への投資と既存施設の改修費用に使用されている。

ADB と IMF からの借入金はコロール州とアイライ州の下水設備の設置・更新のためのソフトローンである。なお、ADB からは総額 26.9 百万 US ドルの信用枠が供与されている。

PPUC では一般的な設備投資資金向け借入れ金利は 7.5%を見込んでいる（ちなみにパラオでの個人向けローン金利は 15%水準である）。

8-1-4 電力事業への資本拠出

大きな資金が必要な設備投資の実施には国際援助機関は PPUC に対して資金供与をしている。2012～2014 年は各年にパラオ政府を通じて日本政府から資金供与を受領している。2015 年、2016 年は電力事業への他国政府からの供与金はない（表 8-1-4.1）。

表 8-1-4.1 電力事業への資本拠出 (US ドル)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
Capital contribution					
Capital contribution from the Republic of Palau					91,752
Grants from Japan Government	2,109,104	3,432,642	13,131,208		

[出所] PPUC Financial Statements 2016, 2015, 2014, 2013 を基に調査団作成

8-1-5 事業運営補助金

事業補助金は、必要金額を PPUC から政府へ文書にて要請し、政府から受け取る手順である。以下の表 8-1-5.1 に補助金額を示す。

- 電力事業向け補助金は低所得者の電力料金を政府が福祉政策として立て替えて PPUC に支払っており、電力事業の赤字補填ではない。

- 水・下水事業は 2015 年に 3.7 百万ドルと 2016 年に 3.1 百万ドルの赤字を計上しており、事業赤字補填として政府補助金を受領している。今後も、水・下水事業は政府からの補助金に依存する見込みである。

表 8-1-5.1 電力事業と水・下水システム事業への政府補助金 (US\$)

	FY2012	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016
EPO	0	0	100,729	0	496,000
WWO	0	2,672,734	1,700,000	3,419,045	2,266,993
Total	0	2,672,734	1,800,729	3,419,045	2,762,993

[出所] PPUC Financial Statements を基に調査団作成

8-1-6 電力事業と水・下水事業との経営分離

パラオ政府法令により、PPUC の電力と水・下水事業は財務的に経営分離されており、両者間の資金融通や補填はない。従って、水・下水事業の赤字補填のための電力料金値上げはない。

8-1-7 財務分析からの考察

PPUC 電力事業のバランスシート上の利益剰余金は 2016 年で 7 百万 US ドルと少額であり、将来の大きな設備投資に必要な自己資金を有していない。電力料金は燃料費 (Fuel) と事業運営費 (Energy) をベースに設定されているが、十分な利益を積み上げることが可能な水準ではない。政府補助金や国際援助機関による資金支援に依存しない中長期の事業運営においては、電力販売収入にて設備投資に必要な利益を積み上げることが重要であり、その為の費用を電力料金に加算することが重要である。

8-2 経済分析

8-2-1 経済性分析の方針

マスタープランでは既存の DEG 発電システムに再生可能エネルギー (RE) 導入比率 45% を目標として PV 発電システムの導入、さらに送配電システム改修が検討された。経済性分析ではプロジェクトの実施によって生じる 1) 費用と収入によるマスタープランの財務的内部収益率 (FIRR) と 2) 国家全体見地からみた費用と便益による経済的内部収益率 (EIRR) を算定する。さらに、電力料金の複数シナリオを設定し、経済性の感度分析を実施する。分析にあたり使用する通貨は US ドルとする。

8-2-2 FIRR

RE45% を目標とした PV 投資と送配電改修計画に沿って生じる支出と収入を 2018 年から 2025 年の各年に年度展開して FIRR を算出する (表 8-2-2-1)。

8-2-2-1 支出

RE 設備投資額：総額 US\$ 112,305,000 (PV:\$66,000,000, Battery:\$39,515,000, Transmission line to RE \$180,000, Inverter:\$4,020,000, RE management system: \$2,590,000)

送配電・変電改修投資額：総額 US\$ 35,000,000

- PV 維持管理費用 : PV 設備投資額の 2% (他例 RE 導入での標準的な費用率¹を使用)
- PV バッテリー維持管理費用 : バッテリー設備投資額の 2% (バッテリー機材維持の標準的な費用率を使用)
- DEG 発電燃料費 : 供給 kWh あたり US\$0.177 (PPUC の財務諸表より算定)
- 発電の運営維持管理費用 : 供給 kWh あたり US\$0.05 (PPUC の財務諸表より算定)
- 送配電・変電の維持管理費用 : 供給 kWh あたり US\$0.03 (PPUC の財務諸表より算定)

表 8-2-2-1.1 マスタープラン投資額 (US ドル)

Capital Expenditure			
Year	PV Generation	Trans./Sub Station	Annual Capital Expenditure
2018	9,332,879	1,810,000	11,142,879
2019	8,315,098	10,498,000	18,813,098
2020	10,646,428	5,792,000	16,438,428
2021	285,000	1,140,000	1,425,000
2022	10,445,701	6,612,000	17,057,701
2023	27,233,399	3,648,000	30,881,399
2024	25,941,098	1,705,000	27,646,098
2025	20,105,397	3,795,000	23,900,397
Sub Total	112,305,000	35,000,000	
Total Capital Cost			147,305,000

[出所] 調査団作成

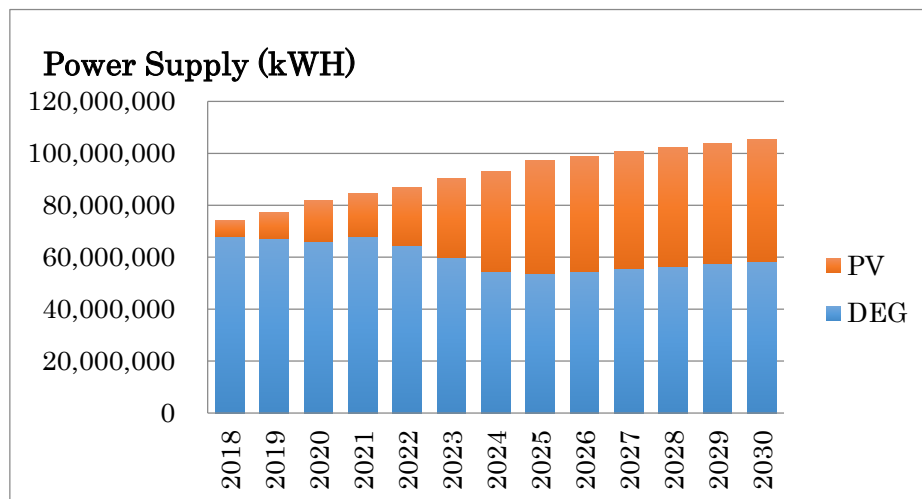
8-2-2-2 収入

電力収入 : 電力需要のベースシナリオに沿った 2018 年から 2025 年までの電力供給量 (kWh) x 電力価格 (\$/kWh)

送配電システム改修に伴う電力収入 : 既に連携されている地域への供給と未電化地域への基幹送電網による供給量増大分 (kWh) x 電力価格 (\$/kWh)

残存価値 : 法定耐用年数を PV 施設・機器は 17 年、そして送電・変電機器は 40 年として、2025 年時点の帳簿上の残高を残存価値として便益に算入する。

¹ 「マイクログリッドにおける再生可能エネルギー導入に伴うコスト効率的な系統安定化対策について」電気学会論文 (小川忠之氏) を参照した。



[出所] 調査団作成

図 8-2-2-2.1 PPUC 電力販売量 (2018 年～2030 年)

表 8-2-2-2.2 FIRR キャッシュフロー (電力料金\$0.30/kWh のケース)

Year	Expenditure for PV, Distribution and Sub Station	Fuel Cost for DEG Generation	Operation and Maintenance Cost for PV and DEG	Income from Electricity Sales	Net Income with Salvage Value
2018	11,142,879	12,014,913	5,808,738	22,280,371	(6,686,159)
2019	18,813,098	11,915,018	6,057,637	23,106,344	(13,679,409)
2020	16,438,428	11,718,535	6,412,021	24,520,893	(10,048,090)
2021	1,425,000	12,001,788	6,502,042	25,364,107	5,435,277
2022	17,057,701	11,419,469	6,779,529	26,049,842	(9,206,858)
2023	30,881,399	10,602,094	7,425,486	27,062,727	(21,846,252)
2024	27,646,098	9,629,489	8,023,218	27,851,824	(17,446,981)
2025	23,900,397	9,505,954	8,553,667	29,135,238	106,999,382
Total	147,305,000	88,807,260	55,562,337	205,371,345	
				FIRR=	11.0%

[出所] 調査団作成

8-2-3 EIRR

RE45%導入案+送配電改修計画に沿って生じる費用と便益を 2018 年から 2025 年の各年に年度展開して EIRR を算出する。

8-2-3-1 費用

FIRR と同じ。但し、RE・バッテリー維持管理費用と発送電維持管理費用は財務費用に標準変換係数 0.9 を乗じた費用とする²。

² 標準変換係数はアジア開発銀行がパラオのインフラ案件に適用している 0.9 を適用した。

8-2-3-2 便益

電力供給量の増加：

2018年時点の電力供給量と基準として、2025年までのベースシナリオ電力需要に沿ったマスタープラン（RE45%）による電力供給量の純増分（kWh）x 電力価格（\$/kWh）を便益とする（図 8-2-3-2.1）。

DEG 発電費用の低減： RE 導入によって削減される DEG 使用燃料費の削減費用
（燃料費\$0.177/kWh x PV 供給電力量）

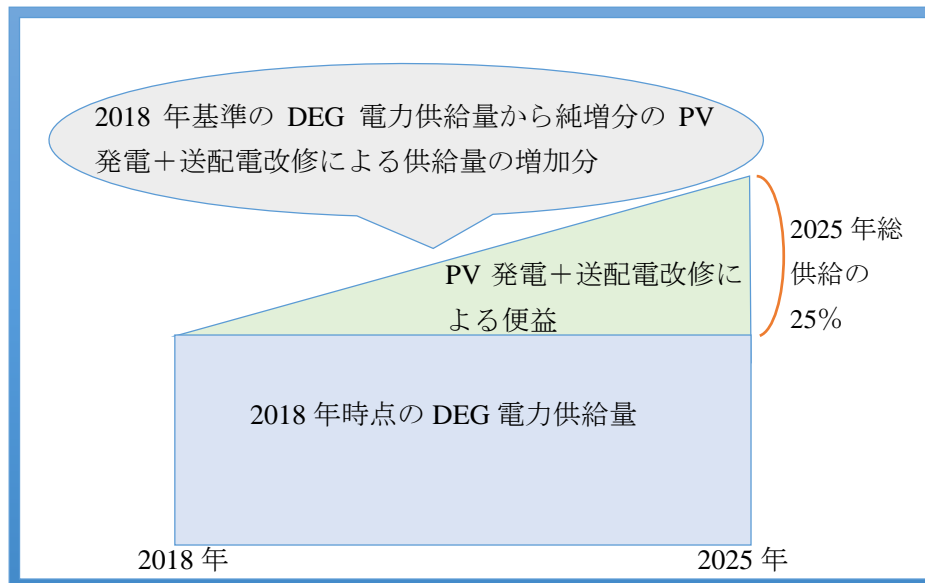
送配電システム改修に伴う電力収入増加分：

既に連携されている地域への基幹送電網の安定による供給量（kWh） x 改善率 0.12%³
x 電力価格（\$/kWh）

送配電システム改修に伴う電力使用者便益：

既に連携されている地域への基幹送電網の安定による住民所得の向上
年間 US\$211,225⁴CO2 削減価値：RE が DEG を代替することにより、削減されるトンあたりの CO2 削減量を US\$19/トンとして経済便益⁵に計上する。

残余価値：法定耐用年数を PV 施設・機器は 17 年、そして送電・変電機器は 40 年として、2025 年時点の帳簿上の残高を残余価値として最終年にマイナスの費用（便益）として計上する。



[出所] 調査団作成

図 8-2-3-2.1 EIRR 電力供給便益のイメージ

³ 2017年の総供給量 72,462,239kWh における停電による供給減は 86,242kWh であり、供給量の 0.12%を占める。

⁴ 対象地域一人当たり年間所得 US\$7,280 x 改善率 1.2% x 対象地域住民数 2,414 = US\$211,225 とした。

⁵ CO2 トンあたりの価格は 2018 年 5 月末のヨーロッパ市場取引価格を参考とした。実際の売買取引には CO2 削減権の売り手が取引費用を負担する必要があるため、ここでの経済便益は取引コストを除外した計算上の価値である。

表 8-2-3-2.1 EIRR キャッシュフロー（電力料金\$0.30/kWh のケース）

Year	Expenditure for PV, Distribution and Sub Station	O\$M Cost adjusted by SCF(0.9)	Benefit from Increased Power Supply	Benefit from Fuel Cost Saved	Benefit from CO2 Reduction	Benefit from Distribution Renovation	Net Benefit with Salvage Value
2018	5,310,155	340,442	541,999	1,130,506	127,089	299,617	(9,384,110)
2019	6,305,443	579,690	1,367,973	1,717,726	186,200	302,894	(15,817,995)
2020	8,053,013	928,607	2,782,521	2,748,792	280,778	308,506	(11,246,437)
2021	8,416,136	966,418	3,625,735	2,963,035	292,600	311,851	4,801,804
2022	10,088,853	1,304,985	4,311,471	3,949,938	379,789	314,572	(9,406,917)
2023	12,487,119	2,011,030	5,324,355	5,364,915	496,533	318,590	(21,388,036)
2024	14,924,698	2,697,352	6,113,452	6,803,086	611,800	321,721	(16,493,390)
2025	16,417,494	3,193,601	7,396,866	7,683,836	665,000	326,812	108,802,679
Total	82,002,911	12,022,123	31,464,373	32,361,834	3,039,789	2,504,564	
						EIRR=	8.8%

[出所] 調査団作成

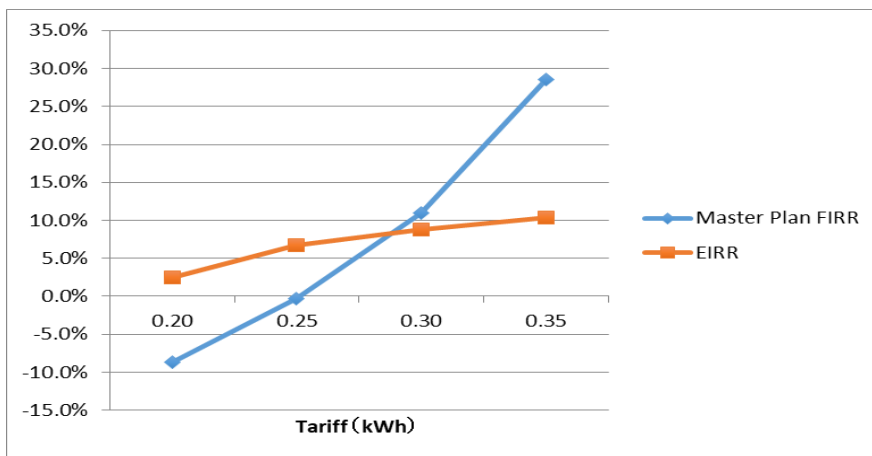
8-2-4 FIRR と EIRR の 算出結果と電力料金による感度分析

RE 電力料金設定毎の FIRR と EIRR の算出結果を表 8-2-4.1 と図 8-2-4.1 に示す。電力販売料金が上昇すると FIRR は EIRR を大きく上回る。これは FIRR には RE 供給分全てが収入として算入されているのに対して、EIRR には国家全体として RE による電力供給純増分のみが便益として算入されるためである。

表 8-2-4.1 電力料金による FIRR と EIRR の感度分析

Tariff	Tariff (\$/kWh)			
	0.20	0.25	0.30	0.35
Master Plan FIRR	-8.7%	-0.3%	11.0%	28.6%
EIRR	2.5%	6.7%	8.8%	10.4%

[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 8-2-4.1 電力料金による FIRR と EIRR の推移

8-2-5 その他の留意事項

- DEG 電力開発は本調査には含まれない。よって、2025 年までの電力供給に必要な新規の DEG 設備投資費用は見込まない。
- PV 導入比率にかかわらず、DEG 維持管理費用は 2017 年から軽減しないとした。
- 長期にわたる物価上昇率を予測することは困難であり、本事業の費用と便益が将来的に同じように増加するとすれば、費用と便益に関わるインフレは相殺される。よって 2017 年を基準として、各項目における物価上昇率は考慮しない。

8-2-6 経済価格への変換ツールにより算定した電力価格

長期限界価格 (LRMC) を経済価格への変換ツールとして算定した電力価格を参考にととして以下に示す。

8-2-6-1 長期限界費用 (LRMC)

プロジェクト分析では想定される投資事業の長期限界費用を算出し、年間の維持管理費を足した金額を「当該プロジェクトの実施 (建設・維持運営) に係る年次ベースの限界費用」と考え、この「限界費用」を「当該サービスの提供価格 (限界費用価格)」として「案件の生み出す経済便益」の貨幣タームでの算出値とする。

LRMC の推定には資本回収係数 (CRF) が応用され、以下の式で表される。

$$\text{LRMC} = \text{プロジェクト費用} \times \text{CRF} + \text{年次維持管理費用}$$

$$\text{資本回収係数 (CRF) の定義式: } \text{CRF} \equiv \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

(i : 割引率 n : プロジェクト期間)

上記式より算定した PV 発電 LRMC : US\$0.287/kWh

上記式より算定した送電・変電 LRMC : US\$0.051/kWh

8-2-7 経済性分析結果からの考察

国家経済への経済的リターンを示す EIRR が開発案件を対象とした社会的割引率⁶である 9%を達成するには、電力料金を US\$0.30/kWh の料金設定をする必要があり、現状の DEG による供給価格とほぼ同水準である。ただ、DEG による電力価格は燃料費による変動が大きいため、中長期にわたって PV と DEG による価格差を予測するのは現実的でない。例えば DEG 電力料金は 2012 年～2014 年の料金は US\$0.40/kWh 超であり、原油価格相場によっては PV コストを容易に上回る水準となる。また、当然その逆もあり得る。

一方で原料価格に左右されず、安定した発電費用が見込める PV をパラオにおける電力供給システムに組み込むことは PPUC にとって事業コストの変動を抑えて、電力需要者に安定した価格での電力供給を可能とする。さらに、輸入資源に依存する DEG 電力とは別に、PV 発電事業を所有すること

⁶ 社会的割引率はアジア開発銀行が大洋州諸国への開発援助プロジェクトに適用する 9%とする。

は事業運営に最適な発電ミックスの選択を PPUC が持てることとなる。よって PPUC が PV を通じた RE に本格的に参入することには電力事業運営への経済的な合理性がある。

8-3 資金調達計画

8-3-1 外部資金調達の必要性

経済性ととも現時的な資金調達計画があつてこそ、本プロジェクトの実施は可能となる。RE の設備投資資金を PPUC は自己資金で賄うことはできない場合は、外部から供与金、借入による資金調達が必要となる。

8-3-2 資金調達先候補

供与・借入の主たる調達候補先を以下に示す。

(1) 国際開発協力援助機関

アジア開発銀行、JICA、その他国際開発援助機関など。

供与、もしくは譲与的条件貸付けでの返済と金利負担が少ない借入が望まれる。

(2) 気候変動緩和のための多国間基金

緑の気候基金（Green Climate Fund : GCF）などの開発途上国の温室効果ガス削減（緩和）と気候変動の影響への対処（適応）を支援するための基金など。

供与、もしくは譲与的条件貸付けでの返済と金利負担が少ない借入が望まれる。

(3) プライベートローン

民間銀行ローン、民間投資ファンドからのローンなど。

返済と金利負担は民間金融市場に沿った借入となる。

(4) 民間電力卸業者（IPP）の導入

民間による電力開発投資であり、PPUC の投資負担は生じない。

8-3-3 マスタープラン資金繰りスケジュール

マスタープランに係る借入比率を任意に3ケース設定し、PPUC の資金繰りを示す。資金繰りスケジュールはマスタープラン終了後よりさらに5年後の2030年まで算定した。また、借入条件は13年（グレース期間8年間）、金利は譲与的条件貸付け優遇金利3.0%とした。

以下の表に示す通り、借入比率が80%の場合は2030年時点においても、外部から借入金が必要となる。

(1) 電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 30%、借入金利 3.0%の資金繰り

表 8-3-3.1 電力料金 US\$0.30/ kWh, 借入比率 30%、借入金利 3.0%の資金繰り

Financing Projection for Master Plan										
Year	Out Flow (US\$, million)				In Flow (US\$, million)					Net Cash (USD, million)
	Expenditure and O&M Cost	Loan		Total Out Flow	Electric Power Revenue	Finance			Total Inflow	
		Repayment	Interest			Equity	Debt	Total		
1 2018	28,966,529	0	60,722	29,027,251	22,280,371	4,722,816	2,024,064	6,746,881	29,027,251	0
2 2019	36,785,753	0	185,506	36,971,259	23,106,344	9,705,440	4,159,474	13,864,915	36,971,259	0
3 2020	34,568,983	0	278,445	34,847,428	24,520,893	7,228,575	3,097,961	10,326,535	34,847,428	0
4 2021	19,928,830	0	278,445	20,207,275	25,364,107	0	0	0	25,364,107	5,156,832
5 2022	35,256,700	0	364,588	35,621,288	26,049,842	6,700,012	2,871,434	9,571,446	35,621,288	0
6 2023	48,908,979	0	566,301	49,475,280	27,062,727	15,688,787	6,723,766	22,412,553	49,475,280	0
7 2024	45,298,805	0	729,893	46,028,698	27,851,824	12,723,812	5,453,062	18,176,874	46,028,698	0
8 2025	41,960,017	0	852,993	42,813,010	29,135,238	9,574,441	4,103,332	13,677,773	42,813,010	0
9 2026	18,247,869	5,686,619	682,394	24,616,882	29,576,856	0	0	0	29,576,856	4,959,973
10 2027	18,495,361	5,686,619	511,796	24,693,775	30,157,454	0	0	0	30,157,454	5,463,679
11 2028	18,725,179	5,686,619	341,197	24,752,995	30,696,591	0	0	0	30,696,591	5,943,597
12 2029	18,936,086	5,686,619	170,599	24,793,303	31,191,365	0	0	0	31,191,365	6,398,061
13 2030	19,122,643	5,686,619	-0	24,809,262	31,629,015	0	0	0	31,629,015	6,819,753

(2) 電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 80%、借入金利 3.0%の資金繰り

表 8-3-3.2 電力料金 US\$0.30/ kWh, 借入比率 80%、借入金利 3.0%の資金繰り

Financing Projection for Master Plan										
Year	Out Flow (US\$, million)				In Flow (US\$, million)					Net Cash (USD, million)
	Expenditure and O&M Cost	Loan		Total Out Flow	Electric Power Revenue	Finance			Total Inflow	
		Repayment	Interest			Equity	Debt	Total		
1 2018	28,966,529	0	164,414	29,130,943	22,280,371	1,370,114	5,480,458	6,850,572	29,130,943	0
2 2019	36,785,753	0	504,836	37,290,589	23,106,344	2,836,849	11,347,395	14,184,244	37,290,589	0
3 2020	34,568,983	0	764,334	35,333,317	24,520,893	2,162,485	8,649,939	10,812,424	35,333,317	0
4 2021	19,928,830	0	764,334	20,693,164	25,364,107	0	0	0	25,364,107	4,670,943
5 2022	35,256,700	0	1,009,527	36,266,227	26,049,842	2,043,277	8,173,108	10,216,385	36,266,227	0
6 2023	48,908,979	0	1,571,554	50,480,533	27,062,727	4,683,561	18,734,245	23,417,807	50,480,533	0
7 2024	45,298,805	0	2,039,223	47,338,028	27,851,824	3,897,241	15,588,964	19,486,204	47,338,028	0
8 2025	41,960,017	0	2,404,732	44,364,749	29,135,238	3,045,902	12,183,609	15,229,511	44,364,749	0
9 2026	18,247,869	16,031,544	2,086,728	36,366,141	29,576,856	1,357,857	5,431,428	6,789,285	36,366,141	0
10 2027	18,495,361	16,031,544	1,752,714	36,279,618	30,157,454	1,224,433	4,897,732	6,122,165	36,279,618	0
11 2028	18,725,179	16,031,544	1,402,880	36,159,602	30,696,591	1,092,602	4,370,409	5,463,011	36,159,602	0
12 2029	18,936,086	16,031,544	1,037,463	36,005,093	31,191,365	962,746	3,850,982	4,813,728	36,005,093	0
13 2030	19,122,643	16,031,544	656,886	35,811,073	31,629,015	836,412	3,345,646	4,182,058	35,811,073	0

(3) 電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 50%、借入金利 3.0%の資金繰り

表 8-3-3.3 電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 50%、借入金利 3.0%の資金繰り

Financing Projection for Master Plan										
Year	Out Flow (US\$, million)				In Flow (US\$, million)					Net Cash (USD, million)
	Expenditure and O&M Cost	Loan		Total Out Flow	Electric Power Revenue	Finance			Total Inflow	
		Repayment	Interest			Equity	Debt	Total		
1 2018	28,966,529	0	101,820	29,068,349	22,280,371	3,393,989	3,393,989	6,787,978	29,068,349	0
2 2019	36,785,753	0	311,686	37,097,439	23,106,344	6,995,547	6,995,547	13,991,095	37,097,439	0
3 2020	34,568,983	0	469,449	35,038,433	24,520,893	5,258,770	5,258,770	10,517,540	35,038,433	0
4 2021	19,928,830	0	469,449	20,398,279	25,364,107	0	0	0	25,364,107	4,965,828
5 2022	35,256,700	0	616,804	35,873,504	26,049,842	4,911,831	4,911,831	9,823,662	35,873,504	0
6 2023	48,908,979	0	958,881	49,867,860	27,062,727	11,402,567	11,402,567	22,805,134	49,867,860	0
7 2024	45,298,805	0	1,239,173	46,537,978	27,851,824	9,343,077	9,343,077	18,686,155	46,537,978	0
8 2025	41,960,017	0	1,453,345	43,413,363	29,135,238	7,139,063	7,139,063	14,278,125	43,413,363	0
9 2026	18,247,869	9,688,969	1,162,676	29,099,514	29,576,856	0	0	0	29,576,856	477,341
10 2027	18,495,361	9,688,969	872,007	29,056,337	30,157,454	0	0	0	30,157,454	1,101,117
11 2028	18,725,179	9,688,969	581,338	28,995,486	30,696,591	0	0	0	30,696,591	1,701,105
12 2029	18,936,086	9,688,969	290,669	28,915,724	31,191,365	0	0	0	31,191,365	2,275,641
13 2030	19,122,643	9,688,969	0	28,811,612	31,629,015	0	0	0	31,629,015	2,817,403

(4) 借入比率の違いによる借入残高の推移

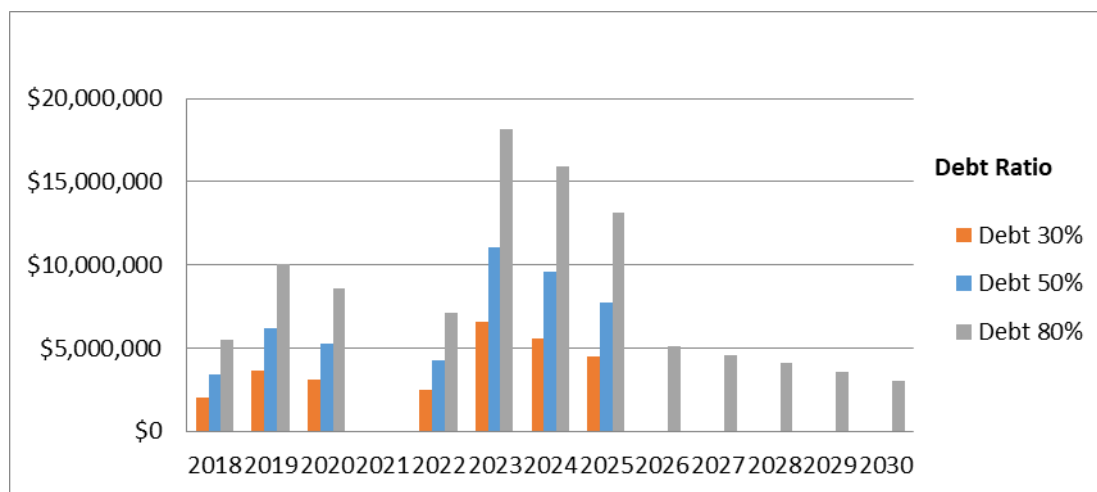


図 8-3-3.1 各借入比率での外部資金調達額（電力料金\$0.30/kWh、借入金利 3.0%に設定）

8-3-4 その他の条件における資金調達額の比較

異なる電力料金と借入金利条件⁷での債務返済額を図 8-3-4.1～8-3-4.3 にて示す。売り上げ収入を決定する電力料金が資金調達額に影響するに大きな感度要項となる。

(1) 各電力料金での外部資金調達額（借入比率 50%、借入金利 3.0%に設定）

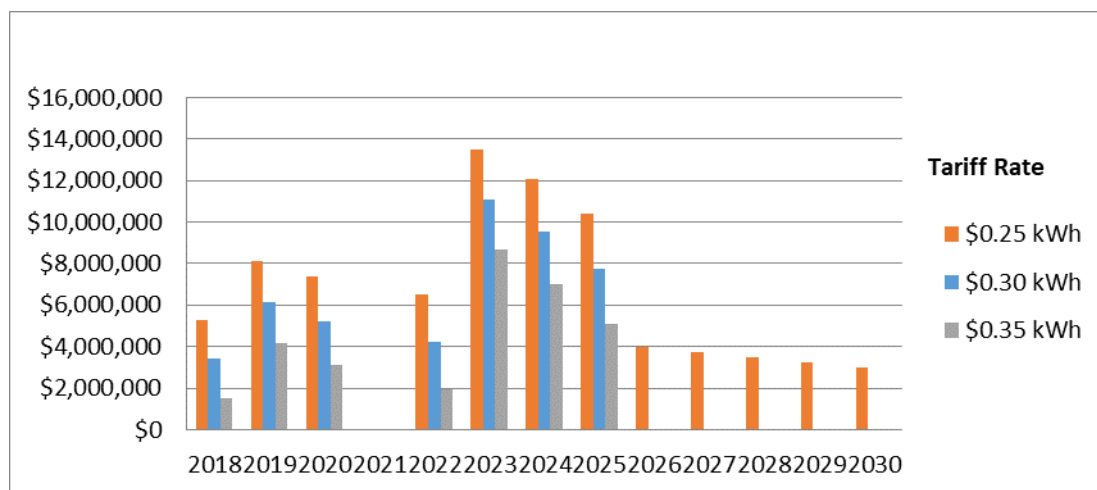


図 8-3-4.1 各電力料金での外部資金調達額（借入比率 50%、借入金利 3.0%に設定）

電力料金の設定が借入金の返済には大きく影響する。\$0.25kWh の料金では 2030 年時点でも外部借入が必要となる。

⁷ 借入金利シナリオとして 3%は援助機関からのソフトローンとして米国債 10 年物の水準、8%はパラオ政府系銀行の借入金利、そして 13%は、パラオにおける担保なしの一般事業者向け商業貸付として設定した。

(2) 各借入金利での外部資金調達額（電力料金 US\$0.30 kWh,借入比率 50%に設定）

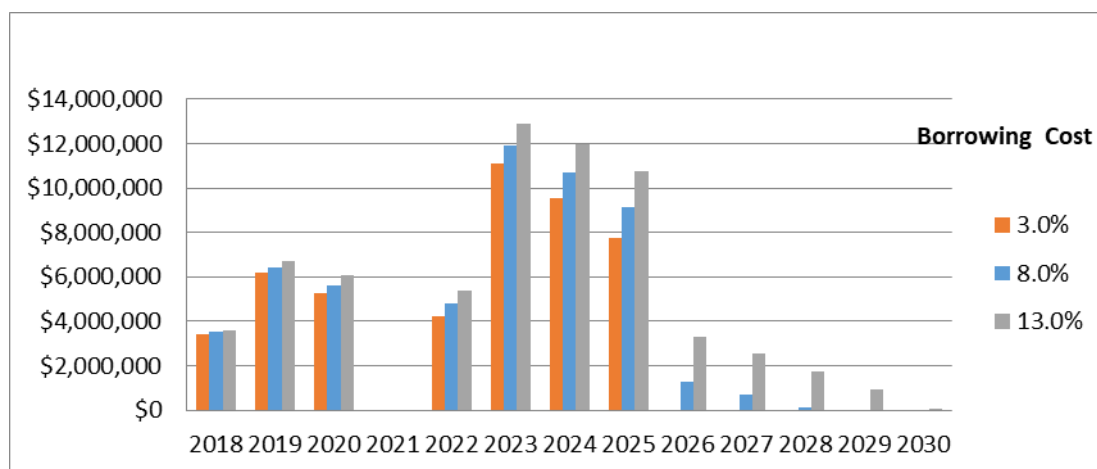


図 8-3-4.2 各借入金利での外部資金調達額（電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 50%に設定）

金利が 13% の場合は 2030 年まで借入が続く。

8-3-5 資金返済計画の考察

PV 投資が終了するのは 2025 年であり、設備費用に必要な外部資金の返済にはプラスのキャッシュフローを早期に積み上げる必要がある。それには 1) 借入金を賄う十分な電力収入を得られる電力料金を設定する、そして 2) 借入比率を抑えて、自己資金と供与を中心に投資を実施するのが望ましい。

8-4 民間電力卸業者（IPP）導入の検討

8-4-1 民間電力卸業者（IPP）

IPP は電力事業を行い、電力を最終需要家ではなく、電力会社に卸売りする民間事業者である。一般的に IPP が参入する電力事業は発電セクターが中心となる。送配電事業には全ての顧客がグリッドに公平にアクセスできる開放性を提供するなど電力消費者の利便性と公共性を重視した事業運営が事業採算性より求められるためである。Palau Energy Road Map においても、必要な投資分野を多く占めるのは再生エネルギー（RE）による発電事業であり、このセクターが IPP による投資対象事業となる。

各国における IPP 導入事例としては、電力事業自由化による競争と規制緩和を通じた電力部門の効率化を目的とする場合もある。しかしながら、今回パラオに IPP を推進する主な理由は、民間資金の活用により、RE 投資に必要な資金を充当するためであり、電力自由化による効率性の追求は二次的なものとなる。

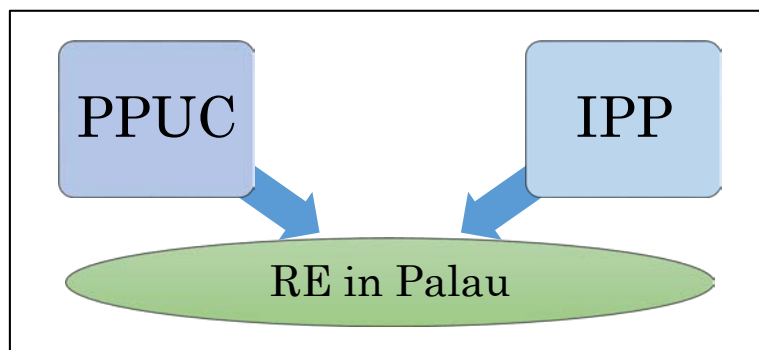
8-4-2 パラオ RE 市場への IPP 導入考察の背景

Palau Energy Road Map では 2025 年までに総発電量の 45% を再生可能エネルギー（RE）により発電供給することを目標としている。調査団が算定した RE 目標 45% 電力開発のための太陽光発電（PV）投資に必要な金額はパラオ年間国家予算を上回る金額となるため、パラオ政府が全ての投資額を自

己資金で手当するのは容易でない。

資金調達ソースとして国際開発援助機関からの貸出および供与支援や気候変動に関する公的基金などが検討できるが、RE 45%を達成するために必要な資金が全て調達できるとは限らない。したがって、政府と PPUC による投資だけでなく、民間資金を活用することも必要であり、選択肢として IPP 導入による RE 電力への投資も検討すべきである（図 8-4-2.1）。

IPP 導入はパラオで初めての大掛かりな民間電力事業者の進出となるため、IPP 事業スコープ設定、事業ファイナンス、契約交渉手続きなどパラオ政府と PPUC にとって未経験業務となる。従って、IPP 導入にかかる技術、及び財務コンサルタントの雇用を検討すべきである。

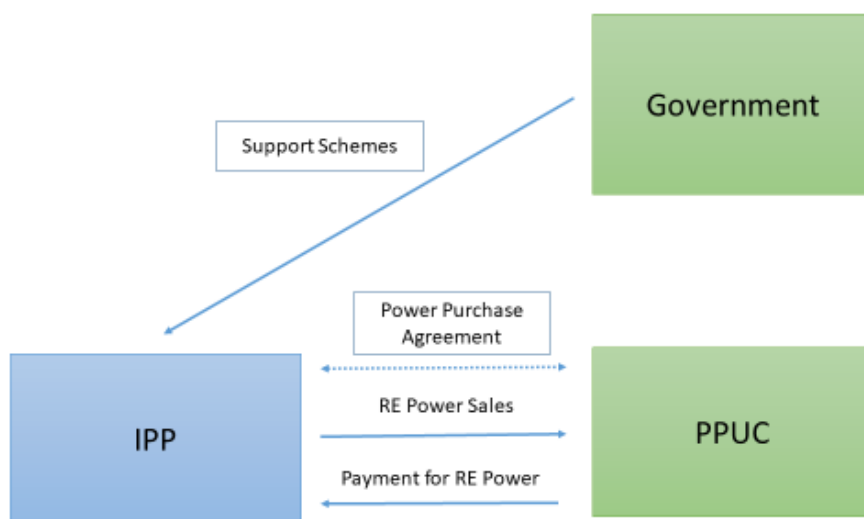


[出所] 調査団作成

図 8-4-2.1 RE 事業への IPP 導入

8-4-3 電力卸業者として IPP と PPUC の位置づけ

IPP 導入後の電力卸業者として IPP と PPUC の位置づけを以下の図に示す(図 8-4-3.1)。IPP は Power Purchase Agreement (PPA) を PPUC と契約後に RE 発電電力を卸売りして、PPUC はその代金を支払う。パラオ政府は IPP に対して後に提示する支援策を実施する。



[出所] 調査団作成

図 8-4-3.1 RE 事業への IPP 導入の流れ

8-4-4 IPP 導入後のパラオにおける PV 電力取引の流れ

IPP 導入後の PPUC の電力事業運営を以下の図に示す (図 8-4-4.1)。

IPP は PPUC とは別の事業体として、RE による発電事業を実施する。発電された電力は IPP が PPUC の送電システムに接続して、消費者向けサービスを含む送配電事業は PPUC がこれまで通り実施することとなる。

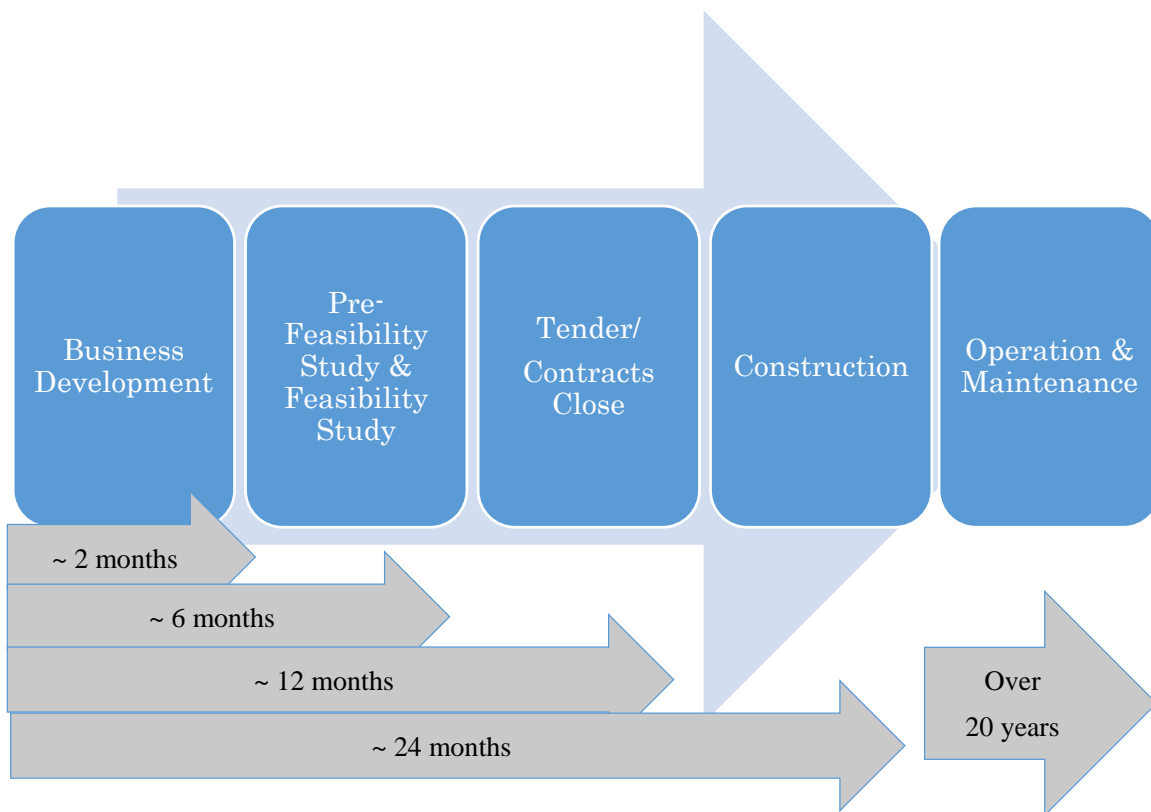


[出所] 調査団作成

図 8-4-4.1 IPP 導入後の PPUC 電力事業運営

8-4-5 IPP による PV 投資の業務実施ロードマップ

ここでは IPP から見た業務実施ロードマップを記載する。投資主体としては事業者単独、もしくは複数の事業者と投資家が出資するスキームがあり、プロジェクト資金は一般的に株式投資と負債部分をカバーするプロジェクトファイナンスにて調達される。本プロジェクトにおける RE は太陽光発電 (PV) が安定性、経済性を基に選択されている。PV プロジェクトの開発は、事業立案、事前フィージビリティスタディ、フィージビリティスタディ、入札・契約締結、開発と設計、建設、維持運営管理 (O&M) の各段階に分けることができる (以下の図 8-4-5.1)。一般的に、開発段階が進むにつれ、事業者の調査費用支出は増加するが、IPP プロジェクト実施におけるリスクと不確実性は軽減されこととなる。



[出所] 調査団作成

図 8-4-5.1 IPP による事業実施ロードマップ

(1) 事業立案 (所要期間約 2 ヶ月)

事業機会の特定と立案計画をたてる。

- ✓ プロジェクト機会の特定と事前審査
- ✓ リスク管理
- ✓ 地理的市場リスクの整理
- ✓ サイトの識別
- ✓ 事業スキームの選択 (単独事業者による事業実施または PPP)

(2) 事前フィージビリティスタディ (所要期間約 2 ヶ月)

主要な制約と課題を洗い出すために境界領域の懸念を含む土地賃貸借/アクセスを特定するためのサイト訪問 (初期調査) などを実施する。

- ✓ グリッド接続を含む様々な技術ソリューションの概念設計と評価
- ✓ プロジェクト見積原価計画
- ✓ 推定されるエネルギー収量、PV システム
- ✓ Tariff や PPA などのインセンティブに基づく推定エネルギー料金。
- ✓ 初期の環境および社会的影響の特定
- ✓ 当初のライセンス許諾と見積もり費用、見積もり費用、および推定タイムラインの検討
- ✓ プロジェクトスキームの選択

(3) フィージビリティスタディ (所要期間約 2 ヶ月)

- ✓ 事前フィージビリティスタディの各項目を詳細に進行する
- ✓ 詳細な許可とライセンスのロードマップを作成し、利害関係者と管轄権を持つすべての当局との協議を開始して同意を得る

(4) 入札と特定後の契約締結 (所要期間約 6 ヶ月)

入札条件を決定する。

関連する許可証およびライセンスの取得をする。

- ✓ 土地賃貸契約
- ✓ 環境影響評価
- ✓ 建物の許可/計画の同意

事業実施に不可欠な契約を締結する。

- ✓ グリッド接続契約。
- ✓ Power Purchase Agreement

(5) 建設 (所要期間約 12 ヶ月)

ベストプラクティスによる建設管理の実施によって、時間期限とコスト上限内に契約に基づく事業実施運営に十分な品質水準にて PV 発電施設を建設する。

(6) 施設運用と保守 (建設完了後から約 20 年間)

PV プラントは一般的に他の発電技術と比較して、施設保守点検の要件は低い。しかしながら、エネルギー収率を最適化し、システムの寿命を最大化するには、PV プラントの適切なメンテナンスが不可欠でとなる。

8-4-6 競争による調達プロセス

PPUC・エネルギー庁が実施する IPP 導入のための競争による調達プロセスを以下に示す。

調達の開始	• PV 発電需要と供給の詳細を明らかにする。
デューデリジェンス	• 関心ある事業者が入札書類を提出する。 • 入札者の審査をする。
落札者の決定	• PPUC・エネルギー庁が提案依頼書を発行する。
提案の審査	• 実現可能性、料金、入札者の資金調達可能性について審査をする。
優先入札者の承認	• 優先入札者との PPA 交渉を実施する。

図 8-4-6.1 IPP 導入のための競争による調達プロセス

8-4-7 電力購入契約（Power Purchase Agreement : PPA）・接続契約

PPA・接続契約はPPUCとIPPの双方によって締結される最も重要な契約となる。

PPAは、発電事業のために電力を生産する者（売り手、IPP）と電力を購入しようとする者（購入者、国有の公益事業会社であることが多い）の2者間の契約である。IPPがPPUCに納入する電力価格と数量をPPAにて保証することにより、IPPにとってプロジェクト収益の不確実性を避けることが出来る。本件の場合IPPは、電力卸売業者としてPPUCに電力を販売してPPUCが購入した電力は送配電事業を通じて最終需要者に供給される。

PPAは、IPP事業者にとってPV発電プロジェクトファイナンスのための最も重要な合意となるため、融資契約、グリッド接続契約などのその他すべての関連契約は、PPAと整合する必要がある。PPAは、プロジェクトが商業運転を開始する日、電力供給スケジュール、料金、供給予定の電力量、支払条件、契約者いずれかの側のパフォーマンスの低下に対する罰則、および契約解除のための規定など両当事者間の電力販売に影響を及ぼす商業的条件のすべてを定義することとなる。

PPAは一般的なフォーマット⁸があり、交渉のための初期の枠組みを提供するために標準化されている。その中で、関税、販売される電力の量、契約の期間など、電力購入条件を設定することとなる。PPAをレビューする際に考慮すべき重要な項目を以下に示す。

（1）固定価格買い取り制度（Feed-in Tariffs : FIT）

固定価格買い取り制度（Feed-in Tariffs : FIT）

固定価格買い取り制度（FIT）は、太陽光発電所によって生成された電力単位に支払われる固定価格である。通常、政府機関からの承認を受ける必要がある。

（2）PPA 契約期間

買い取り価格と共に、契約期間はIPP事業者とオフテイカー両方にとって重要な項目である。PVプラントには15年から25年のPPAが望ましく、比較的一般的である。

（3）供給責任

通常PPA契約においては、電気事業者（PPUC）は、再生可能エネルギーについて、固定価格での買取・支払義務を負担する一方で、IPPは、特に、数量的義務（ある一定の出力・供給義務）、排他的義務（全量を特定契約の相手方である電気事業者に供給し、特定契約の相手方である電気事業者以外の第三者あるいは卸電力市場への供給を制限される義務）を負担するものではない。

（4）費用負担

PV電力を送電系統へ接続するのに必要な費用はIPP負担となる。

費用に関しては、IPPから接続の請求があった場合、PPUCは費用の内容及び積算の基礎が合

⁸Standard PPAs can be obtained through World Bank Web site; <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sector/energy/energy-power-agreements/power-purchase-agreements>

理的なものであること並びに当該費用が必要であることの合理的な根拠を示さなければならない。

但し、PPUC が PV 電力の受給に必要な系統連系のために設置する設備と設置工事のための費用は PPUC の負担となり、設備の所有権は、PPUC に帰属する。

(5) グリッドコードの策定

PV 発電にどこまでの系統貢献を求めるかというルールを、グリッドコード (Grid Code、系統運用規定) として規定する必要がある。グリッドコードの内容は PV 発電や電力系統の状況をみながら随時更新される。つまり、技術面の動向を踏まえながら、電力系統で求められるべき電力品質を見定めて、系統連系する PV に求められる仕様を明確化することである。

グリッドコードは PPUC が策定して IPP に遵守を求めることになる。

(6) 出力制限

電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合に、IPP の供給する再生可能エネルギー電気を補償措置なく抑制することができること等について契約内容として確認する。

(7) 販売された電力への税金

FIT 制度の下では、プロジェクトの期間中、固定電力卸価格が適用されることとなる。設定される税率は事業者にとって重要な投資判断項目となる。

8-4-8 IPP 導入促進の支援策

IPP 導入を促進するためには、PPA の他に以下の支援策が考えられる。

➤ 税の減免

税制優遇措置は、資本支出のための税額控除、付加価値税 (VAT) の削減、法人所得税の控除、輸入税/関税控除、加速償却など、太陽光などの再生可能エネルギー事業を事業者に進めるためのツールである。

➤ パラオ政府による支払保証

IPP 側がパラオに参入するのにオフテイカーからの販売電力の支払遅れを懸念している場合は政府による支払保証を考慮すべきである。

➤ 国際機関からの保証

政府保証では事業者の懸念が残る場合は国際機関からの保証、例えば世界銀行の Partial Risk Guarantee を得る必要がある。

➤ 政策リスク保険 (Policy Risk Insurance, PRI)

PRI は、強制収用、戦争と内乱といった特定のリスク、政府政策の変更による契約違反に対する保険である。世界銀行の機関である Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) が PRI を

提供する。

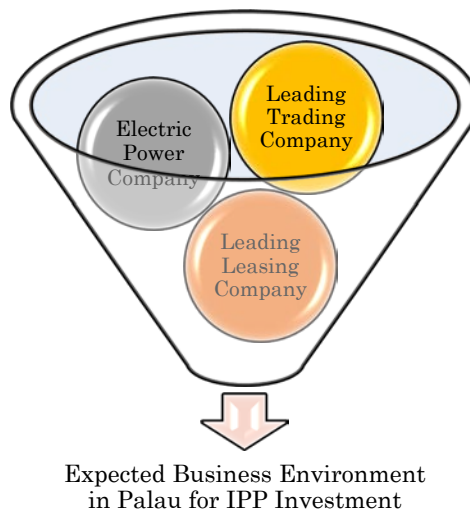
8-4-9 IPP 導入のためのガイドライン

IPP の事業計画、事業実施後のゴールポストの変更を避けることが重要であり、長期契約において恣意的でない、透明な規制枠組みを設定して運用する政府の以下のコミットメントが必要となる。

- ✓ IPP 事業にかかる明確な法律や規則を発行すること
- ✓ 順序だったスムーズな承認プロセス
- ✓ 認可されたビジネススキームとライセンスの明確化
- ✓ 事業計画、実施後の受入国の都合による一方的なゴールポストの変更を避ける

8-4-10 パラオ RE 事業への IPP 事業者の投資スタンス

既に海外での RE 発電を実施している IPP 事業者に聞き取り調査を実施した。対象とした事業者は商社、電力会社、そしてリース会社であり、すべて民間大手企業である。聞き取り項目はパラオに IPP 事業参入する関心の有無、参入するにあたり望ましい事業環境、投資スキーム、投資期待リターン、そして事業計画から実施までの時間軸である。



(1) 大手商社

- PV による 44MW 発電量は投資案件としてサイズが小さい。通常は 100MW 超の IPP 案件を投資対象案件としている。大手商社は投資金額が大きいプロジェクトに対してファイナンスにおける調達規模とコストに優位性を持っている。パラオ本案件の規模においては、入札においてより小回りの利く事業者に対してその優位性が活用できない。
- 事業者が投資決断するにおいて重要なのは事業サイトの確約、そして支払い保証である。通常はオフテイカーへの政府保証で実施しているが、格付けがない国では国際機関の保証、例えば世界銀行の Partial Risk Guarantee が必要な場合がある。その他の支払保証としては、銀行の信用状 (Letter of Credit) も考えられる。保証にかかる費用はすべて受入国の負担となる。
- PV 投資はサイズが大きく、また日照時間が安定しており、電力供給変動リスクが小さい中

東諸国を中心に実施している。日照時間のブレによる発電量変動リスクが大きい案件の場合は、それに見合った売電価格設定が必要となる。

- 立案から事業開始までは 24 か月あればよい。しかし受入国に実績がない場合はさらなる期間が必要となる。
- 投資立案を迅速に進めるにはオフテイカーからの事前提供データが必要である。特に土地サイト、気象条件、日照条件、環境データは重要であり、この時点で秘密保持契約 (Non-Disclosure agreement、Confidential agreement)を結ぶことが多い。
- 入札前に外部コンサルタント、法務アドバイザーなどの協力を得て調査を実施してプロジェクトファイナンスが成立可能な案件に仕上げる必要があること、これらの費用は事業者の負担となる。
- 太陽光発電における PPA では固定価格での売買契約となる。期間は中東の例では 25 年～30 年であり、価格は固定ではあるが、定期的に受入国のインフレに合わせて調整される。
- 事業に見込むプロジェクトリターンは 10%が目安となる。Equity 投資リターンだけで見れば 20%超が望ましい。
- 投資フェーズごとに分散して設備投資するよりも、一度に 44MW すべてを投資するのが望ましい。そうすれば、事業投資が中途中断するリスクを避けることができる。
- 大手商社は既に海外での IPP においては十分な実績による知見があり、国際機関からのアドバイザーサービスは必要としていない。ただ、受入国に実績がない場合は、彼らの負担で利用すれば取引はスムーズに進むと考える。

(2) 大手電力会社

- IPP 事業は火力発電が中心であるが、今後は RE に注力する。海外における RE 事業投資は欧州、北米、アジアを中心に実施しており、IPP としてはタイにて風力発電 180MW、PV 発電 30MW の実績がある。
- RE 案件の選択には投資規模と電力販売市場の安定が重要な検討課題となる。20MW 以下のサイズでは事業調査にかかる費用を勘案すると十分な投資リターンを得にくい。よって、RE 投資をきっかけにしてさらなる追加事業の展開が見込める案件、受入国が候補となる。今後の海外 RE 投資として十分な規模が見込める洋上風力発電を大きなターゲットとしている。
- 事業立案には調査権に関する MOU、政府保証、ライセンス認証などを受入国政府と結べる案件であること、またはこれら契約の事前了承を相手国から得ることが望ましい。
- RE 投資案件として総額 44MW の事業規模は小さい。他の案件の比較となる中で、パラオにさらなる追加の関連事業機会がないと投資案件として選定できない。
- 海外 RE 事業に関しては、ゼロからの事業立案と維持管理業務を含めて実績が十分でないため、受入国事業体への出資による純投資が現在は中心となっている。出資先には人員を送り込んで、事業ノウハウの獲得に努めている。
- 事業立案から入札までは 6 ヶ月から 12 ヶ月が必要であり、その後 PPA と銀行との借入契約を締結するにはさらに 3 ヶ月必要となる。その後の建設から事業運営開始までは 12 ヶ月あればよい。
- PPA の契約年数は 20 年が望ましい。また電力卸価格は FIT に沿った固定価格となる。契約期間中の価格変更は事業収益の予測ができないため、望ましくない。

- 事業選択のハードルとして投資リターンはドルベースで10%超となる。
- WB (World Bank) や ADB などのアドバイザーを活用した PPP スキームでの IPP 案件は実施していない。国際援助機関の関連する案件は民間主導では十分な利益が見込めない投資案件であるケースが多いと認識している。

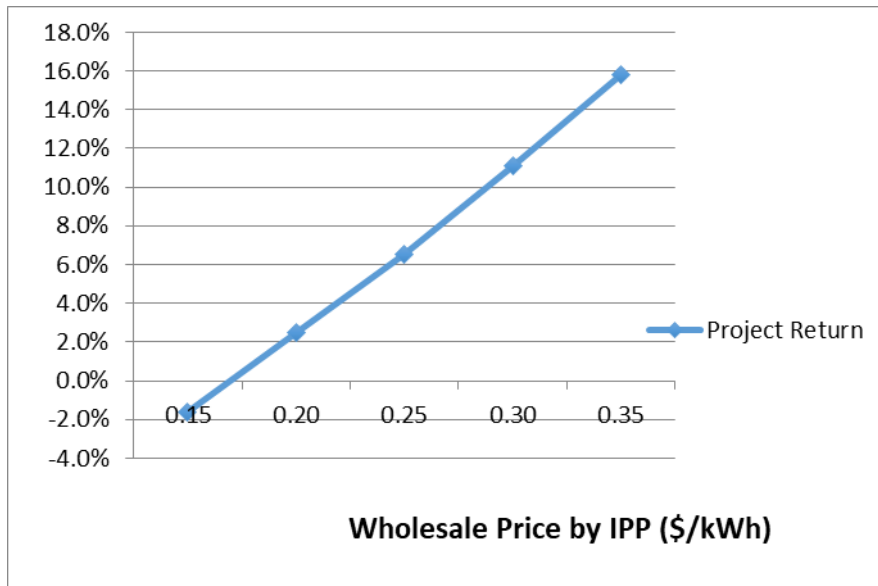
(3) 大手リース会社

- PV 総発電量 44MW はサイズとしては小さいが、単独事業者として一括して受注して事業参入できるのならば投資案件として検討できる。
- 二国間クレジット制度や NEXI の貿易保険を活用できれば、パラオにて実現性の高い PV 事業計画ができる。
- 海外での PV 事業は調査開発から実施する方針であり、パラオにおいても運営管理まで含めた事業計画を立てる。運営管理業務の規格を設定して現地での維持管理業務はローカルメンテナンス会社に委託することになる。
- 事業投資に必要なリターンは 10% である。パラオの場合は日照時間など発電量変動リスクや事業規模にあった採算性を考慮すると 15% 程度は必要となるだろう。
- PV 投資には PPA による固定価格での卸売り価格の設定と契約期間 20 年から 25 年は必要となる。
- IPP 投資には民間コンサルタントは活用する。しかし、ADB などの国際機関からのアドバイザーサービスの活用は現在のところ予定していない。
- 計画立案から入札までの準備に必要な期間は短くとも 6 ヶ月が必要となる。入札特定後から建設を完了し事業実施までは 12 ヶ月必要となる。

8-4-11 IPP 投資リターン目標と卸電力価格

民間 IPP 業者による投資計画はこうした開発援助とは無関係の事業利潤計画をベースに事業投資と運営が計画される。一方で本調査ではドナーによる開発援助マスタープランとして送電網改修、系統計画と一体となった包括的な再エネルギー計画を実施しており、ここでの IPP 投資分析はその中での PV 投資計画を基にしている。そのため、民間 IPP 設備投資と本調査による設備投資計画とそのものが大きく異なるため、ここでの経済分析の結果が直接に民間 IPP の投資判断に当てはまるものではない。

IPP の投資実現可能性は RE 投資に必要な費用と RE 事業が生む収入により判断される。費用は FIRR 算定に使用した投資費用と維持管理費用となり、収入は卸電力売上として卸電力販売量 (kWh) x 卸電力価格 (\$/kWh) となる。IPP 卸電力価格による投資リターンを以下の図 8-4-11.1 に示す。



[出所] 調査団作成

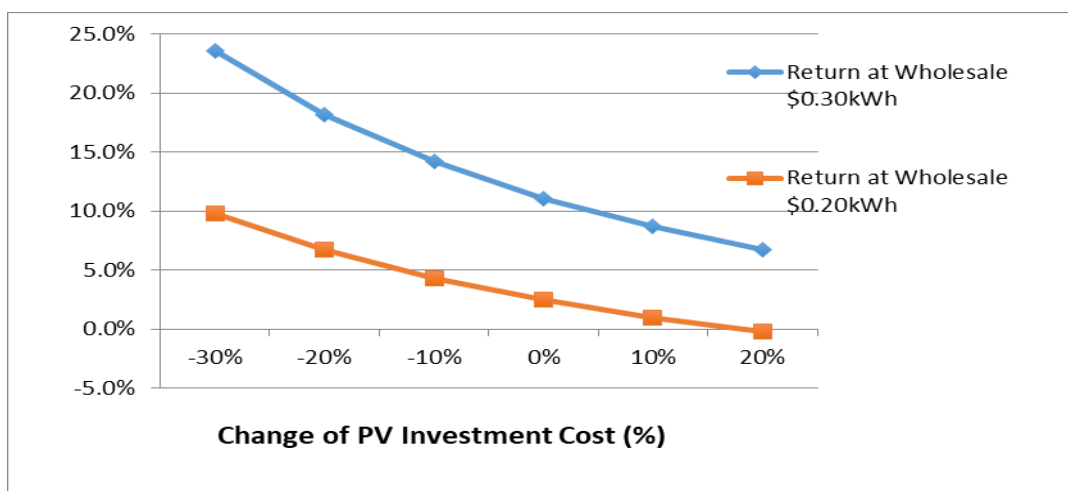
図 8-4-11.1 IPP 卸電力価格による投資リターン

8-4-12 設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化

IPP にとって事業実施の判断指標となる投資リターンは設備投資額の増減に大きく影響される。計画よりも PV 設備投資額が当初計画よりマイナス 30%からプラス 20%に変動した場合の投資リターンの比較を以下に示す。例えば、卸電力価格が 0.20\$/kWh の場合は設備投資金額が当初計画より 30% 減少すれば、投資リターンは 9.6%となる。(表 8-4-11.1、図 8-4-11.1)

表 8-4-12.1 設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化

Change of PV Investment Cost	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%
Project Return at Wholesale \$0.30kWh	23.6%	18.2%	14.2%	11.1%	8.7%	6.7%
Project Return at Wholesale \$0.20kWh	9.8%	6.7%	4.3%	2.5%	1.0%	-0.2%



[出所] 調査団作成

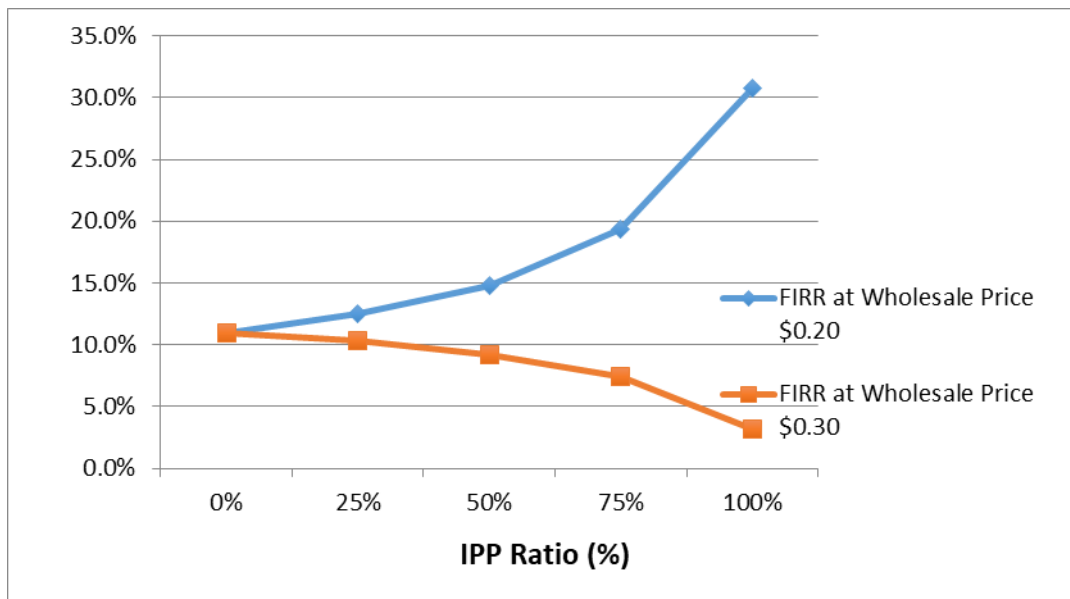
図 8-4-12.1 設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化

8-4-13 IPP 導入が PPUC 財務に及ぼす影響

IPP 導入比率が PPUC 財務に及ぼす影響として、マスタープラン FIRR の変化を以下に示す。ただし FIRR 値は最終需要者への電力販売価格は 0.30\$/kWh に設定した場合の算定とする。(表 8-4-13.1、図 8-4-13.1)

表 8-4-13.1 IPP 導入比率によるマスタープラン FIRR の変化

IPP Ratio	0%	25%	50%	75%	100%
FIRR at IPP Price \$0.20	11.0%	12.5%	14.8%	19.3%	30.8%
FIRR at IPP Price \$0.30	11.0%	10.3%	9.2%	7.4%	3.2%



[出所] 調査団作成

図 8-4-13.1 IPP 導入比率によるマスタープラン FIRR の推移

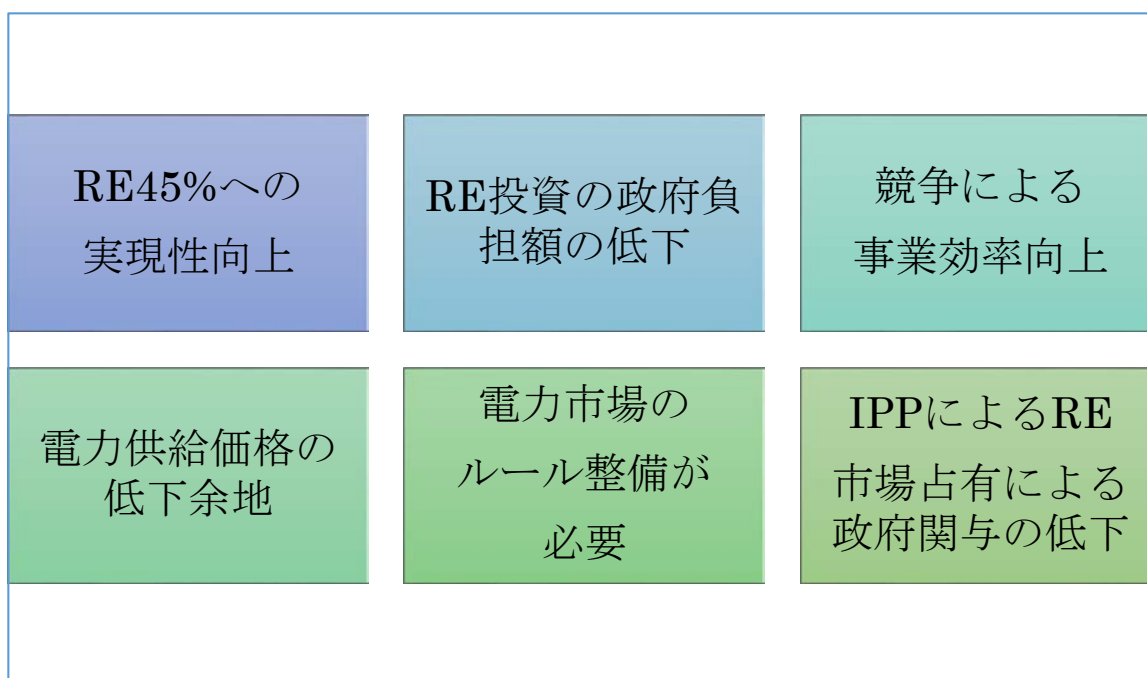
IPP からの買取価格が 0.30\$/kWh であると、PPUC にとって DEG 発電コストを上回るため、導入比率の上昇につれてマスタープラン FIRR は低下する。一方 IPP 価格を 0.20\$/kWh の場合は PPUC にとって DEG 発電コストを下回るため IPP 導入比率が高いほど、FIRR は上昇する。

8-4-14 IPP 導入に係る考察

IPP 導入はパラオ政府・PPUC にとって以下の効果と事項もたらす。

- パラオ国家目標である RE45%を実現できる可能性が高まる。本プロジェクトに必要な PV 投資額は IPP 大手事業者にとって容易に投資可能な金額であり、IPP 導入によって PPUC とパラオ政府の財政負担は大きく軽減される。
- PPUC にとって IPP から電力が提供された時のみ金銭支出が発生するため、事前のまとまった投資資金は必要ない。そのため、政府にとって電力以外の公共サービスに振り分ける国家予算を確保できる。

- 技術革新により、将来的に PV 設備投資費用が当初見込みよりも減額となり、PV 発電コストの低下が期待できる。また、市場原理が導入されることによって、民間事業者による効率的な事業運営がパラオの電力事業をより効率的にする可能性がある。
- PPUC にとって IPP からの買い取り電力価格が、DEG による発電コストを下回る場合は事業利益が増加するため、最終需要者への料金値下げも可能となる。逆に現在の発電コストを上回る水準での IPP 価格では政府の投資負担は軽減するが、電力料金の値上げ、もしくは補助金による支援が必要となる（図 8-4-14.1）。
- 全ての RE 発電が IPP 所有となると、現在のパラオ電力事業における PPUC の独占が RE 事業では民間の独占に置き換わることとなる。このような独占競争環境に置かれた事業者に投資判断を任せると、社会が必要とするほどには設備投資をしないこともありうる。
- 独立した規制機関による公平な RE 参入市場の整備が必要である。電力市場制度と資本市場が十分に整備されていない場合、公共性高い電力市場へ IPP が急速に参入すると特定企業による電力供給支配力の行使にもつながる恐れがある。特定 IPP の独占・寡占を防ぎ、効率的な電力市場の育成のため、適切な IPP 参入比率を検討する必要がある。



[出所] 調査団作成

図 8-4-14.1 IPP 導入による効果と事項

第9章 技術移転

第9章 技術移転

9-1 送配電設備の維持管理

9-1-1 送配電設備の状態

PPUC の送配電線は、全般に樹木が近接している箇所が多く見られ、特にネッケン送電線は、亘長が長くジャングル内を通過している部分が多いことから樹木接触が停電の主な要因となっている。一方、全体として主要設備は新しく、経年による致命的な劣化は見られない。

しかしながら、34.5kV および 13.8kV の主要な送配電線に施設されている区分開閉器や再閉路遮断器は、系統運用や事故復旧面で重要な機材であるにもかかわらず、故障した（一部機能の喪失）まま放置されているものが多数見られる。この状況から、細かい点検や測定ならびにそれに対応する修理を必要とする保全業務は実施されていないと考えられる。

また、送配電設備の設置位置は海岸線が近いことから、アームやボルトといった鉄製の機材類のさびによる劣化は、当面の課題として認識されている。

9-1-2 設備維持管理業務に関する PPUC の組織体制

PPUC の送配電設備の維持管理業務は配電部（Power Distribution Division : PDD）と系統運用部（System Control Division : SCD）が担当している。

PDD と SCD の組織構成をそれぞれ図 9-1-2.1、図 9-1-2.2 に示す。

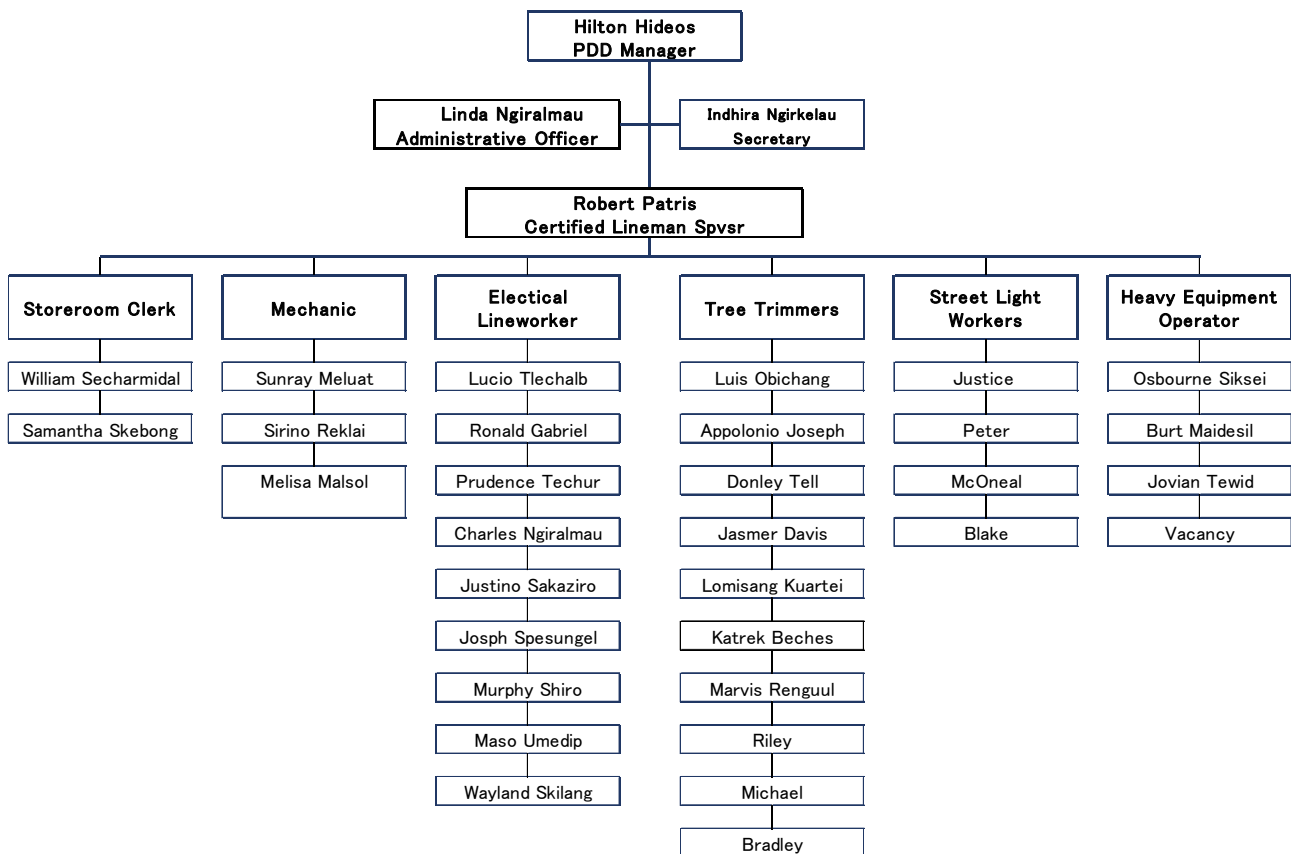
（1）Power Distribution Division : PDD の担当業務と実態

PDD は、送配電設備の新設・更新・修繕等の工事、送配電線事故時の復旧作業、並びに樹木対策としての巡視・伐採といった業務を実施している。図 9-1-2.1 において主要な割合を占める Line Worker は、送配電線事故の復旧作業とそれに伴う設備復旧を主に担当している。また、もう一つの大きい割合を占めている Tree Trimmers は、線路に接近する樹木の巡視ならびに伐採業務に専門的に従事している。

1) 樹木伐採業務

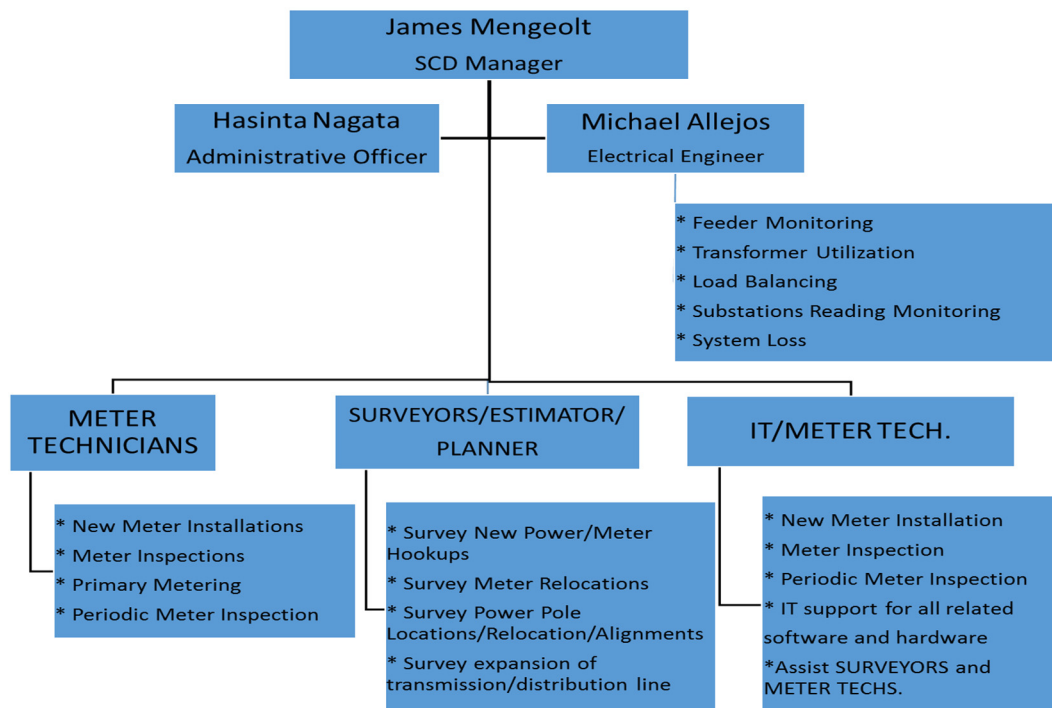
樹木伐採業務は、Tree Trimmers チーム（10 人）に外部委託業者（10 人）を加え、2つのチーム（それぞれ 5 人ずつで 10 人/チーム）を構成して計画的（図 9-1-2.3）に業務を実施している。これら Tree Trimmers と Line Worker が樹木対策技術の移転（パイロットプロジェクト 1）のカウンターパートとなる。

この体制の下で、新たに策定した「樹木対策計画（"Tree management plan"）」に基づき、Tree Trimmers チームは樹木対策に重点的に取り組んでいる。図 9-1-2.4 にバベルダオブ島における停電件数データから、樹木接触に関連が深いと考えられる要因（動植物、原因不明、ヒューズ切れ）の件数を抽出したものを示す。



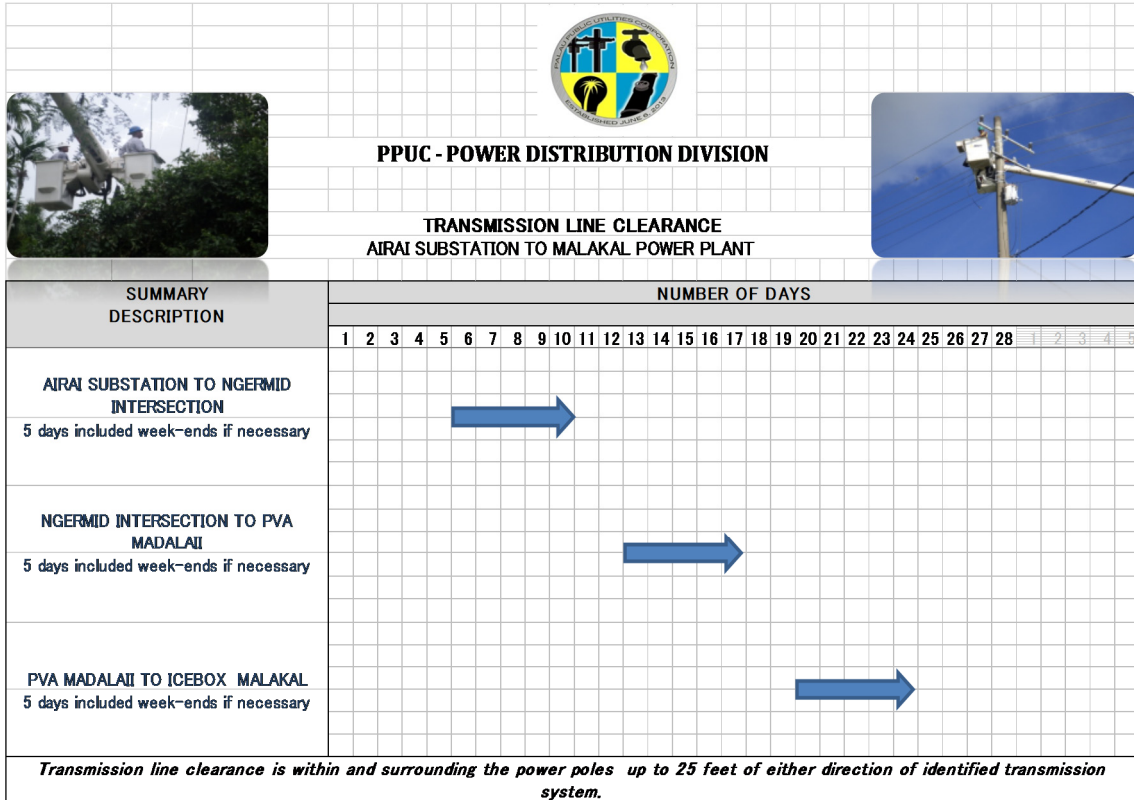
[出所] PPUC

図 9-1-2.1 Power Distribution Division : PDD の組織図



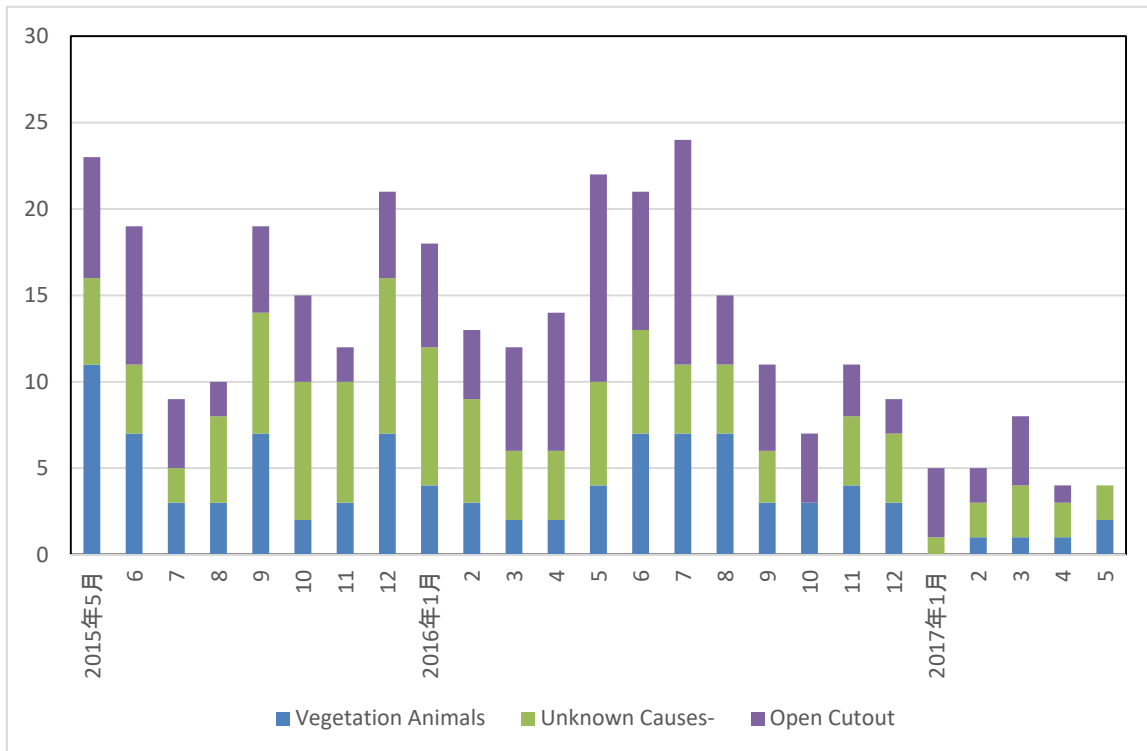
[出所] PPUC

図 9-1-2.2 System Control Division : SCD の組織図



[出所] PPUC

図 9-1-2.3 月間伐採計画




[出所] PPUC の提供データから、樹木接触関連要因（動植物、原因不明、ヒューズ切れ）分を抽出

図 9-1-2.4 バベルダオブ島 (KEIUKL・DESBEDALL 地区) の停電件数の推移

月別にばらつきはあるものの、停電件数は期間を通じ大きく減少しており、現在 PPUC が実施している樹木伐採の取組が送配電線事故の減少に有効であることが伺える。

2) 事故復旧業務

送配電線の事故復旧は、電工（Line Worker）班（9名）が中心となって緊急調査および修理を行なっている。また、夜間等の時間外においても常時2名の待機要員を確保している。停電事故の個別内容については、配電線事故報告書（図 9-1-2.5）により社内共有がなされている。主な停電は線路の保護ヒューズ取替（図 9-1-2.6、図 9-1-2.7）や、破損機材の取替により復旧させている。ただし、配電線事故報告書の情報が設備の計画的な更新（予防保全）等に向けて十分に活用されるような仕組みは整備されていない。

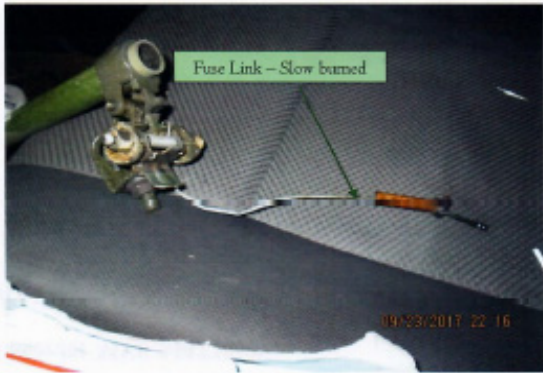


Power Distribution Division
Unscheduled Power Outage

Caller	Customer Service Representative
Date	9/23/2017
Time	9:45pm – 11:30pm
Feeder Affected	None
Cutout	Open (Line B)
Affected Areas	Part of Melekeok State (all customers connected to Line B)
Stand By Crew	Prudence Techur & Charles Ngiralmu
Work	No Power (affected area mentioned above)

PDD Crew

- Crew found an open Cut-Out (Line B) at Melekeok Sewer Pump Station.
- Fuse Link slow burned
- Replaced Fuse Link and closed Cut-Out.
- Power was restored back to normal.



[出所] PPUC

図 9-1-2.5 配電線事故報告書の例



図 9-1-2.6 PC (Primary cutout) ヒューズ筒 (内部にヒューズを取付けて電線路に設置)



図 9-1-2.7 PPUC の送配電線に設置される保護ヒューズの例 (左 : 新品、右 : 溶断後)

(2) System Control Division : SCD の担当業務と実態

SCD は送配電設備（機器類）の点検、設計業務等を担当することになっている。組織構成は、図 9-1-2.2 に示すように管理者と 3 つのセクションに分かれ、各セクションには 2~3 人程度が配属されている。また、具体的担当業務は、図 9-1-2.2 に示すように新設送配電設備の設計・電力量計の取り付け/保守・変圧器負荷管理/ロス評価を含む送配電線のモニタリング業務となっており、主要設備（線路・変圧器・開閉器等）の維持管理業務を実施するセクションは整備されていない。

SCD では、これらの業務は上記担当セクションのメンバーが兼務で実施することとしているが、現在の人数面では実質的には対応できない実状にある。さらに、主要設備の維持管理業務に必要な標準類・各種管理資料・車両が整備されていないことから、この業務は長期間実施されていない。つまり、設備維持管理の技術移転（パイロットプロジェクト 3）を実施するためのカウンターパートとなる主体が現時点では整っておらず、確定できない状況である。

9-1-3 パイロットプロジェクトの計画

JICA 調査団は送配電設備維持管理に関する設備の現場調査、業務の実施状況調査を踏まえ、技術移転のパイロットプロジェクトの進め方に関し、PPUC と協議・検討した。

9-1-3-1 樹木対策技術（パイロットプロジェクト1）

パイロットプロジェクトで使用を計画している資・機材の適用の必要性等について検討した。その検討結果を以下に記す。

（1）ポリ管

本プロジェクトの開始当初に採用を考えていた樹木対策用のポリ管については、一般に、樹木伐採作業が追付かない、または、不可能な箇所への適用を想定しているが、現地調査の結果、下記 a～c に示すような状況から、PPUC の送配電線での適用の必要性が低下していることが判明した。よって、日常業務としてのポリ管の適用を取り止めることとした。

- a. 2015 年から PPUC が計画的に樹木の伐採を行なった結果、樹木接触による事故件数が低減していることが確認された。停電の予防方策として、樹木伐採が有効であり、今後もこの取組みを継続することが重要と考えられる。
- b. ポリ管の適用が有効となるような現場状況が現在のところ見あたらない。樹木対策が必要となる箇所は、ネッケン送電線のジャングル内通過線路であるが、この部分は樹木接触の可能性がある状況が長距離にわたり連担している。さらに、樹木の生長が速く、その部分では伐採を繰り返す必要がある。一方、ポリ管適用の位置づけは、抜本対策が実施されるまでの暫定措置であることから、上述のような場所に適用すれば恒久設備となってしまう可能性がある。
- c. ポリ管取付け・撤去作業は停電作業で実施する必要がある。しかし、停電自体 PPUC として望ましくないとの意向がある。また、暫定対策で労力を割くよりも、伐採（恒久対策）を確実に実施する方が作業効率面で有利である。

（2）ツタ防止対策

1) ツタガードの取り付け箇所の選定と現状把握

ツタ植物は一般の樹木に比べて生長が速いことから、頻度の高い伐採と言った、一般の樹木対策とは異なる取組みが必要である。この伐採作業の省略・頻度抑制をねらいとして、ツタガードの取り付けを実施することとした。取り付け対象は、樹木接触によると推定される短時間停電（再開路成功の原因不明事故）が多発しているネッケン送電線としている。

ツタガード取付けの具体的候補地点については、PPUC と協議の結果、アイメリーク変電所引き出し付近の電柱、支線を重点的に選定した。この区間は、ネッケン送電線とアイメリーク - マラカル送電線が同一電柱に併架されていることから、系統信頼度面では重要区間に位置付けられる。

この取組みの始めとして、取り付け箇所選定のための調査を実施し、取り付ける電柱と支線を決定した。取り付け箇所数は、電柱と支線を合せて 66 箇所（2017.NoV.30 現在）である。調査

時（ツタガードの取り付け前）の状況を図 9-1-3-1.1 に示す。

なお、ツタガードの調達数量は上記数量よりも多いことから、残りの資材はネッケン送電線/コクサイ変電所よりも末端側の線路に適用することとした。



(a) ネッケン送電線の敷設状況



(b) 支線へのツタ巻き上がり例



(c) 電線との離隔測定



(d) ツタ巻き上がりの可能性がある電柱

図 9-1-3-1.1 ツタガード取り付け箇所調査結果

2) ツタガードの取り付け箇所/ツタ成長状況の管理資料

ツタガードの取り付け効果を確認すること、並びに、ツタの生長速度を見極めるために、ツタガードの取り付け箇所の定点観測を実施することとし、そのための管理表を作成した（図 9-1-3-1.2）。

上述の調査箇所に取り付けるツタガード（電柱用：90 枚、支線用：80 本）を調達し、PDD に供与した。これら資材は、ネッケン送電線の上述の調査が完了次第、必要箇所に取り付けることとする。

PALAU PUBLIC UTILITIES CORPORATION												
POWER DISTRIBUTION DIVISION												
Management table of vine prevention material												
Line/Location:		AIMELIIK POWER PLANT TO NEKKEN SUBSTATION				Date:		2017/11/27		Supervisor:		ROBERT PATRIS
Pole No.	Location/ID	Equipment (Pole or Guywire)	Clearance from Conductors						Growing	Effect of Material		
			Date 1st survey	Length from hardware	Date 2nd survey	Length from hardware	Date 3rd survey	Length from hardware	Length/week			
1	Aimeliik	BOTH	2017/11/27	36FT								
2	Aimeliik	BOTH	2017/11/27	36FT								
4	Aimeliik	GUY	2017/11/27	38FT								
6	Aimeliik	GUY	2017/11/27	36FT								
16	Aimeliik	POLE	2017/11/27	35FT								
17	Aimeliik	POLE	2017/11/27	32FT								
18	Aimeliik	POLE	2017/11/27	36FT								
27	Aimeliik	BOTH	2017/11/27	35FT								
39	Aimeliik	GUY	2017/11/27	35FT								
42	Aimeliik	POLE	2017/11/27	32FT								
50	Aimeliik	POLE	2017/11/27	37FT								
51	Aimeliik	BOTH	2017/11/27	38FT								
56	Aimeliik	GUY	2017/11/27	35FT								
57	Aimeliik	POLE	2017/11/27	35FT								
63	NEKKEN SUB	POLE	2017/11/27	38FT								

[出所] 調査団

図 9-1-3-1.2 ツタガード管理表

(3) 過電流表示器による樹木接触多発区間の検出

1) 過電流表示器設置の背景

PDD では、ネッケン送電線を含む 34.5kV 送電線の全区間において樹木伐採を計画的に実施している。したがって、この作業が確実に実施されているかぎりには、樹木接触による送電線事故の多発はないものと考えられ、ポリ管の取り付けも不要である。

しかし、樹木の生長が想定以上に速い場合や、伐採の実施が遅延するような場合は、樹木接触による短時間停電(再閉路成功事故)の発生が再度増加することになる。このような状況に対し、その原因区間と原因を絞り込むことにより、伐採計画の優先順位見直しに資するため、ネッケン送電線の樹木接触リスクが多い区間に過電流表示器を増設する。これを用いて再閉路成功事故のデータを蓄積することにより事故多発区間を検出することとした。

また、過電流表示器取り付け区間の細分化は事故点探査の容易性向上に繋がるものである。そこで、コロール島の配電線にも 10 組程度を取り付け、市街地地域（高負荷密度地域）での業務品質についても向上を目指すこととした。

2) 過電流表示器の仕様

設置する過電流表示器 2 種類の仕様を表 9-1-3-1.1 に示す。また、その外観を図 9-1-3-1.3 に示

す。ネッケン送電線の負荷が小さいとともに、亘長が長いことから、末端での事故では事故電流も小さくなる。その為、過電流表示器の事故電流検出感度は 50A 以上とした。これに対応する負荷電流の範囲は、10～25 (A) である。

表 9-1-3-1.1 過電流表示器の仕様

Type [Model]	AR360 [AR360-4-8]	AR-OH [BTRI0050IR4N]
Trip Threshold Range (A)	50	50
Load Current (A)	10～25	10～25
Maximum Fault Current	25 kA for 10 Cycles	25 kA for 10 Cycles
Trip Response Time	24 ms, Nominal	24 ms
Permanent Flash Clearing Times 50 and 100 A Trip Levels	4 Hours	4 Hours
Temporary Flash Clearing Times	8 Hours	4 Hours

[出所] SEL Overhead Auto RANGER Instruction Manual



(1)AR-OH



(2)AR360

[出所] SEL Overhead Auto RANGER Instruction Manual

図 9-1-3-1.3 過電流表示器の概観

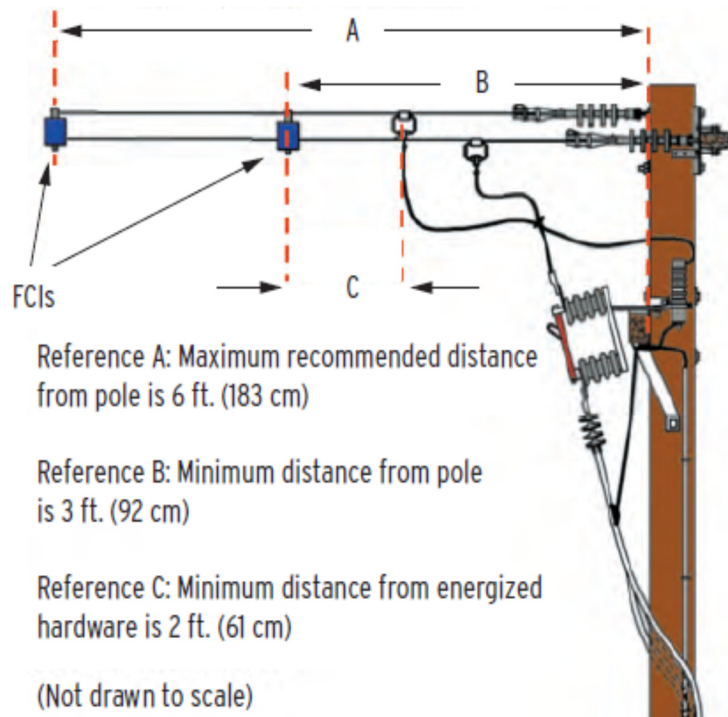
過電流表示器の運転時における状態と動作内容を表 9-1-3-1.2 に示す。

図 9-1-3-1.4 に過電流表示器の電柱への取り付け方法を示す。

表 9-1-3-1.2 過電流表示器の運転時における状態と動作内容

State	Description
Re-set	All parameters and inputs re-set to default values. LEDs flash in re-set pattern.
Normal	Voltage and current detected, unit will begin auto ranging. Armed for fault detection and inrush event detection.
Intermediate	Two-minute timeout period after fault current detection.
Temporary Fault	If voltage and current are detected after the Intermediate State delay, the unit becomes rearmed for fault detection and Inrush event detection. LEDs flash in temporary pattern. Reset countdown is done here for temporary fault.
Permanent Fault	If no voltage or current is detected after a two-minute delay, the LEDs flash in permanent pattern. Reset countdown is done here for permanent fault.
IR Lockout	Three-minute timeout period after loss of current or voltage detected.

[出所] SEL Overhead Auto RANGER®(AR-OH/AR360) Instruction Manual



[出所] SEL Overhead AutoRANGER®(AR-OH/AR360) Instruction Manual

図 9-1-3-1.4 過電流表示器の電柱への取り付け方法

3) 過電流表示器による多発区間検出の方法

ネッケン送電線には、各変電所 (34.5/13.8kV) に過電流表示器が既に取り付けられている (16 か所)。本プロジェクトでは、これに加えて、送電線がジャングル内を多く通過している区間に同様の過電流表示器を増設する (約 40 箇所)。

この状態で、ネッケン送電線での再閉路成功事故を含むすべての事故発生時に、必ず巡視を実施し、過電流表示器の動作により原因区間を特定する。このデータを管理表 (図 9-1-3-1.5) に記録し、1 月ごとにこれを集計して問題区間を検出する。

4) 業務実施方法の変更

PPUC は、事故発生時の対応は永久事故の場合だけを停電作業と認識し、PDD の Line Worker が復旧作業を行い報告書が作成されている。したがって、PDD には再閉路成功事故に関する情報は入らない業務運行になっている。再閉路成功事故に関する情報は、発電所・変電所のオペレータのところでは止まっている状況である。しかし、上述の事故多発区間検出のためには、Line Worker (PDD) が発電所・変電所のオペレータから事故発生の都度、連絡を受け巡視に出動する必要がある。このようなことから、図 9-1-3.5 のデータを作成するため、再閉路成功事故であっても発電所・変電所のオペレータから Line Worker (PDD) に速やかに連絡を行うよう、業務運行を変更した。この業務実施方法が他の送配電線に対しても実施されれば、予防保全のための確かな分析に寄与する事故原因データの収集につながる。

5) データ蓄積の試験実施

ネッケン送電線には既設の過電流表示器が 8 か所設置されていることから、現状でも事故多

発区間検出の取り組みは可能である。また、上述のように事故情報の連絡に関する業務運行を変更したことから、データ蓄積への対応のトレーニングが必要であると考えられる。

従って本プロジェクトで増設する過電流表示器調達までの間は、既設の過電流表示器を使ってデータ蓄積の試行を行うよう指示した。その際の Line Worker (PDD) の動作手順は図 9-1-3-1.6 に示すとおりである。

PALAU PUBLIC UTILITIES CORPORATION Power Distribution Division (SYSTEM CONTROL DIVISION)														
Record OF POWER INTERRUPTION of Nekken Line														
No	DATE	TIME		DURATION (min)	Kind of Fault	CAUSES & Relay Indication	Fault Section Indicated by Overcurrent indicator							
		CB TRIP	CB CLOSE				Amerik APP-CB	Medorm		Nekken		Kokusai		Ibobang
							SS1	SL1	SS2	SL2	SS3	SL3	SS4	SL4
1	2017.11.29	15:49	15:50	1	Transient	Over current 1.5kA,Phase-C, Unknown	1							
2	2017.11.30	8:10	9:00	50	Permanent	Over current 1.5kA,Phase-A, Tree touch			1					
3	2017.12.01	12:00	13.2	80	Permanent	Customer call, Fuse Blown				1				
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
SUM (Fault)							1	0	1	1	0	0	0	0

図 9-1-3-1.5 事故原因区間記録表

Training (Activity) for Detecting Frequent Faulty Section

2. Follow up fault indicator status after every transient outage.

Fault indicators have been installed at 16 locations along the Nekken 34.5kV transmission line. Collection and recording of all relevant SCADA information (protection device, nature of trip) and fault zones (as based on the fault indicator status) after every transient fault will enable a ‘picture’ to be built up over time which will aid in the identification and rectification of the “unknown” transient faults on the Nekken line. Collection of this data over time will enable PPUC to map the reliability of sections of line and can be used to further direct resources to areas in need towards improving network availability. For instance:

- a. Transient fault occurs on the Nekken line followed by successful reclose
- b. Power station operator contacts the Line crew dispatcher and informs them the details of the transient fault
- c. Line crew dispatcher contacts line crew personnel to identify section of line at fault
- d. Line crew identifies section of line where fault occurs using fault indicators
- e. Line crew follows section of line in detail looking for possible cause of fault
- f. Line crew report findings including which section of line and possible sources of fault
- g. Reports entered into a spreadsheet or database
- h. Monthly and quarterly reports generated and trends observing incidence and location.

[出所] Evaluation of PPUC Power Transmission & Distribution System Due to Unknown Numerous Tripping Events, ISS REF #: 13808

図 9-1-3-1.6 再閉路成功事故時の区間特定作業手順

9-1-3-2 設備維持管理技術（パイロットプロジェクト3）

設備維持管理に関する技術移転は SCD がカウンターパートとなる。しかし、実施に際しては下記のような問題点がある。

（1）送配電線保全ガイドラインの作成

SCD としては、予防保全の必要性を認識しているものの、設備巡視・点検のための標準類が整備されていない。そこで、本プロジェクトで設備維持管理の基本となる“TRANSMISSION & DISTRIBUTION OVERHEAD LINE MAINTENANCE GUIDELINE”（案）を作成した。その一部を図 9-1-3-2.1 に示す。

これは、送配電線の主要構成機材ごとに、信頼度レベルを維持するために必要となる点検項目と周期を規定している。本来、この規定と設備実態を勘案して保全計画を策定し実施するものである。

作成した GUIDELINE（案）は、プロジェクトチームの推奨案となっているが、細かい項目、周期などは、PPUC の所管箇所が適切と考えるものに修正する必要がある。このような観点から、現在、SCD Manager に GUIDELINE（案）に対する修正意見などの検討を依頼した。

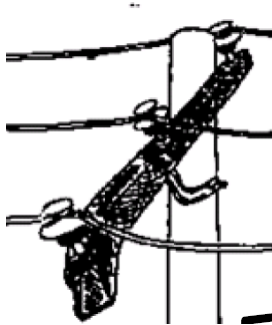
<u>3. RECOMMENDED SCHEDULES FOR PATROL</u>				
表 3.1 保守基準（巡視）				
No.	Equipment / Items	Points to be checked / noted	Remarks	Frequency
1	Overhead Distribution Line (13.8kV and Low voltage)	Defect points of all of facilities including clearance from trees	Take corrective action according to criteria	Yearly
2	Underground Distribution Line (13.8kV)	Terminal box of cable, Excavation work of other companies	Take corrective action according to criteria	Yearly
3	Overhead Transmission Line (34.5kV)	Defect points of all of facilities including clearance from trees	Take corrective action according to criteria	Yearly
4	Underground Transmission Line (34.5kV)	Terminal box of cable, Excavation work of other companies	Take corrective action according to criteria	Yearly

図 9-1-3-2.1 TRANSMISSION & DISTRIBUTION OVERHEAD LINE MAINTENANCE GUIDELINE（案）

（2）巡視着眼点マニュアルの作成

本プロジェクトで巡視着眼点の“Check point manual”（案）を作成した。これは、設備巡視・点検を実施する際の着眼点のノウハウおよび劣化度合いの判定基準を記載したものである。その一部を図 9-1-3-2.2 に示す。

この manual（案）の記載内容は、プロジェクトチームの経験等に基づくものである。PPUC の実務に適用するためには、PPUC の機材実体・経験等を反映して修正していく必要がある。このような観点から、SCD Manager と PDD Manager に GUIDELINE（案）および“Check point manual”（案）に対する修正意見などの検討を依頼し、その意見に基づき改訂を行った。



Check Point		Defect Criteria	Treatment
State of arm fitting	rotation of the fitting band	rotated more than 30 degree	issue the repair form in case the bind wire is broken, replace the bind wire immediately
	Slanted	Slanted more than 10 degree	
	<u>Twisted (looseness of arm bolt)</u>	<u>If a bolt is seen in between the pole and the arm</u>	
arm condition	rusted	area of rust is more than 60%	issue the repair form
	deformation	bent	
	rotted (wooden arm)	the edge is worn away covered with moss	

図 9-1-3-2.2 “Check point manual” (案)

(3) 巡視・点検報告書(様式)の作成

巡視・点検を実施した後は、その結果を記録・分析し、設備改修や次の保全業務につなげる必要がある。しかし、SCDではこの業務を担当する体制・管理帳票ともに整備されていない。そこで、本プロジェクトで、図 9-1-3-2.3 に示す巡視・点検報告書(様式)を作成し、PPUCの実務に適用するよう指導した。

Report and Record for (Periodic) Patrol and Inspection								
	LINE Name			Date			Person in charge	
No.	Location (Pole ID)	Equipment	Rating	Year of manufacture	Situation about Deterioration	Approach for Maintenance	Photo No.	Comment(Remarks)
Example of description	AA1	Transformer	50kVA Fuse(4A ?)	1998	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Heavy Rust of tank ✓ Chipping of Bushig or Insulator ✓ Oil Leakage ✓ Over heating(Temp?) ✓ Lack of Arrester ✓ Inappropriate Fuse ✓ Over heating of connection 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Replace? ✓ Repairing Parts? ✓ Re-painting? ✓ Check under the Shortened interval 		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Select typical word
Example of description	AA2	Pole	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Concrete or Steel ✓ Length: 14m ✓ Stlength:500kg 	2001	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Crack of Concrete ✓ Rebar exposure ✓ Large Inclination ✓ Large bend ✓ Clearance from other objectives ✓ Abnormal arrangement ✓ Wooden arm or Heavy Rust? ✓ Broken strand ✓ Chipping of Insulator ✓ Over heating of connection 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Replace? ✓ Repairing Parts? ✓ Re-painting? ✓ Check under the Shortened interval 		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fill in proper word freely or ✓ Select typical word
	AA2	Stay (Guy Wire)						
	AA3	Switchgear			<ul style="list-style-type: none"> ✓ Chipping of Insulator ✓ Over heating of contact ✓ Operation mechnism 			

図 9-1-3-2.3 巡視・点検報告書(様式)

(4) 予防保全業務の実施サイクル (PDCA サイクル)

設備の予防保全は、設備保守・改修業務を通じて達成される。

設備保守・改修業務は、「公衆保安の確保」と「供給支障事故の未然防止」のため、巡視・点検・測定により不具合設備を見つけ、管理し、優先順位に応じて改修する業務である。

巡視・点検・測定業務は、前節で述べた送配電線保全ガイドラインおよび巡視着眼点マニュアルに基づき実施する。送配電設備の信頼度を適切なレベルで継続的に維持していくためには、これらの業務において取得したデータから設備の劣化兆候を把握し、それを踏まえて適切な改修計画を策定する必要がある。さらに、その計画に基づき改修工事を着実に実施する必要がある。

このような業務の一連の流れはサイクルを構成して実施する必要がある。この業務サイクルを図 9-1-3-2.4 に示す。

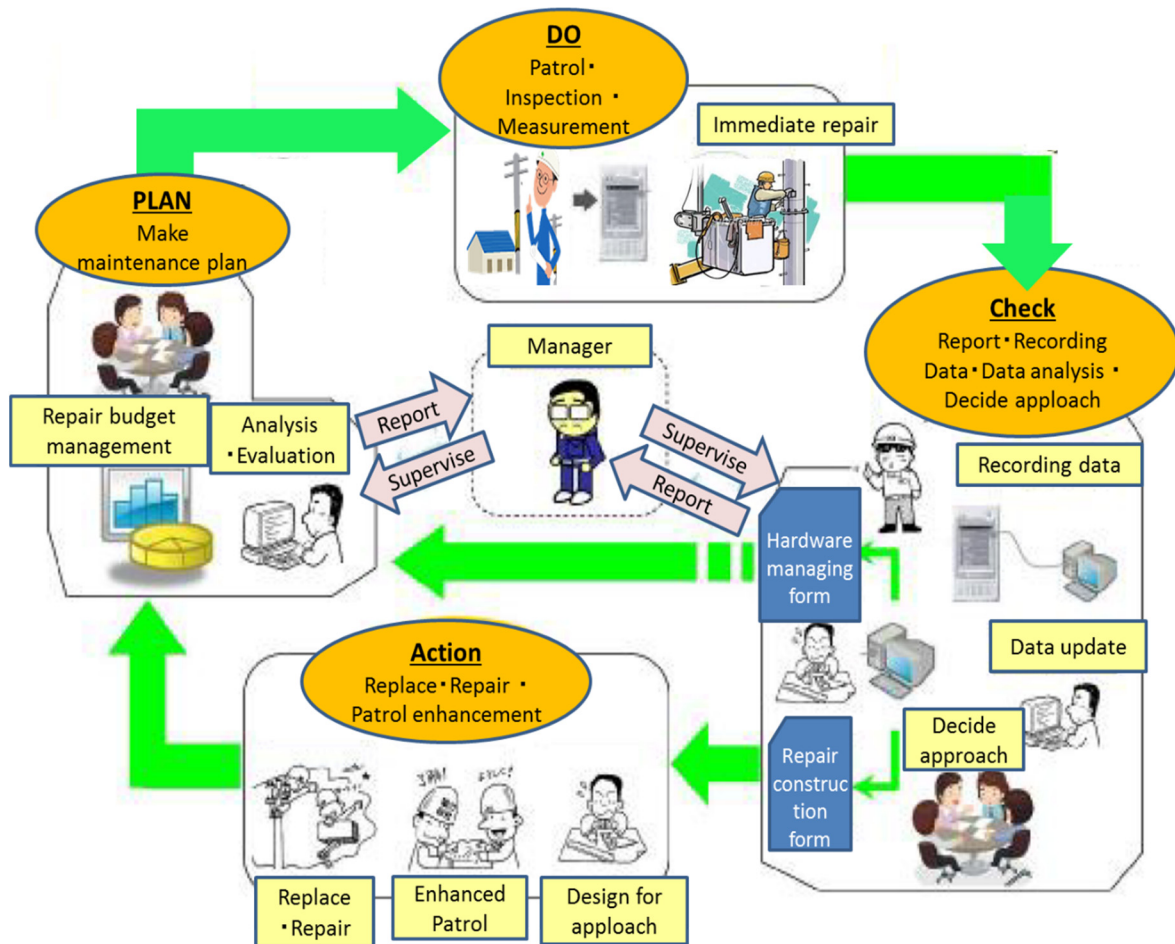


図 9-1-3-2.4 予防保全の業務サイクル

予防保全の業務サイクルにおいて実施する業務の要点を図 9-1-3-2.5 にまとめる。

パイロットプロジェクト 2 においては、送配電線保全ガイドラインおよび巡視着眼点マニュアルを策定するとともに、図 9-1-3-2.4 および図 9-1-3-2.5 に示す予防保全の業務サイクルの概念について技術移転を図ることとした。

PLAN	保守計画の策定		
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 保全業務を的確に実施するために、計画を策定する。 ✓ 設備データを正しく維持・管理するため、巡視・点検・設備改修結果に基づき設備データを更新する。 ✓ 前サイクルの巡視・点検の分析結果に基づき、次サイクルの保全計画を策定する。 		
DO	設備状態の把握		
	<p>設備状態の把握とは、設備の異常有無や劣化状況（例えば、電柱剥離の状況や変圧器の錆の把握）を把握するとともに、現場状況とデータベースに登録されている設備データとの整合を確認する。</p>		
	巡視	点検・測定	事故報告
	目視により現状設備状態を把握し、次回巡視までの設備の健全性を判断する。	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 点検：対象とする設備の各部を目視などによる五感点検あるいは機能調査装置等により精密に調査する。 ✓ 測定：設備の稼働劣化状況等を把握するため測定器を用いて調査する。 	系統事故・再閉路成功事故の状況報告
Check	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 巡視・点検・測定結果に基づき、対応方法を検討する。 ✓ 巡視・点検・測定結果は、不具合の有無に関わらず、記録し（エビデンス）一定期間保管する。 ✓ 事故データの蓄積や傾向分析等により、機器劣化の進展状況・設備劣化進展地域を検出する。これにより、保全対策重点実施箇所を把握する。 		
Action	改修		
	劣化状況（程度）に応じて下記の改修（予防的措置）を実施する。		
	機材取り替え	修理（塗装等を含む）	点検頻度の増加
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 供給支障や公衆災害の発生リスクが高いものは速やかに取り替え。 ✓ 緊急性が低い場合は、計画的に取り替え。 	軽微な不具合は、現場で修理	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 計画取り替えするほどではないが、劣化度合いがおおきいもの ✓ 成長が速い樹木等の接近箇所

図 9-1-3-2.5 予防保全の業務サイクルの要点