

**ブラジルにおける  
スマートグリッド/スマートコミュニティー  
導入に係る基礎情報収集調査**

**ファイナル・レポート  
(和文)**

**平成 24 年 3 月  
(2012)**

**独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)**

**東電設計株式会社 (TEPSCO)**

中南
JR
12-001

**ブラジルにおける  
スマートグリッド/スマートコミュニティー  
導入に係る基礎情報収集調査**

**ファイナル・レポート  
(和文)**

**平成 24 年 3 月  
(2012)**

**独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)**

**東電設計株式会社 (TEPSCO)**

## ブラジルにおけるスマートグリッド/スマートコミュニティ導入に係る基礎情報収集調査

## 目次

目次	i
表リスト	vi
図リスト	viii
略語表	xi

## 第1章 調査の概要

1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的	1-1
1.3 調査の内容	1-2
1.3.1 ブラジルの電力セクターの概況	1-2
1.3.2 スマートグリッドの取組同行	1-3
1.3.3 スマートグリッドに関する政策・制度	1-3
1.3.4 ブラジル国におけるスマートグリッド導入の現状	1-5
1.3.5 スマートコミュニティの取組状況	1-6
1.3.6 配電調査結果	1-6
1.3.7 ブラジル国のスマートグリッドの機能について	1-9
1.3.8 モデルプロジェクトについて	1-9
1.3.9 今後の対応について	1-12
1.4 調査団員構成	1-12
1.5 調査日程	1-12
1.5.1 第1次現地調査日程	1-12
1.5.2 第2次現地調査日程	1-13

## 第2章 ブラジル国電力セクターの概況

2.1 電力事業体系	2-1
2.2 電力分野の政策・制度	2-5
2.2.1 電力事業の規制構造	2-5
2.2.2 電力市場取引	2-6

2.3 発電の現状と今後の計画	2-8
2.3.1 発電の現状	2-8
2.3.2 今後の計画	2-9
2.4 需要の現状と今後の計画	2-12
2.4.1 需要の現状	2-12
2.4.2 今後の計画	2-12
2.5 需給の現状と今後の計画	2-13
2.6 電力系統概要	2-14
2.7 送配電ロス	2-16
2.8 停電状況（停電計画、SAIDI、SAIFA）	2-17
2.9 電力料金体系	2-19
2.10 再生エネルギーの現状と今後の計画	2-22
2.10.1 風力発電	2-22
2.10.2 バイオマス発電	2-23
2.10.3 太陽光発電	2-25
第3章 ブラジル国におけるスマートグリッド導入の現状	
3.1 ブラジル政府の方針・計画	3-1
3.2 スマートコミュニティ構想の現状、計画	3-1
3.3 プスマートグリッドの導入状況、計画	3-3
3.3.1 ブラジルのスマートグリッドとは？	3-3
3.3.2 なぜブラジルにスマートグリッド関係会社が注目しているのか	3-4
3.3.3 期待されるブラジルへのスマートグリッド導入のロードマップ	3-5
3.3.4 ブラジルは配電会社におけるスマートグリッド導入の現状	3-6
3.4 関連する法律・規定の調査	3-13
3.4.1 再生可能エネルギー促進プログラム（PROINFA）	3-13
3.4.2 Resolution N247、December 21 2006	3-14
3.4.3 時間帯別電気料金	3-15
3.4.4 NET Metering	3-17

## 第4章 配電会社調査結果

4.1 配電会社の概要	4-1
4.1.1 COFL Energia (Compania Paulista de Forca e Luz)	4-1
4.1.2 AES Eletropaulo	4-2
4.1.3 Light	4-3
4.1.4 AMPLA	4-5
4.1.5 COPEL	4-5
4.1.6 CEAL	4-6
4.2 既設は配電系統	4-8
4.2.1 概要	4-8
4.2.2 架空配電系統	4-8
4.2.3 地中配電系統	4-8
4.3 配電変電所の構成	4-9
4.3.1 責任区分	4-9
4.3.2 単線結線図	4-9
4.3.3 開閉器の絶縁方式	4-10
4.3.4 変圧器の数/容量/回線数及び電流容量	4-11
4.3.5 制御装置及び保護継電器の構成	4-11
4.3.6 再開路方式	4-12
4.4 配電機器	4-12
4.4.1 都市部配電設備	4-12
4.4.2 地方部配電設備	4-12
4.5 通信設備	4-13
4.5.1 各社通信方式、通信設備	4-13
4.5.2 現状の課題、問題点	4-17
4.6 電力量計	4-18
4.6.1 現状	4-18
4.6.2 スマートメータ	4-18
4.7 各社の配電ロスと停電状況	4-22
4.7.1 各配電会社の配電ロス	4-22
4.7.2 各配電会社の電力品質の状況	4-25
4.8 配電会社の技術力・マネジメント力	4-26

## 第5章 ブラジル国におけるスマートグリッド導入に向けた要素技術について

5.1	スマートグリッド要素技術の検討	5-1
5.1.1	通信方式の検討	5-1
5.1.2	配電事故検出方式の検討	5-4
5.1.3	スマートメータ設置・交換の検討	5-5
5.1.4	再生可能エネルギー（太陽光）の検討	5-8
5.1.5	コントロールセンターの検討	5-10
5.1.6	デマンドレスポンスの検討	5-13
5.2	検討結果に基づいたシステム構成と機器	5-15
5.3	効果	5-20
5.3.1	停電時間の短縮効果	5-20
5.3.2	テクニカルロスの低減効果	5-21
5.3.3	ノンテクニカルロス低減効果	5-22
5.3.4	ピークカット/シフトによる電力逼迫改善	5-24

## 第6章 モデルプロジェクトについて

6.1	モデルプロジェクトの候補地について	6-1
6.1.1	モデル候補地の選択基準	6-1
6.1.2	モデル候補地の概要	6-1
6.1.3	モデル候補地の配電状況	6-3
6.2	モデルプロジェクトのスコープ	6-4
6.3	モデルプロジェクトのコスト	6-6
6.4	モデルプロジェクトの経済効果	6-7
6.5	財務分析（FIRR）	6-10
6.5.1	財務分析における仮定	6-10
6.5.2	財務分析結果	6-10

## 第7章 今後の対応について

7.1	スマートグリッド推進のための課題と解決に向けた提言	7-1
7.1.1	法律の整備	7-1
7.1.2	技術課題とその検証	7-1

7.1.3 スマートメータへの円滑な交換	7-2
7.1.4 人材の育成	7-2
7.1.5 保守	7-2
7.2 今後の導入に向けたアクションプランの提言	7-2
7.2.1 日本の優位性	7-2
7.2.2 ブラジルスマートグリッド市場への参入に向けたアクション	7-6

## 表リスト

表 1.3.1	COPEL クリチバ市のプロジェクトコスト	1-10
表 1.3.2	Eletrobras Alagoas マセイオ市のプロジェクトコスト	1-11
表 1.3.3	モデルプロジェクトごとの経済効果概算	1-11
表 1.3.4	モデルプロジェクトごとの財務的内部利益率 (FIRR)	1-11
表 1.4.1	調査団員構成	1-12
表 1.5.1	第1次現地調査日程	1-13
表 1.5.2	第2次現地調査日程	1-13
表 2.1.1	ブラジル主要発電会社	2-2
表 2.1.2	ブラジル主要送電会社	2-4
表 2.1.3	ブラジル配電会社上位 20 社	2-5
表 2.3.1	発電所増設計画 - トータル (GW)	2-10
表 2.3.2	発電所増設計画 - SIN (GW)	2-10
表 2.6.1	送電線の拡張計画	2-15
表 2.6.2	電力設備の増設計画	2-16
表 2.9.1	配電会社別 B1 料金	2-21
表 3.3.1	ブラジルにおけるスマートグリッドのロードマップ	3-5
表 3.3.2	各社調査結果一覧	3-7
表 3.4.1	2010 年のオークション結果の例	3-14
表 3.4.2	ブラジルにおける時間帯別料金の例 (2011 年)	3-15
表 4.1.1	AES Eletropaulo の株主構成	4-2
表 4.6.1	ANEEL によるスマートメータ導入のシナリオ	4-19
表 4.6.2	配電会社のスマートメータに関する取り組み	4-21
表 4.7.1	Eletrobras の配電ロス	4-23
表 4.7.2	Eletrobras の SAIDI、SAIFI	4-25
表 5.1.1	配電自動化 (バックボーンネットワーク) の比較	5-1
表 5.1.2	自動検針 (ラストワンマイルネットワーク) の比較	5-2
表 5.1.3	ブラジルにおけるスマートメータに対する主なニーズ	5-5
表 5.1.4	ノンテクニカルロス低減に有効なメータの機能	5-6
表 5.1.5	ピーク負荷削減に必要なメータの機能	5-7
表 5.1.6	ピーク負荷削減に必要なメータの機能	5-7
表 5.1.7	再生可能エネルギーの系統連系に伴う課題	5-8
表 5.2.1	変電所設備	5-17
表 5.2.2	配電機器	5-18
表 5.3.1	従来の事故処理時間	5-20
表 5.3.2	DAS 導入後の事故処理時間	5-21
表 5.3.3	ノンテクニカルロス	5-23
表 6.1.1	モデル地区の配電状況概要	6-3



表 6.2.1	COPEL のクリチバ営業所のスコープ	6-4
表 6.2.2	Eletrobras Alagoas の Coastal Resort City (CRC) 営業所のスコープ	6-5
表 6.3.1	COPEL のクリチバ営業所のプロジェクトコスト概算	6-6
表 6.3.2	Eletrobras Alagoas の Coastal Resort City (CRC) 営業所のプロジェクトコスト概算	6-7
表 6.5.1	モデル地区のスマートグリッド投資の財務分析結果	6-10

## 図リスト

図 1.3.1	政府機関 (MME, ANEEL) の体制	1-2
図 1.3.2	年間需要家当りの停電時間 SAIDI) と停電回数 SAIFI)	1-7
図 1.3.3	日負荷曲線の例	1-8
図 1.3.4	時間帯別料金 (ホワイト料金)	1-8
図 1.3.5	モデルプロジェクトのシステム構成図	1-10
図 2.1.1	ブラジル送電線網	2-3
図 2.2.1	政府機関 (MME, ANEEL) の体制	2-6
図 2.2.2	電力市場取引の流れ	2-7
図 2.3.1	総発電電力量の内訳 (2010 年ブラジル) (TWh, %)	2-8
図 2.3.2	総発電電力量の推移 (1990 年~2010 年ブラジル)	2-8
図 2.3.3	ブラジル国内電力供給の構成 (%、TWh)	2-9
図 2.3.4	増設計画における契約分、未契約分内訳 (MW)	2-11
図 2.3.5	主な水力発電所計画 (Map 1)	2-11
図 2.4.1	ブラジル国内最大電力の推移 (kW)	2-12
図 2.4.2	需要家カテゴリ別電力消費量予想 (%)	2-12
図 2.4.3	地域別電力消費量予想 (%)	2-13
図 2.5.1	電力需給バランス検討結果 (GW average)	2-13
図 2.5.2	地域別の年間電力需要増加量予想 (GW average)	2-14
図 2.6.1	ブラジル電力系統 (出展: ONS)	2-15
図 2.7.1	ブラジルにおけるノンテクニカルロスの分布	2-16
図 2.8.1	ブラジルにおける停電時間、停電回数の推移	2-17
図 2.8.2	日本の停電時間と停電回数	2-18
図 2.8.3	ブラジルにおける停電時間の分布	2-18
図 2.9.1	電力料金請求書 R\$100 とした場合のコスト構成割合 (2006 年平均)	2-19
図 2.10.1	発電電力量のシステム別比率	2-22
図 2.10.2	年間の水力発電、風力発電量の推移	2-22
図 2.10.3	風力発電の推移と潜在資源分布	2-23
図 2.10.4	水力発電とバイオマス発電の相互補間	2-24
図 2.10.5	ブラジルのバイオマス発電における理論的な潜在発電量	2-24
図 2.10.6	ブラジルの日射量の分布	2-25
図 3.2.1	スマートコミュニティの概念図	3-2
図 3.2.2	HAN の概念図	3-3
図 3.3.1	先進的な送配電網と HAN の関連図	3-4
図 3.3.2	ブラジルにおけるスマートグリッドの潜在性	3-5
図 3.3.3	ブラジルにおけるスマートグリッドの効果と実現時期	3-6
図 3.3.4	配電各社の所在地	3-6
図 3.3.5	COPEL における SAIDI (DEC) の推移	3-9
図 3.3.6	COPEL の配電網	3-11

図 3.3.7	CPFL の配電エリアと AMI の進捗	3-11
図 3.3.8	AMPLA の配電網	3-11
図 3.3.9	AMPLA でのメータ電子化および高所化	3-12
図 3.3.10	小口需要家への引込み線の改善例	3-12
図 3.4.1	日負荷曲線の例 (住宅負荷)	3-16
図 3.4.2	時間帯別料金 (ホワイト料金)	3-17
図 3.4.3	グリーン, イエロー, レッド料金	3-17
図 3.4.4	Net-metering システム	3-18
図 4.1.1	CPFL の営業地域	4-1
図 4.1.2	AES Eletropaulo のサービス地域	4-3
図 4.1.3	Light の構成	4-4
図 4.1.4	Light の資本構成	4-4
図 4.1.5	COPEL のサービス地域	4-5
図 4.1.6	Copel の資本構成	4-6
図 4.1.7	Eletrobras の資本構成	4-7
図 4.1.8	Eletrobras の配電子会社サービスエリア	4-7
図 4.2.1	配電設備の例	4-8
図 4.2.2	地中配電システムの構成	4-8
図 4.2.3	地中配電設備の例	4-9
図 4.3.1	代表的な配電変電所の単線結線図	4-10
図 4.3.2	代表的な配電変電所 (AMPLA)	4-10
図 4.3.3	配電変電所の中圧開閉器 (AMPLA)	4-11
図 4.3.4	13.8kV 回線のベイユニット (回線単位制御装置)	4-12
図 4.5.1	スマートグリッド用通信設備 (CPFL)	4-13
図 4.5.2	スマートグリッド用通信設備 (Eletropaulo)	4-14
図 4.5.3	スマートグリッド用通信設備 (Light)	4-15
図 4.5.4	スマートグリッド用通信設備 (AMPLA)	4-15
図 4.5.5	スマートグリッド用通信設備 (COPEL)	4-16
図 4.5.6	スマートグリッド用通信設備 (Light)	4-17
図 4.6.1	電力量計の例	4-18
図 4.6.2	EDP が開発したスマートメータの例 (MD-1400 単相)	4-21
図 4.6.3	スマートメータの例 (SGP+M)	4-22
図 4.7.1	ブラジル配電会社のノンテクニカルロス比較	4-23
図 4.7.2	Eletrobras 供給エリア	4-23
図 4.7.3	大口需要家の例	4-24
図 4.7.4	一般需要家の例	4-24
図 4.7.5	各社の SAIDI (DEC)、SAIFA (FEC)	4-25
図 5.1.1	架空系統での事故区間検出手順	5-4
図 5.1.2	テクニカルノート「0044/2010」	5-6
図 5.1.3	太陽光発電出力と系統崩壊のイメージ	5-9

---

図 5.1.4	スマートグリッドを活用した太陽光発電制御の例	5-10
図 5.1.5	コントロールセンター概念図	5-10
図 5.1.6	太陽光発電出力変動抑制機能の概念図	5-12
図 5.1.7	受電電力平準化の概念図	5-12
図 5.1.8	AMR の概念図	5-13
図 5.1.9	ロードカーブとピークデマンド	5-15
図 5.2.1	システム構成図	5-16
図 5.2.2	コントロールセンターのオペレータールーム	5-16
図 5.3.1	DAS による停電時間の短縮効果	5-20
図 6.1.1	クリチバ市位置図	6-2
図 6.1.2	クリチバ支店売電状況	6-2
図 6.1.3	Eletrobras 配電子会社位置図	6-3
図 6.4.1	DAS による停電時間の短縮効果	6-7

## 略語表

組織名

ABINEE	Brazilian Electronic and Electrical Association/ブラジル電気電子工業会
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica /ブラジル配電事業者協会
AES	Applied Energy Services/エーイーエス (米国系電力会社)
AMPLA	AMPLA/リオデジャネイロの配電会社
ANATEL	英語 : National Agency of Telecommunications ポルトガル語 : Agencia Nacional de Telecomunicacoes/国家通信庁
ANEEL	英 : Electric Power National Agency ポ : Agencia Nacional de Energia Eletrica/国家電力庁
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social/開発経済社会銀行
CCEE	英 : Chamber for the Commercialization of Electric Power ポ : Câmara de Comercialização de Energia Elétrica/電力取引委員会
CEAL	Companhia Energética de Alagoas/アラゴアス州電力会社(Eletrabras の配電子会社)
CEEE	Companhia Estadual de Energia Eletrica/リオグランドスル州電力会社
Celesc	Centrais Eletricas de Santa Catarina/サンタカタリナ州電力会社
Celg	Centrais Elétricas de Goiás/ゴイアス州電力会社
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais/ミナスジェライス州電力会社
CESP	Companhia Energética de Sao Paulo/サンパウロ州電力会社
CEB	Cia Energética de Brasilia/ブラジリア電力会社(連邦会社)
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico/電力モニタリング委員会
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética/国家エネルギー政策委員会
COPEL	Companhia Paranaense de Energia/パラナ州電力会社
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz /「サンパウロ電灯電力会社」(サンパウロの電力会社)
CRC	Coastal Resort City/コースタルリゾート市
CTA	Curitiba branch office/クリチバ営業所
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista /「サンパウロ送電会社」(南米の企業 ISA の傘下の民間電力会社)
Duke Energy Brasil	米国の大手民間電力会社
Eletrabras	連邦電力会社
ENDESA	Empresa Nacional de Electricidad /スペイン系企業であるが、親会社はイタリア電力会社 Enel
EPE	英 : Energy Research Company ポ : Empresa de Pesquisa Energética/エネルギー調査公社

EPRI	Electric Power Research Institute/米国電力中央研究所
INMETRO	英：Instituto Nacional de Metrologia ポ：Normalização e Qualidade Industrial/国立度量衡院
Light	Group Light/ライト社（民間の電力会社）
MCTI	英：Ministry of Science, Technology and Innovation ポ：Ministerio Da Ciencia, Tecnologia e Inovacao/科学技術省
MDIC	英：Ministry of Development, Industry and Commerce ポ：Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/開発商工省
MOF	英：Ministry of Finance ポ：Ministério da Fazenda/財務省
MME	英：Ministry of Energy and Mines ポ：Ministerio de Minas e Energia/鉱山エネルギー省
Novatrans	Novatrans ; スイスの研究所（会社）

### その他

ACL	The Free Market (the ACL)/自由取引
ACR	The Regulated Market (the ACR)/規制取引
AMI	Advanced Metering Infrastructure/高度計測インフラ
AMR	Automated Meter Reading/自動検針
BEMS	Building Electricity Monitoring system/ビルエネルギー監視システム
CB	Circuit Breaker/遮断器
CCC	Fuel Consumption Bill/燃料負担金
CDE	Energetic Development Account/代替資源電力開発、電力普遍化、低所得層補助
CFURH	Financial Compensation for the Use of Water Resources/水力補償
CIP	Contribution for Financing the Public Lighting Service/公共照明サービス負担金
COFINS	Contribuicao para o Financiamento da Seguridade Social /法人売上に対する社会負担金
CPI	Consumer Price Index/消費者物価指数
CPP	Critical Peak Pricing/重要ピーク価格
CT	Current Transformer/計器用変流器
DAS	Distribution Automation System/配電自動化システム
DEC	Duration of outages per consumer per year/SAIDI と同じ
DG	Distributed Generation/分散型電源
DR	Demand Response/デマンドレスポンス
EMS	Energy Management System /エネルギー管理システム
ESS	System Service Charges/国家電力網システムサービス費用
EV	Electrical Vehicle/電気自動車
FEC	Frequency of outages per consumer per year/SAIFI と同じ

FEP	Front End Processor/前処理・補助装置
FIRR	Financial Internal Rate of Return/財務的内部収益率
FIT	Feed-in Tariff/固定価格買取制度
GIS	Geometrical Information System/地理情報システム
GIS	Gas Insulated Switchgear/ガス絶縁開閉器
GPRS	General Packet Radio Service/GSM方式の携帯電話網を使ったデータ伝送技術
GSM	Global System for Mobile communication/第2世代携帯電話方式
HA	Home Automation/家庭内自動化
HAN	Home Area Network/家庭内通信網
HEMS	Home Electricity Management System/ホームエネルギー管理システム
ICMS	Tax on Circulation of Merchandise and Services/商品流通サービス税
ICT	Information and Communication Technology/情報通信技術
IGP-M	Market General Price Index calculated by Getúlio Vargas Foundation /市場一般価格指数
IPP	Independent Power Producer/独立発電事業者
LBS	Load Break Switches/負荷開閉器
MAE	Wholesale Market for Electric Power/卸売電力市場
MCH	ポ: Micro/Mini Central Hidroelétrica/ミニ水力 (1 MW 未満)
M-RTU	Master Remote Terminal Unit/マスター遠方制御装置
OH	Over Head/架空
ONS	ポ: Operador Nacional do Sistema Elétrico/全国電力系統運用者
OPGW	Optical Ground Wire/光ファイバー架空地線
PC	Primary Concentrator/1次コンセントレーター
PCH	ポ: Pequena Central Hidroelétrica/小水力 (1MW~30MW)
PDE	Plan for Expansion of Energy/10カ年電力設備増強計画
PIS	ポ: Programas de Integracao Social e de Formacao do Patrimonio do Servidor Publico /社会統合基金
PLC	Power Line Communication/電力線搬送装置
PROINFA	Alternative Energy Sources Incentives Program/再生可能エネルギー促進プログラム
PT	Potential Transformer/変圧器
PV	Photovoltaic/太陽光発電
P&D	ポ: Pesquisa e Desenvolvimento/研究開発
RF	Radio Frequency/高周波
RGR	Global Reversal Reserve/電力セクター拡大推進
RPS	Renewable Portfolio Standard/再生エネルギー利用割合基準
RTU	Remote Terminal Unit/遠方制御装置
R&D	Research and Development/研究開発
SAIDI	System Average Interruption Duration Index/需要家当たり年間平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index/需要家当たり年間平均停電回数
SC	Secondary Concentrator/2次コンセントレーター

SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition/監視制御システム
SHP	Small Hydropower/小水力（広義）
SIN	National Interconnected System/全国統一系統
SMS	Short Message Service/ショートメールサービス
TFSEE	Electric Energy Service Inspection Fee/ANEEL の検査費用
TOU	Time of Use/時間帯別料金
UG	Under Ground/地中
UHF	Ultra High Frequency/極超短波
USAID	United States Agency for International Development/アメリカ合衆国国際開発庁
VHF	Very High Frequency/超短波
WAN	Wide Area Network/広域ネットワーク
WHM	Watt Hour Meter/電気量計



## 第1章 調査の概要

### 1.1 調査の背景

ブラジル国（以下「ブ」国）の電力の需給状況は、一時干ばつによる水力発電量の不足により逼迫した時期があったものの、その後の発電所の増設から逼迫した状態から脱したが、堅調な経済の発展やワールドカップやオリンピックなどにより今後10年で約2倍の需要増が見込まれている。

「ブ」国における発電設備は約70%が豊富なアマゾン地域の水資源を利用した水力発電であるが、今後の電源開発については水力発電所の開発が環境保全の観点から困難との見方から、風力や太陽光等の再生可能エネルギーの大量導入が不可欠と考えられる。「ブ」国では2002年に再生可能エネルギー促進プログラム（PROINFA: Alternative Energy Sources Incentives Program）を制定し、非常に早い段階から電力会社への買取り価格を公表している。この結果、第一段階として、3,300 MWの小水力、バイオマス発電、風力発電が開発され、次の第二段階では、2025年までに国内年間エネルギー消費量の10%を再生可能エネルギーで賄う計画としている。太陽光発電など小容量の分散型電源は、需要家に設置され配電系統に連系される為、スマートグリッドによる系統安定化策が必要となってきた。

電力流通設備については、送配電ロスが15.6%（2010年）と比較的高くそのうち盗電などによるノンテクニカルロスが7.3%と高い。特に、北部やリオデジャネイロなどの大都市では20%を超えるケースが多く、この低減が緊急の課題である。さらに、停電時間が年平均18.4時間（2010年）と日本の10分に比べ100倍以上と長く、その供給信頼度向上が、ブラジル社会から強く望まれている。このノンテクニカルロス低減と供給信頼度向上のため、スマートグリッドの導入による「解決が特に強く望まれてきている。

鉱山エネルギー省では、スマートグリッド推進のWGを2010年に設置し協議しており、具体的なスマートグリッド導入プログラムに向け、欧米や日本など各国の取り組みを情報収集し、検討を行っている。また、すでに州レベルでは、都市開発計画の中にスマートコミュニティ（スマートシティ）の要素を組み込み始めており、今後「ブ」国で加速的にスマートグリッド/スマートコミュニティの導入が進む可能性もある。

スマートグリッド/スマートコミュニティは、日本政府の新成長戦略の柱の一つとして位置付けられており、我が国企業の優れた関連技術を積極的に活用することが求められている分野である。我が国の新成長戦略の観点からも「ブ」国におけるスマートグリッド/スマートコミュニティ導入に向けた今後のJICAの協力の在り方を検討する上で、「ブ」国における当該技術の現状や課題、我が国の企業による関連技術の開発動向等に係わる情報の収集と整理が急務となっている。

### 1.2 調査の目的

本調査は、ブラジル側関係機関との協力を通じて、「ブ」国におけるスマートグリッド導入及びスマートコミュニティ構想に係わる情報収集・分析を行い、貴機構が早急に着手すべき「ブ」国への協力案件の形成に資する基礎資料を取りまとめることを目的とする。

### 1.3 調査内容

ブラジル政府および関連機関、さらに主要5都市の電力会社を訪問し、スマートグリッドや再生可能エネルギーに関する現状と今後の動向および配電系統に連系する上での課題やモデル事業の為の基礎情報を調査した。調査結果概要を以下に要約する。

#### 1.3.1 ブラジル国電力セクターの概況

電力部門の監督官庁は鉱山エネルギー省（MME：Ministry of Energy and Mines）であり、規制や標準仕様の作成機関は、外局の国家電力庁（ANEEL：Electric Power National Agency）である。

エネルギー全般の政策とガイドライン作成に関するブラジル大統領の諮問機関として、関係閣僚（議長：鉱山エネルギー大臣）で構成される国家エネルギー政策委員会（CNPE：Conselho Nacional de Política Energética）が設けられている。

また、供給保障に携わる電力モニタリング委員会（CMSE：Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico）が設置されている。

全国統一系統（SIN：National Interconnected System）の運用は、ANEEL の監視下のもと、非営利の民間法人の独立系統運用者である全国電力系統運用者（ONS：Operador Nacional do Sistema Elétrico）が担っている。

電力市場の価格設定・運営・監督および情報提供に携わる業務を行う電力取引委員会（CCEE：Câmara de Comercialização de Energia Elétrica）が設置されている。

鉱山エネルギー省管轄の長期データ等のリサーチ業務に当たるエネルギー調査公社（EPE：Empresa de Pesquisa Energética）が2004年に設置され市場のモニタリング業務や長期ビジョンの作成などを行っている。

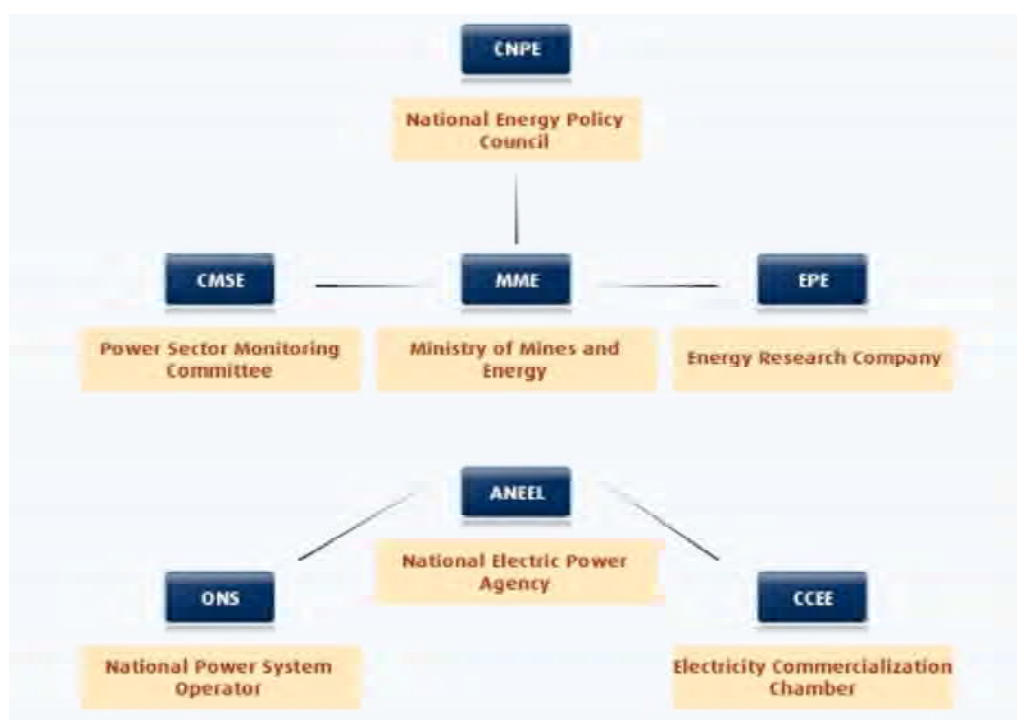


図 1.3.1 政府機関（MME, ANEEL）の体制

### 1.3.2 スマートグリッドの取組動向

連邦政府としてのスマートグリッドについての政策はまだ具体的に決まっていないのが現状である。MME 内ではワーキンググループを作って内部で検討はしてきているが、これから新しいワーキンググループを作り、他の関連省庁も入れてスマートグリッドの政策を決めていきたいとしている。他省庁としては傘下の ANEEL 以外では以下のところが考えられている。

MCTI	(Ministerio Da Ciencia, Tecnologia e Inovacao: Ministry of Science, Technology and Innovation)	科学技術イノベーション省
MDIC	(Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior: Ministry of Development, Industry and Commerce)	工業経済省
MOF	(Ministério da Fazenda: Ministry of Finance)	財務省
ANATEL	(Agencia Nacional de Telecomunicacoes: National Agency of Telecommunications)	国家通信庁

政府以外では配電会社の協議会であるブラジル配電事業者協会 (ABRADEE: Brazilian Distributors Association) でスマートグリッドの方向性を打ち出すべく、ANEEL の承認の下、活動が進んでいるが、上記のワーキンググループは政府内だけであり、ABRADEE あるいは配電会社、それが国営あるいは州営の公社等公共であっても、オペレーターである限り、ワーキンググループに入ることはない。あくまでもレギュレーターとしての政府の中で、政策を決定する考えである。

尚、スマートグリッド検討のため、欧米の動向の調査は行われたが、日本の動向についても調査したいとの意向をブラジル側は持っている。

### 1.3.3 スマートグリッドに関する政策・制度

#### (1) 再生可能エネルギー促進プログラム

2002 年 4 月に再生可能エネルギー促進プログラム (PROINFA: Alternative Energy Sources Incentives Program) を政令 10438 号として制定した。主な目的は以下の通りである。

- ブラジル国内における電源の多様化による電力供給力の確保
- 地球温暖化防止

プログラムは短期と中期の 2 つの実施段階に分けることができ、2004 年 4 月に同プログラムが開始された。また、プログラムの目的の一つに、風力、小水力 (SHP: small hydropower)、バイオマス等のエネルギー開発プロジェクトに対して開発経済社会銀行 (BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social) から魅力的な資金調達を行うことが挙げられる。発電された電力は連邦持ち株会社の Eletrobras との間で 20 年間の電力購入契約を結ぶことになっている。

また、同プログラムはブラジル国内における再生可能エネルギー開発促進のためのオプションを提供しており、再生可能エネルギーで発電された電力に対する固定価格買取制度、ならびに再生可能エネルギー一定量を買収することを義務づける再生エネルギー利用割合基準 (RPS: Renewable Portfolio Standard) システムがある。

固定価格買取制度は、再生可能エネルギーで発電された電力に対して従来の発電と比較して

低価格の料金を提供するシステムである。この制度の目的は発電コストが高い電源の運用を可能にすることであり、10年から20年の期間中の買取価格が保証される（Aneel, Technical Note 0043/2010）。

(2) Resolution N 247, December 21, 2006

Resolution N 247 は特別需要家と再生可能エネルギーの取引に対して送電線使用料の割引を与えることを規定している。

● 対象となる再生可能エネルギー

- 小水力（MCH: Micro/Mini Central Hidroelétrica）（1 MW 未満）
- 小水力（PCH: Pequena Central Hidroelétrica）（1 MW ~ 30 MW）
- バイオマス（30 MW 未満）
- 風力（30 MW 未満）
- 太陽光（30 MW 未満）

● 特別需要家の定義

- 契約 500kW 以上の需要家

● 送電線使用料

特別需要家を対象とした再生可能エネルギーの電力取引に対して 50%以上の割引を与える。

(3) 時間帯別料金(TOU:Time of Use)

現在 ANEEL は新規の規定を検討中であり、需要が少ない時間帯にはより安価な料金を提供することを考えている。この議題はパブリックヒアリング No. 120/2010 においても検討された。料金体系においては、様々な需要家が時間帯、電圧、地域による料金が規定されることになるが、2012年から2014年の間に予定されている料金改定後に、この新しいシステムが配電会社に適用される予定である。

低圧需要家（民生、商業、工業含む）においてはホワイト料金と呼ばれる時間帯別料金が検討されている。時間帯により3つの異なる料金が提供され、月曜から金曜の間は、ピーク需要が発生する時間帯以外について、安価な料金が適用される。週末と祝日については、最も安価な料金が全時間帯に適用される。

(4) 分散型電源系統連系に関する規定（Net-metering）

ANEEL は現在 net-metering システムの導入を検討している。この制度を導入する主な目的の一つは分散型電源を低圧系統に連系する課題を解決することである。米国においては、44の州でこのシステムが採用されている。主な特徴を以下に記す。

- Net metering は配電会社と分散型電源を保有する需要家との間の電力取引を可能にする。
- 分散型発電からの発電が需要より少ない場合は、その需要家は使用した電力量と分散型電源からの発電量の差分を支払えばよい。
- 逆潮流による電力を双方向のメータは計測することができる。

### 1.3.4 ブラジル国におけるスマートグリッド導入の現状

多くの配電会社は ANEEL にプールした資金を活用し、スマートグリッドモデルプロジェクトに取り組んでいる。その計画概要を以下に示す。

(1) Eletrobras

- アマゾン川近くの Parintins 市でスマートグリッドモデル事業を計画中で、スマートメータ設置による自動検針、分散型電源（太陽光など）の系統連系や既設ディーゼル発電機との協調などマイクログリッド。すでにスマートメータの入札を進めており、2012 年末には運用する計画。
- Alagoas 州 Maceio 市および Piau 州の北部海岸地域でのスマートグリッドパイロットプロジェクトを計画。

(2) AES Eletropaulo

- Ipiranga で配電自動化をトライアル中
- Slum Morada do Sol で自動検針をトライアル中

(3) Light

盗電防止のため、2年前からスマートメータへの取り替えを進めている。配電自動化も地中系統の地下孔監視や架空系統のリクローザ監視をすでに行っている。

(4) AMPLA

Buzios 市をスマートシティと位置づけ、2011/7 から 2014/6 の予定でスマートグリッドのトライアルを行う計画。まだ計画段階でこれから仕様を決めて入札など行う予定（主はスマートメータの設置。電気自動車(EV : Electrical Vehicle) も計画中)

(5) CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz)

配電自動化やスマートメータ設置による自動検針を計画中

(6) COPEL (Companhia Paranaense de Energia)

配電自動化はクリチバの南部 (Fazenda Rio Grande) でトライアル実施しているが、日本の配電自動化のようにより機能アップしたシステムを望んでいる。自動検針はイグアス近くの Foz de Londrina で 7000 台を設置しトライアル中。さらに、Fazenda Rio Grande で大口需要家を対象にモデル事業を実施中。

(7) CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais)

文献によると、2009 年に Smartgrid としてベロオリゾンテの Lagoas 地域(約 8 万世帯)を対象に City of the Future として計画され、2011 年に ANEEL から研究開発の予算がついている。主な内容は、自動検針、配電自動化、通信回線、分散型電源の系統連系である。

### 1.3.5 スマートコミュニティの取組状況

スマートコミュニティについては、MME および ANEEL とも現時点では特に何も取り組んでいない(将来検討するとしている)。その理由は下記。

- スマートコミュニティは範囲が広く、ブラジル政府の他省／州政府／市政府の調整や、交通／上下水道／都市計画など電力以外の多くの部門との調整など煩雑である。
- スマートグリッドは電力セクターのみで対応できるので、先ずスマートグリッドから取組、その延長線上で将来スマートコミュニティを考えれば十分（喫緊の課題ではないとの考え）。

しかし、パラナ州およびミナスジェライス州では、地方政府として次の計画を検討中である。

#### (1) パラナ州

2都市（パゼンダヒオリオグランテ市／モレテス市）にてスマートコミュニティを計画中。内容は、水道／ガス／下水道／学校／病院／セキュリティなどを含めた広範囲のもの。クリチバ市でも、ワールドカップスタジアムの PV／バッテリーなども検討中であり、さらに EV（バス）についても計画したいとのこと。

#### (2) ミナスジェライス州

CEMIG が、コンドミニウムにスマートグリッドと BEMS (Building Electricity Monitoring system) (ビル用)を組み合わせた計画をワーク中。特に最近ではワールドカップをめざし、Mineirão 地域への電力供給システムの高度化や“Minas Solar 2014 ” Project と呼ばれるスタジアム屋根の太陽光発電と電気自動車の導入に注力している。

#### (3) その他

本邦企業が、EV／充電器を組み合わせた提案を、サンパウロ市およびリオ郊外の AMPLA に提案している。

### 1.3.6 配電調査結果

#### (1) 配電系統

ブラジルの配電系統は、架空系統が大半で地中系統はリオの Light で 10%が目立つ程度で殆どない。架空系統は樹枝状が大半であるが、都市部ではループ点（手動操作）を設けて他配電線と連系できるような配電線もある。

#### (2) 電力品質（信頼性）：需要家当たり年間停電時間（SAIDI）

停電時間は日本に比べ非常に長い。これは、樹枝状系統で開閉器（Sectionalizer）がないため、停電事故の際、事故区間の分離ができない。その結果、事故が起きると配電線が全て停電してしまうからである。一部の地域には、リクローザを設置し、事故区間の分離を行えるようにしているが、リレー保護協調上一つの配電線に直列に多くのリクローザを設置できない（変電所の遮断器／多くのリクローザ／需要家遮断器の保護協調が難しい。特に屋外設置のリクローザは温度条件などでその特性が経年変化するので）のでその低減効果は大きくない。多くの配電会社では 10H 以上であり日本の約 100 倍と多く、この改善のニーズはブラジルではきわめて高い。

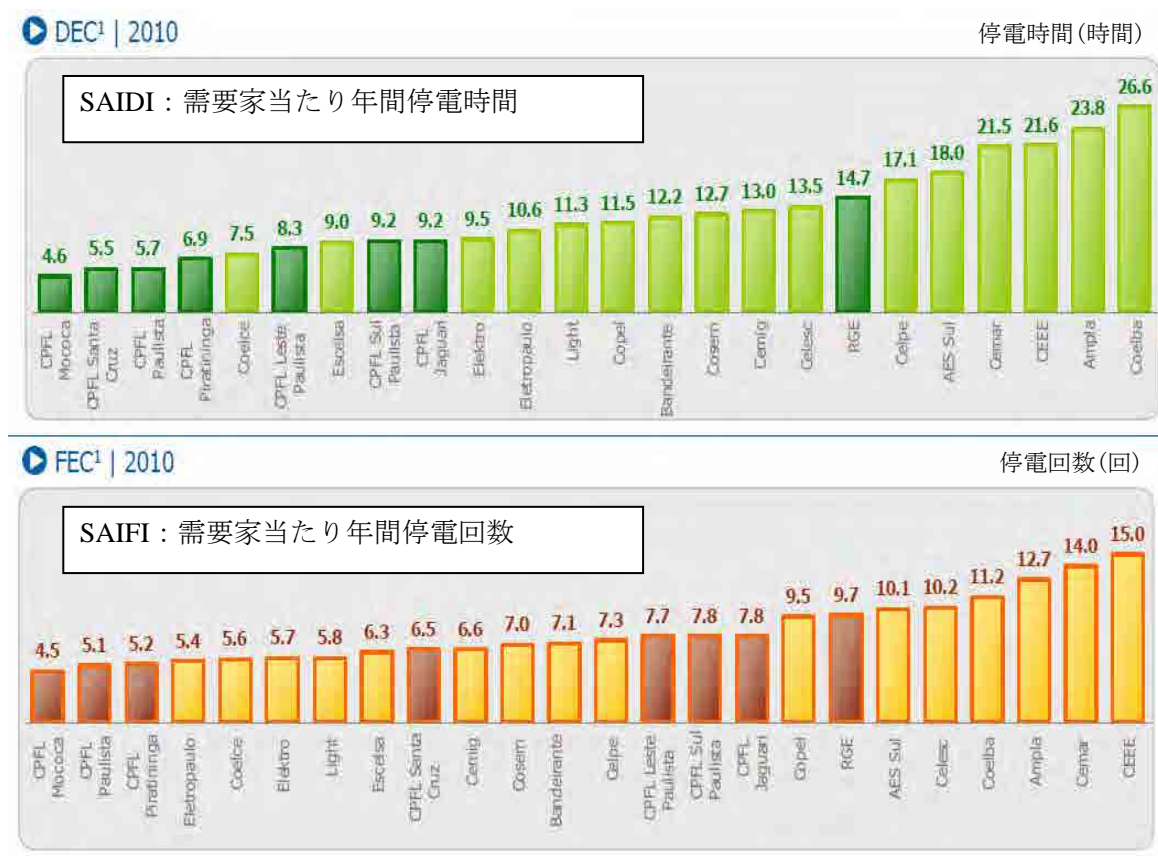


図 1.3.2 年間需要家当たりの停電時間(SAIDI)と停電回数(SAIFI)

### (3) 配電ロス

#### <テクニカルロス>

北部や田舎では配電線が長く、テクニカルロスが多い。特にアマゾン地域ではジャングルの間に町が点在するので、電源から送電線を布設するのはテクニカルロスの増加や投資が膨大になることから行われていない。ディーゼル発電機を布設し、その町の中および周辺に電力を供給している。

南の都市の COPEL は、テクニカルロスが低いが、さらに力率改善などで低下させようと努力している。

#### <ノンテクニカルロス>

北部や都市部の貧困地域では、盗電によるノンテクニカルロスが極めて高く、この改善のため自動検針の適用など積極的に取り組んでいる。北部の Eletrobras (Amazones state)ではノンテクニカルロスが 32%、南部の AES Eletropaulo で 39%、Light で 14.9%と高い。盗電を防止するため、人が電力量計に近づけないように電柱の上(13.8KV 近辺)に何台かまとめて設置している。一般の電力量計に比べ、コストが約 1.5 倍高くなるがそれでもペイすると考え導入している。

## (4) 電力不足

各配電会社では、十分な電力と需要家あたりの低い電力消費量により電力不足による停電は殆どない。しかし、ワールドカップやオリンピックなどによる今後の需要の伸びや環境問題による水力発電増設の限界から、再生可能エネルギーの導入に各配電会社は積極的である（売上げの1%を ANEEL にプールした資金が研究開発に活用できることも、この動きに拍車をかけていると想定される）。

再生可能エネルギーとしては、PV/小風力/小水力/バイオマスなどが考えられている。特に過去数年で風力発電開発が急増し、風力産業が育成できたことから、風力の次ぎは太陽光の導入を今年(2011年)から検討されている。特に現在はワールドカップの競技場に設置する計画が出てきている。この分散型電源を配電系統に連系していく検討（一部地域ではトライアル）が行われており、将来大量の分散型電源が連系された場合には、スマートグリッドにより解決されることが期待されている。

## (5) 効率化

図 1.3.3 のとおり、ピークとオフピークの差が激しく、TOU 採用やデマンドレスポンス（DR: Demand Response）によるピークカットや「見える化」によるピークシフトのニーズが高い。夕方帰宅し、シャワーを浴びる時間帯に電気給湯によるピークが出るようである。さらに、エアコン負荷使用もピークに大きく影響している。特に南部のサンパウロやリオでニーズが高い。このピークシフトにより電源開発の延伸が可能となる。特に近年は図 1.3.4 のようなホワイト料金といわれる時間帯別料金が検討されている。

クリチバ市の COPEL のように都市配電会社では、事務・作業の効率化を望んでいる。既に地理情報システム(GIS: Geographical Information System)や集中受付コールセンターを導入しているが、事故時の復旧までの時間短縮や作業員・オペレータの効率化、さらに工事作業管理など事務の効率化を望んでいる。

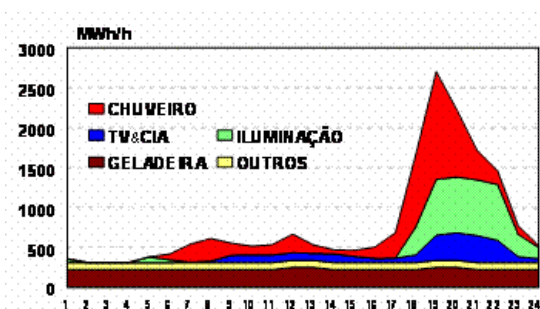


図 1.3.3 日負荷曲線の例

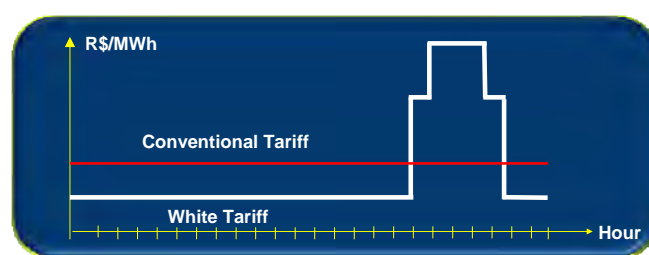


図 1.3.4 時間帯別料金(ホワイト料金)

(出展：ANEEL プレゼンテーション資料)



### 1.3.7 ブラジル国におけるスマートグリッドの機能について

ブラジル国にてスマートグリッドの機能としてニーズの高いのは、下記。

- (1) 電力供給信頼度の向上のため、配電自動化の適用
- (2) 盗電などによるノンテクニカルロスの低減のため、自動検針の適用
- (3) ピーク時の電力消費を抑制するためのエネルギー効率化
  - (ア) DRによるピークカット
  - (イ) 「見える化」またはTOUによるピークシフト
- (4) 今後の電力需要増対応として、再生可能エネルギー（特に太陽光）の適用

### 1.3.8 モデルプロジェクトについて

- (1) モデルプロジェクトのエリアについて

本調査でサンプルとして提案するモデルプロジェクトについて、その候補地および選定理由は以下である。

<候補地>

- ① クリチバ市（配電会社はパラナ州営 Copel）
- ② マセイヨ市（配電会社は国営 Eletrobras 子会社でアラゴアス州をカバーする CEAL）

<選定理由>

- ① 日本企業の参入可能性として、公営の電力会社であること。
- ② これから計画を作成する事業であること
- ③ 先方からリクエスト提案があったり協力的であること
- ④ パイロットモデルとして他のブラジルの電力（配電）会社に対するショーウインドウの効果が得られそうな状況及び地域であること

- (2) モデルプロジェクトの概要

<モデルプロジェクトのシステム構成>

モデルプロジェクトのシステム構成を図 1.3.5 に示す。

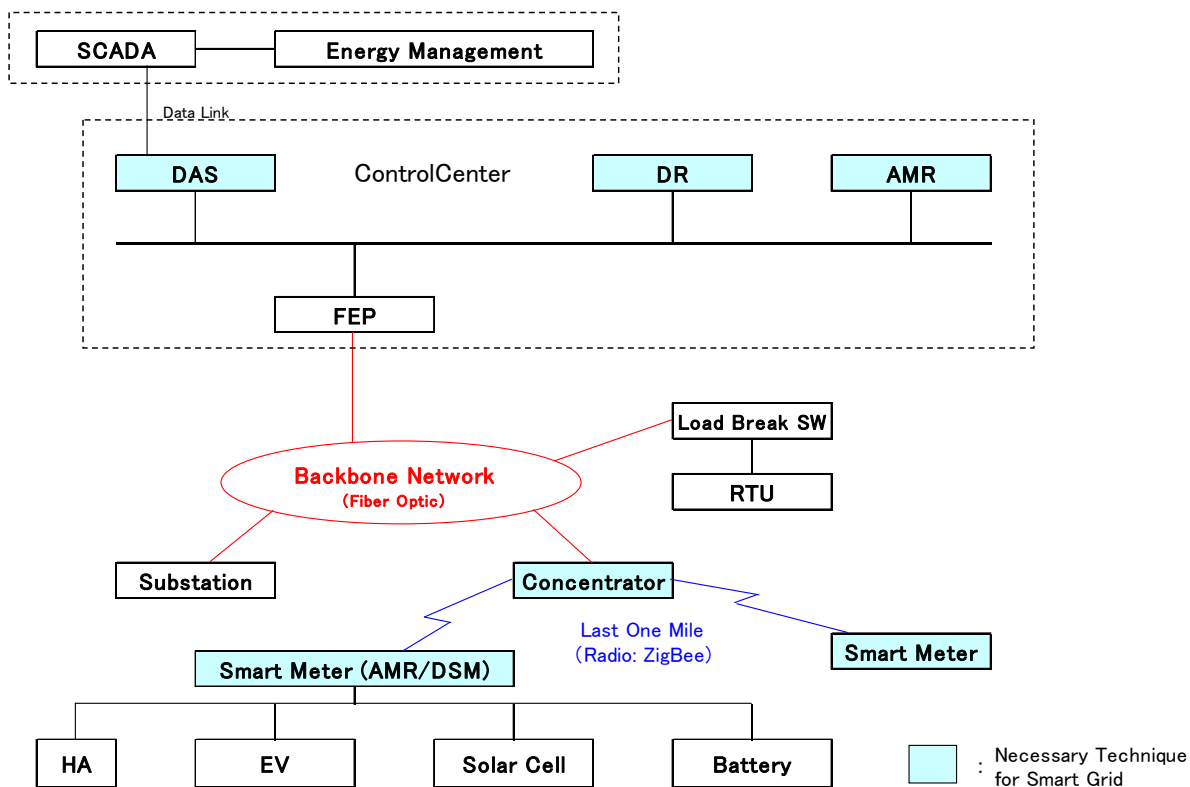


図 1.3.5 モデルプロジェクトのシステム構成図

<事業総額>

2つのモデルプロジェクトの事業額概算とその内訳を下表に示す。

表 1.3.1 COPEL クリチバ市のプロジェクトコスト

スコープ	数量	単価	コスト (Million US \$) (数量 x 単価)
コントロールセンター	1 system	-	7
変電所装置	24 変電所(SS)分	0.2 Million US \$ / SS	4.8
配電線機器	1,000 セット	15,000 Million US \$ /set	15.0
スマートメータ	70,000 台 (700,000 台)	100 US\$	7.0 (70) *
キャパシタ	220	45,000 US\$	9.9
光ファイバ	0	6,000 US\$/km	0
その他 (エンジニアリング、予備、税金)	50 %	-	21.9 (53.4) *
計	-	-	65.5 (160.1) *

表 1.3.2 Eletrobras Alagoas マセイオ市のプロジェクトコスト

スコープ	数量	単価	コスト (Million US \$) (数両 x 単価)
コントロールセンター	1 system	-	7
変電所装置 配電線機器	2 変電所(SS) 70 台	0.2 Million US \$ 15,000 Million US \$	0.4 1.1
スマートメータ	10,000 台 (104,200 台)	100 US\$	1.0 (10)*
光ファイバ	700km	6,000 US\$/km	4.2
その他 (エンジニア リング、予備、税金)	50 %	-	6.9 (11.4)*
計	-	-	20.6 (34.1)*

\*：初年度に全ての既設メータがスマートメータに交換された場合のコスト

#### <経済メリット>

スマートグリッド導入による20年間の経済効果概算の要約を表1.3.3に示す。

表 1.3.3 モデルプロジェクトごとの経済効果概算

経済効果	COPEL クリチバ市	EWleetrobras alagoas マセイオ市
停電時間の短縮	600分→120分 (22 Million US \$)	960分→192分 (6.4 Million US \$)
テクニカルロスの低減	6.6%→4.82% (420 Million US \$)	8.42%→6.82% (70 Million US \$)
ノンテクニカルロスの低減	1.5%→0.45% (260 Million US \$)	23.03%→6.9% (705 Million US \$)
DRによるピークカット効果	840 MW (168 Million US \$)	110 MW (22 Million US \$)

#### <経済分析>

経済メリット（一部仮定のデータをベース）をもとに算出したFIRRは、表1.3.4に示すように電気料金値上げをしなくてもよい高いレベルの結果となった。

表 1.3.4 モデルプロジェクトごとの財務的内部利益率 (FIRR)

効果	Curitiba	Maceio
費用削減及び収入増加の合計	US\$ 809 million	US\$701 million
投資額	US\$ 66 million	US\$20.6 million
維持費合計	US\$ 134 million	US\$23.7 million
財務的内部利益率(FIRR)	21.2%	44.4%

### 1.3.9 今後の対応について

ブラジルでは、スマートグリッド/スマートメータについて、2016年までパイロットプロジェクトの検証結果を見ながら、その後本格導入を始め、2030年までに完成する計画である（ABRADEEの見解）。

2016年までにパイロットプロジェクトの検証成果を出すためには、その建設期間が約2年かかることを考慮すると、今年度（2012）に SAPROF 相当の協力準備調査を行い、ブラジル/日本政府間で L/A を結ぶ必要がある。

この日本政府援助による円借款パイロットプロジェクトと他のパイロットプロジェクトの成果を集約し、スマートグリッドの機能や仕様を決定し、2017年以降、ブラジル全土に本格適用していくことを推奨する。尚、パラにスマートグリッド推進のための法律の整備も重要であり、2016年度までに整備されることが望まれる。

## 1.4 調査団員構成

表 1.4.1 に示す調査団員構成で調査を実施した。

表 1.4.1 調査団員構成

	担当分野	名前	会社
1	総括／配電計画・スマートグリッド	藤澤篤史	東電設計
2	配電設備計画（配電設備）	桑原憲一	四国電力
3	配電設備計画（配電系統）	宮崎 輝	東京電力
4	配電設備計画（通信網）	加藤清隆	東電設計
5	経済分析	青山 透	国際開発アソシエイツ

## 1.5 調査日程

### 1.5.1 第1次現地調査日程

2011年11月22日から12月19日にかけて、表 1.5.1 に示すスケジュールでブラジル政府関連機関/5都市（ブラジリア、サンパウロ、リオデジャネイロ、クリチバ、マナウス）の主要配電会社等を訪問し調査を行った。

表 1.5.1 第1次現地調査日程

日程	都市	訪問場所
11/22, 23	-	移動
24	ブラジリア (Forum はサンパウロ)	JICA、日本大使館、MME
25		ANEEL
26, 27		(書類、整理)
28		MDIC、MCTI
29		MME、Eletrobras、Forum 出席
30	サンパウロ	日立、Forum 出席
12/1		CPFL、Forum 出席
2		AES Eletropaulo
3	リオデジャネイロ	国内移動
5		Light
6		AMPLA
7		COPEL
8	クリチバ	COPEL、パラナ州政府
9		東芝、ランデスギア
10	マナウス	国内移動
12		Amazon State Energy Distribution Company
13		国内移動
14	ブラジリア	ANATEL、ABRADEE フォーラム
15		ABRADEE フォーラム
16		MME、JICA
17, 18, 19	-	移動

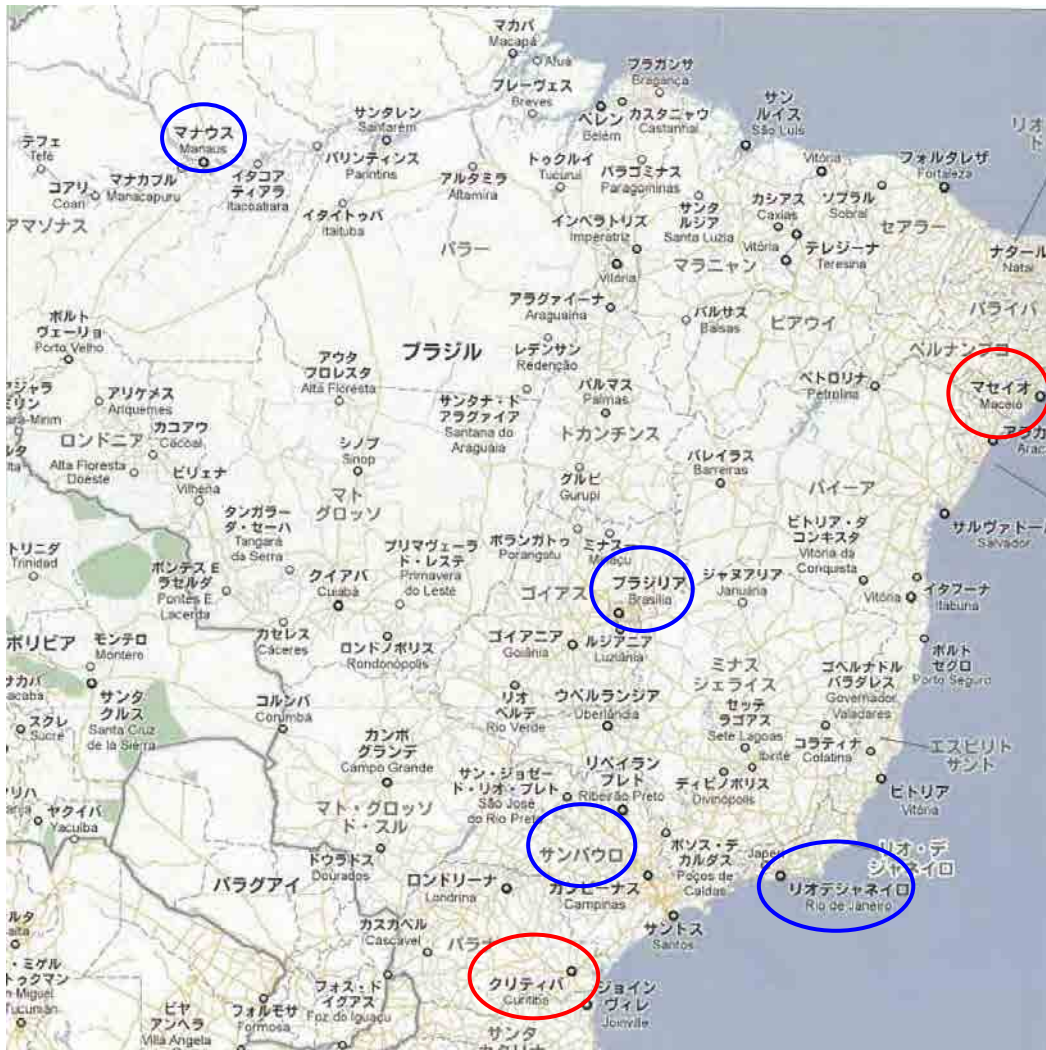
## 1.5.2 第2次現地調査日程

2012年1月17日から1月31日にかけて、表1.5.2に示すスケジュールでブラジル政府関連機関／5都市（ブラジリア、サンパウロ、リオデジャネイロ、クリチバ、マナウス）の主要配電会社等を訪問し調査を行った。

表 1.5.2 第2次現地調査日程

日程	都市	訪問場所
1/17, 18	-	移動
19	クリチバ	COPEL、古河電工
20	イタイプ	EV 調査
21		イタイプ発電所
22	マセイオ	国内移動
23		Eletrobras Alagoas
24	ブラジリア	国内移動
25		MME
26		セミナー
27		ブラジリア州政府、JICA
28		国内移動
29, 30, 31		移動

調査対象国内でのモデル事業地点が分かる地図



## 第2章 ブラジル国電力セクターの概況

### 2.1 電力事業体系

1990年代初期まで、ブラジルの電力セクターは政府により管理されていた。1970年代には政府により大きな開発が行われた。しかし、1980年代後半にはこの政府所有国営企業モデルは多くの補助金に頼った料金と収入不足により危機に瀕していた。そのため、15あまりの大規模な水力発電所の建設は投資資金の不足により遅れていた。この状況は改革を必要としていたため、民間資本の参入を許し、経済状況を改善することを狙って第一次の改革が行われた。

1993年に法 8.631 が立法化された。これは料金の均等化を無効にし、発電者と配電者との間の供給契約を交わさせるものであった。さらに1995年に立法化された法 9.074 はさらにこの効果を高めるため独立発電事業者（IPP：Independent Power Producer）と自由消費者の概念を創設した。

1996年から鉱山エネルギー省（MME）が電力セクター改革プロジェクトを実施、調整した。この結果、結論として電力会社の分割、即ち発電、送電、配電の会社に分割することが必要とされるに至った。発電は競争を奨励するために商業化（競売）し、送電と配電は自然独占と考えられるので、規制により政府の管理下におくこととなった（送電は政府の管理下におかれたが、配電は民営化され、又新設の送電は事業権競売の実施により民間企業も参加）。

規制を行う組織も必要となり、国家電力庁（ANEEL）が創設された。また、全国電力システムを運営するために全国電力系統運用者（ONS）が、電力売買取引のために卸売電力市場（MAE：Wholesale Market for Electric Power）が創立された。

2001年に電力システムは非常に厳しい供給危機に陥り、電力割当計画実施せざるを得ない状況となった。この電力危機は電力セクターが向かっているコースに対する疑問を抱かせるもので、新たな大統領により電力セクターを完全に規制するモデルが打ち出された。国営 Eletrobras の3つの発電子会社の民営化は停止された。しかし、新政府は2004年3月に法 10.847 及び 10.848、同年7月の政令 5.163 等の法制化により長期の民間投資を狙い、かつ激しい競争によるモデルを選んだ。既存の制度は維持され、あるものは強化され、長期電力計画をたてるエネルギー調査公社（EPE）、電力供給の安全性を常に評価する電力モニタリング委員会（CMSE）、相互接続されたシステム内で電力の商業化に付随する MAE の活動の継続を支える機関電力取引委員会（CCEE）などが創設された。

ここで電力事業を発電、送電、配電に分けて、ブラジル電力事業の状況を以下に示す。

#### (1) 発電

ANEEL によれば、ブラジルの2010年の発電量は485 TWh、設置発電力は116 GWで、その内70%が水力であるとされている。国営電力会社である Eletrobras（ただし、株の52%を連邦政府が、21%を国家経済社会開発銀行が持ち、合計78%が公共、残りは上場も含む民間）の annual report によれば、その発電能力割合は全ブラジル発電能力の37%（42.08GW）を占め、最大の供給者となっているとされている。Eletrobras は発電所として36の水力、126の火力、2の原子力の発電所を持っている。それらのうち大きく、重要なものを挙げれば、Tucuruí（8,370 MW）、イタイプのブラジル分（7,000 MW）、Paulo Afonso（3,984 MW）、Xingó（3,162 MW）、Angra 1& 2（2,007 MW）、Serra da Mesa（1,275 MW）、Furnas（1,226 MW）、Sobradinho（1,050 MW）等がある。民営化にもかかわらず、これだけ国営発電会社が残ったのは、大発電所等を入札にかける際に従業員の年金も一緒に付けたため、民間会社が嫌って応札せず、売れ

残ったと言われている。

また連邦政府の持ち株は 48%であるが、64%の議決権を持っている Petrobras も発電を行っており、15 発電所で 5 GW 以上の発電容量を持っている。

次いで、州の電力会社で大きいものは以下のとおりである。

サンパウロ州の CESP(Companhia Energética de Sao Paulo) : 63 発電所 (内水力 6) で 7.455GW

ミナスジェライス州の CEMIG(Companhia Energética de Minas Gerais) : 65 発電所 (水力 59、火力 3、風力 3) で 6.925GW

パラナ州の Copel(Companhia Paranaense de Energia) : 18 発電所 (水力 17、火力 1) で 4.55GW

サンタカタリーナ州の Celesc(Centraís Eletricas de Santa Catarina) : 12 水力発電所で 83MW

公共として Eletrobras と Petrobras 及び 4 つの州の発電会社を合計すると、ほぼブラジル全体の 58%と半分以上を占めることになる。

一方、民間の発電企業で主要なものを挙げると以下のとおりである。

Tractebel Energia : 11 発電所 (水力 6、火力 5) で 6.977GW

AES(Applied Energy Services) : 2 発電所 (水力 1、火力 1) で 3.296GW

CPFL(Companhia Piratininga de Forca e Luz) : 64 発電所で 2.658GW

Duke Energy Brasil : 2.237GW

Endesa(Empresa Nacional de Electricidad:スペイン系企業であるが、親会社はイタリア電力会社 Enel) : 13 発電所で 986.77MW

Light : 3 発電所で 130MW

表 2.1.1 ブラジル主要発電会社

発電会社	発電容量	割合	公・民
Eletrobras	42.08GW	37%	公
Petrobras	5 GW 以上	4.4%	公
CESP	7.455GW	6.5%	公
Tractebel Energia	6.977GW	6.1%	民
Cemig	6.925GW	6.0%	公
Copel	4.55GW	4.0%	公
AES	3.296GW	2.9%	民
CPFL	2.658GW	2.3%	民
Duke Energy Brasil	2.237GW	2.0%	民
Endesa	986.77MW	0.9%	民
Light	130MW	0.1%	民

なお、ONS に登録されている発電会社は 100 社ある。



(2) 送電

MME によればブラジル全土の高圧送電線延長は 2009 年 97,349km であるという(図 2.1.1)。その内、Eletrobras が 58,361.32km を分担している。これは 60%に当たる。

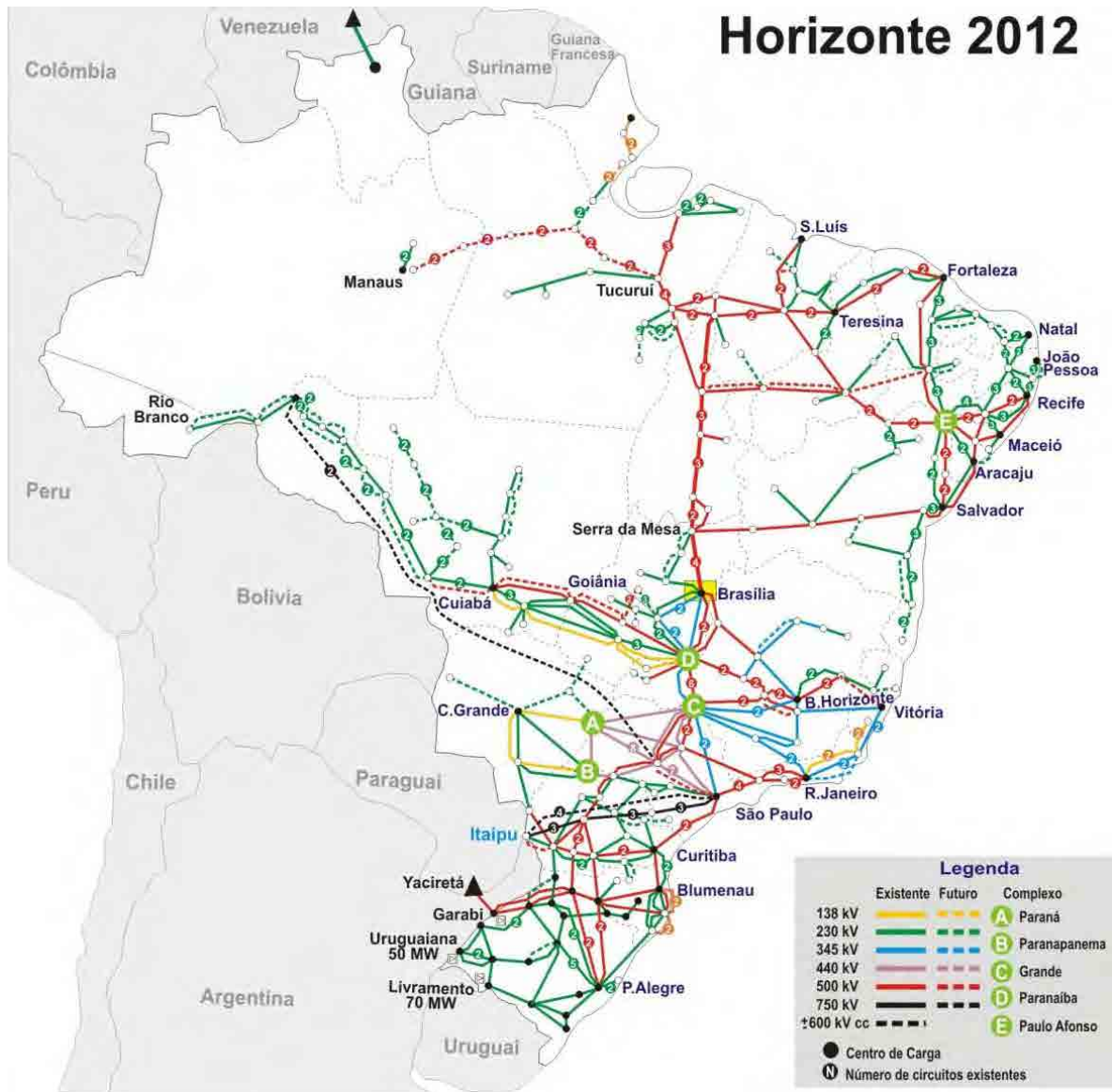


図 2.1.1 ブラジル送電線網

(出典：Ivan Camargo, “Innovative Regulation for the Development of Smart Grids in Latin America” 2011)

州の送電会社としては以下のものがある。

CEMIG : 7,506km

CEEE(Companhia Estadual de Energia Eletrica) : 5,781km (Rio Grande do Sul 州)

COPEL : 1,880km

CELESC : 4,000km (Santa Catarina 州)

以上の公共系を合計すれば、約 80%のシェアとなる。一方、主な民間企業は以下のとおりである。

CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista:コロンビア企業) :  
 12,271km (Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais,  
 Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí の 12  
 州)

Alusa (Alupar) : 5,464.5km

Novatrans : 1,278km

なお、ONS に登録されている送電会社は 68 社である。

表 2.1.2 ブラジル主要送電会社

送電会社	送電長	割合	公・民
Eletrobras	58,361.32km	60%	公
CTEEP	12,271km	12.6%	民
Cemig	7,506km	7.7%	公
CEEE	5,781km	5.9%	公
Alusa	5,464.5km	5.6%	民
Celesc	4,000km	4.1%	公
Copel	1,880km	1.9%	公
Novatrans	1,278km	1.3%	民

### (3) 配電

配電の分野では民間企業の割合がもっと進んでいる。概況としてはブラジルの配電事業者は、ABRADE に加盟する民間配電事業者、州営業者、州営配電公社や地方公営事業者の 49 社が、農村地域の一部を除いて全土を供給している。なお、アマゾンの辺境地域や農村部では、電化組合や配電組合による供給が行われている。2007 年時点での配電上位 7 社でブラジル全土の半分の需要を供給している。Eletrobras も配電子会社を 6 社持っているが、北部のアマゾナス州、アクレ州、ロライマ州、 Rondônia 州や北東部のピアウイ州、アラゴアス州などで、民間企業には魅力が乏しい地域、即ちコンセッションに売れ残った地域とも言える。2008 年時点での Eletrobras の annual report による Eletrobras 合計配電量は 11,157GWh で、全ブラジル配電量 392,764GWh の 2.8%になる。また、表 2.1.1 の配電会社のうち公営は CEMIG、COPEL、CELESC、CELG(Centrais Elétrica de Goiás : ゴイアス州営)、CEEE、CEB (Companhia Energetica de Brasilia : 連邦政府企業) で、合計すると 27%となる。

表 2.1.3 ブラジル配電会社上位 20 社

Rank	Distribution Co.	area	Supply area	供給電力GW	市場シェア
1	Eletropaulo	SP	サンパウロ州	31.677	12.57
2	Cemig	MG	ミナスジェライス州	20.134	7.99
3	Light	RJ	リオデジャネイロ州	18.381	7.29
4	CPFL Paulista	SP	サンパウロ州	18.294	7.26
5	Copel	PR	パラナ州	17.479	6.94
6	Cellesc	SC	サンタカタリーナ州	12.745	5.06
7	Coelba	BA	バイーア州	10.614	4.21
8	Elektro	SP	サンパウロ州	9.563	3.8
9	Bandeirante	SP	サンパウロ州	7.865	3.12
10	Celpe	PE	ペルナンブーコ州	7.85	3.12
11	CPFL Piratininga	SP	サンパウロ州	7.743	3.07
12	Celg	GO	ゴイアス州	7.173	2.85
13	Ampla	RJ	リオデジャネイロ州	7.051	2.8
14	AES Sul	RS	リオグランデ・ド・スル州	6.905	2.74
15	RGE	RS	リオグランデ・ド・スル州	6.319	2.51
16	CEEE	RS	リオグランデ・ド・スル州	6.287	2.5
17	Coelce	CE	セアラ州	6.206	2.46
18	Celpa	PA	パラ州	4.739	1.88
19	Escelsa	ES	エスピリトサント州	4.287	1.7
20	CEB	DF	連邦直轄区	3.991	1.58

## 2.2 電力分野の政策・制度

### 2.2.1 電気事業の規制構造

電力部門の監督官庁は MME であり、規制や標準仕様の作成機関は、外局の ANEEL である。エネルギー全般の政策とガイドライン作成に関するブラジル大統領の諮問機関として、関係閣僚（議長：鉱山エネルギー大臣）で構成される国家エネルギー政策委員会（CNPE）が設けられている。また、供給保障に携わる CMSE が設置されている。

全国统一系統（SIN）の運用は、ANEEL の監視下のもと、非営利の民間法人の独立系統運用者である ONS が担っている。

電力市場の価格設定・運営・監督および情報提供に携わる業務を行う CCEE が設置されている。

鉱山エネルギー省管轄の長期データ等のリサーチ業務に当たる EPE が 2004 年に設置され市場のモニタリング業務や長期ビジョンの作成などを行っている。

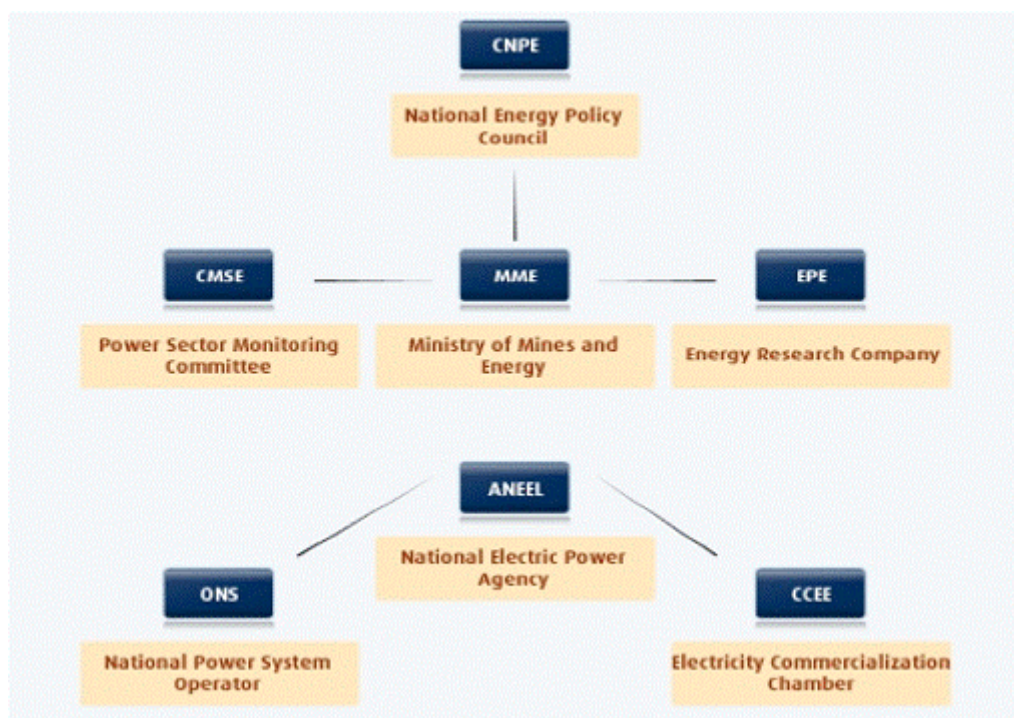


図 2.2.1 政府機関（MME, ANEEL）の体制

## 2.2.2 電力市場取引

ブラジルの電力市場取引は現在完全に自由化されているといえる。発電会社は発電電力を、3MWを超える需要家と個別契約可能であり、また電力オークションにより配電会社と契約を交わすことができる。これにより配電会社は自社供給エリアの電力消費に対して十分な電力供給力を確保することが求められている。

現在、次の5つのタイプの取引が可能となっている。

- 1) 「既存電源契約」 既存電源による長期契約オークション（2007年では約40%）
- 2) 「新規電源契約」 新規開発電源による長期契約オークション（2008年以降が対象）
- 3) 「自由取引契約（長期短期）」 2007年の電力取引の約25%
- 4) 「インバランス市場」 電力取引委員会による取引によらない調整市場
- 5) 「分散型電源」 配電会社が買い取る小規模の分散型電源からの電力買取。

卸電力取引は以下の2種類の市場に分類される。

### i) 配電事業者を対象としたACR（規制取引）

毎年 ANEEL は電力オークションを開催し、配電会社にとって十分な供給電力をまかなえるようにしている。通常、この契約は新規電源契約では、長期契約であり水力の場合には30年間、その他は15年間である。既存電源契約では短期となり5年以下となる。

市場参加者は電力取引委員会CCEEの加盟会社に限られ、発電会社、IPP、自家発電、配電会社、大口需要家となっている。市場の監視はCCEEによって行われ、決定された価格はすべての電力購入者（配電事業者）に適用される。

ii) 相対取引によって自由な価格設定ができるACL（自由取引）

電力取引委員会CCEEに加盟していない一般需要家や小規模会社では、2006年12月にANEEL Resolution n° 247により、電力の自由取引(ACL)による個別契約が可能となった。主に分散型電源を対象としたもので、契約電力500KW以上の特定規模需要家“Special Consumer”は個別契約により電力取引できることとなった。特に再生可能エネルギーには変動する発電量に複数の発電設備のポートフォリオを保障するとともに、配電線使用料金の割引制度も設けた。

以上2つの市場以外に、実際の取引量と契約取引量の差を調整する短期取引市場（インバランス市場）が設けられている。

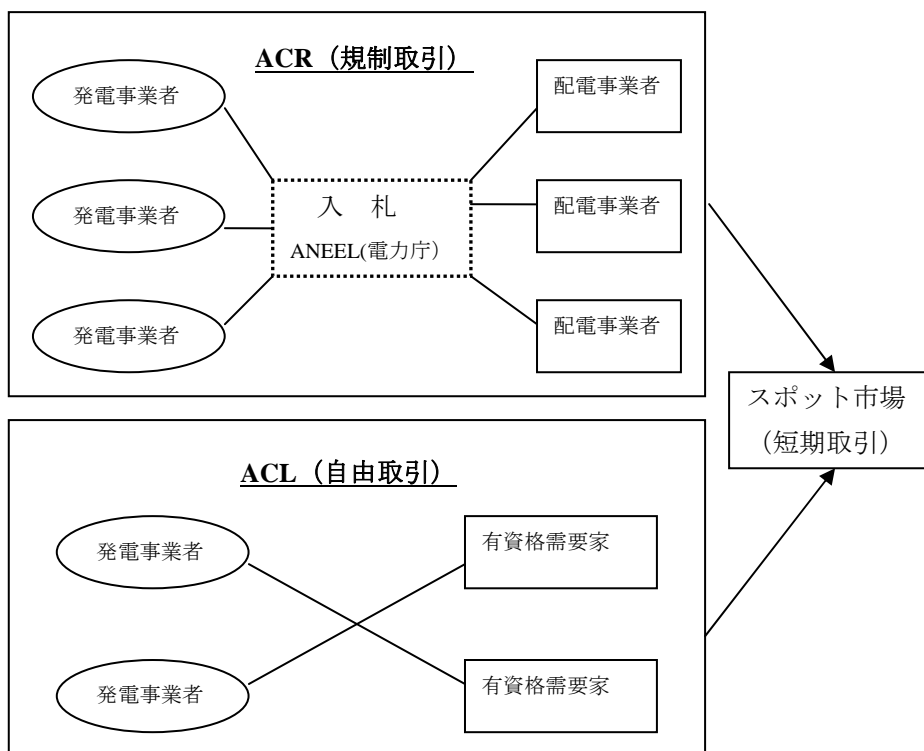


図 2.2.2 電力市場取引の流れ



## 2.3 発電の現状と今後の計画

### 2.3.1 現状

2010年の総発電電力量は前年比1.9%増の475TWhであった。ブラジルの電源構成は再生可能エネルギーが大半であり、特に水力発電は国内電力供給の89%を占める。過去の20年間の発電電力量の推移を以下に示す。

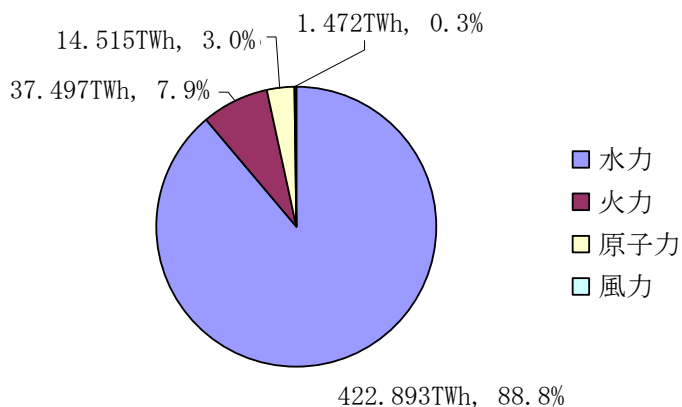


図 2.3.1 総発電電力量の内訳 (2010年ブラジル) (TWh, %)

(出典: ANEEL プレゼンテーション資料)

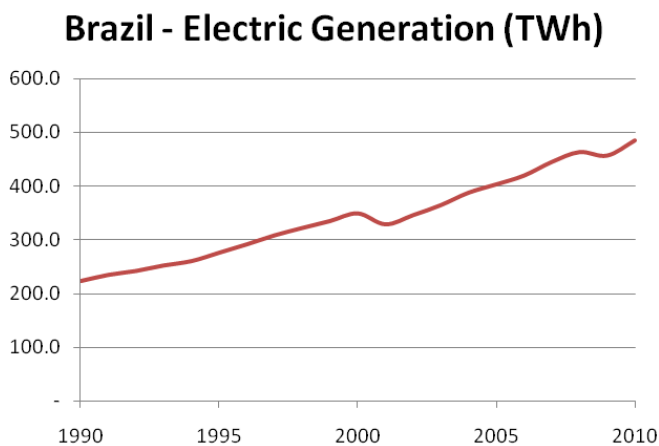


図 2.3.2 総発電電力量の推移 (1990年～2010年ブラジル)

(出典: ANEEL プレゼンテーション資料)

### 2.3.2 今後の計画

CNPE と MEE は毎年、電源開発計画として「10 カ年電力設備増強計画」(PDE) を発表している。国内の電力供給は、2010 年より年間 4.8%の伸びで 2020 年には 867.3TWh になると想定される。国内の電力供給については、2020 年においても水力が占める割合が最も大きく輸入を含めると 73.4%を占めるが、2010 年の 80.6%と比較すると減少となる。この減少分は風力、バイオマス発電などの大幅な増加によって補われる見込みである。再生可能エネルギーが占める割合は、2010 年の 86.2%から 2020 年には 87.7%に増加する見込みである。

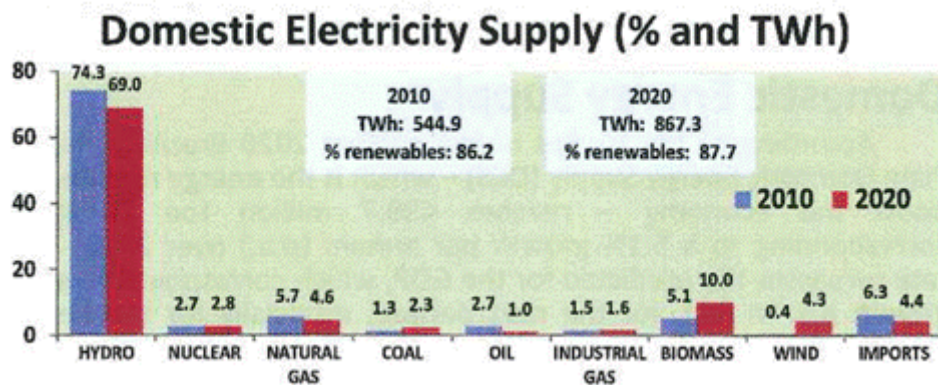


図 2.3.3 ブラジル国内電力供給の構成 (% , TWh)

(出典: PDE 2020)

ブラジルにおける総発電設備容量は 2010 年比 69.2GW 増の 181.6GW に到達すると予想され、イタaip水力発電所からの輸入分を含めると総設備容量は 187.4GW となる。

ブラジルの SIN における自家発を除く設備容量は 2020 年に約 69.2GW 増の 171.1GW になると想定される。増設分のうち水力が占める割合は 56% (34.8GW) であり、一方、バイオマスと風力については 25% (15.4GW) である。

これらの発電所増設のプロジェクトのうち 69%は既に契約済みである。2020 年までの発電所増設計画のうち 42.2GW は契約済みであり、そのうち 23.6GW は水力、14.6GW は原子力、10GW は火力、そして 7.2GW は再生可能エネルギーが占める。主要な水力発電プロジェクトは、Belo Monte (11,233 MW), Xingu River, Jirau (3,300 MW) Madeira River, Santo Antonio (3,150 MW), Madeira River, Teles Pires (1,820 MW), Teles Pires River, Estreito (1,087 MW), Tocantins River などである。

表 2.3.1 発電所増設計画 - トータル (GW)

**Power Plant Expansion - Total (GW)**

Sources	2010	2020	Increment 2010-20	Structure (%)	
				2010	2020
HYDRO	76.3	108.5	32.2	64.5	57.9
NUCLEAR	2.0	3.4	1.4	1.7	1.8
NATURAL GAS	11.3	13.4	2.2	9.5	7.2
COAL	1.6	3.4	1.8	1.3	1.8
OIL	6.9	10.9	4.1	5.8	5.8
INDUSTRIAL GAS	1.3	3.1	1.8	1.1	1.7
SMALL HYDRO	4.3	7.1	2.8	3.6	3.8
BIOMASS	7.8	20.1	12.3	6.6	10.7
WIND	0.9	11.5	10.6	0.8	6.2
<b>TOTAL</b>	<b>112.4</b>	<b>181.6</b>	<b>69.2</b>	<b>95.1</b>	<b>96.9</b>
IMPORTS	5.9	5.9	0.0	4.9	3.1
<b>TOTAL SUPPLY</b>	<b>118.2</b>	<b>187.4</b>	<b>69.2</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

Note: include captive self-producers and isolated systems.  
 Source: ANNEL's Generation Information Databank, 12/31/2010

(出典: PDE 2020)

表 2.3.2 発電所増設計画 - SIN (GW)

**Power Plant Expansion – SIN (GW)**

Sources	2010	2015	2020	Increment 2010-20	Structure (%)	
					2010	2020
HYDRO (*)	82.9	94.1	115.1	32.2	75.7	67.3
NUCLEAR	2.0	2.0	3.4	1.4	1.8	2.0
NATURAL GAS	9.2	11.7	11.7	2.5	8.4	6.8
COAL	1.8	3.2	3.2	1.4	1.6	1.9
OIL	3.9	9.9	9.9	6.0	3.5	5.8
INDUSTRIAL GAS	0.7	0.7	0.7	0.0	0.6	0.4
SMALL HYDRO	3.8	5.0	6.4	2.6	3.5	3.8
BIOMASS	4.5	7.4	9.2	4.7	4.1	5.4
WIND	0.8	7.0	11.5	10.7	0.8	6.7
<b>TOTAL</b>	<b>109.6</b>	<b>140.9</b>	<b>171.1</b>	<b>61.6</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

(\*) Include imports (Itaipu-Paraguay)  
 Note: do not include captive self-producers

(出典: PDE 2020)



## Expansion Contracted and Non-Contracted (MW)

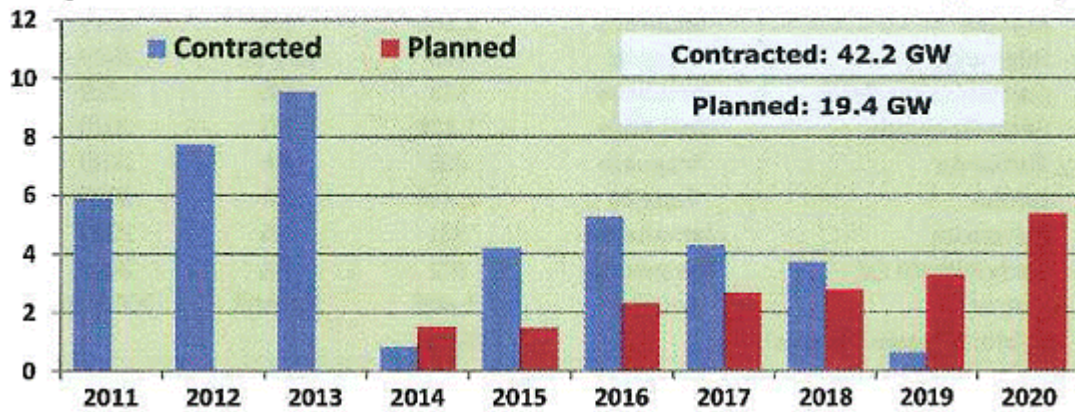


図 2.3.4 増設計画における契約分，未契約分内訳 (MW)

(出典：PDE 2020)

Status	River Basin	MW
Approved by ANEEL	1 Tapajós e Jamanxim (7 projects)	14,245
	2 Teles Pires e Apiacas (5 projects)	3,697
	3 Araguaia (reinventário)	3,100
	4 Aripuanã	3,000
	5 Itacaiúnas	200
	6 Jari	1,100
	7 Jatapu	650
	8 Juruena	5,000
	9 Rio Branco	2,000
In process	10 Sucunduri	650
	11 Trombetas (reinventory)	3,000
<b>Total</b>		<b>36,642</b>

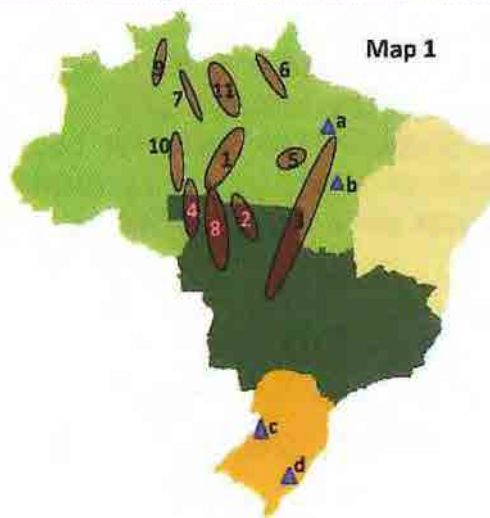


図 2.3.5 主な水力発電所計画 (Map 1)

(出典：PDE 2020)

## 2.4 需要の現状と今後の計画

### 2.4.1 現状

2010年のブラジルのSINにおける最大電力は70.5GWであった。最大電力は毎年5～6%の割合で増加しており、この傾向は今後中期にわたり続くと見込まれる。2010年における電力セクターの収入は電力市場（フリーマーケット）からのものを除いて450億ドルであった。また、電力市場（フリーマーケット）における収入は110億ドル程度であると想定される。

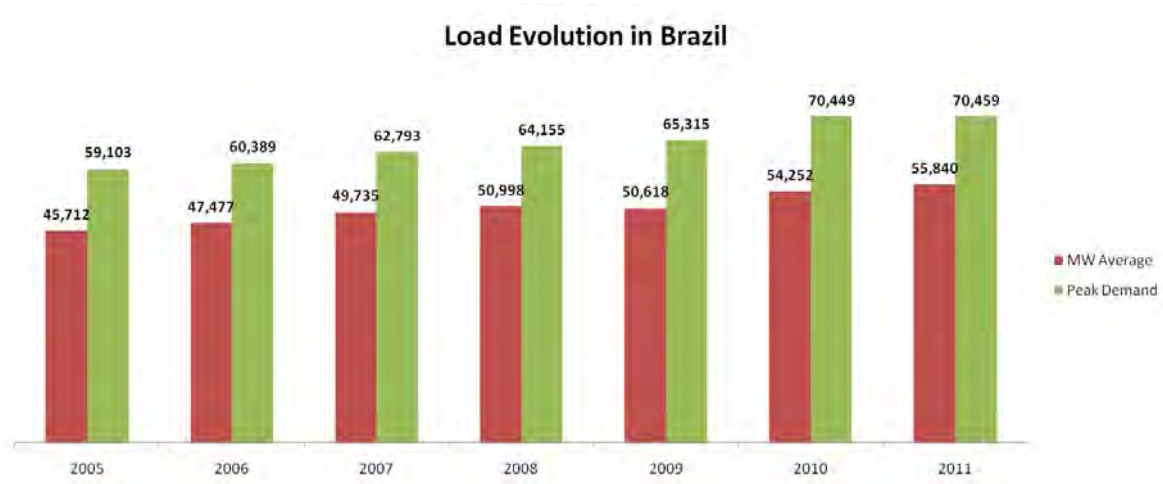


図 2.4.1 ブラジル国内最大電力の推移(kW)

(出典：ANEEL プレゼンテーション資料)

### 2.4.2 今後の計画

PDE2020によると、2010年から2020年にかけて電力消費は毎年4.8%程度で増加するものと想定され、民生部門、工業分においては4.7%の伸びとなっている。また、電力セクター別では、サービスセクターが23.3%から24.3%に増加となっている。

ブラジル北部地域は電力増加の比率が最も高く、2010年の8.5%から2020年には10.8%になると予想され、南部、南東、中西部が相対的にその比率が減少している。

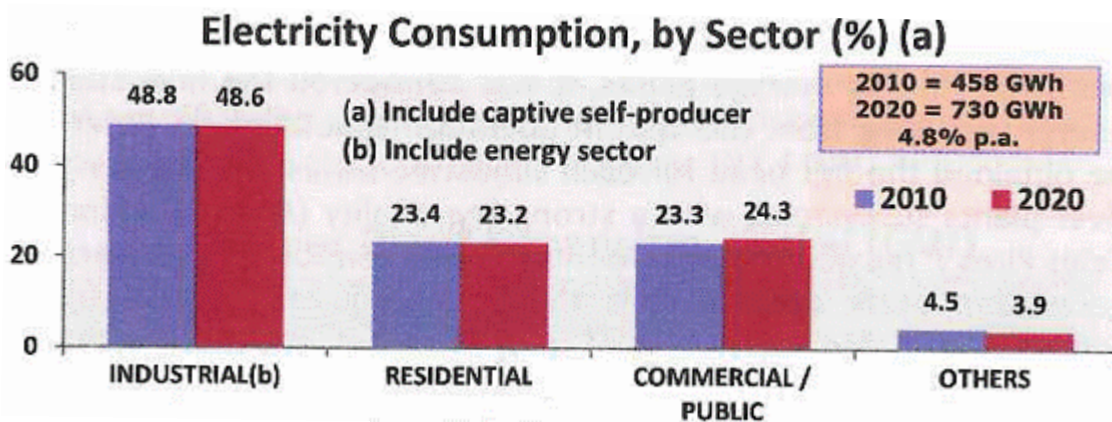


図 2.4.2 需要家カテゴリ別電力消費量予想 (%)

(出典：PDE 2020)

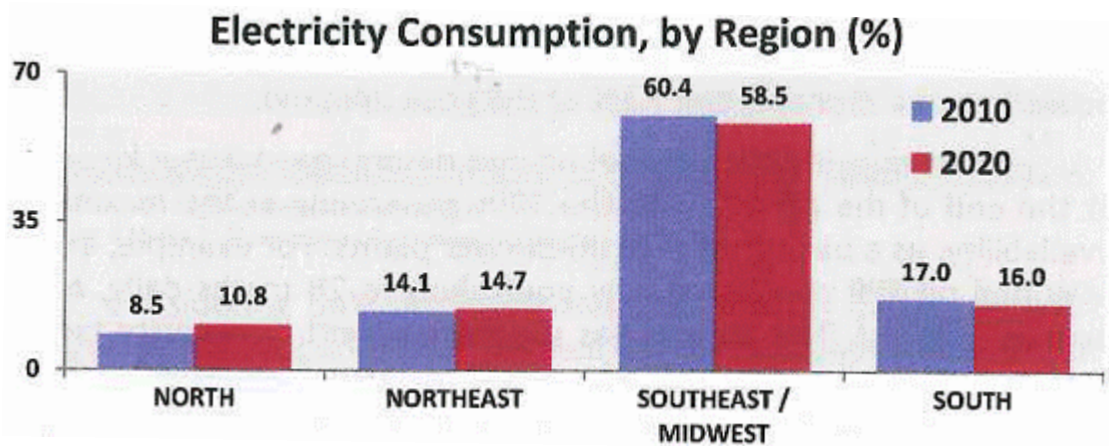


図 2.4.3 地域別電力消費量予想 (%)

(出典: PDE 2020)

## 2.5 需給の現状と今後の計画

2001年に水力の渇水によるブラジル国内電力危機が発生したものの、現状では電力供給が不足しているということはない。しかし、ブラジル国内のピーク電力は年間4~5%の割合で今後増加していることが予想されている。前述のPDE2020の中で電力需給バランスについて検討されている。その結果によると、2011年~2020年の期間においてブラジル国内の電力系統で電力供給が需要を下回ることはなく、4~11%の供給予備率を確保する見込みである。地域別の電力潮流の流れは、北部は、南東、中西部、南部地域に電力を供給していることになる。

PDE2020においては、今後10年間のピーク需要に対する供給力を計算しているが、ブラジル全国統一系統において発生する最大ピーク需要に対して供給力は少なくとも7,900MW上回る結果となった。検討において最過酷のケースは2019年10月に発生しているが、その場合においてもピーク需要に対して予備率7.5%を確保している。検討期間後半においては、石油、天然ガスの供給を確保することが重要となり、水力のバックアップの役割を火力が果たすことが期待されている。

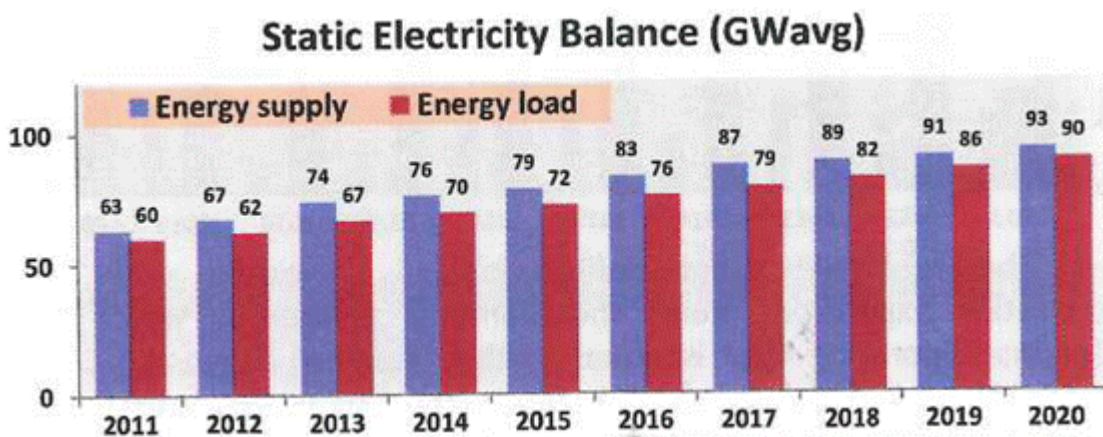


図 2.5.1 電力需給バランス検討結果 (GW average)

(出典: PDE 2020)



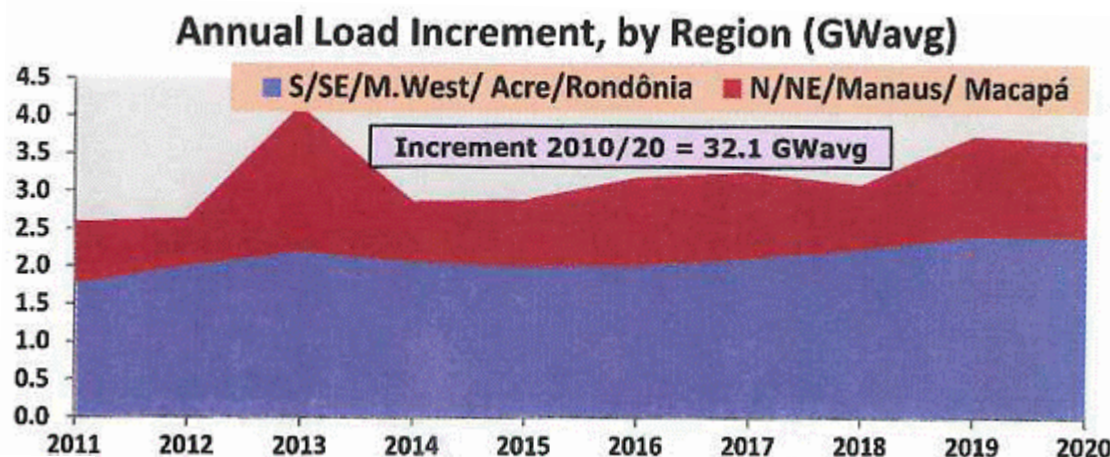


図 2.5.2 地域別の年間電力需要増加量予想 (GW average)

(出典: PDE 2020)

## 2.6 電力系統概要

ブラジルSINは、北部系統、北東部系統、南東部・中西部系統、南部系統の4つの系統から構成され、総面積は4,000×4,000 km<sup>2</sup>である。230kV以上の高圧系統が100,000km以上敷設されており、設備容量116GWの発電設備が系統に接続されている。送電系統は138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500kV, 750 kVの電圧から構成され、周波数は60Hzである。これらの全てのシステムはONSが運用している。大半の発電所(総設備容量約110GW)はブラジル東部に位置しており、一方、西部における将来的な発電設備容量のポテンシャルは120GW程度と期待されている。隣接するアルゼンチン、ウルグアイ、パラグアイは周波数がブラジルとは異なり50Hzであるので、SINはこれらの国と周波数変換所を介して連系されている。配電部門については、63の主要な配電会社と50の小規模な会社から構成され、約6,900万口の電力需要家を有する。

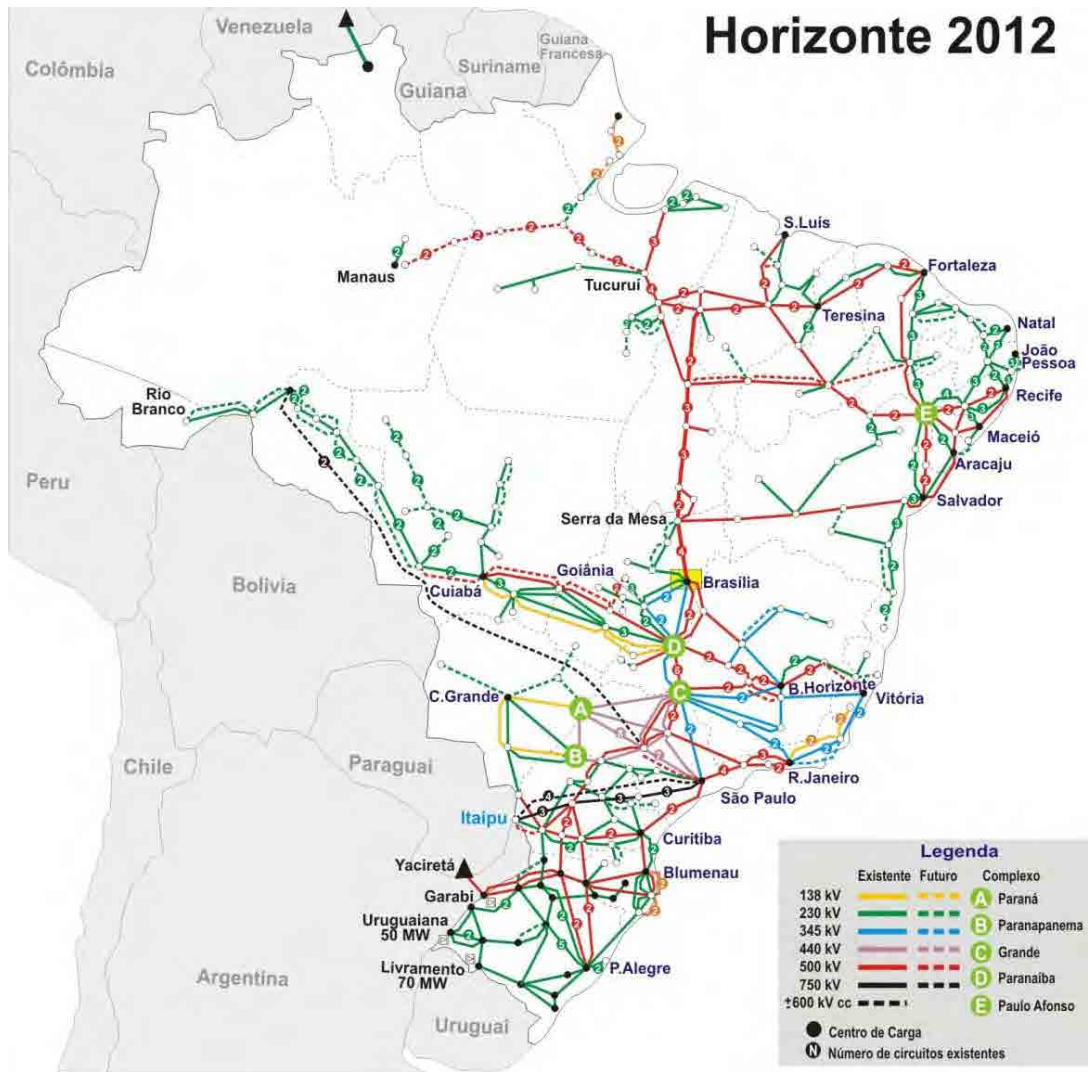


図 2.6.1 ブラジル電力系統 (出典: ONS)

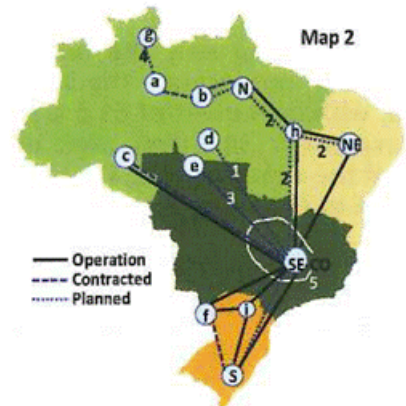
送電系統, ならびに電力設備の拡張・増設計画については以下の表に示す。

表 2.6.1 送電線の拡張計画

### Expansion of Transmission Lines (Map 2)

Projects	States	km	Conclusion
1 interconnection Tapajós - SE	PA, MT, GO e SP	4,400	2017
2 interconnection N-NE e N-SE	PA, TO, MA, PI, CE, PE e BA	8,350	2016
3 Interconnection Teles Pires - SE	MT, GO e SP	4,500	2015
4 Interconnection Manaus - Boa Vista	AM e RR	750	2014
5 Reinforcement in Southeast Region - 500 kV transmission lines	MG, SP, RJ, MT e GO	5,350	2015

(a) Manaus, (b) Belo Monte, (c) AC/RO, (d) Tapajós, (e) Teles Pires, (f) Itaipú, (g) Boa Vista, (h) Imperatriz, (i) Ivaiporã



(出典: PDE 2020)

表 2.6.2 電力設備の増設計画

**Other Expansion of Energy Facilities**

Facilities	Unity	2010	2020	Increment 2010-20	% 2010-20
TRANSMISSION LINES	thous km	100.7	142.2	41.5	41.2
SUBSTATION	GVA	222.1	291.4	69.3	31.2
REFINING CAPACITY	thous bbl/d	2,046	3,505	1,459	71.3
GAS PIPELINES	km	9,295	9,745	450	4.8

(\*) Expansion of the present refineries: 4 thous b/d; Abreu and Lima Refinery (RNEST-PE): 230 thous b/d; COMPERJ-RJ: 330 thous b/d; Premium Refineries (600 thous b/d in MA and 300 thous b/d in CE)

(出典: PDE 2020)

**2.7 配電ロス**

ブラジルの配電ロスは 2010 年には、約 15.6%(テクニカル 8.3%, ノンテクニカル 7.3%)であり、これはアジアのロスと比較しても高い値である。ブラジルの配電会社が抱えている大きな問題の一つはノンテクニカルロス（盗電）であり、年間 27,000 GWh（15 億ドルに相当する。）

ブラジル政府は各配電会社に対してノンテクニカルロスに上限値を設け、これを料金収入の一部から回収することとしている。さらに省エネに対する基金として電力会社の収入の 1%を基金としている。これにはスラム電化プログラム<sup>1</sup>と呼ばれる対策も含まれている。

以下に地図から判るように、ノンテクニカルロスが高い地域はアマゾン等 Eletrobras の供給エリアと、リオデジャネイロであり、約 10-20%が盗電となっている。

盗電の種類としては、機械式のメータ円盤をとめるものが最も多く、次いで円盤ギアの逆回転、メータのバイパス等である。このように機械式のメータの不正が主な盗電の手口である。

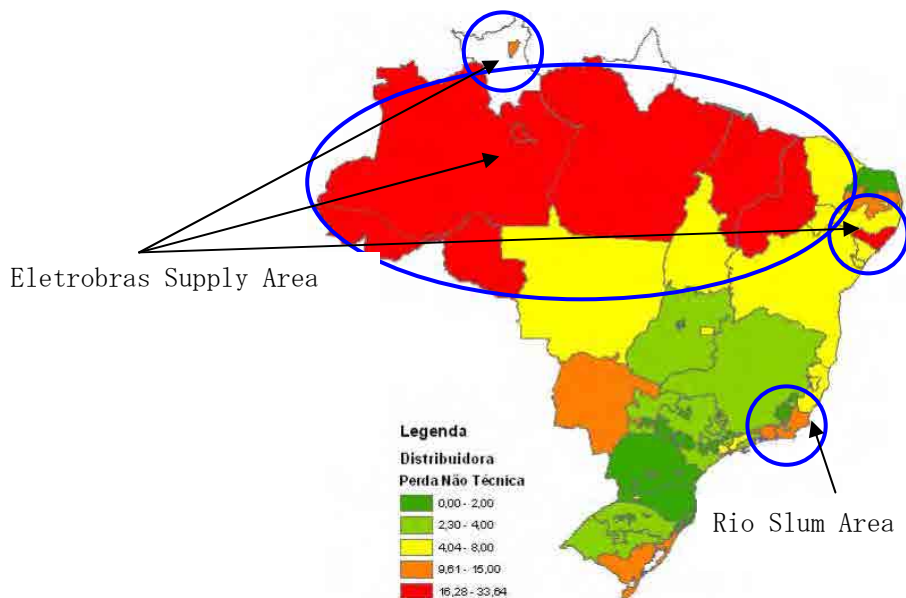


図 2.7.1 ブラジルにおけるノンテクニカルロスの分布

<sup>1</sup> ブラジルでは 2 百万人がスラムに住んでいるとされている。このためUSAID(United States Agency for International Development) はスラム電化プログラムを 2005 年 10 月にスタートさせた。このプログラムはブラジルとインドで始められている。この内容はスラムでの電気安全と電力品質の向上を図るもので、電力会社にノンテクニカルロス認め、改善するものである。



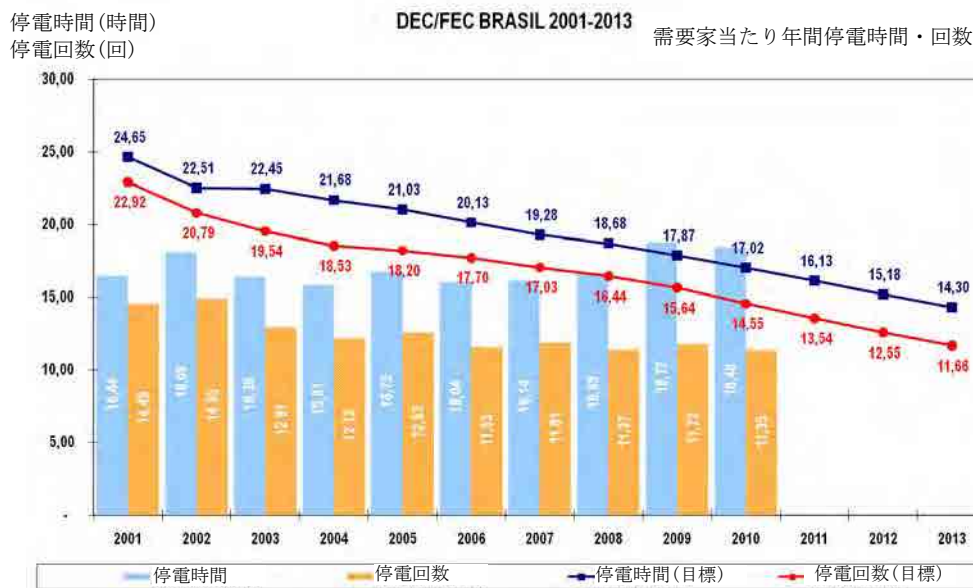
## 2.8 停電状況(SAIDI/SAIFI)

電力供給の品質は SAIDI と SAIFI という指標で示される。それぞれポルトガル語では DEC, FEC と示されるが定義は同じである。

ANEEL では各配電会社はその提出義務を課して、毎年の目標値を示している。目標値を達成できない場合には、電気料金に払い戻すことでペナルティーも課している。

下図によると、過去 10 年間で停電回数は減少傾向にあるものの、停電時間は増加している。この原因として、供給エリアの拡大に伴い、停電した場合の復旧作業として現場に到着する時間が長くなっていることと事故地点の検出に長時間を要しているためと考えられる。また、都市部では配電系統が複雑化するに伴い、事故原因の把握に時間を要しているとも推測される。

停電原因の統計は無いが、聞き取りから雷と小動物、山間部では樹木接触が多い。またブラジルでは地中ケーブルの比率は非常に少なく主に架空配電線である。約 10 時間の年間平均停電時間は先進国と比較して高く、近い将来近代化の進むブラジル都市部では停電による社会経済的影響は大きい。また、ワールドカップやオリンピックを控えているため、ANEEL では電力品質の向上に向けて目標値を上げる方針であり、スマートグリッド導入の目的の一つとなっている。



- 1) DEC-Duration of outages per consumer per year (in hours)
- 2) FEC-Frequency of outages per consumer per year (number of outages)

図 2.8.1 ブラジルにおける停電時間、停電回数の推移

ここで述べる SAIDI/SAIFI には、送電会社が停電した場合の上位系事故を含んでいる。しかしながら、ブラジル送電系統の多くは多回線ループとなっており、この停電は無視できる範囲である。このため、本調査で述べる停電の影響は配電系統に起因するものであると判断する。

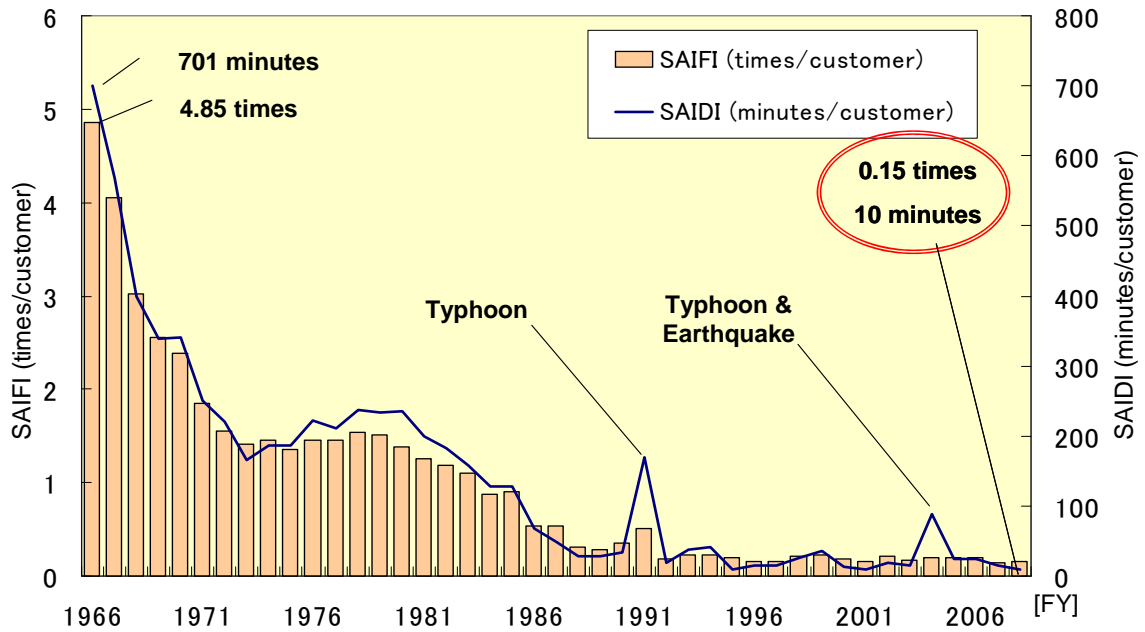


図 2.8.2 日本の停電時間と停電回数

(出典：The Federation of Electric Power Companies of Japan etc.)

電力品質をエリアで見れば、需要家当たりの年間停電時間は、都市部では10時間以内であるが、北部アマゾンエリアや南部では20時間を越えている。自然環境の違いもあるが、配電線が長いため、一度事故を起こせば、復旧するのに時間を要していることが判る。

配電会社ではメンテナンス要員の強化や重機車両の増備を行なっているが、根本的な改善にはつながっていない。

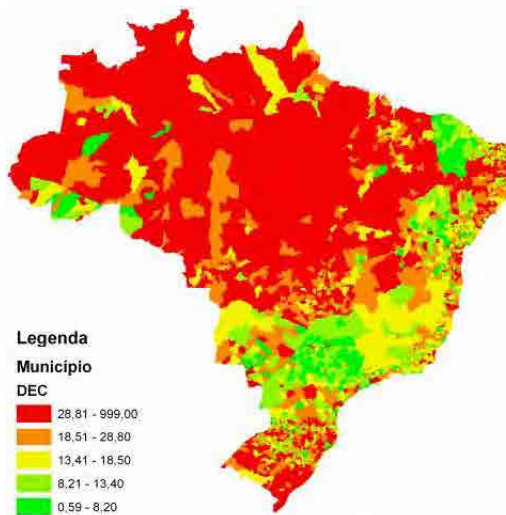


図 2.8.3 ブラジルにおける停電時間の分布



## 2.9 電力料金体系

1970年代から1990年代までブラジルの電力料金は全国で一律であったが、これが配電会社の効率化を妨げるものと認識され、1993年法律8.631により配電会社毎にその特徴により設定されるようになった。さらに1995年法律8.987により配電会社に経済・財務バランスの概念が導入され、コンセッション毎（地域的）に料金が設定されるようになった。こうしてコスト等を比較しながら各地域の利用者数、ネットワーク延長、市場規模などの特徴を料金は反映するようになった。

一般に配電会社の料金はコストを反映するが、その電力請求書は3つの費用、即ち①発電、②送配電、③負担金（charge）及び税金で構成される。①発電は2004年法律10.848により配電会社が発電会社から購入して、再販売する電力は一般競売によって購入することとなっており、これは購入コストの透明化に加えて、競争と最良の価格を保証することを目的としているからである。

②の送配電は自然独占であり、ANEELがそのコストによって料金を決める。③の負担金と税金は配電費用だけにかかるものもあるし、発電と送電の費用に含まれるものもある。負担金としてはCCC（燃料負担：Fuel Consumption Bill）、RGR（電力セクター拡大推進：Global Reversal Reserve）、TFSEE（ANEELの検査費用：Electric Energy Service Inspection Fee）、CDE（代替資源電力開発、電力普遍化、低所得層補助：Energetic Development Account）、ESS（国家電力網システムサービス費用：System Service Charges）、PROINFA（代替電力資源補助）、P&D & Energy Efficiency（R&Dと電力効率化）、ONS（システムオペレーター費用：National System Operator）、CFURH（水力補償：Financial Compensation for the Use of Water Resources）、イタイプ使用料（パラグアイとの協定）などがある。税金はものやサービスの購入には必ずかかるもので、地方自治体（公共照明負担金CIP：Contribution for Financing the Public Lighting Service）、州（商品流通サービス税ICMS：Tax on Circulation of Merchandise and Services）、連邦（社会統合基金PIS：Social Integration Programsと法人売上に対する社会負担金COFINS：Contribution to the Social Security Financing）それぞれがあり、配電会社は徴収して、各機関へ回す。ANEELは政令（resolution）を出して、消費者部門別（居住、商業、工業など）により電力料金の価値を示し、それに基づいて配電会社は税金を請求料金に含める。

2006年のこれらの構成要素の割合を示すと図2.9.1に示すとおりである。



図 2.9.1 電力料金請求書 R\$100 とした場合のコスト構成割合（2006年平均）

配電会社はコンセッションを獲得した際にコンセッション契約を結ぶが、その契約の中に3つの料金確定メカニズムが規則として定められている。その3つは①料金再調整 (Tariff Readjustment)、②料金見直し (Tariff Review)、③臨時料金見直し (Extraordinary Tariff Review) である。一方、配電会社が必要とする収入は配電サービス収入と呼ばれ、大きく2つのコストに分けられる。1つは構成要素 A として配電会社の経営からは独立のコントロールできない費用で、電力購入費、送電費、負担金などである。もう1つは構成要素 B として配電会社自体がコントロールできる費用で、運転費、減価償却費、投資支払などである。これらと上記の3つのメカニズムとが以下に述べるように関連してくる。

① 料金再調整

以下の②見直し以外の毎年 (コンセッション契約日) に行うもので、構成要素 A について公式に従って計算を行う。一方構成要素 B は市場一般価格指数 : IGP-M (Getúlio Vargas Foundation が計算する Market General Price Index、即ち消費者物価指数 : CPI と同様のインフレ率) - X で補正される。これは英国民営化の場合と同じ方式である。ただし、生産性向上率 X は消費者数の増加と市場消費増加によるもので、ANEEL が設定する。

② 定期的料金見直し

平均4年毎の効率的費用と投資支払の見直しで、①に比較して広範囲で、全てのコストを考慮するものである。当該配電会社のみ情報だけでなく、参考会社方法論 (モデル会社) も用いる。

③ 臨時料金見直し

予期しない事件等が起きた特別な場合など、たとえば新しい負担金の創設などについて見直しが行われる。

2003年まで料金計算において、低圧部門 (住宅等) から高圧部門 (工業等) への内部補助があり、低圧部門は高めの設定になっていたため2003年から2007年までの間は低圧料金の更新指標は高圧部門の指標よりも低めに設定された。ちなみに、消費者の分類は以下のとおりである。

高圧部門

A1 : 230kV 以上

A2 : 88kV～138kV

A3 : 69kV

A3a : 30kV～44kV

A4 : 2.3～25kV

AS : 2.3kV 未満であるが、地下配電システムのため例外的に A グループで請求

低圧部門

B1 : 住宅及び低所得住宅

B2 : 地方、地方電化協同組合、灌漑サービス

B3 : その他

B4 : 公共照明

ここで、B1 の配電会社別現行料金について ANEEL がそのウェブサイトで示しているものを掲げると表 2.9.1 のとおりである。

表 2.9.1 配電会社別 B1 料金

Sigla	B1 - Residencial (R\$/kWh)	Sigla	B1 - Residencial (R\$/kWh)
AES-SUL	0,31497	CPEE	0,40444
AMPLA	0,40188	CPFL- Piratininga	0,31421
BANDEIRANTE	0,32537	CPFL-Paulista	0,32883
Boa Vista	0,27330	CSPE	0,38596
CAIUÁ-D	0,29764	DEMEI	0,39024
CEA	0,19729	DMEPC	0,30642
CEAL	0,33946	EBO	0,29599
CEB-DIS	0,29825	EDEVP	0,33151
CEEE-D	0,34021	EEB	0,36454
CELESC-DIS	0,32974	EFLJC	0,39923
CELG-D	0,29353	EFLUL	0,35300
CELPA	0,36990	ELEKTRO	0,36604
CELPE	0,34427	ELETROACRE	0,41696
CELTINS	0,44766	ELETROCAR	0,38706
CEMAR	0,44364	ELETROPAULO	0,29651
CEMAT	0,41257	ELFSM	0,41142
CEMIG-D	0,38978	EMG	0,45352
CEPISA	0,41986	ENERSUL	0,43062
CERON	0,38895	ENF	0,37582
CERR	0,32900	EPB	0,37554
CFLO	0,31341	ESCELSA	0,33882
CHESP	0,41269	ESE	0,33793
CJE	0,30617	FORCEL	0,39056
CLFM	0,42706	HIDROPAN	0,38745
CLFSC	0,39938	IENERGIA	0,37083
CNEE	0,32818	JARI	0,32911
COCEL	0,34107	LIGHT	0,34304
COELBA	0,38203	MUX-Energia	0,34665
COELCE	0,40199	RGE	0,40849
COOPERALIANÇA	0,37352	SULGIPE	0,41871
COPEL-DIS	0,30926	UHENPAL	0,44479
COSERN	0,34472		

(出典 : <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>)

ところで、ANEEL は供給電力の質も問題としており、SAIDI、SAIFI の目標を各配電会社に設定し、その目標を達成しない場合はその請求額の 1%を罰金として納めることを規定している。

## 2.10 再生可能エネルギーの現状と今後の計画

EPE 電力研究所が行なった 2010 年国家エネルギーバランスのデータによれば、ブラジルの再生可能エネルギーは国内発電電力量の 87.2%を占めている。バイオマス、太陽光、風力の開発もあるものの、それらは未だに少数である。

再生可能エネルギーの定義

- －ミニ水力 (MCH) (1MW 未満)
- －小水力 (PCH) (1-30MW)
- －バイオマス発電 (30MW 以下)
- －風力発電 (30MW 以下)
- －太陽熱発電 (30MW 以下)

水力、バイオマス、風力の再生可能エネルギーは今後数年間の新規発電計画の 16-34%である。このため、これら再生可能エネルギーを配電系統へつなぎこむことが、今後の系統に関する高度化のチャレンジといえる。その理由は、今までの配電系統は集中型の大型電源から消費者への一方向の電力潮流を考慮すればそれでよかった。スマートグリッドはこれら再生可能エネルギーを高度化し、グリッドに繋ぎこむことに寄与すると期待されている。

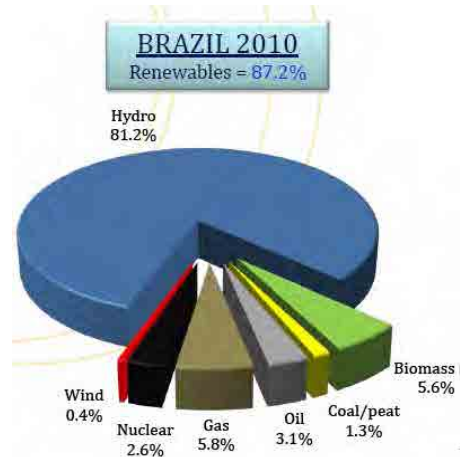


図 2.10.1 発電電力量のシステム別比率

### 2.10.1 風力発電

ここ十年間、ブラジルでの干ばつは国のメイン発電所である水力発電所ダムの水を制限してきた。この危機により水力発電以外の発電燃料への多様化が進められ、今後2年間で6百万米ドルを投資した2箇所のウインドファームが期待されている。

ブラジルでの風力資源は下図に示すとおり、特に渇水時に、非常に大きなポテンシャルを持っており、少雨対策や地理的に分散配置された現存の水力発電所に対するリスクヘッジになっている。

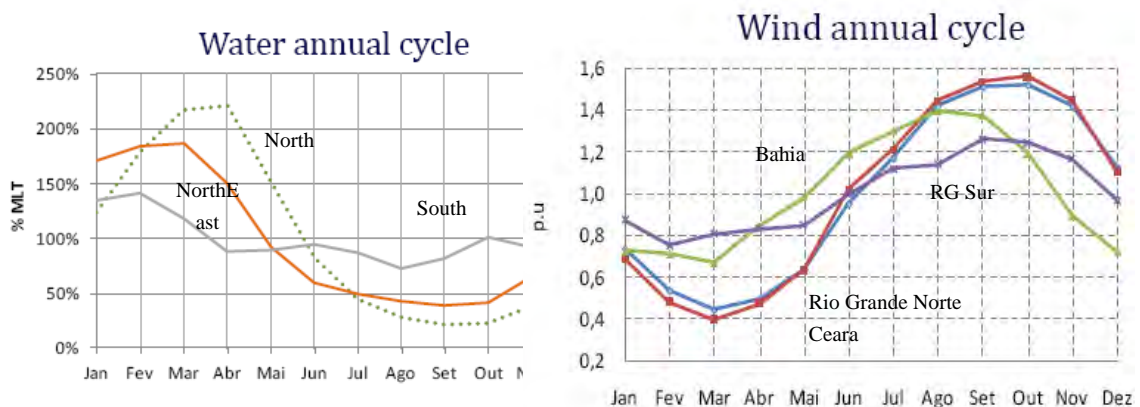


図 2.10.2 年間の水力発電、風力発電量の推移

ブラジルの風力発電開発の多くは海岸線に沿って進められ、その技術的賦存量は 143 GW である。ブラジル風力エネルギー協会とブラジル政府は 2010 年現在運転中 605MW および建設中 450MW から、将来的には 2020 年までに、10 GW を開発する目標を立てている。産業界は電力オークションが風力エネルギーセクターの開発を後押しする役目を果たしていると期待している。

2010 年現在、36 のウインドパークとウインドファームが北東部の 5 州と南部の 3 州および南東部の 1 州で運転している。

ブラジルの風況は 6 月から 12 月に集中、偶然にも渇水期と一致している。現在更に 10 プロジェクト計 256 MW が工事中で、2010 年は 45 箇所(2, 139 MW)が更に新しい開発を進めている。米ジェネラルエレクト社がブラジルの Campinas に工場を持ち、また、Sorocaba 州に Tecsis 社と新規プロジェクトのパートナー契約を結んでいる。

ANEEL はブラジル国で初めて風力のみのおークションを実施した、その結果、71 風力地点、1, 800 megawatts (MW)が落札し契約した。2012 年に運転を開始する予定。

ブラジル国内の風力エネルギーに注目すれば、一次エネルギーを風力とする国際的なトレンドの一部となっている。実際、風力開発は再生可能エネルギーの中で最も高い伸びを見せている。

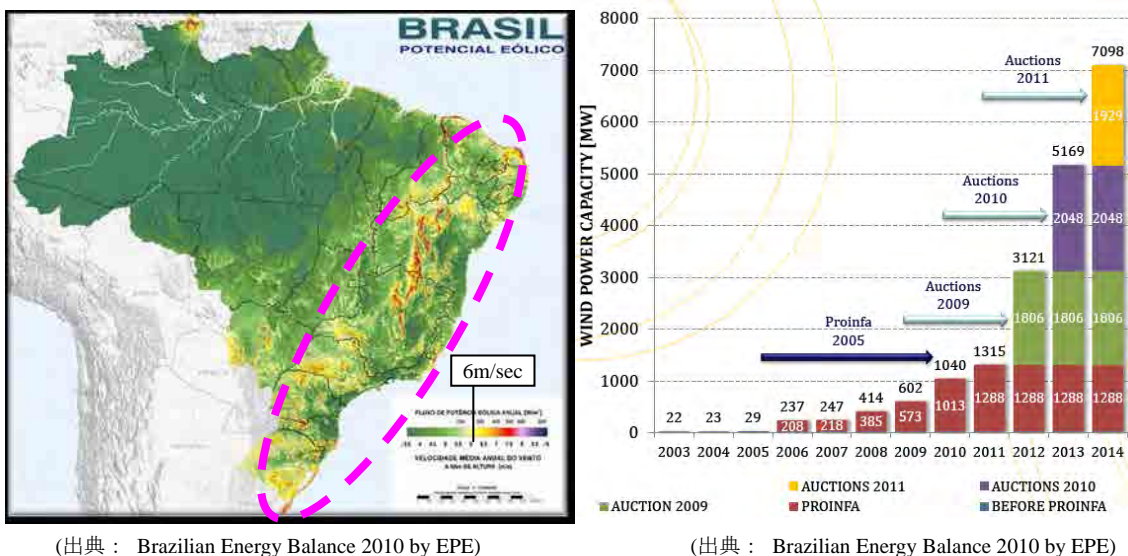


図 2.10.3 風力発電の推移と潜在資源分布

### 2.10.2 バイオマス発電

バイオマスは有機ゴミ、農業残渣、間伐材、農業油クリーン、サトウキビ残渣など、電力発電にとって高いエネルギー価値を持ったエネルギーの 1 つの手段である。最近の話題は、バイオマス発電の低価格や安定した電力供給のみならず、その環境価値や開発による価値が期待される。

たとえば、バイオマスは世界的に化石燃料に代わり、CO2 削減の大切な役割を担っている。ほぼ全てのバイオ発電は無駄な廃棄物や残渣活用である。(例：一次樹木、木片間伐、農業残渣) 木片燃料



のプランテーションの電力発電は最近急速に伸びてきている。現地調査で訪問した CPFL も新規のバイオマス発電開発を積極的に進めている。

ブラジルでは 1960 年代の初めから工業用の木工資源の活用を目的とした植林プログラムへ税金軽減などのインセンティブを導入してきた。エネルギー資源用ユーカリ植林等のプランテーションが商業ベースに軌道に乗ったことから、1988 年の税軽減インセンティブの打ち切りからブラジルで確立したプランテーションはトーンダウンした。

加えてサトウキビ残渣は5月から11月にかけて生産されることから、この期間はブラジルでは渇水期に当たり、この要因もバイオマス産業が優位に進められることとなった。主に南東部、南部で開発が進んでいる。

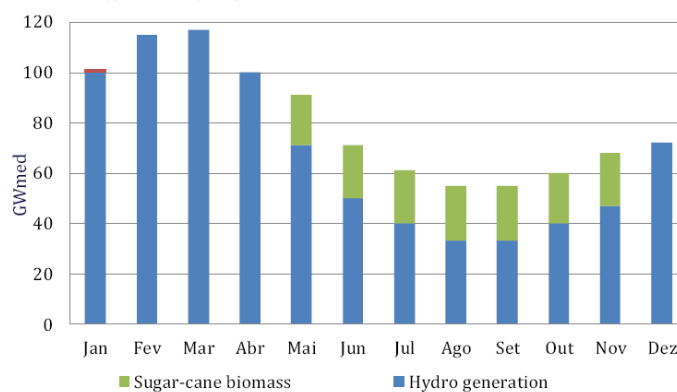


図 2.10.4 水力発電量とバイオマス発電の補完関係

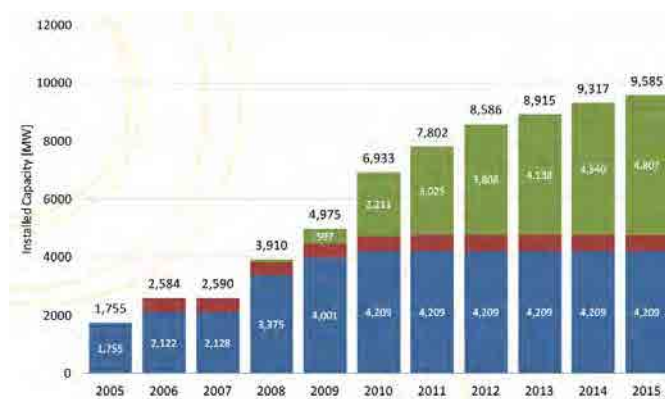


図 2.10.5 ブラジルのバイオマス発電における理論的な潜在発電量

### 2.10.3 太陽光発電

2010 年太陽光発電設備のブラジル総発電容量は僅か 12 - 15 MW に過ぎず、この半分は遠隔地の通信用電源で残るものはアマゾン等の地方電化用であった。

1983 年にサンパウロ州に設立された Heliodinamica 社が唯一のブラジル太陽光メーカーであり 2MW を生産している。この他リオグランデドスール州 Gravataí でシーメンスソーラが 1998 年～2001 年までモジュール工場として運転している。その他周辺機器のバッテリー、インバータ、コントローラや直流機器はブラジル内で生産されていない。このように 2010 年の段階ではブラジルには太陽光発電産業は進展していない状況である。

この状況は2011年になり大きく変わろうとしている。ブラジルで最初の大規模系統連系型の太陽光発電システムがブラジル北東部Pernambuco 州のRecifeで、配電会社のCHESF が始めた。

その他、次の3大学により太陽光発電の設備が設置され、性能試験が進められている。

- ✓ UFSC: Federal University of Santa Catarina
- ✓ USP: University of São Paulo
- ✓ UFRJ :Federal University of Rio de Janeiro

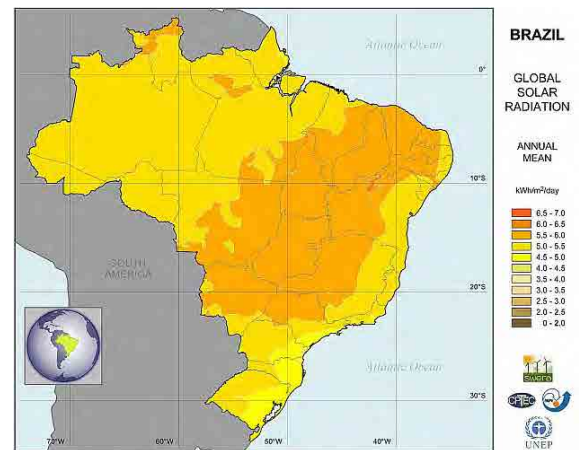


図2.10.6 ブラジルの日射量の分布

2014 年のワールドカップに向けてバイーア州サルバドール市の Estádio de Pituvaçu スタジアムへラテンアメリカ初めての競技場への太陽光発電パネル設置が行なわれた。この設備容量 403kWp プロジェクトは配電会社の Coelba 社の入札を落札した、ドイツとブラジルのジョイントベンチャー Gehrlicher Ecoluz Solar 社によるもの。Bahia 州が資金援助を行なっている。

今後、他の 12 のワールドカップ競技場への太陽光設置が進められ、2011 年からブラジルへの太陽光の導入は火蓋を切ったといえる。



ブラジルの太陽光発電開発は2010年にスタートしたところであり、不安定な太陽光系統連系に起因する周波数変動や余剰電力の需給バランスなどの問題はまだ起こっていない。

また、現地調査では、将来の開発計画に関する正式なレポートもないことが判った。このため現地のローカル誌の抜粋を基に、以下のとおり、太陽光開発関連プロジェクトを一覧表で示した。これによると、今後ブラジルでも大規模な太陽光発電プロジェクトが展開されることがわかる。

1. 運転開始

Location	Organization	Capacity	Reference
State Ceara, Taua	MPX Energia	1 MW	The operation started in August 2010. PV panel : Kyocera

2. 建設中

Location	Organization	Capacity	Reference
Bahia Pituacu Stadium	Gehrlicher, Ecoluz	400kW	Coelba
Minas Gerais Mineirão Stadium	CEMIG	400kW+ 200kW	Cooperation with KfW + GTZ

3. ANEEL へ系統連系申請を提出済み

Location	Organization	Capacity	Reference
Paraiba	UFVs Cajazeiras	30 MW	
Paraiba	Patos	30 MW	
Paraiba	Pombal	30 MW	
Bahia UFV	Ibipeba	20 MW	
Tocantins/Mato Grosso	Equatorial Serviços	30MW	Usina de Colinas
Tocantins/Mato Grosso	Tropical Serviços	30MW	Usina de Araguaína
Tocantins/Mato Grosso	Barcelona Serviços	30MW	Planta de Confresa
Caraúbas	Companhias Veneza	30MW	
Dix-Sept Rosado	Interior	30MW	
Marcelino Vieira	Record	30MW	

4. 入札中

Location	Organization	Capacity	Reference
SP/Votuporanga	Geração de Energia Brasil	30MW	Sky Solar Sunbeam Geração de Energia Votuporanga
Florianopolis	Eletrosul	(1MW+8MW)	
Pernambuco Fernando de Noronha	CELPE	400kW	Micro Grid with Desel power



## 第3章 ブラジル国電力におけるスマートグリッド導入の現状

### 3.1 ブラジル国政府の方針・計画

連邦政府としてのスマートグリッドについての政策はまだ具体的に決まっていないのが現状である。鉱山エネルギー省（MME）内ではワーキンググループを作って内部で検討はしてきているが、これから新しいワーキンググループを作り、他の関連省庁も入れてスマートグリッドの政策を決めて行きたいとしている。

他省庁としては傘下の国家電力庁（ANEEL）以外では以下のところが考えられている。

MCTI	(Ministerio Da Ciencia, Tecnologia e Inovacao: Ministry of Science, Technology and Innovation)
MDIC	(Ministerio do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior: Ministry of Development, Industry and Commerce)
MOF	(Ministerio da Fazenda: Ministry of Finance)
ANATEL	(Agencia Nacional de Telecomunicacoes: National Agency of Telecommunications)

国の政策として、スマートグリッドの推進支援のため税の免減を含む誘導策なども打ち出す考えのようであるが、まだ実際に組織化されているわけでもなく、予定としては2012年の早くても2月以降となるようである。

なお、政府以外では配電会社の協議会であるブラジル配電事業者協会（ABRADEE）でスマートグリッドの方向性を打ち出すべく、ANEELの承認の下、活動が進んでいるが、上記のワーキンググループは政府内だけであり、ABRADEEあるいは配電会社、それが国営あるいは州営の公社等公共であっても、オペレーターである限り、ワーキンググループに入ることはない。あくまでもレギュレーターとしての政府の中で、政策を決定する考えである。

このような立場は日本の経産省と業界の協力ぶりとはかなり異なり、オペレーションとレギュレーションを明確に分けて進める欧米流のやり方と考えられる。したがって、計画と言う点では、日本ほど業界の支援を考えて一体的に進めるのと異なり、やや距離がある感がする。

いずれにしても、2012年始めの段階では、政府として具体的には何も決まっていないことになる。その背景には上記のような民間との乖離、また欧米等先進国で始まった動きに対して、動向を調査しながら政策を決めていこうとするやや消極的、受身的な動向もあるものと考えられる。

### 3.2 スマートコミュニティ構想の現状、計画

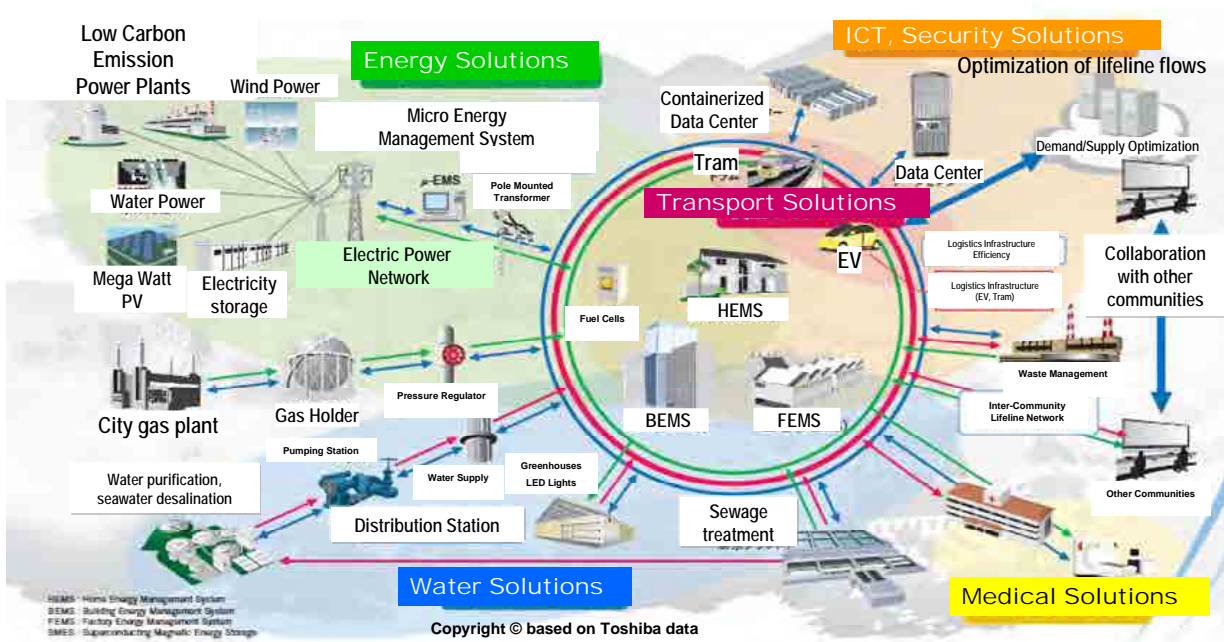
スマートコミュニティについては、MMEおよびANEELとも現時点では特に何も取り組んでいない(将来検討するとしている)。その理由は下記。

- スマートコミュニティは範囲が広く、ブラジル政府の他省／州政府／市政府の調整や、交通／上下水道／都市計画など電力以外の多くの部門との調整など煩雑である。
- スマートグリッドは電力セクターのみで対応できるので、先ずスマートグリッドから取組、その延長線上で将来スマートコミュニティを考えれば十分（喫緊の課題ではないとの考え）。

しかし、クリチバ市のあるパラナ州およびベロホリゾンテ市があるミナスジェライス州では、地方政府として次の計画を検討中である。各都市を回って下記のような情報を得た。

(1) パラナ州

2都市（パゼンダヒオリオグランテ市/モレテス市の2都市でクリチバ市は含まれない）にてスマートコミュニティを計画。内容は、水道/ガス/下水道/学校/病院/セキュリティなどを含めた広範囲のもの。クリチバ市でも、ワールドカップスタジアムのPV/バッテリーなども検討中であり、さらにEV（バス）についても計画したいとのこと。しかし、構想ははっきりとしたものはなく以下のようなシステムを考えている。



(出典：東芝)

図 3.2.1 スマートコミュニティの概念図

(2) ミナスジェライス州

CEMIG が、コンドミニウムにスマートグリッドと BEMS(ビル用)を組み合わせた計画を予定。特に最近ではワールドカップをめざし、Mineirão 地域への電力供給システムの高度化や 2 章 2.10.2 で述べている様に“Minas Solar 2014” Project と呼ばれるスタジアム屋根の太陽光発電と電気自動車の導入に注力している。

(3) サンパウロ市

本邦企業が、EV/充電器を組み合わせた提案を、サンパウロ市およびリオ郊外の AMPLA に提案している。

#### (4) Home Area Network (HAN) の推進

スマートメータの導入を既に完了している ENEL (イタリア) は、テレコム・イタリアや家電メーカーと、スマートホームの共同プロジェクト “energy@Home” を進めている。ブラジルでもこのような電力使用機器や電力料金に付加価値をつけた HAN が注目されており、特に Light 社が実験を進めている。しかし、現段階では将来構想に過ぎず、これが普及するにはまだ数年以上は必要と考えられる。



図 3.2.2 HAN の概念図

### 3.3 スマートグリッドの導入状況、計画

#### 3.3.1 ブラジルのスマートグリッドとは？

米国 Energy Independence and Security Act of 2007 で定義された言葉では、スマートグリッドとは、情報通信技術 (ICT: Information and Communication Technology) を活用して各種の課題を解決する次世代電力網を意味している。以下は米国電力中央研究所 (EPRI: Electric Power Research Institute) による定義。電力と情報の双方向のやり取りを特徴としてあげている。

スマートグリッドとは、近代化された電力供給システムのことであり、ネットワーク上で相互に接続された要素を監視し、防護し、運用を自動的に最適化するものである。さらに、スマートグリッドは、自動化され、広範囲に張り巡らされた電力供給ネットワーク上で、電力と情報が双方向にやりとりされる特徴を持つ。

近年、ブラジルでは、既に多くの投資家はそのビジネス機会を研究しているが、現在のところスマートグリッドの開発は未だチャレンジング段階とされ明確な結果はでていない。しかしながら、ローカルおよびインターナショナルの電力関係者は大きな期待をしている。

ブラジル配電各社はこの3年間、海外のスマートグリッド技術や近代的な手法を使ってパイロットプロジェクトを進めている。ブラジル国家エネルギー計画 2010 では、多くのブラジルの配電会社がスマートグリッドの準備のための研究を始め、電力流通設備の近代化に向けて、新しいインフラや研究開発プロジェクトを戦略的に進めている。と発表されている。

ブラジル配電会社の組合である ABRADÉE によると、スマートグリッドの導入には、先進的な配電システム運用とメータリング設備など、次の5エリアがある。

- 先進的送電設備運用
- 先進的配電設備運用
- 先進的メータリング設備 (AMI)
- 先進的アセットマネジメント (Includes: Optimizing the assets and resources)
- ホームエリアネットワーク (HAN: Home Area Network)



図 3.3.1 先進的な送配電網と HAN の関連図

さらに、ブラジル配電会社の組合である ABRADÉE でのスマートグリッド導入の目標は、以下のとおりである。

- (1) 電力品質と信頼度の向上
- (2) ノンテクニカルロス（盗電）の防止
- (3) 電力供給の運用効率化（ピーク対策など）
- (4) 分散型電源（特に小規模再生可能エネルギー）の導入促進

### 3.3.2 なぜブラジルにスマートグリッド関係会社が注目しているのか？

ブラジルでは特にスマートグリッド事業が盛んな国であり、配電会社は様々なパイロットプロジェクトを計画してきた。しかし「なぜ、今なぜブラジルなのか？」

米系コンサルティング会社の“Northeast group consultant”では、“Smart Grid 2011”の会議で、彼らの分析結果を報告している。次の図にあるとおり、ブラジルはラテンアメリカの最大の市場を有しており、規制の枠組みでは、特にスマートメータについて規制緩和が既に行なわれている。

また、ブラジルでは近年、急速な経済発展を遂げており、電力需要の伸びに対応するため、既存の電力ネットワークシステムの拡張および近代化が大きな課題となっている。

加えて、一つの大切な要因は、ブラジル配電会社の多くがノンテクニカルロス（盗電やメータ不正）に苦しんでいることである。

このような状況の中、ブラジルはワールドカップとオリンピックを数年後に控え、多くの配電会社は供給電力の信頼度向上を進めている。これら複数の要因によりブラジルの産業は過去3年間、スマートグリッドやスマートメータを推し進めている。

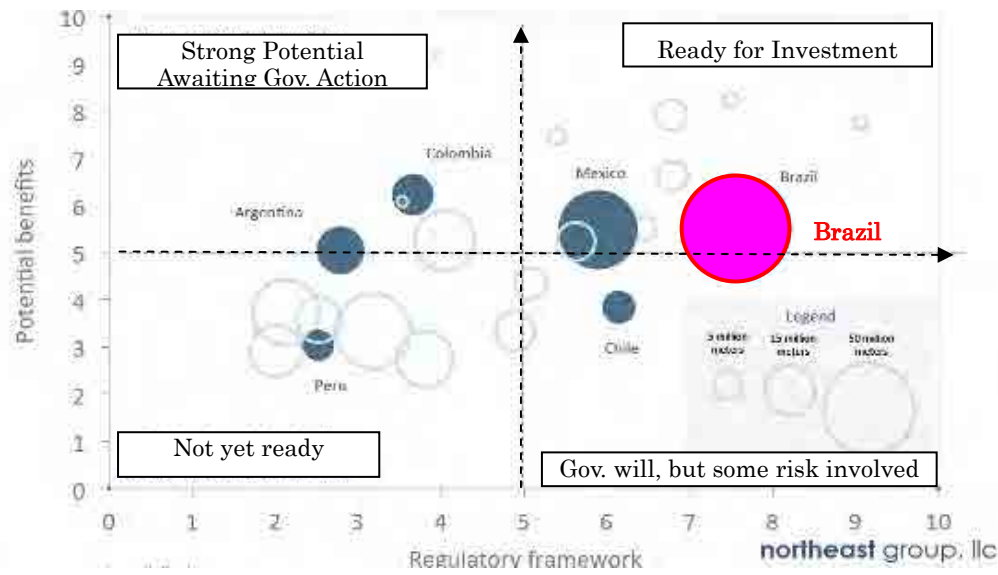


図 3.3.2 ブラジルにおけるスマートグリッドの潜在性

(出典: Northeast group consultant Smart Grid 2011)

### 3.3.3 期待されるブラジルへのスマートグリッド導入のロードマップ

2010年に多くのブラジル配電会社はスマートグリッドの準備を始めている。さらに彼らは、自社ネットワークの近代化のための設備投資や研究開発を戦略的に進めている。

EPE 研究所の調査結果によれば、電力流通設備の拡張は今後20年間で現在の1.43倍となる見込みで、今後は流通部門への投資が進むと報告している。

表 3.3.1 ブラジルにおけるスマートグリッドのロードマップ

Tensão	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL	
Existente em 2010*	2.683	1.612	34.190	6.809	9.991	44.349	99.649	
Evolução 2011-2020	-	10.800	21.650	9	252	9.842	42.553	
Estimativa 2020	2.683	12.412	55.840	6.818	10.243	54.191	142.202	
Total instalado em 2010								99.649 km
Total previsto em 2020								142.202 km
							<b>+ 42.553 km = + 43%</b>	

(出典: PEP PDE2020)



また、ブラジルの喫緊の課題がノンテクニカルロス削減することである。スマートメータの導入はスマートグリッドのロードマップでは、最優先課題で既に現在必要とされる。そして、次の2-3年後のターゲットとして、自動化システム構築を計画している。これは、ワールドカップ・オリンピックに向けた配電線事故の低減による供給信頼度の向上である。そして長期目標に再生可能エネルギーの促進やデマンドレスポンスによる効率化としている。



図 3.3.3 ブラジルにおけるスマートグリッドの効果と実現時期  
 (出典：Northeast group consultant Smart Grid 2011)

### 3.3.4 ブラジル配電会社におけるスマートグリッド導入の状況

配電会社 CEMIG は町にパイロットを構築するアイデアを示した。AES Eletropaulo は初めてスマートメータを彼らのシステムに取り入れた。COPEL は電気自動車を導入し、クリチバ市をデジタル都市にする計画を持っている。CELESC はデマンドレスポンスの研究開発プロジェクトに投資している。

このように世界的にも大きな経済成長を遂げているブラジルの電力やスマートグリッドへの投資および研究開発には大きな期待が寄せられている。

JICA 調査団は現地調査で6つの配電会社を訪問し、スマートグリッドに関するエンジニアとのインタビューによる情報収集を行なった。その結果を表 3.3.2 に示す。

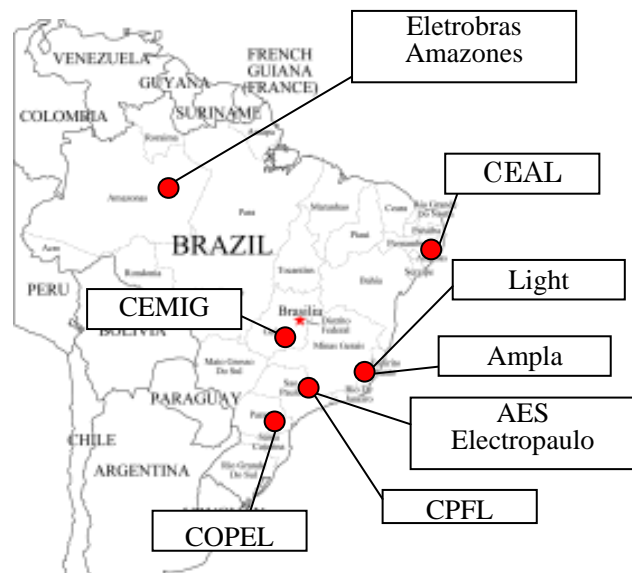


図 3.3.4 配電各社の所在地

表 3.3.2 各社調査結果一覧

		CPFL	AES EletroPaulo	Light	AMPLA	COPEL	CEAL (Eletrobras)	
Overview	Supply area(name of the city)	8 distribution companies (central part of Sao Paulo State and northern part of Rio Grande do Sul State)	Sao Paulo Metropolitan Area	Rio de Janeiro City	66 cities in Rio de Janeiro State	Parana State	Alagoas State	
	No. of customers	6.9 million	6.1 million	4.07 million	2.5 million	4 million	800,000	
	Companies ownership	Public: 20.04% (Federal Union) Private: 60.56%	Public: 41.08% (Federal Union) Private: 80.0% (AES: 78%, listed 2.2%)	Public: 41.08% (Cemig & BNDES) Private: 58.92%	Private: 100% (Endesa)	Public: 86% (Parana State: 58.6%, BNDES: 26.4%) Private: 13.8% (Stock Exchange: 13.5%)	Parent company = Eletrobras: Public: 78% (Federal Government: 52%, BNDES: 21%)	
	Electric consumption [MWh]	53,981 GWh	33,859 GWh	22,384 GWh	9,367 GWh	21,304 GWh	2,246 GWh	
	other points	CPFL has subsidiary generation companies and free market services.		Light has affiliated generation and transmission companies.	Endesa has generation, transmission and other distribution (Coelce) companies.	COPEL has generation, transmission, telecommunications and gas companies.	Eletrobras is the biggest in generation and transmission. It has affiliated distribution companies in other states.	
Their interest of investment as smart grid project (result of interview from them)	Back ground of their challenge	Main objectives to install smart grid are as follows. 1) To reduce NON technical loss using smartmeters. 2) To improve distribution system operation and labor productivity using Distribution Automation.	AES EletroPaulo has tow pilot projects for smart grid as follows. 1) Ipiranga pilot: Distribution Automation Not install the facilities. Now under studying of the pilot development items. (1820 customers supplied by 39 TRs.) 2) Slum Morada do Sol project: Smart meter Already start operation for four months, install 560 ERSTER smart meters made in USA.	The most aggressive company for smart meter in Brazil. Introduce "PERSONAS" the segmentation for some kind of customer and install display board in the customer. Introduce this system in Pridencia this year and accelerate smart grid in the future	They focus on a pilot project of Smart City Buzios. The period of the project is scheduled from July 2011 to June 2014. This project includes NON technical loss reduction using AMR system.	They strongly focus on their power quality because they are challenge to be future city in Brazil to have World cup and olympic. They are already operating 200 automation system in distribution and introduce customer service automation but they need more advanced solution in the near future. There are pilot project for 2 Substation(13 feeder) in Fazenda Rio Grande.	Main objectives to install smart grid are as follows. 1) To reduce NON technical loss using smartmeters. 2) To improve distribution system reliability using Distribution Automation.	
	1) Distribution loss reduction (Especially non-technical loss) (Their priority measurements)	○ Main goal is to reduce slam area distribution NON technical loss and switch ON/OFF the meter for demand response in the future. Not conducted now	○ Main goal is to reduce slam area distribution NON technical loss and switch ON/OFF the meter to reduce dispatching cost for lineman. Install smart meter and control from office.	◎ Main goal is to reduce slam area distribution NON technical loss and switch ON/OFF the meter for demand response in the future. 1) Already install 2,000 Electra smart meters for the past tow years. And plan to expand them to 60,000.	○ Main goal is to reduce slam area distribution NON technical loss and switch ON/OFF the meter for demand response in the future.	○ Loss rate is lower than that of other utilities (Tech: 6.5%, Non-Tech: 1.5%) COPEL want to reduce technical loss by improvement of load balance and power factor Install digital meter (not focus on loss reduction)	◎ Loss rate is much higher than that of other utilities (Tech: 8.42%, Non-Tech: 23.03%) Accelerating investment for reduce losses	
	2) Streamlining for power supply cost (Their priority measurements)	△ Improve labor productivity using Distribution Automation in future. Not conducted now	× There are no comments about power cost.	△ In the underground manhole, they install the monitoring system to use smart grid. 300kW underground transformers will be automated	× There are no comments about power cost.	△ Improve labor productivity and high facilities operating rate to reduce power price. 1) On going: GIS, Monitoring communication, Call center 2) Change: Smart meter to customize electric tariff (TOU) 3) Change: Smart meter to ON/OFF the meter's switches	× There are no measurements now.	
	3) Power Quality Improvement (Their priority measurements)	○ They plan to install Distribution Automation in future. However, there is no specific plan. They already installed 5,000 reclosers in distribution lines.	○ They planed Distribution Automation in the near future to improve power quality. 1) They already installed 3,000 reclosers in distribution feeder. 2) Pilot project will research the automation availabilities.	○ They planed Distribution Automation in the near future to improve power quality. 1) They already installed 2,500 reclosers in distribution feeder. 2) Pilot project will research the automation availabilities.	○ They plan to install Distribution Automation in future. They already installed 240 reclosers in distribution lines.	◎ Improve of SAIDI(Power outage) (SAIDI: 10 hours Goal: 5 Hours) 1) on going: SS automation, monitoring system 2) Challenge: Distribution Automation and improve distribution operating rate from 50% to 70%.	◎ Improve of SAIDI(Power outage) (SAIDI: 20hours Goal: 19.36%)	
	4) Environmental Solutions (Energy Efficiency and Renewable Energy) (Their priority measurements)	× They predict future problem and try to prepare to solve them. Not conducted now	× They predict future problem and try to prepare to solve them. Not conducted now	× They predict future problem and try to prepare to solve them. Not conducted now	× They predict future problem and try to prepare to solve them. Not conducted now	× They predict future problem and try to prepare to solve them. R&D for PV, EV and fuel cell battery	× They predict future problem and try to prepare to solve them.	
Renewable energy	Current situation	A total of Installed capacity is 4,454MW.	none	2kW SHS x 50, electric charging station for 50 Evs		20 small hydro and some biomass power plants	No renewable energy	
	Plan, potential	not decided	They are planning to have PV in their own.			Wind: 2MW, PV: 200kW and 1MW	No plan	
	problems to introducing renewable energy	There are no problem with renewable energy.	There are no problem with renewable energy.	There are no problem with renewable energy.		There are no problem with renewable energy.	There are no problem with renewable energy.	
Power outage	SAIDI including Planned outage (Hour/year)	SAIDI: 4.6 hours in 2010	SAIDI: 10.4 hours in 2010, Goal: 9hours	SAIDI: 13.3 hours in 2010	SAIDI: 23.8 hours in 2010	SAIDI: 10hrs -- goal 5hrs	SAIDI: 20hrs in 2010	
	SAIFI (frequency/year)	SAIFI: 4.5 times in 2010	SAIFI: 5.4 times in 2010, Goal: 7times	SAIFI: 5.8 times in 2010	SAIFI: 12.7 times in 2010	SAIFI: 9.5 times in 2010	SAIFI: 14 times in 2010	
Distribution system	Distribution line method (loop etc.)	Only radial network	City area : open loop.	City area : open loop.	City area : open loop.	They plan to connect the feeders with open loop.	Only radial network	
	No. of section in one feeder		not clear but they already install 3,000 sectionalizers			200 automated sectionalizers among 487 feeders	There are plan to install section switches in the feeder.	
	Feature of MV distribution in Line	Overhead [km]					13.8 kV: 96,863km, 34.5 kV: 79,496km	13.8 kV: 38,768km
		Overhead [No of MV feeder]					Total 487 (13.8kV: 431, 34.5kV: 56)	N.A.(69/13.8 Substation : 37)
		Underground[km]	None	None	10%	None	None	None
		Underground[No of MV feeder]	None	None		None	None	None
	Distribution Loss rate (%[tech / Non-tech])		total: 10%(Tech:6.1%, Non-Tech: 3.9%)	19.4% in 2010, (Tech: 4.5%, Non-Tech: 14.9%)	20.5% in 2010, (Tech: 7.0%, Non-Tech: 13.5%)	11.5% in 2010, (Tech: 6.5%, Non-Tech: 1.5% in 2011)	Total: 31.45% in 2010	
	Fault detecting method	5000 Reclosers are installed to isolate the fault. (OC, OCG, in substation is 5/30S (2 shot))	3000 Reclosers are installed to isolate the fault. (OC, OCG etc)	2050 Recloser is installed to isolate the fault. RMU is installed in underground vault.	Recloser is installed to isolate the fault. Fuse are used on the other distribution lines. (OC, OCG, in substation is 5/30S (2 shot))	Recloser is installed to isolate the fault. Fuse are used on the other distribution lines. (OC, OCG, in substation is 5/30S (2 shot))	Recloser is installed to isolate the fault. Fuse are used on the other distribution lines. (OC, OCG, in substation is 5/30S (2 shot))	
	DAS	Substation can be controlled by SCADA system. DAS is not applied for distribution network. (under planning)	Substation can be controlled by SCADA system. DAS is not applied for distribution network. (Only in Ipiranga, recloser can be monitored.)	Substation can be controlled by SCADA system. About 70% of reclosers can be monitored in distribution system.	Substation can be controlled by SCADA system. DAS is not applied for distribution network. (Under planning)	Substation can be controlled by SCADA system. At Substation, recloser is provided instead of circuit breaker. 200 sets of Gas LBS can be remote controlled.	Substation can be controlled by SCADA system. Except separated area such as Parintine. In future, they are planning to provide SCADA system using WAN. DAS is not applied for distribution network.	
	DAS (communication method)	(Under planning)	Between Center and Substation: OPGW Between Center and Recloser: Radio (1.5~5GHz) GPRS could not be used due to the bad reliability.	Reclosers can be monitored by GPRS or VHS. In future, WiFi will be applied	Recloser can be monitored by Radio wave. (Protocol: DNP 3.0)	200 sectionalizers can be monitored by Optical Fiber. (Optical fiber cables have been already installed.)	CEAL has no idea. Parintine in Eletrobras has a plan to apply WiFi between Concentrator and Control Center	
AMI/AMR (Communication method)	Backbone : Optical fiber Last one mile: GPRS/Satellite/RF Mesh (Under planning)	Backbone: GPRS Last one mile: RF Mesh	Backbone: WiFi (under planning) Last one mile: RF Mesh (After testing of PLC / GPRS / RF Mesh)	Backbone: GPRS (Under Planning) Between Concentrators: RF communication (Plan) Last one mile: PLC (Under planning)	Backbone: GPRS (Trial) Last one mile: GPRS (Trial) GPRS is not so good, so GPRS will be changed.	CEAL has no idea. Parintine in Eletrobras is planning to apply PLC/RF Mesh/P-MP/ZigBee as trial base.		
Installation method	Install one meter per one customer	Install one meter per one customer	Install one meter per one customer	Install one meter per one customer	Install one meter per one customer	Install one meter per one customer		
Meter system	Meter Reading	Period	Once a month	Once a month	Once a month	Once a month	Once a month	
		Method	Meter reader dispatch	Meter reader dispatch	Meter reader dispatch	Meter reader dispatch	Meter reader dispatch	
	Calibration	Method	Calibration method must be adhered to the regulation "INMETORO RTM 431".	Calibration method must be adhered to the regulation "INMETORO RTM 431".	Calibration method must be adhered to the regulation "INMETORO RTM 431".	Calibration method must be adhered to the regulation "INMETORO RTM 431".	Calibration method must be adhered to the regulation "INMETORO RTM 431".	
		Period	None	None	None	None	Mechanical type: Once per 25 years Digital type: ANEEL is now considering	
Approval process for the qualified meter (Law or regulation / period / method / organization)	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".	INMETORO approves meters according to "INMETORO RTM 431".		
Automatic Meter Reading (AMR)	AMR has not yet been installed.	Slum Morada do Sol project phase 1: Smart meter Already start operation for four months, install 560 ERSTER smart meters that have AMR functions.	Already install 2,000 Electra smart meters with AMR functions for the past tow years. These meters and communication equipment are stored in a box adjacent to low voltage lines on a electric pole.	Smartmeters with AMR function are being installed in Buzios smart city project area. These meters and communication equipment are stored in a box adjacent to low voltage lines on a electric pole.	The number of 7,000 AMR meters is installed in Foz de Londrina. These meters and communication equipment are stored in a box adjacent to low voltage lines on a electric pole.	Smartmeters with AMR function are scheduled to be installed in Parintins that has 1,600 customers. (Now in the bidding process)		
Future Plan	AMR will be installed in future. However, there is no specific plan.	Slum Morada do Sol project phase 2 will be implemented. Installation of smart meters will be completed until January 2012.	Plan to expand smart meters to 60,000.	More and more smart meters are scheduled to be installed to reduce non-technical losses.	A pilot project of installing smart meters for large customers is scheduled in Fazenda Rio Grande. Installing smart meters for residential customers is under consideration.	Smartmeters are scheduled to be installed until December, 2012.		

(1) CEMIG “Companhia Energética de Minas Gerais”

UniverCemig と呼ばれている CEMIG 配電会社の人材養成大学では、概念的にスマートグリッドをブラジルではじめて導入している。

CEMIG はエネルギー供給インフラを自動化するために革新的な解決策を構築してきている。その主なプロジェクトは配電自動化に加えて、2009 年に始まった CPqD カンピーナス研究所と共同で進めている “City of the Future” というコンセプトである。

この都市にはベロホリゾンテの近くの Sete Lagoas が選ばれ、その人口は 20 万人 (8 万世帯)。プロジェクトコストは 32.5 百万リアルである。

このプロジェクトは以下で構成されている。

- (i) 需要化設備の自動化
- (ii) 変電所の自動化
- (iii) エネルギー供給システムの自動化
- (iv) 情報通信システム
- (v) コンピュータ運用システム
- (vi) 分散型電源の統合管理

2010 年にこれらの研究開発の第一歩が始まっている。

(2) COPEL “Companhia Paranaense de Energia”

COPEL 配電会社は、2014 年までに、スマートグリッドへ 3.3 億ドルを投資する計画を持っている。主なコンセプトはクリチバ市をデジタル都市にするもので、その投資は電力流通設備等インフラに投資する。いくつかのプロジェクトは既に実施がスタートしており、クリチバ市の南部に位置する Fazenda do Rio Grande が対象地域となっている。このプログラムはパラナ州都市開発局との共同で行なわれ、対象にはその他公共サービスも含まれている。

プロジェクトは 2020 年までつづけられる予定であるが、電力供給信頼度の向上が第一目標であり、特に需要家当たりの停電時間や停電回数の減少を目指している。図 3.3.5 にあるとおり、毎年信頼度が向上している理由には、次のとおり、対策を強化している背景がある。

- ✓ 現地の事故復旧体制の強化
- ✓ コールセンター充実
- ✓ 対応車両への位置情報 GPS 採用
- ✓ PDA(スマートフォン)での情報管理

同社の配電ロス是非常に少なく、8%である。これはスラムが少ないという地理的な背景に加えて、設備管理の充実や需要家のデマンド測定などを強化しているためである。さらにロス低減を進め、数年間で配電線のテクニカルロスを 6.5%から 4%。ノンテクニカルロス 1.5%から 0.5%まで、それぞれ減少させることも計画されている。



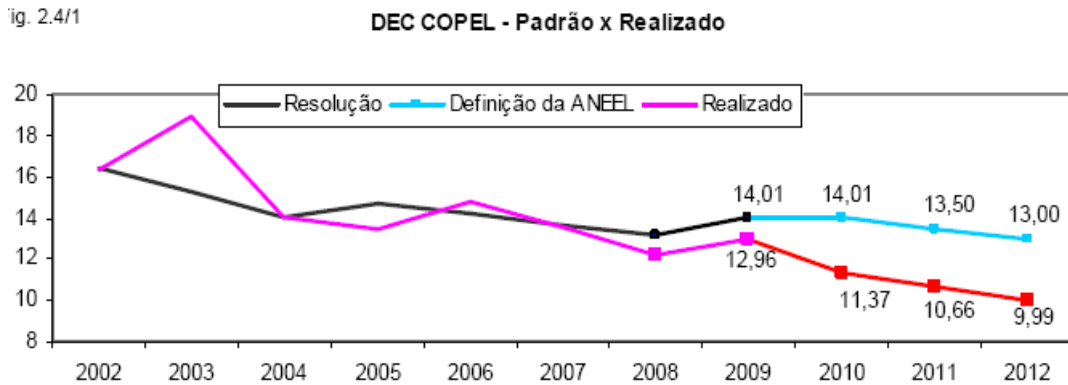


図 3.3.5 COPEL における SAIDI (DEC) の推移

また、COPEL では 65 万需要家へ供給している配電線のリクローザー(遮断器)を自動化する計画である。この対策により停電事故を減少させ、事故時の復旧時間を短縮することができるとしている。同社は今後さらに 700km の電力系統を延伸させる計画を出している。この計画の中には系統の効率を最大限とするために、センサー、モニター、IT 技術、通信技術を活用する内容が含まれている。

そして、次のステップでは事故点の早期発見、自動復旧し、系統の効率を上げるシステムを構築するものである。それには COPEL は地図上にデータや情報を蓄えることで、修繕の必要性や事故時の停電区間切り離しや早期復旧を可能とする。

そのほか、2010 年のスマートグリッドに関する計画は、São José dos Pinhais 空港に電気自動車のタクシーを立ち上げること。このため、COPEL は初めての充電ステーションを設置している。バッテリーに充電するこのステーションでは、電気自動車のパフォーマンスや電力システムへのインパクトの研究も含んでいる。現在、電気自動車への充電時間は 8 時間であるが、今後効率化が期待されている。



通信関係のプロジェクトでは同社の光ファイバーリングを幅広く活用し、電力システムの運転効率を上げるとともに、生産性向上につながるものである。ここで大切なことは州と政府とのコラボレーションを重視すること、これにより COPEL が持つデジタル分野での技術革新を公共サービスにも活用できると発表している。

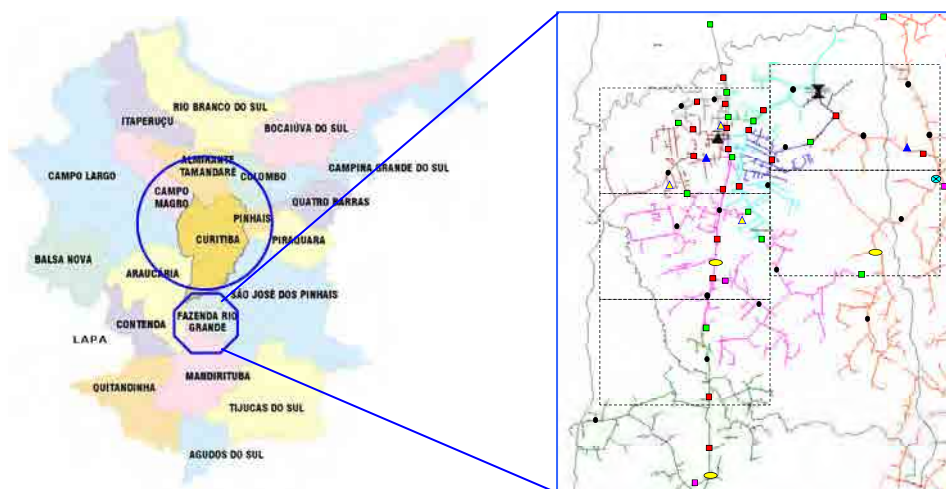


図 3.3.6 COPEL の配電網

(3) AES Eletropaulo

2007 年から AES Eletropaulo では、スマートグリッドのコンセプト普及を進めてきた。2010 年には、同社は通信ソリューションを統合した配電システムの高度化、高度情報システムを取り入れたパイロットプロジェクトを研究開発として投資してきた。このプロジェクトの主な目的は電力配電システムのモニターと電力供給システムの自動化である。

スマートグリッドのパイロットプロジェクトは、4.4km の架空および地中配電線で構成された Ipiranga 地域（サンパウロ）である。この地域は 2 千件の中圧・低圧（家庭用・商業用・工業用）と様々な需要家で構成されている。電子式メータが設置され 39 箇所の柱上変圧器の二次側の顧客需要をモニターしながら、エネルギーの需給バランスを保ち、自動検針やメータスイッチの入切など様々なサービスを提供している。

また、AES Eletropaulo 社は通信設備を社内システム間の連携に加えて、メータ、変電所、配電開閉器とその他機器の間に導入することを始めている。また、同社はその計測システムで得た顧客情報を分析し、供給エリア内でのシステム運用や自動化に活用している。

これら試験プロジェクトを実用化させるためスマートグリッドのコンセプトが検討されているが、この一つが「自動復旧“self-healing”」である。この自動復旧は電力システムの事故時に早期復旧する装置である。事故時には電圧センサーが検知し、その情報を配電管理システムへ伝達し、健全区間から電力を自動供給するものである。そして、送りきれない場合には、システムが自動警報をオペレーションセンターへ送り、事故点を検索するチームを編成する。さらに AES Eletropaulo はこれら方策を確実に実現させるために、更なる研究開発に投資し、調整・分析するための組織を構築している。

(4) CPFL “Paulista Power and Light Company”

2011年6月に CPFL 配電会社は 2012年までに2万5千台のスマートメータを産業需要家に導入することを発表している。同社は IBM が世界的に進めているスマートグリッドのコンソーシアムである” Global Intelligent Utility Network Coalition (GIUNC)” のメンバーとなり、IBM 社をスマートグリッド構築のコンサルティングパートナーとして、6.5 百万世帯へスマートメータの導入を計画している。

そのほかに同社は2箇所 210MW の風力発電所を所有しており、さらに 21 のウインドファームが建設中である。



図 3.3.7 CPFL の配電エリアと AMI の進捗

(5) AMPLA

Endesa Brazil は垂直統合された電力持株会社で、ブラジルでは AMPLA 社と COELCE 社を所有している。AMPLA は 2011年7月から、リオデジャネイロの Buzio 市でパイロットプロジェクトを始め、3年間スマートグリッドの研究を進める。

親会社 Endesa の技術を活かし、スペイン Malaga 市でのスマートグリッドモデルをブラジルへ導入し、17.59%の配

電ロスのうち、10%が盗電と他エリアと比較し非常に高いノンテクニカルロスの低減を図ることが狙いである。加えて、電力の供給信頼度 (SAIDI =19.27 hours) も低いため、これをスマートグリッド技術で改善することを期待している。

主なプロジェクトの一つはデジタルメータを柱上の箱内に導入し、ノンテクニカルロスを減らすこと。これらのメータは遠隔でモニターおよびスイッチ操作できるものである。



図 3.3.8 AMPLA の配電網

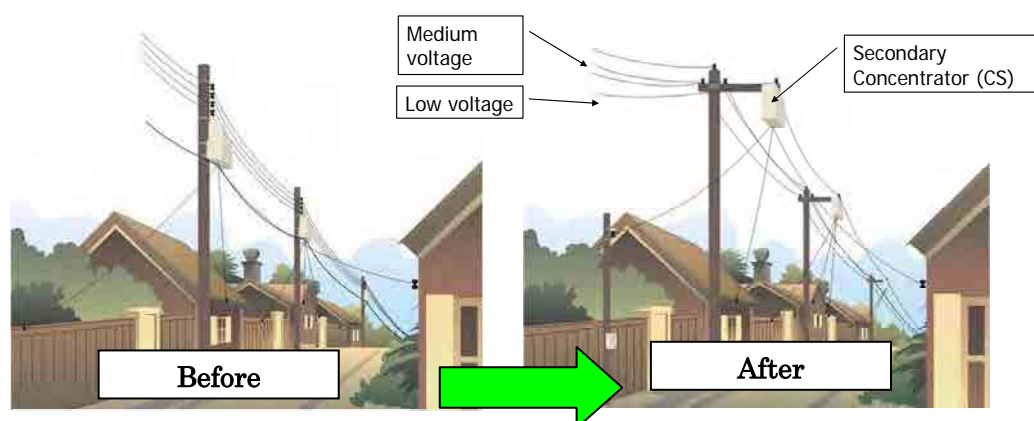


図 3.3.9 AMPLA でのメータ電子化および高所化

(出典： Landis+Gyr-Ampla' s Solution (Rio de Janeiro) for losses combat)

(6) Light

Light 社のスマートグリッドパイロットプロジェクトは今年進められ主に遠隔での需要家サービスに特化している。2010 年末にスタートしたこのプロジェクトはリオデジャネイロの1千件の需要家にスマートメータの導入をするものである。このメータを取り付けた需要家は電力使用量をリアルタイムにモニターでき、このことから電力使用料金を管理できるとしている。さらに同社は200件のモニター参加者には携帯電話から家電製品を遠隔操作できるプロジェクトも計画している。

パイロットプロジェクトには、新しい電気料金、プリペイド制度、分散型電源促進、自立運転、電気自動車の充電、配電自動化システム、負荷管理による効率化を含んでいる。

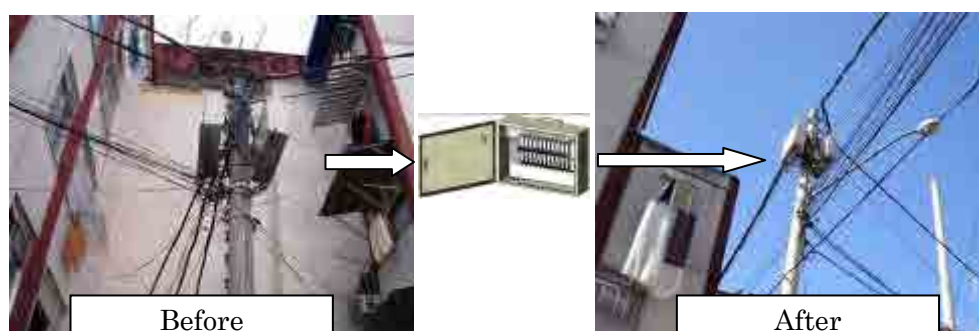
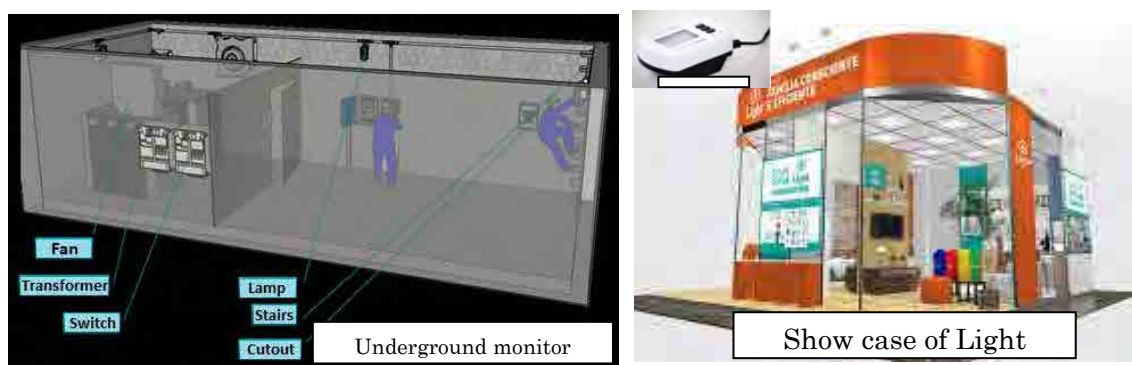


図 3.3.10 小口需要家への引込み線の改善例

このプロジェクトは3カ年の期間実施される予定で、既に同社は商業や展示会でこのプロジェクトを発表しており、需要家からのコンセンサスを得ている。

また、リオデジャネイロ特有の地中配電ケーブルに対しても自動化を進め、特にマンホールの中に設置された、変圧器や制御装置の遠隔モニターリングや操作を可能としている。





### 3.4 関連する法律・規定の調査

#### 3.4.1 再生可能エネルギー促進プログラム (PROINFA)

ブラジル国内において水力の代替電源への関心は 1990 年代初期に始まり、特に 1992 年に Rio de Janeiro で開催された ECO/1992 以降に関心が高まった。このイベントはブラジルにおける代替電源、特に太陽光、風力のパイロットプロジェクトの契機となった。

ブラジルは大きな水力ポテンシャルを有しており、2010 年の総発電電力量のうち水力は 89%(475TWh) を占めたが、その結果として渇水に弱い一面をもつ。

その弱点は 2001 年の電力危機に現れ、渇水により発電できなくなった水力分を他の発電が補うことができず、大停電の危機に瀕した。この危機を契機として、ブラジル国内では電源多様化の必要性が認識されることとなった。

ブラジル政府は 2002 年 4 月、再生可能エネルギー促進プログラム (PROINFA) を政令 10438 として制定した。後に何度か改訂がされており、10762 (2003 年 11 月 11 日)、10889 (2004 年 5 月 25 日)、11943 (2009 年 5 月 28 日)、12212 (2010 年 1 月 20 日) や政令 4,541/2002、政令 5,025/2004 などが制定されている。このプログラムはブラジル国内の代替電源を開発するうえで最も重要なものであり、主な目的は以下の通りである。

- ブラジル国内における電源の多様化による電力供給力の確保
- 地球温暖化防止

プログラムは短期と中期の 2 つの実施段階に分けることができ、2004 年 4 月に同プログラムが開始された。また、プログラムの目的の一つに、風力、SHP、バイオマス等のエネルギー開発プロジェクトに対して開発経済社会銀行 (BNDES) から魅力的な資金調達を行うことが挙げられる。発電された電力は連邦持ち株会社の Eletrobras との間で 20 年間の電力購入契約を結ぶことになっている。

また、同プログラムはブラジル国内における再生可能エネルギー開発促進のためのオプションを提供しており、再生可能エネルギーで発電された電力に対する固定価格買取制度、ならびに再生可能エネルギー一定量を購入することを義務づける RPS システムがある。

固定価格買取制度は、再生可能エネルギーで発電された電力に対して従来の発電と比較して低価格の料金を提供するシステムである。この制度の目的は発電コストが高い電源の運用を可能にすることであり、10 年から 20 年の期間中の買取価格が保証される (Aneel, Technical Note 0043/2010)。

RPS 法は配電会社に対して発電電力の一定の割合を発電単価の電源から供給することを義務付けることである (Aneel, Technical Note 0043/2010)。この制度は日本の RPS 法と同様なものである。

これらのプログラムの運用により、現在 144 の発電所が運用しており、総設備容量は 3,300MW である。その内訳は小水力から 1,191MW、54 の風力発電所から 1,423MW、27 のバイオマス発電所から 685MW である。運用開始の期日は当初 2006 年 12 月であったが、2008 年 12 月 (Ordinance 452/2005)、2010 年 12 月 (Law 11,943) に順次延長された。同プログラムの電源開発プロジェクトのうち 43% を風力発電が占め、主に北部に位置している。

入札による電源別の購入価格を以下に示す。風力の価格は当初と比較して 16.4% から 14.4% 低下しており、2010 年の入札価格は kWh 当たり 7.7 US\$c であった。

表 3.4.1 2010 年のオークション結果の例

	R\$/MWh	US\$/kWh
水力	99.48	4.6 – 5.9
小水力	144.00	8.3
バガス	144.60	8.5
風力	148.39	7.7
石油	144.7*	8.3
石炭	140.00*	8.3
天然ガス	145.00*	8.0

\* 燃料コストは全て含まれていない。

(出典: ANEEL によるレポート)

### 3.4.2 Resolution N 247, December 21, 2006

Resolution N 247 は特別需要家と再生可能エネルギーの取引に対して送電線使用料の割引を与えることを規定している。

(1) 対象となる再生可能エネルギー

- 小水力 MCH (1 MW 未満)
- 小水力 PCH (1 MW ~ 30 MW)
- バイオマス (30 MW 未満)
- 風力 (30 MW 未満)
- 太陽光 (30 MW 未満)

(2) 特別需要家の定義

- 契約 500kW 以上の需要家

(3) 送電線使用料

特別需要家を対象とした再生可能エネルギーの電力取引に対して 50%以上の割引を与える。

3.4.3 時間帯別電気料金

(1) 低圧以外の需要家

グループ A に分類される工業需要家、または商業需要家を対象とした時間帯別料金制度は既に適用されている。電圧レベルと需要に応じて青料金、緑料金の 2 種類が用いられている。この料金には、ピーク時間帯 (P) と非ピーク時間帯 (FP)、ならびに乾季 (PS: 5月~11月)、雨季 (PU: 12月~4月) に応じた料金が使われている。ピーク時間帯は午後 5 時~10 時の間の連続した 3 時間になり、非ピーク時間帯それ以外の 21 時間となる。時間帯別料金の例を以下に示す。

表 3.4.2 ブラジルにおける時間帯別料金の例 (2011 年)

A4		TUSD (R\$/KW)		TE (R\$/MWH)				
		P	FP	PS	PU	FPS	FP	FPU
AES Eletropaulo	BLUE time-of-use	44.83	11.06	344.69	313.09	220.24	201.90	
	GREEN time-of-use		11.06	1385.55	1353.95	220.24	201.90	
CEMIG	BLUE time-of-use	63.64	17.23	315.45	28.59	201.76	185.02	
	GREEN time-of-use		17.23	1793.48	1764.62	201.76	185.02	
LIGHT	BLUE time-of-use	60,8	18.66	402.02	365.26	257.21	235.87	
	GREEN time-of-use	5	18.66	2000.55	1963.78	257.21	235.87	
ECELSEA	BLUE time-of-use	69.92	19.52	385.90	349.67	242.97	221.90	
	GREEN time-of-use		19.52	2009.33	1973.03	242.97	221.90	
COPEL	BLUE time-of-use	56.08	13.93	351.32	319,64	226,55	208,16	
	GREEN time-of-use		13.93	1595.53	1563,84	226,55	208,16	
RGE	BLUE time-of-use	56.33	14.29	406.35	368,35	256,74	234,70	
	GREEN time-of-use		14.29	1714.18	1676,19	256,74	234,70	
CELTINS	BLUE time-of-use	90,6	27.48	390.01	352,25	241,32	219,42	
	GREEN time-of-use	7	27.48	2495.39	2457,62	241,32	219,42	
CEMAT	BLUE time-of-use	61,4	20.03	46.07	423,42	295,17	269,83	
	GREEN time-of-use	3	20.03	1893.71	1850,06	295,17	269,83	
CELPA	BLUE time-of-use	76,9	21.66	346.91	310,05	215,31	196,60	
	GREEN time-of-use	5	21.66	2129.04	2096,78	215,31	196,60	
AMAZONAS EM	BLUE time-of-use	50,4	16.83	407.28	366,59	247,03	223,42	
	GREEN time-of-use	7	16.83	1579.08	1538,39	247,03	223,42	
COELCE	BLUE time-of-use	63,7	18.09	380.14	343,56	236,05	214,80	
	GREEN time-of-use	0	18.09	1859.26	1822,67	236,05	214,80	
CEPISA	BLUE time-of-use	67,2	15.62	294.84	265,87	180,80	164,00	
	GREEN time-of-use	3	15.62	1856.15	1827,19	180,80	164,00	

(出典 : Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Nuclear Safety)



(2) 低圧需要家

民生部門の低圧需要家を対象とした時間帯別料金制度は現時点では適用されていない。しかしながら、ブラジル国内におけるピークとオフピークの差は下図のように大きいので時間帯別料金が効果的であると考えられる。ピークは午後のシャワーを使う時間帯に発生していると想定されており、更にはエアコンの使用もピーク発生に影響を与える。特に時間帯別料金制度はリオデジャネイロやサンパウロ等の南部地域に効果的であると考えられ、ピークシフトの効果により発電所建設の繰り延べ等のメリットが期待できる。

現在 ANEEL は新規の規定を検討中であり、需要が少ない時間帯にはより安価な料金を提供することを考えている。この議題はパブリックヒアリング No. 120/2010 においても検討された。料金体系においては、様々な需要家が時間帯、電圧、地域による料金が規定されることになるが、2012 年から 2014 年の間に予定されている料金改定後に、この新しいシステムが配電会社に適用される予定である。

低圧需要家（民生、商業、工業含む）においてはホワイト料金と呼ばれる時間帯別料金が検討されている。時間帯により 3 つの異なる料金が提供され、月曜から金曜の間は、ピーク需要が発生する時間帯以外について、安価な料金が適用される。週末と祝日については、最も安価な料金が全時間帯に適用される。ただし、この料金体系を適用するためには機械式のメータを電子式に交換する必要がある。このことは ANEEL において検討され、パブリックヒアリング（No. 43/2010）において議論された。なお、ホワイト料金は公衆街路灯と低所得者層に適用される予定はない。なお、具体的な計器の仕様については 2012 年 1 月時点で決まっていない。また、2014 年 1 月よりグリーン、イエロー料金が用いられる予定があり、これらは信号のような役割をして、需要家に対して料金の違いを知らせるものである。グリーンフラグは発電単価が低いことを意味し、イエローフラグは発電単価が上昇していることを示す。レッドフラグは更に状況が更に悪くなっていることを示す。対象となるのはブラジル SIN に接続された高圧、ならびに低圧需要家である。

下図にグリーン、イエロー、レッド料金を需要家に情報提供する表示端末をイメージを示す。端末の数字のボタンは省エネの目標設定入力等に使用することを検討している。

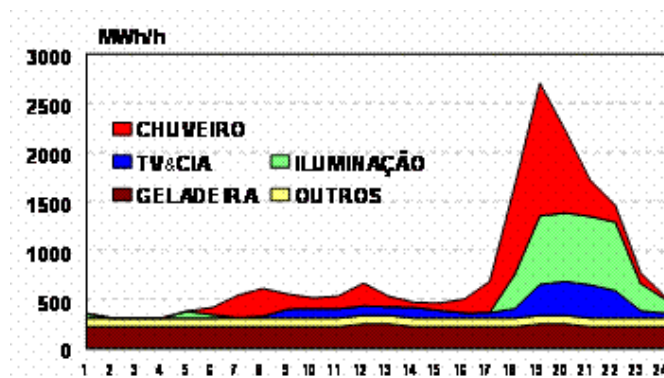


図 3.4.1 日負荷曲線の例（住宅負荷）

(出典：ANEEL プレゼンテーション資料)

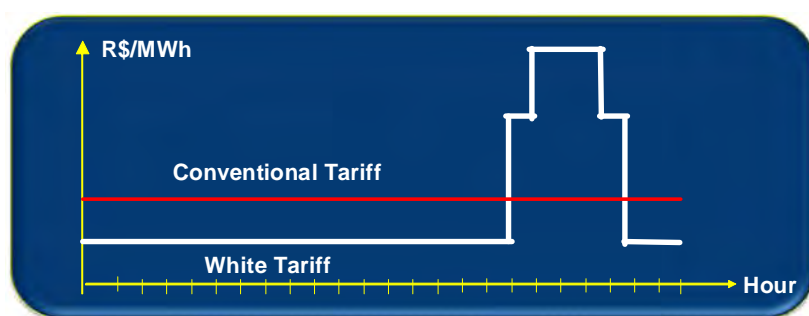


図 3.4.2 時間帯別料金（ホワイト料金）

(出典：ANEEL プレゼンテーション資料)



図 3.4.3 グリーン、イエロー、レッド料金表示端末

(出典：ANEEL web-site)

### 3.4.4 Net-metering

ANEEL は現在 net-metering システムの導入を検討している。この制度を導入する主な目的の一つは分散型電源を低圧系統に連系する課題を解決することである。米国においては、44 の州でこのシステムが採用されている。主な特徴を以下に記す。

- Net metering は配電会社と分散型電源を保有する需要家との間の電力取引を可能にする。
- 分散型発電からの発電が需要より少ない場合は、その需要家は使用した電力量と分散型電源からの発電量の差分を支払えばよい。
- 逆潮流による電力を双方向のメータは計測することができる。

Net-metering は太陽光発電（や他の再生可能エネルギー）を保有する需要家が系統に余剰電力をクレジットの形で売電するための制度である。米国においては、州法によってこの制度の政策が規定されている。多くの州が個々のシステムの容量に制限を設けており、net-metering システムの容量として Massachusetts 州では 10MW、New Mexico では 80MW の制限を課している。California や North Carolina では、net-metering を利用する顧客は時間帯別料金制度を利用可能である。しかしながら、時間帯別料金は時間別の電力使用量を測定し、かつ net-metering のための双方向のスマートメータが必要となる。ブラジルにとって net-metering を考慮したスマートメータの仕様をどのようにするのかは今後の課題である。

日本では固定価格買取制度（FIT）が再生可能エネルギー普及のインセンティブを与えるために実施されている。販売電力料金は購入電力料金よりも高価に設定されているため、購入電力と販売電力計測のための2つのメータが使われている。Net-metering システムは FIT とは異なるものの、日本には太陽光発電を系統に連係する豊富な経験があり、日本企業がブラジルで参入する余地はあると考えられる。

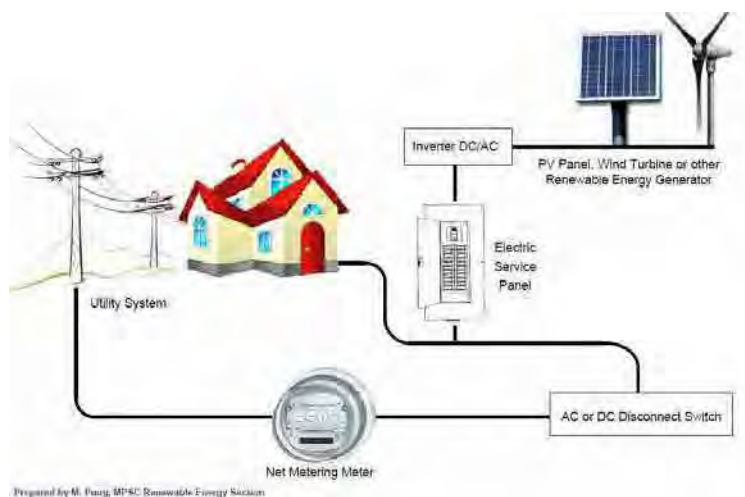


図 3.4.4 Net-metering システム

(出典：ANEEL プレゼンテーション資料)

## 4章 配電会社調査結果

### 4.1 配電会社の概要

#### 4.1.1 CPFL Energia (Companhia Paulista de Força e Luz)

CPFL は上場企業で、持株会社として、配電、発電、電力商業化などの子会社を持つ。配電分野では 8 つの配電子会社を持ち、サンパウロ州、リオグランデドスール州、パラナ州、ミナスジェライス州で営業し、569 の地方自治体で 6.7 百万人の顧客を持ち、39,250 GWh の電力を販売している。(2010 年 12 月末時点)

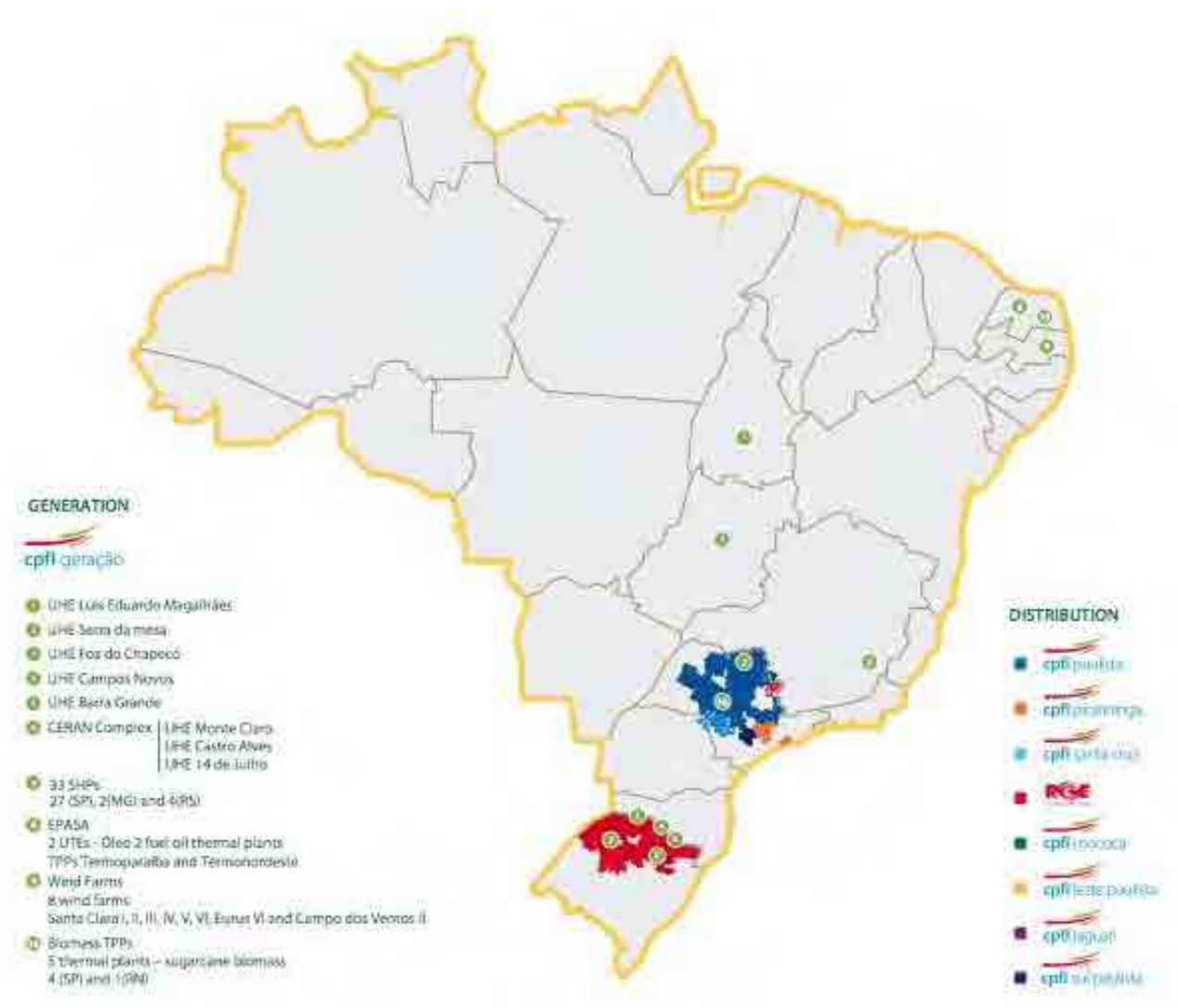


図 4.1.1 CPFL の営業地域

(出典：CPFL Annual Report 2010)

中心となる配電子会社Companhia Paulista de Forca e Luz (CPFL Paulista) はサンパウロ州内の234の自治体をカバーし、3.7百万の顧客を持つ。

配電子会社全体で2010年に52,044GWh（自由市場向け13,000GWhも含めれば65,044GWh）の電力を販売し、営業収入はR\$15,864百万であった（ $15,864 \div 65,044 = 0.244R\$/kWh$ ）。また、CPFL Paulistaでは26,988GWhの販売に対し、R\$8,115百万の営業収入であったので、 $8,115 \div 26,988 = 0.301 R\$/kWh$ の販売単価となる。

持株会社 CPFL Energia の資本金（持株）は最大株主が BB Carteira Livre I（連邦政府が多数決議権をもつブラジル銀行の年金ファンド）で31.02%、開発経済社会銀行（BNDES）が8.42%、合わせて39.44%が公共（連邦政府）で、残りは上場分を含む民間となっている。

#### 4.1.2 AES Eletropaulo

AES ElectroPaulo はラテンアメリカで最大の配電会社である。サンパウロ大都市圏の24自治体の6.1百万の顧客に対し年間33,859GWhの電力を供給している。収入はR\$14,714百万（NetでR\$9,697百万）であるので、R\$0.435/kWh（Net R\$0.286/kWh）となる。

株主構成は表4.1.1に示すとおりで、最大株主はAES（米国）31%であり、その子会社Cia Brasileira de Energiaの4.4%も合わせれば、35.4%となる。一方、公共は連邦組合の8%とBNDESの0.4%を合わせて、8.4%でしかない。

表 4.1.1 AES Eletropaulo の株主構成

Shareholder	Common	%	Preferred	%	Total	%
AES ELPA	51,825,798	78%	0		51,825,798	31%
União Federal	13,342,384	20.0%	0		13,342,384	8.0%
Cia Brasileira de Energia	0	0.0%	7,434,388	7.4%	7,434,388	4.4%
BNDES	1	0.0%	734,576	0.7%	734,577	0.4%
Others (Free Float)	1,436,634	2.2%	92,570,106	91.9%	94,006,740	56.2%
<b>Total</b>	<b>66,604,817</b>	<b>100.0%</b>	<b>100,739,070</b>	<b>100%</b>	<b>94,006,740</b>	<b>100.0%</b>

As date 12/31/2010

(出典 : [http://ri.aeseletropaulo.com.br/Show.aspx?id\\_canal=ZfYTCy99yh0gwa7kaEZR9Q==](http://ri.aeseletropaulo.com.br/Show.aspx?id_canal=ZfYTCy99yh0gwa7kaEZR9Q==))

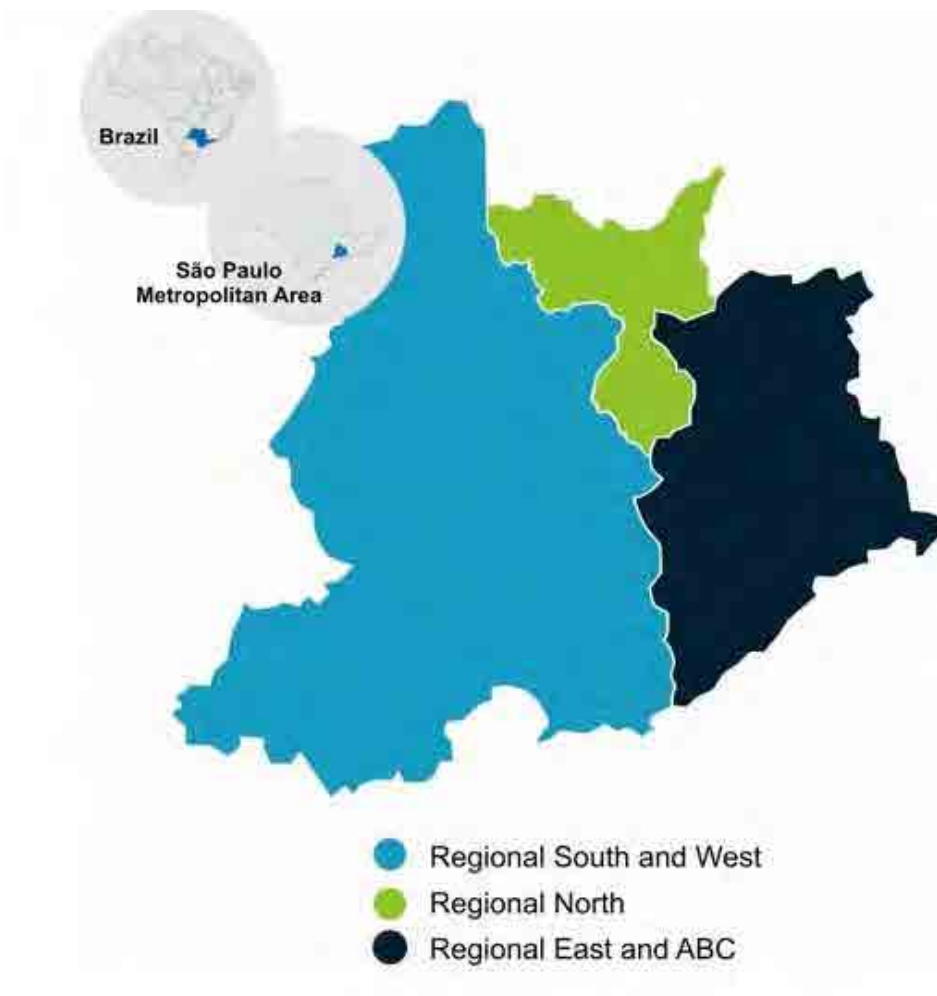


図 4.1.2 AES Eletropaulo のサービス地域

(出典 : [http://ri.aeseletropaulo.com.br/Show.aspx?id\\_canal=ZfYTCy99yh0gwa7kaEZR9Q==](http://ri.aeseletropaulo.com.br/Show.aspx?id_canal=ZfYTCy99yh0gwa7kaEZR9Q==))

#### 4.1.3 Light

Group Light (本社 : リオデジャネイロ市) はリオデジャネイロ州の 31 自治体をコンセッション地域とし、4 百万の顧客に電力を供給している。持株会社は Light S.A. で、配電子会社は Light SESA、他に発電と送電の子会社 Light Energia、商業・サービスの子会社に Light Esco と Lightcom がある。



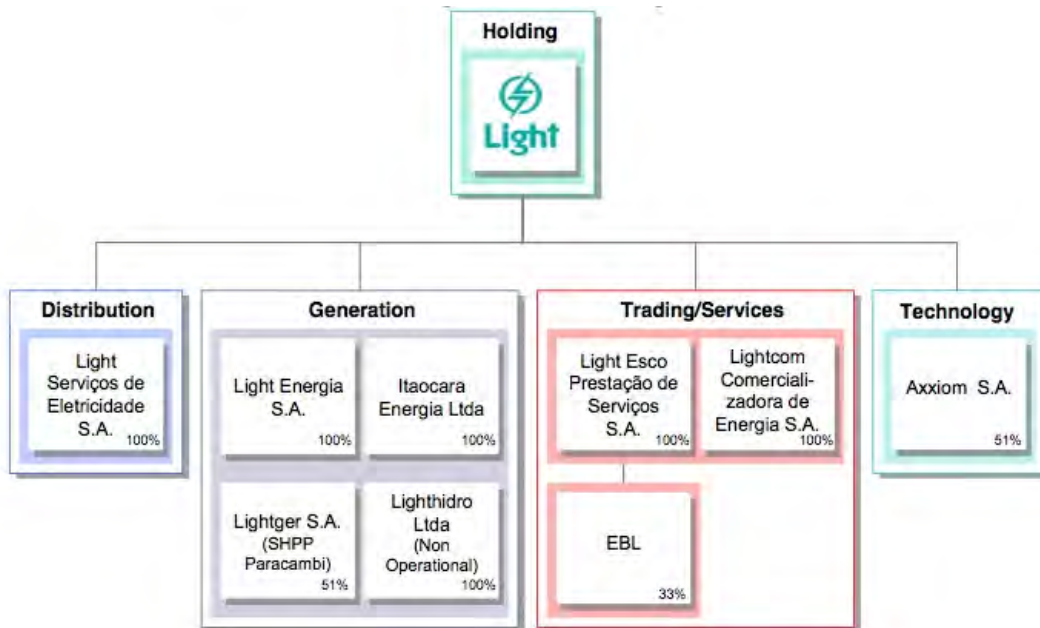


図 4.1.3 Light の構成

(出典 : Light)

2010 年の消費電力量は 22,384GWh で、ネット収入は R\$6,509 百万、従って単価は 0.291R\$/kWh となる。

Light 持株会社の資本構成は図 4.1.4 に示すとおりで、公共は CEMIG（ミナスジェライス州）26.06% と BNDES 15.02%の合計 41.08%で、残りの 58.92%は民間である。

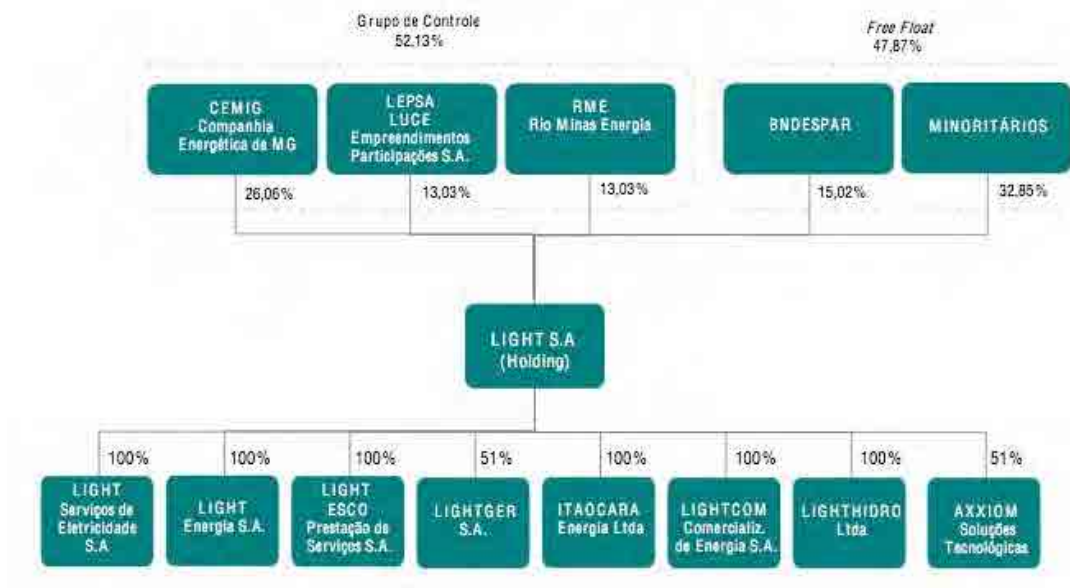


図 4.1.4 Light の資本構成

(出典 : Light)

#### 4.1.4 AMPLA

Ampla はリオデジャネイロ州の 66 自治体をサービスエリアとし、顧客数 2.5 百万、9.367GWh の消費電力を供給している配電会社である。

Ampla の資本の 91.94% は Endesa（スペイン）に所有されており、支配されているが、Endesa 自体は 92.06% の株を Enel（イタリア最大の電力会社）に所有され、支配されている。Enel の最も重要な株主はイタリア政府の経済財務省（Ministry for the Economy and Finance）で、31.24% のシェアを持つ。

Endesa はブラジルにおいて、2 発電所（水力 665MW と火力 322MW）、100% 送電子会社 CIEN（アルゼンチンとブラジル間の送電線）、そして配電は Ampla と Coelce（58.86% の株所有、セアラ州でサービス）を持つ。

#### 4.1.5 COPEL

COPEL の配電会社はパラナ州の全 399 自治体の内 392 自治体及びサンタカタリーナ州 Porto Uniano 自治体の合計 3.7 百万の消費者にサービスしている。2010 年の販売電力は 21,304GWh である。パラナ州の州都であるクリチバ市における消費量は 7,059.426GWh、収入は R\$1,719.054 百万なので、単価は 0.244R\$/kWh である。

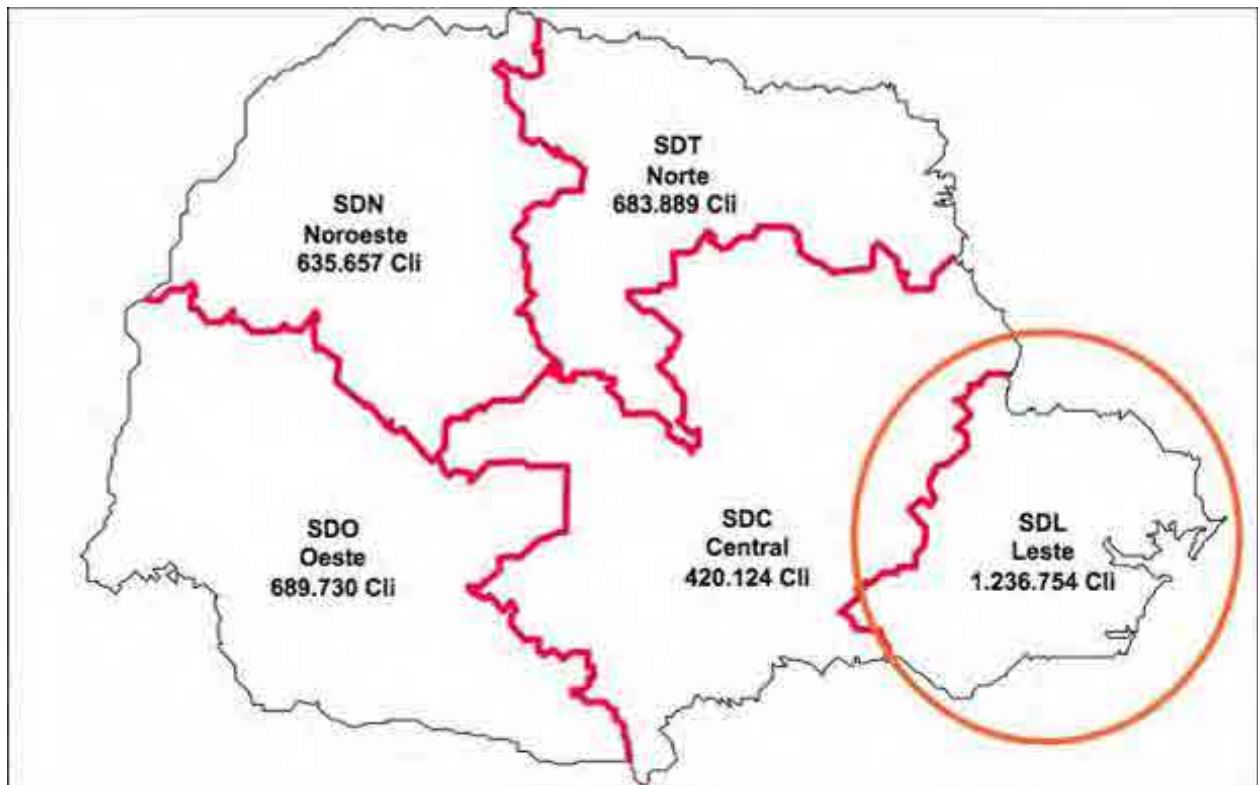


図 4.1.5 COPEL のサービス地域

COPEL はパラナ州に 58.6% の決議権を所有されており、他に BNDES が 26.41% を持つので公共が 86% を持っていることになる。

なお、COPEL は他に発電、送電、通信、ガスの子会社も持っている。

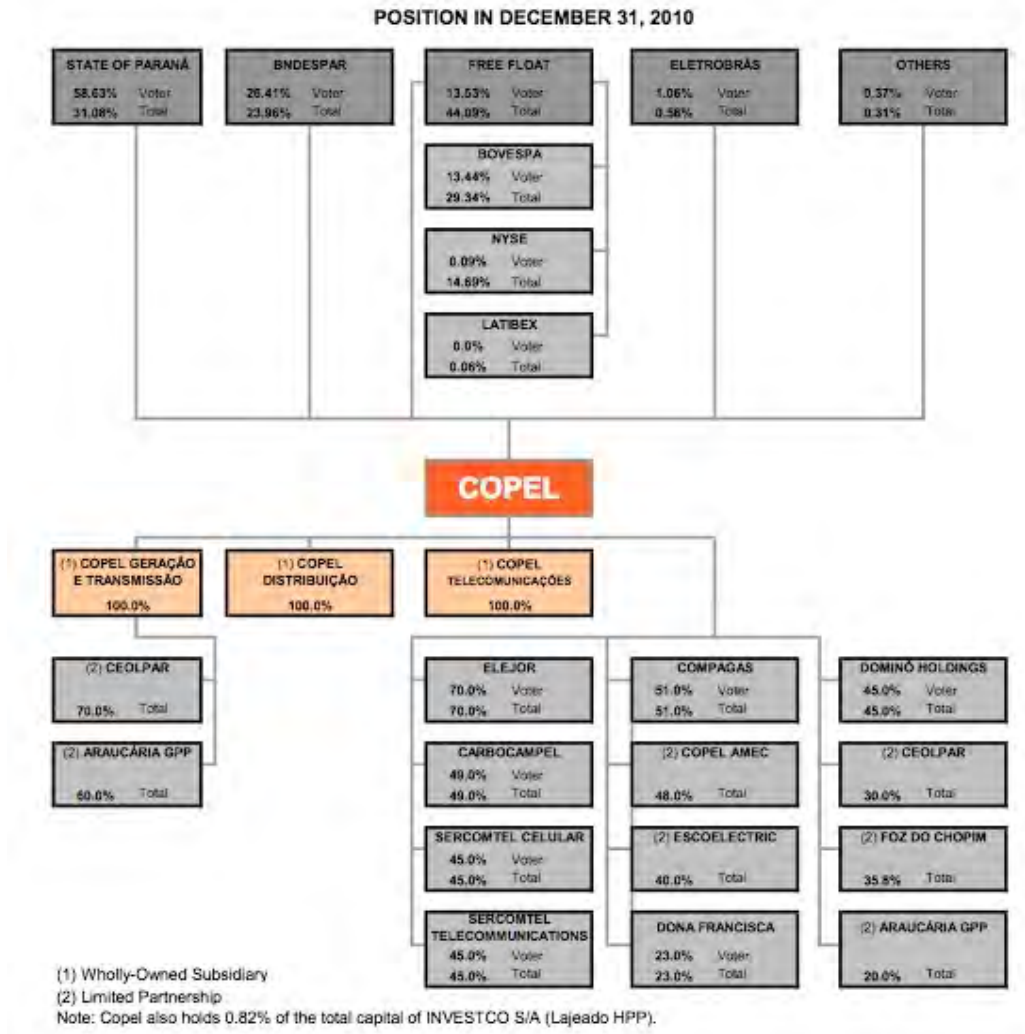


図 4.1.6 Copel の資本構成

#### 4.1.6 CEAL (Companhia Energética de Alagoas)

CEAL はアラゴアス州をサービス地域とする配電会社で、2010 年に 2,503 GWh の電力を供給し、収入は R\$706 百万であるので、単価は R\$0.282/kWh となる。

CEAL は国営電力会社 Eletrobras の 100%子会社で、アラゴアス州をベースとしている。Eletrobras 自体は 65%が公共（政府及び政府基金 46.5%、BNDES18.5%、合計 65%）で、残り 35%が民間である。Eletrobras の配電子会社は 6 社あり、CEAL はその中では最も東にある。Eletrobras 自体は発電、送電の子会社を持っている。

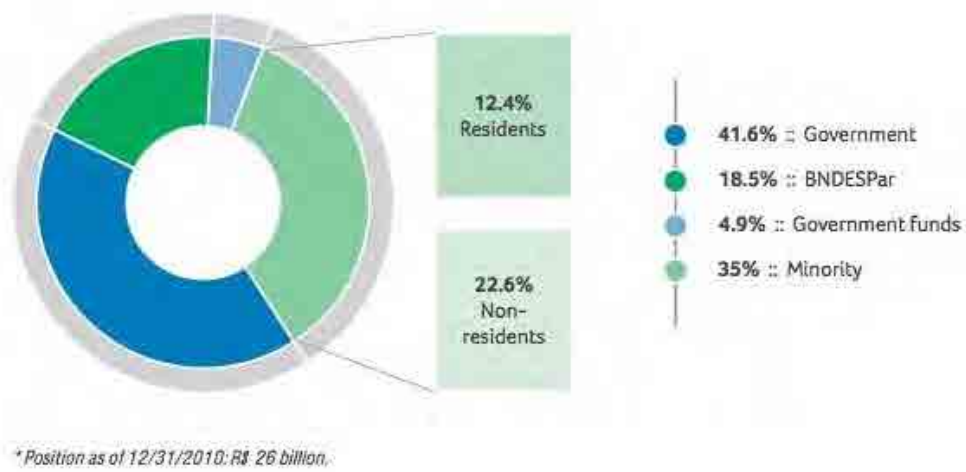


図 4.1.7 Eletrobras の資本構成

(出典 : Eletrobras Sustainable Report 10)



図 4.1.8 Eletrobras の配電会社サービスエリア

(出典 : Eletrobras Presentation materials)

## 4.2 既設配電系統

### 4.2.1 概要

ブラジルの配電系統は、架空系統が大半であり、地中系統はリオデジャネイロの Light 社の 10% が目立つが全体の比率では殆どない。通常、配電会社は配電用変電所（138kV/13.8kV）で送電会社から長期契約による電力供給を受け、三相柱上変圧器で 220V/110V に変圧して需要家に配電している。

### 4.2.2 架空配電系統

架空配電系統は樹枝状が大半であり、都市部では他の配電線との連系点を設けることを進めている。一部の地域にはリクローザーを設置して事故区間の分離を行っている。



図 4.2.1 配電設備の例

### 4.2.3 地中配電系統

地中配電系統は図に示すように、リングメインユニット（開閉器）にて需要家間が連系され、末端は別回線と連系されている。配電線事故時には、変電所の遮断器が動作して当該回線を停止した後、リングメインユニットならびに連系されている開閉器を操作することにより健全区間の送電を行う。

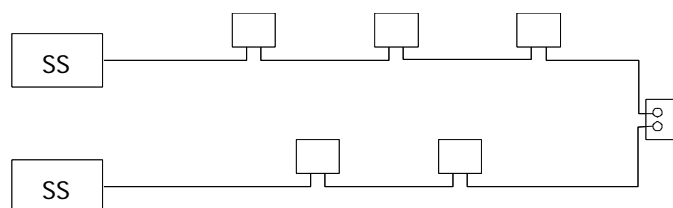


図 4.2.2 地中配電系統の構成



図 4.2.3 地中配電設備の例

### 4.3 配電変電所の構成

#### 4.3.1 責任区分

系統電圧は上位系から 500 kV, 230kV, 138(69)V となっており、それらの電圧の機器については送電会社の責任範疇となっている。配電会社では配電用変圧器から降圧された 13.8 kV 若しくは 34.5kV が責任範疇となっている。図 4.3-1 参照

#### 4.3.2 単線結線図

変電所の機器構成としては、138kV 若しくは 69kV（以下 HV と呼ぶ）の送電線が 2 回線引き込まれており変電所の母線につながっており、その母線は通常 1 台から 3 台の変圧器がつながれており、13.8(11.9)kV（以下 MV と呼ぶ）の開閉器に接続されており、その MV の母線から配電線が 4 から 5 回線出されている。この場合の単線結線図は図 1.1 に示すようになっている。

また、比較的短いエリアに配電するために 13.8kV、遠方へ配電するために 34.5kV を使用している場合には、3 巻線変圧器を使用して、図 4.3-1 の単線結線図の一番左側の変圧器に示すような構成となっている。



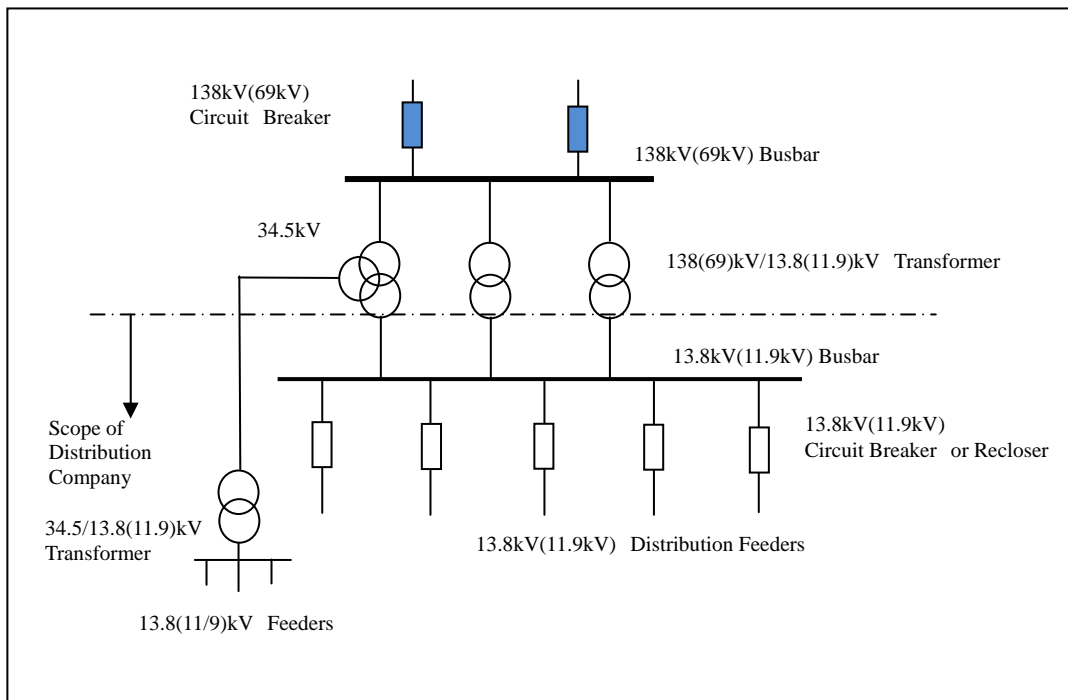


図 4.3.1 代表的な配電変電所の単線結線図

### 4.3.3 開閉器の絶縁方式

HV 開閉器の絶縁方式は、コストの関係からガス絶縁開閉装置 (GIS: Gas Insulated Switchgear) のような縮小形の開閉器は使用されず図 4.3-2 に示すように気中絶縁方式となっている。また MV では、電圧が 15 kV 以下であるため、図 4.3-3 に示すように通常の配電盤形の空気絶縁の構造となっている。



図 4.3.2 代表的な配電変電所 (AMPLA)



図 4.3.3 配電変電所の中圧開閉器 (AMPLA)

#### 4.3.4 変圧器の数／容量／回線数及び電流容量

配電変電所の変圧器の容量は 20MVA から 40MVA で、台数は 1 台から 3 台を設けている。通常は冗長性を考え、2 台若しくは 3 台でそれ以上の負荷電流が必要な場合には、新設変電所を別の場所に配置する。一例として配電回線の電流容量は 630A であり、4 から 5 回線の配電線につながっている。

#### 4.3.5 制御装置及び保護継電器の構成

変電所の制御方式は、各回線に保護リレーと制御装置が一体となった制御端末が使われており、遠方制御とのインターフェースも取り込まれている。この為、配電線 4 回線と変圧器 2 台の構成で 1000mm 幅の制御保護盤が 2 面で構成されており、すっきりとした構成になっている。保護方式は過電流保護方式で短絡検出は反限時過電流リレー（自動制御番号：51）および地絡過電流リレー方式（自動制御番号：51N）が採用されている。

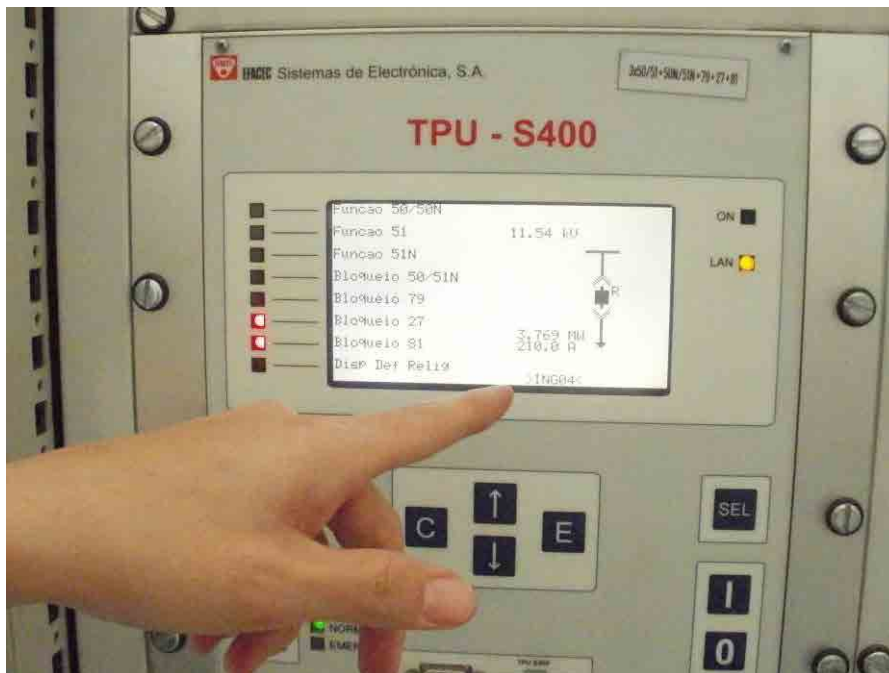


図 4.3.4 13.8kV回線のベイユニット（回線単位制御装置）

#### 4.3.6 再閉路方式

再閉路方式は、2ショット方式で一回目でアーク消弧時間（0.5 から数秒）後に再閉路を行い、再閉路が不成功になった場合には、事故復旧で数十秒後に再投入する方式が取られている。日本で採用されている3ショット再閉路は採用されていない。従って、配電線側には区分開閉器は一部にしか取り付けられておらず、その代わりに Recloser が取り付けられている。

### 4.4 配電設備

#### 4.4.1 都市部配電設備

ブラジルは多様化された地域特徴があり、このため各配電会社の設備形態は様々である。主な電圧階級は 138kV の配電用変電所で 13.8kV へ降圧され、配電されている。架空配電線は常時開放の開閉器で連系されたオープンループもあるが、未だ多くはくし型系統である。配電フィーダは一部のみ区分負荷開閉器（セクショナライザー）で分割されているが、現状はフィーダの区分数は少ない。通信媒体によりモニターおよび開閉機能を持たせたものもあるが、ごくわずかであり、配電自動化は遅れている。リオ等の大都市では地中配電系統も見られるが、そのケーブル延長はわずかである。

また、柱上三相変圧器は平均容量が 75~100 kVA と比較的小型で都市部のフィーダ距離は長くない。低圧線は3相4線式で、盗電防止のため従来の縦配列から一括ワイヤに移行されている。配電線上にはコンデンサはあまり設置されていない。

#### 4.4.2 地方部配電設備

地方部は都市部と同様の配電用変電所の変圧器3次巻線から 34.5kV フィーダで配電されている。多くはくし型系統で連系もされていない。

熱帯の樹木は背丈が高く、樹木倒壊による事故が多い。また、夕方のスコールに伴う雷の事故や、鳥や小動物、樹木の接触事故も多い。

## 4.5 通信設備

ここでは、各社がスマートグリッドに採用を計画している方式や一部に使用されている自動検針に採用されている通信設備、方式について各社毎にその実情と将来の計画について纏めた。

### 4.5.1 各社通信方式、通信設備

#### (1) CPFL

CPFL の場合は、監視制御システム（SCADA：Supervisory Control and Data Acquisition）機能（Recloser の制御）と自動検針のデータ伝送を同一の通信ルートに乗せる計画である。通信ルートとしては、各需要家からの信号を現場の基地局（各需要家からの信号を集める設備で配電変電所に設置される：Concentrator）に GPRS（General Packet Radio Service）や RF（Radio Frequency）Mesh を使い集めこれを変電所などに置かれたサブ基地局に伝送する。サブ基地局へは無線通信、GPRS、衛星通信を適宜選択して伝送する。更に、サブ基地局から中央局まではレンタルした光ファイバーを使用し伝送される。

また、離隔した需要家においては、直接 GPRS を使用して中央まで伝送する方式を採用する計画である。これを図に示すと図 4.5.1 となる。

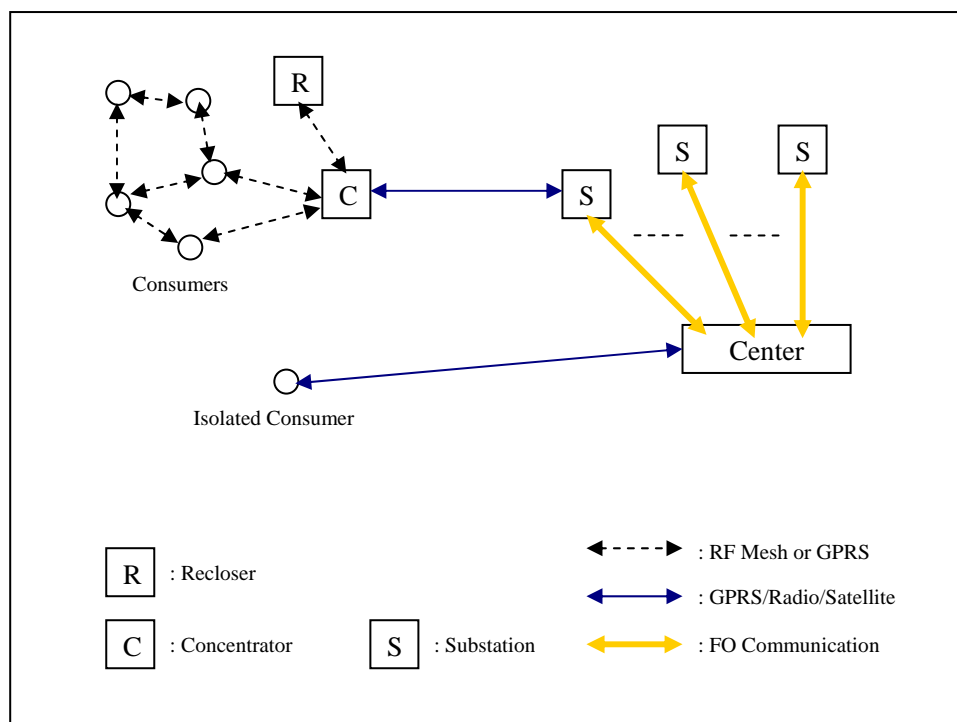


図 4.5.1 スマートグリッド用通信設備（CPFL）

## (2) ASE Eletropaulo

AES Eletropaulo は自社で変電の制御、即ち SCADA は実現している。配電に関してはリクローザを 3,000 台取付けており、監視制御も可能であるが現状では実運用していない。変電用の通信は光ファイバー(OPGW : Optical Ground Wire)を使っており、配電用リクローザは無線を用いている。当初は GPRS を使おうと計画したがよい結果が得られなかったため、無線(1.5~5GHz)を使うことにした。現段階では無線をテストしている段階である。

スマートメータの通信方式は、ボックス(コンセントレータ)~現場に施設されたデータ収集装置間は RF メッシュ、データ収集装置~センター間は GPRS を用いている。

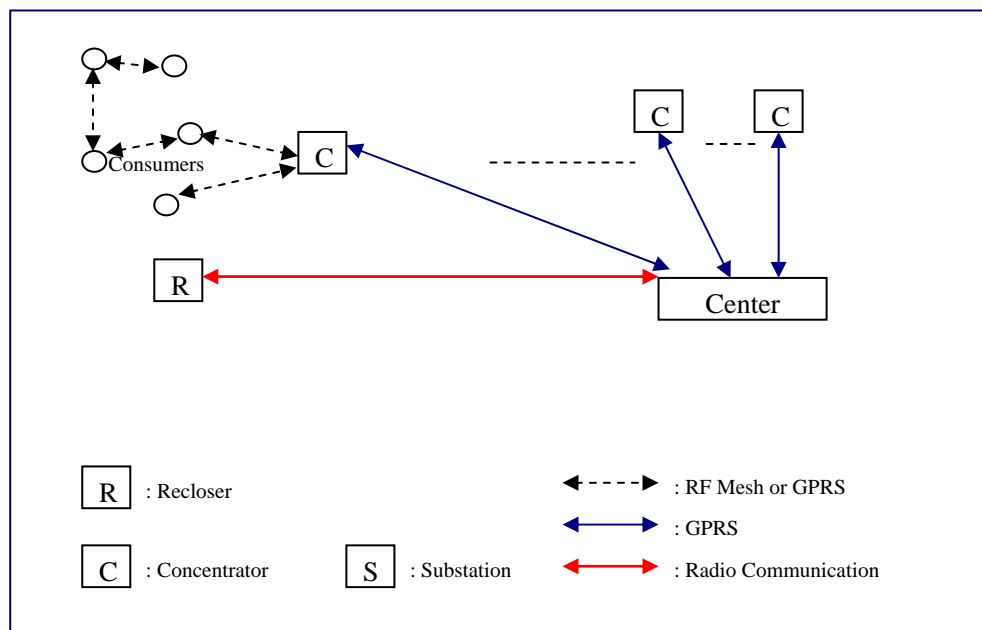


図 4.5.2 スマートグリッド用通信設備 (Eletropaulo)

## (3) Light

Light ではリクローザの監視を行っており、現在では通信媒体として Radio (VHF) や GPRS を使っているが、将来的には Wi-Fi を使いたいとのこと。ラストワンマイル通信については、PLC、GPRS、RF Mesh などいろいろ試行錯誤したが、RF Mesh が有望。電力線搬送装置(PLC : Power Line Carrier)はあまり好ましくはないとのこと。バックボーンネットワークとしては自営網の Wi-Fi を考えている。光ファイバーを採用しない理由は、地中系統への設置が困難などの問題があるからである。このシステムを図式化すると図 4.5.3 のようになる。

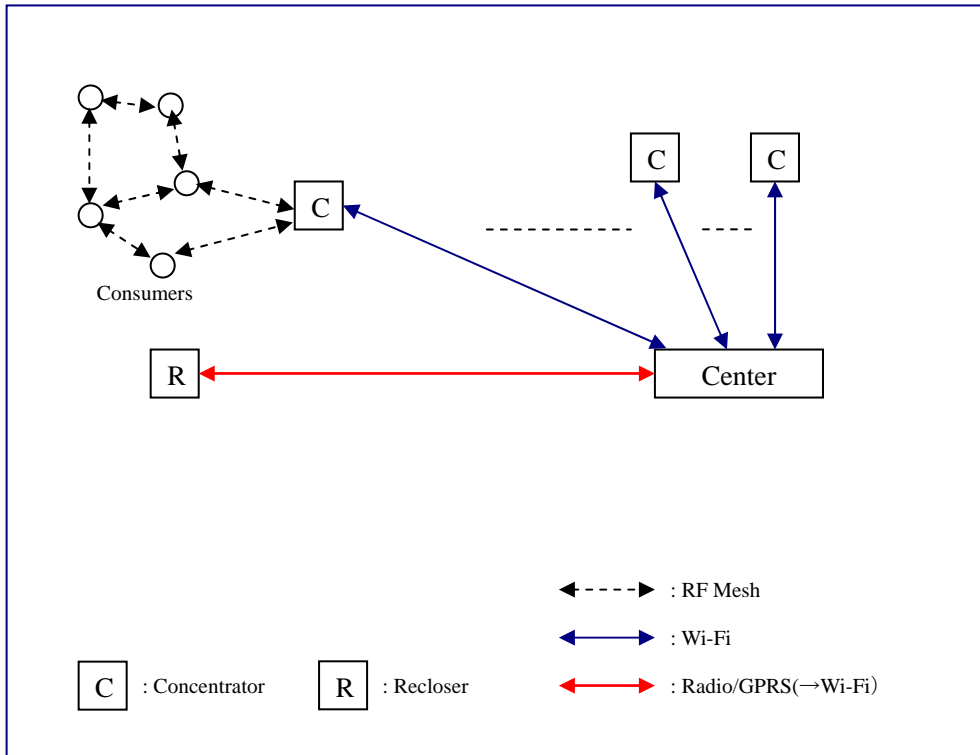


図 4.5.3 スマートグリッド用通信設備 (Light)

(4) AMPLA

通信として、PC (Primary Concentrator)から中央までのバックボーン通信は GPRS、需要家～SC (Secondary Concentrator)は無線通信 (ランデスギア製)、若しくは PLC (COMPLANT 製)、SC から PC 間は RF Mesh を使用することで検討している。リクローザは、遠方監視ができる。通信は無線方式でプロトコルは DN03.0。AMPLA の通信システムは、図 4.5.4 のようになる。

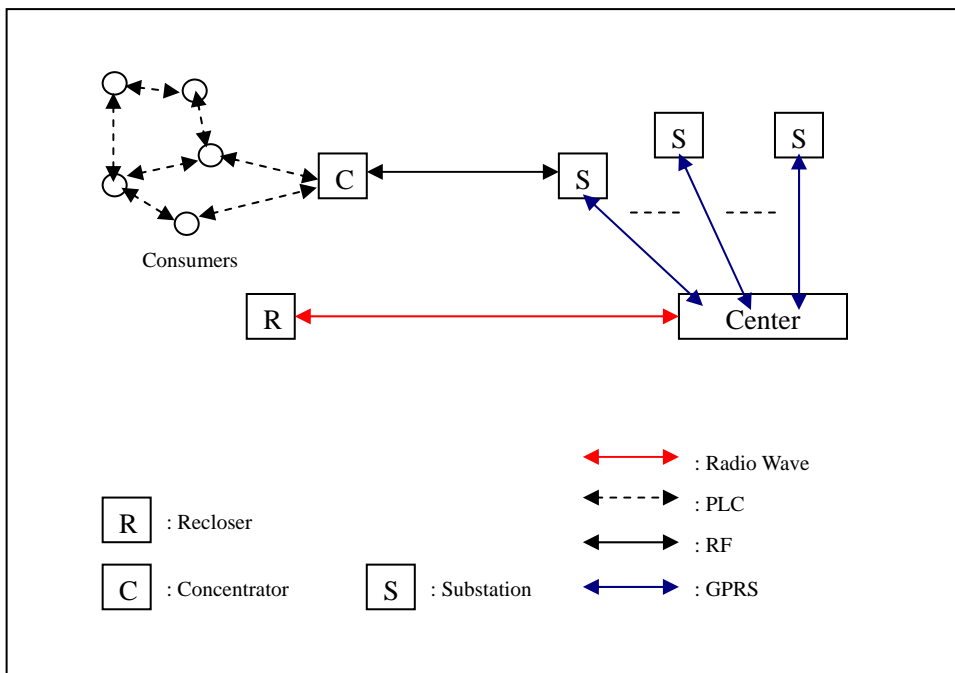


図 4.5.4 スマートグリッド用通信設備 (AMPLA)



## (5) COPEL

COPEL では、配電系統の開閉器（200 台）の遠方監視制御をトライアル実施しており、通信は光ファイバ方式。

自動検針用のメータも 7000 台をイグアスの近く Foz de Londrina に試験導入している。現在、通信媒体として GPRS を使用しているが、通信コストが一端子当たり月 8 リアルのコストが掛かっており、現行の人間による検針費 0.5 レアルと比較して非常に高い。GPRS による通信はコストが高いため、通信会社に支払わなくて済む自前の通信方式を検討している。尚、既存 GPRS 方式では、ラストワンマイル通信だけでなく、バックボーンにも GPRS を使って試験をしている。悪天候時に多くの携帯電話が使われるので、GPRS のデータ伝送に遅れが生じる問題が発生しているとのこと。クリチバ市内では、将来、光ファイバー網が使えるので、バックボーン通信として使用する計画。COPEL のシステムは図 4.5.5 のようになる。

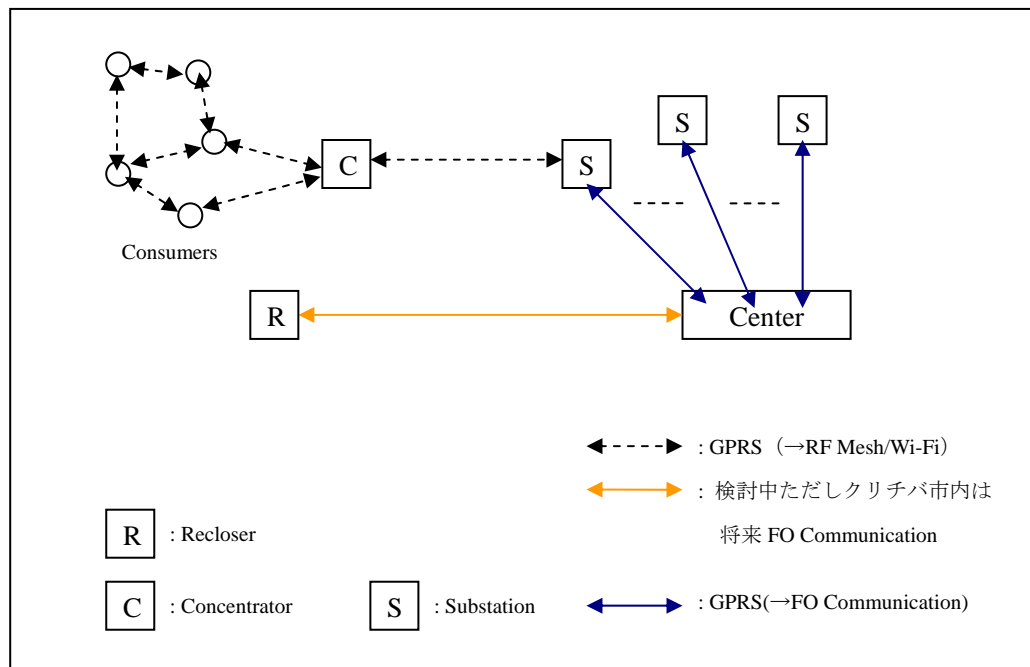


図 4.5.5 スマートグリッド用通信設備 (COPEL)

## (6) Amazonus State Energy Distribution Company (Eletrobras)

Parintins 市内を 4 つのエリアに分けて、ラストワンマイル通信（コンセントレータと需要家の間の通信）を別々の通信方式にて実験する計画。その通信方式としては、RF Mesh(900MHz) / P-MP (Point-Multi Point, 450MHz) / ZigBee (900MHz) / PLC (Narrow Band) である。実証試験では 4 種類の通信方式を採用しているが、将来、4 つの方式から 1 つに絞られてくると考えられる。尚、コンセントレータと Parintins のコントロールセンターの間のバックボーン通信は Wi-Fi を使用する計画。この Wi-Fi は、通信会社の設備ではなく電力会社として独自に設置する計画とのこと。このコントロールセンターからマナウス市まで、通信会社の広域ネットワーク (WAN: Wide Area Network) でデータ伝送する計画。以上の内容を図 4.5.6 に示す。

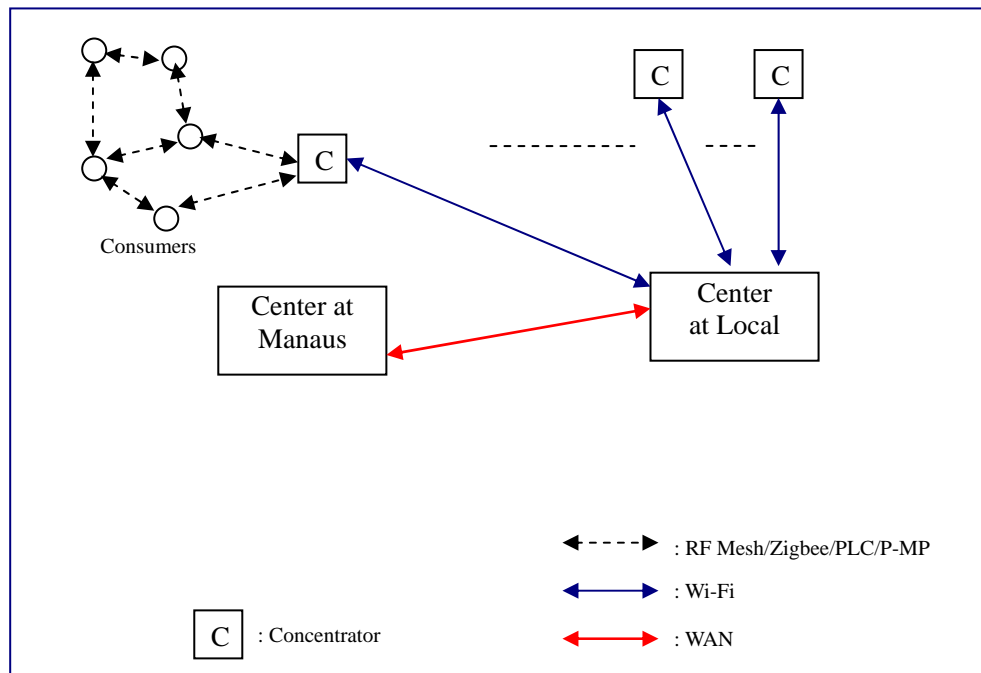


図 4.5.6 スマートグリッド用通信設備 (Light)

#### 4.5.2 現状の課題、問題点

##### (1) 通信方式の統一

今回の調査で分かったことは、各電力会社の計画している通信方式の統一が取れていないことである。各地域でバラバラな方式を取ると実証試験の段階では問題にならないが、実際に運用する段階になって、インターフェースの違いにより通信機器の生産量が制限されコストアップの要因となる。また認証の為のコストについても、機種ごとに実施する為、コストがかかることになり、メーカーの負担になるが、結局ユーザーに跳ね返ることとなる。

##### (2) 通信コスト

各社、GPRS や通信会社の回線を使って計画しているところが多く、実証試験段階では、需要家の数が比較的少ない為、大きな金額にはならないが、これが、実際に運用する段階になるとかなりの負担増になり、実運用の採算を圧迫する恐れがある。また、実証試験で検証した方式を変更することになり、運用中に不適合が出る可能性がある。

##### (3) 通信速度

現在、使われようとしている方式の中には、GPRS や PLC のように比較的伝送速度が遅いものがあるが、将来（ホームエネルギー管理システム：HEMS やビルディングエネルギー管理システム：BEMS）のようなデータ量が多いシステムに移行する場合には、通信系の見直しが必要になる場合があり、将来の拡張性が損なわれる可能性があるため、方式の選定には注意を要する。また、GPRS は通信の安全性と非常時の通信渋滞の可能性があり、注意を要する。

## 4.6 電力量計

### 4.6.1 現状

#### (1) 概要

電力量計はセクター毎に大別でき、民生用、商業用、工業用、電力系統用などの種類があり。現状、主に機械式と電子式の電力量計があり、基本的に一需要家につき1つの電力量計が取り付けられる。ANEELは6,500万の電力量計を全て電子式に交換する計画がある。調査団が訪問した全ての配電会社は検針を月に1回実施している。



(a) 機械式



(b) 電子式

図 4.6.1 電力量計の例

#### (2) 検定

電力量計の試験はメーカーが出荷する前に実施するが、フィールドに取付け後の検定については政府による規定がない。よって、検定を実施するか否かの判断は各配電会社に任せられている。例えば調査団が訪問したCOPELでは機械式メータの交換を25年毎に実施している。

#### (3) 関連する規定

全ての電力量計は出荷する前に国立度量衡院（INMETRO : Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial）から認証を受けなくてはならない。この手続きは申請から1年程度を要する。詳細な試験方法や据え付け方法については、規定である「RTM431」に記載されており、電力量計の型式に応じて0.2%～2.0%精度が要求されている。

### 4.6.2 スマートメータ

#### (1) 概要

スマートメータを導入する主要な目的の一つは盗電を防止することである。2010年5月、ANEELは科学技術省と提携してスマートメータメーカーのための基準を作ることで合意した。また、政府は2021年までに6,500万のメータをスマートメータに交換する計画も発表している。ブラジル電気電子工業セクターからなる非営利の組織であるブラジル電気電子工業会（ABINEE : Brazilian Electronic and Electrical Association）は既に新たな基準作りを始め

ており、検針方法については現在検討中である。

また、ANEEL は下表に示すように、スマートメータ導入の際の費用対効果についても検討を行っている。

表 4.6.1 ANEEL によるスマートメータ導入のシナリオ

シナリオ	費用	便益
0- 需要家への介入無	メータ設置	ロス低減
1- 基本	メータ設置	ロス低減
2a- 電気料金, 電力品質	メータ設置 + メータリーディング費用	ロス低減 + ピーク需要削減 + 電力品質改善
2b- 電気料金, 電力品質	メータ設置 + メータリーディング費用	ピーク需要削減
3a- 通信	メータ設置 + メータリーディング費用	(更なる) ロス低減 + ピーク需要削減 + 電力品質改善
3b- 通信	メータ設置 + メータリーディング費用	(更なる) ロス低減

(出典: ANEEL プレゼンテーション資料)

## (2) スマートメータに関する ANEEL の見解

パブリックヒアリング AP 043/2010 において、民生用、商業・工業用の低圧需要家用のメータに求められる条件が検討された。主な議題を以下に示す。

- 通信システム
- 自動検針，遠隔による電力停止・接続
- 時間帯別電気料金
- 停電情報の記録
- 電圧逸脱記録

これらの事項はヒアリングで議論をしている段階であるので、このテーマは ANEEL からの提案であり最終決定ではない。

規制については、メータシステムに最低限求められる条件（機能）はグループ B に分類される需要家に適用される。これらのシステムは、需要家を新設する際、またはメータシステムを交換する際に適用される。

短期、長期の停電情報記録機能について検証がされているが、これは、需要家一軒当たりの年間平均停電時間（DIC）、年間平均停電件数（FIC）、最長停電時間（DMIC）を計算することに用いられる。また、メータに求められる別の必須の要件として、少なくとも 4 つの異なる電気料金に対応する機能が挙げられる。

別の検討事項としては需要家への情報提供が挙げられる。具体的には、有効電力、無効電力の消費量、電力供給の継続時間、DIC、FIC、DMIC 等の指標を計算するための停電時間に関する情報を需要家に提供することを検討している。また、リアルタイムの電気料金についても需

要家に提供する情報の一つである。

現状、これらの機能を有するメータは市場で流通していないので、製造メーカーがメータの認証を受けて販売を行うためには時間を要すると考えられる。そこで、メータに関する規制が整備されるために18ヶ月の準備期間を設けることをANEELは提案している。

パブリックヒアリング AP 043/2010 によると、メータとデータ管理センター間の双方向通信についても検証された。通信プロトコルについては、ANEELは配電会社の裁量で選択することを提案している。なお、パブリックヒアリング 043/2010 におけるテクニカルノートによると、ANEELはメータシステムと配電会社の情報管理センターとの間の遠隔通信について以下のように言及している。

- データトラフィック通信方法：中央データ管理センターとメータシステムとの間に少なくとも一つのデータトラフィックの通信手段を確保すること。
- 遠隔操作：遠隔で電力供給停止、再接続のための容量を確保すること。
- データトラフィック：中央データ管理センターとメータシステムとの間に双方向通信の容量を確保すること。
- 通信プロトコル：通信プロトコルは配電会社の裁量により選択し、それらは公開されること。

上記に記したスマートメータに必要とされる要件は2012年1月時点で未だ正式に決定されていない。今後、スマートメータに関する規格が決まると、20社以上のスマートメータのメーカーが国立度量衡院（INMETORO）の認定を取得後に市場に販売可能になるが、INMETOROでの審査期間は最低半年から1年を要すると見込まれている。

### (3) 配電会社の取組み

調査団が訪問した配電会社ではノンテクニカルロス低減を目的としてスマートメータを導入している事例があった。これらの配電会社が採用してスマートメータの製造メーカーは、主に、GE、Landis+Gyr、ELSTERであり、例えば、AES Eletropauloがパイロットプロジェクトに使用しているGE製の三相スマートメータ単体は400~500レアルと高価であるが、将来は100ドル程度になると想定されている。配電会社のスマートメータに関する取組みについて以下にまとめる。

表 4.6.2 配電会社のスマートメータに関する取り組み

会社名	スマートメータに関する取り組み
CPFL	自動検針 (AMR) 機能付きのメータを導入したいが、具体的な計画はなし
AES EletroPaulo	Slum Morada do Sol プロジェクト Phase 1 で 560 の Elester 製のスマートメータを取付けている。Phase 2 が開始され、2012 年 1 月にはスマートメータの取付けが完了する予定
Light	2,000 の ELECTRA 製のスマートメータを過去の 2 年間で導入した。これらは複数のメータをボックスに格納して柱上で低圧線横に取付ける。60,000 個のスマートメータを取付ける計画がある。
AMPLA	Buzios スマートシティプロジェクト地区に自動検針 (AMR) 機能付きのメータ (ボックスに格納して柱上に取り付けるタイプ) が設置された。Landis+Gyr 製のメータを検討している。
COPEL	Foz de Londrina に 7,000 の AMR 機能付きスマートメータを設置した。これらは複数のメータをボックスに格納して柱上で低圧線横に取付ける。 Fazenda Rio Grande に大口需要家を対象にしたスマートメータ設置が計画されている。 Elester 製のメータを検討している。
Distribution Alagoas (Eletrobras)	Parintins の 1,600 の需要家に AMR 機能付きスマートメータが 2012 年 12 月までに取付けられる予定。

## (4) スマートメータに関するメーカーの動向

ブラジルにおけるスマートメータに関するメーカーの動向を以下に記す。

## ● EDP

EDP (ポルトガル電力公社) はブラジル国内企業の Ecil Informatica とスマートメータを共同開発し、サンパウロ市より 170km 地点に位置する州内の Aparecida 市 (人口 35,000 人) にパイロットプロジェクトとしてメータを 15,300 台設置する予定である。このメータは 2010 年に実施された公聴会での標準仕様を満足するよう製作された。メータは従来品の 3~4 倍の価格であるが、今後量産により 2 倍程度になると見込まれている。



図 4.6.2 EDP が開発したスマートメータの例 (MD-1400 単相)



- Elester 社

Elester 社はドイツに本社があり世界 38 カ国に支社を持つメータ製作所であり、ブラジルには 1967 年に進出して電力、水道、ガスのメータを製造している。同社はリオデジャネイロの Light 社、サンパウロの AES Eletropaulo 等にパイロットプランにおけるスマートメータを納入している。同社の CEO Mr.Simon Beresford-Wylie によると、ブラジルは最重要市場との認識であり、他の南米の拠点との協調を図り、新たなソリューションを市場に提供する目的で、Elester Integrated Solutions という会社をサンパウロに設立した。

- Landis+Gyr 社

Landis+Gyr 社はブラジルクリチバ市内に工場を所有し、家庭用、工業用、電力用のメータを製作している。スマートメータでは SGP+M という複数のメータをボックスに格納するタイプの商品に力を入れており、ブラジルのみならず、コロンビア、ジャマイカ、メキシコ等でも販売を展開している。ブラジルでは Ampla に 440, Light に 110 の SGP+M システムを納入している。



図 4.6.3 スマートメータの例(SGP+M)

## 4.7 各配電会社の配電ロスと停電状況

### 4.7.1 各配電会社の配電ロス状況

ブラジルの配電ロスは 2010 年値で、15.6% (Tech: 8.3%, Non-Tech:7.3%)である。特にノンテクニカルロスのレベルが他国と比較しても高く、多くのブラジル配電会社はこの値の低減（盗電防止）を進めている。

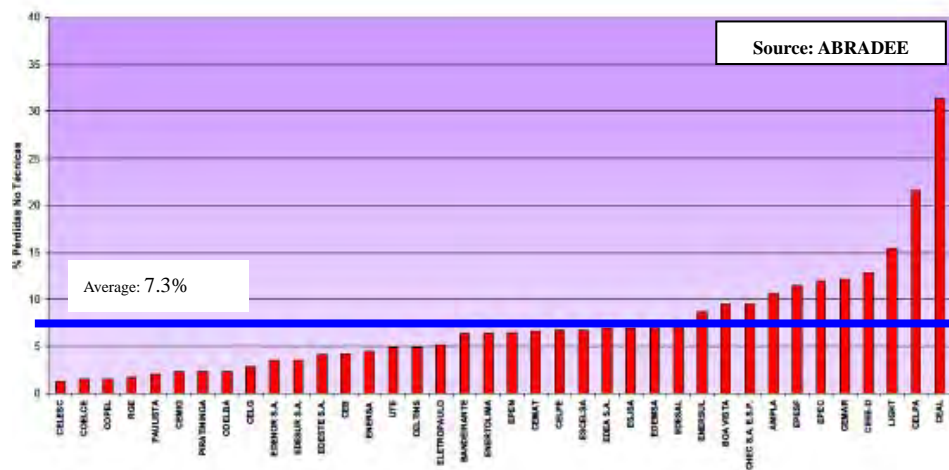


図 4.7.1 ブラジル配電会社のノンテクニカルロス比較

(1) Eletrobras のケース

6 地域に配電会社をもち電力供給している Eletrobras では、全ての配電エリアとも離隔地域であり、総じて配電ロスが高い。特に Roraima を除くアマゾン地域では 20-40%を超えるノンテクニカルロスが発生している。

表 4.7.1 Eletrobras の配電ロス

Companies	Technical Losses	Non-technical Losses	Total Losses
A) ELB Amazonas	2.10%	40.30%	42.40%
B) ELB Acre	11.87%	12.22%	24.09%
C) ELB Alagoas	8.42%	23.03%	31.45%
D) ELB Piauí	12.60%	20.91%	33.51%
E) ELB Rondônia	10.00%	23.99%	33.99%
F) ELB Roraima	8.10%	8.03%	16.13%

(出展： Eletrobras annual report 2010)

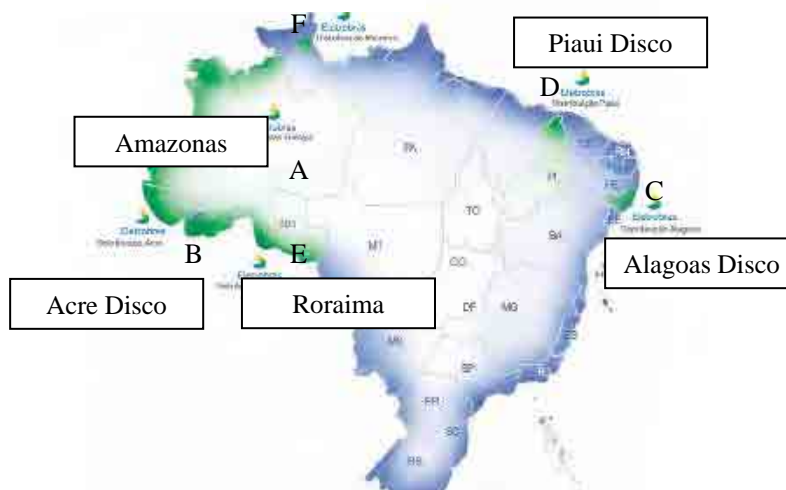


図 4.7.2 Eletrobras 供給エリア

(2) ブラジルにおけるノンテクニカルロス低減の成功事例

電力会社の中で特に盗電の多いリオデジャネイロでは盗電防止対策として、以下を進めている。ブラジルではスマートグリッドの定義の中に、このようなメータ電子化をスマートメータとして含めている。

- ✓メータの電子化（メータの内部を触れないように）
- ✓メータの設置場所の高所化（メータそのものを触れないように）
- ✓各メータの読み取り値と柱上変圧器での電力消費量の比較

以下に、盗電防止の成功事例を示す。

中圧需要家では計器用変成器 (PCT) やメータが需要家設備に入っていたために、盗電が多発していた。このため引き込み柱に PCT とメータを収納するボックスを設置し、通信機能を持たせ、公衆が触れないようにしている。

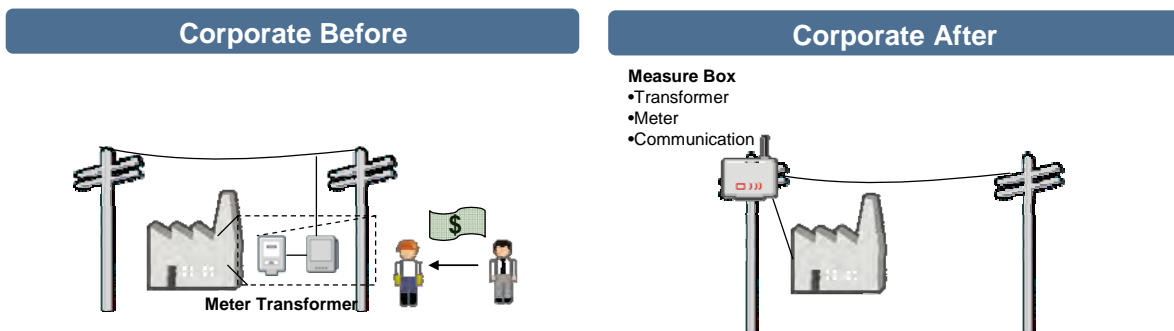


図 4.7.3 大口需要家の例

低圧の需要家には、低圧4線一括ワイヤーで中圧線と同じ高さに敷設。さらに2次コンセントレータを中圧アームにとりつけ、住民の手の届かないところに移設する。需要家には通信でつながるディスプレイのみを設置する。

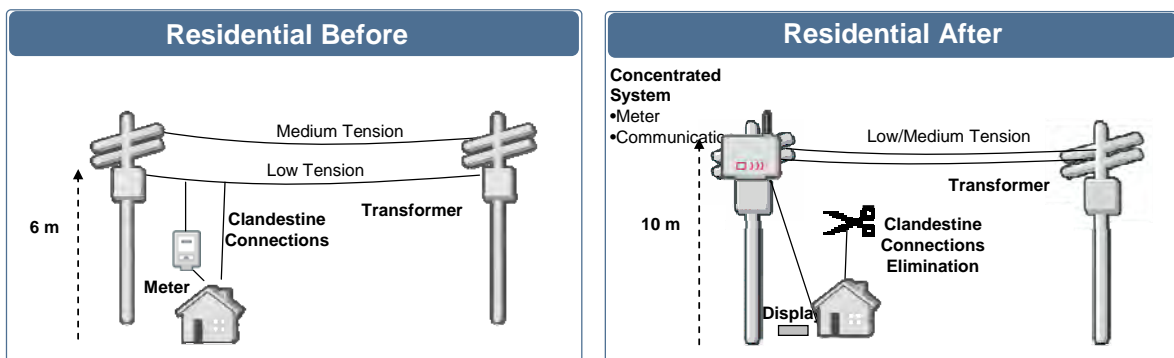


図 4.7.4 一般需要家の例

### 4.7.2 各配電会社の電力品質の状況

電力供給の品質は需要家当たり年間平均停電時間 (SAIDI) と需要家当たり年間平均停電回数 (SAIFI) という指標で示され、この値は ANEEL でモニタリングされている。大まかに 2010 年の値で、ブラジル配電会社の平均は、SAIDI は 18.4 時間。SAIFI は 11.35 回であった。

停電事故の原因は、約 50%が設備の外部要因（自然環境等）が原因で、34%が設備や人的ミスに起因するもの。そして残る 16%がメンテナンス等による計画停電である。

外部要因に分類されるものの中、27%は雷事故。鳥や小動物による事故が 10%。そして 8%が樹木接触である。

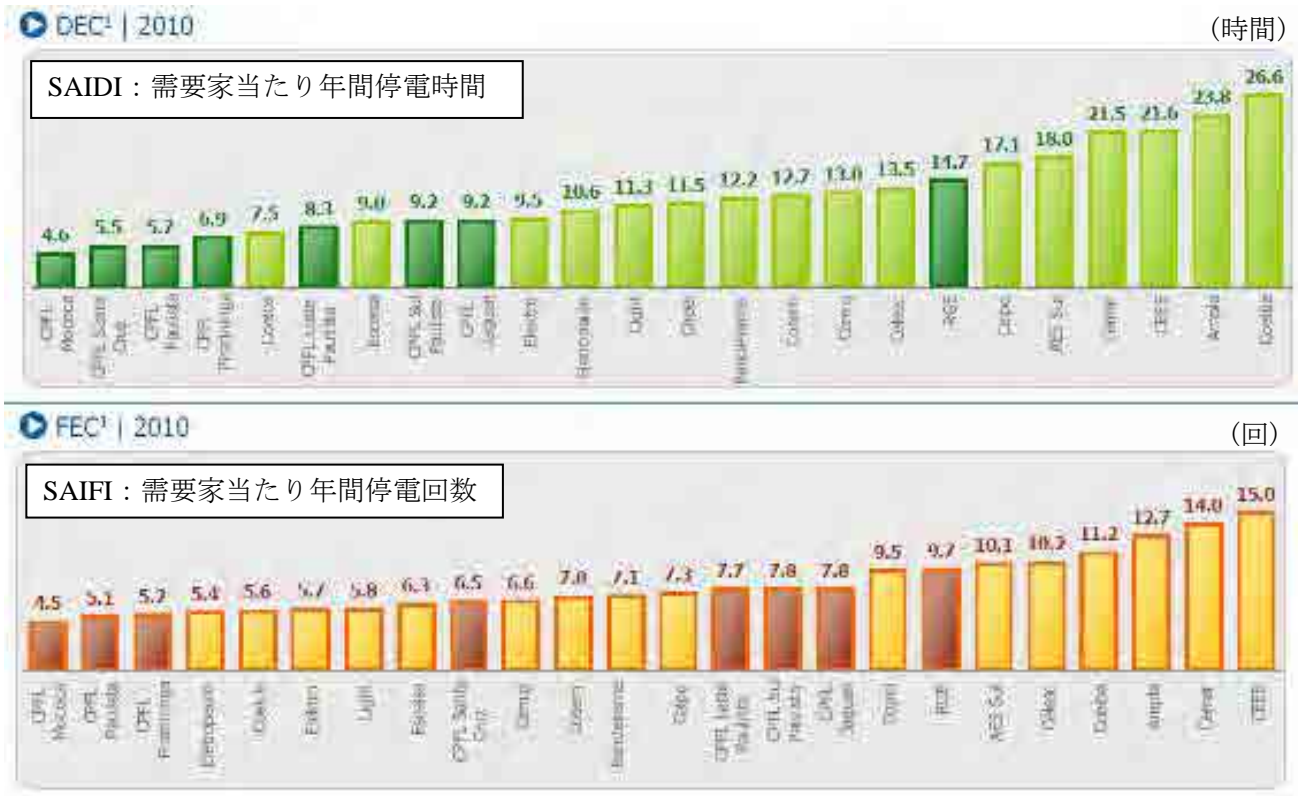


図 4.7.5 各社の SAIDI (DEC)、SAIFA (FEC)

Eletrobras の例

Eletrobras では、以下の 6 地域の SAIDI と SAIFI を示している。これによればアマゾン地域では全国平均の 2 倍の地域もあるが、2009 年と比較して改善が見られる。

表 4.7.2 Eletrobras の SAIDI、SAIFI

SAIDI	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas (Manaus)	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2009	47	21	104 (52)	44	34	9
2010	45	20	41 (72)	32	17	17
SAIFI	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas (Manaus)	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2009	42	16	107 (31)	33	42	21
2010	44	14	32 (60)	32	30	22

#### 4.8 配電会社の技術力・マネジメント力

JICA 調査団は現地調査にて、代表的な 7 つの配電会社を訪問した。その情報収集から訪問した配電会社の技術レベルおよびマネジメント力は以下の理由から、比較的高く、スマートグリッドの設備を運用するのに十分であることを確認した。

- ✓ 街中の配電線は高圧線や支持物、変圧器はよく整備されており、著しく老朽した機器が見当たらないことから、設備管理もされている。多くの会社で GIS による配電設備管理を持っている。
- ✓ 現地での聞き取りから、自社設備の問題点を十分把握されていると感じる。
- ✓ 配電ロスの多くが盗電によるノンテクニカルロスであり、テクニカルロスは広い国土を考慮すれば、高くはない。
- ✓ 特に配電自動化やメータ設備では、新しい機器の導入を検討している。

問題となるのは、技術者不足が考えられる。JETRO 等の聞き取りでは、電機や機械等、工学系の大学卒業生の絶対数が不足して、メーカ各社は人材確保のために高額な給与とその昇給を保障している模様。

ここで、ANEEL の報告書によればスマートグリッドおよび情報通信技術の研究開発を行うために、人材のトレーニングへの投資が必要とある。これらのコストは総額で 2,800,000 レアルと見積もられている。

スマートグリッドに関して、配電会社は各州の大学と協力し、共同研究や人材育成を進めていると聞き取りした。再生可能エネルギーおよび配電自動化などの研究、システム等の人材育成を実施中である。

- ✓ Energia Escola Politecnica Universidade Sao Paulo
- ✓ リオカトリック大学 IEPUC
- ✓ マナウス アマゾン大学 UEA
- ✓ C P q Dカンピーナス研究所
- ✓ UniverCemig





## 第5章 ブラジル国におけるスマートグリッド導入に向けた要素技術について

### 5.1 スマートグリッド要素技術の検討

#### 5.1.1 通信方式の検討

(1) バックボーンネットワーク（主に配電自動化用通信）

配電自動化用通信方式としては、電力線搬送（PLC）、無線（WiFi）、携帯電話（GPRS/GSM）、光伝送が考えられる。その比較を表 5.1.1 に示す。

表 5.1.1 配電自動化（バックボーンネットワーク）の比較（X < △ < ○ < ◎ Good）

	WiFi	Fiber Optic	Wireless (GPRS)	PLC
待ち時間 (Latency)	△	◎	X	X
信頼性	X	◎	X	X
渋滞 (Congestion)	◎	◎	X	◎
回復力 (Resiliency)	△	◎	○	X
成熟度	○	◎	◎	◎
安全性	○	◎	△	◎
拡張性	○	◎	△	X
コスト (保守用)	△	○	△	◎
コスト (電話会社接続)	◎	◎	X	◎
コスト (初期)	X	△	◎	○
計	(25)	(37)	(21)	(27)

WiFi は、伝送距離が短く、その結果として伝送信頼度が低いので高い信頼度が要求されるバックボーンネットワーク用には適さない。さらに、WiFi の伝送装置などに不具合が発生した場合の冗長性（回復力）もないので、回復に時間がかかる。

PLC は、配電自動化用には低信頼性の点で適さない。低速および高速 PLC とも、多くの配電線分岐による反射や変圧器による信号減衰さらに日常的なシステム変更などに対する信頼性で課題がある。さらに、AMR/DR/HEMS（将来）のように多くの需要家情報を収集して伝送するバックボーンネットワークとして活用することを考えると、通信容量の観点から不適格である。

GPRS についても、公衆のネットワークを使用する上でのセキュリティにおいて課題がある。特に、配電自動化のように重要な機器の制御通信を、公衆網を使用することはセキュリティ上問題である。また、DAS の拡張や新しいシステムである HEMS の新設に対するネットワーク



への接続コストも高額となることが想定される。加えて GPRS は、DAS や HEMS のデータ量の増加に伴う、回線のアップグレードなどフレキシブルな対応が困難である。

4つの候補の中での特性では、光ファイバ通信が最適であるが、初期投資コストが高額となることが課題である。

しかし、ブラジルの場合架空配電線が大半であり、低圧架空線に沿って光ファイバを設置できるので、投資コストを大幅に抑制することが可能である。COPEL で確認した光ファイバー(24芯) コストは、約 6,000 US\$/km (据付費含む)と安価。

よって、バックボーンネットワークとしては、高速大容量伝送と信頼性の面から光ファイバ通信が最適である。

(2) ラストワンマイル通信 (主に自動検針用通信)

自動検針用に必要な情報としては

- 下り情報: 50 byte
- 上り情報: 100 byte

30分ごとにデータを収集する条件で

$$(50 + 100) \text{ byte} \times 24 \text{ 時間} \times 2 \text{ 回} \times 31 \text{ 日} = 223.2 \text{ kbyte/月}$$

が必要となる。

自動検針 (ラストワンマイル通信) では、需要家数が膨大であることから低コストを実現することが重要である。

以上の情報量と自動検針に必要なニーズから、考えられる通信方式を比較すると表 5.1.2 のようになる。

表 5.1.2 自動検針 (ラストワンマイルネットワーク) の比較

	Fiber Optic	PLC	Wireless (ZigBee)	Wireless (GPRS)	Wireless (RF Mesh)	Wireless (WiFi)
待ち時間	◎	X	△	X	△	△
信頼性	◎	X	○	○	○	X
回復力	◎	X	◎	△	◎	△
渋滞	◎	○	○	X	○	○
成熟度	◎	○	X	X	X	X
安全性	◎	◎	○	○	○	○
拡張性	◎	X	○*	X	○*	○
コスト (電話会社接続費)	◎	◎	◎	X	◎	◎
コスト (保守費)	○	◎	△	△	△	△
コスト (初期)	X (-5)	○	△	◎	○	○
Total	30	25	27	19	28	24

PLCは、伝送エラー発生頻度が多いことから信頼性が低い。また、伝送エラー回復のためのリトライ処理による伝送時間のオーバーヘッドは、伝送時間ロスとなるので適さない。

一方、WiFiの伝送距離は短く、その結果として信頼性も低い。さらに、伝送装置で不具合が発生した場合の回復力もない。よって、UHF/VHFも適さない。

GPRSは、公共通信網を使うため、ラストワンマイル通信への適用が容易である。

しかし、GPRSには、3つの問題がある。

- 公共ネットワークである為、セキュリティの確保が必要
- ネットワークの管理が、電話会社に依存するため、新規事業への拡張には、電話会社との協議が必要となる。
- 以下に示す通り、回線接続コストが膨大になる。
  - GPRSの回線使用料 (Point of salesの場合)  
1Mb/ユニットであれば、8 R\$/月の費用がかかる (COPELでのヒヤリング結果より)。  
 $223.2\text{kbyte} < 1\text{Mbyte}$   
 $8\text{ R\$} \times 12\text{ヶ月} \times 700,000\text{ 需要家} = 67.2\text{ MR\$} / \text{年}$
  - 回線接続コスト  
COPELのクリチバ市の場合、約70万軒の需要家があることから、  
 $8\text{ R\$} \times 12\text{ヶ月} \times 700,000\text{ 需要家} = 67.2\text{ MR\$} / \text{年}$   
の費用が必要。  
20年間に電話会社に、1344MR\$(約600億円)を支払うこととなる。

以上のように、数の少ないパイロットプロジェクトでは問題ないが、実際の運用段階になると通信会社に支払う回線使用料が膨大となることからGPRS/GSMは推奨できない。

性能面では、光通信が最適であるが、全ての需要家に設置する場合、設置コストが膨大になることが課題である。将来、リモートアクセス、遠隔医療診断、HEMS等、新しい機能やサービスを実施する場合には、大容量データ伝送に最適な光通信を推奨するが、現時点のAMR/DRの情報量であれば低コスト化を優先すべきである。

Zigbeeの伝送速度は、20kbpsから250kbpsでありAMR/DRの情報伝送量に適している。低コストで消費電力も少なく、さらに信頼度の面でも適している。伝送距離は10mから70mと短い。ZigBeeの通信端末間を接続するアドホック機能によりビルの陰などに設置されたスマートメータとの通信も容易である(1つのコンセントレータから最大65,536の接続が可能)。RF MeshはZigBee同様に低コスト/低消費電力であり、マルチホップなメッシュ性能を有しており、冗長性がある。さらに、自律的なシステム構成(self-configuring)機能を有している。しかし、ZigBeeおよびRF Meshとも大容量データが求められる将来のスマートグリッド(HEMS用など)には適していない。将来のスマートグリッドはまだ研究段階で実用化途上であり、現時点、つまり少なくとも十年間ぐらひは、無理のない低コストを選択することが重要である。したがって、至近のAMR/DR用のラストワンマイル通信としては、Zigbee又は

RF Mesh を適用することを推奨する。そのラストワンマイルネットワーク用スマートメータの通信デバイスを、将来交換することで、大容量データ伝送に適した光ファイバ通信へ容易に変更していくことが（バックボーン的光ファイバ網にリンクしていく）可能と考えられる。

### 5.1.2 配電事故検出方式の検討

事故区間を検出後、健全区間に自動融通する機能を含む配電自動化（計算機や通信を活用）を今回提案する。

ブラジルは、架空系統が主体であり日本において使用されている事故区間検出方式が適している。この方式は、配電線の開閉器を順次時限投入し、事故区間を判別する方式であり、計算機がなくても機器のみで事故区間が判別できるが、その手順を図 5.1.1 に示す。

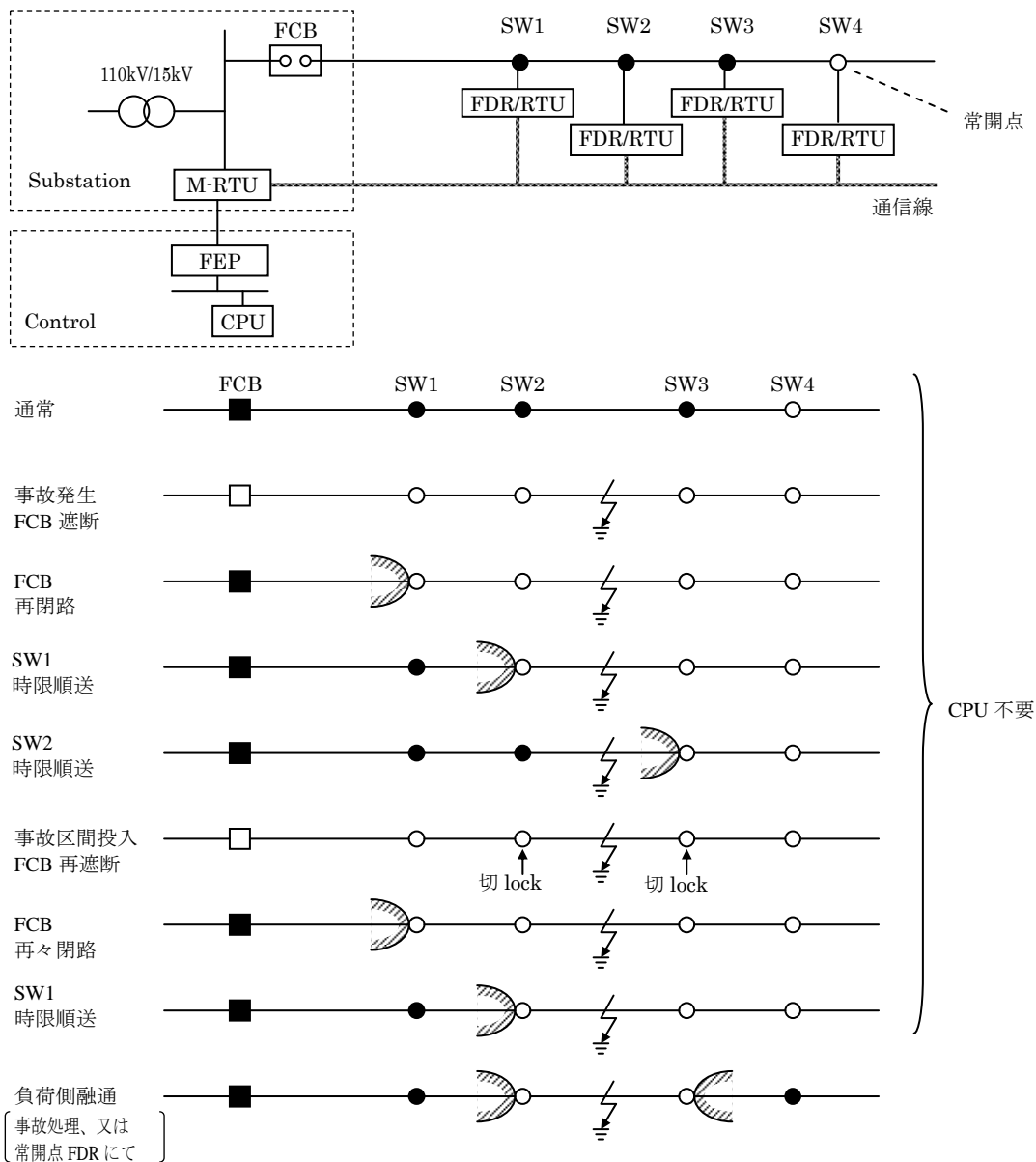


図 5.1.1 架空系統での事故区間検出手順

計算機システムが導入された場合の事故検出は、前述方式と同じであるが事故区間の負荷側への融通方式は、計算機の論理判断で処理される。具体的には、連携された他配電線から電力融通をすることになるが、負荷バランスや電圧ドロップなどを計算機内で論理判断し、融通手順を作成しオペレータに提示する。オペレータは、その手順を見て問題ないと判断すれば、計算機に開閉器操作の実行指示を出す。尚、オペレータの判断無しに、自動融通することも可能である。

ブラジルでは、リクローザが既設に設置されているが、そのリクローザを分岐回路に設置すれば事故手順に問題は発生しない。その結果、既設機器を有効活用することが可能である。

尚、リクローザを幹線にシリーズに何台も設置する案も考えられるが、変電所の CB/数台のリクローザ/需要家 CB との間の保護協調が困難(リレーの誤差や経年変化などにより)である。さらに、ループ点(常開点)からリクローザに逆充電されたり、系統変更操作で他の配電線になったりするので、事故処理が極めて難しく推奨はできない。

### 5.1.3 スマートメータ設置・交換の検討

ブラジル政府は今後 2021 年までに 6,500 万のメータをスマートメータに交換する計画がある。ブラジルにおける現状を踏まえ、スマートメータに必要とされる機能について検討する。

#### (1) スマートメータへのニーズ

ブラジルにおけるスマートメータに対するニーズと必要な機能について以下の表にまとめる。

表 5.1.3 ブラジルにおけるスマートメータに対する主なニーズ

項目	スマートメータによる効果
ノンテクニカルロスの削減	・自動検針による盗電の防止
ピーク負荷の削減	・時間帯別料金計量によるピークシフト ・デマンドレスポンスによるピークカット
業務効率化	・遠隔操作による検針業務省力化
再生可能エネルギーの系統連係	・ネットメータリングの適用

#### (2) スマートメータに関する規定

パイロットプロジェクトでスマートメータを導入した試験を実施している配電会社もあるが、政府からスマートメータに関する正式な規格は未だ決定されていない(2012年1月時点)。ANEELが取りまとめたテクニカルノート「0044/2010」には2008年から始まった検討の経緯とスマートメータに必要な最低限の機能が記載されており、主な内容を以下に記す。詳細な機能・仕様については記載されてはならず今後の検討課題である。

- 停電情報記録機能
  - ✓ 年間平均停電時間(DIC)
  - ✓ 年間平均停電回数(FIC)
  - ✓ 最長停電時間(DMIC)
- 最低4つの異なる時間帯別の計量機能
- 需要家への情報発信

- ✓ リアルタイム電気料金
- ✓ 有効電力，無効電力消費量
- 遠隔操作による電力開閉機能



図 5.1.2 テクニカルノート「0044/2010」

(3) スマートメータが満たすべき基本要件

スマートメータが満たすべき基本要件を以下に記す。これらを実現するためには需要家からコントロールセンター間の通信機能が必要となる。

- 機能： 遠隔検針，遠隔開閉
- 情報： 取り扱う情報は電力量，逆潮流値，時刻情報
- 情報の送信先： 需要化，電力会社双方への情報提供

(4) スマートメータ要素技術の検討

上記(1)～(3)を踏まえ，ブラジルのスマートメータにおいて特に核となる要素技術を検討する。

- ノンテクニカルロス低減に必要な機能

下表にノンテクニカルロス低減に必要なスマートメータの機能を記す。

表 5.1.4 ノンテクニカルロス低減に有効なメータの機能

項目	必要な機能
計量機能停止	・ AMR による計量停止検出機能
誤検針防止	・ AMR 機能
メータ改造による盗電	・ メータのカバーを開いたことを検出するアラーム機能
メータにおける直接接続による盗電	・ 同上
メータの電源側における直接接続による盗電	・ 電圧低下を検出するアラーム機能 ・ 柱上変圧器とその変圧器から供給される需要家における電力量差異を測定することによる，盗電検出機能

● ピーク負荷削減に必要な機能

ブラジル国内においては低圧需要家向けの時間帯別料金制度の大枠が決まっているが、一方で時間帯別料金を計量するために必要なメータの具体的な仕様はほとんど決まっていないのが現状である。ピーク負荷削減に必要なメータ機能の例を以下に記す。時間別の計測機能については、時間帯別の仕分けは計器で行わなくてホスト側で行うことも可能である。

表 5.1.5 ピーク負荷削減に必要なメータの機能

項目	必要な機能
時間帯別料金の適用	電力量計測・保存機能 (例：電力量の 30 分値を保存)
	演算機能 (例：時間帯別の電力を算出・送信 (ホスト側で算出することも可能))
デマンドレスポンスによるピークカット	遠隔操作による電力開閉機能
	需要家への情報送信機能 ✓ リアルタイム電気料金 ✓ 有効電力, 無効電力消費量 等

● その他の機能

今回訪問した配電会社ではスマートメータを業務効率化にも役立てるニーズがある。また、停電情報等を需要家へ提供することによってサービス向上も期待できる。下表で遠隔操作による契約変更機能は ANEEL のテクニカルノートに記載はないが、現場出向による業務が多い場合は有効であると考えられる。

表 5.1.6 ピーク負荷削減に必要なメータの機能

項目	必要な機能
業務効率化	停止・再点機能 ✓ 遠隔操作による電力開閉機能
	遠隔操作による契約変更機能
サービス向上	需要家への情報送信機能 ✓ 有効電力, 無効電力の消費量 ✓ 停電情報

(5) 今後の課題と提言

● 料金負担

スマートメータ取付けに必要な費用は電気料金で回収すべきでないとの意見があり、政府、配電会社等で議論が行われている。特にスマートメータ導入の効果があまり期待できない配電会社はスマートメータの導入に消極的な場合もある。費用負担のあり方は今後の大きな論点の一つである。



● 機能の選定

スマートメータに求められる機能については、関連技術の国内外の動向を踏まえて決められるべきである。例えば、ブラジルにおける HEMS についてはニーズも含めて不確定な要素が多い。また、HEMS 機能がメータに一体化された場合、メータ設置後の技術進歩への対応が困難となる。当面は遠隔検針、遠隔開閉、計測データの収集発信といった基本性能を具備したスマートメータを導入していくことが望ましい。HEMS についてはニーズを踏まえて将来において改めて検討するのが適当である。

● 信頼度の確保

スマートメータには多くの精密機器が内蔵されており、長期に渡って信頼度を維持することが求められる。また、耐雷性能のスペックも検討事項の一つである。スマートメータを導入する際は、最初の段階では試験実施により故障の状況や問題点を把握し、仕様に反映していく必要がある。

● 需要家への情報発信

ブラジル政府はピーク負荷削減を目的として需要家ヘリアルタイム電気料金等の情報を提供することを検討している。しかしながら、ブラジル国民の省エネルギーへの関心は日本よりも低く、費用対効果について更に検証していく必要がある。

5.1.4 再生可能エネルギー(太陽光)の検討

ブラジルでのスマートグリッド技術は配電設備を中心に議論されている。このため現在導入が進んでいる風力発電設備の多くは送電設備に連系されていることから、本調査では配電系統に接続される太陽光発電設備に絞り系統連系に係るスマートグリッド技術の検討を行なう。

現在ブラジルにおいて大型太陽光発電(メガソーラ)で運転開始の設備は、Ceara 州の Taua 発電所のみであり、開発は始まったばかりである。しかし、本稿「2.10.3 太陽光発電」の聞き取り調査結果(一覧表)によれば、メガソーラ案件が多数計画され、数年後多くの太陽光発電設備が運転されることとなる。ここで、多数の太陽光発電が配電設備に連系された場合の問題点を示す。

表 5.1.7 再生可能エネルギーの系統連系に伴う課題

課題項目	予測される問題点	解決策
1. 電圧擾乱	軽負荷時の電圧上昇による PV 出力抑制	バッテリー SVR(電圧調整器)
2. 需給バランス	太陽光発電電力量の変動による、需給バランスの崩壊	バッテリー 太陽光発電装置の制御
3. 単独運転時の安全	フィーダ停電作業時の太陽光発電からの逆潮流による事故	フィーダのモニター 逆潮流防止リレー
4. 保護リレー協調	大量太陽光連系時のリレーの誤動作	モニターによる開閉器操作

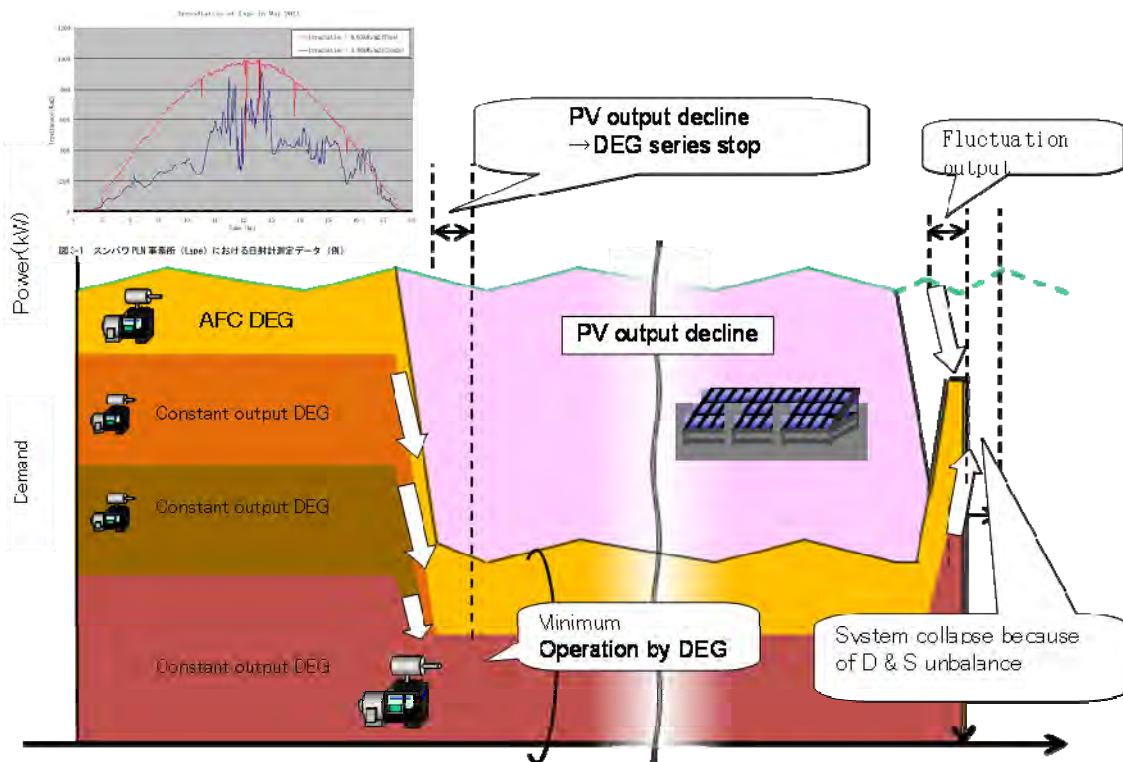
これら問題点の解決策については、基本的に現在は把握できない配電フィーダの情報や太陽光発電設備の情報を取り込むことが有効な手段である。スマートグリッドは配電自動化によるフィーダ情報やスマートメーターによる需要家情報を取り込むことができ、これらの問題を解決することができる。

加えて、ブラジルではアマゾン地方や離島において、マイクログリッドによる電力供給が行なわれており、同地域への太陽光発電の導入による、ディーゼル発電燃料の削減が期待されている。代表的には、アマゾンの中洲 Parintins 市や Pernambuco 州の Fernando de Noronha 島がある。これらマイクログリッドシステムにおいて、数百 kW クラスの太陽光を導入するには、計画時に系統構成の検討や運転開始時にはディーゼルとの協調をとる必要がある。

無秩序に開発されてしまうと、太陽光発電の特性により、予想外の出力制限や全電力システムの系統崩壊にもつながる危険性がある。次のイメージ図のように、太陽光の出力急変により、ディーゼル発電機は順次調整停止されることとなるが、太陽光の出力変動が急なために、ディーゼル追従が難しい場合には、需給バランスが崩れ全系統の停電につながることを危惧される。

これらの対策には、蓄電池の導入が考えられるが、スマートグリッドにより系統情報をモニターかつ制御することができれば、高価なバッテリーを使わずに問題を解決でき、さらに太陽光の発電能力を最大限活用することも可能となる。

このように、スマートグリッドやスマートメーターにより系統情報を細かくモニター・制御することで、将来的に太陽光発電所が導入された場合の電力品質低下の問題を解決することができると期待される。



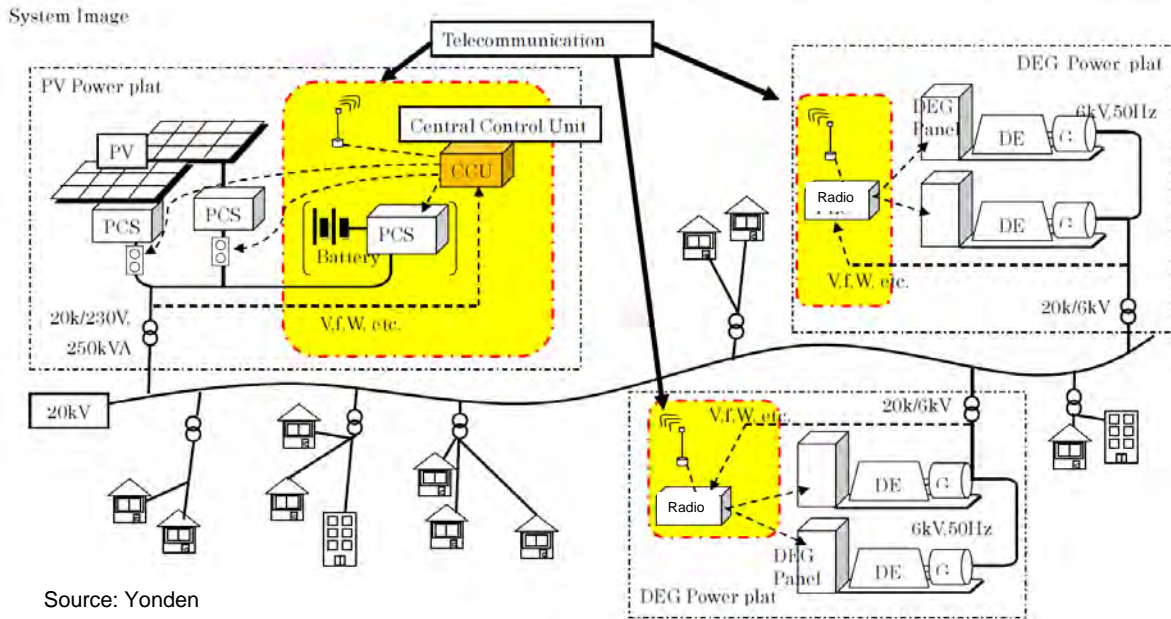


図 5.1.4 スマートグリッドを活用した太陽光発電制御の例

### 5.1.5 コントロールセンターの検討

コントロールセンターの概略構成を、図 5.1.4 に示す。

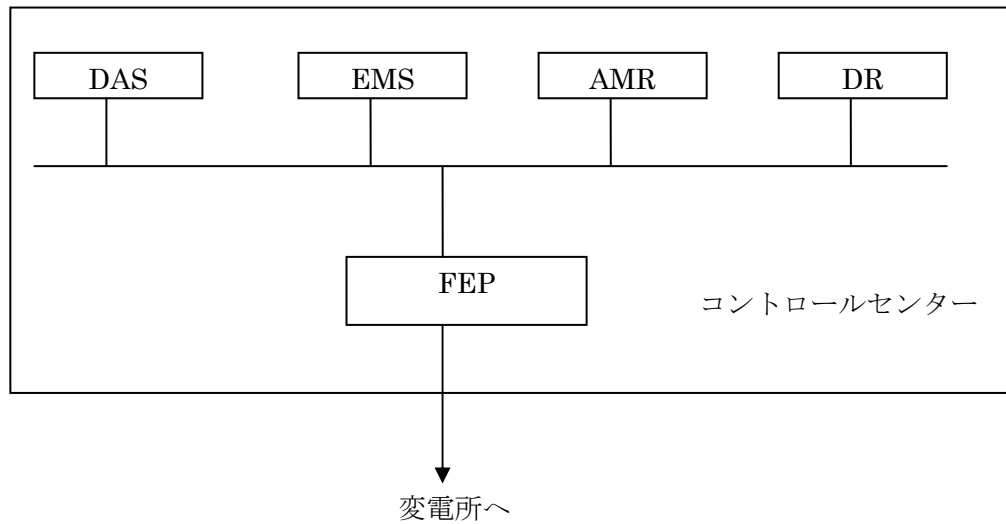


図 5.1.5 コントロールセンター概念図

(1) DAS サーバー

DAS 機能は、

- 事故区間検出と分離、さらに健全区間への自動融通
- 変電所や配電システムのリアルタイム監視・制御
- 過負荷監視と負荷平準化機能
- 力率改善のためのキャパシタ遠隔操作
- SCADA とのデータリンク

などがある。

(2) DR サーバー

データリンクしている上位 SCADA の情報をもとに、負荷の増加で発電余力がないと予想された場合、需要家負荷をあらかじめ定められたエリアごとに一定のローテーションで停電させる処理を行う。

具体的には、状態監視の結果から負荷制限が必要となった場合に、AMR Server に対して、負荷制限エリアのスマートメータに対する切制御指令を通知する。

デマンドレスポンス（内蔵開閉器“切”）の実行は、AMR Server が行う。

同様に、負荷制限が解除可能となった場合に、AMR Server に対して、負荷制限エリアのスマートメータに対する入制御指令を通知する。デマンドレスポンス（内蔵開閉器“入”）の実行は、AMR Server が行う。

このデマンドレスポンスは、住宅向けと工場などの大口需要家向けで異なる。

a. 住宅の場合

デマンドレスポンスにより負荷制限を実行した場合、その住宅は全停電となる。しかし、スマートメータに設けた復電スイッチを押すことで、強制的に復電させることを可能とする。

b. 工場など大口需要家の場合

工場などのように全停電すると支障をきたす場合には、あらかじめ取り決めておいて（例えばエアコン用等）スマートメータを対象に部分停電するようにする。住宅の場合と同様で、スマートメータに設けた復電スイッチを押すことで、強制的に復電させることを可能とする。

なお、このデマンドレスポンスの起動タイミングについては、次のように考える。

このプロジェクトの初期段階では、系統監視エリア全体の過負荷監視を行い、あらかじめ決めておいた基準値を一定時間超過した場合にデマンドレスポンスが起動するようにする。

将来的には、常時需給予測を行い、需給計画が守れなくなりそうなタイミングで、お客さまとの双方向コミュニケーションを経て、デマンドレスポンスが起動するようにしていく。

(3) エネルギー管理システム（EMS：Energy Management System）サーバー

太陽光発電出力変動抑制機能は、配電系統に連系された太陽光パネルの発電出力状態を EMS サーバーで監視し、出力変動に応じて急速充放電蓄電池制御を繰返すことで実現する。

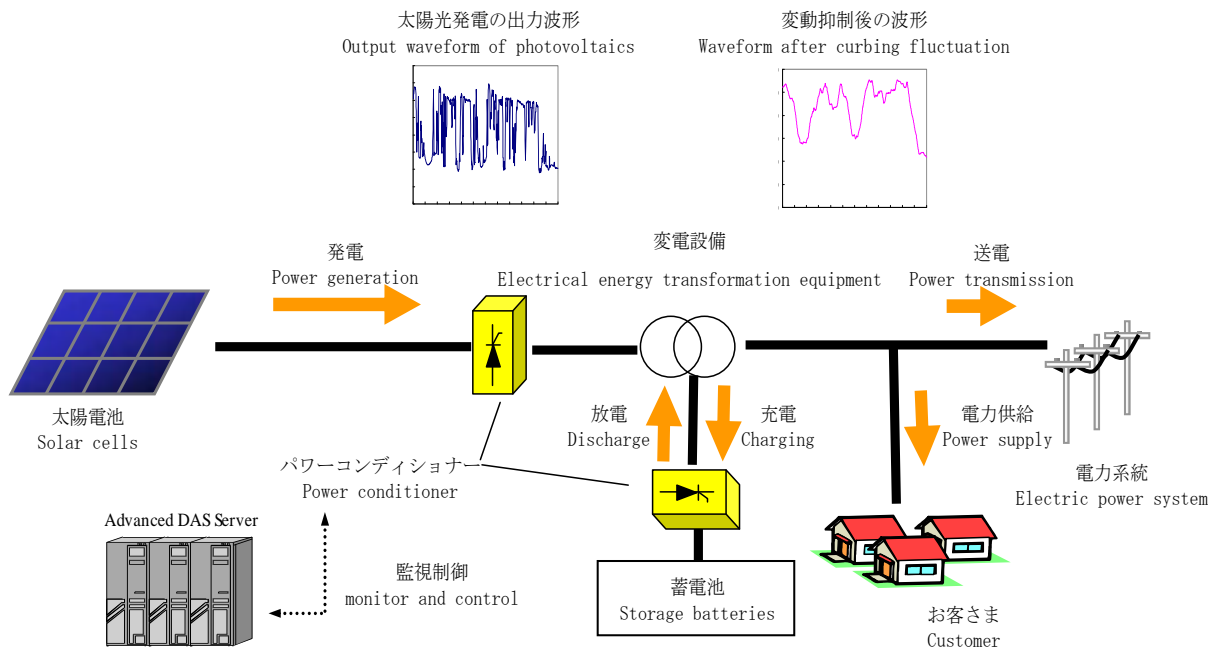


図 5.1.6 太陽光発電出力変動抑制機能の概念図

出典：調査団作成

将来的には、負荷の小さい夜間または午前中に充電し、負荷の大きい時間帯に放電することにより、受電電力ピークを低減する充放電制御（受電電力平準化或いはピークカット）も実現していくことで考える。

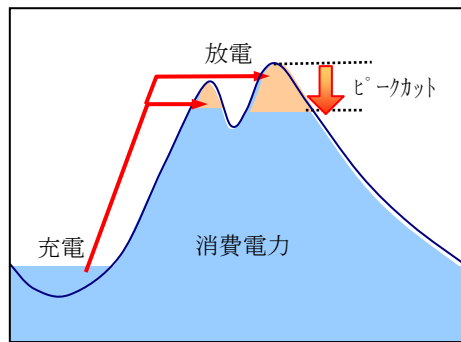


図 5.1.7 受電電力平準化の概念図

出典：調査団作成

(4) AMR サーバー

遠隔自動検針機能は、住宅や工場など大口需要家の消費電力量をスマートメーターの電力量計測部を使って、遠方から検針業務を行う。

計測された消費電力量は、一旦、スマートメーター内に保存されます。AMR サーバーは、この消費電力量を定周期で収集する。

また、AMR サーバーでは、検針日に先月計測した積算電力量との差分を求め、今月の電力使用量を算定したうえで、電力料金計算システムへ情報を引渡し、検針処理が完了となる。  
なお、電力料金計算システムとのデータ自動連系については、将来機能とする。

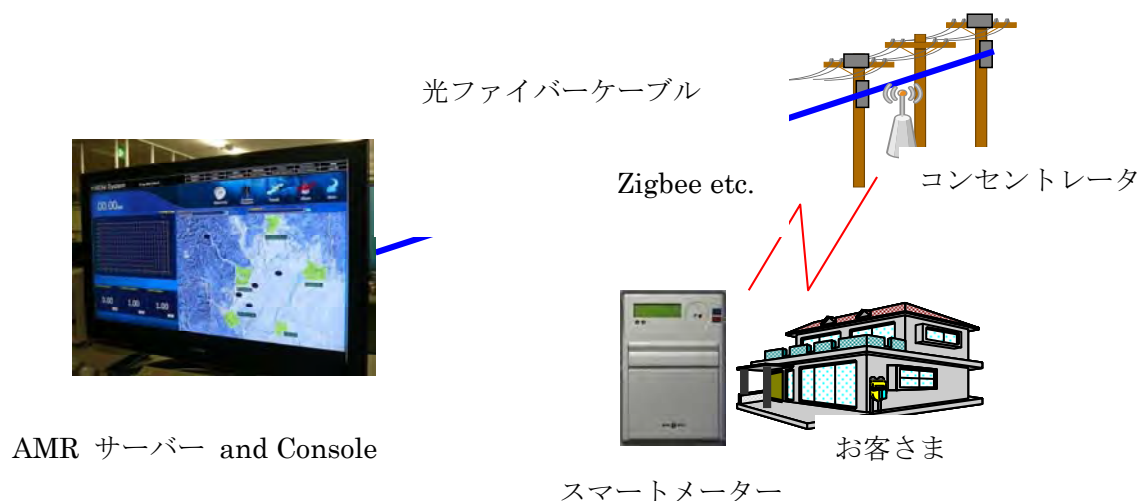


図 5.1.8 AMR の概念図

出典：調査団作成

#### (5) 前処理／補助装置(FEP : Front End Processor)

FEP は、DAS サーバーと AMR サーバーのインターフェースになる装置である。中心となるコンピュータの負担軽減のためにデータの前処理などを行う補助プロセッサなどで、通信制御装置なども含まれる。

### 5.1.6 デマンドレスポンスの検討

デマンドレスポンス (DR)とは、時間的に変化する供給コストを反映した料金単価、若しくは卸電力価格高騰時や需給逼迫時に電力利用を抑制するように設計されたインセンティブに反応して、需要を変化させるものである。

スマートグリッドのコンセプトの中で、配電会社が検討している一つとして、スマートメーターを使った DR プログラムがある。そのシステムはスマートメーター導入世帯に向け、電力会社がエアコンを直接制御する直接 DR (Direct Load Control) および、電力会社からの通知 (価格シグナル) を受け、需要家が主体的にエアコンの設定温度を調整ことによりピーク抑制を推進する間接 DR

(Voluntary Load Control) 2 方式ある。ブラジルは急峻なロードカーブを改善させるために、スマートメータの効果として、この DR を計画・検討しており、現在始まったばかりである。

そのコンセプトは TOU のように事前に決まった時間帯に価格差異 (Time base rate)に加えて、クリティカルピークプライシング (CPP) と呼ばれる電力取引市場の電力価格高騰時のピーク抑制が必要となった場合に、顧客に対して価格シグナルを送り需要家が反応するもの。その媒体は、需要家の表示パネル、ショートメールサービス (SMS : Short Message Service)、インターネット (e-mail)、



電話などが活用される。需要家はこれに参加することで、リベートが返金されるメリットがある。これを incentive-based DR program と呼んでいる。ANEEL ではパブリックヒアリング (#120/2010) 開始して、同システムの導入について配電会社と検討を始めている。

### 【サンタカタリーナ州の CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) の事例】

南部サンタカタリーナ州の配電会社 CELESC は供給電力量でブラジル 6 位の中堅配電会社である。同社では研究開発のパイロットプロジェクトとして次の 3 つのスマートグリッドプロジェクトを進めている。

#### 1) フロリアノポリス地区での DR プログラム

ANEEL からの承認を受けたフロリアノポリス地区での DR プログラムは、同地域の電力の負荷率改善を目的としている。このプロジェクトは 10,000 件の需要家を対象に負荷制御装置を導入するもので、あわせて 3,500 件の需要家へはスマートメータを取り付けている。これによる電力需給の厳しい夏期における停電防止が期待でき、この負荷管理と電力効率利用により電気料金を削減できるとしている。

#### 2) ブルメナウの自動検針システム

また、同社は 3,670 件の需要家の ブルメナウ地区で配電線搬送 PLC (Power Line Communications) 技術を使った自動検針プロジェクトも行なっている。具体的には 1) メータの電子化、2) 各メータとブルメナウ変電所間の通信ネットワークの構築、3) フロリアノポリス本店においてコントロールセンターの導入、である。

この自動検針システムを活用すれば、自動検針、スイッチの遠隔入り切り、ロードカーブ確認、停電の情報記録、電圧の記録が可能となる。

#### 3) 発電から配電まで持続可能エネルギーとしての計画地域

このプロジェクトは代替エネルギーの統合計画として、持続可能な地域を目指し、サンタカタリーナの Sapiens Park で 2011 年に始まった。この代替エネルギーの統合計画は発電から配電、蓄電を含む地域ネットワークシステムと定義されている。

これらは様々な異なった環境における地域での電力供給システムの最適化である。具体的には次の 3 項目から構成される。

- ✓ 地域の運用管理によるエネルギー効率化および品質向上
- ✓ スマートグリッドの活用機会と新たなサービスの提供
- ✓ エネルギーと環境保全の統合

これらのテスト結果は異なる地域での電力品質、エネルギー持続可能そして環境保全のやり方を採用するノウハウの蓄積となり、電力システムの近代化として価値あるものと期待されている。

### 【パラナ州のイタイプの事例】

ブラジル最大の発電会社イタイプでは、スマートグリッドの一環として、電気自動車のバッテリー開発を進め、その中でピーク時間帯の負荷削減の可能性を研究している。下図のように夕方の6時台の20分間を対象に電気自動車のバッテリーから供給することで負荷を削減できれば、KW 価値としてどの程度の効果があるのかを検証している。具体的には最大需要を追加的に1 kW押し下げる回避可能原価を計算している。

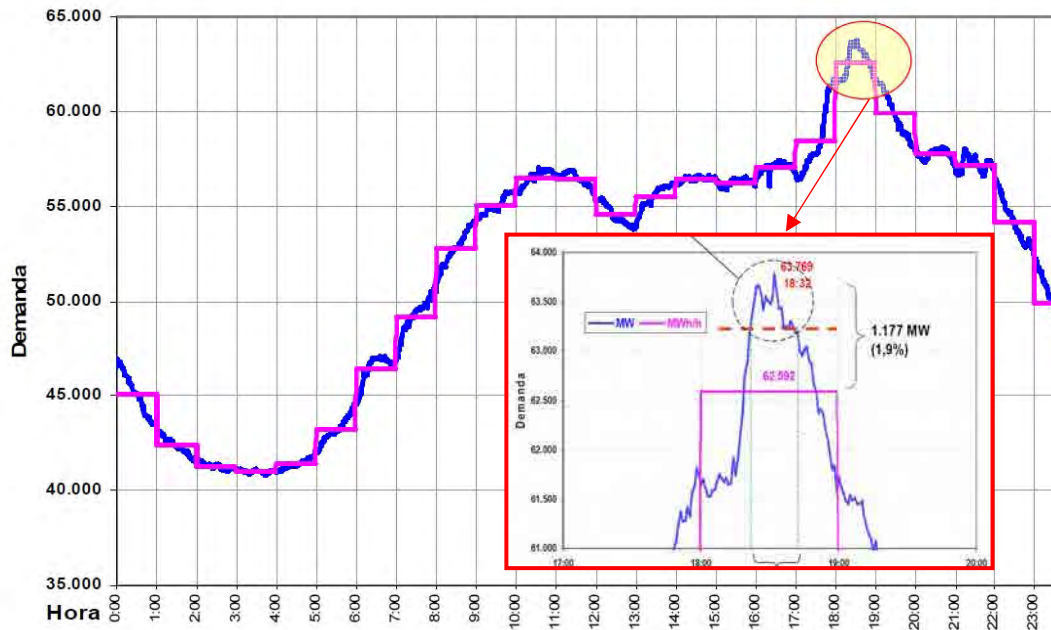


図 5.1.9 ロードカーブとピークデマンド

夕方の20分間のピーク電力400MWを電気自動車のバッテリーで供給することを考えると、相当する水力発電建設コスト600百万USDを削減するために必要な電気自動車は、一台2kWのバッテリー容量とすれば、20万台が必要となる。これは、一台当たりの価値が600百万USD/20万台=3,000USDに置き換えられる。1kW当たりの価値が1500USDと考えればこの社会的便益は非常に大きいと考えられる。ピーク対応策として、このように電気自動車(蓄電池)だけではなく家庭用のエアコンや温水器などのスイッチオフも適応可能であり、将来有望なシステムとして期待されている。

日本でピークシフトとして活用されている深夜電力を活用した温水器は、ブラジルでは検討されていない。その理由はTOUが検討され始めたばかりで、その導入に対してコストメリットが検証されていない。今後は期待できる余地はある

## 5.2 検討結果に基づいたシステム構成と機器

### 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、5.1で示したようにDAS/AMRであり、その構成を図5.2.1に記載する。尚、AMRでスマートメータが設置されれば、DRも容易に可能となる。

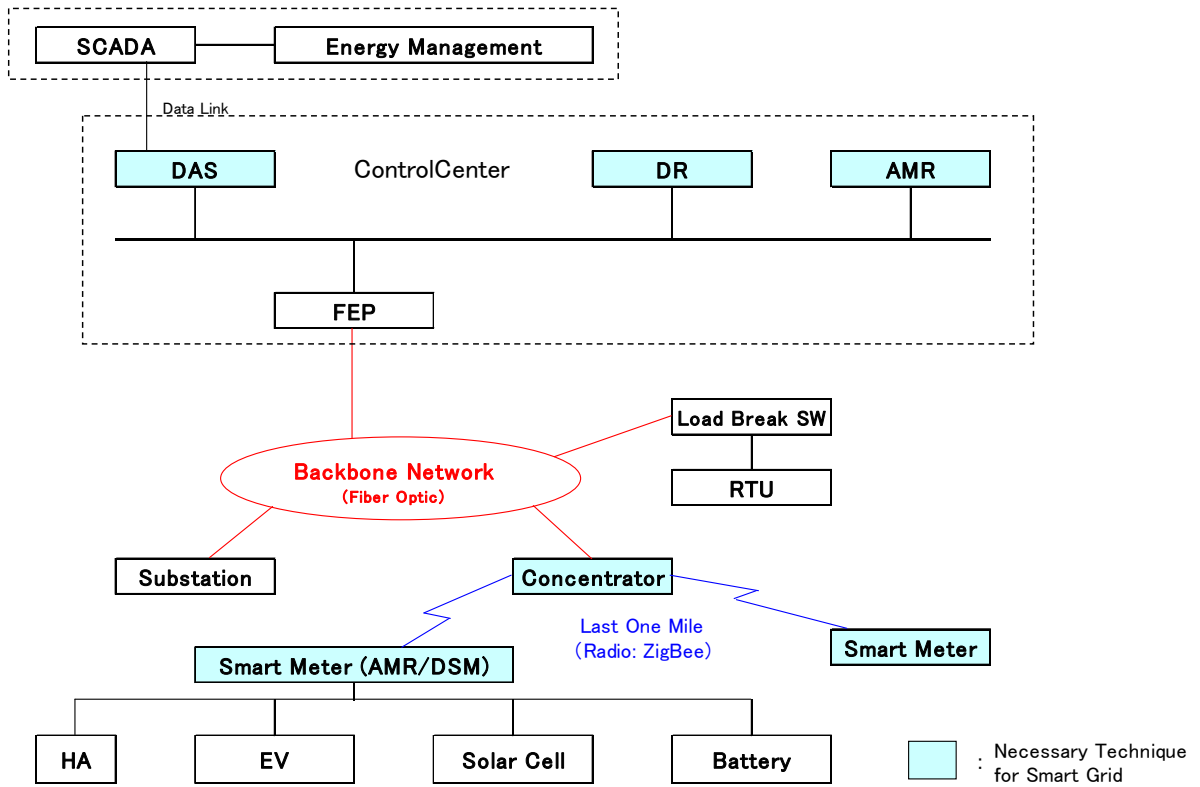


図 5.2.1 システム構成図

構成機器の説明を表 5.2.1/表 5.2.2 に記載する。

(1) コントロールセンター

DAS/AMR のサーバなどで構成。DAS は変電所および配電設備の監視・制御を行う。(DR も容易に対応可能)



図 5.2.2 コントロールセンターのオペレータールーム

(2) 変電所設備

変電所設備として、当該変電所管轄の配電用端末 (RTU : Remote Terminal Unit) を統合するマスターRTU、リレーなど既設との適応装置、バックボーンネットワーク用通信設備等で構成される。

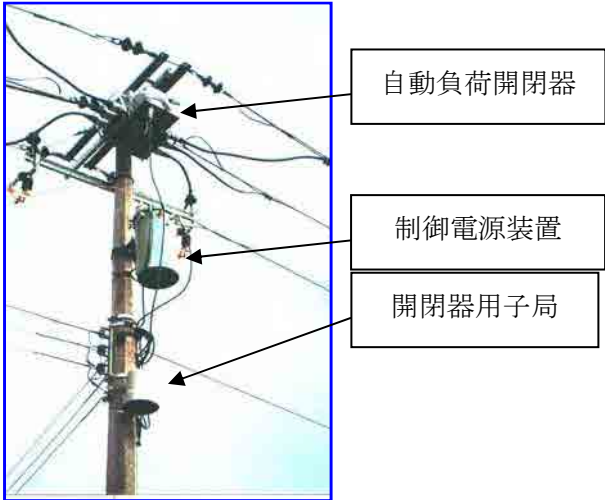


表 5.2.1 変電所設備

装置	設備概要
遠方制御親局 (M-RTU)	遠方制御親局 (M-RTU) は、端末 (RTU) と通信することで、変電所の状態や配電系統の状態を把握します。変電所へ設置します。  (例) 
架空線路遮断器の自動再閉路リレー	自動再閉路リレーは、既存のフィーダー遮断器内へ設置します。  (例) 
トランスデューサ盤	トランスデューサは、変電所内に設置され、変圧器とフィーダーの電圧・電流を測定します。

(3) 配電機器

配電設備として、13.8kV自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタ、などで構成される。  
 さらに各家庭にはスマートメータが設置され、ラストワンマイルネットワークでRTUまたはコンセンレータに接続される。

表 5.2.2 配電機器

装置	設備概要
負荷開閉器 (LBS)	架空フィーダーの負荷開閉器は、開閉器用子局を通して遠方制御されることで自動開閉器となる。 (例) 
制御電源装置 (SPS)	制御電源装置では、制御電源の供給や電圧検出を行います。
開閉器用子局 (RTU)	開閉器用子局は、遠方制御親局を介してコントロールセンターからの制御指令を受信し、負荷開閉器を制御します。
避雷器	架空フィーダー機器は、屋外に実装されるため、雷撃からの保護が必要となる。よって、柱上の配電自動化機器周りには、避雷器を設置することが望ましい。 (例) 
スマートメーター	(例) スマートメーターとは電子式の電力量計で計測結果を送信する通信機能、負荷の開閉機能等を持つ。 

## 2) 留意点

### (1) ループ点（他の配電線との連系点）の追加

- 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。尚、配電線の延長した線に新たな負荷を接続できるので無駄な投資とはならないし、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

- 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）。配電線の幹線およびループ点、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

既設の配電用変電所の監視制御を行うため、既設装置（電圧／電流用トランスジューサ、保護リレーなど）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

コントロールセンターは、多重事故処理や日常的な継投変更に対応できるように、保守管理エリア（例えば営業所単位）ごとに1システム設置する。

システムは地図対応で表示でき、事故で系統変更時にはリアルタイムで状態を表示できるようにする。さらに、配電系統の変更に容易にマンーマシンインターフェシスで対応でき、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、DRやEMSサーバとも容易に連結可能とする）。さらに上位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および配電線に設置のRTU間（バックボーンネットワーク）は光ファイバとする。その光ファイバは架空配電線に沿って布設することで考える。

RTU（およ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またはRF Meshで考える。DAS用RTUにて全てのスマートメータ情報を収集できないので、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。尚、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。



### 5.3 効果

#### 5.3.1 停電時間の短縮効果

##### 1) 停電時間の短縮

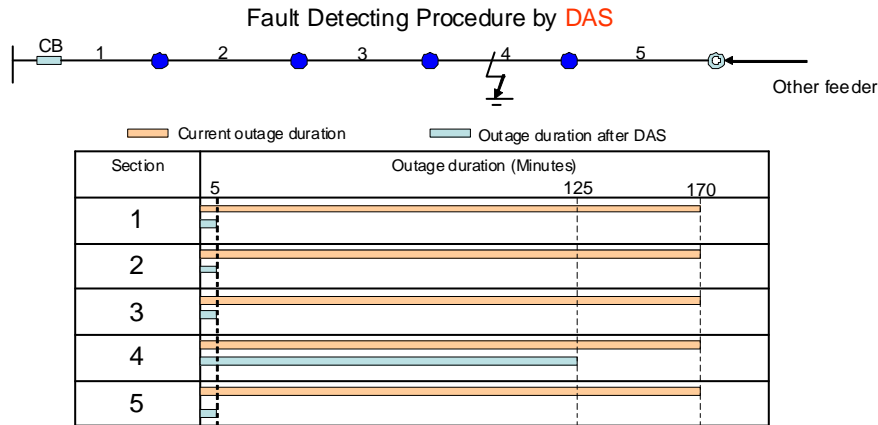


図 5.3.1 DAS による停電時間の短縮効果

図 5.3.1 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全ての区間が時刻間の復旧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。従来の事故処理時間を表 3.5.1 に、DAS 導入後の事故区間の事故処理時間を表 3.5.2 に示す。

表 5.3.1 従来の事故処理時間 (出所：PLN 調査結果をもとに調査団にて作成)

No	事故処理作業内容	事故処理時間	
		累積	作業時間
1	遮断器 (CB : Circuit Breaker) 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

表 5.3.2 DAS 導入後の事故処理時間 (出所: PLN 調査結果をもとに調査団にて作成)

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

DAS 導入後は、事故区間 (図 5.3.1 の 4 区間) は自動分離され他の健全区間 (1, 2, 3 および 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 から 2 分程度) であるので、全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。

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

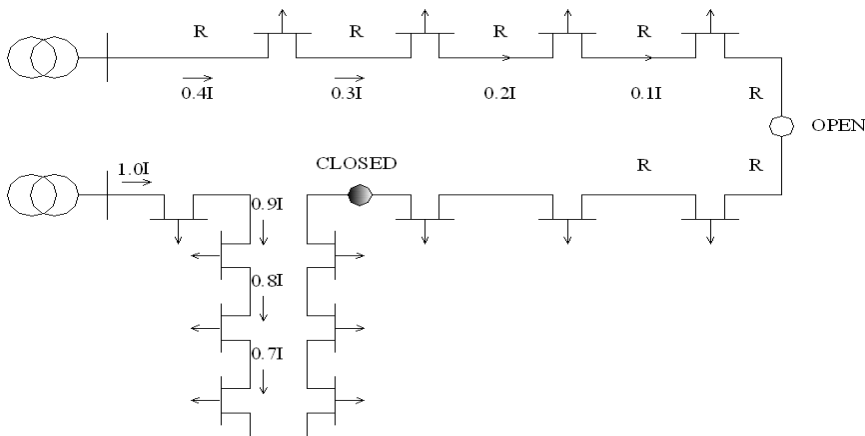
一方、従来の方式であれば、区間あたりの停電時間は 170 分/区間であるので、その低減効果は、区間平均にすると下記のように約 80% である。

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

### 5.3.2 テクニカルロスの低減効果

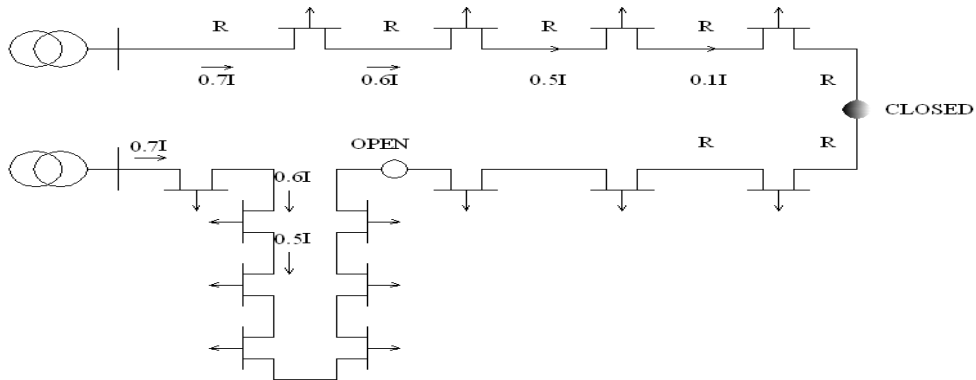
DAS により配電線ごとの負荷状況をリアルタイムに監視できる。その結果、過負荷の配電線が検出されれば、DAS により隣接する配電線に負荷を振り分けることで負荷のアンバランスを改善することができる。下記のようにモデルケースで検討した結果、中圧配電線のテクニカルロスの約 32.5% を改善できる。

#### (1) DAS 導入前のロス



$$\begin{aligned} \text{Total losses} &= (0.4I)^2 \cdot R + (0.3I)^2 \cdot R + (0.2I)^2 \cdot R + (0.1I)^2 \cdot R + \\ & (1.0I)^2 \cdot R + (0.9I)^2 \cdot R + (0.8I)^2 \cdot R + \dots + (0.1I)^2 \cdot R = 4.15 I^2 \cdot R \end{aligned}$$

(2) DAS 導入後のロス



$$\begin{aligned} \text{トータルロス} &= 2((0.7I)^2 \cdot R + (0.6I)^2 \cdot R + \dots + (0.1I)^2 \cdot R) \\ &= 2.80 I^2 \cdot R \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{DAS の効果} &= (4.15 - 2.80) * (100) / (4.15) \\ &= 32.5\% \end{aligned}$$

5.3.3 ノンテクニカルロス低減効果

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表 5.3.3 のように約 70%削減できる。

配電ノンテクニカルロスは、盗電や人的ミスなどが主な原因であるが、AMR の適用により電力量計のカバーを盗みの為にあけるとアラームが出たり、人間を経由することなく電力量など自動検針できるので、ノンテクニカルロスを低減できる。

さらに、スマートメータは既設の機械式タイプより精度がよい。さらに、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のでロス低減に効果的である。

表 5.3.3 ノンテクニカルロス (出所：調査団にて作成)

ノンテクニカルロス		(a)現在のロス (インドの例)	(b)AMRによる低 減効果	プロジェクト後 のロス期待値
メーター	メーターの不良	0.28	0.28 (100%) *1	0
	メーターの機能低下	0.16	0.00 (0%) *2	0.16
	計器用変流器/変圧器 (CT/PT)回路の欠陥	0.80	0.80 (100%) *3	0
	検針の人的ミス	1.42	1.42 (100%) *4	0
盗電	メーター内の人による 回路変更など	0.28	0.28 (100%) *5	0
	直接タッピング (メーターを介さず)	1.42	0.71 (0%) *6	0.71
	直接接続 (メーターなしで)	1.02	0.51 (50%) *7	0.51
トータル		5.38%	4.0 % (74%)	1.38%

\*1: スマートメーターから返信がないと、メーターが不良であると判別できる

\*2: この種のロス低減は別の解決策が必要である

\*3: CT/PT がスマートメータに内蔵されているので問題ない (3相用を除く)

\*4: 人間のミスなく、このシステムにより、正しくメーターが読める

\*5: メーターのカバーを外したりすればセンサーにより判別できる

\*6: この種のロス低減は別の解決策が必要である

\*7: この種の盗電は、RTU 中のデータとスマートメータのデータを比較することでおおよそ判別できる。さらに直接接続時に電圧ドロップが発生しても判別できる。しかしながら、その検出精度は50%ぐらいの低さである。

### 5.3.4 ピークカット/シフトによる電力逼迫改善

電力の需要のピーク対策として、発電所の建設のみ進めていたのではエネルギー効率が悪く、並行してピーク抑制を行うため需要家サイドのエネルギー効率化も進める必要がある。そのピーク抑制手法として、ピークシフトとピークカットがある。

ピーク負荷をピークカットすれば電力不足に効果的であり、発電所の建設を抑制することができる。DRによるピークカットは、需要家によりカットする負荷を次のように分ける。

- ビルや商店、病院、工場など大口需要家はエアコンなど不要不急の負荷をカット
- 一般需要家は、全ての電気をカット

EMS機能を有したDAS(SCADAとリンク)により、負荷が発電容量を超えると予想した場合、DR機能により30分間コントロール可能な地域の負荷を強制停電する。その状況が継続する場合、地域を分けて輪番停電する。需要家が必要と判断すれば手動で復旧可能とする。ただし、手動で復旧した場合、ピーク時の電気料金を高価に制定しておけば、需要家の手動復旧の割合が減るので、DRによるピークカットがより効果的となる。

一般需要家のピーク時負荷は2kW（エアコンが1kWとするとその2倍。ブラジルの場合、現状、半分ぐらいのピーク時負荷と考えられるが将来の需要の伸びを想定）、大口需要家の不要不急負荷は30kWと想定。COPELのクリチバ市の場合、約70万軒の需要家があり、そのうち大口需要家を4万軒と考え、地域を3分割しての輪番停電とすると

$$(2\text{kW} \times 640,000 \text{ 軒} + 30\text{kW} \times 40,000 \text{ 軒}) \times 1/3 = 840 \text{ MW}$$

クリチバ市だけで、840MWの発電所建設を抑制できることとなる。

ピークシフトは、ピーク時に大口需要家に依頼して電力を抑制してもらったり勤務時間をシフトしてもらったりする手法である。さらに、各家庭にスマートメーターを設置し、電力使用量を「見える化」することで需要家の自主的省エネを促進する手法であるが、表示装置設置による大幅なコストアップが課題である。

尚、TOUの適用は、「見える化」しなくとも需要家の判断でピーク時の使用を抑制するので、一定の効果は期待できる。

## 第6章 モデルプロジェクトについて

### 6.1 モデルプロジェクトの候補地について

#### 6.1.1 モデル候補地の選択基準

スマートグリッドのモデルプロジェクト候補地の選定に際し、以下の選定基準を設定した。

- 多様なブラジルの地域的特性を考慮して、代表的な特性を持つ地域であること
- 将来的な JICA による支援が可能な公営企業が望ましいこと
- パイロットとして計画されていても、実施が直近であったり、既に事業参加者が決定していないこと
- JICA による協力支援プロジェクト推進に協力的であること
- パイロットモデルとして他のブラジルの電力（配電）会社に対するショーウインドウの効果が得られそうな状況及び地域であること

以上の基準を考慮しながら、現地調査を行った結果、次の2つの地域を候補地として選択することとした。

- ① クリチバ市（配電会社はパラナ州営 Copel）
- ② マセイオ市（配電会社は国営 Eletrobras 子会社でアラゴアス州をカバーする CEAL）

これらの2候補地は配電会社が公営であり、プロジェクトとしては本調査時点ではまだ実施あるいは参加社は決まっておらず、計画もこれからである。また①クリチバ市は比較的豊かな南の都市の代表として、ノンテクニカルロスが低い、電力供給の信頼性を上げることが優先される地域であり、一方、②マセイオ市は北の比較的所得の低い地域に属し、ノンテクニカルロスが高いことが特徴である。また、①クリチバ市は環境政策や先進的な都市交通システムが有名な都市であり、②マセイオ市は海岸リゾート都市であり、両方ともショーウインドウ効果は非常に高いと考えられる。さらに、現地調査で訪問した際に、JICA による支援に対して、非常に積極的で、協力的であった。特に、クリチバ市は Copel としてのみならず、パラナ州政府としても、プロジェクト実施に対する期待が感じられた、マセイオ市の CEAL はプロジェクト実施の決定権は親会社の Eletrobras にあるとしながらも、プロジェクト実施の期待が表明された。

#### 6.1.2 モデル候補地の概要

##### (1) クリチバ市

クリチバ市はパラナ州の州都であり、人口は約 72 万人、配電会社としてはパラナ州営電力会社の Copel が、図 6.1.1 に示すようにほぼパラナ州全域をカバーしており（一部西地区は民間配電会社）、クリチバ市はそのほぼ中央に位置する。工業団地もあり、東芝や古河電工等の日系企業も立地している。

Copel の支店の情報では、クリチバ市を含む周辺 4 地区で売電量は 7 百万 MWh、収入は 17.2 億レアル、従って平均売電単価は 0.245\$/kWh であり、図 6.1.2 に示すように、クリチバ市の売電単価は他市よりも高くなっている。



図 6.1.1 クリチバ市位置図

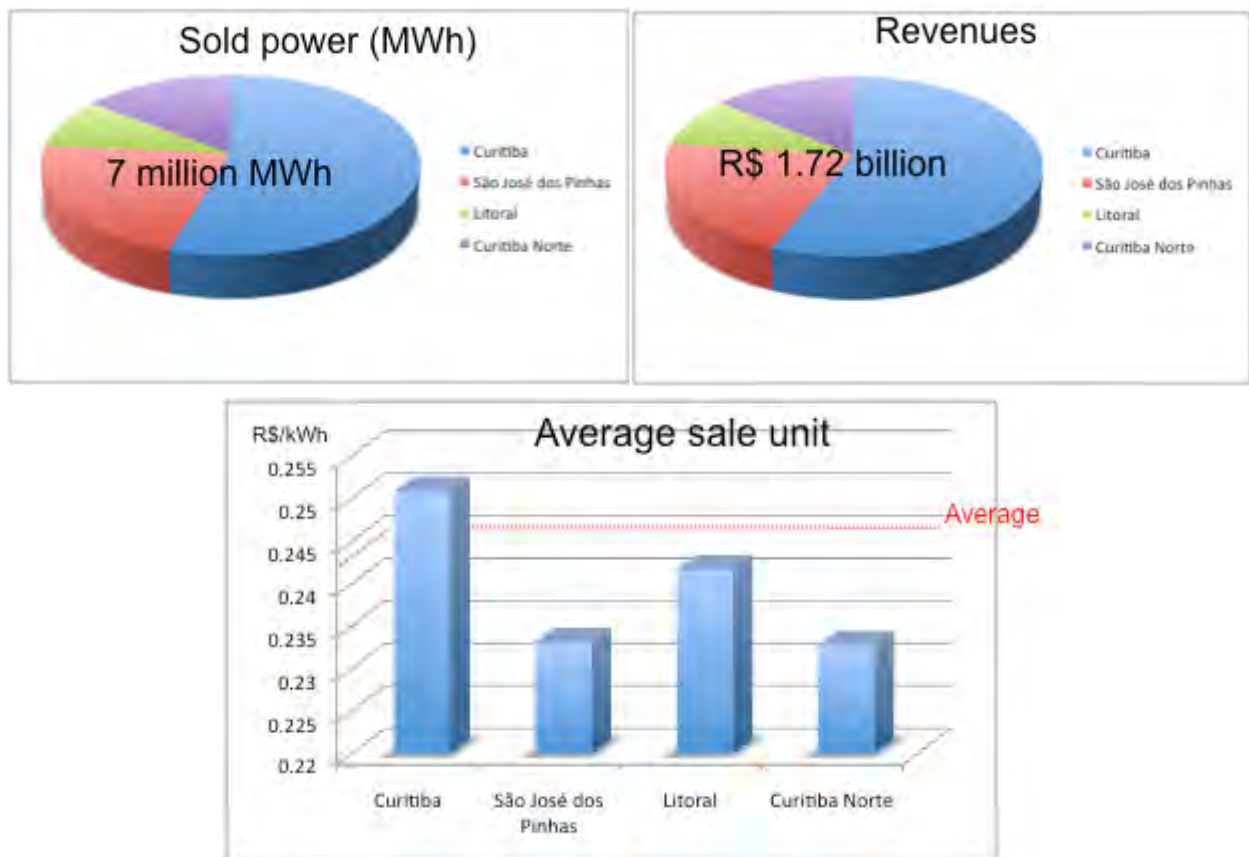


図 6.1.2 クリチバ支店売電状況



(2) マセイオ市

マセイオ市はブラジル北東部のアラゴアス州の州都で、人口は約95万人、配電会社は図6.1.3に示す Eletrobras の配電子会社の1つであるアラゴアス州電力公社 (CEAL) が、アラゴアス州をカバーしている。対象地区は其中でも代表的な海岸リゾート地区である。



図 6.1.3 Eletrobras 配電子会社位置図

出典 : <http://www.lonelyplanet.com/brazil>

6.1.3 モデル候補地の配電状況

両モデル候補地の配電状況は表 6.1.1 のとおりである。

表 6.1.1 モデル地区の配電状況概要

	No. of S.S	No. of feeders	No. of customers	Revenue	Consumption (MWh/year)
(1) クリチバ市	24	197	718,000	MR\$ 968	3,859,217
(2) マセイオ市	2	15	104,200	MR\$ 188	-

	SAIDI 2010 (hours/year)	SAIFI 2010 (times/year)	Technical loss	Non-technical loss	Total loss
(1) クリチバ市	10	9.5	6.5 %	1.5 %	8.0 %
(2) マセイオ市	16	(14)	8.42 %	23.03 %	31.45 %

SAIDI は両地区とも 10 時間以上で多いが、マセイオ市の方が 16 時間で、より多い。ノンテクニカルロスではクリチバ市が 1.5%と低いのに対し、マセイオ市は 23%と高い。規模としてはクリチバ市の方が大きく、収入で見ると、9 倍、顧客数では 7 倍、変電所数ではクリチバ市の 24 に対し、マセイオ市は 2 である。フィーダー線数もクリチバ市の 197 に対し、マセイオ市は 15 である。

## 6.2 モデルプロジェクトのスコープ

2ヶ所のモデル候補地のプロジェクトスコープを表 6.2.1 および表 6.2.2 に示す。

表 6.2.1 COPEL のクリチバ営業所のスコープ

スコープ (機器)	スコープ (数量)	構成機器説明
コントロールセンタ (DAS/AMR)	営業所に 1 システム設置	DAS/AMR のサーバなどで構成。DAS は変電所および配電設備の監視・制御を行う。(DR も容易に対応可能)
フィールド機器 (変電所および配電設備)	24 変電所に設置 配電線は 220 あり、幹線に 3 か所/連系点が 3 か所ある。そのため、配電線あたり $3 + 3 \times 1/2 = 4.5$ 台の自動開閉器を設置。 $220 \times 4.5 = 990$ → 1,000 台	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、13.8kV 自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタ、など
スマートメータ	需要家が 70 万軒あり、10 年間で交換と考え、1 年間には 70,000 台設置	スマートメータは単相と 3 相。電力量計/SW/通信デバイスで構成
力率改善キャパシタ	配電線ごとに 1 台のキャパシタを設置。そのため 220 台。	配電線の途中 (変電所から 2/3 の位置) の架空線に設置。キャパシタ、自動開閉器、RTU などで構成。
光ファイバ (架空用)	0 km (すでに布設済みのため)	光ファイバ (24 芯/SM)。光ファイバはすでに布設されており、そのファイバを活用する。
その他	—	エンジニアリング、予備、税金など

表 6.2.2 Eletrobras Alagoas の Coastal Resort City (CRC) 営業所のスコープ

スコープ	スコープ	構成機器説明
コントロールセン ター (DAS/AMR)	営業所に 1 システム設置	DAS/AMR のサーバなどで構成。DAS は変電所および配電設備の監視・制御を行う。(DR も容易に対応可能)
フィールド機器 (変電所および配電 設備)	2 変電所に設置 配電線は 15 あり、幹線に 3 か所 ／連系点が 3 か所ある。そのため、配電線あたり $3 + 3 \times 1/2 = 4.5$ 台の自動開 閉器を設置。 $15 \times 4.5 = 67.5$ → 70 台	<u>変電所設備</u> 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 <u>配電設備</u> として、13.8kV自動開閉器、RTU、電源変圧器、アレスタ、など
スマートメータ	需要家が 104,200 軒あり、10 年 間で交換と考え、1 年間には約 10,000 台設置	スマートメータは単相と 3 相。電力量計 ／SW／通信デバイスで構成
光ファイバ(架空用)	15 feeder x 20km = 300km 2SS x 50km = 100 km 予備 : 300 km 計 : 700km	光ファイバ (24 芯/SM) を 13.8kV 架空 配電線に沿って布設。
その他	—	エンジニアリング、予備、税金など

### 6.3 モデルプロジェクトのコスト

各々のモデルプロジェクトのコストを表 6.3.1 および表 6.3.2 に示す。

表 6.3.1 COPEL のクリチバ営業所のプロジェクトコスト概算

スコープ	数量	単価	コスト (Million US\$) (数量 x 単価)
コントロールセンター	1 system	-	7
変電所装置	24 変電所(SS)分	0.2 Million US\$ / SS	4.8
配電線機器	1,000 セット	15,000 Million US\$ / set	15.0
スマートメータ	70,000 台 (700,000 台)	100 US\$	7.0 (70)
キャパシタ	220	45,000 US\$	9.9
光ファイバ	0	6,000 US\$/km	0
その他 (エンジニアリング、予備、税金)	50 %	-	21.9 (53.4)
計	-	-	65.5 (160.1)

注 1：スマートメータは 10 年かけて既存のメータを取り替えていくものとし、初期投資額は全体の 10 分の 1 とし、後は毎年 10 分の 1 ずつ替えていって、10 年で全てのメータをスマートメータにするとして、1 年後から 9 年後まで毎年の維持費としているが、もし全体を最初に一気に投資するとすれば、下段の ( ) 内の投資額になる。

注 2：ブラジルの税金は電力料金のところで述べたように種々あり、非常に高く、ここでは JICA ローンで、輸入税はなしと想定しているが、その他の税（たとえば商品流通サービス税、社会統合基金等）があり、その他費用も含め、50%と想定している。

表 6.3.2 Eletrobras Alagoas の Coastal Resort City (CRC) 営業所のプロジェクトコスト概算

スコープ	数量	単価	コスト (Million US\$) (数量 x 単価)
コントロールセンター	1 system	-	7
変電所装置	2 変電所(SS)	0.2 Million US\$ / SS	0.4
配電線機器	70 セット	15,000 Million US\$ / set	1.1
スマートメータ	10,000 台 (104,200 台)	100 US\$	1.0 (10)
光ファイバ	700km	6,000 US\$/km	4.2
その他 (エンジニアリング、予備、税金)	50 %	-	6.9 (11.4)
計	-	-	20.6 (34.1)

注：同上。

## 6.4 モデルプロジェクトの財務効果

### (1) 停電時間の短縮

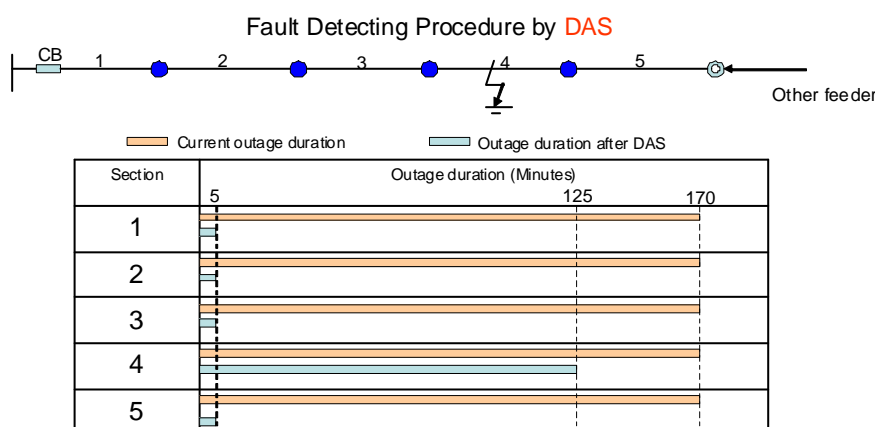


図 6.4.1 DAS による停電時間の短縮効果

図 6.4.1 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全ての区間が時刻間の復旧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 (第 5 章で説明)。

COPEL の CTA および Eletrobras Alagoas の CRC の各々の停電時間 (SAIDI) は下記であり、便益を以下に算出する。

<現状の停電時間 SAIDI>

- COPEL/CTA: 600 分/需要家・年 (2010 年)
- Eletrobras Alagoas (CRC): 960 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、各電力会社の短縮時間は下記。

- COPEL/CTA :  $600 \times 0.8 = 480$  分 (8H) 短縮
- Eletrobras Alagoas/CRC :  $960 \times 0.8 = 768$  分 (12.8H)

<財務効果>

- COPEL/CTA(クリチバ営業所) :

販売電力は、2010年度で908 MR\$ → 2,000 MR\$ (20年平均)

販売電力増加は  $2,000\text{MR\$} \times 20 \text{年} \times 8\text{H} / (365 \times 24) = 36.5\text{MR\$}$  (22 Million US\$)

- Eletrobras Alagoas/CRC(コースタルリゾート市) :

販売電力は、2010年度で188MR\$ → 350MR\$ (20年平均)

販売電力量増加は、 $350\text{MR\$} \times 20 \text{年} \times 12.8\text{H} / (365 \times 24) = 10.2 \text{MR\$}$  (6.4 Million US\$)

(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(第5章で説明)。

さらに、キャパシタを配電線に設置し、力率を改善できればテクニカルロスを低減できる。一例として力率を0.85から0.95に改善した場合、下記計算のように約10%低減できる。

改善電力 =  $(P^2/E^2) \times [1/(0.85)^2 - 1/(0.95)^2] = 0.276 (P^2/E^2) \times R \rightarrow$  約30%改善

1日のうち昼に力率改善のコントロールを行うので、8Hの効果と仮定すると

$$30\% \times 8\text{H}/24\text{H} = 10\%$$

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第5章で説明したように約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。

<COPEL/CTA>

配電ロスは、8% (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1.5%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4%と仮定すると、DASにより42% (32.5%が負荷アンバランスの改善、10%が力率改善効果)改善できるので、 $0.0168 (= 0.04 \times 0.42)$ の配電ロスを低減できることが期待できる。COPEL/CTAの2010年の販売高は908MR\$であり、今後20年間の平均は約2,000MR\$と考えることができる。その結果、DASにより ( $=2,000 \times 0.0168$ )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、**672 MR\$** ( $= 33.6 \times 20$ ) (420US\$)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、 $21\text{MR\$} (=2000 \times 0.015 \times 0.7)$ のロスを低減できる。この効果を20年間で積算すると、**420 MR\$** ( $=21 \times 20$ ) (260 Million US\$)の財務効果をもたらす計算となる。

<Eletrobras Alagoas/CRC>

配電ロス、31.45%(2010年)であり、そのうちテクニカルロス 8.42%とノンテクニカルロス 23.03%に分けられる。

テクニカルロス 8.42%のうち、中圧配電線のロスを 5%と仮定すると、DASにより 32.5%改善できるので、0.016% (= 0.05 x 0.325) の配電ロスを低減できることが期待できる。Eletrobras Alagoas/CRCの販売高は 188MR\$であり、今後 20年間の平均は約 350MR\$と考えることができる。その結果、DASにより 5.6MR\$ (=350 x 0.016) 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、**112MR\$** (= 5.6 x 20) (70 Million US\$) 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、56.4MR\$ (=350 x 0.2303 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、**1,128MR\$** (=56.4 x 20) (705 Million US\$) 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 DR 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。

- ・ 一般需要家は全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 と仮定し 3 地域で輪番停電した場合のピークカットは下記。

$$\text{COPEL/CTA: } (2\text{kW} \times 660,000 \text{ 軒} + 30\text{kW} \times 40,000 \text{ 軒}) \times 1/3 \text{ 輪番} = 840 \text{ MW}$$

$$\text{Eletrobras Alagoas/CRC: } (2\text{kW} \times 100,000 + 30\text{kW} \times 4,200) \times 1/3 = 110 \text{ MW}$$

その経済効果を以下に示す。

<COPEL/CTA>

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 0.2R\$/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年間で次の財務効果が期待できる。

$$0.2 \text{ R\$/kWh} \times 840\text{MW} \times 2\text{H} \times 40 \times 20 \text{年} = 269 \text{ MR\$ (168 Million US\$)}$$

<Eletrobras Alagoas/CRC>

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 0.2R\$/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年間で次の財務効果が期待できる。

$$0.2 \text{ R\$/kWh} \times 110\text{MW} \times 2\text{H} \times 40 \times 20 = 35.2 \text{ MR\$ (22 Million US\$)}$$

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、ブラジル全体での経済効果であり配電会社の財務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。



## 6.5 財務分析(FIRR)

### 6.5.1 財務分析における仮定

財務分析にあたっては、以下の仮定を行っている。

- 需要は増加するとし、年増加率は6.28%と仮定している（10年で約1.8倍）
- スマートメータ以外の機器は最初に一括投資するものとする。
- スマートメータは表6.3.1の注1に示したように、全体の10分の1ずつ取り替えていき、10年間で取替を完了するものとする。投資額としては最初の10分の1とし、その後9年間の取替費用は維持費として算定するものとする。
- スマートメータを10分の1ずつ取り替えていくことから、その効果、即ちノンテクニカルロス減少とピーク時カットの買電価格差収入増については1年後は10分の1からスタートして、10年間で全体の効果が現れるものと想定している（需要増も含む）。したがって、6.3で推定している効果は初年度から全てスマートメータにした場合の平均の効果であるので、この想定により徐々に効果が増えていく場合とは正確にはやや異なる（20年間ではやや少なめになる）。
- 10年後のスマートメータについては故障等が毎年2%程度発生し、取り替えるものとする。
- 機器の毎年の維持費は投資額の1%と想定する。
- コントロールセンターは15年で償却し、15年後に新しいセンターを投資するものとする。
- なお、計算は実質（ネットあるいは固定）価格で行っており、料金は20年間固定とする。

### 6.5.2 財務分析結果

上記の仮定に基づいて、財務分析を行った結果は投資額や効果を含めてまとめると、表6.5.1に示すとおりである。

表 6.5.1 モデル地区のスマートグリッド投資の財務分析結果

効果	Curitiba	Maceio
費用削減及び収入増加の合計	US\$ 809 million	US\$701 million
投資額	US\$ 66 million	US\$20.6 million
維持費合計	US\$ 134 million	US\$23.7 million
財務的内部利益率(FIRR)	21.2%	44.4%

FIRRはクリチバが21.2%、マセイオは44.4%となり、十分財務的に可能である。マセイオ市の方が高いのはノンテクニカルロスの削減効果が大きいためである。いずれにしても、IRRは十分高く、料金を値上げしなくても、DAS及びAMR投資は可能であることを示している。あるいは投資をローンでまかなうとし、また利益をみないとすれば、その利率とこのIRRの差分だけ料金を下げることが可能となる。

実際に配電会社は ANEEL と料金の交渉を行うので、スマートグリッド投資によって、見かけ上利益があがっていけば、ANEEL は料金を下げるよう要求するものと考えられる。しかし、利益が増えるのはスマートグリッド投資による効果であるので、少なくとも投資額の資金回収、即ち資金源がローンであれば、元利償還が可能な利益は確保するような料金とすることが必要で、配電会社と ANEEL はその点を十分考慮しなければならない。

## 第7章 今後の対応について

### 7.1 スマートグリッド推進のための課題と解決に向けた提言

#### 7.1.1 法律の整備

すでにブラジルでは、第3章3.4で記述したようにスマートグリッド推進のための法律の整備が進められているが、欧米等先進国で実施されている政策などと比較すると、必ずしも十分とは言えない。特に下記内容の促進が望まれる。

(1) 省エネの促進： ピークカット／シフトを効果的にするための TOU の促進

3.4で述べたとおり TOUは低圧需要家以外では実施されており、現在は低圧需要家に対する TOUを検討中である。しかし、これを実施するためには機械式メータから電子式メータに取り替える必要があり、そのため数多い一般需要家のメータを一気に変えるのは時間がかかると考えられる。また、スマートグリッドとしてピークカットなどを有効に実施するためには単なる電子式メータというよりもスマートメータに取り替えて行く方が効率的である。したがって、TOUはなるべく早く決定し、かつ希望需要家、あるいは地区的に順番に早期に取替を実施していくことが望まれる。そのための政策、法規制の整備が必要である。

(2) 再生可能エネルギーの導入促進： 固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）の促進、系統連系ガイドラインの作成

3.4で述べられている PROINFAは発電企業に対する固定価格買取制度、また再生可能エネルギー一定量を買取することを義務づける RPS システムで、一般需要家の分散型発電の買取を促進する FIT とはやや異なる。太陽光発電が今後増加することが予想され、また期待されるが、その買取について ANEEL は 3.4.4 に述べているような net-metering、即ち売電価格と同じ価格で買電するシステムを考えているようである。しかし、もし各家庭における太陽光発電パネルのような分散型発電を大きく促進させたい場合は必ずしも同じ価格ではなく、初期には高い価格での買取とし、普及するようになれば価格を下げていくという手法も考えられる。したがって、FIT についてより広く検討し、分散型再生エネルギーの普及政策と一体的に進めていくよう研究した後に FIT を決定する方向を探るべきと考える。また、分散型発電が普及するにつれ、系統連係が難しくなるため、その運用のガイドラインを整備していくことも必要となる。

#### 7.1.2 技術課題とその検証

スマートグリッドに関しては、各国で実績のあるシステムや検証中のシステムがあるが、ブラジルの国情に合わせたものとする必要がある。そのため、各国の実績をもとにブラジルススマートグリッドシステムを立案・設計し、そのパイロットプロジェクトを実施・検証することが重要である。特に検証が必要な項目としては下記。

- 通信方式
- 既設設備との協調（特に事故検出・除去など）
- 設置環境（特に北部の高温・多湿条件など）

### 7.1.3 スマートメータへの円滑な交換

既設の電力量計を一度に交換することは無理であり、古い電力量計から交換していくことが望ましい。日本の場合、検定期間（電子式10年、機械式7年）ごとに交換していくことが可能であるが、ブラジルでも校正が必要と思われる7年または10年ごとの交換が推奨される。その交換期間については、今後検討していく必要がある。

### 7.1.4 人材の育成

スマートグリッドはICTなど新しい技術が主体であり、技術者・保守要員の教育が必要となる。机上での教育とともに、パイロットプロジェクトを通じた実機での研修など、トレーニング計画を整備する必要がある。

### 7.1.5 保守

プロジェクトを構成する機材は、できるだけメンテナンスフリーとする必要がある。特に、保守が必要な下記の設備についても、できるだけ当該電力会社の技術者で対応できるように最初から考慮しておくことが重要である。

- (1) 配電系統の表示（配電系統は需要家の増減などで日常的に変化するので、電力会社の技術者・オペレータで容易に配電系統ソフトウェアの変更にて対応できるような仕様とする。）
- (2) 配電系統図作成・設備データ入力（電力会社の技術者・オペレータで容易に作成・入力できるような仕様とする）

## 7.2 今後の導入に向けたアクションプランの提言

### 7.2.1 日本の優位性

スマートグリッドは、配電自動化(DAS)、自動検針・スマートメータ、エネルギー管理システム(EMS)、太陽光など再生可能エネルギーなどで構成される。その各々のシステムの優位性（競争力）とスマートグリッドシステム全体としての優位性について以下に記載する。

#### (1) DASの優位性

我が国は、電力供給の信頼性という意味においては、既に高い技術力を有しており、他国に比べて優位性がある。

1960年以降、日本の配電技術は、信頼度向上への対応を背景に発展してきた。

DAS(Distribution Automation System)についても同様に、膨大な設備と日常的に変化し続ける配電系統に対し、供給信頼度の向上や設備の効率的運用などを目的に進化を続けてきた日本発の技術である。この日本発のDAS技術を、論文などで海外に紹介する中、世界の国々が近年開発・導入に取り組んでいる。具体的に、中国や台湾では日本のDASをベースに導入が進みだしており、韓国は日本との技術協力をベースに勉強し10年以上前から導入を始めている。最も競合する韓国は、為替などの影響でコスト競争力はあるものの、経験が乏しいことと、DASの進化という点で一步先を行く日本の技術に後追いとなっており、日本の優位性は続いているといえる。

ヨーロッパは配電系統の信頼度を軽視してきたためノウハウはなく、経験豊富な上位SCADAの延

長線上で配電SCADAに近年取り組みだしている。日本が世界で初めてDASを国際学会で論文発表しIEEEでもDASとして認められその名称がインドを含むアジアやブラジルなど南米で浸透したが、ヨーロッパはIECを活用しDMS(Distribution Management System)と名称を変えて、標準化を図ってきている。このヨーロッパのSCADAの延長線上方式は、日本のDASに比べ次の点で課題がある。

- SCADAの延長線上の技術であり、配電用変電所の監視制御では問題ないが、配電システムの監視制御では課題がある。具体的には、設備数が少なく系統変更の殆どない上位送電系統用SCADAではオペレータの負荷は問題ないが、膨大な設備情報を有し日常的に変更する配電系統では、全てをオペレータが判断していたのでは処理できない。さらに、台風などの災害時は事故が多発するのでオペレータの負担がより深刻になる。日本のDASの場合、事故が発生すると事故区間の判別とその事故区間までの融通は自動で行うことができるのでオペレータの負担を軽減できるし、事故処理・復旧のスピードアップが図れる。
- 事故の検出方式として、ヨーロッパは都市部が地中系統のため電流方式が採用されている。永久事故が殆どである地中系統では、事故の拡大を防ぐ意味でも電流方式が優れている。しかし、架空系統では、樹木接触など瞬時的な事故が多いことから再閉路を行う電圧方式が適している。この電圧方式は日本固有の優れた技術である。もし、ヨーロッパの電流方式を架空系統に採用すると、再閉路成功事故でも長時間停電することになるので効率が悪い。さらに、電流方式の場合バッテリーが必須であり、面的に広がった膨大な配電設備のバッテリーを、架空で定期的に交換することは膨大な労力となる。(電圧・電流方式については別紙に詳細を記載)
- 配電系統では、毎日新規の需要家が増減するのでそれに合わせて配電線を新設するなど日常的に変化している。そのような系統の表示変更や情報のデータ変更を日常的に行う業務が発生する。一方、上位のSCADAでは、送電線の新設はめったになく、その折に計算機の製造業者に変更委託することで問題ないため、電力会社自らがメンテナンスするソフトにはなっていない。一方、配電系統では、日常的にメンテナンスを行わねばならず、上位SCADAの延長線上の機能ではその製造委託費は膨大となる。

日本のDASは、配電系統専用に作られているため、上述課題はクリアしている。日本の技術の優位性は、その裏返しであり次に要約する。

- 事故区間の自動判別、事故区間までの電源側は自動融通。負荷側健全区間への自動融通(過負荷の回避など最適計算をベースに)。災害時の多重事故や変電所事故など広範囲の事故でも自動融通可能。 → オペレータの負担軽減やミスの回避

- 日本は、電圧方式・電流方式の両方の事故検出方式を有している。そのため、相手国の実情に合わせて最適な事故処理手法を提案できる。また、地中と架空系統が混在しても容易に対応できる。
- 日本は、日常的なメンテナンスが客先で容易に対応できるように（WSのマンマシンインターフェイスにて）、メンテナンスソフトが整備されている。
- メンテナンスコストの大幅削減と客先技術者のITスキルアップ

尚、日本が開発・導入している電圧方式は、欧米にはない技術であり、日本固有の優れた技術である。前述以外の特長としては、

- 計算機や通信線といった設備がなくても事故区間判定や分離が可能であること（簡易なDAS）
- そのため、欧州で採用されている電流方式よりも簡易なDASの場合、安価で済むこと。
- 田舎の配電系統は簡易なDAS/都市部は計算機・通信線を使用したフルのDASなど配電系統の状況に応じた段階的なシステム導入ができること  
などがあげられる。

## (2) 自動検針・スマートメータの優位性

日本では約30年前からAMR(自動検針)の開発が進められ、大口の需要家向けに実用化されている。近年は、スマートメータを活用した先進的なAMR(AMI)のモデル検証が行われている。この先進的なAMR(AMI)システムは、消費電力量を遠隔検針するだけでなく、DRやスマートメータに内蔵しているスイッチの入切制御など、需要家との双方向コミュニケーションを実現することができる。

これらの技術については、NEDOや米国ニューメキシコ州政府と協力して行う実証事業において、国内では実現が困難なDRによる需給制御への影響を分析するなど、既に実証試験が始まっている。このコア技術は、本プロジェクトでもそのまま適用することができるため、ソフトウェアの製作方法次第では、他国の企業に比べて安価なシステム開発ができる強みがある

尚、スマートメータ単独では、仕様上の差別化技術はなくコスト競争となる。日本はコスト競争では厳しく優位性はない。

## (3) エネルギー管理システム(EMS)の優位性

日本は、高い電力供給信頼性を誇る電力系統監視制御技術を有しているが、欧米に比べ海外での経験はない。しかし、この技術力をベースにした次世代EMSが、既に日本企業で開発されている。

この次世代EMSは、太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーをはじめとするスマートグ

リッド内の分散型電源と、蓄電池の効率的な連携ができ、供給信頼度の向上と系統運用の高度化を実現することができる。

また、急激な太陽光発電の出力変動が、電力系統へ悪影響を及ぼさないよう、蓄電池を用いる出力変動抑制装置も既に日本企業で開発されている。

これらの技術については、沖縄宮古島の独立型電力系統へ、太陽光発電などの再生可能エネルギーを大量導入して、系統連系した場合の影響を解析するなど、既に実証試験が始まっている。このコア技術は、本プロジェクトでもそのまま適用することができるため、ソフトウェアの製作方法次第では、他国の企業に比べて安価なシステム開発ができる強みがある。

#### (4) 太陽光の優位性

太陽光発電は、中国や韓国とのコスト競争が厳しく優位性はない。しかし本邦企業においては、高効率で温度特性に優れるシリコン結晶とシリコンアモルファスのハイブリッドパネルや、化合物系パネルを得意とする企業もあり、同一設置スペースからより多くの出力が得られるため、詳細検討に当たって、これらの採用を検討することで、本邦企業に優位性が生じる可能性がある。

**蓄電池**としてリチウムイオン電池は、現在多くの国で開発・製作を行っているが、日本では国を挙げた研究プロジェクトで大型蓄電池を開発してきており、電力貯蔵用の大型の領域に関しては、本邦企業の優位性を得ることが可能であると考えられる。

また、太陽光、蓄電池のインバータ設備は、DASとの親和性、高機能、高効率の観点から、本邦企業の優位性があり、システム一体での調達の際に優位となる可能性がある。

#### (5) システム全体の優位性

スマートメータや太陽光パネルのように機器単体の入札の場合、コスト競争となり日本企業は弱い。海外企業、特に中国や韓国との競争になると、為替や低人件費などの影響でそのコスト差は歴然としてくる。しかしながら、DASやAMR、その通信インフラを加えたシステム全体で考えると、韓国はまだまとめあげる経験・技術力はない。また、中国は機器単体の会社はあってもスマートグリッドシステム全体をまとめあげる会社は現時点では殆どない。アメリカはスマートメータを主体としたAMRシステム、ヨーロッパはSCADAの延長線上のDMS/太陽光・風力など再生可能エネルギー/スマートメータ など単一のシステムで提案・受注活動を行っている。そのため、システム全体での受注活動は現時点ではないが、システムとしての市場が膨らんでくればいずれは参入してくることが予想される。その欧米との競争において、日本の進んだDASを組み込んだトータルのスマートグリッドシステムでは、日本の技術力が優れており有利といえる。その優れた技術を客先に理解させ入札仕様書に反映できるかどうかが課題であり、その技術に熟知した日本のコンサルタントがコンサル業務を行うことが重要となる。



## 7.2.2 ブラジルスマートグリッド市場への参入に向けたアクション

ブラジルでは、スマートグリッド/スマートメータについて、2016年までパイロットプロジェクトの検証結果を見ながら、その後本格導入を始め、2030年までに完成する計画である（ABRADEEの見解）。

欧米は、このパイロットプロジェクトに対し、資金援助も含め積極的に活動しており、その活動を通じてスペックインを狙っている。日本は、優位性のある技術・システムをもっているが、ブラジル側の入札仕様書に反映されず欧米寄りの仕様書になると、本邦企業は競争上不利となり勝てない恐れが大である。それを避けるには、入札仕様書に日本の優れた技術を反映させることが必須であり、そのためには、先ずパイロットプロジェクトを通じて日本の優れた技術・システムをブラジル側が経験し、その効果を確認することが重要である。その結果、日本の支援によるパイロットプロジェクトが、日本の優れた技術・システムの有効モデルとなり、多くの他の電力会社が見学を訪れ、その成果を実績として理解することが可能となる。その結果、日本の優れた標準技術・システムがブラジルの他の多くの電力で採用されることが期待できる。（ブラジルでのデファクトスタンダード化）。

その有効モデルとしてのパイロットプロジェクトについては、ブラジル側としても初めてのシステムであり、リスクの少ない受け入れやすい方法を考える必要がある。そのためには、日本の支援が必要であり、利率などに魅力のある円借款の活用が有効と考える。このパイロットプロジェクトの成果を集約し、ブラジルにとって適切なスマートグリッドの機能や仕様を決定し、2017年以降、ブラジル全土に本格適用していくことを推奨する。尚、7.1.1に述べたとおり、スマートグリッド推進のための法律の整備も重要であり、2016年度までに整備されることが望まれる。

