

インドネシア共和国、フィリピン共和国 スマートグリッド導入可能性に係る 情報収集・確認調査報告書

平成23年10月
(2011年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部

産公
JR
11-044

インドネシア共和国、フィリピン共和国 スマートグリッド導入可能性に係る 情報収集・確認調査報告書

平成23年10月
(2011年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部

目 次

略語表

第1章 調査の概要	1
1-1 調査の背景	1
1-2 調査の目的	1
1-3 相手国調査対象機関	1
1-4 調査団員構成	2
1-5 調査日程	2
1-6 調査方針	5
1-7 主要面談者	6
1-8 団長所感	9
第2章 インドネシアにおける電力セクターの概況	11
2-1 政策・制度	11
2-2 電力事業体系	14
2-3 インドネシア全土における電力供給	18
2-4 ジャワ・バリ地域における電力需給	22
2-5 配電ロスと停電時間	25
2-6 電力料金体系	26
2-7 電力買取制度	28
2-8 配電会社の財務/経営状況	29
2-9 関連政府機関の支援体制	32
2-10 変電所設備	32
2-11 配電系統、配電機器	33
2-12 通信設備	37
2-13 電力量計	37
2-14 電力量計測システム	40
第3章 インドネシアにおけるスマートグリッド導入に係る現状	41
3-1 スマートグリッド導入の目的	41
3-2 スマートグリッド導入に関する制度/政策、開発体制	41
3-3 経済・産業政策におけるスマートグリッドの位置づけ	41
3-4 これまでのスマートグリッド導入の実績及び効果	42
3-5 スマートグリッドの効果概要	44
第4章 インドネシアにおけるスマートグリッド導入ビジョン達成に向けた スマートグリッド要素技術について	46
4-1 導入ビジョンの達成のために必要なスマートグリッドの機能	46

4-2	導入ビジョン達成のために必要な要素技術の構成	46
4-3	既存の変電・配電設備拡充計画との整合性	49
4-4	スマートグリッド導入・維持管理に係る費用と財務効果	50
第5章	インドネシアにおけるスマートグリッド導入に必要な配電事業体の体制について	56
5-1	現在の配電事業体のマネジメント能力	56
5-2	現在の配電事業体の技術力	56
5-3	現在の配電事業体の人材育成状況	57
5-4	スマートグリッド導入に向けて必要な配電事業体の体制	57
第6章	フィリピンにおける電力セクターの概況	59
6-1	政策・制度	59
6-2	電力事業体系	59
6-3	配電事業者	60
6-4	電力需要と需給	62
6-5	配電ロスと停電時間	66
6-6	電力料金体系	67
6-7	電力買取制度	71
6-8	配電会社の財務/経営状況	72
6-9	関連政府機関の支援体制	74
6-10	変電所設備	75
6-11	配電機器	76
6-12	通信設備	77
6-13	電力量計	77
6-14	電力量計測システム	80
第7章	フィリピンにおけるスマートグリッド導入に係る現状	81
7-1	スマートグリッド導入の目的	81
7-2	スマートグリッド導入に関する制度/政策、開発体制	81
7-3	経済・産業政策におけるスマートグリッドの位置づけ	81
7-4	これまでのスマートグリッド導入の実績及び効果	82
7-5	スマートグリッドの効果概要	83
7-6	スマートグリッドに対する各国ドナー等の協力実績	84
第8章	フィリピンにおけるスマートグリッド導入ビジョン達成に向けた スマートグリッド要素技術について	85
8-1	導入ビジョンの達成のために必要なスマートグリッドの機能	85
8-2	導入ビジョン達成のために必要な要素技術の構成	86
8-3	スマートグリッド導入に必要な制度/政策と開発体制	87
8-4	既存の変電・配電設備拡充計画との整合性	88

8-5	スマートグリッド導入・維持管理に係る費用と財務効果	88
8-6	日本版スマートグリッド紹介セミナー結果概要	94
第9章	フィリピンにおけるスマートグリッド導入に必要な配電事業体の体制について	96
9-1	現在の配電事業体のマネジメント能力	96
9-2	現在の配電事業体の運用・保守管理計画及び技術力	96
9-3	現在の配電事業体の人材育成状況	96
9-4	スマートグリッド導入に向けて必要な配電事業体の体制	97
第10章	今後のスマートグリッド導入に向けた取り組みについて	98
10-1	スマートグリッド導入の必要性及び妥当性	98
10-2	スマートグリッド導入による裨益効果	98
10-3	有望なサイトについて	99
10-4	今後の調査/協力における方向性及び留意事項について	100
付属資料		
1.	現地調査収集資料リスト（インドネシア）	105
2.	現地調査収集資料リスト（フィリピン）	106

略 語 表

略語	正式名称	和訳名称
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AMR	Auto Meter Reading	自動検針
BLT	Build- Lease - and Transfer	建設-リース-移管
BOO	Build-Own-and - Operate	建設-所有-営業
BOT	Build-Own-and -Transfer	建設-所有-移管
BPPT	Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (Agency for the Assessment and Application of Technology)	技術評価応用庁
BT	Build -Transfer	建設-移管
BTO	Build-Transfer-and-Operate	建設-移管-営業
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index	需要家平均停電時間
CAPEX	Capital Expenditure	投資費用
CC	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
CT	Current Transformer	計器用変流器
CWI	Change in Weighted Index	加重指標変化
DAS	Distribution Automation System	配電自動化
DCC	Distribution Control Center	配電指令所
DGEEU	Director General of Electricity and Energy Utilization	電力エネルギー利用総局
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DSM	Demand Side Management	需要家負荷制御
DU	Distribution Utility	配電事業者
ECs	Electric Cooperatives	電化組合
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム-
EO	Executive Order	大統領令
EPIRA	Electric Power Industry Restructuring Act	電力産業改革法
EV	Electric Vehicle	電気自動車
FEP	Front End Processor	FEP
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的內部利益率
FIT	Feed-In-Tariff	電力固定価格買取制度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Green House Gas	温室効果ガス
GPRS	General Packet Radio Service	GPRS(GSM のパケット伝送)
GSM	Global System for Mobile Communications	GSM(携帯電話の方式)
HA	Home Automation	家庭の自動化

IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JABODETABEK	Jakarta-Bogor-Depok-Tangerang-Bekasi	ジャカルタ大都市圏
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
KOICA	Korea International Cooperation Agency	韓国国際協力団
LBS	Load Break Switch	負荷開閉器
LGUOU	Local Government Unit-Owned Utilities	地方自治体
MAP	Maximum Average Price	最大年平均価格上限
MCC	Member Contribution for Capital Expenditure	投資費用のためのメンバー分担金
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MPA	Metropolitan Priority Area for Investment and Industry	ジャカルタ首都圏投資促進特別地域
NEA	National Electrification Administration	国家電力庁
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NGCP	National Grid Corporation of the Philippines	フィリピン全国電力網会社
NPC	National Power Corporation	電力公社
PEP2007 Update	Philippine Energy Plan 2007 Update	フィリピンエネルギー計画2007改定
PIOUs	Private Investor-Owned Utilities	民営配電会社
PLC	Power Line Carrier	電力線搬送
PLN	Perusahaan Listrik Negara	(インドネシア) 国有電力会社
PPI	Producer's Price Index	製造者物価指数
PPP	Public-Private-Partnership	官民(公共民間)連携
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation	電力資産・負債管理公社
PT	Potential Transformer	計器用変圧器
RMU	Ring Main Unit	リングメインユニット
ROA	Return On Asset	資産利益率
ROC	Return On Capital	資本利益率
ROT	Rehabilitate-Own- and Transfer	改修-所有-移管
RTU	Remote Terminal Unit	遠方制御装置
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給事業計画
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	(平均) 停電時間

SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	(平均) 停電回数
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	遠方監視制御 (システム)
SM	Single Mode	SM (光ファイバーの種類)
SVR	Step Voltage regulator	電圧調整器
SW	Switch	スイッチ
TOE	Ton-Oil-Equivalent	石油換算トン
TRANSCO	National Transmission Corporation	送電公社
UHF	Ultra High Frequency	極超短波 (通信)
VHF	Very High Frequency	超短波 (通信)
WESM	Wholesale Electricity Spot Market	卸売電力スポット市場
WI	Wage Index	賃金指数
WPI	Wholesale Price Index	卸売物価指数

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

アジア地域では急速な経済発展や人口増加を背景として急速に電力需要が増大しているが、地球規模の課題である気候変動に対応するために、CO₂ 排出を抑えつつ発電し、発電された電気を高効率で利用する低炭素社会を構築することが必要となってきた。これまで JICA は、特にアセアン諸国に対し電源開発や送配電網整備を行ってきたが、今後はこれら従来型の支援に加え、電力の安定的な供給、系統ロスの低減による温暖化ガスの削減、さらには系統への再生可能エネルギーの導入促進といった、新たな送配電技術に係る支援ニーズの拡大が予想される。

一方、日本政府は 2010 年 6 月に 2020 年度までの平均で名目 3%・実質 2%を上回る経済成長を実現する道筋を示した新成長戦略を閣議決定した。これはインフラ輸出など新興国の経済成長を取り込む企業の活動を国が後押しする姿勢を明確に打ち出すなど、日本経済の立て直しに向けた政府の役割をこれまでよりも踏み込んで示している。具体的には、アジア経済戦略を掲げて「日本が強みをもつインフラ整備をパッケージでアジア地域に展開・浸透させる」と謳っており、スマートグリッドのアジアへの展開についても触れられている。また、スマートコミュニティアライアンスが設立され、スマートグリッド及びサービスまでを含めた社会システム（スマートコミュニティ）の官民一体となった海外展開をめざしている。

こうした状況のなか、JICA としてもアジアの経済成長へ貢献するとともに、アジアとともに成長する日本を実現するという新成長戦略に対する積極的貢献を行う必要がある。そのため、まずはインドネシア共和国及びフィリピン共和国（以下、「インドネシア」「フィリピン」と記す）に対して、現状把握のための情報収集及びスマートグリッドの導入可能性について検討することを目的とした調査を行った。

1-2 調査の目的

アジアでのスマートグリッドの導入及び将来的な案件形成の可能性を検討するために、インドネシア及びフィリピンを対象に、当該国の電力分野の政策・制度の把握及びスマートグリッド導入に関する先方のニーズや必要な機能に関する情報を収集し、スマートグリッドの導入可能性について検討することを目的とする。

1-3 相手国調査対象機関

(1) インドネシア主要訪問先

1) 先方政府関連機関

- ・ エネルギー・鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR）
- ・ インドネシア国有電力会社（Perusahaan Listrik Negara : PLN）

2) 日本側関連機関

- ・ 日本大使館
- ・ 日本貿易振興機構（Japan External Trade Organization : JETRO）

(2) フィリピン主要訪問先

1) 先方政府関連機関

- ・ エネルギー省 (Department of Energy : DOE)
- ・ 国家電力庁 (National Electrification Administration : NEA)
- ・ MERALCO (Manila Electric Company)

2) 日本側関連機関

- ・ 日本大使館

1-4 調査団員構成

No.	分野	氏名	所属
1	団長/総括	前原 充宏 (2011年3月まで)	JICA 産業開発・公共政策部 資源エネルギーグループ 電力課 課長
		上石 博人 (2011年4月以降)	JICA 産業開発・公共政策部 資源エネルギーグループ 電力課 企画役
2	調査企画	富谷 武史	JICA 産業開発・公共政策部 電力課
3	配電整備計画/ 人材育成計画	藤澤 篤史	東電設計株式会社
4	配電/通信設備	藤澤 慶哲	四国電力株式会社
5	経済分析	青山 透	株式会社 国際開発アソシエイツ

1-5 調査日程

(1) 第1回調査 (フィリピン)

No.	月日	行程
1	3/6 (日)	09:30 成田発 (JL741) →13:30 マニラ着 & 09:55 関空発 (PR407) →13:30 マニラ着
2	3/7 (月)	08:30 JICA フィリピンとの打合せ
		10:00 NEA との協議
		16:00 MERALCO との協議
3	3/8 (火)	10:30 BOI (Board of Investments) との協議
		14:30 在フィリピン日本大使館との打合せ
		16:10 DOE との協議
4	3/9 (水)	09:30 NPC-SPUG (National Power Corporation-Small Power Utilities Group) との協議
5	3/10 (木)	10:00 BATELEC II (Batangas Electric Company II) との協議

No.	月 日	行 程
6	3/11 (金)	10 : 00 PENELCO (Peninsula Electric Cooperative) との協議
7	3/12 (土)	資料整理
8	3/13 (日)	資料整理
9	3/14 (月)	10 : 30 PEMC (Philippine Electric Market Cooperation) との協議 13 : 50 TransCo&NGCP (National Transmission Corporation&National Grid Corporation of the Philippines) との協議 15 : 50 ERC (Energy Regulatory Commission) との協議
10	3/15 (火)	移動 : マニラ → タグビララン 13 : 00 BOHECO I (Bohol Electric Cooperative I) との協議
11	3/16 (水)	08 : 00 BOHECO I との協議
12	3/17 (木)	移動 : タグビララン → セブ 15 : 00 CEBECO I (Cebu Electric Cooperative I) との協議
13	3/18 (金)	10 : 00 CEBECO I との協議
14	3/19 (土)	移動 : セブ → マニラ
15	3/20 (日)	資料整理
16	3/21 (月)	移動 : マニラ → カガヤン・デオロ 13 : 00 CEPALCO (Cagayan Electric Power and Light Company) との協議
17	3/22 (火)	08 : 30 MORESCO I (Misamis Oriental Rural Electric Service Cooperative I) との協議 移動 : カガヤン・デオロ → マニラ
18	3/23 (水)	資料整理
19	3/24 (木)	14 : 00 NEA との協議 15 : 50 MERALCO との協議
20	3/25 (金)	10 : 00 在フィリピン日本大使館との意見交換 14 : 00 DOE との協議 17 : 00 JICA フィリピン事務所との打合せ
21	3/26 (土)	14 : 50 マニラ発 (JL742) →20:00 成田着 & 14 : 40 マニラ発 (PR408) →19:20 関空着

(2) 第1回調査 (インドネシア)

No.	月 日	行 程
1	4/17 (日)	09 : 30 成田発 (JL741) →13 : 30 ジャカルタ着 & 11 : 00 関空発 (SQ619) →16 : 40 シンガポール着 18 : 40 シンガポール発 (SQ966) →19 : 15 ジャカルタ着
2	4/18 (月)	10 : 20 PLN Persero (Mr.Suroso) との協議 14 : 00 東電設計ジャカルタ事務所長との意見交換 16 : 20 PLN Persero (配電関係者) との協議
3	4/19 (火)	09 : 00 JETRO との協議 13 : 00 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議

No.	月 日	行 程
4	4/20 (水)	09 : 00 PLN P3B Jawa bali との協議
5	4/21 (木)	08 : 30 在インドネシア日本大使館との意見交換 10 : 00 MEMR 電力総局との協議 13 : 10 MEMR 新再生可能エネルギー・エネルギー保全総局との協議
6	4/22 (金)	資料整理
7	4/23 (土)	資料整理
8	4/24 (日)	資料整理
9	4/25 (月)	PLN Persero から Official Letter 入手
10	4/26 (火)	市内電力量計調査
11	4/27 (水)	10 : 00 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議
12	4/28 (木)	14 : 00 PLN Mr.Djoko との協議
13	4/29 (金)	調査団内検討打合せ
14	4/30 (土)	資料整理
15	5/1 (日)	資料整理
16	5/2 (月)	09 : 00 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議
17	5/3 (火)	電気料金等の調査
18	5/4 (水)	通信状況等の調査
19	5/5 (木)	15 : 00 JICA ジャカルタとの打合せ 16 : 55 在インドネシア日本大使館との意見交換
20	5/6 (金)	09 : 00 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議 11 : 00 PLN Persero との協議 14 : 50 マニラ発 (JL742) →20:00 成田着 & 19 : 05 ジャカルタ発 (SQ963) →21:40 シンガポール着
21	5/7 (土)	14 : 50 マニラ発 (JL742) →20:00 成田着 & 01 : 20 シンガポール発 (SQ618) →08:50 関空着

(3) 第2回調査 (フィリピン)

No.	月 日	行 程
1	5/31 (火)	09 : 30 成田発 (PR431) →13 : 10 マニラ着
2	6/1 (水)	09 : 50 NEA との協議
3	6/2 (木)	09 : 00 スマートグリッドセミナー (NEA 会議室) 13 : 00 NEA 及び ECs との協議
4	6/3 (金)	08 : 30 MERALCO との協議
5	6/4 (土)	14 : 30 マニラ発 (PR432) →19 : 55 成田着 & 14 : 25 マニラ発 (PR408) →19 : 20 関空着

(4) 第2回調査（インドネシア）

No.	月 日	行 程
1	7/3（日）	12：00 成田発（GA885）→17：25 ジャカルタ着
2	7/4（月）	11：30 成田発（GA883）→16：45 デンパサール着 18：15 デンパサール発（GA413）→19：00 ジャカルタ着 13：00 日程調整及び関係資料入手作業
2	7/5（火）	14：00 Icon+との協議 16：20 PLN Persero との協議
3	7/6（水）	15：00 PLN Persero との協議
4	7/7（木）	10：00 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議 13：30 PLN Persero との協議 15：20 PLN Persero との協議 20：00 ジャカルタ発（GA418）→22：45 デンパサール着
5	7/8（金）	09：00 在インドネシア日本大使館との意見交換 10：35 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店との協議 14：30 MEMR との協議 00：45 デンパサール発（GA882）→ 08：30 関空着 23：15 ジャカルタ発（GA884）→
6	7/9（土）	09：00 成田着

1-6 調査方針

(1) 基本情報の収集

- ① 円滑、効果的にスマートグリッド要素技術導入を図るために当該国の電力分野の政策・制度について調査を行い、また、同導入にあたり政策・制度面で解決されるべき課題を整理する。
- ② 当該国における電気事業体系（可能であれば地域ごと、都市ごとの）需要家数、需要電力量、電力料金体系、使用電力量計量方法、配電ロス率等の電力セクターの基礎情報のレビューを行う。
- ③ スマートグリッド導入に関係すると思われる関連設備（既存メーターの機能、配電システム/グリッド、通信設備の現況等）について調査（必要に応じ現地メーカー等へのヒアリングを含む）を行う。

(2) 導入ビジョン（目的）及びそれを実現するために必要とされる機能及び政策・制度面での課題解決策の検討

当該国の将来的なスマートグリッド導入を見据えつつ、導入ビジョン（目的）及びそれを実現するために必要な機能について、先方の要望を確認しつつ双方で検討を行う。また、(1)にて特定した政策・制度面で解決されるべき課題の改善策を提言として取りまとめる。

特に当該国にて以下の課題の解決の重要度を確認し、経済性もかんがみ、必要な機能を検討していくこととする。

- ・ 供給信頼度・電力品質の向上
- ・ 配電ロス低減

- ・ 適正な計量
- ・ 電力料金徴収
- ・ 負荷平準化（ピークシフト）
- ・ 新・再生可能エネルギーの大量導入（需給調整を含む）
- ・ 省エネの促進（エネルギー消費の見える化を含む）
- ・ （状況に応じ）パイロット的導入が期待される地域

(3) スマートグリッド要素技術の構成

(2)にて確認した当該国の必要な機能について、現時点で導入可能な機能を検討するとともに、その機能を実現するための機器等の構成及び導入・維持管理コストを明らかにする [特に、配電/通信網の整備（自動検針システムを含む）やスマートメーター及び配電自動化の組み合わせ方法について検討する]。

(4) 配電事業体の能力調査

スマートグリッドの将来的な導入可能性を検討するために、当該国の配電事業体の技術力及びマネジメント能力を確認する。

(5) 人材育成計画

将来的なスマートグリッド導入に必要な先方関連機関の人材の育成計画や運用・保守/管理計画の方針について検討するとともに、必要に応じて人員構成の最適化の提案を行う。

(6) スマートグリッドセミナーの実施

日本のスマートグリッド導入に向けた取り組みや各要素技術について当該国の関係者に対して紹介する。

1-7 主要面談者

1-7-1 第1回詳細計画策定調査

(1) フィリピン関係者

1) DOE

〈氏名〉	〈役職〉
Ms. Magpale Asirit	Undersecretary
Ms. Mylene C. Capongcol	Director
Mr. Jesus T. Tamang	Director, Planning Bureau
Mr. Rodel S. Limbanga	Power Planning & Development Division

2) NEA

Mr. Jose Seguban Jr.	Representative, Distribution Management Committee
Ms. Nelia A. Cecilio	IRM Chief
Mr. Rod N. Padua	Director, Corporate Plannig Office
Ms. Roise C. Martin-Alamillo	Manager, Account Management Division

- | | |
|--------------------------------|---|
| Mr. Ferdinando P. Villareal | Technical Operations Division |
| Mr. Antonio D. Cortes | Principal Engineer Technical Operation Division |
| Mr. Ernesto O. Silvano | Principal Engineer Technical Operation Division |
| 3) NPC SPUG | |
| Mr. Glicerio Alpajora | OIC VP, SPUG |
| Mr. Ramoncito C. Castillo | Division Manager, WMTSD |
| Mr. Roberto M. Davalos | Division Manager, NRA |
| Mr. Rene Barruela | Division Manager |
| 4) TransCo & NGCP | |
| Mr. Generoso M. Senal | Vice President, TransCo |
| Mr. Joseph | TransCo |
| Mr. Vincent N. Loria | Division Manager, NGCP |
| Mr. Patrick Lim | NGCP |
| 5) PEMC | |
| Ms. Melinda Ocampo | President |
| Mr. Medardo T. Nunez | Vice President, Cooperate Services |
| Mr. Jesusito H. Sulit | Vice President, Trading Operations |
| Mr. Carlito C. Claudio | Vice President, Informantion System & Technology |
| Ms. Claudette G. Ubaldo | Corporate Secretary |
| Ms. Criselda S. Martin-Funelas | Chief of Staff, Office of the President |
| 6) ERC | |
| Mr. Alvin Jones M. Ortega | OIC Chief, Tariff and Rates Division |
| 7) BOI | |
| 大嶋正治 JICA 専門家 | Japan/Desk Investment Advisor |
| 8) MERALCO | |
| Mr. Alfredo S. Panlilio | Senior Vice President & Head, Customer Retail Services
& Corporate Marketing |
| Mr. Jose Antonio T. Valdez | Vice President & Head, Marketing & Customer Solution |
| Mr. Francisco D. Collantes | Head, Customer Solutions |
| Ms. Melinda P. Derpo | Senior Assistant Vice President |
| Mr. Romy S. Justiniano | Senior Manager, Customer Solutions |
| Mr. Manuel Mendiola | Senior Manager, Power System Protection |

- 9) BATELEC II
 Mr. Octavious M. Mendoza Assistant General Manager
 Mr. Arvin G. Barbosa BO Manager
- 10) CEBECO I
 Mr. Getulio Z. Crodus Chief Engineer
- 11) CEBECO II
 Mr. Gannymede B. Tin NSD Manager
 Mr. Dominador M. Bingnay TSND Manager
- 12) CEBECO III
 Mr. Edgardo H. Hernaez, Jr. Technial Staff
- 13) 在フィリピン日本大使館
 菊池 孝憲 在フィリピン日本大使館 書記官

(2) インドネシア関係者

1) エネルギー鉱物資源省 (MEMR)

- Mr. Harris Director General, New Renewable Energy & Energy Conservation
- Dr. Arief Hero Kuncoro Directorate, Energy Conservation
- Mr. Catur Watiyu Prasityo Directorate, Energy Conservation
- Mr. Praptono Adhi Sulistono Directorate, Energy Conservation
- Mr. Alihuddin Direktorat Pembinaan Program Ketenagalistrikan
- Mr. Ben hur PL Tobeeuk DPI
- Mr. Chrisnawan Anditya DPP
- Mr. Luky DPP
- Ms. Emy Perdanahari Direktur, Pembinaan Program Ketenagalistrikan, Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi
- Mr. Mohamad Hidayat Deputy Director, Electric Cooperatives
- Mr. Hardiv Situmeang Komite Nasional Indonesia, World Energy Council

2) PLN Persero

- Mr. Djoko Prasetijo Head, System Planning Division
- Mr. Suroso Isnandar System Planning Division
- Mr. Victor Sitorus Senior Manager, Distribution System Java-Bali
- Mr. Saleh Siswanto Senior Engineer II, Distribution System Java-Bali
- Mr. Purnomo Willy Head, Distribution Java-Bali Division
- Mr. Ratno Wibowo Senior Manager, Distribution Assets

- | | |
|-------------------------|--|
| Mr. Yohanes Sukrislismo | Staff, Distribution Java-Bali Division |
| Mr. Adi Moeljono | Staff, Distribution Java-Bali Division |
| Mr. Rusdy | Manager, Subsidy |
| Mr. Henky Wilmar | Corporate Finance Division |
| Mr. Monstar Panjaitan | Head, IPP Division |
- 3) PLN P3B Jawa bali
- | | |
|-------------|----------------------------------|
| Mr. Warsono | Engineer, Operation and Planning |
|-------------|----------------------------------|
- 4) PLN ジャカルタ・タンゲラン支店
- | | |
|------------------------|---|
| Mr. Andi Imran Karim | Deputy Manager, Planning Dept. Distribution System Planning |
| Mr. Edwin Nuqna Putra | Manager, Distribution Control Centre Unit |
| Mr. Vick Nawan | Deputy Manager, Planning Division |
| Mr. Elpis J. Sinambela | Assistance Engineer, Operation Dept. Distribution Unit |
| Mr. Yasnedi | Engineer, Planning Dept. Distribution System Planning |
| Mr. Aulia | SCADA |
| Mr. Joko | — |
| Mr. Heri Wibowo | Engineer, Operation Dept. Distribution Unit |
- 5) Icon+
- | | |
|------------------|---------------------------|
| Mr. Ajat Munajat | Manager, Network Planning |
|------------------|---------------------------|
- 6) 在インドネシア日本大使館
- | | |
|-------|--------------------|
| 吉澤 隆 | 在インドネシア日本大使館 参事官 |
| 土屋 武大 | 在インドネシア日本大使館 書記官 |
| 慶野 吉則 | 在インドネシア日本大使館 二等書記官 |
- 7) JETRO
- | | |
|-------|-----------------------|
| 市原 克典 | JETRO Senior Director |
|-------|-----------------------|
- 8) 東電設計ジャカルタ事務所
- | | |
|-------|-----------------|
| 小林 敏治 | 東電設計ジャカルタ事務所 所長 |
|-------|-----------------|

1-8 団長所感

- (1) インドネシアでは、国有電力会社（PLN）がスマートグリッドの要素技術である配電自動化システム（Distribution Automation System : DAS）や自動検針（Auto Meter Reading : AMR）に対し「もうかる投資ではない」と認識しながらも、供給信頼度の向上の観点から、高い関心が寄せられた。フィリピンにおいては、採算性の高い地域（マニラ等）の配電事業体は民営化されており、スマートグリッド技術の導入に関心はもちつつも、投資対効果は高

くないと認識しており、本格的な導入は検討されていなかった。採算性の低い地域の配電事業を担う電化組合（Electric Cooperative : EC）では、供給信頼度向上の観点からスマートグリッドの要素技術の導入に関心はあるものの、監督官庁である DOE 及び NEA のスマートグリッド導入に向けた制度/政策は固まっていない。なお、両国とも分散型の再生可能エネルギーの導入やエネルギーマネジメントシステムの構築の観点からのスマートグリッド導入については将来的に検討すべき事項としており、現時点での関心は高くはなかった。

- (2) 一般的に電力設備投資については、発電設備に比し配電設備の優先順位が低い場合が多いが、インドネシアやフィリピンなど、ある程度発電設備形成が進んだ国においては、流通設備の整備の重要性が認識されつつある。このような国では、供給信頼度の向上やテクニカル/ノンテクニカル配電ロス減のために、スマートグリッドの要素技術(DAS 及び AMR)の導入に対する関心が高い。今後は電力料金が安く、比較的電力の「質」にこだわらない途上国に適合したシステムのあり方の検討が肝要と考える。
- (3) 上記のように「電力供給事業者の視点」に立ったスマートグリッドの導入についてニーズが高まる一方、ピークシフトや分散型電源と組み合わせた「需要者側の視点」に立ったスマートグリッドの構築については、①従来の電力供給事業者には強い導入インセンティブが生まれにくいこと、②スマートグリッド導入のために各種関連政策/制度（電気料金の多様化、需要家サイドの分散型電源からの電力買取りなど）を整備する必要があること、など導入に先立ち解決する課題も多く、導入には時間が必要と考えられる。
- (4) (1)のような「供給側視点重視」及び(2)のような「需要家側視点重視」のいずれの場合も、今後の導入を検討する際には、グラウンドデザインの整備や実証プロジェクトを通じた導入効果の検証が不可欠であり、右実施に向けた民官共同による体制の構築が不可欠と考える。
- (5) 本調査は、開発途上国におけるスマートグリッド導入の可能性について検討した、JICA にとっては初めての情報収集・確認調査であった。上記のとおり、「需要家への安定した電力供給」という ODA の観点からも、スマートグリッドの要素技術の活用については、引き続き検討可能と認識している。なお、日本が有するスマートグリッド関連技術を活用する場合には、政策や制度、電力供給体制、配電網の整備状況など、各国の個別事情を十分考慮し、オーバースペックな技術の提案とならないように留意する必要がある。

第2章 インドネシアにおける電力セクターの概況

2-1 政策・制度

(1) 国家エネルギー政策

「国家エネルギー政策（National Energy Policy 2003-2020:KEN, No.0983 K/16/MEM/2004）」では、「国益を満たすエネルギー供給の保証」をビジョンとし、「エネルギー供給能力の向上」「エネルギー生産の最適化」「省エネルギー」を主要政策として、2020年までの目標を掲げた。

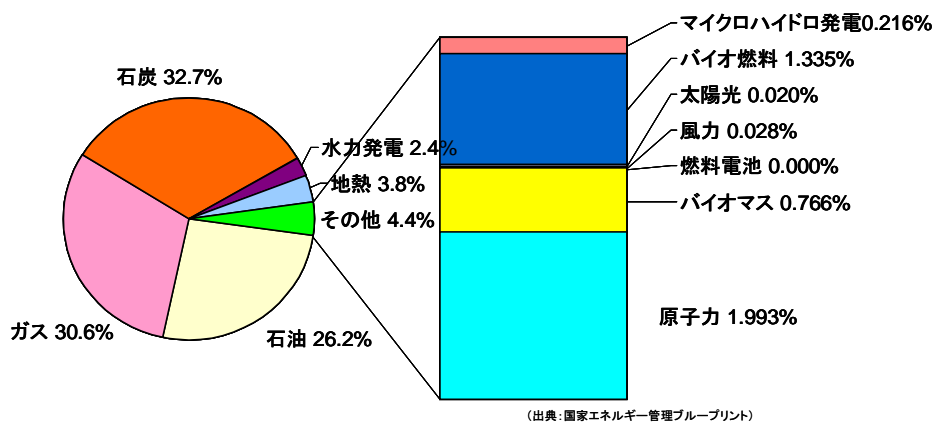
表2-1 国家エネルギー政策（KEN）の概要

目 標	<ul style="list-style-type: none"> ・市場メカニズムに導く商取引の増加 ・電化率 90%（2020年）まで向上 ・大規模水力を除いた再生可能エネルギーのシェア 5%以上（2020年） ・GDP 単位当たりのエネルギー消費量を毎年 1%低減 ・国内資源の利用拡大と国内人材の活用による海外エネルギー依存度の低減 ・エネルギーインフラの開発 ・エネルギー分野における内外産業の戦略的パートナーシップ強化
主要政策	<ul style="list-style-type: none"> ・国家開発と人口増加を満たすエネルギー供給の強化 ・最適で経済的なエネルギーの多様化 ・省エネルギーの推進

出所：MEMR 資料

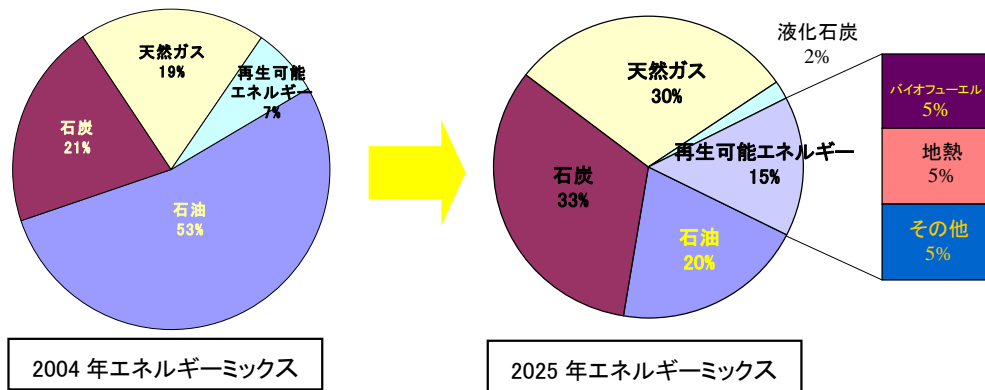
これら「国家エネルギー政策」に基づき、一次エネルギー供給の将来予測、個別エネルギー技術の2025年までのロードマップ等を示した国家エネルギーブループリント（National Energy Management Blueprint 2005-2025）が策定された。

国家エネルギーミックス2025年
最適シナリオ



出所：MEMR 資料

図2-1 国家エネルギーミックス 2025年最適シナリオ



出所：MEMR 資料

図 2-2 2025 年の一次エネルギーミックス目標

(2) 電源開発計画

インドネシアの電力設備計画及び供給計画は、エネルギー鉱物資源省（MEMR）によるエネルギー政策を考慮した「国家電力総合計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional：RUKN）」と PLN のプロジェクトを反映した電力供給事業計画である「電力供給事業計画（Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik：RUPTL）」がある。通常、RUKN が交付されれば、それを受けて RUPTL が策定される。現在の最新版はそれぞれ、2008 年の RUKN と 2010 年の RUPTL が公表されている。この RUPTL2010 には、非石油燃料発電所開発を目的とした第 1 次クラッシュプログラムと再生可能エネルギーの開発に重点を置いた第 2 次クラッシュプログラムのプロジェクトを含む、2010 年から 10 年間のインドネシア全土の電源開発計画となっている。

表 2-2 RUKN と RUPTL の特徴

	国家電力総合計画（RUKN）	電力供給事業計画（RUPTL）
策定機関	エネルギー鉱物資源省（MEMR）	インドネシア国有電力会社（PLN）
計画の概要	国が定める電力総合計画	RUKN に基づき PLN が定める電力供給計画
更新時期	定期的（毎年）に改定	基本的に RUKN 改定後
最新版	RUKN2008（2008～2027 年の計画） 改定日：2008 年 11 月 13 日	RUPTL2010（2010～2019 年の計画） 改定日：2010 年 7 月 8 日

出所：MEMR 資料、RUKN2008、RUPTL2010 を基に調査団にて作成

インドネシア全体で 10 年間の開発量は 55GW と既設発電容量の 8 割増しと高い成長が予測されている。その内訳は PLN が 6 割を占め、その他は独立系発電事業者（Independent Power Producer：IPP）となっている。電源別では、石炭火力、ガス火力、地熱発電、水力発電と続く。

表 2 - 3 RUPTL の電力開発計画 (RUPTL2010)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLN											
PLTU	3,291	4,090	834	1,479	2,203	110	1,200	200	7	3,007	16,421
PLTP	10	55	78	143	203	20	23	3	20	20	575
PLTGU	194	820	393	350	240	-	700	1,500	2,250	-	6,447
PLTG	105	-	225	50	-	65	235	800	1,065	1,280	3,825
PLTD	11	14	12	48	44	42	34	16	33	50	303
PLTM	14	6	6	14	8	4	5	8	1	-	66
PLTA	-	-	10	300	1,000	65	103	715	1,311	818	4,321
Total	3,625	4,985	1,558	2,384	3,698	306	2,299	3,242	4,686	5,175	31,958
IPP											
PLTU	26	891	2,649	1,703	2,212	2,160	2,550	1,930	1,410	745	16,276
PLTP	-	3	178	857	2,450	50	330	392	510	645	5,415
PLTGU	290	110	30	-	120	-	-	-	-	-	550
PLTG	10	10	80	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTD	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	22
PLTM	25	31	91	42	6	2	1	1	1	-	201
PLTA	180	195	-	-	157	90	310	30	-	-	962
Total	531	1,262	3,028	2,601	4,945	2,302	3,191	2,353	1,921	1,390	23,525
PLN+IPP											
PLTU	3,317	4,981	3,483	3,182	4,415	2,270	3,750	2,130	1,417	3,752	32,697
PLTP	10	58	256	1,000	2,653	70	353	395	530	665	5,990
PLTGU	484	930	423	350	360	-	700	1,500	2,250	-	6,997
PLTG	115	10	305	50	-	65	235	800	1,065	1,280	3,925
PLTD	11	36	12	48	44	42	34	16	33	50	325
PLTM	39	38	98	56	13	6	6	9	2	-	267
PLTA	180	195	10	300	1,157	155	413	745	1,311	818	5,283
Total	4,156	6,248	4,586	4,985	8,643	2,608	5,490	5,596	6,607	6,565	55,484

電力供給事業計画 RUPTL (2010 年) では、

- ・ 今後 10 年間の電力需要の伸び率を 9%程度と想定し、電力需要は 2009 年の 133TWh から 2010 年度は 327TWh と 2.5 倍となり、将来的に電力需給は厳しい状況が想定される。
- ・ 地方電化の促進も方針に織り込まれ、2009 年の電化率 66%を 10 年後には 91%に引き上げるとしている。
- ・ この電力需要を賄うため、10 年間で 55GW の新規の電源開発が必要となる。

また、第 2 次クラッシュプログラムでは、再生可能エネルギーの開発が進められ、特に地熱、小水力を積極的に導入する方針である。特に地熱開発は 6GW と全体の 10%以上の開発計画としており、開発は IPP 主体となっている。

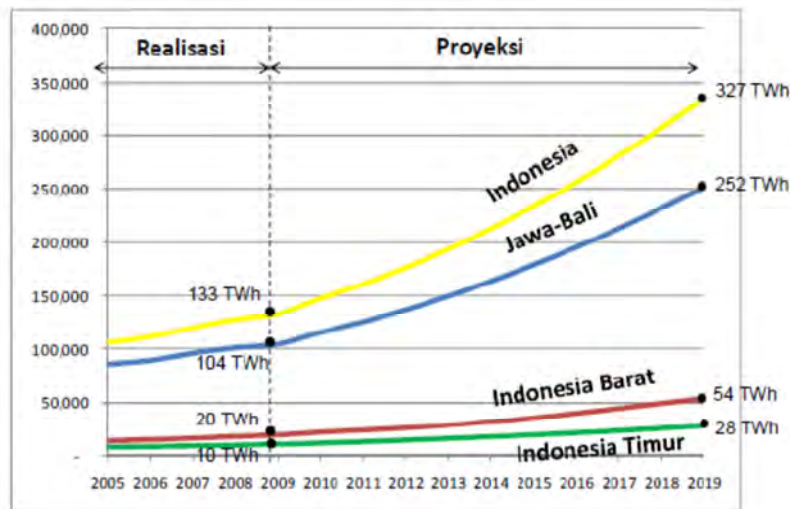


図 2 - 3 インドネシアの電力需要予測 (RUKN2008)

2006年にスタートした「非石油燃料発電所開発を加速するプログラム：第1次クラッシュプログラム（2006-2009）」は Labuan 発電所の1号機（300MW）の運転開始を除くと、ほとんどの発電所が運転開始を遅延している。これに続き、第2次クラッシュプログラム（2010-2014）が策定された。電源開発規模は1万MWと同じであるが、第2次クラッシュプログラムは、電源の多様化として「再生可能エネルギーの開発」に重点を置いている。また、開発主体もIPPをメインと考えている。

表2-4 クラッシュプログラムの概要

	第1次クラッシュプログラム	第2次クラッシュプログラム
計画年	2006～2009年（2014年）	2010～2014年
電源開発量	約1万MW （内訳）ジャワ・バリ：約7,000MW ジャワ・バリ以外：約3,000MW	約1万MW （内訳）ジャワ・バリ：約5,070MW ジャワ・バリ以外：約4,452MW
開発主体	PLN：100%	PLN：44%（4,216MW） IPP：56%（5,306MW）
電源種別	石炭火力：100%	石炭火力：36%、ガス火力：1%、ガス コンバインドサイクル：9%、再生可能 エネルギー：54%（地熱：41%、水力： 13%、化石燃料：46%）
背景（目的）	<ul style="list-style-type: none"> ・緊急電源開発 ・脱石油政策 	<ul style="list-style-type: none"> ・緊急電源開発 ・電源の多様化 ・再生可能エネルギーの導入

出所：PLN資料、RUPTL2010を基に調査団にて作成

2-2 電力事業体系

(1) エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources：MEMR）

MEMRは、資源・エネルギー分野全般を所掌しており、電力分野では、電力需給予測、送電網計画、投資・資金政策、新・再生可能エネルギー源利用政策等を盛り込んだ総合計画である国家電力総合計画（RUKN）策定の責も負っている。

MEMRは、3総局（石油・天然ガス総局、電力・エネルギー利用総局及び鉱物・石炭・地熱総局）と3庁（エネルギー鉱物資源教育訓練庁、エネルギー鉱物資源研究開発庁及び地質庁）から構成されている。そのうち、電力部門を規制・監督するのは電力エネルギー利用総局（Director General of Electricity and Energy Utilization：DGEEU）であり、電力行政全般に加え、電力を含めた石油、ガス、石炭等の一次エネルギーの需給計画を立案するなどの役割を担っている。

DGEEUは、電力計画局、電気事業監督局、電力技術・環境規制局及び新・再生可能エネルギー及び省エネルギー局の4つの局により構成されている。

(2) インドネシア国有電力会社 PLN（Persero）

1992年のIPP導入に始まる構造改革の下、PLNは、1994年に株式会社に移行するとともに、各事業分野の効率化を図るため、垂直統合型の経営から、事業分野と地域に特化した分

社化及びビジネスユニット化を進めてきた。

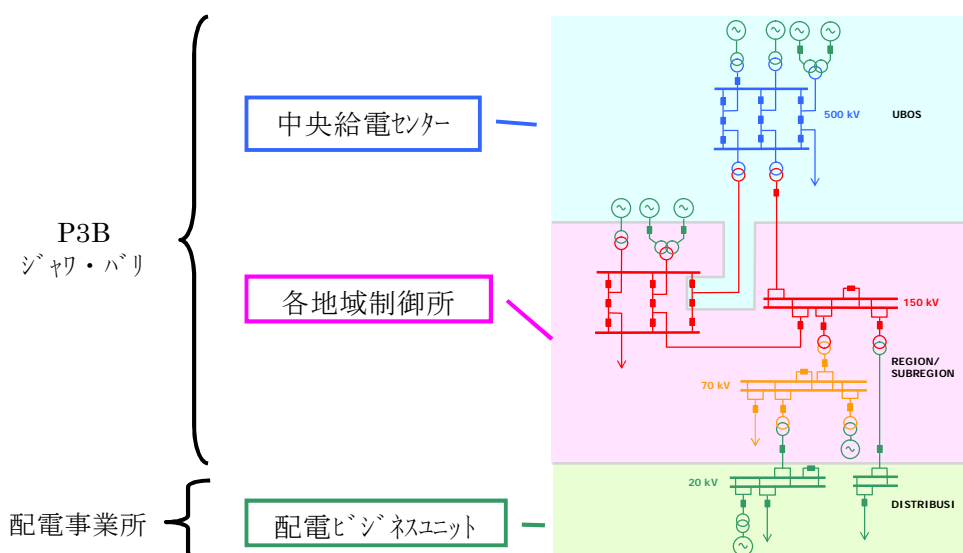
ジャワ・バリ以外のその他地域では、バタム (Batam) 島に PLN Batam、東カリマンタンのタラカン (Tarakan) 島に PLN Tarakan といった PLN 子会社による特定地域での電力供給があるものの、原則的には、地理的・機能的に業務分離されたビジネスユニットにより電力供給を行っている。

表 2-5 各地域の発・送・配電、顧客サービスの概要

	ジャワ島・バリ島	スマトラ島	その他の地域
発電	インドネシア・パワー社 ジャワ・バリ発電会社	北スマトラ発電 南スマトラ発電	9 地域支店 [垂直統合型] PLN バタム PLN タラカン [PLN 子会社]
送電	ジャワ・バリ送電・給電 センター	スマトラ送電・給電 センター	
給電	(P3B ジャワ・バリ)	(P3B スマトラ)	
配電・顧客サービス	5 配電事務所	7 地域支店	

出所：PLN Annual Report 2006

図 2-4 にひとつの例として、ジャワ・バリ島における送・配電関係における各組織間の役割分担を示す。ジャワ・バリ系統全体の需給調整、500kV 系統の監視制御や発電所への指令については、PLNP3B ジャワ・バリ中央給電センターが、150kV、70kV 系統の監視制御については、PLNP3B の各地域制御所が実施している。また、20kV 以下の配電系統の監視制御については、各地域の配電ビジネスユニットが実施している。

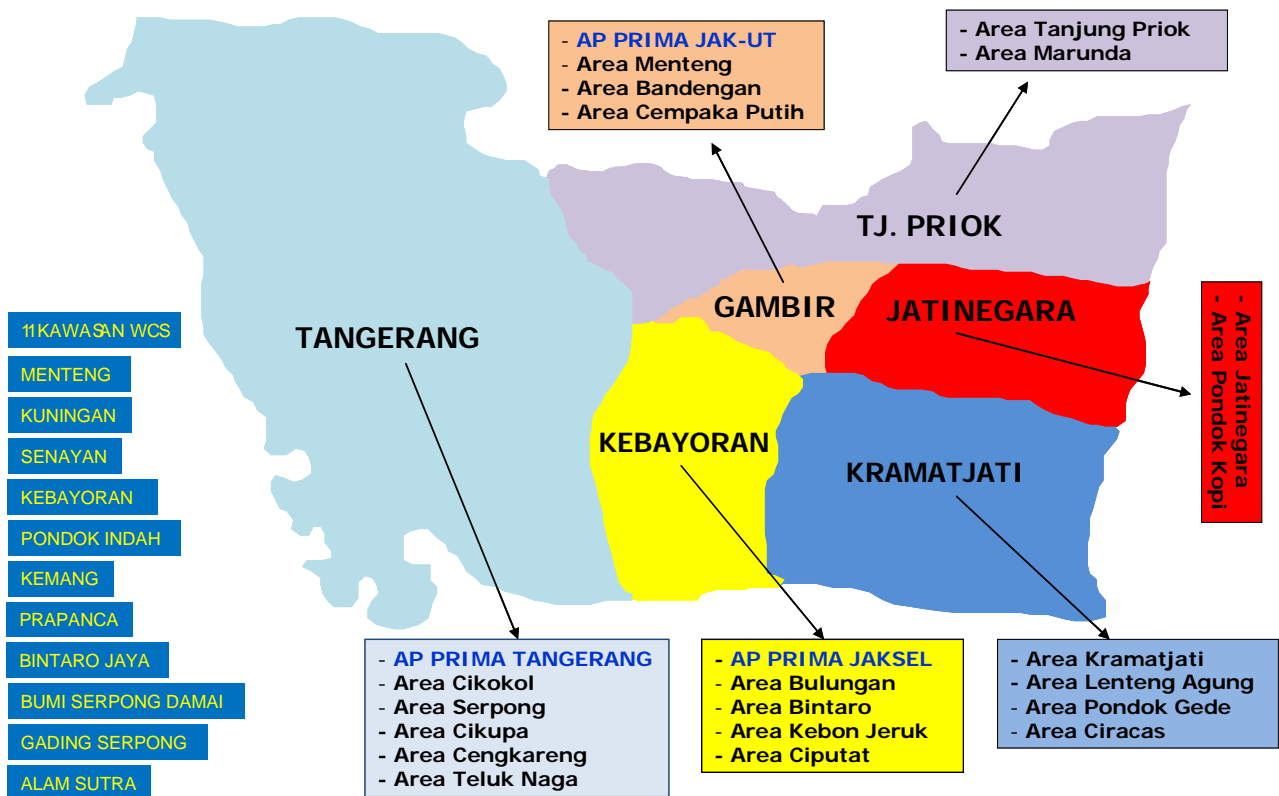


出所：P3B 資料

図 2-4 発・送・配電の各組織間の責任分界点 (ジャワ・バリ島)

(3) PLN ジャカルタ・タンゲラン支店

ジャカルタ・タンゲラン支店の範囲はジャカルタ市だけでなく、周辺のブカシ、タンゲラン等を含むが、ジャカルタ大都市圏としての JABODETABEK (Jakarta-Bogor-Depok-Tangerang-Bekasi) より狭い。支店オフィス自体はジャカルタ都心のメンテン (Menteng) 地区内に位置する。支店内の地域区分は図 2-5 に示すように古くは 6 地域に分けられていた。しかし、2010 年からより細かい 20 地区に分けられ、統計等も 20 地区で取るようになった。なお、6 地域と 20 地区は 1 地区 (Cempaka Putih 地区が Gambir 地域と Jatinegara 地域にまたがる地区) を除けば、重なる地域はない。



出所：PLN Persero 資料

図 2-5 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店管轄内における配電線管轄区域及び営業所

20 地区別を中心にジャカルタ・タンゲラン支店内の状況を表 2-6 に示す。これらのデータのうち、主要なものを図で示すと、図 2-6、2-7 に示すとおりである。同支店内では、Menteng 地区の収入が最大である。また、フィーダについては、地中が中心であるが、Menteng、Jatinegara、Cempaka Putih、Lanteng Agung、Tanjung Priok 地区はすべて地中である一方で、Bintaro、Serpong、Cikupa、Teluk Naga、Cenkareng 地区等は比較的架空が多い。配電における年間停電時間 (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) については、6 地域分け当時の情報しか入手できなかったが、Tangerang、Kebayoran の順で高くなっている。

表 2-6 ジャカルタ・タンゲラン支店内地区別現況

Six Area Names	Distribution Branch Office	Numbers of Customers					Name of 150/20kV substation	Revenue (B. Rp)	Consumption (kWh)	No. of feeders				Distance of feeders		SAIDI (Min./Customer)			SAIFI	
		Residential	Commercial	Industrial	Social	Government				UG 20kV	Mixed	OH 20kV	Total	UG 20kV (kms)	OH 20kV (kms)	Distr.	Power Plant./Trns	Total	2009	2010
Jatinegara	Jatinegara	103,277	7,769	82	1,597	774	Cipinang Manggarai	584,714,237	829,612	47	0	0	47	297.32	-	116.58	700.84	817.42	2.69	1.58
	Pondok Kopi	190,954	10,281	343	2,417	757	Pengalangan Pondok Kelapa	817,911,894	1,188,946	57	5	2	64	509.85	23.02				3.30	3.02
Gambir	Cempaka Putih	165,698	11,301	575	2,395	928	Pulomas Pulogaddung Gambir Baru	1,373,063,519	1,837,809	105	0	0	105	654.06	-	292.60	918.56	1,211.16	2.90	2.59
	Bandengan	190,457	43,227	2,509	2,557	1,126	Ketapang Angke Mangga Besar Muara Karang Ancol	2,447,661,662	2,923,209	166	3	0	169	983.54	14.14				3.22	2.78
	Menteng	143,195	19,740	357	2,788	1,506	Grogol Karet Lama Karet Baru Budi Kemuliaan Gambir Lama Kebon Sirih Taman Rasuna Gedung Pola Dukuh Atas Setia Budi AGP	3,627,432,400	4,662,569	327	0	0	327	1,222.36	1,190.98				2.18	2.41
Kramat Jati	Kramat Jati	90,701	6,249	50	1,243	484	Cawang New Cawang Miniatur	365,809,680	491,314	28	1	0	29	265.54	1.49	224.04	281.58	505.61	4.33	2.72
	Lenteng Agung	158,167	10,781	36	1,787	879	Duren Tiga Kemang	780,735,405	1,096,954	61	0	0	61	462.00	80.00				3.96	3.48
	Pondok Gede	199,603	15,289	51	1,954	343	Jatirangon	598,220,107	867,677	41	3	1	45	628.14	17.00				5.15	3.44
	Ciracas	160,869	10,661	142	1,839	886	Gandaria	639,929,012	928,456	44	4	0	48	777.55	0.29				4.46	3.18
Kebayoran	Bulungan	143,441	11,913	170	1,861	918	CSW Mampang Baru Danayasa New Senayan Senayan	2,485,046,640	3,040,556	179	1	0	180	1,065.62	17.49	356.45	963.02	1,319.47	2.36	2.74
	Kebon Jeruk	116,743	8,614	104	1,168	659	Kembangan Kebon Jeruk	781,205,791	995,534	37	0	3	40	356.85	29.14				5.28	5.03
	Ciputat	196,605	13,199	59	2,229	444	Gandul	746,456,483	1,021,675	62	0	3	65	1,195.25	73.40				6.34	5.29
	Bintaro	236,504	9,186	83	2,283	426	Pebukangan Bintaro	827,217,087	1,126,630	45	0	7	52	712.81	61.84				5.91	5.37
Tanjung Priok	Tanjung Priok	102,427	11,305	196	1,450	895	Kemayoran Pegangsaan Plumpang	1,172,120,979	1,580,327	86	0	0	86	440.63	0.00	233.55	610.01	843.56	2.83	2.58
	Marunda	204,487	11,843	391	2,541	752	Marunda Bakasi Kandang Sapi	1,565,145,270	2,529,937	127	1	0	128	849.27	32.21				3.56	3.34
Tangerang	Cikokol	180,416	11,589	643	2,067	541	Maximangando Tangerang Ciledug	1,482,003,193	2,201,496	98	2	7	107	735.56	187.38	391.48	795.03	1,186.51	7.70	5.60
	Serpong	236,499	17,287	616	2,573	818	Jatake Legok Lengkong Serpong	1,387,754,575	1,877,018	92	14	12	118	851.39	232.45				7.97	8.25
	Cikupa	194,871	9,055	831	3,474	307	Balaraja New Balaraja Pasar Kemis Cikupa Citra Habitat Tiga Raksa	1,454,221,476	2,215,146	105	1	14	120	891.70	321.15				6.95	6.57
	Teluk Naga	194,119	10,088	2,208	2,447	280	Sepatan Teluk Naga New Tangerang	1,015,220,489	1,374,074	56	0	15	71	1,990.56	699.66				8.13	8.17
	Cengkareng	191,259	16,440	1,373	1,892	378	Duri Kosambi Cengkareng	1,258,246,015	1,765,414	64	2	13	79	750.59	253.17				8.3	5.65

出所：PLN ジャカルタ・タンゲラン支店データより JICA チーム作成

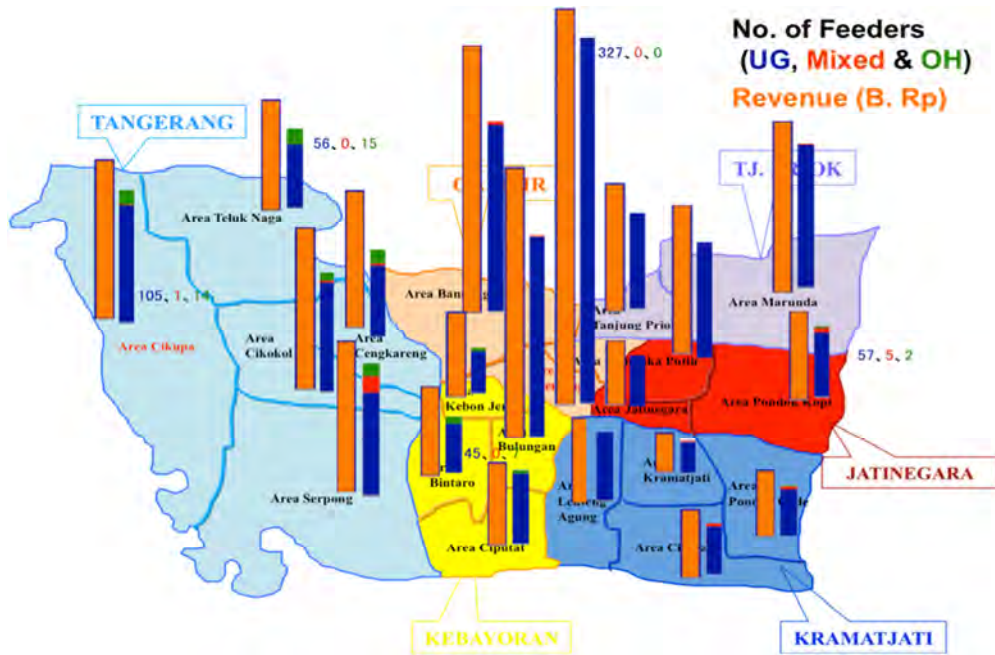


図 2-6 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店内地区別状況（収入とタイプ別フィーダ数）

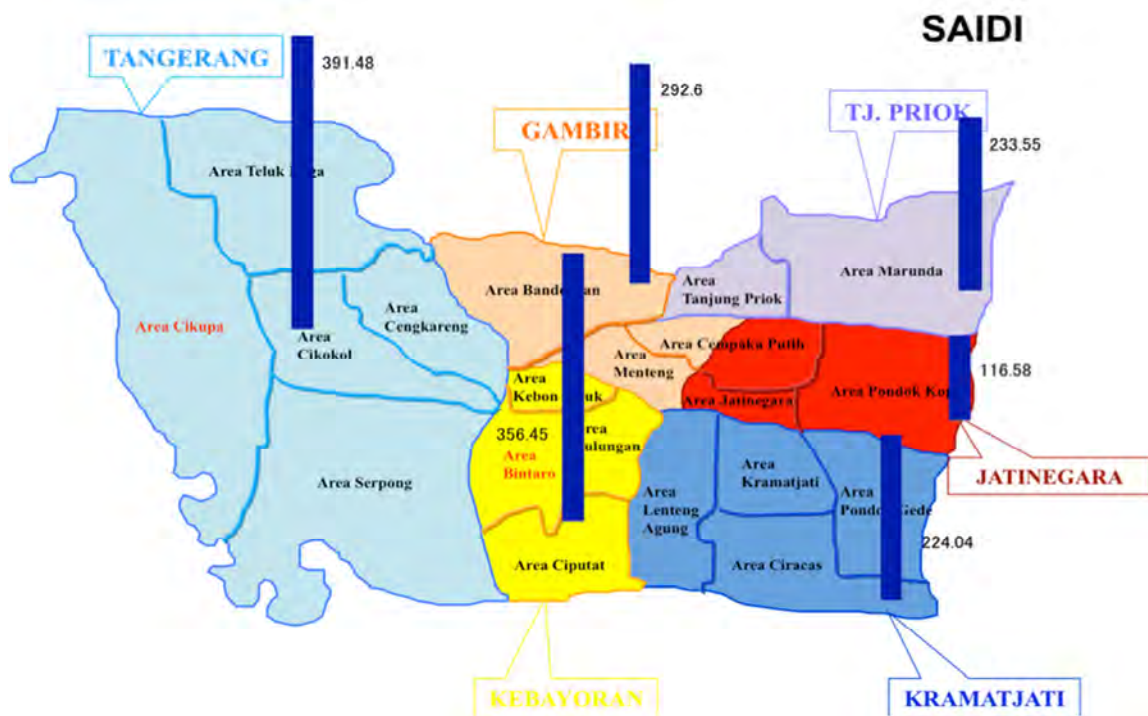


図 2-7 PLN ジャカルタ・タンゲラン支店内地域別状況（SAIDI）

2-3 インドネシア全土における電力供給

(1) 販売電力・発電電力

2009年度の販売電力量は13万4,581GWhで2008年度から4.3%増加した。産業用電力は世界的な経済危機の影響により前年度より減少したものの、家庭用及び業務用電力は増加が続いている。2005年度から2009年度の販売電力量の平均伸び率は6.1%である。

表 2-7 に顧客種類別の販売電力の推移を示す。

表 2-7 顧客種類別の販売電力の推移 (GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009
家庭	41,182	43,754	47,324	50,184	54,945
商業	15,980	18,415	20,608	22,926	24,825
産業	42,453	43,615	45,802	47,969	46,204
公共	7,417	6,825	7,510	7,940	8,607
合計	107,032	112,609	121,246	129,019	134,581
伸び率 (%)	6.9	5.2	7.7	6.4	4.3

出所：PLN Annual Report 2009

2009年度の契約口数（顧客数）はインドネシア全体で約4,011万件、電化率は63.8%である。電化率は特に離島が多い地域では低くなっている。

これに対する発電電力量の推移を表 2-8 に示す。2009年度の発電電力量の合計は15万6,797GWhで、内訳はPLNとPLNの子会社が11万5,434GWh（73.6%）、IPPからの購入分が3万6,169GWh（23.1%）、借用発電機分が5,194GWh（4.5%）である。

表 2-8 発電電力量 (GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009
PLN・PLN子会社	98,177	101,664	107,984	113,340	115,434
IPP購入電力	26,088	28,639	31,199	36,097	36,169
借用発電機	3,105	2,804	3,257	4,707	5,194
合計	127,370	133,108	142,440	149,437	156,797
伸び率 (%)	5.9	4.5	7.0	4.9	4.9

出所：PLN Annual Report 2009

また、2005年度から2009年度の発電電力量の燃料別内訳の推移を表 2-9 に示す。石油の比率を下げて、天然ガスへの転換を進めている。

表 2-9 発電電力量の燃料別内訳 (%)

	2005	2006	2007	2008	2009
石油	30.6	27.7	25.5	27.7	22.1
水力	7.7	6.6	7.5	7.2	6.6
石炭	26.1	28.8	29.3	27.6	27.5
地熱	2.4	2.4	2.2	2.3	2.2
天然ガス	12.7	13.0	13.5	14.2	18.6
購入電力	20.5	21.5	22.0	20.9	23.1

出所：PLN Annual Report 2009

(2) 発電設備

2009年度の最大電力は2万3,437MWで、2008年度の2万1,120MWから10.9%増加した。なお、2009年度の負荷率は76.3%、発電設備の年間利用率は53.7%である。これに対し、PLN（子会社含む）の発電設備容量は2万5,607MWで、内訳は汽力8,764MW（34.2%）、コンバインドサイクル7,370MW（28.8%）、水力3,508MW（13.7%）、ディーゼル2,980MW（11.6%）、ガスタービン2,570MW（10.0%）、地熱415MW（1.6%）となっている。表2-10にPLNの発電設備容量の推移を示す。

表2-10 PLN 発電設備容量の推移（MW）

	2005	2006	2007	2008	2009
水力	3,221	3,529	3,501	3,504	3,508
ディーゼル	2,994	2,941	2,956	3,020	2,980
ガスタービン	2,724	2,727	2,783	2,496	2,570
コンバインドサイクル	6,281	7,021	7,021	7,370	7,370
地熱	395	395	415	415	415
汽力	6,900	8,220	8,534	8,764	8,764
合計	22,515	24,846	25,222	25,571	25,607
伸び率（%）	4.9	10.3	1.5	1.4	0.1

出所：PLN Annual Report 2009

(3) 独立発電事業者（Independent Power Producer：IPP）

インドネシアでは電力自由化及び需給の逼迫に伴い1990年代よりIPPの導入を積極的に進めており、最初のIPPは1997年度に運転を開始した。2009年度では合計22カ所、総発電設備容量4,718MWである。表2-11にIPPの地域別の内訳を表2-12にIPPの一覧を示す。2009年度時点で15カ所、設備容量2,272MWのIPPが建設中である。

表2-11 IPPの地域別内訳

地 域	IPP（カ所）	設備容量（MW）
ジャワ・バリ地域	10	3,997
スマトラ・バタム地域	6	381
カリマンタン地域	2	55
スラウェシ及び東インドネシア地域	4	285
合計	22	4,718

出所：PLN Annual Report 2009

表 2-12 IPP の一覧

PERUSAHAAN Company	PROYEK Project	BAHAN BAKAR Fuel	KAPASITAS (MW) Capacity (MW)
PT Cikarang Listrindo	Cikarang,Jabar/West Java	Gas	150
PT Energi Sengkang	Sengkang,Sulsel/South Sulawesi	Gas	195
Chevron Geothermal Salak Ltd dan/and Dayabumi Salak Pratama Ltd.	Salak,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	165
PT Makassar Power	Pare-pare, Sulsel/South Sulawesi	MFO	60
PT Paiton Energy	Paiton I ,Jatim/East Java	Batub ara/Coal	1,230
PT Jawa Power	Palton II ,Jatim/East Java	Batub ara/Coal	1,220
Pertamina,Cevron Drajat Ltd.,Texaco Drajat Ltd.dan/and PT Drajat Geothermal Ind.	Drajat,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	180
Pertamina and Magma Nusantara Limited	Wayang Windu,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	220
PT Geo Dipa Energy	Dieng,Jateng/Central Java	Panas bumi/ Geothermal	60
PT Asrigita Prasarana	Palembang,Sumsel/South Sumatera	Gas	150
PT Sumber Segara Primadaya	Cilacap,Jateng/Central Java	Batubara/Coal	562
PT Dalle Energy Batam	Panaran,pulau Batam/ Batam Island	Gas	55
PT Mitra Energi Batam	Panaran,pulau Batam/ Batam Island	Gas	55
PT Indo Matra Power	Kawasan Industri Kabil,Pulau Batam/Batam Island	Gas	17
PT Jembo Energindo	Panaran,Pulau Batam/ Batam Island	Gas	24
PT Metaepsi Pejebe Power Generation	Gunung Megang,Sumsel/ South Sumatera	Gas	80
PT Pusaka Jaya Palu Power	Pale,Sulawesi Tengan/ Central Sulawesi	Batubara/Coal	27
PT Pertamina Geothermal Energi	Kamojang,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	60
PT Cahaya Fajar Kaltim	Embalut,Kalimantan Timur/ East Kalimantan	Batubara/Coal	45
PT Dizamatra Poweringgo	Sebayak,Sumatera Utara/ North Sumatera	Panas bumi/ Geothermal	10
PT Cipta Daya Nusantara	Mobuya,Sulawesi Utara/ North Sulawesi	Tenaga air/Hydro	3
Perum Jasa Tirta	Purwakarta,Jawa Barat/ West Java	Tenaga air/Hydro	150
Total			4,718

出所 : PLN Annual Report 2009

(4) 電源開発

急増する電力需要に対応するため、2006年の大統領令第71号により、2009年度までに合計1万MW（ジャワ・バリ 6,900MW、ジャワ・バリ以外 3,100MW）の電源開発及び流通設備の整備を行う第1次クラッシュプログラムが示された。しかし、用地取得、資金調達等の理由により計画は大幅に遅れており、2009年度までに Labuan 発電所の1号機 300MW が運転開始したのみであった。

第1次に引き続き、2010年の大統領令第4号により、第2次クラッシュプログラムが策定され、2014年までに合計1万MWの電源開発を行う計画が示された。第2次クラッシュプログラムでは、再生可能エネルギー開発が約半分を占めるとともにIPPを含めた計画としたことに特徴がある。

2-4 ジャワ・バリ地域における電力需給

ジャワ・バリ地域の2009年度発電容量はIPPも含めて、2万2,906MW（RUPTL 2010-2019より）である。一方、ピークロードは、2011年2月10日19時に1万8,374MWを記録している。火力発電所を主とした定期点検、水力の乾期における出力減、経年劣化による出力減、事故停止点検などにより実際の発電出力は約2,000~3,000MW低下しており、ピーク時には計画停電を余儀なくされるなど厳しい電力需給バランスが続いている。

(1) 発電容量

ジャワ・バリ地域の発電設備は、表2-13に示すように2万2,906MW（2009年）である。

表2-13 ジャワ・バリ地域の発電設備

発電	発電容量 (MW)	%
水力発電	2,536	11.1
石炭火力発電	10,370	43.3
コンバインドサイクル (CC) 発電	6,643	29.0
ガス火力発電	2,236	9.8
石油火力発電	76	0.3
地熱発電	1,045	4.6
計	22,906	

出所：RUPTL 2010

RUPTLによる2010年から2015年までの発電建設計画（IPP含む）を表2-14に、2016年から2019年までの発電建設計画（IPP含む）を表2-15に記載する。

表 2-14 発電建設計画 (IPP 含む)

発電	2010	2011	2012	2013	2014	2015	計
水力	0	0	0	0	1,157	0	1,157
石炭火力	3,205	3,285	2,265	1,150	3,060	1,000	13,965
CC	424	784	393	350	0	0	1,951
ガス火力	0	0	0	0	0	0	0
石油火力	0	0	0	0	0	0	0
地熱	0	0	175	425	1,380	30	2,010
計	3,629	4,069	2,833	1,925	5,597	1,030	19,083

出所：RUPTL 2010

表 2-15 発電建設計画 (IPP 含む)

発電	2016	2017	2018	2019	計
水力	62	480	943	500	1,985
石炭火力	2,860	1,200	600	3,000	7,660
CC	700	1,500	2,250	0	4,450
ガス火力	0	400	600	800	1,800
石油火力	0	0	0	0	0
地熱	220	330	325	370	1,245
計	3,842	3,910	4,718	4,670	17,140

出所：RUPTL 2010

以上をもとに、2015年時点と2019年時点の発電容量計画値を表 2-16 に整理して示す。

表 2-16 発電容量計画値

発電	2010年時点	2015年時点	2019年時点
水力	2,523	3,680 (+1,157)	5,665 (+1,985)
石炭火力	10,370	24,335 (+13,965)	31,995 (+7,660)
CC	6,643	8,594 (+1,951)	13,044 (+4,450)
ガス火力	2,236	2,236 (+0)	4,036 (+1,800)
石油火力	76	76 (+0)	76 (+0)
地熱	1,045	3,055 (+2,010)	4,300 (+1,245)
計	22,893	41,976 (+19,083)	59,116 (+17,140)

出所：RUPTL 2010 より調査団にて作成

(2) 需給バランス

ピーク電力と供給容量は、RUPTLによると厳しい状況で2019年まで続くことになるが、実際のピーク電力として下記を考慮すると、かなりのマージンをもった需給バランス計画である。

- ・ 2009年11月4日にそれまでの最高の1万7,211MWを記録し、その後前述のように2011年2月10日に1万8,374MWと過去最高を記録している。所内電力消費（需要の2.5%程度）を含む合計ピーク電力は1万8,833MW程度となる。
- ・ さらに、省力化/エネルギー効率化などによる需要減は期待できるものの、発電所建設に対するピーク需要には反映せず、省力化/効率化などのピーク需要減はマージンと考えている。
- ・ 販売電力の伸び9.3%に対し、ピーク電力の伸びは9.5%と厳しめに想定している（東京電力の場合、販売電力の伸びは1997年から2007年の間で1.1%。一方、ピーク電力の伸びは1997年から2007年で0.6%と販売電力の伸びを下回っている）。

以上のことより、2010年を実際のピーク電力である1万8,833MWを適用し、2015年時点及び2019年時点での需給バランスを表2-17に示す（前述のように、省エネやエネルギー効率化は考慮せず、電力ピークの伸びも9.5%と販売電力の伸びより大きめに設定しており、表2-17以上にマージンがある）。

表2-17 需給バランス

	2010	2015	2019
ピーク需要	-18,833	-29,648	-42,623
発電容量	22,906	41,979	59,119
計	4,073	12,331	16,496

出所：RUPTL 2010より調査団にて作成

2010年に電力供給マージンとして4,073MWあるが、実際には水不足による水力発電の発電量の低下を招いたり、経年劣化による発電量の低下や定期点検で停止している発電所などがあり、マージンはほとんどない状況である。そのため、ピーク時には計画停電を余儀なくされている。しかし、発電所建設は遅れているとはいえ、前述クラッシュプログラムなどにより着実に新発電所の運開は行われており、少なくとも2015年以降には供給力に余裕が出てくることが想定される。

一方、2009年9月29日に500/150kV変電所で事故が発生し、ジャカルタ地区で計画停電を余儀なくされたが、これは発電所建設を優先したことにより二重化など送電線信頼度向上が遅れ、ボトルネックとなったことに起因するものである。その後、RUPTLでは、発電所建設とリンクした送電線の建設や送電系統の二重化などボトルネック解消に努めており、2015年までには着実に実行される計画である。

2-5 配電ロスと停電時間

配電系統では、RUPTLによると、配電電圧の適正值維持、SAIDIと（平均）停電回数（System Average Interruption Frequency Index：SAIFI）の改善、配電ロスの削減、配電ネットワークのリハビリなどが進められていく計画である。しかしながら、発電及び送電の優先度から比べると配電の優先度は低く、信頼度の点から今後ボトルネックとなることが想定される。以下にその現況を示す。

(1) 配電ロス

インドネシア全体及びジャカルタ・タンゲラン支店の最近の配電ロスをそれぞれ表 2-18、表 2-19 に示す。インドネシア全体、ジャカルタ・タンゲラン支店ともに、配電ロスは毎年減少傾向にある。

表 2-18 インドネシアの配電ロス

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
配電ロス	8.96	9.28	9.18	8.84	8.29	7.93

出所：RUPTL 2010

表 2-19 ジャカルタ・タンゲラン支店の配電ロス

	2008	2009	2010	2011
テクニカルロス	8.81	7.57	7.44	6.40
ノンテクニカルロス	1.30	1.38	0.90	1.17
合計配電ロス	10.11	8.95	8.34	7.57

出所：PLN からの回答より

(2) 停電時間（SAIDI）及び停電回数（SAIFI）

インドネシア全体及びジャカルタ・タンゲラン支店の SAIDI 及び SAIFI をそれぞれ表 2-20、表 2-21 に示す。ジャカルタ・タンゲラン支店においては、SAIDI の 6.92H のうち、計画停電など上位系の影響による停電時間は 2.55H であり、配電系統の事故による停電時間は 4.37H である。なお、2008 年と 2009 年の SAIDI が大きいのは、電力不足や変電所事故による計画停電が多かったためと考えられる。

表 2-20 インドネシアの SAIDI 及び SAIFI

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
SAIDI (H)	9.43	15.77	27.01	28.94	80.90	16.70
SAIFI	11.78	12.68	13.85	12.77	13.33	10.78

出所：RUPTL 2010

表 2-21 ジャカルタ・タンゲラン支店の SAIDI 及び SAIFI

	2006	2007	2008	2009	2010
SAIDI (H)	5.82	7.34	14.46	17.26	6.92
SAIFI	4.45	4,65	7.32	7.17	4.59

出所：PLN からの回答より

2-6 電力料金体系

PLN の電力料金は表 2-22 に示すとおりである。

表 2-22 PLN の料金体系

種 別	契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	電力量料金 (Rp/kWh) 無効電力費用 (Rp/kVArh)	Prepaid (Rp/kWh)	接続料 (Rp/VA)	
社会 サービス (学校、 病院、教 会等)	S-1	220 VA	-	14,800Rp/月	-	60,000
	S-2	450 VA	10,000	B-1 (30kWh まで) : 123 B-2 (30kWh 超 60kWh) : 265 B-3 (60kWh 超) : 360	325	750
	S-3	900 VA	15,000	B-1 (20kWh まで) : 200 B-2 (20kWh 超 60kWh) : 295 B-3 (60kWh 超) : 360	455	750
	S-4	1,300 VA	*	605	605	750
	S-5	2,200 VA	*	650	650	750
	S-6	3,500 - 200k VA	*	755	755	775
	S-7	200kVA 超	**	WBP (最大負荷時) : K x P x 605 LWBP (最大負荷時以外) : Px605 kVArh = 650 ****	-	505
家庭用	R-1	450 VA	11,000	BL-1 (30kWh まで) : 169 BL-2 (30kWh 超 60kWh) : 360 BL-3 (60kWh 超) : 495	415	750
		900 VA	20,000	BL-1 (20kWh まで) : 275 BL-2 (20kWh 超 60kWh) : 445 BL-3 (60kWh 超) : 495	605	750
		1,300 VA	*	790	790	750
		2,200 VA	*	795	795	750
	R-2	3,500 - 5,500 VA	*	890	890	775
	R-3	6,600 VA 超	**	BL-1: H1 x 890 BL-2: H2 x 1,380	1,330	775
業務用	B-1	450 VA	23,500	BL-1 (30kWh まで) : 254 BL-2 (30kWh 超) : 420	535	750
		900 VA	26,500	BL-1 (108kWh まで) : 420 BL-2 (108kWh 超) : 465	630	750
		1,300 VA	*	795	795	750

		2,200 VA	*	905	905	750
		3,500 - 5,500 VA	*	905	1,100	775
	B-2	6,600 - 200k VA	**	BL-1: H1 x 900 BL-2: H2 x 1,380	1,100	775
	B-3	200 kVA 超	***	最大負荷時: K x 800 最大負荷時以外: 800 kVArh= 905 ****	-	505
産業用	I-1	450 VA	26,000	BL-1 (30kWh まで) : 160 BL-2 (30kWh 超) : 395	485	750
		900 VA	31,500	BL-1 (72kWh まで) : 315 BL-2 (72kWh 超) : 405	600	750
		1,300 VA	*	765	765	750
		2,200 VA	*	790	790	750
		3,500 - 14k VA	*	915	915	775
	I-2	14k - 200k VA	**	WBP (最大負荷時) : K x 800 LWBP(最大負荷時以外): 800 kVArh= 875 ****	-	775
	I-3	200 kVA 超	**	WBP (最大負荷時) : K x 680 LWBP(最大負荷時以外): 680 kVArh= 735 ****	-	505
	I-4	30,000 kVA 超	***	最大負荷時及びそれ以外: 605 kVArh= 605 ****	-	395
政府用	P-1	450 VA	20,000	575	685	750
		900 VA	24,600	600	760	750
		1,300 VA	*	880	880	750
		2,200 VA	*	885	885	750
		3,500 - 5,500 VA	*	885	885	775
		6,600 - 200k VA	**	BL-1: H1 x 885 BL-2: H2 x 1,380	1,200	750
	P-2	200 kVA 超	***	WBP (最大負荷時) : K x 750 LWBP(最大負荷時以外): 750 kVArh= 825 ****	-	505
	P-3	公共街路灯用	**	820	820	775
運 輸	T	200 kVA 超	25,000*	WBP (最大負荷時) : K x 750 LWBP(最大負荷時以外): 750 kVArh= 825 ****	-	505
Bulk (組合等) もう存在せず		200 kVA 超	30,000	WBP (最大負荷時) : K x 750 LWBP(最大負荷時以外): 750 kVArh= 825 ****	-	505
特別 (普通顧客よりも質が良い) サービス契約				1,450*	-	-

注) * : 最低請求額 (RM1) = 40 (利用時間) × 接続容量 (kVA) × 使用料
 ** : 最低請求額 (RM2) = 40 (利用時間) × 接続容量 (kVA) × LWBP 使用料
 *** : 最低請求額 (RM3) = 40 (利用時間) × 接続容量 (kVA) × LWBP 使用料
 **** : 無効電 (kVArh) 利用超過費用 = 毎月の平均力率が 0.85 を下回った場合に課される
 K : 負荷の地域特性により決まる最大負荷時の価格と最大負荷時以外の価格との比
 (1.4=<K=<2)
 P : 純社会的施設の場合 1、商業的施設の場合 1.3
 H1 : (全国平均利用時間割合×電力量以下の) 使用電力量×接続容量 (kVA)
 H2 : 使用電力量 (kWh) —H 1
 出所 : PLN 電力料金表 2010 パンフレット等から調査団作成

2-7 電力買取制度

1992 年の大統領令 No. 37 から参入が認められるようになった IPP は 1997 年のアジア通貨危機までブームとなっていたが、通貨危機により PLN の赤字は急激に膨らみ、国際通貨基金 (International Monetary Fund : IMF) のマクロ経済改革プログラムのなかでも PLN の改革は重要な一角を占めることになった。PLN の巨額の損失の原因のひとつには IPP との高過ぎる電力売買契約があり、PLN は電力購入を停止するなどしたため、IPP 側と紛争になった。一方、改革プログラムのなかで、電力事業は PLN の独占から民間セクターの自由競争に基づく電力市場への移行を図り、PLN は発電・送電・配電部門を担当する複数の事業体に解体・民営化されることになった。そのため、1985 年 15 号の電力法に替わる新電力法が 2002 年 20 号として国会で成立したが、2004 年 12 月に憲法裁判所は新電力法を違憲とする判決を下し、同法は無効とされた。その理由は、「電力民営化、競争原理の導入」は憲法 33 条 2 項の「国民の生活に有用な影響を与える産業部門は国家が運営・管理する」ことに抵触するというものであった。そのため、PLN の分離・民営化の動きは元に戻り、旧電力法 (1985 年) が有効となった。しかし、新電力法が再度作成され、2009 年に国会を通過、30 号として制定された。この新法では、電力事業の実施主体は PLN のほかに、公営企業 (県企業局等)、民間企業、協同組合、市民団体が実施できるが、PLN 事業が優先するとのことである。

IPP に関しては、「公益の電力供給事業における電力購入及び/あるいは送電網貸借の手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号」及び「公益の電力供給事業における電力購入及び/あるいは送電網貸借の手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号の変更に関するエネルギー鉱物資源大臣令 2007 年 004 号」などで、PLN の電力購入及び/あるいは送電網貸借の一般入札手続きや入札、売買価格交渉などを規定している。したがって、法令上は余剰電力の託送による売電は可能であるが、現時点での実施は困難といわれている。また、電力再販も可能であるが、実際にジャカルタで許可された事例はないとのことである。

一方、政府の資金不足からインフラ事業の官民 (公共民間) 連携 (Public-Private-Partnership : PPP) を推進することになり、電力事業もそのなかに含まれるようになった。この PPP は大統領令 2005 年 67 号「Cooperation Between Government and Business Entity in Provision of Infrastructure」と大統領令 2010 年 13 号 (大統領令 2005 年 67 号の修正) を一般的な基礎としている。この PPP 政策はプロセスを重視しており、これまでよりも時間がかかることになる。

2-8 配電会社の財務/経営状況

PLNの収支は表2-23に示すとおりである。収入のなかにみられるように、政府の補助金は全収入の36%（2010年）から48%（2008年）を占めており、政府補助金がなければ、収支をカバーすることができない状態となっている。電力会社の経営の観点からは、売電収入の1.93倍（2008年）から1.56倍（2010年）の収入を確保できるような料金、すなわち現行料金の1.9倍あるいは1.6倍の料金が必要となる。

また、支出項目では燃料費が最大で、67%（2008年）から57%（2010年）を占め、次いで買電支出が13%（2008年）から17%（2010年）となっている。燃料は政府補助金で安くなっているようであるが、PLNの燃料については補助金による安い価格ではなく、（国際）市場価格で購入しているとのことである（PLN担当者インタビュー結果）。

なお、PLNの収支勘定では、補助金が営業収入に計上されているが、赤字を補てんするのは政府の役割（料金設定の最終決定は政府・国会が行うため）ということを考慮すれば、PLNの計上でもよいかと解釈される。

表2-23 PLNの収支 (単位：百万Rp)

項目	年	2008	2009	2010	2008	2009	2010
収入	売電収入	84,279,726	90,172,100	102,973,531	51.3%	62.1%	63.4%
	政府補助金	78,577,390	53,719,818	58,108,418	47.8%	37.0%	35.8%
	接続料収入	589,622	651,716	760,837	0.4%	0.4%	0.5%
	その他	791,772	678,510	532,508	0.5%	0.5%	0.3%
	営業収入計	164,238,510	145,222,144	162,375,294	100.0%	100.0%	100.0%
支出	燃料費	107,782,838	76,235,072	84,190,727	67.1%	56.4%	56.5%
	電力購入費	20,742,838	25,447,786	25,217,765	12.9%	18.8%	16.9%
	維持費	7,619,854	7,964,512	9,900,622	4.7%	5.9%	6.6%
	人件費	8,344,334	9,578,314	12,954,417	5.2%	7.1%	8.7%
	減価償却費	11,372,849	11,834,746	12,588,537	7.1%	8.8%	8.4%
	その他	4,735,081	4,035,539	4,286,003	2.9%	3.0%	2.9%
	営業支出計	160,597,794	135,095,969	149,138,071	100.0%	100.0%	100.0%
営業収支		3,640,716	10,126,175	13,237,223			
営業外	利息収入	465,400	366,731	753,181			
	外国為替収入	-6,738,465	7,577,712	2,237,943			
	その他ネット	-233,131	254,611	1,152,409			
	営業外収入	-6,506,196	8,199,054	4,143,533			
	利息支払	6,738,465	5,941,882	6,010,896			
	営業外支出	6,738,465	5,941,882	6,010,896			
	営業外収支	-13,244,661	2,257,172	-1,867,363			
実質	経常収支	-9,603,945	12,383,347	11,369,860			
	税		1,847,668	1,313,174			
	実利益		10,535,679	10,056,686			

出所：PLN、“Financial Statement”

PLN の発電単価は表 2-24 に示すとおりであり、最も低いのが水力で 100 ルピア (Rp) /kWh 前後 (2009 年 139Rp/kWh、2010 年 98Rp/kWh)、最も高いのがディーゼルで 2,700 (2009 年) ～ 4,300Rp/kWh (2010 年) となっている。全発電方式の平均は 768 (2009 年) ～796Rp/kWh (2010 年) となっている。また、IPP からの買電量は 3 万 6,168.92GWh (2009 年)、3 万 8,076.16GWh (2010 年) で、買電費用は 25 兆 4,477 億 8,600 万 Rp (2009 年)、25 兆 2,177 億 6,500 万 Rp (2010 年) であるので、買電単価は、704Rp/kWh (2009 年)、662 Rp/kWh (2010 年) となっている。

一方、PLN の平均売電価格は全国で 670.02Rp/kWh (2009 年)、699.09Rp/kWh (2010 年) であり、発電価格よりも安くなっている。すなわち、電力事業として、売れば売るほど、赤字になる状況であり、上記の収支表でみたように、赤字は政府補助金で埋められている。

表 2-24 PLN の発電単価

発電方式	2009 年	2010 年
水力	139.48Rp/kWh	98.02Rp/kWh
火力	598.31Rp/kWh	559.22Rp/kWh
ディーゼル	2,696.52Rp/kWh	4,315.43Rp/kWh
ガスタービン	1,422.1 Rp/kWh	1,594.93Rp/kWh
地熱	639.87Rp/kWh	701.39Rp/kWh
コンバインドサイクル	739.79Rp/kWh	788.46Rp/kWh
平均	767.79Rp/kWh	795.59Rp/kWh

次に、PLN の貸借対照表 (バランスシート) のうち、資産の部を示すと表 2-25 のとおりである。資産のうち 90% 近くがプラント類の固定資産である。

表 2-25 PLN の貸借対照表の内の資産 (単位：百万 Rp)

項目	年	2008	2009	2010	2008	2009	2010
固定資産	プラント資産	197,014,713	207,666,612	210,651,868	67.8%	62.2%	57.0%
	建設中資産	53,120,352	78,482,316	106,839,853	18.3%	23.5%	28.9%
	投資資産	138,442	138,442	145,020	0.0%	0.0%	0.0%
	長期投資	526,644	832,827	919,869	0.2%	0.2%	0.2%
	繰延税資産	8,767	8,059	11,278	0.0%	0.0%	0.0%
	不使用資産	1,331,105	1,021,434	1,299,503	0.5%	0.3%	0.4%
	受取債権	1,756,932	1,684,286	551,817	0.6%	0.5%	0.1%
	定期預金等	4,313,731	3,210,105	2,407,587	1.5%	1.0%	0.7%
	その他	1,432,627	3,669,502	1,590,501	0.5%	1.1%	0.4%
	計	259,643,313	296,713,583	324,417,296	89.3%	88.9%	87.8%
流動資産	現金	6,387,627	13,043,196	19,716,798	2.2%	3.9%	5.3%
	短期投資	5,207,014	1,715,844	828,739	1.8%	0.5%	0.2%
	受取勘定	1,708,320	2,555,458	2,875,168	0.6%	0.8%	0.8%
	受取補助金	7,294,364	8,580,474	9,358,747	2.5%	2.6%	2.5%
	その他	473,030	478,570	801,901	0.2%	0.1%	0.2%
	在庫	9,091,138	9,721,258	9,927,314	3.1%	2.9%	2.7%
	前払い税金	129,924	236,375	550,880	0.0%	0.1%	0.1%
	前払い費用	784,213	668,318	826,907	0.3%	0.2%	0.2%
	関連団体受取勘定	-	-	256,740	-	-	0.1%
	計	31,075,630	36,999,493	45,143,194	10.7%	11.1%	12.2%
総資産	290,718,943	333,713,076	369,560,490	100.0%	100.0%	100.0%	

出所：PLN、“Financial Statement”より

対する資本及び負債の部は表 2-26、2-27 に示すとおりである。資本と固定負債がほぼ 4 割ずつであるが、2008 年から 2010 年までの 3 年間で、資本が 44%から 41%に割合を減らしたのに対して、固定負債は 40%から 45%に増えている。

表 2-26 PLN の貸借対照表の内の資本 (単位：百万 Rp)

項目	年	2008	2009	2010	2008	2009	2010
資本	資本金	46,107,154	46,107,154	46,107,154	15.9%	13.8%	12.5%
	追加資本金	30,965,460	34,819,299	37,122,096	10.7%	10.4%	10.0%
	計上内部留保	1,894,149	1,894,149	8,248,328	0.7%	0.6%	2.2%
	非計上内部留保	48,019,804	58,375,483	58,107,990	16.5%	17.5%	15.7%
資本計	126,986,567	141,196,085	149,585,568	43.7%	42.3%	40.5%	

出所：PLN、“Financial Statement”より

表 2-27 PLN の貸借対照表の内の負債 (単位：百万 Rp)

項目	年	2008	2009	2010	2008	2009	2010	
固定負債	繰延収入	7,556,638	8,297,478	10,126,136	2.6%	2.5%	2.7%	
	繰延税金負債	8,273,883	9,397,962	9,979,393	2.8%	2.8%	2.7%	
	長期負債	ソーステップローン	18,929,074	19,111,614	22,803,597	6.5%	5.7%	6.2%
		政府ローン	3,231,719	2,937,926	2,016,668	1.1%	0.9%	0.5%
		リース	18,563,764	14,363,539	14,166,649	6.4%	4.3%	3.8%
		銀行ローン	10,192,011	23,705,248	36,400,362	3.5%	7.1%	9.8%
		社債	28,508,458	46,246,024	46,656,045	9.8%	13.9%	12.6%
		買電支払勘定	7,754,912	6,494,843	6,049,046	2.7%	1.9%	1.6%
		関係団体支払勘定	97,932	187,210	-	0.0%	0.1%	-
		従業員給付金債務	12,968,866	13,902,579	16,358,885	4.5%	4.2%	4.4%
		その他支払勘定	226,594	138,776	98,395	0.1%	0.0%	0.0%
固定負債計	116,303,851	144,783,199	164,655,176	40.0%	43.4%	44.6%		
流動負債	支払勘定	関係団体	354,634	568,269	425,173	0.1%	0.2%	0.1%
		第三者	23,538,716	14,506,739	12,227,842	8.1%	4.3%	3.3%
	税金支払勘定	685,784	557,007	905,656	0.2%	0.2%	0.2%	
	未払費用	3,489,396	4,531,162	5,162,055	1.2%	1.4%	1.4%	
	顧客保証金預金	5,401,137	5,961,009	6,544,422	1.9%	1.8%	1.8%	
	プロジェクト支払勘定	1,373,698	4,064,956	4,059,224	0.5%	1.2%	1.1%	
	満期長期負債	ソーステップローン	2,287,600	2,082,552	2,088,093	0.8%	0.6%	0.6%
		政府ローン	293,793	293,793	293,793	0.1%	0.1%	0.1%
		リース	1,344,518	1,210,483	1,408,607	0.5%	0.4%	0.4%
		銀行ローン	2,508,315	1,842,542	3,343,493	0.9%	0.6%	0.9%
		社債	-	-	4,045,950	-	-	1.1%
		買電支払勘定	194,708	175,656	176,607	0.1%	0.1%	0.0%
		関係団体支払勘定	-	-	282,319	-	-	0.1%
従業員給付金債務	1,398,355	1,566,829	1,438,655	0.5%	0.5%	0.4%		
その他支払勘定	4,557,871	10,372,795	12,917,857	1.6%	3.1%	3.5%		
流動負債計	47,428,525	47,733,792	55,319,746	16.3%	14.3%	15.0%		
資本及び負債計	290,718,943	333,713,076	369,560,490	100.0%	100.0%	100.0%		

出所：PLN、"Financial Statement"より

2-9 関連政府機関の支援体制

上記のように、政府は財務省規則 No. 111 (2007年2月)に基づき PLN の売買電価格の逆ザヤを埋め、収支を黒字化するために、補助金による支援を続けている。また、PLN は国営企業であり、ソフトローンを資金として活用することが可能であるが、同ローンの保証は政府が行っており、また、PLN が海外から調達する外国製の設備・機器に対して関税の減免措置を与えるなどの支援も行っている。

2-10 変電所設備

配電用変電所設備は、150/20kV と 70/20kV の 2 種類があり、ジャカルタ・タンゲラン支店における数量及び今後の増設計画を表 2-28 に示す。

表 2-28 配電用変電所数

変電所種類	2009	2010	2011	2012	2013
150/20kV	63	66	69	82	82
70/20kV	1	1	1	0	0

出所：PLN からの回答より

(1) 150/20kV 変電所

主な仕様を次に示す。

- ・ 電圧：150 / 20 kV
- ・ 結線：スター - スター（接地）
- ・ バンク数：3 バンク（60MVA x 3）
- ・ 2次側回路数：13～15 回路（20kV 配電線）が主
- ・ 保護リレー：配電盤のなかに電子式リレーが設置

代表的な写真を図 2-8 及び図 2-9 に示す。



図 2-8 配電用変電所



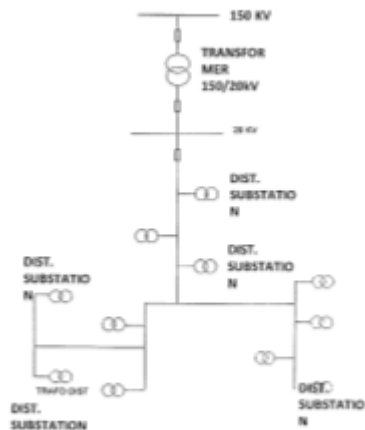
図 2-9 配電用変電所内の配電盤

2-11 配電系統、配電機器

(1) 配電系統

配電系統は、ジャカルタ郊外やタンゲラン地区は主に架空系統であり、ジャカルタ市内は地中系統である。架空系統は主に樹枝状でループ点はなく、地中系統はスピンドル方式が適用されている。それぞれの代表的な系統図を図 2-10 と図 2-11 に示す。

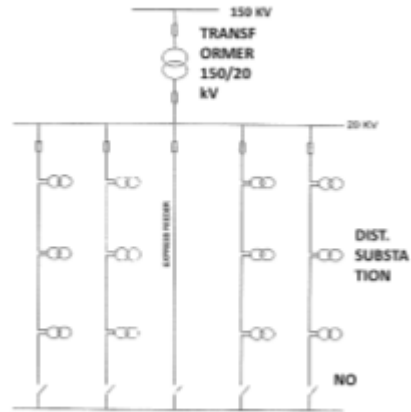
Distribution Feeder for OH (Over Head)



System Radial

図 2-10 樹枝状架空系統

3.3 Distribution Feeder for UG (Under Ground)



System Spindle

図 2-11 スピンドル地中系

架空系統にはリクローザが図 2-12、2-13 に示すように途中に設置されているが、自動化はされていない。主に分岐点に設置されており、配電線当たり最大でも 1 台設置されているのみ。手動操作タイプであるが図 2-14 で示すように負荷開閉器 (Load Break Switch : LBS) も設置されている。キャパシタは設置されておらず力率は悪い (0.85 以下) とのこと。変電所には再閉路リレーが設置されておらず、樹木接触など一時的な事故に対しても長時間停電する。20kV 配電線の間中ポイントを遠方制御できるように地中用リングメインユニット (Ring Main Unit : RMU) を架空系統に使用している。そのため、図 2-15 で示すように架空の電線をいったん地中化して RMU に接続し、また架空系統に戻す必要があり、非効率な系統構成となっている。さらに、その RMU に接続される変圧器は大容量 (160kVA~1,000kVA) となるため、低圧線が長くなりロス増大の要因ともなっている。

地中系統 (スピンドル方式) では、負荷を接続できる通常の配電線と、負荷を接続していないが事故が発生した場合に電気を供給する Express line の 2 種類がある。20kV 配電線の容量は 5,000kVA/feeder であり、1 バンク当たり 2 回線の Express line が設置されている。配電線の末端に図 2-19 で示すようにスイッチステーションがあり、当該バンクのすべての配電線が接続されている。このスイッチステーションの開閉器を開閉することで Express line から通常の配電線に電気を供給できる。この Express line の通常負荷は 0% であり、負荷バランス上効率が悪い。さらに、末端のスイッチステーションに接続するため、各配電線をその接続のため布設する必要があり効率性は低い。さらに、図 2-15 で示すように中間ポイントに遠方制御可能な RMU があるのみであり、事故区間の分離は 1 カ所のみとなっているため、配電線上で事故が発生した場合には、広い地域が影響を受ける。

(2) 配電機器

配電機器としては、架空系統で使用されているリクローザ (図 2-12 及び図 2-13)、柱上負荷開閉器 (図 2-14)、中間ポイントの負荷開閉器 (図 2-15) とその遠方制御装置 (Remote Terminal Unit : RTU、図 2-16)、架空系統用変圧器 (図 2-17)、地中スピンドル系統用 RMU (図 2-18)、スピンドル系統末端のスイッチステーション (図 2-19 及び図 2-20) がある。



図 2-12 リクローザ



図 2-13 リクローザ用コントロール装置



図 2-14 柱上負荷開閉器 (LBS)



図 2-15 中間ポイントの負荷開閉器 (LBS)
架空系統用にもかかわらず RMU が使用されている (地中系統用と同じ)。



図 2 - 16 RMU 用遠方制御装置 (RTU)
PLC が適用されていた。



図 2 - 17 変圧器は電柱に設置
(架空系統では、変圧器は架空に設置されていたが、RMU と接続するため地中に変更し接続している。)



図 2 - 18 地中系統用 RMU



図 2 - 19 末端のスイッチステーション



図 2-20 Switch Station 用 RTU
(がれきのなかに設置)

距離が短いのでパイロットワイア
で通信 (通常は PLC)

2-12 通信設備

ジャカルタで使用されている通信方式は次のとおり。

- ・ 光ファイバー (コントロールセンターと配電用変電所間、子会社の Icon+からリースまたは自らが設置)
- ・ パイロットワイヤまたは電力線搬送 (Power Line Carrier : PLC) (コントロールセンターとスイッチステーションとの間の通信)
- ・ GPRS (自動検針用、トライアル段階)
- ・ 低圧 PLC (Smart Meter との通信用、トライアル)

2-13 電力量計

(1) 種類・価格等

電力量計の設置については、電力量計の所有者である PLN が実施している。基本的に 1 需要家に 1 台設置しており、一般需要家には単相を、大口需要家には三相電力量計を使用している。両電力量計とも機械式・電子式を利用していたが、盗電防止の観点から機械式については既に購入を中止している。

表 2-29 PLN における電力量計の設置台数及び購入価格

	単 相		三 相	
	機 械 式	電子式 (プルパト式)	機 械 式	電 子 式
設置台数 (個)	—	76,177 (205,890)	—	13,054
購入価格 (Rp)	187,000	200,000 (364,309)	—	3,443,000

出所：PLN からの回答より

また、PLN では試験的に下記の各種の電力量計の導入も進めている。

1) プリペイド式電力量計

ジャカルタ市内において 25 万顧客に導入済みである [中華人民共和国 (以下、「中国」と記す) の Shenzhen Star Instrument Co 製]。さらに 2011 年には、ジャカルタ市内において 10 万顧客に導入する計画である。



図 2-21 プリペイド式電力量計

2) 自動検針用片方向通信電力量計

GPRS (General Packet Radio Service : GSM のパケット伝送) を利用した電力量計が採用されており、すべての中圧顧客及び 41.5kVA 以上の低圧顧客に導入済みであるが、GPRS 回線を利用しているため、通信コストが高いことが問題点として顕在化している。

3) 双方向通信電力量計

双方向通信電力量計 (Smart Meter) については、低圧 PLC を利用した電力量計が採用されており、クバヨランバル地区の 1,000 顧客に導入済みである。現在のところ、すべて単相のみの導入であり、購入価格は 1 つ当たり約 20 万 Rp と従来から利用されている単相電力量計と同等であった。また製品は、モルドバ共和国 (以下、「モルドバ」と記す) の ABAKUS 製を利用している。



図 2-22 Smart Meter

(2) 設置方式

電力量計の設置方式は、わが国と同様に、1 需要家 1 台が基本であり、大口や一般需要家などの規模による区別はなく、1 台ごとに 1 つの設置箱を設け、外部からの接触を未然に防ぐよう努めていた。



図 2-23 電力量計の取付状況の一例

(3) 検針

検針の頻度は、月 1 回である。検針作業については基本的にアウトソーシングしており、PLN ではアウトソーシングの作業の管理だけを行っている。PLN ジャカルタ・タンゲラン支店の管轄内にある 20 営業所には、管轄区域の規模にもよるが、平均 2~3 名のアウトソーシング管理者が設置されている。

(4) 検定

PLN が Badan Metrologi (タクシーのメータなども含む) という規制にのっとり、単相・三相 (機械式・電子式とも) とも 10 年に 1 度実施している。取替については、原則 10 年に 1 度との方針であるが、実際には 20 年に 1 度の頻度で交換されている。

Accuracy についても Badan Metrologi にて規定されており、表 2-30 に示すとおりである。

表 2-30 PLN における電力量計の検定 Accuracy

	単 相		三 相				
	機械式	電子式	機 械 式		電 子 式		
			有効分	無効分	有効分	無効分	
Accuracy	±2%	±1%	±1%	±3%	変電所等	0.2%	0.2%
					工業	0.5%	0.5%
					一般需要家	1.0%	1.0%

出所：PLN からの回答より



図 2-24 PLN 検定現場

2-14 電力量計測システム

前述したとおり、PLN では、すべての中圧顧客及び 41.4kVA 以上の低圧顧客に GPRS を利用した電力量計を、またクバヨランバル地区においては低圧 PLC を利用した電力量計を導入している。そのため、これらの顧客に対しては、遠隔検針が可能であり、検針作業の省力化に貢献している。しかし、通信コストが高い、通信の信頼度が低い等の問題が発生しており、今後の対応が必要となっている。

第3章 インドネシアにおけるスマートグリッド導入に係る現状

3-1 スマートグリッド導入の目的

インドネシアでは、今まで発電不足が深刻であり、発電所及び基幹送電線の建設を優先的に進めてきており、一般的に送配電分野への投資の優先度は低かった。その結果、送配電がボトルネックとなった供給信頼度の問題や送配電ロスなどが課題として顕在化してきている。さらに、ピーク負荷に対する発電所の建設を中心に推進してきており、ピークを抑制するようなエネルギー効率化への取り組みは、いまだ限定的である。

しかしながら、発電所の建設が急ピッチで進められてきた結果、緊急的な発電不足の状況は回避されつつあり、上記課題の解決のための投資環境が整いつつある。

このような背景から、供給信頼度の向上や配電ロスの低減、エネルギー効率化、地球環境対策など、従来からの課題を改善する目的でスマートグリッドの導入は今後重要になると考えられる。

3-2 スマートグリッド導入に関する制度/政策、開発体制

スマートグリッド導入に関する制度/政策について、中央政府においては、現状では組織立った取り組みは特に見当たらない。「ジャカルタ首都圏投資促進特別地域 (Metropolitan Priority Area for Investment and Industry : MPA)」構想が、2010年10月に開催された「日・イ閣僚級経済会合」において両国間で基本合意に至っており、2010年12月には「MPA構築の協力に係る日・イ協力覚書」が両国政府間で正式に署名された。2011年3月17日にジャカルタにて開催された第1回運営委員会において、早期実施事業の候補リストとして9分野17件の事業が両国間で採択されたが、そのなかの「ジャカルタ東部の工業団地郡の改善」においては、「スマートグリッド（次世代電力網）を活用した都市開発『スマートコミュニティ』の推進」が含まれており、制度/政策は未整備であるものの、開発体制においては徐々に具現化されつつある。また、PLNにおいては、スマートグリッドチームを独自に結成し、PLNが取り組むスマートグリッドに関するロードマップ(10～20年)の作成やパイロットプロジェクトの候補地の検討などに取りかかっているが、具体的な内容については、今後整備される予定である。

3-3 経済・産業政策におけるスマートグリッドの位置づけ

スマートグリッドについてのインドネシア政府としては認識がまだ進んでおらず、経済・産業政策のなかに明確には位置づけられていない。現在、MEMR 及び PLN にて、スマートグリッドの導入ビジョン及びロードマップについて検討されている段階である。

ただし、現在新エネルギー・産業技術総合開発機構 (New Energy and Industrial Technology Development Organization : NEDO) のスマートコミュニティの実証実験が日系工業団地で進められていたり、インドネシア内の1,000島を対象としたマイクログリッドのプロジェクトが検討されている。また、技術評価応用庁 (Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi : BPPT) がスンバ島でスマートグリッドの実証実験を計画しており、スマートグリッド技術の活用について、インドネシア内で徐々に認識が高まりつつあるようである。

関連するエネルギー政策としては以下のものが挙げられる。

(1) エネルギー保全に関する政府規則 2009 年 70 号

国・地方の政府、民間セクター、コミュニティのエネルギー効率、標準化等について定められており、エネルギー保全総合計画の作成を命じている。さらに、年間 6,000TOE (ton-oil-equivalent : 石油換算トン) 以上を消費する消費者に対し、エネルギー・マネジャーの任命、エネルギー保全計画の開発、エネルギー監査とその勧告実施、エネルギー管理計画の報告を要求している。

(2) PLN に再生可能エネルギー、石炭、天然ガスを利用した発電所を促進させる大統領令 2010 年 4 号

再生可能エネルギーや石炭、天然ガス利用の発電所開発のために PLN と民間セクターとのジョイントを進めるもの。機器の輸入に関する関税免除についても定められている (2014 年 12 月まで有効)。

(3) 中小規模再生可能エネルギー発電所からの発電電力あるいは余剰電力を PLN が購入する価格に関する大臣令 2009 年 31 号

10MW までの再生可能エネルギー発電電力を PLN に購入するよう命じているが、大規模発電の再生可能エネルギーに対する電力固定価格買取制度 (Feed-In-Tariff : FIT) ではない。価格は低圧グリッドにつながられた場合は $656Rp \times (\text{優遇係数 : incentive factor})$ で、中圧の場合は $1,004Rp \times (\text{優遇係数})$ で購入することとされている。優遇係数は地域により異なり、ジャワバリは 1、スマトラ、スラウェシは 1.2、カリマンタン、東及び西ヌサテンガラは 1.3、パプアは 1.5 としている。

(4) 再生可能エネルギー利用のための税便宜に関する大臣令 2010 年 21 号

再生可能エネルギー利用促進のための投資に対する所得税減税、加速減価償却、配当税減、輸入機械・設備の販売による所得税免除 (部品は除外)、付加価値税免除、輸入関税免除、政府による税支払などを規定している。

3-4 これまでのスマートグリッド導入の実績及び効果

(1) 配電自動化 (DAS)

SCADA は、ジャカルタ・タンゲラン支店及び中部ジャワのスマラン市で適用されている。

ジャカルタ・タンゲラン支店では、配電用変電所 (150/20kV 及び 70/20kV) の監視制御をコントロールセンターにて運用している。さらに、20kV 配電線の末端に設置された Switch Station の開閉器を遠方制御 (事故時に Express line から負荷側に電力融通) している。コントロールセンターには、大型のディスプレイと操作卓 (CRT 上から操作) が設置されジャカルタの配電システムを監視制御している。2008 年に PLN の自己資金でシーメンス社から購入し実運用されている。確認された課題は以下のとおり。

- ・ スピンドルネットワークのため、他の配電線との連系が末端しかなく事故時の処理に限られる。特に配電線の中間の開閉器より負荷側の事故は融通できない。その結果、停電時間 (SAIDI) が長い。
- ・ 架空システムの監視制御が行われていない (地中システムのみ監視)。

- ・ 通常時の Express line の負荷は 0 であるが、他の配電線の負荷は 80%以上とアンバランスであり、効率が悪く、テクニカルロスが大きい。
- ・ 配電系統の表示がスケルトン表示で地図対応になっていない。そのため、事故発生時に詳細の把握ができず、復旧作業の効率が悪い。
- ・ 配電系統の設備・需要家情報などの詳細情報を把握できず、事故時の影響などは図面で行う必要がある。区間あるいは機器のシンボルをクリックすれば詳細データがウインドウ上に表示できることを希望している。
- ・ 配電用変電所監視制御にほぼ特化したシステムであり、安価と想定されるが、ループ化した配電線（架空含む）の監視制御、自動検針、DSM、太陽光の配電線連系などへの拡張性はない。
- ・ 通信方式は、パイロットワイヤ、光ファイバー、無線、GPRS の 4 方式を使用しており、統一されておらず、また、通信の信頼性が低い。
- ・ 配電系統は日常的に変更されるため、メンテナンス業務が多いが、そのほとんどを PLN 自身ができずシーメンスに発注している。そのため、メンテナンスコストが PLN にとって大きな負担となっている。

以上のように既設システムは、変電所の監視制御を主とした SCADA のものであるため、停電時間短縮などの機能の面で十分ではなく、システムの信頼度の面や保守の面でも課題がある。

なお、中部ジャワのスマラン市（約 300 万人の人口の大都市）の DAS については、下記情報を PLN から入手した。

- ・ 無償援助で大韓民国（以下、「韓国」と記す）が 2009 年から建設
- ・ 2010 年 8 月から運転開始（トレーニングも実施済み）
- ・ 規模は 5 配電用変電所と遠方制御 62 ポイント

(2) 自動検針（AMR）

ノンテクニカルロスの低減を目的に、プリペイドメータや自動検針がトライアルされている。

1) プリペイドメータ

- ・ 米国アイトロン社がジャワ・バリ系統用にプリペイドメータを 80 万個受注し、そのうち半分を既に設置済み。
- ・ ジャカルタ支店では、25 万個を既に導入済み（2010 年）。さらに 10 万個を 2011 年に設置する計画。

2) 自動検針（AMR）

- ・ 中圧需要家のすべてと 41.5kVA 以上の低圧需要家に GPRS 通信による AMR を導入済み。
- ・ 1,000 個の Smart Meter もトライアルとして設置済み（中国のメーカー）。低圧 PLC を通信方式として利用している。

(3) 需要家負荷制御 (Demand Side Management : DSM)

PLN は、変電所単位での計画停電は実施しているが、需要家単位の DSM は未実施。AMR 用にスマートメータが設置されればそれを活用してピークカットなど DSM を適用することが将来考えられる。

3-5 スマートグリッドの効果概要

スマートグリッドの効果としては、DAS による停電時間の短縮とテクニカルロスの低減、及び AMR によるノンテクニカルロスの低減効果がある。その効果概要を以下に説明する。

(1) 停電時間の短縮

図 3-1 で示すように、配電線の区間 4 で事故が発生すると、従来は当該配電線のすべての区間の復旧が完了するまで停電が続いた。DAS を導入すると、事故区間のみが分離され他の健全区間にはすぐに電気が供給できるため停電時間は大幅に減少できる。従来の事故処理時間を表 3-1 に、DAS 導入後の事故区間の事故処理時間を表 3-2 に示す。

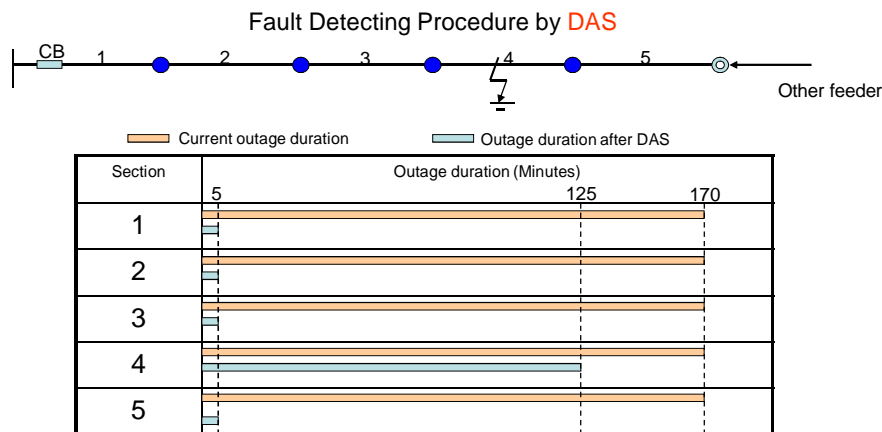


図 3-1 DAS による停電時間の短縮効果

表 3-1 従来の事故処理時間

No	事故処理作業内容	事故処理時間	
		累積	作業時間
1	CB トリップ	-	
2	電話で変電所から連絡があり事故発生を認識	5	+5
3	作業班が組織され現場に急行	25	+20
4	事故区間を調査	55	+30
5	事故区間を切り離し	60	+5
6	事故区間内の事故点を調査	75	+15
7	事故点の修理	135	+60
8	修理作業のチェック	145	+10
9	修理箇所への試験課電	150	+5
10	復旧のための商用課電	170	+20

出所：PLN 調査結果をもとに調査団にて作成

表 3 - 2 DAS 導入後の事故処理時間

No	事故処理作業内容	事故処理時間	
		累積	作業時間
1	CB トリップ	-	
2	DAS にて事故区間を検出し自動分離	5	+5
3	作業班が組織され現場に急行	15	+10
4	事故区間内の事故点を調査	30	+15
5	事故点の修理	90	+60
6	修理作業のチェック	100	+10
7	修理箇所への試験課電	105	+5
8	復旧のための商用課電	125	+20

出所：PLN 調査結果をもとに調査団にて作成

DAS 導入後は、事故区間（図 3-1 の 4 区間）は自動分離され他の健全区間（1、2、3 及び 5 区間）には自動融通される。健全区間に自動融通されるまでの時間は 5 分以内（1～2 分程度）であるので、すべての区間の平均停電時間は下記のように計算上 29 分となる。

$$(5 + 5 + 5 + 125 + 5) / 5 \text{ 区間} = 29 \text{ 分/区間}$$

一方、従来の方式であれば、区間当たりの停電時間は 170 分/区間であるので、その低減効果は、区間平均にすると下記のように約 80%である。

$$(29 \text{ 分} / 170 \text{ 分}) \times 100\% = 17\% \quad (\approx 20\%)$$

(2) 配電ロスの低減

DAS により配電線ごとの負荷状況をリアルタイムに監視できる。その結果、過負荷の配電線が検出されれば、DAS により隣接する配電線に負荷を振り分けることで負荷のアンバランスを改善することができる。現地にて入手した情報を基に調査団にて算出した結果によると、中圧配電線のテクニカルロスの約 32.5%を改善できる。

さらに、AMR によりノンテクニカルロスを低減できるが、その効果について先方と協議し、調査団にて他国の例も参考に分析した結果では、最大約 70%のノンテクニカルロスの削減が可能。

配電ノンテクニカルロスは、メーターの不良の検知や検診の人的ミスなどを防ぐことができる。スマートメーターは既設の機械式タイプより精度が良く、また、電力計が壊れるなどして応答がない場合は、AMR 用コントロールセンターですぐ判るため、ロス低減に効果的である。

同時に、電力量計のカバーが外されるとセンサーにより判別できるため、盗電防止及び盗電後の早急な対応につながる。また、配電線からの直接接続による盗電についても、RTU とスマートメーター間のデータを比較することで、判別がより容易になる。

第4章 インドネシアにおけるスマートグリッド導入ビジョン達成に向けたスマートグリッド要素技術について

4-1 導入ビジョンの達成のために必要なスマートグリッドの機能

スマートグリッドは多くの機能を有しているが、現状の問題を解決する機能と将来的に必要とされる機能の2つに大別できる。PLNでは、先進国が進めているような将来的な広範囲のスマートコミュニティ機能というよりは、現状の問題を解決する狭い範囲のスマートグリッド機能を望んでいる。具体的には、供給信頼度向上のための配電自動化（DAS）、ノンテクニカルロス低減のための自動検針（AMR）、ピーク時の電力供給力不足を解消するDSMなどPLNが現在抱えている問題を解決する機能であり、その概要を以下に示す。

(1) 配電自動化（DAS）

主な機能は、事故時に事故区間の検出・自動分離・健全区間への自動融通を行う機能である。さらに、変電所、配電線のリアルタイム監視や制御、オーバーロードの監視や制御、メンテナンス工事の効率化などの機能を有する。

(2) 自動検針（AMR）

各需要家にスマートメータなど電子式電力量計を設置し電力量を計測する。そのデータは中央からの要求により伝送され、中央でデータ蓄積される。このデータは、Billing Systemに伝送され各需要家の料金が自動的に算出される。この機能により、人間を介さずに電力料金が算出できるため、人的ミスによるロスをなくすることができる。さらに、スマートメータのカバーには遠隔で検知可能なアラーム機能が付いており、人が電力量計のなかを改造することができないようになっている。そのため、ノンテクニカルロス低減には大きな効果を発揮する。

(3) 需要家負荷制御（DSM）

AMRの導入に伴いスマートメータが設置されれば、その通信機能を利用してDSMを容易に適用できるようになる。具体的には、スマートメータのなかのスイッチを開閉することで、そのスイッチに接続されている負荷をピーク時に切り離すことができる。この開閉は、コントロールセンターからDAS/AMRの通信インフラ経由、遠方操作により行うことができる。開閉する負荷についての一例は下記のとおりである。

- ・ 一般需要家は、すべての負荷を一定時間停電（地域ごとに、例えば1時間ごとにローテーション）
- ・ 大口需要家は、エアコンなど不要不急の負荷のみ一定時間停電（地域ごとにローテーション）

4-2 導入ビジョン達成のために必要な要素技術の構成

(1) システム構成と各機能の概要

スマートグリッドに必要な機能は、4-1のとおりDAS及びAMRであり、その構成を図4-1に記載する。なお、AMRでスマートメータが設置されれば、DSMも容易に可能となる。

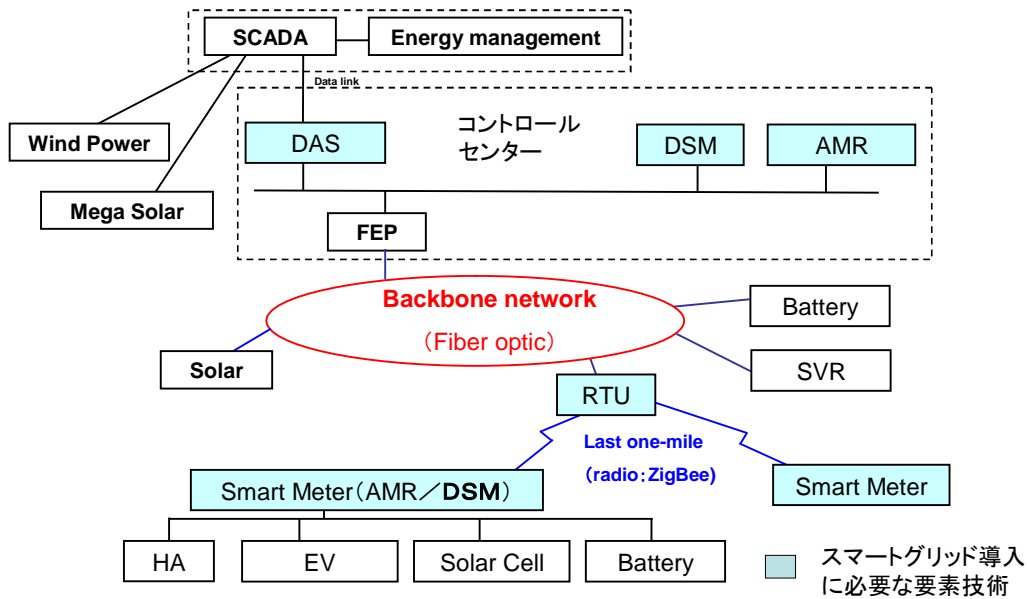


図 4-1 システム構成図

構成機器の説明を表 4-1 に記載する。

表 4-1 構成機器の説明

スコープ	構成機器説明
コントロールセンター (DAS/AMR)	DAS/AMR のサーバなどで構成。DAS は変電所及び配電設備の監視・制御を行う (DSM も容易に対応可能)。
フィールド機器 (変電所及び配電設備)	変電所設備として、当該変電所管轄の配電用 RTU を統合するマスター RTU、リレーなど既設との適応装置、通信設備等 配電設備として、24kV 自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタなど
スマートメータ	スマートメータは単相と三相。電力量計/SW/通信デバイスで構成
24kV 配電線 (ループ用)	隣接する配電線を連系するための 24kV 配電線
通信設備 (架空用)	光ファイバー (12 芯/SM)。自前の光ファイバーを活用するか子会社 Icon Plus の光ファイバーの芯線をリースする。両方ともない場合には、架空線に沿って新たに布設 (架空がない場合には地中埋設する)
その他	エンジニアリング、予備、税金など

(2) 留意点

1) ループ点 (他の配電線との連系点) の追加

地中系統は既設がスピンドルネットワークであるため、DAS の効果的な運用のために、新たに図 4-2 の赤で記載のループ線を追加する。

連系は、既設の手動 RMU の一部 (配電線当たり 2 台) を自動タイプに交換し、その分岐負荷回路を他の配電線の既設手動 RMU または新設自動 RMU の分岐回路に接続する。また、Express line には、新たに自動 RMU を設置して他の配電線と連系し、併せて負荷も接続することで負荷バランスの改善を図り、テクニカルロス を低減させる。

以上のように既設の系統を多ループ系統に変更することにより、事故時の停電時間短縮及びテクニカルロス低減に貢献できる。なお、ループ用連系線については、詳細設計をするなかで最善の箇所（できるだけ距離が短く新設が容易な場所）を選定する必要がある。

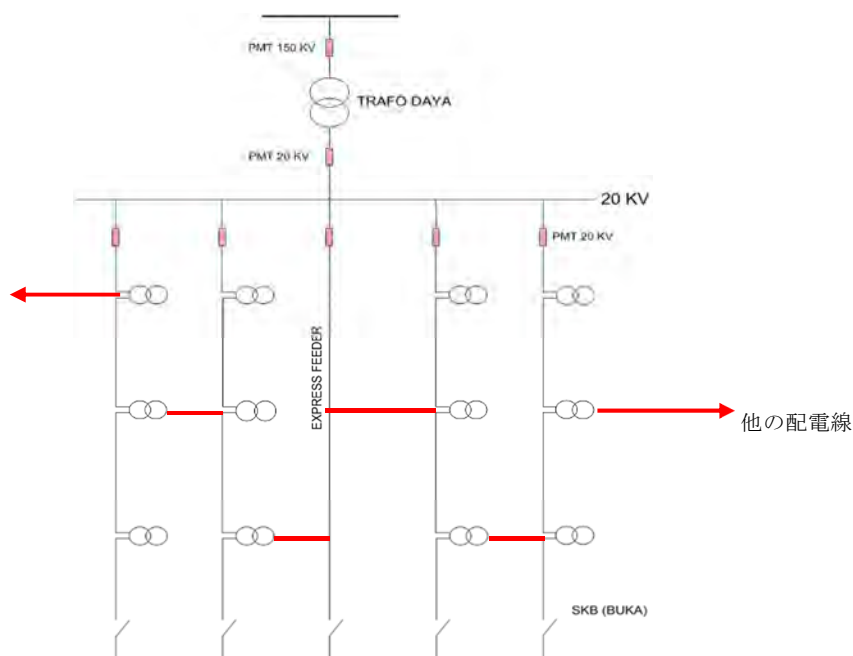


図 4 - 2 既設スピンドル系統のループ化提案

架空系統は、樹枝状系統が主でループ点がない（あっても1カ所）。そのため、配電線間で近い距離の箇所に配電線を延長させて連系させ、ループ点を設ける。なお、配電線の延長した線に新たな負荷を接続できるため、無駄な投資とはならず、建設は容易である。このことにより、DASによる停電時間短縮をより効果的に行うことができる。

2) 自動化用配電機器の設置

地中系統では、既設の手動RMUの一部を自動操作型にリプレースする。なお、当該RMUがまだ使用できる場合には、他の新設系統で活用する。リプレースするのは、1配電線当たり2カ所とし、他の手動型RMUはそのまま運用する。なお、RTUも設置するのでできるだけ環境の良い電気室への設置を配慮する。

架空系統にはリクローザが取り付けられている。そのリクローザは有効活用し、分岐回路に設置する（必要により移設）。配電線の幹線及びループ点、必要によりリクローザの負荷側に自動開閉器（RTU付き）を設置する。

3) 配電用変電所

既設のシステムで配電用変電所の監視制御は行われており、その設備をできるだけ有効活用する。既装置とのアダプテーションワークが必要となる。

4) コントロールセンター

ジャカルタ・タンゲラン支店の既存中央コントロールセンター内または6管理エリアのうち1エリアに設置する。併せて営業所でも系統の状況が把握できるように表示装置などを設置する（コントロールは中央コントロールセンターで実施）。

システムは地図対応でリアルタイム表示とする。さらに、配電系統の変更に容易にマンマシンインターフェースで対応でき、需要家・設備情報も画面のクリックで対応できるようにする。後述のAMRサーバとは、LANで連結する（将来、DSMやEMSサーバとも容易に連結可能とする）。さらにP3Bの上位SCADAとデータリンクし、供給力不足による計画停電などに備える。

5) 通信ネットワーク

コントロールセンターと変電所間及び配電線に設置のRTU間（バックボーンネットワーク）は光ファイバーとする。PLNでは独自に光ファイバーを布設しておりその活用を図る。なお、子会社のIcon+は、既に光ファイバーをジャカルタ市内に多く布設しており、配電ネットワークの監視制御用にはその光ファイバーをリースすることが考えられる。しかし、そのリース料金は高額であるため、PLN独自による布設を考える。その場合は、中圧または低圧架空線に沿って布設する。なお、Icon+は低圧線に沿って光ファイバーを布設しジャカルタ全域をほぼカバーしていることから、容易に布設できるものと考えられるが、架空線がない系統の場合は、高価となるが地中化して布設することで考える。

RTU（及びコンセントレータ）とスマートメータ間のラストワンマイル通信は、無線のZigBeeで考える。DAS用RTUにてすべてのスマートメータ情報を収集できないため、別途コンセントレータを設置し、スマートメータの情報を収集する。なお、このコンセントレータのデータはバックボーンの光ネットワーク経由コントロールセンターのAMRサーバに伝送される。

4-3 既存の変電・配電設備拡充計画との整合性

配電設備の拡張計画については、RUPTL2010において、電力需要の成長予測に基づく拡張と顧客への電力サービスの信頼性と品質の維持・改善、テクニカルロスの低減などを図るため、2010～2019年の10年間における地域ごとの開発計画が策定されている。インドネシア全体における配電設備開発計画は表4-2に示すとおりであり、2010～2019年の10年間で、中圧17万2,459km、低圧23万6,835kmの配電線及び3万3,412MVAの変圧器の拡張が計画されている。

表4-2 インドネシア全体の配電設備開発計画

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
中圧(km)	12,874.5	16,270.7	15,608.1	14,984.5	15,658.2	17,928.8	18,547.9	20,057.1	20,156.6	20,012.3	172,458.6
低圧(km)	17,208.9	21,162.4	21,138.6	21,555.5	22,678.4	24,436.6	26,005.4	27,827.5	28,204.5	26,616.7	236,834.6
変圧器(MVA)	2,161.5	2,878.8	3,002.9	3,108.7	3,149.4	3,433.4	3,739.8	3,858.7	3,995.5	4,083.1	33,411.7

出所：PLN、RUPTL2010を基に調査団作成

ジャワ・バリ系統における配電設備開発計画は表 4-3 に示すとおりであり、この開発計画の量は、インドネシア全体に対して、中・低圧配電線で 54%、変圧器で 62%を占めている。また、RUPTL では、前半（2010～2014 年）において、発電所・送電線の開発量が多いが、配電線については、後半（2015～2019 年）に、開発量が多くなっている。

表 4-3 ジャワ・バリ系統の配電設備開発計画

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
中圧(km)	6,444.0	8,635.7	7,473.1	6,920.8	7,282.7	9,009.7	8,664.0	9,373.4	8,909.3	7,350.8	80,063.3
低圧(km)	9,928.7	12,793.6	12,507.0	13,094.3	14,035.1	15,424.8	15,938.4	17,151.3	16,627.2	14,065.2	141,565.7
変圧器(MVA)	1,333.2	1,874.3	1,709.1	1,818.4	1,899.9	2,165.4	2,199.4	2,433.9	2,549.0	2,654.9	20,637.6

出所：PLN、RUPTL2010 を基に調査団作成

RUPTL2010 には具体的な開発場所について記載されておらず、配電線が強化されるエリアは不明であるが、スマートグリッドの要素技術は、基本的には既存設備への追加等で対応が可能であるため、導入技術や導入サイト等の決定後でも比較的容易に既存の拡充計画等との整合を図ることができる。ただし、配電線自動化システムなどを導入する際に、配電線拡張計画と歩調をあわせ導入することができれば、工事の効率化が図れ、経済性が高くなるため、単体で導入するよりもより望ましい導入形態といえる。

4-4 スマートグリッド導入・維持管理に係る費用と財務効果

今回調査したジャカルタ・タンゲラン配電支店には 2-2 (3) で述べたように、20 (地区) 営業所があり、モデルケースとして Menteng (ジャカルタ市内)、Cikupa (都市郊外、タンゲラン地域) の 2 カ所について、費用とその財務効果を算出することにした。この 2 カ所を選んだ理由は、収入の多さ (財務効果大)、密度 (投資効果)、架空・地中の別、大工業団地がないこと (工業団地について NEDO が調査実施中) などである。なお、実施のプロジェクトサイトとしては、PLN からは、Bulungan (地中のみ)、Bintaro (架空多い) なども推薦されており、今後モデル地区を選定する場合は、考慮する必要がある。

Menteng と Cikupa をモデルにした結果を表 4-4、表 4-5 に示す。

表 4-4 コスト概算 (Menteng)

スコープ	数量	単価	コスト概算 (MUS\$)
コントロールセンター	1	-	7
変電所設備	11 SS	0.2 MUS\$	2.2
配電設備	660 UG 機器	25,000 US\$	16.5
スマートメータ	17,000 台 (170,000 台/10 年)	80 US\$	1.4 (14)
ループ用配電線	164 km (UG)	700 MRp*	14.2
光ファイバー (架空用)	1,200 km	2,900 US\$	3.5
その他	10~20 %	-	5.0 (6.0)
計	-	-	49.8 (63.4)

* Million Rp

出所：調査団にて作成

表 4-5 コスト概算 (Cikupa)

スコープ	数量	単価	コスト概算 (MUS\$)
コントロールセンター	1	-	7
変電所設備	2 SS	0.2 MUS\$	0.4
配電設備	35 OH 機器	15,000 US\$	0.6
	90 UG 機器	25,000 US\$	2.3
スマートメータ	24,000 台 (240,000 台/10年)	80 US\$	2.0 (20)
ループ用配電線	7 km (OH)	174 MRp	0.2
	23 km (UG)	700 MRp	2.0
光ファイバー (架空用)	700 km	2,900 US\$	2.0
その他	10~20 %	-	3.0 (4.0)
計	-	-	19.5 (38.5)

* Million Rp

出所：調査団にて作成

スマートグリッド導入による主な財務効果・便益としては、停電時間の短縮、配電ロスの低減、ピークカットによる購入電力費用の抑制と発電所建設の効率化がある。それぞれについて、以下に概算の財務効果・便益を算出する。

(1) 停電時間の短縮

その低減効果は、区間平均にすると約 80%である。Menteng 営業所、Cikupa 営業所のおのこの停電時間 (SAIDI) は下記のとおりであり、財務効果を以下に算出する。

1) 現状の停電時間 SAIDI

- ・ Menteng : 292.6 分/需要家・年 (2010 年)
- ・ Cikupa : 391.5 分/需要家・年

2) DAS による停電短縮時間

DAS により上述のように約 80%の停電時間が短縮できるため、各 EC の短縮時間は下記のとおり。

- ・ Menteng : $292.6 \times 0.8 = 234.1$ 分 (3.9H) 短縮
- ・ Cikupa : $391.5 \times 0.8 = 313.2$ 分 (5.2H) 短縮

3) 財務効果

- ・ Menteng : 販売電力は、2010 年度で 3,627 bRp → 今後 20 年平均を 7,000 bRp と仮定
利益は $7,000 \text{bRp} \times 20 \text{年} \times 3.9\text{H} / (365 \times 24) = 62.3 \text{ bRp}$ (7.7 MUS\$)
- ・ Cikupa : 販売電力は、2010 年度で 1,454 bRp → 今後 20 年平均を 3,000 bRp と仮定
利益は、 $3,000 \text{ bRp} \times 20 \text{年} \times 5.2\text{H} / (365 \times 24) = 35.6 \text{ bRp}$ (4.4 MUS\$)

(2) 配電ロスの低減

前述したように、DASにより中圧配電線のテクニカルロスの約32.5%を改善でき、また、AMRによりノンテクニカルロスを約70%削減できると想定している。

以上の配電ロス低減効果を、経済性からモデル地区ごとに分析すると下記のとおりとなる。

1) Menteng

配電ロスは、8.34%（2010年）であり、そのうちテクニカルロス7.44%とノンテクニカルロス0.9%に分けられる。テクニカルロス7.44%のうち、中圧配電線のロスを3%と仮定すると、DASにより32.5%（=0.32）改善できるので、0.0096%（=0.03 x 0.32）の配電ロスを低減できることが期待できる。Mentegの販売電力額は3,627 bRpであり、今後20年間の平均は約7,000 bRpと考えることができる。その結果、DASにより67.2 bRp（=7,000 x 0.0096）のロスを改善することが期待できる。この効果を20年間で積算すると、166 MUS\$（=67.2 bRp x 20）の経済効果をもたらす計算となる。

ノンテクニカルロスは約70%低減することが期待できるので、44.1 bRp（=7000 x 0.009 x 0.7）のロスを低減できる。この効果を20年間で積算すると、109 MUS\$（=44.1 x 20 = 882 bRp）の財務効果をもたらす計算となる。

2) Cikupa

配電ロスは、上述と同じである。

テクニカルロスは、0.0096%の配電ロスを低減できることが期待できる。Cikupaの販売電力額は1,454 bRpであり、今後20年間の平均は約3,000 bRpと考えることができる。その結果、DASにより28.8 bRp（=3000 x 0.0096）のロスを改善することが期待できる。この効果を20年間で積算すると、71 MUS\$（=28.8 x 20 = 576 bRp）の経済効果をもたらす計算となる。

ノンテクニカルロスは約70%低減することが期待できるので、18.9 bRp（=3000 x 0.009 x 0.7）のロスを低減できる。この効果を20年間で積算すると、47 MUS\$（=18.9 x 20 = 378 bRp）の財務効果をもたらす計算となる。

(3) ピークカットによる購入電力費用の抑制と発電所建設の効率化

スマートグリッドのDSM機能により、ピーク時に次の需要家負荷を遠方から輪番停電させる。

- ・ 一般需要家はすべての負荷を切り離す。
- ・ 大口需要家は、不要不急の負荷を切り離すが、生産設備など重要負荷は切り離さず供給を維持する。

ピーク時の負荷を、一般需要家で2kW、大口需要家の不要不急負荷で30kWと仮定すると、Mentengで293MW、Cikupaで227MWのピーク負荷が低減できる。

2つの営業所の経済効果を以下に示す。

1) Menteng

送電会社からのピーク時購入価格と通常購入価格の差を200 Rp/kWhとし、ピーク時の

カットが1日に4Hあり年間40日発生すると仮定すると、20年間で次の23.2MUS\$の経済効果が期待できる。

$$200 \text{ Rp/kWh} \times 227\text{MW} \times 4\text{H} \times 40 \text{ 日} \times 20 \text{ 年} = 187,520 \text{ MRp} \quad (23.2 \text{ MUS\$})$$

2) Cikupa

送電会社からのピーク時購入価格と通常購入価格の差を200 Rp/kWhとし、ピーク時のカットが1日に4Hあり年間40日発生すると仮定すると、20年間で次の18MUS\$の経済効果が期待できる。

$$200 \text{ Rp/kWh} \times 90\text{MW} \times 4\text{H} \times 40 \text{ 日} \times 20 \text{ 年} = 145,280 \text{ MRp} \quad (18 \text{ MUS\$})$$

ピークカットにより発電所建設の効率化も期待できるが、PLN全体での経済効果であり配電会社の経済性評価には貢献しないことから今回の検討からは省略する。

(4) 財務評価

上記の投資額及び財務効果をまとめて示すと表4-6のとおりとなる。

表4-6 モデルケースの財務効果、財務的内部利益率

区 分	Menteng	Cikupa
DASによる停電時間短縮	7.7 MUS\$	4.4 MUS\$
DAS/AMRによるロス低減	275 MUS\$	118 MUS\$
費用削減及び収入増の合計	282.7 MUS\$	122.4 MUS\$
投資額	49.8 MUS\$	19.5 MUS\$
維持費	43.2 MUS\$	54.4 MUS\$
FIRR	13.9%	8.3%

注) 維持費は投資額の1%毎年かかるものと想定し、さらに初期のスマートメータ投資を除いた毎年の取替額も含め20年間の累積額とした。

出所：調査団にて作成

ただし、スマートメータは10年間かけて従来のメーターから取り替えていくことを想定している。すなわち、全体の10分の1ずつ毎年取り替えていき、10年たってすべてスマートメータとなる。そして10年後以降も毎年10分の1ずつ新しいスマートメータに交換していくと想定している。したがって、初年度の投資額は、スマートメータに関しては総額の10分の1だけであり、他の投資についてはすべて初年度に投資するものとする。翌年以降スマートメータの取替は維持費に計上している。

一方、スマートメータ導入による財務効果のノンテクニカル・システムロス削減等による収入増については10分の1ずつ増加し、10年後からはすべての需要家にスマートメータを設置した場合の効果となるように計算している。したがって、表4-6に示したノンテクニカル・ロス削減効果は上記(2)よりは少なくなっている。

表4-6の前の停電時間の短縮やテクニカル・ロスの低減による財務効果の計算は20年間の

平均を求めて、それを 20 倍にして、20 年間の合計の財務効果を計算しているが、需要は増加しており、財務効果も年々増加していくのが実状に近い。内部利益率 (Internal Rate of Return) は、投資額はマイナス、効果はプラス、維持費はマイナスとして、毎年のキャッシュフローを計算し、その年のキャッシュフローは初期投資の年の現在価値に割り戻すために割引率を用いて割引し、割引されたキャッシュフローを 20 年間で合計して、プラス・マイナスで零になる割引率として計算している。したがって、20 年間の平均ではなく、年々増加する財務効果金額が累積されて上記の 20 年の合計財務効果金額になるように、年率 6.28% で増加するようにして、毎年の財務効果を計算し、また同様に前年までの投資額の累積に対する毎年の維持費を計算し、そしてその年の投資額も計算し、毎年のキャッシュフローを求め、それを 20 年間合算して財務的内部利益率 (Financial Internal Rate of Return : FIRR) を算出している。

表 4-6 で示されているように、Menteng の FIRR は 13.9% であり、国際的投資の一般的な基準 (12% 程度) と比較すると高い一方、Cikupa は 8.3% でありやや低い。現在のインドネシアのプライムレートは、7% 弱でやや高い。実際インドネシア国内の商業銀行の貸出利率は 12% であり、これと比較すると投資のメリットが弱いことになる。しかし、円借を想定すれば、投資は可能ではある (つまり投資に円ローンだけを利用する場合、元利償還はできる、すなわち FIRR とローンの利率の差分のパーセント分だけ利益が得られることになる)。

この場合に、財務効果としての停電時間短縮もロス低減も料金に関係しているが、前述の PLN の料金と財務分析でみたように、コストにかかる買電料よりも収入としての低い売電料という逆ザヤの問題があり、政府補助金が出ており、適正な料金とはいえない状況となっている。これは、料金が政治的に決められ、PLN としては変えたくても変えられないためである。

そこで、次に料金が毎年 5%、さらに 10% ずつ上がるという想定で算定を行うと、それぞれ表 4-7、4-8 に示すように FIRR は料金高/効果増により改善される。

表 4-7 モデルケース (料金毎年 5% 上げ) の投資額、維持費と財務効果、財務的内部利益率

区 分	Menteng	Cikupa
費用削減及び収入増の合計	519.5 MUS\$	225.0 MUS\$
投資額	49.8 MUS\$	19.5 MUS\$
維持費	43.2 MUS\$	54.4 MUS\$
FIRR	20.5%	16.7%

表 4-8 モデルケース (料金毎年 10% 上げ) の投資額、維持費と財務効果、財務的内部利益率

区 分	Menteng	Cikupa
費用削減及び収入増の合計	1031.9 MUS\$	446.8 MUS\$
投資額	49.8 MUS\$	19.5 MUS\$
維持費	43.2 MUS\$	54.4 MUS\$
FIRR	26.8%	24.0%

なお、このようなスマートグリッドの大規模な導入により PLN の財務が上記の財務効果により改善される場合に政府補助金が減らされ、投資のリターンが得られないという可能性については、PLN の財務担当者によると、そのような事態は想定されていない。[PLN の政府補助金に関しては、財務省令 No. 111 (2007 年 2 月) により、買電費用、燃料費、維持費、人件費、管理費、減価償却、利息払い等のコスト及び各電圧別の単位費用に基づく 8% のマージンについて補助金でカバーされることとなっており、いずれにしても赤字補填のための補助金は出されるため]。

第5章 インドネシアにおけるスマートグリッド導入に必要な配電事業体の体制について

インドネシアにおける電力事業体系は、前述したとおり、PLN が、構造改革の進展により発電部門の分社化や給電・配電部門の業務分離を実施してきているものの、基本的には垂直統合型の事業形態をとり、MEMR の監督の下、インドネシア全土における電力供給を担っている。そのため、ここで評価する配電事業体とは、PLN 内で配電・顧客サービス部門を担っており、かつ、パイロットプロジェクトのサイト候補となり得るであろうジャワ・バリを管轄している PLN ジャカルタ・タンゲラン支店とする。

5-1 現在の配電事業体のマネジメント能力

現在の配電事業体のマネジメント能力を評価するうえでは、設備計画能力、設備運用実施能力、人材育成能力の観点から確認できる。

設備計画能力については、高いと判断する。前述したとおり PLN は、MEMR によるエネルギー政策を考慮した国家電力総合計画（RUKN）を基に、PLN のプロジェクトを反映した電力供給事業計画（RUPTL）を作成する。RUPTL の内容は、日本の電力会社が作成する中長期計画と比較しても優劣つけ難い内容となっていることから、PLN の設備計画能力は高いと判断できる。また、今回訪問した当支店でも、PLN 本部が RUPTL を作成するうえでは、管轄域の計画を作成し本部に提出するため、同レベルの作成能力があるものと判断できる。

設備運用実施能力については、特段の問題はないと考える。定期点検に関しては、アウトソーシング会社が当支店の指導の下、計画的かつ定期的に実施できている。ただ、経年設備の更新については、RUPTL2010 を確認する限り、前半5年において、配電設備増強の優先順位は低いため、十分な予算が確保され、計画的に実施されるのか不透明である。ただし、予算が確保されれば、経年設備の更新も計画的に実施できる能力は備わっているものと判断できる。

人材育成能力については、下記項目にて詳しく記述するが、当支店において計画的に効果的な教育ができているため、問題ないと判断できる。

よって、スマートグリッド導入に必要なマネジメント能力は備わっていると判断する。

5-2 現在の配電事業体の技術力

ここでは、今回調査にて訪問調査した当支店における配電線設備の運用・保守管理の現状及び技術力について調査する。

運用については、当支店内の配電指令所（Distribution Control Center : DCC）に SCADA システムを導入し管轄内の配電設備を常時監視しており、事故等の迅速な対応が必要な事情に対して、技術者へ情報提供を行っている。

保守管理については、当支店内の20 サービスエリアすべてにおいて、YANTEK 等の技術会社にアウトソーシングしており、計画的に定期的に行われている。保守管理内容は、電圧測定等の電氣的な調査から、木の接触等の確認といった物理的な調査まで、保守管理に必要な項目を包括的に網羅した内容である。

また、事故時対応については、初動対応は、地中線であれば系統の中間地点及び末端地点に設置された RMU において、架空線であれば系統の中間地点に設置された RMU において、事故区

間を分離している。しかし、前述したとおり、その分離は1カ所となり、事故時の初動対応は迅速に対応できているものの、停電範囲は依然として広く、また、事故点探査には、自動で事故区間を分離したあとに、アウトソーシング会社にて手動開閉器を操作するなど人海戦術を用いて対応しているため、事故復旧までに時間を要しているのが現状である。

これらのことより、事故復旧については改善余地があるものの、配電線設備の運用・保守管理の現状及び計画については、総じて的確な能力が備わっていると判断できる。

電力量計に関する運用・保守管理の現状及び計画については、2-13 電力量計に詳しく記述しているとおり、Badan Metrologi 規定にのっとり、定期検定を10年に1度のペースで実施している。しかし、取替については、10年に1度と方針があるものの、実運用では20年に1度のレベルで実施されているのが実情である。ただ、取替方針に縛られることなく、実情に合わせ柔軟に対応できるということは、それだけ技術レベルが高いともいえるため、電力量計についても運用・保守管理において特段問題ないと考える。

これらのことから、現在の配電事業体の運用・保守管理計画及び技術力について、スマートグリッド導入に必要な能力は備わっていると判断できる。

5-3 現在の配電事業体の人材育成状況

当支店の人材育成状況を、スマートグリッド導入に必要な体制から評価するためには、配電線の実運用に携わっている技術者への人材育成状況を確認することが必要である。ただし、配電線の実運用とは、「配電線の工事・保守」及び「配電線工事者への管理・指示」に大別でき、前者については、既にアウトソーシングしているため、ここでは対象外とする。

後者について、当支店の技術部隊は、アウトソーシングの配電線工事者に対して管理・指示を実施しており、現場を確認したところ、的確に管理・指示が実施できているため、的確な人材育成ができているものと考えられる。

5-4 スマートグリッド導入に向けて必要な配電事業体の体制

前述したとおり、PLN ではスマートグリッドチームが設置され、具体的な検討も進められている。そのため、将来的にスマートグリッドを導入する際には、このチームを中心に導入することが現実的である。

また、今回の調査の結果、当支店に対して、スマートグリッドの要素技術として導入可能な要素技術は、配電自動化システム（DAS）及び AMR が有望だと判断できるが、配電自動化システムに関しては、既に SCADA システムが導入され、一括集中管理体制が構築されており、また事故等の緊急対応のため、SCADA システムを常時監視する監視者が交代勤務にて配置されていたため、当支店においてもスマートグリッドを導入する体制は整っていると判断する。ただ、配電自動化システムを導入する場合、対象地域の一部の系統構成を変更する必要があるため、新たな運用方法（導入システムの操作方法等）が不可欠であり、その運用方法の習得のための訓練が必要である。

また、AMR に関しては、遠隔地域より自動検針できることから、検針員の人数削減に貢献できるが、当支店においては、検針作業を既にアウトソーシングしているため、検針員の直接的な人数削減には貢献できない一方、アウトソーシングに必要な費用の減額が期待できる。AMR 導入に必要な不可欠である収集データの一元管理については、AMR 導入に伴う管理業務が増加すること

が予想されるため、現体制の増強が必要である。

第6章 フィリピンにおける電力セクターの概況

6-1 政策・制度

エネルギー自給率は54%（2005年）であり近隣諸国と比較して低いレベルにあり、政府が策定したフィリピンエネルギー計画2007改定「Philippine Energy Plan 2007 Update (PEP 2007 Update)」において、「エネルギー自給率（Energy Self Efficiency）の向上」「国際競争力のあるエネルギーセクター（Globally Competitive Energy Sector）の促進」を柱とする政策方針が打ち出されていた。2010年までにエネルギー自給率を60%に高めるという目標を達成するための政策として、国内資源の探鉱・開発、再生可能エネルギー資源開発の強化、代替燃料の利用促進、省エネプログラムの強化等が実施されてきた。

2010年時点で、エネルギー自給率は59%を達成しつつも、ミンダナオ島を中心に依然として電力不足が深刻な状況であり、このような状況を改善すべく、政府はエネルギーの安定供給及び低炭素社会をめざした「2009-2030 Philippine Energy Plan」を発表している。その計画は、①エネルギーの確保と保証、②エネルギーセクターの再構築、③再生可能エネルギーの導入及び監督機能の設置という3つの大きな柱から構成されている。また、再生可能エネルギーの導入促進施策の一環として、2011年3月に同国初となるFIT（Feed in Tariff）が導入される予定とされていたが、調査時点ではまだ導入されていなかった。

6-2 電力事業体系

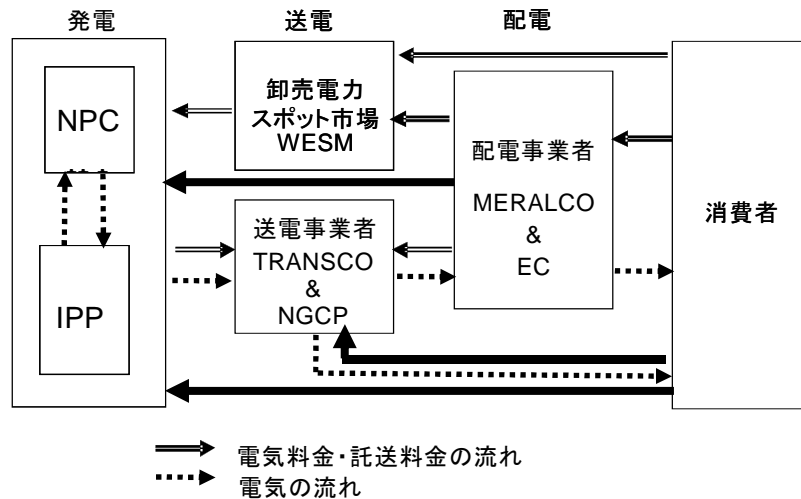
1936年以来、電力公社（National Power Corporation: NPC）が発送電事業を独占して行い、所有する発電所で発電した電力を配電事業者に供給してきた。

1980年代後半から発電分野に独立系発電事業者（Independent Power Producer: IPP）の参入が認められ、NPCは自己所有の発電所の発生電力とIPPからの購買電力を配電事業者に販売することになった。

2001年6月に電力産業改革法（Electric Power Industry Restructuring Act: EPIRA）が施行され、これまで発送電部門を独占してきたNPCの送電部門は送電公社（National Transmission Corporation: TRANSCO）として分社化された。これにより発電事業はNPCとIPP、送電事業はTRANSCOにより行われることとなった。NPCの発電資産は順次売却が進められており、TRANSCOの送電事業権については公開入札により落札され、落札者であるフィリピン全国電力網会社（National Grid Corporation of the Philippines : NGCP）が所有している。

「卸売電力スポット市場（Wholesale Electricity Spot Market: WESM）」は、2006年にルソンで、2010年にビサヤスで、それぞれ開設され、現在運用されている。

配電事業者はNPCやIPPなどの発電事業者との相対取引や新たに設立されたWESMでの取引により電力を調達し、地域独占的に供給している。配電事業者は、最低10%はWESMからの購入をEPIRAにより義務づけられている。



出所：JEPIC 海外諸国の電気事業第 1 編（2008 年）及び MERALCO 資料

図 6 - 1 電気事業体制

また配電事業者と送電事業者の財産分解点は、変配変電所の一次側となっており、送電事業者である NGCP は、図 6-2 で示すとおり、電力量計を設置し、遠隔監視を実施している。

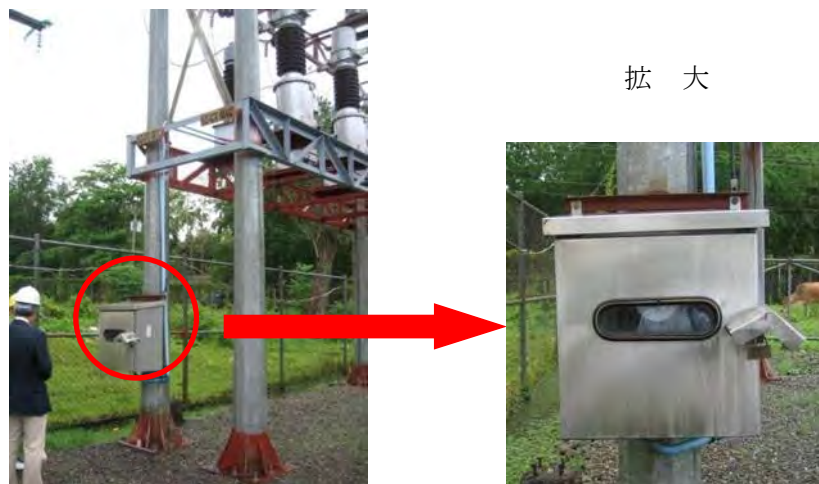


図 6 - 2 BOHECO I 所有変電所における NGCP 遠隔監視用電力量計

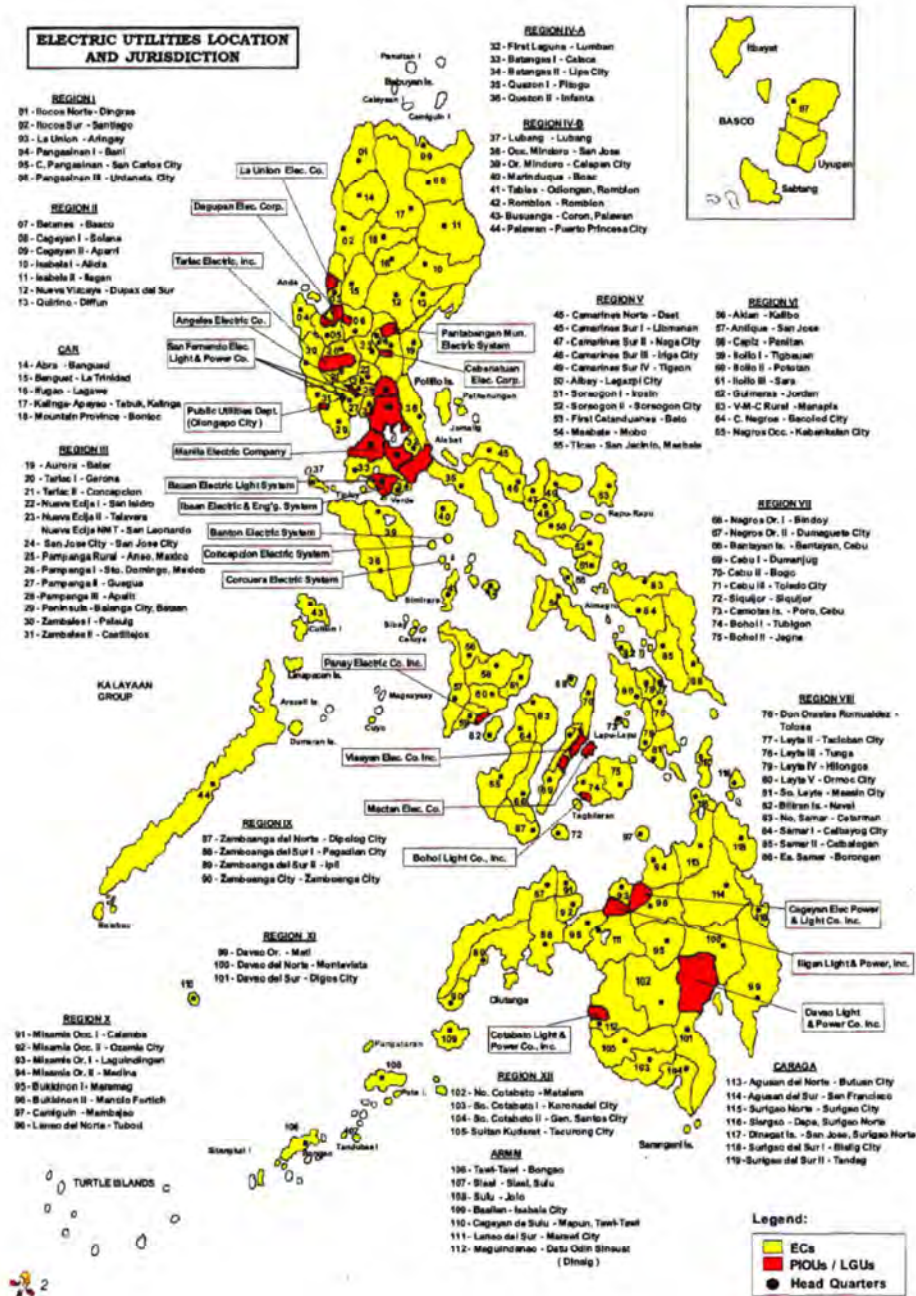
6 - 3 配電事業者

配電事業者（Distribution Utility: DU）は、表 6-1 に示すように、最大手の MERALCO 等 17 の民営配電会社（Private Investor-Owned Utilities: PIOUs）、120 の電化組合（Electric Cooperatives: ECs）、8 つの地方自治体（Local Government Unit-Owned Utilities : LGUOU）の合計 145 の配電事業者が存在する。各配電事業者の供給エリアは図 6-3 に示すとおりであり、採算性のある都市地域は PIOUs により運営されている。一方で、採算の確保が難しい地域については、国家電力庁（NEA）の監督の下、EC が電力供給を担当している。

表 6 - 1 配電事業者数

	POIUs	LGUOUs	ECs	合計
ルソン	9	5	56	70
ビサヤス	4	2	31	37
ミンダナオ	4	1	33	38
フィリピン全土	17	8	120	145

出所:DoE;Distribution Development Plan 2009-2018



出所 : NEA;THE RURAL ELECTRIFICATION CHRONICLE 2002-2004

図 6 - 3 各配電事業者の供給エリア

NEAでは、ECの経営状況を一定の評価方法に基づいて評価しており、ECはA+からEで評価される。その評価により、ローン年賦償還、システムロス及び最終需要家からの料金徴収率、電力供給事業者への支払い、非電力コスト等の指標が設定されている。表6-2にECの評価状況を示す。

表6-2 ECの評価状況

カテゴリー		EC数				
		2000	2001	2002	2003	2004
A+	格段に優れている	42	47	40	45	60
A	非常に優れている	18	16	16	16	13
B	優れている	12	15	21	15	16
C	良い	11	7	2	10	5
D	業績不良	14	13	13	13	5
E	改善なし	22	21	27	20	20
合計		119	119	119	119	119

出所：NEA;THE RURAL ELECTRIFICATION CHRONICLE 2002-2004

今回の調査にて訪問したEC及び民営配電会社(PIOUs)は、表6-3に示すとおりであり、5つのECと2つの民営配電会社を訪問した。ECにおいては、NEA評価としてすべてA+に属するECを訪問した。

表6-3 訪問配電事業者一覧

配電事業者区分	会社名	所在地	NEA評価
EC	BATELA II	ルソン島バガンタス	A+
	PENELCO	ルソン島バターン	A+
	BOHECO I	ボホール島	A+
	CEBECO I	セブ島	A+
	MORESCO I	ミンダナオ島カガヤンデオロ市西部	A+
民営配電会社	MERALCO	マニラ市内	—
	CEPALCO	ミンダナオ島カガヤンデオロ市内	—

出所：調査団にて作成

6-4 電力需要と需給

フィリピン全体の発電容量と構成発電タイプを表6-4に示す。

表 6-4 フィリピン全体の発電容量 (2010 年 12 月 31 日)

プラントのタイプ	容量 (MW)		%
	自営設備	外部 (IPP など)	
石炭	4,867	4,245	30.1
石油	3,193	2,488	18.8
天然ガス	2,861	2,756	18.6
地熱	1,966	1,350	11.0
水力	3,400	3,021	21.2
風力	33	20	0.2
太陽光	1	1	0
バイオマス	39	20	0.2
計	16,359	13,902	

出所：DoE セミナー資料より

ルソン地区でのピーク需要は、2010 年 5 月に最大の 7,656 MW を記録している。この数値は 2009 年度の同時期より 12.1% 上昇しており、さらにそれまでの最大ピークを 10.5% 上回っている。

各地域及びフィリピン全体でのピーク負荷と発電容量の関係を表 6-5 に示す。

表 6-5 ピーク負荷と発電容量

地 域	発電容量 (MW)		ピーク負荷 (2010) (MW)
	自営設備	外部 (IPP など)	
Luzon	11,846	10,498	7,656
Visayas	2,064	1,745	1,431
Mindanao	1,971	1,658	1,288
フィリピン全土	16,359	13,902	9,665

出所：DoE セミナー資料より

2004 年のピーク負荷が全土で 9,160MW であったので、そのピーク負荷の伸びは 7 年間で計 5.5% である。

上述発電容量からみると、ピーク負荷に対して余裕があるが、定期点検や水不足による水力発電の発電供給力の低下などで、ミンダナオでは余裕はほとんどない。北ミンダナオの MORESCO I によると、計画停電が頻発しており 2010 年の 7 月には、1 日の 25% が計画停電であったとのこと。なお、ルソンでは余裕があり、マニラの MERALCO では 2010 年の 7 月に計画停電があったのみでそれ以降は一度もないとのこと。

次に、NEA (私営電力などを除く) としてのピーク需要と今後の伸びの予想を表 6-6 に示す。

表 6-6 NEA のピーク需要 (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Region 1	156	164	173	181	190	199	208	217	225	234	243
Region 2	107	110	117	124	131	137	144	151	158	164	171
Region 3	367	383	407	430	454	478	501	525	549	573	596
CAR	78	83	88	94	99	104	109	115	120	125	130
Region 4A	240	251	269	288	307	326	344	363	382	401	419
Region 4B	62	68	74	80	87	93	100	106	112	119	125
Region 5	196	206	221	236	251	266	281	296	311	325	340
LUZON	1,207	1,265	1,349	1,434	1,518	1,603	1,687	1,772	1,856	1,941	2,025
Region 6	329	356	385	414	443	472	501	530	560	589	618
Region 7	231	241	261	279	298	316	335	353	372	390	408
Region 8	161	168	178	188	198	207	217	227	237	247	257
VISAYAS	721	765	823	880	938	996	1,053	1,111	1,168	1,226	1,283
Region 9	176	179	189	199	209	219	228	238	248	258	268
ARMM	66	70	73	77	81	85	88	92	96	99	103
Region 10	140	149	158	167	176	186	195	204	213	222	232
CARAGA	127	133	143	152	161	171	180	189	199	208	217
Region 11	128	137	147	157	166	176	186	196	206	216	226
Region 12	205	216	226	237	248	259	270	281	292	303	314
MINDANAO	842	883	936	989	1,042	1,095	1,148	1,201	1,254	1,307	1,359
全土	2,770	2,913	3,109	3,304	3,499	3,694	3,889	4,083	4,278	4,473	4,668

出所：NEA セミナー資料より

全土の EC のピーク需要は、2010 年度で 2,770MW であるが、2020 年までに 4,668MW まで伸びると予想されている。

次に、各地域の販売電力量と需要家数の関係を表 6-7 に示す。

表 6-7 販売電力量と需要家数

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
販売電力量 (GWh)											
LUZON	33,349	33,697	34,930	36,268	37,735	39,549	41,454	43,428	45,491	47,681	50,026
VISAYAS	5,128	5,400	5,649	5,910	6,189	6,472	6,765	6,964	7,281	7,618	7,980
MINDANAO	5,434	5,935	6,235	6,488	6,792	7,089	7,415	7,736	8,078	8,443	8,833
計	43,911	45,032	46,814	48,666	50,716	53,110	55,634	58,128	60,850	63,742	66,839
需要家数 (x1000)											
LUZON	8,452	8,699	8,950	9,220	9,491	9,785	10,083	10,389	10,702	11,025	11,366
VISAYAS	2,303	2,420	2,536	2,655	2,780	2,908	3,037	3,172	3,315	3,464	3,622
MINDANAO	2,111	2,223	2,323	2,419	2,522	2,622	2,721	2,818	2,919	3,024	3,134
計	12,866	13,342	13,809	14,294	14,793	15,315	15,841	16,379	16,936	17,513	18,122

出所：17th EPIRA Implementation Status Report より

販売電力量の上位から 15 の EC について、そのピーク負荷と販売電力量を表 6-8 に示す。

表 6-8 上位 EC の販売電力量とピーク負荷

	EC	ピーク負荷 (MW)	販売電力量 (GWH)
1	BATELEC II	116.5	706
2	CENECO	108.4	634
3	SOCOTECO II	104.1	597
4	ZAMCELCO	79.3	488
5	DANECO	68.8	370
6	PELCO II	59.7	352
7	BENECO	58.3	344
8	ALECO	32.3	336
9	PENELCO	62.1	315
10	ANECO	57.3	282
11	BATELEC I	60.1	272
12	CENPELCO	59.1	261
13	PANELCO III	54.1	256
14	CASURECO II	59.5	253
15	ISELCO I	58.0	251

出所：NEA セミナー資料より

6-5 配電ロスと停電時間

(1) 配電ロス

フィリピンの EC 全体の配電ロスは 11.7%であり、各地域及び今回調査対象の EC のロスを表 6-9 に示す。なお、参考にピークロード (kW) と購入発電電力 (kWh) と販売電力 (kWh) も記載する。

表 6-9 各地域の EC の配電ロス

地域／調査した EC	配電ロス (%)	購入発電電力 (GWH)	販売電力 (GWH)	ピークロード (MW)
Region 1	13.41	188.4	162.0	148.5
Region 2	15.53	93.3	78.4	97.0
CAR (Cordillera Administrative Region)	9.19	96.0	87.1	73.8
Region 3	11.07	356.0	315.4	270.3
PENELCO	(11.02)	(72.7)	(64.5)	(53.9)
Region 4A	11.96	278.8	245.0	211.1
BATELEC II	(10.38)	(162.2)	(145.1)	(124.0)
Region 4B	13.35	69.7	60.0	56.1
Region 5	16.83	96.5	80.0	66.5
Luzon	12.46	1178.7	1028.0	923.3
Region 6	12.65	369.8	321.9	279.1
Region 7	8.86	233.6	212.3	207.2
CEBECO I	(10.43)	(31.0)	(27.6)	(26.6)
BOHECO I	(6.71)	(26.5)	(24.7)	(22.5)
Region 8	14.47	168.3	143.5	123.5
VISAYAS	11.90	771.6	677.6	609.9
Region 9	17.89	184.6	151.5	144.9
Region 10	10.40	155.8	138.9	121.7
MORESCO I	(5.84)	(26.9)	(25.1)	(21.0)
Region 11	10.66	151.1	134.6	120.3
Region 12	14.06	246.5	211.7	200.0
CARAGA	14.77	138.2	117.7	116.8
Mindanao	13.74	876.2	754.3	703.8
TOTAL	12.70	2826.5	2459.9	2236.9

出所：17th EPIRA Implementation Status report より

配電ロスに占めるノンテクニカルロスは、EC のインタビュー及び入手データによると 1% から 3% (PENELCO:1.0%, CEBECO I : 2.45%) であった。

民営配電会社である、MERALCO 及び CEPALCO の配電ロスは下記のとおり。

- ・ MERALCO : 配電ロスは 8.61% (2010) うちノンテクニカルロスは 1.61%
- ・ CEPALCO : 配電ロスは 6.9% (2010) うちノンテクニカルロスは約 2.4%

(2) 停電時間 (SAIDI)

停電には、配電線事故による停電と電力不足など上位系による停電がある。調査した電力会社の結果を表 6-10 に示す。

表 6-10 各地域の EC の配電ロス

調査した配電会社	配電線事故による停電	電力不足による計画停電など
PENELCO	102	?
BATELEC II	8,220	7,800
CEBECO I	3,516	?
BOHECO I	620	?
MORESCO I	1,550	膨大 (7 月には 11,160 分)
MERALCO	97	ほとんどない (2010 年 7 月に発生)
CEPALCO	778	?

出所：17th EPIRA Implementation Status report より

6-6 電力料金体系

電力料金は各 EC 及び配電会社によって異なる。それぞれの料金（正確には投資支出計画や営業費用計画）は ERC が許認可しており、各 EC、配電会社は ERC に申請を行っている。ここでは、大きく EC と配電会社とに分けて説明する。

(1) EC

今回調査した EC の料金例を示すと、表 6-11 のとおりである。同表にみられるように、EC ごとに料金は異なり、項目も異なる。なお、表 6-11 以外にメータ料金も月単位でかかる。住宅用であれば、すべての EC 及び配電会社に共通で、5P/月となっている。

表 6-11 EC の料金比較

		BATELEC II	PENELCO	BOHECO I	CEBECO I	MORESCO I	
年		2010	2009	2009	2009	2010	
料金	低圧	住宅用	9.7525	8.5278	6.3788	7.5594	7.7168
		商業用	7.9996	7.6034	4.5851	7.0719	6.1450
		小工業用	7.9476	6.7102		6.1458	
		水道・灌漑用	8.1331	7.7172			5.4007
		公共建物	8.3272	7.3382	4.9945	6.9674	6.2315
		街灯	7.9082	6.8234	6.3281	6.9326	10.5316
	高圧	商業用	7.8596			5.9800	5.3307
		小工業用	7.8076				
		公共建物	8.1873			4.8386	
		大工業用	7.4079	6.2127	4.2803		5.2153
単価	売電額 (P)	4,469,435,941	2,131,152,670	729,961,392	834,730,863	891,152,149	
	売電量 (kWh)	628,758,537	285,511,252	108,615,129	121,188,187	106,069,223	
	平均売電価格 (P/kWh)	7.1084	7.4643	6.7206	6.8879	8.4016	

出所：各 EC、NEA 資料等より調査チーム作成

ERC は EC に対し、料金について Resolution No. 20, 2009 「Rules for Setting the Electric Cooperatives' Wheeling Rates」 (EC 料金設定決議 2009 年 20 号) を出している。EC については利益を追求する営利会社とは異なる協同組合であり、コストベースの料金といわれている。

EC についての上記 Resolution をみると、ERC は EC を以下の指標で、A～G まで分類している。

- ・ 規模 (MWh、配電線延長、顧客数)
- ・ 顧客密度 (配電線 km 当たりの MWh)
- ・ 顧客消費 (顧客当たりの MWh)
- ・ 顧客構造 (住宅用等の MWh の割合 : %)

今回調査した EC は以下のような分類グループに属している。

- ・ BATELEC II: G
- ・ PENELCO : F
- ・ BOHECO I: E
- ・ CEBECO I: E
- ・ MORESCO I: F


グループによって、最初の料金設定が異なる。その最初の料金に以下を考慮して、各 EC の料金が設定される。

- ・ 2000 年から 2008 年までの消費者物価指数 (Consumer Price Index: CPI)
- ・ 卸売物価指数 (Wholesale Price Index: WPI)
- ・ 製造者物価指数 (Producer's Price Index: PPI)
- ・ 賃金指数 (Wage Index : WI) 等

そして、各グループ別の 2008 年の平均 kWh 当たりの営業収入必要額が設定され、上限となる。それ以降、投資の投資費用 (Capital Expenditure : CAPEX) については ERC の認可を受けなければならない。CAPEX の対象プロジェクトについては 5 年以内に改訂される。その範囲内であれば、料金改定は EC の場合、組合員の承認が得られれば、改定できる。燃料高騰等の場合は CAPEX ではなく、Operation となる。その場合は CPI の変化によって改定できる。

実際の料金請求徴収書を例示すると、表 6-12 のとおりであり、項目別の料金が明示されている。項目別内訳の最初に (中央列上部) Generation and Transmission があるが、そのなかの最後に System Loss があることに注意されたい (後述のスマートグリッドの投資効果に関連)。

表 6-12 EC の料金請求書例

BOHOL I ELECTRIC COOPERATIVE, INC.			STATEMENT OF ACCOUNT																		
CABAYON, TUBAGO, BOHOL Tel. Nos. (038) 508-9731 • 508-9751 • 508-8095 MAY 2005 179-000-334-018-0000			CHARGES	RATE	AMOUNT	CHARGES	RATE	AMOUNT													
			GENERATION AND TRANSMISSION			GOVERNMENT REVENUES															
<table border="1"> <tr><th>Route</th><th>Meter No.</th><th>Type</th></tr> <tr><td>0205</td><td>98293281</td><td>R M</td></tr> </table>			Route	Meter No.	Type	0205	98293281	R M	Generation	Per kWh	2.9265	149.25	FRANCHISE TAX	CM Number							
Route	Meter No.	Type																			
0205	98293281	R M																			
<table border="1"> <tr><th>Pres. Reading</th><th>Prev. Reading</th><th>kWh Used</th></tr> <tr><td>8947.00</td><td>8895.0</td><td>51.0</td></tr> <tr><th>Demand</th><th>Multiplier</th><th>Core Loss</th></tr> <tr><td></td><td>1.00</td><td></td></tr> </table>			Pres. Reading	Prev. Reading	kWh Used	8947.00	8895.0	51.0	Demand	Multiplier	Core Loss		1.00		Fran. & Ben. to Host Comm.	Per kWh			Local Tax	Katas Amount	
Pres. Reading	Prev. Reading	kWh Used																			
8947.00	8895.0	51.0																			
Demand	Multiplier	Core Loss																			
	1.00																				
<table border="1"> <tr><th>Date From</th><th>Date To</th><th>Due Date</th></tr> <tr><td>02 / 12</td><td>03 / 12 / 11</td><td>03 / 28 / 11</td></tr> <tr><th>Billing Month</th><th>Bill Number</th><td></td></tr> <tr><td>Mar 2011</td><td>11154732</td><td></td></tr> </table>			Date From	Date To	Due Date	02 / 12	03 / 12 / 11	03 / 28 / 11	Billing Month	Bill Number		Mar 2011	11154732		DAA	Per kWh		.00	Business Tax	Katas Balance	0.00
Date From	Date To	Due Date																			
02 / 12	03 / 12 / 11	03 / 28 / 11																			
Billing Month	Bill Number																				
Mar 2011	11154732																				
<p>Questions on your bill? Please contact us anytime at the following numbers: (038) 508-0085 • 508-0084 • 508-8095</p>			Power Act Reduction	Per kWh		.00	VALUE ADDED TAX														
<p>NOTE: NOT VALID AS AN OFFICIAL RECEIPT</p>			Transmission Delivery	Per kWh	1.2654	64.54	Generation	0.0834	12.45												
			Transmission Delivery	Per kW		.00	Transmission	0.0122	.79												
			System Loss	Per kWh	.3848	19.62	System Loss	0.12	3.26												
			Sub-Total				Distribution	0.12	13.01												
			DISTRIBUTION REVENUES			Others	0.12	.00													
			Distribution Network	Per kWh	.8966	45.73	UNIVERSAL (Per kWh)														
			Distribution Network	Per kW		.00	NPC Stranded Debts														
			Retail Electric Service	Per kWh	.4844	24.70	NPC Stranded Costs														
			Retail Electric Service	Per Cust./Mo.		.00	DUs Stranded Contract Costs														
			Metering System Charge	Per kWh	.4301	21.94	Missionary Electrification	.0454	2.32												
			Metering Retail Cust. Charge	Per Meter/Mo.	5.0000	5.00	Environmental Charges	.0025	.13												
			Distribution Connection				Equalization Taxes & Royalties														
			Final Loan Condonation	Per kWh		.00	Sub-Total														
			Final Loan Condonation	Per Cust./Mo.		.00	QC/EP/PC														
			CERA			.00	Trx Rental														
			Sub-Total				Prev years adjustment	(140)	(7040)												
			OTHERS			AMOUNT DUE		330.32													
			Lifeline Rate Subsidy (Discount)	Per kWh	.0527	2.69	Vat Amount		27.60												
			Cross-Subsidy Removal	Per kWh		.00	Total amt. Due		357.92												
			MCC		2904	14.81	Katas on VAT (1689)		(0.00)												
			Sub-Total				CURRENT AMOUNT DUE		357.92												

出所：BOHECO 1 より

また、表 6-12 中央列の下部に MCC と書かれているが、これは EC に特有なもので、6-9 関連政府機関の支援体制に後述しているとおり、投資のための積立金のようなものである。

さらに、同表右列の中頃に Universal とあるが、これは Universal Charge のことであり、EC だけでなく、配電会社でも徴収される。Universal Charge は Missionary と Environmental の 2 種が実際に課金されている。これは顧客の使用 kWh 当たりで設定されているもので、Missionary は電化のために、Environmental は水力発電開発に伴う環境保全のために使われるもので、配電事業体の収支には関係せず、徴収された額がそのまま政府機関電力資産・負債管理公社 (Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation : PSALM) に納められる。Universal Charge 内に NPC Stranded Debt や Stranded Cost の項目も挙げられているが、これらは IPP の導入当初の契約による逆ザヤの料金による損失や巨額の負債等に対するものであり、現在のところ課金はされていない (PSALM により NPC の発送電施設等の売却により清算されつつあるが、うまくいかなければ、課金されるようになる可能性は残っている)。

近い将来 FIT (Feed-in-Tariff) が決定されるということであるが、まだ決定されておらず、それがどのような形で消費者の料金に反映されるのかも不明であるが、可能性としては Universal Charge のような形になるとの議論がある。いずれにしても料金に跳ね返ると、ただでさえ高い料金に対する消費者の不満を更にかき立てるおそれはある。

(2) 配電会社

配電会社の例として MERALCO の料金を示すと表 6-13 のとおりで、区分は EC と比べると住宅用にみられるように使用量によって異なるように細かい設定となっている。

表6-13 Meralco の料金

SUMMARY SCHEDULE OF RATES* Effective March 2011 Billing Month	Generation Class per kWh	Previous Month Adjustment on Gen. Cost per kWh	Transmission Charge ²		Distribution Charge ³		Supply Charge ⁴		Metering Charge ⁵		System Loss Charge ⁶ per kWh	Universal Charge - Missionary Electrification Charge ⁷ per kWh	Universal Charge - Environmental Charge ⁸ per kWh	Lifeline Rate Subsidy ⁹ per kWh	Senior Citizen Subsidy ¹⁰ per kWh
			per kWh	per kW	per kWh	per kW	per kWh	per customer	per kWh	per kWh					
Residential & General Service A															
0 TO 20 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		0.9300	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025			
21 TO 50 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		0.9300	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025			
51 TO 70 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		0.9300	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025			
71 TO 100 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		0.9300	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025			
101 TO 200 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		0.9300	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000	
201 TO 300 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		1.3393	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000	
301 TO 400 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		1.7235	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000	
OVER 400 KWH	4.8461	0.0555	1.0409		2.3943	0.6349	21.12	0.4658	5.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000	
General Service B															
NIS SMALL	4.8461	0.0555		304.0860	0.0282	269.75		941.50		484.20	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
IS SMALL	4.8461	0.0555		304.0860	0.0282	269.75		941.50		484.20	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
General Power (GP) Secondary															
COMM NIS MEDIUM SECONDARY	4.8461	0.0555		353.7387	0.0282	269.75		2,153.00		1,136.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS LARGE SECONDARY	4.8461	0.0555		353.7387	0.0282	269.75		10,950.00		4,710.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS MEDIUM SECONDARY	4.8461	0.0555		353.7387	0.0282	269.75		2,153.00		1,136.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS LARGE SECONDARY	4.8461	0.0555		353.7387	0.0282	269.75		10,950.00		4,710.00	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
GP BELOW 13.2 KV															
COMM NIS MEDIUM BELOW 13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		2,153.00		1,136.00	0.3453	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS LARGE BELOW 13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		10,950.00		4,710.00	0.3453	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS VERY LARGE BELOW 13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		18,160.00		18,140.00	0.3453	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS MEDIUM BELOW 13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		2,153.00		1,136.00	0.3453	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS LARGE BELOW 13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		10,950.00		4,710.00	0.3453	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
GP 13.8/13.2 KV															
COMM NIS MEDIUM 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		2,153.00		1,136.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS LARGE 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		10,950.00		4,710.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS VERY LARGE 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		18,160.00		18,140.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS MEDIUM 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		2,153.00		1,136.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS LARGE 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		10,950.00		4,710.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS VERY LARGE 13.8/13.2 KV	4.8461	0.0555		377.5496	0.0282	205.18		18,160.00		18,140.00	0.3185	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
GP 34.5 KV															
COMM NIS MEDIUM 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		2,153.00		1,136.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS LARGE 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		10,950.00		4,710.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
COMM NIS VERY LARGE 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		18,160.00		18,140.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS MEDIUM 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		2,153.00		1,136.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS LARGE 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		10,950.00		4,710.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS EXTRA LARGE 34.5 KV	4.8461	0.0555		407.5942	0.0282	205.15		18,160.00		18,140.00	0.2954	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
GP 115 KV															
COMM NIS VERY LARGE 115 KV	4.8461	0.0555		324.7366	0.0282	165.04		18,160.00		16,140.00	0.0917	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS VERY LARGE 115 KV	4.8461	0.0555		324.7366	0.0282	165.04		18,160.00		16,140.00	0.0917	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
INDL IS EXTRA LARGE 115 KV	4.8461	0.0555		324.7366	0.0282	165.04		18,160.00		16,140.00	0.0917	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
GHMSCI	4.8461	0.0555	1.1748		0.9300			372.30		351.40	0.6415	0.6454	0.0025	0.1463	0.0000
FLAT SL¹⁴ (per lamp)															
125 W Mercury, 70 W HPS(or equivalent)	218.07	2.50		47.0790		93.15		34.65			28.87	2.04	0.11	6.56	0.0000
250 W Mercury, 150 W HPS(or equivalent)	436.15	5.00		94.1580		186.30		69.30			57.74	4.09	0.23	13.17	0.0000
400 W Mercury, 250 W HPS(or equivalent)	872.84	7.50		150.6290		296.18		110.96			92.28	6.54	0.36	21.07	0.0000
400 W HPS (or equivalent)	1,114.60	12.77		240.6290		476.10		177.10			147.55	10.44	0.58	33.65	0.0000

出所：MERALCO の Web サイトより

(http://www.meralco.com.ph/pdf/rates/2011/March/summary_schedule_rates_March2011.pdf)

配電会社に対して ERC は Resolution No. 20, 2008 “Rules for Setting Distribution Wheeling Rates for Privately Owned Electricity Distribution Utilities Entering Performance Based Regulation” (パフォーマンス・ベースの規則となる私企業配電事業体に対する配電料金設定規則決議 2008 年 20 号) を出している。配電会社の場合、Resolution のタイトルにあるようにパフォーマンス・ベースの料金としている。

この Resolution はその適用に 3 段階の時期があることを示しており、第 2 期は 2010 年 7 月 1 日から 2014 年 6 月 30 日までとなっている。第 1 期はそれより前、第 3 期はそれよりあととなっているが、同 Resolution には第 1 期についてほとんど書かれていない。第 2 期における配電会社の最大年平均価格上限は次の式で規定されている。

$$MAP_t = [MAP_{t-1} \times (1 + CWI_t - X)] + S_t - K_t + ITA_t$$

MAP_t : t 年の最大年平均価格上限

CWI_t : t 年の加重指標変化 (Change in Weighted Index : CWI)

X : 投資に関係した効率性係数 (Efficiency Factor)

S_t : パフォーマンス優遇策 (Performance Incentive)

K_t : 前年の補正

ITA_t : 前年の税補正

なお、CWI_t は消費者物価指数 (CPI) の変化分とペソ/米ドル交換率の変化分で、それぞれ 0.8~1.0、0.2~0 のウェイトとなっている。また、S_t については Resolution の Appendix B で示しているが、ネットワーク・パフォーマンスとサービス・パフォーマンスの 2 種に分けている。ネットワーク・パフォーマンスとしては以下の指標が挙げられている。

- ・ SAIFI
- ・ 需要家平均停電時間 (Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI)
- ・ SAIDI
- ・ 電圧変動
- ・ システム・ロス

サービス・パフォーマンスとしては以下の指標が示されている。

- ・ 申請処理時間
- ・ 配電接続までの時間
- ・ コール・センターで定められた時間内に回答された割合

上記のようなパフォーマンス指標による優遇策（あるいはペナルティ）は EC においても導入されているが、配電会社と比べると優遇及びペナルティの程度は小さいと考えられる。

6-7 電力買取制度

1987 年大統領令 215 号 (Executive Order No. 215:EO No. 215) により、それまで電力公社 (National Power Corporation : NPC) の独占であった発電事業に民間参入が可能とされた。さらに、1990 年にインフラ整備民間参入基本法 (Act 6957)¹ が制定され、この基本法が BOT 法とも呼ばれる Act 7718 により 1994 年に改正がされた。なお、Act 7718 は、BOT (Build-Own-and -Transfer : 建設-所有-移管) のみを定めているのではなく BT (Build-Transfer : 建設-移管)、BOO (Build-Own-and-Operate : 建設-所有-営業)、BLT (Build-Lease-and-Transfer : 建設-リース-移管)、BTO (Build-Transfer-and-Operate : 建設-移管-営業)、ROT (Rehabilitate-Own-and-Transfer : 改修-所有-移管) 等種々の民間参入プロジェクトの仕組みを定めている。その結果、発電事業に IPP が参入するようになった。

さらに、合理的な電力競争市場の導入をめざして電力産業改革法 (EPIRA) が 2001 年に制定された。EPIRA が描いたフィリピンの電力市場は NPC がもはや存在しない姿であり、発電所は直接 DU に電力販売を行うかフィリピン電力取引市場 WESM (Wholesale Electricity Spot Market) に販売し、市場原理が電力卸売段階において働くようにするものである。

したがって、EC 及び民営配電会社は、IPP (NPC の残っている発電所も含め) と相対の売買契約 (bilateral power supply contract) によって電力を購入するか、WESM (経営主体は Philippine Electricity Market Corporation : PEMC) を通して購入するかによって電力を得ている。ただし、MERALCO や一部の EC (今回調査したなかでも小規模水力や太陽光発電などを行っているところがある) は発電所を自前で持っているところもあるが、全部自給できるほどではなく、ほとんどは買電している。

WESM はルソンでは 2006 年から、ビサヤスでは 2010 年から運用を開始しており、発電の供給がそれほど十分ではなく、多くは売買契約によっていることもあり、WESM の買取りは EPIRA に規定されている (Sec. 45、ただし WESM 設立 5 年以内) 全体の買電量の最低 10% を占める程度である (2008 年版 WESM の Annual Report によれば 14%)。

¹ Republic Act No. 6957 "An Act authorizing the Financing, Construction, Operation and Maintenance of Infrastructure Projects by the Private Sector, and for the Other Purposes"

なお、売買契約に関しては ERC が審査することが EPIRA で規定されている (Sec. 45)。

6-8 配電会社の財務/経営状況

調査した EC の財務状況を簡単にまとめて示すと、表 6-14 のとおりである。

収支状況は BOHECO I を除き、経常収支、営業収支ともによい。BOHECO I も営業収支は赤字であるが、経常収支は黒字である。EC の会計は通常会社とはやや異なり、利益を追求するものではないが、赤字は望ましくない。

調査対象 EC は NEA がスマートグリッドの将来的な導入の観点から推薦してきた EC であり、比較的規模が大きく、経営状況も良好なところばかりである。6-3 及び表 6-2 で示したように NEA では全 119 の EC の評価を毎年のパフォーマンスで行っており、A+、A、B、C、D、E まで評価しているが、評価指標は徴収効率、システム・ロス、電力供給側への支払い等である²。もちろん、この分類は上記の ERC の分類とは異なる。調査対象 EC は過去、あるいは近年 A+である EC が多い。

規模が大きいのは首都圏に近い BATELEC II、PENELCO で、首都圏であり、BOHECO I はビサヤスのボホール島、CEBECO I は同じくビサヤスのセブ島、CEBECO I と MORESCO I はともにミンダナオ島にある。

資本利益率 (Return On Capital : ROC)、資産利益率 (Return On Asset : ROA) は PENELCO、BATELEC II、MORESCO I の順に高い。しかし、買電単価、売電単価は MORESCO I が低く、BATELEC II と PENELCO が高い。

² <http://www.nea.gov.ph/index.php/faq>

表6-14 調査ECの財務状況

		BATELEC II		PENELCO		BOHECO I		CEBECO I		MORESCO I	
年		2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2010	
収支 Mil.p	収入	営業収入	3,562.6	4,469.4	1,596.4	2,131.2	616.1	730.0	655.2	834.7	606.6
	支出	営業支出	3,371.4	4,260.0	1,538.4	1,933.0	633.3	697.6	651.5	823.7	586.9
		電力購入費	2,840.2	3,682.8	1,278.9	1,646.8	456.3	522.3	506.4	636.1	434.9
		他電力費	0.6	0.8					17.9	16.9	0.6
		運転費用	54.2	53.9	14.1	13.7	73.3	25.7	64.6	90.5	8.0
		維持費	79.6	83.1	35.0	34.8		31.9		17.5	
		顧客勘定費	103.8	110.0	45.5	52.7	20.4	27.2			
		一般管理費	185.6	216.7	106.5	120.3	66.7	71.1	40.0	47.1	58.5
	減価償却費	107.5	112.6	58.3	64.8	37.0	26.1	22.5	33.1	40.1	
	営業収支	191.2	209.5	58.0	198.1	-17.2	32.3	3.7	11.0	19.7	
	営業外	利息払	28.7	31.3	8.0	8.8	4.2	5.4	0.9	6.1	
		営業外収入	35.5	51.3	18.3	15.4	25.7	15.7	6.2		
		営業外支出	26.1	19.6	7.4	5.8	16.8	9.2			
	経常収支	171.9	209.8	60.8	198.9	4.3	25.8	2.8	10.6		
貸借 対照表	資産	プラント資産	2,612.9	2,683.6	756.8	786.1	558.4	600.1	400.4	458.2	463.1
		その他資産	10.2	22.7	298.5	316.4	381.1	165.3	164.4	181.7	89.0
		現金	71.1	150.2	68.5	175.8	34.1	69.1	5.8		
		受取手形	926.4	1,064.3	262.5	365.3	110.5	400.1	123.0		
		在庫	109.3	102.5	33.9	27.8	41.6	50.2	27.8		
		その他流動資産	25.0	67.4	20.2	15.9	17.4	2.5	46.1		
		繰延資産	36.7	38.8	10.5	21.4	24.1	72.0			
	資産計	3,791.5	4,129.5	1,450.8	1,708.6	1,143.2	1,311.5	564.8	639.9	826.8	
	資本 負債	資本・剰余金	2,664.8	2,844.4	992.3	1,206.6	672.9	729.0	363.9	415.4	397.7
		借入金	369.5	420.2	91.8	79.7	263.1	346.0	82.3	88.3	108.7
		長期	347.0	397.2	91.8	79.7	258.1	269.2	82.3	88.3	108.7
		短期	22.5	23.0	5.0	76.8					
		流動・未払負債	622.1	539.8	298.4	433.1	97.8	62.0	118.6	136.2	169.3
		その他負債	83.0	128.0	35.7	34.7	109.3	162.1			
		繰延負債	52.1	197.1	32.7	-45.5	12.3	151.0			
	資本・負債計	3,791.5	4,129.5	1,450.8	1,708.6	1,143.2	1,311.5	564.8	639.9	826.7	
	利益 率	営業利益/資本	7.2%	7.4%	5.8%	16.4%	-2.6%	4.4%	1.0%	2.6%	5.0%
経常利益/資本		6.5%	7.4%	6.1%	16.5%	0.6%	3.5%	0.8%	0.0%	2.7%	
営業利益/資産		5.0%	5.1%	4.0%	11.6%	-1.5%	2.5%	0.7%	1.7%	2.4%	
経常利益/資産		4.5%	5.1%	4.2%	11.6%	0.4%	2.0%	0.5%	0.0%	1.3%	
単価	買電額 (P)	3,682,831,871	1,646,770,199	522,349,035	636,124,743	434,861,502					
	買電量 (kWh)	706,449,836	315,856,655	116,815,971	133,737,565	113,608,719					
	平均買電価格 (P/kWh)	5.2132	5.2137	4.4716	4.7565	3.8277					
	売電額 (P)	4,469,435,941	2,131,152,670	729,961,392	834,730,863	606,637,136					
	売電量 (kWh)	628,758,537	285,511,252	108,615,129	121,188,187	106,069,223					
平均売電価格 (P/kWh)	7.1084	7.4643	6.7206	6.8879	5.7193						

注) 収支には universal charge や MCC 等の EC を素通りしていく料金は含んでいない。

民営配電会社としての調査対象である CEPALCO と MERALCO の財務状況を簡単に示すと表6-15のとおりである。両社とも営業収入は前述の EC の収入より多く、CEPALCO が EC のなかで最も大きい BATELEC II よりも少し多く、MERALCO は BATELEC II、CEPALCO よりもはるかに大きく、4 倍以上の規模となっている。利益も企業であるので、EC よりはるかに多い。

出所：各 EC、NEA 資料等より調査チーム作成

表 6-15 民営配電会社の財務状況 (CEPALCO と MERALCO)

		CEPALCO		MERALCO		
年		2009		2009		
収支 Mil.p	収入	営業収入	3,796.5		178,686	
	支出	営業支出	3,139.8	100.0%	170,024	100.0%
		電力購入費	2,752.8	87.7%	150,928	88.8%
		他電力費				
		運転費用	242.2	7.7%		8.3%
		維持費			14,032	
		顧客勘定費				0.0%
		一般管理費	40.7	1.3%		
	減価償却費	104.1	3.3%	5,064	3.0%	
	営業収支		656.7		8,662	
	営業外	利息払		9.3		3,328
営業外収入			44.2		11,800	
営業外支出					8,155	
経常収支			691.6		8,979	
貸借対照表	資産	プラント資産	3,338.3	77.9%	111,336	64.7%
		その他資産			16,108	
		現金	243.4	5.7%	17,068	9.9%
		受取手形	560.0	13.1%	21,600	12.5%
		在庫	73.3	1.7%	1,857	1.1%
		その他流動資産	68.7	1.6%	4,160	2.4%
		繰延資産				
	資産計	4,283.8	100.0%	172,129	100.0%	
	資本負債	資本・剰余金	3,035.5	70.9%	61,146	35.5%
		借入金	743.4	17.4%	68,860	40.0%
		長期			17,234	
		短期	743.4	17.4%	51,626	30.0%
		流動・未払負債	504.9	11.8%	42,123	24.5%
		その他負債				
繰延負債						
資本・負債計	4,283.8	100.0%	172,129	100.0%		
利益率	営業利益/資本		21.6%		14.2%	
	経常利益/資本		22.8%		14.7%	
	営業利益/資産		15.3%		5.0%	
	経常利益/資産		16.1%		5.2%	
単価	買電額 (P)		2,752,840,901		150,928,000,000	
	買電量 (kWh)				29,921,000,000	
	平均買電価格 (P/kWh)				5.0442	
	売電額 (P)		3,796,515,136		178,686,000,000	
	売電量 (kWh)		652,263,780		27,516,000,000	
	平均売電価格 (P/kWh)		5.8205		6.4939	

出所：CEPALCO、MERALCO の Annual Report 2009 より JICA チーム作成

6-9 関連政府機関の支援体制

ECについてはNEAが管轄しており（規制はERC）、支援も行っている。例えば、ECの投資財源にはいくつかあるが、ひとつは固有のもので、MCC（Member Contribution for Capital Expenditure：投資費用のためのメンバー分担金）がある。これは各ECがNEAに対して決算後に収入の数%払うもので、再投資用に積み立てておき、ECが必要なときにこの積立金から資金を得るものである。ただし、金額に上限がある。過去には5%Reinvestment Fundと呼ばれていたが、ERCの規則改定により、現在はMCCと呼ばれ、パーセントはECのグループ分類によって異なる。

また多くのECは遠隔村落（リモート・バランガイ）を含むため、Local Government Guarantee Corporationからグラントを得ることができる。

そのほかにECはNEAから投資のためのローンが得られる。商業銀行よりは低利であるが、ローン金額には上限がある。もちろん、EC以外の民営配電会社も含め、商業銀行からのローンは可能で、外国のドナーのローンも財務省（DOF）とNEAを通じてローンが得られる。ツー・ステップ・ローンとなり、DOFあるいはNEAが保証することになる。

なお、システムロス削減のため、EC については 13% 以下、民営配電会社に対しては 8.5% 以下のシステムロスについてはコストを顧客に転嫁できる、すなわち電気料金に含めることができる」とされている。それを超えるシステムロス分は顧客に対し請求できず、EC または民間配電会社の自己費用となってしまう制度である。

6-10 変電所設備

変電所設備は、次の 2 方式に大別される。

(1) リクローザを使用した変電所

EC の古い変電所に多く適用されている方式で、13.2 kV 配電線の遮断器及びその保護リレーをリクローザで対応している。主な仕様を次に示す。

- ・ 電圧： 69 / 13.2 kV
- ・ 結線： デルタ - スター（接地）
- ・ バンク数： 1 バンク
- ・ 2 次側回路数： 4 回路（13.2 kV 配電線）が主
- ・ 保護リレー： 1 次側は遮断器がないケースが多く、その場合は保護リレーもなし。2 次側はリクローザの保護リレー及び再閉路リレーにて対応。
- ・ その他： 電圧低下が大きく、自動電圧調整期（AVR）を設置している変電所もある。

代表的な写真を図 6-4 に示す。



図 6-4 古い変電所の例

(2) 遮断器を使用した変電所

EC の新しい変電所や MERALCO などでも適用されている主な仕様は、下記のとおり。

- ・ 電圧： 69 / 13.2 kV (EC)
- ・ 結線： デルタ - スター (接地)
- ・ バンク数： 1 バンク (EC)
- ・ 二次側回路数：4 回路が主 (13.2 kV)。配電盤として構成されており 13.2 kV 基幹遮断器と合わせて 5 配電盤構成が主。
- ・ 保護リレー： デジタルリレーが設置されており、各種リレーや計測データの情報も把握できる。
- ・ 一次側： 69 kV ガス遮断機 (GAS Circuit Breaker : GCB) または空気遮断機 (Air Circuit Breaker : ACB) が設置。
- ・ その他： 自動電圧調整器 (Automatic Voltage Regulator : AVR) が変圧器と 13.2 kV 基幹遮断器の間に設置され電圧低下対策を行っている。

代表的な写真を図 6-5 に示す。



図 6 - 5 建設中の新しい変電所

6 - 11 配電機器

EC と民営電力会社で異なっており、それぞれの特徴を以下に示す。

(1) EC の配電系統・機器

EC の配電系統は、13.2kV 樹枝状が主で、一部 (PENELCO、BOHECO I) でループ系統。どの EC も将来ループ系統にする計画をもっている。

適用されている配電機器は、リクローザや手動断路器、柱上キャパシタ、変圧器、アレスタなどである。13.2kV 配電線は絶縁被覆化はされていない。配電機器のうち、代表的なリクローザの写真を、図 6-6 に示す。



図 6-6 リクローザ

(2) 民営配電会社

MERALCO は、34.5kV 架空樹枝状系統が主で、一部に 13.8kV 架空樹枝状系統がある。なお、地中系統は極めて少なく、架空系統の途中のモールなどに電力供給するために存在する程度である。リクローザや手動 LBS が設置され、さらにパッドマウントタイプの手動 RMU が使用されている。

6-12 通信設備

変電所の監視制御用に下記通信が使われている。

- ・ MERALCO は UHF (天候や高層ビルの営業で信号が届かないケースのトラブルあり)
- ・ CEPALCO は光伝送 (OPGW) を使用。
- ・ EC は未実施ながら、PENELCO のみが具体的な計画をもっている。その内容は、シンガポール共和国 (以下、「シンガポール」と記す) のインターネット通信会社と共同で光伝送する方式。シンガポールの会社は WiFi インターネットサービスのために光ファイバーを PENELCO の架空線に沿って布設。その余った芯線をリースする方式。

6-13 電力量計

(1) 種類・価格等

各 EC 及び民営配電会社とも、一般需要家には单相を、大口需要家には三相電力量計を使用しており、両電力量計とも機械式・電子式を利用していた。設置は基本的に 1 需要家に 1 台としているため、設置個数については、各 EC 及び民営配電会社の規模に大きく依存している。購入価格についても、各 EC 及び民営配電会社が選定した業者より購入しており、価

格に大差はないものの、各 EC 及び民営配電会社により異っていた。設置個数・購入価格の一例を表 6-16 に示す。

表 6-16 BATELA II における電力量計の設置台数及び購入価格

	単 相		三 相	
	機 械 式	電 子 式	機 械 式	電 子 式
設置個数 (個)	128,129	27,817	11	4,523
購入価格 (円)	720	1,633	5,910	21,555

出所：質問票回答より調査団にて作成

また、各 EC 及び民営配電会社とも、盗電防止の観点から、ERC からの指導により、既設の機械式電力量計を電子式化することを計画しており、検定が必要な機械式から順次取替えを行っている。そのため、訪問した各 EC 及び民営配電会社すべてにおいて、機械式電力量計の購入は中止されていた。ただし、電子式は機械式と比較し約 2~5 倍高価であることが課題であるとの発言も現場調査中に聞かれた。

(2) 設置方式

電力量計の設置方式は、わが国と同様に、1 需要家 1 台が基本である。大口需要家については、重要度が高いため、各 EC 及び民営配電会社においても、図 6-7 に示すとおり、設置箱も併せて設置しており、外部からの接触を未然に防ぐよう努めていた。また、一般需要家については、盗電の懸念が多い BATELA II では、図 6-8 に示すとおり、電柱に電力量計取付盤を設置し、そこで一括管理を実施している。その他の EC や民営配電会社でも、電力量計を住宅に設置した場合、屋内に設置されると検針が難しくなることがあるため、図 6-9 に示すとおり、電柱での一括管理を実施していた。



図 6-7 大口需要家における取付状況の一例



図 6-8 盗電の懸念が多い EC における
一般需要家の電柱一括管理状況の一例



図 6-9 盗電の懸念が少ない EC における
一般需要家の電柱一括管理状況の一例

(3) 検針

訪問した各 EC 及び民営配電会社では、どこも月 1 回の検針を実施しており、検針員が現地を訪問し測量する方式を取っていた。そのため、比較的規模の大きい BATELA II や PENELCO では、各支店に約 5～8 名・合計約 60～100 名、それより規模の小さい EC では、合計約 20～30 名の人員が配置されていた。また、CEPALCO、MERALCO や MORESCO I では、業務の効率化の観点より、検針業務を関係会社にアウトソーシングしていた。

(4) 検定

< Meter Shop (Meter Labo) >

訪問した各 EC 及び民営配電会社では、どこも自前の Meter Shop を所有しており、電力量計の検定要員を配置していた。この Meter Shop は、ERC からの許認可制であり、ERC の規定 [Resolution No.12, Series of 2009 A RESOLUTION ADOPTING THE RULES AND PROCEDURES FOR THE TEST AND MAINTENANCE OF ELECTRIC METER OF DISTRIBUTION UTILITIES (以下、「Resolution No.12, Series of 2009」と記す)] にのっとったラボの確保・検定運用等の基準を満たす場合にのみ許可されており、民営配電会社はすべて許可されているものの、119EC では 5EC しか許可されていない。Meter Shop を所有しない EC は、近隣の EC の Meter Shop へ電力量計を持ち込み、検定を実施している。図 6-10 に認可書を示す。



図 6-10 ERC の認可書

6-14 電力量計測システム

前述したとおり、訪問した各 EC 及び民営配電会社では、基本的には検針員が現地を訪問し、目で電力量計を確認する方式を取っていた。PENELCO、MORESCO I 及び CEPALCO では目視をする代わりに電力量計に近づければ測量できるモバイル機器を導入済みであり作業の省力化に努めていた。

また、BOHECO I では 150 台の遠隔操作可能な電子式電力量計を購入、60 台を大口需要家の測定用に、残り 90 台を変電所のフィーダ測定用に設置しているところもあった。ただ、通信設備の整備が不十分のため、現状では自動検針や遠隔操作は不可能な状況であった。

さらに BOHECO I と CEPALCO では、2011～2015 年の 5 年計画において、通信設備を整えるとともに、AMR を導入する計画（実証研究も含む）があった。

プリペイド電力量計については、月単位で変更される電気料金システム下では、必要な電力量を一括購入することが難しいため、すべての EC で導入計画はなかった。ただ、CEPALCO においては、2011 年 4 月より 15 の一般需要家に導入し、実証研究を始める計画があった。

第7章 フィリピンにおけるスマートグリッド導入に係る現状

7-1 スマートグリッド導入の目的

エネルギー使用を管理することなどによるエネルギー効率化、供給信頼度の向上による需要家満足度の向上や海外企業の誘致による経済発展、省力化/配電ロスの低減等による電力不足の改善、再生可能エネルギーの導入促進や前述エネルギー効率化による地球環境対策、電力貯蔵や電気自動車など革新技术の導入実現化、などをスマートグリッドに関するフィリピン政府（DOE）の目的としている。

7-2 スマートグリッド導入に関する制度/政策、開発体制

スマートグリッド導入に関する制度/政策について、現状では組織立った取り組みは特に見当たらず、興味のある EC 及び民営配電会社の変電所へ SCADA システムを導入するなど、独自に計画を進めているのが現状である。各 EC 及び民営配電会社は、策定した計画を、DOE、NEA 及び ERC に提出していることから、DOE でも内容を確認しているため、フィリピンでのスマートグリッド要素技術に関する現状については中央政府も把握している。しかし、中央政府からのトップダウン制度・政策はないのが現状である。そのため、開発体制も現状では整っていない。一方で、DOE でも、スマートグリッドに対する関心は高いようであり、基本概念や裨益効果等について、セミナーで発表してほしいとのコメントもあった。

実際のセミナーにおいては、DOE より、2013 年までに政策・規定の枠組みを策定すること、及び 2013 年から 2014 年にかけて、スマートグリッド導入のマスタープランを取りまとめることについて言及され、以後フィリピンにおけるスマートグリッド導入に関する制度/政策、開発体制は、DOE を中心として開発されていくものと思われる。

7-3 経済・産業政策におけるスマートグリッドの位置づけ

スマートグリッド自体はフィリピンにおいて比較的新しい技術のため、経済・産業政策として明確に位置づけられているわけではない。ただし、再生可能エネルギーの導入などは FIT を決定しようとするなど、試みられている。DOE は本調査の JICA 調査団の資料等を用いて、スマートグリッド導入についてのプレゼン資料をセミナーの際に発表している。

また、2009 年 11 月に発表された“Clean Technology Fund Invest Plan for the Philippines”³はフィリピン政府とアジア開発銀行（Asian Development Bank : ADB）、国際復興開発銀行（International Bank for Reconstruction and Development : IBRD）、国際金融公社（International Finance Corporation : IFC）との合意によって作成された計画であるが、そのなかで、温室効果ガス（Green house Gas : GHG）削減のための優先セクターの第一に grid optimization とスマートグリッド技術への投資を含むエネルギー効率の需給面が挙げられている。より具体的には Demand Side Management としてスマートグリッドが挙げられている。ただし、それ以上具体的には示されておらず、具体的計画は乏しいものとなっている。

³ http://www.dotc.gov.ph/index.php?option=com_docman&task=doc_details&gid=8&Itemid=85

7-4 これまでのスマートグリッド導入の実績及び効果

(1) 配電自動化 (DAS)

1) EC

停電が多くかつその停電時間も長いことから、調査したすべての EC で DAS のニーズはあるものの計画段階であり、その進捗・実績は下記のとおり。

- ・ 変電所の監視から実施すべく、設置スペースや通信インフラを具体的に検討 (PENELCO)
- ・ 計画を立てて ERC に申請中 (BATELEC II、BOHECO I、CEBECO I)
- ・ 勉強はしているもののほかの優先課題 (電源不足) 解決に注力 (MORESCO I)

2) 民営配電会社

調査した民営配電会社は、すでに導入段階にある。

- ・ 変電所監視用 SCADA 及びリクローザの監視は実施済み。通信は極超短波 (Ultra High Frequency : UHF) であり、天候や高層ビルの影響でトラブルが多い状況。負荷開閉器 (LBS) は手動のため、DAS は未実施。(MERALCO)
- ・ 変電所監視制御 (SCADA) は導入済みで今後 DAS の導入を計画。既設 SCADA とインターフェイスさせてグレードアップする計画。(CEPALCO)

(2) 自動検針 (AMR)

1) EC

調査したすべての EC でパイロットプロジェクトなど具体的に実施している。

- ・ スマートメータを取り付けているが、検針員が現地にてそのデータをハンデターミナルで回収するパイロットプロジェクトを大口需要家向けに実施中。(BOHECO I、PENELCO)
- ・ AMR は実施していないが、ノンテクロス対策として機械式から電子式メータに交換中 (残りのすべての EC)。なお、2 年ごとに電力量計を交換する指針←検定する指針が ERC から発令されている。なお、一部の EC ではプリペイド方式をトライアル中。(MORESCO I)

2) 民営配電会社

- ・ トライアルとして、大口需要家 150 軒を対象に AMR を実施 (通信は無線)。プリペイド方式も 300 台 (ランデスギア製) トライアル中。(MERALCO)
- ・ 大口需要家の電子式電力量計 (Watt Hour Meter : WHM) は、GPRS を使用し遠隔計量を行っている (15 分ごとに計量し、月 1 回読み込む)。(CEPALCO)

(3) 需要家負荷制御 (DSM)

どの EC も民営会社も未実施。電力不足はどの EC も深刻であり、AMR 用にスマートメータが設置されればそれを活用してピークカットなど DSM を適用することが考えられる。

民営会社である MERALCO は、電力不足の問題はなく計画停電も 2010 年 7 月に 1 回行ったぐらいであり、ピークカットなどのニーズは現時点ではない。

(4) 再生可能エネルギー

CEPALCO で 1MW の太陽光発電が導入され、配電系統に接続されている。この設備は IFC の無償資金を活用し、住商/シャープが納入。残りの EC は検討しているものの、高い投資の割に効果が少ないことから、具体的な計画としてはいない。現時点では、無償ならば導入したいとの意向。さらに、エネルギー規制委員会（Energy Regulatory Commission : ERC）からの FIT 制定により、投資対効果が上がれば導入を検討したいとの意見もあり。

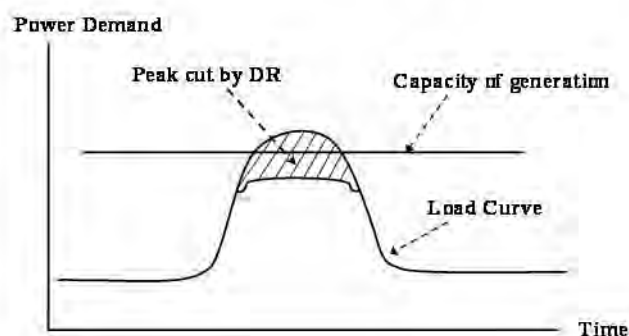
民営会社である MERALCO は、太陽光など再生可能エネルギーは高コストでペイしないため、現時点では導入意欲は小さい。しかし、政府の FIT 制度が施行され、その内容次第では今後検討の余地はありそうである。

7-5 スマートグリッドの効果概要

3-5 で記載した効果が、スマートグリッドにより期待できる。すなわち、停電時間の短縮効果と配電ロスの低減効果である。さらに、DSM による発電不足の解消も期待できるので、その効果の概要を以下に示す。

Relationship between Load curve and Power generation

Slant line area in peak load is cut by DR.



Copyright © JICA Smart Grid survey Team

図 7-1 DSM によるピークカットの概念図

図 7-1 に示すように、負荷曲線のピークが発電容量を超えると広範囲の停電をもたらすため、そのような事態を避けるため、発電所の建設を進める必要がある。コストと建設期間のかかる発電所の建設のみ進めてピーク負荷に手を加えないのでは効率的ではない。そのため、ピーク負荷についてもパラに抑制していく必要がある。

ピーク負荷を抑制するには、各需要家にスマートメータが必要となり大きな投資を伴うことになる。しかし、配電ロス低減や業務効率化をめざした自動検針が導入されれば、電子式メータも各需要家に設置されるので、その電子式メータに通信機能を付加すれば（すなわちスマートメータを設置できれば）、少ない投資で負荷ピークの抑制が可能となる。このピーク負荷の抑制方法として、需要家に不満がないようにきめ細かくコントロール（カット）する必要があるが、スマートグリッドにより実現可能となる。その手法を以下に示す。

スマートグリッドの DSM 機能により、ピーク時に次の需要家負荷を遠方から輪番停電させる。

- ・ 一般需要家はすべての負荷を切り離す。
- ・ 大口需要家は、不要不急の負荷を切り離すが、生産設備など重要負荷は切り離さず供給を維持する。

需要家にとって 30 分から 1 時間の輪番停電であり、さらにそれまでの冷房効果も期待できることなどから不満の出にくい手法と考えられる。さらに、製造業にとってみれば、製造設備などの重要な負荷は停電するわけではないので受入可能な手法と考えられる。

この DSM によるピーク負荷のカットは、発電所の建設の抑制（→効率化）及びピーク時の高い電力料金の電力購入の低減など経済的メリットも大きい。

7-6 スマートグリッドに対する各国ドナー等の協力実績

(1) 韓国の動向

- ・ ミンダナオ島の FIBECO (Bukidnon Electric Cooperative) に AMR をパイロットプロジェクトとして導入 [関西電力 (Kansai Electric Power Company : KEPCO) がコンサル]。2011 年 3 月 23 日にシステム説明のためのセミナーを開催し、多くの EC が招待されている。
- ・ セブの EC は、韓国国際協力団 (Korea International Cooperation Agency : KOICA) / KEPCO の招待で韓国を訪問しスマートグリッドの講演会などに参加した。
- ・ ボホール島では、韓国の会社が当該 Province の長と個別に会談し、バイオマス発電 (35MW) の交渉をしていた。

(2) 米国の動向

- ・ CEPALCO の配電変電所向け SCADA/DAS は、USTDA (US Trade and Development Agency) による FS (無償) を 1997 年に実施し、その FS に基づき GE-ハリスから自己資金で購入。

(3) ADB の動向

- ・ 省エネを目的に高効率ランプの交換プロジェクトを推進。

第8章 フィリピンにおけるスマートグリッド導入ビジョン達成に向けたスマートグリッド要素技術について

8-1 導入ビジョンの達成のために必要なスマートグリッドの機能

フィリピンでは、地方の EC とマニラなど都市部の民営配電会社では、そのニーズに違いがある。さらに、フィリピンの EC 及び民営配電会社 (PIOUS) とともに、先進国が進めているような将来の機能というよりは、現状の問題を解決する機能を望んでいる。EC でニーズが高い機能は、供給信頼度向上のための配電自動化 (DAS)、ノンテクニカルロス低減のための自動検針 (AMR)、供給力不足解消のための需要家負荷制御 (DSM) や再生可能エネルギーである。一方、民間電力会社である MERALCO では、都市部の重要な需要家を抱えており、供給信頼度向上のための DAS のニーズが極めて高い。さらに貧困地域の盗電防止対策としての自動検針やその通信機能を生かした双方向通信による顧客満足度向上などの将来ニーズもある。以下に、その機能を示す。

(1) 配電自動化 (DAS)

主な機能は、事故時に事故区間の検出・自動分離・健全区間への自動融通を行う機能である。さらに、変電所、配電線のリアルタイム監視や制御、オーバーロードの監視や制御、メンテナンス工事の効率化などの機能を有する。

(2) 自動検針 (AMR)

各需要家にスマートメータなど電子式電力量計を設置し電力量を計測する。そのデータは中央からの要求により伝送され、中央でデータ蓄積される。このデータは、Billing System に伝送され各需要家の料金が自動的に算出される。この機能により、人間を介さずに電力料金が算出できるので、人的ミスによるロスをなくすることができる。さらに、スマートメータはそのカバーを開けるとアラームが鳴るので、人が電力量計のなかを改造することができないようになっている。そのため、ノンテクニカルロス低減には大きな効果を発揮する。

(3) 需要家負荷制御 (DSM)

AMR の導入に伴いスマートメータが設置されれば、その通信機能を利用して DSM を容易に適用できるようになる。具体的には、スマートメータの中のスイッチを開閉することで、そのスイッチに接続されている負荷をピーク時に切り離すことができる。この開閉は、コントロールセンターから DAS/AMR の通信インフラ経由、遠方操作により行うことができる。開閉する負荷は、下記のとおりである。

- ・ 一般需要家は、すべての負荷 (一定時間停電。地域ごとに例えば1時間ごとにローテーション)
- ・ 大口需要家は、エアコンなど不要不急の負荷のみ一定時間停電 (地域ごとにローテーション)

(4) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーとしては、風力/太陽光/バイオマス/地熱/水力などが考えられる。このなかで発電可能容量の高いのは太陽光 (メトロマニラの 65% の地域に設置すると仮定した場

合、ピーク時に 57GW のポテンシャル) であり、今後、その多くが配電系統に連系されてくる。その場合、ピーク時やオフピーク時の出力制御やバッテリーとの協調制御などの機能や、配電系統工事の安全確保のための制御機能などが必要となる。しかしながら、FIT などの法律の整備が実施されないと普及が進まないと考えられる。

8-2 導入ビジョン達成のために必要な要素技術の構成

スマートグリッド導入に必要な要素技術としては、8-1 で記載したように DAS/AMR/DSM であり、その構成を図 8-1 (MERALCO 用) 及び図 8-2 (EC 用) に示す。なお、太陽光などの再生可能エネルギーは、FIT などの法律の整備が先決であることから、構成のなかから除く。

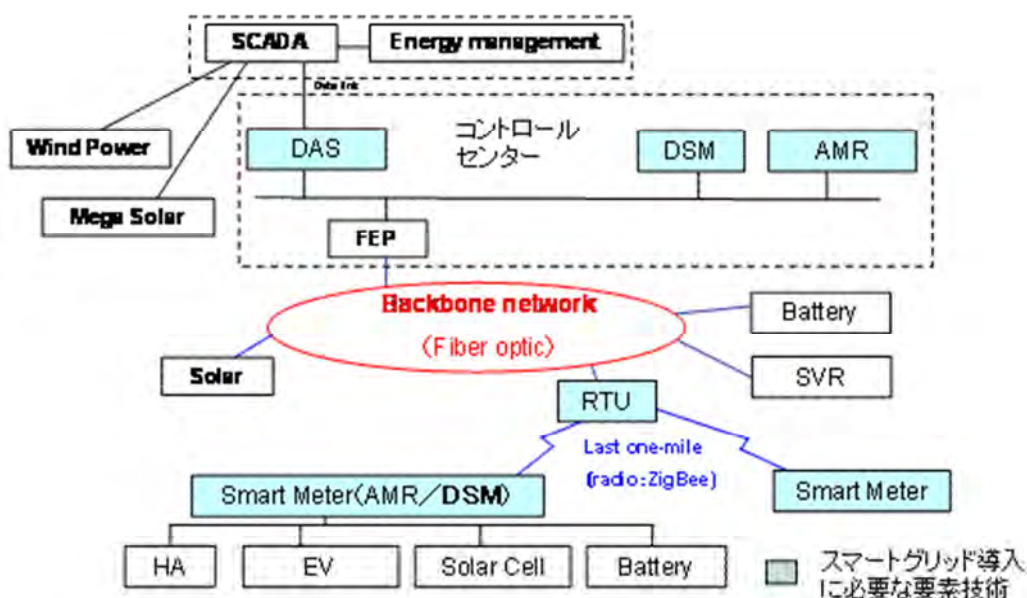


図 8-1 システム構成図 (MERALCO 用)

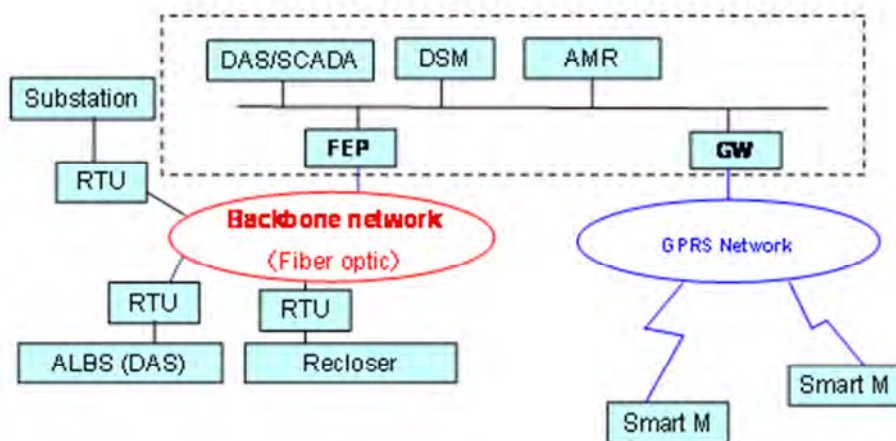


図 8-2 システム構成図 (EC 用)

おのおのの scope 及び構成機器の説明を表 8-1、8-2 に示す。

表 8-1 スコープ及び構成機器説明 (MERALCO 用)

スコープ	構成機器説明
コントロールセンター (DAS/AMR/DSM)	DAS/AMR/DSM のサーバなどで構成。DAS は変電所及び配電設備の監視・制御を行う。
フィールド機器 (変電所及び配電設備)	変電所設備として、当該変電所管轄の配電用 RTU を統合するマスター RTU、リレーなど既設との適応装置、通信設備等配電設備として、34.5kV 自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタなど
スマートメータ	スマートメータは単相と三相。電力量計/SW/通信デバイスで構成
34.5kV 配電線 (ループ用)	隣接する配電線を連系するための 34.5kV 架空配電線
光ファイバー (架空用)	光ファイバー (12 芯/SM)。架空線に沿って布設
その他	エンジニアリング、予備、税金など

表 8-2 スコープ及び構成機器説明 (EC 用)

スコープ	構成機器説明
コントロールセンター (DAS/AMR/DSM)	DAS/AMR/DSM のサーバなどで構成。DAS は変電所及び配電設備の監視・制御を行う。
フィールド機器 (変電所及び配電設備)	変電所設備として、当該変電所管轄の配電用 RTU を統合するマスター RTU、リレーなど既設との適応装置、通信設備等配電設備として、13.2kV 自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタなど
スマートメータ	スマートメータは単相と三相。電力量計/SW/通信デバイスで構成
34.5kV 配電線 (ループ用)	隣接する配電線を連系するための 13.2kV 架空配電線
光ファイバー (架空用)	光ファイバー (12 芯/SM)。架空線に沿って布設
その他	エンジニアリング、予備、税金など

8-3 スマートグリッド導入に必要な制度/政策と開発体制

今回の調査の結果、スマートグリッドの要素技術として導入可能な要素技術は、配電自動化システム (DAS) 及び AMR が有望だと判断できる。

配電自動化システムでは、事故発生時において、事故点の発見・健全系統からの分離が自動で可能となることから、マニュアル操作よりも早期対応が可能となる。また配電線系統の常時監視が可能となることから、配電線における電流値のアンバランスの改善も図ることができる。そのため、電力供給の信頼度向上及びシステムロス低減に貢献できる。システムロス低減の観点からは、省エネ効果が見込める。

AMR を導入することは、遠隔地からの電力量計の監視が可能となるため、盗電の早期発見が可能となる。早期発見した盗電に関して、その利用を中止させた場合は、健全需要家へ効率的な電力供給が可能となることから、システムロス低減に貢献できる。このシステムロス低減の観点から、AMR 導入についても省エネ効果が見込める。

これらの観点より、配電自動化システム及び AMR について、省エネ法における優遇措置 (優

遇税)の対象とすることは、スマートグリッド導入に関するインセンティブとなり得る。

また現状では、システムロス低減策のひとつとして、ECにおいては13%以上のシステムロス及び民営配電会社においては8.5%以上のシステムロスについては、そのコストを顧客に転嫁できる、即ち電気料金に含めることができる。この施策を更に強化すること、例えば10%以下等に変更することは、システムロス低減に貢献できる配電自動化システム、ひいてはスマートグリッドに関して、導入促進施策となり得る。

現在電力自由化の1施策として、1MW以上の大口需要家において、オープンアクセスが試行されている。このオープンアクセスを更に推進する施策として、ここでは一定の大口需要家(1MW以下)が存在する工業団地等において、いくつかの需要家を一括契約(バンドリング契約)し、1MW以上の契約とすることを提案する。これを実施することで、ECにおいては、電力量計の管理の効率化が図れ、かつAMR導入への投資が低減できるため、スマートグリッド要素技術の導入促進として役立つと考えられる。

今回の調査対象は、EC及び民間配電会社であったが、スマートグリッド要素技術を導入した際、PR効果が大きいのは民間配電会社、導入効果が大きいのはシステムロス及び盗電の懸念が大きいECだと判断する。最も効果的なスマートグリッド開発体制は、スマートグリッドを1政策として設定し、トップダウンによる明確な指示命令システムを確立することである。つまり、それぞれの管轄官庁が、例えば民間配電会社を対象とするならばDOEが、ECを対象とするならばNEAが頂点となる体制を構築することが最も望ましい。そのような開発体制が構築できれば、パイロットプロジェクト後の横展開においても効果的に導入を進めることができる。

8-4 既存の変電・配電設備拡充計画との整合性

各EC及び民間配電会社において、変電所・配電設備に関する計画については、5カ年計画を策定し政府に提出する義務がある。DOE、NEA及びERCにおいては、提出された計画を、電気料金への反映の妥当性や経済性の妥当性等に関して確認を行い、許認可を出している。各EC及び民間配電会社においては、政府からの許認可が得られたあとに、各計画を実施段階に移している。各EC及び民間配電会社が提出した今年の5カ年計画(2011-2015年)には、スマートグリッドの要素技術のひとつである変電所監視用SCADAシステムの導入等を織り込んでいるところもあり、その計画内容は、変電所・配電設備の拡充計画等の他の計画とも整合を取り合理的な計画が策定されていた。

また変電所監視用SCADAシステム等を導入する計画がないECにスマートグリッドの要素技術を導入する際には、5カ年計画との整合を図る必要があると思われるが、スマートグリッドの要素技術は、基本的には既存設備への追加等で対応が可能であるため、導入技術や導入サイト等の決定後でも比較的容易に既存の拡充計画等との整合を図ることができる。

スマートメータへの取替については、機械式から電子式への取替が検定周期に合わせて順次実施されていることから、その計画と整合を取る必要がある。

8-5 スマートグリッド導入・維持管理に係る費用と財務効果

今回調査した5ECと2私営配電会社のなかから、モデルケースとしてBATELEC II(町モデル)、CEBECO I(島モデル)、MERALCO(私営配電会社)の3カ所について、費用とその便益(財務効果)を算出した。

その結果を表 8-3、8-4、8-5 に示す。

表 8-3 コスト概算 (BATELEC II)

スコープ	数量	単価	コスト概算 (MUS\$)
コントロールセンター	1	-	7
変電所設備	13 SS	0.3 MUS\$	3.9
配電設備	180 OH 機器	14,000 US\$	2.6
スマートメータ	160,000 台	100 US\$	16
ループ用配電線	40 km	0.537 MP*	0.5
光ファイバー (架空用)	300 km	2,900 US\$	1
その他	15 %	-	5.5
計	-		36.5

* Million Peso

出所：調査チーム作成

表 8-4 コスト概算 (CEBECO I)

スコープ	数量	単価	コスト概算 (MUS\$)
コントロールセンター	1	-	7
変電所設備	6 SS	0.3 MUS\$	1.8
配電設備	110 OH 機器	14,000 US\$	1.6
スマートメータ	80,000 台	100 US\$	8
ループ用配電線	24 km	0.8 Mpeso	0.5
光ファイバー (架空用)	300 km	2,900 US\$	1
その他	15 %	-	3.6
計	-		23.5

出所：調査チーム作成

表 8-5 コスト概算 (MERALCO の 1 営業所)

スコープ	数量	単価	コスト概算 (MUS\$)
コントロールセンター	1	-	7
変電所設備	5 SS	0.3 MUS\$	1.5
配電設備	100 OH 機器	35,000 US\$	3.5
スマートメータ	100,000 台	100 US\$	10
ループ用配電線	20 km	3 Mpeso	1.5
光ファイバー (架空用)	300 km	2,900 US\$	1
その他	15 %	-	5
計	-		29.5

出所：調査チーム作成

スマートグリッド導入による主な便益及び財務効果としては、停電時間の短縮、配電ロスの低減、ピークカットによる購入電力費用の抑制と発電所建設の効率化がある。それぞれについて、以下に概算の便益を算出する。

(1) 停電時間の短縮

図 8-3 で示すように、配電線の区間 4 で事故が発生すると、従来は当該配電線のすべての区間が時刻間の復旧が完了するまで停電した。DAS を導入すると、事故区間のみが分離され、他の健全区間にはすぐに電気が供給できるようになるので停電時間は大幅に減少できる。その低減効果は、区間平均にすると約 80% である。

BATELEC II、CEBECO I、MERALCO のおのおのの停電時間 (SAIDI) は下記のとおりであり、便益を以下に算出する。

<現状の停電時間 SAIDI>

- ・ BATELEC II : 8,260 分/需要家・年 (2010 年)
- ・ CEBECO I : 360 分/需要家・年
- ・ MERALCO : 96 分/需要家・年

<DAS による停電短縮時間>

DAS により上述のように約 80% の停電時間が短縮できるので、各 EC の短縮時間は下記のとおり。

- ・ BATELEC II : $8,260 \times 0.8 = 6,608$ 分 (110H) 短縮
- ・ CEBECO I : $360 \times 0.8 = 288$ 分 (4.8H)
- ・ MERALCO : $96 \times 0.8 = 77$ 分 (1.3H)

<財務効果>

- ・ BATELEC II : 販売電力は、2010 年度で 4,469 MPeso → 9,000 MP (20 年平均)
収入増加は $9,000\text{MP} \times 20 \text{年} \times 110\text{H} / (365 \times 24) = 2,260\text{MP}$ (56 MUS\$)
- ・ CEBECO I : 販売電力は、2010 年度で 835 MP → 1,600 MP (20 年平均)
利益は、 $1,600\text{MP} \times 20 \text{年} \times 4.8\text{H} / (365 \times 24) = 17.5 \text{MP}$ (0.4 MUS\$)
- ・ MERALCO : 販売電力は、2010 年度で 239,100 MP → 420,000 MP (20 年平均)
1 営業所当たりの販売電力は、 $420,000 / 30 = 14,000 \text{MP}$
収入増加は、 $14,000 \times 20 \text{年} \times 1.3\text{H} / (365 \times 24) = 41.5 \text{MP}$ (1 MUS\$)

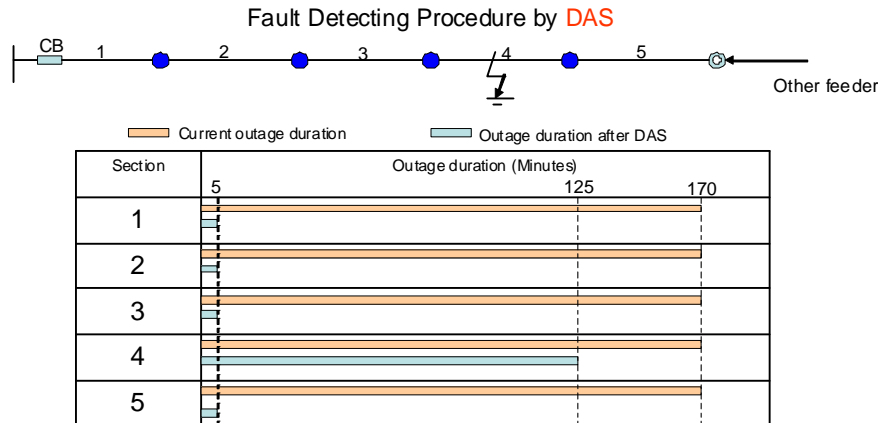


図 8 - 3 DAS による停電時間の短縮効果

(2) 配電ロスの低減

DAS により配電線ごとの負荷状況をリアルタイムに監視できる。その結果、過負荷の配電線が検出されれば、DAS により隣接する配電線に負荷を振り分けることで負荷のアンバランスを改善することができる。モデルケースで検討した結果、中圧配電線のテクニカルロスの約 32.5% を改善できる。

AMR によりノンテクニカルロスを低減できるが、その効果について他国のノンテクニカルロスを分析した例をベースに考えると約 70% 削減できる。

以上の配電ロス低減効果を、経済性からモデル地区ごとに分析すると下記となる。

1) BATELEC II

配電ロスは、10.1% (2010 年) であり、そのうちテクニカルロス 6.5% とノンテクニカルロス 3.6% に分けられる。

テクニカルロス 6.5% のうち、中圧配電線のロスを 2% と仮定すると、DAS により 32.5% 改善できるので、0.0065% (= 0.02 x 0.325) の配電ロスを低減できることが期待できる。BATELEC II の販売電力量は 62 万 8,759MWh であり、今後 20 年間の平均は約 1,200GWh と考えることができる。その結果、DAS により 7.8GWh (= 1,200 x 0.0065) のロスを改善することが期待できる。この効果を 20 年間で積算すると、31MUS\$ (= 7.8 x 8P/KWh x 20) の財務効果をもたらす計算となる。

ノンテクニカルロスは約 70% 低減することが期待できるので、30.2GWh (= 1200 x 0.036 x 0.7) のロスを低減できる。この効果を 20 年間で積算すると、120 MUS\$ (= 30.2 x 20 x 8P/kWh = 4,832 MP) の財務効果をもたらす計算となる。

2) CEBECO I

配電ロスは、9.27% (2010 年) であり、そのうちテクニカルロス 6.82% とノンテクニカルロス 2.45% に分けられる。

テクニカルロス 6.82% のうち、中圧配電線のロスを 2% と仮定すると、DAS により 32.5% 改善できるので、0.0065% (= 0.02 x 0.325) の配電ロスを低減できることが期待できる。CEBECO I の販売電力量は 12 万 1,200MWh であり、今後 20 年間の平均は約 200GWh と考

えることができる。その結果、DASにより1.3GWh (=200 x 0.0065) のロスを改善することが期待できる。この効果を20年間で積算すると、5MUS\$ (=1.3 x 8P/KWh x 20) の財務効果をもたらす計算となる。

ノンテクニカルロス約70%低減することが期待できるので、3.4GWh (=200 x 0.0245 x 0.7) のロスを低減できる。この効果を20年間で積算すると、14MUS\$ (=3.4 x 20 x 8P/kWh = 4,832 MP) の財務効果をもたらす計算となる。

3) MERALCO

配電ロスは、8.61% (2010年) であり、そのうちテクニカルロス7.0%とノンテクニカルロス1.61%に分けられる。

テクニカルロス7.0%のうち、中圧配電線のロスを2.5%と仮定すると、DASにより32.5%改善できるので、0.0081% (=0.025 x 0.325) の配電ロスを低減することが期待できる。MERALCOの販売電力量は3万247GWhであり、今後20年間の平均は約6万GWhと考えることができる。MERALCOには30の営業所 (Business unit) があるので、1営業所当たりの販売電力量は2,000GWhである。その結果、DASにより1営業所当たり16.2GWh (=2,000 x 0.0081) のロスを改善することが期待できる。この効果を20年間で積算すると、72MUS\$ (=16.2 x 8.95P/KWh x 20) の財務効果をもたらす計算となる。

ノンテクニカルロス約70%低減することが期待できるので、22.5GWh (=2,000 x 0.0161 x 0.7) のロスを低減できる。この効果を20年間で積算すると、100MUS\$ (=22.5 x 20 x 8.95P/kWh = 4,028 MP) の財務効果をもたらす計算となる。

(3) ピークカットによる購入電力費用の抑制と発電所建設の効率化

スマートグリッドのDSM機能により、ピーク時に次の需要家負荷を遠方から輪番停電させる。

- ・ 一般需要家はすべての負荷を切り離す。
- ・ 大口需要家は、不要不急の負荷を切り離すが、生産設備など重要負荷は切り離さず供給を維持する。

ピーク時の負荷を、一般需要家で3kW、大口需要家の不要不急負荷で30kWと仮定すると、BATELEC IIで483MW、CEBECO Iで90MWのピーク負荷が低減できる。なお、MERALCOは電力不足にはなっていないことから、DSMの機能は検討外としている。

2つのECの財務効果を以下に示す。

1) BATELEC II

送電会社からのピーク時購入価格と通常購入価格の差を2P/kWhとし、ピーク時のカットが1日に2Hあり年間40日発生すると仮定すると、20年間で38MUS\$の財務効果が期待できる。

$$2 \text{ P/kWh} \times 483 \text{ MW} \times 2 \text{ H} \times 40 \times 20 = 1,546 \text{ MP} \quad (38 \text{ MUS\$})$$

2) CEBECO I

送電会社からのピーク時購入価格と通常購入価格の差を2P/kWhとし、ピーク時のカット

が1日に2Hあり年間40日発生すると仮定すると、20年間で次の7.2MUS\$の財務効果が期待できる。

$$2 \text{ P/kWh} \times 90\text{MW} \times 2\text{H} \times 40 \times 20 = 288 \text{ MP (7.2 MUS\$)}$$

ピークカットにより発電所建設の効率化も期待できるが、フィリピン全体での経済効果であり配電会社や各ECの財務性評価には貢献しないことから、今回の検討からは省略する。

(4) 財務性評価

上記の投資額及び財務効果をまとめて示すと表8-6のとおりとなる。

ただし、スマートメータは10年間かけて従来のメータから取り替えていくことを想定している。すなわち、全体の10分の1ずつ毎年取り替えていき、10年たつてすべてスマートメータとなる。そして全部スマートメータになったあとも毎年10分の1ずつ新しいスマートメータに交換していくと想定している。したがって、最初の投資額はスマートメータの総額の10分の1だけで、他の投資額はすべて最初に投資するものとする。翌年以降スマートメータの取替は維持費として計上している。

一方、スマートメータ導入による財務効果のノンテクニカル・システムロス削減等による収入増については毎年全体の10分の1ずつ発生して増加していき、10年後からは全部のメータ交換が終わった効果となるように計算している。したがって、表8-6に示したノンテクニカル・ロス削減効果とピークカット効果は上記(2)及び(3)の20年間の平均値による計算よりは少なくなっている。

上記(2)及び(3)の停電時間の短縮やテクニカル・ロスの低減による財務効果の計算は20年間の平均を求めて、それを20倍にして、20年間の合計の財務効果を計算しているが、需要は増加しており、財務効果も年々増加していくのが実状に近い。内部利益率 (Internal Rate of Return) は、投資額はマイナス、財務効果 (収入増加、費用削減) はプラス、維持費はマイナスとして、毎年のキャッシュフローを計算し、その年のキャッシュフローは初期投資の年の現在価値に割り戻すために割引率を用いて割引し、割引されたキャッシュフローを20年間で合計して、プラス・マイナスで零になる割引率として計算している。したがって、20年間の平均ではなく、年々増加する財務効果金額が累積されて上記の20年の合計財務効果金額になるように、年率6.28%で増加するようにして、毎年の財務効果を計算し、また同様に前年までの投資額の累積に対する毎年の維持費を計算し、そしてその年の投資額も計算し、毎年のキャッシュフローを求め、それを20年間合算して内部利益率 (Internal Rate of Return: IRR) を算出している。

表8-6で示されているように、BATELEC IIのIRRは20.6%で、非常に高い。MERALCOも17.8%で高い方である。その国のプライムレートによりIRRの評価は異なるが、通常の間際投資で考えれば、12%以上あれば、投資として十分考えられるので、BATELEC IIとMERALCOともに投資可能である (つまり投資にローンを利用したとしても、利払いは十分できる、すなわちIRRとローンの利率の差分のパーセント分だけ利益が得られることになる)。

CEBECO Iについてはキャッシュフロー累積がマイナスとなり、IRRは計算ができないほどであるが、ここでは計算していないピークカットの買電費用 (またはピーク用発電所建設投資・運転維持のコスト) 削減効果もあるので、必ずしも投資すべきではないという結論に

はならない可能性はある。

ただし、ここで問題となるフィリピン特有の制度がある。すなわち、6-9 で示したように、システムロスについては EC に対しては 13%、民営配電会社に対しては 8.5% 以下であれば、顧客の料金に転嫁できるという ERC の規制がある。調査対象の EC 及び民営配電会社は優良事業体であり、このシステムロス以下であるので、システムロスのコストはすべて顧客の料金に含まれている（実際、表 6-9 に示したようにシステムロスは各顧客の料金内訳に含まれている）。したがって、スマートグリッド、より具体的にはスマートメータに投資しても、その財務効果は EC あるいは民営配電会社にもたらされることはなく、そのまま顧客にもたらされる。顧客にとっては料金が下がることになり望ましいことであるが、配電事業体としては投資を行っても、その効果が得られないことになり、この制度は公平とはいえない。このペナルティの規制はシステムロスがあまりにも高いので、下げるために実施したものであろうが、逆に 13%、あるいは 8.5% 以下の目標を達したあとは、配電事業体にそれ以上下げる努力をさせるインセンティブとならない制度となっている。したがって、スマートグリッドを推進するためには、この制度をインセンティブが働くように設計し直す、すなわち規制修正の必要がある。

表 8-6 モデルケースの財務効果、財務的内部利益率

財務項目	BATELEC II	CEBECO I	MERALCO
DAS による停電時間短縮効果	56 MUS\$	0.4 MUS\$	1.0 MUS\$
DAS / AMR によるロス低減効果	134 MUS\$	17 MUS\$	158 MUS\$
DSM によるピークカット効果	33 MUS\$	6.2 MUS\$	-
費用削減及び収入増加の総額	223 MUS\$	23.6 MUS\$	159 MUS\$
投資額	54.9 MUS\$	32.7 MUS\$	41.0 MUS\$
維持費	6.5 MUS\$	4.3 MUS\$	5.4 MUS\$
財務的 IRR	20.6%	-	17.8%

注) 維持費は投資額の 1% 毎年かかるものと想定し、さらに初期のスマートメータ投資を除いた毎年の取替額も含め 20 年間の累積額とした。

出所：調査チーム作成

8-6 日本版スマートグリッド紹介セミナー結果概要

2011 年 6 月 2 日に、エネルギー省、同省傘下の国家電力管理局（NEA）と JICA が共同で、スマートグリッドのセミナーを開催した。参加者は、政府関係者のほかに私営の配電会社や EC など約 140 名であった。

冒頭で、エネルギー省電力産業管理局（EPIMB）のカボンコル局長は、気候変動の軽減や経済成長、エネルギー供給保障などの観点からスマートグリッドの必要性を訴え、導入に向けた今後の見通しを公表した。それによると、エネルギー省は以下を通じて 2013 年までに政策・規定の枠組みを策定する計画であり、2013 年から 2014 年にかけて、スマートグリッドの導入のマスタープランをまとめる計画である。

- ・ 政策遂行と技術研究・調査を進める作業部会の設置
- ・ 日本や米国、オーストラリア連邦（以下、「オーストラリア」と記す）、中国などを参考にした能力強化プログラムの始動
- ・ 国際機関との連携

次に、MERALCO 及び NEA よりスマートグリッドについて発表し、その後 JICA 調査チームより現地調査結果とスマートグリッドの内容及び導入による経済性などを説明した。

第9章 フィリピンにおけるスマートグリッド導入に必要な配電事業体の体制について

9-1 現在の配電事業体のマネジメント能力

現在の配電事業体のマネジメント能力を評価するため、ここでは、設備計画能力（新設計画、改善計画や保守管理計画）、設備運用実施能力、人材育成能力の観点から確認する。

設備計画能力については、前述したとおり各 EC 及び民間配電会社とも、所有設備に関し 5 年計画を策定し政府に提出する義務があるが、停電時間の減少やシステムロス低減等の経営課題を的確に把握し、経営状況や予算等を含み、中長期の観点から総合的に検討することで、5 年計画を策定できていることから、設備計画能力は高いと判断できる。

設備運用実施能力については、下記項目にて詳しく記述するが、総合的に、各 EC 及び民間配電会社とも、設備保守管理について、管轄エリアの規模に応じた保守管理体制を構築できており、定期的な点検が計画立てて実施されており、保守管理計画立案能力も含め、設備運用実施能力も高いと判断できる。

人材育成能力については、下記項目にて詳しく記述するが、各 EC 及び民間配電会社とも計画的に効果的な教育ができており、問題ないと判断できる。

よって、スマートグリッド導入に必要なマネジメント能力は備わっていると判断できる。

9-2 現在の配電事業体の運用・保守管理計画及び技術力

配電線設備の運用・保守管理の現状及び計画から確認する。

各 EC 及び民間配電会社とも、管轄エリアの規模に応じて設備保守要員を配置しており、定期点検は計画立てて実施できている。また、事故が発生した場合には、各 EC 及び民間配電会社とも、変電所にリクローザを配置しており、自動的に事故フィードを遮断するシステムを配置しており、事故時の初動対応は迅速に対応できる。

しかし、事故点探査には、自動で事故フィードを遮断したあとに、手動にて開閉器を操作するなど、人海戦術を用いており、事故復旧まで、特に停電発生から事故点発見までに時間を要しているのが現状である。

これらのことより、事故復旧については改善余地があるものの、配電線設備の運用・保守管理の現状及び計画については、総じて的確な能力が備わっていると判断できる。

次に電力量計に関する運用・保守管理の現状及び計画についてだが、6-13 電力量計に詳しく記述しているとおおり、これについても ERC 規定にのっとり、統計サンプリングにしたがった定期検定を 2 年に 1 度のペースで実施できるように、組織的に計画的に運用・保守管理されており、特段問題ないと考える。

これらのことから、現在の配電事業体の運用・保守管理計画及び技術力について、スマートグリッド導入に必要な能力は備わっていると判断できる。

9-3 現在の配電事業体の人材育成状況

今回訪問した EC 及び民間配電会社は配電会社であり、技術部隊の人材育成としては、主に配電線工事者が対象となるため、ここでは配電線工事者に対する教育について記述する。

EC については、配電線工事者に対する教育内容は NEA にて決定しており、各 EC は NEA 指導

内容に沿った教育を実施している。配電線工事者の新人には、基本コース（Basic）及び基本コースの再教育（Refresh）が実施されている。実施期間については、各 EC が独自に決めることができ、訪問した EC においては、長ければ約半年、短ければ約 3 カ月の教育となっていた。また、初年度は先に述べたコース（最低年 2 回）を実施するほか、配電線工事者からの要望に応じて、各 EC は追加教育を実施することもできる。さらに NEA からの支援が必要な EC においては、要請ベースにて NEA からの講師派遣が可能である。

これらのことから、教育品質については、EC 間での優劣がみえないことから、各 EC において、体系だった人材教育が実施できていると判断できる。また、技術部隊以外の部門（財務部等）についても、各 EC とも、Basic Supervisory Skills、Trainer's Training、Cost Management 等の充実した教育カリキュラムが準備されており、高い水準にて人材教育が実施されている。

民営配電会社における配電線工事者に対する教育については、MERALCO 等はグループ企業に教育専門会社があるようであり、その会社とタイアップし、独自に研修コース・内容等を構築しており、充実した教育が実施できているようである。

また配電線工事者は年 2 回（合計約 100 名）採用しており、研修は、採用に合わせて適宜実施されているため、民営配電会社においても、体系だった人材教育が実施できていると判断できる。

9-4 スマートグリッド導入に向けて必要な配電事業者の体制

今回の調査の結果、スマートグリッドの要素技術として導入可能な要素技術は、配電自動化システム及び AMR が有望だと判断できる。

配電自動化システムに関しては、変電所に SCADA システムを導入している民営配電会社（MERELCO、CEPALCO）を除き、ほとんどの EC が未導入であり、通常日本で実施されている変配制御所等での一括集中管理体制が構築されていない。そのため、EC へ配電自動化システム導入に伴い SCADA システムを導入した場合には、事故等の緊急対応のため、SCADA システムを常時監視する監視場所の確保及び監視者（望ましくは 24 時間体制）の配置が必要である。加えて、新たな設備を導入することから、導入システムの操作方法や現場と導入システムの連系方法などについて教育も必要だと考えられる。

また、AMR に関しては、遠隔地域より自動検針できることから、検針員の人数削減に貢献できるため、各 EC 及び民営配電会社とも検針員の廃止が可能となる。余剰員となる検針員については、AMR 導入に伴い発生する自動検針データの管理作業等、または現状では比較的人役の少ない電力量計の検定作業等に配置転換することも一案である。

第10章 今後のスマートグリッド導入に向けた取り組みについて

10-1 スマートグリッド導入の必要性及び妥当性

調査結果をもとに、各国における将来的なスマートグリッド技術導入の必要性及び妥当性について、以下にまとめる。

(1) インドネシア

3-1で記載したように、インドネシアでは従来から電力不足による発電所建設が優先され、配電分野への投資がなされてこなかったため、供給信頼度の観点でボトルネックとなっていた。しかしながら、発電所の建設が急ピッチで進められ電力不足が解消されつつあるなか、配電分野への投資環境が整いつつある。

このような背景の下、供給信頼度の向上や配電ロスの低減、エネルギー効率化、地球環境対策など、従来からの課題を改善する目的でスマートグリッドの導入を進める必要がある。

スマートグリッドを導入するにあたり、投資対効果の妥当性を確認するため、ジャカルタ・タンゲラン支店の2つの営業所をモデルに検討した。その結果、大都市部のモデルのMenteng営業所のFIRRは13.9%、郊外都市モデルのCikupaで8.3%とプロジェクト実施の妥当性がある検討結果となった。この経済計算においては、電気料金が20年間不変との厳しい条件での結果であり、電気料金が上がった場合には、より経済的な妥当性が出てくるものと考えられる。

(2) フィリピン

フィリピンでは、配電システムの信頼度が低く、一度事故が発生すると長時間停電するケースが多い。そのため、フィリピンの産業発展に大きな支障を来しているとともに、社会不安ももたらしている。さらに、配電ロスも高く、特に盗電などによるノンテクニカルロスがもたらす収入減は、電力会社の経営に影響を与えている。さらに、電力不足に対しても、ピーク負荷に対する発電所の建設を中心に推進してきており、ピークを抑制するようなエネルギー効率化には注力してきていない。その結果、投資コストと建設期間のかかる発電所の建設を非効率ながらも進めている状況が続いている。

このような背景の下、供給信頼度の向上や配電ロスの低減、エネルギー効率化、地球環境対策など、従来からの課題を改善する目的で、スマートグリッドの導入を進める必要がある。

スマートグリッドの導入には多くの投資を伴うことになるが、検討したモデル地区のBATELEC IIでは、FIRRが20.6%、MERALCOでは17.8%と、プロジェクト実施の妥当性があるとの検討結果となった。一方、CEBECO Iは経済的に妥当ではないとの結果となったが、これは都市部ではないことから販売電力量が少ないことに起因するもので、将来の発展によっては経済的妥当性が出てくるものと考えられる。

10-2 スマートグリッド導入による裨益効果

本調査におけるスマートグリッドとしてのDAS及びAMR導入の裨益効果に関しては、まずモデルケースで示されたように、その配電事業者あるいは電力会社への財務効果が投資後20年間のIRRで20%（フィリピンBATELEC II）～8.3%（インドネシアPLNジャカルタ・タンゲラン支店

内 Cikupa 地区) となる結果で示されており、投資に見合うものとなっている。このような財務効果は停電時間の短縮による収入の増加と配電ロスの低減による損失の減少の合計のプラスが投資額と維持費のマイナスを上回った結果である。

しかし、この財務効果にはピークカットの財務効果（ピーク対応買電コスト削減）やそのための発電投資額の削減の経済便益効果は含んでおらず、さらに停電時間の減少に伴う産業面の効果（需要家企業の信頼性の向上や立地企業増加等）や住民も含めた配電事業者や電力会社への信頼性の回復などの効果が期待できる。そのうえに投資に伴う経済効果や産業立地に伴う国内総生産（Gross Domestic Product : GDP）など経済的効果については当然財務効果の計算には入ってこない。したがって、財務効果で推定した以上に社会的な便益があることに留意する必要がある。

10-3 有望なサイトについて

調査結果をもとに、今後パイロットプロジェクトを実施する場合の有望なサイトについて、以下に記載する。

(1) インドネシア

DAS/AMR の導入効果が顕著な地域は大都市圏であり、かつ日本・インドネシア政府が推進する MPA 構想に該当することから、ジャカルタ市に絞り調査を行った。PLN の当該ジャカルタ・タンゲラン支店には、20 営業所がある。そのなかから、Menteng（大都市部）と Cikupa（郊外）の 2 営業所をパイロットエリアとして選定し、概略経済性分析を行った。

- ・ 大都市部と郊外の 2 モデル
- ・ 地中系統以外に架空系統も存在すること（ジャカルタ以外は架空系統が大半であり、そのモデルとなれるように）
- ・ 需要家として、住宅用や商業用がバランス良く存在すること
- ・ 工業団地はできるだけ存在しないこと
- ・ 変電拡充計画とできればリンクしていること

一方、PLN との協議を通じ、パイロットプロジェクトのサイトとして次の要望があった。

- ・ PLN 本店の近くで管理しやすい Bulungan 営業所（Menteng は大統領オフィスなど影響の大きい需要家があり、供給信頼度向上の観点では非常に重要な地域であるが、パイロットサイトとしては問題あり）
- ・ プロジェクト担当部署がある Bintaro 営業所（問題が発生した場合でも対応が容易）

PLN から要望があった営業所は前述選定条件も満たしており、パイロットプロジェクトの営業所として有望と考える。

(2) フィリピン

調査対象 EC は NEA が推薦してきた EC であり、比較的規模が大きく、経営状況も良好な EC が中心であった。民営配電会社として本調査の対象とした CEPALCO 及び MERALCO の財務状況も良好であった。本調査対象では、EC 及び民営配電会社のなかから、パイロットプロジェクトを実施する候補会社を、次の観点から BATELEC II /CEBECO I /MERALCO とし、

概略経済性分析を行った。

- ・ EC は、都市部と島を代表して 2 モデル：BATELEC II /CEBECO I
- ・ 民営会配電社 1 モデル：MERALCO
- ・ 既設に類似システムがないこと
- ・ 導入効果が見込めること（停電時間が長いなど）

概略経済性分析の結果、経済性（FIRR）の良い BATELEC II/MERALCO がパイロットプロジェクトサイトとして適していると考えられる。一方、CEBECO I は、前述 2 サイトに比べ経済性が低い一方、スマートグリッド技術の導入意欲は高く、島のモデルとして引き続き検討可能と考える。

10-4 今後の調査/協力における方向性及び留意事項について

各国ともスマートグリッドへの関心は高く、今回の基礎調査において知見を深めることができたことと認識しており、将来的な導入の検討のために、今後とも情報を収集していきたいと考えている。また、本格的なスマートグリッドの各要素技術を導入する前に、まずはパイロットプロジェクトを実施し各要素技術の導入効果を確認したいと考えており、上記のとおり具体的な候補地（案）も挙げた。今後は、詳細な調査及びパイロットサイトにおける実証プロジェクトの実施が期待されている。

なお、スマートグリッドを促進するための留意点としては、各国ごとに次の点が挙げられる。

(1) インドネシア

- 1) DAS 及び AMR が整備されると、各需要家にスマートメータが設置され双方向通信が可能となる。その結果、電力ピーク時に需要家負荷を制御してピークカットを行う DSM の導入が可能となるが、ピークカットを行う場合、何らかのインセンティブまたはペナルティが必要となる。具体的には、次の方法が考えられる。
 - ・ ピーク時に負荷カットを行う代わりに料金を割り引く需給調整契約制度の導入（日本では 500kV 以上の大口需要家を対象として、夏期の 13 時から 16 時まで負荷調整実施）
 - ・ ピーク時の料金を高く設定する。ピークカットされた負荷のスマートメータ内スイッチを需要家自身が入れて電気を復旧した場合、その料金を高額にする（インセンティブというよりは、ペナルティとなる。なお、米国ではオフピークとピークで 5 倍以上に差を設けているケースもある）。
- 2) ジャカルタの地中系統はフランス共和国（以下、「フランス」と記す）のスピンドル方式を採用し、長期間運用してきている。しかし、系統の効率が悪く、需要の伸びに対してもフレキシブルに対応できないなど、課題が顕在化してきている。そのため、既存の系統を生かしつつ、信頼度の高いループ系統等に無理なく移行できるように考慮していく必要がある（アドバンススピンドルネットワークへ）。このアドバンススピンドルネットワークは DAS の効果も高めることができるが、そのためのループ線の最適配置など詳細設計が今後重要となる。

- 3) 架空系統は、一般的に樹枝状系統であり、リクローザは存在するものの信頼度が低い。そのため、既存の機器を有効活用しながらループ化を進める必要があり、最適なループ化など詳細設計が重要である。
- 4) ジャカルタ支店には、既設の SCADA システムがあり 7 年から 8 年先にはリプレースされるが、それまでの間、新規 DAS との協調（データリンクや制御の優先度など）を検討する必要がある。さらにリプレース後の全体コントロールセンターシステムを検討し、将来円滑に移行できるように当面のシステム構成を検討していく必要がある。
- 5) 本スマートグリッドのキーとなる技術が通信である。既設は、パイロットワイヤ /PLC/GPRS/光/UHF など各種方式でトライアルを行っているがうまく稼動していない状況とのことであった。そのため、既設通信設備の布設状況や通信会社の提供できるサービスなどを調査し、最適な通信方式・技術を提案していく必要がある。
- 6) 将来、再生可能エネルギーを促進するためには、電力料金における FIT の促進が必要である。特にポテンシャルの高い太陽光発電については、電力会社の買取額を当初は高めに設定し、量産化や技術革新でコストが下がれば買取額を下げっていくなどの流動的な政策が推奨される。
- 7) DAS 導入に際しては、システムの運用・保守など技術者のトレーニングや教育を今後検討していく必要がある。

(2) フィリピン

- 1) 配電ロスを低減したことによる便益は、ERC の規定で受益者（需要家）に一部還元せねばならない法律となっている。具体的には、EC の場合 13%以下、MERALCO など民間配電会社は 8.5%以下にロスを低減しても、電力会社の便益とはならない。そのため、スマートグリッドに投資して配電ロスを低減しても、EC/私営電力会社にとっての利益として還元されず、促進されないおそれがある。そのため、EC/民間配電会社にとっての配電ロス低減によるインセンティブが今後検討される必要がある。
- 2) 再生可能エネルギーを促進するためには、電力料金における FIT の促進が必要である。特に太陽光発電については、電力会社の買取額を当初は高めに設定し、量産化や技術革新でコストが下がってくれば買取額を下げっていくなどの流動的な政策が推奨される。
- 3) 電力料金についても、時間帯別料金制度の導入によりピークシフトを促進することを推奨する。
- 4) DAS 導入に際しては、システムの運用・保守など技術者のトレーニングや教育を今後検討していく必要がある。

付 属 資 料

1. 現地調査収集資料リスト（インドネシア）
2. 現地調査収集資料リスト（フィリピン）

1. 現地調査収集資料リスト（インドネシア）

組織	入手資料名
MEMR	RUPTL 2010-2019（左記キーワードを入力しホームページから入手）
P3B	Jawa Bali System Operation Planning
	Press Briefing PLN Dirop JB 13 April 2010
PLN Persero	PLN View on Smart Grid 27042011
	PLN STATISTICS 2009
	Annual Report 2009
PLN Distribution for Greater, Jakarta and Tangerang	Answer for Questionnaire
	Statistics 2009 (PLN Jakarta Tangerang Office)
	UNJUK KERJA KENDALAN 2007-2010
	UNJUK KERJA KENDALAN 2008-2011

2. 現地調査収集資料リスト（フィリピン）

組織	入手資料名
DOE	Power Development Plan, 2009-2030
	System Peak Demand
	System Peak
	Visayas Sub-grid Coincident Peak Demand
	2009 Luzon & Visayas & Mindanao Generation
	Distribution Development Plan 2009-2018
BATELA II	Reply of Questionnaire
	Interruption Report 10(2) & 11
	Financial January 2011
	Financial February 2011
PENELCO	Reply of Questionnaire
	Financial & Statistical Report 2006-10
	Revenue & Expenditure
	Actual Tariff Sheet
BOHECO I	Reply of Questionnaire
	Annual1~3
CEBECO I	Reply of Questionnaire
	Presentation
	Annual
	Financial Situation as of February 2011
CEPALCO	Brochure
MORESCO I	Reply of Questionnaire
	Brochure
	Financial 1~6
MERALCO	Reply of Questionnaire
	ERC Group A Exp Review - MERALCO Final