

独立行政法人国際協力機構
フィリピン共和国エネルギー省
フィリピン共和国パラワン州政府

フィリピン国
パラワン州電力開発
マスタープラン計画調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

2004 年 9 月

中部電力株式会社
株式会社野村総合研究所

経済

JR

04-009

独立行政法人国際協力機構
フィリピン共和国エネルギー省
フィリピン共和国パラワン州政府

フィリピン国
パラワン州電力開発
マスタープラン計画調査

ファイナルレポート (メインレポート)

2004 年 9 月

中部電力株式会社
株式会社野村総合研究所

序 文

日本国政府は、フィリピン国政府の要請に基づき、同国のパラワン州電力開発マスタープラン計画調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 15 年 2 月から平成 16 年 9 月までの間、5 回にわたり中部電力株式会社の斎藤芳敬を団長とし、中部電力株式会社及び株式会社野村総合研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、フィリピン国政府およびパラワン州政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 16 年 9 月

独立行政法人 国際協力機構
理 事 伊 沢 正

平成 16 年 9 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 伊 沢 正 殿

伝 達 状

フィリピン国パラワン州電力開発マスタープラン計画調査に関する調査報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および株式会社野村総合研究所が、平成 15 年 2 月から平成 16 年 9 月まで実施してまいりました。

本報告書では、既電化地域の増大する需要に対し、パラワン州の自然・社会環境に配慮した最適電源開発計画、適正な電源配置を考慮した送電開発計画および系統運用計画、また、事業収益性の乏しい未電化地域に対し、持続可能な形で地方電化計画、そして、これらの計画を実現するための技術面、組織・制度面の方策など、広範な分野にわたる提言が纏められております。

私どもは、これらの提言が実現されることで、同国の地方電化事業の持続可能性の向上、同国電力セクターの健全な発展、ひいては、同国民の生活水準の向上に大きく貢献できると信じております。

フィリピン国政府およびパラワン州政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、協調しながら、本報告書の提言を優先的に実現していくこと強く希望するものであります。

この機会をお借りいたしまして、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に対して心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行に際して、ご協力、ご支援を頂ましたフィリピン国エネルギー省、パラワン州政府、その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

フィリピン国
パラワン州電力開発マスタープラン計画調査
団長 斎藤 芳敬

目 次

要 旨	1
第1章 背景と目的	
1. 1 背景	1-1
1. 2 目的	1-2
1. 3 用語の定義	1-3
第2章 パラワン州の電力セクターの現状	
2. 1 電力セクター構造	2-1
2. 2 電化状況	2-3
第3章 マスタープラン策定のプロセス	
3. 1 基本方針	3-1
3. 1. 1 マスタープランの構成	3-1
3. 1. 2 マスタープラン策定の基本方針	3-1
3. 2 バランガイ電化計画	3-4
3. 2. 1 電化フェーズの設定	3-4
3. 2. 2 電化手法と電化手法の決定	3-4
3. 2. 3 各バランガイ潜在電力需要想定	3-5
3. 2. 4 バランガイ電化シナリオの設定	3-7
3. 2. 5 目標家屋電化率ケースの設定	3-7
3. 2. 6 マスタープランにおけるシナリオ／ケース	3-8
3. 3 ECグリッド電力開発計画	3-9
3. 3. 1 ECグリッド電力開発計画の構成	3-9
3. 3. 2 ECグリッド電力開発計画の基本方針	3-9
3. 3. 3 ECグリッド電力需要想定	3-10
3. 3. 4 Backbone 系統電力開発計画	3-10
3. 3. 5 孤立系統電力開発計画	3-12
3. 4 制度・政策面の検討	3-12
第4章 パラワン州電力開発マスタープラン	
4. 1 マスタープランの構成	4-1
4. 2 バランガイ電化計画	4-1
4. 2. 1 潜在電力需要想定	4-1
4. 2. 2 バランガイ電化プログラム	4-2
4. 3 ECグリッド電力開発計画	4-5
4. 3. 1 ECグリッド電力需要想定	4-5
4. 3. 2 Backbone 系統の電力開発計画	4-5
4. 3. 3 孤立系統の電力開発計画	4-12

4. 3. 4 EC グリッド電力開発計画の所要資金	4-13
4. 4 マスタープラン実施のための所要資金	4-13
4. 5 マスタープラン実施にあたっての課題	4-14
4. 5. 1 資金源確保の難しさと現状の実施体制の限界	4-14
4. 5. 2 多様化したバランガイ電化推進体制の確立の必要性	4-15
4. 5. 3 投資コストの回収と料金問題	4-16
4. 5. 4 EC グリッド開発計画に不可欠な国家政府からの資金的な支援	4-16

第5章 提言

5. 1 パラワン州政府（PGP）の役割の明確化と体制の強化	5-1
5. 2 エネルギー省（DOE）の政策的支援と地方電荷促進のイニシアティブ	5-2
5. 3 地方電化基金の設置と資金動員の仕組み作り	5-3
5. 3. 1 資金源	5-3
5. 3. 2 基金の適用	5-5
5. 4 今後の支援の方向性	5-8
5. 4. 1 水力電源開発に関する支援	5-8
5. 4. 2 送電開発・系統運用に関する支援	5-9
5. 4. 3 BAPA 事業の持続可能性向上に関する支援	5-10

付属資料

- 付属資料1 EC グリッド電源開発計画候補電源諸元
- 付属資料2 全バランガイ電化プログラムリスト（2004 年～2006 年）
- 付属資料3 家屋電化率向上プログラムリスト（2007 年～2015 年）
- 付属資料4 EC グリッド電力需要想定（系統毎）

図表目次

<図>

第2章

図 2.1	パラワン州の電力セクター構造	2-1
図 2.2	既設 EC グリッド発電所位置図	2-2

第3章

図 3.1	マスタープランの構成	3-1
図 3.2	マスタープランの策定フロー	3-3
図 3.3	電化フェーズの概念図	3-4
図 3.4	潜在需要想定フロー	3-5
図 3.5	電化対象家屋（既設 EC 配電線延伸およびミニグリッドによる電化）の概念図 ..	3-6
図 3.6	家屋電化率向上の概念図	3-8
図 3.7	EC グリッド電力開発計画の構成	3-9

第4章

図 4.1	電力開発マスタープランの構成	4-1
図 4.2	電化状況の推移と電化コスト	4-2
図 4.3	2015 年におけるバランガイ電化形態	4-4
図 4.4	Backbone 系統の最大電力（想定）、発電可能設備容量、LOLP（基本シナリオ）	4-7
図 4.5	Backbone 系統図（2015 年）	4-9
図 4.6	Backbone 系統接続図（2015 年）	4-10
図 4.7	Puerto Princesa City 周辺の系統構成（2009 年）	4-11
図 4.8	孤立系統の最大電力（想定）、発電可能設備容量	4-12

第5章

図 5.1	パラワン州の電化推進体制	5-7
図 5.2	地方電化基金プール制度の仕組み	5-7

<表>

第2章

表 2.1	バランガイ電化状況（2003 年 12 月末現在）	2-3
表 2.2	家屋電化状況（2003 年 12 月末現在）	2-3

第3章

表 3.1	家屋電化率向上ケース条件	3-8
-------	--------------------	-----

第4章

表 4.1	潜在電力需要想定結果	4-1
-------	------------------	-----

表 4.2	バランガイ電化手法一覧（ベースシナリオ）	4-2
表 4.3	分散型電源導入計画（フェーズ II）	4-3
表 4.4	EC グリッド電力需要想定	4-5
表 4.5	Backbone 系統の電源開発計画（最適電源開発基本シナリオ／オプションシナリオ）	4-6
表 4.6	Backbone 系統の送電開発計画（最適電源開発基本シナリオ／オプションシナリオ）	4-8
表 4.7	Backbone 系統の系統運用計画	4-11
表 4.8	孤立系統の電源開発計画	4-12
表 4.9	EC グリッド電力開発計画の所要資金	4-13
表 4.10	パラワン州電力開発マスタープラン実施のための所要資金	4-14

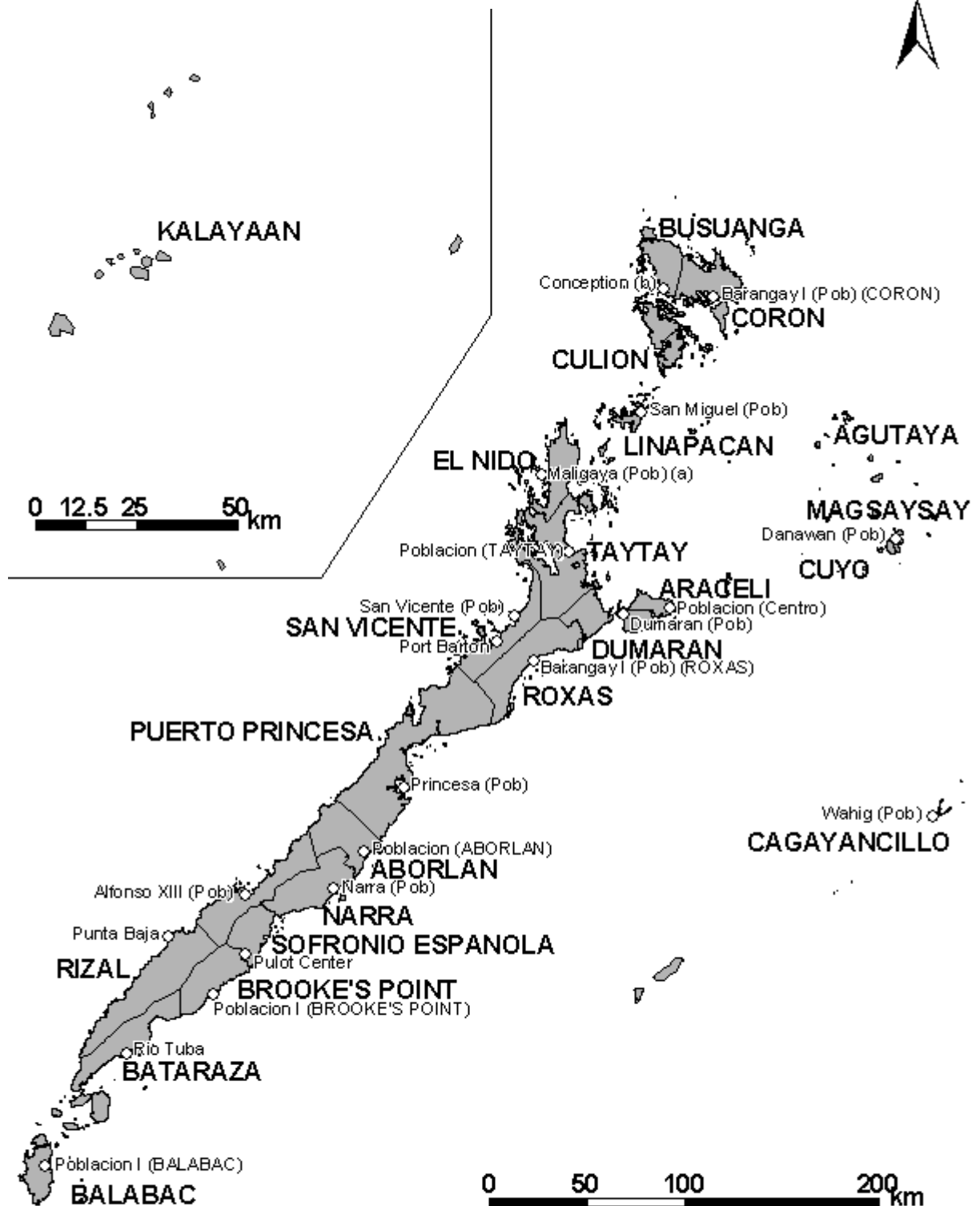
略 語 表

ALD	Automatic Load Dropping
APL	Adaptable Program Loan
BAPA	Barangay Power Association
BCS	Battery Charging System or Battery Charging Station
BEP	Barangay Electrification Program
BISELCO	Busuanga Island Electric Cooperative
BOT	Build - Operate - Transfer
CDM	Clean Development Mechanism
DENR	Department of Environment and Natural Resources
DILG	Department Interior and Local Government
DNA	Designated National Authority
DOE	Department of Energy
DPP	Diesel Power Plant
ECs	Electric Cooperatives
ECAN	Environmentally Critical Areas Network
EPIRA	Electric Power Industry Reform Act
ER	Expanded Rural Electrification
ERC	Energy Regulatory Commission
GDP	Gross Domestic Products
GEF	Global Environment Facility
GHG	Green House Gas
GDPD	Gross Provincial Domestic Products
IPP	Independent Power Producer
IRR	Implementing Rules and Regulations
JICA	Japan International Cooperation Agency
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
LGU	Local Government Unit
LOLP	Loss-of-Load Probability
MEDP	Missionary Electrification Development Program
NEA	National Electrification Administration
NGO	Non-Governmental Organization
NPC	National Power Corporation
NPC-SPUG	National Power Corporation - Small Power Utilities Group
O&M	Operation & Maintenance
ODA	Official Development Assistance
PALECO	Palawan Electric Cooperative
PCSD	Palawan Council for Sustainable Development
PDP	Power Development Program
PEP	Philippine Energy Plan

PGP	Provincial Government of Palawan
PNRELSPP	Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project
POPS	Private Owned Power Sources or Privately Owed Power System
PPDO	Provincial Planning and Development Office
QTPs	Qualified Third Parties
RE	Rural Electrification
REFP	Rural Electrification Fund Pool
RESCO	Renewable Energy Service Company
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition System
SEP	Strategic Environmental Plan for Palawan
SHS	Solar Home System
UNDP	United Nations Development Programme
WB	World Bank

通貨レート : 0.5 ペソ／円、55 ペソ／US ドル (2003 年 12 月現在)

パラワン州



要 旨

フィリピン国における電力セクターの主要な課題は、全国レベルにおける電化率の向上および未電化地域電化の推進と、2001年6月に成立・施行された電力産業改革法（EPIRA）によるセクターの市場分離、競争原理の導入によるセクター全体の活性化である。

エネルギー省（DOE）は、国家エネルギー計画（PEP）の中で2006年までの全バランガイ¹電化を目標として掲げており、DOE、国家電化庁（NEA）、電化組合（EC）、各州政府、独立発電事業者（IPP）および政府開発援助（ODA）などからの資金ソースによる電化プロジェクトが実施された結果、2003年末月時点における未電化バランガイ数は4,197、全国レベルでのバランガイ電化率は89.99%²となった。

しかしながら、全国レベルにおけるバランガイ電化率が向上する一方、都市部と地方部における電化レベルに格差が生じることとなった。これは、電化プロジェクトが比較的経済性のある地域から実施されたことによる。

フィリピン国の南西端に位置するパラワン州は、EPIRAにて定義される Missionary Electrification 地域に分類される。2003年末時点での同州のバランガイ電化率は62.9%と全国水準に比べ著しく低く、家屋電化率にいたっては、35%にも満たない状況である。

パラワン州内における電力供給の約95%はNPC-SPUG³が保有する発電設備（以下ECグリッド）によって供給され、各需要家へは2つのEC（PALECO、BISELCO）によって配電される。2003年時点におけるECグリッド供給設備量は消費される需要に対し十分な容量を確保しているが、民生需要を主とするECグリッド販売電力量の年平均増加率は約10%（1995年~2001年実績値）と高いため、将来需要を賄うための電力設備の大幅な新設・増強が必要となることが予想される。

本調査にて提案されるマスタープランでは、上記パラワン州の電力セクター事情を勘案し、以下の計画を示した。

- 1) 電化目標を付した2015年までのバランガイ電化計画
- 2) バランガイ電化計画を反映した、2015年までの需要想定に基づくECグリッド電力開発計画

バランガイ電化計画

マスタープランにおけるバランガイ電化計画では、国家エネルギー計画との整合性と、パラワン州全体の経済成長のための家屋レベルでの電力普及の必要性を勘案し、①パラワン州内における2006年までの全バランガイ電化計画および、②2007年以降の家屋電化率向上計画を立案した。

各バランガイの電化手法は、1) 既設EC配電線延伸、2) ミニグリッド、3) 分散型電源の3種類から、2015年における各バランガイの想定潜在需要、およびバランガイにおける社会状況・需要家の経済状況に基づいた経済性評価により、電化コストを最小とする電化手法を選定した。

また、電源の種類については、ディーゼル発電の他に、水力、太陽光、風力といった再生可能エネルギーを利用した発電設備を電化のための候補電源とし、各ポテンシャル賦存量と経済性について評価を行った。

¹ フィリピン国における行政区分上の最小行政単位

² 出所：DOE Homepage

³ National Power Corporation - Small Power Utilities Group

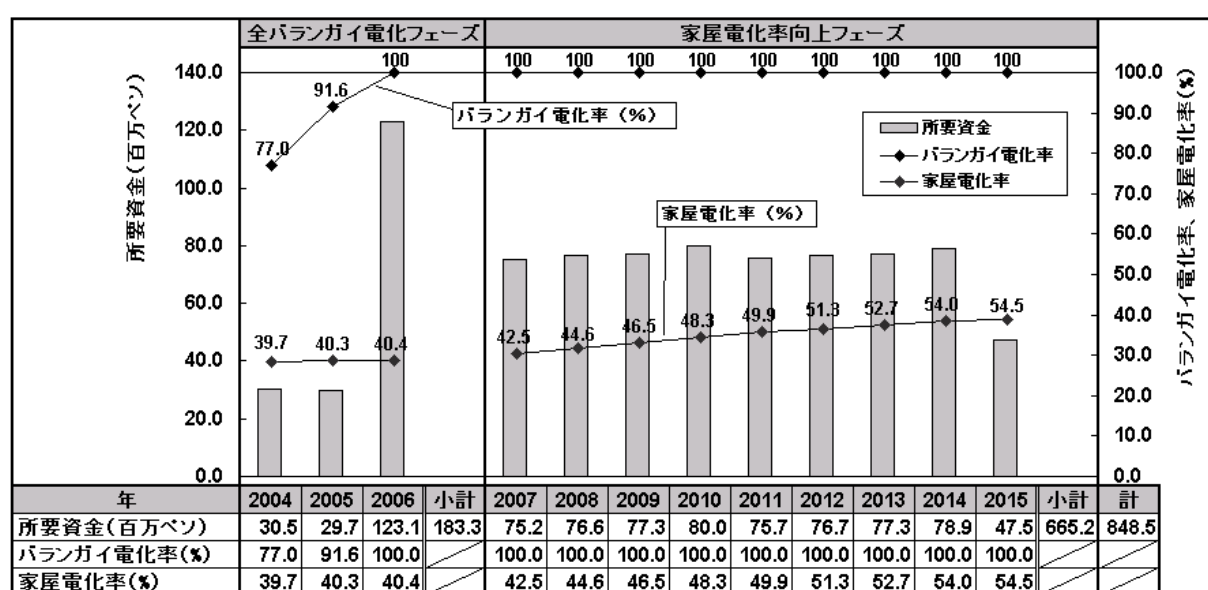
本マスタープランにおける 2015 年までのバランガイ電化計画は以下の 2 フェーズで構成される。

フェーズ I：全バランガイ電化⁴

フェーズ II：家屋電化率向上

フェーズ I（2004 年～2006 年）では、パラワン州内における 160 の未電化バランガイが電化される。これにより、州内のバランガイ電化率は 2006 年に 100%となり、フェーズ I の電化コスト総額は 1 億 8,330 万ペソとなる。

フェーズ II（2007 年～2015 年）では、パラワン州全土における家屋電化率の向上を図るために、フェーズ I にて形成された電力設備への接続家屋数を増加するとともに、家屋電化率を向上させるために独立型電源が投入される。これにより、パラワン州の家屋電化率は 40.4%（2006 年）から 54.5%（2015 年）へ向上する。また、フェーズ II の電化コスト総額は 6 億 6,520 万ペソとなる。



出所：JICA 調査団作成

EC グリッド電力開発計画

マスタープランにおける EC グリッド電力開発計画は、Backbone 系統とその他孤立系統について検討が行われた。電力開発計画は、パラワン州電力セクターの現状と開発にあたっての制約条件を十分に考慮した上で、上位計画である国家電力開発プログラム（PDP）に準じ、最小費用を基本として策定した。また、開発候補電源の仕様決定にあたっては、フィリピン国における環境基準および環境規制を配慮した。

パラワン州の EC グリッド電力需要の 80%以上を占める Backbone 系統は、複数の発電設備および送変電設備から系統が構成されているため、次の 3 つの下位計画に分けて検討した。

- 1) 供給信頼度指標 LOLP の目標値設定および 2015 年までの電力想定需要に基づいた電源開発計画
- 2) 電力安定供給のための送電設備の増強および新規拡張計画からなる送電開発計画
- 3) 系統統備の安定かつ効率的な運用のための系統運用設備の導入計画が示される系統運用計画

⁴ DOE は電化バランガイを以下のとおり定義している。

1) 10 以上の家屋電化されているバランガイ、または 2) 配電線がバランガイを通過しているバランガイ

また、電力需要想定にあたっては、バランガイ電化計画により既設 EC 配電線延伸により電化されるバランガイの電力需要も加算した。

一方、Backbone 系統以外の EC 孤立系統の電力開発計画については、それぞれの系統が 1 箇所の発電所から配電線により直接需要家へ電力を供給する形態であるため、2015 年までの想定最大電力需要に対し、NPC-SPUG の定める供給信頼度指標を満足する発電設備量を確保するよう策定した。

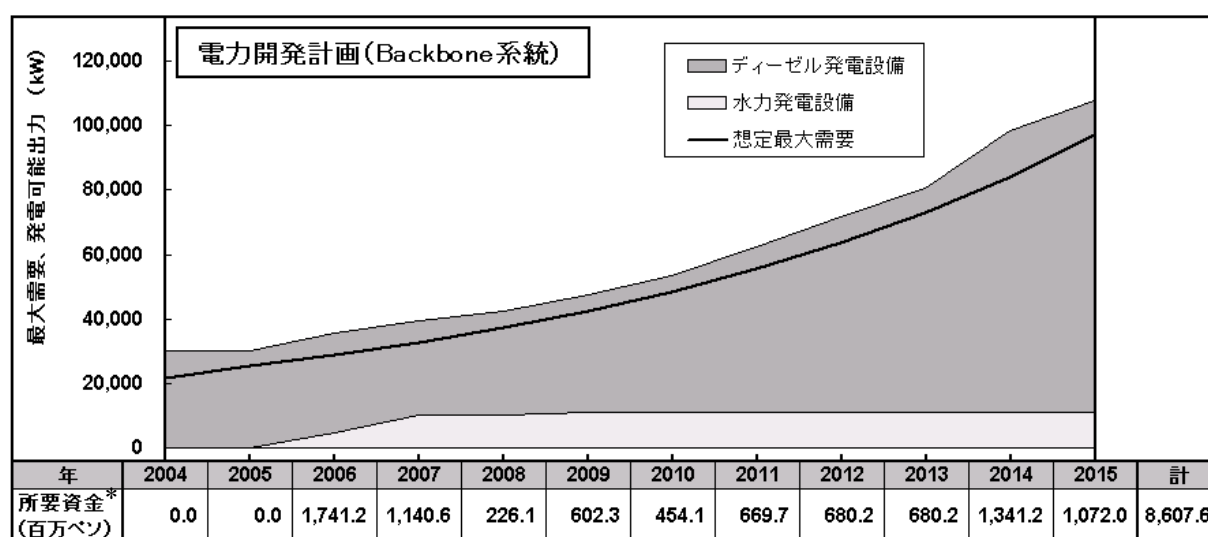
電力需要想定の結果、Backbone 系統における最大電力需要⁵は、21,517 kW（2004 年）から 96,971 kW（2015 年）に、年間発電電力量は 117,723 MWh（2004 年）から 530,457 MWh（2015 年）に増大すると予想される。

これに対し、電源開発検討の結果、2015 年までに新規に開発すべき発電設備容量は 95,550 kW となり、2015 年における総発電設備容量は 120,550 kW となる。また、2015 年における発電設備構成は、パラワン州における新たな電源設備である水力発電設備が全発電設備容量の約 9%程度となり、現況のディーゼル発電単独による発電形態から、ディーゼルおよび水力発電の複数種別電源設備による発電形態となる。

送電設備については、建設中の北部送電線（Puerto Princesa～Taytay）⁶が 2005 年末に運開する。また、需要の増加により系統連系の経済性が高まる 2015 年には、新規拡張設備となる 69 kV 送電線（Taytay～El Nido）が運開となり、それまで孤立系統であった El Nido 系統が Backbone 系統に連系する。その他、これら送電設備の拡充に伴い、5 変電所が新設され、また、既設 4 変電所において変圧器が増設される。

2015 年断面における系統運用は、その発電機数および発電設備容量から、現在に比べかなり複雑化する。そのため、水力発電機を遠隔制御する経済的メリットに加えて、系統全体の信頼性が高まる定性的メリットを勘案し、2015 年に給電指令所を新設する。また Backbone 系統全体の停電を低減させるために、Puerto Princesa 周辺の系統構成が改善される 2009 年に事故波及防止装置を設置する。

Backbone 系統の電力開発計画では、2015 年までの設備投資のための所要資金は 86 億 760 万ペソとなる。



* 所要資金は電源開発計画、送電開発計画および系統運用計画にかかる資金

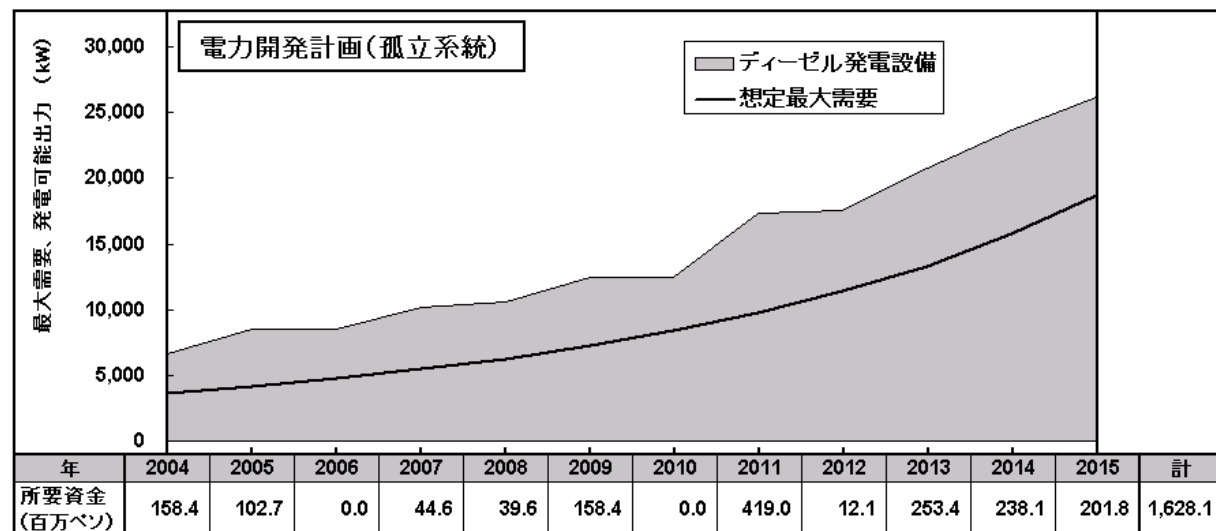
出所：JICA 調査団作成

⁵ Backbone 系統に含まれるのは、Puerto Princesa City、Narra、Brooke's Point、Bataraza、Roxas（2005 年以降）、Taytay（2005 年以降）

⁶ Puerto Princesa～Roxas：138 kV 設計、Roxas～Taytay：69 kV 設計

2015 年までに孤立系統において開発される電源設備容量は 23,532 kW となる。これには 2007 年に Backbone 系統より移設される発電機 6 機（計設備容量 1,269 kW）が含まれる。

孤立系統の電力開発計画では、2015 年までの設備投資のための所要資金は 16 億 2,810 万ペソとなる。



出所：JICA 調査団作成

所要資金総括

上記計画をすべて達成するために必要な資金、すなわちパラワン州電力開発マスタープラン実施のための所要資金の総計は、110 億 8,420 万ペソとなる。

しかし、その内訳を見て分かるように、圧倒的な資金需要は EC グリッド電力開発計画で発生しており、バランガイ電化に要する資金は全体の 8%弱にすぎない。これより、本マスタープランの実施にあたって、系統電力の開発に必要な資金確保が非常に大きな課題となることがわかる。

1. バランガイ電化計画	8 億 4,850 万ペソ
2. EC 系統電力開発計画	102 億 3,570 万ペソ
a) 電源開発計画	91 億 1,450 万ペソ
b) 送電開発計画	10 億 4,200 万ペソ
c) 系統運用計画	7,920 万ペソ
総 額	110 億 8,420 万ペソ

出所：JICA 調査団作成

提 言

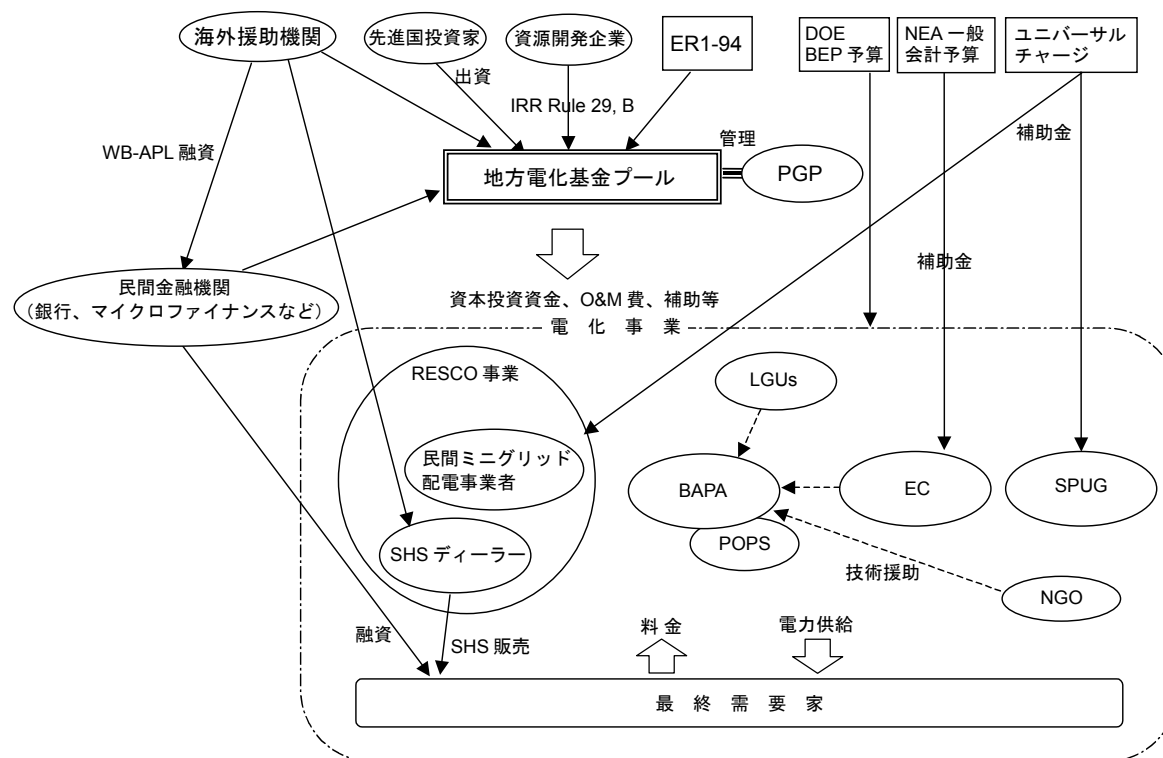
2015年までのパラワン州の電力開発に要する投資総額は110億8,420万ペソに及ぶ。しかし、この資金を調達することはきわめて困難な仕事である。現実を見つめれば、バランガイ電化計画に必要な8億4,850万ペソの資金確保すら容易ではない。

この電力開発を既存の体制だけで進めることはもはや不可能である。電源開発を担うNPC-SPUG、そして配電線の延長を担うECともに、この所要資金を確保するだけの財務的な力はない。

このことは、今後の電化の推進にあたっては、NPC-SPUGの電源やECの既存配電線の延長に依存しない、よりコストを抑え、かつ事業運営がより簡単なミニグリッドを使った電力供給、あるいはバッテリーチャージステーション（BCS）やソーラーホームシステム（SHS）といった独立型の電源が重要な役割を担うことを意味する。すなわち、今後の電力開発にあたっては、多様化した新しい事業体制の実現と資金動員の道が必要となる。

これを実現するためにパラワン州政府（PGP）に求められる役割は、まず国家政府や議会に対する働きかけである。ここでは、地方電化の促進に係わる政策的支援、場合によっては政治的な働きかけも行わなければならない。パラワン州の電化促進にあたって、補助金や海外ドナーからの援助基金を含めて、国家政府から流れる資金は非常に重要である。加えて、パラワンの電化を促進するために必要な制度整備はPGPが率先して行わなければならない。

本マスタープランでは、様々な制度を通して獲得できる複数の資金をまとめて管理する基金プール制度の実現と、その資金を適用する多様な事業スキームの実施を提案した（以下図参照）。もちろん、このマスタープランで提案した新たな枠組みですべてが保証されるわけではない。重要な点は、このような枠組みの中で、今後、PGPが具体的な資金調達とプロジェクトの実現を図っていくことであり、当然そこには計画の見直しや、新たな仕組みの導入はもちろん不可欠である。



出所：JICA 調査団作成

パラワン州の電化推進体制

第1章 背景と目的

1. 1 背景

DOE は、フィリピン国内に広く電気を普及させることによって同国における貧困削減を支援することを目的として、1999 年より他関連機関との連携のもと、地方電化の推進に関する一連の政策プログラムを策定してきた。この中で、2003 年 4 月に策定された拡大地方電化（ER⁷）プログラムでは、2006 年までの全バランガイ電化、および 2017 年までの家屋電化率 90%が目標として掲げられており、さまざまな地方電化プログラムを統括、効率的に運営するために ER チームが設立された。

しかし、至近目標である 2006 年までの全バランガイ電化を達成するために、2004 年から 2006 年の 3 年間で電化しなければならないバランガイは、首都マニラから比較的離れた遠隔地や離島であることが多い、これら地域では、インフラなど社会基盤の整備が不十分であり、また、バランガイ規模が小さいため、電化プロジェクトとしての経済性が確保できないケースが多い。

そのため、2006 年までの全バランガイ電化の達成のためには、既存の EC 配電線延伸による電化のみならず、バランガイ規模および住民の経済状況を考慮したうえで、適切な電化手法（ミニグリッドまたは分散型電源）による電化を計画的に進めていかなければならない。

パラワン州はフィリピン国の南西端に位置し、人口の大部分が居住するパラワン本島と大小 1,700 を越える島々から構成される。パラワン本島の人口は、州都 Puerto Princesa City にその大部分が集中しており、その他いくつかの比較的人口が集中している都市を除けば、住民は州内に散在して居住している。

パラワン州は、州内の貿易、経済、商業の中心地である Puerto Princesa City を含め、24 のムニシパリティから形成され、これらはさらに 431 バランガイから形成される。

パラワン州の人口は 2000 年時点で約 75.5 万人であり、1995 年から 2000 年の 5 年間の年平均増加率は 3.60%である。これは、フィリピン国全国平均値 2.36%⁸と比較し、高いものといえる。

州内総生産は 1997 年から 2000 年の 3 年間で、約 118 億 200 万ペソから約 148 億 7,700 万ペソと着実に増加（年平均増加率 8.02%）しているものの、2000 年におけるパラワン州の 1 人あたり総生産は 19,694 ペソであり、同年の全国平均 43,687 ペソと比較して半分以下である。このことは、主としてパラワン州がフィリピン国の貿易、商工業の中心である首都マニラより遠く位置している離島であることより、活発な経済活動へのアクセスが容易ではないことに起因すると考えられ、マニラ等の都市部に比べ、依然として経済格差があることを示している。

一方、パラワン州は、フィリピン国における観光資源としての重要な役割を期待されている。1992 年には、パラワン州の豊かな自然環境を保護しつつ、持続的開発を行っていくことを目的として、共和国法 No.7611（パラワン戦略的環境計画）が制定された。この計画では、パラワン州全域を対象として、標高、地形状況、植生および土地利用の観点から ECAN と呼ばれるゾーニングがおこなわれ、環境保全上重要と判断されたゾーニング区域においては、構造物の開発が禁止または制限される。

2003 年末時点におけるパラワン州のバランガイ電化率は 62.9%であり、同年のフィリピン国全国値約 90%と比較し著しく低い。また、家屋電化率にいたっては 35%にも満たない状況である。

⁷ Expanded Rural Electrification

⁸ 1995 年～2000 年の年平均増加率。出所：国家統計調整委員会（NSCB）

これらは、パラワン州内におけるバランガイの分布および需要家の所得水準の低さなどによるものと考えられる。パラワン州では、前述の DOE の掲げる全バランガイ電化という目標達成のためには、2004 年から 2006 年の 3 年間で 160 バランガイを電化しなければならない。

一方、EC グリッドによって供給される電力は、1996 年から 2001 年の 5 年間で、最大電力で約 10MW から約 19MW（年平均増加率 12.5%）に、年間電力量で 51,481 MWh から 81,229 MWh（年平均増加率 9.6%）と着実に増加しており、今後は、増加する需要に対し、相当規模の発送電設備の拡充を行う必要がある。

フィリピン国の全バランガイ電化を 2006 年までに達成し、家屋電化率の向上を推進するためには、国全体の包括的な電化計画および電力開発計画のみならず、州レベルにおける長期的な電化計画および電力開発計画の策定が求められる。また、策定される開発計画については、計画実現のために期待できる資金ソースを明確にし、欠如する資金についてはこれを補うための制度面での支援に関する提言が求められる。

さらに、近年における環境配慮への意識の高まりから、さまざまな環境に関する諸法規および諸規制が整備されてきている。これにより、開発計画の策定にあたっては、これら諸法規および諸規制を遵守した計画内容となるよう留意しなければならない。

このような背景より、今回提示されるパラワン州マスタープランは、パラワン州のみならずフィリピン国全体の地方電化推進の大きな柱となるだけでなく、他州における同様なマスタープラン策定のためのモデルプランともなりうることが期待される。

1. 2 目的

本調査の目的を以下に示す。

（１）2015 年までの環境配慮を前提としたパラワン州電力開発マスタープランの策定

- ・ バランガイ社会経済調査の実施
- ・ 電力需要想定の実施
- ・ バランガイ電化計画の策定
- ・ バランガイ電化計画を反映した最適な電力設備拡張・増強計画の策定
- ・ プロジェクト事業実施計画の策定
- ・ 制度・組織に関する政策提言
- ・ マスタープラン策定のためのデータベースの構築

（２）フィリピン国カウンターパートへのマスタープラン改訂のための技術移転

1. 3 用語の定義

本調査およびマスタープランにおける用語の定義を以下に示す。

(1) 電化関連

電化バランガイ

DOE は、電化バランガイの定義として、

- 1) バランガイ内における 10 家屋が電化されている
- 2) バランガイ内を EC 配電線が通過している

これら条件の 1 つでも満たされれば、そのバランガイを電化バランガイと定義している。

パラワン州では、個人所有の極小規模のディーゼル発電機によって近隣の家屋に電力供給を行っているバランガイがある。このような設備が SHS などの独立設置型電源などに対し経済的に優位となるためには、ある程度まとまった規模の電化対象家屋数が必要となる。

また、バランガイに SHS、BCS 等の分散型電源を設置するプロジェクトでは、まとまった規模の家屋数を対象に実施されることが多い。

本調査およびマスタープランでは、このような電化の現状をふまえ、電化バランガイとなるための最低電化家屋数を 20 家屋と設定した。

(2) 電力供給形態および電化手法

EC グリッド

EC の所有する配電線網にて需要家へ配電される供給形態を指す。

パラワン州の EC グリッドは、1) NPC-SPUG の所有する複数の発電設備および送電線から広範囲の需要家へ配電される Backbone 系統と、2) 単独の発電設備から発電所周辺に限られた需要家へ配電される孤立系統に分類される。

ミニグリッド

EC 以外が所有する NEA が定める設備建設の基準 (NEA ENGINEERING BULLETIN) に準拠した配電線網にて需要家へ電力が配電される供給形態を指す。パラワン州では BAPA⁹および LGU による電力供給事業がこれに該当する。

分散型電源

上記以外で主として独立型電源による電力供給形態を指す。また、極小規模のディーゼル発電機および NEA の設備建設の基準を満たさない簡易な低圧配電設備 (引込線) にて、周辺のごく限られた需要家へ供給する形態もこれに含まれる。

パラワン州では、SHS、BCS などの独立型電源、および POPS¹⁰がこれに該当する。

⁹ Barangay Power Association

¹⁰ Private Owned Power System; バランガイ・キャプテンや商店などが電気出力 10kW 程度の発電機を所有して、周辺の 20~30 件程度の家屋に電力供給する電化手法。

第2章 パラワン州の電力セクターの現状

2. 1 電力セクター構造

(1) NPC-SPUG および ECs による電気事業への取組み

NPC-SPUG は、パラワン州の大半の発電設備を保有し¹¹、発電設備計画、運用・維持管理業務を実施している。2003年2月現在、総発電設備容量は48.9MW、総発電可能容量は36.8MWとなっている。また、一方、Backbone 系統と呼ばれる69kV送電設備は、南部の Puerto Princesa～Brooke's Point 間は既に運用を開始しており、北部の Puerto Princesa～Taytay 間の送電線を現在建設中である¹²。

NPC-SPUG は、自社の発電電力および IPP からの購入電力のほとんどを、パラワン州にある2つの電化組合（PALECO および BISELCO）に売電している。パラワン州では、この2つの電化組合によって配電事業が実施されている。PALECO は、パラワン本島を主として事業を実施しており、その需要家数はパラワン州の需要家全体の約9割を占める。BISELCO は、パラワン州北部の Busuanga 島、Culion 島、Linapacan 島および Coron 島に電力を供給している。これらの EC は、組合員の出資金により、配電網の計画、整備、維持管理業務、料金収受を実施している。

(2) その他の電気事業への取組み

NPC-SPUG および EC の他に、バランガイ電化組合（BAPA）¹³、小型ディーゼル発電機によりバランガイのクラスター単位（数十世帯）で住民に電力を供給している個人事業家や、未電化村において独自に太陽光パネルを購入し自家消費している需要家、供給信頼度の低さから自家用発電機をバックアップ電源として保有しているホテルやスーパーマーケットなどの大口需要家の例がある。

図 2.1 にパラワン州の電力セクター構造を、図 2.2 に既設 EC グリッド発電所位置図を示す。

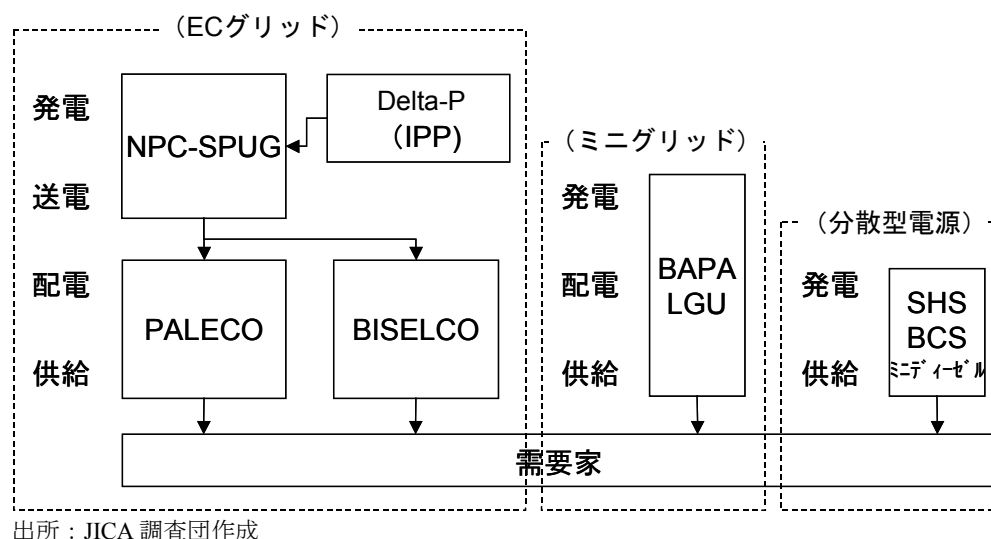
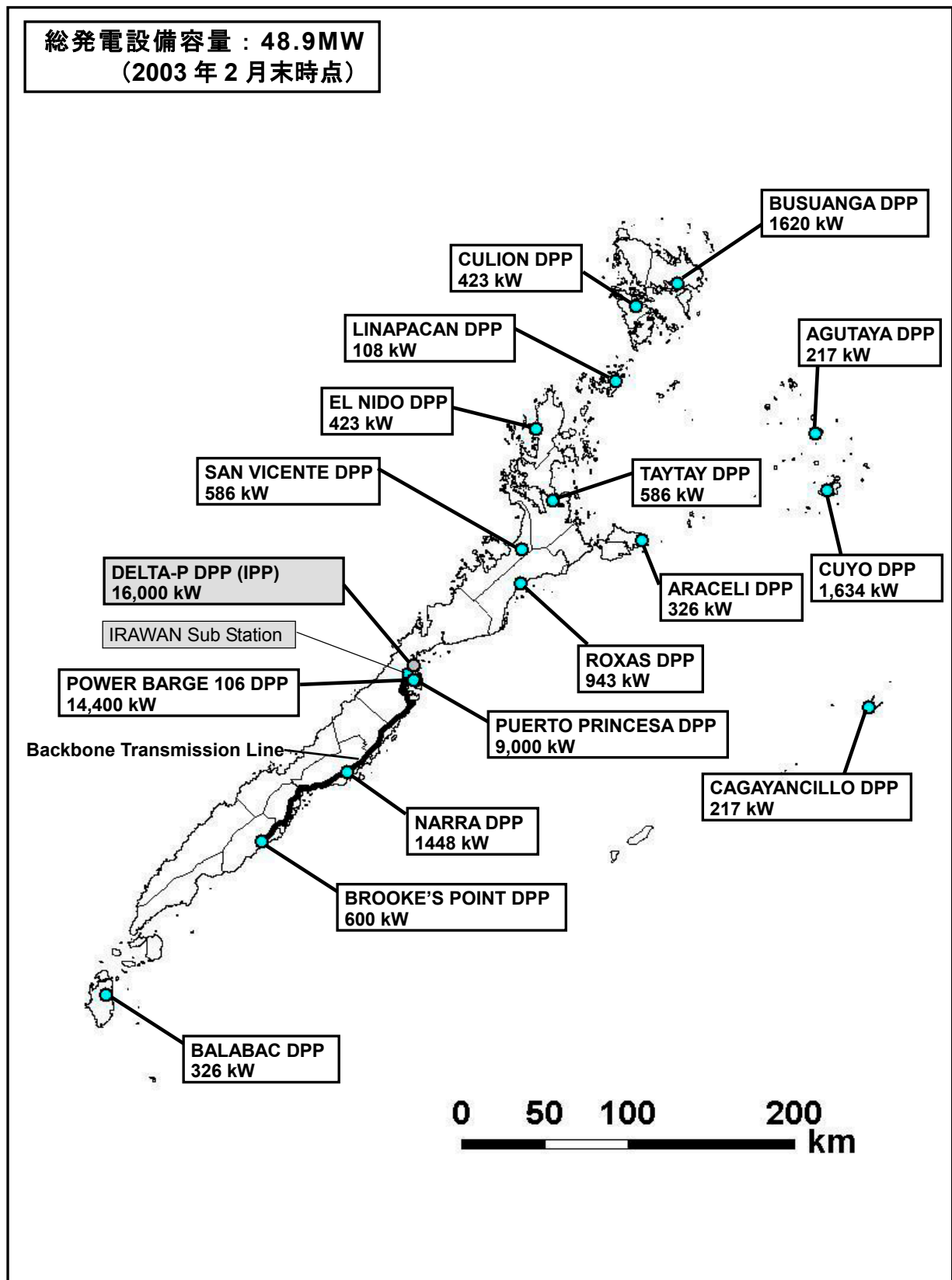


図 2.1 パラワン州の電力セクター構造

¹¹ NPC-SPUG が所有する発電設備の他に、パラワン州で唯一の IPP 発電事業者である Delta-P 発電会社（旧 Paragua 発電会社）がある。Delta-P 発電会社は、BOT 方式で建設された発電所であり、1997年に運転を開始し、10年間契約で NPC-SPUG に電力卸売りを実施している。

¹² 2005 年末完成予定。

¹³ Puerto Princesa City にある BAPA では、PALECO から電力を受電し、需要家に再販している。



出所：NPC

図 2.2 既設 EC グリッド発電所位置図

2. 2 電化状況

2003 年 12 月末現在、パラワン州にある 431 のバランガイの内、271 バランガイ（62.9%）が電化され、167,391 家屋の内、56,924 家屋（34.0%）が電化されている（表 2.1 および表 2.2 参照）。

表 2.1 バランガイ電化状況（2003 年 12 月末現在）

電化手法	バランガイ数	構成比率（%）
既電化	271	62.9
EC グリッド	212	49.2
ミニグリッド	6	1.4
分散型電源	53	12.3
未電化	160	37.1
合計	431	100.0

出所：NEA, PALECO および PGP データより JICA 調査団作成

表 2.2 家屋電化状況（2003 年 12 月末現在）

電化手法	家屋数	構成比率（%）
既電化	56,924	34.0
EC グリッド	54,416	32.5
ミニグリッド	870	0.5
分散型電源	1,638	1.0
未電化	110,467	66.0
合計	167,391	100.0

出所：NEA, PALECO および PGP データより JICA 調査団作成

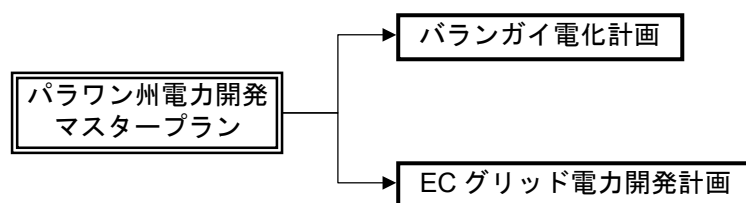
第3章 マスタープラン策定のプロセス

3. 1 基本方針

3. 1. 1 マスタープランの構成

本マスタープランは、次の二つの計画から構成される。

- ① バランガイ電化計画 : 2006 年までの全バランガイ電化と 2015 年までの家屋電化率の向上を推進するための、バランガイレベルでの電力開発計画
- ② EC グリッド電力開発計画 : 将来における EC グリッドの電力需要の伸びに見合った系統単位での電力設備の拡充計画



出所：JICA 調査団作成

図 3.1 マスタープランの構成

3. 1. 2 マスタープラン策定の基本方針

マスタープランの策定にあたり、以下の基本方針を設定した。

基本方針 1：地域社会の民生向上・経済開発に留意した電力開発マスタープランの策定

策定されるマスタープランは、DOE が定める 2006 年までの全バランガイ電化という目標の達成のみならず、パラワン州全体への電力の普及による地域社会の民生向上・経済開発を支援するものでなければならない。そのため、2015 年の将来断面における各バランガイの社会・経済状況を想定・考慮し、マスタープランの策定を行った。

基本方針 2：州レベルのマスタープランという位置付けを意識したマスタープランの策定

策定されるマスタープランは、国家エネルギー政策との整合性を持ったものであり、また州内における社会・経済事情およびエネルギー事情等を反映したものでなければならない。

そのため、上位計画である PDP およびミッションナリー電化開発プログラム（MEDP）との整合をとりつつ、パラワン州内の再生エネルギー賦存量、環境規制事項、社会経済状況などを配慮しつつマスタープランの策定を行う。

また、策定の作業フローを明確にすることにより、フィリピン国他州におけるマスタープラン策定のモデルとなることも期待できる。

基本方針 3：実現性、持続性を重視したマスタープランの策定

策定されるマスタープランは、技術面、制度面および資金面において実現性および持続性があるものでなければならない。特に、パラワン州における電化推進および電力開発に関する資金面での制約が厳しいことから、期待できる資金ソースと資金量の把握、新たな資金確保に関する提案など、資金面での実現性を考慮しつつ、マスタープランの策定を行った。

基本方針 4：DOE および PGP への技術移転

策定されたマスタープランは、そのデータソース、情報の更新および計画の見直しを継続的に行うことにより、その技術面、制度面および資金面について、その精度と実現性が高まり、パラワン州におけるエネルギー供給の自立性が高まることが期待される。

そのため、マスタープランの更新・改訂を行うことによる PGP からのカウンターパートを主として、OJT によるマスタープラン策定のための技術移転を行った。また、マスタープラン策定に必要なデータを効率的に管理・更新するためのデータベースの構築を行った。

(3) マスタープラン策定手順

マスタープランの策定フローを図 3.2 に示す。

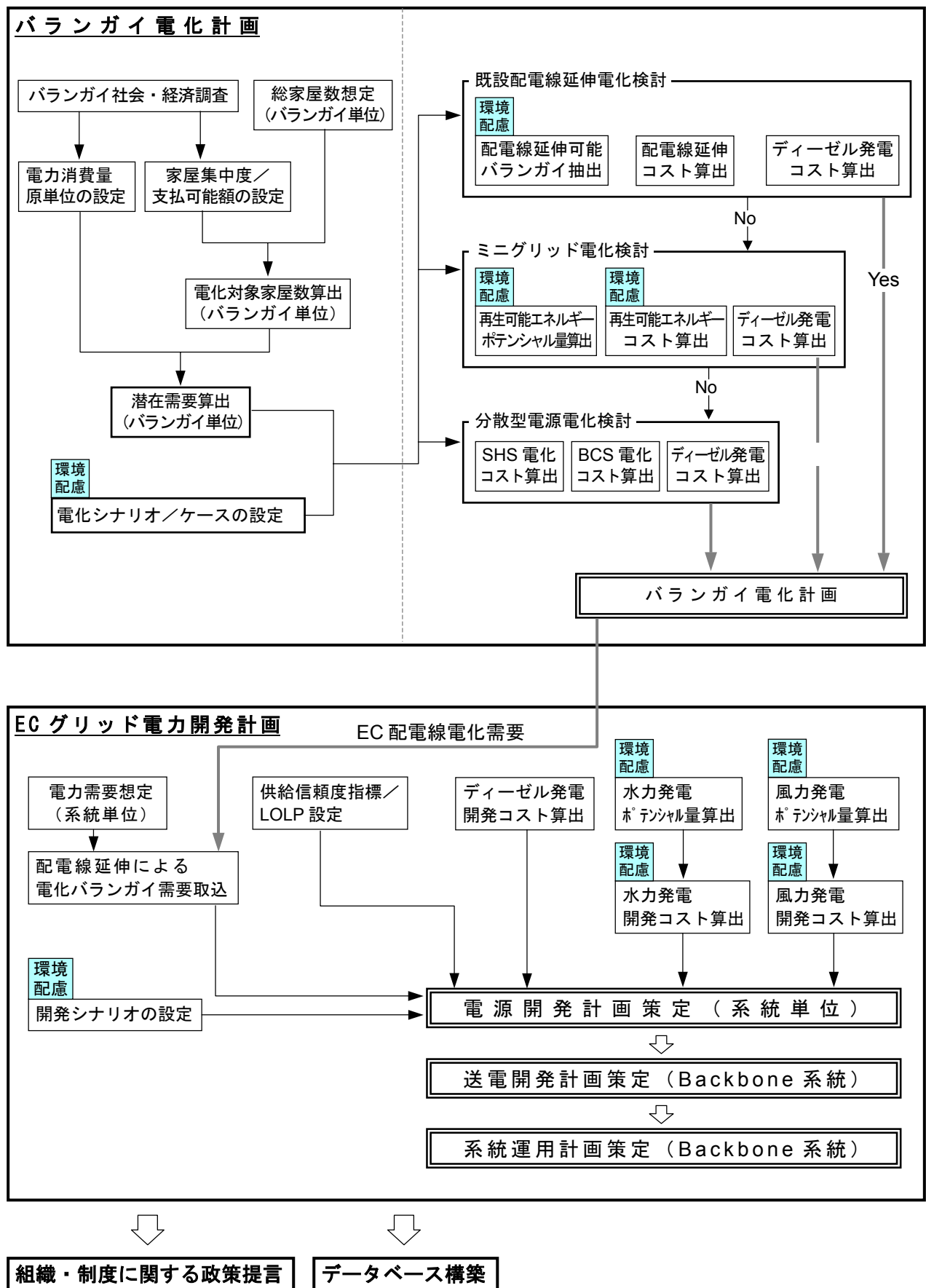


図 3.2 マスタープランの策定フロー

3. 2 バランガイ電化計画

3. 2. 1 電化フェーズの設定

マスタープランにおけるバランガイ電化計画では、1) 2006 年までの全バランガイ電化、および 2) 2015 年までの家屋電化率の向上を目標として設定した。これら目標の達成のために、策定されるバランガイ電化計画は以下の 2 つのフェーズで構成される。

フェーズⅠ：全バランガイ電化（2004 年～2006 年）

フェーズⅡ：家屋電化率向上（2007 年～2015 年）

図 3.3 に電化フェーズの概念図を示す。

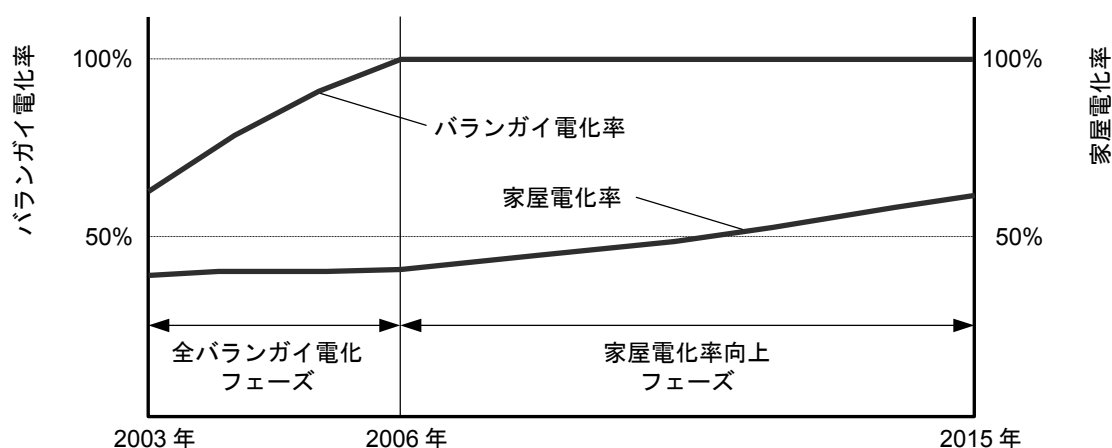


図 3.3 電化フェーズの概念図

3. 2. 2 電化手法と電化手法の決定

(1) バランガイ電化手法

バランガイ電化手法は、以下の 3 手法に分類される。

- 1) 既設 EC 配電線延伸による電化
- 2) ミニグリッドによる電化
- 3) 分散型電源による電化

(2) バランガイ電化手法の決定

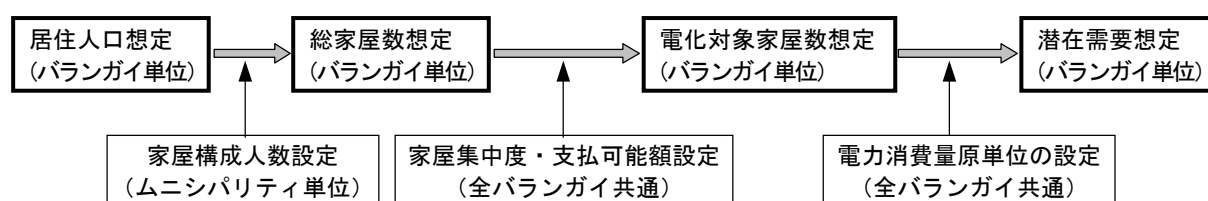
バランガイ電化計画は、各バランガイの将来における社会経済状況を考慮したものでなければならない。そのため、本マスタープランでは、2015 年断面における各バランガイの需要規模および経済状況から潜在電力需要を算出し、各電化手法についての電化の経済性を評価することにより、各バランガイの電化手法を決定した。この手法により、各バランガイの 2015 年断面における潜在電力需要を満足する規模の設備を 2006 年までに設置するものとした（フェーズⅠ）。

一方、環境保全という観点から、ECAN ゾーニングによって配電線の延伸または新規電源設備の開発が規制されるバランガイについては、分散型電源による電化手法を選択した。

フェーズ II（2007 年～2015 年）においては、家屋電化率の向上を図るために、後述のシナリオに基づき算出された家屋数に対し、分散型電源を投入するものとした。

3. 2. 3 各バランガイ潜在電力需要想定

本調査において、各バランガイの 2015 年までの潜在電力需要を想定した。図 3.4 に潜在需要想定フローを示す。



出所：JICA 調査団作成

図 3.4 潜在需要想定フロー

(1) バランガイ社会・経済調査

マスタープランにおけるバランガイ電化計画の策定にあたっては、パラワン州内における社会・経済状況の多様性を適切に反映することが求められる。そのため、本調査内においてパラワン州内のバランガイ社会・経済調査を以下のとおり実施した。

(ア) 全バランガイ調査

パラワン州の全バランガイについて、バランガイ規模（面積、人口、家屋数）、電化状況、主な経済活動などの社会・経済データを、PGP 内の州計画開発局（PPDO）、地方政府局（DILG）およびその他関連機関より収集・分析を行った。

また、調査分析結果より、人口規模（大中小）、電化状況（未電化、既電化）、電化手法（EC グリッド、EC グリッド以外）、電化計画の有無などを考慮し、サンプルバランガイ調査の対象となるバランガイの選定を行った。

(イ) サンプルバランガイ調査

全バランガイ調査より選定された 24 バランガイについて現地調査を実施し、1) 住居分布状況、2) 経済状況、3) 電気およびその他エネルギー使用状況などを中心に定量的および定性的な社会・経済状況についてのデータ収集・分析を行った。

サンプルバランガイ調査より、バランガイ電化計画策定のために必要なパラメータとして、1) バランガイセンターへの家屋集中度、2) 電気への支払可能額、および 3) 一般的家屋の電気使用形態（電力消費原単位）を設定した。

（２）潜在電力需要想定

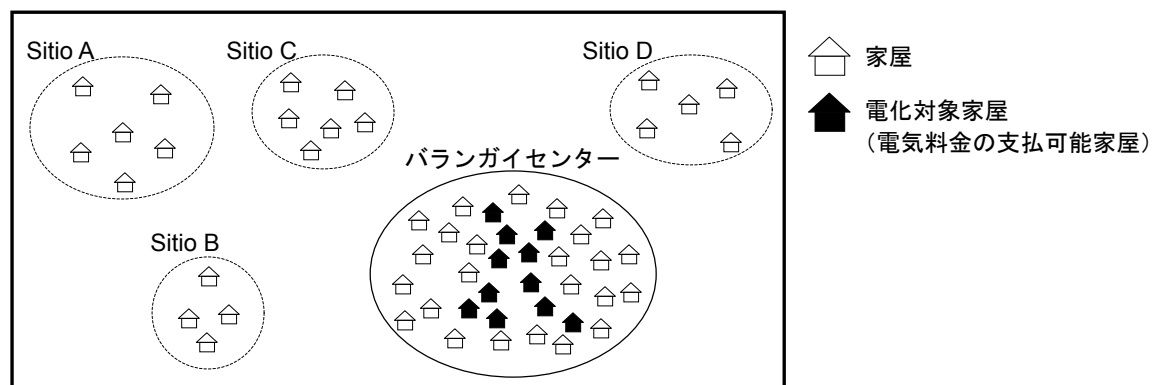
バランガイ電化計画の潜在需要想定は、過去の時系列データが存在しないことから、電力需要を構成する要素別に想定を行い、それらを積み上げることにより全体の需要を想定するマイクロ手法を用いて実施した。

本調査では、2015 年における各バランガイの想定家屋数、バランガイセンターへの集中度、支払能力係数、電力消費原単位等のパラメータを想定し、下記の式により各バランガイの潜在電力需要を求めた。なお、バランガイセンターへの集中度、支払能力係数、電力消費原単位については、バランガイ社会経済調査の結果に基づき設定した。

$$\begin{aligned}\text{潜在電力需要} &= \text{電化対象家屋数} \times \text{電力消費原単位} \\ &= (\text{想定家屋数} \times \text{バランガイセンターへの集中度} \times \text{支払能力係数}) \times \text{電力消費原単位}\end{aligned}$$

EC 配電線およびミニグリッドによる電化を考えた場合、経済性の観点からできるだけ家屋密度の高い地域を電化することが望ましい。しかし、あるバランガイに存在する家屋のすべては一箇所に集まっているわけではなく、一般的にはバランガイセンターと呼ばれる経済活動の中心にある程度の家屋が集中し、それ以外の家屋は幾つかのシティオ¹⁴に分かれて存在している。また、それぞれの家屋の経済状況は異なるため、想定された家屋すべてが電気料金に対する支払い能力を有しているわけではない。

図 3.5 に既設 EC 配電線延伸およびミニグリッド形成による電化対象家屋の概念図を示す。



出所：JICA 調査団作成

図 3.5 電化対象家屋（既設 EC 配電線延伸およびミニグリッドによる電化）の概念図

¹⁴ Sitio。バランガイ内の小さな集落。

3. 2. 4 バランガイ電化シナリオの設定

一般的に、策定されるマスタープランの内容は、さまざまな政策的な判断による影響を強く受ける。そのため、マスタープランの内容に影響を与える政策的判断について複数のシナリオを設定し、その政策的要因の影響度を認識したうえでマスタープラン策定の前提となるシナリオを設定することが重要である。

より多くの未電化地域を電化することは、地域の経済発展のための社会基盤の形成、貧困削減はもとより、地域間経済格差の是正にも資するため、その意義は大きい。しかし、限られた資金でより多くの地域を電化するためには、電化コストを最小とするために、各地域に分散型電源を数台投入するケースが一般的である。

一方、電力には供給する電気の質という側面がある。例えば、既設 EC 配電線により電化が行われた地域では、長期的かつ安定した電力の供給により、成長力のある経済発展のための社会基盤の形成されることが期待される。

また、DOE が中心となり策定する MEDP では、国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入促進についての方針が示されている。

電化計画策定にあたり、これら政策的条件を付することは、前述の電化コストの最小化に相反するものであり、マスタープランの内容に大きく影響を与えるものである。

本マスタープランでは、これら政策的条件を配慮し、以下の電化シナリオを設定した。

- (1) ベースシナリオ
- (2) 信頼性配慮シナリオ（配電線延伸活用）
- (3) 環境配慮シナリオ（マイクロ水力¹⁵発電活用）

3. 2. 5 目標家屋電化率ケースの設定

MEDP では、2017 年における家屋電化率の目標を 90%¹⁶としており、本マスタープランにおいても、2006 年にバランガイ電化が達成された後、フェーズ II の家屋電化率向上フェーズにおいて、家屋電化率の向上を図るものとした。

本調査では現時点の電化水準を考慮して、電化手法毎に異なる家屋電化率を 2 ケース設定し、上記各シナリオについて感度分析を実施した。

2007 年以降の家屋電化率向上のためには、バランガイ内においてバランガイセンターから離れた地区（各シティオ）における家屋電化が行われる必要があり¹⁷、これらの地区では分散型電源による電化を実施する。

表 3.1 に目標家屋電化率に関する感度分析のケース条件を、図 3.6 に家屋電化率向上の概念図を示す。

¹⁵ 風力発電による電化については、本調査内にて実施した風力エネルギー賦存量調査により、パラワン州では十分なポテンシャル量が得られないことが示された為、開発候補電源としていない。詳細はテクニカルバックグラウンドレポート 4.1.3 節参照。

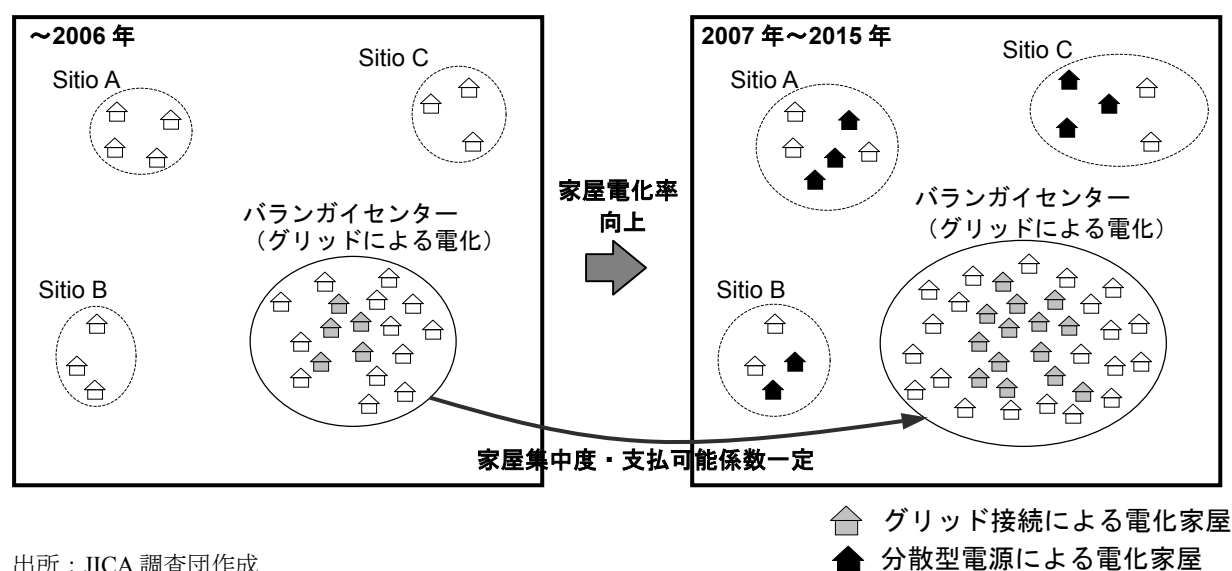
¹⁶ MEDP における目標値 90%は、フィリピン全国平均家屋電化率であり、各州での目標値ではない。

¹⁷ 2016 年までに EC グリッドまたはミニグリッドにより電化されたバランガイセンターは、2015 年までの家屋数の自然増加に伴い、そのバランガイ内の家屋電化率を一定に保つよう接続家屋数が増加していくものと仮定した。

表 3.1 家屋電化率向上ケース条件

年	2006 年までの電化手法		
	既設 EC 配電線延伸	ミニグリッド	分散型電源
2006	全 Barangay 電化	全 Barangay 電化	全 Barangay 電化
2007 ↓ 2015	既設 EC 配電線延伸 分散型電源 ↓ 家屋電化率向上	ミニグリッド 分散型電源 ↓ 家屋電化率向上	分散型電源 ↓ 家屋電化率向上
目標家屋電化率 (%)	ケース 1	50	35
	ケース 2	80	35

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 3.6 家屋電化率向上の概念図

3. 2. 6 マスタープランにおけるシナリオ／ケース

本調査にて提案するマスタープランでは、至近の第一目標である 2006 年までの全バランガイ電化を達成するために、資金のアベイラビリティを考慮して、前述の電化シナリオおよび家屋電化率向上ケースより最も現実的なシナリオ／ケースを採用した。

3. 3 EC グリッド電力開発計画

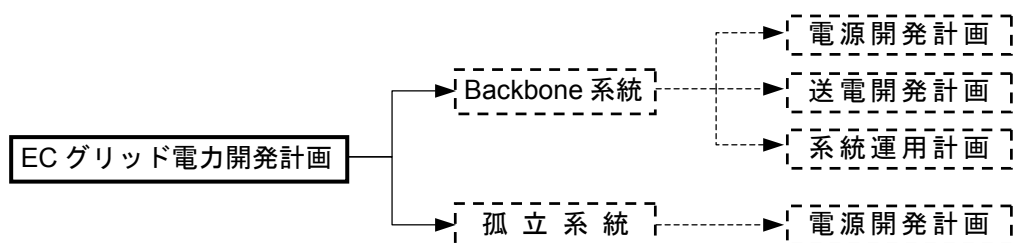
3. 3. 1 EC グリッド電力開発計画の構成

EC グリッドの電力開発計画については、その系統形態により、計画項目および計画策定方法が異なる。本マスタープランではパラワン州の EC グリッドを Backbone 系統および孤立系統に分け、それぞれについて電力開発計画を策定した。

Backbone 系統では、将来的に増大する電力需要に対し、適切な供給信頼度を確保するよう電源設備の開発を行うだけでなく、発電した電力を安定かつ効率的に送電するために、送電容量限度の設定に基づいた送電設備の開発および系統設備の運用を行わなければならない。

一方、Backbone 系統以外の孤立系統では、送電設備が存在しないことから、適切な発電予備力を確保するよう発電設備の拡充のみを行うこととなる。

図 3.7 に本マスタープランにおける EC グリッド電力開発計画の構成を示す。



出所：JICA 調査団作成

図 3.7 EC グリッド電力開発計画の構成

3. 3. 2 EC グリッド電力開発計画の基本方針

EC グリッド電力開発計画の策定にあたり、上記系統毎について、以下の基本方針を策定した。

（１）Backbone 系統電力開発計画の基本方針

電源開発計画：目標とする供給信頼度指標の設定および環境制約など特定の制約を考慮したうえでの最小費用計画とする。

送電開発計画：送電容量限度の設定に基づいた既存設備増強計画および新規設備拡張計画を含んだものとする。

系統運用計画：系統信頼性を高めるための系統運用設備について導入の必要性および導入時期を技術面・経済面より検討する。

（２）孤立系統電力開発計画の基本方針

電源開発計画：NPC-SPUG が定める信頼度基準（Reliability Index）を確保し、系統容量が大きくなるに従い発電機故障時の影響度が小さくなるような計画とする。

3. 3. 3 EC グリッド電力需要想定

EC グリッドにおける電力需要想定にあたっては、次の二つの理由により、過去の電力需要実績のトレンドを用いて想定するマクロ的手法を用いた。

- ① パラワン州では、電力需要との相関が高いとされる工業のセクターの州内総生産（GDP）に対する比率が低いため、GDP と電力需要との相関性が低いと判断される。
- ② 民生が主となる電力需要との相関が高いとされる人口データが、5 年毎に実施される国勢調査（CENSUS）のみであり、年次毎の需要データと人口データとの相関を分析することが不可能である。

各系統における電源開発計画の策定および Backbone 系統における送電開発計画の策定のために、各系統について 2015 年までの電力需要想定を行った。需要の想定にあたっては、パラワン州における電力需要形態をよりの確に反映させるために、需要家種別毎に年増加率を設定した。

また、バランガイ電化計画において、既設 EC 配電線延伸による電化手法が選択されたバランガイについては、2015 年までの電化家屋電力需要を上記電力需要想定に加算した。

3. 3. 4 Backbone 系統電力開発計画

（1）電源開発計画（Backbone 系統）

パラワン州では、ディーゼル発電が Backbone 系統の有力な開発候補電源となる。一方で、水力ポテンシャル調査にて Backbone 系統に接続可能な小水力開発地点が 7 地点確認され¹⁸、これらについても将来の開発候補電源となる。

ガスタービンや石炭火力などのフィリピン主幹系統において一般的な発電設備については、2015 年における Backbone 系統の想定需要量や燃料輸送・備蓄の課題などを考慮すると開発候補電源にはなり得ないため、本マスタープランにおける開発候補電源として採用しないものとした。

以上より、本調査およびマスタープランでは、ディーゼル発電および水力発電を Backbone 系統電源開発計画の開発候補電源とした。各開発候補電源の諸元を巻末付属資料 1 に示す。

一般的に電源開発計画は、バランガイ電化計画と同様、さまざまな政策的判断の影響を受ける。そのため電源開発計画の策定にあたっては、バランガイ電化計画結果の反映および環境規制に関する政策的判断の観点から以下のシナリオを設定した。

- 1) ベースシナリオ ----- バランガイ電化計画のベースシナリオの結果を反映
- 2) 信頼性配慮シナリオ ----- バランガイ電化計画の信頼性配慮シナリオの結果を反映
- 3) 環境配慮シナリオ ----- バランガイ電化計画の環境配慮シナリオの結果を反映および水力開発へのソフトローンの適用を想定
- 4) 環境規制緩和シナリオ ----- 新規ディーゼル発電設備における Bunker C 燃料の使用

¹⁸ 地点詳細についてはテクニカルバックグラウンドレポートおよび Annex 参照。

フィリピン国政府は 2003 年 11 月 20 日に京都議定書を批准し、地球温暖化ガスの排出規制に積極的である。また、MEDP では国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入を進める方針としている。水力発電は、SO₂、CO₂ および NO_x 等の環境汚染物質排出という面でディーゼル発電より環境負荷が小さく、経済性のある水力地点については積極的に開発する価値がある。また、小規模な水力発電設備の開発にあたっては、税制面など、さまざまな優遇措置が整備されている。このような観点から、上記 3) の環境配慮シナリオでは水力開発へのインセンティブを与えることとした。

また、策定される電源開発計画の内容は、制約条件である供給信頼度 LOLP、発電設備の開発プロジェクトコストなどのパラメータに依存するため、これらパラメータに関する感度分析を実施し、最適な供給信頼度の設定、プロジェクトコストの検証を行い、WASP-IV によるシミュレーション解析によって最小費用となる電源開発の検討を行った。

後述するように、バランガイ電化計画と同様、EC グリッド設備拡張のための資金量および資金ソースは限定されるため、コスト面で優位なシナリオでなければならない。

これにより、2015 年までに発生するコスト（設備投資、燃料費、維持管理費など）が最小となったシナリオ（ベースシナリオ）を本マスタープランにおける最適電源開発計画基本シナリオとして採用した。

なお、上記 4) の環境規制緩和シナリオは、現行の環境諸法規に準じたものではなく、感度分析としてのシナリオであるため、マスタープランのためのシナリオから除外した。

（２）送電開発計画（Backbone 系統）

送電開発計画は Backbone 系統について策定し、前述の基本方針に示すように、既設および既計画の系統設備の増強、および系統設備の新規拡張についての必要性を技術面、経済面より検討した。

既設 Backbone 系統の増強 : 既設および既計画設備の送電容量に関する系統シミュレーションを行い、設備増強の可能性および系統内における変電設備の新規設置・増強についての検討を行った。

Backbone 系統の新規拡張 : 発電開発計画に示される新設電源についてのアクセス送電線の建設計画、孤立系統の Backbone 系統への系統連系の可能性を検討した。

系統設備構成の改善 : Puerto Princesa City 周辺の系統構成について、設備構成改善の必要性とその実施時期について経済性の観点から検討した。

（３）系統運用計画（Backbone 系統）

現時点における Backbone 系統の系統規模は極めて小さいため、給電指令所による系統運用は行われていないが、2015 年における Backbone 系統の電力需要は、著しく増加することが想定される。

そのため、Backbone 系統の系統運用計画では、2015 年までの需要想定結果に基づき、系統運用面で必要となる新たな運用設備の導入計画が示される。検討を行う運用設備を以下に示す。

- 1) 給電指令所
- 2) 事故波及防止装置

3. 3. 5 孤立系統電力開発計画

Backbone 系統以外の孤立系統の電力開発計画では、2015 年までの電力需要想定に基づき、設定される信頼度指標を満足する電源拡張計画が示される。また、電源設備の拡張にあたっては、新設発電機の導入のみならず、Backbone 系統からの発電機移設の可能性についても検討を行った。

3. 4 制度・政策面の検討

マスタープランの策定にあたっては、技術的および経済的な側面からばかりでなく、制度や政策面からの検討を加えた。

中央政府レベルでは、電力産業改革法の成立による電力産業の構造改革の開始、地方電化計画の促進（オイラウプログラムから拡大地方電化プログラムへの強化）など、地方電化を進めるために様々な法制度の整備が進んでいる。

しかしながら、資金調達の見通し、電化実施体制に目を向ければ、依然として数多くの問題を抱えている。例えば、国全体の 2006 年までの全バランガイ電化、2017 年までの家屋電化率 90% の達成のためには明らかに政府資金が足りず、民間資金の導入、NPC-SPUG や EC 以外の新しい事業推進体制（仕組み）の確立が必要である。

パラワン州においては、このような資金面、体制面の問題はさらに深刻となる。この点で、マスタープランの策定にあたっては、中央政府レベルでの制度・政策との整合性を確保するとともに、パラワン州が主体となって取り組むべき資金確保の道、電化を促進するための新しい仕組み作りについて検討を加えた。

第4章 パラワン州電力開発マスタープラン

4. 1 マスタープランの構成

電力開発マスタープランは、未電化地域を対象とするバランガイ電化計画と EC の配電線から電力供給を受ける既電化地域を対象とする EC グリッド電力開発計画から構成される。

バランガイ電化計画は、国家エネルギー計画（2002 年～2011 年）が掲げる 2006 年までの全バランガイ電化の達成を目標とするフェーズ I（2004～2006 年：全バランガイ電化）と、全バランガイ電化が達成された後のフェーズ II（2007 年～2015 年：家屋電化率向上）から構成される。

EC グリッド電力開発計画は、Backbone 系統の電力開発計画とその他孤立系統の電力開発計画から構成される。また、Backbone 系統の電力開発計画は、電源開発計画、送電開発計画および系統運用計画から、その他の孤立系統の電力開発計画は、電源開発計画のみから構成される。

図 4.1 にマスタープランの構成を示す。

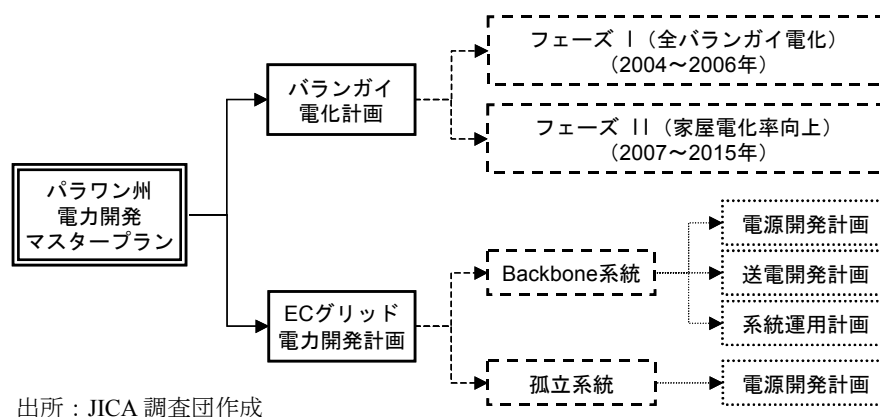


図 4.1 電力開発マスタープランの構成

4. 2 バランガイ電化計画

4. 2. 1 潜在電力需要想定

3.2.3 節に示すように、1 家屋当たりの想定最大電力（106W）および 2015 年における想定電化対象家屋数から、160 の未電化バランガイの潜在電力需要を想定した。

表 4.1 に示すとおり、潜在電力需要規模は小さい。これは、未電化バランガイの人口密度が低いことに加え、1 家屋当たりの需要規模が小さいためである。

表 4.1 潜在電力需要想定結果

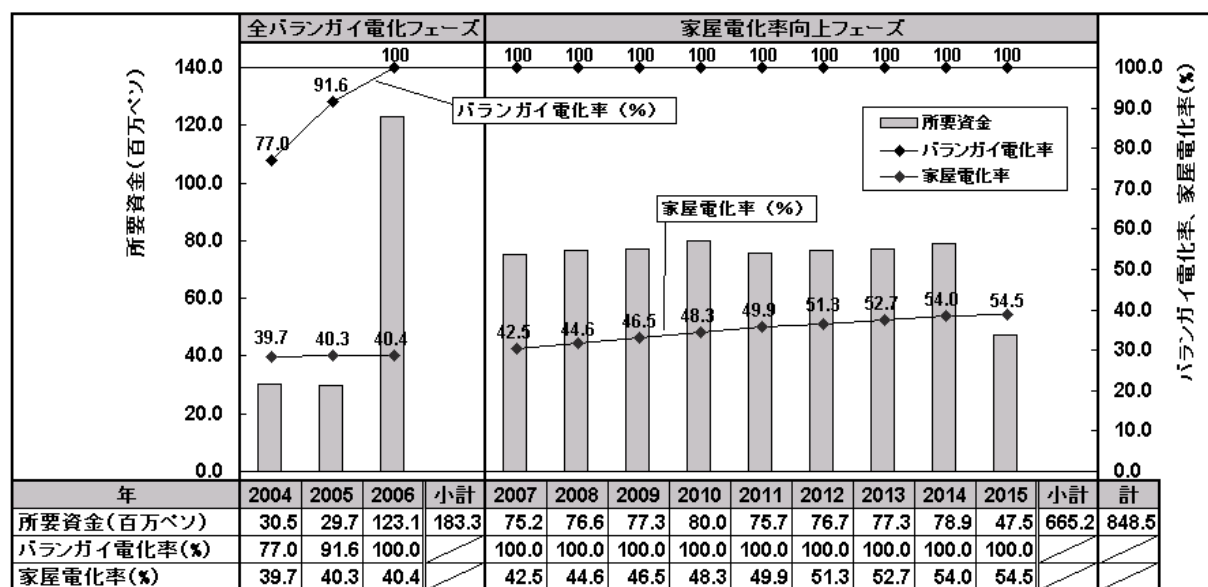
電力需要（kW）	バランガイ数
$x < 30$	136
$30 \leq x \leq 100$	22
$100 < x$	2
計	160

出所：JICA 調査団作成

4. 2. 2 バランガイ電化プログラム

バランガイ電化計画¹⁹による電化状況の推移と電化コストを図 4.2 に示す。

フェーズ I (全バランガイ電化) にて、2006 年までに全バランガイ電化が達成され、フェーズ II (家屋電化率向上) にて、家屋電化率は 40.4% (2006 年) から 54.5% (2015 年) に増加する。



出所：JICA 調査団作成

図 4.2 電化状況の推移と電化コスト

(1) フェーズ I (全バランガイ電化)

需要規模の異なる各バランガイについて、電化手法ごとの電化コストを比較することにより、2015 年における最適な電化手法 (EC 配電線延伸、ミニグリッド、分散型電源) を決定した (表 4.2 参照)。

表 4.2 バランガイ電化手法一覧 (ベースシナリオ)

電化手法	バランガイ数				所要資金 (百万円)			
	計	電化年			計	電化年		
		2004	2005	2006		2004	2005	2006
EC 配電線延伸	<u>6</u>	3	2	1	<u>***22.1</u>	***9.5	***8.7	***3.9
ミニグリッド	<u>23</u>	0	0	23	<u>115.0</u>	0.0	0.0	115.0
分散型電源*	<u>132</u>	60	60	12	<u>46.2</u>	21.0	21.0	4.2
計	<u>***161</u>	63	62	36	<u>183.3</u>	30.5	29.7	123.1

* 2004～2006 年は 1 バランガイあたり 20 家屋の電化を行うことにより全バランガイ電化を達成する。
 2007 年以降、家屋電化率向上のための分散型電源による電化が進む。(分散型電源の目標家屋電化率は 35%)。
 ** 合計が未電化バランガイ数 160 を超えるのは、電化手法のグレードアップ (分散型→EC 配電線) があるため。
 *** 既設 EC 配電線延伸手法が選択されたものについて、供給電圧の電圧降下対策コストを含む。

出所：JICA 調査団作成

¹⁹ オプションシナリオ/ケース結果の比較により、所要費用が最小となったベースシナリオ (ケース 1) をマスタープランシナリオとして採用した。

EC 既設配電線延伸による電化は6 バランガイにとどまった。これは、想定される潜在需要地点と既設 EC 配電線との距離があるため、経済性の面で配電線延伸による電化が不利であるバランガイが多いこと、さらに、ECAN ゾーニングによる開発禁止あるいは制限があり、配電線延伸が不可能なバランガイが存在したためである。

ミニグリッドによる電化についても、経済性の面からミニグリッド電化のために必要と考えられる 30kW 以上の潜在需要規模を持つ未電化バランガイは少なく、電化されるバランガイの 80% 以上は分散型電源による電化となった。

図 4.3 に 2015 年におけるパラワン州のバランガイ電化形態を、巻末付属資料 2 に全バランガイ電化プログラムリスト（2004 年～2006 年）を示す。

フェーズ I における所要資金は 1 億 8,330 万ペソとなり、1 バランガイの電化のための平均所要資金は、約 114 万ペソ/バランガイとなった。バランガイ電化コストが最も小さい電化手法は分散型電源であり、その平均所要資金は約 35 万ペソ/バランガイである。また、既設 EC 配電線延伸による電化については平均約 368 万ペソ/バランガイ、ミニグリッドによる電化は約 500 万ペソ/バランガイであった。ただし、分散型電源での電化は、1 バランガイあたり 20 家屋のみの電化であり、電化家屋数が著しく少なく、将来における電化家屋の自然増加が見込めないということに注意しなければならない。

（２）フェーズ II（家屋電化率向上）

2007 年から 2015 年の間に、家屋電化率向上のため、分散型電源を投入する。表 4.3 に分散型電源の導入計画を示す。

表 4.3 分散型電源導入計画（フェーズ II）

パラワン州全体

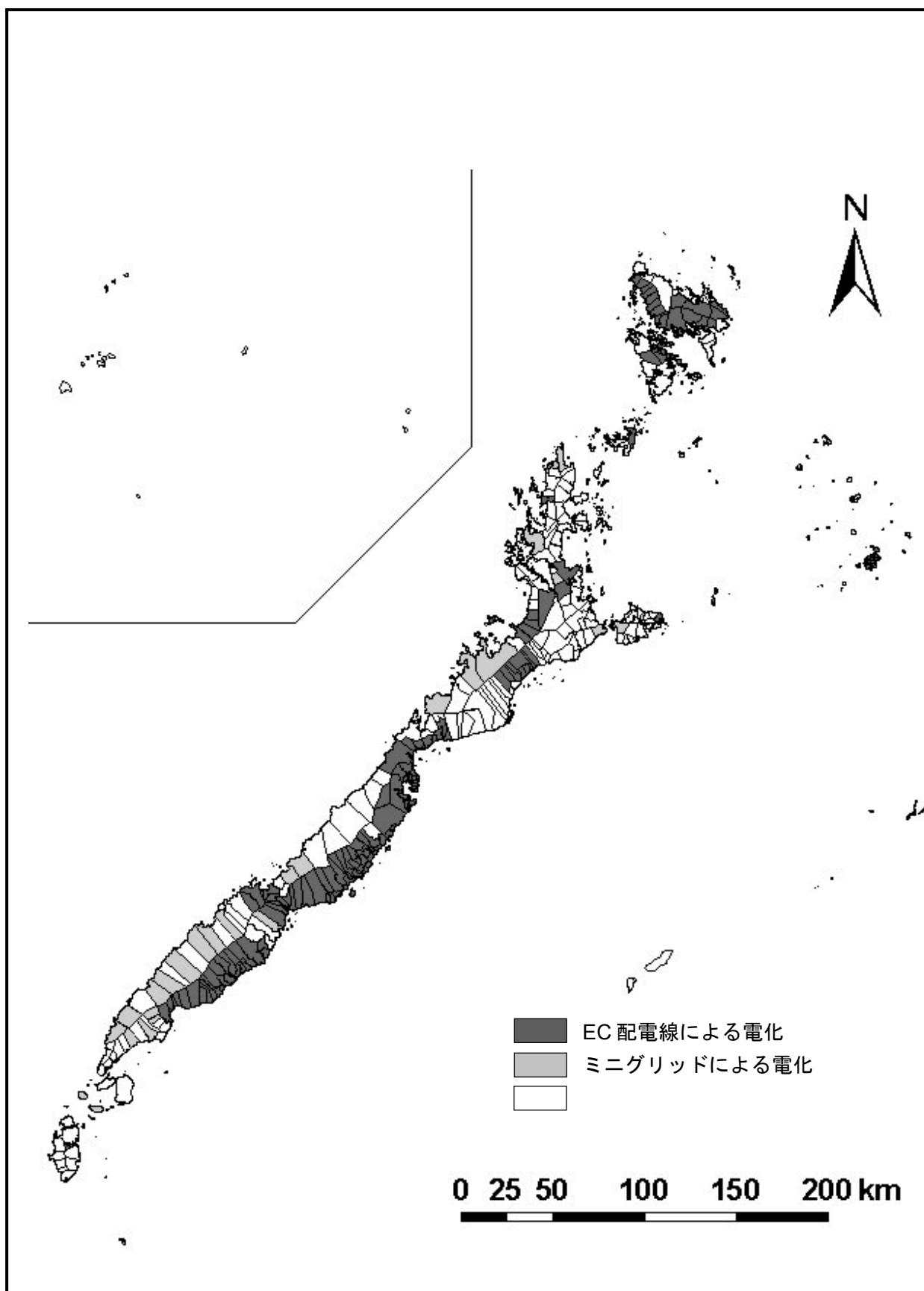
年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	4,300	4,377	4,419	4,572	4,328	4,387	4,418	4,508	2,718	38,027
所要資金（百万ペソ）	75.2	76.6	77.3	80.0	75.7	76.7	77.3	78.9	47.5	665.2

1 家屋あたり電化コスト：17,493 ペソ/家屋

出所：JICA 調査団作成

2015 年における家屋電化率は 54.5%となり、フェーズ II において 14.1%増加する。また、所要資金は 6 億 6,520 万ペソとなる。これより、家屋電化率を 1%向上するためにかかる平均コストは約 4,720 万ペソであり、バランガイ電化に比べて家屋電化率向上のためには、より多くの資金を必要とすることがわかる。

各ムニシパリティのフェーズ II における電化プログラムリスト（2007 年～2015 年）を巻末付属資料 3 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 4.3 2015 年におけるバランガイ電化形態

4. 3 EC グリッド電力開発計画

4. 3. 1 EC グリッド電力需要想定

EC グリッドにおける電力需要想定では、販売電力量で 117,014 MWh(2004 年)から 517,730 MWh (2015 年)に(年平均増加率 14.5%)、最大電力で 26,299 kW (2004 年)から 115,638 kW (2015 年)となった(年平均増加率 14.4%)。

パラワン州の電力需要の約 90%を占める Puerto Princesa City の人口が年率 10%以上で伸びていること²⁰、また、Puerto Princesa City における商業セクターの電力需要が年率 20%近くで伸びていること²¹を勘案すると、現実的にも上記の伸びを達成する可能性は高いと考えられる。

2004 年～2015 年までの EC グリッド電力需要想定²²を表 4.4 に示す。また、系統ごとの EC グリッド電力需要想定を巻末付属資料 4 に示す。

表 4.4 EC グリッド電力需要想定

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	117,014	132,676	150,708	171,510	195,551	223,386	255,679	293,217	336,945	387,989	447,706	517,730
発電電力量 (MWh)	132,766	150,643	171,117	194,738	222,035	253,643	290,312	332,938	382,598	440,566	508,388	587,924
最大電力 (kW)	26,299	29,427	33,442	38,075	43,435	49,639	56,846	65,236	75,020	86,461	99,876	115,638

出所：JICA 調査団作成

4. 3. 2 Backbone 系統の電力開発計画

(1) Backbone 系統の電源開発計画²³

表 4.5 に Backbone 系統の電源開発計画を示す。2015 年における Backbone 系統の最大需要は 96,971 kW と想定される。これに対し可能発電設備総容量は 107,500 kW となり、Backbone 系統の系統規模は 2004 年の約 3.6 倍となる。また、2004 年から 2015 年の間における発電設備の総開発量は 87,100 kW となり、その 80%以上がディーゼル発電設備の開発となる。

2015 年までに最適電源開発基本シナリオにおいて 6 地点 11,050 kW、オプションシナリオでは 7 地点 17,750 kW の水力発電設備が 2015 年までに開発される。また、両シナリオにおいて 2006 年に 4 地点 4,610 kW の水力発電設備が開発される。このことは、ディーゼル発電設備に比べ O&M コストの面でメリットのあるこれら水力発電設備の早期投入が、系統全体の発電コストの抑制に貢献することを示唆している。

²⁰ パラワンの人口全体の伸び率が 5%程度であることを考えると、10%の伸びは主として人の移動(都市部への流入)によるものと考えられる。

²¹ PALECO による。1990 年～2001 年の実績。ちなみに、民生セクターは年率 15%程度の増加。

²² バランガイ電化手法の選定において、EC 配電線延伸が最適となった 6 バランガイを含む。

²³ オプションシナリオ検討の結果、最小コストとなったベースシナリオをマスタープランシナリオとして採用した、また、環境配慮シナリオについては、最小費用とはならなかったが、ベースシナリオとの経済性比較における差異がほとんどなかったためマスタープランのオプションシナリオとして採用した。

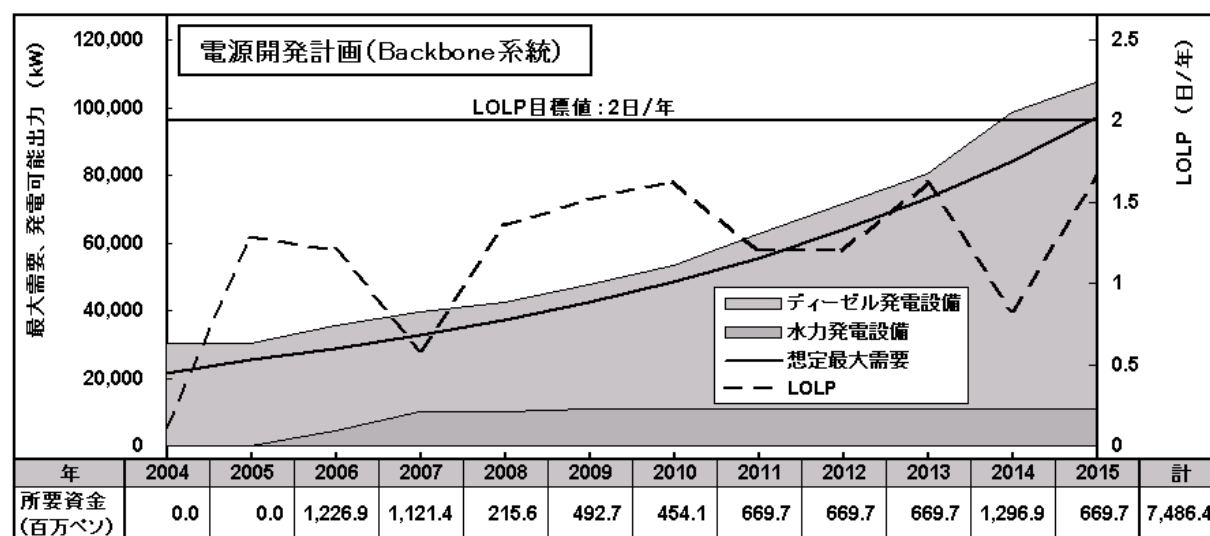
表 4.5 Backbone 系統の電源開発計画（最適電源開発基本シナリオ／オプションシナリオ）

年	プロジェクト	発電機 タイプ	定格容量 (kW)	可能出力 (kW)	備考
2004	(Power Barge 106 移設)	Diesel (Bunker C)	(14,400)	(8,400)	実施中
	臨時ディーゼル発電機設置 (8,400kW)	Diesel	8,400	8,400	実施中
2005	-----（プロジェクトなし）-----				
2006	（臨時ディーゼル発電機移設）	Diesel	(8,400)	(8,400)	
	New Diesel (2x5,000)	Diesel	10,000	9,000	
	Malatgao Hydro (2,200)	Hydro	2,200	2,200	
	Barong Barong Hydro (620)	Hydro	620	620	
	Talakaigan Hydro (990)	Hydro	990	990	
	Cabinbin Hydro (800)	Hydro	800	800	
2007	（Roxas & Taytay 発電設備移設）	Diesel	(1,529)	(1,420)	
	Babuyan Hydro (5,600)	Hydro	5,600	5,600	
2008	New Diesel (2x1,500)	Diesel	3,000	2,700	
2009	Baraki Hydro (840)	Hydro	840	840	
	New Diesel (5,000)	Diesel	5,000	4,500	
2010	New Diesel (1,500, 5,000)	Diesel	6,500	5,850	
2011	New Diesel (2x 5,000)	Diesel	10,000	9,000	
2012	New Diesel (2x 5,000)	Diesel	10,000	9,000	
2013	New Diesel (2x 5,000)	Diesel	10,000	9,000	
2014	A New Diesel (2x 10,000)	Diesel	20,000	18,000	基本シナリオ
	B New Diesel (3x 5,000)	Diesel	15,000	13,500	オプションシナリオ*
2015	A New Diesel (2x 5,000)	Diesel	10,000	9,000	基本シナリオ
	B Batang Batang Hydro (6,700)	Hydro	6,700	6,700	オプションシナリオ*
	New Diesel (2x 5,000)	Diesel	10,000	9,000	

※オプションシナリオは水力開発に対してソフトローンを適用したシナリオである。

出所：JICA 調査団作成

Backbone 系統の電源開発計画（基本シナリオ）における最大電力（想定）・発電可能設備容量・見込不足日数（LOLP）の推移を図 4.4 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 4.4 Backbone 系統の最大電力（想定）、発電可能設備容量、LOLP（基本シナリオ）

（２）Backbone 系統の送電開発計画

前項で得られた最適電源開発計画における電力需要および電源配置を元に策定された送電開発計画を表 4.6 に示す。また、2015 年における Backbone 系統図および系統接続図を、図 4.5 および図 4.6 にそれぞれ示す。

送電開発計画は、以下のとおり既設 Backbone 系統の増強、Backbone 系統の新規拡張、Puerto Princesa City 周辺の系統構成改善から構成される。

（ア）既設 Backbone 系統の増強

既設および既計画の Backbone 系統の送電線は、十分な送電容量を確保できる設計となっているため、2015 年までに送電線を増強する必要はない。ただし、変電設備については、2015 年までに既存変圧器容量を超過する変電所があるため、変電所の新設、あるいは、既設変電所の変圧器の増設が必要である（Puerto Princesa 変電所の新設、Abo-Abo 変電所の新設、Narra 変電所および Brooke's Point 変電所の変圧器増設）。

（イ）Backbone 系統の新規拡張

水力発電所の建設にあたり、これに伴う Backbone 系統までのアクセス送電線が建設される。

その他に、NPC-SPUG が計画している Backbone 系統（Taytay～El Nido 間）の新規拡張については、El Nido の需要がある程度大きくなると、系統連系による経済的メリットが生じる。したがって、Taytay～El Nido 間の新規拡張については、マスタープラン最終年である 2015 年に計上することとする。

(ウ) Puerto Princesa City 周辺の系統構成の改善

2004 年の Power Barge 106 の移転に伴う Irawan 変電所への臨時ディーゼル発電機の設置、および、2009 年に Puerto Princesa 変電所の新設により、Puerto Princesa City 周辺の系統の信頼性および供給体制は大幅に改善されることとなる。これに加え、Puerto Princesa 変電所の新設にあわせて、発電機用回路と配電用回路を分割し、発電機の系統と配電系統が分離されていないという不適切な系統構成を改善することが必要である。

2009 年における Puerto Princesa City 周辺系統構成を図 4.7 に示す。

表 4.6 Backbone 系統の送電開発計画（最適電源開発基本シナリオ／オプションシナリオ）

(送電線建設プロジェクト)					
年	プロジェクト		区 分	送電線距離 (km)	備考
2006	69kV Puerto Princesa-Roxas T/L		T/L 新設	111.1	実施中
	69kV Roxas-Taytay T/L		T/L 新設	65.1	実施中
	69kV Malatgao Hydro T/L		T/L 新設	9.1	
	69kV Barong Barong Hydro T/L		T/L 新設	7.0	
	69kV Talakaigan Hydro T/L		T/L 新設	9.3	
	13.8kV Cabinbin Hydro S-T/L		S-T/L 新設	5.0	
2007	69kV Babuyan Hydro T/L		T/L 新設	25.0	
2008	13.8kV Tie Line (Doubled Circuit)		リハビリテーション	11.0	
2009	69kV Baraki Hydro T/L		T/L 新設	8.8	
	69kV Tie Line (Voltage step-up)		リハビリテーション	11.0	
2015	A	69kV Taytay-El Nido T/L	T/L 新設	75.0	基本シナリオ
	B	69kV Taytay-El Nido T/L	T/L 新設	75.0	オプションシナリオ
		Batang Batang Hydro T/L	T/L 新設	13.0	
(変電所建設プロジェクト)					
年	プロジェクト		区 分	変電所容量 (kVA)	備考
2006	69/13.8kV Roxas S/S		S/S 新設	5,000	
	69/13.8kV Taytay S/S		S/S 新設	5,000	
	69/13.8kV Abo-Abo S/S		S/S 新設	5,000	
2008	69/13.8kV Transformer (Narra S/S)		Tr.増設	5,000	
2009	69/13.8kV Puerto Princesa S/S		S/S 新設	40,000	
2012	69/13.8kV Transformer (Brooke's S/S)		Tr.増設	5,000	
2013	69/13.8kV Transformer (Narra S/S)		Tr.増設	5,000	
2014	69/13.8kV Transformer (Puerto S/S)		Tr.増設	40,000	
2015	69/13.8kV El Nido S/S		S/S 新設	5,000	

出所：JICA 調査団作成

Backbone 系統図

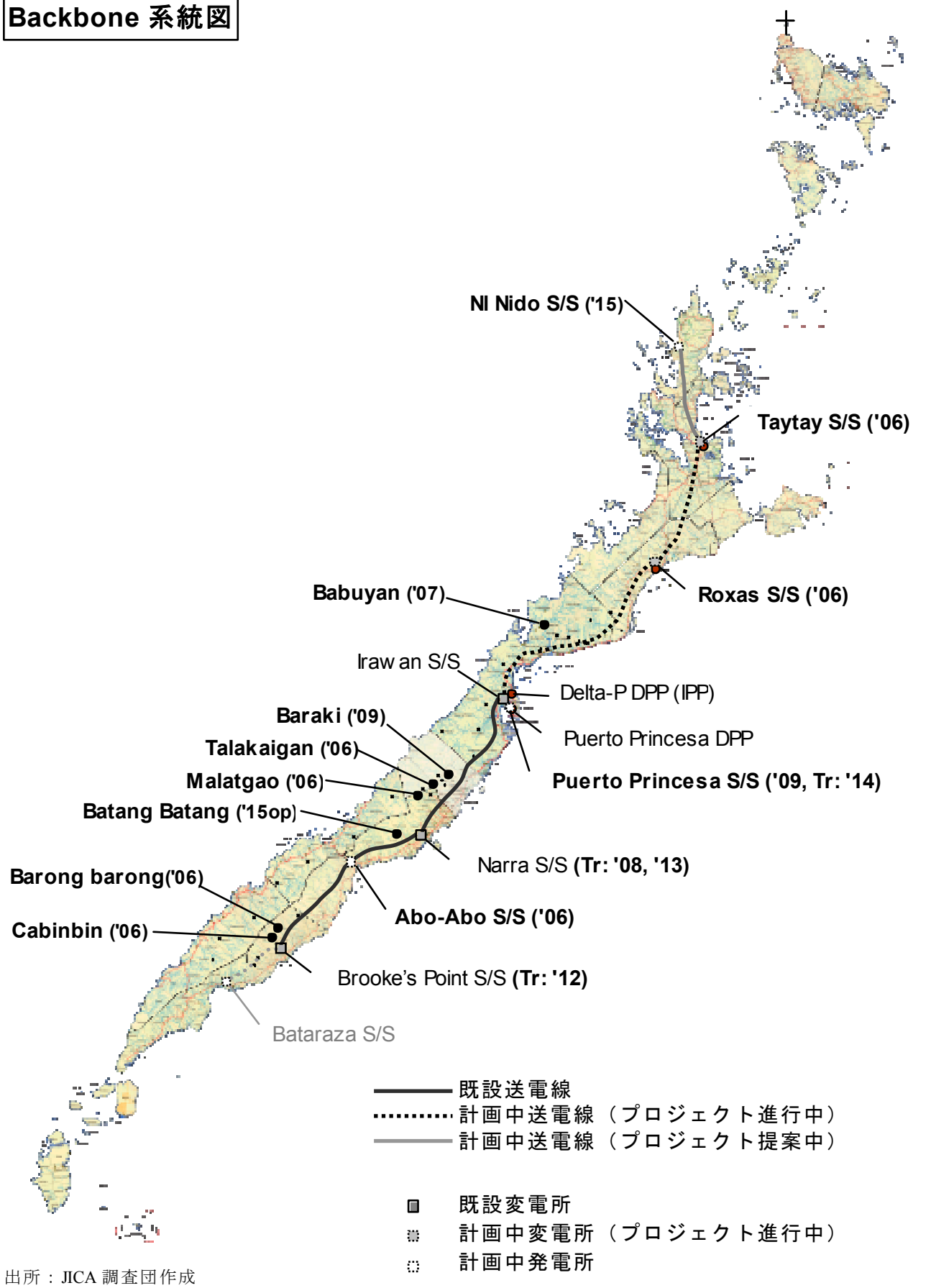


図 4.5 Backbone 系統図 (2015 年)

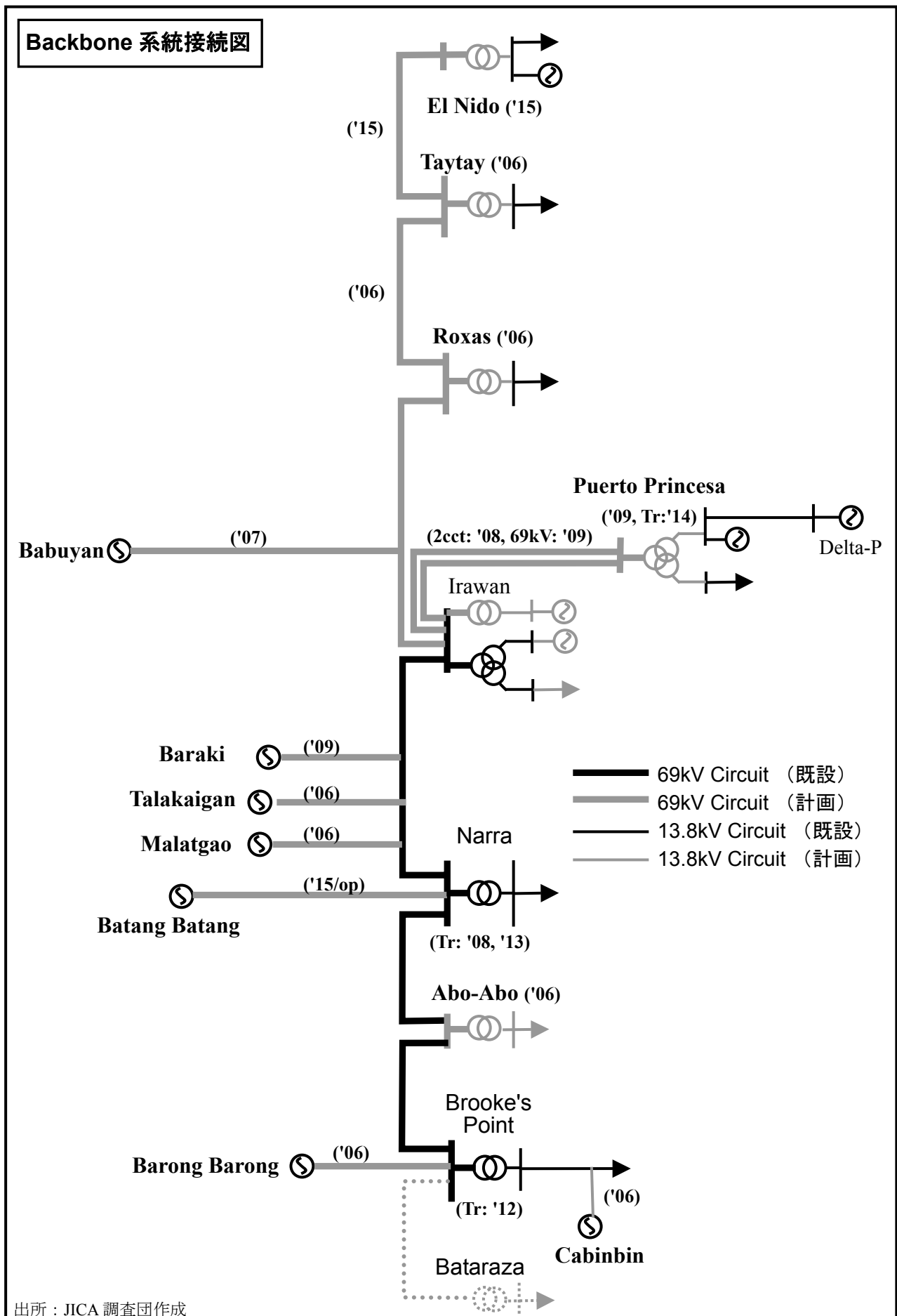
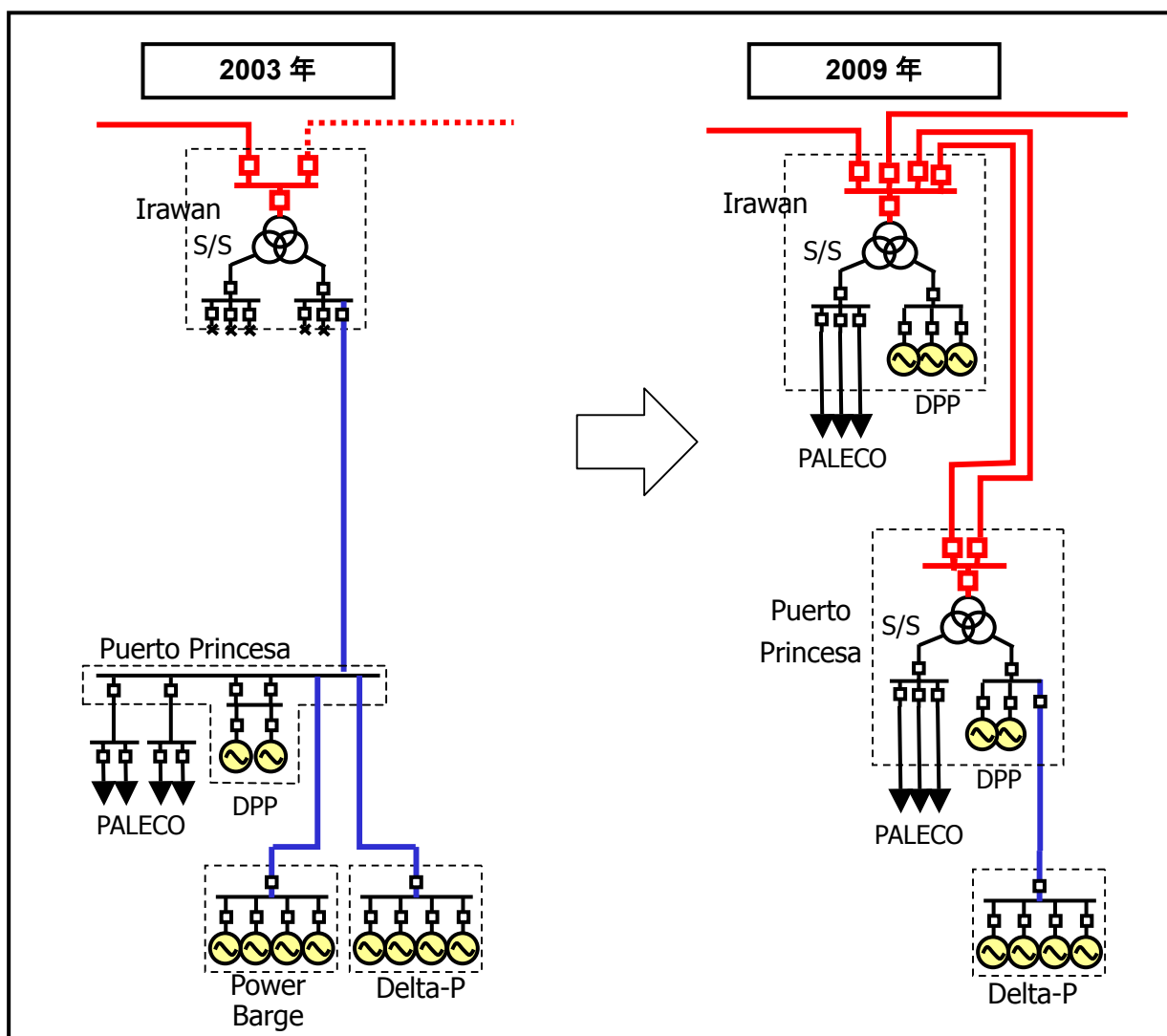


図 4.6 Backbone 系統接続図 (2015 年)



出所：JICA 調査団作成

図 4.7 Puerto Princesa City 周辺の系統構成（2009 年）

（３）Backbone 系統の系統運用計画

（２）で示した電源開発計画では、2015 年には Backbone 系統の規模はディーゼル発電機と水力発電機で 30 台以上、発電設備容量で 100MW を超えることから、系統運用はかなり複雑化し、給電指令所が必要になると考えられる。したがって、本マスタープランでは、給電指令所（Palawan Dispatching Center）の設置を 2015 年に計上する。さらに、2009 年の Puerto Princesa 変電所の新設に伴う Puerto Princesa City 周辺の系統構成の改善に合わせ、事故波及防止装置（ALD²⁴ System）を 2009 年に設置する²⁵（表 4.7 参照）。

表 4.7 Backbone 系統の系統運用計画

年	プロジェクト	区 分	備 考
2009	ALD System	System Stabilizing Equipment	
2015	Palawan Dispatching Center	SCADA/ EMS System	

出所：JICA 調査団作成

²⁴ Automatic Load Dropping

²⁵ 現在、パラワン州の発電所や変電所では、パーソナル・コンピュータが配備されているところは少ないため、運転記録の管理などに労力を要するばかりでなく、運転実績を分析するためのデジタルデータも十分整備されていない状況にある。したがって、安定かつ効率的な系統運用を行うために、給電指令所のみならず系統運用に関する基本的業務全般についての近代化が望まれる。

4. 3. 3 孤立系統の電力開発計画

Backbone 系統以外のその他孤立系統の電源開発計画を表 4.8 に示す。

2007 年の 6 箇所（表中の網掛け部）は、Backbone 系統の新規拡張により Roxas および Taytay から移設する発電機である²⁶。

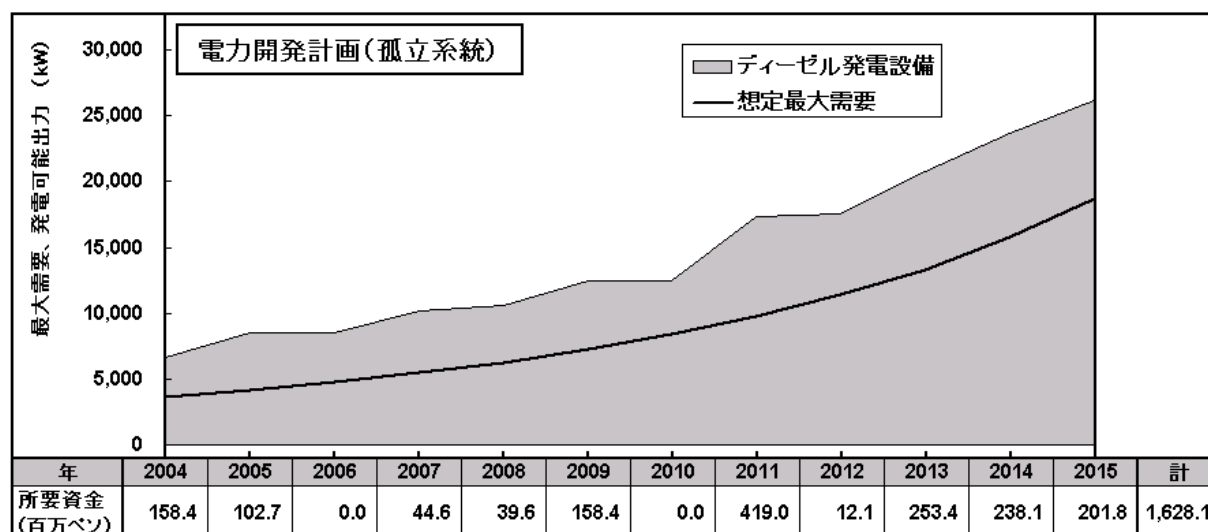
表 4.8 孤立系統の電源開発計画

（単位：kW）

年	El Nido	San Vicente	Busuanga	Cuyo	Culion	Linapacan	Araceli	Balabac	Cagayancillo	Agutaya	計
2004	-	-	2x500	2x500	-	-	-	-	-	-	2,000
2005	2x260	260	-	-	2x260	2x163	163	163	54	54	2,060
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	260	-	500	-	260	260	163	163	163	1,769
2008	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500
2009	-	-	2x500	500	500	-	-	-	-	-	2,000
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	500	500	2x1,000	2x1,000	500	-	-	-	-	-	5,500
2012	-	-	-	-	-	260	-	-	-	-	260
2013	-	500	2x1,000	-	500	-	260	260	-	-	3,520
2014	500	-	-	2x1,000	-	500	-	-	-	163	3,163
2015	-	-	2x1,000	-	500	-	-	260	-	-	2,760
計	2,020	1,520	8,000	6,000	2,520	1,346	683	846	217	380	23,532

出所：JICA 調査団作成

また、孤立系統の電源開発計画（ベースシナリオ）における最大電力（想定）・発電可能設備容量の推移を図 4.8 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 4.8 孤立系統の最大電力（想定）、発電可能設備容量

²⁶ なお、Taytay 発電所の 1 機（260kW）は他州への移転とした。

4. 3. 4 EC グリッド電力開発計画の所要資金

EC グリッド電力開発計画の所要資金（完工年計上、建設中利子を含む）を表 4.9 に示す。なお、2004 年に計画されている Irawan 変電所の臨時発電機の設置および撤去費用は含んでいない。

表 4.9 EC グリッド電力開発計画の所要資金

(百万ペソ)

年	電源開発計画			送電開発計画	系統運用計画	計
	Backbone 系統	孤立系統	小 計	Backbone 系統	Backbone 系統	
2004	-	158.4	158.4	-	-	158.4
2005	-	102.7	102.7	-	-	102.7
2006	1,226.9	-	1,226.9	514.3	-	1,741.2
2007	1,121.4	44.6	1,166.0	19.2	-	1,185.2
2008	215.6	39.6	255.2	10.5	-	265.7
2009	492.7	158.4	651.1	108.6	1.0	760.7
2010	454.1	-	454.1	-	-	454.1
2011	669.7	419.0	1,088.7	-	-	1,088.7
2012	669.7	12.1	681.8	10.5	-	692.3
2013	669.7	253.4	923.1	10.5	-	933.6
2014	1,296.9	238.1	1,535.0	44.3	-	1,579.3
2015	669.7	201.8	871.5	324.1	78.2	1,273.8
計	7,486.4	1,628.1	9,114.5	1,042.0	79.2	10,235.7

出所：JICA 調査団作成

4. 4 マスタープラン実施のための所要資金

パラワン州電力開発マスタープラン実施のための所要資金を表 4.10 に示す。

2006 年に全バランガイ電化を達成するために、2004 年から 2006 年の 3 年間で 1 億 8,330 万ペソ（年平均 6,110 万ペソ）が必要となる。2007 年以降は、家屋電化率向上のために分散型電源が投入され、2015 年におけるパラワン州全体の家屋電化率は 54.5%に達する。このための所用資金は 6 億 6,520 万ペソ（年平均 7,390 万ペソ）となる。したがって、バランガイ電化計画（2004～2015 年）実施のための所要資金の合計は 8 億 4,850 万ペソとなる。

また、年率約 14%で増加する EC グリッドの電力需要を満たすための設備開発に関する所要資金は、EC グリッド需要の約 90%を占める Backbone 系統の整備に 86 億 760 万ペソ、その他の孤立系統の整備に 16 億 2,810 万ペソとなり、EC グリッド電力開発計画の所要資金は 102 億 3,570 万ペソとなる。

以上から、パラワン州電力開発マスタープラン実施のための所要資金の総計は、110 億 8,420 万ペソとなる。

表 4.10 パラワン州電力開発マスタープラン実施のための所要資金

(単位：百万ペソ)

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
バランガイ電化計画													848.5
フェーズⅠ 全バランガイ電化	30.5	29.7	123.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183.3
フェーズⅡ 家屋電化率向上	-	-	-	75.2	76.6	77.3	80.0	75.7	76.7	77.3	78.9	47.5	665.2
EC グリッド電力開発計画													10,235.7
Backbone 系統	0.0	0.0	1,741.2	1,140.6	226.1	602.3	454.1	669.7	680.2	680.2	1,341.2	1072.0	8,607.6
孤立系統	158.4	102.7	0.0	44.6	39.6	158.4	0.0	419.0	12.1	253.4	238.1	201.8	1,628.1
計	188.9	132.4	1,864.3	1,260.4	342.3	838.0	534.1	1,164.4	769.0	1,010.9	1,658.2	1,321.3	11,084.2

出所：JICA 調査団作成

4. 5 マスタープラン実施にあたっての課題

4. 5. 1 資金源確保の難しさと現状の実施体制の限界

資金確保の面からは、マスタープランの実施に必要な資金規模は、すでに示したようにバランガイ電化計画のみで2015年までに8億4,850万ペソに上る。そのうち、2006年間までのフェーズⅠで必要な1億8,330万ペソの確保にすら多くの不確定要因がある。ましてや、ECグリッド電力開発計画に必要となる約100億ペソの調達までを考えると、これはきわめて困難な目標といわざるを得ない。

一方、電化推進体制の面からも、これまで電化の主たる担い手であったECとNPC-SPUGの二者体制だけで電化目標を達成することは、現実問題として非常に難しい。最大の理由は上述の資金面からの制約である。

ECが地方電化の推進で最大の役割を期待されていることは確かである。しかし、電力構造改革が進むなか、NEAは一般会計からの補助金の支出を除き、ECに対する融資ができなくなった。このため、今後の投資について、ECは配電事業から得られる収益をもとに、市場を通して資金を確保していかなければならない。すなわち、配電事業者としての自己責任において資金を確保していかなければならない。この点で収益確保の見通しが立たない地域への配電線の延伸は、配電事業者の立場からはますます難しくなる。

ミSSIONナリー電化に責任を持つNPC-SPUGについても、資金的な限界は明らかである。電力産業改革法(EPIRA)の成立でMISSIONナリー電化の資金源としてユニバーサルチャージの導入が認められた。しかし、現状ではNPC-SPUGが申請した金額とERCが認可した金額との乖離はきわめて大きい²⁷。しかもユニバーサルチャージで得られる収入(補助金)の大部分は既存の事業の赤字を埋めるために消えているのが実態であり、新規投資に回すことのできる資金は非常に限られる。

²⁷ MISSIONナリー電化に認められた2003年のユニバーサルチャージは、NPC-SPUGの申請金額kWh当たり9.52セントバに対してわずか3.37セントバにすぎなかった。

4. 5. 2 多様化したバランガイ電化推進体制の確立の必要性

今後電化を進めようとする未電化地域は、さらに既存のシステムから距離が離れ、かつ需要規模と需要密度が小さくなり、投資したコストの回収はさらに難しくなる。これを既存の体制の下で進めることには、余りにも現実との乖離が大きい。

このことは、今後の電化の推進にあたっては、NPC-SPUG の電源や EC 既存配電線の延伸に依存しない、よりコストを抑え、かつ事業運営がより簡単なミニグリッドを使った電力供給、あるいは BCS や SHS といった独立型の電源が重要な役割を担うことを意味する。

このような電源の運営には、まさに多様化した新しい事業モデルの導入が必要であり、問題を抱えながらも以下のような原型となる形態がすでにいくつか存在している。

(1) バランガイ電力組合 (BAPA)

バランガイ住民が運営する BAPA はそのひとつである。しかし、BAPA には問題も多い。事業運営に当たって必要となる維持管理 (O&M) のための技術的な基盤がなく、資金的にも非常に脆弱である。現状では、バランガイが EC あるいは LGU が建設した設備を受け取り、その設備を使って住民への電力供給を行っているが、設備の故障や修理が必要となった場合、結局は EC や LGU 頼みとなり、設備が停止したまま放置される危険性をはらんでいる。

加えて、コストの負担の点で住民の不満がある。EC の小売り料金が 5.8 ペソ/kWh であるのに対して、BAPA の配電事業では受益者の負担額が 15 ペソ/kWh ときわめて高いものになっている。

(2) SHS ディーラー

SHS の普及も選択肢の一つである。SHS の販売には、大別して、需要家に SHS をリースして毎月の使用料を徴収する方法と、需要家が設備を買い取り、ディーラーが販売後のサービスを有償で提供する方法がある。現在、パラワンで事業を行っているシェルは後者の方法をとっている。これは、リース方式とした場合には、リース料金の貸し倒れのリスクが高く、彼らが過去の経験からそれを嫌ったためである。

シェルの事業は現在順調に伸びているが、それを支えているのはオランダ政府からの初期投資 (購入代金) に対する補助²⁸である。すなわち SHS 販売の拡大が補助金によって支えられていることは否めない。ちなみにオランダ政府からの補助金は総額で 500 万ドル、1 万 5,000 台の販売が達成した段階で補助が打ち切られる。

このような直接的な補助金の提供には限りがあるため、SHS の普及を本格的に根付かせるためには、受益者が個人的に資金を調達できる金融制度を整備することがより重要である。

(3) 認定第三者²⁹によるミニグリッドを使った配電事業

これは EC が配電線を延伸する見込みのない地域について、EPIRA が定めた認定第三者が事業者となる事業権契約³⁰に基づいたミニグリッドによる配電事業である。この事業モデルは、すでに世銀の APL の中に組み込まれており、パラワンにおいても 40 のバランガイで実施が計画されている。また、KEPCO のバランガイ寄付プログラムの中でも、この方式が選択肢の一つとなっている。

ただし、事業性については前提条件となる需要家の規模により経済性が変化するために、個別

²⁸ 50Wp の標準モデルの価格は補助金がなければ約 3 万 3000 ペソであるが、補助金により 1 万 9360 ペソで販売している。

²⁹ Qualified Third Party

³⁰ Concession Agreement

のケースごとにそれを評価しなければならない。世銀の APL では 6,600 万ドルの資金が準備される計画であり、またユニバーサルチャージからの補助も道が開かれている。

この事業の仕組みでは、最終需要家に対する料金がどの程度の水準で設定できるのか、またどの程度の補助が得られるのかによって、投資家（事業者）のインセンティブは大きく変わる。今のところ、DOE は補助金を初期投資だけに限定し、事業者の規律を守るために運営費用に対する補助は行わないという立場を明確にしている。

また、BAPA の場合と同様に、EC に比較して料金設定が高くなる可能性があり、事業者の利益の確保と需要家からの不満を押さえることの妥協点をどこに求めるかが難しい問題となる可能性がある。

（４）個人が所有する設備を使った電力供給（POPS）

需要規模があまりにも小さく事業として成立しない地域では、個人が所有する発電設備を使った近隣家屋への電力供給も選択肢の一つとして考えなければならない。ここでは小型の発電機が使われ、そこから近所の家屋に配電線を引いたり、あるいは BCS を設置したりして、近隣住民に電源を提供する。

設備は全く個人の所有物であり、必ずしも事業を目的として設備を設置しているわけではない。したがって、電気を受ける受益者との間で明確な契約関係があるわけではなく、また公認された料金の設定があるわけでもない。この点で、電力供給の仕組みとしてどの程度の社会的な信頼性と持続性が担保できるのかという懸念は残る。

4. 5. 3 投資コストの回収と料金問題

今後の電化計画の達成には、電化体制が多様化したものでなければならないことは、説明したとおりであるが、どのような体制で電化を進めるにせよ、投資コストの回収と料金問題については、別途、大きな問題を抱えている。

バランガイ電化にあたって、EC の電気料金と BAPA のような自主的な組織の電気料金との間にはすでに大きな格差が発生しており、それが需要家の立場から潜在的な問題（不満）となって現れてきている。

受益者負担の考え方を持てれば、そのような料金格差は当たり前のこととするのか、あるいは PGP の立場から州民の公平性という理念を追求するのか、二つの考え方がある。もし、後者の立場を取るならば、これは補助金のあり方と財源の確保について、基本に立ち返って検討しなければならない問題である。

4. 5. 4 EC グリッド開発計画に不可欠な国家政府からの資金的な支援

バランガイ電化と並行して進めなければならない EC グリッド開発計画に必要な 100 億ペソにも及ぶ投資を現在の NPC-SPUG と EC の収支の中で賄うことは、もはや不可能である。

NPC-SPUG の投資については、将来の所要投資額に対して明らかに不足しているユニバーサルチャージの増加を図らなければならない。

パラワン州における EC グリッド開発のための所要資金は 2004 年から 2015 年の 12 年間で、年平均約 8 億 6,000 万ペソとなる。この所要資金をすべてフィリピン国全体のユニバーサルチャージにて確保すると仮定すると、2004 年のフィリピン国全体の販売電力量想定 58.8 億 kWh より、追加的に必要となるユニバーサルチャージの増額は 1.49 センタボ/kWh となる。

2003 年に ERC が認めたユニバーサルチャージは、NPC-SPUG の申請額 9.52 センタボ/kWh に対し、約 3 分の 1 程度の 3.37 センタボ/kWh にすぎなかった。このように、低いレベルに抑えられているユニバーサルチャージに対して、今後 12 年間にわたり、パラワン州のためだけにさらにユニバーサルチャージを上乗せすることはかなり難しいと思われる。また、一般的に販売電力量は高めに想定される傾向にあることを考慮すると、更に状況は厳しくなる。

しかしながら、一旦確保されれば確実な収入源となることから、ユニバーサルチャージについては今後も増額の申請を続けていかなければならない。

ユニバーサルチャージの増額ばかりでなく、新たな原資として援助機関からの資金の動員、さらには民間投資の促進を進めなければ、この多額の所要資金を賄うことはもはやできない。

このような資金問題への対応は、もはや州政府の能力を超えており、資金面で中央政府の強力な支援が不可欠である。

第5章 提言

本章では、パラワン州の電力開発計画を達成するために必要となる体制面と資金面から、以下の提言を行う。

5. 1 パラワン州政府（PGP）の役割の明確化と体制の強化

本マスタープランを成功させるためには、第4章で示した多様化した事業モデルを実行に移さなければならない。公的資金ばかりでなく、民間あるいは個人の資金も動員してやらない限り、電化に必要な資金を賄うことはできない。そのためには、PGP が市場に多くの参加者を求め、その事業運営環境を整備することがとりわけ期待されている。この点で、PGP の役割と今後取り組むべき課題をより明確にする必要がある。

（1）PGP の役割の明確化

PGP は政策決定者として機能すべきであり、直接事業運営に関与することは必ずしも望ましいことではない。

その主たる理由の一つに、官庁が持っている機能と事業者に求められる機能とは大きく異なる点があげられる。具体的には、LGU に十分な O&M の能力と予算的な裏付けがないために、所有する発電設備が停止したまま放置されているという事例が指摘できる。このような事態を避けるため、もし政府が O&M にまで責任を持とうとすれば、それは州政府にとって本業ではない組織の肥大化につながり、行政コストの増大を引き起こす懸念が高い。

他方、政策決定者としての PGP に最も求められる役割は、フィリピン政府や議会に対する様々な働きかけである。NPC-SPUG や EC の事業計画に対する政策的支援、場合によっては政治的な働きかけも行わなければならない。パラワン州の電化促進にあたって、NEA の補助金、DOE の予算、海外ドナーからの援助基金を含めて、国家政府から流れる資金は非常に重要である。加えて、パラワン州の電化を促進するために必要な制度整備についても PGP が率先して行わなければならない。

（2）マスタープランの見直しと電化プログラムの立案

本マスタープランは、フィリピン政府の拡大地方電化（ER）プログラムの一環として 2015 年までのパラワン州の電化計画の青写真を描いたものである。しかし、この青写真は実際の電化の進捗によって修正されるべきものであり、定期的な見直しが必要である。

PGP は電化を実行するために、マスタープランに基づいて具体化した中期的な電化プログラムの立案と、さらにそれを構成する個別プロジェクトへの支援を行うべきである。

電化プログラムの内容については、2015 年までの年次別の電化目標と、それを達成するために必要な個別プロジェクトの想定が必要である。現在実施中である個別プロジェクトの進捗状況を常に把握し、工程の遅れや大きな変更が生じた場合に、その対応策あるいは代替プロジェクトの提案、さらに関係者（EC、NPC-SPUG、民間事業者、受益者、フィリピン政府、海外の援助機関など）に対する働きかけを行うことが PGP の重要な役割である。

PGP の強力な支援が必要な分野は、新しい事業モデルの実施体制の確立である。とりわけ住民が主体となつて行う事業運営形態、例えば BAPA や POPS は電化を拡大する上で重要な役割を果たすことが期待されている。その反面、住民主体の組織は財務的にも技術的にも基盤が非常に弱

い。彼らに対する資金提供や O&M のための技術支援について、パラワンの地方銀行や EC の支援は不可欠である。PGP はそのために必要な仕組みを作っていかなければならない。

（３）PGP におけるエネルギー担当部局設立の必要性

上述のように、PGP が本調査で提示したマスタープランを実現するためには、多様化した電化推進体制の構築、政策者としての主導性の発揮、電化プログラムや電力プロジェクトの計画策定を進めなければならない。この点で、PGP の果たすべき役割はきわめて重要である。

しかし、このような重要な役割を担うべき PGP には、これまで電力開発を含めたエネルギー部門を専門に統括する組織が存在しなかった。唯一、今回のマスタープラン調査を実施するために計画開発室³¹から 6 名の職員をマスタープラン調査に任命するにとどまっているのが現状である。

今後、マスタープランを実行するために、現在のこの暫定的な組織を専任の組織として独立させ、その機能の強化を図ることが求められる（仮称エネルギー局の設立）。そして、このエネルギー局は、以下の任務を遂行しなければならない。

- マスタープランの定期的な見直し
- マスタープランに基づいた個別の電化プログラムや電化プロジェクトの計画策定
- 電化プログラムやプロジェクトの計画作りに必要となる基礎データの包括的な収集、分析、そして関係者がそれを活用できるようなシステムの整備
- EC、NPC-SPUG、民間投資家、そして受益者など、様々な主体者が進める個別電力プロジェクトの調整と政策的な支援
- 電力開発のための新・再生可能エネルギー開発と導入の促進
- マスタープランの実現に必要な具体的な政策の提示、および中央政府や議会との調整や必要な働きかけ
- 電力開発に必要な資金を確保するための仕組み作りとその管理（具体的な地方電化基金の設置とその機能についての提案は、5.3 節に記述する。）

加えて、このような組織機能を十分発揮し、さらに向上させていくためには、今後も人材を含めた能力強化の継続が必要である。

5. 2 エネルギー省（DOE）の政策的支援と地方電化促進のイニシアティブ

DOE にとっても、地方電化の推進は電力構造改革のなかで進めるべき大きな課題であり、パラワン州の電力開発の成果は大きな試金石でもある。

地方電化の中で NPC-SPUG が将来にわたって大きな役割を負うことに変わりはない。しかし、その事業予算規模を見ても明らかのように、現在認められているユニバーサルチャージは将来必要な投資に対して明らかに不足している。DOE は、ユニバーサルチャージの増額を求めて議会や ERC に対して強く働きかけを行うべきである。

もちろん、ユニバーサルチャージの増額だけで問題が解決するわけではない。国レベルで見ても、国家政府から提供できる資金量は地方電化に必要な資金に比べ非常に限られている。これを補うためには、民間や援助機関からの資金の動員は不可欠である。

³¹ Planning and Development Office

さらに EC 配電線の延伸による地方電化の推進だけでなく、分散型電源（例えば SHS）の導入促進、住民型電化事業（例えば BAPA）の支援、民間事業者によるミニグリッドシステムの運営などの新しい事業モデルを実現していかなければならない。この点で、DOE は新しい電化の仕組み作りについて政策的支援を行うべきである。

5. 3 地方電化基金の設置と資金動員の仕組み作り

EC や NPC-SPUG のように予算的な基盤を持った組織については、問題は残るものの資金調達の道は概ねできている。これに対して、今後の電化で重要な役割を果たすであろう家庭用 SHS の普及やミニグリッド事業では、不足する資金を動員するための仕組み作りが必要である。

本マスタープランでは、新たな資金調達の仕組みとして、PGP が管理する「地方電化基金プール（REFP³²）」の設置と、この資金を使った地方電化の促進を提案する。

5. 3. 1 資金源

この REFP は様々な制度を通して獲得できる資金を管理するための複数の基金をまとめて管理するプールであり、この資金を使ってプロジェクトベースの新規投資を行ったり、既存設備の O&M 予算を提供したりすることを目的とする。基金の原資となりうる財源としては、次のものを想定する。

（１）エネルギー規制 1-94（ER 1-94）

PGP が管理可能な財源として ER1-94 がある。このうち電化基金³³ 0.5 センタボ/kWh の全額と所得基金³⁴ 0.25 センタボ/kWh の一部は地方電化に使うことが可能である。

所得基金は住民の生計を向上するためのプロジェクトに適用することが目的であるが、電化を進める際の家屋配線工事、電力供給のために必要な運転費用にも使うことが認められている。

EPIRA の実施規則（IRR）の施行により、これまで ER1-94 の適用が免除されていた小型の発電機にも課金されるようになった。これにより、今後、パラワン州においても Delta-P や NPC-SPUG が運転するディーゼル発電所についても ER1-94 の支払い義務が生じ、これが財源として確保できるようになった。

仮に ER1-94 による 0.75 センタボ/kWh の歳入が見込まれるとすると、2004 年～2006 年におけるパラワン州 EC グリッドの想定発電電力量（表 4.4 参照）より、2015 年までに期待できる歳入額計は、約 2,750 万ペソと推定される。しかしながら、これは 2015 年までのバランガイ電化のための所要資金総額 8 億 4,850 万ペソのわずか 3.2%に過ぎない。このことは、ER1-94 による資金調達は、2015 年までのバランガイ電化計画全体の根本的な資金不足解決策とはならないことを示している。

しかしながら、2006 年までに期待できる歳入額計は、約 340 万ペソとなり、分散型電源によるバランガイ電化のための所要資金は約 35 万ペソ／バランガイであることより、2004 年から 2006

³² Rural Electrification Fund Pool

³³ Electrification Fund

³⁴ Livelihood Fund

年の間における 9 バランガイ分の電化資金が確保できることとなる。これは、2003 年末時点において電化資金の目途が立っていない 20～30 のバランガイの電化資金として期待できるものである。

（２）天然資源開発による利益の配分³⁵

これは IRR の規定 29 の B に規定されるものであり、資源開発またはその利用に携わる機関・企業³⁶は地元の LGU に対して売り上げの 1%、または政府に支払う資源税、ロイヤルティ、報酬³⁷の 40%のいずれか高い金額を支払うことが求められている。

パラワン州でこれに相当するものとしてマランパヤの天然ガス開発プロジェクトがあり、ここからのロイヤリティにこの規定を適用することができる。ただし、現状ではマランパヤガス田の地理的な位置がパラワン州に属するか否かを巡って、中央政府と係争中であり、結論が出ていない。

もし、パラワン州の権利が認められたならば、2021 年までに総額で 20 億ドルほどの資金が確保できる。

（３）先進国企業からの資金提供

パラワン州の電化プロジェクトでは小水力、太陽光、バイオマスといった新・再生可能エネルギー利用の可能性が高い。これらのプロジェクトにクリーン開発メカニズム（CDM）を適用することで、先進国企業から資金提供を受ける仕組みを作ることができる。

基本的な考え方は、PGP が中心となり CDM 基金を設立し、温暖化ガス（GHG）の枠を取得したい海外の企業から出資を募る。その基金を CDM プロジェクトの投資資金として使い、その見返りとしてプロジェクトから得られる GHG 排出枠を出資比率によって企業に配分するものである。

フィリピンは 2003 年 11 月に京都議定書を批准したことで、CDM 導入の基盤ができ上がった。すでに天然資源環境省（DENR）の中に国の認定機関（DNA³⁸）を設置することが決まっている。新・可能エネルギーを利用した CDM プロジェクトの成立について、フィリピン政府や援助機関の間で準備が進んでいる³⁹。この点で、CDM を使う基盤が整いつつある。

（４）地方税の導入

これは州内の配電事業者を対象に地方税をかけるものである。具体的には対象として EC を想定する。

EC は NPC-SPUG からの卸電気の購入や配電線への投資、さらには設備の維持管理で継続的な補助を受けており、それによって料金水準を押さえている。しかし、そのような継続した補助の仕組みができていない電化事業、例えば、BAPA では、きわめて高い料金設定とならざるを得ない。この地方税の目的は、このような不整合を少しでも是正しようというものである。

ただし、このような地方税の導入に当たっては、以下の点で関係者の間でより踏み込んだ検討が必要である。

BAPA は、LGU や EC からほとんど無償で設備が提供されており、確かに初期投資に対する補

³⁵ Share of benefit from utilization and development of the national wealth

³⁶ Any agencies, corporations, and entities, which engaged in the utilization and development of the natural wealth

³⁷ National wealth taxes, royalties, fees or charges

³⁸ Designated National Authority

³⁹ UNDP が DNA 設立のための技術援助を決めている。

助は行われている。ところが、初期投資の形態がどうであれ、設備償却費や修繕費用の回収は、事業を継続するために必要であるものの、現状ではそのための仕組みができておらず、事業の継続性に問題を抱えている（すでに顕在化しつつある）。受益者負担の原則により、もしこれらの費用をすべて料金に転嫁した場合、あまつさえ高い現状の BAPA の料金水準（kWh 当たり 15 ペソ）にさらに償却費を上乗せすれば 30～40 ペソにまで跳ね上がってしまう。このような事情から、実態としてコストの転嫁は現実性を欠くこととなる。

もう一つの課題は、フィリピンではこれまでの電気事業に対して行ってきた内部補助の構造を是正しようとする改革が行われており、このような仕組みを使った補助の再配分が妥当であるのかといった反論も当然出てくる。

地方税の導入による電化基金額については、仮に EC の販売電力量に対して 1 センタボ/kWh の地方税を課すと仮定すると、パラワン州 EC グリッドの想定販売電力量（表 4.4 参照）より、2015 年までに期待できる歳入額計は約 3,230 万ペソとなる。これは 2015 年までのバランガイ電化のための所要資金総額のわずか 3.8%にすぎず、ER1-94 と同様、資金不足の根本的な解決策とはならない。

しかしながら、2004 年～2006 年の歳入額計は約 400 万ペソと推定され、2006 年までの 11 バランガイの電化資金として期待できる。

5. 3. 2 基金の適用

前述の資金源をもとに運用する REFP の支出については、次のような枠組みを通して実施することを想定する。

（１）SHS 基金を通した SHS 普及促進

すでに、SHS の販売では、現在オランダ政府の無償援助を通して補助が行われ、これが支えとなって SHS の普及は順調に進んでいる。

このような状況下で、PNRELSP⁴⁰の中で UNDP/GEF の支援により、金融機関からの個人向け融資の仕組みとその際に発生する貸し倒れリスクを回避するための仕組みを作ろうとしている。また、世銀の APL でも商業銀行から地方銀行に資金を流すための資金源を提供しようとしている。これらは、通常の商業銀行からの貸し出しが難しい与信能力の低い個人に対して、その間に地方銀行やマイクロクレジットを入れることで融資の道を開くことがねらいとなっている。

加えて、融資の返済が破綻する可能性もあることから、貸し倒れに備えてリスク分担のための損失準備基金⁴¹作りも PNRELSP において提案されている。

いずれにせよ、今後のパラワン州の電化を進める上で SHS の役割がきわめて重要である。このため、個人向けの融資の拡大とそれを保証するためのリスク分担のための制度整備は不可欠である。

PGP は既存の制度と連携する形で SHS 基金を作り、ディーラーへの支援、住民への資金提供（公的融資や頭金への一部補助など）といった方法を通して、SHS 販売事業を支えることが必要である。

⁴⁰ Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project

（２）O&M 基金を通じた設備再投資のための償却費の回収と O&M 費用の準備

現在すでに LGU あるいは EC から BAPA に対して発電設備を貸し与えるという仕組みがある。さらに今後、このような仕組みを拡大することも期待されている。

これまで LGU と EC のいずれの場合も、無償あるいはそれに近い形で設備が住民組織に貸し与えられており、料金を通じた設備費用の回収は行われていない。ここで問題となるのは、設備には寿命があるため、その償却費を回収しないと、再投資の際に改めて資金を調達しなければならない点である。この点で、BAPA に貸し与えた設備費用の回収を可能とする資金面からの仕組みを準備しておかねばならない。

EC が設備を所有する場合には、その資産は EC のバランスシート内にあり、EC の財務のなかで償却が行われている。このため、たとえ BAPA から設備の償却費用が回収できなくても、EC の料金からそれを回収することは可能である。

しかし、LGU が所有する場合には、問題点が異なる。そもそも政府はバランスシートを持たないため、償却という概念もない。また現状において、パラワン州の LGU が BAPA から受け取る設備の賃貸料は年間 1 ペソであり、償却費の回収にはほど遠い。また、O&M 費用を料金から回収する仕組みがないために、支出（費用）と収入（費用の回収）を均衡させるという仕組みになっていない。その結果、政府に毎年の予算が準備できなくなると、電化事業の運営が維持できなくなる。

さらに、将来の問題として懸念される点は、今後 LGU がより多くの設備を保有し、それを現在の仕組みのままで BAPA に貸し与え続けると、再投資のための資金と日常の O&M 費用が年々膨らんでいき、その結果、PGP の財政負担が年々重くなっていくことである。

O&M 基金の目的は、このような問題を解決するため、料金に転嫁しきれないコストを負担しようというものである。

（３）一般プロジェクト用投資基金

これは電化のための新規投資、あるいは既存設備の拡張のための資金を提供するための基金である。基金の適用範囲はできる限り広くし、LGU が所有して BAPA に貸し与える設備の建設資金、あるいは民間事業者が投資する際の資金の一部として融資することが可能である。

主な資金源としては、ER1-94 の電化基金、あるいは IRR の規則 29 に基づく「天然資源開発による利益の配分」を想定する。

（４）CDM プロジェクト用投資基金

これは資金源の検討で述べたように、CDM プロジェクトに限定して海外の企業から集めた基金を特定のプロジェクトに対して適用するものである。

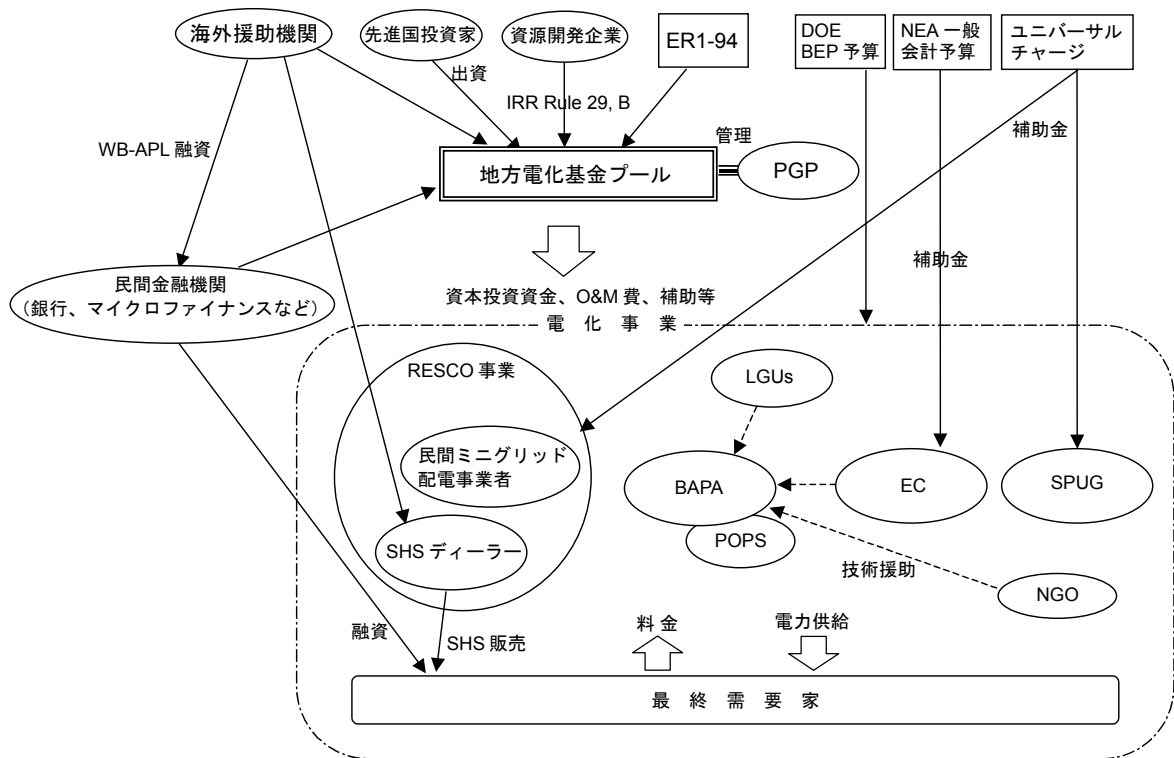
ただし、パラワンの場合は電化プロジェクトの規模が非常に小さいために、CDM を個別のプロジェクトごとに適用することは、認定に要する費用から見て現実性を欠く。このため、パラワンでは、PGP が中心となって、モデルとなる事業を設計し、このモデルについて CDM の認定を取得し、多数の同型のプロジェクトとして実施する必要がある。

一方、この基金の適用を望むプロジェクトは、この基金の枠内で設計された事業モデルをそのまま適用することで、自動的に CDM プロジェクトに仕立てることができる。

このような仕組みにより、CDM としての認定を受けるという作業は当初のモデル事業の作成段階だけで済み、プロジェクトの実施段階で認定取得を繰り返すという重複を避けることができる。

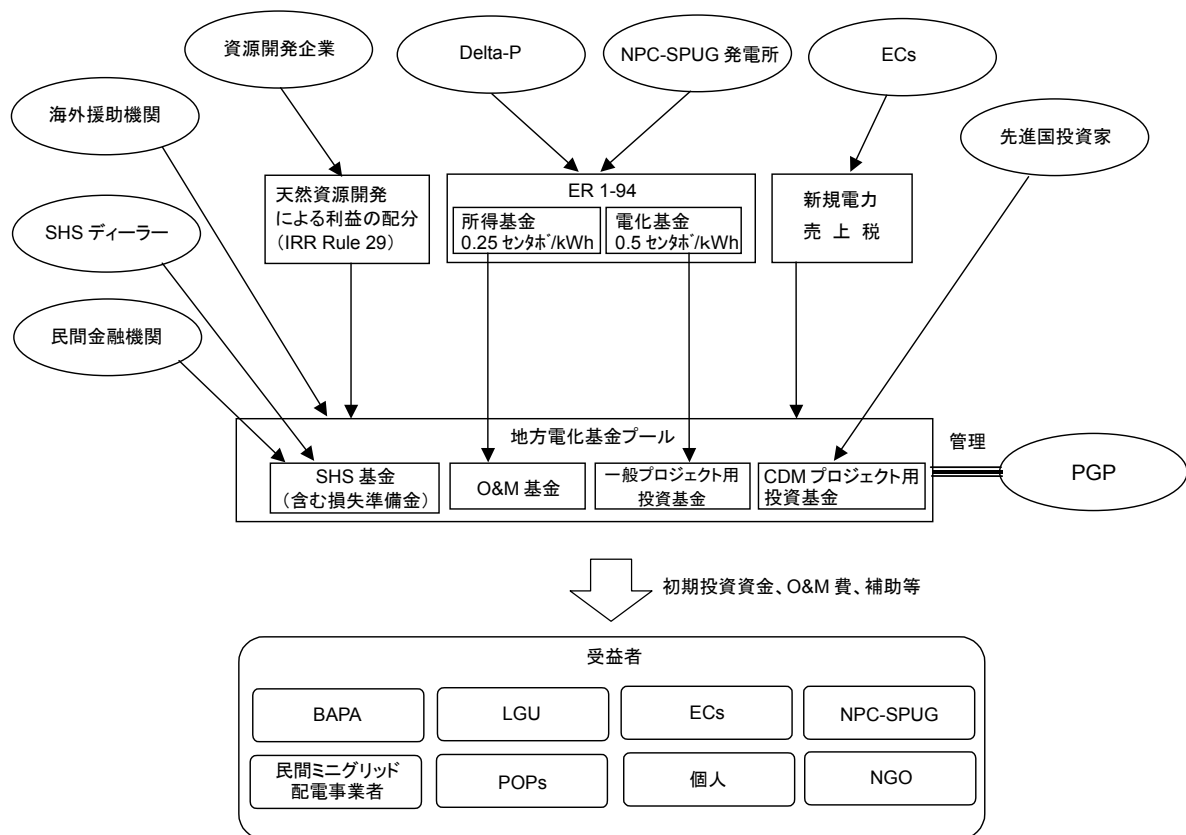
CDM については、ベースラインの設定、GHG 削減効果の評価、CDM プロジェクトとしての申請手続きに時間と費用を要するために、基金を設立した当初の段階で早急にこれを行わなければならない。

⁴¹ Loss Reserve Fund



出所：JICA 調査団作成

図 5.1 パラワン州の電化推進体制



出所：JICA 調査団作成

図 5.2 地方電化基金プール制度の仕組み

5. 4 今後の支援の方向性

本章の最後にパラワン州の電力開発計画を達成するために必要な支援の方向性について、以下の項目を中心に提案する。

- ①水力電源開発に関する支援
- ②送電開発・系統運用に関する支援
- ③BAPA 事業の持続可能性向上に関する支援

5. 4. 1 水力電源開発に関する支援

パラワン州政府は、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、今後は需要予測、電源開発計画などを独自で行いマスタープランを作成し、それをステークホルダー（ドナー、民間企業、NGO等）に開示し、必要な技術および資金を ODA や民間投資より確保することとなる。しかしながら、電力開発の青写真であるマスタープランのみでは、電源開発候補の設備規模や地点の概略は把握できるが、事業の収益性や自然社会環境への影響は不明である。したがって、事業実施可能性評価を実施するなど電源開発候補に関するより具体的な情報に提供し、ステークホルダーがパラワン州の電力開発計画に参画しやすい環境を整備する必要がある。

これまでのパラワン州にある電源はすべてディーゼル発電であったが、本調査の 2015 年までの電源開発計画では、ディーゼル発電 71.55MW に併せ、水力発電 7 箇所 17.75MW が候補として選ばれた。自然環境への負荷が小さく、CO₂ の削減効果が期待でき、国内資源でもある小規模水力発電は、フィリピン国およびパラワン州における電源としてのプライオリティも高い。したがって、本調査で提案した水力電源候補は、パラワン州全体の利益に繋がることは明らかであり、開発を進めるべきである。しかしながら、水力発電はその地点特性によって事業実施可能性が大きく変化するため、候補地点の現状を反映した事業実施可能性評価が必要不可欠となる。

本調査で提案した 7 箇所の水力発電候補のうち、4 箇所は机上検討となっており、乾季に現地踏査を行い有望な地点を抽出し、少なくとも Pre-FS レベルの検討が必要である。残りの 3 箇所も Pre-FS レベル以上の調査が実施済であるが、環境面での現状確認調査を実施し、規模の変更等検討を行なう必要がある。

表 5.1 事業実施可能性評価実施状況

No.	地点名	出力(kW)	投資額（百万ドル）	MP 上の開発時期	既 存 調 査
1	Babuyan	5,600	17.7	2007 年	FS, 1992
2	Cabinbin	800	1.2	2006 年	Pre-FS, 1999
3	Batang Batang	6,495	20.0	2015 年	FS, 2000
4	Malatgao	2,200	5.3	2006 年	マップスタディ
5	Barong Barong	620	1.5	2006 年	
6	Talakaigan	990	2.5	2006 年	
7	Baraki	840	3.2	2009 年	
	Total	17,750	51.4		

出所：JICA 調査団作成

本調査にて州政府が習得した技術はマスタープラン作成レベルまでであり、州政府の事業実施可能性評価能力および財政状況を勘案すると、水力発電開発の実施体制は十分ではない。したがって、パラワン州の電力開発計画、特に水力発電計画を達成するためには、州政府への事業実施可能性評価および事業受入体制に関する技術移転を行い、パラワン州政府の事業管理能力を向上させる必要がある。

5. 4. 2 送電開発・系統運用に関する支援

本調査で提案した 2015 年までの EC グリッド電力開発計画の達成のためには、100 億ペソ以上の投資を必要とし、ユニバーサルチャージの増額だけでなく、民間や援助機関からの資金の動員が不可欠であると 5.2 節で述べたが、EC や NPC-SPUG のように予算的な基盤を持った組織については、問題は残るものの資金調達の道は概ねできている。あとは、電源開発計画に沿って送電開発を進めることである。ただし、計画から運転開始までのリードタイムが比較的短いミニグリッドやスタンドアローンシステムによる電化プロジェクトに対して、EC グリッドのプロジェクトのリードタイムは長く、至近年に計画されているプロジェクトについては、その工期を考慮すると、早急に実行に移す必要がある。

本調査では、今後の需要増加に対応し、下表に示す Backbone 系統の送電開発計画および系統運用計画を提案した。Backbone 系統の北部ルートの特長に係るプロジェクトについては、既に工事を開始しているため支援の必要性は低い、至近年（～2009 年）に計画されている 13.8kV Irawan-PPDPP Tie Line の 69kV 昇圧、69/13.8kV Puerto Princesa S/S 新設、69/13.8kV Abo-Abo S/S 新設、69/13.8kV Narra S/S Tr 増設については、机上検討となっており詳細検討は行われていない。したがって、これらのプロジェクトに関する Pre-FS 実施を支援し、送電開発の遅れが電力開発計画を進める上での障害をとらないようにする必要がある。

表 5.2 Backbone 系統の送電開発計画（水力のアクセス送電線を除く）

年	送電線	変電所
2006	69kV Puerto Princesa-Roxas T/L 新設 69kV Roxas-Taytay T/L 新設	69/13.8kV Roxas S/S 新設 69/13.8kV Taytay S/S 新設 69/13.8kV Abo-Abo S/S 新設
2008	13.8kV Irawan-PPDPP Tie Line 2 回線化	69/13.8kV Narra S/S Tr 増設
2009	13.8kV Irawan-PPDPP Tie Line 69kV 昇圧	69/13.8kV Puerto Princesa S/S 新設
2012		69/13.8kV Brooke's Point S/S Tr 増設
2013		69/13.8kV Narra S/S Tr 増設
2014		69/13.8kV Puerto Princesa S/S Tr 増設
2015	69kV Taytay-El Nido T/L 新設	69/13.8kV El Nido S/S 新設

出所：JICA 調査団作成

表 5.3 Backbone 系統の系統運用計画

年	プロジェクト	区 分
2009	ALD System	System Stabilizing Equipment
2015	Palawan Dispatching Center	SCADA/ EMS System

出所：JICA 調査団作成

5. 4. 3 BAPA 事業の持続可能性向上に関する支援

今後電化を進めようとする未電化地域は収益性が低い地域であるため、既存の NPC-SPUG および EC による電力供給体制ではなく、BAPA のような、よりコストを抑え、かつ事業運営がより簡単な多様化した新しい事業体制の導入が必要であることを 4.5.2 で述べた。

パラワン州に BAPA は 6 地点あり、これまでのところ故障や財務的問題等により電力供給が不能となっている BAPA はない。しかしながら、4.5.2 で述べたように、現在の BAPA 事業は、運営に当たって必要となる維持管理のための技術的な基盤がなく、資金的にも非常に脆弱であるため、その持続可能性は低い。最も大きな問題は、大規模なオーバーホール、および耐用年数が過ぎた際の再投資費用のための留保が行われていないという点である。

表 5.4 BAPA 一覧

	バランガイ	ムニシパリティ	設立年月日
1	Bgy. Port Barton	San Vicente	2001 年 9 月 1 日
2	Bgy. Sta. Teresita	Dumaran	2001 年 10 月 1 日
3	Bgy. Poblacion	Dumaran	2001 年 10 月 1 日
4	Bgy. Liminangcong	Taytay	2001 年 12 月 17 日
5	Bgy. Manamoc	Cuyo	-
6	Bisucay Island	Cuyo	-

出所: BAPA Evaluation Report FINAL

本調査を通じて、BAPA 事業の維持管理上の問題点を認識したパラワン州政府は、既存 BAPA の事業評価を実施した。しかしながら、BAPA 事業の経験が浅く、その運営に関するデータおよびノウハウが十分に蓄積されていないこと、また、州政府の人材および人員の不足から、その結果は前述した技術的・財務的課題を明らかにしたに過ぎない。今後新たな BAPA 事業を実施するためには、現状の課題を克服した新たな BAPA 事業スキームを構築する必要があるが、具体的なプロジェクト形成に関する州政府の経験は少なく、新たな BAPA 事業の構築および実施に向けた体制は十分ではない。したがって、既存 BAPA に関する事業評価手法も含め、新しい BAPA 事業スキームを構築するための技術移転を行う必要がある。それには、受益者の負担額の考え方、再投資費用の確保・運営・管理手法、データおよびノウハウの蓄積等に関する技術が含まれる。

また、受益者が継続的に電気料金を支払っていくためには、BAPA 事業を行った地域の経済活動を活性化する必要があり、受益者に対するライブリフッドプロジェクト形成に関する技術移転も重要である。

さらに、本調査では 1 箇所のみであるが、ミニグリッド電化に適用可能な経済性を持つマイクロ水力発電地点もあった。今後は、ディーゼル発電だけではなく、このようなマイクロ水力やバイオマスといった再生可能エネルギーによる BAPA 事業の事業可能性評価に関する技術移転についても重要になると考えられる。

付 属 資 料 1

EC グリッド電源開発計画候補電源諸元

(ディーゼル発電設備)

省略記号		D005	D015	D050	D100	D200
定格出力	kW	500	1,500	5,000	10,000	20,000
ユニット出力	kW	1x500	1x1,500	1x5,000	2x5,000	2x10,000
可能出力	kW	450	1,350	4,500	9,000	18,000
建設費	\$/kW	1,600	1,452	1,399	1,353	1,310
燃料種別		ディーゼル油	ベースシナリオ : ディーゼル油 オプションシナリオ : バンカーC 油			
燃料費	\$/Gcal	3,082	ベースシナリオ : 3,082 オプションシナリオ : 2,097			
ヒートレト (at 25%)	Kcal/kWh	2,780	2,595			
増分ヒートレト	Kcal/kWh	2,288	1,995			
固定 O&M 費	\$/kW-month	8.12	4.86	2.76	2.00	1.45
可変 O&M 費	セント/kWh	2.20				
耐用年数	年	15				
建設期間	年	2				

(水力発電設備)

省略記号		BYN	BRBR	MTG	TAL	CBB	BRK	BB
地点名		Babuyan	Barong Barong	Malatgao	Talakaigan	Cabinbin	Baraki	Batang Batang
定格出力	KW	5,600	620	2,200	990	800	840	6700
貯水容量	MWh	50.0	0（流れ込み式）					
建設費	\$/kW	3,765.9	2,329.6	2,423.4	2,516.8	2,641.0	3,802.1	3,267.5
年間 発電電力量	GWh	24.18	3.77	13.34	6.08	5.08	5.18	27.40
固定 O&M 費	\$/kW-month	0.89	2.89					
耐用年数	年	40						
建設期間	年	3	2					

付 属 資 料 2

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(1/6)

<ABORLAN>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Sagpangan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Culandanum (a)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35

<AGUTAYA>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Diit	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Villafria	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Villasol	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Algeciras	ミニグリッド	2006	87 kW	3.70
Conception (a)	ミニグリッド	2006	63 kW	3.20
Maracanao	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
Matarawis	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

<ARACELI>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所要資金 (百万ペソ)
Dagman	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Lumacad	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Mauringen	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Osmena (a)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Taloto	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Balogo	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
Delayawon	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
Madoldolon	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
San Jose De Oro	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
Santo Nino (a)	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

<BALABAC>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Catagupan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Ramos	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Salang	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Agutayan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Bugsuk (New Cagayancillo)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Indalawan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Malaking Ilog	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Melville	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Pandan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Pasig	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Rabor	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Sebaring	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Bancalaan	ミニグリッド	2006	87 kW	4.60
Mangsee	ミニグリッド	2006	63 kW	4.10

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(2/6)

<BATARAZA>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Buliluyan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Igang igang	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Iwahig	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Ocayan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Sapa	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Sarong	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Taratak	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Bulalacao (a)	EC 配電線延伸	2005	20 kW	3.90
Malihud	EC 配電線延伸	2005	19 kW	4.80
Malitub	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Puring	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Tabud	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Tagnato	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Tagolango	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Culandanum (b)	ミニグリッド	2006	50 kW	4.30
Rio Tuba	ミニグリッド	2006	108 kW	7.50
Sandoval (a)	ミニグリッド	2006	34 kW	5.20
Sumbiling	ミニグリッド	2006	34 kW	3.60
Tarusan	EC 配電線延伸	2006	41 kW	3.90

<BROOKE'S POINT>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Imulnod	EC 配電線延伸	2004	18 kW	2.00

<BUSUANGA>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Cheey	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Halsey	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Maglalambay	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Burabod	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

<CAGAYANCILLO>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Magsaysay (a)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Mampio	分散型電源	2006	20 家屋	0.35
Nusa	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

<CULION>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Binudac	分散型電源	2004	20 家屋	0.35

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(3 / 6)

<CUYO>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Caponayan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Lubid	分散型電源	2005	20 家屋	0.35

<DUMARAN>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Capayas	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Ilian	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Santo Tomas	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tanatanaon	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
San Juan (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Santa Maria	分散型電源	2005	20 家屋	0.35

<EL NIDO (BACUIT)>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Barotuan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Bebeladan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Mabini (b)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Manlag	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
New Ibajay	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Pasadena	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
San Fernando	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Sibartan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Villa Libertad	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Villa Paz	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Bucana	ミニグリッド	2006	63 kW	5.30
Teneguiban	ミニグリッド	2006	50 kW	6.70

<LINAPACAN>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Nangalao	分散型電源	2004	20 家屋	0.35

<MAGSAYSAY>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Canipo	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Cocoro	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Alcoba	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(4/6)

<PUERTO PRINCESA CITY (CAPITAL)>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Babuyan*	EC 配電線延伸	2004	22 kW	3.60
Bahile	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Conception (c)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Langogan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Macarascas	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
San Rafael (b)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Simpocan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tagabinit	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Bagong Bayan (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Binduyan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Buena Vista (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Marufinas	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
New Pangangan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Tanabag	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Cabayugan	ミニグリッド	2006	34 kW	3.40
* Bgy. Babuyan は分散型電化から EC 配電線電化への電化手法グレードアップ				

<QUEZON>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Kalatagbak	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Calumpang	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Maasin (b)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Sowangan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tagusao	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Malatgao (b)	EC 配電線延伸	2005	23 kW	3.60
Aramaywan (b)	ミニグリッド	2006	34 kW	5.20
Isugod	ミニグリッド	2006	34 kW	4.00
Quinlogan	ミニグリッド	2006	50 kW	4.50

<RIZAL (MARCOS)>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Canipaan	ミニグリッド	2006	50 kW	4.70
Culacian (b)	ミニグリッド	2006	50 kW	3.00
Iraan (b)	ミニグリッド	2006	108 kW	9.30
Latud	ミニグリッド	2006	34 kW	6.50
Panalingaan	ミニグリッド	2006	87 kW	5.80
Ransang	ミニグリッド	2006	87 kW	6.90

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(5/6)

<ROXAS>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Caramay	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Dumarao	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Nicanor Zabara	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Sandoval (c)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tinitian	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tumarabong	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Antonino	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Bagong Bayan (c)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Barangay VI (Pob) (Johnson)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Santo Tomas (Iraan)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Jolo	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Mendoza	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Rizal (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Salvacion (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
San Isidro (c)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
San Miguel (b)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
San Nicolas (c)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Taradungan	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Barangay V (Pob) (Porao Is)	分散型電源	2006	20 家屋	0.35

<SAN VICENTE>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Binga	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Kemdeng	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
New Canipo	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Caruray	ミニグリッド	2006	50 kW	4.40

<SOFRONIO ESPANOLA>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Iraray	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Pulot Interior (Pulot II)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Punang	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Labog	ミニグリッド	2006	50 kW	5.00

全バランガイ電化プログラムリスト (2004 年～2006 年)
(6 / 6)

<TAYTAY>

バランガイ名	電化手法	目標年	設備容量 (kW)	所用資金 (百万ペソ)
Alacalian	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Bantulan	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Libertad	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Paglaum	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Paly (Paly Is)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Pancol	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
San Jose (d)	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Tumbod	分散型電源	2004	20 家屋	0.35
Baras	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Batas	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Depla	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Meytegued	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Minapla	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Old Guinlo	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Pamantolon	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Sandoval (d)	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Silanga	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
Talog	分散型電源	2005	20 家屋	0.35
New Guinlo	ミニグリッド	2006	34 kW	4.30

付 属 資 料 3

家屋電化率向上プログラムリスト (2007年～2015年)

(1/3)

<ABORLAN>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	-	430	18	-	-	1,308
所要資金	-	7.5	-	7.5	-	7.5	0.3	-	-	22.9

<AGUTAYA>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	119	-	-	-	-	-	-	549
所要資金	7.5	-	2.1	-	-	-	-	-	-	9.6

<ARACELI>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	390	-	-	-	-	-	-	-	390
所要資金	-	6.8	-	-	-	-	-	-	-	6.8

<BALABAC>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	199	-	-	-	-	1,059
所要資金	7.5	-	7.5	-	3.5	-	-	-	-	18.5

<BATARAZA>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	430	430	430	390	-	2,540
所要資金	7.5	-	7.5	-	7.5	7.5	7.5	6.8	-	44.4

<BROOKE'S POINT>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	-	430	430	860	550	3,130
所要資金	-	7.5	-	7.5	-	7.5	7.5	15.0	9.6	54.8

<BUSUANGA>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	430	132	-	-	-	1,422
所要資金	7.5	-	7.5	-	7.5	2.3	-	-	-	24.9

家屋電化率向上プログラムリスト (2007年～2015年)
(2/3)

<CAGAYANCILLO>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	147	-	-	-	-	-	-	-	147
所要資金	-	2.6	-	-	-	-	-	-	-	2.6

<CORON>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	430	-	430	173	-	1,893
所要資金	-	7.5	-	7.5	7.5	-	7.5	3.0	-	33.1

<CUYO>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	274	-	-	-	-	-	-	-	274
所要資金	-	4.8	-	-	-	-	-	-	-	4.8

<DUMARAN>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	417	-	-	-	-	1,277
所要資金	7.5	-	7.5	-	7.3	-	-	-	-	22.3

<EL NIDO (BACUIT)>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	430	430	119	-	-	1,839
所要資金	7.5	-	7.5	-	7.5	7.5	2.1	-	-	32.2

<LINAPACAN>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	62	-	-	-	-	922
所要資金	7.5	-	7.5	-	1.1	-	-	-	-	32.2

<MAGSAYSAY>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	126	-	-	-	-	-	-	-	126
所要資金	-	2.2	-	-	-	-	-	-	-	2.2

<NARRA>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	-	430	411	-	-	1,701
所要資金	-	7.5	-	7.5	-	7.5	7.2	-	-	29.8

家屋電化率向上プログラムリスト (2007年～2015年)
(3/3)

<PUERTO PRINCESA CITY (CAPITAL)>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	-	430	430	-	430	430	860	1,279	3,859
所要資金	-	-	7.5	7.5	-	7.5	7.5	15.0	22.4	67.5

<QUEZON>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	430	440	430	343	-	2,503
所要資金	-	7.5	-	7.5	7.5	7.7	7.5	6.0	-	43.8

<ROXAS>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	430	-	860	162	-	2,312
所要資金	-	7.5	-	7.5	7.5	-	15.0	2.9	-	40.5

<SAN VICENTE>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	272	-	-	-	-	-	1,132
所要資金	7.5	-	7.5	4.8	-	-	-	-	-	19.8

<TAYTAY>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	-	430	430	430	860	224	3,234
所要資金	7.5	-	7.5	-	7.5	7.5	7.5	15.0	3.9	56.6

<CULION>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	210	-	-	-	-	3,234
所要資金	-	7.5	-	7.5	3.7	-	-	-	-	18.7

<RIZAL (MARCOS)>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	430	-	430	430	-	430	430	860	665	3,675
所要資金	7.5	-	7.5	7.5	-	7.5	7.5	15.0	11.6	64.3

<SOFRONIA ESPANOLA>

(単位：百万ペソ)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
電化対象家屋数	-	430	-	430	430	375	-	-	-	1,665
所要資金	-	7.5	-	7.5	7.5	6.6	-	-	-	29.1

※四捨五入の関係で計が合わない場合がある。

付 属 資 料 4

EC グリッド電力需要想定（系統毎）
（ 1 / 3 ）

Mainland Palawan

<Backbone 系統⁴²>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	103,597	121,626	138,067	157,007	178,856	204,099	233,305	267,141	306,397	351,998	405,038	466,802
発電電力量 (MWh)	117,723	138,210	156,894	178,416	203,244	231,930	265,118	303,567	348,176	399,995	460,267	530,457
最大電力 (kW)	21,517	25,263	28,680	32,616	37,156	42,401	48,469	55,498	63,653	73,125	84,143	96,971

<EL NIDO 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	571	656	754	868	1,000	1,154	1,333	1,541	1,784	2,068	2,400	2,788
発電電力量 (MWh)	635	729	838	964	1,111	1,282	1,481	1,712	1,983	2,298	2,667	3,098
最大電力 (kW)	361	414	476	548	632	729	842	973	1,127	1,306	1,516	1,761

<TAYTAY 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	638	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
発電電力量 (MWh)	709	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
最大電力 (kW)	373	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<ROXAS 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	3,095	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
発電電力量 (MWh)	3,439	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
最大電力 (kW)	758	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<SAN VICENTE 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	333	379	432	494	564	646	741	850	978	1,126	1,298	1,498
発電電力量 (MWh)	370	421	480	548	627	718	823	945	1,086	1,251	1,442	1,664
最大電力 (kW)	314	357	407	465	532	609	698	802	922	1,062	1,224	1,412

EC グリッド電力需要想定（系統毎）
（2 / 3）

Island Municipalities

＜BUSUANGA 系統＞

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	3,970	4,558	5,254	6,085	7,083	8,294	9,775	11,605	13,888	16,762	20,412	25,090
発電電力量 (MWh)	4,563	5,240	6,039	6,994	8,142	9,533	11,235	13,339	15,964	19,267	23,462	28,838
最大電力 (kW)	968	1,112	1,282	1,484	1,728	2,023	2,384	2,831	3,388	4,089	4,980	6,120

＜CULION 系統＞

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	529	607	700	811	944	1,105	1,302	1,546	1,850	2,233	2,720	3,343
発電電力量 (MWh)	588	675	778	901	1,049	1,228	1,447	1,718	2,056	2,481	3,022	3,714
最大電力 (kW)	324	372	428	496	578	676	797	946	1,132	1,366	1,664	2,045

＜LINAPACAN 系統＞

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	165	189	218	253	294	344	406	482	576	696	847	1,041
発電電力量 (MWh)	183	210	242	281	327	383	451	535	641	773	941	1,157
最大電力 (kW)	129	148	171	198	231	270	318	378	452	546	664	817

＜CUYO 系統＞

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	3,344	3,784	4,285	4,859	5,516	6,268	7,130	8,120	9,258	10,568	12,077	13,816
発電電力量 (MWh)	3,716	4,204	4,762	5,399	6,128	6,964	7,922	9,023	10,287	11,742	13,418	15,351
最大電力 (kW)	1,152	1,303	1,476	1,673	1,899	2,158	2,455	2,797	3,188	3,639	4,159	4,758

＜ARACELI 系統＞

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	272	308	351	399	455	519	593	679	778	892	1,024	1,178
発電電力量 (MWh)	302	343	390	444	506	577	659	754	864	991	1,138	1,309
最大電力 (kW)	145	165	188	214	244	278	317	363	416	477	548	630

⁴² Backbone 系統に含まれるのは、Puerto Princesa City、Narra、Brooke's Point、Roxas（2005 年以降）、Taytay（2005 年以降）

EC グリッド電力需要想定（系統毎）
（ 3 / 3 ）

<BALABAC 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	272	308	351	399	455	519	593	679	778	892	1,024	1,178
発電電力量 (MWh)	302	343	390	444	506	577	659	754	864	991	1,138	1,309
最大電力 (kW)	145	165	188	214	244	278	317	363	416	477	548	630

<CAGAYANCILLO 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	91	103	118	134	152	174	199	227	260	299	343	394
発電電力量 (MWh)	94	107	121	138	157	179	205	234	268	308	353	406
最大電力 (kW)	45	51	58	66	76	86	99	113	129	148	170	195

<AGUTAYA 系統>

年	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売電力量 (MWh)	138	156	178	203	231	264	302	346	397	455	523	602
発電電力量 (MWh)	142	161	183	209	238	272	312	357	409	469	540	621
最大電力 (kW)	68	77	88	101	115	131	150	172	197	226	260	299

参考文献リスト

- Aldover, Regelio Z. (2002), *Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project - Mid-Term Project Evaluation (Draft Evaluation Report for Discussion, September 23, 2002*
- Asian Development Bank (2002), *Indigenous Peoples/Ethnic Minorities and Poverty Reduction*, Philippines, June 2002, Manila
- Delta P (2003), *ECC (PARAGUA DIESEL POWER PLANT) QUARTER REPORT (PCO, Waste Generators)*, 3rd, 2003, Puerto Princesa
- Department of Energy (2003), *Interim Missionary Electrification Development Plan (MEDP) Final Report*, Manila
- _____ (2002), *2002 Missionary Electrification Development Plan*, Manila
- _____ (2001), *R.A.9136 Electric Power Industry Reform Act of 2001 Distribution Code*, 2001, Manila
- Department of Energy and Development Bank of the Philippines (2003), *Project Proposal for "Philippines: Rural Power Project,"* Manila
- Department of Energy in cooperation with GTZ, *Guide On Mini-Hydropower Development In The Philippines*
- Department of Energy in cooperation with USAID (2000), *Task 7Ba Report Philippine Renewable Energy Project, Assessment of Micro-hydro Resourced in the Philippines*
- Japan External Trade Organization (2001), *The Feasibility Study on the Batang Batang Mini Hydropower Development In Palawan, Philippines*
- Japan International Cooperation Agency (1985), *Feasibility Study Report on Infrastructure Survey for Rio Tuba Nickel Mine (Candawaga Hydropower Development)*
- Japan International Cooperation Agency (2004), *The study on the institutional capacity building for the DOE under a restructured Philippine electric power industry in the Republic of the Philippines final report*
- Manny M. Vergel III (1999), *Preliminary Engineering Study Of Cabinbin Mini-Hydro Project*, the Report for DOE mini-hydro business meeting/conference at Puerto Princesa, Palawan 27 April 1999
- National Electrification Administration (1993), *NEA ENGINEERING BULLETIN (Volume 1,2,3,4)*, Manila
- National Power Corporation (2003), *PBTP MONTHLY PROGRESS REPOR*, December 2002, Puerto Princesa
- _____ (2003), *PBTP MONTHLY PROGRESS REPORT*, January 2003, Puerto Princesa
- _____ (2002), *ECC (POWER BARGE 106) QUARTERLY REPORT (PCO, Waste Generators)*, 1st and 3rd, 2002, Palawan
- _____ (2002), *QUARTERLY REPORT (ECC Monitoring, PCO, Waste Generators)*, Araceli Power Plant, 4th, 2002, Araceli, Palawan
- _____ (2002), *QUARTERLY REPORT (PCO, Waste Generators)*, Jolo Power Plant, 2nd and 3rd, 2002, Jolo, Sulu
- _____ (2002), *UNFOLDING NEW HORIZONS -NATIONAL POWER CORPORAION 2001 ANNUAL REPORT-*, 2002, Manila
- _____ (1992), *Small Hydroelectric Projects Of The Visayas Isalands- Feasibility Study Volume IV : Palawan Projects*

New Energy Foundation (1996), *Guide Manual for Development Aid Programs and Studies of Hydro Electric Power Projects*

Office of the Provincial Planning and Development (2002), *Summary of the 2003 Projects of the Energy Stakeholders in the Province of Palawan*, Energy Committee Meeting, November 6, 2002, Puerto Princesa

Palawan Electric Cooperative, Inc. (2002), *24th Annual General Membership Meeting*, August 24, 2002, Roxas, Palawan

Palawan Integrated Area Development Project Office (1989), *Palawan Hydrometric Network, Volume I, Annual Databook 1988*

Palawan Museum, (1991), *BOUNTIFUL PALAWAN 1991*, Puerto Princesa

Provincial Development Council of Province of Palawan, *MEDIUM TERM DEVELOPMENT PLAN 2003-2012*, October 2, 2003, Puerto Princesa, Palawan

Department of Environment and Natural Resources, (2002), *SUMMARY OF EMISSION TEST (PARAGUA, 2002), DENR-EMB Region-IV*, 2002, Manila

_____(2000), *MEMORANDUM CIRCULAR #01 Series of 2000 IEE Checklist for Selected Projects*, DENR-EMB, 2000, Manila

Provincial Information Office, *Discover Palawan*, Philippines, Province of Palawan, Puerto Princesa

UNDP (2000), *Project Document—Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project*, United Nations Development Programme

University of the Philippines Solar Laboratory/UP Engineering Research and Development Foundation, Inc. (2002), *Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project—Formulation of Palawan Renewable Energy Policies (Fourth Progress Report/Annual Report Year 2001)*, UP Engineering Research and Development Foundation, Inc., February 2002, Manila

_____(2001), *Palawan New and Renewable Energy and Livelihood Support Project—Formulation of Palawan Renewable Energy Policies (Second Progress Report/Annual Report Year 2000)*, February 2002, Manila

DENR-EMB Web Site, <http://www.emb.gov.ph/>

NEA Web Site, <http://www.nea.gov.ph>

NSCB Web Site, <http://www.nscb.gov.ph/>

NSO Web Site, <http://www.census.gov.ph>

PCSD Web Site, <http://www.pcsd.ph/>

PD WIRE & CABLE Web Site, <http://pdwireandcable.com/>