

## 4. 電力開発の検討

## 4. 電力開発の検討

### 4.1 電力需要予測

#### 4.1.1 既存電力需要予測のレビュー

コロール・バベルダオブ電力システムの既存電力需要予測は、PPUC と Oceanic Companies 社（米国）が実施した調査（Strategic Plan for 2003 to 2008）によるものと、現在 economists.com 社（米国）と実施中の電気料金見直し検討（2007 Electric Rate Study）で提案されているものの2つがある。

この2つの電力需要予測を販売電力量（消費量）で比較すると、図 4.1.1-1 のとおりとなる。予測時期が違うこともあり、双方の予測値には大きな乖離があるが、以下にこの理由について分析し、本調査の参考に資する。

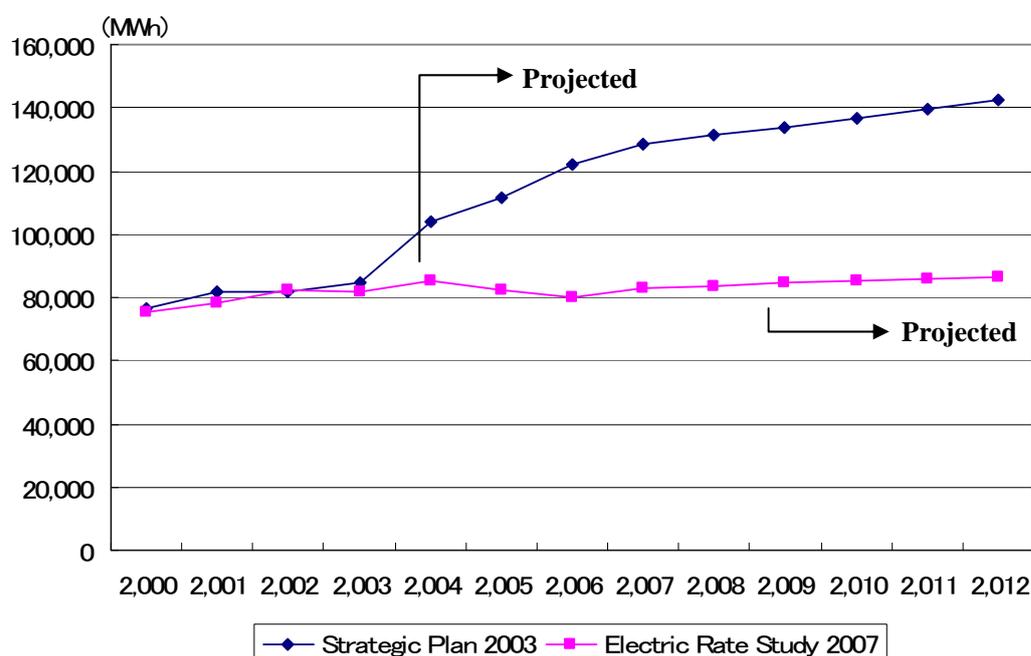


図 4.1.1-1 Strategic Plan 2003 と Electric Rate Study 2007 における販売電力量（消費量）の予測値比較

#### (1) Strategic Plan における需要予測

Strategic Plan における需要予測では、1997 年から 2002 年までの実績値を使用して、2012 年までの発電端最大出力の予測を行っている。表 4.1.1-1 に需要予測に使用された全データと予測値を示す。この予測でのピーク負荷は、平均 5.7%/年の割合で伸びており、2012 年には約 27MW を予想している。特に特徴的なのは、2004 年に 22.6%の伸びを予想している点であり、これについては、至近年に予定されていた大規模なプロジェクトによる負荷を積み上げたものである。2003 年から 2007 年までの実際の発電端最大出力と比べてみると、これが想定外の動きとなり、図 4.1.1-2 のとおり結果的に予想値と大きく乖離しており、小規模電力系統における電力需要予測の難しさを示している。



本調査における需要予測の参考とするため、表 4.1.1-1 の全データを分析し、評価した結果を表 4.1.1-2 に示す。

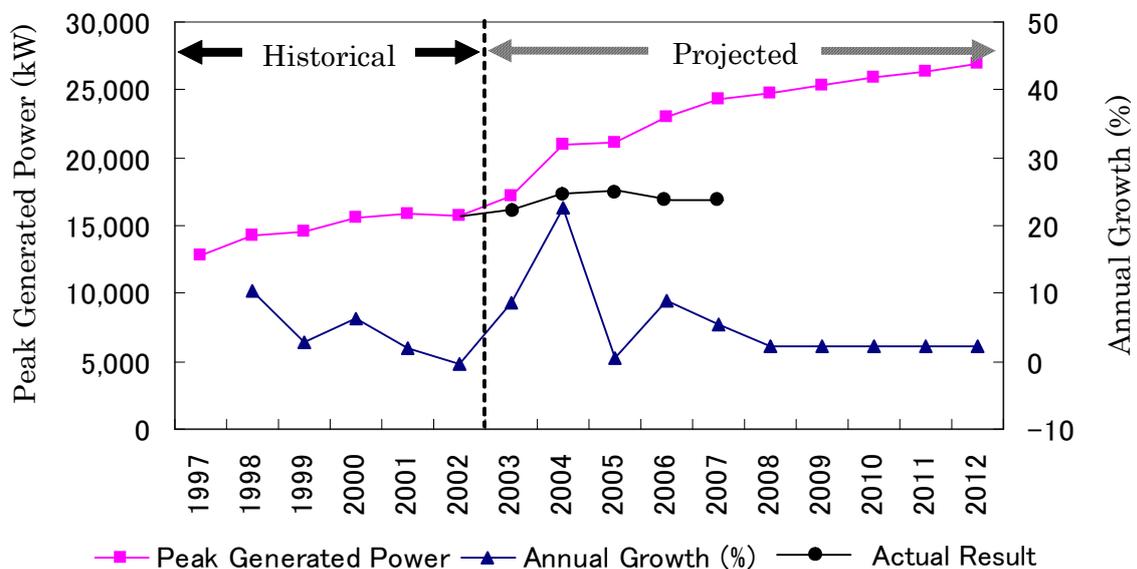


図 4.1.1-2 Strategic Planにおけるピーク負荷予測

## (2) Electric Rate Studyにおける需要予測

本需要予測では、表 4.1.1-3 のとおり、2000 年から 2007 年までの実績値を使用して、2033 年までの販売電力量の予測を行っている。基本的に毎年 60~70 の顧客の増加を予想したものとなっており、電力販売量は年率 0.8%程度の伸びとなっている。

この調査報告は、財務状況、予想収入などから今後の電気料金のあり方を検討・提案するものであるため、その性質上、電力需要の伸びは控えめに予想されている。報告書の中でも、電力需要を控えめに見ているので、今後需要が伸びれば 2000 年から 2004 年の需要の伸びに合わせて修正すべきであるとされている。つまり、この数年の電力需要の伸びの停滞を反映した需要予測となっている。

また、個別の大型プロジェクト、過去の停電等が電力販売量に与えた影響、GDP・人口増加率等を考慮できていないことから、送配電システムの将来計画、電源開発計画の策定に使用するには不十分である。

表 4.1.1-2 Strategic Planにおける需要予測の評価

項目	Strategic Planの需要予測	評価
1. 需要予測手法	家庭用、商業用、政府用の過去の電力需要 (kWh) に一定の伸び率をかけて将来需要を算出し、非技術的損失、政府・民間プロジェクトの新規需要を加味した将来需要 (kWh) を算出。算出した電力需要 (kWh) から年平均負荷 (kW) を算出し、年平均負荷 (kW) からピーク負荷 (kW) への変換係数をかけてピーク負荷 (kW) を求める。	家庭用、商業用、政府用の3分類の需要家別に電力需要 (kWh) を予測し、ピーク負荷 (kW) に換算する手法、及び至近年の政府・民間プロジェクトの電力需要を加味する点は妥当であるが、経済成長率、人口増加率といったマクロ経済指標の将来動向が考慮されていない。
2. 予測に使用したパラメータ	<p>(1) 電力需要伸び率</p> <p>1) 家庭用：2.52%/年</p> <p>2) 商業用：2.00%/年</p> <p>3) 政府用：2.00%/年</p> <p>(2) 平均負荷からピーク負荷への変換 ピーク負荷が平均負荷を上回る割合として、1998年の実績値 (42.5%) を使用。</p> <p>(3) 非技術的損失 非技術的損失の割合を14%と想定。</p>	<p>(1) 電力需要伸び率 1997～2002年の電力需要の需要家別伸び率実績は以下の通り。</p> <p>1) 家庭用：6.12%/年 (5年平均)</p> <p>2) 商業用：1.10%/年 (5年平均)</p> <p>3) 政府用：14.33%/年 (5年平均)</p> <p>実績の電力需要伸び率と、既存電力需要予測との乖離が大きい。</p> <p>(2) 平均負荷からピーク負荷への変換 1997～2002年の実績では35.56%～42.5%であり、過去6年間の最も大きい数値を使用している。</p> <p>(3) 非技術的損失 1997～2002年の実績では19.46～26.12%であり、実績値よりも低い値である。将来的な非技術的損失の低減を見込んでいると思われるが、至近年では改善は期待できない。</p>
3. 需要予想結果の妥当性	2012年のピーク負荷：28.43MW 2006～2012年の平均伸び率：2.6%	ピーク負荷の平均伸び率 (2.6%) は、2002年以前の過去5年間の平均伸び率 (4.24%) よりは低く予測されている。電力需要伸び率のGDP弾性値の検証等を行い、需要予測の妥当性を評価する。

表 4.1.1-3 Electric Rate Studyにおける需要予測

FY	→ Projected																
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Commercial	31,486,985	32,365,128	33,772,180	32,866,728	33,836,507	37,647,715	31,720,505	32,736,668	33,064,035	33,408,631	33,753,228	34,097,824	34,442,421	34,787,017	35,131,614	35,476,210	35,820,807
Percentage of total load (%)	41.71	41.23	40.99	40.22	39.58	45.88	39.51	39.43	39.48	39.57	39.66	39.75	39.83	39.92	40.00	40.08	40.17
Annual Growth (%)		2.79	4.35	-2.68	2.95	11.26	-15.74	3.20	1.00	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.99	0.98	0.97
Government	18,344,167	11,697,527	4,072,823	3,967,150	4,453,483	4,552,558	4,698,512	4,180,277	4,201,178	4,216,108	4,231,038	4,245,967	4,260,897	4,275,826	4,290,756	4,305,685	4,320,615
Percentage of total load (%)	24.30	14.90	4.94	4.85	5.21	5.55	5.85	5.03	5.02	4.99	4.97	4.95	4.93	4.91	4.89	4.86	4.85
Annual Growth (%)		-36.23	-65.18	-2.59	12.26	2.22	3.21	-11.03	0.50	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Republic of Palau	-	7,180,683	15,461,909	16,086,386	17,137,042	17,129,229	16,908,446	18,769,754	18,863,603	18,926,589	18,989,574	19,052,560	19,115,546	19,178,532	19,241,517	19,304,503	19,357,489
Percentage of total load (%)	-	9.15	18.77	19.69	20.05	20.87	21.06	22.61	22.53	22.42	22.31	22.21	22.11	22.01	21.91	21.81	21.71
Annual Growth (%)			115.33	4.04	6.53	-0.05	-1.29	11.01	0.50	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.27
Residential	25,663,376	27,264,820	29,075,060	28,798,010	30,057,298	22,729,418	26,951,352	27,338,944	27,612,333	27,871,765	28,131,197	28,390,629	28,650,061	28,909,493	29,168,925	29,428,357	29,667,789
Percentage of total load (%)	33.99	34.73	35.29	35.24	35.16	27.70	33.57	32.93	32.97	33.01	33.05	33.09	33.13	33.17	33.21	33.25	33.27
Annual Growth (%)		6.24	6.64	-0.95	4.37	-24.38	18.57	1.44	1.00	0.94	0.93	0.92	0.91	0.91	0.90	0.89	0.81
Total Sales (kWh)	75,494,528	78,508,158	82,381,972	81,718,274	85,484,330	82,058,920	80,278,815	83,025,643	83,741,149	84,423,093	85,105,037	85,786,980	86,468,925	87,150,868	87,832,812	88,514,755	89,166,700
Annual Growth (%)		3.99	4.93	-0.81	4.61	-4.01	-2.17	3.42	0.86	0.81	0.81	0.80	0.79	0.79	0.78	0.78	0.74

FY	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Commercial	36,165,403	36,510,000	36,854,596	37,199,193	37,543,789	37,888,386	38,232,982	38,577,579	38,922,175	39,266,772	39,611,368	39,955,965	40,300,561	40,645,158	40,989,754	41,334,351	41,678,947
Percentage of total load (%)	40.24	40.32	40.39	40.47	40.54	40.61	40.69	40.76	40.83	40.90	40.96	41.03	41.10	41.16	41.23	41.29	41.35
Annual Growth (%)	0.96	0.95	0.94	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89	0.89	0.88	0.87	0.86	0.86	0.85	0.84	0.83
Government	4,335,544	4,350,474	4,365,404	4,380,333	4,395,263	4,410,192	4,425,122	4,440,051	4,454,981	4,469,910	4,484,840	4,499,770	4,514,699	4,529,629	4,544,558	4,559,488	4,574,417
Percentage of total load (%)	4.82	4.80	4.78	4.77	4.75	4.73	4.71	4.69	4.67	4.66	4.64	4.62	4.60	4.59	4.57	4.55	4.54
Annual Growth (%)	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
Republic of Palau	19,430,475	19,493,460	19,556,446	19,619,432	19,682,418	19,745,403	19,808,389	19,871,375	19,934,361	19,997,346	20,060,332	20,123,318	20,186,304	20,249,289	20,312,275	20,375,261	20,438,247
Percentage of total load (%)	21.62	21.53	21.43	21.34	21.25	21.17	21.08	20.99	20.91	20.83	20.75	20.66	20.59	20.51	20.43	20.35	20.28
Annual Growth (%)	0.38	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Residential	29,947,221	30,206,653	30,466,085	30,725,517	30,984,949	31,244,381	31,503,813	31,763,245	32,022,677	32,282,109	32,541,541	32,800,973	33,060,405	33,319,837	33,579,269	33,838,701	34,098,133
Percentage of total load (%)	33.32	33.36	33.39	33.42	33.46	33.49	33.53	33.56	33.59	33.62	33.65	33.68	33.71	33.74	33.77	33.80	33.83
Annual Growth (%)	0.94	0.87	0.86	0.85	0.84	0.84	0.83	0.82	0.82	0.81	0.80	0.80	0.79	0.78	0.78	0.77	0.77
Total Sales (kWh)	89,878,643	90,560,587	91,242,531	91,924,475	92,606,419	93,288,362	93,970,306	94,652,250	95,334,194	96,016,137	96,698,081	97,380,026	98,061,969	98,743,913	99,425,856	100,107,801	100,789,744
Annual Growth (%)	0.80	0.76	0.75	0.75	0.74	0.74	0.73	0.73	0.72	0.72	0.71	0.71	0.70	0.70	0.69	0.69	0.68

#### 4.1.2 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー

現在の「パ」国の経済政策のマスタープランである Palau National Master Development Plan (PNMDP)は、1997年の制定後10年が経過しており、米国からのコンパクト支援が2009年に終了した後の持続的な経済成長のロードマップを策定することを目的として、アジア開発銀行の技術支援（TA：Technical Assistance）によりPNMDPの改定が行われている。PNMDPの改定に係るTAは2007年8月から22ヶ月間、1.4百万ドルの予算で実施されることとなっており、昨年8月にはアジア開発銀行とTAを担当するコンサルタント（Polytechnics International New Zealand Limited）との間で契約交渉が行われた。現時点では、ドラフトレポートが作成されたところであるが、「パ」国政府（Office of Planning and Statistics, Bureau of Budget and Planning, Ministry of Finance）が精査中である。

このほか、比較的至近年に策定された経済政策、地域開発計画として、(1)パラオ国地域振興計画調査（2000年10月、JICA）、(2)Public Sector Investment Program 2003-2007 (PSIP)が本調査の参考になる。

##### (1) パラオ国地域振興計画調査（2000年10月、JICA）

1996年に策定されたPNMDP2020と方向性をあわせ、財政支出の削減や財政収入の増加などの構造調整プログラムだけでなく、政府収入の増加につながる民間部門中心の経済開発達成のための2020年までの産業別長期開発戦略、2009年までの産業別中期開発計画を提案している。産業別に国家開発のための役割を考え、それを実現するものとして58のプロジェクト・プログラムを設定し、その中から自然環境・社会環境とのバランスのとれた開発、政府支出への負担を最小限にする20の優先プロジェクト・プログラムを選択している。

この調査による成長シナリオでは、下表のとおり今後のGDP等を予測しており、名目GDP成長率は、2000年の4.3%から2020年の6.2%までゆっくりと上昇すると推計している。また、「パ」国訪問者数は2010年には90,000人、2020年には140,000人になるとしている。

表 4.1.2-1 パラオ国地域振興計画調査におけるGDPの推移

年度	1995	2000	2005	2009	2015	2020
総人口	17,255	19,312	21,441	22,054	22,585	23,513
雇用創出	8,368	9,211	10,426	11,602	12,252	13,454
名目GDP（百万ドル）	105.21	134.83	172.24	212.70	298.56	404.07
実質GDP（百万ドル）1995基準	105.21	116.14	122.17	129.25	143.98	160.83
名目一人当りGDP（ドル）	6,108	6,982	8,033	9,645	13,219	17,185
実質一人当りGDP（ドル）	6,108	6,014	5,698	5,861	6,375	6,840

##### (2) Public Sector Investment Program 2003-2007 (PSIP)

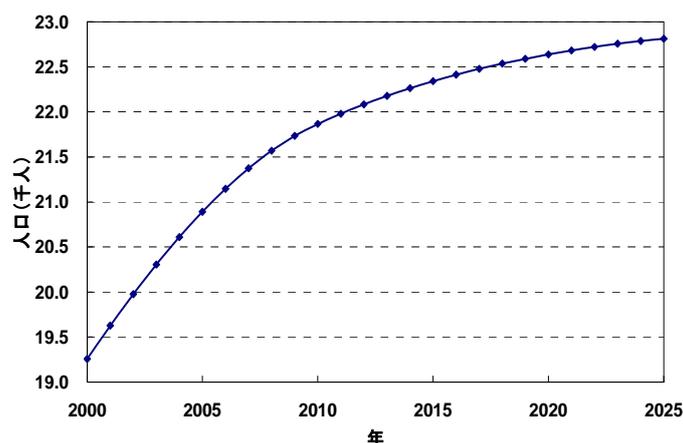
「パ」国は、公共部門開発の見直しを図ることを目的に、2003年4月に「公共部門開発計画」（PSIP: Palau Sector Investment Program）を策定し、2003年～2007年の5年間に実施する開発計画をまとめている。この中で、経済開発の重点分野を、観光、農業、漁業、貿易および軽工業と定義し、そのために必要な交通（道路、空港、港湾）、水道、下水処理、廃棄物、エネルギー、通信の各分野の具体的な案がA（30プロジェクト）、B（20プロジェクト）、C

(16プロジェクト)の優先順位に分けて計画されており、各ドナーの支援を受けながら実施しているが、資金計画が整わずに実施できていないものも少なくない。表 4.1.2-2 に優先順位の高い A プロジェクトのうち、電力需要に影響を与える主なプロジェクトをまとめる。

表 4.1.2-2 PSIPにおける優先順位の高いプロジェクト（電力需要に影響を与えるもの）

実施状況	プロジェクト名	予算 (千ドル)
終了	コロール州水道拡張・修理	5,000
	コロール州下水処理改善	5,000
	新首都移転 (フェーズ 2)	3,600
	パシフィックアートフェスティバル会場改修	1,300
実施中	首都圏幹線道路改修	19,000
	新エネルギー発電設備の導入	10,000
	バベルダオブ北部地域の水道拡張	1,100
未実施	バベルダオブ島における廃棄物処理施設建設	12,000
	衛生処理改善	2,000
	マリーンセンター開発	5,300
	海洋温度差発電	80,000
	コンパクト道路への太陽光街灯設置	2,000

成長率予測に関して、2000年の人口統計で2025年までの人口予測が行われている。同予測では、2000年のセンサスで19,129人であった人口が、2025年には22,813人になり、25年間で人口が19.3%増加するとされている。一方、人口増加率は、2000-01年の1.898%/年から、2024-25年には0.305%/年に低下するとされている。このデータは、電力2025年までの電力需要予測を行う上で参考になる。



出所：Center for International Research, U.S. Bureau of the Census

図 4.1.2-1 2025年までの人口予測

経済成長に関しては、IMFが2005年のArticle-IV Consultation Staff Reportにおいて、2009年以降のコンパクト支援について、終了、継続、増加の3パターンを想定してGDP成長率の将来予測を行っている(表 4.1.2-3)。IMFの予測に示されるように、将来のGDP成長率はコ

コンパクト支援の動向により大きく変動することから、コンパクト支援の今後の動向調査により、予測制度の向上を図る必要がある。

表 4.1.2-3 IMF による GDP 成長率の将来予測

	実績	推定	IMF 予測					
	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2024 年
コンパクト支援終了	4.9%	5.5%	5.7%	5.5%	4.8%	4.4%	4.0%	-2.0%
コンパクト支援継続			5.7%	4.5%	3.0%	2.0%	1.0%	0.5%
コンパクト支援増加			5.7%	5.5%	4.8%	4.8%	4.5%	3.3%

出所：International Monetary Fund, 2005 Article-IV Consultation Staff Report

「パ」国政府（Office of Planning and Statistics）では、表 4.1.2-4 のとおり、今後の開発計画を反映した 2010 年までの GDP 成長率予測を行っている。IMF の予測値と比較すると、少し高めめの予測となっている。なお、地域毎の需要予測に有効な地域別の GDP の統計は計算されていない。

表 4.1.2-4 「パ」国政府による GDP 成長率の将来予測

年度	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GDP 成長率 (%)	8.4%	8.8%	8.2%	7.8%	7.4%	7.1%

出所：Office of Planning and Statistics, Bureau of Budget and Planning, Ministry of Finance

#### 4.1.3 デマンドサイドマネジメントの検討

##### 4.1.3.1 デマンドサイドマネジメント導入検討の背景

PPUC の現在の電気料金制度は、省エネルギーを促進するように逓増性になっているが、発電コストの低減、運転効率の改善、設備投資の削減、環境影響費用の削減などを旨とした、さらなるデマンドサイドマネジメント（DSM）の導入が考えられる。

特に、近年の原油高による燃料費高騰、地球温暖化対策など環境問題に対する国際世論の高まりを背景に、電力会社は効率的なエネルギー使用に対する積極的な取り組みを求められている。

##### 4.1.3.2 DSM 導入検討の実施方法

###### (1) ガイドブックの活用

DSM の検討にあたっては、他国でさまざまな検討が実施されているため、他国での取組みを参考にできる。特に、PPUC に似た電力事業経営を行っている太平洋州島嶼国の電力会社でのデマンドサイドマネジメントのために準備されているガイドブック（Demand Side Management Best Practices Guidebook For Pacific Island Power Utilities (2006 年 7 月, International Institute for Energy Conservation, UNDESA)）は参考になる。このガイドブックで紹介されている下表のプログラムについて「パ」国での導入可能性を検討する。

表 4.1.3-1 検討に必要なデマンドサイドマネジメントプログラム

プログラム名	プログラムの内容
コンパクト蛍光灯 (CFL) 普及促進	電力消費者に白熱灯から CFL に取替えを推奨する。
高効率蛍光灯の普及促進	高効率蛍光灯の普及のために、販売事業者に対する理解促進活動を実施し、消費者への販売につなげる。
高効率冷蔵庫の普及促進	冷蔵庫の製造者や販売者に対し、冷蔵庫の電力消費量表示の義務付けや最低性能クリア基準を設けることにより、高効率の冷蔵庫の普及を目指す。
高効率冷房機器の普及促進	上記と同様。
商業冷蔵機器の効率的な運転・保守の促進	多量の電力を消費する商業用の冷蔵機器に関する効率的な運転・保守に関する広報活動、設備診断サービスなどを通じて、電力消費量を削減する。
冷房機器の効率的な運転・保守の促進	上記と同様。
大口需要家のピークカット契約	大口の需要家に対し、電力系統のピーク発生時間帯の電力供給停止を許容してもらう代わりに電力料金面で優遇する。
大口需要家のエネルギー診断サービス	大口の需要家の設備を診断し、高効率機器の採用や効率的な電気の使用を提案し、使用電力量を削減する。
冷房機器の運転時間制御	オフィスビルなど商業用の冷房機器は、深夜など運転不要な時間帯があるため、これを制御するための機器の導入を促進する。

## (2) 検討方法

以下の手順でデマンドサイドマネジメントに関する検討を行い、PPUC での今後のあり方を検討するとともに、デマンドサイドマネジメントが導入された場合の電力需要予測を行う。

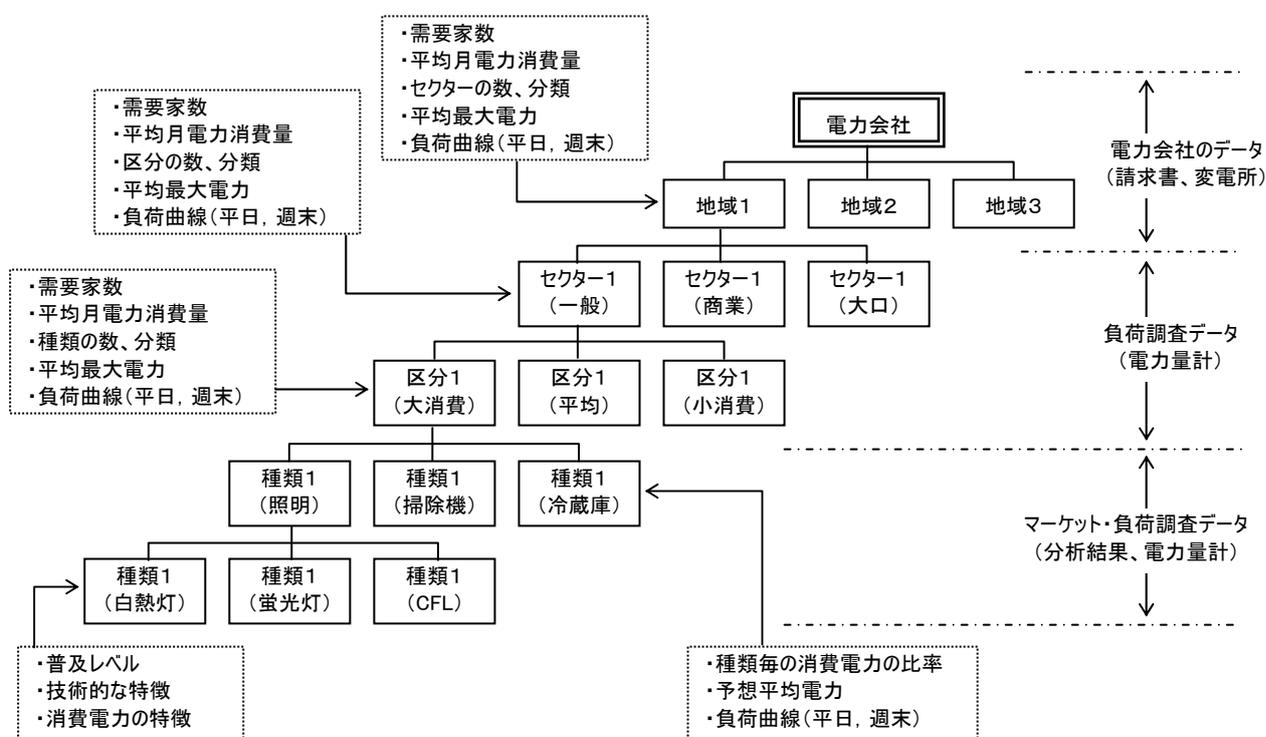


図 4.1.3-1 負荷調査に必要なデータ種類と情報ソース

### 1) 負荷調査

- ・ 需要家の種類・構成・負荷データ
- ・ 電気料金制度
- ・ 負荷の特徴（日負荷曲線）
- ・ 日負荷曲線に影響を与えている需要分野の特定

### 2) 負荷改善の目標設定

1)で実施した負荷調査に基づき、取り組みが可能な負荷改善パターン（下図を参照）を検討する。

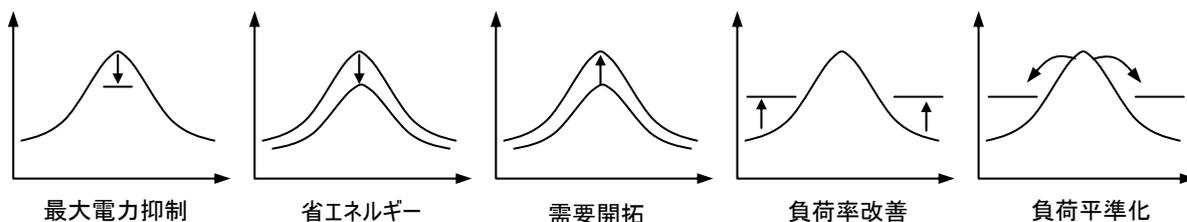


図 4.1.3-2 負荷改善パターン

### 3) プログラム実施方針の検討

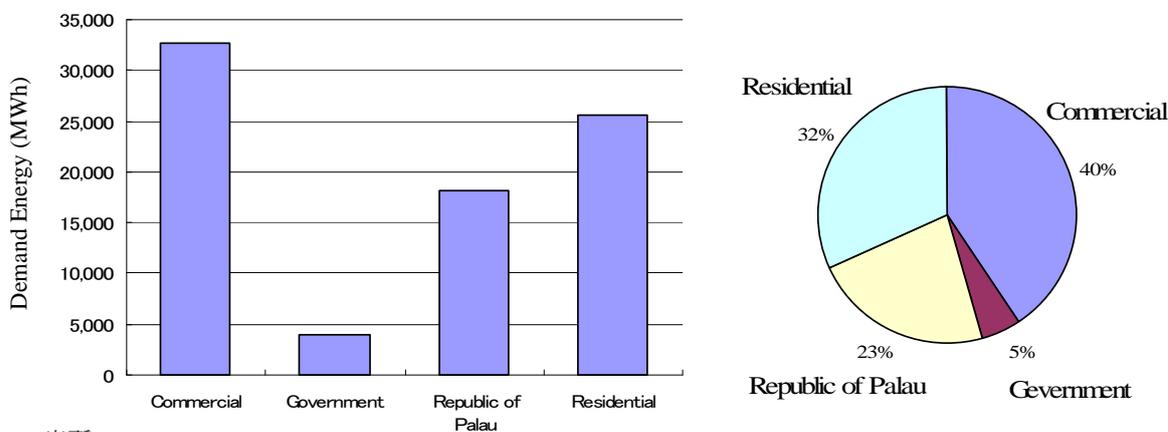
最大電力を抑制する電気器具の特定、需要家および電力会社における費用対効果を社会面、環境面の利益を含めて検討・分析する。さらに、PPUC において実施が可能なデマンドサイドマネジメントプログラムを設定し、電力需要への影響を評価し、電力需要想定に反映させる。

## 4.1.3.3 DSM 導入の検討結果

### (1) 負荷調査

#### 1) 需要家の種類・構成・負荷データ

PPUC が集計した 2007 年度のコロール・バベルダオブ系統の電力需要は、Commercial（商業）、Government（州政府）、Republic of Palau（パラオ政府）、Residential（家庭）の 4 つに分類されており、その比率は図 4.1.3-3 のとおりとなっており、商業需要が 40%、家庭需要が 32%、パラオ国政府の需要が 23%、州政府の需要が 5% となっている。



出所：PPUC

図 4.1.3-3 需要家別の電力需要（2007 年度）

2007年度の各月の電力量計の読み取り時の需要家数の平均値は6,797口であり、一口あたりの電力消費量は12,215 kWh/年となっている。表4.1.3-2に示すとおり、2000年以降の推移を見ると、需要家数が伸びているが、需要家一口当りの年間電力消費量は減少してきており、2000年度の14,973 kWh/年と比べると、18.4%減少している。

一口当りの電力消費量を需要家種類別に見ると、商業需要はショッピングセンターなど大規模な需要家が多いことから34,460 kWh/年であり、家庭需要の5,189 kWh/年に比べると非常に大きい。また、特徴的なのは、パラオ国政府の62,986 (kWh/年) が商業需要の1.8倍以上になっていることである。Ministry of Resources and Development (MRD)のEnergy Officeが、EUの支援で実施中の「Energy Efficiency Action Plan 策定プロジェクト」が2007年に作成したドラフトレポートによれば、政府需要の32%は上下水ポンプの負荷である。

家庭需要に関しては、一世帯当りの電力消費量は5,189 kWh/年であり、日本の約3,600 kWh/年(電気事業連合会ホームページによると、2004年の一世帯当りの月電力消費量は301.6 kWhとなっている。)と比べると、1.4倍で電力消費量はかなり多い。これについては、表4.1.3-3に示すとおり、エアコンの普及率が50%を超え、冷蔵庫は93%の家庭が保有しており、年間平均気温が27°Cであることを考えると、これらの需要が影響していると推測される。また、調理に電気器具を使用している家庭は86%(Census2005による)にも上っていることなどが、その原因の一つとなっていると予想される。また、上述の「Energy Efficiency Action Plan 策定プロジェクト」のレポートによれば、家庭需要の20%は電気湯沸し器の需要となっている。

表 4.1.3-2 需要家数と一口当り電力消費量の推移

需要家分類		年度							
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Commercial	需要家数(口)	600	607	646	673	767	841	883	950
	一口当り電力消費量(kWh/年)	52,478	53,320	52,279	48,836	44,115	44,765	35,924	34,460
Government	需要家数(口)	421	299	232	243	246	263	273	280
	一口当り電力消費量(kWh/年)	43,573	39,122	17,555	16,326	18,104	17,310	17,211	14,930
Republic of Palau	需要家数(口)	---	---	239	255	281	278	274	298
	一口当り電力消費量(kWh/年)	---	---	64,694	63,084	60,986	61,616	61,710	62,986
Residential	需要家数(口)	4,021	4,101	4,308	4,514	4,836	4,995	5,054	5,269
	一口当り電力消費量(kWh/年)	6,382	6,648	6,749	6,380	6,215	4,550	5,333	5,189
Total	需要家数(口)	5,042	5,007	5,425	5,685	6,130	6,377	6,484	6,797
	一口当り電力消費量(kWh/年)	14,973	15,680	15,186	14,374	13,945	12,868	12,381	12,215

出所：PPUC

表 4.1.3-3 電化率と電化製品の保有状況

州	世帯数	電化率		エアコン		冷蔵庫		テレビ		PC		電子レンジ	
		世帯	比率 (%)	世帯	比率 (%)	世帯	比率 (%)						
Koror	2,993	2,984	99.7	1,307	43.7	2,821	94.3	2,688	89.8	675	22.6	1,149	38.4
Aimeliik	78	73	93.6	51	65.4	62	79.5	55	70.5	7	9.0	15	19.2
Ngatpang	96	96	100.0	52	54.2	68	70.8	88	91.7	24	25.0	34	35.4
Airai	529	527	99.6	280	52.9	493	93.2	449	84.9	106	20.0	208	39.3
Ngchesar	75	75	100.0	69	92.0	71	94.7	63	84.0	3	4.0	11	14.7
Melekeok	103	101	98.1	76	73.8	97	94.2	92	89.3	15	14.6	34	33.0
Ngaremlengui	78	77	98.7	64	82.1	73	93.6	70	89.7	2	2.6	24	30.8
Ngiwal	56	55	98.2	41	73.2	50	89.3	51	91.1	2	3.6	28	50.0
Ngardmau	47	47	100.0	42	89.4	45	95.7	36	76.6	1	2.1	6	12.8
Ngaraad	120	117	97.5	111	92.5	108	90.0	90	75.0	9	7.5	12	10.0
Ngarchelong	150	150	100.0	124	82.7	144	96.0	120	80.0	12	8.0	28	18.7
Total	4,325	4,302	99.5	2,217	51.3	4,032	93.2	3,802	87.9	856	19.8	1,549	35.8

出所：2005 Census, Republic of Palau

## 2) 電気料金制度

電気料金制度については、3.3項で説明したとおりであるが、1998年10月からの電気料金の推移を示すと図4.1.3-4のとおりとなる。図からわかるとおり、2001年に燃料費自動調整条項が適用されて以来上昇しており、近年の原油高によりその上昇傾向が一段と強くなっている。一口当りの電力消費量の減少に少なからず影響を与えていると考えられる。

今後の原油の価格動向は予測しがたいが、PPUCの電気料金は、財務体質の改善のために少し上昇することが予想されることから、現在実施されているPPUCによる効率的な電気利用に関する広報活動（パンフレット「YOUR GUIDE TO A LOWER POWER BILL -ENERGY CONSERVATION TIPS-」の配布と出前広報活動）が継続的に実施され需要家に浸透すれば、一口当り電気消費量がさらに減少することが予想される。

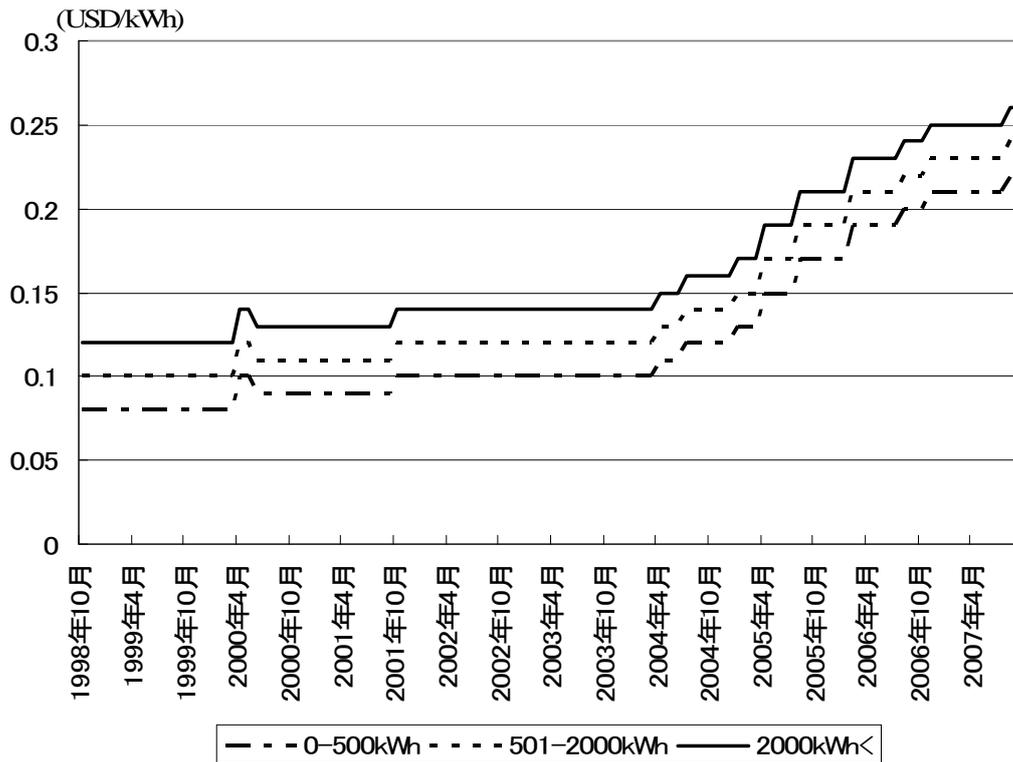


図 4.1.3-4 電気料金の推移（一般家庭）

3) 負荷の特徴（日負荷曲線）と日負荷曲線に影響を与えている需要分野

図 4.1.3-5 は平日の典型的な日負荷曲線であるが、9 時頃から 17 時頃までは需要が安定しており、夕方から少しずつ需要が増え、19 時にピークが発生している。ピーク電力は、昼間の負荷と比べて 10% 程度の上昇でそれほど極端には増えていない。

事務所や商業施設の需要が 8 時頃から増えるが、昼間はほぼ一定で推移し、事務所の需要は 17 時頃には落ちていると推測される。一方、商業施設は比較的遅くまで（大型ショッピングセンターは 22 時まで）営業しているため 19 時の時点では商業施設の電灯需要も増えていると考えられる。さらに、夕方からは家庭のエアコン・電灯・調理器具の需要が伸び始めて、19 時にピークが発生していると想定される。

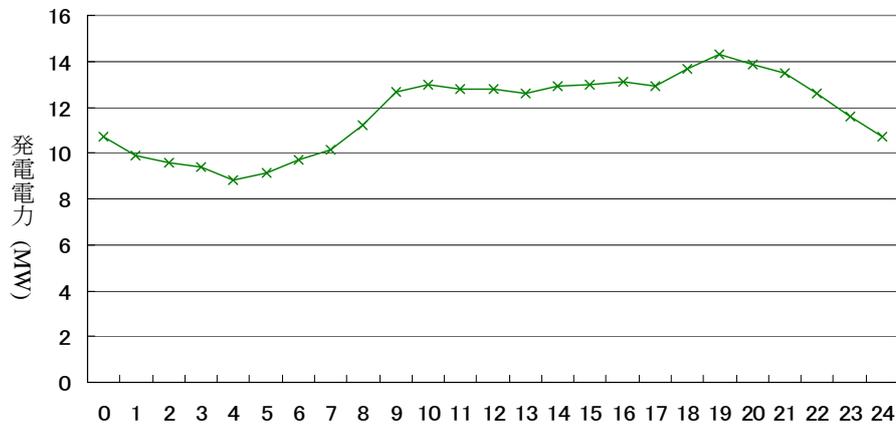


図 4.1.3-5 日負荷曲線（平日の例）

## (2) 負荷改善の目標設定

2.3.3 項で解説したとおり、負荷率は 73～74%程度で推移しており、それほど悪くないことから、図 4.1.3-2 のうちの最大電力の抑制あるいは省エネルギーの実施が「パ」国で実施可能な取組みパターンと言える。

## (3) プログラム実施方針の検討

「パ」国政府は、現在「Energy Efficiency Action Plan」の策定に取り組んでおり、今後積極的に省エネルギーを進める予定である。2007 年 11 月に作成されたドラフトレポートでは、表 4.1.3-4 のとおり 14 のプログラムが提案され、プログラム実施に必要な費用、効果、スケジュールなどが示されており、政府承認とプロジェクトの開始が待たれるところである。

表のとおり、多種多様な省エネルギー対策が盛り込んであり、UNDESA のガイドブックで紹介されている項目のほとんどが含まれている。本計画は政府系のビルでの取組みが中心であるので、政府で取り組んだ結果・効果を広報し、商業施設、一般家庭での取組みにつなげていくことが重要である。初期投資がかかる取組みであるため、効果がすぐには現われにくいと思うが、購入資金援助のための基金の設立も計画されているため、将来的には省エネルギー効果が出てくると予想される。

現時点で予想されている削減効果だけでも 1.5%程度の電力消費量削減が可能であり、削減効果の予測が難しいプロジェクトでも、政府の電気使用の 32%を占めている上下水用のポンプの負荷削減などが実現すれば、さらに削減が可能である。

以上の状況を考慮し、後述 (4.1.4 (4) 4) する通り、DSM による電力消費削減効果の本調査の電力需要予測に反映させる。

表 4.1.3-4 「Energy Efficiency Action Plan」における提案プログラム

プログラム名	プログラムの概要
1. 家庭へのコンパクト蛍光灯 (CFL) 配布キャンペーン	PPUC と家電販売店と共同で Energy Star-certified (米国の省エネ認証) CFL を 2～3 個ずつ一般家庭に配布する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・予算：15,000～20,000 ドル</li> <li>・エネルギー削減効果：820MWh (USD180,000)</li> </ul> (注) 調査団の家電販売店 (4 店) での聞き取り結果では、ランプ購入者の約 90%は既に CFL を購入しているとのことであり、エネルギー削減効果はそれほど大きくないと推測される。
2. 太陽熱給湯システムの導入促進のための基金の設立	家庭およびホテルなどの電気式給湯器の代替として太陽熱給湯システムの導入を促し、エネルギー消費を抑える。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・予算：20,000 ドル</li> <li>・エネルギー削減効果：予想不能</li> </ul> (取替えた場合には 20%程度のエネルギー削減)
3. Bureau of Public Works のビルでの省エネ対策の実施と実例紹介キャンペーン	2007 年 8 月に実施された同ビルでのエネルギー診断結果をもとに、鉄心式安定器蛍光灯を電子式安定器蛍光灯に取替え、屋上を白色料で 替えるもの。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・予算：9,200 ドル</li> <li>・エネルギー削減効果：340 ドル/月</li> </ul>
4. 首都のビルディングで実施されたエネルギー診断結果の実行	冷房機器の温度設定の適正化と運転時間制御を実施する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・予算：20,000 ドル</li> <li>・エネルギー削減効果：117,000 ドル/年</li> </ul>

プログラム名	プログラムの概要
5. 政府系ビルでの照明設備の取替え	政府系ビルで使用されている白熱電灯を CFL に切替え、鉄心式安定器蛍光灯を電子式安定器蛍光灯に取替える。 ・予算：40,000 ドル ・エネルギー削減効果：20,000 ドル/年
6. 政府系ビルでの屋上の替え	政府系ビルの屋上を白色 料に 替え、冷房効率を上げる取組み。 ・予算：5 ドル/m <sup>2</sup> 、50,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
7. 政府系ビルでの窓・ドアの間対策	政府系ビルにおいて、窓・ドアなどの気密性が不十分で冷気が漏れている場所の密封対策を実施する。 ・予算：7,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
8. コロラドアイライ州の上下水道ポンプシステムの調査	政府の電気使用の 32%を占めている上下水用のポンプの負荷削減のため、配管の水漏れ調査を行う。また、現在料金が一定になっているので、従量制の料金システムへの移行、それに必要な量水器の設置を行う。 ・予算：検討中 ・エネルギー削減効果：予想不能
9. 2ストロークガソリンエンジン船外機の使用削減	燃料消費の多い2ストロークガソリンエンジン船外機を4ストロークガソリンエンジンあるいはディーゼルエンジンに切替えていくため、購入費用差額補助のための基金を設立する。 ・予算：10,000 ドル ・エネルギー削減効果：2ストロークエンジン船外機に比べ 25% 削減
10. 省エネ認証済みの電気製品購入のための基金の設立	基金を設立し、家電販売店、PPUC の協力を得て、省エネ認証済み(米国基準あるいは同等品)の電気製品購入時には、一部代金の払い戻しを実施する。PPUC は導入前後の電力消費量のモニタリングに協力する。 ・費用：30,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
11. 国会議員への省エネルギー実施効果紹介キャンペーン	「パ」国ではエネルギー関連の法案が少ないうえ、燃料への税金は長い間変更されていない (0.05 ドル/gal.)。国会議員に対して、エネルギー消費削減のための法律検討のための情報を提供する。 ・費用：1,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能
12. 場のガス回収の促進	場の排泄物からのガスを有効活用するよう、ガス回収器の購入費用の一部補助のための基金を設ける。 ・予算：10,000 ドル ・エネルギー削減効果：少量
13. 離島でのエネルギー消費削減キャンペーン	離島での PPUC の発電コストが高いため、これを抑制するために、CFL の配布、屋上の白色ペイントでの 替え、エネルギー診断などを実施する。 ・予算：15,000 ドル ・エネルギー削減効果：11,400kWh (2,500 ドル) /年
14. 一般家庭の効率的なエネルギー使用に関するワークショップおよびエネルギー診断	家庭における省エネルギー促進の教育のための地域ワークショップを開催するとともに、エネルギー診断実施のための教育を行う。 ・予算：2,000 ドル ・エネルギー削減効果：予想不能

## 4.1.4 電力需要の予測

### (1) 電力需要予測の基本方針

電力需要予測の手法は、一般的にエンジニアリング的手法（需要の積み上げ方式）と計量経済学的手法の二つに分類される。以下に両手法の比較を行う。

表 4.1.4-1 電力需要予測手法の比較

	エンジニアリング的手法	計量経済学的手法	
手法の概要	需要(D) = SUM(Ei) = Si×Qi×Ri, i = 1, n Ei = i-機器のエネルギー消費量 Si = 機器のストック台数 (エアコン、冷蔵庫、テレビ等) Qi = 機器効率 Ri = 機器稼働率 (使用時間) S, R, Q は、以下のような関数関係から求められる。 St = St-1 + It - St-1* It = f (Pit, Pet, Yt, St-1) Qt = f (Pet, Qt-1, Tt) Rt = f (Pet, Rt-1) [注] St-1 は前年度または前期の使用台数、It は今 期購入台数 St-1* は廃棄台数。Pit は機器 の価格、Pet は電気料金、Yt は収入、Tt は タイム・トレンドを示す。	需要を D とすると $LOG(D) = a + b \cdot LOG(Y) - c \cdot LOG(P) +$ $d \cdot LOG(D(-1)) + e \cdot Time$ Y = 所得指標 P = 価格指標 D(-1) = 前年の消費量 ここで b = 所得弾性値 (短期) c = 価格弾性値 (短期) 1-d = 時間調整項 e = 技術改善項	
比較	1.データ収集	<ul style="list-style-type: none"> <li>膨大な個々の需要データが必要 (×)</li> <li>時系 データを必要としない (○)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>収集するデータの種類の少ない (○)</li> <li>予測期間相当以上の時系 データが必要 (×)</li> </ul>
	2.予測の容易性	<ul style="list-style-type: none"> <li>将来 (長期) の機器の能率予測が困難 (×)</li> <li>モデル構築が困難 (×)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>時系 データが えば、モデル構築が可能 (○)</li> <li>モデル構築が容易 (○)</li> </ul>
評価	実施上の課題が多い (×)	時系 データを収集すれば、適用可能 (○)	

表 4.1.4-1 の検討結果から、本調査では電力需要予測において計量経済学的手法を採用する。なお、「パ」国では、2000 年から 2007 年までの過去 8 年間の発電端最大出力の伸び率を見れば (表 2.3.3-1 参照)、2004-05 年の 6.16%/年から 2005-06 年の-6.644%/年と伸び率の変動幅が非常に大きい。これは同国では系統容量が 20MW 程度と比較的小さく、新規大口需要家の出現が発電端最大出力の増加に大きく寄与していることを示している。本調査では計量経済学的予測手法を基本とするが、政府・商業施設の開発計画を精査し、新規大口需要家による電力需要の伸びを積み上げ方式で需要予測に反映させ、需要予測精度の向上を図る。

### (2) 電力需要予測モデルの検討

#### 1) 電化率の推移

電化率の推移は需要の伸びに大きな影響を与えられ考えられるが、コロール・バベルダオブの電化率は表 4.1.3-3 に示したとおり、2005 年には 99.5%となっている。また、表 4.1.4-2 の「パ」国全体の電化率の推移を見ると、1995 年には 100%になっている。入手可能な過去の電力需要データが 1996 年からのものであることから、電化率は今回の需要予測には影響を与えない。

表 4.1.4-2 電化率の推移

	1980	1986	1990	1995	2000	2005
総 数	2,265	2,501	3,312	2,973	3,350	4,707
電化 数	1,715	2,137	2,898	2,973	3,284	4,656
電化率 (%)	75.7	85.4	87.5	100	98.0	98.9

出所：Census 2005, Republic of Palau

## 2) GDP の推移

GDP の今後の推移については、Bureau of Budget & Planning, Ministry of Finance (BOBP)が作成した 2010 年までの予測値を採用する。2010 年から 2025 年までの予測値については、IMF が 2005 年の Article-IV Consultation Staff Report において予測している 2024 年時点の GDP 伸び率を採用し、2010 年から 2024 年までは直線的に GDP の伸び率が減少するものと仮定する。この考え方に基づいて、GDP 予測値を整理したものが、表 4.1.4-3 である。

表 4.1.4-3 需要予測に使用した GDP 予測値

		実績	BOBP 予測	IMF 予測		
		2005 年	2010 年	2015 年	2020 年	2024 年
Low ケース	コンパクト支援終了	8.4%	7.1%	3.9%	0.6%	-2.0%
Base ケース	コンパクト支援継続			4.8%	2.4%	0.5%
High ケース	コンパクト支援増加			5.8%	4.4%	3.3%

## 3) 人口の推移

人口の推移は Center for International Research (U.S. Bureau of the Census) において 2025 年までの人口予測が実施されているので、このデータを使用する。(図 4.1.2-1 のとおり)

## 4) 過去の電力需要

今回実施する 2025 年までの需要予測では、過去 20 年程度のデータが必要であるが、「パ」国の統計データは 1996 年以降のものしかないことから、過去 12 年間の電力需要データを使用する。

1996 年から 1999 年までのデータは、Statistical Year Book2000 (Republic of Palau) のデータを使用し、2000 年から 2007 年までのデータは PPUC 保有のデータを使用した。

なお、電力需要データは、図 4.1.4-1 のとおり、2000 年までは 3 つのカテゴリーに分類されていたが、2001 年より 4 つのカテゴリーに分類されている。本需要予測では、データの継続性を考慮し、2001 年以降のデータは Government (各州政府) と Republic of Palau を一 にして、Government (政府) の需要データとして使用した。

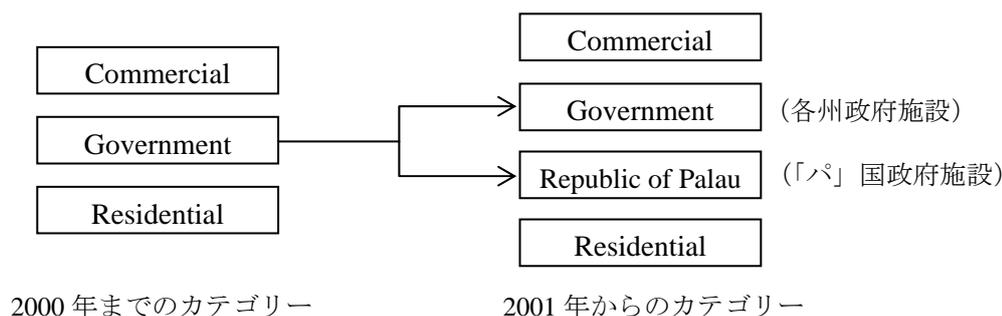


図 4.1.4-1 PPUC の需要家カテゴリー

#### 5) 電力損失率

発電電力量から販売電力量を差引いた値を電力損失とし、過去 5 年間の平均である 20.8%を採用した。20.8%は非常に高い値であるが、回帰予測ではそのままの数値を採用して計算し、PPUC の今後の設備改善計画および本マスタープランによる発電所建設計画、送配変電設備拡張計画に基づいて今後のロス率の推移を予想し補正を行う。(4.1.4(4)項を参照)

#### 6) 負荷率

負荷率は、発電端最大出力と総発電電力量から下記の式により計算した。

$$\text{負荷率} = \frac{\text{総発電電力量}(kWh)}{365 \times 24} \times \frac{1}{\text{発電端最大電力}(kW)} \times 100(\%)$$

本電力需要予測に使用した負荷率は、PPUC の過去 5 年間の平均値である 73.1(%)を採用した。

#### 7) モデルの構築

予測モデルは、東南アジア諸国で電力需要予測に使用されている経済予測シミュレーションソフトウェア Simple EE (ASIAM Research Institute, Japan) 上で構築した。一般的に計量経済モデルは、多くの推計式や定義式の集合体として構築されるため、「モデルの妥当性」の検証が必要である。本調査における電力需要予測モデルの妥当性の検証は以下の指標を用いて行った。

- ・決定係数：0.85 以上を目標とする。
- ・ダービン・ワトソン比：1.00~3.00 を目標とする。
- ・係数の 号検定：経済原則のチェックを行う。

本予測モデルでは、需要家カテゴリー別に下記のような構造方程式により需要予測を行った。

##### ① 商業部門 (Commercial)

電力需要 = f (産業部門の GDP、前年度実績)

##### ② 政府部門 (Government)

電力需要=f (GDP、前年度実績)

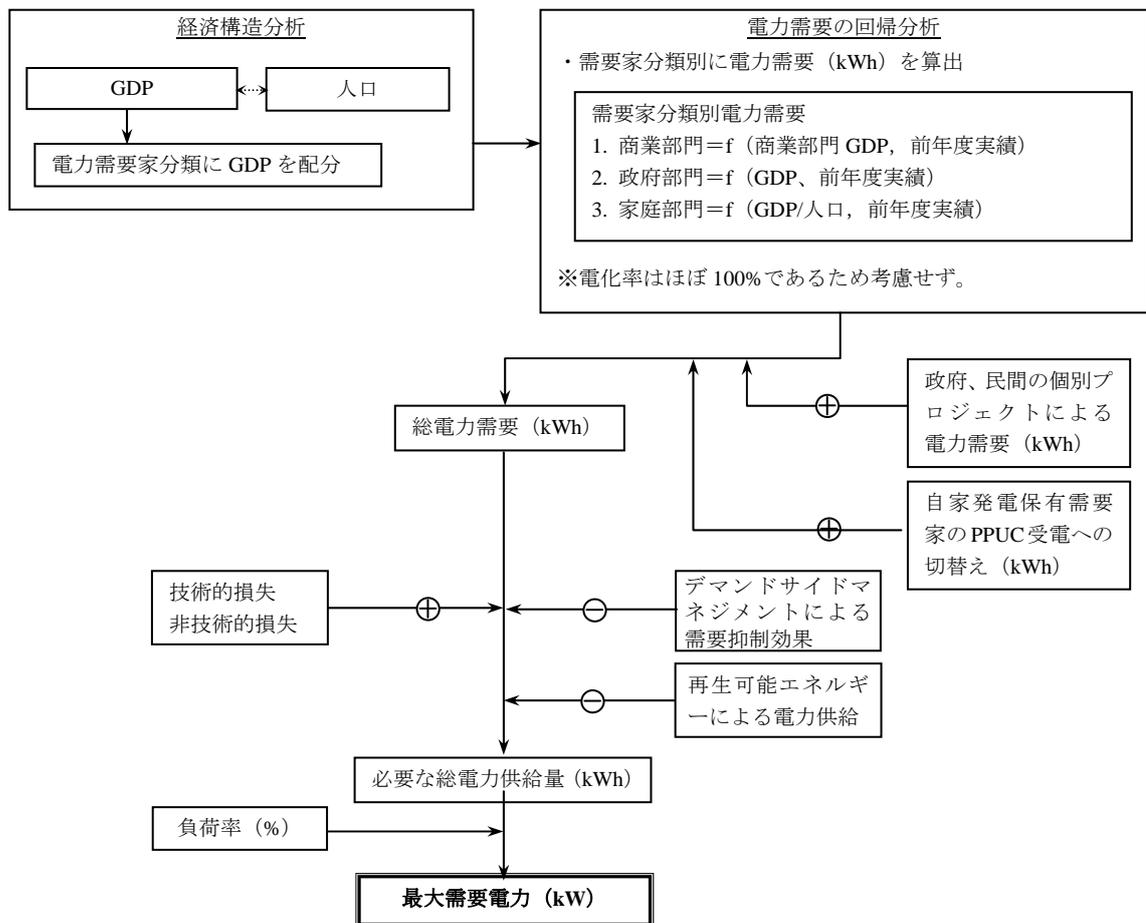
③ 家庭需要 (Residential)

電力需要=f (GDP/人口、前年度実績)

なお、上述の GDP 成長率予測に基づき、Low ケース、Base ケース、High ケースの 3 ケースについて、需要予測を行った。

8) 発電端最大出力と最大需要電力の予測手順

本需要予測においては、図 4.1.4-2 に示す手順で、発電端最大出力と最大需要電力を予測した。



(3) 電力需要予測結果 (回帰分析)

1) Base ケースの予測結果 (コンパクト支援継続)

Base ケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表 4.1.4-4 に示す。また、その推移をグラフ化したものを図 4.1.4-3 に示す。

表 4.1.4-4 電力需要と最大需要電力の見通し (Base ケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	29,971,623	33,467,361	34,760,372
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,801,193	31,980,398	32,891,706
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	48,902,179	55,068,712	57,343,296
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	108,674,996	120,516,471	124,995,374
Growth Rate	%	3.8	5.1	2.9	1.5	0.3
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	137,215,904	152,167,261	157,822,442
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,428	23,763	24,646
Peak Demand	kW	13,518	14,445	16,971	18,820	19,520

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

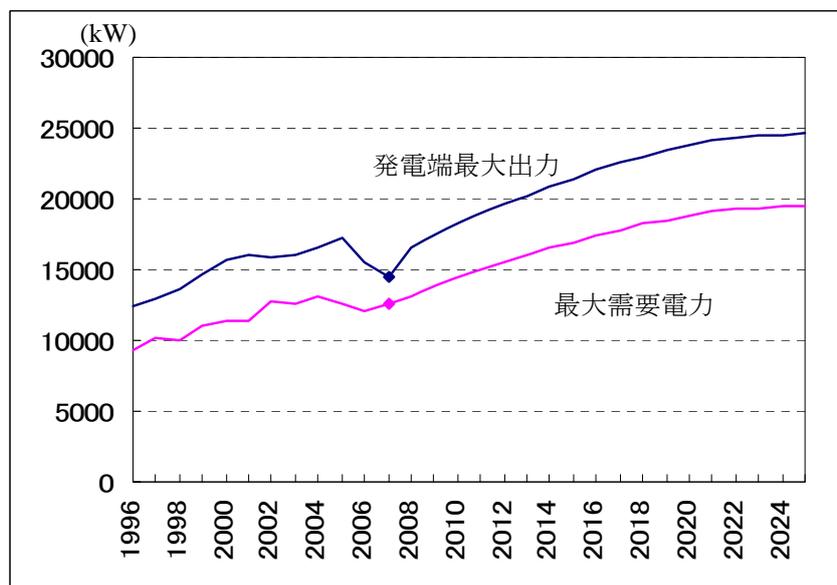


図 4.1.4-3 発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (Base ケース)

2) Low ケースの予測結果 (コンパクト支援終了)

Low ケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表 4.1.4-5 に示す。また、その推移をグラフ化したものを図 4.1.4-4 に示す。

表 4.1.4-5 電力需要と最大需要電力の見通し (Low ケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	29,526,013	31,531,464	30,444,893
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,631,091	31,141,206	30,908,618
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	48,074,283	51,488,761	49,409,885
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	107,231,387	114,161,431	110,763,396
Growth Rate	%	3.8	5.1	2.4	0.5	-1.1
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	135,393,165	144,143,221	139,852,772
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,143	22,510	21,840
Peak Demand	kW	13,518	14,445	16,746	17,828	17,297

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

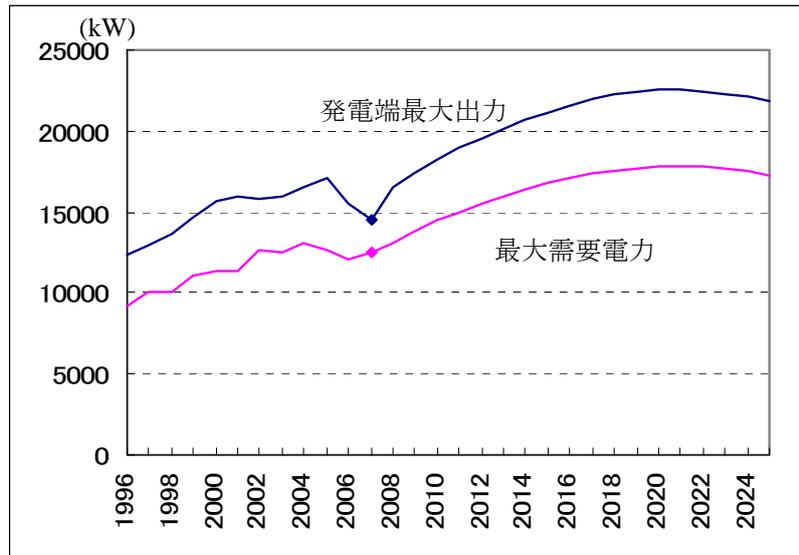


図 4.1.4-4 発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (Low ケース)

3) High ケースの予測結果 (コンパクト支援増加)

High ケースの電力需要予測モデルによって予測した電力需要及び最大需要電力を表 4.1.4-6 に示す。また、その推移をグラフ化したものを図 4.1.4-5 に示す。

表 4.1.4-6 電力需要と最大需要電力の見通し (High ケース)

	単位	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Government	kWh	22,150,461	25,107,780	30,479,298	35,807,172	40,518,065
Residential	kWh	25,639,272	26,920,845	29,994,400	32,975,602	35,411,015
Commercial	kWh	32,639,230	40,468,171	49,847,389	59,438,850	68,185,167
Total	kWh	80,428,963	92,496,796	110,321,086	128,221,623	144,114,247
Growth Rate	%	3.8	5.1	3.4	2.8	2.2
Generated Energy	kWh	92,704,705	116,788,884	139,294,301	161,895,989	181,962,433
Peak Gen. Power	kW	15,581	18,238	21,753	25,282	28,416
Peak Demand	kW	13,518	14,445	17,228	20,023	22,505

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

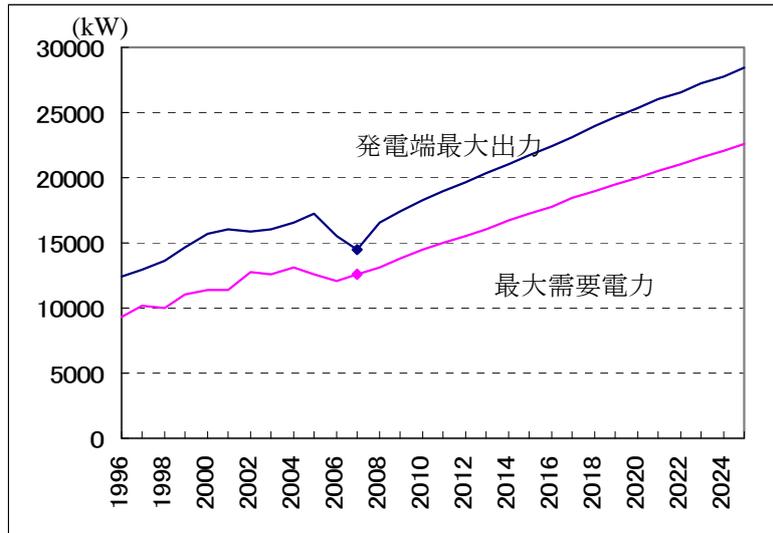


図 4.1.4-5 発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (High ケース)

4) 各ケースの予測比較

図 4.1.4-6 に Base ケース、Low ケース、High ケースにおける最大需要電力の予測値の推移を示す。2013 年頃までは各ケースともにほぼ同様の推移を示すが、Base ケースおよび Low ケースについては、GDP の予測値の低下に伴い、伸びが 化している。

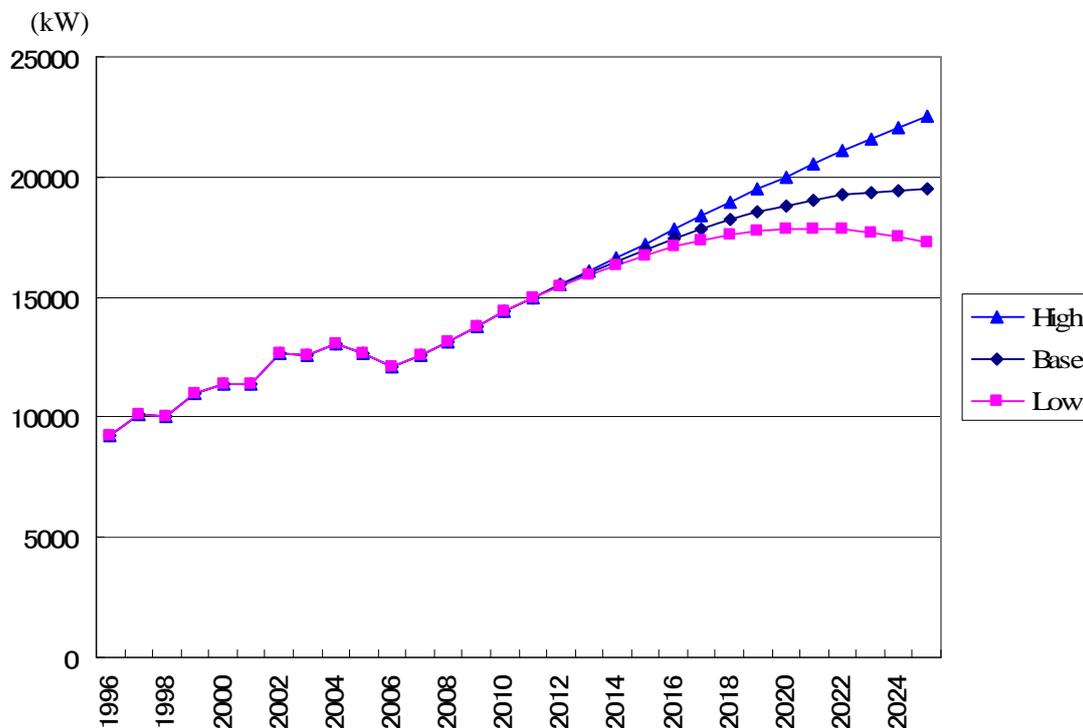


図 4.1.4-6 各ケースの最大需要電力の予測値

(4) 電力需要予測の補正

1) 新規大口需要の積み上げ

海外からの投資に対する許可を与えている Foreign Investment Board、納税を管理する Tax

Office、建築許可を与える各州政府（開発計画の最も多いコロール州）および Office of Planning and Statistics からの情報を基に、今後の新規大口需要家への電力供給時期と供給規模について表 4.1.4-7 のとおり予想した。供給規模（最大需要電力）については、現有の同種負荷を参考に予想したものである。

表 4.1.4-7 今後の新規大口需要

プロジェクト名	州	プロジェクト概要	営業開始年	最大需要電力
Sea Passion Hotel	コロール	5階建て、90室	2008	300 (kW)
Bai Ra Hotel	コロール	バンガロータイプ、70室	2008	250 (kW)
Palau Vacation Hotel	コロール	5階建て、40m×77m、100室	2010	300 (kW)

出所：Office of Planning and Statistics、Koror State、JICA 調査団聞き取り調査

### 2) 自家発電保有の大口需要家による影響

コロール・バベルダオブ系統では、自家発電設備を保有している大口需要家のうち、PPR（Palau Pacific Resort Hotel）1箇所だけが PPUC の系統から独立して発電している。PPR のこれまでの最大需要電力は 800kW で、現時点の PPUC 負荷の 5%程度を占めるため、PPR が PPUC からの受電に切替わった場合の影響は少なくない。

PPUC は現在この大口需要家と PPUC への受電切替えの交渉を実施しているところであるが、昨今の燃料費の高騰で自家発電費用が高くなっているため需要家側にもメリットがあることから、2009 年には PPUC に接続されるものとして本電力需要予測に組み入れる。

### 3) 新首都周辺開発による積み上げ

図 2.3.1-2 に示したとおり、新首都メレケオクの電力需要は首都移転後急激に伸びているが、図 4.1.4-7 のとおり、2008 年度の上半期の需要を 2007 年度の上半期の需要と比較すると、新首都移転に伴う電力需要の伸びは落ち着いてきたように見える。しかしながら、今後は、新首都周辺での開発が進むと予想される。

現時点では明確な開発計画がないことから、個別プロジェクトによる需要を積み上げることは難しいため、メレケオク州の需要の伸び率が今後 5 年間は 5%になると仮定し、以後は他州と同様の伸び率で推移すると予測する。

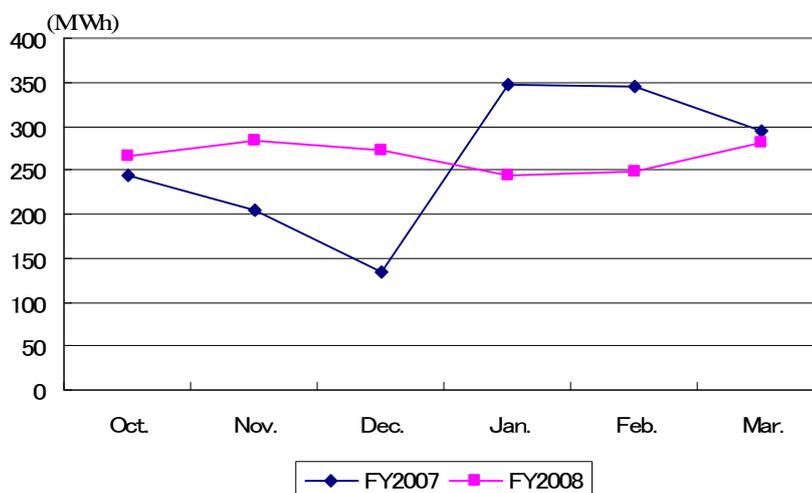


図 4.1.4-7 2007 年度と 2008 年度の上半期のメレケオク州の電力需要比較

#### 4) DSMによる電力消費削減効果

4.1.3.3-(3)で説明したとおり、「パ」国においては、DSMの推進により電力消費を削減する余地が大幅にあり、「Energy Efficiency Action Plan」を推進するEnergy Officeは、2010年までに政府の電力需要の10%削減（全需要の約2.8%削減）を目指している。また、その後、民間セクターにも積極的に推進していく予定であることから、本電力需要予測では、2010年以降も徐々に省エネルギーが推進され、2013年には現在の電力需要の5%程度が低減されると予想される。

#### 5) 再生可能エネルギーの導入による電力消費削減効果

4.3項で説明したとおり、「パ」国において再生可能エネルギー開発の可能性が最も高いのは太陽光利用であるが、「パ」国の最大電力は夕方に発生していることから、系統連系型の太陽光発電を導入する場合、最大電力には影響を与えない。また、現時点では明確な導入計画を立てるのは難しく、総発電電力量に与える影響も少ないため、本電力需要予測では総発電電力量削減を考慮しない。

なお、家庭負荷の20%を占める電気湯沸し器が太陽熱温水器の利用に移行すれば、電力消費削減に与える影響は大きいことから、今後、さらなる電力消費削減効果が期待される。

#### 6) 電力損失の今後の推移予測

回帰分析に使用した過去5年間の平均電力損失は20.8%であるが、2008年度上半期（2007年10月～2008年3月）のデータでは、表4.1.4-8のとおり19.1%となっている。

この電力損失は、総発電電力量と販売電力量の差から求めたものであり、ノンテクニカルロスも含まれている。PPUCでは、昨年度から大々的に違法接続・電等の調査を実施し、ノンテクニカルロスの低減に努めてきた。その結果が電力損失の削減につながっているようである。

表 4.1.4-8 2008年度上半期の電力損失率

年月	発電電力量(kWh)	販売電力量(kWh)	電力損失(kWh)	電力損失率(%)
2007年10月	8,873,514	6,693,026	2,180,488	24.6
2007年11月	8,486,153	6,915,457	1,570,696	18.5
2007年12月	8,679,200	7,122,148	1,557,052	17.9
2008年1月	8,441,870	6,890,333	1,551,537	18.4
2008年2月	8,023,735	6,145,448	1,878,287	23.4
2008年3月	8,445,251	7,467,493	977,758	11.6
上半期計	50,949,723	41,233,905	9,715,818	19.1

出所：PPUC

また、「パ」国の街灯には電力量計が設置されていないため、統計上、電力損失に含まれている。PPUCのデータによるとコロール・バベルダオブ系統内には、1,468の街灯があることから、街灯の代表的な消費電力（227.5W）で一日12時間点灯すると仮定して、街灯負荷が電力損失率に与える影響を求めると、以下のとおりとなる。

$$1,468 \text{ 灯} \times 227.5\text{W} \times 12 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} = 1,462,788,600 \text{ (Wh)} = 1,462,789 \text{ (kWh)}$$

この値は、2007年の発電電力量の1.58(%)に相当する。

$$\frac{1,462,789}{92,704,705} \times 100 = 1.58(\%)$$

この結果から、現状の電力損失は、街灯負荷分を削減すると 17.5(%)であると予想できる。このほか、電力損失の原因には、発電所所内電力、送配電損失、ノンテクニカルロス等が考えられるが、発電所所内電力および送配電損失について、現状と今後の推移を検討する。

#### ① 発電所所内電力

発電所所内電力は発電所の運転には必要不可欠なものであるが、表 4.1.4-9 に示すとおり、アイメリーク発電所の所内率が 8.0～9.0% でディーゼル発電所としてはかなり高い値となっている。このため、マラカル発電所を含めたコロール・バベルダオブ系統における発電所所内率は約 6.2% となっている。

今後はアイメリーク発電所にディーゼル発電機の増設を計画しており、これにより所内率変動するため、この計画に基づいて所内率の変動を計算し電力需要予測補正に反映する。なお、重油焚きディーゼル発電機の所内負荷はディーゼル油焚きより 2.5% 程度大きいと見込まれることから、これを考慮する。

表 4.1.4-9 発電所の所内率

年月	所内負荷(kWh)			総発電量(kWh)			所内率 (%)		
	MPP	APP	計	MPP	APP	計	MPP	APP	計
2007年10月	174,627	377,470	552,097	4,270,384	4,603,130	8,873,514	4.1	8.2	6.2
2007年11月	209,647	324,700	534,347	4,897,793	3,588,360	8,486,153	4.3	9.0	6.3
2007年12月	225,944	308,450	534,394	5,027,560	3,651,640	8,679,200	4.5	8.4	6.2
2008年1月	192,040	339,800	531,840	4,194,600	4,247,270	8,441,870	4.6	8.0	6.3
2008年2月	211,518	282,600	494,118	4,736,485	3,287,250	8,023,735	4.5	8.6	6.2
2008年3月	230,872	295,570	526,442	5,033,081	3,412,170	8,445,251	4.6	8.7	6.2
上半期計	1,244,648	1,928,590	3,173,238	28,159,903	22,789,820	50,949,723	4.4	8.5	6.2

備考：MPP：マラカル発電所、APP：アイメリーク発電所  
出所：PPUC

#### ② 送配電損失

系統解析結果(4.2.2.4項)から予測すると、現在の送電損失は1%程度である。配電損失については系統解析のための細かいデータが不足しており解析は実施していないが、他の損失から逆算すると、約10～11%であると推測できる。この値は送配電損失の値としては高い値であり、今後の改善が必要である。

PPUCでは、2009年までに配電線網の力率改善による電圧低下対策を実施することになっており、これにより配電損失の低減が期待でき、3～4%の低減が実現できると予想する。

#### ③ 今後の推移

以上の検討結果と本マスタープランの発電所建設計画、送配電変電拡張計画をもとに実施した系統解析結果から、今後の電力損失の推移を予想すると図 4.1.4-8 のとおりとなる。今後、配電網の継続的な改修、系統全体の力率の改善、変圧器の損失低減(低負荷運転の解消)等により、さらなる損失低減は可能であると思われるが、本マスタープランではこのデータに基づき、電力需要予測を補正する。

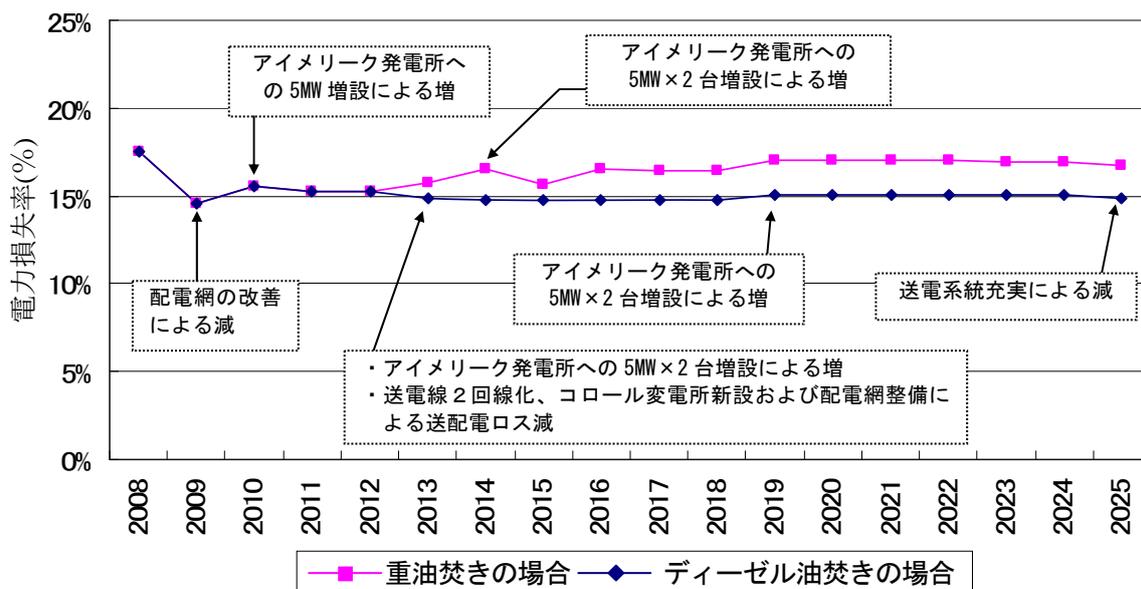


図 4.1.4-8 電力損失の予測推移

7) 補正後の電力需要予測結果

上述した条件で電力需要予測を補正した結果を、図 4.1.4-9～11 および表 4.1.4-10 に、各州の最大需要電力の予測推移を表 4.1.4-11 に示す。本マスタープランにおいては、Base ケースの補正後の電力需要予測を用いて、発電所建設計画、送配変電設備拡張計画を検討する。

なお、アイメリーク発電所に新設されるディーゼル発電機が重油焚きの場合の電力損失はディーゼル焚きの場合より大きくなるが、後述のとおり、それを考慮しても重油焚きの燃料費の低減によるコストメリットが大きいため、本マスタープランでは重油焚きの場合の需要予測を採用する。

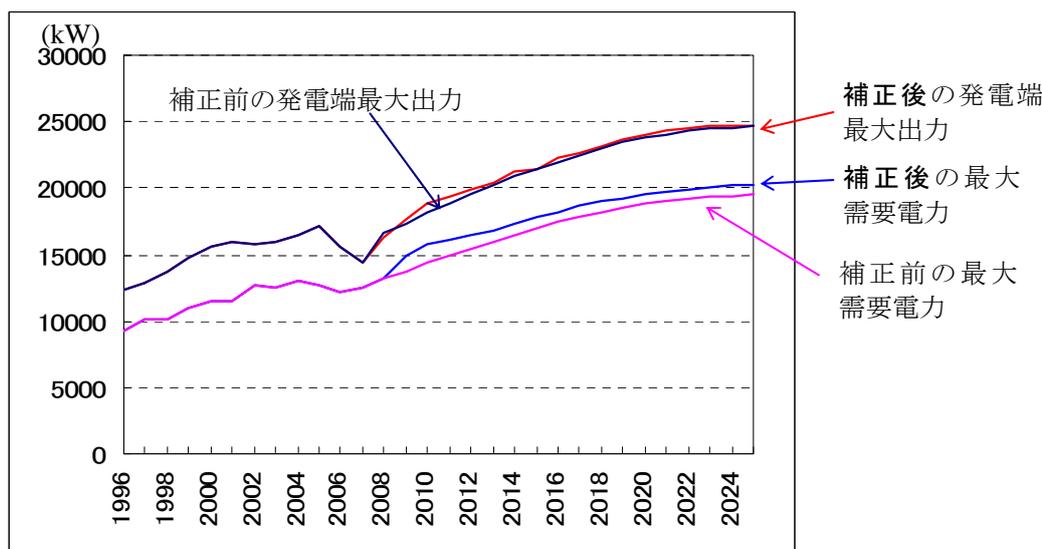


図 4.1.4-9 補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (Base ケース、重油焚き)

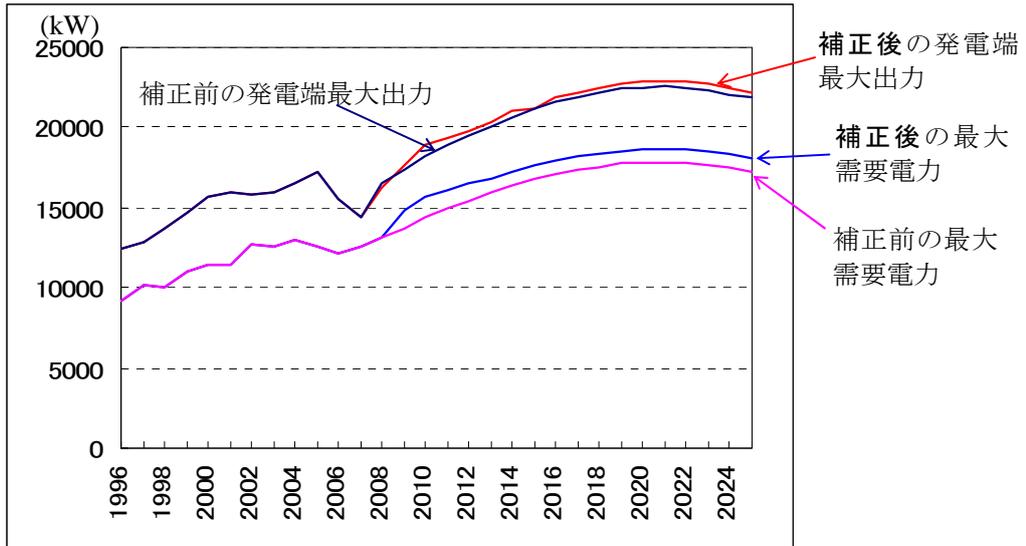


図 4.1.4-10 補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (Low ケース、重油焚き)

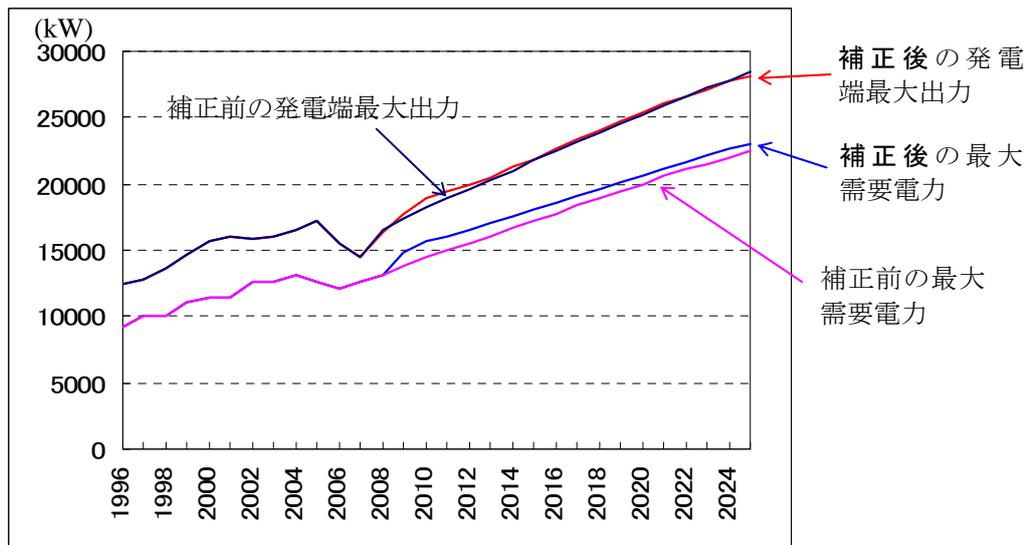


図 4.1.4-11 補正後の発電端最大出力と最大需要電力の予測結果 (High ケース、重油焚き)

表 4.1.4-10 補正後の電力需要予測データ

Case	Kinds of Data	Unit	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(重油焚きの場合)																				
Base	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	103,048	105,615	108,110	111,108	113,973	116,674	119,179	121,455	123,479	125,223	126,671	127,806	128,609	129,076	129,478
	Peak Demand	MW	13.17	14.85	15.70	16.09	16.49	16.88	17.35	17.80	18.22	18.61	18.97	19.28	19.56	19.78	19.96	20.08	20.16	20.22
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,944	127,040	130,830	135,767	137,648	142,401	145,431	148,134	151,721	153,813	155,547	156,948	157,878	158,466	158,574
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.36	19.84	20.43	21.20	21.50	22.24	22.71	23.13	23.69	24.02	24.29	24.51	24.65	24.75	24.76
Low	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	102,985	105,405	107,641	110,256	112,611	114,662	116,375	117,713	118,658	119,194	119,312	119,005	118,282	117,156	115,966
	Peak Demand	MW	13.17	14.85	15.70	16.08	16.46	16.81	17.22	17.59	17.91	18.17	18.38	18.53	18.61	18.63	18.58	18.47	18.30	18.11
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,868	126,788	130,264	134,737	136,000	139,969	142,039	143,609	145,870	146,497	146,618	146,267	145,345	144,001	142,216
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.34	19.80	20.34	21.04	21.24	21.86	22.18	22.43	22.78	22.88	22.90	22.84	22.70	22.49	22.21
High	Demand Energy	MWh	84,336	95,100	100,519	103,119	105,852	108,640	112,072	115,527	118,990	122,442	125,860	129,231	132,533	135,752	138,871	141,867	144,727	147,631
	Peak Demand	MW	16.28	17.70	18.94	19.37	19.88	20.53	21.38	21.79	22.68	23.33	23.96	24.78	25.41	26.01	26.61	27.17	27.71	28.20
	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	124,029	127,326	131,469	136,932	139,527	145,201	149,375	153,461	158,702	162,684	166,568	170,377	173,968	177,461	180,551
	Peak Generated Power	MW	13.17	14.85	15.70	16.10	16.53	16.97	17.50	18.04	18.58	19.12	19.65	20.18	20.70	21.20	21.69	22.15	22.60	23.05
(ディーゼル油焚きの場合)																				
Base	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,944	127,040	129,330	132,767	136,232	139,431	142,431	145,134	148,080	150,169	151,917	153,273	154,231	154,791	154,899
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.36	19.84	20.20	20.73	21.27	21.77	22.24	22.66	23.12	23.45	23.72	23.94	24.09	24.17	24.19
Low	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	123,868	126,788	128,764	131,737	134,584	136,999	139,039	140,609	142,229	142,853	142,988	142,592	141,698	140,326	138,541
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.34	19.80	20.11	20.57	21.02	21.39	21.71	21.96	22.21	22.31	22.33	22.27	22.13	21.91	21.63
High	Generated Energy	MWh	104,247	113,350	121,253	124,029	127,326	129,969	133,932	138,111	142,231	146,375	150,461	155,061	159,041	162,938	166,702	170,321	173,786	176,876
	Peak Generated Power	MW	16.28	17.70	18.94	19.37	19.88	20.30	20.92	21.57	22.21	22.86	23.50	24.21	24.84	25.44	26.03	26.60	27.14	27.62

出所：JICA Study Team 電力需要予測結果

表 4.1.4-11 各州の最大需要電力の予測推移 (Base Case)

Unit : kW

State	FY2007	FY2010	FY2015	FY2020	FY2025
Koror	10,111	11,743	13,280	14,586	15,080
Aimeliik	230	267	302	332	343
Ngatpang	68	78	89	98	101
Airai	2,109	2,449	2,770	3,042	3,145
Ngchesar	68	78	89	98	101
Melekeok	554	641	772	854	886
Ngaremlengui	108	126	142	156	161
Ngiwal	68	78	89	98	101
Ngardmau	41	47	53	59	60
Ngaraad	95	110	124	137	141
Ngarchelong	68	78	89	98	101

8) 電力需要予測結果の分析と提案

PPUC の最新の電力需要予測である Strategic Plan 2003 による予測と本マスタープランの電力需要予測を比較すると、図 4.1.4-12 のとおりとなる。Strategic Plan 2003 では、個別プロジェクトの積み上げにより高めに見積もっているが、本需要予測では、実現性の高いプロジェクトのみを積み上げており、より現実的な需要予測としている。「パ」国では、さまざまなプロジェクトが計画されているが、計画が実現するまでに時間がかかるうえ、途中で計画を断念するケースも多いため、今後も至近年の確実な計画を積み上げながら、電力設備の将来計画を補正していく必要がある。

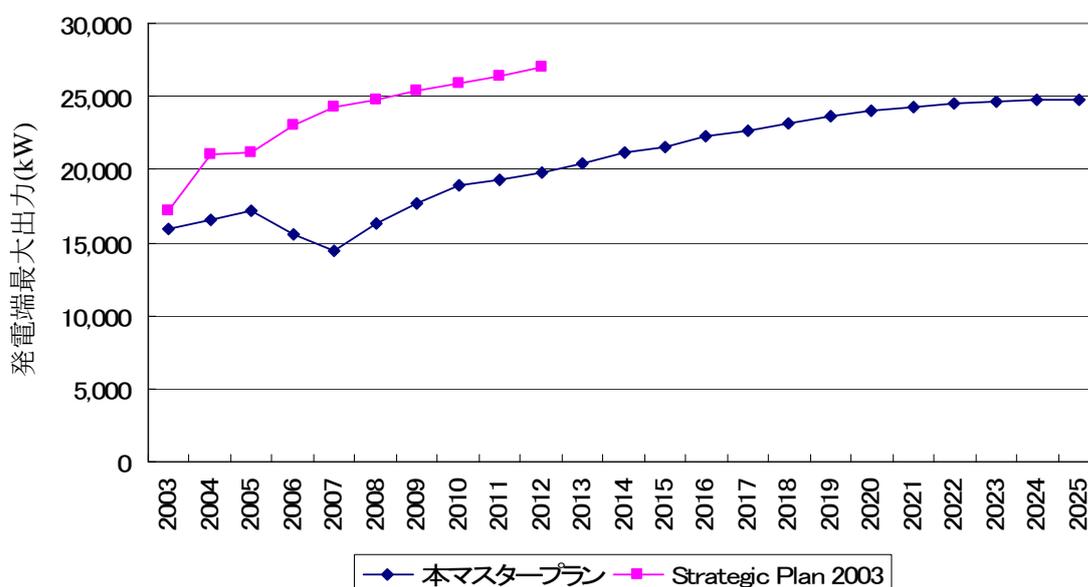


図 4.1.4-12 Strategic Plan 2003 と本マスタープランの発電端最大出力の比較

また、回帰分析に使用した GDP の成長率予測は、IMF が 2005 年に予測したものであり、今後、「パ」国経済に与える影響の大きいコンパクトの継続交渉結果によって、数値の見直しが必要になってくると想定される。この点でも、毎年の電力需要データを管理し、その都度予測との乖離をチェックしながら、計画を見直していくことが重要である。

## 4.2 電力開発計画の策定

### 4.2.1 発電所建設計画の検討

#### 4.2.1.1 基本方針

##### (1) 発電方式

現在 PPUC で導入されている発電方式は、全てディーゼル発電である。発電方式は通常、発電規模、運用形態（ベース、ミドル、ピーク）、調達可能な燃料、立地条件、環境影響等を考慮して決定される。次ページの表 4.2.1-1 に一般的な火力発電方式の比較を示すが、「パ」国の電力需要は 2025 年でもピーク負荷で 25MW 程度であること、「パ」国は周辺を珊瑚礁に囲まれており大規模な港湾設備を建設することが困難であること、PPUC の発電部門の要員はディーゼル発電設備の運転・維持管理に習熟していること等を勘案し、将来建設する発電所についてもディーゼル発電方式を採用することが望ましい。

##### (2) 発電用燃料

PPUC で現在使用されている発電用燃料はディーゼル油（Automotive Diesel Oil, Low Sulfur）であるが、近年の世界的な原油価格の上昇が PPUC の経営を圧迫していることから、今後建設する発電設備の燃料としては、ディーゼル油と比較して安価な重油の使用を提案する。

現在、アイメリーク、マラカルの両発電所へのディーゼル油供給は、それぞれ Shell 社、Mobil 社が行っている。両社は、ディーゼル油をシンガポールからタンカーにて「パ」国に輸送している。Shell 社のディーゼル油の輸送に使用されるタンカーの仕様は、載荷重量 7,850DWT、全長 110m、全幅 41.6m、水 7.1m である。

シンガポールは、米国のヒューストン、オランダのロッテルダムに次ぐ世界第 3 位の石油精製都市として知られており、アジア、太平洋地域への石油製品の供給、石油商品取引の拠点となっている。Bunkerworld 社（ ）によれば、シンガポールでは 71 社が同社のホームページに船舶用重油（bunker fuel）の販売業者として 録を行っており、その中には BP、Chevron、ExxonMobil、Shell、TOTAL といった石油メジャー 5 社が含まれている。

上述の 5 社が取り扱う船舶用重油は表 4.2.1-2 に示す ISO 規格に合致し、一般的に船舶用ディーゼルエンジンにて使用されており、燃料性状は発電用ディーゼルエンジンに使用した場合も特段の問題は無い。本調査では、新設アイメリーク発電所で使用する燃料のグレードを ISO 規格の RME180 クラスと想定するが、Shell 社のホームページによれば、同社で受け付ける RME180 の最少注文量は 500t である。2013 年に 5MW×2 台の重油焚きディーゼル発電設備が運転を開始した場合、月間重油使用量は 1,000t 程度と見込まれており、Shell 社の最少注文量を上回ることから、スポットで注文するケースを想定しても十分に調達可能である。

表 4.2.1-1 火力発電方式の比較

発電タイプ	火力発電			内燃力発電	
	石炭	重油	ガス	ガスタービン 灯油/軽油/ガス	ディーゼル 重油/軽油/ガス
燃料	燃料をボイラーで燃焼させて作った高温/高压の蒸気によりタービンを回して発電			燃料燃焼時の燃焼ガスによりタービンを回して発電	内燃機関による直接機械的な運動により発電機を駆動して発電
発電方法	燃料をボイラーで燃焼させて作った高温/高压の蒸気によりタービンを回して発電			燃料燃焼時の燃焼ガスによりタービンを回して発電	内燃機関による直接機械的な運動により発電機を駆動して発電
一般的な単機容量	100~1,000MW	同左	同左	0.6~100MW	0.06~20MW
耐用年数(法定)	15年	同左	同左	同左	同左
耐用年数(実態)	20~30年	同左	同左	同左	同左
運転の難易度	難 ・揚運炭設備、環境対策設備等、付帯設備が多い	やや難	やや難	容易	容易
保守の難易度	難 ・揚運炭設備、環境対策設備等、付帯設備が多い	やや難	やや難	難 ・機関の構造が複雑	やや難
設備面でのメリット/デメリット	[メリット] ・設備面でのメリットは特になし	[メリット] ・設備面でのメリットは特になし	[メリット] ・燃料取扱設備が簡易である	[メリット] ・構造がシンプルで据付が簡単 ・出力の割りに小型軽量であり、据付面積が小さい ・冷却水が不要もしくは使用量が少ない ・短時間で起動停止が可能	[メリット] ・熱効率が低い ・蒸気原動機に比べて小型であり、据付面積が小さい ・冷却水の使用量が少ない ・短時間で起動停止が可能 ・幅広い種類の燃料を使用できる(重油、軽油、ガス) ・部分負荷運転を行っても効率の低下が少ない
	[デメリット] ・単位重量当りの燃料発熱量が重油、ガス等と比較して低いため、大規模な燃料受入・貯蔵設備が必要(港湾設備、貯蔵設備) ・燃料が固形であるため、燃料輸送設備が大掛かりとなる ・排気ガス中の煤塵の飛散を防止するため、機械式および電気式集塵機の設置が必要 ・使用燃料中の硫黄含有量が多い場合は、排煙脱硫装置の設置が必要。脱硫装置を設置した場合、大量の水、石灰石を使用し、副生物として石膏が発生する。 ・石炭灰の埋め立て処分を行うための灰捨場が必要 ・発電に使用した蒸気を冷却して水に戻すため、大量の冷却水(海水、河川水)が必要 ・煤塵によるボイラ設備の損耗が大きい	[デメリット] ・排気ガス中の煤塵の飛散を防止するため、電気式集塵機の設置が必要 ・使用燃料中の硫黄含有量が多い場合は、排煙脱硫装置の設置が必要。脱硫装置を設置した場合、大量の水、石灰石を使用し、副生物として石膏が発生する。 ・発電に使用した蒸気を冷却して水に戻すため、大量の冷却水(海水、河川水)が必要	[デメリット] ・発電に使用した蒸気を冷却して水に戻すため、大量の冷却水(海水、河川水)が必要	[デメリット] ・発電効率が低く、燃料コストが高い ・外気温が高くなれば、発電可能出力が低下する ・使用可能な燃料が軽油、ガス等の良質な燃料に限定される(高温部品の高温腐食を防止するため) ・部分負荷運転を行うと効率の低下が大きい	[デメリット] 設備面でのデメリットは特になし
環境面でのメリット/デメリット	[メリット] ・環境面でのメリットは特になし	[メリット] ・環境面でのメリットは特になし	[メリット] ・燃料がクリーンであり、大気汚染物質の排出量が少ない	[メリット] ・燃料がクリーンであり、大気汚染物質の排出量が少ない	[メリット] ・環境面でのメリットは特になし
	[デメリット] ・他の燃料と比較して排煙中の窒素酸化物、硫酸酸化物、煤塵の濃度が高い ・蒸気の冷却に使用した冷却水が温排水として放出される	[デメリット] ・燃料に硫黄分が含まれるため、硫酸酸化物が発生する ・蒸気の冷却に使用した冷却水が温排水として放出される	[デメリット] ・蒸気の冷却に使用した冷却水が温排水として放出される	[デメリット] ・環境面でのデメリットは特になし	[デメリット] ・往復動機関であるため騒音(低周波数)・振動が大きい ・燃料に硫黄分が含まれる場合は、硫酸酸化物が発生する
建設費(\$/kW)	2,730 <sup>*1</sup>	1,730 <sup>*1</sup>	1,820 <sup>*1</sup>	910~2,270 <sup>*2</sup>	910~1,820 <sup>*2</sup>
運転維持費(\$/kWh)	0.014 <sup>*3</sup>	0.014 <sup>*3</sup>	0.01 <sup>*3</sup>	0.018 <sup>*2</sup>	0.018 <sup>*2</sup>

注: 建設費および燃料費は1US\$=¥110円として円価をドル価に換算。日本における建設費および発電原価の試算値。

[出所]\*1: 資源エネルギー庁資料(1992年運転開始とし、耐用年平均で試算した発電原価)。

\*2: コージェネレーションの基礎と応用(藤井照重編 コロナ社)

\*3: 資源エネルギー庁資料(平成11年12月 総合資源エネルギー調査会 第70回原子力部会)

[備考]コンバインドサイクル発電はガスタービン発電と火力発電を組み合わせたものであり、主にガスを燃料とするため環境負荷が少なく、ガスタービンの排熱を回収して発電に利用するため発電効率が低い(高位発熱量基準で発電効率は40~50%、火力発電の効率は40%程度)。運用面、設備面の特徴はガスタービンと火力の両方の特性を兼ね備えている。

表 4.2.1-2 船舶用重油の標準燃料性状 (ISO 8217)

Parameter	Unit	Limit	ISO Category									
			RMA30	RMB30	RMD80	RME180	RMF180	RMG380	RMH380	RMK380	RMH700	RMK700
Density at 15 °C	kg/m³	Max	960.0	975.0	980.0	991.0		991.0		1010.0	991.0	1010.0
Viscosity at 50°C	mm²/s	Max	30.0		80.0	180.0		380.0		700		
Water	% V/V	Max	0.5	0.5	0.5		0.5		0.5			
Micro Carbon Residue	% m/m	Max	10	14	15	20	18	22	22			
Sulfur <sup>1</sup>	% m/m	Max	3.5	4.00	4.50		4.50		4.50			
Ash	% m/m	Max	0.10	0.10	0.10	0.15	0.15	0.15	0.15			
Vanadium	mg/kg	Max	150	350	200	500	300	600	600			
Flash point	°C	Min	60	60	60		60		60			
Pour point, Summer	°C	Max	6	24	30	30		30		30		
Pour point, Winter	°C	Max	0	24	30	30		30		30		
Aluminium + Silicon	mg/kg	Max	80	80	80		80		80			
Total Sediment Potential	% m/m	Max	0.10	0.10	0.10		0.10		0.10			
Zinc <sup>2</sup>	mg/kg	Max	15									
Phosphorus <sup>2</sup>	mg/kg	Max	15									
Calcium <sup>2</sup>	mg/kg	Max	30									

<sup>1</sup>: A sulfur limit of 1.5% m/m will apply in SOx Emission Control Areas designated by the International Maritime Organization, when its relevant Protocol comes into force. There may be local variations.

<sup>2</sup>: The Fuel shall be free of Used Lubrication Oil (ULO).

A Fuel is considered to be free of ULO if one or more of the elements are below the limits. All three elements shall exceed the limits before deemed to contain ULO.

### (3) 単機容量

今後建設する発電設備の単機容量については、後述の検討結果により 1 台当り 5MW クラスとする。

### (4) 供給予備力

電源開発計画で検討する発電設備の必要容量は、将来の電力需要を賄うための発電容量に加えて、定期点検や突発的な故障により停止する発電設備の容量（供給予備力）も考慮しなければならない。一般的に先進国や系統容量の大きい国では、供給予備力は系統容量の 10 % 前後とされる場合が多いが、「パ」国のような島嶼国では系統容量に対する発電機単機容量の割合が大きいことから、個別の発電機が停止することを想定した供給予備力の検討が必要である。

図 4.2.1-1 にリプレース後のアイメリーク発電所の定期点検スケジュール（例）を示す。台湾のローンにより導入される 5MW×1 台を含め、合計 7 台のディーゼル発電機の定期点検を想定すれば、1 年間のうち約 3/4 の期間は 7 台中 1 台が常に点検のため停止することとなる。

#### [ディーゼルエンジンの標準的な定期点検期間]

- ・ 簡略点検（Simple Overhaul）：2,500～3,000 時間毎、7～8 日間停止
- ・ 中間点検（Intermediate Overhaul）：7,500～8,000 時間毎、15～18 日間停止

- ・ 本格点検 (Major Overhaul) : 16,000 時間毎、20～25 日間停止

ディーゼルエンジンが定期点検により停止する期間は

8 日(簡略)×4 回+18 日(中間)×1 回+25 日(本格)×1 回=75 日・台/2 年

75 日×7 台 2 年=262.5 日/年 9 ヶ月/年 (3/4 年)

従って、常に供給力として期待できるのは、7 台中 6 台である。安定した電力供給を行うためには、1 台が定期点検中に突発的な事故により発電機が更に 1 台停止することを想定した供給予備力を備える必要がある。このため本調査ではコロール・バベルダオブ電力系統において、発電機出力の最も大きい方から 2 台分の容量を供給予備力として備えることを提案する。

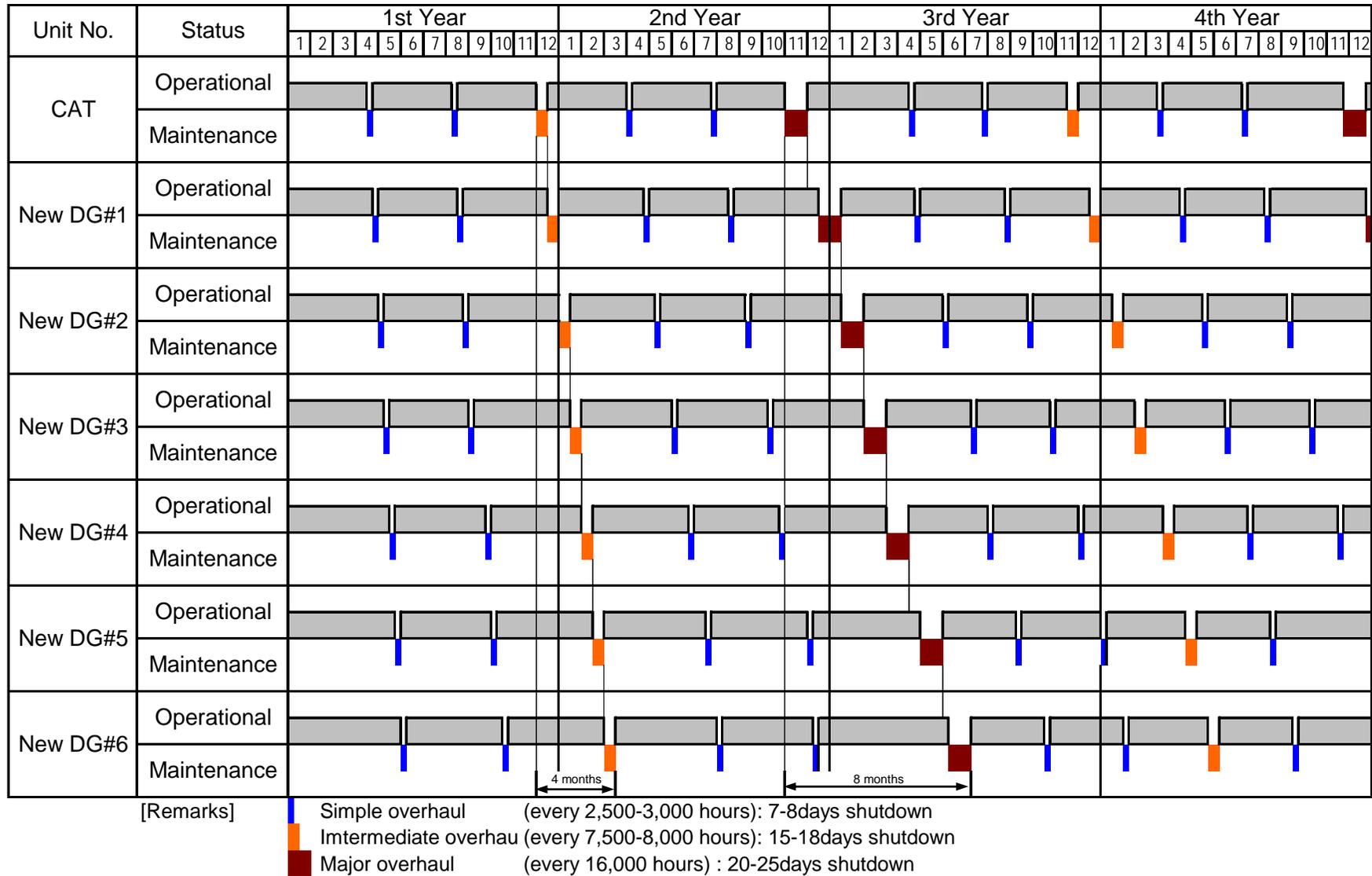


図 4.2.1-1 ディーゼル発電機の定期点検サイクル (例)

#### 4.2.1.2 既設発電設備の廃止計画

中速回転（750rpm 以下）、低速回転（500rpm 以下）のディーゼル発電機は、運転を開始して 20 年程度経過すれば出力・効率の低下が著しくなり、経済性、信頼性が低くなることから、廃止されることが一般的である。短時間運転用の高速回転ディーゼル発電機は、非常用もしくはピーク負荷用に設計されており、中速・低速機に比べて 命は短い。

アイメリーク発電所の 2～5 号機は運転開始から 22 年が経過し、出力・効率が著しく低下している。同発電所の 2、3 号機は 2008 年度に、4、5 号機は 2009 年度以降にリハビリテーションが行われる予定であるが、リハビリテーションの内容はシリンダーヘッド、ピストン、シリンダーライナー等の主要部品を交換するものであり、新規発電設備が運転を開始するまでの延命措置と位置付けられる。これらの発電設備は運転開始から 22 年の間に、24,000 時間毎の本格点検が 3 回/台実施されているが、累積運転時間から計算すれば 5 回/台は実施されるべきである。また、本格点検のインターバルの中で、1,000 時間、3,000 時間、6,000 時間、12,000 時間毎の定期点検を実施するよう機器製造者から推奨されているが、これらの点検はほとんど実施されていない。

マラカル発電所に関しては、2006 年に Mitsubishi-12、13 号機及び Wartsila-2、3 号機がクランクシャフトの焼損により相次いで停止し、Mitsubishi-12 号機は 2006 年 10 月、Mitsubishi-13 号機は 2007 年 1 月に運転を開始したが、Wartsila-2、3 号機は現在も停止中である。Mitsubishi-12、13 号機は、クランクシャフト焼損の修理の際にシャフトの切削加工を行っており、13 号機の方がより損傷程度が大きい。このため Mitsubishi-12、13 号機については、エンジンに過大な負荷をかけないように、十分注意を払う必要がある。Wartsila-1~3 号機は、1,000 時間毎にフィルタ類の交換が定期的に行われているものの、本格的な分解点検は一切実施されていない。

以上に述べたディーゼル発電機の一般的特性と、アイメリーク発電所、マラカル発電所の運転履歴、維持管理履歴から判断し、表 4.2.1-3 に示す既設発電設備の廃止計画を策定した。アイメリーク発電所のリプレース後は、同発電所がコロール・バベルダオブ電力システムのベース負荷を担う発電所となり、マラカル発電所は送配電ロスの低減と供給安定性の観点から、常時 1 台運転を行うものと想定される。

表 4.2.1-3 既設発電設備の廃止計画

発電所	ユニット名	定格出力	現有出力	累積運転時間*1	現況	廃止計画
Aimeliik	Pielstick-2	3.27 MW	2.0 MW	128,860	Operable	2008 年度にリハビリ予定であるが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば最初に廃止する（2013 年廃止）。
	Pielstick-3	3.27 MW	2.0 MW	122,359	Operable	2008 年 2 月からリハビリに着手したが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば最初に廃止する（2013 年廃止）。
	Pielstick-4	3.27 MW	2.0 MW	134,584	Operable	2009 年以降にリハビリ予定であるが、新規電源投入までの延命措置である。老朽化が激しく出力・効率の低下が著しいことから、新規発電設備が運転開始すれば廃止する（2014 年廃止）。
	Pielstick-5	3.27 MW	2.0 MW	132,149	Operable	同上
	Sub-Total	13.08 MW	8.0 MW			

発電所	ユニット名	定格出力	現有出力	累積運転時間*1	現況	廃止計画
Malakal	Wartsila-1	2.00 MW	1.7 MW	59,587	Operable	1,200rpm の高速回転機であり、長命は期待できない。運転開始から 20 年後(2019 年)に廃止。
	Wartsila-2	2.00 MW	(1.7 MW)	n/a	Inoperable	2009 年度以降にクランクシャフトを修理する予定である。1,200rpm の高速回転機であり、長命は期待できない。運転開始から 20 年後(2019 年)に廃止。
	Wartsila-3	2.00 MW	(1.7 MW)	n/a	Inoperable	2008 年 6 月にクランクシャフトを修理する予定である。1,200rpm の高速回転機であり、長命は期待できない。運転開始から 20 年後(2019 年)に廃止。
	Mitsubishi-12	3.40 MW	3.2 MW	69,177	Operable	クランクシャフトの損傷は 13 号機より軽微であるため、負荷調整用として運転を継続する。
	Mitsubishi-13	3.40 MW	3.0 MW	65,386	Operable	運転開始から 20 年後(2019 年)以降は、12 号機の停止中のみ運転する予備機 (stand-by) とする。
	Caterpillar-1	1.825 MW	1.6 MW	4,358	Operable	1,800rpm の短時間運転用発電機であり長命は期待できない。運転開始から 10 年後(2016 年)に廃止する。
	Caterpillar-2	1.825 MW	1.6 MW	4,379	Operable	同上
	Alco-9	1.25 MW	0.5 MW	35,207	Operable (Stand-by)	Wartsila-3 が運転を開始すれば廃止(2008 年廃止)。
	Sub-Total	17.70 MW	11.6 MW			
Total	30.78 MW	19.6 MW				

備考 \*1: 2008 年 1 月末時点

PPUC は、新規発電設備が運転を開始するまで発電設備 1 台分の供給予備力しか保有できないため、既存の発電設備を常に良好な状態に維持管理し、また老朽化した発電設備の延命措置を行うことにより、供給力を確保する必要がある。アイメリーク発電所の老朽化した発電設備については、リハビリにより損耗した主要部位を更新し延命措置を行うこと、マラカル発電所については機器製造会社の維持管理マニュアルに定められた時間毎に設備を停止し、点検、部品の交換を確実に行うことが、強く推奨される。

#### 4.2.1.3 発電所建設計画

本調査での電力需要予測 (Base-case) を基に、前述の供給予備力、発電設備廃止計画を考慮し、2025 年までに必要となる発電所の建設計画を表 4.2.1-4 の通り策定した。同計画では、発電設備の運転開始を Phase-1: 2013 年度 (5MW×2 台)、Phase-2: 2014 年度 (5MW×2 台)、Phase-3: 2019 年度 (5MW×2 台) の三段階とし、発電容量が最も大きい方から 2 台分の供給予備力を常に確保できるよう考慮している。Phase-1、Phase-2 の投入時期については、資金調達、機器製造、据付期間を考慮した最短時期としているが、新規重油焚きディーゼル発電設備 (Phase-1) の投入が 1 年遅れの 2014 年となった場合は約 550 万ドル/年、2 年遅れとなった場合は 2 年間で約 1,100 万ドルの燃料費削減効果が失われる。供給安定性、燃料費の経済性の両方の観点から、新規重油焚きディーゼル発電設備の投入は、早ければ早いほど良い。

表 4.2.1-4 コロール・バベルダオブ電力系統の発電所建設計画

	Installed Year	Capacity (MW)	Forecast (in Fiscal Year)																		
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
<b>1. Peak Demand (MW)</b>			<b>16.28</b>	<b>17.70</b>	<b>18.94</b>	<b>19.36</b>	<b>19.84</b>	<b>20.43</b>	<b>21.20</b>	<b>21.50</b>	<b>22.24</b>	<b>22.71</b>	<b>23.13</b>	<b>23.69</b>	<b>24.02</b>	<b>24.29</b>	<b>24.51</b>	<b>24.65</b>	<b>24.75</b>	<b>24.76</b>	
Growth Rate (%)				8.73%	6.97%	2.22%	2.50%	2.98%	3.77%	1.39%	3.45%	2.13%	1.86%	2.42%	1.38%	1.13%	0.90%	0.59%	0.37%	0.07%	
<b>2. Generating Capacity (MW)</b>			<b>21.80</b>	<b>22.71</b>	<b>29.30</b>	<b>29.15</b>	<b>29.01</b>	<b>33.98</b>	<b>38.94</b>	<b>38.74</b>	<b>35.48</b>	<b>35.30</b>	<b>35.12</b>	<b>37.26</b>	<b>37.08</b>	<b>36.89</b>	<b>36.71</b>	<b>36.52</b>	<b>36.34</b>	<b>36.16</b>	
<b>2.1 Malakal P/S</b>			<b>12.80</b>	<b>12.74</b>	<b>14.37</b>	<b>14.30</b>	<b>14.23</b>	<b>14.16</b>	<b>14.09</b>	<b>14.02</b>	<b>10.87</b>	<b>10.82</b>	<b>10.76</b>	<b>3.03</b>	<b>3.01</b>	<b>3.00</b>	<b>2.98</b>	<b>2.97</b>	<b>2.95</b>	<b>2.94</b>	
(1) Wartsila-1	1998	2.00	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	1.63	1.62	Retire							
(2) Wartsila-2	1998	2.00	-	-	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	Retire							
(3) Wartsila-3	1998	2.00	1.70	1.69	1.68	1.67	1.67	1.66	1.65	1.64	1.63	1.63	1.62	Retire							
(4) Mitsubishi-12	1998	3.40	3.20	3.18	3.17	3.15	3.14	3.12	3.11	3.09	3.07	3.06	3.04	3.03	3.01	3.00	2.98	2.97	2.95	2.94	
(5) Mitsubishi-13	1998	3.40	3.00	2.99	2.97	2.96	2.94	2.93	2.91	2.90	2.88	2.87	2.85	Stand-by							
(6) Caterpillar-1 (High Speed)	2006	1.88	1.60	1.59	1.58	1.58	1.57	1.56	1.55	1.54	Retire										
(7) Caterpillar-2 (High Speed)	2006	1.88	1.60	1.59	1.58	1.58	1.57	1.56	1.55	1.54	Retire										
<b>2.2 Aimeliik P/S</b>			<b>9.00</b>	<b>9.98</b>	<b>14.93</b>	<b>14.85</b>	<b>14.78</b>	<b>19.83</b>	<b>24.85</b>	<b>24.73</b>	<b>24.60</b>	<b>24.48</b>	<b>24.36</b>	<b>34.24</b>	<b>34.06</b>	<b>33.89</b>	<b>33.72</b>	<b>33.56</b>	<b>33.39</b>	<b>33.22</b>	
(1) Pielstick-2	1986	3.27	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire													
(2) Pielstick-3	1986	3.27	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire													
(3) Pielstick-4	1986	3.27	2.00	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire												
(4) Pielstick-5	1986	3.27	2.00	2.50	2.49	2.48	2.46	2.45	Retire												
(5) Mak-CAT (Medium Speed)	2010	5.00			5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71	4.68	4.66	4.64	
(6) New DG-1	2013	5.00						5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71	
(7) New DG-2	2013	5.00						5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	4.71	
(8) New DG-3	2014	5.00							5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	
(9) New DG-4	2014	5.00							5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	4.83	4.80	4.78	4.76	4.73	
(10) New DG-5	2019	5.00												5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	
(11) New DG-6	2019	5.00												5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	
<b>3. Power Balance(MW) (2.-1.)</b>			<b>5.52</b>	<b>5.01</b>	<b>10.36</b>	<b>9.80</b>	<b>9.17</b>	<b>13.55</b>	<b>17.74</b>	<b>17.25</b>	<b>13.24</b>	<b>12.59</b>	<b>11.99</b>	<b>13.57</b>	<b>13.06</b>	<b>12.60</b>	<b>12.20</b>	<b>11.87</b>	<b>11.60</b>	<b>11.40</b>	
4. Capacity of the largest generator (MW)			3.20	3.18	5.00	4.98	4.95	5.00	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			18.60	19.53	24.30	24.18	24.06	28.98	33.94	33.77	30.53	30.37	30.22	32.26	32.10	31.94	31.78	31.62	31.47	31.31	
<b>6. Reserve margin (MW) (5.-1.)</b>			<b>2.32</b>	<b>1.83</b>	<b>5.36</b>	<b>4.82</b>	<b>4.22</b>	<b>8.55</b>	<b>12.74</b>	<b>12.27</b>	<b>8.29</b>	<b>7.66</b>	<b>7.09</b>	<b>8.57</b>	<b>8.08</b>	<b>7.65</b>	<b>7.27</b>	<b>6.97</b>	<b>6.72</b>	<b>6.54</b>	
7. Capacity of second largest Generator (MW)			3.00	2.99	3.17	3.15	3.14	5.00	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	5.00	4.98	4.95	4.93	4.90	4.88	4.85	
<b>8. Safe reserve margin (MW) (6.-7.)</b>			<b>(0.68)</b>	<b>(1.16)</b>	<b>2.19</b>	<b>1.67</b>	<b>1.08</b>	<b>3.55</b>	<b>7.74</b>	<b>7.30</b>	<b>3.34</b>	<b>2.74</b>	<b>2.19</b>	<b>3.57</b>	<b>3.11</b>	<b>2.70</b>	<b>2.35</b>	<b>2.07</b>	<b>1.84</b>	<b>1.69</b>	

Source: Forecasted by JICA Study Team

Remarks: Decreasing factor for each engine is supposed to be 0.5 % per annum.

2008年以降の電力需要の伸びと、電源開発の計画を図4.2.1-2に示す。2008、2009年は最大容量の発電設備2台分の供給予備力が確保されていないが、これは「パ」国において、長期的な電源開発計画の策定、推進が行われてこなかったことに起因する。「パ」国では、今後もディーゼル発電が主要な電源となると考えられるが、ディーゼル発電所の建設工期は機器調達・施工業者との契約後、約24ヶ月を要し、資金調達手続きを含めると更に長期間を要する。このためPPUCは、2025年以降の電源開発計画、資金調達計画に遅くとも2020年頃には着手し、計画的な電源開発を継続して実施することが強く望まれる。

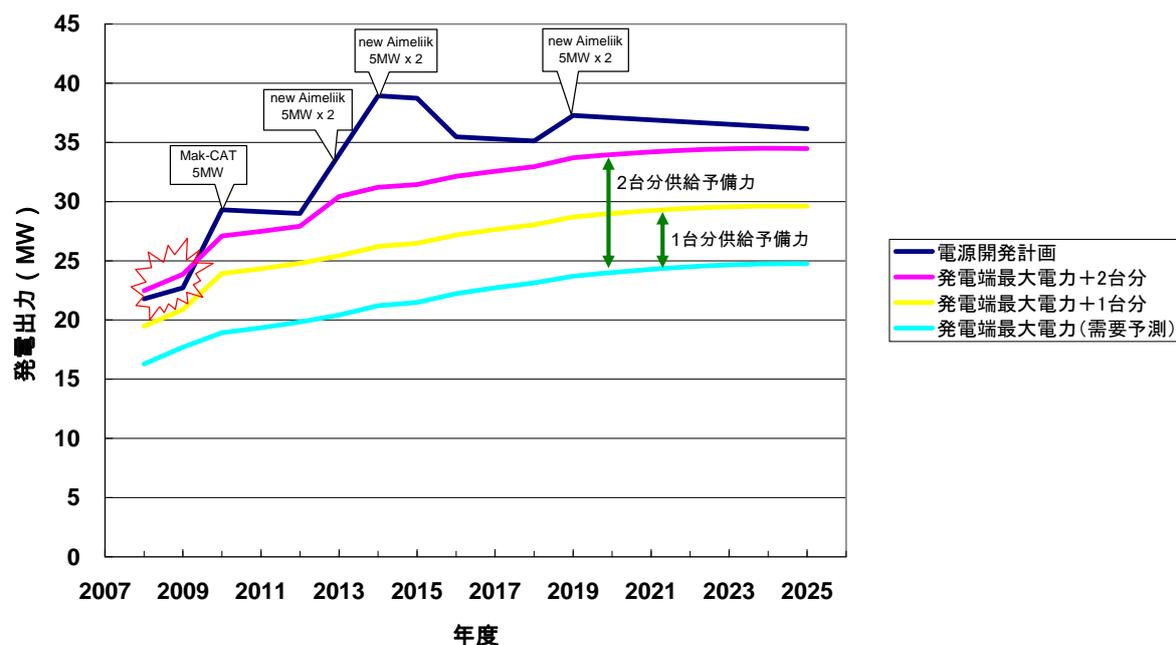


図 4.2.1-2 電力需要と電源開発計画

## 4.2.2 送配変電設備拡張計画の検討

### 4.2.2.1 本調査における計画策定方針

#### (1) 基本方針

本調査では、効率性・妥当性・信頼性などを総合的に分析したうえで2025年までの送配変電拡張計画を策定するが、特に下記の点に留意して現実的かつ最適な電力システムを計画する。

- ① パラオ国の自然環境を考慮した計画策定
- ② 長期的な視点から考えた、適正な需要動向の把握
- ③ 電源設備と送配電設備の整合
- ④ 既設設備の有効活用（効率性を考慮）
- ⑤ 工事期間を考慮した設備増強必要時期の考慮
- ⑥ 設備のスリム化・工事費抑制等のコスト低減
  - 所用の供給信頼度確保と適正な電力品質の維持
  - 既設設備との協調（保守技術や予備品の共用）
  - 既存の開発計画との整合

## (2) 系統解析による送配変電設備拡張計画の評価

電力系統は複雑なシステムであるうえ、電力の生産と消費を継続的にバランスさせる必要がある。電力系統に故障が起こるとその現象の伝播スピードは速く、一瞬にして系統全体が運転不能になることもあるため、電力系統の将来計画策定にあたっては、下記の視点から詳細な検討が必要となる。

### 1) 電力の安定供給の確保

電力系統は、平常運転時に適切な電圧、周波数を維持し、安定に運転するのみならず、電力系統内で事故が発生した際にも、設備を損壊させることなく、速やかな事故除去を行い、系統の安定運転を維持することが重要である。

### 2) 設計合理化

電力系統はその安定運転を維持するためだけを考慮すると過剰投資となるため、適切な電力供給の信頼度を維持したうえでの計画が必要であり、そのためには高精度の系統解析が必要である。

### 3) 機器・制御・保護システムの評価

電力系統に新たに機器を導入する際の仕様決定にも、設備容量・事故電流遮断能力などの面からの解析が欠かせない。また、事故が発生した際の機器の保護のために設置される電力系統保護システムの評価・確認も確実に実施する必要がある。

本調査においては、図 4.2.2-1 のフローに基づき、下記の系統解析を実施する。

- ・ 潮流計算による設備供給力確保の確認
- ・ 系統の定態安定度・過渡安定度解析
- ・ 適正な電圧維持および電圧安定性の確認
- ・ 短絡電流計算による遮断器の定格遮断電流超過の有無確認

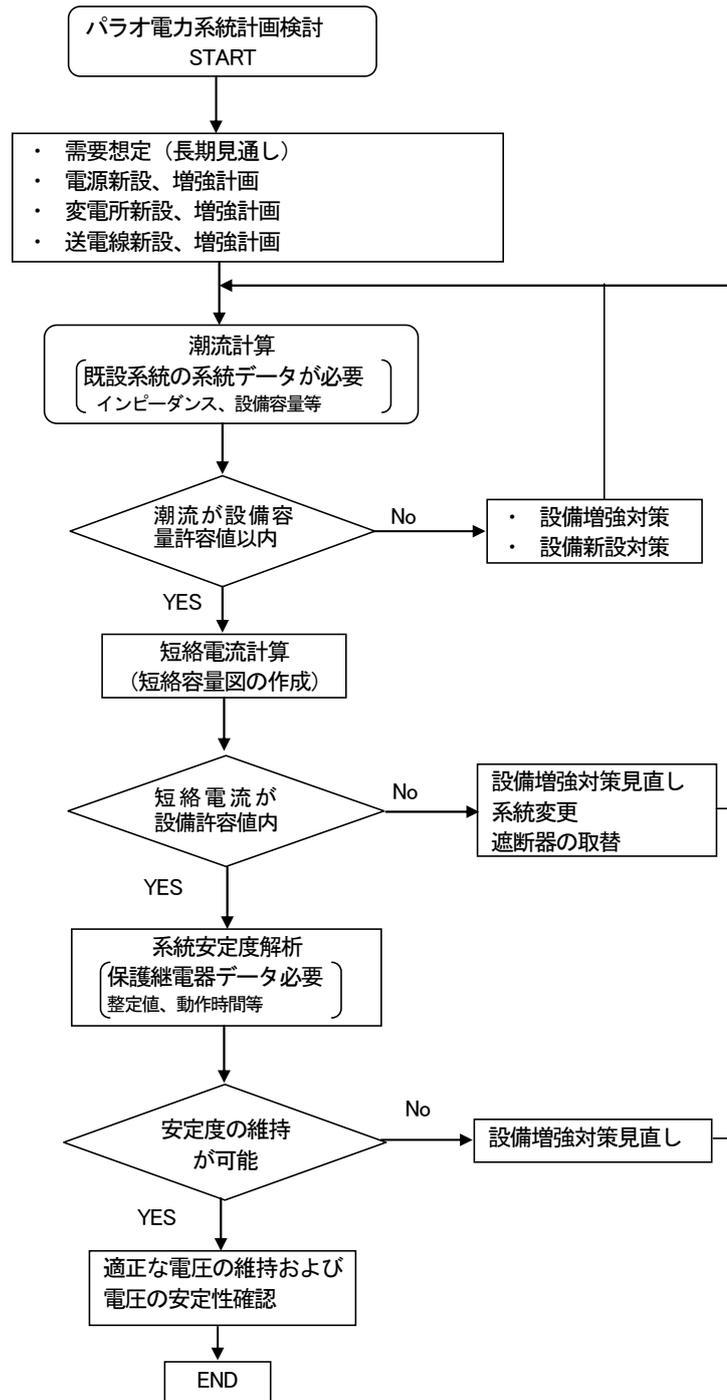


図 4.2.2-1 系統解析業務のフロー

#### 4.2.2.2 PPUC 開発計画のレビュー

PPUC の既存の送配変電設備拡張計画は、PPUC と米国のコンサルタント会社 (Oceanic Companies, Inc.) が 2003 年 8 月に実施した「Strategic Plan for 2003 to 2008」が最新のものである。この中のレポートの一つである「Financing Basis and Construction Plan for a New Power Plant and Upgrading of Transmission and Distribution」にて、現状の電力系統の問題点が指摘され、送配変電設備拡張計画が提案されている。その計画概要とレビュー結果および現状を表 4.2.2-1

に示す。

表 4.2.2-1 PPUC 開発プランのレビュー結果

計画案	提案概要	現状および評価
コロール州への変電所新設	需要の一番集中するコロール州への電力供給は、アイライ変電所の変圧器故障あるいはアイライ～アイメリーク間の送電線の故障により、供給不能になるため新規変電所および送電線が必要となる。	需要の75%が集中する地域であり、重要度が高く、アイメリーク発電所～コロール間の送電線の2回線化に伴い、変電所を設置する必要がある。
アイメリーク発電所～コロール島Tドック間の海底ケーブル送電線新設 (34.5kV)	上記と同じく、コロール州への電力供給体制が脆弱なため、アイメリーク発電所からコロール州への供給線を2ルート化し、供給信頼度を向上させる必要があるため、海底ケーブル送電線を新設する。	コスト面、環境面から、代替案として、架空送電線による新設も考えられる。
Tドック～コロール変電所 架空送電線 (34.5kV)	上記海底ケーブル送電線の新設に伴い、コロール州側終端部分からコロール変電所までの新設ルートが必要になる。	海底ケーブル送電線の新設の場合には必要となる。
コクサイ～メレケオク州 配電線の昇圧 (送電線化)	今後需要が増えると見込まれる新首都へは、コクサイ変電所より 13.8kV の配電線により供給されているが、34.5kV へ昇圧し送電線化が必要である。	コクサイ変電所の変圧器容量を 750kVA から 5MVA に増強しており、しばらくは電力供給が可能である。また、電線を HDCC38mm <sup>2</sup> から AAC150mm <sup>2</sup> に張替えが実施済みである。
新首都 (メレケオク州) への変電所新設	上記と同じく、新首都へ電力を安定供給するために、変電所の新設が必要となる。	同上。
マラカル配電線の電線張替え	現在の配電線の電線 (HDCC38mm <sup>2</sup> ) では容量不足になっているフィーダーがあるため、AAC150mm <sup>2</sup> への張替え検討を行う必要がある。	実施済みである。
コロール島配電線増強	コロール州の配電線は木柱の設備も残っていることから、改修の検討が必要である。これに合わせ、配電容量アップのため電線張替えの検討も行う。(HDCC38mm <sup>2</sup> →AAC150mm <sup>2</sup> )	時改修が実施されている。
SCADA システムの導入	海底ケーブルの新設により、アイメリーク発電所と重要負荷地域であるコロール州間がループ運用となれば、供給信頼度が上がり、電力設備の運転の自由度が増すが、そのためには SCADA システムを導入して、すべての運転状況が常時監視できるようにする必要がある。	SCADA システムは、2003 年に米国のコンサルタント会社 (Electric Power Systems, Inc.) によって計画され、既に導入済みである。ただし、機器側の対応が遅れていること、記録のダウンロードができないなどの改善すべき点がある。

#### 4.2.2.3 送配変電設備拡張計画について

前項でのレビュー結果と今回の調査結果をもとに、送変配電設備の拡張計画を策定した。2008年 (現状)、2013年、2025年の送電システムの構成を図 4.2.2-2～4.2.2-4 に、2008年 (現状)、2013年におけるコロール州配電網の構成を図 4.2.2-5、4.2.2-6 に示す。また、計画プロジェクトの概要と計画時期を表 4.2.2-2 に示す。

## (1) コロール変電所の新設

アイライ変電所に代わって、コロール州内へ電力を供給する重要な変電所としてコロール変電所を新設する。図 4.2.2-3 のとおり既設のアイライ～マラカル送電線をπ引き込みとし、コロール変電所へのアイメリークからの供給ルートを2回線確保し、送電線故障時の電力融通が可能とする。

また、系統の電圧低下補償のため、3MVA の調相設備（電力用コンデンサ）をマラカル発電所およびコロール変電所に設置する。調相設備については、一度に3MVAを設置する方法と段階的に容量を増やす方法が考えられるが、一度に設置する場合には系統電圧の上昇による送電ロス低下の利点があり、段階的に容量を増やす場合には初期投資コスト抑制の利点があるため、詳細検討が必要となる。また、PPUC が現在計画中の負荷力率改善（配電線への調相設備の設置）が実施されれば、調相設備容量と設置時期の見直しが必要となる。

表 4.2.2-2 2025 年までの送配変電設備拡張計画

年度	プロジェクト名	概要	概算工事費 (百万ドル)
2008	送配電線の支持物移転	コンパクト道路沿いへの支持物一部移転	PPUC 計画
2008	未電化地区配電線延長	キワール州、アイライ州の一部	PPUC 計画
2008	配電線への調相設備設置	13.8kV、計 4.4MVA	PPUC 計画
2009	SCADA の改修	不具合の改修、記録機能の充実	PPUC 計画
2010	北部地域配電網の整備	リクローサ <sup>®</sup> 設置：13.8kV、6 箇所	PPUC 計画
2012	マラカル発電所調相設備設置	34.5kV、3MVA	0.3
2013	コロール変電所新設	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線、調相設備 3MVA	3.0
	アイメリーク～コロール送電線新設	34.5kV、19.3km、AC150mm <sup>2</sup>	2.7
	ネッケン～コクサイ送電線新設	34.5kV、3.1km、AC150mm <sup>2</sup>	0.3
	コロール州配電網整備	コロール変電所新設に伴う配電網整備	0.2
	新アイメリーク変電所新設	34.5kV、15MVA×1 台新設、既設変圧器 2 台移設、送電線 3 回線	4.2
	制御所新設及び北部送電系統の整備	SCADA の手直し、パソコン、モニタ他 リクローサ <sup>®</sup> 設置：34.5kV、3 箇所	0.5
2014 ～ 2019			
2020 ～ 2024	アイライ変電所建替 (各機器の劣化状況に応じて実施)	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線	2.5
2025	アイライ～メレケオク送電線新設	34.5kV、24.5km、AC150mm <sup>2</sup>	2.5
	メレケオク変電所新設	34.5kV、10MVA、送電線 3 回線	2.3
	コクサイ～メレケオク配電線昇圧	13.8kV→34.5kV、10.5km	0.2
	新アイメリーク変電所変圧器取替	34.5kV、10MVA(1 台)→15MVA(1 台)	1.2

コロール変電所運開後は、図 4.2.2-6 のとおり、コロール州の負荷の 70%程度を分担することを想定する。計画時期はアイメリーク発電所、アイメリーク～コロール送電線計画に合わせ 2013 年度とする。詳細検討結果は、5.1.2.2 の予備設計の項にて説明する。

## (2) アイメリーク～コロール送電線の新設

アイメリーク～コロール間の送電線の 2 回線化は、2003 年の Strategic Plan においては海底

ケーブルによる計画が推奨されていたが、コスト面、環境面等を総合的に分析した結果、架空送電線による新ルートによりアイメリーク～コロール間を2回線化し、供給信頼度の向上と送電ロスの改善を図ることとする。計画時期はアイメリーク発電所の発電計画に合わせ2013年度とする。

なお、詳細な検討結果は、5.1.2.1の予備設計の項にて説明する。

# Existing Power System in Palau (2008)

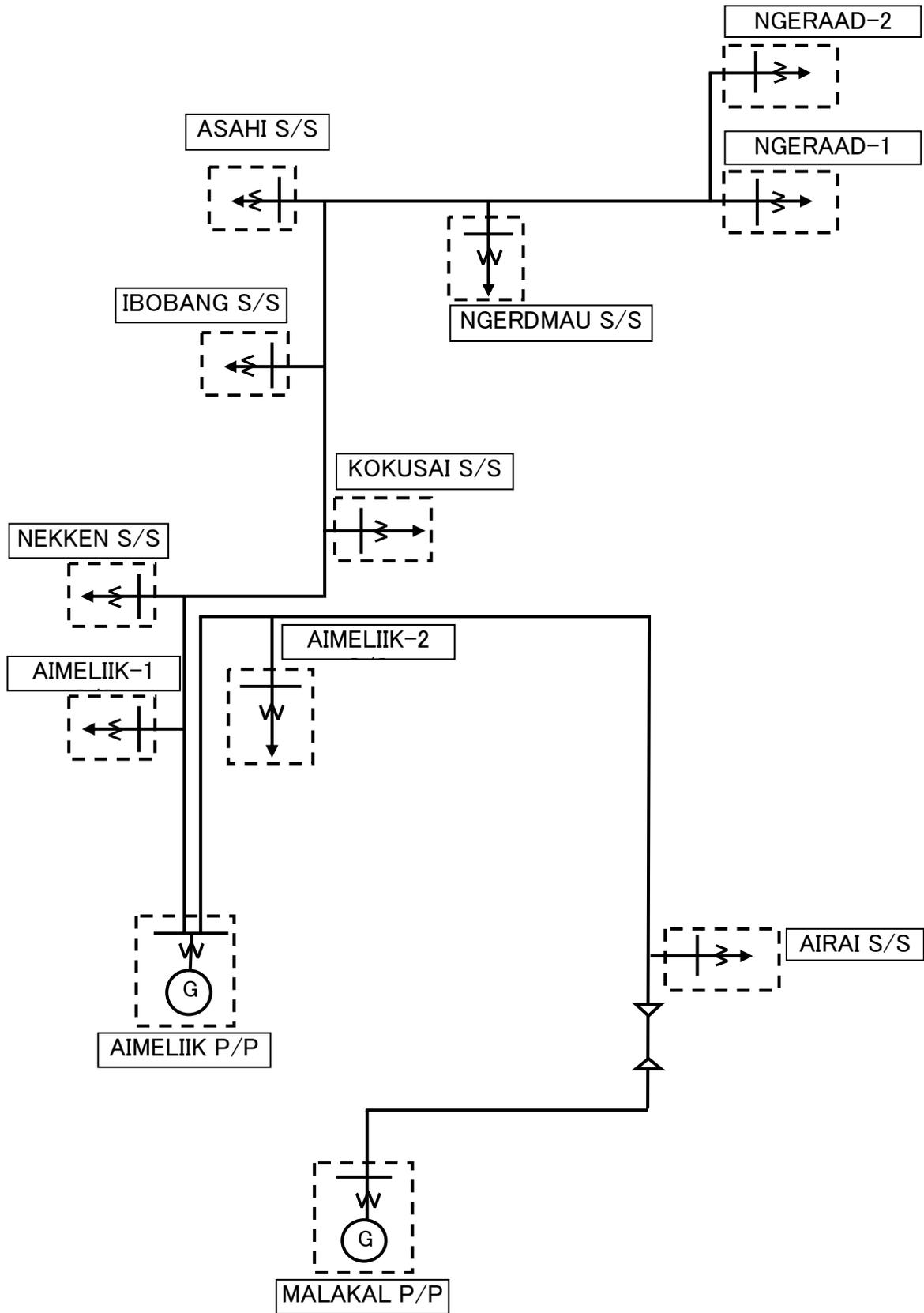


图 4.2.2-2 送電系統 (2008 年)

# Power System of Palau in 2013

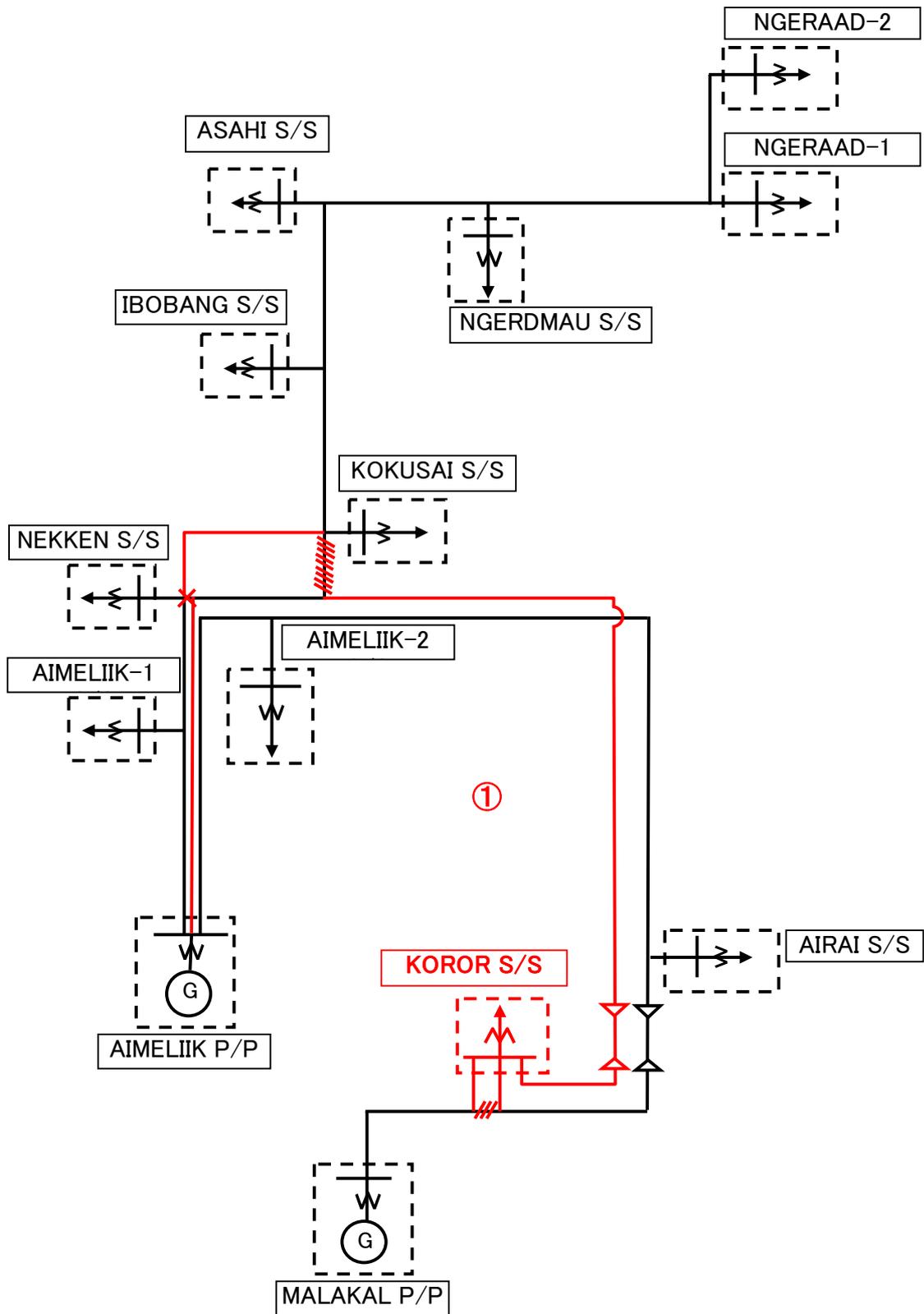


图 4.2.2-3 送電系統 (2013 年)

# Power System of Palau in 2025

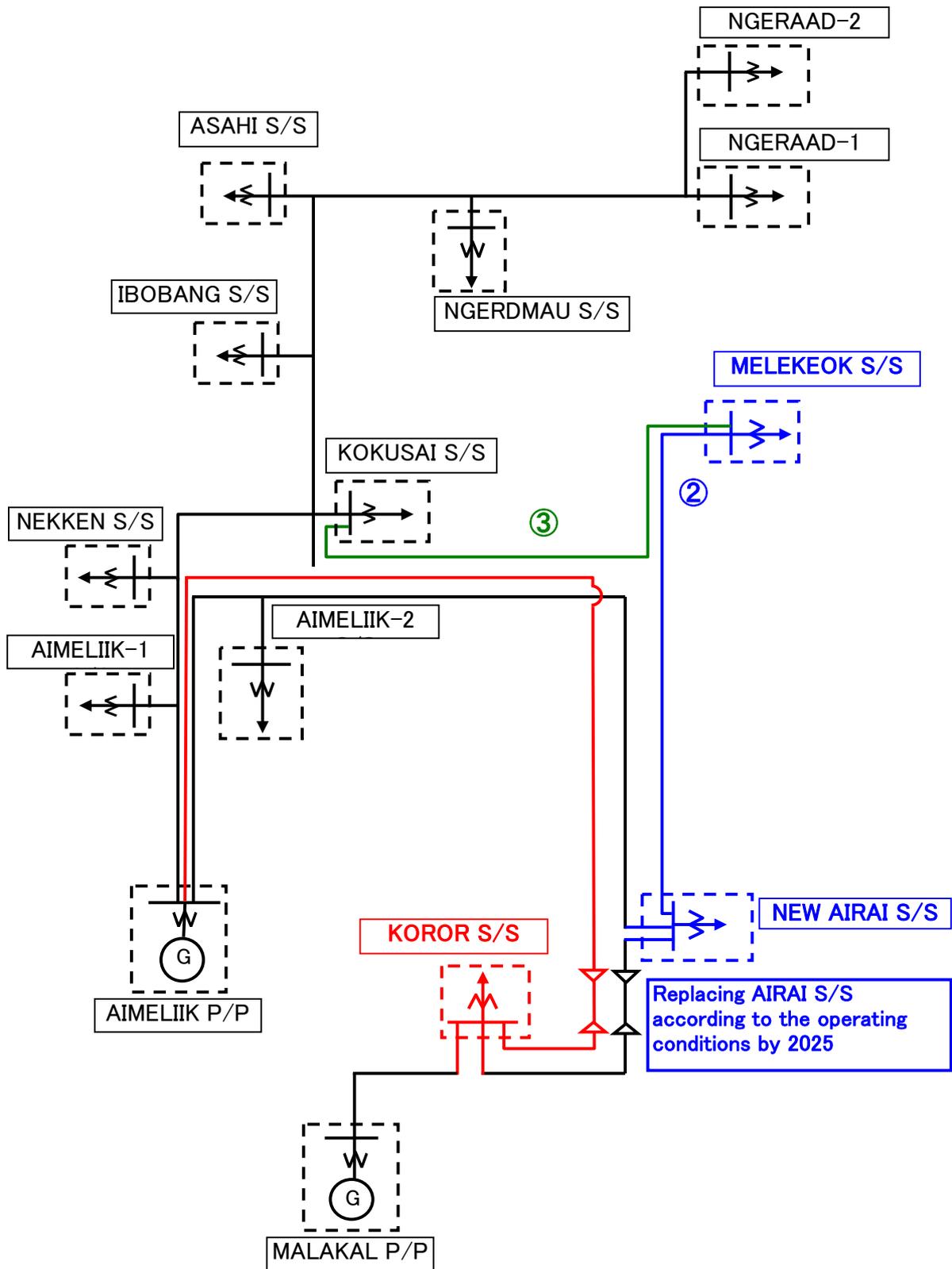
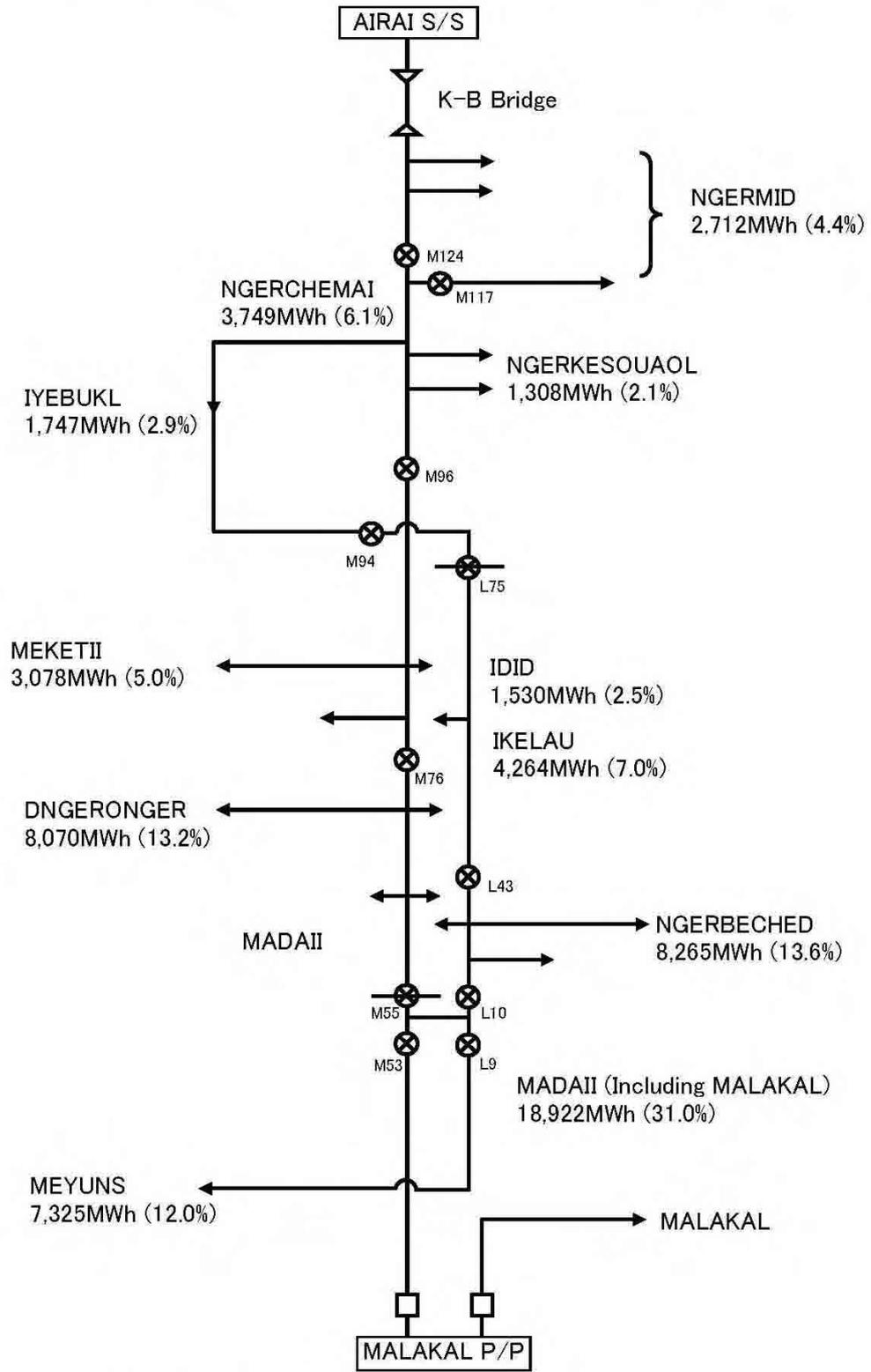


图 4.2.2-4 送電系統 (2025 年)

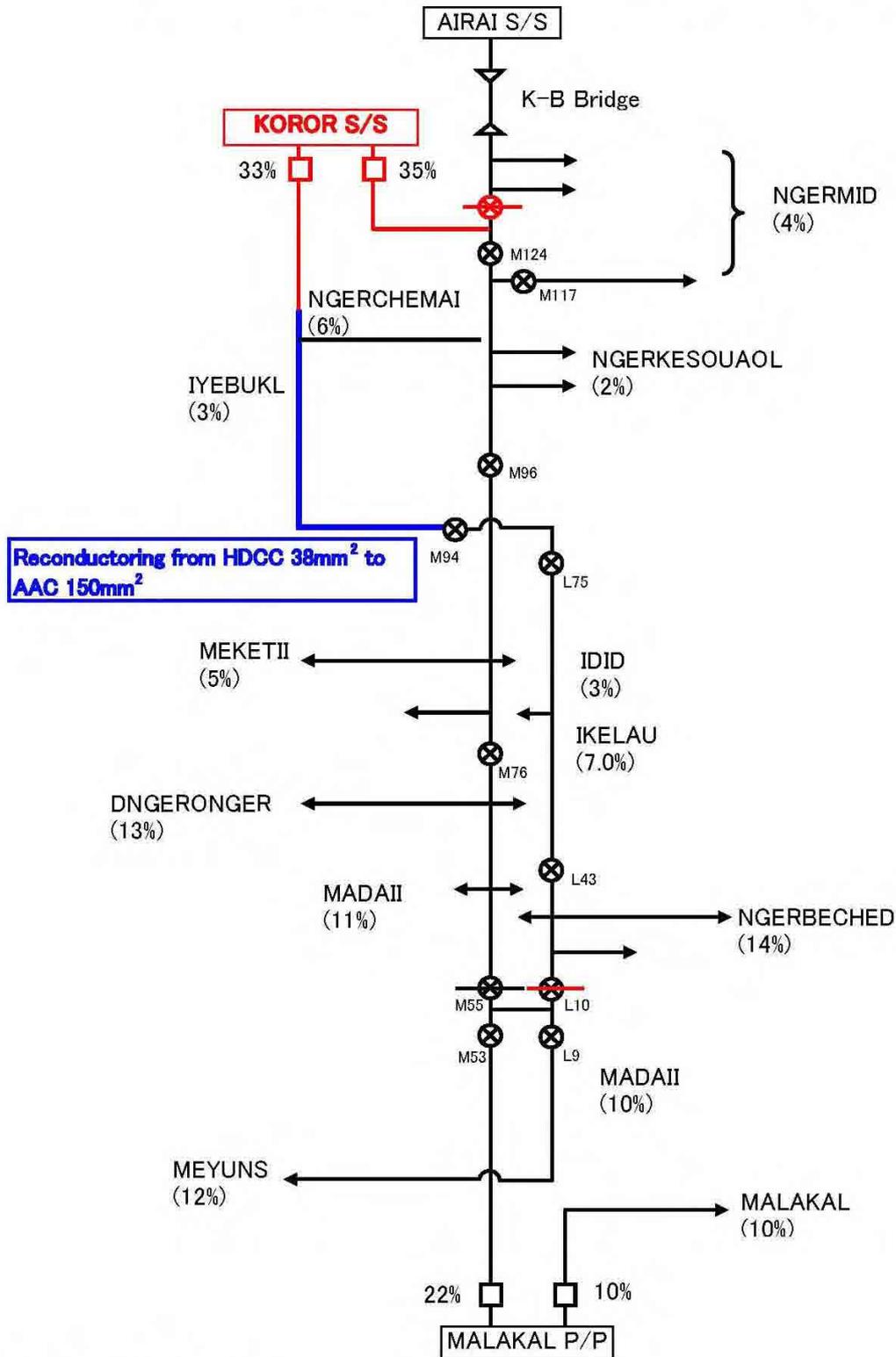
# Existing 13.8kV Distribution System in Koror (2008)



The number with the village name is consumed Energy in FY2007

図 4. 2. 2-5 コロール州の配電網 (2008 年)

# 13.8 kV Distribution System of Koror in 2013



\* The number with the village name is projected percentage of the power demand in Koror.

図 4. 2. 2-6 コロール州の配電網 (2013 年)

### (3) 新アイメリーク変電所の新設

2013年に予定されているアイメリーク発電所へのディーゼル発電機2台新設に伴い、新発電所に隣接する新アイメリーク変電所を計画する。

詳細検討結果は、5.1.2.3の予備設計の項にて説明する。

### (4) コロール州配電線網の整備

コロール変電所の新設に伴い、コロール州内の配電方法について検討した結果、図4.2.2-6のとおり、コロール変電所からの配電線引き出しは2フィーダーとし、1フィーダーは既設のアイライ～コロール間の配電線に繋ぎこみ、もう1フィーダーは、Ngerchemai地区の配電線に繋ぎこむこととする。Ngerchemai地区への繋ぎ込みは、用地取得、環境面への配慮から直線的なルート（ルート1）が取れない場合には、図4.2.2-7のとおり、既設配電線沿いのルート（ルート2）を採用する。

現在は、開閉器M55、L75によりコロール州の負荷を切り分けているが、コロール変電所運転開始後は、コロール州の負荷の約70%をコロール変電所から、約30%をマラカル発電所から供給するように、M55、L10による負荷の切り分けを想定する。現在のところ、開閉器はすべて手動操作によっているが、PPUCでは既にM55、M124の開閉器の遠隔制御化を計画しており、新設する開閉器とL10、L75、M53の遠隔制御化を図り、配電線事故時の負荷の切り替えが迅速にできるように計画する。

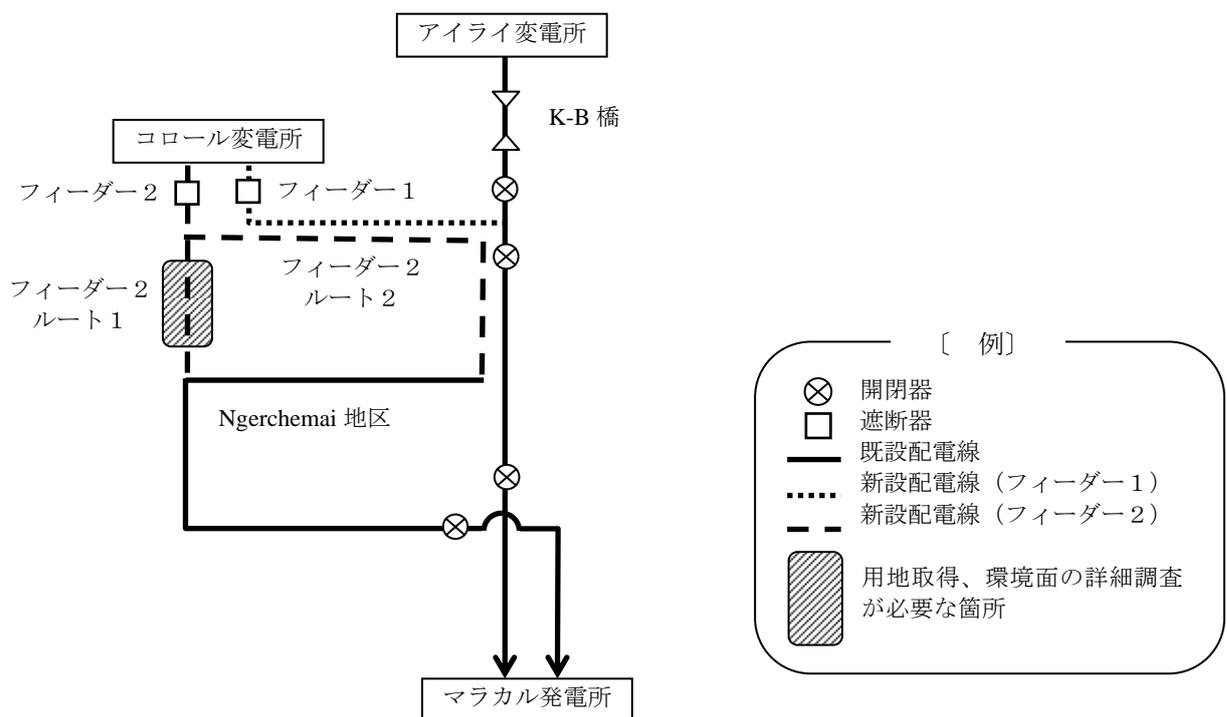


図 4.2.2-7 コロール変電所の配電線引き出し方法

## (5) アイライ変電所の建替

アイライ変電所は 1986 年に建設されて以来、十分なメンテナンスが実施されておらず、老朽化が指摘されており、JICA のフォローアップ支援により変圧器のオーバーホールが 2008 年に実施される予定である。その後、10 年程度の運転継続が可能ではないかと予想するが、その劣化具合を見ながら、2020 年から 2025 年頃には建替が必要になると考えられる。

アイライ変電所の送電線引き出し箇所には遮断器が設置されていないため、図 4.2.2-4 に示したとおり、建替時には送電線事故による停電範囲の極小化のため、アイメリーク～アイライ送電線を  $\pi$  引き込みとして遮断器を設置するとともに、メレケオク方面への送電線の引き出しを考慮した構成とする。

## (6) コクサイ～メレケオク配電線の昇圧（送電線化）について

現在、首都のあるメレケオク州はコクサイ変電所から 13.8kV 配電線にて電力供給されている。首都は重要な負荷であり、供給信頼度の確保が重要であるため、Strategic Plan においては 34.5kV 送電線化が提案されている。

メレケオク州の需要は、図 2.3.1-2 で示したとおり、首都移転に伴って急激に伸びているが、2007 年実績で 600kW 程度である。今後の需要を高く想定しても、当面の負荷はコクサイ変電所の変圧器（容量 5MVA）で対応可能であるうえ、首都（Capital）は 2.0MW の予備ディーゼル発電機を保有しており、長時間の供給支障は発生しない。

このため、電力需要面からはコクサイ～メレケオク配電線の 34.5kV への昇圧化の緊急度は高くなく、PPUC の財務体質の改善のためには、投資の先延ばしが有効であることから、需要の伸びと首都周辺の開発状況を見ながら計画する方が好ましい。

送電線化には、現在の配電線設備を流用して昇圧する方法と新たに 34.5kV 送電線を新設する方法が考えられるが、表 4.2.2-3 に示すとおり、いずれの場合にも首都の長期間の停電が必要となることから、別ルートによる首都への電源確保が必要となる。

表 4.2.2-3 コクサイ～メレケオク間の昇圧方法の比較

電力供給方法	長所・短所
既設配電線の流用による昇圧	<ul style="list-style-type: none"><li>・コストが安い。</li><li>・長期停電が必要なため、別ルートによる電源確保が必要である。</li></ul>
同ルートへの 34.5kV 送電線の新設	<ul style="list-style-type: none"><li>・既設配電線の支持物の一部移設が必要なことから、首都への電源の長期間の停電が必要となる。</li><li>・コクサイ～メレケオク間は需要がないことから、既設配電線が不要になる。</li></ul>

新首都への別ルートでの電源確保は、表 4.2.2-4 の 2 案が考えられるが、どちらもコンパクト道路沿いであり、建設・保守面での問題は少ないと考えられる。アイライ州の需要が伸びており、将来の変電所新設のことを考えると、ガラルド 1 変電所からのルートよりも①案のアイライ～メレケオク送電線の新設が好ましい。

表 4.2.2-4 メレケオク州への新送電ルートと比較

	電力供給方法	長所・短所
①	アイライ～メレケオク送電線の新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コンパクト道路が整備されており、ルート確保が比較的容易である。</li> <li>・運転開始後の保守が容易。</li> <li>・アイライ州は需要が伸びており、将来的に途中に変圧器が必要になった場合には、変電所の新設が容易である。</li> </ul>
②	ガラルド1変電所～メレケオク送電線の新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コンパクト道路が整備されており、ルート確保が比較的容易である。</li> <li>・運転開始後の保守が容易。</li> </ul>

なお、アイライ～メレケオク送電線の運開後は、コクサイ～メレケオク配電線は不要となるが、首都の供給信頼度向上と既設設備の有効活用の観点から、本マスタープランでは、図4.2.2-4のとおり、アイライ～メレケオク送電線とコクサイ～メレケオク送電線による首都への電力供給の2ルート化を提案する。

#### (7) 34.5kV 系統の電圧対策

マラカル発電所は2013年、2014年にアイメリーク発電所に計4台のディーゼル発電機を新設すると、負荷容量的には運転の必要はなくなり、系統構成上、系統の末端となる。この場合、マラカル発電所の34.5kV母線の電圧が低下することが予想されるため、電圧対策を検討する必要がある。4.2.2.4(4)項にて後述するが、電圧対策としてマラカル発電所、コロール変電所へ調相設備を設置する。ただし、負荷力率が改善されれば、延期が可能である。

#### (8) 13.8kV 系統の電圧対策

コロール州は負荷が集中しており、負荷電流が大きいというえ、負荷力率が低いこともあり、特にアラカベサン島で電圧低下が問題になっている。一方、バベルダオブ島の各地域では、配電線の亘長が長いことから、電圧低下が問題になっている。

電圧降下対策としては、変圧器の電圧比切換タップ変更、電線のサイズアップ、調相設備の設置、電圧調整装置（SVR: Step Voltage Regulator）の設置などが考えられるが、これらの対策を組み合わせながら実施することが有効である。

コロール・バベルダオブ系統の負荷力率はピーク時に0.81にもなっており、これは極めて低い値で、発電機電圧の高め運転を強いる結果となっており発電機や補機類への負担が大きいというえ、送配電損失の増大の原因にもなっている。

PPUCでは、現在、この負荷力率改善のために、調相設備の設置（11箇所、4.4MVAR）を計画しているが、上述のとおり、電圧降下対策、送配電ロス対策に有効であるため、早期の実施を推奨する。

ただし、北部地域については、まずは配電用柱上変圧器の電圧比切換タップの変更を実施した後、電圧を測定・管理し、それでも対策が必要な場合には、電圧調整装置か調相設備の設置を検討すべきである。

#### (9) 未電化地域の配電線延長

オギワール州、アイライ州の一部に電化されていない地域があるため、配電線を延長する必要がある。この配電線延長は緊急度が高く、予算規模も大きくないことから、本マスタープランの対象である2010年～2025年に関係なく、PPUCは速やかに実施することが好ましい。

#### (10) SCADA システムの改修および制御所新設

現 SCADA システムの不具合点の改善、記録機能の充実など、電力設備の運転に重要な機能については、早急に改修を実施すべきである。また、送配変電設備の整備が実施される2013年には制御所の設置が必要となるため、これに合わせて、SCADA システムの更新を実施する必要がある。

SCADA システムの改修および制御所新設計画については、6.2.3 項にて詳述する。

#### (11) 34.5kV 系統および 13.8kV 系統へのリクローザ (Auto-Recloser) の設置

バベルダオブ島の6つの変電所(アイメリーク1、アイメリーク2、ネッケン、イボバン、ガラルド1、ガラルド2)の13.8kV側には遮断器が設置されておらず、事故遮断機能がなく、また、負荷の電圧、電流等の監視ができていない状況であるため、リクローザを設置し遠方制御を可能とするとともにデータ監視機能を追加する。2010年頃を目標に整備することを推奨する。

また、アイメリーク変電所から北部の変電所へつながる送電線は、アイメリーク変電所に設置されている送電線遮断器のみで保護されている。この送電線は50km以上の亘長を有しており、送電線事故時には事故点探査に時間を要しているため、送電線の切り分けが可能なように、リクローザを3箇所を設置する。送電系統の運転のための運転員配置後の運用開始が望ましいため、制御所新設を計画している2013年での計画とする。

### 4.2.2.4 系統解析結果

現状の電力系統および前項で検討した将来の電力系統について、系統解析を実施し、不具合点の有無について確認・検証を行った。ここで実施した系統解析は、電力系統安定度解析プログラムおよび潮流計算プログラムを使用して行った。

#### (1) 潮流計算結果

現状(2008年)と系統構成が変更となる前後と電源構成が変更になる時点(2012年、2013年、2014年、2019年、2024年、2025年)における潮流計算を実施した。それぞれの解析結果は、図4.2.2-8～4.2.2-14のとおりであり、これをもとに、送変電設備が設備容量許容値以内かどうか確認を行った。

変圧器については、表4.2.2-5のとおり各断面において許容範囲内であることを確認した。また、既設送電線はすべてAAC150mm<sup>2</sup>を使用しており、新設送電線もAAC150mm<sup>2</sup>で計画しているが、各断面ともにその送電可能容量(23MW)を超えるルートがないことを確認した。

表 4.2.2-5 潮流計算結果と変圧器の容量の比較

変電所名	容量 (MVA)	2008年	2012年	2013年	2024年	2025年
ガラルド2	0.75	0.07	0.08	0.09	0.11	0.11
ガラルド1	0.225	0.10	0.13	0.13	0.16	0.16
ガラスマオ	0.225	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06
アサヒ	0.3	0.12	0.15	0.15	0.18	0.18
イボバン	0.225	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05
コクサイ	5	0.73	0.92	0.94	1.13	-
ネッケン	0.225	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06
アイメリーク1	0.3	0.12	0.15	0.16	0.19	0.19
アイメリーク2	0.225	0.12	0.15	0.16	0.19	0.19
アイライ	10	7.14	8.94	2.90	3.46	9.47
マラカル	10	0.81	2.17	1.61	2.55	2.55
アイメリーク	20	7.72	12.85	-	-	-
コロール	15	-	-	9.73	11.61	11.65
メレケオク	10	-	-	-	-	1.13
新アイメリーク	35	-	-	16.05	19.74	19.81

## (2) 短絡電流計算結果

系統解析の結果から算出した短絡電流が既設の各遮断器の遮断能力以内であること確認したところ、表 4.2.2-6、4.2.2-7 のとおり問題なかった。新規に計画する各遮断器についても、本解析結果をもとに、遮断器の定格遮断電流を選定する。

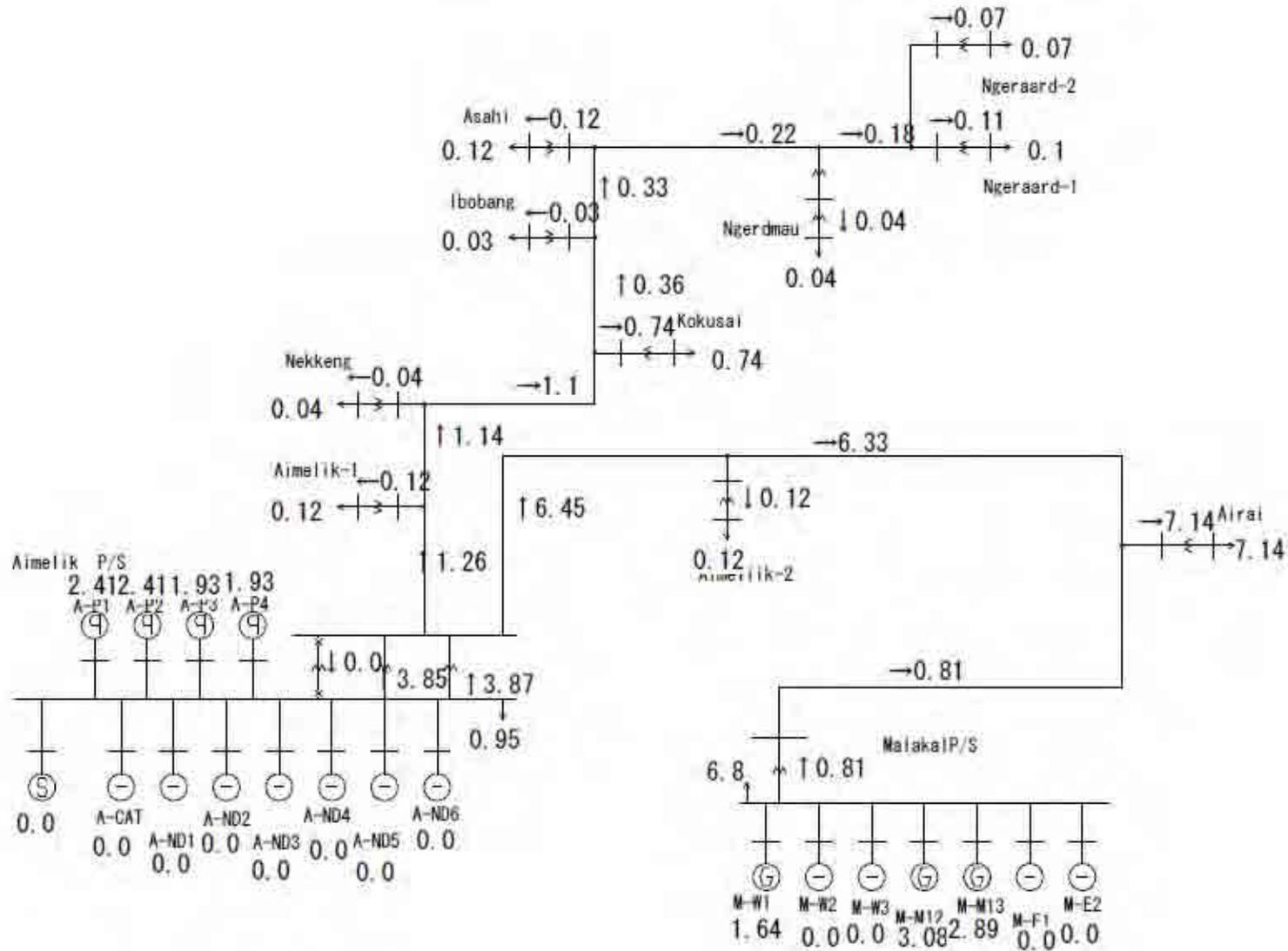


図 4.2.2-8 2008 年時の潮流



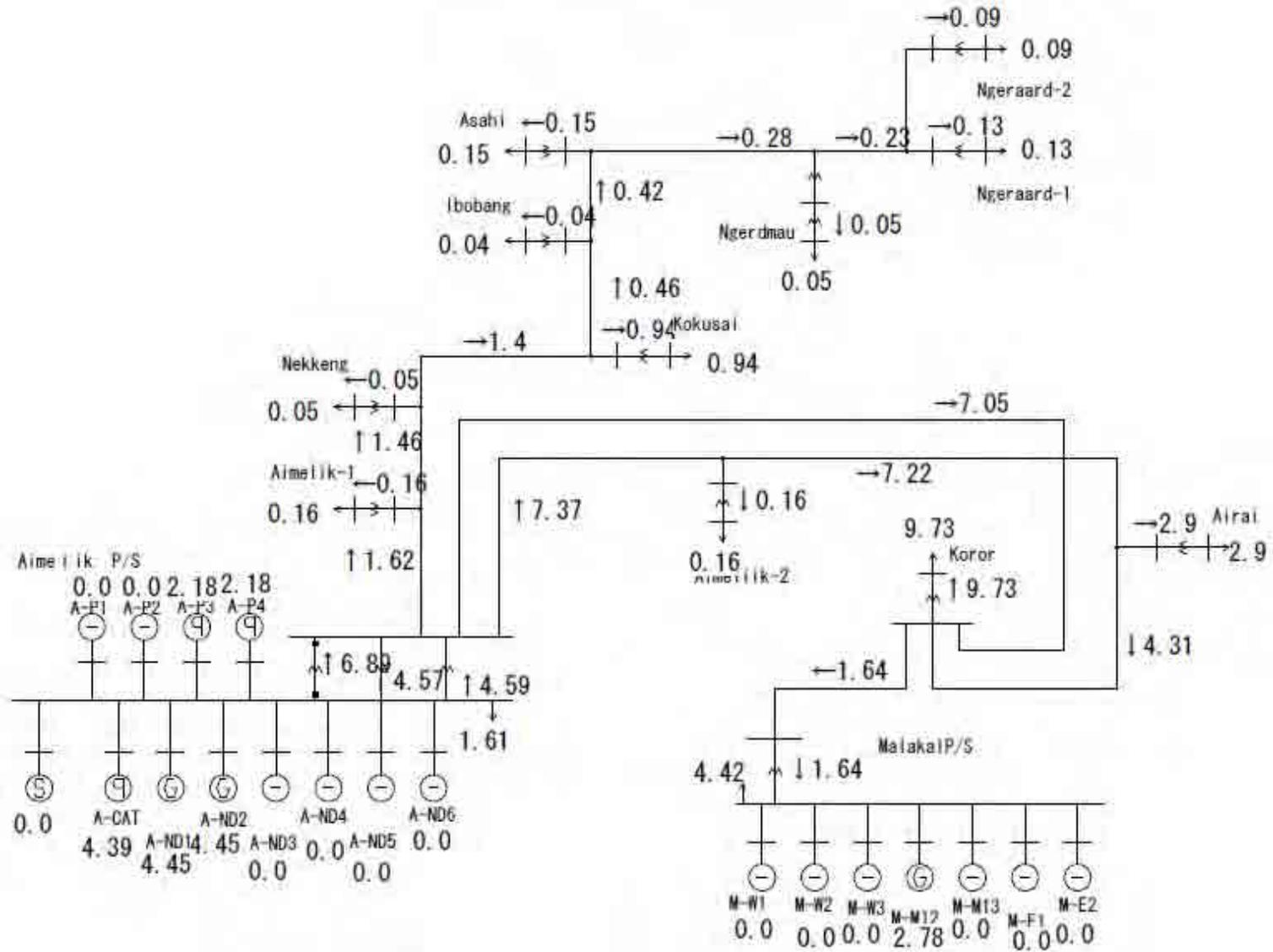


図 4.2.2-10 2013 年時の潮流

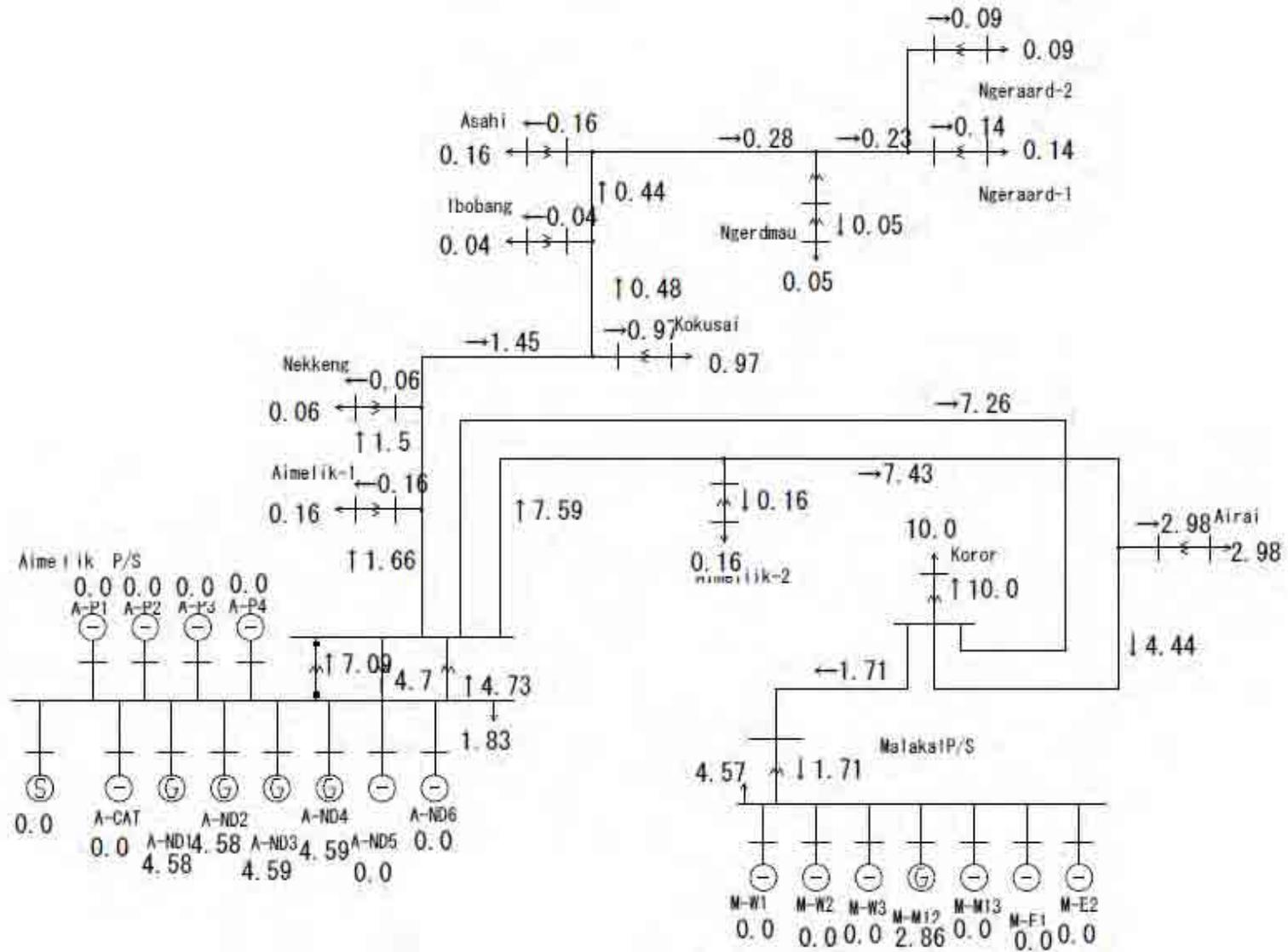


图 4.2.2-11 2014 年時の潮流



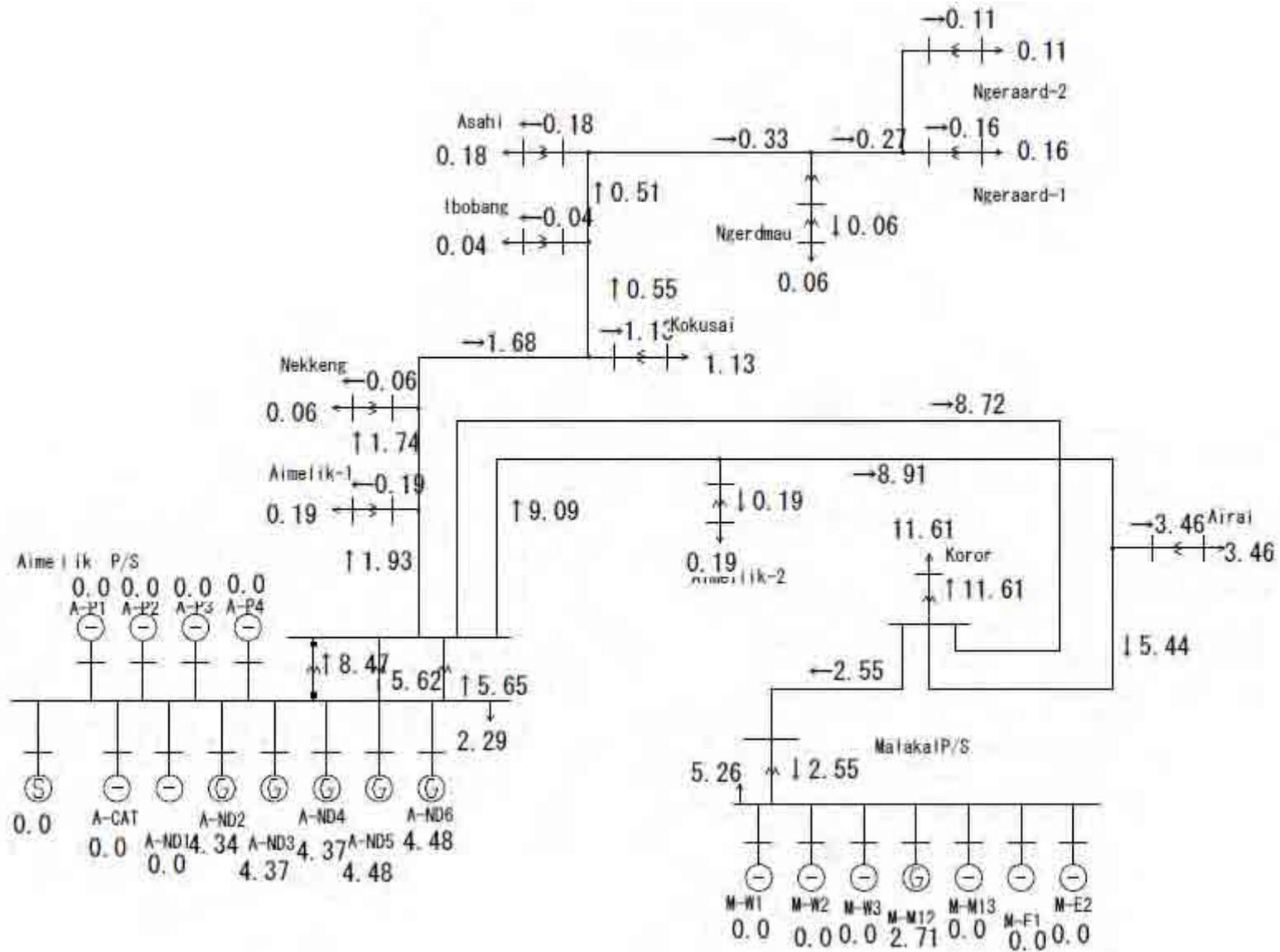


図 4.2.2-13 2024 年時の潮流

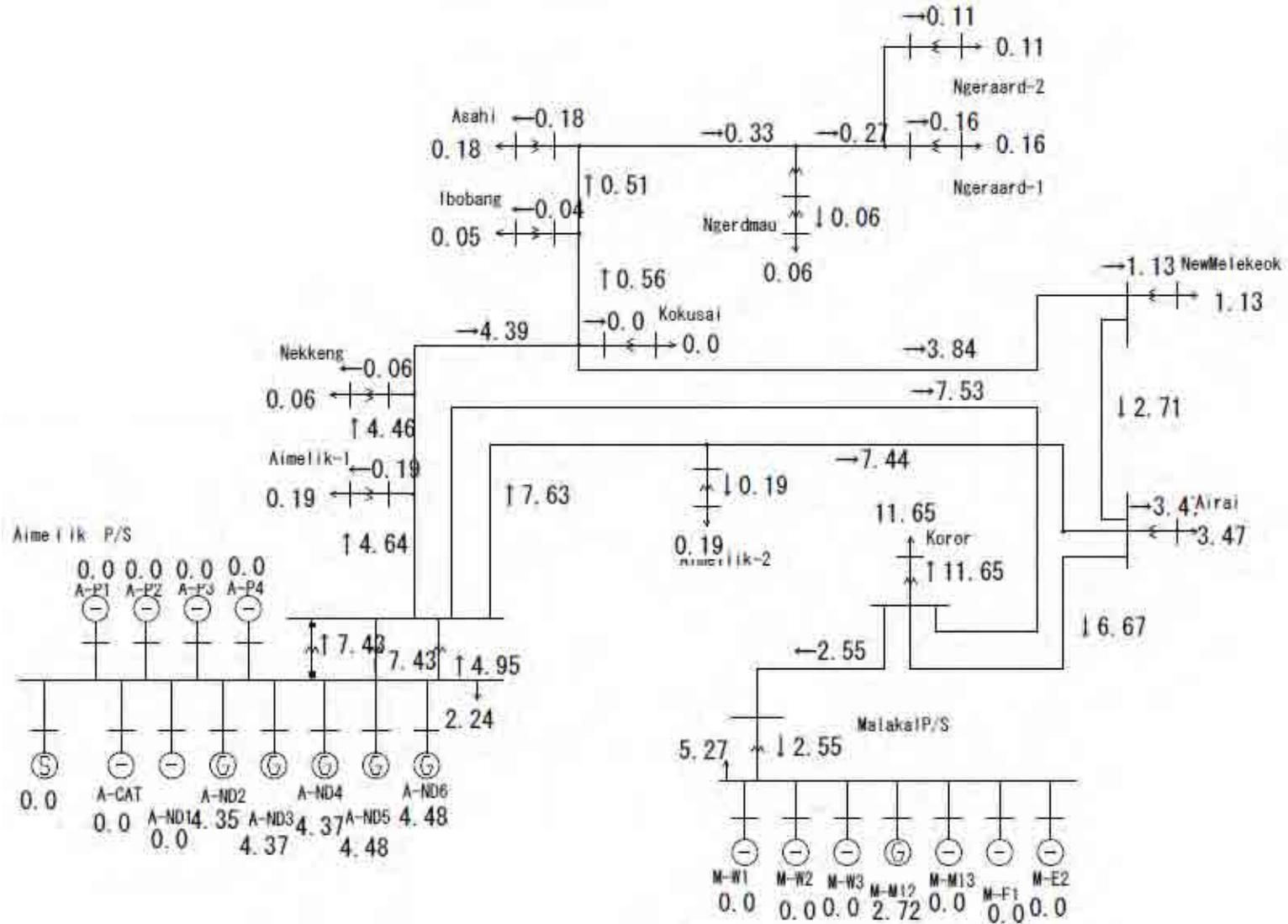


图 4.2.2-14 2025 年時の潮流

表 4.2.2-6 短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2008年系統）

変電所	短絡容量(MVA)		短絡電流(kA)		遮断器の定格遮断電流(kA)	
	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側
ガラド2	39	1	0.7	0.04	-	-
ガラド1	45	10	0.8	0.42	-	-
ガラスマオ	53	1	0.9	0.04	-	-
アサヒ	72	5	1.2	0.21	-	-
イボバン	83	1	1.4	0.04	-	-
コクサイ	97	43	1.6	1.80	-	-
ネッケン	135	1	2.3	0.04	-	-
アイメリーク1	160	5	2.7	0.21	-	-
アイメリーク2	133	1	2.2	0.04	-	-
アイライ	133	76	2.2	3.18	12.5	18
マラカル	124	130	2.1	5.44	12.5	12.5
アイメリーク	165		2.8		12.5	

表 4.2.2-7 短絡電流計算結果と遮断器の定格遮断電流（2013年以降の系統）

変電所	短絡容量(MVA)		短絡電流(kA)		遮断器の定格遮断電流(kA)	
	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側	34.5kV側	13.8kV側
ガラド2	39	1	0.7	0.04	-	-
ガラド1	45	10	0.8	0.42	-	-
ガラスマオ	54	1	0.9	0.04	-	-
アサヒ	72	5	1.2	0.21	-	-
イボバン	83	1	1.4	0.04	-	-
コクサイ	97	43	1.6	1.80	-	-
ネッケン	135	1	2.3	0.04	-	-
アイメリーク1	161	5	2.7	0.21	-	-
アイメリーク2	128	1	2.1	0.04	-	-
アイライ	135	75	2.3	3.14	12.5	18
マラカル	114	95	1.9	3.97	12.5	12.5
アイメリーク	165	244	2.8	10.21	12.5	
コロール	130		2.2			

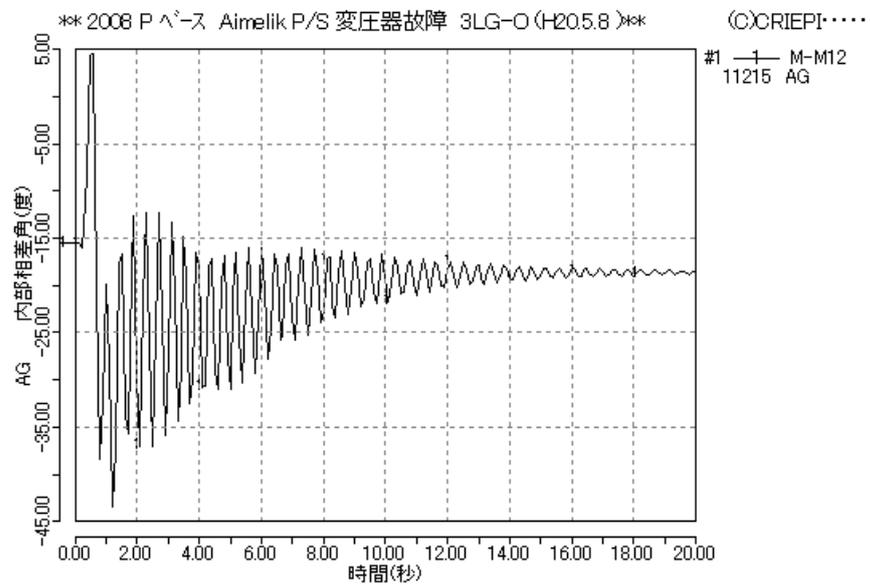
### (3) 系統安定度解析

コロール・バベルダオブ系統における定態安定度および過渡安定度解析を実施した。定態安定度については、常時の系統で事故等の動 が無い状態にて発電機が安定運転することを確認した。過渡安定度については、変圧器の1台事故時および送電線1回線故障時の安定度を解析した。結果は図4.2.2-15、図4.2.2-16のとおりで、マラカル発電所およびアイメリーク発電所の発電機の動 が収 していることが分かる。

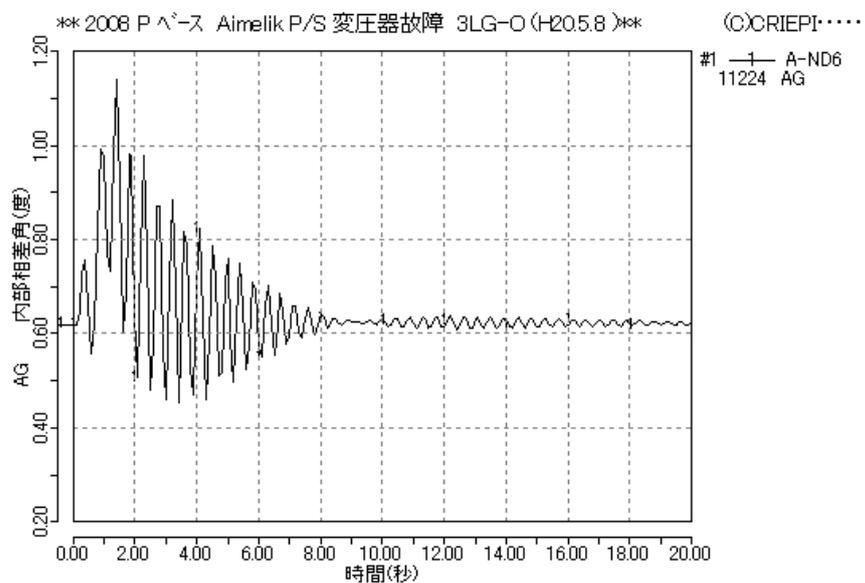
(系統解析条件)

ケース① 2025年断面 (アイメリーク発電所変圧器1台故障時)

ケース② 2025年断面 (コクサイーメレケオク間送電ルート断)

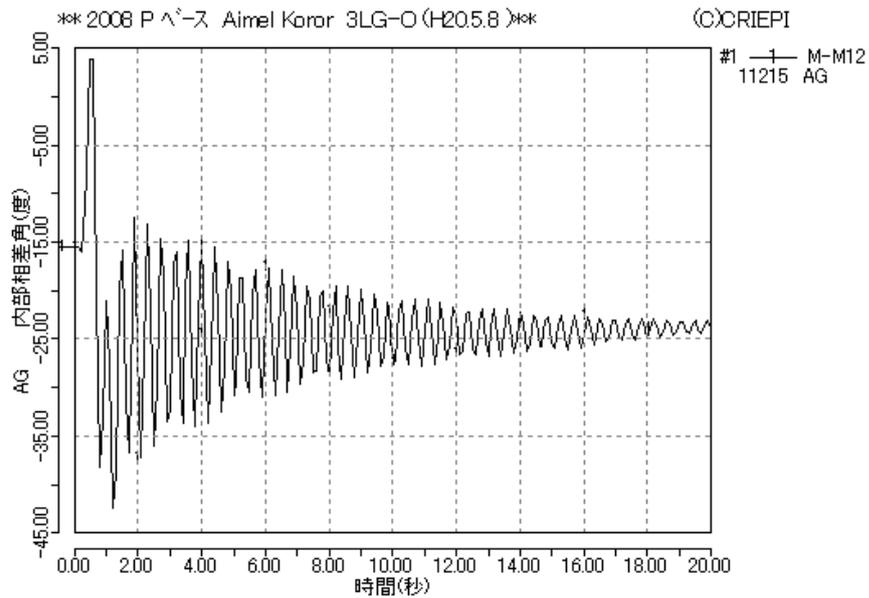


(マラカル発電所)

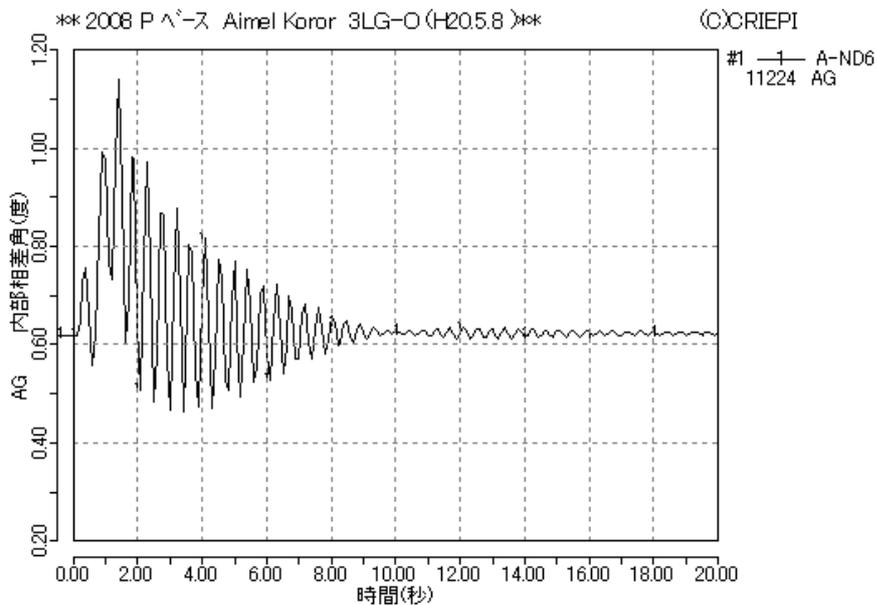


(アイメリーク発電所)

図 4.2.2-15 アイメリーク発電所変圧器1台故障時のシミュレーション波形 (ケース①)



(マラカル発電所)



(アイメリーク発電所)

図 4.2.2-16 コクサイーメレケオク間送電ルート断時のシミュレーション波形 (ケース②)

#### (4) 電圧低下および送電損失対策

2013年、2014年のアイメリーク発電所への発電機4台の増設により、2014年以降はマラカル発電所の発電機は負荷容量的には常時運転する必要はない。このため、マラカル発電所がシステムの末端になり、電圧が低下することが推測される。ここでは、各年度断面の電圧低下について検討を行った。

現状のコロール・ババルダオブシステムの負荷力率はピーク時間帯には81%程度になるケースもあることから、負荷力率80%と少し改善された場合の90%の2ケースについて検討した。

## 1) 電圧低下対策

### ① 電圧調整条件

電圧調整方法としては、

- ・調相設備による調整
- ・発電機による調整

の二つの方法が考えられるが、発電機端子電圧の高め運転は発電機および補機に与える影響を考えると好ましくないことから、その代わりに発電機の昇圧変圧器のタップ変更による系統への送り出し電圧の調整を考慮した。また、調相設備（電力用コンデンサ）の設置は、電圧低下が著しい箇所に設置することとした。ただし、アイライ変電所には設置スペースがないため、マラカル発電所およびコロール変電所の2箇所への設置を考える。

### ② 電圧調整基準

電圧調整の基準として、

- ・常時系統において 34.5kV 系統の電圧が 95% を下回らないこと
- ・2013 年以降のループ系統においては、ループオフとなる事故発生後に電圧が 85% を下回らないこと

を条件に電圧調整を行った。

### ③ 電圧低下対策

#### (a) 2014 年以降はマラカル発電所の発電機を運転しない場合

力率 90% の場合には、2014 年にアイメリーク発電所の昇圧変圧器のタップを変更し、送り出し電圧を高めにするにより電圧調整基準をクリアできるが、力率 80% の場合には、表 4.2.2-8 の対策が必要となる。

図 4.2.2-17 にアイライ変電所、図 4.2.2-18 にマラカル発電所の 34.5kV 電圧の年度推移を示す。図からわかるとおり、マラカル発電所の発電機を停止する 2014 年には電圧が大幅に低下するため、対策が必要となる。また、アイメリーク～コロール間の送電線がループオフになった時の電圧降下は、図 4.2.2-19 および図 4.2.2-20 のとおりとなる。この場合には、電圧低下が著しく、系統電圧の安定性の面で問題がある。

表 4.2.2-8 力率 80% の場合に必要となる電圧低下対策（マラカル発電所を運転しない場合）

年度	対策内容
2014	アイメリーク発電所の昇圧変圧器タップ変更（5%アップ）、コロール変電所およびマラカル発電所に各 1MVA の電力用コンデンサの投入
2015	コロール変電所およびマラカル発電所に各 0.5MVA の電力用コンデンサの増設
2017	コロール変電所およびマラカル発電所に各 0.5MVA の電力用コンデンサの増設
2019	コロール変電所およびマラカル発電所に各 0.5MVA の電力用コンデンサの増設
2020	コロール変電所およびマラカル発電所に各 0.5MVA の電力用コンデンサの増設（ループオフを考慮した場合）
2023	コロール変電所およびマラカル発電所に各 0.5MVA の電力用コンデンサの増設（ループオフを考慮した場合）

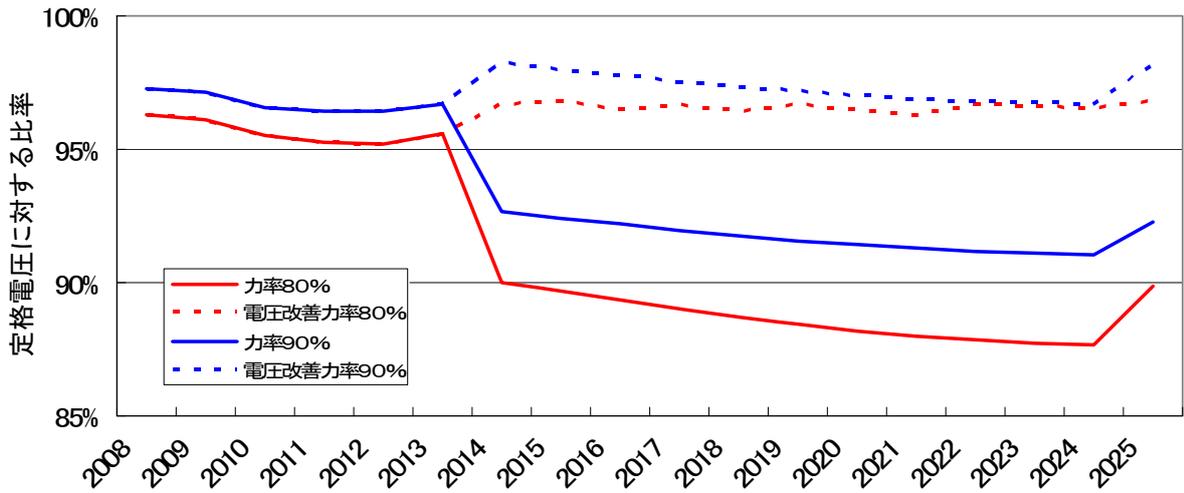


図 4.2.2-17 アイライ変電所 34.5kV 電圧の年度推移（マラカル停止の場合）

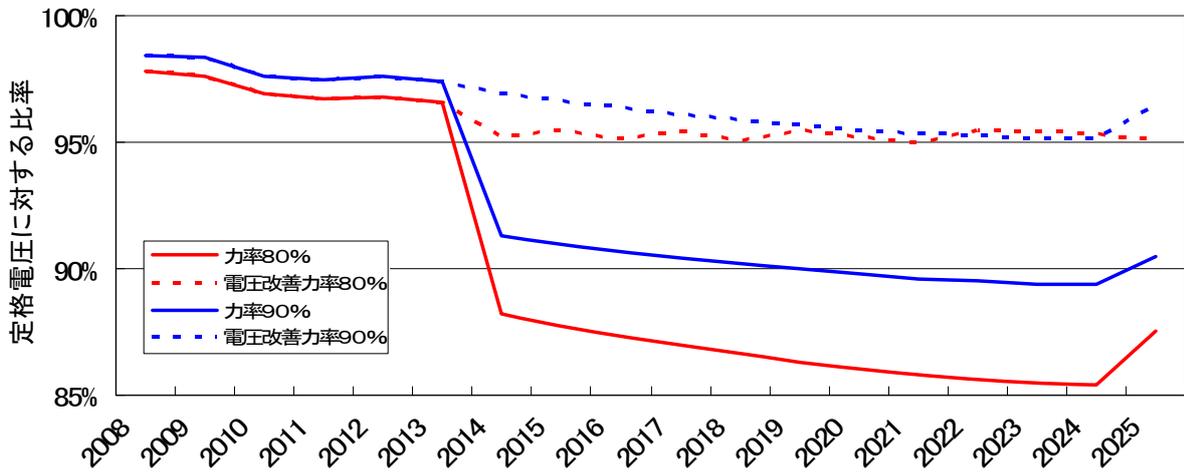


図 4.2.2-18 マラカル発電所 34.5kV 電圧の年度推移（マラカル停止の場合）

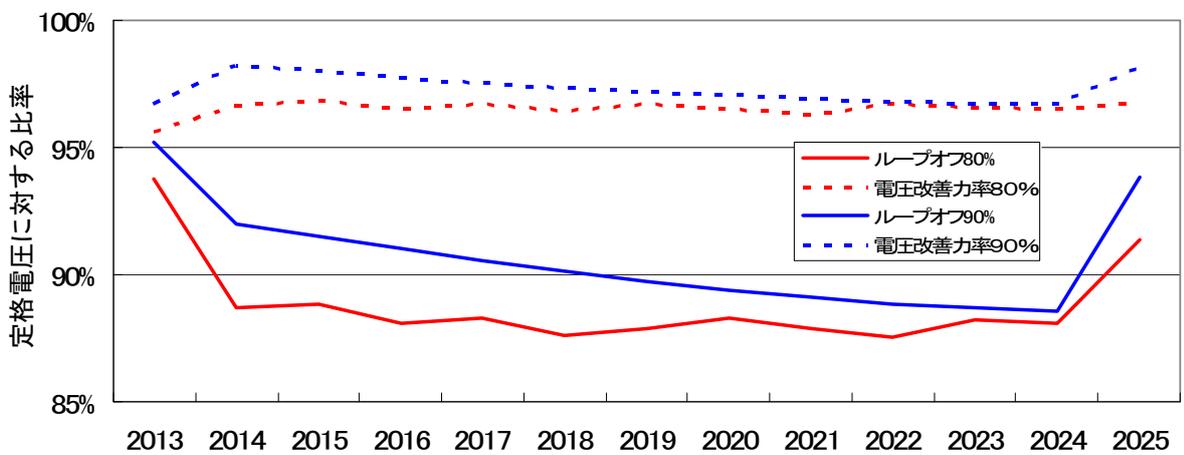


図 4.2.2-19 アイライ変電所 34.5kV 電圧（ループオフ時）の年度推移（マラカル停止の場合）

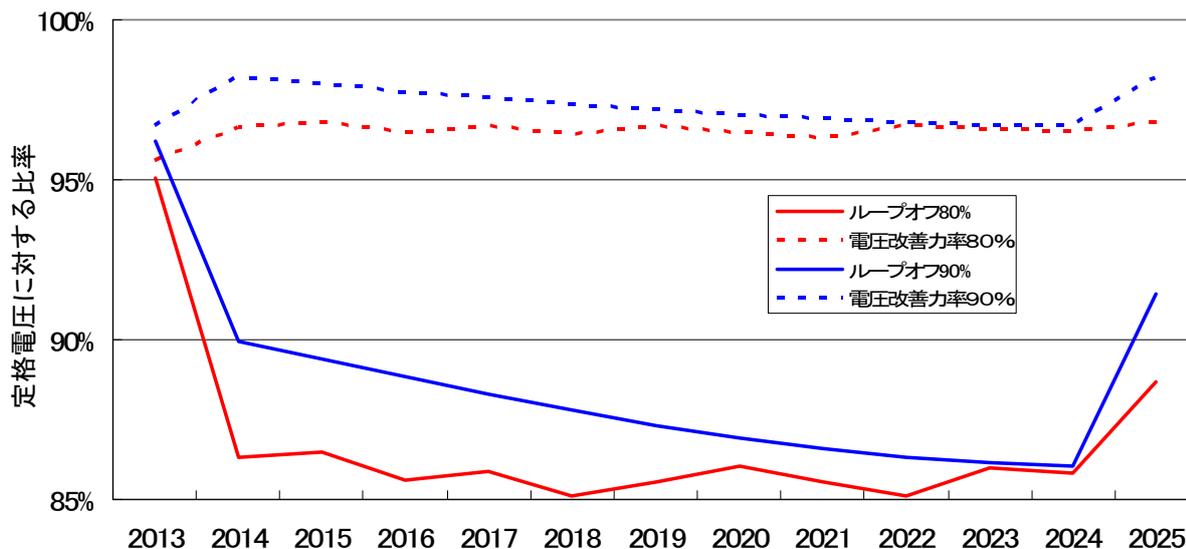


図 4.2.2-20 マラカル発電所 34.5kV 電圧（ループオフ時）の年度推移（マラカル停止の場合）

(b) 2014 年以降もマラカル発電所の発電機を運転する場合

マラカル発電所の発電機による電圧調整が可能となるため、マラカル発電所・コロール変電所等の電圧低下を抑制できる。また、電圧対策と併用することで電力品質の向上および更なる送電ロスの低減が可能となる。

図 4.2.2-21、図 4.2.2-22 はマラカル発電所の発電機を 1 台（Mitsubishi-12）運転し、電圧対策（変圧器タップの変更および調相設備設置）を考慮した場合のアイライ変電所およびマラカル発電所の電圧の年度推移を示したものである。この図のとおり、電圧はほぼ定格電圧に維持できており、マラカル発電所の発電機の運転は電力品質の向上に有効である。また、マラカル発電所の発電機を運転しない場合に比べて、負荷力率の差による電圧降下の差が少ないことから、その意義は大きい。

なお、表 4.2.2-9 および表 4.2.2-10 に、マラカル発電所の発電機を 1 台（Mitsubishi-12）運転し、電圧対策（変圧器タップの変更および調相設備設置）を考慮した場合の各発電変電所の電圧（p.u.値）の年度推移を示す。送電システムの北側の末端となるガラルド 1，2 の変電所の電圧についても適正に維持できている。

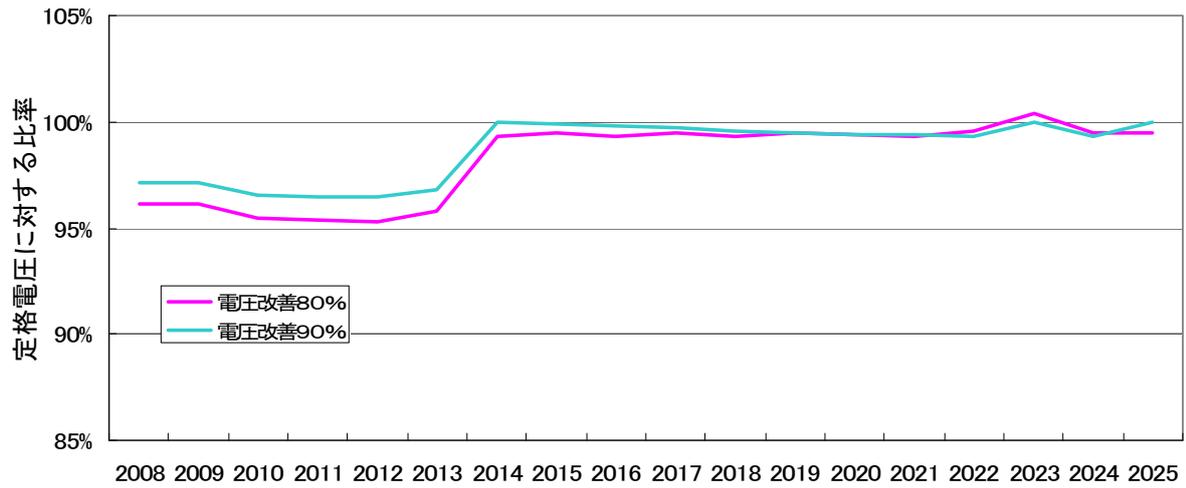


図 4.2.2-21 アイライ変電所 34.5kV 電圧の年度推移（マラカル運転の場合）

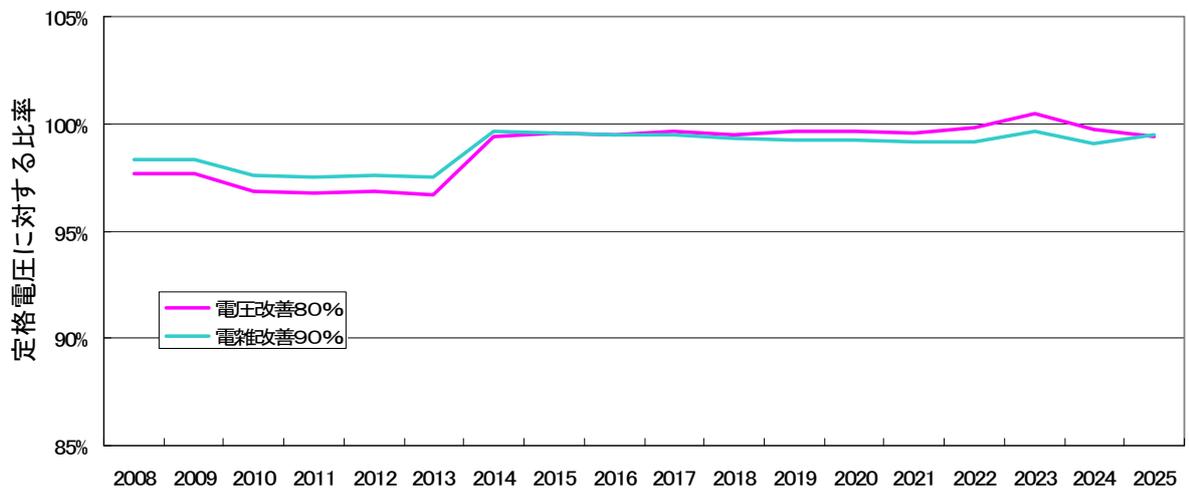


図 4.2.2-22 マラカル発電所 34.5kV 電圧の年度推移（マラカル運転の場合）

表 4.2.2-9 力率 80% の場合の各発電所の電圧の年度推移（マラカル発電所を運転、電圧調整対策実施の場合）〔単位：p.u.※〕

発電所	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Aimelik	0.991	0.990	0.990	0.990	0.989	0.989	1.035	1.036	1.036	1.036	1.036	1.037	1.036	1.036	1.037	1.037	1.037	1.035
Airai	0.962	0.955	0.949	0.947	0.946	0.953	0.992	0.993	0.991	0.993	0.991	0.993	0.992	0.991	0.993	0.993	0.992	0.992
Koror	—	—	—	—	—	0.952	0.989	0.990	0.989	0.990	0.989	0.991	0.990	0.989	0.991	0.991	0.990	0.989
Malakal	0.975	0.970	0.964	0.963	0.961	0.963	0.992	0.994	0.993	0.995	0.993	0.995	0.994	0.994	0.996	0.996	0.996	0.992
Ngeraarad-1	0.981	0.978	0.978	0.977	0.976	0.979	1.026	1.026	1.025	1.026	1.025	1.026	1.025	1.025	1.026	1.026	1.026	1.018
Ngeraarad-2	0.981	0.979	0.979	0.978	0.977	0.980	1.026	1.027	1.026	1.027	1.026	1.027	1.026	1.026	1.027	1.027	1.027	1.019

※p.u.とは、定格電圧に対する電圧の比を意味する。

表 4.2.2-10 力率 90% の場合の各発電所の電圧の年度推移（マラカル発電所を運転、電圧調整対策実施の場合）〔単位：p.u.〕

発電所	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Aimelik	0.995	0.994	0.995	0.995	0.995	0.994	1.038	1.038	1.038	1.038	1.038	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.038
Airai	0.971	0.966	0.961	0.960	0.959	0.965	0.998	0.997	0.996	0.995	0.994	0.993	0.993	0.992	0.992	0.991	0.991	0.998
Koror	—	—	—	—	—	0.963	0.996	0.994	0.993	0.993	0.991	0.990	0.990	0.989	0.989	0.988	0.988	0.994
Malakal	0.982	0.978	0.972	0.971	0.970	0.972	0.995	0.995	0.994	0.993	0.992	0.991	0.991	0.990	0.990	0.990	0.989	0.994
Ngeraarad-1	0.987	0.985	0.985	0.985	0.984	0.986	1.031	1.030	1.030	1.029	1.029	1.029	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028	1.023
Ngeraarad-2	0.987	0.986	0.986	0.986	0.985	0.987	1.031	1.031	1.031	1.030	1.030	1.030	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.024

図 4.2.2-23 のイメージ図を使って、マラカル発電所の発電機運転時と停止時のアイライ変電所、コロール変電所、マラカル発電所の系統電圧の傾向を説明する。図からわかるとおり、マラカル発電所の発電機停止時は、マラカル発電所が系統の末端となり電圧が低下するが、発電機運転時には発電機によりマラカル発電所の電圧が上昇するため、系統電圧が全体的に上昇する。また、アイメリーク発電所とコロール変電所間が 1 回線（ループオフ）の場合には、1 回線当たりの潮流が大きくなるため無効電力が消費されることとなり、更に電圧が低下することとなる。

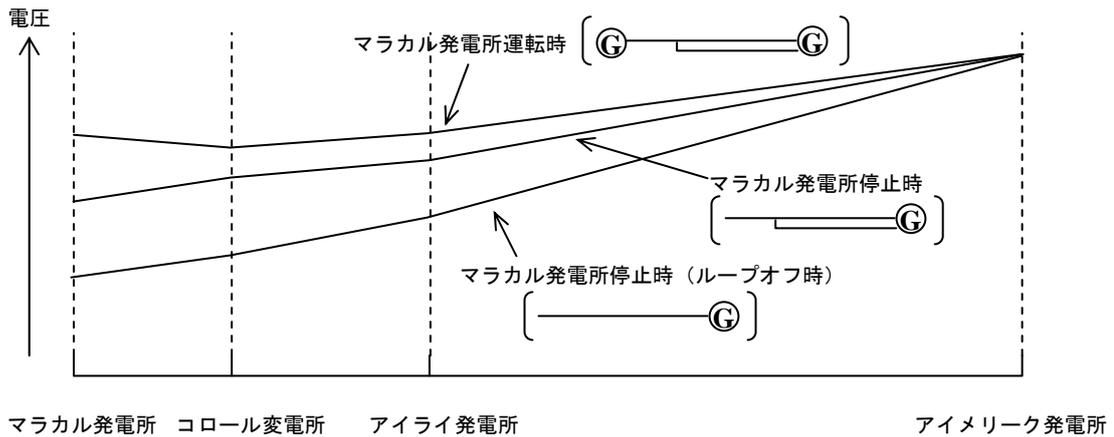


図 4.2.2-23 各発電所の系統電圧のイメージ図

## 2) 送電損失対策

送電損失は系統の電圧に大きく影響される。このため、負荷力率が低いと系統の電圧が低下し、図 4.2.2-24 に示すとおり損失が大きくなる。これは同じ電力量を送るために、電流が多く必要となるためである。従って、電圧改善を実施した場合には、送電損失は減少する。このことから、前述の電圧低下対策は送電損失低減対策としても有効である。

また、マラカル発電所の発電機を運転した場合は、電圧の維持に役立つとともに、送電損失の低減にも大きく する。マラカル発電所の発電機 1 台を常時運転させた場合に改善される送電損失は、2007 年度の発電原価 0.1904 /kWh で費用に換算すると、年間 0.5~1.0 百万ドルの経費削減が可能となる。(表 4.2.2-11 を参照)

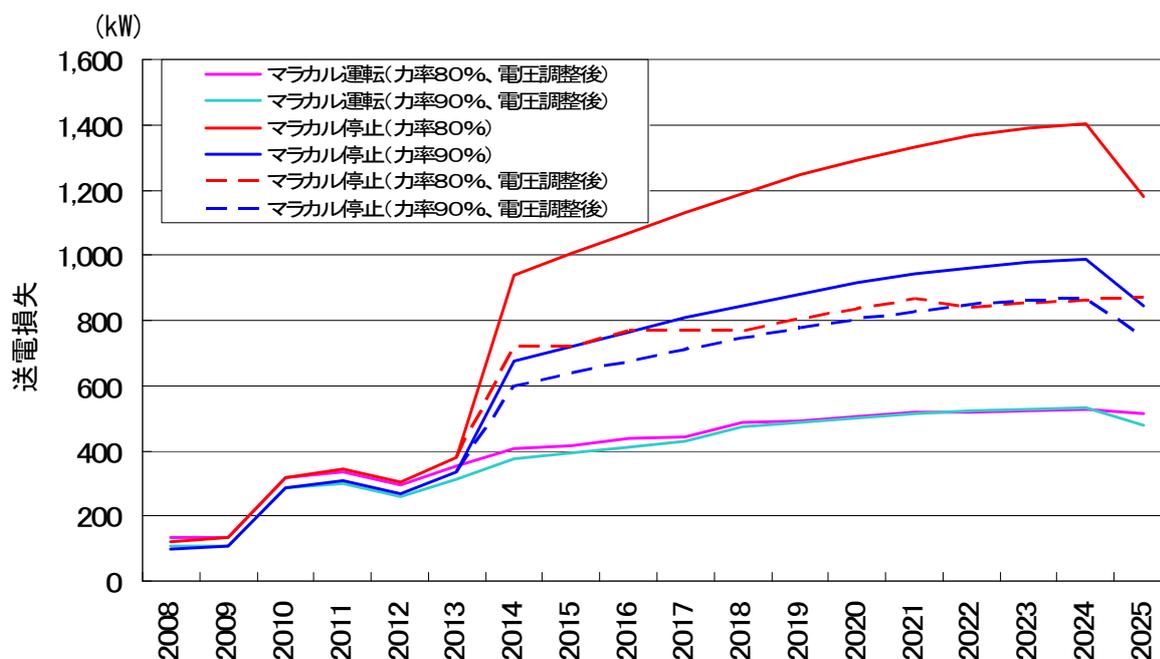


図 4.2.2-24 送電損失の推移

表 4.2.2-11 マラカル発電所の発電機を運転した場合の便益

条件	項目	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
系統力率80%の場合	送電損失の改善率	2.5%	2.7%	2.9%	3.0%	3.0%	3.2%	3.3%	3.4%	3.5%	3.6%	3.6%	2.7%
	年間便益(100万ドル)	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	0.8
系統力率90%の場合	送電損失の改善率	1.4%	1.5%	1.6%	1.7%	1.6%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.9%	1.5%
	年間便益(100万ドル)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.4

また、2013年のアイメリーク～コロール間の2ルート化により、インピーダンスが減る(1回線に流れる電流が減る)ため、送電損失が減少するが、1ルートのままであれば、送電損失は2倍程度になることから、送電線の2ルート化も送電損失低減に有効である。2007年度の発電原価0.1904 kWhでその便益を計算すると、表4.2.2-12のとおり、年間0.6百万ドル程度の低減ができることになる。なお、本試算は、調相設備で電圧を調整した上で送電損失を計算したものであり、調相設備による電圧調整をしない場合(電圧が低い場合)には、さらなる送電損失が発生することになるため、調相設備の設置は、電力品質の向上だけでなく、送電損失の低減の意味からも有効である。

表 4.2.2-12 アイメリーク～コロール間の送電線2ルート化による便益

条件	項目	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
系統力率80%の場合	送電損失の改善率	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
	年間便益(100万ドル)	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
系統力率90%の場合	送電損失の改善率	1.6%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%
	年間便益(100万ドル)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

(検討条件) 調相設備で電圧調整をした場合

図 4.2.2-25 および図 4.2.2-26 は、2014 年断面の電力需要ピーク時の送電損失を示したものである。上述したとおり、電圧対策の実施の有無や送電線のループのオン・オフの状況により送電損失は変化するが、いずれの場合にも、マラカル発電所を運転した場合には、運転しない場合に比べ、送電損失が約 2 分の 1 になる。

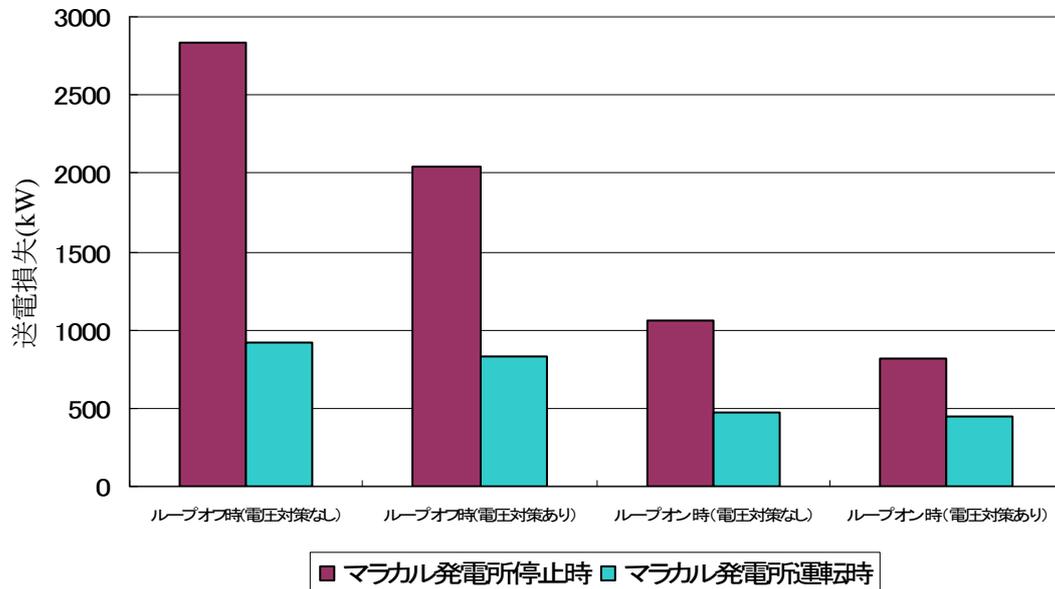


図 4.2.2-25 ケース毎の送電損失（力率 80%の場合）

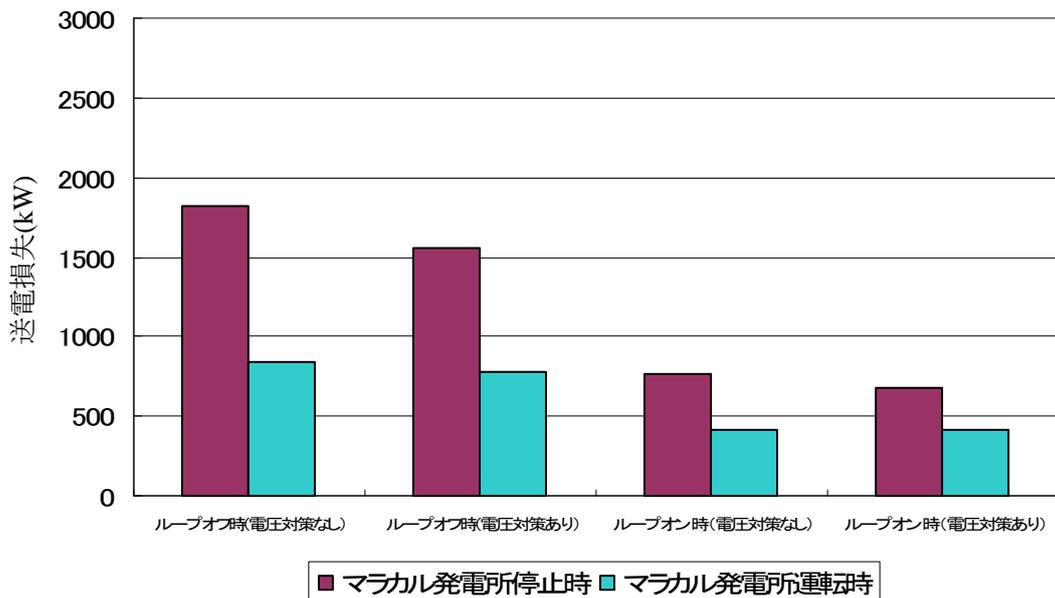


図 4.2.2-26 ケース毎の送電損失（力率 90%の場合）

### 3) 2014 年以降のマラカル発電所の運転について

アイメリーク発電所への発電機増設により、2014 年にはマラカル発電所の発電機は発電容量から見ると、常時運転する必要はない。しかしながら、前述のとおり、マラカル発電所の運転は、電力品質および送電損失の面で発電機を運転することは有効である。特に、コロラド州は負荷が最も集中している地域であるうえ、重要負荷（病院、大型ホテルほか）が多いため、需要地点に近い箇所に発電地点があることは、電力系統全体からみてメリットが大きい。

い。

送電線、変電所の事故、故障時に停電範囲を極小化することができることから、電力供給セキュリティ面からも、マラカル発電所の発電機の役割は重要である。また、一旦発電機を運転しなくなると、再度運転を開始するためには時間・費用・労力がかかることから発電機の継続運転を推奨する。

#### 4) 提言

本検討のとおり、負荷力率が低下すると、電圧が低下するため電圧対策として設備投資が増えることになるうえ、皮相電力は増え、実質の設備容量が減少する。反対に力率が高いほど、送電線に流れる電流が少なくなり送電損失が減少するうえ、変圧器の有効利用を図ることができる。このように、負荷力率の改善によるメリットは大きく、エネルギー源を輸入に頼っている「パ」国にとっては、国全体の省エネルギーの観点からも取り組む価値がある。

そこで、力率の低い大口の需要家には進相コンデンサの設置による力率の改善を促すなどの取組みを実施するか、日本の電力会社のように、力率 85%を基準として、力率が良い場合には料金割引のある料金制度の導入などにより力率改善のインセンティブを与える方策が必要ではないかと考える。PPUC の ELECTRICAL SREVIEW REGULATIONS (1995 年 3 月 30 日制定) においても、「需要家に対して力率改善を要求するケースがある。」ことが明記されている。今後は、各需要家の力率調査を実施することが望まれる。

また、PPUC では、配電線への調相設備の設置を計画しているため、設置後の負荷力率を継続的に監視しながら、送電系統への調相設備の設置計画を見直す必要がある。

### 4.2.3 電力開発計画検討段階の環境社会配慮

#### 4.2.3.1 マスタープラン調査の環境社会配慮の対象となる電力開発計画

本調査は 2010 年から 2025 年までの 15 年間の電力開発計画を対象とするが、同計画に含まれる電力供給設備建設プロジェクトが「電力開発計画検討段階の環境社会配慮」の対象となる。現時点で、電力開発計画に含まれると想定されるプロジェクトは以下の通りである。なお、既設の変電所内での機器の新設や取替については、環境・社会影響が極めて軽微であることから、本調査の環境社会配慮の対象外とする。

表 4.2.3-1 電力開発計画に含まれる発電プロジェクト

年度	プロジェクト名	概要
2013	アイメリーク発電所リプレース(Phase-1)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付 ・燃料貯蔵、供給施設の改造 (重油焚の場合) ・発電建屋 (Phase-2 の 2 台分も含む)、事務所の建設
2014	アイメリーク発電所リプレース(Phase-2)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付
2019	アイメリーク発電所リプレース(Phase-3)	・ディーゼル発電機 (5MW クラス×2 台) 及び補機設備の調達、据付 ・発電建屋増設 (Phase-3 の 2 台分)

備考  : 優先プロジェクト (プレ F/S 対象)

表 4.2.3-2 電力開発計画に含まれる送配電プロジェクト

年度	プロジェクト名	概要	環境社会配慮の要否
2012	マラカル発電所調相設備設置	13.8kV、3MVA	不要
2013	コロール変電所新設	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線、調相設備 3MVA	要
	アイメリーク～コロール送電線新設	34.5kV、20.7km、AC150mm <sup>2</sup>	要
	ネッケン～コクサイ送電線新設	34.5kV、3.1km、AC150mm <sup>2</sup>	要
	コロール州配電網整備	コロール変電所新設に伴う配電網整備	不要 (開閉器の設置及び電線の張替え)
	新アイメリーク変電所新設	34.5kV、変圧器 15MVA×1 台新設、既設変圧器 2 台移設、送電線 3 回線	アイメリーク発電所リプレースと同じ敷地に建設するため、発電所側に含める。
	制御所新設及び北部送電系統の整備	SCADA の手直し、パソコン、モーターリコーサ <sup>®</sup> 設置：34.5kV、3 箇所	不要 (軽微な作業のため)
2020	アイライ変電所建替 (各機器の劣化状況に応じて実施)	34.5kV、15MVA、送電線 3 回線	不要 (既設変電所敷地内での立替)
2021			
2022			
2023			
2024			
2025	アイライ～メレケオク送電線新設	34.5kV、24.5km、AC150mm <sup>2</sup>	要
	メレケオク変電所新設	34.5kV、10MVA、送電線 3 回線	不可 (用地未定)
	コクサイ～メレケオク配電線昇圧	13.8kV→34.5kV、10.5km	不要 (既設流用)
	新アイメリーク変電所変圧器取替	34.5kV、10MVA (1 台)→15MVA (1 台)	不要 (既設更新)

備考  : 優先プロジェクト (プレ F/S 対象)

なお、マスタープランの長期的課題として「再生可能エネルギーの導入計画」を策定するが、導入計画に組み入れる可能性がある再生可能エネルギーとして、本報告書でポテンシャルを検討した水力発電、風力発電、太陽光発電について、環境社会配慮を実施する。

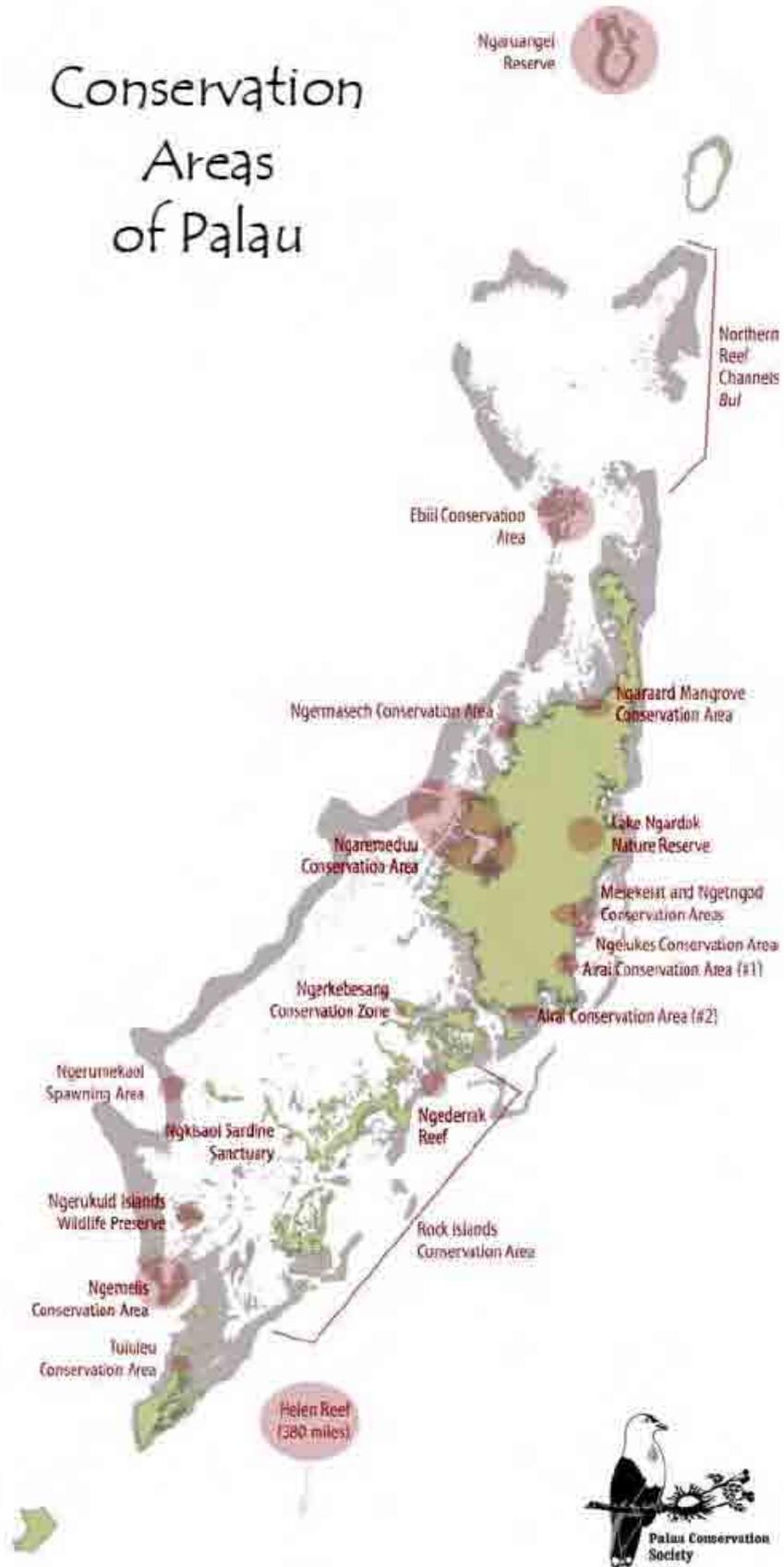
#### 4.2.3.2 マスタープラン調査に対する初期環境影響評価 (IEE)

##### (1) 調査対象地域の状況

###### 1) パラオ国の自然保護区域

「パ」国では、海洋保護区域、マングローブ保護区域等、合計 21 箇所の自然保護区域が指定されており、同区域への立ち入りや 漁業等の活動が制限されている。中でも Lake Ngardok Nature Reserve は、ラムサール条約における重要 地に指定されている (2002 年)。図 4.2.3-1、表 4.2.3-3 に「パ」国の自然保護区域を示す。

# Conservation Areas of Palau



出所：Palau Conservation Society

図 4. 2. 3-1 パラオ国の自然保護区域

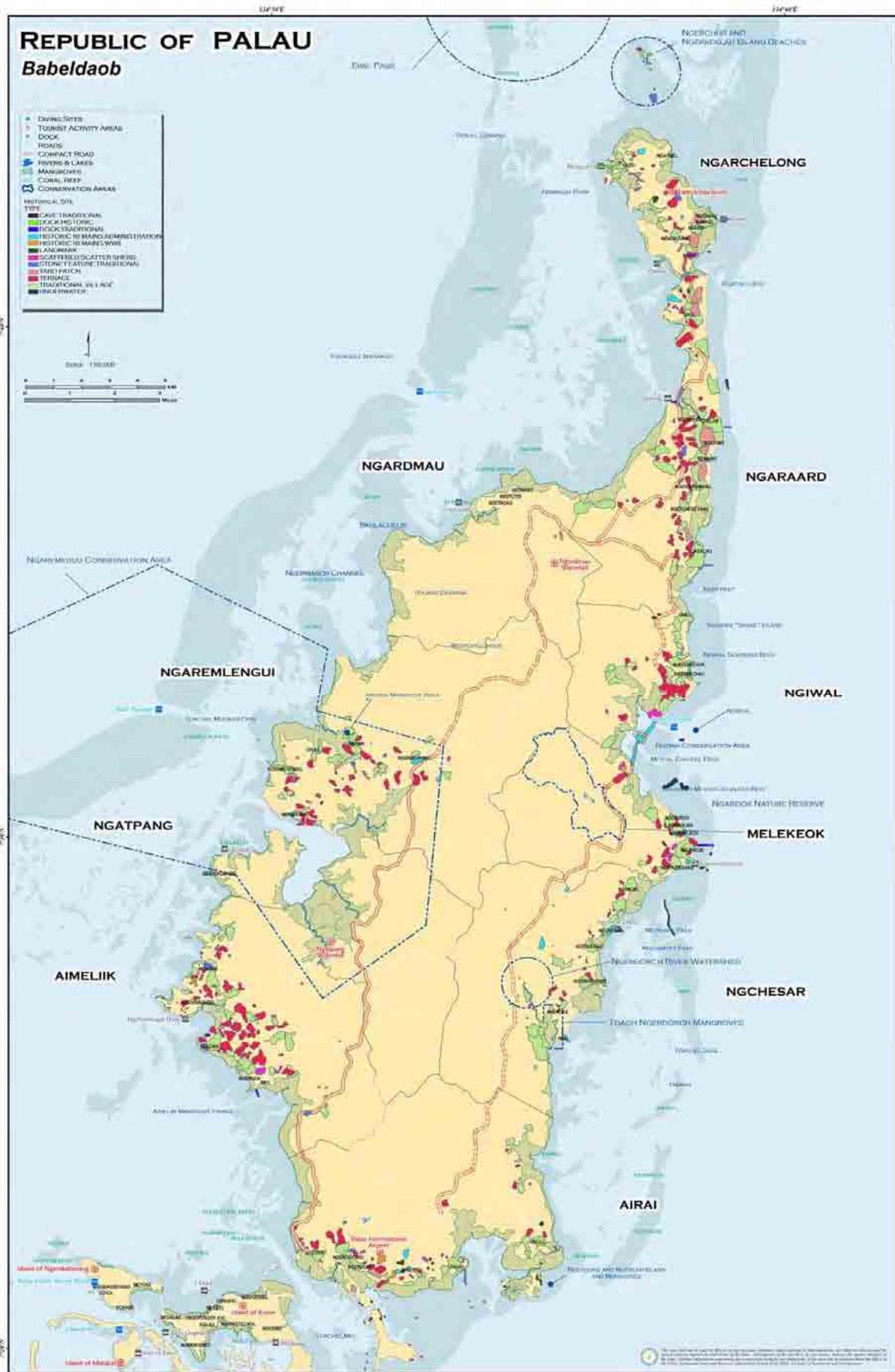
表 4.2.3-3 パラオ国の自然保護区域一覧

Conservation Area	Law & Authority	Effective Year	Approximate Size	Main Regulations
Ngerukuid Islands Wildlife Preserve	Republic of Palau PDC 201 (24 PNCA 30) State of Koror K6-101-99	1956 1999	12 km <sup>2</sup>	No entry, No fishing, hunting, or taking of any marine flora and fauna. No taking, killing of any bird, animal, marine life, or any eggs. No cutting or taking of any plant life. No use or lighting of fires. No possession or transport of any firearms of any description, or other weapons, and no transport of domestic animals.
Ngerumekaol Spawning Area	Republic of Palau PL 6-2-4 (24 PNCA 31) State of Koror K6-101-99	1976 1999	3.5 km <sup>2</sup>	No fishing, No fishing, killing, trapping, or possession of any fish at any time.
Ngemelis Conservation Area (Bailechesengel, Cheleu, Lilblau, Dmasech, Ngis, and Desomet)	State of Koror K4-68-95 State of Koror K6-97-99	1995 1999	30 km <sup>2</sup>	No fishing within one mile of the island complex. No operation of a motorboat between island complex
Ngkisaol Sardines Sanctuary	State of Koror K6-95-99 Sardine Act	1999	0.008 km <sup>2</sup> (within 100 yards)	No fishing, hunting, taking or disturbance of marine flora and fauna. No fishing, hunting, or taking of sardines (mekebud, merau, & teber) within 100 yards.
Ngederrak Reef	State of Koror K6-119-2001 K7-133-2002	2001 2002	6 km <sup>2</sup>	No fishing, hunting, or taking or any marine flora and fauna. No operation, presence, or use of any motorized watercraft.
Ngerkebesang Conservation Zone	State of Koror K7-136-2002	2002	West of Ngerkebesang Island and adjacent to Palau Pacific Resort.	No fishing, hunting, taking, or disturbance of any marine flora and fauna.
Airai Conservation Area #1	State of Airai A-2-04-94	1994	1 km <sup>2</sup> (Mangroves from Ngermecheraki to Bkui Omdelchii)	Only traditional, subsistence, and educational uses allowed.
Airai Conservation Area #2	State of Airai A-2-25-97	1997	1 km <sup>2</sup>	Only traditional, subsistence, and educational uses allowed.
Ngaraard Mangrove Conservation Area	State of Ngaraard NSPL 4-4	1994	1.8 km <sup>2</sup>	Only traditional, subsistence, and educational uses allowed.
Ngarchelong / Kayangel Reef Channels	Ngarchelong and Kayangel Chiefs Traditional Bul	1994	90 km <sup>2</sup>	No fishing in 8 channels April 1-July 31
Ngeruangel Reserve	State of Kayangel KYPL 7-02-96	1996	35 km <sup>2</sup>	No entry without permit. Governed according to management plan.
Ebiil Channel Conservation Area	Ngarchelong NSGPL 87	2000	15 km <sup>2</sup>	No entry, no fishing.
Lake Ngardok Nature Reserve	State of Melekeok MSPL 4-21	2000	4 km <sup>2</sup>	No entry without a permit. Governed according to management plan.
Ngaremeduu Bay Conservation Area	Aimeliik, Ngatpang, Ngeremlengui	2000	98 km <sup>2</sup>	Governed according to management plan.
Ngermasech Reef Conservation Area	State of Ngardmau	1998	7.0 km <sup>2</sup>	No entry. No fishing.
Ngchesar Watershed Conservation Area	State of Ngchesar	2002	0.5 km <sup>2</sup> 1.0 km <sup>2</sup>	Governed according to legislation. Hunting restricted.
Ngelukes Reef Conservation Area	Ngchesar State Protected Area Act. NSPL No. 146	2002	All marine areas within 20 feet of the seaward edge of the reef surrounding the patch reef in front of Ngersuul.	No entry without permission of the governor.
Tululeu Seagrass Conservation Area	Peleliu State	2001	0.4 km <sup>2</sup>	No fishing area.
Helen Reef	Hatohobei State Helen Reef Management Area Act	2001	163 km <sup>2</sup>	No entry without a permit. Governed according to management plan.

出所：Palau Conservation Society

## 2) 歴史・文化遺産

「パ」国には、バベルダオブ島北部の石群、第二次世界大戦中の遺留品等、歴史・文化遺産が多数存在している。図 4.2.3-2 に「パ」国の歴史・文化遺産の分布を示す。



出所：Palau Automated Land and Resources Information System

図 4.2.3-2 パラオ国の歴史・文化遺産

## (2) 影響評価

電力開発計画に含まれる可能性のある電力設備建設プロジェクトに係る、一般的な影響の評価を以下に示す。

表 4.2.3-4 電力設備建設プロジェクトの影響評価

環境要素	水力発電			風力 発電	太陽光 発電	ディーゼル 発電	送配電線		変電所
	ダム式	流込式	小川				架空	海底	
社会環境	住民移転・強制移住	A	B	C	B	C	B	C	C
	地域経済・雇用・生計・その他	A	B	C	C	C	B	B	C
	土地使用・現地資源利用	A	B	B	B	B	B	C	B
	社会制度：社会構造基盤 議決機関制度	C	C	C	C	C	C	C	C
	既設社会インフラ・サービス	C	C	C	C	C	C	B	C
	貧困階層、原住民、少数民族	C	C	C	C	C	C	C	C
	利害の伝達	C	C	C	C	C	C	C	C
	文化遺産	B	C	C	C	C	C	C	C
	現地利害対立	C	C	C	C	C	C	C	C
	水利権、共有	A	B	B	C	C	C	C	C
	公衆衛生	C	C	C	C	C	C	C	C
感染症・伝染病	C	C	C	C	C	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	A	B	C	C	C	C	C	C
	土 浸食	B	C	C	C	C	C	C	C
	地下水	C	C	C	C	C	C	C	C
	水文地質学上の状況	A	B	C	C	C	C	C	C
	沿岸地帯	C	C	C	C	C	C	B	C
	植物・動物・生物多様性	A	B	C	B	C	B	B	A
	気象	C	C	C	C	C	C	C	C
	景観	A	B	C	B	B	B	B	C
地球温暖化	C	C	C	C	C	B	C	C	
公害	大気汚染	C	C	C	C	C	B	C	B
	水質汚染	A	B	C	C	C	B	C	C
	土 汚染	C	C	C	C	C	C	C	C
	廃棄物	B	B	C	C	B	B	C	C
	騒音・振動	B	B	C	B	C	B	C	C
	地盤沈下	C	C	C	C	C	C	C	C
	悪	C	C	C	C	C	C	C	C
	水底沈殿物	A	B	C	C	C	C	C	B
事故	A	B	C	C	C	C	B	C	

例 A：重大な影響が予期される。  
 B：ある程度の影響が予想される。  
 C：影響が最小限又はほとんど無い。

### 4.2.3.3 プロジェクト実施段階での影響回避・緩和策及び留意事項

#### (1) 水力発電

「パ」国の降雨量は年間約 3,800mm 程度と多いが、最も高い Ngerchelchus 山の山頂でも標高は 242 m であり、2.6.2 章で述べた通り流込み式水力発電で十分な出力を得ることは困難である。このため、ダム式又はマイクロ水力が水力発電として実現可能性の有る発電方式と考えられる。

ダム式水力では、自然保護区域や歴史・文化遺産の所在地を避けるとともに、大規模な住民移転が発生しないよう、建設地点を選定する上で配慮する必要がある。また、フルスケー

ルの環境影響評価、河川流量測定を実施し、生態系や河川流域への影響を最小限とするよう、建設計画・施工計画に配慮する必要がある。

## (2) 風力発電

現時点で入手可能な風速データから判断する限り、「パ」国は風力発電に関して高いポテンシャルを有しているとは言えない。今後、風力発電の可能性を検討するため風況測定、地点選定を実施する場合には、飛来する鳥類への影響、風車の騒音、景観に配慮する必要がある。

## (3) 太陽光発電

太陽光発電は一般的に環境負荷が小さいとされている。系統連系方式を採用し、バッテリーが不要となる場合は問題ないが、バッテリーを設置する場合には定期的な交換が必要となるため、使用済みバッテリーの廃棄処分方法を確立しておく必要がある。

## (4) ディーゼル発電

ディーゼル発電では、排気ガス中に含まれる窒素酸化物、硫黄酸化物による大気汚染、騒音による影響が懸念される。低 NOx 型ディーゼルエンジンの採用、煙突の高層化による大気汚染物質着地濃度の低減、発電建屋の障壁効果による周辺民家への到達音の低減等の対策を実施する必要がある。

## (5) 送配電線

架空線の場合、土地利用形態への影響、動植物への影響、施工中の道路交通への影響が懸念される。送配電ルートを選定に当たっては、自然保護区域や歴史・文化遺産の所在地を避けるとともに、非自発的住民移転が発生しないよう留意する必要がある。また施工中は迂回ルート、標識の明示、交通整理を確実に行うなど、道路交通への影響を低減する対策が必要である。

## (6) 変電所

変電所用地の取得に伴う土地利用形態の変化、変電所への一般人の立ち入りによる感電事故等が想定される。「パ」国では、送配電設備の建設用地は土地所有者から無償で提供されることが一般的であるため、土地取得に際して特段の問題はないと思われる。変電所の周囲には一般人の立ち入りを防止するフェンスを設置し入口を施錠することにより、感電事故を防止する。

## 4.3 再生可能エネルギーを含む電力供給オプションの検討

### 4.3.1 パラオ国の再生可能エネルギーの現状と評価

#### 4.3.1.1 太陽光発電

太陽光発電はいまや実用期に入り、世界各地で CO<sub>2</sub> 削減を目的とした有力な再生可能エネルギー利用手段として急速に導入が進んでいる。2005 年末時点における世界の太陽光発電導入量は出力 3.7GW に達しており、日本における太陽光発電導入量は 2005 年末時点で出力 1.422GW、2010 年末時点では出力 4.82GW を目標にしている。

このような世界的 勢の中で「パ」国においてもメレケオクの「パ」国政府議事堂前の駐車場に、EU 支援による容量 100kWp の太陽光発電設備が設置されることになり、このほどドイツのコントラクターとの契約が結ばれ太陽光発電導入がはじまった。

「パ」国は年間通じ日射量が多く太陽光発電のポテンシャルは高い。日本の海洋研究開発機構 (JAMSTEC: Japan Agency for Marine Earth Science and Technology) が 2003 年から Aimeliik に気象データ観測所を設置し、地表における日射量の計測を行っており、過去 3 年間に収集したデータによれば、年平均日射量は 4.51kWh/m<sup>2</sup>/day である (表 2.6.2-7 参照)。また、NASA の計測データでは年平均日射量 5.01 kWh/m<sup>2</sup>/day (メレケオクのパラオ国政府議事堂前の駐車場太陽光発電設備仕様書) となっている。一方東京における年平均日射量は 3.92kWh/m<sup>2</sup>/day であるから、パラオ国は東京の 1.15~1.28 倍の日射量が得られることが分かる。

しかしながら、太陽光発電は夜間、雨天、天時は発電能力がないため単独での利用には限界がある。従って本調査では PPUC の電力系統に連結するいわゆる系統連系方式を採用し、日射量の強い時間帯に太陽電池で発電した電力を系統側に接続することにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させることを検討する。

さらに、太陽光発電は太陽光電池設置のために、広大な開けた土地が必要である。たとえば出力 100kWp の太陽光発電の場合、太陽電池の面積は約 1000 m<sup>2</sup>が必要となり、太陽電池の据付、メンテナンス、アクセスなどのために、設備全体として太陽電池面積の数倍の敷地を要する。

「パ」の森林被覆率は 87% (Ann Hillmann-Kitalong et al.(2007), "Native Trees of Palau" より) であり、太陽電池設置に適した広大な平坦地は多くない。太陽電池設置のための土地取得も容易ではなく、森林を伐採して太陽電池を設置することもナンセンスである。したがって本調査では太陽電池をコロール市内に数多く建てられた「パ」国政府所掌の政府関係庁舎、大学、高校、小学校の校舎、体育館、病院などの大きな建物の屋根上に設置することで、検討を進める。

太陽光発電の設備費は依然として高価であり、現在のところ「パ」国にとって大規模な設備の設置は容易ではない。しかし今後太陽光発電の世界的普及がさらに進むことで、近い将来設備価格は安くなることが期待される。また今後もディーゼル燃料の高騰が続くことが予想されるので、今から将来を見越して容量 100~200kWp の太陽光発電設備をコロール市内に設置し、節電と CO<sub>2</sub> 削減をパラオ国民への啓蒙することは効果的であるといえる。

#### 4.3.1.2 水力発電

水力発電は歴史が古く、既に必要な技術は確立されており、世界各地で広く使用されている。パラオは降雨量が極めて多く、雨季の 7 月の月間雨量は 520mm、 季の 2 月の月間雨量は 100mm

と年間を通じ雨量の変動があるものの、年間総雨量は 3520mm に達する。(図 2.6.2-2 参照)

しかしながらパラオは全体として標高が低く最大のバベルダオブ島の高山でも標高 100~200 m 程度であり、島内には大きな河川はなくまた有効落差も十分にとれないことから、大出力の水力発電には不向きであるが、降雨量が多く小さな河川が数多くあることから容量 200k 程度の小水力発電設置のポテンシャルは高いと思われる。水力発電にはある程度の水量と有効落差を確保する必要があるが、河川水を利用する場合は長期間に亘る流量調査が必要となる上、環境社会配慮の面で解決すべき課題もおおいことから、現時点の候補地としては、ADB の支援により計画されている上水道の貯水池、水源からのオーバーフロー水を利用することが効果的と考えられる。

コロール市、アイライ州の上水道は現在バベルダオブ島南部アイライ州の Ngerimal の水源の水を Ngetkit の浄水場に送水し浄化後消費者に供給しているが、季には水源が干上がり深な水不足になることがある。そこで、「パ」国政府は新しい水源を確保するため ADB ファンドにより新しく上水道設備をバベルダオブ島に建設する具体的な計画を進めている。計画は実現の方向で進んでおり 2011 年運用開始を目指している。上記 ADB ファンドの上水道水源池のオーバーフロー水を活用することで後述するとおり最大容量 200kW の水力発電が可能と考えられる。

オーバーフロー水を利用する水力発電は雨季と 季で水量が変るため、年間を通じて出力が変動するので、PPUC の電力系統に連結する系統連系方式を採用し、水量が豊富な期間に水力発電で発電した電力を系統側に流すことにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させることが出来る。

水力発電は設備が比較的簡単で取り扱いも容易であり、一度設置すれば長期間に亘って運用できるため非常に経済性が高い。「パ」国政府が ADB ファンドによる新上水道設備の建設にあわせ、マイクロ水力発電設置を計画するよう提案する。

#### 4.3.1.3 太陽熱利用

「パ」国は温暖で、年間を通じ日射量が多く太陽熱利用のポテンシャルは高い。「パ」国に適した太陽熱利用は、すでに世界的に技術が確立され、経済性が高く広く普及している太陽熱温水器である。

「パ」国には太陽熱温水器の利用統計がなく普及状況は明確ではないが、実際コロール市内でも台湾系ホテル 1 を除き屋根上の太陽熱温水器は余り見かけず、Energy Office の Director もパラオでは電気温水器が多く使われており、太陽熱温水器の普及は遅れていると明言している。

一方、現在「パ」国政府が策定中の「Energy Efficiency Action Plan」の中で、エネルギー消費節減プログラムのひとつに、太陽熱温水器導入促進のための基金設立が提案されている。(表 4.1.3-4) 参照

政府の Energy Efficiency Action Plan を受けて、最近の新築住宅のローン借り入れ時に、太陽熱温水器設置がローン契約の条件になってきた。また近年は、中国製の安い太陽熱温水器が出まわるようになり、今後普及が進むことが期待できる。

太陽熱温水器は、簡便で比較的安価で、電力需要家の電気代を確実に節減できる。ディーゼ

ル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させるものであるから、再生エネルギー導入の有望な手段であり、引き続き「パ」国政府が普及促進を行うのが望ましい。

#### 4.3.1.4 風力発電

風力発電は太陽光発電と同様に、今や世界各地で有力な再生可能エネルギー利用、CO<sub>2</sub> 削減手段として導入が急速に進んでいる。2005 年末時点における世界の風力発電導入量は出力 59.21GW に達している。風力発電は 1 年を通じ安定した適度の風が 多くことが必要条件で、ドイツ、アメリカ、スペイン、デンマークで導入が進んでいる。日本における風力発電導入量は 2005 年末時点で出力 1.08GW、2010 年末時点で出力 3GW を目標にしている。

パラオ国は台風がなく 1 年を通じ やかな気候である。「パ」国で現在入手できる風況データは多くはないが、アイメリーク地区、コロール地区、空港地区の気象データから見て、一年を通じて風速は平均して 1~6m/sec 程度である。(図 2.6.2-3、図 2.6.2-4、図 2.6.2-5 参照)

NEDO の風力発電導入ガイドブックによれば、風力発電は年間平均風速 5~6m/sec 以上を対象としており、このことから「パ」国は風力発電には適しているとは言えない。

「パ」国政府の Energy Office は 2008 年中に EU 支援により Data Collecting Tower(風況調査塔)を 2~3 箇所設置し、2008 年末から風況調査を実施する予定である。ただし、まだ計測のサイトは具体的に決められていない。

風力発電に採用されている誘導発電機は発電特性上、必ず PPUC のグリッドと系統連携し、系統側から電力の供給を受けなければならない。また、風速の変動により風車発生電力が変動するため、風車の出力と PPUC 系統容量とのバランスによっては PPUC 系統全体の電力の質が低下するなどの問題が発生するので、十分な技術的検討が必要である。

しかし、基本的に風車で発電した電力を系統側に流すことにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させることが出来る。

風力発電の成否は安定した風が 多くことが絶対条件であることから、「パ」国が風況調査を実施し、良好な設置場所が特定されれば、その時点で風力発電設備の設置を検討する。

#### 4.3.1.5 その他の再生可能エネルギー(バイオマス発電、海洋温度差発電)

「パ」国で実施が考えられるバイオマス利用は、廃棄物燃焼発電である。しかし「パ」国は総人口がわずか 2 万人足らず年間の観光客 9 万人を加えても 11 万人程度であり、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ことから 2025 年までに廃棄物燃焼発電の実現は見込みがないと判断できる。

海洋温度差発電に関してはわが国の佐賀大学が 1973 年以来研究を進めており、アメリカ、インドなども実験を続けてきているが、出力に比較し設備が大型で高価であることなどの理由でいまだに実用化されておらず、長期間の系統連系による発電実績もない。また環境面でも長期間にわたる深海水の 温度上げが、生態系に影響することも懸念されている。このような状況から 2025 年までに「パ」国で実用化される見込みは無いと判断できる。

#### 4.3.1.6 「パ」国における再生可能エネルギー導入の優先順序

太陽光発電は有力な再生可能エネルギーとして世界的に導入が進んでいる。「パ」国は日射量も多く、太陽光発電導入のポテンシャルが高いという優位性を生かして、世界的な CO<sub>2</sub> 排出削減努力の 勢に遅れることなく、長期的な観点から太陽光発電導入を着実に実行することを提案する。

「パ」国は年間を通じ降雨量が多く、潜在的な水力発電導入のポテンシャルは高い。水力発電は技術も確立しており経済性の高い再生可能エネルギーであるが、水源の確保が必要条件である。本調査では現在 ADB 支援による上水道水源地のオーバーフロー水の利用による水力発電を提案した。今後できるだけ早期に水力発電の水源調査、自然環境調査、土地収用を行い、水力発電の導入を計画することを提案する。

太陽熱温水器は世界的に普及が進んでいる、簡便で確実な経済性の高い再生可能エネルギー利用である。「パ」国は温暖で日射量も多く、太陽熱温水器導入のポテンシャルが高いという優位性を生かして、Energy Efficiency Action Plan に示された太陽熱温水器普及促進基金設置などの「パ」国政府の普及促進制度をさらに拡充することを提案する。

風力発電は有力な再生可能エネルギーとして世界的に急速に導入が進んでいるが、年間を通じ安定した適度の風が 地域に 在する傾向がある。「パ」国は年間を通じ風が弱く風力発電には適していない。Energy Office が 2008 年に実施を計画している風況調査結果により良好な設置場所が特定されれば、その時点で導入を検討することとし今回の「パ」国への導入検討対象には含めない。

その他の再生可能エネルギーとして廃棄物燃焼発電と海洋温度差発電が考えられる。廃棄物燃焼発電については人口の少ないパラオでは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ことから実現は見込みがないと判断し「パ」国への導入は検討対象には含めない。また海洋温度差発電については、世界的に実験、研究は継続されているが、いまだに実用化されておらず、環境・生態系への影響面についても懸念があり、2025 年までに実現の見込みがないとして検討対象とはしない。

### 4.3.2 再生可能エネルギー導入の効果

#### 4.3.2.1 太陽光発電

##### (1) 太陽光発電容量の検討

「パ」国で最も普及の可能性の高い太陽光発電については、太陽電池をコロール市内に数多く建てられた「パ」国政府所掌の庁舎、大学、高校、小学校の校舎、体育館、病院などの大きな建物の屋根上に設置することを提案したい。調査の結果、合計容量で最大 3000kWp の太陽電池を設置できると判断できる。

以下に太陽電池設置可能なコロール市内の政府関係庁舎、学校、体育館、病院、漁業施設などの屋根面積の調査結果を表 4.3.2-1 に示す。また太陽電池設置可能場所の一例として Palau Community College 体育館の写真を図 4.3.2-1 に示す。

表 4.3.2-1 「パ」国における太陽電池設置可能場所の調査結果

番号	建屋名称	屋根 法 B×L (m)	屋根面積 A (m <sup>2</sup> )	設置可能 太陽電池面積 P (m <sup>2</sup> )	設置可能 太陽電池容量 C (kWp)
1	Public Works	10×60	600	200	20
2	Palau Public Library	20×30	600	200	20
3	Ministry of Education	40×30	1,200	400	40
4	Ministry of Justice	20×30	600	200	20
5	Ministry of Finance	20×30	600	200	20
6	Bureau of Labor	20×30	600	200	20
7	Office of President	50×50	2,500	800	80
8	Eco Paradise	20×50	1,000	300	30
9	Volley Ball Gymnasium	40×100	4,000	1,300	130
10	Palau High School	30×50 ×3	4,500	1,500	150
11	Palau High School Gymnasium	50×50	2,500	800	80
12	Palau Community College	40×100 30×50 ×2	4,000 3,000	1,300 1,000	130 100
13	Palau National Gymnasium	40×100	4,000	1,300	130
14	Palau National Hospital	120×200	24,000	8,000	800
15	Korol Capital	15×40	600	200	20
16	Korol Elementary School	30×50 20×50 ×3	1,500 3,000	500 1,000	50 100
17	Meyuns Elementary School	20×50 20×40	1,000 800	300 260	30 26
18	Harris Elementary School	20×50 ×4	4,000	1,300	130
19	Palau Coral Leaf Center	15×30	450	150	15
20	Bureau of Marine Resource	50×500	25,000	8,300	830
	合計		90,050	29,710	2,971

(注)

- ・ 屋根 法 B(m)×L(m)及び屋根面積 A(m<sup>2</sup>)は目測による概略値である。
- ・ 設置可能太陽電池面積 P は据付及びメンテナンス作業のスペース確保を考慮し、屋根面積 A の 1/3 とする。(P=1/3 A)
- ・ 太陽電池容量 C は太陽電池面積 1 m<sup>2</sup>当り、太陽電池出力 0.1kWp が得られるものとした。(C=0.1P) (NEDO 太陽電池導入ガイドラインによる)
- ・ 屋根上に太陽電池を設置する場合、建屋及び屋根の補強工事が必要である。
- ・ バベルダオブ島には合計 9 校の公立小学校が点在しており、そのうち 3 校を現地調査した。いずれも生徒数数十人以下の小さな小学校で、建屋も屋根もごく小さく平均すると 1 校当たり 21kWp 程度の太陽電池しか設置できない。小さい容量の太陽電池を広い地域に点在する小学校に分 配置することになり、経済性と運用維持管理の面から見て得策とは言えないので、対象外として表 4.3.2-1 には含めていない。



図 4.3.2-1 Palau Community College の体育館

## (2) 太陽光発電の発電量、設備利用効率、ディーゼル燃料節減、設備費償還の計算

ここでは標準的な容量 100kW<sub>p</sub> の太陽光電池を設置し PPUC 系統と連系するものとして、太陽電池の年間発電量、設備利用効率、CO<sub>2</sub> 排出抑制、ディーゼル発電燃料消費の削減量、ディーゼル発電燃料コストの削減、太陽電池設備の償還を計算し、その結果を表 4.3.2-2 および表 4.3.2-3 に示す。

### 1) 太陽電池年間発電量と年間設備利用効率

太陽光発電設備容量を 100kW<sub>p</sub> とする。

太陽電池年間発電量(e)

$$e=(a/c) \times b \times d \times 365=100/1 \times 4.51 \times 0.7 \times 365=115,230\text{kWh/year}$$

(NEDO 太陽光発電導入ガイドライン)

a=発電設備定格出力=基準状態における発電設備の最大出力=100kW

b=日射量年間平均値=4.51kW/m<sup>2</sup>/day

(パラオ国の日射量実測値：表 2.6.2-7 参照)

c=基準状態における日射量強度=1kW/m<sup>2</sup>

d=総合設計係数=0.7

1year=365days

(基準状態：温度 25°C、エアマス 1.5、日射量強度=1kW/m<sup>2</sup>)

太陽電池年間設備利用効率( )

$$e/(a \times 24 \times 365)=115,230/(100 \times 24 \times 365)=0.131=13.1\%$$

### 2) 太陽光発電による CO<sub>2</sub> 抑制効果、森林面積換算

CO<sub>2</sub> 排出抑制量(g)

$$g=e \times f=115.23 \times 0.188=21.7 \text{ ton -C/year}$$

(f=0.188 ton-C/MWh : CO<sub>2</sub> 排出原単位、NEDO 太陽光発電導入ガイドライン)

CO<sub>2</sub> 抑制効果の森林面積換算(i)

$$i=g/j=21.7 \text{ ton -C/year} \quad 0.974 \text{ ton-C/ha}=22.3\text{ha}$$

(j=0.974 ton-C/year/ha : 森林 1ha 当たりの CO<sub>2</sub> 吸収量、NEDO 太陽光発電導入ガイドライン)

3) 太陽光発電によるディーゼル発電燃料消費量の削減

ディーゼル発電燃料消費の削減量

太陽光発電の年間発電量 (115,230kWh/year) で、同量のディーゼル発電の年間発電量を減らせるものとして、ディーゼル発電燃料消費量の削減を計算する。

ディーゼル発電の燃料消費率=0.22kg/kWh、ディーゼル発電の比重=0.8 とする。

ディーゼル燃料の年間削減量(q)

$$q=115,230\text{kWhr/year} \times 0.22\text{kg/kWh} \quad 0.8=31,688 \text{ /year}$$

4) 太陽光発電設備費の償還

100kWp 太陽光発電設備費=1,040,102 ユーロ=1,612,158 \$

(メレケオク EU 支援 100kWp 太陽光発電設備予算、契約書による。2008 年 3 月契約済み)  
為替レート : 1 ユーロ=1.546\$ (2008 年 5 月 5 日現在)

ディーゼル燃料コストの削減による太陽光発電所設備費の償還年数

$$= (100\text{kWp 太陽光発電所設備費}) / (\text{ディーゼル燃料コストの削減})$$

ディーゼル燃料価格=2~5US\$/gal について燃料コストの削減額と設備償還年数を表 4.3.2-3 に示す。

表 4.3.2-2 太陽光発電設備の計算結果

項目	計算結果	単位
太陽光発電設備容量	100	kWp
太陽光発電設備費	1,612,158	\$
太陽電池年間発電量	115,230	kWh/year
太陽電池年間設備利用効率	13.1	%
CO <sub>2</sub> 排出抑制量	21.7	ton -C/year
CO <sub>2</sub> 抑制効果の森林面積換算	22.3	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	31.7	k /year

表 4.3.2-3 太陽光発電による燃料コストの削減および設備費の償還年数

ディーゼル燃料価格(\$/gal)	2.0	3.0	4.0	5.0
ディーゼル燃料価格(\$/ )	0.529	0.794	1.058	1.323
燃料コストの削減(\$/年)	16,800	25,200	33,500	41,900
太陽光発電所設備費の償還年数	96.2	64.1	48.0	38.5

### (3) 太陽光発電導入の効果

- 1) 標準的な容量 100kWp の太陽光電池を設置し PPUC 系統と連系するものとすれば、年間発電量は 115,230 kWh/year であり、2007 年の PPUC 年間総発電量 92,704,705 kWh/year の 0.12% に当る。また、ディーゼル燃料は年間 31.7kL 削減できる。
- 2) 年間設備利用効率は 13.1% であり、わが国の標準的な年間設備利用効率 12% に比べ、約 1.09 倍である。これはパラオ国の豊富な年間日射量によるもので太陽光発電に適しているといえる。

#### 4.3.2.2 水力発電

##### (1) 水力発電設備設置の方法

水力発電については、Energy Office 及び PPUC 共、現在具体的な開発地点候補地を保有しておらず、候補地選定のための地形図、降雨量データ等も十分でないため、調査団としては現在 ADB ファンドで計画されているバベルダオブ島の新上水道計画の貯水池のオーバーフロー水を利用する容量 200kW の水力発電設備を設置し、PPUC の電力系統に系統連系することを提案したい。水量が豊富な期間に水力発電で発電した電力を系統側に流すことにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させる。

##### (2) 水力発電の発電量、設備利用効率、ディーゼル燃料節減、設備費償還の計算

水力発電の水源に、上水道水の貯水池のオーバーフロー水を利用することとした場合の水源流入水量、オーバーフロー水量、発電機平均出力、発電機最大出力、発電機最小出力、年間発電量、ディーゼル発電燃料消費量の削減、平均設備利用効率、CO<sub>2</sub> 排出抑制、発電設備費の償還を計算し、その結果を表 4.3.2-4 および 4.3.2-5 に示す。

###### 1) 年間発電量

貯水池流入年間水量(v)	$v=A \times h \times 0.7=25,230,000$ /year
流入水集水面積(A)	$A=4$ Square Miles= $10.24$ k m <sup>2</sup> (ADB 上水道計画者による)
年間降雨量(h)	$h=3520$ mm (実測値：図 2.6.2-2 参照)
平均一日当たり貯水池流入水量(V)	$V=25,230,000/365=69,120$ /day
上水道用送水量(日量)(W)	$W=3.8$ M gallon/day= $14,360$ /day (ADB 上水道計画者による)
平均オーバーフロー水量(日量)(O)	$O=V-W=54,760$ /day
平均水車 動水流量(1 当たり)(Q)	$Q=O/(24 \times 3600)=0.634$ /sec
平均水車 動理論水力(P)	$P=9.8 \times Q \times H=9.8 \times 0.634 \times 20=124.26$ kW (NEDO マイクロ水力発電導入ガイドライン)
有効落差	$H=20$ m (ADB 上水道計画者による)
平均水力発電機出力(E)	$E=P \times \eta \times \zeta=124.26 \times 0.8 \times 0.85=84.50$ kW
水車効率	$\eta=0.8$ ( $\eta=0.75 \sim 0.90$ : NEDO マイクロ水力発電導入ガイドライン)

発電機効率	$\zeta=0.85$ ( $\zeta=0.82\sim 0.93$ : NEDO マイクロ水力発電導入ガイドライン)
年間発電量(e)	$e=84.50 \times 24 \times 365=740,220\text{kWh}$

2) 水力発電によるディーゼル発電燃料消費量の削減

ディーゼル発電燃料消費の削減量

水力発電の年間発電量 (740,220kWh/year) で、同量のディーゼル発電の年間発電量を減らせるものとして、ディーゼル発電燃料消費量の削減を計算する。

ディーゼル発電の燃料消費率=0.22kg/kWh、ディーゼル発電の比重=0.8 とする。

ディーゼル燃料の年間削減量(q)

$$q=740,220\text{kWhr/year} \times 0.22\text{kg/kWh} \times 0.8=203,501 \text{ /year}$$

ディーゼル燃料価格=2~5US\$/gal について燃料コストの削減額と設備償還年数を表 4.3.2-5 に示す。

3) 発電機最大出力

最大月間貯水池流入水量( )  $= A \times h \times 0.7=3,870,000/\text{month}$

流入水集水面積(A)  $A=4 \text{ Square Miles}=10.24 \text{ k m}^2$

最大月間降雨量(h)  $h=540\text{mm}/\text{month}$

(7月実測値 : 図 2.6.2-2 参照)

最大一日当たり貯水池流入水量(V)  $V=3,870,000/31=124,840 \text{ /day}$

上水道用送水量(日量)(W)  $W=14,360 \text{ /day}$

最大オーバーフロー水量(日量)(O)  $O=V-W=124,840-14,360=110,480 \text{ /day}$

最大水車 動水流量(1 当たり)(Q)  $Q=O / (24 \times 3600) =1.279 \text{ /sec}$

最大水車 動理論水力(P)  $P=9.8 \times Q \times H=9.8 \times 1.279 \times 20=250.68\text{kW}$

有効落差  $H=20\text{m}$

最大水力発電機出力(E)  $E=P \times \eta \times \zeta=250.68 \times 0.8 \times 0.85=170.46 \text{ kW}$

水車効率  $\eta=0.8$

発電機効率  $\zeta=0.85$

4) 発電機最小出力

月間ダム最小流入水量( )  $= A \times h \times 0.7=716,800/\text{month}$

流入水集水面積  $A=4 \text{ Square Miles}=10.24\text{k m}^2$

最小月間降雨量(h)  $h=100\text{mm}/\text{month}$

(2月実測値 : 図 2.6.2-2 による)

最小一日当たりダム流入水量(V)  $V=716,800/28=25,600 \text{ /day}$

上水道用送水量(日量)(W)  $W=14,360 \text{ /day}$

最小オーバーフロー水量(日量)(O)  $O=V-W=25,600-14,360=11,240 \text{ /day}$

最小水車 動水流量(1 当たり)(Q)  $Q=O / (24 \times 3600) =0.130 \text{ /sec}$

最小水車 動理論水力(P)  $P=9.8 \times Q \times H=9.8 \times 0.130 \times 20=25.48\text{kW}$

有効落差  $H=20\text{m}$

最小水力発電機出力(E)  $E=P \times \eta \times \zeta=25.48 \times 0.8 \times 0.85=17.32 \text{ kW}$   
 水車効率  $\eta=0.8$   
 発電機効率  $\zeta=0.85$

5) 水力発電設備容量

水力発電機容量は最大発電機出力の 110%を目処とし、200kW とする。

6) 平均設備利用効率= (平均水力発電機出力) / (水力発電設備容量)

=84.50 kW/200kW=0.423 (42.3%)

7) 水力発電設備費の償還

200kW 水力発電設備費=5,000,000\$

(他プラント実績から推定)

表 4.3.2-4 水力発電設備の計算結果

項目	計算結果	単位
水力発電設備容量	200	kW
水力発電設備費	5,000,000	\$
発電機平均出力	84.5	kW
発電機最大出力	170.5	kW
発電機最小出力	17.3	kW
水力発電年間発電量	748,980	kWh
平均設備利用効率	42.3	%
CO <sub>2</sub> 排出抑制量	141.1	ton -C/year
CO <sub>2</sub> 抑制効果の森林面積換算	145.0	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	206.0	k /year

表 4.3.2-5 水力発電による燃料コストの削減および設備費の償還年数

ディーゼル燃料価格(\$/gal)	2.0	3.0	4.0	5.0
ディーゼル燃料価格(\$/ )	0.529	0.794	1.058	1.523
燃料コストの削減(\$/年)	107,600	161,600	215,300	269,200
水力発電所設備費償還年数	46.5	30.9	23.2	18.6

(3) 水力発電導入の効果

- 1) ADB ファンドで計画されているバベルダオブ上水道水貯水ダムのオーバーフロー水を利用すれば、容量 200kW、年間平均出力約 84.5kW の水力発電が設置可能である。年間発電量は 748,980 kWh/year であり、2007 年の PPUC 年間総発電量 92,704,705 kWh/year の 0.81% に当る。また、ディーゼル発電用燃料は年間 206.0k 削減できる。
- 2) 雨季と 季で水量が変り、年間を通じて水力発電の出力が変わるため、年間設備利用効率は 42.3%となる。PPUC の電力系統に連系する系統連系方式を採用し、水量が豊富な期間に水力発電で発電した電力を系統側に流すことにより、PPUC のディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させる。

### 4.3.2.3 太陽熱利用

#### (1) 太陽熱利用の方法

「パ」国には年間約9万人の観光客が訪れる。観光客は多量の風呂水、シャワー水を消費するが、パラオのホテルでは一般に給湯には電気温水器を使用している。また一般家庭にも電気温水器が普及しており、電力需要の20%が電気温水器の需要となっている。(Energy Efficiency Action Plan Report)

観光客の使用するホテルや一般家庭の給湯設備を電気温水器から太陽熱温水器に切り替えることにより、電力需要家側の電気料金を節約しながら、電力の消費量節減を図ることを強く提案したい。

#### (2) 太陽熱温水器導入による電力消費量節減、電気料金の節減の試算

観光客が使用するホテルに太陽熱温水器を設置するとして、温水使用量、電力消費節減、電気代の節減、太陽熱温水器設備償還年数、CO<sub>2</sub>排出抑制、ディーゼル発電燃料消費量の削減を試算し、その結果を表4.3.2-6および表4.2.3-7に示す。

##### 1) 温水使用量の推定

観光客の温水使用量を推定する。

パラオ全体の年間観光客数=90,000人、平均滞在日数=4.6日とする。

一日当たり観光客数=90,000×4.6/365=1,134/day

このうち半数がバス、シャワー、洗面、ランドリー等で、1日一人当たり300Lの40℃の温水を使用するものとすれば、

温水使用量=(1134/2×300)=170,100 L/day

##### 2) 温水加熱に要する電気温水器の電力消費量

常温25℃の水を40℃に加熱するための熱量  $Q=170,100 \times 15=2,551,500 \text{ kcal/day}$

860kcal=1kWhであるから、 $Q=2,551,500 / 860=2,967 \text{ kWh/day}$

電気温水器の電力消費量  $P=Q/\eta=2,967/0.8=3,709 \text{ kWh/day}$

電気温水器効率  $\eta=0.8$

年間電気温水器電力消費量=3,709kWh/day×365=1,353,785 kWh/year

##### 3) 電気温水器による電力消費節減量

上記の電気温水器をすべて太陽熱温水器に入れ替えるとするが、雨天時には太陽熱温水器では水温があがらないこと、夜間の保温のために、電気ヒーターの追い焚き分を考慮し、上記電気温水器電力消費量の50%が節減できるとする。

電力消費節減量=1,353,785kWh/year×0.5=676,893 kWh/year

##### 4) 電力需要家の電気代の節減

ホテル等の電気料金=0.27\$/kWhであるから、

年間節減電気代=676,893 kWh/year×0.27\$/kWh =182,761 \$/year

5) 太陽熱温水器必要台数及び設置費用

太陽熱温水器 1 基あたりの容量 300 、設置費用 4,000\$とする。

1 日の温水使用量=170,100 /day であるから、

太陽熱温水器必要数=170,100/300=567 基

太陽熱温水器設置費用=4,000×567=2,268,000\$

6) 太陽熱温水器設備償還年数

太陽熱温水器の設置費用を、節約した電気代で償還する

償還年数 = (太陽熱温水器設置費用) / (年間節減電気代)

$$= 2,268,000\$ / 182,761 \$/\text{year} = 12.41\text{year}$$

7) 電気温水器導入によるディーゼル発電燃料消費量の削減

電気温水器の電力消費節減量 (676,893kWh/year) で、同量のディーゼル発電の年間発電量を減らせるものとして、ディーゼル発電燃料消費量の削減を計算する。

ディーゼル発電の燃料消費率=0.22kg/kWh、ディーゼル発電の比重=0.8 とする。

ディーゼル燃料の年間削減量(q)

$$q = 676,893\text{kWh}/\text{year} \times 0.22\text{kg}/\text{kWh} \times 0.8 = 186,146 /\text{year}$$

ディーゼル燃料価格=2~5US\$/gal について燃料コストの削減額と設備償還年数を表 4.3.2-7 に示す。

表 4.3.2-6 太陽熱温水器設備の計算結果

項目	計算結果	単位
太陽熱温水器設備容量(平均)	300	/基
必要数(パラオ国全体)	567	基数
太陽熱温水器設置費用	2,268,000	\$
太陽熱温水器による電力消費節減量(年間)	676,893	kWh/year
電力需要家の電気代の節減	182,800	\$/year
設備償還年数 (電気代節減による)	12.4	年
CO <sub>2</sub> 排出抑制量	127.5	ton -C/year
CO <sub>2</sub> 抑制効果の森林面積換算	131.0	ha
ディーゼル燃料の年間削減量	186.1	k /year

表 4.3.2-7 太陽熱温水器による燃料コストの削減

ディーゼル燃料価格(\$/gal)	2.0	3.0	4.0	5.0
ディーゼル燃料価格(\$/ )	0.529	0.794	1.058	1.323
燃料コストの削減(\$/年)	98,500	147,800	196,900	246,300

(3) 太陽熱温水器導入の効果

- 1) 年間通じ気温が高く、日射量が多い「パ」国にはすでに技術的に確立され、広く普及している太陽熱温水器が太陽熱利用として適している。
- 2) 年間 9 万人もの観光客が消費する風呂、シャワー、洗 などに使われる温水を太陽熱温水器で給湯することにより、2007 年の PPUC 年間総発電量 92,704,705 kWh/year の 0.73%にあ

たる節電が可能である。また、ディーゼル燃料は年間 186.1 k 削減できる。

- 3) 太陽熱温水器設備は比較的安価であることから償還年数は 12.4 年であり極めて経済的である。

### 4.3.3 再生可能エネルギー導入計画

「パ」国の 2025 年時点での最大需用電力（発電端）を 25,000kW と予想し、再生可能エネルギー利用の発電容量はその約 3%の 750kW を目標におき、当面の再生可能エネルギー導入計画として、太陽光発電、水力発電、太陽熱利用を選定する。

#### 4.3.3.1 太陽光発電

2025 年時点における再生可能エネルギー利用の発電量の 1/3 を太陽光発電が賄うとすれば、「パ」国の太陽光発電の 2025 年の発電容量は 250kW となる。従って、今後 2025 年に向けて、100~200kWp 程度の太陽光発電設備の増設が必要と考えられる。

具体的な方法としては、太陽電池を政府関係庁舎の屋根上に設置し PPUC の系統に連系する。調査の結果、合計容量で最大 3,000kWp の太陽電池を設置できると判断できる。

太陽光発電によって PPUC の総発電量の一部を負担することでディーゼル発電量を軽減し、燃料の消費を削減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減する。

太陽光発電設備の設置コストは現状では容量 1kWp あたり約 15,000\$ と依然として高額であり、太陽光発電によるディーゼル燃料費の削減による設備費償還は当面現実的ではない。しかし今後太陽光発電の世界的普及がさらに進むことで近い将来設備価格が下がり、また今後もディーゼル燃料の高騰が続くと予想され、太陽光発電所設備費の償還年数は短縮すると考えられる。

容量は小さくとも太陽光発電は CO<sub>2</sub> の削減効果があることから、バベルダオブ政府議事堂の 100kWp 太陽光発電設備に引き続き、100~200kWp クラスの太陽光発電設備をコロール市内の中心部、たとえば Palau Community College あるいは Palau High School の屋根上に設置し、節電と CO<sub>2</sub> 削減をパラオ国民へ啓蒙することは、十分意味があるといえる。

#### 4.3.3.2 水力発電

容量 200kW クラスの水力発電は設備が比較的簡単で取り扱いも容易である。雨季 季の出力変動はあるものの、再生可能エネルギー発電としては設備利用効率が高く、一度設置すれば長期間にわたって運用できるため長期的に見て経済性が高い。

ADB ファンドで計画されているバベルダオブ上水道の水源と取水方式は、現在 2 案が検討されている。第 1 案はバベルダオブ島 Airai 州 Edeng River に 150Million Gallon の貯水ダムを建設し、貯留水は現在稼働中のアイライ州 Ngekit 近くの水処理場に送水する。第 2 案はバベルダオブ島 Ngatpang 州 Tabecheding River の河川 から直接取水しアイライ州 Ngekit 近くの水処理場に送水管で送る方式である。

現在のところ、上記新設上水道の技術資料が明らかにされていないので、オーバーフロー水の取水口、送水管、水圧管などの概略検討が出来ない状態にある。しかし容量 200kW 程度の水力発電であるから、土木工事、機器設備、配管も小規模なので、上水道の計画、設計、工事段階で、マイクロ水力発電のためのオーバーフロー水の取水口、送水管、水圧管を考慮すれば、

後日マイクロ水力発電設備は容易に設置することが出来る。容量 200kW の水力発電の設備費は約 5 億円と見込まれる。

#### 4.3.3.3 太陽熱利用

屋上または屋根の上に設置する太陽熱温水器は消費者の電気代節約に確実な効果があり、設備費も比較的安価であることから設備償還年数が 12 年程度と極めて短く経済的である。

また構造が簡便で取扱いが容易であるため、消費者側からも受け入れられやすく、パラオで今すぐに実行できる実現性の高い、再生可能エネルギー利用といえる。

太陽熱温水器を広く普及させることにより消費者の電気料金を節約しながら、電力の消費量を節減する。ディーゼル発電量を減らし、燃料の消費量を確実に節減し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減させることが出来る。

現在パラオ国政府が策定中の「Energy Efficiency Action Plan」の中で、エネルギー消費節減プログラムのひとつに太陽熱温水器導入促進のための基金設立が提案されている。

政府の Energy Efficiency Plan を受けて、最近の新築住宅のローン設定時に、太陽熱温水器設置がローンの条件になってきた。また、中国製の安い太陽熱温水器が出まわるようになり、今後普及が進むことが期待できる。パラオ政府の普及促進の努力に期待する。

#### 4.3.4 再生可能エネルギー導入促進に係わる課題と提言

##### 4.3.4.1 太陽光発電

###### (1) 課題

- 1) 太陽光発電設備は出力に比較し高価なため、設置のための多額の資金調達が最大の課題である。今回メレケオクに設置される EU 支援の容量 100kWp の太陽光発電設備は約 1.5M\$にもなる。今後 2025 年までに 100~200 kWp の太陽光発電設備を導入するならば、「パ」国政府は 150~300 万ドルの資金調達が必要である。
- 2) 「パ」国は殆ど森林に覆われており、太陽電池を設置するための広大な開けた土地が少なく、また土地所有権問題が複 雑で新たな用地取得は容易ではない。当面コロールの政府系庁舎屋根上に太陽電池を設置することを提案しているが、太陽電池の設置場所を確保することが太陽光発電導入の大きな課題である。
- 3) 太陽光発電設備を PPUC のグリッドと系統連系することで、ディーゼル燃料の消費を少しでもカバーすることが期待されるが、太陽光発電は夜間、雨天時は発電できないため、日射量に恵まれた「パ」国においてすら設備利用効率が 13.1%と低く、ディーゼル燃料消費削減量はわずかである。
- 4) 太陽光発電と系統連系する PPUC 側のディーゼル発電の発電容量が小さく、出力が絶えず変動する太陽光発電の影響を受けやすく、PPUC の電力全体の品質が悪化することが懸念される。
- 5) 太陽光発電は最近実用化が進んでいるとはいえ高度な新技術である。系統連系を含め、高度の電気技術知識と運用維持管理技術を要する。従って当該太陽光発電設備の導入には PPUC の発電、送配電部門の管理者、技術者、保守要員の技術力強化および交換部品購入等の予算措置が必要である。

## (2) 提案

- 1) 太陽光発電を導入するためには、導入の目的、効果、時期、容量など十分に検討するとともに、資金調達についても 密な計画が必要である。資金調達は「パ」国政府が再生可能エネルギー導入の長期計画に基づき自身で準備することが原則であるが、国際的な支援を要請することもひとつの解決手段となる。たとえば USAID、AusAID、UNDP、GEF、JICA 等と率直に協議することを提案する。  
日本の場合、地方公共団体、民間事業者の活力を引き出して太陽光発電の導入を促進させる政策が採られてきた。そのために地方公共団体、事業者の向けに太陽光発電導入助成制度が整備されている。表 4.3.5-1 に日本の太陽光発電助成制度を示す。
- 2) 太陽電池設置場所として、コロール市内の政府系庁舎、学校などの屋根上に設置することを提案した。「パ」国政府として今後太陽光発電導入を実現するために、さらに調査を進め、太陽電池設置場所を確保するよう提案する。
- 3) 太陽光発電を単に経済的側面から評価するだけでなく、CO<sub>2</sub> 排出削減の努力を表すものとして「パ」国の国民の啓蒙に活用する。そのために 100~200kWhp クラスの太陽光発電設備をコロール市内の中心部、たとえば Palau Community College あるいは Palau High School の屋根上に設置し、節電と CO<sub>2</sub> 削減をパラオ国民へアピールすることを提案したい。
- 4) 太陽電池導入にあたり PPUC 電力全体の品質低下をきたすことが無いよう、PPUC 側の既設の発電、送配電設備、配電網の実情を把握し、系統連系、系統保護を慎重に検討して十分に準備することが必要である。
- 5) EU 支援の 100kWp の太陽光発電設備の導入にあわせ、5 名の運用管理要員が教育訓練を受講することになっているが、今後の太陽光発電の導入を考慮して、電気系大学 業生を採用すること、専門技術者として 成するための海外研修を受講させるなど、計画的積極的な人材 成が必要である。

### 4.3.4.2 水力発電

#### (1) 課題

- 1) 水力発電の成否は水源の確保による。「パ」国は年間を通じ降雨量が多く最大のバベルダオブ島は小さな河川が数多くあることから容量 100kW クラスの水力発電設置のポテンシャルは高い。しかし土地所有権問題や環境、自然保護問題などが複 に絡み水力発電の水源開発は容易ではない。また新たに水力発電所を建設するには多額の資金調達が必要である。
- 2) バベルダオブ島に ADB ファンドによる新上水道の水源建設が計画されているが上水道と水力発電を組み合わせる計画は検討されていない。ダムのオーバーフロー水を利用して小規模な発電を行う場合、特段の環境影響は無いと想定される。
- 3) 水力発電と系統連系する PPUC 側のディーゼル発電の発電容量が小さく、季節的に最大 170kW から最小 17kW まで出力が変る水力発電の影響を受けやすく、PPUC の電力全体の品質に影響がでることが考えられる。
- 4) PPUC には水力発電の経験はない。また系統連系に関する電気技術知識と運用維持管理技術者がいない。

## (2) 提案

- 1) バベルダオブ島に新設が計画されている水源地のオーバーフロー水を水力発電に活用することを具体的に検討するよう提案する。水力発電所を別の場所に建設することに比べれば、建設資金の調達及び土地収用は容易であると考えられる。
- 2) 新上水道水源地建設と同時に水力発電設備を設置するのが理想的であるが、少なくとも新上水道水源地の計画段階から、将来水力発電を設置することを計画に含めておくよう提案する。
- 3) 水力発電導入にあたり PPUC 電力全体の品質低下をきたすことが無いよう、PPUC 側の既設の発電、送配電設備、配電網の実情を把握し、系統連系、系統保護を慎重に検討して十分に準備することが必要である。
- 4) 水車や発電機はディーゼル発電と殆ど変わらないので水力発電設備の運用維持管理は現在の要員で十分である。しかし水量の季節変動に合わせ水車の出力調整を行い、系統連系するため、技術的判断の出来るエンジニアを確保しておく必要がある。

### 4.3.4.3 太陽熱温水器

#### (1) 課題

- 1) 「パ」国にはすでに電気温水器が普及している。需要家は改めて購入してまで太陽熱温水器に切り替える可能性は少ない。
- 2) 電気温水器は確かに便利でありパラオの住民が長年使いなれた電気温水器から太陽熱温水器に切り替える気持ちになるか予想できない。
- 3) 太陽熱温水器は夜と雨天時は加温することは出来ない。利用者の満足が得られない恐れがある。

#### (2) 提案

- 1) 「パ」国政府が太陽熱温水器の電気代節約効果を積極的にアピールすることを提案する。今後ディーゼル燃料高騰に伴い電気代がさらに上昇すれば、太陽熱温水器への切り替えで電気代がさらに節約でき経済的な効果があがる。
- 2) 銀行の太陽熱温水器設置を条件とする住宅ローンや、Energy Efficiency Action Plan に示された太陽熱温水器普及促進基金設置などの「パ」国政府の普及促進制度をさらに拡充することを提案する。

### 4.3.5 再生可能エネルギー導入に関わる組織と機能

#### (1) 課題

「パ」国の電力・エネルギー政策は MRD の管轄であり、MRD の中の公共事業局(Public Works)に Energy Office が属しており、再生可能エネルギー導入促進、省エネルギーの推進を担当している。しかしながら現実には Director と Energy Planner の合計 2 名の小さな組織であるため、日常は諸連絡会議出席、情報収集、事務処理に追われ、本来のエネルギー政策、再生可能エネルギー導入計画、省エネルギー計画などの策定作業に手をつけることができない。

## (2) 提案

今後「パ」国は好むと好まざるに関わらず、長期的エネルギー政策、再生可能エネルギー導入計画、省エネルギー計画の策定と、実行、各部局の調整業務が必須の課題となってくるため、早急に Energy Office の組織と技術力強化が必要であると言える。具体的にはまず、若手技術要員を数名増員し、研修や短期留学、専門家の招きなどにより Energy Office 全体の技術力を強化し、合わせて組織と権限の強化を行うことを提案する。

表 4.3.5-1 わが国の太陽光発電助成制度

管轄 庁	制度名称	対象設備	補助内容
経済産業省	新エネルギー事業者支援事業	50kW 以上の太陽光発電システム	事業経費補助(1/3 上限) 債務保証：保証比率 90% 保証料：年 0.2%
NEDO	太陽光発電新技術等フィールドテスト事業	10kW 以上の太陽光発電システム 建材一体型：4kW 以上	事業経費(共同研究)の 1/2 負担
NEDO	地域エネルギービジョン策定等事業	地域新エネルギービジョン策定調査など	定額
NEDO	地域新エネルギー導入促進事業	新エネルギー導入(10kW 以上の太陽光発電システム他)など	補助対象費用の 1/2 以内 または 40 万円以下
NEDO	新エネルギー・省エネルギー非営利活動促進事業	設備導入非営利活動支援事業など	補助対象費用の 1/2 以内
環境省 地球環境局	再生可能エネルギー高度導入地域設備事業	太陽光発電、風力、バイオなど複数の組合せ導入	補助対象費用の 1/2
環境省 地球環境局	地球温暖化対策技術開発事業(競争的資金)	省エネ、新エネ実用化開発、都市再生環境モデル技術開発(集中連系、メガソーラーなど)	
環境省 地球環境局	地球温暖化対策ビジネスモデルインキュベーター	都市再生環境モデル事業、設備整備モデル事業	
環境省 地球環境局	温室効果ガスの自主削減目標設定の係わる設備補助事業	省エネ、新エネ設備	補助対象費用の 1/2 2 億円を上限
環境省 地球環境局	CDM/JI 設備補助事業	省エネ、新エネ(開発途上国における大規模太陽光発電設備など)	補助率 1/2
環境省 総合環境政策局	学校等エコ改修・環境教育モデル事業	省エネと新エネの組合せ(遮光、緑化断熱など)	補助対象費用の 1/2 1 億円×10 箇所
環境省 総合環境政策局	環境と経済の好循環のまちモデル事業	風力発電、燃料電池、民生部門における代エネなど	補助率 2/3 大規模 185 百万円 小規模 37 百万円
国土交通省	先導的都市整備事業	公共施設における太陽光発電整備、系統連系装置、エネルギー管理センターなど	国：1/3 地方公共団体：1/3
国土交通省	環境共生住宅市街地モデル事業	調査設計計画費、環境共生施設整備費としての太陽光発電システム	国：1/3 地方公共団体：1/3
国土交通省	都市公 整備事業費補助	公 内の放送・照明・プール等へ活用する太陽光発電等の設備	設置費用の 1/2
文部科学省 経済産業省 農林水産省	環境を考慮した学校施設(エコスクール)の整備推進に関するパイロット・モデル事業	学校施設における太陽光発電システム等の設備	太陽光発電システム等の設置費用の 1/2
財務省	エネルギー需要構造改革投資促進税制	個人、民間事業	太陽光発電システムを導入し、その後 1 年以内に事業の用に供した場合、下記の何れか選択 1. 基準取得額の 7%相当額の税額控除 2. 基準償却に加えて取得額の 30%を限度の特別償却(中小企業のみ)